

本資料のうち、枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉審査資料	
資料番号	KK67-0034 改35
提出年月日	平成28年4月5日

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について

平成28年4月

東京電力ホールディングス株式会社

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

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

1.9 参考文献

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

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

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

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

3. 重大事故

- 3.1 雰囲気圧力・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 代替循環冷却を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合

- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- 3.4 水素燃焼
- 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

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

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

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

添付資料 目次

- 添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要
- 添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
- 添付資料 1.5.1 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 添付資料 1.5.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について
- 添付資料 1.7.1 有効性評価における判断基準と有効性評価結果, 評価における不確かさの関係について

- 添付資料 2.1.1 安定状態について
- 添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.3 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 2.1.4 7 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.5 7 日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

- 添付資料 2.2.1 安定状態について
- 添付資料 2.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.3 7 日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

- 添付資料 2.3.1.1 敷地境界での実効線量評価について
- 添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.3 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.1.4 逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について
- 添付資料 2.3.1.5 安定状態について
- 添付資料 2.3.1.6 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））
- 添付資料 2.3.1.7 7 日間における水源の対応について（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））
- 添付資料 2.3.1.8 7 日間における燃料の対応について

	(全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))
添付資料 2.3.1.9	常設代替交流電源設備の負荷 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失))
添付資料 2.3.2.1	全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の 24 時間運転継続に期待することの妥当性について
添付資料 2.3.2.2	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗)
添付資料 2.3.4.1	事故シーケンスグループ「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」の特徴及び対応の基本的考え方
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 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
添付資料 2.3.4.3	7 日間における水源の対応について (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
添付資料 2.3.4.4	常設代替交流電源設備の負荷 (全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗)
添付資料 2.4.1.1	安定状態について
添付資料 2.4.1.2	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
添付資料 2.4.1.3	7 日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
添付資料 2.4.1.4	7 日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
添付資料 2.4.1.5	常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))
添付資料 2.4.2.1	安定状態について
添付資料 2.4.2.2	解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
添付資料 2.4.2.3	7 日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
添付資料 2.4.2.4	7 日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))
添付資料 2.5.1	評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性
添付資料 2.5.2	自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について
添付資料 2.5.3	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 初期炉心流量の相違による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.6 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響
- 添付資料 2.5.7 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響
- 添付資料 2.5.8 外部電源の有無による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.9 SLC 起動を手動起動としていることについての整理

- 添付資料 2.6.1 中小破断 LOCA の事象想定について
- 添付資料 2.6.2 安定状態について
- 添付資料 2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(LOCA 時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.4 LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について
- 添付資料 2.6.5 7 日間における水源の対応について (LOCA 時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.6 7 日間における燃料の対応について (LOCA 時注水機能喪失)

- 添付資料 2.7.1 インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等
について
- 添付資料 2.7.2 安定状態について
- 添付資料 2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(インターフェイスシステム LOCA)
- 添付資料 2.7.4 7 日間における燃料の対応について (インターフェイスシステム LOCA)

- 添付資料 3.1.2.1 炉心損傷開始の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異
について
- 添付資料 3.1.2.2 格納容器気相部温度が原子炉格納容器の健全性に与える影響について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
- 添付資料 3.1.2.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)における
炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について
- 添付資料 3.1.2.4 安定状態について (代替循環冷却を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.5 原子炉格納容器内に存在する亜鉛の反応により発生する水素の影響
について
- 添付資料 3.1.2.6 非凝縮性ガスの影響について
- 添付資料 3.1.2.7 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 3.1.2.8 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について

- (雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却を使用する場合)))
- 添付資料 3.1.2.9 注水操作が遅れる場合の影響について
- 添付資料 3.1.2.10 7日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.11 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却を使用する場合)
- 添付資料 3.1.2.12 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却を使用する場合)
- 添付資料 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)時において代替循環冷却を使用しない場合における Cs-137 放出量評価について
- 添付資料 3.1.3.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.1.3.3 安定状態について(代替循環冷却を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却を使用しない場合)))
- 添付資料 3.1.3.5 7日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.6 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却を使用しない場合)
- 添付資料 3.1.3.7 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)：代替循環冷却を使用しない場合)
- 添付資料 3.2.1 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
- 添付資料 3.2.2 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」,「MCCI」の評価事故シーケンスの位置付け
- 添付資料 3.2.3 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について
- 添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について(高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.2.5 7日間における水源の対応について(高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.2.6 7日間における燃料の対応について

(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

- 添付資料 3.3.1 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(炉外 FCI)に関する知見の整理
- 添付資料 3.3.2 水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価
- 添付資料 3.3.3 **原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性**
- 添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について
(原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)
- 添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響
- 添付資料 3.3.6 プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧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について (水素燃焼)
- 添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

- 添付資料 3.5.1 安定状態について
- 添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響について
(溶融炉心・コンクリート相互作用)
- 添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合の下部ドライウェルのコンクリートの浸食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価

- 添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について
- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 1)
- 添付資料 4.1.6 7 日間における水源の対応について(想定事故 1)
- 添付資料 4.1.7 7 日間における燃料の対応について(想定事故 1)

- 添付資料 4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.2.2 想定事故 2 において微開固着及びクラック破断を想定している理由

- 添付資料 4.2.3 6号及び7号炉 使用済燃料プールサイフォンブレーカについて
- 添付資料 4.2.4 安定状態について
- 添付資料 4.2.5 評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.6 7日間における水源の対応について(想定事故2)
- 添付資料 4.2.7 7日間における燃料の対応(想定事故2)

- 添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失における
基準水位到達までの余裕時間と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定
の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定状態について
- 添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響について
- 添付資料 5.1.6 評価条件の不確かさの影響評価について
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)
- 添付資料 5.1.7 7日間における燃料対応について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

- 添付資料 5.2.1 安定状態について
- 添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.3 7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応(運転停止中 全交流動力電源喪失)
- 添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中 全交流動力電源喪失)

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

- 添付資料 5.4.1 反応度の誤投入における燃料エンタルピー
- 添付資料 5.4.2 安定状態について
- 添付資料 5.4.3 解析コードおよ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 反応度誤投入の代表性について

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

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

本原子炉施設において、「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」、「運転中の原子炉における重大事故」、「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」及び「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」（以下「重大事故等」という。）が発生した場合にも、炉心や燃料の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器の破損及び敷地外への放射性物質の異常な水準の放出の防止のために講じることとしている措置（以下「重大事故等対策」という。）が有効であることを示すため、以下のとおり、評価対象とする事故シーケンスを整理し、対応する評価項目を設定した上で、計算プログラムを用いた解析等の結果を踏まえて、設備、手順及び体制の有効性を評価する。

1.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定

本原子炉施設を対象とした確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）の知見等を踏まえ、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じである事故シーケンスのグループ化を行い、措置の有効性を確認するための代表的な事故シーケンス（以下「重要事故シーケンス等」という。）を選定して、対応する措置の有効性評価を行う。

有効性評価に際しては、事故の様相やプラントの特徴を踏まえて有効性を確認するための評価項目を設ける。

具体的には「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」による。

1.1.2 評価に当たって考慮する事項

有効性評価は、「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故

の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合性状況説明資料（以下「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」という。）で講じることとしている措置のうち、「設置許可基準規則等への適合性について（重大事故等対処設備）」で重大事故等対処設備としている設備を用いたものを対象とするが、手順及び体制としてはその他の措置との関係を含めて必要となる水源、燃料及び電源の資源や要員を整理した上で、安全機能の喪失に対する仮定、外部電源に対する仮定、単一故障に対する仮定及び運転員等の操作時間に対する仮定等を考慮して、原則として事故が収束し、「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」については原子炉が安定停止状態に、「運転中の原子炉における重大事故」については原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に、「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」については使用済燃料プール水位が回復し、水位及び温度が安定した状態に、「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」については原子炉が安定状態（以下「原子炉等が安定停止状態等」という。）に導かれる時点までを対象とする。

具体的には「1.3 評価に当たって考慮する事項」による。

1.1.3 有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価において使用する計算プログラム（以下「解析コード」という。）は、事故シーケンスの特徴に応じて、評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象や運転員等操作に有意な影響を与える現象（以下「重要現象」という。）がモデル化されており、実験等を基に妥当性が確認され、適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものを選定して使用する。

具体的には「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」に示す解析コー

ドを使用する。

1.1.4 有効性評価における解析の条件設定

有効性評価における解析の条件設定については、「1.3 評価に当たって考慮する事項」による仮定等を考慮するとともに、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。また、解析コードや解析条件の不確かさが大きい場合には、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。

具体的には「1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針」による。

1.1.5 解析の実施

有効性評価における解析は、評価項目となるパラメータの推移のほか、事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施し、その結果を明示する。

なお、事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ、解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ、評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

1.1.6 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確認し、それらの影響を踏まえても、措置の実現性に問題なく、評価項目を満足することを感度解析等により確認する。

具体的には「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

よる。

1.1.7 必要な要員及び資源の評価

必要な要員及び資源については、発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定して整備することから、それぞれの観点から最も厳しい重大事故等を考慮しても、少なくとも外部支援がないものとして所内単独での措置を7日間継続して実施できることを確認する。

具体的には「1.8 必要な要員及び資源の評価方針」による。

1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定

重大事故等対策の有効性を確認するため、重大事故等のそれぞれについて、以下のとおり、事故シーケンスのグループ化、重要事故シーケンス等の選定及び有効性を確認するための評価項目の設定を行う。

炉心損傷防止対策及び運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループ、並びに格納容器破損防止対策の有効性を確認する格納容器破損モード（以下「事故シーケンスグループ等」という。）の選定に当たっては、アクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を対象として実施した PRA の結果を活用する。

「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」に対しては、原子炉施設内部の原因によって引き起こされる事象（以下「内部事象」という。）を対象とするレベル 1PRA に加えて、PRA が適用可能な外部事象として地震、津波それぞれのレベル 1PRA を活用する。「運転中の原子炉における重大事故」に対しては、内部事象レベル 1.5PRA を活用する。「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」に対しては、停止時レベル

1PRA を活用する。

PRA を実施した結果，本原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は 10^{-4} /炉年程度，格納容器破損頻度は 10^{-6} /炉年程度，運転停止中の炉心損傷頻度は 10^{-8} /定検程度である。

また，現状 PRA が適用できない地震，津波以外の外部事象については，当該外部事象により誘発される起因事象について分析を実施した結果，いずれも内部事象レベル 1PRA で想定する起因事象に包絡されること及び炉心損傷後の原子炉格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから，新たに追加すべき事故シーケンスグループはない。

なお，有効性評価における重要事故シーケンスと「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準（以下「技術的能力審査基準」という。）」，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（以下「設置許可基準規則」という。）」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（以下「技術基準規則」という。）」との関連を第 1.2.1 表に示す。

ここで記載している事故シーケンスグループ等の選定の考え方については，「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」に示す。

1.2.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

1.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「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」については，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対し，原子炉施設の安全性を損なうことがないように設計することが求められる構築物，系統及び機器がその

安全機能を喪失した場合であって、炉心の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスを、本原子炉施設を対象とした PRA の結果を踏まえてグループ化し、それぞれに対して重要事故シーケンスを選定し、評価を行う。

(1) 事故シーケンスの抽出

内部事象レベル 1PRA においては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の成功及び失敗の組合せをイベントツリーを用いて網羅的に分析し、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 1.2.1 図に内部事象レベル 1PRA におけるイベントツリーを示す。

地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA においては、内部事象と同様にイベントツリーを用いた分析を実施し、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第 1.2.2 図に地震レベル 1PRA の階層イベントツリーを、第 1.2.3 図に地震レベル 1PRA のイベントツリーを、第 1.2.4 図に津波レベル 1PRA の津波高さ別イベントツリーを、第 1.2.5 図に津波レベル 1PRA のイベントツリーを示す。

地震や津波の場合、各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの、喪失する安全機能が内部事象と同じであれば、炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため、事故シーケンスは内部事象と同じである。また、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA では、複数の安全機能が地震又は津波によって同時に損傷する事象や、建屋・構築物等の損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも取り扱う。

具体的には、地震レベル 1PRA では、建屋の損傷や原子炉圧力容器等の大型静的機器の損傷、計測・制御機能喪失によって原子炉施設が監視及び制御不能となる事象等、緩和設備への影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており、これらは直接、炉心損傷に至る事象と

して取り扱う。

津波レベル 1PRA では、浸水高さに応じ、当該高さに設置されている安全機能が機能喪失する評価モデルとしており、浸水高さに応じた安全機能の喪失の状態毎に津波特有のシーケンスとして抽出する。

なお、LOCA では、原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準などが異なるため、流出の規模に応じて以下のとおりに分類する。

a. 大破断 LOCA

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の両端破断のように、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、自動減圧系の作動なしに低圧注水系によって冷却が可能となる規模の LOCA である。

b. 中破断 LOCA

大破断 LOCA と比較して破断口が小さく、減圧が緩やかなもので、低圧注水系による炉心冷却には自動減圧系の作動が必要となる規模の LOCA である。また、破断流量は原子炉隔離時冷却系の容量以上であり、原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保は不可能である。

c. 小破断 LOCA

中破断 LOCA より破断口が小さなもので、原子炉隔離時冷却系のみでの水位確保が可能な規模の LOCA である。また、減圧が緩やかなため、低圧注水系による炉心冷却には、自動減圧系の作動が必要である。

d. Excessive LOCA

大破断 LOCA を上回る規模の LOCA であり、ECCS 注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。

(2) 事故シーケンスのグループ化

PRA の知見を活用して抽出した事故シーケンスを、重大事故等に対処す

るための措置が基本的に同じとなるよう、炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。なお、PRA では LOCA 時の注水機能喪失シーケンスを、破断口の大きさに応じて大破断 LOCA、中破断 LOCA、小破断 LOCA に詳細化して抽出しているが、いずれも LOCA 時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、LOCA 時注水機能喪失に該当するものとして整理する。

- a. 高圧・低圧注水機能喪失
- b. 高圧注水・減圧機能喪失
- c. 全交流動力電源喪失
- d. 崩壊熱除去機能喪失
- e. 原子炉停止機能喪失
- f. LOCA 時注水機能喪失
- g. 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

津波特有の事故シーケンスでは、津波高さに応じた複数の安全機能の喪失を考慮したが、これについては、その喪失により、最も早く炉心損傷に至る安全機能あるいは安全機能の組合せの事故シーケンスグループとして、上記の a. 及び c. に整理した。

また、地震特有の事象で、以下に示す 5 つの事故シーケンスは、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することが困難なことから、上記の事故シーケンスグループと直接的に対応せず、炉心損傷に直結するものとして抽出している。

- ・ Excessive LOCA
- ・ 計測・制御系喪失
- ・ 格納容器バイパス(地震による配管の格納容器外での破損と隔離弁の閉失敗の重畳)

- ・ 格納容器・圧力容器損傷
- ・ 原子炉建屋損傷

これらの各事故シーケンスグループによる炉心損傷頻度には、必ずしも炉心損傷に直結する程の損傷に至らない場合も含んでおり、実際には地震の程度に応じ、機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合、これらを用いた対応に期待することにより、炉心損傷を防止できる可能性もあると考えられるため、過度な保守性を排除することで各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は、現在の値よりも更に小さい値になる。また、地震後に機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待した上で、それらのランダム故障により炉心損傷に至る場合の事故シーケンスは、内部事象レベル 1PRA により抽出された上記の a. から g. の事故シーケンスグループに包絡されるものと考えられること及びそれらに該当しない深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ、電源、放水設備等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることから、これらの各事故シーケンスグループを有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして追加する必要はない。

(3) 重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、共通原因故障又は系統間の機能の依存性、炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間、炉心損傷防止に必要な設備容量及び事故シーケンスグループ内の代表性の観点で、より厳しい事故シーケンスを選定する。

a. 高圧・低圧注水機能喪失

起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象（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)を起因とし、逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は、炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による低圧注水を実施する状況を想定した場合、事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって減圧されている場合の方が、減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく、低圧注水が可能となるまでの時間が短縮できると考えられ、対応が容易になると考えたためである。

また、本事故シーケンスグループには津波特有の事故シーケンスが含まれているが、これについてはその対策が止水対策であり、事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため、重要事故シーケンスとして選定しないものとした。

b. 高圧注水・減圧機能喪失

起回事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象(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)を起回事象とし、逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は、炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による原子炉減圧を実施する状況を想定した場合、事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって減圧されている場合の方が、減圧に必要な逃がし安全弁の容量が少なく、低圧注水が可能となるまでの時間が短縮できると考えられ、対応が容易になると考えたためである。

c. 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、機能喪失の状況が異なる4つの事故シーケンスが抽出されたため、これらを以下の4つの詳細化した事故

シーケンスグループとして分類し、重要事故シーケンスとして選定する。

(a) 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系により炉心冷却を継続するが、蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して、原子炉隔離時冷却系が機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」のみであることから、これを重要事故シーケンスとして選定する。

(b) 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗」のみであることから、これを重要事故シーケンスとして選定する。

(c) 全交流電源喪失+直流電源喪失

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源と全ての直流電源が喪失し炉心損傷に至るものである。

また、本事故シーケンスグループには津波特有の事故シーケンスが含まれているが、これについてはその対策が止水対策であり、事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため、重要事故シーケンスとして選定しないものとした。

発生原因が津波特有の事故シーケンス以外には、本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「外部電源喪失+直流電源喪失」のみであることから、これを重要事故シーケンスとして選定する。なお、

全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機(DG)を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、全交流動力電源喪失となる。

(d) 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着することにより、原子炉隔離時冷却系も機能喪失し炉心損傷に至るものである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗」のみであることから、これを重要事故シーケンスとして選定する。

d. 崩壊熱除去機能喪失

起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象(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)を起因とし、逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象+崩壊熱除去失敗」を選定する。

逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は、逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスと逃がし安全弁の再閉失敗を含むシーケンスを比較した場合、逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスの方が炉心損傷頻度が高いためである。

ここで、崩壊熱除去機能喪失については、RHR フロント系故障とサポート系故障の場合で、炉心損傷防止対策が異なることを踏まえて、「過渡事象+崩壊熱除去失敗(RHR フロント系故障)」及び「過渡事象+崩壊熱除去失敗(RHR サポート系故障)」を重要事故シーケンスとする。

なお、LOCA を起因とする事故シーケンスについては、崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めて事故シーケンスグループ「f. LOCA 時注水機能喪失」で評価することから、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の選定対象から除外している。

e. 原子炉停止機能喪失

起因事象発生後の出力変化及び原子炉格納容器に与えられる蒸気負荷の観点で厳しい、過渡事象（反応度投入の観点で最も厳しく、格納容器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閉を選定）を起因とする、「過渡事象＋原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、原子炉停止機能喪失に関連して抽出される事故シーケンス「大破断 LOCA＋原子炉停止失敗」、「中破断 LOCA＋原子炉停止失敗」、「小破断 LOCA＋原子炉停止失敗」については、反応度投入の観点では原子炉が減圧されることから「過渡事象＋原子炉停止失敗」よりも事象進展が緩やかな事象である。

重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能に期待する場合、LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスは、LOCA を伴う事故シーケンスグループに包絡される。また、LOCA と原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの炉心損傷頻度は他の事故シーケンスグループの事故シーケンスの炉心損傷頻度と比較しても極めて小さい。

これらを踏まえ、反応度投入の観点で最も厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

f. LOCA 時注水機能喪失

配管破断規模の大きさによる原子炉冷却材流出流量が多く水位の低下が早いため、原子炉注水開始までの余裕時間が短い中破断 LOCA を起因とする。また、重畳する注水機能喪失のうち、低圧注水機能喪失については、減圧機能喪失による場合と、低圧 ECCS そのものが機能喪失する場合は考えられるが、減圧機能である逃がし安全弁は十分な台数が備

えられていることを踏まえ、代替となる注水設備に要求される設備容量の観点で厳しい低圧注水機能喪失が重畳する、「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、上記の重要事故シーケンスは、低圧 ECCS 注水失敗が含まれており、低圧 ECCS の機能喪失は残留熱除去系による崩壊熱除去機能にも期待できないこととほぼ同義であることから、事故シーケンスグループ「d. 崩壊熱除去機能喪失」の LOCA を起因とする事故シーケンスを包含する。

g. 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)に係る事故シーケンスは、「インターフェイスシステム LOCA」のみとしていることから、これを重要事故シーケンスとして選定する。なお、格納容器バイパス事象としては原子炉冷却材浄化系等の高圧設計の配管の原子炉格納容器外での破断事象も想定できるが、これは PRA の検討の中で高圧設計の配管の破損頻度が低圧設計の配管の破損頻度に比べて小さい傾向にあることを理由に考慮の対象から除外している。

なお、国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても、全ての状況に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとしては、以下の事故シーケンスが抽出されている。

①大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗

②全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗

①については、格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを確認しており、これを除く事故シーケンスを対象に、重要事故シーケンスの選定を実施している。

②は地震 PRA から抽出された事故シーケンスであり、炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスであるが、喪失する安全機能が明確であることから炉心損傷に直結する事故シーケンスとはしていない。この事故シーケンスにおける原子炉停止失敗の支配的な要因は地震による炉内構造物の損傷であるが、これは地震の最大加速度が地震発生と同時に加わるという、現状の保守的な PRA のモデルによって評価されるものであり、現実的には、炉内構造物の損傷確率が高くなる加速度に到達する前に、原子炉スクラムに至ると考えられる。

以上のとおり、②の事故シーケンスの炉心損傷頻度は保守的に評価されており、現実的に想定すると、本事故シーケンスによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいと判断したことから、本事故シーケンスは炉心損傷防止対策又は格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスから除外している。

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2.2 表に示す。

1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては、炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。

- (1) 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。具体的には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。

- (2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が，最高使用圧力 8.62MPa[gage]の 1.2 倍である 10.34MPa[gage]を下回ること。
- (3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.62MPa[gage]を下回ること。
- (4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

また，格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では，上記の評価項目に加えて，敷地境界外での実効線量を評価し，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこととして，発生事故当たり 5mSv 以下であることを確認する。

ここで，原子炉格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については，漏えい経路になる可能性がある原子炉格納容器バウンダリ構成部に対して，規格計算又は試験にて，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉における仕様を踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており，継続的に評価条件を維持していく。

ここで記載している，原子炉格納容器本体，シール部等の原子炉格納容器バウンダリ構成部の健全性については，「付録 2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」に示す。

1.2.2 運転中の原子炉における重大事故

1.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故」については，著しい炉心損傷の発生後，格納容器が破損に至る可能性があるとして想定する格納容器破損モードを，本原子炉施設を対象とした PRA の結果を踏まえて選定し，格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1) 格納容器破損モードの抽出

内部事象レベル 1.5PRA においては、事象進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、格納容器破損モードの抽出を行う。

具体的には、事象進展を炉心損傷前、原子炉圧力容器破損前、原子炉圧力容器破損直後、原子炉圧力容器破損以降の長期の各プラント状態に分類して、それぞれの状態で発生する負荷を抽出し、事象進展中に実施される緩和手段等から第 1.2.6 図に示す格納容器イベントツリーを作成し、格納容器破損モードを抽出して整理する。

(2) 格納容器破損モードの選定

格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを、事象進展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。ここで、水素燃焼については、本原子炉施設では、運転中は原子炉格納容器内の雰囲気を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、PRA で定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素置換の有効性を確認する観点で、格納容器破損モードとして挙げている。

- a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- d. 水素燃焼
- e. 溶融炉心・コンクリート相互作用

また、上記に分類されない格納容器破損モードとして、以下の格納容器破損モードを抽出している。

- ・原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損
- ・過圧破損（除熱機能喪失による格納容器先行破損）
- ・格納容器隔離失敗（炉心損傷の時点で何らかの要因により格納容器の隔

離機能が失われている状態)

- ・ インターフェイスシステム LOCA
- ・ 水蒸気爆発（原子炉圧力容器内での水蒸気爆発）

原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損，過圧破損（除熱機能喪失による格納容器先行破損）及びインターフェイスシステム LOCA は格納容器先行破損の事故シーケンスである。原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損，過圧破損（除熱機能喪失による格納容器先行破損）では炉心損傷の前に水蒸気によって原子炉格納容器が過圧破損し，また，インターフェイスシステム LOCA ではインターフェイスシステム LOCA によって原子炉格納容器の隔離機能を喪失することで，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出による原子炉建屋内の環境悪化等が生じ，原子炉注水機能の維持が困難となり，炉心損傷に至る恐れがある。格納容器先行破損の事故シーケンスは，「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」の評価において，各々重要事故シーケンスを選定し，重大事故等防止対策の有効性を確認していることから，新たな格納容器破損モードとして追加する必要はない。

格納容器隔離失敗（炉心損傷の時点で何らかの要因により格納容器の隔離機能が失われている状態）については，炉心損傷頻度の低減を図るとともに，万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることの無いよう，原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり，これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等に対応すべき事象であることから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

水蒸気爆発（原子炉圧力容器内での水蒸気爆発）については，発生する可能性が極めて低いことことから，有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

なお、原子炉格納容器下部床とドライウェル床とが同じレベルに構成されている BWR MARK-I 型の格納容器に特有の事象として格納容器直接接触（シェルアタック）があるが、本原子炉施設は RCCV 型の原子炉格納容器であり、溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触することはない構造であることから、評価対象として想定する格納容器破損モードとはしていない。

(3) 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに、有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には、格納容器破損モードごとに、当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいと考えられるプラント損傷状態（以下「PDS」という。）を含む事故シーケンスの中から、当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。評価事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。また、PDS の分類結果についての説明を第 1.2.3 表に示す。なお、第 1.2.3 表において格納容器破損時期が炉心損傷前に分類されている TW、TC、インターフェイスシステム LOCA は、格納容器先行破損の事故シーケンスであり、著しい炉心損傷の発生後、原子炉格納容器が破損に至る可能性があるとして想定する格納容器破損モードには該当しないことから、これらの PDS は評価事故シーケンスの選定においては考慮していない。

a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち、LOCA (LOCA 後の注水失敗による炉心損傷) は原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く、事象進展の観点で厳しい。頻度の観点で PDS を見ると、過圧破損では、長期 TB 及び TBU を PDS とした格納容器破損頻度が全体の 50% 以上を占めており、過温破損では、LOCA を PDS とした格納容器破損頻度が全体の 50% 以上を占めている。対策の観点では過圧破損に対しては原子

炉格納容器の除熱が、過温破損に対しては損傷炉心への注水が必要となる。

以上の観点を総合的に考慮すると、LOCA に ECCS 注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。よって、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するため PDS として、LOCA を選定し、これに全交流動力電源喪失事象の重畳を考慮するものとする。

LOCA に属する事故シーケンスのうち、破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く、また、水位回復に必要な流量が大きいため、対応時の余裕時間、必要な設備容量の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とし、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして「1.2.1.1(3) 重要事故シーケンスの選定」にて挙げた事故シーケンスとの包含関係や、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさの観点を踏まえて、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定する。

b. 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち、長期 TB は炉心損傷に至る前に RCIC による一時的な冷却が有効であり、起因事象発生から減圧までの時間余裕の観点では TQUX, TBD 及び TBU が厳しい PDS となる。高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX, TBD, TBU に PDS 選定上の有意な違いは無いことから、これらのうち、本格納容器破損モードを代表する PDS として、TQUX を選定する。

TQUX に属する事故シーケンスのうち、事象進展が早く、炉心溶融までの時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、逃がし安全弁の再閉失敗

を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）」を評価事故シーケンスとして選定する。

逃がし安全弁の再閉失敗を含まないシーケンスとした理由は、炉心損傷防止のために重大事故等対処設備による原子炉減圧を実施する状況を想定した場合、事象発生時点から逃がし安全弁の再閉失敗によって減圧されている場合の方が、減圧が完了し、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を防止できる状態となるまでの時間が短縮できると考えられる点で対応が容易になると考えたためである。

c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）の観点からは、原子炉格納容器下部へ落下する溶融炉心の割合が多く、原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギーが大きいシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合、原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考えると、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、原子炉格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また、本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では、溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である、原子炉格納容器下部への水張りが実施された状態を想定しているが、その一方で、原子炉圧力容器の破損が想定される状況では、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため、原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し、原子炉圧力容器が低圧状態で破損する PDS を選定するものとし、高圧状態で破損する TQUX, TBD, TBU 及び長期 TB は選定対象から除外する。LOCA は、蒸気が急速に原子炉格

格納容器に流出するため、ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり、酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなることでデブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。さらに、破断口から高温の冷却材が流出し原子炉格納容器下部に滞留する可能性があるが、FCIによる水蒸気爆発は、低温の水に落下する場合の方が発生する可能性が高い事象であり、原子炉格納容器下部に高温の冷却材が流入する場合には発生の可能性が低減されるものと考えられることから、LOCAは選定対象から除外する。よって、本格格納容器破損モードにおいて厳しいPDSとして、原子炉の水位低下が早く、原子炉圧力容器破損までの時間が短いTQUVを選定する。

TQUVに属する事故シーケンスのうち、事象進展が早い過渡事象を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI発生）」を評価事故シーケンスとして選定する。

d. 水素燃焼

本原子炉施設では、原子炉格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。炉心損傷に伴い、水素濃度は容易に可燃限界を超えることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要となるため、炉心損傷により放出される核分裂生成物による水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。ここで、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することができない事故シーケンスのうち、格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては、大破断LOCAとECCS注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されていることから、「a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において選定した評価事故シーケンス、「大破断LOCA＋ECCS

注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定する。

有効性評価にあたっては、酸素濃度の上昇に着目する観点から、ジルコニウム－水反応による水素の過剰な発生の抑制及び水の放射線分解に伴い発生する酸素を原子炉格納容器内に保持することによる酸素濃度の上昇を考慮し、炉心損傷後に原子炉注水に成功し、格納容器ベントを実施しない場合について評価するものとする。

e. 溶融炉心・コンクリート相互作用

本格納容器破損モードに含まれる PDS のうち、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは、原子炉格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高压で破損に至る場合、原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く、また、落下速度が大きくなることで、原子炉格納容器下部に落下した際の粒子化割合が高くなり、落下した溶融炉心が冷却され易いと考え、原子炉圧力容器が低压で破損に至る場合の方が、原子炉格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また、原子炉圧力容器の破損が想定される状況では、**高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため、原子炉圧力容器の減圧が実施**されている。これらの状況も考慮し、**原子炉圧力容器が低压状態で破損する PDS を選定するものとし、高压状態で破損する TQUX, TBD, TBU 及び長期 TB は選定対象から除外する。**LOCA は原子炉格納容器下部への冷却材の流入の可能性があり、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため、選定対象から除外する。よって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しい PDS として、原子炉の水位低下が早く、対策実施までの時間余裕の観点から厳しい TQUV を選定する。

TQUV に属する事故シーケンスのうち、事象進展が早く、対応時の余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない、「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」を評価事故シーケンスとして選定する。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2.3 表に示す。

1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定」に挙げた格納容器破損モードについては、格納容器破損防止対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。なお、格納容器直接接触（シェルアタック）については、BWR MARK-I 型の原子炉格納容器に特有の格納容器破損モードであり、RCCV 型の格納容器は溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触する構造ではないため、格納容器直接接触（シェルアタック）に係る評価項目「原子炉格納容器の床上に落下した溶融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること」については、有効性を確認するための評価項目として設定しない。

- (1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が、限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa[gage]の 2 倍の圧力 0.62MPa[gage]を下回ること。
- (2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が、限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。
- (3) 放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。

- (4) 原子炉圧力容器の破損までに、原子炉圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。
- (5) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって、原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。
- (6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には、原子炉格納容器内の酸素濃度が 5vol%以下であること。
- (7) 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、(1)の要件を満足すること。
- (8) 溶融炉心による浸食によって、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること。

1.2.3 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

1.2.3.1 想定事故

「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」については、本原子炉施設において、使用済燃料プール内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する以下の事故の評価を行う。

(1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故

(2) 想定事故 2

サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故

1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目

「1.2.3.1 想定事故」に挙げた想定事故については、使用済燃料プールにお

ける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。

- (1) 有効燃料棒頂部が冠水していること。
- (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (3) 未臨界が維持されていること。

1.2.4 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

1.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「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」については、復水器真空破壊から制御棒引抜き開始までの期間を評価対象[※]とし、原子炉の水位、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準に関する類似性に応じて、プラントの状態を適切に区分する。また、区分したプラント状態を考慮し、燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスを、本原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえ運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し、運転停止中事故シーケンスグループごとに、重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

※：「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり、本評価対象と異なる。ただし、「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては、給復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同程度であり、かつ発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事象レベル1PRAの評価範囲と位置づけている。

(添付資料 1.2.1)

(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出

停止時レベル1PRAにおいては、各起因事象の発生から燃料損傷に至る

ことを防止するための緩和手段の組合せ等を第 1.2.7 図に示すイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。

(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化

PRA の結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお、反応度の誤投入については、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はなく、また万一、反応度事故に至った場合でも、局所的な事象で収束し、燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから、停止時レベル 1PRA の起因事象から除外しているが、本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や「実用発電用原子炉及びその附属設備の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈（平成 25 年 6 月 19 日原子力規制委員会決定）」にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。

- a. 崩壊熱除去機能喪失
- b. 全交流動力電源喪失
- c. 原子炉冷却材の流出
- d. 反応度の誤投入

(3) 重要事故シーケンスの選定

運転停止中事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間、燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で、より厳しいシーケンスを選定する。

- a. 崩壊熱除去機能喪失

運転停止中事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から、RHR 機能喪失[フロントライン]を起因事象とする「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。なお、原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却海水系を含む）の故障によって崩壊熱除去機能が喪失する場合については、事象進展が同様となる全交流動力電源喪失において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

b. 全交流動力電源喪失

運転停止中事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から、外部電源喪失とともに非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、全交流動力電源喪失に至る「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。なお、本重要事故シーケンスは、従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮したものとなっている。

c. 原子炉冷却材の流出

事象認知までに要する時間（点検作業に伴う冷却材の流出事象は検知が容易）や冷却材の流出量の観点から、「原子炉冷却材流出（RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。なお、停止時レベル 1PRA では、RHR の原子炉停止時冷却モードの吸込みノズルの設置位置が、有効燃料棒頂部より高い位置にあり、冷却材の流出が発生したとしても燃料露出に至らないことから、「RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り」は起因事象として同定していないが、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」において設定する「(2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮して、あらためて起因事象として選定した。

d. 反応度の誤投入

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは「反応度の誤投入」のみであることから、重要事故シーケンスとして選定する。具体的には、代表性の観点から、「停止中に実施される試験等により、最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引抜されている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を想定する。

各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2.4 表に示す。

1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては、運転停止中の原子炉における燃料の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。

- (1) 有効燃料棒頂部が冠水していること。
- (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (3) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。）。

1.3 評価に当たって考慮する事項

1.3.1 有効性評価において考慮する措置

グループ化した事故シーケンスごとに、関連する措置を「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」及び「設置許可基準規則等への適合性に

ついて（重大事故等対処設備）」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で講じることとした措置のうち、「設置許可基準規則等への適合性について（重大事故等対処設備）」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが、手順及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源、燃料及び電源等の資源や要員を整理し、資源及び要員の確保に関する評価を行う。

なお、「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」、「運転中の原子炉における重大事故」、「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」及び「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」における1つの事故シーケンスグループにおいて複数の対策があり、それぞれで重要事故シーケンス等を選定していない場合には、代表性、包絡性を整理し解析を行う。

1.3.2 安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンスごとに、PRAの結果を踏まえ、起因事象の発生に加えて想定する多重故障、共通原因故障又は系統間の機能依存性を考慮した従属故障等の安全機能の喪失を考慮する。

また、機能喪失の要因として故障又は待機除外を想定した設備の復旧には期待しない。

1.3.3 外部電源に対する仮定

外部電源有無の双方について考慮するが、基本的には常用系機器の機能喪失、工学的安全施設の作動遅れ及び運転員等操作への影響を考慮して外部電源がない場合を想定する。ただし、外部電源を考慮した方が有効性を確認するための評価項目に対して評価結果の余裕が小さくなるような場合は、外部

電源がある場合を想定する。

1.3.4 単一故障に対する仮定

重大事故等は設計基準事故対処設備が多重の機能喪失を起こすことを想定しており、さらに、重大事故等対処設備は、設計基準事故対処設備に対して多様性を考慮して設置していることから、重大事故等対処設備の単一故障は仮定しない。

1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定

事故に対処するために必要な運転員等の手動操作については、原則として、中央制御室での警報発信又は監視パラメータが操作開始条件に達したことを起点として、確実な実施のための時間余裕を含め、以下に示す時間で実施するものとして考慮する。

- (1) 可搬型設備に関しては、事象発生から 12 時間の間は、その機能に期待しないと仮定する。
- (2) 可搬型設備以外の操作については、実際の操作に要する時間の不確定性を考慮し、以下の考え方に基づき設定する。
 - a. 中央制御室で警報発信等を起点として実施する操作については、事象発生後の状況の把握や他のパラメータの確認等を考慮して開始するものとする。
 - b. 上記操作に引き続き中央制御室で実施する操作については、速やかに操作を開始するものとし、個別の運転操作に必要な時間を考慮する。運転員は手順書に従い、各操作条件を満たせば順次操作を実施するものとし、有効性評価における解析の条件設定においては、各操作に必要な時間に基づき設定する。なお、事象発生直後の輻輳している状態において

は操作を開始するまでの余裕時間を考慮する。

- c. 現場で実施する操作については、個別の現場操作に必要な時間を考慮する。なお、有効性評価における解析の条件設定においては、操作場所までのアクセスルート状況、操作場所の作業環境等を踏まえて、現場操作に必要な時間を設定する。

(添付資料 1.3.1)

1.3.6 考慮する範囲

有効性評価を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される運転状態を考慮する。

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉等が安定停止状態等に導かれるまでを対象とするが、有効性評価における解析としては、原子炉等が安定停止状態等に導かれることが合理的に推定可能な時点までとし、外部支援がないものとして7日間の対策成立性を評価する。

燃料の種類については、代表的に9×9燃料(A型)を評価対象とする。「事故」においては、9×9燃料(A型)及び9×9燃料(B型)の熱水力特性がほぼ同じであり、また、炉心全体及び局所的な核特性が混在炉心ゆえに厳しくなることはないため、代表的に9×9燃料(A型)のみ及び9×9燃料(B型)のみで構成された炉心について、解析条件を厳しく与え、評価を行っているが、燃料の種類の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていない。これらの結果を考慮して、また、本原子炉施設の重大事故等対策(設備、手順等)の有効性を確認するという重大事故等対策の有効性評価の目的を踏まえて、評価対象の燃料の種類は1つとし、代表的に9×9燃料(A型)に

ついて評価を行う。

1.4 有効性評価に使用する計算プログラム

有効性評価に使用する解析コードは、事故シーケンスの特徴に応じて、重要現象がモデル化されており、実験等を基に妥当性が確認され、適用範囲を含めてその不確かさが把握されているものとして、以下に示す解析コードを使用する。また、重要事故シーケンス等に対して適用する解析コードについて、事故シーケンスグループ等との対応を第 1.4.1 表から第 1.4.3 表に示す。

ここで記載している、解析コードの妥当性確認内容や不確かさ等については、「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」に示す。

(添付資料 1.4.1)

1.4.1 SAFER

1.4.1.1 概要

長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER は長期間の原子炉内熱水力過渡変化を解析するコードである。原子炉内を 9 ノードに分割し、原子炉圧力及び各ノードの水位変化等を計算する。原子炉内冷却材量の評価に当たっては、上部タイプレート及び炉心入口オリフィス等での気液対向流制限現象 (CCFL) 及び上部プレナムにおけるサブクール域の局在化により冷却材が下部プレナムに落下する現象 (CCFL ブレークダウン) を考慮することができる。

また、本コードでは、平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体に対して燃料ペレット、燃料被覆管及びチャンネルボックス等の温度計算を行なう。燃料被覆管の温度計算においては、その冷却状態に応じた熱伝達係数、燃料棒間の輻射及び燃料棒とチャンネルボックスの輻射を考慮することができ

る。また、燃料被覆管と冷却水又は水蒸気との化学反応（ジルコニウム－水反応）を Baker－Just の式によって計算し、表面の酸化量を求める。さらに、燃料棒内の圧力を計算することによって、燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し、破裂が起きた場合には、燃料被覆管の内面に対してもジルコニウム－水反応を考慮する。

本コードの入力は、原子炉出力、原子炉圧力等の初期条件、原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量、燃料集合体及び炉心に関するデータ、プラント過渡特性パラメータ、ECCS 等の特性、想定破断の位置及び破断面積等であり、出力として、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管の最高温度、燃料被覆管酸化量等が求められる。

1.4.1.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、炉心及び原子炉圧力容器における重要現象がモデル化されている。具体的には以下のとおりである。

(1) 炉心

核については、重要現象として、崩壊熱がモデル化されている。

燃料については、重要現象として、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。

熱流動については、重要現象として、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果及び気液熱非平衡がモデル化されている。

(2) 原子炉圧力容器

重要現象として、冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

1.4.1.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析により確認している。また、入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて、妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 1.4.4 表に示すとおりである。

1.4.2 CHASTE

1.4.2.1 概要

炉心ヒートアップ解析コード CHASTE は、燃料ペレット、燃料被覆管、チャンネルボックス等の温度計算を行うコードである。本コードは、燃料ペレットを半径方向に最大 9 ノードに分割し、燃料集合体内燃料棒を 1 本毎に全て取り扱い、その熱的相互作用（輻射等）を考慮している。また、ジルコニウム-水反応を Baker-Just の式によって計算し、表面の酸化量を求める。さらに、燃料棒内の圧力を計算することによって、燃料被覆管の膨れと破裂の有無を評価し、破裂が起きた場合には、燃料被覆管の内面に対してもジルコニウム-水反応を考慮する。燃料被覆管表面からの除熱に対する熱伝達係数は、SAFER で求めた値を用いる。

本コードの入力は、原子炉出力及び原子炉圧力の時間変化、炉心露出時間、再冠水時間、炉心スプレイによる冷却開始時間等のプラント過渡特性、燃料集合体及び炉心に関するデータ、並びに熱伝達係数変化であり、出力として、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管酸化量等が求められる。

1.4.2.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、炉心における重要現象がモデル化されて

いる。具体的には以下のとおりである。

(1) 炉 心

核については、重要現象として、崩壊熱がモデル化されている。

燃料については、重要現象として、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形がモデル化されている。

1.4.2.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、BWR-FLECHT 実験解析、炉心冷却実験解析及びスプレイ冷却特性実験解析により確認している。また、入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて、妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 1.4.5 表に示すとおりである。

1.4.3 REDY

1.4.3.1 概 要

プラント動特性解析コード REDY は、炉心、压力容器、压力容器内部構造物、原子炉冷却材再循環系、主蒸気管、タービン系、原子炉格納容器等のプラント全体を模擬し、6 群の遅発中性子及び反応度フィードバックを含む炉心一点近似動特性、燃料棒の熱的動特性及び冷却材の熱水力挙動を計算する。

本コードの入力は、原子炉出力、炉心流量等の初期条件、原子炉、主蒸気管、原子炉格納容器等のデータ、核データ、燃料棒データ、各種制御系データ等であり、出力として、原子炉出力、原子炉圧力、炉心流量、原子炉水位、格納容器圧力、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等の時間変化が求められる。

なお、本コードは、従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績の

あるものに、格納容器圧力、サブプレッション・チェンバ・プール水温度の時間変化を求めることができるように、格納容器モデルを追加したものである。

1.4.3.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、炉心、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。

(1) 炉心

核については、重要現象として核分裂出力、反応度フィードバック効果及び崩壊熱がモデル化されている。

熱流動については、重要現象として、沸騰・ボイド率変化がモデル化されている。

(2) 原子炉圧力容器

重要現象として、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）及びほう酸水の拡散がモデル化されている。

(3) 原子炉格納容器

重要現象として、サブプレッション・チェンバ・プール冷却がモデル化されている。

1.4.3.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、ABWR 実機試験解析、設計解析での確認等により確認している。また、入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて、妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 1.4.6 表

に示すとおりである。

1.4.4 SCAT

1.4.4.1 概 要

単チャンネル熱水力学解析コード SCAT は、単一チャンネルを模擬し、これを軸方向一次元に多ノード分割する。各ノードについて、燃料棒には半径方向にのみ熱伝導方程式を適用して冷却材への熱伝達を計算し、チャンネル内冷却材には、質量及びエネルギー保存則を適用して冷却材の熱水力学挙動を計算する。

本コードの入力は、燃料集合体の幾何学的形状、軸方向出力分布等の炉心データ、燃料集合体出力、チャンネル入口流量等の初期条件、REDY コードの出力から得られたチャンネル入口流量等の過渡変化のデータ等であり、出力として、GEXL 相関式に基づく限界出力比 (CPR)、各ノードでの冷却材流量、クオリティ等の時間変化が求められる。

なお、本コードは、従来の原子炉設置変更許可申請書において適用実績のあるものに、沸騰遷移後の燃料被覆管温度を求めることができるように、沸騰遷移後の燃料被覆管－冷却材間の熱伝達評価式とリウエット相関式を適用している。

1.4.4.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。

(1) 炉 心

燃料については、重要現象として、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。

熱流動については、重要現象として、気液熱非平衡がモデル化されている。

1.4.4.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、ATLAS 試験，NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験により確認している。また，入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて，妥当性確認により，その不確かさを把握している。具体的には，第 1.4.7 表に示すとおりである。

1.4.5 MAAP

1.4.5.1 概要

シビアアクシデント総合解析コード MAAP は，炉心損傷を伴う事故シーケンスについて，炉心損傷，圧力容器破損，格納容器破損，放射性物質の環境放出に至るまでのプラント内の熱水力及び放射性物質挙動を解析するコードである。炉心損傷後の原子炉内及び原子炉格納容器内を一次系，ドライウエル，ウェットウエルに分割し，重大事故等時に想定される炉心のヒートアップ，燃料被覆管の酸化・破裂，炉心損傷，熔融炉心移行挙動と冷却性，水素と水蒸気の生成，熔融炉心・コンクリート反応，格納容器圧力・温度，放射性物質の放出と移行/沈着挙動等の諸現象がモデル化され，また，種々の注水設備や冷却設備の特性や制御系がモデル化できるため，自動トリップや運転員操作等によるシステム応答を含む，重大事故等時のプラント挙動の評価が可能である。

本コードの入力は，原子炉出力，原子炉圧力，格納容器圧力，格納容器温度等の初期条件，原子炉の幾何学的形状及び水力学的諸量，燃料集合体及び

炉心に関するデータ，格納容器自由空間体積，流路面積及び流路抵抗，注水設備，減圧設備及び冷却設備の特性，想定破断の位置及び破断面積等であり，出力として，原子炉圧力，原子炉水位，燃料温度，熔融炉心温度，格納容器圧力，格納容器温度，コンクリート浸食量，放射性物質の格納容器内の分布等が求められる。

1.4.5.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて，炉心，原子炉圧力容器，原子炉格納容器，原子炉圧力容器（炉心損傷後），原子炉格納容器（炉心損傷後）における重要現象がモデル化されている。具体的には，以下のとおりである。

(1) 炉心

核については，重要現象として，崩壊熱がモデル化されている。

燃料については，重要現象として，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管変形及び燃料被覆管酸化がモデル化されている。

熱流動については，重要現象として，沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流がモデル化されている。

(2) 原子炉圧力容器

重要現象として，冷却材流出（臨界流・差圧流）及び ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

(3) 原子炉格納容器

重要現象として，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレー冷却，放射線分解等による水素・酸素発生，格納容器ベント及びサプレッション・チェンバ・プール冷却がモデル化されている。

(4) 原子炉圧力容器（炉心損傷後）

重要現象として、リロケーション、構造材との熱伝達、原子炉压力容器内 FCI（熔融炉心細粒化）、原子炉压力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達、原子炉压力容器破損及び原子炉压力容器内 FP 挙動がモデル化されている。

(5) 原子炉格納容器（炉心損傷後）

重要現象として、原子炉压力容器外 FCI（熔融炉心細粒化）、原子炉压力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達）、格納容器下部床面での熔融炉心の拡がり、熔融炉心と格納容器下部プール水との伝熱、熔融炉心とコンクリートの伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生、原子炉格納容器内 FP 挙動がモデル化されている。

1.4.5.3 妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの妥当性確認を実施している。具体的には、TMI 事故解析、CORA 実験解析、HDR 実験解析、CSTF 実験解析、ACE 実験解析、SURC-4 実験解析、PHEBUS-FP 実験解析、ABCOVE 実験解析、感度解析等により、その不確かさを把握している。具体的には、第 1.4.8 表に示すとおりである。

1.4.6 APEX

1.4.6.1 概要

反応度投入事象解析コード APEX は、熱的現象を断熱としており、炉心平均出力の過渡変化を炉心一点近似による中性子動特性方程式で表し、出力の炉心空間分布を二次元（R-Z）拡散方程式で表す。炉心各部分のエンタルピの上昇は、出力分布に比例するものとし、炉心平均エンタルピがある程度上昇する間（エンタルピステップ）は、出力分布は一定としている。また、投

入反応度としては、制御棒価値、スクラム反応度及びドップラ反応度を考慮するが、このドップラ反応度は、二次元拡散計算による出力分布を考慮して求められる。

APEX の入力、炉心の幾何学的形状、各種中性子断面積、拡散係数、ドップラ係数、炉心動特性パラメータ等の核データ、制御棒反応度の時間変化等であり、出力として、中性子束分布、エンタルピ分布及び炉心平均出力の時間変化が求められる。

APEX の出力に基づき、単チャンネル熱水力解析を行う場合には、単チャンネル熱水力解析コード SCAT (RIA 用) を用いる。

SCAT (RIA 用) は、燃料棒を燃料ペレット、ペレットと被覆管の間の空隙部であるギャップ部、燃料被覆管で構成し、ノード毎に径方向の熱伝達を計算する。燃料ペレット及び燃料被覆管には、径方向一次元の非定常熱伝導方程式を適用して燃料棒内の温度分布を計算し、チャンネル内冷却材には、質量、運動量及びエネルギー保存則を適用して冷却材の熱水力挙動を計算する。冷却材の沸騰状態に応じた熱伝達率相関式を用いることにより、燃料棒の除熱量を求める。

SCAT (RIA 用) の入力、APEX の出力から得られた炉心平均出力変化、炉心出力分布に加え、燃料集合体幾何条件、燃料集合体熱水力データ、燃料物性データ、ギャップ熱伝達係数、ペレット径方向出力分布、局所出力ピーキング係数等であり、出力として、非断熱燃料エンタルピの時間変化が求められる。

1.4.6.2 重要現象のモデル化

事故シーケンスの特徴に応じて、炉心における重要現象がモデル化されている。具体的には、以下のとおりである。

(1) 炉 心

核については、重要現象として、核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果及び制御棒反応度効果がモデル化されている。

燃料については、重要現象として、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移がモデル化されている。

1.4.6.3 検証/妥当性確認及び不確かさの把握

事故シーケンスの特徴に応じた重要現象に対するモデルの検証/妥当性確認を実施している。具体的には、SPERT-III 炉心実験、実効共鳴積分測定に関わる Hellstrand の実験式、MISTRAL 臨界試験、実機での制御棒価値測定試験により確認している。また、入力条件により不確かさを考慮しているものを除いて、検証/妥当性確認により、その不確かさを把握している。具体的には、第 1.4.9 表に示すとおりである。

1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針

1.5.1 解析条件設定の考え方

有効性評価における解析の条件設定については、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。この際、「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」において把握した解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって、さらに本原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ及び運転員等操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。ただし、「1.5.2 共通解析条件」に示す解析条件については共通の条件として設定する。

なお、初期条件とは異常状態が発生する前の原子炉施設の状態、事故条件とは重大事故等の発生原因となる機器の故障又は安全機能の喪失の状態、機器条件とは重大事故等を収束させる際に使用する重大事故等対処設備の状態、操作条件とは運転員等が重大事故等対処設備を操作可能となる状態のことをいう。

また、有効性評価においては発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時に発生することも想定していることから、6号及び7号炉で異なる評価条件を設定している場合は、両号炉の条件を記載する。

(添付資料 1.5.1)

1.5.2 共通解析条件

操作条件については、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示すとおり個別に解析条件を設定するが、以下に示す解析条件は、各重要事故シーケンス等においてその影響が大きく変わらないことから共通の条件として設定する。また、LOCAの破断位置については、原子炉内の保有水量及び流出量等の観点から選定する。なお、解析条件の不確かさの影響については、グループ化した事故シーケンスごとに確認する。

(添付資料 1.5.2)

1.5.2.1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故

(1) 初期条件

a. 初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として、定格値(3,926MWt)、原子炉圧力(圧力容器ドーム部)の初期値として、定格値(7.07MPa[gage])を用いるものとする。また、炉心流量の初期値として、定格値である100%流量

($52.2 \times 10^3 \text{t/h}$)を用いるものとする。

b. 炉心及び燃料

炉心及び燃料に関する解析条件の設定を以下に示す。なお、炉心に関する条件は 9×9 燃料(A 型)を装荷した平衡サイクルを想定した値、燃料ペレット/燃料被覆管径等の炉心及び燃料形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(a) 原子炉停止後の崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、第 1.5.1 図に示す ANSI/ANS-5.1-1979 に基づく崩壊熱曲線を使用する。また、使用する崩壊熱は燃焼度が高くなるサイクル末期炉心の平均燃焼度に、サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮して 10%の保守性を考慮した燃焼度 33Gwd/t の条件に対応したものとする。

(b) 最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は、設計の最大値として、44.0kW/m を用いるものとする。

c. 原子炉圧力容器

原子炉水位の初期値は、通常運転水位とする。

d. 原子炉格納容器

(a) 容 積

格納容器容積について、ドライウェル空間部は、内部機器、構造物体積を除く全体積として $7,350\text{m}^3$ 、ウェットウェル空間部は、必要最小空間部体積として $5,960\text{m}^3$ 、ウェットウェル液相部は、必要最小プール水量として $3,580\text{m}^3$ を用いるものとする。

(b) 初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について、ドライウェル空間部温度は 57°C 、

サプレッション・チェンバ・プール水温は 35℃を用いるものとする。

また、格納容器の初期圧力は 5.2kPa[gage]を用いるものとする。

(c) サプレッション・チェンバ・プールの初期水位

サプレッション・チェンバ・プールの初期水位は、通常運転時の水位として 7.05m を用いるものとする。

(d) 真空破壊装置

真空破壊装置の作動条件は、設計値 (3.43kPa(ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧)) を用いるものとする。

e. 外部水源の温度

外部水源の温度について、初期温度は 50℃とし、事象発生から 12 時間以降は 45℃、事象発生から 24 時間以降は 40℃とする。

f. 主要機器の形状

原子炉圧力容器、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管、格納容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

a. 安全保護系等の設定点

原子炉緊急停止系作動回路のスクラム設定点として、以下の値を用いるものとする。

原子炉水位低 (レベル 3)

セパレータスカート下端から +62cm (遅れ時間 1.05 秒)

タービン蒸気加減弁急速閉

制御油圧低 (4.12MPa[gage]) (遅れ時間 0.08 秒)

炉心流量急減

「第 3 図 炉心流量急減の解析上のスクラムの設定値」参照
工学的安全施設作動回路等の設定点として、以下の値を用いるものと

する。

原子炉水位低（原子炉隔離時冷却系（補給水機能）起動）設定点

セパレータスカート下端から-58cm（レベル2）

原子炉水位低（高圧炉心注水系起動，主蒸気隔離弁閉止）設定点

セパレータスカート下端から-203cm（レベル1.5）

原子炉水位低（低圧注水系起動，自動減圧系作動）設定点

セパレータスカート下端から-287cm（レベル1）

原子炉水位低（再循環ポンプ4台トリップ）設定点

セパレータスカート下端から+62cm（レベル3）

原子炉水位低（再循環ポンプ6台トリップ）設定点

セパレータスカート下端から-58cm（レベル2）

原子炉圧力高（再循環ポンプ4台トリップ）設定点

原子炉圧力 7.48MPa[gage]

ドライウエル圧力高（ECCS 起動，自動減圧系作動）設定点

ドライウエル圧力 13.7kPa[gage]

b. 逃がし安全弁

逃がし安全弁の吹出し圧力及び容量（吹出し圧力における値）は，設計値として以下の値を用いるものとする。

第1段：7.51MPa[gage]×1個，363t/h/個

第2段：7.58MPa[gage]×1個，367t/h/個

第3段：7.65MPa[gage]×4個，370t/h/個

第4段：7.72MPa[gage]×4個，373t/h/個

第5段：7.79MPa[gage]×4個，377t/h/個

第6段：7.86MPa[gage]×4個，380t/h/個

1.5.2.2 運転中の原子炉における重大事故

(1) 初期条件

1.5.2.1(1)に同じ。なお、「1.5.2.1(1)b. 炉心及び燃料」のうち、最大線出力密度については、条件として用いていない。

(2) 重大事故等対策に関連する機器条件

1.5.2.1(2)に同じ。

1.5.2.3 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

(1) 初期条件

a. 燃料崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 11MW を用いるものとする。

b. 使用済燃料プール水温

使用済燃料プールの初期水温は、運用上許容される上限温度である 65℃を用いるものとする。

c. 使用済燃料プールのプールゲートの状態

保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉状態とする。

d. 主要機器の形状

使用済燃料プール等の主要機器の形状に関する条件は設計値を用いる。

(添付資料 1.5.3)

1.5.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故

(1) 初期条件（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）

a. 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、第 1.5.1 図に示す ANSI/ANS-5.1-1979 に基づく崩壊熱曲線を使用し、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱として約 22MW を用いるものとする。

b. 原子炉圧力

水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力の初期値は大気圧とし、事象発生後も大気圧が維持されるものとする。

c. 原子炉水温

残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードでの炉水側の設定温度として、原子炉水温の初期値は 52℃とする。

d. 主要機器の形状

原子炉圧力容器等の形状に関する条件は設計値を用いるものとする。

1.6 解析の実施方針

有効性評価における解析は、評価項目となるパラメータの推移のほか、事象進展の状況を把握する上で必要なパラメータの推移について解析を実施する。

なお、事象進展の特徴や厳しさ等を踏まえ、解析以外の方法で原子炉等が安定停止状態等に導かれ、評価項目を満足することが合理的に説明できる場合はこの限りではない。

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

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。ここで, 操作の不確かさの影響とは, 運転員等操作に対する不確かさ要因である, 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に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が, 有効性評価の成立性に与える影響のことである。

不確かさ等の影響確認は, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる場合に感度解析等を行う。事象推移が緩やかであり, 重畳する影響因子がないと考えられる等, 影響が容易に把握できる場合は, 選定している重要事故シーケンス等の解析結果等を用いて影響を確認する。事象推移が早く, 現象が複雑である等, 影響が容易に把握できない場合は, 事象の特徴に応じて解析条件を変更した感度解析によりその影響を確認する。

(添付資料 1.7.1)

1.7.1 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

「1.4 有効性評価に使用する計算プログラム」においては, 重要現象として評価指標及び運転操作に対する影響が大きい又は中程度と考えられる物理現象を選定しており, そのうち第 1.7.1 表から第 1.7.3 表に示す物理現象を有効性評価において評価項目となるパラメータに有意な影響を与えると整理している。解析コードの不確かさは, 選定している重要事故シーケンス等における上記の物理現象に対する不確かさを考慮し, 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を確認する。

1.7.2 解析条件の不確かさの影響評価

解析条件のうち, 初期条件, 事故条件及び機器条件の不確かさについて, 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を確認する。また, 解析条件である操作条件の不確かさとして, 操作の不

確かさ要因に起因して生じる運転員等操作の開始時間の変動が、操作開始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を確認する。

1.7.3 操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作の各々について、そ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する。

1.8 必要な要員及び資源の評価方針

1.8.1 必要な要員の評価

発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい状態での重大事故等対策時において、時間外、休日（夜間）における要員の確保の観点から、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備される体制にて、対処可能であることを確認するとともに、必要な作業が所要時間内に実施できることを確認する。

1.8.2 必要な資源の評価

発電所内の原子炉施設で重大事故等が同時期に発生することを想定した最も厳しい状態での重大事故等対策時において、必要となる水源、燃料及び電源の資源の確保の観点から、必要水量、燃料消費量及び電源負荷を確認するとともに、7日間継続してこれらの資源が供給可能であることを評価する。また、有効性評価において考慮されていない機器についても、使用した場合を想定して、各資源について7日間継続して資源の供給が可能であることを確認する。

第 1.2.1 表 有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準/設置許可基準規則/技術基準規則との関連(1/2)

			技術的能力審査基準		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15	1.16	
			設置許可基準規則/技術基準規則		44条/59条	45条/60条	46条/61条	47条/62条	48条/63条	49条/64条	50条/65条	51条/66条	52条/67条	53条/68条	54条/69条	55条/70条	56条/71条	57条/72条	58条/73条	59条/74条	
事故シーケンスグループ等			重要事故シーケンス等		緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	発電用原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に冷却するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に冷却するための手順等	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	重大事故等の収束に必要な水の供給手順等	電源の確保に関する手順等	事故時の計装に関する手順等	原子炉制御室の居住性に関する手順等	
炉心損傷防止	2.1	高圧・低圧注水機能喪失	運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCAを除く)の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失する事故					●	●	●							●	●			
	2.2	高圧注水・減圧機能喪失	運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCAを除く)の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能が機能喪失する事故			●															
	2.3	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)	外部電源喪失発生後、非常用ディーゼル発電機の起動に失敗する事故					●	●	●								●	●	●	
		全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗	外部電源喪失発生後、非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し、かつ、原子炉隔離時冷却系の起動に失敗する事故			●		●	●	●									●	●	●
		全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失	外部電源喪失発生後、非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し、かつ、直流電源が喪失する事故			●		●	●	●									●	●	●
	2.4	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事故					●	●	●								●	●	●	
		崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	運転時の異常な過渡変化又は事故(LOCAを除く)の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事故						●	●									●	●	
	2.5	原子炉停止機能喪失	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事故		●																
2.6	LOCA時注水機能喪失	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失する事故					●	●	●								●	●			
2.7	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事故				●															
格納容器破損防止	3.1	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却を使用する場合	大LOCA発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり、代替循環冷却を使用する場合					●		●	●	●						●	●	●	
		雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 代替循環冷却を使用しない場合	大LOCA発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり、代替循環冷却を使用しない場合					●		●	●	●							●	●	●
	3.2	高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	原子炉の出力運転中の過渡現象の発生と、原子炉への注水機能の全喪失する事故							●	●	●						●	●		
	3.3	原子炉圧力容器外の 溶融燃料 冷却材相互作用	原子炉の出力運転中の過渡現象又は原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断の発生と原子炉への注水機能の全喪失する事故							●	●	●						●	●		
	3.4	水素燃焼	大LOCA発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり、代替循環冷却を使用する場合					●		●	●	●	●					●	●	●	
3.5	溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉出力運転中の過渡現象又は原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断の発生と原子炉への注水機能の全喪失する事故							●	●	●						●	●			
SFP燃料 破損防止	4.1	想定事故 1	使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故											●			●	●			
	4.2	想定事故 2	サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故												●			●	●		
停止中 燃料損傷防止	5.1	崩壊熱除去機能喪失	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する事故																		
	5.2	全交流動力電源喪失	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失する事故					●	●									●	●		
	5.3	原子炉冷却材の流出	原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への冷却材の漏えいが発生し、崩壊熱除去機能が喪失する事故																		
	5.4	反応度の誤投入	原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する事故																		

第 1.2.2 表 重要事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（1/2）

事故シーケンス グループ		事故シーケンス	選定した事故シーケンス (重要事故シーケンス)
高圧・低圧注水機能喪失		<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・ 過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・ 通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・ 通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・ サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・ 最終ヒートシンク喪失＋RCIC 失敗 ・ 最終ヒートシンク喪失＋SRV 再閉失敗 ・ 最終ヒートシンク喪失＋全交流電源喪失(電源盤浸水)＋RCIC 失敗 ・ 最終ヒートシンク喪失＋全交流電源喪失(電源盤浸水)＋SRV 再閉失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗
高圧注水・減圧機能喪失		<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・ 過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・ 通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・ 通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・ サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・ サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗
全交流 動力電 源喪失	全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)
	全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋RCIC 失敗
	全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋直流電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失＋直流電源喪失[※] ・ 最終ヒートシンク喪失＋全交流電源喪失(電源盤浸水)＋直流電源喪失(電源設備浸水) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失＋直流電源喪失[※]
	全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋SRV 再閉失敗

※直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機(DG)を起動できなくなることから、「外部電源喪失＋直流電源喪失」により、全交流動力電源喪失となる。

第 1.2.2 表 重要事故シーケンスの選定（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）（2/2）

事故シーケンス グループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス (重要事故シーケンス)
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡事象＋崩壊熱除去失敗 ・過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗 ・通常停止＋崩壊熱除去失敗 ・通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗 ・サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗 ・小破断 LOCA＋崩壊熱除去失敗 ・中破断 LOCA＋RHR 失敗 ・大破断 LOCA＋RHR 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡事象＋崩壊熱除去失敗
原子炉停止機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡事象＋原子炉停止失敗 ・小破断 LOCA＋原子炉停止失敗 ・中破断 LOCA＋原子炉停止失敗 ・大破断 LOCA＋原子炉停止失敗 ・全交流電源喪失(外部電源喪失＋DG 喪失)＋原子炉停止失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡事象＋原子炉停止失敗
LOCA 時注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗 ・小破断 LOCA＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗 ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗 ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋原子炉減圧失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・中破断 LOCA＋HPCF 注水失敗＋低圧 ECCS 注水失敗
格納容器バイパス (ISLOCA)	<ul style="list-style-type: none"> ・インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) 	<ul style="list-style-type: none"> ・インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（1/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS の考え方
<p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・TQUV ・TQUX ・LOCA ・長期 TB 	<ul style="list-style-type: none"> ・TBU ・TBD ・TBP 	<ul style="list-style-type: none"> ・LOCA+SBO
<p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）</p>			<p>【事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・TQUX, TQUV, 長期 TB, TBU, TBD, TBP の各シナリオと比較し, LOCA は原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く, 事象進展が早い ・過圧破損については長期 TB や TBU が支配的であることから, 全交流動力電源喪失の寄与が高い ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については LOCA の寄与が高い。 ・過温破損については対策として格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。 ・LOCA に ECCS 注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで, 電源の復旧, 注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く, 格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。また, 格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。なお, いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持される。 <p>以上より, LOCA に全交流動力電源喪失事象(SBO)を加え, 過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するための PDS とする。</p>
<p>高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・TQUV ・TQUX ・LOCA ・長期 TB 	<ul style="list-style-type: none"> ・TBU ・TBD ・TBP 	<ul style="list-style-type: none"> ・TQUX
			<p>【事象進展緩和(減圧)の余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・長期 TB は事象初期において RCIC による冷却が有効なシーケンスであり, 減圧までの時間余裕の観点では TQUX, TBD, TBU の方が厳しい。 ・高圧状態で炉心損傷に至る点では TQUX, TBD, TBU に PDS 選定上の有意な違いは無い。 <p>以上より, 最も厳しい PDS から, TQUX を代表として選定した。なお, いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持される。</p>

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（2/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS の考え方
原子炉圧力容器外の 溶融燃料－冷却材相 相互作用（FCI）	<ul style="list-style-type: none"> ・TQUV ・TQUX ・LOCA ・長期 TB ・TBU ・TBD ・TBP 	<ul style="list-style-type: none"> ・TQUV 	<p>【事象(FCIにおける発生エネルギーの大きさ)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・溶融炉心落下時の発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、溶融炉心の保有エネルギーが大きいほど大きくなる。この観点から、高圧の状態が維持される TQUX, TBD, TBU 及び長期 TB は選定対象から除外した。 ・LOCA は、炉内での蒸気の発生状況の差異から、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧破損シーケンス(TQUV, TBP)より小さくなり※、デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。また、LOCA では破断口から高温の冷却材が流出し、原子炉格納容器下部に滞留する。FCI は低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であることから、LOCA を選定対象から除外した。 ・過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 <p>以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持される。</p> <p>※LOCA 事象は原子炉冷却材の流出を伴い、発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスよりも少ないため。</p>
溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）	<ul style="list-style-type: none"> ・TQUV ・TQUX ・LOCA ・長期 TB ・TBU ・TBD ・TBP 	<ul style="list-style-type: none"> ・TQUV 	<p>【事象(MCCIに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・MCCI の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高圧の状態が維持される TQUX, TBD, TBU 及び長期 TB を選定対象から除外した。 ・LOCA は原子炉格納容器下部への冷却材の流入の可能性があるため、MCCI の観点で厳しい事象ではないと考えられるため、選定対象から除外した。 ・過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 <p>以上より、TQUV が最も厳しい PDS となる。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持される。</p>

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（3/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS の考え方
水素燃焼	—	LOCA+SBO [※]	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・本原子炉施設では格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため、本原子炉施設において評価することが適切と考えられるシーケンスを選定するものとする。 <p>【評価において着目するパラメータ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・本原子炉施設では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。また、炉心損傷に伴い、水素濃度は容易に可燃限界を超えることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要になる。このため、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 <p>【本原子炉施設において評価する事故シーケンス】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・本原子炉施設において、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが、格納容器においてその事象進展を緩和できる考えられる事故シーケンスとしては、大破断 LOCA と ECCS 注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため、PDS としては LOCA (大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失) を選定することが適切と考えられる。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスでは、対応の厳しさの観点で SBO の重畳を設定していることを考慮し、LOCA (大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失)+SBO を PDS として選定する。

※ 格納容器破損モード「水素燃焼」は、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉が運転中、格納容器内を窒素で置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、酸素が可燃限界に至る可能性が十分に小さいと判断し、内部事象レベル 1.5PRA の評価対象から除外している。このため、PRA からは PDS 及び事故シーケンスは抽出されない。

第1.2.3表 評価事故シーケンスの選定(運転中の原子炉における重大事故)(4/7)

補足：PDS の分類結果

PDS	格納容器 破損時期	圧力容器圧力	炉心損傷時期	プラント 損傷時点での 電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流/直流 電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流/直流 電源有
長期 TB	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源有 交流電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源無
LOCA ・ AE (大破断 LOCA) ・ S1E (中破断 LOCA) ・ S2E (小破断 LOCA)	炉心損傷後	低圧*	早期	交流/直流 電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
格納容器バイパス (ISLOCA)	炉心損傷前	—	早期	—

※ S1E や S2E では、高圧状態で炉心損傷に至る場合が考えられるが、LOCA は速やかな冷却材流出の影響を確認する PDS として、AE をその代表として扱うこととし、高圧状態かつ早期に炉心損傷に至る事象は TQUX で代表させることとした。

注：網掛けは格納容器破損時期が炉心損傷前であり、炉心損傷後の格納容器の機能に期待できないため、炉心損傷防止対策の有効性を確認する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とする PDS を示す。

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（5/7）

格納容器破損モード	選定した PDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	LOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗 ・中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗 ・中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗 ・小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗 ・小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+RHR 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失 <p>(過圧及び過温の各々において、損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスが選定されている。また、対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の観点で同じとなることから、同様の事故シーケンスを選定した。これに加え、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するため、全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。)</p>
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	LOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗 ・中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗 ・中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗 ・小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗 ・小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部 D/W 注水失敗 	

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（6/7）

格納容器破損モード	選定した PDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	TQUX	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生) ・ 過渡事象 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生) ・ 通常停止 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生) ・ 通常停止 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生) ・ サポート系喪失 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生) ・ サポート系喪失 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH 発生)
原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用 (FCI)	TQUV	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生) ・ 過渡事象 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生) ・ 通常停止 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生) ・ 通常停止 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生) ・ サポート系喪失 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生) ・ サポート系喪失 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生)

第 1.2.3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（7/7）

格納容器破損モード	選定した PDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
水素燃焼	LOCA + SBO [※]	— [※]	—	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA + ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失 + 損傷炉心冷却成功 + 格納容器ベント無し（可燃限界到達まで維持） <p>（柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが、格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして抽出される「大破断 LOCA + ECCS 機能喪失」に、過圧・過温での評価事故シーケンス及び対応の厳しさに鑑みて全交流動力電源喪失 (SBO) を加えたシーケンスを設定する)</p>
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	TQUV	<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) (+デブリ冷却失敗) 過渡事象 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) (+デブリ冷却失敗) 通常停止 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) (+デブリ冷却失敗) 通常停止 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) (+デブリ冷却失敗) サポート系喪失 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) (+デブリ冷却失敗) サポート系喪失 + SRV 再閉失敗 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) (+デブリ冷却失敗) 	<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (下部 D/W 注水成功) (+デブリ冷却失敗) 	<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗 + 損傷炉心冷却失敗 (+デブリ冷却失敗)

※ 格納容器破損モード「水素燃焼」は、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉が運転中、格納容器内を窒素で置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、酸素が可燃限界に至る可能性が十分に小さいと判断し、内部事象レベル 1.5PRA の評価対象から除外している。このため、PRA からは PDS 及び事故シーケンスは抽出されない。その上での PDS の選定理由は同表(3/7)参照。

第 1.2.4 表 重要事故シーケンスの選定（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）

運転停止中 事故シーケンス グループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス (重要事故シーケンス)
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗
全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗
原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材流出（RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（CRD 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（LPRM 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（RIP 点検時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 ・原子炉冷却材流出（CUW ブロー時の操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材流出（RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗 <p>（RHR 切り替え時のミニフロー弁操作誤りは、PRA では冷却材の流出により燃料露出に至らないため起因事象として同定していないが、流出流量及び放射線の遮蔽維持の観点から、改めて起因事象として想定する）</p>
反応度の誤投入	<ul style="list-style-type: none"> ・反応度の誤投入 	<ul style="list-style-type: none"> ・反応度の誤投入 <p>（代表性の観点から、停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引抜されている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定する）</p>

第 1.4.1 表 有効性評価に使用する解析コード一覧表

－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

事故シーケンスグループ	適用コード
高圧・低圧注水機能喪失	SAFER CHASTE MAAP
高圧注水・減圧機能喪失	SAFER MAAP
全交流動力電源喪失	SAFER MAAP
崩壊熱除去機能喪失	SAFER MAAP
原子炉停止機能喪失	REDY SCAT
LOCA 時注水機能喪失	SAFER CHASTE MAAP
格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	SAFER

第 1.4.2 表 有効性評価に使用する解析コード一覧表

－運転中の原子炉における重大事故

格納容器破損モード	適用コード
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過 圧・過温破損）	MAAP
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	MAAP
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	MAAP
水素燃焼	MAAP
溶融炉心・コンクリート相互作用	MAAP

第 1.4.3 表 有効性評価に使用する解析コード一覧表

－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

運転停止中原子炉における燃料損傷防止	適用コード
崩壊熱除去機能喪失	－
全交流動力電源喪失	－
原子炉冷却材の流出	－
反応度の誤投入	APEX SCAT (RIA 用)

第 1.4.4 表 SAFER における重要現象の不確かさ等 (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。
炉心 (燃料)	燃料棒表面熱伝達, 沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達 モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において, 熱伝達係数を低めに評価する可能性があり, 他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として, スプレイ冷却のある実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃~50℃程度高めに評価することを確認した。また, スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃~150℃程度高めに評価することを確認した。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水 反応モデル	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し, 保守的な結果を与えることを確認した。
	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保守的となることを確認した。
炉心 (熱流動)	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。 燃料棒冷却過程において, 低圧代替注水系では蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさとして+20℃~+40℃程度の不確かさがある。また, 原子炉圧力の評価において, ROSA-IIIでは, 2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており, 解析上, 低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし, 実験で圧力低下が遅れた理由は, 水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し, LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり, 低圧代替注水系を注水手段として用いる事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。
	気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達 モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において, 熱伝達係数を低めに評価する可能性があり, 他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として, スプレイ冷却のある実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃~50℃程度高めに評価することを確認した。また, スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃~150℃程度高めに評価することを確認した。

第 1.4.4 表 SAFER における重要現象の不確かさ等 (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁を含む)	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。
	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ト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。
	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。

第 1.4.5 表 CHASTE における重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。
炉心 (燃料)	燃料棒表面熱伝達	対流熱伝達モデル	SAFER コードから引き継がれるため、不確かさは SAFER コードで考慮する。
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応式	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与えることを確認した。
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、SAFER コードから引き継ぐ対流熱伝達モデルが保守的に評価されるため燃料被覆管温度は高めに評価され、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。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ことを確認した。	

第 1.4.6 表 REDY における重要現象の不確かさ等 (1/2)

分類	重要現象		解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	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		反応度モデル (ボイド・ドップラ)	原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止の事象に対して，初期の運転状態から炉心流量，原子炉圧力，炉心入口エンタルピ及び軸方向出力分布が変化した場合の，炉心一点近似手法による不確かさに，反応度係数計算及び取替炉心設計段階における不確かさを考慮し，反応度係数の保守因子の変動範囲の検討から，事象進展期間にわたる保守因子の変動範囲として以下を確認した。 <ul style="list-style-type: none"> ・動的ボイド係数 : 0.68~1.53 ・動的ドップラ係数 : 0.81~1.25
			反応度モデル (ボロン)	高温停止に必要なボロン反応度の不確かさは，平衡炉心におけるほう酸水注入系の三次元未臨界性評価における停止余裕基準の $-1.5\% \Delta k$ に，炉心変更等の不確かさとして停止余裕基準と同等の $1.5\% \Delta k$ を考慮して， $-3\% \Delta k$ を不確かさとした。
崩壊熱		崩壊熱モデル	学会推奨値等と崩壊熱モデル式の比較から，崩壊熱計算の不確かさが $-0.1\% \sim +0.8\%$ であることを確認した。	
炉心 (熱流動)	沸騰・ボイド率変化		炉心ボイドモデル	設計データとの比較手法から，炉心流量補正の不確かさとして，補正なしを下限，最大補正二次関数を上限として設定した。
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む)	冷却材流量変化	コーストダウン特性	再循環系モデル	再循環ポンプ慣性時定数の不確かさは，再循環ポンプの設計仕様から $-10\% \sim +10\%$ であることを確認した。
		自然循環流量		モデルの仮定に含まれる。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)		逃がし安全弁モデル	モデルにおける吹出し容量は，「日本工業規格 JISB8210」付属書記載の算出式により計算された値をインプットデータとして用いており，吹出し容量の不確かさは $-0\% \sim +16.6\%$ であることを確認した。

第 1.4.6 表 REDY における重要現象の不確かさ等 (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む)	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	給水系モデル	<p>実機試験データとの比較から、主蒸気流量ゼロにおける給水エンタルピは、REDY コードの方が約 60kJ/kg (約 14℃) 程度高めであり、これを主蒸気流量がゼロの点での給水エンタルピの不確かさとした。また、エンタルピが低下した給水が原子炉圧力容器に到達する遅れ時間は、REDY コードでは厳しめに 0 秒としているが、遅れ時間 50 秒を不確かさの下限として設定した。</p>
			<p>設計流量 (安全要求の下限値である 182m³/h) と実力値 (250m³/h) の比較により、HPCF 流量の不確かさとして、+137%を設定した。</p> <p>サブプレッション・チェンバ・プール水温として保安規定で定めた上限値 35℃を設定しているが、設計仕様の常用温度下限 10℃を考慮して、不確かさを-25℃ (-104kJ/kg) を下限として設定した。</p>
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	<p>ABWR 向けの試験結果から、保守的な値を使用していることを確認しており、不確かさは入力値に含まれる。</p>
原子炉格納容器	サブプレッション・プール冷却	格納容器モデル	<p>モデル式の確認により保守的に評価することを確認しており、不確かさはモデルの保守性に含まれる。</p>

第 1.4.7 表 SCAT における重要現象の不確かさ等

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	出力分布 変化	出力分布モデル	入力値に含まれる。
炉心 (燃料)	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。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル, リウ ェットモデル	NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の試験解析から, 沸騰遷移後の膜沸騰状態で修正 Dougall-Rohsenow 式及び相関式 2 を適用することにより, 燃料被覆管温度を高め に評価する傾向となることを確認した。
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	ATLAS 試験の測定限界出力と GEXL 相関式の予測限界出力から求められる標準偏差は 3.6% 以下であることを確認した。
炉心 (熱流動)	気液熱非平衡	熱伝達モデル, リウ ェットモデル	NUPEC BWR 燃料集合体熱水力試験の試験解析から, 沸騰遷移後の膜沸騰状態で修正 Dougall-Rohsenow 式及び相関式 2 を適用することにより, 燃料被覆管温度を高め に評価する傾向となることを確認した。 また, 発生した過熱蒸気の影響が隣接する燃料棒に波及しないことを確認しており, 不確 かさの影響は修正 Dougall-Rohsenow 式に含まれる。

第 1.4.8 表 MAAP における重要現象の不確かさ等 (1/4)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
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。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル (炉心熱水力モデル) 溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度 (燃料被覆管酸化が促進される場合) が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。 <ul style="list-style-type: none"> ・ TQUV, 大破断 LOCA シーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・ 下部プレナムへのリロケーション開始時刻への影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達		
	燃料被覆管酸化		
	燃料被覆管変形		
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル (炉心水位計算モデル)	炉心損傷防止対策の有効性評価における TQUX 及び中小破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 <ul style="list-style-type: none"> ・ MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じた。 ・ 水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。
気液分離 (水位変化)・対向流			
原子炉压力容器 (逃がし安全弁含む)	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	原子炉压力容器モデル (破断流モデル)	LOCA 破断口からの臨界流・差圧流による流量は保守的なモデルにより計算される。 逃がし安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される。
	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)	注入特性は、設計値に基づいて入力値として与えている。

第 1.4.8 表 MAAP における重要現象の不確かさ等 (2/4)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	
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 実験解析により妥当性が確認されている。 ・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は良く再現できることを確認した。雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されているものの、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。	CSTF 実験解析により妥当性が確認されている。 ・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。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導			
	気液界面の熱伝達			
	スプレー冷却	安全系モデル (格納容器スプレー) 安全系モデル (代替注水設備)	スプレー注入特性は、設計値に基づいて入力値として与えている。 スプレーの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさによる解析結果への影響はない。	
	放射線水分解等による水素・酸素発生	格納容器モデル (水素発生)	炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、TMI 事故解析を通じて分析結果と良く一致することを確認した。 窒素置換による格納容器雰囲気の不活性化が行われており、酸素発生は水の放射線分解に起因する。 なお、MAAP コードは水の放射線分解による水素及び酸素の発生モデルは備えていない。	
	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	MAAP コードでは格納容器ベントに関しては「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている。	
	サプレッション・プール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づいて与えている。	

第 1.4.8 表 MAAP における重要現象の不確かさ等 (3/4)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む) (炉心損傷後)	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル (リロケーション)	TMI 事故解析における炉心損傷挙動について、事故分析結果と良く一致することを確認した。リロケーションが早まることを想定し、炉心損傷に至る温度を低下させた感度解析により影響を確認した。 ・ TQUV, 大破断 LOCA シーケンスのいずれについても、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した。
	構造材との熱伝達		
	原子炉圧力容器内 FCI (溶融炉心細粒化)	溶融炉心の挙動モデル (下部プレナムでの溶融炉心の挙動)	原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として溶融ジェット径、細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、デブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、いずれのパラメータについても原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度は小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器内 FCI (デブリ粒子熱伝達)		
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心の挙動モデル (下部プレナムでの溶融炉心挙動)	TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時期等の事象進展に対する感度は小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル (原子炉圧力容器破損モデル)	原子炉圧力容器破損に影響するパラメータとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ (しきい値) に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約 13 分早まることを確認し、原子炉圧力容器破損時期等の事象進展に対する感度は小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物 (FP) 挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP 放出の開始時間を良く再現できているものの、FP 放出が顕著になる実験開始後約 11,000 秒以降は、燃料被覆管温度を高め評価することにより、急激な FP 放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。

第 1.4.8 表 MAAP における重要現象の不確かさ等 (4/4)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
原子炉格納容器 (炉心損傷後)	原子炉圧力容器外 FCI (溶融炉心細粒化)	溶融炉心の挙動モデル (格納容器下部での溶融炉心の挙動)	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目として細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、冷却水とデブリ粒子の伝熱について、格納容器破損防止の「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」をベースとする感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した。
	原子炉圧力容器外 FCI (デブリ粒子熱伝達)		
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	溶融炉心の挙動モデル (格納容器下部での溶融炉心の挙動)	MAAP コードでは溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき、落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がると仮定し、それを入力で与えている。
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		MCCI 現象への影響の観点で、格納容器破損防止の「溶融炉心・コンクリート相互作用」の事象をベースに感度解析を行った。評価の結果、コンクリート侵食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることを確認した。また、上面熱流束を下限値とした場合でも、コンクリート侵食量が 22.5cm 程度に収まることを確認した。 上記の感度解析は、想定される範囲で厳しい条件を与えるものであり、実機でのコンクリート侵食量は、感度解析よりも厳しくなることはないと考えられ、これを不確かさとして設定する。
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		ACE 及び SURC-4 実験解析により、炉心デブリ堆積状態が既知である場合の炉心デブリとコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート浸食挙動について妥当に評価できることを確認した。
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生		実験で確認されている浸食の不均一性については、実験における浸食のばらつきが MAAP コードの予測値の高々±20%程度の範囲内に収まっていることから、有効性評価の保守性の範囲に収まっていることを確認した。
	原子炉格納容器内 FP 挙動		核分裂生成物 (FP) 挙動モデル

第 1.4.9 表 APEX における重要現象の不確かさ等 (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (核)	核分裂出力	一点近似動特性モデル(炉出力) 出力分布は二次元拡散モデル 核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	二次元 (RZ) 拡散モデル エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮	解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し、さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値(燃焼度 0GWd/t での値)を用いるといった保守的なモデルを適用していることから、出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 熱的現象は断熱、ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない	ドップラ反応度フィードバックの不確かさは、Hellstrand の試験等との比較から 7~9%であることを確認した。 実効遅発中性子割合の不確かさは、MISTRAL 臨界試験との比較から 4%であることを確認した。
	制御棒反応度効果	三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力	制御棒反応度の不確かさは、起動試験時及び炉物理試験時に行われた制御棒価値の測定結果と解析結果の比較から 9%以下であることを確認した。 実効遅発中性子割合の不確かさは、MISTRAL 臨界試験との比較から 4%であることを確認した。

第 1.4.9 表 APEX における重要現象の不確かさ等 (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心 (燃料)	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	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は 0%と報告されており、類似の事象である本事故シーケンスについても、影響はほとんど生じないため、考慮しない。
	燃料棒表面熱伝達	单相強制対流：Dittus-Boelter の式 核沸騰状態：Jens-Lottes の式 膜沸騰状態（低温時）：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式	「反応度の誤投入」事象は挙動が緩やかであるために出力上昇も小さく、事象発生後はスクラム反応度印加により速やかに収束するため、除熱量に不確かさがあるとしても、燃料エンタルピの最大値に対する影響はほとんどないため、考慮しない。
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して充分小さくなっていることから、沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどないため、考慮しない。

第 1.7.1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) (1/3)

評価事象		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)
分類	評価指標	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
	物理現象							
炉心(核)	核分裂出力	—	—	—	—	○	—	—
	出力分布変化	—	—	—	—	○	—	—
	反応度フィードバック効果	—	—	—	—	○	—	—
	制御棒反応度効果	—	—	—	—	—	—	—
	崩壊熱	○	○	○	○	○	○	○
	三次元効果	—	—	—	—	○※1	—	—
炉心(燃料)	燃料棒内温度変化	—	—	—	—	○	—	—
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	○	○	○	○	○	○	○
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	—	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	—	○	○
	三次元効果	—	—	—	—	—	—	—
炉心(熱流動)	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○	○	○
	気液分離(水位変化)・対向流	○	○	○	○	—	○	○
	気液熱非平衡	○	○	○	○	○	○	○
	圧力損失	—	—	—	—	—	—	—
	三次元効果	○	○	○	○	○※1	○	○

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象(重要現象) —：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 三次元効果の模擬は、REDY/SCATコード体系では困難であるため、米国において中性子束振動の評価実績のある原子炉過渡解析コード(TRAC)を使用して、参考的に解析して影響を確認している。

第 1.7.1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
 (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) (2/3)

評価事象		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)
分類	評価指標	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
	物理現象							
1-80 原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む)	冷却材流量変化	—	—	—	—	○	—	—
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	○	○	○	○	—	○	○
	気液分離(水位変化)・対向流	○	○	○	○	—	○	○
	気液熱非平衡	—	—	—	—	—	—	—
	圧力損失	—	—	—	—	—	—	—
	構造材との熱伝達	—	—	—	—	—	—	—
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	○	○	○	○	○	○	○
	ほう酸水の拡散	—	—	—	—	○	—	—
	三次元効果	—	—	—	—	—	—	—

○ : 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象(重要現象)

— : 評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第 1.7.1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(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) (3/3)

評価事象		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)
分類	評価指標	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力
	物理現象							
原子炉格納容器	冷却材放出	—	—	—	—	—	—	—
	格納容器各領域間の流動	○	○	○	○	—	○	—
	サブプレッション・プール冷却	—	○	○	○※2	○	—	—
	気液界面の熱伝達	○	○	○	○	—	○	—
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	○	○	○	—	○	—
	スプレイ冷却	○	—	○	○	—	○	—
	放射線水分解等による水素・酸素発生	—	—	—	—	—	—	—
	格納容器ベント	○	—	○※1	○※2	—	○	—

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） —：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 評価事象「全交流動力電源喪失」の有効性評価のうち「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」の事故シーケンスにおいては、格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱を実施せず、その有効性を確認していることから、当該の事故シーケンスにおいては、格納容器ベントは重要現象とならない。

※2 評価事象「崩壊熱除去機能喪失」の有効性評価では、「取水機能が喪失した場合」と「残留熱除去系が故障した場合」について有効性を確認しており、取水機能が喪失した場合にはサブプレッション・プール冷却が、残留熱除去系が故障した場合には格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故) (1/5)

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
炉心 (核)	核分裂出力	—	—	—	—	—
	出力分布変化	—	—	—	—	—
	反応度フィードバック効果	—	—	—	—	—
	制御棒反応度効果	—	—	—	—	—
	崩壊熱	○	○	○	○	○
	三次元効果	—	—	—	—	—
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	○	○	○	○	○
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	—	—	—	—	—
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	○
	三次元効果	—	—	—	—	—
炉心 (熱流動)	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○
	気液分離 (水位変化)・対向流	○	○	○	○	○
	気液熱非平衡	—	—	—	—	—
	圧力損失	—	—	—	—	—
	三次元効果	—	—	—	—	—

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象 (重要現象)

—：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故) (2/5)

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む)	物理現象					
	冷却材流量変化	—	—	—	—	—
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	—	○	—	—	—
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	—	—	—	—	—
	気液分離・対向流	—	—	—	—	—
	気液熱非平衡	—	—	—	—	—
	圧力損失	—	—	—	—	—
	構造材との熱伝達	—	—	—	—	—
	ECCS注水 (給水系・代替注水設備含む)	○	—	—	○	○
	ほう酸水の拡散	—	—	—	—	—
三次元効果	—	—	—	—	—	

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象 (重要現象)

—：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故) (3/5)

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
原子炉格納容器	物理現象					
	冷却材放出	—	—	—	—	—
	格納容器各領域間の流動	○	—	○	○	—
	サプレッション・プール冷却	○※1	—	—	○	—
	気液界面の熱伝達	○	—	—	—	—
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	—	—	—	—
	スプレイ冷却	○	—	—	○	—
	放射線水分解等による水素・酸素発生	○※2	—	—	○※2	—
格納容器ベント	○※1	—	—	○	—	

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） —：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価においては、「代替循環冷却を使用する場合」と「代替循環冷却を使用しない場合」の有効性を確認しており、代替循環冷却を使用する場合はサプレッション・プール冷却が、代替循環冷却を使用しない場合は格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。

※2 物理現象「放射線水分解等による水素・酸素発生」の評価指標への影響については、評価事象「水素燃焼」において、解析条件の不確かさとして整理し、評価指標への影響を確認する。

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故) (4/5)

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
原子炉圧力容器 (炉心損傷後)	物理現象					
	リロケーション	○※1	○	○	○	○
	原子炉圧力容器内FCI (溶融炉心細粒化)	—	○	—	—	—
	原子炉圧力容器内FCI (デブリ粒子熱伝達)	—	○	—	—	—
	溶融炉心の再臨界	—	—	—	—	—
	構造材との熱伝達	○※1	○	○	○	○
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	○※1	○	—	—	○
	原子炉圧力容器破損	○※1	○	○	○	○
	放射線水分解等による水素・酸素発生	○※2	—	—	○※2	—
原子炉圧力容器内FP挙動	○	—	—	○	○	

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象 (重要現象) —：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の有効性評価では、当該物理現象の発生に至らないが、当該物理現象による評価指標への影響については、評価事象「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価の中で確認できる。

※2 物理現象「放射線水分解等による水素・酸素発生」の評価指標への影響については、評価事象「水素燃焼」において、解析条件の不確かさとして整理し、評価指標への影響を確認する。

第 1.7.2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故) (5/5)

評価事象		雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
分類	評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート浸食量
原子炉格納容器 (炉心損傷後)	原子炉圧力容器破損後の高圧溶融炉心放出	—	—	—	—	—
	格納容器雰囲気直接加熱	—	—	—	—	—
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	—	—	—	—	○
	内部構造物の溶融, 破損	—	—	—	—	—
	原子炉圧力容器外FCI (溶融炉心細粒化)	○※1	—	○	—	○
	原子炉圧力容器外FCI (デブリ粒子熱伝達)	○※1	—	○	—	○
	格納容器直接接触	—	—	—	—	—
	溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱	○※1	—	—	—	○
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	○※1	—	—	—	○
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	○※1	—	—	○	○
	溶融炉心の再臨界	—	—	—	—	—
	原子炉格納容器内FP挙動	○	—	—	○	—

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象 (重要現象) —：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の有効性評価では、当該物理現象の発生に至らないが、当該物理現象による評価指標への影響については、評価事象「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。

第 1.7.3 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(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)

評価事象		反応度の誤投入
分類	物理現象	燃料エンタルピ
	評価指標	
炉心 (核)	核分裂出力	○
	出力分布変化	○
	反応度フィードバック効果	○
	制御棒反応度効果	○
	崩壊熱	—
	三次元効果	—
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	○
	燃料棒表面熱伝達	○
	沸騰遷移	○
	燃料被覆管酸化	—
	燃料被覆管変形	—
	三次元効果	—
炉心 (熱流動)	沸騰・ボイド率変化	—
	気液分離（水位変化）・対向流	—
	気液熱非平衡	—
	圧力損失	—
	三次元効果	—
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む)	冷却材流量変化	—
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	—
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	—
	気液分離（水位変化）・対向流	—
	気液熱非平衡	—
	圧力損失	—
	構造材との熱伝達	—
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	—
	ほう酸水の拡散	—
三次元効果	—	

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）

—：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

過渡事象	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
							過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
							過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
							過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
							過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
							過渡事象+原子炉停止失敗	(e)

外部電源喪失	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
					過渡事象へ	過渡事象へ
					外部電源喪失+非常用交流電源喪失	(c)
					外部電源喪失+非常用交流電源喪失+RCIC失敗	(c)
					外部電源喪失+非常用交流電源喪失+SRV再閉失敗	(c)
					外部電源喪失+直流電源喪失	(c)

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失
 (e) 原子炉停止機能喪失

第 1.2.1 図 内部事象レベル 1PRA 用イベントツリー (1/3)

通常停止・サポート系喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+崩壊熱除去失敗 サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+崩壊熱除去失敗 サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	(d)
						通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗 サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
						通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗 サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						通常停止+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗 サポート系喪失+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
						通常停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗 サポート系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
						通常停止+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗 サポート系喪失+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失

第 1.2.1 図 内部事象レベル 1PRA 用イベントツリー (2/3)

冷却材喪失事象	原子炉停止	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						大破断LOCA+RHR失敗 中破断LOCA+RHR失敗 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						大破断LOCA+RHR失敗 中破断LOCA+RHR失敗 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	(d)
						大破断LOCA+HPCF失敗+低圧ECCS注水失敗 中破断LOCA+HPCF失敗+低圧ECCS注水失敗 小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(f)
						中破断LOCA+HPCF注水失敗+原子炉減圧失敗 小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(f)

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	ISLOCA	(g)

(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失
 (g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)

第 1.2.1 図 内部事象レベル 1PRA 用イベントツリー (3/3)

地震	地震 加速度大	建屋・ 構築物 の損傷	格納容器 バイパス	冷却材喪失 (E-LOCA)	計測・ 制御系 喪失	直流 電源喪失	原子炉 補機冷却系 の喪失	交流 電源喪失	外部電源 喪失	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
										炉心損傷なし	炉心損傷なし
										過渡事象へ	過渡事象へ
										外部電源喪失へ	外部電源喪失へ
										全交流電源喪失へ	全交流電源喪失へ
										最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失へ	最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失へ
										直流電源喪失	(h)
										計測・制御系喪失	(h)
										Excessive LOCA	(f)
格納容器バイパス	(h)										
格納容器・圧力容器損傷 原子炉建屋損傷	(h)										

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失
 (f) LOCA 時注水機能喪失 (h) 炉心損傷直結シーケンス E-LOCA : Excessive LOCA

第 1.2.2 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー

過渡事象/ 外部電源喪失※1	原子炉停止	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁開放)	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁再閉鎖)	高圧炉心 冷却	原子炉減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
								過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
								過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
								過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
								過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
								Excessive LOCA	(f)
								過渡事象+原子炉停止失敗	(e)

※1 D/G 全台機能喪失を伴わない外部電源喪失は過渡事象として整理した。

- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失
 (f) LOCA 時注水機能喪失

第 1.2.3 図 地震レベル 1PRA イベントツリー (1/2)

全交流電源喪失/ 全交流電源喪失+最終ヒートシンク喪失	原子炉停止	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁開放)	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁再閉鎖)	高圧炉心 冷却	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
					全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失) 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失 ^{※1}	(c)
					全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗 ^{※1}	(c)
					全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+SRV再閉失敗 ^{※1}	(c)
					Excessive LOCA	(f)
					全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+原子炉停止失敗 全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+原子炉停止失敗 ^{※1}	(e)

※1 全交流動力電源喪失が生じた時点で最終ヒートシンク喪失も発生することから、全交流動力電源喪失の事故シーケンスとして整理した。
(c) 全交流動力電源喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失

第 1.2.3 図 地震レベル 1PRA イベントツリー (2/2)

津波高さ	12m	6.5m	4.8m	4.2m	3.5m	発生する起回事象	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
以下→						起因となる事象発生なし	炉心損傷なし	炉心損傷なし
以上↓						①	過渡事象へ ^{※1}	過渡事象へ ^{※1}
						①+②	津波高さ 4.2m～6.5mへ	津波高さ 4.2m～6.5mへ
						①+②+③		
						①+②+③+④	非常用交流電源喪失 +最終ヒートシンク喪失	直流電源喪失
						①+②+③+④+⑤	+直流電源喪失	

※1 内部事象のイベントツリーに包絡されるものと整理した。

① 過渡事象 ② 最終ヒートシンク喪失(LUHS) ③ 全交流動力電源喪失(SBO) ④ 直流電源喪失 ⑤ 外部電源喪失

第 1.2.4 図 津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー

津波高さ 4.2m~6.5m	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁 開放)※2	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁 再閉鎖)※2	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗 最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失+RCIC失敗	(a)
							※1	(b)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							最終ヒートシンク喪失+SRV再閉失敗 最終ヒートシンク喪失+全交流電源喪失+SRV再閉失敗	(a)
							※1	(b)
							LOCA	(f)

※1 イベントツリー上はシーケンスを抽出できるが、津波によって注水機能を全て喪失して炉心損傷に至るため、当該シーケンスは発生しない。

※2 当該ヘディングはランダム故障を考慮して設定している。これは当該ヘディングが、逃がし安全弁の逃がし弁機能又は安全弁機能による、津波襲来後の過渡的な状況下での原子炉圧力制御を考慮しているものであって、少なくとも安全弁機能には期待できることを考慮すると、津波による機能喪失は想定されないためである。当該ヘディングの非信頼度への津波による影響は無いが、全ての事故シーケンスを抽出する観点から、ランダム故障による分岐確率(内部事象 PRA での値と同じ)を設定して分析している。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (f) LOCA 時注水機能喪失

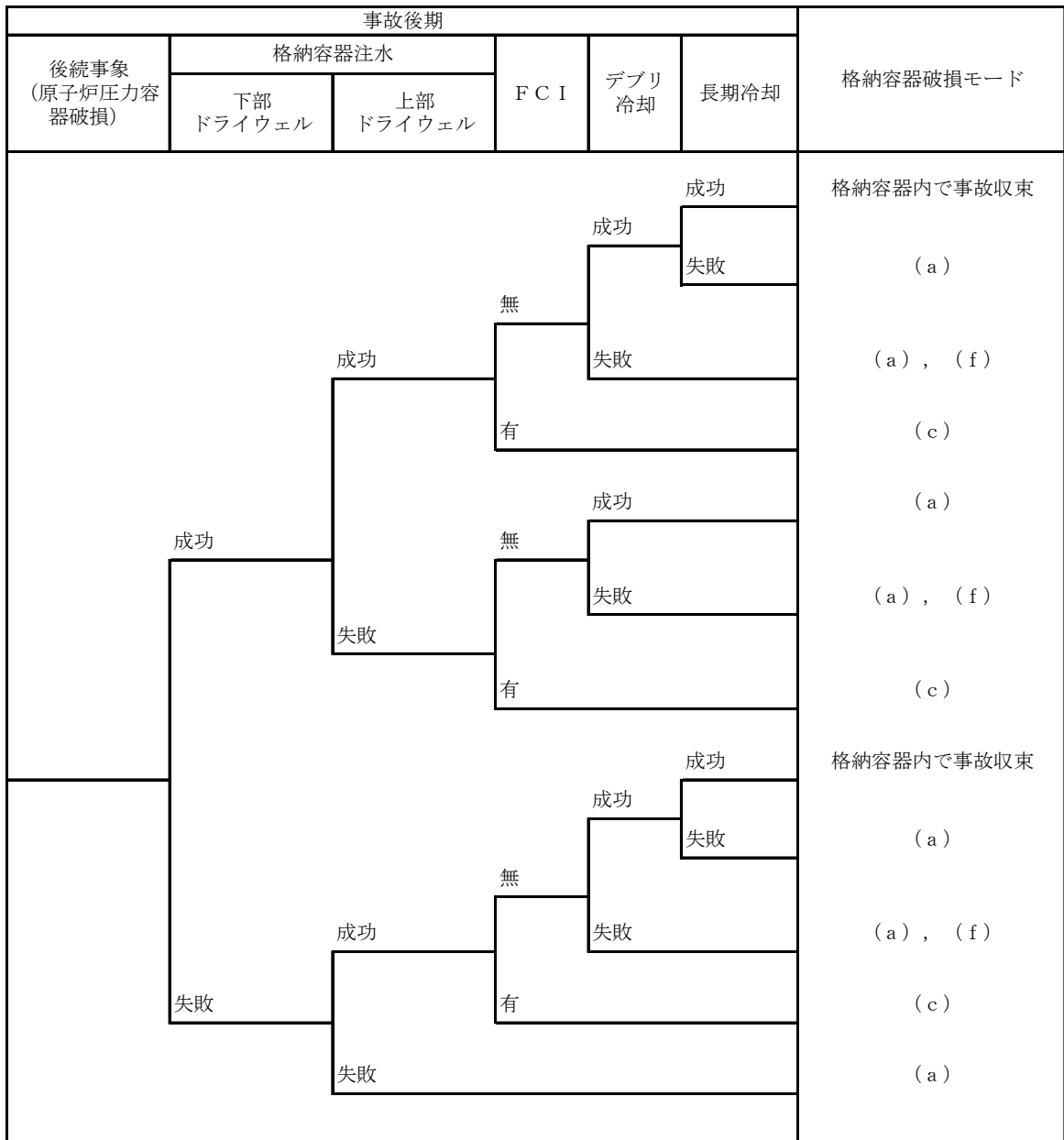
第 1.2.5 図 津波レベル 1PRA イベントツリー

プラント 損傷状態	格納容 器隔離	原子炉压力容器 破損前			原子炉压力容器 破損直後		格納容器破損モード
		原子炉 減圧	原子炉 压力容器 注水	原子炉 压力容器 破損	F C I	D C H	
	成功	成功	成功	無			後続事象（原子炉压力容器健全）へ
				有	無		後続事象（原子炉压力容器破損）へ
				有	有		(c)
				無	無		後続事象（原子炉压力容器破損）へ
				有	有		(c)
				失敗			
	失敗	成功	失敗	無	無		後続事象（原子炉压力容器破損）へ
				有	有		(b)
				有	有		(c)
	失敗						格納容器隔離失敗

事故後期			格納容器破損モード
後続事象 (原子炉压力容器健全)	格納容器注水	長期冷却	
	成功	成功	原子炉压力容器内で事故収束
		失敗	(a)
	失敗	成功	原子炉压力容器内で事故収束
		失敗	(a)

- (a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- (b) 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)
- (c) 原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)

第 1.2.6 図 格納容器イベントツリー (1/2)



- (a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- (c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)
- (f) 溶融炉心・コンクリート相互作用

第 1.2.6 図 格納容器イベントツリー (2/2)

外部電源喪失	直流電源	交流電源 *1	崩壊熱除去・炉心冷却 *2,3	事故シーケンスグループ
				炉心損傷なし (a)
				炉心損傷なし (b)
				炉心損傷なし (b)

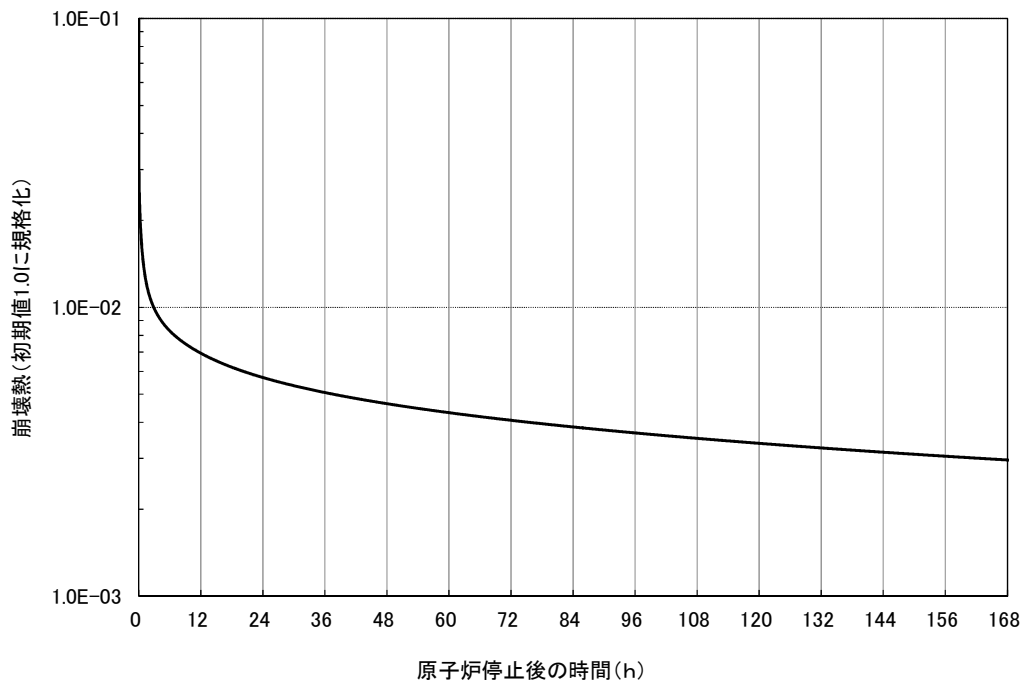
崩壊熱除去機能喪失 *4	崩壊熱除去・炉心冷却 *2	事故シーケンスグループ
		炉心損傷なし (a)

原子炉冷却材の流出 *5	崩壊熱除去・炉心冷却 *6	事故シーケンスグループ
		炉心損傷なし (c)

(a) 崩壊熱除去機能喪失 (b) 全交流動力電源喪失 (c) 原子炉冷却材の流出

- *1 D/G 全台が機能喪失し、かつ外部電源復旧等に失敗するかどうを示すヘディング
- *2 除熱機能 (RHR, CUW) 及び注水機能 (HPCF, LPFL, MUWC, FP) の確保に失敗するかどうを示すヘディング
- *3 直流電源喪失時又は全交流電源喪失時において、HPCF, LPFL, MUW の注水機能は期待できないが、原子炉開放中 (POS B) における消火系 (FP) のディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉ウェル・燃料プールへの注水についてのみ、エンジン駆動用蓄電池により制御電源が供給されるため、その機能を期待する
- *4 RHR・代替除熱設備 (CUW) 機能喪失 (フロントライン系故障) 及び RHR 機能喪失 (サポート系故障)
- *5 RIP・CRD・LPRM 点検時、CUW ブロー時における作業・操作誤りにより冷却材流出
- *6 事象を認知し、注水に成功するかどうを示すヘディング (除熱機能 (RHR, CUW) には期待しない)
漏洩箇所隔離の成功・失敗により注水機能の成功基準が異なる

第 1.2.7 図 内部事象停止時レベル 1PRA 用イベントツリー



第 1.5.1 図 原子炉停止後の崩壊熱

定期検査工程の概要

反応度誤投入はサイクル初期を想定

崩壊熱除去機能喪失(RHRの故障による停止時冷却系機能喪失)及び全交流動力電源喪失の有効性評価で想定する原子炉の状態

原子炉冷却材の流出の有効性評価で想定する原子炉の状態



保安規定上の要求設備とSA対策として新規に要求する設備									
原子炉の状態	運転	運転→ 起動→ 高温 停止	冷温 停止	燃料 交換	燃料交換 (原子炉水位がオーバーフロー水位付近 または 原子炉停止時冷却系が停止した場合も冷却材温度を 65℃以下に保てる期間)	燃料交換	冷温停止	起動→運転	
原子炉停止時冷却系	-	3系系列 動作可能	1系運転 1系待機*1	1系運転 1系待機*2	1系運転	1系運転 1系待機*2	1系運転 1系待機*1	-	
原子炉補機冷却系	3				期待されている原子炉停止時冷却系を機能する系列			3	
非常用炉心冷却系	高圧炉心注水系	2	非常用炉心冷却系2系列					2	
	低圧注水系	3	または					3	
	原子炉隔離時冷却系	1*3	非常用炉心冷却系1系列及び復水補給水系1系列					1*3	
	自動減圧系	8*3						8*3	
格納容器スプレイ冷却系	3						3		
復水補給水系	SA対応として新規に2系列確保を想定			SA対応として新規に1系列確保を想定*4				SA対応として新規に2系列確保を想定	
非常用ディーゼル発電機	3				2*5			3	
常設代替交流電源設備					SA対応として新規に1台確保を想定				

*1 原子炉停止時冷却系が停止した場合においても、原子炉冷却材温度を100℃未満に保つことができる場合を除く
 *2 原子炉停止時冷却系が停止した場合においても、原子炉冷却材温度を65℃以下に保つことができる場合を除く
 *3 原子炉圧力が1.03MPa[gage]以上の場合
 *4 フールゲートが開放され、燃料プール代替注水系(可搬)により注水機能が確保される場合を除く
 *5 6号炉及び7号炉で共用可能

図 定期検査工程の概要と保安規定上の要求設備

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

重大事故等対策の有効性評価において行われる各作業について、作業（操作）の概要、作業（操作）時間及び操作の成立性について下記の要領で確認した。

個別確認結果とそれに基づく重大事故等対策の成立性確認を「表 重大事故等対策の成立性確認」に示す。

「操作名称」

- | | |
|----------------------|---|
| 1. 作業概要 | : 作業項目, 具体的な運転操作・作業内容, 対応する事故シナリオグループ等の番号 |
| 2. 操作時間 | |
| (1) 想定時間
(要求時間) | : 移動時間+操作時間に余裕を見て5分単位で値を設定。ただし, 時間余裕が少ない操作については, 1分単位で値を設定。 |
| (2) 操作時間
(実績又は模擬) | : 現地への移動時間 (重大事故発生時における放射線防護具着用時間は別途確保), 訓練による実績時間, 模擬による想定時間等を記載 |
| 3. 操作の成立性について | |
| (1) 状況 | : 対応者, 操作場所を記載 |
| (2) 作業環境 | : 現場の作業環境について記載
アクセス性, 重大事故等の状況を仮定した環境による影響
暗所の場合の考慮事項 他 |
| (3) 連絡手段 | : 各所との連絡手段について記載 |
| (4) 操作性 | : 現場作業の操作性について記載 |
| (5) その他 | : 対応する技術的能力条文番号を記載 |

表 重大事故等対策の成立性確認 (1/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間 (注1)	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (アクセスルート等)			
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	低圧代替注水系 (常設) 準備操作 ・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.6 3.1.2 3.1.3 5.2	30分 5.2「全交流動力電源喪失」除く	約15分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	1.4
	低圧代替注水系 (常設) 準備操作 ・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ	2.1「高圧・低圧注水機能喪失」、2.6「LOCA時注水機能喪失」の場合 : 4分 上記以外の場合 : 15分	約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	低圧代替注水系 (常設) 注水操作 ・残留熱除去系 注入弁操作											
逃がし安全弁による原子炉減圧操作	原子炉急減圧操作 ・逃がし安全弁 手動開放操作	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 3.2 5.1 5.2	5分	約1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.3
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	代替格納容器スプレイ冷却系 準備操作 ・現場移動 ・代替格納容器スプレイ冷却系 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	2.4.2 3.2	30分	約15分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	1.6
	代替格納容器スプレイ冷却系 準備操作 ・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・代替格納容器スプレイ冷却系ラインアップ	2.4.2 3.2	30分	約25分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	
	代替格納容器スプレイ冷却系 操作 ・残留熱除去系 スプレイ弁操作	2.1 2.3.4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2	- (制御室の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作時間は特に設定していない)	約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	

添 1.3.1-2

表 重大事故等対策の成立性確認 (2/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナクセス No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間 (注1)	訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (アクセスルート等)			
復水貯蔵槽への補給	淡水貯水池から防火水槽への補給 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2	90分	約70分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)	夜間での作業の場合は、ヘッドライト及び懐中電灯にて作業を行う	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備) により、緊急時対策本部と連絡をとる	弁の開閉操作に特殊な操作は無く、送水ホースの接続も汎用の結合金具 (オス・メス) であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している	1.13
	可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給 ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	180分	約150分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)	車両の作業用照明・ヘッドライト・懐中電灯・LED多機能ライトにより、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備) により、緊急時対策本部及び中央制御室に適宜連絡する	可搬型代替注水ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具 (オス・メス) であり、容易に操作可能である。また、作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している	
各機器への給油	燃料供給準備 ・軽油タンクからタンクローリへの補給	2.1 2.3.1~4 2.4.1 2.4.2 2.6 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2 5.2	4kL : 90分 16kL : 120分		緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 ベント前：高線量となることはない (屋外のため) ベント後：簡易評価では、格納容器ベント実施2時間後の線量は「約200mSv/h」であり、作業時間は「約15分」であるため、「約50mSv」の被ばくとなる	タンクローリ車幅灯、車両付ライト、ヘッドライト、懐中電灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備) のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する	複雑な操作手順はなく、タンクローリの各操作 (ハッチ開放等) も同時並行して行える作業が主体であるため、操作性に支障はない	1.14
	燃料給油作業 ・可搬型代替注水ポンプへの給油 ・電源車への給油 ・ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	2.1 ※1 2.3.1~4 2.4.1 2.4.2 ※1 2.6 ※1 3.1.2 3.1.3 ※2 3.2 ※3 4.1 ※1 4.2 ※1 5.2 ※4 ※1: 可搬型代替注水ポンプのみ ※2: 可搬型代替注水ポンプ及びガスタービン発電機用燃料タンクのみ ※3: 可搬型代替注水ポンプ及び電源車のみ ※4: 電源車及びガスタービン発電機用燃料タンクのみ	適宜実施	可搬型代替注水ポンプ (4台) : 180分に1回給油 電源車 (4台) : 120分に1回給油 常設代替交流電源設備 (ガスタービン発電機用燃料タンク) への給油 : 約176分	可搬型代替注水ポンプ (4台) への給油 : 約112分 電源車 (4台) への給油 : 約90分 ガスタービン発電機用燃料タンク : 540分に1回給油	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 ベント前：高線量となることはない (屋外のため) ベント後：簡易評価では、格納容器ベント実施2時間後の線量は「約200mSv/h」であり、作業時間は「約15分」であるため、「約50mSv」の被ばくとなる	タンクローリ車幅灯、車両付ライト、ヘッドライト、懐中電灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備) のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する	

添 1.3.1-3

表 重大事故等対策の成立性確認 (3/15)

注1: 並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間 (注1)		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセラート等)					
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 ※電源有りの場合	格納容器ベント準備操作 ・ベント準備	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	60分	60分	約9分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる	1.5 1.7
	格納容器ベント準備操作 ・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)		60分		約60分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である	
	格納容器ベント操作		—	約1分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	—	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる		
	格納容器ベント操作 ・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視 ※ ※適宜実施		—	60分	約10分	運転員 (現場)	※3.1.3「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却を使用しない場合)」の場合	通常運転時と同程度	作業に要する被ばく量は10mSv以下となり作業可能	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である。遠隔 (エクステンション) 操作についても、通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である	
	格納容器ベント操作 ・フィルタ装置水位調整 ※ ・フィルタ装置薬液補給 ※ ※適宜実施		—	適宜実施	約60分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	—	【亙心損傷がない場合】 亙心損傷がないため、高線量になることはない 【亙心損傷がある場合】 作業に伴う被ばく量は約58mSv以下	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する	送水ホースの接続は、汎用の結合金具 (オス・メス) であり、また、通常の弁操作、ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に操作可能である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している	
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作 ※電源無しの場合	格納容器ベント準備操作 ・ベント準備 (格納容器ベントバウンダリ構成)	2.3.1~3	60分	60分	約60分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である。遠隔 (エクステンション) 操作についても、通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である	1.5
	格納容器ベント準備操作 ・ベント準備 (格納容器ベントラインナップ)		60分		約20分	—	— (屋外での操作)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である	
	格納容器ベント準備操作 ・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)		60分	約60分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である	
	格納容器ベント操作		—	約10分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	亙心損傷がないため、高線量になることはない	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である。遠隔 (エクステンション) 操作についても、通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である		
	格納容器ベント操作 ・フィルタ装置水位調整 ※ ・フィルタ装置薬液補給 ※ ※適宜実施		—	適宜実施	約60分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	—	亙心損傷がないため、高線量になることはない	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する	送水ホースの接続は、汎用の結合金具 (オス・メス) であり、また、通常の弁操作、ならびに通常のポンプ起動・停止操作であるため、容易に操作可能である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している	

表 重大事故等対策の成立性確認 (4/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間 (注1)	訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.								
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (アクセラート等)											
残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作	残留熱除去系 サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード操作	2.2	— (制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作時間は特に設定していない)	約8分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作であることから、容易に操作できる	1.6								
	残留熱除去系 試験用調節弁操作																			
残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作	残留熱除去系 運転モード切替操作	2.5	— (制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作時間は特に設定していない)	約7分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる									
	低圧注水モードからサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードへの切替 サブプレッションプール冷却状況監視																			
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転操作	残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備	2.2	90分	約60分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作であることから、容易に操作できる									
	残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備		30分										90分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行う電源開放操作と同じであり、操作性に支障はない
	現場移動 残留熱除去系 電動弁隔離																			
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	— (制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作時間は特に設定していない)		90分	約60分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.4								
所内蓄電式直流電源設備切替操作(A-2)	所内蓄電式直流電源設備切替操作	2.3.1	30分	約10分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行う受電切替操作と同じであり、操作性に支障はない								
	蓄電池切替準備		40分																	
所内蓄電式直流電源設備切替操作(A-2→AM)	所内蓄電式直流電源設備切替操作	2.3.1	10分	約15分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行う受電切替操作と同じであり、操作性に支障はない								
	蓄電池切替準備		45分																	
所内蓄電式直流電源設備切替操作(A-2→AM)	所内蓄電式直流電源設備切替操作	2.3.1	30分	約15分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセラート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行う受電切替操作と同じであり、操作性に支障はない								
	蓄電池切替準備		15分																	

表 重大事故等対策の成立性確認 (5/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料No.)	操作・作業の想定時間 (注1)		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.		
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート等)							
常設代替交流電源設備からの受電機作 (時間余裕が長い場合)	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・受電前準備 (中央制御室)	2.3.1 2.3.2 2.3.3	20分	-	約75分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響しない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.14		
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認		20分			運転員 (現場)	- (屋外での操作)	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)	ヘッドライト・懐中電灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	現場操作パネルでの簡易なボタン操作であり、操作性に支障はない			
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機給電準備		10分			-	-	-	-	-	-	-		-	-
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機起動		20分												
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・6号炉 M/C (C) (D) 受電準備 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電準備		50分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり、操作性に支障はない。			
	常設代替交流電源設備からの受電機作 ・M/C 受電確認		10分			運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響しない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる			
	常設代替交流電源設備からの受電機作 ・6号炉 M/C (C) (D) 受電 ・6号炉 MCC (C) (D) 受電 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電 ・7号炉 MCC (C) (D) 受電		20分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作は通常の遮断器操作と同じであり、容易に実施可能である			
	常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機 運転状態確認 ※運転員による作業時間は、緊急時対策要員へのガスタービン発電機運転状態確認を引き継ぐまでとなる		5分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)	ヘッドライト・懐中電灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作は通常の操作と同じであり、容易に実施可能である			
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) ・現場移動 ・ガスタービン発電機 運転状態確認	適宜実施	緊急時対策要員 (現場)	適宜実施	- (屋外での操作)											

添 1.3.1-6

表 重大事故等対策の成立性確認 (6/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間 (注1)		訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.	
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート等)						
常設代替交流電源 設備からの受電機 作 (時間余裕が短い 場合)	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・受電前準備 (中央制御室)	2.3.4 2.4.1 3.1.2 3.1.3	20分	70分	約70分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響しない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.14	
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認		20分			運転員 (現場)	— (屋外での操作)	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	ヘッドライト・懐中電灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	現場操作パネルでの簡易なボタン操作であり、操作性に支障はない		
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機給電準備		10分			運転員 (現場)	— (屋外での操作)	【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)						
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機起動		20分			運転員 (現場)	— (屋外での操作)							
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・6号炉M/C(D)受電準備 ・7号炉M/C(C)(D)受電準備		50分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり、操作性に支障はない。		
	常設代替交流電源設備からの受電機・M/C受電確認		10分			運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響しない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	常設代替交流電源設備からの受電機 ・6号炉M/C(D)受電 ・6号炉MCC(D)受電 ・7号炉M/C(C)(D)受電 ・7号炉MCC(C)(D)受電		10分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作は通常の遮断器操作と同じであり、容易に実施可能である		
	常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機 運転状態確認		25分			運転員 (現場)			【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	ヘッドライト・懐中電灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する		操作は通常の操作と同じであり、容易に実施可能である
	※運転員による作業時間は、緊急時対策要員へのガスタービン発電機運転状態確認を引き継ぐまでとなる						適宜実施							
	常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) ・現場移動 ・ガスタービン発電機 運転状態確認						適宜実施		緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)			

添 1.3.1-7

表 重大事故等対策の成立性確認 (7/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間 (注1)		訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート等)					
常設代替交流電源 設備からの受電	常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・受電前準備 (中央制御室)	5.2	20分	145分	約145分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.14
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認		20分			— (屋外での操作)	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	ヘッドライト・懐中電灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	現場操作パネルでの簡易なボタン操作であり、操作性に支障はない		
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機給電準備		10分			— (屋外での操作)	【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)	—	—	—	—		
	常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機起動		20分			— (屋外での操作)	【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり、操作性に支障はない		
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・7号炉M/C(D)受電準備		50分			通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり、操作性に支障はない		
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・M/C受電確認		10分			中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・7号炉M/C(D)受電 ・7号炉MCC(D)受電		10分			通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作は通常の遮断器操作と同じであり、容易に実施可能である		
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・7号炉M/C(C)受電準備		50分			運転員 (現場)	上記色付き部分と同様	—	—	—	—		
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・M/C受電確認		10分			運転員 (中央制御室)	上記色付き部分と同様	—	—	—	—		
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・7号炉M/C(C)受電 ・7号炉MCC(C)受電		10分			運転員 (現場)	上記色付き部分と同様	—	—	—	—		
	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・6号炉M/C(D)受電準備		50分			運転員 (現場)	上記色付き部分と同様	—	—	—	—		
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・M/C受電確認		10分			運転員 (中央制御室)	上記色付き部分と同様	—	—	—	—		
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・6号炉M/C(D)受電 ・6号炉MCC(D)受電		10分			運転員 (現場)	上記色付き部分と同様	—	—	—	—		
	常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) ・ガスタービン発電機 運転状態確認		25分			適宜実施	運転員 (現場)	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)	ヘッドライト・懐中電灯により、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作は通常の操作と同じであり、容易に実施可能である	
	※運転員による作業時間は、緊急時対策要員へのガスタービン発電機運転状態確認を引き継ぐまでとなる												
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機) ・現場移動 ・ガスタービン発電機 運転状態確認	適宜実施	適宜実施	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	—	—	—	—					

添 1.3.1-8

表 重大事故等対策の成立性確認 (8/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シナゲンス No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間 (注1)		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート等)					
常設代替交流電源設備からの受電	常設代替交流電源設備からの受電準備操作 ・現場移動 ・6号炉M/C(C)受電準備	2.3.4 2.4.1 3.1.2 3.1.3 5.2	50分		約60分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行う遮断器操作と同じであり、操作性に支障はない	1.14
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・6号炉M/C(C)受電確認		10分			運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響はない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	
	常設代替交流電源設備からの受電操作 ・6号炉M/C(C)受電 ・6号炉MCC(C)受電		10分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	【炬心損傷がない場合】 通常運転時と同程度 【炬心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作は通常の遮断器操作と同じであり、容易に実施可能である	
	常設代替交流電源設備 準備操作 ・現場移動 ・直流125V 主母線盤A受電前負荷隔離	2.3.3	30分		約25分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行うNFB操作と同じであり、操作性に支障はない	
	常設代替交流電源設備 準備操作 ・AM用直流125V蓄電池から直流125V主母線盤A受電		10分										
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水	「低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作」及び「常設代替交流電源設備からの受電」に示す「具体的な運転操作・作業内容」と同様	3.1.2 3.1.3 5.2	70分 ※5.2の場合145分		約70分 ※5.2の場合約145分	「低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作」及び「常設代替交流電源設備からの受電」に示す「状況」「作業環境」「連絡手段」「操作性」と同様						1.4 1.14	

添 1.3.1-9

表 重大事故等対策の成立性確認 (9/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間 (注1)		訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.		
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート等)							
代替原子炉補機冷却系運転操作	代替原子炉補機冷却系 準備操作 ・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	2. 3.1~4 2. 4.1 3. 1.2 3. 2 5. 2	300分 (5時間)	600分 (10時間)	約420分 (約7時間)	運転員 (現場) 通常運転時と同程度	— (屋外での操作)	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない (二次格納施設外のため) ※炉心損傷時は原子炉建屋 (管理区域) 内が高線量となるため、当該区域内の系統構成の操作は実施しない	バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備) のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である	1.5	
	代替原子炉補機冷却系 準備操作 ・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り		600分 (10時間)					緊急時対策要員 (現場)	【炉心損傷がない場合】 通常運転時と同程度	【炉心損傷がある場合】 高線量となることはない (屋外のため)	バッテリー内蔵型 LED 照明・ヘッドライトにより、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備) のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する		各種ホースの接続は、汎用の結合金具 (オス・メス) であり、容易に操作可能である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している
	代替原子炉補機冷却系 運転 ・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視		適宜実施						—	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—		中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熟除去系 (低圧注水モード) 運転操作	残留熟除去系 起動操作 ・残留熟除去系ポンプ起動	2. 3.1~3	15分	約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.4			
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熟除去系 (格納容器スプレイモード) 運転操作	格納容器スプレイ冷却系 起動操作 ・格納容器スプレイ弁操作	2. 3.1~3	— (制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作時間は特に設定していない)	約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.6			
代替原子炉補機冷却系を用いた残留熟除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	残留熟除去系 起動操作 ・サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動準備	2. 3.4 2. 4.1	10分	約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.6			
	残留熟除去系 起動操作 ・サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動		5分												

表 重大事故等対策の成立性確認 (10/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間 (注1)		訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート等)					
代替原子炉補機 冷却系を用いた 残留熱除去系(原 子炉停止時冷却 モード)運転操作	残留熱除去系 起動準備 ・原子炉停止時冷却モード 起動準備	5.2	20分	30分	約10分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.4
	残留熱除去系 起動準備 ・原子炉停止時冷却モード 起動		10分										
高圧代替注水系による原子炉注 水操作	高圧代替注水系起動操作 ・高圧代替注水系系統構成 ・高圧代替注水系起動操作	2.3.2 2.3.3	15分		約3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.2
	高圧代替注水系による原子炉注水 ・高圧代替注水系 起動/停止操作												
自動減圧系起動 阻止操作	自動減圧系 自動起動阻止 ・ADS 自動起動阻止 KOS「阻止」 ・ADS 起動信号リセット PB「リセット」	2.5	原子炉水位低(レベル1)到達 から30秒後まで		約3分	運転員 (中央制御室)	自動減圧系自動起動信号の一部である「原子炉水位低(レベル1)」より早く原子炉停止機能喪失及び格納容器圧力高信号を確認した時点で自動起動阻止操作を実施することから、想定で意図している運転操作が実施可能	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.1
ほう酸水注入系 運転操作	ほう酸水注入系 起動操作 ・ほう酸水注入系 起動 ・注入状況監視※ ※適宜実施	2.5	-		約3分	運転員 (中央制御室)	(制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作時間は特に設定していない)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.1
高圧炉心注水系の 破断箇所隔離	高圧炉心注水系からの漏えい停止操作(現場操作) ・保護具装着/装着補助	2.7	30分		約10分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.3
	高圧炉心注水系からの漏えい停止操作(現場操作) ・現場移動 ・高圧炉心注水系 注入隔離弁開操作		60分		約60分	運転員 (現場)	操作現場の温度は40℃程度、湿度は100%程度となる可能性があるが、保護具を装着することから、問題はない	現場の線量は最大でも約1mSv/hであり、作業時間は現場移動を含め約60分であるため、約4mSvの被ばくとなる	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である	

表 重大事故等対策の成立性確認 (11/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間 (注1)		訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート 等)					
代替循環冷却による格納容器除熱操作	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成1) ・代替循環冷却運転 中央制御室ラインアップ	3.1.2	30分	120分	約90分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる	1.7
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成1) ・現場移動 ・代替循環冷却運転 現場ラインアップ (低圧代替注水に影響のない部分)		120分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成2) ・原子炉注水/格納容器スプレィ弁切替 代替循環冷却運転 準備操作(系統構成2) ・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却運転 中央制御室ラインアップ		120分	30分		運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる	
	代替循環冷却による格納容器除熱操作 ・現場移動 ・代替循環冷却運転 現場ラインアップ (復水貯蔵槽吸込弁)		30分	150分		運転員 (現場)	通常運転時と同程度	高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成2) ・現場移動 ・代替循環冷却運転 現場ラインアップ (残留熱除去系高圧炉心注水系第一止め弁、第二止め弁)		30分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転開始 ・復水移送ポンプ起動 ・低圧注水系注入弁、格納容器スプレィ弁操作		5分			運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる	
	代替循環冷却運転状態監視 ・代替循環冷却による原子炉・格納容器の状態監視		適宜実施				中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施することから、容易に操作できる	

表 重大事故等対策の成立性確認 (12/15)

注1: 並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料No.)	操作・作業の 想定時間 (注1)		訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審 査 基準 No.
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート 等)					
代替循環冷却による格納容器除熱操作	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成1) ・代替循環冷却運転 中央制御室ラインアップ	3.2	30分	120分	約90分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.7
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成1) ・現場移動 ・代替循環冷却運転 現場ラインアップ (低圧代替注水に影響のない部分)		120分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である	
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成2) ・復水移送ポンプ停止 ・代替循環冷却運転 中央制御室ラインアップ		30分	運転員 (中央制御室)		中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	代替循環冷却運転 準備操作(系統構成2) ・現場移動 ・代替循環冷却運転 現場ラインアップ (復水貯蔵槽吸込弁)		30分	運転員 (現場)		通常運転時と同程度	高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常の弁操作であり、容易に実施可能である。また操作はすべて二次格納施設外である		
	代替循環冷却運転開始 ・復水移送ポンプ起動 ・格納容器スプレイ弁、格納容器下部注水弁操作		5分	運転員 (中央制御室)		中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		
	代替循環冷却運転状態監視 ・代替循環冷却運転による格納容器の状態監視		適宜実施	運転員 (中央制御室)		中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる		

表 重大事故等対策の成立性確認 (13/15)

注1: 並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の 想定時間 (注1)	訓練等からの 実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的 能力審査 基準 No.
						温度・湿度	放射線環境	照明	その他 (アクセスルート等)			
溶融炉心落下前の格納容器下部注水系(常設)による水張り操作	格納容器下部注水系 準備 ・現場移動 ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	3.2	30分	約15分	運転員 (現場)	通常運転時と同程度	高線量となることはない (二次格納施設外のため)	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作対象弁は通路付近にあり、操作性に支障はない。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	1.8
	格納容器下部注水系 準備 ・格納容器下部への注水準備 ・低圧代替注水系(常設)ラインアップ		40分	約35分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	
	格納容器下部注水系操作 ・原子炉圧力容器破損前の初期注水操作		— (制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作時間は特に設定していない)	約3分	約3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	
溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作(崩壊熱相当の注水)	格納容器下部注水系操作 ・原子炉圧力容器破損後の格納容器下部注水	3.2	— (制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作時間は特に設定していない)	約3分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	

表 重大事故等対策の成立性確認 (14/15)

注1: 並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料No.)	操作・作業の想定時間 (注1)		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準No.
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート等)					
燃料プール代替注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水操作	可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給 (常設スプレイライン使用) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース布設(防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	4.1 4.2	65分		約50分	緊急時対策要員 (現場)	— (屋外での操作)	通常運転時と同程度	車両の作業用照明・ヘッドライト・懐中電灯・LED多機能ライトにより、夜間における作業性を確保している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受信器、電力保安通信用電話設備、衛星電話設備、無線連絡設備)のうち、使用可能な設備により、緊急時対策本部に連絡する	可搬型代替注水ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具(オス・メス)であり、容易に操作可能である。作業エリア周辺には、支障となる設備はなく、十分な作業スペースを確保している	1.11
	可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給 (常設スプレイライン使用) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給	適宜実施											
漏えい箇所の隔離操作	使用済燃料プール水位低下要因調査 ・警報確認による要因調査	4.2	30分	60分	—	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	1.11
	使用済燃料プール水位低下要因調査 ・現場移動 ・現場確認		60分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	円滑に作業できるように、移動経路を確保している	
	使用済燃料プール漏えい箇所の隔離 ・電動弁の隔離		10分	約2分		運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常照明が消灯し、非常用照明が点灯することにより、照度は低下するが操作に影響ない	周辺には支障となる設備はない	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	
	使用済燃料プール漏えい箇所の隔離 ・二次格納施設内2階 弁室での弁操作		30分	約15分		運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	操作対象弁は弁室にあるが、操作性に支障はない。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している	

表 重大事故等対策の成立性確認 (15/15)

注1：並行作業を含むため、必ずしも各作業時間の和が合計時間とは一致しない。

作業項目	具体的な運転操作・作業内容	事故シーケンス No. (資料 No.)	操作・作業の想定時間 (注1)		訓練等からの実績時間	状況	作業環境				連絡手段	操作性	技術的能力審査基準 No.
			温度・湿度	放射線環境			照明	その他 (アクセスルート等)					
原子炉冷却材流出の停止	原子炉水位回復操作 ・原子炉水位、温度監視	5.3	適宜実施		-	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	-
	原子炉水位回復操作 ・原子炉ウエル水位低下調査/隔離操作		60分	60分									
	原子炉水位回復操作 ・原子炉ウエル水位低下調査/隔離操作		50分										
待機中の残留熱除去系を用いた低圧注水モードによる注水操作	原子炉水位回復作業 ・残留熱除去系(待機側) 低圧注水モード 起動/停止操作	5.1	-		約2分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	-
待機中の残留熱除去系を用いた原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧	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(待機側) 原子炉停止時冷却モードへラインアップ	5.1	90分	95分	約60分	運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	-
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転 ・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離		30分			運転員 (現場)	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常備用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト・懐中電灯をバックアップとして携帯している	アクセスルート上に支障となる設備はない	通信連絡設備(送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する	通常運転時に行う電源開放操作と同じであり、操作性に支障はない	
	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(待機側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作		5分			運転員 (中央制御室)	中央制御室の室温については、空調の停止により緩慢に上昇する可能性があるが、作業に支障を及ぼす程の影響はなく、通常運転状態と同程度である	通常運転時と同程度	通常運転時と同程度	周辺には支障となる設備はない	-	中央制御室での操作は、通常の運転操作で実施する操作と同様であることから、容易に操作できる	
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転 ・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視		適宜実施										

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

重大事故等対策の有効性評価のうち、シビアアクシデント解析業務はプラントメーカーに委託しているものの、解析コード／評価手法の開発にあたっては、以下のとおり当社としても従前より積極的に関与している。

- ・ 各種解析コードの妥当性を審議する検討会（当時の通産省原子力発電技術顧問会（基本設計）LOCA検討会「沸騰水側原子炉のLOCA/ECCS解析コード（SAFER）について」（昭和61年7月）等）における、検討のために必要な材料を当社より当時の通産省に対し積極的に提供している。（SAFER, CHASTE, REDY, SCAT, APEX）
- ・ 安全評価を実施する上で適切な保守性を担保しつつ最新知見に基づく合理的な評価手法について検討した日本原子力学会標準「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年発行）や「統計的安全評価の実施基準」（2009年発行）の策定にあたり、当社より委員として参画した上で、検討のために必要な材料を積極的に提供している（REDY, SCAT）。また、シビアアクシデント解析の知見を活用した日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的リスク評価に関する実施基準」（レベル1及びレベル2）等の策定にあたり、当社より委員として参画した上で、検討のために必要な材料を積極的に提供している（MAAP）。
- ・ アクシデントマネジメント整備の検討を開始した当初（1990年代前半）より、シビアアクシデント現象の研究及びアクシデントマネジメント検討に当社より積極的に参画し、アクシデントマネジメント策の策定、整備に対して主体的に貢献している。また、福島原子力事故以降においては、福島第一事故の知見をシビアアクシデント解析コードの改良に活用すべく、国際的な活動にも貢献している（表1参照。MAAP）。
- ・ 現在においても、以下【参考】及び表1に示す通り、通常の業務の中でシビアアクシデント解析及び評価手法の活用及び改良に積極的に努めている。今後も不確かさを含む現象などに対する継続的な検討を進め、さらなる知見の拡充に努めていく。

【参考】シビアアクシデント解析の活用例

- ・ シビアアクシデント解析結果を反映した運転手順書の整備と整備した手順に基づく机上教育及び訓練の実施、さらに、有効性評価等を踏まえた改善等を行い、継続的に教育、訓練を実施している。また、重大事故等発生時の対応の要となる運転員に対しては、自社のシミュレータ又はBWR運転訓練センターにおけるシミュレータを活用し、シビアアクシデント時の挙動の把握・対応能力の向上に努めている。

- る。
- ・福島原子力事故における未確認・未説明事項を調査・検討することを目的にシビアアクシデント解析コードMAAPを活用している。
 - ・アクシデントマネジメント手順の改善及びPRA評価手法の改善のため、国内外関係機関（EPRI, BWROG等）と協同しつつ、シビアアクシデント解析の知見をふまえた手順及び評価手法の最新化に努めている。

表1 シビアアクシデント解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与例

解析コード	時期	件名
MAAP	平成4～5年度	アクシデントマネジメントにおける運転操作指針の開発研究
	平成5年度	アクシデントマネジメント検討報告書
	平成6～7年度	アクシデントマネジメントにおける運転操作指針の開発（フェーズⅡ）
	平成8～9年度	アクシデントマネジメントガイドラインの高度化に関する研究
	平成13～14年度	IVR等を考慮したAMGの高度化に関する研究
	現在継続中	EPRI MAAP Users Group (MUG)への参画及びデータ提供 OECD/NEA BSAFプロジェクトへの参画及びデータ提供

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の重大事故等対策の有効性評価の一般データ

- (1) 炉心損傷防止
- (2) 格納容器破損防止
- (3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (FCI)
- (4) 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

なお、本資料中の の中の値は、商業機密事項に相当致しますので公開できません。

(1) 炉心損傷防止

1. 解析初期条件データ

項 目	数 値	備 考
原子炉熱出力	<u>3926</u> MWt (<u>100%</u>)	設計値
原子炉水位	セパレータスカート下端から +119cm (通常運転水位)	プラント仕様
炉心流量	<u>52.2</u> ×10 ³ t/h (<u>100%</u>)	設計値
原子炉給水温度	<u>216</u> °C	設計値
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	<u>7.07</u> MPa [gage]	設計値
主蒸気流量	<u>7.64</u> ×10 ³ t/h	設計値
ヒートバランス	図 1 参照 (各部の圧力、流量、エンタルピ等のデータ)	図 1 は定格運転状態の場合を提示。 設計値
燃料及び炉心	9×9燃料(A型)(単一炉心)	
燃料集合体数	<u>872</u> 体	設計値
最大線出力密度	<u>44.0</u> kW/m	設計値

本資料のうち、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。

2. 解析に関する情報

項目	データ	備考
初期MCPR	<u>1.22</u>	設計値
給水温度低下特性	給水加熱器出口温度、給水スパー ジャーまでの時間遅れ特性等の データ ・初期給水温度から。 MSIV閉鎖により、60秒の一次遅 れで給水温度低下。 別添9参照。	包絡値
原子炉スクラム遅れ時間	<u>0.05</u> 秒	注記 1 安全保護系の遅れ時間 設計値
再循環ポンプトリップ台数	7.48MPa[gage] : 4 台 水位低L3 : 4 台 水位低L2 : 6 台	設定値
再循環ポンプトリップ遅れ時間	<u>0.2</u> 秒	設計値
再循環ポンプ回転数半減時間	<u>0.68</u> 秒	設計値



本資料のうち、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。

項 目	データ	備 考
スクラム後の事象シーケンス	スクラム後の給水制御、圧力制御、再循環制御等の事象シーケンスの説明 別添1参照	事象進展による

注記1：時間は、スクラム信号発生時刻を時刻0と定義する。

注記2：注入特性は、格納容器破損防止資料のⅢ. 工学的安全施設等に示したデータを提示した。

本資料のうち、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。

3. 幾何形状データ

(1) 主蒸気管、燃料棒等に関するデータ

項目	対象	データ	備考
蒸気ドーム部出口から主蒸気隔離弁までのデータ	長さ、断面積(内径)、容積、エレベーション	図 2 参照	注記 1, 2 設計値
主蒸気隔離弁から主蒸気加減弁までのデータ (主蒸気ヘッダを含む)	長さ、断面積(内径)、容積、エレベーション	図 2 参照	注記 2 設計値
主蒸気ラインからタービンバイパス弁までのデータ	長さ、断面積(内径)、容積 エレベーション	図 2 参照	注記 2 設計値
燃料集合体 (9 × 9 燃料(A型)) のデータ	長さ	図3-1参照	各燃料型式毎に記載 設計値
蒸気ドーム部のデータ	長さ、容積	図 4 参照	設計値
燃料棒 (9 × 9 燃料(A型)) のデータ	長さ、半径、ギャップ熱伝達係数 (炉心平均、ホット)	図5-1参照	各燃料型式毎に記載 設計値
水位計のタップ位置	圧力容器底部からの高さ		設計値

注記 1 : 蒸気ドーム部からMS I Vまでの配管長さ等のデータについては、各ライン(4本)の個別データを提示した。

注記 2 : 配管の始点・終点の明確化のため名称を併せて記載した。

(例) 蒸気ドーム部～MS I V入口, 長さ ××mm, 断面積 ××mm² . . .

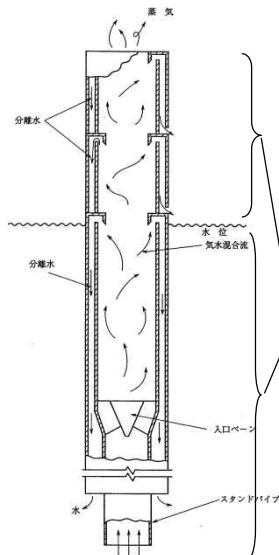
本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(2) RPVに関するデータ

項 目	対 象	寸法 (mm)	備 考
原子炉のエレベーションに関するデータ	・蒸気ドーム頂部（ベッセル内）高さ		設計値
	・蒸気乾燥器頂部高さ		設計値
	・蒸気出口ノズル中心部高及び内径		設計値
	・蒸気乾燥器底部高さ		設計値
	・気水分離器頂部高さ		設計値
	・通常運転水位		解析では狭帯域と広帯域の初期水位は同一とする。 設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム頂部高さ		設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム底部高さ		設計値
	・上部炉心格子板底部高さ		設計値
	・TAF高さ		設計値
	・ジェットポンプ噴出ノズル底部高さ		R I P 頂部 設計値
	・ジェットポンプ・スロート入口高さ		同上
	・BAF高さ		設計値
	・再循環水出口ノズル中心部高さ及び内径		R I P 適用のため該当データなし。 設計値
	・支持板底部高さ		設計値
	・ディフューザ底部高さ		R I P 底部 設計値
・CRDハウジング頂部高さ	設計値		
・CRDハウジング底部高さ	設計値		

(RPV 底部からの高さ)

項目	対象	体積 (m ³)	ボイド率 (%)	備考
原子炉の体積に関するデータ (1) 下部プレナム	・ 下部プレナム底部からCRDハウジング頂部までの体積	[商業機密]	—	設計値
	・ CRDハウジング頂部からディフューザ底部までの体積		—	設計値
	・ ディフューザ底部から支持板底部までの体積		—	設計値
	・ 支持板底部からBAFまでの体積 (シュラウド内)		—	設計値
(2) 炉心 (チャンネル内)	・ BAFからTAFまでの体積及び平均ボイド率	[商業機密]	38	設計値
	・ TAFから炉心上部格子底部までの体積及び平均ボイド率		65	設計値
(3) バイパス (シュラウド内)	・ BAFからTAFまでの体積及び平均ボイド率	[商業機密]	0	設計値
	・ TAFから炉心上部格子底部までの体積		—	* : (2) の「TAFから炉心上部格子底部までの体積」に含まれる。 設計値
(4) 上部プレナム	・ 炉心上部格子板底部からシュラウドヘッド・ドーム底部までの体積及び平均ボイド率	[商業機密]	60	設計値
	・ シュラウドヘッド・ドーム底部からシュラウドヘッド・ドーム頂部までの体積及び平均ボイド率		60	設計値
	・ シュラウドヘッド・ドーム頂部から通常水位 (気水分離器内) までの体積及び平均ボイド率		60	気水分離器内の空間体積には分離水 (戻り水) を含む。分離水は未飽和水として扱う。 設計値
	・ 通常運転水位から気水分離器頂部までの体積		—	



本資料のうち、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。

項目	対象	体積 (m ³)	備考
(5)蒸気ドーム(主蒸気管体積を除く)	・気水分離器頂部から蒸気乾燥器底部までの体積		設計値
	・蒸気乾燥器底部から蒸気乾燥器頂部までの体積		設計値
	・蒸気乾燥器頂部から蒸気ドーム頂部までの体積		設計値
(6)ダウンカム(再循環配管体積及びジェットポンプ体積を除く)	・支持板頂部からジェットポンプ頂部(スロート入口)までの体積		R I Pのため該当データ無し。 設計値
	・インターナルポンプ頂部からシュラウドヘッド・ドーム頂部までの体積		設計値
	・シュラウドヘッド・ドーム部から気水分離器頂部までの体積(気水分離器体積を除く)		水位より下の液相部にはボイドは存在しない。 設計値
(7)再循環配管	・1ループの再循環配管体積 ・再循環配管の底部から頂部までの高さとの関係		R I Pのため該当データ無し。 設計値
(8)ジェットポンプ	・インターナルポンプ体積		設計値
	・ディフューザ底部からスロート入口までの高さとの関係		R I Pのため該当データ無し。 設計値

4. 核データ・熱水力関連データ

項 目	対 象	データ	備 考
ボイド反応度	炉心平均ボイド率 (%) と ボイド反応度係数 ($(\Delta k/k)/\%$ ボイド率) のデジタル値 保守係数(設置許可申請書 添付八記載の1.25倍等)に についても記載	別添2 ①参照	設計値
ドップラ反応度	燃料棒平均温度 (°C) とド ップラ反応度係数 ($\Delta k/k/^\circ\text{C}$) のデジタル値 保守係数(設置許可申請書 添付八記載の0.9倍等)に についても記載	別添2 ②参照	設計値
ボロン反応度 (ATWS解析用)	ボロン濃度 (ppm) 及びボ イド率と反応度係数 ($\Delta k/k/\text{ppm}$) のデジタル値 (注) ボロン濃度0～ 600ppmに対して	別添2 ③参照 (ボイド率の影響は冷却材密度 の変化として考 慮, 5ホウ酸ナ トリウム濃 度:13.4wt%)	反応度K、ボロン濃度 B、ボイド率 α とし て、 $K=f(B, \alpha)$ のテーブルで記載 設計値
スクラム反応度	制御棒挿入割合とスクラ ム反応度 (\$) のデジタル 値 設計用スクラム曲線	別添2 ④参照	設計値

項目	対象	データ	備考
スクラム挿入速度 (ABWRの仕様)	スクラム挿入割合 (%) とスクラム時間* (秒) のデジタル値	SOM : <u>0.20</u> 秒 60%ストローク : <u>1.71</u> 秒 100%ストローク : <u>3.70</u> 秒	* : スクラム時間はSOMを含む。 (SOM : スクラム信号をCRD系が受信してから動作開始までの時間) SOM~60%、60%~100%はそれぞれ直線近似とした。 設計値(最大圧力)
中性子関連	中性子寿命 (μ sec) 実効遅発中性子割合 β	別添2 ⑤参照	設計値
軸方向出力分布	SAFER、REDY、SCATの各解析コードで使用している平均チャンネルとホットテストチャンネルのデジタル値	SAFER : 別添2 ⑥参照 * 2 REDY : 別添3 ②参照 * 1 SCAT : 別添3 ①参照 * 2	設計値
集合体出力	平均チャンネルとホットテストチャンネル	平均 : 4.4MW ホット : 7.8MW (SCAT) * 3 8.7MW (SAFER) * 4	計算コード内部 計算値
集合体入口流量	平均チャンネルとホットテストチャンネル(WR流量含まず)	平均 : 53.4t/h ホット : 48.7t/h * 5 SCAT : 44.8t/h	設計値
	バイパス流量率 (WRを含む)	平均 : 14% ホット : 15%	設計値

* 1 : 下方ピーク (初期ボイド率を高め設定し、過圧時の反応度印加割合を大きくした。)

* 2 : 中央ピーク (代表的な出力分布として設定)

* 3 : 初期MCPRをOLMCPRと一致するように設定。

* 4 : 燃料棒本数、最大線出力密度、軸方向出力分布、有効発熱部長さに基づいて設定し、燃料被覆管温度を厳しめに評価した。

* 5 : SAFERでは下記のように設定される。

(全炉心流量) * (流量配分比) / (体数) - (バイパス流量) として設定される。
SCATではホットテストチャンネル出力に応じた流量として設定される。

本資料のうち、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。

項 目	対 象	デ ー タ	備 考
出口クオリティ、出口ボイド率	平均チャンネルとホットテストチャンネル	平均： クオリティ 16.9% ボイド率 66.7% ホット： クオリティ 25.5% ボイド率 74.8%	設計値
崩壊熱曲線	SA有効性評価(炉心損傷防止)解析で用いる崩壊熱データ (ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t)	TC:別添4 TC以外:別添5	TC:計算コード内部計算値 TC以外:崩壊熱評価式(ANSI/ANS-5.1-1979)による計算値

5. 機器特性データ他

項目	対象	データ	備考
ジェットポンプに関するデータ	<ul style="list-style-type: none"> ・ジェットポンプ個数 ・ジェットポンプ駆動流量 ・ジェットポンプ吐出流量 ・各部の長さ ・各部の外径及び内径 	—	ABWRにはジェットポンプ無し。
R I P又は再循環ポンプの特性データ	<ul style="list-style-type: none"> ・単相ホモログス曲線 またはポンプQ-H特性及びQ-T特性 ・トルク(Nm)、水頭(m)、回転数(rad/sec)、流量(m³/s)、モーメント(kg-m²) 水頭換算水密度(kg/m³) 		設計値
R I P又は再循環ポンプ逆流時の特性	・R I P逆流時の抵抗係数		設計値
	・R I P逆流時のポンプ回転の取扱い*	停止	* : R I Pを逆回転させるか、回転を停止するか。 設計値
原子炉再循環流量制御系	<p>REDYで使っている原子炉再循環流量制御系の運転モード(自動/手動)及び下記制御器の特性(伝達関数ブロック図)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主制御器 ・流量制御器 ・速度制御器 	別添 6「再循環流量制御系ブロック図」参照	「原子炉再循環流量制御系ブロック図」により、解析で想定している運転モードを提示。 設計値

本資料のうち、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。

項目	対象	データ	備考
原子炉給水制御系	原子炉検出水位、主蒸気流量、給水流量を入力とし、原子炉への給水流量を算出する3要素制御系の制御特性（伝達関数ブロック図）	別添6「給水制御系ブロック図」参照	設計値
原子炉圧力制御系	制御特性（伝達関数ブロック図）	TC:MSIV閉鎖により圧力制御していない。 別添6「圧力制御系ブロック図」参照	設計値
水位計	狭帯域及び広帯域水位計のタップ位置と初期水位の値	3.(1)参照 セパレータスカート下端から (図4の⑬参照)	タップ位置 初期水位の値 設計値

逃がし弁設定値

	REDY	SAFER
開遅れ時間	0.4秒（包絡値）	0.1秒
全閉－全開時間	0.15秒	同左
閉設定値	開設定値－0.24MPa	同左

（表中の値は全て設計値）

逃がし／安全弁

（逃がし弁）

吹出圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (吹出圧力において) (t/h)
7.51	1	363
7.58	1	367
7.65	4	370
7.72	4	373
7.79	4	377
7.86	4	380

（表中の値は全て設計値）

（安全弁）

吹出圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (吹出圧力×1.03において) (t/h)
7.92	2	395
7.99	4	399
8.06	4	402
8.13	4	406
8.20	4	409

（表中の値は全て設計値）

本資料のうち、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。

初期定格状態のパラメータ

(炉心出力 100 %、炉心流量 100 %、蒸気ドーム圧力 7.07 MPa[gage])

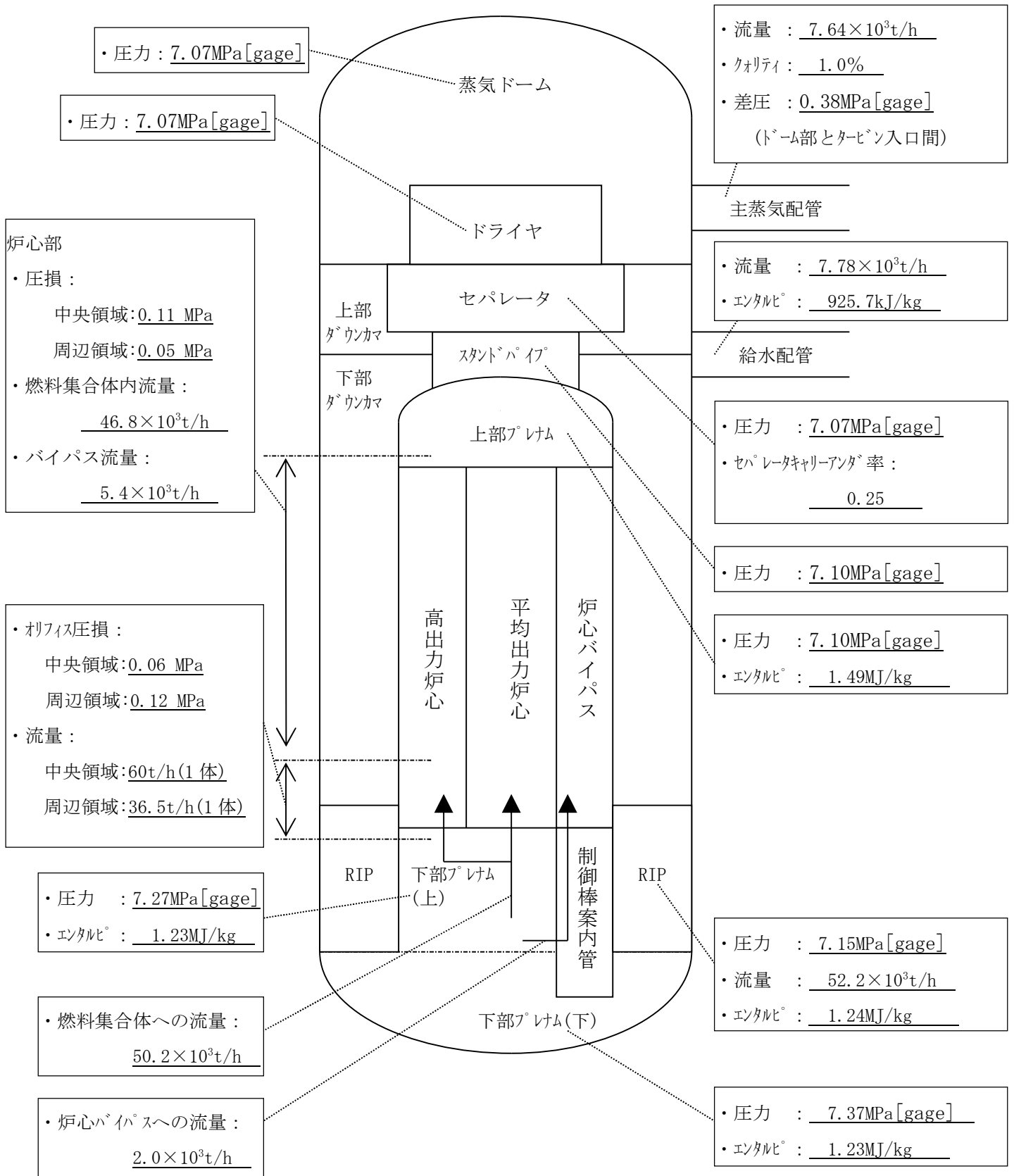
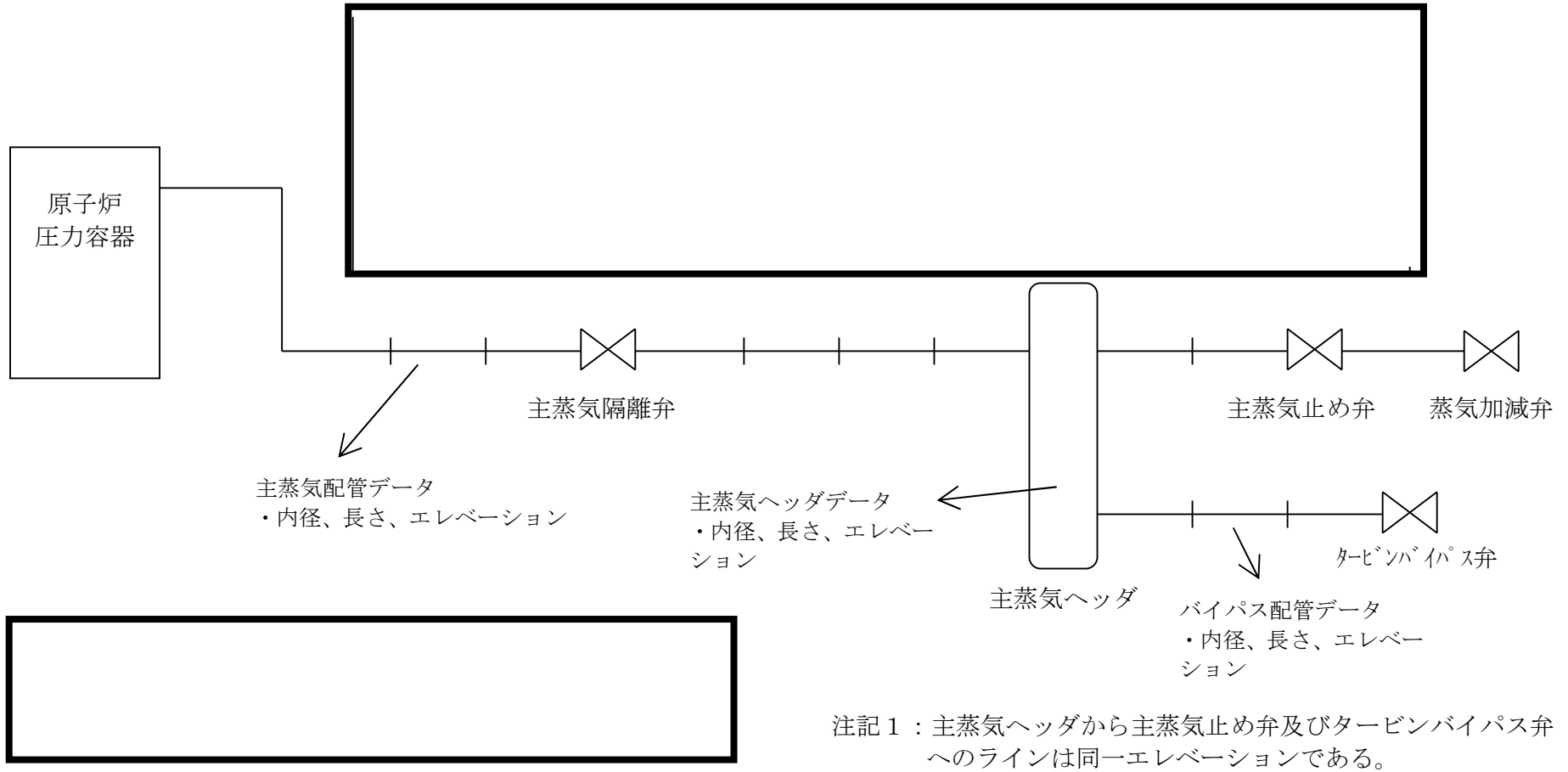


図 1. 圧力容器内ヒートバランスデータ

添 1.5.1-14

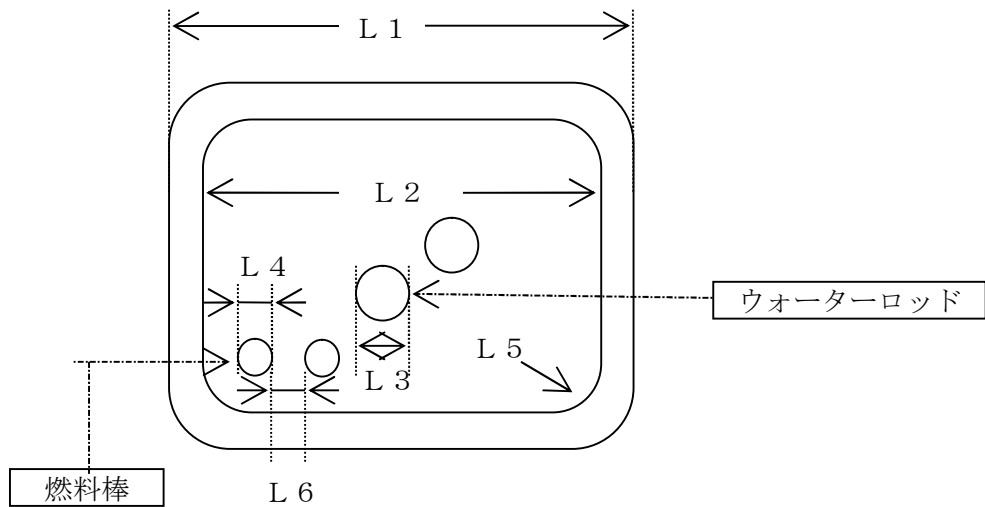
本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



添 1.5.1-15

図2. 原子炉圧力容器から蒸気加減弁までの配管長さとエレベーション

本資料のうち、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。



項目	9×9燃料 (A型)	備考
L 1 (mm)		
L 2 (mm)		
L 3 (mm)		
L 4 (mm)		
L 5 (mm)		コーナ部曲率半径
L 6 (mm)		
ギャップ コンダクタンス (W/m ² ・K)	平均： REDY 7380 W/(m ² ・K) SAFER 5678.264 W/(m ² ・K) (軸方向一定置) ホット： SAFER 別添 2 参照 SCAT 別添 3 参照	

図 3-1 9×9 燃料 (A 型) 集合体略図

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

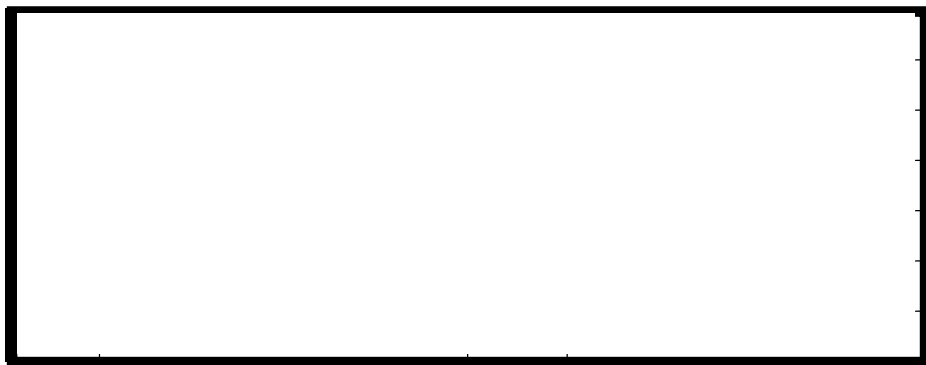
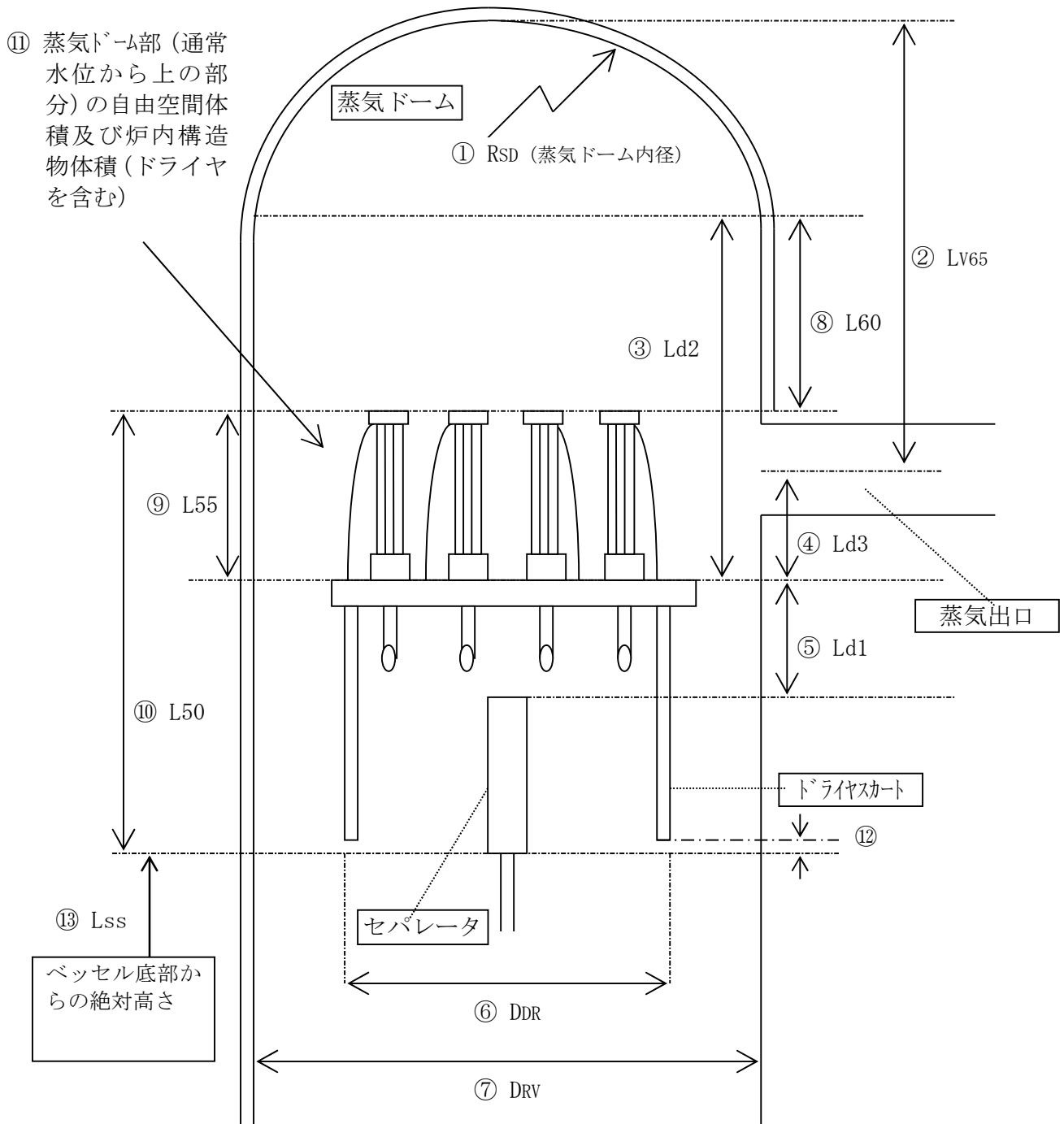
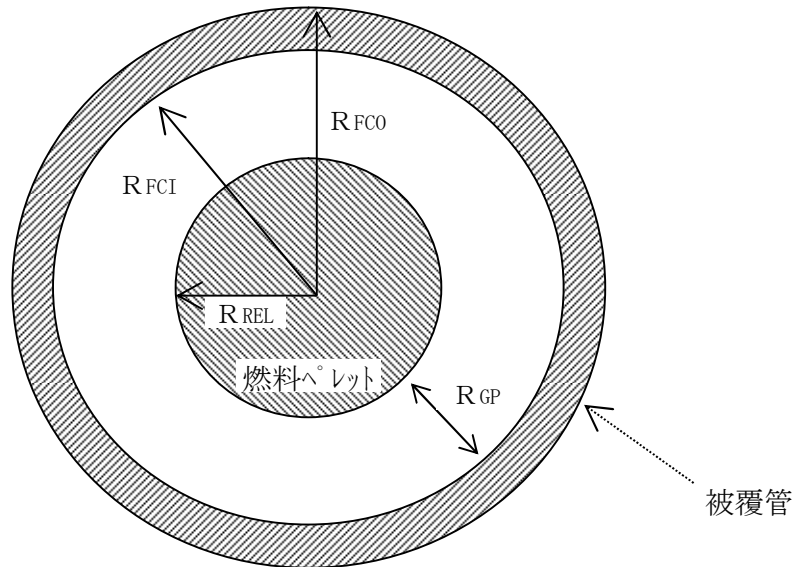


図4. 蒸気ドーム周辺略図

本資料のうち、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。



項目	仕様	入力値	備考
R PEL (mm)	燃料ペレット半径		
R FCI (mm)	被覆管内半径		
R GP (mm)	ギャップ幅		
R FCO (mm)	被覆管外半径		
LF (mm)	燃料棒有効長 (標準) 燃料棒有効長 (部分長) 下端位置 (部分長) 上端位置 (部分長)		部分長の下端/上端位置は標準の下端を基準 (0mm) としたときの値とする。
ペレット 径方向発熱分布		SAFER : 平坦 SCAT : 別添 3 ①参照	
ペレット密度	(kg/m ³)		
ペレット物性値	温度 (K) と熱伝導率 (W/m・K) のテーブル 温度 (K) と比熱 (J/kg・K) のテーブル	表 5-1-1 参照	温度 300~3000K の範囲
被覆管密度	(kg/m ³)		
被覆管物性値	温度 (K) と熱伝導率 (W/m・K) のテーブル 温度 (K) と比熱 (J/kg・K) のテーブル	表 5-1-2 参照	温度 300~1100K (被覆管の物性値として現実的な範囲)
ギャップ コンダクタンス (W/m ² ・K)	平均 : ホット :	図 3-1 9×9 燃料 (A 型) 集合体略 図参照	集合体のギャップコンダクタンスのため、図 3-1 への記載とする。

図 5-1. 9×9 燃料 (A 型) 燃料棒略図

本資料のうち、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5-1-1 ペレット物性値 9×9燃料 (A型)

ペレット温度 (K)	熱伝導率 (W/(m·K))	比熱 (J/(kg·K))
300		
400		
500		
600		
700		
800		
900		
1000		
1100		
1200		
1300		
1400		
1500		
1600		
1700		
1800		
1900		
2000		
2100		
2200		
2300		
2400		
2500		
2600		
2700		
2800		
2900		
3000		

本資料のうち、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5-1-2 被覆管物性値 9×9燃料 (A型)

被覆管温度 (K)	熱伝導率 (W/(m·K))	比熱 (J/(kg·K))
300		
400		
500		
600		
700		
800		
900		
1000		
1100		

シーケンス	原子炉側		PCV側	
	設備	動作	設備	動作
TQUV	給水制御	起回事象のため喪失	代替PCVスプレイ	作動:PCV圧力180kPa[gage] (起動:L8/停止:L3)
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5 MSIV閉鎖後はSRV開閉	PCVベント	1Pd
	再循環流量制御	RIP 4台トリップ@L3 RIP 6台トリップ@L2		
	原子炉減圧	水位低L1+5分後, ADS 8弁手動減圧		
	原子炉注水	低圧代替注水系ポンプ2台 炉心再冠水以降110m ³ /hに流量低減 起動:L3/停止:L8にて水位制御		
TQUX	給水制御	起回事象のため喪失	RHR-停止時冷却	冷却開始@12時間
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5 MSIV閉鎖後はSRV開閉	RHR-S/C冷却	冷却開始@水位高L8
	再循環流量制御	RIP 4台トリップ@水位低L3 RIP 6台トリップ@水位低L2		
	原子炉減圧	水位低L1+10分後, 過渡時ADS 4弁自動減圧		
	原子炉注水	RHR-LPFL 1系統注水		
TB(SBO)	給水制御	SBOのため事故と同時に喪失	PCVベント	1Pd
	圧力制御	事故と同時にMSIV閉 MSIV閉鎖後はSRV開閉	RHR-D/Wスプレイ	24.5hr
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	24hr, SRV 2弁手動減圧		
	原子炉注水	RCIC(起動/停止:L2/L8) RHR-LPFL 1系統注水(24時間後手動起動) 低圧代替注水系ポンプ2台 起動:L3/停止:L8にて水位制御		
TB (RCIC失敗)	給水制御	SBOのため事故と同時に喪失	PCVベント	1Pd
	圧力制御	事故と同時にMSIV閉 MSIV閉鎖後はSRV開閉	RHR-D/Wスプレイ	24.5hr
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	24hr, SRV 2弁手動減圧		
	原子炉注水	HPAC(25分後手動起動:L2/L8) RHR-LPFL 1系統注水(24時間後手動起動) 代替注水系ポンプ2台(起動:L3/停止:L8)		
TB (SRV1弁再閉失敗)	給水制御	SBOのため事故と同時に喪失	RHR(代替RCW) -S/C冷却	冷却開始@20時間
	圧力制御	事故と同時にMSIV閉 MSIV閉鎖後はSRV開閉	代替PCVスプレイ	13.7kPa[gage]到達時起動 (起動:L8/停止:L3)
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	原子炉圧力1.03MPa[gage], SRV 2弁手動減		
	原子炉注水	RCIC(起動/停止:L2/L8) RHR-LPFL 1系統注水(VB-1mで手動起動) 低圧代替注水系ポンプ2台 起動:L3/停止:L8にて水位制御		
TW (取水機能喪失)	給水制御	起回事象のため喪失	代替PCVスプレイ	水位高L8で手動起動 (起動:L8/停止:L3)
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5 MSIV閉鎖後はSRV開閉		停止:25時間
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ	RHR(代替RCW) -S/C冷却	冷却開始@20時間
	原子炉減圧	SRV 2弁手動減圧@3時間		
	原子炉注水	RCIC(起動/停止:L2/L8) RCIC停止:3時間 低圧代替注水系ポンプ2台 炉心再冠水以降110m ³ /hに流量低減 起動:L3/停止:L8にて水位制御 RHR-LPFL 1系統注水(VB-1mで手動起動)		
TW (RHR機能喪失)	給水制御	起回事象のため喪失	代替PCVスプレイ	作動:PCV圧力180kPa[gage]
	圧力制御	MSIV閉@水位高L8		
	再循環流量制御	RIP 4台トリップ@L3 RIP 6台トリップ@L2	PCVベント	1Pd
	原子炉減圧	水位高@L8, SRV 1弁手動減圧		
	原子炉注水	RCIC(起動/停止:L2/L8) HPCF(起動/停止:L1.5/L8)		
TC	給水制御	給水流量は3要素制御。定格流量から、5秒で68%給水流量まで低下後、復水器水位低により、約173秒から5秒で給水流量0%。	RHR	S/P水温度高から10分
	圧力制御	MSIV閉のため、圧力制御はSRVの開閉による。		
	再循環流量制御	MSIV閉に伴う炉圧高4台RPT後、再循環流量制御自動により、6台RIPは最低ポンプ速度になる。原子炉水位L2到達により、3台RPT、6秒後3台RPTとなる。 負荷要求偏差信号の挙動は別添9参照。		
	原子炉注水	RCIC(L1.5とL1.5+50cmで維持操作) HPCF(L1.5とL1.5+50cmで維持操作)		
	LOCA	給水制御	外部電源喪失のため事故と同時に喪失	代替PCVスプレイ
圧力制御		MSIV閉@水位低L1.5 MSIV閉鎖後はSRV開閉		停止:PCVベント
再循環流量制御		事故と同時に全台トリップ	PCVベント	1Pd
原子炉減圧		水位低L1+5分後, ADS 8弁手動減圧		
原子炉注水		低圧代替注水系ポンプ2台 炉心再冠水以降110m ³ /hに流量低減 起動:L3/停止:L8にて水位制御		
ISLOCA (HPCF全周破断)	給水制御	外部電源喪失のため事故と同時に喪失	除熱なし	
	圧力制御	MSIV閉@水位低L1.5 MSIV閉鎖後はSRV開閉(ただし動作しない)		
	再循環流量制御	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	15分後SRV8弁による急速減圧		
	原子炉注水	RCIC(起動/停止:L2/L8), 減圧後停止 HPCF(起動/停止:L1.5/L8) HPCF(L1~L1.5制御, 5.5時間まで) HPCF(起動/停止:L3/L8, 5.5時間以降)		

①ボイド反応度

ボイド係数 ($\times 10^{-4} \Delta k/k/\%$ ボイド)

ボイド率 (%)	9×9燃料(A型)炉心	
	平衡サイクル末期	
0		
10		
20		
30		
40		
50		
60		
70		

保守係数: 1.25 (9×9燃料(A型))

②ドブブラ係数

ドブブラ反応度 ($\times 10^{-5} \Delta k/k/^\circ C$) (減速材: 287°C, ボイド率=40%)

燃料温度 (°C)	9×9燃料(A型)炉心	
	平衡サイクル末期	
520		
750		
1000		
1250		
1500		
1750		
2000		
2250		
2500		
2750		
3000		

保守係数: 0.9 (9×9燃料(A型))

③ボロン反応度

9×9燃料(A型)	
ボロン値 (% $\Delta k/ppm$)	

*サイクル初期

④スクラム反応度

設計用スクラム曲線(\$)

挿入割合	サイクル末期用
0.00	
0.05	
0.10	
0.20	
0.30	
0.40	
0.50	
0.60	
0.70	
0.80	
0.90	
1.00	

⑤中性子関連

中性子寿命 (μsec)

9×9燃料(A型)炉心	
	平衡サイクル末期

動特性パラメータ(遅発中性子割合)

グループ	9×9燃料(A型)炉心	
	平衡サイクル末期	
	β の割合	λ (sec ⁻¹)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
トータル β		

⑥平均/ホットテストチャンネル軸方向分布(SAFER)

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
軸方向出力分布	0.5316	0.7517	1.0342	1.2758	1.3817	1.3625	1.2208	1.0442	0.845	0.5525

ギャップコンダクタンス

ホット

9X9A

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Btu/hr-ft ² -F	789.8	1143	1586.9	1959.5	2098.1	2079	1872.7	1600.9	1252.1	825.8
W/(m ² -K)	4484.7	6490.3	9010.8	11126.6	11913.6	11805.1	10633.7	9090.3	7109.8	4689.1

①

【SCAT】

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
軸方向出力分布	0.431	0.511	0.596	0.692	0.797	0.912	1.037	1.158	1.253	1.318
軸方向ノード	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
軸方向出力分布	1.363	1.393	1.403	1.378	1.333	1.268	1.193	1.118	1.048	0.972
軸方向ノード	21	22	23	24	25					
軸方向出力分布	0.887	0.792	0.672	0.516	0.346					

【SCAT】

半径方向出力分布

9X9A燃料

No	規格化半径	相対出力
1	0.00	0.929
2	0.10	0.929
3	0.20	0.930
4	0.30	0.932
5	0.40	0.937
6	0.50	0.944
7	0.60	0.955
8	0.70	0.971
9	0.80	0.991
10	0.90	1.027
11	1.00	1.478

ギャップコンダクタンス

【SCAT】

単位換算	[Btu/hr-ft ² -F]*5.678264
9X9A燃料	
ホットロッド以外 軸方向一定値	
Btu/hr-ft ² -F	1900
W/(m ² -K)	10788.702

ホットロッド

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Btu/hr-ft ² -F	866.6	998.3	1138.2	1294.5	1545.4	1840.9	2125.8	2350.3	2615.8	2856.7
W/(m ² -K)	4920.8	5668.6	6463.0	7350.5	8775.2	10453.1	12070.9	13345.6	14853.2	16221.1
軸方向ノード	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Btu/hr-ft ² -F	3020.5	3087.6	3110	3054	2912.3	2671.4	2442.3	2277.8	2148.6	1977.7
W/(m ² -K)	17151.2	17532.2	17659.4	17341.4	16536.8	15168.9	13868.0	12933.9	12200.3	11229.9
軸方向ノード	21	22	23	24	25					
Btu/hr-ft ² -F	1780.3	1532.4	1261.6	1006.5	718.4					
W/(m ² -K)	10109.0	8701.4	7163.7	5715.2	4079.3					

②

【REDY】

規格化高さ	相対出力
0.0	0
0.125	1.42
0.2083	1.48
0.2917	1.41
0.375	1.29
0.4583	1.19
0.5833	1.05
0.7083	0.91
0.8333	0.72
1.0	0.16

サブクール環境計算のための分布

崩壊熱曲線(TC)

時間(s)	崩壊熱割合
0.1	0.06831
0.2	0.06746
0.3	0.06664
0.4	0.0659
0.5	0.06522
0.6	0.06459
0.7	0.06401
0.8	0.06347
0.9	0.06298
1	0.06251
2	0.0591
3	0.05692
4	0.05534
5	0.0541
6	0.05306
7	0.05216
8	0.05135
9	0.0506
10	0.04992
20	0.04488
30	0.04182
40	0.0398
50	0.03832
60	0.03715
70	0.03616
80	0.03528
90	0.03448
100	0.03374
200	0.02836
300	0.02526
400	0.02337
500	0.02215
600	0.02129
700	0.02064
800	0.0201
900	0.01964
1000	0.01923
2000	0.01615
3000	0.01416
4000	0.01282
5000	0.0119
6000	0.01124
7000	0.01074
8000	0.01035
9000	0.01003
10000	0.00976

崩壊熱曲線(TC以外)

時間(s)	崩壊熱割合
0.1	0.06447
0.2	0.06396
0.3	0.06349
0.4	0.06305
0.5	0.06262
0.6	0.06222
0.7	0.06183
0.8	0.06145
0.9	0.06109
1	0.06074
2	0.0578
3	0.05558
4	0.05383
5	0.05239
6	0.05118
7	0.05014
8	0.04922
9	0.04841
10	0.04768
20	0.04288
30	0.04013
40	0.03819
50	0.03669
60	0.03548
70	0.03446
80	0.03359
90	0.03283
100	0.03217
200	0.02812
300	0.02602
400	0.02461
500	0.02351
600	0.02261
700	0.02183
800	0.02116
900	0.02055
1000	0.02001
2000	0.01639
3000	0.01438
4000	0.0131
5000	0.0122
6000	0.01153
7000	0.01101
8000	0.01059
9000	0.01023
10000	0.009935
20000	0.008252
30000	0.007445
40000	0.006919
50000	0.006534
60000	0.006236
70000	0.005997
80000	0.0058
90000	0.005634
100000	0.005491
200000	0.004573
300000	0.003976
400000	0.003575
500000	0.003278
600000	0.003045
700000	0.002857
800000	0.002702
900000	0.002573
1000000	0.002463
2000000	0.00183
3000000	0.001515
4000000	0.001313
5000000	0.001175
6000000	0.00107
7000000	0.0009891
8000000	0.0009206
9000000	0.0008635
10000000	0.0008127

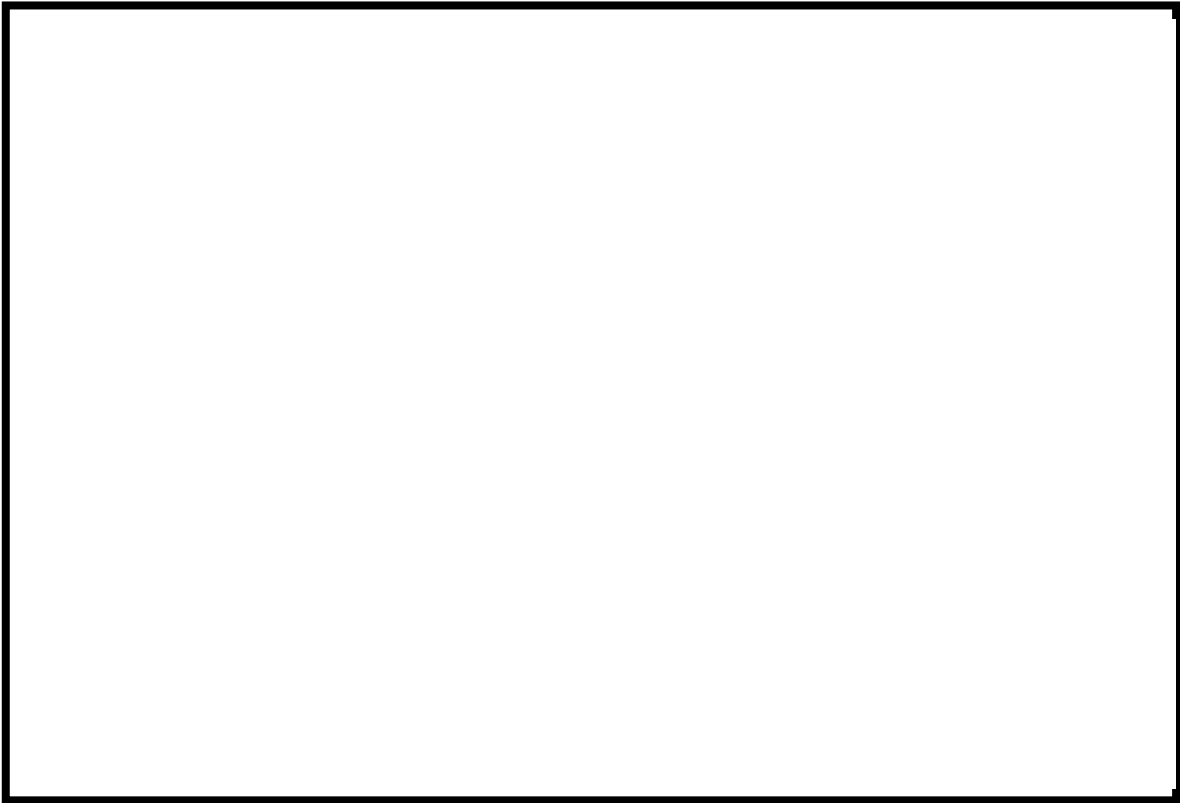


図 インターナルポンプ特性

	ポンプ流量/台	回転数	揚程
定格流量運転			
最大流量運転			

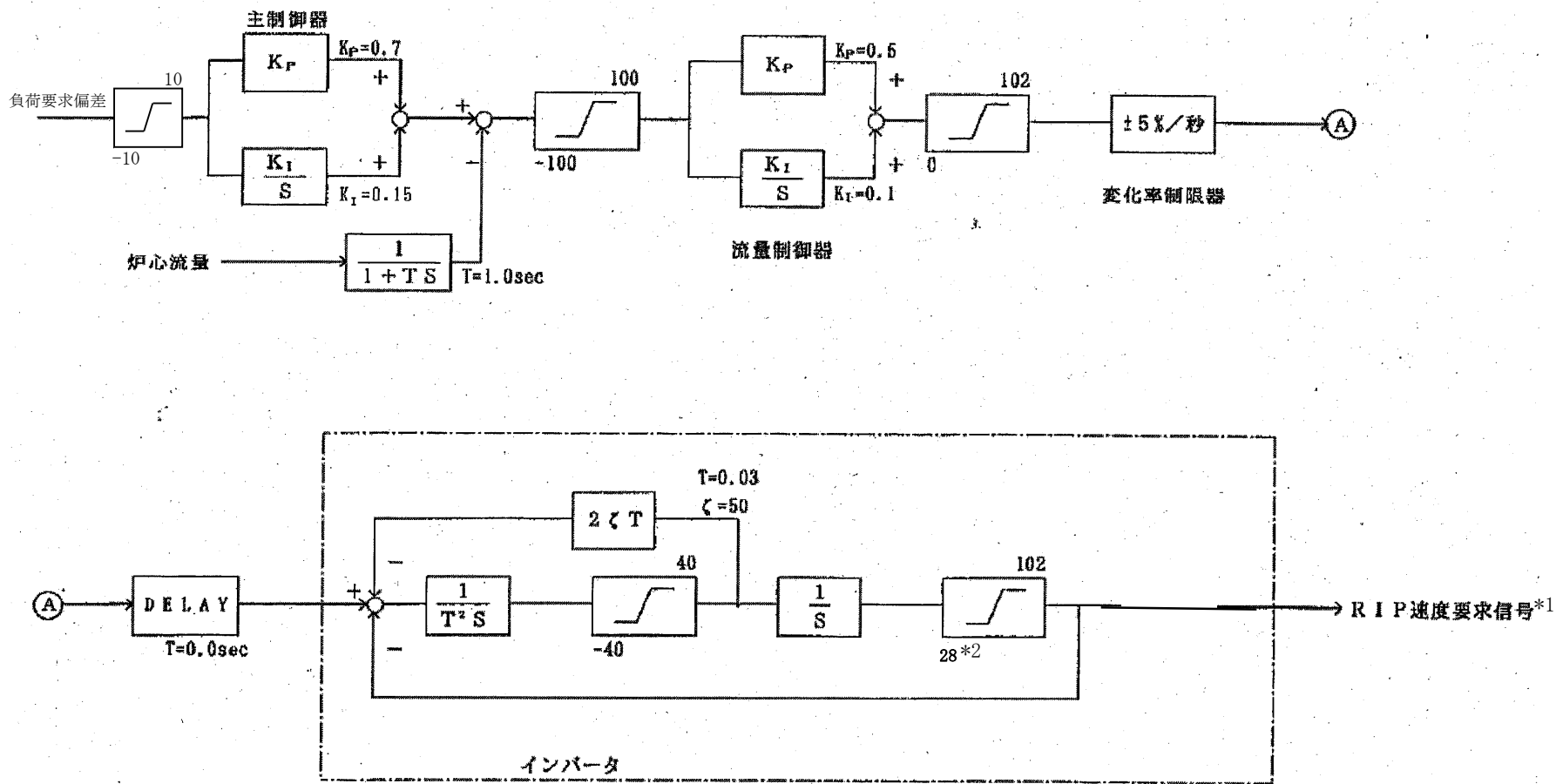
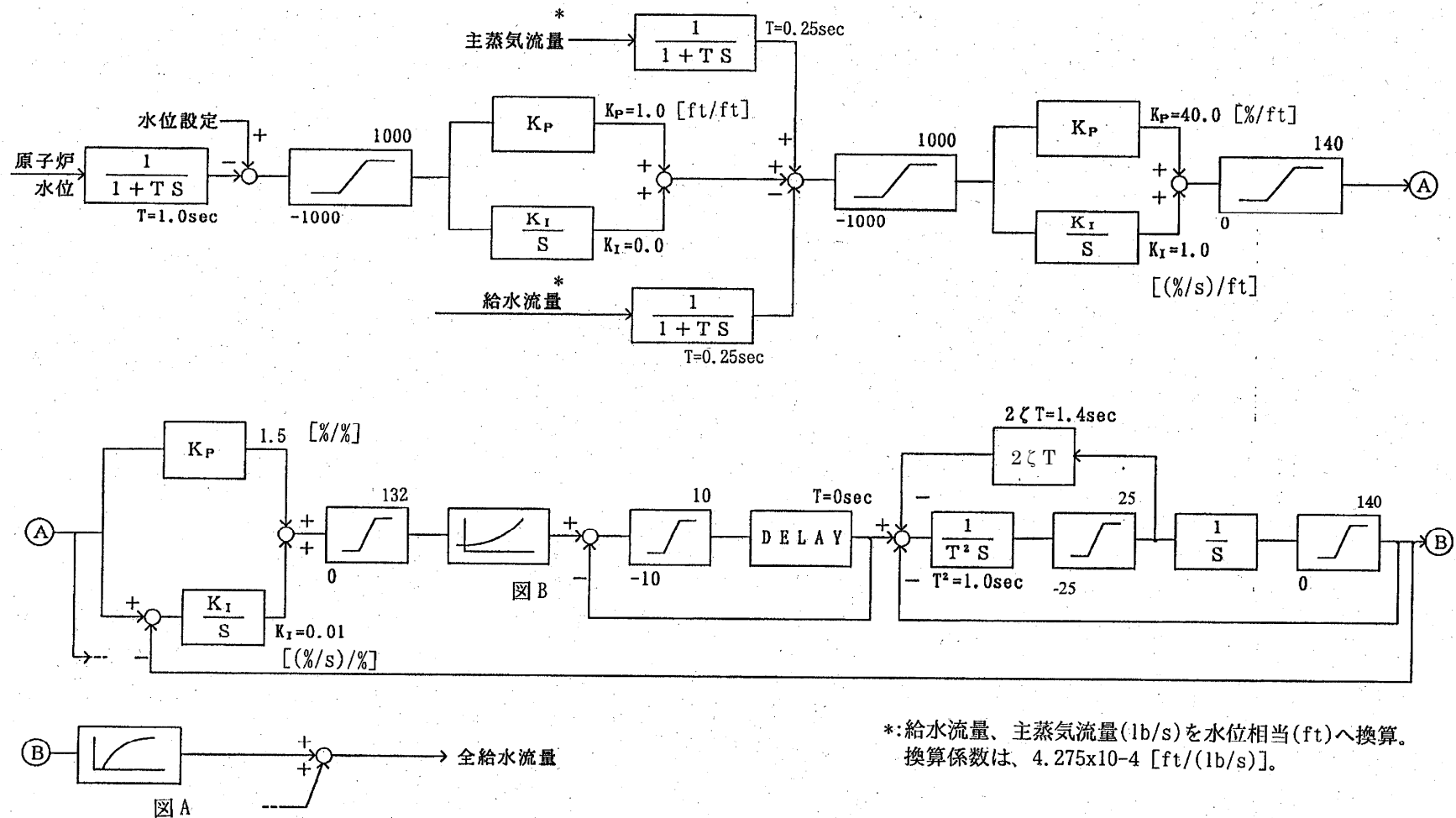


図 再循環流量制御系ブロック図*

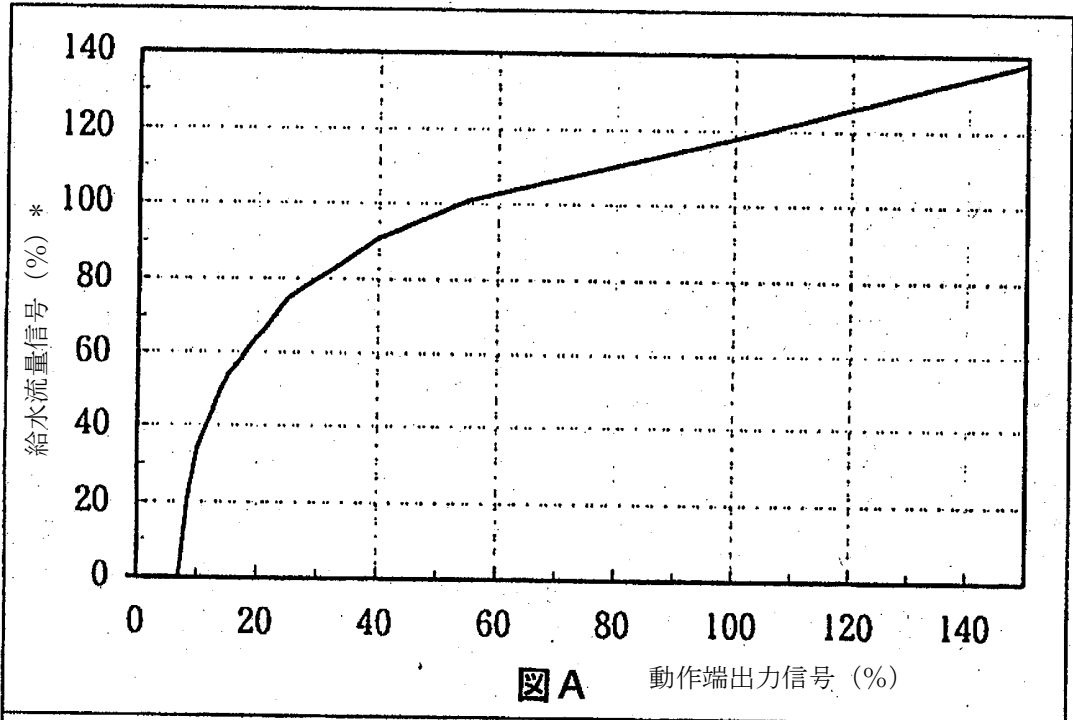
* : 運転モードは自動

*1 100%出力信号は最大炉心流量に相当する。

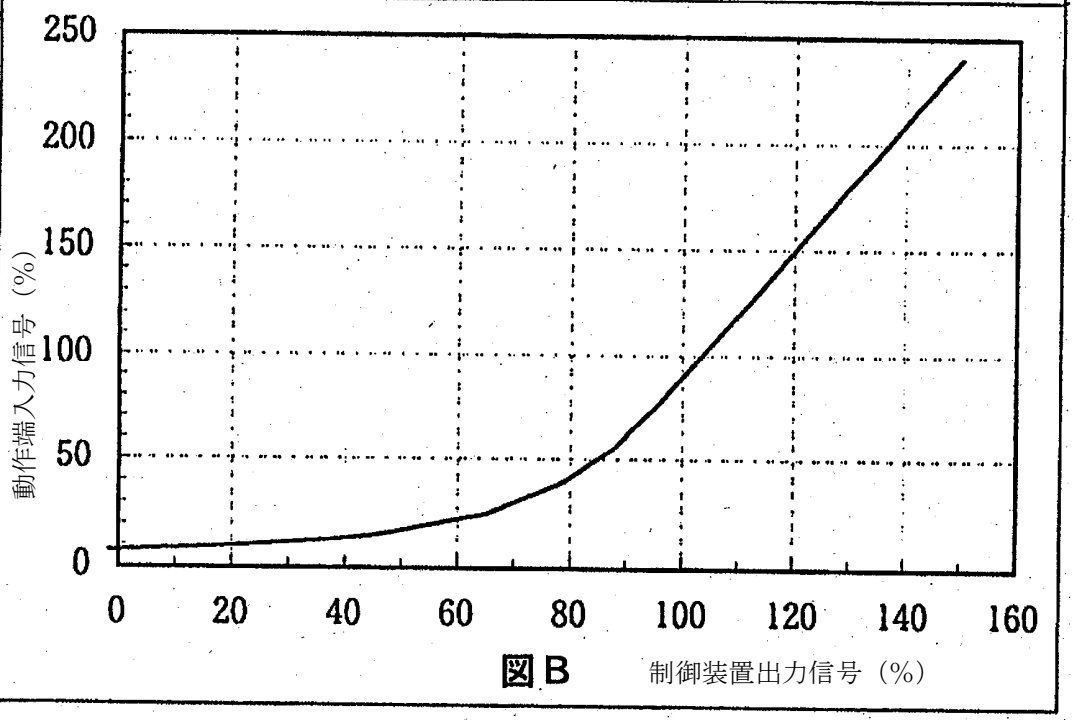
*2 28%出力信号は最低ポンプ速度に相当する。



本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

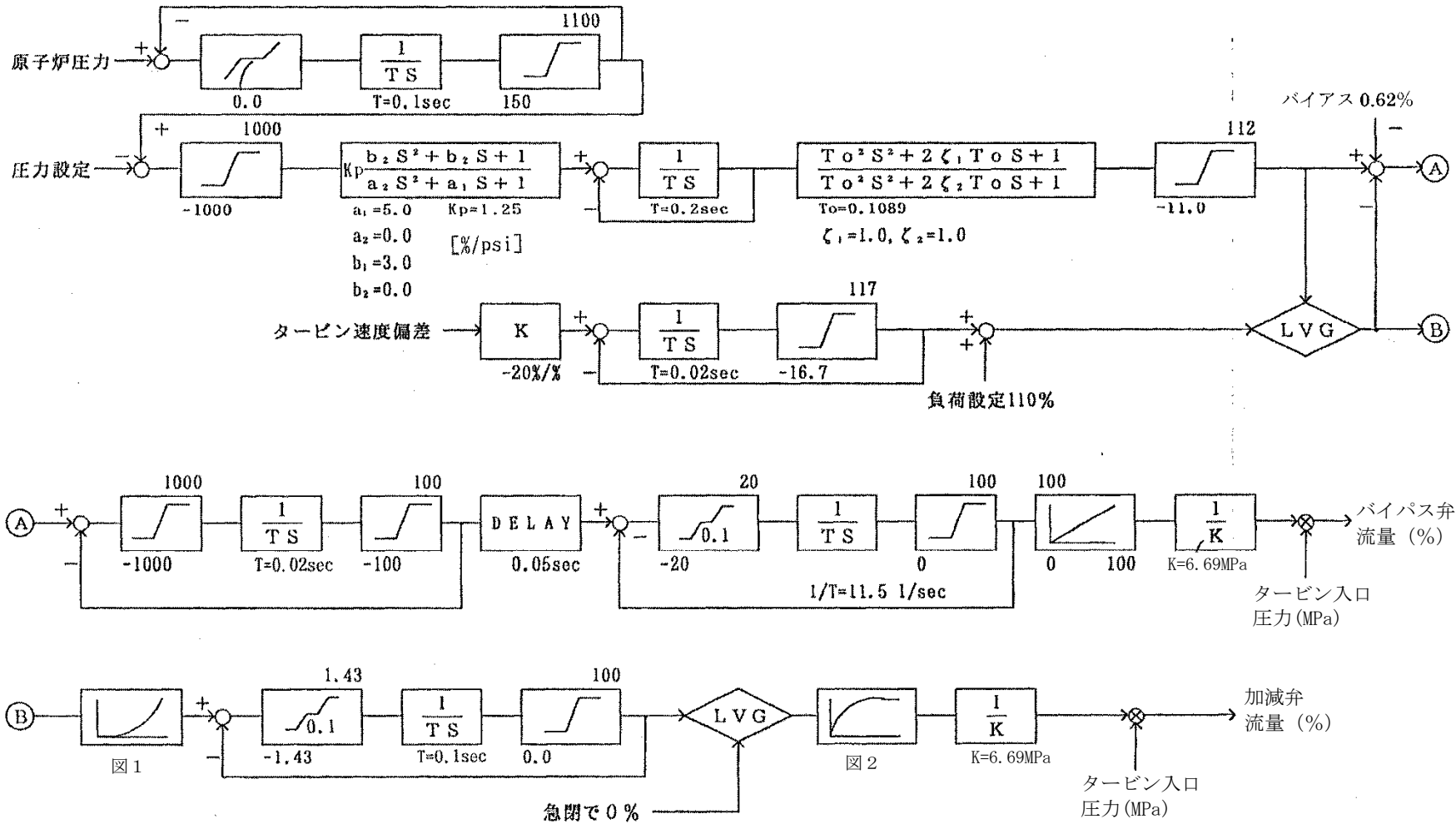


図A 動作端出力信号 (%)



図B 制御装置出力信号 (%)

* 100%出力運転状態では給水流量信号が100%になる。
ここでの100%は定格給水流量に対する割合を示す。



添 1.5.1-30

添付図 圧力制御系ブロック図 (1/2)

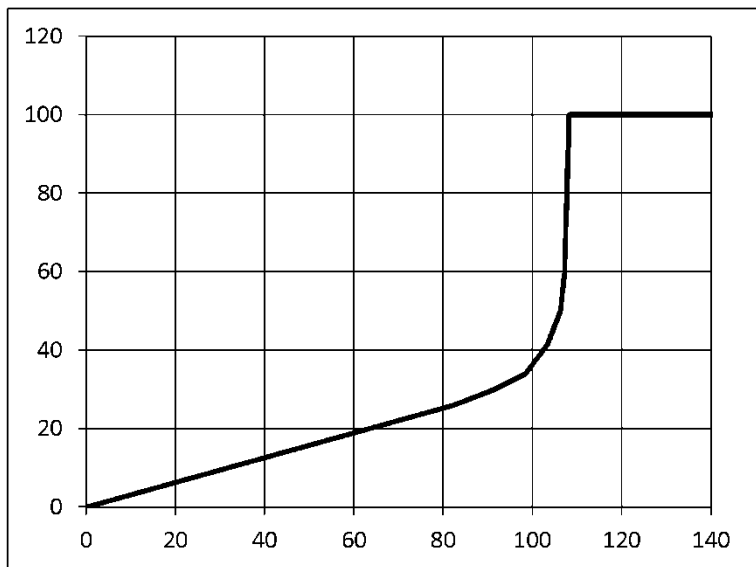


図 1

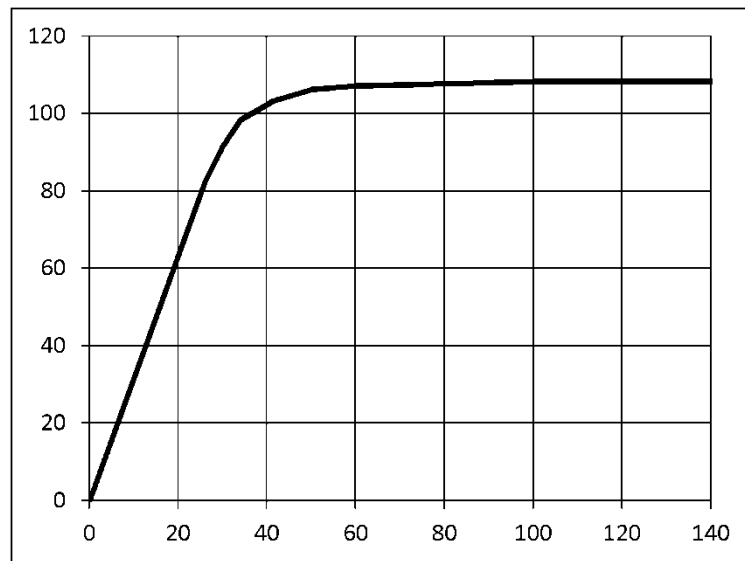


図 2

添付図 圧力制御系ブロック図 (2 / 2)

本資料のうち、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。

別添 6

「MUWC ポンプ 2 台による注水流量評価結果」

炉圧 (kPa[gage])	0	102	207	303	392	500	583	706	794	902
流量(m ³ /h) (ポンプ 2 台)	315	297	277	258	238	211	188	148	108	0

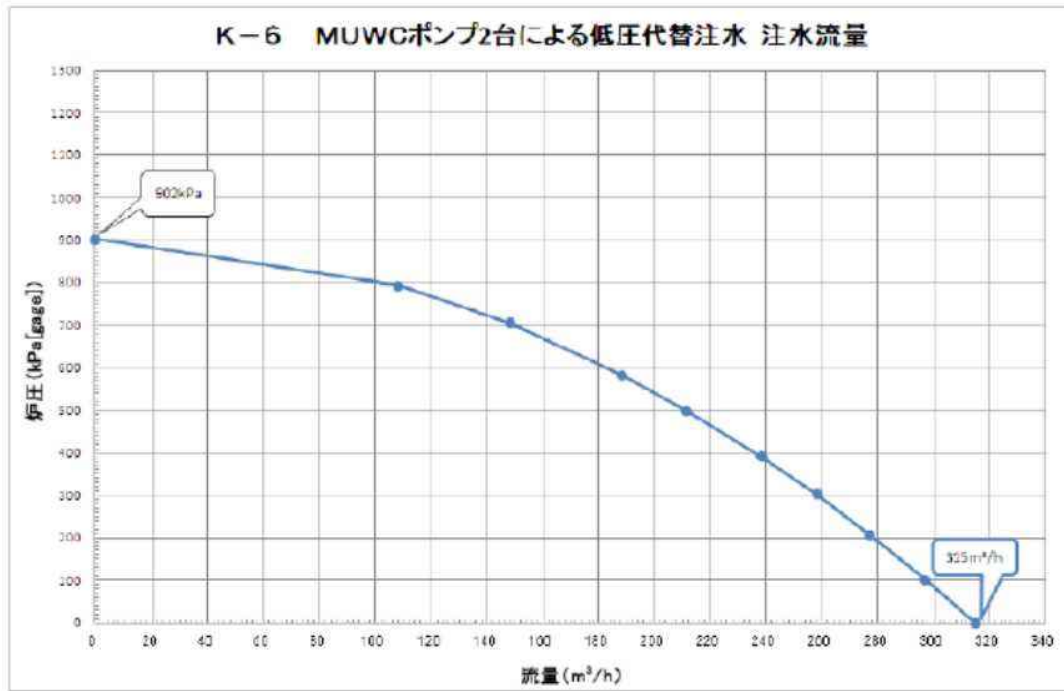
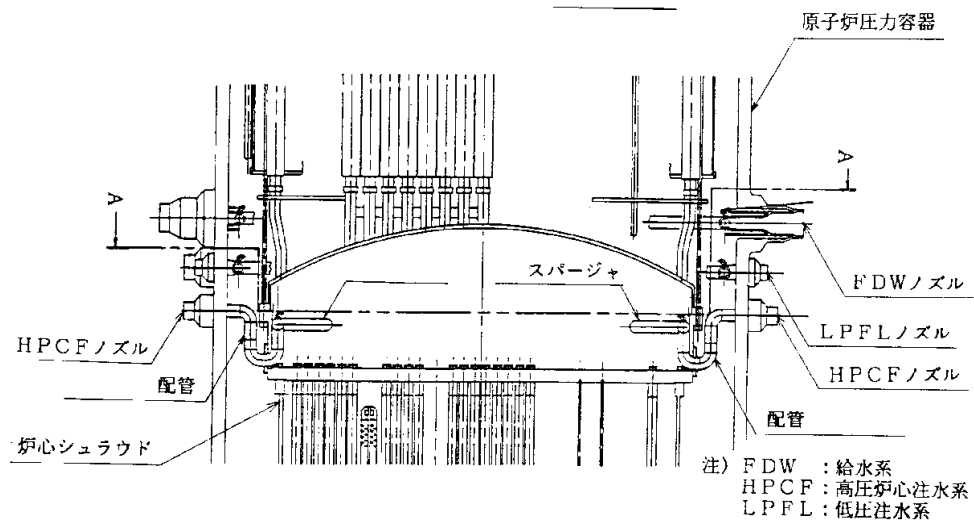


図-1 「MUWC ポンプ 2 台による低圧代替注水 注水流量評価結果」

原子炉圧力容器概略図



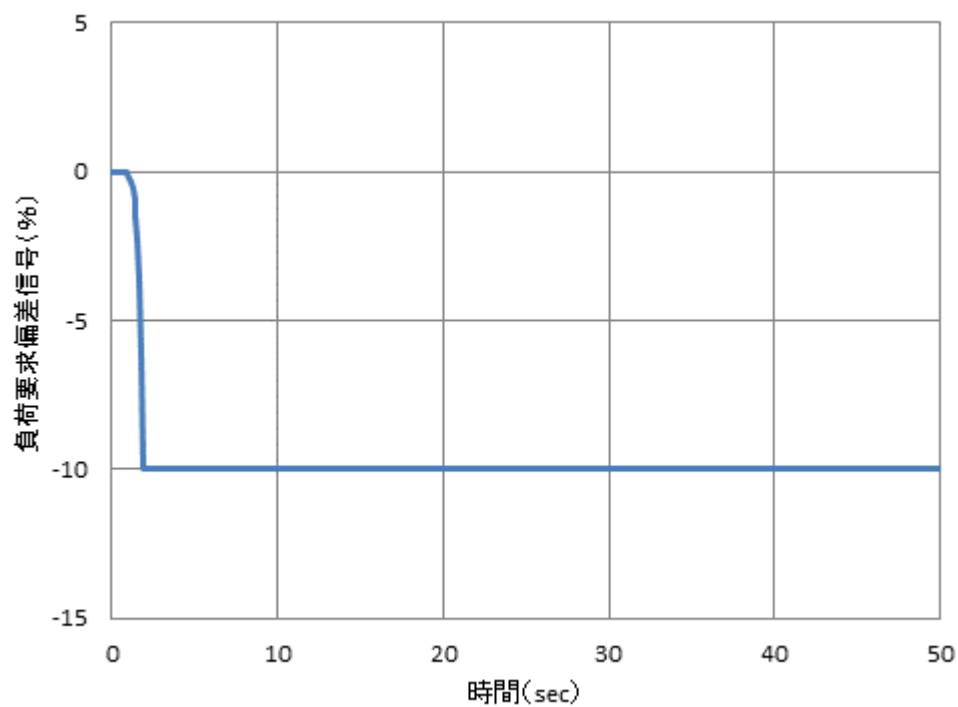


図1 負荷要求偏差信号時間変化

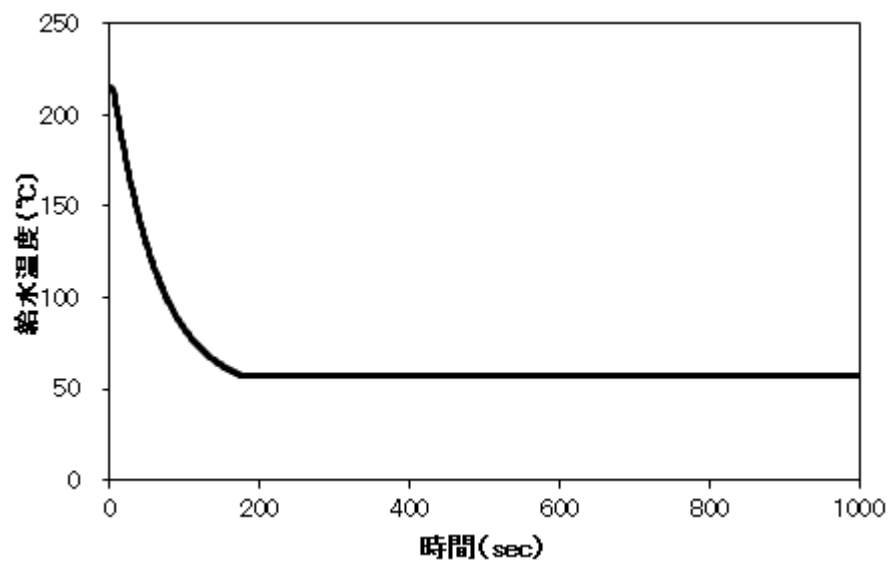



図2 給水温度時間変化

(2)格納容器破損防止

I. 定常運転条件等に関するデータ

項 目	数 値	備 考
<p>1. 崩壊熱曲線</p> <p>(1) 崩壊熱曲線</p> <p>(2) スクラム時の炉内インベントリ(同位体毎、非放射性物質を含む)</p>	<p>図 1.1 参照</p> 	<p>平衡炉心サイクル末期相当</p> <p>Xe</p> <p>Kr</p> <p>I</p> <p>Rb</p> <p>Cs</p> <p>Sr</p> <p>Ba</p> <p>Y</p> <p>La</p> <p>Zr</p> <p>Nb</p> <p>Mo</p> <p>Tc</p> <p>Ru</p> <p>Sb</p> <p>Te</p> <p>Ce</p> <p>Pr</p> <p>Nd</p> <p>Sm</p> <p>Np</p> <p>Pu</p>

本資料のうち、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。

項 目	数 値	備 考
2. 炉内相対出力分布		設計値
(1) 径方向相対出力分布	図 1.2 参照	
	1.1646	リング 1[内側]
	1.1965	リング 2
	1.1150	リング 3
	1.0118	リング 4
	0.5121	リング 5[外側]
(2) 軸方向相対出力分布	図 1.3 参照	
	0.0	非加熱部
	0.3485	ノード 10[上端]
	0.9670	ノード 9
	1.1651	ノード 8
	1.2385	ノード 7
	1.2982	ノード 6
	1.2647	ノード 5
	1.1884	ノード 4
	1.0691	ノード 3
	0.9354	ノード 2
	0.525	ノード 1[下端]
	0.0	非加熱部
	0.0	非加熱部

本資料のうち、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。

II. 幾何形状等に関するデータ

項目	数 値	備 考
1. 定常運転時の圧力、温度、湿度		設計値
(1) 格納容器圧力(ドライウエル)	5.2kPa[gage]	
(2) 格納容器温度(ドライウエル)	330 K	
(3) 格納容器湿度(ドライウエル)	0.2	
(4) ベント管圧力	5.2kPa[gage]	
(5) ベント管温度	330 K	
(6) ベント管湿度	0.2	
(7) 格納容器圧力(ウェットウエル)	5.2kPa[gage]	
(8) 格納容器温度(ウェットウエル)	308 K	
(9) 格納容器湿度(ウェットウエル)	1.0	
(10) サプレッション・チェンバ・プール水温度	308 K	
(11) 原子炉建屋圧力	大気圧	
(12) 原子炉建屋温度	300 K	
(13) 原子炉建屋湿度	0.5	
(14) 格納容器気体成分比	窒素 100%	
(15) 原子炉建屋気体成分比	窒素 80% 酸素 20%	

項目	数 値	備 考
2. 容積		設計値
(1) 原子炉圧力容器 ・自由空間体積(冷却材が無い場合、解析で想定される空間区分毎)	図 2.1 参照	
(2) ドライウエル (ベント管及び原子炉キャビティを含む) ・ ドライウエル自由空間体積	7350m ³	
(3) ドライウエル (ベント管及び原子炉キャビティを除く) ・ ドライウエル自由空間体積 ・ ドライウエル床からドライウエル頂部までの高さ と自由空間体積の関係	5490m ³	
	高さ 体積	
	0.0m 0.0m ³	
	9.0m 5490m ³	
(4) 原子炉キャビティ ・ 原子炉キャビティ自由空間体積	1648m ³	
	高さ 体積	
	0.0m 0.0m ³	
・ 原子炉キャビティ底部からペDESTAL頂部までの高さ と自由空間体積の関係	4.27m 377 m ³	
	8.57m 1082 m ³	
	14.8m 1648m ³	
(5) ベント管 ・ ベント管自由空間体積 (プール水が無い場合)	212m ³	
(6) ウェットウエル(ABWR はアクセストンネルと別々に) ・ ウェットウエル自由空間体積 (プール水が無い場合) ・ ウェットウエル底部からウェットウエル頂部までの高さ と自由空間体積の関係 (プール水が無い場合)	5960m ³	
	高さ 体積	
	0.0m 0.0 m ³	
	19.3m 5960m ³	
・ サプレッション・チェンバ・プール水量	3580m ³	
(7) 原子炉建屋 ・ 原子炉建屋自由体積	86000m ³	
	高さ 体積	
・ 原子炉建屋底部 (マット) から原子炉建屋頂部 (燃料交換建屋天井) までの高さ と自由空間体積の関係	0.0m 0.0 m ³	
	57.9m 86000m ³	

項目	数 値	備 考										
3. 原子炉圧力容器形状に関するデータ		設計値										
(1) 内部構造材材質及び重量	<table border="1"> <thead> <tr> <th>(材質)</th> <th>(割合)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>鉄鋼</td> <td>0.74</td> </tr> <tr> <td>クロム</td> <td>0.18</td> </tr> <tr> <td>ニッケル</td> <td>0.08</td> </tr> <tr> <td>炭素</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table> <p>989.94t</p>	(材質)	(割合)	鉄鋼	0.74	クロム	0.18	ニッケル	0.08	炭素	0	
(材質)	(割合)											
鉄鋼	0.74											
クロム	0.18											
ニッケル	0.08											
炭素	0											
(2) 燃料集合体材質及び重量(ウランも含む)	<p>UO₂</p> <p>Zr</p> <p>Zr</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>(材質)</th> <th>(割合)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>鉄鋼</td> <td>0.74</td> </tr> <tr> <td>クロム</td> <td>0.18</td> </tr> <tr> <td>ニッケル</td> <td>0.08</td> </tr> </tbody> </table> <p>265.388t</p>	(材質)	(割合)	鉄鋼	0.74	クロム	0.18	ニッケル	0.08			
(材質)	(割合)											
鉄鋼	0.74											
クロム	0.18											
ニッケル	0.08											
(3) LOCA が起こりうる配管の口径及び位置	<p>312.9mm</p> <p>10.921m</p>											
4. ドライウェル形状に関するデータ(ABWR は上部、下部別々に)		設計値										
(1) ドライウェル床高さ	<p>図 2.2①参照</p> <p>図 2.2②参照</p>	<p>上部 D/W</p> <p>下部 D/W</p>										
(2) 圧力容器底部高さ	図 2.2③参照											
(3) 円錐フラスタム頂部高さ	図 2.2④参照											
(4) ドライウェル頂部高さ	<p>図 2.2⑤参照</p> <p>図 2.2⑥参照</p>	<p>上部 D/W</p> <p>下部 D/W</p>										
(5) ドライウェル床内径	<p>図 2.2⑦参照</p> <p>図 2.2⑧参照</p>	<p>上部 D/W</p> <p>下部 D/W</p>										
(6) 円錐フラスタム頂部内径	図 2.2⑬参照											
(7) ドライウェル・ライナ材質及び重量	鋼材											
(8) ドライウェル・ライナ厚さ	<table border="1"> <thead> <tr> <th>(上部)</th> <th>(下部)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>—</td> <td><input type="text"/></td> </tr> </tbody> </table>	(上部)	(下部)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	—	<input type="text"/>					
(上部)	(下部)											
<input type="text"/>	<input type="text"/>											
—	<input type="text"/>											
(9) ドライウェル・ライナ (円錐フラスタム部) とドライウェル遮へい壁との間隔	図 2.2⑯参照											

項目	数 値	備 考
7. FCVS/耐圧強化ベントに関するデータ		設計値
(1) ベント配管口径、位置	ベント管口径：501mm WW 床上高さ：17.15m	
(2) 放出高さ	MAAP モデル化無し	
8. 原子炉遮へい壁形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉遮へい壁頂部高さ	図 2.2⑫参照	
(2) 原子炉遮へい壁長さ	図 2.2⑬参照	
(3) 原子炉遮へい壁外径及び内径	10.66m 9.44m	
(4) 原子炉遮へい壁と圧力容器壁との間隔	0.982m	
(5) 原子炉遮へい壁材質及び重量	モルタルと鋼板	
9. ペDESTAL形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉キャビティ床高さ	図 2.2②参照	
(2) 各部の長さ	図 2.2⑥参照	
(3) ペDESTAL開口部のそれぞれの個数	真空破壊弁 8 個 リターンライン 5 本	
(4) コンクリート組成	玄武岩系コンクリート	設計値
	(組成) (割合)	文献値
	SiO ₂ 0.5484	(NUREG/CR-3920)
	CaO 0.0882	
	Al ₂ O ₃ 0.0832	
	K ₂ O 0.0539	
	Na ₂ O 0.0180	
	MgO+MnO+TiO 0.0721	
	Fe ₂ O ₃ 0.0626	
	Fe 0.0000	
	Cr ₂ O ₃ 0.0000	
	H ₂ O 0.0586	
	CO ₂ 0.0150	
	O ₂ 0.0000	
(5) コンクリート密度	2300kg/m ³	文献値 (コンクリート標準示方書)
(6) コンクリート融解温度	1380°C	文献値 (NUREG/CR-2282)
(7) コンクリート凝固温度	1080°C	文献値 (NUREG/CR-2282)

Ⅲ. 工学的安全施設等に関するデータ

項目	数 値	備 考
1. 高压炉心スプレイ/注水系(代替を含む)		設計値
(1) ポンプ台数	2 台	
(2) 注水特性曲線	182~727m ³ /h	8.12~0.69MPa[dif]
(3) 水源切り替え条件	TC : S/P 水位高 (初期水位+50mm) で水源を CSP から S/P へ切り替えている。	TC 以外では切り替えしない。
(4) スパージャノズル/注水高さ	10279.3mm	RPV ゼロからの高さ
2. 低压注水系(代替を含む)		設計値
(1) ポンプ台数	3 台	
(2) 注水特性曲線	954m ³ /h	0.27MPa[dif]
(3) 注水位置	給水系 : 11613mm LPFL : 10921mm	RPV ゼロからの高さ
3. 低压代替注水		設計値
(1) ポンプ台数	2 台	
(2) 注水特性曲線	別添 7 参照	
(3) 注水位置	LPFL	
4. 原子炉隔離時冷却系		設計値
(1) ポンプ台数	1 台	
(2) 注水特性曲線	182m ³ /h	8.12~1.03MPa[dif]
(3) 水源切り替え条件	TC : S/P 水位高 (初期水位+50mm) で水源を CSP から S/P へ切り替えている。	TC 以外では切り替えしない。*

* SAFER コードは蒸気ドームの蒸気を飽和と扱い、過熱エネルギーは蒸気ドームに接する水面での冷却水の蒸発に置き換える。RCIC 注水時にダウンコマ部が未飽和の場合には蒸気への置き換えを行わず、過熱エネルギーを蓄積する。蓄積した過熱エネルギーは RCIC 停止後にダウンコマ部が飽和に復帰した時点で蒸気に置換する。このため、蒸気量増加し、RCIC 起動停止に伴う原子炉圧力低下幅が小さくなる。

項目	数 値	備 考
(4) タービン駆動蒸気量	高圧時：18.5t/h 低圧時：5.9 t /h	
(5) タービン駆動蒸気凝縮水の温度	下記条件時の飽和温度 高圧：81.7kg/cm ² ・g 低圧：9.5 kg/cm ² ・g	
(6) 注水位置	給水系：11613mm	RPV ゼロからの高さ
5. 残留熱除去系熱交換器設計条件	RHR/RCW RHR/ 代 替 RCW	設計値
(1) 基数	3 台 1 台	
(2) 伝熱容量	8.26×10 ⁶ kcal/h/基 交換熱量 23MW	
(3) 伝熱面積	454m ²	
(4) 一次側定格流量	954m ³ /h 954m ³ /h	
(5) 二次側定格流量	1200m ³ /h 580m ³ /h	
(6) 一次側入口温度	52℃ 100℃	
及び出口温度	43.3℃ 79℃	
(7) 二次側入口温度	28.5℃ 35℃	
及び出口温度	35.4℃ 69℃	
6. 復水貯蔵槽		設計値
(1) 縦/横/深さ	11500/11850/16540 mm	
(2) 水量（非常用水源）	約 1700m ³	
(3) 水温	TC：32℃ TC 以外： 0～12hr：50℃ 12～24hr：45℃ 24hr～：40℃	

項 目	数 値	備 考
7. 格納容器スプレイ		設計値
(1) 代替 PCV スプレイの位置 (床からの高さ)	8.3m	
(2) 代替 PCV スプレイの定格流量	140m ³ /h	解析結果に応じた圧力制御可能な流量を設定。
8. ADS 機能を有する逃がし安全弁の弁个数及び容量、流路面積(代替 ADS を含む)	弁：8 個 容量：363t/h @7.51MPa[gage] 流路面積：93cm ² /弁	設計値
9. PCV 圧力と ADS 閉鎖特性の関係	—	
10. 非常用ガス処理系	—	解析では使用しない。
(1) 系統数		
(2) 容量		
(3) フィルタが無効 (破損等) になる限界圧力降下		
(4) 除去率 (物質ごと)		
(5) 除去可能な粒径の下限		
(6) 作動条件		

項 目	数 値	備 考
11. プラントインターロック等に関するデータ		
(1) 高圧炉心スプレイ系の作動条件 及び停止条件とその数値	作動：L1.5+37 秒 停止：L8 (MSIV 閉 ATWS 時) ・ PCV 圧力高 (13.7kPa[gage]) または L1.5+24 秒で 自動起動	設計値
(2) 低圧注水系の作動条件 及び停止条件とその数値	作動：L1+37 秒 停止：無し	設計値
(3) 低圧炉心スプレイ系の作動条件 及び停止条件とその数値	—	ABWR は設備として ない。
(4) 原子炉隔離時冷却系の作動条件 及び停止条件とその数値	作動：L2+30 秒 停止：L8 (MSIV 閉 ATWS 時) ・ PCV 圧力高 (13.7kPa[gage]) または L2 で自動起 動	設計値
(5) 残留熱除去系の作動条件 及び停止条件とその数値	TB：24hr TW（取水喪失）： 20hr (MSIV 閉 ATWS 時) ・ 手動起動	シナリオに基づく設定値 訓練実績に基づく設定値
(6) 格納容器スプレイ系の作動条件 及び停止条件とその数値	作動：180kPa 停止：TW(取水喪失) は 25hr それ以外は ベントで停止	設計基準事故時の最高 圧力に基づく設定値

本資料のうち、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。

項 目	数 値	備 考
(7) ADS (自動減圧系) の作動条件 及び停止条件とその数値	作動 : L1+30 秒 停止 : 無し	設定値
(8) PCV ベント操作の開始条件 及びベント経路とベント面積	1Pd, 2Pd W/W ベント, 70%面積(1Pd 時) 50%面積(2Pd 時)	格納容器最高使用圧 力, または, 最高使 用圧力の 2 倍
(9) 全交流電源喪失時の RCIC の DC バッテリ ーの有効時間	24hr	設定値

項目	数 値	備 考
12. 破損に関連する条件		
(1) 材料溶融温度		文献値(MATPRO)
・ジルカロイ	2125K	
・酸化ジルコニウム	2911K	
・二酸化ウラン	3113K	
・ステンレス鋼	1700K	
・ステンレス鋼酸化物	1650K	
・B 4 C	2700K	
(2) 下部ヘッド破損条件	貫通部における破損モードは2種類による判定を実施している。	解析モデル
・貫通部毎の過温破損条件	①溶接部のせん断応力が限界せん断応力を超える場合 ②溶接部のひずみ量が閾値を超えた場合	
・下部ヘッドクリープ破損条件	クリープ破損は、Larson-Miller パラメータ手法により評価している。	
・Larson-Miller 評価に用いるパラメータ	MAAPによる内部計算	
(3) 被覆管破損条件	1000K	実験に基づく設定値
(4) コア・コンクリート反応条件	1653K	文献値 (NUREG/CR-2282)
(5) 水素燃焼条件		
・ 燃焼開始濃度 (水素、酸素、水蒸気)	水蒸気 75%以下 水素 4.1%以上 酸素 5%以上	実験に基づく設定値

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

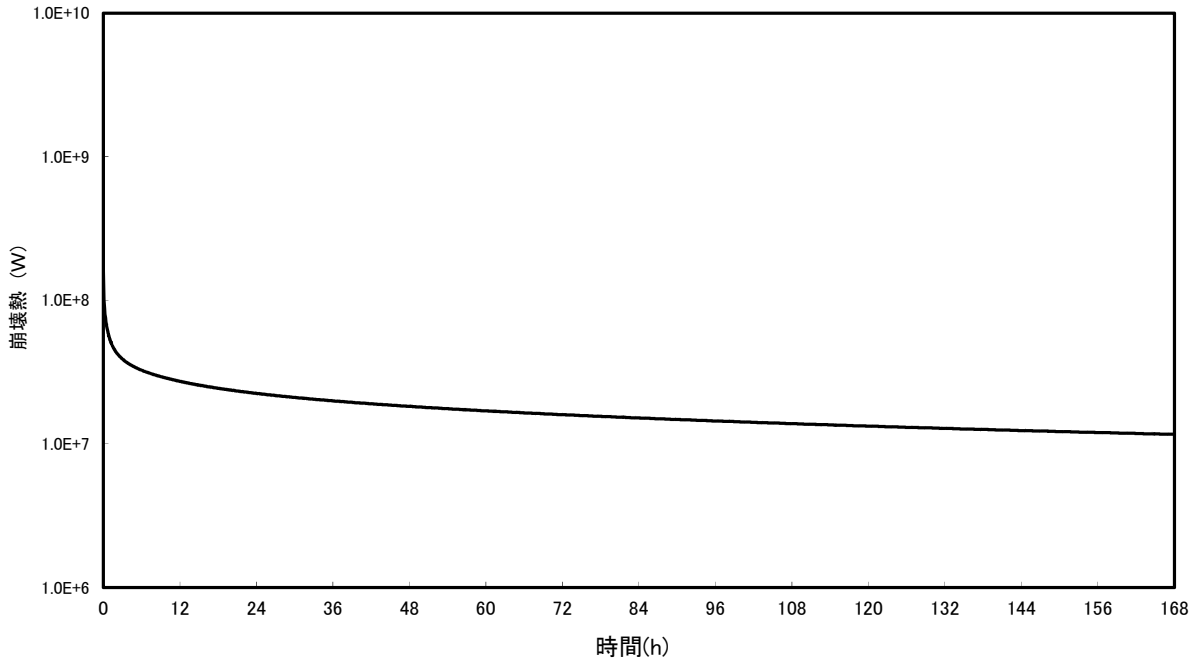


図 1.1 崩壊熱曲線

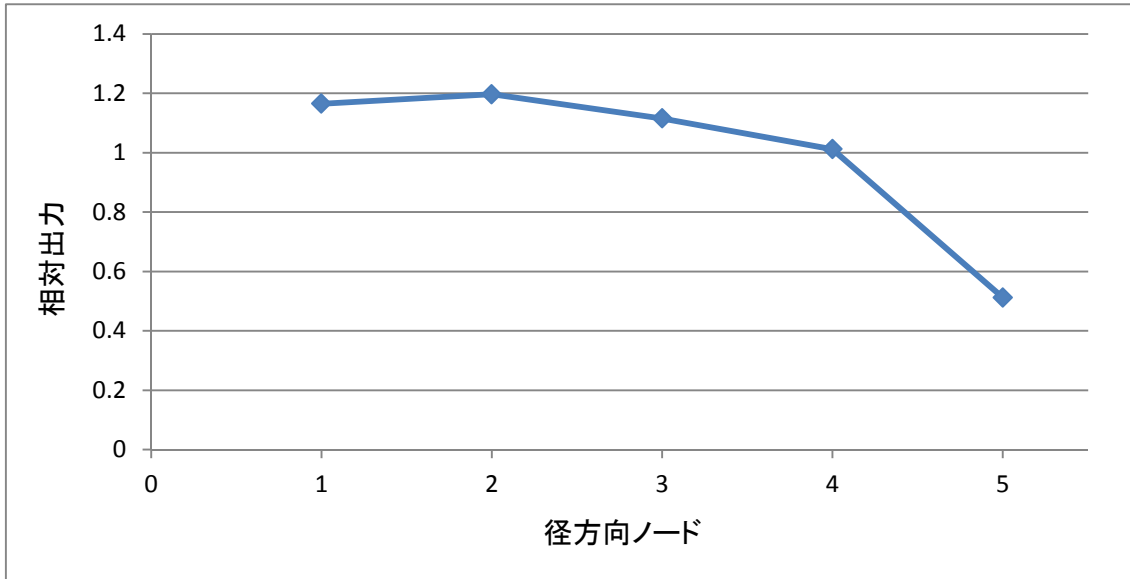


図 1.2 径方向出力分布

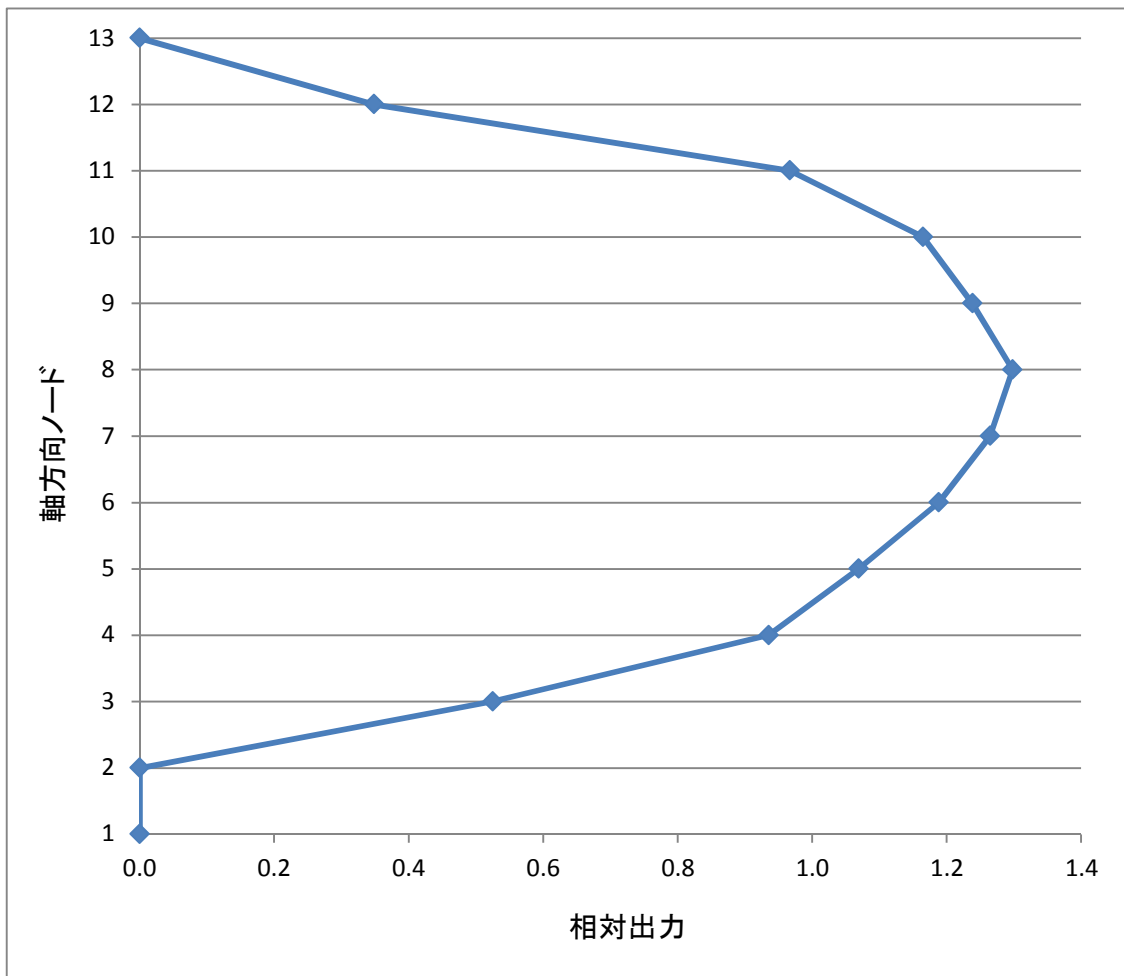


図 1.3 軸方向出力分布

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

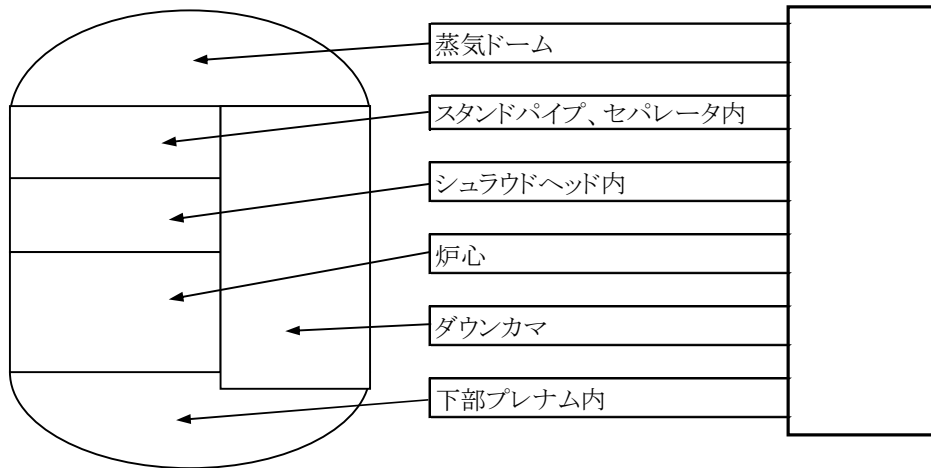


図 2.1 原子炉压力容器内自由空間体積

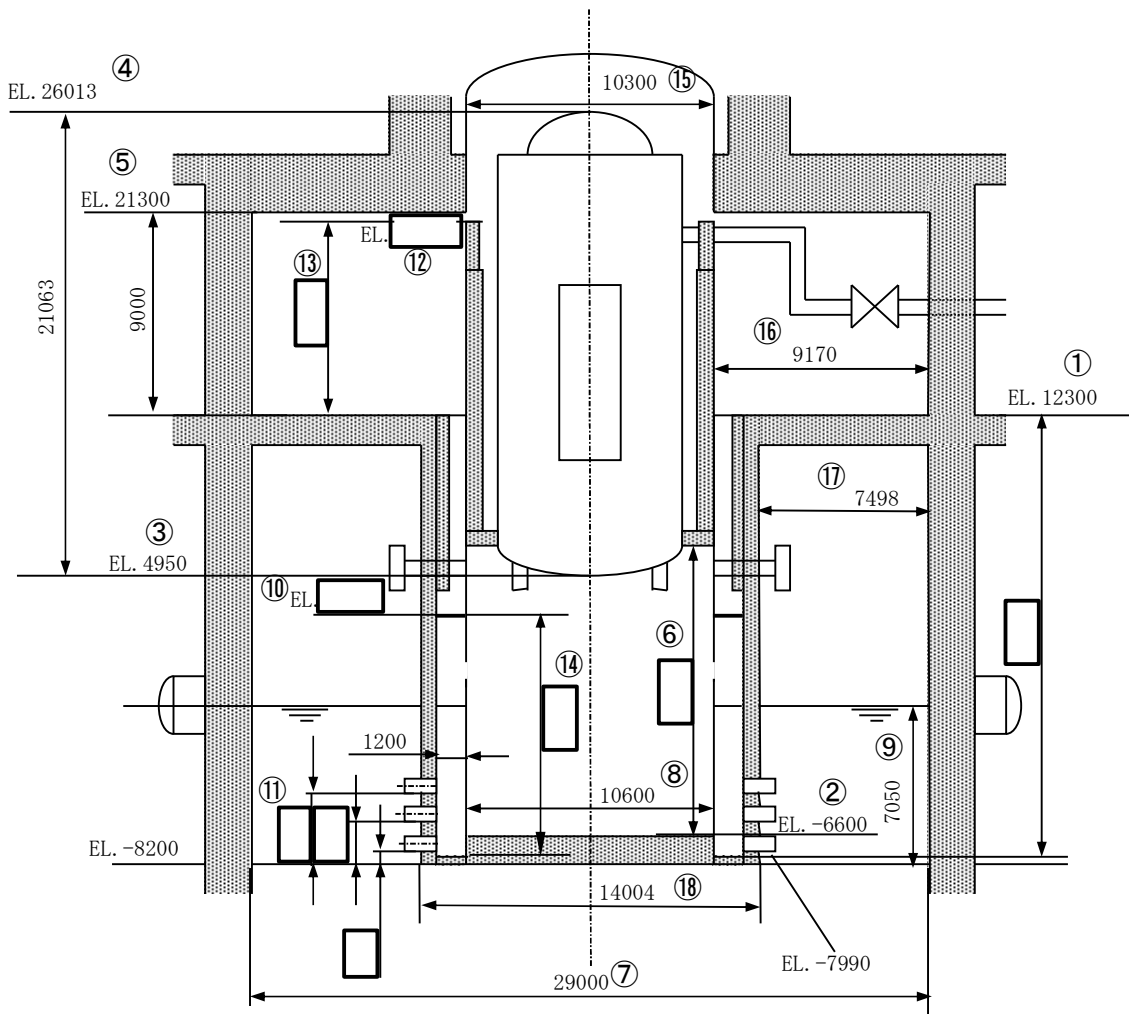


図 2.2 原子炉格納容器形状に関するデータ

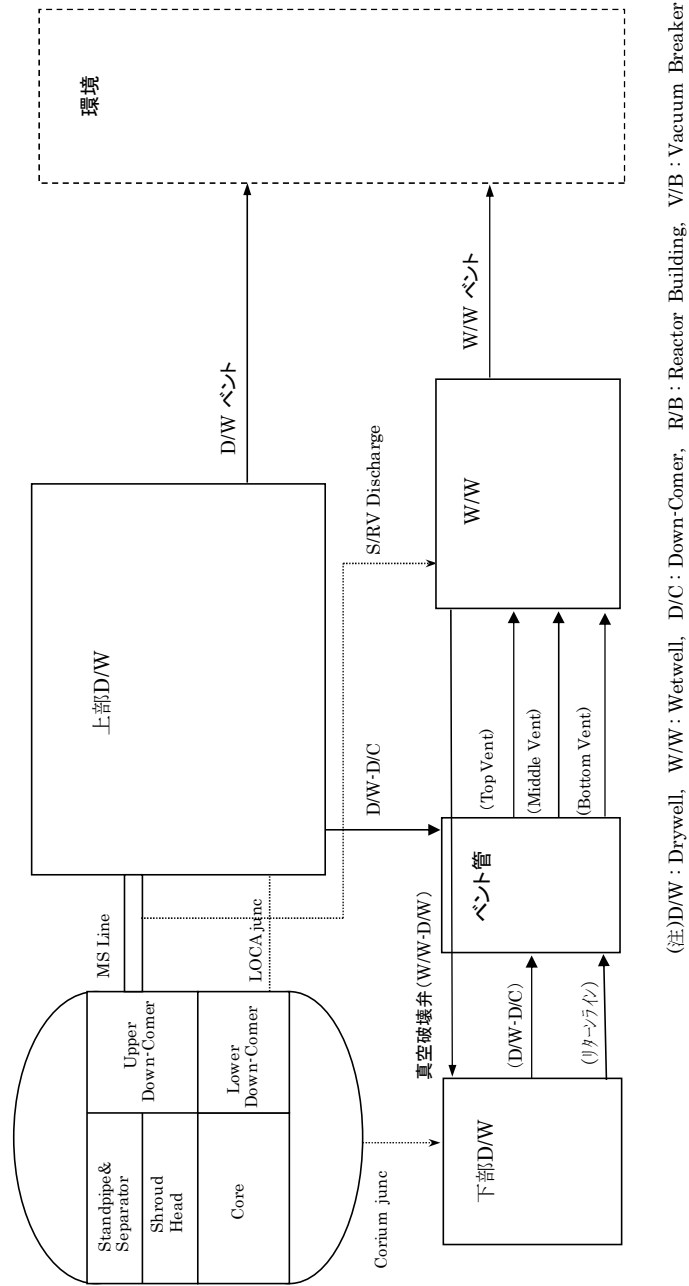


図 2.3 格納容器ノード分割 (ABWR/RCCV)

本資料のうち、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。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)

1. JASMINE

1. 1 入力

(1) 計算体系の幾何形状

圧力容器、ペDESTAL壁面、床面で形成される原形状の中から、JASMINE の計算体系にてモデル化した部分を図 1 に示す。モデル化した部分は、ペDESTAL内壁及び上部に位置するベッセル下部となる。

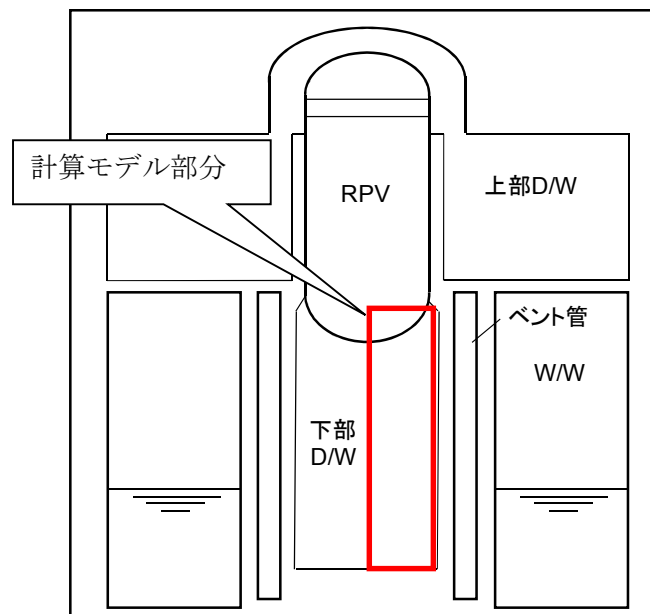


図 1 JASMINE の計算体系にてモデル化した部分

(2) メッシュ分割

図 1 に示す原形状に対する JASMINE によるメッシュ分割 (メッシュ分割数及びメッシュ寸法)、ベッセル、水面、壁面等の定義位置を図 2 に示す。メッシュ分割数は、JASMINE コードの制限値【X方向(=30)、Z方向(=40)】以内で、均等セルになるように調整した。第一セル幅は 900(mm) に設定している。

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属
 しますので公開できません。

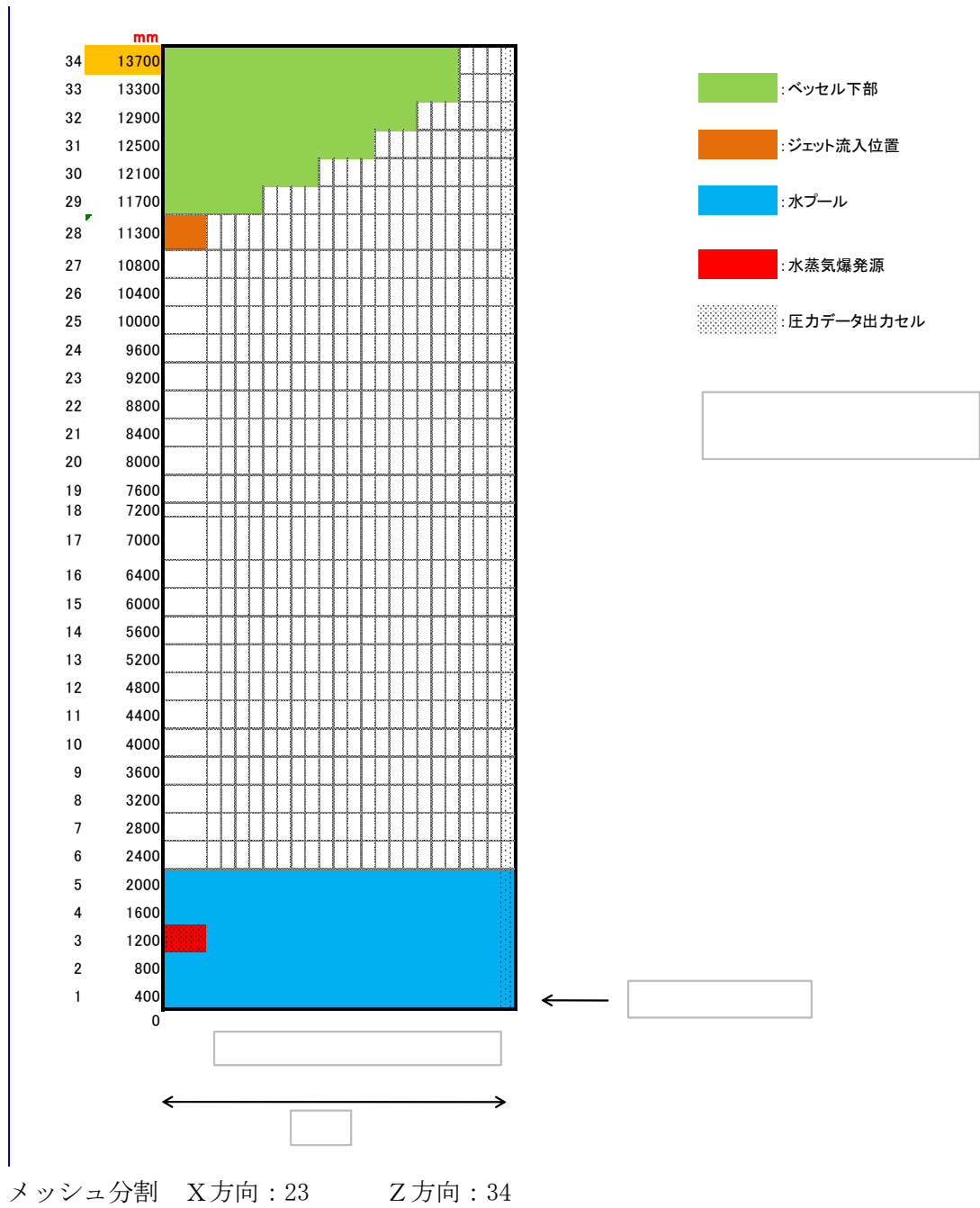


図2 JASMINE の計算体系モデル

本資料のうち、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。

(2) 溶融物放出履歴

表 1 にジェット口径、放出速度の時刻歴を示す。

表 1 ジェット口径、放出速度の時刻歴

時刻[sec]	ジェット流入速度[m/s]	ジェット流入直径[m]	備考
0			
165.45			
165.46			

(3) 溶融炉心の組成

JASMINE では溶融炉心の組成を入力条件とはしていない。

(4) 溶融炉心物性値

表 2 に溶融炉心物性値を示す。本解析では、組み込みライブラリ(jasmine.corium2)を用いている。JASMINE コード付属の溶融コリウム模擬のライブラリ(jasmine.corium、jasmine.corium2、jasmine.corium3)のうち、水蒸気爆発時の発生エネルギーについて最も大きい結果を与えた jasmine.corium2 を採用した。

(5) 主要入力値

表 3 に主要入力値を示す。

本資料のうち、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2 JASMINE 解析における物性値

No.	項目	物性値		備考
		数値	単位	
1	溶融点		[K]	組み込みライブラリ (jasmine.corium2) に基づく値
2	固相線温度		[K]	
3	液相線温度		[K]	
4	固相密度		[kg/m ³]	
5	液相密度		[kg/m ³]	
6	液相比熱		[J/(kg・K)]	
7	固相比熱		[J/(kg・K)]	
8	溶融潜熱		[J/kg]	
9	熱伝導率		[W/(m・K)]	
10	粘性係数		[Pa・s]	
11	表面張力		[N/m]	
12	輻射率		[-]	

本資料のうち、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 3 JASMINE 解析における主な入力

No.	入力	値(定義)	単位	備考
1	初期圧力		[Pa]	
2	プール水温		[K]	
3	落下メルト総重量		[kg]	
4	メルトジェット温度		[K]	
5	メルト放出速度※		[m/s]	
6	自由 1 落下距離	該当入力なし		
7	トリガリング時の先端位置	該当入力なし		
8	プール水深	2	[m]	手順書に基づく設定 値
9	予混合時液滴径		[m]	
10	爆発後粒子径		[m]	
11	ブレークアップ係数		[-]	
12	液滴速度ファクタ		[-]	
13	トリガリング位置	ベデスタルの中心、 底から 1m	[m]	プール水深の中心
14	トリガリングタイミング		[sec]	
15	トリガ閾値		[Pa]	
16	フラグメンタルモデル		[-]	
17	フラグメンテーション条件		[-]	
18	フラグメンテーション係数		[-]	
19	フラグメンテーション時間		[sec]	
20	蒸発に用いられるエネルギー割合		[-]	
21	フラグメンテーションにおける ボイド緩和係数		[-]	
22	トリガ一点圧力		[Pa]	
23	トリガ一点ガス割合		[-]	
24	トリガ一点ガス温度		[K]	

※：MAAP 解析結果に基づき設定。MAAP では下部プレナムでの RPV-PCV 間差圧、水頭圧、重力加速度により放出速度が計算されている。

本資料のうち、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。

2. AUTODYN

2. 1 入力

(1) 計算体系の幾何形状

解析モデルを図1に示す。解析は2次元軸対称モデルを用い、気相部、液相部、圧力源、鋼板部及びコンクリートをモデル化している。当該モデルは2次元軸対称体系であるため、縦リブ鋼板及び開口等は模擬していない。

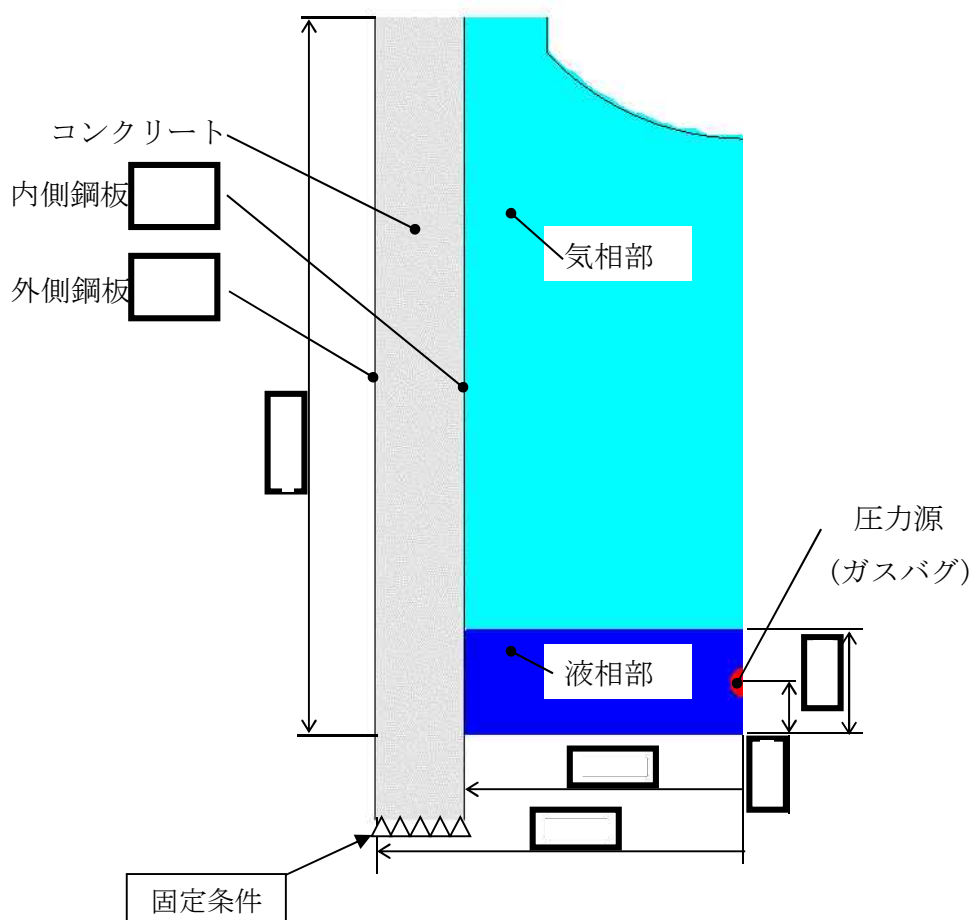


図1 解析モデル (単位: mm)

本資料のうち、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。

- (2) メッシュ分割及び拘束条件
- (3) 有限要素及び要素プロパティ

本解析で適用した要素タイプ (AUTODYN ではソルバーと呼称) と材料特性の一覧を表 1 及び表 2 に示し、メッシュ図を図 2 に示す。

AUTODYN は複数のソルバーにより構成されるプログラムであり、モデル化の対象に応じて適切なソルバーを選択することができる。本解析では、爆発現象に伴う液相-気相部境界が大きく変動することが想定されることから、空間領域は複数物質の移流を考慮することが可能な Multi-material-Eular ソルバーを用いた。これにより、圧力源からのエネルギー開放に伴う水面の変動やブレイクスルー等も模擬できる。

なお、鋼板はコンクリート壁に比べ厚みが小さいため Shell ソルバーを用いる。Shell ソルバーに対しては、Eular ソルバーとの相互作用を定義する境界として必要なポリゴンを設定することで流体-構造間の連成解析を実現する。

表 1 要素プロパティ一覧

部位	ソルバー	要素幅	要素数
コンクリート	Lagrange (Solid 要素)		
内外鋼板 (SPV490)	Shell		
空気, 水, エネルギーソース	Eular (Multi-material)		

表 2 材料特性一覧

材料	密度※1	体積 弾性率※2	横弾性率 ※1	降伏応力 ※1	最大引張 強さ※1	限界ひずみ ※1
コンクリート				(図 3 の関係式による)		
SPV490						

※1 ノミナル物性値であり

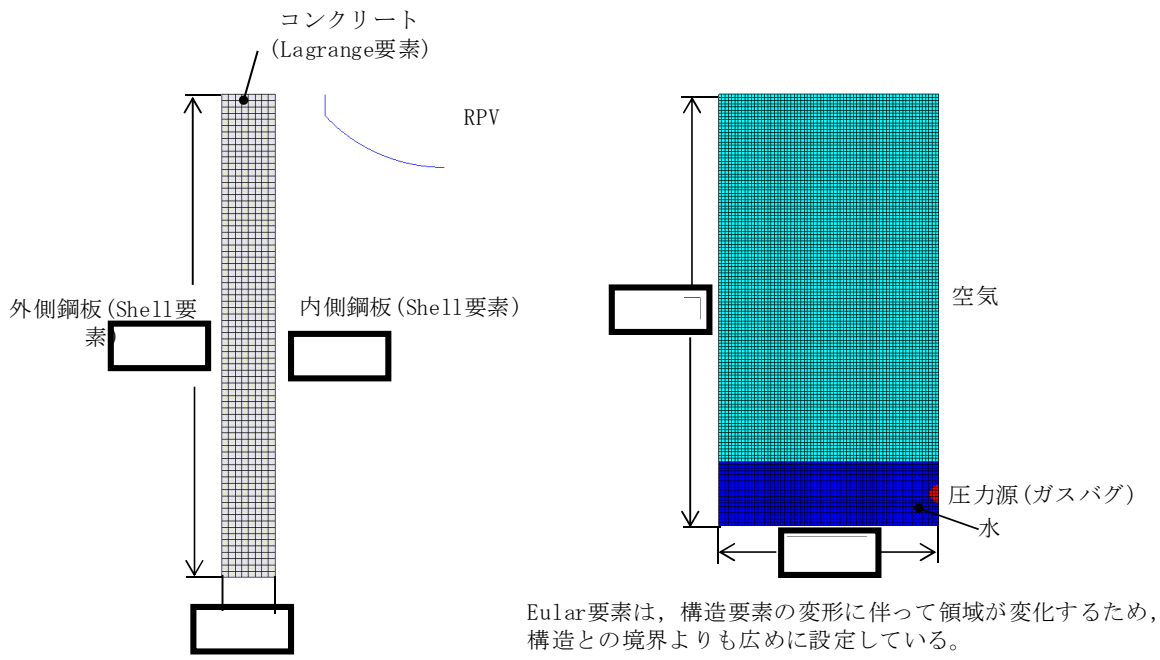
※2 ノミナル物性値であり、下式に基づき算出したもの。

$$K = E / (3 \times (1 - 2 \cdot \nu))$$

E は縦弾性係数で

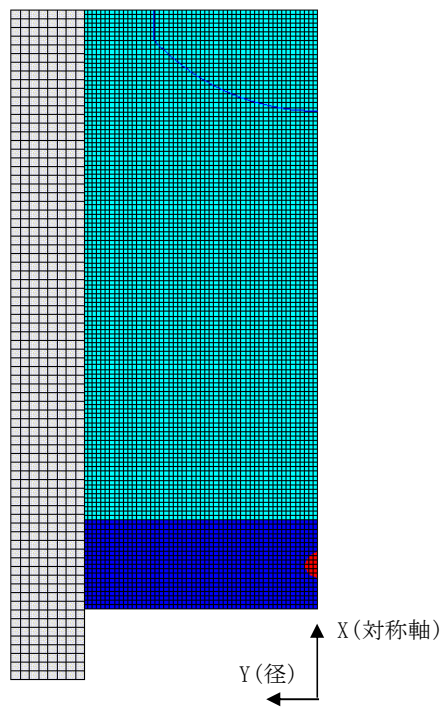
ν はポアソン比で

本資料のうち, 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。



Shell要素及びLagrange要素

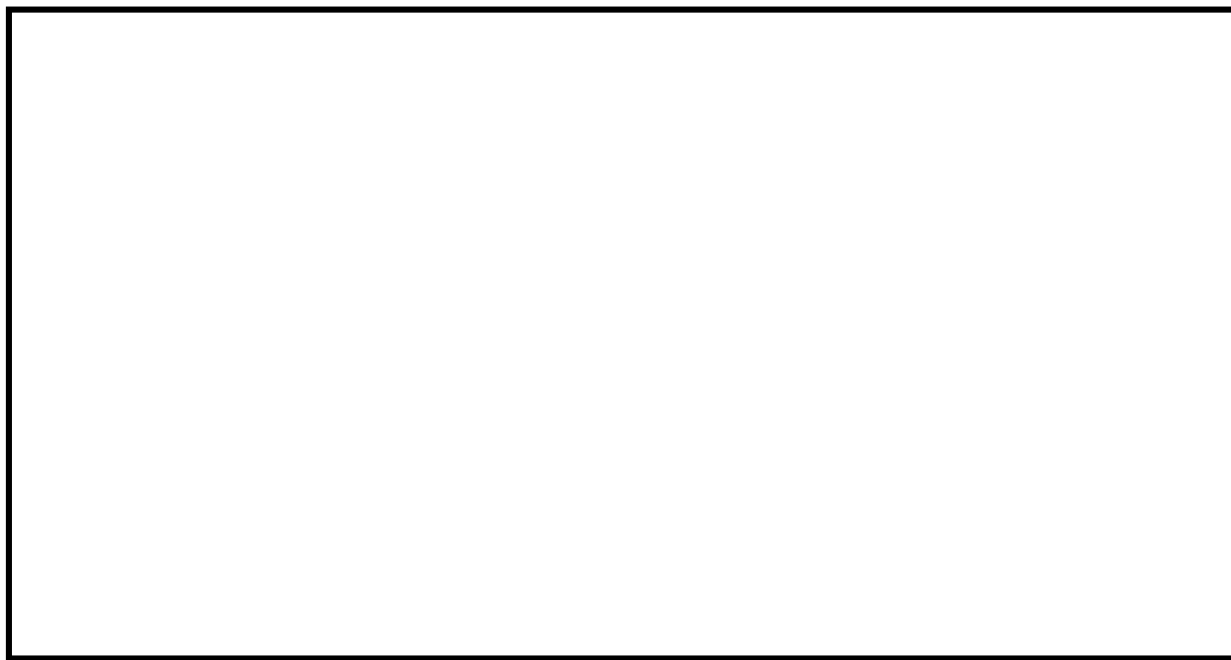
Euler要素部



要素分割

図2 メッシュ図

本資料のうち、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。



圧力 (MPa)

図 3 Drucker-Prager の降伏モデルにおけるコンクリートの圧力と降伏応力の関係

本資料のうち、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。

(4) 圧力発生点及び圧力履歴

圧力源（ガスバグ）の仕様を表 3 に示す。また、体積変化と圧力の関係を図 4 に示す。

(5) 表 3 ガスバグ仕様

項目	値	備考
運動エネルギー		
初期半径		
初期圧力		
体積変化		

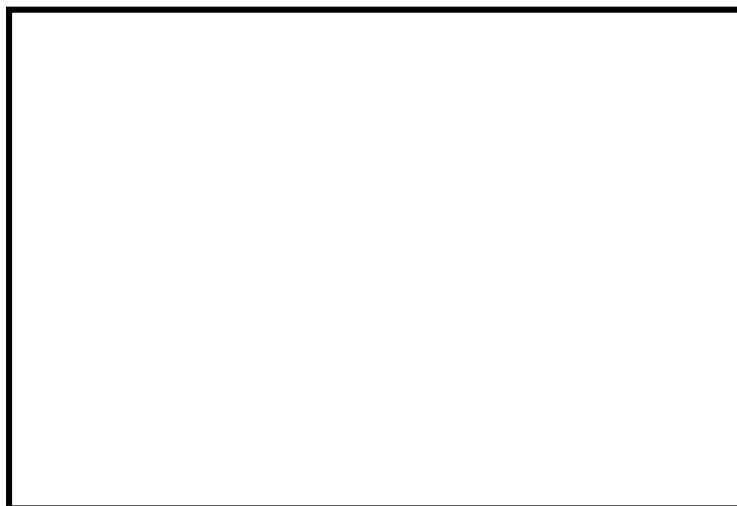


図 4 体積変化と圧力の関係

本資料のうち、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。

(4) 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

1. 計算体系の幾何形状

図1にMCCIにおけるMAAP評価モデルの概要図を示す。

モデル化において想定される各評価条件について以下にまとめる。

- ・ 溶融炉心は、初期条件として溶融炉心全量が下部ドライウェル床面に均一に堆積していると仮定しており、溶融炉心上部には冷却材プール（約2m）が形成されている。
- ・ 溶融炉心が落下する下部ドライウェル領域はペDESTAL床（）、ペDESTAL壁（）により囲まれている。
- ・ 局所形状のモデル化の扱いについては、下部ドライウェル領域内の配管、鉄筋構造物、サンプル、スリットについてはモデル化されていない。

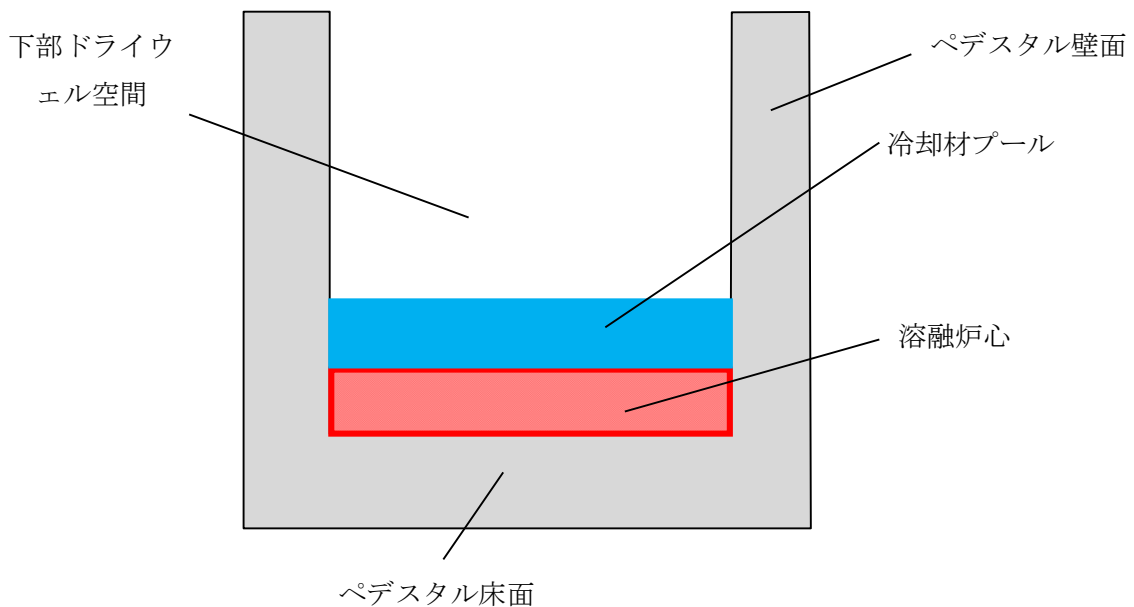


図1 MCCI解析モデル図

2. 溶融炉心固相線・液相線

MAAPコードに内蔵されているものを使用している。

本資料のうち、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 に主要入力値を示す。

表 1. 主要入力値

No.	入 力	入力値	備考	
1	エントレインメント係数(Ricou-Spalding 係数)			
2	溶融炉心から下部、側面、上部クラストへの対流熱伝達係数	下部		
		側面		
		上部		
3	上部プール水とデブリ間熱流束※1			
4	コンクリート組成※2 (玄武岩系コンクリート)	SiO ₂	0.5484	文献値 (NUREG/CR-3920)
		CaO	0.0882	
		Al ₂ O ₃	0.0832	
		K ₂ O	0.0539	
		Na ₂ O	0.0180	
		MgO+MnO+TiO ₂	0.0721	
		Fe ₂ O ₃	0.0626	
		H ₂ O	0.0586	
		CO ₂	0.0150	
5	コンクリート特性	コンクリート融点		
		液相温度		
		固相温度		
6	MCCI 開始時の格納容器内条件	下部 D/W プール水温		
		下部 D/W 気相圧力		
		下部 D/W 気相温度		

※1: 上部プール水とデブリ間熱伝達係数 (Kutateladze 係数) という指示だが、Kutateladze 型水平平板限界熱流束相関式が適用されている間の熱伝達係数と Kutateladze 係数は同じものではないため、総じて表現されている熱流束を示す。

※2: 代表的な玄武岩コンクリート組成を採用。本シナリオは浸食量が小さく、コンクリート組成が異なることによる、浸食時の発生ガス量および発生ガスによる浸食挙動への影響は小さい。



有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について

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

1. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

(1) LOCA 時注水機能喪失

① 破断位置

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

② 破断面積

破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm^2 を設定している。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて確認する。

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

表 燃料被覆管破裂に関する破断面積の感度解析結果

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

(2) 格納容器バイパス（インターフェースシステム LOCA）

① 破断位置

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

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

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

高圧バウンダリのみで構成されている RCIC 蒸気配管、原子炉冷却材浄化系吸込み配管及び主蒸気配管はインターフェースシステム LOCA（ISLOCA）の対象としない。発生頻度の観点から、3 弁以上の弁で隔離されている給水系配管及びヘッドスプレイ配管は評価の対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい炉水試料採取系吸込み配管、制御棒駆動機構注入配管及び計測用配管は評価の対象としない。また、RHR 停止時冷却モード戻り配管は、LPFL 注入配管と共用しており評価の対象としていない。

以上より、評価対象の配管は次の 3 通りとなる。

- ・ LPFL 注入配管
- ・ RHR 停止時冷却モード吸込み配管
- ・ HPCF 注入配管

このうち、有効性評価における評価対象としては、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、ISLOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の注入配管とする。

② 破断口径

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

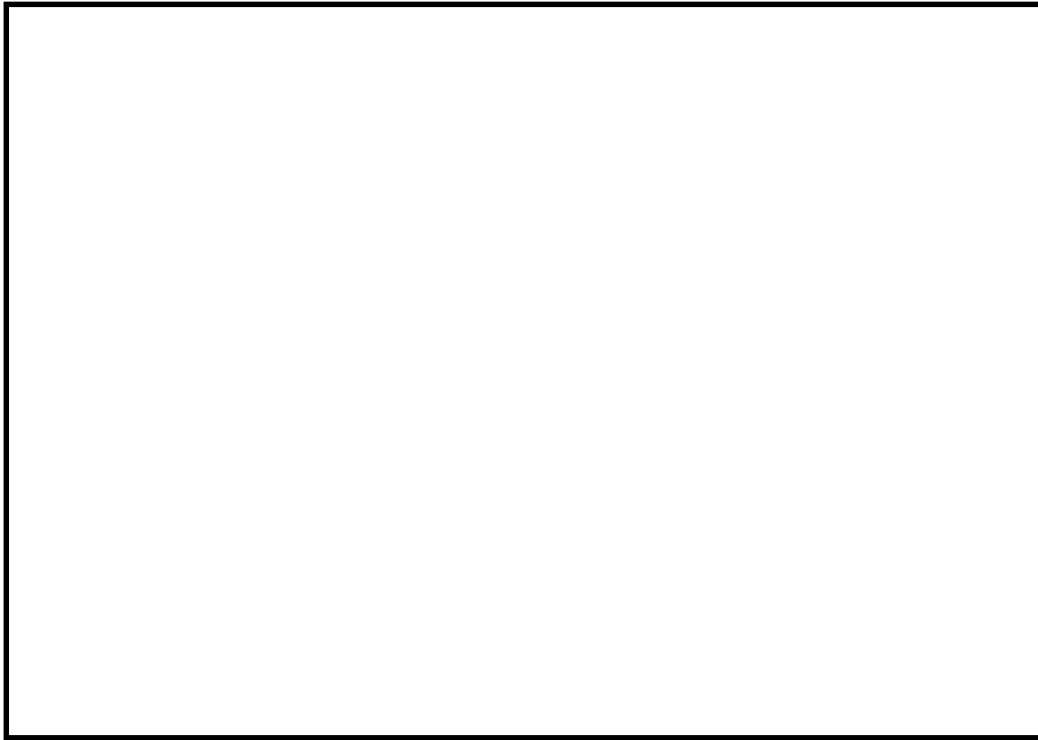


図 1-1 原子炉圧力材冷却バウンダリ

③ 評価対象の ISLOCA 発生確率

PRA では、主に原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数及び定例試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCA の発生確率が高いと考えられる HPCF 注入配管、RCIC 注入配管、RHR 停止時冷却モード吸込み配管について、各々の箇所での ISLOCA 発生確率を算出している。(事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別添 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 添付資料 3. 1. 1. b-8 及び添付資料 3. 1. 1. b-9 参照)

下表の整理の通り、PRA 上は低圧設計配管までの弁数が少なく、定例試験時のヒューマンエラーによる発生が考えられる HPCF 注入配管での ISLOCA 発生確率が最も高い。

表 低圧設計配管までの弁数と運転中定例試験の有無

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定例試験の有無
HPCF	2 弁	有
RCIC	3 弁 ^{*1}	有
LPFL 注入ライン ^{*2}	3 弁 ^{*1, 3}	有
RHR SHC 吸込み ^{*4}	2 弁	無

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

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

*3：低圧注水系の注入ラインは、原子炉圧力容器から数えて 2 弁目までの範囲が高压設計 (87.9kg/cm²) の配管で構成され、2 弁目以降から残留熱除去系ポンプの吐出までの範囲は中圧設計 (35.0kg/cm²) の配管で構成されており、3 弁目は中圧設計のラインに設置されている。中圧設計の配管は低圧設計の配管よりも破断確率が低いことを考慮し、3 弁目についても考慮の対象とした。

*4：残留熱除去系の吸込みラインは、原子炉圧力容器から数えて 2 弁目までの範囲が高压設計 (87.9kg/cm²) の配管で構成され、2 弁目以降から残留熱除去系ポンプの吸込みまでの範囲は低圧設計 (14.0kg/cm²) の配管で構成されている。

2. 重大事故

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

① 破断位置

破断箇所は、原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価する観点から選定する。許認可解析条件（非常用 D/G 等結果を最も厳しくする単一故障を考慮）での RPV に接続する各種配管破断解析（SAFER による解析）において、給水配管破断（HPCF+2LPFL 作動、破断面積：約 839cm²）に比べて RHR 配管破断（RCIC+HPCF+2LPFL 作動、破断面積：約 769cm²）は破断面積が小さく、作動 ECCS 系統が多いにも関わらず、原子炉圧力容器内の保有水量の低下は早い。（図 2-1 参照）

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

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

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

また、図 2-2 に原子炉圧力容器の断面図を示す。

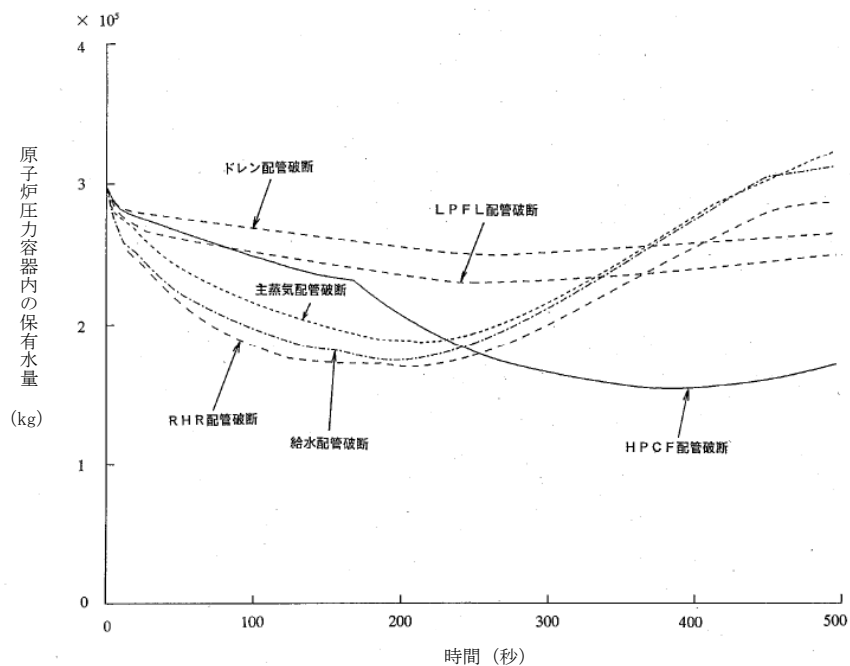


図 2-1 各種配管破断時における原子炉圧力容器内の保有水量の変化

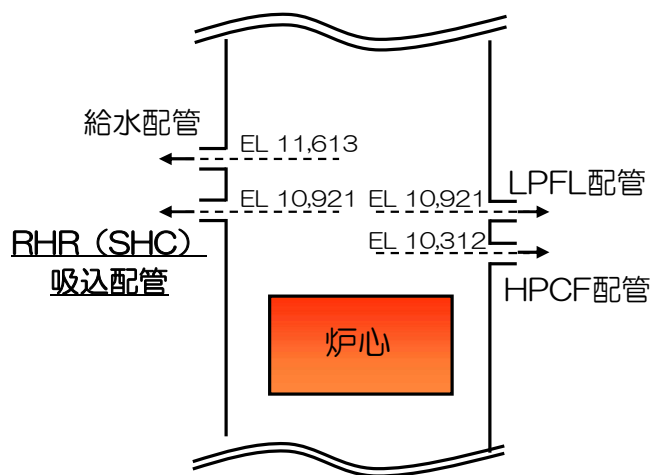


図 2-2 原子炉圧力容器断面図

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

※1 原子炉圧力容器底部から位置

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

② 破断口径

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

③ 有効燃料棒頂部より下部での LOCA について

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

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

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

1. 使用済燃料プールの概要

図1に使用済燃料プール等の平面図を示す。

定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、使用済燃料プールは原子炉ウェル、D/Sピット、キャスクピットと繋がっているが、有効性評価においては、プールゲートを閉鎖している場合を想定し、原子炉ウェル、D/Sピット、キャスクピットの保有水量は考慮しない。

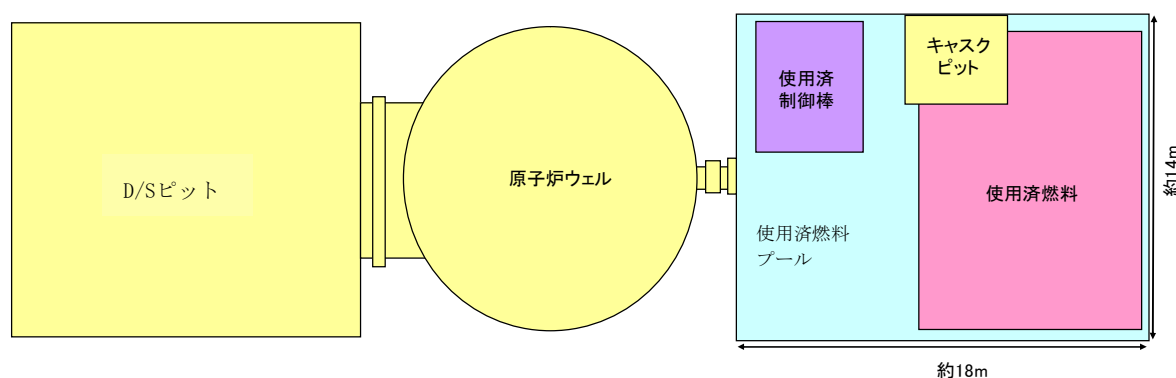


図1 使用済燃料プール等の平面図

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

図2に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し、例えば10mSv/hの場合は、通常水位から約2.1m*下の位置より高い遮蔽水位が必要である。

※放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プール水位の算出方法については添付資料4.1.2に示す。

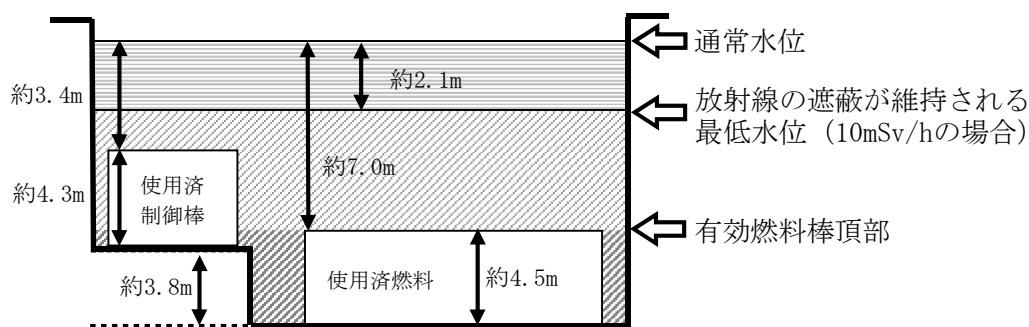


図2 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3. 使用済燃料プールの構造高さ、断面積及び保有水の容積について

図3に使用済燃料プールの高さを、表1に使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を示す。

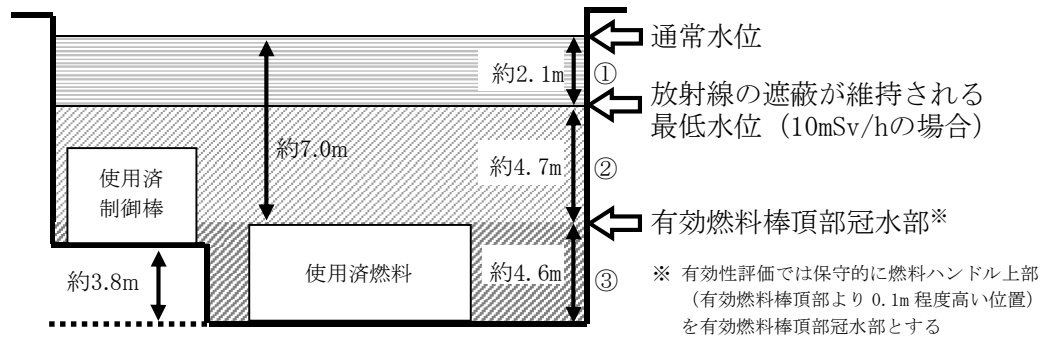


図3 6号及び7号炉の使用済燃料プールの構造高さ

表1 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

領域	6号炉		7号炉	
	断面積[m ²]	保有水の容積[m ³]	断面積[m ²]	保有水の容積[m ³]
①	約 232	約 481	約 233	約 489
②	約 232	約 1,116	約 233	約 1,115
③	約 104	約 488	約 105	約 489
合計		約 2,085		約 2,093

図3に示す各領域①, ②, ③の保有水の容積は、使用済燃料プール容積から使用済燃料プール内の機器の容積を除くことで算出し、使用済燃料プールの保有水が存在する高さ毎の使用済燃料プールの断面積については、求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお、使用済燃料プールの断面積については各領域での平均的な値を示しているが、使用済燃料プール内に設置されている機器は②又は③の底部であるため、保有水量に対する水位の低下という観点で保守的な評価となっている。

4. 冷却機能喪失による使用済燃料プールの水温上昇と水位低下について

使用済燃料プールの冷却機能喪失により、崩壊熱による使用済燃料プール水位の低下について、以下の式を用いて計算を行った。事象を厳しく評価するため、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される最大水温の65℃とする。また、発生する崩壊熱は全て使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発に寄与するものとし、使用済燃料プールの水面及び壁面などからの放熱は考慮しない。さらに、注水時においては顕熱を考慮せず注水流量から崩壊熱相当の蒸発量を差し引いた分の水が注水されることを想定した。

○算定方法、算定条件

①冷却機能喪失から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間 [h]} = \frac{(100[\text{°C}]-65[\text{°C}]) \times \text{プール保有水の比熱 [kJ/kg/°C]}^{*1} \times \text{プールの保有水 [m}^3] \times \text{プールの保有水密度 [kg/m}^3]^{*2}}{\text{使用済燃料の崩壊熱 [MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

②沸騰による蒸発量と沸騰開始から有効燃料棒頂部冠水部まで水位が低下するまでの時間

$$\text{1時間あたりの沸騰による蒸発量 [m}^3/\text{h]} = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱 [MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{プール保有水密度 [kg/m}^3]^{*2} \times \text{蒸発潜熱 [kJ/kg]}^{*3}}$$

$$\text{水位低下時間 [h]} = \frac{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの保有水量 [m}^3] \times \text{プール保有水密度 [kg/m}^3]^{*2} \times \text{蒸発潜熱 [kJ/kg]}^{*3}}{\text{使用済燃料の崩壊熱 [MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

③沸騰による使用済燃料プール水位の低下平均速度

$$\text{水位低下速度 [m/h]} = \frac{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの高低差 [m]}}{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部まで水位低下にかかる時間 [h]}}$$

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており保有水が少ないため、使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く、使用済燃料プールの上部では水位低下速度は遅い。有効燃料棒頂部に水位が到達するまでの時間評価では、保守的に一律の水位低下速度を想定する。

○算定に使用する値

使用済燃料プール保有水の比熱 [kJ/kg/°C] ^{*1}	使用済燃料プールの保有水 [m ³]	使用済燃料プールの保有水密度 [kg/m ³] ^{*2}	使用済燃料の崩壊熱 [MW]
4.185	6号炉：2085.14 7号炉：2,093	958	10.899
蒸発潜熱 [kJ/kg] ^{*3}	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの保有水量 [m ³] ^{*4}	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの高低差 [m]	通常水位から2.1m下までの保有水量 [m ³]
2256.47	6号炉：1597.63 7号炉：1604	6号炉：6.975 7号炉：7.017	6号炉：481 7号炉：489

※1 65℃から100℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる65℃の値を採用。（1999年蒸気表より）

※2 65℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用。（1999年蒸気表より）

※3 100℃の飽和水のエンタルピと100℃の飽和蒸気のエンタルピの差より算出。（1999年蒸気表より）

※4 保有水量の算出では有効燃料棒頂部冠水部として燃料ハンドル上部（有効燃料棒頂部より0.1m程度高い位置）を設定

なお、①～③の式による算出については以下の保守的な仮定と非保守的な仮定の元の評価であるが、総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きく、保守的な評価となっていると考えられる。

<保守的な仮定>

- ・使用済燃料プールの温度変化に対する比熱及び密度の計算にて、もっとも厳しくなる値を想定している。
- ・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

<非保守的な仮定>

- ・簡易的な評価とするために使用済燃料プールの温度を全て均一の温度とし、プール全体が100℃に到達した時間を沸騰開始としている。

なお、注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評価の仮定による影響は無視できる程度だと考える。

5. 燃料取出スキーム

取出燃料	柏崎刈羽 7 号炉から発生分				柏崎刈羽 1, 3, 5 号炉から発生分			
	冷却期間	燃料数[体]	取出平均 燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]	冷却期間	燃料数 [体]	取出平均 燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]
5 サイクル 冷却済燃料	—	—	—	—	2×(14 ヶ月+70 日)+35 ヶ月	476	50	0.198
4 サイクル 冷却済燃料	4×(14 ヶ月+70 日) +10 日	208	50	0.088	—	—	—	—
	—	—	—	—	1×(14 ヶ月+70 日)+35 ヶ月	528	50	0.277
3 サイクル 冷却済燃料	3×(14 ヶ月+70 日) +10 日	208	50	0.112	—	—	—	—
	—	—	—	—	35 ヶ月	528	50	0.404
2 サイクル 冷却済燃料	2×(14 ヶ月+70 日) +10 日	208	50	0.167	—	—	—	—
1 サイクル 冷却済燃料	1×(14 ヶ月+70 日) +10 日	208	50	0.312	—	—	—	—
定期検査時 取出燃料	10 日	872	33	9.341	—	—	—	—
小計	—			10.020	—			0.879
崩壊熱合計	崩壊熱:10.899 MW (燃料体数 3,236 体)							

注 1：柏崎刈羽 7 号炉の使用済燃料プールの燃料保管容量は 3,444 体（6 号炉は 3,410 体），1 取替分（208 体）の新燃料のスペースを考慮して使用済燃料の体数は 3,236 体である。6 号炉と比較して貯蔵体数が多いため，評価では 7 号炉の燃料の崩壊熱を使用する。

注 2：崩壊熱は号炉間の燃料輸送を想定した設定とする。

注 3：炉心燃料の取り出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後 10 日を採用する。

6.水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の計算条件

使用済燃料プール内のラックに燃料が全て満たされた状態を仮定し、その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態
- 線量材質：使用済燃料及び水を考慮（密度 g/cm³）
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする。

○線源強度は、以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。

- ・燃料照射期間：1915 日（燃焼度 50Gwd/t 相当の値）
- ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型（低 Gd）
- ・濃縮度： (wt.%)
- ・U 重量：燃料一体あたり (kg)
- ・停止後の期間：10 日（実績を考慮した値を設定）

○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いており、その評価モデルを図 1 に示す。また、計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

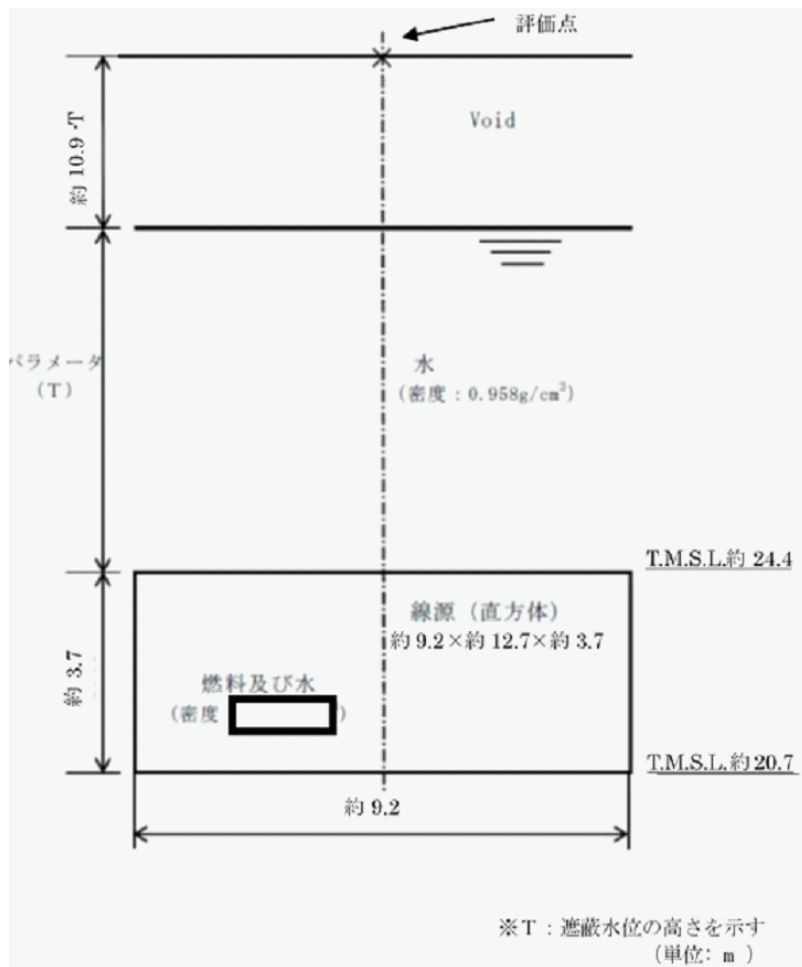


図 1 使用済燃料の線量率計算モデル

表 1 使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	2.66×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	6.07×10^{10}
3	3.75×10^{-2}	6.99×10^{10}
4	5.75×10^{-2}	4.56×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	5.4×10^{10}
6	1.25×10^{-1}	9.78×10^{10}
7	2.25×10^{-1}	5.65×10^{10}
8	3.75×10^{-1}	4.56×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	1.67×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	1.86×10^{11}
11	1.25×10^0	1.47×10^{10}
12	1.75×10^0	5.03×10^{10}
13	2.25×10^0	3.35×10^9
14	2.75×10^0	1.86×10^9
15	3.50×10^0	1.64×10^7
16	5.00×10^0	1.34×10^2
17	7.00×10^0	1.55×10^1
18	9.50×10^0	1.78×10^0
合計		1.12×10^{12}

7.水遮へい厚に対する貯蔵中の使用済制御棒の計算条件

使用済燃料プール内の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済制御棒貯蔵ハンガの全てに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材料：水（密度 0.958g/cm³）

65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる 100℃の値を採用

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線はエネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し、使用済制御棒上部は上部ローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は下部ローラを代表としてモデル化している。使用済制御棒中間部は制御棒を挿入時（照射期間 426 日）にのみ、使用済制御棒上部と下部は挿入時と引き抜き時（照射期間 1278 日）の間、炉心下部の出力ピーキングに応じた中性子が照射されるものとする。

また、使用済燃料プールには、タイプ別でかつ、冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式(1)により算出した。

$$\cdot \text{平均線源強度} = \frac{\sum \{ (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度}) \times (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数}) \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots (1)$$

制御棒のタイプは Hf, B₄C の 2 タイプ、冷却期間は 0~10 サイクルの 11 種類、全貯蔵本数は 204 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを図 2 に示す。また、計算により求めた線源強度を表 2 に示す。

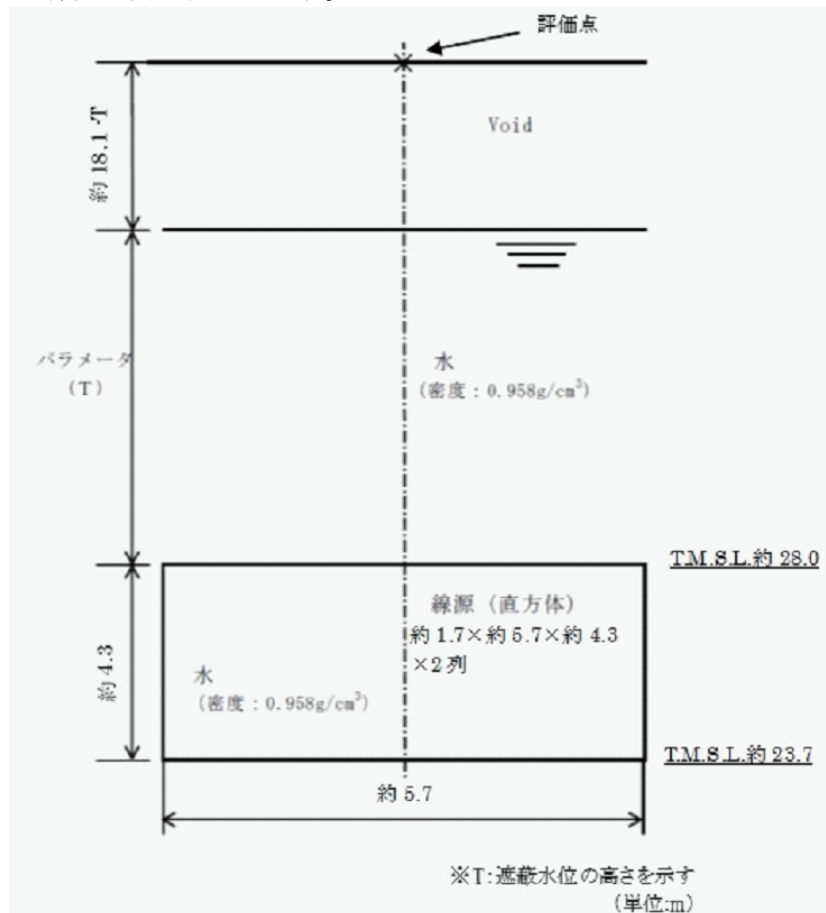


図 2 使用済制御棒の線量率計算モデル

表 2 使用済制御棒の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	7.40×10^6	1.70×10^9	7.40×10^6
2	2.50×10^{-2}	5.85×10^4	1.32×10^7	5.85×10^4
3	3.75×10^{-2}	4.01×10^4	1.18×10^7	4.01×10^4
4	5.75×10^{-2}	4.41×10^4	4.37×10^9	4.41×10^4
5	8.50×10^{-2}	2.29×10^4	4.46×10^7	2.29×10^4
6	1.25×10^{-1}	3.99×10^4	6.42×10^9	3.99×10^4
7	2.25×10^{-1}	3.98×10^4	1.31×10^8	3.98×10^4
8	3.75×10^{-1}	2.36×10^6	1.52×10^9	2.36×10^6
9	5.75×10^{-1}	6.17×10^6	8.46×10^9	6.17×10^6
10	8.50×10^{-1}	2.22×10^7	7.39×10^7	2.22×10^7
11	1.25×10^0	8.13×10^7	5.27×10^8	8.13×10^7
12	1.75×10^0	1.14×10^5	1.79×10^5	1.14×10^5
13	2.25×10^0	4.31×10^2	4.52×10^2	4.31×10^2
14	2.75×10^0	3.47×10^0	1.24×10^0	3.47×10^0
15	3.50×10^0	1.46×10^{-3}	3.41×10^{-5}	1.46×10^{-3}
16	5.00×10^0	1.52×10^{-5}	3.55×10^{-7}	1.52×10^{-5}
17	7.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0
18	9.50×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0
合計		1.20×10^8	2.33×10^{10}	1.20×10^8

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は次に示すようにステンレスの使用済制御棒ハンガにハンドル部を通して格納されている。評価ではこの構造材を含めた使用済制御棒設置箇所を直方体の線源としてモデル化している。

遮蔽計算をする際、線源材にも密度を設定することで自己遮蔽等の計算を行う。本評価ではこちらの設定を制御棒が冠水時 (①)、一部露出時 (②)、露出時 (③) のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として計算している。

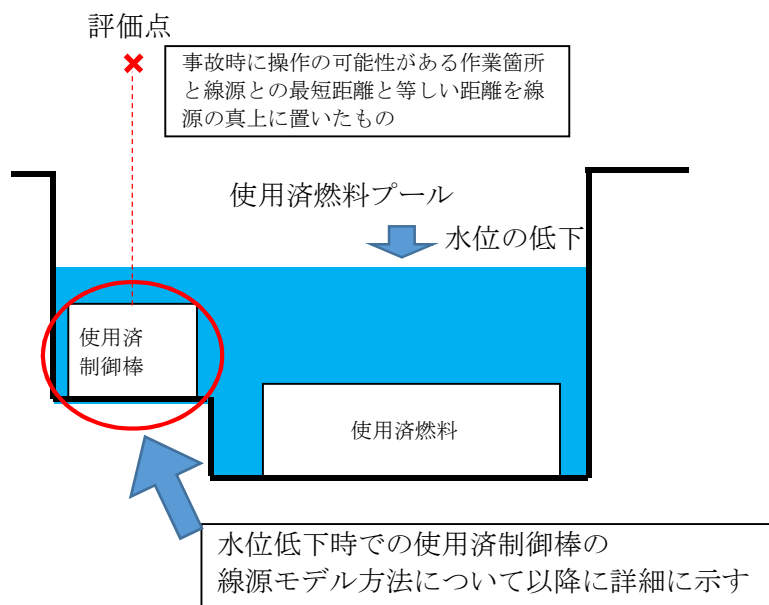
こちらは露出時 (③) において、制御棒間等は気中とあるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや炭化ホウ素 (またはハフニウム) 等で構成されていること、線源以外にも使用済制御棒ハンガのような構造材があることから充分保守的なモデルとなっている。

冠水時 (①)、一部露出時 (②) の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて、制御棒間の隙間など、気中であつた箇所に水が入る為、遮蔽効果はさらに高まるが、評価においては露出時 (③) と同様、水と設定して評価をすることでさらに保守的なモデルとなっている。

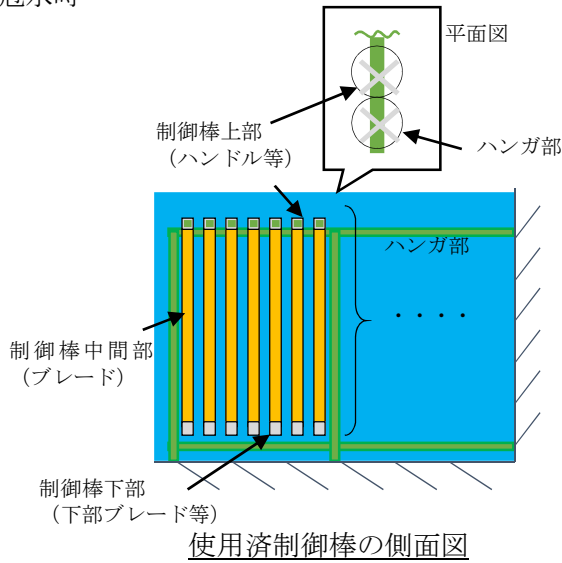
評価結果において、水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と、完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは、評価で上記に示す通り冠水時 (①) と露出時 (③) を等しく、線源が水として計算しているためである。

<参考>

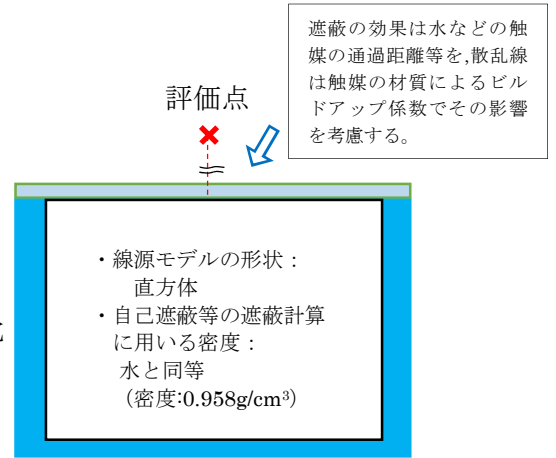
一例として Co60 を線源とした時の 1/10 価層は水であると約 70cm であるのに対して、鉄 (密度: 7.87kg/cm³) であると約 7.4cm となり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。



①冠水時

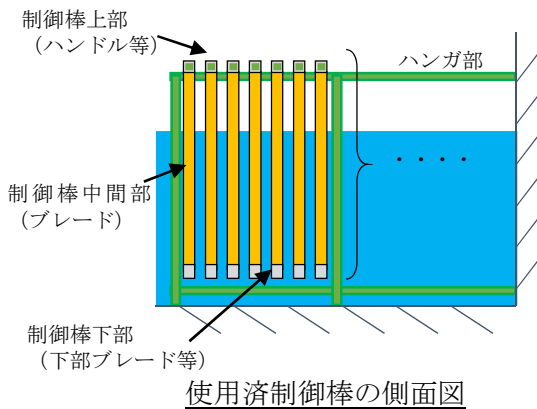


モデル化

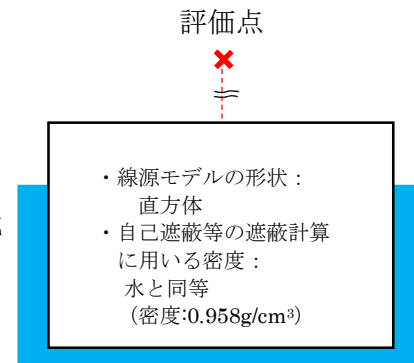


制御棒の線源モデル (冠水時)

②一部露出時

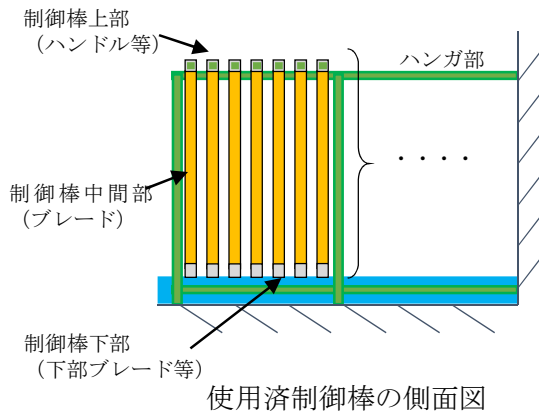


モデル化

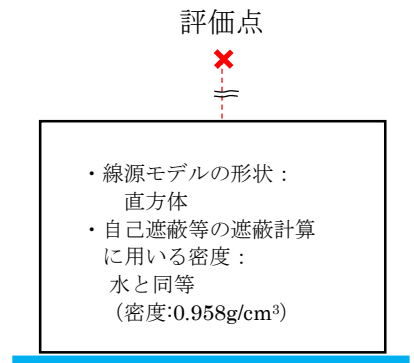


制御棒の線源モデル (一部露出時)

③露出時



モデル化



制御棒の線源モデル (露出時)

8. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。

一般的に点減衰核積分法では、線源領域を細分化し点線源で近似を行い、各点線源から計算点までの媒質の通過距離から非散乱ガンマ線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ、線源領域全空間で積分した後、線量率換算係数を掛けることで計算点での線量率を求める。

QAD-CGGP2R コードでは、式(2)を用い、線量率を計算している。図3にQAD-CGGP2R コードの計算体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^2} \cdot e^{(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k)} \cdot B_{ij} \cdot \dots \cdot (2)$$

j : エネルギー群番号 (18 群)

i : 線源点番号

k : 領域番号 (遮蔽領域)

F_j : 線量率換算係数

S_{ij} : i 番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギー j 群の点線源強度

R_i : i 番目の線源点と計算点の距離

B_{ij} : ビルドアップ係数

μ_{jk} : 領域 k におけるエネルギー j 群のガンマ線に対する線吸収係数

t_k : 領域 k をガンマ線が透過する距離

これにより求めたエネルギー第 j 群の線量率 D_j から、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を計算している。

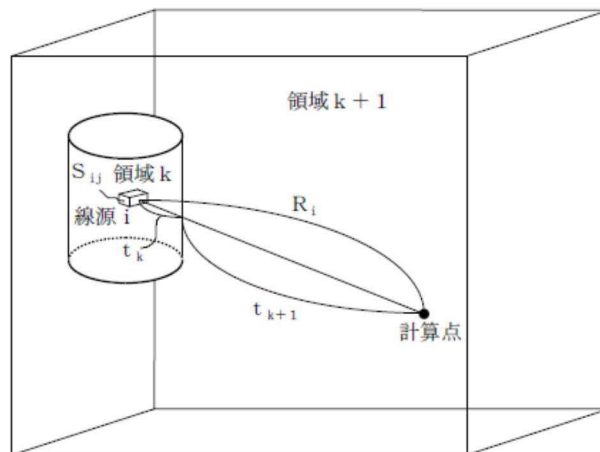


図3 QAD-CGGP2R コードの計算体系

9. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、使用済燃料プールの近接にある燃料プール冷却浄化系の手動弁の設置箇所 (想定事故1では操作しない) を考慮して、原子炉建屋最上階の床付近とした。なお、評価では図1および図2の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず、線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故1では原子炉建屋最上階での作業は不要であるため、被ばくの評価で照射時間を想定することは困難であるが、仮に使用済燃料プールの近接にある燃料プール冷却浄化系の手動弁の操作であっても長時間の作業とならない。そこで想定事故1の線量率は、緊急作業時の被ばく限度（100mSv）から十分余裕のある10mSv/hとした。

必要な遮蔽水位は下の図より柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉において約4.9mとなり、開始水位から約2.1mが低下した水位である。

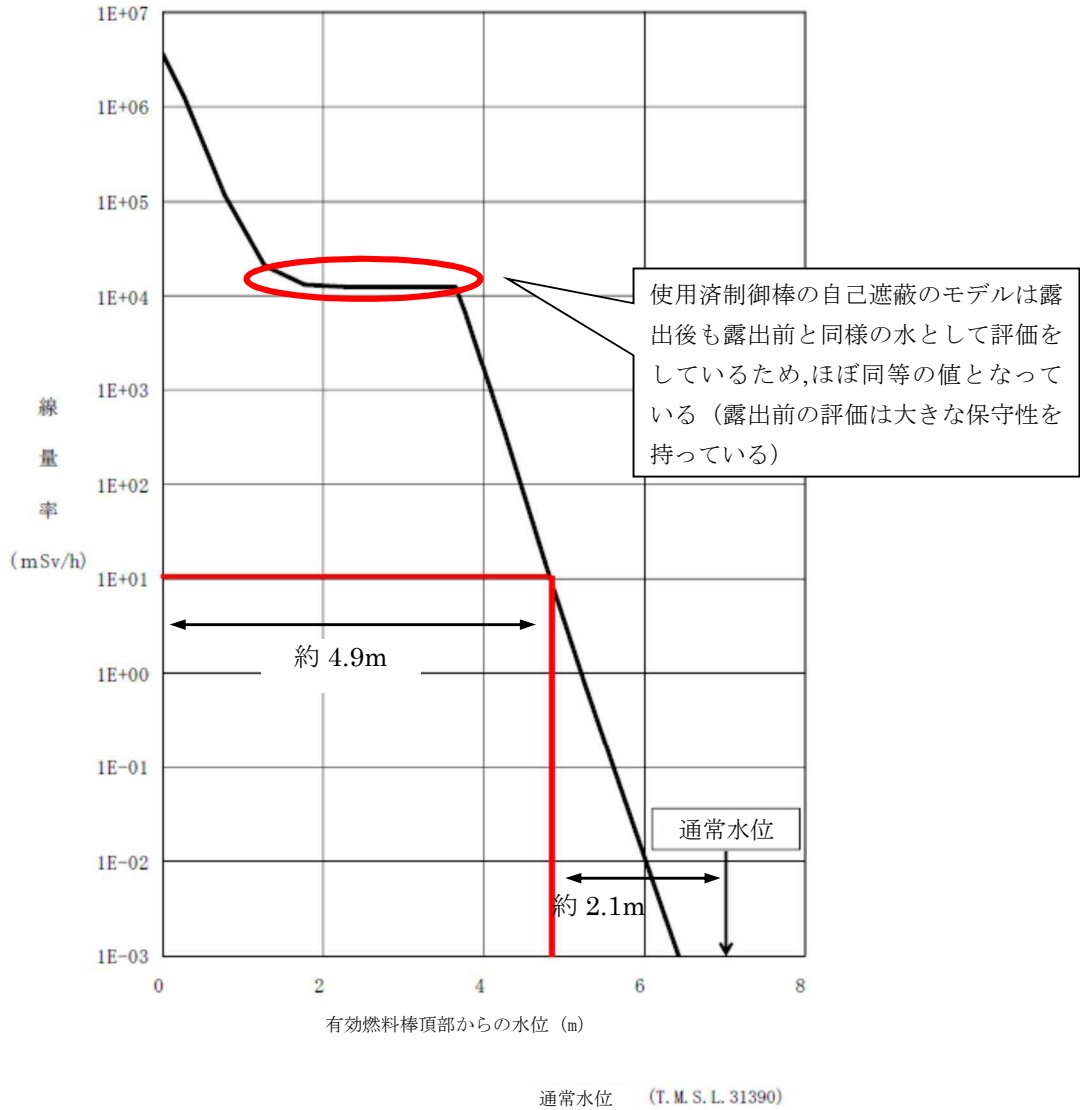
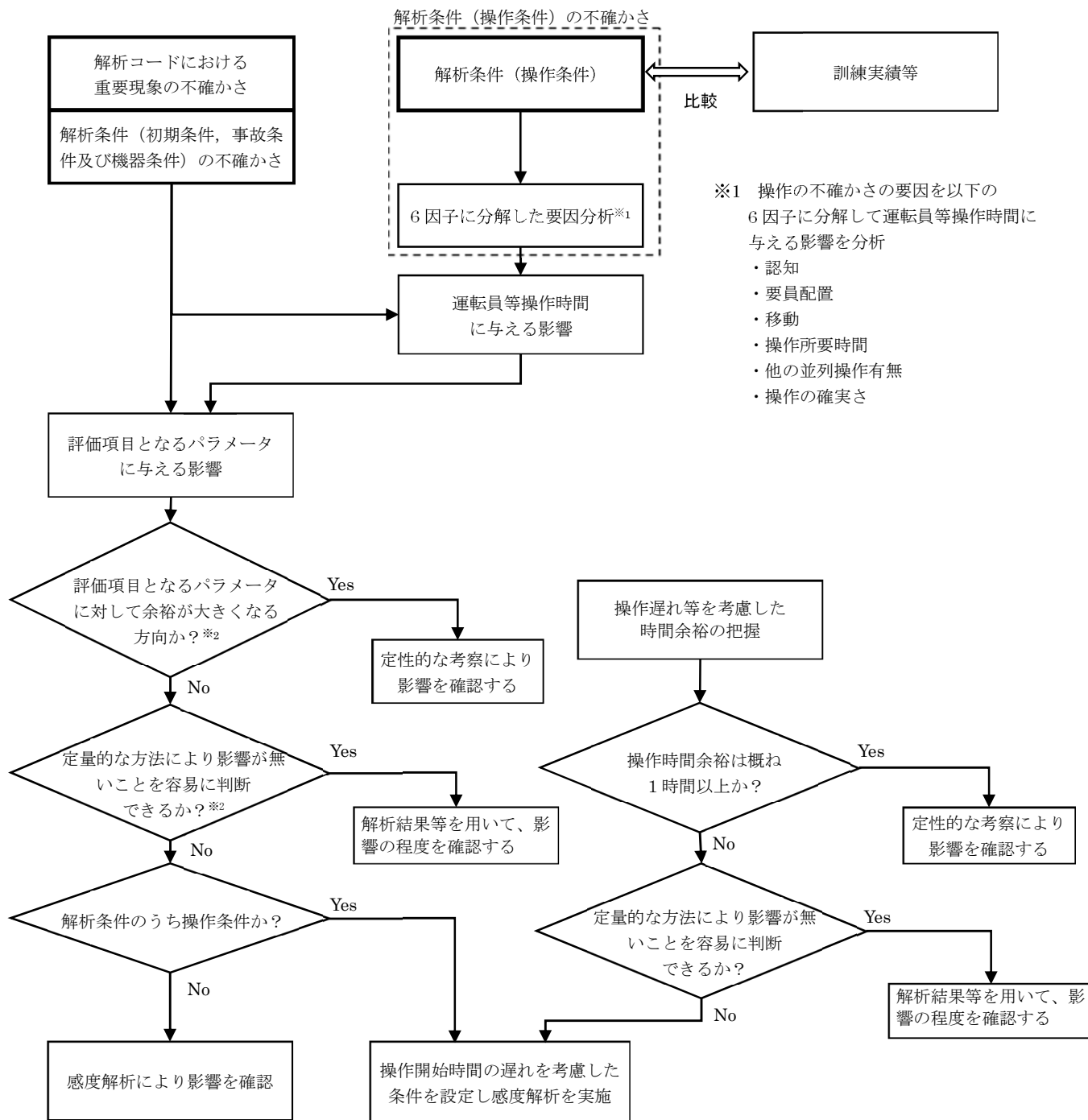
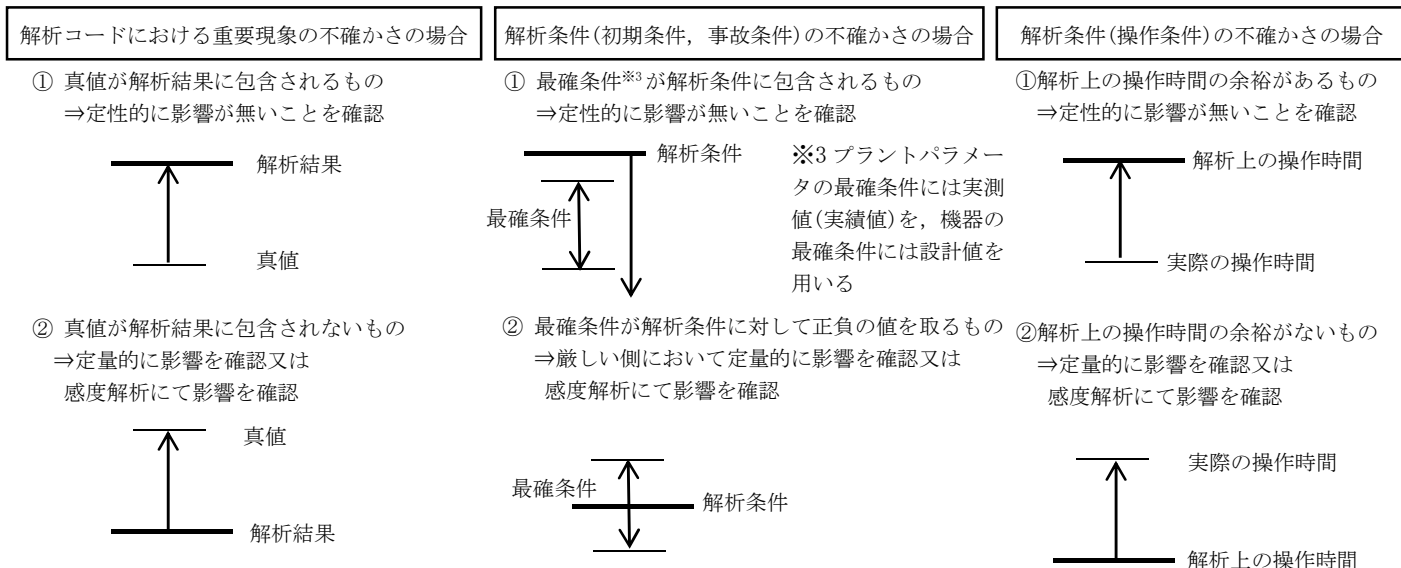


図4 放射線の遮蔽が維持される水位

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価フロー



※2 評価項目となるパラメータに対する影響評価の考え方



※3 プラントパラメータの最確条件には実測値(実績値)を、機器の最確条件には設計値を用いる

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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＋低圧注水失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」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・低圧注水機能喪失」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，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，高圧・低圧注水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，原子炉の減圧後，低圧注水を実施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対しては，高圧の注水機能に期待しない対策の有効性を評価することとする。なお，高圧及び低圧の注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみに期待可能な事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失がある。これについては，2.3.2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，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧し，減圧後に低圧代替注水系（常設）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，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原

子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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図 2.1.1 から図 2.1.3 に、手順の概要を図 2.1.4 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表 2.1.1 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、**事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 24 名である。**その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.1.5 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、24 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 高圧・低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、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系、原子炉水位低（レベル1）で低圧注水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。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ1台を追加起動し、2台運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計である。

d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）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。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）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. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）である。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計等である。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水位計等である。

以降、炉心の冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP、炉心ヒートアップ解析コード CHASTE 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（以降、格納容器温度とは原子炉格納容器気相部の温度を指す。）等の過渡応答を求める。

本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。

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表2.1.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系、低圧注水機能として低圧注水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) 代替冷却材再循環ポンプ・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3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大300m³/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレーと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e) 代替格納容器スプレー冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレーする。なお、代替格納容器スプレーは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(f) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 70%開[※]）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を 50%開にて開始するが、格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は、増開操作を実施する。解析においては、操作手順の考え方を踏まえ、中間開操作（流路面積約 70%開）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) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は約4分間とする。
- (b) 原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から約14分後に開始する。
- (c) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。
- (d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内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，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.1.6から図2.1.11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被覆管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図2.1.12から図2.1.17に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.1.18から図2.1.21に示す。

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がスクラムするが，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル1）で低圧注水系の起動に失敗する。これにより，低圧注水系の吐出圧力が確保されないため，自動減圧系についても作動しない。

再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし，原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。

事象発生から約14分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

原子炉急速減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による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。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、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、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）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、燃料被覆管の最高温度発生位置における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、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.1.12 に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 874℃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、図 2.1.6 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.51MPa[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 7.81MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸

気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144°Cに抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.1.7 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.1.1）

格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水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、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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 10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.1.2）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め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。

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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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。

（添付資料 2.1.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表2.1.2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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。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。

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

(添付資料2.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、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に対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、格納容器圧力上昇は遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を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、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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確保される。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.1.2）

b. 操作条件

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から約14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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は、余裕時間を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間を早める。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉注水を優先するため、原子

炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa [gage] 付近となるが，操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa [gage]）に到達するのは，事象発生の約17時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また，格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間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。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，格納容器限界圧力は0.62MPa [gage] のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料2.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa [gage] 付近となるが，格納容器圧力の上昇は緩やかであり，格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合，遅くなる場合の何れにおいても，事象進展はほぼ変わらないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，約20分程度操作開始時間が遅れる可能

性があり、格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.31MPa [gage] より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器限界圧力は0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料2.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から約19分後（操作開始時間の5分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）による注水が始まれば、燃料被覆管の最高温度は約944℃となり1,200℃以下となるため、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。また、格納容器ベントをしても敷地境界線量は約1.4mSvであり、5mSvを下回る。事象発生から約24分後（操作開始時間の10分程度の時間遅れ）では、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、格納容器ベントをすると敷地境界線量は5mSvを超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力0.62MPa [gage] にて格納容器ベントすることとなるため、重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の代替格納容器スプレー冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、代替格納容器スプレー開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり、約20時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料2.1.2, 2.1.3)

(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。

2.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は8名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約5,200m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約10,400m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

(添付資料2.1.4)

b. 燃料

可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉 合計 約1,595kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計 約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.1.5)

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧注水失敗+低圧注水失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。

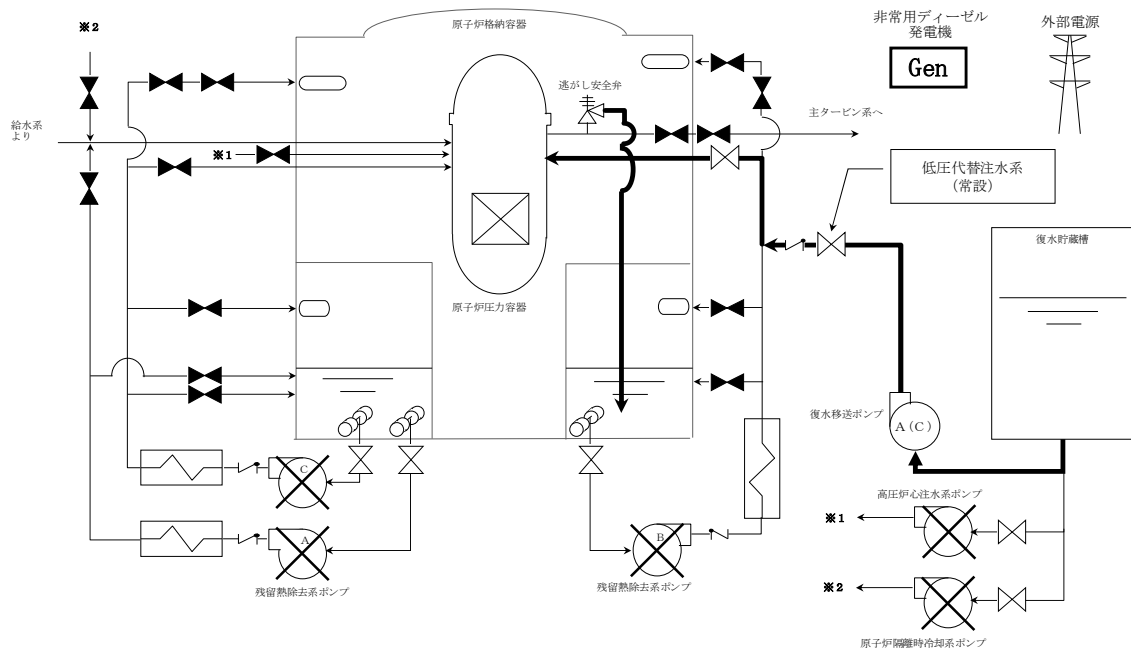
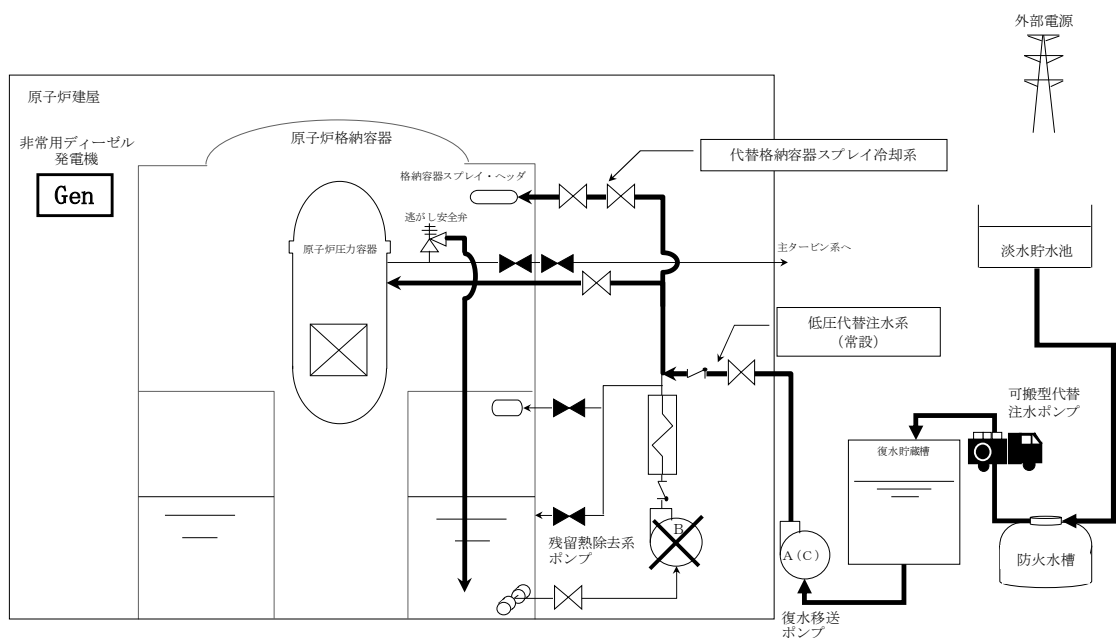


図 2.1.1 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

図 2.1.2 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

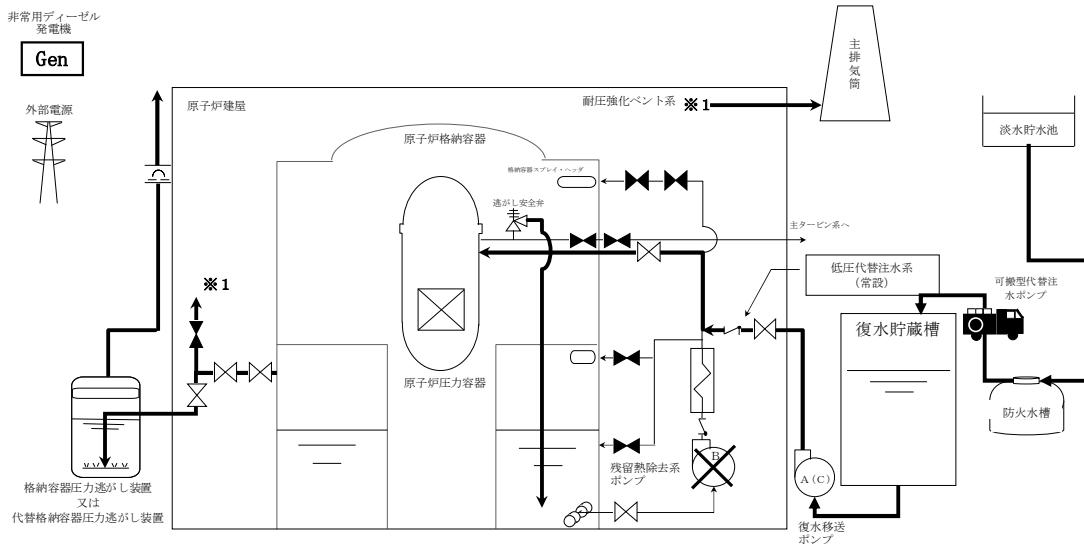


図 2.1.3 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

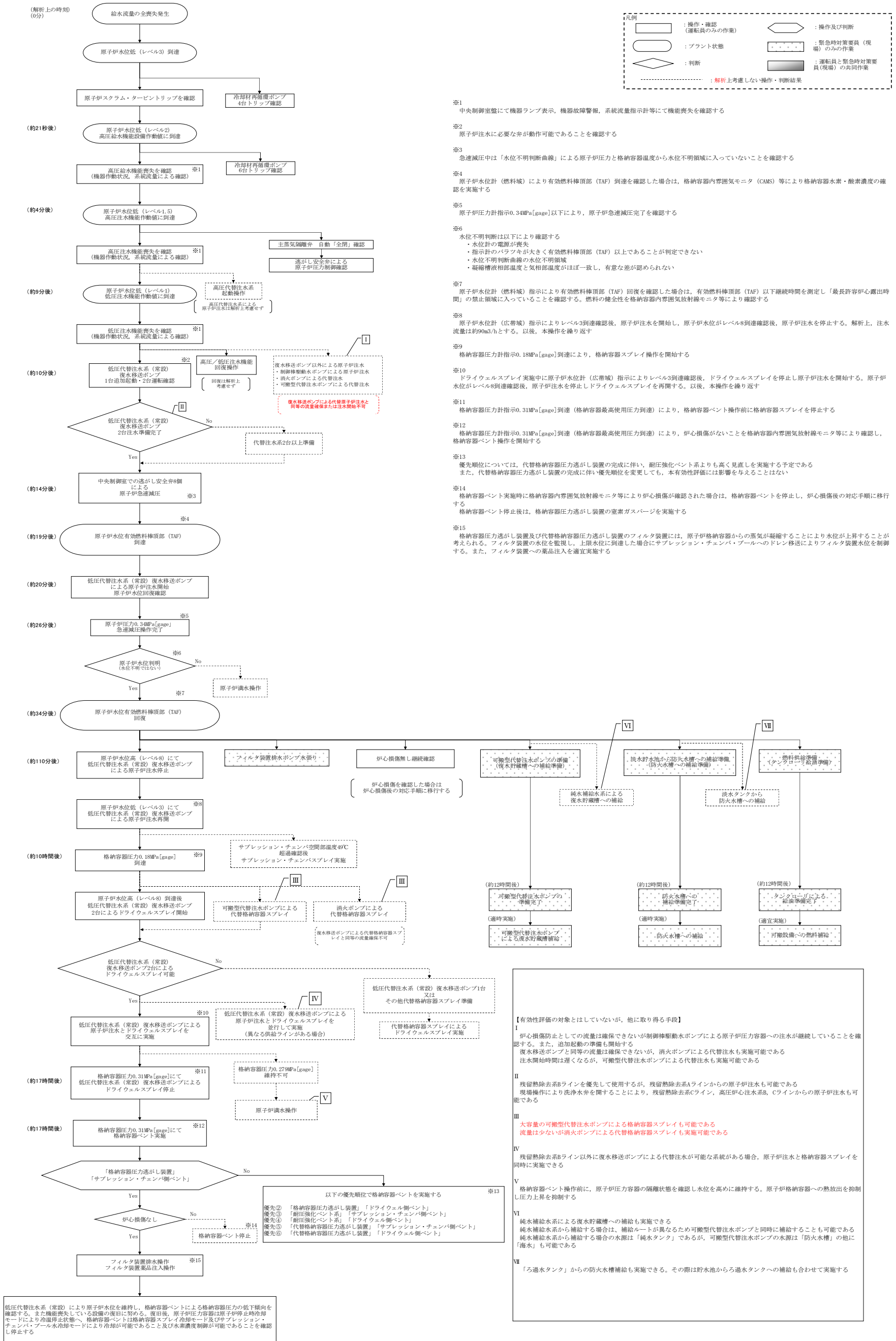


図 2.1.4 高圧・低圧注水機能喪失時の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)												備考
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
状況判断	指揮者	6号	当直副長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	<ul style="list-style-type: none"> ・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動/機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動/機能喪失確認 ・高圧代替注水系起動操作 ・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 ・残留熱除去系 自動起動/機能喪失確認 													※シミュラド内水位に基づく時間	
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡															
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																
	6号	7号	6号	7号	6号		7号													
	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-		-													
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	10分													解析上考慮せず
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-														対応可能な要員により対応する
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	4分													
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	5分													
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-		格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル8維持												
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-		10分												
	-	-	-	-	-	-		30分												

図 2.1.5 高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間 (1/2)

高圧・低圧注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 約20分 低圧代替注水系(常設) 原子炉注水開始 約10時間 格納容器圧力180kPa[gage]到達 約17時間 格納容器圧力310kPa[gage]到達													
低圧代替注水系(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル8維持													
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	レベル8到達後格納容器スプレイ切替 レベル3到達後原子炉注水切替													
原子炉満水操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉注水量の増加	格納容器圧力279kPa[gage]以下維持不可の場合、格納容器空間部への熱の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する												解析上考慮せず	
サブプレッション・チェンバースプレイ操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	サブプレッション・チェンバースプレイ温度49℃超過確認後 サブプレッション・チェンバースプレイを実施する												解析上考慮せず	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1、※2	2人 ※1、※2	・放射線防護装備準備	10分													
	-	-	-	-	※1 (1人)	※1 (1人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設(防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	180分													
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3	2人 ※3	・放射線防護装備準備	10分													
	-	-	-	-	2人 ※3	2人 ※3	・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分													
	-	-	-	-	2人 ※3	2人 ※3	・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施												現場確認中断 (一時待避中)	適宜実施
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備(格納容器ベントバウンダリ構成)	60分													
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分													
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・ベント準備(格納容器ベントライン構成)	60分													
	-	-	-	-	※2、※3 (2人)	※2、※3 (2人)	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分													
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視													
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視												解析上考慮せず	
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・格納容器ベント操作	20分												解析上考慮せず	
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	適宜実施												中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する	
	-	-	-	-	4人 (参集)	4人 (参集)	・フィルタ装置薬液補給	適宜実施												中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備	10分													
燃料給油作業	-	-	-	-	2人	2人	・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分												タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
	-	-	-	-	2人	2人	・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施												作業中断 (一時待避中)	適宜実施
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 (参集要員8人)																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.1.5 高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間(2/2)

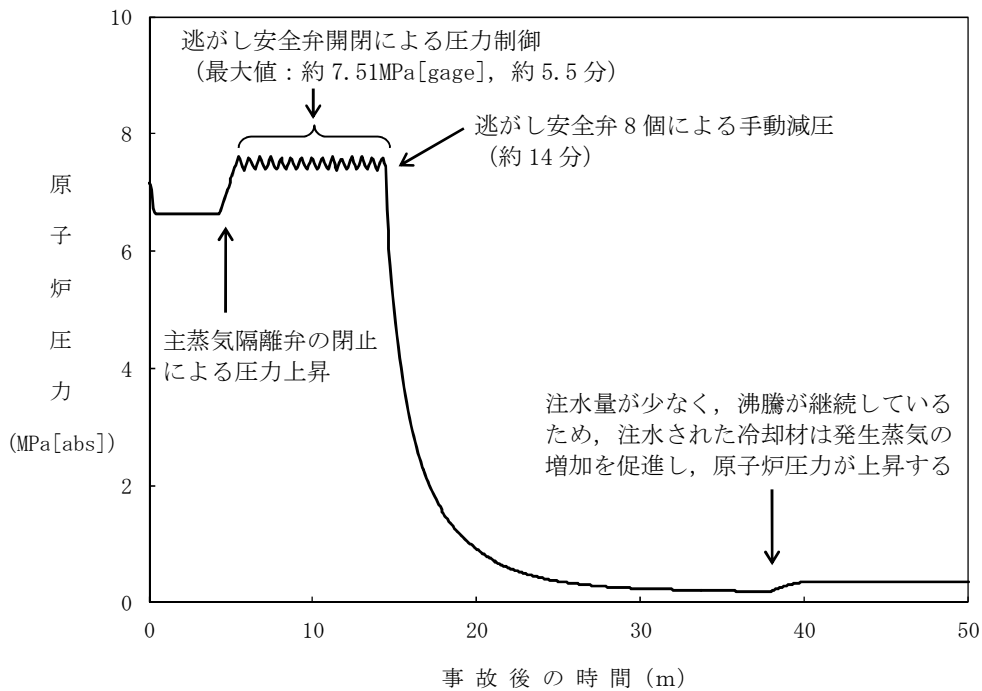


図 2.1.6 原子炉圧力の推移

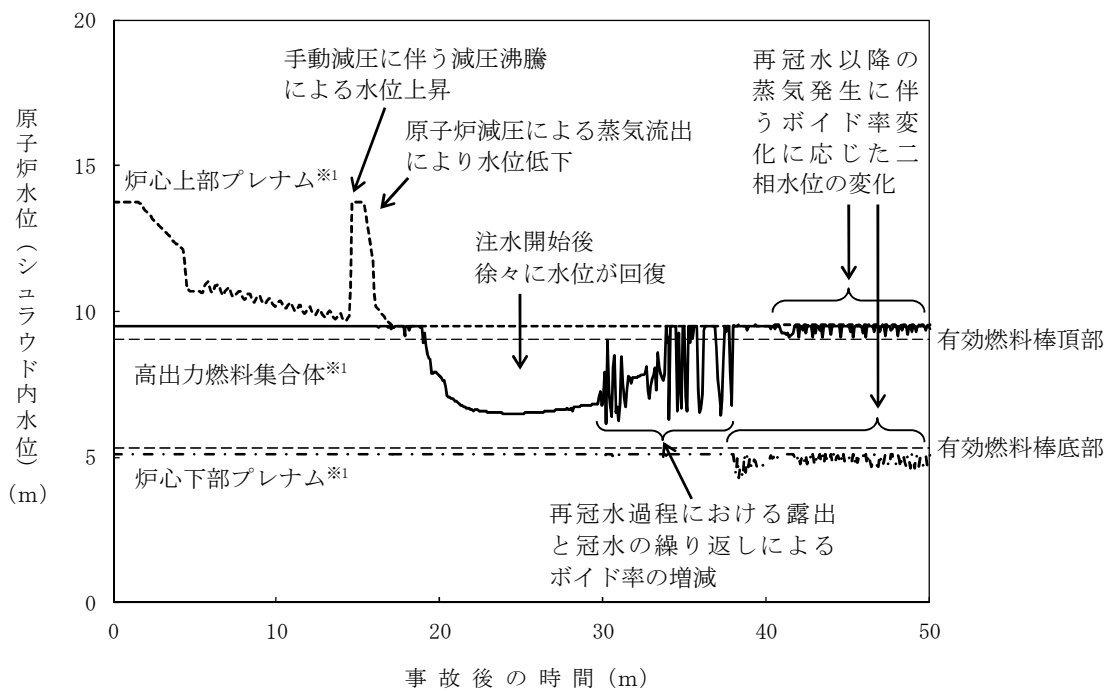


図 2.1.7 原子炉水位(シュラウド内水位)の推移^{※2}

※1 SAFER では各ノード毎の水位を計算している。ここでは、炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なしの状態)、高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位(ノード内の満水状態)が示されている。

※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。

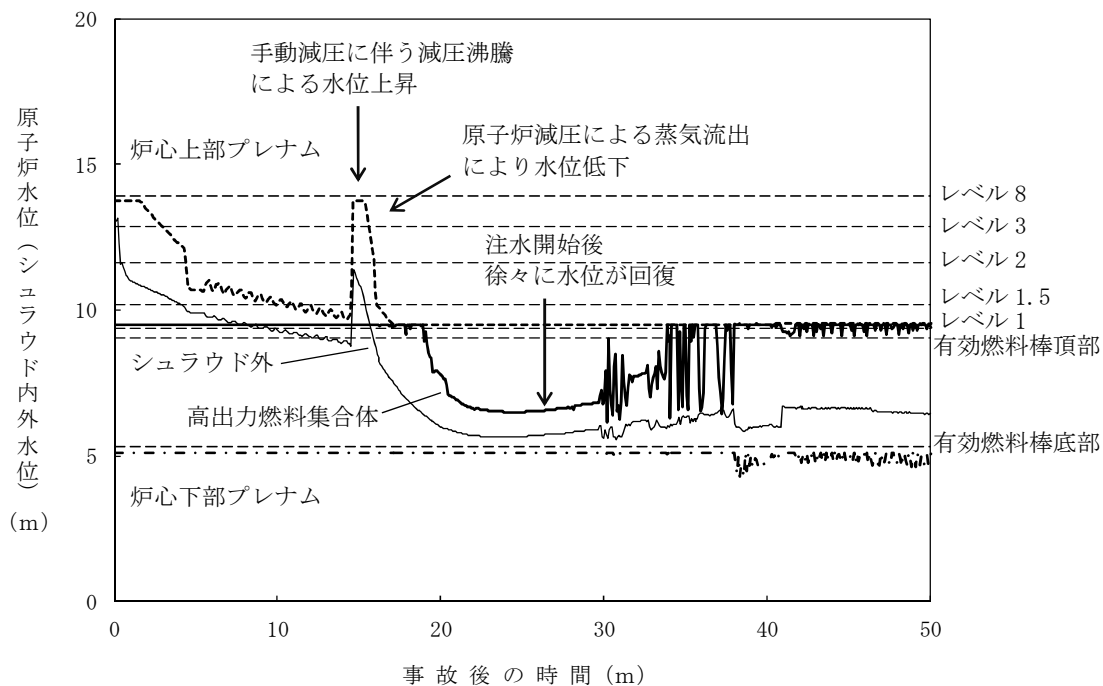


図 2.1.8 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

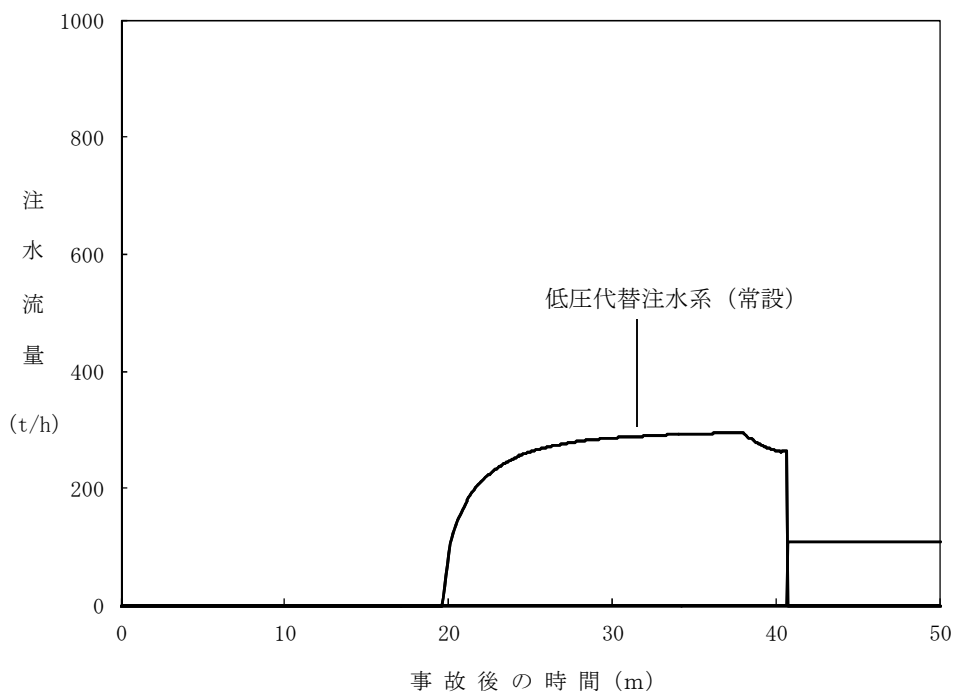


図 2.1.9 注水流量の推移

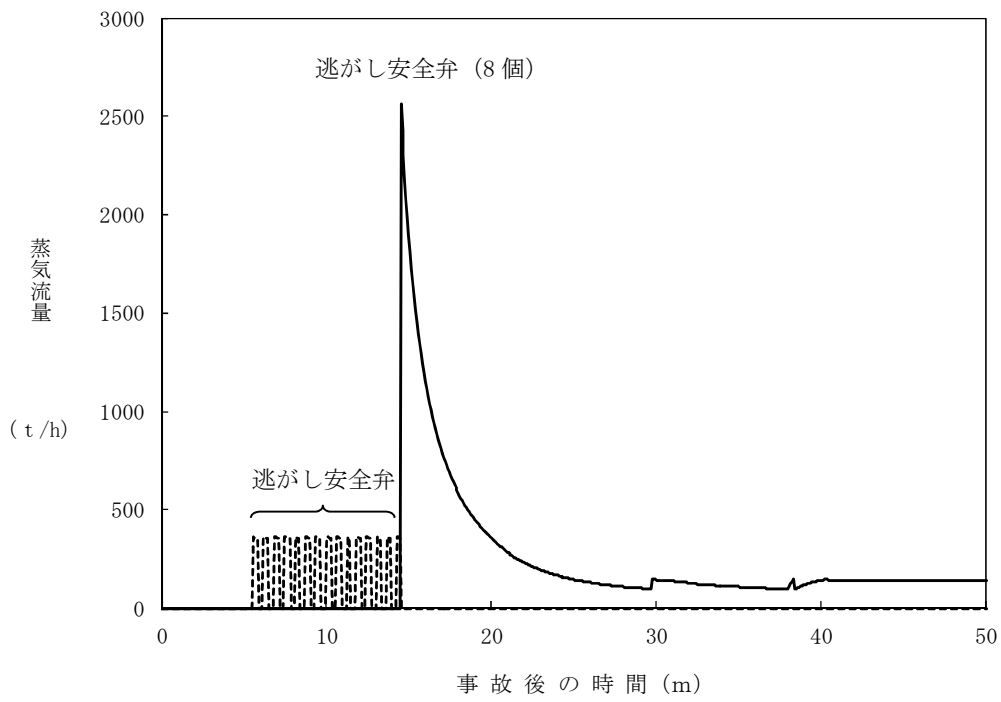


図 2.1.10 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

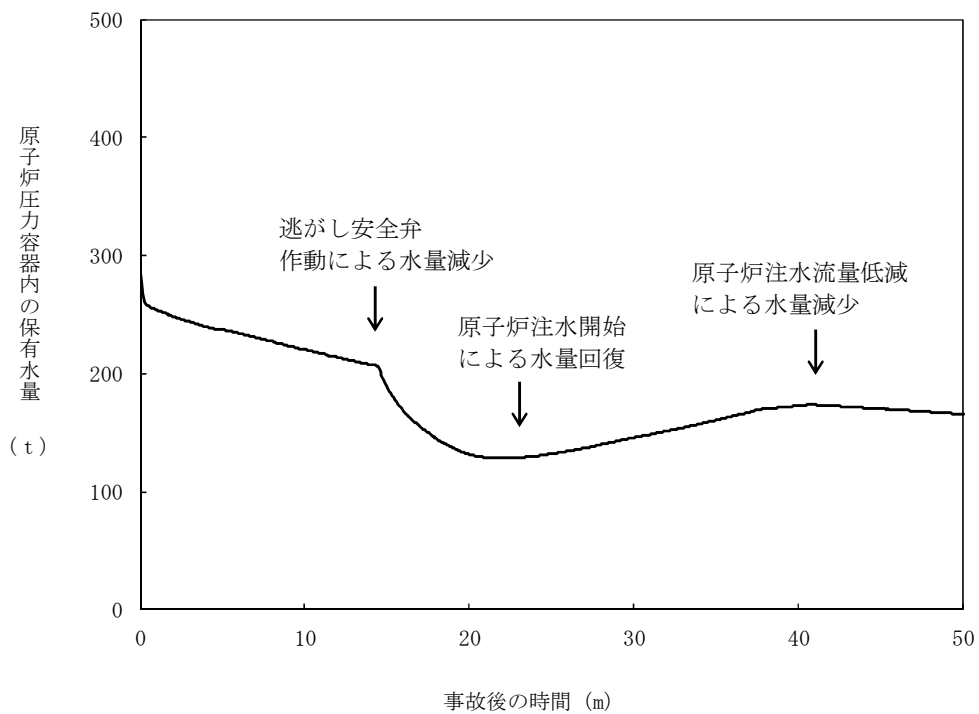


図 2.1.11 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

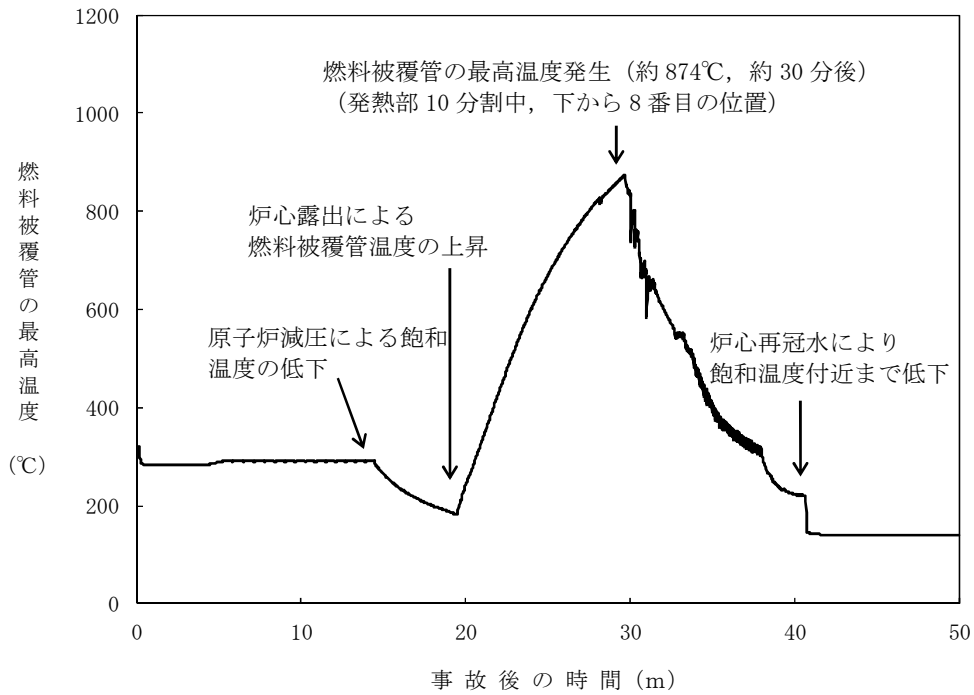


図 2.1.12 燃料被覆管温度の推移

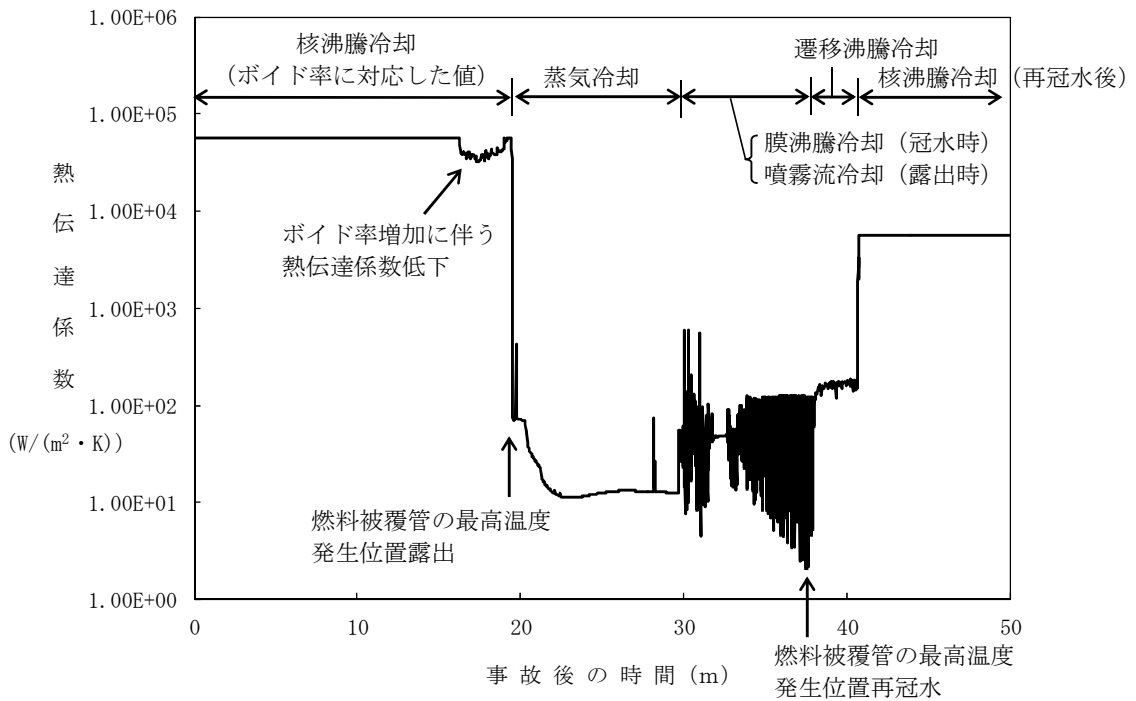


図 2.1.13 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

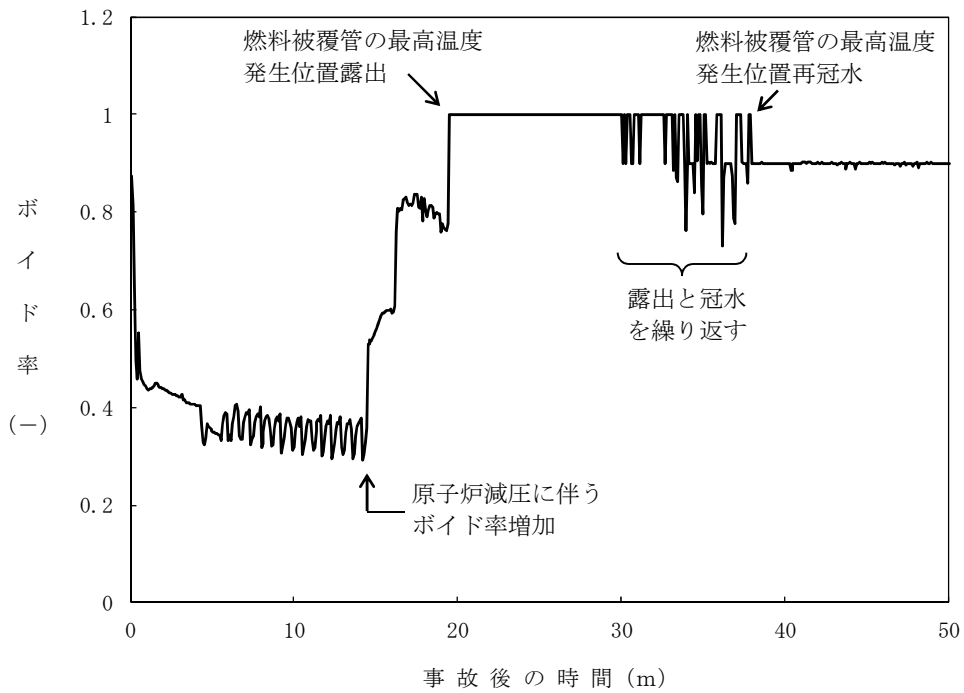


図 2.1.14 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

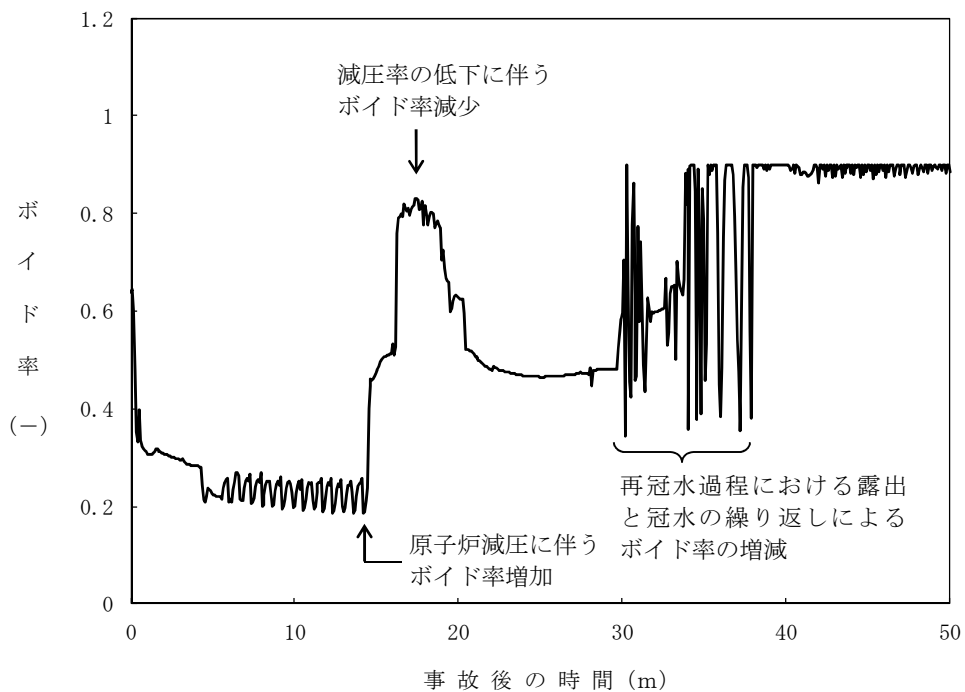


図 2.1.15 高出力燃料集合体のボイド率の推移*

※ 高出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。

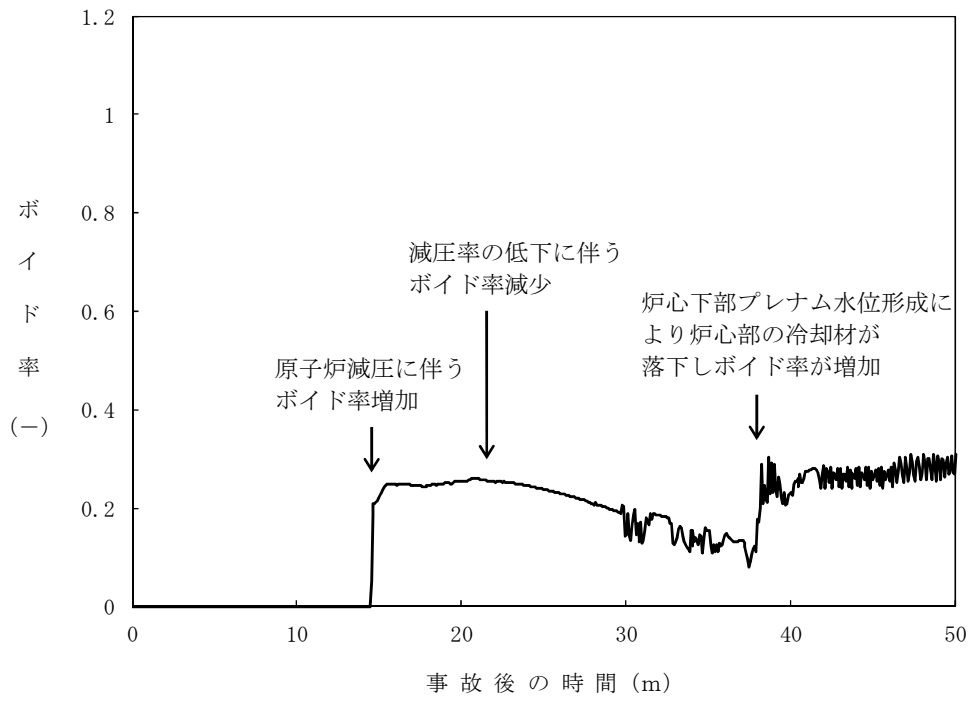


図 2.1.16 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

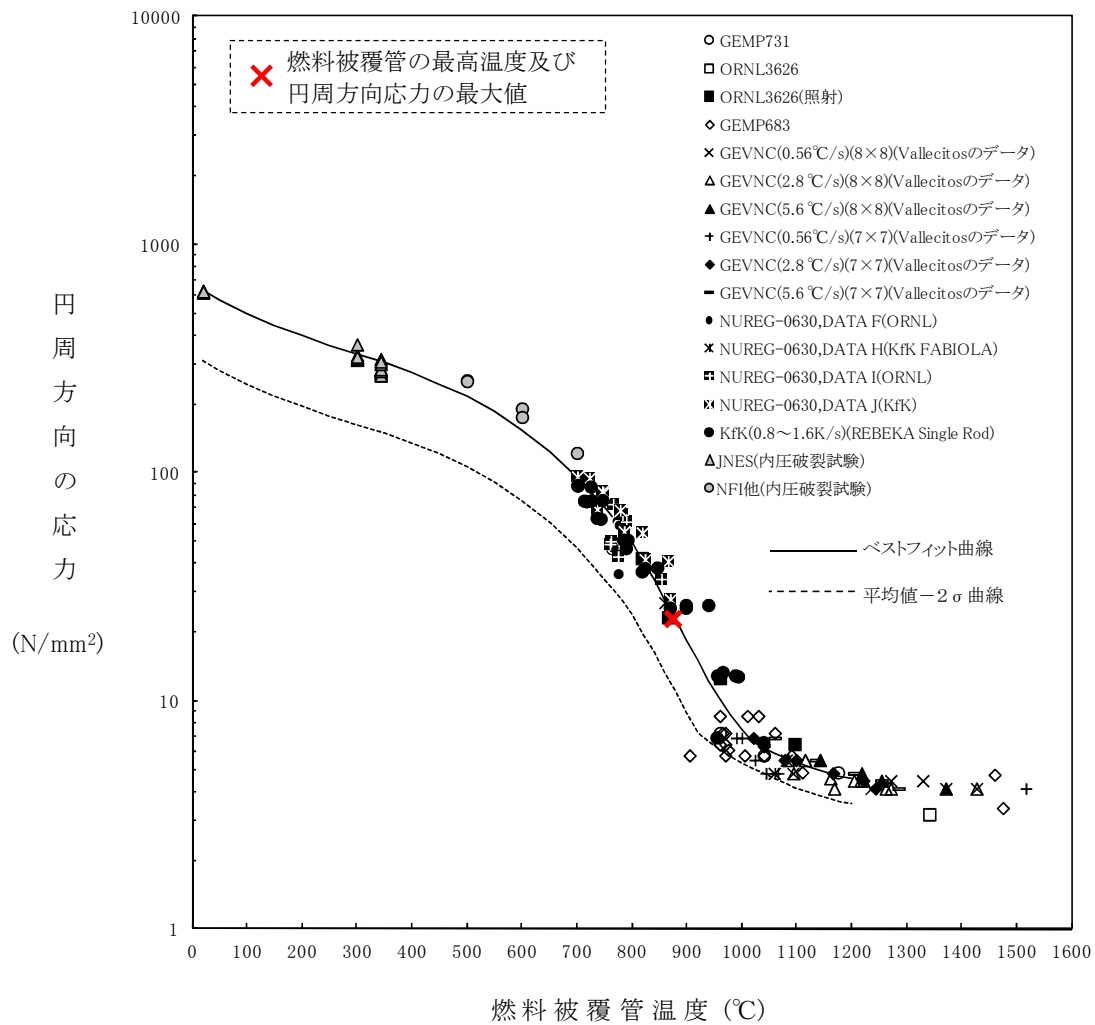


図 2.1.17 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

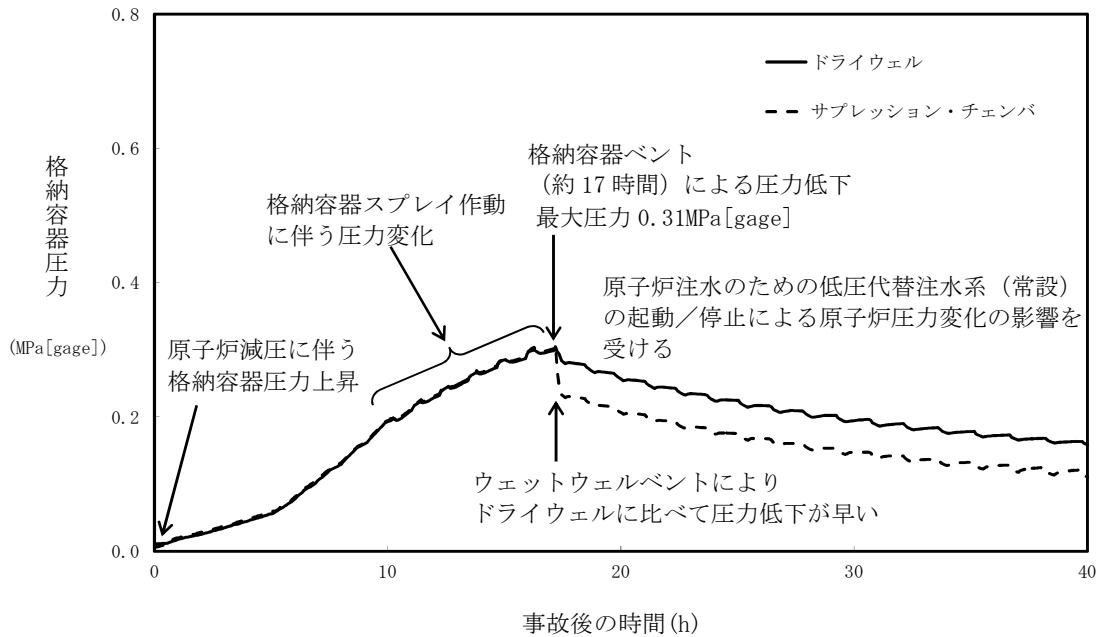


図 2.1.18 格納容器圧力の推移

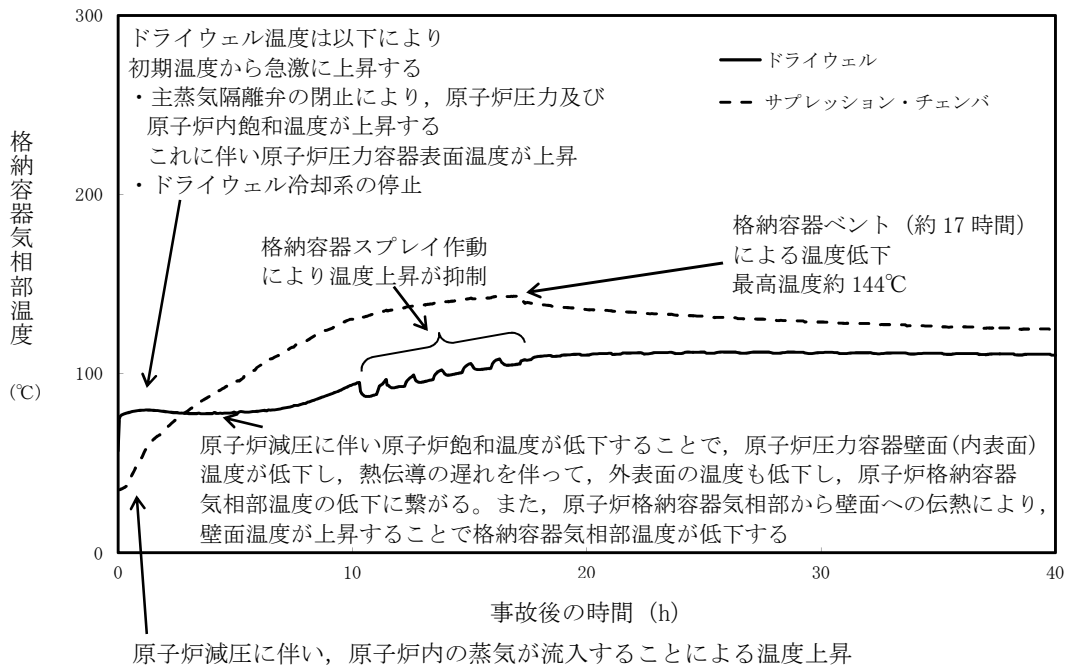


図 2.1.19 格納容器気相部温度の推移

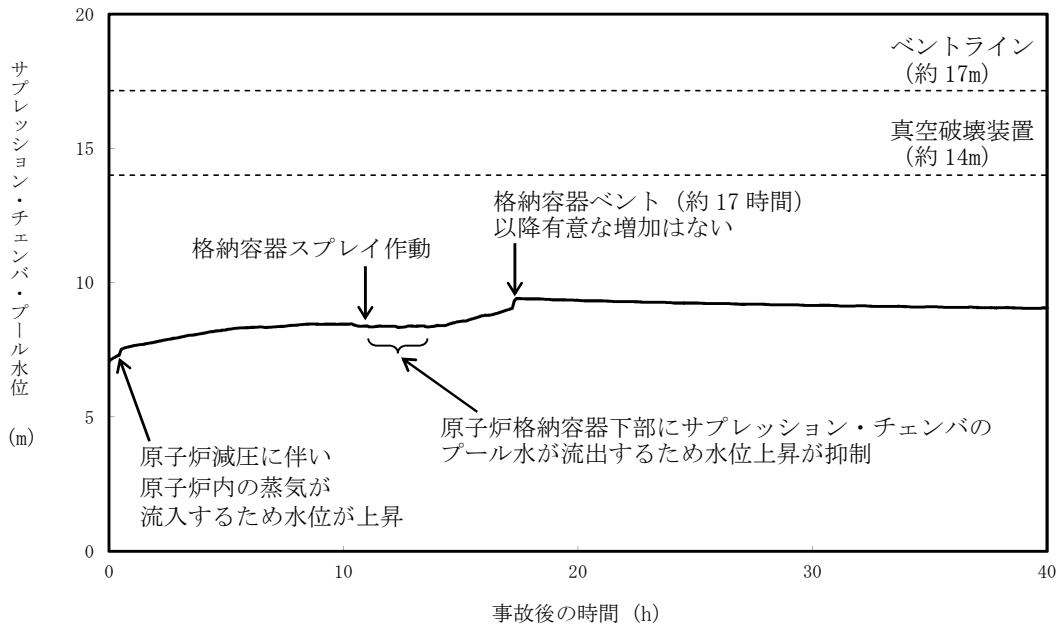


図 2.1.20 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

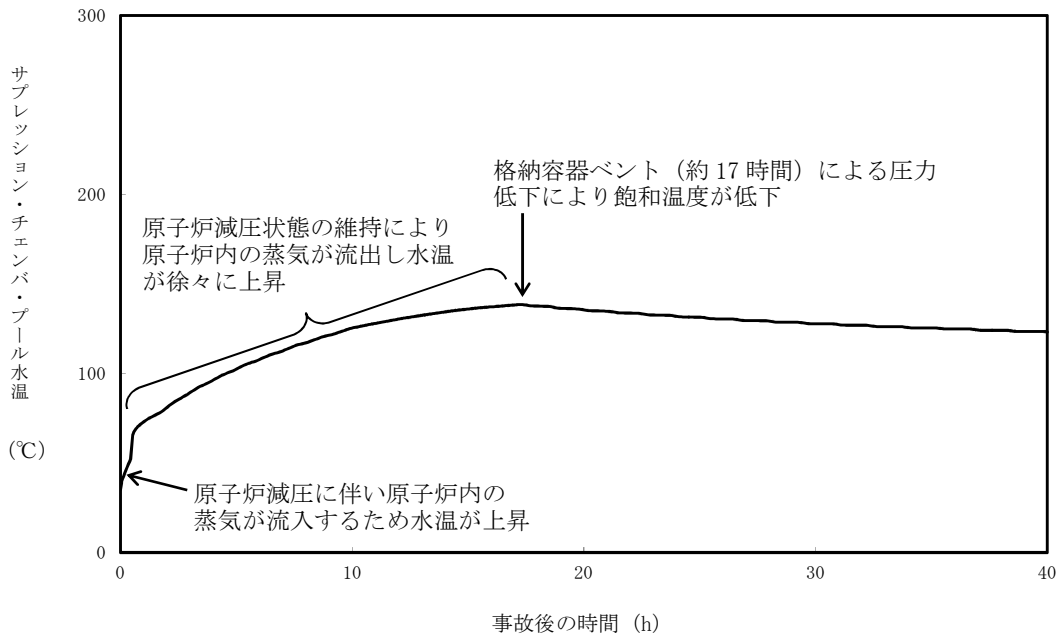


図 2.1.21 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.1.1 高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による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系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する	—	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】
高圧代替注水系による原子炉水位回復	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系 (常設) を 2 台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁 8 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系 (常設) 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。原子炉水位は原子炉水位高 (レベル 8) から原子炉水位低 (レベル 3) の間で維持する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 復水補給水系流量計 (原子炉圧力容器) 復水貯蔵槽水位計 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高 (レベル 8) まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 復水補給水系流量計 (原子炉格納容器) 復水貯蔵槽水位計 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置	—	格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位計 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (S/C) フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧計

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)


 有効性評価上考慮しない操作

表 2.1.2 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（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, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

表 2.1.2 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（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	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	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

表 2.1.2 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/4）

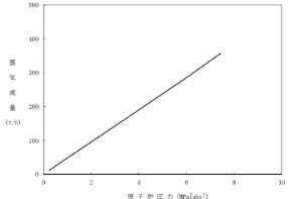
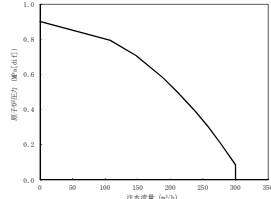
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル3）で4台，原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ2台による注水特性
代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定

表 2.1.2 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（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連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定
	原子炉急速減圧操作	事象発生から約 14 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

安定状態について

高圧・低圧注水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。

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量約 $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$ 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（別紙 1）

安定状態の維持について

1. 安定状態の維持に関する定量評価

サブプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

(1) サプレッション・チェンバ水温に関する長期間解析

代替循環冷却又は格納容器ベントを使用した場合のサブプレッション・チェンバ・プール水温の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サブプレッション・チェンバ・プール水温が高く推移するシーケンスとして、重大事故として「格納容器過圧・過温破損シナリオ（代替循環冷却を使用する場合及び代替循環冷却を使用しない場合）」について、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として、格納容器ベントを行い、事故発生 40 時間時点のサブプレッション・チェンバ・プール水温が最も高い「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）シナリオ」について、サブプレッション・チェンバ・プール水温が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 1.1 から図 1.3 に、格納容器過圧・過温破損シナリオ（代替循環冷却を使用する場合）における格納容器圧力・温度及びサブプレッション・チェンバ・プール水温の解析結果を示す。同様に、図 1.4 から図 1.6 に、格納容器過圧・過温破損シナリオ（代替循環冷却を使用しない場合）の解析結果を、図 1.7 から図 1.9 に、崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障）シナリオの解析結果を示す。

図 1.3, 図 1.6, 及び図 1.9 に示すように、いずれの解析結果においても事故後 7 日時点では、サブプレッション・チェンバ・プール水温は最高使用温度の 104℃（原子炉格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事故発生 7 日以降の 100℃に低下するまでの全期間に亘って 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって、事故発生 7 日以降にサブプレッション・チェンバ・プール水温が最高使用温度を上回っていても原子炉格納容器の健全性が問題となることはない。

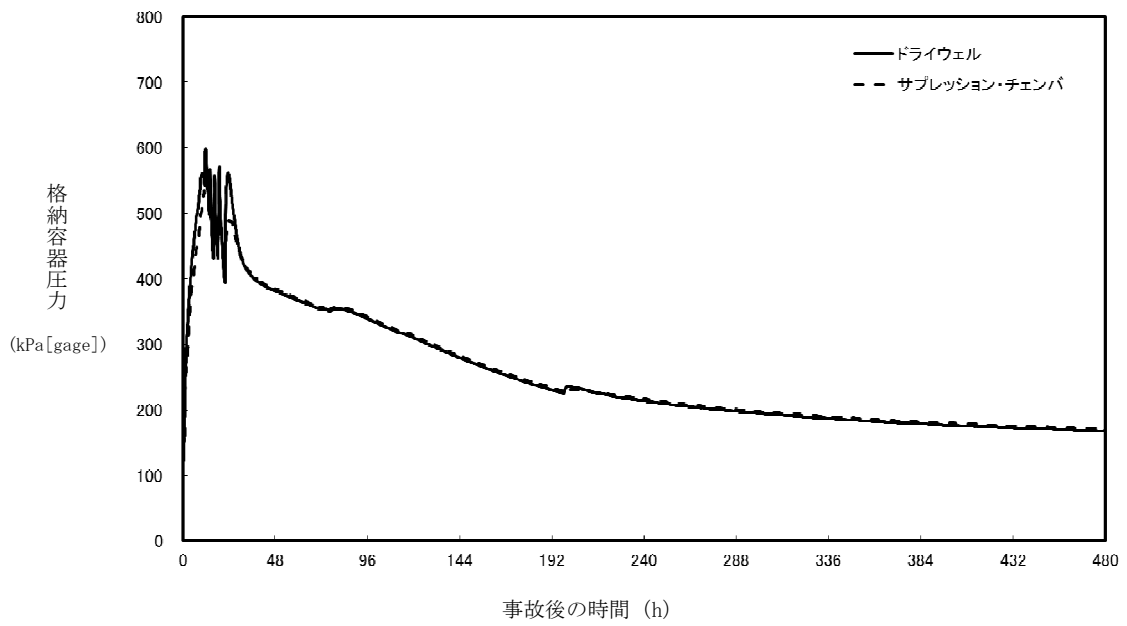


図 1.1 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(代替循環冷却を使用する場合)

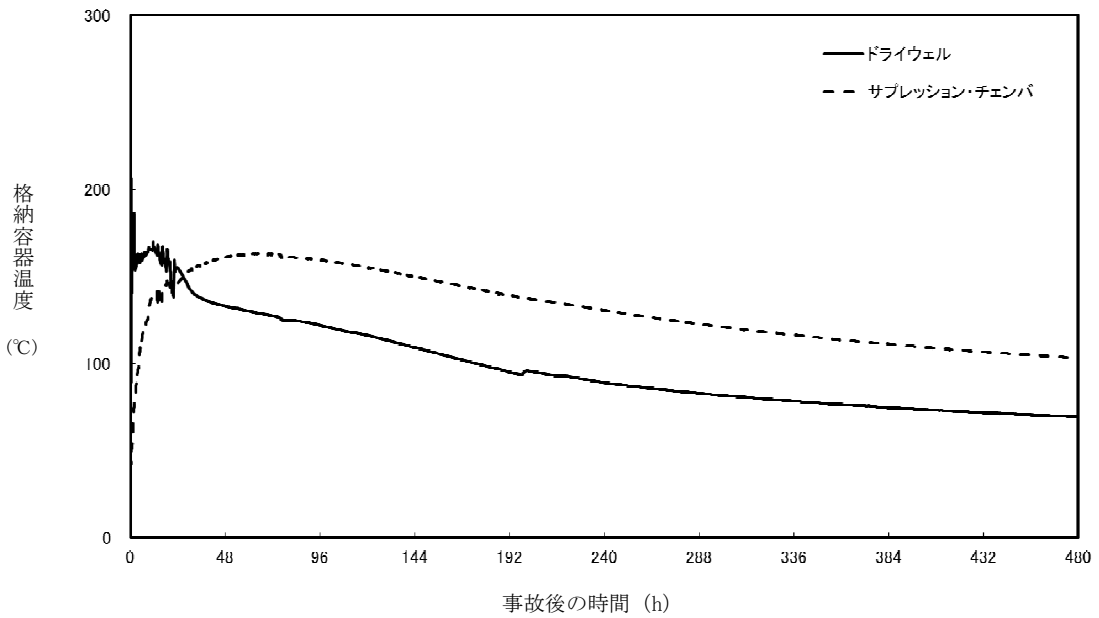


図 1.2 格納容器温度の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(代替循環冷却を使用する場合)

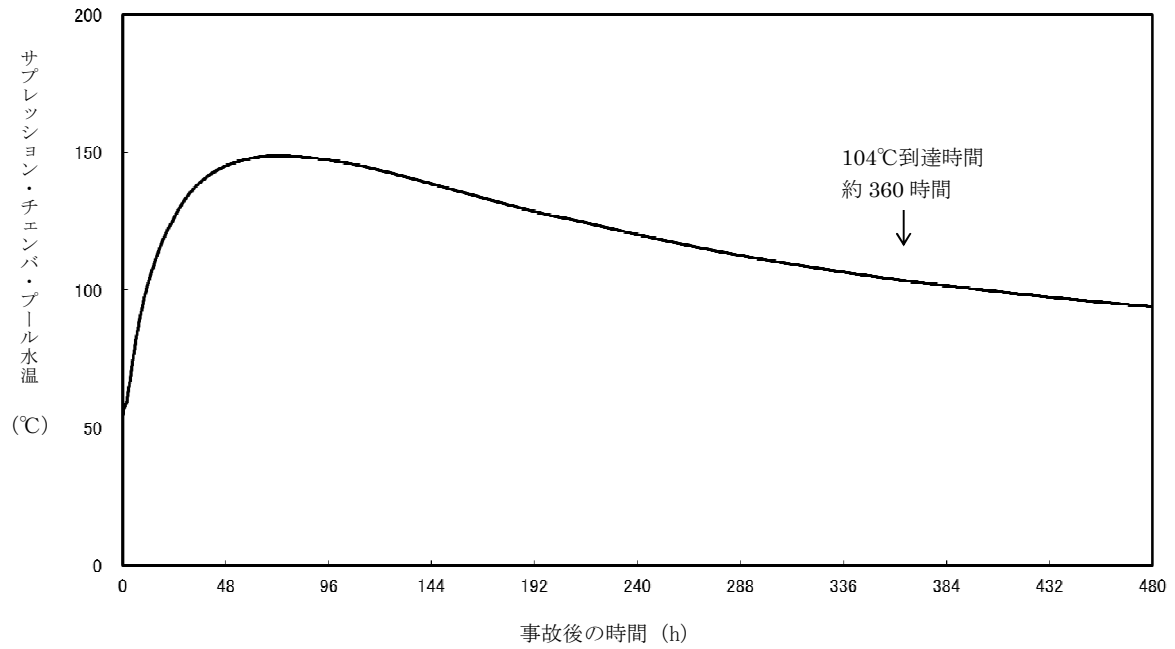


図 1.3 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却を使用する場合）

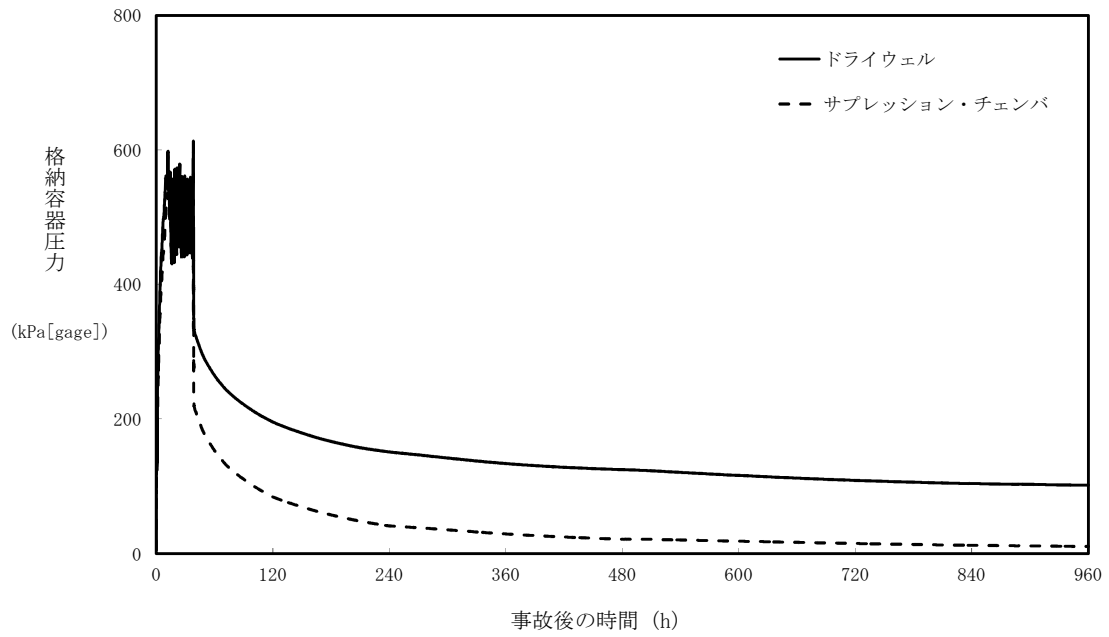


図 1.4 格納容器圧力の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(代替循環冷却を使用しない場合)

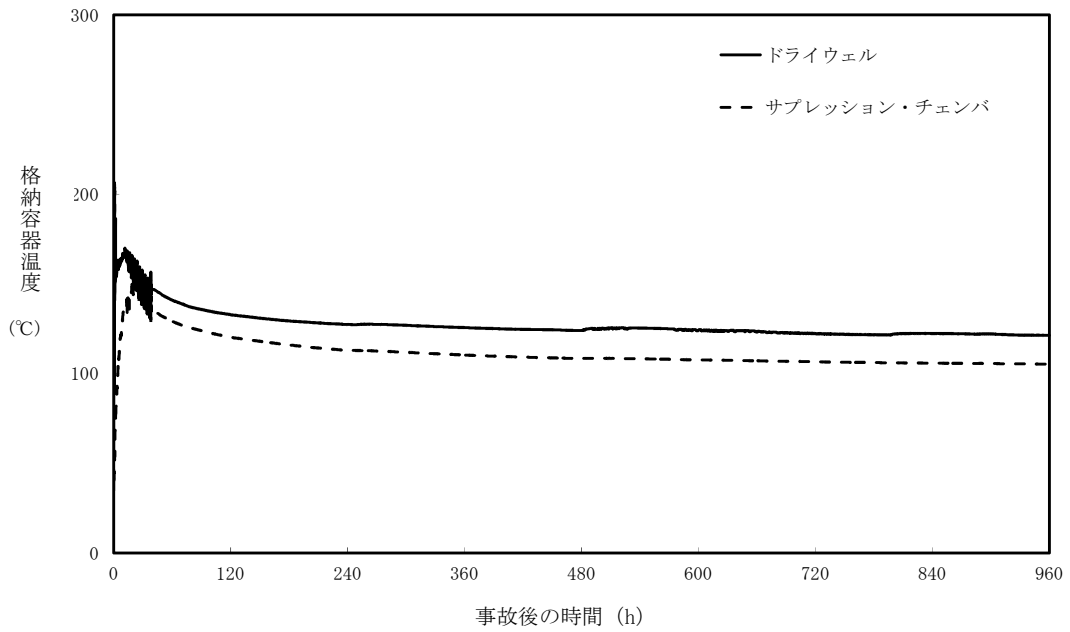


図 1.5 格納容器温度の推移 (格納容器過圧・過温破損シナリオ)
(代替循環冷却を使用しない場合)

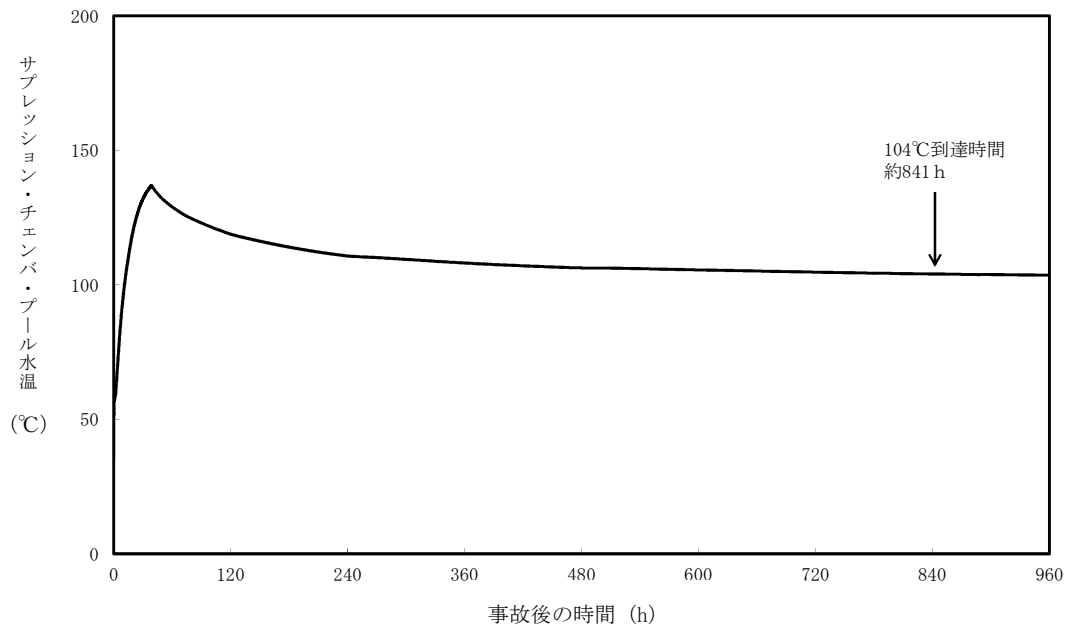


図 1.6 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移（格納容器過圧・過温破損シナリオ）
（代替循環冷却を使用しない場合）

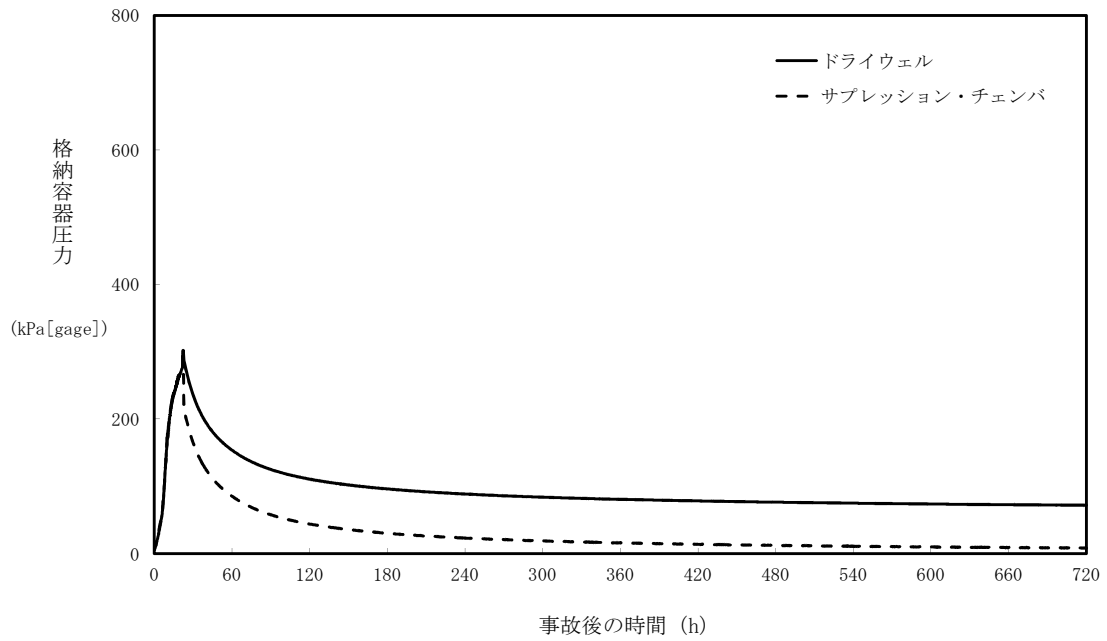


図 1.7 格納容器圧力の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障))

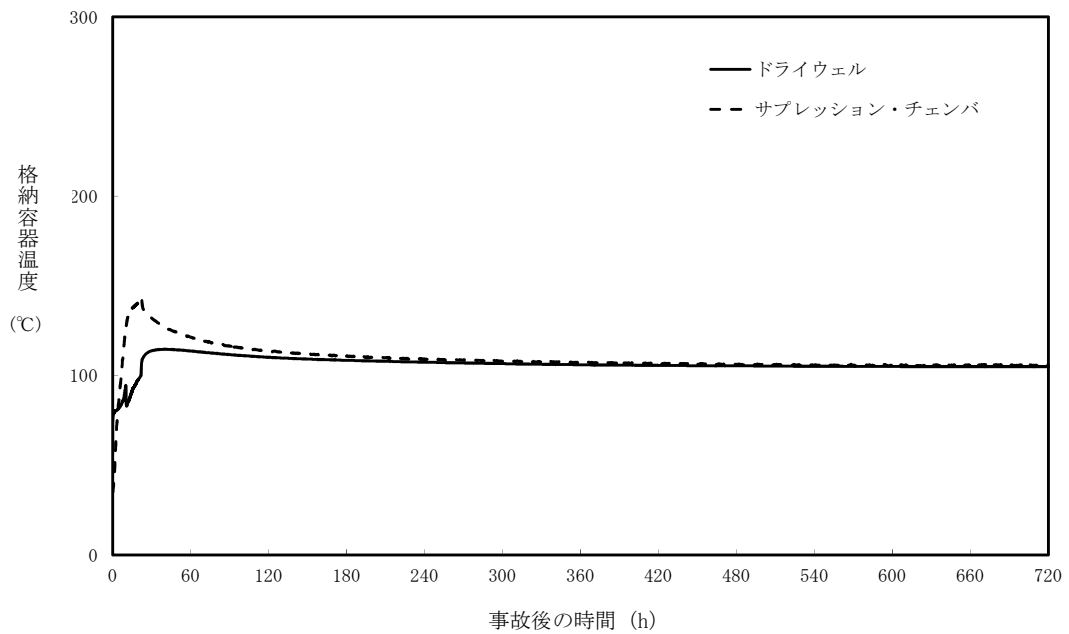


図 1.8 格納容器温度の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障))

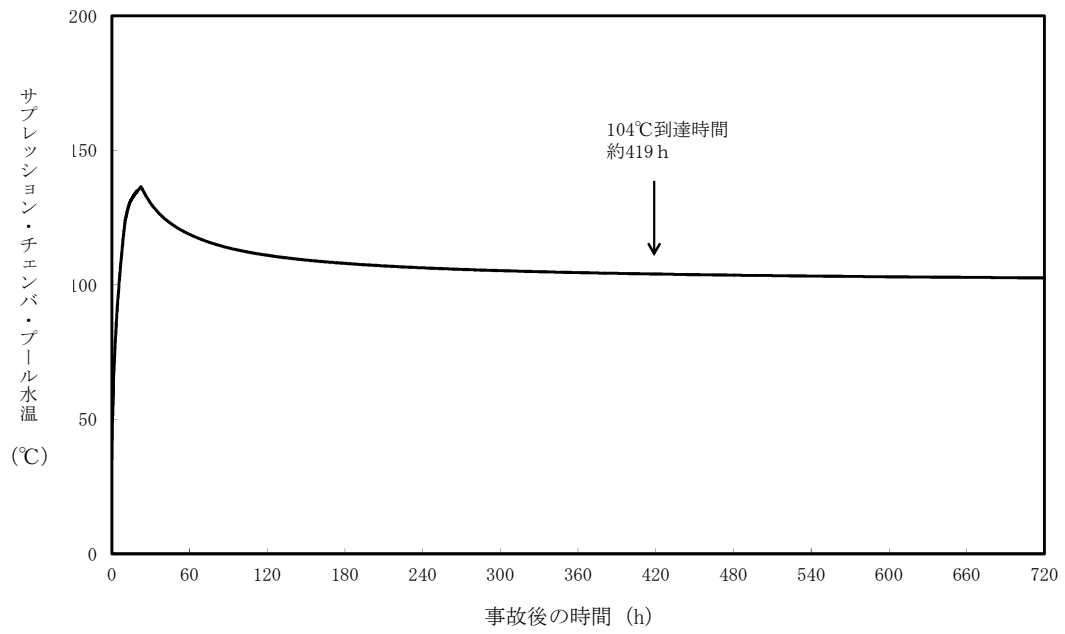


図 1.9 サプレッション・チェンバ水温の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障))

(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として、安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度は低下傾向に向かうものの、サプレッション・チェンバ・プール水位が比較的高く推移する崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に評価を行った。

図 1.10 及び図 1.11 に、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の時間変化を、図 1.12 及び図 1.13 に、注水流量及びサプレッション・チェンバ・プール水位の時間変化を、それぞれ事故発生後 14 日間について示す。

サプレッション・チェンバ・プール水位については、水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止することで外部水源からの注水を制限し、かつ、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により、炉心及び原子炉格納容器の冷却を行いつつ、図 1.12 に示すように適宜サプレッション・チェンバのプール水を水源とする残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで、図 1.13 に示すようにサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇は抑制される。

また、図 1.11 に示すように、サプレッション・チェンバ・プール水温は事象発生 20 時間後に残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始した以降、低下が継続し、事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で運転することにより、除熱能力が改善され、図 1.10 及び図 1.11 に示すように、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は大幅に低下する。

以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。

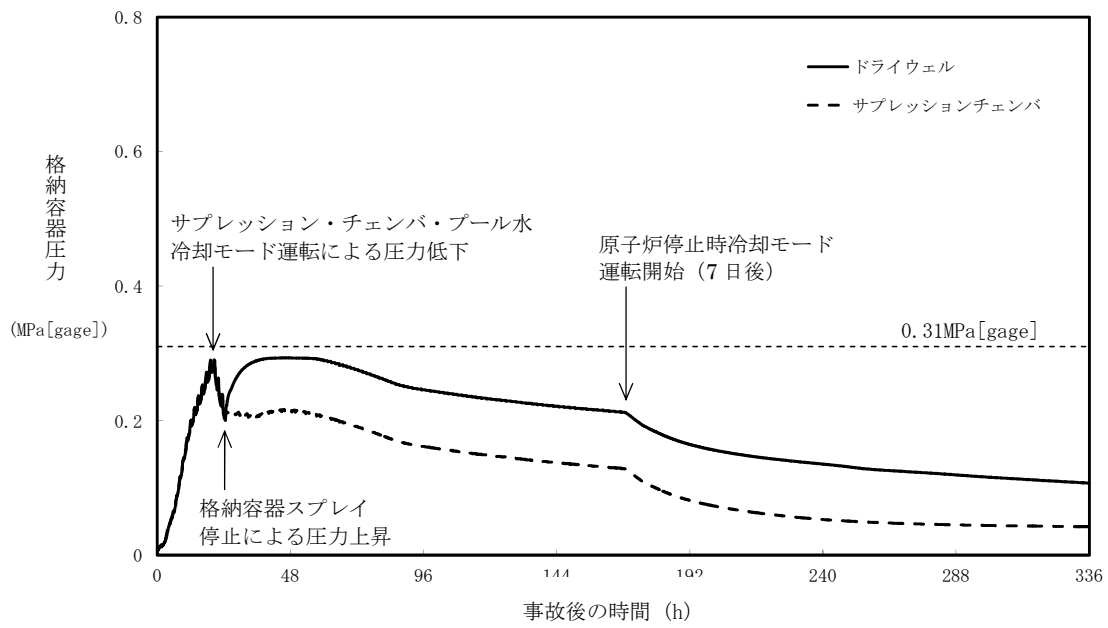


図 1.10 格納容器圧力の推移

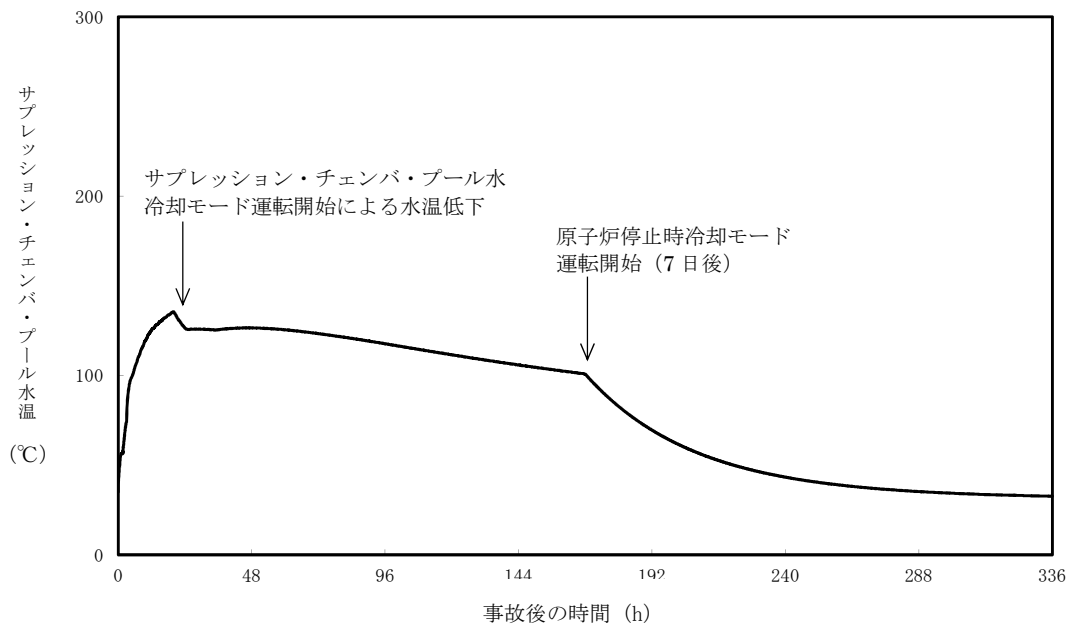
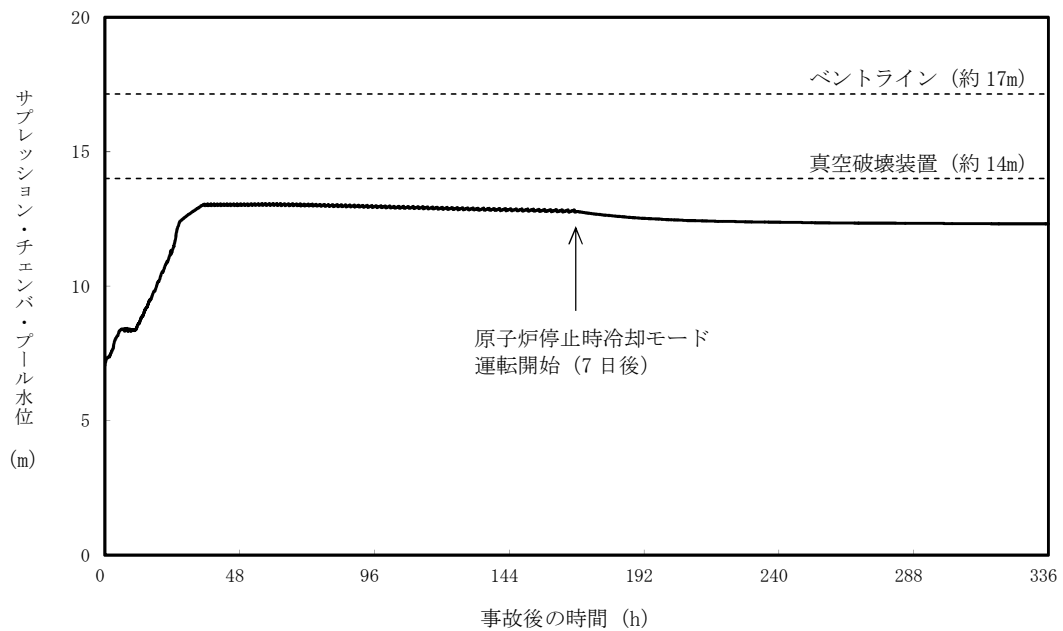
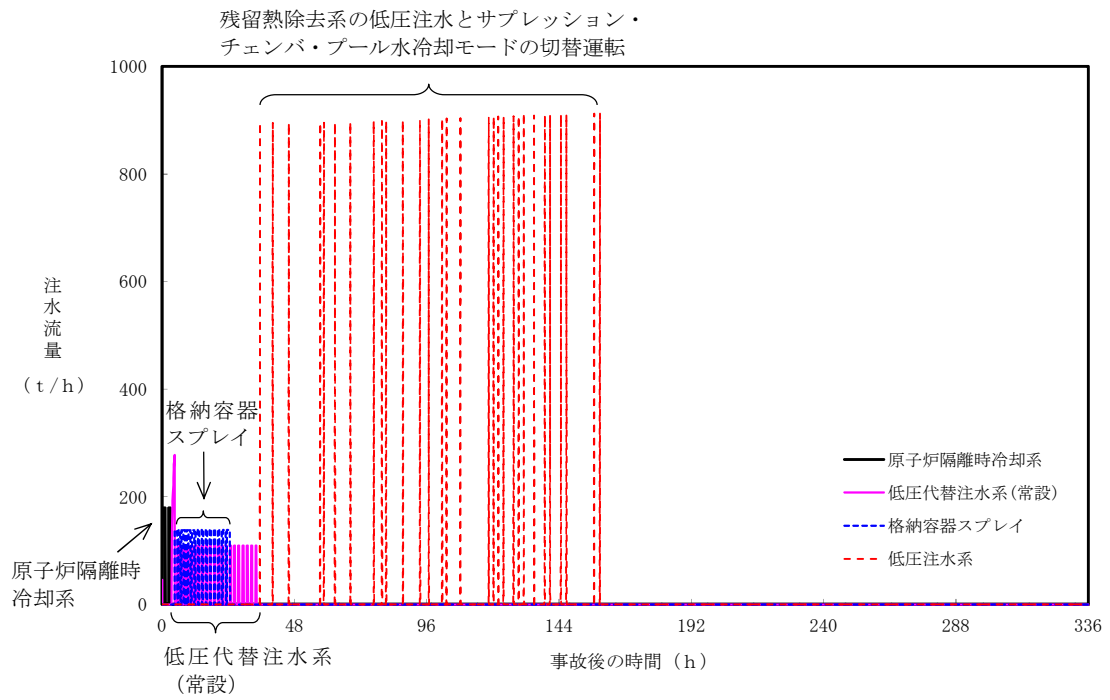


図 1.11 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



2. 残留熱除去系の復旧方法について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間かかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。

残留熱除去系の復旧にあたり、原子炉補機冷却海水系、原子炉補機冷却水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。

一方、残留熱除去系については、防潮堤等の津波対策及び原子炉建屋内の内部溢水対策により区分分離されていること、さらに ABWR の残留熱除去系は3系統あることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合においても、他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する（「1.0 重大事故対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について」参照）。

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、運転員及び緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷又は格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。

具体的には、故障箇所の特定制と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順にて復旧を行う。図 2.1 に手順書の記載例を示す。

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

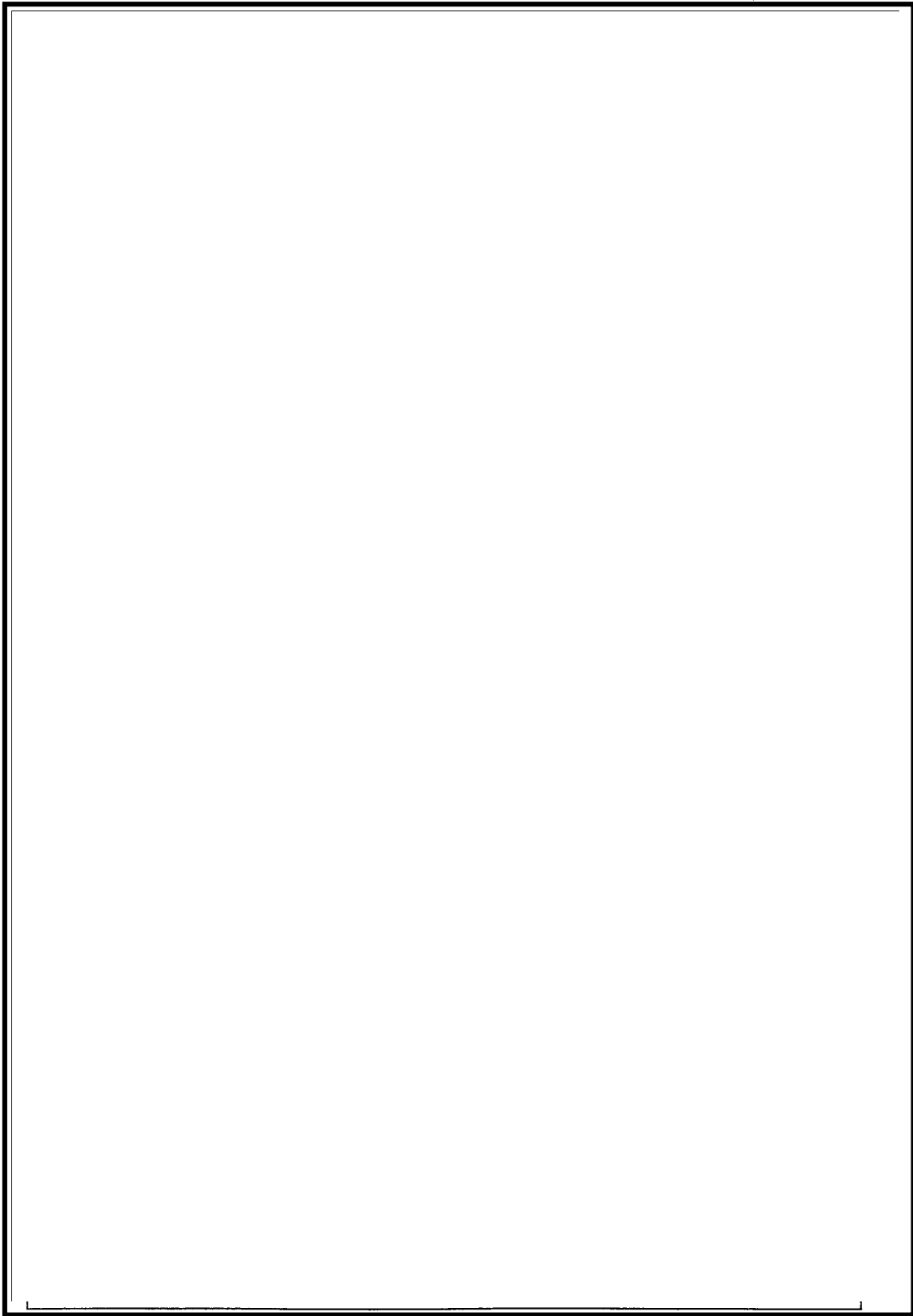


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

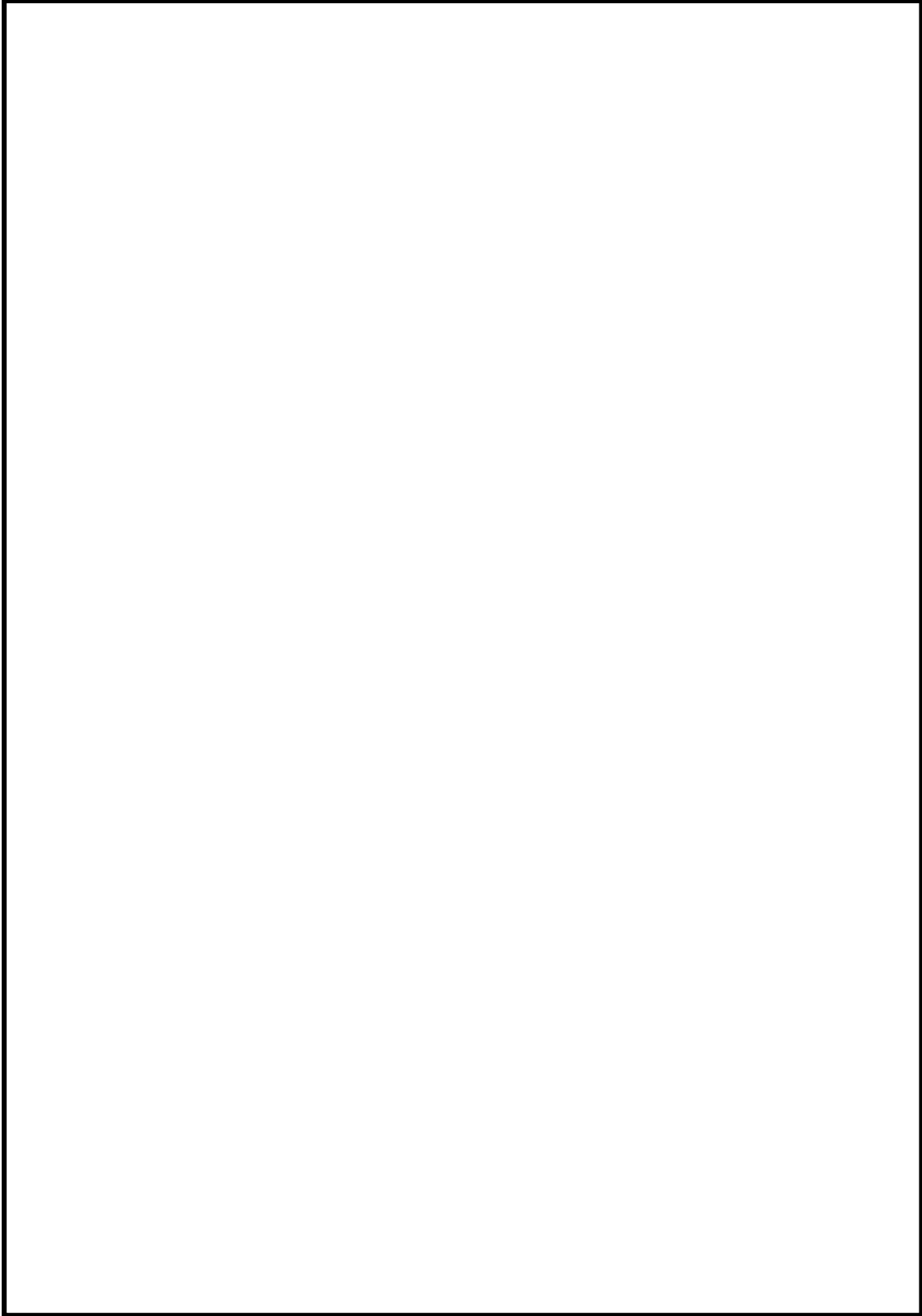


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

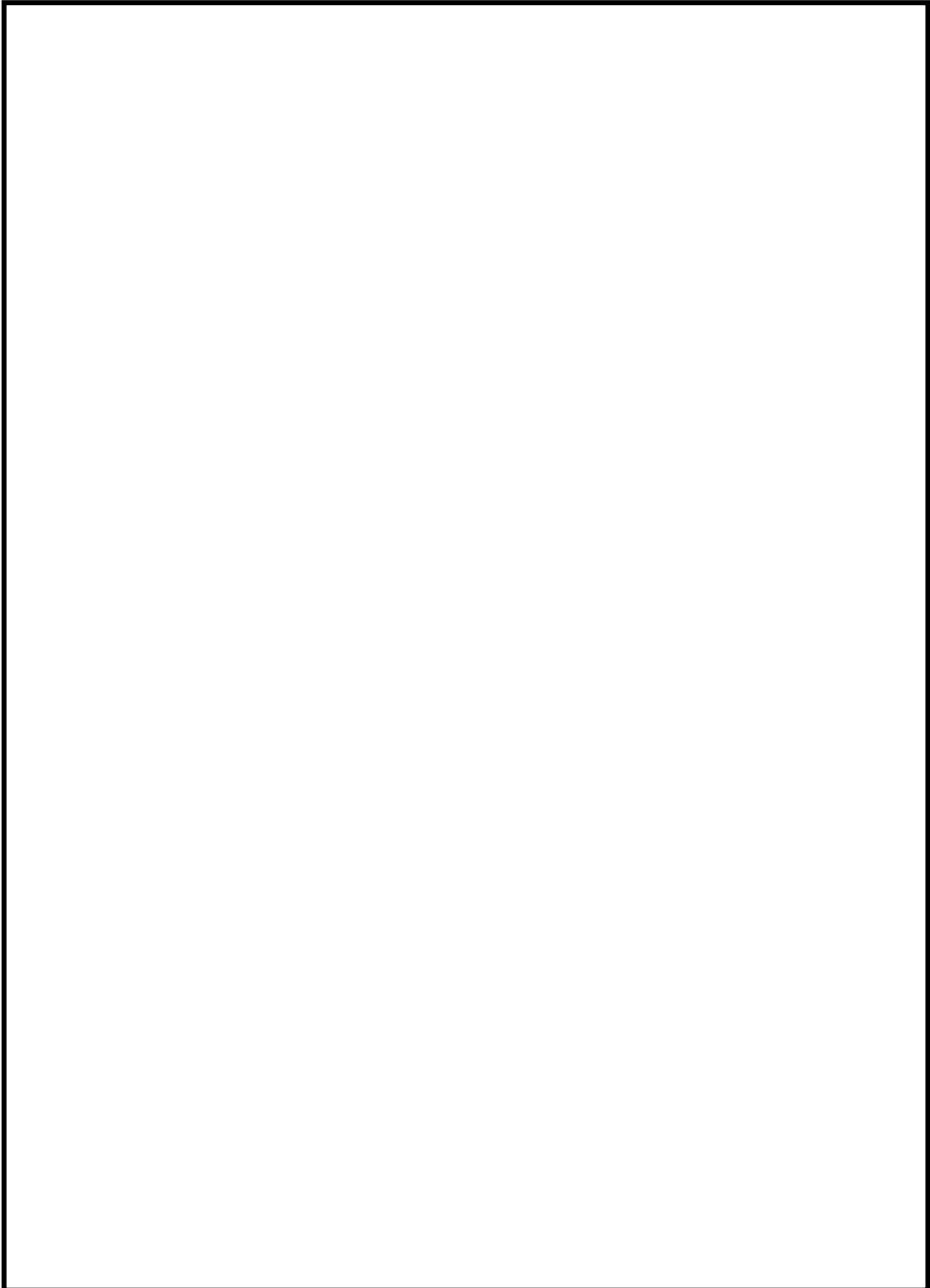


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

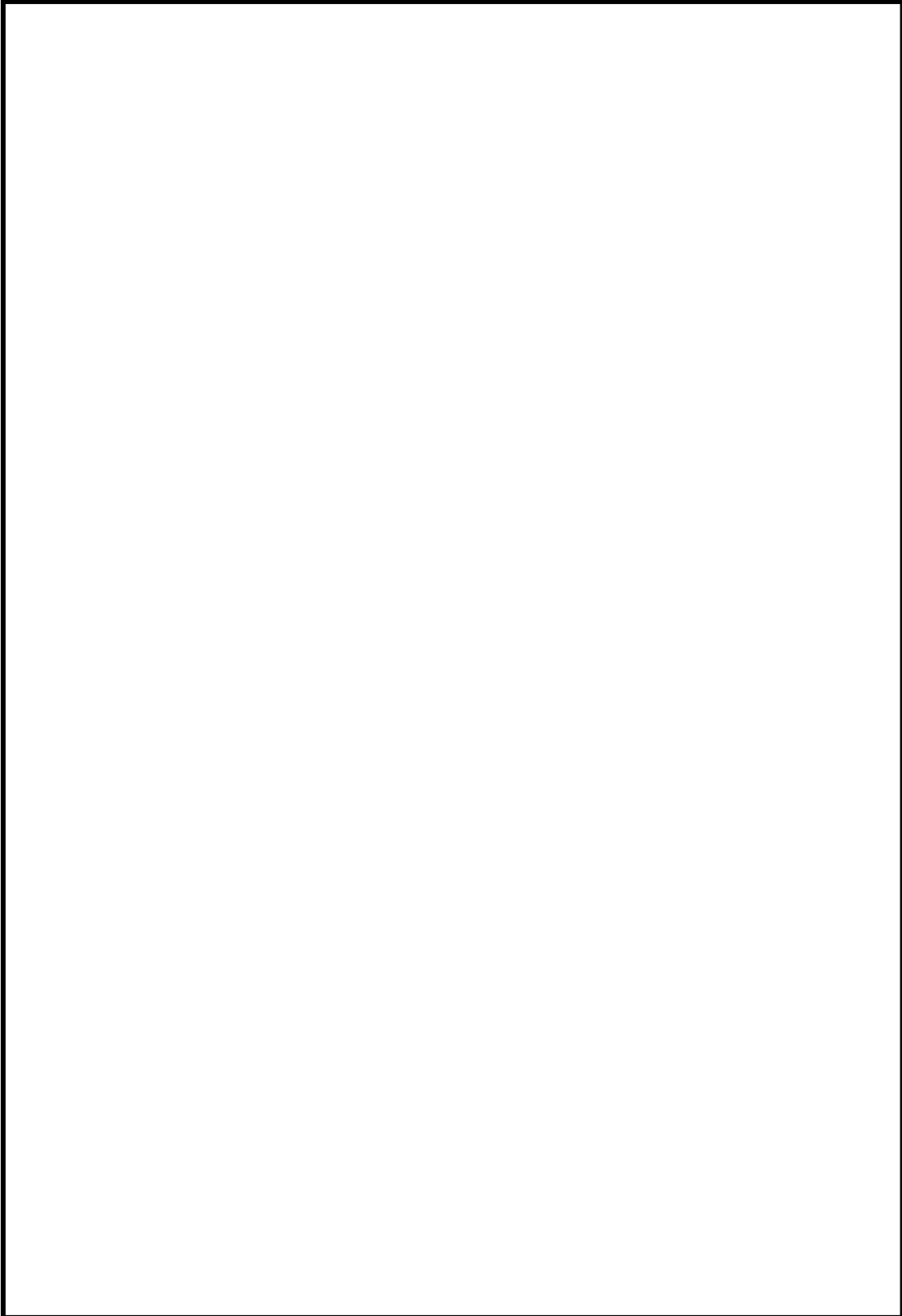


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

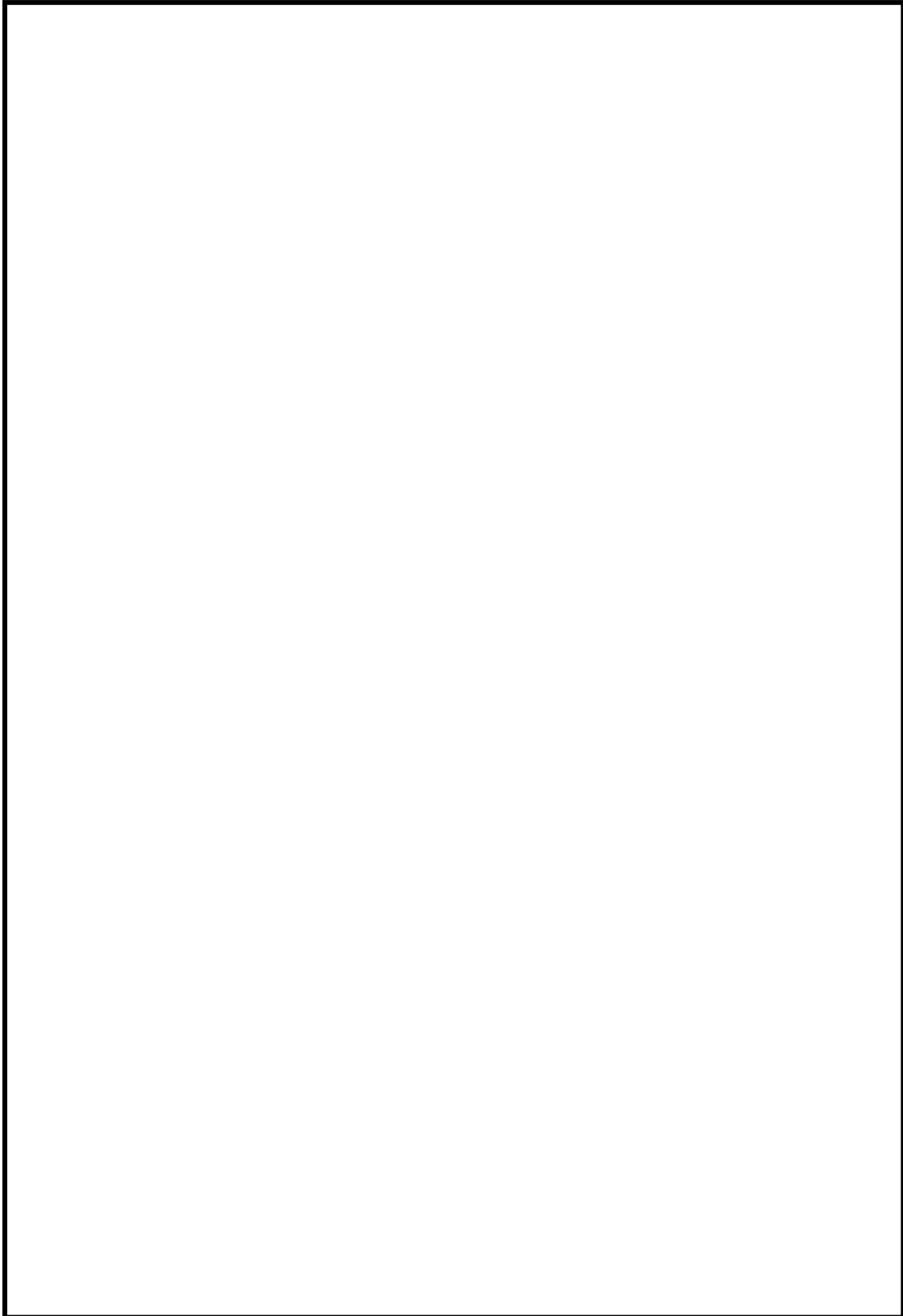


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

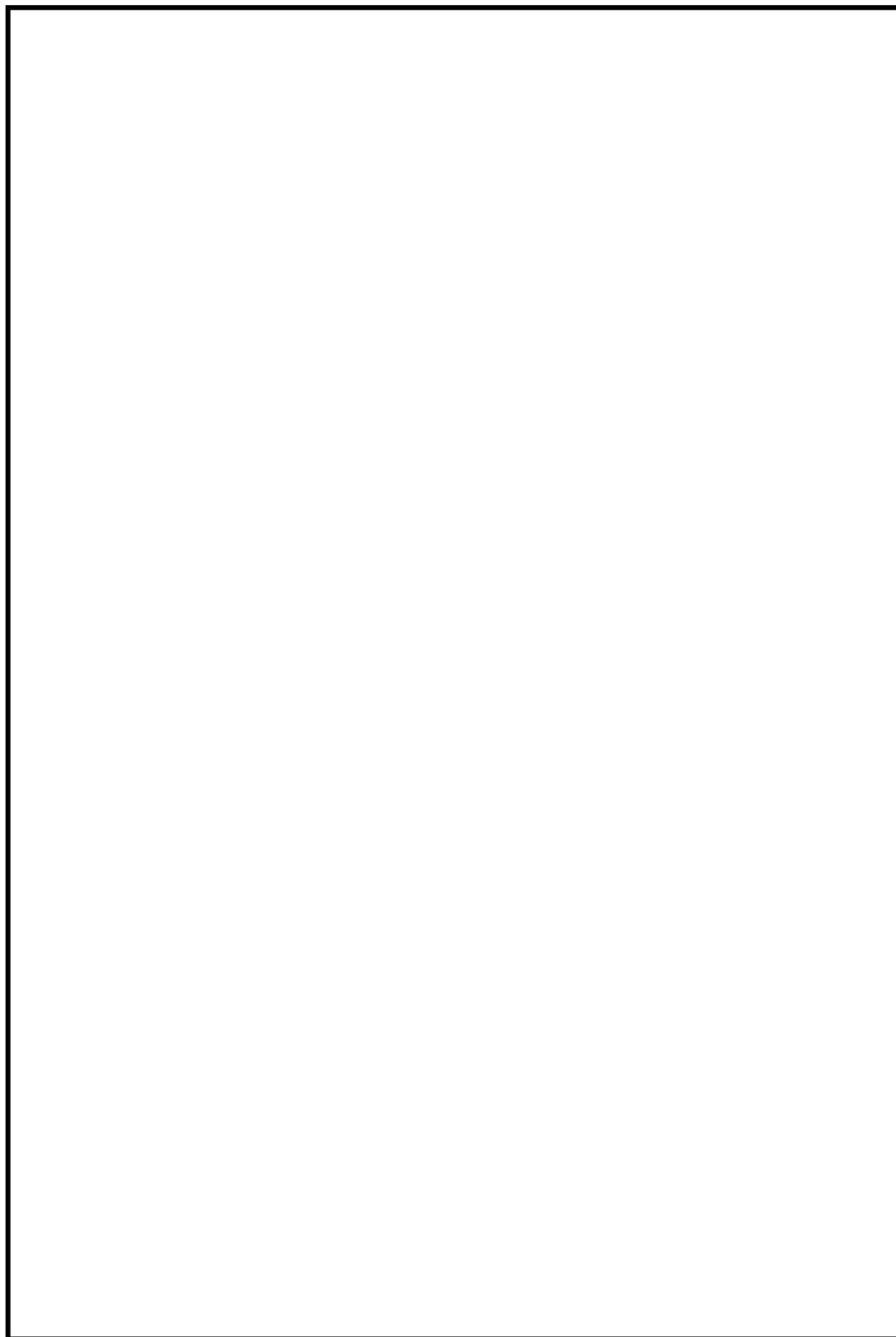


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (6/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

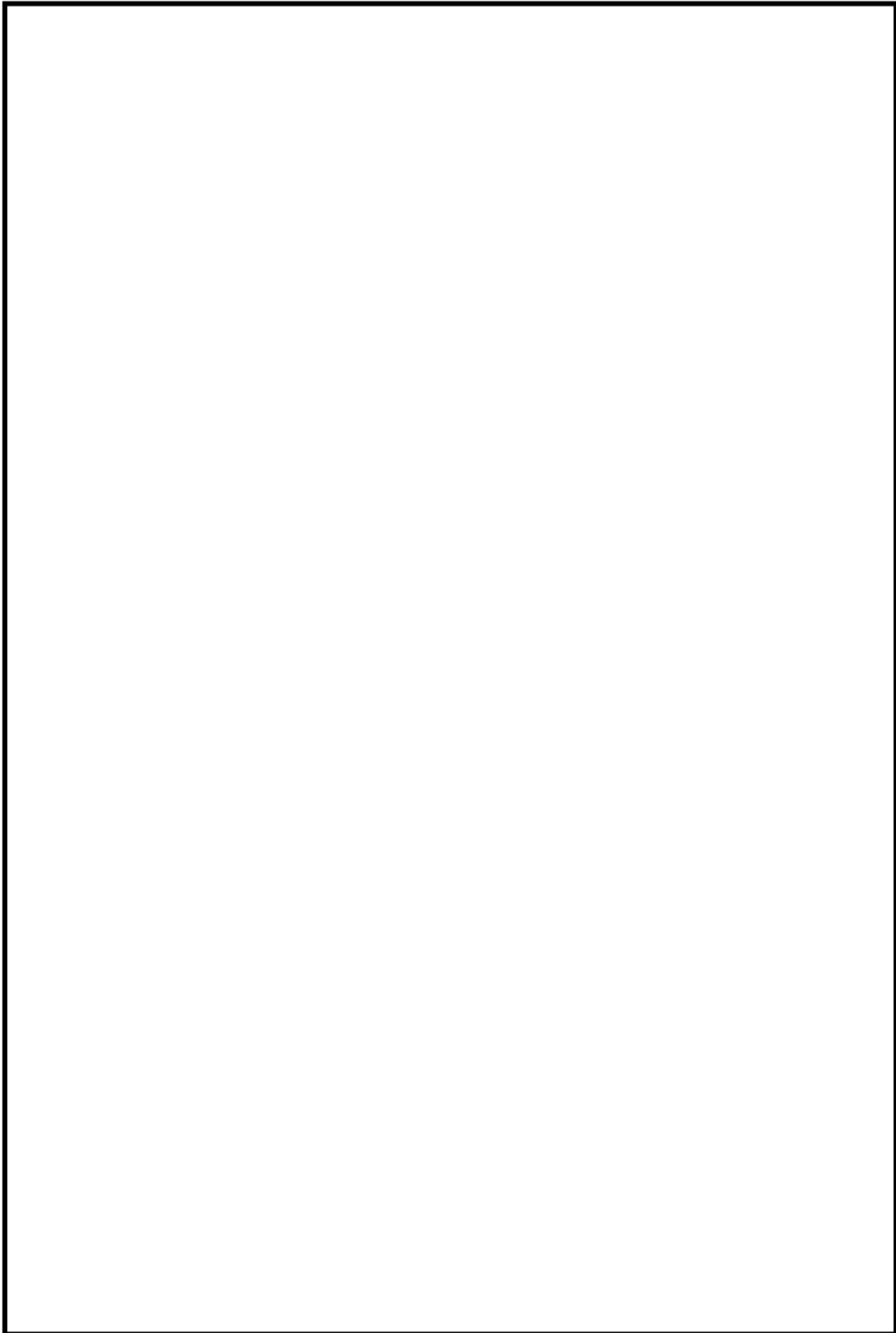


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (7/8)

枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

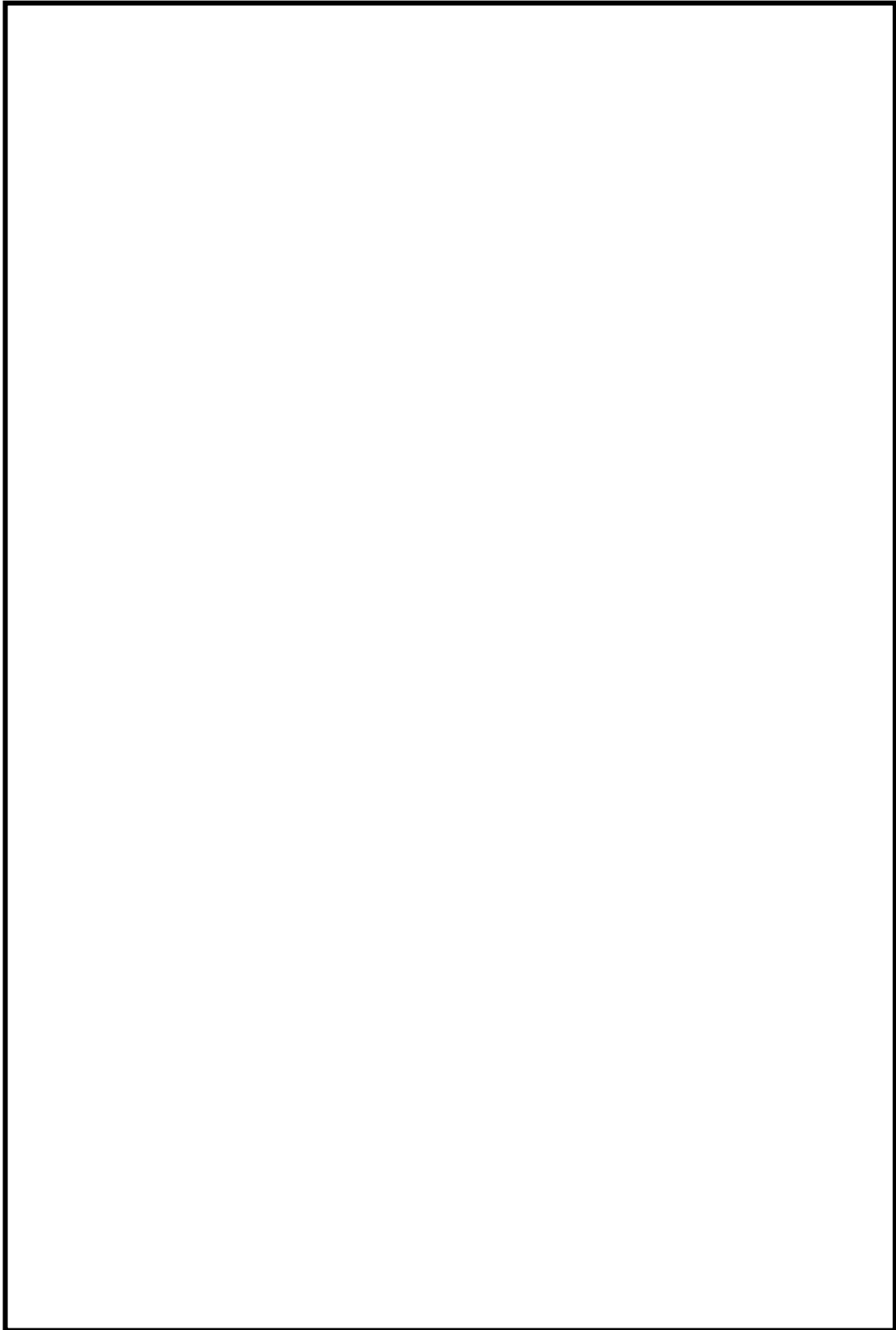


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (8/8)

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）

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（高圧・低圧注水機能喪失）（1/2）

【SAFER, CHASTE】					
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	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
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。輻射率は、1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における輻射率（0.7～0.8）を踏まえて0.67を用いることで、輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお、輻射率0.67を用いた場合のPCTは、輻射率0.75を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また、部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している	燃料棒間、燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから、燃料被覆管温度に与える影響は小さい。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	燃料棒間、燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから、燃料被覆管温度に与える影響は小さい
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（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り、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても約17時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-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。解析コードでは、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。燃料棒冷却過程において、低圧代替注水系では蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさとして+20℃～+40℃程度の不確かさがある。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転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、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生するまで、燃料被覆管温度は解析結果に対して約70℃の余裕があることからその影響は小さい（添付資料 2.1.3）

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（高圧・低圧注水機能喪失）(2/2)

【SAFER, CHASTE】

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ト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない	原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、ECCS注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位が現実的に評価されることから不確かさは小さい	シュラウド外水位を適切に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度への影響は小さい
	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	解析コードでは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、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、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。破断口及び主蒸気逃がし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（高圧・低圧注水機能喪失）

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器	E C C S 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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されているものの、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と考えられる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない		
格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる（ベント流量） -格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05～ 7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91～約110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	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、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	

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（高圧・低圧注水機能喪失）(2/3)

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件					
格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約18kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約18kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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
格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に対する影響は小さい。 また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（高圧・低圧注水機能喪失）（3/3）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	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	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源あり	—	炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定		
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）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材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
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h でスプレイ	140m ³ /h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作時間に与える影響は小さい	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

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 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (原子炉急速減圧操作を含む)	事象発生から約 14 分後	<p>高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 10 分後に低圧代替注水系 (常設) の追加起動を行い, その操作終了後 (約 4 分後) に原子炉急速減圧操作を開始することを設定</p> <p>【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示, 機器故障警報, 系統流量指示計等にて ECCS 機能喪失を確認する。ECCS 機能喪失の確認時間については, 詳細を以下に示すとおり, ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は 8 分間程度と想定している。よって, 解析上の原子炉減圧の操作開始時間の約 14 分のうち, 余裕時間を含め 10 分間を ECCS 機能喪失の確認時間と想定している [ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に 1 分間を想定 ● RCIC 機能喪失の確認及び他の ECCS の起動操作判断の所要時間に 2 分間を想定 ● HPCF の 2 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 2 分間を想定 ● LPFL の 3 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 3 分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により, ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に, ECCS 機能喪失の所要時間を 8 分間と想定 <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁 (1 弁) の閉操作による系統構成, 低圧代替注水系 (常設) の追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1 操作に 1 分間を想定し, 合計 2 分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間約 4 分を想定している。また, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作が完了した後に, 自動減圧系による原子炉の急速減圧操作を行うため, 原子炉の急速減圧の開始を事象発生から約 14 分後と想定している</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後, 原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	ECCS 機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作時間は, 余裕時間を含めて設定されていることから, その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり, 原子炉への注水開始時間を早める	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, その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	事象発生から約 19 分後 (操作開始時間の 5 分程度の時間遅れ) までに低圧代替注水系 (常設) による注水が開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約 944℃となり 1,200℃を下回るため, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足する。また, 格納容器ベントをしても敷地境界線量は約 1.4mSv であり 5mSv を下回る。事象発生から約 24 分後 (操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ) では, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足するが, 格納容器ベントをする と敷地境界線量は 5mSv を超える。この場合, 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (CAMS) により炉心損傷の判断を行い, 格納容器圧力 0.62MPa [gage]にて格納容器ベントすることとなるため, 重大事故での対策の範囲となる (添付資料 2.1.3)	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。解析上においては, 起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水系機能喪失の認知及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作まで約 14 分を想定しているところ, 訓練実績は約 9 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

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 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 0.18MPa [gage]) に到達するのは事象発生約 10 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへの切替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。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへの切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉注水を優先するため, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが, 格納容器の圧力上昇は緩やかであり, 格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合, 遅くなる場合の何れにおいても, 事象進展はほぼ変わらないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが, 格納容器の圧力上昇は緩やかであり, 格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合, 遅くなる場合の何れにおいても, 事象進展はほぼ変わらないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し, 格納容器圧力 0.18MPa [gage] に到達する前に, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへ切替操作を実施, 切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から 12 時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間 90 分想定のところ, 訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間 180 分想定のところ, 訓練実績等により約 150 分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ)	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から 12 時間あり十分な時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (6 号及び 7 号炉: 各 2 台) への燃料給油を期待している。可搬型代替注水ポンプへの給油作業は, 所要時間 180 分想定のところ訓練実績等では約 112 分であり, 想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約 17 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員は, 他の作業を兼任しているが, それら作業は事象発生約 12 時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>運転員 (現場) は, 中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは, 通常 10 分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また, 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールロード等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>制御電源が使用可能な状況における炉心損傷前の格納容器ベントについて, 中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に 10 分の操作時間と 7 弁の開閉状態確認を含めて 60 分を想定し, 格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を想定しており, 十分な時間余裕を確保している。運転員 (現場) の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。緊急時対策要員 (現場) の現場における格納容器ベント準備操作 (格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備) は, 現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 十分な時間余裕を確保している。よって, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており, 格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約 17 時間後であり, 格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, 格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間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。ただし, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は, 現場操作にて対応するため, 約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があり, 格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は 0.62MPa [gage] のため, 格納容器の健全性という点では問題とはならない。</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, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても, 現場操作にて対応することから, 他の操作に与える影響はない</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は, 現場操作にて対応するため, 約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があり, 格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが, 格納容器限界圧力は 0.62MPa [gage] のため, 格納容器の健全性という点では問題とはならない</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 17 時間あり準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。また, 遠隔操作の失敗により, 格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが, 格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約 38 時間であり, 約 20 時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある</p>	<p>現場モックアップ等による実績では, 中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 9 分の操作時間を, 格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を要した。運転員 (現場) の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は, 伸縮継手を用いた他の弁の操作により移動時間を含め約 10 分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整は, 設備設置中のため, 同様の弁の手動操作時間を考慮して, 移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが, 移動時間を含め約 7 分で操作を実施できた。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

減圧・注水操作が遅れる場合の影響について

1. はじめに

運転員による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目及び敷地境界の実効線量への影響について評価した。

2. 評価項目及び敷地境界の実効線量への影響

(1) 評価項目への影響

減圧時間を有効性評価における設定よりも5分及び10分遅延することによる評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)への感度解析を行った。表1に評価結果を示す。また、燃料被覆管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図1に、操作10分遅れのケースにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図2から5に示す。

10分程度の操作時間遅れの場合、燃料被覆管の破裂はベストフィット曲線で判定すると一部で発生するものの、燃料被覆管温度 1200°C 及び燃料被覆管酸化率15%を超えることはない。そのため、少なくとも10分程度の操作時間遅れでも評価項目を満足する。

(2) 敷地境界の実効線量への影響

上記と同様に減圧時間を有効性評価における設定よりも5分及び10分遅延することによる敷地境界の実効線量への感度解析を行った。ここでは、燃料被覆管の破裂本数については実機炉心設計を考慮した。表2に評価結果を示す。

5分程度の操作時間遅れの場合、敷地境界での実効線量は 5mSv を下回るが、10分程度の操作遅れの場合、格納容器圧力逃がし装置を使用しないドライウェルベントの場合、敷地境界での実効線量は 5mSv を上回る。したがって、敷地境界での実効線量の観点からは5分程度の操作遅れの時間余裕がある。

なお、10分程度の操作遅れの場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計(CAMS)にて炉心損傷と判断されるため、格納容器最高使用圧力($0.31\text{MPa}[\text{gage}]$)での格納容器ベント操作から格納容器限界圧力($0.62\text{MPa}[\text{gage}]$)での格納容器ベント操作に移行する。

3. まとめ

5分程度の操作時間遅れの場合、評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)を満足し、敷地境界での実効線量は 5mSv を下回る。一方、10分程度の操作時間遅れの場合、評価項目を満足するが、敷地境界での実効線量は 5mSv を上回る場合がある。したがって、原子炉減圧操作は5分程度の時間遅れ以内に実施することが必要となる。

表 1 : 炉心の健全性に関する感度解析結果 (CHASTE 解析)

解析上の操作開始時間 からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化率
5 分	約 944℃	約 3%
10 分	約 1056℃	約 6%

表 2 : 敷地境界の実効線量に関する感度解析結果

解析上の操作 開始時間から の遅れ時間	ウェットウェルベント (格納容器圧力逃がし装置 : 使用) (ドライウェル圧力 : 0.31MPa[gage])	ドライウェルベント (格納容器圧力逃がし装置 : 未使用) (ドライウェル圧力 : 0.31MPa[gage])
	5 分	約 4.3×10^{-2} mSv
10 分	約 1.3 mSv	約 36 mSv

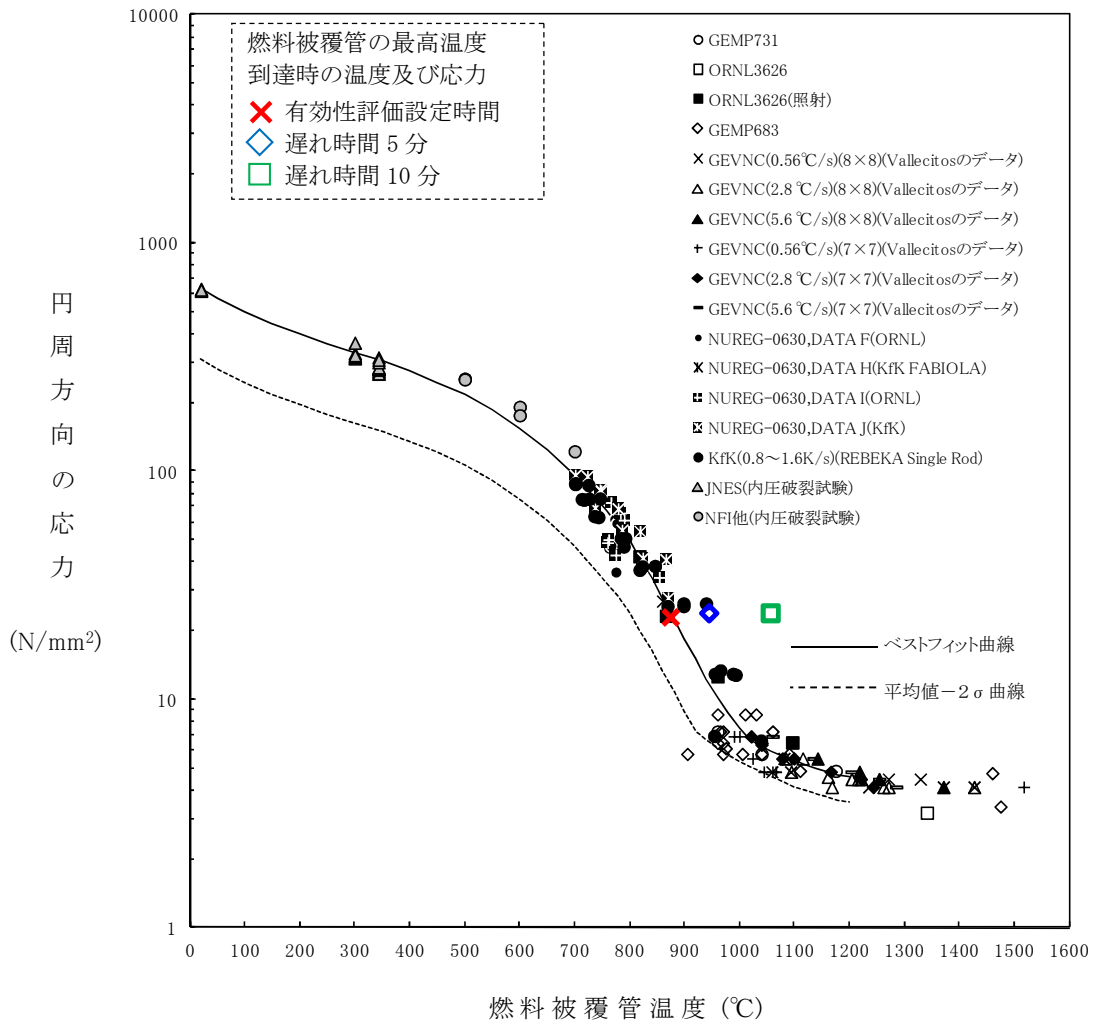


図1: 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力^{*}の関係

※：燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

燃料被覆管の破裂については、SAFER の解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。

燃料被覆管の円周方向応力 σ については、次式により求められる。(下図参照)

$$\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$$

ここで、

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管厚さ

P_{in} : 燃料被覆管内側にかかる圧力

P_{out} : 燃料被覆管外側にかかる圧力 (=原子炉圧力)

である。

燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{in} は、燃料プレナム部とギャップ部の温度及び体積より、次式で計算される。

$$P_{in} = \left(\frac{\frac{V_p T_F}{V_F T_p}}{1 + \frac{V_p T_F}{V_F T_p}} \right) \frac{NRT_p}{V_p}$$

ここで、

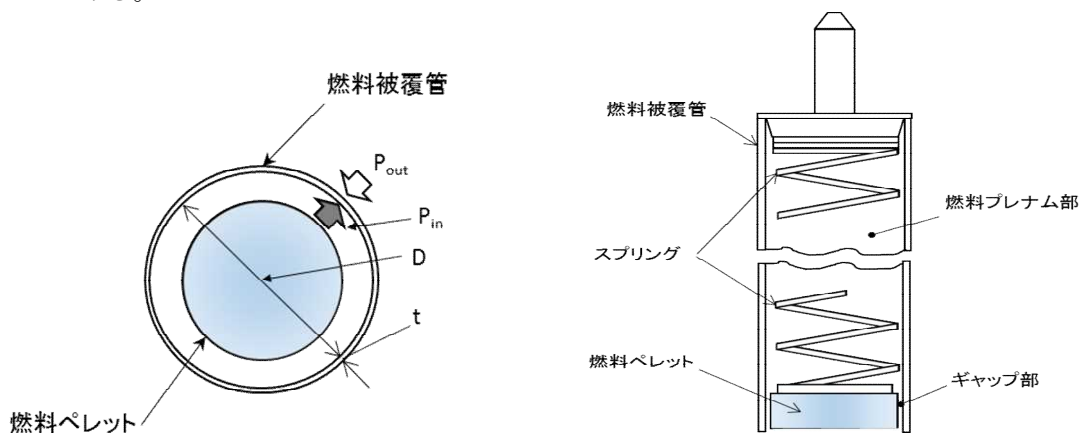
V : 体積 添字 p : 燃料プレナム部

T : 温度 F : ギャップ部

N : ガスモル数

R : ガス定数

である。



図：燃料棒断面図

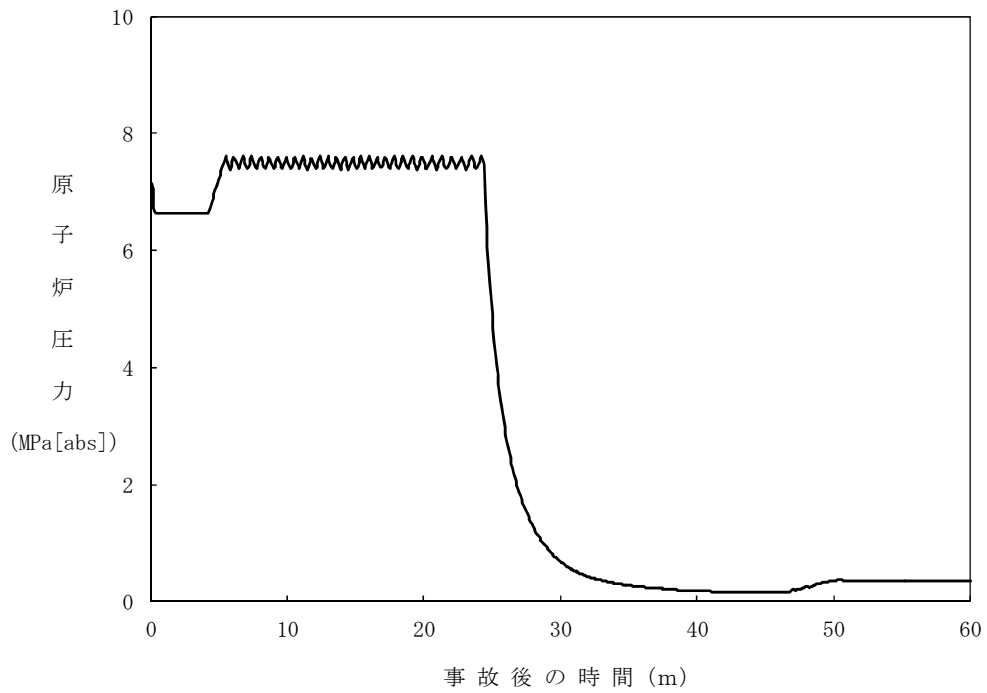


図 2：操作 10 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

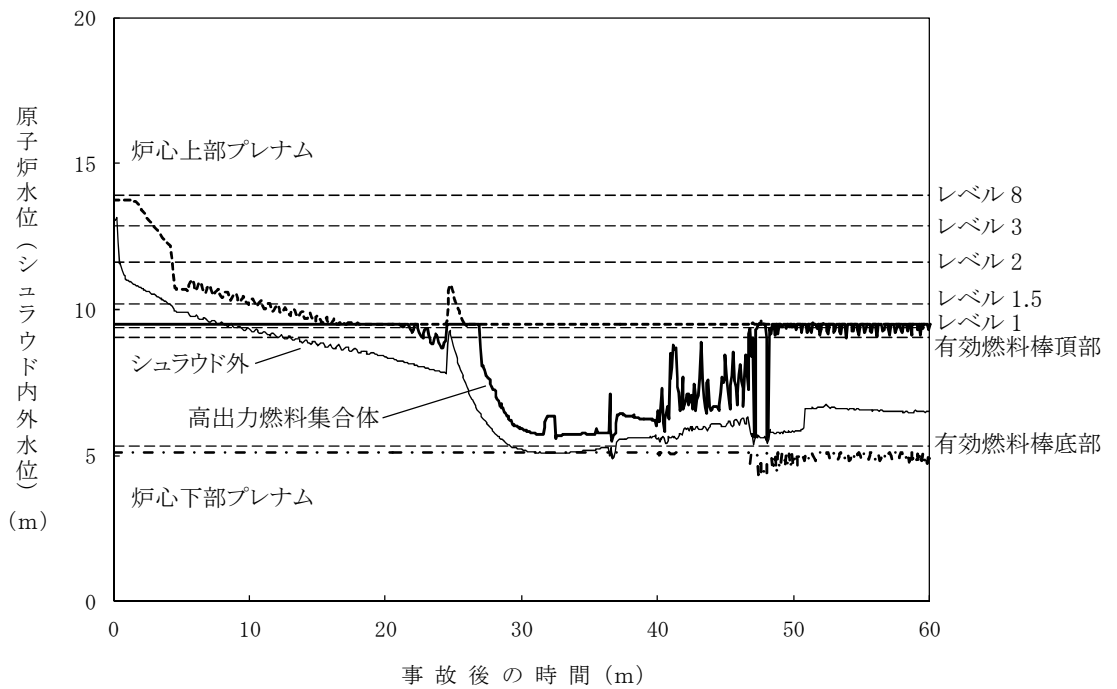


図 3：操作 10 分遅れのケースにおける原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

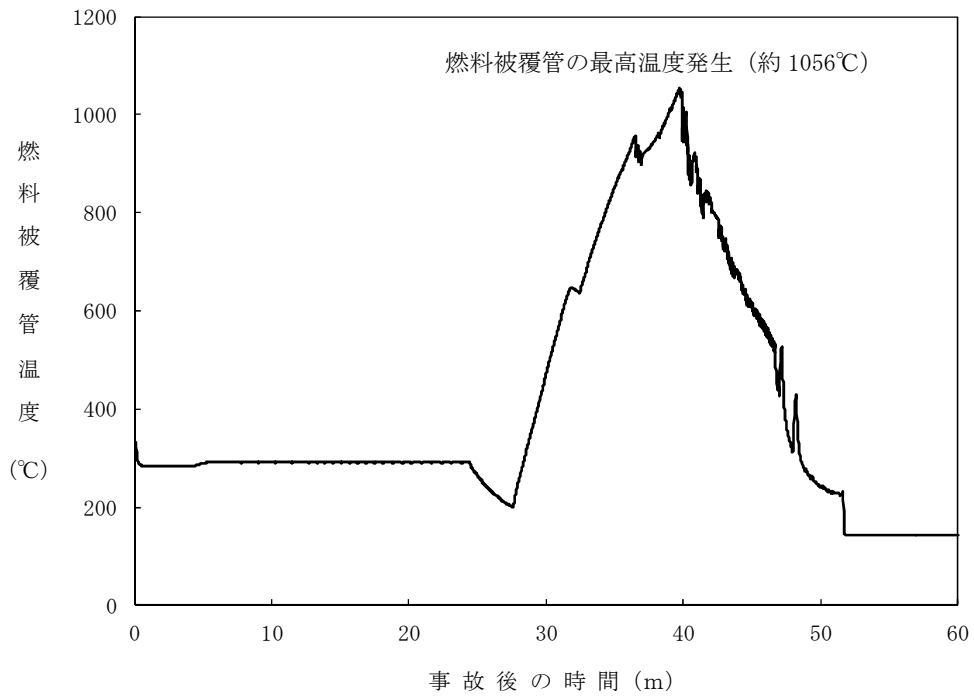


図 4 : 操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

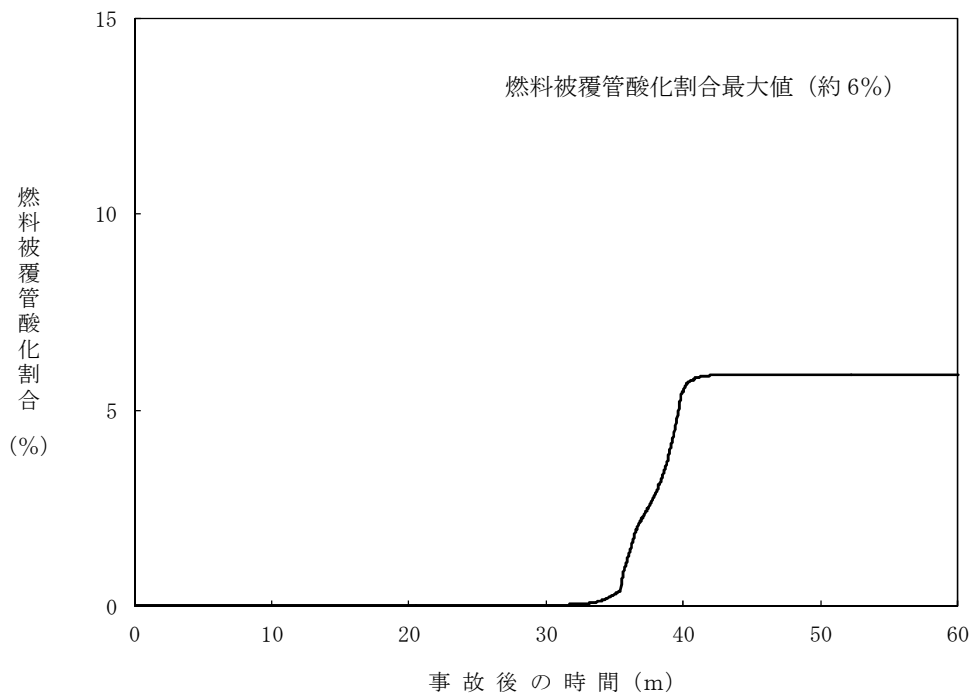


図 5 : 操作 10 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化割合の推移

7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン

①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生後、炉心冠水までは定格流量で注水する。
冠水後は、原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）の範囲で注水する（約110m³/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ
格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し、
原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）
までの間、格納容器スプレイを実施する（140m³/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

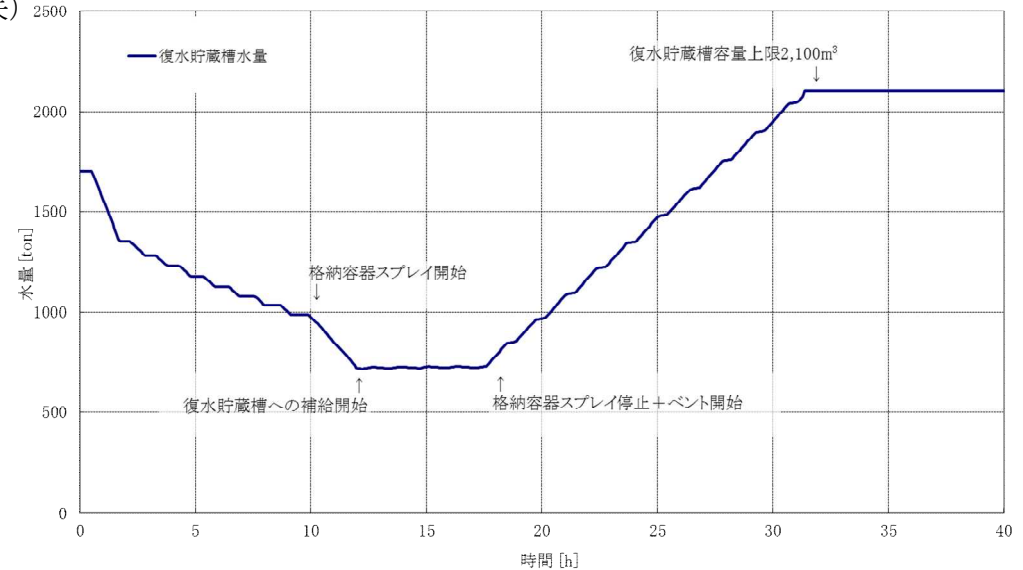
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価（右上図）

事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器ベントと同時に格納容器スプレイを停止し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約5,200m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約10,400m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：高圧・低圧注水機能喪失は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、外部電源喪失は想定していないが、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 758kL	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 758kL	6号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク 及び ガスタービン発電機用燃料タンク （容量 約 200kL ）の 残容量（合計）は 約 645kL であり、 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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＋原子炉減圧失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，③「通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」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，原子炉減圧機能が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，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器が高圧のまま減圧できず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，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，事象発生の後，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減圧にも失敗した後に，重大事故等対処設備によって減圧し，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対しては，高圧の注水機能に期待しない対策及び減圧機能の有効性を評価することとする。なお，高圧注水及び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に期待可能な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る。これについては，2.3.3 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，代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁により原子炉減圧し，減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。

(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ロジック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）による原子炉注水手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.2.1 から図 2.2.2 に、手順の概要を図 2.2.3 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表 2.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計16名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について図 2.2.4 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、16名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 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、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水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。

高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

原子炉水位はさらに低下し、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。

c. 代替自動減圧ロジック動作確認

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運転時に代替自動減圧ロジックにより、逃がし安全弁4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、原子炉水位計及び原子炉圧力計等である。

d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）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。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位計及び残留熱除去系系統流量計等である。

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・チェンバ・プール水冷却モード）運転

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後，異なる残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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・チェンバ・プール水温計等である。

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・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により，プール水温が静定することを確認後，サブプレッション・チェンバ・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，残留熱除去系熱交換器入口温度計等である。

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）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」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，原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，冷却材放出（臨界流・差圧流），ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容

器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.2.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系、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) 代替冷却材再循環ポンプ・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3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。

(c) 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の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。代替自動減圧ロジックを用いた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、逃がし安全弁4個により原子炉減圧する。容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 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、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、 $954\text{m}^3/\text{h}$ ($0.27\text{MPa}[\text{dif}]$ において)にて原子炉注水す

る。

(e) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温又は原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃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」に示す分類にしたがって以下のとおり設定する。

(a) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、原子炉水位高（レベル8）を確認後、開始する。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は、原子炉圧力が0.93MPa[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。

(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、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.2.5から図2.2.10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被覆管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図2.2.11から図2.2.16に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.2.17から図2.2.20に示す。

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がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。原子炉水位低（レベル1）到達の10分後に代替自動減圧ロジックにより、逃がし安全弁4個が開き、原子炉が急速減圧される。減圧後に、残留熱除去系（低圧注水モード）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3）で4台トリップし、原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル1.5）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）による原子炉注水が開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、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、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気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）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、燃料被覆管の最高温度発生位置における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、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

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原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.2.11 に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 761℃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、図 2.2.5 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[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 7.82MPa[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 0.07MPa[gage]及び約 95℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.2.6 に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）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原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.2.1）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評

価項目について、対策の有効性を確認した。

2.2.3 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・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。

(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10°C～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ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去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雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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ため、運転員等操作時間に与える影響はない。

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めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め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。

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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めめに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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。

(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、表2.2.2に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられようとする項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）への移行は冠水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。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）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料2.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、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に対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を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、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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確保される。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、本解析条件の不確かさとして、実

際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.2.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、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・チェンバ・プール水冷却モード）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）到達時（事象発生から約50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、複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が操作することから、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうるが、その時間は短く、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。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2.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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2.2.2）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約50分後であり、運転操作が遅れる場合においても、格納容器圧力が0.31MPa[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

り約17時間であり、約16時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。また、格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生から約38時間であり、約37時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料2.2.2)

(4) まとめ

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

2.2.4 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」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり16名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「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。

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の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である。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉 合計 約1,581kL）。

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉 合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.2.3)

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

2.2.5 結論

事故シーケンスグループ「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喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「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ロジック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)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による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても、代替自動減圧ロジック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)による原子炉注水、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、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、代替自動減圧ロジック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）による原子炉注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。

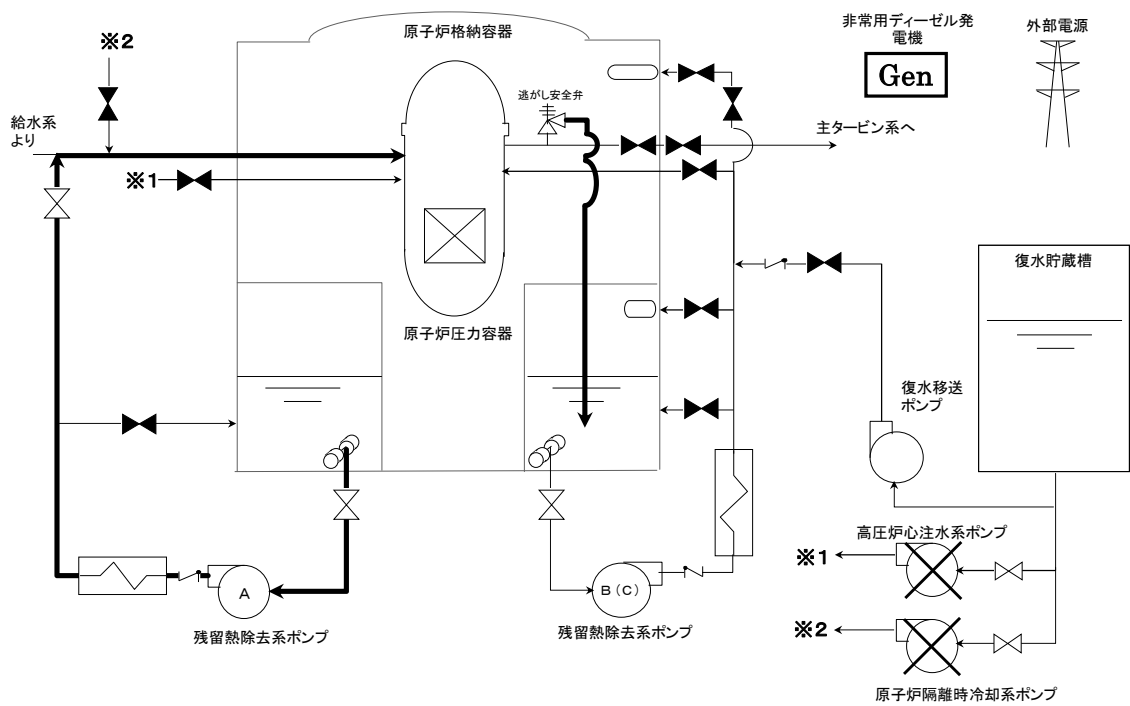


図 2.2.1 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

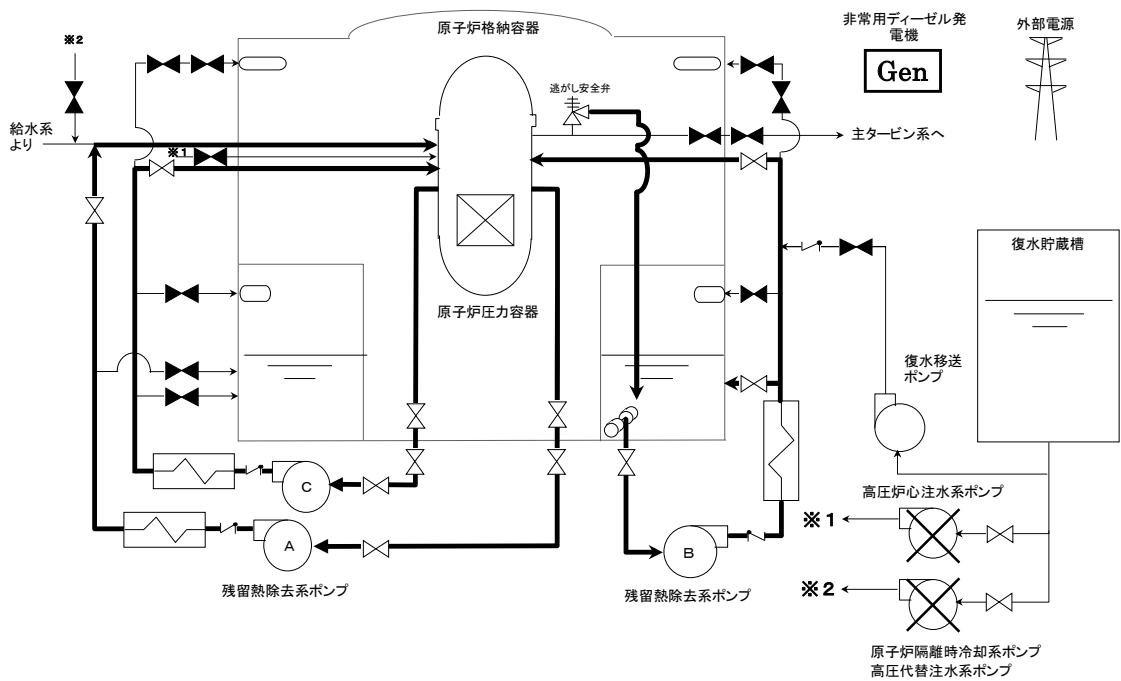


図 2.2.2 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
 (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

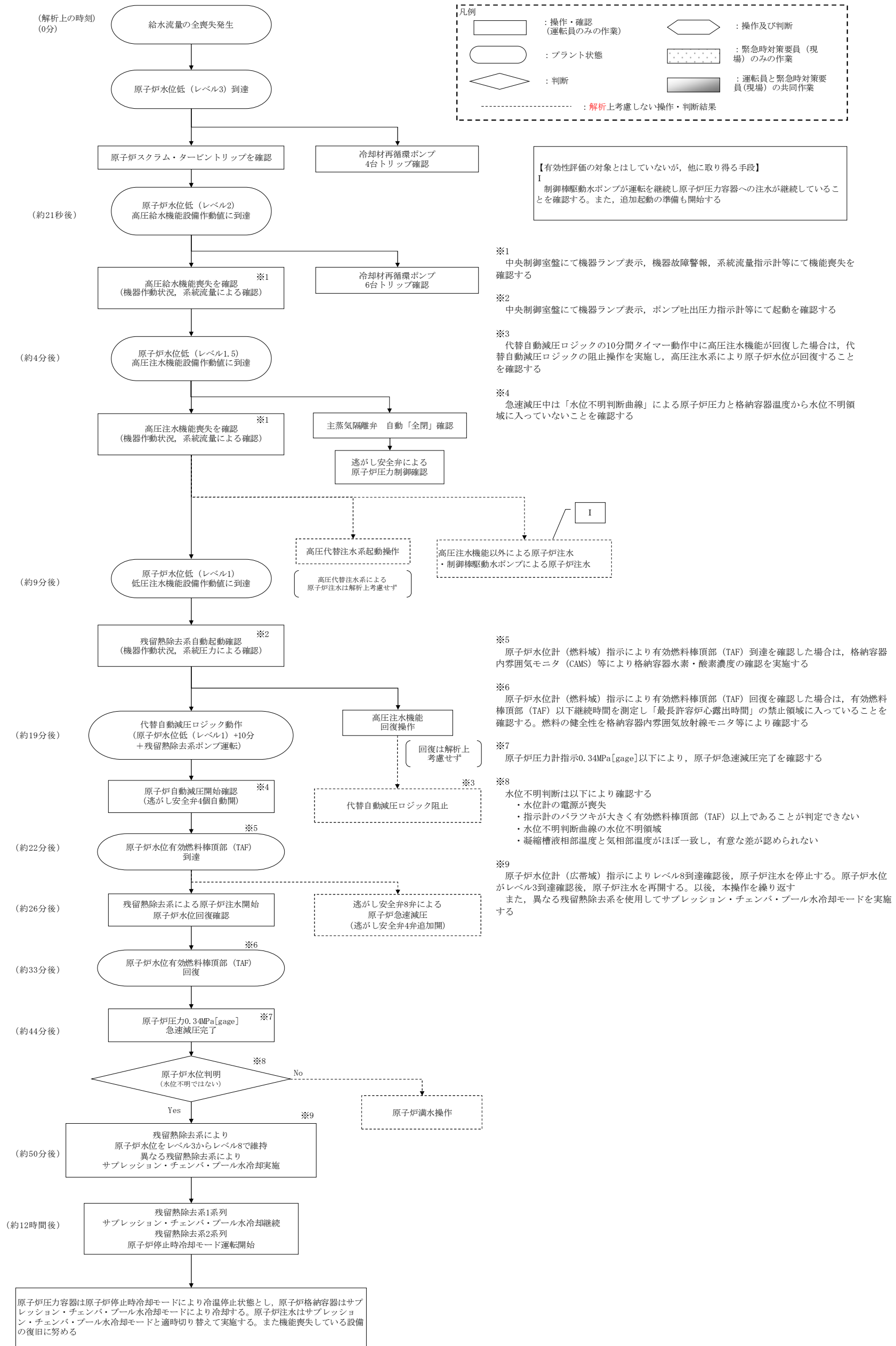


図 2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時の対応手順の概要

高圧注水・減圧機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)						経過時間 (時間)					備考				
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	10	12	14	18	20					
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	7号	当直副長	1人	操作の内容 事象発生 原子炉スクラム 約21秒 原子炉水位低 (レベル2) 約4分 原子炉水位低 (レベル1.5) 約9分 原子炉水位低 (レベル1) プラント状況判断 約19分 代替自動減圧ロジック動作 約22分 原子炉水位有効燃料棒頂部到達(※) 約26分 低圧注水系 原子炉注水開始 約33分 原子炉水位有効燃料棒頂部回復(※) 約50分 原子炉水位高 (レベル8)							約12時間後 残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード 運転開始						※シュラウド内水位に基づく時間		
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																	
	運転員 (中央制御室)	6号		7号		5人			緊急時対策要員 (現場)														
	運転員 (現場)	6号		7号		5人			緊急時対策要員 (現場)														
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																	
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	-	10分												解析上考慮せず			
高圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-												対応可能な要員により対応する				
原子炉減圧確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	適時確認															
低圧注水モード 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持													残留熱除去系ポンプ (A)		
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を継続 ※2系列原子炉停止時冷却モード運転後は適宜原子炉注水実施													残留熱除去系ポンプ (B)		
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	90分													残留熱除去系ポンプ (C)		
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	-	30分															
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	原子炉停止時冷却モード起動 原子炉冷却材温度調整								原子炉停止時冷却モード運転を継続					残留熱除去系ポンプ (C)		
低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	90分													残留熱除去系ポンプ (A)		
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	-	30分															
残留熱除去系 原子炉停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	原子炉停止時冷却モード起動 原子炉冷却材温度調整								原子炉停止時冷却モード運転を継続					残留熱除去系ポンプ (A)		
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	0人																		

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.2.4 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

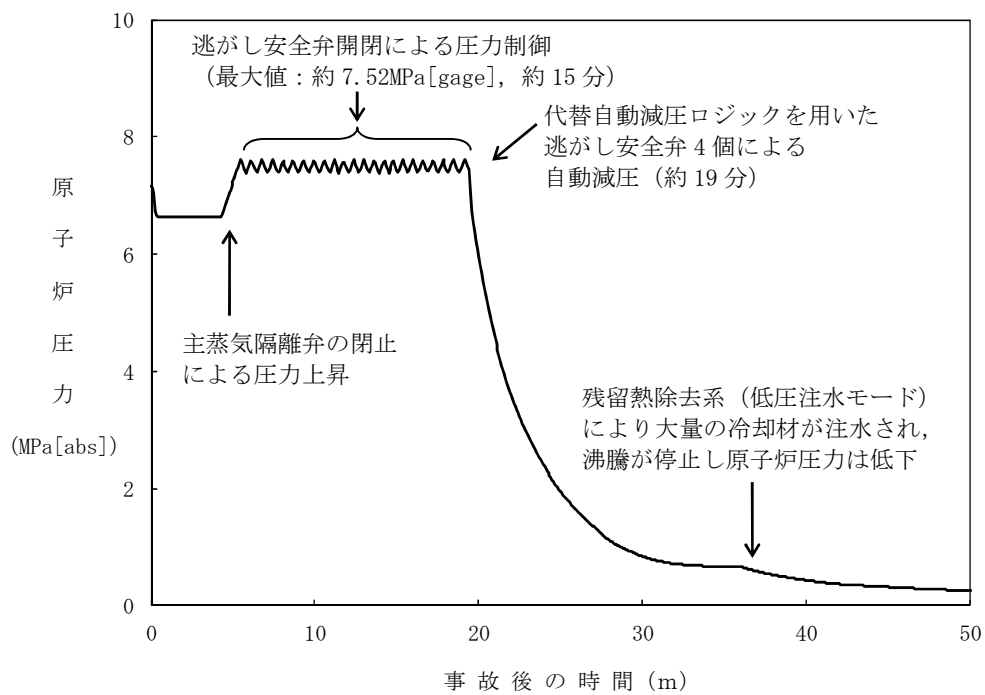


図 2.2.5 原子炉圧力の推移

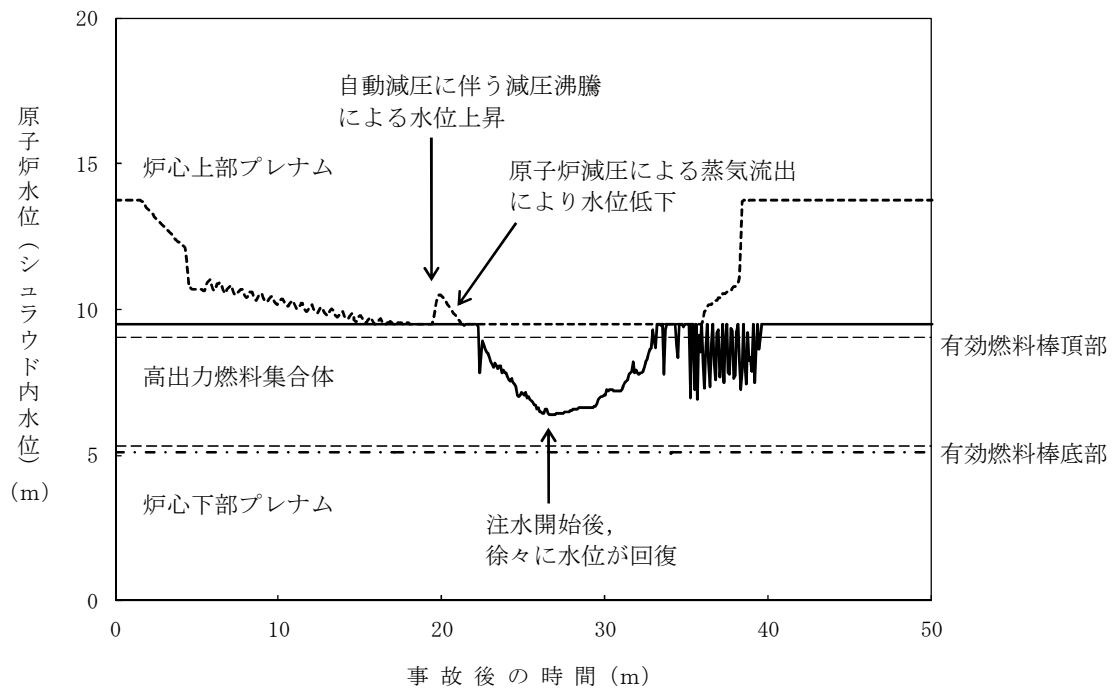


図 2.2.6 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

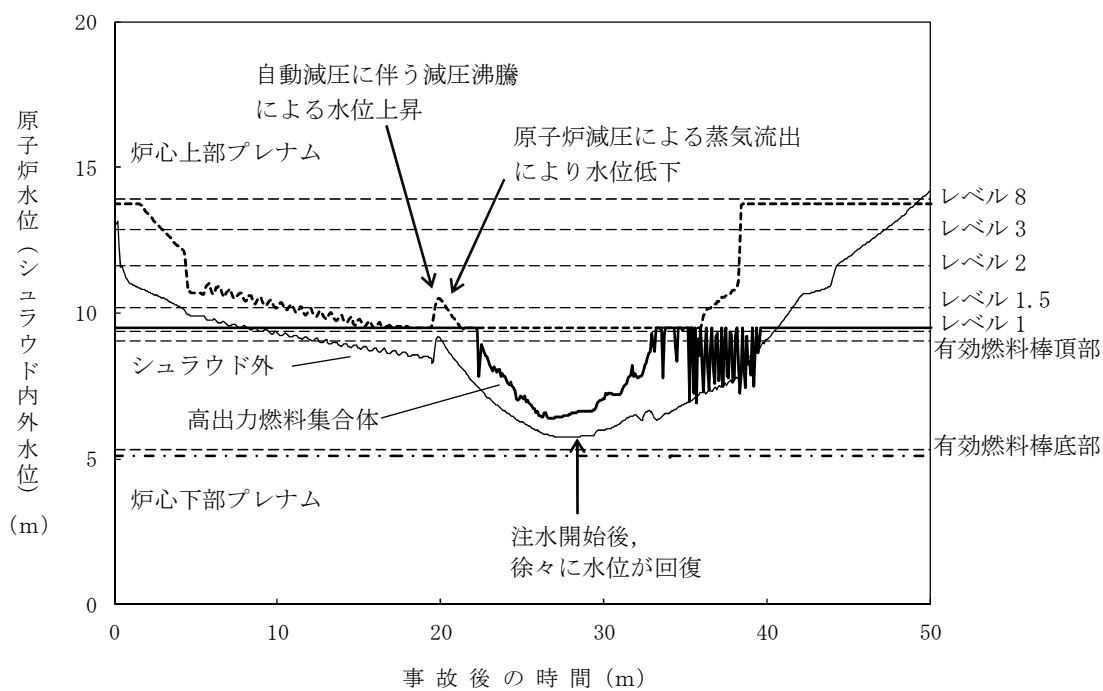


図 2.2.7 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

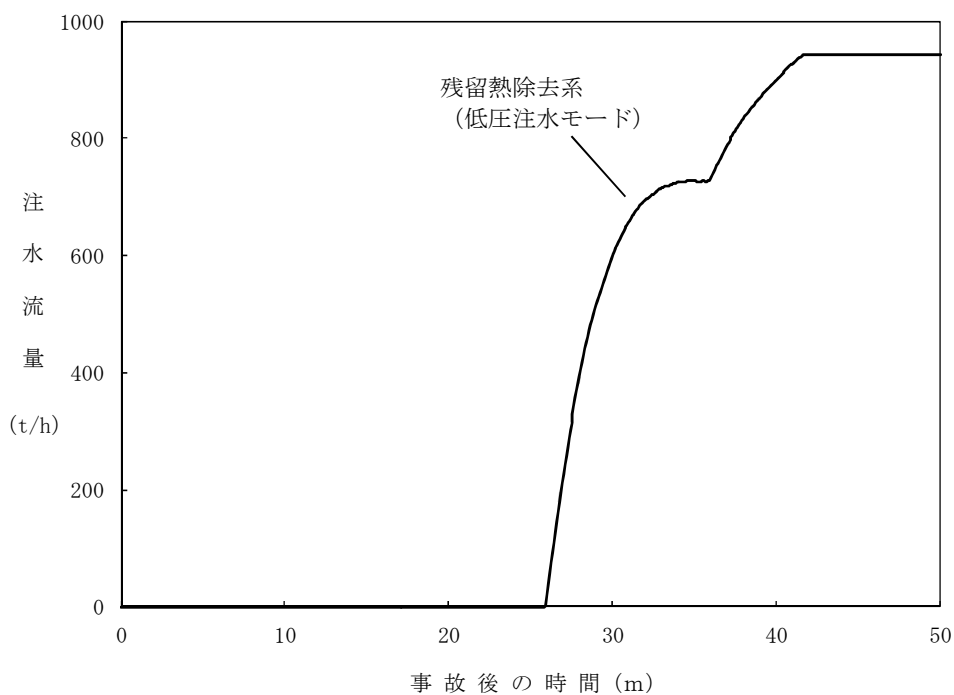


図 2.2.8 注水流量の推移

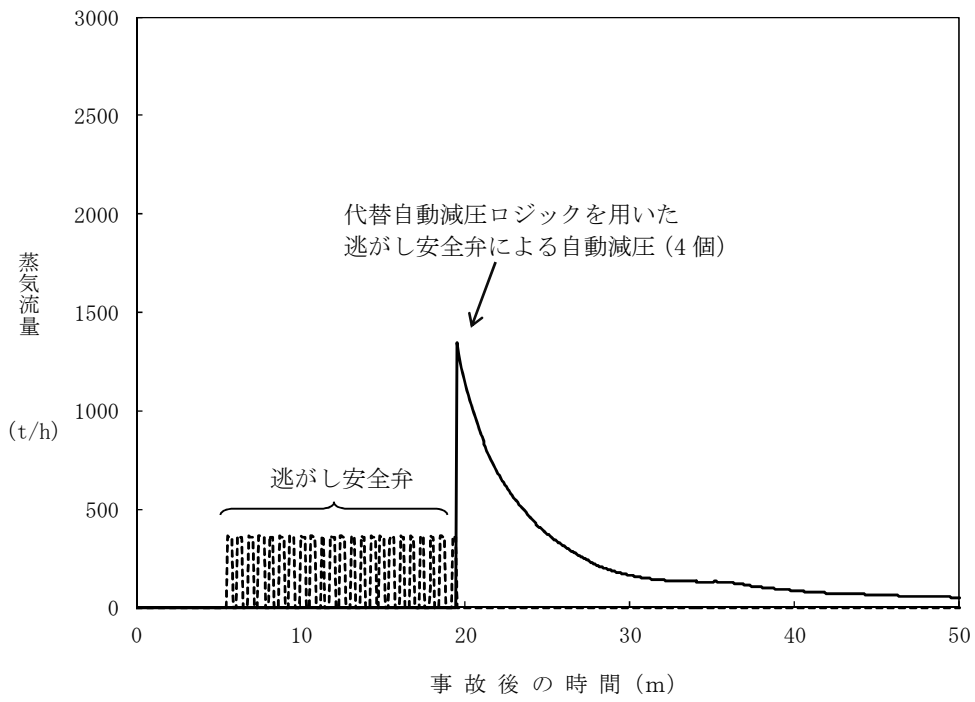


図 2.2.9 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

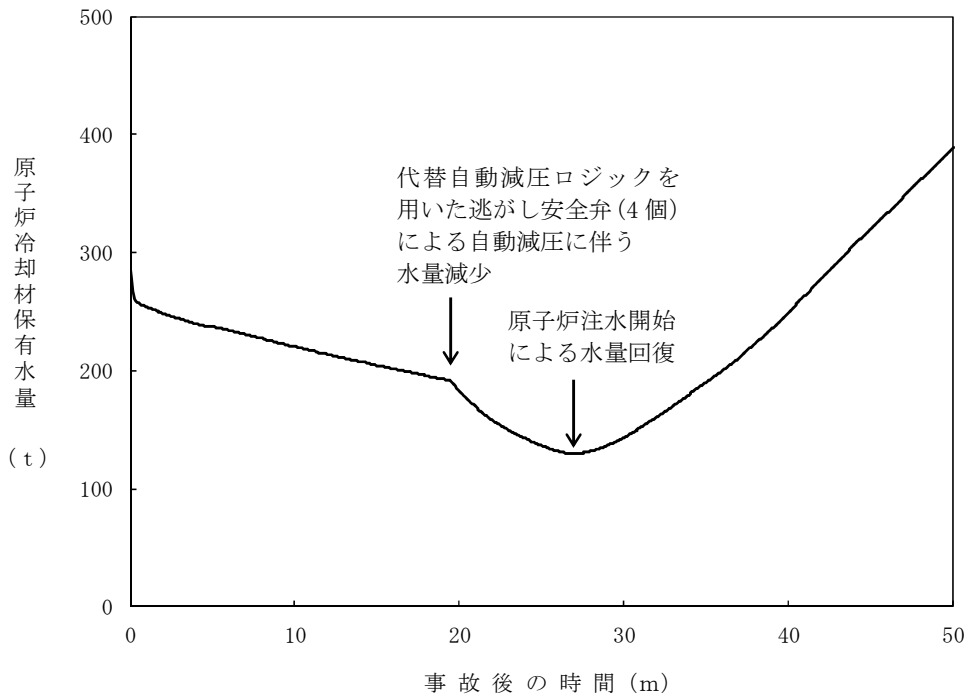


図 2.2.10 原子炉压力容器内の保有水量の推移

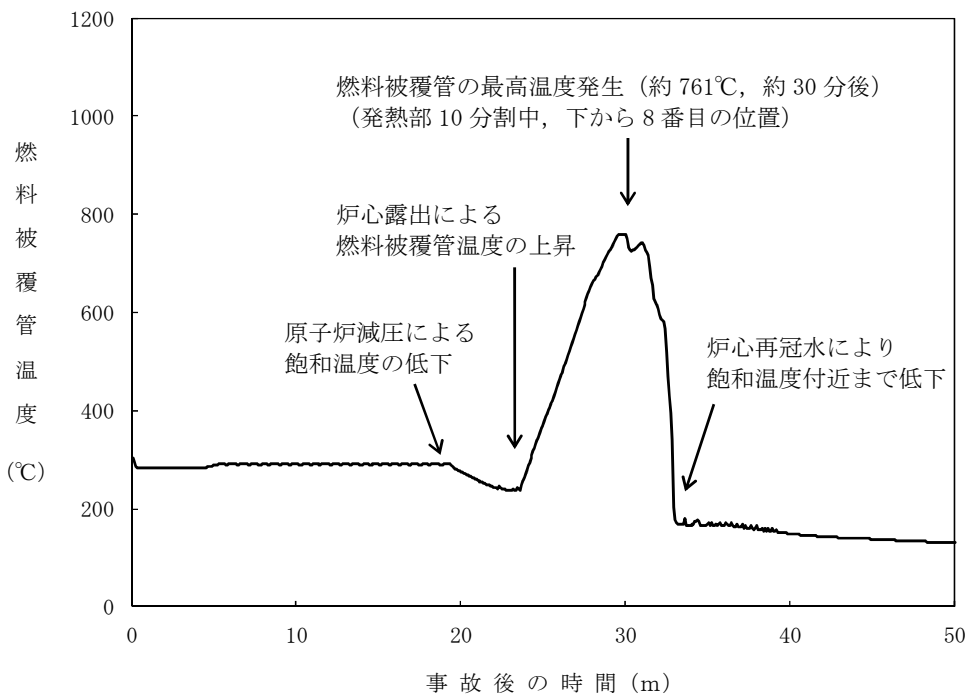


図 2.2.11 燃料被覆管温度の推移

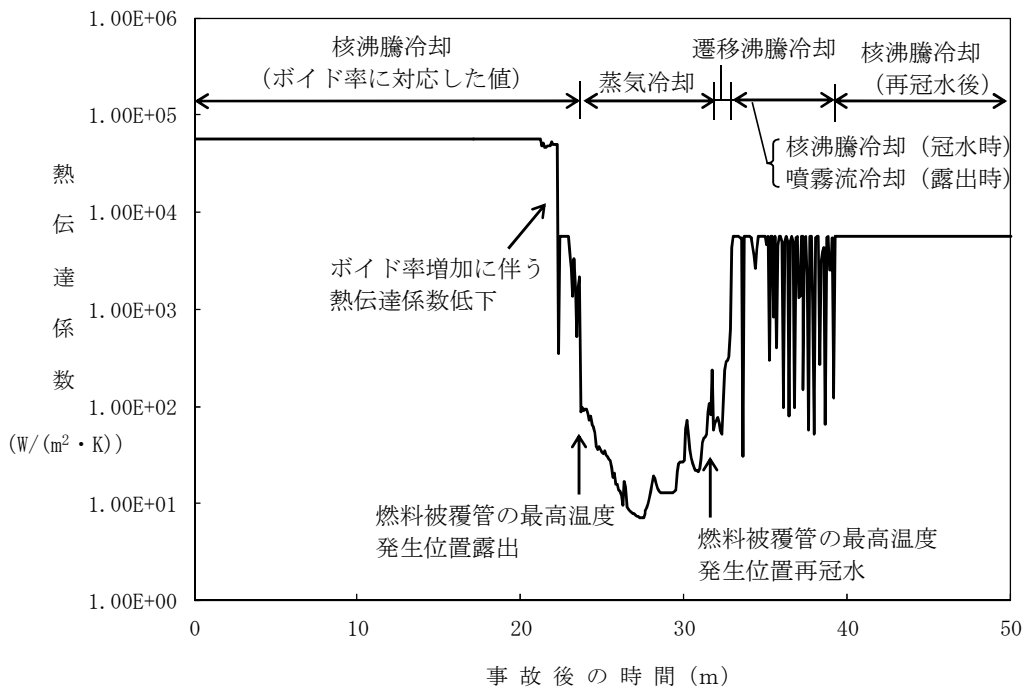


図 2.2.12 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

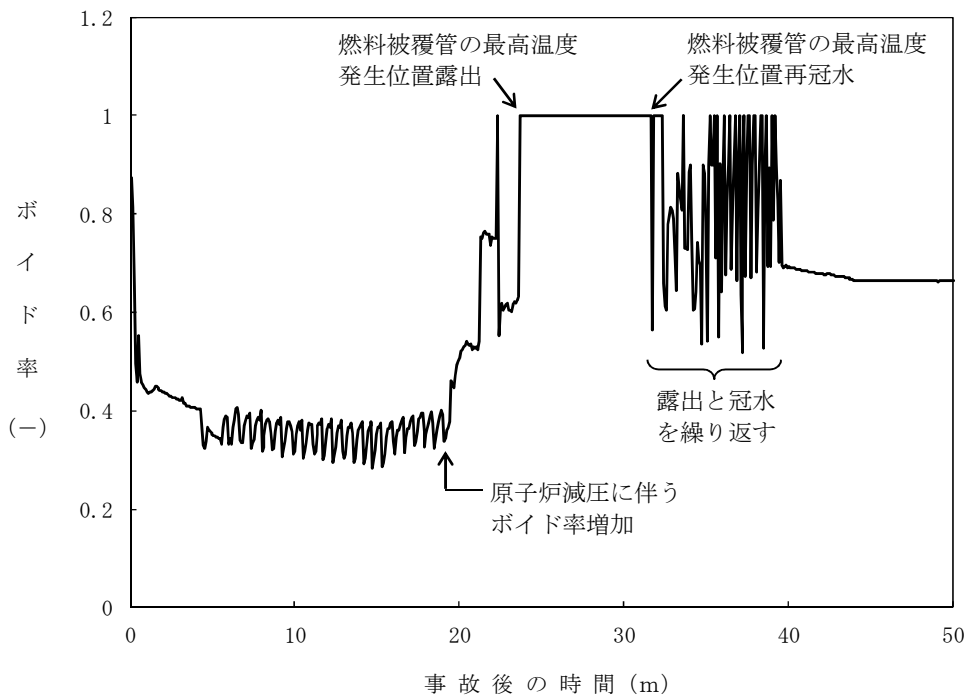


図 2.2.13 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

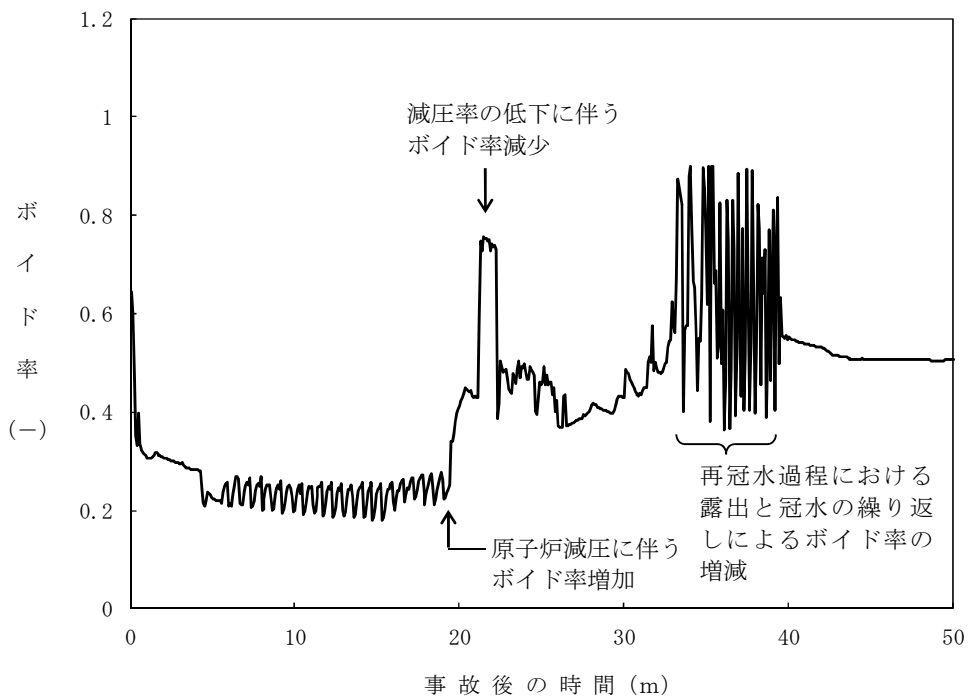


図 2.2.14 高出力燃料集合体のボイド率の推移

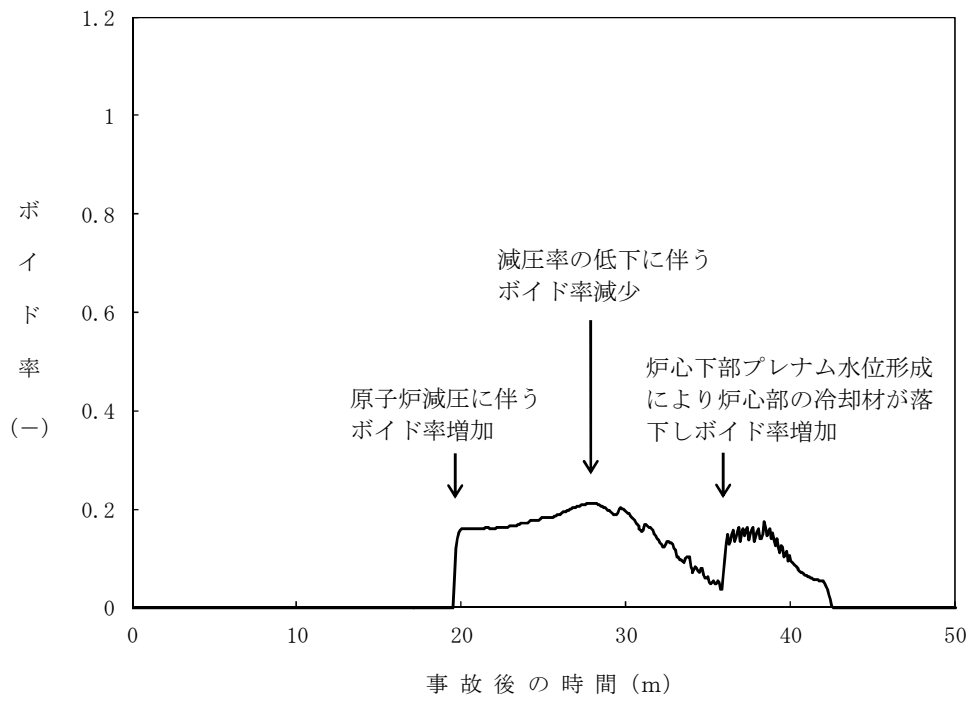


図 2.2.15 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

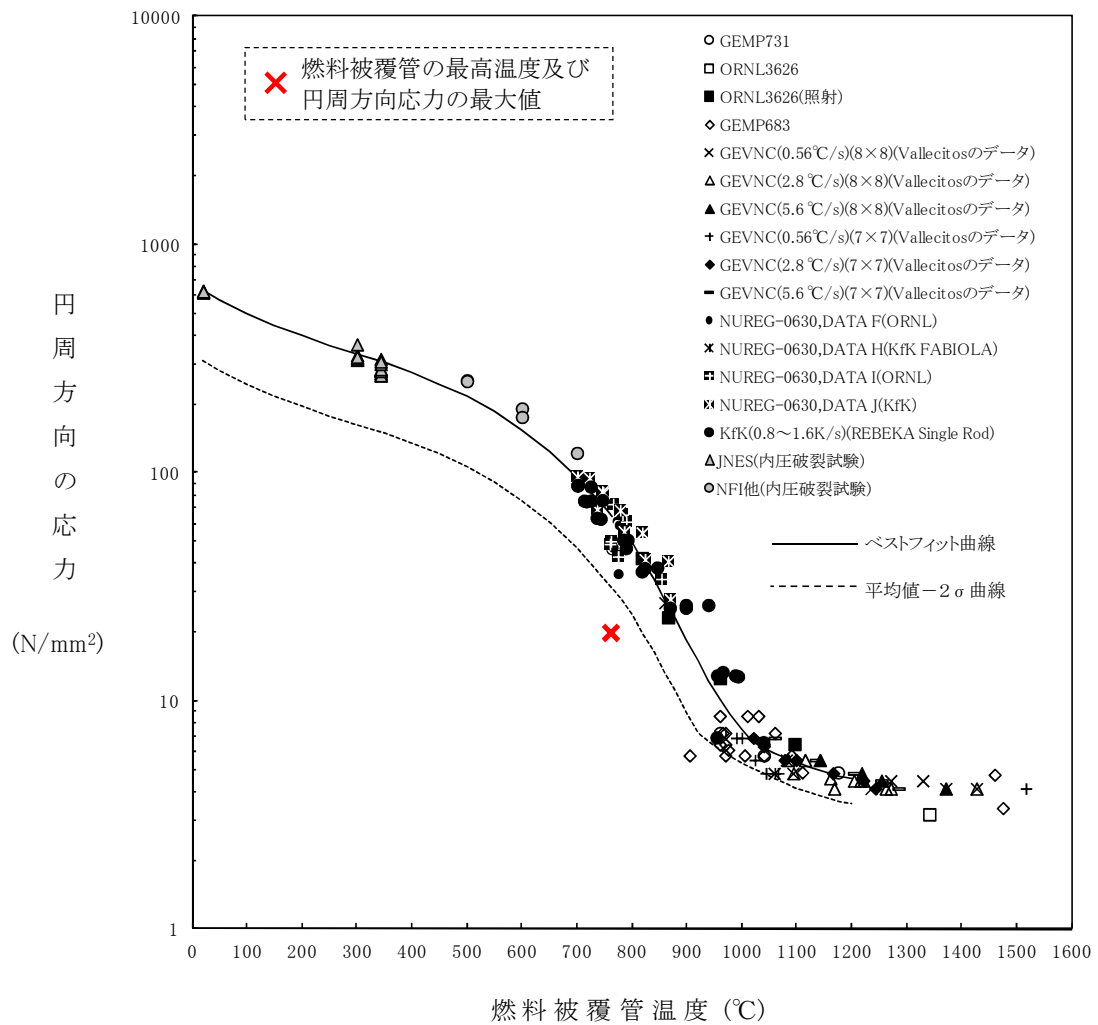


図 2.2.16 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

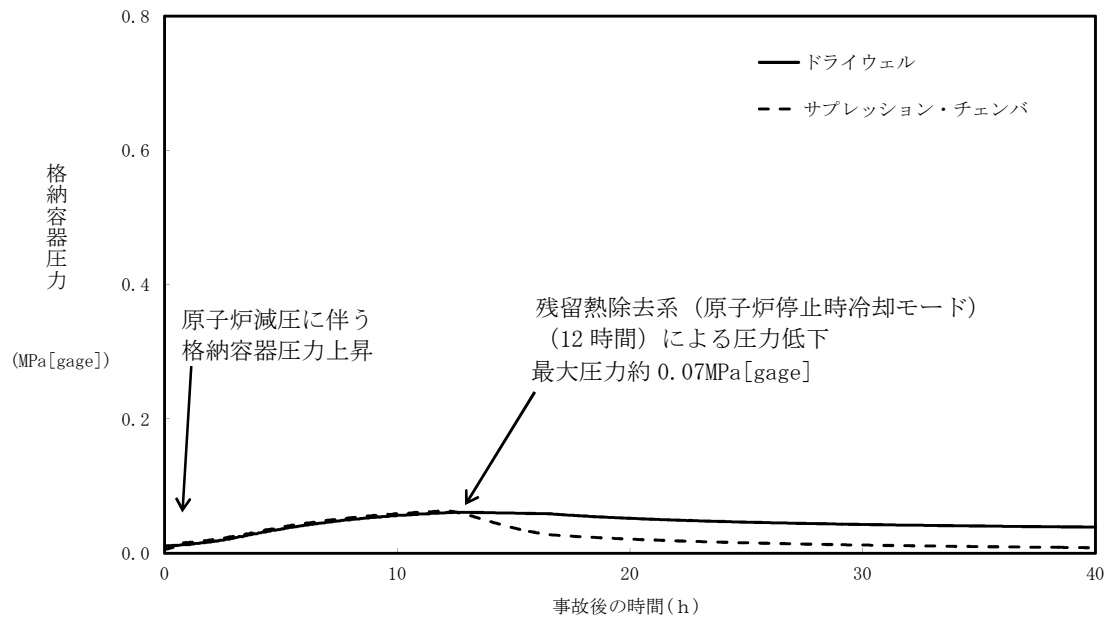


図 2.2.17 格納容器圧力の推移

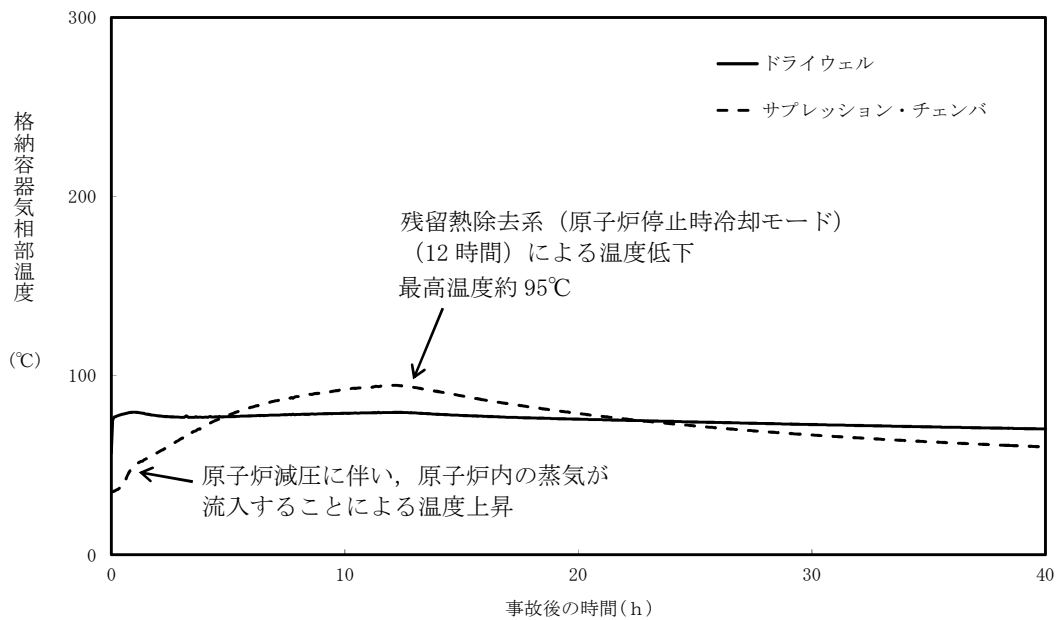


図 2.2.18 格納容器気相部温度の推移

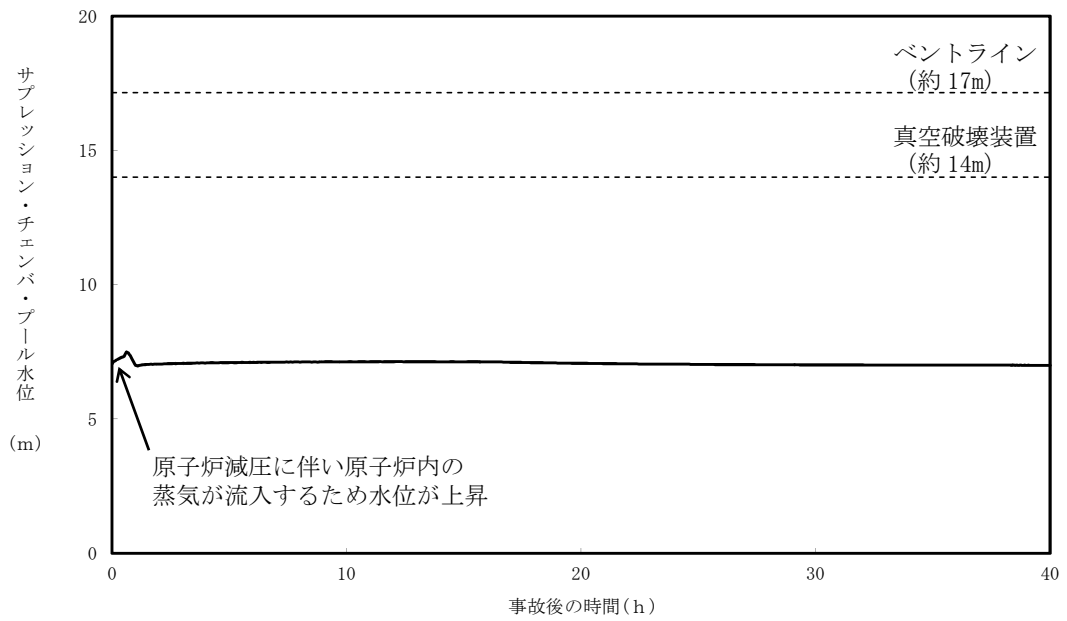


図 2.2.19 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

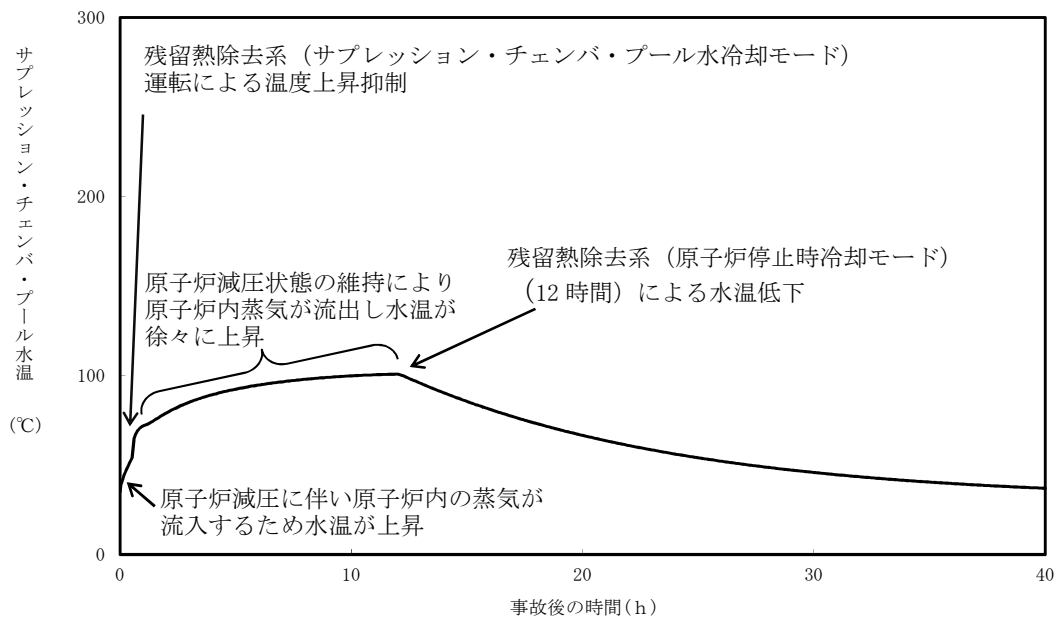


図 2.2.20 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.2.1 高圧注水・減圧機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による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系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル1）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）】	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計（SA）
代替自動減圧ロジック動作確認	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運転時に代替自動減圧ロジックにより、逃がし安全弁4個が開き、原子炉急速減圧する	逃がし安全弁 代替自動減圧ロジック	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）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。原子炉水位は原子炉水位高（レベル8）から原子炉水位低（レベル3）の間で維持する	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を開始する	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	—	【残留熱除去系系統流量計】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度計
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・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により、プール水温度が静定することを確認後、サブプレッション・チェンバ・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）】	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 【残留熱除去系系統流量計】 【残留熱除去系熱交換器入口温度計】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）


 有効性評価上考慮しない操作

表 2.2.2 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 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータ スカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料 (A型)	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッ ション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	

表 2.2.2 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	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	高压注水機能及び減圧機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を，減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる

表 2.2.2 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（3/4）

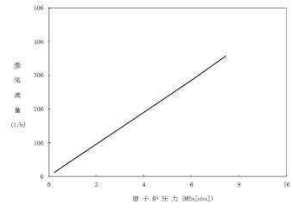
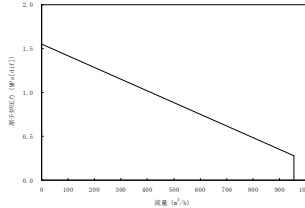
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル3）で4台，原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個，363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個，367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個，370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個，373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個，377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個，380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	代替自動減圧ロジックによる逃がし安全弁の4個開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：4個 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

表 2.2.2 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（4/4）

目 項		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m ³ /h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・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 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温又は原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃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操作条件	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル8）到達時	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	事象発生から 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

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。

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

【安定状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

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）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

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原子炉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，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

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（高圧注水・減圧機能喪失）（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相まってコード全体として、実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～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ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、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	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（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、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、本解析においてはサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転により格納容器圧力逃がし装置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	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、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、実験結果と概ね同等の結果が得られている また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレィ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注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧注水・減圧機能喪失）（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ト水位が取り扱えれば十分である。このため, 特段の不確かさを考慮する必要はない	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	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	主蒸気逃がし弁流量は, 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, 原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は, 圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し, 平衡均質流に達するのに十分な長さであることから, 管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ, 平衡均質臨界流モデルを適用可能である
	E C C S 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており, 実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え, 燃料被覆管温度を高めに評価する	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

表 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（高圧注水・減圧機能喪失）

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器	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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されるものの、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と考えられる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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ため、運転員等操作時間に与える影響はない	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	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	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき入力値に与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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（高圧注水・減圧機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位-約 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約 10mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量 (100%))	定格流量の約 91~約 110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードへの移行は冠水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、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・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約 7.01m~約 7.08m (実測値)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサブプレッション・チェンバ・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、通常水位時 (7.05m) の熱容量は約 3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.04m 分) の熱容量は約 20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃~約 35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件とした場合には解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力の上昇が遅くなる。サブプレッション・チェンバ・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ため、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（高圧注水・減圧機能喪失）（2/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa （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、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時間あたり約59kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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、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時間あたり約59kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェル・サブ レッション・チェンバ 間差圧）	3.43kPa （ドライウェル・サプレ ッション・チェンバ間 差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値	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
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 （軽油タンク容量）	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（高圧注水・減圧機能喪失）(3/3)

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	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注水系の機能喪失を、減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	—
	外部電源	外部電源あり	—	炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定	仮に外部電源がない場合は、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップし、原子炉出力が低下するため、外部電源ありを初期条件とする 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	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）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材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
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/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
		代替自動減圧ロジックによる逃がし安全弁の4個開による原子炉急速減圧	代替自動減圧ロジックによる逃がし安全弁の4個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m ³ /h（0.27MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m ³ /h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃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（高圧注水・減圧機能喪失）

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・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル8）到達時（約50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）による原子炉水位の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時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、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。電動弁「2弁」の操作が必要ではあるが、サブプレッション・チェンバ・プール水温度の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】 異なる区分の残留熱除去系の低圧注水モードで原子炉水位維持操作を実施しており、同じ運転員が低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を実施することから、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が操作することから、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動しうるが、その時間は短く、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。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り、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約50分後であり、運転操作が遅れる場合においても、格納容器圧力が0.31MPa[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」に示すとおり約17時間であり、約16時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。また、格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に到達するまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生から約38時間であり、約37時間以上の余裕があることから、時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位高（レベル8）到達から8分後に残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作を開始。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
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から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	残留熱除去系の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、時間余裕がある	—	—	—	プラント停止時の実績から、配管の暖気運転を含め約60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10分で操作可能であることを確認した
	残留熱除去系の低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードへの切替操作	事象発生から13.5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	残留熱除去系を低圧注水モードから原子炉停止時冷却モードへの切替え操作開始までの時間は、事象発生から12時間以上あり、時間余裕がある	—	—	—	プラント停止時の実績から、配管の暖気運転を含め約60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10分で操作可能であることを確認した

7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：高圧注水・減圧機能喪失は6号及び7号炉を想定。

なお、外部電源喪失は想定していないが、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 751kL	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 751kL	6号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク 及び ガスタービン発電機 用燃料タンク （容量 約 200kL ）の残容量（合計） は 約 659kL であり、 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）

2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 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、「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，全交流動力電源喪失に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード），低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって，炉心損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置等及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 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，初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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図 2.3.1.1 から図 2.3.1.4 に，手順の概要を図 2.3.1.5 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

関係を表 2.3.1.1 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、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は10名である。

また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.1.6に示す。

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

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

d. 直流電源切替

原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替（蓄電池Aから蓄電池A-2に切替）を実施する。事象発生から、19時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替（蓄電池

A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池に切替) を実施することにより 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。なお、所内蓄電式直流電源設備の切替操作を実施する際には、時間的裕度を確保するため、原子炉水位高 (レベル 8) 近傍まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉隔離時冷却系を停止し、切替操作を実施する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を現場にて手動で中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計等である。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は格納容器内雰囲気放射線レベル計等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等の原子炉格納容器ベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサブプレッション・チェンバ・プール水位計である。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ 1 台を手動起動する。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の準備が完了した後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計である。

g. 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系 (低圧注水モード) 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。

残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び残留熱除去系系統流量計である。

h. 残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) による原子炉格納容器除熱

原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を低圧注水モードから格納容器スプレイモード (ドライウェル側のみ) に切替えるとともに、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行

われている場合は、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量計等である。

i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード（ドライウェル側のみ）への切替え後は、低圧代替注水系（常設）を用いて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。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）等である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系により継続的に行う。

2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.3.1.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は事象発生から24時間後に手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(e) 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）

逃がし安全弁による原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）とする。

(f) 低圧代替注水系（常設）

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード（ドライウエル側のみ）への切替後、崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開※）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を50%開にて開始するが、格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は、増開操作を実施する。解析においては、操作手順の考え方を踏まえ、中間開操作（流路面積約70%開）とする。

(h) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃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は、「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に設定する。

- (a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (b) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から24時間後に開始する。
- (d) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は、事象発生24時間後に開始する。
- (e) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。
- (f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）の起動操作は、事象発生から約25時間後に開始する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価にあたっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。

- (a) 事故発生時の冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容されるI-131の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に冷却材中に存在するよう素は、I-131等価量で約 1.3×10^{12} Bqとなる。
- (b) 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{*1}である 3.7×10^{13} Bqとし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはγ線実効エネルギー0.5MeV換算値で約 9.9×10^{14} Bq、よう素についてはI-131等価量で約 6.5×10^{13} Bqとなる。

※1 過去に実測されたI-131追加放出量から、全希ガス漏洩率（f値）1mCi/sあたりの追加放出量の出現頻度を算出し、その97%累積出現頻度値19Ci/(mCi/s) [平均値0.37Ci/(mCi/s)]を用いて算出している。

$$(1Ci = 3.7 \times 10^8 \text{Bq/s})$$

出典元

- ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032)
- ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021)

- (c) 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。
- (d) 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素、無機よう素が気相部にキャリアオーバーされる割合は2%とする。
- (e) 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量に移行するものとする。
- (f) サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。
- (g) 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdot \dots \dots \dots (1)$$

R : 呼吸率 (m³/s)

呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時) 0.31m³/hを秒当たりに換算して用いる。

H_∞ : よう素(I-131)を1Bq吸入した場合の小児の実効線量(1.6×10⁻⁷Sv/Bq)

χ / Q : 相対濃度 (s/m³)

Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)

(I-131等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \dots \dots (2)$$

K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数

(K=1Sv/Gy)

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)
Q_γ : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)
(γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

- (h) 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を 1.2×10^{-5} (s/m³)、相対線量 (D/Q) を 1.9×10^{-19} (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 6.2×10^{-6} (s/m³)、相対線量 (D/Q) は 1.2×10^{-19} (Gy/Bq) とする。
- (i) サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は 10、格納容器圧力逃がし装置による除染係数は 1,000、排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は 50 とする。

(添付資料 2.3.1.1)

(4) 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) ※²、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図 2.3.1.7 から図 2.3.1.12 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、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及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図 2.3.1.13 から図 2.3.1.18 に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図 2.3.1.19 から図 2.3.1.22 に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。

所内蓄電式直流電源設備は、負荷切離しを行わずに 8 時間、その後、必要な負荷以外を切離すことで更に 16 時間の合計 24 時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給できるものとする。この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低 (レベル 2) での自動起動及び原子炉水位高 (レベル 8) でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。

(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.3)

事象発生から 24 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 2 個を手動開すること

で、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の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するが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 16 時間経過した時点で実施する。また、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の機能は維持される。この点と、蒸気の流入によってサプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。

※2 シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.3.1.13 に示すとおり、初期値を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、図 2.3.1.7 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[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 7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 142℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

（添付資料 2.3.1.4）

図 2.3.1.8 に示すとおり，原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し，さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

(添付資料 2.3.1.5)

格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 9.9×10^{-3} mSv であり，5mSv を下回る。また，耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2} mSv であり，5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では，「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて，対策の有効性を確認した。

2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。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，所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A→A-2)，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作，所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A-2→AM) 及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(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棒覆管温度に比べて $10^{\circ}\text{C} \sim 50^{\circ}\text{C}$ 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、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び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（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.6）

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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め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。

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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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。

（添付資料 2.3.1.6）

(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、表2.3.1.2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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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

(添付資料2.3.1.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることはないことから、上記の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなること

から、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力の上昇は遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）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（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
(添付資料2.3.1.6)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A→A-2）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されるため問題とならない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約16時間後であり、格納容器ベント準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって、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。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器限界圧力は0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、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。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A-2→AM）は、解析上の操作開始時間として事象発生から19時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停

止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されるため問題とならない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

(添付資料2.3.1.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A→A-2) 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から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A-2→AM) 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から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まる可能性がある。この場合、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。

(添付資料2.3.1.6)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作 (A→A-2) については、原子炉水位高 (レベル8) 到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが、原子炉水位高 (レベル8) から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備

時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約16時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり、約20時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替操作（A-2→AM）については、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが、原子炉水位高（レベル8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており、4時間程度の準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

（添付資料2.3.1.6）

（4）まとめ

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

2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

（1）必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は34名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

（2）必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG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。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7日間の対応を考慮すると，号炉あたり約1,600m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，合計約3,200m³の水が必要である。水源として，各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより，6号及び7号炉の同時被災を考慮しても，必要な水源は確保可能である。また，事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し，防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで，復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで，復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが，これは，可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても，その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

（添付資料 2.3.1.7）

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については，保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。また，代替原子炉補機冷却系専用の電源車については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,027kL）

6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約200kL）にて合計約2,240kLの軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，常設代替交流電源設備による電源供給，可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水，代替原子炉補機冷却系の運転，免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について，7日間の継続が可能である。

（添付資料 2.3.1.8）

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，6号及び7号炉で約2,379kW（6号炉：約1,181kW，7号炉：約1,198kW）必要となるが，常設代

替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離し及び蓄電池の切替等を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.9)

2.3.1.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、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）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」において、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」に対して有効である。

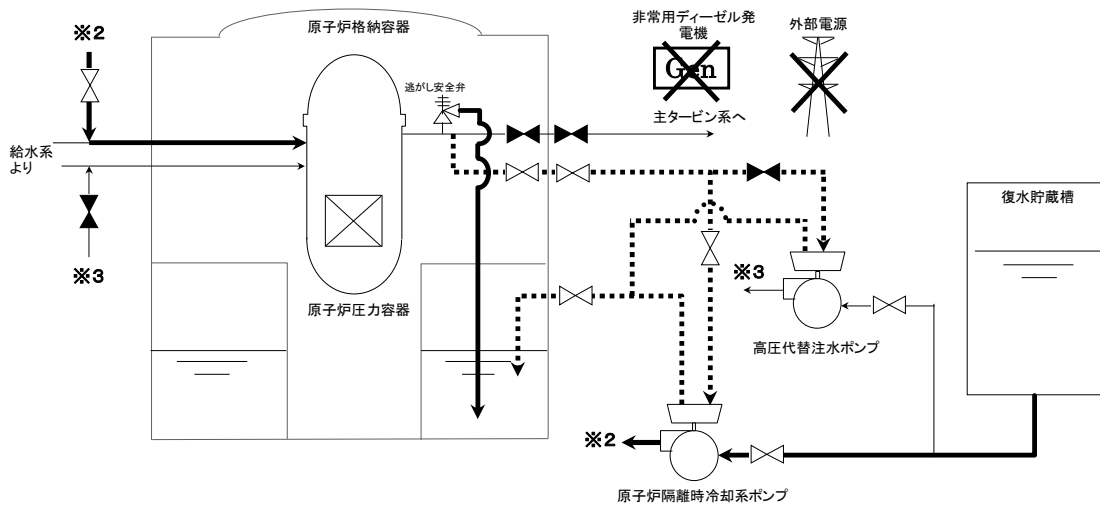


図 2.3.1.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）

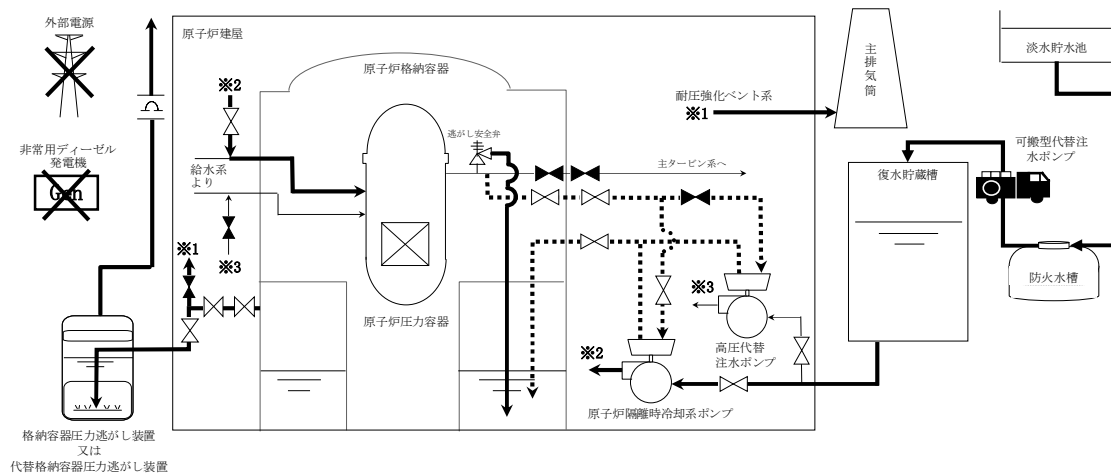


図 2.3.1.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

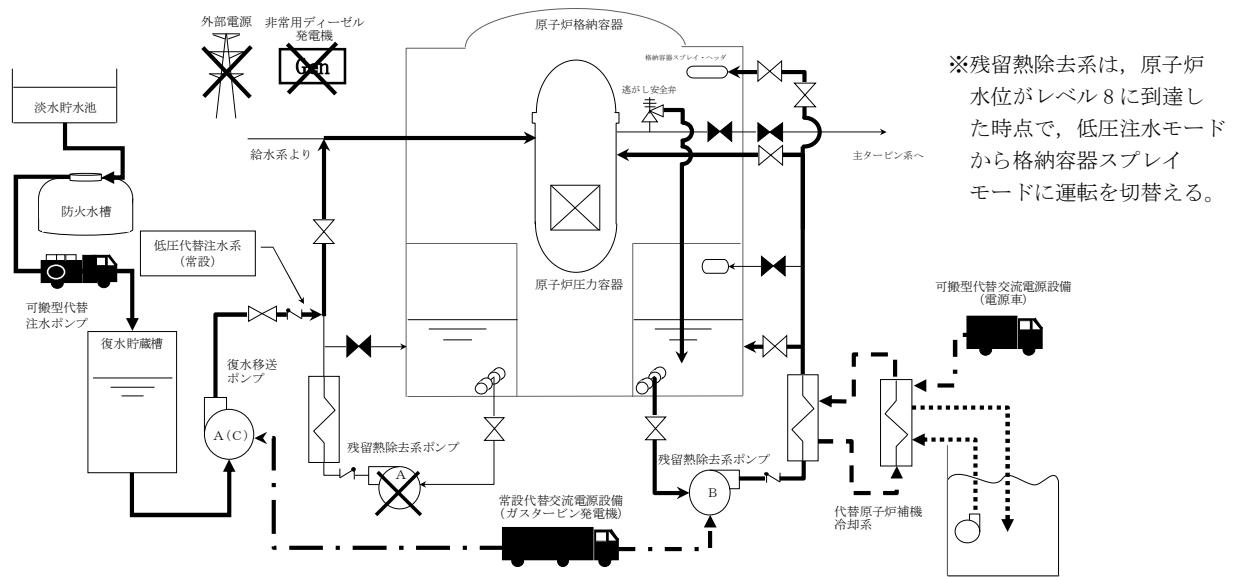


図 2.3.1.3 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）
（原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

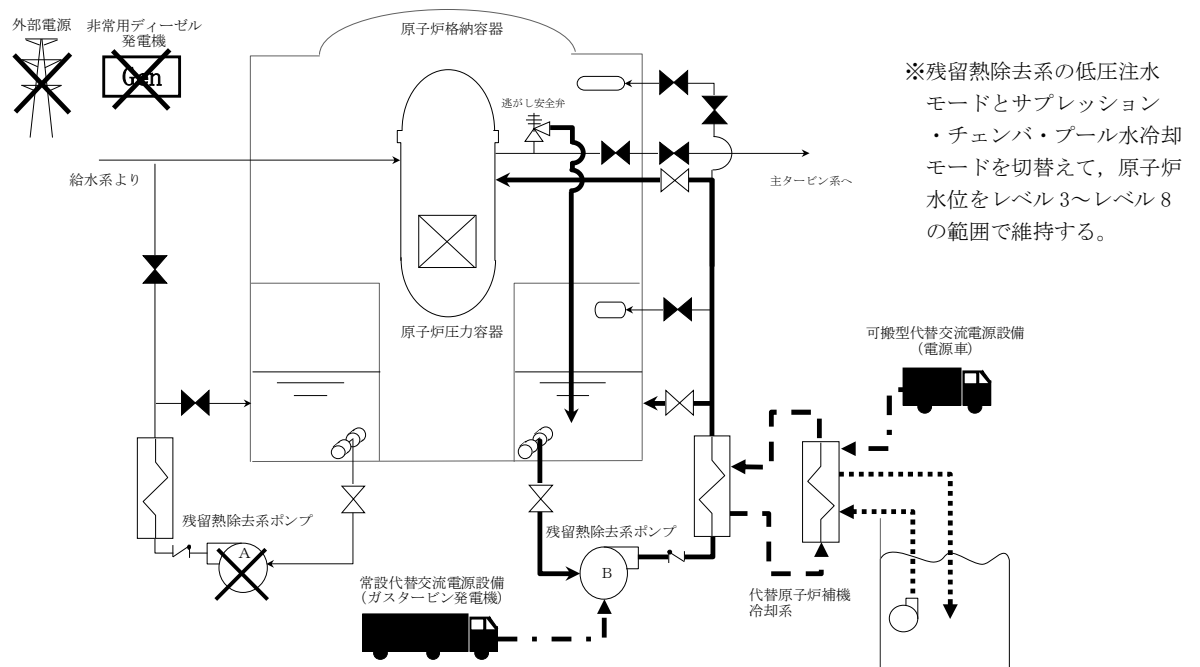


図 2.3.1.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の
重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）
（原子炉格納容器除熱）

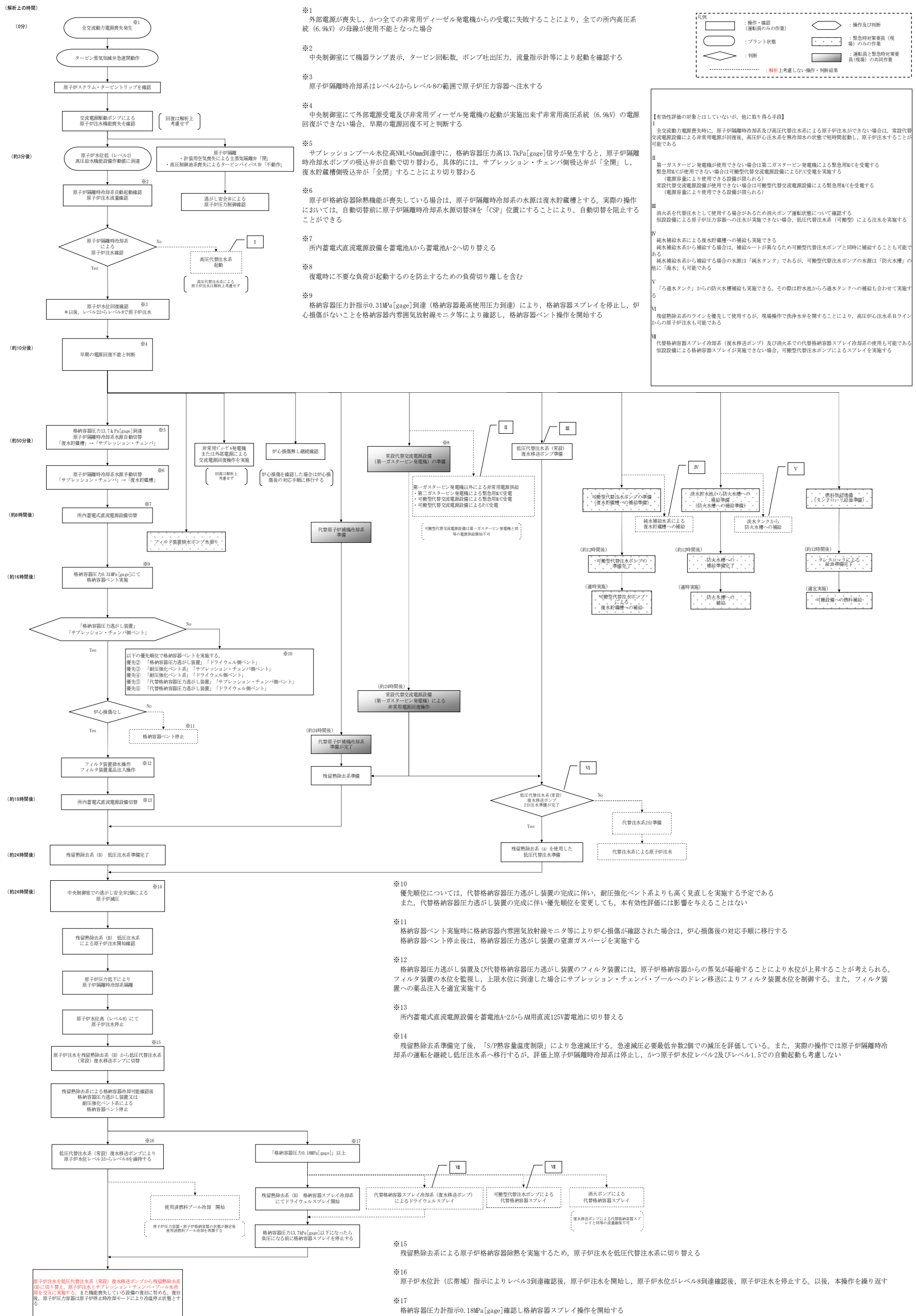


図 2.3.1.5 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)										備考					
	責任者		当直長		中央監視 緊急時対策本部連絡			10	20	30	40	50	60	7	8	9	10	11	12		13	14	15	16	
	指揮者	通報連絡者	6号	7号	6号	7号		6号	7号	10	20	30	40	50	60	7	8	9	10		11	12	13	14	15
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	-	10分																	約10時間 格納容器圧力 310Pa[gage]到達
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-		原子炉水位レベ62~レベ68で原子炉注水																
交流電源回復操作 (解除上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-		非常用ディーゼル発電機 機能回復																
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	-	20分																	
	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	-	10分																	
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	50分																	
	-	-	-	-	-	-	-	10分																	対応可能な要員により対応する
所内蓄電池式直流電源設備切替操作	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	-	-	-	10分																	
	-	-	-	-	-	-	-	30分																	
	-	-	-	-	-	-	-	10分																	蓄電池1から蓄電池2へ切替える
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	-	300分																	
	-	-	-	-	13人 (参加) ※1	13人 (参加) ※1	-	10分																	300分+待機時間30分 ・作業時間10時間
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※2, ※3	2人 ※2, ※3	-	10分																	
	-	-	-	-	※2 ↓ (1人) ※4	※2 ↓ (1人) ※4	-	180分																	適宜実施
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※5	-	-	10分																	
	-	-	-	-	-	-	-	90分																	適宜実施
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	-	-	-	60分																	この時間内に実施 交流動力電源喪失が長期に亘る場合に実施する
	-	-	-	-	-	-	-	60分																	
	-	-	-	-	※3, ※5 ↓ (2人) ※6	※3, ※5 ↓ (2人) ※6	-	60分																	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人 ※7	-	-	10分																	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	-	90分																	タンクローリ質量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	-																		適宜実施

図 2.3.1.6 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時の作業と所要時間（1/2）

全交流動力電源喪失							経過時間 (時間)											備考		
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)											備考	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		27
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> 約16時間 格納容器圧力310kPa [enge]到達 約19時間 直流電源切替 約24時間 ガスタービン発電機による給電開始 残留熱除去系ポンプ起動 </div>												
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 ・原子炉注水確認	原子炉水位レベル2~レベル4で原子炉注水 原子炉隔離時冷却系での注水は、復水移送ポンプによる注水確認完了を待機するまで実施												
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	-	-	・ベント準備 ・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分												
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	・ベント状態監視 ・格納容器ベント操作 ・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置測定 ・フィルタ装置要員補給	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視 60分											中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する	
燃料給油準備	-	-	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施											適宜実施	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	(13人) B, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z	(13人) b, f, g, h, i, j, k, l, m, n, o, p, q, r, s, t, u, v, w, x, y, z	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	作業中断 (一時待避中) 270分+待避時間30分											・作業時間10時間	
燃料給油準備	-	-	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・電源車への給油	適宜実施											適宜実施	
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	(3人) B, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z	(3人) b, f, g, h, i, j, k, l, m, n, o, p, q, r, s, t, u, v, w, x, y, z	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施											適宜実施	
所内蓄電式直流電源設備切替操作	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	-	-	・放射線防護装置準備 ・蓄電池切替準備 ・蓄電池切替操作 (A-2-AU用)	10分 30分 15分											蓄電池A-20からAU用蓄電池へ切り替える 事象発生19時間後	
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・放射線防護装置準備 ・ガスタービン発電機起動	10分 20分												
常設代替交流電源設備 運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	2人	・放射線防護装置準備 ・ガスタービン発電機 運転状態監視	5分 10分											適宜実施	
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	(2人) B, F	-	-	-	・M/C 受電確認 ・放射線防護装置準備 ・6号炉 M/C (B) 受電 ・6号炉 M/C (D) 受電 ・6号炉 M/C (C) 受電 ・6号炉 M/C (E) 受電 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電 ・7号炉 M/C (C) (D) 受電	20分 10分 10分 10分 10分												
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系ポンプ起動	15分												
原子炉急減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水	5分												
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) B	(1人) b	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ・復水貯蔵槽噴込ライン切替	30分												
低圧注水モードから低圧代替注水系 (常設) 切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水開始	5分												
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	原子炉水位はレベル3~レベル8維持												
格納容器ベント停止操作	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	-	-	・格納容器ベント停止操作	30分												
格納容器スプレイ冷却系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器スプレイ弁操作	格納容器圧力は13.7~180kPa [enge]維持												
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離 ・スキマージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系設備戻 ・燃料プール冷却浄化系再起動	60分 30分 30分											燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する	
可搬型代替注水ポンプによる防大水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	(4人) B, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z	(4人) b, f, g, h, i, j, k, l, m, n, o, p, q, r, s, t, u, v, w, x, y, z	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	現場確認中断 (一時待避中) 適宜実施												
淡水貯水池から防大水槽への補給	-	-	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	・淡水貯水池から防大水槽への補給	現場確認中断 (一時待避中) 適宜実施											一時待避前に防大水槽が枯渇しないように補給量を調整する	
燃料給油作業	-	-	-	-	(2人) B, F	(2人) b, f	・可搬型代替注水ポンプへの給油	現場確認中断 (一時待避中) 適宜実施											一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する	
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	10人 (緊急要員21人)															

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.1.6 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) 時の作業と所要時間 (2/2)

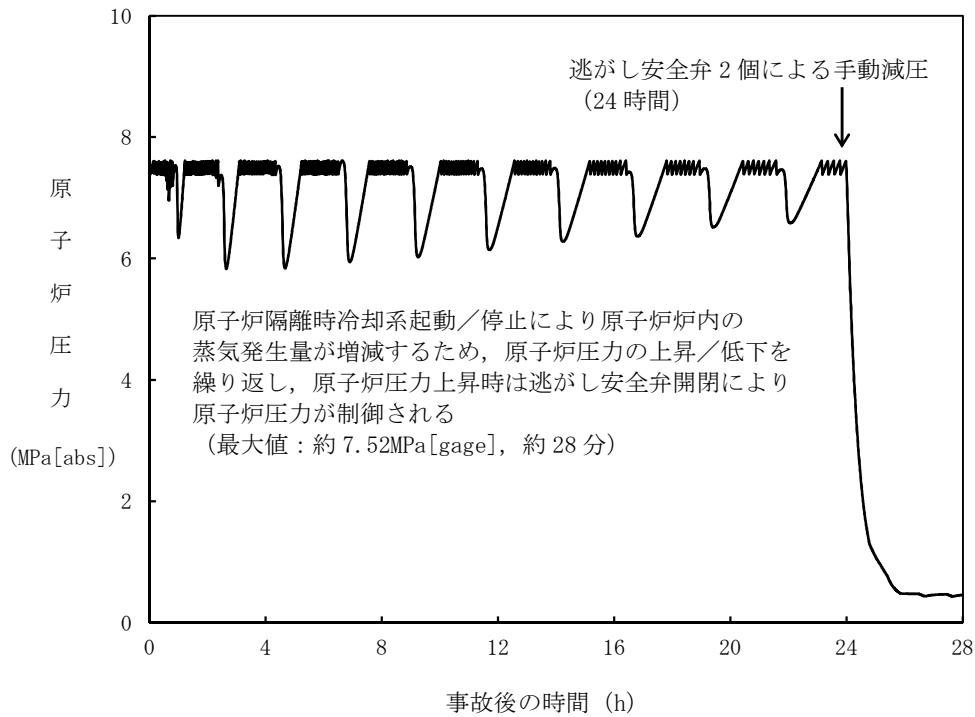


図 2.3.1.7 原子炉圧力の推移

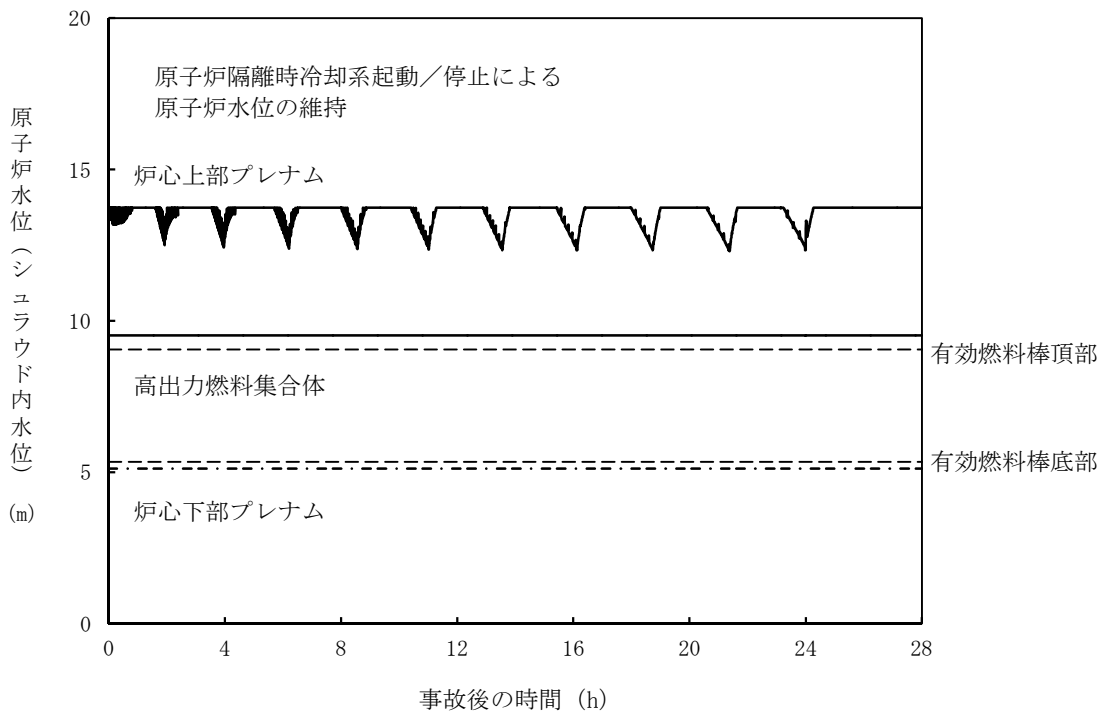


図 2.3.1.8 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

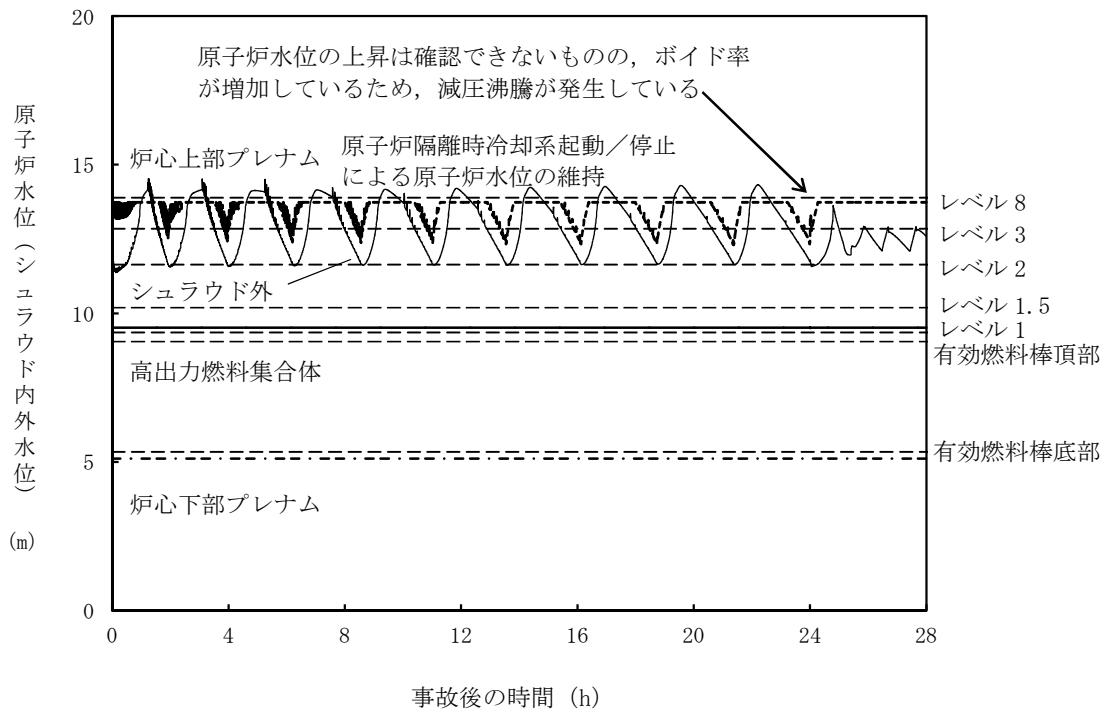


図 2.3.1.9 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

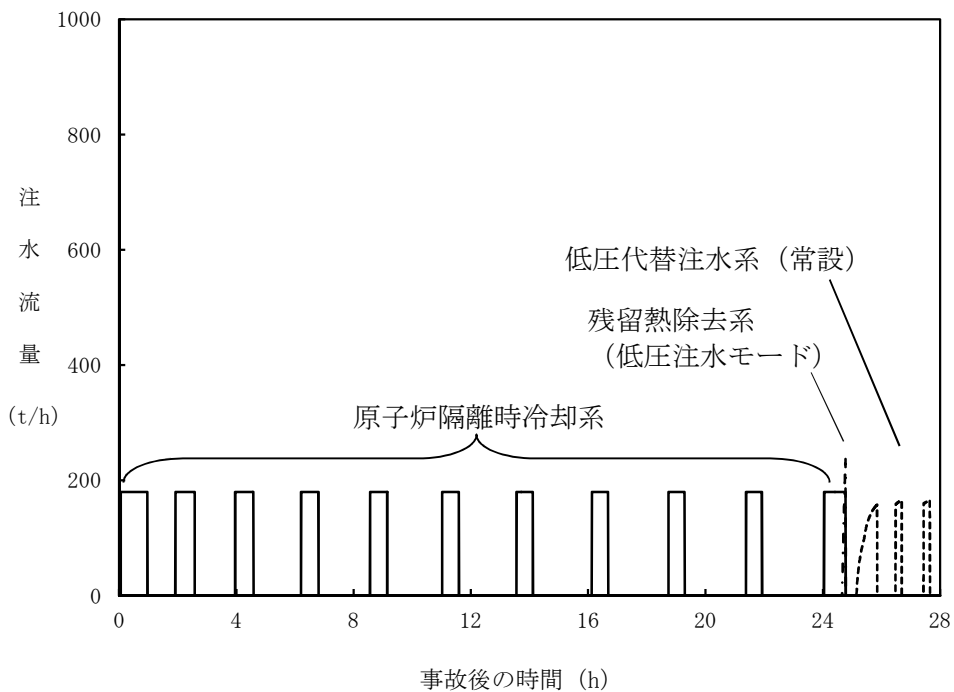


図 2.3.1.10 注水流量の推移

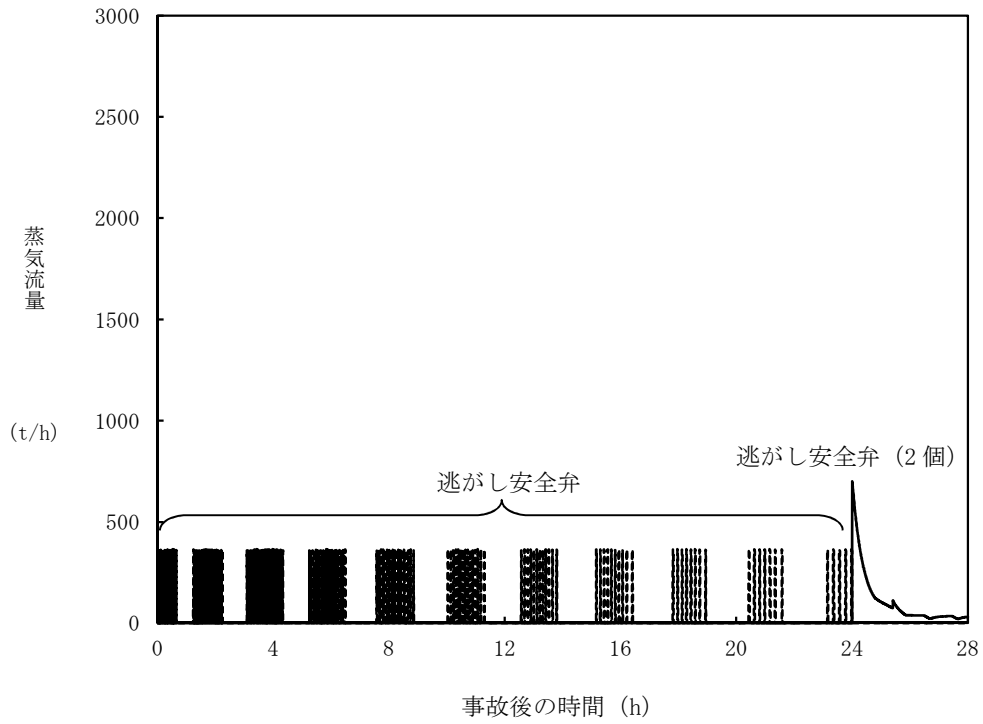


図 2.3.1.11 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

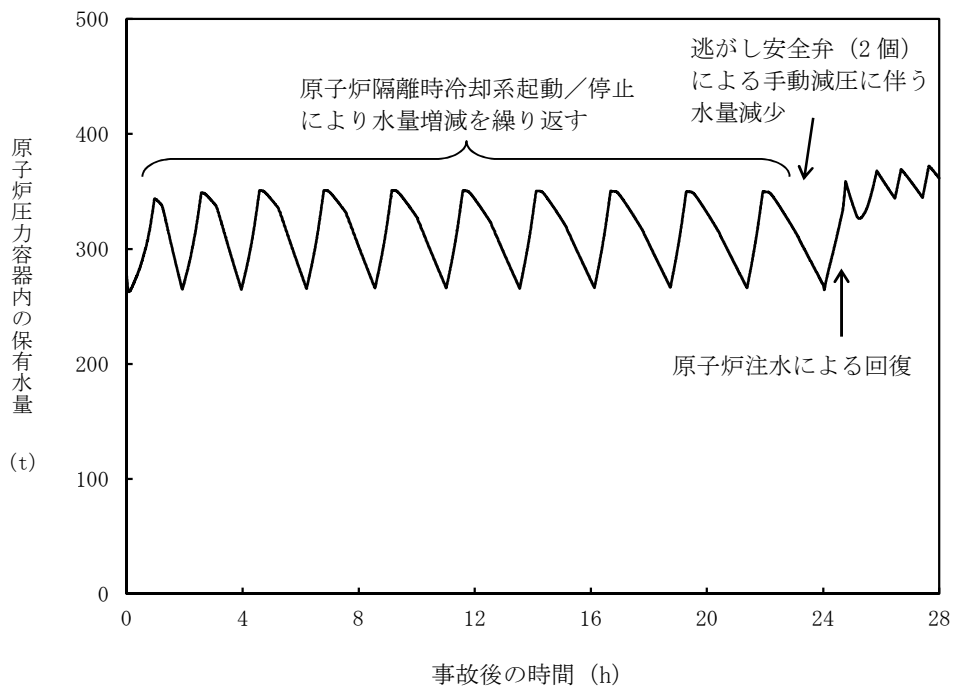


図 2.3.1.12 原子炉压力容器内の保有水量の推移

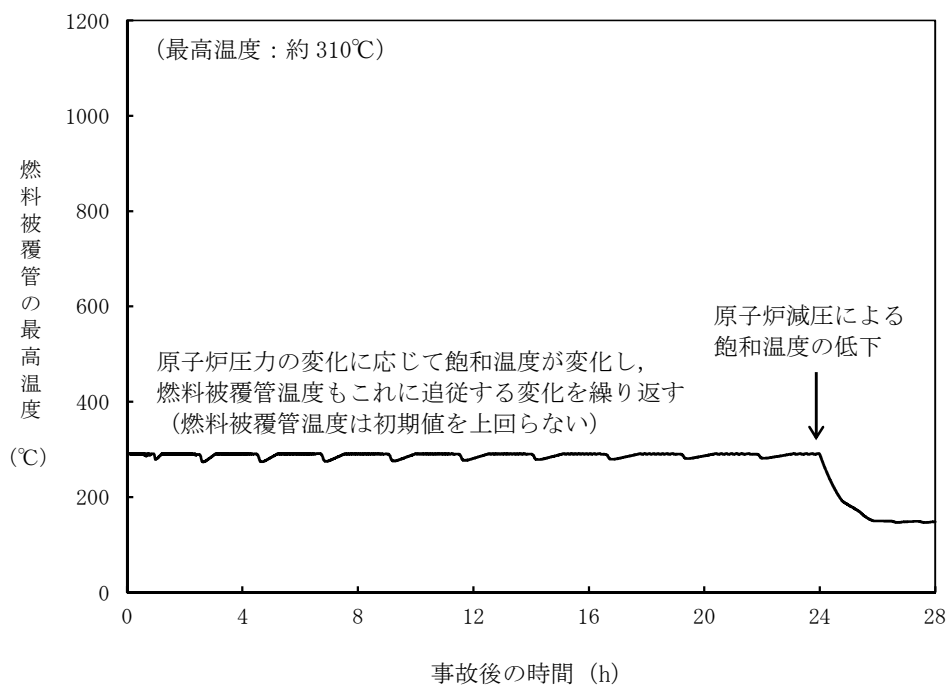


図 2.3.1.13 燃料被覆管温度の推移

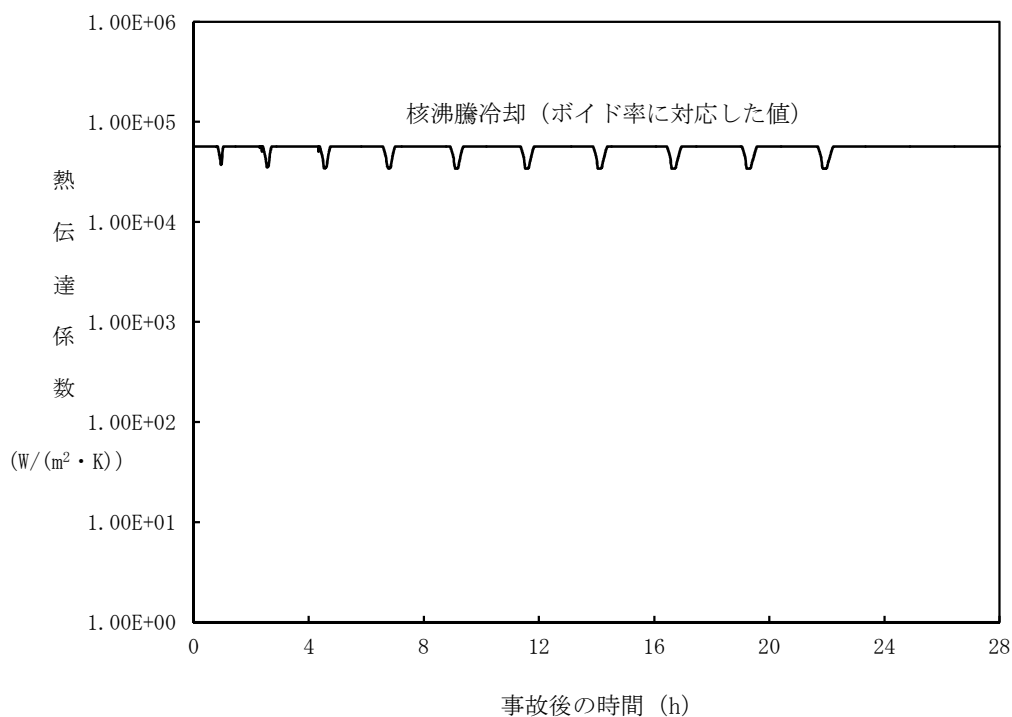


図 2.3.1.14 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

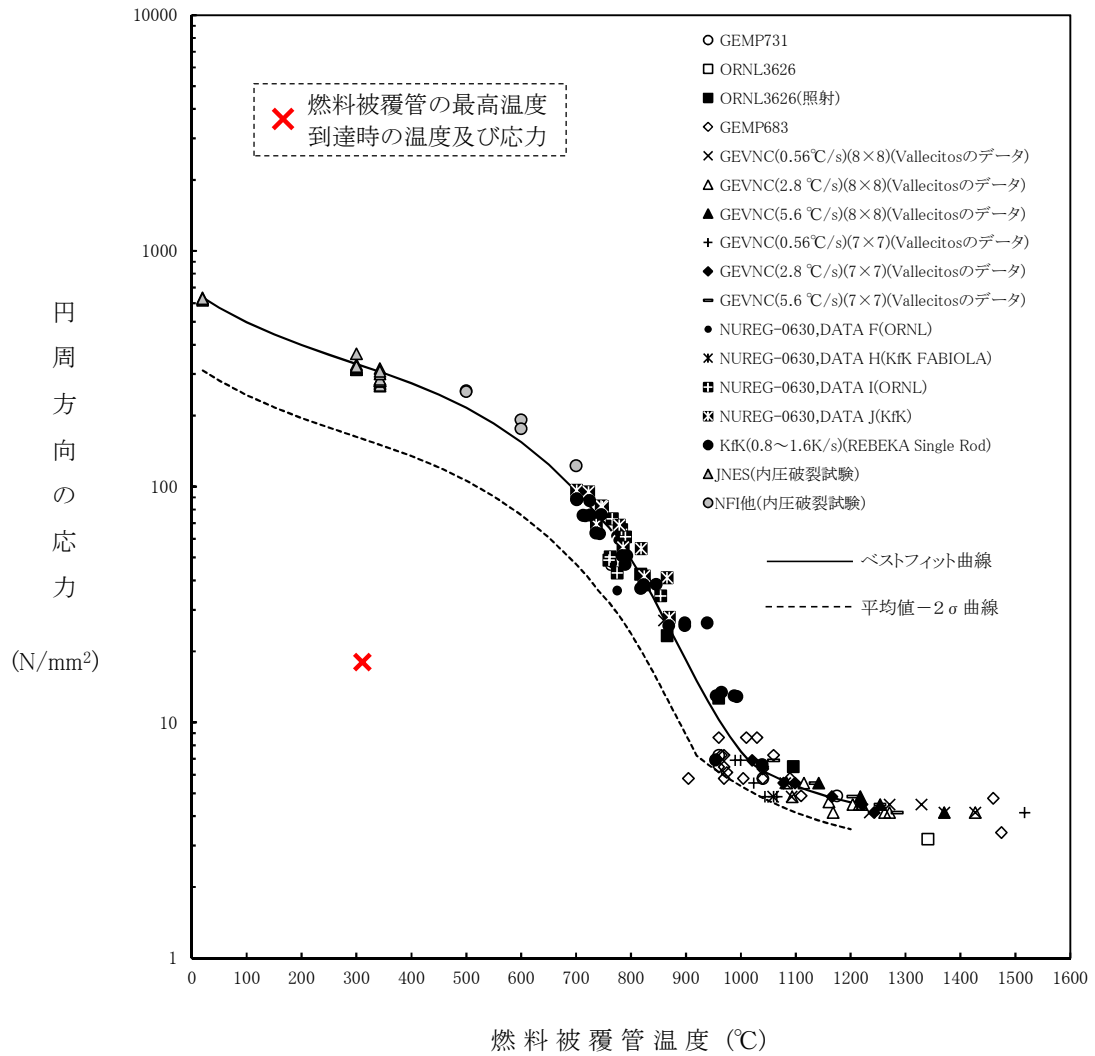


図 2.3.1.15 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

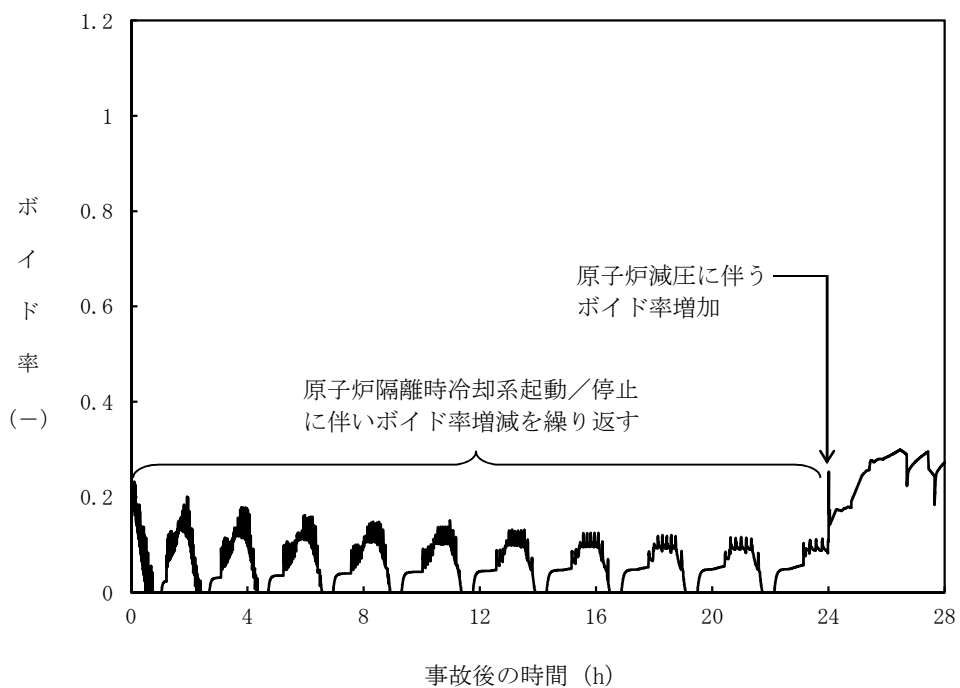


図 2.3.1.16 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

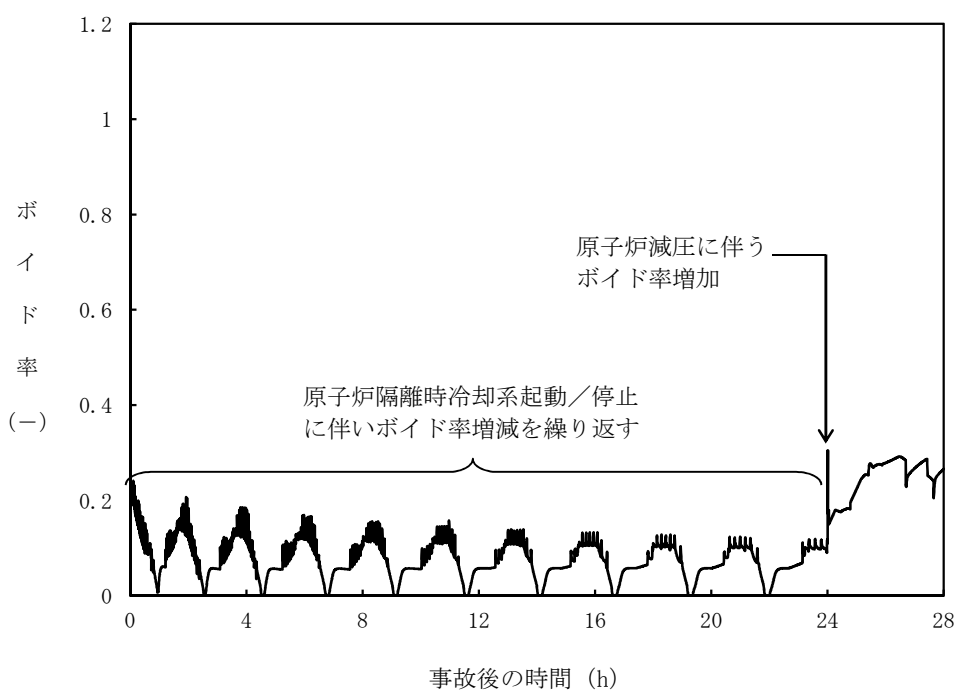


図 2.3.1.17 高出力燃料集合体のボイド率の推移

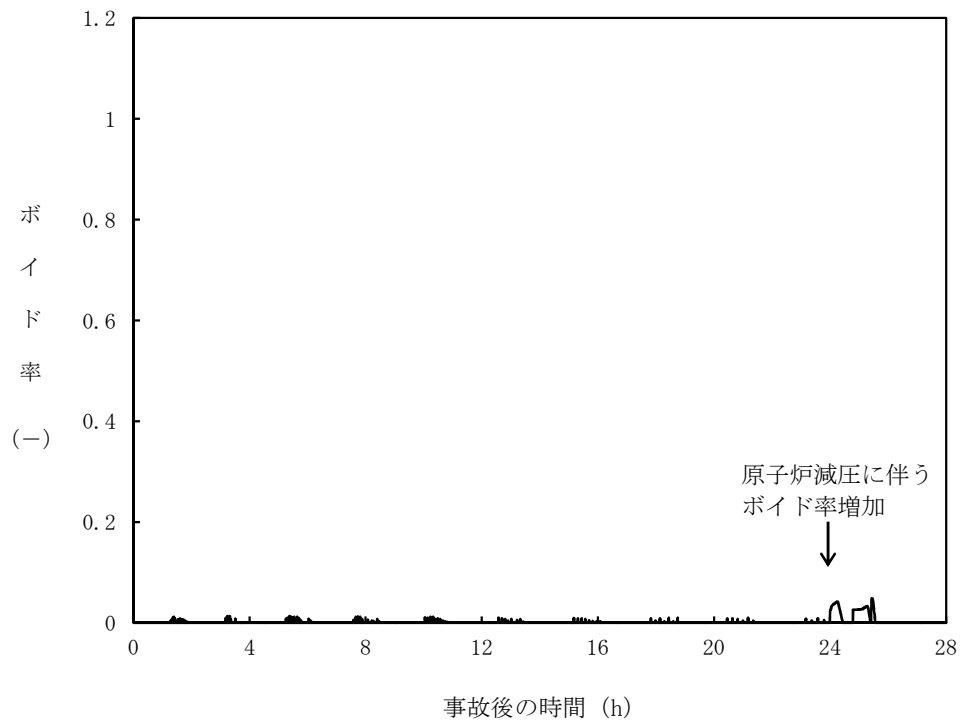


図 2.3.1.18 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

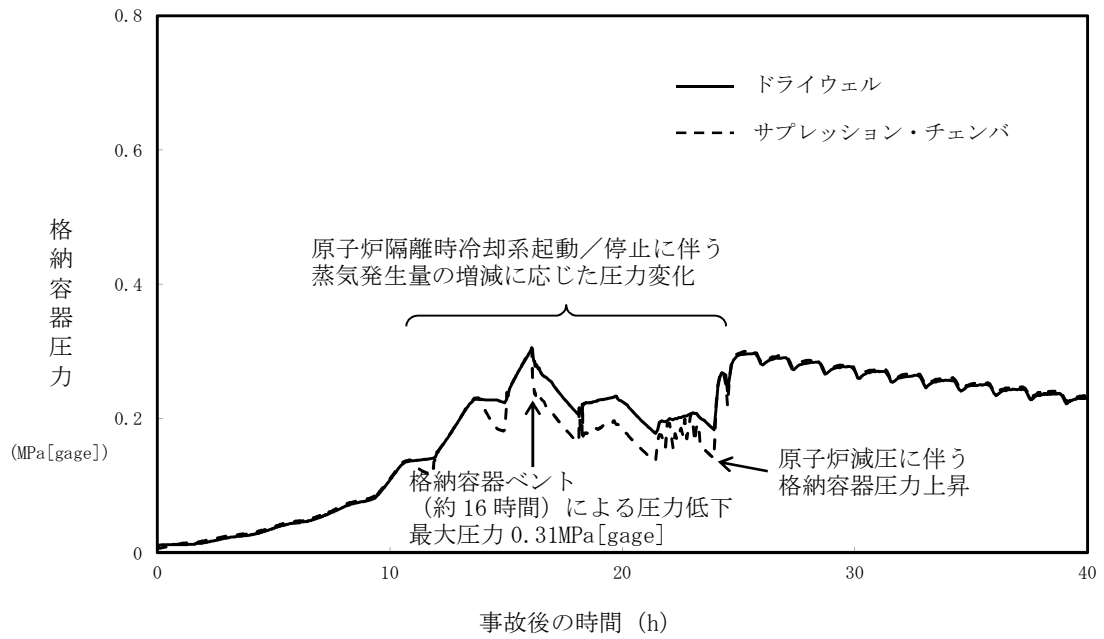


図 2.3.1.19 格納容器圧力の推移

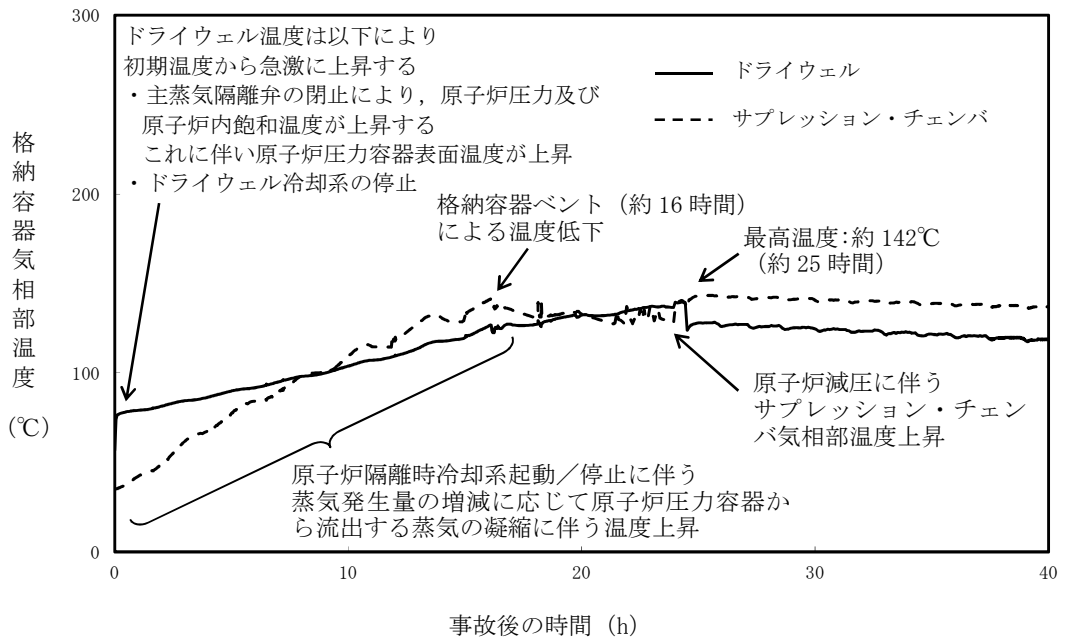


図 2.3.1.20 格納容器気相部温度の推移

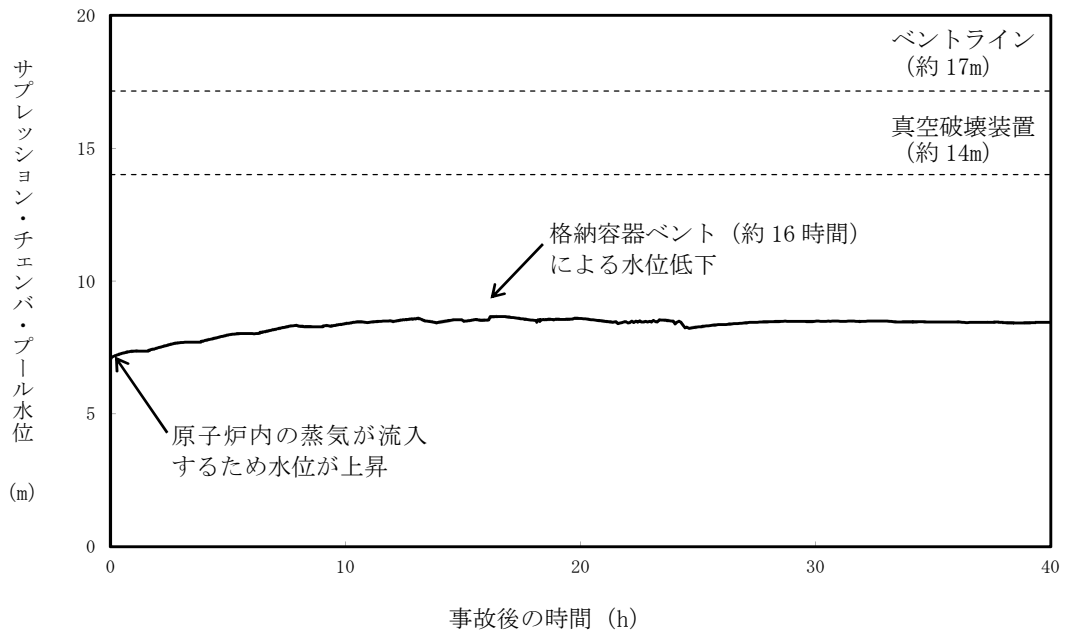


図 2.3.1.21 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

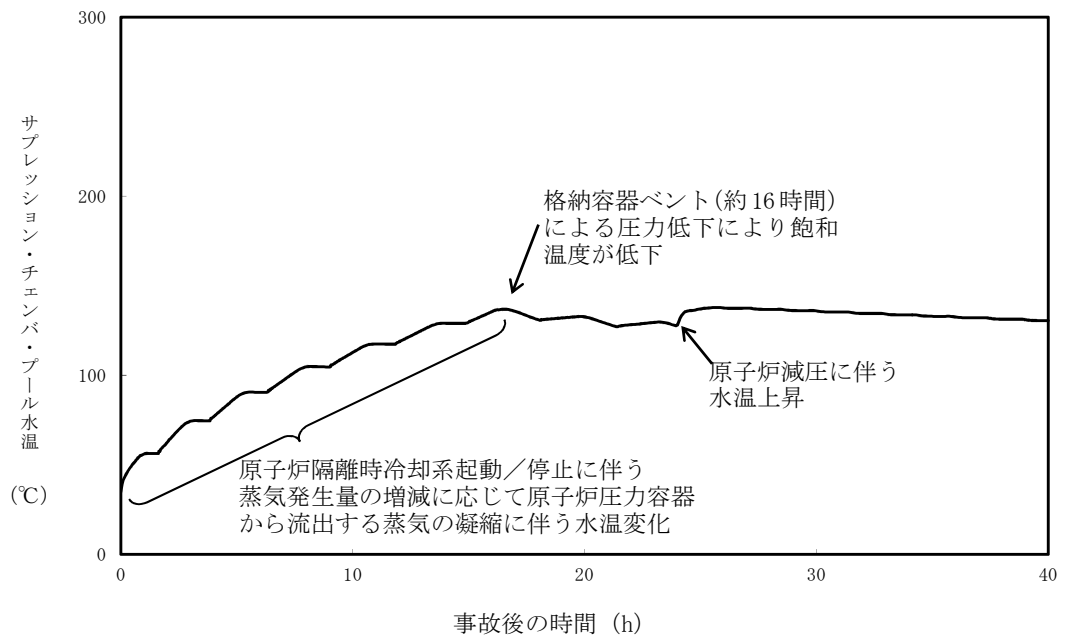


図 2.3.1.22 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.3.1.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）時における炉心損傷防止対策

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計（SA）
直流電源切替	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替えを実施し24時間にわたって直流電源の供給を行う	所内蓄電式直流電源設備	—	—
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位計 格納容器内雰囲気放射線レベル計（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル計（S/C） フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧計
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを手動起動し、逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の系統圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	代替原子炉補機冷却系	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】
残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイモード）】	代替原子炉補機冷却系	【残留熱除去系系統流量計】 格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） ドライウェル雰囲気温度計 サブプレッション・チェンバ気体温度計 サブプレッション・チェンバ・プール水温度計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

表 2.3.1.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	

表 2.3.1.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール 水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール 水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって, 外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定 して設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として, 外部電源を喪失するものとして 設定

表 2.3.1.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（3/5）

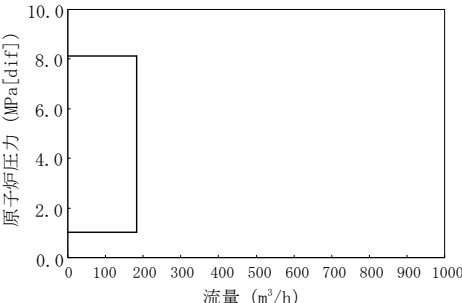
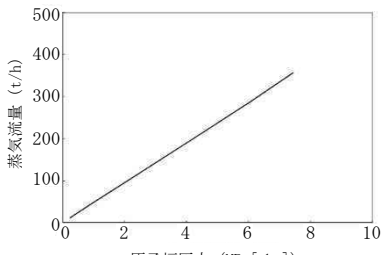
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において） にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開放することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	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

表 2.3.1.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（4/5）

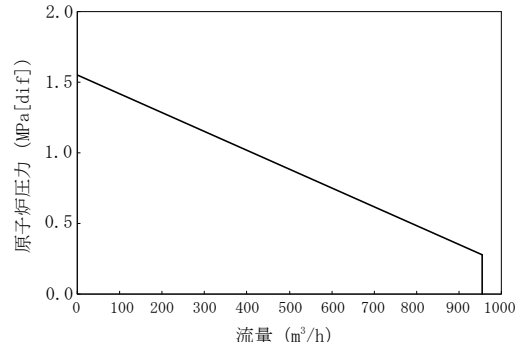
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m ³ /h（0.27MPa[dif]において）にて注水 残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性	
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃、海水温度 30℃において） 	残留熱除去系の設計値として設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃、海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

表 2.3.1.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（5/5）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

敷地境界での実効線量評価について

【事象の概要】

1. 全交流動力電源喪失が発生するが、原子炉隔離時冷却系により原子炉への注水は継続され、炉心冠水は維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッション・チェンバ（S/C）に移行する。
2. 全交流動力電源喪失発生から約16時間後、格納容器圧力0.31MPa[gage]到達により格納容器ベントを実施する。

【評価結果】

敷地境界での実効線量は、5mSvに対して十分小さい。（ドライウェル、サブプレッション・チェンバのいずれのベントラインを経由した場合であっても、原子炉圧力容器から逃がし安全弁を経由し、サブプレッション・チェンバに排出された気体を排出するため、サブプレッション・チェンバでのスクラビング効果に期待できる。このため、敷地境界での実効線量は同じ値となる。

なお、LOCA時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、格納容器スプレイによる除染係数(DF)100に期待できるため、サブプレッション・チェンバでのスクラビング効果より大きな効果を得ることができる。

排気筒から放出する場合
 相対濃度(χ/Q) 約 6.2×10^{-6} (s/m³)
 相対線量(D/Q) 約 1.2×10^{-19} (Gy/Bq)

敷地境界での実効線量
 約 4.9×10^{-2} mSv
 よう素：約 4.3×10^{-2} mSv
 希ガス：約 5.8×10^{-3} mSv

敷地境界での実効線量
 約 9.9×10^{-3} mSv
 よう素：約 7.0×10^{-4} mSv
 希ガス：約 9.2×10^{-3} mSv

格納容器圧力逃がし装置から放出する場合
 相対濃度(χ/Q) 約 1.2×10^{-5} (s/m³)
 相対線量(D/Q) 約 1.9×10^{-19} (Gy/Bq)

よう素フィルタの除染係数(DF) 50
 (有機よう素のみこの効果を考える。)

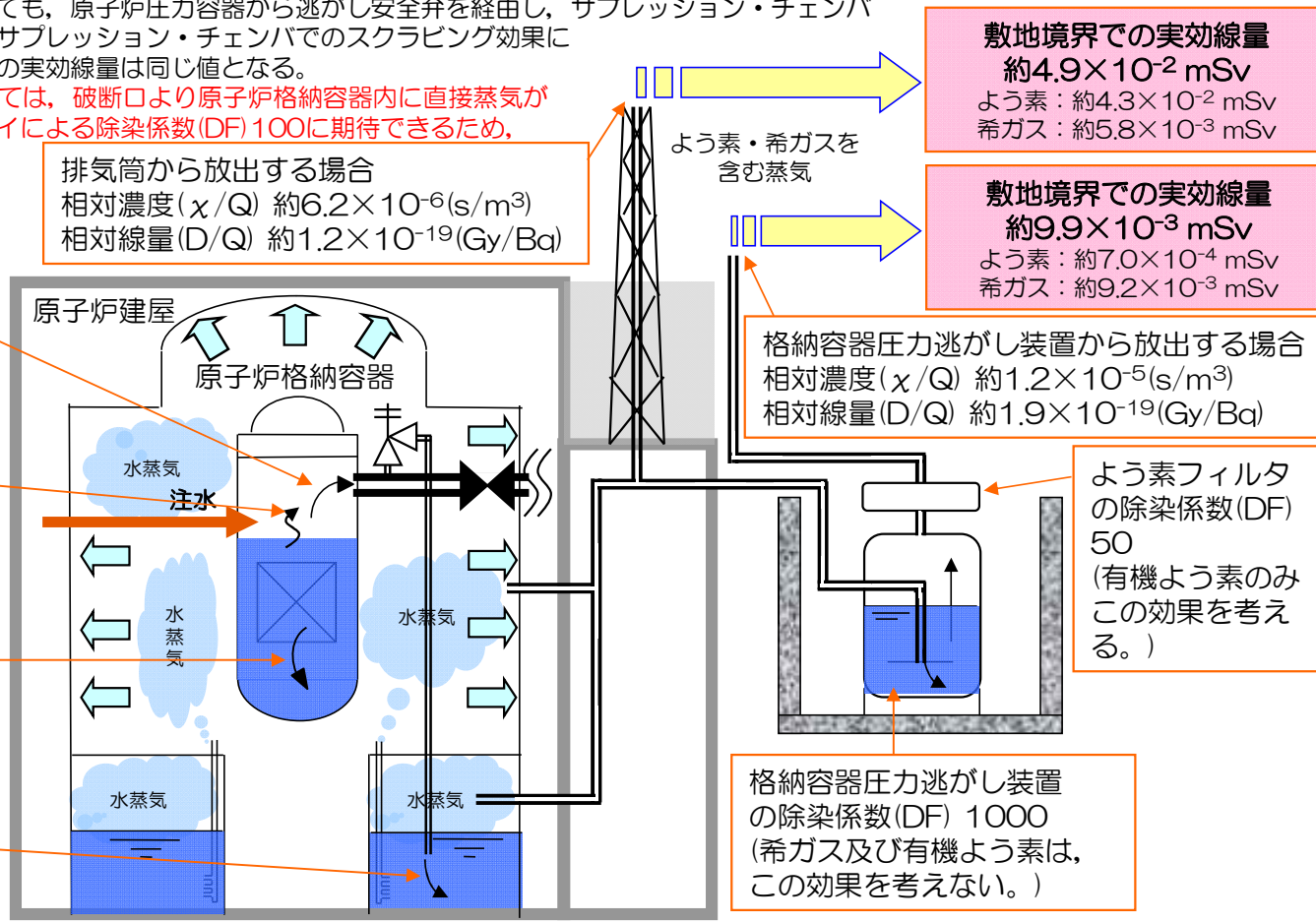
格納容器圧力逃がし装置の除染係数(DF) 1000
 (希ガス及び有機よう素は、この効果を考えない。)

格納容器ベント開始までに炉水中の無機よう素が気相部に移行する割合：6.21%

追加放出された有機よう素のうち、気相部へ移行する割合：10%

追加放出分
 希ガス 約 9.9×10^{14} Bq
 よう素 約 6.5×10^{13} Bq
 (無機：96%，有機：4%)
 炉水中の核分裂生成物
 よう素 約 1.3×10^{12} Bq

S/Cの除染係数(DF) 10※
 (希ガス及び有機よう素は、この効果を考えない。)
 ※ Standard Review Plan 6.5.5に基づき設定

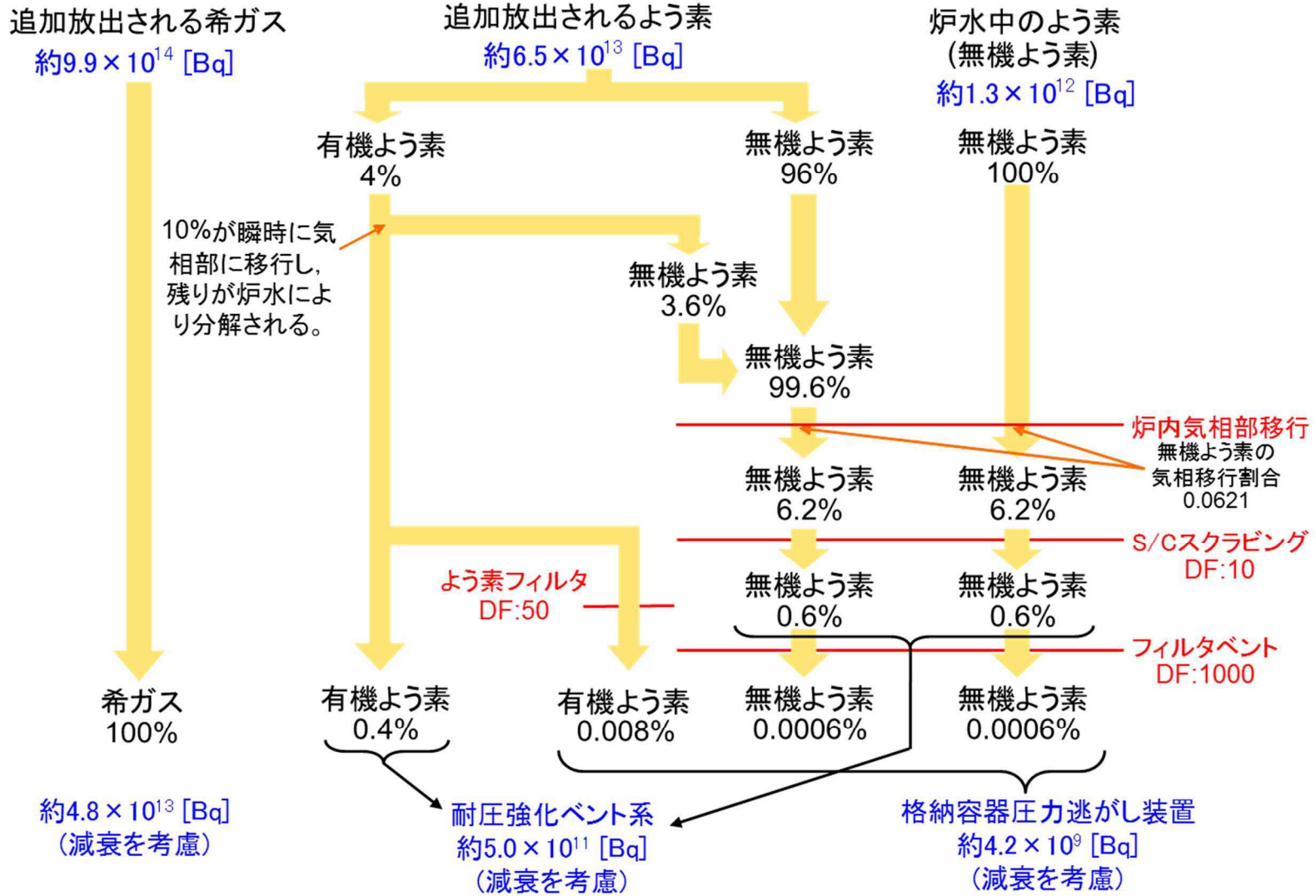


添 2.3.1.1-1

添付資料 2.3.1.1

核分裂生成物の環境中への放出について

添 2.3.1.1-2



蓄電池による給電時間評価結果について (6号炉)

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統, 常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 6A に接続されており, 非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A より給電される。全交流動力電源喪失時においては, 同蓄電池からの電源供給により, 原子炉隔離時冷却系が起動し, 原子炉注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に, 負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A-2 に切替え 11 時間稼働する。その後, 電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切替え 5 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 5,866Ah, 直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 3,572Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,786Ah であることに対し, 蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 6,000Ah, 直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 4,000Ah, AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから, 電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

(1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 6A

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：コントロール建屋地下中 2 階 (T. M. S. L. +0.1m)

名称：直流 125V 蓄電池 6A-2

型式：鉛蓄電池

容量：約 4,000Ah

設置場所：コントロール建屋地下 1 階 (T. M. S. L. +6.5m)

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 3,000Ah

設置場所：原子炉建屋 4 階 (T. M. S. L. +31.7m)

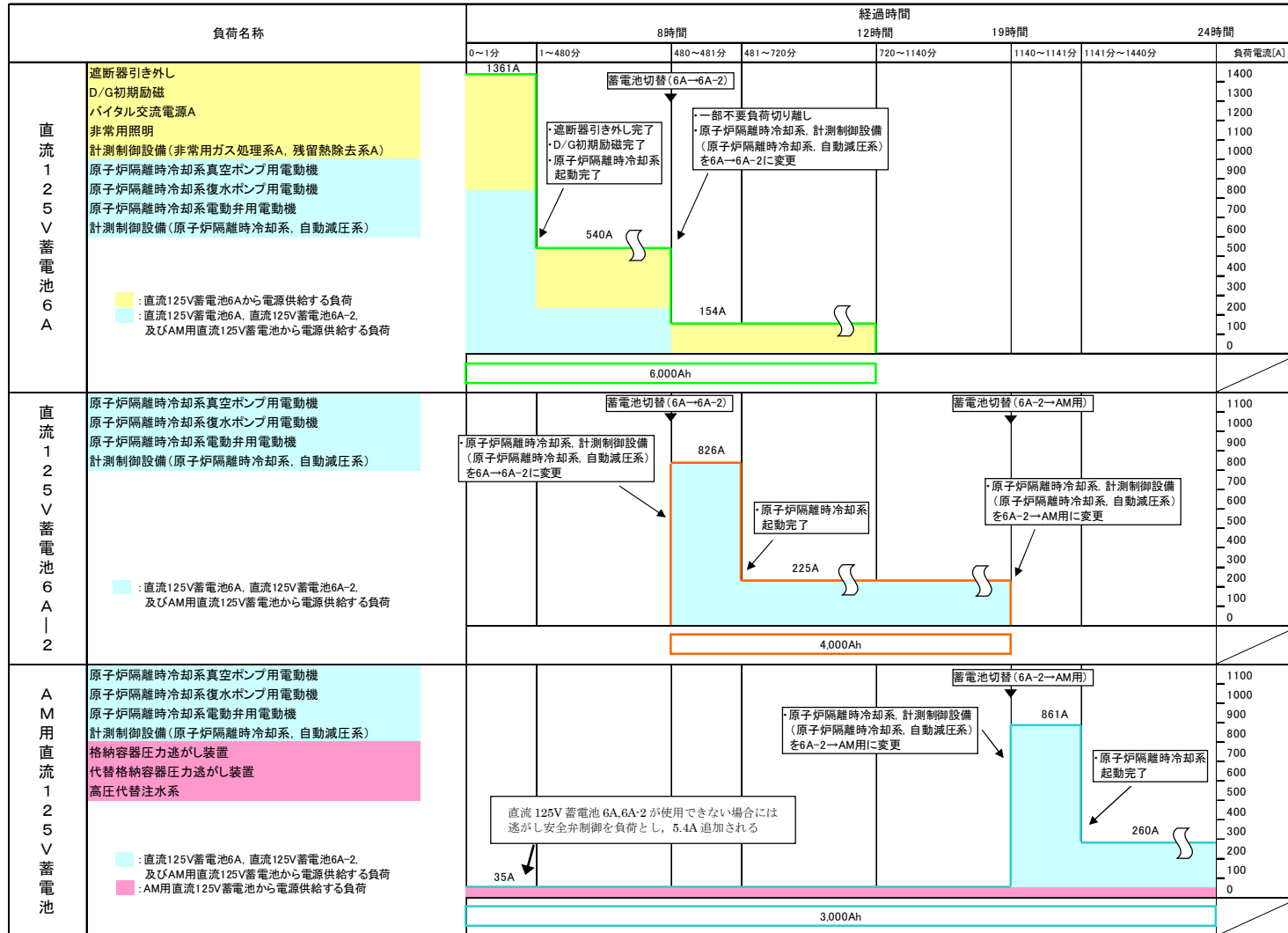


図 2.3.1.2-1 直流125V蓄電池6A, 6A-2, AM用直流125V蓄電池 負荷曲線

蓄電池による給電時間評価結果について（7号炉）

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統，常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 7A に接続されており，非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A より給電される。全交流動力電源喪失時においては，同蓄電池からの電源供給により，原子炉隔離時冷却系が起動し，原子炉注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に，負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A-2 に切替え 11 時間稼働する。その後，電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切替え 5 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 5,919Ah，直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 3,795Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,886Ah であることに対し，蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 6,000Ah，直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 4,000Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから，電源供給開始から 24 時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

(1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 7A

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：コントロール建屋地下中 2 階（T. M. S. L. +0.2m）

名称：直流 125V 蓄電池 7A-2

型式：鉛蓄電池

容量：約 4,000Ah

設置場所：コントロール建屋地下 1 階（T. M. S. L. +6.5m）

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 3,000Ah

設置場所：原子炉建屋 4 階（T. M. S. L. +31.7m）

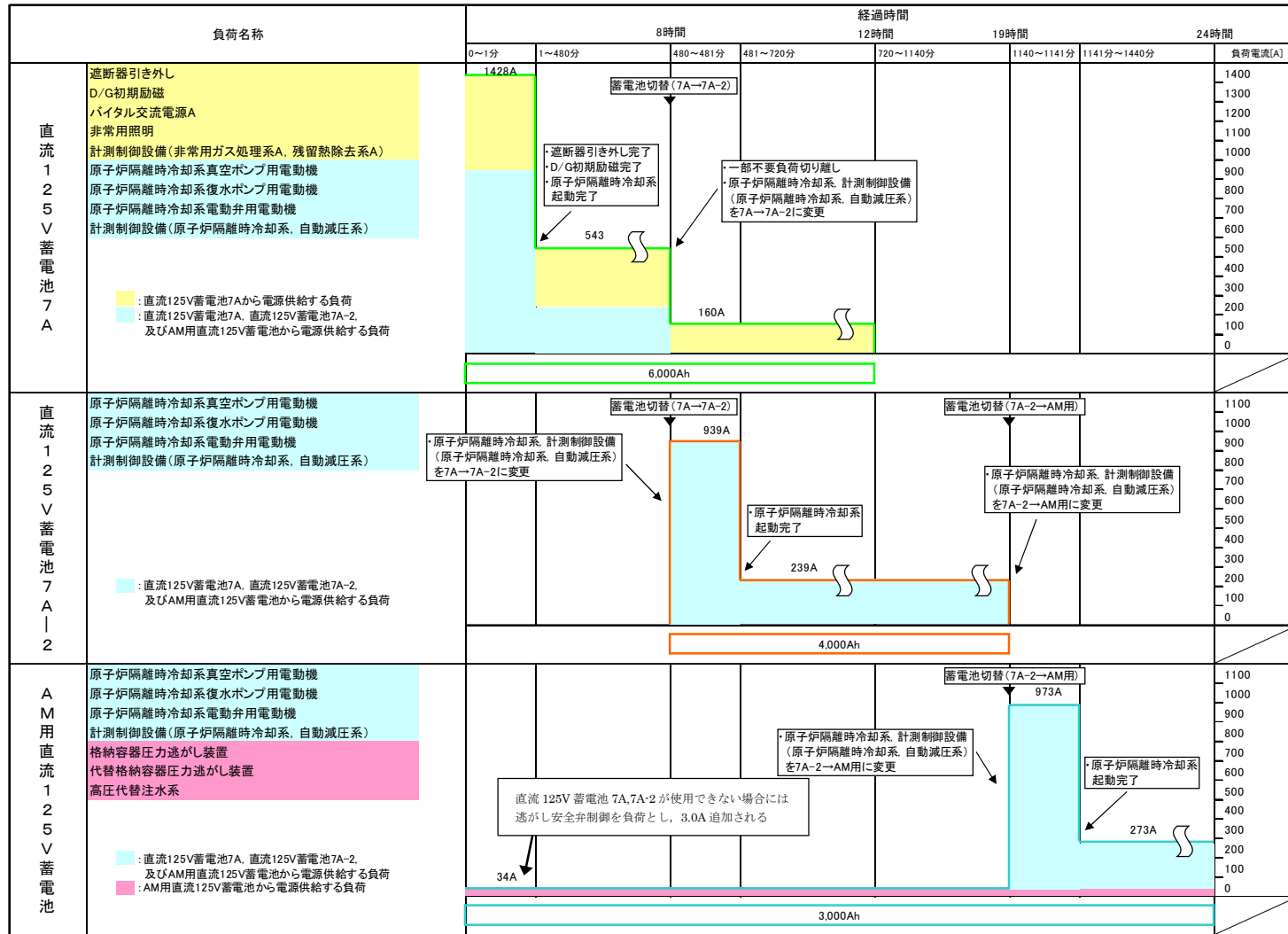


図 2.3.1.2-3 直流 125V 蓄電池 7A, 7A-2, AM用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

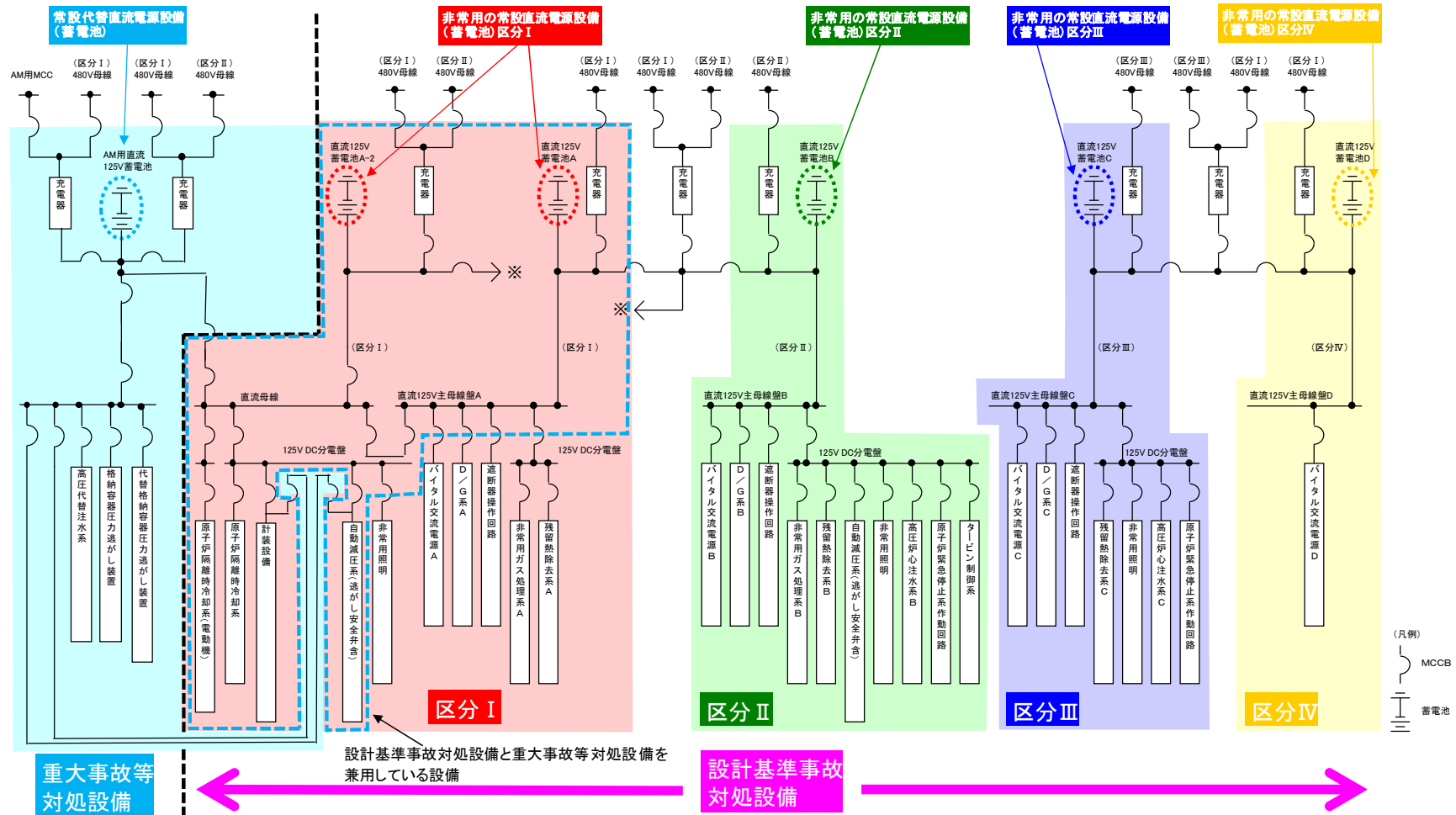


図 2.3.1.2-4 直流電源単線結線図 (7号炉)

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

有効性評価の全交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）時において、交流電源が喪失している 24 時間、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。

RCIC の起動から 24 時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁及び真空ポンプ並びに復水ポンプの電動機である。図 1 に RCIC の系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）の圧力及び水温の上昇や中央制御室・RCIC 室温の上昇が RCIC の継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（表 1 参照）。

表 1 に記載したそれぞれの要因は RCIC の 24 時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当と考える。

以 上

表 1 RCIC 継続運転の評価 (1/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	S/C のプール水の水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる	RCIC ポンプの第一水源は復水貯蔵槽（以下「CSP」という。）であるが、LOCA 信号 (L1.5 又は D/W 圧力高) かつ S/C 水位高信号の入力により、第二水源である S/C に水源が切替わる。一方で、SBO 時には S/C のプール水の冷却ができず、水温上昇が想定されるため、水源については運転員による中央制御室からの遠隔操作により再度 CSP に切替えることとなる。したがって、 <u>S/C のプール水の水温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u> なお、CSP は淡水貯水池の水を可搬型代替注水ポンプ等により補給するため水源が枯渇することはない
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため、S/C 圧力 0.34 MPa[gage]にて、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から約 16 時間後（最大圧力である炉心損傷前ベント直前）の S/C 圧力は約 0.31MPa[gage]であり、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、 <u>S/C 圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない</u>
中央制御室温上昇	中央制御室の RCIC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約 38℃（補足資料参照）と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃ ^{※1} を下回る。したがって、 <u>中央制御室の室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない</u>

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

表1 RCIC 継続運転の評価 (2/2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
RCIC ポンプ室の室温 上昇	RCIC のポンプ, 電気制御系統, 弁, タービン等の設計で想定している環 境の最高温度は, 事象発生から 24 時 間後では 66℃を想定している。SBO では換気空調系が停止しているた め, RCIC 室温が 66℃を超える可能性 が考えられる	RCIC 室内の発熱と RCIC 室部屋の放熱・吸熱の熱バランスから, 換気空調系停止後の RCIC 室の 最高温度は約 54℃ (補足資料参照) と評価され, RCIC 系の設計上想定している環境温度の上限 値である 66℃を下回る。したがって, <u>RCIC 室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u> なお, RCICタービン軸受けからの蒸気漏えいを防止しているバロメトリック・コンデンサはSBO 時であっても直流電源により機能維持されるため, 蒸気漏えいについても問題とならない。 また, 直流電源喪失時におけるRCIC運転についても福島第一原子力発電所2号炉での実績 ^{※2} よ り, 運転員が地震発生から約12時間後のRCIC室に入室できていたことや, 3月13日の計装設備点 検で原子炉建屋に入域できたことが確認されているため, 軸受けから原子炉建屋への大量の蒸 気の漏えいにより, RCICの継続運転や現場作業が困難になることはないと考えられる

※2 福島原子力事故調査報告書 別紙2「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について (平成24年6月版)」

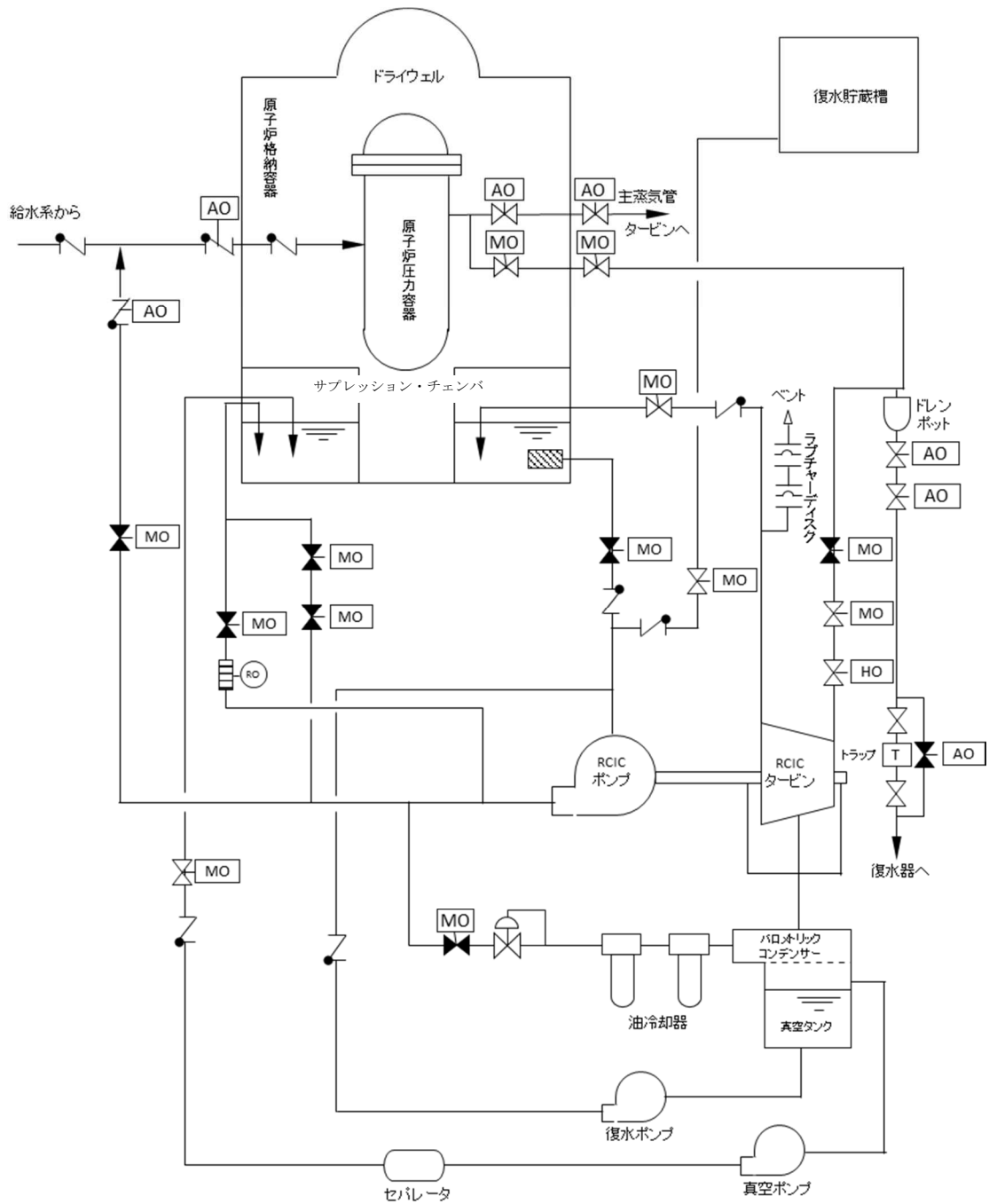


図 1 RCIC 系統構成概略図

全交流動力電源喪失時における RCIC 室・中央制御室の温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図1参照）。

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

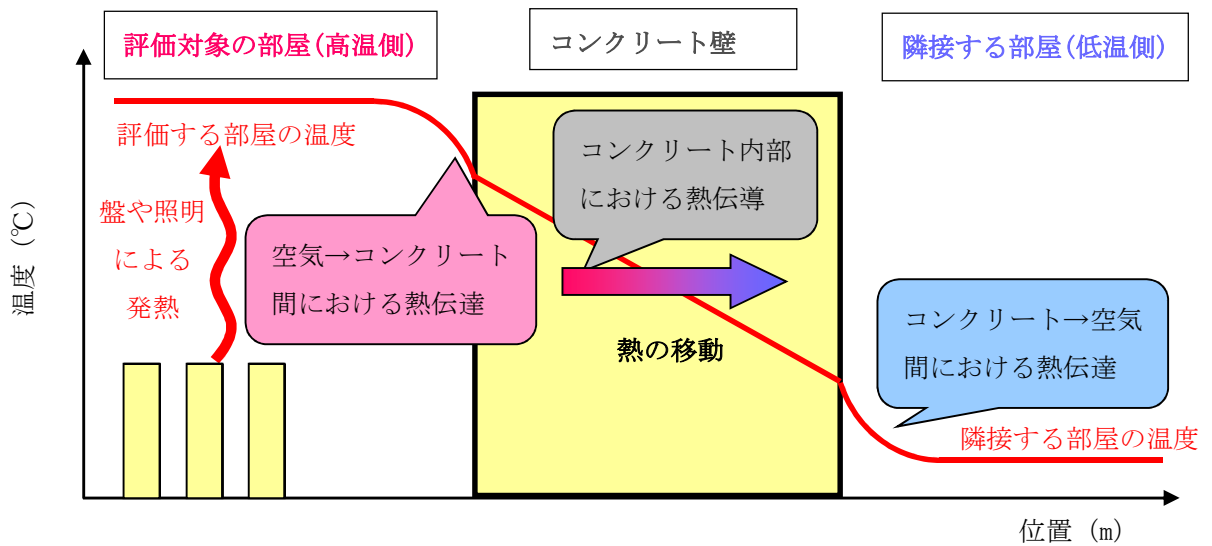


図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象とする部屋の条件：表1参照
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
 - ： 一般エリア 40℃
 - 屋外 32℃（夏期設計外気温）
 - S/C 138℃（有効性評価 SB0時の最高温度）
 - 地中 18℃
- ・壁-空気の熱伝達率： W/m²℃（無換気状態）[出典：空気調和衛生工学便覧]
- ・コンクリート熱伝導率： W/m℃[出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件（6号炉の場合）

	中央制御室	RCIC室
発熱負荷[W]		
容積[m ³]		
熱容量[kJ/°C]		
初期温度[°C]	26	40

(3) 評価結果

全交流電源喪失時において、事象発生後24時間のRCIC室最高温度は約54℃、中央制御室の最大温度は約38℃となり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。

以 上

逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について

1. 逃がし安全弁について

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

(1) 逃がし弁機能

本機能における逃がし安全弁は、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ため、原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(2) 安全弁機能

本機能における逃がし安全弁は、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ため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力の上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(3) 自動減圧機能

自動減圧機能は、非常用炉心冷却系の一部であり、原子炉水位低とドライウェル圧力高の同時信号により、ピストンを駆動して逃がし安全弁を強制的に開放し、LOCA 時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧注水系の早期の注水を促す。18 個の逃がし安全弁のうち、8 個がこの機能を有している。

(4) その他の機能

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

表 1 に、逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。

表 1. 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力

(逃がし弁機能の吹き出し圧力)

吹出圧力 (MPa [gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考
7.51	1	363	P
7.58	1	367	J
7.65	4	370	B, G, M, S
7.72	4	373	D, E, K, U
7.79	4	377	C, H, N, T
7.86	4	380	A, F, L, R

(安全弁機能の吹き出し圧力)

吹出圧力 (MPa [gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備考
7.92	2	395	P, J
7.99	4	399	B, G, M, S
8.06	4	402	D, E, K, U
8.13	4	406	C, H, N, T
8.20	4	409	A, F, L, R

※：囲み文字は、自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。

2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のためにアクチュエータを作動するため、窒素を消費する。表 2 に逃がし安全弁（ADS 機能付き）及び逃がし安全弁（ADS 機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

表 2. 逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (ADS 機能付き)	1 回 (ドライウェル最高使用圧力 (310kPa[gage]) 又は 5 回 (ドライウェル通常圧力 (13.7kPa[gage] 以下)	ADS 機能用 アキュムレータ (200 L)	図 1 参照
	1 回 (ドライウェル通常圧力 (13.7kPa[gage] 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (15 L)	
逃がし安全弁 (ADS 機能なし)	1 回 (ドライウェル通常圧力 (13.7kPa[gage] 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (15 L)	図 2 参照

逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常用系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等により構成し、窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常用系は窒素ガスボンベ、減圧弁等から構成され、独立した A 系、B 系の 2 系列から成る高圧窒素ガス供給系及び代替高圧窒素ガス供給系より供給される。また、常用系と非常用系の間にはタイラインを設け、通常時は、非常用系へも常用系の不活性ガス系から供給される。図 3 に系統構成図を示す。

LOCA 後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（ADS 機能付き）のアキュムレータに対し、窒素ガスを供給する。このとき常用系が健全であれば、常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常用系の圧力低下の信号により連絡弁を閉じ、非常用系（窒素ガスボンベ）より供給する。

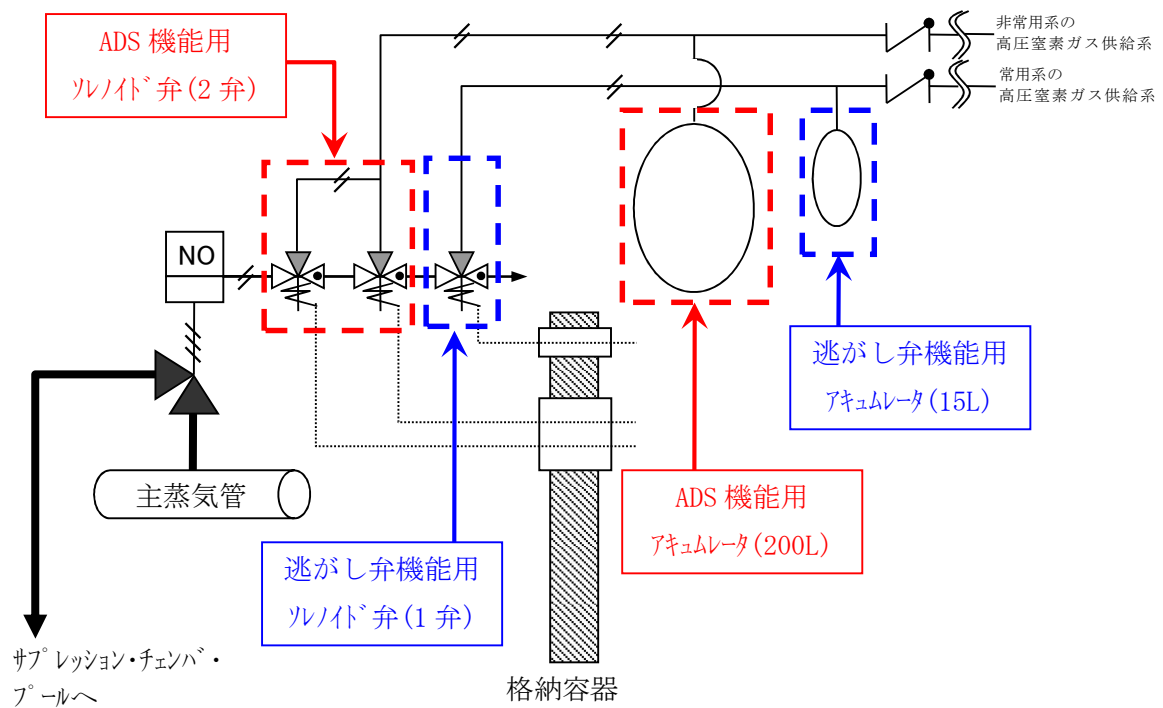


図 1. 逃がし安全弁 (ADS 機能付き) 概略図

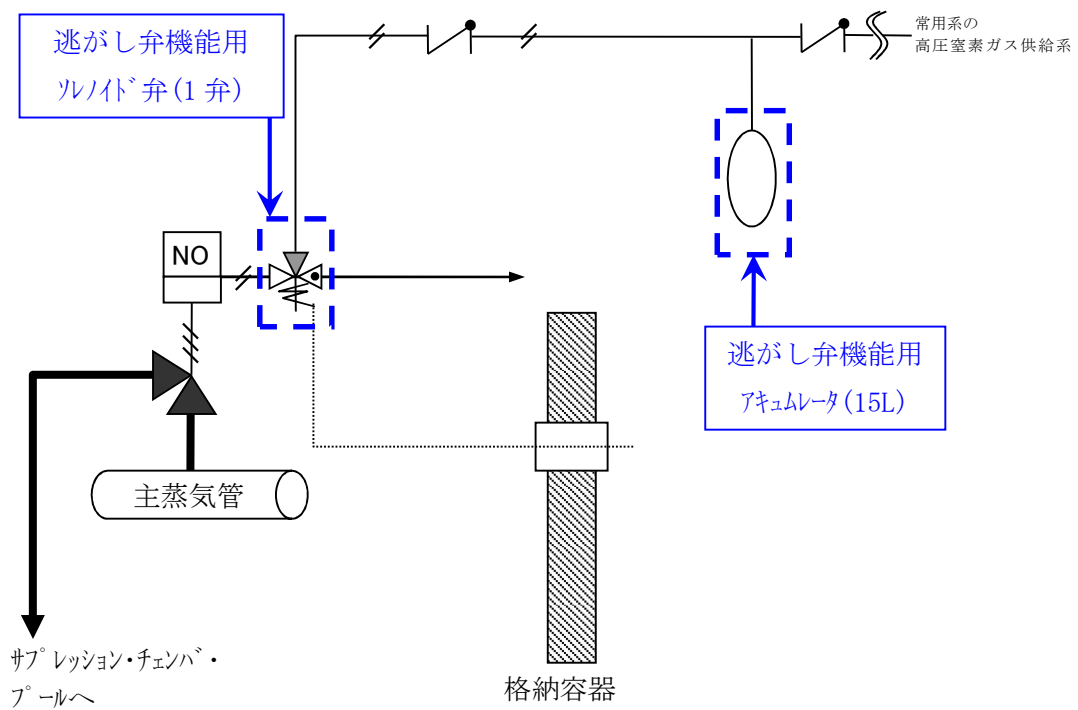


図 2. 逃がし安全弁 (ADS 機能なし)

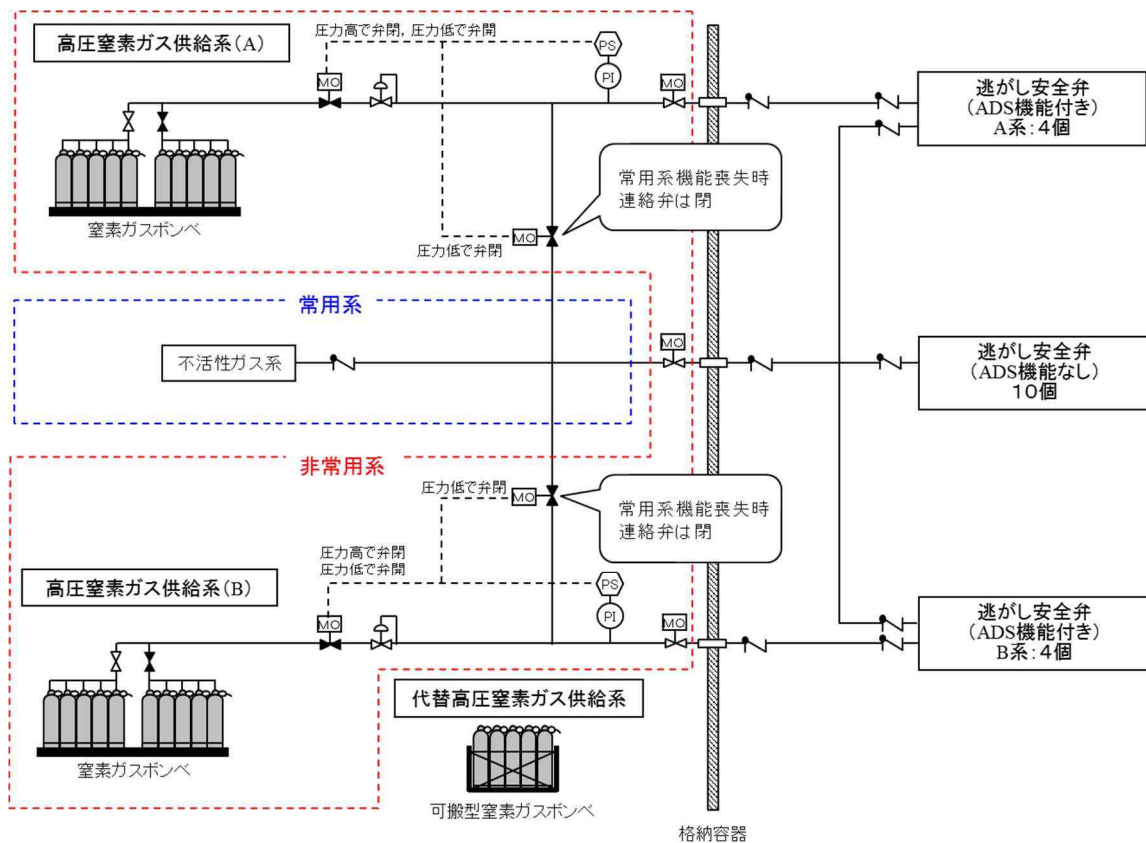


図 3. 高圧窒素ガス供給系及び代替高圧窒素ガス供給系 系統概要図

3. 常用系の高圧窒素ガス供給系が機能喪失した場合の有効性評価への影響について

有効性評価の全交流動力電源喪失シナリオにおいて、逃がし弁機能の最低設定圧力 (7.51MPa[gage]) にて原子炉を圧力制御することを前提としている。しかしながら、不活性ガス系からの窒素供給が機能喪失し、各逃がし弁用のアキュムレータに窒素が供給されないうまま、長期間の事故により各弁のアキュムレータ内の窒素を消費した場合、最終的に安全弁機能の最低設定圧力 (7.92MPa[gage]) で圧力は制御されることとなる。

上記の状態においても、原子炉隔離時冷却系による注水は可能であり、原子炉系の最高使用圧力 (8.62MPa[gage]) 以下での制御されるため問題とならない。

図 4 から図 7 に安全弁機能を使用した場合の全交流動力電源喪失時の感度解析の結果を示す。図 4 に示すとおり、原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として原子炉格納容器に排気されるタイミングの差異は生じるが、圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉の影響は軽微で、格納容器ベント (1Pd 到達) の実施時期を含めて原子炉格納容器除熱への影響はない。

また、低圧注水等に移行するための急速減圧は、自動減圧用のアキュムレータを用いるため、逃がし弁用のアキュムレータ内の窒素の消費の状況に係わらず操作は可能であり、逃がし安全弁の吹出圧力が 7.51MPa[gage] から 7.92MPa[gage] に上昇することで、急速減圧時の減圧前の圧力が上昇するが、減圧時間に対する影響は軽微で、図 6 に示すとおり燃料被覆管温度に対しても有為な影響はない。

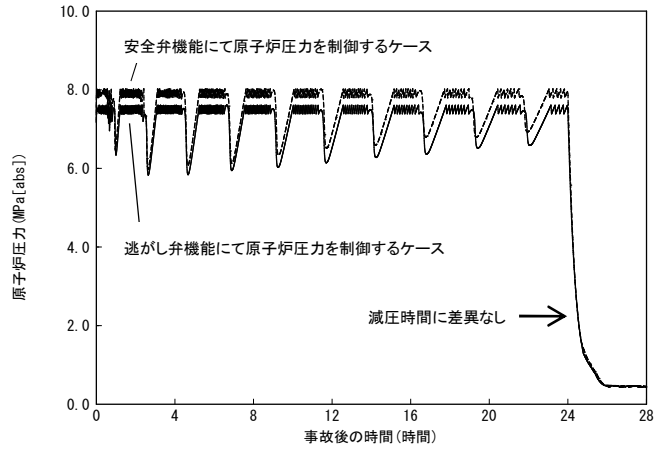


図 4. 原子炉圧力の変化

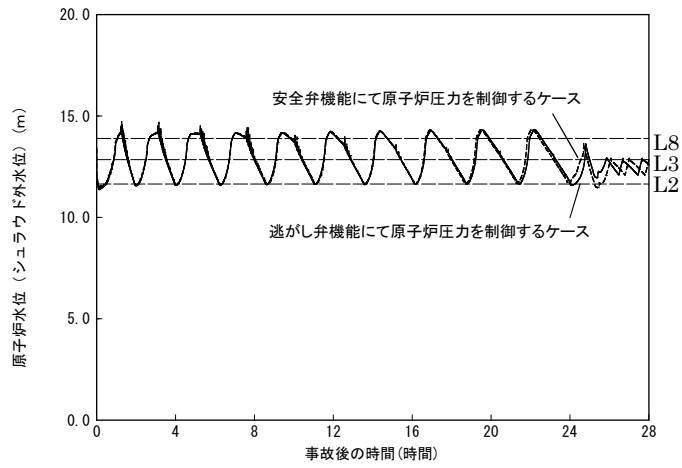


図 5. 原子炉水位の変化

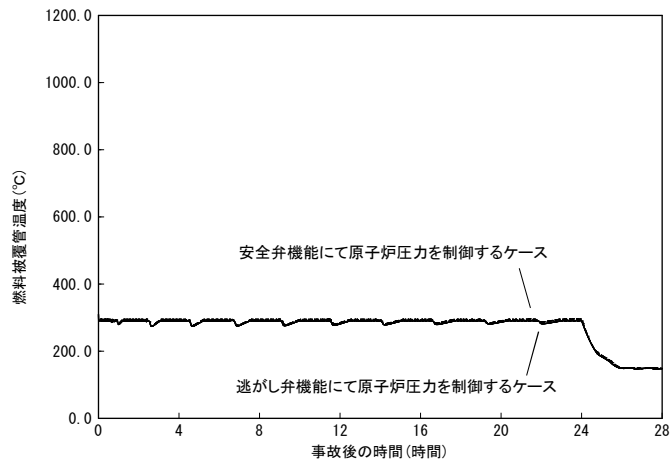
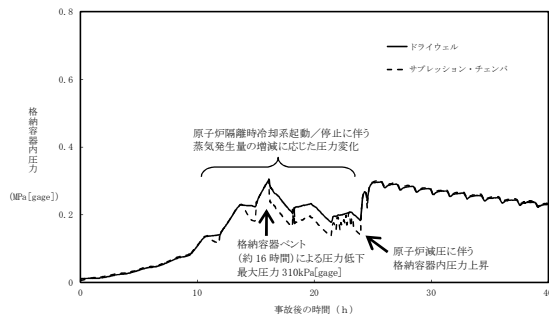
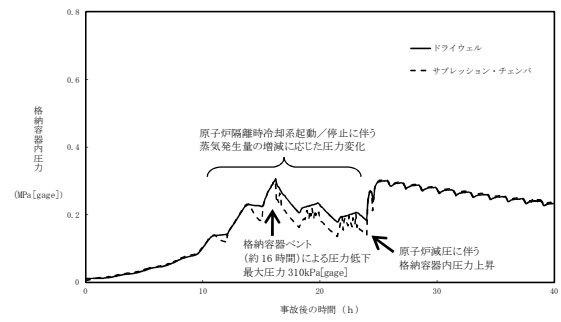


図 6. 高出力燃料集合体の燃料被覆管の温度の変化



(a)逃がし弁機能



(b)安全弁機能

図 7. 格納容器圧力の変化

4. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る実態と解析の違い

常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば、逃がし安全弁の逃がし弁機能のアクムレータに、不活性ガス系から窒素が供給され、逃がし弁機能の最低設定圧力の 7.51MPa[gage] で原子炉の圧力は制御される。地震等により、常用系が使用不可の場合は、7.51MPa[gage] から徐々に吹出圧力が上昇し、最終的には安全弁機能の最低設定圧力の 7.92MPa[gage] で圧力は制御される。

有効性評価では、逃がし弁機能の最低設定圧力 (7.51MPa[gage]) で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実態の運用としては、事故時運転操作手順書 (徴候ベース) に定めるとおり、逃がし安全弁による減圧にあたっては、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇を均一にするため、水温を監視しながら、なるべく離れた排気管クエンチャ位置の弁を順次開放することとしている。なお、安全弁機能で圧力制御される場合においても逃がし安全弁のうち安全弁機能の最低設定圧力 (7.92MPa[gage]) を有する弁は 2 個あり、図 8 に示すように当該弁はサブプレッション・チェンバ・プールの対角位置に設置されていることから、安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても、原子炉から放出される水蒸気が 1 カ所に偏らないよう考慮されている。

5. 原子炉圧力制御に係るサブプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響

「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第 5 部 MAAP 別添 1 (補足) 圧力抑制プール (S/C) の温度成層化の影響について」(以下「解析コード資料」という。)にて、温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえた考察を纏めており、これを踏まえ、ABWR におけるサブプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の影響について、以下に述べる。

解析コード資料で参照した 2F-4 の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの位置関係は図 9 と同様な位置関係であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉の減圧状態を維持して低圧代替注水系 (常設) を用いた原子炉注水を行う場合には、サブプレッション・チェンバ・プールの温度成層化の発生の可能性はあるが、図 9 に示すとおり柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の逃がし安全弁クエンチャの排気口はサブプレッション・チェンバ・プールの底部から約 2m 程度下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サブプレッション・チェンバ・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した 2F-4 と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

図 8. サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図

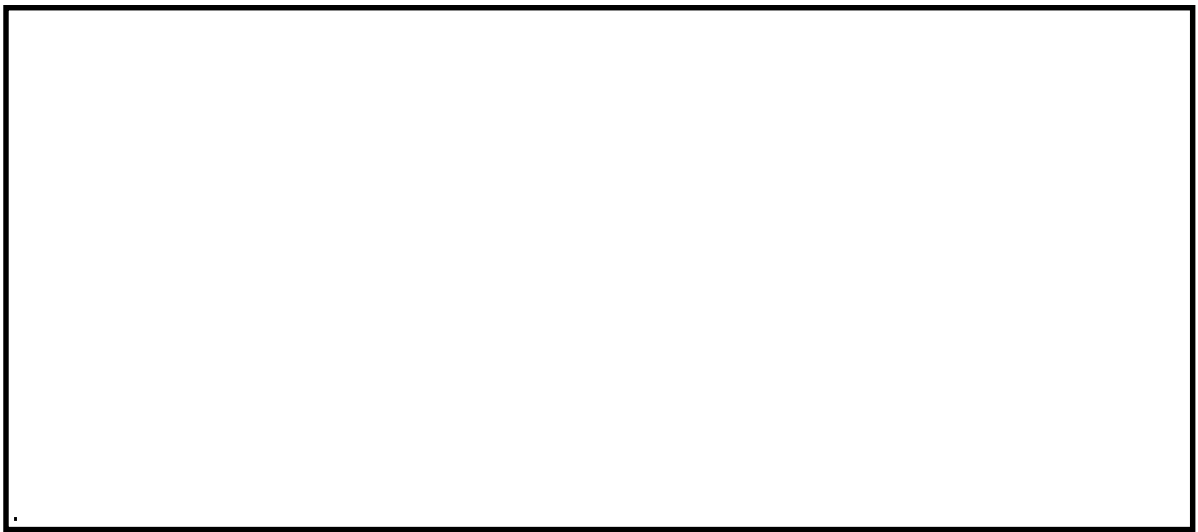


図 9. サプレッション・チェンバ・プール内の逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパー ज्याの配置図

安定状態について

全交流動力電源喪失時の安定状態については以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。そして，事象発生 24 時間以降は常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後，原子炉減圧し，その後，逃がし安全弁を開維持することで，低压代替注水系（常設）による注水継続により，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低压注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが，実効線量は約 4.9×10^{-2} mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく，敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（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相まってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	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	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（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り、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから運転員等の判断・操作に与える影響はない	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、実験結果と概ね同等の結果が得られている また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧注水系を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧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 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（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ト水位が取り扱えれば十分である。このため, 特段の不確かさを考慮する必要はない	原子炉隔離時冷却系による注水は自動起動であるため, 運転員等操作時間に与える影響はない 原子炉減圧後の注水開始は, 原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても, これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお, 解析コードでは, シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい	シュラウド外水位を適切に評価することから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい なお, 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく, 炉心は冠水維持されるため, 燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることはないことから影響を与えることはない
	冷却材放出(臨界 流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において, 圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており, 臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない	解析コードでは, 原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが, 注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり, 原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は, 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, 原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし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, 平衡均質流に達するのに十分な長さであることから, 管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ, 平衡均質臨界流モデルを適用可能である なお, 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく, 炉心は冠水維持されるため, 燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることはないことから影響を与えることはない
	ECCS注水(給 水系・代替注水設 備含む)	原子炉注水系モ デル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており, 実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え, 燃料被覆管温度を高めに評価する	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器	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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されるものの、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と考えられる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、原子炉格納容器内温度及び圧力を起点としている原子炉格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性）スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさによる解析結果への影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる（ベント流量） -格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき入力値に与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失））（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05～7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、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く、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91～約110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力上昇は遅くなるが、格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	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、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失））（2/3）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約19kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約19kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェルサプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェルサプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなることがあり、原子炉水位挙動に影響する可能性があるが、この顕熱分の影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが、その影響は小さく評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失））（3/3）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定		
	外部電源	外部電源なし	—	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として、冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として、冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として、冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として、冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにてスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにてスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、伝熱容量は、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	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 また、伝熱容量は、解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作時間に与える影響はない	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない
代替原子炉補機冷却系	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない	

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (1/5)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	常設直流電源切替操作 (A→A-2)	事象発生8時間経過するまで	<p>【認知】 常設直流電源 (A→A-2) 切替は, 全交流電源喪失から事象発生8時間経過するまでであり, 経過時間を認識しながら対応操作を実施するため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 本切替操作は現場操作であり, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員を配置している。当該運転員は, 事象発生1時間後までは常設代替交流電源設備の準備操作を行うが, その後, 事象発生8時間後までは重複する他の作業はないため, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場であるコントロール建屋地下1階及び原子炉建屋地下1階の切替盤までのアクセスルートは, コントロール建屋及び原子炉建屋の非管理区域のみであり, 通常15分程度で移動可能であるが, 余裕を含めて30分の移動時間を想定している。また, アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 本切替操作はスイッチ2箇所の操作であり, 4分程度で操作可能であるが, 余裕を含めて15分の操作時間を想定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【他の並列操作有無】 本切替操作は停電切替操作となるため, 負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となる。このため, 原子炉水位維持の観点から, 原子炉水位 (レベル8) にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替操作を行う等, 安全側の操作を臨機に行うため, 原子炉水位の状況等により, 操作開始時間が変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	本操作は停電切替操作であり, 負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから, 原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが, 炉心は冠水維持されるため問題とならない	実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが, 直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり, 操作開始時間が変動しても, 枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない	原子炉水位高 (レベル8) 到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが, 原子炉水位高 (レベル8) から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	現場モックアップ等による実績では, 常設直流電源 (A→A-2) 切替操作は, 移動時間を含め約15分で操作可能なことを確認した	
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から12時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から12時間あり時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間90分想定のところ, 訓練実績等により約70分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間180分想定のところ, 訓練実績等により約150分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ, 電源車及び常設代替交流電源設備)	事象発生から12時間後以降, 適宜	各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から12時間あり時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (6号及び7号炉:各2台), 代替原子炉補機冷却系用の電源車 (6号及び7号炉:各2台) 及び常設代替交流電源設備 (6号及び7号炉で1台) への燃料給油を期待している 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は, 所要時間180分想定のところ訓練実績等では約112分, 電源車への給油作業は, 所要時間120分想定のところ訓練実績等では約90分, 常設代替交流電源設備への給油作業は, 所要時間540分想定のところ訓練実績等では約176分であり, 想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (2/5)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa[gage]) に到達するのは, 事象発生約 16 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における状態監視と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員は, 他の作業を兼任しているが, それら作業は事象発生約 12 時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの準備操作及び開始操作に与える影響はなし。よって, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 運転員 (現場) は, 中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは, 通常 10 分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。二次格納施設内までのアクセスルートは, 通常 10 分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また, 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる職員の体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 全交流動力電源喪失時の炉心損傷前の格納容器ベントについて, 運転員 (現場) の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。また, 二次格納施設内で電動弁の手動操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。緊急時対策要員 (現場) の格納容器ベント準備操作 (格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備) は, 現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。また, 格納容器ベント開始操作は, 運転員 (現場) による格納容器ベント操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作であり, 本操作は, 格納容器圧力の上昇傾向を監視したうえで, 予め準備し格納容器圧力 0.31 MPa[gage] 到達時に実施する。よって, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており, 格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約 16 時間後であり, 格納容器ベント準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, 格納容器ベント操作も同様に格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって, 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。操作開始時間が遅れた場合においても, 格納容器限界圧力は 0.62MPa[gage] のため, 格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は, 解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており, 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>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 16 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。また, 格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが, 格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力 0.62MPa[gage] に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約 38 時間であり, 約 20 時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある</p>	<p>現場モックアップ等による実績では, 運転員 (現場) の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は, 伸縮継手を用いた他の弁の操作により移動時間を含め約 10 分の操作時間で完了する見込みを得た。二次格納施設内で電動弁の手動操作は, 移動時間を含め約 35 分の操作時間で完了する見込みを得た。格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整は, 設備設置中のため, 同様の弁の手動操作時間を考慮して, 移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 格納容器ベント操作は, 伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作を移動時間を含め約 10 分の操作時間で完了する見込みを得た。よって, 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (3/5)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替直流電源切替操作 (A-2→AM)	事象発生19時間経過するまで	常設直流電源 (A-2→AM) 切替は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。直流電源が枯渇しないよう設定	<p>【認知】 常設直流電源 (A-2→AM) 切替は, 全交流電源喪失から事象発生19時間経過するまでであり, 経過時間を認識しながら対応操作を実施するため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 本切替操作は現場操作であり, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員を配置している。当該運転員は, 事象発生19時間後頃に重複する他の作業はないため, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場であるコントロール建屋地下1階及び原子炉建屋地下1階の切替盤までのアクセスルートは, コントロール建屋及び原子炉建屋の非管理区域のみであり, 通常15分程度で移動可能であるが, 余裕を含めて30分の移動時間を想定している。また, アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 本切替操作はスイッチ2箇所での操作であり, 4分程度で操作可能であるが, 余裕を含めて10分の操作時間を想定している。よって, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【他の並列操作有無】 本切替操作は停電切替操作となるため, 負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となる。このため, 原子炉水位維持の観点から, 原子炉水位 (レベル8) にて原子炉隔離時冷却系が停止した際に本切替操作を行う等, 安全側の操作を臨機に行うため, 原子炉水位の状況等により, 操作開始時間が変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	本操作は停電切替操作であり, 負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから, 原子炉水位の状況により切替操作の操作開始時間は変動する可能性があるが, 炉心は冠水維持されるため問題とならない	実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが, 直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり, 操作開始時間が変動しても, 枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない	原子炉水位高 (レベル8) 到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替操作を実施するが, 原子炉水位高 (レベル8) から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	現場モックアップ等による実績では, 常設直流電源 (A-2→AM) 切替操作は, 移動時間を含め約15分で操作可能なことを確認した
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	訓練実績等より, 運転員による常設代替交流電源設備の起動操作, 並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し, 想定と同じ約70分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した

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

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員 (事故後 10 時間以降の参集要員) が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避 (想定約 30 分間) を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため, 操作開始時間が早まる可能性があり, 格納容器の温度及び圧力を早期に低下させる	操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は, 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から早まる可能性がある。この場合, 格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお, 常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合, 代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても, 常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため, 評価項目となるパラメータに影響しない	事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後としており, 4 時間程度の準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	訓練実績等より, 代替原子炉補機冷却系の移動・配置, フランジ接続, 及び電源車のケーブル接続等を含め, 想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)) (5/5)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 復水移送ポンプの起動を確認し, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) 運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 残留熱除去系ポンプを起動し, 格納容器スプレイモードのための系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

7日間における水源の対応について（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失））

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³
淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系による原子炉注水
事象発生後24時間は原子炉隔離時冷却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）の間で注水する）

②低压代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生から24時間後の原子炉減圧後は、
低压代替注水系（常設）により注水する。

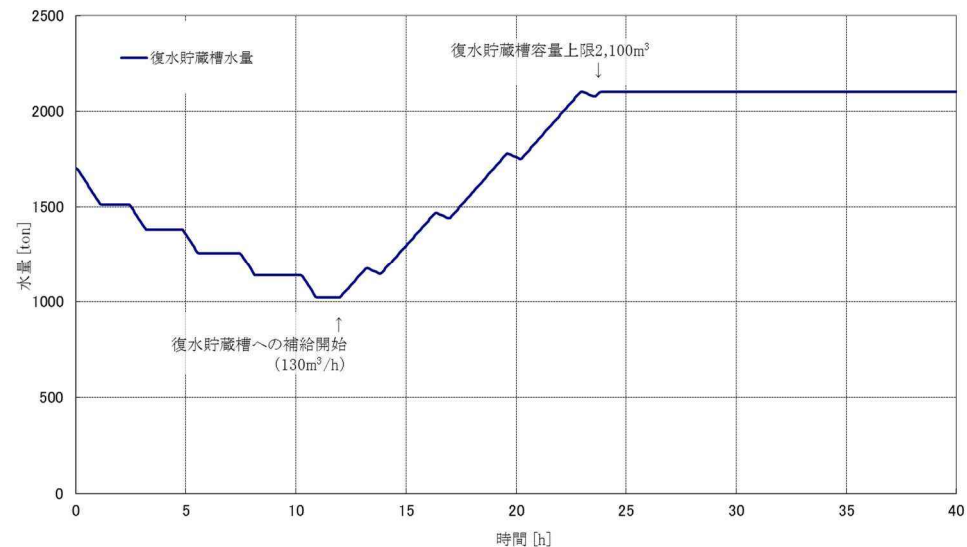
③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
事象発生12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価（右上図）

事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。
事象発生12時間後からは、復水貯蔵槽への補給を開始するため復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約1,600m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約3,200m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に1,700m³及び淡水貯水池に18,000m³の水を保有することから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失））

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約948kL</u>	6号及び7号炉軽油タンク各 <u>約1,020kL</u> 及びガスタービン 発電機用燃料タンク <u>約200kL</u> の容量（合計）は <u>約2,240kL</u> であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約948kL</u>	6号及び7号炉軽油タンク各 <u>約1,020kL</u> 及びガスタービン 発電機用燃料タンク <u>約200kL</u> の容量（合計）は <u>約2,240kL</u> であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	1号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	2号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	3号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	4号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	5号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約79kL</u>	1～7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電機用 燃料タンクの 残容量（合計）は <u>約1,213kL</u> であり、 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

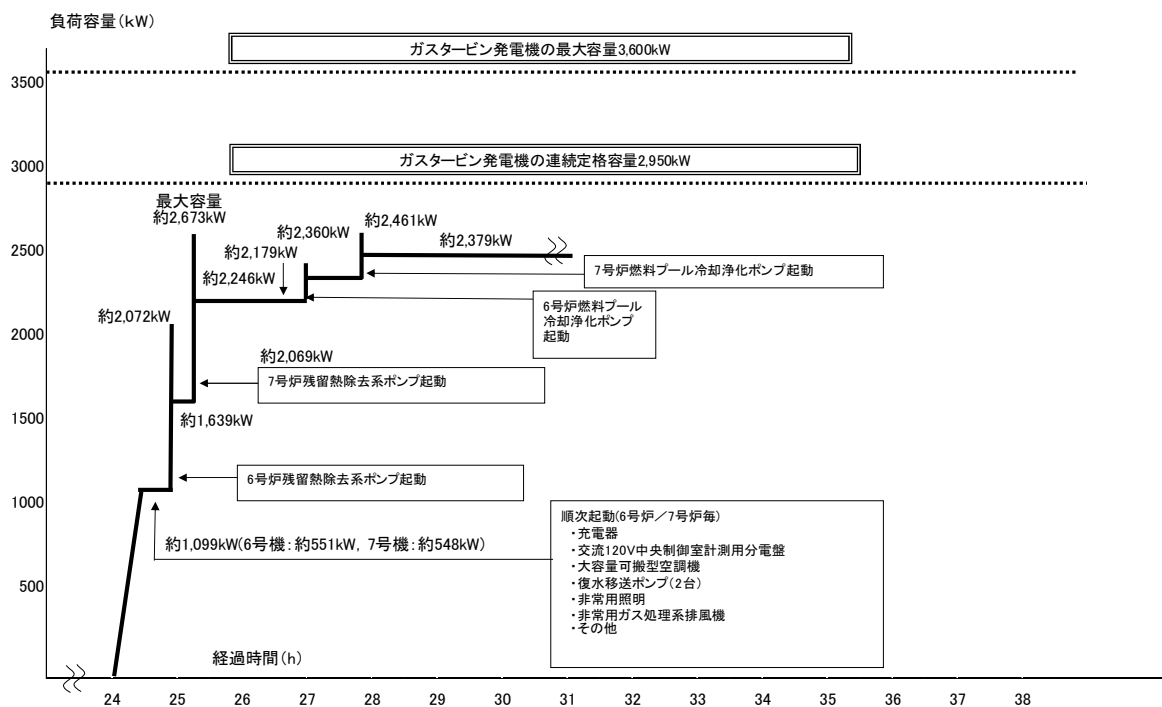
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的にガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失））

〈6号及び7号炉〉

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)	540kW (1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,181kW	約1,198kW
合計（連続最大負荷） （最大負荷）	約2,379kW (約2,673 kW)	



負荷積算イメージ

2.3.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗

2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系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、高圧代替注水系による原子炉注水によって24時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって、炉心損傷の防止を図る。また、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置等及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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図 2.3.2.1 から図 2.3.2.4 に、手順の概要を図 2.3.2.5 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表 2.3.2.1 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、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対

策要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は10名である。

また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.2.6に示す。

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

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。

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

原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量計である。

b. 高圧代替注水系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、中央制御室からの遠隔操作によって高圧代替注水系を手動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉水位回復後は、運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。

高圧代替注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び高圧代替注水系系統流量計等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、2.3.1.1 (3) c と同じ。

d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については、2.3.1.1 (3) e と同じ。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、2.3.1.1 (3) f と同じ。

f. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、2.3.1.1 (3) gと同じ。

g. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱については、2.3.1.1 (3) hと同じ。

h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、2.3.1.1 (3) iと同じ。

2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、その上、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.3.2.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。同時に、原子炉隔離時冷却系についても機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムはタービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 高圧代替注水系

運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である 182m³/h(8.12MPa[dif])において)～114m³/h(1.03MPa[dif])において) に対し、保守的に 20%減の流量で注水するものとした。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁(2個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 残留熱除去系(低圧注水モード)

残留熱除去系(低圧注水モード)は事象発生から24時間後に手動起動し、954m³/h(0.27MPa[dif])において)の流量で注水するものとする。

(e) 残留熱除去系(格納容器スプレイモード)

逃がし安全弁による原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにて原子炉格納容器にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW(サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において)とする。

(f) 低圧代替注水系(常設)

残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイモード(ドライウエル側のみ)への切替後に、崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作(流路面積約70%開*)にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を50%開にて開始するが、格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は、増開操作を実施する。解析においては、操作手順の考え方を踏まえ、中間開操作（流路面積約70%開）とする。

(h) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約23MW（サプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃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は、「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に設定する。

- (a) 高圧代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間を考慮して事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して15分間とする。
- (b) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (c) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (d) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から24時間後に開始する。
- (e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。
- (f) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。
- (g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）の起動操作は、事象発生から約25時間後に開始する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は、2.3.1.2(3)と同じ。

(4) 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、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.3.2.7から図2.3.2.12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、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及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.3.2.13から図2.3.2.18に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.3.2.19から図

2.3.2.22に示す。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後、高圧代替注水系を手動起動することにより原子炉水位は維持される。

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の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するが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約16時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。

※ シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図2.3.2.13に示すとおり、初期値を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、図2.3.2.7に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[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7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する

蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 146°C に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.3.2.8 に示すとおり、高圧代替注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.3.1.5)

格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 9.9×10^{-3} mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 4.9×10^{-2} mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高圧代替注水系による原子炉注水操作、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

(添付資料 2.3.2.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

本重要事故シーケンスにおける初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件に係る不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(2) 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」と同じ。

(添付資料2.3.2.2)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は, 解析上の操作開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として, 原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず, 直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定されていることから, 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, 原子炉注水の開始時間を早める。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は, 解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として, 実態の運転操作においては, 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.31MPa [gage])に到達するのは, 事象発生の約16時間後であり, 格納容器ベント準備操作は格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, 格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって, 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。また, 操作開始時間が遅れた場合においても, 格納容器限界圧力は0.62MPa [gage] のため, 原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は, 解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており, 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。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は, 解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として, 代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に10時間, その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため, 操作開始時間が早まる可能性があり, 格納容器圧力及び温度を早期に低下させ

る。

(添付資料2.3.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まる可能性がある。この場合、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。

(添付資料2.3.2.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作については、事象発生から50分後（操作開始時間の25分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約859℃となり1,200℃を下回るため、炉心の著しい損傷は発生しない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約16時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり、約20時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており、4時間程度の準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料2.3.2.2)

(4) まとめ

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

2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は34名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

高压代替注水系、低压代替注水系（常設）による原子炉注水に必要な水量は、2.3.1.4(2)

a. 「水源」の必要水量と同じであり、必要な水源は確保可能である。

b. 燃料

2.3.1.4(2) b. 「燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要となる負荷として、6号及び7号炉で約2,379kW（6号炉：約1,181kW、7号炉：約1,198kW）必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能で

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

(添付資料2.3.1.2, 2.3.1.9)

2.3.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、高圧代替注水系による原子炉注水、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）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」において、高圧代替注水系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗」に対して有効である。

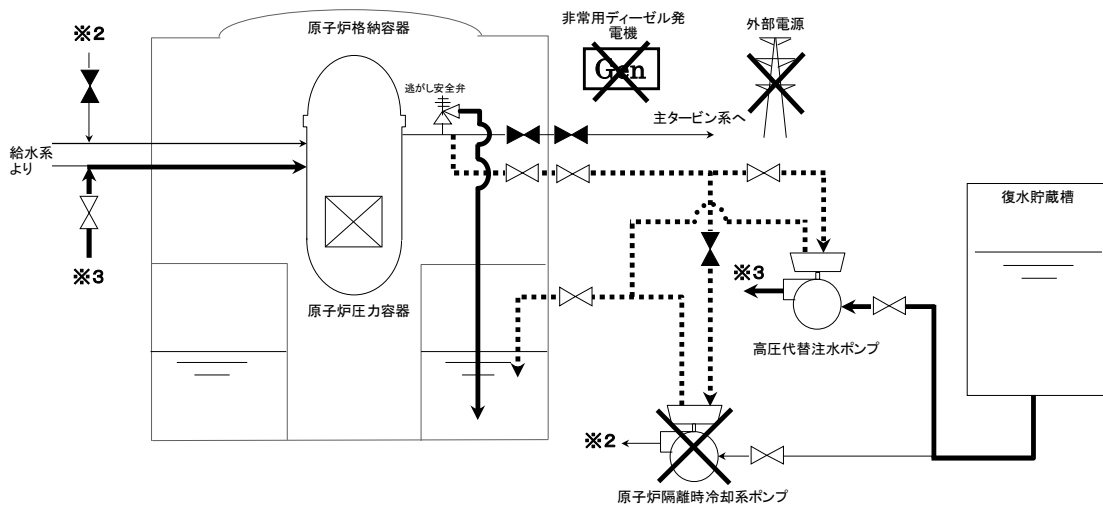


図 2.3.2.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）

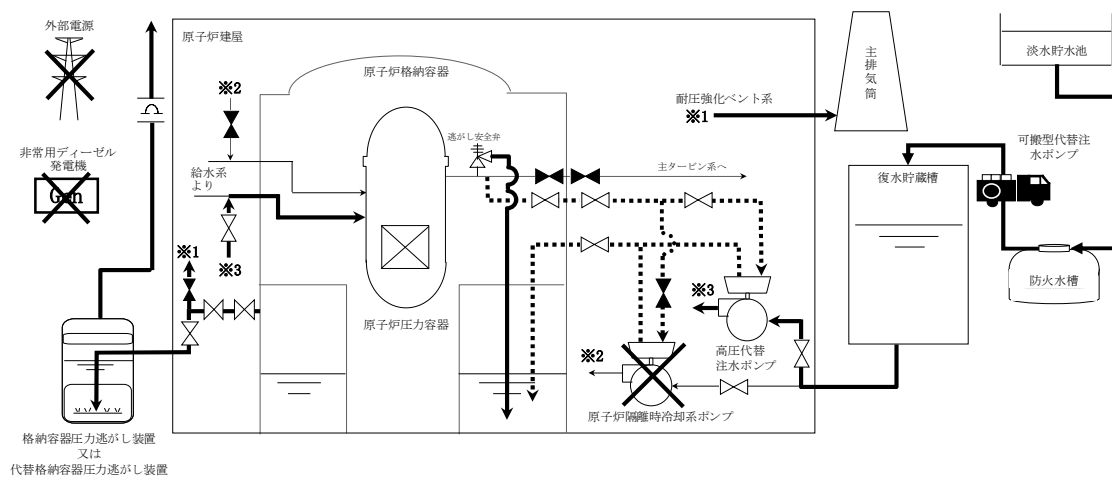


図 2.3.2.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

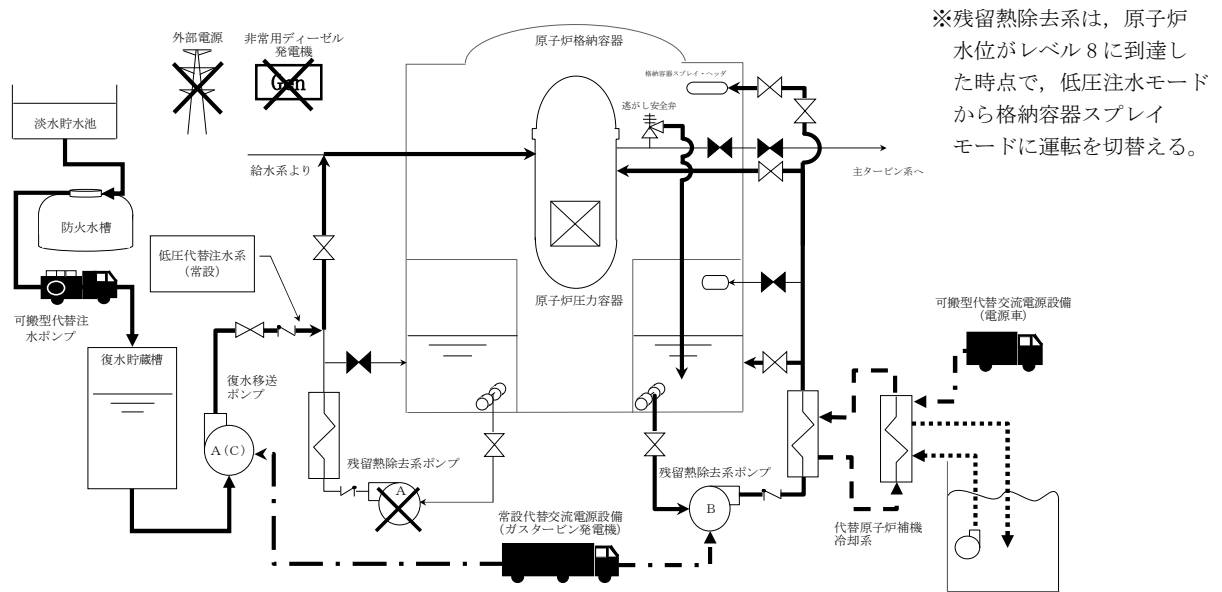


図 2.3.2.3 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）
（原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

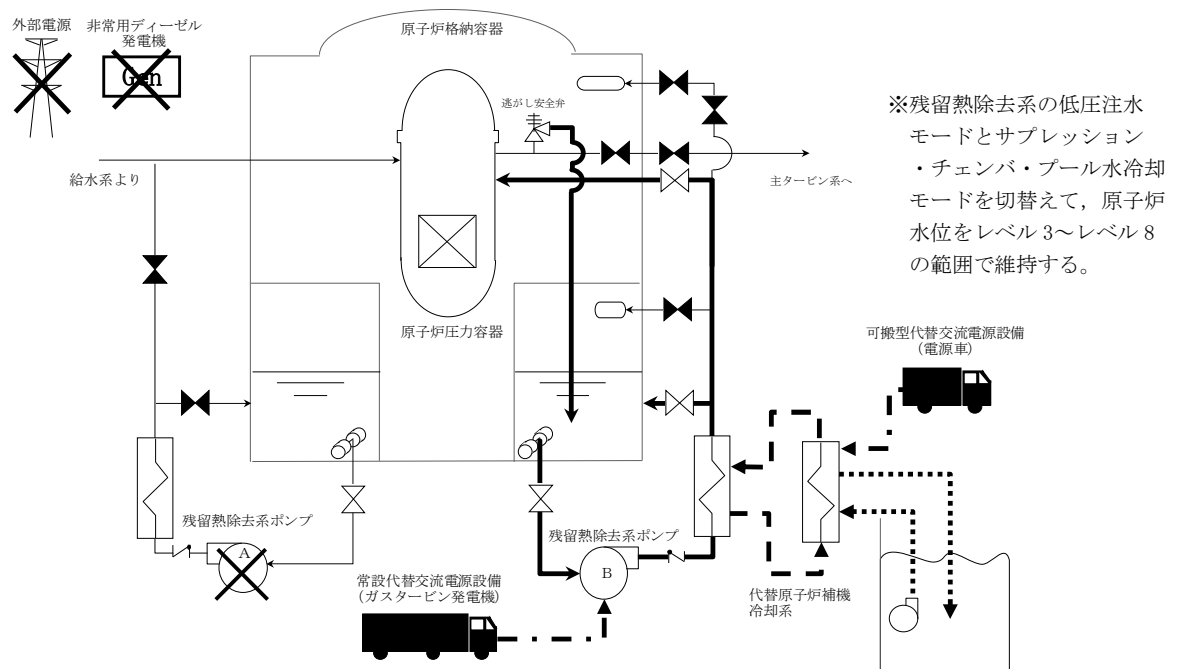
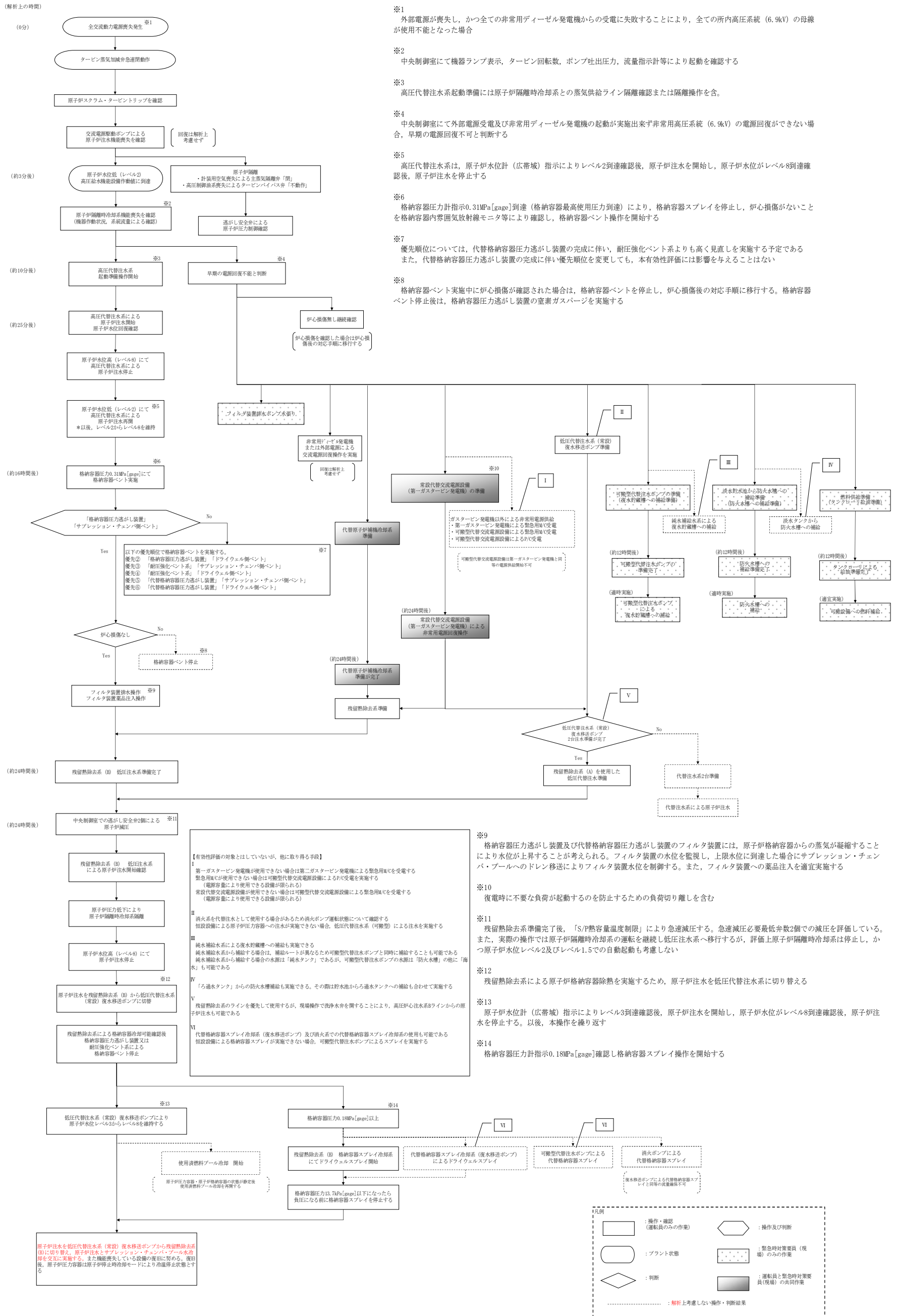


図 2.3.2.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）
（原子炉格納容器除熱）



- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となった場合
- ※2 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※3 高圧代替注水系起動準備には原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認または隔離操作を含む。
- ※4 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する
- ※5 高圧代替注水系は、原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル2到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する
- ※6 格納容器圧力計指示0.31MPa [gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、格納容器スプレーを停止し、炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線モニタ等により確認し、格納容器ベント操作を開始する
- ※7 優先順位については、代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い、耐圧強化ベント系よりも高く見直しを実施する予定である。また、代替格納容器圧力逃がし装置の完成に伴い優先順位を変更しても、本有効性評価には影響を与えることはない
- ※8 格納容器ベント実施中に炉心損傷が確認された場合は、格納容器ベントを停止し、炉心損傷後の対応手順に移行する。格納容器ベント停止後は、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスバージを実施する

図 2.3.2.5 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (& 原子炉隔離時冷却機能喪失時)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)								備考					
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	指揮者 6号 当直副長 1人	7号 当直副長 1人		号炉毎運転操作指揮	10	20	30	40	9	10	11	12	13		14	15	16		
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・交流電源駆動による原子炉注水機能喪失確認 ・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 ・原子炉隔離時冷却機能喪失確認	10分													約10時間 格納容器圧力 333kPa[page]到達		
原子炉隔離時冷却機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 機能回復														対応可能な要員により対応する		
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復														対応可能な要員により対応する		
高圧代替注水系起動操作	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・高圧代替注水系系構成 ・高圧代替注水系起動操作	15分															
高圧代替注水系による原子炉注水	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・高圧代替注水系 起動/停止操作														原子炉水位レベル2～レベル8で原子炉注水		
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	・受電前準備 (中央制御室)														高圧代替注水系による原子炉注水を優先して実施する		
	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	・放射線防護装置準備	10分															
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・受電前準備 (現場)																
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・放射線防護装置準備															実際は事象直後より対応する	
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認 ・ガスタービン発電機給電準備															実際は事象直後より対応する	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ														300分		
	-	-	-	-	13人 (参集) ※1	13人 (参集) ※1	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・貨機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り														10分	330分+待避時間30分	作業時間10時間
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※2, ※3	2人 ※2, ※3	・放射線防護装置準備														10分	180分	
	-	-	-	-	※2 ↓ (1人) ※4	※2 ↓ (1人) ※4	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)															適宜実施	
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※5	2人 ※5	・放射線防護装置準備														10分	90分	
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給															適宜実施	
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・ベント準備 (格納容器ベントバンドリ構成)														60分	この時間内に実施	交流動力電源喪失が長期に及ぶ場合に実施する
	-	-	-	-	-	-	・ベント準備 (格納容器ベントライン構成)															60分	
	-	-	-	-	※3, ※5 ↓ (2人) ※6	※3, ※5 ↓ (2人) ※6	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)															60分	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人 ※7	2人 ※7	・放射線防護装置準備														10分	90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリへの補給 ・可搬型代替注水ポンプへの給油															適宜実施	

2.3.2-16

図 2.3.2.6 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗時の作業と所要時間 (1/2)

全交流動力電源喪失 (&原子炉隔離時冷却系機能喪失時)							経過時間 (時間)											備考		
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		26	27
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> 約16時間 格納容器圧力310kPa[gage]到達 約24時間 ガスタービン発電機による給電開始、 残留熱除去系ポンプ起動 </div>												
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> 約24時間 原子炉急凍減圧 </div>												
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧代替注水系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル2~レベル6で原子炉注水 高圧代替注水系での注水は、復水移送ポンプによる注水準備完了を確認するまで実施												
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) B,F	(2人) e,f	-	-	・ベント準備	60分												
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	※6 (2人)	※6 (2人)	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視												
	-	-	(2人) B,F	(2人) e,f	-	-	・格納容器ベント操作	60分												
	-	-	-	-	(2人) 4人 (参照)	(2人) 4人 (参照)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置水位測定	適宜実施											中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する	
燃料給油準備	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリへの補給												120分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油													適宜実施
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	※1 (13人)	※1 (13人)	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	作業中断 (一時待避中)											270分+待避時間30分	・作業時間10時間
燃料給油準備	-	-	-	-	※8 (2人)	※8 (2人)	・軽油タンクからタンクローリへの補給												90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・電源車への給油													適宜実施
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※9 (3人)	※9 (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視													適宜実施
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C,D	-	-	-	・放射線防護装置準備												10分	
	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機起動												20分	
常設代替交流電源設備 運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	-	-	2人		・ガスタービン発電機 運転状態監視												5分	
	-	-	-	-	-	-	・放射線防護装置準備												10分	
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C 受電確認												20分	
	-	-	(2人) B,F	(4人) e,d e,f	-	-	・放射線防護装置準備												10分	
	-	-	-	-	-	-	・6号炉 M/C (D) 受電												10分	
	-	-	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電												10分	
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系ポンプ起動												15分	
原子炉急凍減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水												5分	
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ												15分	
	-	-	(2人) C,D	(2人) e,d	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ・復水貯蔵槽吸込ライン切替												30分	
低圧注水モードから低圧代替注水系 (常設) 切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水開始												5分	
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注水準備	原子炉水位はレベル3~レベル6維持												
格納容器ベント停止操作	-	-	(2人) B,F	(2人) e,f	-	-	・格納容器ベント停止操作												30分	
格納容器スプレッド冷却系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器スプレッド弁操作	格納容器圧力は13.7~180kPa[gage]維持												
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C,D	(2人) e,d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する											60分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	再起動準備として過飽和器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する											30分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する											30分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※4 (1人)	※4 (1人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施	
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	※5 (2人)	※5 (2人)	・淡水貯水池から防火水槽への補給	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施	一時待避前に防火水槽が枯渇しないように補給量を調整する
燃料給油作業	-	-	-	-	※7 (2人)	※7 (2人)	・可搬型代替注水ポンプへの給油	現場確認中断 (一時待避中)											適宜実施	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	4人 C,D,B,F	4人 e,d,e,f	10人 (参照要員34人)															

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.2.6 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗時の作業と所要時間 (2/2)

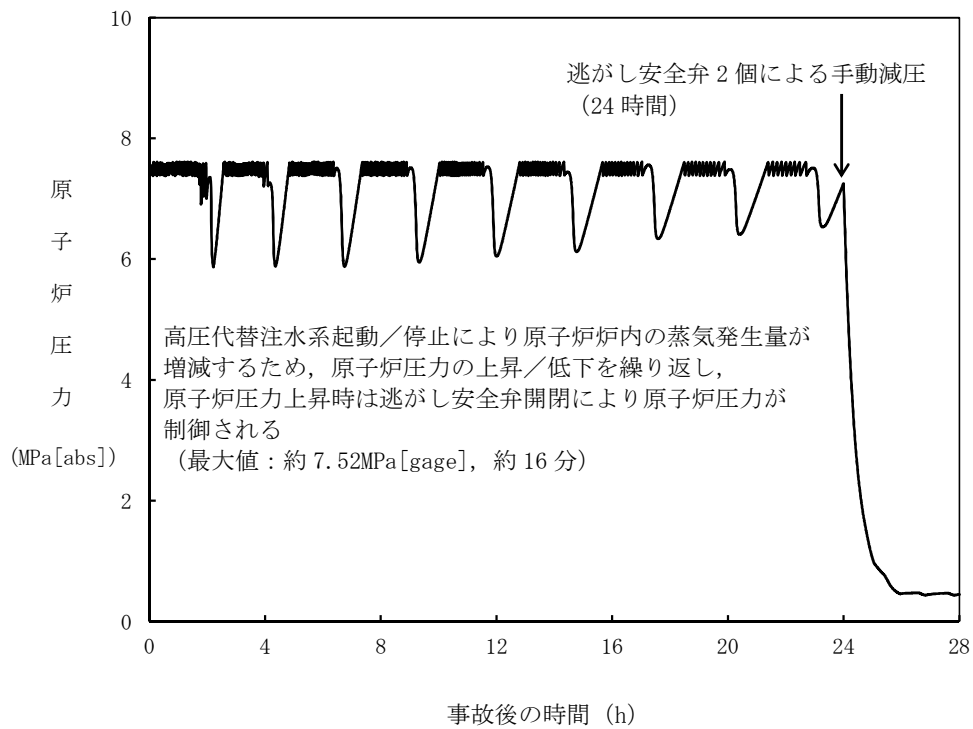


図 2.3.2.7 原子炉圧力の推移

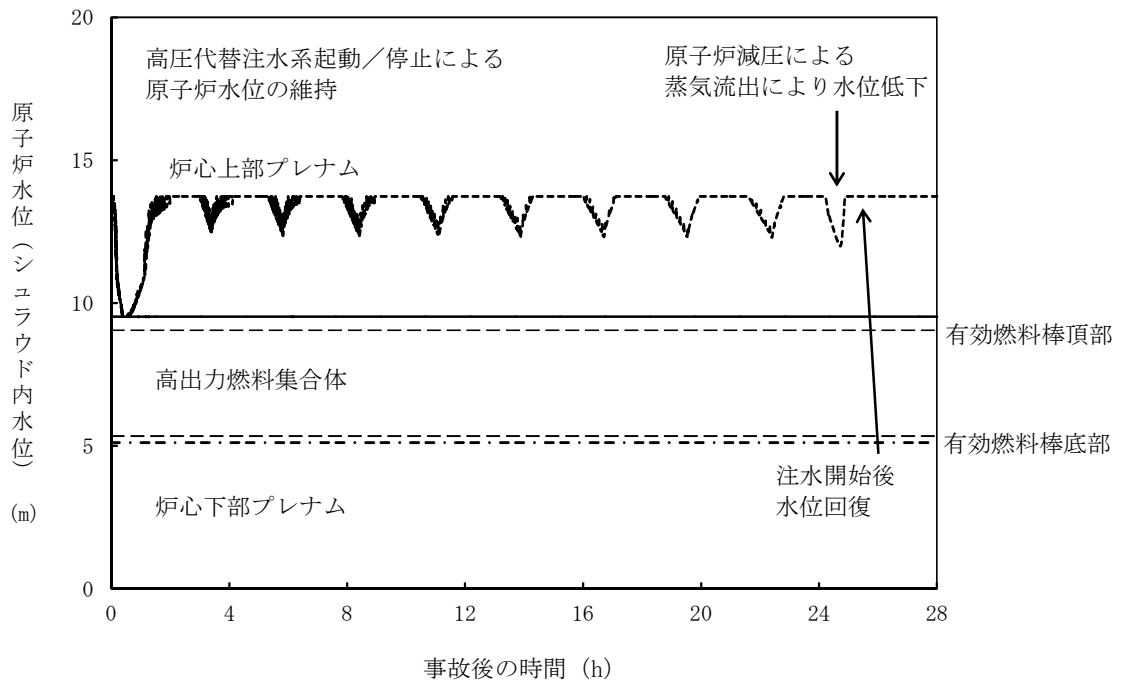


図 2.3.2.8 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

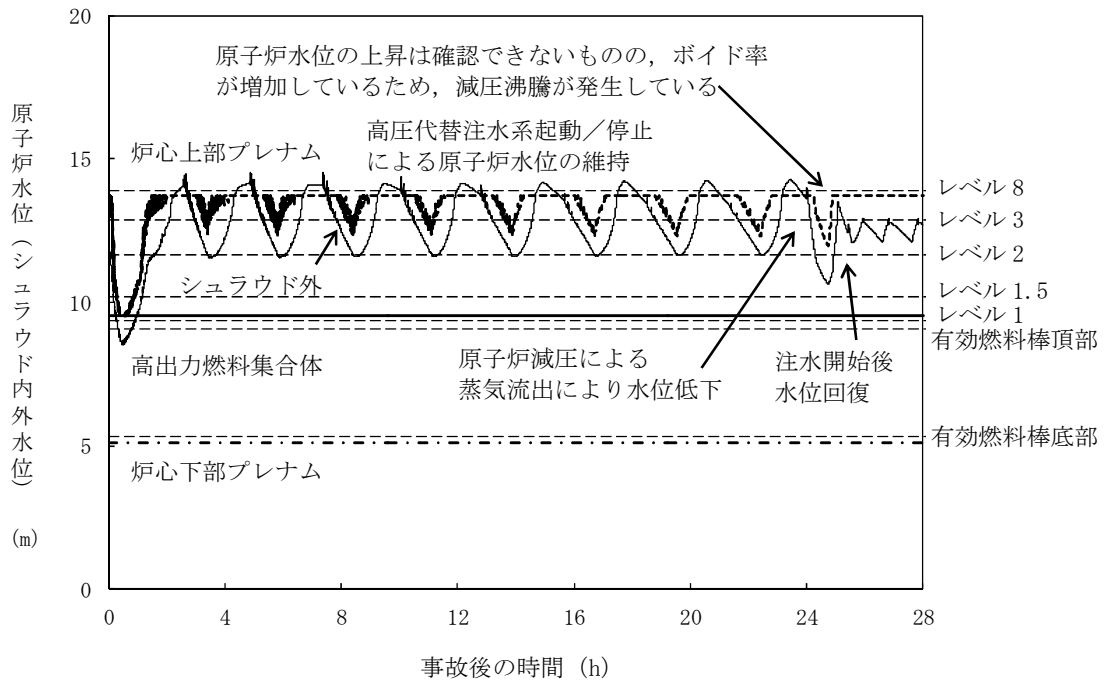


図 2.3.2.9 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

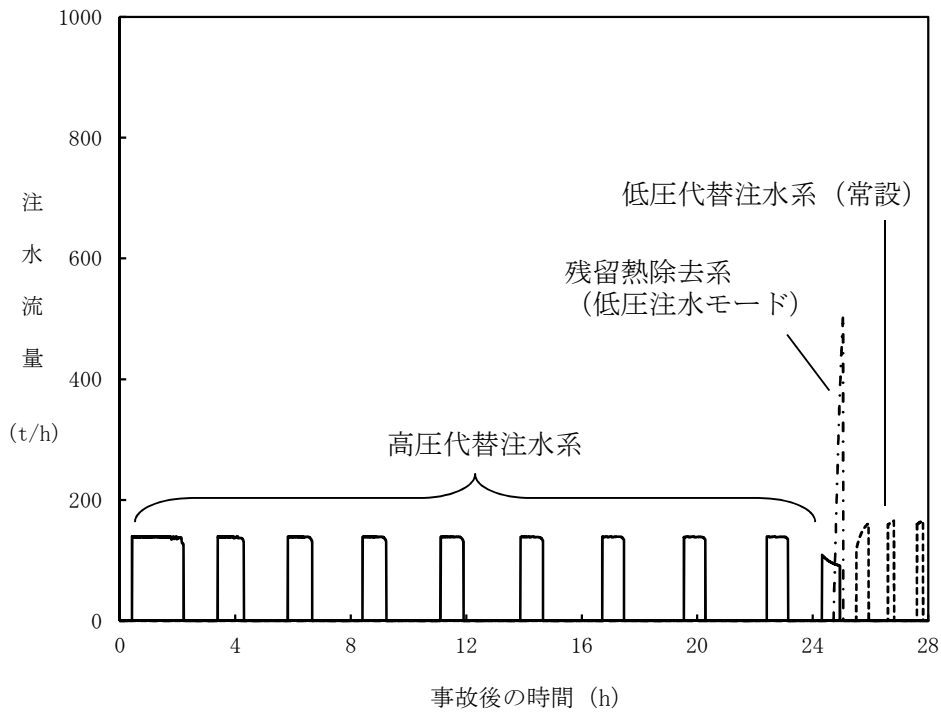


図 2.3.2.10 注水流量の推移

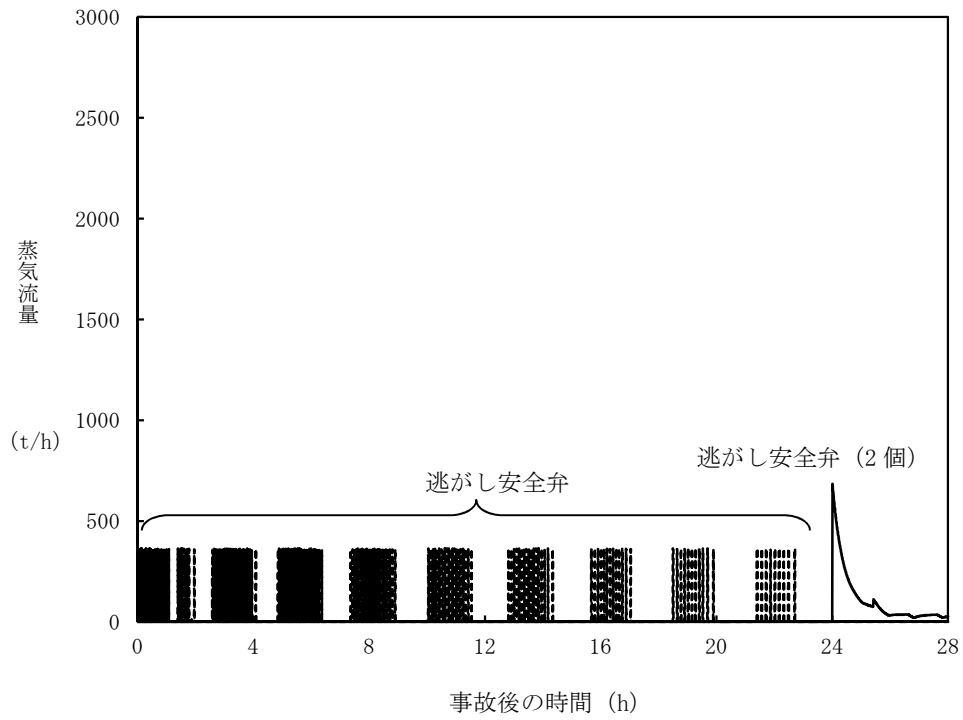


図 2.3.2.11 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

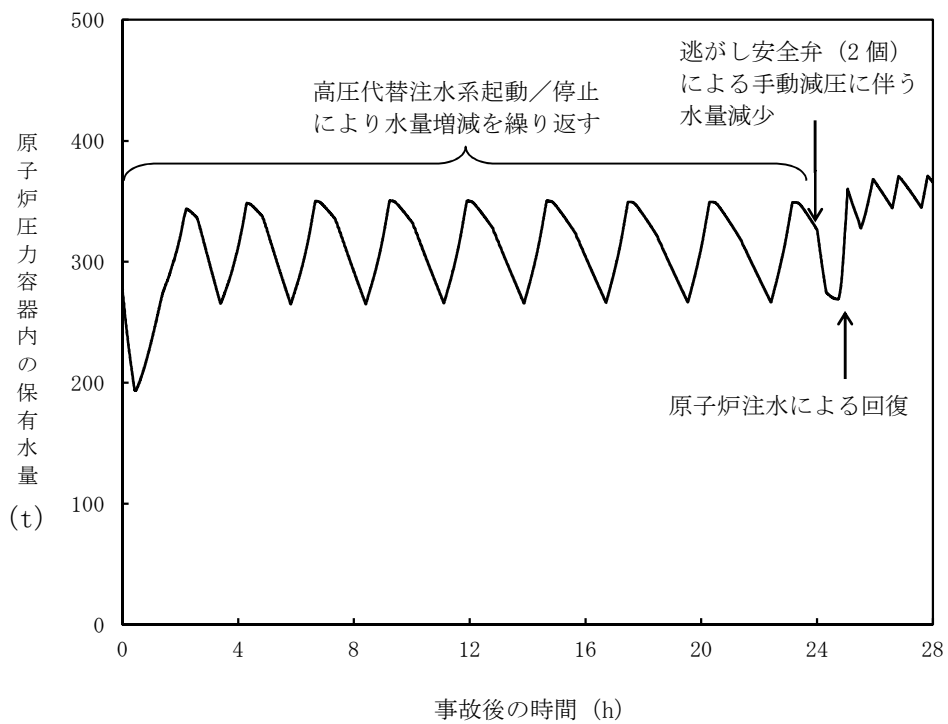


図 2.3.2.12 原子炉压力容器内の保有水量の推移

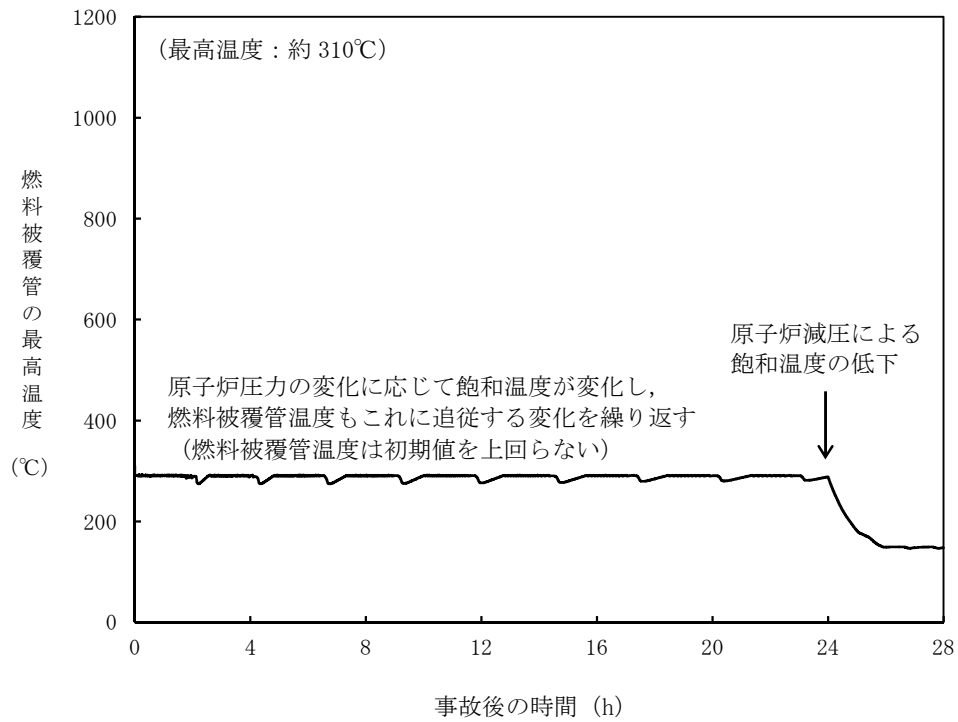


図 2.3.2.13 燃料被覆管温度の推移

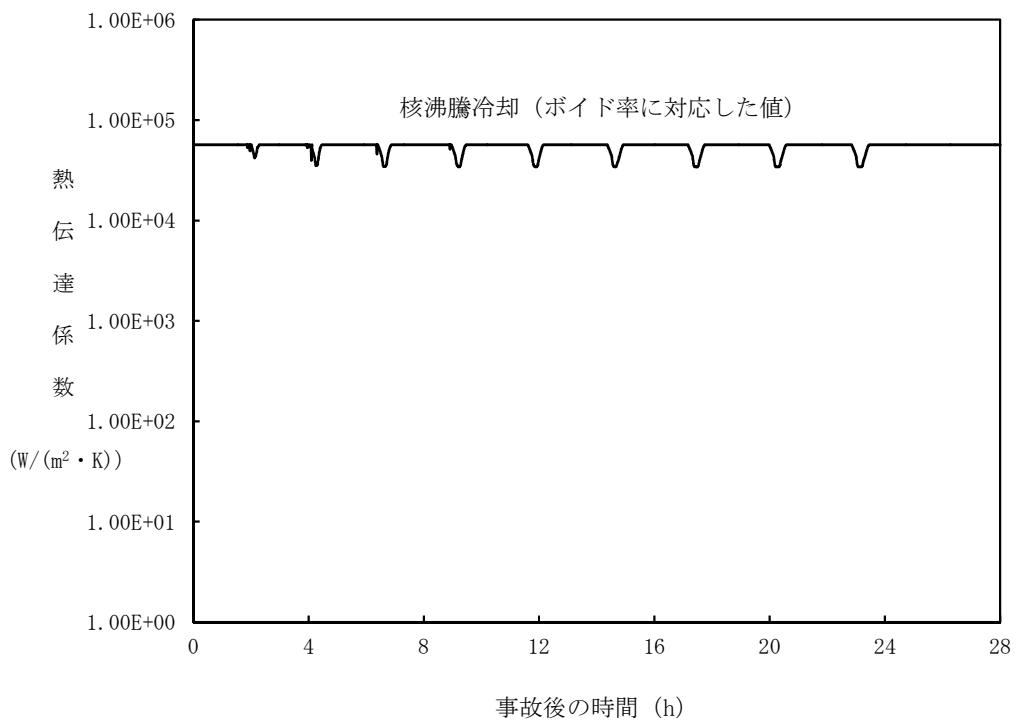


図 2.3.2.14 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

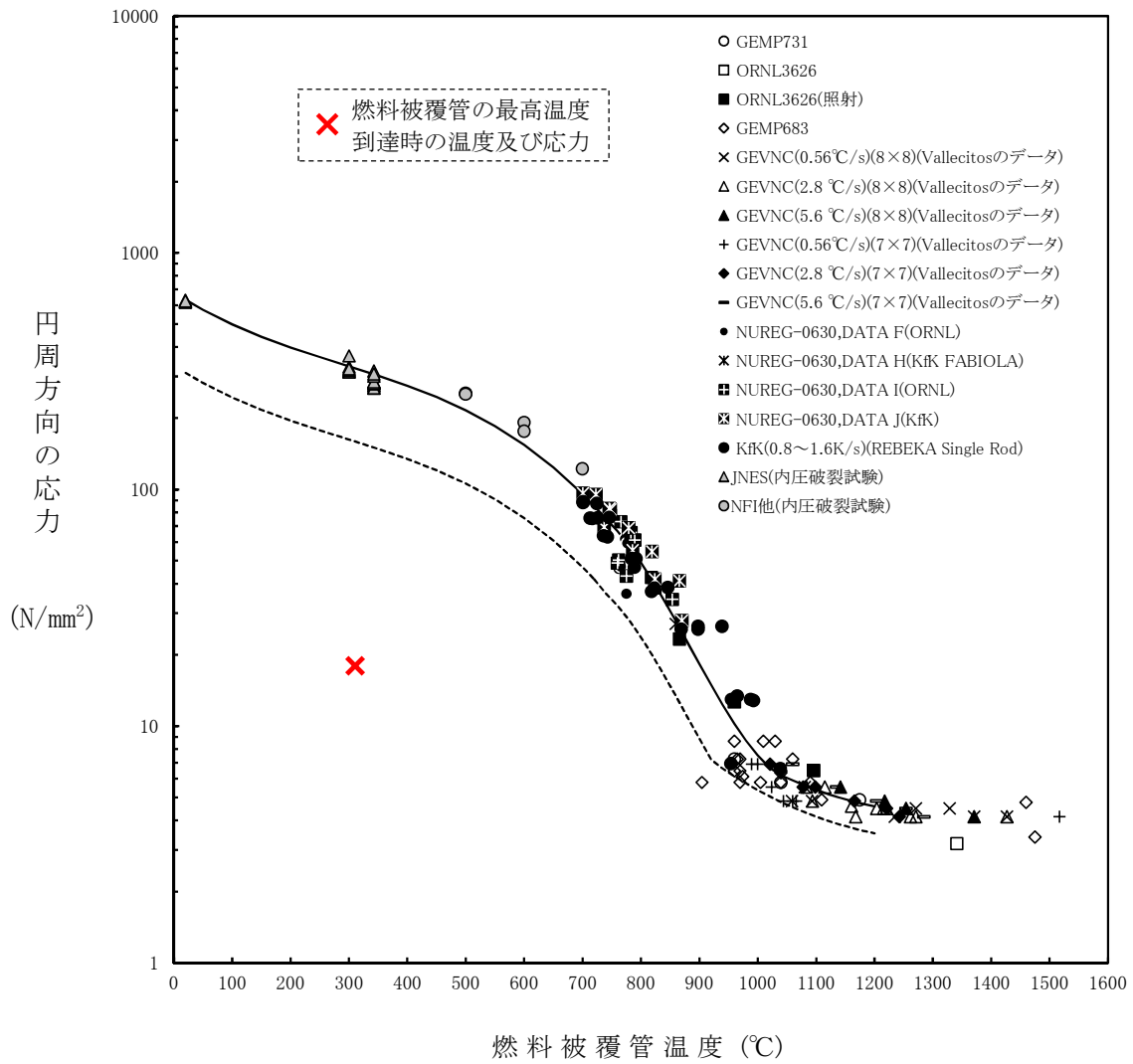


図 2.3.2.15 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

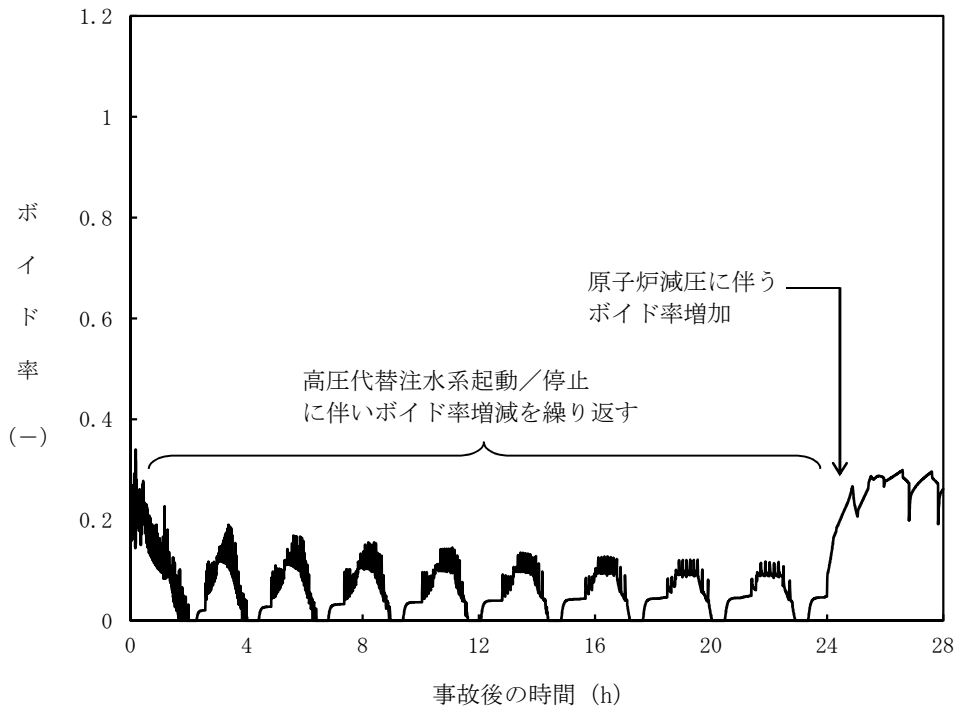


図 2.3.2.16 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

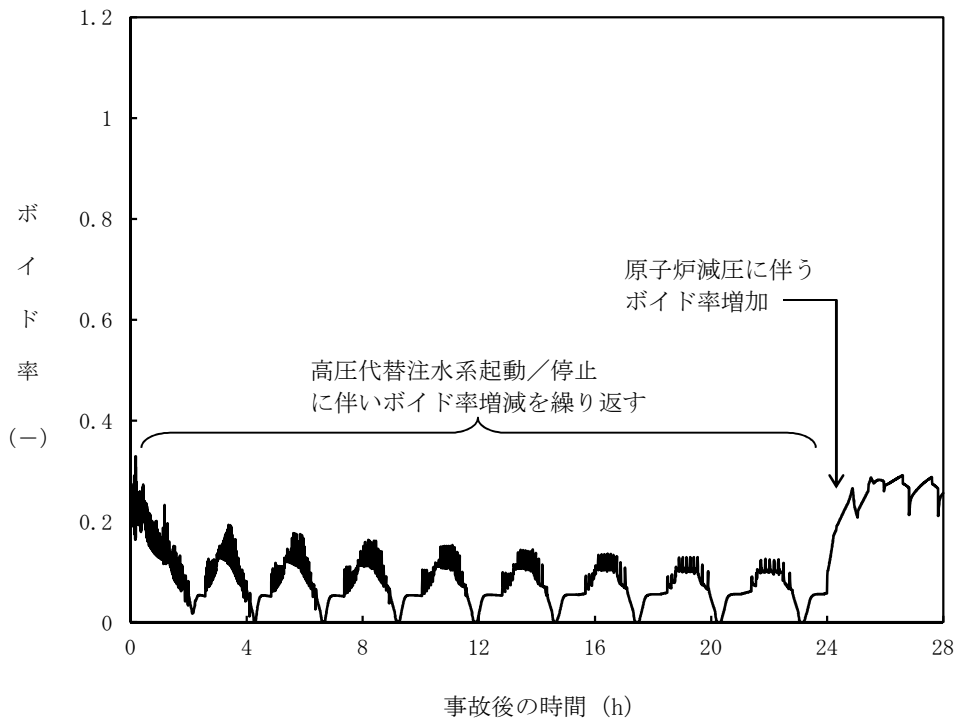


図 2.3.2.17 高出力燃料集合体のボイド率の推移

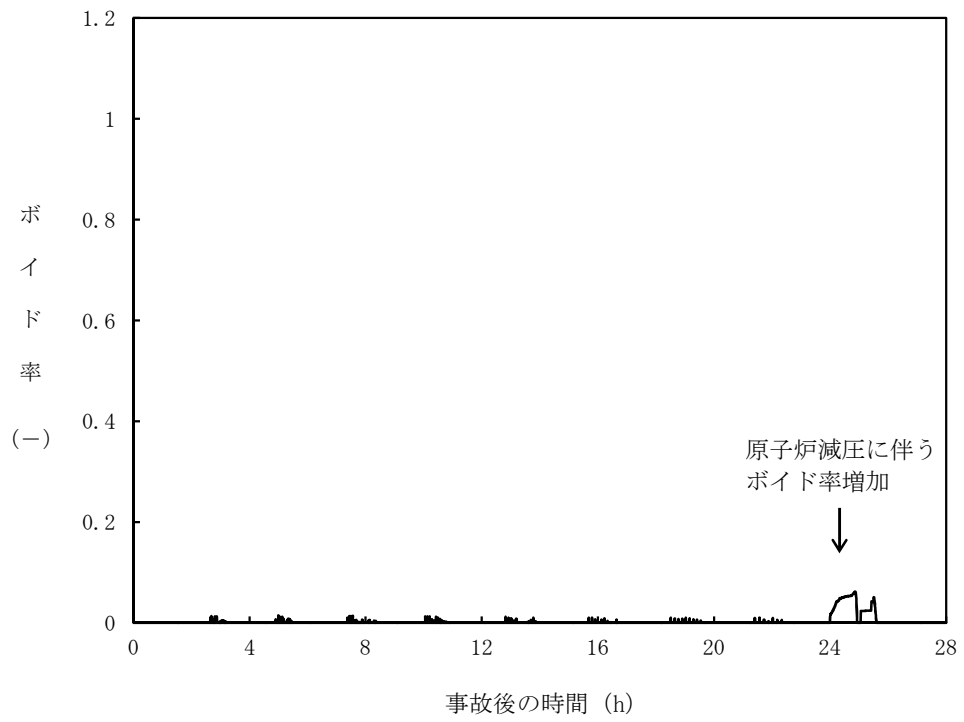


図 2.3.2.18 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

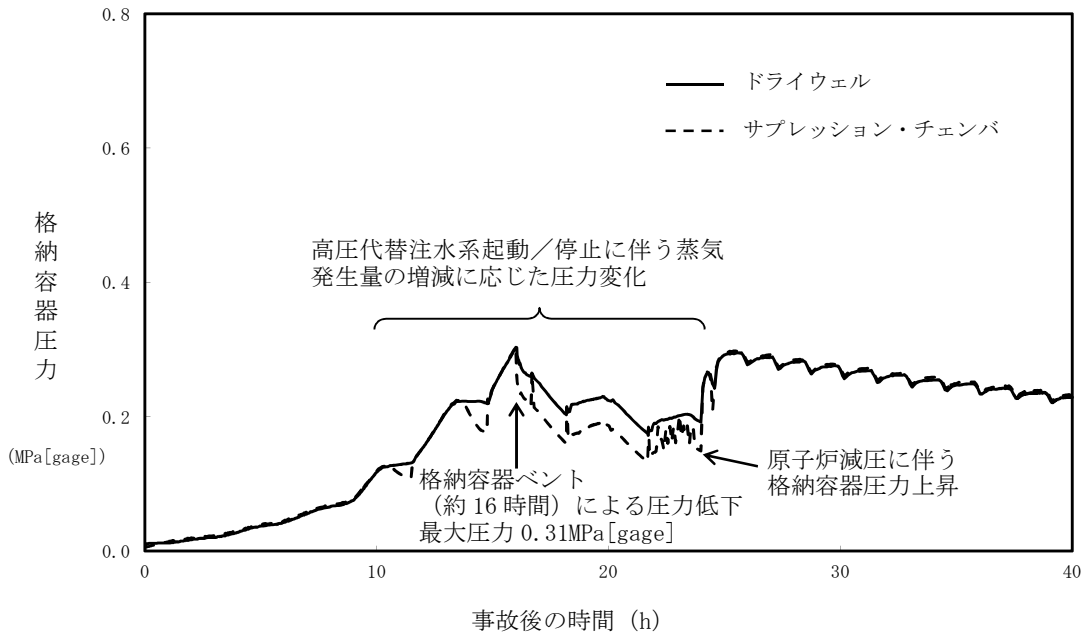


図 2.3.2.19 格納容器圧力の推移

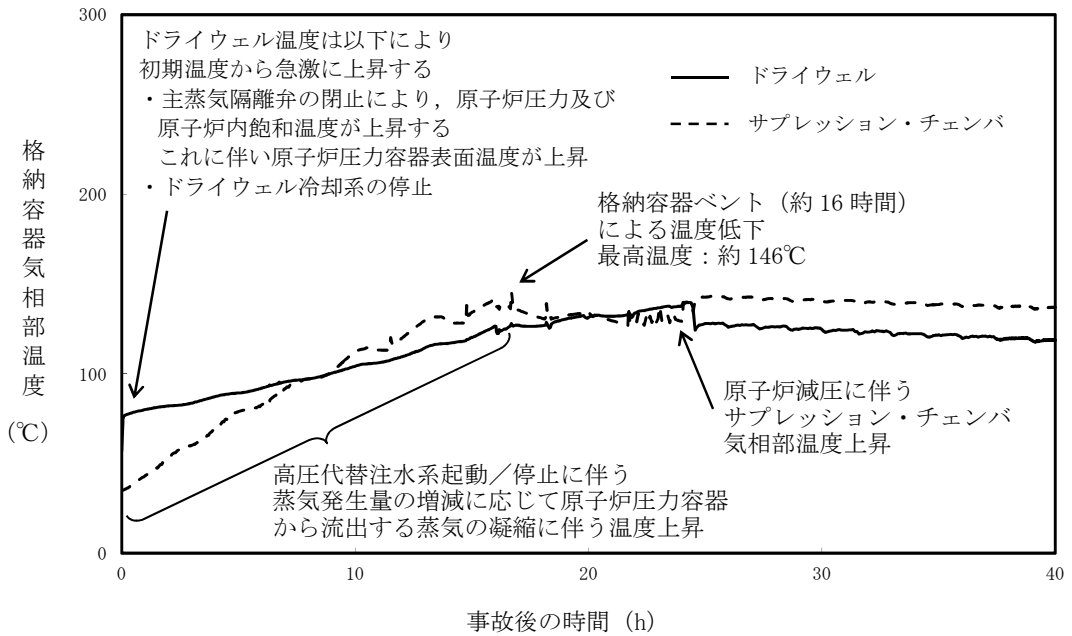


図 2.3.2.20 格納容器気相部温度の推移

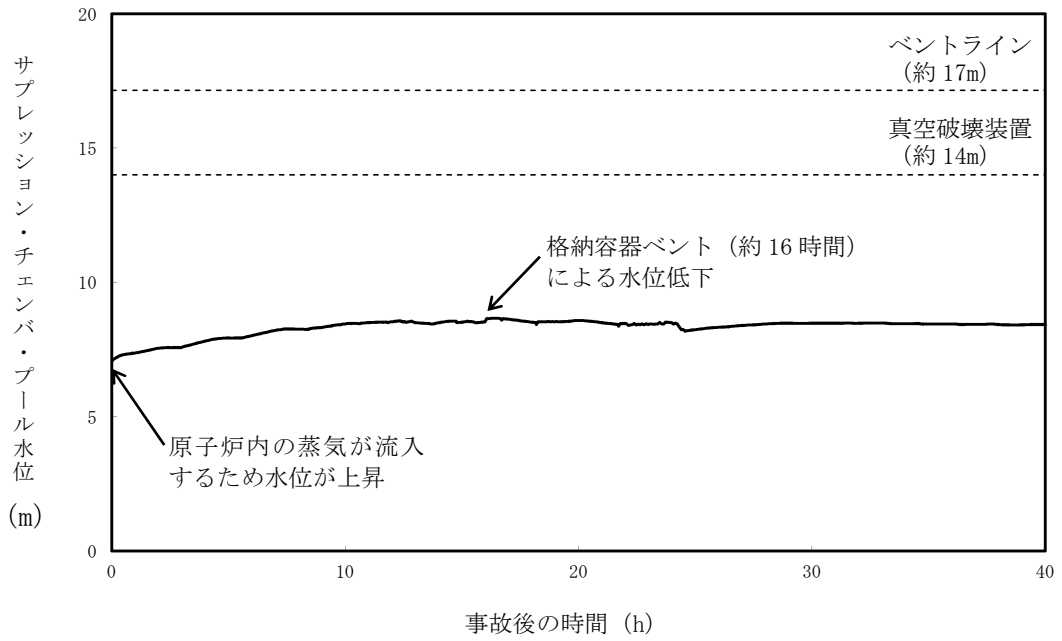


図 2.3.2.21 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

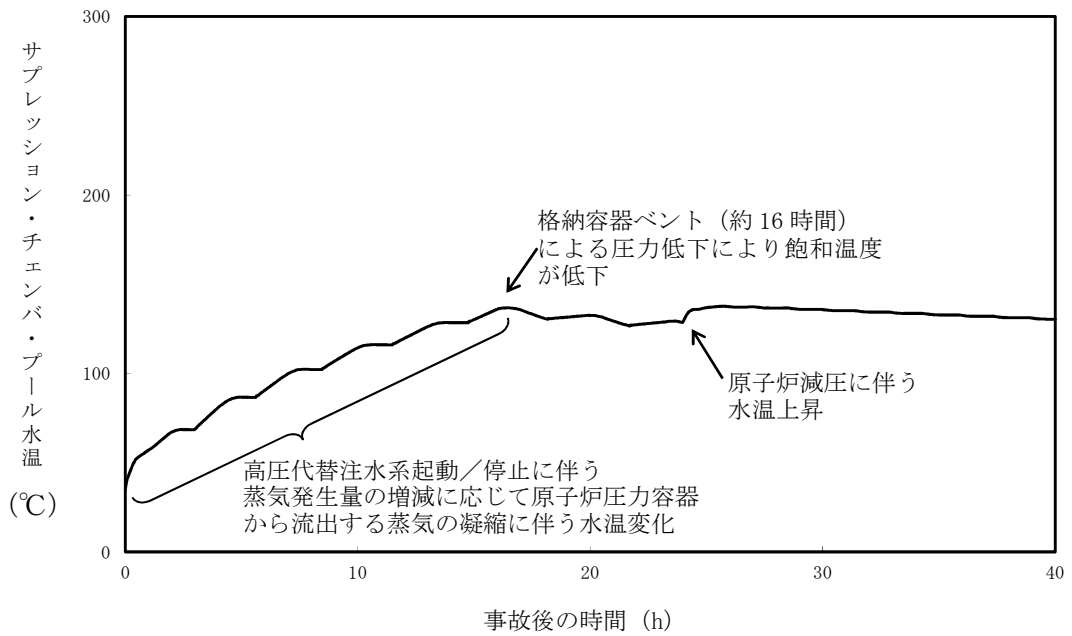


図 2.3.2.22 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.3.2.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗時における炉心損傷防止対策

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位計 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (S/C) フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧計
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを手動起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	代替原子炉補機冷却系	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】
残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイモード）】	代替原子炉補機冷却系	【残留熱除去系系統流量計】 格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) ドライウェル雰囲気温度計 サブプレッション・チェンバ気体温度計 サブプレッション・チェンバ・プール水温度計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計 (SA)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）


 有効性評価上考慮しない操作

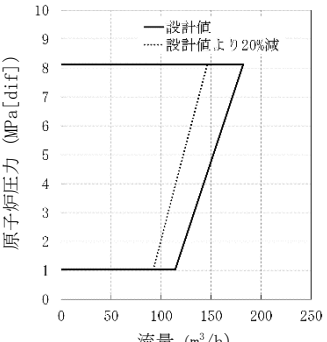
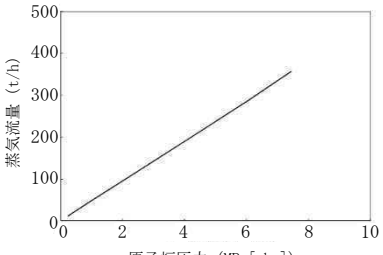
表 2.3.2.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（1/6）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定

表 2.3.2.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（2/6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール 水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール 水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃， 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって， 外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定 して設定
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして 設定

表 2.3.2.2 主要解析条件 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (3/6)

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	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
高圧代替注水系	原子炉水位低 (レベル 2) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル 8) にて手動停止 設計値である 182m ³ /h (8.12MPa[dif])において) ~114m ³ /h (1.03MPa[dif])において) に対し, 保守的に 20%減の流量にて注水	<p>高圧代替注水系の設計値に対し, 保守的に 20%減の流量を設定</p>  <p>高圧代替注水系ポンプによる注水特性</p>
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個, 363t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	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

2.3.2-30

表 2.3.2.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（4/6）

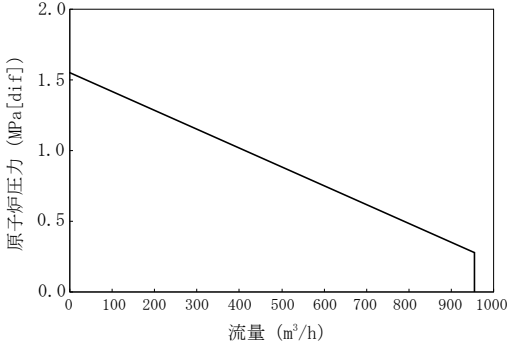
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa[dif]において)にて注水 残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水 崩壊熱相当量の注水量として設定
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/h にてスプレイ 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃、海水温度 30℃において） 残留熱除去系の設計値として設定

表 2.3.2.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（5/6）

目 項	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	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において） 代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

表 2.3.2.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（6/6）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	高压代替注水系の起動操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系準備操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定

全交流動力電源喪失時において高圧代替注水系の
24 時間運転継続に期待することの妥当性について

有効性評価「全交流動力電源喪失（以下「SBO」という。）」では、高圧代替注水系（以下「HPAC」という。）を用いた事象発生から 24 時間の原子炉注水に期待している。

HPAC が起動から 24 時間運転を継続するために必要な直流電源は、AM 用直流 125V 蓄電池より供給され、その容量は「添付資料 2.3.1.2」にて確認している。なお、HPAC の系統構成の概略を図 1 に示す。

直流電源の容量以外にも、事故時にはサプレッション・チェンバ（以下「S/C」という。）の圧力及び水温の上昇や中央制御室・HPAC 室の温度上昇が HPAC の運転継続に影響することも考えられるため、ここではそれらの影響についても確認した（表 1 参照）。

表 1 に記載したそれぞれの要因は、HPAC の 24 時間運転継続の制約とならないことから、本有効性評価において HPAC に期待することは妥当と考える。

以 上

表 1 HPAC 運転継続の制約要因の評価

HPAC 運転継続 制約要因	概要	評価
S/C 水温上昇	HPAC は復水貯蔵槽を水源とするため、S/C のプール水の温度上昇の影響はない	左記の理由により、評価不要である
S/C 圧力上昇	S/C 圧力上昇は HPAC タービンの排気圧上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、HPAC はタービン排気圧高による自動停止のインターロックを持たない設計としている	左記の理由により、評価不要である
中央制御室の温度上昇	中央制御室の HPAC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SB0 では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止 24 時間後の中央制御室の最高温度は約 38℃（補足資料参照）であり、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃ ^{*1} を下回る。したがって、 <u>中央制御室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない</u>
HPAC ポンプ室の温度上昇	HPAC のポンプ、弁、タービン、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃（初期 6 時間まで 100℃、それ以降は 66℃の設計）を想定している。SB0 では換気空調系が停止しているため、HPAC 室温が 66℃を超える可能性が考えられる	HPAC 室内の発熱と HPAC 室の放熱・吸熱の熱バランスから、換気空調系停止 24 時間後の HPAC 室の最高温度は約 55℃（補足資料参照）と評価され、HPAC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって、 <u>HPAC 室の温度上昇が HPAC の運転継続に与える影響はない</u>

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

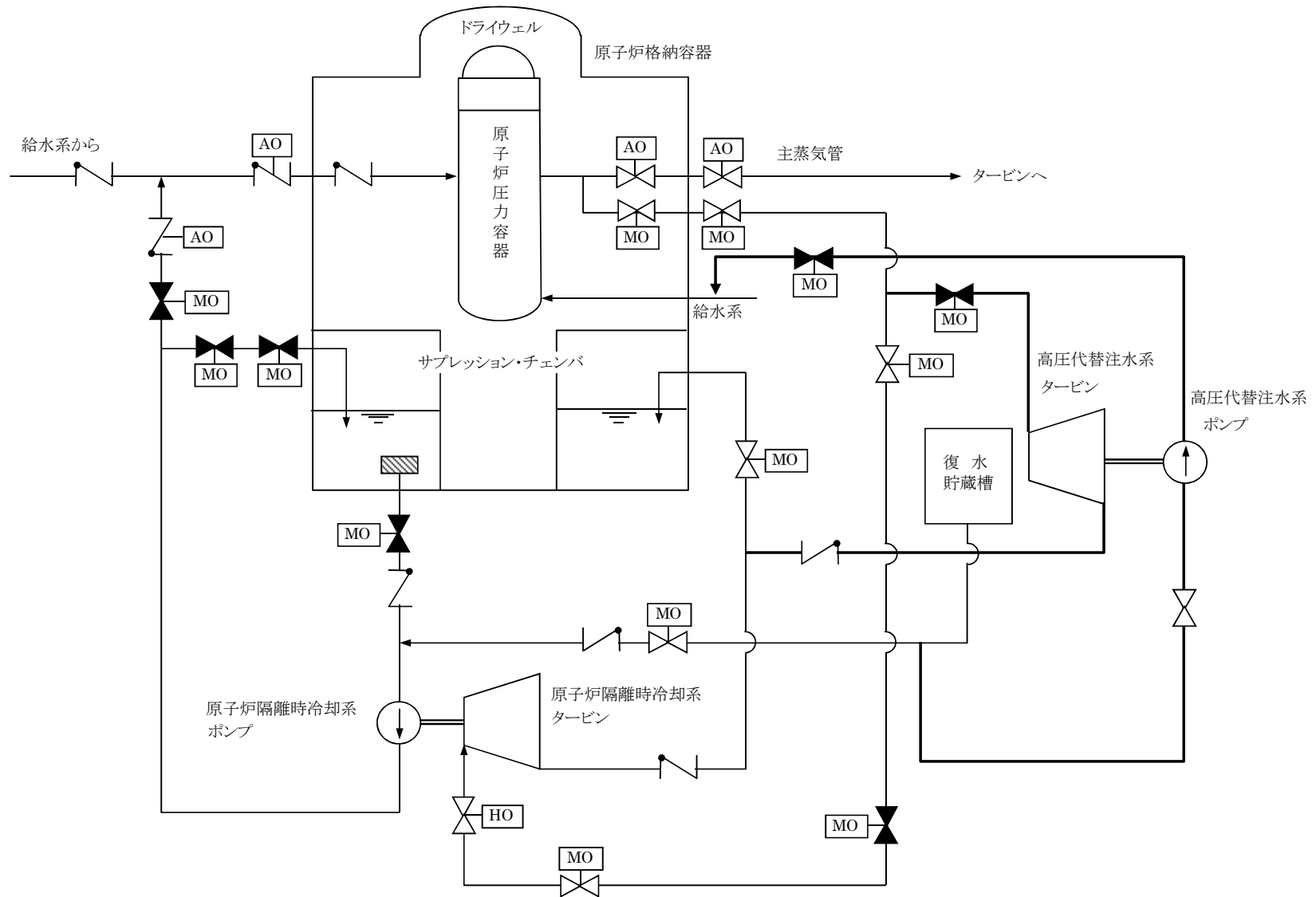


図1 高圧代替注水系系統概要図

全交流動力電源喪失時における HPAC 室の温度上昇について

1. 温度上昇の評価

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される。

ここでは、添付資料2.3.1.3 補足資料と同様の方法を用いてHPAC室温を評価した。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象とする部屋の条件：表1，表2参照
- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
 - ： 一般エリア 40℃
 - ： S/C 138℃
- ・壁－空気の熱伝達率： W/m²℃（無換気状態）[出典：空気調和衛生工学便覧]
- ・コンクリート熱伝導率： W/m℃[出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件（7号炉の場合）

	HPAC室
発熱負荷 [W]	
容積 [m ³]	
熱容量 [kJ/°C]	
初期温度 [°C]	40

※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

表2 評価する部屋の寸法（7号炉の場合）

--

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において、事故後24時間のHPAC室の最高温度は約55℃となり、設計で考慮している温度※を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。

※HPAC室：(HPACのポンプ、弁、タービン、計装品等)

： 66℃ (初期6時間まで100℃、それ以降は66℃の設計)

以 上

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	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	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（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り、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから影響を与えることはない
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、実験結果と概ね同等の結果が得られている。 また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。 しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧注水系を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧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 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから影響を与えることはない

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗）（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ト水位が取り扱えれば十分である。このため, 特段の不確かさを考慮する必要はない	<p>高压代替注水系の起動操作は, 給水喪失に伴う原子炉水位の低下開始を起点として, 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後に速やかに開始することとなり, 原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても, これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉減圧後の注水開始は, 原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても, これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお, 解析コードでは, シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい</p>	<p>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</p> <p>なお, 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく, 炉心は冠水維持されるため, 燃料被覆管温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない</p>
	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	<p>解析コードでは, 原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが, 注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり, 原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない</p>	<p>主蒸気逃がし弁流量は, 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, 原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>破断口及び主蒸気逃がし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。</p> <p>なお, 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることではなく, 炉心は冠水維持されるため, 燃料被覆管温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない</p>
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており, 実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え, 燃料被覆管温度を高め評価する	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器	E C C S 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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されているものの、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と思われる。 -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレー冷却	安全系モデル（格納容器スプレー） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレー注入特性） スプレーの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさによる解析結果への影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる（ベント流量） -格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
サプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき入力値に与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91~約110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m~約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	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、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗）（2/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約19kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約19kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、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、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなることもあり、原子炉水位挙動に影響する可能性があるが、この顕熱分の影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+RCIC失敗）（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定	—	
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	—	本事故シーケンスにおける前提条件		
	外部電源	外部電源なし	—	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起回事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない	
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	高圧代替注水系	原子炉水位低（レベル2）にて手動起動182m³/h（8.12[dif]）において）～114m³/h（1.03MPa[dif]）において）に対し、保守的に20%減の流量で注水	原子炉水位低（レベル2）にて手動起動182m³/h（8.12[dif]）において）～114m³/h（1.03MPa[dif]）において）で注水	高圧代替注水系の設計値に対し、保守的に20%減の流量を設定	解析条件と最確条件の流量に差異があっても、レベル2～レベル8で原子炉水位を制御する操作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 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生24時間後に手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	事象発生24時間後に手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	崩壊熱相当量の注水量として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	残留熱除去系（格納容器スプレイモード）	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにてスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）	・原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにてスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、伝熱容量は、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	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 また、伝熱容量は、解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作時間に与える影響はない	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (1/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生から25分後	<p>【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示, 機器故障警報, 系統流量指示計等にて高圧注水系 (原子炉隔離時冷却系 (RCIC), 高圧炉心冷却系 (HPCF)) 機能喪失を確認する。解析上は事象発生後, 10分間は運転員による操作に期待しないこととしているが, 高圧注水系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は, 高圧注水系機能喪失の確認時間は, 以下に示すとおり5分間程度と想定している。よって, 操作開始時間は早くなる可能性がある</p> <p>[高圧注水系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉スクラム及びタービントリップの確認の所要時間に1分間を想定 ● RCIC機能喪失の確認及び他のECCSの起動操作判断の所要時間に2分間を想定 ● HPCFの2系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に2分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により, 高圧注水系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に, 高圧注水系機能喪失の所要時間を5分間と想定 <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 高圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作は, 系統構成のための3弁の開閉操作及び高圧代替注水系 (常設) の手動起動である。何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計の操作時間を4分間と想定している。これに余裕時間を含めて操作時間を15分間と想定している。よって, 操作開始時間は早くなる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後, 原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, 高圧代替注水系は, 原子炉水位 (レベル2) から原子炉水位 (レベル8) まで手動にて原子炉水位制御を行うが, 運転員は事象の発生十分に認知しており, 当該作業を誤る可能性は低い</p>	原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず, 直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して設定されていることから, 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, 原子炉への注水開始時間を早める	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, 操作開始時間が早くなった場合も原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回らないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない	事象発生から50分後 (操作開始時間の25分程度の時間遅れ) までに高圧代替注水系による注水が開始できれば, 燃料被覆管の最高温度は約859℃となり, 1,200℃を下回るため, 炉心の著しい損傷は発生しない	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 起因事象の全交流動力電源喪失後3分で高圧代替注水系の起動操作を開始。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
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	<p>可搬型設備に関して, 事象発生から12時間までは, その機能に期待しないと仮定</p> <p>復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から12時間あり時間余裕がある</p>	—	—	—	<p>復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間90分想定のところ, 訓練実績等により約70分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間180分想定のところ, 訓練実績等により約150分で実施可能なことを確認した</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (2/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ, 電源車及び常設代替交流電源設備)	事象発生から12時間後以降, 適宜	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から12時間あり時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (6号及び7号炉:各2台), 代替原子炉補機冷却系用の電源車 (6号及び7号炉:各2台) 及び常設代替交流電源設備 (6号及び7号炉で1台) への燃料給油を期待している。可搬型代替注水ポンプへの給油作業は, 所要時間180分想定のところ訓練実績等では約112分, 電源車への給油作業は, 所要時間120分想定のところ訓練実績等では約90分, 常設代替交流電源設備への給油作業は, 所要時間540分想定のところ訓練実績等では約176分であり, 想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力0.31MPa [gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力0.31MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約16時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における状態監視と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員は, 他の作業を兼任しているが, それら作業は事象発生約12時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの準備操作及び開始操作に与える影響はなし。よって, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>運転員 (現場) は, 中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは, 通常10分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。二次格納施設内までのアクセスルートは, 通常10分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また, 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる職直の体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約1時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>全交流動力電源喪失時の炉心損傷前の格納容器ベントについて, 運転員 (現場) の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。また, 二次格納施設内で電動弁の手動操作に移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。緊急時対策要員 (現場) の格納容器ベント準備操作 (格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備) は, 現場での手動弁4個の操作に移動時間を含めて60分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。また, 格納容器ベント開始操作は, 運転員 (現場) による格納容器ベント操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作であり, 本操作は, 格納容器圧力の上昇傾向を監視したうえで, 予め準備し格納容器圧力0.31MPa [gage]到達時に実施する。よって, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており, 格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約20分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力0.31MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約16時間後であり, 格納容器ベント準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, 格納容器ベント操作も同様に格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め準備が可能である。よって, 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。また, 操作開始時間が遅れた場合においても, 格納容器限界圧力は0.62MPa [gage]のため, 格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は, 解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており, 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ない</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約16時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。また, 格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は0.31MPa [gage]から上昇するが, 格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約38時間であり, 約20時間以上の余流があることから, 時間余裕がある</p>	<p>現場モックアップ等による実績では, 運転員 (現場) の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は, 伸縮継手を用いた他の弁の操作により移動時間含め約10分の操作時間で完了する見込みを得た。二次格納施設内で電動弁の手動操作は, 移動時間含め約35分の操作時間で完了する見込みを得た。格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整は, 設備設置中のため, 同様の弁の手動操作時間を考慮して, 移動時間を含めて60分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 格納容器ベント操作は, 伸縮継手を用いた原子炉格納容器二次隔離弁の手動操作を移動時間含め約10分の操作時間で完了する見込みを得た。よって, 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (3/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	-	-	-	訓練実績等より, 運転員による常設代替交流電源設備の起動操作, 並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し, 想定と同じ約 70 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した
代替原子炉補機冷却系運転操作	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員 (事故後 10 時間以降の参集要員) が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避 (想定約 30 分間) を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため, 操作開始時間が早まる可能性があり, 格納容器の温度及び圧力を早期に低下させる	操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は, 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から早まる可能性がある。この場合, 格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があり, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお, 常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合, 代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても, 常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため, 評価項目となるパラメータに影響しない	事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後としており, 4 時間程度の準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	訓練実績等より, 代替原子炉補機冷却系の移動・配置, フランジ接続, 及び電源車のケーブル接続等を含め, 想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (4/4)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 残留熱除去系ポンプを起動し, 低圧注水モードのための系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	逃がし安全弁による手動原子炉減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 復水移送ポンプの起動を確認し, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイモード) 運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 残留熱除去系ポンプを起動し, 格納容器スプレイモードのための系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

2.3.3 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失

2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+直流電源喪失」※1である。

※1 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により，必然的に全交流動力電源喪失となる。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」では，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が失われることを想定する。このため，直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源喪失により原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，全交流動力電源喪失時における直流電源喪失に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，高圧代替注水系による原子炉注水によって24時間後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード），低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって，炉心損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置等及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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図2.3.3.1から図2.3.3.4に，手順の概要を図2.3.3.5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表2.3.3.1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、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は10名である。

また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員34名である。必要な要員と作業項目について図2.3.3.6に示す。

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

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{※2}

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失^{※3}する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。

※2 直流電源喪失時には平均出力領域モータ等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。

※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは2.3.3.2の通り、「外部電源喪失+直流電源喪失」であるが、全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。

b. 高圧代替注水系による原子炉注水

高圧代替注水系による原子炉水注水については、2.3.2.1（3）bと同じ。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については、2.3.1.1（3）eと同じ。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、2.3.1.1 (3) fと同じ。

f. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、2.3.1.1 (3) gと同じ。

g. 残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱については、2.3.1.1 (3) hと同じ。

h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、2.3.1.1 (3) iと同じ。

2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機及び全ての注水機能を喪失する「外部電源喪失+直流電源喪失」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する解析条件は表2.3.2.2と同じ。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

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、全ての非常用ディーゼル発電機及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

重大事故等対策に関連する機器条件は、2.3.2.2 (2) bと同じ。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

重大事故等対策に関連する操作条件は、2.3.2.2 (2) cと同じ。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件は、2.3.1.2 (3)と同じ。

(4) 有効性評価の結果

有効性評価の結果は、2.3.2.2 (4)と同じ。

2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では2.3.2.3と同じ。

2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.3.1 (3)炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時

に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は34名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

必要な資源の評価結果は、2.3.2.4 (2)と同じ。

2.3.3.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧代替注水系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（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、高圧代替注水系による原子炉注水、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）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」において、高圧代替注水系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」に対して有効である。

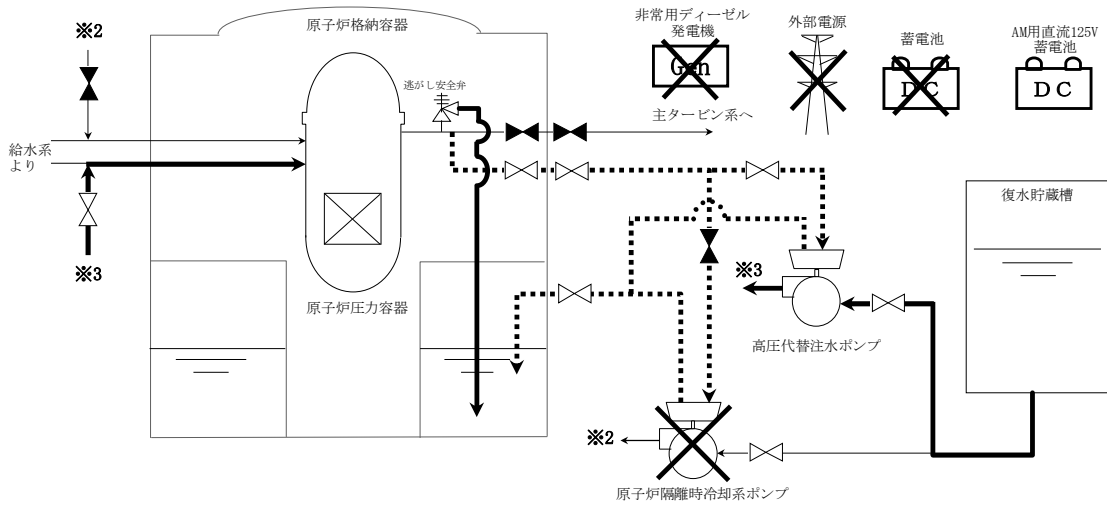


図 2.3.3.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の
重大事故等対処設備の概略系統図(1/4)
(原子炉注水)

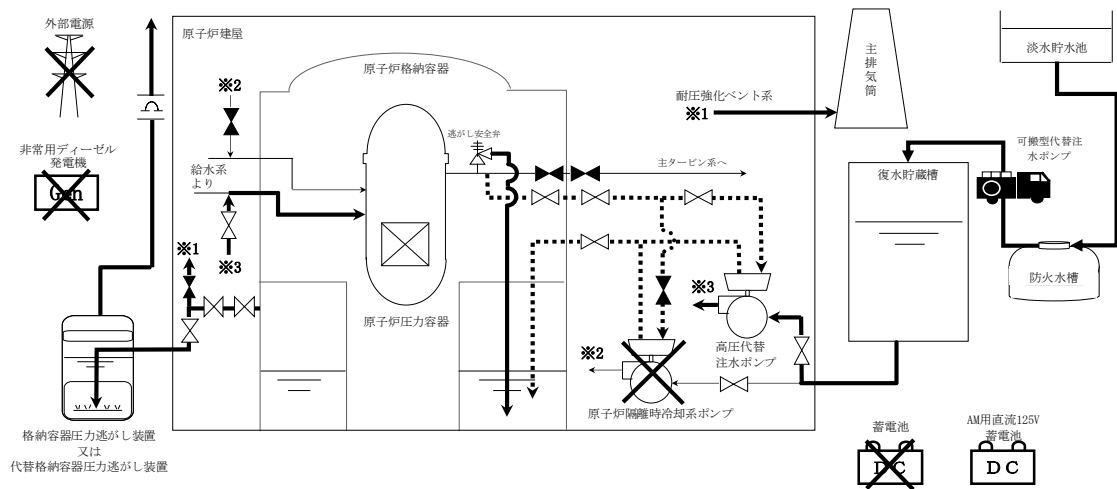


図 2.3.3.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の
重大事故等対処設備の概略系統図(2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

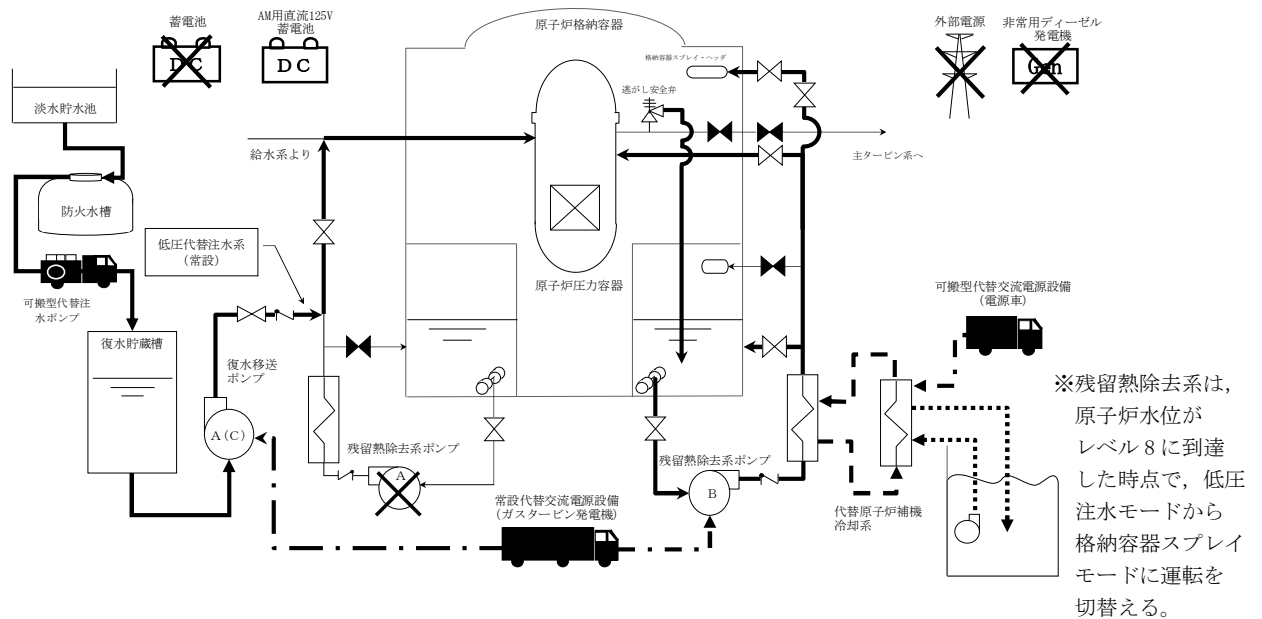


図 2.3.3.3 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の
重大事故等対処設備の概略系統図(3/4)
(原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

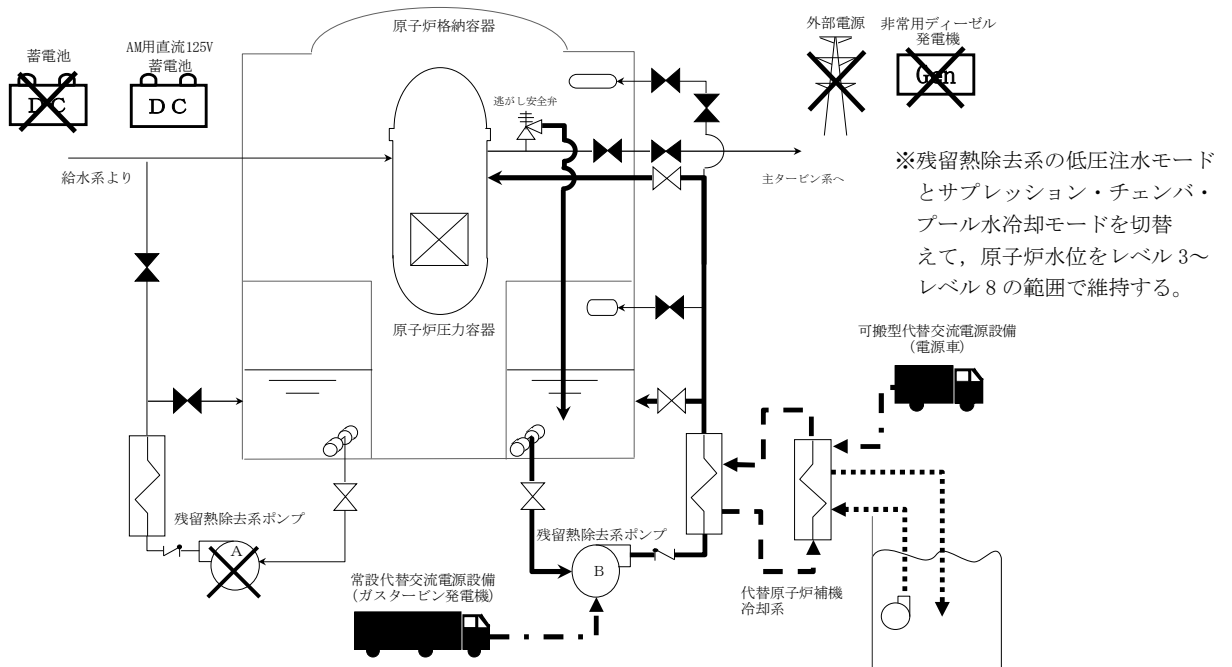


図 2.3.3.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時の
重大事故等対処設備の概略系統図(4/4)
(原子炉格納容器除熱)

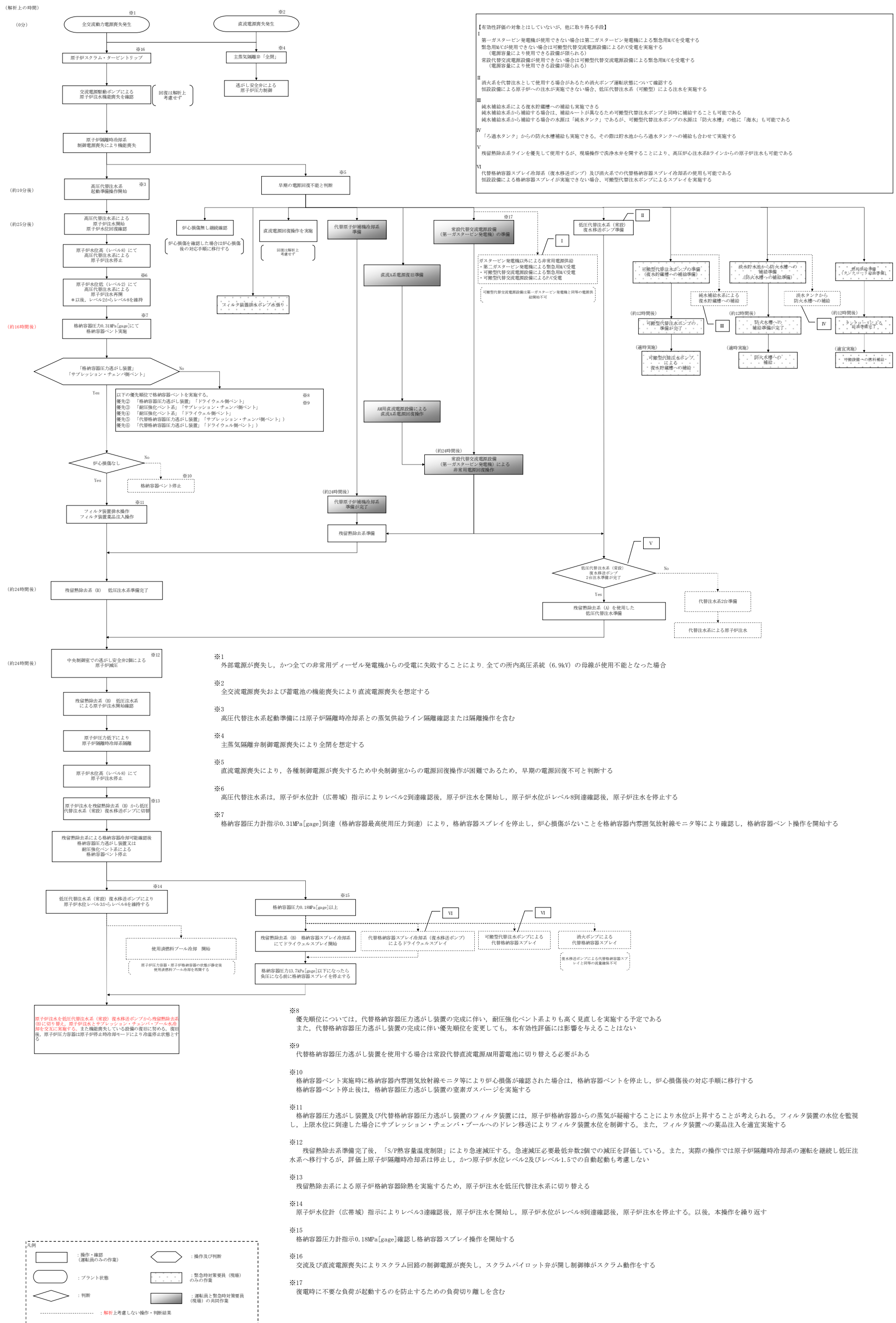


図 2.3.3.5 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (& 直流電源喪失時)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)								備考							
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	6号	当直副長		1人	号炉毎運転操作指揮	10	20	30	40	50	60	8	9		10	11	12	13	14	15	16
状況判断	通報連絡者	緊急時対策要員	5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	6号	7号	
	運転員 (中央制御室)	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	運転員 (現場)	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	緊急時対策要員 (現場)	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
状況判断	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
直流電源機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	対応可能な要員により対応する
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	対応可能な要員により対応する
高圧代替注水系起動操作	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
高圧代替注水系による原子炉注水	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	13人 (参集)	13人 (参集)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	4人	4人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
格納容器ベント準備操作	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
燃料給油作業	-	-	-	-	2人	2人	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

図 2.3.3.6 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の作業と所要時間 (1/2)

全交流動力電源喪失 (& 直流電源喪失時)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)										備考		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		26	27
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル2~レベル4で原子炉注水 原子炉隔離時冷却系での注水は、復水移送ポンプによる注水準備完了を確認するまで実施												
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・ベント準備	60分												
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	※6 (2人)	※6 (2人)	・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視												
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント操作	60分												
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置は測定	適宜実施										中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する		
	-	-	-	-	4人 (※8, ※9)	4人 (※8, ※9)	・フィルタ装置戻り補給	適宜実施										中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する		
燃料給油準備	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリへの補給											120分	タンクローリ積量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油												適宜実施	
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	-	-	※1 (13人)	※1 (13人)	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	作業中断 (一時待避中)										270分+待避時間30分	・作業時間10時間	
燃料給油準備	-	-	-	-	※8 (2人)	-	・軽油タンクからタンクローリへの補給											90分	タンクローリ積量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・電源車への給油												適宜実施	
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※9 (3人)	※9 (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視												適宜実施	
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・放射線防護装備準備											10分		
	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機起動											20分		
常設代替交流電源設備 運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・ガスタービン発電機 運転状態監視											5分		
	-	-	-	-	2人	-	・放射線防護装備準備 ・ガスタービン発電機 運転状態監視											10分	適宜実施	
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C (D系) 受電確認											10分		
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, d	-	-	・放射線防護装備準備											10分		
	-	-	-	-	-	-	・M/C (D系) 受電											10分		
常設代替交流電源設備による受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・M/C (C系) 受電確認											10分		
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・M/C (C系) 受電 ・MCC (C系) 受電											10分		
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系ポンプ起動											15分		
原子炉急凍減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作 ・低圧注水モードによる原子炉注水											5分		
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ											15分		
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・現場移動 ・低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替											30分		
低圧注水モードから低圧代替注水系 (常設) 切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モードによる原子炉注水停止 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水開始											5分		
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注水操作	原子炉水位はレベル3~レベル4維持												
格納容器ベント停止操作	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・格納容器ベント停止操作											30分		
格納容器スプレイ冷却系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器スプレイ弁操作	格納容器圧力(13.7~180kPa[gage])維持												
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側 1系隔離	代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する										60分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	再起動準備としてろ過器の隔離およびスキマージタンクへの補給を実施する										30分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	燃料プール冷却浄化ポンプを再起動して使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する										30分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※4 (1人)	※4 (1人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	現場確認中断 (一時待避中)										適宜実施		
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	※5 (2人)	-	・淡水貯水池から防火水槽への補給	現場確認中断 (一時待避中)										適宜実施	一時待避前に防火水槽が枯渇しないように補給量を調整する	
燃料給油作業	-	-	-	-	※7 (2人)	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	現場確認中断 (一時待避中)										適宜実施	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する	
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	10人 (※8, ※9)	10人 (※8, ※9)														


() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.3.3.6 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)+直流電源喪失時の作業と所要時間(2/2)

表 2.3.3.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失時における炉心損傷防止対策

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移、および逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 所内蓄電式直流電源設備	—	格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位計 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (S/C) フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧計
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	代替原子炉補機冷却系	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】
残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイモード）による原子炉格納容器除熱を実施する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイモード）】	代替原子炉補機冷却系	【残留熱除去系系統流量計】 格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) ドライウェル雰囲気温度計 サブプレッション・チェンバ気体温度計 サブプレッション・チェンバ・プール水温度計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計 (SA)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

 有効性評価上考慮しない操作

2.3.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗

2.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」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考え方

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」では，全交流動力電源喪失後と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁 1 個が開固着したことによって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，全交流動力電源喪失に加えて逃がし安全弁 1 個が開固着した場合に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）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，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

ただし，本事故シーケンスグループは，「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の主要解析条件である，「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする」という条件の有無によって，炉心損傷防止の成否が変わることを踏まえ，本条件を除外して有効性評価を実施する。なお，本条件を除外しない場合，本事故シーケンスグループの評価は「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスの評価に包絡される。

（添付資料 2.3.4.1）

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とす

るため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、常設代替交流電源設備による給電手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉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図 2.3.4.1 から図 2.3.4.4 に、手順の概要を図 2.3.4.5 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表 2.3.4.1 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、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は10名である。

また、事象発生10時間以降に追加で必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。必要な要員と作業項目について図2.3.4.6に示す。

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

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉隔離時冷却系系統流量計である。

原子炉水位回復後は、逃がし安全弁 1 個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、2.3.1.1 (3) c と同じ。

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備完了後、原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計である。

e. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）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。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）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。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171°C に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）等である。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

g. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転を開始する。

サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温計等である。

h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び残留熱除去系系統流量計等である。

原子炉水位回復後は、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。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を再開する。

2.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再開失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、全ての注水機能を喪失する「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.3.4.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。同時に、逃がし安全弁1個の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m³/h（8.12MPa[dif]～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

原子炉減圧後に、最大300m³/hで原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、代替格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）とする。

(g) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(h) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃、海水温度 30℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は、事象発生から70分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。
- (b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から70分後の常設代替交流電源設備からの給電の直後に開始する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉の急速減圧操作は、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系が停止した時点で開始する。
- (d) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。
- (e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は、事象発生から20時間後に開始する。
- (f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.3.4.7から図2.3.4.12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、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及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.3.4.13から図2.3.4.18に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.3.4.19から図2.3.4.22に示す。

※シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。

事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始する。逃がし安全弁（1 個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約 1.5 時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止した時点で原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって、逃がし安全弁 2 個を手動開することで実施する。逃がし安全弁（1 個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、有効燃料棒頂部を下回ることなく、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、原子炉水位は回復する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧による原子炉水位の低下に伴って上昇するが、燃料被覆管では核沸騰冷却が継続するため熱伝達係数は変化しない。このため、燃料被覆管温度が上昇することは無く、原子炉減圧による飽和温度の低下に伴って燃料被覆管温度は低下する。

全交流動力電源喪失に伴い、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が、原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び事象発生から 20 時間後からは、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。

なお、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した場合は、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を交互に実施することで、サプレッション・チェンバ・プールの水位上昇を抑制しつつ、原子炉水位維持及び原子炉格納容器除熱を行う。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.3.4.13 に示すとおり、初期値を上回ることなく、1,200°C 以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、図 2.3.4.7 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[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 7.82MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144°Cに抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.3.4.8 に示すとおり、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）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、20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

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

2.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料 2.3.4.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

本重要事故シーケンスにおける初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件に係る不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(2) 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」と同じ。

(添付資料2.3.4.2)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70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、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約1.5時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系から低压代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位の維持の点では問題とならない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低压代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、操作開始時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性がある

ため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

(添付資料2.3.4.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が高くなるが、燃料被覆管の冠水は維持されるため、その影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高(レベル8)到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性がある。

(添付資料2.3.4.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(約1.5時間)内に低圧代替注水系(常設)の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電を実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、低圧代替注水系(常設)への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(約1.5時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約2時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、運転操作が遅れる場合においても、限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生から約38時間であり、約18時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料2.3.4.2)

(4) まとめ

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

2.3.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は、「2.3.4.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,400m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約6,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必

要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかつた場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

(添付資料 2.3.4.3)

b. 燃料

2.3.1.4 (2) b. 「燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号及び7号炉で約2,379kW（6号炉：1,181kW 7号炉：1,198kW）必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.4.4)

2.3.4.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁1個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注

水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」において、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗」に対して有効である。

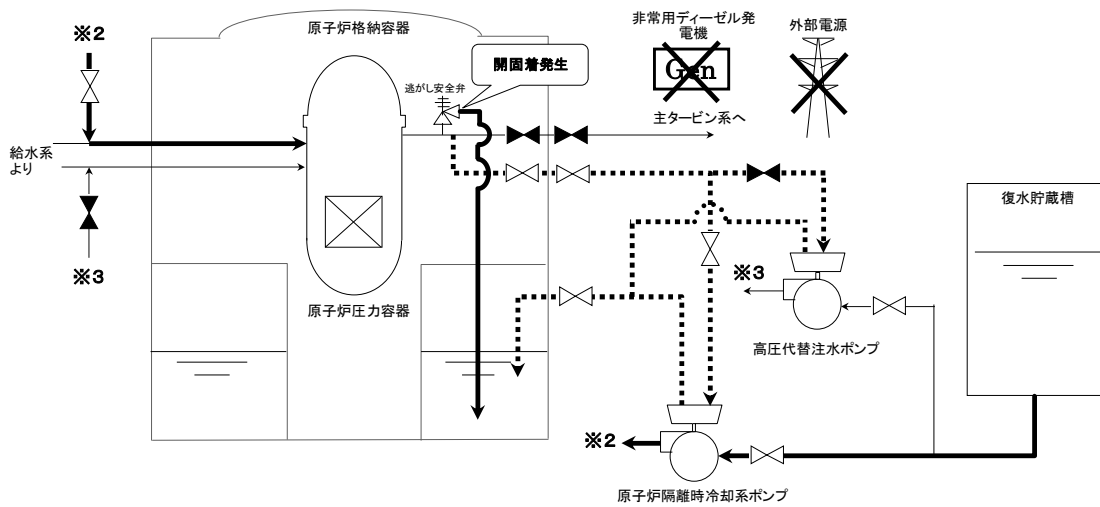


図 2.3.4.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）

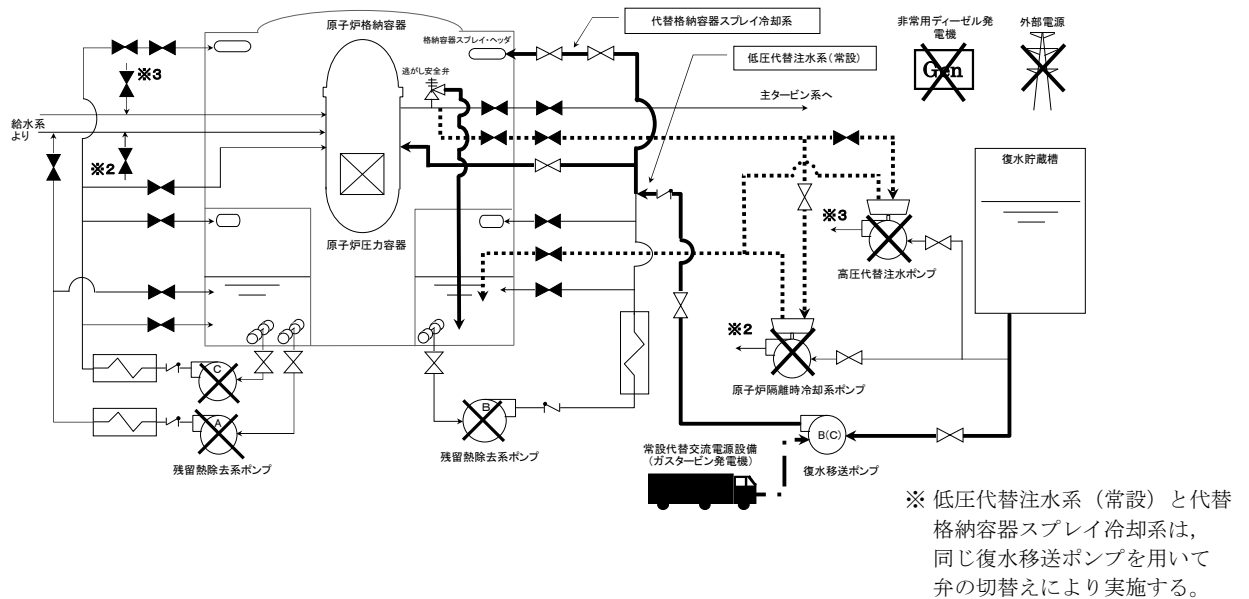


図 2.3.4.2 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

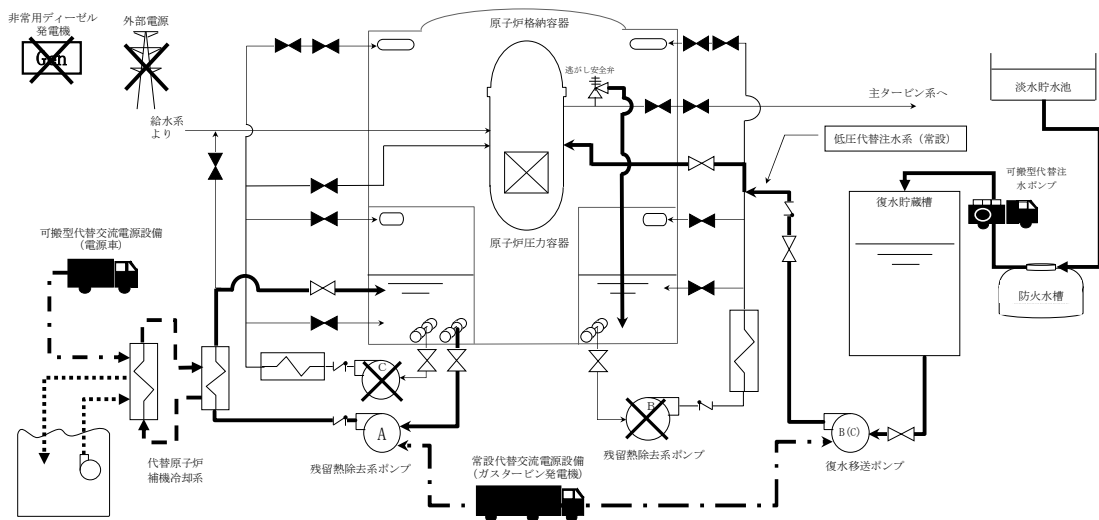
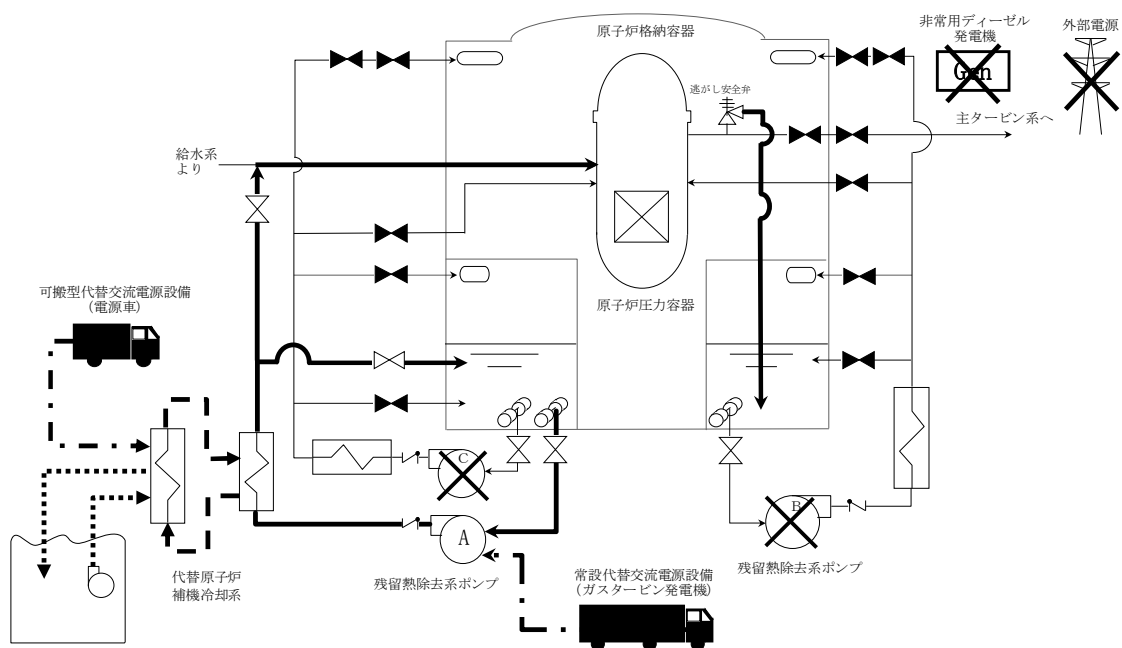


図 2.3.4.3 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（3/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉水位をレベル 3～レベル 8 の範囲で維持する。

図 2.3.4.4 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の
重大事故等対処設備の概略系統図（4/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

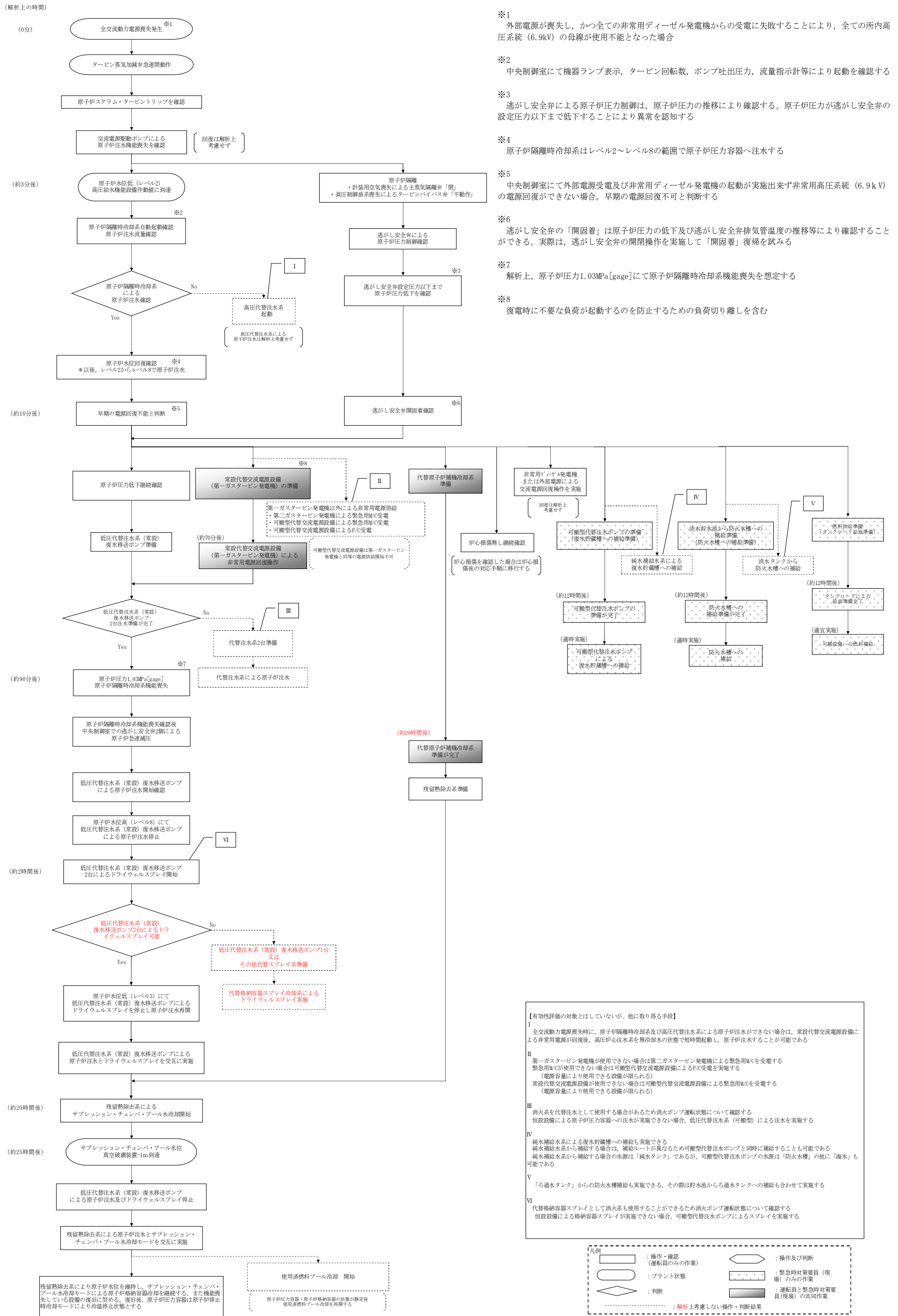


図 2.3.4.5 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (&逃がし安全弁漏えい)							経過時間 (分)													備考	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)													備考
	責任者		当直長		1人			経過時間 (分)													
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントラップ確認 ・逃がし安全弁「漏洩音」確認 ・交流電源喪失による原子炉注水機能喪失確認	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・原子炉隔離時冷却系での注水は、原子炉圧力1.60MPaまで実施 ・原子炉注水確認	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
交流電源回復操作 (解放上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復 ・受電前準備 (中継) ・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認 ・ガスタービン発電機給電準備 ・ガスタービン発電機起動	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	対応可能な要員により対応する
施設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	2人 C, D	-	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認 ・ガスタービン発電機給電準備 ・ガスタービン発電機起動	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
施設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	(2人) C, D	(4人) a, d, e, f	-	-	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・6号炉 3号炉 (D) 受電準備 ・現場移動 ・7号炉 3号炉 (C) (D) 受電準備	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
施設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	2人	・ガスタービン発電機 運転状態確認 ・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・ガスタービン発電機 運転状態確認	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	通時実施
施設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・3号炉 受電確認 ・6号炉 3号炉 (D) 受電 ・6号炉 3号炉 (D) 受電 ・7号炉 3号炉 (C) (D) 受電 ・7号炉 3号炉 (C) (D) 受電	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
低圧代替注水 (実設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ (B,C) 起動/運転確認 ・低圧代替注水 (実設) ラインアップ ・現場移動 ・低圧代替注水 (実設) 現場ラインアップ ・復水移送ポンプ稼働ライン切替	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	交流電源回復前より通時手段確保等の作業を実施する
施設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) a, d	-	-	・現場移動 ・6号炉 3号炉 (C) 受電準備	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
施設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・6号炉 3号炉 (C) 受電確認 ・6号炉 3号炉 (C) 受電 ・6号炉 3号炉 (C) 受電	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
原子炉急凍減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	
低圧代替注水 (実設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入準備	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	原子炉水位はレベル2～レベル3維持

全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +SRV再閉失敗時の作業と所要時間							経過時間 (時間)													備考		
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)													備考	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			経過時間 (時間)														
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26		28
低圧代替注水 (実設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入準備	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ準備 ・放射線防護装置準備 ・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 ・可搬型代替注水ポンプ稼働、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人 B1, B2	2人 B1, B2	・燃料タンクからタンクローリーへの給油 ・ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	タンクローリー位置に応じて適宜燃料タンクから給油
燃料給油作業	-	-	-	-	2人 B1, B2	2人 B1, B2	・燃料タンクからタンクローリーへの給油	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	
低水貯水池から防火水槽への給油	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・低水貯水池～防火水槽への高圧給油、ホース水張り ・低水貯水池から防火水槽への給油	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	適宜実施
代替原子炉隔離冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) a, d	-	-	・放射線防護装置準備 ・現場移動 ・代替原子炉隔離冷却系 現場ラインアップ	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	
燃料給油準備	-	-	-	-	2人 B1, B2	2人 B1, B2	・燃料タンクからタンクローリーへの給油	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	タンクローリー位置に応じて適宜燃料タンクから給油
燃料給油作業	-	-	-	-	2人 B1, B2	2人 B1, B2	・電源車への給油	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	適宜実施
代替原子炉隔離冷却系 運転	-	-	-	-	2人 B1, B2	2人 B1, B2	・代替原子炉隔離冷却系 運転状態監視	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	適宜実施
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード 起動準備 ・サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード 起動	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	
残留熱除去系 原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入準備	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	適宜実施
残留熱除去系 サブプレッション・チェンバ・プールの冷却操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 サブプレッション・チェンバ・プールの冷却準備	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	レベル4まで注水後は、適宜原子炉注水とサブプレッション・チェンバ・プールの冷却モードの切り替えを繰り返し実施 原子炉水位はレベル2～レベル3維持
燃料給油準備	-	-	(2人) C, D	(2人) a, d	-	-	・燃料プールの冷却浄化系熱交換器冷却水取り戻し準備 ・代替原子炉隔離冷却系が供給していない際の燃料プールの冷却浄化系熱交換器を隔離する	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	燃料プール水温「75℃」以下操作要員を確保して対応する
燃料給油作業	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スクワーリングタンク水位調整 ・燃料プールの冷却浄化系熱交換器 ・燃料プールの冷却浄化系再起動	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	燃料プール水温「75℃」以下操作要員を確保して対応する
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装置準備 ・燃料タンクからタンクローリーへの給油	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	タンクローリー位置に応じて適宜燃料タンクから給油
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	適宜実施

図 2.3.4.6 全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +SRV再閉失敗時の作業と所要時間

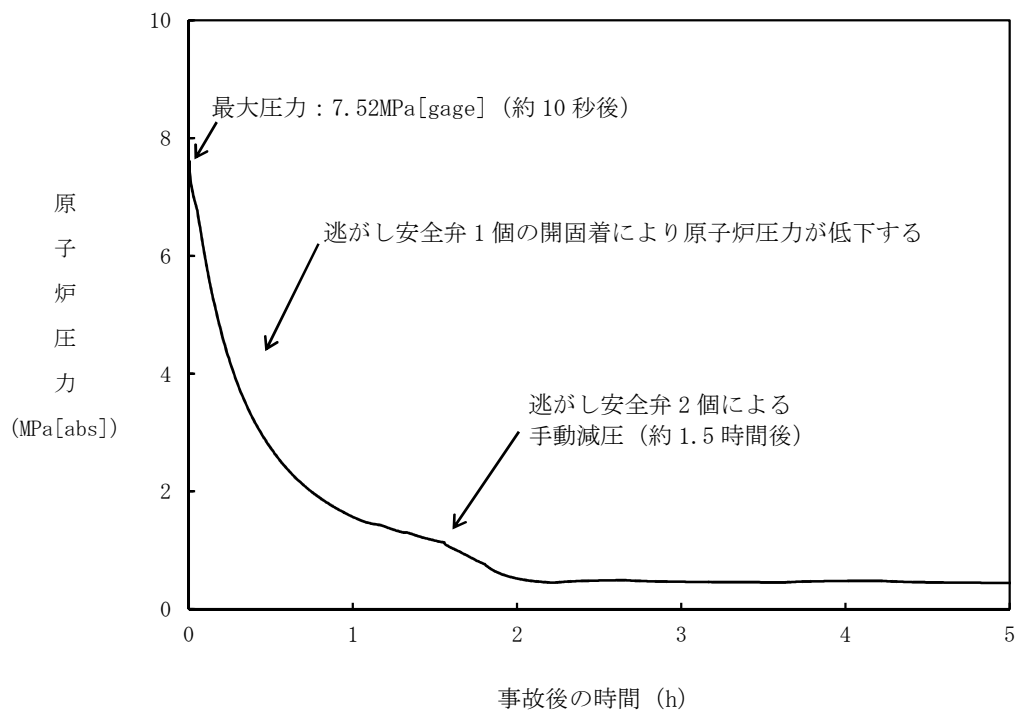


図 2.3.4.7 原子炉圧力の推移

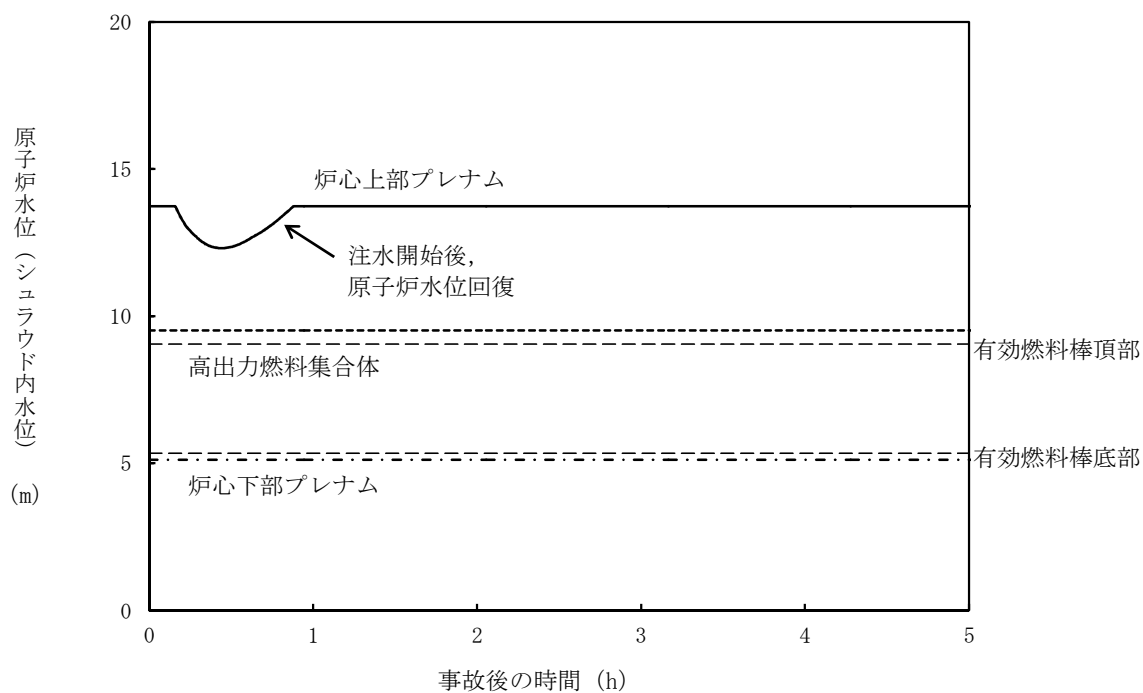


図 2.3.4.8 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

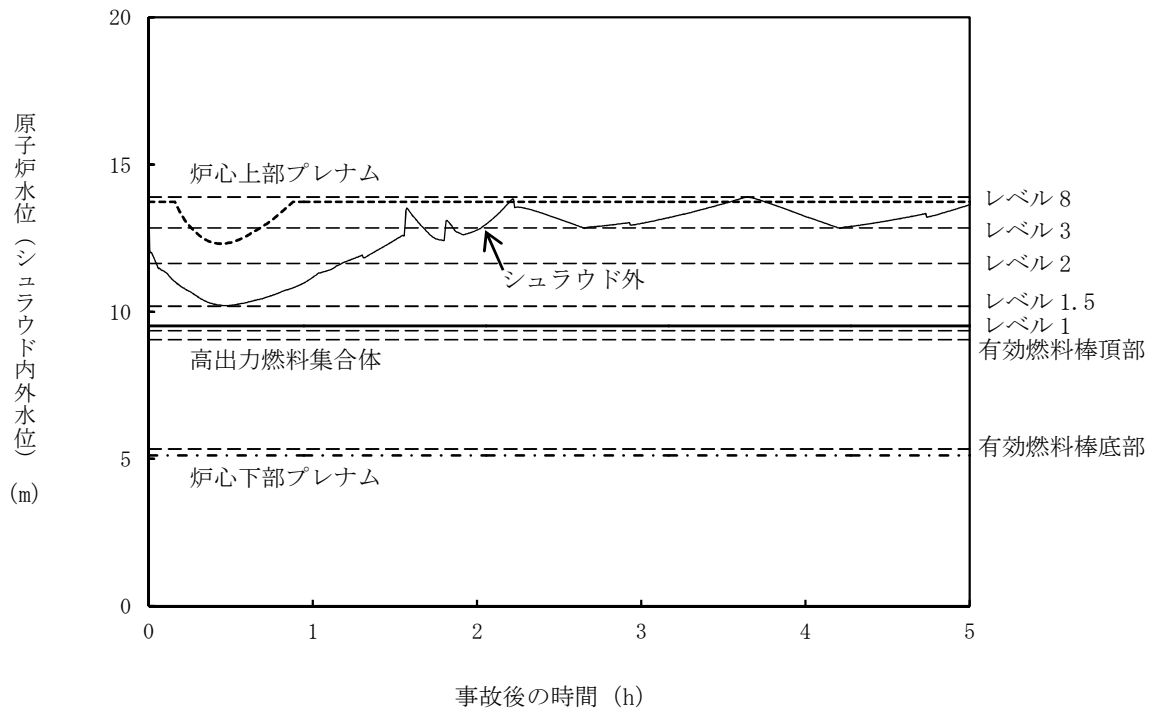


図 2.3.4.9 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

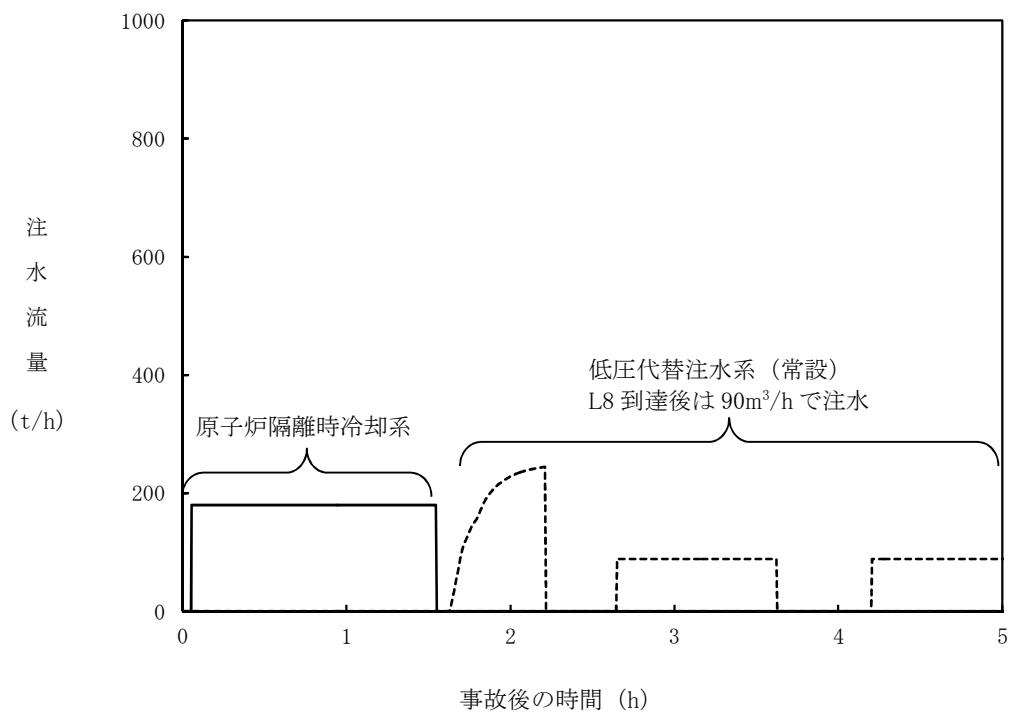


図 2.3.4.10 注水流量の推移

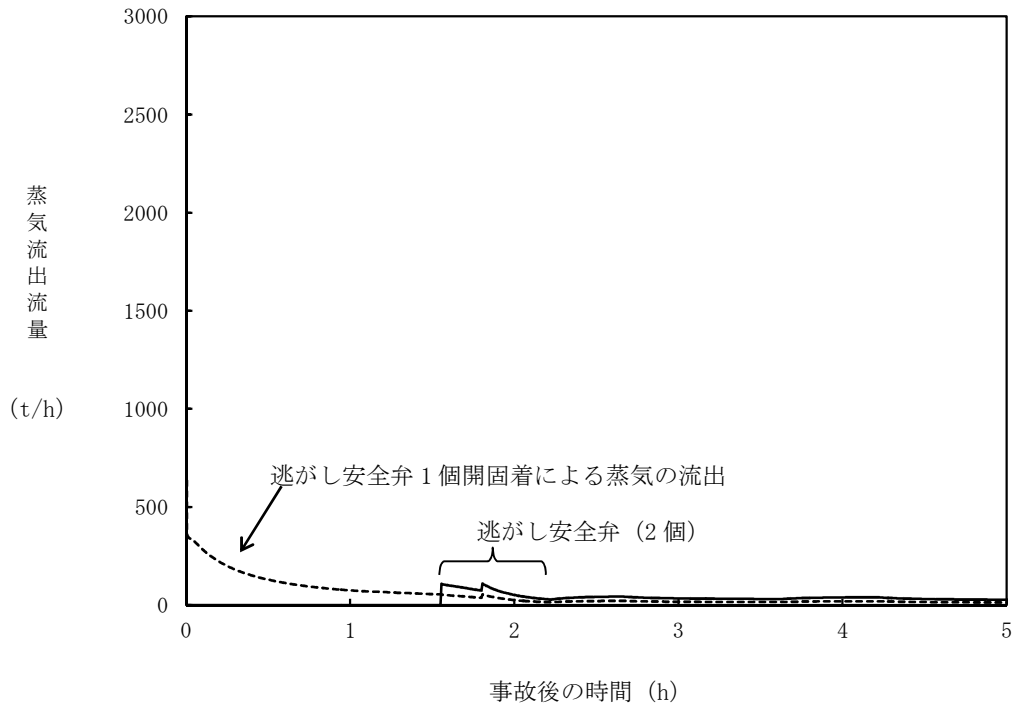


図 2.3.4.11 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

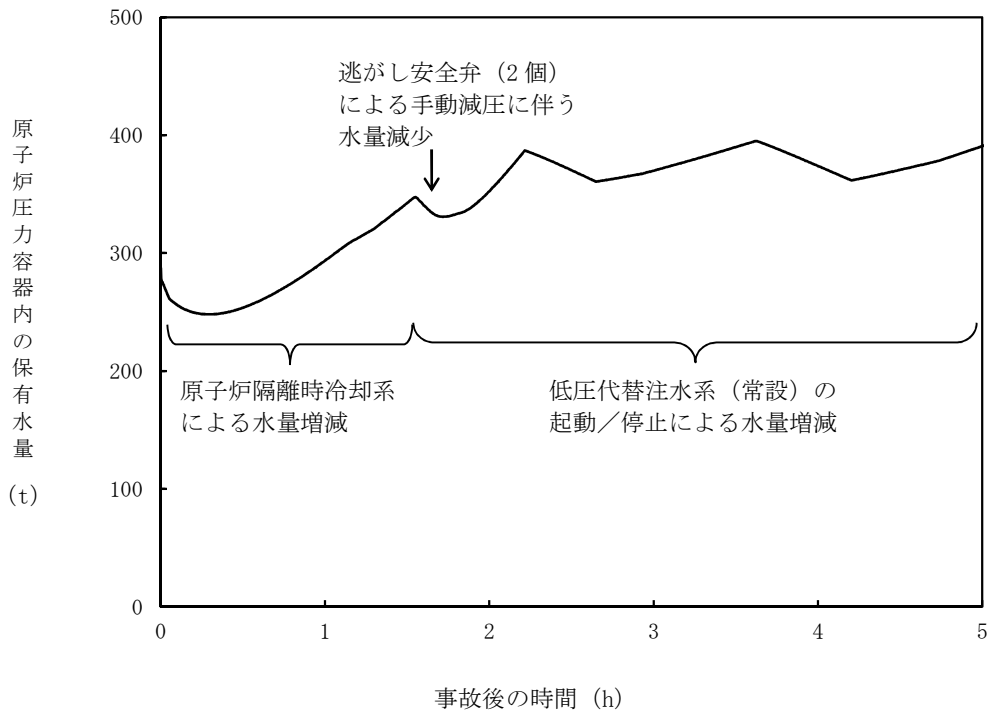


図 2.3.4.12 原子炉压力容器内の保有水量の推移

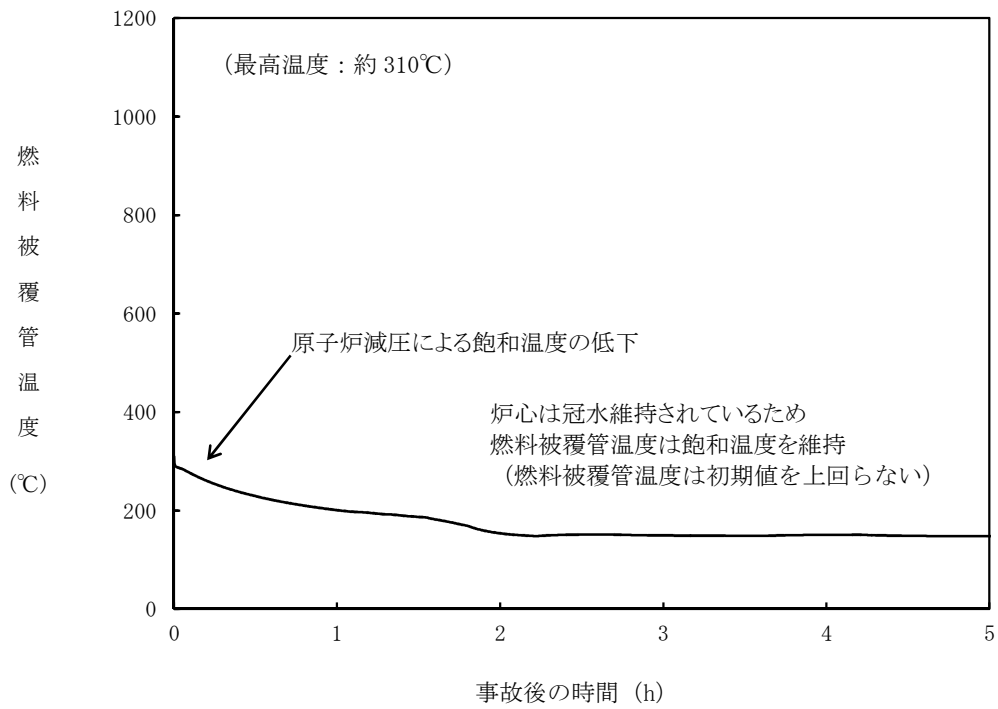


図 2.3.4.13 燃料被覆管温度の推移

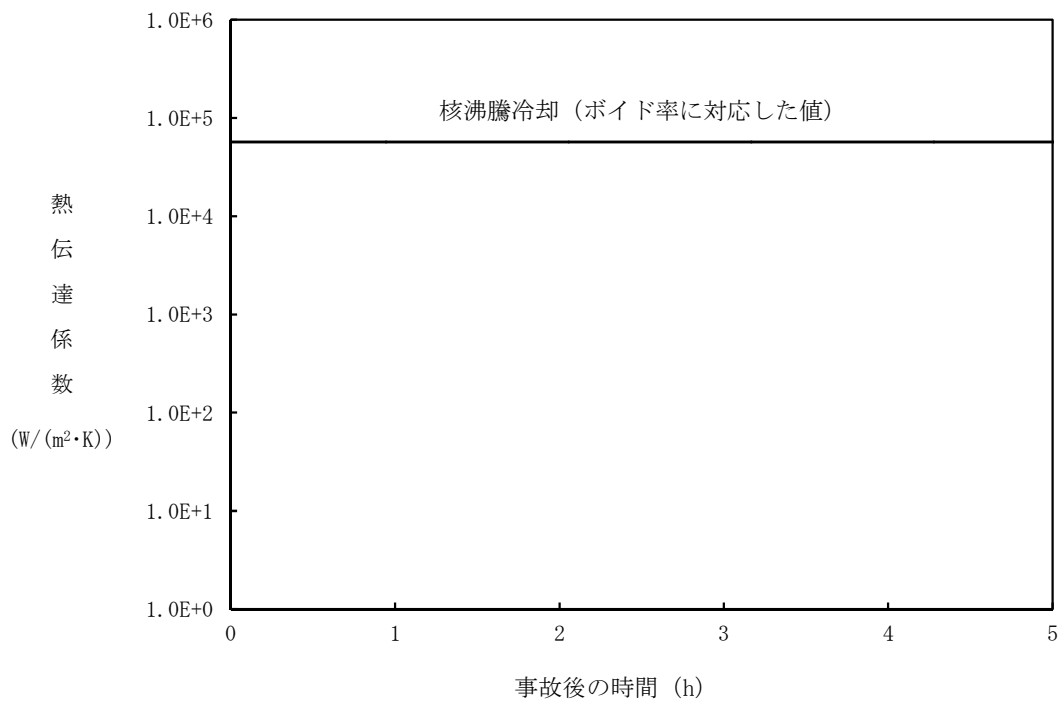


図 2.3.4.14 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

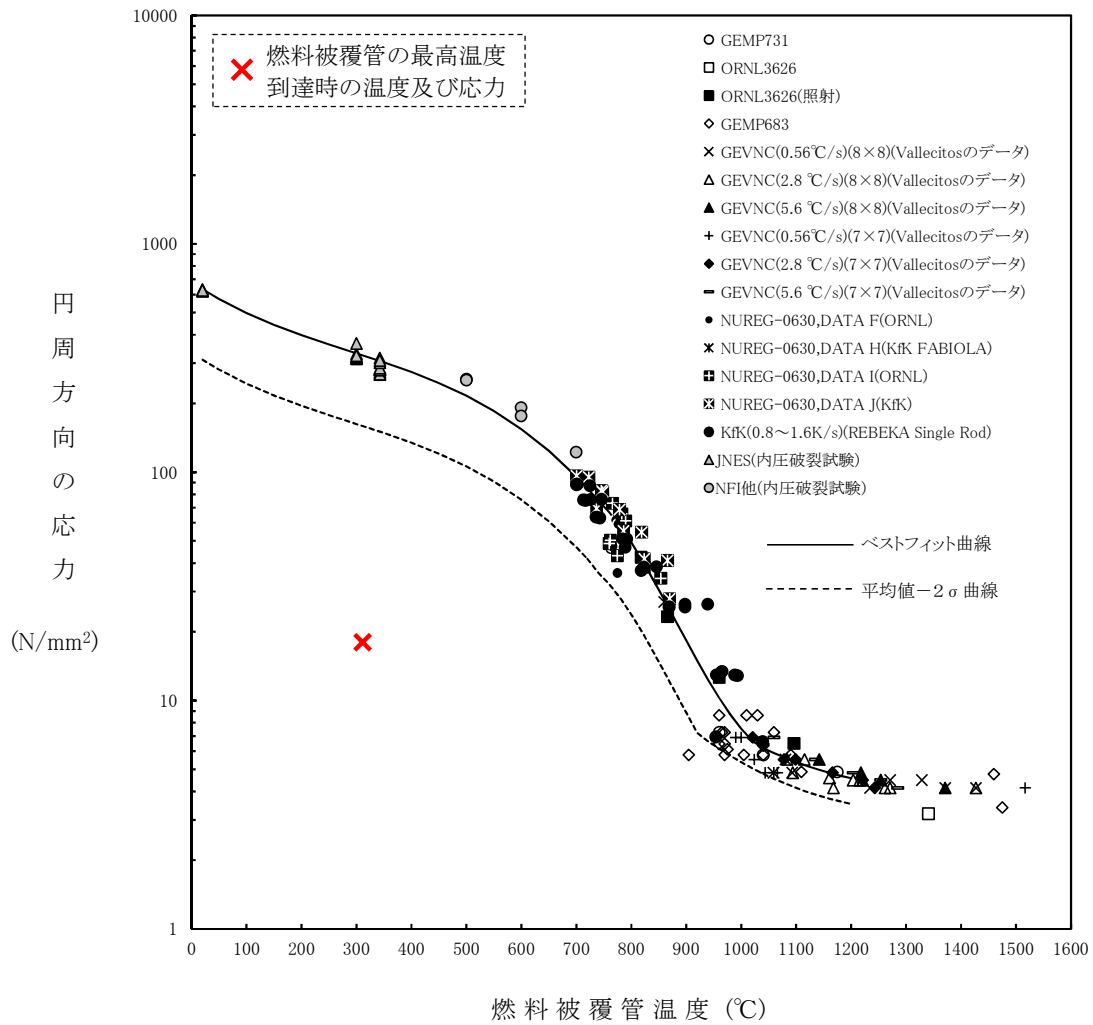


図 2.3.4.15 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

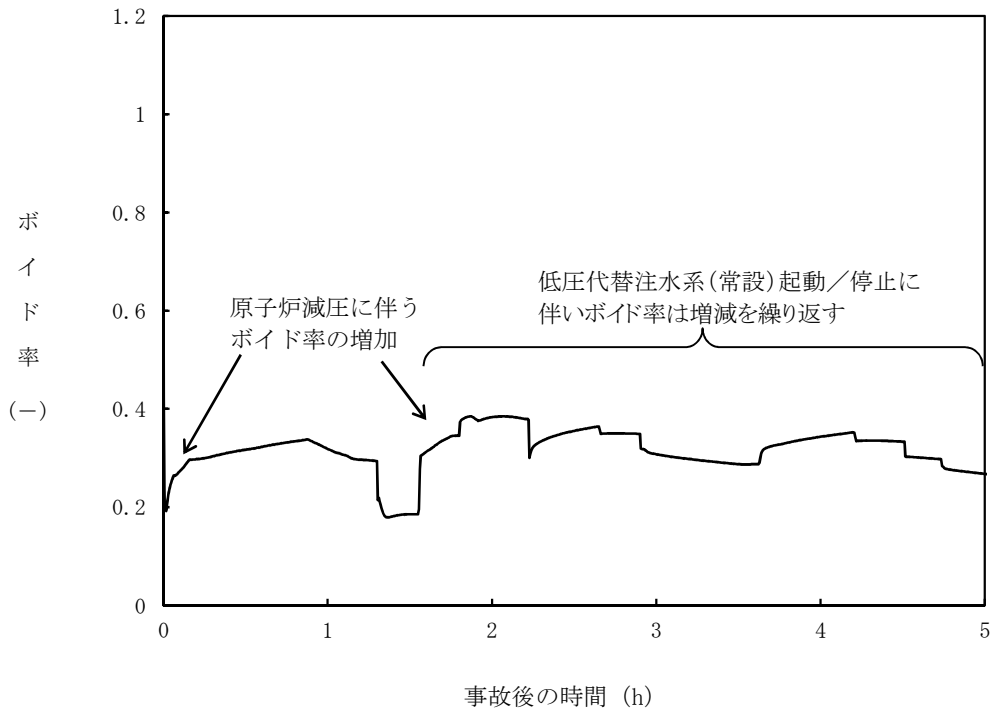


図 2.3.4.16 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

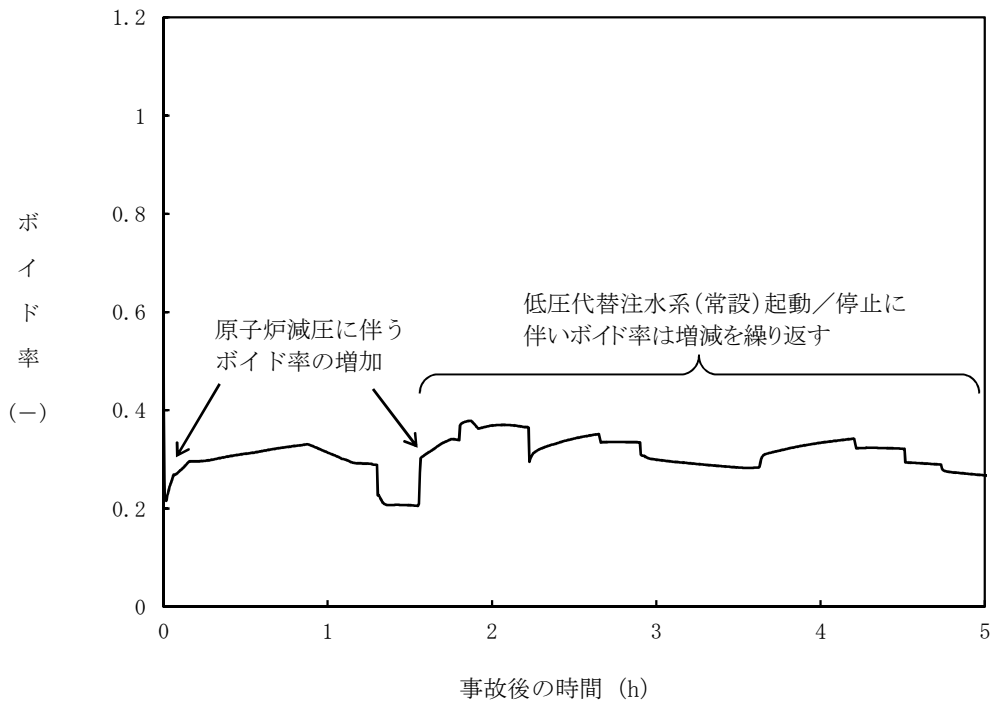


図 2.3.4.17 高出力燃料集合体のボイド率の推移

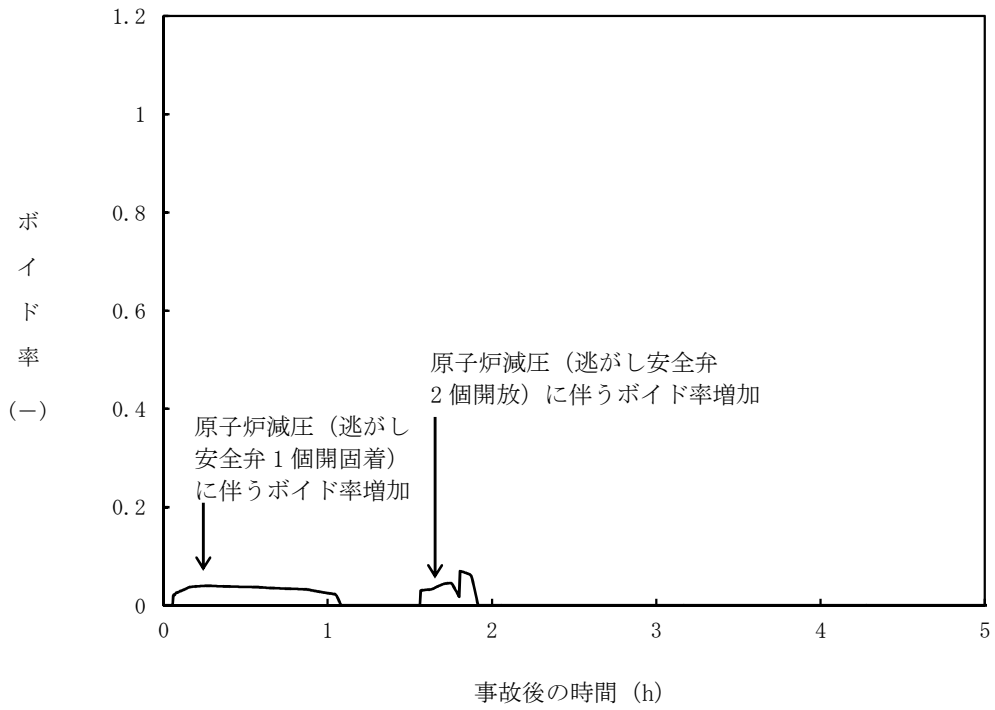


図 2.3.4.18 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

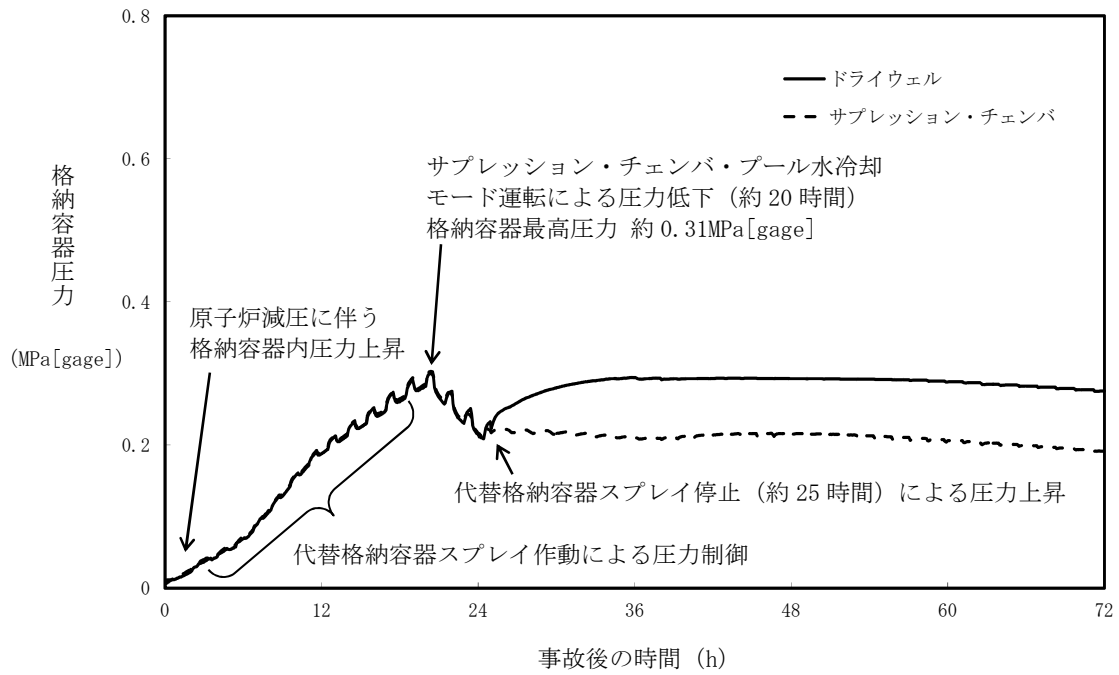


図 2.3.4.19 格納容器圧力の推移

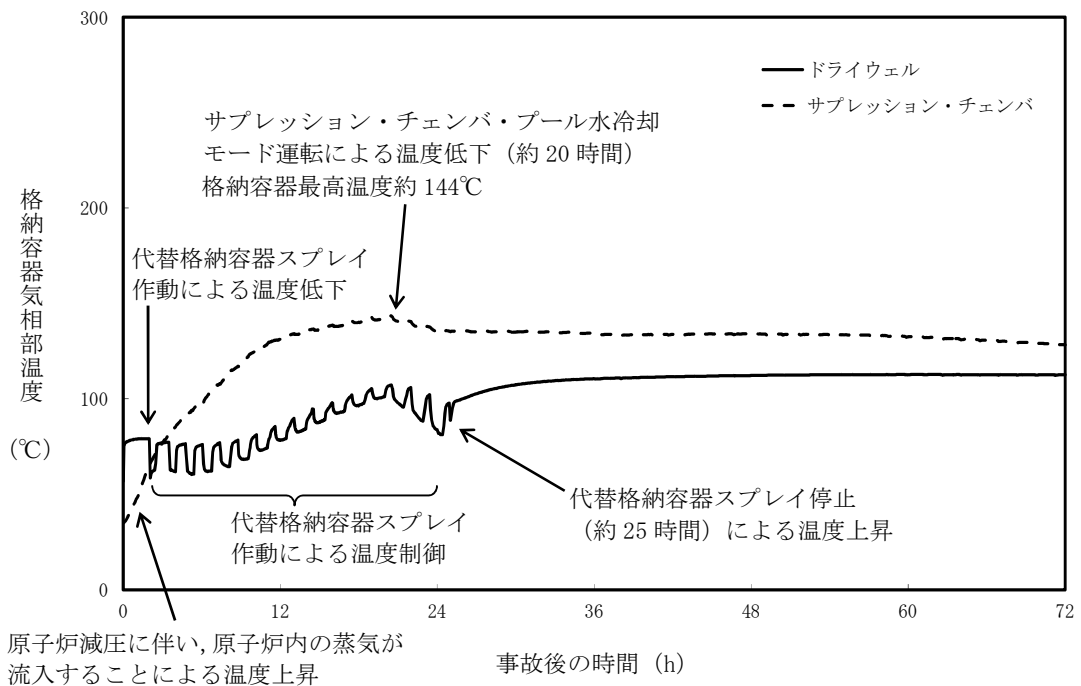
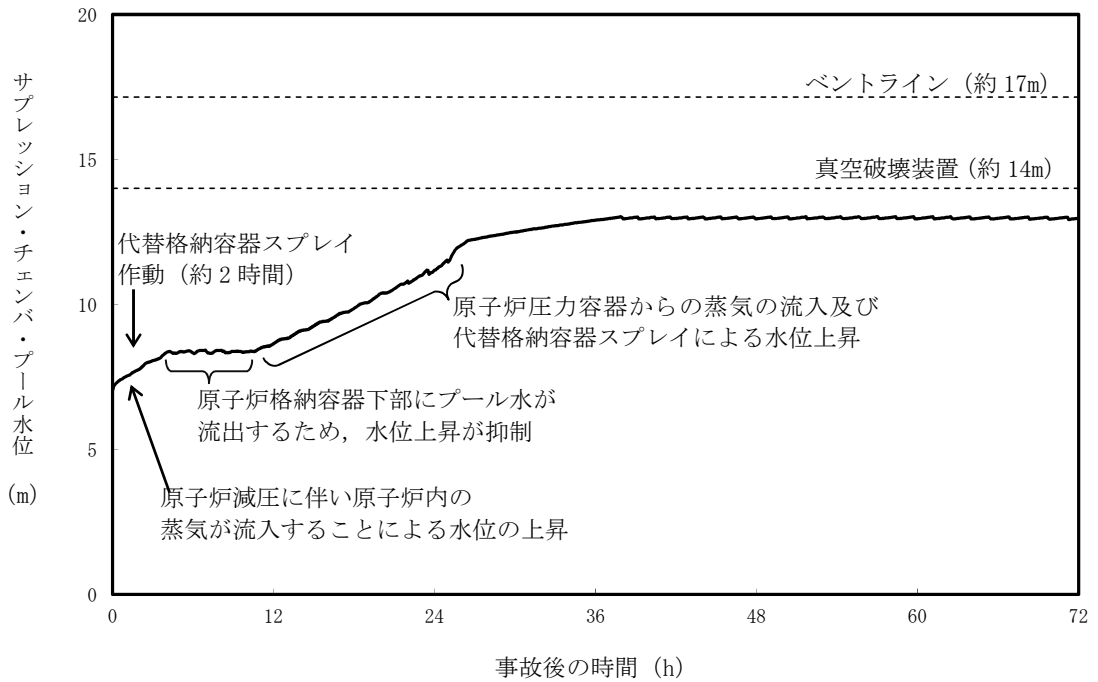


図 2.3.4.20 格納容器気相部温度の推移



※サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した時点で、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止することで外部水源からの注水を制限し、かつ、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による炉心及び原子炉格納容器除熱とサプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系の低圧注水モードによる原子炉注水を適宜切替えて実施することで、水位の上昇が抑制される。

図 2.3.4.21 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

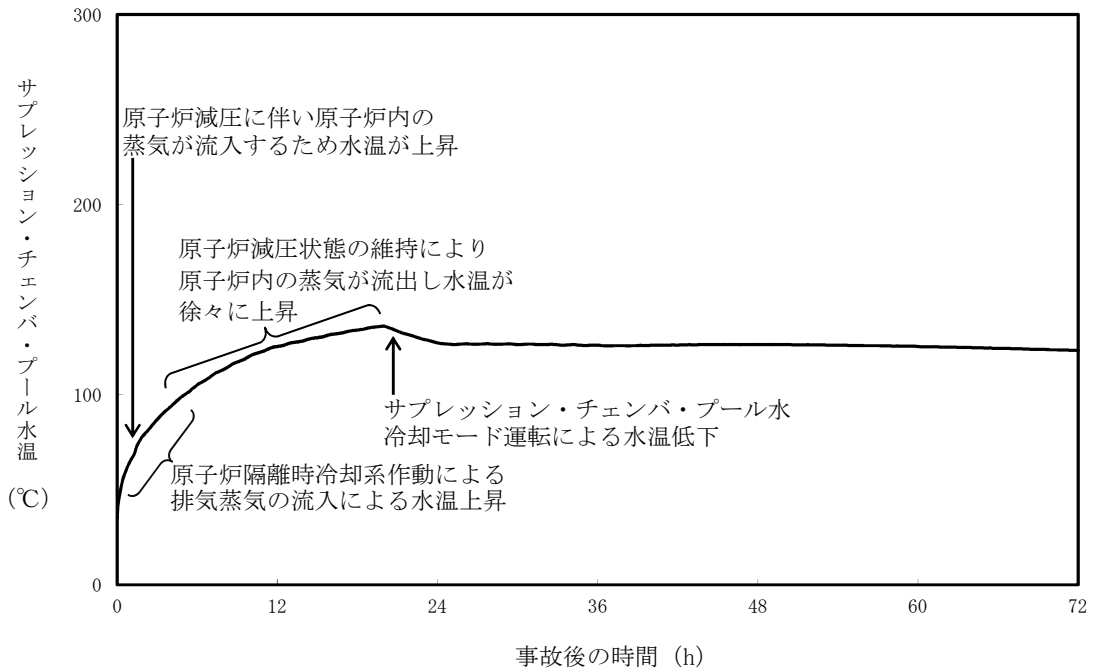


図 2.3.4.22 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.3.4.1 全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗時における炉心損傷防止対策

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計（SA）
高压代替注水系による原子炉注水	高压注水機能喪失確認後、高压代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する	高压代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 高压代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、復水移送ポンプを手動起動し、逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計
低压代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低压代替注水系（常設）の圧力を下回ると、低压代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	原子炉水位が、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、代替スプレイを再開する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	代替原子炉補機冷却系	【残留熱除去系系統流量計】 サブプレッション・チェンバ・プール水温計
残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水	サブプレッション・チェンバ・プール水位が、真空破壊装置-1mに到達した場合、低压代替注水系（常設）による注水を停止し、残留熱除去系の低压注水モード運転による原子炉注水を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低压注水モード）】	代替原子炉補機冷却系	サブプレッション・チェンバ・プール水位計 原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（1/6）

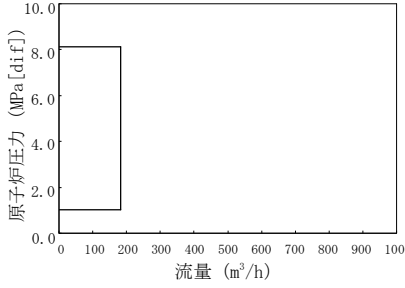
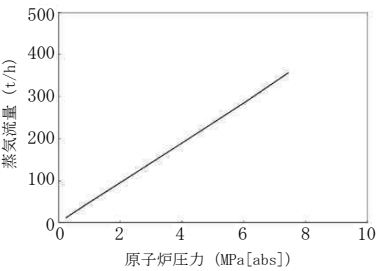
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定

2.3.4-28

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（2/6）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃， 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって， 外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し設定
		逃がし安全弁 1 個開固着	本事故シーケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（3/6）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号 タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	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 182m ³ /h（8.12~1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁 自動圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 	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

2.3.4-30

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（4/6）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にて原子炉格納容器内にスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（5/6）

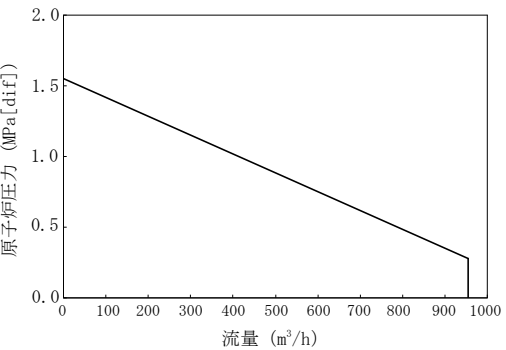
	目 項	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し、954m ³ /h（0.27MPa[dif]）にて注水	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定</p>  <p>残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性</p>
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定

表 2.3.4.2 主要解析条件（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（6/6）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下し，原子炉隔離時冷却系が停止した時点	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水確保を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	原子炉水位高（レベル 8）到達時	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が可能であり，原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が，真空破壊装置-1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）
+SRV 再閉失敗」の特徴及び対応の基本的考え方

1. 本事故シーケンスグループの特徴

事故シーケンスグループ「全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため、開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着したことによって、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失し、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、全交流動力電源喪失に加えて逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着した場合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。

しかしながら、本事故シーケンスグループに対して、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）の事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の主要解析条件である、事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという条件及び有効性評価全体の基本的な評価条件として設定している可搬型設備の使用開始時間を事象発生から 12 時間後とするという条件を設定すると、代替の注水手段を講じることができず、炉心損傷を防止することができない。

本事故シーケンスグループは、全ての設計基準事故対処設備の注水機能を失うこと及び原子炉圧力容器からの蒸気の流出が継続し、原子炉隔離時冷却系が運転できない範囲まで原子炉圧力が低下するという点で、大口径の配管の破断による LOCA と設計基準事故対処設備の注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスと同じ事象進展上の特徴を有している。

大口径の配管の破断による LOCA と設計基準事故対処設備の注水機能の喪失が重畳する事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであることから、格納容器破損防止対策の有効性を評価する事故シーケンスと整理している。

このため、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」と同じ事象進展上の特徴を有する本事故シーケンスグループについても、格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスグループと整理し、起点のプラント損傷状態を「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流電源喪失」*とした「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスに含めて評価する。なお、原子炉圧力容器からの蒸気の流出（原子炉水位の低下速度）の観点では、蒸気が流出する際の口径の観点で大破断 LOCA の方が厳しいこと及びプラント損傷状態に全交流電源喪失を含めたことから、「雰囲気圧力・温度による静的負

荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスに本事故シーケンスは包絡される。

※プラント損傷状態には、PRA から抽出された「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」に全交流電源喪失を加えているが、これは全交流電源喪失を加えることで電源復旧等の対応が生じ、重大事故等対処設備の有効性を総合的に評価する上で効果的なシナリオになるためである。

2. 実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待する場合

一方、事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという審査ガイドの条件を除外し、実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待する場合には、本事故シーケンスグループに対しても炉心損傷を防止できる。

事象発生から 24 時間は交流動力電源に期待しないという審査ガイドの条件は、全交流電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の運転が可能な事故シーケンスに対して、直流電源設備の増強等による原子炉隔離時冷却系の長時間運転の有効性を確認するシナリオに誘導する観点での条件であると考えられる。そのため、逃がし安全弁 1 個が開状態で固着することによる原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系の長時間運転に期待できない本事故シーケンスグループに対しては、非常に厳しい条件となる。また、審査ガイドでは、PWR の全交流動力電源喪失に対する主要解析条件として、RCP シール LOCA が発生しない場合に対しては、全交流動力電源が 24 時間使用できないものとしているが、RCP シール LOCA が発生する場合に対してはこれを主要解析条件としていない。本事故シーケンスグループは全交流動力電源喪失と、原子炉圧力が速やかに低下する規模の原子炉冷却材の流出が重畳する点で、PWR における全交流動力電源喪失と RCP シール LOCA が重畳する場合と類似の事故条件と考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいて、実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待することは、PWR における全交流動力電源喪失の扱いと同等と考える。

3. 可搬型設備の速やかな接続に期待する場合

可搬型設備の使用開始時間の条件は事象発生から 12 時間後としているが、原子炉圧力が約 1MPa（原子炉隔離時冷却系の設計上の運転圧力の下限）まで低下する、事象発生から約 90 分で可搬型代替注水ポンプによる原子炉注水を開始できるとした場合、交流動力電源が 24 時間使用できない場合であっても、2. の実際に対応可能な時間内で交流動力電源を復旧する場合において、低圧代替注水系（常設）を用いる場合と同様に炉心損傷を防止することができる。

4. 本事故シーケンスグループの評価条件

本事故シーケンスグループは審査ガイドの主要解析条件「交流動力電源は 24 時間使用できないものとする」の有無及び有効性評価全体の基本的な評価条件として設定している可搬型設備の使用開始時間を事象発生から 12 時間後とするという条件によって、炉心損傷防止の成否が変わるものであることから、審査ガイドの全交流動力電源喪失についての BWR 及び PWR の記載を考慮し、実際に対応可能な時間内での交流動力電源の復旧に期待した場合について、有効性評価を実施することとした。

以上

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（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相まってコード全体として、スプレー冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	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	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、設計基準事故相当の線線量率の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り、代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても20時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから影響を与えることはない
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果と概ね同等の結果が得られている燃料棒冷却過程において、低圧代替注水系では蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさとして+20℃～+40℃程度の不確かさがある また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレーの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生するまで、燃料被覆管温度は余裕があることからその影響は小さい 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから影響を与えることはない

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）（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ト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから影響を与えることはない
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない	解析コードでは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、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、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 破断口及び主蒸気逃がし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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器	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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されているものの、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と考えられる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさによる解析結果への影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき入力値に与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（1/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91~約110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m~約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃~35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（2/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa （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、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約13kPa（約20時間で約270kPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約13kPa（約20時間で約270kPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、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、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa （ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存し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	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可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため、格納容器圧力上昇の程度は小さくなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 （淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 （軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再閉失敗）（3/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって，外部電源を喪失するものとして設定	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定		
		逃がし安全弁1弁開固着	—	本事故シーケンスにおける前提条件		
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として，外部電源を喪失するものとして設定		外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	タービン蒸気加減弁急速閉（遅れ時間：0.08秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa [dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa [dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	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 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /hにてスプレイ	140m ³ /h以上にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃，海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧注水系（残留熱除去系（低圧注水モード））	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m ³ /h（0.27MPa[dif]）にて注水	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し，954m ³ /h（0.27MPa[dif]）にて注水	低圧注水系（残留熱除去系（低圧注水モード））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
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃，海水温度30℃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 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再閉失敗) (1/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後に受電完了 (事象発生 60 分後に操作開始)	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設代替交流電源設備の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として 10 分間を想定している。そのため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室及び現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員が配置されている。受電準備を行う運転員は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切離し操作を行っている期間、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 受電準備を行う運転員は、中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下 1 階まで通常 5 分間程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて 10 分間を想定している。起動操作等を行う運転員は、屋外に移動するが、移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し 10 分間を想定している。このため、移動が操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 起動操作等を行う運転員、受電準備を行う運転員及び運転員 (中央制御室) の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため、操作所要時間は最長で 50 分間となる。</p> <p>[起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計 40 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ、配電盤等の健全性確認の所要時間に 10 分間を想定 ● 燃料バルブの開操作、給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に 10 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動、起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に 20 分間を想定 <p>[受電準備を行う運転員：操作所要時間；合計 50 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切離し操作を行う。操作対象が 20 個程度であり、1 個あたりの操作時間に移動時間含めて 2 分間程度を想定し、操作の所要時間は 40 分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に 10 分間を想定 <p>[運転員 (中央制御室)：操作所要時間；合計 30 分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切離し ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に 20 分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に、中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作の所要時間に 10 分間を想定 <p>【他の並列操作有無】 上述のとおり、起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>実態の運転操作は、認知に 10 分間、移動に 10 分間、操作所要時間に 50 分間の合計 70 分間であり、解析上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい</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>常設代替交流電源設備からの受電操作については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間 (約 1.5 時間) 内に低圧代替注水系 (常設) の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電を実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある</p>	<p>訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、想定と同じ約 70 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した</p>

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗) (2/4)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低圧代替注水系 (常設) 起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成に約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約1.5時間後	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備完了後, 原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系により原子炉注水が停止する時点	<p>【認知】 低圧代替注水系 (常設) 起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備完了後, 原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系によって原子炉注水が停止するまでに低圧代替注水系 (常設) に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により, 原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	実態の運転操作においては, 原子炉水位維持を優先するため, 原子炉水位高 (レベル8) 到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系 (常設) に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが, 原子炉水位維持の点では問題とならない	実態の操作開始時間が早まった場合, 減圧時点の崩壊熱が高くなるが, 燃料被覆管の冠水は維持されるため, その影響は小さい	低圧代替注水系 (常設) への移行は, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備完了後から, 原子炉圧力の低下に伴う原子炉隔離時冷却系の停止までに実施することで炉心損傷を回避することが可能であり, 事象発生から時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 復水移送ポンプの起動を確認し, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+SRV再開失敗）（3/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa[gage] 到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時（約 2 時間後）	原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が可能であり、格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定	【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8））に到達するのは事象発生約 2 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし 【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへの切替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。操作時間は特に設定していないが、格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い 【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり、原子炉水位高（レベル 8）到達後に、低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへの切替えることとしており、原子炉注水の状況により、格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる 【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い	実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 2 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、復水移送ポンプの起動を確認し、格納容器スプレイモードのための系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して、事象発生から 12 時間までは、その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は、事象発生から 12 時間あり時間余裕がある	-	-	-	復水貯蔵槽への補給は、淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間 90 分想定のところ、訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと、可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間 180 分想定のところ、訓練実績等により約 150 分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ、電源車及び常設代替交流電源設備）	事象発生から 12 時間後以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から 12 時間あり時間余裕がある	-	-	-	有効性評価では、防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6 号及び 7 号炉：各 2 台）、代替原子炉補機冷却系用の電源車（6 号及び 7 号炉：各 2 台）及び常設代替交流電源設備（6 号及び 7 号炉で 1 台）への燃料給油を期待している 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は、所要時間 180 分想定のところ訓練実績等では約 112 分、電源車への給油作業は、所要時間 120 分想定のところ訓練実績等では約 90 分、常設代替交流電源設備への給油作業は、所要時間 540 分想定のところ訓練実績等では約 176 分であり、想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (全交流電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +SRV 再開失敗) (4/4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員 (事故後 10 時間以降の参集要員) が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避 (想定約 30 分間) を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため, 操作開始時間が早まる可能性があり, 格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり, 格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性がある	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は, 事象発生から 20 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある また, 操作が遅れる場合においても, 格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約 38 時間であり, 約 18 時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある	訓練実績等より, 代替原子炉補機冷却系の移動・配置, フランジ接続, 及び電源車のケーブル接続等を含め, 想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作までの時間は, 事象発生から 20 時間あり時間余裕がある	-	-	-	これまでの運転実績では, 残留熱除去系ポンプを起動し, サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点 (約 30 時間後)	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作までの時間は, 事象発生から約 30 時間あり時間余裕がある	-	-	-	これまでの運転実績では, 残留熱除去系ポンプを起動し, サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

7 日間における水源の対応について（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再閉失敗）

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生後約 3 時間までは原子炉隔離時冷却系により注水し、
その後は低圧代替注水系（常設）により注水する。

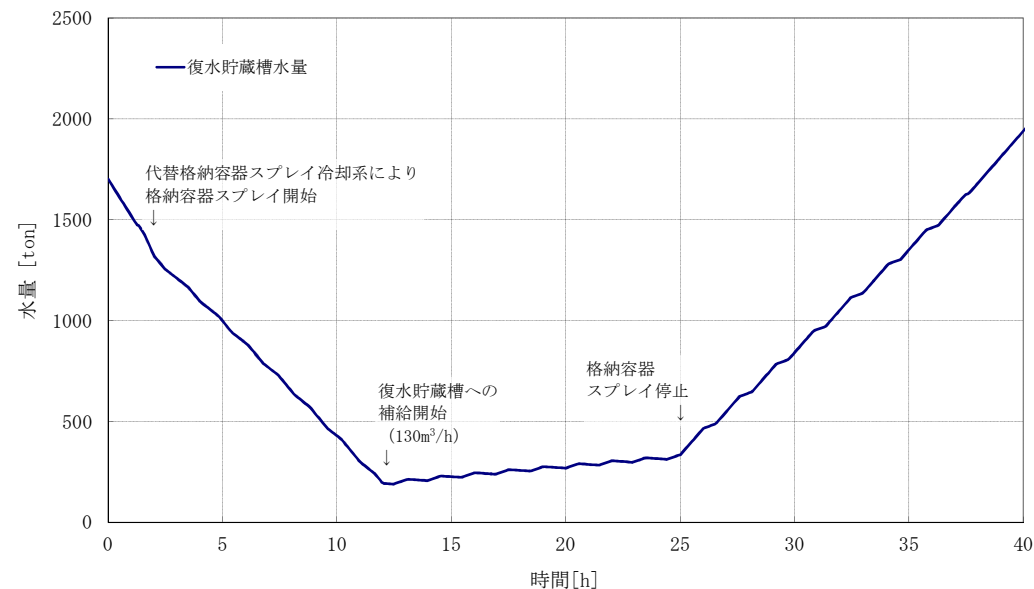
冠水後は、原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）
の範囲で注水する（約 90m³/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ
原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）までの間、
代替原子炉格納容器スプレイを実施（140m³/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ移送する。



○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量は徐々に回復する。事象発生約 25 時間後に格納容器スプレイを停止し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

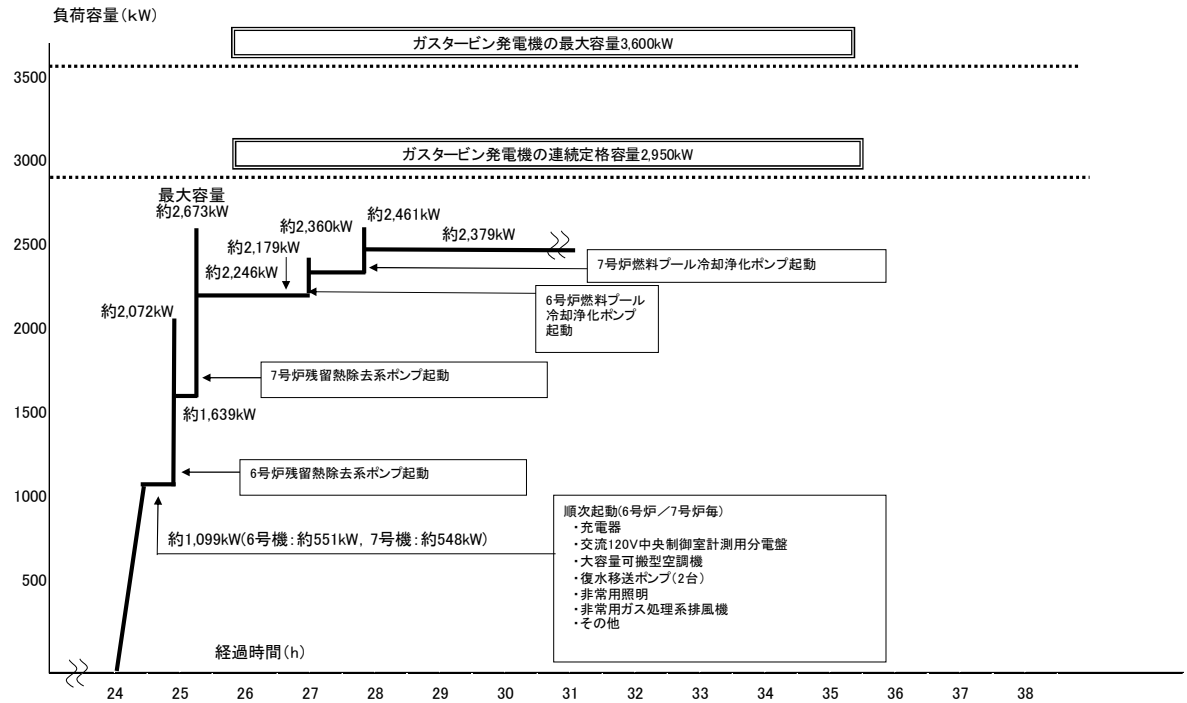
○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 3,400m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 6,800m³ 必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

常設代替交流電源設備の負荷（全交流電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+SRV 再開失敗）

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)	540kW (1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,181kW	約1,198kW
合計（連続最大負荷） （最大負荷）	約2,379kW （約2,673 kW）	



負荷積算イメージ

2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.4.1 取水機能が喪失した場合

2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「通常停止＋崩壊熱除去失敗」、④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。

本事故シーケンスグループは、取水機能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、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、減圧後に低圧代替注水系（常設）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、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機

冷却系を介した残留熱除去系による原子炉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図 2.4.1.1 から図 2.4.1.4 に、手順の概要を図 2.4.1.5 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表 2.4.1.1 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、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 30 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 10 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員 26 名である。必要な要員と作業項目について図 2.4.1.6 に示す。

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

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧系統（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し、サブプレッション・チェンバ・プール水熱容量温度制限により、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 2 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力計である。

e. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）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。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）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。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）等である。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

g. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温度計等である。

h. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び残留熱除去系系統流量計等である。

原子炉水位回復後は、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。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を再開する。

2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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

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

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.4.1.2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

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、外部電源が喪失し、同時に原子炉スクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ、原子炉水位の低下が早く、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお、本評価では、初期の炉心冠水維持は原子炉隔離時冷却系にて行うこととなるため、その後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に移行する際の原子炉減圧過程では、崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。

b) 重大事故等対策に対する影響

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムはタービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、 $182\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.12\sim 1.03\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

原子炉減圧後に、最大 $300\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、代替格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃、海水温度 30℃において）とする。

(g) 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃、海水温度 30℃において）とする。

(h) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置 - 1m に到達した時点で手動起動し、954m³/h（0.27MPa[diff]において）の流量で注水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 交流電源は、事象発生70分後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生約3時間後に開始する。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却は、原子炉水位高（レベル 8）に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約25時間後に停止する。

(d) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は、事象発生20時間後に開始する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達後に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.4.1.7から図2.4.1.12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、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管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図2.4.1.13から図2.4.1.18に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.4.1.19から図

2.4.1.22に示す。

a. 事象進展

取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。

事象発生から70分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開することで実施する。

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が低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）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。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、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、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が行われ、炉心が再冠水すると燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

平均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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が、原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び事象発生から20時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行う。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図2.4.1.13に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に

炉心の上部が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 427℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均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、図 2.4.1.7 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[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 7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が、原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.30MPa[gage]及び約 143℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.4.1.8 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により約 4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.4.1.1）

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

2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。

(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 10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び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（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め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。

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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を

1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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。

(添付資料 2.4.1.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表2.4.1.2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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33Gwd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30Gwd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源なしを設定している。なお、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され、その後に低圧注水系による注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから、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。

機器条件の低圧代替注水系(常設)は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水

量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，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，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから，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に対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，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，格納容器圧力上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源なしを設定している。なお，外部電源がある場合は，原子炉水位の低下が早くなるが，事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され，その後に低圧注水系による原子炉注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから，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。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は，本解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.4.1.2）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は，解析上の操作開始時間として

事象発生から70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、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位維持を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系（常設）に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉水位の維持の点では問題とならない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa [gage] 到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、操作開始時間に与える影響はない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため、操作開始時間が早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

(添付資料2.4.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操

作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性がある。

（添付資料2.4.1.2）

（3）操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作については、低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、低圧代替注水系（常設）への移行は、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、操作が遅れる場合においても、格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり、約18時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

（添付資料2.4.1.2）

（4）まとめ

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

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までに必要な要員は、「2.4.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,500m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約7,000m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

(添付資料2.4.1.3)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの電源車の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約

79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約1,027kL)

6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及びガスタービン発電機用燃料タンク(約200kL)で合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.1.4)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号及び7号炉で約2,379kW(6号炉:1,181kW 7号炉:1,198kW)必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.4.1.5)

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」において、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁による原子炉注水、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)」に対して有効である。

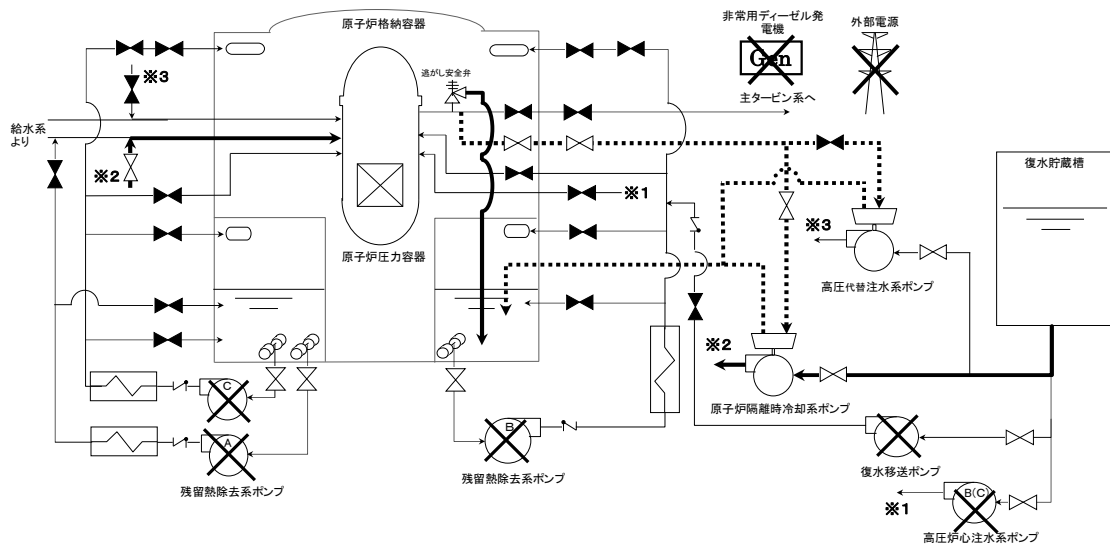
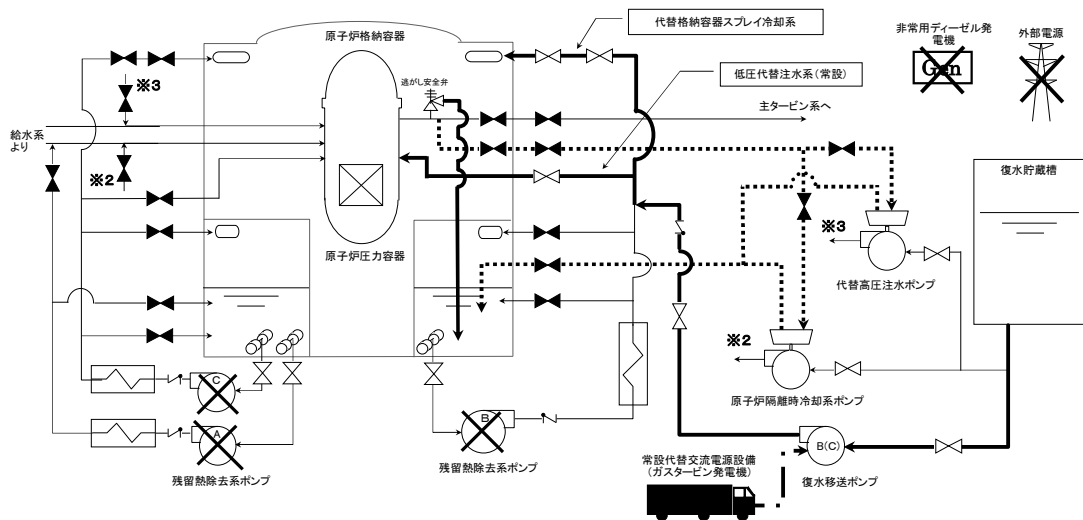


図 2.4.1.1 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(1/4)
(原子炉注水及び原子炉急速減圧)



※低圧代替注水系(常設)と代替格納容器スプレイ冷却系は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

図 2.4.1.2 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

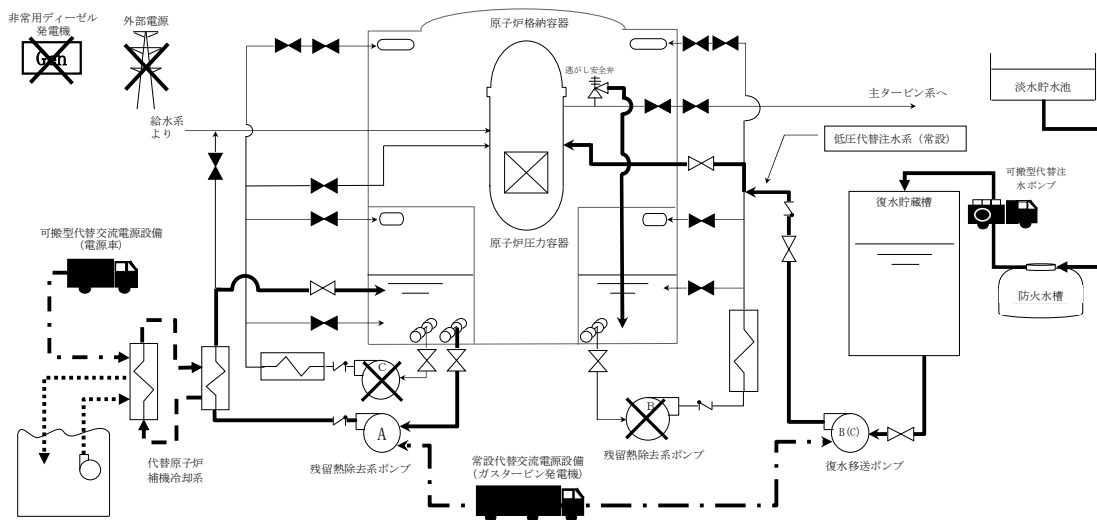
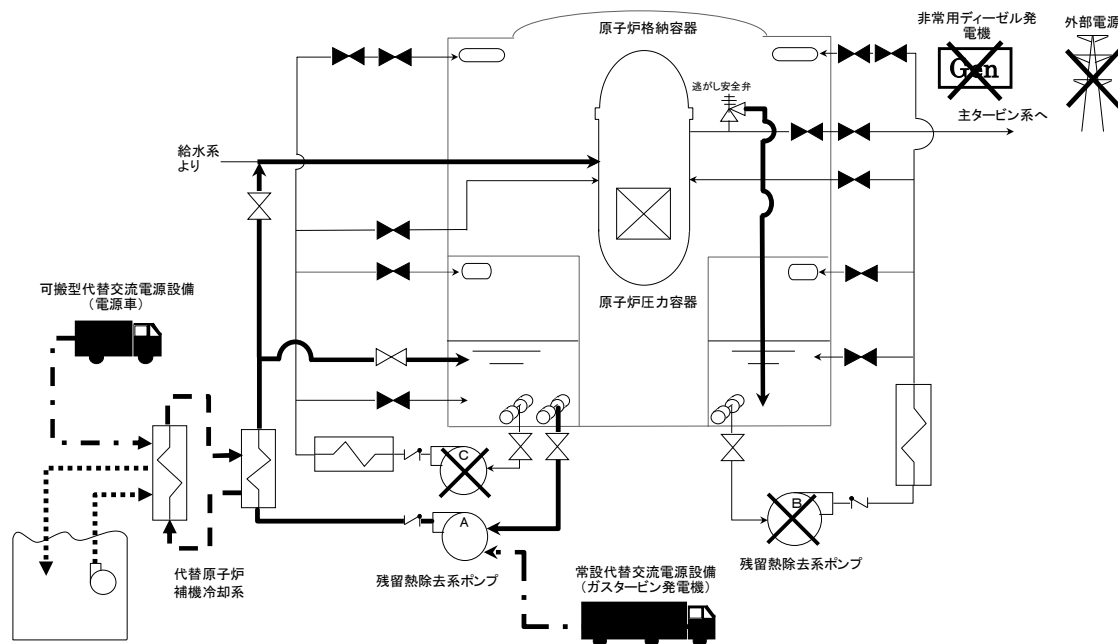


図 2.4.1.3 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(3/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切替えて、原子炉水位をレベル3からレベル8の範囲で維持する。

図 2.4.1.4 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

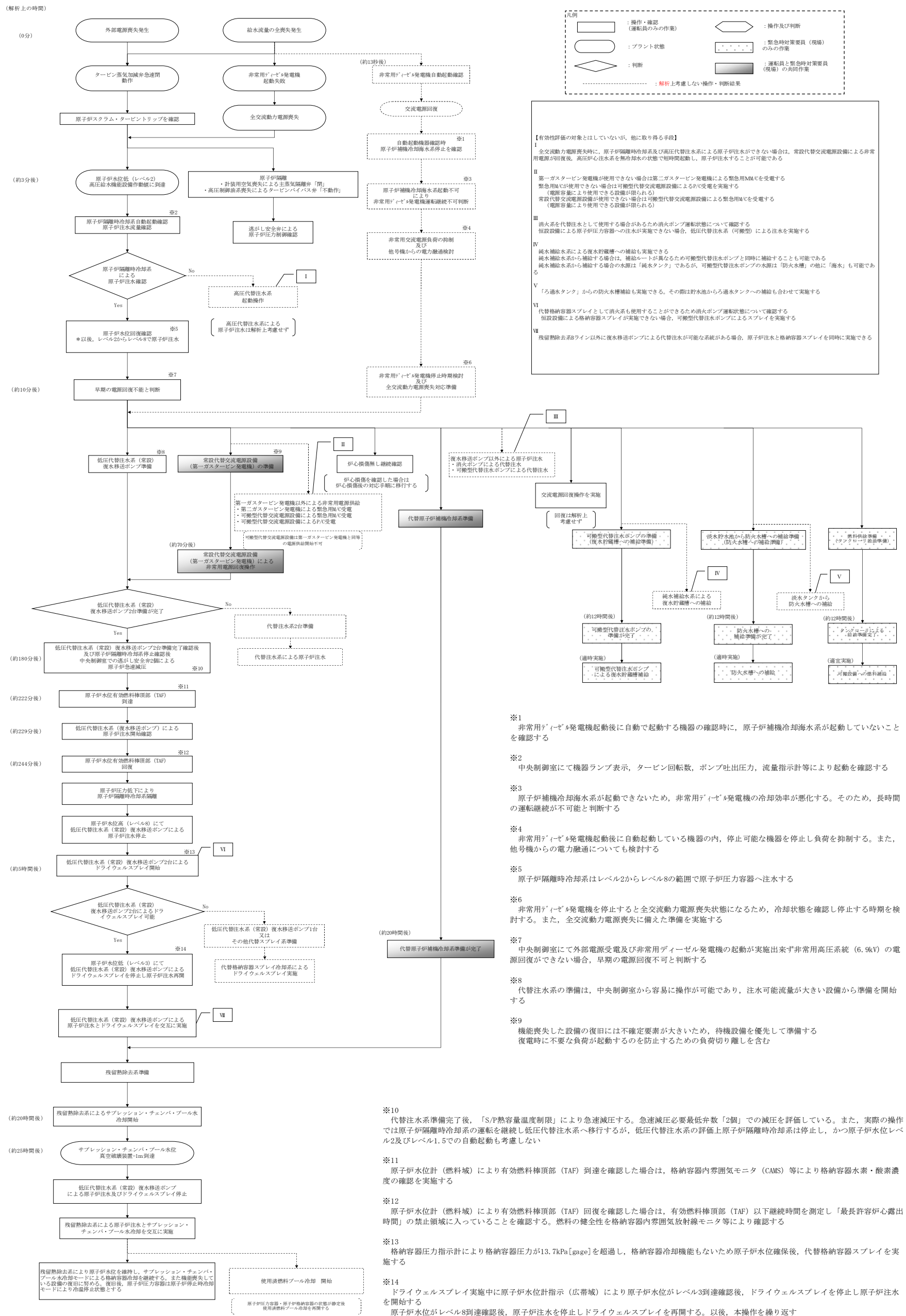


図 2.4.1.5 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）												備考										
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		26	28								
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																								
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認 ・原子炉隔離時冷却系 手動停止																					※シュラウド内水位に基づく時間		
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 2個 手動開放操作	5分																						
低圧代替注水系（常設）注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	レベル8まで注水後は、適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施 原子炉水位はレベル3～レベル8維持																						
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	原子炉水位確保可能を条件に格納容器スプレイ開始 適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施																						
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※1, ※2 2人	※1, ※2 2人	・放射線防護装備準備	10分																						
	-	-	-	-	※1 (1人)	※1 (1人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設（防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口）、ホース接続)	180分																						
燃料給油準備	-	-	-	-	※2 (2人)	※2 (2人)	・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分																				タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
燃料給油作業	-	-	-	-	※2 (2人)	※2 (2人)	・ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施																						
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備	10分																						
	-	-	-	-	2人	2人	・現場移動 淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給	90分																				適宜実施		
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) o, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分																						
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分																						
燃料給油準備	-	-	-	-	※3 (2人)	※3 (2人)	・放射線防護装備準備	10分																						
	-	-	-	-	※3, ※4 (3人)	※3, ※4 (3人)	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	10時間																						
燃料給油準備	-	-	-	-	※3 (2人)	※3 (2人)	・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分																				タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
燃料給油作業	-	-	-	-	※3 (2人)	※3 (2人)	・電源車への給油	適宜実施																						
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※4 (3人)	※4 (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視	適宜実施																						
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード 起動準備	10分																						
残留熱除去系 原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード 起動	5分																						
残留熱除去系 原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	レベル8まで注水後は、適宜原子炉注水とサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの切り替えを繰り返し実施 原子炉水位はレベル3～レベル8維持																				適宜実施		
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却弁操作	適宜実施																						
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) o, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する 60分																				燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する		
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備として過飽和器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する 30分																				燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する		
燃料給油準備	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する 30分																				燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する		
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備	10分																						
燃料給油作業	-	-	-	-	2人	2人	・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分																				タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
燃料給油作業	-	-	-	-	2人	2人	・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施																						
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 o, d, o, f	10人 (その他参集26人)																									

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.4.1.6 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の作業と所要時間（2 / 2）

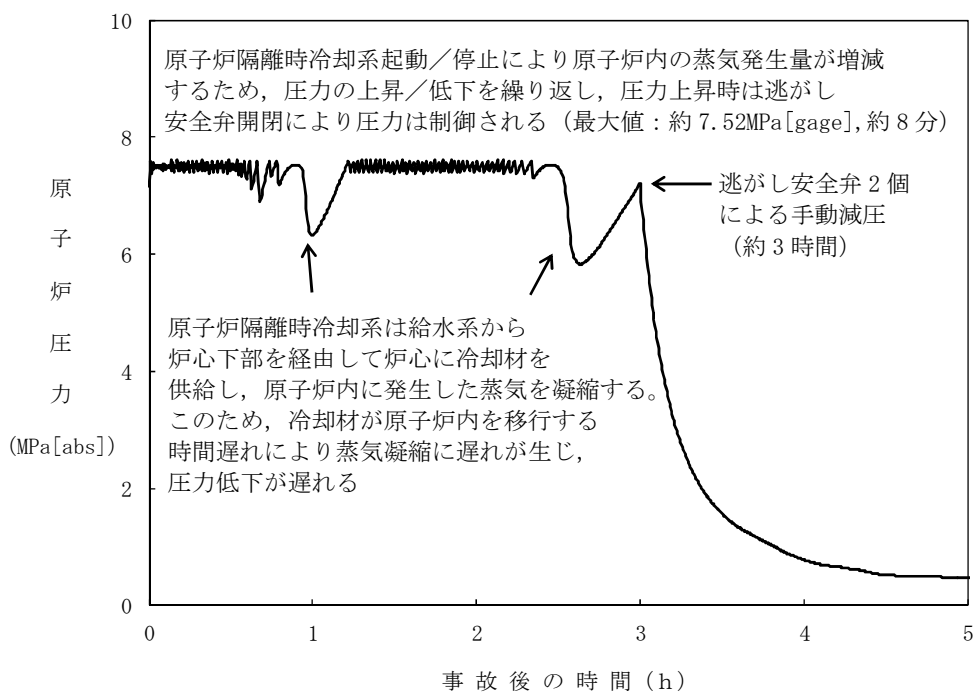


図 2.4.1.7 原子炉圧力の推移

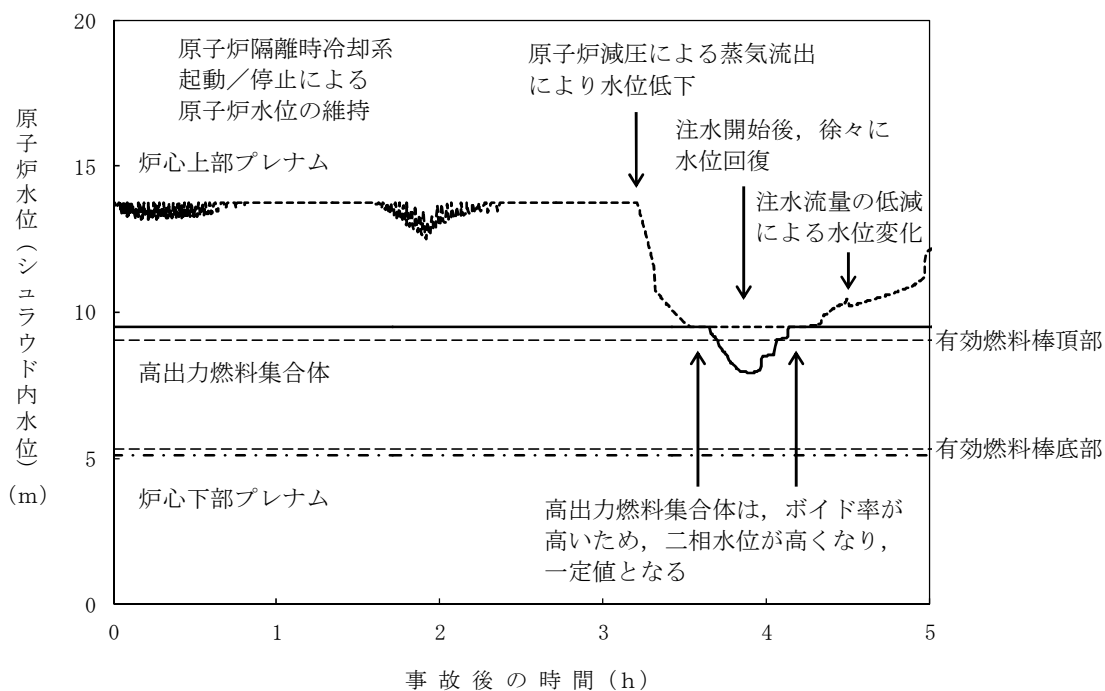


図 2.4.1.8 原子炉水位(シユラウド内水位)の推移

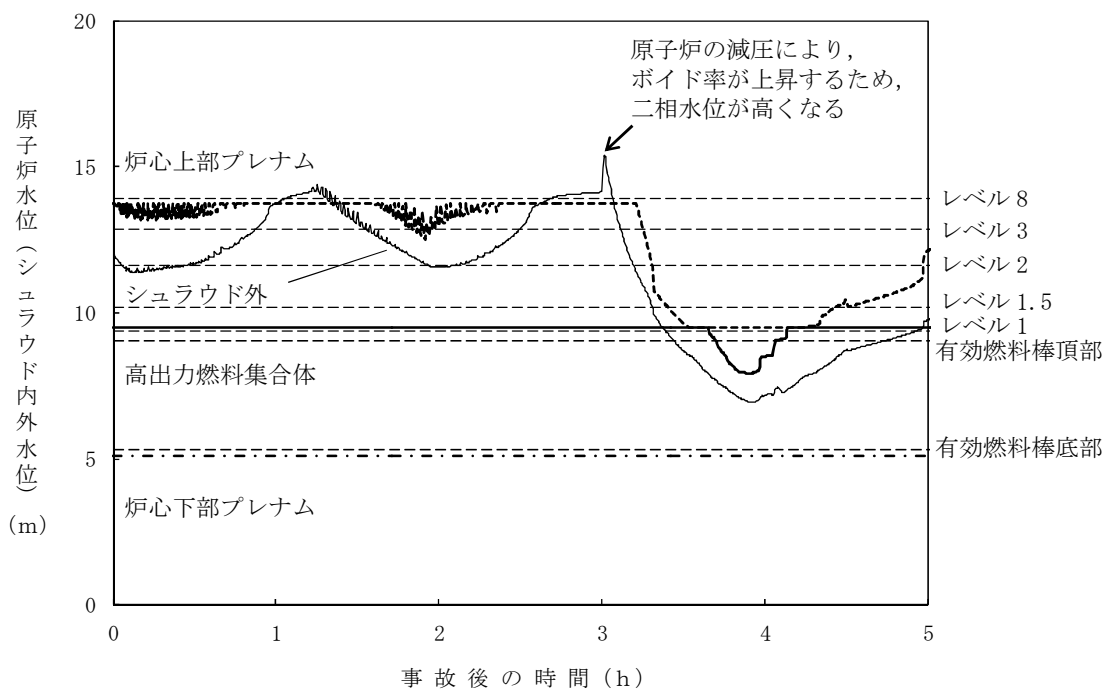


図 2.4.1.9 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

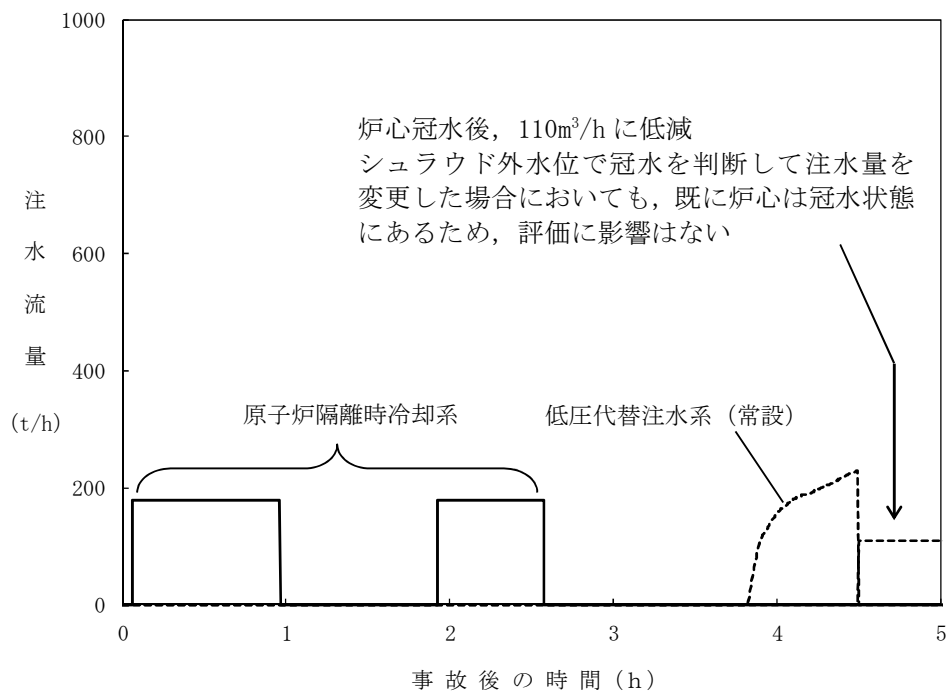


図 2.4.1.10 注水流量の推移

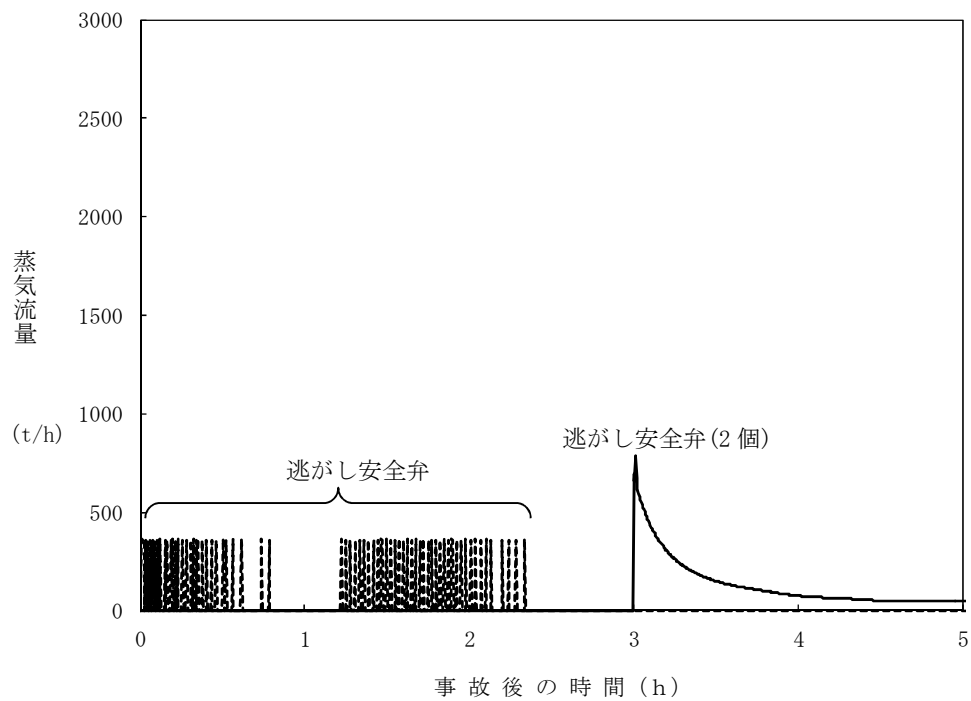


図 2.4.1.11 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

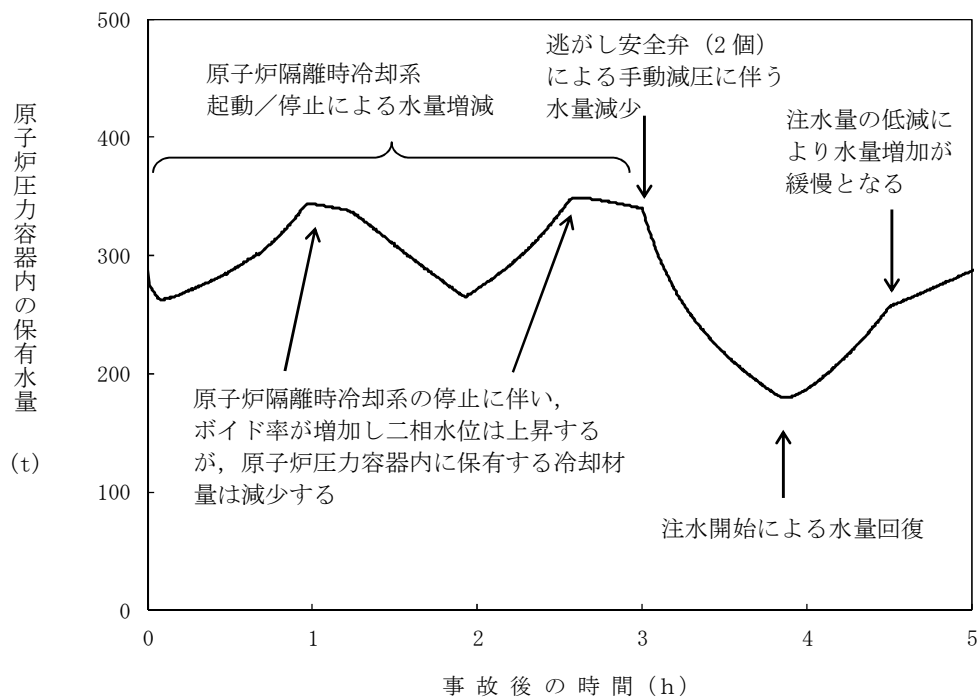


図 2.4.1.12 原子炉压力容器内の保有水量の推移

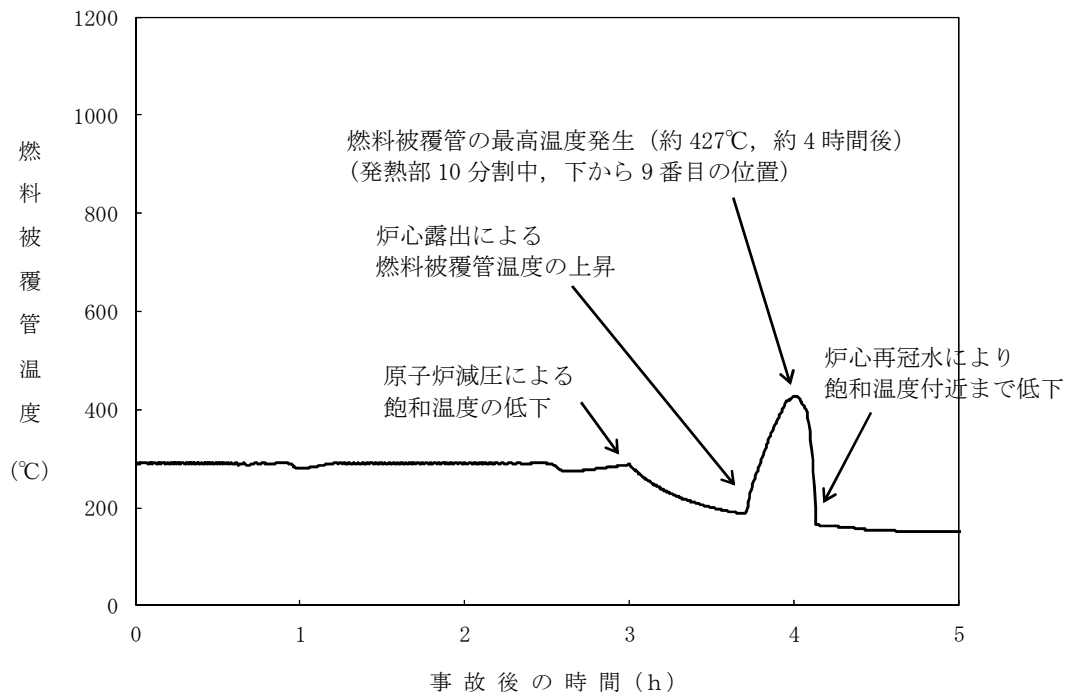


図 2.4.1.13 燃料被覆管温度の推移

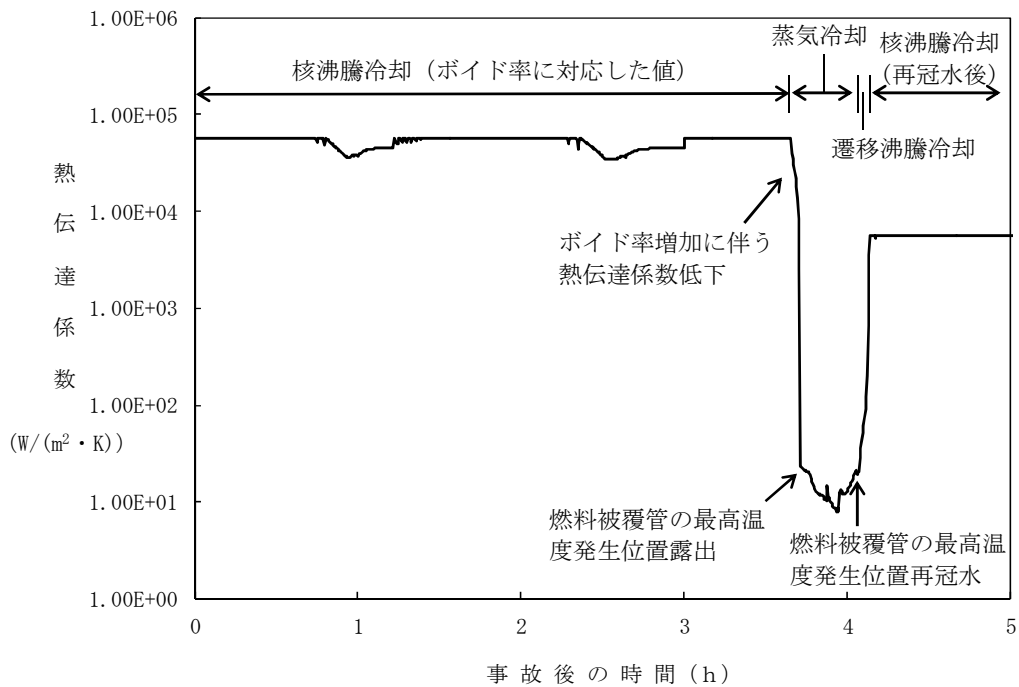


図 2.4.1.14 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

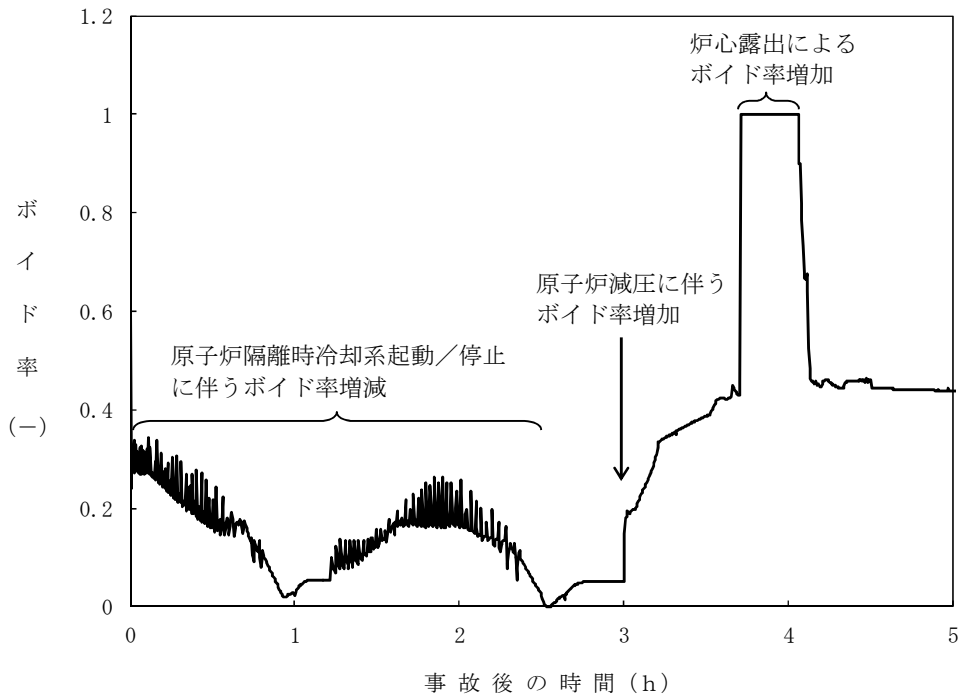


図 2.4.1.15 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

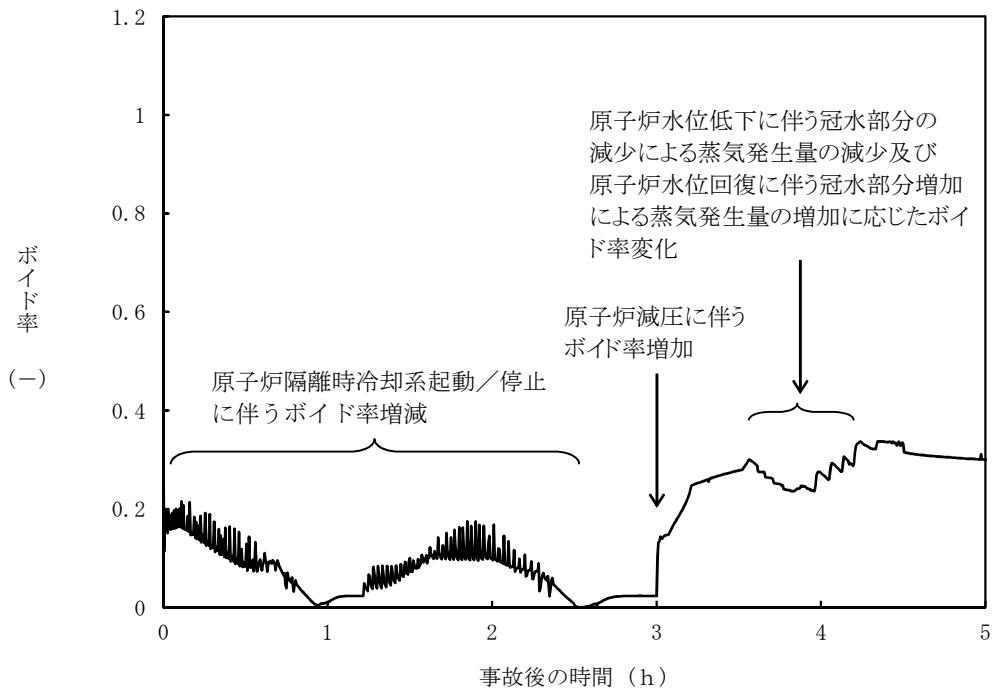


図 2.4.1.16 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

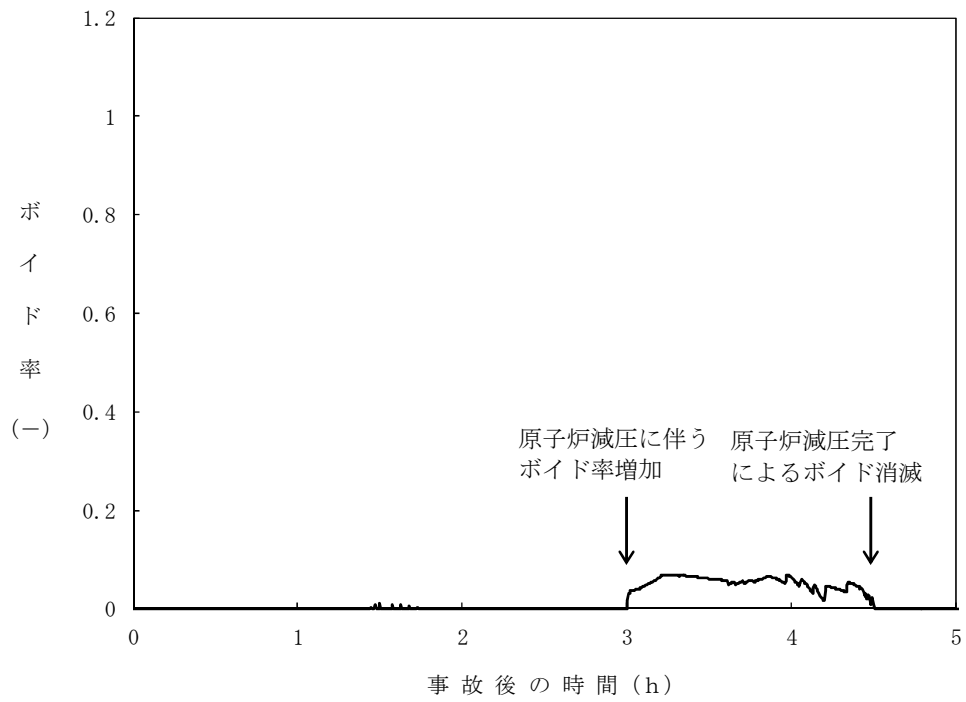


図 2.4.1.17 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

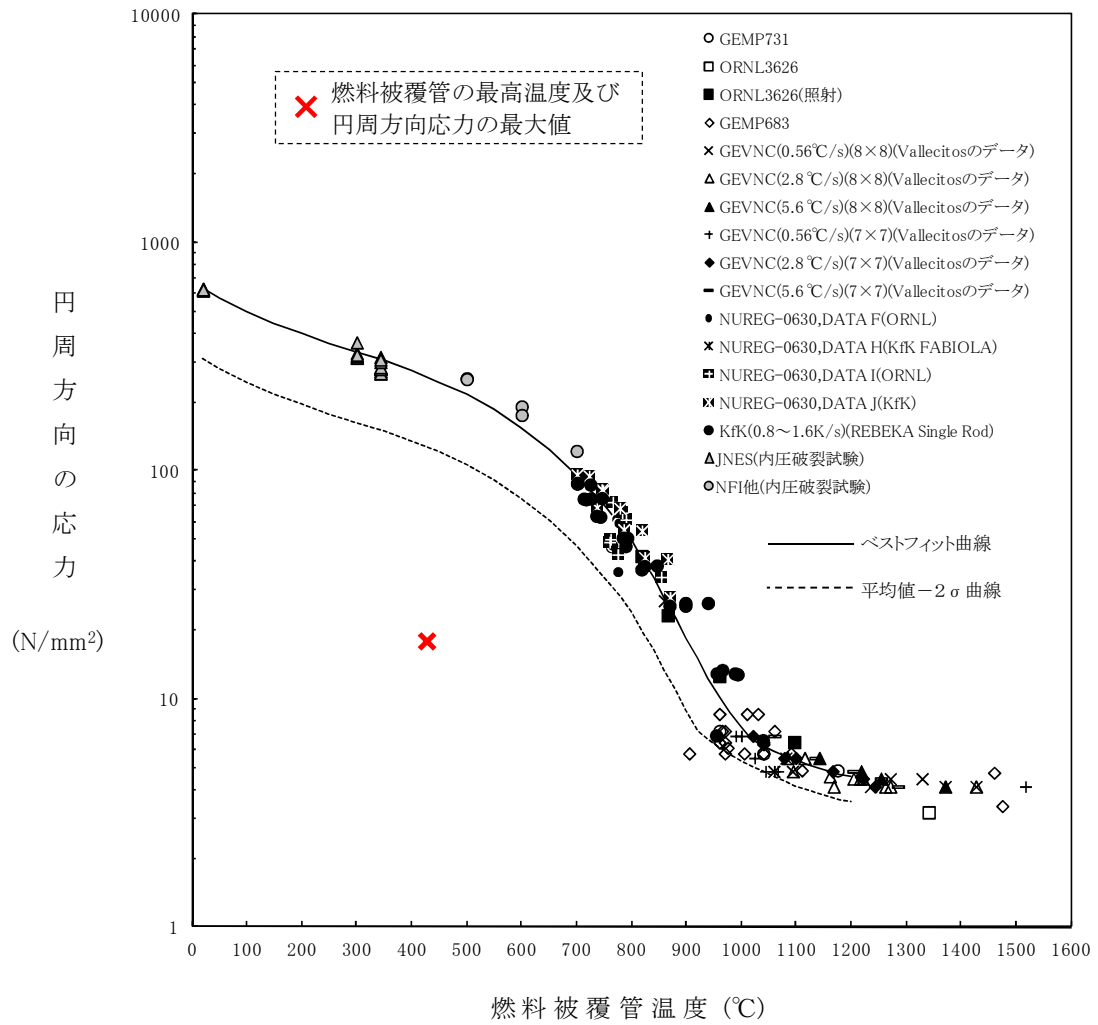


図 2. 4. 1. 18 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

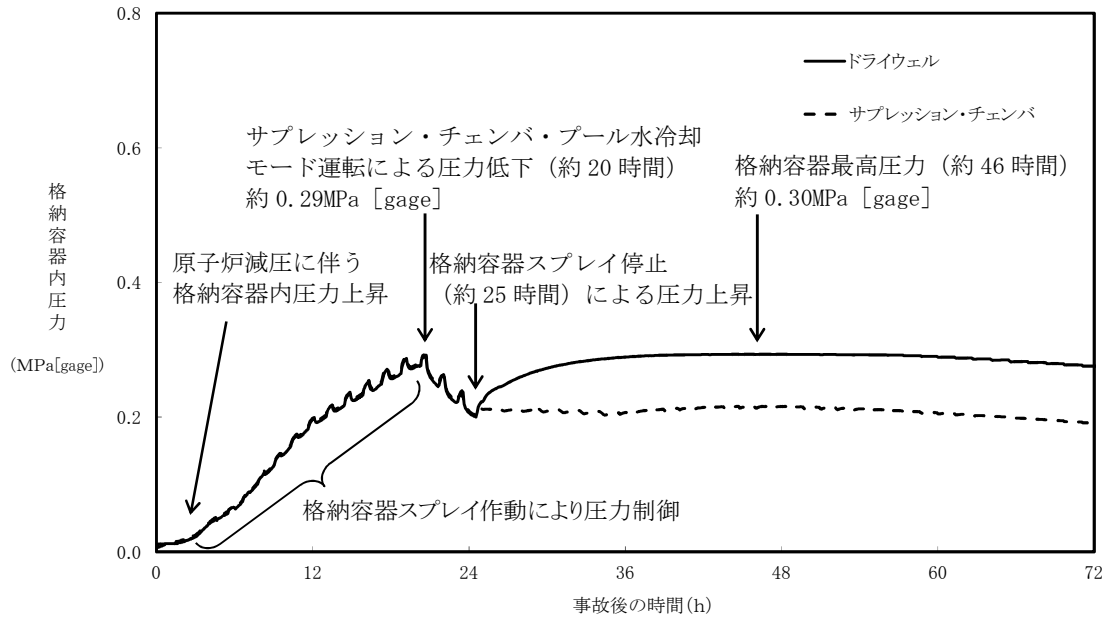


図 2.4.1.19 格納容器圧力の推移

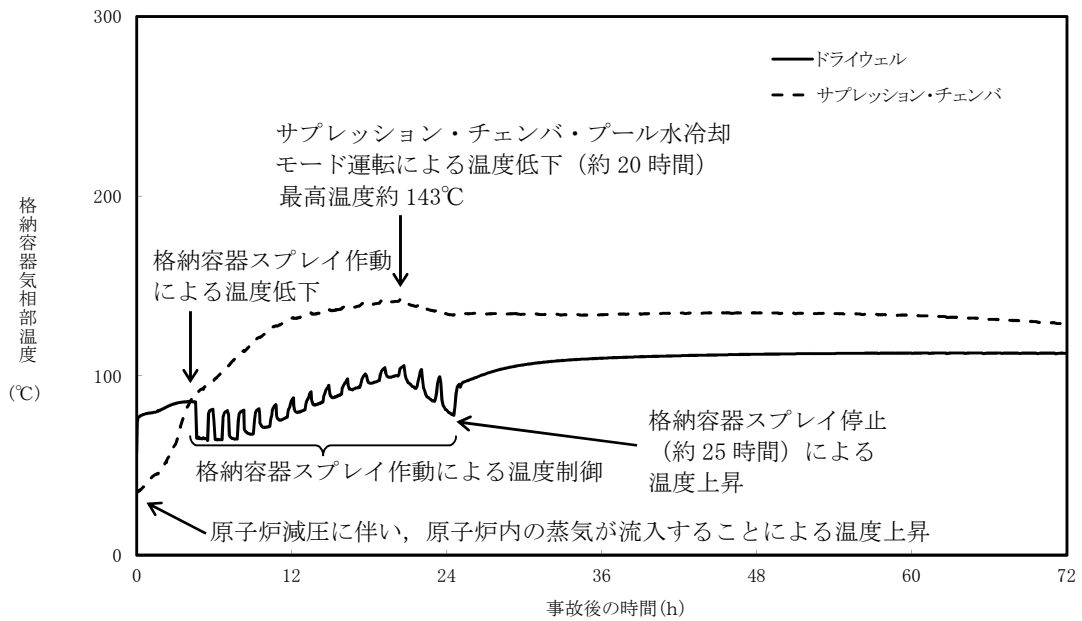


図 2.4.1.20 格納容器気相部温度の推移

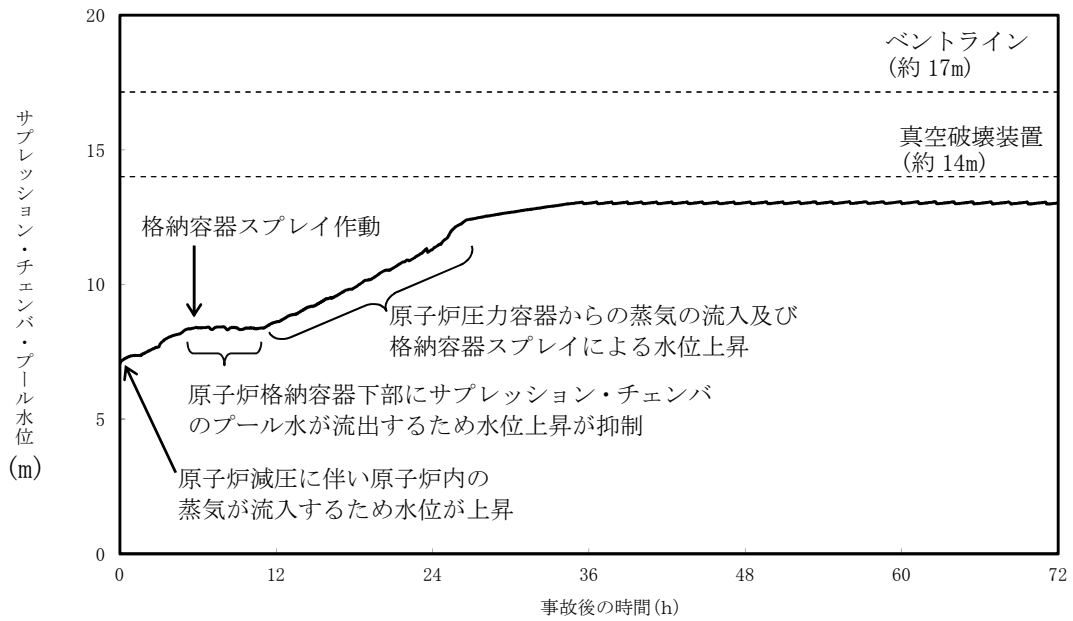


図 2.4.1.21 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

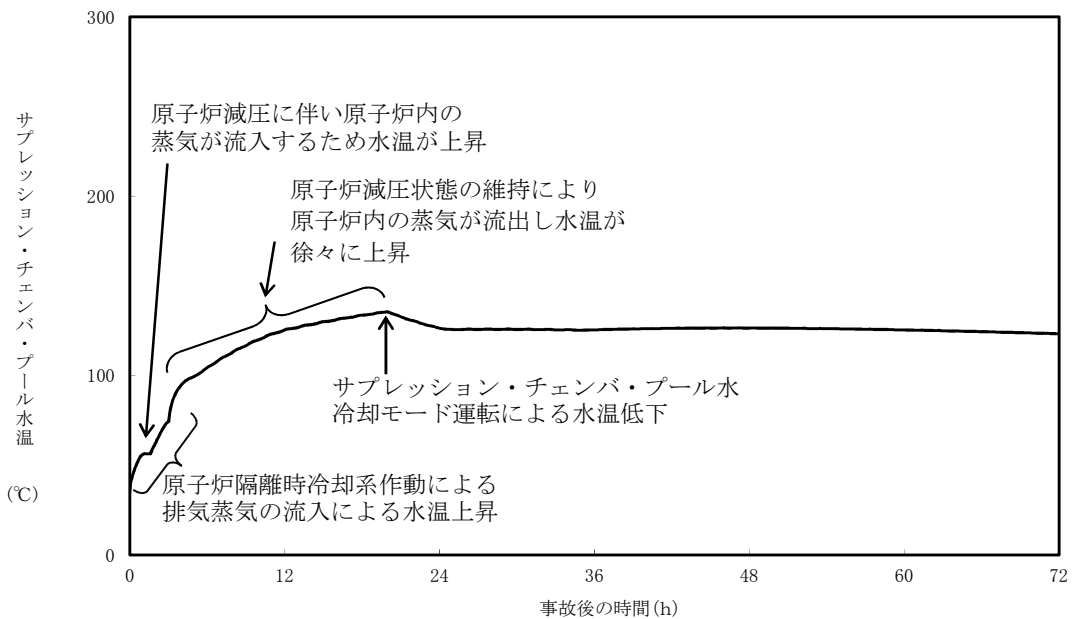


図 2.4.1.22 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.4.1.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する	所内蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計（SA）
高圧代替注水系による原子炉水位注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 所内蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、復水移送ポンプを起動し、逃がし安全弁2個による手動減圧を行う	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	原子炉水位が、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、代替スプレイを再開する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	代替原子炉補機冷却系	【残留熱除去系系統流量計】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度計
残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水	サブプレッション・チェンバ・プール水位が、真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による注水を停止し、残留熱除去系の低圧注水モード運転による原子炉注水を開始する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】	代替原子炉補機冷却系	サブプレッション・チェンバ・プール水位計 原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

表 2.4.1.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃， 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

表 2.4.1.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの方が、全交流動力電源喪失となり、要員及び資源等の観点で厳しいことから設定

表 2.4.1.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/5）

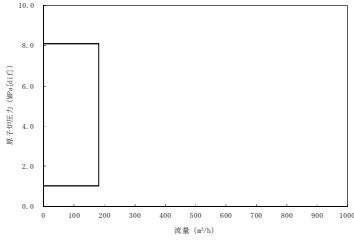
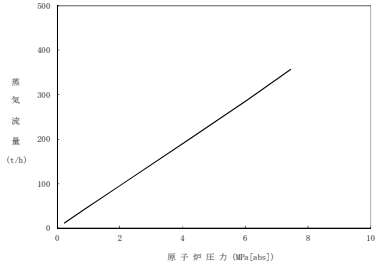
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号 タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系 原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[dif]において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	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

表 2.4.1.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（4/5）

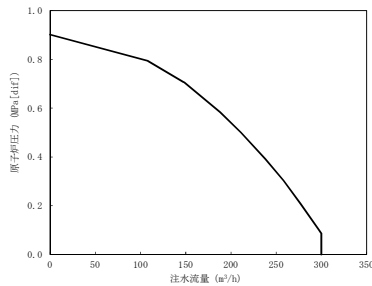
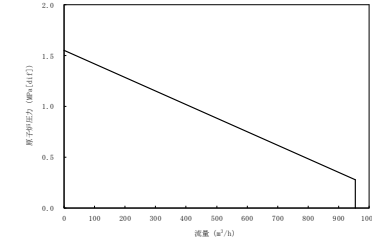
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御  設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 復水移送ポンプ 2 台による注水特性	
	代替格納容器スプレィ冷却系	140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレィ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレィ流量を考慮し，設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サプレッション・チェンバのプール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
	残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（サプレッション・チェンバのプール水温 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
	残留熱除去系（低圧注水モード）	サプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点で手動起動し，954m ³ /h（0.27MPa[dief]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性

表 2.4.1.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（5/5）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約 3 時間後	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作後、原子炉水位がレベル 8 に到達した時点
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル 8）到達時	原子炉水位制御（レベル 3 からレベル 8）が可能であり、原子炉格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能回復を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の低圧注水モード運転操作	サプレッション・チェンバ・プール水位が、真空破壊装置-1m に到達した時点	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定

安定状態について

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，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，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1）

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（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相まってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～50℃程度高めに評価する	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	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	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（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り、代替原子炉補機冷却系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても20時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	破裂発生前の被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、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 燃料棒冷却過程において、低圧代替注水系では蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさとして+20℃～+40℃程度の不確かさがある また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転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、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生するまで余裕があることからその影響は小さい

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（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ト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない	初期の注水開始は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない	解析コードでは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、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、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい 破断口及び主蒸気逃がし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
	E C C S 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高め評価する	「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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器	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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されているものの、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と思われる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさによる解析結果への影響はない		
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき入力値に与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05～7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91～約110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、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、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順(減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、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・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうが、ゆらぎによるサブプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (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、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約15kPa（約20時間で約290kPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約15kPa（約20時間で約290kPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存し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	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可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため、格納容器圧力上昇の程度は小さくなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	—	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定	—	
	外部電源	外部電源なし	—	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの場合の方が、全交流動力電源喪失となり、事象進展が厳しいことから設定	仮に、外部電源がある場合は、原子炉水位の低下が早くなるが、事象発生初期は高圧注水系にて原子炉水位が維持され、その後に低圧注水系による注水に移行する際の急速減圧過程では崩壊熱は十分減衰していることから、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	
機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒)	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間：0.08秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa [dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa [dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	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 7.51～7.86MPa [gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa [gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /hにてスプレイ	140m ³ /h以上にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替原子炉補機冷却系	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）	約23MW（サブプレッション・チェンバのプール水温100℃、海水温度30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃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
残留熱除去系（低圧注水モード）	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し、954m ³ /h（0.27MPa [dif]）にて注水	S/C水位が「真空破壊装置-1m」到達時に手動起動し、954m ³ /h（0.27MPa [dif]）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（1/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実勢等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生70分後に受電完了（事象発生60分後に操作開始）	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替交流電源設備の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため，認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために，中央制御室及び現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と，常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員が配置されている。受電準備を行う運転員は，常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切離し操作を行っている期間，他の操作を担っていない。このため，要員配置が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 受電準備を行う運転員は，中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが，移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。起動操作等を行う運転員は，屋外に移動するが，移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間を想定している。このため，移動が操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 起動操作等を行う運転員，受電準備を行う運転員及び運転員（中央制御室）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため，操作所要時間は最長で50分間となる。 [起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計40分間] ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ，配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定 ● 燃料バルブの開操作，給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動，起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に20分間を想定 [受電準備を行う運転員：操作所要時間；合計50分間] ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切離し操作を行う。操作対象が20個程度であり，1個あたりの操作時間に移動時間を含めて2分間程度を想定し，操作の所要時間は40分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定 [運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計30分間] ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための切離し ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として，負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に，中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に10分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 上述のとおり，起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが，それを加味して操作の所要時間を算定しているため，操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	実態の運転操作は，認知に10分間，移動に10分間，操作所要時間に50分間の合計70分間であり，解析上の受電完了時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい	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	低圧代替注水系（常設）の運転に必要な常設代替交流電源設備からの受電は，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（24時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり，事象発生から時間余裕がある	訓練実績等より，運転員による常設代替交流電源設備の起動操作，並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し，想定と同じ約70分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合))(2/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	低圧代替注水系(常設)起動操作	常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から時間余裕がある	—	—	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成に約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生約3時間後	低圧代替注水系(常設)起動操作後, 原子炉水位がレベル8に到達した時点	<p>【認知】 低圧代替注水系(常設)起動操作完了から時間余裕があること及び事故時の重要監視パラメータとして原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉水位維持を優先するため, 原子炉水位高(レベル8)到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系(常設)に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により, 原子炉減圧の操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	実態の運転操作においては, 原子炉水位維持を優先するため, 原子炉水位高(レベル8)到達後に原子炉隔離時冷却系から低圧代替注水系(常設)に切替えるための原子炉減圧操作を行うこととしており, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の状況により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが, 原子炉水位維持の点では問題とならない	原子炉減圧時点において崩壊熱は十分減衰していることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	低圧代替注水系(常設)への移行は, 初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり, 事象発生から時間余裕がある

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（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（3/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達時（約5時間後）	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）が可能であり、格納容器除熱機能が喪失し設計基準事故時の最高圧力に到達することを踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準（13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8））に到達するのは事象発生約5時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへの切替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。操作時間は特に設定していないが、格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり、原子炉水位高（レベル8）到達後に、低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへの切替えることとしており、原子炉注水の状況により、格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>実態の運転操作においては原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力13.7kPa[gage]到達後の原子炉水位高（レベル8）到達付近となるが、格納容器の圧力上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p>	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約5時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある	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、復水移送ポンプの起動を確認し、格納容器スプレイモードのための系統構成に約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は、事象発生から12時間あり時間余裕がある	-	-	復水貯蔵槽への補給は、淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間90分想定のところ、訓練実績等により約70分で実施可能なこと、可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は、所要時間180分想定のところ、訓練実績等により約150分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ、電源車及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から12時間あり時間余裕がある	-	-	有効性評価では、防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6号及び7号炉：各2台）、代替原子炉補機冷却系用の電源車（6号及び7号炉：各2台）及び常設代替交流電源設備（6号及び7号炉で1台）への燃料給油を期待している 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は、所要時間180分想定のところ訓練実績等では約112分、電源車への給油作業は、所要時間120分想定のところ訓練実績等では約90分、常設代替交流電源設備への給油作業は、所要時間540分想定のところ訓練実績等では約176分であり、想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (4/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員(事故後 10 時間以降の参集要員)が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引又は自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が 20 弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1 弁あたりの操作時間に移動時間を含めて 10 分程度を想定しており, これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避(想定約 30 分間)を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確かさ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に 10 時間, その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため, 操作開始時間が早まる可能性があり, 格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり, 格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性がある	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は, 事象発生から 20 時間あり, 準備時間が確保できることから, 時間余裕がある。また, 操作が遅れる場合においても, 格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約 38 時間であり, 約 18 時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある	訓練実績等より, 代替原子炉補機冷却系の移動・配置, フランジ接続及び電源車のケーブル接続等を含め, 想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による格納容器除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作までの時間は, 事象発生から 20 時間あり時間余裕がある	-	-	-	これまでの運転実績では, 残留熱除去系ポンプを起動し, サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1m に到達した時点(約 35 時間後)	格納容器圧力抑制機能維持を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作までの時間は, 事象発生から約 35 時間あり時間余裕がある	-	-	-	これまでの運転実績では, 残留熱除去系ポンプを起動し, サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードのための系統構成に約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

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

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系， 低圧代替注水系（常設） による原子炉注水
事象発生後約 3 時間までは原子炉隔離時冷却系により注水し，
その後は低圧代替注水系（常設） により注水する。

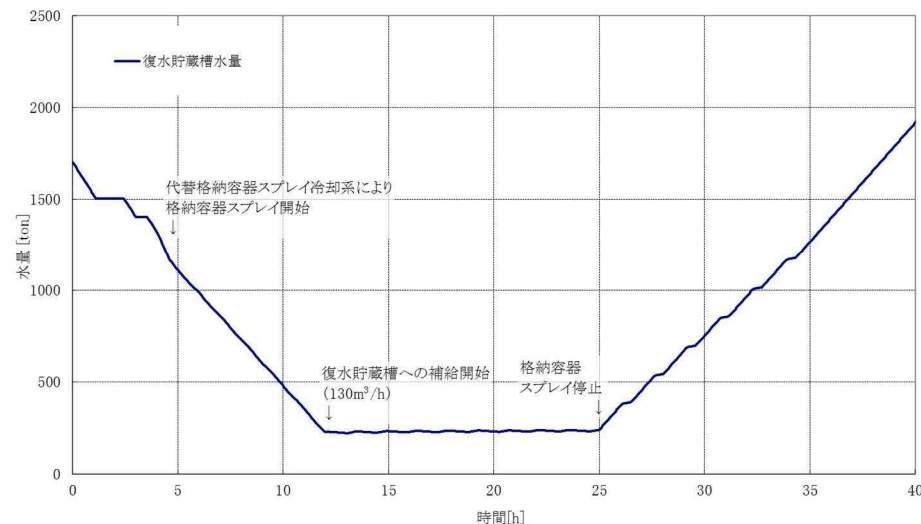
冠水後は， 原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）
の範囲で注水する（約 110m³/h）。

②代替格納容器スプレ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ
原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3） までの間，
代替原子炉格納容器スプレイを実施（140m³/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から， 淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ移送する。



○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため， 復水貯蔵槽水量は減少する。
事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため， 水量の減少割合は低下する。事象発生約 25 時間後に格納容器スプレイを停止し，
その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し， 以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また， 7 日間の対応を考慮すると， 6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 3,500m³ 必要となる。
6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると， 約 7,000m³ 必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから， 6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり， 安定して冷却を継続することが可能である。

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

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約948kL	6号及び7号炉軽油タンク各 約1,020kL 及び ガスタービン発電機用燃料タンク約200kL の容量（合計）は 約2,240kL であり、7日間対応可能。
	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	1号炉軽油タンク容量は 約632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	2号炉軽油タンク容量は 約632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	3号炉軽油タンク容量は 約632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	4号炉軽油タンク容量は 約632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	5号炉軽油タンク容量は 約632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約79kL	1～7号炉軽油タンク及び ガスタービン発電機用燃料タンク の残容量（合計）は 約1,213kL であり、7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L	モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

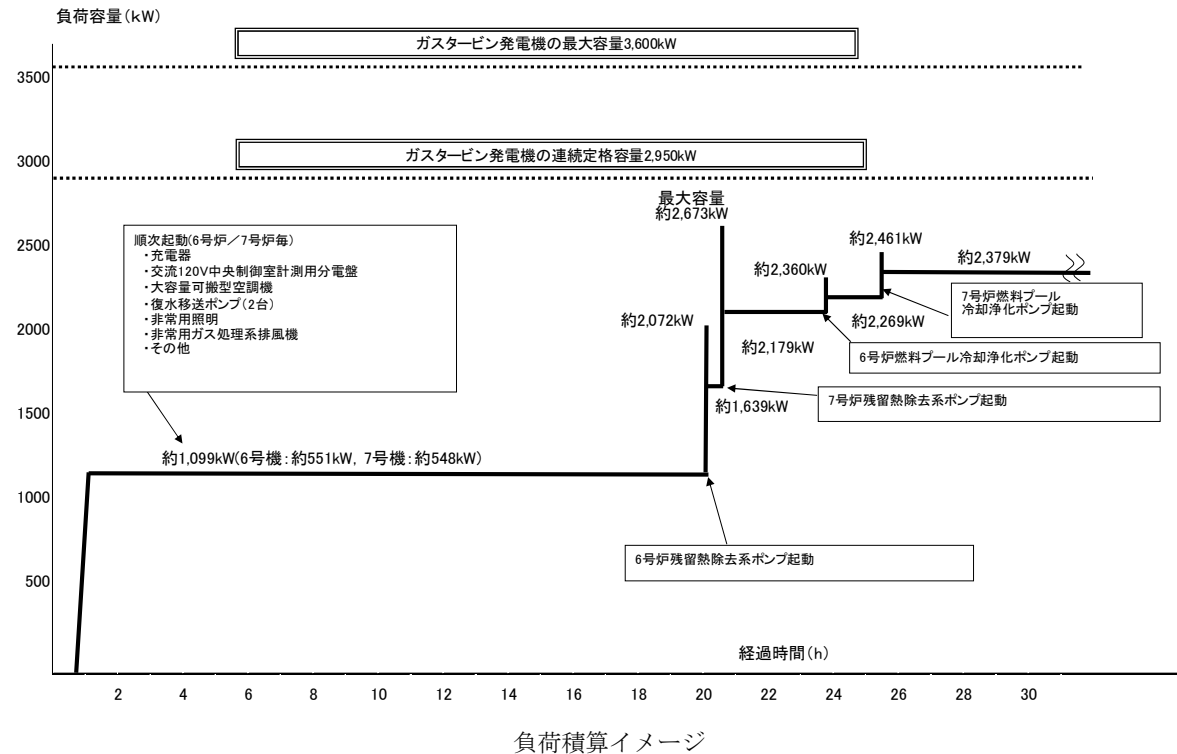
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的にガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)	540kW (1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,181kW	約1,198kW
合計（連続最大負荷） (最大負荷)	約2,379kW (約2,673 kW)	



2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「通常停止＋崩壊熱除去失敗」，④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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図 2.4.2.1 から図 2.4.2.3 に，手順の概要を図 2.4.2.4 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表 2.4.2.1 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，**事象発生 10 時間まで**

の 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.4.2.5 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、24 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉隔離時冷却系系統流量計等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。

c. 残留熱除去系機能喪失確認

原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッション・チェンバのプール水の冷却は失敗する。

残留熱除去系の故障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吐出圧力計等である。

d. 逃がし安全弁による原子炉減圧

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故により、主復水器による原子炉減圧ができないため、中央制御室からの遠隔操作によって主蒸気隔離弁を手動で全閉し、かつ、逃がし安全弁を手動開操作し原子炉を減圧する。

原子炉減圧を確認するために必要な計測設備は、原子炉圧力計である。

e. 高圧炉心注水系による原子炉注水

原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する。

高圧炉心注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量計等である。

原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。

f. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）である。

g. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を継続しても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計等である。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ・プール水位計等である。

以降、炉心の冷却は、高圧炉心注水系による注水により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸

騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果，原子炉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），E C C S注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却，格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER，シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

(2)有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.4.2.2に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a)起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b)安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)外部電源

外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。

a)事象の進展に対する影響

外部電源がある場合，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低の信号でトリップするため，外部電源が喪失し，同時にスクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ，原子炉水位の低下が早く，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお，本評価では，初期の炉心冠水維持は高圧注水系にて行うこととなるため，その後に低圧注水系の注水に移行する際の減圧過程では，崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。

b)重大事故等対策に対する影響

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a)原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b)代替冷却材再循環ポンプ・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3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。

(c)原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(d)高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し、727m³/h（0.69MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。

(e)逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（1個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(f)代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。

(g)格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 70%開[※]）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を 50%開にて開始するが、格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は、増開操作を実施する。解析においては、操作手順の考え方を踏まえ、中間開操作（流路面積約 70%開）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、サプレッション・チェンバ・プール水温が 49°Cに到達した場合に実施する。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。

(c) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が

0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3)有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内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、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図2.4.2.6から図2.4.2.11に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.4.2.12から図2.4.2.14に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図2.4.2.15から図2.4.2.18に示す。

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がスクラムし、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して、原子炉水位は適切に維持される。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし、原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。

原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁1個を手動開することで、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が自動起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動停止する。その後は、高圧炉心注水系による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、一時的に増加する。

炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による原子炉注水時に原子炉減圧の影響を受け、一時的に増加する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約22時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

※シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃

料域)はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、図 2.4.2.12 に示すとおり初期値を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、図 2.4.2.6 に示すとおり逃がし安全弁の作動により、7.07MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約 0.3MPa)を考慮しても、約 7.37MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.4.2.7 に示すとおり、高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.4.2.1)

格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び

事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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10℃～150℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.2.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め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。

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雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWR の格納容器内の区画とは異なる等，この解析で確認され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。

（添付資料 2.4.2.2）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，表2.4.2.2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，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の自動起動により行われ，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下が緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サブプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力，格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を解析条件に設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機より電源が供給されることか

ら、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

(添付資料2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力上昇は遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を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、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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確保される。

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

(添付資料2.4.2.2)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・チェンバ・プール水温を継続監視しており、また、サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇は緩やかであることから、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。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が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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力0.18MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約10時間後であり、格納容器スプレイの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能であることから、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。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が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。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約22時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器限界圧力は0.62MPa[gage]のため、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があり、格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.31MPa [gage] より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器限界圧力は0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料2.4.2.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり、事象発生から時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約22時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約38時間であり、約16時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料2.4.2.2)

(4) まとめ

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

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

2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.4.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は8名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約6,200m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計12,400m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

(添付資料 2.4.2.3)

b. 燃料

可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽

油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機が最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約1,595kL)

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計 約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.2.4)

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

2.4.2.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子

炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。

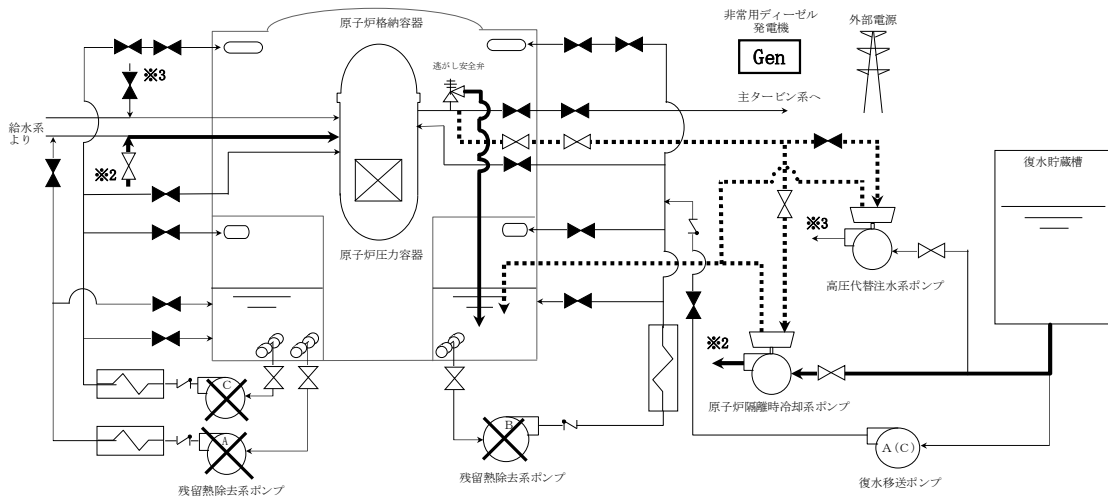


図 2.4.2.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の
重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉減圧及び原子炉注水）

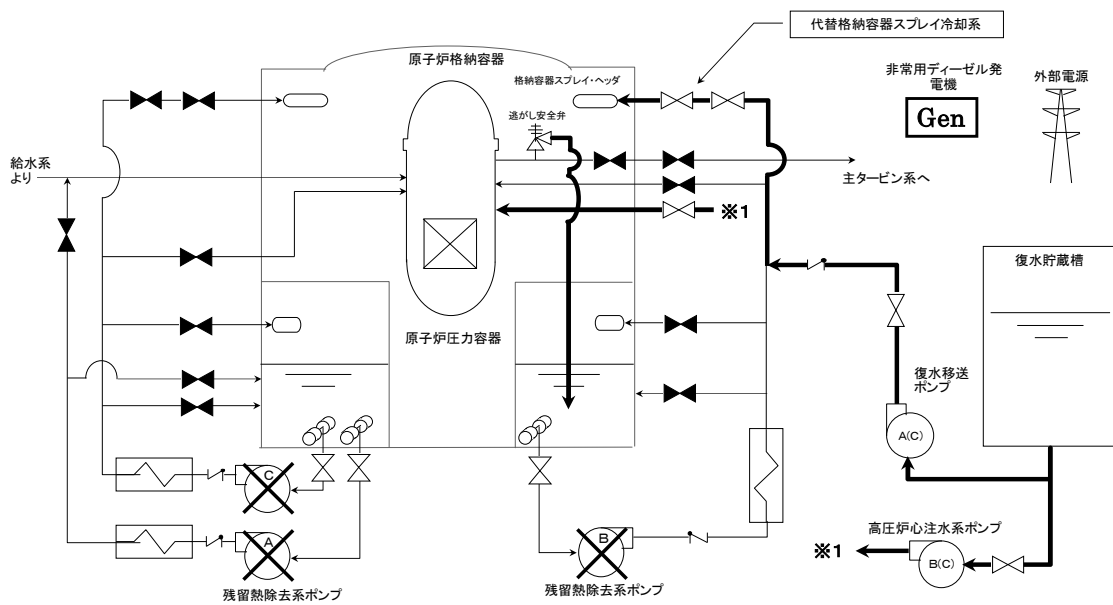


図 2.4.2.2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の
重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

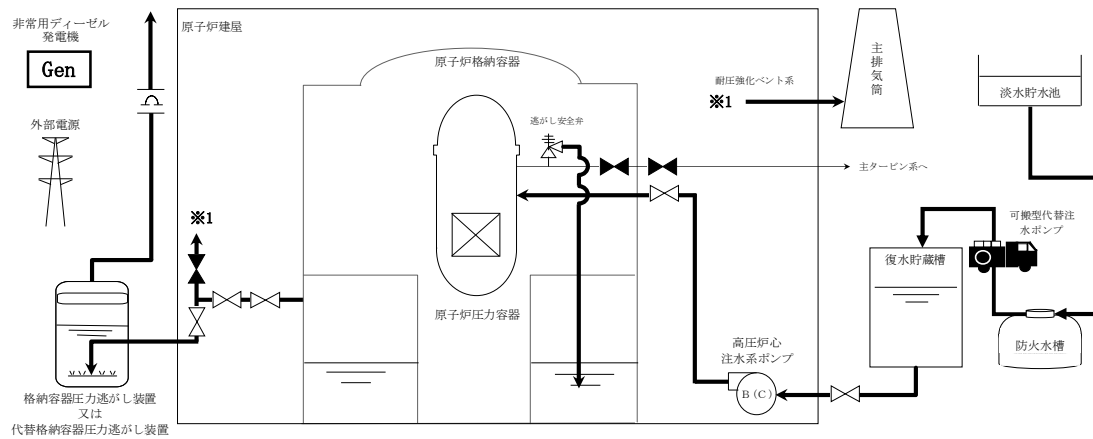


図 2.4.2.3 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の
 重大事故等対策の概略系統図（3/3）
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

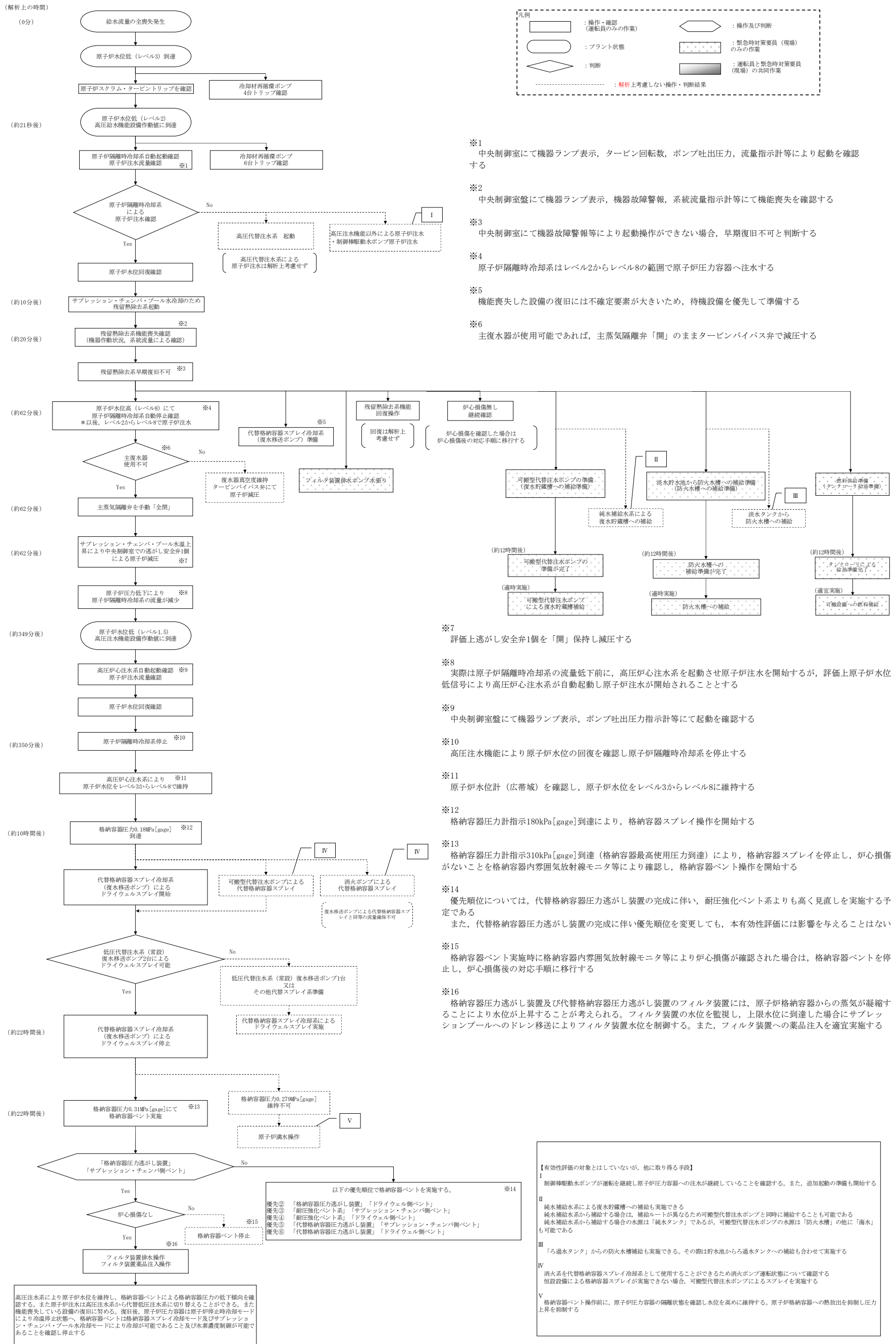


図 2.4.2.4 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

2.4.2-19

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）		経過時間（時間）						備考			
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	10	20		2	4	6	8	10	12	20	22		24		
操作項目	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	操作の内容 事象発生 原子炉スクラム 約21秒 原子炉水位低（レベル2） プラント状況判断 約42分 予プレッションプール水温 49℃到達 約39分 原子炉水位低（レベル1.5） 約10時間 格納容器圧力180kPa[gage]到達 約22時間 代替格納容器スプレイ停止 格納容器圧力 310kPa[gage]到達														
	指揮者	6号 7号	当直副長 当直副長	1人 1人							号炉毎運転操作指揮								
	通報連絡者	緊急時対策要員									5人	中央制御室連絡 発電所外部連絡							
	運転員（中央制御室）		運転員（現場）								緊急時対策要員（現場）								
	6号	7号	6号	7号							6号	7号							
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認	10分											
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位レベル2～レベル8で 原子炉注水											
残留熱除去系機能喪失確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (A) (B) (C) 手動起動操作/機能喪失確認	10分											
残留熱除去系機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復							対応可能な要員により対応する					
原子炉減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 1個 手動開放操作	5分											
高圧注水機能 起動確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧炉心注水系 自動起動確認	原子炉水位レベル3～レベル8維持											
代替格納容器スプレイ冷却系 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・代替格納容器スプレイ冷却系 ラインアップ	30分											
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装置準備	10分											
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・現場移動 ・代替格納容器スプレイ冷却系 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分											
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	復水移送ポンプトリップ水位 付近でスプレイ停止											
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復 水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1, ※2	2人 ※1, ※2	・放射線防護装置準備	10分											
	-	-	-	-	1人 ※1	1人 ※1	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	180分	適宜実施 一時 待避										
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3	-	・放射線防護装置準備	10分											
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分											
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備（格納容器ベントバウンダリ構成）	30分											
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装置準備	10分											
格納容器ベント操作	-	-	-	-	※2, ※3 (2人)	※2, ※3 (2人)	・現場移動 ・ベント準備（格納容器ベントライン構成）	30分											
	-	-	-	-	-	-	・フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分											
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視	格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視						適宜 実施					
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う。 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である。（操作 完了は、約20分後） 具体的な操作方法は、弁駆動部に設置されたエクステンションによ り、二次格納施設外から手動にて操作を行う。						解析上考慮せず					
-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	-	・格納容器ベント操作							解析上考慮せず					
-	-	-	-	2人 (2人)	2人 (2人)	-	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置水位測定							適宜 実施					
-	-	-	-	4人 (参集)	4人 (参集)	-	・フィルタ装置戻り補給							適宜 実施					
燃料給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装置準備	10分											
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分							タンクローリー残量に応じて適宜軽 油タンクから補給				
	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施						一時 待避					
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 (参集要員8人)														

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

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

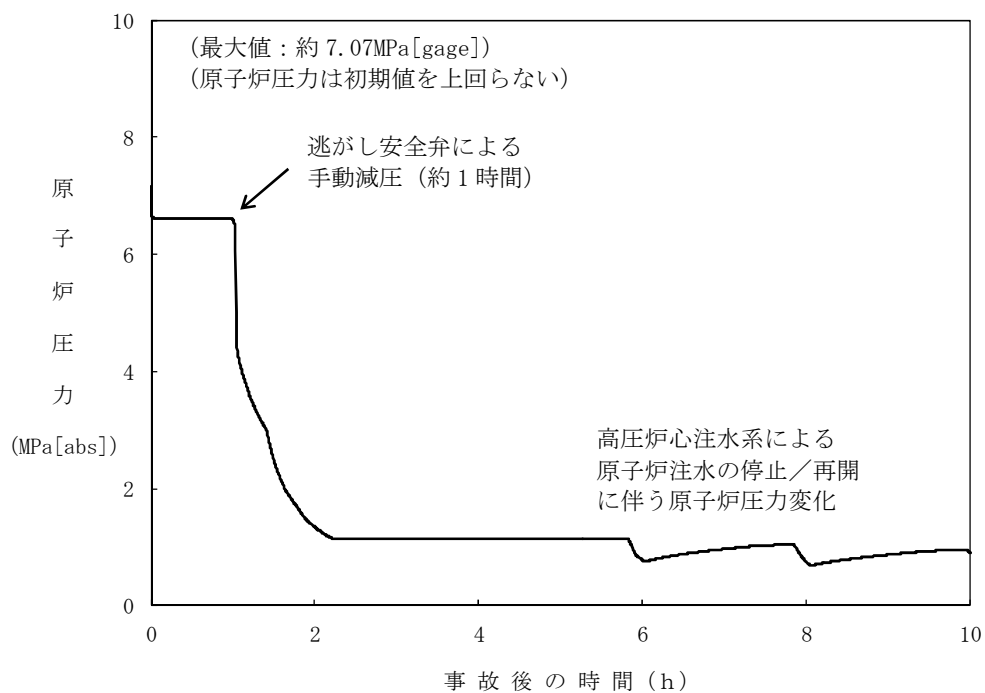


図 2.4.2.6 原子炉圧力の推移

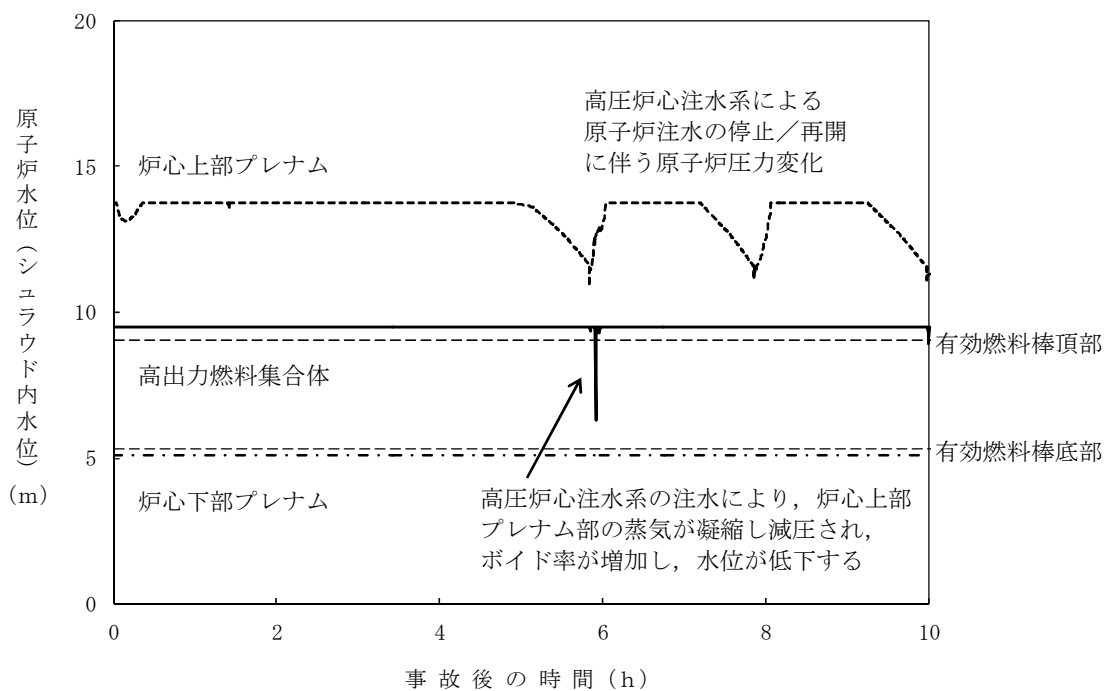


図 2.4.2.7 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

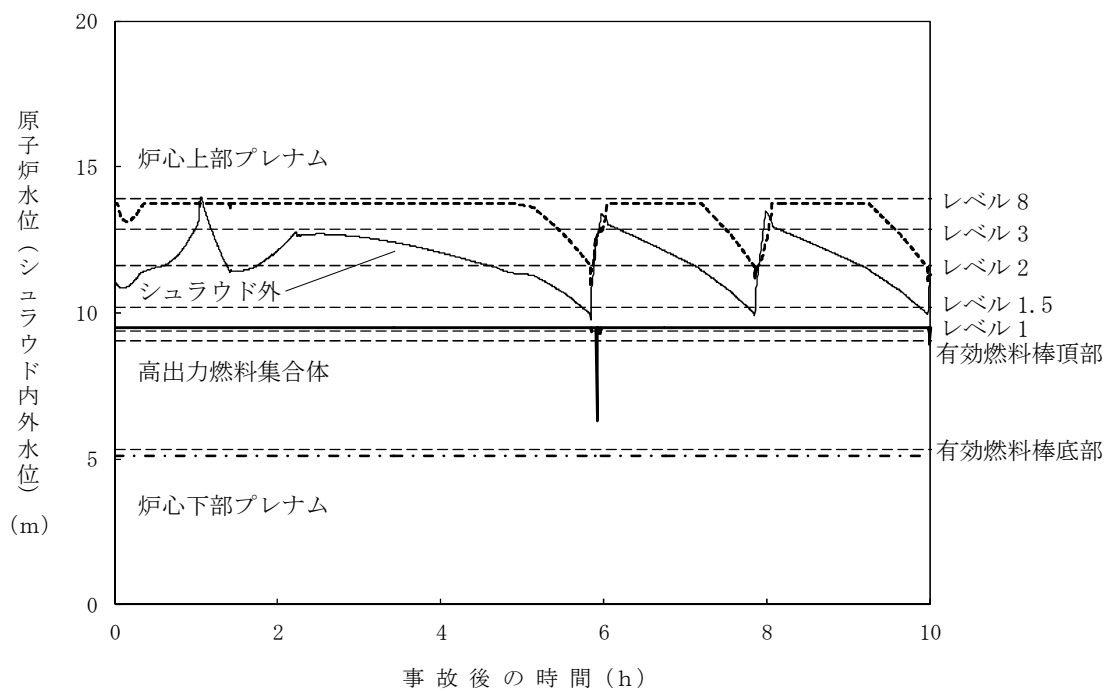


図 2.4.2.8 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

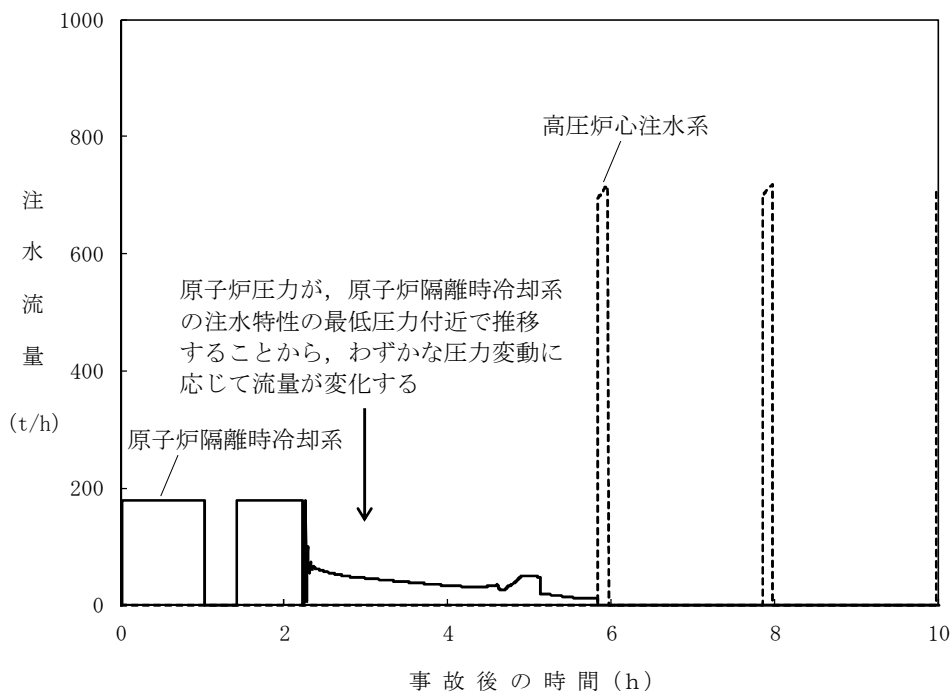


図 2.4.2.9 注水流量の推移

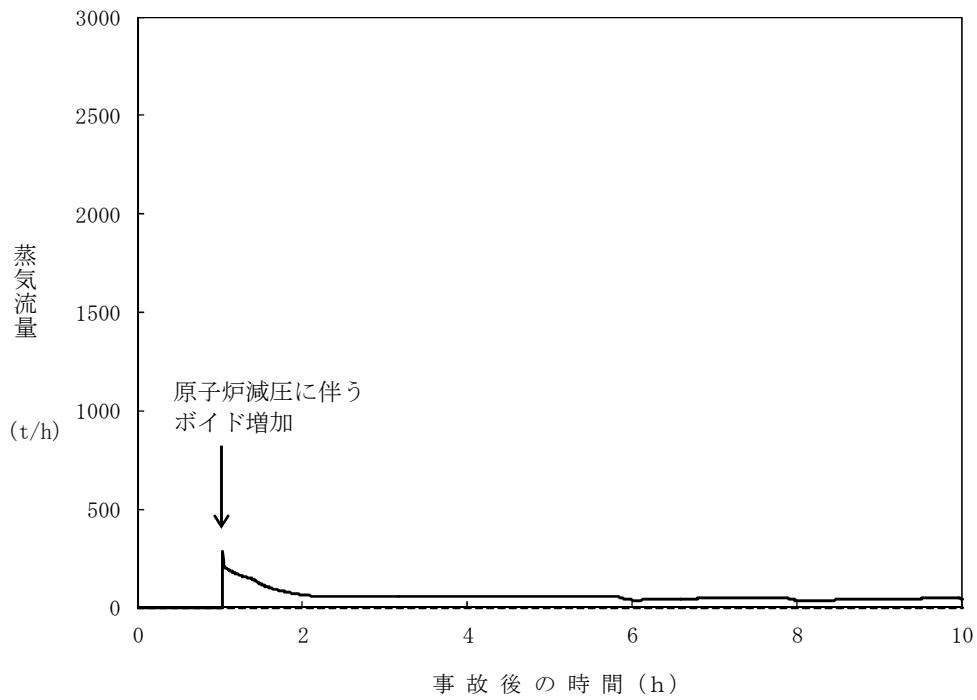


図 2.4.2.10 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

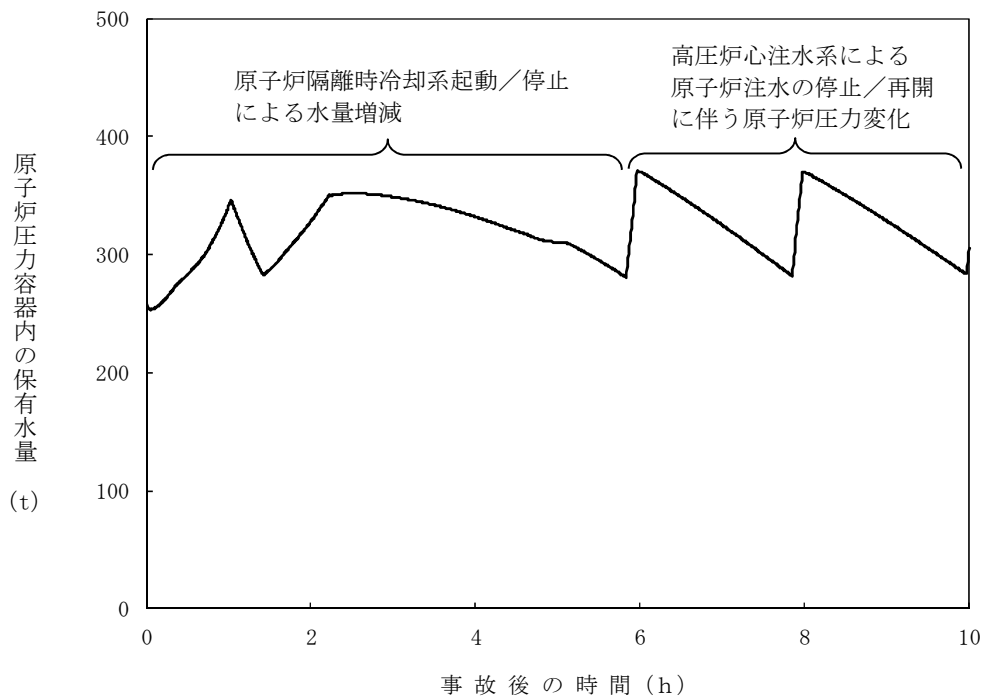


図 2.4.2.11 原子炉压力容器内の保有水量の推移

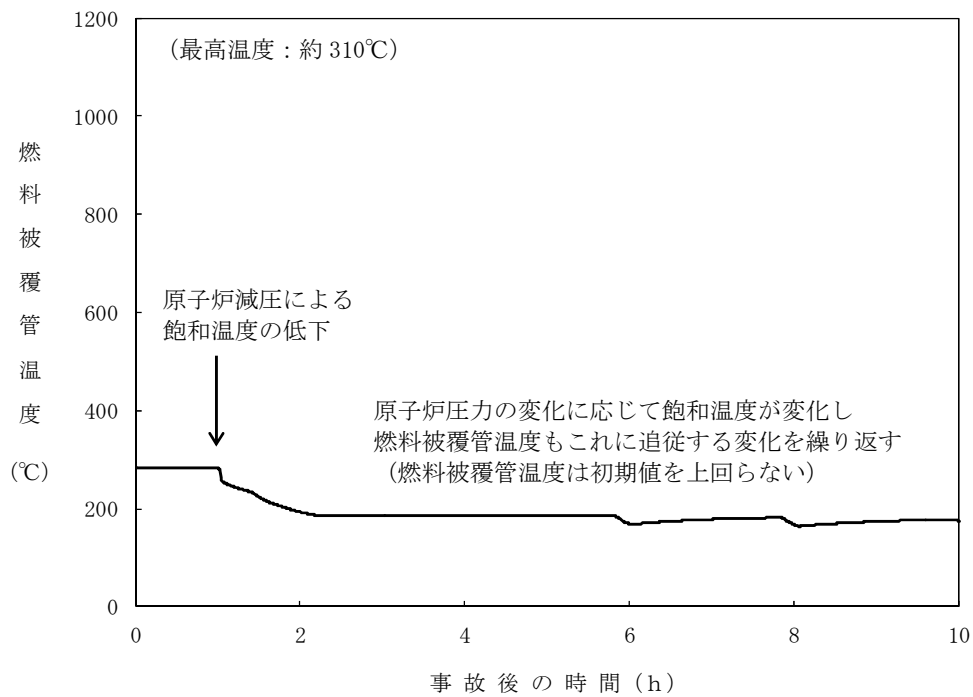


図 2.4.2.12 燃料被覆管温度の推移

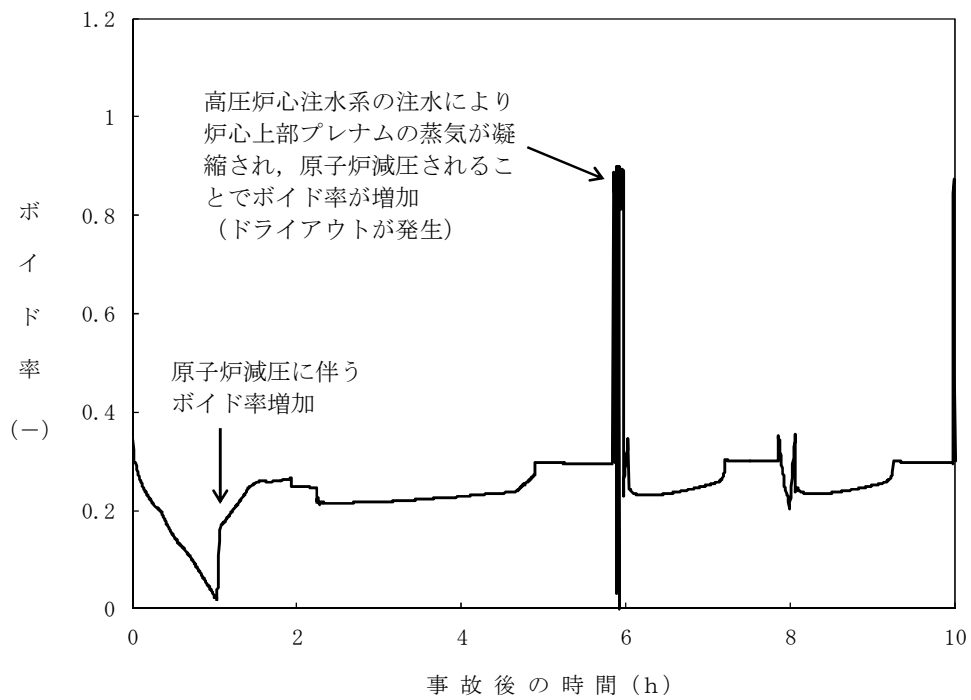


図 2.4.2.13 高出力燃料集合体のボイド率の推移

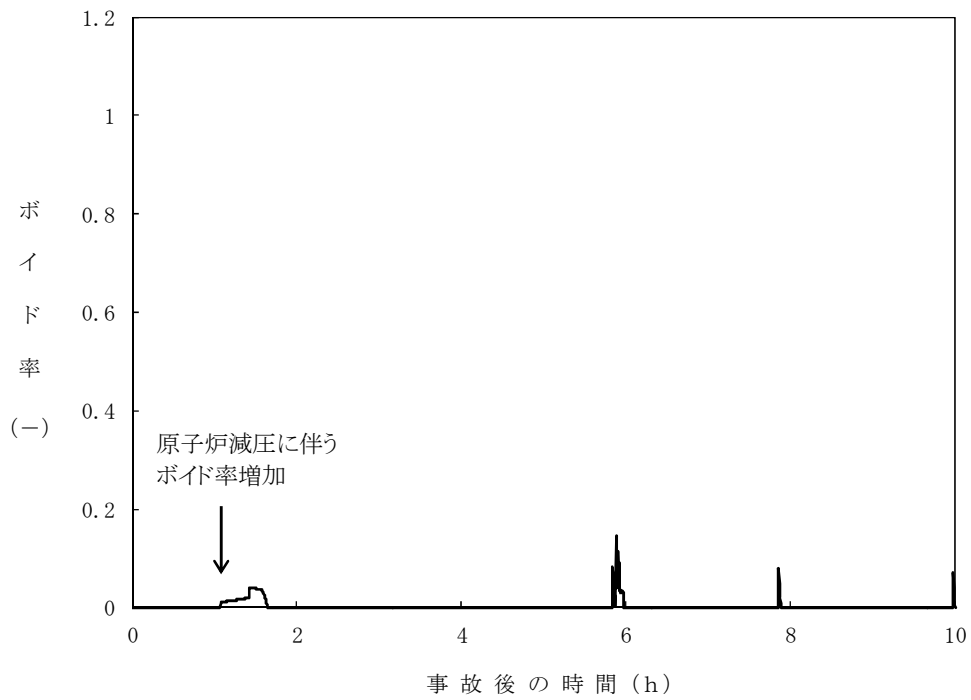


図 2.4.2.14 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

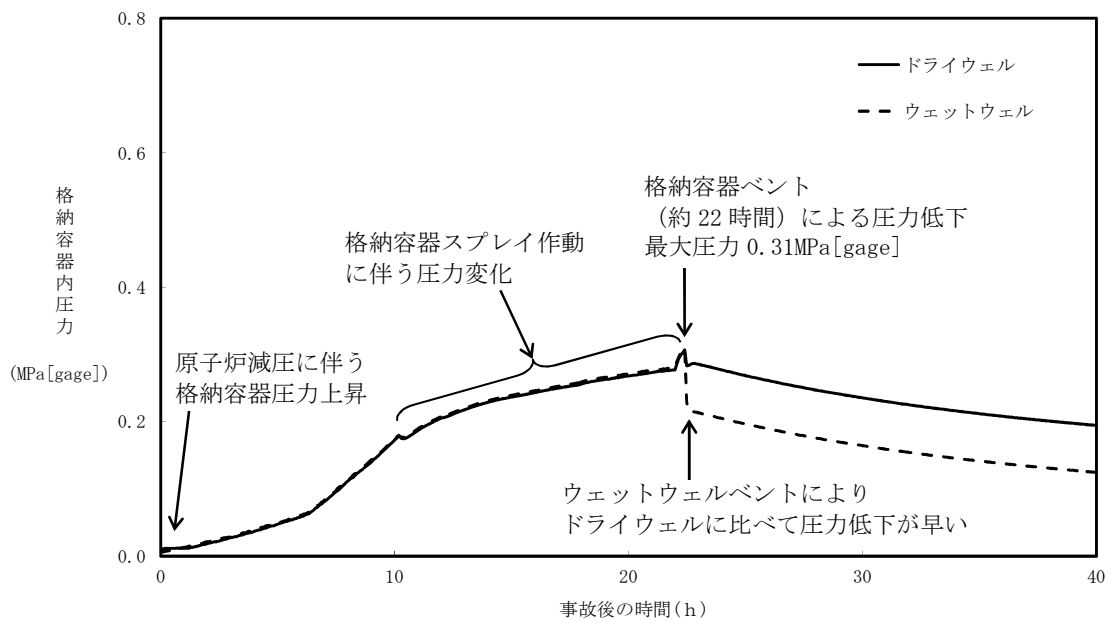


図 2.4.2.15 格納容器圧力の推移

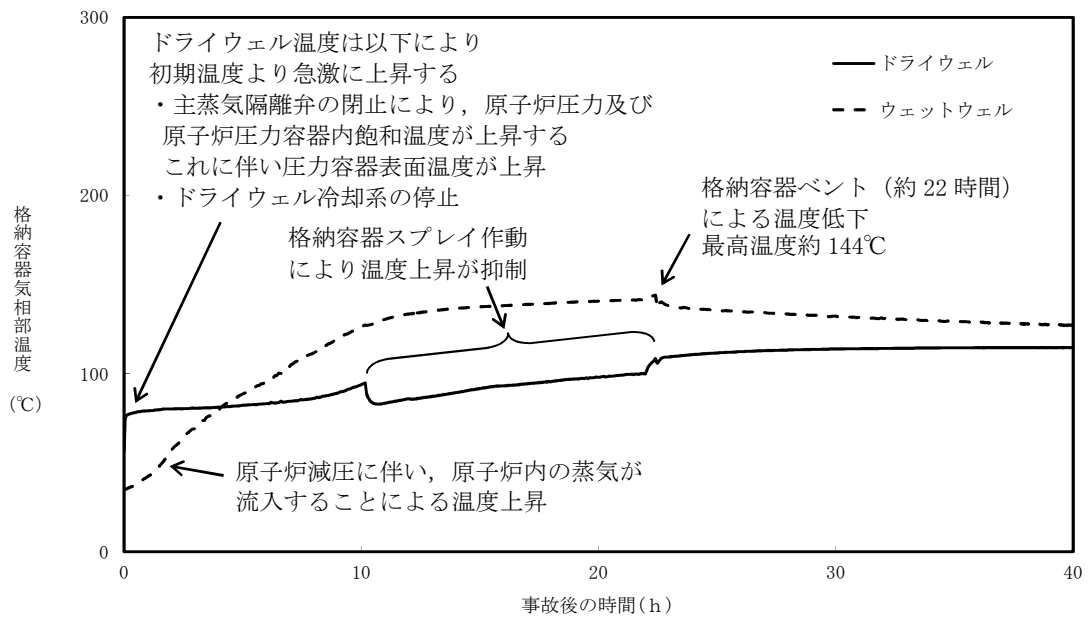


図 2.4.2.16 格納容器気相部温度の推移

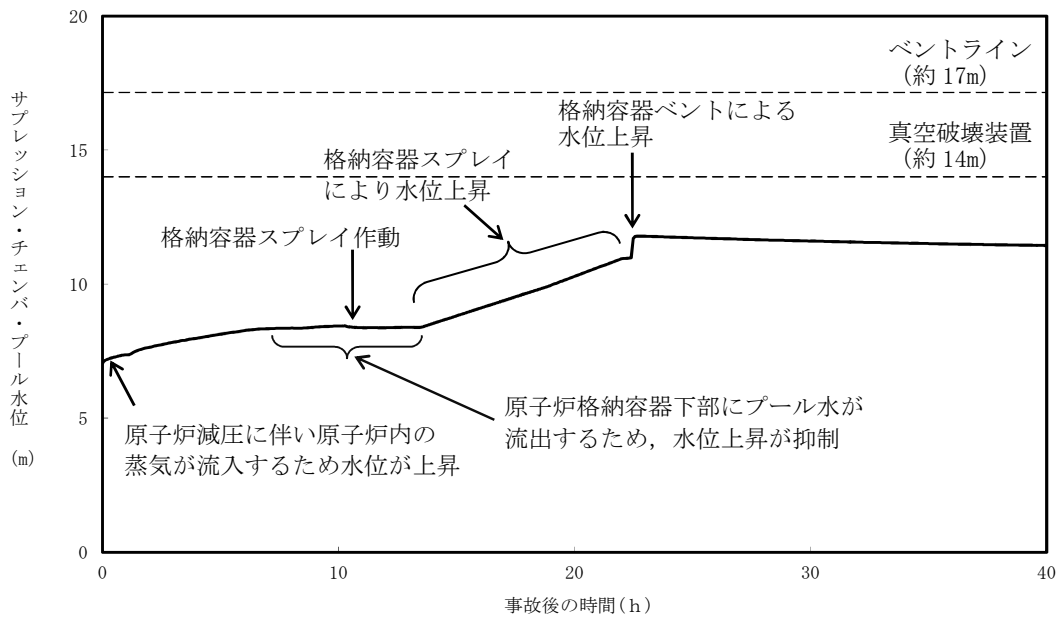


図 2.4.2.17 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

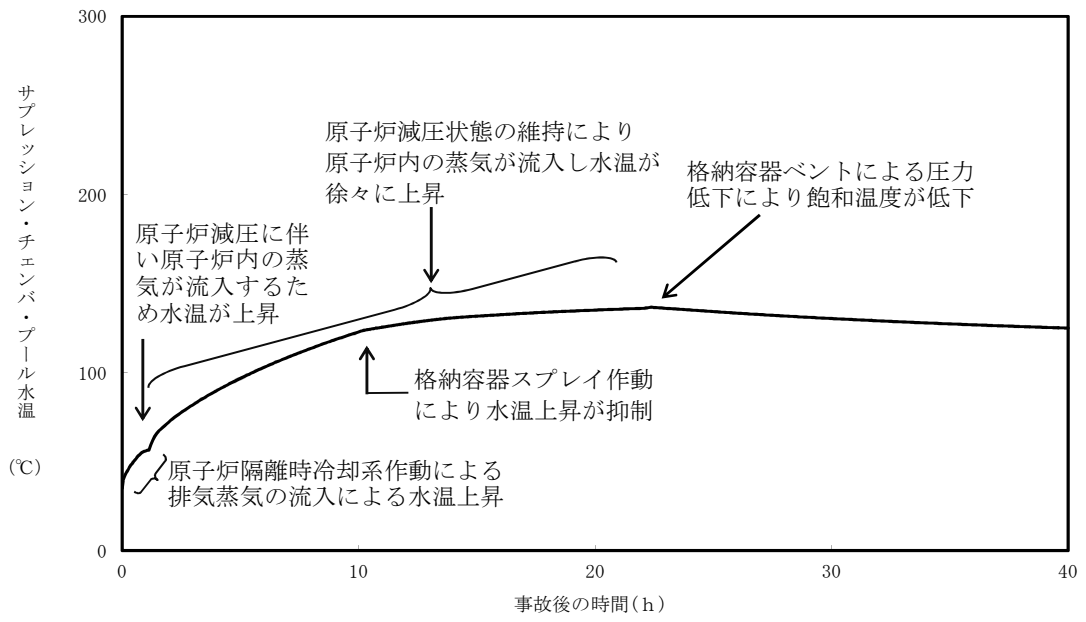


図 2.4.2.18 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.4.2.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計（SA）
高圧代替注水系による原子炉注水	原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計（SA）
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する	—	—	【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度計
逃がし安全弁による原子炉減圧	主蒸気隔離弁を手動で全閉し、逃がし安全弁による原子炉減圧を実施する	逃がし安全弁	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計
高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル1.5）にて高圧炉心注水系が自動起動し、原子炉水位は回復する	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 【高圧炉心注水系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計（SA）
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置	—	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位計 格納容器内雰囲気放射線レベル計（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル計（S/C） フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧計

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）


 有効性評価上考慮しない操作

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃， 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる

表 2.4.2.2 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低 (レベル 3) で 4 台, 原子炉水位低 (レベル 2) で残りの 6 台がトリップ
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[dif]において) にて注水 <div data-bbox="1332 643 1697 890" style="display: inline-block; vertical-align: middle;"> </div> <div data-bbox="1720 707 1944 810" style="display: inline-block; vertical-align: middle;"> 原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性 </div>
	高圧炉心注水系	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa[dif]において) にて注水 <div data-bbox="1332 1050 1697 1297" style="display: inline-block; vertical-align: middle;"> </div> <div data-bbox="1720 1098 1944 1201" style="display: inline-block; vertical-align: middle;"> 高圧炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性 </div>

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/5）

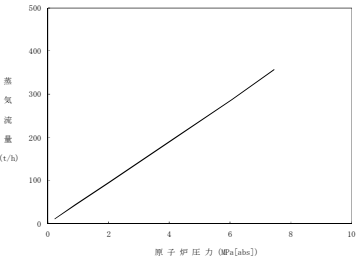
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4 個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし安全弁 自動減圧機能付き逃がし安全弁 1 個を開することによる原子炉減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5/5）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達時	高温待機運転中のサプレッション・チェンバ・プール水最高温度（蒸気凝縮能力維持）を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

安定状態について

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで、高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、事象発生から約 22 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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、原子炉格納容器安定状態が確立される。なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量約 $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$ 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また、代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1）

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～150℃高めに評価する。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～150℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計（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り、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから運転員等の判断・操作に対して影響を与えることはない	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、実験結果と概ね同等の結果が得られている	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプスト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない	原子炉への初期注水は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない	解析コードでは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。主蒸気逃がし弁流量の変動により原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが、その影響は小さく運転員等操作時間に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は、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、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから影響を与えることはない
	E C C S注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

表 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器	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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されているものの、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 -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
構造材との熱伝達及び内部熱伝導	気液界面の熱伝達				
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる（ベント流量） -格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05～7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、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+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、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	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91～約110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、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、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、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、何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、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が緩和されると考えられるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることにはないことから、上記の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇が遅くなるが、操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力上昇は遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サプレッション・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・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、ゆらぎによるサプレッション・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、ゆらぎによるサプレッション・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
サプレッション・プール水温	35℃	約30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベントの操作開始時間が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(2/3)

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5. 2kPa	約 3kPa～約 7kPa (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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約 14kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約 14kPa であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり，格納容器ベント時間が約 9 分早くなる程度である。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
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい	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，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3. 43kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧)	3. 43kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約 30℃～約 50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため格納容器圧力上昇の程度は小さくなる。格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作は事象発生から約 10 時間後以降の操作であり，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可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなるため，格納容器圧力上昇の程度は小さくなり，格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約 21, 400m ³	21, 400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約 2, 040kL	2, 040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））(3/3)

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	－	全給水流量の喪失が発生し，原子炉への給水はできないものとして設定	－	
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定	－	
	外部電源	外部電源あり	－	炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定	仮に外部電源がない場合は，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップし，原子炉出力が低下するため，原子炉水位の低下が遅くなり，炉心露出時間も短くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる 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	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）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル3）で4台，原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	再循環ポンプが，原子炉水位低（レベル3）で4台，原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材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	
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	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	
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 727m ³ /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 727m ³ /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない	
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の1個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の1個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h スプレイ	140m ³ /h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響はない	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない

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(崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)) (1/3)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転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	訓練実勢等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	サブプレッション・プール水温度 49℃到達時	高温待機運転中のプール水最高温度(蒸気凝縮能力維持)を踏まえて設定	<p>【認知】 事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており, また, サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉隔離時冷却系の運転に加え高圧炉心注水系が自動起動可能な状態であり, 原子炉水位の状況に関わらず原子炉減圧操作が実施可能であることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	事故時の重要監視パラメータとしてサブプレッション・プール水温度を継続監視しており, また, サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから, 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。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が遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	初期の原子炉隔離時冷却系による注水継続が可能な時間(24時間)内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であり, 事象発生から時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 事象発生後6分で残留熱除去系の不具合を確認し, 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の維持及び原子炉圧力の低下傾向を確認し, サプレッション・プールの熱容量曲線到達前に原子炉の急速減圧を行うことを確認した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage] 到達時 (約10時間後)	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(格納容器圧力 0.18MPa[gage])に到達するのは事象発生約10時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 代替格納容器スプレイへ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。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 高圧炉心注水系にて原子炉への注水を行っているが, 代替格納容器スプレイ冷却系は並行して実施可能なため, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	炉心損傷前の格納容器スプレイの操作実施基準(格納容器圧力 0.18MPa[gage])に到達するのは, 事象発生約10時間後であり, 格納容器スプレイの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能であることから, 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。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が遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し, 格納容器圧力 0.18MPa [gage] に到達する前に, 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへ切替操作を実施, 切替操作に要する時間は訓練実績では約1分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/3)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転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	復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から 12 時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間 90 分想定のところ, 訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間 180 分想定のところ, 訓練実績等により約 150 分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ)	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (6 号及び 7 号炉: 各 2 台) への燃料給油を期待している。可搬型代替注水ポンプへの給油作業は, 所要時間 180 分想定のところ訓練実績等では約 112 分であり, 想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転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	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa[gage]) に到達するのは, 事象発生約 22 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは, 中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが, 現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員を配置している。当該の運転員 (現場) 及び緊急時対策要員は, 他の作業を兼任しているが, それら作業は事象発生約 12 時間後までに行う作業であり, 格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>運転員 (現場) は, 中央制御室から操作現場である二次格納施設外までのアクセスルートは, 通常 10 分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。また, 緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, また, 徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>制御電源が使用可能な状況における炉心損傷前の格納容器ベントについて, 中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に 10 分の操作時間と 7 弁の開閉状態確認を含めて 60 分を想定し, 格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。運転員 (現場) の格納容器ベント準備操作は伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作として移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。緊急時対策要員 (現場) の現場における格納容器ベント準備操作 (格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備) は, 現場での手動弁 4 個の操作に移動時間を含めて 60 分の操作時間を想定しており, 時間余裕を確保している。よって, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>格納容器ベントの操作時に, 当該操作に対応する運転員, 緊急時対策要員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており, 格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし, この場合, 現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (格納容器圧力 0.31MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約 22 時間後であり, 格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また, 格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間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。ただし, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は, 現場操作にて対応するため, 約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があり, 格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが, 格納容器限界圧力は 0.62MPa [gage] のため, 格納容器の健全性の点では問題とならない</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, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。なお, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても, 現場操作にて対応することから, 他の操作に与える影響はない</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に, 格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は, 現場操作にて対応するため, 約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があり, 格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが, 格納容器限界圧力は 0.62MPa [gage] のため, 格納容器の健全性という点では問題とはならない</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 22 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。また, 遠隔操作の失敗により, 格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても, 格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが, 格納容器圧力の上昇の傾向は緩やかである。格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は, 過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約 38 時間であり, 約 16 時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある。</p>	<p>現場モックアップ等による実績では, 中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 9 分の操作時間を, 格納容器ベント操作は操作スイッチによる 1 弁の操作に約 1 分の操作時間を要した。運転員 (現場) の伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作は, 伸縮継手を用いた他の弁の操作により移動時間を含め約 10 分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整は, 設備設置中のため, 同様の弁の手動操作時間を考慮して, 移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。また, 格納容器ベント実施時に遠隔操作にて対応するが, 移動時間を含め約 7 分で操作を実施できた。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

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

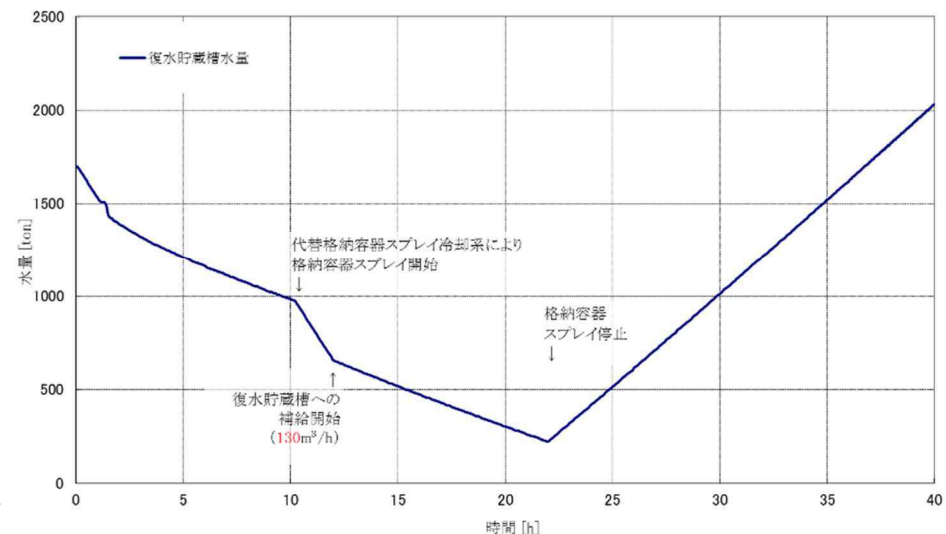
○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン

- ①原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系による原子炉注水
事象発生後に原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系により注水する。
- ②代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ
格納容器圧力が0.18MPa[gage]となった以降に代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイを実施する（140m³/h）。
- ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
事象発生12時間後から，淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。



○時間評価（右上図）

事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため，復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため，水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器ベントを実施し，その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，6号及び7号炉のそれぞれで約6,200m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると，約12,400m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから，6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。

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

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、外部電源喪失は想定していないが、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約758kL</u>	7号炉軽油タンク容量は <u>約1,020kL</u> であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h 負荷時を想定日×3台=750,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約758kL</u>	6号炉軽油タンク容量は <u>約1,020kL</u> であり、 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,490L/h 負荷時を想定日×3台=750,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	1号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	2号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	3号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	4号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	5号炉軽油タンク容量は <u>約632kL</u> であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約79kL</u>	1～7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電機 用燃料タンク（容量 <u>約</u> <u>200kL</u> ）の残容量（合計） は <u>約645kL</u> であり、 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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「小破断 LOCA＋原子炉停止失敗」，③「中破断 LOCA＋原子炉停止失敗」及び④「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冷却材再循環ポンプ・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の著しい損傷の防止を図り，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，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「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による原子炉停止又は代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段を整備し，原子炉水位の制御には原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いる。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器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図 2.5.1 から図 2.5.3 に，手順の概要を図 2.5.4 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表 2.5.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計12名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び7号炉兼任），当直副長2名，運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業

項目について図 2.5.5 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、12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、制御棒が原子炉へ挿入されない場合、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 4 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給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。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高圧・低圧注水系起動確認

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、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。

高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持

主蒸気隔離弁の閉止により、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注水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。

なお、ここでの原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低 (レベル 2) で再循環ポンプ 6 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。

この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の流量を調整することにより原子炉水位低 (レベル 1.5) 付近で水位を維持する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び各系統の流量指示計等である。

d. 自動減圧系の自動起動阻止

ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号と原子炉水位低 (レベル 1) 信号の両方が 30 秒継続した場合であって、高圧炉心注水系又は低圧注水系ポンプが 1 台以上運転している (各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている) 場合、自動減圧系が自

動起動する。

原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。

e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作

再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制確認後、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、起動領域モニタ等である。

f. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転による原子炉格納容器除熱

事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、サブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇して 49℃に到達し、その後もサブプレッション・チェンバ・プール水温は上昇し続ける。このため、ほう酸水注入系の手動起動と同時に、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・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量計及びサブプレッション・チェンバ・プール水温度計である。

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い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抑制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、原子炉格納容器におけるサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である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、サブプレッション・チェンバ・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表2.5.2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、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

- 1) 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。
- 2) 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。
- 3) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものとする。

(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、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、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能

代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は、原子炉圧力高 (7.48MPa[gage]) 又は原子炉水位低 (レベル3) 信号により再循環ポンプ4台がトリップし、原子炉水位低 (レベル2) 信号により残り再循環ポンプ6台がトリップするものとする。なお、4台以上の再循環ポンプがトリップした際に残りの再循環ポンプの運転速度を5%/秒で速やかに低下させる高速ランバック機能については、保守的に使用できないものと仮定する。

また、再循環ポンプが2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使用で

きないものと仮定する。

(b) 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（8個）は、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 電動駆動給水ポンプ

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。

(d) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル 2）又はドライウエル圧力高（13.7kPa [gage]）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(e) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系は原子炉水位低（レベル 1.5）又はドライウエル圧力高（13.7kPa [gage]）で自動起動し、182～727m³/h（8.12～0.69MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(f) ほう酸水注入系

ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動し、190L/分の流量及びほう酸濃度 13.4%で注入するものとする。

(g) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温 52℃、海水温度 30℃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は、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類にしたがって以下のとおりに設定する。

(a) 自動減圧系の自動起動阻止

自動減圧系の自動起動阻止は、原子炉が停止できない場合にドライウエル圧力高（13.7kPa [gage]）及び原子炉水位低（レベル1）によって自動減圧系の自動起動信号が発信されることを阻止することを手順に定めている。本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

（添付資料2.5.2）

(b) ほう酸水注入系及び残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の手動起動

本評価では、ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動することとしている。残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プ

ール水冷却モード)は、サブプレッション・チェンバのプール水の平均温度が49℃に到達することをもって実施することとしており、サブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した時点から、10分間が経過した時点で残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)を手動起動することとしている。

(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、非常用炉心冷却系の流量、原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド外)^{※1}、逃がし安全弁の流量、平均炉心ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を図2.5.6から図2.5.20に、サブプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力の推移を図2.5.21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)はシュラウド外側の水位であることからシュラウド外側の水位を示した。

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に失敗する。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、中性子束が増加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750℃まで上昇する。約2秒後に原子炉圧力高信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により再循環ポンプ4台がトリップする。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(7.48MPa[gage])で作動する。

主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、再循環ポンプの運転速度が最低となり、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されているため、給水温度が低下し、サブクールの大い冷却材が給水される給水加熱喪失の状態となるためである。また、出力上昇の過程では逃がし安全弁の開閉が生じるため、中性子束及び平均表面熱流束が変動し、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920℃まで上昇する。

逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、サブプレッション・チェンバ・プール水位が上昇し、事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源が復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わる。合わせて格納容器圧力も上昇するため、事象発生から約34秒後にドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって原子炉隔離時冷却系の水

源がサプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わるとともに、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。サプレッション・チェンバ・プール水温も上昇し、事象発生から約 43 秒後にサプレッション・チェンバ・プール水温が 49°C に到達し、その後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 173 秒後に復水器ホットウェルの水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約 191 秒後に原子炉水位低（レベル 2）信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り 6 台の再循環ポンプがトリップする。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため、炉心は冠水維持される。その後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の運転員操作により、原子炉水位低（レベル 1.5）付近で原子炉水位を維持する。

事象発生から約 11 分後（原子炉スクラムの失敗確認から 10 分後）、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の注入を開始する。同時に（サプレッション・チェンバ・プール水温高到達から 10 分後）残留熱除去系ポンプ 3 台によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に減少し、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。

b. 評価項目等

燃料被覆管の温度は、図 2.5.11 に示すとおり、給水加熱喪失の状態によって出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 175 秒で最高の約 920°C に到達するが、1,200°C 以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下であり、15% 以下となる。

原子炉圧力は、図 2.5.9 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.92MPa [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 9.22MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。

また、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・チェンバ・プール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.19MPa [gage]、約 113°C 以下に抑えられ、原子炉格納容器バウンダリの限界圧力（0.62MPa [gage]）及び限界温度（200°C）を下回る。

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中性子束は徐々に減少し、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。

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、自動減圧系の自動起動阻止操作、ほう酸水注入系運転操作及び残留熱除去系（サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作とする。

(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SLM CPR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。

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

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、サプレッション・チェンバ・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、表2.5.2に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられ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「52,200t/h（定格流量（100%））」に対して最確条件は「定格流量の約91%～約110%」である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり、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、炉心流量が少ない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件の「1.22」に対して最確値は「1.22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ため、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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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ため、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、本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、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動しうるが、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、本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」）。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力、格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動駆動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、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・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解析条件に設定している。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。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件の「閉止時間：3秒」に対して最確条件は「閉止時間：3秒以上4.5秒以下」であり、本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り、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「52,200t/h（定格流量（100%））」に対して最確条件は「定格流量の約91%～110%」である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、炉心流量が少ない場合（定格流量の90%）の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件の「1.22」に対して最確値は「1.22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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇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。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うるが、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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇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。

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」）。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動駆動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、格納容器圧力及びサブプレッション・チェンバ・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、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、電動駆動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ため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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確保される。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件の「閉止時間：3秒」に対して最確条件は「閉止時間：3秒以上4.5秒以下」であり、本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り、初期の原子炉出力上昇が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料2.5.3, 2.5.8)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位低（レベル1）到達後30秒以内を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため、操作開始時間は変動しうるが、本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は2名で対応することから、操作が遅れる

可能性は低く、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。当該操作は、解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）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原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、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分間を想定しているが、制御棒挿入失敗が確認され次第、ほう酸水注入系の起動操作を優先して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、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を早める。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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・チェンバ・プール水温49℃到達後10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて、状況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。当該操作は、解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）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。

（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

操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は、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ない。操作条件のほう酸水注入系運転操作は、操作の不確かさが操作開始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、格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなる可能性があり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）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2.5.3）

(3) 感度解析

解析条件の不確かさにより、初期条件の炉心流量が最確条件のうち最小（定格流量の90%）となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シナリオにおいて感度解析を行う。その結果は、燃料被覆管の最高温度は約1060℃となる。

「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約920℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約9.12MPa[gage]となる。「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値約9.08MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。なお、その他の評価項目である、燃料被覆管の酸化量、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温については、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高値と同じ。

（添付資料2.5.5）

（4）操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作については、自動減圧系の自動起動阻止操作が行われなかった場合でも、自動減圧系の作動による減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには、低圧注水系による注水が可能な圧力に原子炉が減圧されるまでの時間があり、この間に自動起動阻止操作又は開放された逃がし安全弁の閉止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき、実際にはこの間についても操作時間として確保できることから、時間余裕がある。

ほう酸水注入系運転操作は事象発生直後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から10分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び格納容器温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回ることから、事象発生から10分以上の時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については、サプレッションプール水温高警報の発報から10分程度あり、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, 2.5.9）

（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」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり12名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「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。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の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による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約1,581kL)

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉 合計 約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼ

ル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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、原子炉停止機能を喪失し、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冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水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による原子炉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、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水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、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

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, 2.5.8)

重大事故等対策時に必要な要員は、運転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、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

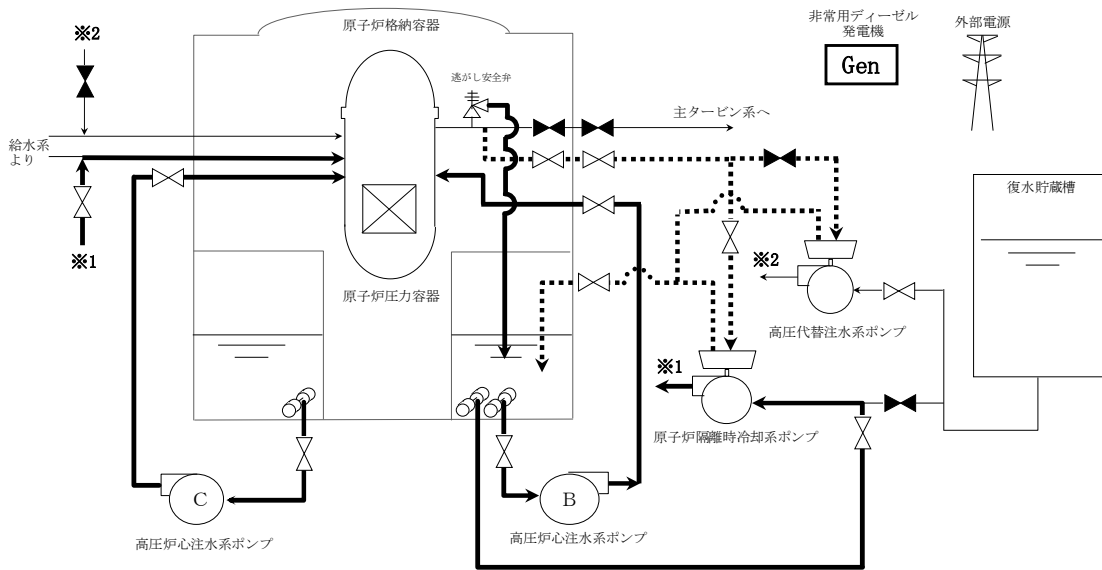


図 2.5.1 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策等の概略系統図 (1/3)
(原子炉減圧及び原子炉注水)

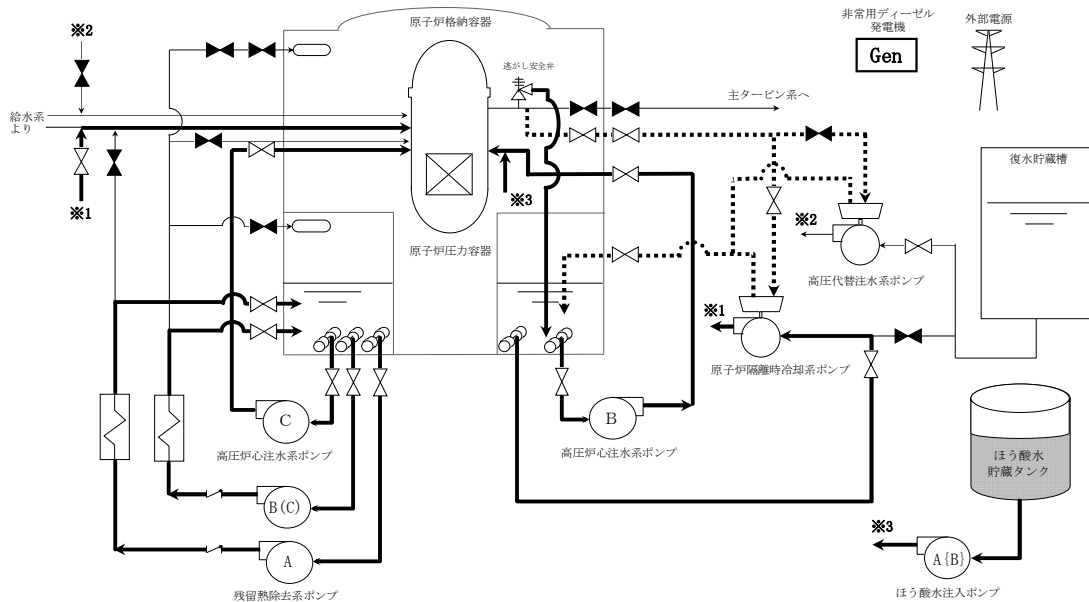


図 2.5.2 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策等の概略系統図 (2/3)
(原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

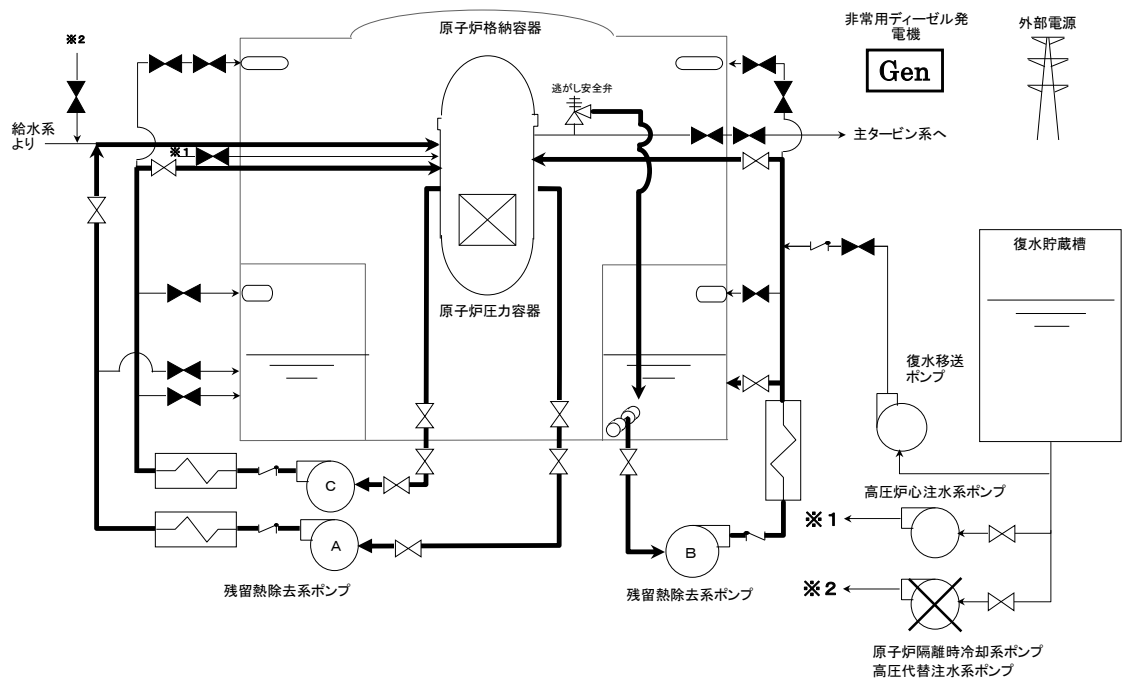


図 2.5.3 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策等の概略系統図 (3/3)
 (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

(解析上の時間)

(約0分)

(約24秒後)

(約34秒後)

(約43秒後)

(約173秒後)

(約191秒後)

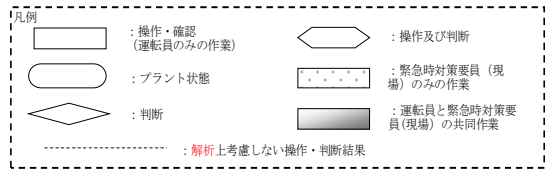
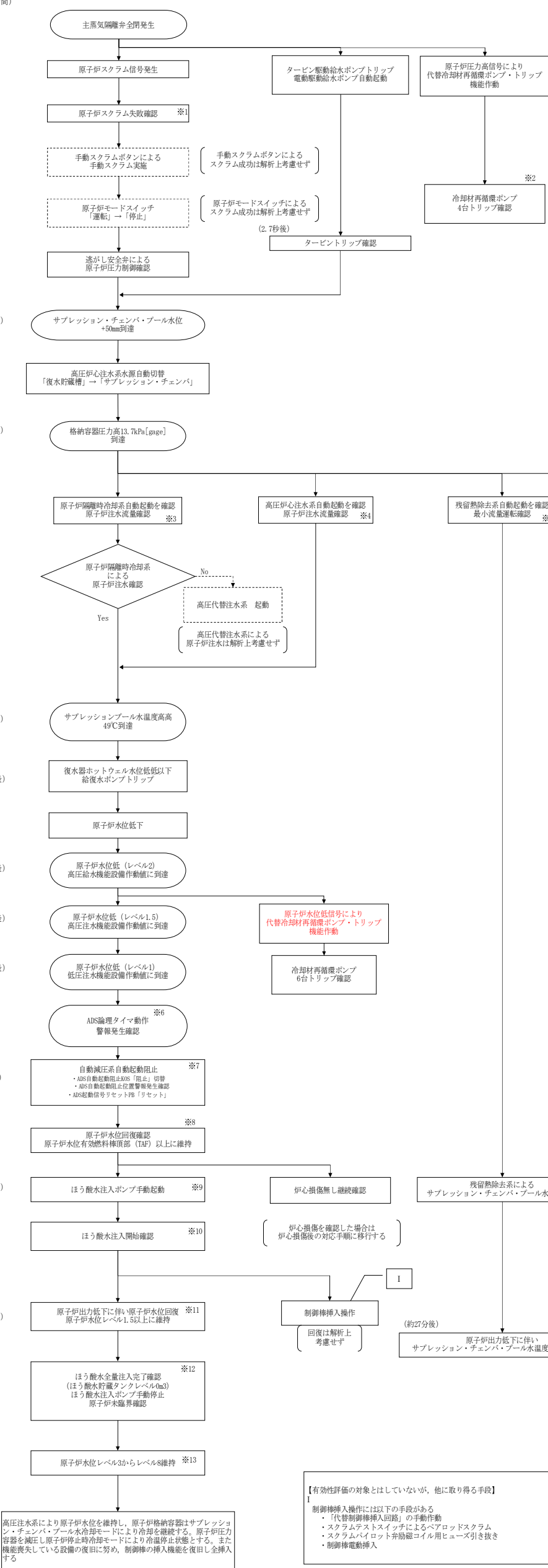
(約215秒後)

(約239秒後)

(約4分後)

(約11分後)

(約22分後)



- ※1 全制御棒が全挿入位置又は16ステップ（最大未臨界引き抜き位置）まで挿入されていない場合、原子炉スクラム失敗と判断する
- ※2 冷却材再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。また、残り6台の冷却材再循環ポンプの最低速度ランバックにも期待しない
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※4 中央制御室盤にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力、流量指示計等にて起動を確認する
- ※5 中央制御室盤にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する。原子炉圧力が高いため注入弁は開かず最小流量運転となる
- ※6 ドライウェル圧力高及び原子炉水位低（レベル1）の両方が検出されると警報が発生する。30秒間継続後、高圧炉心注水系または残留熱除去系の吐出圧力確立により自動減圧系が動作する
- ※7 自動減圧系動作により原子炉圧力容器は急激に減圧され、低圧注水系から大量の冷水が注入し、炉心ボイドを急激に潰し大きな正の反応度印加を引き起こす可能性があるため、自動減圧系が動作する前に自動起動阻止を実施する
- ※8 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉注水しているが、原子炉出力が高いため原子炉水位レベル1.5以上に維持できない。そのため、原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）以上に維持する
- ※9 原子炉スクラム失敗確認からほう酸注水系起動を判断する
- ※10 ほう酸水の原子炉注入開始は、ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する
- ※11 ほう酸水注入により原子炉出力が低下するため徐々に原子炉水位が上昇する。原子炉出力を維持するため原子炉水位レベル1.5以上に維持する
- ※12 ほう酸水全量注入は約165分以内になる設計である
- ※13 原子炉水位計（広帯域）を確認し、原子炉水位をレベル3からレベル8に維持する

図 2.5.4 原子炉停止機能喪失における操作概要

原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)												備考		
								2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24			
操作項目	責任者						操作の内容	事象発生 原子炉スクラム失敗確認 約34秒 格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 到達 約43秒 サプレッションプール水温度高高 (49°C) 到達 約173秒 給復水ポンプトリップ (復水器ホットウェル水位低低による) 約191秒 原子炉水位低 (レベル2) 約215秒 原子炉水位低 (レベル1.5) 約239秒 原子炉水位低 (レベル1) プラント状況判断														
	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡																	
	指揮者		当直副長		1人			号炉毎運転操作指揮														
	通報連絡者		緊急時対策要員		5人			中央制御室連絡 発電所外部連絡														
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																	
状況判断	6号	7号	6号	7号	6号	7号	<ul style="list-style-type: none"> 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 原子炉スクラム失敗確認 タービントリップ確認 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系, 残留熱除去系 自動起動確認 冷却材再循環ポンプトリップ確認 給復水ポンプトリップ, 原子炉水位低下確認 	10分														
	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-																
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-		自動減圧系 自動起動阻止	30秒													
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-		残留熱除去系 運転モード切替操作	3系統ともサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードへ切り替え													
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-			適宜実施													
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-		ほう酸水注入系 起動操作	ほう酸水全量注入完了まで運転継続													
-	-	-	-	-	-	制御棒手動挿入、復旧操作 (解析上考慮せず)	代替制御棒挿入機能起動 制御棒電動挿入操作												対応可能な要員により対応する			
-	-	-	-	-	-		現場移動 スクラムパイロット弁電磁弁の電源切															
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉隔離時冷却系 流量調整	有効燃料棒頂部に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持														
	-	-	-	-	-	-	高圧炉心注水系 流量調整	有効燃料棒頂部に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持														
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	0人	0人	0人																	

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.5.5 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

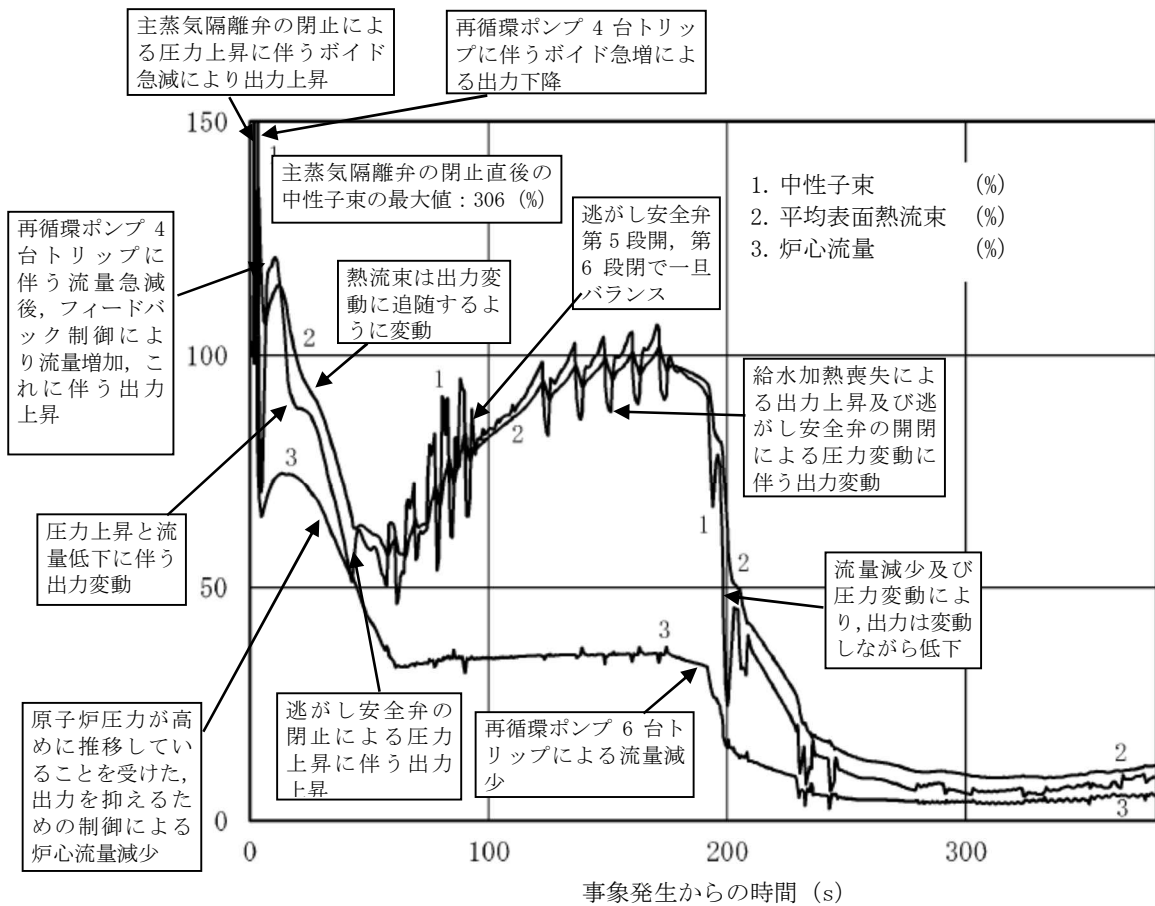


図 2.5.6 中性子束、平均表面熱流束、炉心流量の推移（事象発生から 400 秒後まで）

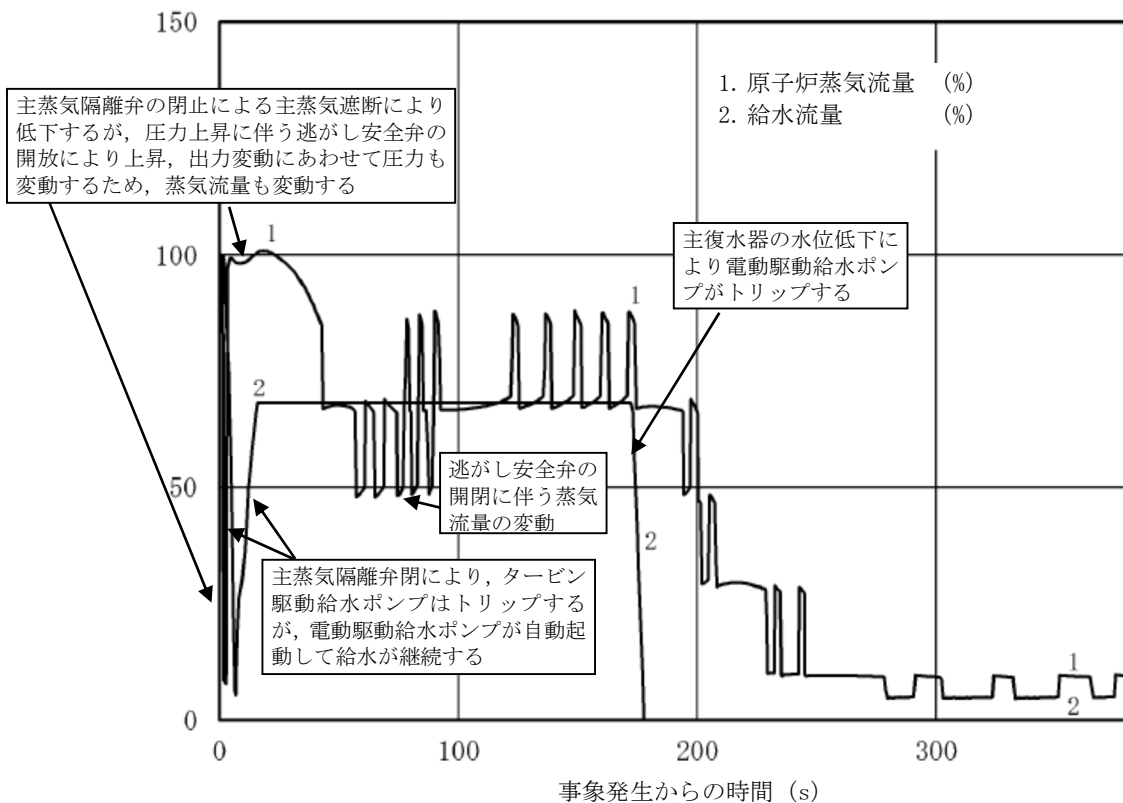


図 2.5.7 原子炉蒸気流量、給水流量の推移（事象発生から 400 秒後まで）

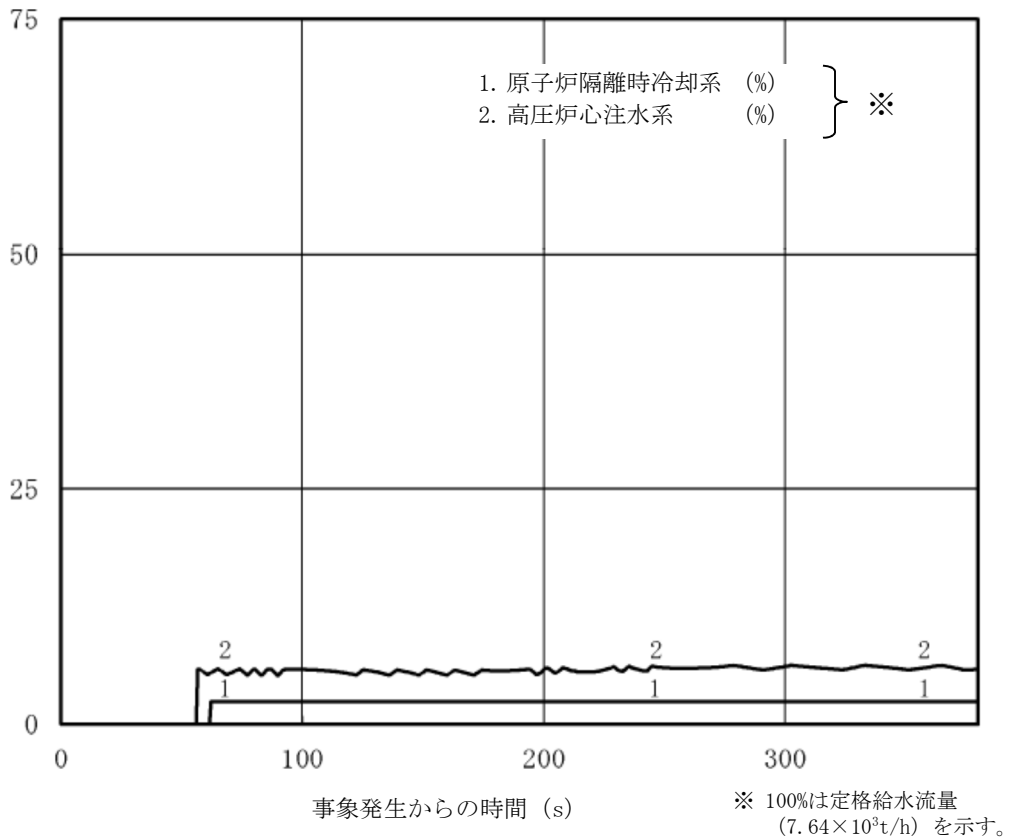


図 2.5.8 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移
(事象発生から 400 秒後まで)

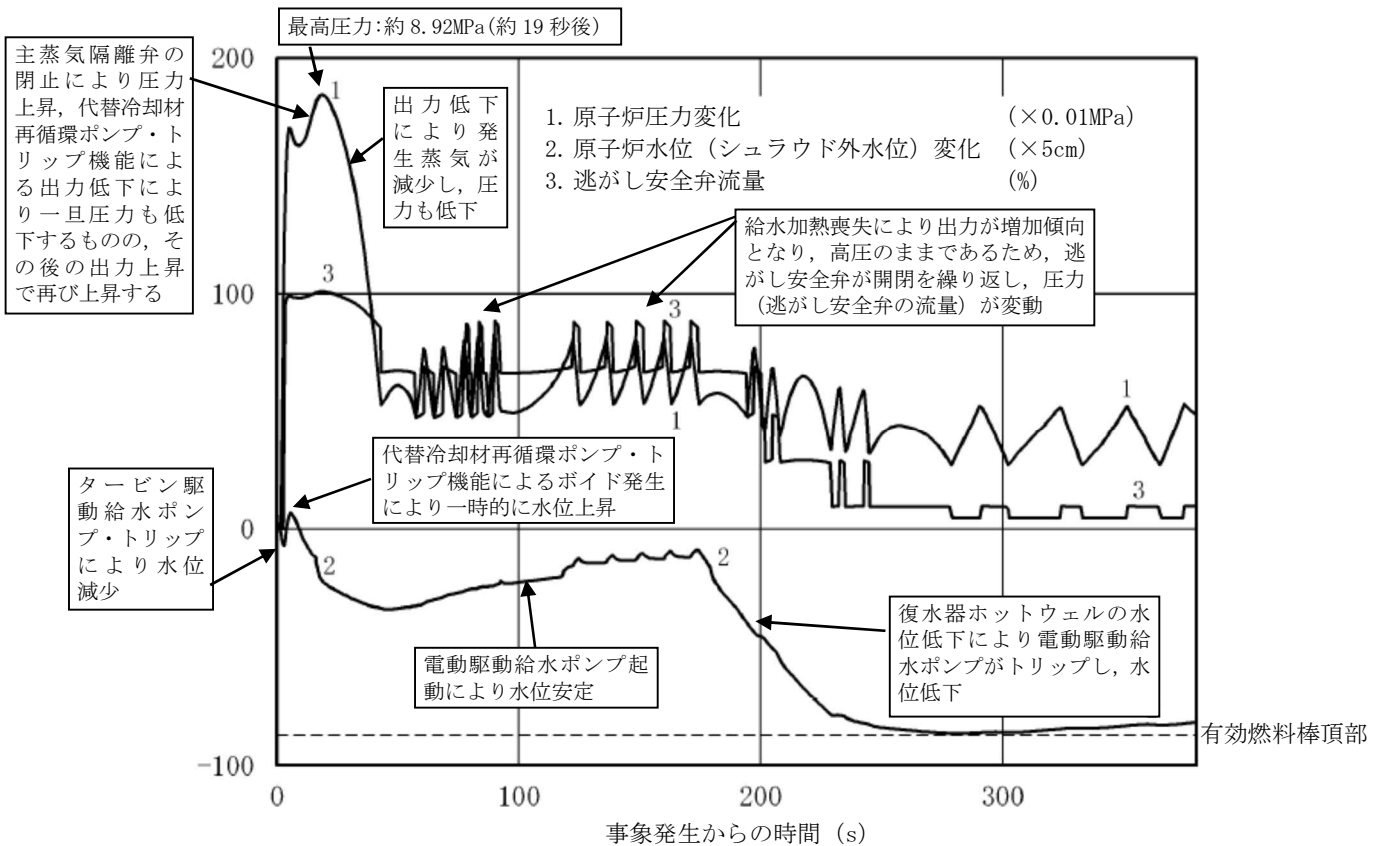


図 2.5.9 原子炉圧力，原子炉水位 (シュラウド外水位)，逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

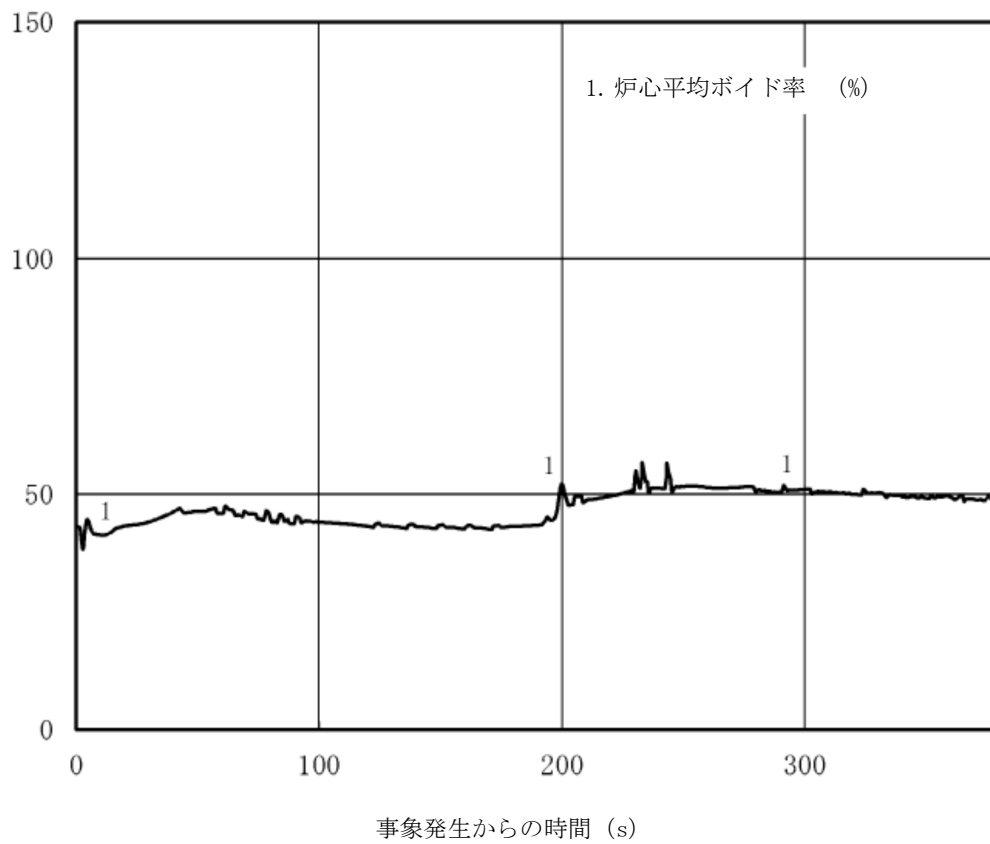


図 2.5.10 炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

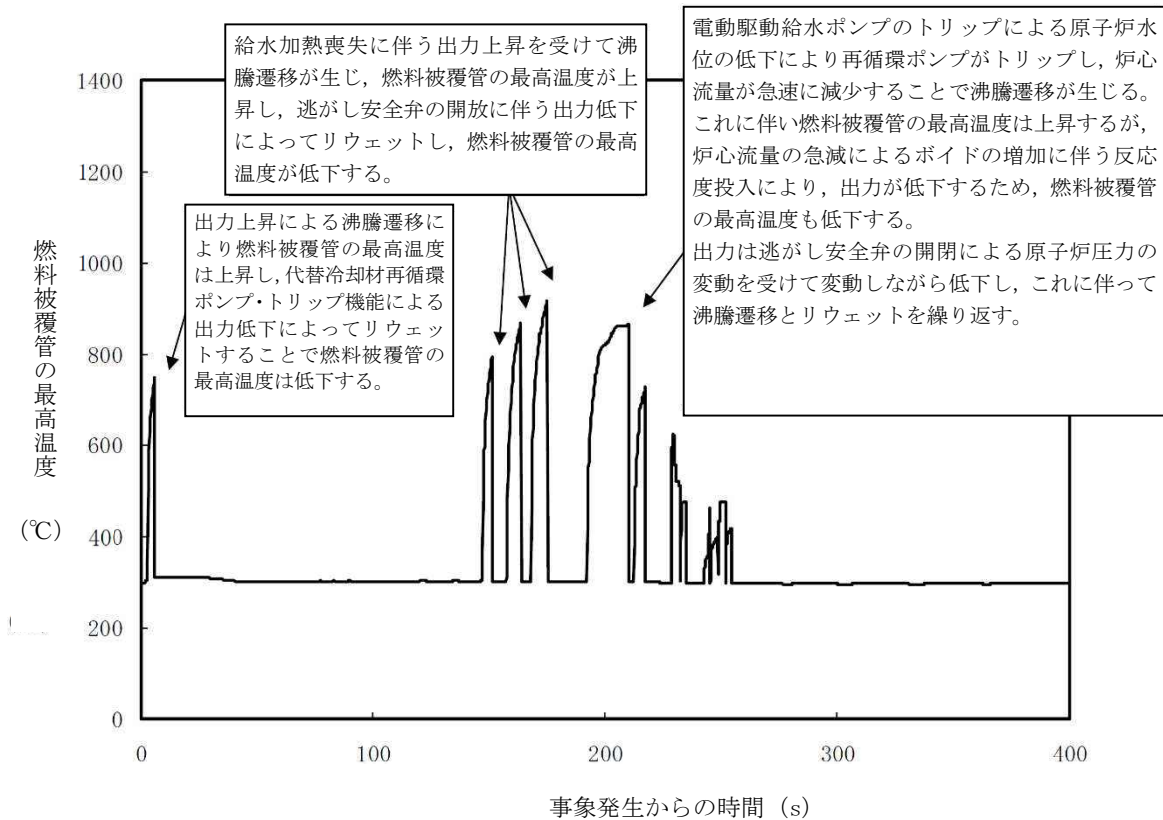


図 2.5.11 燃料被覆管温度*の推移 (第 4 スペーサ, 事象発生から 400 秒後まで)

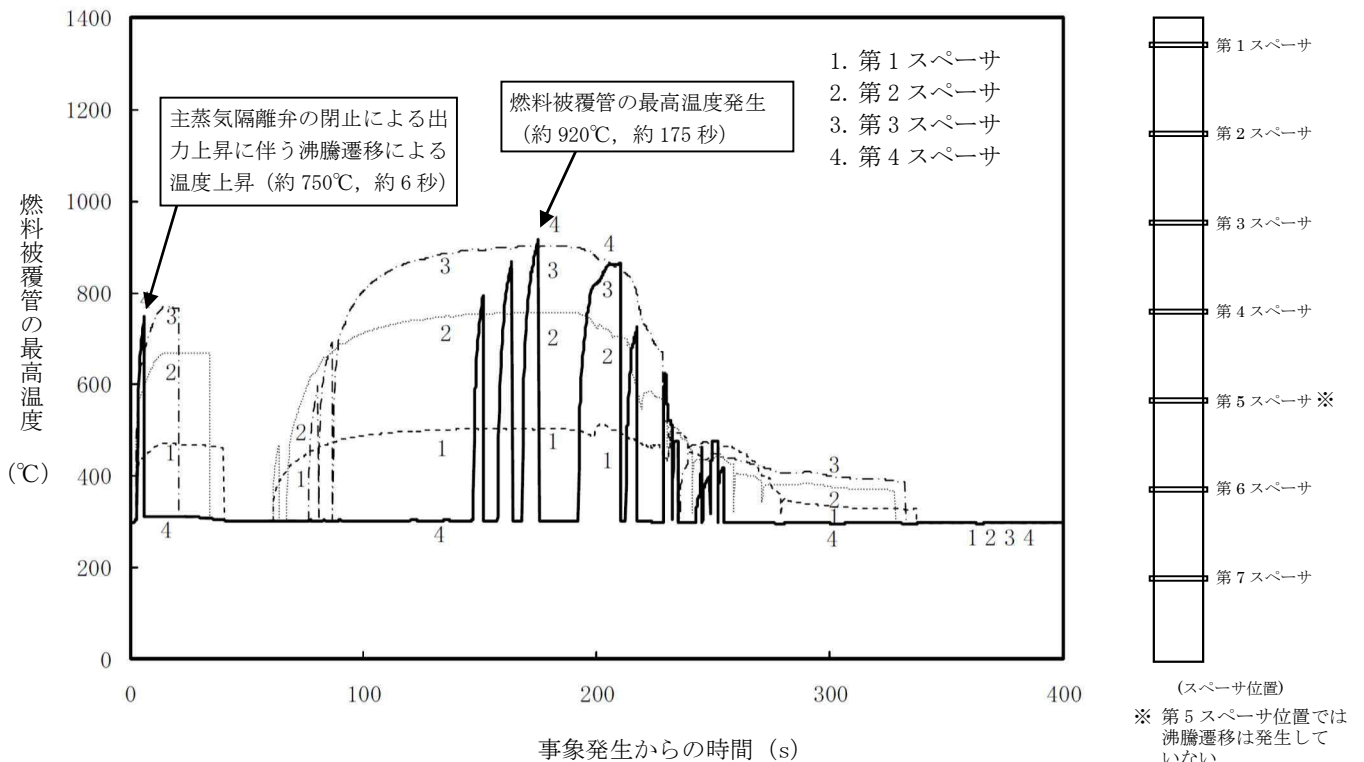


図 2.5.12 燃料被覆管温度*の推移
(第 1 から第 4 スペーサ, 事象発生から 400 秒後まで)

※ 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。

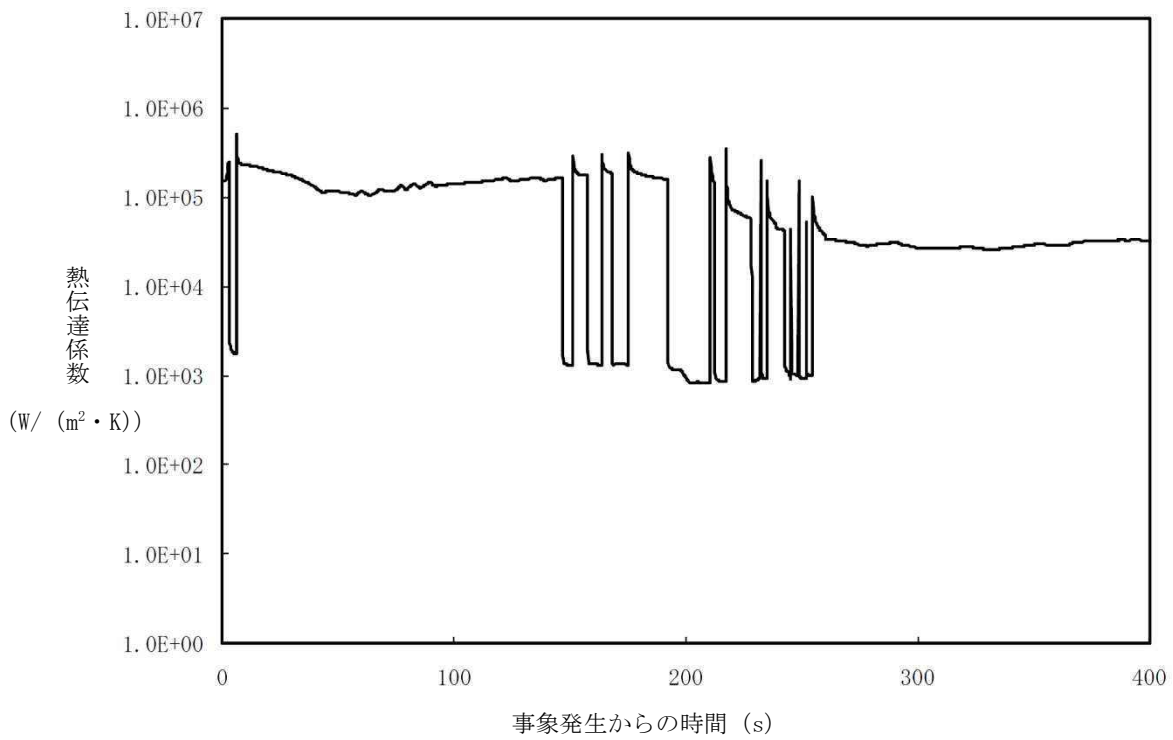


図 2.5.13 熱伝達係数（燃料被覆管の最高温度の発生位置）の推移
（事象発生から 400 秒後まで）

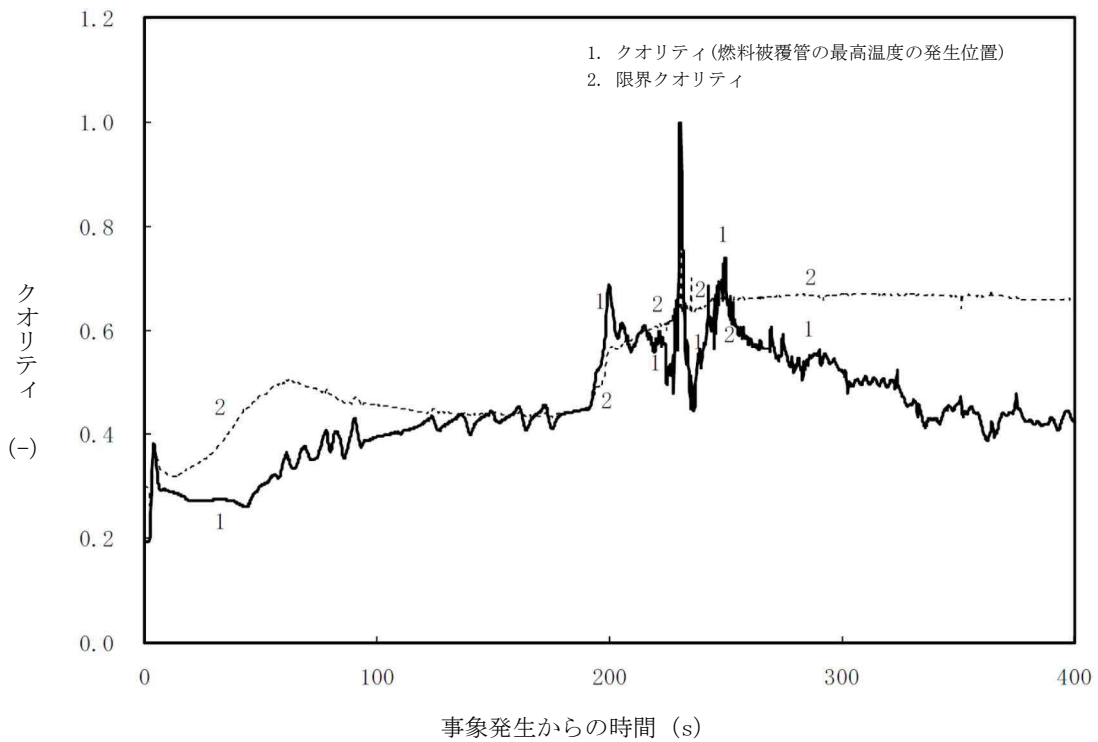


図 2.5.14 クオリティ（燃料被覆管の最高温度の発生位置）の推移
（事象発生から 400 秒後まで）

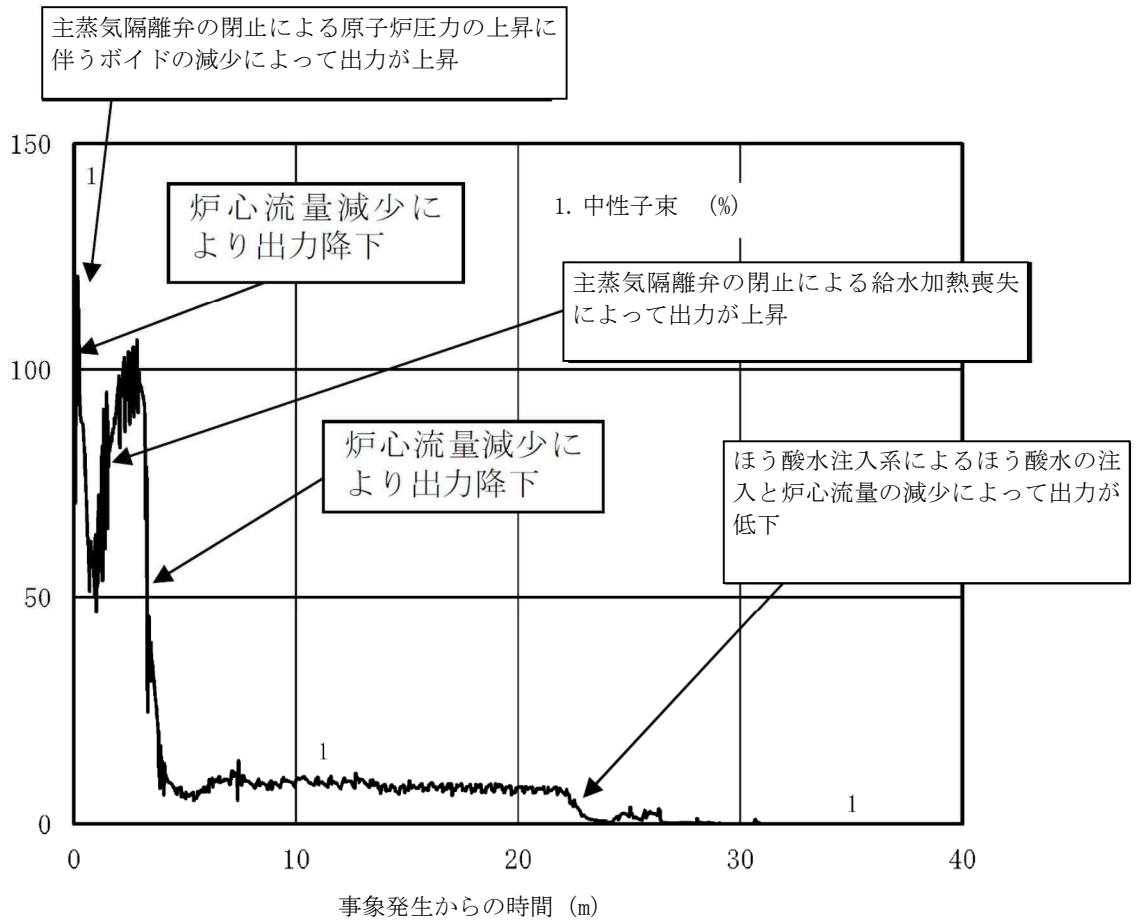


図 2.5.15 中性子束の推移 (事象発生から 40 分後まで)

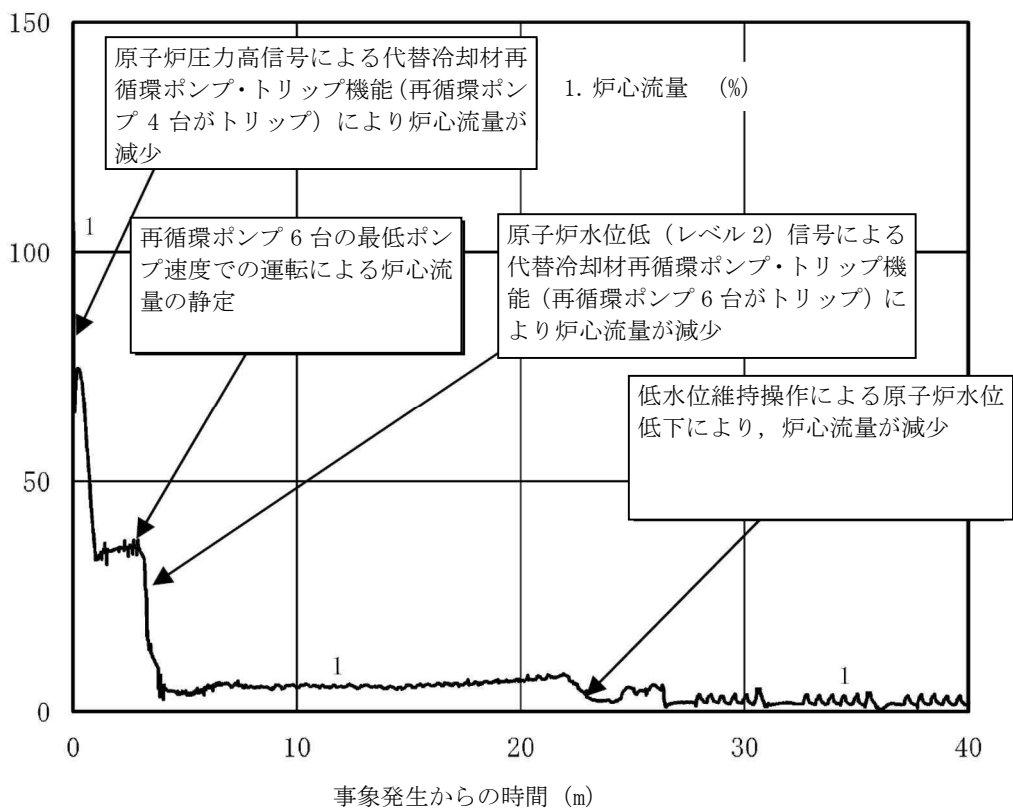


図 2.5.16 炉心流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)

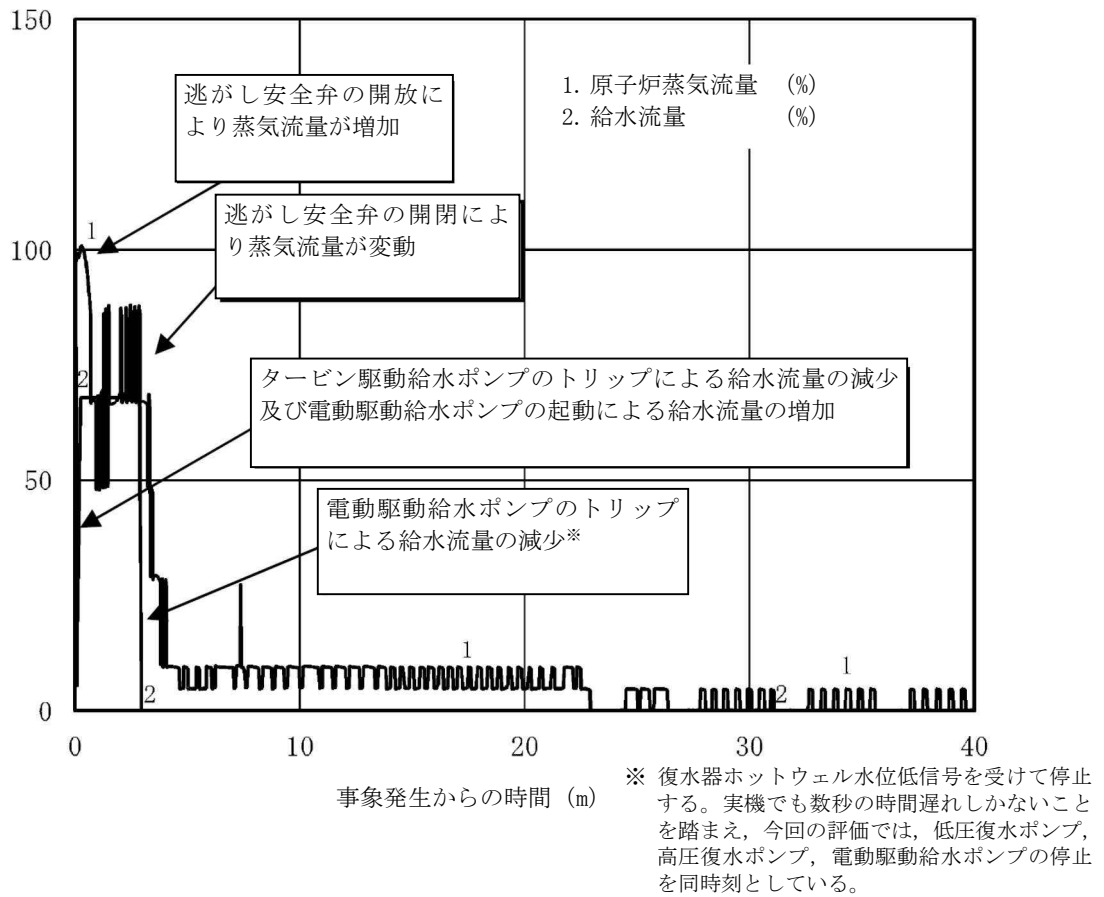


図 2.5.17 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 40 分後まで）

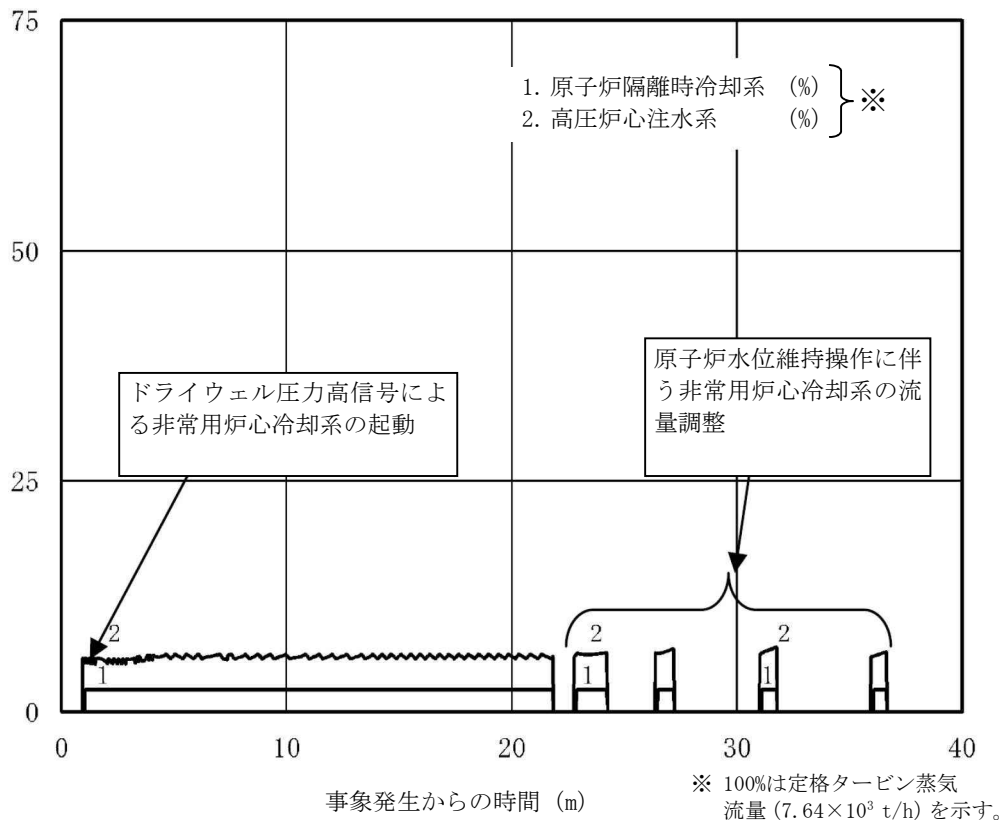


図 2.5.18 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移（事象発生から 40 分後まで）

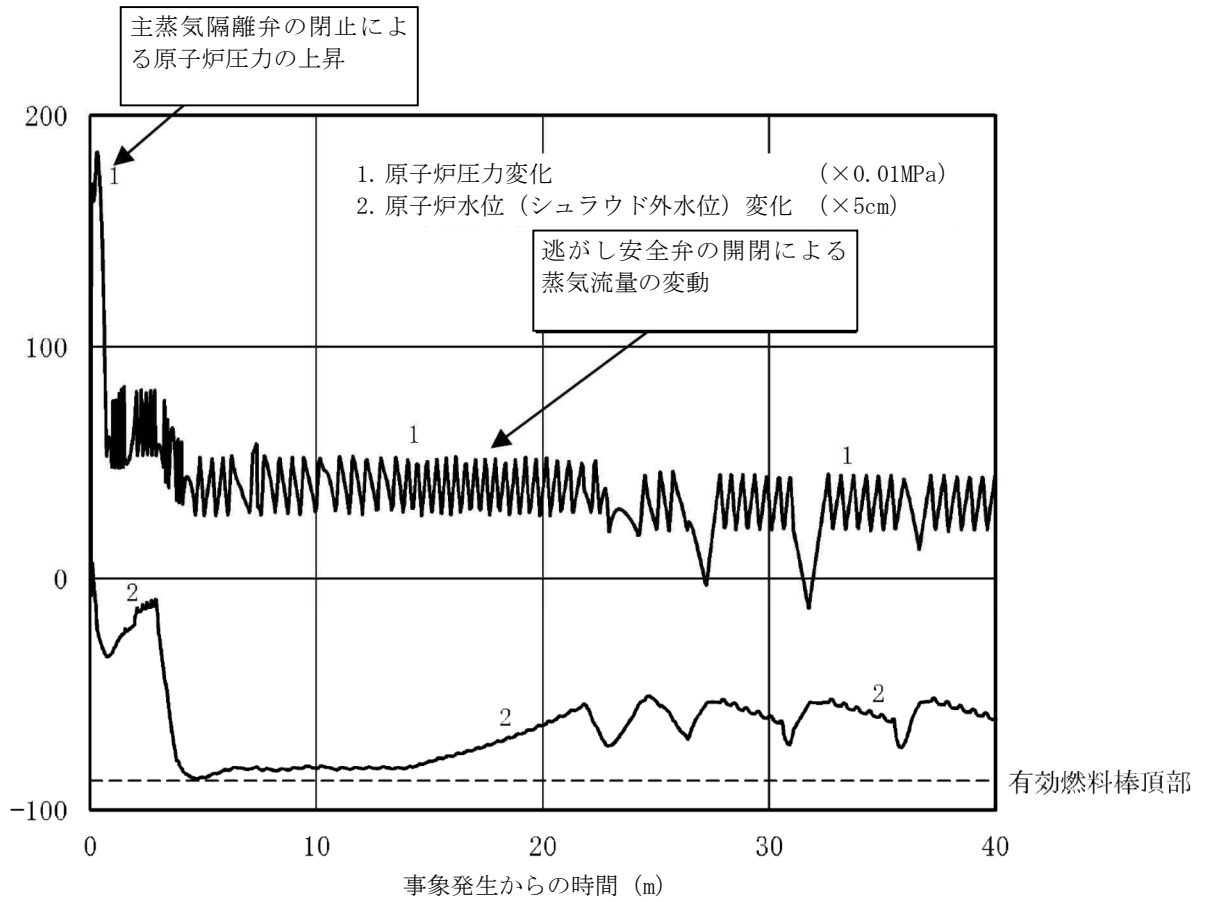


図 2.5.19 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）

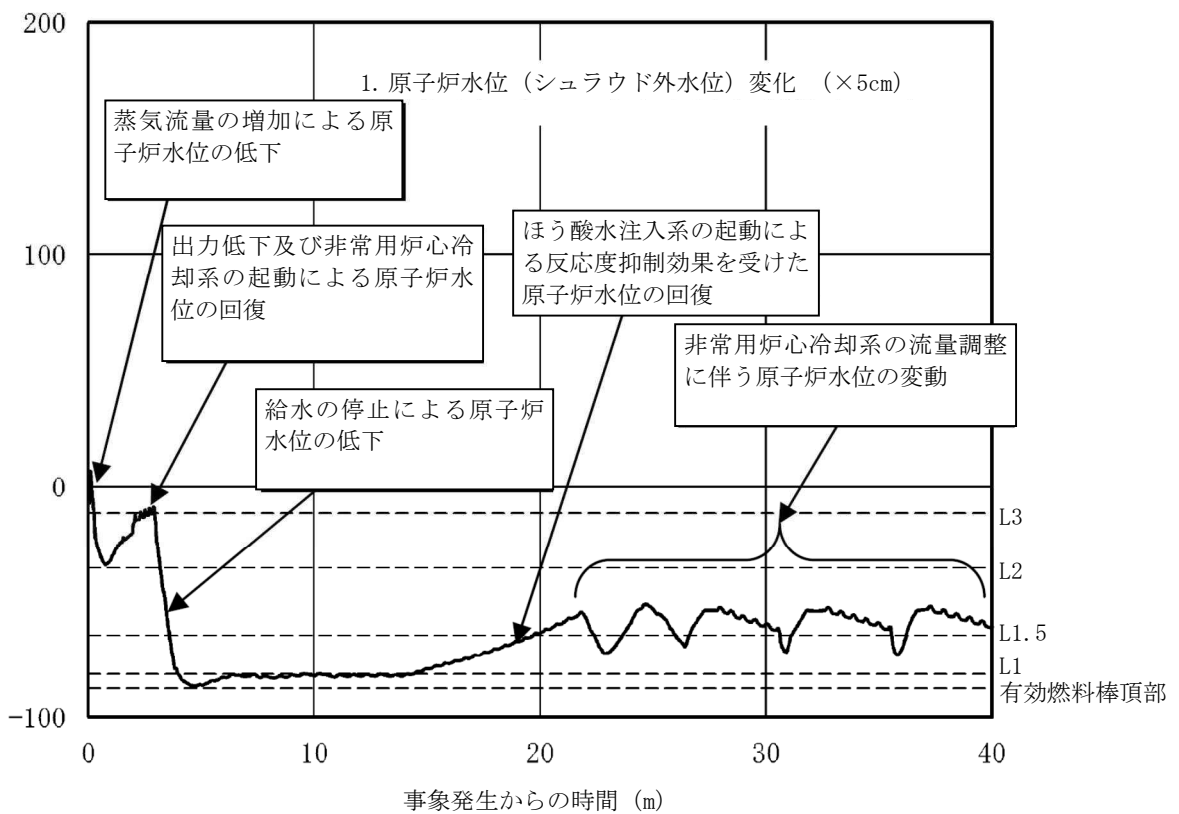


図 2.5.20 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）

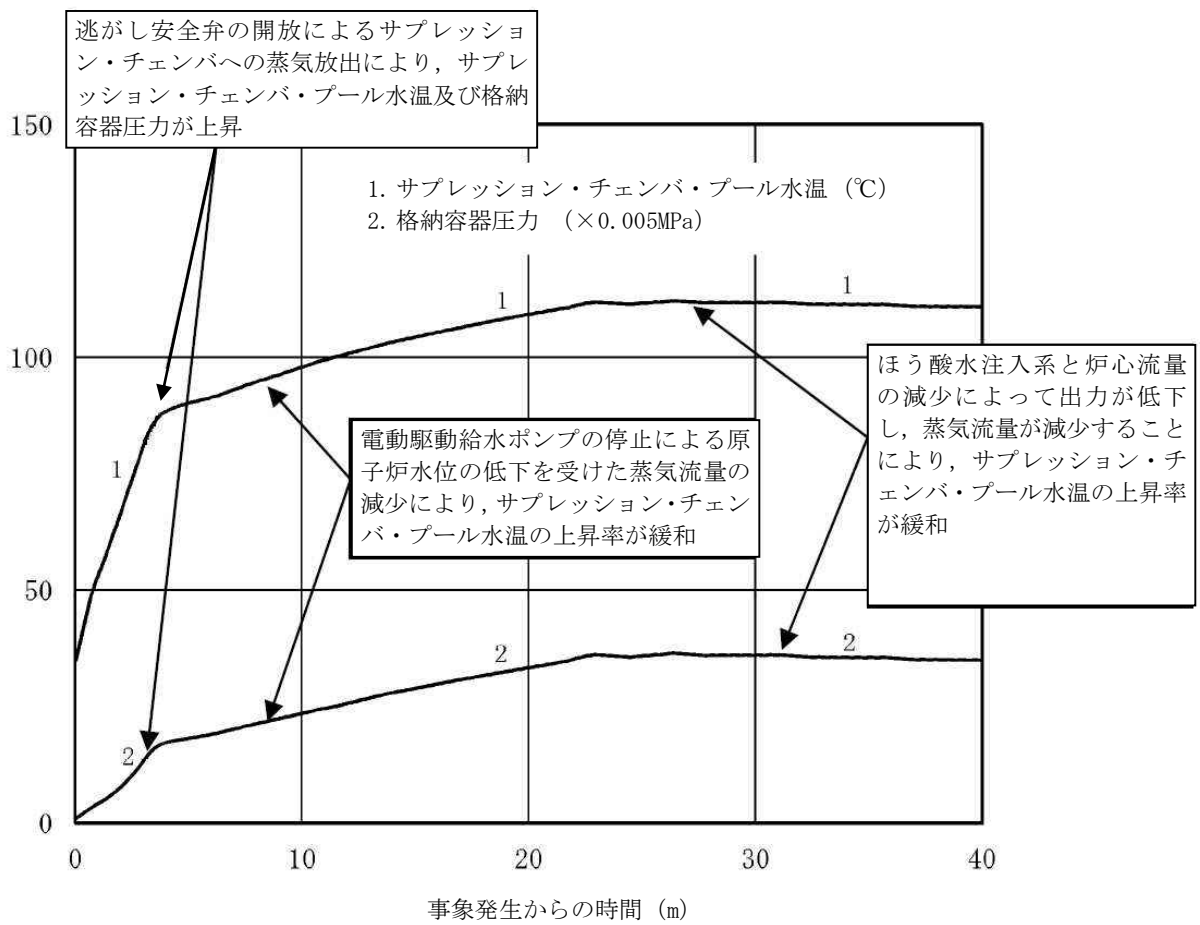


図 2.5.21 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移
(事象発生から 40 分後まで)

表 2.5.1 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
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、制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する	代替冷却材再循環ポンプ・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高圧・低圧注水系起動確認	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 (13.7 kPa[gage]) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する	逃がし安全弁 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	—	格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	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注水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】 【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計 (SA)
高圧代替注水系による原子炉水位維持	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を維持する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位計 (SA)
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がるため、自動減圧系の自動起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する	自動減圧系の自動起動阻止スイッチ	—	格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計
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
残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転による原子炉格納容器除熱	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始し、原子炉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・チェンバ・プール水冷却モード)】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温度計 【残留熱除去系系統流量計】

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

 有効性評価上考慮しない設備

表 2.5.2 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	プラント動特性：REDY	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位 (セパレータスカート 下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52.2×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
	主蒸気流量	7.64×10 ³ t/h	定格主蒸気流量として設定
	給水温度	215℃	初期温度 215℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、200 秒程度で 57℃まで低下し、その後は 57℃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) の熱水力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)	サイクル末期の値の 1.25 倍	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から、サイクル末期として設定
	核データ (動的ドップラ係数)	サイクル末期の値の 0.9 倍	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から、サイクル末期として設定
	ドライウエル空間容積	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	サプレッション・チェンバ容積	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定	
復水貯蔵槽水温	32℃	—	
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の全弁閉止	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	外部電源が使用できる場合、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、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・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

表 2.5.2 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（2/5）

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
代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉圧力高（7.48MPa[gage]）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定
原子炉圧力高設定点	7.48MPa[gage]	再循環ポンプ4台トリップの設計値
ドライウェル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	非常用炉心冷却系ポンプの起動信号等の設計値
原子炉水位低（レベル2）設定点	セパレータスカート下端から-58cm	再循環ポンプ6台トリップ等の設計値 （セパレータスカート下端は原子炉圧力容器底部から+1223cm）
原子炉水位低（レベル1.5）設定点	セパレータスカート下端から-203cm	高圧炉心注水系起動信号等の設計値 （セパレータスカート下端は原子炉圧力容器底部から+1223cm）
原子炉水位低（レベル1）設定点	セパレータスカート下端から-287cm	自動減圧系起動信号等の設計値 （セパレータスカート下端は原子炉圧力容器底部から+1223cm）
再循環ポンプ・トリップの作動遅れ時間	0.2 秒	—
原子炉再循環流量制御系	自動運転モード 高速ランバック機能には使用できないものと仮定する	—
逃がし安全弁（逃がし弁機能）の動作設定値	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定

表 2.5.2 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)

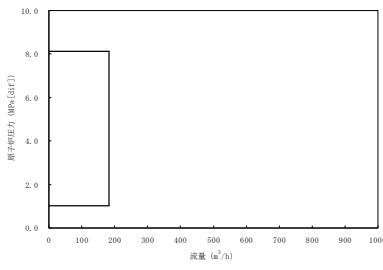
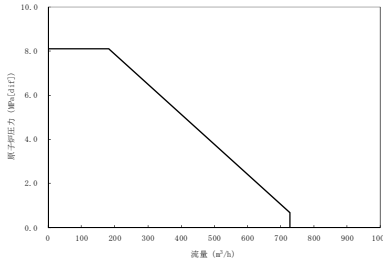
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル 2) 又はドライウエル圧力高信号 (13.7kPa[gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 182m³/h (8.12~1.03MPa[dif]において) 	<p>原子炉隔離時冷却系の設計値として設定</p>  <p>原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性</p>
	高圧炉心注水系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル 1.5) 又はドライウエル圧力高信号 (13.7kPa[gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 24 秒 (設計値の 37 秒から D/G の起動遅れ 13 秒を除いた値) 注水流量 182~727m³/h (8.12~0.69MPa[dif]において) 	<p>高圧炉心注水系の設計値として設定</p>  <p>高圧炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性</p>
	ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量 190 リットル/分 ほう酸濃度 13.4w% 	<p>ほう酸水注入系の設計値として設定</p>
	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッション・チェンバのプール水温 52℃, 海水温度 30℃において) 	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

表 2.5.2 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	<ul style="list-style-type: none"> 自動減圧系の自動起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない 	<ul style="list-style-type: none"> 急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
	ほう酸水注入系運転操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後に起動 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達した後から10分後に起動 	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッションプール水温高警報設定値（49℃）到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

表 2.5.2 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/5）

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	SCAT（ホットバンドル解析）	—
最小限界出力比（MCPR）	1.22	通常運転時のMCPRの下限值
最大線出力密度（MLHGR）	44kW/m	通常運転時のMLHGRの上限值
BT判定（時刻）	GEXL相関式	—
BT後の被覆管表面熱伝達率	修正Dougall-Rohsenow式	—
リウエット相関式	学会標準における相関式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。

以上

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

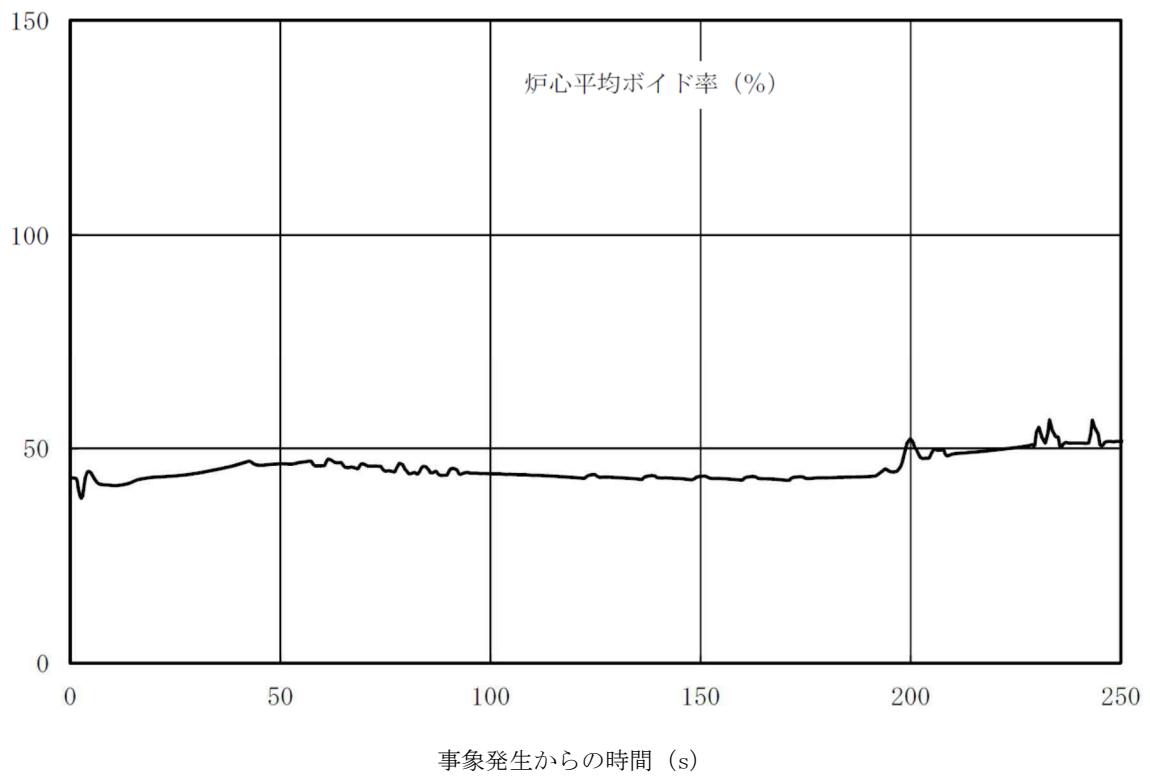


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移（事象発生から250秒後まで）

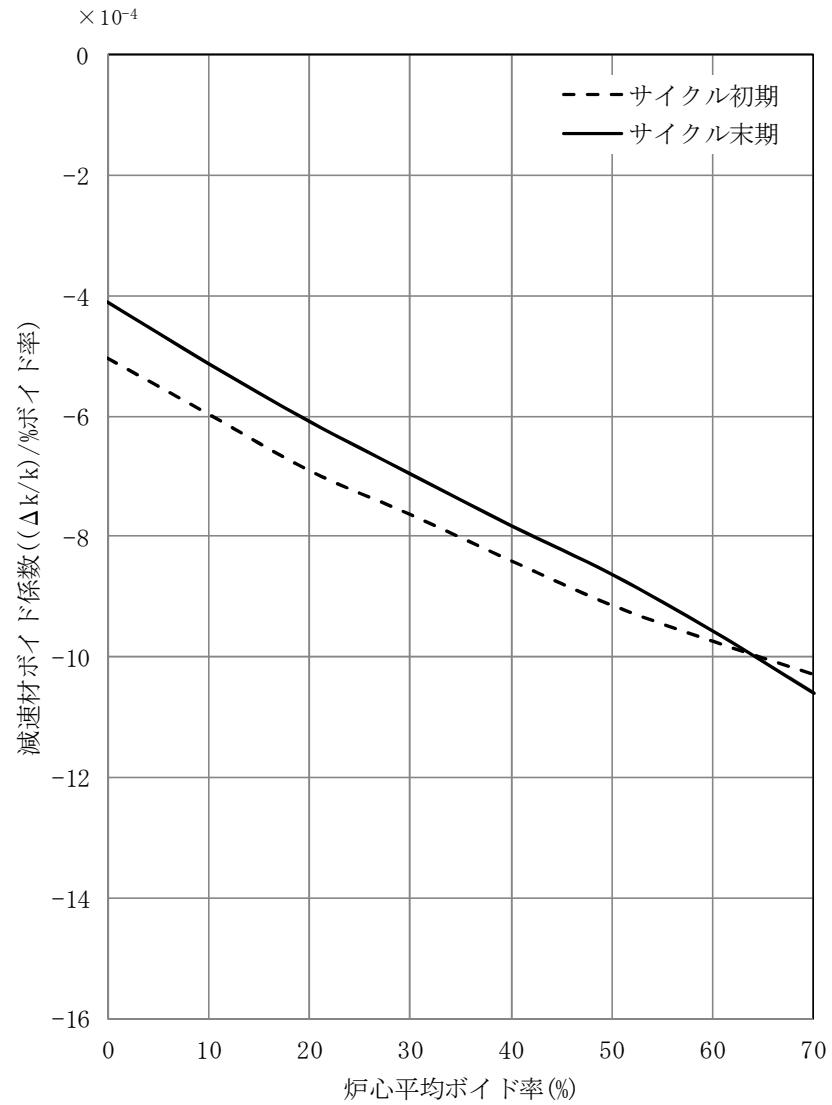


図2 減速材ボイド係数 (9×9 燃料 (A 型) 取替炉心)

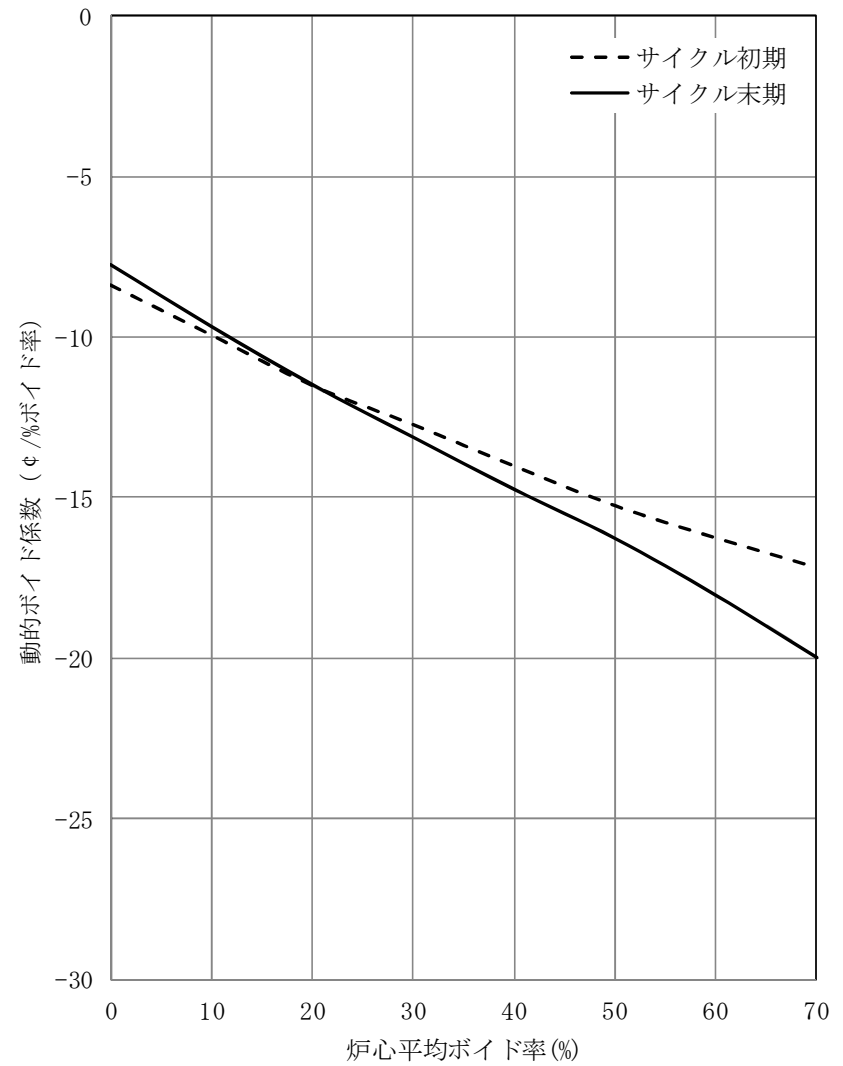


図3 動的ボイド係数 (9×9 燃料 (A 型) 取替炉心)

自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

自動減圧系は、ドライウェル圧力高（13.7kPa）信号が発生し、原子炉水位低（レベル1）信号が発生すると自動起動信号が発信され、発信から30秒の時間遅れの後、高圧炉心注水ポンプ又は低圧注水ポンプの吐出圧力が確立している場合に作動する。

自動減圧系の作動によって急激に原子炉圧力容器が減圧された場合、高圧炉心注水系、低圧注水系によって、炉心に大量の低温の水が注入される。これは、制御棒等による未臨界が確保されていない原子炉に対しては、炉心のボイドの急激な潰れに伴う急激な出力上昇をもたらすこととなる。

この急激な出力上昇を防ぐために、原子炉スクラム失敗時に自動減圧系の自動起動を阻止するための起動阻止スイッチを設けており、手順書の整備及び継続的な訓練を実施している。これを考慮し、本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

2. 自動減圧系の自動起動阻止操作に関する訓練について

本事象では、事象発生から約4分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため、その後30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から10分以内の操作であり、他の操作では見込んでいる運転員操作までの10分の時間余裕を考慮していない。

本操作は制御棒挿入失敗事象が発生した場合の重要な操作であり、運転員の訓練を重ねている操作であるが、他の操作と同様に10分の時間余裕を条件とすると評価に組み込むことができず、炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価とならない。

このため、本操作に関しては、その操作が容易なスイッチ操作であること、本操作の重要性を訓練で繰り返し運転員に周知していること、本操作の判断の余裕として与えられている30秒であること等を考慮し、事象発生から10分以内の操作であるものの、設計の思想通りに評価に見込むものとした。なお、運転員の手順書においては自動減圧系の自動起動信号が発信する前に、それに至る可能性がある場合は自動起動阻止操作を実施することを定めている。

以上

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（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）（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	考慮しない	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・ドブプラ)	動的ボイド係数 : 0.68~1.53 動的ドブプラ係数 : 0.81~1.25	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（動的ドブプラ係数）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（動的ドブプラ係数）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、SLC 操作開始時間に与える影響はない	反応度モデル (ボロン) の不確かさが評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している（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	崩壊熱モデルの不確かさが評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している（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・チェンバ・プール水温度や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、感度解析（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））結果より、評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している
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、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・チェンバ・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が高く評価されるが、感度解析（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））結果より、評価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・チェンバ・プール水温や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	冷却材流量変化（自然循環時）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、評価パラメータに与える影響は小さい
	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・チェンバ・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、感度解析（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））結果より、評価パラメータに与える影響が小さいことを確認しており、運転員等操作時間に与える影響は小さい	冷却材放出量が小さいと、原子炉圧力及び燃料被覆管温度が高く評価されるが、下限値を使用しているため不確かさについては考慮不要。冷却材放出量が大きいと、格納容器圧力及び格納容器プール水温度が高く評価される可能性があるが、感度解析（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））結果より、評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している

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）（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
原子炉圧力容器	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 (1) 給水温度（主蒸気流量零で）：-60kJ/kg（-14℃） (2) 遅れ時間：+50 秒	給水エンタルピの低下が早くなると、給水加熱喪失による出力上昇が早くなり、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が早くなることが考えられるが、感度解析（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））結果より、評価パラメータに与える影響が小さいことを確認しており、運転員等操作時間に与える影響は小さい	事象発生初期の給水温度低下による出力上昇により燃料被覆管温度が高くなる可能性、また、給水流量や ECCS 流量が多いと格納容器圧力とサブプレッション・チェンバ・プール水温に影響を与える可能性があるが、感度解析（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））結果より、評価パラメータに与える影響が小さいことを確認している
			高圧炉心注水系流量：+137%	高圧炉心注水系の流量が増加すると原子炉水位が高めに維持されることで、発生蒸気量が増加し、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が早くなることが考えられるが、感度解析（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））結果より、評価パラメータに与える影響が小さいことを確認しており、運転員等操作時間に与える影響は小さい	
			サブプレッション・チェンバのプール水の初期エンタルピ：-104kJ/kg（-25℃）	初期のサブプレッション・チェンバ・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、感度解析（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））結果より、評価パラメータに与える影響が小さいことを確認しており、運転員等操作時間に与える影響は小さい	
	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、ほう酸水注入開始以降に実施する運転操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードは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・チェンバ・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
原子炉格納容器	サブプレッション・プール冷却	格納容器モデル	モデルの仮定に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

表 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】

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ものの有意ではない
	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放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、放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放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やすい条件として、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	解析コードでは沸騰遷移が生じやすい条件として、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、加えて放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してよい	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、加えて放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、放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（原子炉停止機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件					
原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度にて説明する	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、最大線出力密度にて説明する
原子炉圧力	7.07MPa [gage]	約 7.05～7.12MPa [gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、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	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 +118cm～約 +120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、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一約 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約 10mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、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一約 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約 10mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、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	52,200t/h (定格流量 (100%))	定格流量の約 91～約 110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化し、炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり、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	炉心の反応度補償のため初期値は変化し、炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与える (添付資料 2.5.4)
給水温度	約 215℃	約 216～218℃ (実測値)	初期温度 215℃から主蒸気隔離弁の閉止に伴う給水加熱喪失の後、200 秒程度で 57℃まで低下し、その後は 57℃一定に設定	最確条件とした場合は、給水温度が高くなることから、負の反応度投入となり出力が低くなるが、その影響は小さい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は、給水温度が高くなることから、負の反応度投入となり出力が低くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
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、何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	1.22	約 1.30 以上 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、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
最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度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（原子炉停止機能喪失）（2/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	核データ （動的ボイド係数）	サイクル末期の値の1.25倍	—	反応度印加割合が大きくなるよう保守的な条件として設定 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うるが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドブ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」）	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。なお、解析コードの不確かさ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うるが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドブ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 （動的ドブプラ係数）	サイクル末期の値の0.9倍	—			最確条件とした場合、動的ドブ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を考慮して設定している動的ドブ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」）
	ドライウエル空間容積	7,350m ³	7,350m ³ （設計値）	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・チェンバ容積	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³ （設計値）	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	約7.01m～約7.08m （実測値）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサブプレッション・チェンバ・プール水位の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、通常水位時（7.05m）の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m分）の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、ゆらぎによるサブプレッション・チェンバ・プール水位の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、通常水位時（7.05m）の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.04m分）の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、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・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～35℃ （実測値）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	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、原子炉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・チェンバ・プール水温が低いため、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無視できる
	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa （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、事象発生から格納容器圧力が初期ピークに達するまでの圧力上昇率（平均）は、事象発生約1500秒後で約550kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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、事象発生から格納容器圧力が初期ピークに達するまでの圧力上昇率（平均）は、事象発生約1500秒後で約550kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、格納容器温度は飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の温度	32℃	約30℃～約50℃ （実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に保守的に低めの値を設定	当該解析では極めて短時間（約24秒）にサブプレッション・チェンバのプール水に自動で切り替わることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	当該解析では極めて短時間（約24秒）にサブプレッション・チェンバのプール水に自動で切り替わることから、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2.5.5）

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（原子炉停止機能喪失）（3/3）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の全弁閉止	—	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およ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	—	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、原子炉格納容器の圧力、サブプレッション・チェンバ・プール水温の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		
機器条件	主蒸気隔離弁の閉止	閉止時間：3秒	閉止時間：3秒以上 4.5秒以下	設計値のうち最短時間を保守的に設定	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り、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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り、初期の原子炉出力上昇が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる
	冷却材ポンプ4台トリップ信号	7.48MPa[gage] 遅れ時間：0.2秒	7.48MPa[gage] 遅れ時間：0.2秒	冷却材再循環ポンプ4台トリップ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
	冷却材ポンプ6台トリップ信号	原子炉水位低（レベル2）到達時	原子炉水位低（レベル2）到達時	冷却材再循環ポンプ6台トリップ等の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	高圧炉心注水系起動信号	ドライウェル圧力高到達時 原子炉水位低（レベル1.5）到達時	ドライウェル圧力高到達時 原子炉水位低（レベル1.5）到達時	高圧炉心注水系起動信号等の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動、182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動、182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	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 (添付資料 2.5.6)
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動、727m ³ /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動、727m ³ /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）であっても、反応度印加として寄与する給水流量に対する割合は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）であっても、反応度印加として寄与する給水流量に対する割合は小さく、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)
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380t/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
	ほう酸水注入系	注入流量：190リットル/分 ほう酸濃度：13.4%	注入流量：190リットル/分 ほう酸濃度：13.4%	ほう酸水注入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
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバのプール水温52℃、海水温度30℃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（原子炉停止機能喪失）（1/2）

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	自動減圧系起動阻止操作	原子炉水位低（レベル1）到達後30秒以内	<p>【認知】 自動減圧系起動信号の一部である「原子炉水位低（レベル1）」は、事故時の重要監視パラメータである原子炉水位を継続監視しているため認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるために原子炉水位による複数の警報と、自動減圧系起動30秒タイマー動作の警報が発報する。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 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、操作時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作時間に与える影響なし</p> <p>【操作所要時間】 自動減圧系起動阻止操作は制御盤の操作スイッチを2つ操作する必要があるが、簡単な操作であるため、操作所要時間が操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は、パラメータ監視とともに、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作が並行して行われているため、操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うため、操作開始時間は変動しうるが、本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は2名で対応することから、操作が遅れる可能性は低く、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。	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	自動減圧系起動阻止操作が行われなかった場合でも、自動減圧系の作動による減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには低圧注水系による注水が可能な圧力に原子炉が減圧されるまでの時間があり、この間に自動起動阻止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき、実際にはこの間についても操作時間として確保できるため、時間余裕がある。 運転状態の原子炉圧力(約7MPa)から逃がし安全弁8個で減圧する場合について、同操作を実施している2.1 高圧・低圧注水機能喪失を参照すると、原子炉圧力(図2.1.6 参照)は逃がし安全弁8個による減圧開始後約160秒で約2MPaまで低下している。このことから、自動減圧系の作動により逃がし安全弁8個による減圧が開始された場合であっても、減圧開始から約160秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで、低圧注水系による原子炉注水を防止できる	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位低（レベル1）より早く原子炉停止機能喪失及び格納容器圧力高信号を確認した時点で自動減圧系起動阻止操作を実施。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
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分	<p>【認知】 原子炉スクラムが成功しているかは、スクラム警報の発生の有無・制御棒の挿入状態・中性子束の減少により確認するが、これらは中央制御室の大型表示盤等で容易に確認することができる。制御棒の挿入状態は「全制御棒全挿入」表示によって確認可能であり、中性子束の減少は、原子炉スクラムが成功していれば平均出力領域モニタの指示が急激に低下するため容易に確認することができる。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 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、操作時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作時間に与える影響なし</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単な操作であるため、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は、パラメータ監視とともに、ほう酸水注入系の起動操作、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転操作、制御棒の挿入操作、原子炉水位制御操作が並行して行われているため、操作開始時間は変動しうる。ただし、並列操作の中でも、手順では制御棒挿入失敗が確認され次第速やかにほう酸水注入系の起動操作を優先する手順となっている。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	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分間を想定しているが、制御棒挿入失敗が確認され次第、ほう酸水注入系の起動操作を優先して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、原子炉へのほう酸水注入系による注水開始時間を早める。 当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としない操作であることから、解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）による操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない	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 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影響はない	ほう酸水注入系運転操作は事象発生直後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から10分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び格納容器温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回ることから、事象発生から10分以上の時間余裕がある (添付資料2.5.9)	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、原子炉停止機能喪失を確認し約3分でほう酸水注入系運転操作を開始。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

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 (原子炉停止機能喪失) (2/2)

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・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水温 49℃到達後 10 分	サブプレッションプール水温度高警報設定値 (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】 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・チェンバ・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, 操作時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【操作所要時間】 サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は, パラメータ監視とともに, ほう酸水注入系の起動操作, 制御棒の挿入操作, 原子炉水位制御操作が並行して行われているため, 操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	ほう酸水注入系の起動操作, 制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて, 状況把握の時間及び操作時間に余裕時間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 当該操作は, 解析コード及び解析条件の不確かさ (操作条件を除く) により, 操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	サブプレッションプール水温度高警報の発報から 10 分程度あり, 操作時間が確保できるため, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, サプレッションプール水温度高警報の発報から約7分で残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転を開始。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

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1200℃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きな冷却材の注入等、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。

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、リウエット評価に日本原子力学会標準における相関式2を用いている。「原子炉停止機能喪失」の様な燃料被覆管温度が高温となる範囲でも相関式2の保守性は維持されるものと考えているが、一方で、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、ここではリウエットを考慮しない条件での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

リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を90%及び100%とした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。）と同じである。

3. 評価結果

リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を90%及び100%とした場合の燃料被覆管温度の評価結果を図1及び図2に、ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図3に示す。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、事象発生の原因としている主蒸気隔離弁の閉止に伴う反応度投入により、事象発生直後に燃料被覆管表面での沸騰遷移（ドライアウト）が生じ、リウエットに伴う大幅な温度低下が生じることなく燃料被覆管温度の高い状態が継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下に伴う電動駆動給水ポンプの停止、それに伴う原子炉水位の低下（レベル2）による原子炉冷却材再循環ポンプ6台のトリップにより、原子炉

の出力が抑制され、燃料被覆管表面が冠水することで、事象発生から約 230 秒後に燃料被覆管温度は大幅に低下する。

燃料被覆管の最高温度は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、炉心冷却の要件の 1 つである 1200°C を下回る。また、燃料被覆管の酸化量は、リウエットを考慮しないことによって燃料被覆管表面が高温で維持される時間が長くなるため、ベースケースに比べて大きな値となるが、炉心冷却の要件の 1 つである 15% を下回る。

また、リウエットを考慮しない場合について、初期炉心流量の違いの影響を確認すると、初期炉心流量が 90% の場合の方が、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量のいずれも厳しい結果となったが、その幅は燃料被覆管の最高温度において約 30°C、燃料被覆管の酸化量において約 0.4% であり、リウエットを考慮しないことで燃料被覆管の最高温度が約 230°C、燃料被覆管の酸化量が約 2.9% 増加したこと比べるとその変化幅は小さく、いずれも炉心冷却の要件を満たしていることから、特別な対応が必要となるものではないと考える。

以上の結果より、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では、リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を 90% 及び 100% とした場合について、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、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では、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。

以 上

表1 リウエット考慮の有無による評価項目への影響

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	—
初期炉心流量(%)	90	100	100	—
燃料被覆管の最高温度(°C)	約 1180	約 1150	約 920	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量(%)	約 4.3	約 3.9	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

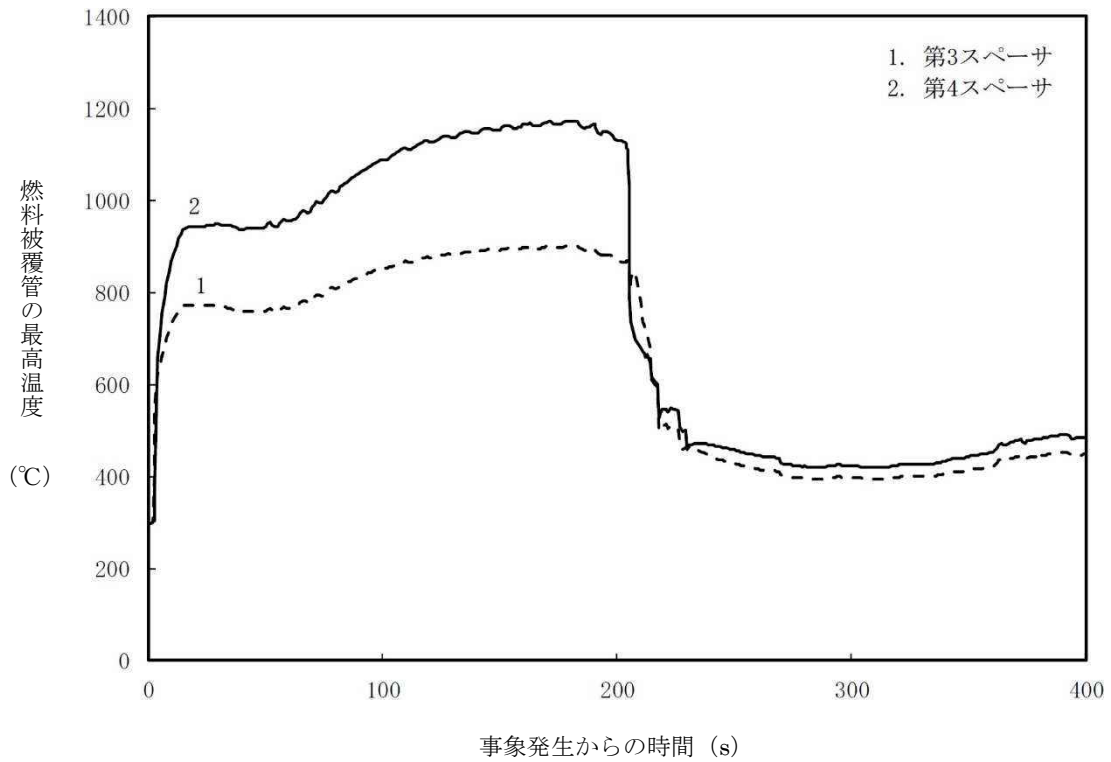


図1 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 90%)

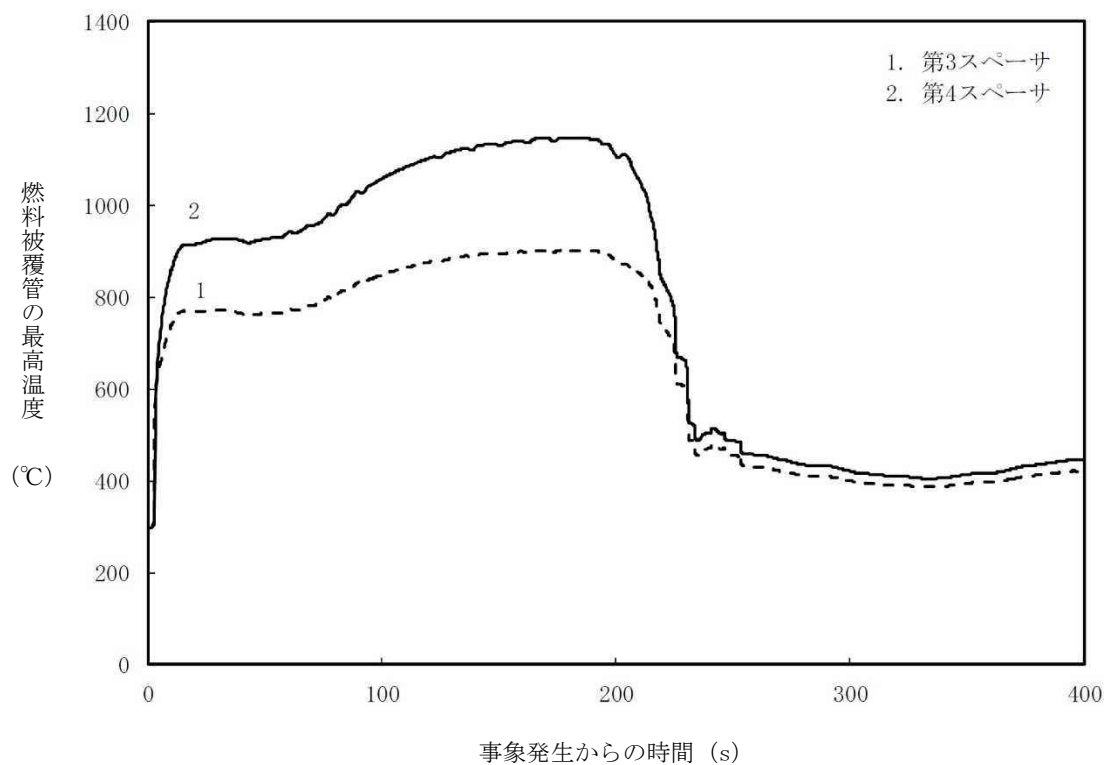


図2 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%)

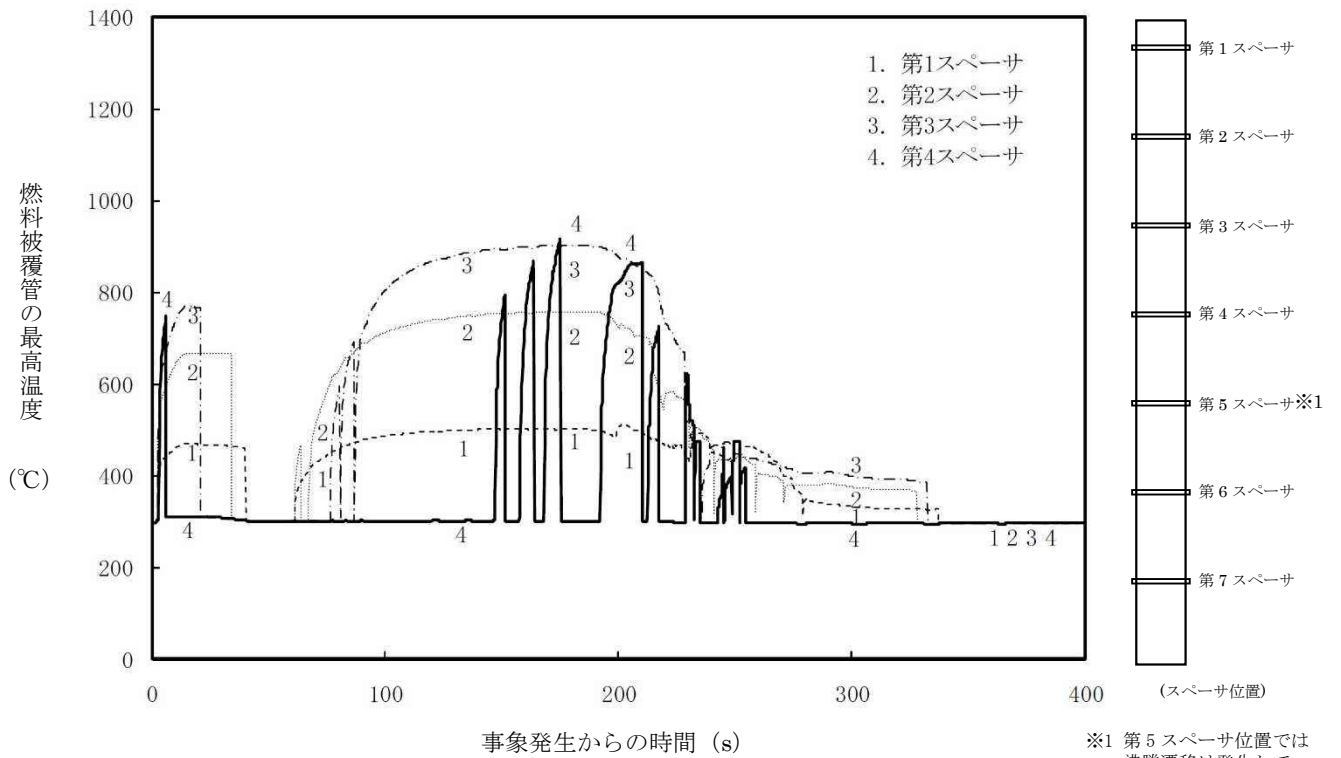


図3 燃料被覆管温度^{※2}の推移（ベースケース）

※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（炉心損傷防止）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温度を評価している。

初期炉心流量の相違による評価結果への影響

1. はじめに

今回の申請では、通常運転時における代表的な状態として、初期炉心流量を100%として解析を実施している。また、再循環ポンプの運転台数は10台、再循環ポンプのスピードは、10台で炉心流量100%に対応する速度としている。一方、定格熱出力100%の場合、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では炉心流量を90%まで下げて運転することができる。

初期炉心流量が少ない場合、初期炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高いため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等の影響が考えられる。

このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から、今回の申請と同等の条件で、初期炉心流量を90%とした場合の評価を実施した。

2. 評価条件

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。）の評価条件に対して、初期炉心流量を90%（再循環ポンプ10台で炉心流量90%に対応する速度）に変更した以外は、ベースケースの評価条件と同じである。

3. 評価結果（再循環ポンプのスピード（初期炉心流量）が与える影響）

ベースケースと同等の条件で初期炉心流量を90%とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

初期炉心流量を90%としたケースでは、初期ボイド率が高く、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり、炉心で発生する蒸気量が増加し、圧力ピークが高くなる。その後の出力上昇時（約50秒から約180秒の間）も、逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際、炉心流量が低い方が印加される正のボイド反応度が大きいことから、中性子束が高めに推移する。また、90%炉心流量の場合の方が、中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり、水位低下が早くなるため、原子炉水位低（レベル2）による冷却材再循環ポンプ6台トリップのタイミングが早まる。

ベースケースと比較すると燃料被覆管の最高温度に大きな違いが見られるが、これは上述の通り、出力上昇時（約50秒から約180秒の間）に中性子束が高めに推移することによる影響と考える。

なお、再循環流量制御系を手動モードとした場合、再循環ポンプ4台トリップ後の整定出力、整定流量は、初期炉心が100%の場合は整定出力79%、整定流量66%となり、初期炉心が90%の場合は整定出力約79%、整定流量約59%となる。

4. まとめ

初期炉心流量を90%とした場合、燃料被覆管の最高温度及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが、評価項目となるパラメータの最大値は評価項目を満足することを確認した。

以上

表1 初期炉心流量の相違による評価項目への影響

項目	感度解析	ベースケース	評価項目
初期炉心流量 (%)	90	100	—
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 1060	約 920	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	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
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.12	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約113	約113	200°C (限界温度) を下回る

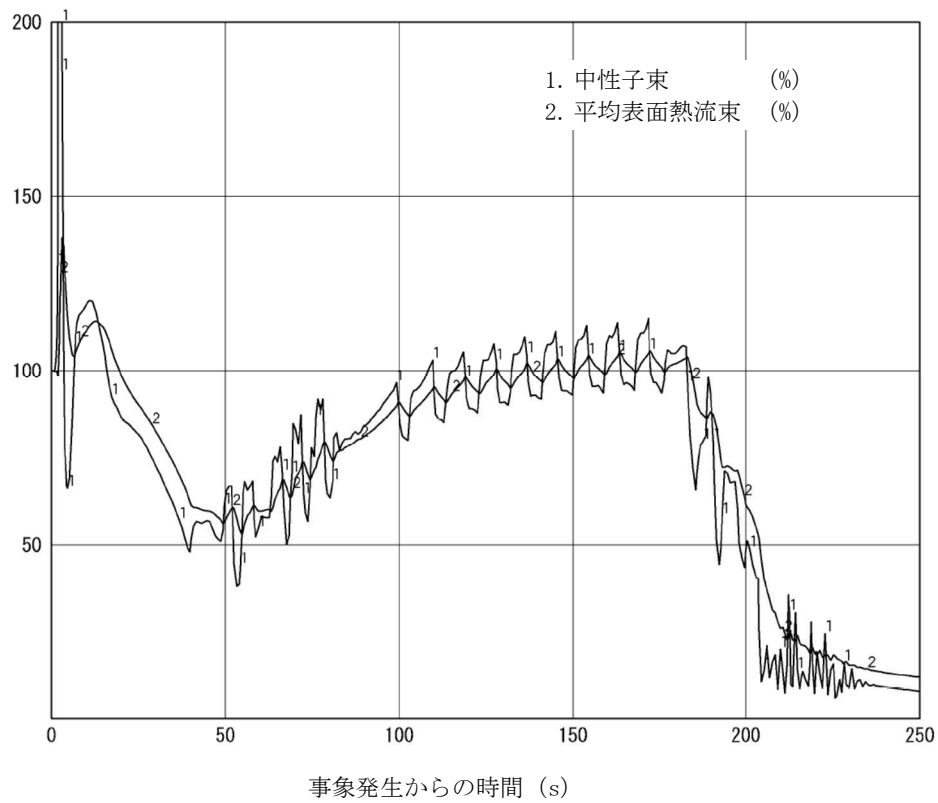


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移 (事象発生から 250 秒後まで)

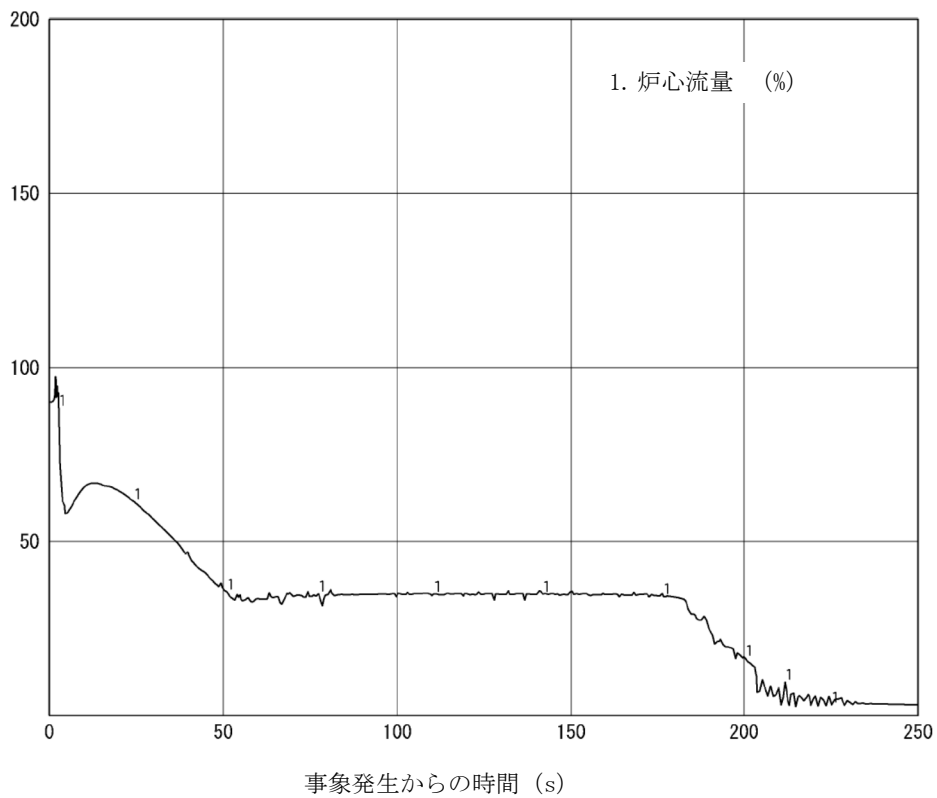


図2 炉心流量の推移 (事象発生から 250 秒後まで)

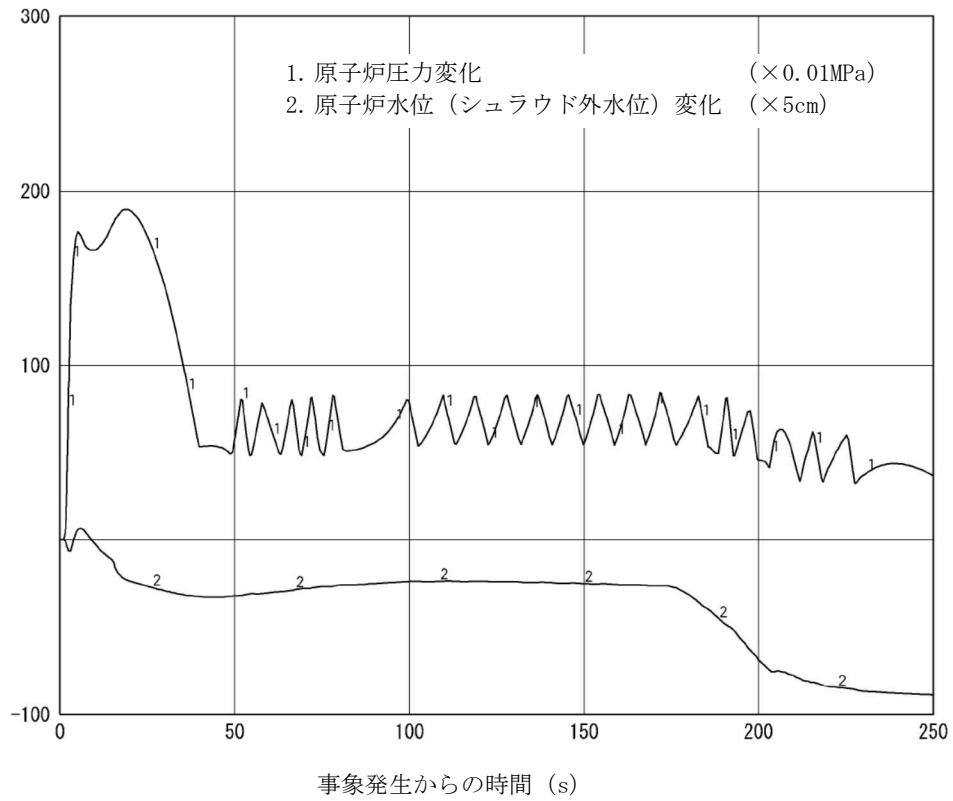


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移
 (事象発生から 250 秒後まで)

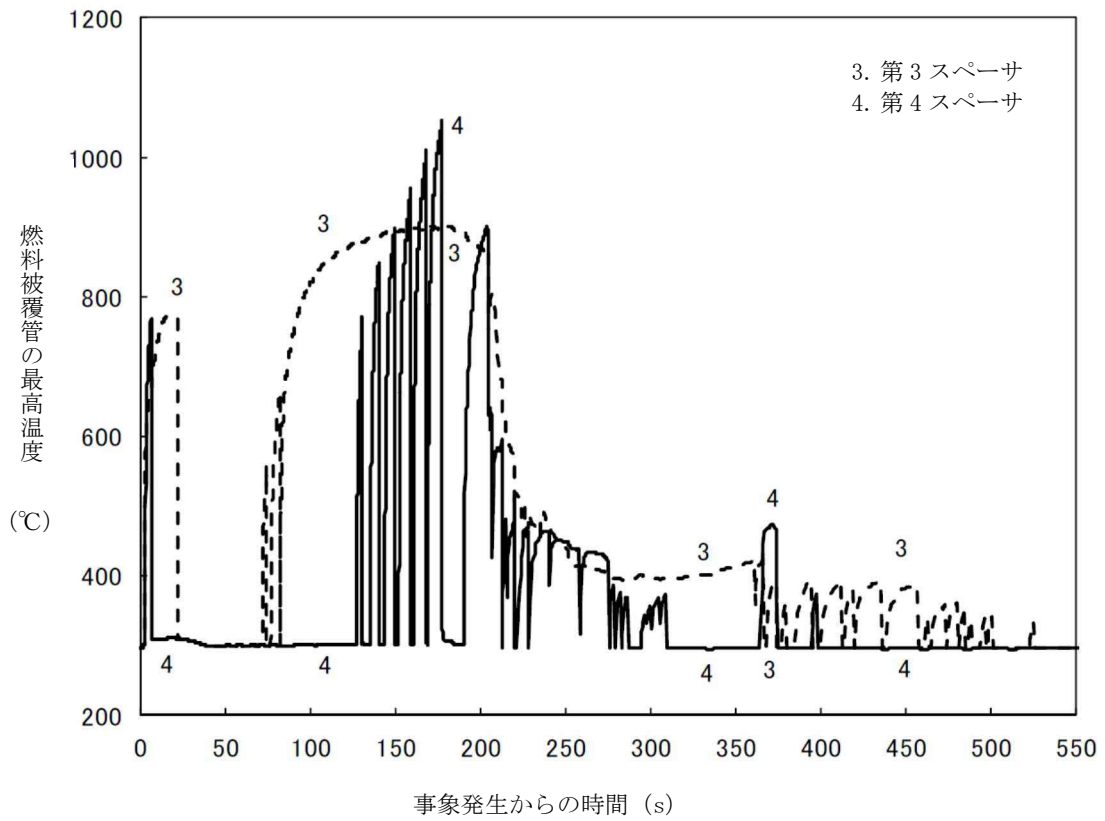


図6 燃料被覆管温度の推移 (事象発生から 550 秒後まで)

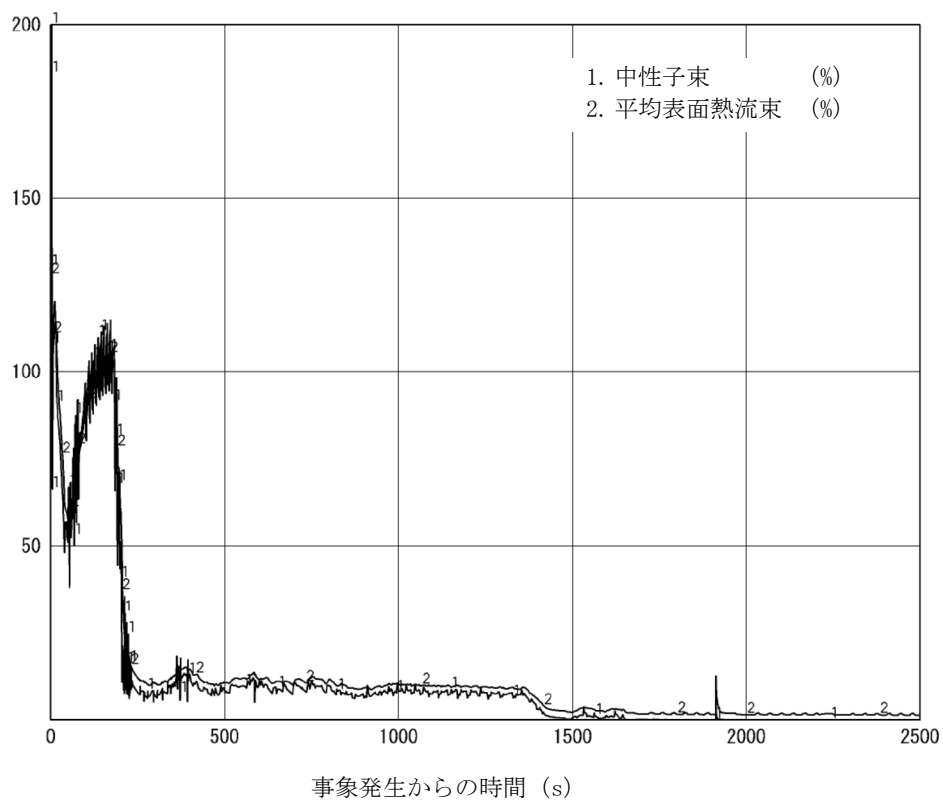


図7 中性子束, 平均表面熱流束の推移 (事象発生から2500秒後まで)

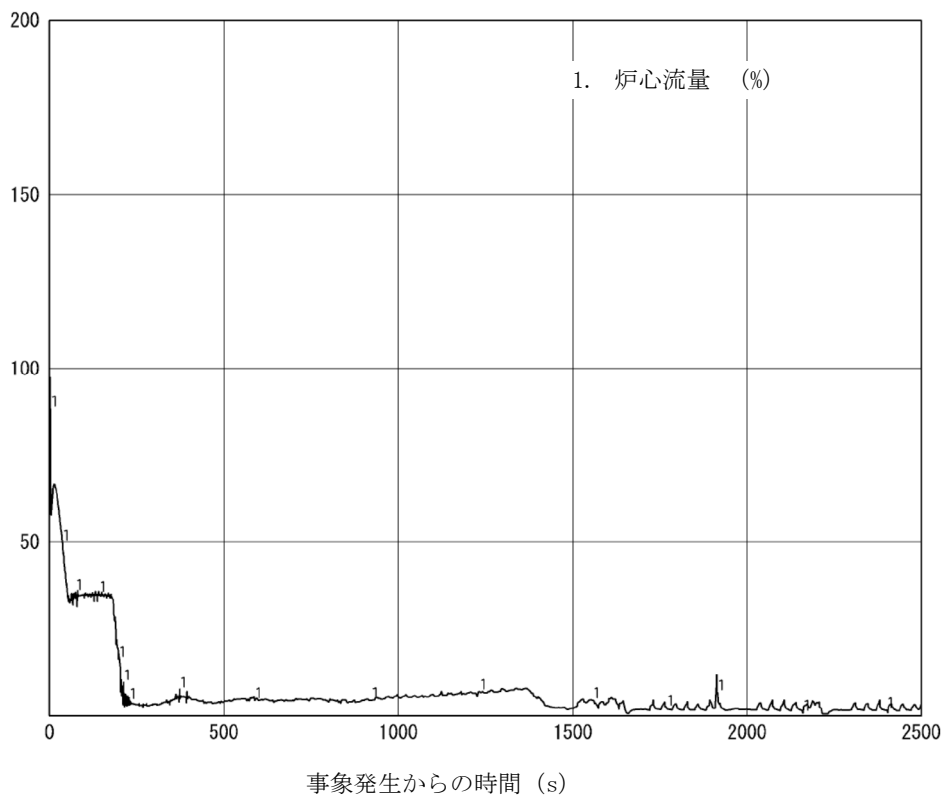


図8 炉心流量の推移 (事象発生から2500秒後まで)

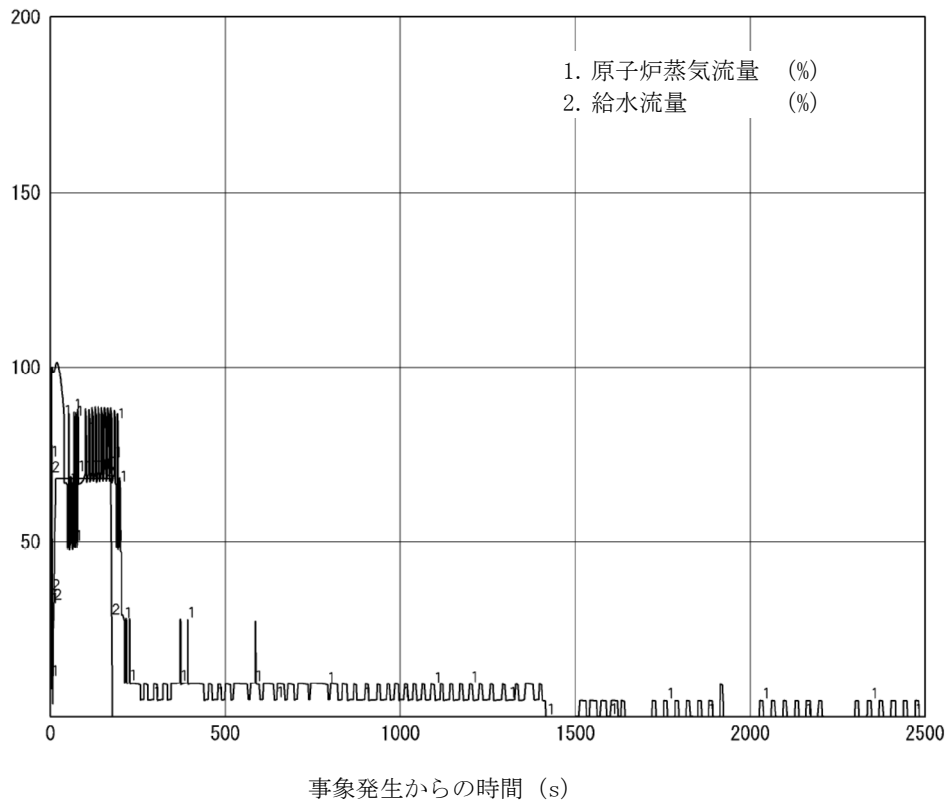


図9 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

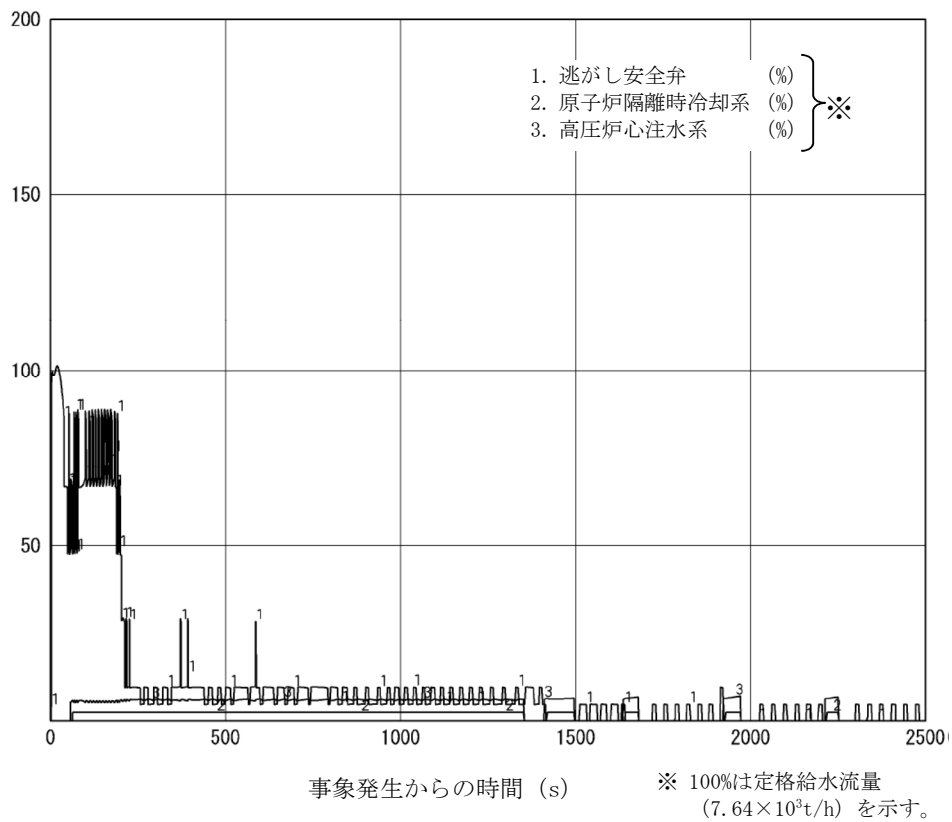


図10 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

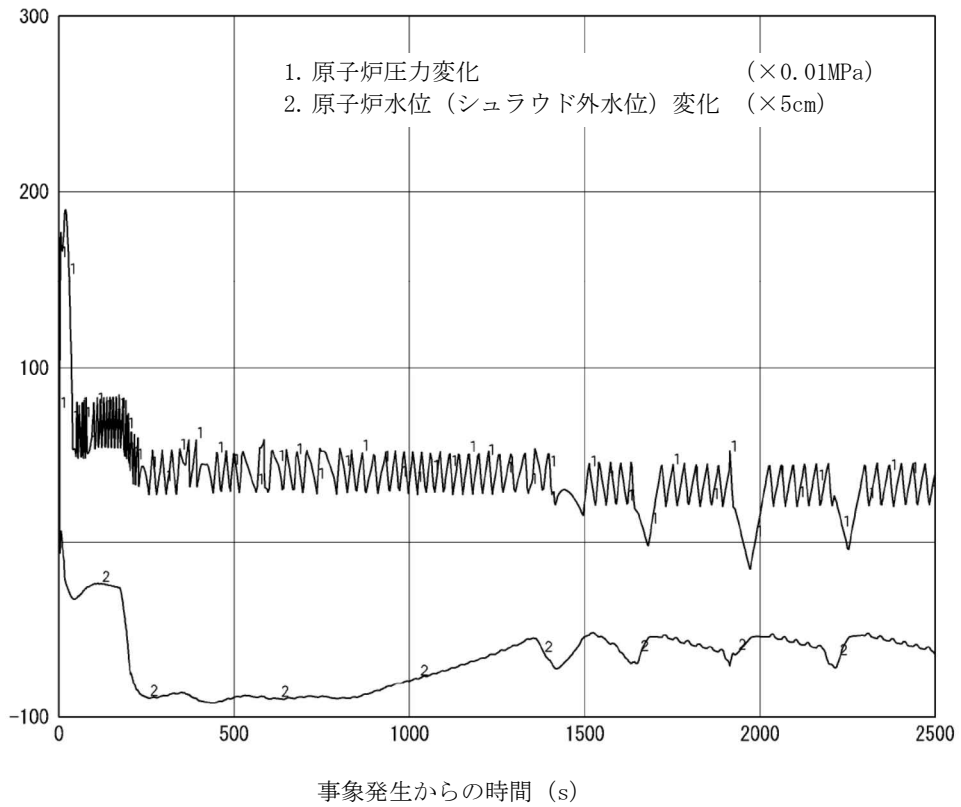


図 11 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 2500 秒後まで）

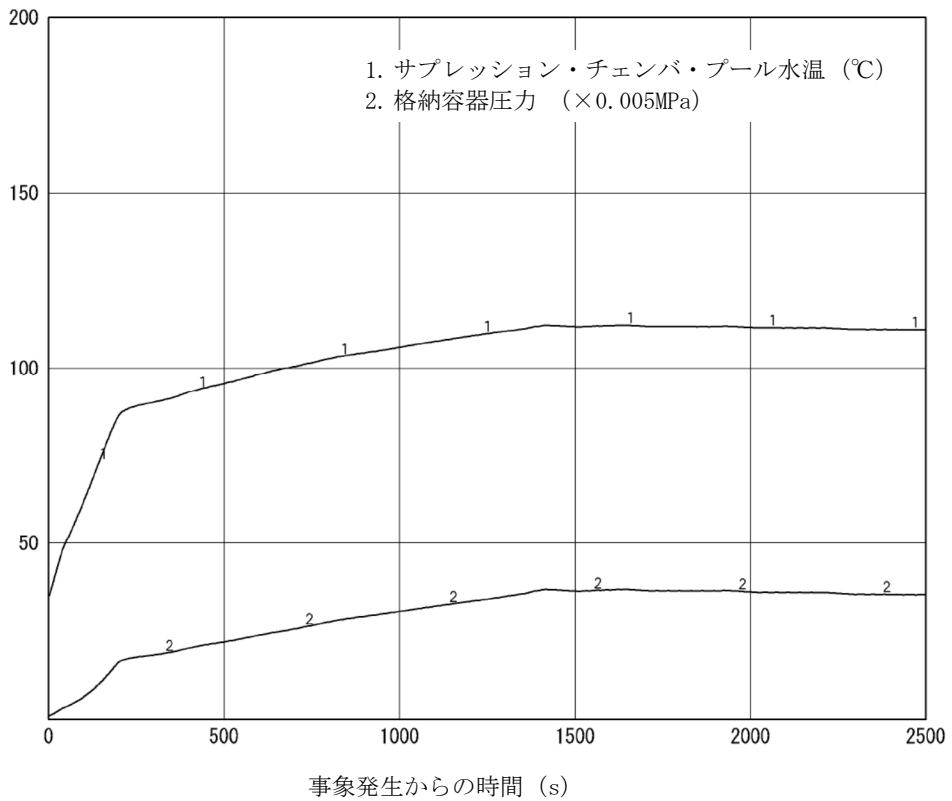


図 12 サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移
（事象発生から 2500 秒後まで）

原子炉注水に使用する水源とその水温の影響

1. はじめに

今回の評価では、事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源がサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇によって、約34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇及びドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって、復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに自動で切替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバとして評価している。

一方、今回の評価では期待していないが、一旦自動で復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに切り替わった高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源は、中央制御室における運転員の操作によって復水貯蔵槽に戻すことができる。サプレッション・チェンバ・プール水温は逃がし安全弁を介した原子炉圧力容器からの蒸気流入により上昇していくが、復水貯蔵槽の水温は常温程度であるため、反応度印加の観点では水源を復水貯蔵槽とする場合の方が厳しい。

このため、サプレッション・チェンバ・プール水位高到達から10分後に中央制御室における運転員の操作によって、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切替える場合を想定した場合について評価し、復水貯蔵槽の水温が各パラメータの挙動に与える影響を確認した。

2. 評価条件

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。)の評価条件に対して、サプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後に、サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切替える操作を追加した以外は、ベースケースにおける評価条件と同等である。

3. 評価結果

評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

サプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後(事象発生から約624秒)で高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切替えると、炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクールが高くなり、出力が高めに推移する。

ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サプレッション・チェンバへの蒸気の流入量が多くなるが、サプレッション・チェンバのプール水を水源として使用しないため、サプレッション・チェンバの水量が多く維持される。このため、サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が抑制されたものと考えるが、ベースケースの場合との差は僅かである。

なお、燃料被覆管の温度は、サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切替える操作の前に燃料被覆管の最高温度に到達するため、ベースケースと変わらない。燃料被覆管の酸化量についても同様である。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力も、水源を切替える操作の前にピークに達するため、ベースケースと変わらない。

4. まとめ

サプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後に、サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切替える操作を追加した場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最大値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。

以上

表1 水源切替操作の有無による評価項目への影響

項目	感度解析 (水源切替操作有)	ベースケース (水源切替操作無)	評価項目
燃料被覆管の最高温度 (°C)	—*	約 920	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	—	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
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	—*	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用 圧力の1.2倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力 (MPa[gage])	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格納容器バウンダリの 温度 (サプレッション・チェ ンバ・プール水温 (°C))	約112	約113	200°C (限界温度) を下回る

※ 水源切替操作前に最大値を示すパラメータであることから、評価を省略した。

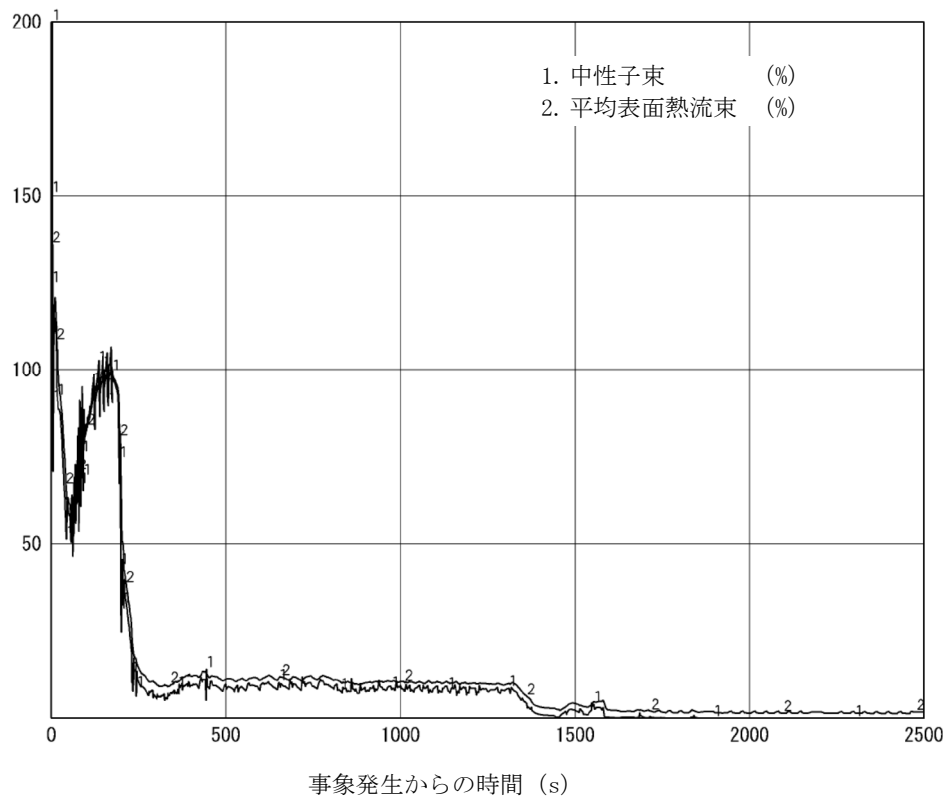


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移 (事象発生から 2500 秒後まで)

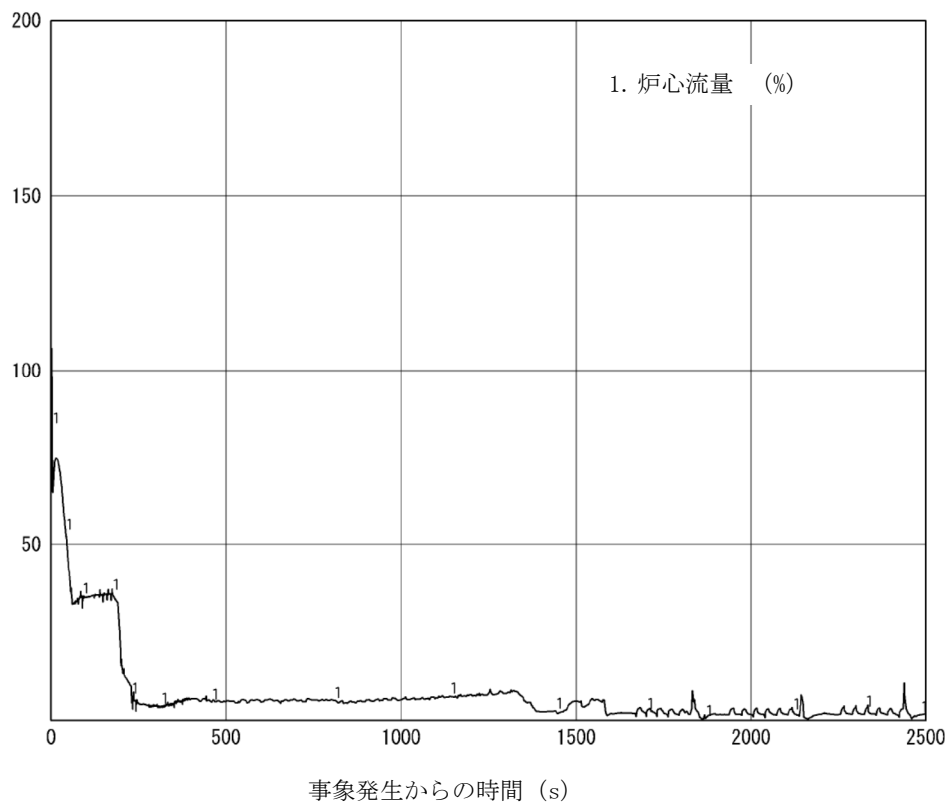


図2 炉心流量の推移 (事象発生から 2500 秒後まで)

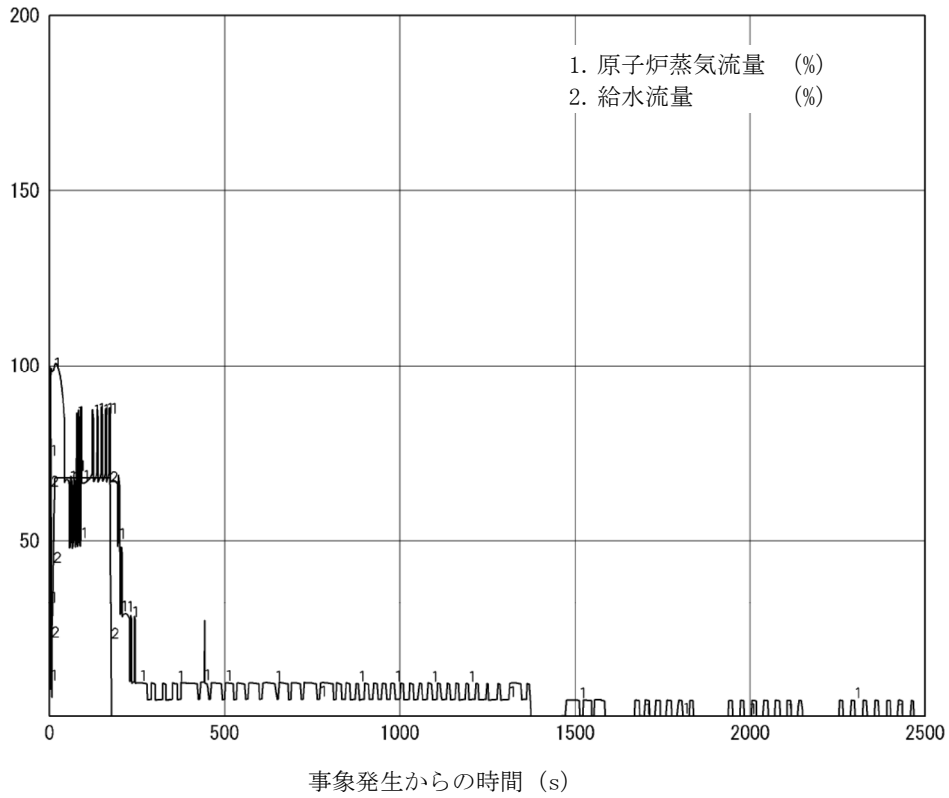


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

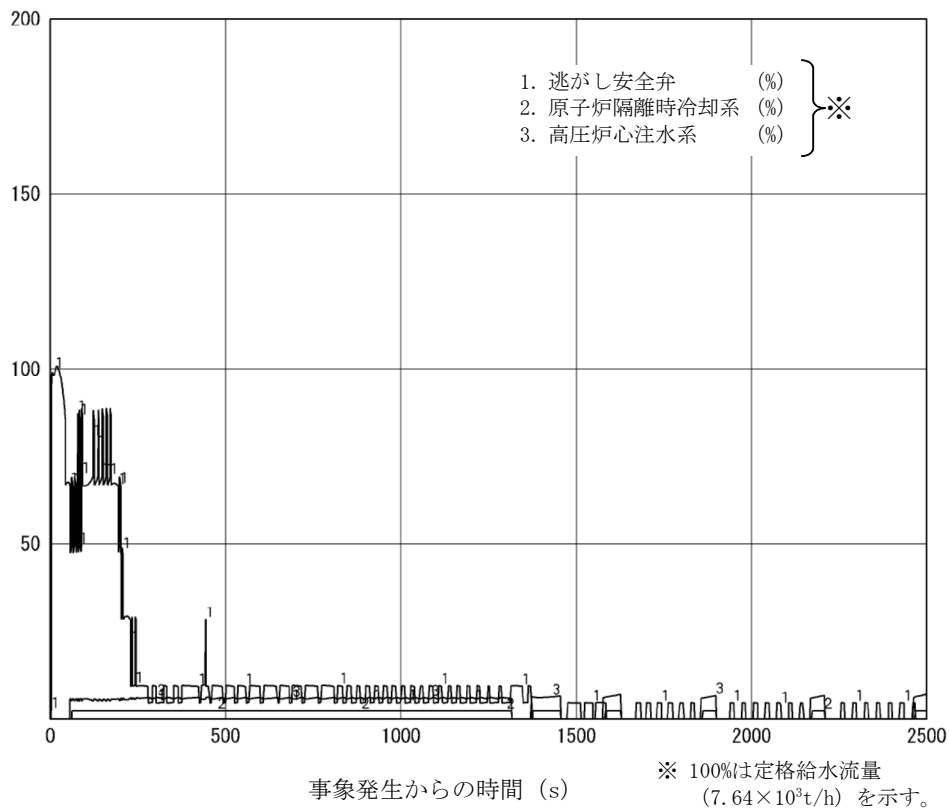


図4 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

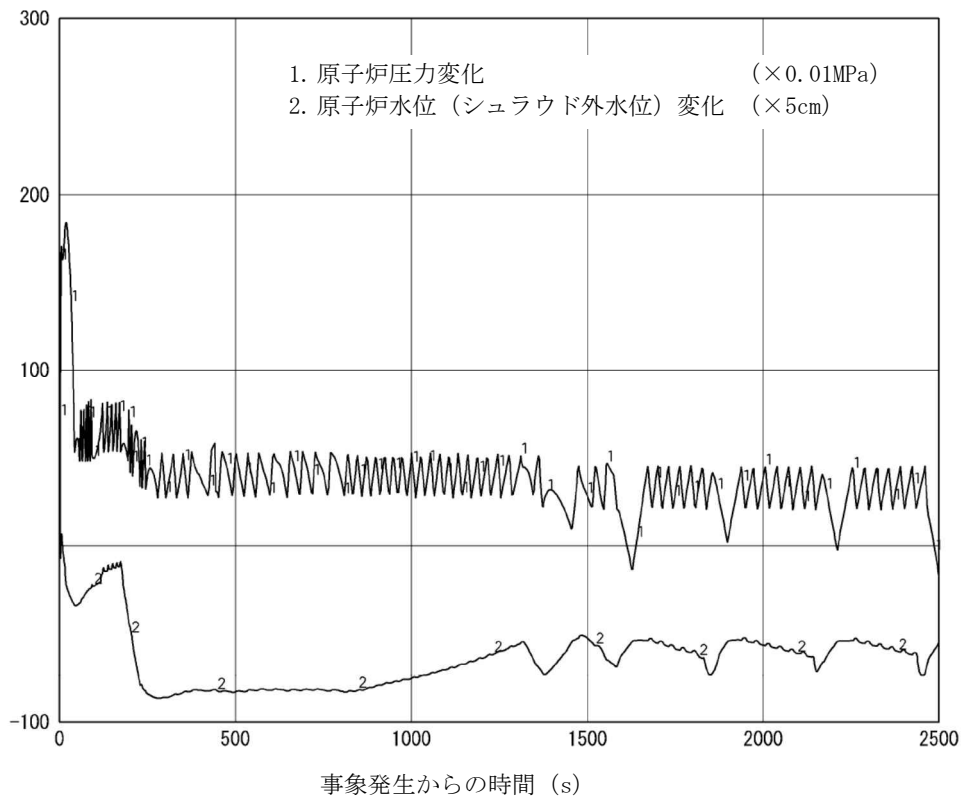


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移
 (事象発生から 2500 秒後まで)

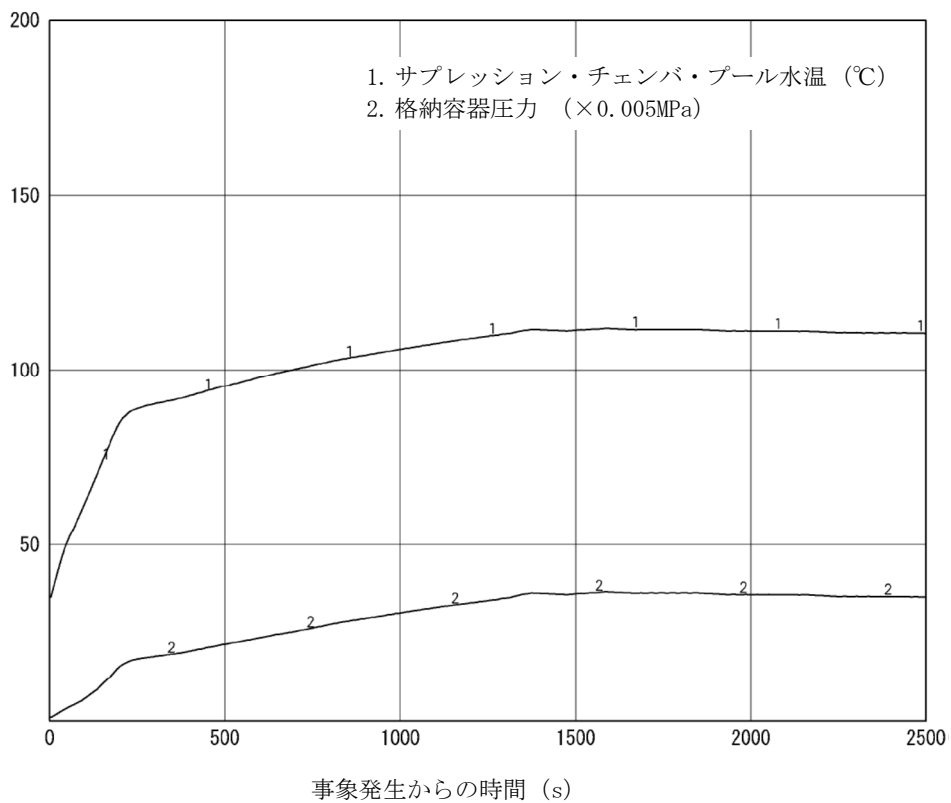


図6 サプレッション・チェンバ・プールの水温, 格納容器圧力の推移
 (事象発生から 2500 秒後まで)

高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響

今回の評価では、事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源がサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇によって、約34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇及びドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって、復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに自動で切替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバとして評価している。

本事象では、サプレッション・チェンバ・プール水温が事象発生と同時に急激に上昇し、事象発生から3分程度で77℃、11分程度で100℃を上回り、最高で約113℃まで上昇する。原子炉隔離時冷却系の最高使用温度は77℃、高圧炉心注水系の最高使用温度は100℃であることから、評価上、最高使用温度を上回る温度領域での運転を設定している。このため、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系について、今回の温度領域での運転の健全性を検討する。

(1) 高圧炉心注水系の運転可能性に関する検討

高圧炉心注水系の水源をサプレッション・チェンバとした場合、サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇に伴うポンプのキャビテーションが想定されるものの、サプレッション・チェンバ内が飽和蒸気圧条件となることから、NPSHの観点では高圧炉心注水系の運転継続に問題ないものとする。

また、今回の評価では、一部を除いて運転員の操作に、起点となる事象の発生から600秒の時間余裕を見込むこととしている。高圧炉心注水系は事象発生から約24秒後に水源が復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに自動で切替わるが、この自動切替から600秒後に高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切替える操作を想定する場合、切替時点の温度は100℃未満であるため、高圧炉心注水系を最高使用温度未満で運転した場合の評価となる。なお、評価結果は添付資料2.5.6の通りであり、評価項目を満足することを確認している。

(2) 原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する検討

原子炉隔離時冷却系については、事象発生から3分程度でサプレッション・チェンバ・プール水温が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である77℃を超えるため、サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽への水源切替操作への期待については考慮していない。

なお、サプレッション・チェンバ・プール水温が77℃を超えた場合に原子炉隔離時冷却系が停止すると仮定した場合について評価したところ、サプレッション・チェンバ・プール水温は原子炉隔離時冷却系が運転を継続とした場合に比べて緩やかに上昇し、かつ、最高温度も低く抑えられることを確認した。評価結果を図1から図6に示す。また、評価

結果のまとめを表1に示す。

また、福島第一原子力発電所2号炉では、平成23年3月11日に発生した事故の際、サプレッション・チェンバを水源とした状態で長時間運転を継続している。福島第一原子力発電所2号炉の原子炉隔離時冷却系がサプレッション・チェンバを水源として運転していた期間（平成23年3月12日5時から14日9時頃）のサプレッション・チェンバ・プール水温は、ドライウエル圧力を水蒸気の飽和温度と考える場合、今回の評価での最高温度である113℃を超えていたものと推定され、また、平成23年3月14日7時に計測されたサプレッション・チェンバ・プール水温も146℃であったことから、原子炉隔離時冷却系は、サプレッション・チェンバ・プール水温が113℃程度であったとしても、運転を継続できる可能性があると考えられる。

以上

表1 水源切替操作及び原子炉隔離時冷却系の運転状態による評価項目への影響

項目	感度解析 (水源切替操作有, サプレッション・チェンバ・プール水温77℃で原子炉隔離時冷却系の運転停止)	ベースケース (水源切替操作無, 原子炉隔離時冷却系の運転継続)	評価項目
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 910	約 920	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	—	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
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	—※	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.15	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約104	約113	200°C (限界温度) を下回る

※ 原子炉隔離時冷却系の運転停止前に最大値を示すパラメータであることから、評価を省略した。

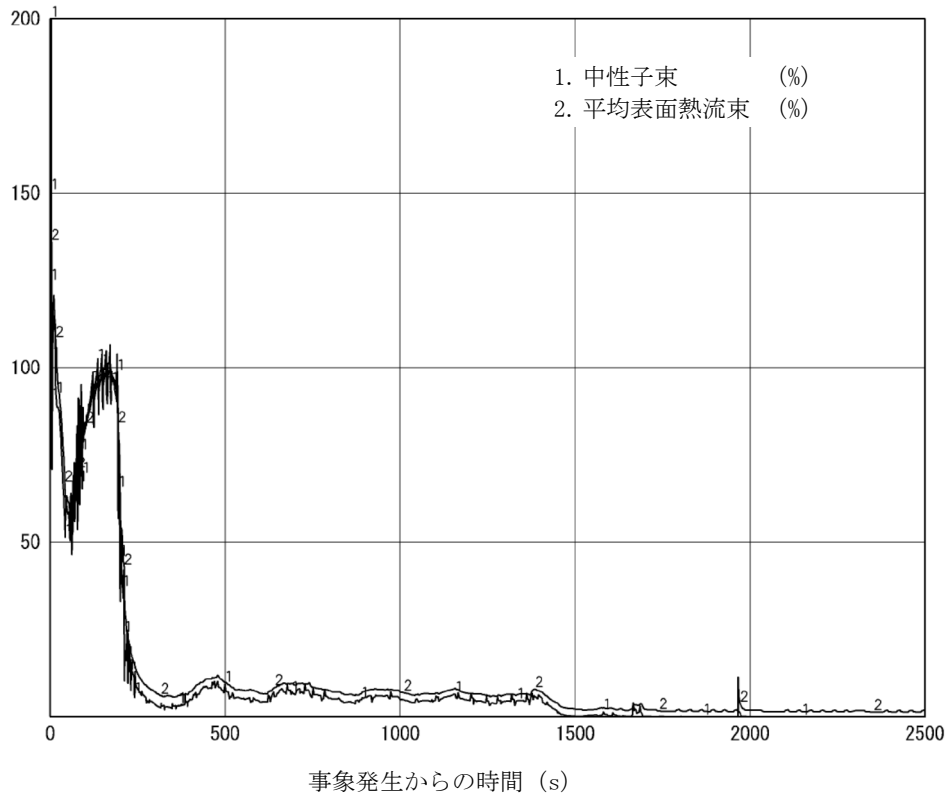


図 1 中性子束, 平均表面熱流束の推移 (事象発生から 2500 秒後まで)

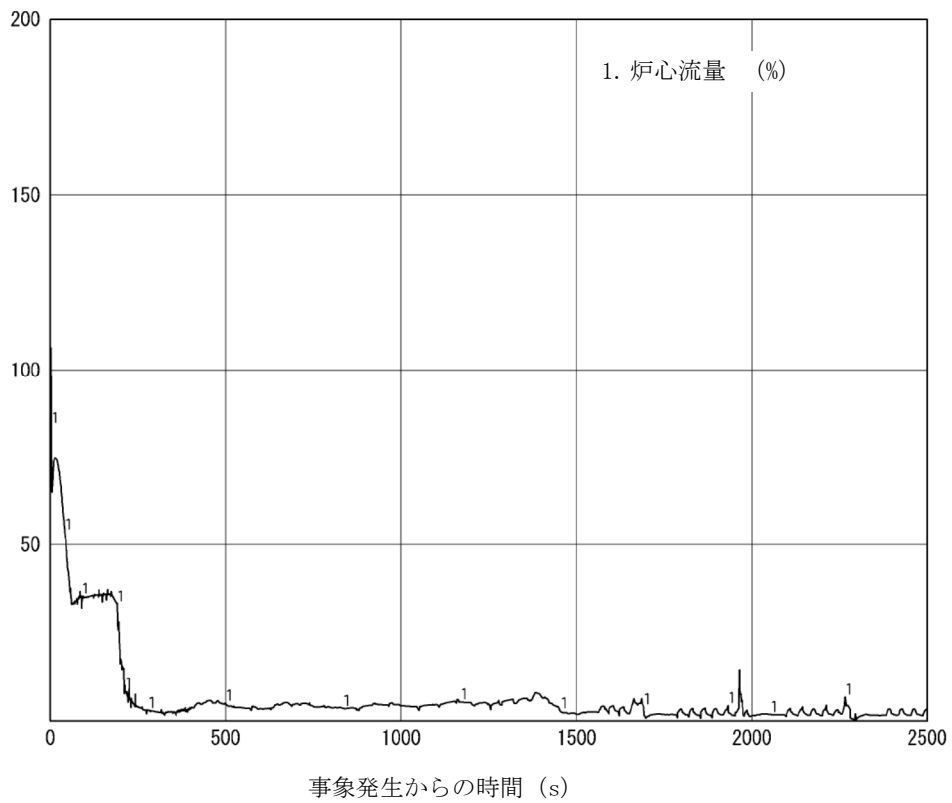


図 2 炉心流量の推移 (事象発生から 2500 秒後まで)

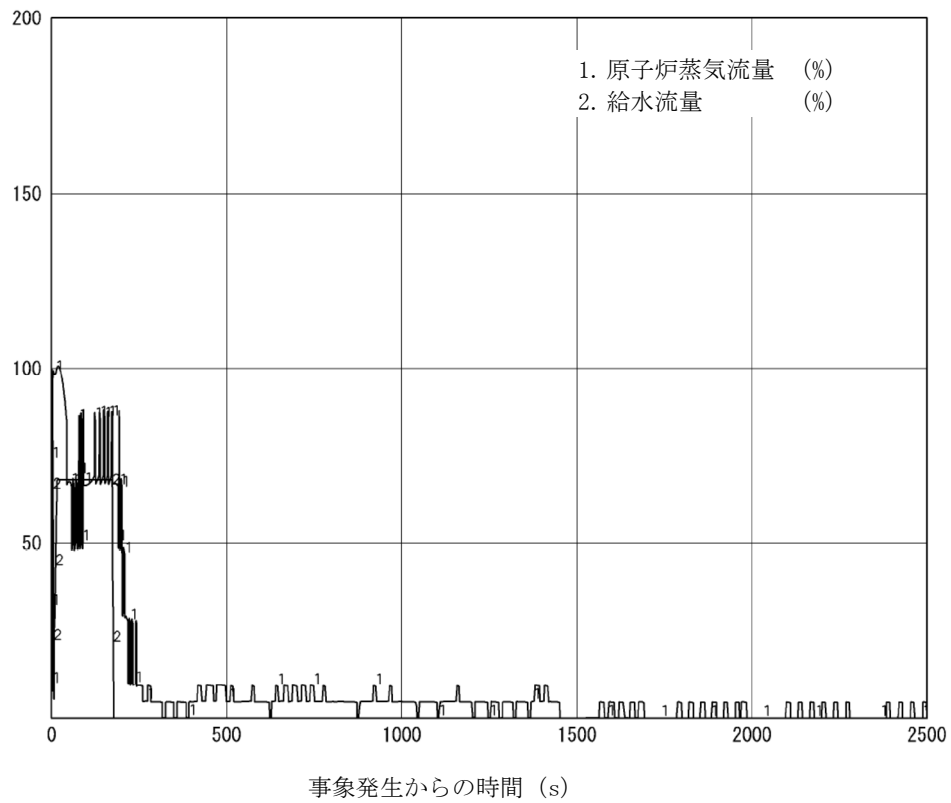


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

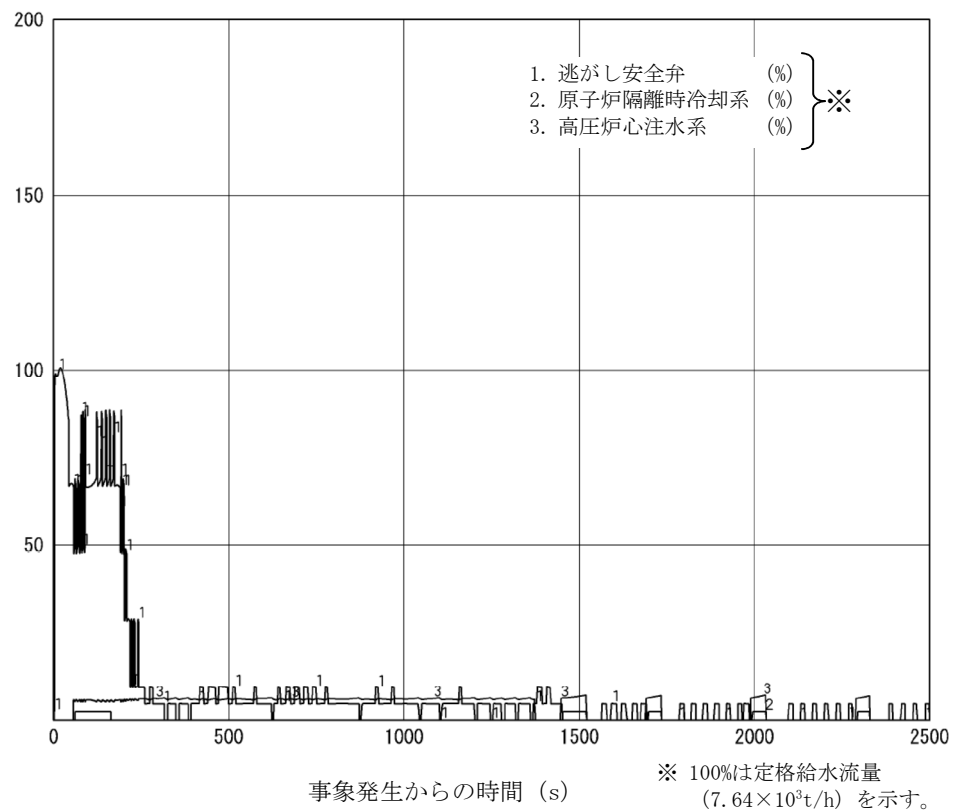


図4 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

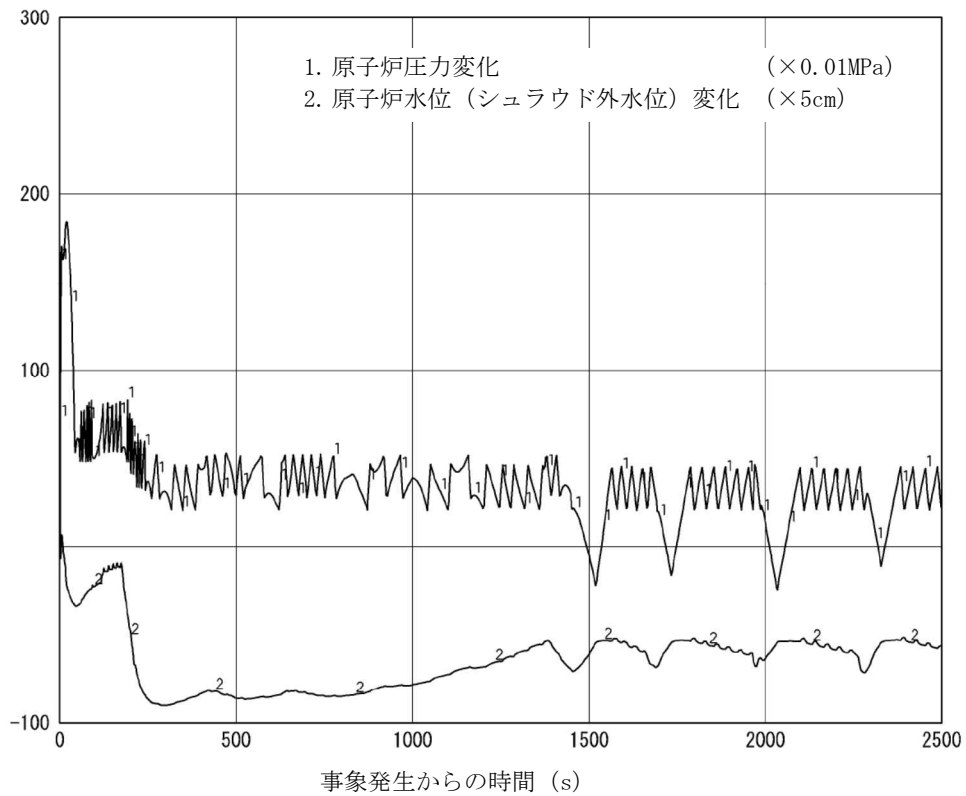


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移
(事象発生から 2500 秒後まで)

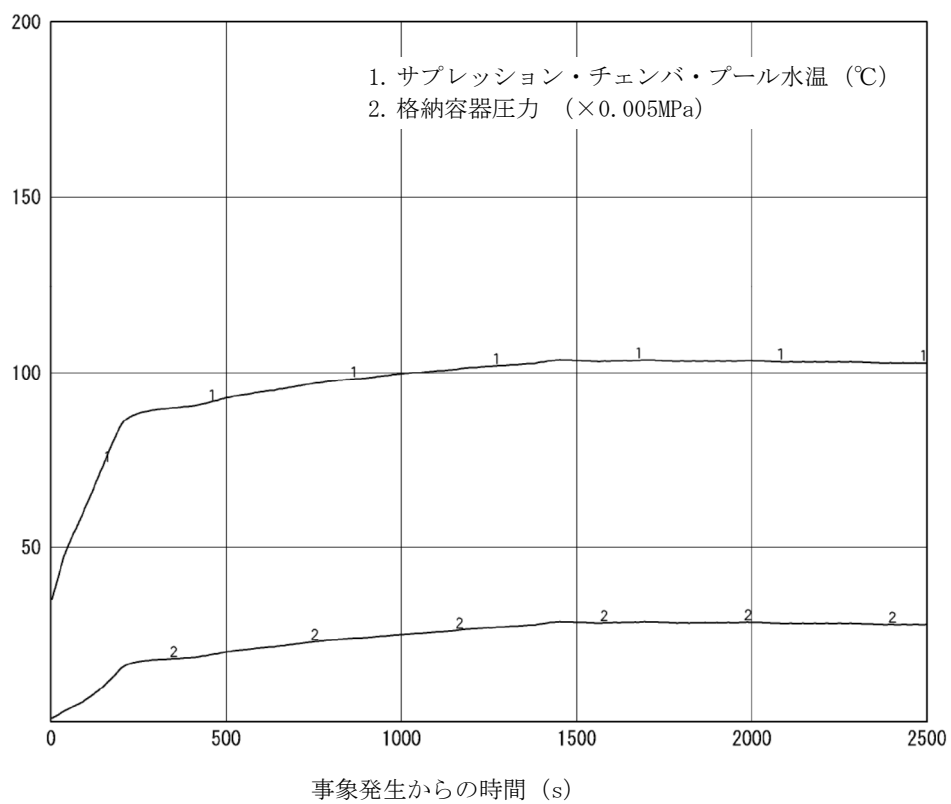


図6 サプレッション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力の推移
(事象発生から 2500 秒後まで)

外部電源の有無による評価結果への影響

1. はじめに

今回の評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水系の機能や再循環ポンプの機能は喪失しない。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。

2. 評価条件

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。）の評価条件に対して、外部電源の有無以外は、ベースケースにおける評価条件と同等である。

3. 評価結果

評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

主蒸気隔離弁の閉止動作開始と同時に、外部電源が喪失するため、MGセットがついていない4台の再循環ポンプがトリップし、その後、MGセット付きの再循環ポンプ6台が約3秒後にトリップする。これにより、ベースケースに比べて出力上昇が抑えられることから、事象初期の出力上昇による燃料被覆管温度の上昇は、ベースケースの一次ピーク（約770℃）以下に抑えられる。原子炉圧力については、主蒸気隔離弁の閉止による上昇後、逃がし弁の開動作により低下する。炉心流量減少により原子炉出力が低下するため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値はベースケースと比べて低くなる。

また、外部電源喪失により給水流量が喪失して原子炉水位は低下する。水位の低下に伴い出力が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失状態による出力上昇は発生しない。サブプレッション・チェンバへ放出される蒸気量もベースケースと比較して少ないことにより、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力、温度の最大値はベースケースと比べて低くなる。

4. まとめ

外部電源の有無による評価結果への影響を確認した結果、全ての評価項目のパラメータについて、ベースケースよりも低い値を示した。

また、外部電源が有ることにより使用可能となる給水系、再循環ポンプについては、これらの機能が有る方が事象は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

以上

表1 外部電源の有無による評価項目への影響

項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	評価項目
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 690	約 920	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	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
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用 圧力の1.2倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力 (MPa[gage])	約0.08	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力) を下回る
原子炉格納容器バウンダリの 温度 (サプレッション・チェ ンバ・プール水温 (°C))	約85	約113	200°C (限界温度) を下回る

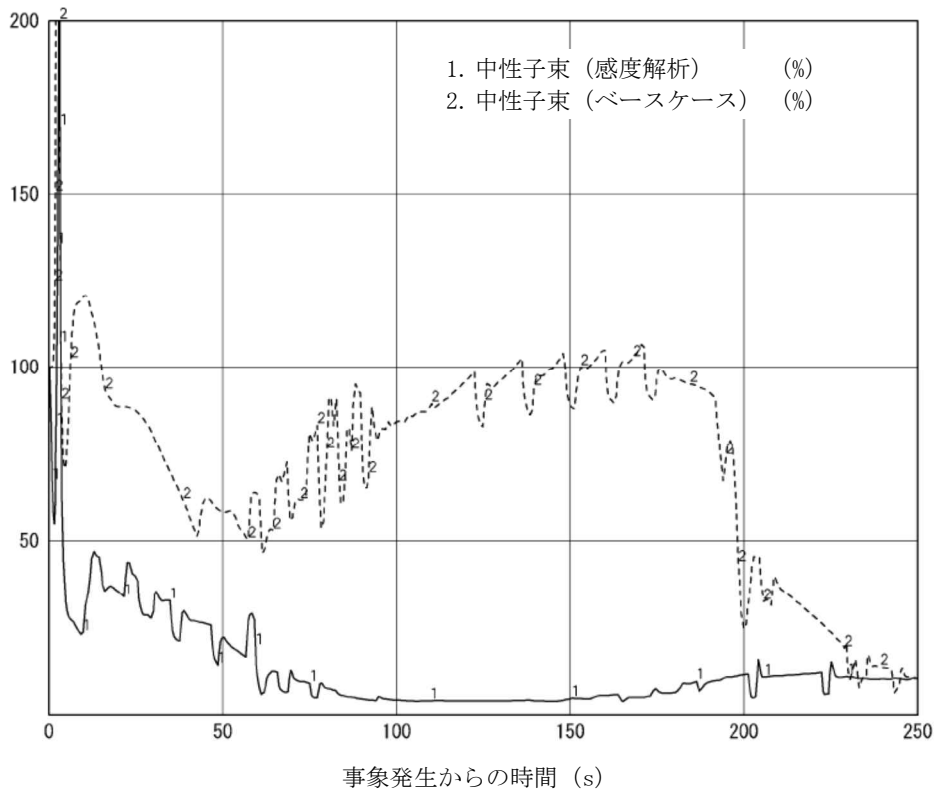


図1 中性子束の推移 (事象発生から250秒後まで)

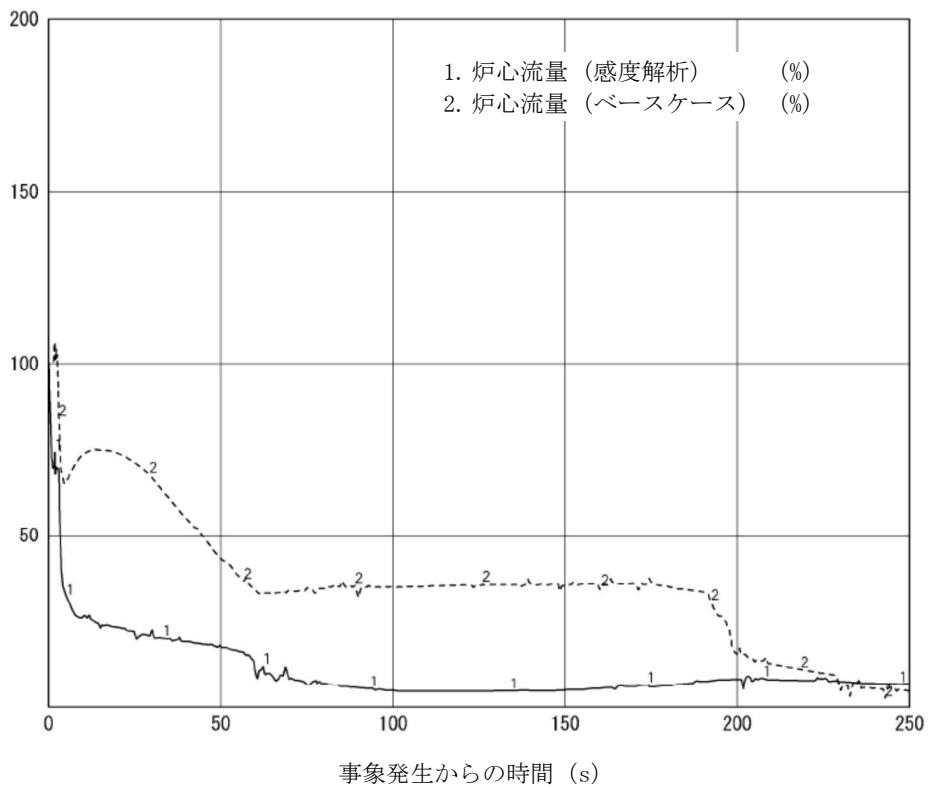


図2 炉心流量の推移 (事象発生から250秒後まで)

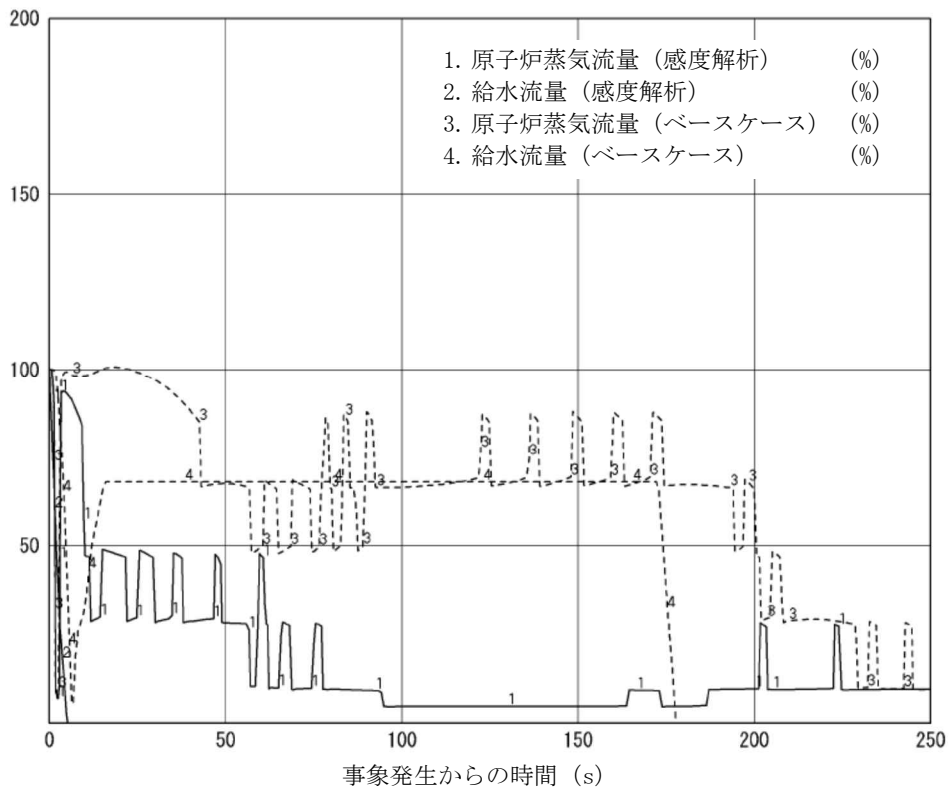


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から250秒後まで)

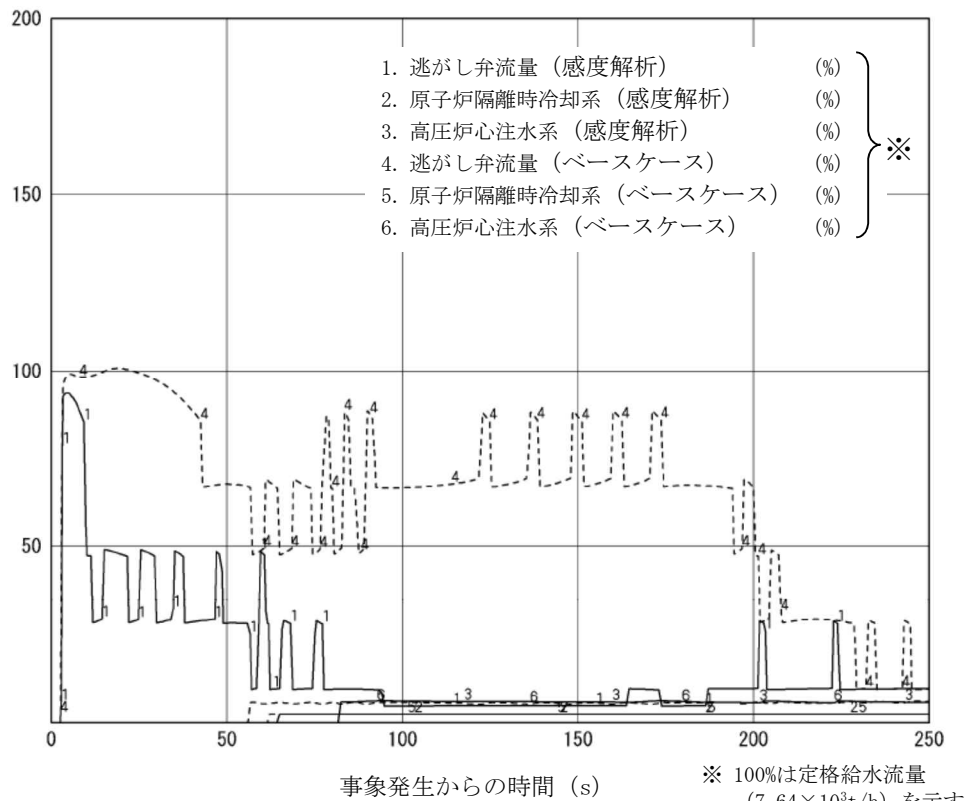


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の
 流量の推移 (事象発生から250秒後まで)

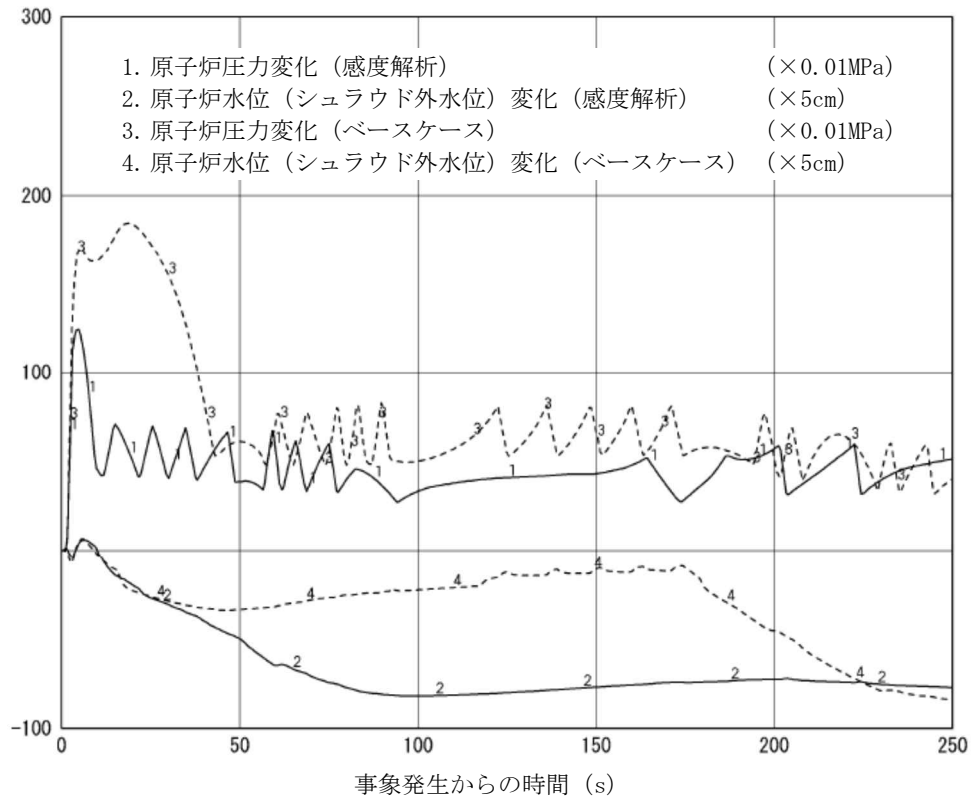


図5 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の流量の推移（事象発生から250秒後まで）

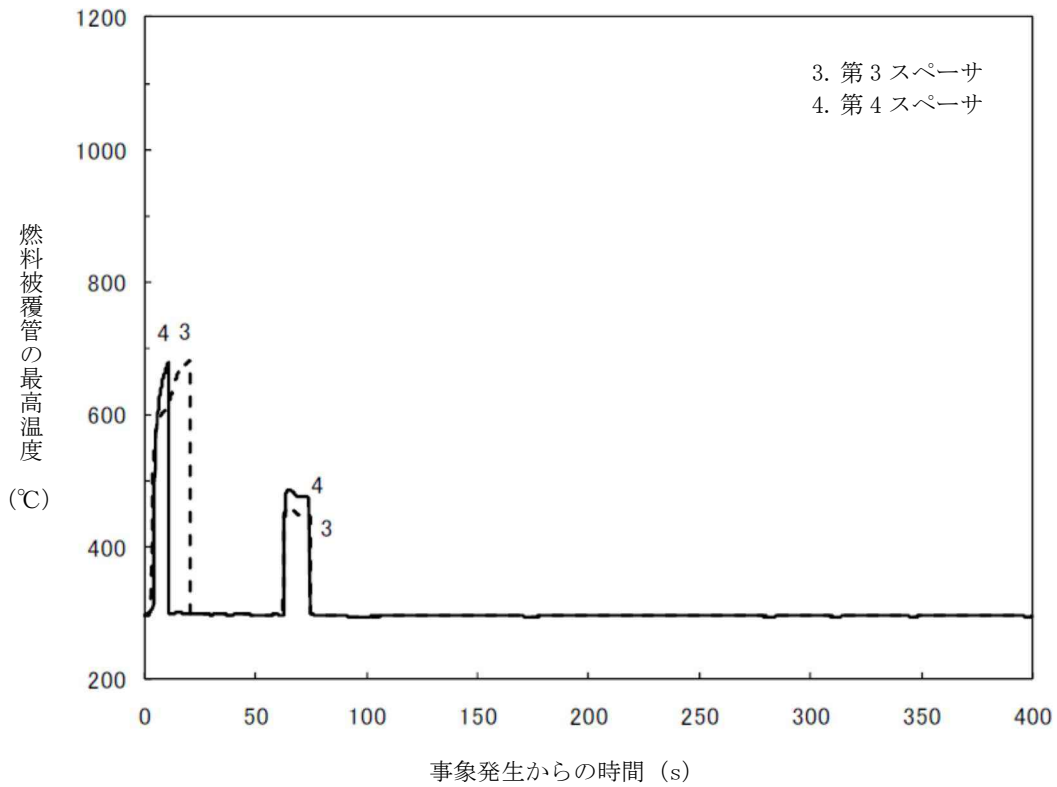


図6 燃料被覆管温度の推移（事象発生から400秒後まで）

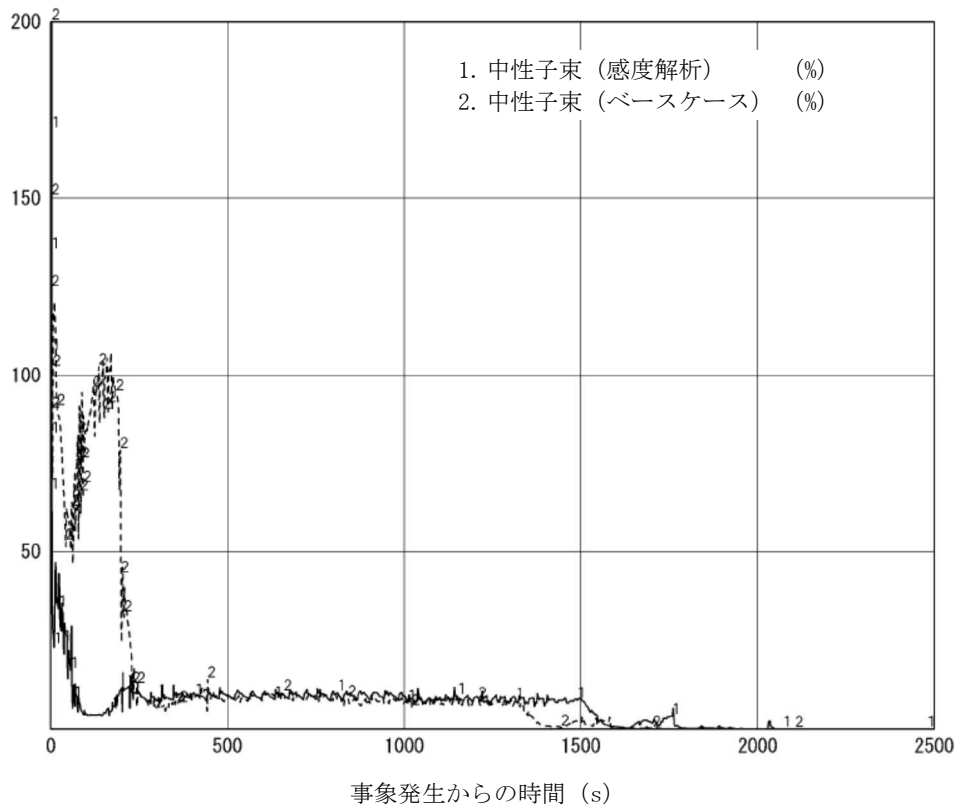


図7 中性子束の推移 (事象発生から2500秒後まで)

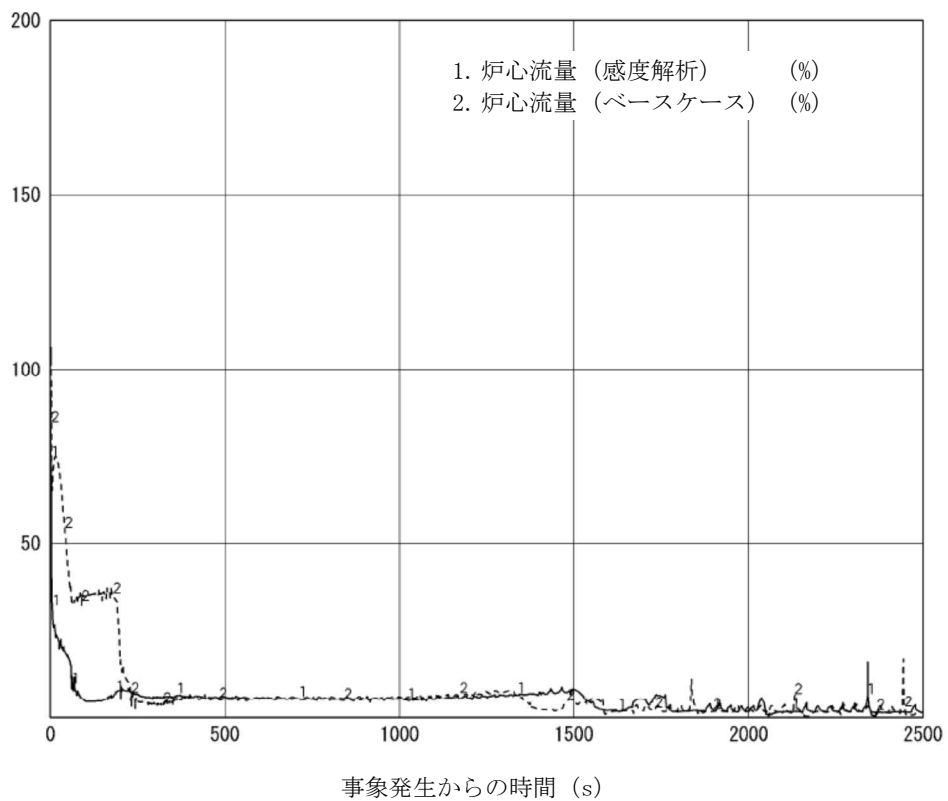


図8 炉心流量の推移 (事象発生から2500秒後まで)

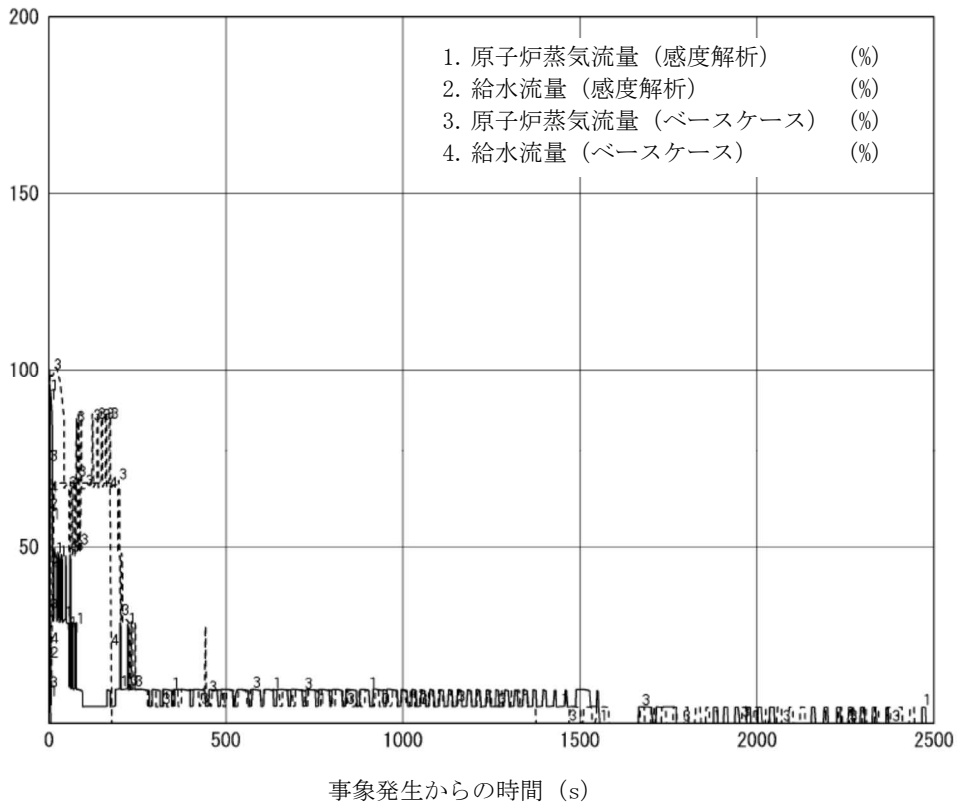


図9 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

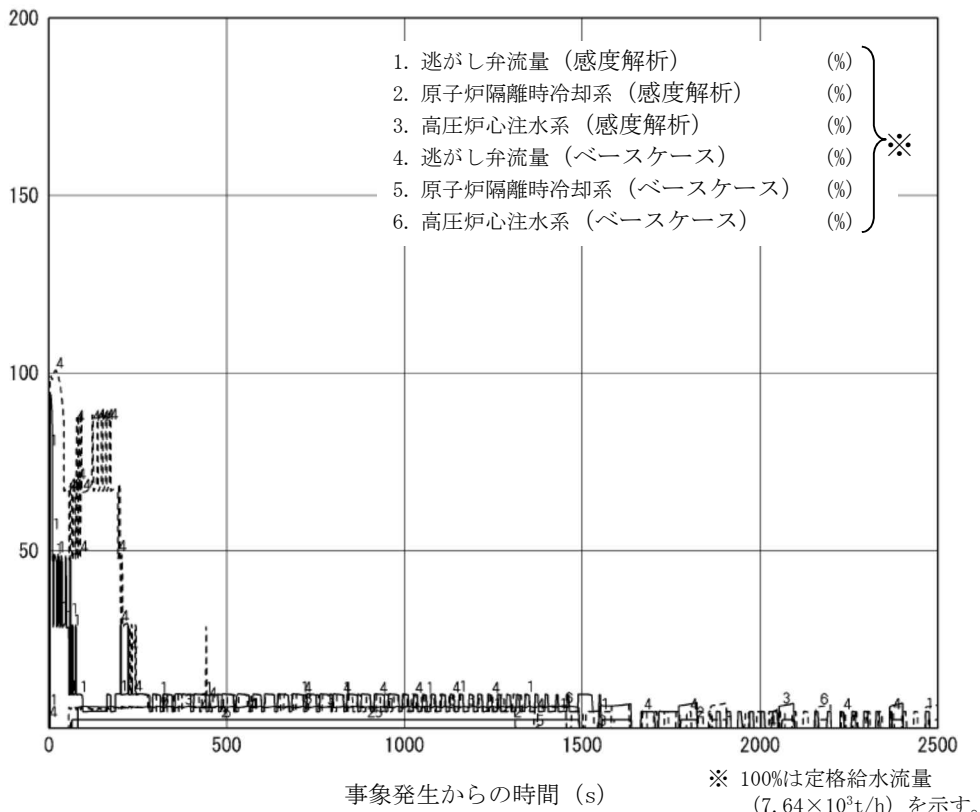


図10 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
 流量の推移（事象発生から2500秒後まで）

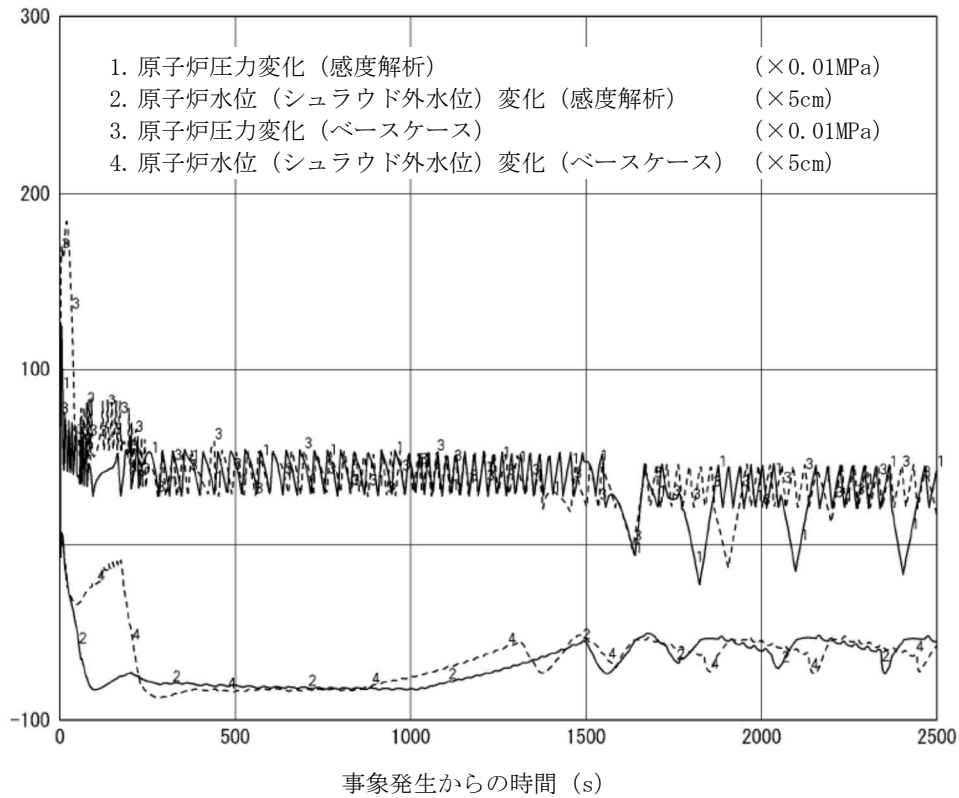


図11 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の
 流量の推移 (事象発生から2500秒後まで)

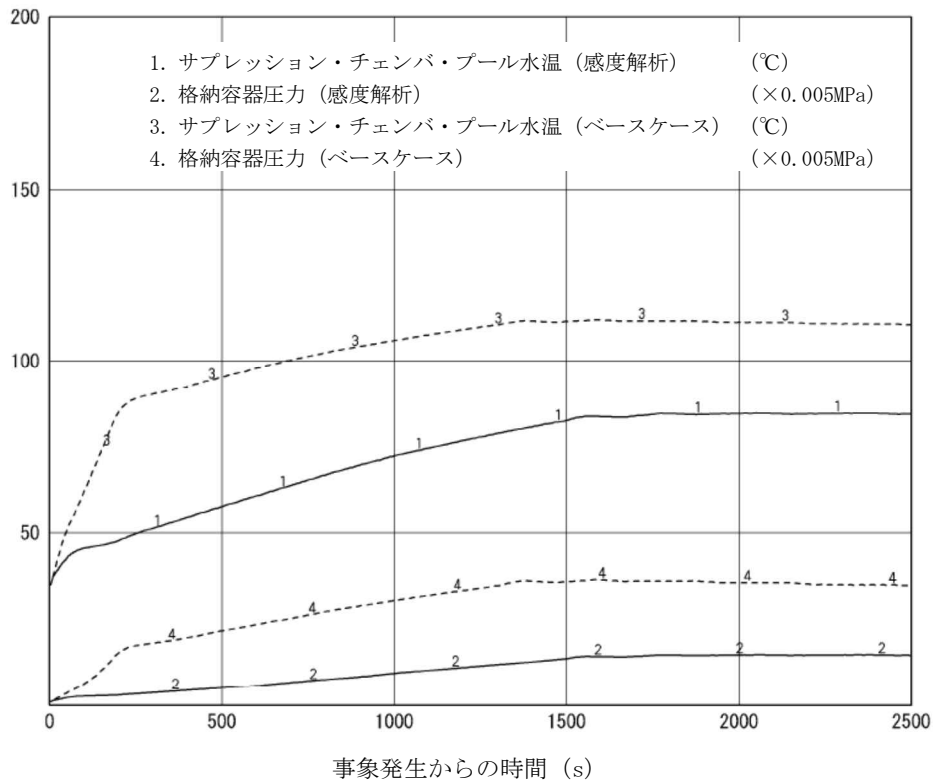


図12 サプレッション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力の推移
 (事象発生から2500秒後まで)

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、事故時運転操作手順書（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、制御棒手動挿入、原子炉水位低下操作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）。

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に示す通り、その効果は約10分程度の時間遅れを伴うゆっくりとしたものである。事象発生後、炉心流量が低下し、出力が数%まで低下し、比較的安定な状態になった頃に漸くその効果が確認されるものであり、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、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付けており、訓練においても事象発生から約1～2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、サプレッション・チェンバへの蒸気の流入量を低減し、サプレッション・チェンバ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プレッション・チェンバの最高温度は約113℃であり、限界温度までに十分な余裕がある。このことから、サプレッション・チェンバ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の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フィルタ・デミネライザ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・確認手順をとっている。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 自動起動の警報に気づかず、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ブプレッション・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。

以上の通り、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. の通り、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表れないこと及び 2. の通り、自動化に際しての懸念も残るため、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 がダウンスケール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 がダウンスケール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 がダウンスケール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 分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いは無いものとする。尚、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。

以 上

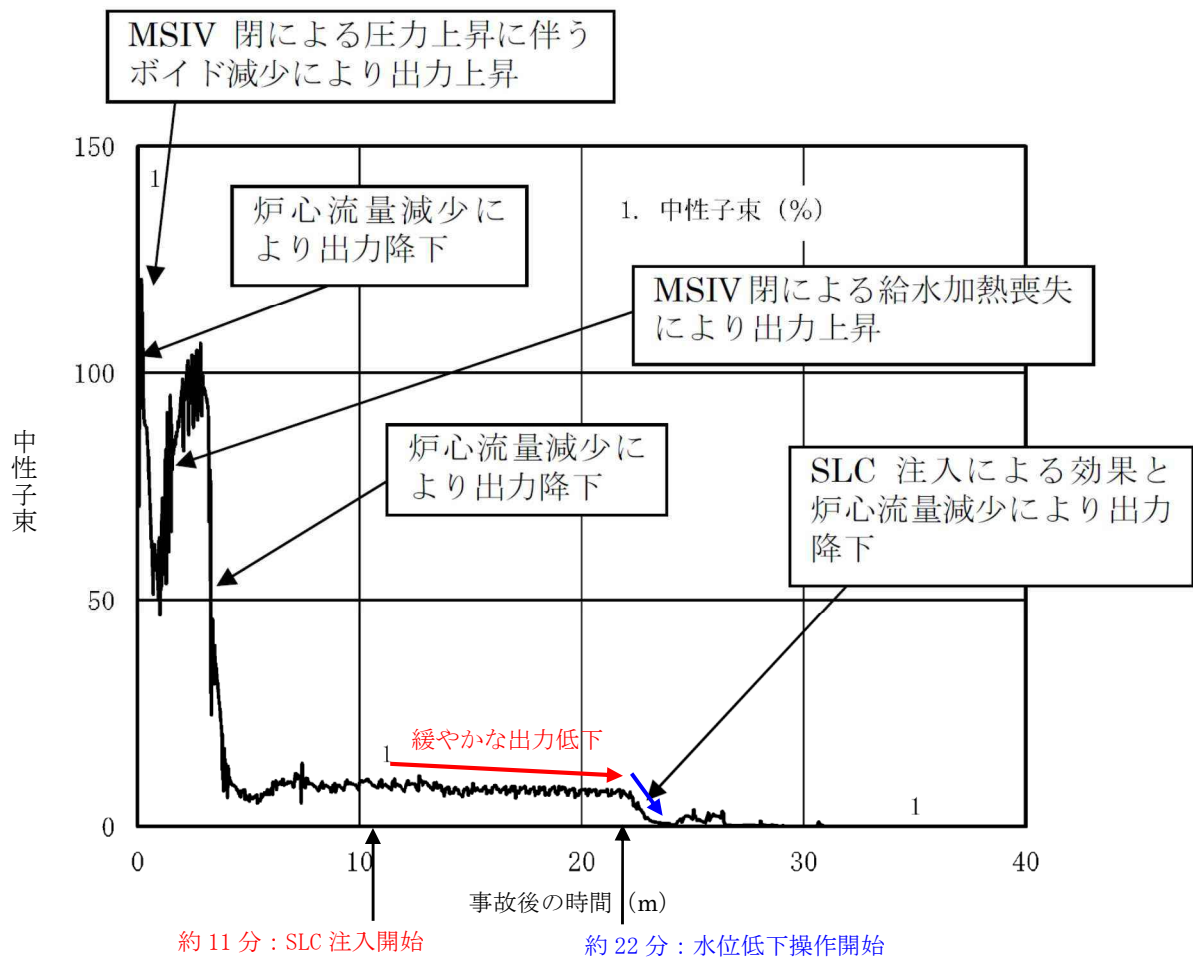


図 1 原子炉停止機能喪失事象発生時の SLC 及び水位低下操作による反応度抑制

2.6 LOCA 時注水機能喪失

2.6.1 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「LOCA 時注水機能喪失」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「小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」，②「小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」，③「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」及び④「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗」である。

また，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして，⑤「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」及び⑥「中破断 LOCA+RHR 失敗」が抽出された。

なお，大破断 LOCA を起因とする事故シーケンスについては，炉心損傷を防止することができないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(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「LOCA 時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所からの原子炉冷却材の流出により，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。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは，小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し，同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生の後，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ことも考えられるが，重大事故等対処設備である高圧代替注水系は蒸気駆動の設備であり，小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生している状況では，その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから，高圧代替注水系には期待せず，低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を評価することとする。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，減圧後に低圧代替注水系（常設）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，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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図 2.6.1 から図 2.6.3 に、手順の概要を図 2.6.4 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表 2.6.1 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、**事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 24 名である。**その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 2.6.5 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、24 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

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 高圧・低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、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）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。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備

として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を追加起動し、2 台運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）が開動作可能であることを確認する。

低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計である。

d. 低压代替注水系（常設）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低压代替注水系（常設）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。

低压代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）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. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）である。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計等である。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は格納容器内雰囲気放射線レベル計

等である。

サブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサブプレッション・チェンバ・プール水位計等である。

以降、炉心の冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

2.6.2 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、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」である。なお、中破断 LOCA は、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模の LOCA と定義していることから、本評価では原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP、炉心ヒートアップ解析コード CHASTE 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。

本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。

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表2.6.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は原子炉压力容器下部のドレン配管（配管断面積約 26cm²）とし、破断面積を 1cm² とする。

（添付資料 2.6.1）

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系，低压注水機能として残留熱除去系（低压注水モード）の機能が喪失するものとする。また，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

外部電源なしの場合は，給復水系による給水がなく，事象進展が厳しくなることから，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によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし，容量として，1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。

(c) 低压代替注水系（常設）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に，最大300m³/hにて原子炉に注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお，低压代替注水系（常設）による原子炉注水は，代替格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお，代替格納容器スプレイは，原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 70%開※）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※ 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を 50%開にて開始するが，格納容器圧力に低下傾向が確認できない場合は，増開操作を実施する。解析においては，操作手順の考え方を踏まえ，中間開操作（流路面積約 70%開）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) 低圧代替注水系（常設）の起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から14分後に開始するものとし、操作時間は約4分間とする。
- (b) 原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から約18分後に開始する。
- (c) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。
- (d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内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、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図 2.6.6 から図 2.6.11 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、破断流量の推移及び燃料被覆管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図 2.6.12 から図 2.6.18 に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図 2.6.19 から図 2.6.22 に示す。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。

再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに 10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。

事象発生から約 18 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

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

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、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、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）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、燃料被覆管の最高温度発生位置における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、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

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、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレー冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約 17 時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.6.12 に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 821℃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、図 2.6.6 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[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 7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸

気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144°Cに抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、限界圧力及び限界温度を下回る。

図 2.6.7 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.6.2）

格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.6.3 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。

LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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ける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料 2.6.3）

(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，表2.6.2に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えられ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，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなることから，原子炉水位の低下は緩和され，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，格納容器圧力上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，サブプレッション・チェンバ・プール水位，格納容器圧力，格納容器温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については，非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち，流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し，破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積1cm²を設定している。なお，CHASTE解析によれば，破断面積が5.6cm²までは，燃料被覆管破裂を回避することができ，原子炉急速減圧の開始時間は約16分後となる。本解析（破断面積が1cm²）における原子炉急速減圧の開始時間は約18分後であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については，事象進展を厳しくする観点から，給復水系による給水が無くなる外部電源がない状態を解析条件に設定している。なお，外部電源がある場合は，外部電源から電源が供給されることから，原子炉圧力容器への給水

機能は維持され、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料2.6.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、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に対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、格納容器圧力上昇は遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

事故条件の起因事象については、非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積1cm²を設定している。なお、CHASTE解析によれば、破断面積が5.6cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約886℃となる。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水が無くなる外部電源がない状態を解析条件として設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料2.6.3, 2.6.4）

b. 操作条件

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から約18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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は、余裕時間を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間を早める。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa [gage] 付近となるが、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃し装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約17時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間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。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器限界圧力は0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。な

お、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料2.6.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力0.18MPa [gage] 付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合の何れにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約20分程度操作開始時間が遅れる可能性があり、格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.31MPa [gage] より若干上昇する。評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器限界圧力は0.62MPa [gage] のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料2.6.3)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象進展が同様となる「高圧・低圧注水機能喪失」においては、操作開始時間の5分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。また、格納容器ベントをしても敷地境界線量は1.4mSvであり、5mSvを下回る。操作開始時間の10分程度の時間遅れでは、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、格納容器ベントをすると敷地境界線量は5mSvを超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力0.62MPa [gage] にて格納容器ベントすることとなるため、重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、代

替格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約10時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約17時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇傾向は緩やかである。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間であり、約20時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料2.1.3, 2.6.3)

(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。

2.6.4 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「LOCA時注水機能喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「2.6.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は8名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約5,400m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約10,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有してい

る。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるように設定しているものである。

(添付資料 2.6.5)

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約1,595kL)

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計 約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.6.6)

c. 電源

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

2.6.5 結論

事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出して水位が低下することで炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置

等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断LOCA+HPCF注水失敗+低圧ECCS注水失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。

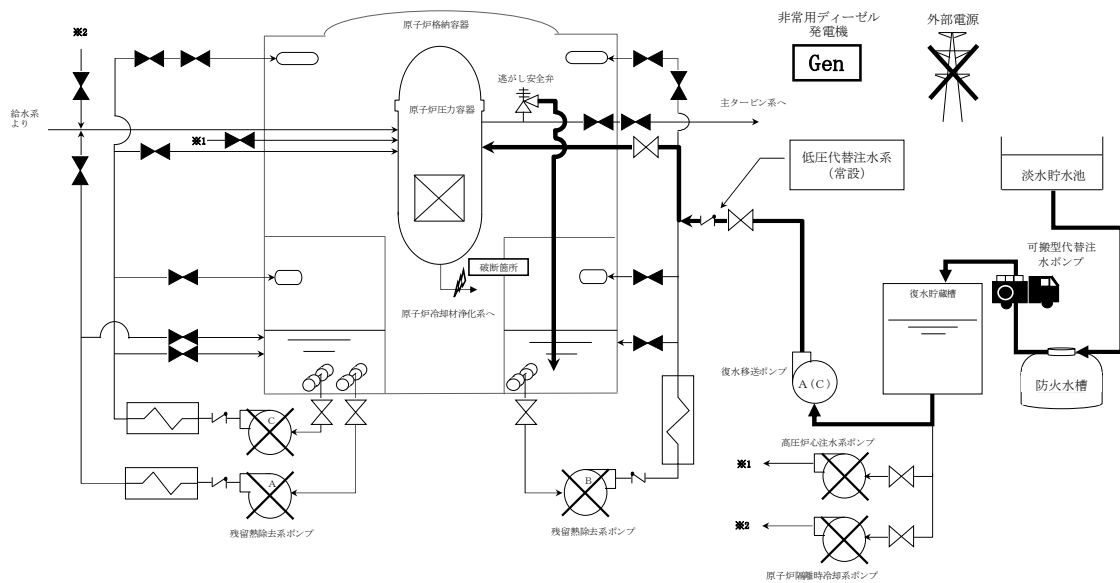
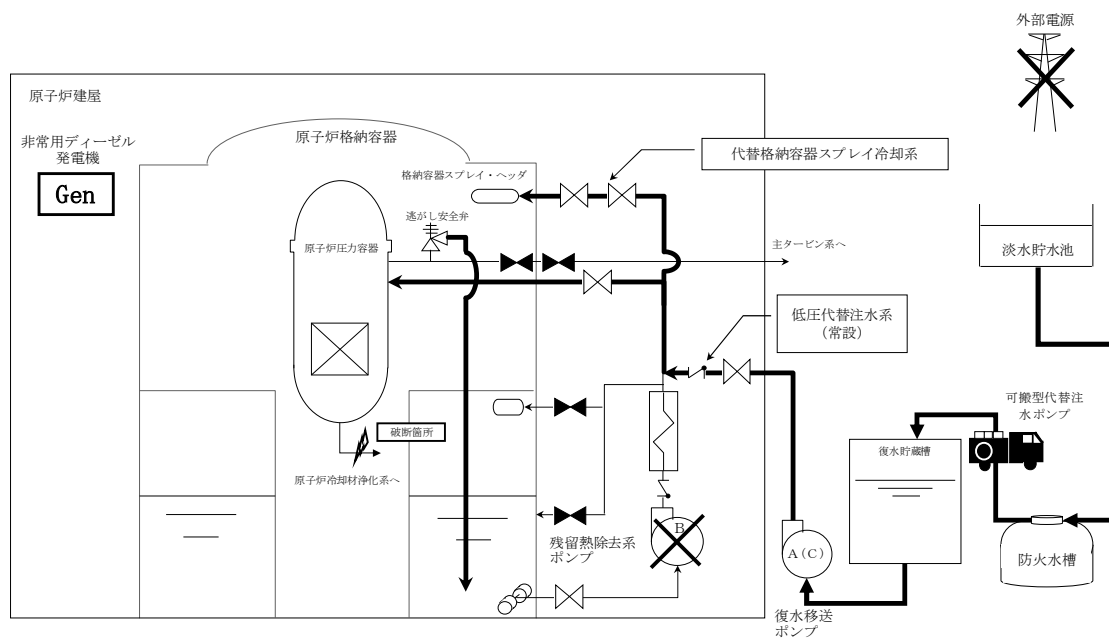


図 2.6.1 LOCA 時注水機能喪失の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



※ 低圧代替注水系(常設)と代替格納容器スプレイ冷却系は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

図 2.6.2 LOCA 時注水機能喪失の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

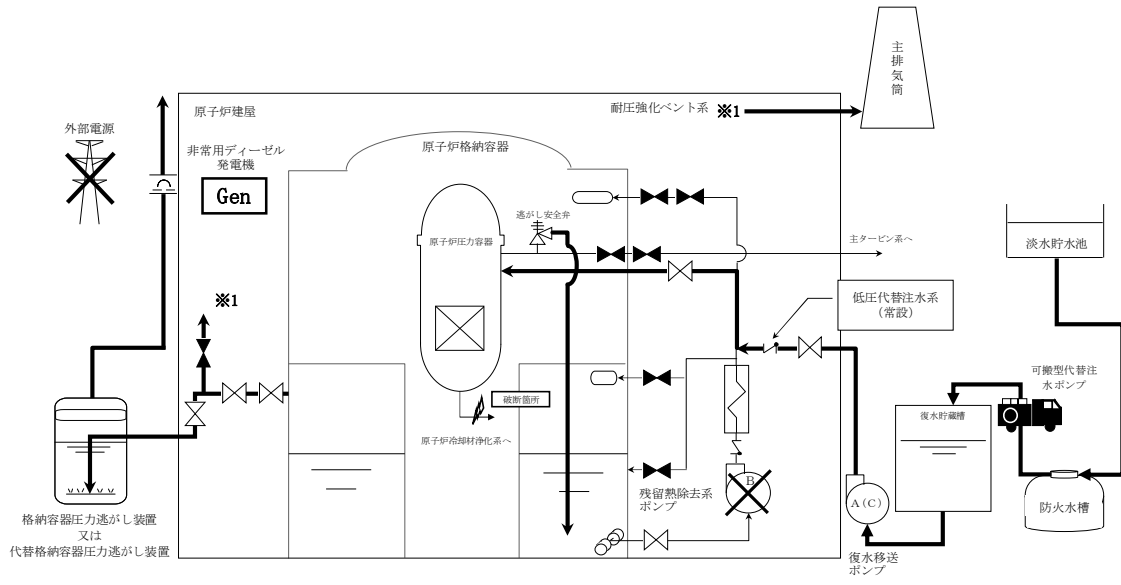


図 2.6.3 LOCA 時注水機能喪失の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

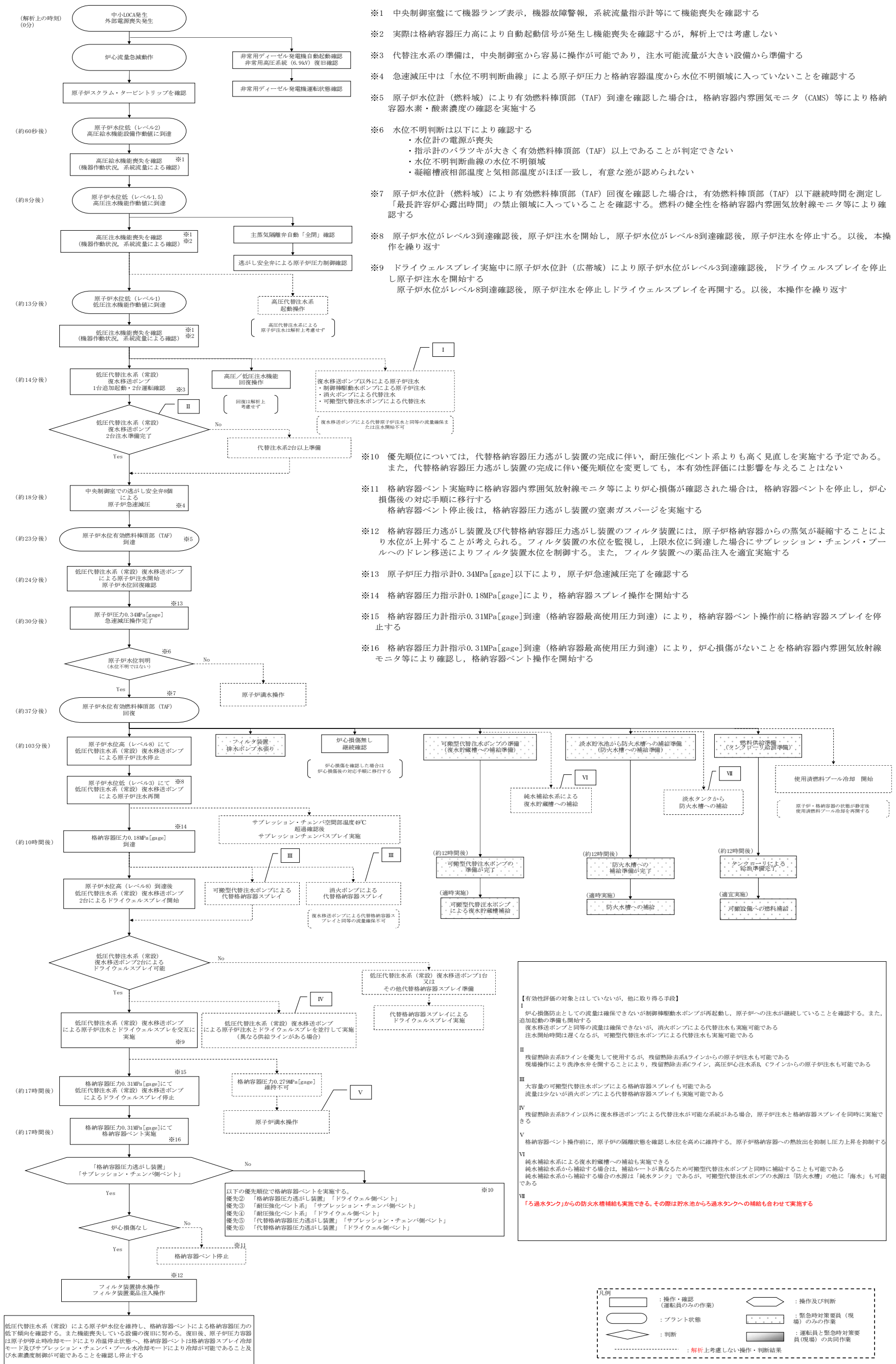


図 2.6.4 LOCA 時注水機能喪失(中小破断 LOCA)の対応手順の概要

LOCA時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)												備考
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮		状況判断 ・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起動確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動/機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動/機能喪失確認 ・高圧代替注水系起動操作	事象発生 原子炉スクラム 約60秒 原子炉水位低 (レベル2) 約8分 原子炉水位低 (レベル1.5) プラント状況判断 約13分 原子炉水位低 (レベル1) 約18分 原子炉急速減圧 約23分 原子炉水位有効燃料棒頂部到達※ 約24分 低圧代替注水系 原子炉注水開始 約37分 原子炉水位有効燃料棒頂部回復※ 約103分 原子炉水位高 (レベル8)												※シュラウド内水位に基づく時間
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡														
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)															
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	10分												解析上考慮せず	
高圧/低圧注水機能喪失 調査, 復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系, 残留熱除去系 機能回復												対応可能な要員により対応する	
低圧注水機能 起動確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 自動起動/機能喪失確認	1分												
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	復水移送ポンプ起動/運転確認 低圧代替注水系 (常設) ラインアップ	4分												
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	放射線防護装備準備 現場移動 低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	10分												30分
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	逃がし安全弁 8個 手動開放操作	5分												
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 注入弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル3~レベル8維持												

図 2.6.5 LOCA 時注水機能喪失の作業と所要時間(1/2)

LOCA時注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考					
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24						
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		事象発生 約24分 低圧代替注水系 (常設) 原子炉注水開始 約10時間 格納容器圧力180kPa[gage]到達 約17時間 格納容器圧力310kPa[gage]到達																	
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル8維持												レベル8到達後格納容器スプレイ切替 レベル3到達後原子炉注水切替	レベル3～レベル8維持				
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	格納容器圧力180kPa[gage]到達後は、適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施																	
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	30分	・再起動準備としてろ過脱塩器の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する											燃料プール水温「75℃」以下維持 要員を確保して対応する					
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	30分	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する											燃料プール水温「75℃」以下維持 要員を確保して対応する					
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1, ※2	2人 ※1, ※2	・放射線防護装備準備	10分																	
	-	-	-	-	※1, ※2	※1, ※2	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	180分																	
	-	-	-	-	※1 (1人)	※1 (1人)	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	継続実施	現場確認中断 (一時待避中)																
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3	2人 ※3	・放射線防護装備準備	10分																	
	-	-	-	-	※3	※3	・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分																	
	-	-	-	-	※3	※3	・淡水貯水池から防火水槽への補給	継続実施	現場確認中断 (一時待避中)											一時待避前に防火水槽が枯渇しないように補給量を調整する					
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備 (格納容器ベントバウンダリ構成)													60分					
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備													10分					
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・ベント準備 (格納容器ベントライン構成)													60分					
	-	-	-	-	※2, ※3 (2人)	※2, ※3 (2人)	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)													60分					
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視													格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視					
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う。 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である。(操作完了は、約20分後) 具体的な操作方法は、弁駆動部に設置されたエクステンションにより、二次格納施設外から手動にて操作を行う。												5分	格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視	解析上考慮せず			
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・格納容器ベント操作													20分		解析上考慮せず			
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置薬液補給													適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する				
	-	-	-	-	4人 (参集)	4人 (参集)	・フィルタ装置薬液補給													適宜実施	中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する				
燃料給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備	10分																	
	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリへの補給	90分													タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給				
燃料給油作業	-	-	-	-	2人		・可搬型代替注水ポンプへの給油	継続実施												作業中断 (一時待避中)	一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する				
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	8人 (参集要員8人)																				

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.6.5 LOCA 時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

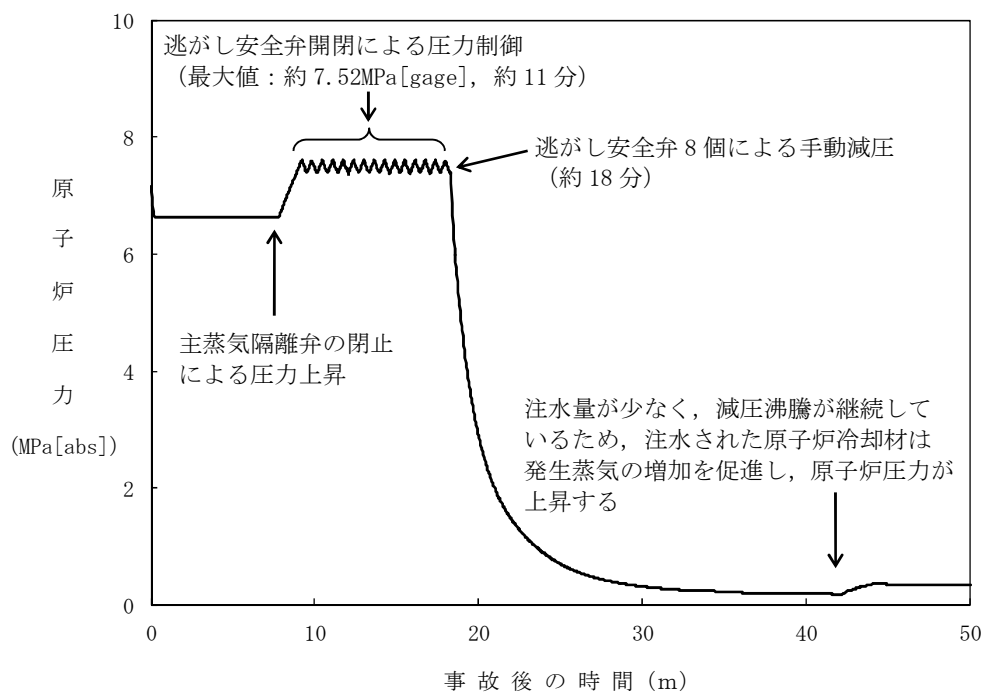


図 2.6.6 原子炉圧力の推移

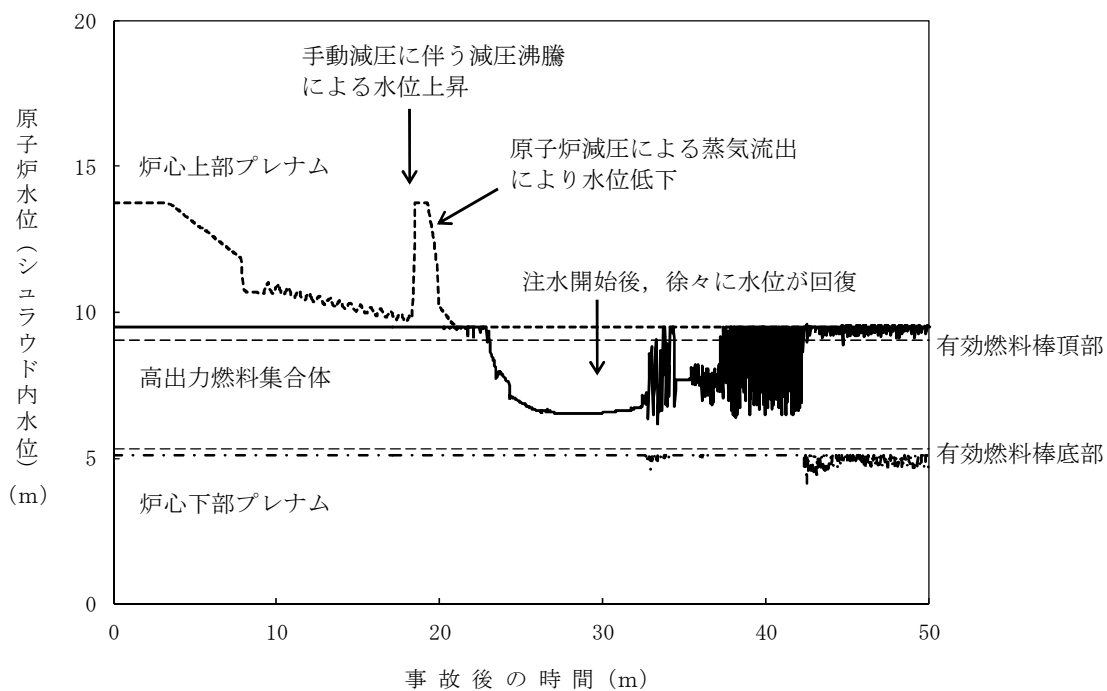


図 2.6.7 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移

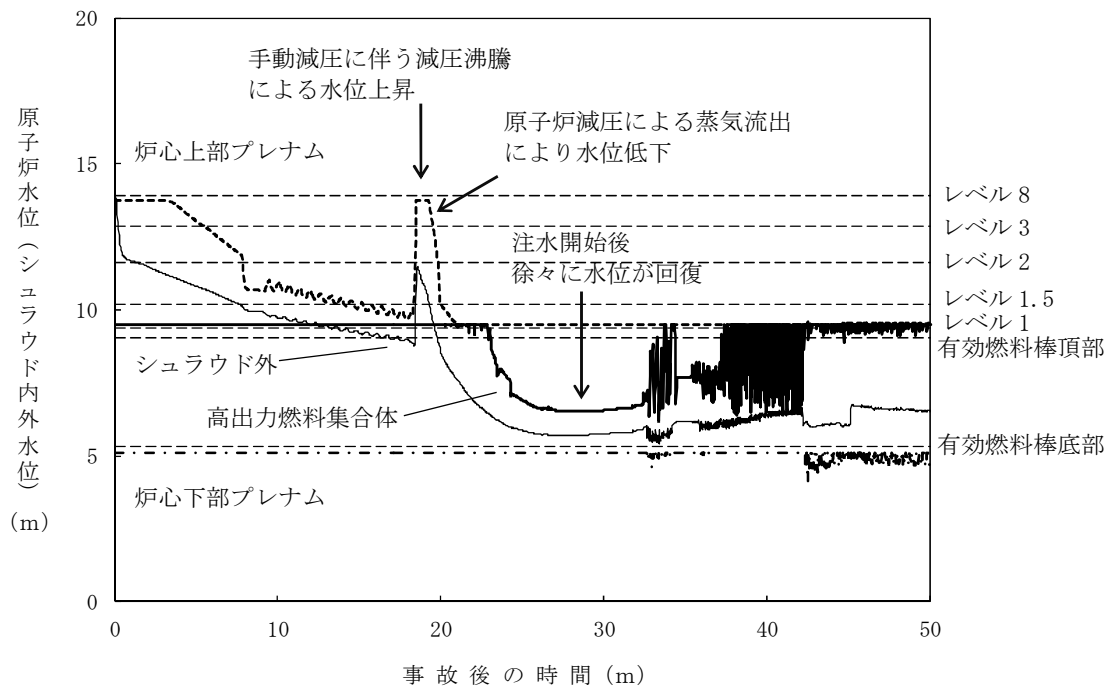


図 2.6.8 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

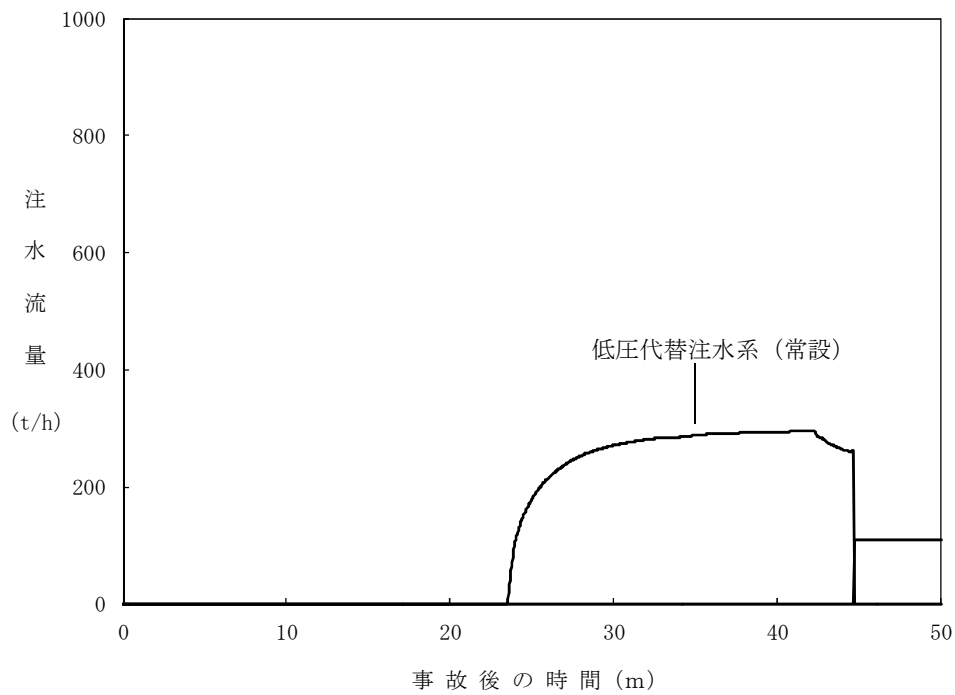


図 2.6.9 注水流量の推移

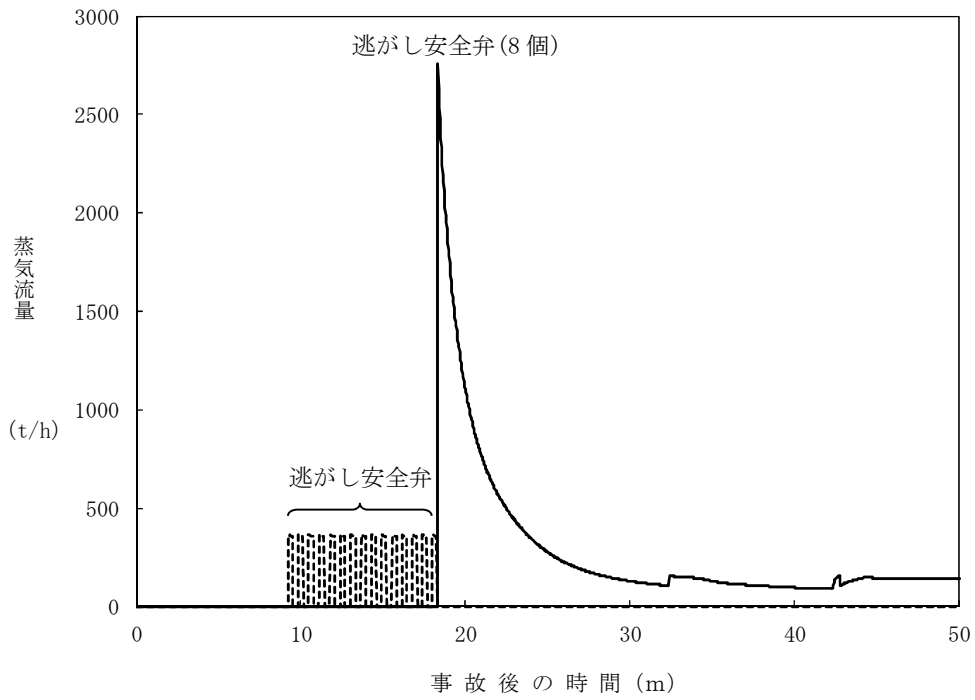


図 2.6.10 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

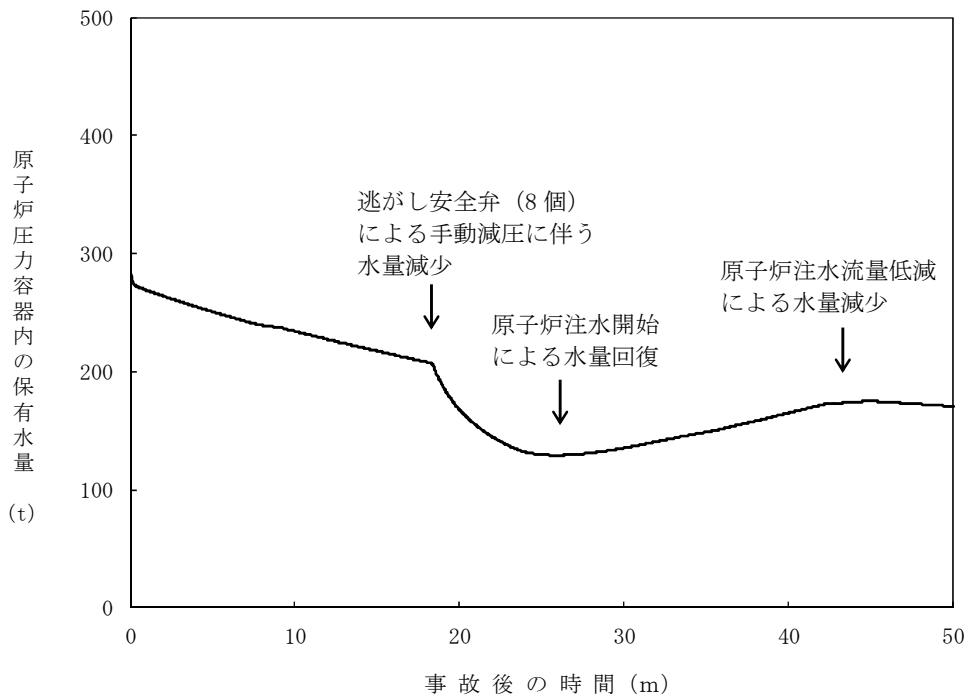


図 2.6.11 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

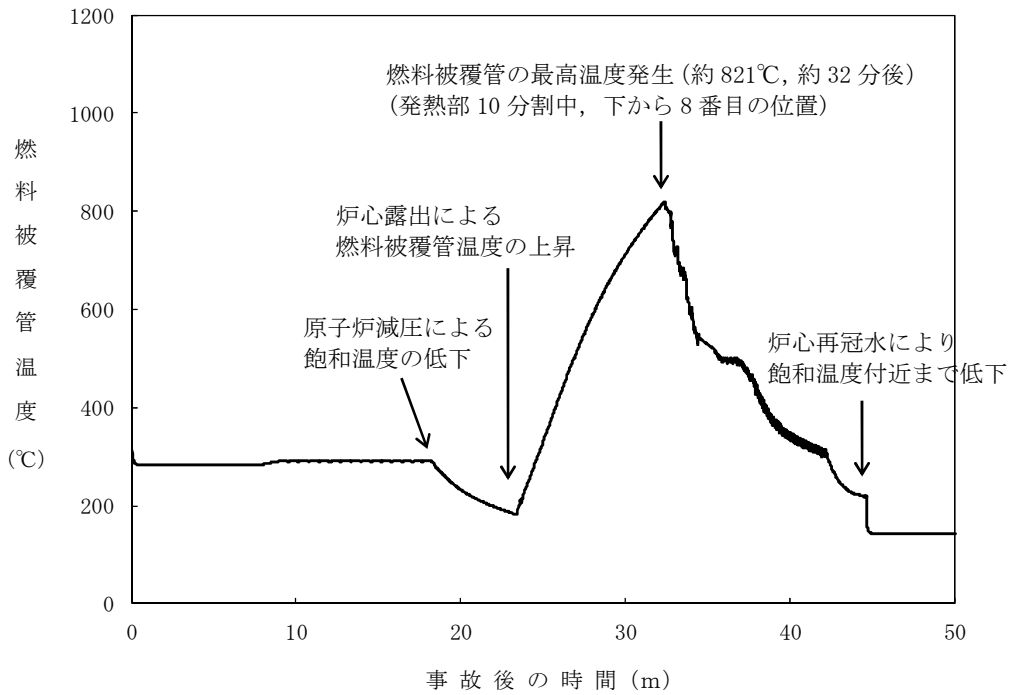


図 2.6.12 燃料被覆管温度の推移

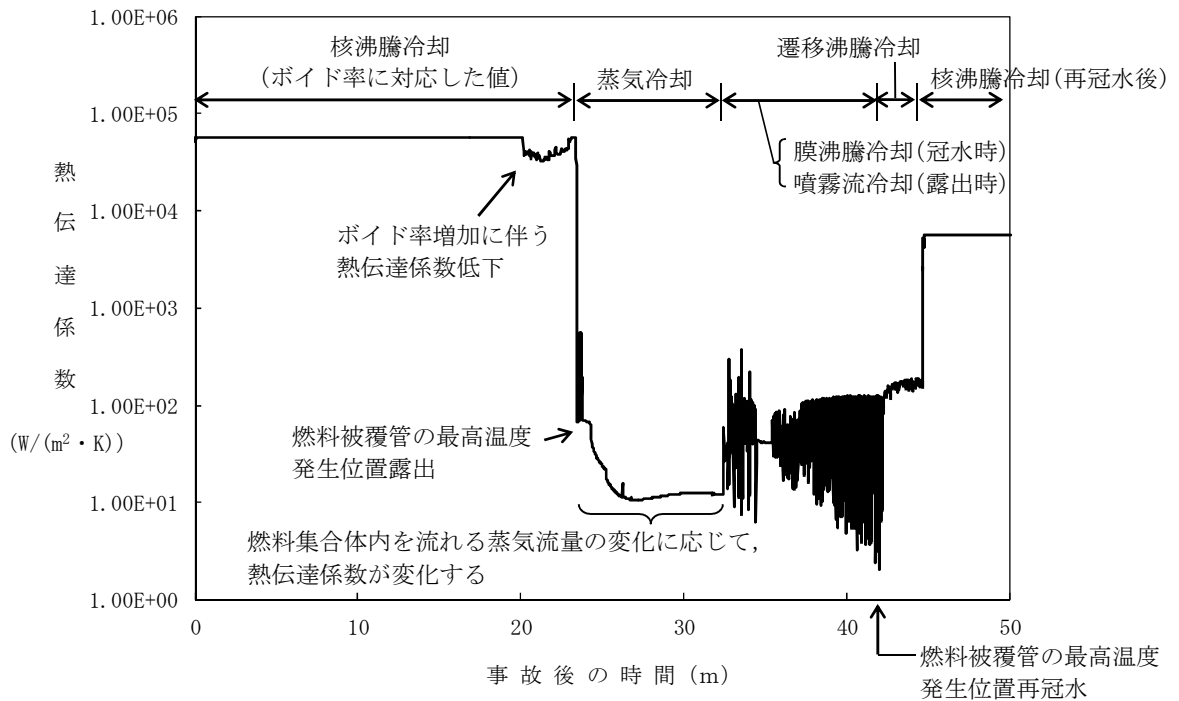


図 2.6.13 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

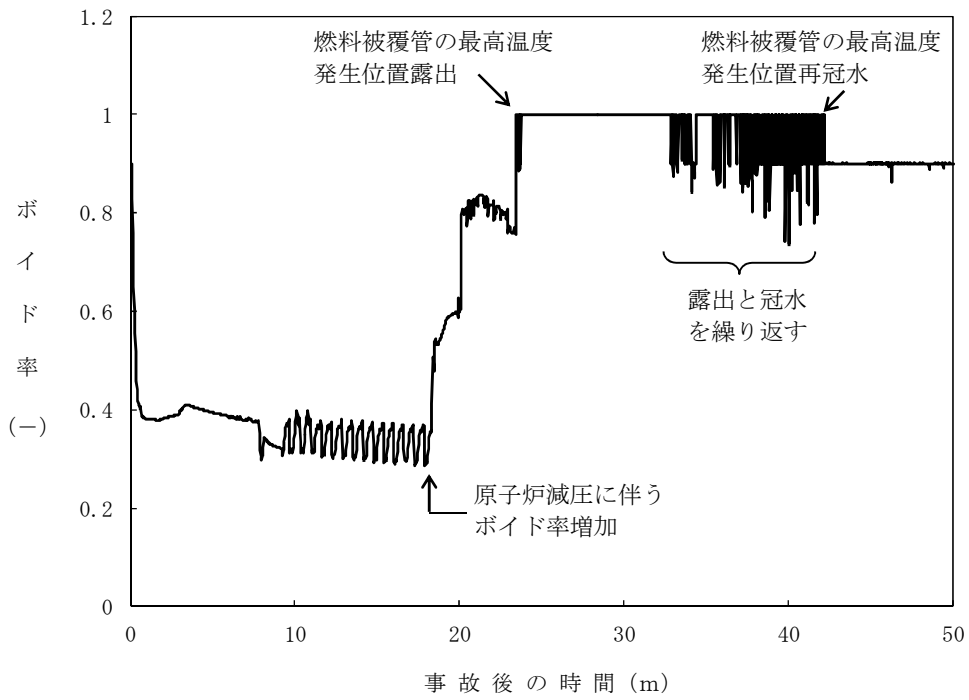


図 2.6.14 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

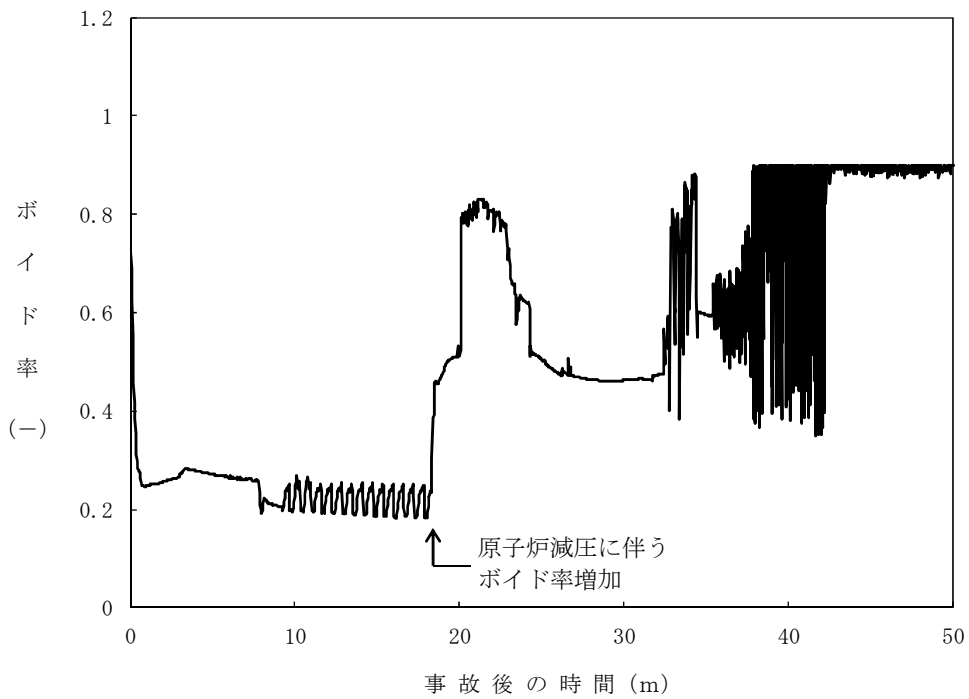


図 2.6.15 高出力燃料集合体のボイド率の推移

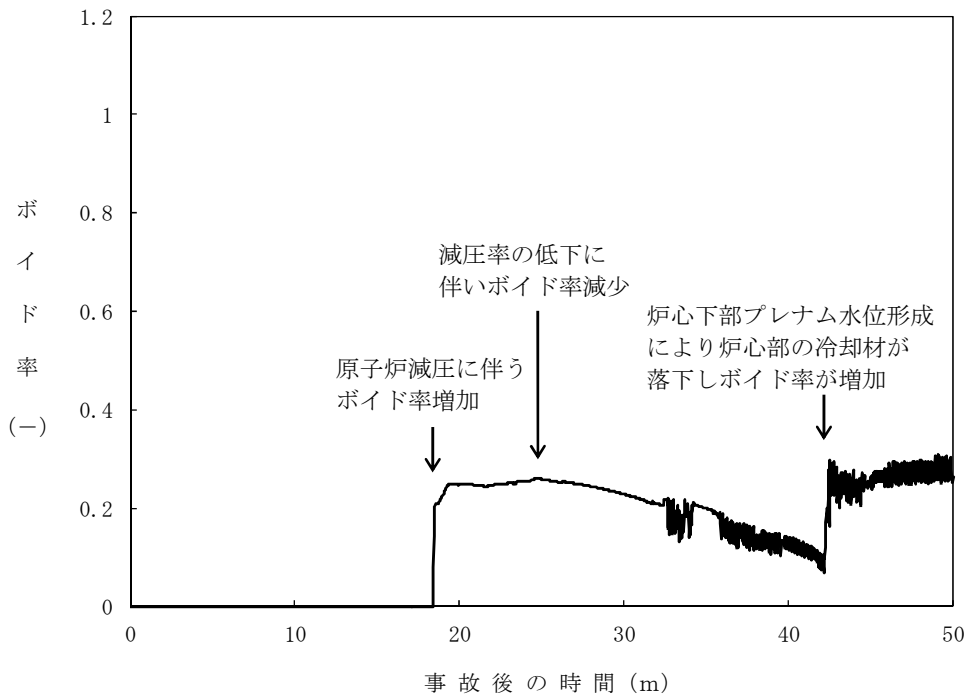


図 2.6.16 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

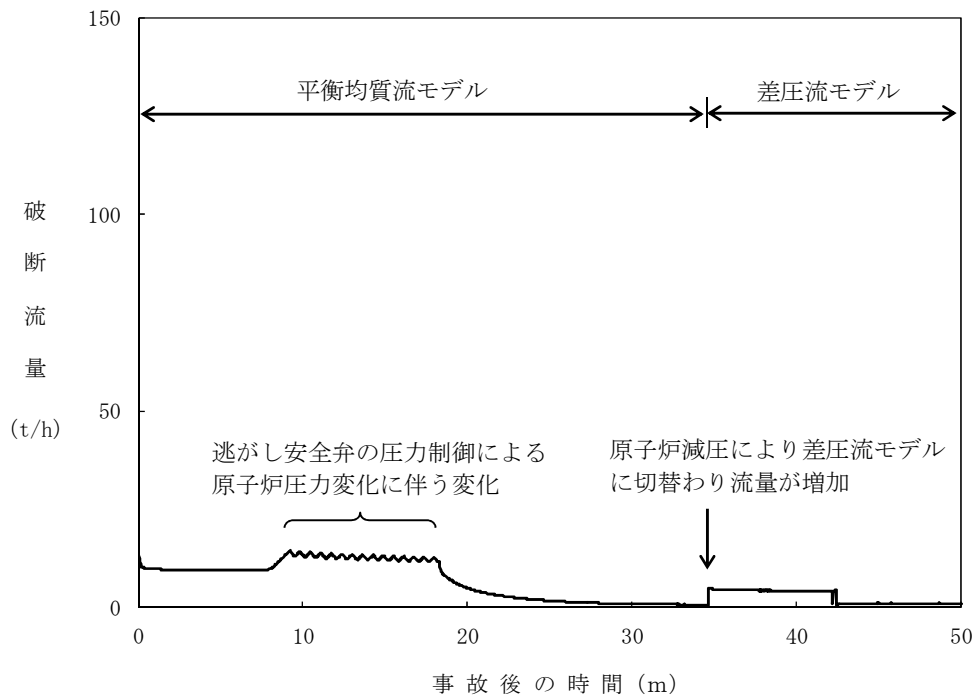


図 2.6.17 破断流量の推移

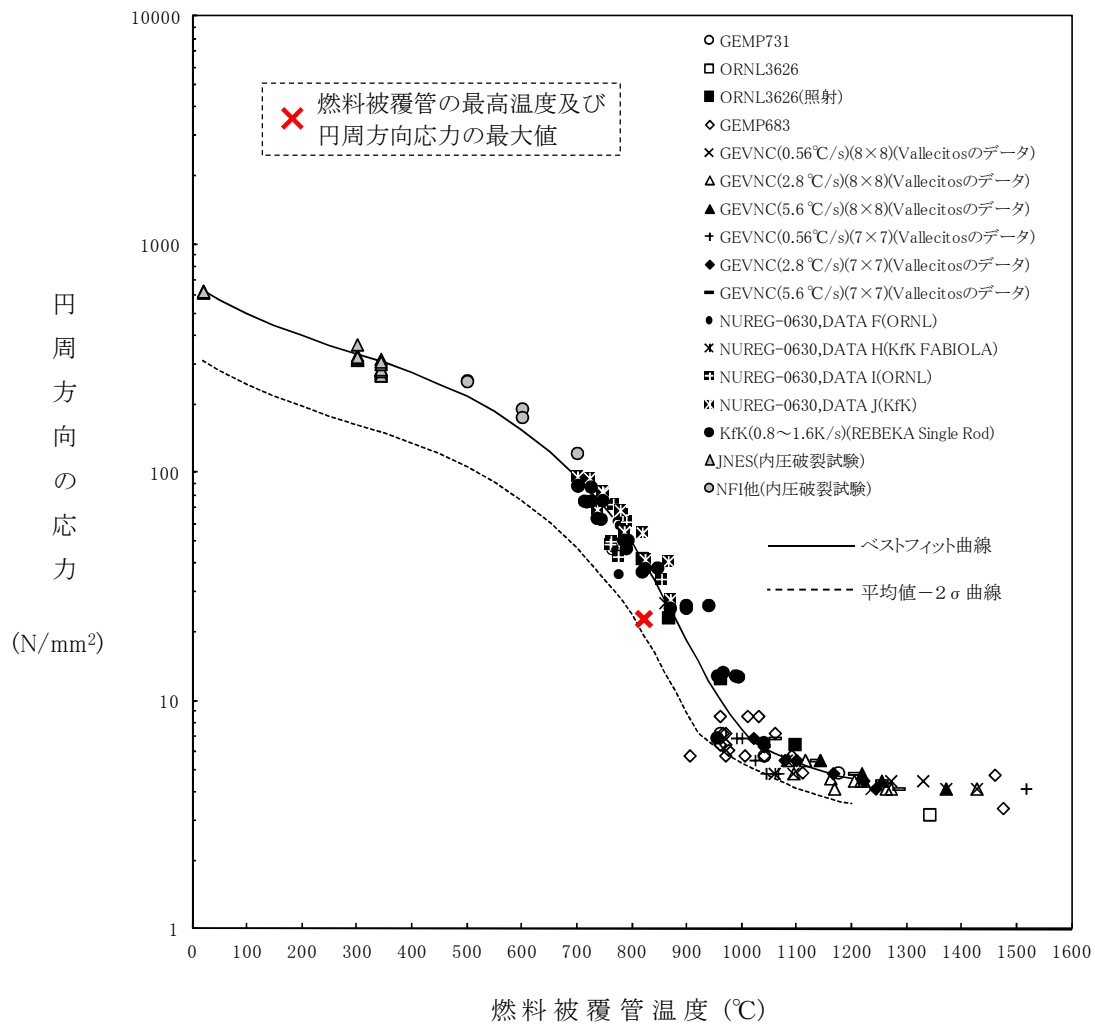


図 2.6.18 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

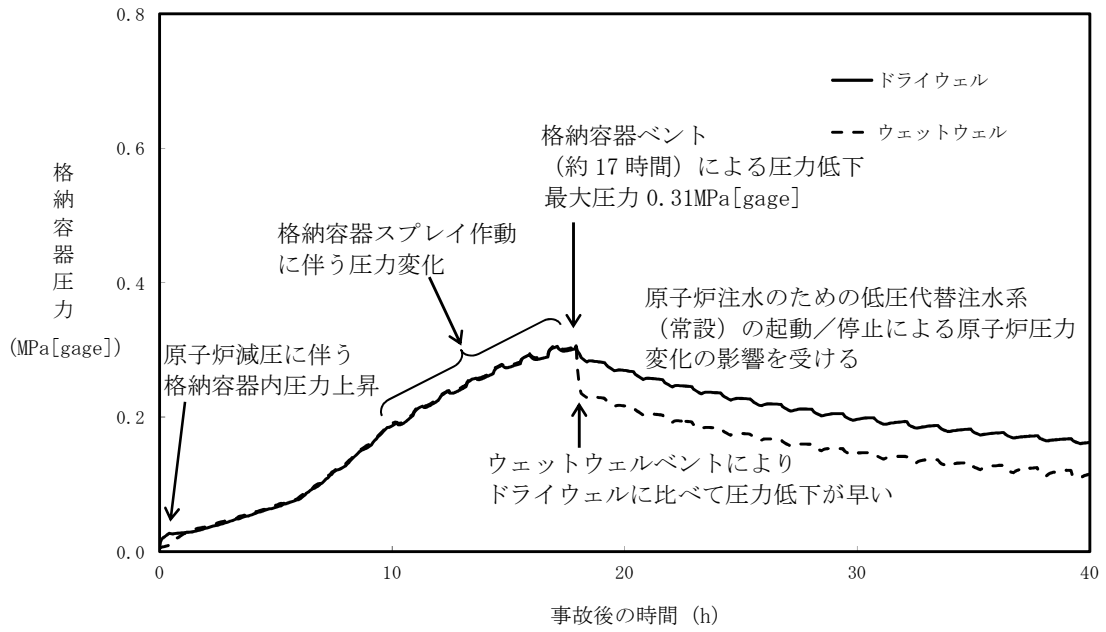


図 2.6.19 格納容器圧力の推移

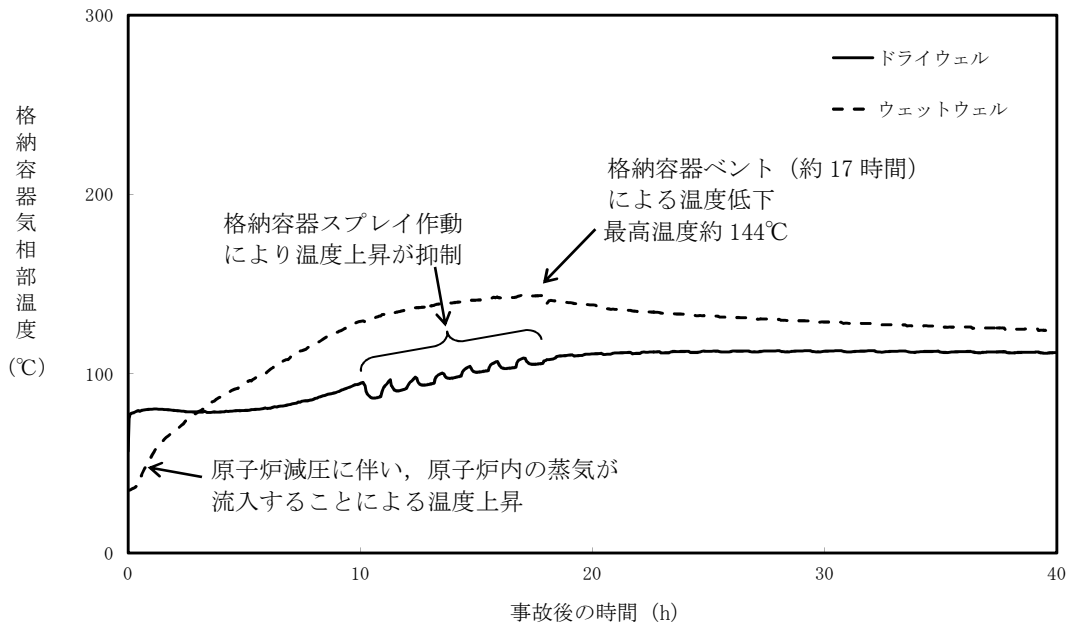


図 2.6.20 格納容器気相部温度の推移

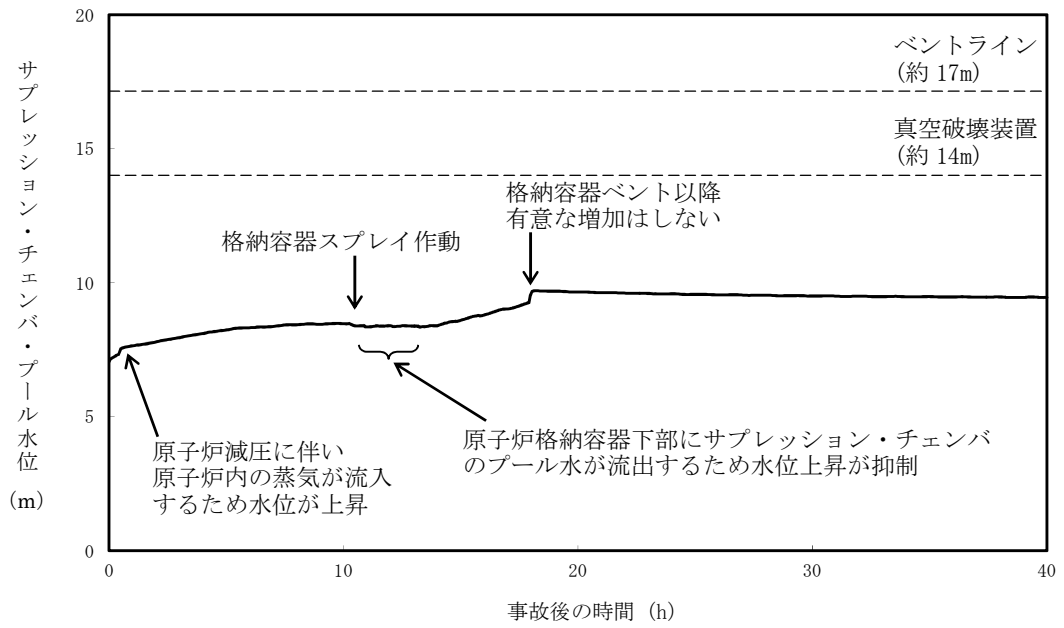


図 2.6.21 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

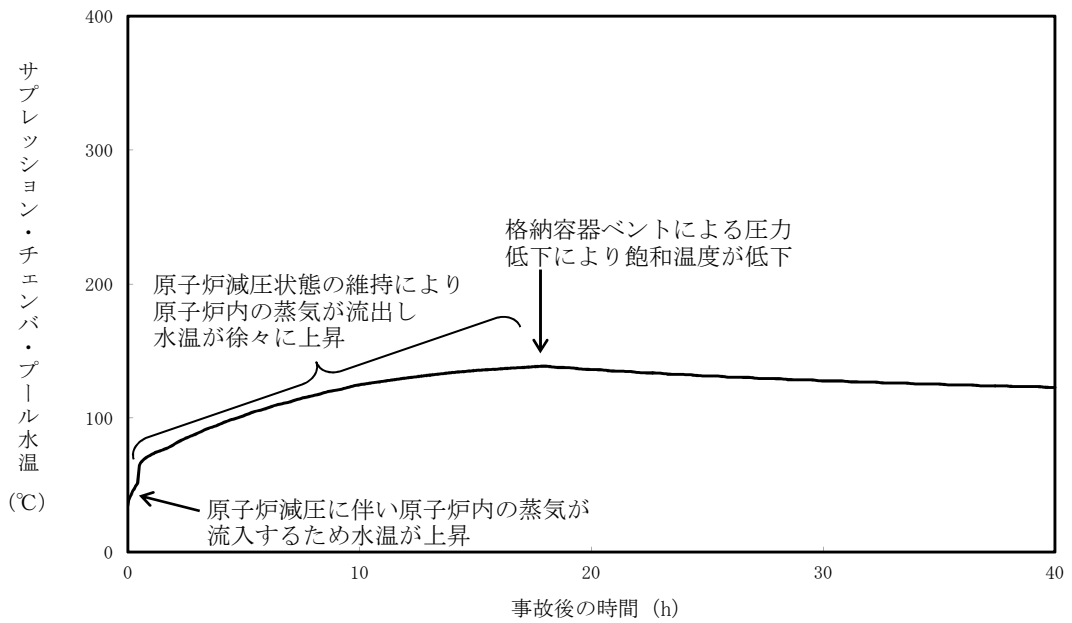


図 2.6.22 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 2.6.1 LOCA 時注水機能喪失（中小破断 LOCA）における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断発生後に外部電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する	【非常用ディーゼル発電機】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する	—	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉急速減圧する	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）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。原子炉水位は原子炉水位高（レベル8）から原子炉水位低（レベル3）の間で維持する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置	—	格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位計 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (S/C) フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧計

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■ 有効性評価上考慮しない操作

表 2.6.2 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (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, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	
外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

表 2.6.2 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (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	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は 1cm ²	<p>中小破断 LOCA に対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管 (計測配管を除く) のうち, 流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 LOCA は, 液相の流出が長期的に継続し, 原子炉の高圧状態が維持されるため, 注水のための原子炉減圧が必要となり, 厳しい事象となる 破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で, 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として 1cm²を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能, 低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注水系の機能喪失を, 低圧注水機能として残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し, 外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく, 事象進展が厳しいため, 外部電源なしを設定

表 2.6.2 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (3/4)

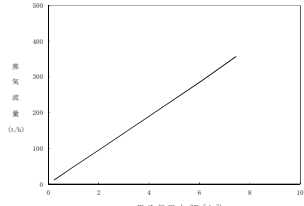
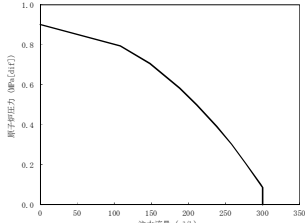
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒)
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個
	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系 (常設)	最大 300m ³ /h で注水, その後は炉心を冠水維持するよう注水  復水移送ポンプ 2 台による注水特性
	代替格納容器スプレィ冷却系	140m ³ /h にてスプレィ
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage] における最大排出流量 31.6kg/s に対して, 原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積約 70%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値として設定

表 2.6.2 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (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連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 14 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定
	原子炉急速減圧操作	事象発生から約 18 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa[gage]到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

中小破断 LOCA の事象想定について

1. 「LOCA 時注水機能喪失」(中小破断 LOCA) の事象進展

中小破断 LOCA では、シナリオの前提条件として全 ECCS が機能喪失するとしていることから、事象直後から原子炉注水ができず原子炉水位の低下が早い^{※1}。また、サプレッション・チェンバ・プールを介さずに原子炉格納容器内に冷却材が漏えいすることから、格納容器圧力の上昇も早く格納容器ベントを実施する^{※2}ことになる。

※1 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は事象発生の約 24 分後から始まり、注水開始の 1 分前に原子炉水位は有効燃料棒頂部(以下「TAF」という。)まで低下している。

※2 事象発生後、約 17 時間後に格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達し格納容器ベントを実施する。

2. 中小破断 LOCA の評価に関連する規定と評価の考え方

中小破断 LOCA を評価するにあたり、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及びそれに対する「審査ガイド」に基づき、以下の条件を満たす必要がある。

- ①燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。
- ②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
- ③格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと(発生事故当たり概ね5mSv以下)

中小破断LOCAの評価では、1. で述べた事象進展のとおり、①、②の要件を満たす破断(破断面積)であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、③の要件を満たすことができなくなるため、炉心損傷防止としての有効性を評価するにあたっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安^{※3}としている。

※3 炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線レベル計(CAMS)を用いて行う。ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のγ線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また、CAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。

3. 中小破断 LOCA の評価

(1) 中小破断 LOCA の解析条件設定について

2. で述べた評価の考え方に基づき、解析条件は低圧代替注水系(常設)の原子炉注水により燃料被覆管破裂を回避できる範囲を設定することとした。中小破断 LOCA の破断想定箇所としては、TAF を境に、上部配管と下部配管の二つに分けられるが、冷却材の流出量が最も大きくなる箇所は水頭がかかり、かつ、液相部である下部配管となる。よって、原子炉圧力容器下部のドレン配管に1cm²の破断が生じることを解析条件として設定した。

なお、解析条件の設定に際しては SAFER の PCT 評価結果を参考に燃料被覆管破裂が発生する配管破断面積の目安を設定し (1cm^2)、有効性評価結果は、これに基づく CHASTE の詳細な評価結果を示している。図 1 に破断面積 1cm^2 と 5.6cm^2 のパラメータ推移の比較を示す。なお、CHASTE 評価によれば、多少大きめの破断面積 (5.6cm^2 まで) では、燃料被覆管破裂を回避することは可能であり、図 1 に示すように事象の進展について大きく差が生じるものではない。また、運転員操作である原子炉減圧の開始時間についてもほぼ同等であり、LOCA 時の運転員操作 (原子炉水位の低下を確認し、ECCS 機能喪失を確認した上で、速やかに原子炉減圧及び低圧代替注水を開始すること) は変わることはなく、 1cm^2 の破断面積は本事象の特徴を代表できる条件であると考えられる。

(2) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

(1) に示すとおり、原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断面積が 5.6cm^2 までは炉心損傷防止対策が有効であり、同様の注水設備で炉心損傷防止対策が有効という観点で、TAF 以上の位置に接続された配管 (RHR 配管) に適用するとその破断面積は約 420cm^2 となる。この破断面積 (約 420cm^2) は、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」で解析条件としている RHR 吸込配管完全破断の約半分の面積に相当するものであり、図 2 に示すとおり、低圧代替注水系 (常設) により燃料被覆管破裂を回避できる。

PRA では NUREG-1150 の定義と同様に漏えいを表 1 のとおりに分類しており、 125A (約 126cm^2) 以上の配管破断は大破断 LOCA と定義されることから、炉心損傷防止対策が有効である TAF 以上の位置に接続された配管の破断面積は、大破断 LOCA 相当となる。一方、TAF 以下の配管の LOCA は、破断面積が小さく、表 1 (NUREG-1150 の定義) では気相破断や液相破断の区別がないため、破断面積としては小破断 LOCA 相当となる。しかしながら、液相の流出が長期的に継続し、さらに TAF 以上の配管と異なり原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとしては中破断 LOCA 相当となる。

上記より、炉心損傷防止対策が有効である破断面積 LOCA の範囲は、

- ・ TAF 以下の配管では 5.6cm^2 以下の破断面積の LOCA
- ・ TAF 以上の配管では約 420cm^2 以下の破断面積の LOCA

となる。

また、破断面積が、炉心損傷防止対策が有効である破断面積より大きい場合、操作に要する時間を考慮すると、自動起動のインターロックがなければ炉心損傷の回避は困難であり、炉心損傷回避が困難なシナリオとして、大破断 LOCA での原子炉格納容器の過圧・過温防止のシナリオにて包絡すると整理としている。

表1 LOCA関連事象の分類定義

--

原子炉圧力容器下部のドレン配管破断のような TAF 以下に存在する配管の破断は、液相破断 LOCA となり、RHR 配管のような TAF 以上に存在する配管の破断は最終的に気相破断 LOCA となる。両事象では起因事象が異なるため、プラントパラメータ（原子炉圧力、原子炉水位等）の推移が異なり、かつ、運転員による事象緩和のための操作の開始時間も異なることから、単純に両事象の厳しさを比較するのは困難である。

しかしながら、ここでは液相破断 LOCA と気相破断 LOCA の事象の厳しさを比較するため、流出量による比較を行う。各破断 LOCA による流出量は次式により算出を行った。

- ・ RHR 配管破断 LOCA の流出量
= 破断口からの液相流出（RHR 配管上部の保有水のみ）+ 崩壊熱による蒸発分
- ・ ドレン配管破断の流出量
= 破断口からの液相流出（ボトムからの継続流出）+ 崩壊熱による蒸発分

図3に各破断LOCAの崩壊熱による蒸発分を含めた流出量の比較を示した。図3に示すとおり、ドレン配管破断LOCAは液相の流出が長期的に継続するため、合計の流出量はRHR配管破断LOCAより大きくなり、厳しい事象となる。

(3) 原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉圧力バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり、LOCAが発生することを想定し、かつ、非常用炉心冷却系によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した(式1)。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はPRAで用いた値とした。表2に各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度について示す。

原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断によりLOCAが発生し、非常用炉心冷却系による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は 3.1×10^{-10} [/炉年]である。なお、破断面積 5.6cm^2 以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は 3.1×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。

また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度は 5.0×10^{-10} [/炉年]としている。なお、破断面積 420cm^2 以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は 5.0×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。したがって、原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

・CUWボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度

$$= \sum \frac{\text{CUWボトムドレン配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉圧力容器バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{全ECCS機能喪失確率} \dots\dots\dots (式1)$$

表 2 各系統における溶接線と LOCA 後炉心損傷頻度

系統	小破断 LOCA				中破断 LOCA			
	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [/ 炉年]	全 ECCS 喪失確率	炉心損傷頻度 ^{※5} [/ 炉年]	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [/ 炉年]	全 ECCS 喪失確率	炉心損傷頻度 ^{※5} [/ 炉年]
HPCF (B)	25 ^{※2}	2.8×10^{-5}	- ^{※6}	炉心損傷に至らない	25 ^{※2}	1.9×10^{-5}	- ^{※6}	炉心損傷に至らない
HPCF (C)	8	8.8×10^{-6}	- ^{※6}		8	6.0×10^{-6}	- ^{※6}	
RCIC	128 ^{※3}	1.4×10^{-4}	- ^{※6}		128 ^{※3}	9.6×10^{-5}	- ^{※6}	
LPFL (A)	26 ^{※4}	2.9×10^{-5}	- ^{※6}		26 ^{※4}	2.0×10^{-5}	- ^{※6}	
LPFL (B)	19	2.1×10^{-5}	- ^{※6}		19	1.5×10^{-5}	- ^{※6}	
LPFL (C)	17	1.9×10^{-5}	- ^{※6}		17	1.3×10^{-5}	- ^{※6}	
CUW ボトムドレン配管	21	2.3×10^{-5}	4.0×10^{-7}	9.2×10^{-12}	20	1.5×10^{-5}	2.0×10^{-5}	3.0×10^{-10}
その他の原子炉圧力バウンダリ	30	3.3×10^{-5}	- ^{※6}	炉心損傷に至らない	26	2.0×10^{-5}	- ^{※6}	炉心損傷に至らない
合計	274	3.0×10^{-4}			269	2.0×10^{-4}		

※1 溶接線数はクラス 1 機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出

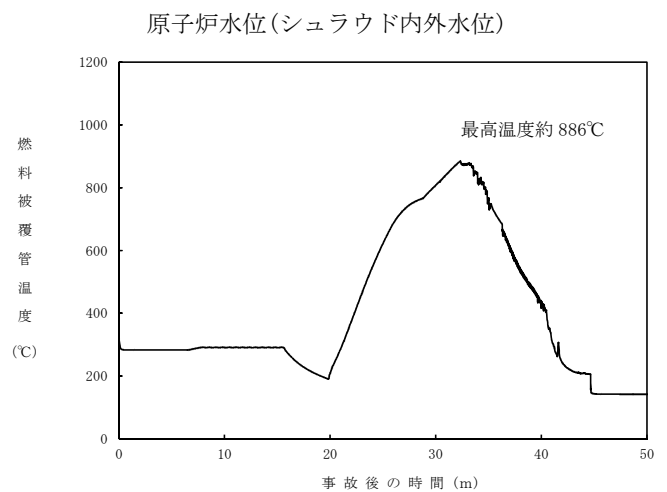
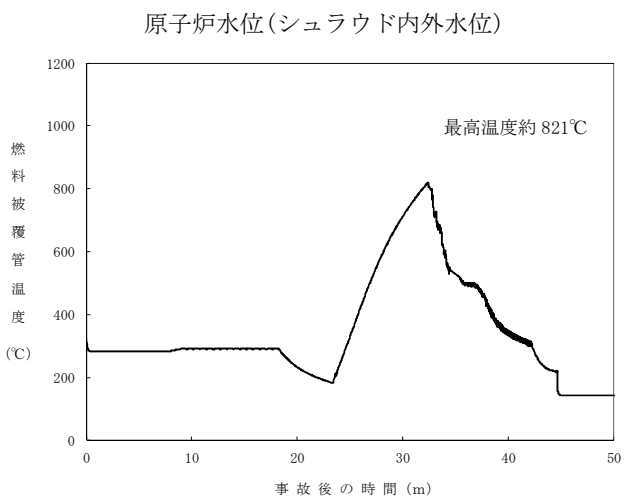
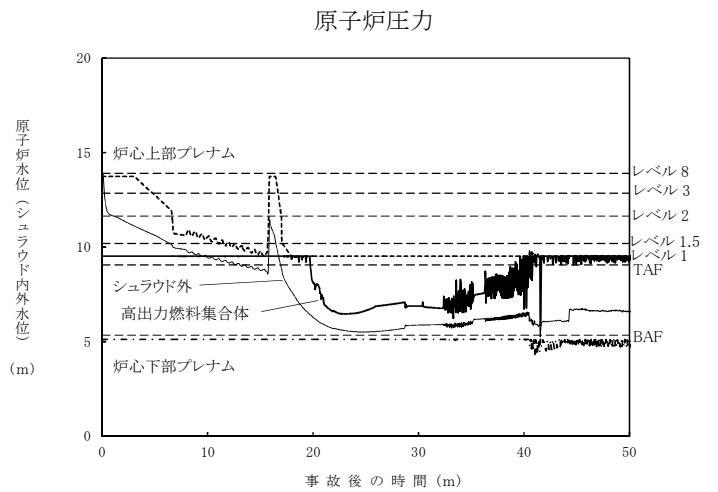
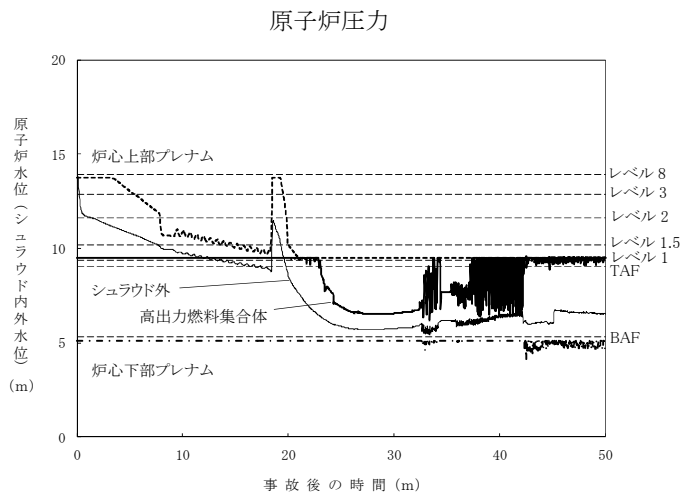
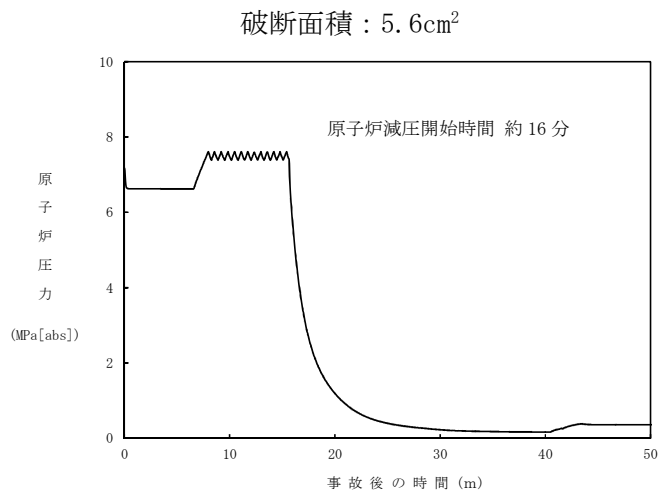
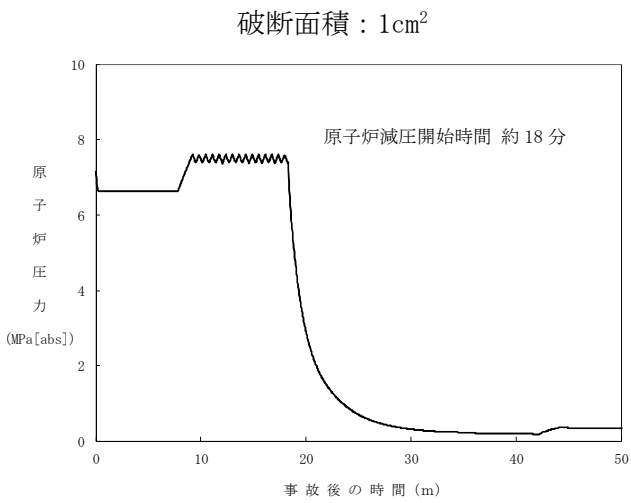
※2 HPCF (B) に合流する SLC の配管を考慮

※3 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、RCIC の機能喪失に繋がる箇所を考慮

※4 給水系の溶接部のうち、LPFL (A) の機能喪失に繋がる箇所を考慮

※5 全ての非常用炉心冷却系の機能喪失により、事象緩和ができずに炉心損傷に至る

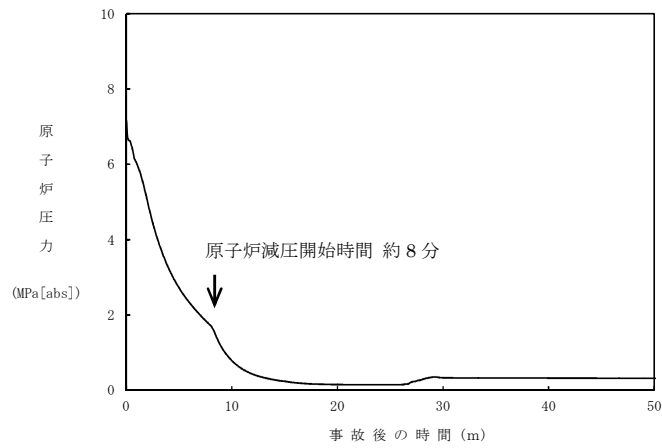
※6 CUW ボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不必要のため、記載せず



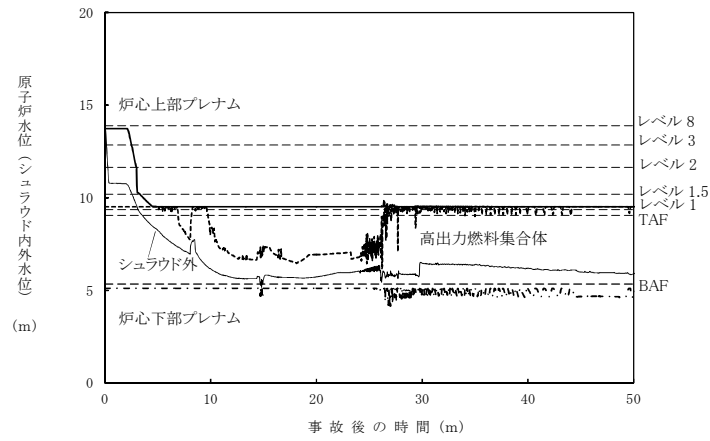
燃料被覆管温度

燃料被覆管温度

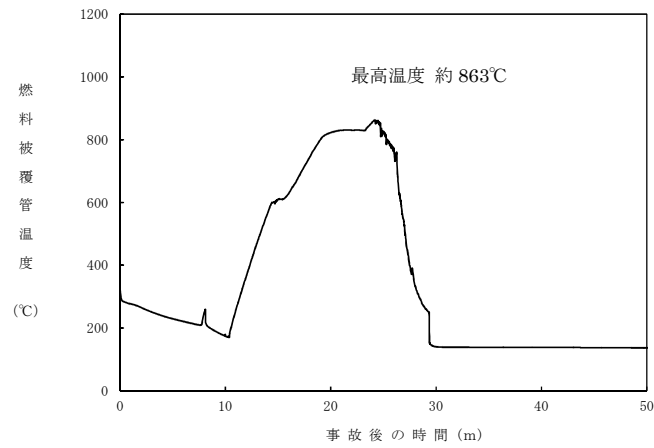
図1 破断面積 1cm²と 5.6cm²のパラメータ推移の比較



原子炉圧力



原子炉水位 (シユラウド内外水位)



燃料被覆管温度

図 2 RHR 吸込配管が破断面積約 420cm² で破断した場合のパラメータ推移

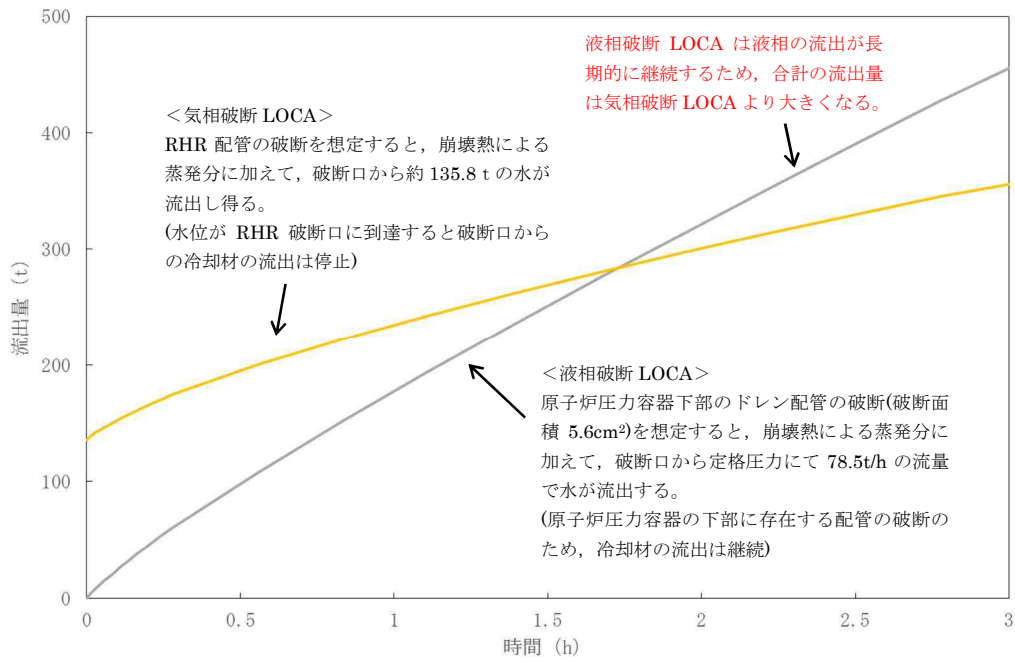


図 3 崩壊熱による蒸発分を含めた液相破断 LOCA と気相破断 LOCA の流出量の比較

4. 国内外の先進的な対策との比較

炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上の LOCA に対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」（国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること）を確認する必要がある。

着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段、LOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段が必要となる。

柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA 以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表 1 に示す。

別表 1 に示すとおり、LOCA 以外の事故シーケンスグループも含め、基本的に全ての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。特に、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧代替注水系（HPAC）は、国外では見られない対策であり、時間余裕の小さい事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。

しかしながら、LOCA が生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段（インターロックを備えている等）や、LOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段については、確認されなかった。

表 原子炉への注水機能の整理

原子炉の状態		駆動源		
		電動	蒸気駆動	ディーゼル駆動
		SBO では給電された後に機能する	大規模な LOCA を除き事象初期から機能する	LOCA も含む各事象で機能する
原子炉が高圧	大破断 LOCA を除くと事象初期は高圧 → <u>時間余裕の小さい事象初期に重要</u>	<ul style="list-style-type: none"> • HPCF×2 • CRD • 給復水系 	<ul style="list-style-type: none"> • RCIC • HPAC（当社） 	—
原子炉が低圧	大破断 LOCA を除くと原子炉減圧後に必要	<ul style="list-style-type: none"> • LPFL×3 • MUWC×3 • 消防車 	（蒸気駆動は不適）	• 消火ポンプ

以上

別表-1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(1/3)

【】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策, 下線:電力自主対策

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備					対策の概要
			柏崎刈羽6号炉及び7号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
1	高压・低圧注水機能喪失 炉心冷却 最終ヒートシンク 格納容器注水(格納容器スプレイ) 給水源	・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)※ ・高圧代替注水系(HPAC)	・ディーゼル駆動消火ポンプ(燃料貯蔵タンク+燃料供給系有、水源: 防火用水タンク、飲料水系) ・高圧サービス水系(RHR経由)(水源: 池、非常用冷却塔) ・CRDポンプ ・復水ポンプ ・RHRSW(RHR経由)	・独立非常用系の中圧ポンプ(専用電源・専用ヒートシンク有) ・サービス水系(水源: 河川) ・復水系(給水ポンプバイパスライン追設) ・インターナルポンプ・シーク水系	-	・火災用ポンプ+ブースターポンプ(専用電源有)	欧米では、注水ポンプの追加設置または炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。 当社においては、復水移送ポンプによる炉心冷却手段を整備している。また、自主的対策としてRCICとは別の蒸気駆動による高圧代替注水系の設置を計画している。	
		・低圧代替注水系(可搬型)(消防車)	-	・可搬式消火ポンプ	-	・可搬ポンプ導入	欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。 当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。	
		・格納容器圧力逃がし装置※ ・耐圧強化ベント系 ・代替格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却	・W/Wベント ・原子炉冷却材浄化系によるS/P除熱	・独立非常用系の専用ヒートシンク ・フィルタベント ・必須サービス水系による除熱(ヒートシンク: 川、地下水、冷却塔)	・フィルタベント	・フィルタベント ・代替最終ヒートシンクの導入	米国においては、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベントを整備している。また、欧州においては、河川、地下水、大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。 当社においては、多重性及び独立性を考慮して、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント系、フィルタベント及び代替フィルタベントを整備している。	
		・代替原子炉補機冷却系	-	-	-	-	当社においては、海を最終ヒートシンクとする可搬型の代替原子炉補機冷却設備および接続口を整備している。	
		・低圧格納容器スプレイ冷却系(復水補給水系)※	・ディーゼル駆動消火ポンプ ・可搬型ポンプ(大規模損壊)	・サービス水系(D/W,W/Wスプレイ可) ・可搬型消火ポンプ(S/P注水)	・ディーゼル駆動バックアップポンプ ・消防車	・火災防護系によるスプレイ(専用電源有,外部水源使用可)	欧米では、注水ポンプの追設または格納容器注水機能を有さない既設ポンプに格納容器注水機能を追加する等による格納容器注水手段を整備している。 当社においては、復水移送ポンプによる格納容器注水手段を整備している。	
		・CSPへの水の補給※ ・防火水槽 ・淡水貯水池 ・海水	・CSTへの水の補給 ・処理水: 脱塩水貯蔵タンク、復水器H/W、燃料プール、他ユニット貯蔵タンク ・非処理水: 消火用水系、公共の消火水、水道水等 ・RWSTからの補給 ・他ユニットCSTからの補給 ・防火用水タンク ・飲料水系	・CSTへの補給 ・消火水系からの補給	・脱塩水タンクへの補給 ・脱塩水系からの補給 ・消火系からの補給 ・純水系からの補給(重力による移送)	・脱塩水タンク(既設設備の水源)への補給 ・消火系からの補給 ・Korvensuo原水池(火災系の水源)	欧米においては、淡水タンクのほか、河川やため池等の代替補給水源からの給水が可能である。 当社においては、防火水槽、淡水貯水池のほか、代替補給水源として海水の給水が可能である。	
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽6号炉及び7号炉においても整備されていることを確認した。							
2	高压注水・減圧機能喪失 炉心冷却 原子炉減圧 最終ヒートシンク 給水源	【・LPFL】※ ・低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)※ ・高圧代替注水系(HPAC) ・低圧代替注水系(可搬型)(消防車)	1と同様	1と同様	-	1と同様	1と同様	
		・減圧自動化ロジック※ ・減圧機能の信頼性向上 ・予備高圧窒素ポンペ配備 ・窒素供給圧の調整機能 ・可搬型代替直流電源からの給電	・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 ・ADS作動のための追加電源(DC)の設置 ・ADS作動のための窒素ポンペの設置 ・ADS作動のためのケーブル性能の確保	・多重化炉容器減圧系(S/R弁11弁のうち3弁に電動弁によるバイパスライン設置)	・過渡時の減圧自動ロジック	・減圧機能の信頼性向上 ・S/RVへのバックアップ用窒素ポンペ ・消火系からの水圧による開	欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、S/R弁駆動用の予備窒素ポンペや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。 当社においても、過渡事象時の減圧自動化ロジックの整備や、S/R弁駆動用の予備窒素ポンペや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。	
		【・原子炉補機冷却/冷却海水差】※ ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却 ・代替原子炉補機冷却系	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽6号炉及び7号炉においても整備されていることを確認した。					

別表-1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(2/3)

【】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策, 下線:電力自主対策

3	全交流動力 電源喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(24Hまで) ※ 低圧代替注水系(復水補給水系)(常設)(24H以降)※ 高圧代替注水系(HPAC) 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ(燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源:防火用水タンク、飲料水系) SBOの影響を受けないポンプによるサービス水系から給水系を通過する注水(水源:河川、湖、貯水池、海など) 原子炉隔離時冷却系の手動起動(大規模損壊) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の中圧ポンプ(専用電源・専用ヒートシンク有) 	1と同様	1と同様	全交流電源喪失を想定し、欧米では、電源に依存しない注水ポンプ又は専用の電源を有する注水ポンプの追設による全交流電源喪失時の注水手段を整備している。 当社においては、空冷式ガスタービン発電機による復水移送ポンプへの給電手段を整備している。また、電源対策が達成できない場合に備えて、RCICの手動起動手順を整備している。さらに、自主的対策として電源に依存しない蒸気駆動の高圧代替注水ポンプの設置を計画している。
			<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(可搬型)(消防車) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型消火ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬ポンプ導入 	欧米では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 予備高圧室素ポンペ配備 室素供給圧の調整機能 可搬型代替直流電源からの給電 	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 ADS作動のための追加電源(DC)の設置 ADS作動のための室素ポンペの設置 ADS作動のためのケーブル性能の確保 	2と同様	—	2と同様	欧米では、全交流電源喪失時の減圧機能の信頼性向上手段として、S/R弁駆動用の予備室素ポンペおよび電源の整備等を実施している。当社においても、全交流電源喪失を想定して、S/R弁駆動用の予備室素ポンペおよび電源の整備による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 代替格納容器圧力逃がし装置 代替蒸気冷却 代替原子炉補機冷却系※ 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		代替電源設備 (交流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備※(空冷式ガスタービン発電機) 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の追加設置 ガスタービン発電機の使用 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系のディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機(4日分の燃料有) 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の信頼性向上 起動用バッテリー追設 燃料タンクの購入 非常用ディーゼル発電機更新に合わせて、除熱系2系統(海水、空冷)設置 非常用ディーゼル発電機の新設(独立建屋に設置) ガスタービン発電機(100%×2台,9日分の燃料有) 	米国においては、ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また、欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置すると共に、既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化(水冷、空冷)を実施している。当社においては、常設の代替交流電源として、空冷式ガスタービン発電機3台(6.7号炉共用で1台,予備2台)を高台(標高35m)に設置している。
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替交流電源設備(電源車) 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> SA用可搬型ディーゼル発電機(FP系-PCV注水への弁操作) 	欧米においては、可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備している。当社においても同等の設備を配備しており、常設代替交流電源設備が機能しない場合にも、原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。
			<ul style="list-style-type: none"> 号炉間電源融通 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 水力発電ユニットの使用 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 第3の送電線(地中埋設) 余熱除去系1系統と外部電源を結線 	<ul style="list-style-type: none"> 小型可搬DG×3台(サイト外保管) 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間の交流電源接続 近隣水力発電所からの受電 地域電力会社からの受電(容量が限定的) 	欧米においては、ユニット間での電源接続を整備している。当社においても同等の手段を整備している。
		代替電源設備 (直流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替直流電源設備※(不要負荷切り離し無しで8時間、切り離し後残り16時間の計24時間給電) 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量増加 非安全関連バッテリーの設置(安全系バッテリーの負荷軽減のため) 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量の増強 	<ul style="list-style-type: none"> 不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持 	—	欧米においては、既設蓄電池容量の増加、給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。当社においても同等の手段を整備している。
			<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池(重大事故等対処用)追設 可搬型代替直流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> 携帯型バッテリーによる所内バッテリーの再充電 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機による充電 	<ul style="list-style-type: none"> SA設備への給電バッテリー 	<ul style="list-style-type: none"> 充電用可搬型発電機 充電用可搬型整流器 	米国においては、携帯型バッテリーによる蓄電池充電手段を整備している。また、欧州においては、可搬型発電機による蓄電池充電手段を整備している。当社においては、重大事故等対策用に蓄電池を追設するとともに、可搬型バッテリーを整備している。
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽6号炉及び7号炉においても整備されていることを確認した。							

別表-1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(3/3)

【】:設計基準事故対処設備, ※:有効性評価において有効性を評価した対策, 下線:電力自主対策

4-1	崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失) (SBO重畳想定)	炉心冷却	【・RCIC】※ ・ 低圧代替注水系(復水補給水系)※ ・ 高圧代替注水系(HPAC)	3と同様	3と同様	3と同様	1と同様	3と同様		
			・ 低圧代替注水系(可搬型) (消防車)	-	3と同様	-	3と同様			
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	-	2と同様	3と同様		
		最終ヒートシンク	・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 耐圧強化ベント系 ・ 代替格納容器圧力逃がし装置 ・ 代替循環冷却 ・ 代替原子炉補機冷却系※	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		格納容器注水 (格納容器スプレー)	1と同様	1と同様	1と同様	-	1と同様	1と同様		
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		代替電源設備 (交流電源)	・ 常設代替交流電源設備※ (空冷式ガスタービン発電機) ・ 可搬型代替交流電源設備 (電源車) ・ 号炉間電源融通	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様		
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽6号炉及び7号炉においても整備されていることを確認した。							
		4-2	崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失)	炉心冷却	【・RCIC】※ 【・HPCE】※ ・ 低圧代替注水系(常設)※ (復水補給水系) ・ 高圧代替注水系(HPAC)	1と同様	1と同様	-	1と同様	1と同様
					・ 低圧代替注水系(可搬型) (消防車)	-	1と同様	-	1と同様	
原子炉減圧	3と同様			3と同様	2と同様	-	2と同様	3と同様		
最終ヒートシンク	1と同様			1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
格納容器注水 (格納容器スプレー)	1と同様			1と同様	1と同様	-	1と同様	1と同様		
給水源	1と同様			1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽6号炉及び7号炉においても整備されていることを確認した。									
5	LOCA時注水機能喪失 (外部電源喪失重畳)			炉心冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
				原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	-	2と同様	3と同様
				最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水 (格納容器スプレー)	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽6号炉及び7号炉においても整備されていることを確認した。							
		6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・ 代替制御棒挿入機能(ARD) ・ 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能(RPT) ・ ほう酸水注入系(SLC)※	・ 代替制御棒挿入回路 ・ SLCSのほう酸濃度の増加(AB-03.8) ・ SLCSの自動起動 ・ CRD系、原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入 ・ ATWS-RPTの設置 ・ MSIV閉後のATWS時の炉圧高で給水ポンプトリップロジックを追加	・ SLC(手動起動)	・ バックアップ・スクラム回路 (制御棒の電動挿入、再循環ポンプ減速) ・ SLC手動起動 ・ SLC自動起動	・ SLC	欧米においては、代替制御棒挿入回路および代替再循環ポンプ・トリップ回路の設置やSLC等を整備している。 当社においても、欧米と同等の設備を整備している。
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽6号炉及び7号炉においても整備されていることを確認した。									
7	インターフェイスシステムLOCA			炉心冷却	4-2と同様	既存設備で対応	(情報なし)	(情報なし)	(情報無し)	米国においては、炉心冷却は既存設備を用いて実施することとなっている。 当社においても、既存設備を用いた炉心冷却を実施することとしている。
格納容器バイパス防止		・ インターフェイスシステムLOCAの検知・隔離(既設の計装・設備から兆候を検知) ・ 原子炉減圧・水位制御の手順整備	・ ISLOCAの早期検出・隔離(既設の計装・設備から兆候を検知) ・ 原子炉の減圧	・ 隔離弁の自動閉止あるいは代替隔離弁の閉止による格納容器隔離の確保	(情報なし)	(情報なし)	米国においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また欧州においては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 当社においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また、原子炉減圧及び水位制御により、流出量を低減する手段を整備している。			
まとめ		上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、柏崎刈羽6号炉及び7号炉においても整備されていることを確認した。								

安定状態について

LOCA 時注水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。

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、事象発生から約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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、原子炉格納容器安定状態が確立される。なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量約 4.9×10^{-2} mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはなく、敷地境界での実効線量評価は 5mSv を十分に下回る。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また、代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、さらに原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1）

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（LOCA 時注水機能喪失）（1/2）

【SAFER, CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒表面熱伝達, 気液熱非平衡, 沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて10℃～50℃程度高めに評価する	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて10℃～50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	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
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。輻射率は、1,200℃付近のジルカロイ被覆管の酸化面における輻射率(0.7～0.8)を踏まえて0.67を用いることで、輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお、輻射率0.67を用いた場合のPCTは、輻射率0.75を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また、部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している	燃料棒間、燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから、燃料被覆管温度に与える影響は小さい。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	燃料棒間、燃料棒-チャンネルボックス間の輻射熱伝達を現実的に評価することから、燃料被覆管温度に与える影響は小さい
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線レベル計(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り、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、除熱操作までには本解析においても約17時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは、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 燃料棒冷却過程において、低圧代替注水系では蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさとして+20℃～+40℃程度の不確かさがある また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナシスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる	運転操作はシュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生するまで、燃料被覆管温度は解析結果に対して約120℃の余裕があることからその影響は小さい(添付資料 2.1.3)

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 (LOCA 時注水機能喪失) (2/2)

【SAFER, CHASTE】

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ト水位が取り扱えれば十分である。このため, 特段の不確かさを考慮する必要はない	原子炉への注水開始は, 給水喪失に伴う原子炉水位 (シュラウド外水位) の低下開始を起点として, ECCS 注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり, 水位低下挙動が早い場合であっても, これら操作手順 (速やかに注水手段を準備すること) に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお, 解析コードでは, シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい	シュラウド外水位を適切に評価することから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において, 圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており, 臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない	解析コードでは, 原子炉からの蒸気および冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが, 注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり, 原子炉圧力および原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない	主蒸気逃がし弁流量は, 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, 原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び主蒸気逃がし弁からの流出流量は, 圧力容器ノズルまたはノズルに接続する配管を通過し, 平衡均質流に達するのに十分な長さであることから, 管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ, 平衡均質臨界流モデルを適用可能である
	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており, 実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え, 燃料被覆管温度を高め評価する	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

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

【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)	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器	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)	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されているものの、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と思われる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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を操作開始の起点としている代替格納容器スプレー及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
	スプレー冷却	安全系モデル (格納容器スプレー) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる (スプレー注入特性) スプレーの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
格納容器ベント		格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる (ベント流量) -格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（LOCA 時注水機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05～ 7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91～約110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	設計の最大値として設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、格納容器圧力上昇は遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³	空間部:5,960m ³ 液相部:3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m分)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	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、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい

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（LOCA 時注水機能喪失）（2/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約18kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約18kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約7分早くなる程度である。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
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は原子炉水位維持操作に依存することから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置等の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（LOCA時注水機能喪失）（3/3）

項目	解析条件（初期条件, 事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断（1cm ² ）	—	破断箇所は非常用炉心冷却系のような大配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定。 原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断LOCAは、液相の流出が長期的に継続し、原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となり、厳しい事象となる。 破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として1cm ² を設定。	破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として1cm ² を設定している。なお、CHASTE解析によれば、破断面積が5.6cm ² までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、原子炉急速減圧の開始時間は約16分後となる。本解析（破断面積が1cm ² ）における原子炉急速減圧の開始時間は約18分後であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる	
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能, 低圧注水機能喪失及び減圧機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として、自動減圧系の機能喪失を設定	—	
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、事象進展が厳しいため、外部電源なしを設定	仮に、外部電源がある場合は、外部電源から電源が供給されることから、原子炉への給水機能は維持され、運転員等操作時間に与える影響はない	仮に、外部電源がある場合は、外部電源から電源が供給されることから、原子炉への給水機能は維持され、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対する余裕は大きくなる
機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	炉心流量急減（遅れ時間：2.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	低圧代替注水系（常設）	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /hにてスプレイ	140m ³ /h以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりは無いため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における、最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約70%開）にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり、その後の圧力挙動も低く推移することになるが、運転員等操作時間に与える影響はない	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから、その後の圧力挙動の変化は、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない	

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 (LOCA 時注水機能喪失) (1/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (原子炉急速減圧操作を含む)	事象発生から約 18 分後	<p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 14 分後に低圧代替注水系 (常設) の追加起動を行い, その操作終了後 (約 4 分後) に原子炉急速減圧操作を開始することを設定</p>	<p>【認知】 中央制御室盤にて機器ランプ表示, 機器故障警報, 系統流量指示計等にて ECCS 機能喪失を確認する。ECCS 機能喪失の確認時間については, 詳細を以下に示すとおり, ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は 8 分間程度と想定している。よって, 解析上の原子炉減圧の操作開始時間の約 18 分間のうち, 余裕時間を含め 14 分間を ECCS 機能喪失の確認時間と想定している [ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉スクラム, タービントリップ及び非常用ディーゼル発電機の自動起動の確認の所要時間に 1 分間を想定 ● RCIC 機能喪失の確認及び他の ECCS の起動操作判断の所要時間に 2 分間を想定 ● HPCF の 2 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 2 分間を想定 ● LPFL の 3 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認の所要時間に 3 分間を想定 ● これらの確認時間等の合計により, ECCS ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に, ECCS 機能喪失の所要時間を 8 分間と想定 <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁 (1 弁) の閉操作による系統構成, 低圧代替注水系 (常設) の追加起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1 操作に 1 分間を想定し, 合計 2 分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間約 4 分を想定している。また, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作が完了した後に, 自動減圧系による原子炉の急速減圧操作を行うため, 原子炉の急速減圧の開始を事象発生から約 18 分後と想定している</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後, 原子炉の停止確認後は冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため, 他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>ECCS 機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の操作時間は, 余裕時間を含めて設定されていることから, その後に行う原子炉の急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり, 原子炉への注水開始を早める</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり, その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる</p>	<p>事象進展が同様となる「高圧・低圧注水機能喪失」においては, 操作開始時間の 5 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系 (常設) による注水が開始できれば, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足する。また, 格納容器ベントをしても敷地境界線量は 1.4mSv であり, 5mSv を下回る。操作開始時間の 10 分程度の時間遅れでは, 炉心の著しい損傷は発生せず, 評価項目を満足するが, 格納容器ベントをすると敷地境界線量は 5mSv を超える。この場合, 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (CAMS) により炉心損傷の判断を行い, 格納容器圧力 0.62MPa [gage] にて格納容器ベントすることとなるため, 重大事故での対策の範囲となる (添付資料 2.1.3)</p>	<p>中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作まで, 訓練実績は約 9 分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

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 (LOCA 時注水機能喪失) (2/3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 0.18MPa [gage]) に到達するのは事象発生 10 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへの切替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。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへの切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉注水を優先するため, 原子炉水位高 (レベル 8) 到達後に低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており, 原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力「0.18MPa [gage] 付近」となるが, 操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は, 解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない	原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力「0.18MPa [gage] 付近」となるが, 格納容器の圧力上昇は緩やかであり, 格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合, 遅くなる場合の何れにおいても, 事象進展はほぼ変わらないことから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 格納容器圧力の上昇傾向及び原子炉水位の状況を同時に監視し, 格納容器圧力 0.18MPa [gage] に到達する前に, 低圧代替注水系 (常設) から代替格納容器スプレイへ切替操作を実施, 切替操作に要する時間は訓練実績では約 1 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
復水貯蔵槽への補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から 12 時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間 90 分想定のところ, 訓練実績等により約 70 分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間 180 分想定のところ, 訓練実績等により約 150 分で実施可能なことを確認した	
各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ)	事象発生から 12 時間後以降, 適宜	各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から 12 時間あり時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (6 号及び 7 号炉: 各 2 台) への燃料給油を期待している。可搬型代替注水ポンプへの給油作業は, 所要時間 180 分想定のところ訓練実績等では約 112 分であり, 想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した	

LOCA 事象の破断面積に係る感度解析について

LOCA 事象の破断面積によって流出量は変化し、初期の原子炉水位低下挙動に影響を与えうることから、LOCA 事象の破断面積をパラメータとした CHASTE による燃料被覆管破裂に関する感度解析を実施した。

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

表 燃料被覆管破裂に関する破断面積の感度解析結果

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

7 日間における水源の対応について (LOCA 時注水機能喪失)

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン

①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生後に原子炉冠水までは定格流量で注水する。
冠水後は、原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）の範囲で注水する（約110m³/h）。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ
格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し、
原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）
までの間、代替格納容器スプレイを実施する（140m³/h）。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生12時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

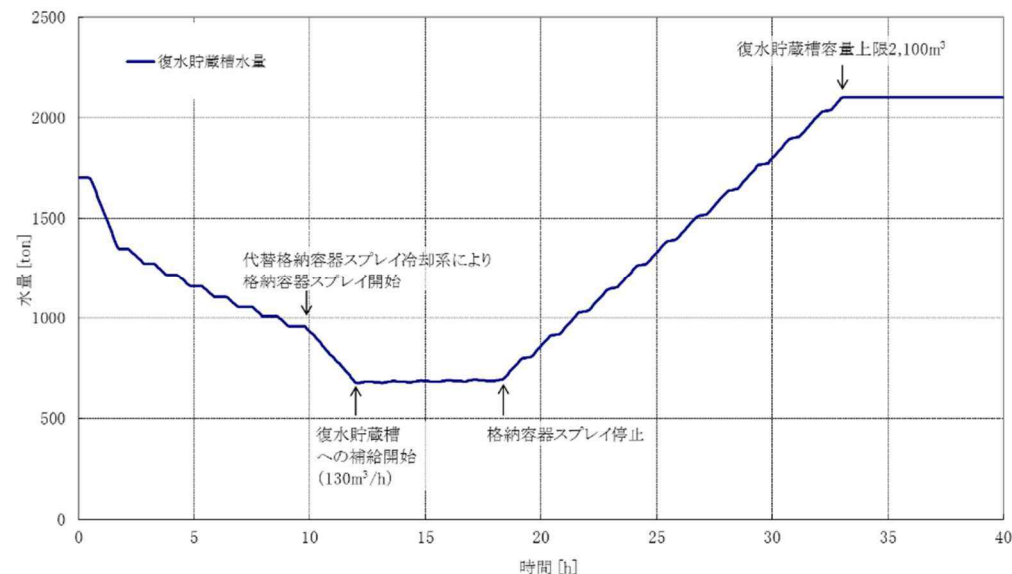
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて130m³/hで復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価（右上図）

事象発生12時間までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器ベントと同時に格納容器スプレイを停止し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6号及び7号炉のそれぞれで約5,400m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、約10,800m³必要となる。各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有することから、6号及び7号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について（LOCA時注水機能喪失）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：LOCA時注水機能喪失は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約758kL	7号炉軽油タンク容量は 約1,020kLであり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約758kL	6号炉軽油タンク容量は 約1,020kLであり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	1号炉軽油タンク容量は 約632kLであり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	2号炉軽油タンク容量は 約632kLであり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	3号炉軽油タンク容量は 約632kLであり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	4号炉軽油タンク容量は 約632kLであり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約632kL	5号炉軽油タンク容量は 約632kLであり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約79kL	1～7号炉軽油タンク 及びガスタービン発電機 用燃料タンク（容量約 200kL）の 残容量（合計）は 約645kLであり、 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）

2.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステム LOCA」（インターフェイスシステム LOCA の発生後，隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，インターフェイスシステム LOCA の発生により，最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，インターフェイスシステム LOCA に対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離に期待することが考えられる。

ここで，インターフェイスシステム LOCA が生じた際の状況を想定すると，原子炉を減圧した後，低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが，本事故シーケンスグループにおいては，低圧の注水機能による原子炉への注水には期待せず，高圧の注水機能に対する有効性を評価することとする。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り，また，逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステム LOCA の発生箇所の隔離によって，原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段，逃がし安全弁による原子炉減圧手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.7.1 から図 2.7.3 に，手順の概要を図 2.7.4 に示すと

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表 2.7.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計20名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について図 2.7.5 に示す。

a. インターフェイスシステム LOCA 発生

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

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉するが、破断口から原子炉冷却材の流出が継続しているため、原子炉圧力及び原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。

d. 中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗

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

高圧炉心注水系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉圧力計である。

e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧炉心注水系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計である。

また、原子炉圧力低下により原子炉隔離時冷却系が停止するが、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水が継続されるため、原子炉水位は維持される。

f. 残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転

原子炉急速減圧によりサプレッション・チェンバ・プール水温度が **35℃を超えた時点で**、健全な高圧炉心注水系による原子炉注水が維持されていることを確認後、残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

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

g. 原子炉水位維持

原子炉圧力低下に伴い、健全側高圧炉心注水系の流量が増加し原子炉水位は回復するが、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び高圧炉心注水系系統流量計である。

h. 現場操作での高圧炉心注水系隔離操作

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

高圧炉心注水系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位計である。

i. 高圧炉心注水系隔離後の水位維持

高圧炉心注水系の隔離が成功した後は、健全な高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び高圧炉心注水系系統流量計である。

2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2つの隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損または誤開放することで、低圧設計部分が加圧される「インターフェイスシステム LOCA」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果並びに原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表 2.7.2 に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高い高圧炉心注水系の吸込配管とする。破断面積は、**低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、 1cm^2 を超えないことを確認しているが、保守的に 10cm^2 とする。**なお、有効性評価の事象進展解析は、炉心冷却を厳しくする観点から高圧炉心注水系の吸込配管の**全周破断を想定し**、高圧炉心注水系スパーージャから破断口に至る経路のうち、高圧炉心注水系ノズル部において臨界流が生じるとし、破断面積を約 127cm^2 とする。

(添付資料 2.7.1)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、事象進展が厳しくなることから、外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環

ポンプトリップに伴う炉心流量急減信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(c) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し、727m³/h（0.69MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

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

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から15分後に開始するものとする。

(b) 高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、**インターフェイスシステムLOCA発生時の現場環境条件を考慮し**、事象発生から4.5時間後に開始するものとし、操作時間は60分間とする。

(添付資料2.7.1)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図 2.7.6 から図 2.7.11 に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図 2.7.12 から図 2.7.14 に示す。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が自動起動する。

再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに 10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。

破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水を開始すると原子炉水位が回復する。

事象発生 15 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、健全側の高圧炉心注水系による原子炉注水の継続により、原子炉水位を維持する。

事象発生 5.5 時間後、現場操作により高圧炉心注水系の破断箇所を隔離した後は、健全側の高圧炉心注水系により原子炉水位は適切に維持される。

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

炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。

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

※シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の自動起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、図 2.7.12 に示すとおり、初期値を上回ることなく、 $1,200^{\circ}\text{C}$ 以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下であり、15% 以下となる。

原子炉圧力は、図 2.7.6 に示すとおり、約 $7.07\text{MPa}[\text{gage}]$ 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 $7.37\text{MPa}[\text{gage}]$ 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍 ($10.34\text{MPa}[\text{gage}]$) を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、通常停止で経験する範囲と同程度であり、限界圧力及び限界温度を下回る。

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

(添付資料 2.7.2)

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評

価項目について、対策の有効性を確認した。

2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

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

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて $10^{\circ}\text{C}\sim 150^{\circ}\text{C}$ 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、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により実施され運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.7.3)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め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。

(添付資料 2.7.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表2.7.2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、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系が自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和されるが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料2.7.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉の水位低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料2.7.3)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から15分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により、炉心は冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4.5時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離

操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

(添付資料2.7.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

(添付資料2.7.3)

(3) 操作時間余裕の把握

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

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

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

(添付資料2.7.3)

(4) まとめ

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

2.7.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.7.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明してい

る運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

インターフェイスシステム LOCA の発生後の隔離までの各号炉における流出量は、約 1,500m³となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、流出量は合計約 3,000m³となる。水源として各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³及び淡水貯水池に約 18,000m³の水を保有している。インターフェイスシステム LOCA により復水貯蔵槽が使用できない場合においても、各号炉のサプレッション・チェンバに約 3,600m³の水を保有しており、高圧炉心注水系による原子炉注水は、サプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。これにより 6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水量が確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,581kL）。

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6号及び7号炉合計 約 2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.7.4)

c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、各号炉の非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

2.7.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断するこ

とで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水手段、逃がし安全弁による原子炉減圧手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

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

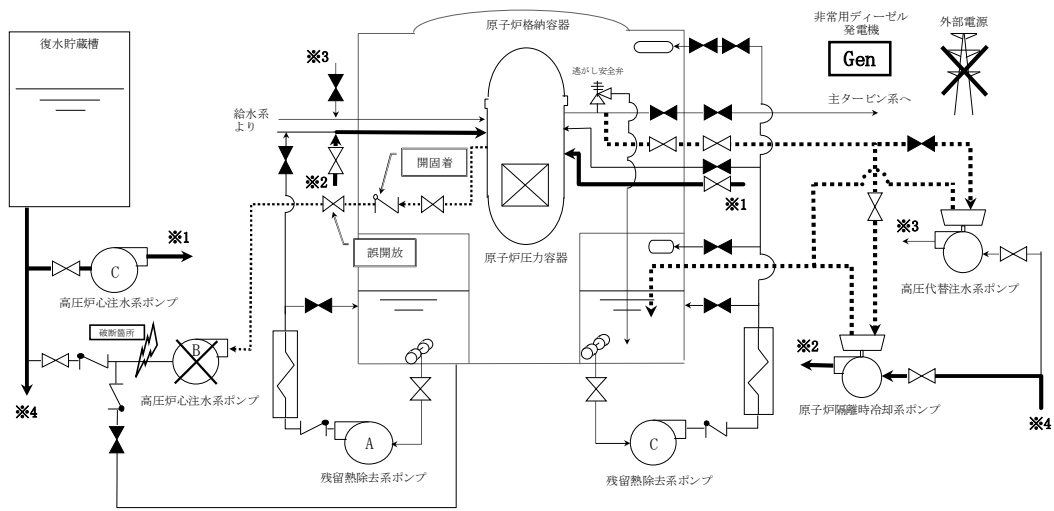


図 2.7.1 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉注水)

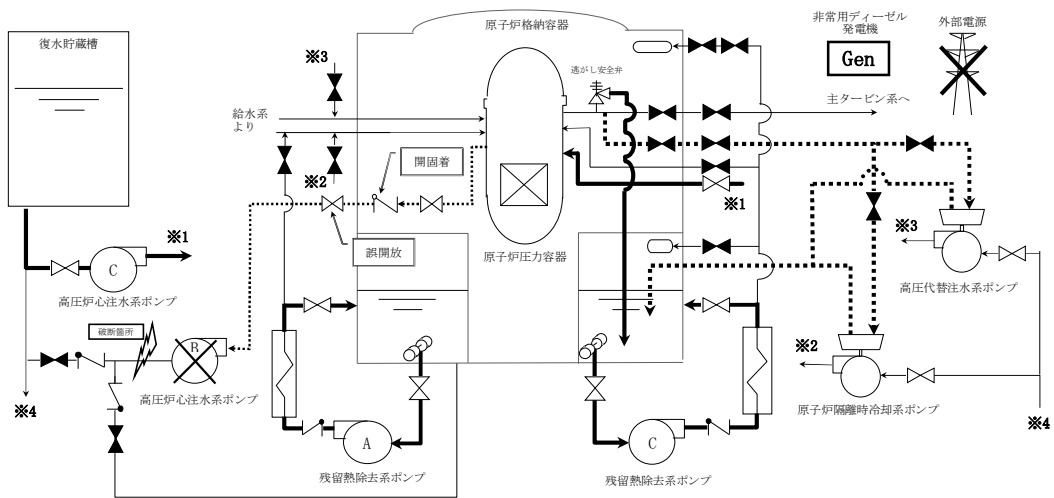


図 2.7.2 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

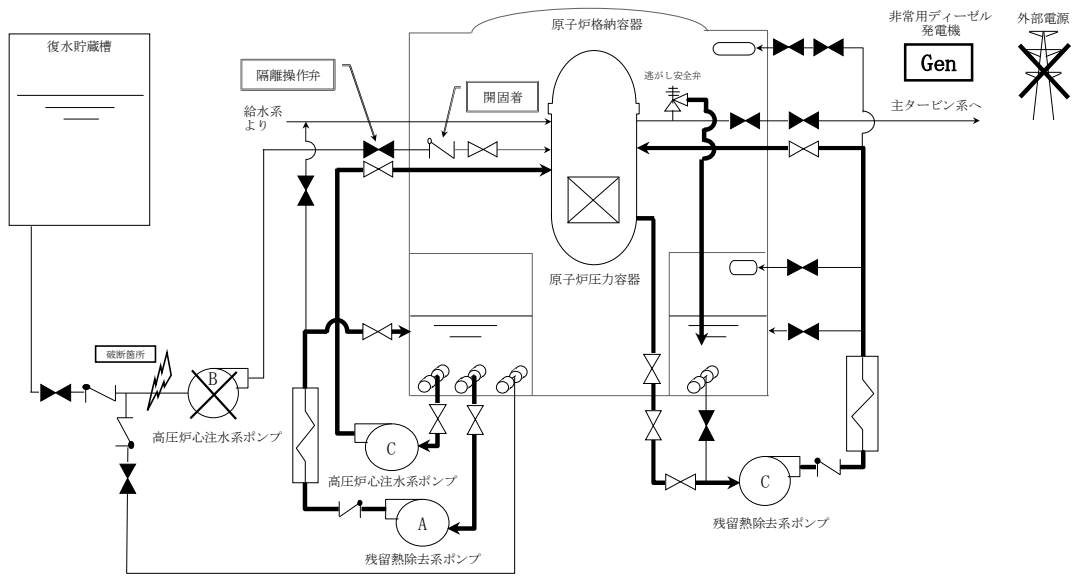


図 2.7.3 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

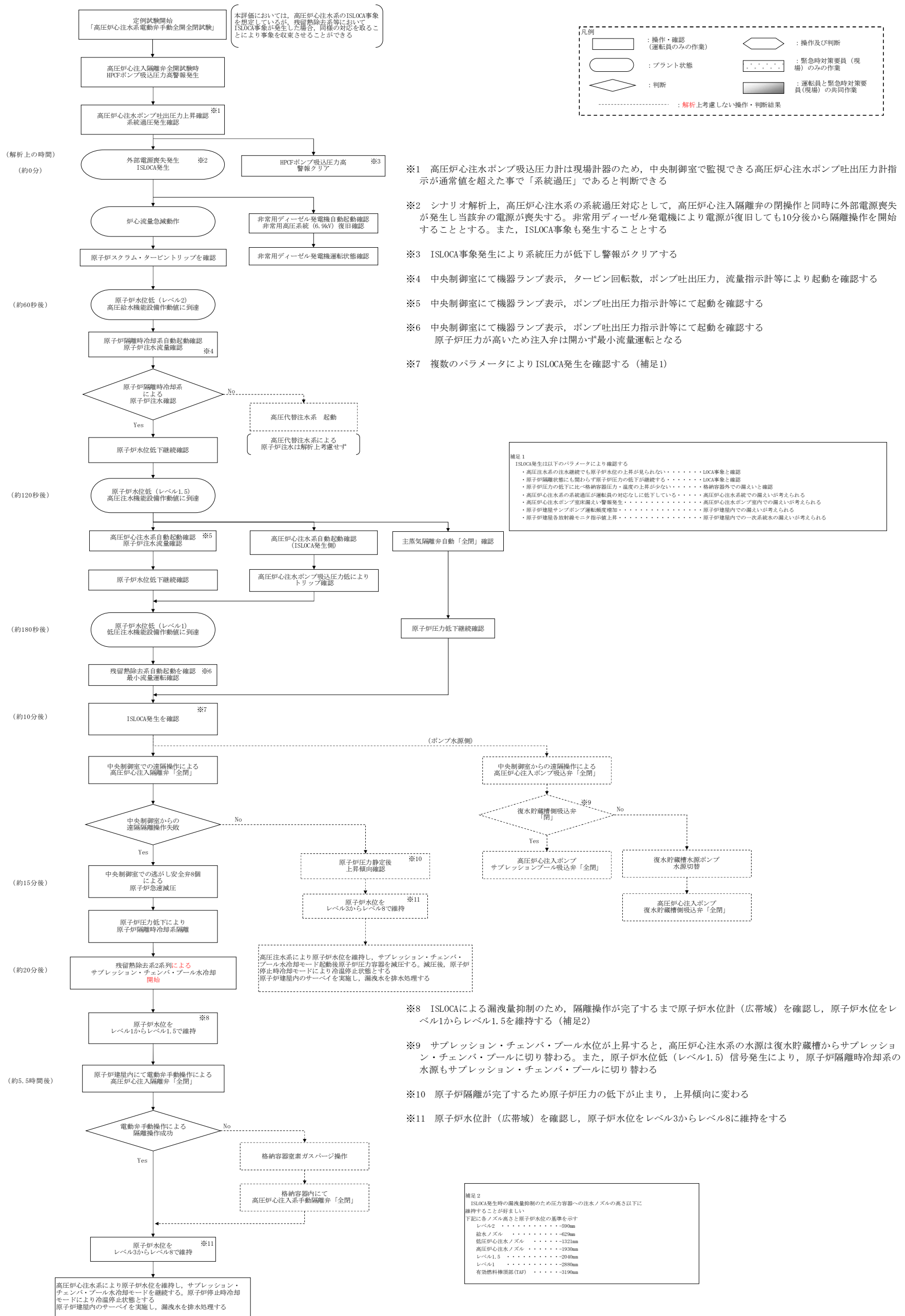


図 2.7.4 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の対応手順の概要

格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)										経過時間 (時間)										備考						
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	2	3	4	5	6	7	8	9		10					
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	7号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮																										
	通報連絡者	緊急時対策要員				5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																										
	運転員 (中央制御室)	6号		7号		5人		緊急時対策要員 (現場)																										
	運転員 (現場)	6号		7号		5人		緊急時対策要員 (現場)																										
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高压炉心注水系吸込配管破断確認 ・ 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 自動起動確認 ・ 原子炉隔離時冷却系 自動起動確認 ・ 高压炉心注水系 (健全側) 自動起動確認 ・ 高压炉心注水系 (不具合発生側) 自動起動/機能喪失確認 ・ 残留熱除去系 自動起動確認 	10分																										
高压炉心注水系からの漏えい停止操作 (中央制御室操作)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ 高压炉心冷却系 注入隔離弁閉操作	5分					注入隔離弁全閉失敗を想定																					
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ 逃がし安全弁 8個 手動開放操作	5分																										
残留熱除去系 サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・ 残留熱除去系 試験用調節弁操作											サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を継続																
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ 高压炉心注水系 (健全側)											レベル1～レベル1.5 維持																
高压炉心注水系からの漏えい停止操作 (現場操作)	-	-	4人 C, D E, F	4人 c, d e, f	-	-	・ 保護具装着/装着補助											30分																
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・ 現場移動 ・ 高压炉心冷却系 注入隔離弁閉操作											60分																
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ 高压炉心注水系 (健全側)											レベル3～レベル8維持																
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	0人																													

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

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

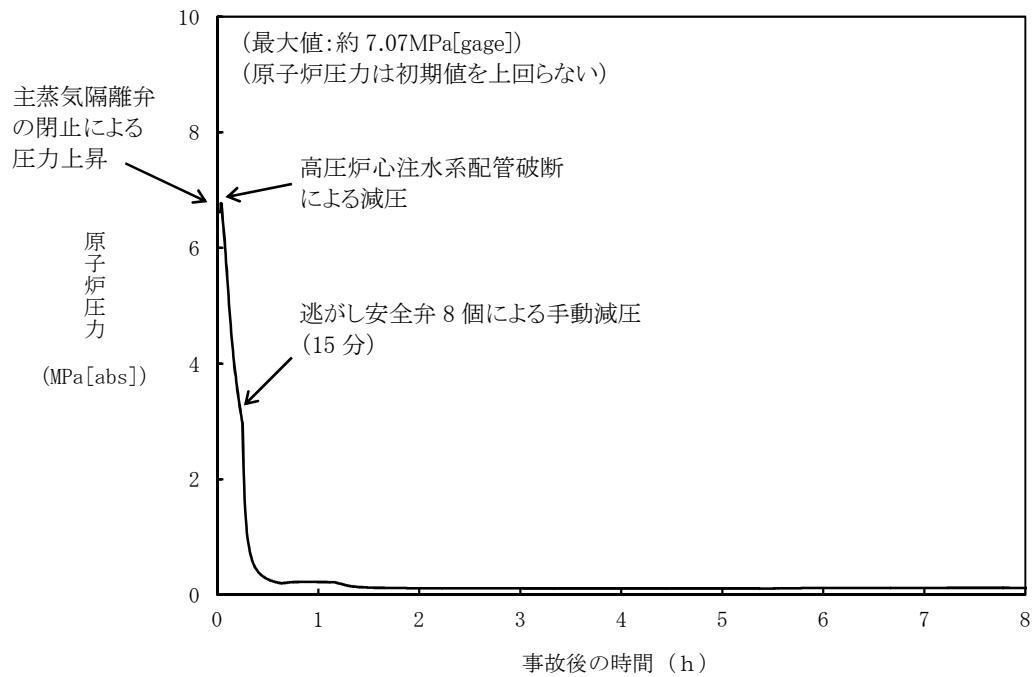


図 2.7.6 原子炉圧力の推移

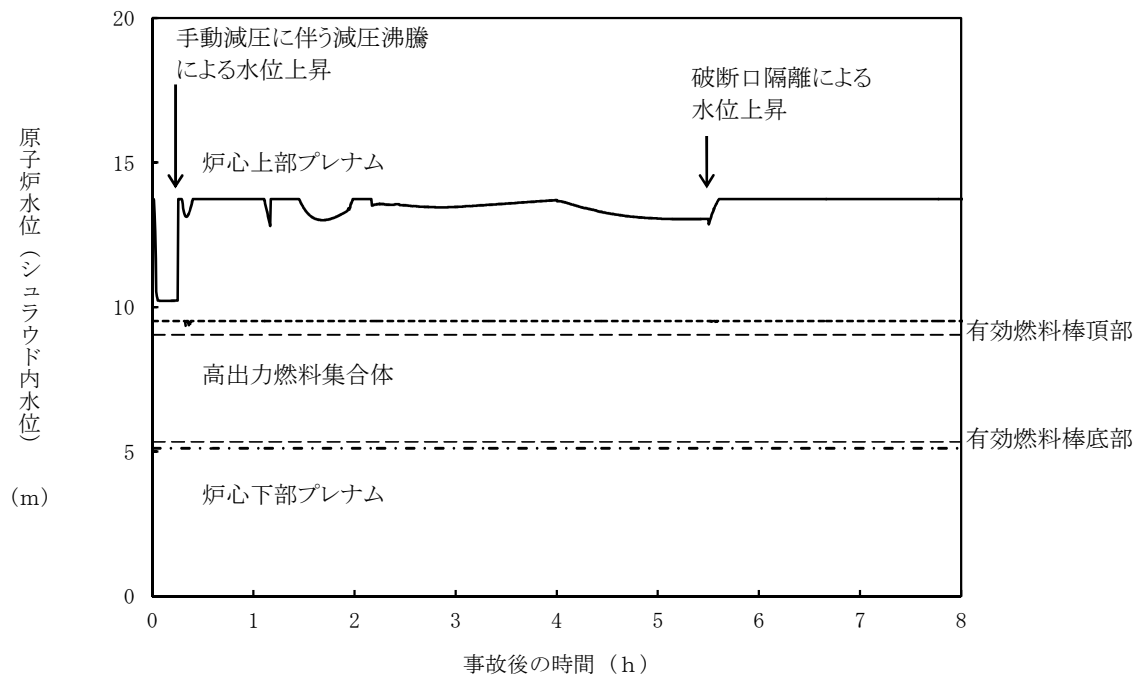


図 2.7.7 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

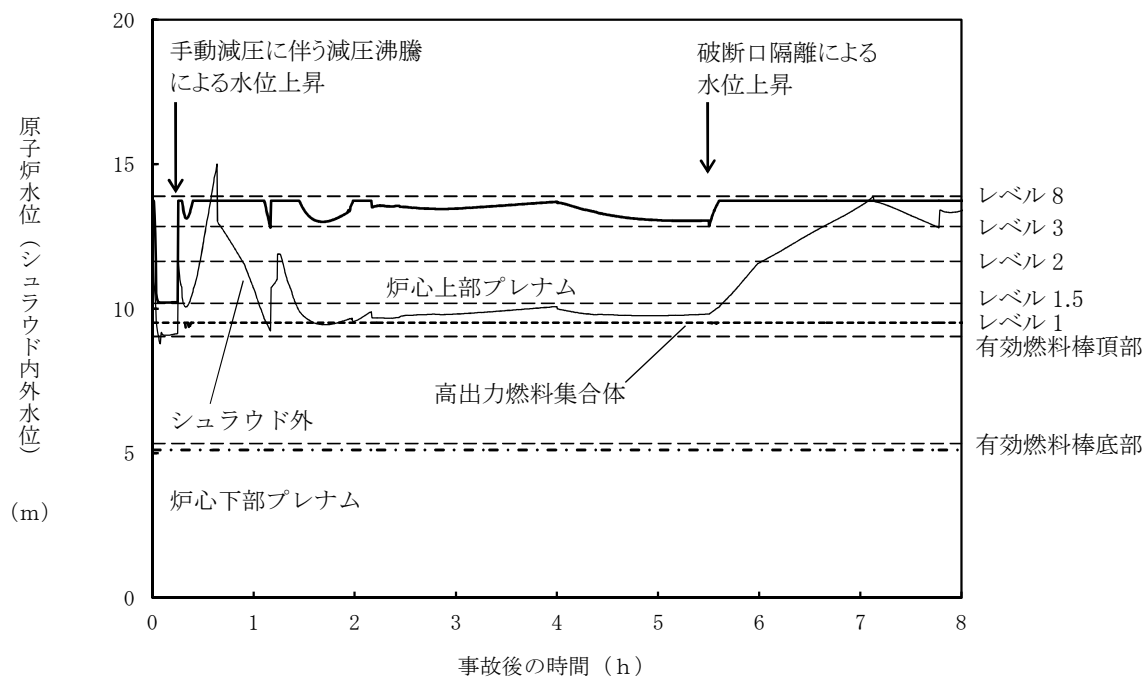


図 2.7.8 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

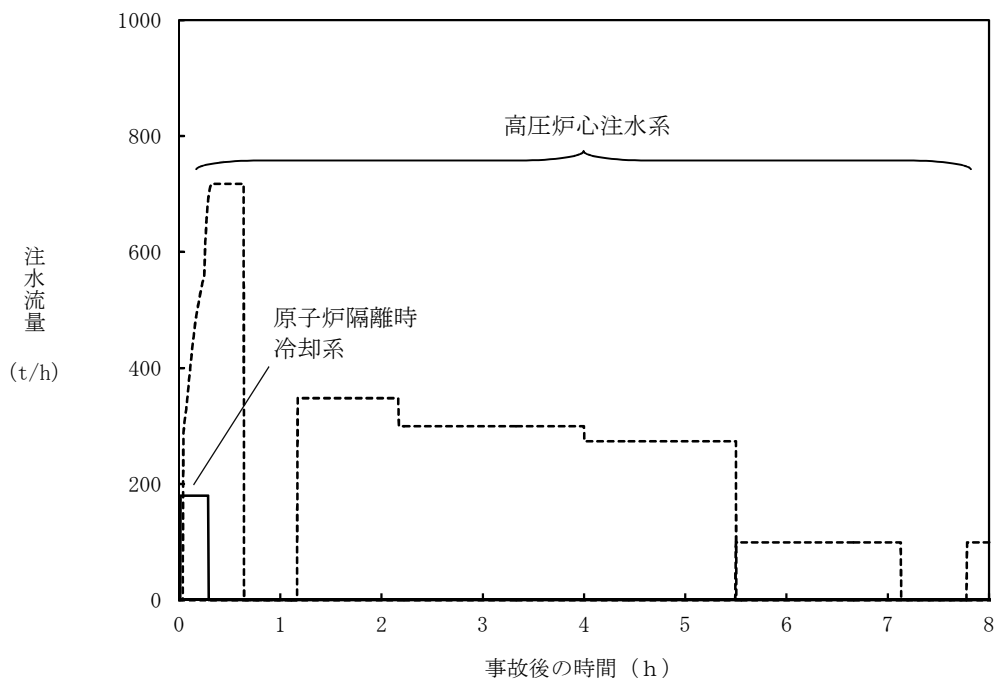


図 2.7.9 注水流量の推移

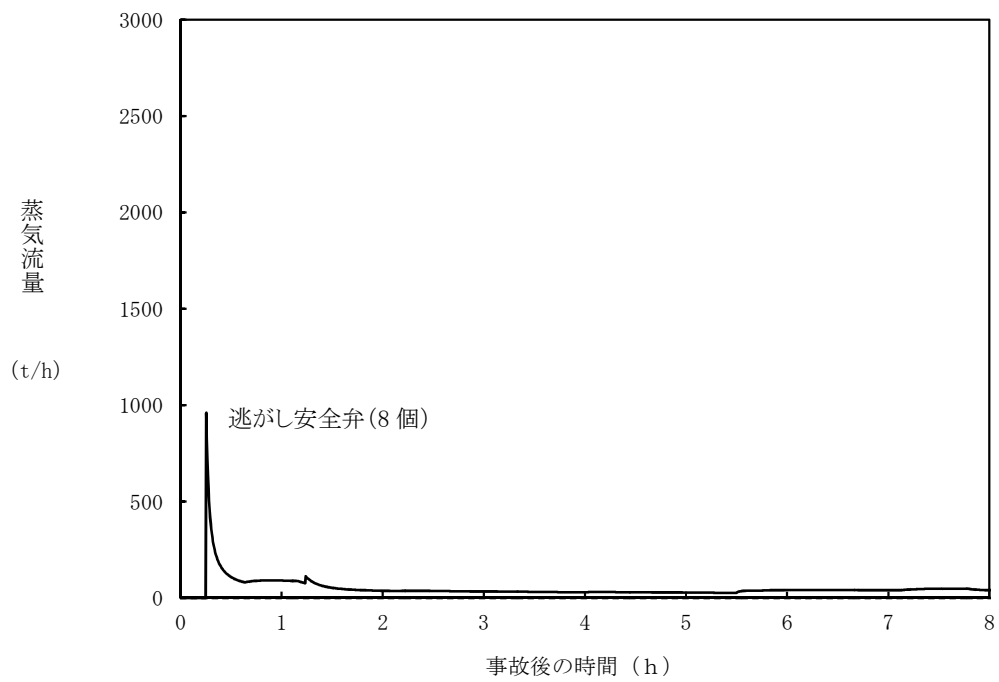


図 2.7.10 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移

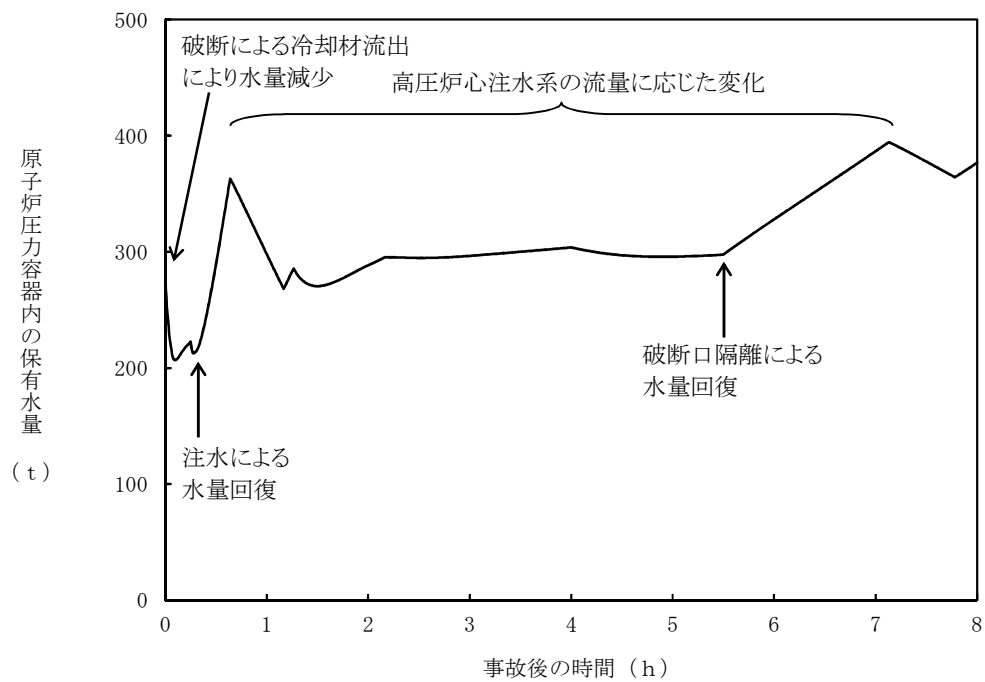


図 2.7.11 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

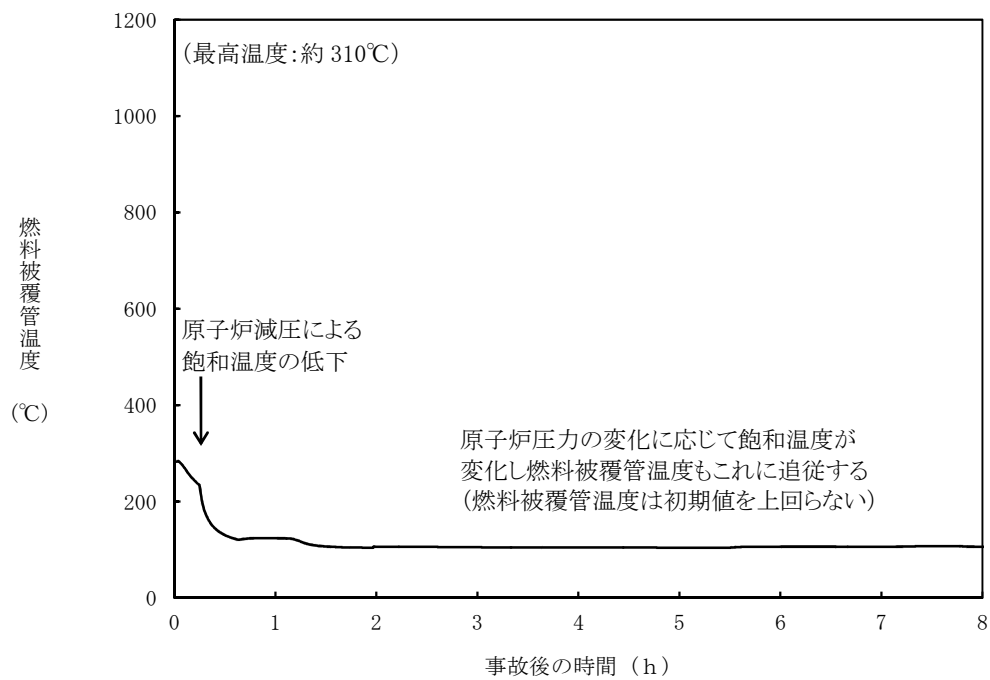


図 2.7.12 燃料被覆管温度の推移

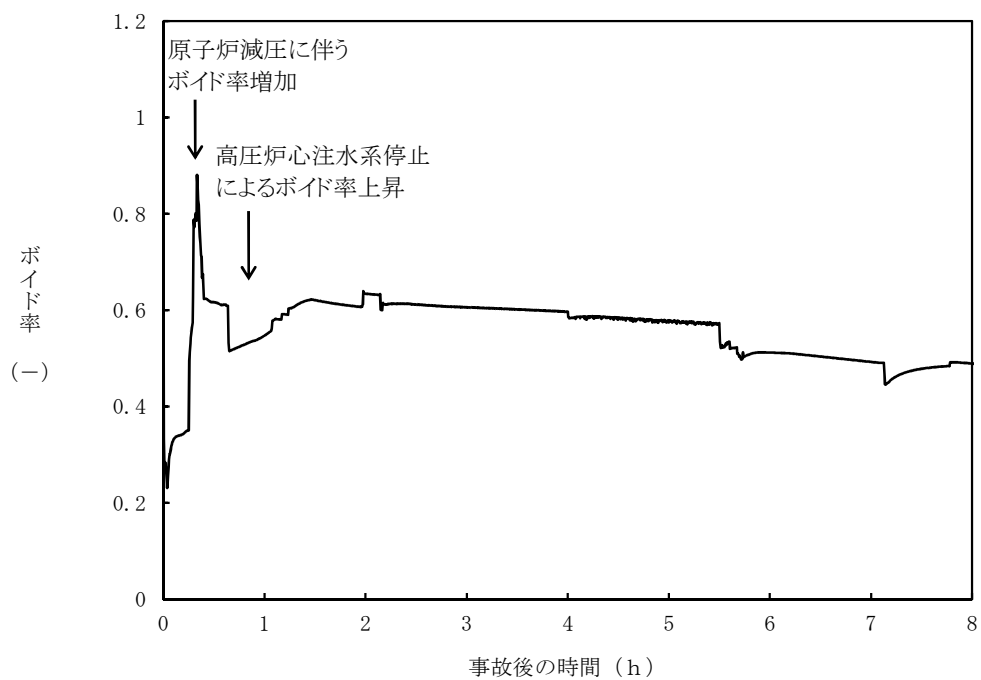


図 2.7.13 高出力燃料集合体のボイド率の推移

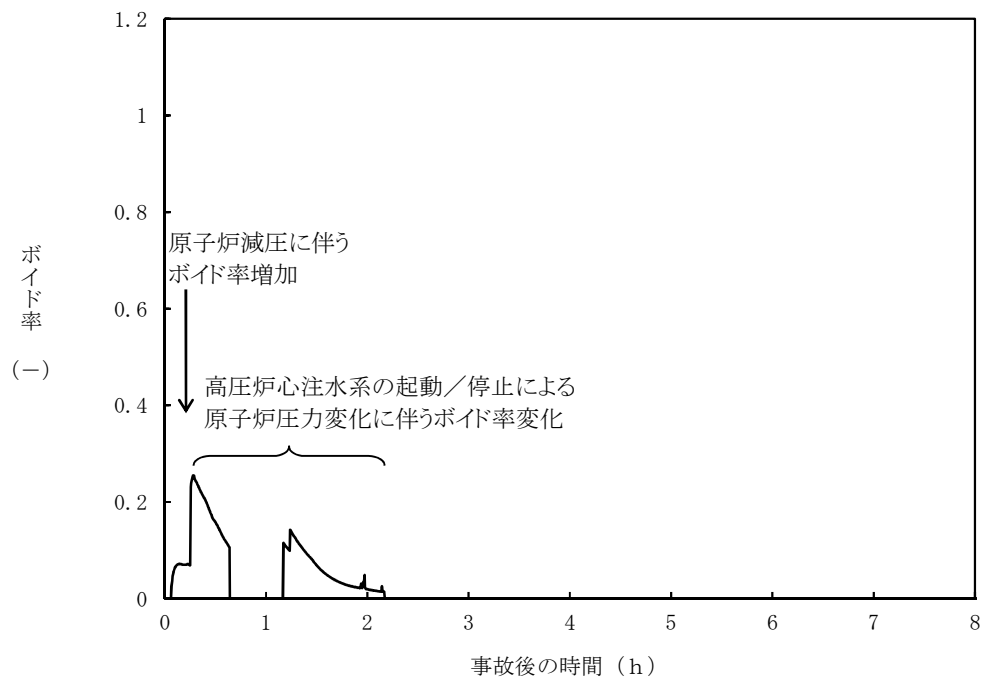


図 2.7.14 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
インターフェイスシステム LOCA 発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する	—	—	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する	【非常用ディーゼル発電機】	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル 2)で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低(レベル 1.5)で高圧炉心注水系が自動起動し原子炉注水を開始する。また、主蒸気隔離弁が全閉するが、破断口から原子炉冷却材の流出が継続しているため原子炉圧力及び原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル 1)にて残留熱除去系(低圧注水モード)が自動起動する	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系(低圧注水モード)】 (主蒸気隔離弁) 復水貯蔵槽	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】 復水貯蔵槽水位計 (SA)
高圧代替注水系による原子炉水位回復	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計 (SA)
中央制御室での高圧炉心注水系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心注水系の隔離操作を実施するが、高圧炉心注入隔離弁の閉操作に失敗し、高圧炉心注水系の隔離に失敗する	—	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計 原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧炉心注水系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する	逃がし安全弁	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計
残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転による原子炉格納容器除熱	原子炉急速減圧によりサブプレッション・チェンバ・プール水温度が 35℃ を超えた時点で、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する	【残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)】	—	サブプレッション・チェンバ・プール水温度計 【残留熱除去系系統流量計】
原子炉水位維持	原子炉圧力低下に伴い、健全側高圧炉心注水系の流量が増加し原子炉水位は回復するが、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【高圧炉心注水系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計 (SA)

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

()：設計基準対処施設

■：有効性評価上考慮しない操作

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

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位維持	原子炉圧力低下に伴い、健全側高圧炉心注水系の流量が増加し原子炉水位は回復するが、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル部以下で維持する	【高圧炉心注水系】 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【高圧炉心注水系系統流量計】 復水貯蔵槽水位計 (SA)
現場操作での高圧炉心注水系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により高圧炉心注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心注水系を隔離する	—	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計
高圧炉心注水系隔離後の水位維持	高圧炉心注水系の隔離に成功した後は、健全な高圧炉心注水系により、原子炉水位を原子炉水位低(レベル 3)から原子炉水位高(レベル 8)の間で維持する	【高圧炉心注水系】	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【高圧炉心注水系系統流量計】 サブプレッション・チェンバ・プール水位計

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

()：設計基準対処施設

■：有効性評価上考慮しない操作

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

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		SAFER	—
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 2.7.2 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は約 127cm ²	炉心冷却を厳しくする観点から高圧炉心注水系の吸込配管の全周破断を想定した破断面積を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、事象進展が厳しいため、外部電源なしを設定

表 2.7.2 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) (3/4))

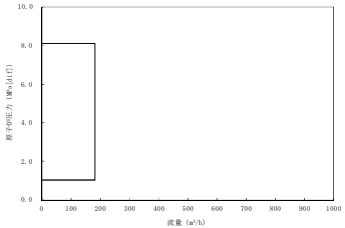
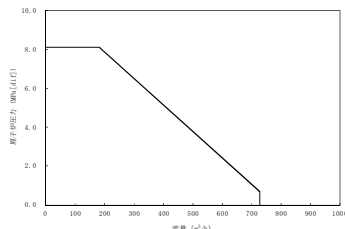
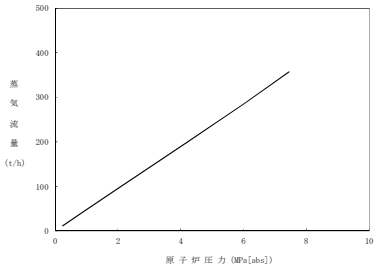
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系による注水特性
	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa[dif]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定  高圧炉心注水系ポンプ 1 台による注水特性
	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	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

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

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作	事象発生 15 分後	事象発生 15 分後に中央制御室からの破断箇所の隔離操作に失敗するものとして設定
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 5.5 時間後	破断面積 10cm ² のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境等について

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

θ : 弁の時間定数

T : 弁の開放時間もしくは閉止時間(s)

μ : 管路内を圧力が往復する時間(s)

L : 配管長(m)

α : 圧力波の伝播速度(m/s)

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

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

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

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

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

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

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

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

(2) 構造健全性評価の対象とした機器等について

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

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

具体的な対象箇所については図 1 から図 5 に示す。

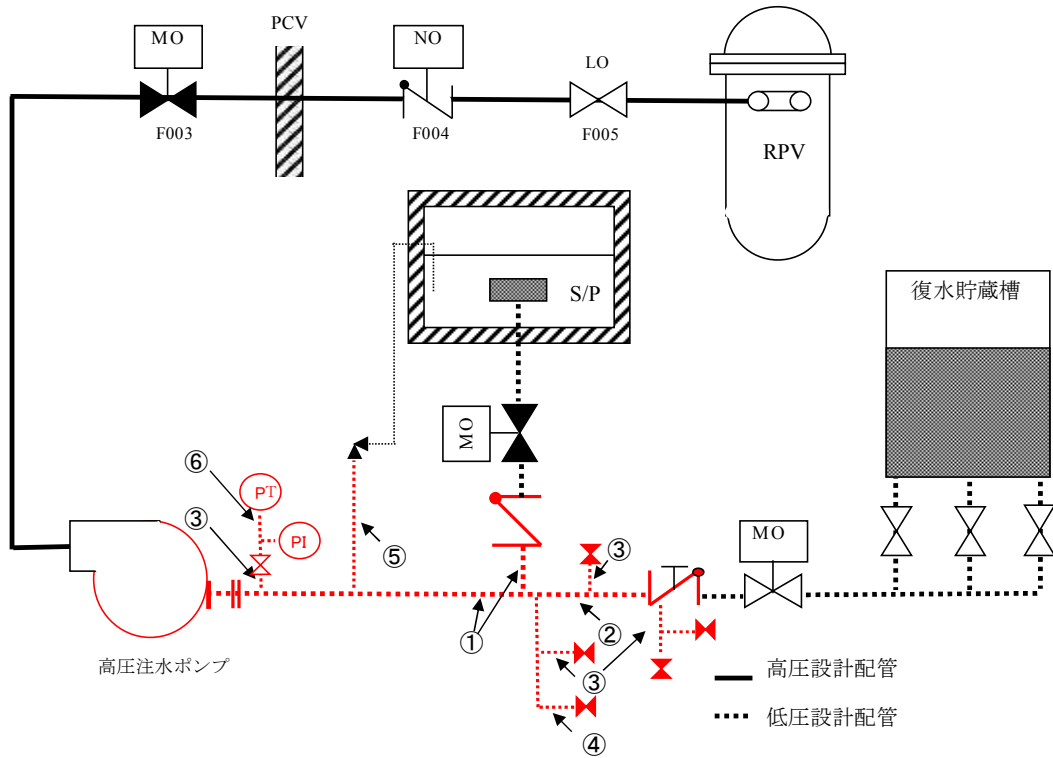


図 1 評価対象配管範囲

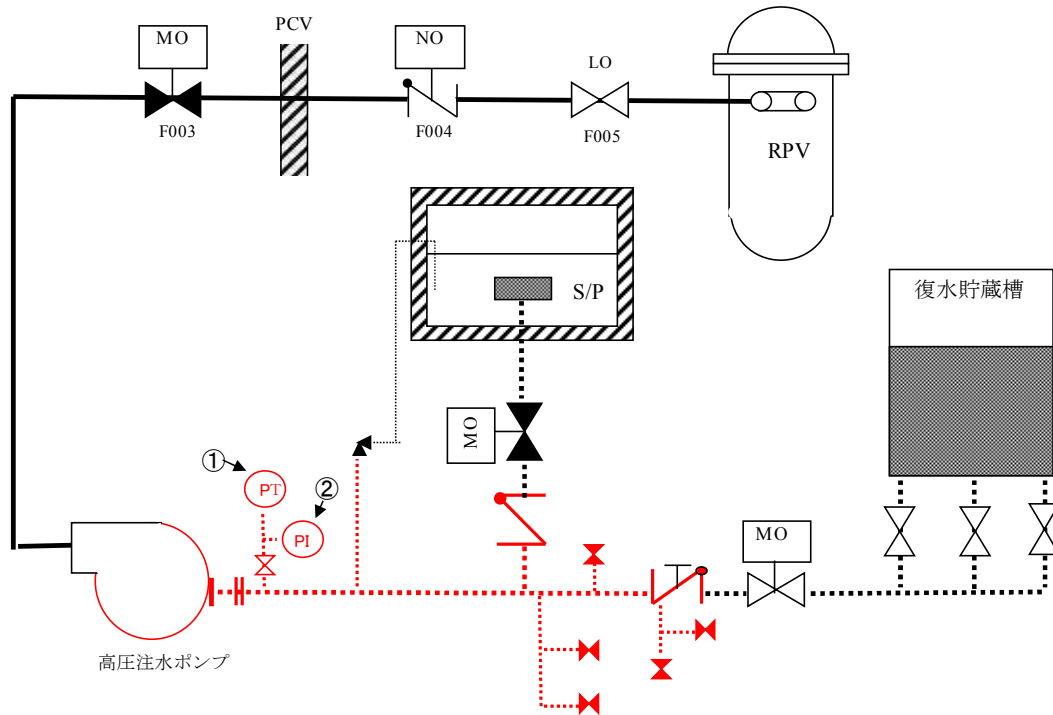


図 2 評価対象の計装設備

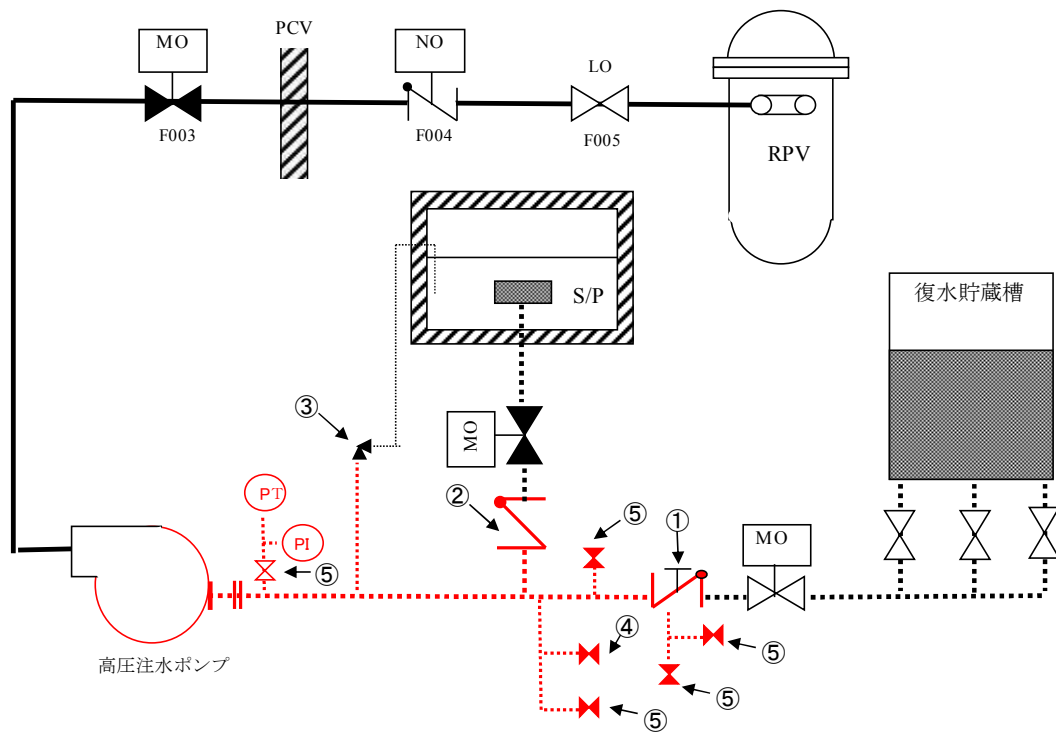


図3 評価対象弁

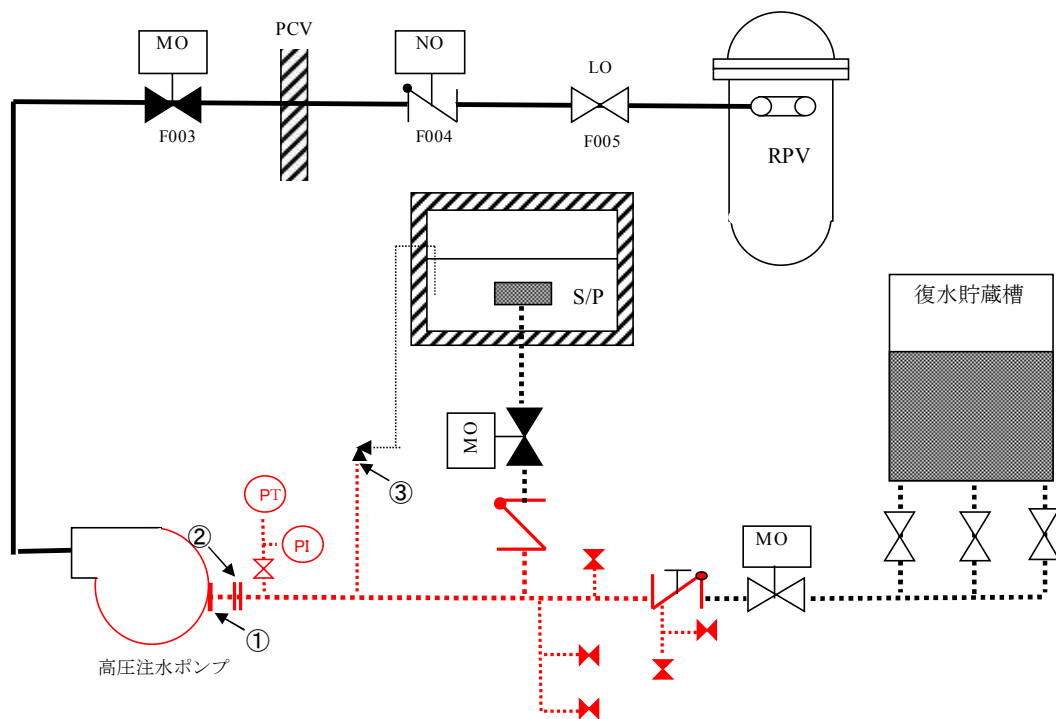


図4 評価対象フランジ

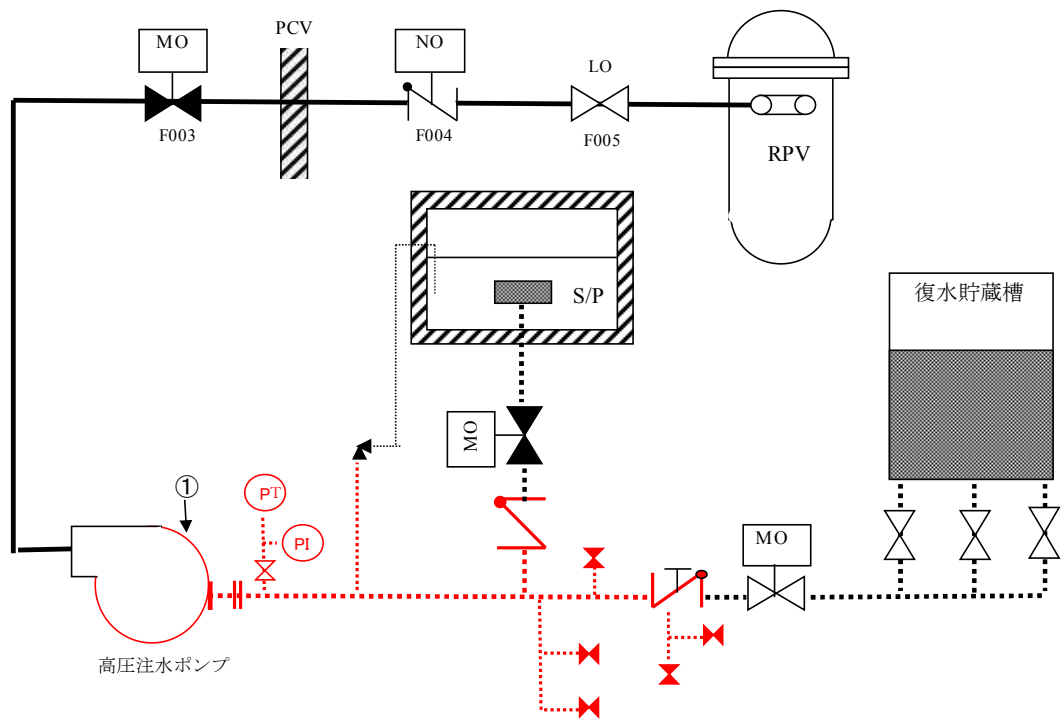


図5 評価対象ポンプ

(3) 構造健全性評価の結果

各機器等に対する評価結果について以下に示す。

破断が想定される箇所としては計装設備であり、また、フランジ部についてもボルトの伸びによる漏えいが想定されるものの、合計でも漏えい面積は 1cm² を超えることはないとの結果となった。

a) 配管

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

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

※2：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

b) 計装設備

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

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

c) 弁

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

※1：必要最小厚さ（ts）が最小厚さ（t）以上であること

※2： $t = Pd / (2S - 1.2P)$ を適用

d) フランジ部

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

∠L1：荷重によるボルト伸び量

∠L0：初期締付によるボルト伸び量

∠L2：ボルト熱伸び量

∠L3：フランジ熱伸び量

∠L4：オリフィス熱伸び量

∠L5：ガスケット内外輪熱伸び量

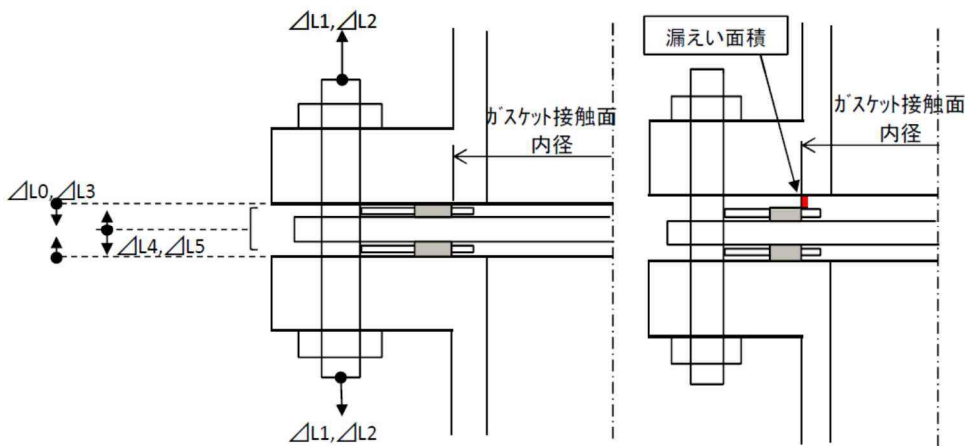


図6 各部材の伸び方向及び伸び時隙間想定位置

e) ポンプ

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

※1：最小厚さ (ts) が管の計算上必要な厚さ (t) 以上であること

※2：1次一般膜応力 Su 適用値

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

※1：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

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

△L1：荷重によるボルト伸び量

△L0：初期締付によるボルト伸び量

△L2：ボルト熱伸び量

△L3：フランジ熱伸び量

△L4：オリフィス熱伸び量

△L5：ガスケット内外輪熱伸び量

※1：Oリングのつぶししろを確保しているため漏えいには至らない

(4) インターフェイスシステム LOCA における破断面積の設定

(3)で述べたとおり、高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて、原子炉注入逆止弁が故障により開固着し、原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合、高圧炉心注水系の低压設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても、その漏えい面積は1cm²を超えることはない。

そこで、インターフェイスシステム LOCA における破断面積は、保守的な想定とはなるがフランジ部の漏えい面積として保守的に10cm²を想定することとする。

他の非常用炉心冷却系においてインターフェイスシステム LOCA が発生する可能性は本系統と比較して系統構成が異なるためその発生可能性は極めて小さくなるが、本漏えい面積の評価結果によれば、同様な非常用炉心冷却系への過圧が起きた場合においても、漏えいはフランジ部又は計装設備からの漏えいに留まり、加えて、残留熱除去系の吐出側は、ポンプ吐出圧力設計(3.4MPa)であり、吐出側において顕著な漏えいが発生する可能性は小さい。よって、仮に他の非常用炉心冷却系において過圧事象が生じた場合においても、漏えいの規模は本評価における想定と同程度に留まるものと考えられる。

なお、有効性評価の事象進展解析は、炉心冷却を厳しくする観点から高圧炉心注水系の吸込配管の全周破断を想定し、高圧炉心注水系スパーチャから破断口に至る経路のうち、高圧炉心注水系ノズル部において臨界流が生じるとし、破断面積を約127cm²とする。

(5) 現場の想定

・評価の想定と事故進展解析

インターフェイスシステム LOCA による炉心内の挙動は、今回想定する破断面積(10cm²)による一次冷却材の流出量が、両端破断を仮定したインターフェイスシステム LOCA の解析に包絡されることから省略する。

ここでは破断面積10cm²のインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境(原子炉建屋内)に着眼し評価を行った。評価条件を表1に示す。また、評価に使用する原子炉建屋の

ノード分割モデルを図 1 に示す。

事象進展解析 (MAAP) の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

前提条件：外部電源あり，インターフェイスシステム LOCA 時破断面積 10cm^2 ，健全側高圧注水系による注入

事象進展：弁誤開又はサーベイランス時における全開誤操作（連続開）

（この時内側テストブルチェックも同時に機能喪失（全開））

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

約 10 分後：手動スクラム

約 15 分後：高圧炉心注水系の手動起動

約 20 分後：急速減圧

約 5.5 時間後：インターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離

・評価の結果

○温度・湿度・圧力の想定

主要なパラメータの時間変化を図 2 から図 4 に示す。

原子炉建物内の温度は，事象発生直後は上昇するものの 20 分後に原子炉減圧した後は低下する。また，弁隔離操作のためにアクセスする弁室の温度も同様に，原子炉減圧操作後に低下した後，約 40°C 程度で推移する。湿度については破断箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの，原子炉減圧及び破断箇所隔離操作を実施することで，約 5.5 時間以降低下する傾向にある。圧力については破断直後に上昇するもののブローアウトパネルが開放され，その後は大気圧相当となる。

○冷却材漏えいによる影響

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

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

○現場の線量率の想定について

・評価の想定

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

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される

放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は現行許認可と同じものを想定し（詳細は表 2, 3 参照）、全希ガス漏えい率（f 値）については、近年の運転実績データの最大値である $3.7 \times 10^8 \text{Bq/s}$ を採用して評価する。なお、この値は現行許認可ベースの f 値はこの値にさらに一桁余裕を見た 10 倍の値である。これに伴い、原子炉建屋内へ放出される放射性物質量は、許認可評価の MSLBA（主蒸気管破断事故）時に追加放出される放射性物質量の 1/10 となる。なお、冷却材中に存在する放射性物質量は、追加放出量の数%程度であり大きな影響はない。また、現場作業の被ばくにおいては、放射線防護具（酸素呼吸器等）を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とした。

・評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。

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

ここで、

D : 放射線量率 (Gy/h)

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

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

$V_{R/B}$: 原子炉区域内気相部容積 (86,000m³)

E_{γ} : γ 線エネルギー (0.5MeV/dis)

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

R : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

V_{OF} : 評価対象エリア (原子炉建屋地上1階) の容積 (2,500m³)

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

・評価の結果

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

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

(6) 現場の隔離操作

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

現場の温度は3時間程度で約40℃程度まで低下することから、酸素呼吸器及び耐熱服等の防護装備の着用を実施することで現場での隔離操作は実施可能である。

(7) まとめ

(5)、(6)で示した評価結果より、**破断面積10cm²**のインターフェイスシステムLOCA発生による現場の温度上昇は小さく(3時間程度で40℃程度)、また、現場線量率についても

15mSv/h 以下であることから現場操作の妨げとならず、また設備の機能も維持される。

なお、他の系統において漏えいが生じた場合においても、現場の温度上昇及び現場線量率は本評価結果と同程度となると考えられる。

表 1 破断面積 10cm² のインターフェイスシステム LOCA 時における温度・湿度・圧力の評価条件

項目	内容	根拠
外部電源	外部電源あり	事象発生時に定格運転中を想定
漏えい箇所	高压炉心注水 (B) ポンプ室	漏えいを想定した高压炉心注水系の低圧設計部 (計装設備やフランジ部等) の設置場所
漏えい面積	高压炉心冷却系配管 : 10cm ² (1.0×10 ⁻³ m ²)	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に十分に余裕をとった値
事故シナリオ	事象発生 10 分後に手動スクラムし、事象発生 15 分後に高压炉心注水系 (1 台) を手動起動	事象認知及び操作時間に余裕をもった値
	事象発生 20 分後に手動減圧 (逃がし安全弁 8 個)	事象認知及び操作時間に余裕をもった値
	水位回復後は崩壊熱除去相当の注水を実施し破断配管の高さにて水位制御	漏えい量低減のために実施する操作を想定
	サプレッション・チェンバ・プール冷却系は急速減圧後 (30 分)	減圧実施によるサプレッション・チェンバのプール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	事象発生約 5.5 時間後にインターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建屋への流出経路条件	原子炉格納容器及び原子炉建屋からの漏えいなし	保守的に考慮しない
評価コード	MAAP 4	—
原子炉建屋モデル	分割モデル	現実的な伝搬経路を想定
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない	保守的に考慮しない
原子炉スクラム	事象発生 10 分後に手動スクラム	事象認知に余裕をもった値
主蒸気隔離弁	原子炉水位 L1.5 にて自動閉	インターロック設定値
高压炉心注水系の水源	復水貯蔵槽	高压炉心注水系設計条件
復水貯蔵槽の水温	0~12 時間 : 50℃ 12~24 時間 : 45℃ 24 時間以降 : 40℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
ブローアウトパネル開放圧力	3.4kPa [gage]	ブローアウトパネル設定値

表 2 評価条件 (f 値, 追加放出量)

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

表3 インターフェイスシステム LOCA 時の追加放出量

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

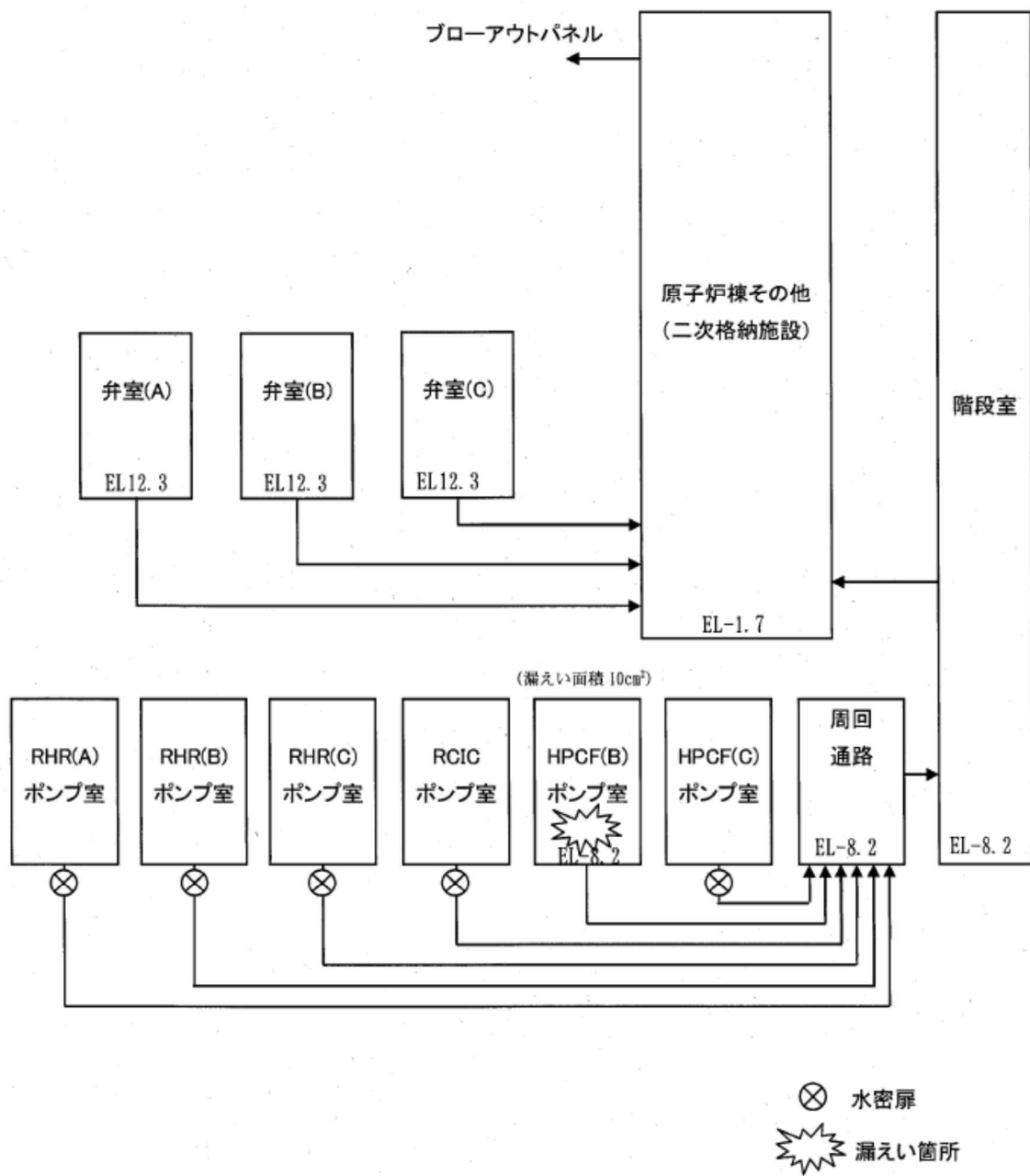


図1 インターフェイスシステム LOCA における原子炉建屋ノード分割モデル

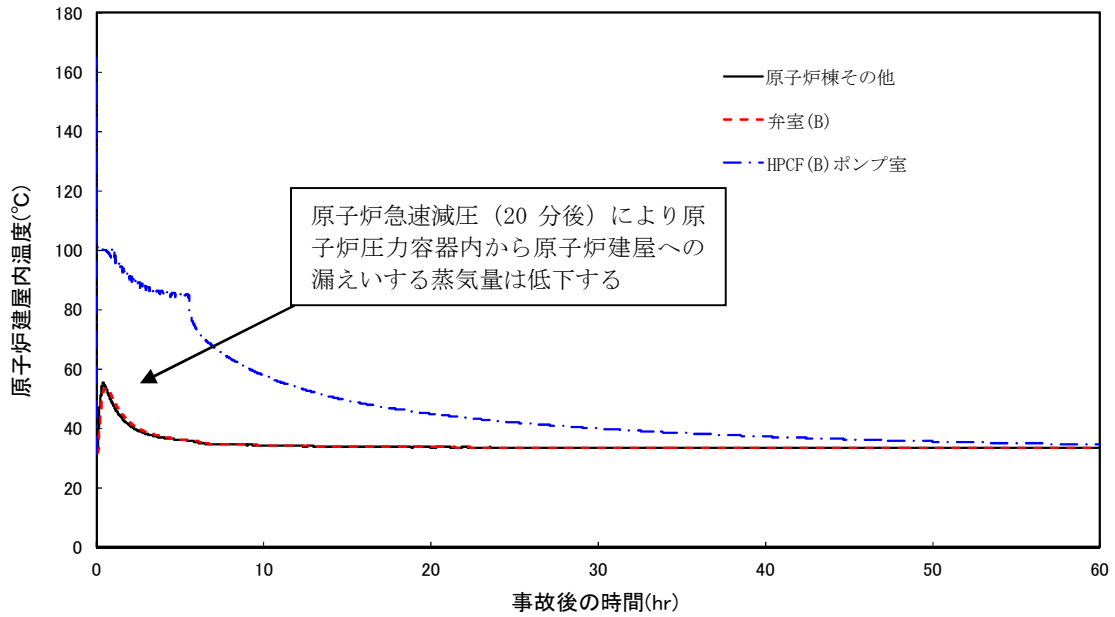


図 2 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

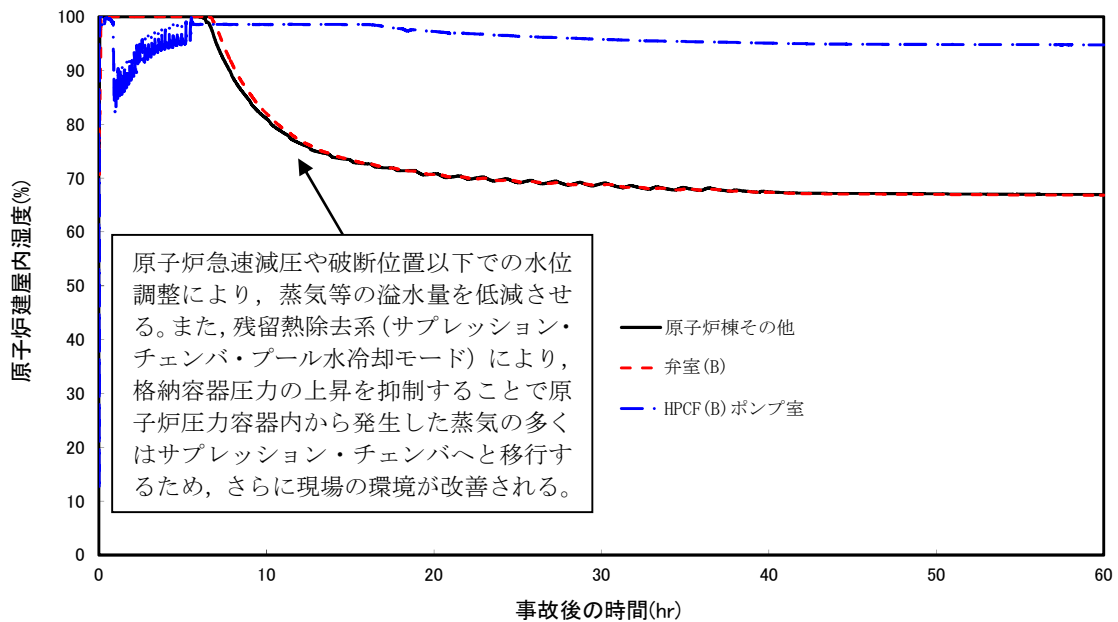


図 3 原子炉建屋内の湿度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

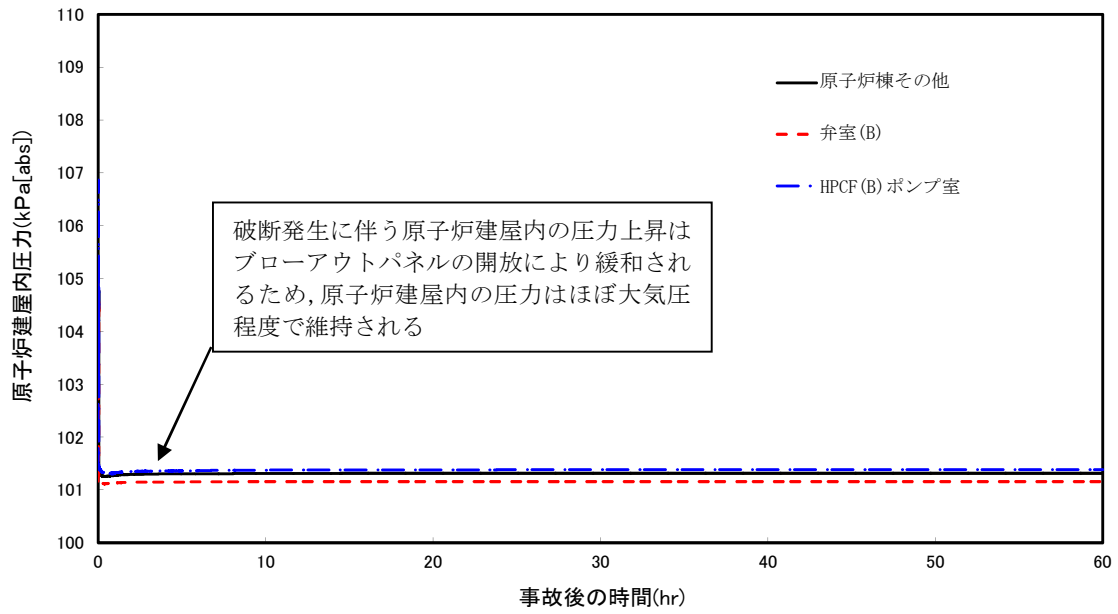


図 4 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

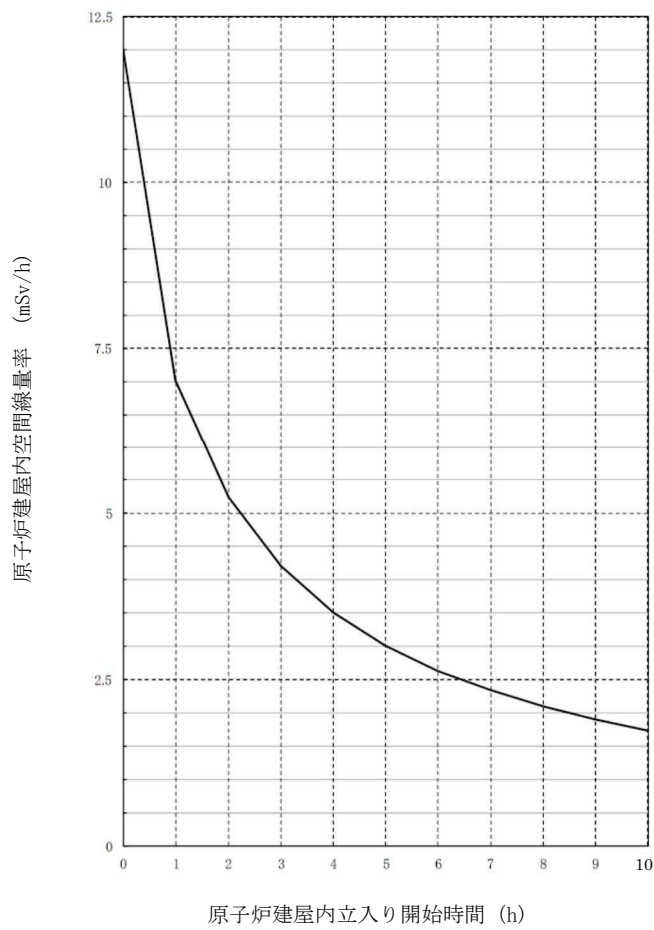
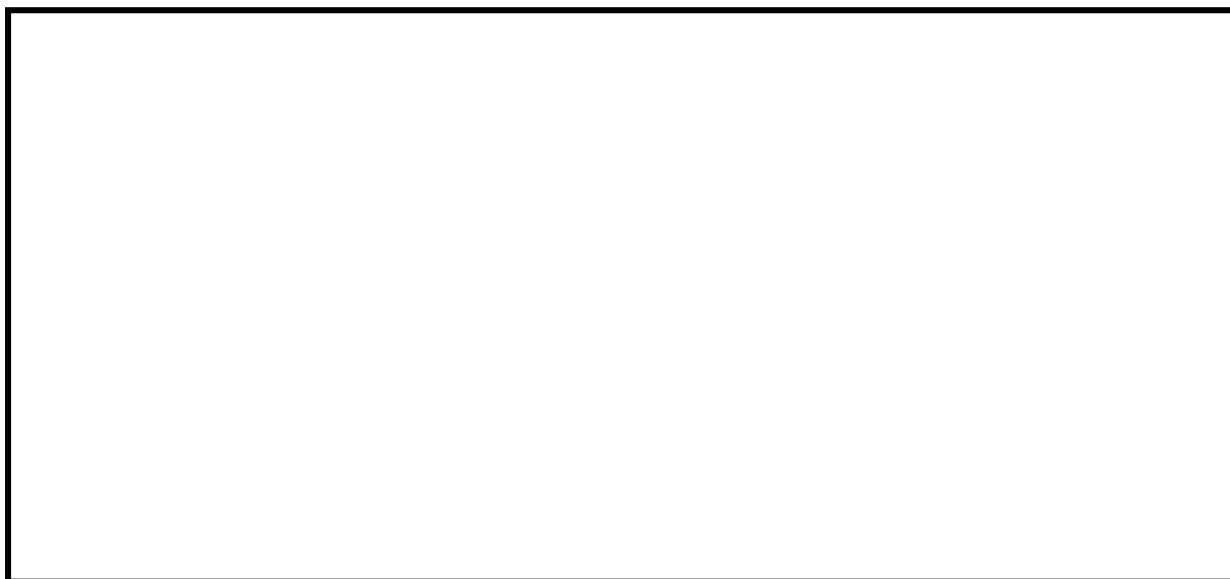
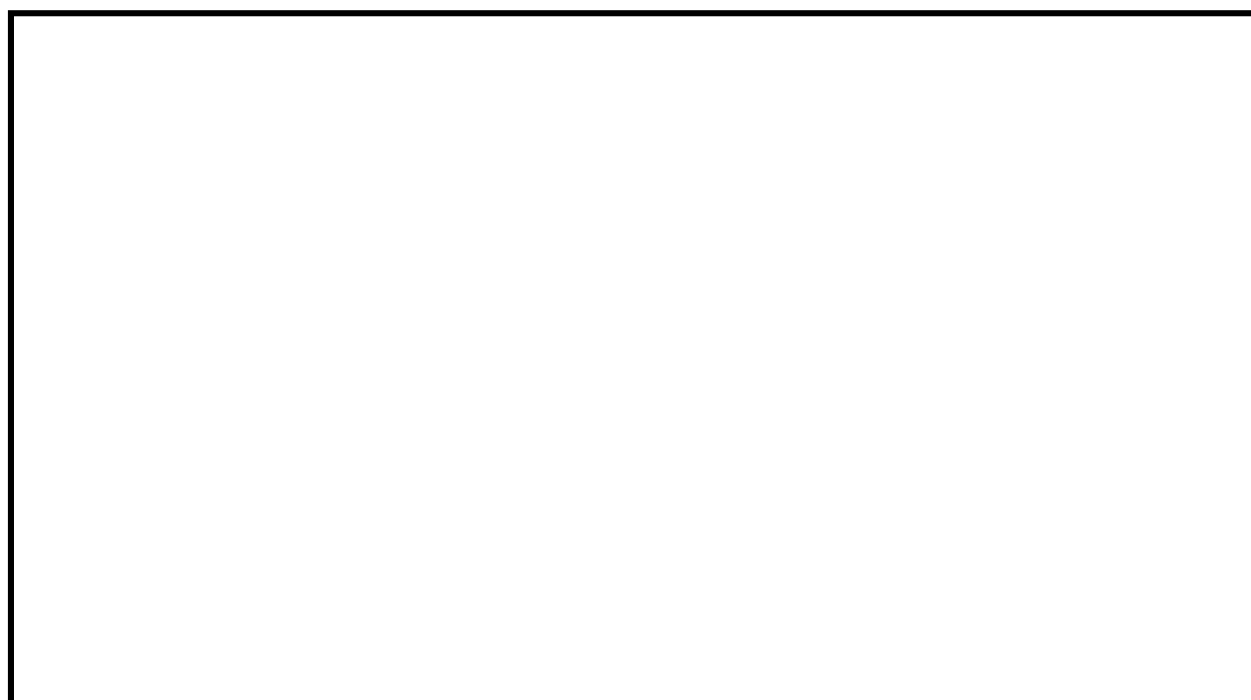


図 5 原子炉建屋内立入り開始時間と線量率の関係 (インターフェイスシステム LOCA)



(a) 平面図



(b) 断面図

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

安定状態について

格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時の安定状態については以下のとおり。

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

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生 5.5 時間後に高圧炉心注水系の破断箇所を現場操作にて隔離されることで漏えいが停止し，健全側の高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，冷温停止状態に移行することができ，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（インターフェイスシステム LOCA）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて 10℃～150℃高めに評価する	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて 10℃～150℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	燃料被覆管温度が高温になる程酸化量及び発熱量を大きく評価するモデルを採用し、保守的な結果を与える	解析コードは酸化量及び発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉への注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の自動起動により実施され運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	解析コードでは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる	解析コードでは、燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に大量の燃料被覆管破裂が発生した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	燃料被覆管温度が高めに評価されることから、破裂判定は厳しめの結果を与えるが、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない
	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、実験結果と概ね同等の結果が得られている	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す	炉心内の二相水位変化を概ね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい 本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない
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ト水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない	原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作に与える影響はない	本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果と概ね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない	原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本シナリオでは原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることではないことから評価項目となるパラメータに影響を与えることはない
	E C C S 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（インターフェイスシステム LOCA）（1/2）

項目		解析条件（初期条件, 事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する	最確条件とした場合には最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、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+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 +118cm ～ 約 +120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約 10mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム 10 分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約 10mm であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、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	52,200t/h (定格流量 (100%))	定格流量の約 91～約 110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、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、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最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、何れの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 42.0kW/m 以下 (実績値)	設計目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されると考えられるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値を上回ることにはないことから、上記の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30Gwd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下は緩和され、原子炉水位の低下が緩和されるが、操作条件（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作条件に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	約 30℃～約 50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順（炉心を冠水維持する操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉水位回復までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約 21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの消防車による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に対する影響はない	—
燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に対する影響はない	—	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（インターフェイスシステム LOCA）（2/2）

項目		解析条件（初期条件, 事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	高圧炉心注水系の吸込配管の破断（約 127cm ² ）	—	炉心冷却を厳しくする観点から高圧炉心注水系の吸込配管の全周破断を想定した破断面積を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	—	インターフェイスシステム LOCA が発生した側の高圧炉心注水系が機能喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源なし	—	事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなる外部電源なしを設定		
機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減（遅れ時間：2.05 秒）	炉心流量急減（遅れ時間：2.05 秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa [dif]において）注水	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa [dif]において）注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動 727m ³ /h（0.69MPa [dif]において）にて注水	原子炉水位低（レベル 1.5）にて自動起動 727m ³ /h（0.69MPa [dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 8 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (格納容器バイパス)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 15 分後	事象発生 15 分後に中央制御室からの破断箇所の隔離操作に失敗するものとして設定	<p>【認知】 高圧炉心注水系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり, 隔離箇所の認知及びその隔離操作の失敗の認知についても容易であり, 認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉減圧操作時に, 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく, 操作時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水により, 炉心は冠水維持されるため, 原子炉水位維持の点では問題とならない	実態の操作開始時間が早まった場合, 減圧時点の崩壊熱が高くなるが, 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により, 炉心は冠水維持されるため, 評価項目となるパラメータに与える影響はない	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の原子炉注水により, 炉心は冠水維持されることから, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約 1 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した
	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作	事象発生 5.5 時間後に隔離完了 (事象発生 4.5 時間後に操作開始)	破断面積 10cm ² のインターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域の現場環境条件を考慮し, 運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定	<p>【認知】 高圧炉心注水系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり, 隔離箇所の認知することは容易であり, 認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【要員配置】 現場操作のため, 中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員を配置している。現場運転員は, 高圧炉心注水系の破断箇所の隔離操作を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 運転員 (現場) は中央制御室から操作現場である原子炉建屋 1 階までのアクセスルートは通常 7 分程度で移動可能であるが, それに余裕時間を加えて操作所要時間を想定している。このため, 移動が操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 誤動作した電動弁を閉める操作であり, 簡単な操作であるため操作所要時間が操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【他の並列操作有無】 隔離操作時に, 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく, 操作時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため, 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	高圧炉心注水系の破断箇所隔離操作は隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき, 現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり, 漏えいの影響を受けにくい。実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい	隔離操作の有無に関わらず, 健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により, 炉心は冠水維持されるため, 評価項目となるパラメータに与える影響はない	隔離操作の有無に関わらず, 健全側の高圧炉心注水系の原子炉注水継続により, 炉心は冠水維持されるため, 時間余裕がある	現場モックアップ等による実績では, 高圧炉心注入隔離弁の電動弁手動閉操作に, 状況確認及び移動時間を含め約 1 時間で完了する見込みを得た。よって, 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

7日間における燃料の対応について（インターフェイスシステム LOCA）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：インターフェイスシステム LOCAは6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 751kL	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 751kL	6号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク 及び ガスタービン発電機 用燃料タンク （容量 約 200kL ）の 残容量（合計）は 約 659kL であり、 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

3. 重大事故

3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU、TBP及びTBDである。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、また、代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出の防止を図る。

本格納容器破損モードは、原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり、代替循環冷却の使用可否により、格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため、代替循環冷却を使用する場合と使用しない場合の両者について、格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。

なお、本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備に期待しており、原子炉圧力容器破損に至ることはないが、重大事故等対処設備に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については、「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」、「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

3.1.2 代替循環冷却を使用する場合

3.1.2.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制し、初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。

本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.2.1 から図 3.1.2.3 に、手順の概要を図 3.1.2.4 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表 3.1.2.1 に示す。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 30 名*である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 10 名*である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 36 名である。必要な要員と作業項目について図 3.1.2.5 に示す。

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

※有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 14 名、合計が 34 名になる。

a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、今回想定している破断面積や破断位置が異なる場合、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。

b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。

中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

c. 炉心損傷確認

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内の γ 線線量率が設計基準事故相当の γ 線線量率の10倍を超えた場合とする。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

（添付資料 3.1.2.1）

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サブプレッション・チェンバのプール水の pH を 7 以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH 制御には期待しない。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）等である。

なお、大破断 LOCA により格納容器温度が上昇し、ドライウェル雰囲気温度計の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。

水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力計及びドライウェル雰囲気温度計である。

水位不明と判断した場合、原子炉水位は、崩壊熱及び原子炉注水流量から推定手段を使用し把握することができる。具体的には、直前まで把握していた原子炉水位を起点とし、原子炉注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、その差分を原子炉圧力容

器水量レベル換算から原子炉水位変化量を求めることにより、原子炉水位を推定することができる。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。原子炉格納容器の雰囲気冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。崩壊熱及び原子炉注水流量による原子炉水位推定により炉心の冠水を確認した後、ドライウェル雰囲気温度計を用いて格納容器気相部温度が約 190℃超過を確認した場合又は格納容器内圧力計を用いて格納容器圧力が 0.465MPa[gage]に到達を確認した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及び復水補給水流量計（原子炉格納容器）である。

また、代替格納容器スプレイと同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

炉心を冠水維持できる範囲（原子炉水位低（レベル 1）から破断口ノズル高さ）を、崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により確認し、原子炉注水と代替格納容器スプレイの切替を繰り返し行う。

f. 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱

代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、代替循環冷却実施の準備のため、低圧代替注水系（常設）の最大流量にて原子炉注水を実施し水位を回復する。崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により破断口ノズル高さまで水位回復後、代替格納容器スプレイに切替え、最大流量にてスプレイを行うことで原子炉格納容器冷却を実施する。

崩壊熱及び原子炉注水流量からの原子炉水位推定により原子炉水位低（レベル 1）に到達した時点で、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却運転準備を実施する。復水移送ポンプを停止している期間は可搬型代替注水ポンプによる原子炉への注水を実施し、水位の回復を図る。

代替循環冷却運転準備が完了した後、可搬型代替注水ポンプによる原子炉注水を停止し、代替原子炉補機冷却系を用いた代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、原子炉注水と格納容器スプレイに復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）を用いて、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイする。

代替循環冷却が使用できる場合には、格納容器圧力逃がし装置等よりも優先して使用

する。

代替循環冷却の運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉压力容器）等であり、原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及びサプレッション・チェンバ・プール水温度計等である。

3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力、温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉压力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉压力容器内 FP 挙動並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、サプレッション・プール冷却、炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。

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シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価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

本評価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表3.1.2.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(添付資料 1.5.2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能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。

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、格納容器圧力高信号を想定し、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

最大300m³/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレーと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(c) 代替格納容器スプレー冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレーする。なお、代替格納容器スプレーは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(d) 代替循環冷却

代替循環冷却の循環流量は、全体で約190m³/hとし、原子炉注水へ約90m³/h、格納容器スプレーへ約100m³/hにて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレーするものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。

(b) 代替格納容器スプレー冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、炉心冠水後、格納容器温度が約190℃に到達した場合又は格納容器内圧力計を用いて格納容器圧力が0.465MPa[gage]に到達を確認した場合に開始する。なお、格納容器スプレーは、代替循環冷却運転準備時に停止する。

(c) 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は、代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生約22.5時間後から開始する。なお、代替原子炉補機冷却系運

転操作は事象発生20時間後から開始する。

(3) 有効性評価 (Cs-137 の放出量評価) の条件

(a) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

- a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。
- b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。
- c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.1.2.7)

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位 (シユラウド内外)、注水流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図3.1.2.6から図3.1.2.8に、燃料最高温度の推移を図3.1.2.9に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図3.1.2.10から図3.1.2.13に示す。

a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227°C) に到達する。事象発生から 70 分後、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低压代替注水系 (常設) による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

事象発生から約 22.5 時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始する。代替循環冷却により、原子炉圧力容器は破断口より溢水状態となり、原子炉格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.2.3)

b. 評価項目等

格納容器圧力は、図 3.1.2.10 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放

出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を行うことによって、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 0.60MPa[gage]となり、限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約 12 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 1%以下であるため、その影響は無視しうる程度である。

格納容器温度は、図 3.1.2.11 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇し、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約 165℃となり、限界温度 200℃を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器気相部温度は約 207℃となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144℃であり、限界温度 200℃を超えない。

（添付資料 3.1.2.2）

図 3.1.2.6 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）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、図 3.1.2.10 及び図 3.1.2.11 に示すとおり、代替循環冷却の運転により、原子炉格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制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。事象を通じて限界圧力に到達せず、格納容器圧力逃がし装置等を使用することなく、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、金属-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。

また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、可燃性ガスである酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。

（添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5, 3.1.2.6）

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着し除去されると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定すると、漏えい量は約 0.016TBq（7 日間）となり、「3.1.3 代替循環冷却をしない場合」の評価結果に比べて十分に小さな値となる。このことから、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量は

「3.1.3 代替循環冷却をしない場合」の評価結果に対して無視できる程度である。

(添付資料 3.1.2.7)

3.1.2.3 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。

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合））では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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られとされる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作、代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却による原子炉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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認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。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されて

いる。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確包含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 3.1.2.8）

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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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。

（添付資料 3.1.2.8）

(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、表3.1.2.2に示すと

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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、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上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復が早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替循環冷却は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料3.1.2.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、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上昇が遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の代替循環冷却は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなることから、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3.1.2.8)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から70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，常設代替交流電源設備からの受電操作について，実態の運転操作は，認知に10分間，移動に10分間，操作所要時間に50分間の合計70分間であり，解析上の受電完了時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については，常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実態の操作時間は，解析上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は，解析上の操作開始時間として炉心冠水後，格納容器温度約190℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，解析結果は炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており，実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており，実態の操作開始時間は，解析上の想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。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。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替原子炉補機冷却系の準備は，緊急時対策要員の参集に10時間，その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが，準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため，操作開始時間が早まる可能性があり，格納容器圧力及び温度を早期に低下させる。

操作条件の代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，代替循環冷却運転は事象発生約22.5時間後に開始することとしているが，余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また，本操作の操作開始時間は，代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操

作開始時間も早まる可能性があり、代替循環冷却の運転開始時間を早める。

(添付資料3.1.2.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は炉心冠水後、格納容器温度約190℃到達後となり、実態の操作開始時間は解析上の想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ない。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、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から早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料3.1.2.8)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作については、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から20時間あ

り、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこととなる。格納容器限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、事象発生約38時間であり、約15時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

(添付資料3.1.2.8, 3.1.2.9)

(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。

3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要な要員は、「3.1.2.1格納容器破損防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している、運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。なお、有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は36名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約2,800m³の水が必要と

なる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約5,600m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるように設定しているためである。

(添付資料 3.1.2.10)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約1,027kL)

6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及びガスタービン発電機用燃料タンク(約200kL)にて合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.2.11)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号及び7号炉で約1,299kW(6号炉:641kW 7号炉:658kW)必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.2.12)

3.1.2.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」で

は、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段等を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果、格納容器圧力逃がし装置等を使用せず、事象を通じて限界圧力に到達することではなく、金属－水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

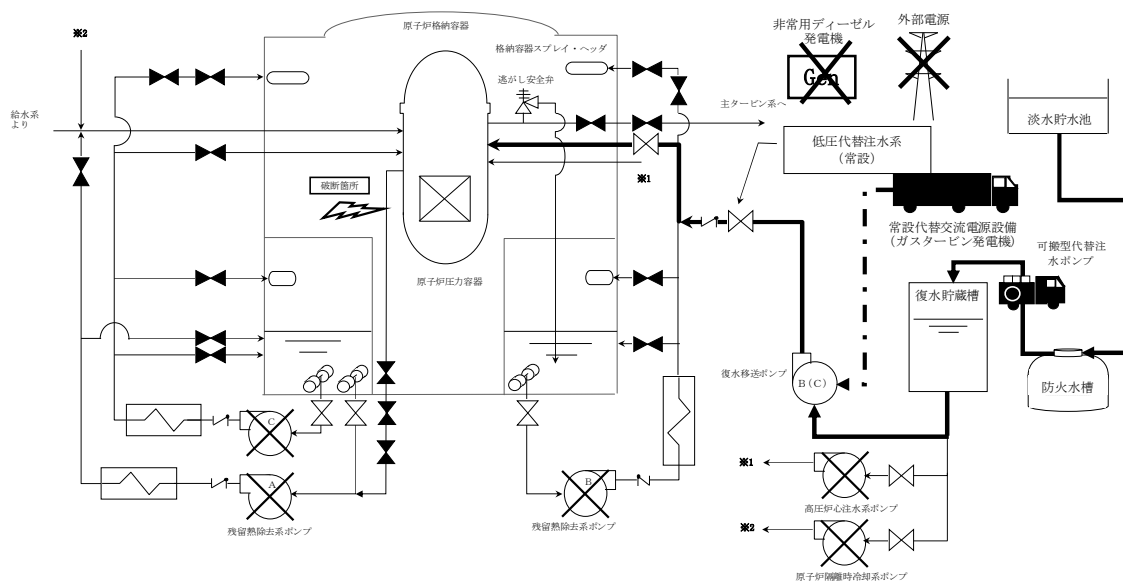
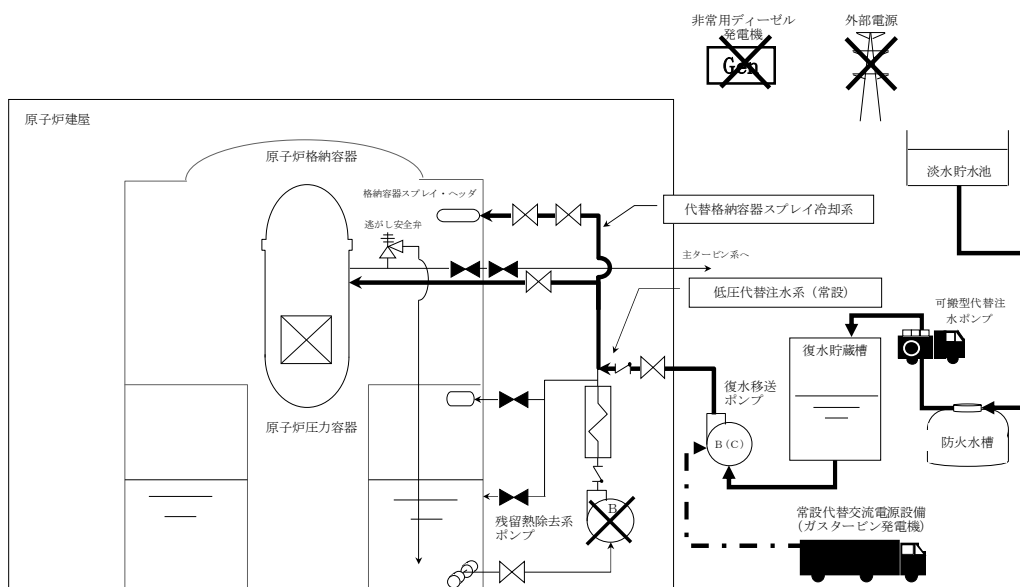


図 3.1.2.1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用する場合）（1/3）
（原子炉注水）



※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

図 3.1.2.2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用する場合）（2/3）
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

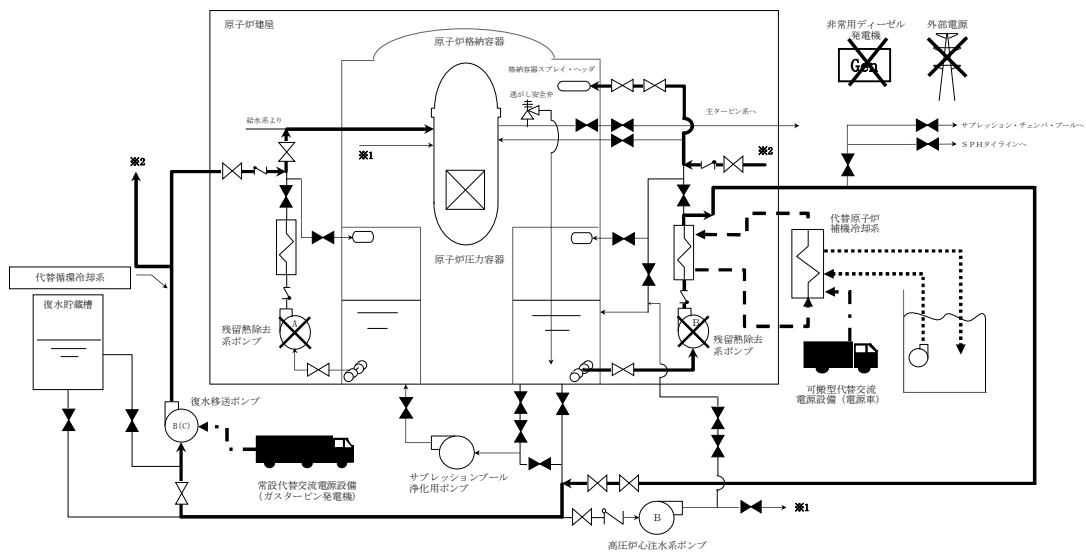


図 3.1.2.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用する場合）(3/3)
 (原子炉格納容器除熱)

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)																								備考	
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		1 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240 250 260 270 280 290 300 310 320																									
		指揮者	6号	当直副長	7号	当直副長		1人	1人	号炉毎運転操作指揮																							
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	給水流量の全喪失確認 全交流動力電源喪失確認 原子炉スクラム・タービントリップ確認	10分																									
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	非常用ディーゼル発電機 機能回復 外部電源 回復																									対応可能な要員により対応する	
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧 操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復																									対応可能な要員により対応する	
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(2人) A, B	(2人) a, b	-	-	-	-	受電前準備 (中央制御室)	20分																									
	-	-	2人 C, D	-	-	-	放射線防護準備/装備 現場移動 ガスタービン発電機健全性確認 ガスタービン発電機給電準備 ガスタービン発電機起動	10分 20分 10分 30分																									
	-	-	-	4人 o, d e, f	-	-	放射線防護準備/装備 現場移動 6号炉 M/C (D) 受電準備 現場移動 7号炉 M/C (C) (D) 受電準備	10分 50分 50分																									
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	ガスタービン発電機 運転状態確認	25分																									
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	放射線防護準備/装備 現場移動 ガスタービン発電機 運転状態確認	10分	適時実施																								
	-	-	(2人) B, F	-	-	-	M/C 受電確認 6号炉 M/C (D) 受電 6号炉 MCC (D) 受電	10分 10分																									
	-	-	-	(4人) o, d e, f	-	-	7号炉 M/C (C) (D) 受電 7号炉 MCC (C) (D) 受電	10分																									
中央制御室照明確保 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	蓄電池内蔵照明の点灯確認 可搬型照明の設置、点灯	15分																								要員を確保して対応する	
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	復水移送ポンプ (B, C) 起動/運転確認 低圧代替注水系 (常設) ラインアップ	15分																								交流電源回復前から通信手段確保等の作業を実施する	
	-	-	-	(2人) o, d	-	-	現場移動 7号炉低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分																									
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 注入弁操作		炉心冠水後、原子炉注水と格納容器スプレイ切替																								
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	残留熱除去系 スプレイ弁操作		原子炉注水と格納容器スプレイ切替																								
中央制御室 圧力調整 (中央制御室可搬型隔圧化空調機プロ ユニット起動) (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) o, f	-	-	MCR系 隔離弁操作 中央制御室可搬型隔圧化空調機プロユニット起動	30分 30分	交流電源回復により遠隔操作可能な場合は遠隔にて隔離操作を実施する																							要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	中央制御室待避室照明確保 中央制御室待避室データ表示装置起動操作	10分																								要員を確保して対応する	
中央制御室待避室の準備操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	(2人) o, f	-	-	中央制御室待避室空気ポンプ隔圧化装置空気供給元弁開	30分																								要員を確保して対応する	
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) B, F	(2人) o, d	-	-	格納容器スプレイに合わせた薬品注入		格納容器スプレイに合わせて実施																							要員を確保して対応する	
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	現場移動 6号炉 M/C (C) 受電準備	50分																									
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	6号炉 M/C (C) 受電確認	10分																									
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	6号炉 M/C (C) 受電 6号炉 MCC (C) 受電	10分																									
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	現場移動 6号炉低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分																									

図 3.1.2.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間
(代替循環冷却を使用する場合) (1/2)

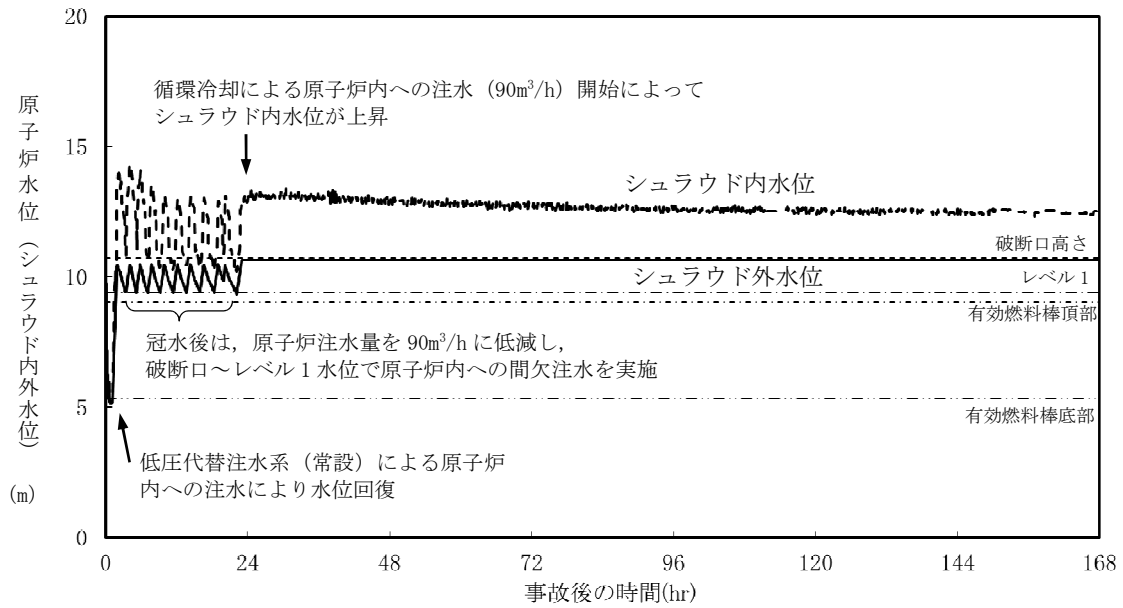


図 3.1.2.6 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

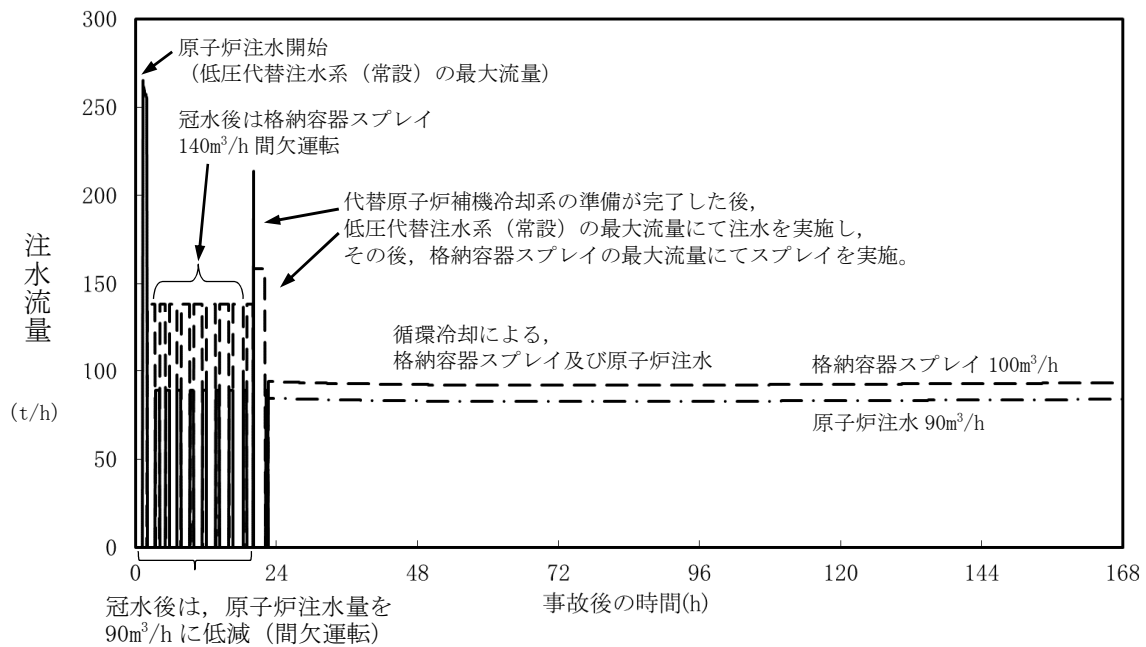


図 3.1.2.7 注水流量の推移

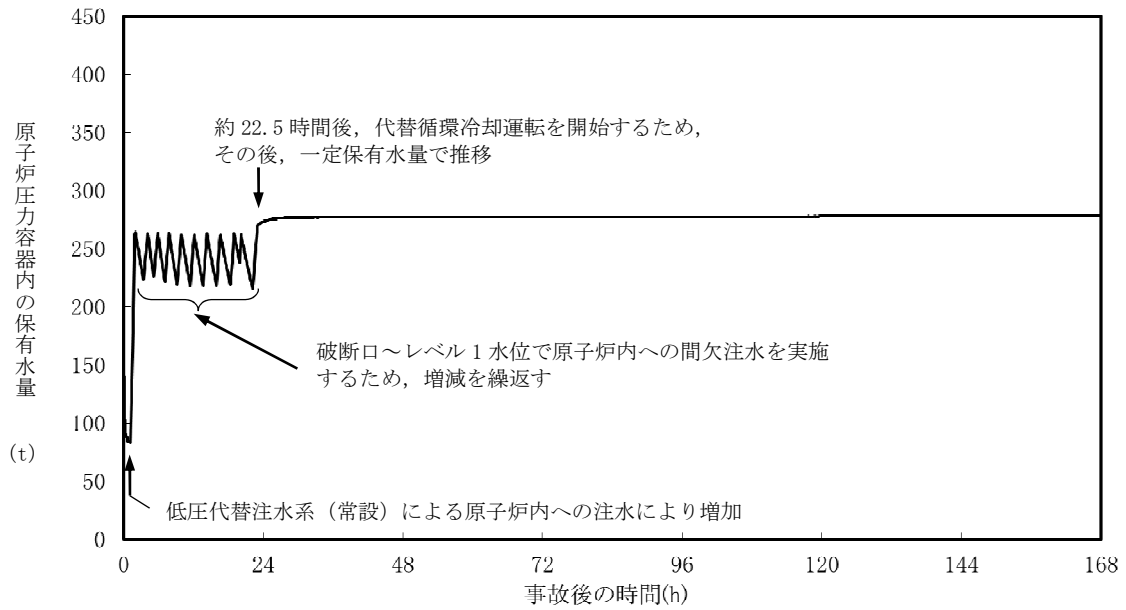


図 3.1.2.8 原子炉圧力容器内の保有水量の推移

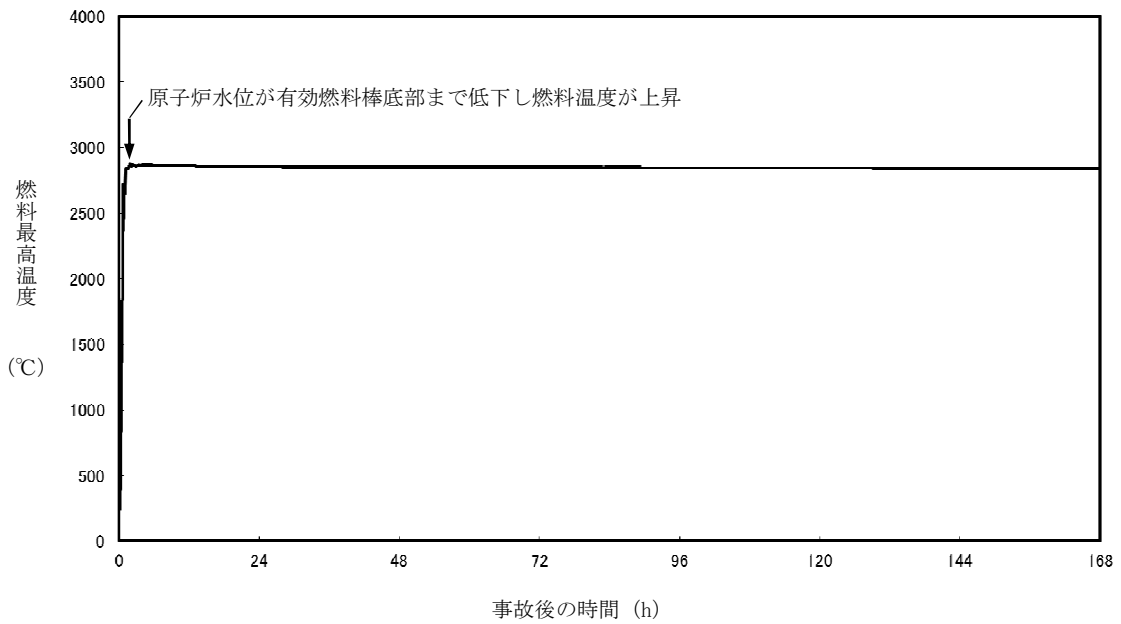


図 3.1.2.9 燃料最高温度の推移

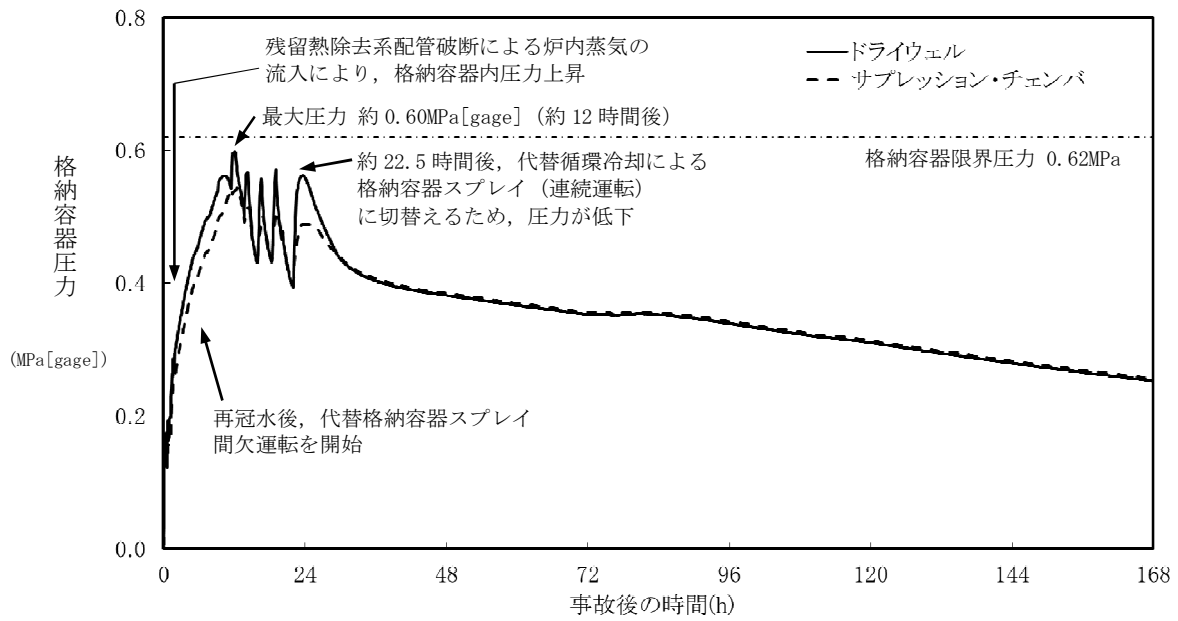


図 3.1.2.10 格納容器圧力の推移

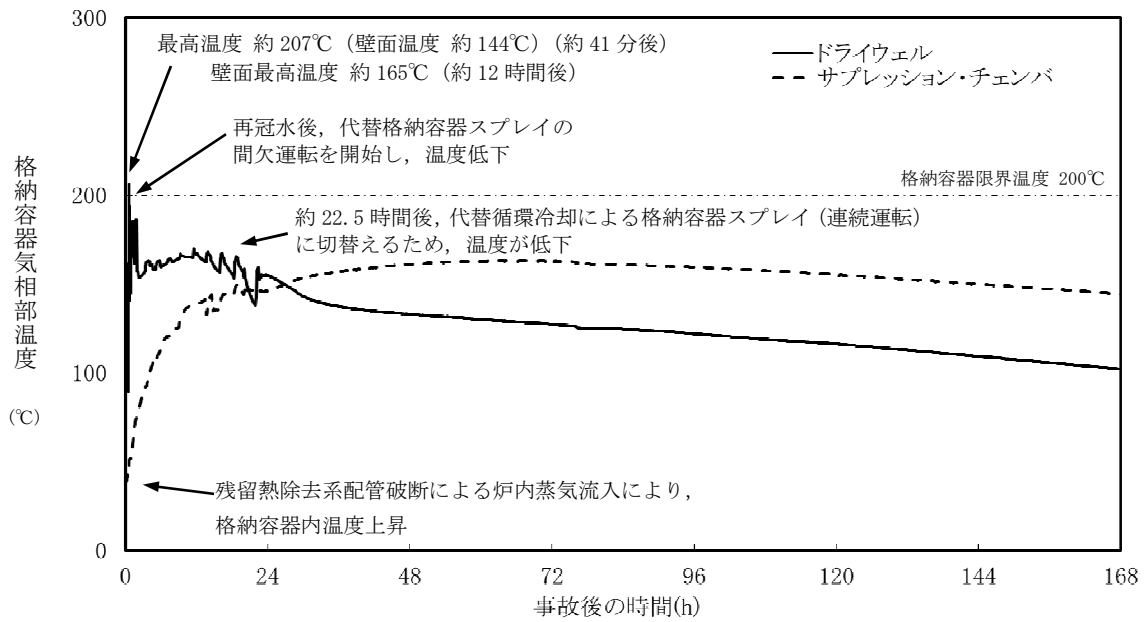


図 3.1.2.11 格納容器気相部温度の推移

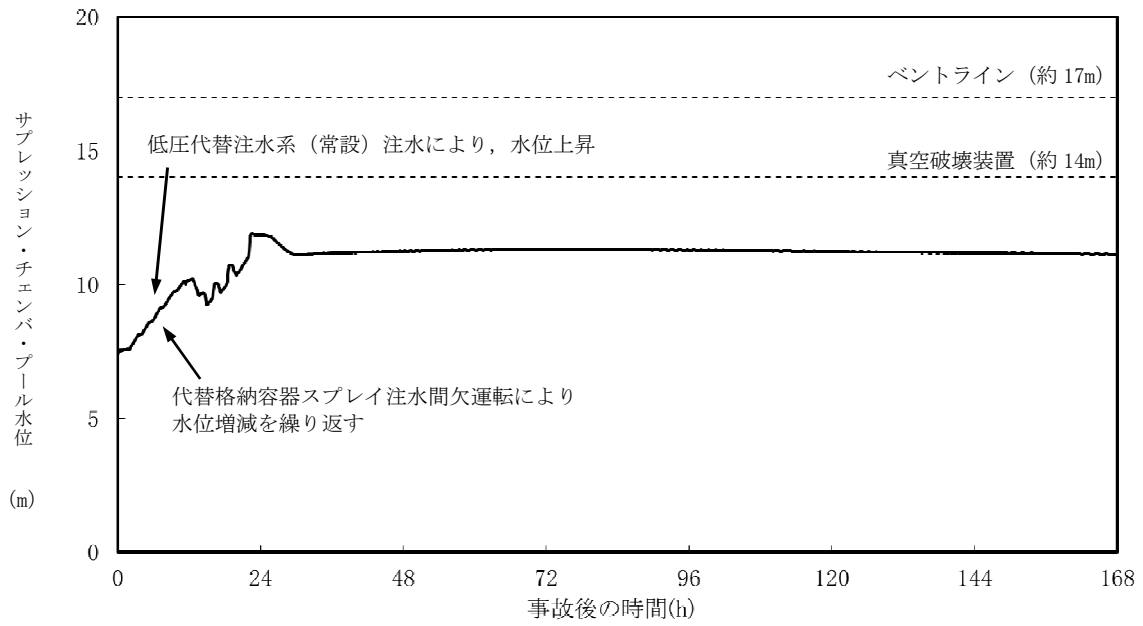


図 3.1.2.12 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

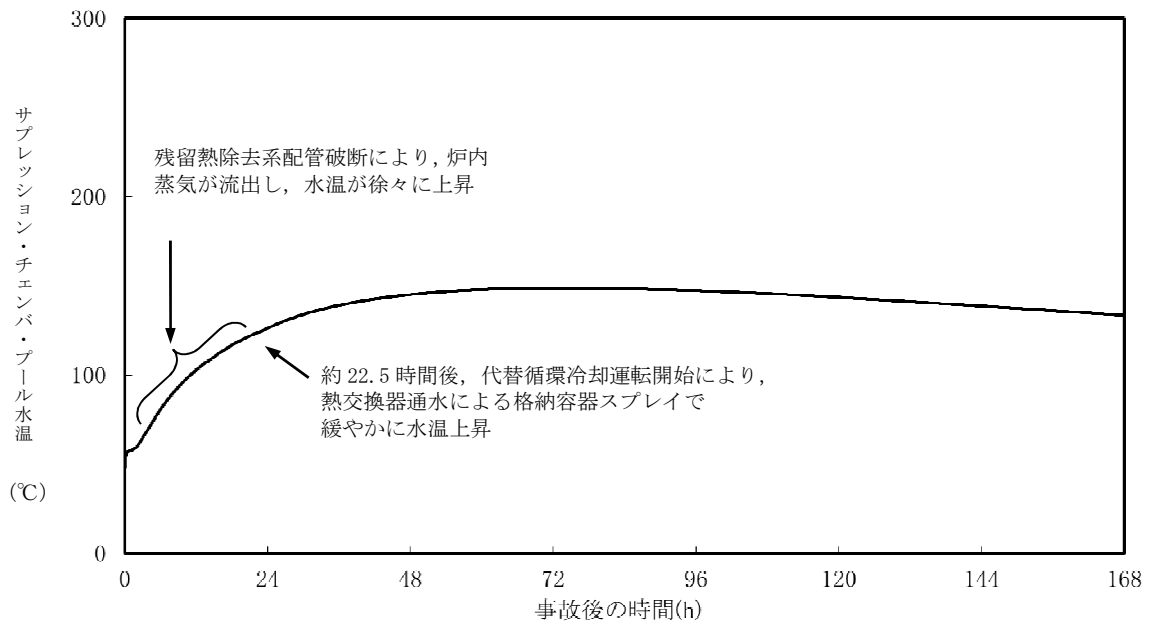


図 3.1.2.13 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 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）時における重大事故等対策について
（代替循環冷却を使用する場合）

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系系統流量計】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル計（S/C）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する ドライウェル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断する。崩壊熱及び原子炉注水量による推定手段を使用し，原子炉水位を推定する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA） ドライウェル雰囲気温度計
代替格納容器スプレー冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約 190℃に到達した場合，推定手段により炉心の冠水を確認後，代替格納容器スプレー冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で，原子炉注水と代替格納容器スプレーを交互に実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	ドライウェル雰囲気温度計 格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
代替循環冷却による原子炉注水，原子炉格納容器除熱	事象発生から 20 時間経過した時点で，代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始し，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却ラインの再循環流量は，原子炉注水と格納容器スプレーに流量分配し，それぞれ連続注水及び連続スプレーする。代替循環冷却が使用できる場合には，格納容器圧力逃がし装置等よりも優先して，代替循環冷却を優先して使用する。	復水移送ポンプ	代替原子炉補機冷却系 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水温度計 サブプレッション・チェンバ・プール水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水補給水系流量計（原子炉格納容器）

【 】：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

表 3.1.2.2 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
(代替循環冷却を使用する場合) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料 (A型)	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部 : 5,960m ³ 液相部 : 3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルーサブプレッション・ チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
 （代替循環冷却を使用する場合）（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	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却を使用する場合）（3/4）

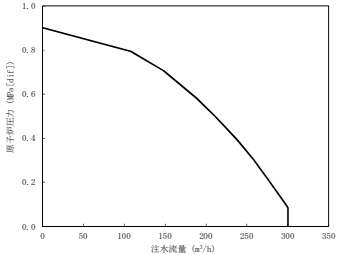
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にてスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	代替循環冷却	循環流量は，全体で約 190m ³ /h とし，原子炉注水へ約 90m ³ /h，格納容器スプレイへ約 100m ³ /h に流量を分配	代替循環冷却の設計値として設定

表 3.1.2.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
 （代替循環冷却を使用する場合）（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び 低圧代替注水系（常設）による原子炉 注水操作	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設 定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原 子炉格納容器冷却操作	炉心冠水後，格納容器温度が約 190℃到 達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設 定
	代替循環冷却による原子炉格納容器除 熱操作	事象発生約 22.5 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間を考慮して設 定

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

1. 炉心損傷の判断基準

1.1 炉心損傷の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が有効燃料棒頂部（TAF）以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

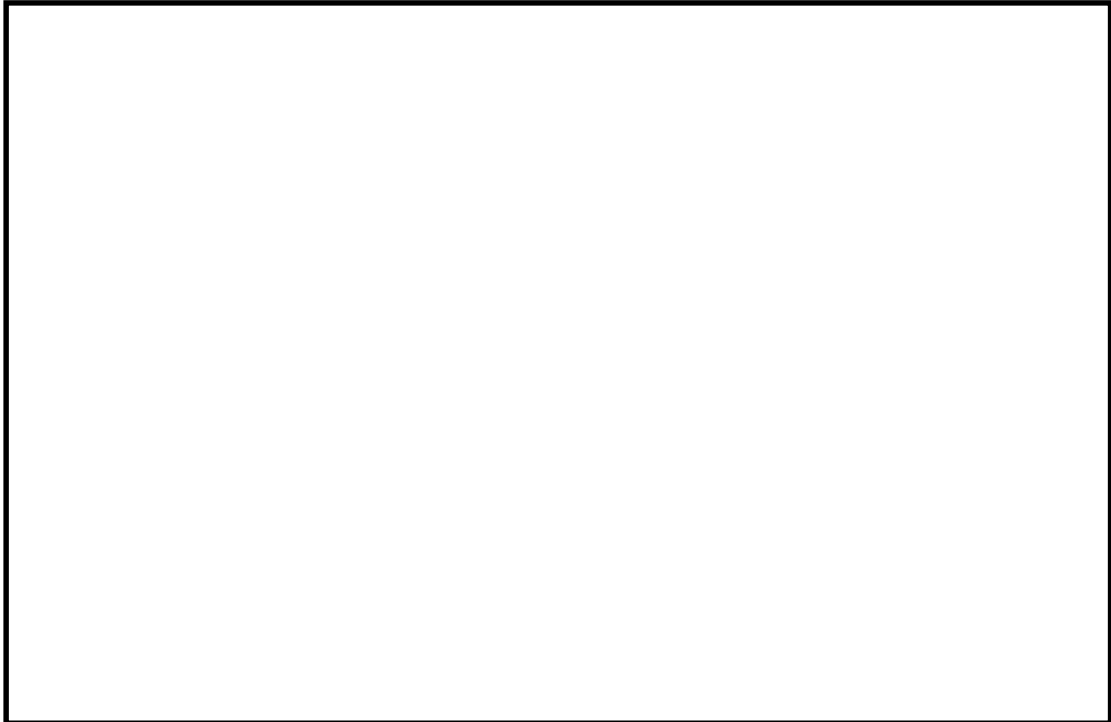
事故時運転操作手順書（徴候ベース）では、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位が TAF 未満となった際に、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて、ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内の γ 線線量率の状況を確認し、図 1 に示す設計基準事故相当の γ 線線量率の 10 倍を超えた場合を、炉心損傷開始の判断としている。

炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展をふまえて、原子炉格納容器内の γ 線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

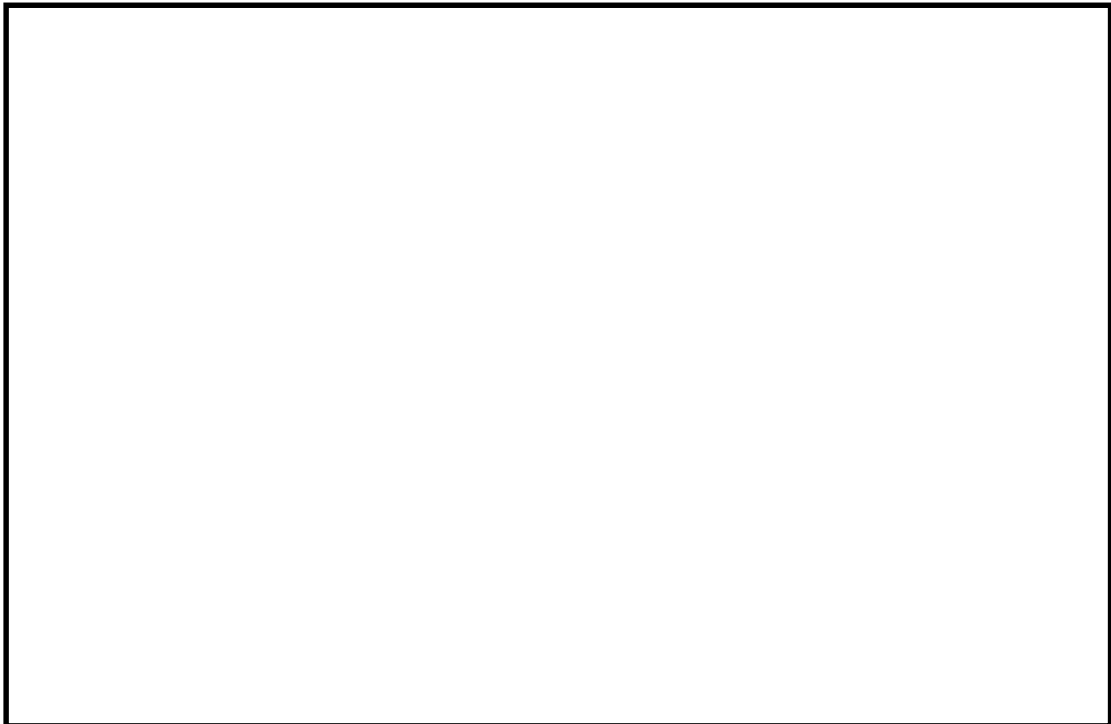
また、福島事故時に原子炉水位計、格納容器内雰囲気放射線レベル計等の計装設備が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み、格納容器内雰囲気放射線レベル計に頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器内雰囲気放射線レベル計の使用不能の場合は、「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する方針である。

原子炉圧力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、SRV 動作圧力（安全弁機能の最大 8.20MPa [gage]）における飽和温度約 298℃を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を 300℃以上としている。

なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線レベル計が使用可能な場合は、当該の計装設備にて判断を行う。



(1) ドライウエルの γ 線線量率



(2) サプレッション・チェンバの γ 線線量率

図1 重大事故導入条件判断図

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

1. 2 炉心損傷の判断基準の根拠について

炉心損傷の判断基準は、設計基準事故時の格納容器内雰囲気放射線レベル計 γ 線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方、基準を高めを設定すると判定が遅れることが懸念されるため、高すぎる設定値は判断基準として適さない。

炉心損傷開始の判断は、上述のとおり格納容器内雰囲気放射線レベル計の γ 線線量率が設計基準事故（追加放出）の10倍を越えた場合であり、この設定値は、全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が原子炉格納容器内に放出された場合の γ 線線量率よりも低い、余裕のある値となっている。

上記より炉心損傷判断としては、設計基準事故を超える事象について、設計基準事故の γ 線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。

1. 3 格納容器内雰囲気放射線レベル計について

格納容器内雰囲気放射線レベル計の γ 線線量率の測定レンジは、 $10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$ であり、この測定レンジにおいて、「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「重大事故時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」並びに「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1参照）

格納容器内雰囲気放射線レベル計は、連続計測しており、計装設備の指示値は換算不要で図1の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すれば、すぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器内雰囲気放射線レベル計の検出器は、ドライウエル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2カ所の合計4カ所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から原子炉格納容器への移行は、大破断 LOCA 等、直接ドライウエル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサブプレッション・チェンバ側に放出される場合があるが、いずれの場合においても、炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため、格納容器内雰囲気放射線レベル計にて炉心損傷に伴う γ 線線量率の上昇を測定可能と考える。

また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間と γ 線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。

表 1. 格納容器内雰囲気放射線レベル計による炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法		炉心損傷の判断	格納容器ベント	
設計基準事故の追加放出	$10^{-2} \sim 10^0$ Sv/h 程度 (原子炉停止後の経過時間が, 0.1 時間後から 100 時間後の値)	CAMS※	無	1Pd
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の 10 倍)	$10^{-1} \sim 10^1$ Sv/h 程度 (原子炉停止後の経過時間が, 0.1 時間後から 100 時間後の値)	CAMS※	有	2Pd
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し, 周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと (発生事故あたり概ね 5mSv 以下)	—	—	—
CAMS 使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	RPV 表面温度	有	2Pd
「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失のシーケンス」における最大放射線量率 (早期に炉心損傷したほうが核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり, 重大事故の中でも早期に炉心損傷する例)	10^4 Sv/h 程度 (事故後の最大値)	CAMS※	有	2Pd

※CAMS 計測レンジ (計装設備の仕様) : $10^{-2} \sim 10^5$ Sv/h

2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異

2. 1 原子炉への注水について

BWR の場合、事故時の対応は、原子炉注水が最優先であり、炉心損傷の判断の前後でその対応のマネージメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器の破損防止が図られる。

2. 2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて

炉心損傷後の格納容器ベントは、その実施の判断基準は、炉心損傷前の 1Pd (格納容器最高使用圧力:0.31MPa[gage]) に対し、炉心損傷後は 2Pd (格納容器限界圧力:0.62MPa[gage]) に変更となる。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、原子炉格納容器の健全性を確保することを目的に設計上の最高使用圧力 (1Pd) を実施基準としているが、炉心損傷後は、より長く原子炉格納容器内で核分裂生成物を保持した方が減衰により環境へ放出する放射エネルギーを低減できることから、格納容器限界圧力 (2Pd) を実施基準としているためである。

また、格納容器ベントの判断基準が変わることで、格納容器スプレイの判断基準も変更となる。原子炉スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表 2 に示す。

なお、炉心損傷前の 1Pd の格納容器ベント中には、炉心の健全性を確認するため、格納容器内雰囲気放射線レベル計の γ 線線量率を監視し、 γ 線線量率が設計基準事故(追加放出)と同等の値を示した場合には、一旦、格納容器ベント操作を中断し、その後は炉心損傷後の実施基準に基づき対応する。

表2. 炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	<p>(圧力基準) 設計基準事故時の最高圧力は、ドライウエル：0.25MPa[gage]、サブプレッション・チェンバ：0.18MPa[gage]であり、これらの圧力以下に維持できない場合は、原子炉格納容器の健全性を維持し、原子炉格納容器からの放射性物質の漏えいを可能な限り抑えるために、格納容器スプレイを行う。</p> <p>(温度基準) 格納容器最高使用温度は、ドライウエル：171℃、サブプレッション・チェンバ：104℃であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレイを行う。</p>	<p>(圧力基準) 炉心損傷後の格納容器スプレイは、格納容器限界圧力（2Pd）の0.62MPa[gage]以下に制御することを目的に、格納容器圧力が0.465MPa[gage]（1.5Pd）に到達した時点で開始し、0.39MPa[gage]に低下した時点で停止する。間欠運転とするのは、格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで、ベントラインの閉塞等が生じること及び原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間が早まるためである。</p> <p>(温度基準) 格納容器限界温度の200℃に至らないように、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバ・プールの空間温度が190℃以上となった場合に、格納容器スプレイを行う。</p> <p>加えて、炉心損傷後は、原子炉格納容器内で発生する無機よう素の発生の抑制を目的に、格納容器スプレイ時に水酸化ナトリウムを注入する。</p>
格納容器ベント	<p>サブプレッション・チェンバ圧力が0.279MPa[gage]（格納容器圧力制限値）以下に維持できなければ、原子炉格納容器空間部へ直接放出される熱を抑制することを目的に、原子炉を満水とし、さらに格納容器圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の0.31MPa[gage]に到達する場合には、原子炉格納容器の健全性を維持するために、ウェットウエルベントを優先として格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。</p>	<p>格納容器限界圧力の0.62MPa[gage]に到達すると予測される場合には、原子炉格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、ウェットウエルベントを優先として格納容器圧力逃がし装置等により格納容器ベントを行う。</p>

3. MAAP 解析における炉心損傷判定値と運転操作における炉心損傷判断基準について

有効性評価の MAAP 解析においては、炉心損傷の解析上の判定基準を、有効性評価の評価項目（「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件）の $1,200^{\circ}\text{C}$ ($1,473\text{K}$) よりも低い、 $1,000\text{K}$ (727°C) に設定している。

この $1,000\text{K}$ は、PHEBUS-FPT0 実験で、燃料被覆管温度が約 $1,000\text{K}$ に達したときに核分裂生成物の放出開始が観察されたことを踏まえ設定されたものである。

一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等の γ 線線量率の上昇を、格納容器内雰囲気放射線レベル計によって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。

格納容器気相部温度が原子炉格納容器の健全性に与える影響について
(雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）)

1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、格納容器気相部温度は、一時的に格納容器限界温度の 200℃を超える評価となっている。ここでは、これが原子炉格納容器の健全性に与える影響について考察する。

2. 原子炉格納容器の健全性に与える影響について

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における、原子炉格納容器の気相部と壁面温度の推移を図 1 に示す。

事象開始後、破断口から流出する蒸気により、格納容器気相部温度が上昇し、格納容器スプレィの間欠的な実施により、温度上昇は抑制されるものの、一時的に 200℃以上に到達する評価となる。

格納容器温度によって健全性への影響を受ける部位としては、フランジ部等に用いられているシール材であると考えられる。シール材は格納容器壁面温度に近い雰囲気に曝されるため、図 1 に示すとおり、気相部温度が一時的に 200℃を超えたとしてもシール材温度が 200℃に到達することはない。シール材については「柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 格納容器限界温度・圧力に関する評価結果」において、原子炉格納容器内を 200℃、2Pd に模擬したシール材性能試験にて 7 日間の格納容器の閉じ込め機能を評価しているため問題はない。

3. まとめ

格納容器気相部温度は 200℃を若干超えるものの、壁面温度は格納容器限界温度の 200℃以上には到達しない。このため、原子炉格納容器の健全性に問題はない。

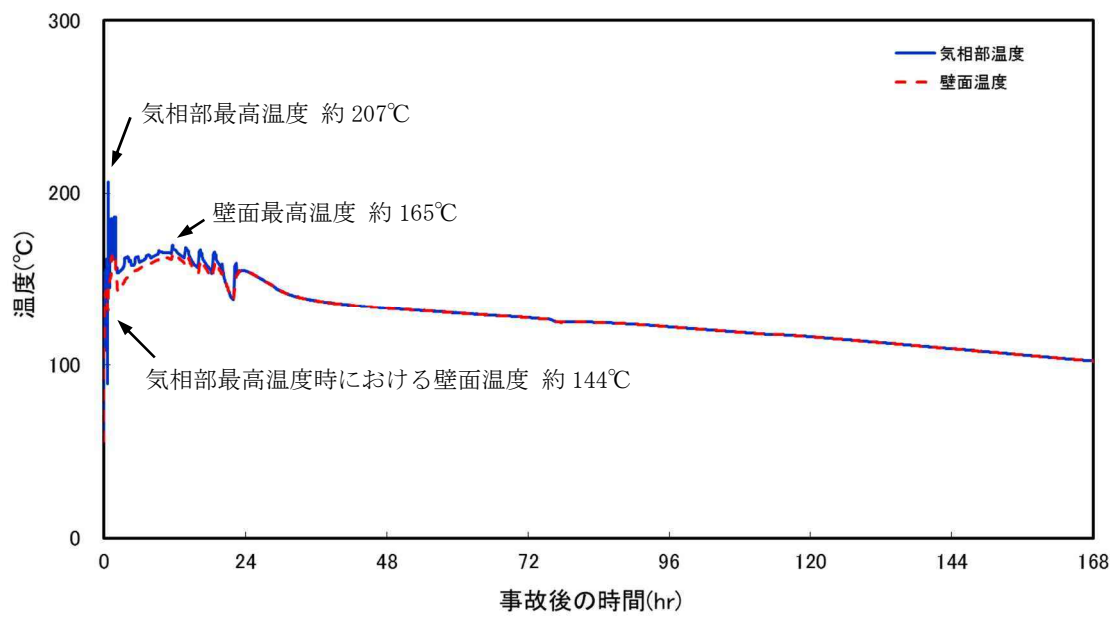


図1 原子炉格納容器気相部温度と壁面温度の推移

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

1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスでは、事象発生約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。事象発生 70 分後からの低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、炉心は再冠水される。上記により、炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉圧力容器内に保持される。ここでは、本事象における炉心の損傷状態、損傷炉心の位置及びシュラウドへの熱影響について評価結果を示す。

2. 評価結果

(1) 炉心の損傷状態

図 1 に事象開始後 70 分及び終状態の炉心損傷状態を示す。

(2) 損傷炉心の位置

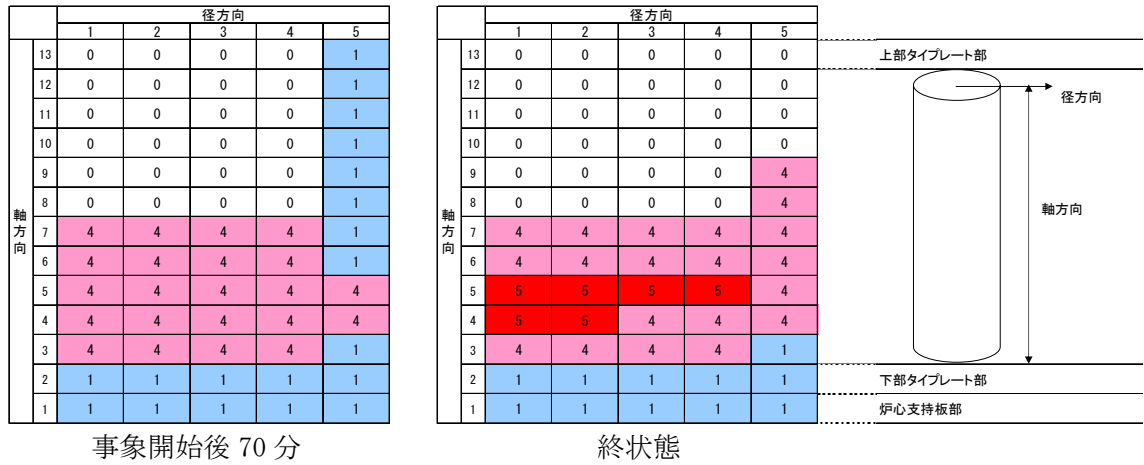
図 2 に各部（炉心位置、下部プレナム）における炉心重量の時間変化の推移を示す。図 2 に示すとおり、炉心は炉心位置に保持される。

(3) シュラウドへの熱影響

終状態においても、溶融プールは炉心の外周部に至っておらず、シュラウドへの熱影響はない。

3. まとめ

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスにおいて、炉心損傷に至るものの、再冠水により炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉圧力容器内に保持される。



損傷状態のモデル

- 0 : 燃料なし (空洞)
- 1 : 燃料が自立した状態
- 2 : 燃料が崩壊した状態
- 3 : 流路が減少した状態
- 4 : 流路が閉塞した状態
- 5 : 熔融プール状態

図 1 炉心の損傷状態

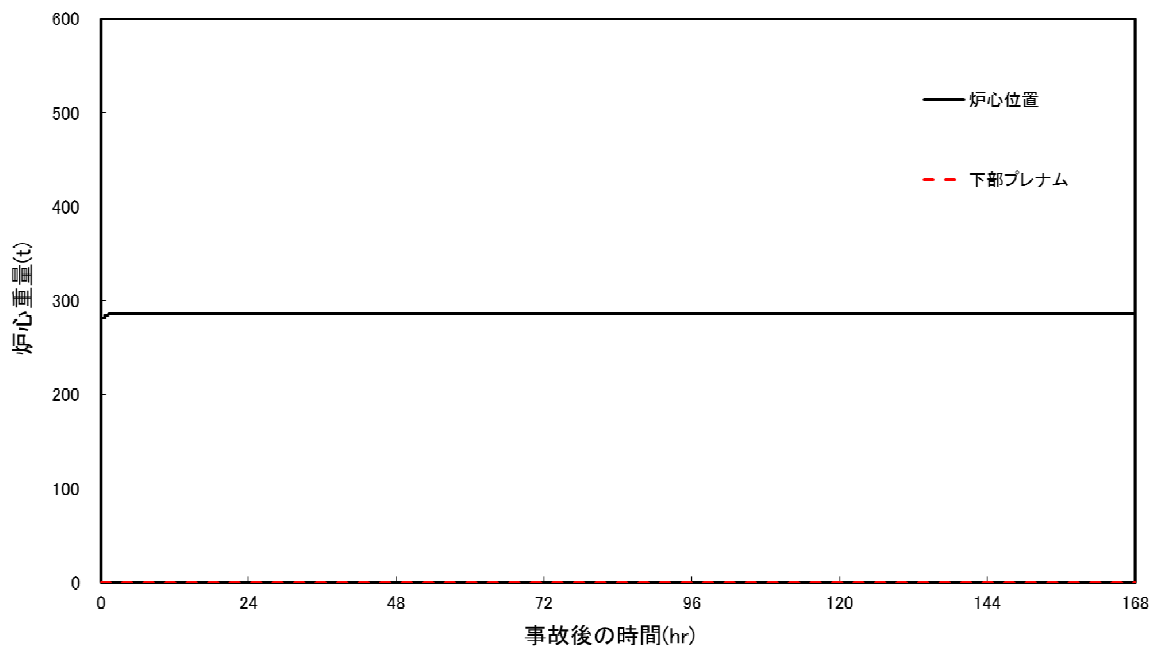


図 2 各部 (炉心位置, 下部プレナム) における炉心重量の時間変化

安定状態について（代替循環冷却を使用する場合）

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を使用する場合における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、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）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、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

低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、事象発生から約 22.5 時間後に代替循環冷却による原子炉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℃ を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

原子炉格納容器内に存在する亜鉛の反応により発生する水素の影響について

1. はじめに

平成 23 年 3 月 11 日の東北地方太平洋沖地震後、福島第二原子力発電所 1, 2, 4 号炉の原子炉格納容器 (PCV) 内の水素濃度が 5%程度まで上昇していることが確認され、その原因を調査したところ、PCV 内のグレーチングに塗布しているローバル (常温亜鉛めっき) から発生した水素の影響によるものと推定されている。

ここでは、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において、同様の事象が発生した場合の影響評価を実施する。

2. 影響評価

(1) 水素の発生量の評価

原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきの反応により、水素が発生する可能性がある。グレーチングの亜鉛めっきが全て反応することを想定して、水素発生総量を概略評価した。

a. グレーチングの亜鉛めっきの条件

- ・ 上部ドライウェル グレーチング表面積 : 3, 200m²
- ・ サプレッション・チェンバ・プール グレーチング表面積 : 1, 100m²
- ・ 亜鉛めっき膜厚 : 80 μm

(JIS H8641-2007記載の溶解亜鉛めっき厚判定基準値 (最大値) 76 μmより設定, 6号及び7号炉においても本JISに基づき亜鉛めっきを実施)

- ・ 亜鉛密度 : 7. 2g/cm³ (JIS H8641-2007 記載値)

b. 評価結果

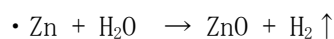
〈亜鉛量〉

原子炉格納容器内のグレーチングに用いられる亜鉛量は、約2, 500kgとなる。

- ・ 上部ドライウェル部 : 1, 843kg (=3, 200m²×80 μm×7. 2g/cm³)
- ・ サプレッション・チェンバ・プール部 : 634kg (=1, 100m²×80 μm×7. 2g/cm³)

〈水素発生量〉

亜鉛は、以下の化学反応によって水素を発生する。



亜鉛 1mol より水素が 1mol 発生するため、発生する水素ガス量は約 77kg ($\approx 56.8+19.5$), 水素ガス体積 (標準状態) は約 850Nm³ ($\approx 631+217$) となる。なお、格納容器過圧・過温破損シナリオにて発生する水素ガス量は約 600kg であることから、グレーチングの亜鉛めっきから発生する水素ガス量は十分に小さい値となっている。

・ドライウェル部：

$$56.8\text{kg} \quad (=1,843,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol})$$

$$631\text{Nm}^3 \quad (=1,843,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol})$$

・サプレッション・チェンバ・プール部：

$$19.5\text{kg} \quad (=634,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol})$$

$$217\text{Nm}^3 \quad (=634,000\text{g}/65.4\text{g/mol} \times 0.0224\text{Nm}^3/\text{mol})$$

(2) 格納容器圧力への影響について

格納容器圧力への影響評価にあたり、全交流動力電源喪失シナリオを例として評価を実施する。表 1 に全交流動力電源喪失シナリオにおける格納容器ベント前における格納容器気相部のモル分率を示す。

格納容器気相部のモル分率から考えると、格納容器ベント実施時 (0.31MPa) には、窒素約 0.024MPa, 蒸気約 0.285MPa を示す。亜鉛の反応により生じる水素 77kg を考慮した場合は、窒素約 0.024MPa, 蒸気約 0.282MPa, 水素約 0.003MPa となる。これより、全交流動力電源喪失シナリオにおいて、格納容器圧力は窒素及び原子炉内で崩壊熱により発生し原子炉格納容器内に流入する蒸気の影響が大きいと考えられ、グレーチングの亜鉛の反応で発生する水素はほぼ影響を及ぼさない。

表 1：格納容器気相部のモル分率

		窒素	水蒸気	水素
モル分率	水素を考慮しない	約 0.08	約 0.92	0
	水素を考慮する	約 0.076	約 0.91	約 0.01

(3) 水素燃焼への影響について

水素及び酸素の可燃限界は、水素濃度 4vol%以上かつ酸素濃度 5vol%以上である。BWR のドライウェル内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素の発生はないことから、本反応単独での水素の燃焼は発生しないものとする。

3. まとめ

原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきに含まれる亜鉛が全て反応することを想

定すると、約 77kg の水素が発生する可能性がある。

しかし、全交流動力電源喪失のシナリオにおいて、格納容器圧力は、ほぼ窒素と崩壊熱により発生する蒸気の影響に左右されるため、亜鉛の反応により発生する水素は、格納容器圧力に対して有意な影響はないと考えられる。

また、水素燃焼の観点においても、BWR のドライウェル内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素の発生はないことから有意な影響はないと考えられる。

非凝縮性ガスの影響について

1. はじめに

格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAP コードを使用して「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAP コードの水素発生量に関する妥当性については、TMI 及び PHEBUS 試験により確認しており、当該解析に MAAP コードを用いることは妥当である^[1]。

ただし、MELCOR コードのように、流路閉鎖が発生しにくい（水素が発生しやすい）と仮定した場合においても、評価に有意な影響がないことを確認するため、感度解析を実施した。

2. 解析条件

- ・流体が閉鎖部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0
（申請解析ではポロシティ：0.1 以下）

図 1 に示すように、炉心内でデブリの移行（リロケーション）が発生し、それが冷却材流路に堆積して閉塞を起こした場合、MAAP 解析では流路閉塞を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が 0.1 以下になるとそのノードは完全に閉塞したものとみなされ、それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方 MELCOR 解析の場合、流路閉塞を起こしたノードの空隙率の最小値は 0.05 に設定されており、完全閉塞は発生しない。

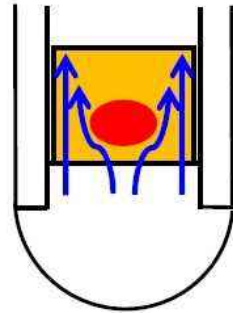
したがって、流路閉塞した場合、炉心で発生する非凝縮性ガスは MAAP の方が少なくなる傾向にある。このため、上記の条件にて、水素発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。なお、ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。

3. 解析結果

図 2 から図 6 に評価結果を示す。図 2 より、申請解析での水素発生量が約 592kg に対して感度解析では約 670kg と水素発生量は約 12%増加しているが、図 3 に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり、保守的な条件として非凝縮性ガスが増加するような場合においても、当該操作に大きな影響はない。

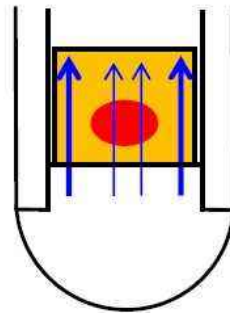
[1] 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 5 部 MAAP）

以上



MAAP

ポロシティ ≤ 0.1 で
完全閉塞



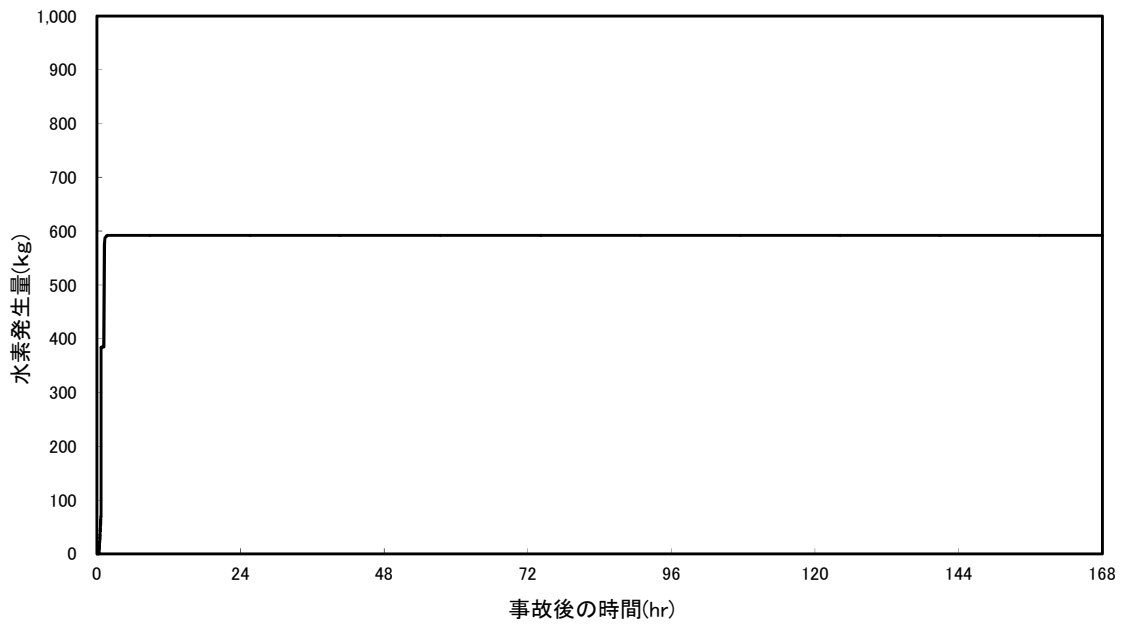
MELCOR

ポロシティの最小値は
0.05(完全閉塞せず)

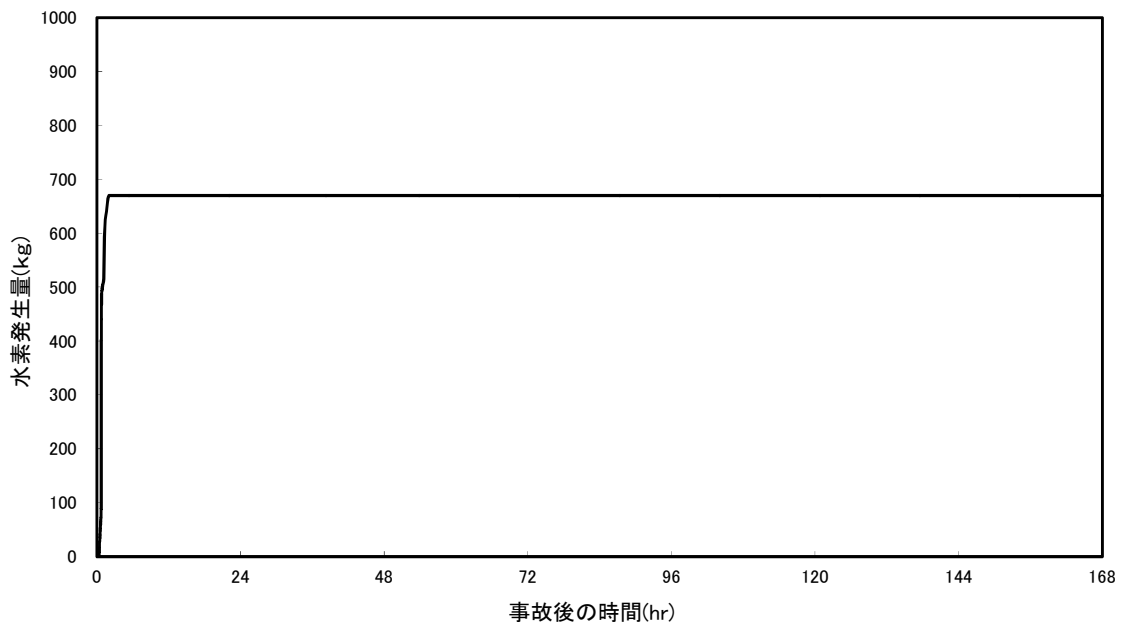
図1 炉心内流路閉塞モデルの概念図

(「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」,

電力中央研究所, 平成26年6月 抜粋)

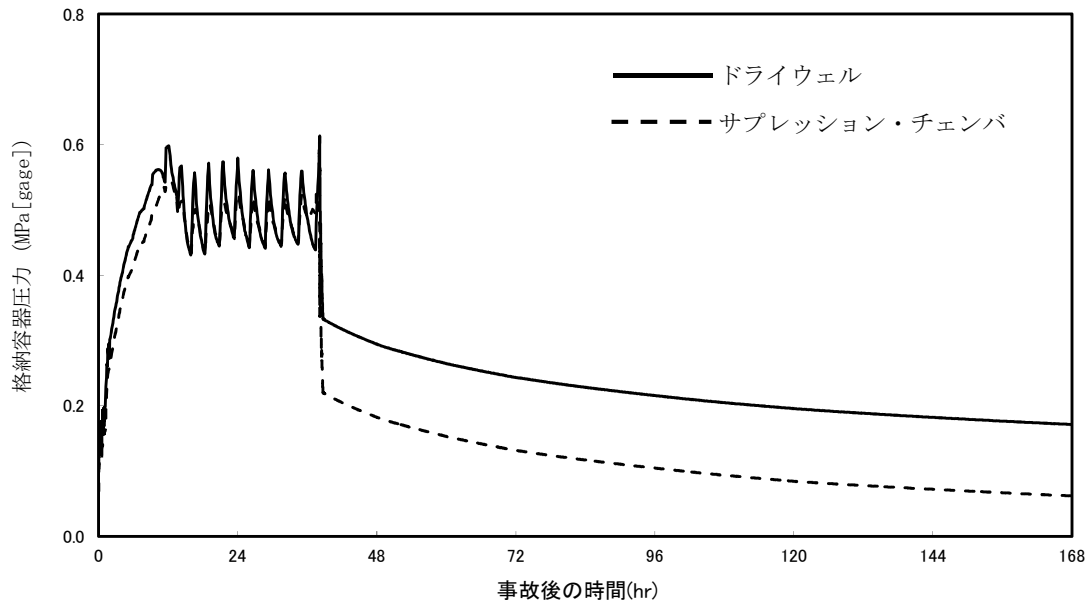


大破断 LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

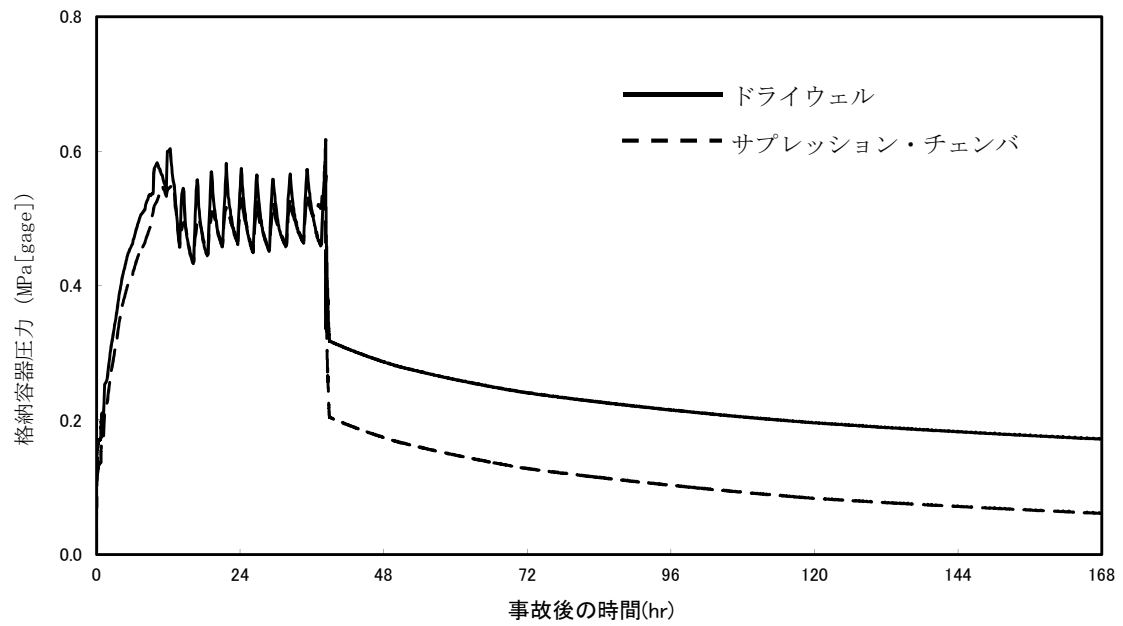


大破断 LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 2 水素発生量比較

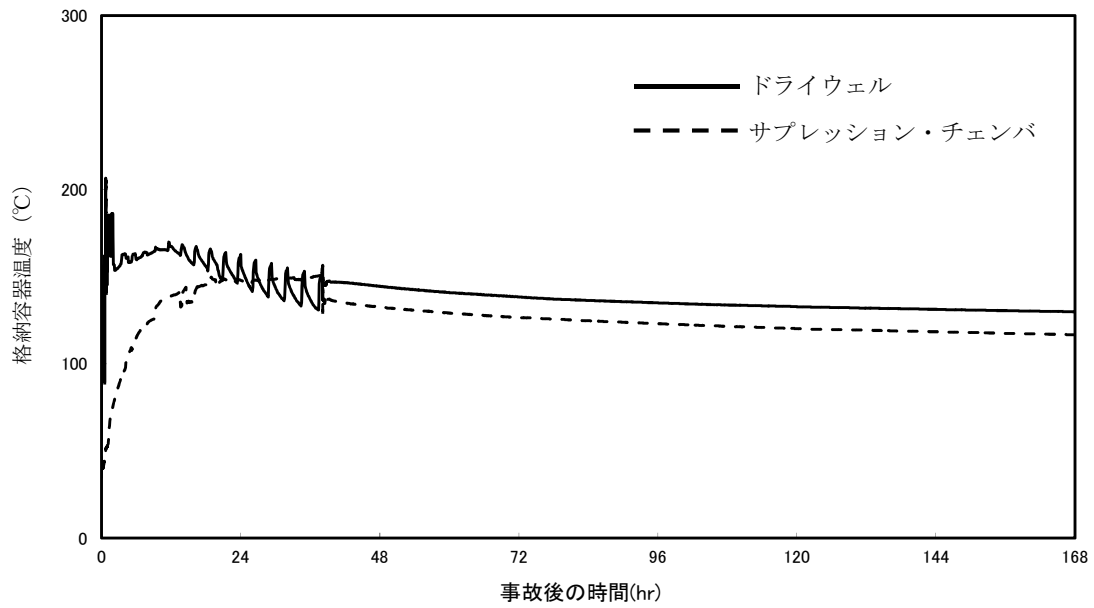


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

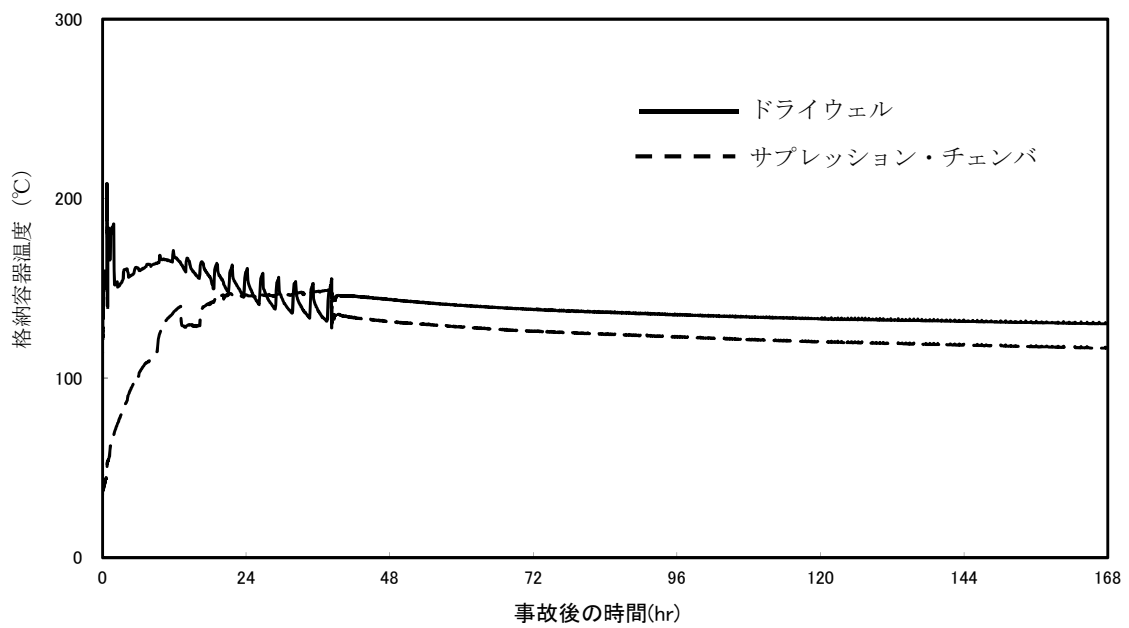


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 3 格納容器圧力の比較

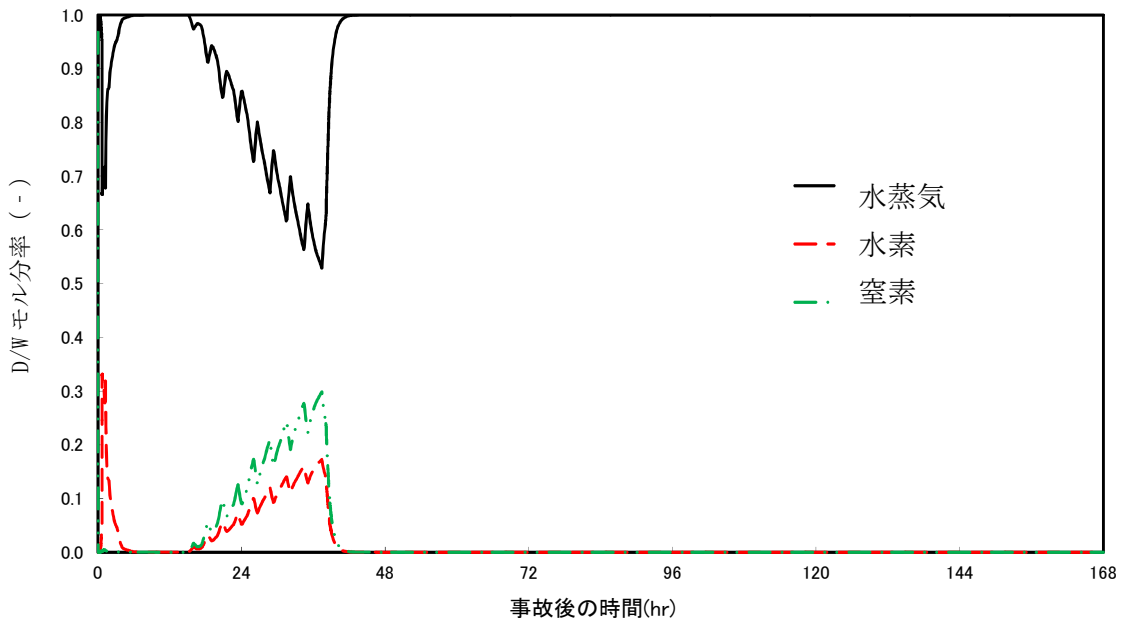


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

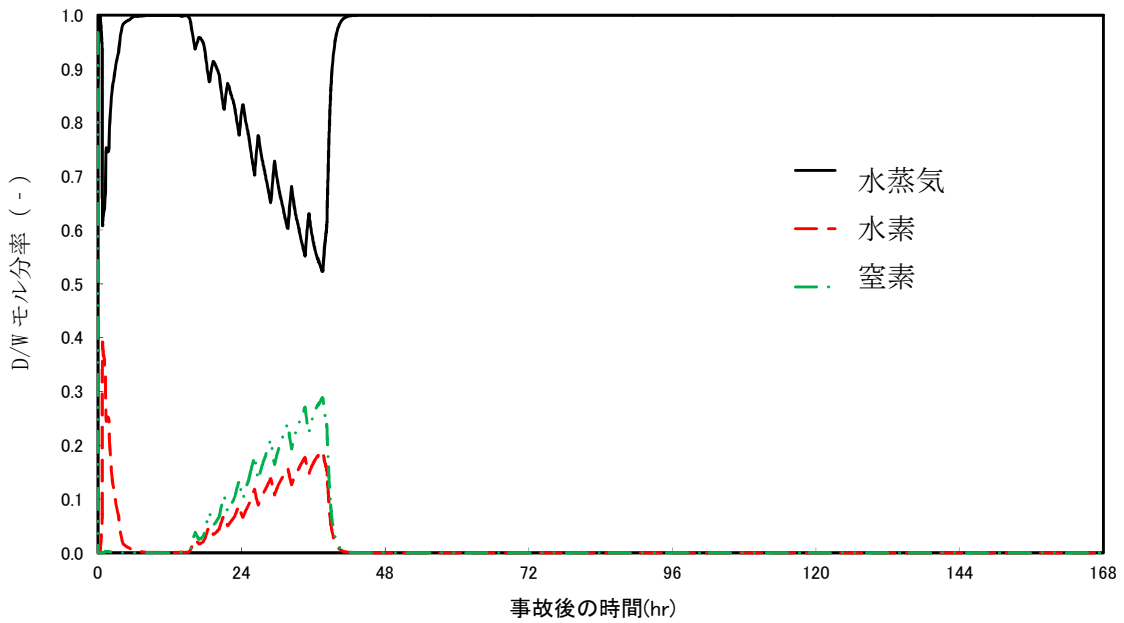


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 4 格納容器温度の比較

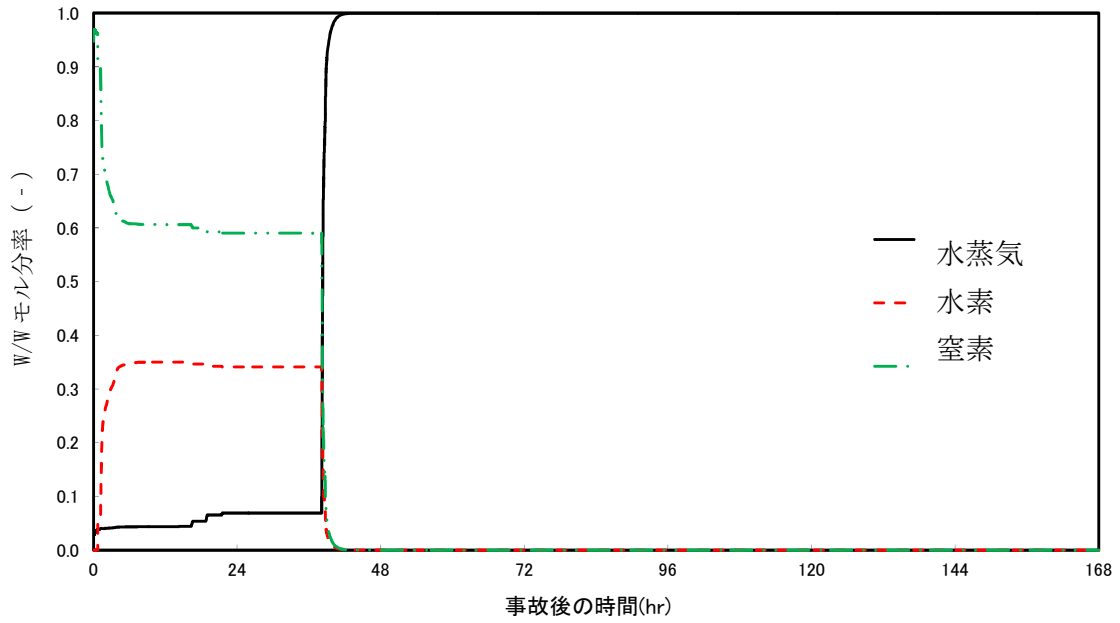


大破断 LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

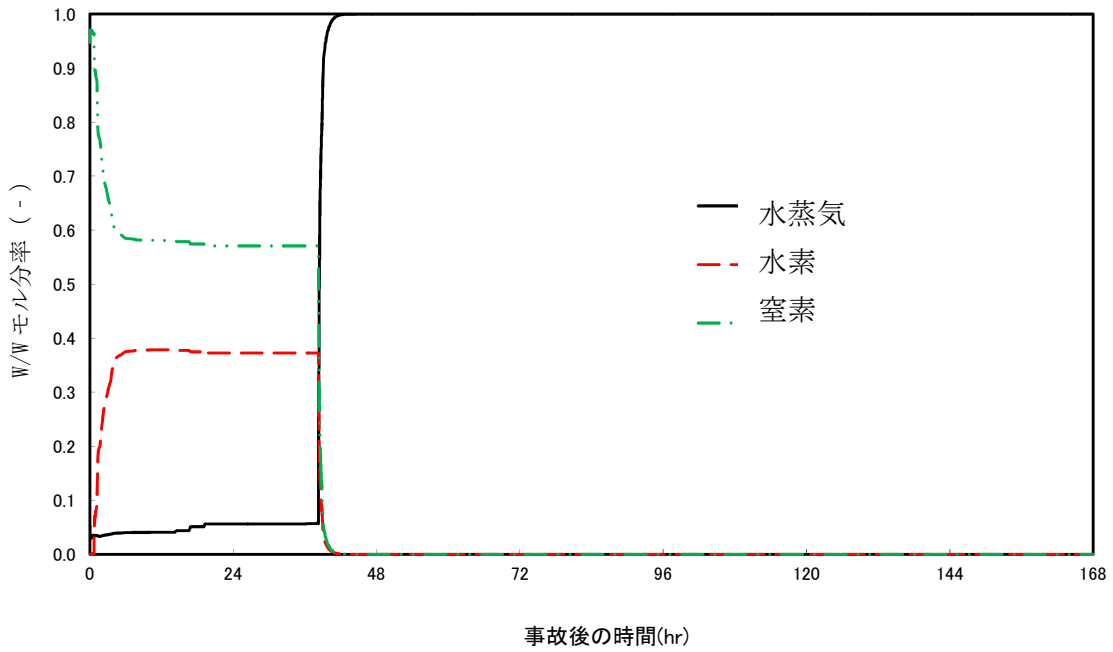


大破断 LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図5 ドライウェル気相濃度の比較



大破断 LOCA (申請解析: 空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



大破断 LOCA (感度解析: 空隙率 0.0 で完全閉塞)

図 6 ウェットウェル気相濃度の比較

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

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。

この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮し、原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しており、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器が健全である場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」に対し、代替循環冷却によって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。
 - ・ 1Pd 以下 : 0. 9Pd で 0. 4%/日 相当
 - ・ 1~2Pd : 2. 0Pd で 1. 3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。(詳細は「3. 補足事項」参照)
- (4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質 (Cs-137) の漏えい量は約 0. 016TBq (7 日間) となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3. 1. 3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウェルのラインを経由した場合の放出量約 2. 0TBq (7 日間) に比べて十分に小さい。

3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1) 式に建屋周辺の風速と建屋差圧(風荷重)の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

ΔP : 風荷重 (kg/m²)

C : 風力係数 (-0.4)

ρ : 空気密度 (0.125kg/m³: 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)

v : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を (2) 式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

f : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)

ΔP : 差圧 (mmH₂O)

なお、1mmH₂O=1kg/m²

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH₂O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は (3) 式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

f_1 : 実風速時の漏えい率 (回/日)

f_0 : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)

ΔP_1 : 実風速時の建屋差圧 (0.3mmH₂O)

ΔP_0 : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH₂O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 0.1 回/日となる。

以上

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））

表 1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（1/2）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
【MAAP】 炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認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	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料棒表面熱伝達		CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した		
	燃料被覆管酸化		炉心ヒートアップ速度（燃料被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQV、大破断 LOCA シーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻への影響は小さい		
	燃料被覆管変形	MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認 ・MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じた ・水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	
沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認 ・MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じた ・水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	
原子炉圧力容器	気液分離（水位変化）・対向流	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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（2/2）

【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
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 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されているものの、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と考えられる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、解析結果は測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイに係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
原子炉格納容器	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	サブプレッション・プール冷却	安全系モデル（非常用炉心冷却系）	ポンプ流量及び除熱量は設計値に基づき入力値に与えられており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できているものの、FP放出が顕著になる実験開始後約11,000秒以降は、燃料被覆管温度を高め評価することにより、急激なFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる	大破断 LOCA 時における運転員の操作は、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、事象進展が極めて早い（水位低下）大破断 LOCA であっても、速やかに代替注水系による炉心注水（電源の確保含む）を行うこととしており、炉心損傷後の圧力容器内 FP のパラメータを起点とした操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	代替循環冷却を用いることにより、格納容器ベントを回避できるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した	炉心損傷後の格納容器内 FP のパラメータを起点とした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 FP 挙動の差異により格納容器内温度及び圧力挙動に影響を与えるが、温度及び圧力は崩壊熱による水蒸気発生が支配的な要因であり影響は極めて小さい。さらに、格納容器圧力及び温度を起点とする操作として、代替格納容器スプレイ、格納容器圧力逃がし装置の操作があるが、事象発生から約2時間後以降の操作であり、多少の挙動の変化が運転員等操作時間に影響を与えることはない	代替循環冷却を用いることにより、格納容器ベントを回避できるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合）））（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には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、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約 +118cm～約 +120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約 20 分で通常運転水位一約 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約 10mm 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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量 (100%))	定格流量の約 91～約 110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、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上昇が遅くなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部 : 5,960m ³ 液相部 : 3,580m ³	空間部 : 5,960m ³ 液相部 : 3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約 7.01m～約 7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時 (7.05m) の熱容量は約 3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.04m 分) の熱容量は約 20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約 0.6%程度と非常に小さい。従って、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小さい
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	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、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合））（2/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5. 2kPa	約 3kPa～約 7kPa (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，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約 50kPa（約 10.3 時間で約 0.56MPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さく，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，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約 50kPa（約 10.3 時間で約 0.56MPa）であるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約 2kPa であり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	格納容器温度	57℃	約 30℃～約 60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい	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，格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから，初期温度が事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3. 43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3. 43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃)	約 30℃～約 50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存し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	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可能性があり，炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが，この顕熱分の影響は小さく，燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい また，格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり，格納容器の圧力上昇は遅くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約 21, 400m ³	21, 400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また，事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約 2, 240kL	2, 240kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用する場合））（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	大破断 LOCA （残留熱除去系の吸込配管の破断）	—	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設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注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	—	
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源なしを重量させることでより厳しい状態を設定	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム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	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
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h でスプレイ	140m ³ /h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	代替循環冷却	循環流量は、全体で約 190m ³ /h とし、原子炉へ約 90m ³ /h、格納容器スプレイへ約 100m ³ /h にて流量分配	循環流量は、全体で約 190m ³ /h とし、原子炉へ約 90m ³ /h、格納容器スプレイへ約 100m ³ /h にて流量分配	代替循環冷却の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却を使用する場合）（1/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室及び現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員が配置されている。受電準備を行う運転員は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員は、中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。起動操作等を行う運転員は、屋外に移動するが、移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間を想定している。このため、移動が操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員、受電準備を行う運転員及び運転員（中央制御室）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため、操作所要時間は最長で50分間となる</p> <p>[起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計40分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ、配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定 ● 燃料バルブの開操作、給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動、起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に20分間を想定 <p>[受電準備を行う運転員：操作所要時間；合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり、1個あたりの操作時間に移動時間含めて2分間程度を想定し、操作の所要時間は40分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定 <p>[運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計30分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に、中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に10分間を想定 <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は、復水補給水系の隔離弁（1弁）の開操作による系統構成、低圧代替注水系（常設）の追加起動であり、何れも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため、1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御盤操作は、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>	常設代替交流電源設備からの受電操作は、訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、想定と同じ約70分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。低圧代替注水系（常設）の操作は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、復水移送ポンプを起動し、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水のための系統構成を約2分で実施。常設代替交流電源設備からの受電操作と本操作を並行して実施することで事象発生後70分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した		

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用する場合)(2/5)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	炉心冠水後, 格納容器温度約190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(炉心冠水後かつ格納容器温度約190℃)に到達するのは事象発生約2時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切替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。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位が破断口高さ到達後に, 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	解析結果は炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており, 実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており, 実態の操作開始時間は, 解析上の想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 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	原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は炉心冠水後, 格納容器温度約190℃到達後となり, 実態の操作開始時間は解析上の想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	事象発生から90分後(操作開始時間の20分程度の遅れ)に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始した場合の解析では, 格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから, 現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため, 時間余裕がある(添付資料3.1.2.9)	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, 復水移送ポンプの起動を確認し, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却のための系統構成に約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

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 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却を使用する場合) (3/5)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から12時間までは, その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は, 事象発生から12時間あり時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は, 淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は, 所要時間90分想定のところ, 訓練実績等により約70分で実施可能なこと, 可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は, 所要時間180分想定のところ, 訓練実績等により約150分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油 (可搬型代替注水ポンプ, 電源車及び常設代替交流電源設備)	事象発生から12時間後以降, 適宜	各機器への給油は, 解析条件ではないが, 解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は, 事象発生から12時間あり時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では, 防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ (6号及び7号炉:各2台), 代替原子炉補機冷却系用の電源車 (6号及び7号炉:各2台) 及び常設代替交流電源設備 (6号及び7号炉で1台) への燃料給油を期待している 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は, 所要時間180分想定のところ訓練実績等では約112分, 電源車への給油作業は, 所要時間120分想定のところ訓練実績等では約90分, 常設代替交流電源設備への給油作業は, 所要時間540分想定のところ訓練実績等では約176分であり, 想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用する場合)(4/5)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生20時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため, 認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は, 現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と, 代替原子炉補機冷却系の移動, 付設を行う専任の緊急時対策要員(事故後10時間以降の参集要員)が配置されている。現場運転員は, 代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車, 電源車等は車両であり, 牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【作業所要時間】 緊急時対策要員の準備操作は, 各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて10時間の作業時間を想定しているが, 訓練実績を踏まえると, より早期に準備操作が完了する見込みである。また, 運転員の行う現場系統構成は, 操作対象が20弁程度であり, 操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが, 1弁あたりの操作時間に移動時間を含めて10分程度を想定しており, これに余裕を含めて5時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ベント実施に伴う一時退避(想定約30分間)を踏まえても, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため, 両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は, 緊急時対策要員の参集に10時間, その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが, 準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があるため, 操作開始時間が早まる可能性があり, 格納容器圧力及び温度を早期に低下させる	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があり, この場合, 格納容器の圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は, 事象発生から20時間あり, 代替循環冷却による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約22.5時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。なお, 本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも, 格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系(常設)による原子炉注水, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこととなる。格納容器限界圧力0.62MPa[gage]に至るまでの時間は, 事象発生約38時間後であり, 約15時間以上の余裕があることから, 時間余裕がある	訓練実績等より, 代替原子炉補機冷却系の移動・配置, フランジ接続, 及び電源車のケーブル接続等を含め, 想定より早い約7時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却を使用する場合）（5/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却による格納容器除熱操作	事象発生約 22.5 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	代替循環冷却運転は事故後約 22.5 時間後に開始することとしているが、余裕時間を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の開始時間も早まる可能性があり、代替循環冷却の運転開始時間を早める	代替原子炉補機冷却系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、この場合、格納容器圧力及び温度等を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から 20 時間あり、代替代替循環冷却による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から約 22.5 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器限界圧力に到達しないよう継続して低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を行うこととなる。格納容器限界圧力 0.62MPa[gage]に至るまでの時間は、事象発生約 38 時間であり、約 15 時間以上の余裕があることから、時間余裕がある	現場モックアップ等による実績では、代替循環冷却による格納容器除熱操作の中で操作時間の時間的制約が厳しい代替循環冷却運転開始直前操作の所要時間は、復水貯蔵槽出口弁 1 弁の閉操作及び操作終了後の現場運転員の退避時間を合わせて約 21 分。他の操作は事故後 20 時間後又は 22 時間後までに予め準備が可能であることを踏まえると、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

注水操作が遅れる場合の影響について

1. はじめに

評価事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」では、大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低下により炉心は露出し、**事象発生約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。**有効性評価では、事象発生から 70 分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する評価結果となっている。

本事象進展について、運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。

2. 評価項目への影響

操作遅れを想定し、注水開始時間を有効性評価における設定よりも 20 分遅延（事象発生 90 分後に原子炉注水を開始）した場合について、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。

(1) 原子炉圧力容器の健全性への影響

原子炉圧力容器の健全性の観点から、炉心内でのデブリの移行（リロケーション）※の発生有無を評価した。表 1 に感度解析の評価結果を示す。また、操作 20 分遅れのケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図 1, 2 に示す。

操作 20 分遅れの場合においても、損傷した燃料は炉心位置に保持され、リロケーションは発生しないことから、原子炉圧力容器の健全性は確保される。

※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、熔融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。

(2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響

格納容器破損防止対策の有効性の観点から、格納容器スプレイ開始時間及び格納容器限界圧力・限界温度の到達時間を評価した。表 2 に感度解析の評価結果を示す。また、操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図 3, 4 に示す。

操作 20 分遅れの場合においても、原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが、図 3, 4 に示すとおり、格納容器スプレイ開始後は格納容器の圧力・温度は制御される。また、代替循環冷却の使用不能を想定した場合、格納容器限界圧力に到達する時間は、有効性評価のケースと同じ約 38 時間後であり、格納容器圧力及び温度の上昇傾向への影響はほぼない。

3. まとめ

操作 20 分遅れの場合においても，有効性評価のケースと同様に，原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって，原子炉注水操作は，有効性の確認された 20 分程度の遅れの余裕がある。

表 1. 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果

ケース	損傷炉心の位置
有効性評価のケース (事象発生 70 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)
操作 20 分遅れのケース (事象発生 90 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)

表 2. 格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果

ケース	格納容器スプレイ開始時間	格納容器限界圧力・限界温度 の到達時間 (格納容器ベント開始時間)
有効性評価のケース (事象発生 70 分後に 原子炉注水開始)	約 2.0 時間後	約 38 時間後 (格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に到達)
操作 20 分遅れのケース (事象発生 90 分後に 原子炉注水開始)	約 2.3 時間後	約 38 時間後 (格納容器限界圧力 0.62MPa [gage] に到達)

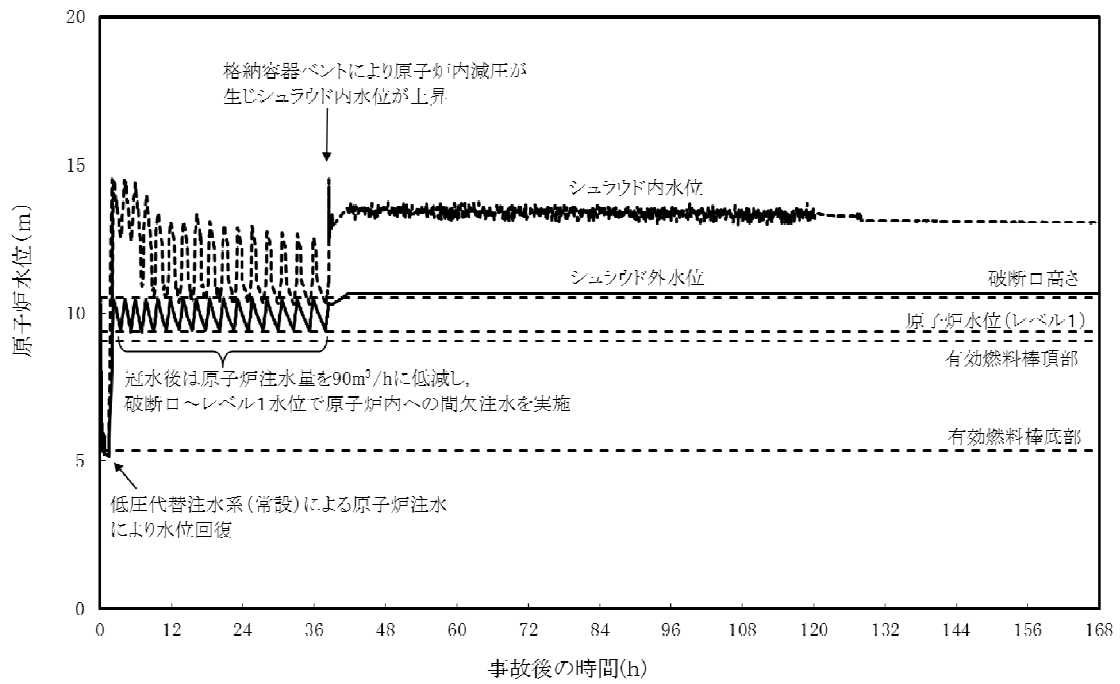


図 1. 操作 20 分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

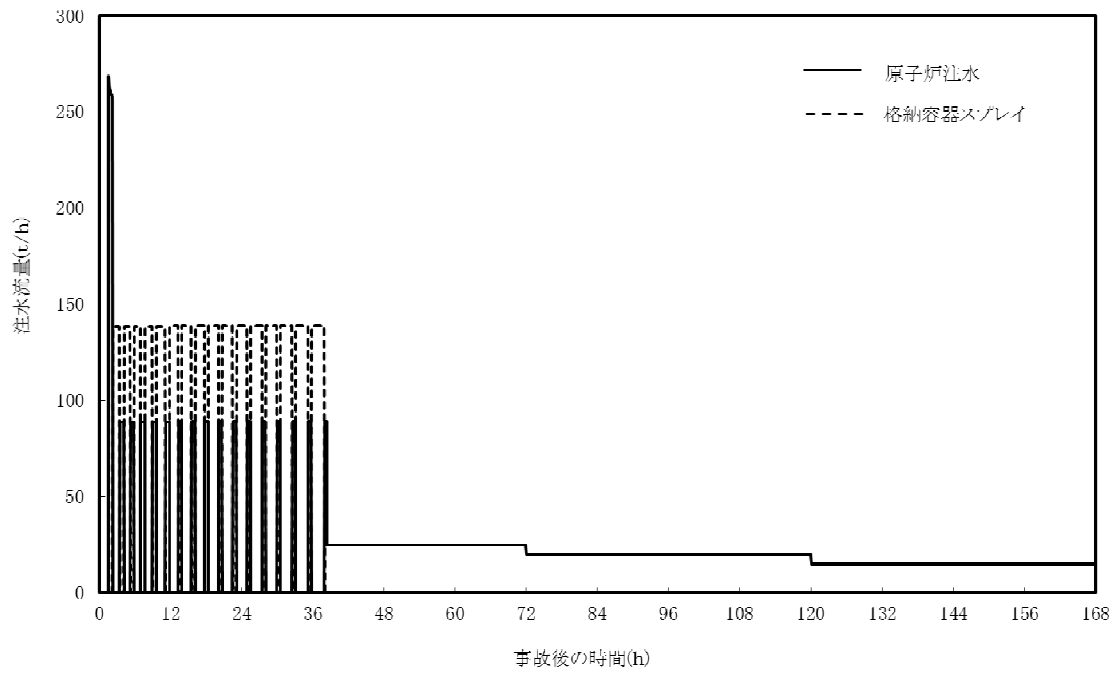


図 2. 操作 20 分遅れのケースにおける注水流量の推移

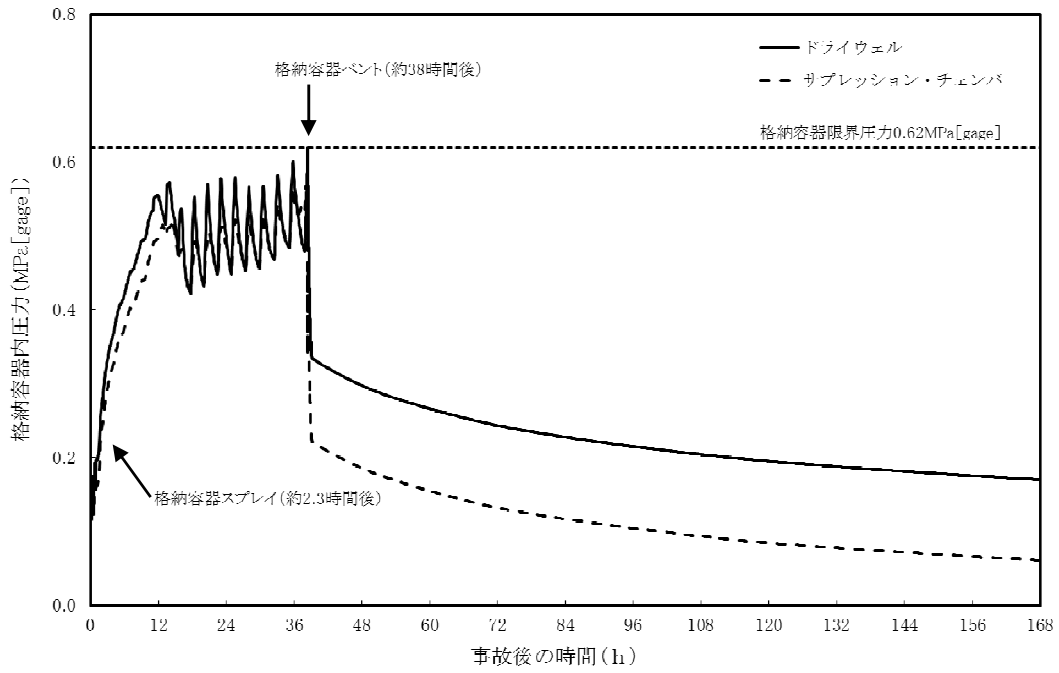


図 3. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

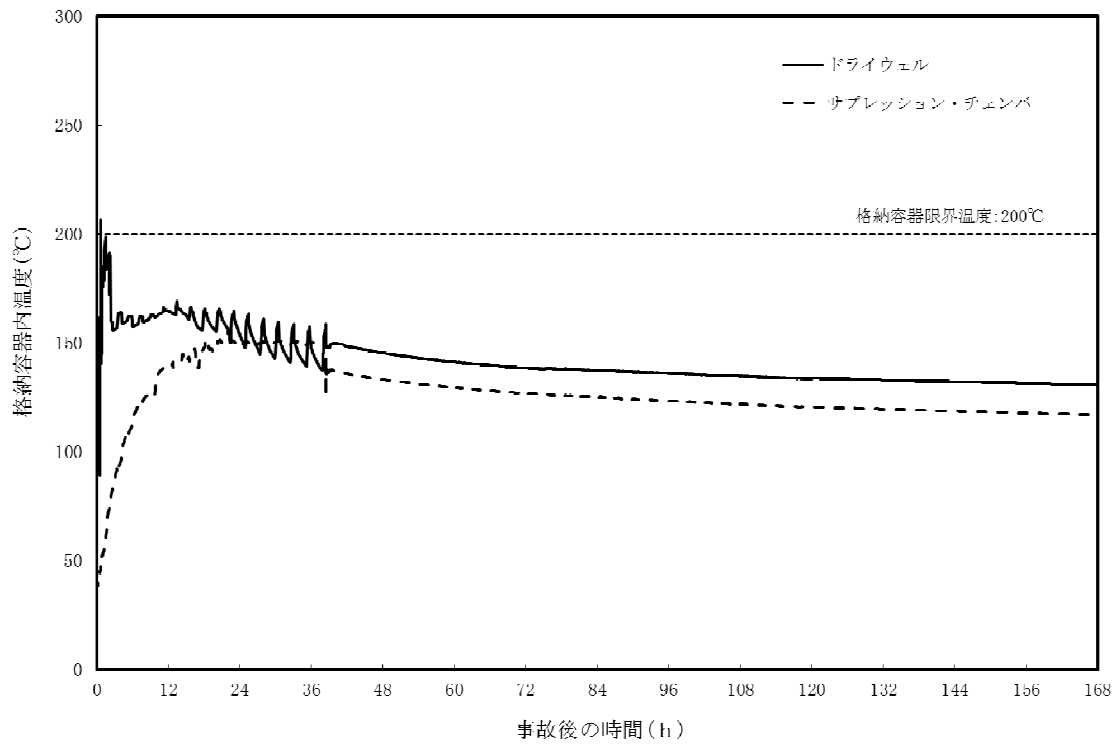


図 4. 操作 20 分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

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

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

① 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 70 分後から低圧代替注水系（常設）により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で注水する（約 90m³/h）。

② 代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で、代替格納容器スプレイを実施（140m³/h）。

③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ給水する。

④ 代替循環冷却準備（MUWC 全停）の影響緩和のための措置

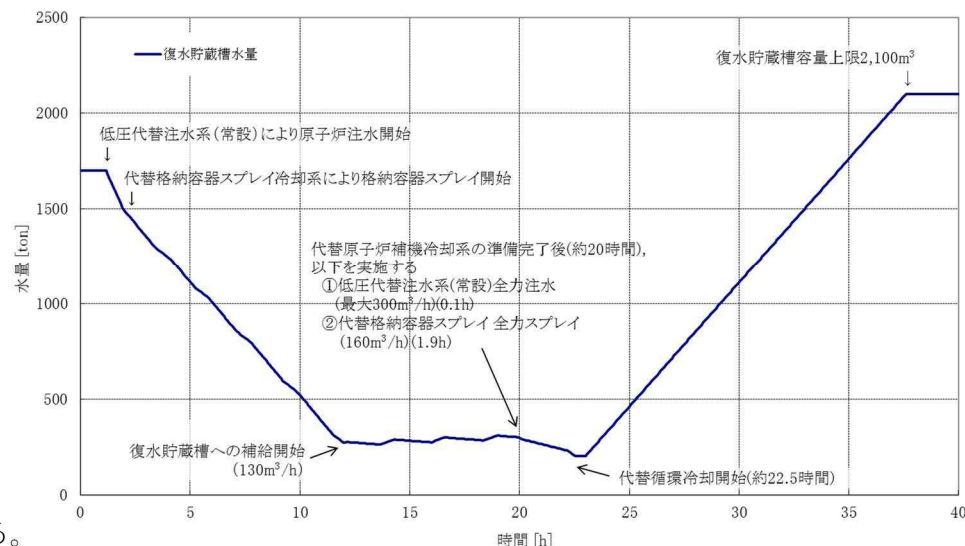
事象発生 20 時間後から、低圧代替注水系（常設）において、原子炉圧力容器内へ全力注水（最大 300m³/h）を 0.1 時間行う。その後、代替格納容器スプレイ冷却系に切替えを行い、最大流量（160m³/h）で 1.9 時間、代替格納容器スプレイを実施する。

○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間後までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。事象発生後約 22.5 時間後から、代替循環冷却の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内を除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 2,800m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 5,600m³ 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



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

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：格納容器過圧・過温破損は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約948kL</u>	6号及び7号炉軽油タンク各約 1,020kL 及び ガスタービン発電機用燃料タンク約200kL の容量（合計）は約 2,240kL であり、7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	1号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	2号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級）2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	3号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	4号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	5号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約632kL</u>	1～7号炉軽油タンク及び ガスタービン発電機用燃料タンク の残容量（合計）は約 1,213kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 <u>約79kL</u>	

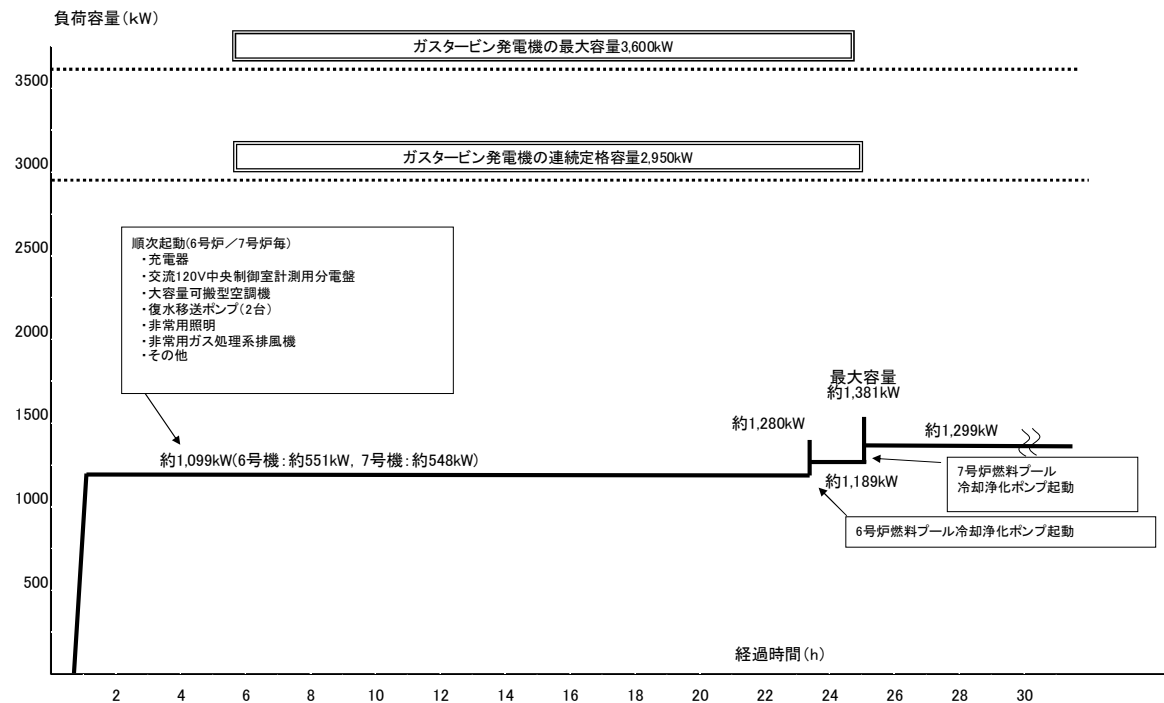
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的にガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約641kW	約658kW
合計（連続最大負荷） （最大負荷）	約1,299kW (約1,381 kW)	



負荷積算イメージ

3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合

3.1.3.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、代替循環冷却を使用しない場合を想定し、代替循環冷却以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本格格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を図 3.1.3.1 から図 3.1.3.3 に、手順の概要を図 3.1.3.4 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表 3.1.3.1 に示す。

本格格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて、**事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 30 名***である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 10 名*である。

また、事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 8 名である。必要な要員と作業項目について図 3.1.3.5 に示す。

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

※有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員 4 名を含めると、緊急時対策要員（現場）が 14 名、合計が 34 名になる。

a. 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認

原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系機能喪失確認については、3.1.2.1 a. と同じ。

b. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については、3.1.2.1 b. と同じ。

c. 炉心損傷確認

炉心損傷確認については、3.1.2.1 c. と同じ。

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、3.1.2.1 d. と同じ。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却については、3.1.2.1 e. と同じ。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力が、限界圧力 0.62MPa[gage]に接近した場合、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の二次格納施設外からの人力操作によって全開することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備はサブプレッション・チェンバ・プール水位計等である。

以降、損傷炉心の冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を LOCA に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 LOCA に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 LOCA を起因とする、「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 挙動並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。

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シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価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

本評価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表3.1.3.2に示す。また、主要な解析条件について、本評価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、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉压力容器内の保有水量を厳しく評価するため、残留熱除去系の吸込配管とする。

(添付資料 1.5.2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお、代替循環冷却は使用しないものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、格納容器圧力高信号を想定し、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

最大300m³/hにて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイする。なお、代替格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(d) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 50%開）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生70分後から開始する。
- (b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、炉心冠水後、格納容器温度が約190℃に到達した場合に開始する。なお、格納容器ベントに伴うサブプレッション・チェンバ・プール水位上昇を考慮しても、サブプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1mを超えないように格納容器スプレイを停止する。
- (c) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近した場合に実施する。

(3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件

- (a) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の総放出量については、炉心に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出され、サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に至るものとする。

格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置に到達した核分裂生成物は、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置内のフィルタによって除去された後、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置排気管から放出される。

- (b) 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の Cs-137 放出量は、以下の式で計算される。

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times \text{Bq}_{\text{Cs-137}} \times (1/\text{DF})$$

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}})$$

f_{Cs} : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

f_{CsI} : 原子炉格納容器からの CsI の放出割合 (MAAP コードでの評価値)

f_{CsOH} : 原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 (MAAP コードでの評価値)

M_{I} : ヨウ素の初期重量 (kg)

M_{Cs} : セシウムの初期重量 (kg)

W_{I} : ヨウ素の分子量 (kg/kmol)

W_{Cs} : セシウムの分子量 (kg/kmol)

Bq_Cs137 : Cs-137 の炉内内蔵量 (Bq)

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数

- (c) 格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置による粒子状放射性物質に対する除染係数は1,000とする。
- (d) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。
- a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。
- b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏えい率を10%/日(一定)とした。
- c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.1.3.1, 3.1.3.2)

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位(シュラウド内外)、注水流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を図3.1.3.6から図3.1.3.8に、燃料最高温度の推移を図3.1.3.9に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を図3.1.3.10から図3.1.3.13に示す。

a. 事象進展

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 0.3 時間後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 0.4 時間後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 0.7 時間後に燃料温度は約 2,500K (2,227°C) に到達する。事象発生から 70 分後、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、復水移送ポンプ 2 台を用いた低圧代替注水系(常設)による注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することができる。ベントラインの水没防止のために、格納容器ベントに伴うサプレッション・チェンバ・プール水位の上昇を考慮しても、サプレッション・チェンバ・プール水位がベントライン-1m を超えないように格納容器スプレイを停止することから、格納容器圧力は上昇し、事象発生から約 38 時間経過した時点で限界圧力に接近す

る。限界圧力接近時点で、格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施し、格納容器圧力及び温度を低下させる。その後、熔融炉心からの放熱によって格納容器温度は上昇傾向が継続するが、崩壊熱の減少に伴い、事象発生から約 43 時間経過した時点で低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力についても同様に徐々に低下する。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.2.3)

b. 評価項目等

格納容器圧力は、図 3.1.3.10 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び限界圧力に接近した場合に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は、限界圧力 0.62MPa[gage]を超えることはない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象開始約 38 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 2%以下であるため、その影響は無視しうる程度である。

格納容器温度は、図 3.1.3.11 に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約 165℃となり、限界温度 200℃を超えない。なお、事象開始直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器気相部温度は約 207℃となるが、この時の原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 144℃であり、限界温度 200℃を超えない。

サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は約 1.4×10^{-3} TBq (7 日間) であり、100TBq を下回る。

ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中への Cs-137 の総放出量は約 2.0TBq (7 日間) であり、100TBq を下回る。

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着し除去されると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定すると、漏えい量は約 0.017TBq (7 日間) となり、ドライウエルのベントラインを経由した場合の評価結果に比べて十分に小さな値となる。このことから、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量はドライウエルのベントラインを経由した場合の評価結果に対して無視できる程度で

あり，これらを加えた場合でも大気中への Cs-137 の総放出量は約 2.0TBq (7 日間) で変わりなく，100TBq を下回る。

(添付資料 3.1.3.1, 3.1.3.2)

図 3.1.3.6 に示すとおり，低圧代替注水系（常設）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，図 3.1.3.10 に示すとおり，限界圧力接近時点で，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち，(1)，(2)及び(3)の評価項目について対策の有効性を確認した。

(添付資料 3.1.3.3)

3.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合））では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した蒸気，金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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られられる操作として，常設代替交流電源設備からの受電操作，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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

本評価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内温度変化，燃料棒表面熱伝達，燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして，炉心ヒートアップに関するモデルは，TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では，炉心熔融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については，ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合，速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており，燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点と

している操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認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。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは FP 放出の開始時間に関する基本的なモデルについては PHEBUS-FP 実験解析において、実機体系により妥当性が確認されているが、燃料被覆管破裂後の FP 放出挙動に関しては小規模体系の模擬性が原因によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられるが、炉心損傷後の圧力容器内 FP 放出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、炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認しているが、炉心損傷後の格納容器内 FP 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 3.1.3.4）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップに関する

るモデルに対する感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動及び炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることが確認されている。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。また、炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（FP）挙動モデルは、ABCOVE 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって、Cs-137 の観点で評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器逃がし装置等による Cs-137 の総放出量は、評価項目（100TBq を下回っていること）に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 1.4×10^{-3} TBq（7 日間）、ドライウエルのベントラインを経由した場合は約 2.0TBq（7 日間）であり、評価項目に対して余裕がある。

（添付資料 3.1.3.4）

(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、表3.1.3.2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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、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上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料3.1.3.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、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上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイ及び格納容器ベントにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、本解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料3.1.3.4）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から70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、常設代替交流電源設備からの受電操作について、実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、受電操作の影響を受けるが、実態の操作時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として炉心冠水後、格納容器温度約190℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、解析結果は炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており、実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており、実態の操作開始時間は、解析上の想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。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。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.62MPa[gage]接近時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.62MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約38時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間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、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、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3.1.3.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は炉心冠水後、格納容器温度約190℃到達後となり、実態の操作開始時間は解析上の想定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、格納容器圧力0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料3.1.3.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時におけるCs放出量については燃料損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であるため、放出量に与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については、事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始した場合の解析では、格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから、現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約38時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料3.1.3.4, 3.1.2.9)

(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。

3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「3.1.3.1格納容器破損防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の72名で対処可能である。有効性評価で考慮しない作業（格納容器頂部注水）に必要な要員を4名含めた場合でも対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は8名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約7,300m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約14,600m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能である。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているためである。

（添付資料 3.1.3.5）

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。可搬

型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。(6号及び7号炉合計 約953kL)

6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及びガスタービン発電機用燃料タンク(約200kL)で合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.3.6)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号及び7号炉で約1,299kW(6号炉:641kW 7号炉:658kW)必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.3.7)

3.1.3.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系(常設)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却を使用しない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置等を使用する場合の有効性評価を行った。

上記の場合においても、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、金属-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

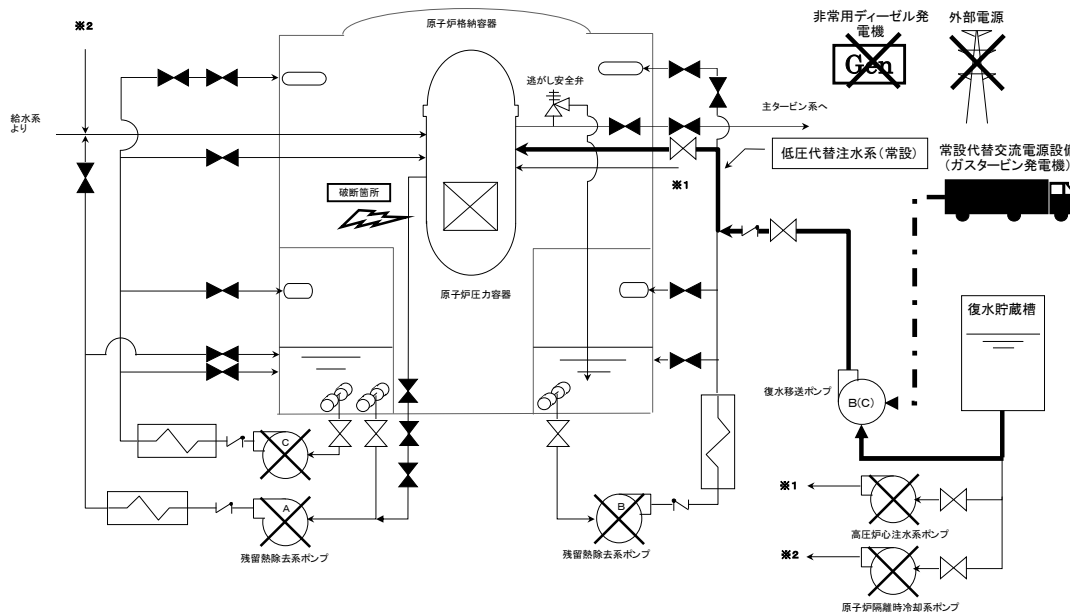
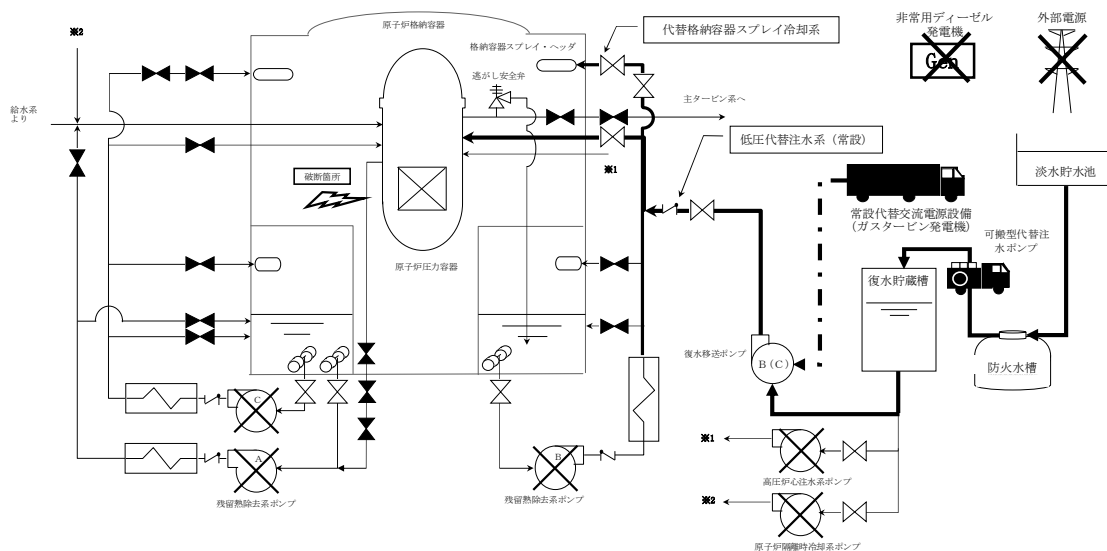


図 3.1.3.1 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要(代替循環冷却を使用しない場合)(1/3)
(原子炉注水)



※低圧代替注水系(常設)と代替格納容器スプレイ冷却系は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

図 3.1.3.2 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の使用系統概要(代替循環冷却を使用しない場合)(2/3)
(原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

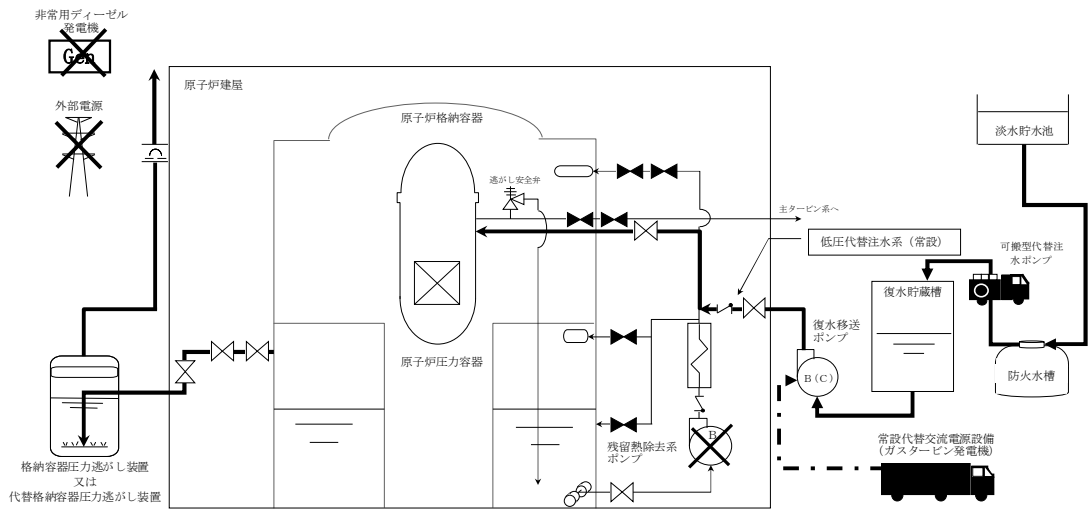
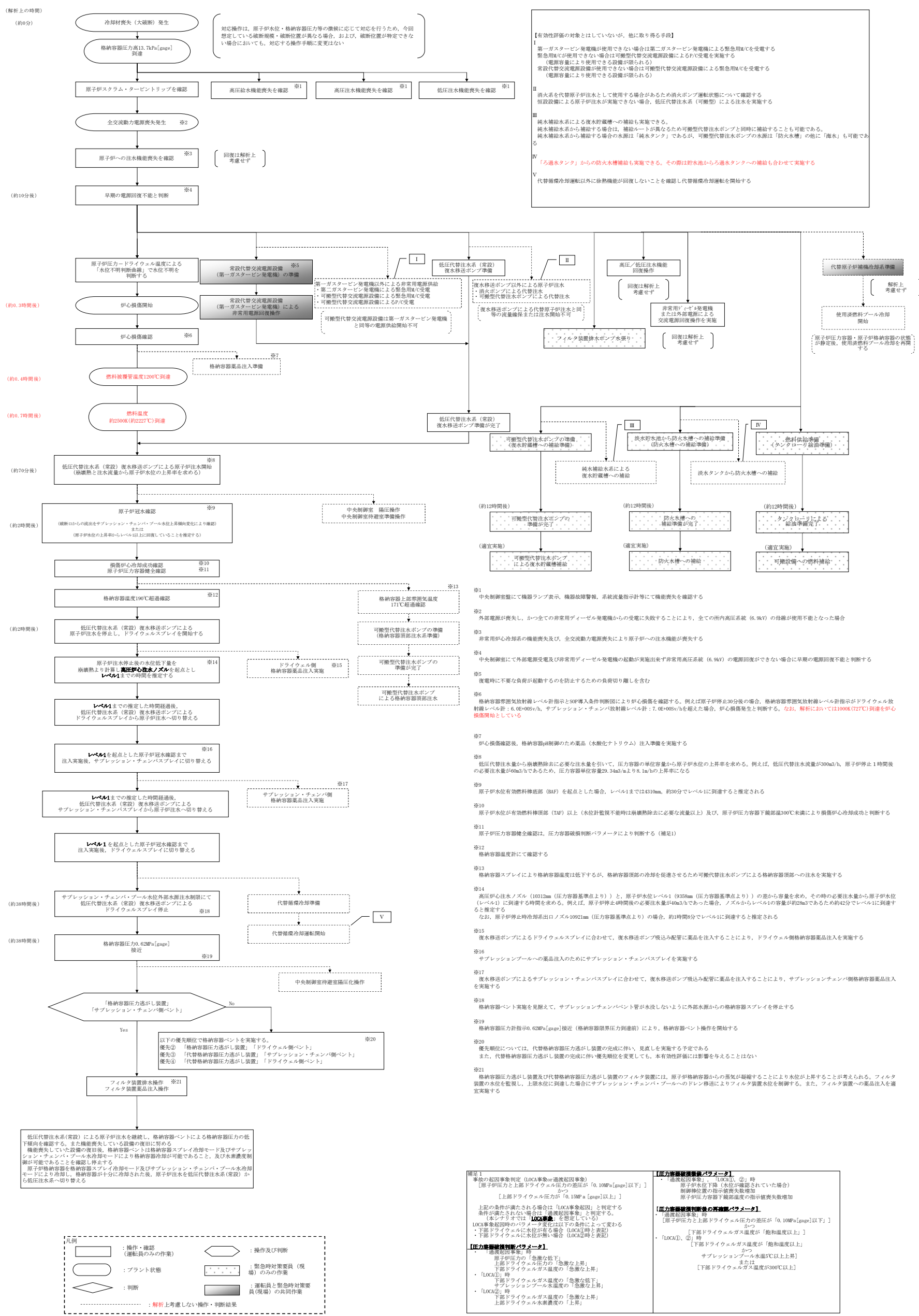


図 3.1.3.3 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」時の使用系統概要（代替循環冷却を使用しない場合）(3/3)
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】

I
第一ガスタービン発電機が使用できない場合は第二ガスタービン発電機による緊急用M/Cを受電する
緊急用M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるM/C受電を実施する
(電源容量より使用できる設備に限られる)
常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/Cを受電する
(電源容量より使用できる設備に限られる)

II
消火系を代替原子炉注水として使用する場合はあるため消火ポンプ運転態について確認する
恒設設備による原子炉注水が実施できない場合、低圧代替注水系(可搬型)による注水を実施する

III
純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる。
純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である。
純水補給水系から補給する場合は水源は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

IV
「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水槽からの過水タンクへの補給も合わせて実施する

V
代替循環冷却運転以外に徐熱機能が回復しないことを確認し代替循環冷却運転を開始する

- ※1 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計等に機能喪失を確認する
- ※2 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機からの受電に失敗することにより、全ての所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となった場合
- ※3 非常用炉心冷却系の機能喪失及び、全交流動力電源喪失により原子炉への注水機能が喪失する
- ※4 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動が実施出来ず非常用高圧系統(6.9kV)の電源回復ができない場合に早期の電源回復不能と判断する
- ※5 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む
- ※6 格納容器容器気放射線レベル指示とSOP導入条件判断により炉心損傷を確認する。例えば原子炉停止30分後の場合、格納容器容器気放射線レベル計指示がドライウェル放射線レベル計(約6.0E+05S/h、サブプレッション・チェンバ放射線レベル計:7.0E+05S/h)を超えた場合、炉心損傷発生と判断する。なお、格納容器において1200k(727°C)到達を炉心損傷開始としている
- ※7 炉心損傷確認後、格納容器由制御のため薬品(水酸化ナトリウム)注入準備を実施する
- ※8 低圧代替注水量から徐熱除去に必要な注水量を引いて、圧力容器の単位容量から原子炉水位の上昇率を求め、例えば、低圧代替注水量が300m³/h、原子炉停止1時間後の必要注水量が40m³/hであるため、圧力容器単位容量29.3m³/m³より8.1m³/hの上昇率になる
- ※9 原子炉水位有効燃料棒頂部(BAF)を起点とした場合、レベル1までは4310mm、約30分でレベル1に到達すると推定される
- ※10 原子炉水位有効燃料棒頂部(TAF)以上(水位計監視不能時は徐熱除去に必要な流量以上)及び、原子炉圧力容器下部温度300°C未満により炉心冷却成功と判断する
- ※11 原子炉圧力容器健全確認は、圧力容器破損判断パラメータにより判断する(補足1)
- ※12 格納容器温度計にて確認する
- ※13 格納容器スプレイにより格納容器温度は低下するが、格納容器頂部の冷却を促進させるため可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部への注水を実施する
- ※14 高圧炉心注水ノズル(10312mm(圧力容器基準点より))と、原子炉水位レベル1(9358mm(圧力容器基準点より))の差から容量を求め、その時の必要注水量から原子炉水位(レベル1)に到達する時間を求める。例えば、原子炉停止4時間後の必要注水量が40m³/hであった場合、ノズルからレベル1の容量が約2m³であるため約42分でレベル1に到達すると想定する
なお、原子炉停止時冷却系出口ノズル10921mm(圧力容器基準点より)の場合、約1時間38分でレベル1に到達すると推定される
- ※15 復水移送ポンプによるドライウェルスプレイに合わせて、復水移送ポンプ吸込み配管に薬品を注入することにより、ドライウェル格納容器薬品注入を実施する
- ※16 サプレッションプールへの薬品注入のためにサブプレッション・チェンバースプレイを実施する
- ※17 復水移送ポンプによるサブプレッション・チェンバースプレイに合わせて、復水移送ポンプ吸込み配管に薬品を注入することにより、サブプレッションチェンバ側格納容器薬品注入を実施する
- ※18 格納容器ベント実施を見越して、サブプレッションチェンバベント管が水没しないように外部水源からの格納容器スプレイを停止する
- ※19 格納容器圧力計指示0.62MPa[gage]接近(格納容器限界圧力到達前)により、格納容器ベント操作を開始する
- ※20 優先順位については、代替格納容器圧力過し装置の完成に伴い、見直しを実施する予定である
また、代替格納容器圧力過し装置の完成に伴い優先順位を変更しても、本有効性評価には影響を与えることはない
- ※21 格納容器圧力過し装置及び代替格納容器圧力過し装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサブプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する

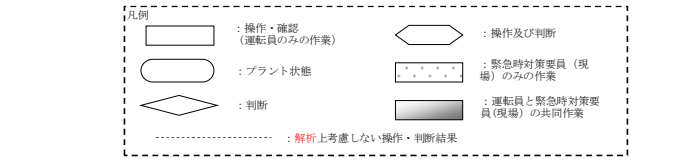


図 3.1.3.4 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の対応手順の概要(代替循環冷却を使用しない場合)

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)																								備考		
	責任者		当直長		1人			中央監視 緊急時対策本部連絡		10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240 250 260 270 280 290 300 310 320																								
	指揮者	6号 7号	当直副長	当直副長	1人	1人		号炉毎運転操作指揮	事象発生 原子炉スクラム フラント状況判断 約0.3時間 炉心損傷開始 約0.4時間 燃料被覆管温度1200℃到達 約0.7時間 燃料温度約2500K(約2227℃)到達 約60分 ガスタービン発電機による給電開始 約70分 原子炉注水開始 約260分 6号炉復水貯蔵槽水取切替完了																									
通報連絡者	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																													
		6号	7号	6号	7号	6号	7号																											
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	-	・給水流量の全喪失確認 ・全交流動力電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認	10分																									
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復																									対応可能な要員により対応する	
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧 操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	・給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 機能回復																									対応可能な要員により対応する	
常設代替交流電源設備準備操作 (第一ガスタービン発電機)	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	-	・受電前準備 (中央制御室)	20分																									
	-	-	2人 C, D	-	-	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認	10分																									
	-	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機給電準備	10分																									
	-	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機起動	20分																									
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	-	-	2人 E, F	4人 o, d e, f	-	-	-	・放射線防護準備/装備	10分																									
	-	-	(2人) E, F	-	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (D) 受電準備	50分																									
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	・ガスタービン発電機 運転状態確認	25分																									
	-	-	-	-	2人	-	-	・放射線防護準備/装備 ・現場移動 ・ガスタービン発電機 運転状態確認	10分																								適時実施	
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	・M/C 受電確認	10分																									
	-	-	(2人) E, F	-	-	-	-	・6号炉 M/C (D) 受電 ・6号炉 MCC (D) 受電	10分																									
	-	-	-	(4人) o, d e, f	-	-	-	・7号炉 M/C (C) (D) 受電 ・7号炉 MCC (C) (D) 受電	10分																									
中央制御室照明確保 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	・蓄電池内照り点灯確認 ・可搬型照明の設置、点灯	15分																								要員を確保して対応する	
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・復水移送ポンプ (B, C) 起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ	5分																								交流電源回復前通信手段確保等の作業を実施する	
	-	-	-	(2人) o, d	-	-	-	・現場移動 ・7号炉低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分																									
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	炉心冠水後、原子炉注水と格納容器スプレイ切替																									
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	原子炉注水と格納容器スプレイ切替																									
中央制御室 圧力調整 (中央制御室可搬型高圧化空調機プロ ユニット起動) (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) e, f	-	-	-	・MCR系 隔離弁操作	30分																								交流電源回復により遠隔操作可能な場合は遠隔にて隔離操作を実施する	
	-	-	-	-	-	-	-	・中央制御室可搬型高圧化空調機プロユニット起動	30分																								要員を確保して対応する	
中央制御室待避室の準備操作 (解析上考慮せず)	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	・中央制御室待避室照明確保 ・中央制御室待避室ゲート表示装置起動操作	10分																								要員を確保して対応する	
	-	-	-	(2人) e, f	-	-	-	・中央制御室待避室空気ポンプ高圧化装置空気供給弁開	30分																								要員を確保して対応する	
格納容器薬品注入操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	(2人) o, d	-	-	-	・格納容器スプレイに合わせた薬品注入	格納容器スプレイに合わせて実施																								要員を確保して対応する	
常設代替交流電源設備からの受電準備 操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (C) 受電準備	50分																									
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電確認	10分																									
	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電 ・6号炉 MCC (C) 受電	10分																									
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	-	・現場移動 ・6号炉低圧代替注水系 (常設) 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替	30分																									

図 3.1.3.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間 (代替循環冷却を使用しない場合) (1/2)

格納容器過圧・過温破損

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)										備考		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2 4 6 12 16 20 24 28 32 36 40 44												
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注水弁操作	炉心冠水後は、適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返す実施												
代替格納容器スプレイ 冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	適宜原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返す実施												
格納容器頂部注水 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部注水	注水量および上部ドライウェル温度変化により格納容器頂部注水を調整する												
	-	-	-	-	2人 ↓	2人 ↓	・放射線防護装備準備/装備	10分												
	-	-	-	-	(2人) ↓	(2人) ↓	・可搬型代替注水ポンプによる格納容器頂部への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	60分										要員を確保して対応する		
代替原子炉補機冷却系 準備操作 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・現場移動	300分										要員を確保して対応する		
	-	-	-	-	13人 (参集)	13人 (参集)	・放射線防護装備準備/装備	10分												
代替原子炉補機冷却系 運転 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(3人) ↓	(3人) ↓	・現場移動	10時間										要員を確保して対応する		
	-	-	-	-	(3人) ↓	(3人) ↓	・資機材配置及びホース布設、起動及び水系水張り	適宜実施										要員を確保して対応する		
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの補給	再起動準備として使用済燃料プールへの補給を実施する										30分	燃料プール水温「75℃」以下維持 要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系系構成	再起動準備としての過脱塩器の隔離を実施する										30分	燃料プール水温「75℃」以下維持 要員を確保して対応する	
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	燃料プール冷却浄化ポンプを再起動して使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じて使用済燃料プールへの補給を依頼する										30分	燃料プール水温「75℃」以下維持 要員を確保して対応する	
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1, ※2 ↓	2人 ※1, ※2 ↓	・放射線防護装備準備/装備	10分												
	-	-	-	-	※1 (1人) ↓	※1 (1人) ↓	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続)	180分												
	-	-	-	-	※1 (1人) ↓	※1 (1人) ↓	・可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給	適宜実施										現場確認中断 (一時待避中)	格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する 待避解除は作業エリアの放射線量測定後となる	
燃料給油準備	-	-	-	-	※2 (2人) ↓	※2 (2人) ↓	・軽油タンクからタンクローリーへの補給	120分										タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
燃料給油作業	-	-	-	-	※3 ↓	※3 ↓	・ガスタービン発電機用燃料タンクへの給油	適宜実施										格納容器ベント前にガスタービン発電機用燃料タンクが枯渇しないように給油する		
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※4 ↓	2人 ※4 ↓	・放射線防護装備準備/装備	10分												
	-	-	-	-	2人 ※4 ↓	2人 ※4 ↓	・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り	90分												
	-	-	-	-	2人 ※4 ↓	2人 ※4 ↓	・淡水貯水池から防火水槽への補給	適宜実施										現場確認中断 (一時待避中)	格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する 一時待避前に防火水槽が枯渇しないように補給量を調整する 待避解除は作業エリアの放射線量測定後となる	
中央制御室待避室の陽圧化 (解析上考慮せず)	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・中央制御室待避室空気ポンプ陽圧化装置空気供給弁開 ・中央制御室待避室陽圧調整	5分										格納容器ベント実施の30分前または格納容器ベント操作に運転員が現場への移動を開始した場合に実施する		
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備	60分												
	-	-	-	-	※3, ※4 ↓ (2人)	※3, ※4 ↓ (2人)	・フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分										格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する		
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント状態監視	適宜実施										待避所へ待避しベント状態を監視する。		
	-	-	(2人) E, F	(2人) e, f	-	-	・放射線防護装備準備/装備	10分												
	-	-	-	-	(2人) ↓	(2人) ↓	・格納容器ベント操作	60分										格納容器ベント操作後待避所へ待避する		
	-	-	-	-	(2人) ↓	(2人) ↓	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定	適宜実施										中操からの連絡を受けて現場操作を実施する		
	-	-	-	-	4人 (参集) ↓	4人 (参集) ↓	・フィルタ装置薬液補給	適宜実施										中操からの連絡を受けて現場操作を実施する		
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備/装備	10分												
	-	-	-	-	2人	2人	・軽油タンクからタンクローリーへの補給	90分										タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給		
燃料給油作業	-	-	-	-	2人	2人	・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施										格納容器ベント前に待避準備及び待避を実施する 一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する 待避解除は作業エリアの放射線量測定後となる		
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	4人 C, D, E, F	4人 c, d, e, f	10人 [※] (参集要員8人)															

※ 有効性評価で考慮しない作業を含めると要員は「14人(参集要員34人)」となる

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 3.1.3.5 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」時の作業と所要時間

(代替循環冷却を使用しない場合) (2/2)

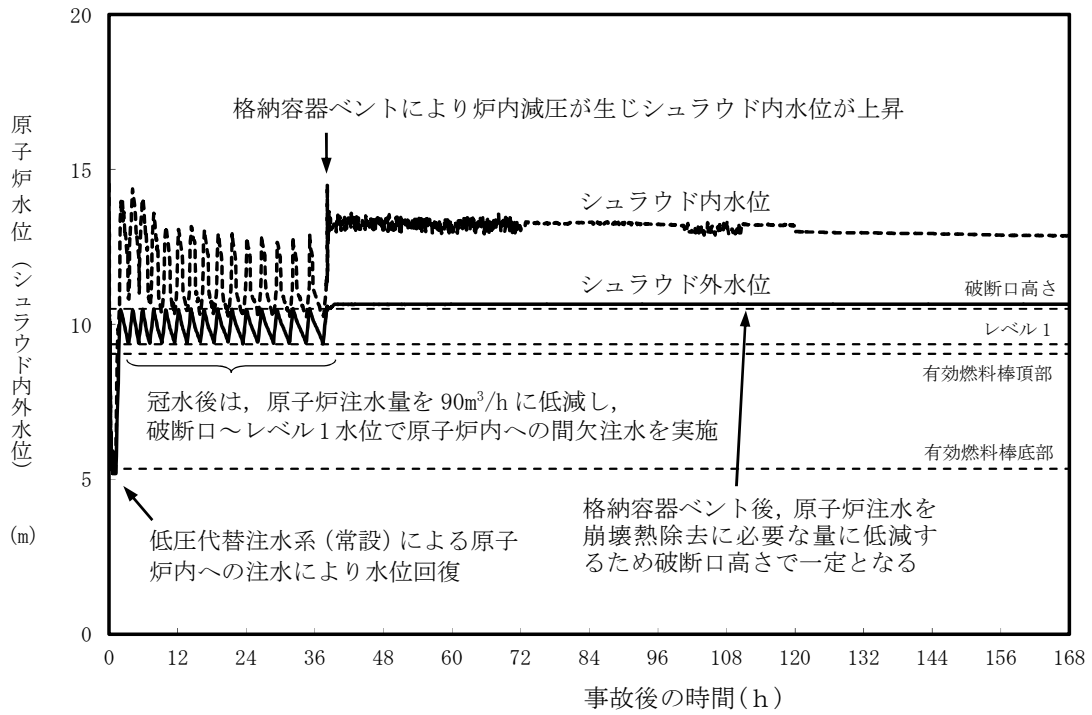


図 3.1.3.6 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

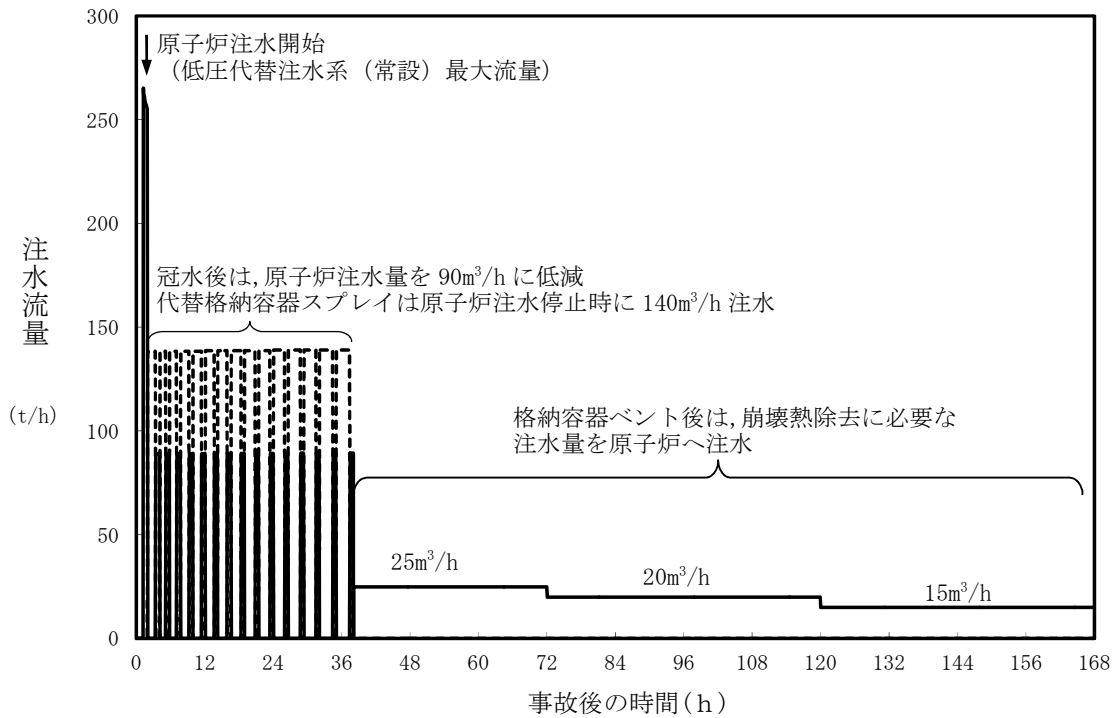


図 3.1.3.7 注水流量の推移

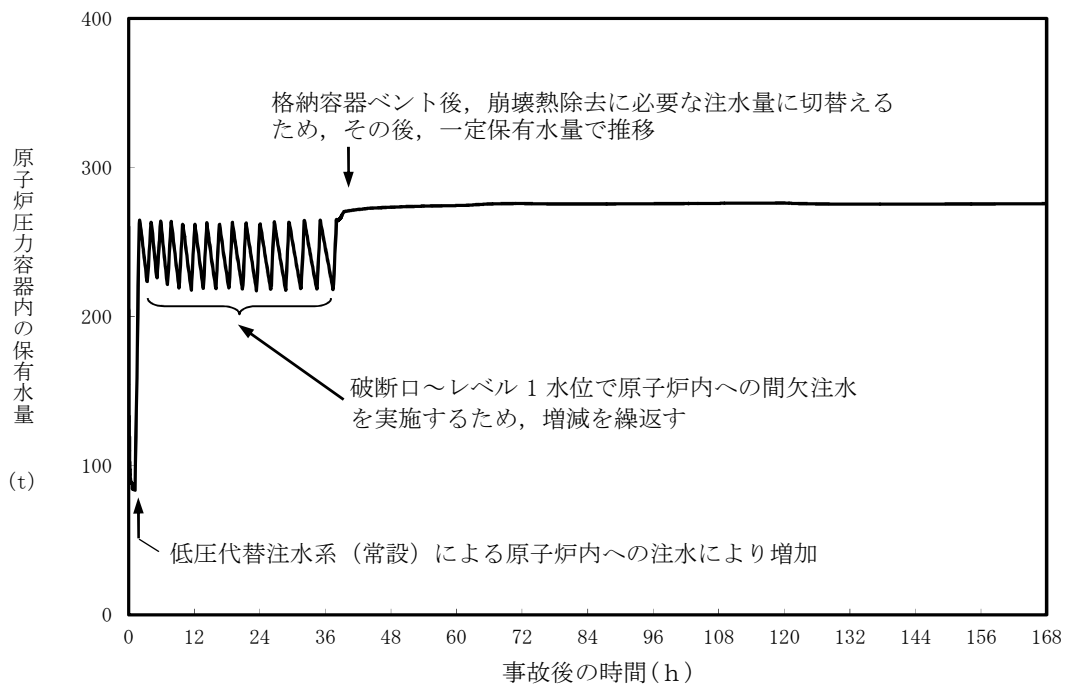


図 3.1.3.8 原子炉压力容器内の保有水量の推移

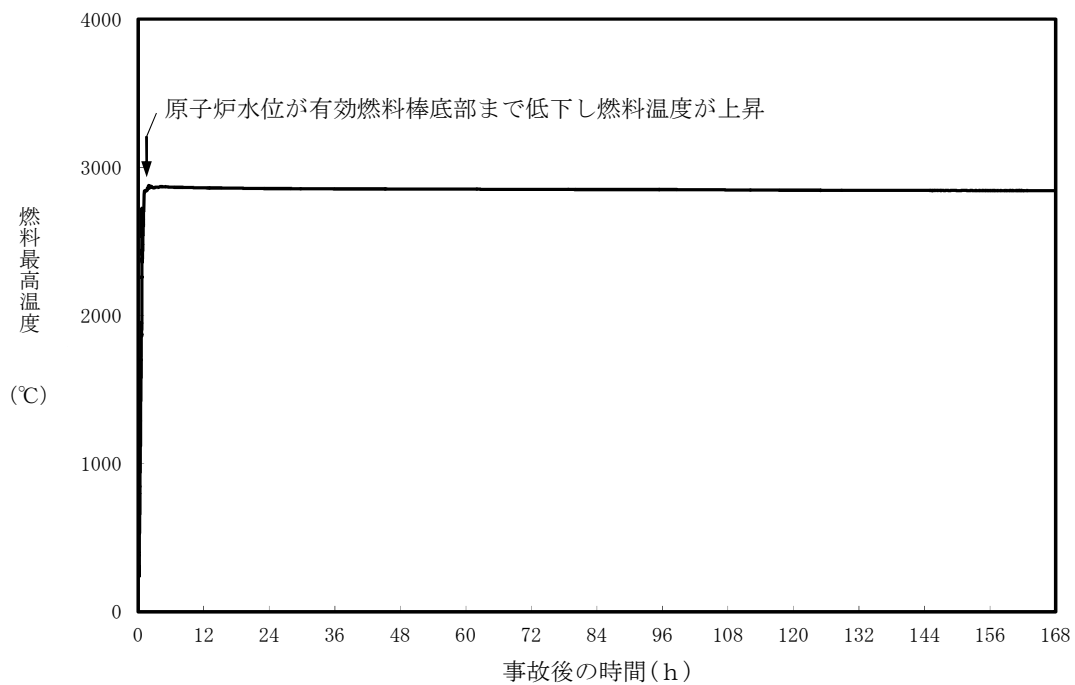


図 3.1.3.9 燃料最高温度の推移

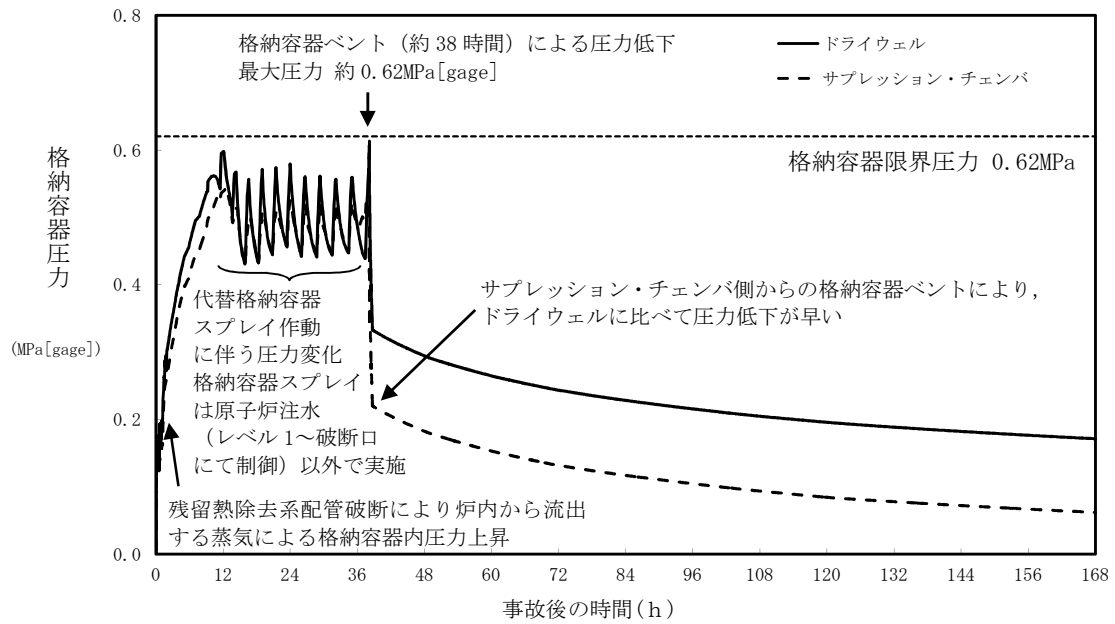


図 3.1.3.10 格納容器圧力の推移

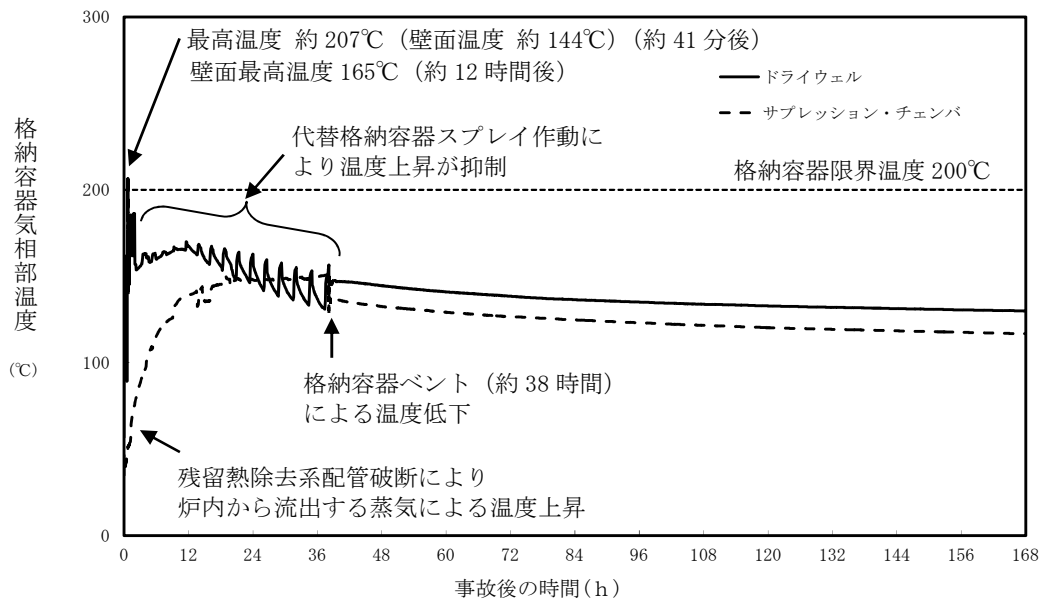


図 3.1.3.11 格納容器気相部温度の推移

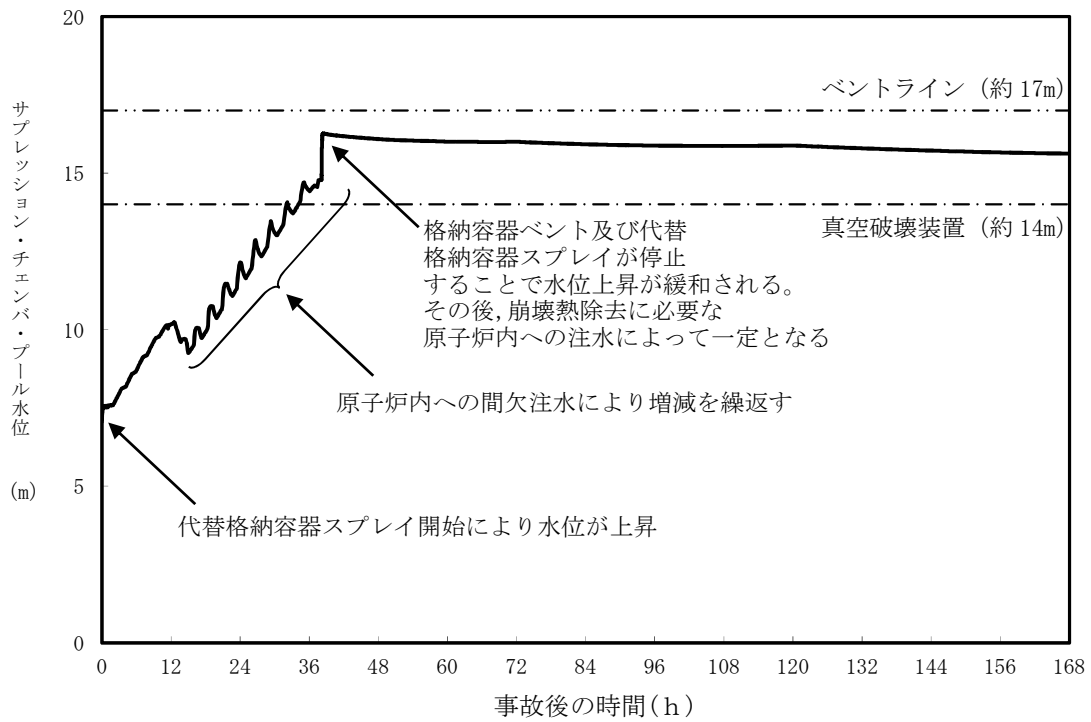


図 3. 1. 3. 12 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

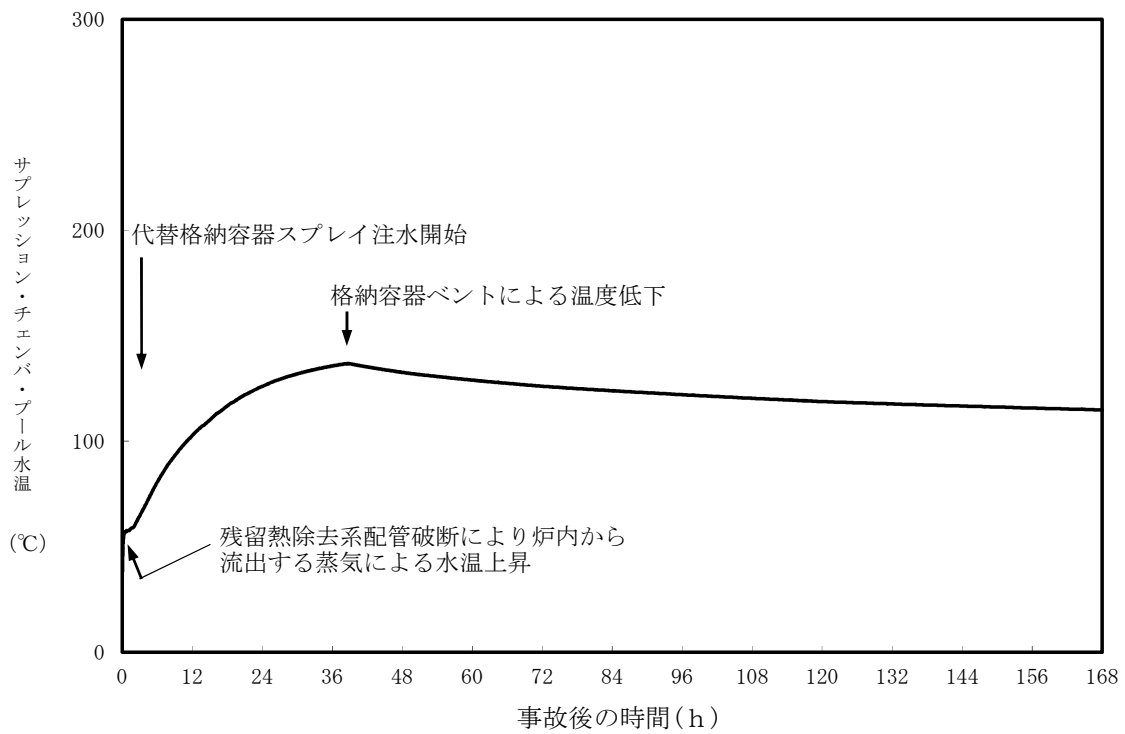


図 3. 1. 3. 13 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

表 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時における重大事故等対策について
（代替循環冷却を使用しない場合）

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系統流量計】 【残留熱除去系系統流量計】
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	外部電源が喪失するとともに，全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり，全交流動力電源喪失に至る 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断する。これにより，常設代替交流電源設備，代替原子炉補機冷却系，低圧代替注水系（常設）の準備を開始する	所内蓄電式直流電源設備	—	—
炉心損傷確認	大破断LOCA時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため，原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計（D/W） 格納容器内雰囲気放射線レベル計（S/C）
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復確認	常設代替交流電源設備による交流電源供給後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する ドライウエル雰囲気温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断する。崩壊熱及び原子炉注水量による推定手段を使用し，原子炉水位を推定する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA） ドライウエル雰囲気温度計
代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約190℃に到達した場合，推定手段により炉心冠水を確認後，代替格納容器スプレイ冷却系により原子炉格納容器冷却を実施する 推定手段により炉心を冠水維持できる範囲で，原子炉注水と代替格納容器スプレイを交互に実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	ドライウエル雰囲気温度計 格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.62MPa[gage]に接近した場合，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 代替格納容器圧力逃がし装置	—	格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） サブプレッション・チェンバ・プール水位計 フィルタ装置水位計 フィルタ装置入口圧力計 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧計

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

 有効性評価上考慮しない操作

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却を使用しない場合）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A型）	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃， 事象開始24時間以降は40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
 （代替循環冷却を使用しない場合）（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	大破断 LOCA 残留熱除去系の吸込配管の破断	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源が喪失するものとして設定

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却を使用しない場合）（3/4）

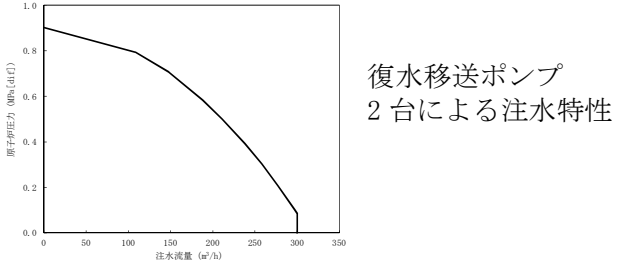
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にてスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa [gage] における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約 50%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設定値として設定

表 3.1.3.2 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
 （代替循環冷却を使用しない場合）（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び 低圧代替注水系（常設）による原子炉 注水操作	事象発生 70 分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作	炉心冠水後，格納容器温度が約 190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力が 0.62MPa [gage] 接近時	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定

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を使用しない場合における Cs-137 放出量評価について

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却を使用しない場合における Cs-137 の放出量は以下のとおりとなる。

なお、Cs-137 の炉内内蔵量の評価の前提条件を表 1 に示す。

(1) Cs-137 の放出量 (TBq) の算出

Cs-137 の放出量は、以下の式により算出される。

$$\text{大気中への Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{\text{Cs}} \times Bq_{\text{Cs-137}} \times (1/DF) \quad \dots \dots (1)$$

一方、原子炉格納容器からのセシウムの放出割合 (f_{Cs}) は、CsI 及び CsOH の放出割合より、以下の式により算出される。なお、Cs-137 の炉内内蔵量は ORIGEN コード、原子炉格納容器からの CsI 及び CsOH の放出割合は MAAP コードにて算出している。

$$f_{\text{Cs}} = (M_{\text{CsI}} + M_{\text{CsOH}}) / M_{\text{Cs}} \quad \dots \dots (2)$$

$$M_{\text{CsI}} = W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}}) \times f_{\text{CsI}} \quad \dots \dots (3)$$

$$M_{\text{CsOH}} = (M_{\text{Cs}} - W_{\text{Cs}} \times (M_{\text{I}} / W_{\text{I}})) \times f_{\text{CsOH}} \quad \dots \dots (4)$$

(2) ~ (4) 式より

$$f_{\text{Cs}} = f_{\text{CsOH}} + (M_{\text{I}} / M_{\text{Cs}}) \times (W_{\text{Cs}} / W_{\text{I}}) \times (f_{\text{CsI}} - f_{\text{CsOH}}) \quad \dots (5)$$

f_{Cs} : 原子炉格納容器からのセシウムの放出割合

f_{CsI} : 原子炉格納容器からの CsI の放出割合 ※

f_{CsOH} : 原子炉格納容器からの CsOH の放出割合 ※

M_{CsI} : CsI に含まれる Cs 量

M_{CsOH} : CsOH に含まれる Cs 量

M_{I} : よう素の初期重量 = 29.1 kg

M_{Cs} : セシウムの初期重量 = 382.9 kg

W_{I} : よう素の分子量 = 131 (kg/kmol)

W_{Cs} : セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol)

Bq_{Cs137} : Cs-137 の原子炉圧力容器内内蔵量 (Bq) = 5.2×10^{17}

DF : 格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置の除染係数 = 1000

※原子炉格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果（サプレッション・チェンバのスクラビングによる除染係数等）を考慮した MAAP コードでの評価値（別紙参照）

(2) 計算結果

サプレッション・チェンバのラインを經由し，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

$$f_{Cs} = 2.706 \times 10^{-6} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (1.308 \times 10^{-6} - 2.706 \times 10^{-6})$$

$$= 2.60 \times 10^{-6}$$

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 2.60 \times 10^{-6} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 1.4 \times 10^{-3} \text{ TBq}$$

ドライウエルのラインを經由し，格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた場合のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

$$f_{Cs} = 3.908 \times 10^{-3} + (29.1 / 382.9) \times (133 / 131) \times (2.503 \times 10^{-3} - 3.908 \times 10^{-3})$$

$$= 3.80 \times 10^{-3}$$

$$\text{Cs-137 の放出量 (Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF)$$

$$= 3.80 \times 10^{-3} \times 5.2 \times 10^{17} \times (1/1000)$$

$$= \text{約 } 2.0 \text{ TBq}$$

表1 Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	値	設定根拠
運転時間 (h)	1 サイクル：10,000h (416日) 2 サイクル：20,000h 3 サイクル：30,000h 4 サイクル：40,000h 5 サイクル：50,000h	1 サイクル13ヶ月(395日)を考慮して，燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 (200体) 2 サイクル：0.229 (200体) 3 サイクル：0.229 (200体) 4 サイクル：0.229 (200体) 5 サイクル：0.084 (72体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づく (ABWRの値を用いて，炉心内蔵量を計算し，熱出力3,926MWで規格化する。)

大破断 LOCA 時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について

図 1 に、NUREG-1465 における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合（BWR プラント, Early In-Vessel）と、大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するシナリオの MAAP 解析における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合を示す。図 1 から分かるとおり、よう素及びセシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、MAAP 解析の方が NUREG-1465 より大きくなっている。希ガスについては、MAAP 解析では全量が原子炉格納容器内に放出されてはいないが、これは損傷炉心の終状態においても、炉心内に健全な状態の燃料が一部残されるためである（添付資料 3.1.2.3）。

MAAP 解析においては、放射性物質が原子炉格納容器内に放出された後、原子炉格納容器内に放出された放射性物質は、希ガスを除き、格納容器スプレイやサブプレッション・チェンバ・プールでのスクラビング等により除去される。このため、格納容器ベント実施後、事象発生後 7 日間で原子炉格納容器外に放出されるよう素及びセシウムの放出割合は、 10^{-6} オーダーとなる。

なお、中・低揮発性の核種グループについては、TMI 事故や福島第一原子力発電所事故での観測事実をふまえ、格納容器ベント実施後に格納容器外に放出される割合について、MAAP 解析の結果から得られたセシウムの原子炉格納容器外への放出割合及び NUREG-1465 における原子炉格納容器内への放出割合の比（例 セシウム：0.25 に対しランタノイド：0.0002）を利用して放出割合を評価し、中央制御室の居住性評価や現場の作業環境評価に用いている。

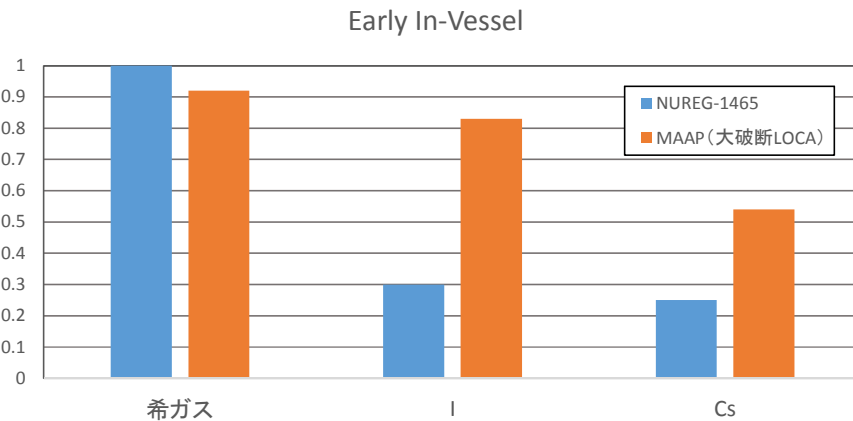


図 1 原子炉格納容器内への放出割合の比較

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

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。

この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮し、原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しており、原子炉建屋空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器が健全である場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」に対し、格納容器ベントによって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。
 - ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.4%/日 相当
 - ・ 1~2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日 (一定) とした。(詳細は「3. 補足事項」参照)
- (4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質 (Cs-137) の漏えい量は約 0.017TBq (7 日間) となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウエルのラインを経由した場合の放出量約 2.0TBq (7 日間) に比べて十分に小さい。

3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1) 式に建屋周辺の風速と建屋差圧（風荷重）の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

ΔP : 風荷重 (kg/m²)

C : 風力係数 (-0.4)

ρ : 空気密度 (0.125kg/m³: 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)

v : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を (2) 式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

f : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)

ΔP : 差圧 (mmH₂O)

なお、1mmH₂O=1kg/m²

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH₂O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は (3) 式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

f_1 : 実風速時の漏えい率 (回/日)

f_0 : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)

ΔP_1 : 実風速時の建屋差圧 (0.3mmH₂O)

ΔP_0 : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH₂O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 0.1 回/日となる。

以上

安定状態について（代替循環冷却を使用しない場合）

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を使用しない場合における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、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却）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、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

低圧代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、格納容器圧力 0.62MPa[gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置等による原子炉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℃を下回り、原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。

代替循環冷却又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（ページ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））（1/2）

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
		燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した 炉心ヒートアップ速度（燃料被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに運転員操作の起点となる炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻への影響は小さい	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度は小さいことが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等のパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作に与える影響はない。また、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認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	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップに関するモデルに対する感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器内温度及び圧力挙動への影響は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
		燃料棒表面熱伝達				
		燃料被覆管酸化				
		燃料被覆管変形				
		沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認 ・MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じた ・水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すこと、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は SAFER コードと同等であることが確認されている。原子炉注水操作については、ECCS による炉心への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）による炉心注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	気液分離（水位変化）・対向流					
	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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））（2/2）

【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
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 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -格納容器圧力及び温度は、温度成層化を含めて傾向は適切に再現できる -雰囲気からヒートシンクへの伝熱が過小に予測されている可能性が示唆されているものの、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と考えられる -非凝縮性ガス濃度の挙動は、解析結果は測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達				
原子炉格納容器	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる（スプレイ注入特性） スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	以下の観点で不確かさは小さいと判断できる -入力値に含まれる（ベント流量） -格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、「格納容器各領域間の流動」と同様の計算方法が用いられている	「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（炉心損傷後）	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できているものの、FP放出が顕著になる実験開始後約11,000秒以降は、燃料被覆管温度を高めに評価することにより、急激なFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる	核分裂生成物（FP）挙動モデルはFP放出の開始時間に関する基本的なモデルについてはPHEBUS-FP実験解析において、実機体系により妥当性が確認されているが、燃料被覆管破裂後のFP放出挙動に関しては小規模体系の模擬性が原因によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられるが、炉心損傷後の圧力容器内FP放出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
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉格納容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	ABCOVE 実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認した	核分裂生成物（FP）挙動モデルはABCOVE実験解析により、格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認しているが、炉心損傷後の格納容器内FP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	核分裂生成物（FP）挙動モデルは、ABCOVE実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることが確認されている。したがって、Cs-137の観点で評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器逃がし装置等によるCs-137の総放出量は、評価項目（100TBqを下回っていること）に対して、サプレッション・チェンパのラインを経由した場合は約 1.4×10^{-3} TBq（7日間）であり、評価項目に対して余裕がある

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合）））（1/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05～約 7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約 20 分で通常運転水位ー約 4m であるのに対してゆらぎによる水位低下量はー約 10mm 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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h (定格流量 (100%))	定格流量の約 91～約 110% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料 (A 型) と 9×9 燃料 (B 型) は、熱水的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料 (A 型) を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、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上昇が遅くなるが、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約 7.01m～約 7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時 (7.05m) の熱容量は約 3,600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.04m 分) の熱容量は約 20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約 0.6%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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃～35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも若干低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合））（2/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (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には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、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るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約50kPa（約10.3時間で約0.56MPa）であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	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るが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンパ間差圧)	3.43kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンパ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃,事象開始24時間以降は40℃)	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	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可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存し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	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可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、格納容器圧力逃がし装置の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,240kL	2,240kL以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合））（3/3）

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起因事象	大破断 LOCA （残留熱除去系の吸込配管の破断）	—	原子炉圧力容器内の保有水量が厳しい箇所として設定	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し，設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注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	
	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	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる	仮に，外部電源がある場合は，注水開始時間が早くなり，格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム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	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
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性がある。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性の保守性），原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが，格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	代替格納容器スプレイ冷却系	140m ³ /h にてスプレイ	140m ³ /h 以上でスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないため，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約50%開）にて除熱	格納容器圧力が 0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積約50%開）にて除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値として設定	実際の流量が解析より多い場合，格納容器ベントによる格納容器圧力の低下が早くなり，その後の圧力挙動も低く推移することになるが，運転員等操作時間に与える影響はない	格納容器圧力の最大値は格納容器ベント実施時のピーク圧力であることから，その後の圧力挙動の変化は，評価項目となるパラメータに対して与える影響はない

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却を使用しない場合）（1/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	事象発生70分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室及び現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と、常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員が配置されている。受電準備を行う運転員は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員は、中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。起動操作等を行う運転員は、屋外に移動するが、移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間を想定している。このため、移動が操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員、受電準備を行う運転員及び運転員（中央制御室）の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため、操作所要時間は最長で50分間となる</p> <p>[起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計40分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ、配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定 ● 燃料バルブの開操作、給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動、起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に20分間を想定 <p>[受電準備を行う運転員：操作所要時間；合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり、1個あたりの操作時間に移動時間を含めて2分間程度を想定し、操作の所要時間は40分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定 <p>[運転員（中央制御室）：操作所要時間；合計30分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に、中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系（常設）の注水準備操作の所要時間に10分間を想定 <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作は、復水補給水系の隔離弁（1弁）の開操作による系統構成、低圧代替注水系（常設）の追加起動であり、何れも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため、1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確かさ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御盤操作は、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>	常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作は、認知に10分間、移動に10分間、操作所要時間に50分間の合計70分間であり、解析上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、受電操作の影響を受けるが、実態の操作時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい	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	事象発生から90分後（操作開始時間の20分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある なお、格納容器ベント時におけるCs放出量については燃料損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同じであるため、放出量に与える影響は小さい（添付資料3.1.2.9）	常設代替交流電源設備からの受電操作は、訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、想定と同じ約70分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。 低圧代替注水系（常設）の操作は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、復水移送ポンプを起動し、低圧代替注水系（常設）の原子炉注水のための系統構成を約2分で実施。常設代替交流電源設備からの受電操作と本操作を並行して実施することで事象発生後70分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(代替循環冷却を使用しない場合)(2/4)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	炉心冠水後, 格納容器温度約190℃到達時	格納容器限界温度到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】 格納容器スプレイの操作実施基準(炉心冠水後かつ格納容器温度約190℃)に到達するのは事象発生約2時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切替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。操作時間は特に設定していないが, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作開始時間は十分に短い</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉への注水が優先であり, 原子炉水位が破断口高さ到達後に, 低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへの切替えることとしており, 原子炉注水の状況により, 格納容器スプレイの操作開始時間は変動しうる</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	解析結果は炉心冠水前に既に格納容器温度は約190℃を超えており, 実態の操作も解析上も原子炉水位が破断口高さ到達後に低圧代替注水系(常設)から代替格納容器スプレイへ切替えることとしており, 実態の操作開始時間は, 解析上の想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 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	原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は炉心冠水後, 格納容器温度約190℃到達後となり, 実態の操作開始時間は解析上の想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	事象発生から90分後(操作開始時間の20分程度の遅れ)に低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始した場合の解析では, 格納容器スプレイ開始のタイミングは約2.3時間後であることから, 現行の2時間に対して約20分程度の準備時間を確保できるため, 時間余裕がある(添付資料3.1.2.9)	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, 復水移送ポンプの起動を確認し, 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却のための系統構成に約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却を使用しない場合）（3/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して，事象発生から12時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から12時間あり時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間90分想定のところ，訓練実績等により約70分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間180分想定のところ，訓練実績等により約150分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ及び常設代替交流電源設備）	事象発生から12時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から12時間あり時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ（6号及び7号炉：各2台）及び常設代替交流電源設備（6号及び7号炉で1台）への燃料給油を期待している。可搬型代替注水ポンプへの給油作業は，所要時間180分想定のところ訓練実績等では約112分，常設代替交流電源設備への給油作業は，所要時間540分想定のところ訓練実績等では約176分であり，想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)) (代替循環冷却を使用しない場合) (4/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.62MPa[gage] 到達時	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力 0.62MPa[gage])に到達するのは、事象発生の約 38 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベントは、中央制御室における操作と現場における操作が必要であるが、現場の操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員を配置している。当該緊急時対策要員は、復水貯蔵槽への補給作業を兼任しているが、それら作業は事象発生の約 38 時間後までに行う作業であり、格納容器ベントの操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 緊急時対策要員は、緊急時対策本部から操作現場へ車にて移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールロード等にて必要なアクセスルートを回復旧できる宿直の体制としており、また、徒歩による移動を想定しても所要時間は約 1 時間であり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 緊急時対策要員による現場における格納容器ベント準備操作(格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整準備)は、現場での手動弁 4 個の操作及び操作に係る移動の時間を含めて 60 分間を想定している。また、中央制御室の運転員による格納容器ベント準備操作は、他系統との隔離操作及び隔離確認と 1 弁の遠隔開操作に、余裕時間を含め 60 分間の操作時間を想定している。何れも準備操作として予め行うため、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>現場運転員による格納容器ベント操作は、伸縮継手を用いた 1 弁の手動操作であり、移動時間及び余裕時間を含め 60 分間を想定している。本操作は、格納容器圧力の上昇傾向を監視した上で、格納容器圧力が 0.62MPa[gage]に到達する予定時刻の 60 分以上前から実施する。よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に、当該操作に対応する運転員、緊急時対策要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約 20 分の時間の増分が発生する</p>	<p>炉心損傷後の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力 0.62MPa[gage])に到達するのは、事象発生の約 38 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器の圧力上昇の傾向を監視しながら予め操作が可能である。また、格納容器ベント操作の操作所要時間は余裕時間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、格納容器圧力 0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、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とほぼ同等であることから、格納容器圧力 0.62MPa[gage]に至るまでに確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 38 時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある</p>	<p>現場モックアップ等による実績では、格納容器ベント準備操作の原子炉格納容器二次隔離弁の伸縮継手による開操作に、状況確認及び移動時間を含め約 10 分の操作時間で完了する見込みを得た。格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置水位調整は、設備設置中のため、同様の弁の手動操作時間を考慮して、移動時間を含めて 60 分の操作時間で完了する見込みを得た。また、格納容器ベント操作は、伸縮継手を用いた原子炉格納容器一次隔離弁の手動操作であり、伸縮継手を用いた他の弁の操作により移動時間含め約 10 分の操作時間で完了する見込みを得た。よって、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

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

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

① 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

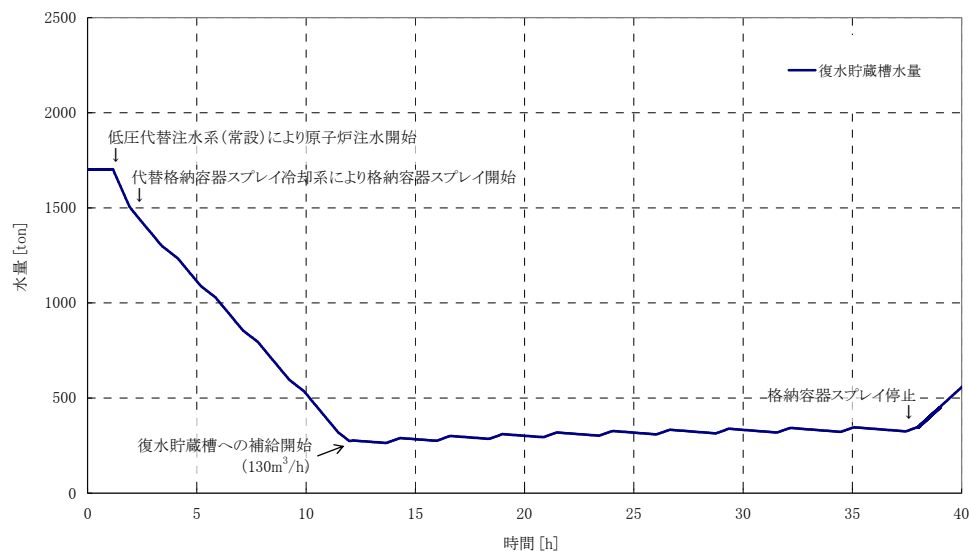
事象発生 70 分後から低圧代替注水系（常設）により注水する。冠水後は、破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で注水する（約 90m³/h）。

② 代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉水位が破断口～原子炉水位低（レベル 1）の範囲で、代替格納容器スプレイを実施（140m³/h）。

③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ給水する。



○時間評価（右上図）

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として炉注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。格納容器スプレイ停止後に格納容器ベントを実施し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽の水位は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 7,300m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 14,600m³ 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

7日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）：代替循環冷却を使用しない場合）

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：格納容器過圧・過温破損は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 874kL	6号及び7号炉軽油タンク各約 1,020kL 及びガスタービン発電機用燃料タンク約 200kL の容量（合計）は約 2,240kL であり、7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
6号炉	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※1 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2級） 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は約 632kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量（合計）は約 1,287kL であり、7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの残容量（合計）は約 1,287kL であり、7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機 1台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

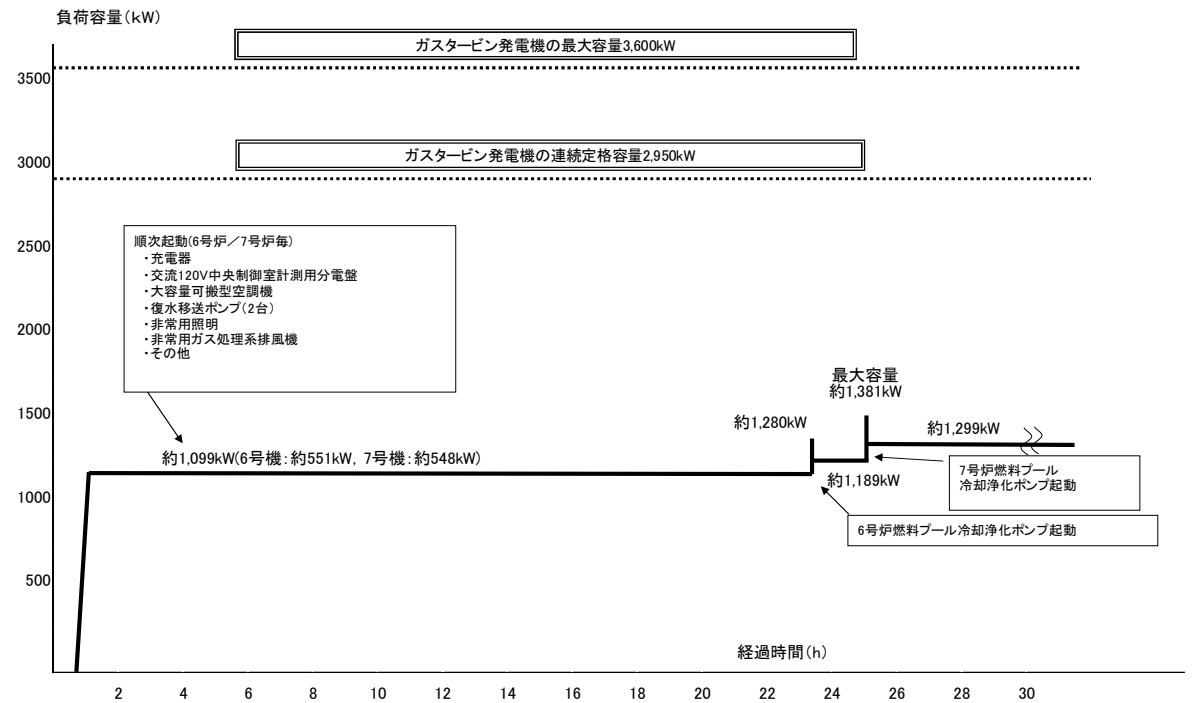
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約641kW	約658kW
合計（連続最大負荷） (最大負荷)	約1,299kW (約1,381 kW)	



負荷積算イメージ

3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり TQUX, 長期 TB, TBU 及び TBD である。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素の急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器の破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，原子炉格納容器の破損を防止する。

また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下する時点で，原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な原子炉格納容器下部水位及び水量を確保し，かつ，溶融炉心の落下後は，格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器の破損に至るものとする。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気及び水素が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して，原子炉減圧を可能とするため，逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。

また，その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。なお，これらの原子炉圧力容器の破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。

本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概要を以下の a から i に示すとともに、a から i の重大事故等対策についての設備と操作手順の関係を表 3.2.1 に示す。a から i の重大事故等対策のうち、本格納容器破損モードに関する重大事故等対策は以下の a から e 及び g である。

本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を図 3.2.1 から図 3.2.4 に、手順の概要を図 3.2.5 に示す。図 3.2.1 から図 3.2.4 のうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は図 3.2.1 及び図 3.2.3 である。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 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、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作を行う運転員 12 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名、緊急時対策要員（現場）は 8 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員 26 名^{※1}である。必要な要員と作業項目について図 3.2.6 に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価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。

※1 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、必要な要員の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の使用を想定した。

a. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

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

b. 高圧・低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、原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが、全ての非常用炉心冷却系が機能喪失していることを確認する。

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示計等である。

c. 炉心損傷確認

高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位がさらに低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内の γ 線線量率が設計基準事故相当の γ 線線量率の 10 倍を超えた場合とする。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル計である。

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水の pH を 7 以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH 制御には期待しない。

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

原子炉水位の低下が継続し、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10% 上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁 2 個を開放し、原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び原子炉圧力計である。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却

原子炉圧力容器下鏡部温度 300°C 到達により熔融炉心の下部プレナムへの移行（以下、「リロケーション」という。）を確認した場合、格納容器圧力 465kPa [gage] 到達を確認した場合又は格納容器温度 190°C 到達を確認した場合には、原子炉格納容器の雰囲気を冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル雰囲気温度計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）等である。

また、代替格納容器スプレイと同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

f. 原子炉格納容器下部への注水

原子炉への注水手段がないため、炉心が熔融してリロケーションする。

リロケーションを確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器下鏡部温度計である。

原子炉圧力容器下鏡部温度 300°C 到達によりリロケーションを確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、原子炉格納容器下部への総注水量が 180m³ に到達し、原子炉格納容器下部の水位が 2m 以上であることを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。

原子炉格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量

計（原子炉格納容器）及び格納容器下部水位計である。

また、原子炉格納容器下部への注水と同時に原子炉格納容器内の pH 制御のため薬品注入を実施する。

g. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力容器の破損を直接確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する。

原子炉圧力容器の破損の徴候として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化が生じる。また、原子炉圧力の急激な低下、ドライウェル圧力の急激な上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器の破損を判断する。

これらにより原子炉圧力容器の破損を判断した後は、原子炉圧力と上部格納容器圧力の差圧が 0.10MPa[gage]以下であること及び原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器の破損を再確認する。

h. 溶融炉心への注水

原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う。

格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は、復水補給水系流量計（原子炉格納容器）等である。

格納容器下部注水系（常設）により溶融炉心の冷却が継続して行われていることは、格納容器下部水位計により確認することができる。また、格納容器下部水位計による監視ができない場合、以下の条件により把握することができる。

- 原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- 原子炉格納容器上部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- 原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること

これらは、短時間ではなく数時間の推移を確認する。

さらに、サプレッション・チェンバ・プール水位がリターンライン高さ（NWL+約 1.5m）を超えていることを、サプレッション・チェンバ・プール水位計により確認できる場合、リターンラインを通してサプレッション・チェンバのプール水が原子炉格納容器下部に流入することにより、溶融炉心の冷却が行われていることを推定することができる。

i. 代替循環冷却による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱※2

代替原子炉補機冷却系の準備が完了した後、復水移送ポンプを停止し、代替循環冷却の運転の準備を実施する。代替循環冷却の運転の準備が完了した後、代替原子炉補機冷却系

を用いた代替循環冷却による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、復水補給水流量計及び復水補給水系流量計（原子炉格納容器）を用いて原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室から遠隔操作することで、格納容器下部注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で格納容器下部注水及び格納容器スプレイを実施する。

代替循環冷却の運転による溶融炉心冷却を確認するために必要な計装設備は、復水補給水流量計（原子炉格納容器）等であり、原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力計及びサプレッション・チェンバ・プール水温度計等である。

※2 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態を TQUX とし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH 発生）」である。

本評価事故シーケンスは「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから、炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため、前提とする事故条件として、全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定し、さらに、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から、原子炉圧力容器の破損に至るものとしている。

本評価において、仮に原子炉注水に期待できる場合には、原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れや原子炉格納容器下部への落下量の抑制等、事象進展の緩和に期待できると考えられるが、これらの不確かさを包絡するものとして、本評価では、重大事故等対処設備による原子炉注水機能は使用しないとの前提で、評価することとした。

なお、格納容器過圧・過温破損の観点については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり、LOCA をプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは、過圧の観点では LOCA によるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり、過温の観点では、事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また、本格納容器破損モードを評価する上では、原子炉圧力容器が高圧の状態破損に至る事故シーケンスを選定する必要があることから、LOCA をプラント損傷状態とする事故シーケンスは、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。

本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される、炉心損傷前に原子炉減圧に失

敗し、炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては、炉心損傷前の段階で全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧ロジックが作動せず、全ての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。

手順上、全ての低圧注水機能が失われている状況では、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは、原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となった場合、原子炉減圧を遅らせた方が原子炉圧力容器の破損に至る時間を遅らせることができる一方で、ジルコニウム-水反応が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また、代替自動減圧ロジックは低圧注水系の起動が作動条件の1つであるため、低圧注水系が失われている状況では作動しない。

これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスと同じ事故シーケンスである。本格納容器破損モードではプラント損傷状態をTQUXとし、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をTQUVとしており、異なるプラント状態を選定している。

TQUXとTQUVでは喪失する設計基準事故対処設備が異なり、原子炉減圧について、TQUVでは設計基準事故対処設備である逃がし安全弁の機能に期待し、TQUXでは重大事故等対処設備としての逃がし安全弁の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合、TQUVでは原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また、TQUXは高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが、重大事故等対処設備としての逃がし安全弁に期待し、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することにより、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。

以上のとおり、どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり、運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については、1つの評価事故シーケンスへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、

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）・対向流及び原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），炉心損傷後のリロケーション，構造材との熱伝達，下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達，原子炉圧力容器破損が重要現象となる。

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，本評価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

本評価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表 3.2.2 に示す。また，主要な解析条件について，本評価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) 安全機能等の喪失に対する仮定

高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を，低压注水機能として低压注水系の機能喪失を想定する。さらに低压代替注水系（常設）による原子炉注水にも期待しないものとする。これは，炉心損傷前には原子炉を減圧できない状況を想定するためである。

(c) 外部電源

外部電源は**使用できないものと仮定する。**

本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が燃料の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定する。

(d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等による影響

原子炉圧力を厳しく評価するため，高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等は，考慮しないものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，主蒸気隔離弁閉信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上

昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁(2個)を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 格納容器下部注水系(常設)

原子炉圧力容器の破損前に、格納容器下部注水系(常設)により、90m³/hで原子炉格納容器下部に注水し、水位約2mの水張りを実施するものとする。

原子炉圧力容器が破損して熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系(常設)により崩壊熱相当の注水を行うものとする。

なお、代替循環冷却への系統構成の切り替えのため、復水移送ポンプを停止している間は、可搬型代替注水ポンプを用いて崩壊熱相当の注水を行うものとする。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

原子炉圧力容器の破損前は、代替格納容器スプレイ冷却系により70m³/hで原子炉格納容器内にスプレイする。原子炉圧力容器の破損後は、格納容器圧力の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/h以上で原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 代替循環冷却^{※3}

代替循環冷却ラインの循環流量は、原子炉格納容器上部に約140m³/h、原子炉格納容器下部に約50m³/hで、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。

※3 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

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は、「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) 原子炉急速減圧操作

原子炉急速減圧操作は、全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で開始する。

(b) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作(原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却)

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始する。

(c) 原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器の破損前の先行水張り)

原子炉格納容器下部への注水操作は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始する。

(d) 原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器の破損後の注水)

原子炉圧力容器の破損を確認した場合に開始する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損後の原子炉格納容器冷却）

代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却は、格納容器圧力が465kPa[gage]又は格納容器温度が190℃に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは、事象発生から約20時間後に停止する。

(f) 代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作※4

代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作は、代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生後の20.5時間後から開始する。

※4 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定した。

(3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件

(a) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩について考慮する。漏洩量の評価条件は以下のとおりとする。

- a) 原子炉格納容器からの漏洩量は、格納容器圧力に応じた設計漏洩率をもとに評価する。
- b) 原子炉建屋から大気中に漏洩する放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時における原子炉建屋から大気中への漏洩率を10%/日（一定）とした。
- c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

（添付資料 3.2.3）

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位の推移を図3.2.7から図3.2.11に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全ての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能が喪失し、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定することから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約1.0時間後に炉心損傷に至る。原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点（事象発生から約1.4時間後）で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁2個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施する。原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約7.0時間後に原子炉圧力容器の破損に至る。

事象発生から約3.7時間後、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で、格

格納容器下部注水系（常設）による原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器下部への水張りを開始すると同時に、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を行うことにより格納容器温度の上昇を抑制する。格納容器下部注水系（常設）による注水流量を約 90m³/h とし、約 2 時間の注水を実施することで原子炉格納容器下部に 2m 以上の水位を確保し、事象発生から約 5.7 時間後に原子炉格納容器下部への水張りを停止する。

原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部の水位約 2m の水中に落下する際に、溶融炉心から冷却材への伝熱が起これ、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。

溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）により原子炉格納容器下部に崩壊熱相当の注水を継続的に行い、溶融炉心を冷却する。

崩壊熱が原子炉格納容器内に蒸気として放出されるため、格納容器圧力は急激に上昇する。格納容器圧力が 465kPa[gage]に到達した時点で代替格納容器スプレイ冷却系の流量を 130m³/h 以上にすることにより、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制される。

事象発生から 20.5 時間が経過した時点で、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始する。代替循環冷却により、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下するとともに、原子炉格納容器下部の溶融炉心は安定的に冷却される。

なお、事象発生から約 7.0 時間後の原子炉圧力容器の破損までは、逃がし安全弁によって原子炉圧力を 2.0MPa 以下に維持することが必要となるが、炉心損傷後の原子炉圧力容器から逃がし安全弁を通過してサブプレッション・チェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても、逃がし安全弁は確実に開状態を維持することが可能である。

（添付資料 3.2.1）

b. 評価項目等

原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力は約 0.2MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について対策の有効性を確認した。なお、本評価事故シーケンスと同じ評価事故シーケンスで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目を評価しているが、その評価結果については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において評価項目を満足することを確認している。

また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目については「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 有効性を

確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

ここで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目について、本評価についての対策の有効性を確認する。本評価では、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏洩量は制限され、また、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏洩した放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。仮に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩を想定すると、漏洩量は約 2.4×10^{-3} TBq (7 日間) となり、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目を満足する。この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果に比べて十分に小さな値であることから、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏洩量は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果に対して無視できる程度であることを確認できる。

(添付資料 3.2.2, 3.2.3)

3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱では、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至り、原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。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、原子炉急速減圧操作及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）とする。

ここで、本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、炉心溶融開始後の溶融炉心の移動（リロケーション）が挙げられる。これに対しては、原子炉水位を監視し、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴候を捉えた対応を図ることによって、リロケーションが発生する前に速やかに 2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モード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内温度変化, 燃料棒表面熱伝達, 燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして, 炉心ヒートアップに関するモデルは, TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では, 炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては, 重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており, 最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作となり, 燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから, 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・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして, 炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により, 急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており, 原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが, 数分程度の差違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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして, 熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また, 炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器の破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは, リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉の急速減圧を実施することから, 運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 3.2.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化, 燃料棒表面熱伝達, 燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして, 炉心ヒートアップに関するモデルは, TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では, 炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは, 運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減しており, 上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないこと及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であること及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉压力容器の破損時間に対する感度は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧操作を実施し、操作開始後原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 3.2.4）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表3.2.2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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなるため、原子炉水位の低下が緩やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。

（添付資料3.2.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。本評価事故シーケンスでは、運転員等操

作による原子炉急速減圧により，原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減しており，最確条件とした場合には原子炉水位の低下が緩やかになり，原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが，原子炉圧力容器の破損時間についても遅くなると考えられること，原子炉急速減圧開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料3.2.4)

b. 操作条件

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

操作条件の原子炉急速減圧操作は，解析上の操作開始時間として原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点で開始（事象発生から約1.4時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり，また，原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながら予め準備が可能であることから，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。当該操作は，解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，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。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）は，解析上の操作開始時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始（事象発生から約3.7時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約3.7時間の時間余裕があり，また，代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら予め準備が可能であることから，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。当該操作は，解析コード及び解析条件の不確かさ（操作条件を除く）により操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う作業であり，また，他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定しているため，他の操作に与える影響はない。

(添付資料3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作における、運転員等操作時間に与える影響については、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）における、運転員等操作時間に与える影響については、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3.2.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉压力容器の破損までに完了する必要があるが、原子炉压力容器の破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）については、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉压力容器の破損前は、本操作が実施できないものと仮定しても、格納容器圧力及び格納容器温度が格納容器限界圧力及び格納容器限界温度に到達することは無く、逃がし安全弁による減圧機能維持も可能であることから、時間余裕がある。

(添付資料3.2.4)

(4) まとめ

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

3.2.4 要員及び資源の確保

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、6号及び7

号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 28 名であり、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。

また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 26 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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。

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉格納容器下部への注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイは、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約 2,600m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約5,200m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬型設備を12時間以内で使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

(添付資料 3.2.5)

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事故発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約 751kL の軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約 7kL の軽油が必要となる。本評価事故シナリオの評価では取水機能の喪失は想定していないが、仮に取水機能が喪失して代替原子炉補機冷却系による原子炉格納容器除熱を想定し、事象発生後 7 日間代替原子炉補機冷却系専用の電源車を運転した場合、号炉あたり約 37kL の軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 79kL の軽油が必要となる。(6 号及び 7 号炉 合計 約 1,669kL)

6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL (6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL) の軽

油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.2.6)

c. 電源

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

3.2.5 結論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては、逃がし安全弁による原子炉減圧手段を整備している。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、プラント損傷状態をTQUXとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」を評価事故シーケンスとした。

上記の場合においても、逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧により、原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減することができる。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

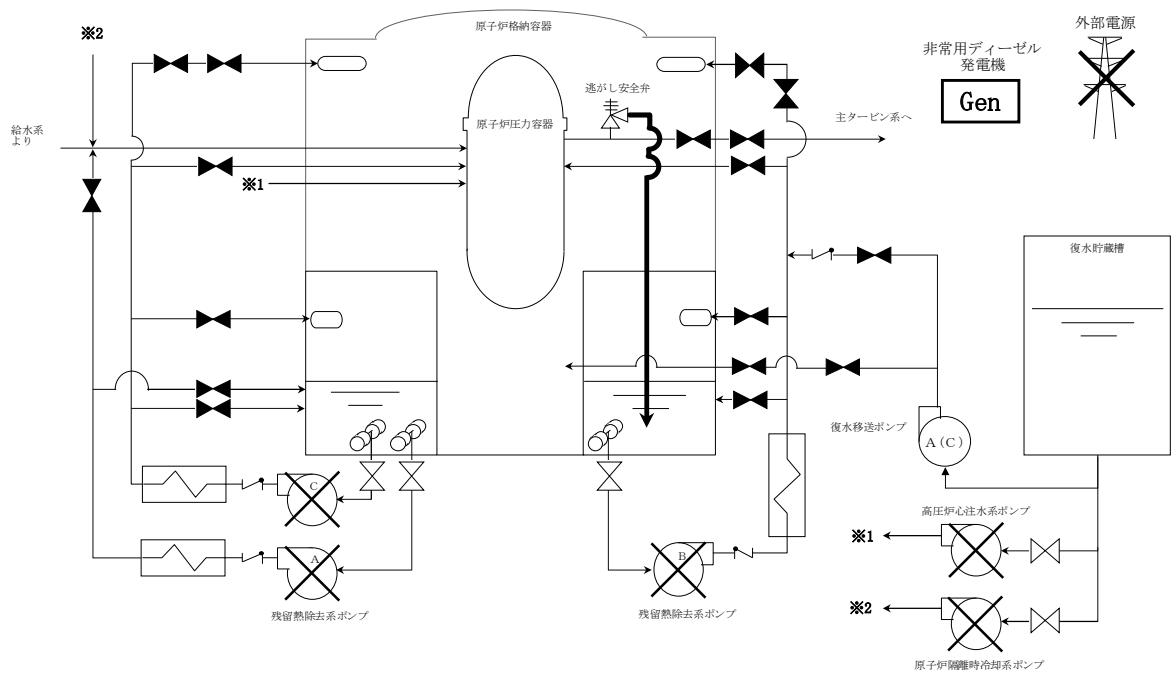


図 3.2.1 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の
重大事故等対処設備の概略系統図
(原子炉減圧)

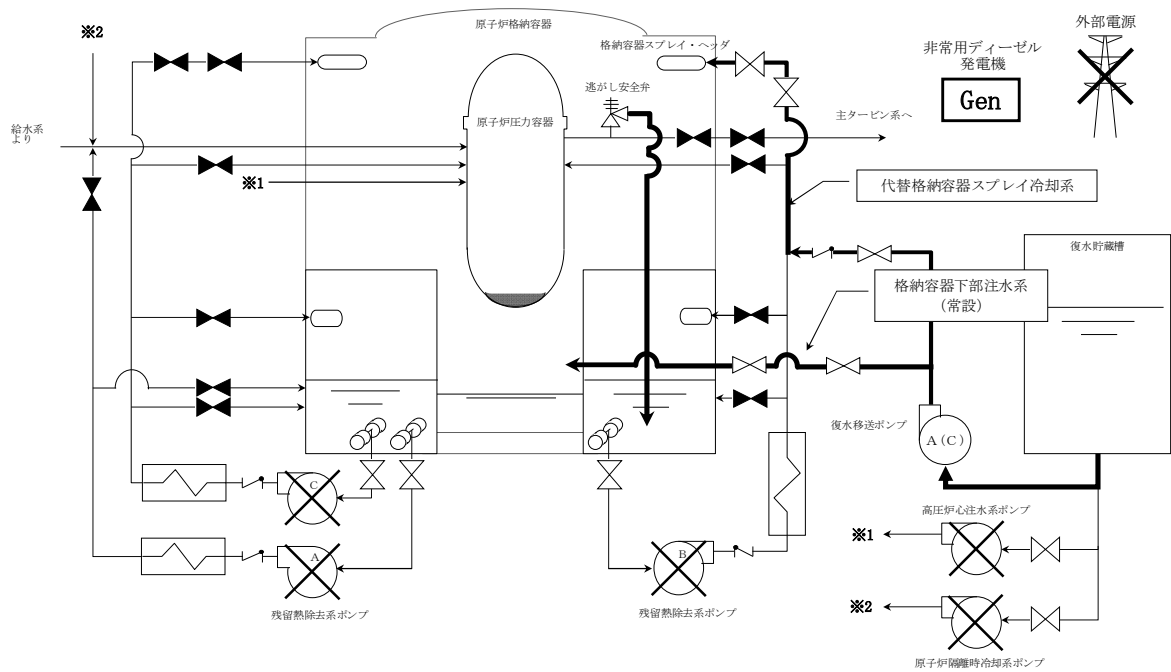


図 3.2.2 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の
重大事故等対処設備の概略系統図
(原子炉压力容器破損前の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水)

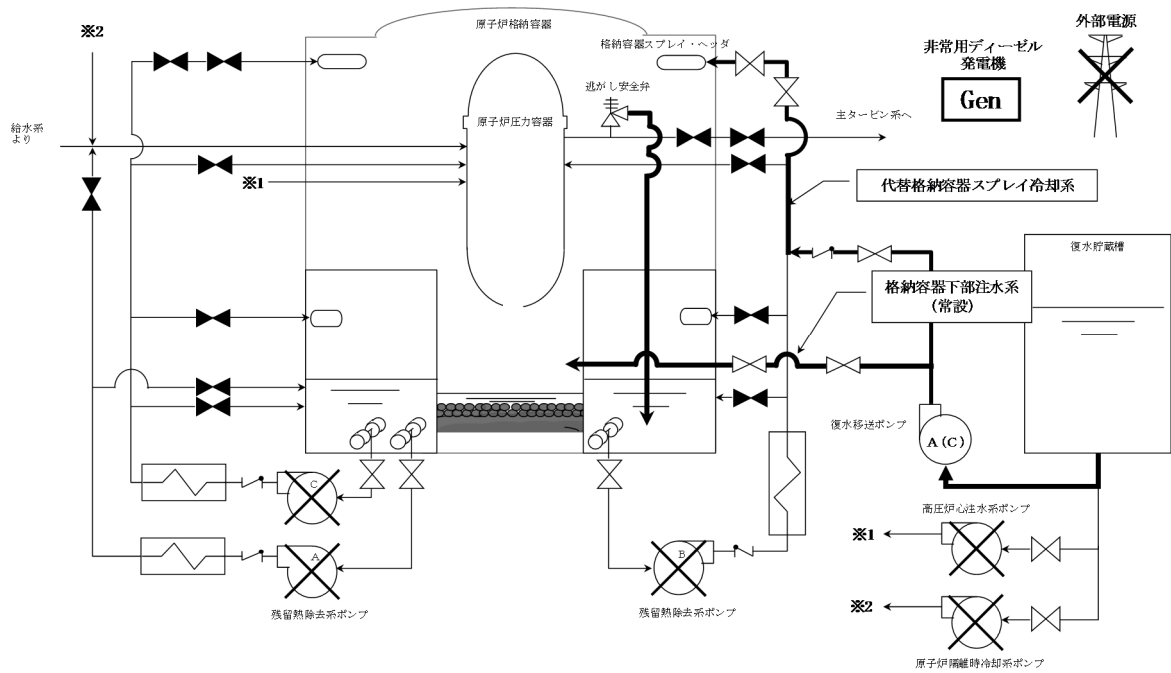


図 3.2.3 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の
重大事故等対処設備の概略系統図

(原子炉圧力容器破損後の原子炉減圧，原子炉格納容器冷却及び格納容器下部注水)

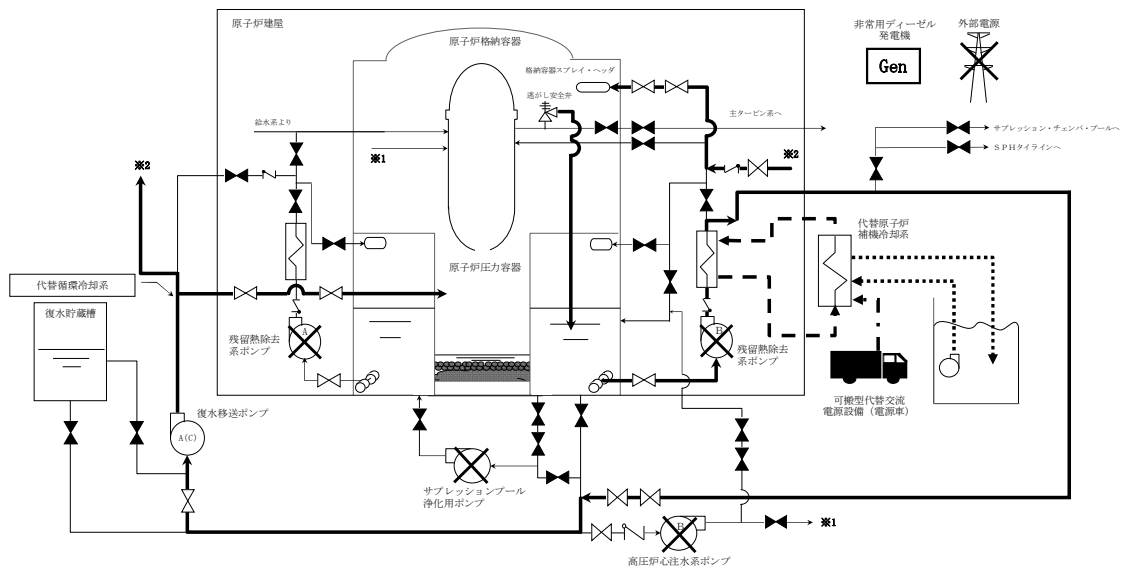


図 3.2.4 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の
重大事故等対処設備の概略系統図

(代替循環冷却による溶融炉心冷却，原子炉格納容器除熱)

(解析上の時間)
(約0分)

(約1時間後)

(約1.4時間後)

(約3.7時間後)

(約5.7時間後)

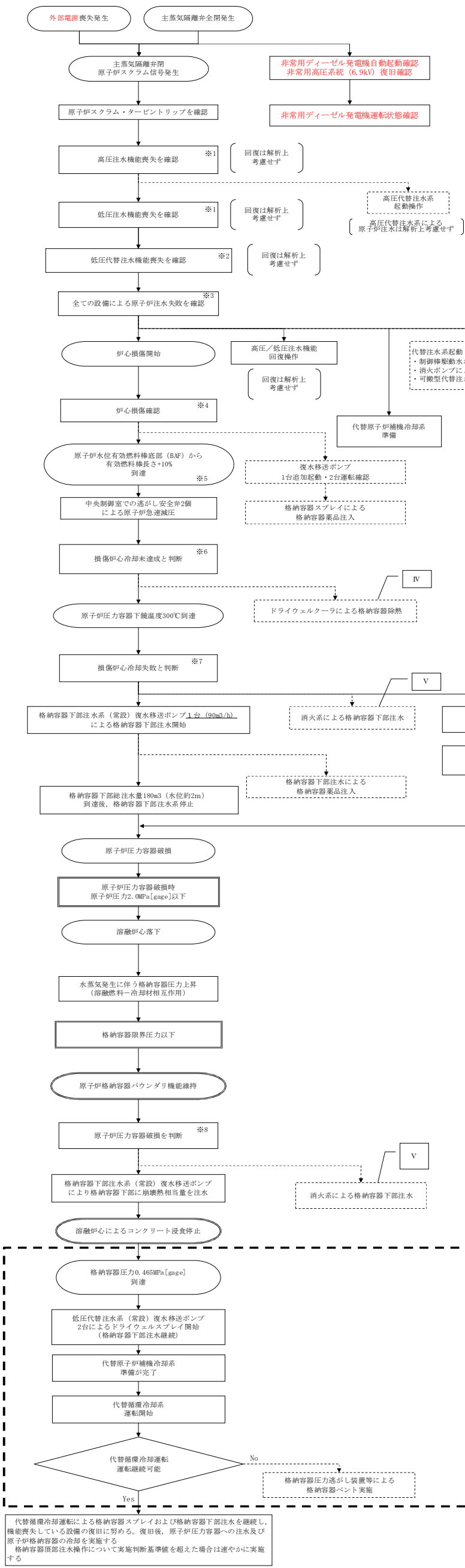
(約7時間後)

(約8時間後)

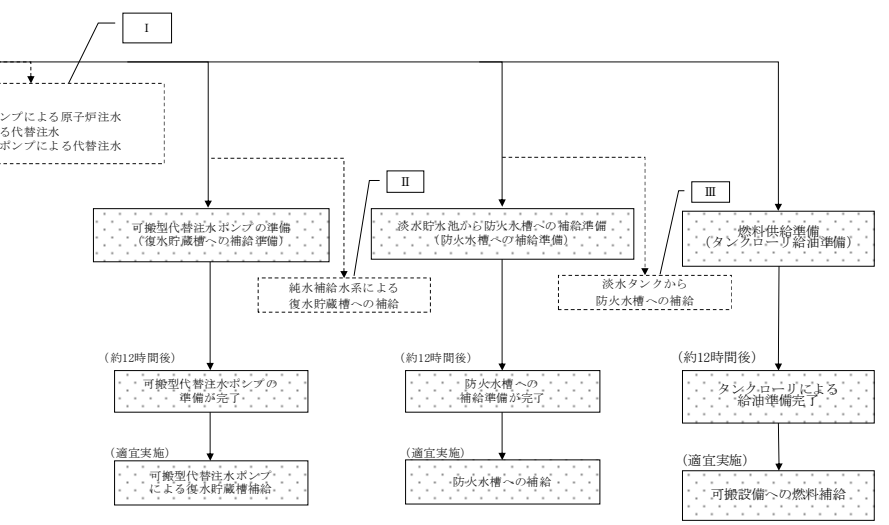
(約8時間後)

(約20時間後)

(約20.5時間後)



- ※1 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計にて機能喪失を確認する
- ※2 代替原子炉注水弁（残留熱除去系注入弁）動作不能により低圧代替注水系機能喪失を確認する
- ※3 原子炉注水可能な系統がある場合は急速減圧操作を実施する
- ※4 格納容器内雰囲気放射線レベル計指示とSOP導入条件判断図により炉心損傷を確認する。例えば、原子炉停止1時間後の場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計指示がドライウェル放射線レベル計：4.5E+00Sv/h、サブプレッション・チェンバ放射線レベル計：5.5E+00Sv/hを超えた場合、炉心損傷発生と判断する
- ※5 「原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）から有効燃料棒長さ+10%」とは、原子炉水位計（燃料域）にて-3340mmを示す
- ※6 原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒頂部（TAF）未達及び、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃未満により損傷炉心冷却未達成と判断する
- ※7 原子炉水位が原子炉水位計（燃料域）にて有効燃料棒頂部（TAF）未達、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達及び、原子炉への注水不能により損傷炉心冷却失敗と判断する
- ※8 原子炉圧力容器健全確認は、圧力容器破損判断パラメータにより判断する（補足1）



- ※9 逃がし安全弁による原子炉減圧状態を維持するために格納容器過温防止スプレーを実施する。スプレー流量は、格納容器過温抑制スプレー流量70m³/hとする
- ※10 原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 炉内気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】

I 炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水ポンプが再起動し、原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。消火系による代替原子炉注水も使用することができるため消火ポンプ運転状態について確認する。恒設設備による原子炉圧力容器への注水が実施できない場合、低圧代替注水系（可搬型）による注水を実施する

II 純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる。純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である。純水補給水系から補給する場合は水源は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

III 「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からの過水タンクへの補給も合わせて実施する

IV ドライウェルクーラ代替除熱運転を実施する

V 消火系による格納容器下部注水も可能である。また、可搬型代替注水ポンプによる格納容器下部注水も可能であり、この場合水源は淡水以外に海水も使用することが可能である

補足1
事故の起因事象判定（LOCA事象or過渡起因事象）
[原子炉圧力と上部ドライウェル圧力の差圧が「0.10MPa [gauge]以下」]
かつ
[上部ドライウェル圧力が「0.15MPa [gauge]以上」]

上記の条件が満たされる場合は「LOCA事象起因」と判定する
条件が満たされない場合は「過渡起因事象」と判定する
（本パラリサでは「過渡起因事象」を想定している）
LOCA事象起因時のパラメータ変化は以下の条件によって変わる
・下部ドライウェルに水位がある場合（LOCA①時と表記）
・下部ドライウェルに水位が無い場合（LOCA②時と表記）

【圧力容器破損判断パラメータ】
・「過渡起因事象」時
原子炉圧力の「急激な低下」
上部ドライウェル圧力の「急激な上昇」
下部ドライウェルガス温度の「急激な上昇」
・「LOCA①」時
下部ドライウェルガス温度の「急激な低下」
サブプレッションプール水温度の「急激な上昇」
・「LOCA②」時
下部ドライウェルガス温度の「急激な低下」
上部ドライウェル水素濃度の「上昇」

【圧力容器破損後継機パラメータ】
・「過渡起因事象」時
原子炉水位の「急激な低下」
制御棒位置の指示値喪失数増加
原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加

【圧力容器破損後継機の再確認パラメータ】
・「過渡起因事象」時
[原子炉圧力と上部ドライウェル圧力の差圧が「0.10MPa [gauge]以下」]
かつ
[下部ドライウェルガス温度が「飽和温度以上」]
・「LOCA①、②」時
[下部ドライウェルガス温度が「飽和温度以上」]
かつ
サブプレッションプール水温度が5℃以上上昇
または
[下部ドライウェルガス温度が300℃以上]

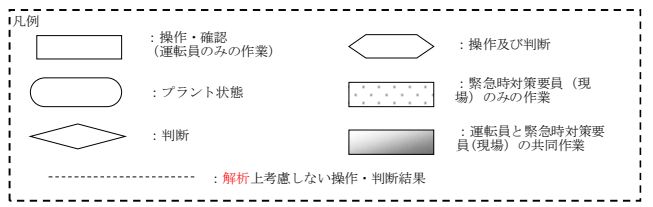


図 3.2.5 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の対応手順の概要

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考		
	責任者		当直長		1人			中央監視 緊急時対策本部連絡		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11	12
	指揮者	通報連絡者	6号	7号	当直副長	当直副長		1人	1人													
状況判断	2人 A, B	2人 C, D	-	-	-	-	-	-	10分													
原子炉注水機能喪失調査、復旧操作 (解任上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-	-														対応可能な要員により対応する
格納容器薬品注入操作 (解任上考慮せず)	(1人) B	(1人) D	-	-	-	-	-	-	5分													要員を確保して対応する
格納容器下部注水準備	(1人) A	(1人) C	-	-	-	-	-	-	10分													
原子炉急停止操作	(1人) A	(1人) C	-	-	-	-	-	-	30分													
格納容器下部注水準備	(1人) A	(1人) C	-	-	-	-	-	-														
格納容器薬品注入操作 (解任上考慮せず)	-	-	2人 E, F	2人 G, H	-	-	-	-	10分													要員を確保して対応する
格納容器下部注水準備	(1人) B	(1人) D	-	-	-	-	-	-	30分													格納容器薬品注入操作に伴って 実施済みとなる
代替格納容器スプレッドシステム 準備	(1人) A	(1人) C	-	-	-	-	-	-														格納容器注水抑制装置 「70m3/h」
代替格納容器スプレッドシステム 準備	(1人) A	(1人) C	-	-	-	-	-	-														455～390Pa[exg]で開スプレッド
代替原子炉補給冷却系 準備	-	-	(2人) C, D	(2人) E, F	-	-	-	-	10分													
代替原子炉補給冷却系 準備	-	-	-	-	13人 (要員) ※1	13人 (要員) ※1	-	-	10分													
可搬型代替注水ポンプによる防火水塔から復 水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※2	2人 ※2	-	-	180分													
換水貯水塔から防火水塔への補給	-	-	-	-	2人 ※3	2人 ※3	-	-	10分													
燃料給油準備	-	-	-	-	2人 ※4	2人 ※4	-	-	10分													
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	-	-	90分													タンクローリー設置に応じて適宜 輸送タンクから補給

3.2-22

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)												備考		
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36			
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																
代替原子炉補給冷却系 準備	-	-	(2人) C, D	(2人) E, F	-	-	-	-	300分													
代替原子炉補給冷却系 準備	-	-	-	-	※1 13人	※1 13人	-	-	600分													
燃料給油準備	-	-	-	-	※5 (2人)	※5 (2人)	-	-	90分													タンクローリー設置に応じて適宜 輸送タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	-	-														適宜実施
代替原子炉補給冷却系 運転	-	-	-	-	※6 (2人)	※6 (2人)	-	-														適宜実施
代替格納容器冷却系 準備	(1人) B	(1人) D	-	-	-	-	-	-	30分													この時間内に実施
代替格納容器冷却系 準備	(1人) A	(1人) C	-	-	(2人) E, F	(2人) G, H	-	-	120分													この時間内に実施
代替格納容器スプレッドシステム 準備	(1人) A	(1人) C	-	-	-	-	-	-	455～390Pa[exg]で開スプレッド													
代替格納容器冷却系 準備	(2人) A, B	(2人) C, D	-	-	-	-	-	-	30分													
代替格納容器冷却系 準備	-	-	(2人) E, F	(2人) G, H	-	-	-	-	30分													
代替格納容器冷却系開始	(2人) A, B	(2人) C, D	-	-	-	-	-	-	5分													
代替格納容器冷却系監視	(1人) A	(1人) C	-	-	-	-	-	-														適宜実施
可搬型代替注水ポンプによる防火水塔から復 水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	※2 (1人)	※2 (1人)	-	-														適宜実施
換水貯水塔から防火水塔への補給	-	-	-	-	※3 (2人)	※3 (2人)	-	-														適宜実施
燃料給油作業	-	-	-	-	※4 (2人)	※4 (2人)	-	-														適宜実施
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 C, D	4人 E, F, G, H	4人 I, J, K, L	8人 (要員26人)	8人 (要員26人)																

図 3.2.6 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間

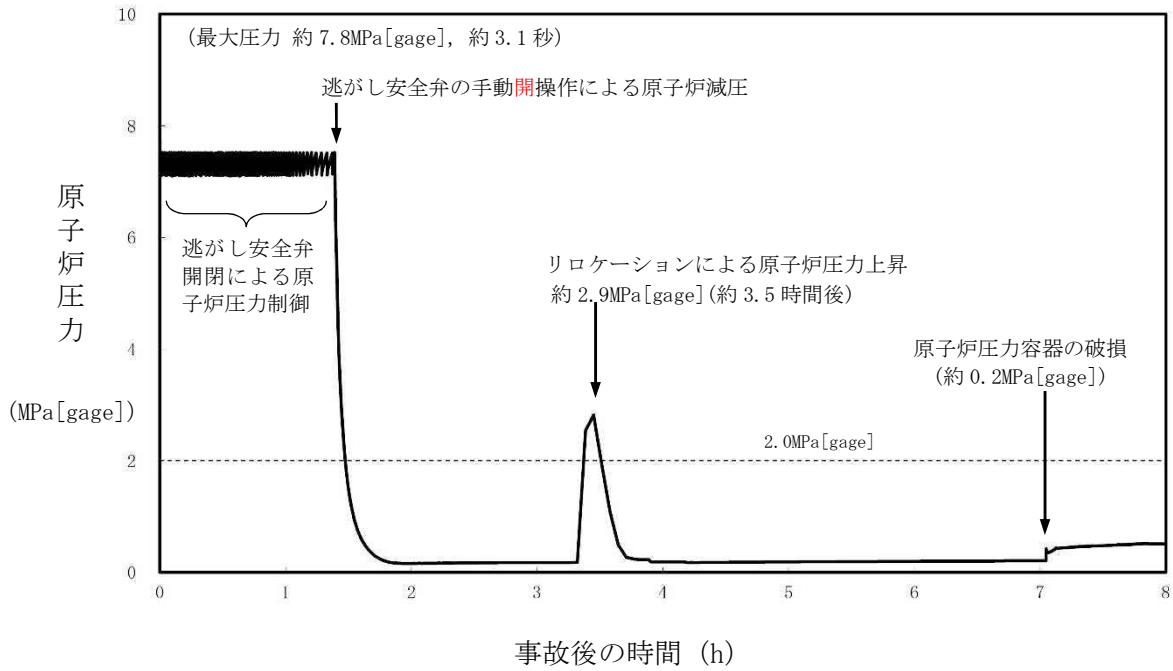


図 3.2.7 原子炉圧力の推移

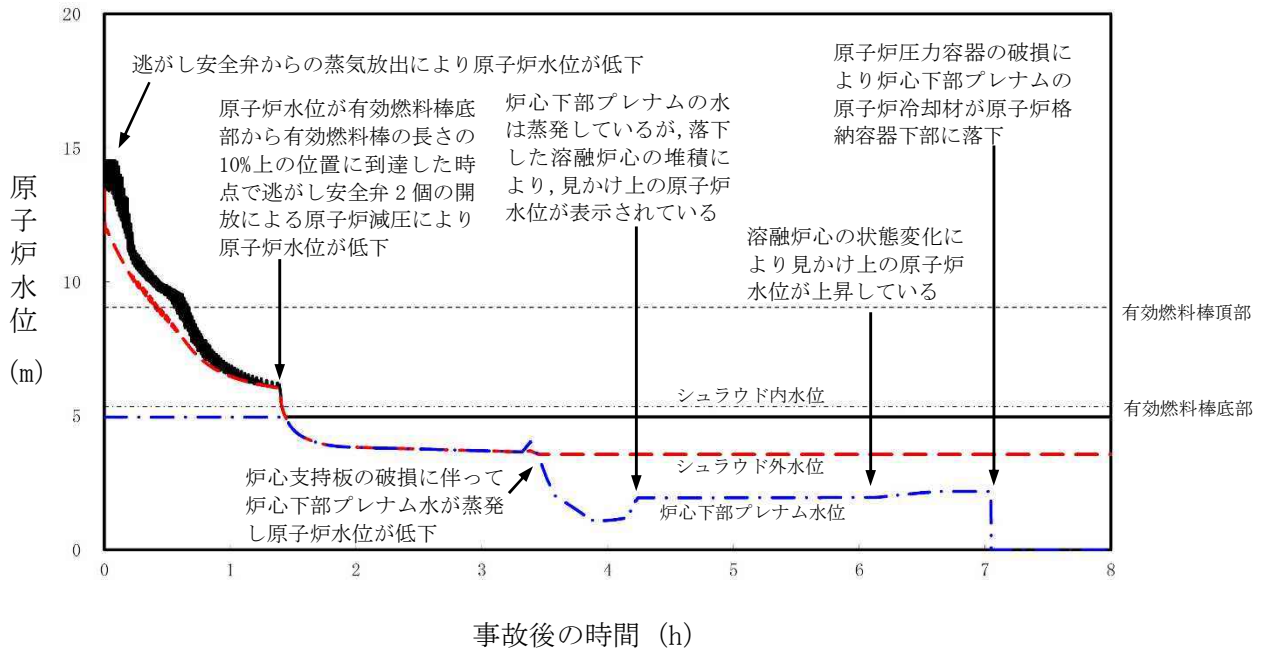


図 3.2.8 原子炉水位の推移

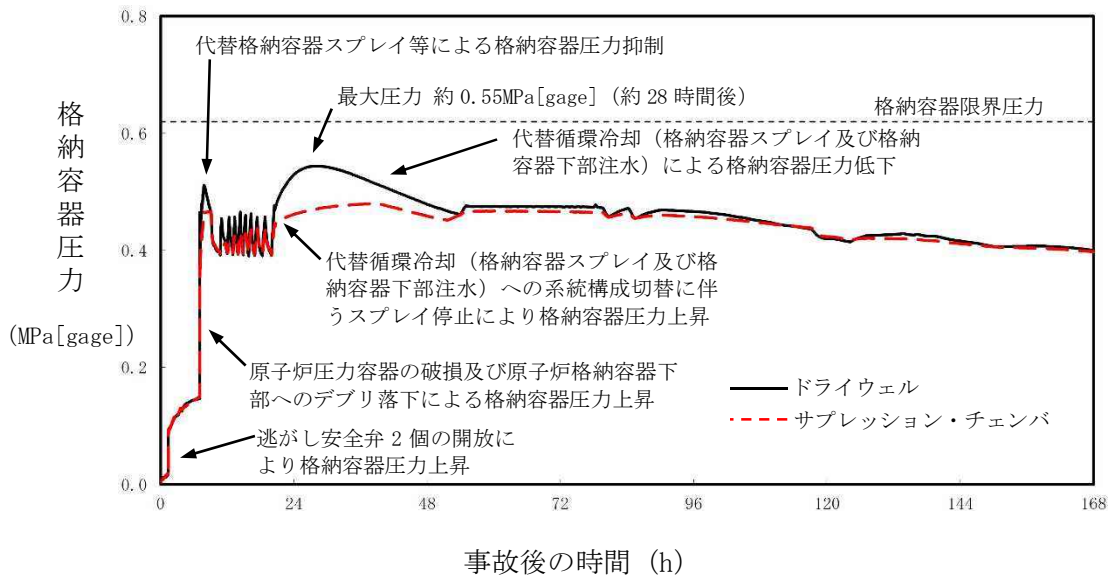


図 3.2.9 格納容器圧力の推移

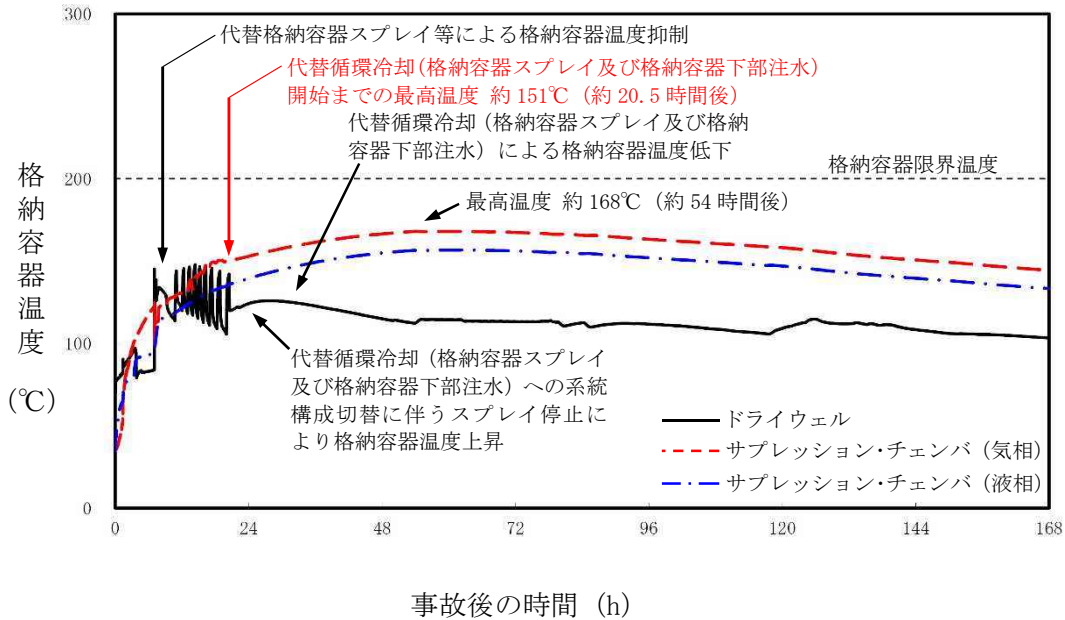


図 3.2.10 格納容器温度の推移

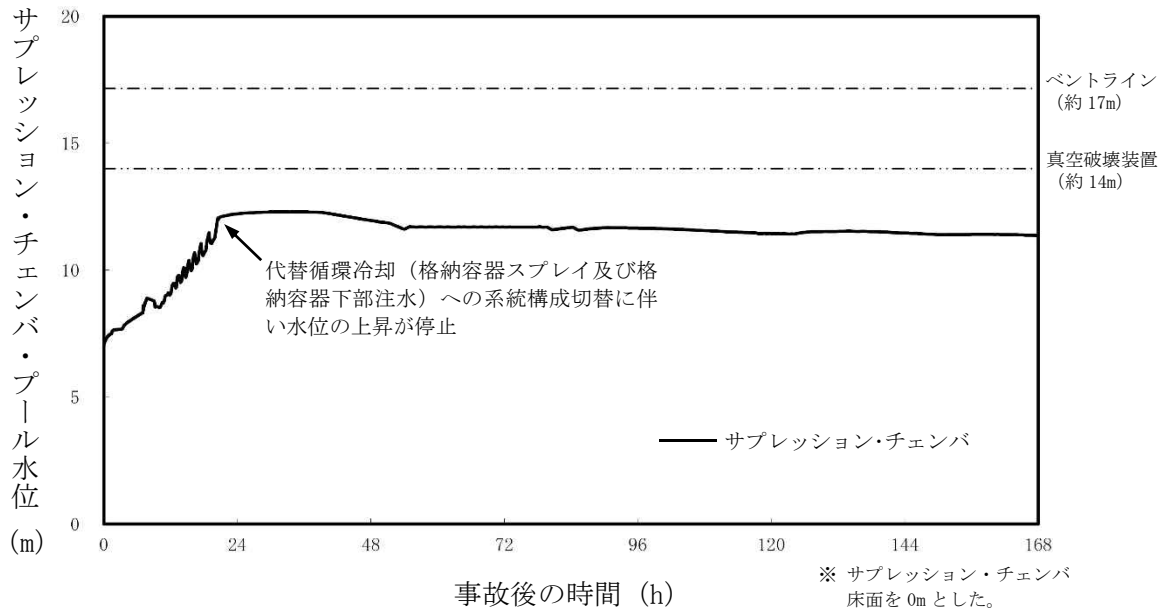


図 3.2.11 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

表 3.2.1 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作*	操作	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
a. 原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
b. 高圧・低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、原子炉水位低で非常用炉心冷却系の自動起動信号が発生するが、全ての非常用炉心冷却系が機能喪失していることを確認する	—	—	【原子炉隔離時冷却系系統流量計】 【高圧炉心注水系系統流量計】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力計】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 高圧代替注水系系統流量計 復水貯蔵槽水位計 (SA)
c. 炉心損傷確認	高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位がさらに低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線レベル計 (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル計 (S/C)
d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁 2 個を開放し、原子炉を急速減圧する	逃がし安全弁	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計
e. 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却	原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達によりリロケーションを確認した場合、格納容器圧力 465kPa 到達を確認した場合又は格納容器温度 190℃到達を確認した場合には原子炉格納容器の雰囲気冷却するため、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却を実施する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力容器温度計 復水補給水系流量計 (原子炉格納容器) 格納容器内圧力計 (D/W) 格納容器内圧力計 (S/C) ドライウェル雰囲気温度計 復水貯蔵槽水位計 (SA)

※ 項目 a～i は、3.2.1 (3) に示す重大事故等対策の概要の各項目に対応

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■ 有効評価上考慮しない操作

表 3.2.1 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時における重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作※1	操作	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
f. 原子炉格納容器下部への注水	原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達によりリロケーションを確認した場合、原子炉圧力容器破損に備えて中央制御室からの遠隔操作によって格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、原子炉格納容器下部への総注水量が180m ³ に到達した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉圧力容器温度計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 格納容器下部水位計 復水貯蔵槽水位計（SA）
g. 原子炉圧力容器破損確認	原子炉圧力容器の破損を直接確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する	—	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 原子炉圧力容器温度計 原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 格納容器内圧力計（D/W） ドライウェル雰囲気温度計
h. 溶融炉心への注水	原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を崩壊熱相当の流量にて継続して行う	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
i. 代替循環冷却による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱※2	代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却を開始し、溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。代替循環冷却の循環流量は、格納容器下部注水と格納容器スプレイに復水補給水流量計を用いることによって流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイする	復水移送ポンプ	代替原子炉補機冷却系	復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 格納容器内圧力計（D/W） 格納容器内圧力計（S/C） ドライウェル雰囲気温度計 サプレッション・チェンバ・プール水温度計 サプレッション・チェンバ・プール水位計

※1 項目 a～i は、3.2.1 (3)に示す重大事故等対策の概要の各項目に対応

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

※2 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却による除熱量の評価においては、保守的に代替原子炉補機冷却系の設計値を用いた。

■ 有効評価上考慮しない操作

表 3.2.2 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間後以降は 45℃， 事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	

表 3.2.2 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m ² 相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定
	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板，外側鋼板は考慮する リブ鋼板，ベント管は考慮しない	リブ鋼板については，コンクリートによって周囲を囲まれており，コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない ベント管を考慮する場合，管内の水による除熱効果が考えられるため，保守的にベント管については考慮しないものとした
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能， 低压注水機能 低压代替注水系（常設）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注水系の機能喪失を， 低压注水機能として低压注水系及び低压代替注水系（常設）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定
	高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏洩等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

表 3.2.2 主要解析条件（高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（3／4）

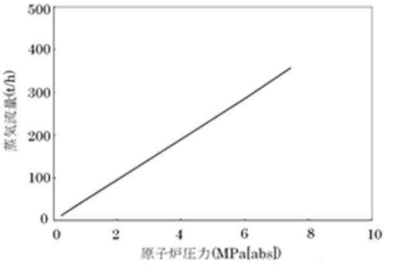
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa[gage]×1個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×1個, 367t/h/個 7.65MPa[gage]×4個, 370t/h/個 7.72MPa[gage]×4個, 373t/h/個 7.79MPa[gage]×4個, 377t/h/個 7.86MPa[gage]×4個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個の開放による原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 	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
	代替格納容器スプレー冷却系	70m ³ /h（原子炉圧力容器の破損前） 130m ³ /h以上（原子炉圧力容器の破損後の圧力抑制）	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮して設定
	格納容器下部注水系（常設）	90m ³ /h（事前水張り時） 原子炉圧力容器破損以降は、崩壊熱相当の注水量	原子炉圧力容器の破損の事前の検知から破損までの時間余裕に基づき約2m水張り可能な流量として設定 原子炉圧力容器破損以降は、熔融炉心冷却が継続可能な流量として設定
代替循環冷却	総循環流量：190m ³ /h 格納容器スプレー：約140m ³ /h 原子炉格納容器下部：約50m ³ /h	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量及び原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却に必要な注水量を考慮して設定	

表 3.2.2 主要解析条件（高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損前の原子炉格納容器冷却）	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器の破損前の先行水張り）	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始	炉心損傷後の原子炉压力容器の破損による熔融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器の破損後の注水）	原子炉压力容器の破損を確認した場合	炉心損傷後の原子炉压力容器の破損による熔融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作（原子炉压力容器の破損後の原子炉格納容器冷却）	格納容器圧力が465kPa[gage]又は格納容器温度が190℃に到達した場合に開始	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定
	代替循環冷却による原子炉格納容器除熱操作※	事象発生から20.5時間後	代替原子炉補機冷却系の準備時間等を考慮し設定

※ 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、代替原子炉補機冷却系の準備に要する時間を設定した。

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

原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回り、炉心損傷に至るような状況では、原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)内の気相温度は飽和蒸気温度を大きく超える。高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(以下「DCH」という。)を防止するためには、その様な環境下でも逃がし安全弁(以下「SRV」という。)を開保持し、RPV内の圧力を2MPa以下の低圧に維持する必要がある。

図1に示す通り、SRVは本体部と補助作動装置から構成されている。「4. 本体部の温度上昇による影響」に示す通り、本体部では温度上昇は問題にならないが、補助作動装置の温度が上昇すると、電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し、SRVの機能維持に影響を及ぼす恐れがある。

SRVについては以下の環境条件における機能維持を確認している。

- ・171°Cにおいて3時間継続の後160°Cにおいて3時間継続

ここでは、炉心損傷後、DCH防止のために原子炉の減圧を継続している環境下で想定されるSRVの温度を評価し、上記の条件と比較することで、SRVの健全性を評価する。

1. 評価方法

MAAP解析によって得られたDCH対応シナリオでのRPV内気相温度とドライウエル内気相温度を環境温度条件として、三次元熱流動解析コード(STAR-CCM+)により、SRVの温度を評価した。

三次元熱流動解析では、RPVの温度条件が厳しくなる評価点を設定し定常解析を実施した。また、RPV破損直前にはRPV内の気相温度が急激に上昇することから、これに追従するSRVの温度上昇をより現実的に評価するため、RPV内の気相温度が急激に上昇する時間幅に対する非定常解析を実施した。

2. 評価条件

(1) 温度条件

図2,3にRPV内気相平均温度とドライウエル内気相平均温度のMAAP解析結果を示す。MAAPの解析結果を踏まえ、表1及び以下に示す通り、2通りの評価条件を設定した。

- ① 事象発生から6時間後までの範囲を代表する温度条件として、同範囲内でのRPV内気相平均温度とドライウエル内気相平均温度のそれぞれについて最も厳しい温度を適用した温度条件。定常解析によって評価する。
- ② RPV破損直前のRPV内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件として、RPV内の気相温度が急激に上昇する時間幅でのRPV内の気相温度の変化とドライウエル内気相平均温度の最も厳しい温度を適用した温度条件。非定常解析によって評価する。

(2) 評価モデル

自動減圧(ADS)機能付きの SRV の中で、電磁弁やピストンのシール部の温度条件が厳しい弁を評価する観点から、電磁弁の設置角度が排気管に最も近い弁を評価対象弁とした。また、図 4,5 のように開状態と閉状態を交互に並べた形でモデル化している。実機では離れた位置の SRV2 個を操作するが、解析では評価体系の側面を周期境界としており、保守的に 1 個おきに開動作するモデルとしている。

3. 評価結果

評価結果を表 2 及び図 6,7 に示す。事象発生から 6 時間後までの範囲を代表する温度条件として設定した①の温度条件では、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160°C を約 10°C 下回った。また、RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急激な上昇を考慮した②の温度条件では、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160°C を約 10°C 下回った。

SRV に対する機能確認試験では、初期の熱負荷として、171°C を与えており、この試験実績を踏まえると、DCH 防止のために原子炉減圧を継続している状況下でも SRV の機能を維持可能[※]である。①は最も厳しい温度を設定して実施した定常解析であり、実際に SRV が経験する温度は更に低い値になるものと考えられる。

以上の通り、炉心損傷後、DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも、SRV の機能を維持できると考える。

※ SRV は、「171°Cにおいて 3 時間継続の後 160°Cにおいて 3 時間継続」という環境条件での機能維持が試験によって確認されている。この初期の熱負荷(171°Cにおいて 3 時間継続)をアレニウス則に基づき 160°Cの熱負荷に換算すると、160°Cにおいて約 4.6 時間継続となり、これを後段の試験時間と合計すると約 7.6 時間は機能維持が可能となる。

4. 本体部の温度上昇による影響

閉状態の SRV が強制開するためには、補助作動装置の駆動力が SRV 本体の抵抗力を上回る必要がある。SRV 本体の抵抗力に対する温度上昇の影響は表 3 のとおり、いずれも温度上昇によって抵抗力が低下するよう設計上配慮されており、温度上昇が強制開の妨げとなることはない。

以 上

表 1 三次元熱流動解析での温度条件

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の 急激な上昇を考慮した温度条件)
RPV 内 気相平均温度	約 589°C	約 510°C→約 626°C
ドライウェル内 気相平均温度	約 111°C	約 116°C

表 2 三次元熱流動解析での評価結果

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の 急激な上昇を考慮した温度条件)
下部コイル ハウジング 最高温度*	約 150°C	約 150°C
ピストン部 最高温度	約 149°C	約 147°C

※ADS 機能付電磁弁設置位置

表 3 SRV 本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

項目	温度上昇の影響
SRV スプリング閉止力	温度上昇に伴い、低下する方向にある。また、補助作動装置の駆動力はスプリング閉止力に対して十分な力量を有している。
弁棒・アジャスタリング 摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり、温度上昇幅は小さく、SRV 強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺 動抵抗	弁棒は SUS431、ネッキブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッ シュ摺動抵抗	バランスピストンは SUS403、ブッシュはニッケルブロンズと、入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており、ブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体(ガイド部)・ガイド 摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため、温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。

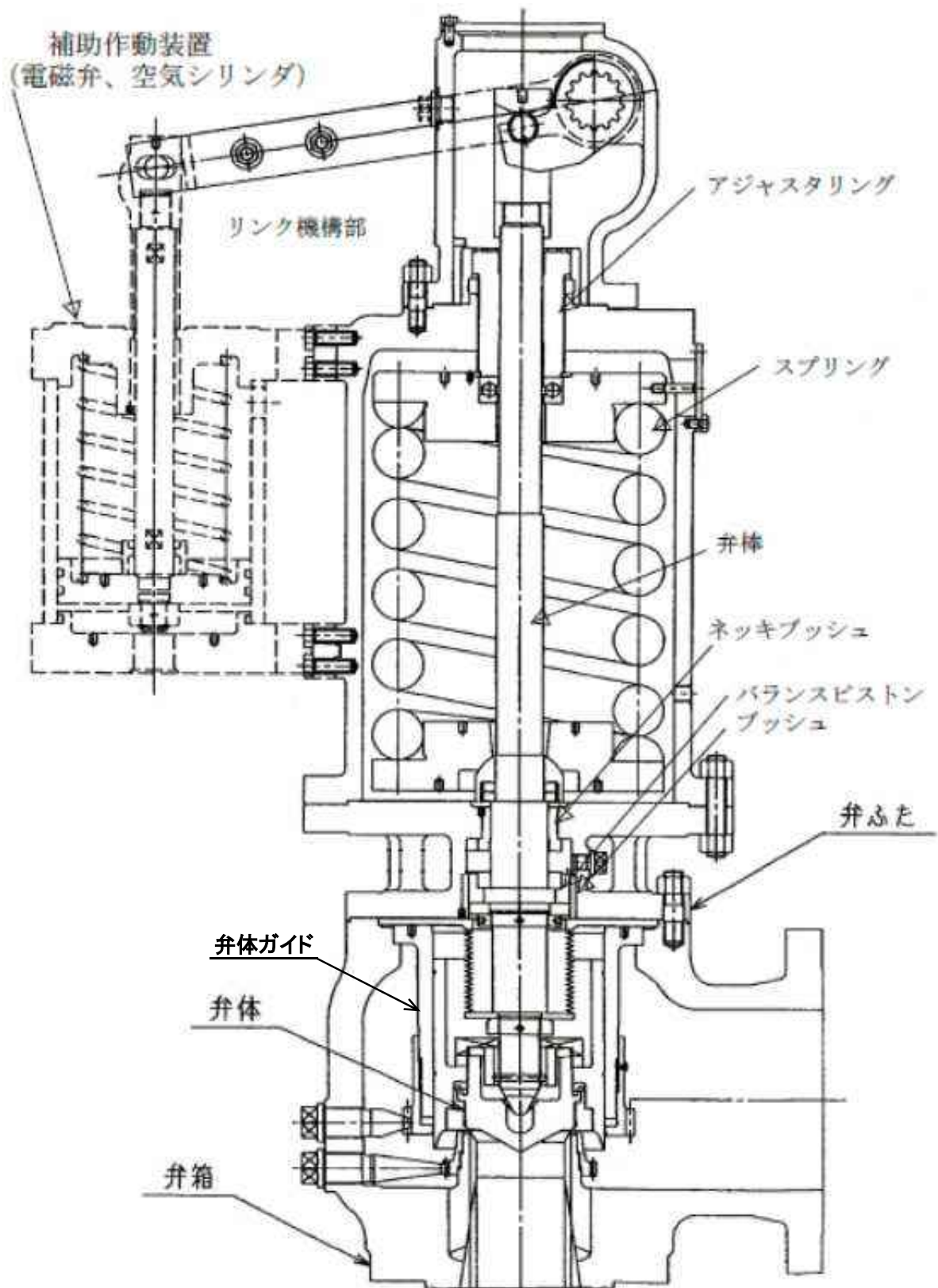


図 1a SRV 構造図(断面図)

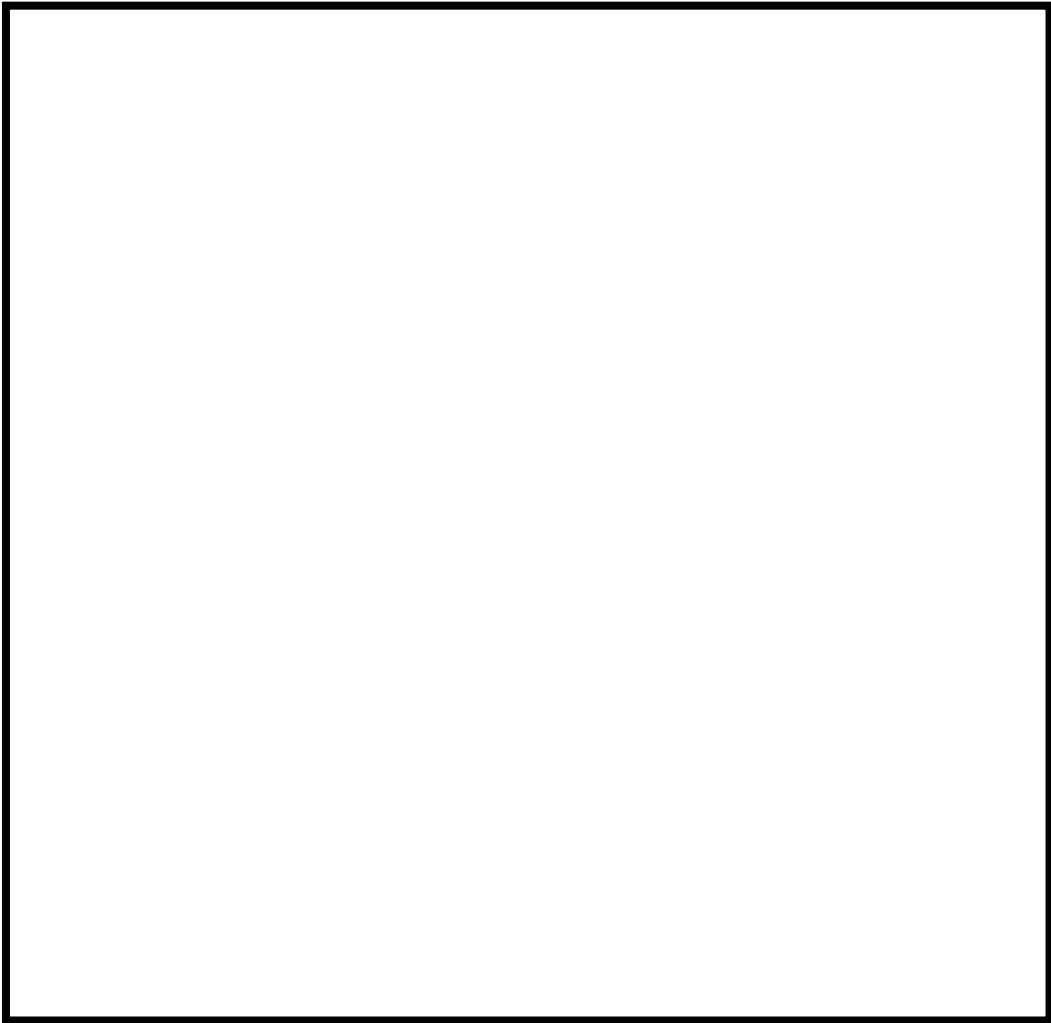


図 1b SRV 構造図(側面図詳細)

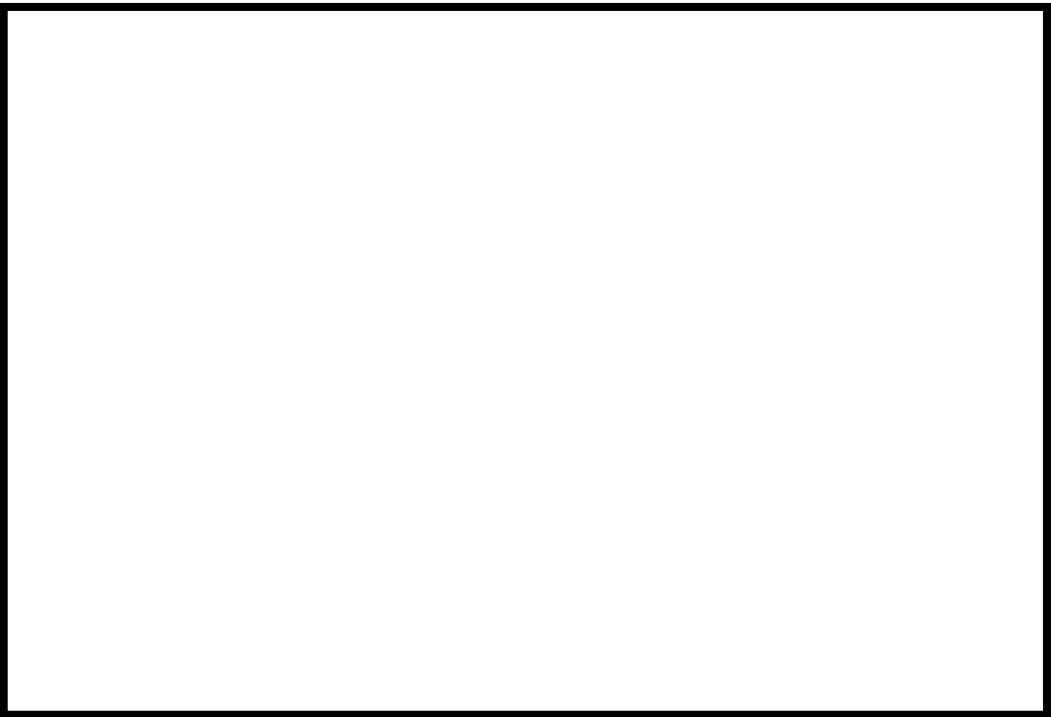


図 1c SRV 構造図(平面図詳細)

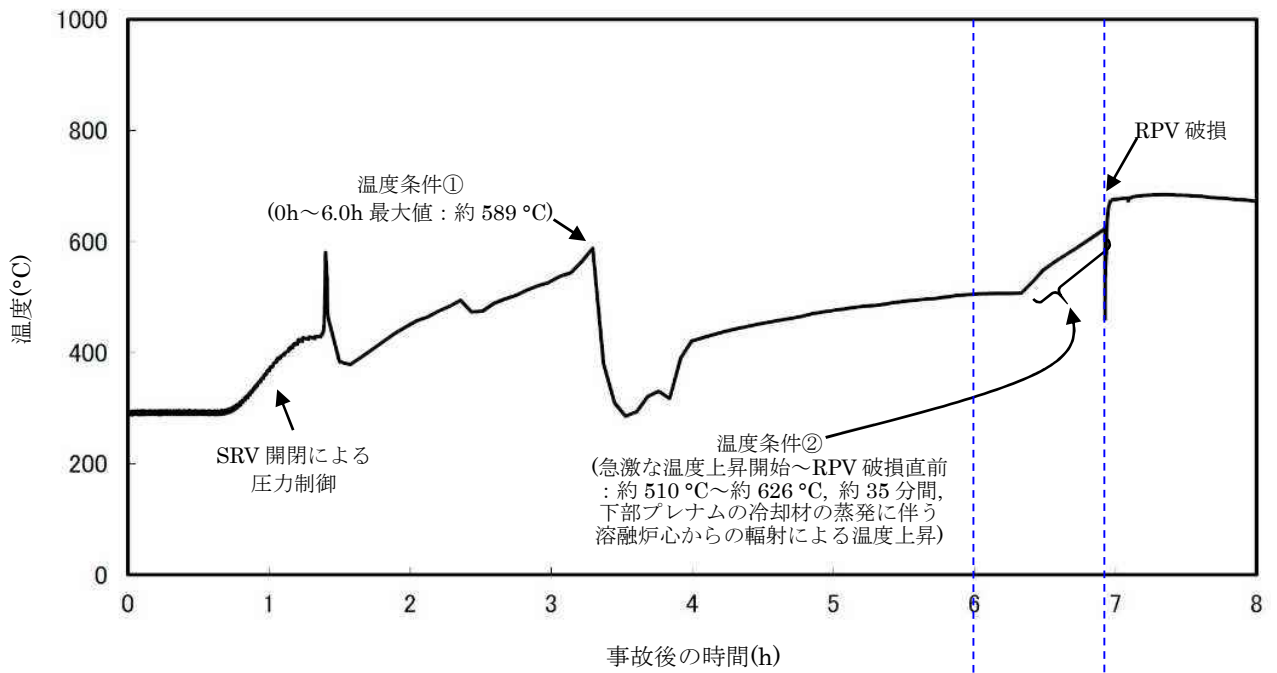


図 2 RPV 内気相平均温度の推移

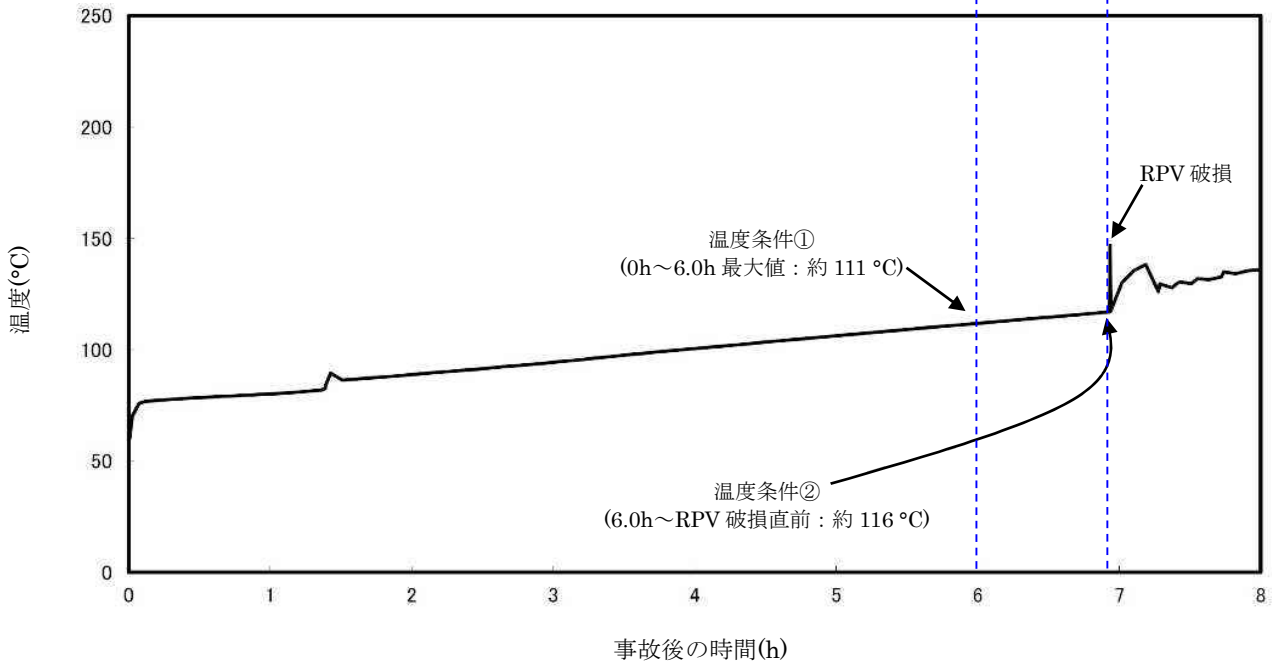


図 3 ドライウェル内気相平均温度の推移

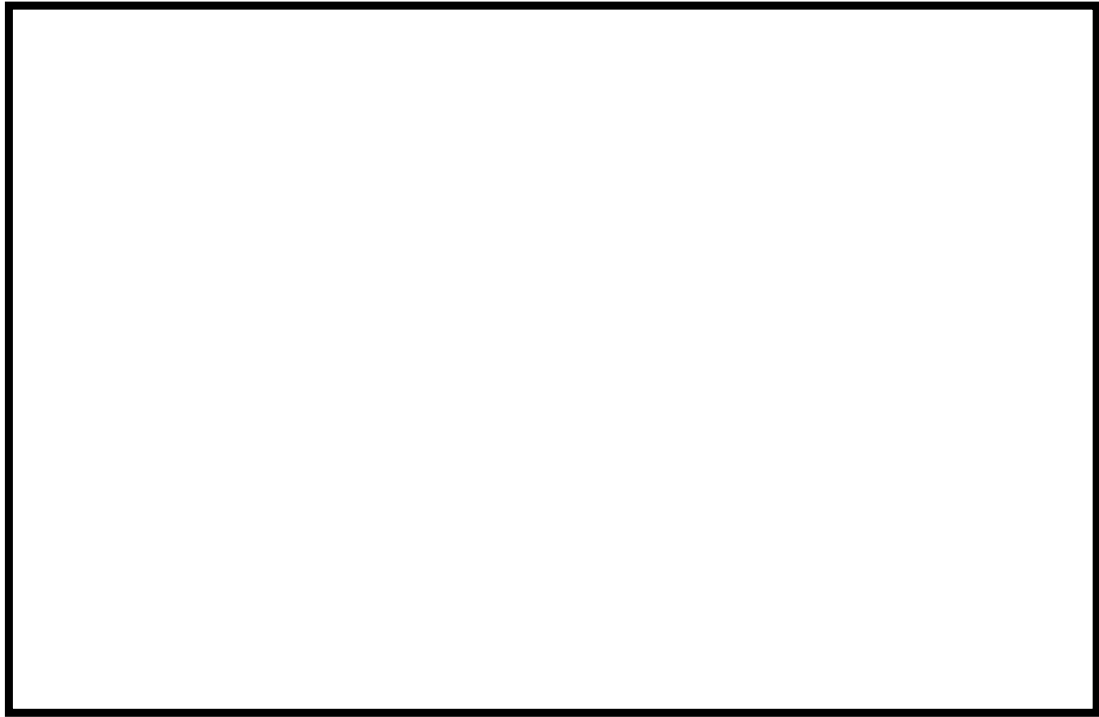


図4 モデル化範囲と境界条件



図5 モデル図と断面メッシュ図

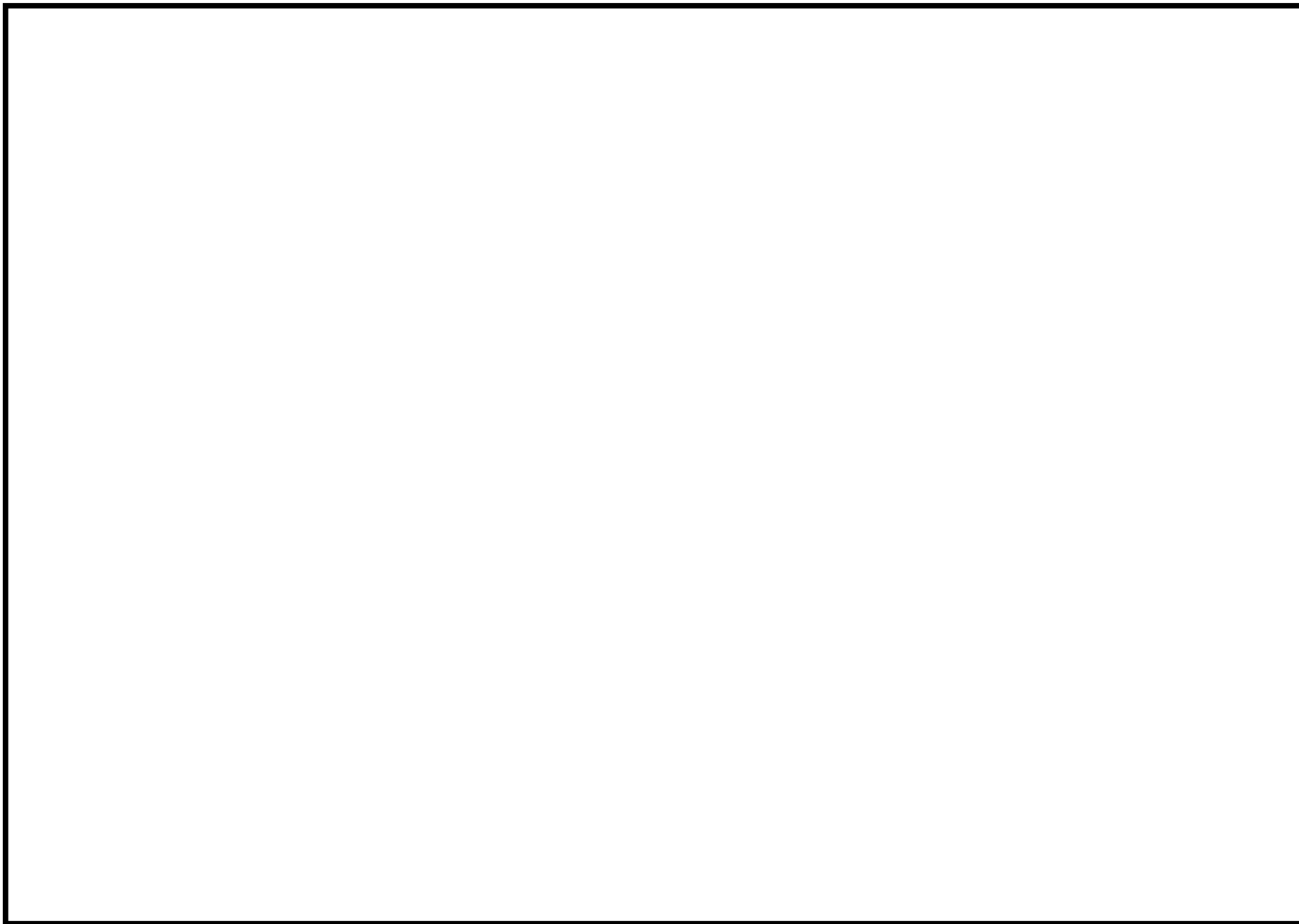


図 6 解析結果(温度条件①)



図 7 解析結果(温度条件②)

代替格納容器スプレイを実施した場合の逃がし安全弁の温度

添付資料 3.2.1 の評価では、原子炉の減圧を継続している状況での代替格納容器スプレイを実施していないが、これを実施することで、逃がし安全弁の温度の大幅な低下に期待できる。このため、今後初期水張り等の格納容器への注水は可能なものの、原子炉に注水できない状況下では、格納容器内の温度・圧力を緩和する観点から、予め格納容器(ドライウェル)スプレイを実施する手順とする。ここでは、代替格納容器スプレイに期待した場合の逃がし安全弁の温度を示す。

1. 評価方法

代替格納容器スプレイを実施していない場合(添付資料 3.2.1)と同じ。

2. 評価条件

(1) 温度条件

図 1, 2 に原子炉压力容器内気相平均温度とドライウェル内気相平均温度の MAAP 解析結果を示す。MAAP の解析結果を踏まえ、表 1 及び以下に示す通り、2 点の評価条件を設定した。

- ① 事象発生から 6 時間後までの範囲を代表する温度条件として、代替格納容器スプレイ及び下部ドライウェル初期水張り開始前を考慮した温度条件
- ② 6 時間後から熔融炉心落下直前までを代表する温度条件として原子炉压力容器破損直前の原子炉压力容器内の気相温度の急激な上昇を考慮した温度条件

(2) 評価モデル

代替格納容器スプレイを実施していない場合と同じ。

3. 評価結果

評価結果を表 2 及び図 3, 4 に示す。いずれの温度条件でも、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は 160°C を大幅に下回った。

以上の通り、炉心損傷後、DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下で代替格納容器スプレイを実施する場合、SRV の温度が大幅に低減されること確認した。

以 上

表 1 三次元熱流動解析での温度条件

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件②【非定常解析】 (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度の急 激な上昇を考慮した温度条件)
原子炉压力容器内 気相平均温度	約 645°C	約 533°C→約 645°C
ドライウェル内 気相平均温度	約 99°C	約 84°C

表 2 三次元熱流動解析での評価結果

	温度条件① (事象発生から6時間後までの 範囲を代表する温度条件)	温度条件② (RPV 破損直前の RPV 内の気相温度 の急激な上昇を考慮した温度条件)
下部コイルハウジング 最高温度*	約 146°C	約 120°C
ピストン部最高温度	約 145°C	約 120°C

※ADS 機能付電磁弁設置位置

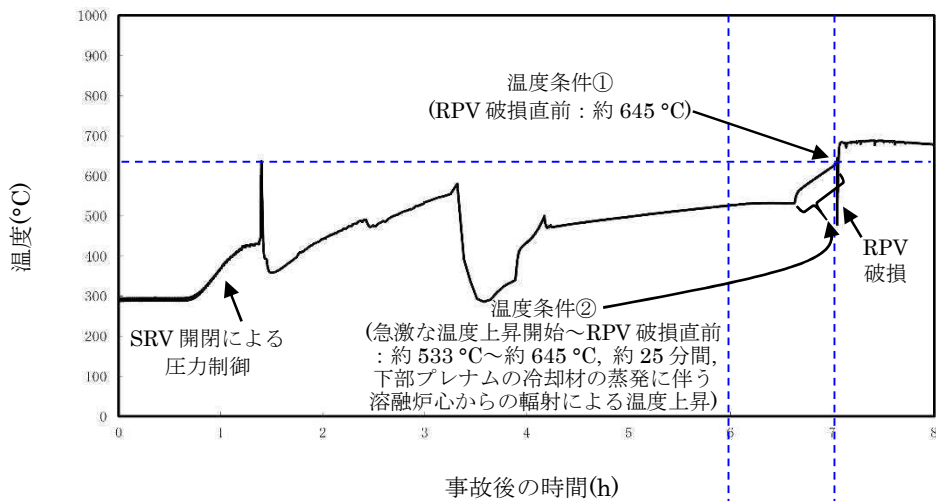


図 1 原子炉压力容器内気相平均温度の推移

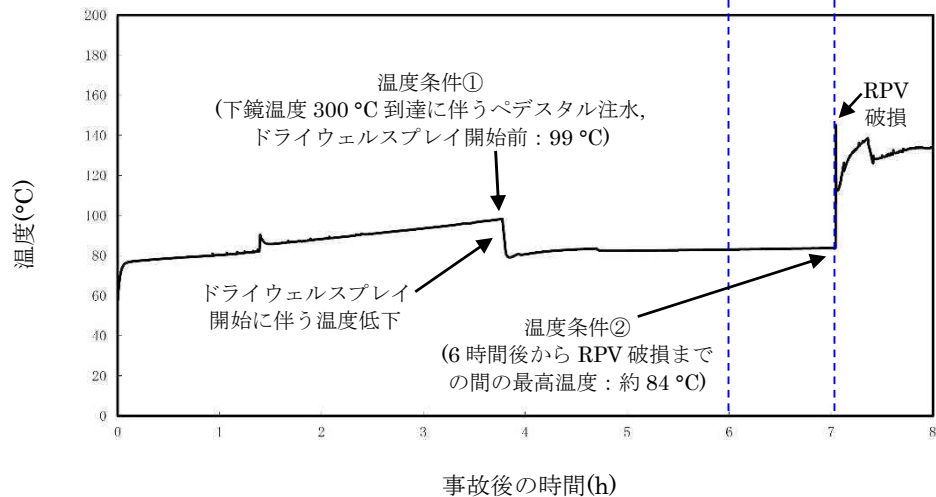


図 2 ドライウェル内気相平均温度の推移
添 3.2.1 別添 1-2

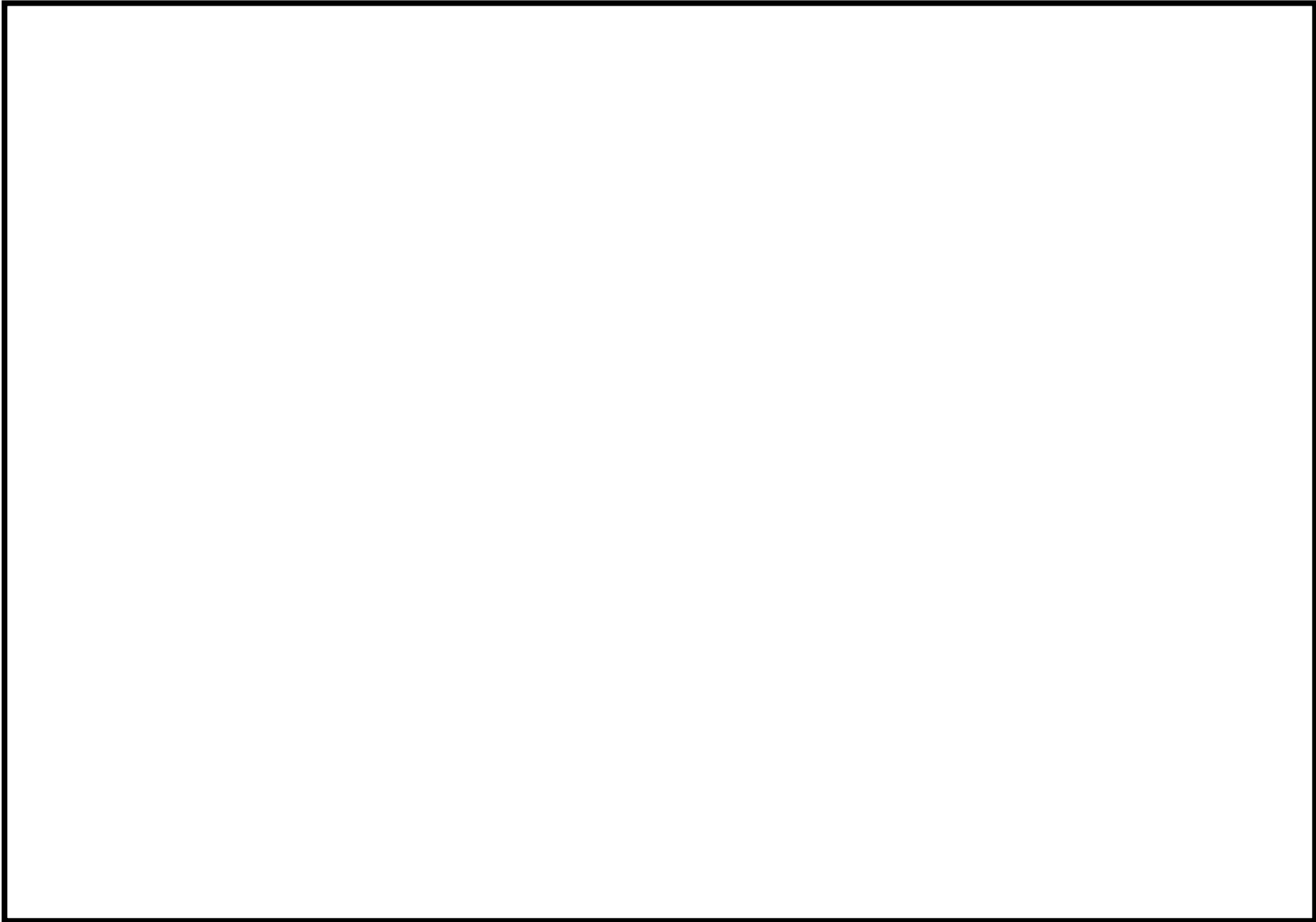


図 3 解析結果(温度条件①)

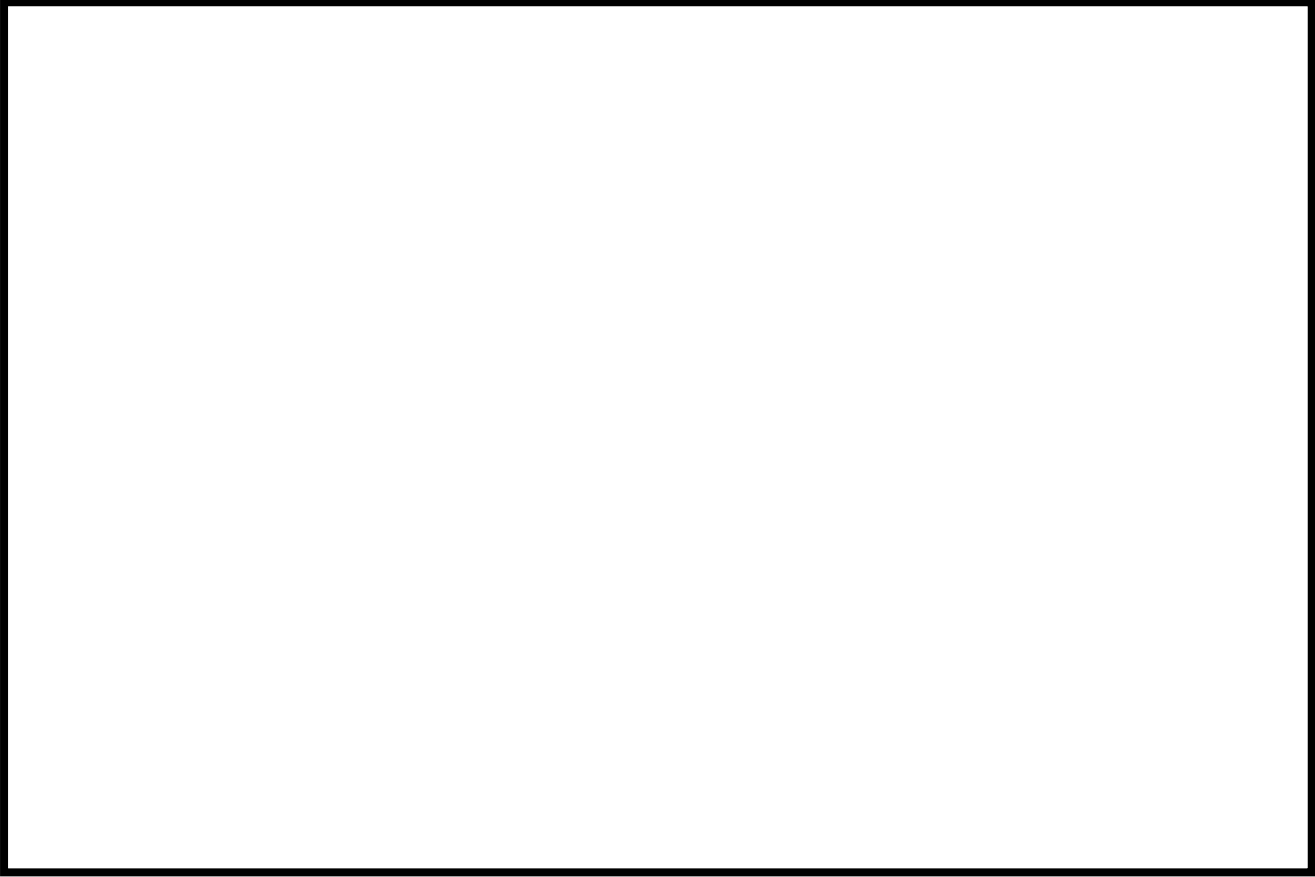


図 4 解析結果(温度条件②)

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

格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」, 「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)」, 「溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)」については, 各プラント損傷状態(PDS)に対応する各重要事故シーケンス及び雰囲気圧力・温度による静的負荷の評価事故シーケンスへの重大事故等防止対策の有効性評価の結果等から, 重大事故等対処設備に期待する場合, 炉心損傷あるいはロケーションまでに事象の進展を停止し, これらの現象の発生を防止することが出来る。

しかしながら, 格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」は, 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(以下「解釈」という。)第 37 条 2-1(a)において, 必ず想定する格納容器破損モードとして定められている。このため, 今回の評価では重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして, 各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至る評価事故シーケンスを設定している。

一方, 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」については, 事故シーケンス選定のプロセスにおいて, 国内外の先進的な対策と同等な対策を講じても炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出された、「大破断 LOCA+ HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」を評価事故シーケンスとして選定し, 重大事故等防止対策の有効性を評価している。

以上の通り, 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」は重大事故等防止対策に期待して評価し, 解釈第 37 条 2-3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価しており, 格納容器破損モード「DCH」, 「FCI」, 「MCCI」は, 評価を成立させるために, 重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして, 解釈第 37 条 2-3(d), (e), (i)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価している。

以 上

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

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。

この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮し、原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しており、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器が健全である場合は、原子炉格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

以下では、上述の状況に係わらず、保守的に原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを仮定した場合の放出量を示す。

1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗(+DCH発生)」について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい量は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。
 - ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.4%/日 相当
 - ・ 1~2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、原子炉建屋の換気空調系停止時の原子炉建屋から大気中への漏えい率を 10%/日(一定)とした。(詳細は「3. 補足事項」参照)
- (4) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

2. 評価結果

原子炉建屋から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量は 2.4×10^{-3} TBq (7日間) となる。

格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への漏えい量は制限され、更に原子炉建屋から大気中への漏えいにおいても一定の漏えい率に制限されるため、放射性物質の漏えい量は抑制される。

この評価結果は「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」に示すドライウェルのラインを経由した場合の放出量 2.0TBq に比べて十分に小さい。

3. 補足事項

原子炉建屋から大気中への漏えい率は、建屋周辺の風速によって原子炉建屋内と建屋外に差圧が生じ、放射性物質を含む原子炉建屋内の気体が建屋外へ漏えいすると仮定して評価する。

(1)式に建屋周辺の風速と建屋差圧(風荷重)の関係を示す。

$$\Delta P = -C \times \rho \times v^2 / 2 \quad \dots (1)$$

ΔP : 風荷重 (kg/m²)

C : 風力係数 (-0.4)

ρ : 空気密度 (0.125kg/m³ : 大気圧 101kPa, 大気温度 15°C)

v : 風速 (3.1m/s)

(敷地内で観測した 1985 年 10 月～1986 年 9 月の地上高 10m 風速観測結果から、平均風速である 3.1m/s を選定)

出典：建築学便覧Ⅱ 構造

次に、差圧と原子炉建屋の漏えい率の相関式を(2)式に示す。

$$f \propto \sqrt{\Delta P} \quad \dots (2)$$

f : 原子炉建屋の漏えい率 (回/日)

ΔP : 差圧 (mmH₂O)

なお、1mmH₂O=1kg/m²

原子炉建屋は、建屋負圧 6.4mmH₂O で漏えい率が 0.5 回/日以下になるように設計されているため、実風速による建屋差圧と漏えい率の関係は(3)式のようなになる。

$$f_1 = f_0 \times \sqrt{(\Delta P_1 / \Delta P_0)} \quad \dots (3)$$

f_1 : 実風速時の漏えい率 (回/日)

f_0 : 原子炉建屋の設計漏えい率 (0.5 回/日)

ΔP_1 : 実風速時の建屋差圧 (0.3mmH₂O)

ΔP_0 : 原子炉建屋の設計建屋差圧 (6.4mmH₂O)

以上より、建屋周辺の風速によって生じる原子炉建屋からの漏えい率は 0.1 回/日となる。

以上

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)(1/2)

【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)	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル(炉心熱水力モデル) 溶融炉心の挙動モデル(炉心ヒートアップ)	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した 炉心ヒートアップ速度(燃料被覆管酸化が促進される場合)が早まることを想定し、仮想的な厳しい振幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した ・TQUV、大破断 LOCA シーンとともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻にも影響は小さい	炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初を実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減しており、上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないこと及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル(炉心水位計算モデル)	MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認 ・MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じた ・水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である	炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違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	炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であること及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
気液分離(水位変化)・対向流					
原子炉圧力容器	冷却材放出(臨界流・差圧流)	原子炉圧力容器モデル(破断流モデル)	・モデルに含まれる(逃し安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される) ・逃がし安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される	冷却材放出(臨界流・差圧流)を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	冷却材放出(臨界流・差圧流)を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(2/2)

【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
原子炉圧力容器 (炉心損傷後)	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル(リロケーション)	<ul style="list-style-type: none"> ・TMI 事故解析における炉心損傷挙動について、事故分析結果と一致することを確認 ・リロケーションが早まることを想定し、炉心損傷に至る温度を低下させた感度解析により影響を確認 ・TQUV, 大破断 LOCA のいずれも、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認 	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シナリオでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧を実施することから、運転員等操作時間に与える影響はない	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認している。本評価事故シナリオでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧操作を実施し、操作開始後原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FCI (溶融炉心細粒化)	溶融炉心の挙動モデル(下部プレナムでの溶融炉心挙動)	原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として溶融ジェット径、細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、デブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、いずれのパラメータについても原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度は小さいことを確認	原子炉圧力容器内 FCI を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器内 FCI を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	原子炉圧力容器内 FCI (デブリ粒子熱伝達)				
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達				
原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル(原子炉圧力容器破損モデル)	原子炉圧力容器破損に影響するパラメータとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約 13 分早まることを確認	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約 13 分早まることを確認したが、本評価においては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる原子炉格納容器下部注水操作の開始(約 3.7 時間後)から、原子炉圧力容器破損(約 7.0 時間後)までに下部ペダスタル注水を完了する必要があるが、注水必要時間 2 時間に対して下部ヘッダ温度 300℃到達から原子炉圧力容器破損までは約 3 時間あることから多少の挙動の差異が生じた場合においても十分な時間余裕があり、運転員等操作時間に与える影響はない	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約 13 分早まることを確認したが、溶融燃料の落下時間という点では影響は小さく、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (1/2)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には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、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位一約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は一約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	炉心流量	52,200t/h(100%)	定格流量の約91~約110% (実測値)	定格流量として設定	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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33GWd/t	平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなる。本評価事故シナリオでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減しており、最確条件とした場合には原子炉水位の低下が緩やかになり、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器破損時間についても遅くなると考えられること、原子炉急速減圧開始後は原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない
	格納容器容積(ウェットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約7.01m~約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃~35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	
格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa~約7kPa (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定		
格納容器温度	57℃	約30℃~約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定		
真空破壊装置	3.43kPa(ドライウエールサプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa(ドライウエールサプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値		
				本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない	

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(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (2/2)

項目		解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	50℃(事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	約30℃~約50℃(実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり, 格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり, 間欠スプレイの間隔に影響する。しかし本解析ではスプレイ間隔は炉心冠水操作に依存し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	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可能性があり, 炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが, この顕熱分の影響は小さく, 燃料被覆管温度の上昇に与える影響は小さい また, 格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり, 格納容器の圧力上昇は遅くなるが, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上(淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に, 最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には, 解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また, 事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上(軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に, 最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には, 解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。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対する影響はない	—
事故条件	起回事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起回事象としてLOCA等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる	起回事象としてLOCA等の一次冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能, 低压注水機能 低压代替注水系(常設)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注水系の機能喪失を, 低压注水機能として低压注水系及び低压代替注水系(常設)の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており, 非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため, 外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが, 非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ, 外部電源なしとして設定	—	—
	高温ガスによる配管等のクリーブ破損や漏洩等	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定	1F事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において, 炉内核計装配管のドライチューブ, 逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合, 原子炉圧力を減圧させることとなるため, 減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも, 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある 事象進展に対する影響としては, 気相部漏えいは原子炉水位がTAFを十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき, 本シナリオではBAF+10%位置にて減圧操作を実施することから考えると, 事象進展に対する影響は小さい	1F事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において, 炉内核計装配管のドライチューブ, 逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合, 原子炉圧力を減圧させることとなるため, 減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも, 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある 事象進展に対する影響としては, 気相部漏えいは原子炉水位がTAFを十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき, 本シナリオではBAF+10%位置にて減圧操作を実施することから考えると, 事象進展に対する影響は小さいと考えられ, 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	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム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
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51~7.86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし弁機能 7.51~7.86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に影響はなく, 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
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に影響はなく, 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
代替格納容器スプレイ冷却系	70m ³ /hでスプレイ	70m ³ /h以上でスプレイ	格納容器温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため, 原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため, 原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない	

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(高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(1/2)

項目		解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点で開始(事象発生から約1.4時間後)	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点で達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり, 原子炉水位は事故時の重要監視パラメータとして継続監視しているため, 認知に大幅な遅れを生じることは考えにくい。よって, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 逃がし安全弁手動開放の操作時に, 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し</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, 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>	原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達するまでには事象発生から約1.4時間の時間余裕があり, また, 原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながら予め準備が可能であることから, 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 当該操作は, 解析コード及び解析条件の不確かさ(操作条件を除く)により操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う作業であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉急速減圧操作については, 原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが, 原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約7.0時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達後, 速やかに逃がし安全弁による減圧操作を開始。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
	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作(原子炉圧力容器の破損前の原子炉格納容器冷却)	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始(事象発生から約3.7時間後)	格納容器圧力及び温度の抑制効果を踏まえて設定	<p>【認知】 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は, 原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが, 損傷炉心への注水による冷却性を確認するため, 原子炉圧力容器下鏡部温度は継続監視しており, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 低压代替注水系(常設)準備操作は, 復水補給水系の隔離弁(1弁)の閉操作による系統構成, 低压代替注水系(常設)ポンプの追加起動であり, 何れも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器の破損前の先行水張り)を行う運転員と代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作を行う運転員の並列操作はあるが, それを加味して操作の所要時間を算定しているため, 操作開始時間に与える影響はない。原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器の破損前の先行水張り)及び代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作の操作所要時間はそれぞれ2分であり, 合計4分であることから, 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作の操作所要時間の5分に含まれる。このため, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 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, そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約3.7時間の時間余裕があり, また, 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら予め準備が可能であることから, 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 当該操作は, 解析コード及び解析条件の不確かさ(操作条件を除く)により操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う作業であり, また, 他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定しているため, 他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作については, 原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達後, 速やかに実施することが望ましいが, 原子炉圧力容器の破損前は, 本操作が実施できないものと仮定しても, 格納容器圧力及び格納容器温度が格納容器限界圧力及び格納容器限界温度に到達することは無く, 逃がし安全弁による減圧機能維持も可能であることから, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにおける同様の代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作についての訓練実績を確認。訓練では, 代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作が必要な際に, 速やかに代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却操作を開始。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

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(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)(2/2)

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	復水貯蔵槽への補給	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して，事象発生から12時間までは，その機能に期待しないと仮定	復水貯蔵槽への補給までの時間は，事象発生から12時間あり時間余裕がある	—	—	—	復水貯蔵槽への補給は，淡水貯水池から防火水槽への補給と可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給を並行して実施する。淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は，所要時間90分想定のところ，訓練実績等により約70分で実施可能なこと，可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から復水貯蔵槽への補給のホース敷設等の注水準備は，所要時間180分想定のところ，訓練実績等により約150分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油(可搬型代替注水ポンプ及び電源車※)	事象発生から12時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から約12時間あり時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では，防火水槽から復水貯蔵槽への補給用の可搬型代替注水ポンプ(6号及び7号炉：各2台)，代替原子炉補機冷却系用の電源車(6号及び7号炉：各2台)への燃料給油を期待している 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は，所要時間180分想定のところ訓練実績等では約112分，電源車への給油作業は，所要時間120分想定のところ訓練実績等では約90分であり，想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

※ 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却系の機能喪失を伴うものではないが，代替循環冷却における除熱は保守的に代替原子炉補機冷却系を用いて実施するものとしていることから，代替原子炉補機冷却系の運転のための電源車への給油を設定した。

7日間における水源の対応について(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①格納容器下部注水

原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で開始
(90m³/h で 2 時間)

原子炉压力容器破損後は崩壊熱相当で注水。

②代替格納容器スプレイ冷却系による代替格納容器スプレイ

原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で
開始(70m³/h)。

原子炉压力容器破損以降、465kPa[gage]に到達以降は
130m³/h 以上で注水。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

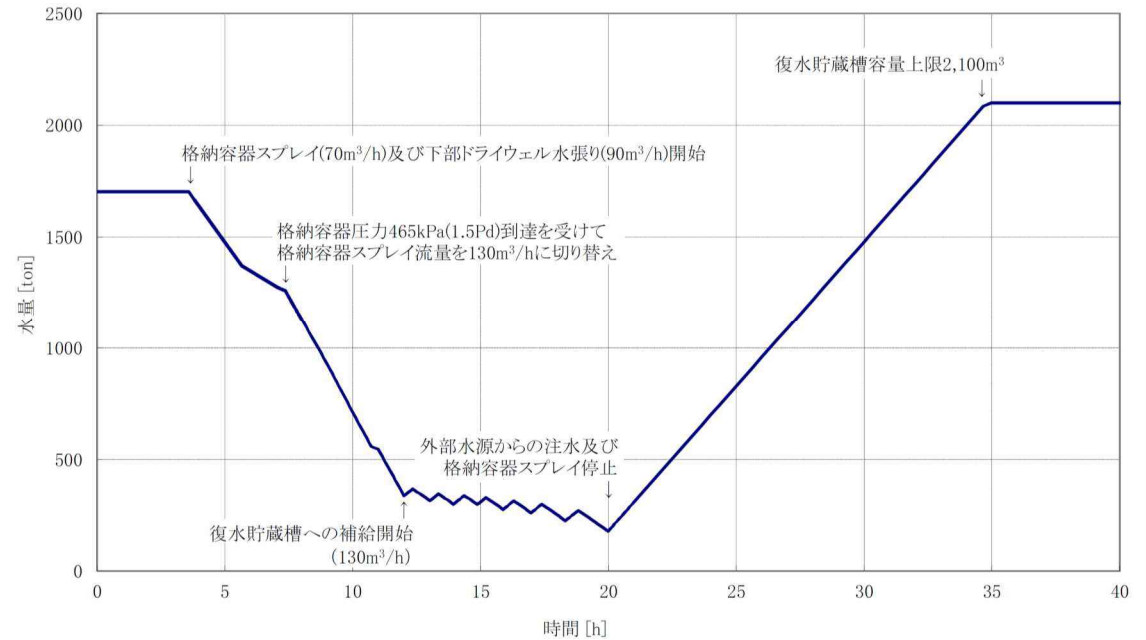
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ 2 台を用いて 130m³/h で復水貯蔵槽へ給水する。

○時間評価(右上図)

事象発生 12 時間までは復水貯蔵槽を水源として格納容器下部注水及び代替格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。事象発生 12 時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。事象発生約 20.5 時間後以降は、サプレッション・チェンバのプール水を水源とした循環冷却を実施することにより水量の減少は停止する。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、6 号及び 7 号炉のそれぞれで約 2,600m³ 必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、約 5,200m³ 必要とされる。各号炉の復水貯蔵槽に 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³ の水を保有することから、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮した場合も必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である



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

プラント状況：6号及び7号炉運転中。1～5号炉停止中。

事象：高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱は6号及び7号炉を想定

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列			合計	判定
7号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 795kL	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
6号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 795kL	6号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
2号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
3号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
4号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
5号炉	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L				
その他	事象発生直後～事象発生後7日間			7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク及び ガスタービン発電機用燃 料タンク(容量 約 200kL) の残容量(合計)は 約 571kL であり、 7日間対応可能。
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L				

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

3.3.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU及びTBPである。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心と原子炉圧力容器外の原子炉冷却材が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器破損に至る。

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については、これまで実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は、溶融炉心が水中に落下した際に形成される蒸気膜が、何らかの外乱によって崩壊した際に、瞬時の圧力伝播を生じ、大きなエネルギーを発生させる事象である。ただし、外部からの強制的なトリガを与えない限り水蒸気爆発は発生しないという結果が得られている。原子炉格納容器下部に張られた水は準静的であり、外部トリガが与えられる状況は考えにくい。また、外部トリガを与えた場合でも水蒸気爆発に至らなかったケースが複数確認されている。水蒸気爆発が発生した場合においても機械的エネルギーへの変換効率は小さく、大規模な水蒸気爆発には至っていないことから、実機において大規模な水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

また、水蒸気爆発とは別に、溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器圧力の上昇（以下、「圧力スパイク」と言う。）が発生する。上記のとおり、現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから、本評価では、圧力スパイクについてその影響を評価する。

（添付資料 3.3.1, 3.3.2）

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器を冷却及び除熱し、溶融炉心から原子炉格納容器下部の原子炉冷却材への伝熱による、水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。

また、溶融炉心の落下後は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

なお、本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では、重大事故等対処設備による

原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器下部への溶融炉心落下を想定するが、この状況では、原子炉格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から、溶融炉心落下前に格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への水張りが行われている。このため、本格納容器破損モードへの格納容器破損防止対策ではないものの、溶融炉心落下時には原子炉格納容器下部に水が張られた状態を想定する。なお、この水張り深さは、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に伴う圧力スパイク及び水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ、「溶融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮して約 2m としている。

また、その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)の a から i に示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の 3.2.1(3)に示す f 及び g である。なお、f の原子炉格納容器下部への注水は、原子炉格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から実施するものであるが、原子炉格納容器下部に溶融炉心が落下した際の「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」への影響も考慮して原子炉格納容器下部への注水量及び原子炉格納容器下部の水位を定めていることから、本格納容器破損モードの対策として整理した。

(添付資料 3.3.3)

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図 3.2.1 から図 3.2.4 である。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図 3.2.2 及び図 3.2.3 である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

3.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態を TQUV とし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない、「過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗 (+FCI 発生)」である。ここで、逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は、プラント損傷状態が TQUV であるため、事故対応に及ぼす逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。

また、1.2.2.1(3)c に示す通り、プラント損傷状態の選定では、水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し、熔融炉心の内部エネルギーの観点でより厳しいと考えられる TQUV を選定した。一方、プラント損傷状態を LOCA とする場合、事象発生直後から原子炉冷却材が原子炉格納容器内に流出するため原子炉圧力容器破損までの時間が短くなる。この時の圧力スパイクへの影響については、解析条件のうち初期条件の不確かさとして評価する。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.2 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」と同じ事故シーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態を TQUV とし、「3.2 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態を TQUX としており、異なるプラント状態を選定している。しかしながら、どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり、原子炉減圧以降も、熔融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、これらの格納容器破損モードについては同じ事故シーケンスで評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における炉心損傷後のリロケーション、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達、原子炉圧力容器破損及び原子炉格納容器における炉心損傷後の原子炉圧力容器外FCI（熔融炉心細粒化）、原子炉圧力容器外FCI（デブリ粒子熱伝達）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シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより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、本評価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

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。

(3) 有効性評価の結果

原子炉圧力，原子炉水位，格納容器圧力，格納容器温度，格納容器下部の水位を図3.3.1から図3.3.5に示す。

a. 事象進展

事象進展は「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

b. 評価項目等

圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は，約0.47MPa[gage]に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は，格納容器限界圧力の0.62MPa[gage]を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。

圧力スパイクによって原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は，約146℃に抑えられる。原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は，格納容器限界温度の200℃を下回るため，原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。

本評価では，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)の評価項目について対策の有効性を確認した。なお，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)及び(2)の評価項目については「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて評価項目を満足することを確認している。また，「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(8)の評価項目の評価結果については「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。

3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用では，重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷及び原子炉圧力容器破損に至り，溶融炉心が原子炉格納容器下部の水中に落下して大きいエネルギーを発生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，溶融炉心落下前の格納容器下部注水（常設）による水張り操作とする。

ここで，本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては，リロケーション，溶融炉心落下速度，細粒化量及び原子炉格納容器下部のプール水とデブリ粒子の伝熱が挙げられる。これまでのFCI実験の知見からは，実機条件においては，原子炉格納容器の損傷

に至る大規模な原子炉圧力容器外の熔融炉心-冷却材相互作用の発生の可能性は低いと考えられる。なお、一部の UO_2 混合物を用いた実験において実機条件よりも高い熔融物温度の条件ではあるがトリガなしで水蒸気爆発が発生している例が報告されており水蒸気爆発の発生に係る不確かさは大きいと考えられることから、水蒸気爆発が発生した場合の影響評価を実施し、原子炉格納容器の構造健全性に影響がないことを確認している。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300°C に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間に対する感度は小さく、また、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確

かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300°C に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300°C に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損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。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、熔融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、デブリ粒子径の感度解析より、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されている。また、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 3.3.4, 3.3.5)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、格納容器圧力挙動への影響は小さいことが確認されており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとし

て、炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉压力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。また、原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による原子炉格納容器圧力上昇に対する感度が小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉压力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉压力容器破損時間が早まることが確認されているが、早まる時間はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、エントレインメント係数、デブリ粒子径の感度解析より、原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 3.3.4, 3.3.5）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表3.2.2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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33Gwd/tに対して最確条件

は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉格納容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始が遅くなる。初期条件の外部水源の温度は、解析条件の50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）に対して最確条件は約30℃～約50℃であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には原子炉格納容器下部への注水温度が低くなり、原子炉圧力容器破損時のプール水温度が低くなる可能性があるが、注水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。

事故条件の起因事象は、原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。起因事象として大破断LOCAを仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるが、原子炉圧力容器破損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3.3.4, 3.3.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、熔融炉心の持つエネルギー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。

初期条件の外部水源の温度は、解析条件の50℃（事象開始12時間以降は45℃、事象開始24時間以降は40℃）に対して最確条件は約30℃～約50℃であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には原子炉格納容器下部への注水温度が低くなり、原子炉圧力容器破損時における原子炉格納容器下部のプール水温度が低くなる可能性があるが、原子炉格納容器下部のプール水温度が低い場合は発生する蒸気量の低下が考えられ、圧力スパイクによる格納容器圧力上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、トリガリングの発生を前提とした水蒸気爆発の観点では、低い水温は厳しめの評価を与えるが、水蒸気爆発解析コードによる評価では原子炉格納容器下部のプール水温度を32℃とした評価としており、その場合においても原子炉格納容器の構造健全性に影響がないことを確認している。

事故条件の起因事象は、原子炉圧力容器への給水はできないものとして給水流量の全喪失を設定している。起因事象として大破断LOCAを仮定した場合、原子炉冷却材

圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなり、圧力スパイクの最大値が本評価の結果に比べて高い値となる可能性が考えられることから、事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定して感度解析を実施した。この場合、事象発生から約6.4時間後に原子炉圧力容器破損に至り、圧力スパイクの最大値は約0.48MPa[gage]となったが、圧力スパイクの最大値は本評価の結果と同程度であり、限界圧力の0.62MPa[gage]以下であることから、評価項目を満足する。

(添付資料3.3.4, 3.3.6)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、解析上の操作時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始（事象発生から約3.7時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら熔融炉心の原子炉格納容器下部への移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、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。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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、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3.3.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、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3.3.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作については、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間であり、事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。

(添付資料3.3.4)

(4) まとめ

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

3.3.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.2.4と同じである。

3.3.5 結論

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、溶融炉心と原子炉圧力容器外の原子炉冷却材が接触して一時的な圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器が破損することが特徴である。

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、プラント損傷状態をTQUVとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI発生）」を評価事故シーケンスとして有効性評価を行った。

上記の場合には、水蒸気発生によって圧力スパイクが発生するが、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器限界圧力の0.62MPa[gage]を下回るため、原子炉格納容器バウンダリの機能は維持される。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、原子炉格納容器バウンダリの機能は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。

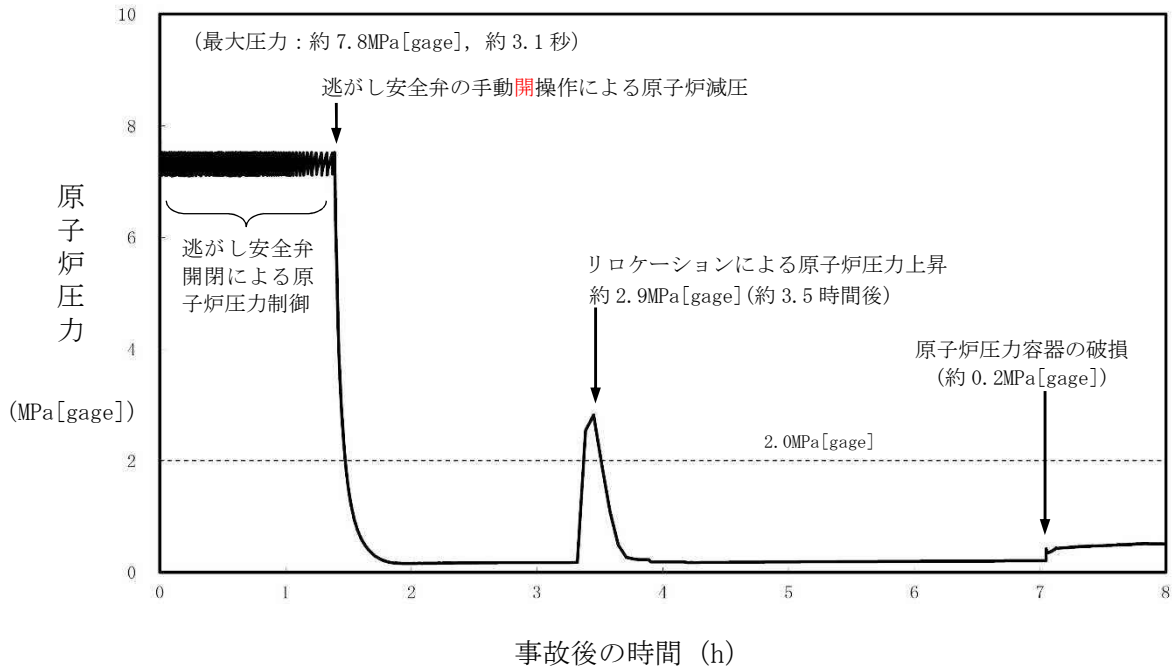


図 3.3.1 原子炉圧力の推移

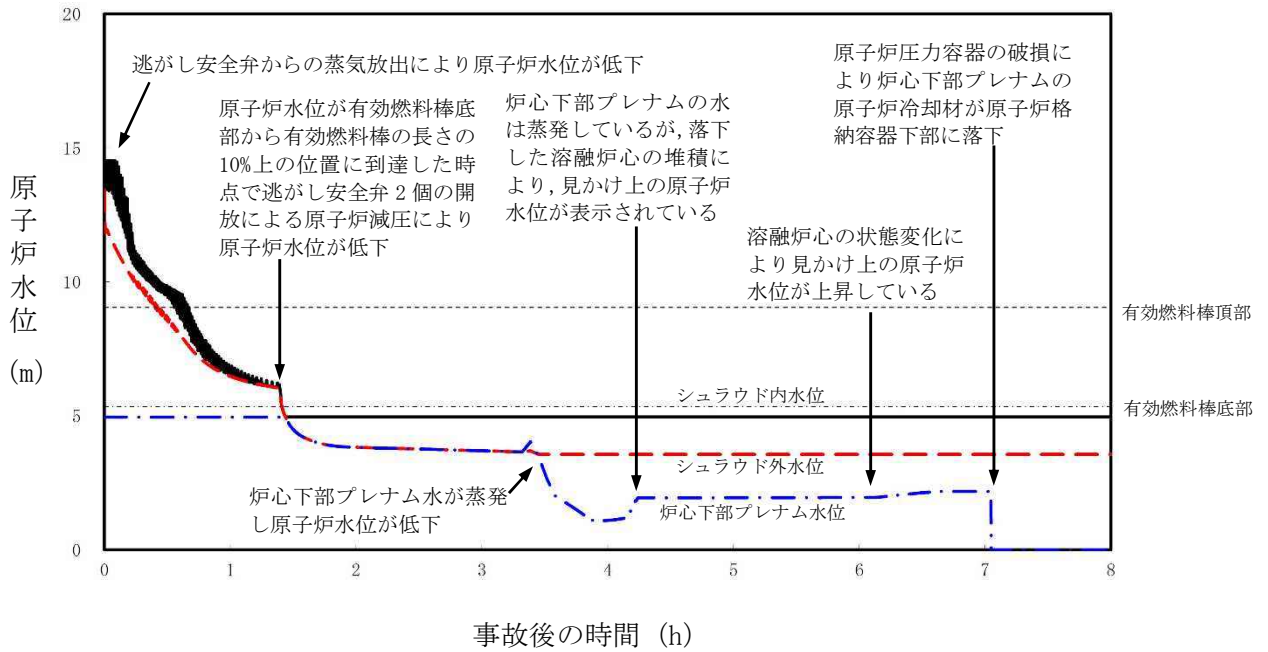


図 3.3.2 原子炉水位の推移

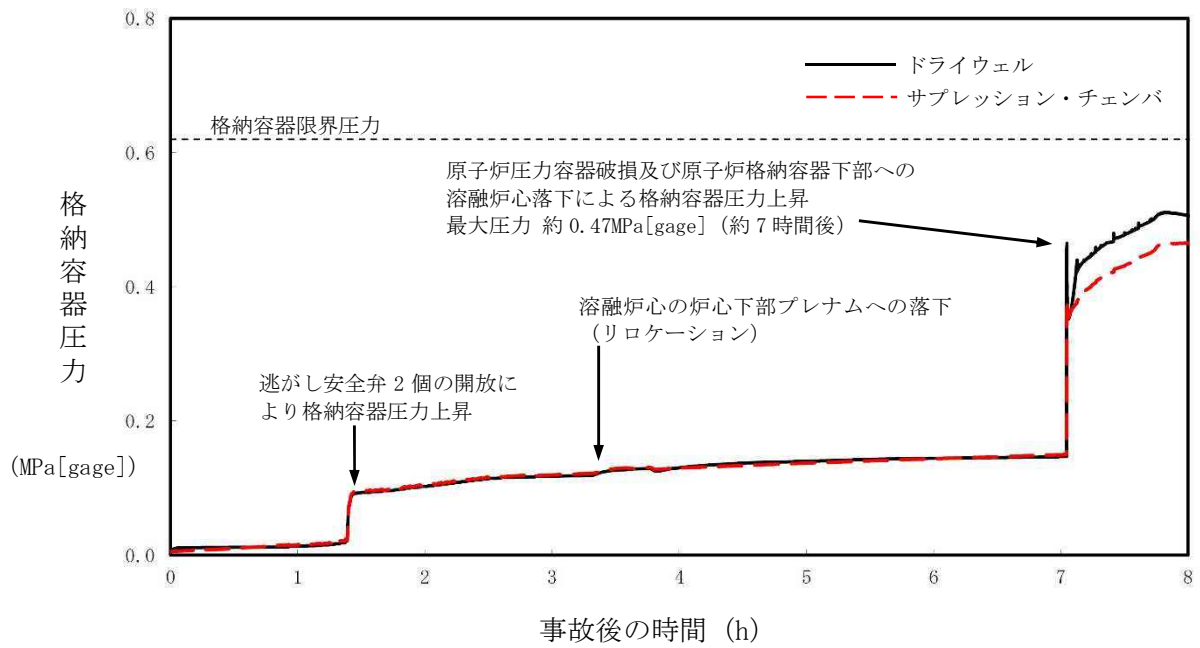


図 3.3.3 格納容器圧力の推移

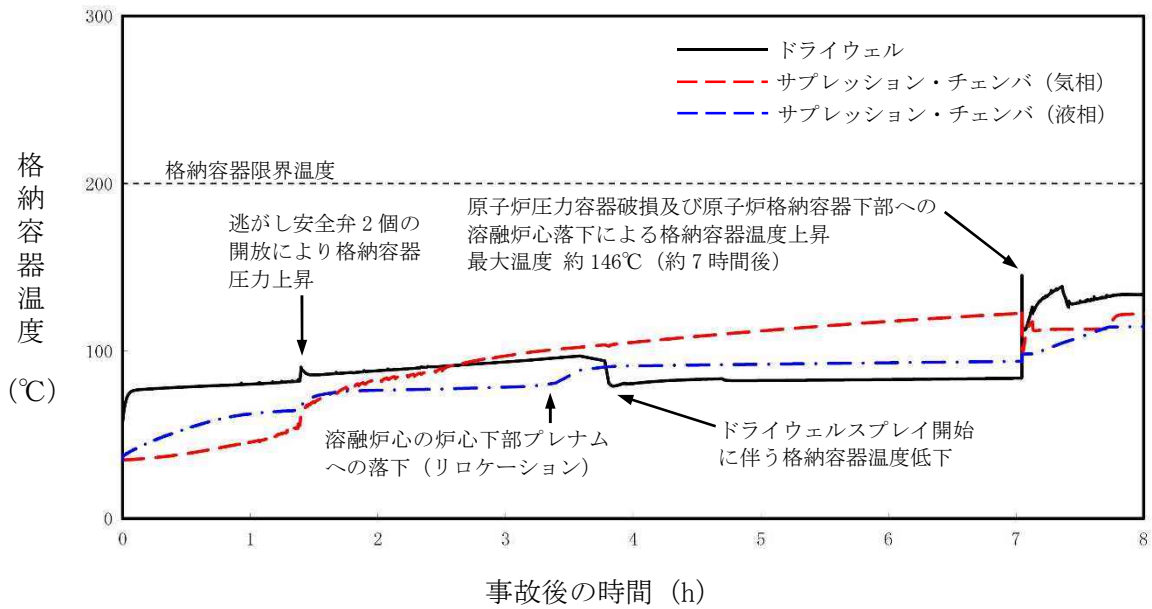


図 3.3.4 格納容器温度の推移

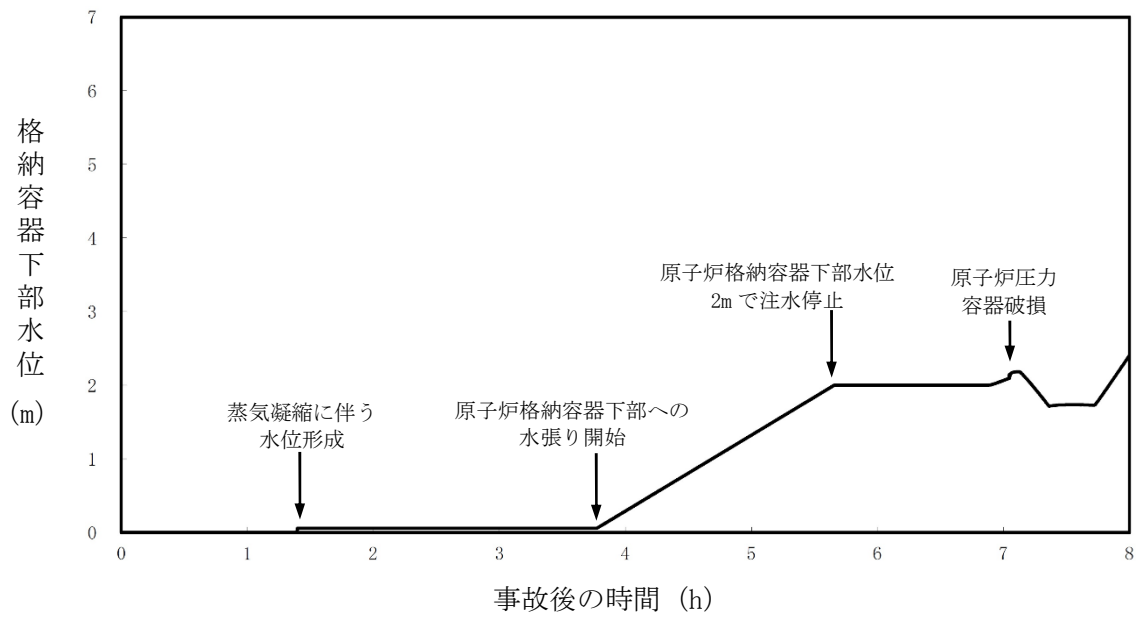


図 3.3.5 格納容器下部水位の推移

原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用（炉外 FCI）に関する知見の整理

1. 炉外 FCI の概要

炉外 FCI は、溶融炉心が原子炉压力容器の破損口から放出された際に、溶融炉心と原子炉压力容器外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じる事象である。このときに発生するエネルギーが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損する可能性がある。この圧力上昇については激しい水蒸気生成による場合（圧力スパイク）に加えて水蒸気爆発によって衝撃波が生じる場合が考えられるが、これまでの知見から、水蒸気爆発の発生の可能性は極めて低いと考えられている。FCI に関するこれまでの知見の概要を次に整理する。

2. 過去の実験結果の整理^[1]

過去に実施された比較的大規模な実験の概要及び結果を以下に示す。

2.1 FARO 実験

FARO 実験は、イタリアのイスプラ研究所において実施された実験で、压力容器内での FCI を調べることを主な目的とした試験である。多くの実験は高圧・飽和水条件で実施されているが、压力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。

図 2.1 に試験装置の概要図を示す。試験装置は主にくつぼと保温容器で構成されている。くつぼ内で溶融させたコリウムを一度リリースベッセルに保持し、その底部にあるフラップを開放することにより溶融コリウムを水プールに落下させる。溶融物落下速度は、リリースベッセルの圧力を調整することにより調整可能である。

実験は、酸化物コリウム（80wt% UO_2 +20wt% ZrO_2 ）又は金属 Zr を含むコリウム（77wt% UO_2 +19wt% ZrO_2 +4wt% Zr）を用いて実施された。

表 2.1 に試験条件及び試験結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

溶融コリウムの粒子化量について、高圧条件・低サブクール水条件においては水深約 1m の場合で溶融コリウムの約半分が粒子化し、残りはジェット状でプール底面に衝突し、パンケーキ状に堆積したとの結果が得られている。また、低圧条件・サブクール水条件では、全てのコリウムは粒子化した。

さらに、粒子の質量中央径は 3.2mm~4.8mm であり、試験パラメータ（初期圧力、水深、コリウム落下速度、サブクール度）に依存しないことが報告されている。

2.2 COTELS 実験

COTELS 実験は、(財)原子力発電技術機構により実施された実験であり、圧力容器底部が溶融破損して溶融コリウムが原子炉格納容器床面上の水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生有無を調べることを目的に実施された。図 2.2 に実験装置の概要図を示す。実験は、重大事故時の溶融コリウム成分を模擬するため、比較的多くの金属成分を含む模擬コリウム (55wt% UO_2 +5wt% ZrO_2 +25wt% Zr +15wt% SUS) が用いられた。また、多くの実験ケースはプール水深 40cm, 飽和水温度で実施されている

表 2.2 に実験条件及び結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

プールに落下した溶融コリウムはほとんどが粒子化し、落下速度が大きいケースでは、全てのコリウムが粒子化するとの結果が得られている。

また、コリウム落下速度の大きいケースを除いて、粒径分布に大きな差はなく、質量中央径で 6 mm 程度であり、落下速度が大きいケースでは粒子径は小さくなっている。

2.3 KROTOS 実験

KROTOS 実験はイスプラ研究所で実施された実験であり、FARO 実験が高圧条件を主目的として実施されたのに対して、KROTOS 実験では、低圧・サブクール水を主として実施が行われている。

図 2.3 に実験装置の概要図を示す。本実験では模擬コリウムとして UO_2 混合物 (80% UO_2 +20% ZrO_2) 又はアルミナを用いた実験を行っている。また、外部トリガ装置によりトリガを与えることで、水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。

表 2.3 に実験条件及び結果を示す。

アルミナを用いた実験では、サブクール水 (ケース 38, 40, 42, 43, 49) の場合、外部トリガ無しで水蒸気爆発が発生、低サブクール水 (ケース 41, 44, 50, 51) の場合、外部トリガがある場合 (ケース 44) に水蒸気爆発が発生した。一方、 UO_2 混合物を用いた実験では、サブクール度が 4~102K の場合、外部トリガ無しでは水蒸気爆発が発生せず、外部トリガありの場合でも、溶融物の重量が大きい、又は、水プールのサブクール度が高い場合 (ケース 52) に水蒸気爆発が観測されている。

これらの差異として、粒子径はアルミナの 8~17mm に対し UO_2 混合物は 1~1.7mm であり、 UO_2 混合物の方が小さく、粒子化直後の表面積が大きいいため粗混合時に水プールが高ボイド率となり、トリガの伝播を阻害した可能性がある。また、アルミナは比重が小さいことから水面近傍でブレイクアップし、径方向に拡がったことによりトリガが伝搬しやすくなったと考えられている。一方、 UO_2 混合物は、粒子表面と水が接触した直後に表面が固化することにより蒸気膜が崩壊した際の微粒子化が起こりにくく、これが一つの要因となって水蒸気爆発の発生を阻害すると考えられる。

2.4 TROI 実験

TROI 実験^[2]は、韓国原子力研究所 (KAERI) で実施されている実験であり、2007 年から 2012 年までは、KROTOS 実験とともに OECD/NEA の SERENA プロジェクトとして実施された実験である。実験装置の概要図を図 2.4 に示す。また、実験条件及び実験結果を表 2.4 に示す。

ZrO₂を用いた実験では外部トリガリングを与えていないが、圧力スパイクや水蒸気爆発が発生した実験がある。一方、UO₂/ZrO₂の混合物を用いた実験では、異なった条件による内部トリガリングを発生させるため又は外部トリガリングによる水蒸気爆発時の発生エネルギーを変えるため、混合物の割合、水深及び混合物量等の様々な条件により実験を実施し、数ケースでは水蒸気爆発が発生している。TROI 実験で得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・自発的な水蒸気爆発が生じた実験は、融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えるなどの実機と異なる条件であり、その他の実験では自発的な水蒸気爆発は生じていない。
- ・水深が深い場合 (130cm) には、内部トリガリングによる水蒸気爆発は発生していない。水深が深いことにより、溶融物粒子が底部に到達するまでの沈降時間が長くなり、溶融物粒子が固化しやすい状況となる。このため、溶融物粒子が底部に接触することで発生するトリガリングの可能性は低減する可能性がある^[3]。

3. まとめ

上記の実験結果から、UO₂を用いた実験では、外部トリガを与えた一部の場合及び融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えた場合を除いて炉外 FCI における水蒸気爆発は確認されていない。

KROTOS 実験の実験 No. 52 (表 2.3 参照) が、外部トリガを与えた中で水蒸気爆発が確認されている実験結果である。KROTOS 実験の実験 No. 52 の実験結果は、他の外部トリガを与えた実験結果と比較してサブクール度が高いが、FARO 実験の実験 No. L-31, L-33 (表 2.1 参照) と同等のサブクール度であることから、サブクール度が高い場合であっても外部トリガが与えられない限り水蒸気爆発が発生する可能性は低いと考える。また、溶融炉心が落下する際の原子炉格納容器下部は準静的な状態と考えられることから、外部トリガが与えられる可能性は考えにくく炉外 FCI が発生する可能性は小さいものとする。

TROI 実験では UO₂ 混合物を用いた場合でもトリガなしで水蒸気爆発が発生している例 (TROI-10, 12, 13, 14) が報告されている。TROI-10, 12 は、溶融物温度が 3800K 程度の高い温度での実験条件である。また、TROI-13, 14 の溶融物温度は、それぞれ 2600K, 3000K であるが、TROI-13 では、温度計測に問題があり実際には 3500K 以上と推測されている。また、TROI-14 では、二つの温度計が異なる最高温度 (4000K, 3200K) を示しており、温度計測の不確かさが大きいとされている。以上を踏まえると、TROI 実験の溶融物温度はかなり高い

実験条件と考えられ、他の実験で想定しているような実機条件に近い溶融物温度では水蒸気爆発の発生可能性は十分小さいと考えられる。

4. 参考文献

- [1] 社団法人日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」平成12年3月
- [2] V. Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012
- [3] J.H. Kim, et al, The Influence of Variations in the Water Depth and Melt Composition on a Spontaneous Steam Explosion in the TROI Experiments, Proceedings of ICAPP' 04
- [4] J.H. Song, Fuel Coolant Interaction Experiments in TROI using a UO_2/ZrO_2 mixture, Nucl. Eng. Des., 222, 1-15, 2003
- [5] J.H. Kim, Results of the Triggered Steam Explosions from the TROI Experiment, Nucl. Tech., Vol.158 378-395, 2007

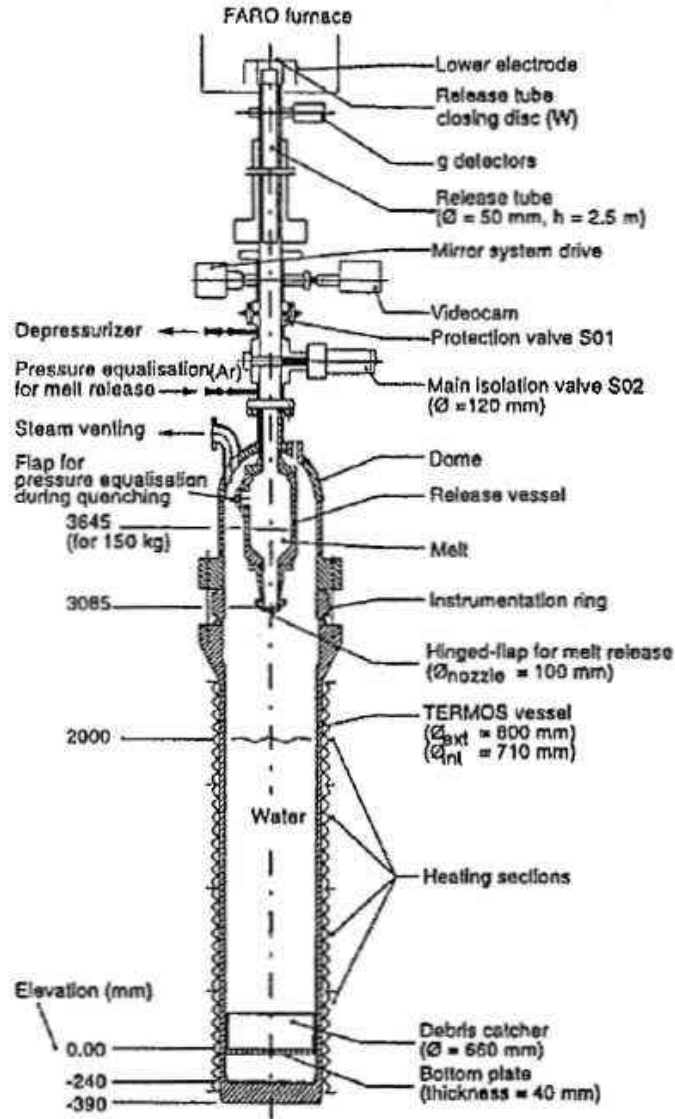


図 2.1 FARO 試験装置

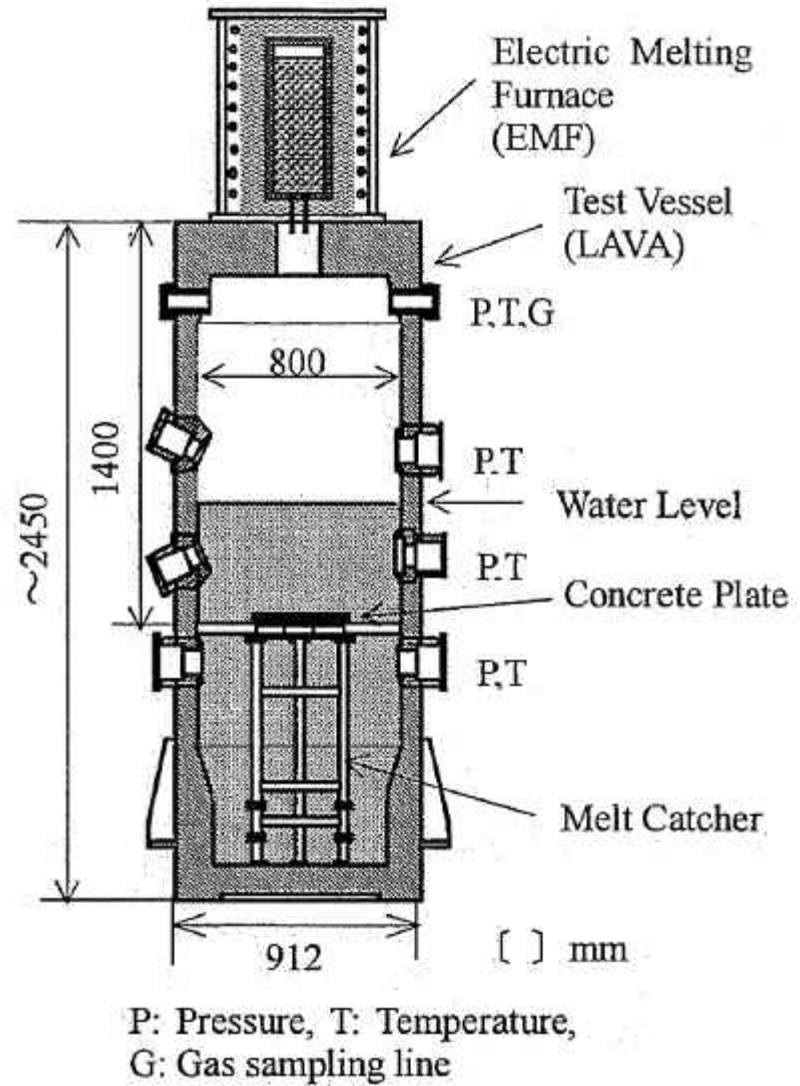


図 2.2 COTELS 試験装置

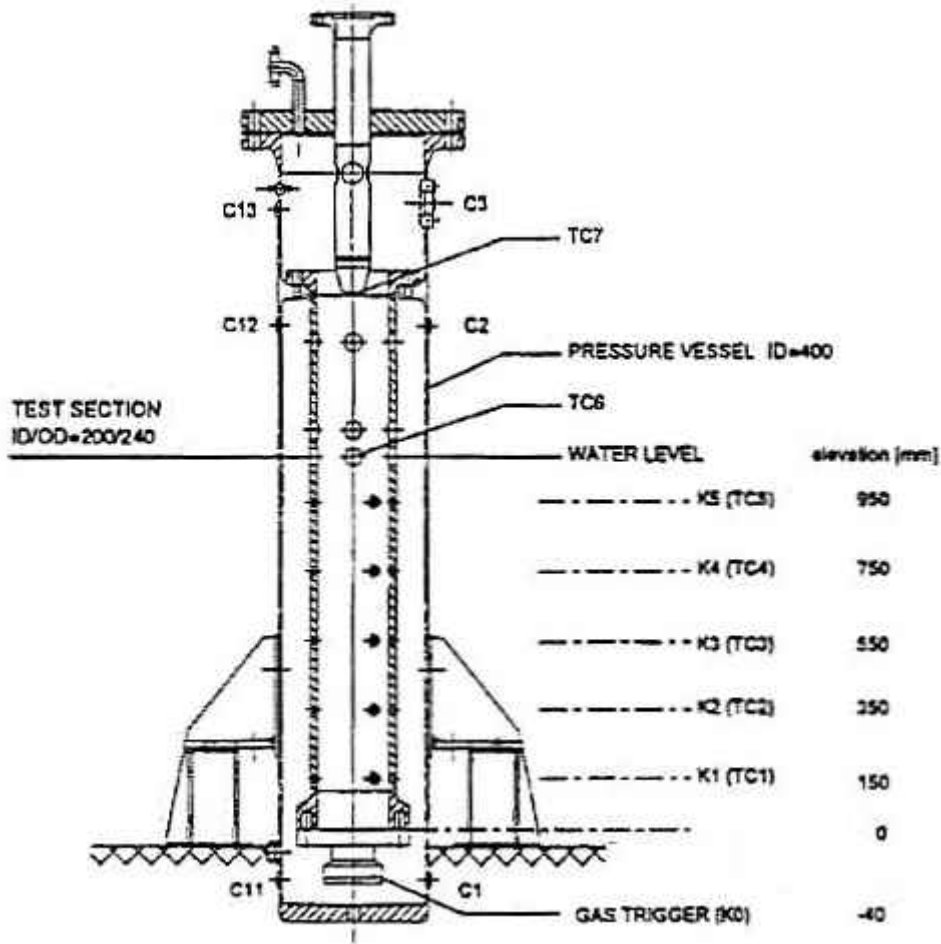
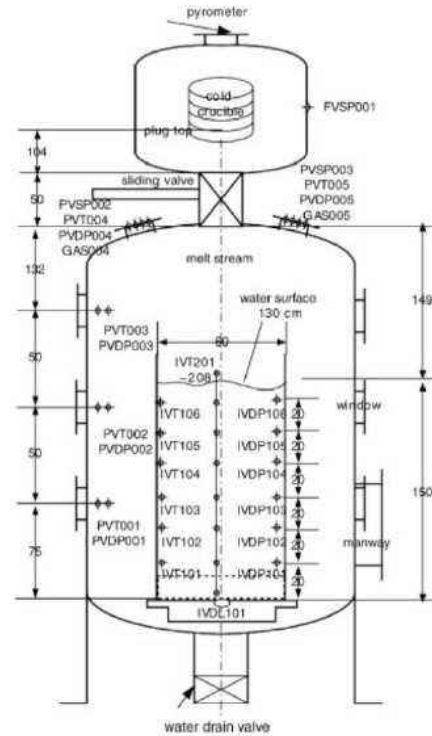


図 2.3 KROTOS 試験装置



Expl.:

- IVDP - water dynamic pressure
- PVT - pressure vessel temperature
- PVDP - pressure vessel dyn. pressure
- PVSP - pressure vessel static press.
- IVDL - bottom dynamic load
- IVT - water temperature

図 2.4 TROI 試験装置

表 2.1 FARO 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融 コリウム ※	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	溶融物落下 粒径[mm]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
L-06	A	18	2923	100	5.0	0.87	0	無
L-08	A	44	3023	100	5.8	1.00	12	無
L-11	B	151	2823	100	5.0	2.00	2	無
L-14	A	125	3123	100	5.0	2.05	0	無
L-19	A	157	3073	100	5.0	1.10	1	無
L-20	A	96	3173	100	2.0	1.97	0	無
L-24	A	177	3023	100	0.5	2.02	0	無
L-27	A	129	3023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3052	100	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3070	100	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2990	100	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3070	100	0.4	1.60	124	無

※ A: 80wt% UO₂+20wt% ZrO₂

B: 77wt% UO₂+19wt% ZrO₂+4wt% Zr

表 2.2 COTELS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無発生の有無

No.	溶融 コリウム ※	溶融物質量 [kg]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
A1	C	56.3	0.20	0.4	0	無
A4	C	27.0	0.30	0.4	8	無
A5	C	55.4	0.25	0.4	12	無
A6	C	53.1	0.21	0.4	21	無
A8	C	47.7	0.45	0.4	24	無
A9	C	57.1	0.21	0.9	0	無
A10	C	55.0	0.47	0.4	21	無
A11	C	53.0	0.27	0.8	86	無

※ C: 55wt% UO₂+5wt% ZrO₂+25wt% Zr+15wt% SUS

表 2.3 KROTOS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融 コリウム	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	外部トリガ の有無	FCI発生の 有無
38	アルミナ	1.53	2665	0.10	1.11	79	無	有
40	アルミナ	1.47	3073	0.10	1.11	83	無	有
41	アルミナ	1.43	3073	0.10	1.11	5	無	無
42	アルミナ	1.54	2465	0.10	1.11	80	無	有
43	アルミナ	1.50	2625	0.21	1.11	100	無	有
44	アルミナ	1.50	2673	0.10	1.11	10	有	有
49	アルミナ	1.47	2688	0.37	1.11	120	無	有
50	アルミナ	1.70	2473	0.10	1.11	13	無	無
51	アルミナ	1.79	2748	0.10	1.11	5	無	無
37	コリウム※	3.22	3018	0.10	1.11	77	有	無
45	コリウム※	3.09	3106	0.10	1.14	4	有	無
47	コリウム※	5.43	3023	0.10	1.11	82	有	無
52	コリウム※	2.62	3023	0.20	1.11	102	有	有

※ コリウム: 80% UO₂+20% ZrO₂

表 2.4 TROI 試験の試験条件及び FCI 発生の有無^{[2][3][4][5]}

実験名	実験ケース	溶融物組成 (%)	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水温度 (K)	水深 (m)	外部 トリガー	水蒸気爆発発生	機械的エネルギー 変換効率(%)
TROI	1	ZrO ₂ /Zr (99/1)	5	>3373	0.1	365	0.67	-	Steam Spike	-
	2	ZrO ₂ /Zr (99/1)	5.5	>3373	0.1	365	0.67	-	No	-
	3	ZrO ₂ /Zr (99/1)	4.88	>3373	0.1	323	0.67	-	No	-
	4	ZrO ₂ /Zr (99/1)	4.2	>3373	0.1	292	0.67	-	Yes	-
	5	ZrO ₂ /Zr (98.5/1.5)	2.9	3373	0.1	337	0.67	-	Yes	-
	9	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	4.3	3200	0.1	296	0.90	-	No	-
	10	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	8.7	3800	0.117	298	0.67	-	Yes	-
	11	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	9.2	>3800	0.111	296	0.67	-	No	-
	12	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	8.4	3800	0.11	293	0.67	-	Yes	-
	13	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	7.7	2600 ^(注1)	0.108	292	0.67	-	Yes	0.40%
	14	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	6.5	3000 ^(注2)	0.105	285	0.67	-	Yes	-
	17	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)						-	No	-
	18	UO ₂ /ZrO ₂ (78/22)	9.1					-	-	-
	21	UO ₂ /ZrO ₂ (80/20)	17.0	3000	0.110	298	1.30	No	No	-
	22	UO ₂ /ZrO ₂ (80/20)	17.0	2900	0.110	297	1.30	No	No	-
	23	UO ₂ /ZrO ₂ (80/20)	17.0	3600	0.110	293	1.30	No	No	-
	24	ZrO ₂	9.5	3600	0.110	288	0.67	No	Yes	-
	25	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	15.0	3500	0.110	287	0.67	No	Steam Spike	-
	26	UO ₂ /ZrO ₂ (80/20)	17.0	3300	0.106	283	0.67	No	Steam Spike	-
	29	UO ₂ /ZrO ₂ (50/50)	11.5					-	No	-
	32	UO ₂ /ZrO ₂ (87/13)						-	No	-
	34	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	10.5	~3000		341	0.67	Yes	Yes	0.63
	35	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	8	~3000	0.110	334	1.30	Yes	Yes	0.21
	36	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	5.3	~3000		305	0.95	Yes	Yes	0.50
	37	UO ₂ /ZrO ₂ (78/22)	8.1	~3000	0.104	313	0.95	Yes	Yes	0.01
	38	UO ₂ /ZrO ₂ (78/22)	5.3	~3000	0.105	288	1.30	-	No	-
	39	UO ₂ /ZrO ₂ (78/22)	3.4	~3000	0.106	285	1.30	-	No	-
	40	UO ₂ /ZrO ₂ (70/30)	11.1	~3000	0.312	287	1.30	-	No	-
	49	UO ₂ /ZrO ₂ /Zr/Fe (62.3/15/11.7/11)	15.96	2730(3360)				-	-	-
	50	UO ₂ /ZrO ₂ /Zr/Fe (59.5/18/11.9/10.6)	14.46					-	-	-
	51	UO ₂ /ZrO ₂ /Zr/Fe (60.5/16.7/12.1/10.7)	6.3 (14.2 load)	2695(3420)	0.115	294	1.30	Yes	Yes	-
	52	UO ₂ /ZrO ₂ /Zr/Fe (61/16/12/11)	8.6 (14.1 load)	2650	0.116	285	1.30	Yes	Steam Spike	-

(注1) 参考文献[4]によれば温度計測に問題があり、実際には 3500K 程度以上と推測されている。

(注2) 参考文献[4]によれば二つの温度計が異なる最高温度 (4000K, 3200K) を示しており、計測の不確かさが大きいとされている。

水蒸気爆発の発生を仮定した場合の原子炉格納容器の健全性への影響評価

1. 評価の目的

熔融炉心が原子炉圧力容器の破損口から落下した際に水蒸気爆発が発生する可能性は、これまでの知見からも極めて低いと考えられる。しかしながら、水蒸気爆発が発生した場合についても考慮し、原子炉格納容器の健全性に対する影響を確認しておくことは、原子炉格納容器下部への水張り等の格納容器破損防止対策の適切性を確認する上でも有益な参考情報になると考える。このため、ここでは熔融炉心落下時の水蒸気爆発の発生を仮定し、水蒸気爆発が生じた際の原子炉格納容器の健全性を評価した。

2. 評価に用いた解析コード等

水蒸気爆発の影響を評価するにあたっては、熔融燃料-冷却材相互作用によって発生するエネルギー、発生エネルギーによる圧力伝播挙動および構造応答が重要な現象となる。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水蒸気爆発解析コード JASMINE、構造応答解析コード AUTODYN-2D により圧力伝播挙動及び構造応答、格納容器圧力等の過渡応答を求める。また、これらの解析コードへの入力条件は、シビアアクシデント総合解析コード MAAP を用いて評価した、「3.3 炉外の熔融燃料-冷却材相互作用」の評価結果を用いた。

3. 評価条件

評価条件を表 1 に示す。熔融炉心が原子炉圧力容器の破損口から落下する際には、熔融炉心・コンクリート相互作用の緩和策として、原子炉格納容器下部に水位 2m の水張りが実施されているものとした。

4. 評価結果

水蒸気爆発に伴うエネルギー及び原子炉格納容器下部内側鋼板の応力の推移を図 1 及び図 2 に示す。

水蒸気爆発の発生を想定した場合に原子炉格納容器下部ドライウェルの水に伝達される運動エネルギーの最大値は、約 7MJ である。このエネルギーを入力とし、原子炉格納容器下部内側鋼板にかかる応力を解析した結果、原子炉格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は約 10MPa となった。これは降伏応力の 490MPa 未満であり、弾性範囲内にあるため、原子炉格納容器のバウンダリ機能は維持される。

これにより、水蒸気爆発の発生を想定した場合であっても、原子炉格納容器下部の内側鋼板にかかる応力は降伏応力未満であり、弾性範囲内にあるため、原子炉格納容器バウンダリの機能を維持できることを確認した。

以上

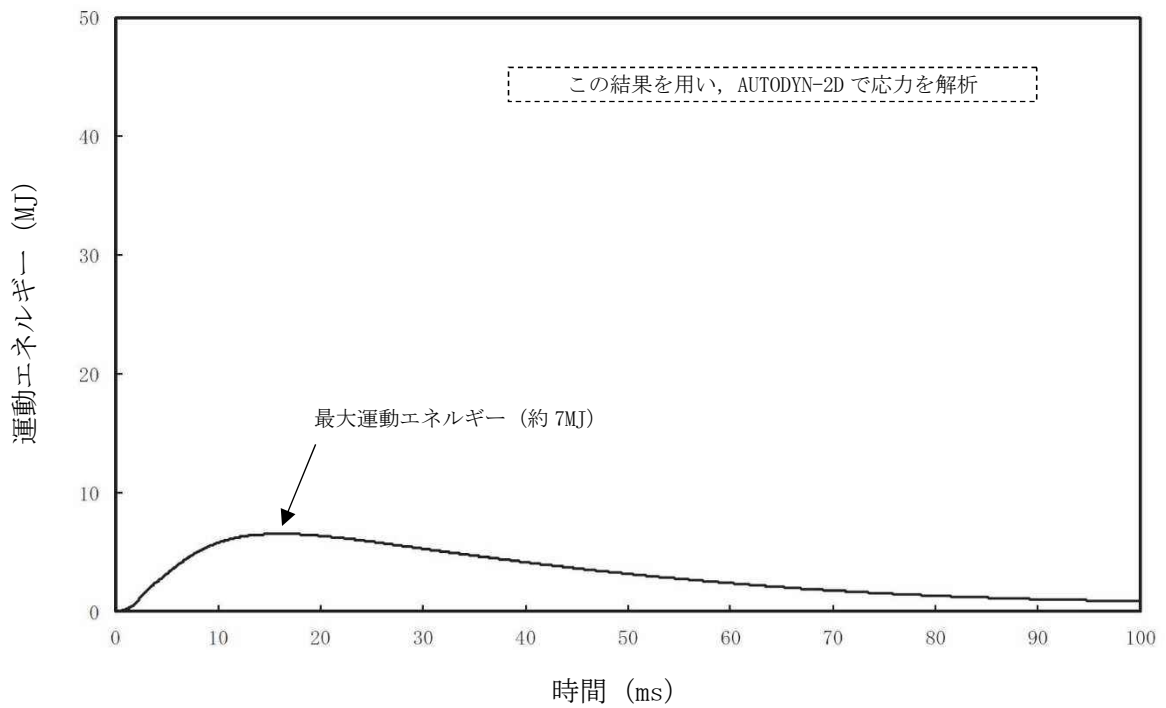


図1 水蒸気爆発によるエネルギーの推移

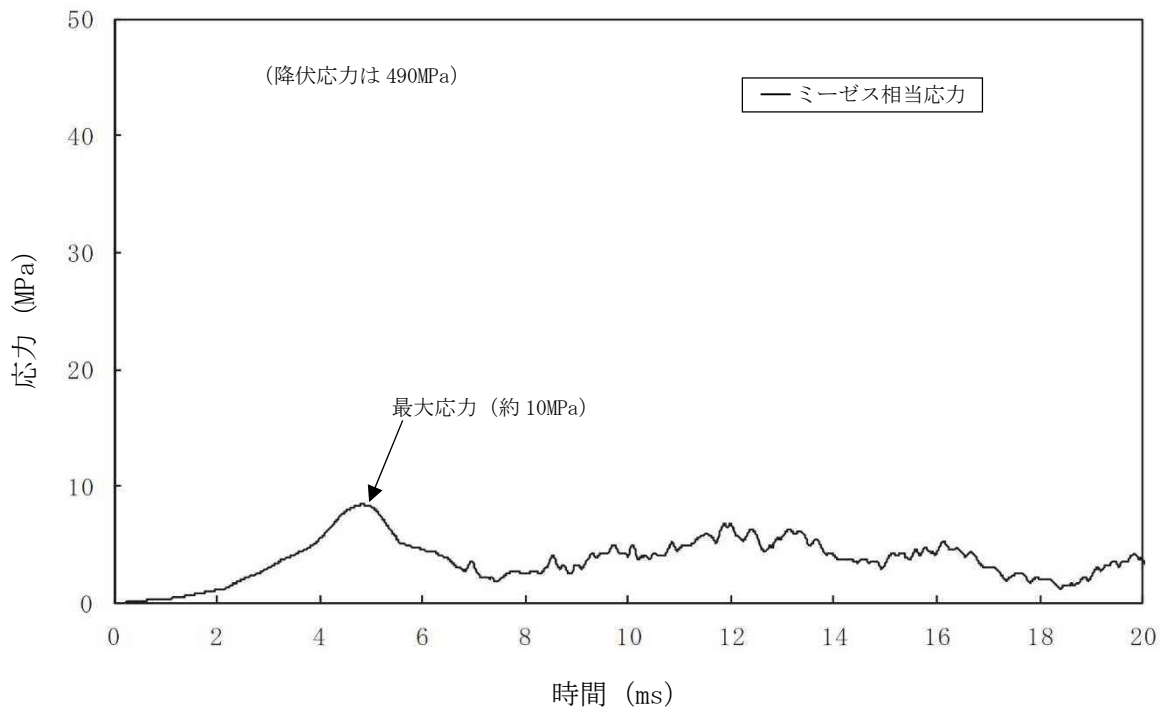


図2 原子炉格納容器下部内側鋼板の応力の推移

表 1 主要解析条件（原子炉压力容器外の溶融炉心-冷却材相互作用（水蒸気爆発の評価））

解析コード	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
MAAP※	原子炉压力容器の破損径	0.2m	制御棒駆動機構ハウジング 1 本の外径として設定
JASMINE	ペDESTAL水深	2m	溶融炉心-コンクリート相互作用による格納容器破損防止対策として、落下した溶融炉心を微粒子化し、十分な除熱量を確保するため、予め水張りを行うものとして手順上定めている値。
	原子炉格納容器下部への水張りに用いる水の温度	32℃	外部水源の水温に対し、溶融炉心-コンクリート相互作用による水蒸気爆発を評価する上で保守的な値となるよう、低めの水温に設定
	粗混合粒子径	4mm	FARO 試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
	爆発計算時の微粒子径	50 μ m	FARO, KROTOS 等の各種試験結果におけるデブリ粒径分布をもとに設定
AUTODYN-2D	溶融炉心-冷却材相互作用による発生エネルギー	JASMINE の解析結果をもとに設定	—

※ 「3.3 炉外の溶融燃料-冷却材相互作用」と重複する条件を除く。

原子炉格納容器下部への水張り実施の適切性

炉心溶融が進展し、溶融炉心が原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）底部から流出するような場合には、原子炉格納容器内で発生する種々の現象の発生を防止あるいは影響を緩和することで、格納容器の破損を防止することが重要なマネジメントとなる。RPVの外において発生する現象のうち、溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）に対してはその影響緩和の手段として、格納容器下部ドライウエルへの溶融炉心落下前の水張り（以下「初期水張り」という。）が有効な対策となる。一方、初期水張りによって、RPV外の溶融燃料-冷却材相互作用（以下「FCI」という。）による水蒸気爆発のリスクが生じ、初期水張りの水深によって想定される影響の程度は変化すると考えられることから、初期水張りを実施する場合には、両者の影響を考慮して水位を決定する必要がある。以下に初期水張りにおける水位設定の考え方を示す。

1. 格納容器下部ドライウエルへの水張りのFCIに対する影響

FCIとして生じる現象としては、急激な水蒸気発生に伴う格納容器内圧力の急激な上昇（以下「圧力スパイク」という。）及び水蒸気爆発がある。

水蒸気爆発については、 UO_2 主体の溶融物が水中に落下した場合に水蒸気爆発が発生した実験例は僅かであること及び、水蒸気爆発が発生した実験は、外部トリガを意図的に与えた場合、又は溶融物の温度が溶融炉心の温度を上回る程の極端に大きな過熱度で実験した場合に限られることを確認している。^[1-4] これらを考慮すると、実機で水蒸気爆発が生じる可能性は小さいと考える。しかしながら、仮に水蒸気爆発が発生した場合を想定すると、水深が深い方が粗混合が促進され、発生する機械エネルギーが大きくなることから、構造壁への衝撃荷重が大きくなると考えられる。

圧力スパイクは、初期水張りの水位が高い場合、水の顕熱による熱の吸収が増加することで圧力スパイクのピークが小さくなる効果と、溶融炉心の粗混合量が増加することで水への伝熱量が増加し、圧力スパイクのピークが高くなる効果が考えられる。

2. 格納容器下部ドライウエルへの水張りのMCCIに対する影響

格納容器下部ドライウエルへの初期水張りに失敗し、溶融炉心落下後に注水を開始した場合、これまでの知見^[5-10]からは、溶融炉心上部にクラストが形成され、溶融炉心の冷却が阻害される可能性が考えられる。

一方、初期水張りを実施することで、溶融物落下時に溶融炉心が粒子化されるため、クラストの形成によるデブリ内部への熱の閉じ込めを抑制することができ、デブリ上面からの除熱と落下時の溶融炉心の急速な冷却（デブリクエンチ）に期待できる。^[11-13]

3. 初期水張りの水位について

(1) 水位の設定

1. 及び 2. に示した通り、初期水張りの水位は、FCI の水蒸気爆発による格納容器への影響の観点では低い方が良く、FCI の圧力スパイク及び MCCI による格納容器への影響の観点では高い方が良い。ABWR においては、従来の炉型に比較して格納容器下部ドライウエルの床面積が広いため、熔融炉心が拡がった際に熔融炉心上面からの除熱に寄与する面積が大きく、また、熔融炉心が格納容器下部に落下した際の堆積高さが低いため、MCCI が緩和され易いという特徴がある。

以上を踏まえ、6 号及び 7 号炉においては、FCI の水蒸気爆発が発生した場合の影響を小さく抑えつつ、FCI の圧力スパイクを考慮しても原子炉格納容器バウンダリの機能が維持され、MCCI 緩和のための熔融炉心の粒子化の効果に期待できる水位として、初期水張り水位を 2m に設定している。初期水張り水位 2m における FCI、MCCI の影響や、水張りの実施可能性については、FCI、MCCI 各事象の有効性評価で示したとおり、問題が無いものと考えている。

(2) 水位の設定根拠

a. FCI の影響の観点

1. に示した通り、実機では水蒸気爆発が発生する可能性は小さい。しかしながら、仮に FCI の発生を前提とした場合、格納容器下部ドライウエルの水位について、水位が高い方が熔融炉心の細粒化割合が大きくなる傾向がある。この場合、細粒化した粒子から水への伝熱量が多くなるので、水蒸気爆発に伴い格納容器下部ドライウエルに与えられる荷重は大きくなる。このことから、格納容器下部ドライウエルの水深が 2m より深い場合の影響を評価し、問題が無いことを確認している。この詳細は 4. に示す。

b. MCCI の影響の観点

初期水張りの水深に応じて熔融炉心の一部が水中で粒子化し、急速冷却されることを考慮した上で、粒子化しなかった熔融炉心によって形成される連続層の高さを評価し、この連続層の冷却性の観点から、初期水張りの水深の妥当性を確認した。評価条件を以下に示す。

- ・ 熔融炉心の水中での粒子化割合の評価には、MAAP コードにも用いられている Ricou-Spalding 相関式^[14]を用いた。
- ・ RPV の破損形態は制御棒駆動機構ハウジング 1 本の逸出を想定し、熔融物流出に伴う破損口の拡大を考慮した熔融炉心流出質量速度とした。
- ・ 粒子化した熔融炉心が連続層の上部に堆積した状態である、粒子状ベッドの冷却性については、Lipinski 0-D モデルを使用して評価している。粒子状ベッドのドライアウト熱流束と堆積したコリウムが床に均一に広がったと仮定した場合の崩壊熱除去に必要な熱流束（図 1 参照）を比較すると、粒子状ベッドのドライアウト熱流束（ 0.8MW/m^2 以上）は崩壊熱除去に必要な熱流束（全炉心落下で約 0.36MW/m^2 ）よりも十分に大きく、粒子状ベッドの冷却可能性は極めて高いことから、連続層から水への崩壊熱除去を妨げないものとした。
- ・ 落下した熔融炉心は格納容器下部床上を広がると考えられるが、これまでの実験データを元にした解析^[15]によると、初期水張りがある場合、熔融炉心の広がり距離は落下量等にもよるが 5m 程度となるという結果が得られている。6 号及び 7 号炉の格納容器下部の半径は

約 5.3m であることから、水張りしている場合でもほぼ床全面に広がる可能性が高いと考え、熔融炉心の広がり面積を格納容器下部床全面（約 88m²）とした。

また、初期水張りの水位を決定する上での設定目安は以下の通りとした。

- ・連続層が安定クラストとなり、水が連続層内に浸入せず、連続層の熱伝導が除熱の律速条件になると仮定して評価したところ、連続層厚さ 15cm までは、連続層が安定クラスト化していても連続層上面からの除熱によってコンクリートを分解温度以下に維持できる（MCCI の進展を防止可能）という結果（図 2 参照）が得られたため、連続層厚さが 15cm となる水深を初期水張りの設定目安とした。

上記の評価条件を元に、水張り水深と熔融炉心落下量をパラメータとして、連続層堆積高さを評価した。評価結果を図 3 に示す。

評価結果を上記の初期水張りの水位の設定目安に照らすと、初期水張りの水位が 2m 程度の場合、熔融炉心落下量が全炉心の 70% であれば連続層の高さを 15cm 以下にすることができ、初期水張りの水位が 3m 程度の場合、熔融炉心落下量が全炉心の 100% の場合でも連続層の高さが 15cm 以下になることを確認した。

以上の結果を考慮し、初期水張りの水位は 2m としている。有効性評価では熔融炉心が全量落下するものとして評価しているものの、落下割合には不確かさがあることや熔融炉心落下後には崩壊熱相当の注水を実施する手順としていること及び実機スケールではクラストへの水の浸入に期待できるという知見を踏まえると、現状の初期水張りの水位の設定は妥当と考える。また、2m の初期水張りについては、事象発生から熔融炉心落下までの時間余裕の中で十分に対応可能な操作である。

また、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉について、MCCI に対して保守的な評価条件を設定した上で、初期水張りの有効性を感度解析によって確認している。初期水張りの水位を 2m とした場合について、熔融炉心は全量落下するものとし、熔融炉心の崩壊熱を事象発生から 6 時間後として、上面熱流束を格納容器圧力への依存性を考慮しない 800kW/m² 相当とした場合であっても、MCCI による浸食量は数 cm（床面 5cm、壁面 2cm）であり、初期水張りが遅れた場合を想定し、初期水張りの水位を 1m とした場合であっても MCCI による浸食量は数 cm（床面 7cm、壁面 4cm）に留まることを確認していることから、現状の初期水張りの水位の設定に問題は無いものとする。感度解析の結果を図 4 に示す。

c. まとめ

FCI については、これまでの試験結果から、実機において格納容器の破損に至るような大規模な RPV 外での水蒸気爆発の発生の可能性は小さいと考える。また、FCI の発生を前提とした評価においても、格納容器下部ドライウエルの構造損傷に伴う格納容器の破損には至らず、また、十分な余裕があることを確認しており、格納容器下部への初期水張りの有無及びその水位が、格納容器の健全性に影響を与えるものではないと判断している。

上記を踏まえ、格納容器下部ドライウエルに溶融炉心が落下する状況に対しては、格納容器下部ドライウエルに2mの初期水張りまで注水を実施する運用としている。

4. 格納容器下部の水位上昇の影響

事故対応の中で格納容器スプレイを実施すると、リターンラインを通じたサプレッション・チェンバ・プールからの流入やベント管を通じた流入によって冷却材が格納容器下部ドライウエルに流れ込み、下部ドライウエル水位を上昇させる場合がある。ここでは、FCIの有効性評価で設定したRPV破損に至るシナリオにおいて、格納容器下部ドライウエルへの初期水張りの水位が上昇していた場合を想定し、その際のFCIへの影響を評価した。

a. 評価条件

溶融炉心が格納容器下部ドライウエルに落下する前に、格納容器下部にリターンラインまでの高さ(7m)の水位が形成されているものとした。その他の解析条件は、添付資料3.3.2において設定した評価条件と同様とした。

b. 評価結果

水蒸気爆発による影響と、水蒸気発生に伴う急激な圧力上昇(圧カスパイク)による影響を評価した。以下にその結果を示す。

(1) 水蒸気爆発

水蒸気爆発によって格納容器下部の水に伝達される運動エネルギーの評価結果を図5に示す。最大値は約27MJであり、水位2mの場合(約7MJ)と比べて約4倍に増加している。

このエネルギーを入力とした応力の解析結果を図6に示す。格納容器下部ドライウエルの内側鋼板の最大応力は約80MPaであり、水位2mの場合の約10MPaと比べて約8倍に増加しているが、格納容器下部ドライウエルの内側鋼板の降伏応力(490MPa)を十分に下回っており、格納容器破損に至るおそれはないと考える。

また、初期水張りの水位が上昇すると、水面とRPV底部の距離が短くなる。このことにより、水蒸気爆発に伴う瞬間的な水面の上昇が生じた際に、水面がRPV底部に到達することによって、RPV底部に圧力波が伝搬し、RPVの支持構造に影響を及ぼすことが懸念される。しかしながら、溶融炉心の落下による水位上昇分は約0.5mであること、及び、JASMINE解析によると水蒸気爆発による発生運動エネルギーがピークになる0.1秒以内での平均ボイド率は20%程度(初期水張り水位2mの条件での評価結果より)であることを考慮すると、初期水張り水位2mの場合、水位は約3m(溶融炉心の堆積による水位上昇分の0.5mと初期水張り水位2mの20%分である0.4mの水位上昇を想定)までの上昇と想定される。溶融炉心の落下による水位上昇分及び平均ボイド率について同様と考えると、初期水張り水位7mの場合、水位は約9m(溶融炉心の堆積による水位上昇分の0.5mと初期水張り水位7mの20%分である1.4mの水位上昇を想定)までの上昇と想定される。水位の上昇が9m程度であれば、格納容器下部ドライウエル床面からRPV底部までの高さ約10.6mに対して余裕があることから、RPV底部に直

接的に液相中の圧力波が伝播することは無いと考える。

水蒸気爆発が発生した際の気相部の挙動については、JASMINE コードを用い、添付資料 3.3.2 の評価条件における、原子炉格納容器下部の空間部での格納容器圧力及びボイド率変化を評価した。評価結果を図 7 に示す。水蒸気爆発時の粗混合粒子の細粒化と伝熱により、爆発源の膨張に伴う圧力波が伝播する。圧力波は減衰するため、原子炉圧力容器底部に到達する時点では 0.30MPa[abs]以下となる。0.30MPa 程度の圧力波によって原子炉圧力容器が損傷に至ることは想定し難いことから、圧力波による原子炉圧力容器への影響は無視できる程度と考える。原子炉格納容器への影響については、原子炉格納容器の構造上、原子炉格納容器下部において発生した圧力波が減衰されないまま原子炉格納容器上部に到達することは考えにくい。仮に 0.30MPa 程度の圧力波が原子炉圧力容器上部の壁面に到達しても、原子炉格納容器の限界圧力 (0.62MPa[gage]) 未満であることから、原子炉格納容器が破損に至ることは無い。また、ボイド率からは水蒸気爆発に伴う水位の変化は 1m 未満であることが確認できることから、水面の上昇による原子炉圧力容器への影響は無いものと考えられる。

(2) 圧力スパイク

格納容器圧力の評価結果を図 8 に示す。RPV が破損して、熔融炉心が格納容器下部ドライウエルの水中に落下する際に圧力スパイクが生じているが、圧力スパイクのピーク圧力は約 0.30MPa であり、水位 2m の場合の約 0.47MPa よりも低くなっている。

この理由としては、初期水張り水位の上昇によって格納容器下部ドライウエルの水量が多くなり、熔融炉心の粗混合量が増加し、水への伝熱量が増加したものの、落下した熔融炉心の周囲のサブクール状態の水量が増加したことによる効果が、熔融炉心落下時の水温上昇とそれに伴う蒸気発生を緩和する側に作用し、ピーク圧力が抑制された可能性が考えられる。

以上の結果から、格納容器下部ドライウエルの水位を現状の初期水張りの水位である 2m 以上に上昇させた場合であっても、FCI によって格納容器が破損に至る恐れは無いと考える。このことから事故対応におけるドライウエルスプレイ等の運転操作に対して、FCI の観点からの制約は生じない。

5. 結論

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉においては、FCI が発生した場合の影響を低減しつつ、熔融炉心の粒子化の効果等による MCCI の影響緩和を期待できる水位として、初期水張り水位を 2m に設定している。また、事故対応におけるドライウエルスプレイ等の運転操作により、格納容器下部ドライウエルの水位が上昇した場合であっても格納容器が破損に至る恐れはない。

以上

参考文献

- [1] V. Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012
- [2] J.H.Kim, et al, The Influence of Variations in the Water Depth and Melt Composition on a Spontaneous Steam Explosion in the TROI Experiments, Proceedings of ICAPP' 04
- [3] J.H. Song, Fuel Coolant Interaction Experiments in TROI using a UO₂/ZrO₂ mixture, Nucl. Eng. Des. 222, 1-15, 2003
- [4] J.H. Kim, Results of the Triggered Steam Explosions from the TROI Experiment, Nucl. Tech., Vol.158 378-395, 2007
- [5] EPRI, Technical Foundation of Reactor Safety, Knowledge Base for Resolving Severe Accident Issues, Rev.1, 1022186, 2010
- [6] B.R.Sehgal, et al., "ACE Project Phase C&D : ACE/MCCI and MACE Tests" , NUREG/CR-0119, Vol.2, 1991
- [7] R.E.Blose, et al. "SWISS: Sustained Heated Metallic Melt/Concrete Interactions With Overlying Water Pools," NUREG/CR-4727, 1987
- [8] V. Tyrpekl, Material effect in the fuel - coolant interaction : structural characterization and solidification mechanism, 2012
- [9] M.T.Farmer, et al. "Status of Large Scale MACE Core Coolability Experiments", Proc. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany, 1999
- [10] M.T.Farmer, et al., "Corium Coolability under Ex-Vessel Accident Conditions for LWRs," Nuc. Eng. and Technol., 41, 5, 2009
- [11] D.Magallon, "Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments," Nucl. Eng.Design, 236 1998-2009, 2006
- [12] M. Kato, H. Nagasaka, "COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions," JAERI-Conf 2000-015, 2000
- [13] A. Karbojian, et al., " A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility," Nucl. Eng. Design 239 1653- 1659, 2009
- [14] F.B.Ricou, D.B.Spalding, "Measurements of Entrainment by Axisymmetrical Turbulent Jets," Journal of Fluid Mechanics, Vol.11, pp.21-32, 1961
- [15] 中島 他, SAMPSON コードによる ABWR 格納容器ペデスタル上の炉心デブリの 3 次元拡がり評価, 日本原子力学会「2013 年秋の大会」H12, 2013 年 9 月

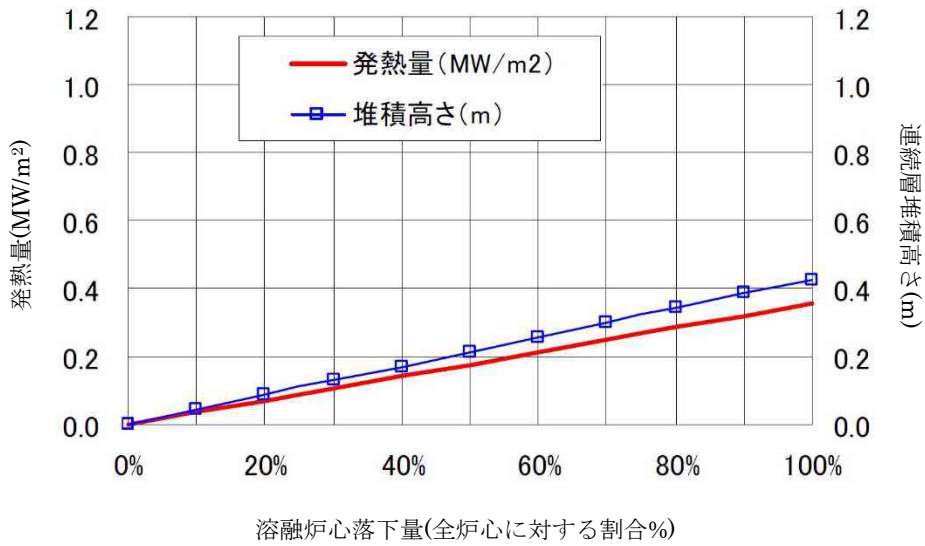
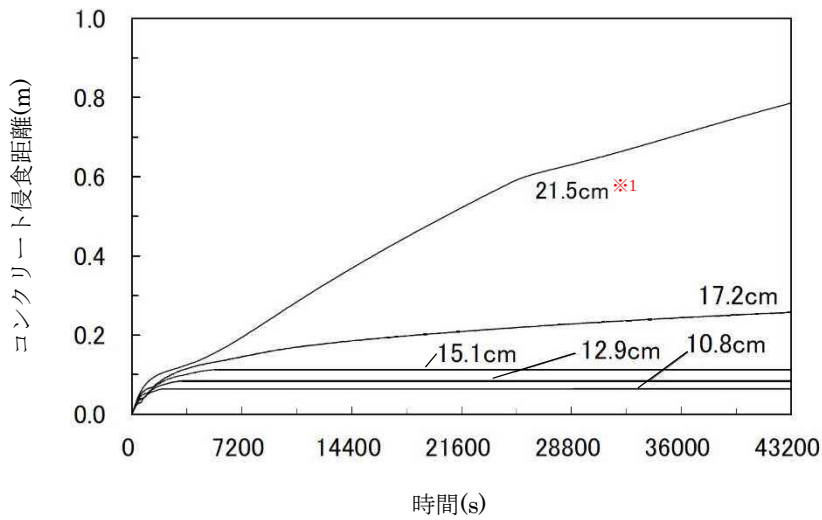
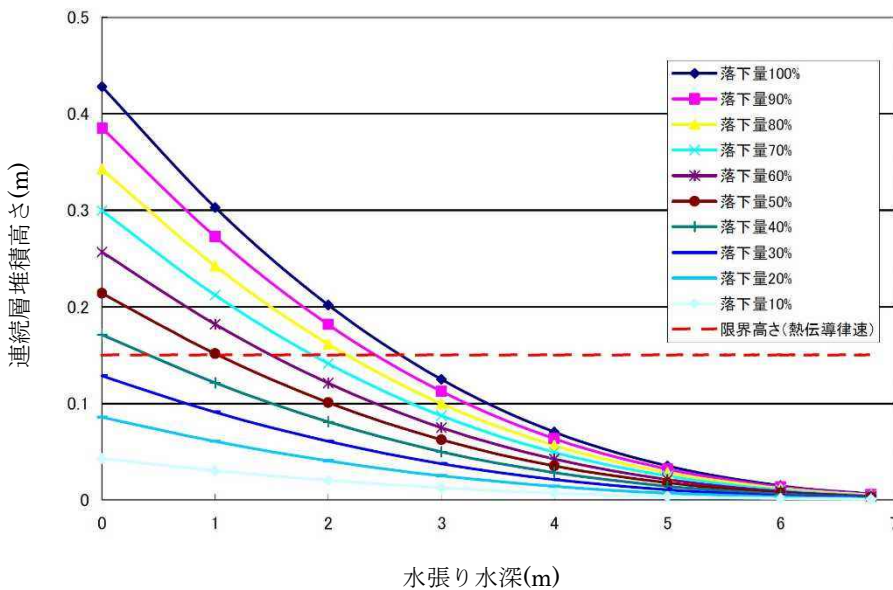


図1 格納容器下部ドライウェルへの溶融炉心落下割合に対する連続層堆積高さおよび単位面積当たりの発熱量



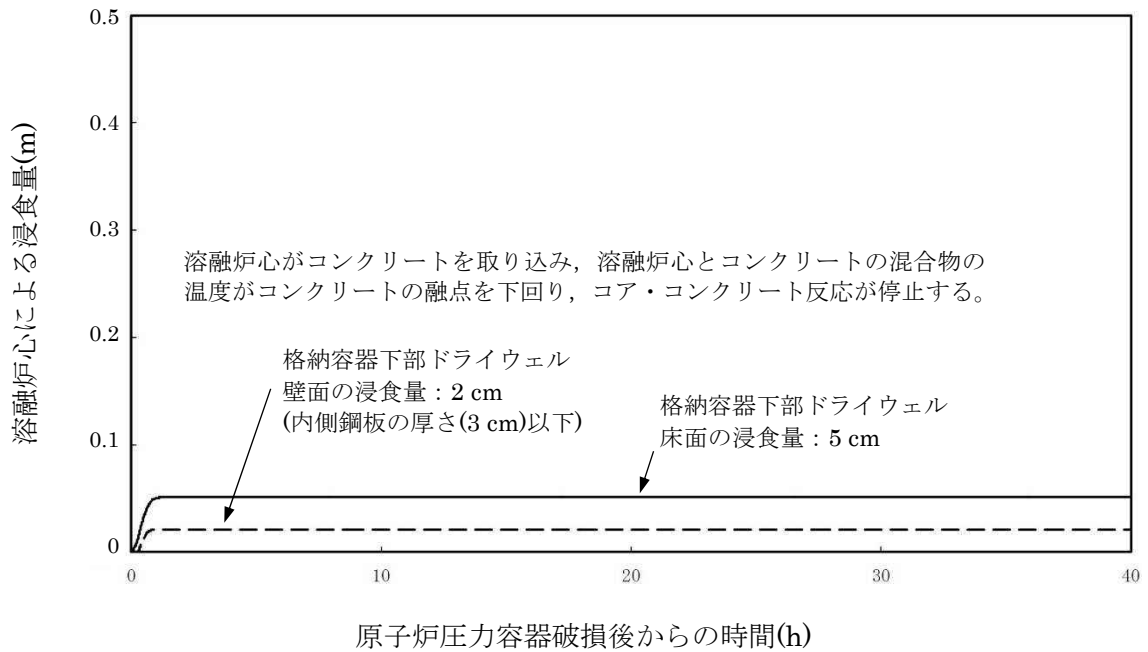
※1 溶融炉心の堆積により生じた連続層厚さ。図中の他の評価結果に付記されている値についても同じ。
 ※2 クラスト表面は沸騰曲線による熱伝達を仮定、クラスト内は熱伝導による温度勾配を考慮

図2 ハードクラスト形成時のコンクリート侵食評価例※2

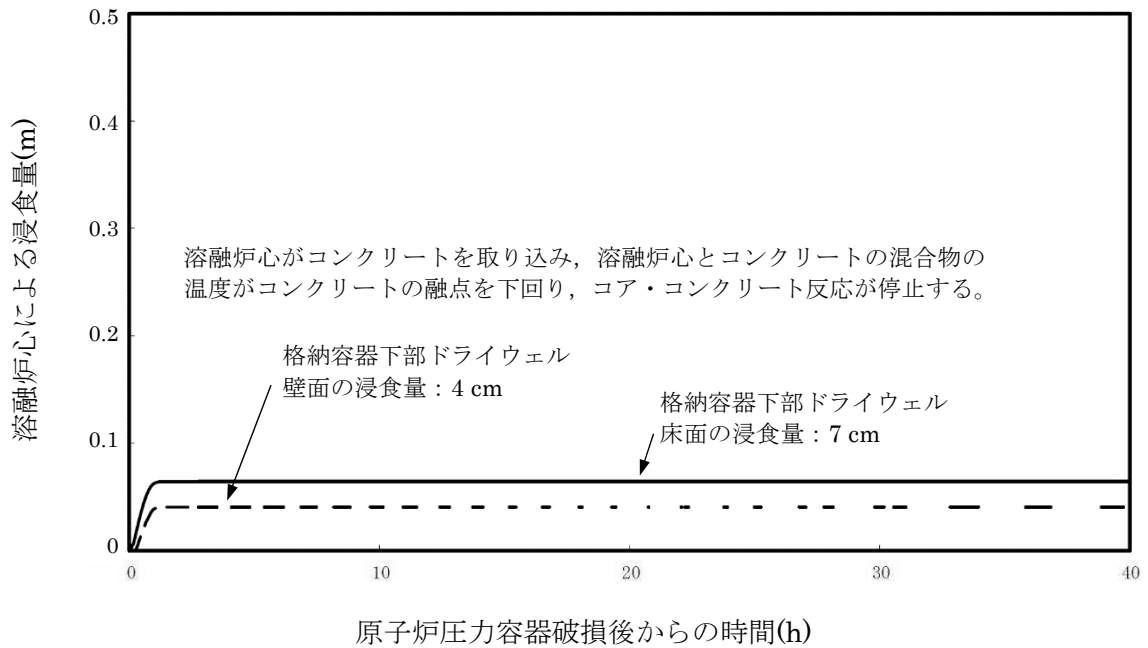


※ 本評価では、RPV 下部の貫通口で最大の径である CRDハウジング1本をデブリジェット径として想定しているが、実際には溶融炉心落下量が少ない場合は破断口径が小さく、デブリジェット径が小さくなる傾向を示すと考えられる。また、Ricou-Spalding の式ではデブリジェット径が小さいほど粒子化割合が大きくなる。溶融炉心落下量と、破断口径のとの相関を現実的に考えると、本評価では保守的に CRDハウジング1本としているが、溶融炉心落下量が少ない場合には破断口径が小さくなり、より多くの割合が粒子化し、連続層堆積厚さが低下する傾向となるものと考えられる。

図3 水張り水深と連続層堆積高さの関係※



(a) 初期水張り水位 2 m の場合 (溶融炉心の崩壊熱：事象発生から 6 時間後、上面熱流束：800kW/m²相当 (圧力依存無し))



(b) 初期水張り水位 1 m の場合 (溶融炉心の崩壊熱：事象発生から 6 時間後、上面熱流束：800kW/m²相当 (圧力依存無し))

図 4 格納容器下部壁面及び床面の浸食量の推移

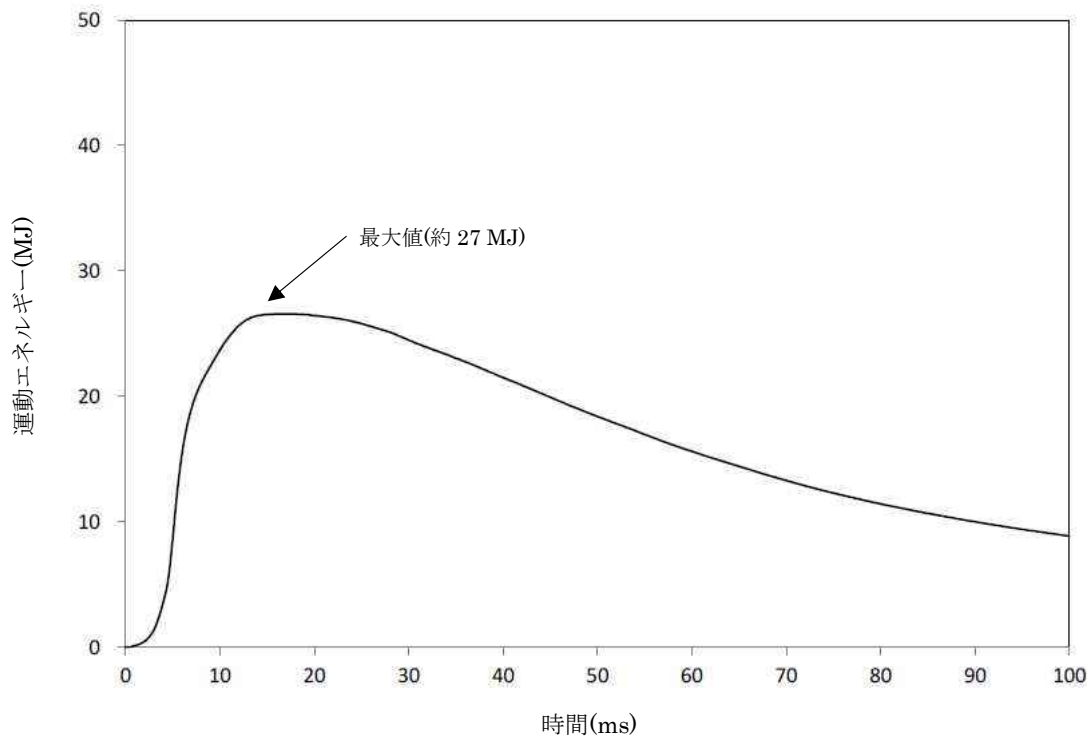


図 5 水蒸気爆発によるエネルギーの変化 (初期水張り水位 7 m)

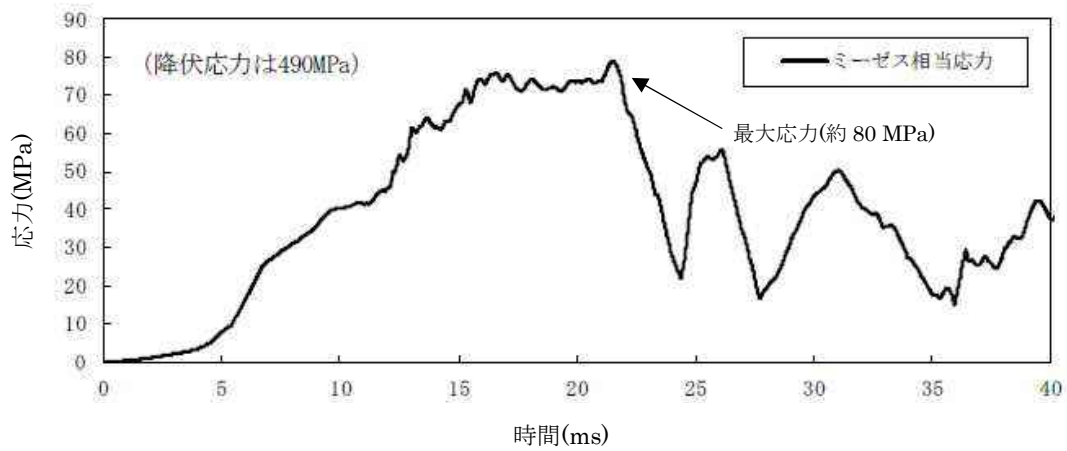


図 6 水蒸気爆発による格納容器下部内側鋼板の応力の変化 (初期水張り水位 7 m)

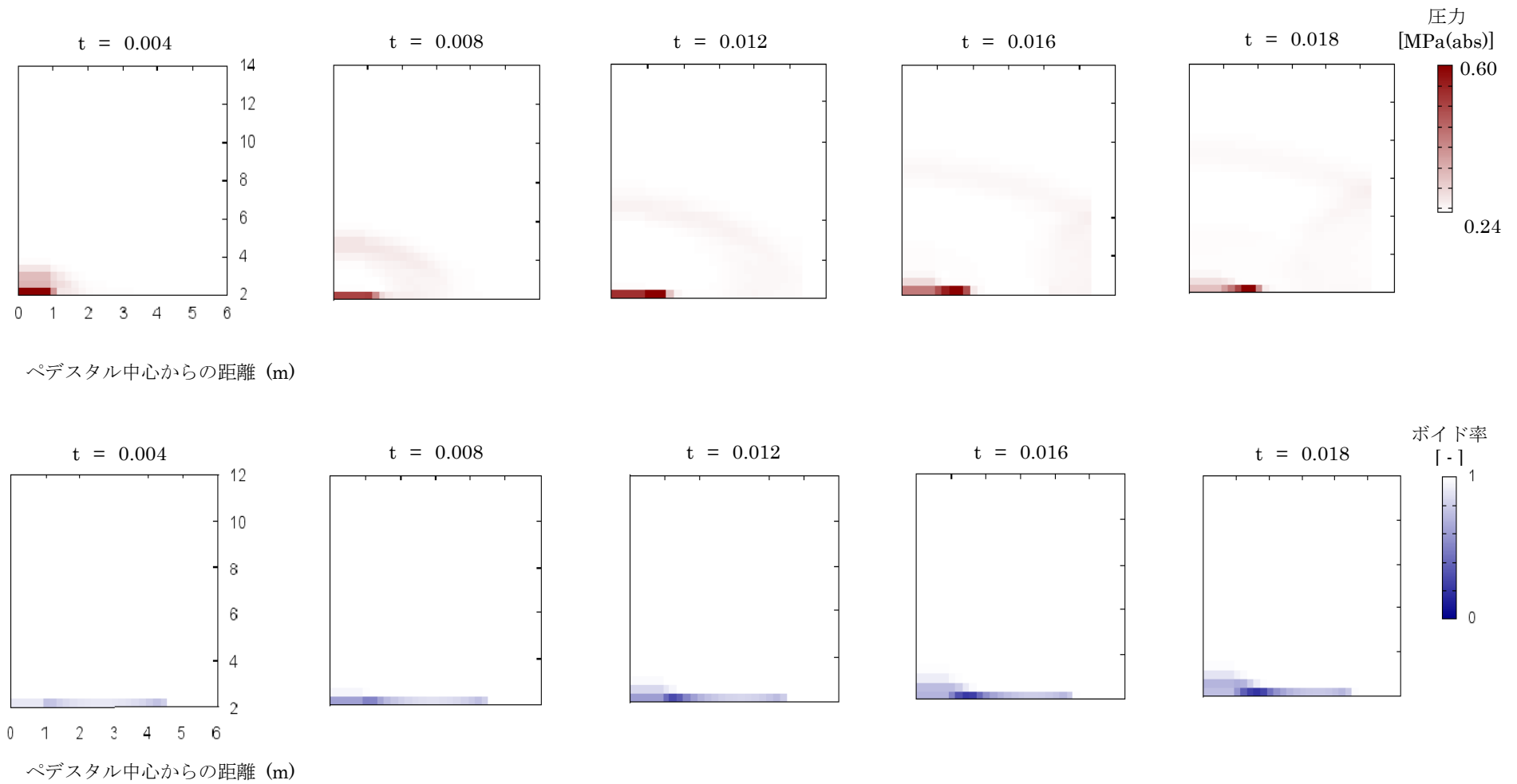


図 7 原子炉格納容器下部の空間部の格納容器圧力及びボイド率の変化

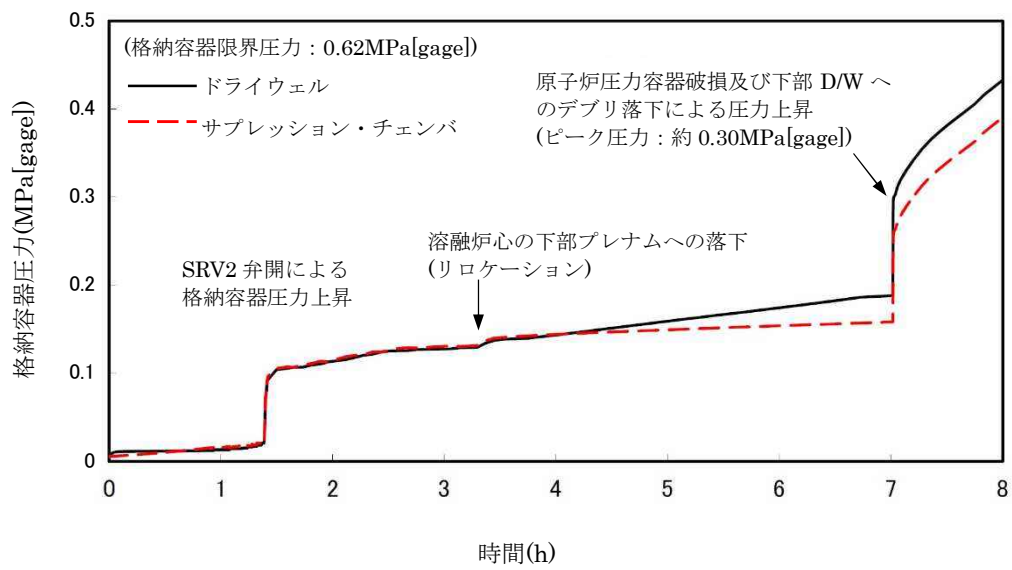


図 8 格納容器圧力の推移 (初期水張り水位 7m)

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、運転員等操作による原子炉急速減圧により原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa [gage] 以下に低減しており、上記の不確かさが運転員等操作時間に与える影響はないこと及び原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料棒表面熱伝達		CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した		
	燃料被覆管酸化		炉心ヒートアップ速度（燃料被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した		
	燃料被覆管変形		・TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻への影響は小さい		
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違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	炉心モデル（炉心水位計算モデル）では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較においては、短期的な挙動は緩慢な挙動とはなるが、模擬できており、また、長期的な挙動は崩壊熱の影響が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
気液分離（水位変化）・対向流	・MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないこと等から水位変化に差異が生じた ・水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である				
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 実験解析により妥当性が確認されており不確かさは小さい -非凝縮性ガス濃度の挙動についての解析結果は測定データと良く一致する	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、この解析で確認され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
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）	・TMI 事故解析における炉心損傷挙動について、事故分析結果と一致することを確認	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧を実施することから、運転員等操作時間に与える影響はない	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、リロケーションが発生する前に運転員等操作により原子炉急速減圧操作を実施し、操作開始後原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	構造材との熱伝達		・リロケーションが早まることを想定し、炉心損傷に至る温度を低下させた感度解析により影響を確認 ・TQUV、大破断 LOCA のいずれも、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認		
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響するパラメータとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約13分早まることを確認した	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約13分早まることを確認したが、本評価においては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始（約3.7時間後）から、原子炉圧力容器破損（約7.0時間後）までに下部ベDESTAL注水を完了する必要があるが、注水必要時間2時間に対して下部ヘッダ温度300℃到達から原子炉圧力容器破損までは約3時間あることから多少の挙動の差異が生じた場合においても十分な時間余裕があり、運転員等操作時間に与える影響はない	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約13分早まることを確認したが、溶融炉心の落下時間という点では影響は小さく、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器外 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心挙動）	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目として細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、冷却水とデブリ粒子の伝熱について、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」をベースとする感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクへの感度が小さいことを確認した	下部ベDESTALへの水張り以降において、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧力スパイクに対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目として細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、冷却水とデブリ粒子の伝熱に関して感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI により生じる圧力スパイクへの感度が小さく、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい (添付資料 3.3.5)
	原子炉圧力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達）				

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（原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用）（1/3）

項目		解析条件（初期条件, 事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する	最確条件とした場合には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、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約7.05～7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響はなく、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+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm～約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位－約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は－約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位－約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は－約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、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	52,200t/h (100%)	定格流量の約91～約110% (実測値)	定格流量として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、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、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、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、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33GWd/t	平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、熔融炉心の持つエネルギー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
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (NWL)	約7.01m～約7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時 (7.05m) の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.04m) の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時 (7.05m) の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.04m) の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約30℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となるが、本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため、圧力スパイクへの影響としては、発生する蒸気量の低下が考えられるが、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉压力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用）(2/3)

項目	解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器圧力	5.2kPa	約3kPa～約7kPa (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，事象発生から压力容器破損までの圧力上昇率（平均）は約7時間で約0.47MPaであるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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，事象発生から压力容器破損までの圧力上昇率（平均）は約7時間で約0.47MPaであるのに対して，ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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
	格納容器温度	57℃	約30℃～約60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく，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うるが，ゆらぎによる格納容器温度の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から压力容器破損までの温度上昇率は約7時間で約50℃であるのに対して，ゆらぎによる温度上昇量は約3℃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
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧） (設計値)	真空破壊装置の設定値	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	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部水源の温度	50℃（事象開始12時間以降は45℃，事象開始24時間以降は40℃）	約30℃～約50℃ (実測値)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	運転員等操作としては下部ヘッドの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく，運転員等操作時間に与える影響はない	下部ペDESTALへの注水温度が低い場合，圧力スパイクへの影響としては，発生する蒸気量の低下が考えられるが，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい 一方，トリガリングの発生を前提とした水蒸気爆発という点では，低い水温は厳しめの評価を与えるが，水蒸気爆発解析コードを用いた評価は32℃を前提としており，その場合でも問題ないことを確認している
	外部水源の容量	約21,400m ³	21,400m ³ 以上 (淡水貯水池水量+復水貯蔵槽水量)	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また，事象発生12時間後からの消防車による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから，運転員操作に対する影響はない	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。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，運転員操作に対する影響はない	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用）（3/3）

項目		解析条件（初期条件，事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起回事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起回事象として LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合，原子炉压力容器破損のタイミングは早くなるが，代表プラントに対する解析では大破断 LOCA と TQUV の破損時間は 30 分程度の差であり，この程度の挙動の差が運転員等操作に対して影響を与えることはない	起回事象として大破断 LOCA を仮定した場合，原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え，原子炉压力容器破損のタイミングが早くなり，圧力スパイクの最大値が高い値となる可能性が考えられることから，起回事象を大破断 LOCA とした場合の感度解析を実施し，圧力スパイクの最大値が評価項目を満足することを確認している (添付資料 3.3.6)
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能，低圧注水機能 低圧代替注水系（常設）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注水系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧注水系及び低圧代替注水系（常設）の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定	—	—
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム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	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
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51~7.86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし弁機能 7.51~7.86MPa[gage] 363~380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用）

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	熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作	原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で開始。90m ³ /hで2時間注水し、格納容器下部に水位2mの水張りを行う（事象発生から約3.7時間後）	炉心損傷後の原子炉压力容器破損による熔融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 格納容器下部への注水操作は、原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉压力容器下鏡温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器下部への注水操作は、中央制御室にて操作を行う運転員（中央制御室）と現場にて操作を行う運転員（現場）を各々配置しており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である廃棄物処理建屋地下3階までのアクセスルートは、コントロール建屋のみであり、通常5分間程度で移動可能であるが、余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室における格納容器下部への注水操作は、復水補給水系の2弁の開操作による注水であり、制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は、制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、約2時間の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが、水張り中の操作は適宜流量を監視し、流量調整をするのみであるため、操作開始時間に与える影響はなし。運転員（現場）は、廃棄物処理建屋地下3階の手動弁について、2個の操作に上述の移動時間を含めて30分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。これらの操作は、原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達する前に事前に準備可能なことから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器下部への注水操作時に、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し</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、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、そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡温度を監視しながら熔融炉心の下部ペデスタル内への移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、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。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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員及び緊急時対策要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉压力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間であり、事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉压力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達後、速やかに格納容器下部注水系（常設）による水張り操作を開始。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

エントレインメント係数の圧力スパイクに対する影響

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉（ABWR, RCCV 型格納容器）について、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用における圧力スパイクに対して不確かさを有すると考えられるパラメータのうち、エントレインメント係数を変化させた場合の影響を確認した。確認結果を以下に示す。

(1) 評価条件

- ・エントレインメント係数を除き、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。）と同じ評価条件とした。
- ・表 1 に感度解析の条件を示す。エントレインメント係数は、ベースケースでは MAAP 推奨範囲（～）のうちおよそ中間となる を設定しているが、感度解析ケースでは、MAAP の当該係数の推奨範囲のうち最大値（）と、最小値（）を設定した。

(2) 評価結果

表 2 及び図 1～3 にベースケース及びエントレインメント係数についての感度解析の結果を示す。感度解析の結果、事象発生約 7 時間後に原子炉圧力容器の破損が発生した直後の格納容器圧力は、感度解析ケース(最大値)の方が僅かに大きい結果となったが、格納容器限界圧力(0.62MPa[gage])は下回る結果となった。

(3) 結論

エントレインメント係数を変動させた場合であっても、圧力スパイクのピークが限界圧力(0.62MPa[gage])を下回ることを確認した。

また、ABWR, RCCV 型格納容器の場合についても、エントレインメント係数の圧力スパイクに対する感度は小さく、その不確かさが有効性評価の結果に与える影響は小さいことを確認した。

以 上

表1 解析条件のまとめ

条件	感度解析ケース		
	ベースケース		
エントレインメント係数	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
設定根拠	MAAP 推奨値の ノミナル値	MAAP 推奨範囲の 最小値	MAAP 推奨範囲の 最大値

表2 解析結果のまとめ

事象	感度解析ケース		
	ベースケース	(最小値)	(最大値)
炉心損傷	約57分	約57分	約57分
炉心支持板破損	約 3.3 時間	約 3.3 時間	約 3.3 時間
RPV 破損	約7時間	約 7 時間	約 7 時間
PCV ベント	約 9 時間	約 9 時間	約 10 時間
熔融炉心落下による PCV ピーク圧力	約 0.467MPa[gage]	約 0.370MPa[gage]	約 0.536MPa[gage]

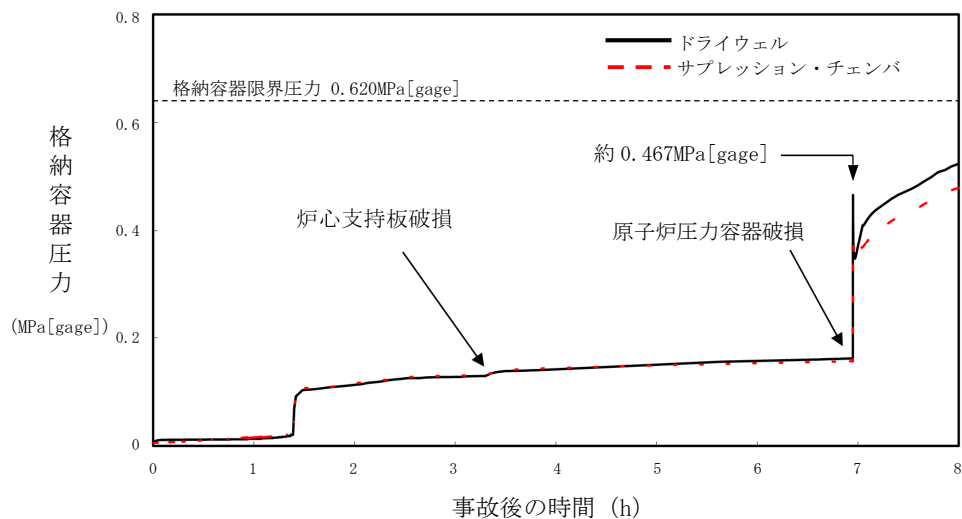


図1 格納容器圧力の時間的変化(ベースケース)

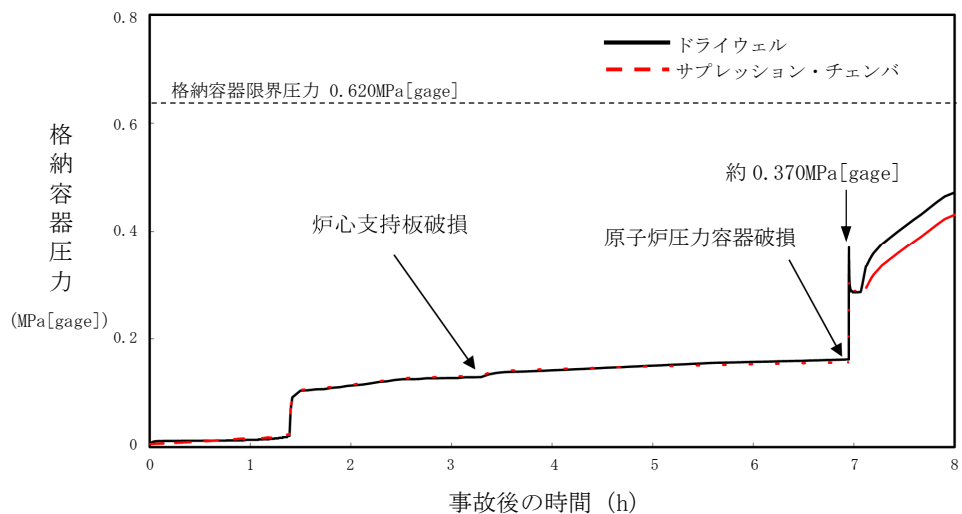


図2 格納容器圧力の時間的変化(感度解析ケース(最小値))

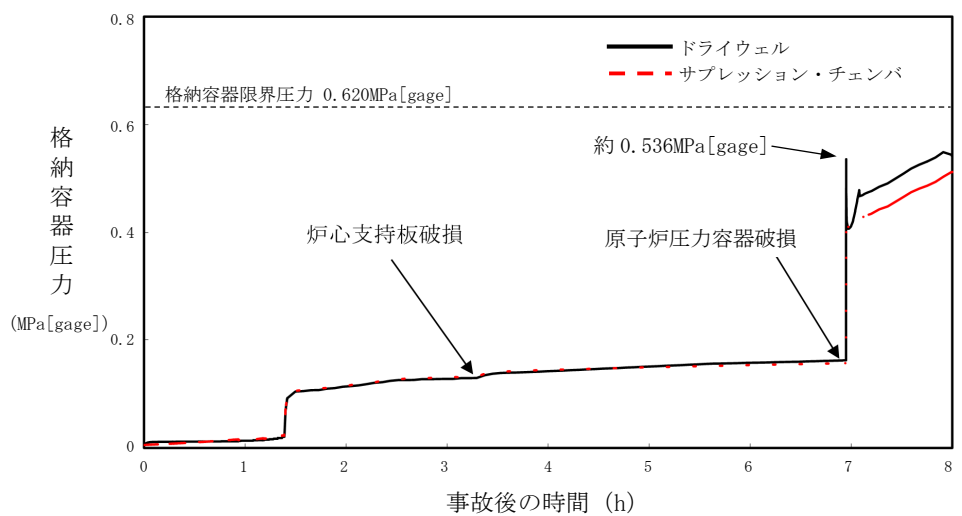


図3 格納容器圧力の時間的変化(感度解析ケース(最大値))

プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧カスパイクへの影響

1. 評価の目的

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、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」の評価事故シーケンスのプラント損傷状態として、水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し、溶融炉心の内部エネルギーの観点でより厳しいと考えられる TQV を選定しており、起因事象としては原子炉水位の低下の観点で最も厳しい給水流量の全喪失を設定している。

一方、起因事象として大破断 LOCA を仮定した場合、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の放出によって格納容器圧力が上昇することに加え、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなり、圧カスパイクの最大値がベースケースに比べて高い値となる可能性が考えられる。

このため、解析条件のうち初期条件の不確かさとして、起因事象が大破断 LOCA の場合の圧カスパイクへの影響を確認する。

2. 評価条件

ベースケースの評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースの評価条件と同等である。

- ・ 起因事象を大破断 LOCA とし、事故シーケンスを「大破断 LOCA + ECCS 注水機能喪失」とした。
- ・ 格納容器温度制御の観点で評価上の必要が生じたため、格納容器温度が 190℃ に到達した場合には流量 70m³/h でのドライウェルスプレイを実施し、格納容器温度が 171℃ に到達した時点でドライウェルスプレイを停止するものとした。

3. 評価結果

格納容器圧力の評価結果を図 1 に示す。

事象発生から約 6.4 時間後に原子炉圧力容器破損に至り、圧カスパイクのピーク値は約 0.48MPa [gage] となったが、圧カスパイクの最大値はベースケースの結果と同程度であり、格納容器限界圧力の 0.620MPa [gage] を下回るため、原子炉格納容器バウンダリの機能は維持されることを確認した。

以 上

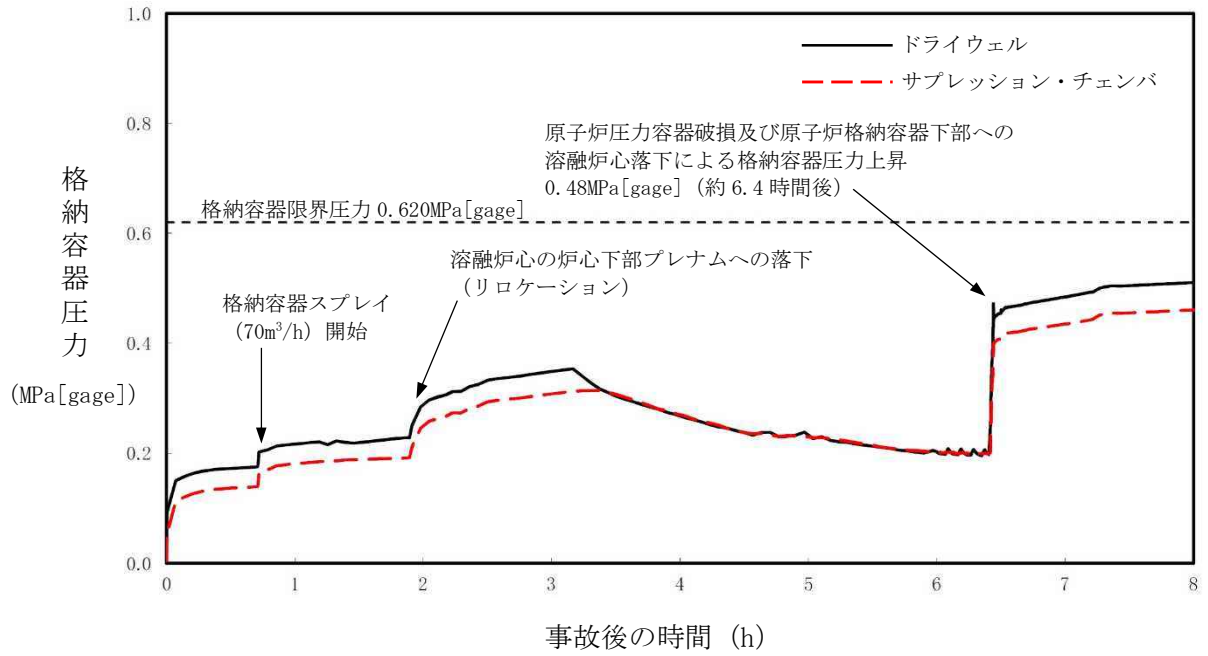


図1 格納容器圧力の推移

3.4 水素燃焼

3.4.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」からは抽出されない。これは6号及び7号炉では原子炉格納容器内を窒素で置換しているため、原子炉格納容器内の気体の組成が可燃限界に至る事故シーケンスが抽出されないためである。このため、「水素燃焼」の観点で6号及び7号炉において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定し、7日以内に可燃限界に至らないことを確認する。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用等によって発生する水素によって原子炉格納容器内の水素濃度が上昇し、水の放射線分解によって発生する酸素によって原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため、緩和措置がとられない場合には、ジルコニウム-水反応等によって発生する水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器破損に至る。

本格納容器破損モードは、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に到達することを防止することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生に対しては「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」のとおり、原子炉格納容器下部注水によって水素発生を抑制する。

なお、6号及び7号炉において重大事故が発生した場合、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は13vol%を大きく上回る。このため、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損を防止する上では、酸素濃度が可燃限界に到達することを防止することが重要であり、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上では、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用等による水素発生の影響は小さい。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対しては、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損を防止する。

3.4.2に示すとおり、格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、格納容器破損防止対策は3.1.2.1と同じである。

3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することができない事故シーケンスのうち、格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンス「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

この事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスと同じであることから、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じ事故シーケンスとした。また、評価事故シーケンスを「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価事故シーケンスとしない理由は、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」では格納容器圧力逃がし装置等に期待することで、格納容器内の気体が排出され、水素濃度及び酸素濃度が大幅に低下するとともに、その後は崩壊熱により発生する水蒸気が原子炉格納容器内を満たすことで、原子炉格納容器内の水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。

(添付資料 3.4.1)

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 挙動並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレー冷却、サブレーション・プール冷却及び炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。よって、これらの現象を評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により格納容器圧力、格納容器温度、原子炉格納容器内の気相濃度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響範囲として、本評価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

本評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の条件は 3.1.2.2 (2) と同じである。この他に、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき主要な解析条件を表 3.4.1 に示す。また、初期条件も含めた主要な解析条件について、本評価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) 初期酸素濃度

原子炉格納容器の初期酸素濃度，水の放射線分解によって発生する水素及び酸素を考慮することとする。原子炉格納容器の初期酸素濃度は，運転上許容される上限の3.5vol%とする。

b. 事故条件

(a) 炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量

炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は，MAAP による評価結果と全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応した場合について，水素燃焼の観点から厳しい値を考慮し，MAAP による評価結果から得られた値を用いた。これは，窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び MAAP による評価結果であっても水素濃度が13vol%を超えることを考慮すると，酸素濃度の上昇の観点から厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応した場合に相当する水素が発生した場合，原子炉格納容器内の水素濃度が増加するため，相対的に水の放射線分解で発生する酸素の濃度は低下する。

(b) 水素ガス及び酸素ガスの発生割合

水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の発生量は，MAAP で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで，水素及び酸素の発生割合（G 値（100eV あたりの分子発生量），以下，「G 値」という。）は，それぞれ0.06，0.03とする。また，原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は，原子炉圧力容器内については， β 線， γ 線ともに10%，原子炉圧力容器外の核分裂生成物については， β 線， γ 線ともに100%とした。

（添付資料 3.4.2）

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスは，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち，「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから，有効性評価の結果は3.1.2.2 (4)と同じである。この他に，格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき評価結果として，格納容器圧力，格納容器温度，ドライウェル及びサプレッション・チェンバの気相濃度（ウェット条件，ドライ条件）の推移を図3.4.1から図3.4.6に，事象発生から7日後（168時間後）の酸素濃度を表3.4.2に示す。

a. 事象進展

事象進展は3.1.2.2 (3) aと同じである。

上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心のジルコニウムの約 16.6%が水と反応して水素が発生する。また、炉心再冠水に伴い、事象発生から約 2.5 時間後にジルコニウム-水反応は停止する。発生した水素は原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに、破断口から上部ドライウエルに流入する。また、原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバにおける核分裂生成物による水の放射線分解により水素及び酸素が発生する。代替循環冷却による原子炉格納容器除熱の開始後は、サプレッション・チェンバ内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、原子炉格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇する。

b. 評価項目等

原子炉格納容器内の水素濃度は、ウェット条件においても事象発生直後から 13vol%を上回るが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素の蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 3.4vol%であり、可燃限界を下回る。

ドライ条件における酸素濃度について、事象発生約 5 時間後から約 18 時間後までの間、ドライウエルにおける酸素濃度が可燃限界である 5.0vol%を上回る。この間は、LOCA 後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気とともにサプレッション・チェンバに送り込まれ、破断口から供給される水蒸気でドライウエル内が満たされるため、ウェット条件ではドライウエル内のほぼ 100%が水蒸気となっている。ほぼ 100%が水蒸気であるため、ドライ条件での気体組成は水の放射線分解によって生じる水素及び酸素が支配的となるが、そのウェット条件での濃度は 1vol%未満である。また、**ドライウエルにおける**水素及び酸素の分圧は非常に小さく、水蒸気が凝縮してドライウエルの圧力が低下する場合には、サプレッション・チェンバから酸素濃度が 5.0vol%未満の気体が流入するため、**この間においてドライウエルの酸素濃度が現実**に可燃限界である 5.0vol%を上回るとは**無い**。事象発生約 18 時間後以降は、ドライ条件を仮定しても酸素濃度は 5.0vol%未満で推移し、事象発生から 7 日後の酸素濃度は約 3.9vol%である。従って、格納容器スプレイの誤動作などにより水蒸気量が低下しても、可燃限界である 5.0vol%に達することはない。

なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼による爆轟の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度において判断することが妥当であると考えられる。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を確認した。また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、評価事故シーケンス及び格納容

器破損防止対策が同じである「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）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。

なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、原子炉格納容器下部に熔融炉心が落下しない場合の評価であるが、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用による水素発生の影響については、「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

(添付資料 3.4.3)

3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価は「3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおける、解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価は、「3.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。

(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、「3.1.2.3(2) 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」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価する上で、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

初期条件の初期酸素濃度は、解析条件の3.5vol%に対して最確条件は約1~2vol%であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点とした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。

事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウムの約16.6%が水と反応して発生する水素量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性があるが、本評価事故シーケンスでは、水素発生量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。

事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素：0.06分子/100eV、酸素：0.03分子/100eVに対して最確条件は同じであるが、本解析条件の不確かさとして、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出する必要がある。なお、格納容器圧力逃がし装置及び代替格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等の操作については、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において、成立性を確認している。また、耐圧強化ベント系を用いる場合は、予め不活性ガスによる大気開放ラインのバージを実施する他は概ね同様の対応となる。

(添付資料3.4.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の初期酸素濃度は、解析条件の3.5vol%に対して最確条件は約1~2vol%であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウムの約16.6%が水と反応して発生する水素量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性がある。炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は、運転員等操作である低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2) b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量に与える影響は小さい。また、仮に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が大幅に早まった場合、全炉心内のジルコニウムの約18.2%が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量は1割程度増加するが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素の蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約

3. 6vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の水の放射線分解によるG値は、解析条件の水素：0.06分子/100eV、酸素：0.03分子/100eVに対して最確条件は同じであるが、本解析条件の不確かさとして、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、原子炉格納容器内のガスを排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

なお、G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合として、G値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている、水素：0.4分子/100eV、酸素：0.2分子/100eVとした場合について感度解析を実施した。原子炉格納容器内の酸素濃度は、ウェット条件において事象発生から約51時間で5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。5vol%到達時点で原子炉格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが原子炉格納容器外に押し出され、また、原子炉格納容器内は、原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度はほぼ0vol%まで低下する。格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合、その対応フローは「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」と同じであり、格納容器圧力逃がし装置等の操作が必要となる時間は、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」よりも、本感度解析による評価結果の方が遅いことから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。大気中へのCs-137の総放出量の観点でも、本感度解析による評価結果の方が、事象発生から原子炉格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」の評価結果である約2.0TBqを超えることは無く、**評価項目**である100TBqを十分に下回る。

(添付資料3.4.1, 3.4.4, 3.4.5)

b. 操作条件

本評価事故シーケンスにおける操作条件は、「3.1.2.3(2) b. 解析条件」と同様である。

(3) 操作時間余裕の把握

本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は「3.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」

と同様である。

(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。

3.4.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」のうち、「3.1.2 代替循環冷却を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.1.2.4と同じである。

3.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素と、水の放射線分解によって発生した酸素が原子炉格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器が破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化を実施している。

格納容器破損モード「水素燃焼」では、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することができない事故シーケンスのうち、格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる評価事故シーケンス「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化により、酸素濃度が可燃限界である5vol%以下となることから、水素燃焼に至ることは無く、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、

必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，格納容器破損モード「水素燃焼」において，窒素置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化等の格納容器破損防止対策は，評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。

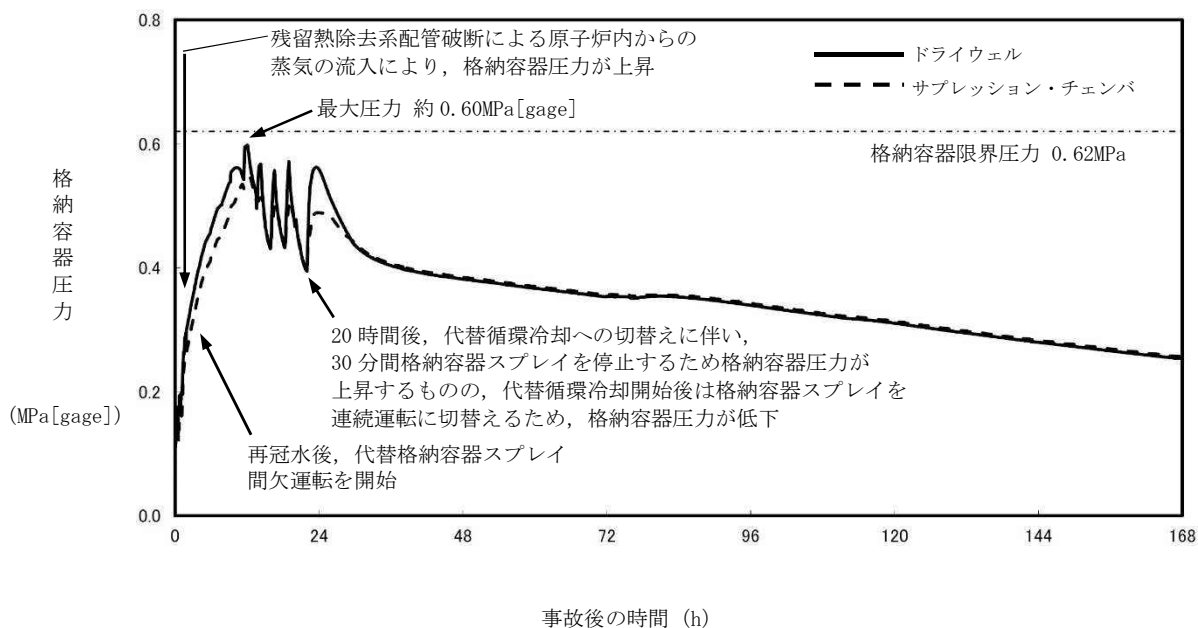


図 3.4.1 格納容器圧力の推移

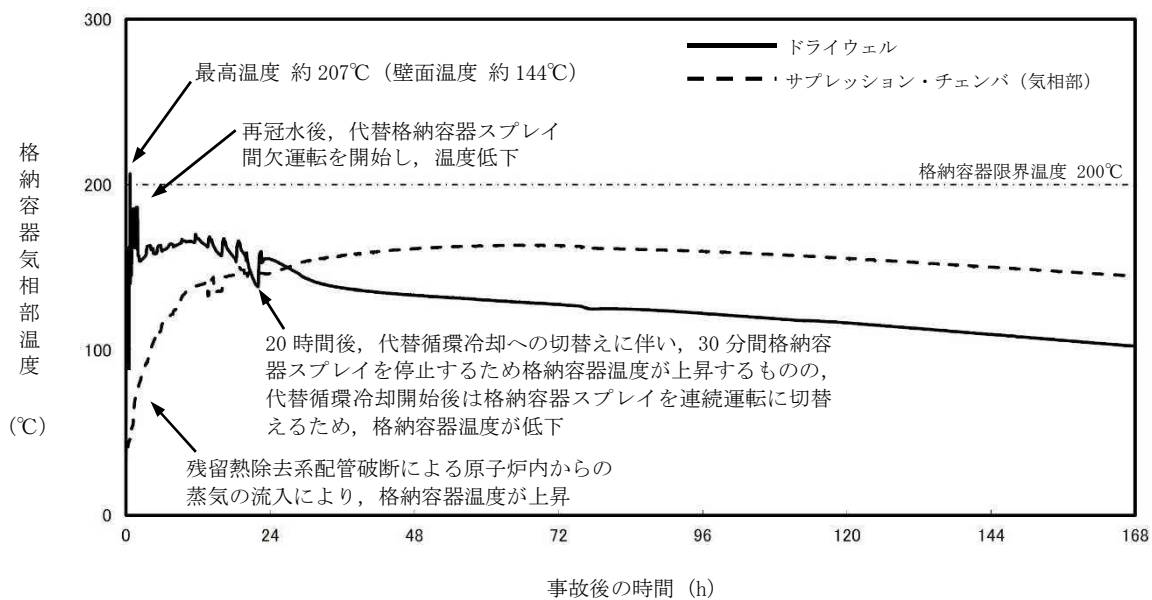


図 3.4.2 格納容器気相部温度の推移

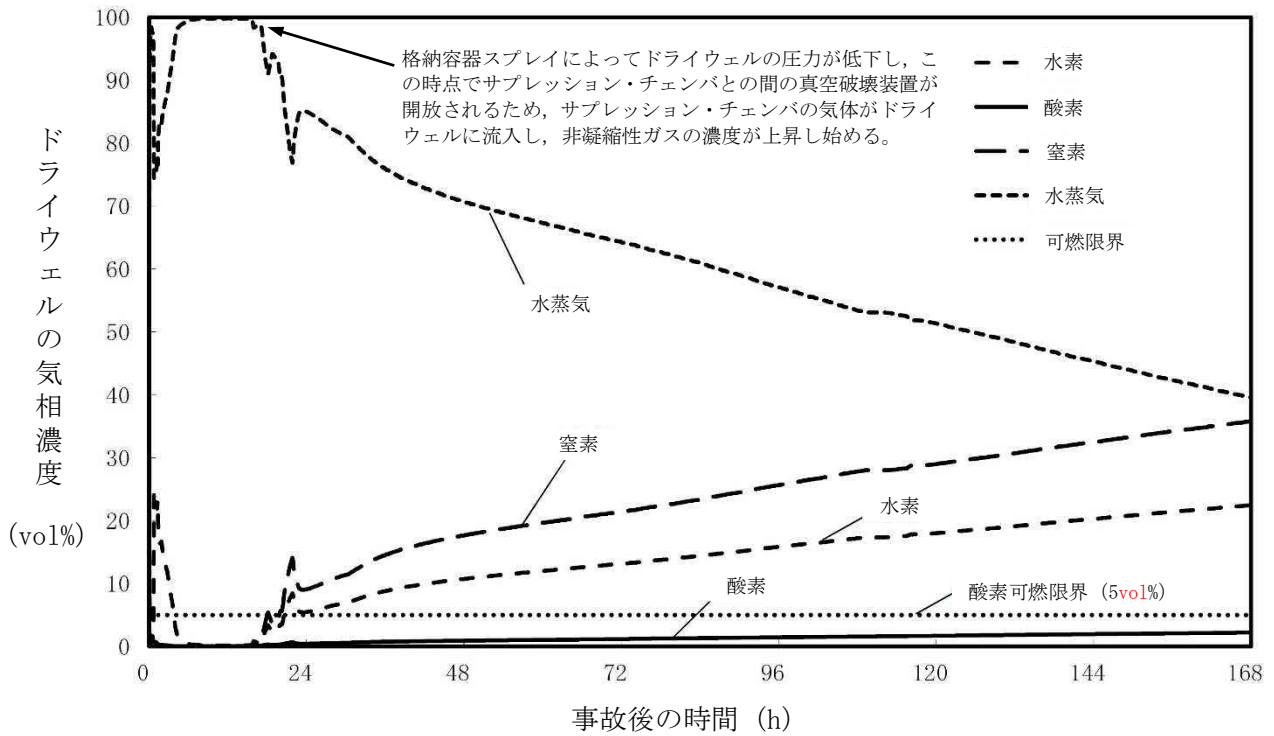


図 3.4.3 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

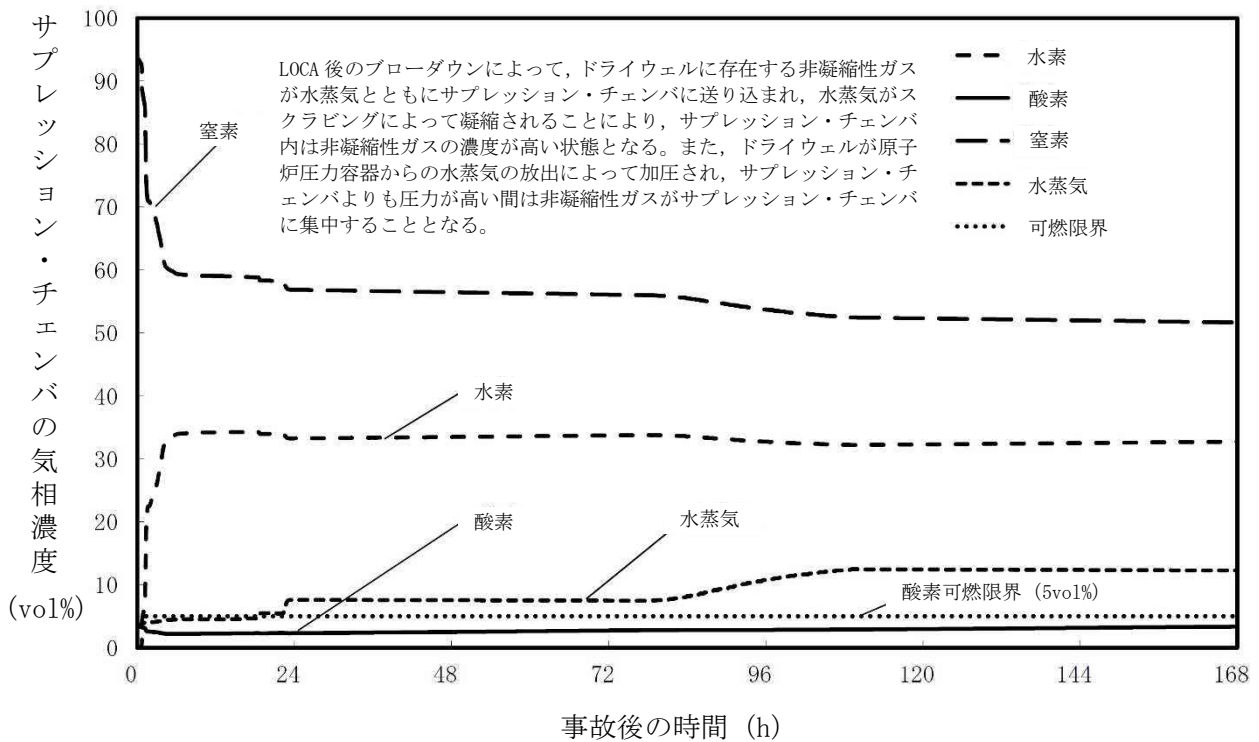


図 3.4.4 サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

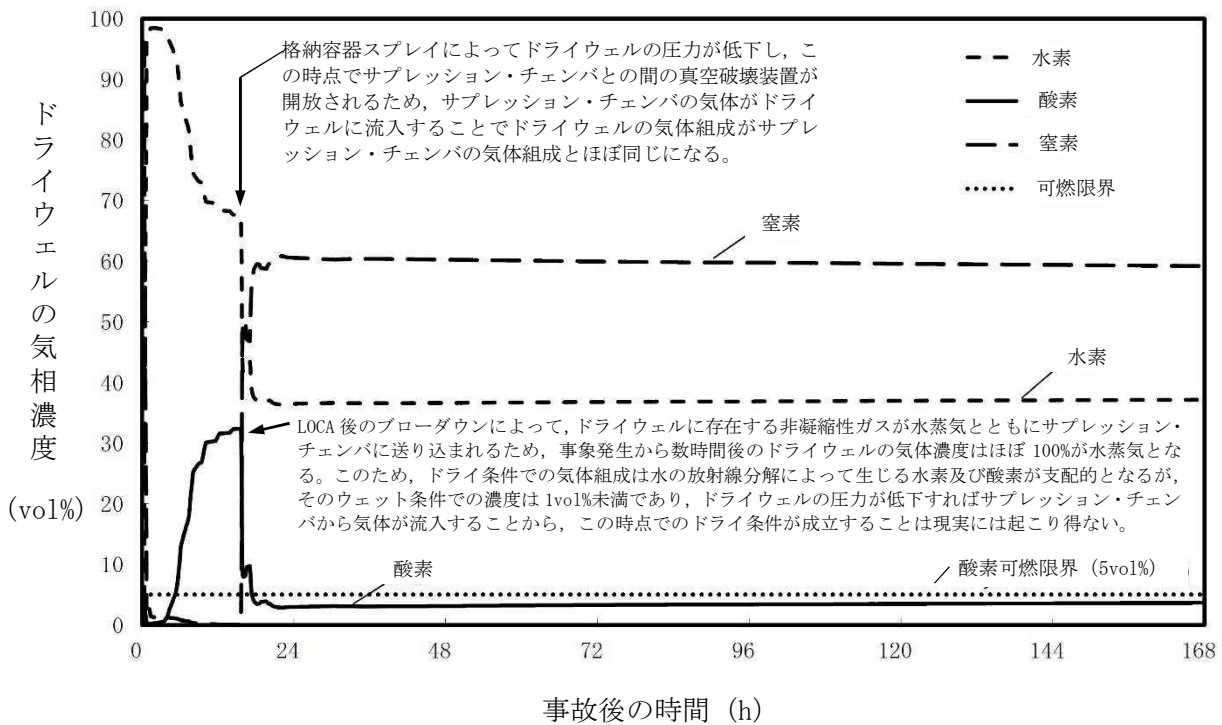


図 3.4.5 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

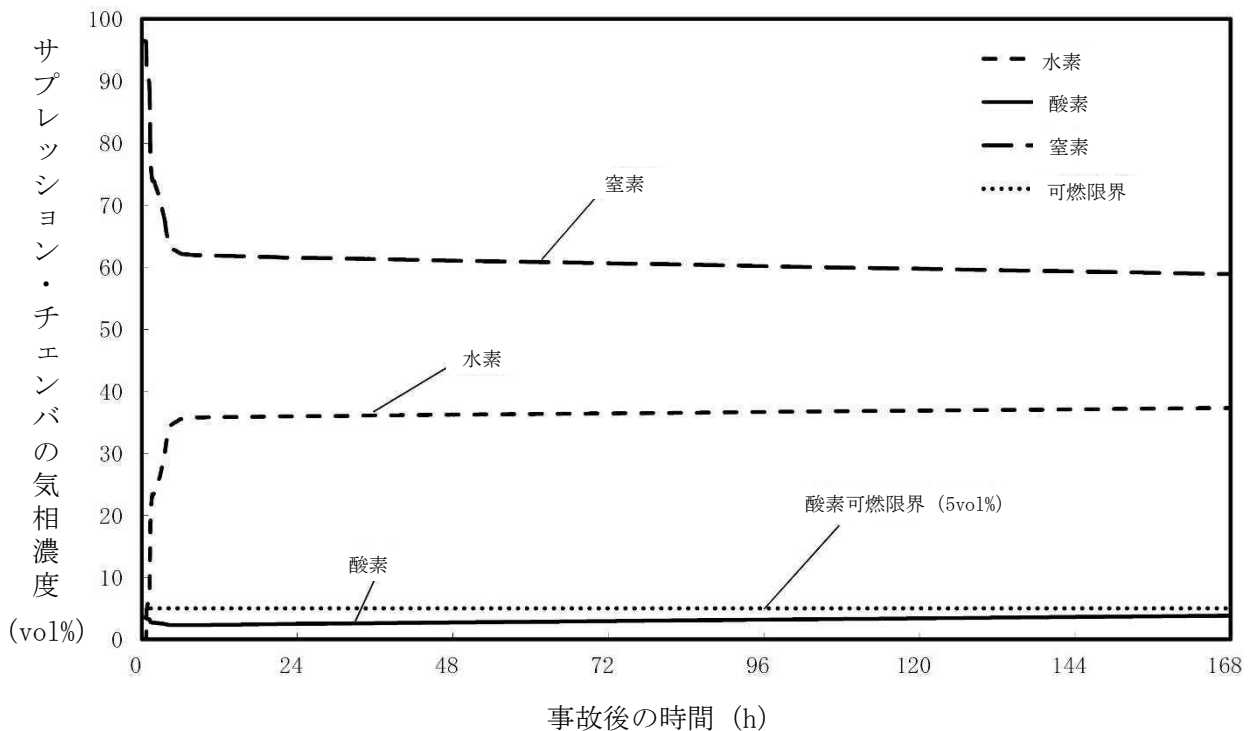


図 3.4.6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

表 3.4.1 主要解析条件（水素燃焼）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	初期酸素濃度	3.5vol%	保安規定をもとに設定（運転上許容されている値の上限）
事故条件	炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量	全炉心内のジルコニウムの約 16.6%が水と反応して発生する水素量	MAAP による評価結果
	水の放射線分解による G 値	水素：0.06 分子/100eV 酸素：0.03 分子/100eV	重大事故時における原子炉格納容器内の条件を考慮して設定

表 3.4.2 事象発生から 7 日後（168 時間後）の酸素濃度※

	ウェット条件 (vol%)	ドライ条件 (vol%)
ドライウエル	約 2.3	約 3.7
サプレッション・チェンバ	約 3.4	約 3.9

※ 全炉心内のジルコニウム量の約 16.6%が反応した場合

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

1. はじめに

今回の評価では、電力共同研究^[1,2]の結果を踏まえ、水の放射線分解における水素及び酸素のG値を $G(\text{H}_2) = 0.06$, $G(\text{O}_2) = 0.03$ としている。今回の評価で用いたG値は過去の複数回の実験によって測定した値であり、重大事故環境下での水の放射線分解の評価に適した値と考えるが、実験においてもG値にはばらつきが確認されたこと及び事故時の原子炉格納容器内の環境には不確かさがあることを考慮すると、G値については不確かさを考慮した取り扱いが特に重要となる。

実際の事故対応において、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合、事象発生から7日が経過する前に酸素濃度が5vol%を上回る可能性が考えられる。ここでは何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合を想定し、酸素濃度の上昇速度の変化が評価結果及び事故対応に与える影響を確認した。

なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼による爆轟の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度によって判断した。

2. 評価条件

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。)の評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースと同等である。

- ・水の放射線分解における水素及び酸素のG値を $G(\text{H}_2) = 0.4$, $G(\text{O}_2) = 0.2$ とした。この値は設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値であり、設計基準事故環境下に対しても一定の保守性を有する値である。設計基準事故環境下に比べ、重大事故環境下ではG値が低下する傾向にあることから、重大事故環境下におけるG値の不確かさとして考慮するには十分に保守的な値である。
- ・原子炉格納容器内の初期酸素濃度はベースケースと同様3.5vol%とした。柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の運転実績では、運転中の原子炉格納容器内の酸素濃度は1～2vol%程度であり、3.5vol%となることは想定し難いが、保守的に保安規定に定める運転上の制限の値とした。
- ・事象発生から7日が経過する前に、水素濃度及び酸素濃度がともに可燃限界を上回る場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置(以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。)によって原子炉格納容器内の気体を環境中に排出し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減する。

3. 評価結果

評価結果を図1から図4に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。ウェット条件において、酸素濃度は事象発生から約51時間後に5vol%に到達した。このため、本評価では酸素濃度が5vol%に到達した約51時間時点でウェットウェルベントを実施した。その結果、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は大幅に低下し、水素濃度及び酸素濃度は可燃限界未満に抑制された。

4. まとめ

何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる酸素濃度は、事象発生から7日が経過する前に5vol%に到達するが、格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出によって水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に抑制できることを確認した。

今回の感度解析に用いたG値は十分に保守的と考えられる値を用いたことから、仮に事故に至った場合でも、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇速度は今回の感度解析の結果を十分下回るものと考えられるが、仮に酸素濃度の上昇速度が今回の感度解析の結果の通りであっても、格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までには約51時間の時間余裕があることを確認した。

約51時間後の時点で、仮にサプレッション・チェンバのベントラインを經由し耐圧強化ベント系による排出を実施した場合であっても、Cs-137の総放出量は、本評価と同じ「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとしている「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)」の「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において示した値を下回る※。

※「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」では、事象発生から約38時間後のベントを想定し、サプレッション・チェンバのベントラインを經由した場合の格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置による大気中へのCs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量を 1.4×10^{-3} TBqと評価している。ここで仮に格納容器圧力逃がし装置又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用しないものとし、その除染係数1000を見込まない場合、Cs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量は1.4 TBqとなる。本評価で仮定した格納容器内の気体を排出する時間は事象発生から約51時間後であり、「3.1.3 代替循環冷却を使用しない場合」において想定したベントの時間である約38時間後よりも遅く、時間経過に伴いCs-137の格納容器内壁面等への沈着やサプレッション・チェンバ・プール水への取り込みが進むことから、本評価におけるCs-137の7日間(事象発生から168時間後まで)の総放出量は1.4 TBqよりも小さな値となる。

また、排出開始後数時間で酸素濃度は1vol%以下に低下することから、その時点で排出操作を停止することにより、Cs-137の総放出量を更に低減することができる。

格納容器圧力逃がし装置等による対応が生じる場合、その対応フローは大破断LOCA後に格納容器圧力逃がし装置等を使用するケースと同じであり、前述のケースよりも格納容器圧力逃がし装置等による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までの時間余裕が確保

されることから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。環境中に放出される核分裂生成物(Cs-137)の観点でも、大破断LOCA後により短い時間(事象発生から約38時間)で格納容器圧力逃がし装置等による排出を実施する場合について評価し、評価項目である100 TBqを十分に下回ることを確認していることから、格納容器圧力逃がし装置等による対応は可能と考える。

以 上

表1 G値の変更に伴う評価項目への影響

項目	感度解析 (G(H ₂) = 0.4, G(O ₂) = 0.2)	ベースケース (G(H ₂) = 0.06, G(O ₂) = 0.03)	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	事象発生から約 51 時間後にサプレッション・チェンバにおいて 5vol%に到達するが、約 51 時間時点でのウェットウエルベント実施によって、ドライウエル及びサプレッション・チェンバともに 5vol%未満に低減	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サプレッション・チェンバ)		約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)	

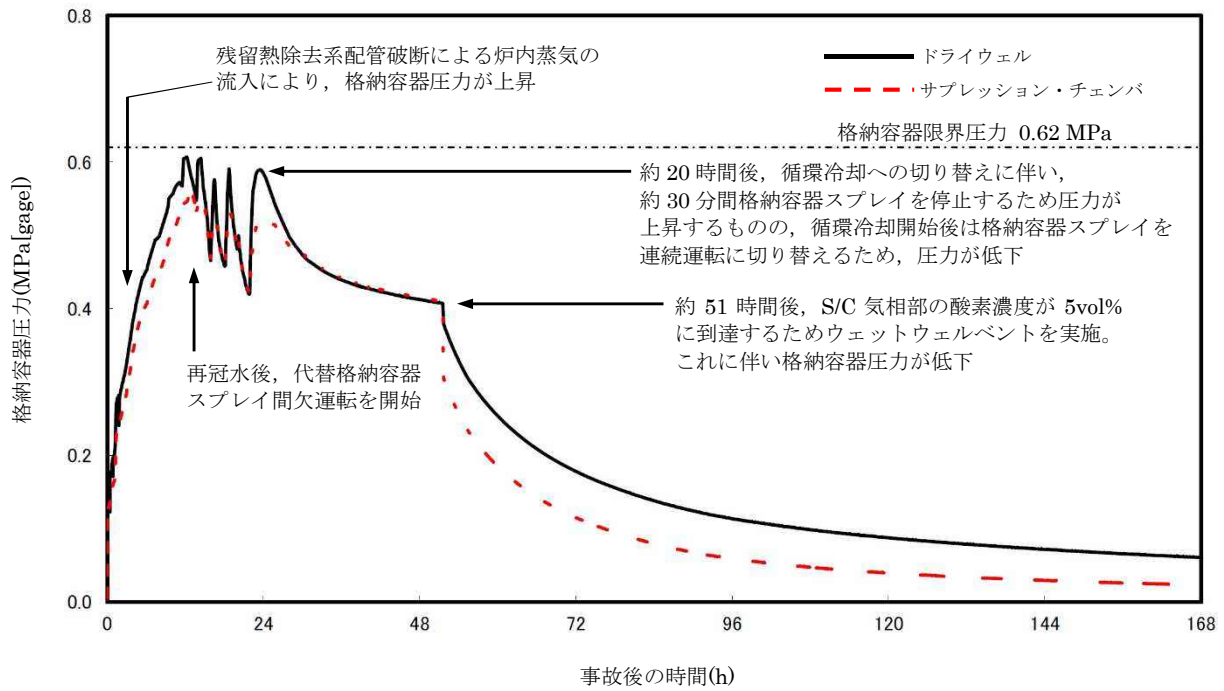


図 1 格納容器圧力の推移

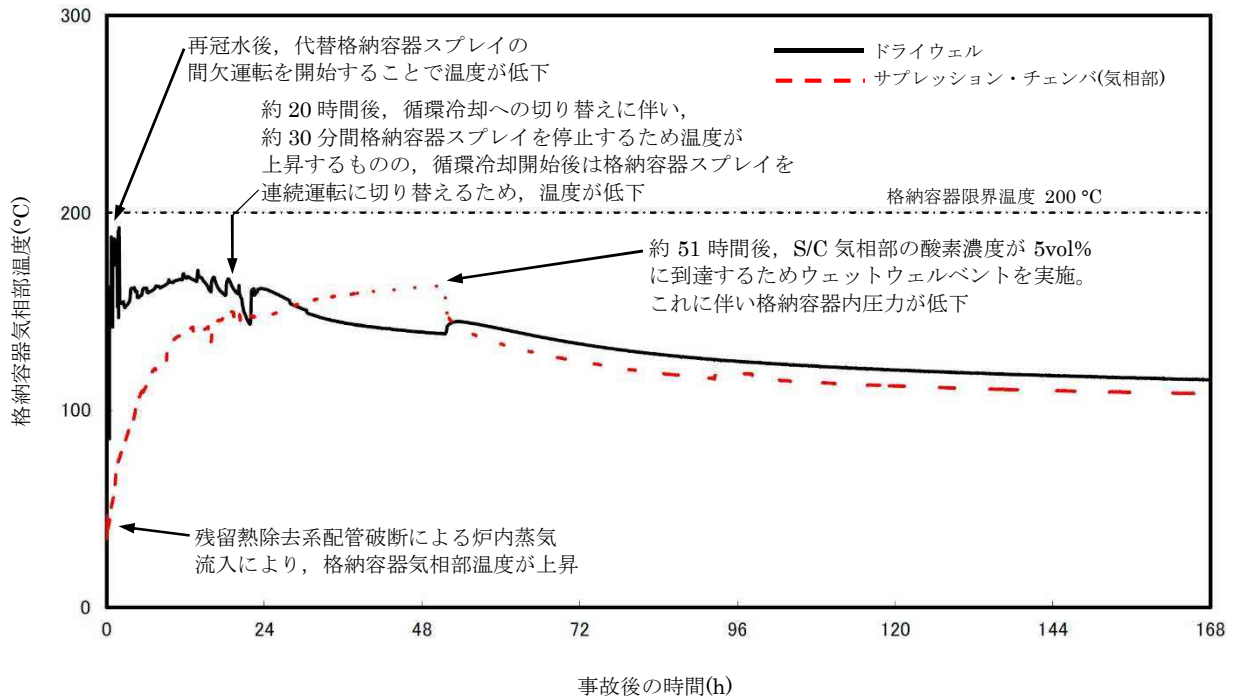


図 2 格納容器気相部温度の推移

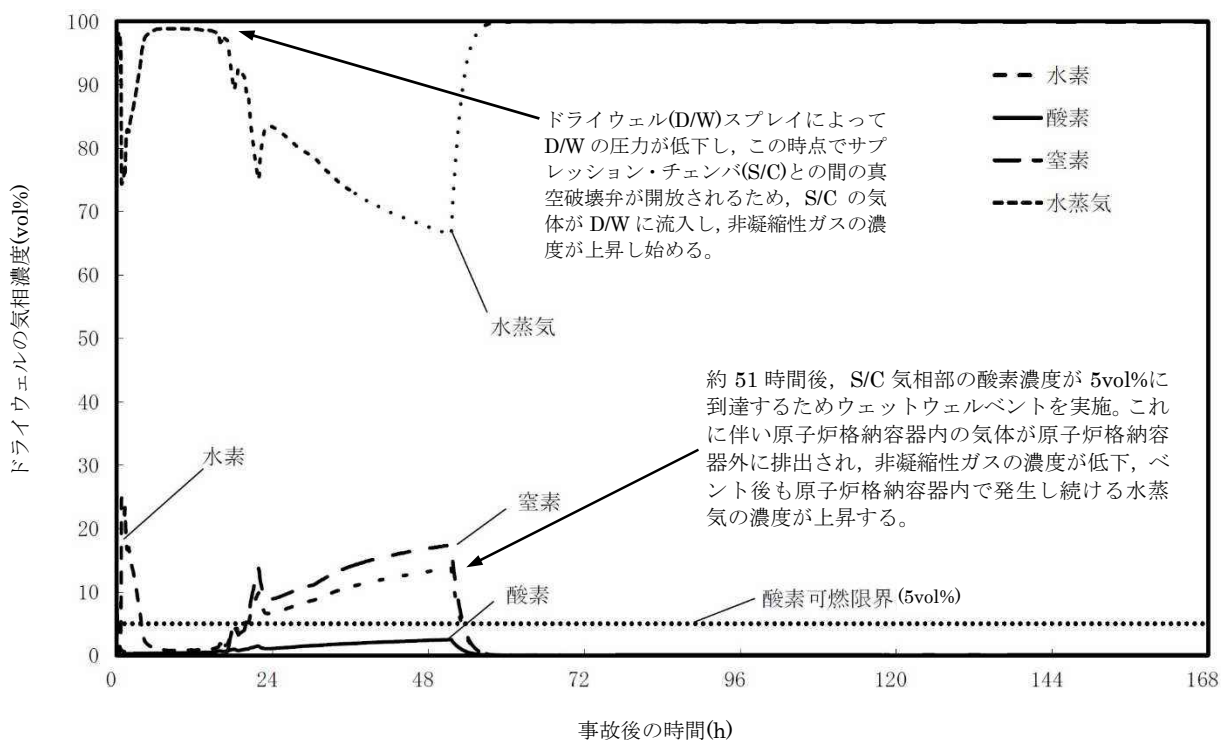


図3 ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)

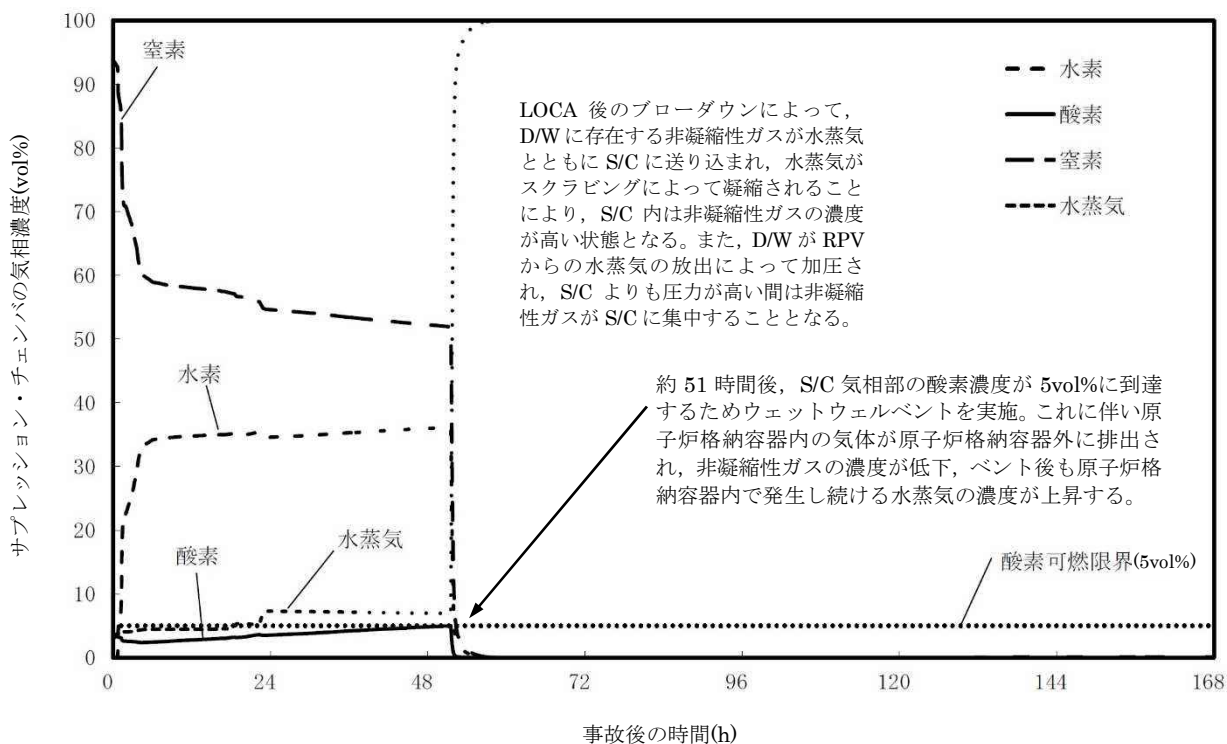
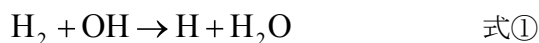


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

水の放射線分解の評価について

1. 水の放射線分解の考慮

水が γ 線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H(水素原子)、OH ラジカル、 e_{aq}^- (水和電子)、 HO_2 ラジカル、 H^+ (水素イオン)及び分子生成物の H_2 、 H_2O_2 (過酸化水素)を生じる。また、これら反応と並行して以下の化学反応が生じ、 H_2 が OH ラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。なお、酸素は過酸化水素の分解によって生成される。



格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素および酸素の生成をモデル化している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉は、運転中、格納容器内が窒素で置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の压力容器破損後には、水-ジルコニウム反応やコア・コンクリート反応等、水素については多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素に関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素に関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。

以下では、この酸素の支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。

2. 水の放射線分解による水素及び酸素量の計算

水の放射線分解による水素および酸素の生成量は以下の式(1)で算出している。

$$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.60 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$$

式(1)のパラメータは以下の通り。

Δn : 水の放射線分解による水素(酸素)発生量 [mol]

Q_{decay} : 崩壊熱 [W]

E : 放射線吸収割合 [-]

－炉内 : β 線, γ 線ともに 10%

－FP : β 線, γ 線ともに 100%

G : 実効 G 値 [分子/100eV]

－水素 : $G(H_2) = 0.06$

$$\begin{aligned} \text{—酸素} & : G(\text{O}_2) = 0.03 \\ \Delta t & : \text{タイムステップ [sec]} \end{aligned}$$

放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果を保守的に考慮して10%とした。また、FPについては水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの100%が水の放射線分解に寄与するものとした。

今回は β 線及び γ 線を考慮の対象とし、 α 線については考慮の対象としていない。 α 線については飛程が短いため、大部分が熔融炉心等に吸収されるものと考え、 α 線による水の放射線分解への寄与は無視できるものとした。また、本評価では電力共同研究(以下「電共研」という。)において求めたG値を用いているが、これは γ 線源による照射によって得られた実験結果である。 β 線は γ 線に比べて飛程が短いことから熔融炉心等に吸収され易く、 γ 線源による実験結果のG値を β 線に対して適用することは、放射線分解に伴う水素及び酸素濃度を多く見積もる点で保守的な取り扱いと考えられる。

放射線の吸収エネルギー100eV当りに生成する原子・分子数をG値と呼ぶ。G値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期G値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る等の化学反応の効果を考慮した実効G値がある。

照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素や酸素の濃度の、水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素や酸素の濃度の上昇ピークが現れるのでは無く、水素や酸素の濃度の上昇が徐々に抑制されていく形の曲線となる。格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では再結合等の化学反応の効果を含めた実効G値を用いることが適切と考えられるため、本評価では実効G値を用いる。また、実効G値には電共研の実験結果^[1]に基づく値を用いた。これについては次項に示す。

3. 実効G値の設定について

3. 1 実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果^[1]

本評価における実効G値の設定根拠とした電共研「事故時放射線分解に関する研究」^[1]の実験結果を図1に示す。電共研の実験では、苛酷事故の際の格納容器内の環境を想定した。図1は、非沸騰条件において、よう素イオン濃度を炉心インベントリの50%に相当する濃度とし、水-ジルコニウム反応割合は5.5%とした場合の吸収線量と酸素濃度の相関を示している。

実効G値は吸収線量が 10×10^3 Gyでの傾きから求めた。この吸収線量は事象発生から約1.4時間後までのサプレッション・プールでの吸収線量に相当する。実効G値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなる傾向にあることから、事象発生から約1.4時間後の実効

G 値を本評価で用いることは保守的であり妥当と考える。

3. 2 実効 G 値に影響を及ぼす因子

水の放射線分解によって生成した水素や過酸化水素は、OH ラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このとき OH ラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効 G 値はこれらの因子によって変化する。

実効 G 値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液移行速度(沸騰、非沸騰の違い)といった物理的因子がある。

本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した電共研の実験結果を次に示す。また、電共研の実験結果と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表 1 に示す。

(1) よう素の影響

体系中によう素等の不純物が存在すると、以下の化学反応が生じ、OH ラジカルが OH⁻ となるため、OH ラジカルを介した式①の再結合反応を阻害し、水素分子の増加と同時に水素原子の生成が減少する。水素原子の減少により式②の反応が減少することで過酸化水素の加水分解が促進され、酸素の生成量が増大するものと考えられる。



水中のよう素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 2 に示す。液相単相条件下において、よう素イオン濃度は炉心インベントリの 0~100%に相当する濃度とした。図 2 の通り、水中のよう素イオン濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が高い。

なお、よう素以外の不純物として、ホウ素、鉄、銅を添加した場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。図 3 の通り、不純物の添加による酸素の発生割合への影響は見られない。

以上の結果から、よう素濃度に関して本評価における条件とほぼ同等の実験の結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

(2) 溶存水素濃度の影響

液相中の水素濃度が増加すると、OH ラジカルを介した再結合反応が進み、その結果、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。

水中の水素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 4 に示す。液相単相条件下において、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 0~50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 4 の通り、水中の水素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素の発生割合が低い。

したがって、水の放射線分解が進行し、液相中の水素濃度が上昇すると実効 G 値は徐々

に減少すると考えられる。また、水-ジルコニウム反応によって発生する水素が液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効 G 値は減少すると考えられる。

よって、炉心損傷事故の状況としては比較的少ないと考えられる水-ジルコニウム反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

(3) 初期酸素濃度の影響

初期酸素濃度を変化させた場合の酸素の発生割合を図 3 に示す。図 3 の通り、初期酸素濃度が高い程、吸収線量に対する酸素の発生割合が増加する傾向であるが、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数 vol%程度では酸素の発生割合に大きく影響するものではないと考える。

(4) 沸騰、非沸騰状態の影響

非沸騰の場合には、水素及び酸素ガスが比較的長期間液相に滞在できるため、再結合反応が起こりやすく、水素と酸素の生成量が減少すると考えられる。一方、液相が沸騰している場合には、生成された水素及び酸素ガスがボイドに移行し短期間で気相に放出されるため、再結合反応が非沸騰状態に比べ起こりにくく、水素と酸素の生成量が増加すると考えられる。

沸騰状態における酸素濃度の変化を図 5 に示す。よう素イオン濃度を炉心インベントリの 50%に相当する濃度とし、初期水素濃度は水-ジルコニウム反応割合が 5.0%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図 5 の通り、沸騰状態であっても、吸収線量に対する酸素の発生割合は極めて低い。

上記の結果に加え、本評価条件では、大部分の領域・期間が非沸騰状態であると考えられることから、非沸騰状態の実効 G 値を採用することは妥当と考える。

(5) 温度の影響

温度を室温(25°C)から 70°C まで変化させた場合の酸素濃度の変化を図 6 に示す。図 6 のとおり、温度が高くなるほど再結合反応が促進されるため、実効 G 値は小さくなる傾向となっている。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)による照射試験^[2]でも、図 7 のとおり、温度依存性について同様の傾向が示されている。

本評価条件では、温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは保守的であり妥当と考える。

(6) pH の影響

pH を 4, 6.5, 10 とした場合の酸素濃度の変化を図 8 に示す。図 8 の通り、酸素の実効 G 値への pH の影響は小さいことが確認された。^[1] これは、水素の再結合反応に pH が寄与し

ないためと考えられる。

以上の結果から、中性条件下の試験で求めた実効 G 値を用いることは妥当と考える。

3. 3 実効 G 値への不純物の影響についての電共研の追加実験結果^[4]

電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」^[4]では、電線被覆材等に起因する有機物の影響について追加実験を行っており、有機物をエタノールで模擬して液相中に添加し、酸素濃度の変化を測定している。実験結果は図 9, 10 のとおり、実効 G 値を低減する効果があることが確認されている。これは、エタノールは放射線場では OH ラジカルと反応してエタノールラジカルとなり、還元剤として働いて酸素を消費する反応に寄与するためである。



その他の不純物と合わせて影響をまとめた結果を表 2 に示す。なお、通常の想定濃度範囲では、OH ラジカルの反応速度の観点から、実効 G 値への影響はヨウ素イオンが支配的となることから、ヨウ素イオンで不純物を代表させている。

4. 格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法

放射線分解を考慮した格納容器内の酸素・水素濃度の評価方法は次の通り。また、格納容器内の酸素・水素濃度の評価の流れを図 11 に示す。

- ・MAAP 解析から得られる各コンパートメントの窒素モル数から、格納容器の初期酸素濃度を 3.5vol%としたときの酸素モル数と窒素モル数を計算する。
- ・各コンパートメントにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素発生量と水素発生量を計算する。
- ・上記を重ね合わせるにより、格納容器内の気相濃度を計算する。

5. 参考文献

- [1] 「事故時放射線分解に関する研究」 BWR 電力共同研究 昭和 63 年 3 月
- [2] Zittel, H.E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM- 2412 Part VIII (1970).
- [3] Przewski, K.I., et.al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’s”, U.S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug. (1984).
- [4] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究 平成 12 年 3 月

以 上

表 1 各種パラメータが酸素の実効 G 値に与える影響

パラメータ	電共研の実験	今回申請における評価	酸素の実効 G 値への影響と保守性
吸収線量	~1×10 ⁴ Gy	サプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約 1.4 時間後に 1×10 ⁴ Gy を超える。	水素の実効 G 値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり、 ^[1,2] 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 ^[1] 酸素濃度の長期(7 日間)の推移を見る観点では、事故進展を考えた上で事象発生から約 1.4 時間後の吸収線量に相当する(1×10 ⁴ Gy)で求めた実効 G 値を用いることは、保守的であり妥当と考える。(図 1 参照)
よう素放出割合	50% (立地審査指針における仮想事故条件を設定)	約 84%	水素の実効 G 値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり、 ^[1,3] 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 ^[1] しかしながら、図 2 を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G 値(測定データの傾き)に大きな違いは表れないと考えられることから、今回申請における評価において、電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。
水-ジルコニウム反応割合(溶存水素濃度)	5.5%	約 16.6%	水素の実効 G 値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり、 ^[1,3] 酸素の実効 G 値についても同様の傾向であることを確認している。 ^[1] このことから、水-ジルコニウム反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 4 参照)
初期酸素濃度	1.5vol%	3.5vol%	初期酸素濃度が高いほど酸素の実効 G 値は大きくなる傾向があるものの、その変化は僅かであり、初期酸素濃度数 vol%程度では酸素の実効 G 値に大きく影響するものではないと考える。(図 3 参照) ^[1]
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰状態 サプレッション・プール：非沸騰状態	沸騰状態では酸素の実効 G 値はほぼ 0 となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 5 参照) ^[1]
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効 G 値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは保守的であり妥当と考える。(図 6, 7 参照) ^[1,2]
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある。	酸素の実効 G 値に対する pH の影響は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効 G 値を用いることは妥当と考える。(図 8 参照) ^[1]

表 2 よう素以外の不純物が酸素の実効 G 値に与える影響

物質	発生原因	シビアアクシデント環境下における発生量	酸素の実効 G 値への影響
金属イオン等 (Fe, Cu)	炉内構造物 等	0 ~ 2 ppm (TMI-2 事故時の冷却材中不純物濃度や BWR プラント通常運転時における金属濃度等の評価を参考に設定)	よう素存在条件下において、金属イオン等(Fe, Cu, B)が添加された場合、OH ラジカルと反応して酸素の実効 G 値は僅かに大きくなるものの、顕著な影響は見られないことを確認。 ^[1] (図 3 参照)
ホウ酸	制御棒材の酸化, MCCI 時の化学反応	約 1×10^{-3} mol/l (格納容器内での想定発生量と S/C 液相体積から概算)	水の pH に影響するが、pH の違いによる実効 G 値への影響は小さい。 ^[1]
コンクリート	主成分の SiO ₂ , CaO, Al ₂ O ₃ , MgO などが MCCI 時に放出	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けない	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないので、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI 時に CO ₂ が発生し水の pH に影響するが、pH の変化による G 値への影響は小さい。 ^[1,4]
有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約 1.1×10^{-6} mol/l (格納容器内での想定発生量と S/C 液相体積から概算)	酸素を消費する反応に寄与し、実効 G 値を低減する。 ^[4]

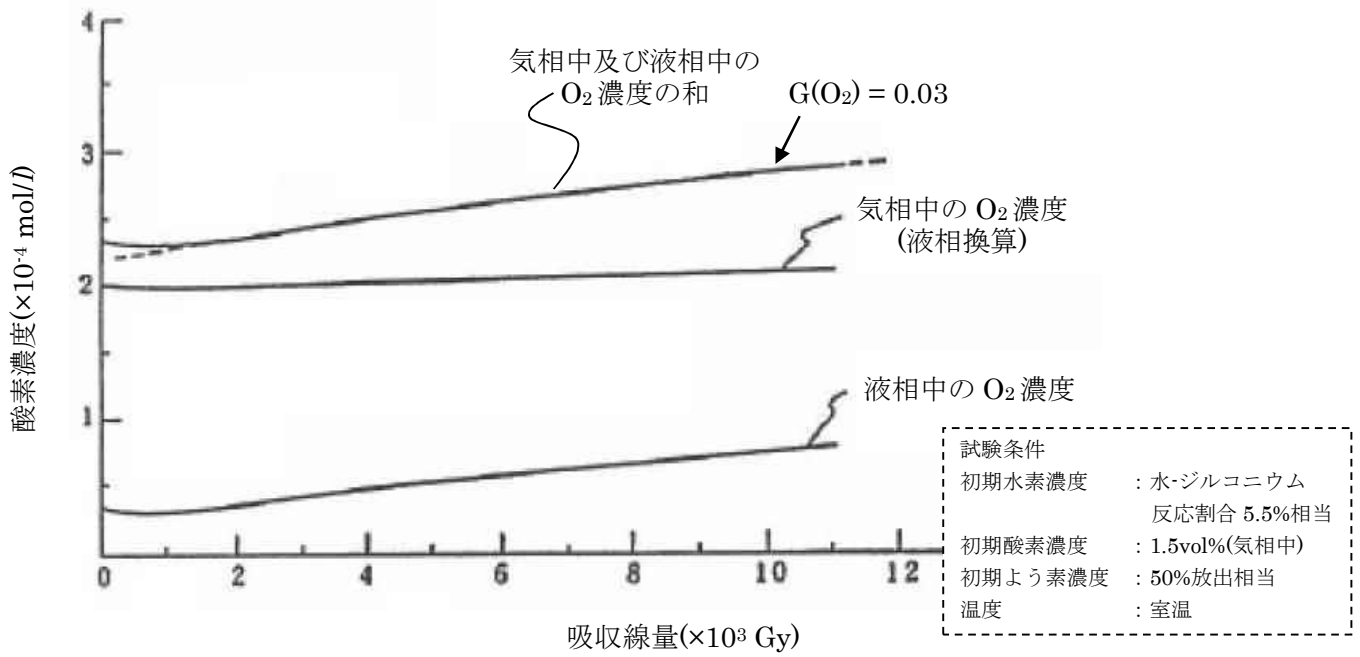


図1 本評価における実効 G 値の設定根拠とした電共研の実験結果

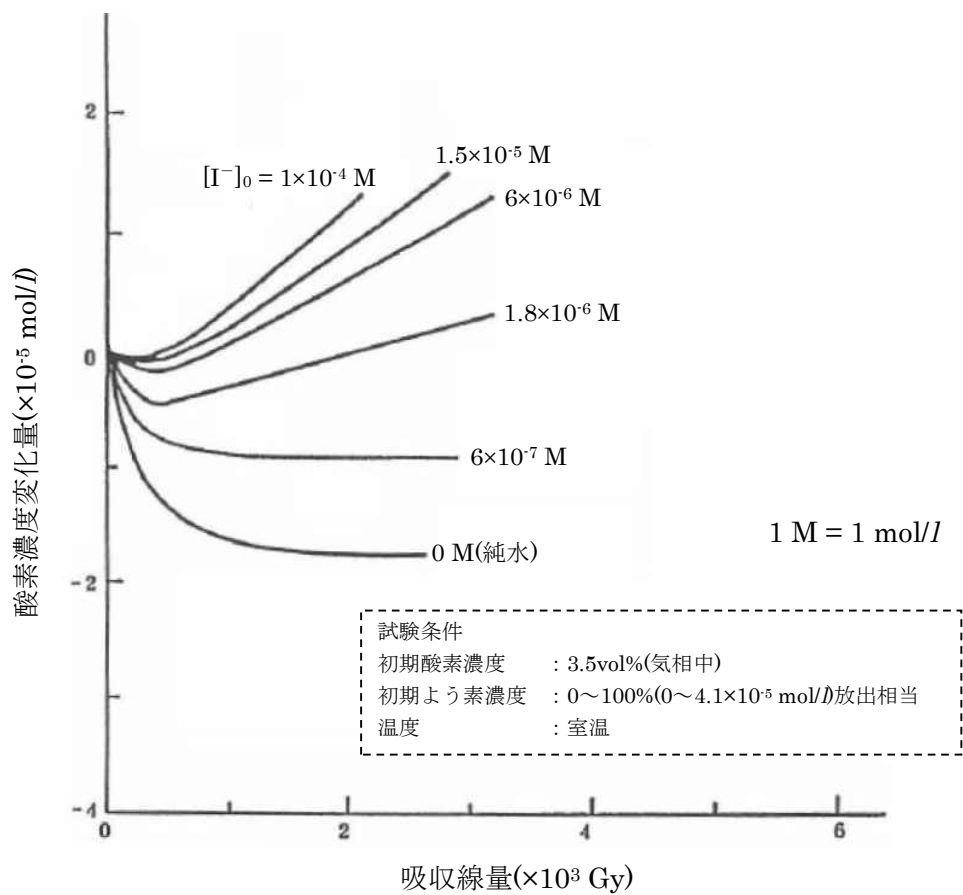


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(よう素濃度を変化させた場合)

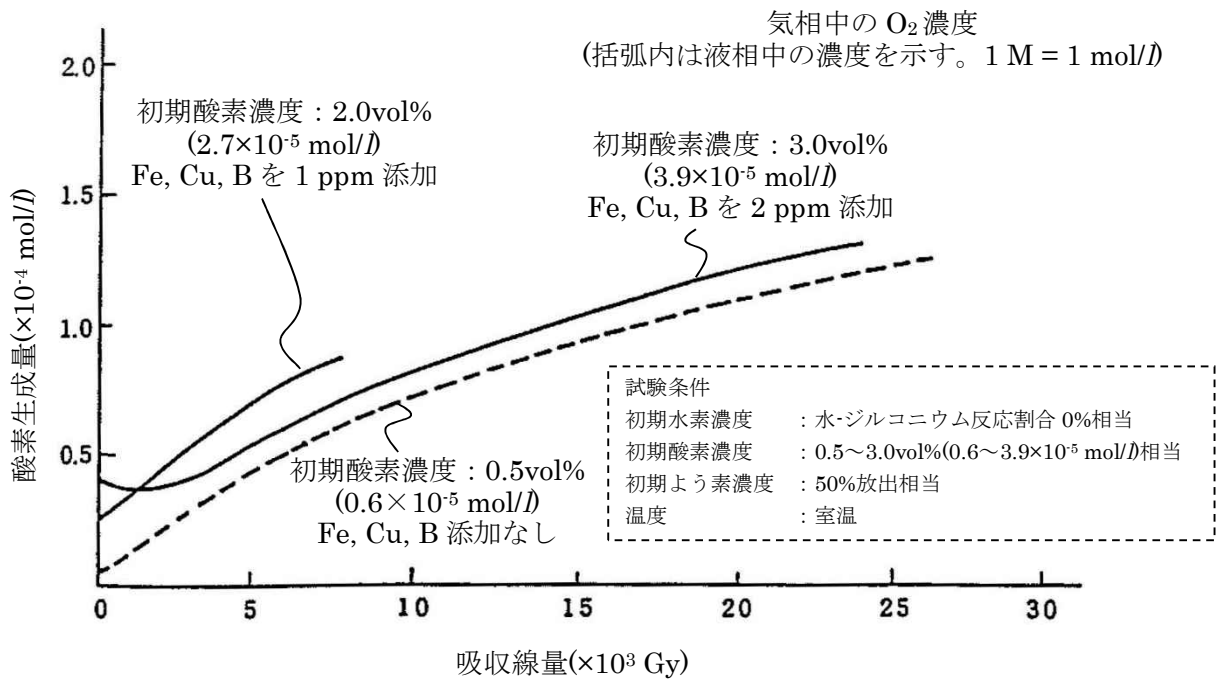


図3 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係
(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

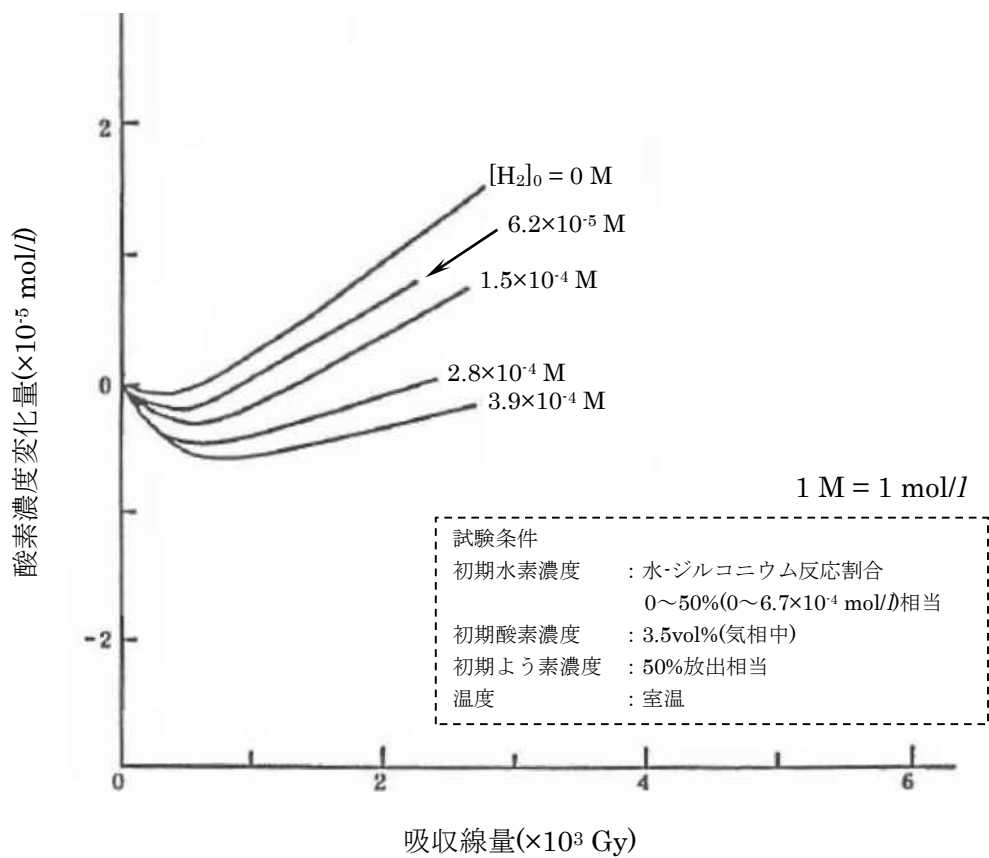


図4 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(溶存水素濃度を変化させた場合)

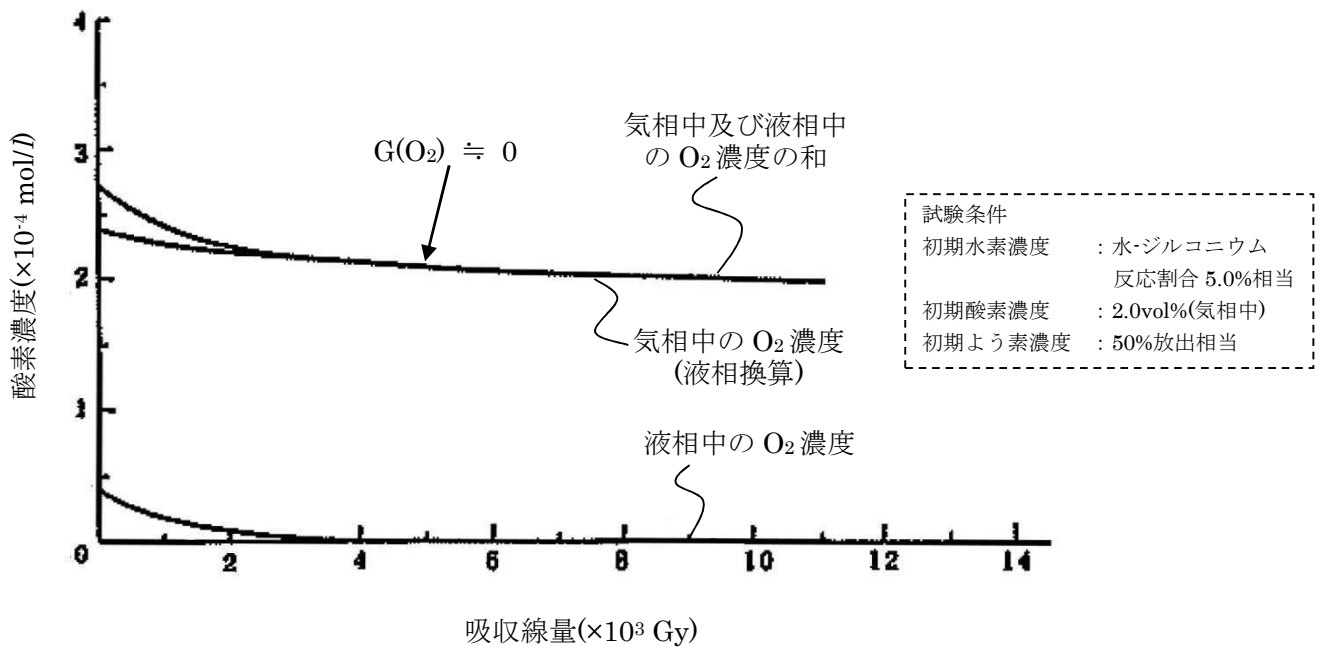


図5 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(沸騰状態)

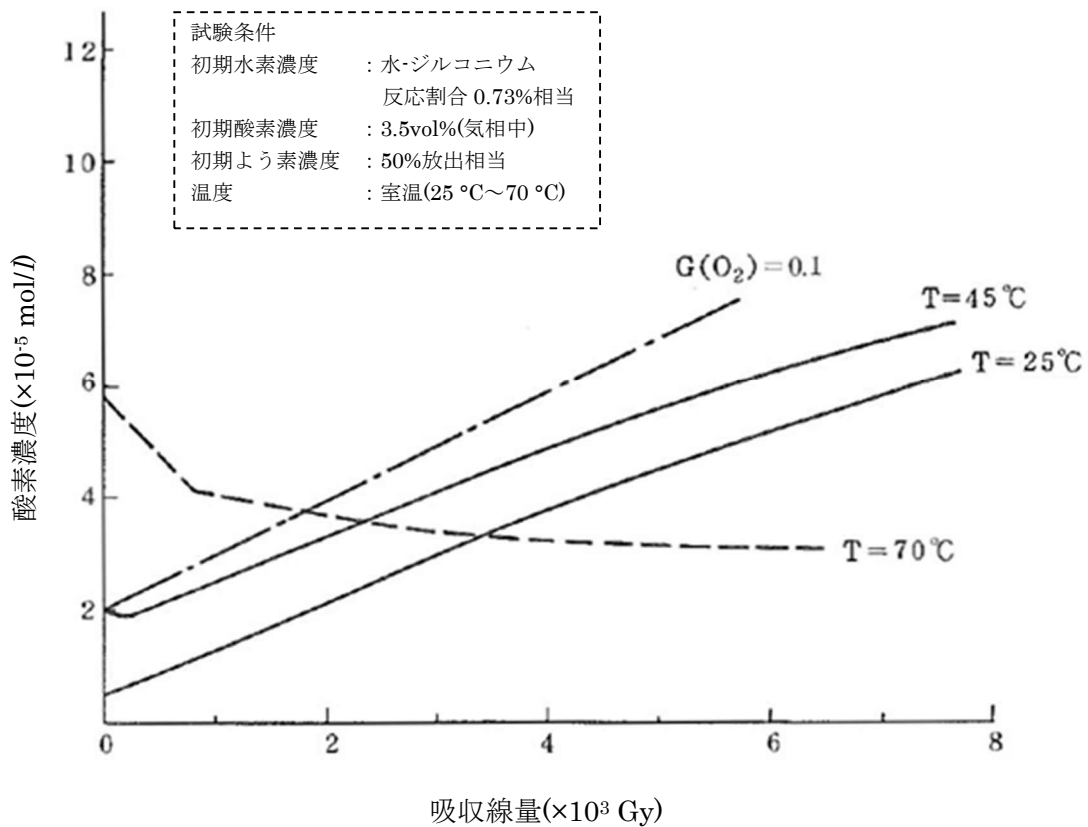


図6 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(温度を変化させた場合)

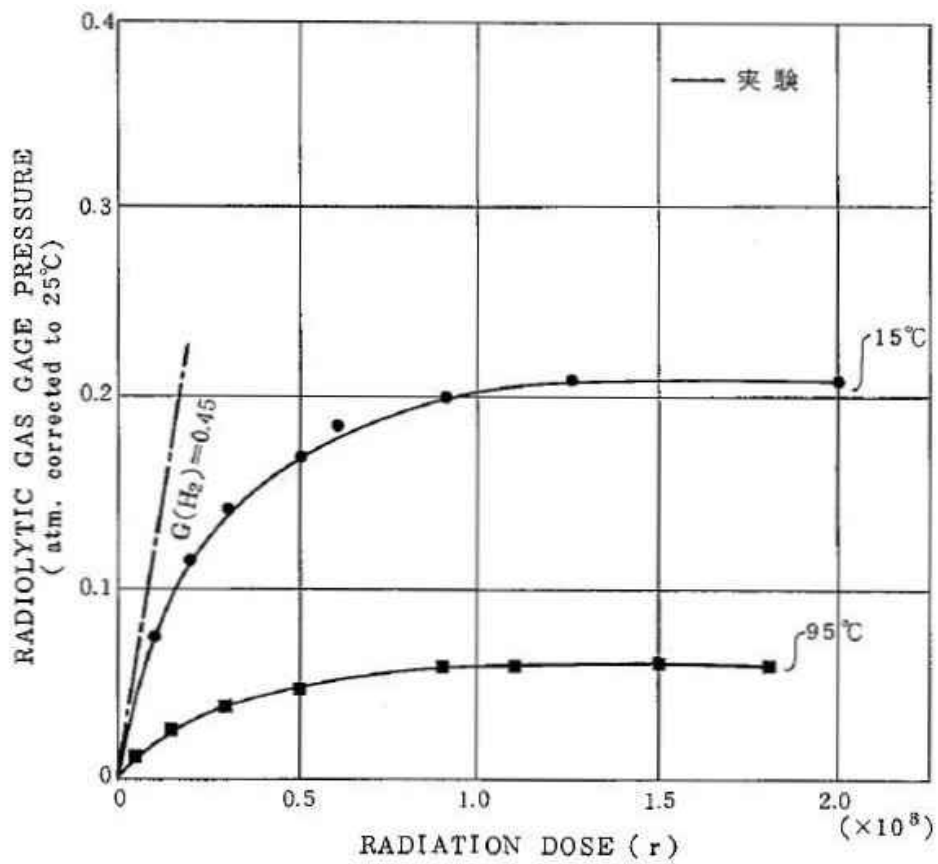


図7 水素発生量と吸収線量の関係(温度を変化させた場合) - ORNLによる試験

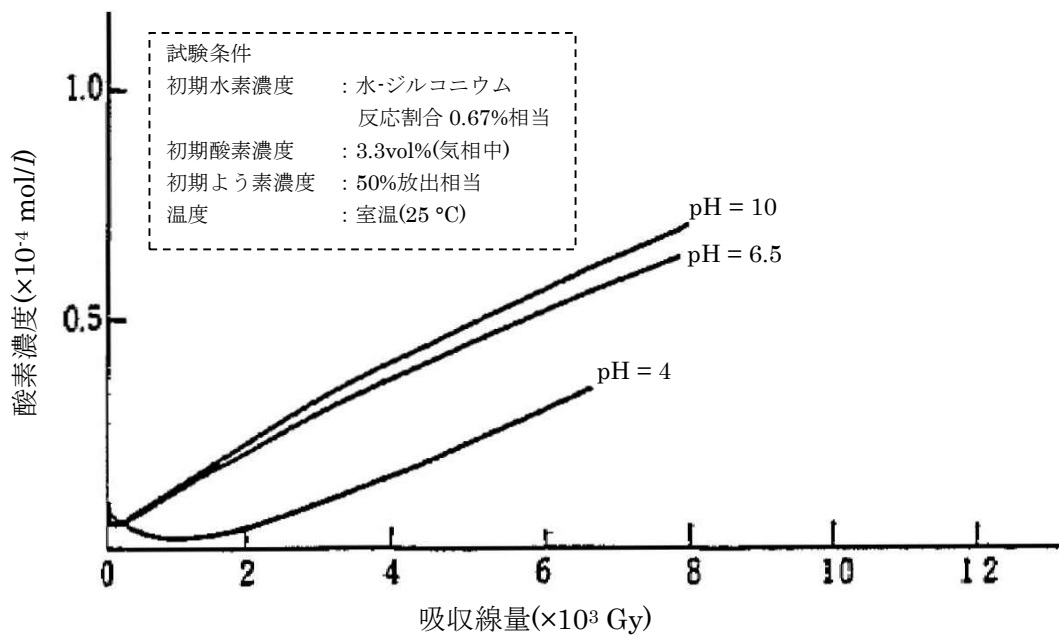


図8 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(pHを変化させた場合)

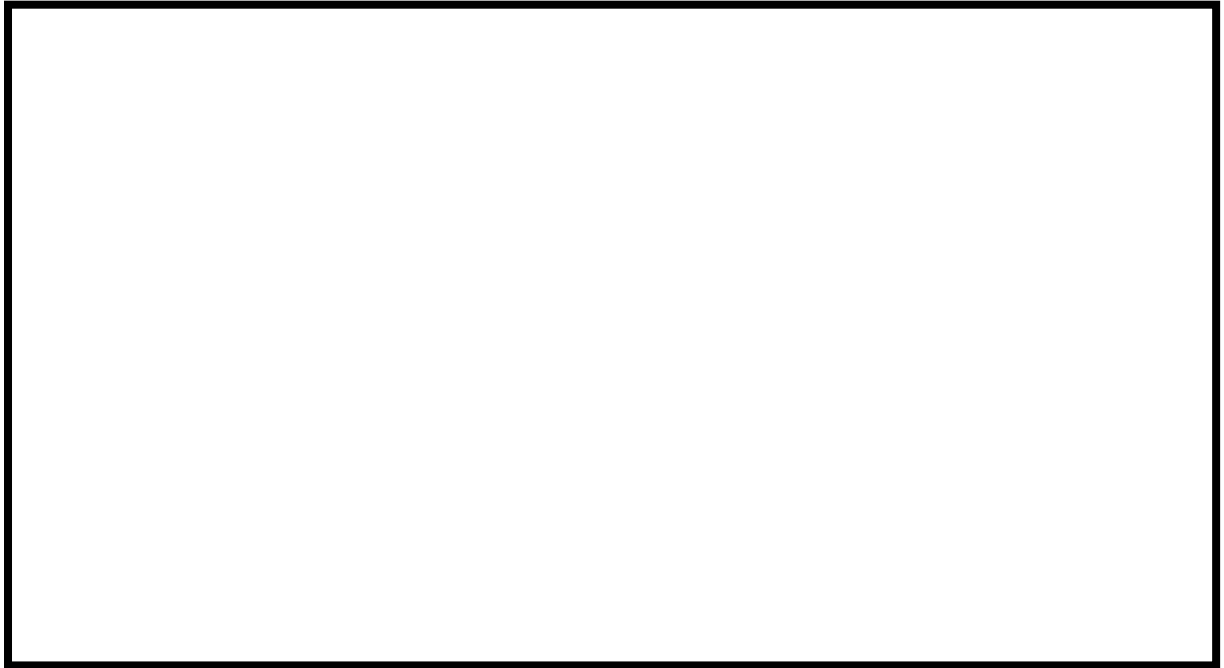


図 9 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(エタノール添加なし)

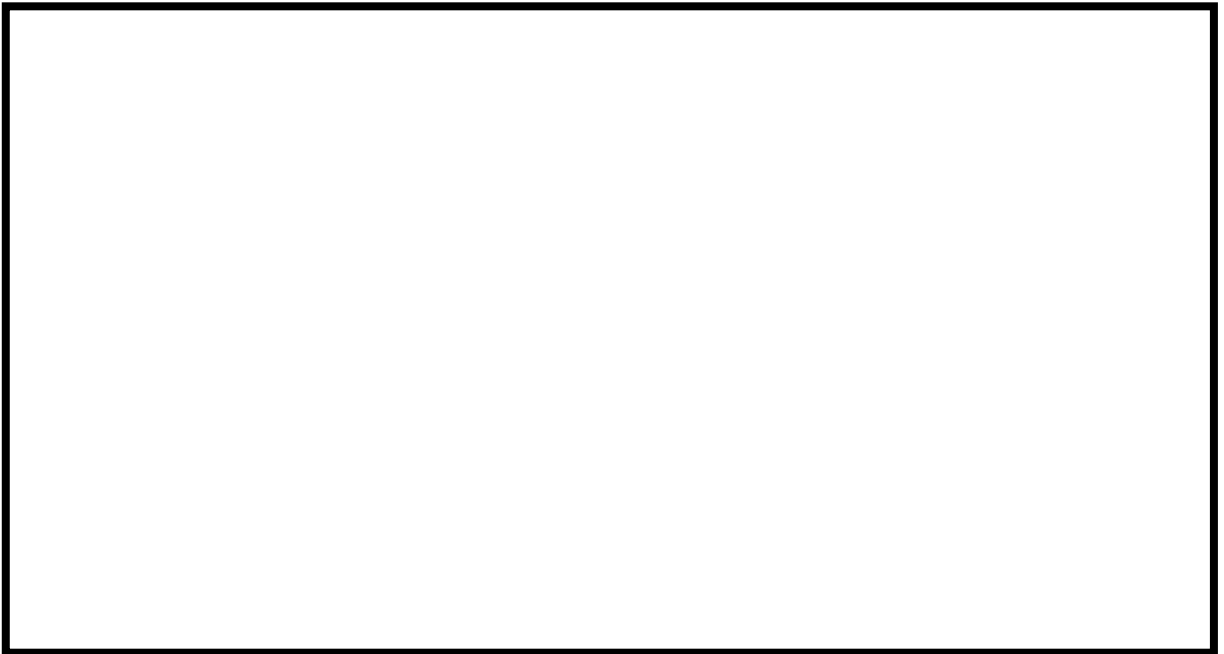


図 10 溶存酸素濃度と吸収線量の関係(エタノール添加あり)

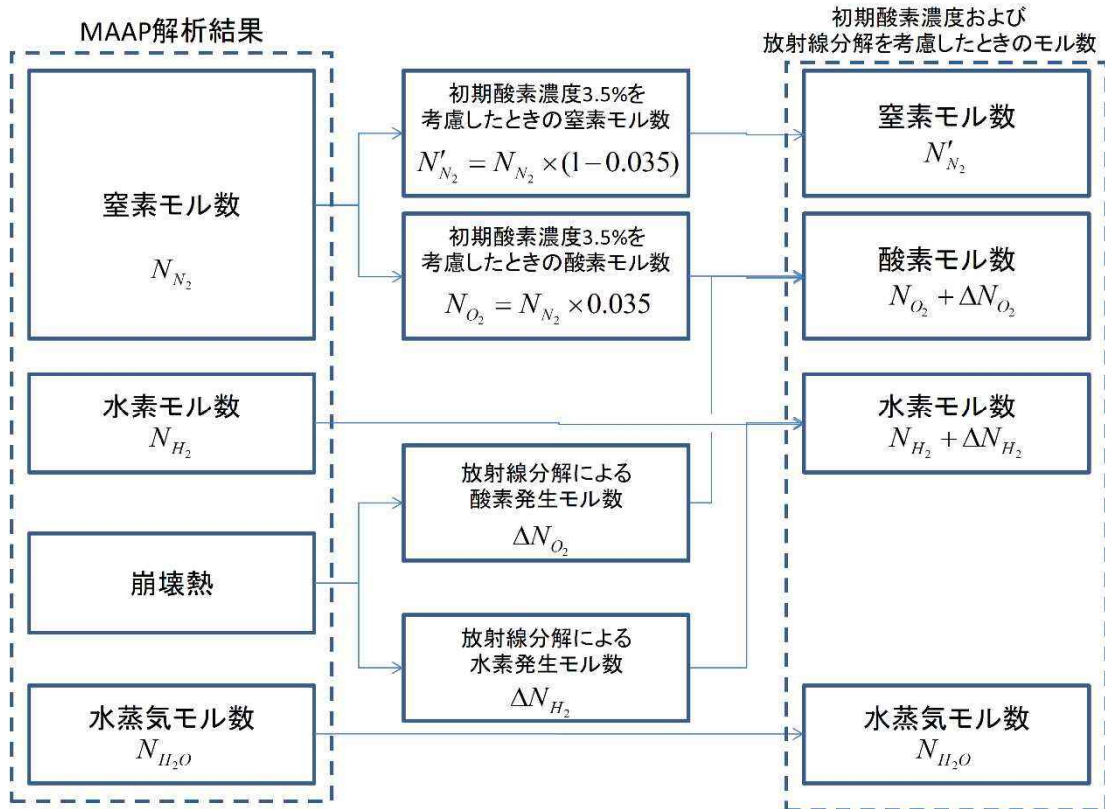


図 11 水素・酸素濃度の評価フロー図

安定状態について

水素燃焼時の安定状態については以下のとおり。

原子炉格納容器安定状態：本評価では、事象発生から約 20 時間で代替原子炉補機冷却系を接続し、代替循環冷却による原子炉格納容器除熱を実施する。これにより、7 日後まで格納容器ベントを実施しない状態で原子炉格納容器の機能を維持可能な事象進展となっている。

【安定状態の維持について】

本評価における格納容器ベントを実施しない状態を 7 日後以降も継続する場合、酸素濃度は事象発生から約 15 日後にサブプレッション・チェンバにおいて可燃限界に到達する。

このため、事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度を監視するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減（可燃性ガス濃度制御系の運転等）を行い、原子炉格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器圧力及び温度の低下操作や原子炉格納容器内の窒素置換を試みる。これらの対応が困難であり、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃限界に到達する場合については、格納容器ベントにより、その水素及び酸素濃度を低減することにより安定状態を維持できる。

表1 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(水素燃焼)

項目		解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	初期酸素濃度	3.5vol%	約1~2vol%	保安規定をもとに設定(運転上許容されている値の上限)	最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シナリオにおいては格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点とした運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	炉心内の金属-水反応による水素発生量	全炉心内のジルコニウムの約16.6%が水と反応して発生する水素量	事象進展による	MAAPによる評価結果	最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性があるが、本評価事故シナリオでは、水素発生量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には水素発生量の変動する可能性がある。炉心内の金属-水反応による水素発生量は、運転員等操作である低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2)b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内の金属-水反応による水素発生量に与える影響は小さい。
	水の放射線分解による水素及び酸素の発生割合	水素： 0.06 分子/100eV 酸素： 0.03 分子/100eV	水素： 0.06 分子/100eV 酸素： 0.03 分子/100eV	苛酷事故時における格納容器内の条件を考慮して設定	G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、格納容器内のガスを排出する必要がある。	G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器圧力逃がし装置、耐圧強化ベント系又は代替格納容器圧力逃がし装置を使用し、格納容器内のガスを排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない (添付資料 3.4.1)

原子炉注水開始時間の評価結果への影響

1. はじめに

今回の評価では、運転操作手順書等を踏まえ、原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から70分後としている。実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる可能性も想定されるが、この場合水素燃焼のリスクの観点では、原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まることでジルコニウム-水反応による水素発生量が抑制され、相対的に酸素の濃度が高くなることで水素濃度及び酸素濃度がともに可燃限界に到達する可能性が考えられる。ここでは原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった場合を想定し、原子炉圧力容器への注水開始時刻が評価結果に与える影響を確認した。

2. 評価条件

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。)の評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースと同等である。

- ・原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から30分後とした。30分は今後の更なる事故対応能力の改善を見据えて設定した値である。
- ・格納容器圧力制御の観点で評価上の必要が生じたため、D/Wスプレイの流量を155 m³/hとした。D/Wスプレイの流量をベースケースの140 m³/hよりも増加させることで、水蒸気の凝縮及びS/C気相部容積の低下が考えられるが、酸素濃度の評価の観点では保守的な結果を与えると考えられる。

3. 評価結果

評価結果を図1から図4に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。各パラメータの推移はベースケースとほぼ同等となり、事象発生から7日後の酸素濃度も5vol%未満となった。

4. まとめ

原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まることによる評価結果への影響を確認した結果、評価項目となるパラメータである酸素濃度は、ベースケースと同等となった。このことから、実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった場合においても水素燃焼のリスクの観点での事故対応への影響は無い。

以 上

表1 原子炉圧力容器への注水開始時刻の変更に伴う評価項目への影響

項目	原子炉圧力容器への注水開始時刻		評価項目
	感度解析 (事象発生から30分後)	ベースケース (事象発生から70分後)	
全炉心のジルコニウムの酸化割合	約 18.2%	約 16.6%	—
ジルコニウム-水反応による水素発生量	約 625kg	約 570kg	
酸素濃度 (ドライウエル)	約 2.2vol% (事象発生から 168 時間後)	約 2.3vol% (事象発生から 168 時間後)	5vol%以下
酸素濃度 (サプレッション・チェンバ)	約 3.6vol% (事象発生から 168 時間後)	約 3.4vol% (事象発生から 168 時間後)	

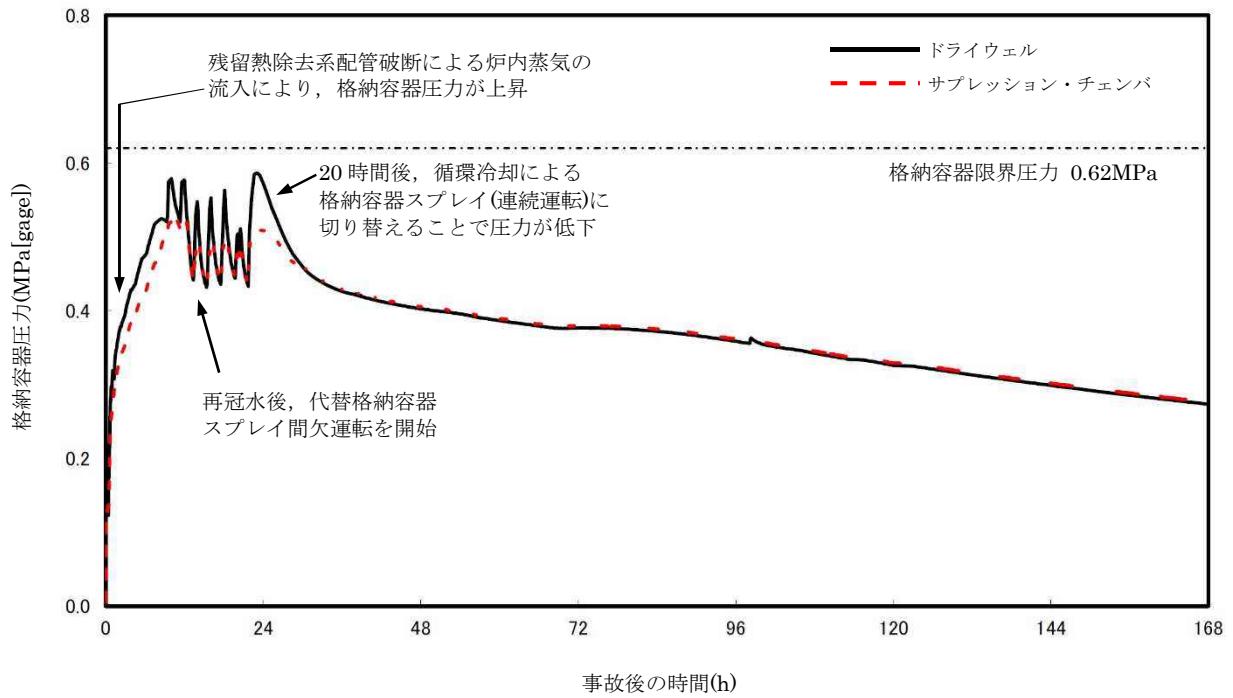


図 1 格納容器圧力の推移

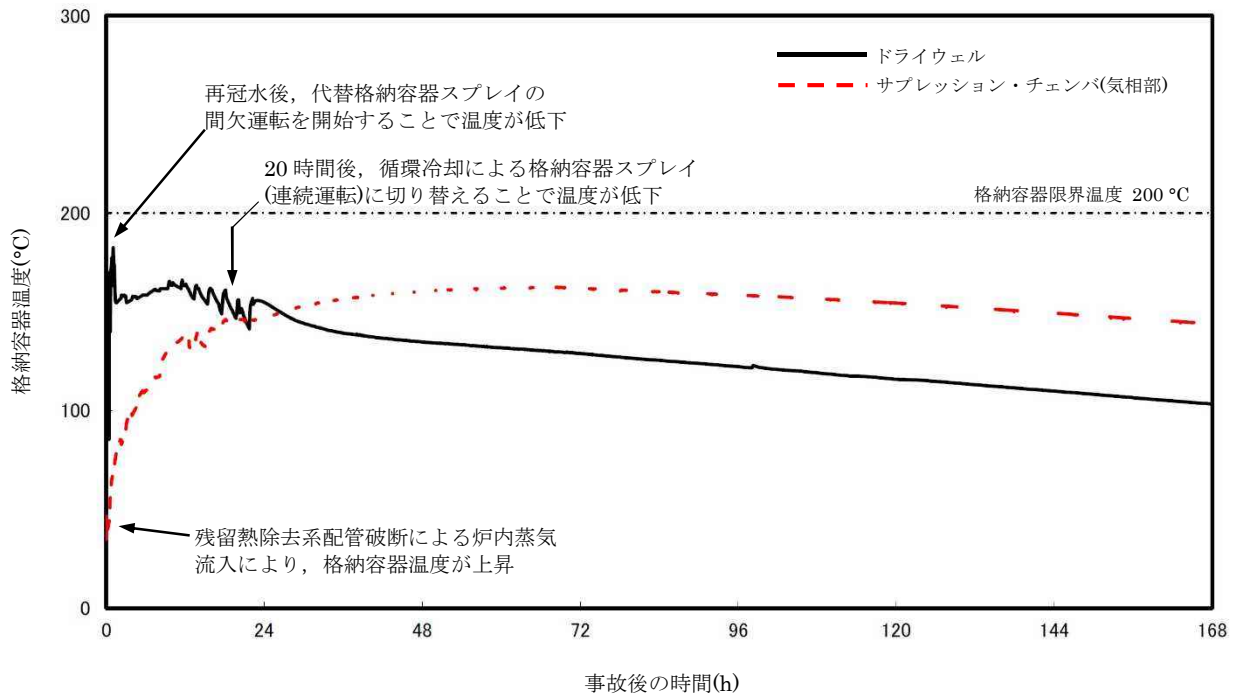


図 2 格納容器温度の推移

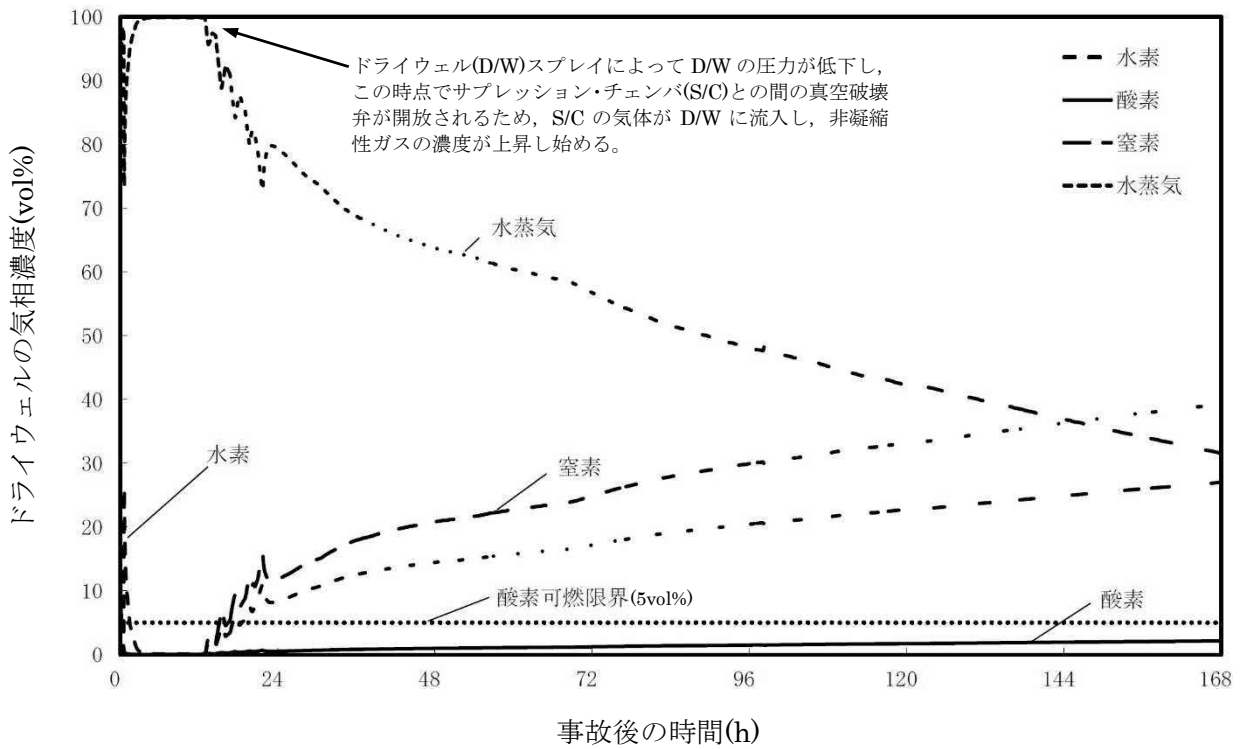


図3 ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)

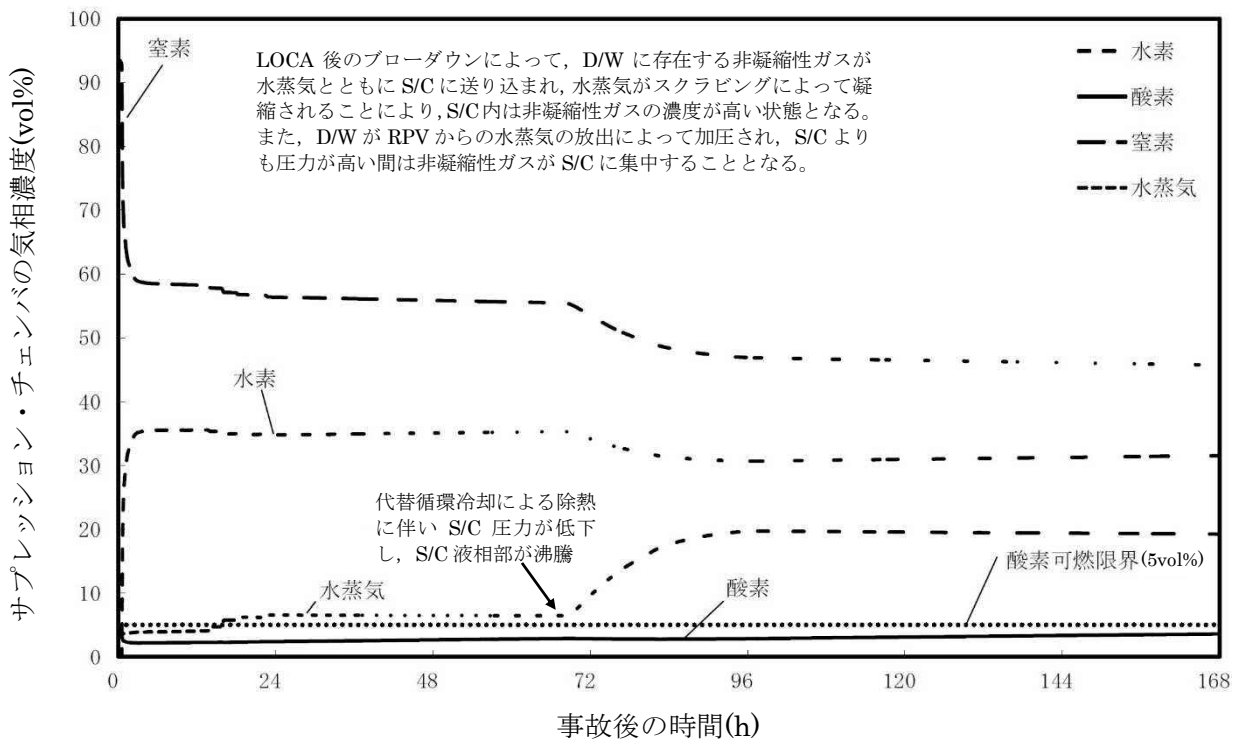


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

3.5.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、LOCA、長期TB、TBU及びTBPである。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器下部のコンクリートが浸食され、原子炉格納容器の構造材の支持機能を喪失し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下する時点で、原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に十分な原子炉格納容器下部の水位及び水量を確保し、かつ、溶融炉心の落下後は、格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止するとともに、溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生を抑制する。

また、溶融炉心の落下後は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却及び代替循環冷却又は格納容器圧力逃がし装置及び更なる信頼性向上の観点から設置する代替格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器除熱を実施する。

なお、本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食による原子炉圧力容器の支持機能喪失を防止するため、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水手段を整備する。

また、その後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却手段及び代替循環冷却による原子炉格納容器除熱手段又は格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の

重大事故等対策の概要は、「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の3.2.1(3)の a から i に示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は、「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の3.2.1.(3)に示す f から h である。

本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損防止及び原子炉格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図 3.2.1 から図 3.2.4 に示している。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す図 3.2.2 及び図 3.2.3 である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

3.5.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態を TQUV とし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない「過渡事象＋高压注水失敗＋低压注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」である。ここで、逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は、プラント損傷状態が TQUV であるため、事故対応に及ばず逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。

また、1.2.2.1(3)e に示す通り、プラント損傷状態の選定では、LOCA と TQUV を比較し、LOCA の場合はペDESTALに冷却材が流入することで溶融炉心・コンクリート相互作用が緩和される可能性等を考慮し、より厳しいと考えられる TQUV を選定した。

なお、この評価事故シーケンスは、「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」の評価事故シーケンスと同じ事故シーケンスである。本格納容器破損モード及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」ではプラント損傷状態を TQUV とし、「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」ではプラント損傷状態を TQUX としており、異なるプラント状態を選定している。しかしながら、どちらのプラント損傷状態であっても原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧する手順であり、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、これらの格納容器破損モードについては同じ事故シーケンスで評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における炉心損傷後の ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）、リロケーション

ョン、構造材との熱伝達、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達、原子炉圧力容器破損、原子炉圧力容器内 FP 挙動及び原子炉格納容器における炉心損傷後の原子炉圧力容器外 FCI (溶融炉心細粒化)、原子炉圧力容器外 FCI (デブリ粒子熱伝達)、格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱、溶融炉心とコンクリートの伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生が重要現象となる。

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シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉格納容器下部の壁面及び床面のコンクリートの浸食量等の推移を求める。

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、本評価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

有効性評価の条件は、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の条件と同じである。これに加え、初期条件の初期酸素濃度及び事故条件の水素ガス及び酸素ガスの発生割合は、「3.4 水素燃焼」と同じである。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位、格納容器圧力、格納容器温度、ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気相濃度、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器下部水位、溶融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器床面及び壁面の浸食量の推移を図3.5.1から図3.5.11に示す。

a. 事象進展

事象進展は「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。

b. 評価項目等

溶融炉心落下前の原子炉格納容器下部への水張り及び溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水の継続によって、原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量は床面及び壁面共に 0cm に抑えられ、原子炉格納容器下部の溶融炉心は適切に冷却される。

原子炉格納容器下部壁面の浸食については、約 1.67m の厚さの内側鋼板及びコンクリート部を貫通して、外側鋼板まで到達しない限り、原子炉圧力容器の支持機能は維持される。原子炉格納容器下部壁面のコンクリートの浸食量は 0cm に抑えられるため、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

原子炉格納容器下部床面の浸食については、原子炉格納容器下部の床面のコンクリート厚さが約 7.1m であり、原子炉格納容器下部床面のコンクリートの浸食量は 0cm に抑えられるため、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生は、原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量が0cmであるため、無視できる。このため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が格納容器圧力及び気相濃度に与える影響は無い。なお、原子炉格納容器下部への溶融炉心落下後の本評価における水素濃度は、ドライウエルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13.4vol%以上、ドライ条件で34.6vol%以上となり、13vol%を上回る。一方、酸素濃度は水の放射線分解によって徐々に上昇するものの、事象発生から7日後（168時間後）においても酸素濃度はウェット条件で約2.1vol%、ドライ条件で約2.6vol%であり、可燃限界である5vol%を下回る。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

その後は、原子炉格納容器下部に崩壊熱相当の流量での格納容器下部注水を継続して行うことで、安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 3.5.1)

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(8)の評価項目について対策の有効性を確認した。なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)及び(2)の評価項目については「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて評価項目を満足することを確認している。また、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)及び(5)の評価項目の評価結果については「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」及び「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。

なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目については「3.4 水素燃焼」において、(7)の評価項目については「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、それぞれ選定された評価事故シナリオに対して対策の有効性を確認しているが、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

3.5.3 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。

溶融炉心・コンクリート相互作用では、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至り、溶融炉心が原子炉格納容器下部へ落下してコンクリートを浸食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られられる操作として、溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作及び溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作とする。

ここで、本評価事故シーケンスの有効性評価における不確かさとしては、炉心溶融開始後の溶融炉心の移動（リロケーション）、初期水張りされた原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心の粒子化、落下した溶融炉心の拡がり、溶融炉心から水への熱伝達及びコンクリート浸食が挙げられる。炉心溶融開始後の溶融炉心の移動（リロケーション）に対しては、原子炉圧力容器下鏡部温度を監視し、300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張りを行い、原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下に対しては、原子炉格納容器下部の雰囲気温度、格納容器圧力等を監視し、原子炉圧力容器破損を認知して原子炉格納容器下部への注水を行うといった徴候を捉えた対応を図ることによって、溶融炉心を確実に冷却できることを確認している。また、本評価事故シーケンスの評価では、溶融炉心から水への熱伝達（上面熱流束）が本物理現象に対して影響が大きいことを踏まえて、上面熱流束に対する影響評価を実施する。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心溶融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シーケンスにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達した時点での原子炉減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間に対する感度は小さく、また、溶融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であること及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとし

て、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析により原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されている。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が炉心下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約 7 時間後）に対して、十数分早まる程度であること、また、原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であり、原子炉格納容器下部への注水は中央制御室から速やかに実施可能な操作であることから、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部注水操作の開始に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、熔融炉心の細粒化モデルにおけるエントレインメント係数等の感度解析より、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されている。また、原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用に対する運

転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器下部床面での熔融炉心の拡がり及び熔融炉心と原子炉格納容器下部のプール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び熔融プールークラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ、不確かさに関する感度解析パラメータを組合せたケースについて感度解析を実施した。感度解析の結果、コンクリート浸食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることが確認されているが、コンクリート浸食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。

炉心損傷後の原子炉格納容器における熔融炉心とコンクリート伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、ACE 及び SURC 実験解析より熔融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート浸食挙動について妥当に評価できることが確認されている。また、熔融炉心とコンクリートの伝熱及び非凝縮性ガス発生に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 3.5.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析)では、炉心熔融時間に対する感度及び炉心下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、原子炉急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であること及び原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認しており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されており、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されている。また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約7時間後）に対して、早まる時間はわずかであり、破損時間がわずかに早まった場合においても、原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、エントレインメント係数の感度解析より、溶融炉心の細粒化割合がコンクリート浸食に与える感度は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉格納容器下部のプール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールクラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ、コンクリートの浸食量について支配的な上面熱流束についての感度解析を実施した。感度解析の結果、コンクリートの浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。なお、本感度解析ケースでは、溶融炉心・コンクリート相互作用によって約60kgの可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが、本評価においてもジルコニウム－水反応によって約1400kgの水素が発生することを考慮すると、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が、可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について、本評価における原子炉格納容器下部への溶融炉心落下後の原子炉格納容器内の水素濃度は、ドライウエルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13.4vol%以上、ドライ条件で34.6vol%以上となり、13vol%を上回る。このことから、本感度解析において評価した、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を、本評価の結果に加えて気相濃度を評価しても、原子炉格納容器内の可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。

なお、溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約60kgの気体の内訳は、可燃性ガスである水素が約55kg、一酸化炭素が約5kg、その他の非凝縮性ガスである二酸

化炭素が1kg未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると、原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり、一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、溶融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの溶融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を本評価の結果に加えて気相濃度を評価する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度は3.5.2(3)bにて示した酸素濃度(ウェット条件で2.1vol%,ドライ条件で2.6vol%)以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

(添付資料3.5.2, 3.5.3)

(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、表3.2.2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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、本解析条件の不確かさとして、最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩やかになり、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%上の位置に到達した時点进行操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなるため、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

初期条件の溶融炉心からプールへの熱流束は、解析条件の800kW/m²相当(圧力依存あり)に対して最確条件は800kW/m²相当(圧力依存あり)であり、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。

初期条件のコンクリート以外の素材の扱いは、解析条件の「内側鋼板、外側鋼板は

考慮する。リブ鋼板，ベント管は考慮しない」に対して最確条件は「コンクリート以外の素材を考慮する」であり，本解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高いリブ鋼板，ベント管の管内の水による除熱の効果により，熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるが，コンクリート浸食量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3.5.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度33GWd/tに対して最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり，本解析条件の不確かさとして，最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，熔融炉心の持つエネルギー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。

初期条件の熔融炉心からのプールへの熱流束は，解析条件の800kW/m²相当（圧力依存あり）に対して最確条件は800kW/m²相当（圧力依存あり）であり，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。コンクリート浸食量に対しては上面熱流束の感度が支配的であり，実験で確認されている浸食面における浸食の不均一性等の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果，コンクリートの浸食量は床面で約5cm，壁面で約2cmに抑えられ，原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。本感度解析ケースでは，熔融炉心・コンクリート相互作用によって約60kgの可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが，本評価においてもジルコニウム-水反応によって約1400kgの水素が発生することを考慮すると，熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。

熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が，可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について，本評価における原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の原子炉格納容器内の水素濃度は，ドライウェルにおいて最低値を示すが，ウェット条件で13.4vol%以上，ドライ条件で34.6vol%以上となり，13vol%を上回る。このことから，本感度解析において評価した，熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を，本評価の結果に加えて気相濃度を評価しても，原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。なお，熔融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約60kgの気体の内訳は，可燃性ガスである水素が約55kg，一酸化炭素が約5kg，その他の非凝縮性ガスである二酸化炭素が1kg未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると，原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり，一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、溶融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの溶融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスの発生量を、本評価の結果に加えて気相濃度を評価する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度は3.5.2 (3) bにて示した酸素濃度（ウェット条件で2.1vol%，ドライ条件で2.6vol%）以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

初期条件のコンクリート以外の素材の扱いは、解析条件の「内側鋼板、外側鋼板は考慮する。リブ鋼板、ベント管は考慮しない」に対して最確条件は「コンクリート以外の素材を考慮する」であり、本解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高いリブ鋼板、ベント管の管内の水による除熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件について、MCCIの浸食深さを評価するにあたり、事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングが早くなるため、溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリートの浸食量は床面で約0.5cm、壁面で0cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。コンクリートの浸食量が僅かであることから、本評価における溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生量は格納容器内の気相濃度に影響を与えない。このため、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの蓄積及び燃焼による格納容器圧力への影響は無く、格納容器内の気体組成の推移は3.5.2 (3) bと同じとなる。なお、本評価における原子炉格納容器下部への溶融炉心落下後の水素濃度は、ドライウェルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13.4vol%以上、ドライ条件で34.6vol%以上となり、13vol%を上回る。一方、酸素濃度はウェット条件で2.1vol%以下、ドライ条件で2.6vol%以下であり、爆轟を防止可能な値である5vol%を下回ることから、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

(添付資料3.5.2, 3.5.3)

b. 操作条件

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

す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、解析上の操作時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始（事象発生から約3.7時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら熔融炉心の炉心下部プレナムへの移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、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。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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員を配置しており、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。

操作条件の熔融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作は、解析上の操作時間として原子炉圧力容器破損後（事象発生から約7.0時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉圧力容器破損までに事象発生から約7.0時間の時間余裕があり、また、熔融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作は原子炉圧力、格納容器下部の雰囲気温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断し、注水操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

（添付資料3.5.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の熔融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の熔融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、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3.5.2）

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対

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

操作条件の溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作については、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、原子炉格納容器下部注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉压力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後に水張りが完了する。事象発生から約5.7時間後の水張りの完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉压力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある。

操作条件の溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への格納容器下部注水系（常設）による注水操作については、原子炉压力容器が破損するまでの時間は事象発生から約7.0時間あり、また、事前に原子炉格納容器下部へ水張りを行うことから、時間余裕がある。

（添付資料3.5.2）

（4）まとめ

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

3.5.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「3.2高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は3.2.4と同じである。

3.5.5 結論

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉压力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内へ流れ出し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器下部のコンクリートが浸食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能を喪失し、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水手段を整備している。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、プラント損傷状態をTQUVとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋デブリ冷却失敗）」を評価事故シーケンスとして有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を実施することにより、溶融炉心の冷却が可能である。その結果、侵食の不均一性等の不確かさを考慮しても、コンクリートの浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉格納容器の構造材の支持機能を維持できる。また、安定状態を維持できる。

（添付資料3.5.3）

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して有効である。

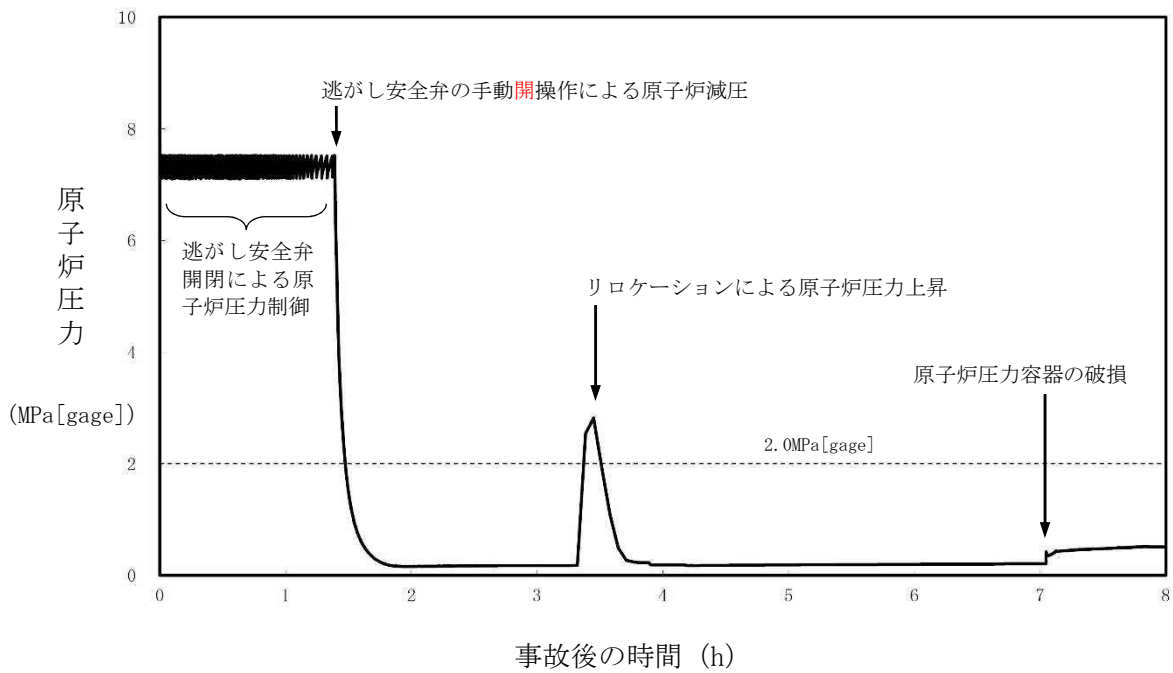


図 3.5.1 原子炉圧力の推移

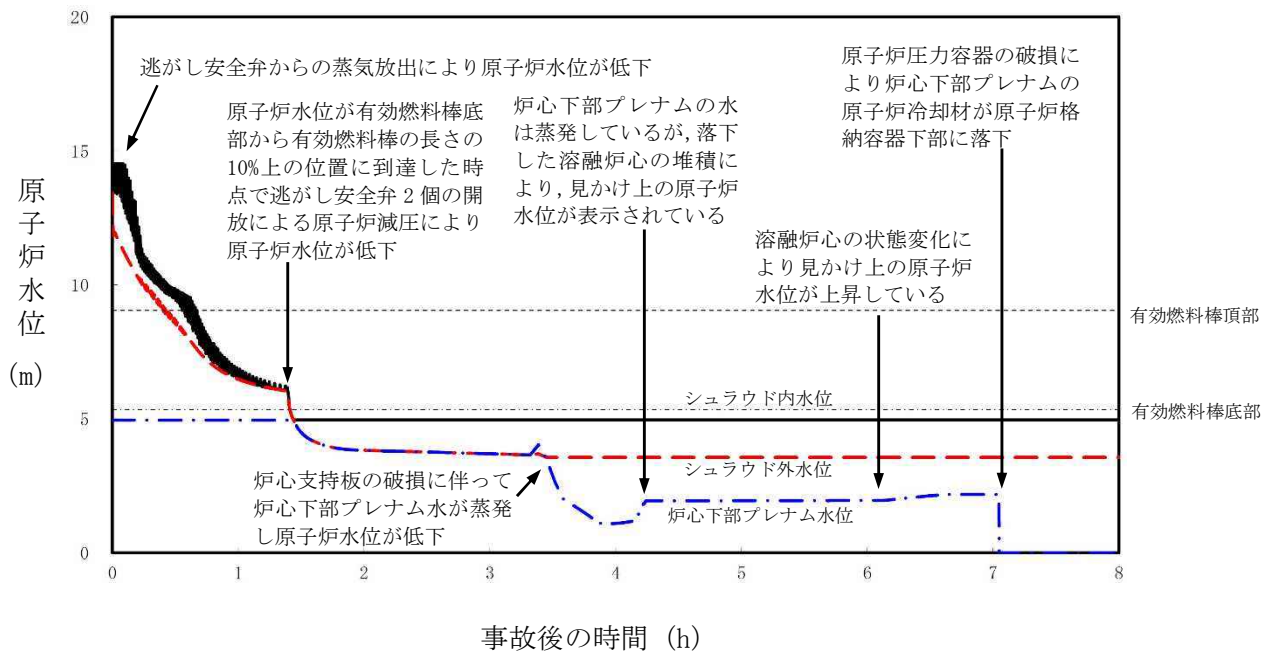


図 3.5.2 原子炉水位の推移

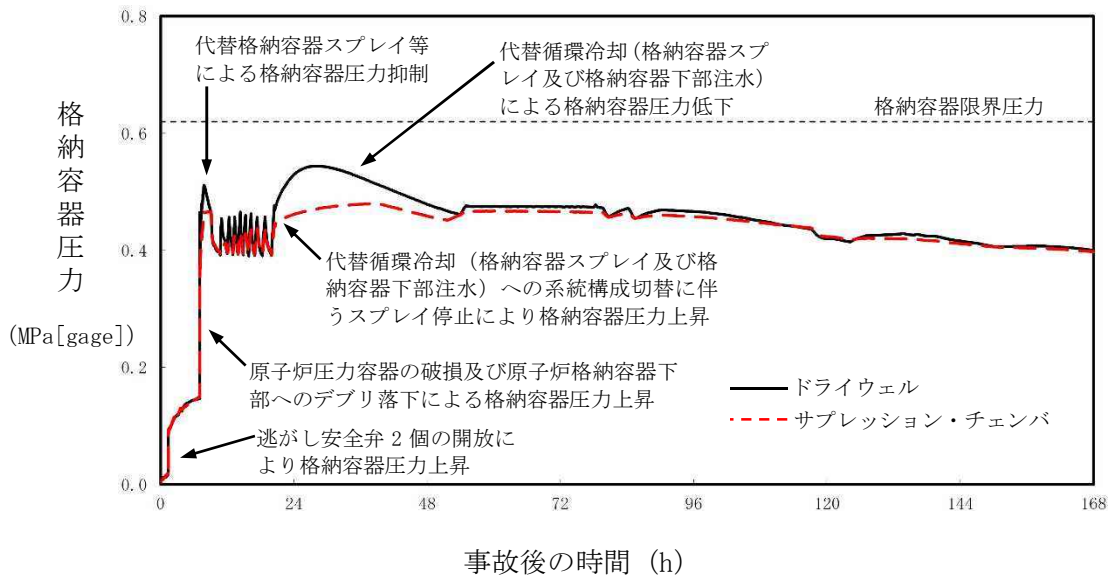


図 3.5.3 格納容器圧力の推移

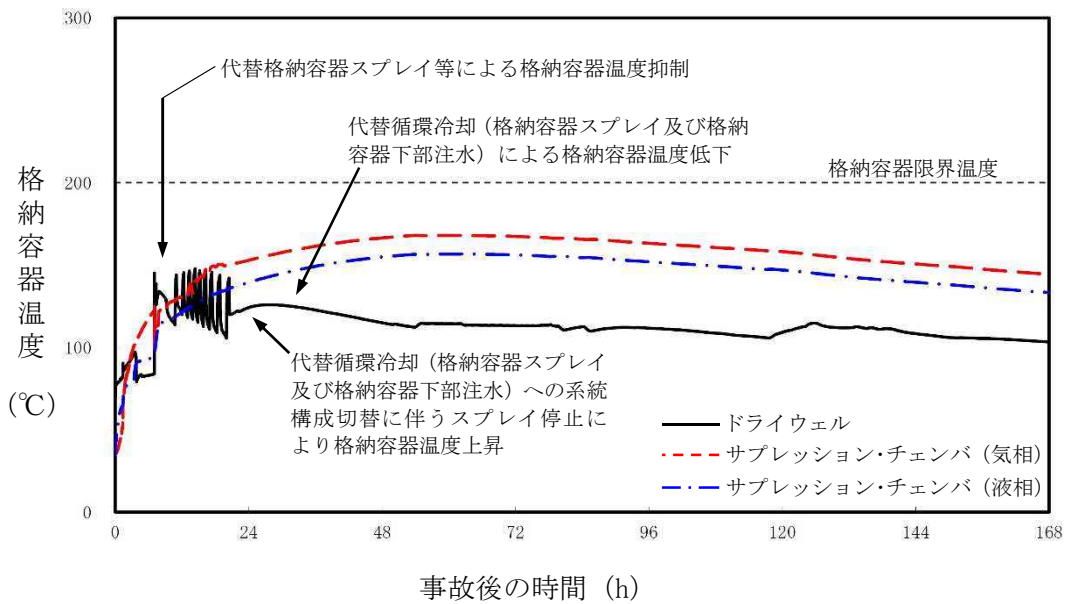


図 3.5.4 格納容器温度の推移

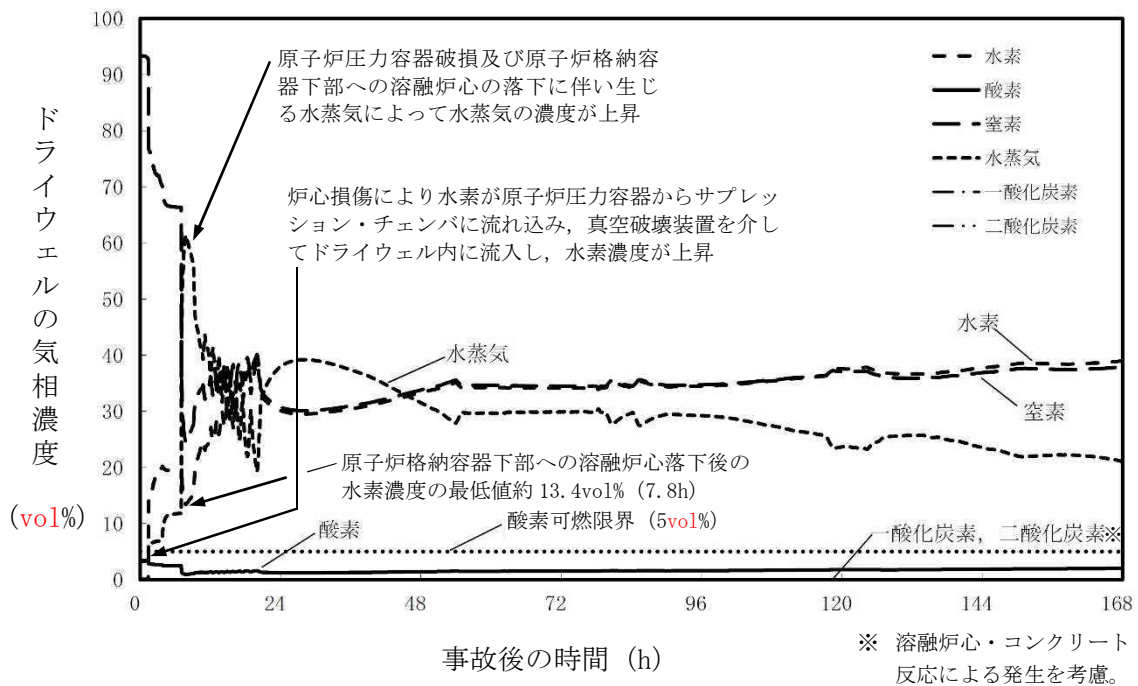


図 3.5.5 ドライウェルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

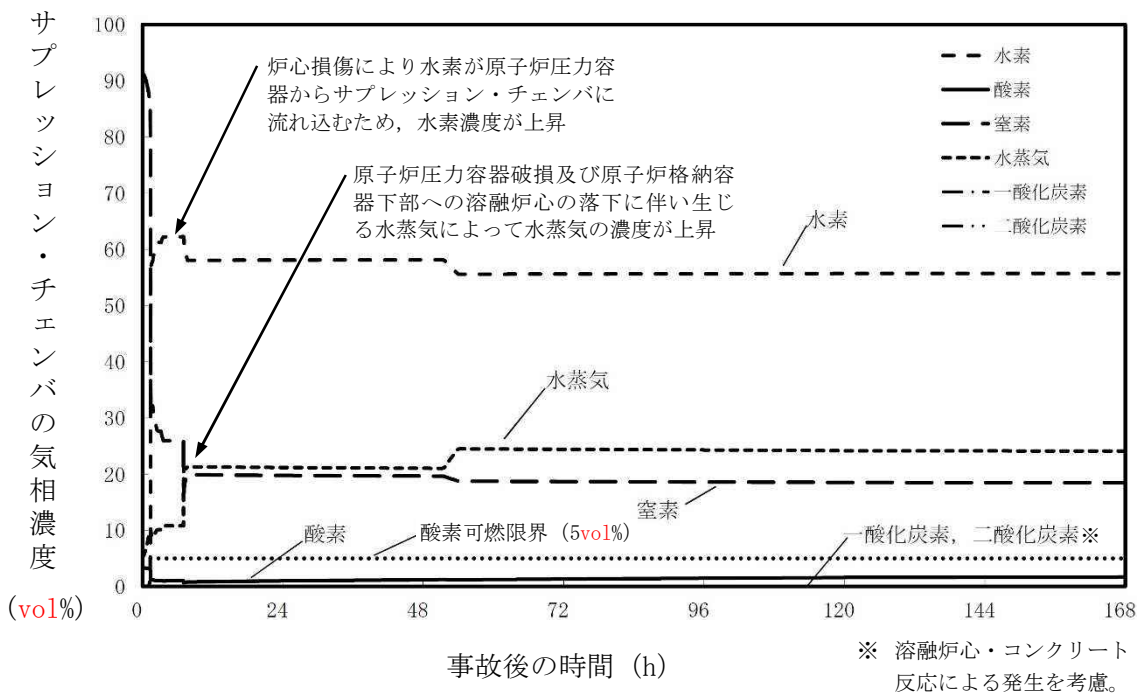


図 3.5.6 サブプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

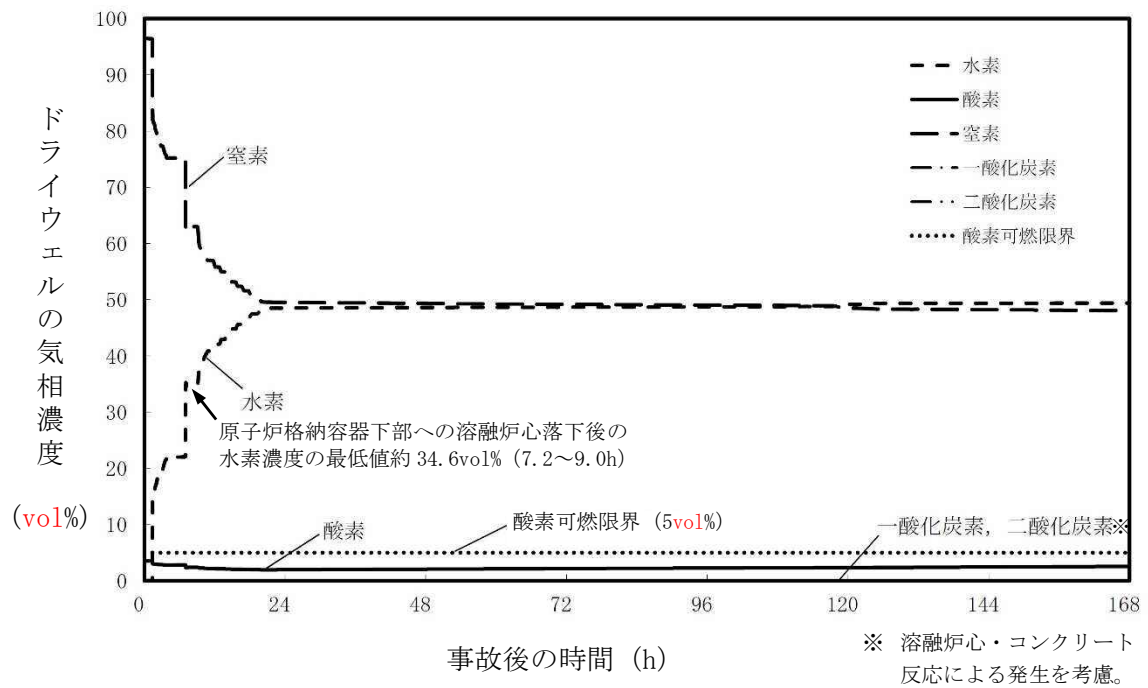


図 3.5.7 ドライウェルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

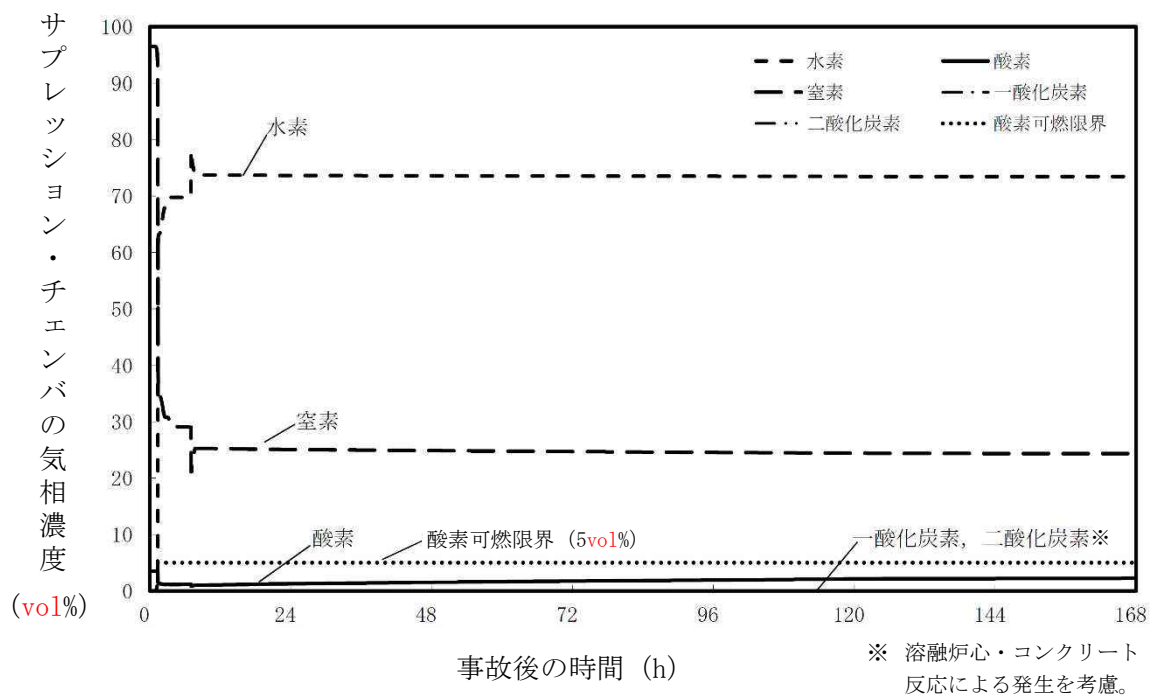


図 3.5.8 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

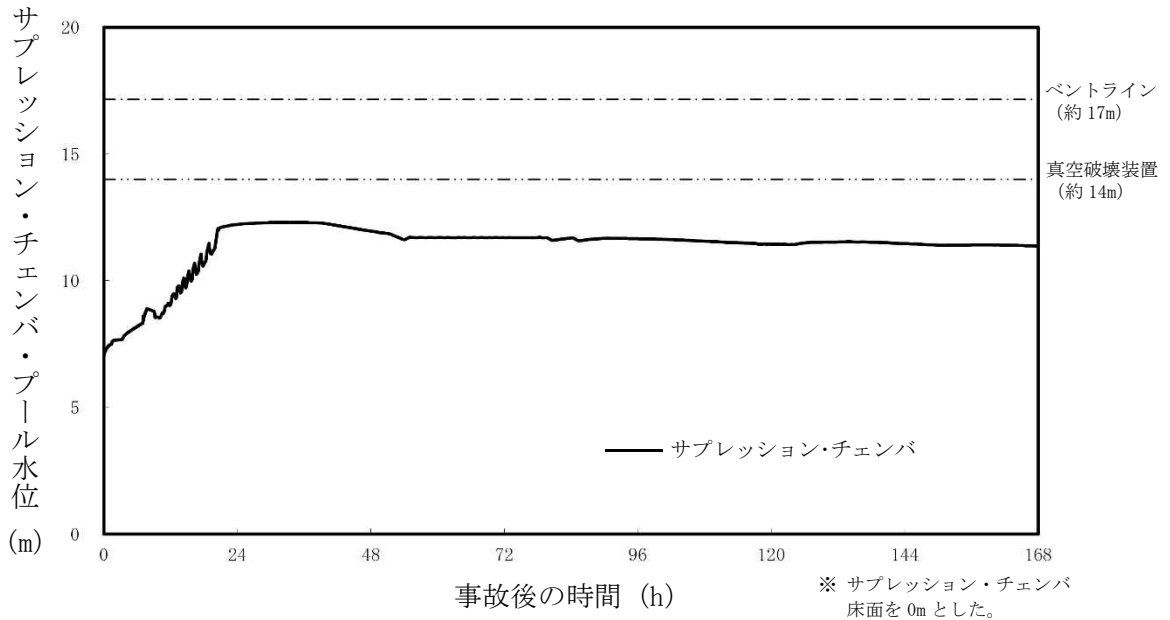


図 3.5.9 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

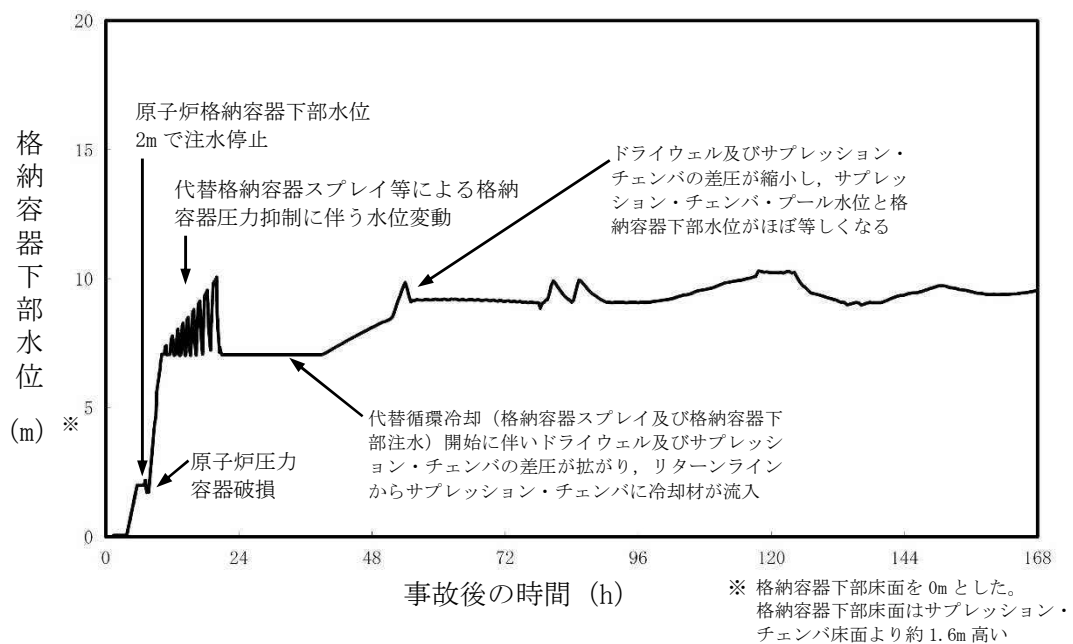


図 3.5.10 格納容器下部水位の推移

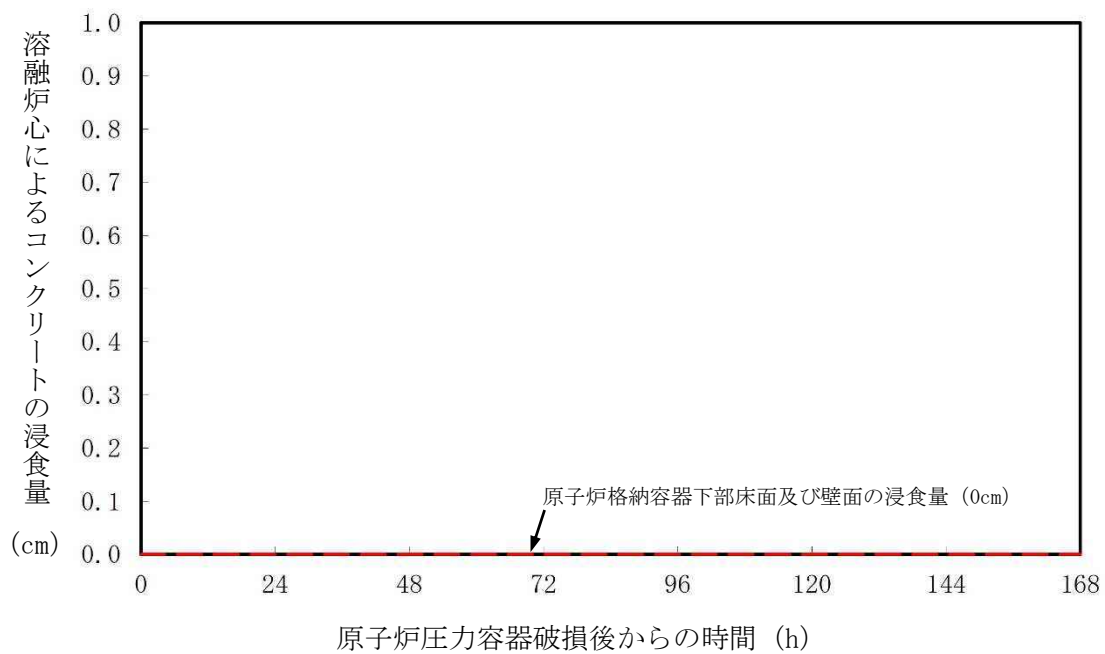


図 3.5.11 格納容器下部壁面及び床面の浸食量の推移

安定状態について

熔融炉心・コンクリート相互作用時の安定状態については以下のとおり。

原子炉格納容器安定状態：熔融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器下部床面及び壁面の浸食が停止し、浸食の停止を継続する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】原子炉格納容器安定状態の確立について

格納容器下部注水系（常設）による原子炉格納容器下部への崩壊熱相当量の注水を継続することにより、熔融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器下部床面及び壁面の浸食の停止を維持でき、原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

代替循環冷却を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行うことにより、安定状態後の更なる除熱が可能となる。

安定状態後の措置に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として代替循環冷却使用又は残留熱除去系復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素封入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

（添付資料 2.1.1 別紙 1）

表 1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（熔融炉心・コンクリート相互作用）（1/3）

【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）	保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 熔融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での熔融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されている。本評価事故シナリオにおいては、重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達した時点の減圧操作となり、燃料被覆管温度等によるパラメータを操作開始の起点としている操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部への注水操作を実施するが、リロケーション開始時間に対する感度は小さく、また、熔融炉心が下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であること及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析（ヒートアップ時の燃料被覆管表面積感度解析）では、炉心熔融時間に対する感度及び下部プレナムへのリロケーション開始時間に対する感度は小さいことが確認されており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りが実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料棒表面熱伝達		CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した		
	燃料被覆管酸化		炉心ヒートアップ速度（燃料被覆管酸化が促進される場合）が早まることを想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した		
	燃料被覆管変形		<ul style="list-style-type: none"> ・TQV、大破断 LOCA シナリオとともに炉心熔融の開始時刻への影響は小さい ・下部プレナムへのリロケーション開始時刻への影響は小さい 		
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違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	炉心モデル（炉心水位計算モデル）は原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である SAFER コードとの比較により、急速減圧後の水位上昇及び蒸気流出の継続による水位低下についてより緩慢な挙動を示すことが確認されており、原子炉水位が有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 10%高い位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差違であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	気液分離（水位変化）・対向流		<ul style="list-style-type: none"> ・MAAP コードでは CCFL を取り扱っていないことから水位変化に差異が生じた ・水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である 		

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（熔融炉心・コンクリート相互作用）（2/3）

【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
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	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）	保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない	実機注水設備能力に対して、解析コードでは注入流量を少なめに与えるため、実際には解析より多く注水されることから原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、本事象では原子炉への注水に期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	注水特性は、それぞれの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入力する。実機設備に対して注入流量を少なめに与えるため、有効性評価解析では燃料被覆管温度を高めに評価するが、本事象では原子炉への注水に期待しないことから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない
	リロケーション	熔融炉心の挙動モデル（リロケーション）	<ul style="list-style-type: none"> ・TMI事故解析における炉心損傷挙動について、事故分析結果と一致することを確認 ・リロケーションが早まることを想定し、炉心損傷に至る温度を低下させた感度解析によりTQUV、大破断LOCAシーケンスのいずれについても、炉心熔融時刻、原子炉圧力容器の破損時刻への影響が小さいことを確認した 	熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されている。また、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことが確認されている。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で原子炉格納容器下部への初期水張り操作があるが、熔融炉心が下部プレナムへリロケーションした際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作の開始に与える影響は小さい	熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より原子炉圧力容器破損時間に対する感度は小さいことを確認しており、また、原子炉圧力容器破損時点で原子炉格納容器下部に初期水張りを実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器破損	熔融炉心の挙動モデル（原子炉圧力容器破損モデル）	原子炉圧力容器破損に影響するパラメータとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損が約13分早まることを確認した	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約7時間後）に対して、十数分早まる程度であること、また、原子炉圧力容器破損時の原子炉格納容器圧力上昇は急峻であり、原子炉格納容器下部への注水は中央制御室から速やかに実施可能な操作であることから、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始に与える影響は小さい	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いるしきい値（最大ひずみ）に関する感度解析より、最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約7時間後）に対して、早まる時間はわずかであり、破損時間がわずかに早まった場合においても、原子炉格納容器下部に初期水張りを実施されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉圧力容器内FP挙動	核分裂生成物（FP）挙動モデル	PHEBUS-FP実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できているものの、FP放出が顕著になる実験開始後約11,000秒以降は、燃料被覆管温度を高めに評価することにより、急激なFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さく考えられる	原子炉圧力容器内FP挙動と本事象に対する運転員等操作の関連はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器内FP挙動とMCCIによる浸食深さに関連はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（溶融炉心・コンクリート相互作用）（3/3）

【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
原子炉格納容器（炉心損傷後）	原子炉圧力容器外 FCI（溶融炉心細粒化）	溶融炉心の挙動モデル（格納容器下部での溶融炉心挙動）	原子炉圧力容器外 FCI 現象に関する項目として細粒化モデルにおけるエントレインメント係数、冷却水とデブリ粒子の伝熱について、「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」をベースとする感度解析を行い、原子炉圧力容器外 FCI によって生じる圧スパイクへの感度が小さいことを確認した	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	炉心損傷後の原子炉格納容器における溶融燃料-冷却材相互作用の不確かさとして、エントレインメント係数の感度解析より、溶融炉心の細粒化割合がコンクリート浸食に与える感度は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉圧力容器外 FCI（デブリ粒子熱伝達）				
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり		MAAP コードでは溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき、落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がると仮定し、それを入力で与えている	コンクリート浸食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	炉心損傷後の原子炉格納容器における格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱の不確かさとして、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プール-クラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ、コンクリートの浸食量について支配的な上面熱流束についての感度解析を実施した結果、コンクリートの浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した (添付資料 3.5.3 参照)
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		MCCI 現象への影響の観点で、伝熱の不確かさは、床上に堆積した溶融炉心温度に大きく影響し、コンクリート浸食量に大きく影響する。		
	溶融炉心とコンクリートの伝熱				
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生				

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（溶融炉心・コンクリート相互作用）（1/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件					
原子炉熱出力	3,926MWt	3,924MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する	最確条件とした場合には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、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	約 7.05~7.12MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく、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うるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に影響はなく、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+119cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+118cm~約+120cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約10mmであり非常に小さい。したがって、事象進展に影響は小さく、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	52,200t/h (定格流量(100%))	定格流量の約91~約110% (実測値)	定格流量として設定	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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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く、評価項目となるパラメータに与える影響はない
燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい	最確条件とした場合には、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、炉心冷却性に大きな差は無いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
原子炉停止後の崩壊熱	燃焼度 33Gwd/t	平均的燃焼度約 30Gwd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を確保することで、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなることから、原子炉水位の低下が緩やかになり、有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの10%高い位置到達を操作開始の起点としている原子炉急速減圧操作の開始が遅くなる。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになり、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への初期水張り操作及び原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉格納容器下部への注水操作の開始が遅くなる	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、溶融炉心の持つエネルギー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
格納容器容積(ドライウエル)	7,350m ³	7,350m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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(ウェットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³ (設計値)	ウェットウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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
サプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m(NWL)	約 7.01m~約 7.08m (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	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、ゆらぎによるサプレッション・チェンバ・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、通常水位時(7.05m)の熱容量は約3600m ³ 相当分であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.04m)の熱容量は約20m ³ 相当分であり、その低下割合は通常水位時の約0.6%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	約 30℃~35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・チェンバ・プール水温の上限値を、最確条件を包絡できる条件として設定	運転員等操作としては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となるが、本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	MCCIの浸食深さという観点では、直接的な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
格納容器圧力	5.2kPa	約 3kPa~約 7kPa (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、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇率(平均)は約7時間で約470kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇率(平均)は約7時間で約470kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。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
格納容器温度	57℃	約 30℃~約 60℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	運転員等操作としては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、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うるが、ゆらぎによる格納容器温度の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から圧力容器破損までの圧力上昇量は約7時間で約50kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
真空破壊装置	3.43kPa(ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa(ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	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	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

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（溶融炉心・コンクリート相互作用）（2/2）

項目		解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	約 30℃～約 50℃（実測値）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	運転員等操作としては下部ヘッダの温度上昇を起点とする補給水ポンプによる格納容器下部注水操作の開始となることから本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない	外部水源の温度が低い場合、MCCI の浸食深さという観点では溶融炉心からの上面熱流束による除熱が促進されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	外部水源の容量	約 21,400m ³	21,400m ³ 以上（淡水貯水池水量＋復水貯蔵槽水量）	淡水貯水池及び通常運転中の復水貯蔵槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの消防車による補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に対する影響はない	—
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上（軽油タンク容量）	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に対する影響はない	—
	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m ² 相当（圧力依存あり）	800kW/m ² 相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定	最確条件は解析条件で設定している熱流束と同等であるが、コンクリート浸食量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	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 コンクリート浸食量に対しては上面熱流束の感度が支配的であり、実験で確認されている浸食面における浸食の不均一性等の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリートの浸食量は床面で約 5cm、壁面で約 2cm に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した （添付資料 3.5.3 参照）
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定		
	コンクリート以外の素材の扱い	内側鋼板、外側鋼板は考慮する リブ鋼板、ベント管は考慮しない	コンクリート以外の素材を考慮する	リブ鋼板についてはコンクリートによって周囲を囲まれており、コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない ベント管については管内の水による除熱効果が考えられるが、保守的にこれを考慮しない	最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高いリブ鋼板、ベント管の管内の水による除熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるが、コンクリート浸食量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合にはコンクリートより融点が高いリブ鋼板、ベント管の管内の水による除熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート浸食が抑制される可能性があるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
事故条件	起回事象	全給水喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起回事象として LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるが、代表プラントに対する解析では大破断 LOCA と TQUV の破損時間は約 1 時間以内の差であり、この程度の挙動の差が運転員等操作時間に対して影響を与えることはない	MCCI の浸食深さを評価するにあたり、事故シーケンスを「大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定した場合、原子炉圧力容器破損のタイミングは早くなるため、溶融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。その結果、コンクリートの浸食量は床面で約 0.5cm、壁面で 0cm に抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した また、LOCA においては原子炉格納容器下部への原子炉冷却材の流入が生じることから、事前水張りの効果によるデブリ落下時の熱流束の向上という点で、原子炉格納容器下部への注水操作に対する重要度が低くなる （添付資料 3.5.3 参照）
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能、低圧注水機能 低圧代替注水系（常設）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注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧代替注水系（常設）の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定	—	—
機器条件	原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム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
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし弁機能 7.51～7.86MPa[gage] 363～380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はなく、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

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（溶融炉心・コンクリート相互作用）

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	溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張り操作	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始。 90m ³ /hで2時間注水し、格納容器下部に水位2mの水張りを行う（事象発生から約3.7時間後）	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 格納容器下部への注水操作は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉圧力容器下鏡部温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 格納容器下部への注水操作は、中央制御室にて操作を行う運転員（中央制御室）と現場にて操作を行う運転員（現場）を各々配置しており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室から操作現場である廃棄物処理建屋地下3階までのアクセスルートは、コントロール建屋のみであり、通常5分間程度で移動可能であるが、余裕を含めて10分間の移動時間を想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室における格納容器下部への注水操作は、復水補給水系の2弁の開操作による注水であり、制御盤のスイッチによる操作のため1操作に1分間を想定し、合計2分間であり、それに余裕時間を含めて操作時間5分間を想定している。格納容器下部への注水量調整は、制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、約2時間の注水で格納容器下部に水位2mの水張りを行うが、水張り中の操作は適宜流量を監視し、流量調整をするのみであるため、操作開始時間に与える影響はなし。運転員（現場）は、廃棄物処理建屋地下3階の手動弁について、2個の操作に上述の移動時間を含めて30分の操作時間を想定しており、時間余裕を確保している。これらの操作は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達する前に事前に準備可能なことから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器下部への注水操作時に、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し</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、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、そのため誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約3.7時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながら溶融炉心の下部プレナムへの移行を判断し、水張り操作を実施することとしており、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。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、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでの時間は事象発生から約3.7時間あり、また、格納容器下部注水操作は原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇傾向を監視しながら予め準備が可能である。また、原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達時点での中央制御室における格納容器下部への注水操作の操作時間は約5分間である。溶融炉心落下前の格納容器下部注水系（常設）による水張りは約2時間で完了することから、水張りを事象発生から約3.7時間後に開始すると、事象発生から約5.7時間後の水張り完了から、事象発生から約7.0時間後の原子炉圧力容器破損までの時間を考慮すると、格納容器下部注水操作は操作遅れに対して1時間程度の時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達後、約3分間で格納容器下部注水系（常設）による水張り操作を開始。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
	溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作（崩壊熱相当の注水）	原子炉圧力容器破損後（約7.0時間後）	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 溶融炉心が格納容器下部に落下した後に格納容器下部へ崩壊熱相当の注水を行うが、溶融炉心の落下は、原子炉圧力容器下鏡部温度及び格納容器圧力の監視により認知可能である。これらパラメータは原子炉圧力容器破損判断のため継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 格納容器下部注水系の流量調整は、復水補給水系流量系（原子炉格納容器）の指示を監視しながら制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、適宜実施する。また、事前に格納容器下部へ水張りを行っていることから、時間余裕がある</p> <p>【他の並列操作有無】 当該操作時に、中央制御室の運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、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>	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約7.0時間の時間余裕があり、また、溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作は原子炉圧力、原子炉原子炉格納容器下部空間部温度及び格納容器圧力の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断し、注水操作を実施することとしており、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	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	原子炉圧力容器破損するまでの時間は事象発生から約7.0時間あり、また、事前に格納容器下部へ水張りを行うことから、時間余裕がある	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では、条件成立を前提として約3分間で格納容器下部注水系（常設）による注水操作を開始。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

溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合の
原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量及び
溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価

1. 評価の目的

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、プラント損傷状態を TQUV としており、溶融炉心から原子炉格納容器下部のプール水への熱流束の評価では熱流束の格納容器圧力への依存性を考慮している。これは、より厳しいプラント損傷状態を設定し、より現実的に溶融炉心からの除熱量を評価する観点で設定したものである。一方、プラント損傷状態が LOCA の場合、TQUV の場合よりも早く原子炉圧力容器が破損に至ることを確認している。これらの影響を包絡して確認する観点から、溶融炉心のプール水への熱流束及び崩壊熱をより保守的に設定し、コンクリートの浸食量に対する感度を確認した。

2. 評価条件

ベースケースの評価条件に対する変更点は以下の通り。その他の評価条件は、ベースケースと同等である。

(1) 溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合

- ・事故シーケンスを「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失」とし、本評価事故シーケンスの評価条件と同様に重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定する場合、事象発生直後から原子炉冷却材が原子炉格納容器内に流出するため、原子炉圧力容器破損までの時間が約6.4時間となる。これを踏まえ、起因事象の不確かさを保守的に考慮するため、溶融炉心の崩壊熱を事象発生から6時間後の値とした。

(2) 溶融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合

- ・(1)の条件設定に加え、原子炉格納容器下部に落下した後の溶融炉心からプール水への熱流束を 800kW/m^2 とした。これは、Kutateladze型の水平平板限界熱流束相関式において大気圧状態を想定した場合、溶融炉心からプール水への熱流束が 800kW/m^2 程度であることを考慮し、保守的に設定した値である。なお、ベースケースでは溶融炉心からプール水への熱流束を 800kW/m^2 相当（圧力依存有り）としている。ベースケースにおける圧力容器破損後の格納容器圧力は、約0.4MPa以上で制御されていることから、ベースケースにおける溶融炉心からプール水への熱流束は、約 1400kW/m^2 （格納容器圧力約0.4MPaにおいて）以上となる。

3. 評価結果

(1) 溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合

評価結果を図1に示す。評価の結果、コンクリートの浸食量は床面で約0.5cm、壁面で0cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。コンクリートの浸食量が僅かであることから、本評価における溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス

の発生量は格納容器内の気相濃度に影響を与えない。このため、熔融炉心・コンクリート相互作用に伴う可燃性ガスの発生による格納容器圧力への影響は無く、格納容器内の気体組成の推移はベースケース（3.5.2（3）b 参照）と同じとなる。なお、ベースケースにおける原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の水素濃度は、ドライウェルにおいて最低値を示すが、ウェット条件で13vol%以上、ドライ条件で35vol%以上※となり、ドライ条件において13vol%を上回る。一方、酸素濃度はウェット条件で2.1vol%以下、ドライ条件で2.6vol%以下であり、5vol%を下回ることから、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

(2) 熔融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合

評価結果を図2に示す。評価の結果、コンクリートの浸食量は床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉圧力容器の支持機能を維持できることを確認した。本感度解析ケースでは、熔融炉心・コンクリート相互作用によって約60kgの可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスが発生するが、ベースケースでもジルコニウム-水反応によって約1400kgの水素が発生することを考慮すると、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生が格納容器圧力に与える影響は小さい。

熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生が、可燃性ガスの燃焼の可能性に及ぼす影響について、原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の原子炉格納容器内の水素濃度は、ベースケースにおいても、ウェット条件で13vol%以上、ドライ条件で35vol%以上※となり、ドライ条件において13vol%を上回る。このことから、本感度解析ケースの熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスをベースケースの結果に加えたとしても、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼の可能性には影響しない。なお、熔融炉心・コンクリート相互作用によって生じる約60kgの気体の内訳は、可燃性ガスである水素が約55kg、一酸化炭素が約5kg、その他の非凝縮性ガスである二酸化炭素が1kg未満である。ジルコニウム-水反応によって発生する水素も考慮すると、原子炉格納容器内に存在する可燃性ガスとしては水素が支配的であり、一酸化炭素及び二酸化炭素の影響は無視できる。

一方、原子炉格納容器内の酸素濃度については、熔融炉心・コンクリート相互作用では酸素は発生しないため、熔融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスは原子炉格納容器内の酸素濃度を下げる要因となる。このため、本感度解析ケースの熔融炉心・コンクリート相互作用に伴って発生する可燃性ガスをベースケースの結果に加える場合、原子炉格納容器内の酸素濃度はベースケース（3.5.2（3）b 参照）にて示した酸素濃度（ウェット条件で2.1vol%、ドライ条件で2.6vol%）以下になるものと考えられる。このため、原子炉格納容器内での可燃性ガスの燃焼が発生するおそれは無い。

※ 原子炉格納容器下部への熔融炉心落下後の水素濃度は、サプレッション・チェンバよりもドライウェルの方が概ね低く推移する。最も低い値は、ウェット条件では事象発生から約7.8時間後のドライウェルにおいて約13.4vol%、ドライ条件では事象発生から約7.2時間後から約9.0時間後のドライウェルにおいて約34.6vol%であり、最も低い値であっても13vol%を上回ることから、水素燃焼を防止するための事故対応の観点では酸素濃度を5vol%未満に維持することが重要となる。なお、事象発生から20.5時間後に開始する、代替原子炉補機冷却系による代替循環冷却開始以降、原子炉格納容器内の気相濃度の変化

が緩やかになる。サプレッション・チェンバと比較して水素濃度が概ね低く推移するドライウエルの水素濃度は、ウェット条件では約30vol%から徐々に上昇して168時間後に約40vol%となり、ドライ条件では約49vol%で安定する。気相濃度の推移の詳細は図3.5.5から図3.5.8参照。

4. まとめ

溶融炉心の落下時刻の不確かさや浸食面における浸食の不均一性等によって原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量が増大する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる原子炉格納容器下部のコンクリートの浸食量は、床面で約5cm、壁面で約2cmに抑えられ、原子炉压力容器の支持機能を維持できることを確認した。

また、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガスの発生を考慮しても格納容器圧力に与える影響は小さく、原子炉格納容器内で可燃性ガスが燃焼するおそれは無いことを確認した。

以 上

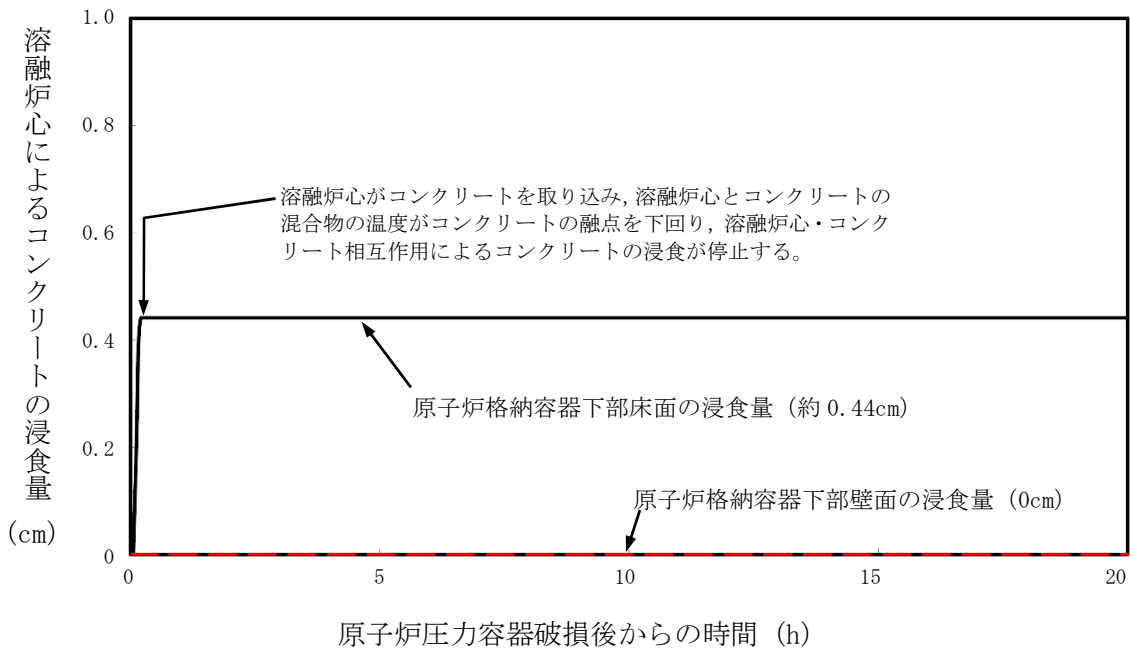


図1 原子炉格納容器下部壁面及び床面のコンクリートの浸食量の推移
(溶融炉心の崩壊熱を保守的に考慮する場合)

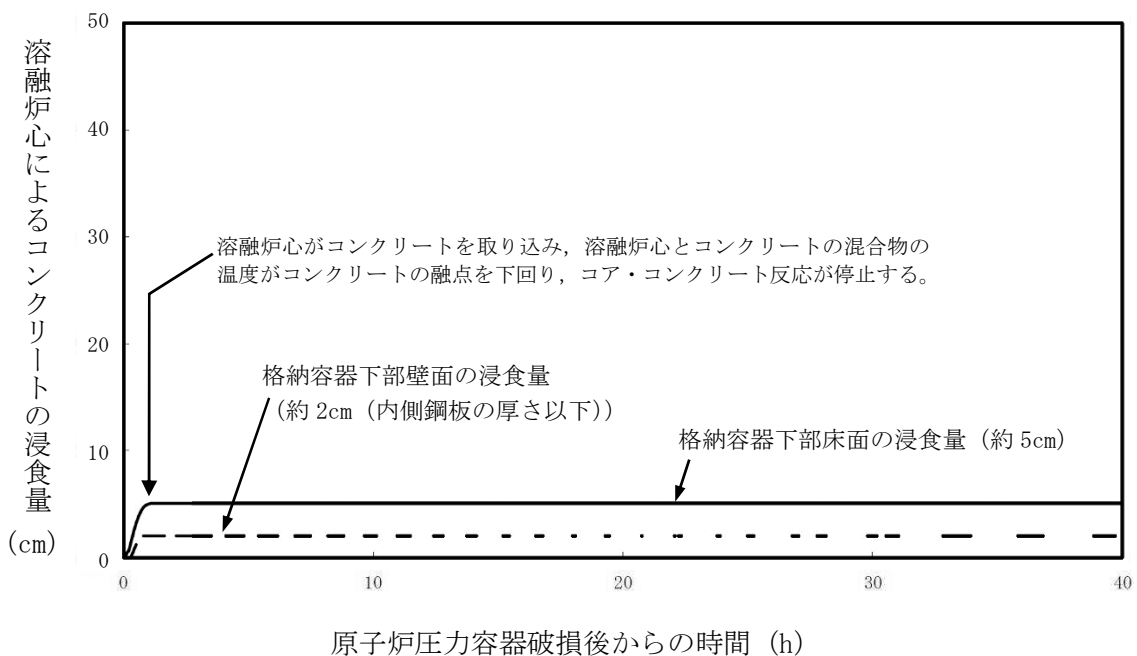


図2 原子炉格納容器下部壁面及び床面のコンクリートの浸食量の推移
(溶融炉心の崩壊熱及びプール水への熱流束を保守的に考慮する場合)

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

4.1.1 想定事故 1 の特徴, 燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「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」において, 使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, 「想定事故 1」として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより, 使用済燃料プール内の水の温度が上昇し, 蒸発により水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故 1 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

「想定事故 1」では, 使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため, 使用済燃料プール水温が徐々に上昇し, やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから, 緩和措置がとられない場合には, 使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し, 燃料損傷に至る。

本想定事故は, 使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため, 重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって, 「想定事故 1」では, 燃料プール代替注水系 (可搬型) により使用済燃料プールへ注水することによって, 燃料損傷の防止を図る。また, 燃料プール代替注水系 (可搬型) により使用済燃料プール水位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

「想定事故 1」における機能喪失に対して, 使用済燃料プール内の燃料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, 燃料プール代替注水系 (可搬型)^{*1}による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 4.1.1 に, 手順の概要を図 4.1.2 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表 4.1.1 に示す。

「想定事故 1」において, 6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は, 中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され, 合計18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は, 当直長1名 (6号及び7号炉兼任), 当直副長2名^{*2}, 運転操作対応を行う運転員2名である。発電所構内に常駐している要員のうち, 通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名, 緊急時対策要員 (現場) は8名である。必要な要員と作業項目について図 4.1.3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, 18名で対処可能である。

※1 燃料プール代替注水系（可搬型）として、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）を想定する。

なお、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）の注水手段が使用出来ない場合においては燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）による対応が可能である。

※2 原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は、必ずしも当直副長2名ではなく、当直副長1名、運転員1名の場合もある。

a. 使用済燃料プールの冷却系機能喪失確認

使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却系機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

b. 使用済燃料プールの補給水系機能喪失確認

使用済燃料プールの冷却系の機能喪失の確認後、使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの補給準備が困難な場合、使用済燃料プールの補給水系機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの補給水系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

c. 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給

燃料プール代替注水系（可搬型）の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位は回復する。その後、使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ、燃料プール代替注水系（可搬型）の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h となる通常水位から約 2.1m 下の水位）^{※3}より高く維持する。

燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

※3 必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕のある値(10mSv/h)とする。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。

4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故1として、「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」である。

「想定事故1」では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失に伴い使用済燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが、使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、有効燃料棒頂部は冠水し、未臨界が維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、「想定事故1」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。

(添付資料 4.1.1, 4.1.2)

(2) 有効性評価の条件

「想定事故1」に対する初期条件も含めた主要な評価条件を表4.1.2に示す。また、主要な評価条件について、想定事故1特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱は原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に抱絡される。

(添付資料4.1.1)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェル間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約11MWを用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約19m³/hである。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系，復水補給水系，サプレッションプール浄化系等の機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても，燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象進展は同等となるが，資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 燃料プール代替注水系（可搬型）

使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水ポンプ（A-2級）1台を使用するものとし，崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る $80\text{m}^3/\text{h}^{*4}$ にて注水する。

※4 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド），燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量は，ともに $80\text{m}^3/\text{h}$ (1台)である。

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) 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給は，緊急時対策要員の移動，注水準備に必要な時間等を考慮して，事象発生12時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

「想定事故1」における使用済燃料プール水位の推移を図4.1.4に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を図4.1.5に示す。

a. 事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約 $5^\circ\text{C}/\text{h}$ で上昇し，事象発生から約7時間後に 100°C に到達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から12時間経過した時点で燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を開始すると，使用済燃料プール水位が回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ，燃料プール代替注水系（可搬型）により，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに補給し，使用済燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、図 4.1.4 に示すとおり、通常水位から約 0.4m 下まで低下するに留まり、有効燃料棒頂部は冠水維持される。また、使用済燃料プール水温は事象発生約 7 時間で沸騰し、その後 100℃ 付近で維持される。

また、図 4.1.5 に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.4m 下の水位になった場合の線量率は、約 $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、必要な遮蔽の目安と考える 10mSv/h と比べて低い値であることから、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお、線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料4.1.3, 4.1.4)

4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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。

「想定事故1」では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水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、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作とする。

(1) 評価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、表4.1.2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、評価条件の設定に当たっては、7号炉を代表として、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燃料の崩壊熱、事象発生前の使用済燃料プールの初期水温及び初期水位並びにプールゲートの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間へ与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下で

あり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作は、燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プールの水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、有効燃料棒頂部に低下するまでの時間は短くなるが、注水操作は、初期水位に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、水位低下により原子炉建屋最上階の線量が上昇するため、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位の低下速度は緩和されるが、注水操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さな値となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水

位低下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。なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。さらに、仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から1日以上（10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約1.1日）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉 約3.5日）あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プールの水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から0.3m程度低下した位置^{※5}）とした場合であっても放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から1日以上（10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約1.2日）、水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉 約3.7日）あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、使用済燃料プールの水位低下により原子炉建屋最上階の線量が上昇するため、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、6号及び7号炉の使用済燃料プールの水位が原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約26時間後となる。また、水位が通常水位から有効燃料棒頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉 約2.2日）あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇

や蒸発による水位の低下速度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。

※5 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計（SA広域）の水位低の警報設定値：6号炉通常水位-225mm，
7号炉通常水位-267mm

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から12時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間を事象発生12時間後として設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって、評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間に対して、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合、使用済燃料プール水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料4.1.5)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作については、当該操作に対する時間余裕は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から1日以上（10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約1.4日）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から3日以上（6号及び7号炉 約3.8日）であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約12時間であるこ

とから、時間余裕がある。

(添付資料4.1.5)

(3) まとめ

評価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、評価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、運転員等操作時間には時間余裕がある。

4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

「想定事故1」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「4.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、「想定事故1」の対応が、重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中において、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕があり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

「想定事故1」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。

a. 水源

燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約3,100m³必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約6,200m³の水が必要である。水源として、淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽へ移送することで、防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水及び防火水槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

(添付資料4.1.6)

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉 合計 約1,595kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料4.1.7)

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によって給電を行うものとする。

4.1.5 結論

「想定事故1」では、使用済燃料プールの冷却系が喪失し、使用済燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。「想定事故1」に対する燃料損傷防止対策としては、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

「想定事故1」について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価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

て、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、「想定事故1」に対して有効である。

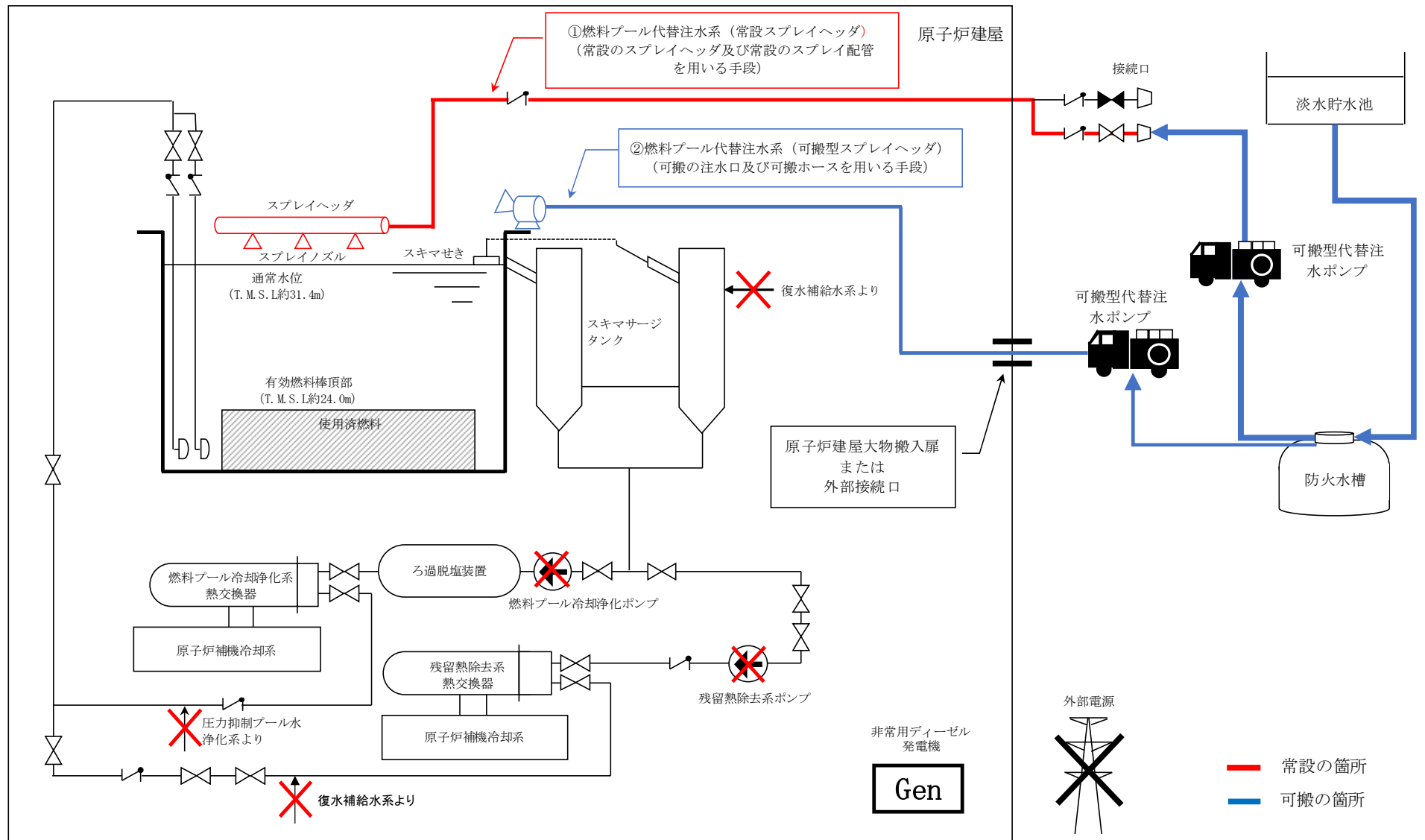
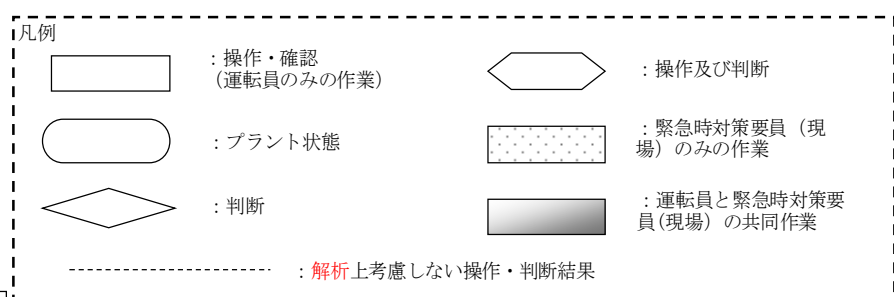
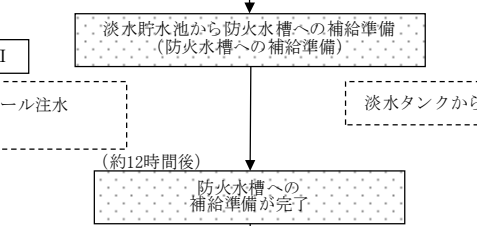
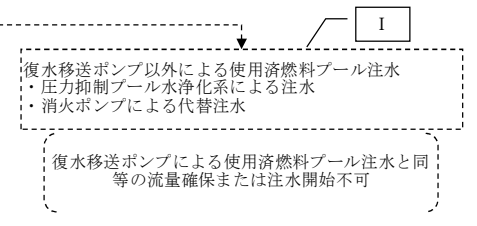
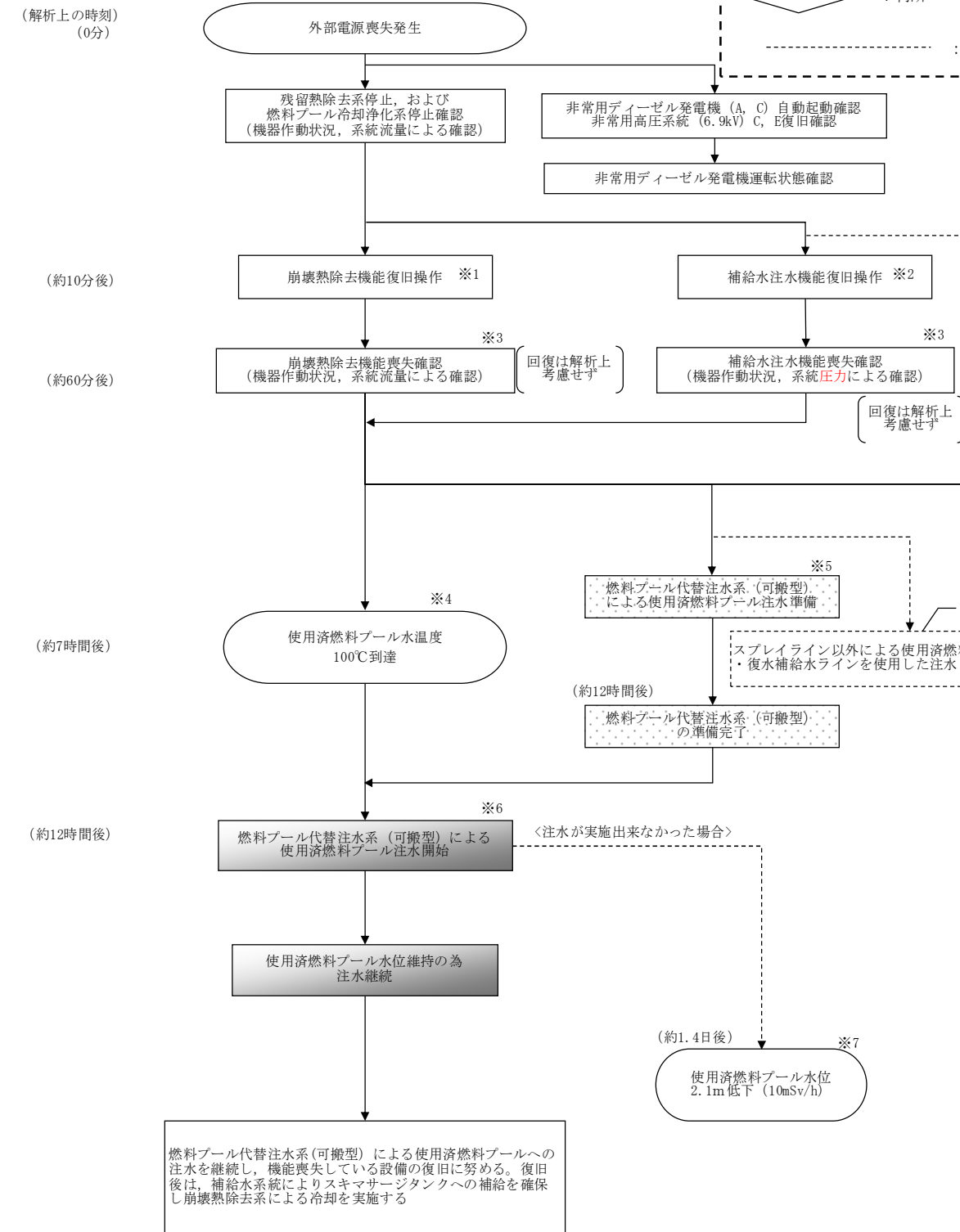


図 4.1.1 想定事故 1 の重要事故等対策の概略系統図
(使用済燃料プールへの注水)

プラント前提条件
 ・プラント停止後10日目
 ・全燃料取り出し&プールゲート「閉」
 ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (A) 最大熱負荷モード運転中
 ・残留熱除去系 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (C) 原子炉停止時冷却モード待機中 (原子炉圧力容器水抜き準備)
 ・燃料プール冷却浄化系運転中



- ※1 残留熱除去系 (A) 最大熱負荷モード再起動, 残留熱除去系 (C) 最大熱負荷モード起動及び燃料プール冷却浄化系再起動操作を実施する
- ※2 復水移送ポンプ (A, C) 起動
- ※3 中央制御室にて機器ランプ表示, 機器故障警報, 系統流量指示計, 系統圧力指示計等にて機能喪失を確認する
- ※4 使用済燃料貯蔵プール水温度計により100℃を確認する
- ※5 使用済燃料プールへの補給は「使用済燃料プールのスプレイライン」を使用する
常設スプレイ設備が使用できない場合, 可搬型スプレイ設備による使用済燃料プールへの補給を実施する
- ※6 事故12時間後の使用済燃料プール水位は通常水位約-0.4mとなる
- ※7 使用済燃料貯蔵プール水位計にて確認する



【有効性評価の対象とはしていないが, 他に取れる手段】

I 圧力抑制プール水浄化系 (SPCU) により「非常時補給モード」で使用済燃料プールへの注水も実施できる。水源は復水貯蔵槽またはサブプレッションプールになる消火系を燃料プール代替注水系として使用する場合があるため消火ポンプ運転状態について確認する。消火系は復水補給水系を経由して使用済燃料プールへ注水することも可能である

II 燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プール注水は「使用済燃料プールのスプレイライン」以外に, 復水補給水系を経由して使用済燃料プールへ注水することも可能である。燃料プール代替注水系 (可搬型) の水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である

III 「過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池から過水タンクへの補給も合わせて実施する

図 4.1.2 想定事故 1 の対応手順の概要

想定事故1 (使用済燃料プールの冷却機能及び補給水機能の喪失)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)														備考		
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮		事象発生 約7時間 使用済燃料プール水温100℃到達 プラント状況確認 約60分 崩壊熱除去機能、補給水注水機能 喪失確認 約4時間 使用済燃料プール水温65℃到達 約12時間 使用済燃料プール補給開始																	
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡																		
	運転員(中央制御室)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)																			
	6号	7号	6号	7号	6号	7号																		
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・使用済燃料プール冷却系停止確認 (燃料プール冷却浄化系ポンプ、残留熱除去系ポンプ) ・非常用ディーゼル発電機 自動起動確認	10分	適宜実施															
使用済燃料プール冷却系復旧作業 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・使用済燃料プール冷却系 機能回復 (燃料プール冷却浄化系ポンプ、残留熱除去系ポンプ)															対応可能な要員により対応する。		
使用済燃料プール補給水系復旧作業 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・使用済燃料プール補給水系 機能回復 (復水補給水系)															対応可能な要員により対応する。		
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給(常設スプレイライン使用)	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設(防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給	10分	65分	適宜実施														
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給(可搬ホース及び可搬スプレイノズル使用) (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (建屋内ホース敷設、可搬型スプレイノズル設置) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (建屋内ホース接続) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設(防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから建屋内ホース)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給															常設スプレイライン使用不可の場合要員を確保して対応する		
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	-	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給	10分	90分	適宜実施														
燃料給油準備	-	-	-	-	-	2人	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリへの補給	10分	90分	適宜実施														タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油	適宜実施																
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	0人	0人	8人		原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く(運転開始直後を考慮しても使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで 1日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっていない状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。																	

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 4.1.3 想定事故1の作業と所要時間
4.1-14

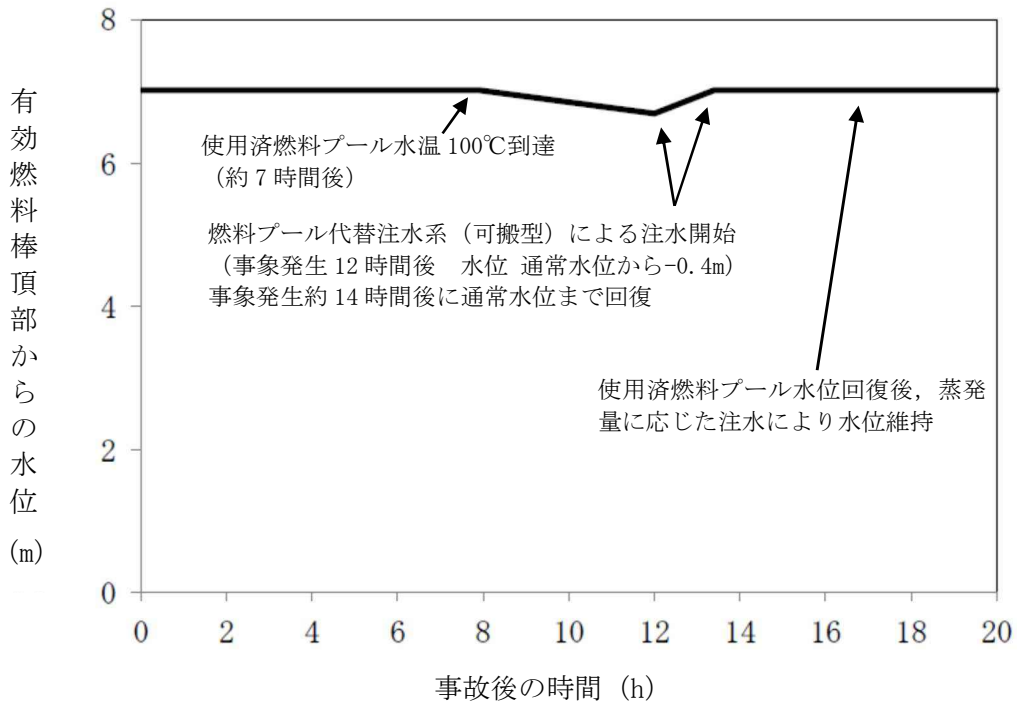


図 4.1.4 使用済燃料プール水位の推移

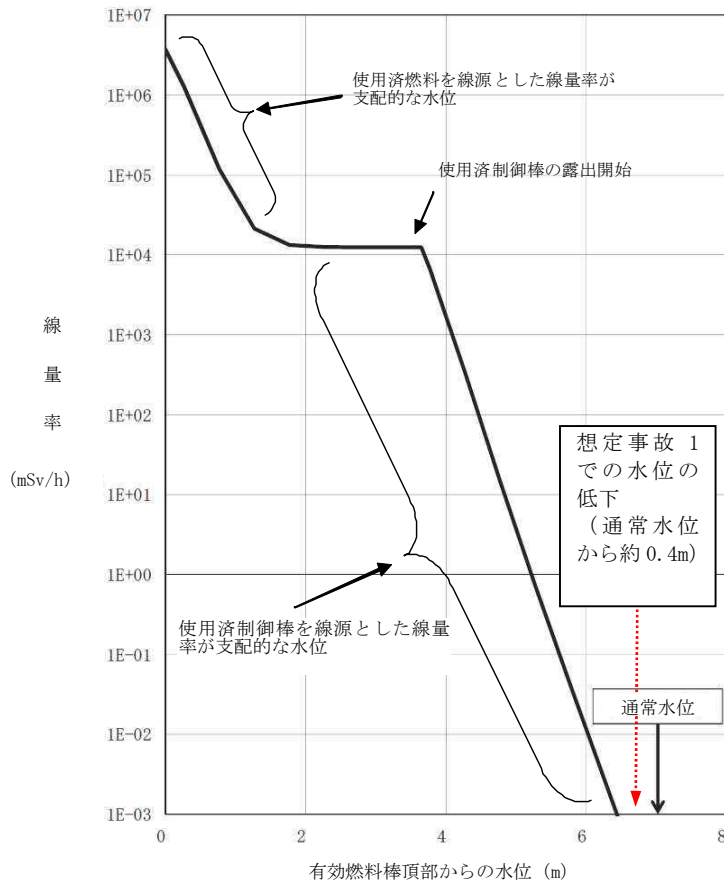


図 4.1.5 使用済燃料プール水位と線量率

表 4.1.1 想定事故 1 における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	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
使用済燃料プールの冷却系機能喪失確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プール冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却系機能喪失であることを確認する	【非常用ディーゼル発電機】	—	【残留熱除去系系統流量計】 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの補給水系機能喪失確認	使用済燃料プールの冷却系機能喪失の確認後、使用済燃料プール水温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの補給準備が困難な場合、使用済燃料プールの補給水系機能喪失であることを確認する	—	—	復水移送ポンプ吐出圧力計 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの補給	燃料プール代替注水系 (可搬型) の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プール注水により、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する	常設スプレイヘッド	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの補給 (可搬型スプレイ設備)	常設スプレイヘッドが使用できない場合、可搬型スプレイヘッドによる燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プール注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する	—	可搬型スプレイヘッド 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)

【 】: 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

表 4.1.2 主要評価条件（想定事故1）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 2,093m ³ ※1	保有水を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
	燃料の崩壊熱	約 11MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 50 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日 ※2）で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系、サプレッションプール浄化系等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 記載の値は 7 号炉の値である。6 号炉の使用済燃料プールの保有水量は 7 号炉とほぼ同様であるため、評価は 7 号炉の値を使用する。

※2 柏崎刈羽原子力発電所 1 号炉から 7 号炉までの定期検査における実績を確認し、解列後の制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約 3 日及び全燃料取り出しの最短時間約 7 日を考慮して原子炉停止後 10 日を設定。

表 4.1.2 主要評価条件（想定事故 1）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）	80m ³ /h（1台）※1にて注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して、事象発生から 12 時間までは、その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量は、ともに 80m³/h(1台)である。

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

図1に使用済燃料プール等の平面図を示す。

定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、使用済燃料プールは原子炉ウェル、D/Sピット、キャスクピットと繋がっているが、有効性評価においては、プールゲートを閉鎖している場合を想定し、原子炉ウェル、D/Sピット、キャスクピットの保有水量は考慮しない。

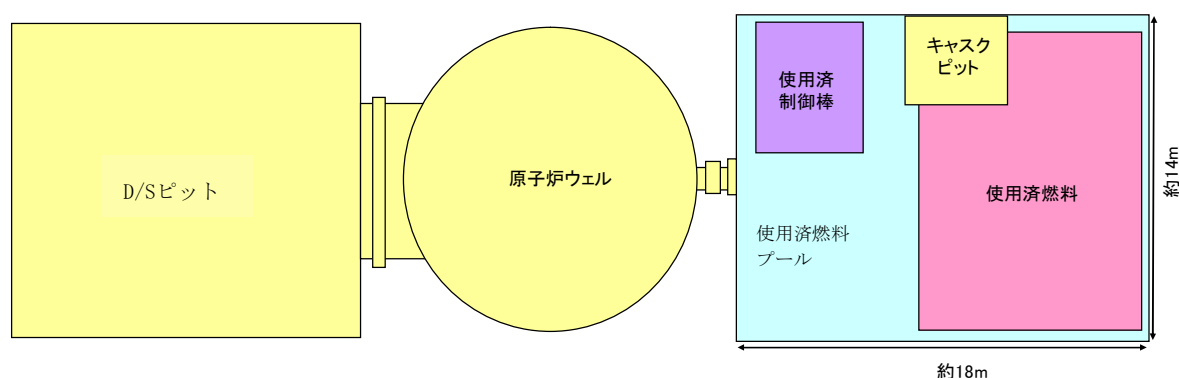


図1 使用済燃料プール等の平面図

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

図2に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し、例えば10mSv/hの場合は、通常水位から約2.1m*下の位置より高い遮蔽水位が必要である。

※放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プール水位の算出方法については添付資料4. 1. 2に示す。

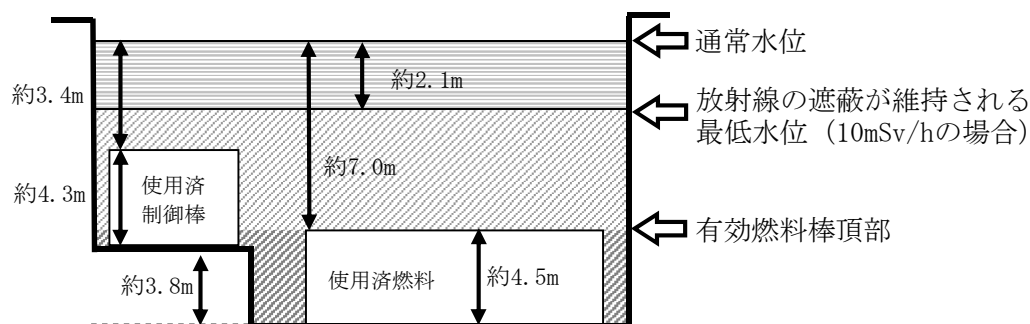


図2 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

4. 想定事故1における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能喪失により、崩壊熱による使用済燃料プール水位の低下について、以下の式を用いて計算を行った。事象を厳しく評価するため、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される最大水温の65℃とする。また、発生する崩壊熱は全て使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発に寄与するものとし、使用済燃料プールの水面及び壁面などからの放熱は考慮しない。さらに、注水時においては顕熱を考慮せず注水流量から崩壊熱相当の蒸発量を差し引いた分の水が注水されることを想定した。

○算定方法、算定条件

①冷却機能喪失から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{(100[\text{°C}]-65[\text{°C}]) \times \text{プール保有水の比熱[kJ/kg/°C]}^{※1} \times \text{プールの保有水[m}^3] \times \text{プールの保有水密度[kg/m}^3]^{※2}}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

②沸騰による蒸発量と沸騰開始から有効燃料棒頂部冠水部まで水位が低下するまでの時間

$$\text{1時間あたりの沸騰による蒸発量[m}^3/\text{h]} = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}{\text{プール保有水密度[kg/m}^3]^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}$$

$$\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの保有水量[m}^3] \times \text{プール保有水密度[kg/m}^3]^{※2} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}^{※3}}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MW]} \times 10^3 \times 3600}$$

③沸騰による使用済燃料プール水位の低下平均速度

$$\text{水位低下速度[m/h]} = \frac{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの高低差[m]}}{\text{通常水位から有効燃料棒頂部冠水部まで水位低下にかかる時間[h]}}$$

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており保有水が少ないため、使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く、使用済燃料プールの上部では水位低下速度は遅い。有効燃料棒頂部に水位が到達するまでの時間評価では、保守的に一律の水位低下速度を想定する。

○算定に使用する値

使用済燃料プール保有水の比熱[kJ/kg/°C] ^{※1}	使用済燃料プールの保有水[m ³]	使用済燃料プールの保有水密度[kg/m ³] ^{※2}	使用済燃料の崩壊熱[MW]
4.185	6号炉：2085.14 7号炉：2,093	958	10.899

蒸発潜熱[kJ/kg] ^{※3}	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの保有水量[m ³] ^{※4}	通常水位から有効燃料棒頂部冠水部までの高低差[m]	通常水位から2.1m下までの保有水量[m ³]
2256.47	6号炉：1597.63 7号炉：1604	6号炉：6.975 7号炉：7.017	6号炉：481 7号炉：489

※1 65℃から100℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる65℃の値を採用。（1999年蒸気表より）

※2 65℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用。（1999年蒸気表より）

※3 100℃の飽和水のエンタルピと100℃の飽和蒸気のエンタルピの差より算出。（1999年蒸気表より）

※4 保有水量の算出では有効燃料棒頂部冠水部として燃料ハンドル上部（有効燃料棒頂部より0.1m程度高い位置）を設定

なお、①～③の式による算出については以下の保守的な仮定と非保守的な仮定の元の評価であるが、総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きく、保守的な評価となっていると考えられる。

<保守的な仮定>

- ・使用済燃料プールの温度変化に対する比熱及び密度の計算にて、もっとも厳しくなる値を想定している。
- ・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

<非保守的な仮定>

- ・簡易的な評価とするために使用済燃料プールの温度を全て均一の温度とし、プール全体が100℃に到達した時間を沸騰開始としている。

なお、注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評価の仮定による影響は無視できる程度だと考える。

○算定結果

項目	6号炉	7号炉
使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[h]	約7	約7
使用済燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m ³ /h]	約19	約19
使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[h]	約33	約33
有効燃料棒頂部冠水部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間[h]	約92	約92
使用済燃料プール水位の低下速度[m/h]	約0.08	約0.08

6号及び7号炉の使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、使用済燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、事象発生から約7.5時間後に沸騰が開始され、蒸発により使用済燃料プールの水位低下が始まる。この時の蒸発量は、約19m³/hである。

よって、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽に必要な通常水位より2.1m（10mSv/hの場合）下の位置まで低下するまでの時間は、6号及び7号炉の各号炉ともに事象発生から約33時間後であり、重大事故等対策として期待する可搬型代替注水ポンプを用いた燃料プール代替注水系（可搬型）による注水操作の時間余裕は十分にある。

<参考>

有効性評価では崩壊熱が厳しい定期検査中に全炉心燃料が使用済燃料プールに取り出される想定であり、通常運転中の想定は以下の通りとなる。

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、使用済燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約1.3日後に沸騰が開始され、その後使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽に必要な通常水位より2.1m（10mSv/hの場合）下の位置まで低下するまでの時間は、事象発生から約4.6日後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは、原子炉停止中の使用済燃料プールに比べてさらに長い時間余裕がある。

項目	6号炉	7号炉
使用済燃料の崩壊熱[MW]	約2.6	約2.6
使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[day]	約1.3	約1.3
崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m ³ /h]	約4.4	約4.4
使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[day]	約4.6	約4.6
有効燃料棒頂部冠水部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間[day]	約16.4	約16.5
使用済燃料プール水位の低下速度[m/h]	約0.02	約0.02

5. 燃料取出スキーム

取出燃料	柏崎刈羽 7 号炉から発生分				柏崎刈羽 1, 3, 5 号炉から発生分			
	冷却期間	燃料数[体]	取出平均 燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]	冷却期間	燃料数 [体]	取出平均 燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]
5 サイクル 冷却済燃料	—	—	—	—	2×(14 ヶ月+70 日)+35 ヶ月	476	50	0.198
4 サイクル 冷却済燃料	4×(14 ヶ月+70 日) +10 日	208	50	0.088	—	—	—	—
	—	—	—	—	1×(14 ヶ月+70 日)+35 ヶ月	528	50	0.277
3 サイクル 冷却済燃料	3×(14 ヶ月+70 日) +10 日	208	50	0.112	—	—	—	—
	—	—	—	—	35 ヶ月	528	50	0.404
2 サイクル 冷却済燃料	2×(14 ヶ月+70 日) +10 日	208	50	0.167	—	—	—	—
1 サイクル 冷却済燃料	1×(14 ヶ月+70 日) +10 日	208	50	0.312	—	—	—	—
定期検査時 取出燃料	10 日	872	33	9.341	—	—	—	—
小計	—			10.020	—			0.879
崩壊熱合計	崩壊熱:10.899 MW (燃料体数 3,236 体)							

注 1：柏崎刈羽 7 号炉の使用済燃料プールの燃料保管容量は 3,444 体（6 号炉は 3,410 体），1 取替分（208 体）の新燃料のスペースを考慮して使用済燃料の体数は 3,236 体である。6 号炉と比較して貯蔵体数が多いため，評価では 7 号炉の燃料の崩壊熱を使用する。

注 2：崩壊熱は号炉間の燃料輸送を想定した設定とする。

注 3：炉心燃料の取り出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後 10 日を採用する。

「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について

1. 使用済燃料の計算条件

使用済燃料プール内のラックに燃料が全て満たされた状態を仮定し、その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態
- 線量材質：使用済燃料及び水を考慮（密度 g/cm³）
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする。
- 線源強度は、以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。
 - ・燃料照射期間：1915 日（燃焼度 50Gwd/t 相当の値）
 - ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型（低 Gd）
 - ・濃縮度： (wt.%)
 - ・U 重量：燃料一体あたり (kg)
 - ・停止後の期間：10 日（実績を考慮した値を設定）

○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いており、その評価モデルを図 1 に示す。また、計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

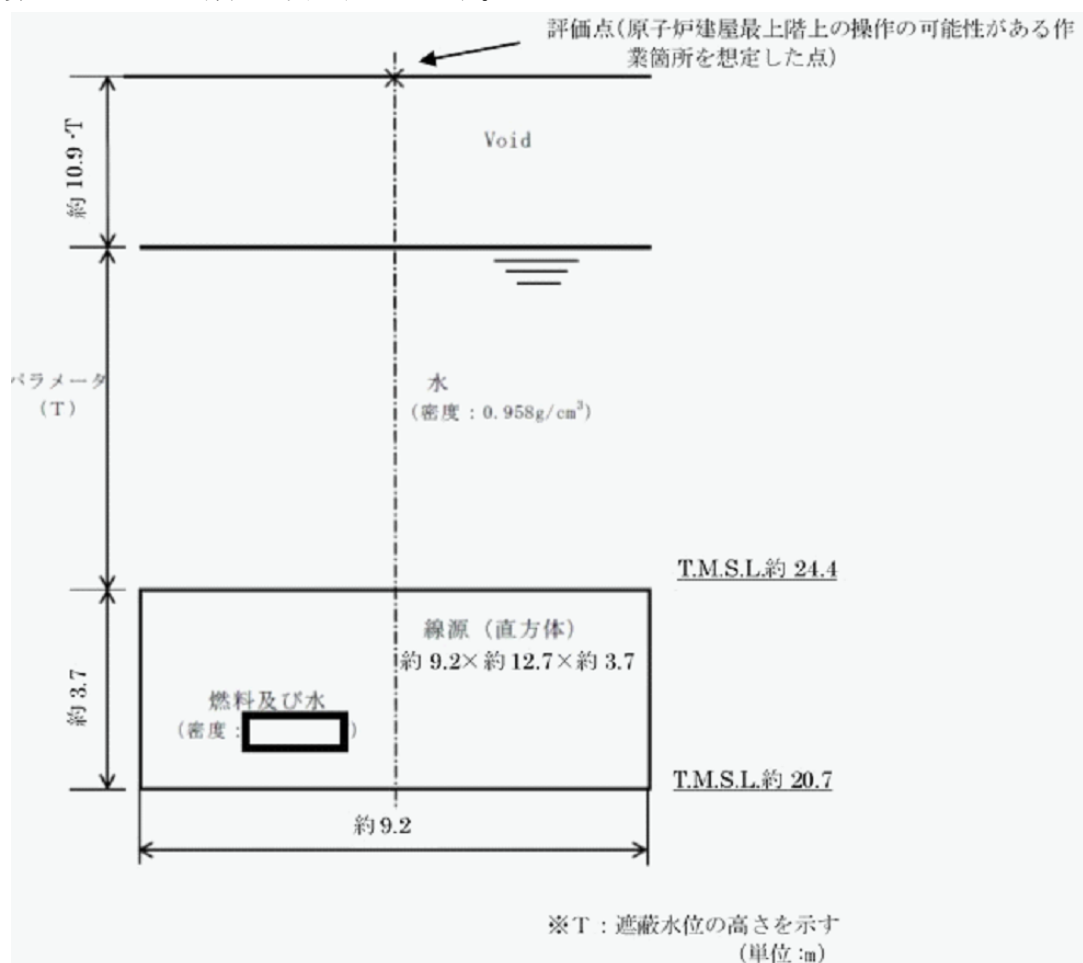


図 1 使用済燃料の線量率計算モデル

表 1 使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	2.66×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	6.07×10^{10}
3	3.75×10^{-2}	6.99×10^{10}
4	5.75×10^{-2}	4.56×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	5.4×10^{10}
6	1.25×10^{-1}	9.78×10^{10}
7	2.25×10^{-1}	5.65×10^{10}
8	3.75×10^{-1}	4.56×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	1.67×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	1.86×10^{11}
11	1.25×10^0	1.47×10^{10}
12	1.75×10^0	5.03×10^{10}
13	2.25×10^0	3.35×10^9
14	2.75×10^0	1.86×10^9
15	3.50×10^0	1.64×10^7
16	5.00×10^0	1.34×10^2
17	7.00×10^0	1.55×10^1
18	9.50×10^0	1.78×10^0
合計		1.12×10^{12}

2. 使用済制御棒の計算条件

使用済燃料プール内の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済制御棒貯蔵ハンガの全てに使用済制御棒が満たされた状態

○線源材料：水（密度 0.958g/cm³）

65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる 100℃の値を採用

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線はエネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し、使用済制御棒上部は上部ローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は下部ローラを代表としてモデル化している。使用済制御棒中間部は制御棒を挿入時（照射期間 426 日）にのみ、使用済制御棒上部と下部は挿入時と引き抜き時（照射期間 1278 日）の間、炉心下部の出力ピーキングに応じた中性子が照射されるものとする。

また、使用済燃料プールには、タイプ別でかつ、冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式(1)により算出した。

$$\cdot \text{平均線源強度} = \frac{\sum \{ (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度}) \times (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数}) \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots (1)$$

制御棒のタイプは Hf, B₄C の 2 タイプ、冷却期間は 0~10 サイクルの 11 種類、全貯蔵本数は 204 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算は QAD-CGGP2R コードを用いておりその評価モデルを図 2 に示す。また、計算により求めた線源強度を表 2 に示す。

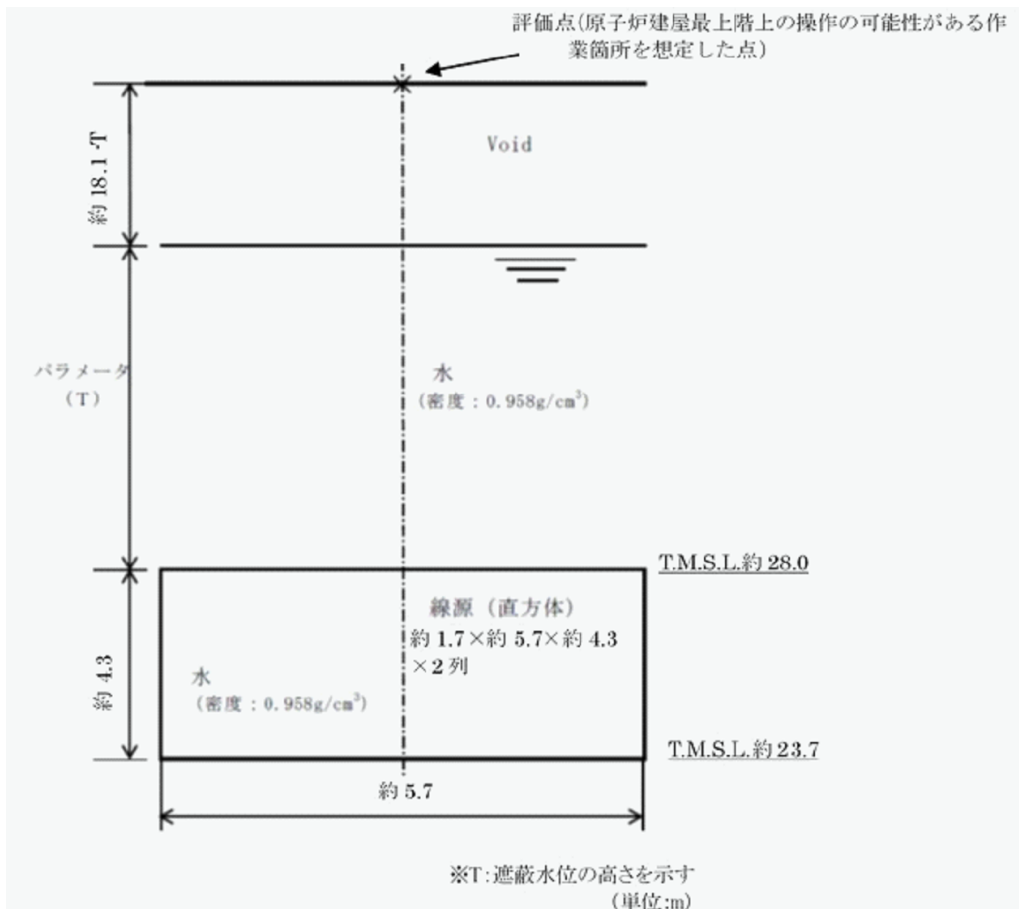


図 2 使用済制御棒の線量率計算モデル

表 2 使用済制御棒の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3}\cdot\text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	7.40×10^6	1.70×10^9	7.40×10^6
2	2.50×10^{-2}	5.85×10^4	1.32×10^7	5.85×10^4
3	3.75×10^{-2}	4.01×10^4	1.18×10^7	4.01×10^4
4	5.75×10^{-2}	4.41×10^4	4.37×10^9	4.41×10^4
5	8.50×10^{-2}	2.29×10^4	4.46×10^7	2.29×10^4
6	1.25×10^{-1}	3.99×10^4	6.42×10^9	3.99×10^4
7	2.25×10^{-1}	3.98×10^4	1.31×10^8	3.98×10^4
8	3.75×10^{-1}	2.36×10^6	1.52×10^9	2.36×10^6
9	5.75×10^{-1}	6.17×10^6	8.46×10^9	6.17×10^6
10	8.50×10^{-1}	2.22×10^7	7.39×10^7	2.22×10^7
11	1.25×10^0	8.13×10^7	5.27×10^8	8.13×10^7
12	1.75×10^0	1.14×10^5	1.79×10^5	1.14×10^5
13	2.25×10^0	4.31×10^2	4.52×10^2	4.31×10^2
14	2.75×10^0	3.47×10^0	1.24×10^0	3.47×10^0
15	3.50×10^0	1.46×10^{-3}	3.41×10^{-5}	1.46×10^{-3}
16	5.00×10^0	1.52×10^{-5}	3.55×10^{-7}	1.52×10^{-5}
17	7.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0
18	9.50×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0	0.00×10^0
合計		1.20×10^8	2.33×10^{10}	1.20×10^8

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は次に示すようにステンレスの使用済制御棒ハンガにハンドル部を通して格納されている。評価ではこの構造材を含めた使用済制御棒設置箇所を直方体の線源としてモデル化している。

遮蔽計算をする際、線源材にも密度を設定することで自己遮蔽等の計算を行う。本評価ではこちらを設定を制御棒が冠水時 (①)、一部露出時 (②)、露出時 (③) のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として計算している。

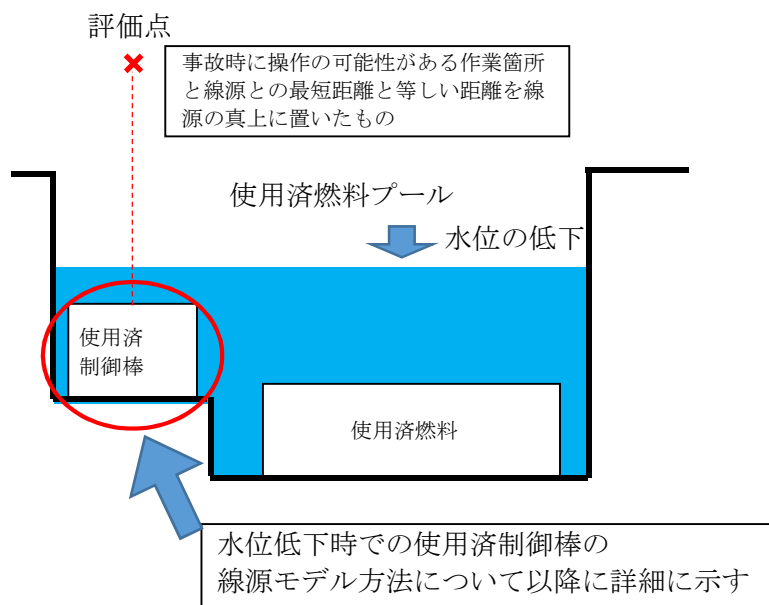
こちらは露出時 (③) において、制御棒間等は気中とあるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや炭化ホウ素 (またはハフニウム) 等で構成されていること、線源以外にも使用済制御棒ハンガのような構造材があることから充分保守的なモデルとなっている。

冠水時 (①)、一部露出時 (②) の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて、制御棒間の隙間など、気中であった箇所に水が入る為、遮蔽効果はさらに高まるが、評価においては露出時 (③) と同様、水と設定して評価をすることでさらに保守的なモデルとなっている。

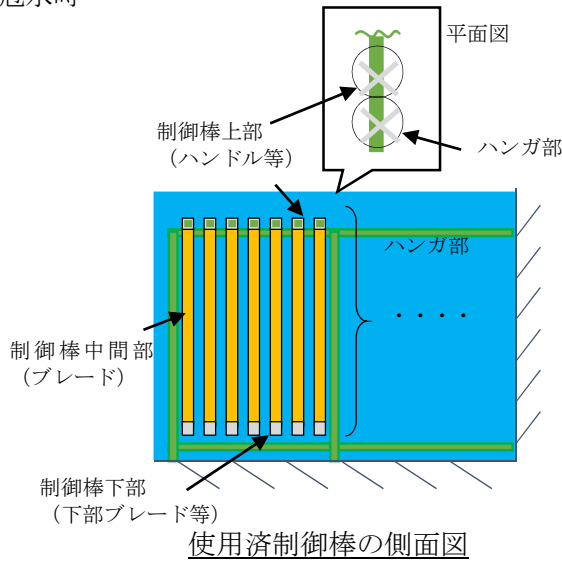
評価結果において、水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と、完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは、評価で上記に示す通り冠水時 (①) と露出時 (③) を等しく、線源が水として計算しているためである。

<参考>

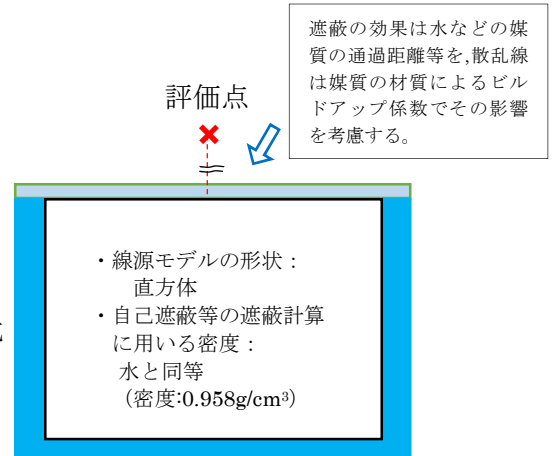
一例として Co60 を線源とした時の 1/10 価層は水であると約 70cm であるのに対して、鉄 (密度: 7.87kg/cm³) であると約 7.4cm となり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。



①冠水時

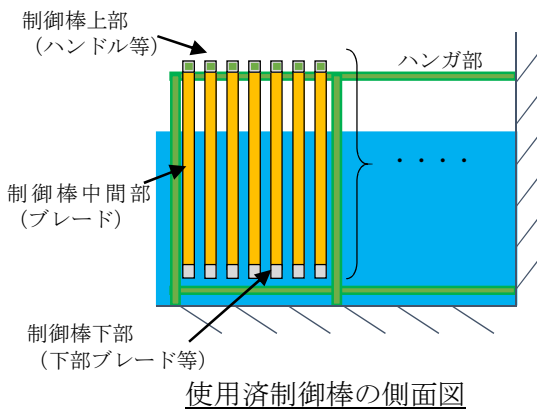


モデル化

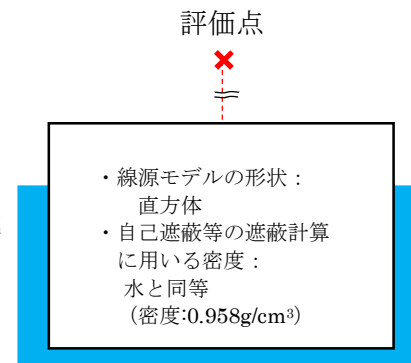


制御棒の線源モデル (冠水時)

②一部露出時

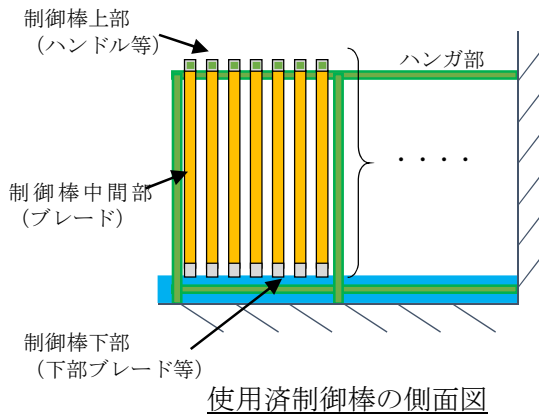


モデル化

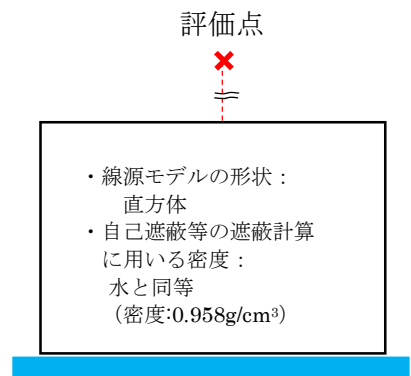


制御棒の線源モデル (一部露出時)

③露出時



モデル化



制御棒の線源モデル (露出時)

3. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。

一般的に点減衰核積分法では、線源領域を細分化し点線源で近似を行い、各点線源から計算点までの媒質の通過距離から非散乱ガンマ線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ、線源領域全空間で積分した後、線量率換算係数を掛けることで計算点での線量率を求める。

QAD-CGGP2R コードでは、式(2)を用い、線量率を計算している。図3にQAD-CGGP2R コードの計算体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^2} \cdot e^{(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k)} \cdot B_{ij} \cdot \dots \dots \dots (2)$$

- j : エネルギー群番号 (18 群)
- i : 線源点番号
- k : 領域番号 (遮蔽領域)
- F_j : 線量率換算係数
- S_{ij} : i 番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギー j 群の点線源強度
- R_i : i 番目の線源点と計算点の距離
- B_{ij} : ビルドアップ係数
- μ_{jk} : 領域 k におけるエネルギー j 群のガンマ線に対する線吸収係数
- t_k : 領域 k をガンマ線が透過する距離

これにより求めたエネルギー第 j 群の線量率 D_j から、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を計算している。

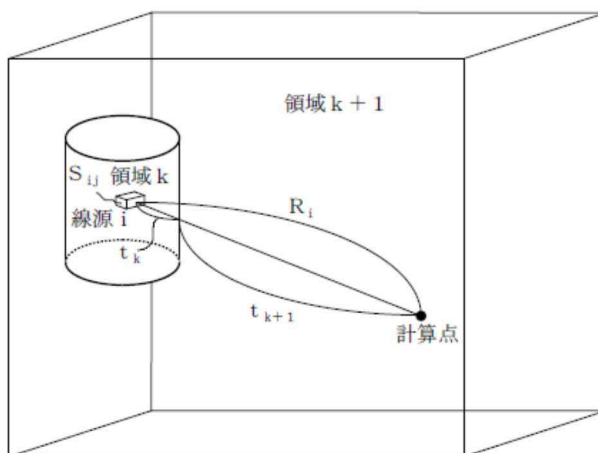


図3 QAD-CGGP2R コードの計算体系

4. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、使用済燃料プールの近接にある燃料プール冷却浄化系の手動弁の設置箇所（想定事故1では操作しない）を考慮して、原子炉建屋最上階の床付近とした。なお、評価では図1および図2の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず、線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故1では原子炉建屋最上階での作業は不要であるため、被ばくの評価で照射時間を想定することは困難であるが、仮に使用済燃料プールの近接にある燃料プール冷却浄化系の手動弁の操作であっても長時間の作業とならない。そこで想定事故1の線量率は、緊急作業時の被ばく限度（100mSv）から十分余裕のある10mSv/hとした。

必要な遮蔽水位は下の図より柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉において約4.9mとなり、開始水位から約2.1mが低下した水位である。

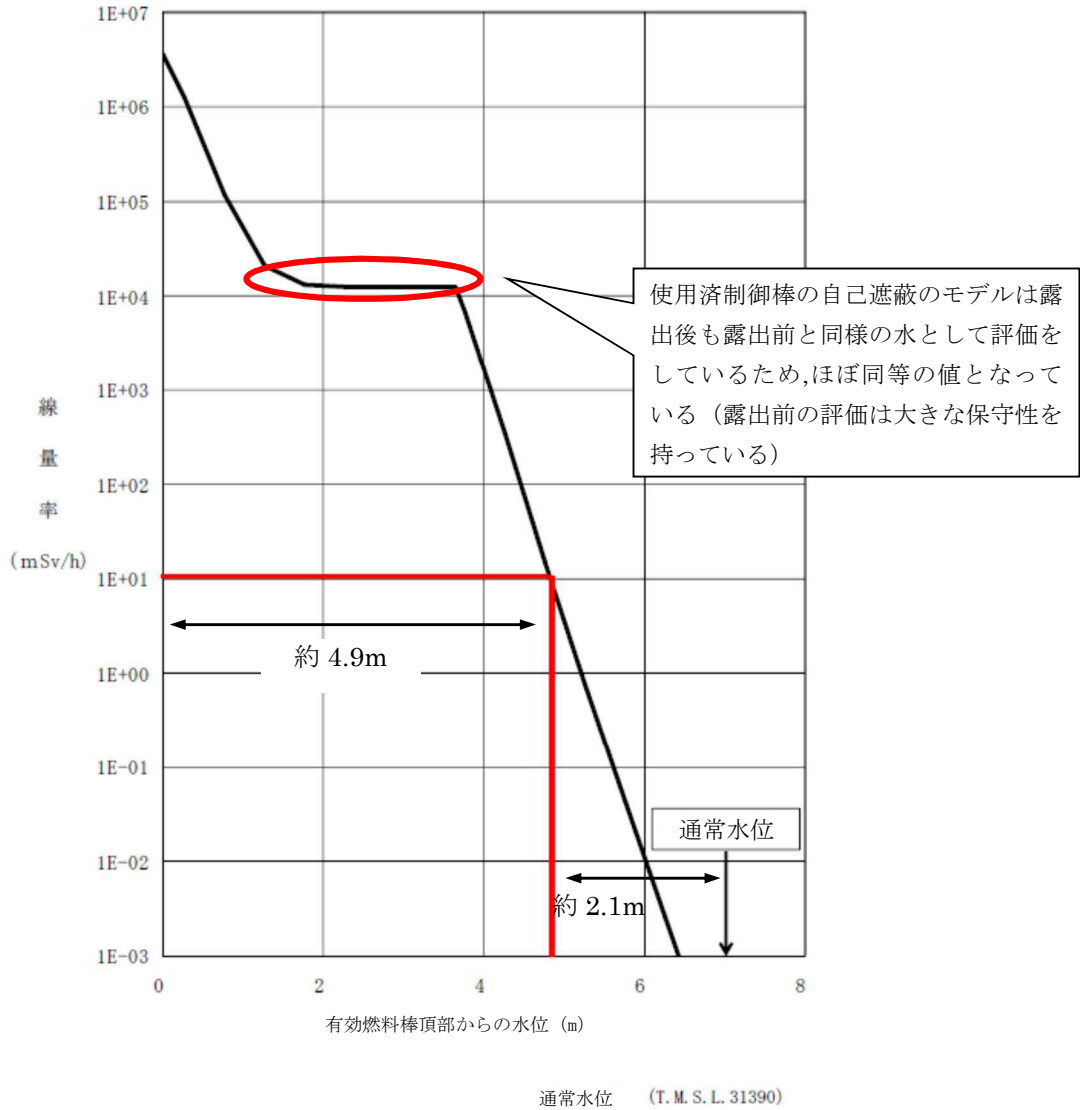


図4 放射線の遮蔽が維持される水位

安定状態について

想定事故 1（使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：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使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽，及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，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】使用済燃料プールの安定状態の確立について

燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位を回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

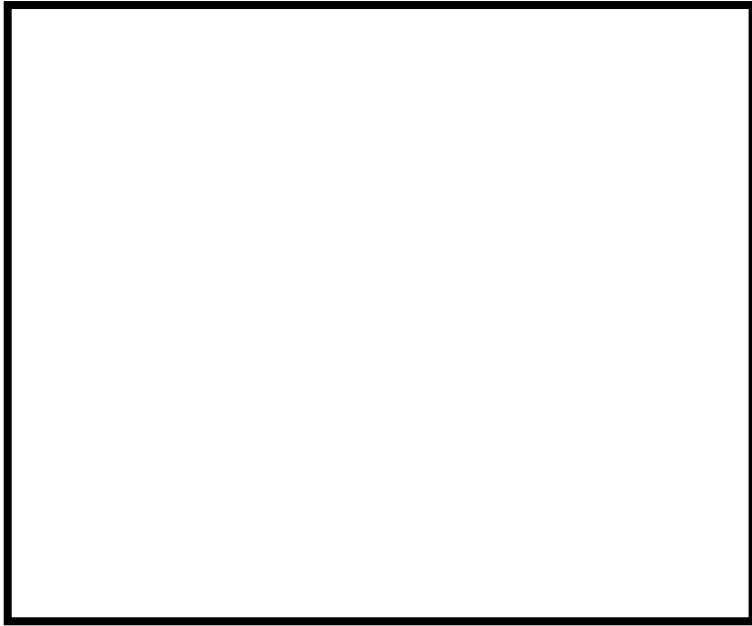
柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料が貯蔵される。使用済燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と使用済燃料が貯蔵されるが、臨界設計については新燃料及びいかなる燃焼度の燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率として 1.30 を仮定している。また、プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。

仮に使用済燃料プール水が沸騰や喪失した状態、燃料プール代替注水系（可搬型）によるスプレイが作動する状態を想定し、使用済燃料プールの水密度が減少した場合を考えると、ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し、実効増倍率を低下させる効果がある。一方、ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸収する効果が減少するため、隣接ラックへの中性子の流れ込みが強くなり、実効増倍率を増加させる効果が生じる。

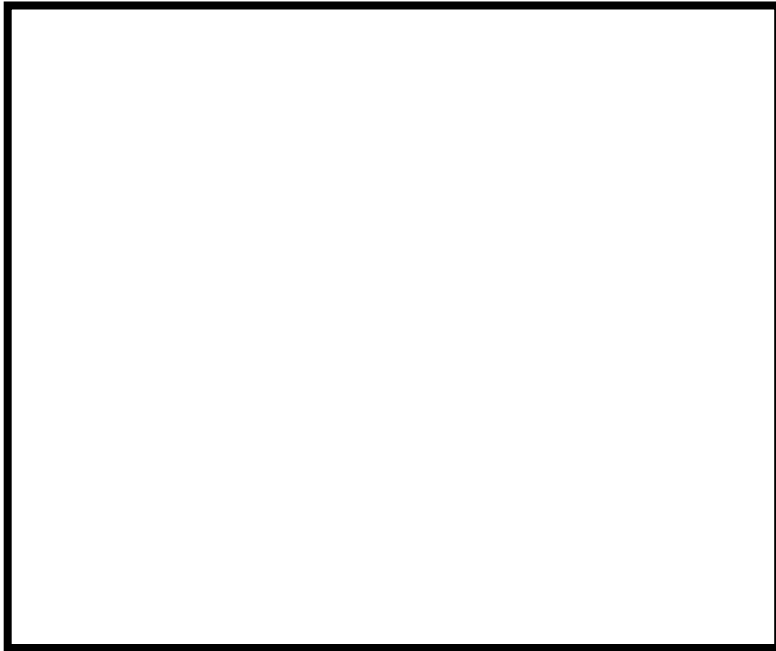
低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の 2 つの効果のバランスにより決定されるため、ラックの材質・ピッチの組み合わせによっては通常の冠水状態と比較して臨界評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで、柏崎刈羽 6 号及び 7 号炉の使用済燃料プールにおいて水密度を $1.0 \sim 0.0 \text{ g/cm}^3$ と変化させて実効増倍率を計算したところ、中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により、実効増倍率を増加させる効果である隣接ラックへの中性子の流れ込みが抑制されることから、水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため、水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることを確認した。

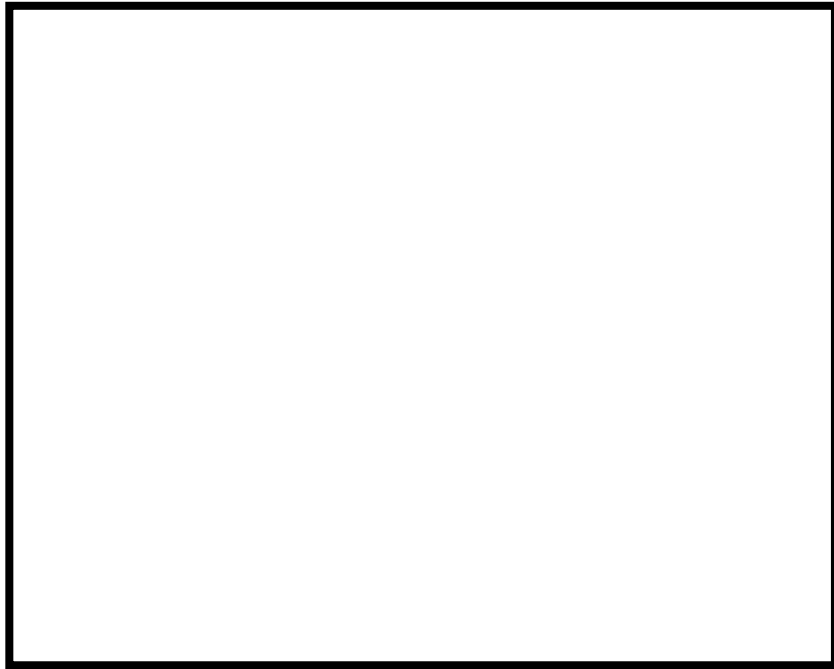
なお、解析には米国オークリッジ国立研究所 (ORNL) により米国原子力規制委員会 (NRC) の原子力関連許認可評価用に作成された 3 次元多群輸送計算コードであり、米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されている SCALE システムを用いた。



柏崎刈羽 6 号炉 角管型ラックの計算体系



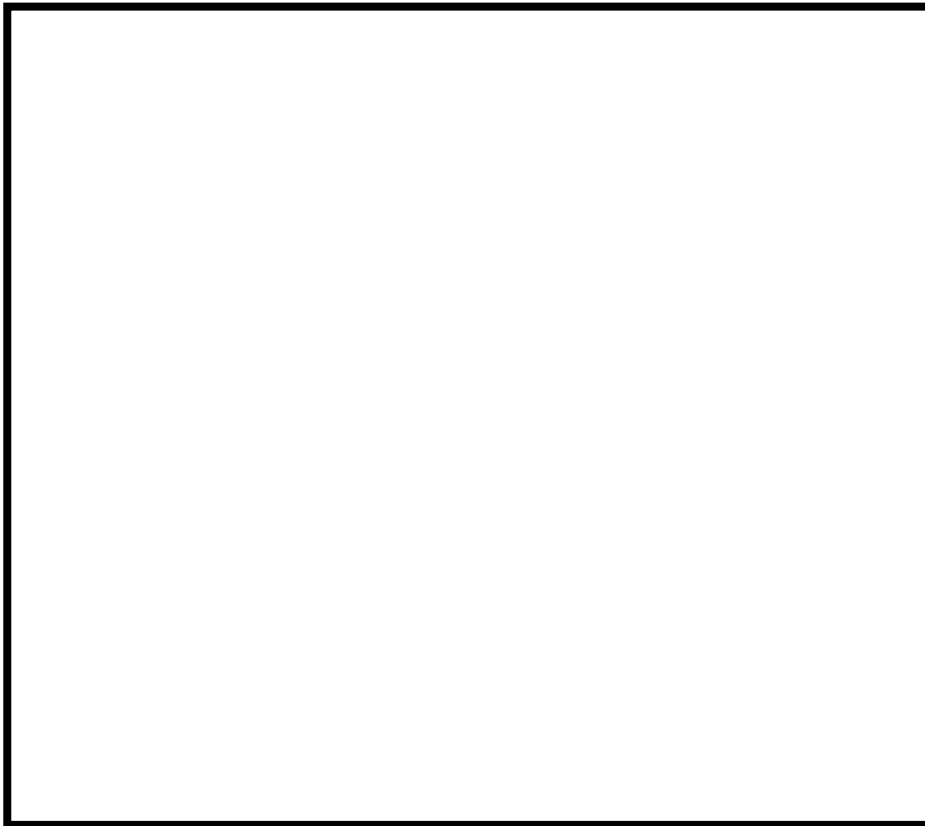
柏崎刈羽 6 号炉 格子型ラックの計算体系



柏崎刈羽 7 号炉 角管型ラックの計算体系



実効増倍率の水密度依存性 (6号炉)



実効増倍率の水密度依存性 (7号炉)

評価条件の不確かさの影響評価について(想定事故 1)

表 1 評価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 (1/3)

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 11MW	約 10MW 以下 (実績値)	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定。炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い 10 日を想定燃料の崩壊熱の計算に当たっては、ORIGEN2 を用いて算出	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約 27℃～約 45℃ (実測値)	保安規定の設定値である 65℃を設定	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなるのが考えられるが、注水操作は、使用済燃料プールの初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下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 なお、自然蒸発、使用済燃料プール水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなるのが考えられる。さらに、仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 1 日以上(10mSv/h の場合 6 号及び 7 号炉 約 1.1 日)、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 3 日以上(6 号及び 7 号炉 約 3.5 日)あり、事象発生から 12 時間後までに燃料プール代替注水系(可搬型)による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/3)

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	設計値を設定	<p>評価条件での使用済燃料プールの初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなるが、注水操作は、初期水位に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない</p> <p>また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、最大で約3mの水位低下が発生する（スロッシング量：6号炉690m³、7号炉710m³）。この場合、原子炉建屋最上階の線量が上昇する（1.0×10⁶mSv/h程度^{*2}）ため、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）を用いた燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外での操作であるため、原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽が維持される水位を下回ったとしても、現場操作に必要な遮蔽は使用済燃料プール管体、原子炉建屋等により維持される。事象発生12時間後から使用済燃料プールへ注水することにより、原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽が維持される最低水位まで回復する時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約26時間後となる（6号及び7号炉同様）。また、水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉約2.2日）あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p>	<p>評価条件での使用済燃料プールの初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から0.3m程度低下した位置）とした場合であっても放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から1日以上（10mSv/hの場合 6号及び7号炉約1.2日）、水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉約3.7日）あり、事象発生12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p> <p>また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、最大で約3mの水位低下が発生する（スロッシング量：6号炉690m³、7号炉710m³）。この場合、原子炉建屋最上階の線量が上昇する（1.0×10⁶mSv/h程度^{*2}）ため、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）を用いた燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外での操作であるため、原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽が維持される水位を下回ったとしても、現場操作に必要な遮蔽は使用済燃料プール管体、原子炉建屋等により維持される。事象発生12時間後から使用済燃料プールへ注水することにより、原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽が維持される最低水位まで回復する時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約26時間後となる（6号及び7号炉同様）。また、水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉約2.2日）あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい</p>
	プールゲートの状態	プールゲート閉鎖 （原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮しない）	プールゲート開放 （原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮）	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮しない状態を想定	<p>プールゲートの開放を想定した場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和されるが、注水操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない</p>	<p>プールゲートの開放を想定した場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による水位の低下速度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</p>
	外部水源の容量	約18,000m ³	18,000m ³ 以上 （淡水貯水池水量）	淡水貯水池の通常時の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	<p>最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生12時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により防火水槽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</p>	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 （軽油タンク容量）	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	<p>最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない</p>	—

※1 本評価値は、使用済燃料プールへの戻り水の影響を考慮していない保守的なものであり、これらを考慮するとスロッシング量が小さくなる。

※2 本評価値は、遮蔽の影響を考慮していない保守的なものであり、プールの躯体等が遮蔽となる場所では、線量率が小さくなる。

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/3)

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び補給水機能が喪失しているものとして設定	評価条件と最確条件が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	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであるが、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、外部電源がある場合と事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水流量	最大 80m ³ /h	80m ³ /h 以上 ^{※1}	可搬型代替注水ポンプの設計流量を基に設定	燃料プール代替注水系（可搬型）による注水操作は、注水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	評価条件で設定している燃料プール代替注水系（可搬型）による注水流量は燃料の崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（最大 19m ³ /h）より大きく、注水操作開始以降の流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量は、ともに 80m³/h(1台)である。

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/2)

項目	評価条件 (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	
	評価上の操作開始時間							
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方						
操作条件	燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して, 事象発生から 12 時間までは, その機能に期待しないと仮定	<p>【認知】</p> <p>燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から 12 時間後であり, それまでに外部電源喪失等による使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知できる時間がある</p> <p>【要員配置】</p> <p>当該操作は専任の緊急時対策要員が配置されており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>燃料プール代替注水系 (可搬型) に用いる消防車は, 荒浜側高台から大湊側ヤードまで事象発生後に移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に, アクセスルートの被害があっても, ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる体制としており, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水準備は, 消防車の配置, ホース敷設, ポンプ起動及びホース接続口の弁の開操作である。移動時間を含め, これら準備操作に 1 時間を想定している。評価上の操作開始時間を 12 時間後と設定しているが, 他の操作はないため, 使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知した時点で準備が可能である。なお, その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作時に, 他の並列操作はなく, 操作時間に与える影響なし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>評価上の操作開始時間を事象発生 12 時間後として設定しているが, 他の操作はないため, 使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって, 評価上の操作開始時間に対し, 実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ, 使用済燃料プール水位の回復を早める</p>	<p>評価上の操作開始時間に対して, 実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ, この場合, 使用済燃料プール水位の回復が早くなり, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる</p>	<p>当該操作に対する時間余裕は, 放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から 1 日以上 (10mSv/h の場合 6 号及び 7 号炉 約 1.4 日), 有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から 3 日以上 (6 号及び 7 号炉 約 3.8 日) であり, これに対して事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約 12 時間であることから, 時間余裕がある</p>	<p>燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水準備は, 所要時間 65 分想定のところ, 訓練実績等により約 50 分で実施可能なことを確認した</p>

表2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目		評価条件（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
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	防火水槽への補給	事象発生から12時間後	防火水槽への補給は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水開始時間を踏まえ設定	防火水槽への補給までの時間は、事象発生から約12時間あり操作時間余裕がある	—	—	—	淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間90分想定のところ、訓練実績等により約70分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油（可搬型代替注水ポンプ）	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約12時間あり操作時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では、防火水槽から使用済燃料プールへの注水用の可搬型代替注水ポンプ（6号及び7号炉：各1台）への燃料給油を期待している 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は、6号炉及び7号炉各2台の場合でも所要時間180分想定のところ訓練実績等では約112分であり、想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

7 日間における水源の対応について（想定事故 1）

○水源

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの注水

事象発生 12 時間後から最大流量 80m³/h で注水する。

使用済燃料プール水位が通常水位に回復した後、水位を維持出来るよう崩壊熱相当の流量（最大 19m³/h）で注水を実施する。

②淡水貯水池から防火水槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池から防火水槽へつながる配管の弁を操作することで必要な水量を防火水槽へと補給する。

○時間評価

淡水貯水池から防火水槽への移送流量は、防火水槽を水源とする可搬型代替注水ポンプによる注水流量を上回る流量で移送出来るため、注水継続に必要な防火水槽の水を維持できる。

○水源評価結果

事象発生 12 時間後から使用済燃料プール水位が通常水位に回復する 13.3 時間後までは 80m³/h で注水を行い、その後崩壊熱相当の流量（19m³/h）で注水を実施するため、7 日間では合計約 3,100m³ の水量が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

（約 80m³/h × (13.4h-12.0h) + 19m³/h × (168h-13.4h) ≒ 3,100m³）

7 日間における燃料の対応について（想定事故 1）

プラント状況：1～7 号炉停止中。

事象：想定事故 1 は 6 号炉及び 7 号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 758kL	7 号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7 日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 3 台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7 日×3 台=750,960L	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 2 台起動 ※3 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
6 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 758kL	6 号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7 日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 3 台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7 日×3 台=750,960L	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) 2 台起動 ※3 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L		
1 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 632kL	1 号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7 日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
2 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 632kL	2 号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7 日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
3 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 632kL	3 号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7 日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
4 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 632kL	4 号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7 日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
5 号炉	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 632kL	5 号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7 日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
その他	事象発生直後から事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7 号炉軽油タンク 及び ガスタービン発電機用燃 料タンク（容量約 200kL） の 残容量（合計）は 約 645kL であり、 7 日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1 台起動（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7 日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3 台起動（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7 日×3 台=4,536L			

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は 2 台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機 3 台を起動させて評価した

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は 1 台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機 2 台を起動させて評価した

※3 事故収束に必要な可搬型代替注水ポンプは 1 台で足りるが、保守的に 2 台とした

4.2 想定事故 2

4.2.1 想定事故 2 の特徴, 燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「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」において, 使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには, 「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり, 「想定事故 2」として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し, 使用済燃料プールの水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故 2 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

「想定事故 2」では, 使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに, 使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため, 使用済燃料プール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, 燃料は露出し, 燃料損傷に至る。

本想定事故は, 使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため, 重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって, 「想定事故 2」では, 使用済燃料プール水の漏えいの停止や, 燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水によって, 燃料損傷の防止を図る。また, 燃料プール代替注水系 (可搬型) により使用済燃料プール水位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

「想定事故2」における機能喪失に対して, 使用済燃料プール内の燃料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, 運転員による使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えい停止手段, サイフォンブレイク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系 (可搬型)^{*1}による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図4.2.1に, 手順の概要を図4.2.2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表4.2.1に示す。

「想定事故2」において, 6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は, 中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され, 合計22名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は, 当直長1名 (6号及び7号炉兼任), 当直副長2名^{*2}, 運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち, 通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名, 緊急時対策要員 (現場) は8名である。

必要な要員と作業項目について図4.2.3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、22名で対処可能である。

※1 燃料プール代替注水系（可搬型）として燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）を想定する。
なお、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）の注水手段が使用出来ない場合においては燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）による対応が可能である。

※2 原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は、必ずしも当直副長2名ではなくケースによっては当直副長1名、運転員1名の場合もある。

a. 使用済燃料プール水位低下確認

使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。

使用済燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

b. 使用済燃料プールの補給水系機能喪失確認

使用済燃料プールの喪失した保有水を補給するため、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの補給準備が困難な場合、使用済燃料プールへの補給水系機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの補給水系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

c. 使用済燃料プール漏えい箇所の隔離

使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により、使用済燃料プールからの漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、サイフォン現象による漏えいであることを判断し、使用済燃料プールの冷却系配管の手動弁を閉止することで、使用済燃料プールからの漏えい箇所の隔離が完了する。

d. 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給

燃料プール代替注水系（可搬型）の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、燃料プール代替注水系（可搬型）の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h となる通常水位から約 2.1m 下の水位）※3 より高く維持する。

燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給を確認するために必要な設備は、使用済燃料貯蔵プール水位・温度計等である。

※3 必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕のある値(10mSv/h)とする。
この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約2.1m下の位置である。

4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

「想定事故2」の評価においては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」を想定する。

なお、使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマせきを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、使用済燃料プールに入る配管には逆止弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。使用済燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。

「想定事故2」では、残留熱除去系配管の貫通クラック形成後、サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。漏えいの隔離及び使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、有効燃料棒頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、「想定事故2」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。

(添付資料 4.1.4, 4.2.1)

(2) 有効性評価の条件

「想定事故2」に対する初期条件も含めた主要な評価条件を表4.2.2に示す。また、主要な評価条件について、「想定事故2」特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱は原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多く

の運転員による対応が可能であることから本評価に抱絡される。

(添付資料4.1.1)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの上に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約11MWを用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約19m³/hである。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系、サブプレッションプール浄化系等の機能を喪失するものとする。

(b) 配管破断の想定

使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象として、原子炉建屋地下階の残留熱除去系配管^{※4}の貫通クラックを想定する。当該配管は低圧設計の配管であることから、配管内径の1/2の長さで配管肉厚の1/2の幅を有する貫通クラックを想定する。

※4 使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外に無く、よって当該配管に接続される系統のうち、配管内径や破断時の高さ等の漏えい発生時の影響を考慮して設定

(c) サイフォン現象による漏えい量

燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系配管に設置されている逆止弁については、燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このときの使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えい量は約70m³/hとなる。

なお、評価においてはディフューザ配管に施工されているサイフォンブレイク孔の漏えい停止効果に期待しない。

(添付資料4.2.2, 4.2.3)

(d) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 燃料プール代替注水系（可搬型）

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）1台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る $80\text{m}^3/\text{h}^{*5}$ にて注水する。

※5 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量は、ともに $80\text{m}^3/\text{h}$ (1台) である。

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) 使用済燃料プール漏えい箇所の隔離は、事象発生から150分後に完了する。

(b) 燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給は、事象発生12時間後から開始する。

なお、サイフォンブレイク孔の効果に期待した場合には事象発生から約100分後（6号炉は80分後、7号炉は100分後）に漏えいが停止するため、運転員による漏えい停止操作での対応に比べ、その後の事象進展や評価項目となるパラメータが緩和されることから本評価では運転員による使用済燃料プールの漏えい箇所の隔離操作による対応を示す。

(3) 有効性評価の結果

使用済燃料プール水位の変化を図 4.2.4 に、使用済燃料プール水位と線量率の評価結果を図 4.2.5 に示す。

a. 事象進展

残留熱除去系配管の貫通クラック形成後、サイフォン現象によって、使用済燃料プール水は漏えいし、使用済燃料プール水位は低下する。スキマせきを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。原子炉建屋 2 階にある燃料プール冷却浄化系配管の手動弁を閉止することにより、事象発生から 150 分後に漏えい箇所を隔離し、サイフォン現象による漏えいを停止する。一方、使用済燃料プールの喪失した保有水を補給するため、補給水系による水の補給準備を行うが補給水系が使用不可能な場合、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水準備を行う。

使用済燃料プールへの注水が開始されるまで、使用済燃料プール水温は約 5°C/h で上昇し、事象発生から約 7 時間後に 100°C に達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 12 時間経過した時点で燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を開始すると、使用済燃料プール水位は回復する。

その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、燃料プール代替注水系（可搬型）により、蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに補給し、使用済燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、図 4.2.4 に示すとおり、通常水位から約 1.2m 下の水位まで低下するに留まり、有効燃料棒頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水温については約 7 時間で沸騰し、その後 100°C 付近で維持される。

また、図 4.2.5 に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約 1.2m 下の水位となった場合の線量率は約 $1.0 \times 10^{-1} \text{mSv/h}$ 以下であり、必要な遮蔽の目安と考える 10mSv/h と比べて低い値であることから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

事象発生 12 時間後から燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.2, 4.2.4)

4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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。

「想定事故2」では、サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下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、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離とする。

(1) 評価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、表 4.2.2 に示すとおり

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、評価条件の設定に当たっては、7号炉を代表として原則、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燃料の崩壊熱、事象発生前の使用済燃料プールの初期水温及び初期水位、プールゲートの状態、並びに破断箇所・状態の想定及び逆流防止用の逆止弁の状態の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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ、さらに時間余裕が長くなることが考えられるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は、燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プールの水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、有効燃料棒頂部に低下するまでの時間は短くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は、初期水位に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、水位低下により原子炉建屋最上階の線量が上昇するため、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような水位低下に対してもサイフォンブレイク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止、原子炉建屋最上階以外での漏えいの隔離操作及び屋外からの燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。また、使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉 約2.2日）あり、事象発生

から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位の低下速度は緩和されるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約11MWに対して最確条件は約10MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さな値となることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期水温の変動を考慮した場合、評価条件として設定している初期水温より、低くなることが考えられ、使用済燃料プールの水位低下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。なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。さらに、仮に事象発生直後から沸騰による使用済燃料プールの水位低下が開始すると想定した場合であっても、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から16時間以上（10mSv/hの場合、6号炉は約16時間、7号炉は約17時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉は約3.1日）あることから長時間を要し、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期水位の変動を考慮した場合、有効燃料棒頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.3m下）^{※6}とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は20時間程度（10mSv/hの場合、6号及び7号炉 約20時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は約3日以上（6号及び7号炉 約3.6日）と長時間を要し、事象発生12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プー

ルへの注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、初期に地震起因のスロッシングが発生していた場合において、最大で約3m程度の水位の低下が発生する（溢水量：6号炉 690m³, 7号炉 710m³）。その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、このような水位低下に対してもサイフォンブレイク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止、原子炉建屋最上階以外での漏えいの隔離操作及び屋外から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、6号及び7号炉の使用済燃料プールの水位が原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約26時間後となる。また、使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉 約2.2日）あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

プールゲートの状態の変動を考慮した場合、プールゲート開放時は原子炉ウェル、蒸気乾燥器・気水分離器ピット（D/Sピットという）及びキャスクピットの保有水を考慮すると使用済燃料プールの保有水量は多くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、有効燃料棒頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでに十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

破断箇所・状態の想定及び逆流防止用の逆止弁の状態の変動を考慮した場合、配管全周破断、逆止弁全開固着と想定した場合は漏えい量が多くなり、漏えい箇所隔離操作までの時間余裕が短くなる。ただし、サイフォン現象の継続防止用のサイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮した場合は事象進展に影響はなく、漏えい量が少なく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小さい。

※6 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計（SA広域）の水位低の警報設定値：6号炉通常水位-225mm, 7号炉通常水位-267mm

（添付資料4.2.5）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の漏えい箇所の隔離操作は、評価上の操作完了時間として、事象発生から150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、評価上の燃料プール水位低警報の確認後の補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認までに余裕を含め1時間を考慮して、その後使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作を実施する設定としているが、実際の操作の場合、燃料プール水位低を認知した時点で使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作に着手可能であり、補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認と同時に実施できるため、評価上の操作完了時間に対し、実際の操作完了時間が早くなる場合が考えられ、使用済燃料プール水の漏えい量が少なくなる。当該操作は、評価条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作完了時間は早まる可能性があるが、他の操作と重複しないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から12時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間は事象発生12時間後を設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能であり、評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の漏えい箇所の隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、漏えい箇所の隔離操作に対して約7時間程度（10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約7.1時間）、注水操作に対して約23時間程度（6号及び7号炉 約23時間）と操作に対して十分な時間余裕をもつことから、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4.2.5）

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の漏えい箇所の隔離操作は、当該操作に対する時間余裕について、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は7時間以上（10mSv/hの場合 6号及び7号炉 約7.1時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は23時間程度（6号及び7号炉 約23時間）であり、これに対して、事故を検知して漏えい箇所の隔離操作の実施が完了する

までの時間は事象発生から約150分であることから、時間余裕がある。

操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は、当該操作に対する時間余裕について、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が23時間程度（10mSv/hの場合、6号炉では約23時間後、7号炉では約24時間後）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が3日以上（6号及び7号炉 約3.4日）であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から約12時間であることから、時間余裕がある。

（添付資料4.2.5）

（3）まとめ

評価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、操作時間余裕及び評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。その結果、評価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、運転員等操作時間には時間余裕がある。

4.2.4 必要な要員及び資源の評価

（1）必要な要員の評価

「想定事故2」において6号及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり22名である。「6.2 重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で説明している当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

なお、今回評価した原子炉停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の対応の対応と使用済燃料プールにおける重大事故想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、時間余裕が十分長く時間余裕があり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

（2）必要な資源の評価

「想定事故2」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。

a. 水源

燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約3,300m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約6,600m³の水が必要である。水源として、淡水貯水池に約18,000m³の水量を保有しており、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送することで、防火水槽を枯渇させることなく防火水槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プール注水及び防火水槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬型設備を12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。

（添付資料4.2.6）

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約7kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉 合計 約1,595kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料4.2.7）

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によって給電を行うものとする。

4.2.5 結論

「想定事故2」では、使用済燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料プールへの水の補給にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。「想定事故2」に対する燃料損傷防止対策としては、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

「想定事故2」について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、「想定事故2」に対して有効である。

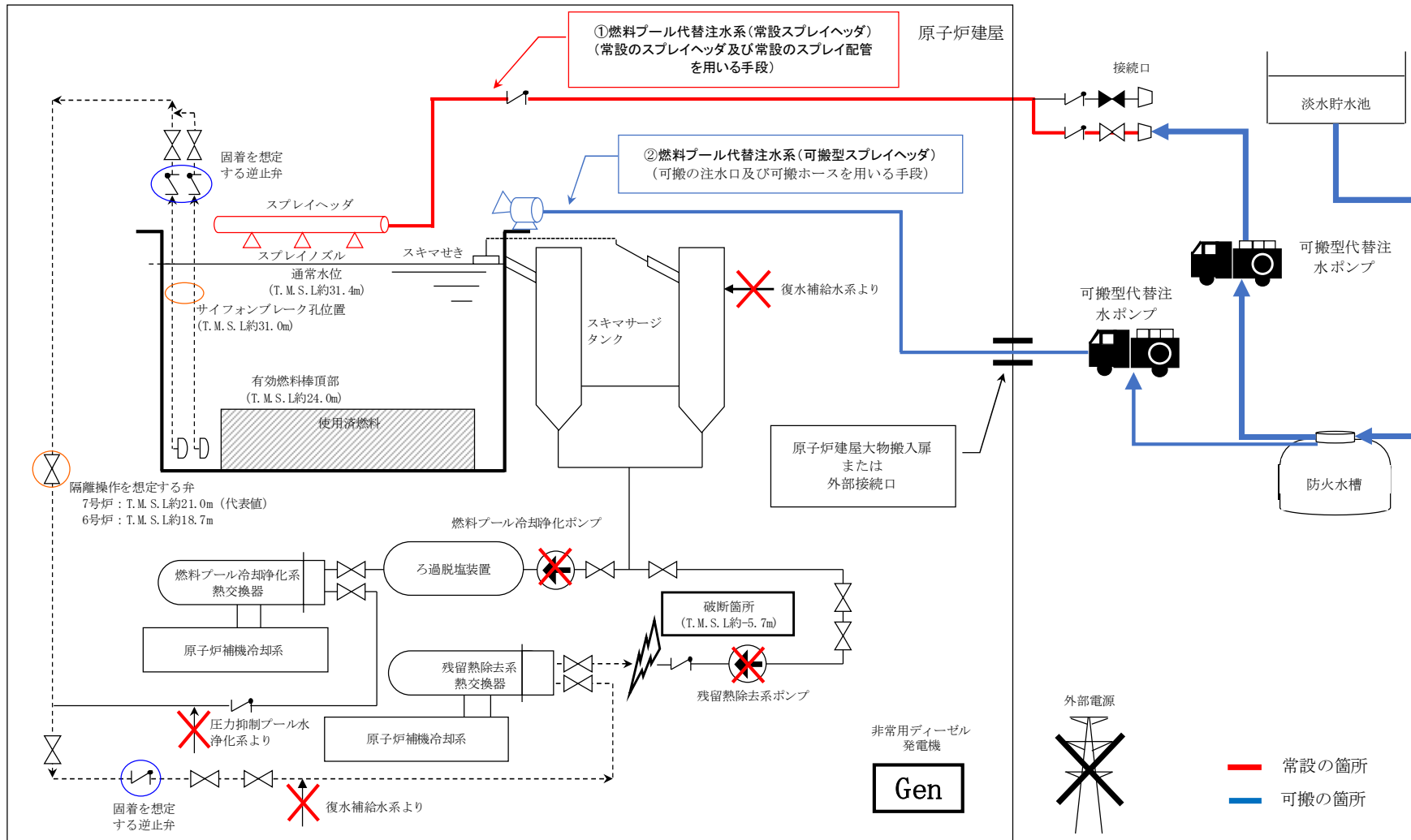
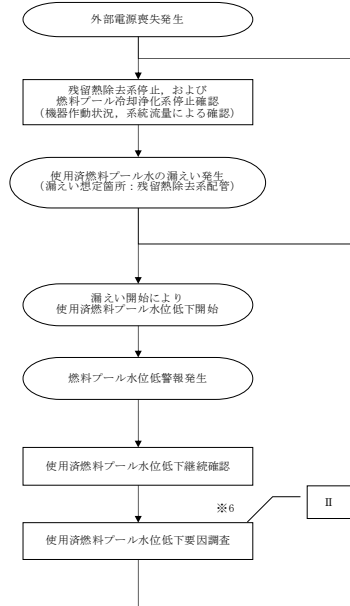


図 4.2.1 想定事故 2 の重大事故等対策の概略系統図
(使用済燃料プールへの注水)

- プラント前提条件
- ・プラント停止後10日目
 - ・全燃料取り出し&プールゲート「閉」
 - ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 - ・残留熱除去系 (A) 最大熱負荷モード運転中
 - ・残留熱除去系 (B) 点検中
 - ・残留熱除去系 (C) 原子炉停止時冷却モード待機中 (原子炉圧力容器水抜き準備)
 - ・燃料プール冷却浄化系運転中

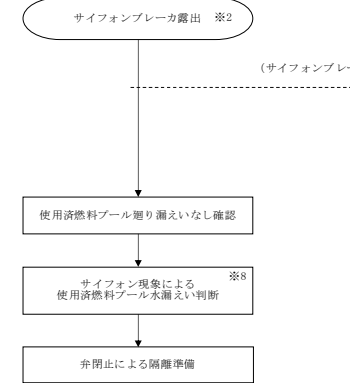
(解析上の時刻)
(約0分)



(約5分後)

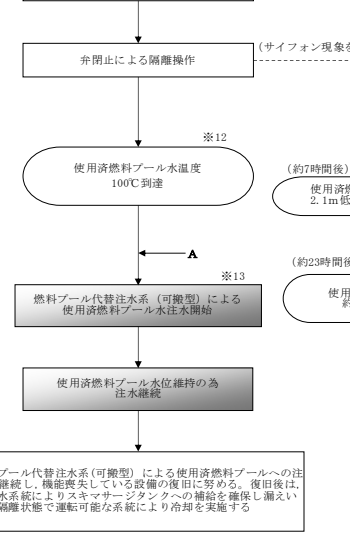
(約60分後)

(約90分後)



(約7時間後)

(約12時間後)



燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後は、補給水系によりスキマサージタンクへの補給を確保し漏えい箇所隔離状態で運転可能な系統により冷却を実施する

※1 実際は、使用済燃料プール側の水頭圧により漏れ量が抑制されることも考えられる

※2 サイフォンブレイカ位置はNWL-約40cm

※3 復水移送ポンプ (A, C) 起動確認または起動操作

※4 サイフォンブレイカ機能によりサイフォン現象の漏えいは停止し、SFP水位はサイフォンブレイカの露出水位付近で安定する

※5 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統圧力指示計等にて機能喪失を確認する

※6 下記により要因調査を実施する

- ・「燃料プールライナードレン漏えい大」警報発生有無
- ・現場のライナードレン目視確認も確認する。
- ・「FPCゲート/RPV・PCV両漏えい大」警報発生有無
- ・現場の流量指示計及びファンネルへの流入も確認する。
- ・燃料プール冷却浄化系まわりの確認

※7 補給水注水機能喪失により崩壊熱除去機能は水源がないため機能喪失と判断する。

※8 使用済燃料プール及び燃料プール冷却浄化系からの漏えいがないことにより、サイフォン現象により使用済燃料プール水が漏えいしていると判断する (実際は、要因調査の際に「最大熱負荷モード」で運転していた残留熱除去系も確認するため、その時点でサイフォン現象による漏えいと判断できる)

※9 使用済燃料プール及び燃料プール冷却浄化系からの漏えいの形跡がないこと、サイフォンブレイカの露出水位付近で使用済燃料プール水位が安定していることから、サイフォン効果により使用済燃料プール水が漏えいしていると判断する (実際は、要因調査の際に「最大熱負荷モード」で運転していた残留熱除去系も確認するため、その時点でサイフォン効果による漏えいと判断できる)

※10 サイフォンブレイカにより使用済燃料プールからの漏えいは停止しているが、破断箇所を系統から隔離するためにより隔離操作を実施する

※11 使用済燃料プールへの補給は「使用済燃料プールスプレイライン」を使用する常設スプレイ設備が使用できない場合、可搬型スプレイ設備による使用済燃料プールへの補給を実施する

※12 使用済燃料貯蔵プール温度計により100℃を確認する

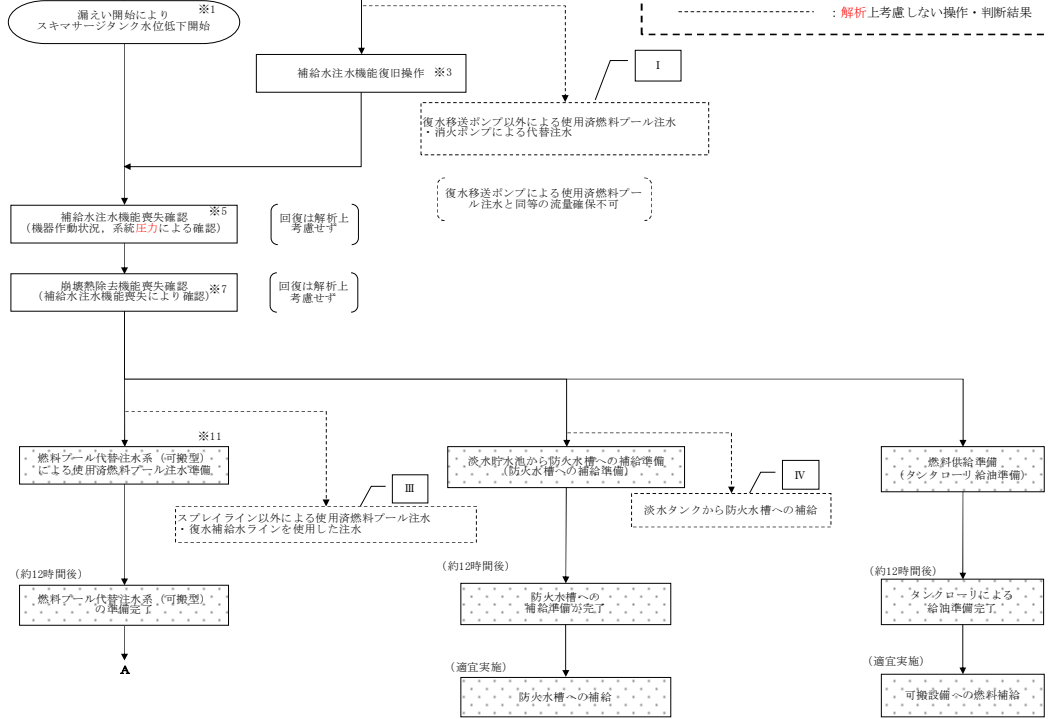
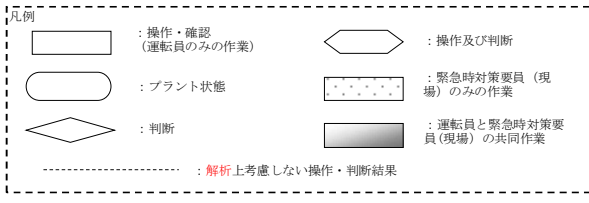
※13 事故12時間後の使用済燃料プール水位は通常水位-1.2mとなる

※14 事故12時間後の使用済燃料プール水位は通常水位-1.0mとなる

※15 使用済燃料貯蔵プール水位計にて確認する

燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水を継続し、機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後は、補給水系によりスキマサージタンクへの補給を確保し漏えい箇所隔離状態で運転可能な系統により冷却を実施する

- 【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】
- I 消防系を燃料プール代替注水系として使用する場合はため消防ポンプ運転状態について確認する。消防系は復水補給水系を經由して使用済燃料プールへ注水することも可能である
 - II 「床漏えい検出器」により漏えいエリアを特定できる場合もある
 - III 燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プール注水は「使用済燃料プールスプレイライン」以外に、復水補給水系を經由して使用済燃料プールへ注水することも可能である。可搬型燃料プール代替注水系の水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である
 - IV 「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する



- ※7 補給水注水機能喪失により崩壊熱除去機能は水源がないため機能喪失と判断する。
- ※8 使用済燃料プール及び燃料プール冷却浄化系からの漏えいがないことにより、サイフォン現象により使用済燃料プール水が漏えいしていると判断する (実際は、要因調査の際に「最大熱負荷モード」で運転していた残留熱除去系も確認するため、その時点でサイフォン現象による漏えいと判断できる)
- ※9 使用済燃料プール及び燃料プール冷却浄化系からの漏えいの形跡がないこと、サイフォンブレイカの露出水位付近で使用済燃料プール水位が安定していることから、サイフォン効果により使用済燃料プール水が漏えいしていると判断する (実際は、要因調査の際に「最大熱負荷モード」で運転していた残留熱除去系も確認するため、その時点でサイフォン効果による漏えいと判断できる)
- ※10 サイフォンブレイカにより使用済燃料プールからの漏えいは停止しているが、破断箇所を系統から隔離するためにより隔離操作を実施する
- ※11 使用済燃料プールへの補給は「使用済燃料プールスプレイライン」を使用する常設スプレイ設備が使用できない場合、可搬型スプレイ設備による使用済燃料プールへの補給を実施する
- ※12 使用済燃料貯蔵プール温度計により100℃を確認する
- ※13 事故12時間後の使用済燃料プール水位は通常水位-1.2mとなる
- ※14 事故12時間後の使用済燃料プール水位は通常水位-1.0mとなる
- ※15 使用済燃料貯蔵プール水位計にて確認する

図 4.2.2 想定事故2の対応手順の概要

想定事故2 (サイフォン現象等によるプール水の小規模な喪失)

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)													備考					
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		30	60	90	120	150	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		13				
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・使用済燃料プール冷却系停止確認 (燃料プール冷却浄化系ポンプ、残留熱除去系ポンプ) ・非常用ディーゼル発電機自動起動確認 ・スキマサージタンク水位低下確認 ・使用済燃料プール水位低下確認	10分																				
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・使用済燃料プール水位、温度監視																					
使用済燃料プール補給水系復旧作業 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・使用済燃料プール補給水系 機能回復 (復水補給水系)																				対応可能な要員により対応する。	
使用済燃料プール水位低下要因調査	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・警報確認による要因調査	30分																				
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・現場確認	10分	60分																			
使用済燃料プール漏えい箇所の隔離	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・電動弁の隔離																					
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・二次格納施設内2階 弁室での弁操作																					
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給 (常設スプレイライン使用)	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから接続口)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給																					
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (建屋内ホース敷設、可搬型スプレイノズル設置) ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (建屋内ホース接続)																					
可搬型代替注水ポンプによる防火水槽から使用済燃料プールへの補給 (可搬ホース及び可搬スプレイノズル使用) (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから建屋内ホース)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給																					
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給準備 (可搬型代替注水ポンプ移動、ホース敷設 (防火水槽から可搬型代替注水ポンプ、可搬型代替注水ポンプから建屋内ホース)、ホース接続) ・可搬型代替注水ポンプを用いた使用済燃料プール補給																					
淡水貯水池から防火水槽への補給	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・淡水貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・淡水貯水池から防火水槽への補給																					
	-	-	-	-	-	-	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリへの補給 ・可搬型代替注水ポンプへの給油																					
燃料給油準備	-	-	-	-	2人	2人	・放射線防護装備準備 ・軽油タンクからタンクローリへの補給																					
燃料給油作業	-	-	-	-	-	-	・可搬型代替注水ポンプへの給油																					
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	8人																							

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故の対応と使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いことから時間余裕が十分長く (運転開始直後を考慮しても使用済燃料プールの保有水が100℃に到達するまで1日以上)、原子炉側の事故対応が取東に向かっている状態での対応となるため、緊急時対策要員や参集要員により対応可能である。

図 4.2.3 想定事故2の作業と所要時間

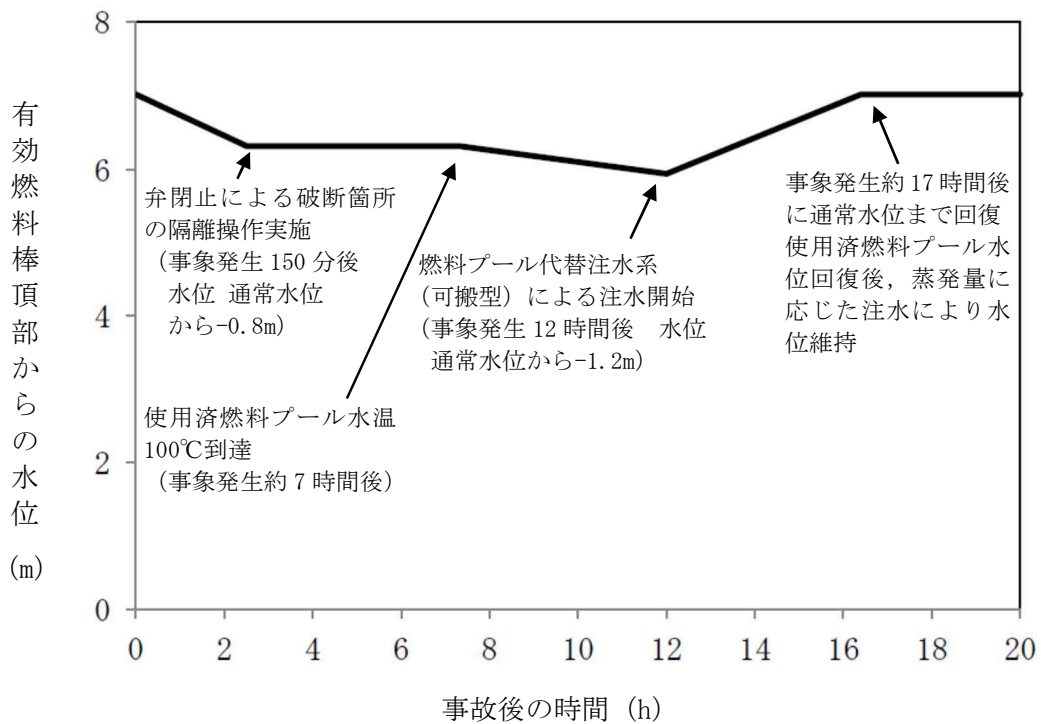


図 4.2.4 使用済燃料プール水位の推移

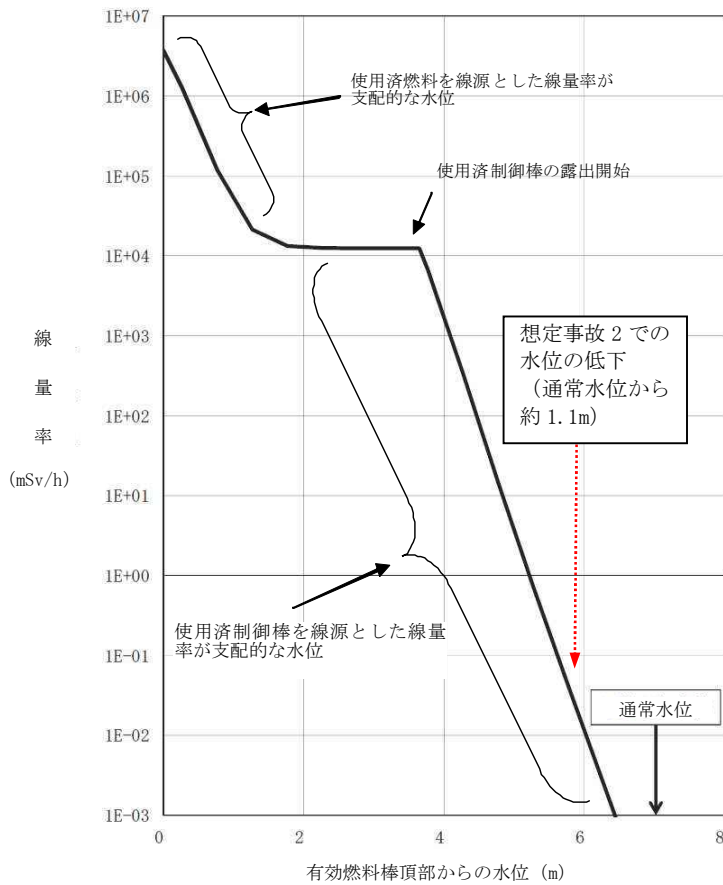


図 4.2.5 使用済燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)

表 4.2.1 想定事故 2 における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	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
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する	【非常用ディーゼル発電機】	—	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの補給水系機能喪失確認	使用済燃料プールの水位低下分を補給するため、補給水系による使用済燃料プールへの補給準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの補給準備が困難な場合、使用済燃料プールへの補給水系機能喪失であることを確認する	—	—	復水移送ポンプ吐出圧力計 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プール漏えい箇所の隔離	使用済燃料プール又はスキマサージタンク水位低下に伴い発生する警報により漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、使用済燃料プール本体からの漏えいでは無いことから、サイフォン現象による漏えいであることを判断し、使用済燃料プールの冷却系の配管の手动弁を閉止することで漏えい箇所の隔離が完了する	—	—	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの補給	燃料プール代替注水系 (可搬型) の準備が完了したところで、燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する	常設スプレイヘッダ	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)
燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの補給 (可搬型スプレイ設備)	常設スプレイヘッダが使用できない場合、可搬型スプレイ設備による燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水により使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却系を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を補給することで、使用済燃料プール水位を維持する	—	可搬型スプレイ設備 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級)	使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA) 使用済燃料貯蔵プール水位・温度計 (SA 広域) 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール監視カメラ用空冷装置を含む)

【 】：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

表 4.2.2 主要評価条件（想定事故 2）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 2,093m ³ ※1	保有水を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プール初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール初期水温	65℃	保安規定の運転上の制限値
	燃料の崩壊熱	約 11MW 【使用済燃料】 取出時平均燃焼度： ・貯蔵燃料 50 GWd/t ・炉心燃料 33 GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 10 日※2）で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて使用済燃料ラックに最大数保管されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出

※1 記載の値は 7 号炉の値である。6 号炉の使用済燃料プールの保有水量は 7 号炉とほぼ同様であるため、評価は 7 号炉の値を使用する。

※2 柏崎刈羽原子力発電所 1 号炉から 7 号炉までの定期検査における実績を確認し、解列後の制御棒全挿入から原子炉開放までの最短時間である約 3 日及び全燃料取り出しの最短時間約 7 日を考慮して原子炉停止後 10 日を設定。

表 4.2.2 主要評価条件（想定事故 2）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系、サブプレッションプール浄化系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	残留熱除去系配管の配管内径の 1/2 の長さと同配管肉厚の 1/2 の幅を有する貫通クラック	原子炉建屋地下階の残留熱除去系配管の貫通クラックを想定
	サイフォン現象による漏えい量	約 70m ³ /h	燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、逆止弁の機能が十分に働かない状態を想定し、設定 サイフォンによる漏えいを停止させる配管の孔（サイフォンブレイク孔）によるサイフォンブレイクに期待しないものとする
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に 関連する 機器条件	燃料プール代替注水系（可搬型）	80m ³ /h（1 台）※1にて注水	可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等 対策に 関連する 操作条件	使用済燃料プール漏えい隔離	事象発生から 150 分後	認知、現場調査、漏えい箇所隔離までの操作の作業想定時間に余裕を含めて設定 （水位低下認知及び補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認に余裕を踏まえ 1 時間、水位低下要因調査及び現場隔離操作箇所への移動に 1 時間、隔離操作実施に 30 分の合計 150 分）
	燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの補給	事象発生から 12 時間後	可搬型設備に関して、事象発生から 12 時間までは、その機能に期待しないと仮定

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量は、ともに 80m³/h(1 台)である。

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

添付資料4. 1. 1と同様である。

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

添付資料4. 1. 1と同様である。

3. 想定事故2における時間余裕

図1に示すように逆止弁の異物噛み混みによる固着と配管の貫通クラックによる破断を想定すると表1の条件より漏えい速度は約68m³/hとなる。

なお、想定する異物として燃料プール冷却浄化系のろ過脱塩器の出口ストレーナのエレメント24×110メッシュ（通過粒子径約0.15mm）より十分大きな粒子径2.5mmを想定し、それが最も大きな開口面積となる噛み混みを想定した。また、水位の低下に伴い水頭圧が低下し、漏えい量が小さくなることが考えられるが、破断直後の漏えい速度が継続する想定とした。

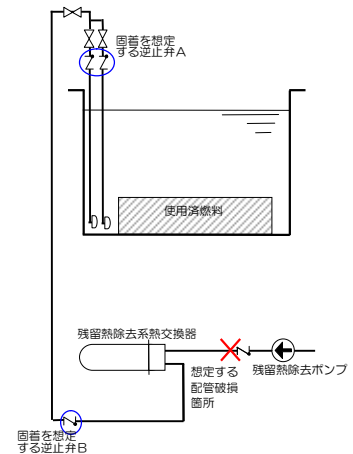


図1 想定事故2の想定

表1 使用済燃料プール水の漏えい速度算出条件

固着を想定する逆止弁	逆止弁の開口面積	貫通クラックの破断面積※1
逆止弁A	42.3cm ²	12.3cm ²
逆止弁B	15.6cm ²	

※1:1/4Dt (D:配管内径, t:配管肉厚)を想定

配管破断が発生し、サイフォン現象により使用済燃料プールの保有水が漏えいした場合、漏えい箇所を隔離するまでの150分間に使用済燃料プールの保有水が約170m³漏えいする。崩壊熱除去機能の喪失に伴い、6号及び7号炉では事象発生から約7時間後に沸騰が開始し、使用済燃料プール水位が低下する。

使用済燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位-約2.1m）まで低下する時間は、事象発生から6号炉では約23時間、7号炉では約24時間後であり、重大事故等対策として期待している可搬型代替注水ポンプを用いた燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作の時間余裕は十分ある。（評価結果は表2の通り）

表2 崩壊熱除去機能喪失及びサイフォン現象発生時の漏えい量等評価結果

項目	6号炉	7号炉
使用済燃料プール水温が100℃に到達するまでの時間[h]	約7	約7
サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい量[m ³ /h]	約68	約68
漏えい箇所隔離までに漏えいする使用済燃料プール水量[m ³]	約170	約170
崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m ³ /h]	約19	約19
使用済燃料プール水位が通常水位から2.1m低下するまでの時間[h]	約23	約24

想定事故 2 において微開固着及びクラック破断を想定している理由

想定事故 2 の「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失」として、燃料プール冷却浄化系（FPC 系）及び残留熱除去系（RHR 系）のサイフォン現象等の発生防止用に設置している逆止弁の異物噛み混みによる開固着と使用済燃料プールの冷却に用いている RHR 系の配管の貫通クラックを想定している。

想定の根拠は以下の通りである。

○ 逆止弁の閉失敗について

FPC 系の逆止弁は、通常はポンプからの使用済燃料プールへの注水が停止し、サイフォン現象による逆流が発生すると閉止する。このときに開状態で固着が発生し、使用済燃料プールの通常水位より低い位置で配管の破断等が発生することで漏えいが発生する。

逆止弁は逆流による機械的な力でパッシブに作動する機器であるため十分に信頼性の高いものである。逆止弁の閉失敗の国内一般故障率（21 カ年データ）は 2.2×10^{-5} （デマンド）である。過去に「1997 年 03 月 柏崎刈羽発電所 2 号 残留熱除去系（B）逆止弁不具合に伴う原子炉手動停止について」において保全不良によりこの事象が発生しているが、アクチュエータを持つ当該設備特有の事象であり、FPC 系の逆止弁では同様の事象が起こらない。

以上のように逆止弁は十分に信頼性のあるものであるため、異物の噛み混みによる固着を想定した。

○ 配管の破断について

FPC 系は低圧設計の配管（最高圧力 1.57MPa）であり、また取り扱う系統水の温度や放射線量が高い環境ではないため、全周破断のような大きな破断は想定しにくい。

そこで有効性評価の想定事故 2 では、貫通クラックによる破断を想定した。

以上のように逆止弁の全開固着や配管の全周破断は発生する可能性が非常に小さいと考えられることから、逆止弁の微開固着及び配管のクラック破断を想定した。

6号及び7号炉 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて

1. サイフォンブレイカの概要

使用済燃料プールは、図1のように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合は、ディフューザ配管に設置された逆止弁によりプール水の流出を防止する設計となっている。仮に逆止弁が機能喪失しプール水が流出した場合においても、ディフューザ配管のサイフォンブレイク孔のレベルまで水位が低下した時点で、サイフォンブレイク孔から空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計となっている。

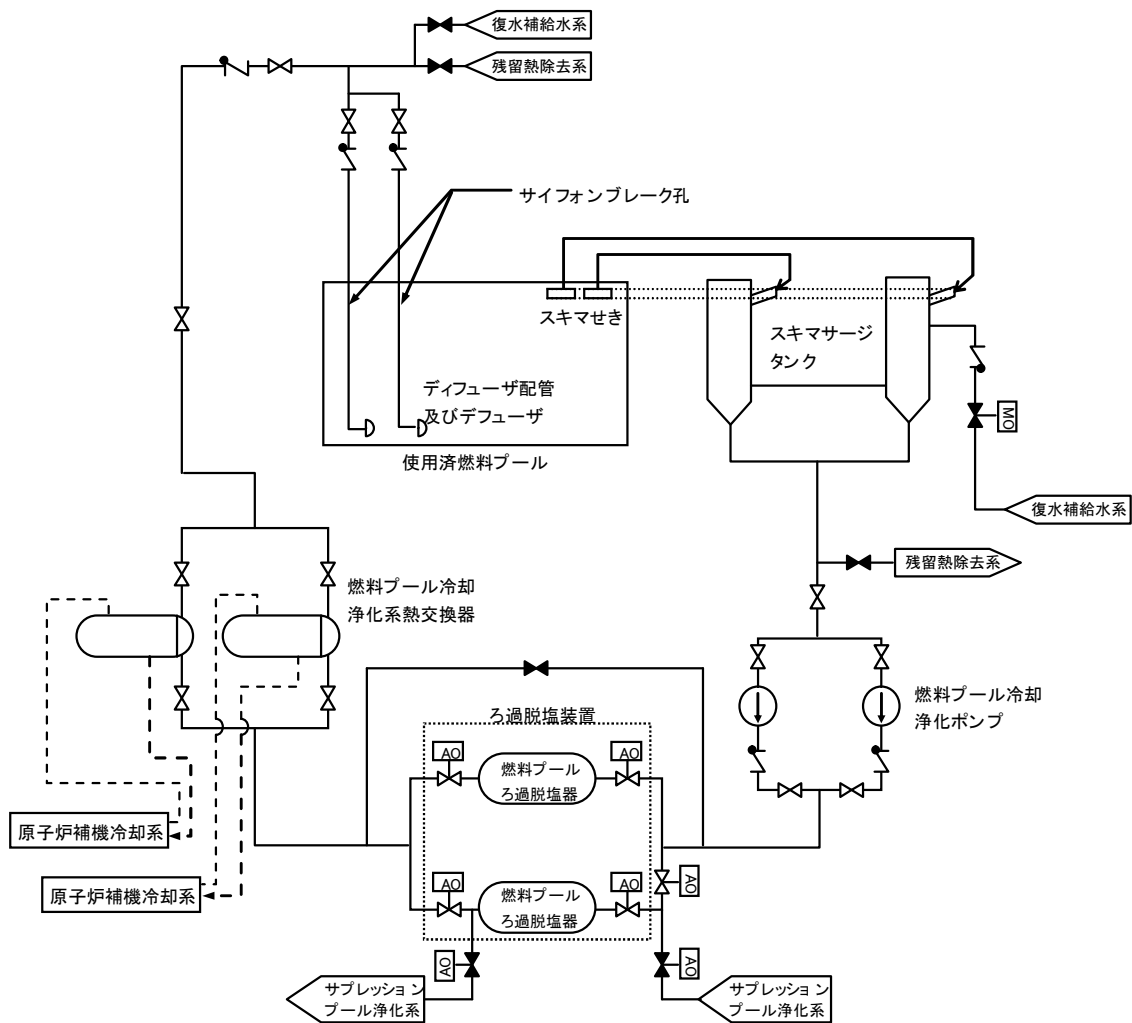


図1 燃料プール冷却浄化系 系統概略図

2. サイフオンブレイク孔の機器仕様

(1) サイフオンブレイク孔の寸法

サイフオンブレイク孔は、2本のディフューザ配管（200A）それぞれに15mmφの開口（以下「サイフオンブレイク孔」という。）としている。

(2) サイフオンブレイク孔の設置レベル

サイフオンブレイク孔の設置レベル及び使用済燃料プール内のレベルを図2に示す。サイフオンブレイク孔は通常水位より下方（6号炉：412mm，7号炉：500mm）に設置されており，使用済燃料プール水がサイフォン効果で流出した場合においても，水位低下をサイフオンブレイク孔のレベルまで留めることが可能である。

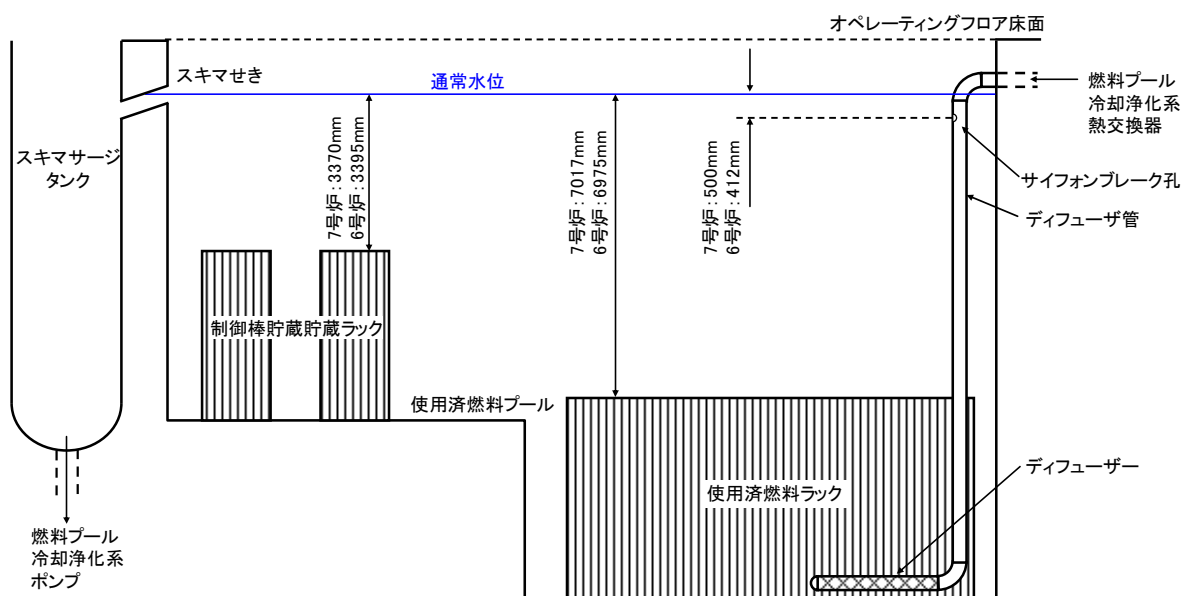


図2 使用済燃料プール内のレベル相関図

(3) サイフォン現象発生時の想定流出量

サイフォン現象が発生し、サイフオンブレイク孔まで水位が低下すると、サイフオンブレイク孔から空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり両側の配管内の水に力が伝わらなくなりサイフォン現象が破れる。（図3参照）

サイフオンブレイク孔の寸法を保守的に13mmφ、サイフォン現象が破れるまでの時間をサイフオンブレイク孔から吸込んだ空気が頂部を満たすまでとし、想定破断配管を燃料プール冷却浄化系に接続する最大の残留熱除去系配管の全周破断とした場合、6号炉及び7号炉でのサイフォン現象発生時の想定流出量は表1の通りとなる。

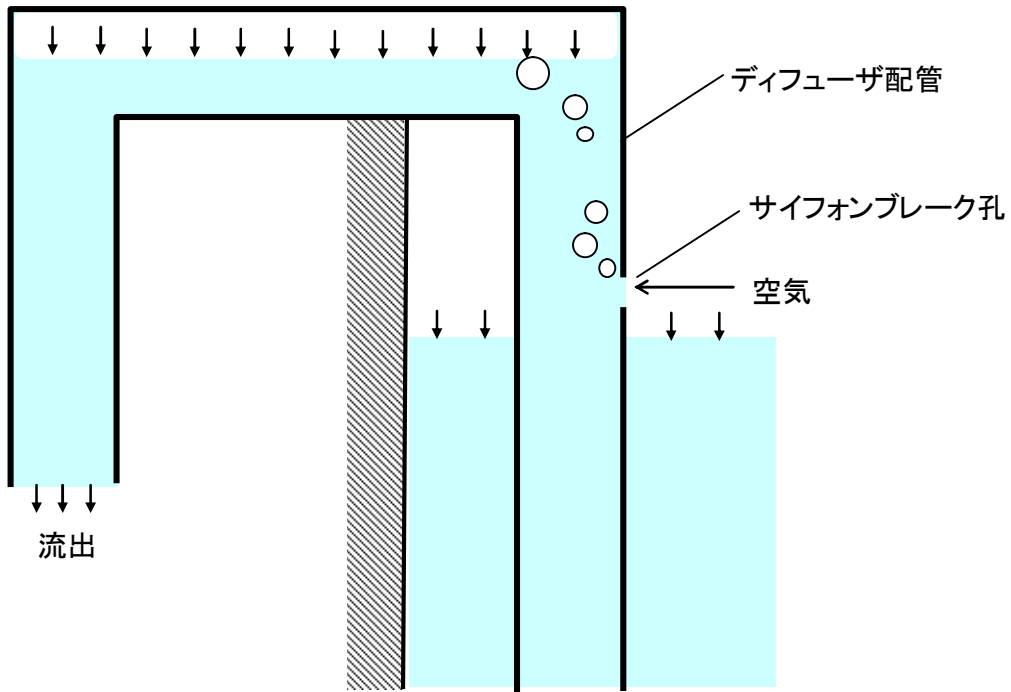


図3 サイフォン現象発生時の概念図

表1 サイフォン現象発生時の想定流出量

	流出量	ブレイクまでの時間	ブレイク時の水位
6号炉	797.7m ³ /h	12.47sec	通常水位-423mm
7号炉	765.6m ³ /h	3.32sec	通常水位-503mm

(4) 想定被ばく線量率

使用済燃料プール水が流出した場合の、原子炉建屋最上階上の被ばく線量評価結果を図4に示す。図4より、使用済燃料プール水が通常水位より約1 m 低下した場合においても原子炉建屋最上階上の雰囲気線量率は0.01mSv/h 以下となることから、使用済燃料プールはサイフォン現象が発生した場合においても十分な遮へい水位を確保することが可能である。

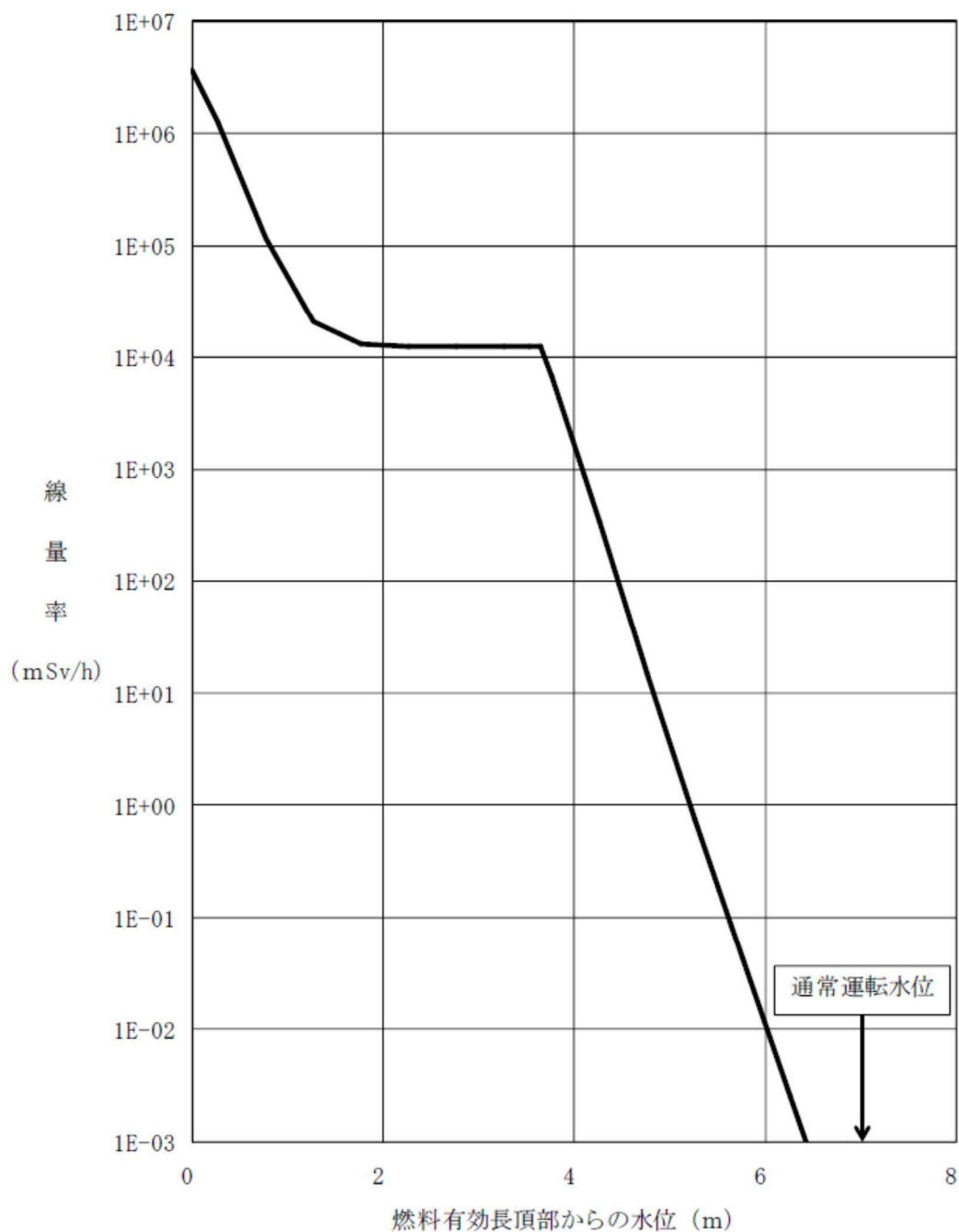


図4 原子炉建屋最上階上での被ばく線量率

3. サイフォンブレイク孔の健全性について

(1) 配管強度への影響について

ディフューザ配管は、設計・建設規格、JSME S NC1-2012 におけるクラス 3 配管に該当する。クラス 3 配管への穴補強の適用の条件は PPD-3422 より、「(1)平板以外の管に設ける穴であって、穴の径が 64mm 以下で、かつ、管の内径の 4 分の 1 以下の穴を設ける場合」に該当することから、穴の補強が不要と規定されており、設計上サイフォンブレイク孔設置がディフューザ配管強度へ与える影響はない。

また、当該配管は耐震 S クラスで設計されていることから、十分な耐震性を有している。

(2) 人的要因による機能阻害について

サイフォンブレイク孔は、操作や作動機構を有さない開口のみであることから、誤操作や故障により機能喪失することはない。そのため、使用済燃料プール水のサイフォン効果による流出が発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、サイフォンブレイク孔レベルまで水位低下することで自動的にサイフォン現象を止めることが可能である。

(3) 異物による閉塞について

使用済燃料プールは燃料プール冷却浄化系の「スキマサージタンク」及び「ろ過脱塩器」により、下記の不純物を除去し水質基準を満足する設計となっており、不純物によるサイフォンブレイク孔の閉塞を防止することが可能である。

- ・ プール水面上の空気中からの混入物
- ・ プールに貯蔵される燃料及び機器表面に付着した不純物
- ・ 燃料交換時に炉心から出る腐食生成物と核分裂生成物
- ・ 燃料交換作業、その他の作業の際の混入物
- ・ プール洗浄後の残留化学洗浄液またはフラッシング水

a. スキマサージタンクによる異物除去について

スキマサージタンクには、20mm×100mm の異物混入防止ストレーナが設置されており、使用済燃料プール水面に浮かぶ塵等の比較的大きな不純物を除去することが可能である。

b. ろ過脱塩器による異物除去について

ろ過脱塩器は、カチオン樹脂とアニオン樹脂及びイオン交換樹脂により燃料プール水を浄化する設備である。

このろ過脱塩器の出口側には樹脂の流出を防止するために出口ストレーナが設置されている。出口ストレーナのエレメントは 24×110 メッシュ（通過粒子径約 150

μm 程度) であり、サイフォンブレイク孔の寸法 15mm φ を閉塞させるような不純物の除去が可能である。

c. 使用済燃料プールの巡視について

使用済燃料プールは、当直員により、1回/1日の巡視をすることとなっており、サイフォンブレイク孔を閉塞させる可能性がある浮遊物等がないことを確認することができる。このような巡視で浮遊物等を発見・除去することにより、異物による閉塞を防止することが可能である。

d. 地震等発生時における異物による閉塞の防止について

使用済燃料貯蔵プールの近傍は異物混入防止エリアとして設定して、原則シート養生を実施しない運用としている（プール脇の手すり等についても同様）。ただし、定期検査時の汚染拡大防止や作業エリア内での作業を避けることができず、プール内への異物混入防止のために養生が必要となる場合などの理由があるときには、必要箇所の養生を行うため、これらの養生シートがスロッシング等によりプール内に流れ込む懸念はある。

地震発生後は、運転員の巡視により浮遊物等を発見し、適切な除去が行われる。仮にサイフォン現象による漏えいが発生している状況で原子炉建屋最上階の線量率が悪化してプール内に流れ込んだ浮遊物等を除去できず、かつ浮遊物等によるサイフォンブレイク孔の閉塞が発生した場合は漏えいが継続することとなる。

ただし、スロッシングによりサイフォンブレイク孔が露出している場合においては浮遊物等によるサイフォンブレイク孔の閉塞は発生しないと考えられる。また、サイフォンブレイク孔が閉塞した場合であっても原子炉建屋最上階以外の現場弁等の閉操作を実施することで、ほとんどの箇所での漏えいの停止が可能である。

(4) 落下物干渉による変形

サイフォンブレイク孔は図4に示す通り、配管鉛直部に設けられており、落下物が直接干渉することはなく、サイフォンブレイク孔が変形して閉塞することは考えにくい。

4. サイフォンブレイク孔の健全性確認方法について

サイフォンブレイク孔については、定期的なパトロール（1回/週）を実施し、目視により穴の閉塞がないことを確認する。

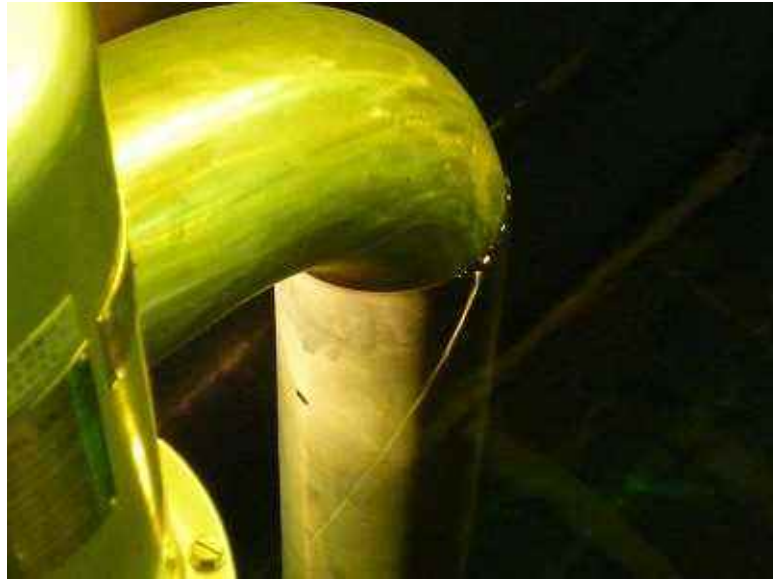


図4 サイフォンブレーク孔の設置状況

以上

安定状態について

想定事故 2（サイフォン現象等による使用済燃料プールの冷却水の喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：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使用済燃料プールへの注水並びに使用済燃料プール水の漏えい箇所の隔離により使用済燃料プール水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、使用済燃料プールの保有水の温度が安定し、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】使用済燃料プールの安定状態の確立について

弁閉止による漏えい箇所の隔離、燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた使用済燃料プールへの注水を実施することで、使用済燃料プール水位を回復、維持され、使用済燃料プールの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】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し、復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除熱系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員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	評価条件（初期、事故及機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	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	
	評価条件	最確条件				
初期条件	燃料の崩壊熱	約 11MW	約 10MW 以下（実績値）	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い 10 日を想定 燃料の崩壊熱の計算に当たっては、ORIGEN2 を用いて算出	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水の温度上昇及び水位低下速度は緩やかになるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は、燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約 27℃～約 45℃（実測値）	保安規定の設定値である 65℃を設定	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は、使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる なお、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また、使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。さらに、仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合であっても、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から 16 時間以上（10mSv/h の場合、6 号炉は約 16 時間、7 号炉は約 17 時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 3 日以上（6 号及び 7 号炉は約 3.1 日）あることから、事象発生から 12 時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい

表1 評価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	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉鎖 (原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮しない)	プールゲート開放 (原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びD/Sピット、キャスクピットの保有水量を考慮しない状態を想定	プールゲートの開放を想定した場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による水位の低下速度は緩和されるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作及び漏えい箇所の隔離操作は、プールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失又は水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない	プールゲートが開放されている場合を想定した場合、使用済燃料プール等の保有水量は2倍程度となり、使用済燃料プールの水温上昇や蒸発による使用済燃料プールの水位の低下速度は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる
	使用済燃料プールの水位	通常水位	通常水位付近	設計値を設定	評価条件での使用済燃料プールの初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位から有効燃料棒頂部に低下するまでの時間は短くなるが、仮に使用済燃料プールの初期水位を水位低警報レベルとした場合であっても、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は事象発生から20時間程度（10mSv/hの場合、6号及び7号炉 約20時間）、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉 約3.6日）と長時間を要し、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、最大で約3mの水位低下が発生する（スロッシング量：6号炉690m ³ 、7号炉710m ³ ）。この場合、原子炉建屋最上階の線量が上昇する（1.0×10 ³ mSv/h程度 ^{※2} ）ため、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作は屋外から実施できるため線量の影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響はない	評価条件での使用済燃料プールの初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は短くなるが、仮に使用済燃料プールの初期水位を水位低警報レベルとした場合であっても、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は事象発生から3日以上（6号及び7号炉 約3.6日）と長時間を要し、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合は、最大で約3mの水位低下が発生する（スロッシング量：6号炉は690m ³ 、7号炉は710m ³ ※1）。この場合、原子炉建屋最上階の線量が上昇する（1.0×10 ³ mSv/h程度 ^{※2} ）ため、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、このような水位低下に対してもサイフォンブレイク孔による使用済燃料プール水の漏えいの停止、原子炉建屋最上階以外での漏えいの隔離操作及び屋外から燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生12時間後から使用済燃料プールへ注水することにより、原子炉建屋最上階の放射線の遮蔽が維持される最低水位まで回復する時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、通常水位まで回復する時間は事象発生から約26時間後となる（6号及び7号炉同様）。また、使用済燃料プール水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上（6号及び7号炉 約2.2日）あり、事象発生から12時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	約18,000m ³	18,000m ³ 以上 (淡水貯水池水量)	淡水貯水池の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事象発生12時間後からの淡水貯水池から防火水槽への補給により防火水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約2,040kL	2,040kL以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価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	—

※1 本評価値は、保守的な使用済燃料プールへの戻り水の影響を考慮していないものであり、これらを考慮するとスロッシング量が小さくなる。

※2 本評価値は、保守的な遮蔽の影響を考慮していないものであり、プールの躯体等が遮蔽となる場所では、線量率が小さくなる。

表1 評価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		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	破断箇所・状態の想定	残留熱除去系の地下階の配管の貫通クラック形成による破断	事故毎に変化	<p>低压配管であるため、全周破断の発生は考えづらいと考え、貫通クラック形成による破断を想定 (添付資料 4.2.2)</p>	<p>破断面積が評価条件より大きな場合、使用済燃料プール水の漏えい量が多くなり、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなる。配管の全周破断及び逆止弁の全開固着が発生して漏えいが継続する場合、使用済燃料プールの水位が有効燃料棒頂部に到達するまでの時間は約2時間の時間余裕となり、漏えい箇所の隔離までの150分より短くなる。ただし、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮した場合は事象進展に影響はなく、漏えい量が少なく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小さい</p>	
	逆流防止用の逆止弁の状態	破断を想定した箇所までの逆止弁の微開固着	事故毎に変化	<p>逆止弁の全開固着が起こりづらいと考え、ごみの噛み混みによる微開固着を想定 (添付資料 4.2.2)</p>	<p>弁の開口面積が評価条件より大きな場合、使用済燃料プール水の漏えい量が多くなり、通常水位から有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は短くなる。配管の全周破断及び逆止弁の全開固着が発生して漏えいが継続した場合、使用済燃料プールの水位が有効燃料棒頂部に到達するまでの時間は約2時間の時間余裕となり、漏えい箇所の隔離までの150分より短くなる。ただし、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮した場合は事象進展に影響はなく、漏えい量が少なく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小さい</p>	
	サイフォン現象の継続防止用のサイフォンブレイク孔の考慮	考慮しない	考慮する	<p>逆止弁によるサイフォン現象の発生を設計として考えていたため、考慮しないと設定</p>	<p>サイフォンブレイク孔を考慮した場合は使用済燃料プール水の漏えい箇所隔離操作が不要となる ただし、燃料プール代替注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水操作は漏えいの停止時間等に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失や使用済燃料プールの水位低下による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない</p>	<p>サイフォンブレイク孔を考慮した場合は使用済燃料プール水の漏えい箇所の隔離操作の完了より前に、漏えいが停止するため、使用済燃料プール水の漏えい量が少なくなることから評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる</p>
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	<p>使用済燃料プールの冷却機能及び補給水機能が喪失しているものとして設定</p>	<p>評価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</p>	<p>評価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</p>

表1 評価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	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
事故条件	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水流量	最大 80m ³ /h	80m ³ /h 以上 ^{*1}	可搬型代替注水ポンプの設計流量を基に設定	燃料プール代替注水系（可搬型）による注水操作や漏えい箇所の隔離操作は、注水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない

※1 燃料プール代替注水系（常設スプレイヘッド）、燃料プール代替注水系（可搬型スプレイヘッド）の注水容量は、ともに 80m³/h(1 台)である。

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/3)

項目	評価条件（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
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	漏えい箇所の隔離操作	<p>事象発生から150分後（操作完了時間）</p> <p>事象の認知や現場時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定 漏えい箇所の隔離操作についての作業時間は中央操作室からの遠隔操作ではなく、現場弁での手動閉操作を想定</p>	<p>【認知】 想定している約70m³/hの漏えい量であれば、事象発生から約5分後に「燃料プール水位低」警報が発生するが、評価上はこの警報確認の開始時間を、余裕を含めて1時間後と設定している。よって、評価上の警報確認の時間に対し、実際の警報確認の時間が早くなる場合が考えられる</p> <p>【要員配置】 使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作は運転員が実施する。運転員は、中央制御室に常駐していることから、操作時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 アクセスルート上に溢水による滞留があった場合は、堰高さ以下の水位であればアクセス可能と考える。また、原子炉建屋管理区域の現場までのルートとしては、通路及び階段室を通り、必要に応じて個々の区画へアクセスすることとなるが、通路はハッチ等の開口から排水されるため、滞留水位としては堰高さ程度に抑えられ、アクセス性に影響はない</p> <p>【操作所要時間】 使用済燃料プール水位低下要因調査は、現場確認のための移動及び漏えい箇所の特定に1時間を想定している。また、漏えいの隔離操作に30分を操作時間として想定している。評価上は、残留熱除去系配管破断を想定しているが、隔離操作は口径250Aの配管に設置されている手動弁を1個の閉操作であり、余裕時間を含め30分で隔離可能である</p> <p>【他の並列操作有無】 使用済燃料プール水位低下要因調査時及び漏えい箇所の隔離操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>評価上、「燃料プール水位低」警報について確認した後、補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認までに余裕を含め1時間を考慮して、その後使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作を実施しているが、実際の操作の場合、燃料プール水位低を認知した時点で使用済燃料プール水位低下要因調査及び漏えいの隔離操作に着手可能であり、補給水機能及び崩壊熱除去機能喪失確認と同時に実施できるため、評価上の操作完了時間に対し、実際の操作完了時間が早くなる</p>	<p>評価上の操作完了時間に対して、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合、使用済燃料プール水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる</p>	<p>当該操作に対する時間余裕について、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から7時間以上（10mSv/hの場合6号及び7号炉約7.1時間）、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から23時間程度（10mSv/hの場合、6号炉では約23時間後、7号炉では約24時間後）であり、これに対して、事故を検知して操作完了するまで時間は事象発生から150分であることから、時間余裕がある</p>	<p>漏えい箇所の隔離操作は、所要時間30分の想定のところ、訓練実績等により約15分^{※1}で実施可能なことを確認した</p>

※1 本有効性評価で想定する箇所での漏えいが発生した場合における隔離する対象弁での時間を記載。想定する操作弁より高い位置で破断がおきた場合でもプール側の別の弁を約25分で隔離できるため、想定する所要時間30分以内に実施可能である。

表2 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (2/3)

項目	評価条件 (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	
	評価上の操作開始時間							
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方						
燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作	燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から12時間後	可搬型設備に関して、事象発生から12時間までは、その機能に期待しないと仮定	<p>【認知】</p> <p>燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から12時間後であり、それまでに外部電源喪失等による使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知できる時間がある</p> <p>【要員配置】</p> <p>当該操作は専任の緊急時対策要員が配置されており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】</p> <p>燃料プール代替注水系 (可搬型) に用いる可搬型代替注水ポンプは、荒浜側高台から大湊側ヤードまで事象発生後に移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等に必要なアクセスルートを回復旧できる体制としており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水準備は、可搬型代替注水ポンプの配置、ホース敷設、ポンプ起動及びホース接続口の弁の開操作である</p> <p>移動時間を含め、これら準備操作に1時間を想定している。評価上の操作開始時間を12時間後と設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知した時点で準備が可能である。なお、その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水操作時に、他の並列操作はなく、操作時間に与える影響なし</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>評価上の操作開始時間は12時間後を設定しているが、他の操作はないため、使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能であり、評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、使用済燃料プール水位の回復を早める</p>	<p>評価上の操作開始時間に対し、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合、使用済燃料プール水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる</p>	<p>当該操作に対する時間余裕は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から23時間程度 (10mSv/hの場合、6号炉では約23時間後、7号炉では約24時間後)、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から3日以上 (6号及び7号炉 約3.4日) であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間があることから、時間余裕がある</p>	<p>燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水準備は、所要時間65分想定のところ、訓練実績等により約50分で実施可能なことを確認した</p>

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (3/3)

項目		評価条件 (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
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	防火水槽への補給	事象発生から12時間後	防火水槽への補給は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業 燃料プール代替注水系 (可搬型) による使用済燃料プールへの注水開始時間を踏まえ設定	防火水槽への補給までの時間は、事象発生から約12時間あり操作時間余裕がある	—	—	—	淡水貯水池から防火水槽への補給の系統構成は、所要時間90分想定のところ、訓練実績等により約70分で実施可能なことを確認した
	各機器への給油 (可搬型注水ポンプ)	事象発生から12時間後以降、適宜	各機器への給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約12時間あり操作時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では、防火水槽から使用済燃料プールへの注水用の可搬型代替注水ポンプ (6号及び7号炉:各1台) への燃料給油を期待している。 可搬型代替注水ポンプへの給油作業は、6号炉及び7号炉各2台の場合でも所要時間180分想定のところ訓練実績等では約112分であり、想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

7日間における水源の対応について（想定事故2）

○水源

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①可搬型代替注水ポンプによる使用済燃料プールへの注水

事象発生 12 時間後から最大流量 80m³/h で注水する。

使用済燃料プール水位が通常水位に回復した後、水位を維持出来るよう崩壊熱相当の流量（最大 19m³/h）で注水を実施する。

②淡水貯水池から防火水槽への移送

事象発生 12 時間後から、淡水貯水池から防火水槽へつながる配管の弁を操作することで必要な水量を防火水槽へと補給する。

○時間評価

淡水貯水池から防火水槽への移送流量は、防火水槽を水源とする可搬型代替注水ポンプによる注水流量を上回る流量で移送出来るため、注水継続に必要な防火水槽の水を維持できる。

○水源評価結果

事象発生 12 時間後から使用済燃料プール水位が通常水位に回復する 16.4 時間後までは 80m³/h で注水を行い、その後崩壊熱相当の流量（19m³/h）で注水を実施するため、7 日間では合計約 3,300m³ の水量が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

（約 80m³/h × (16.4h-12h) + 19m³/h × (168h-16.4h) ≒ 3,300m³）

7日間における燃料の対応（想定事故2）

プラント状況：1～7号炉停止中。

事象：想定事故2は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列		合計	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 758kL	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 3台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 2台起動 ※3 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 758kL	6号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 3台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	使用済燃料プール注水用 可搬型代替注水ポンプ (A-2級) 2台起動 ※3 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後から事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク 及び ガスタービン発電機 用燃料タンク （容量 約 200kL ）の 残容量（合計）は 約 645kL であり、 7日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策用ガスタービン発電機 1台起動（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した

※3 事故収束に必要な可搬型代替注水ポンプは1台で足りるが、保守的に2台とした

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

5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，燃料損傷防止対策の有効性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「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び④「外部電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去機能に対する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，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉除熱を実施する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して，燃料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，待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また，原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を図 5.1.1 及び図 5.1.2 に，手順の概要を図 5.1.3 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表 5.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計

14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名※、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について図5.1.4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、14名で対処可能である。

※原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は、必ずしも当直副長2名ではなく、当直副長1名、運転員1名の場合もある。

a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認

原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度計等である。

b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁1個を開操作する。

逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計等である。

c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量計等である。

d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替を行い、崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度計等である。

5.1.2 燃料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、「崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。

本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

また、評価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。

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

(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評価条件を表5.1.2に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約22MWである。

なお、崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約37m³/hである。

(添付資料 5.1.3)

(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は52℃とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁の開操作によって原子炉圧力は大気圧が維持されているものとする。

b. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、運転中の残留熱除去系の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量は $954\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.27\text{MPa}[\text{dif}]$ において）とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW （原子炉冷却材温度 52°C 、海水温度 30°C 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（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から2時間後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を図5.1.3に、原子炉水位の推移を図5.1.5に示す。

a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。

原子炉水位回復から約90分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は、図 5.1.5 に示すとおり、有効燃料棒頂部の約 3.3m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である有効燃料棒頂部の約 2m を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6)

5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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。

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去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、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価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、表5.1.2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、評価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燃料の崩壊熱、事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位、原子炉初期圧力及び原子炉圧力容器の状態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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 22.4MW に対して最確条件は約 22MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 42℃～約 48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している

原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応ではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であるため、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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約22.4MWに対して最確条件は約22MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなり、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持できる水位）である有効燃料棒頂部の約2m上の高さに到達するまでの時間及び有効燃料棒頂部到達までの時間は3時間以上※となり、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、注水操作に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約42℃～約48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となる

パラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であるため、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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事象発生毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、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。原子炉圧力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から120分を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から120分後の注水操作開始を設定しているが、実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時

間に与える影響として、注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料5.1.7)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間が約5時間であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は約120分であることから、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。

(添付資料5.1.7)

(3) まとめ

評価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、評価条件等の不確かさ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。

5.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シナリオグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において必要な要員は、「5.1.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シナリオグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価をしている。その結果を以下に示す。

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、号炉あたり約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,581kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料 5.1.8）

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によって給電を行うものとする。

5.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（RHR機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉注水及び除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、残留熱除去系による原子炉注水及び除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シー

ケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」
に対して有効である。

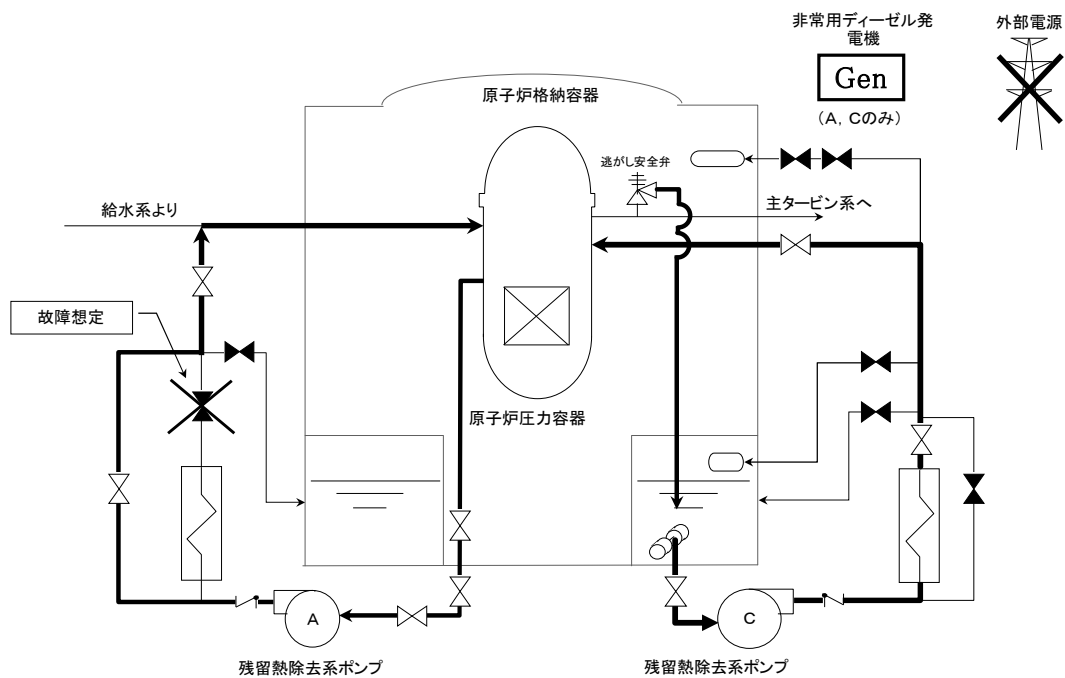


図 5.1.1 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)

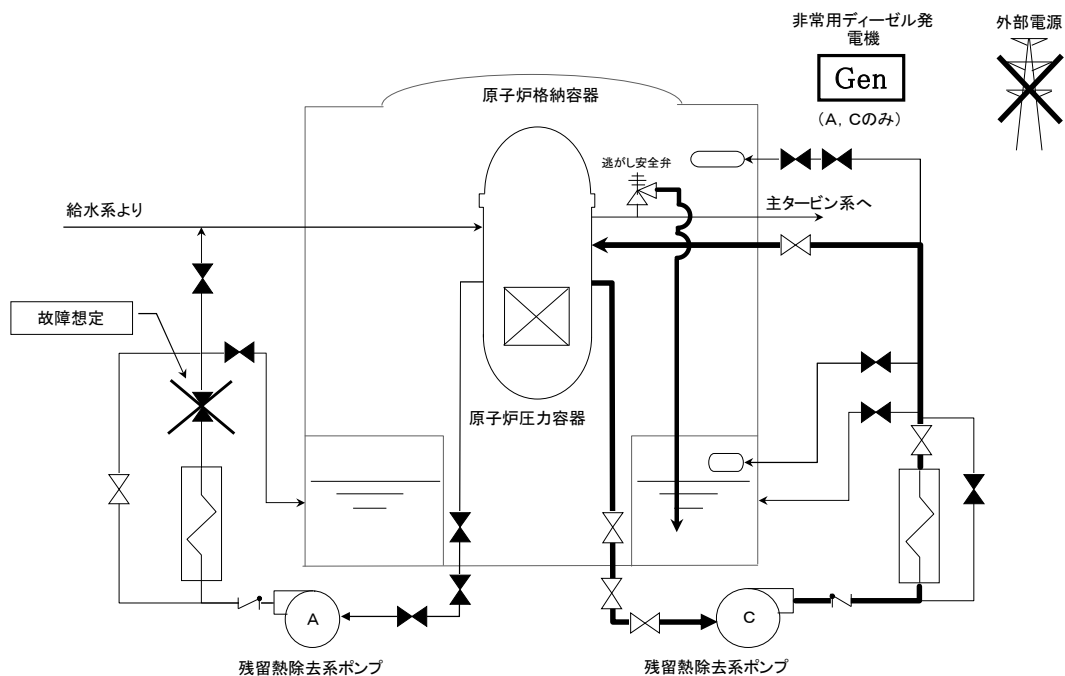
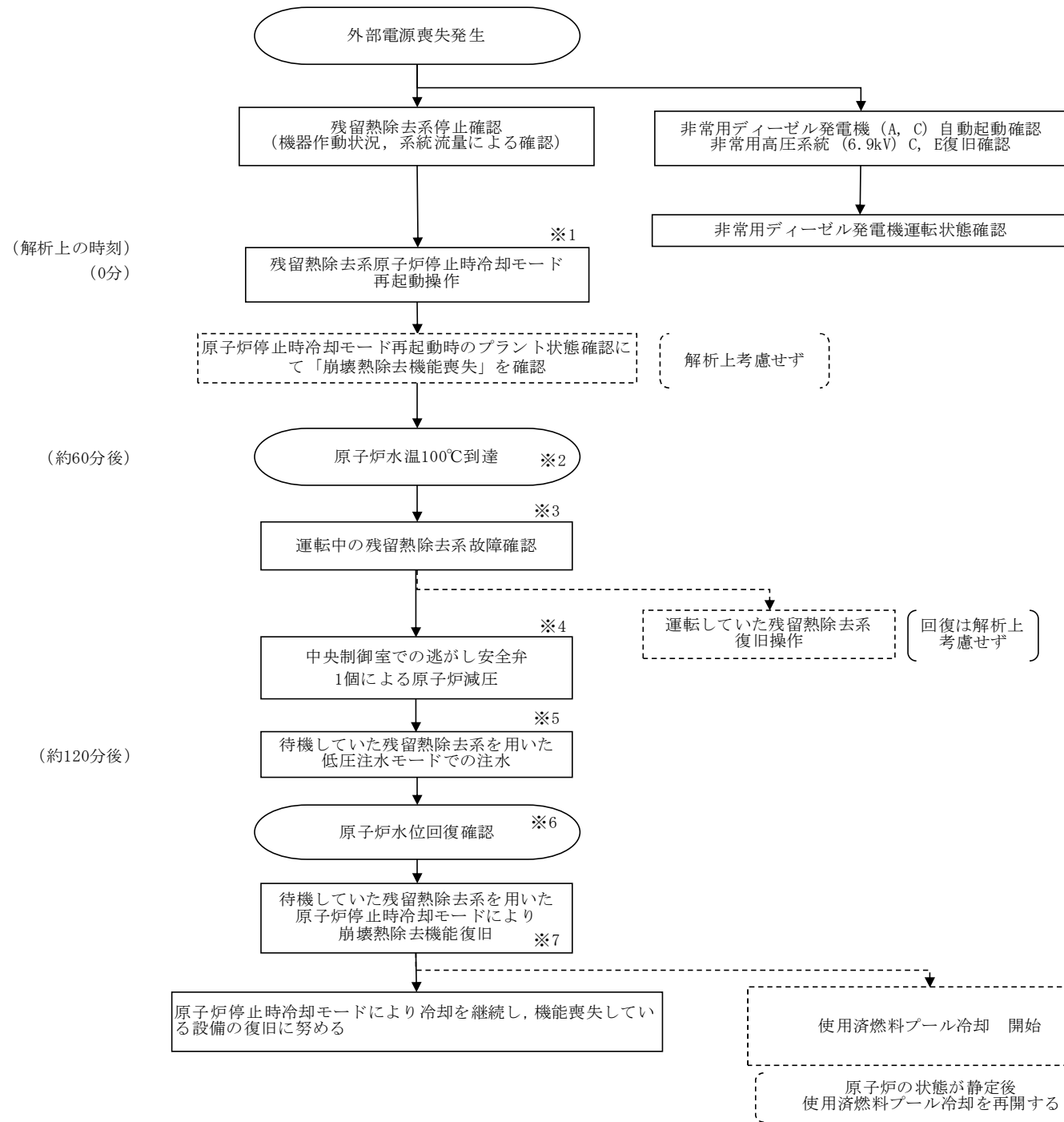
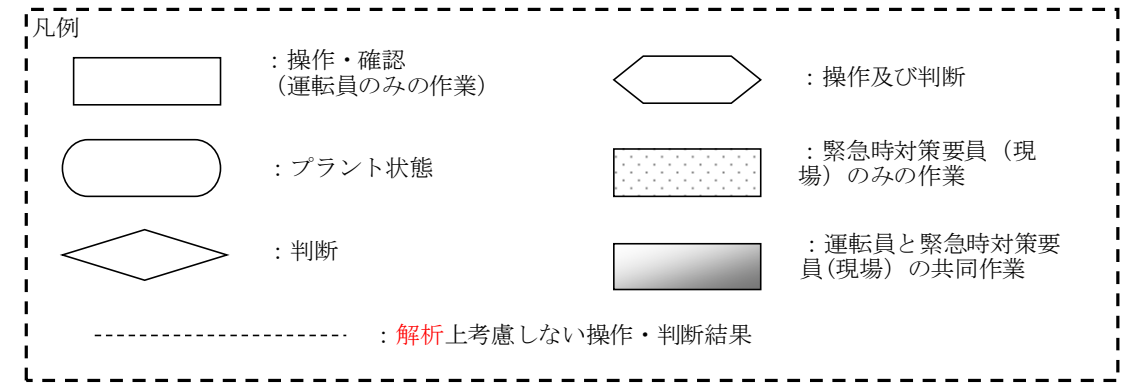


図 5.1.2 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(原子炉停止時冷却)

- プラント前提条件
- ・プラント停止後1日目
 - ・原子炉圧力容器閉鎖中
 - ・原子炉格納容器閉鎖中
 - ・主蒸気隔離弁全閉
 - ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 - ・残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
 - ・残留熱除去系 (B) 停止中
 - ・残留熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中
 - ・原子炉水位N.W.L (通常は+1550mm以上)



- ※1
崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁開操作忘れ」及び「熱交換器出口弁開操作不能」を解析条件とする。実際は、原子炉停止時冷却モード停止時の原子炉水最高温度を確認する。再起動後から原子炉水温度を継続監視するため、早期に崩壊熱除去機能喪失は確認することができる
- ※2
約1時間後に原子炉水温が100℃に到達する
- ※3
1時間毎の中央制御室監視により原子炉水温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する
- ※4
解析上、原子炉圧力容器を大気圧状態に維持するため逃がし安全弁を「開」する
- ※5
注水前の原子炉最低水位は有効燃料棒頂部 (TAF) +3.3m (レベル3-約500mm) となる
- ※6
原子炉水位計 (広帯域) にて原子炉水位の回復を確認する
- ※7
低圧注水モードで注水後、原子炉停止時冷却モードへ切り替える

図 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

停止中の崩壊熱除去機能喪失																			
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)								備考			
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5		4	4.5	5
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	号炉毎運転操作指揮		中央監視 緊急時対策本部連絡 号炉毎運転操作指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡 運転員 (中央制御室) 運転員 (現場) 緊急時対策要員 (現場)	▽ 事象発生								備考 約60分 原子炉水温100℃到達 約120分 原子炉注水開始			
	通報連絡者	緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡		▽ プラント状況確認 (残留熱除去系故障認知)											
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号	6号		7号											
	緊急時対策要員 (現場)	6号	7号	6号	7号	6号		7号											
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・非常用ディーゼル発電機起動確認 ・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 停止確認									残留熱除去系ポンプ (A)			
原子炉減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁1個による手動減圧操作	5分										残留熱除去系ポンプ (A)	
原子炉水位回復作業	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 低圧注水モード 起動/停止操作			通常原子炉水位 (NWL) まで回復後停止						残留熱除去系ポンプ (C)			
残留熱除去系復旧操作	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復									対応可能な要員により対応する			
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 原子炉停止時冷却モードへラインナップ			90分						残留熱除去系ポンプ (C)			
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分											
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・残留熱除去系 電動弁隔離	30分										残留熱除去系ポンプ (C)	
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作			5分						残留熱除去系ポンプ (C)			
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成			30分						燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する			
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動			30分						燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する			
必要人員数 (7号炉) 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	0人														

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数

図 5.1.4 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間

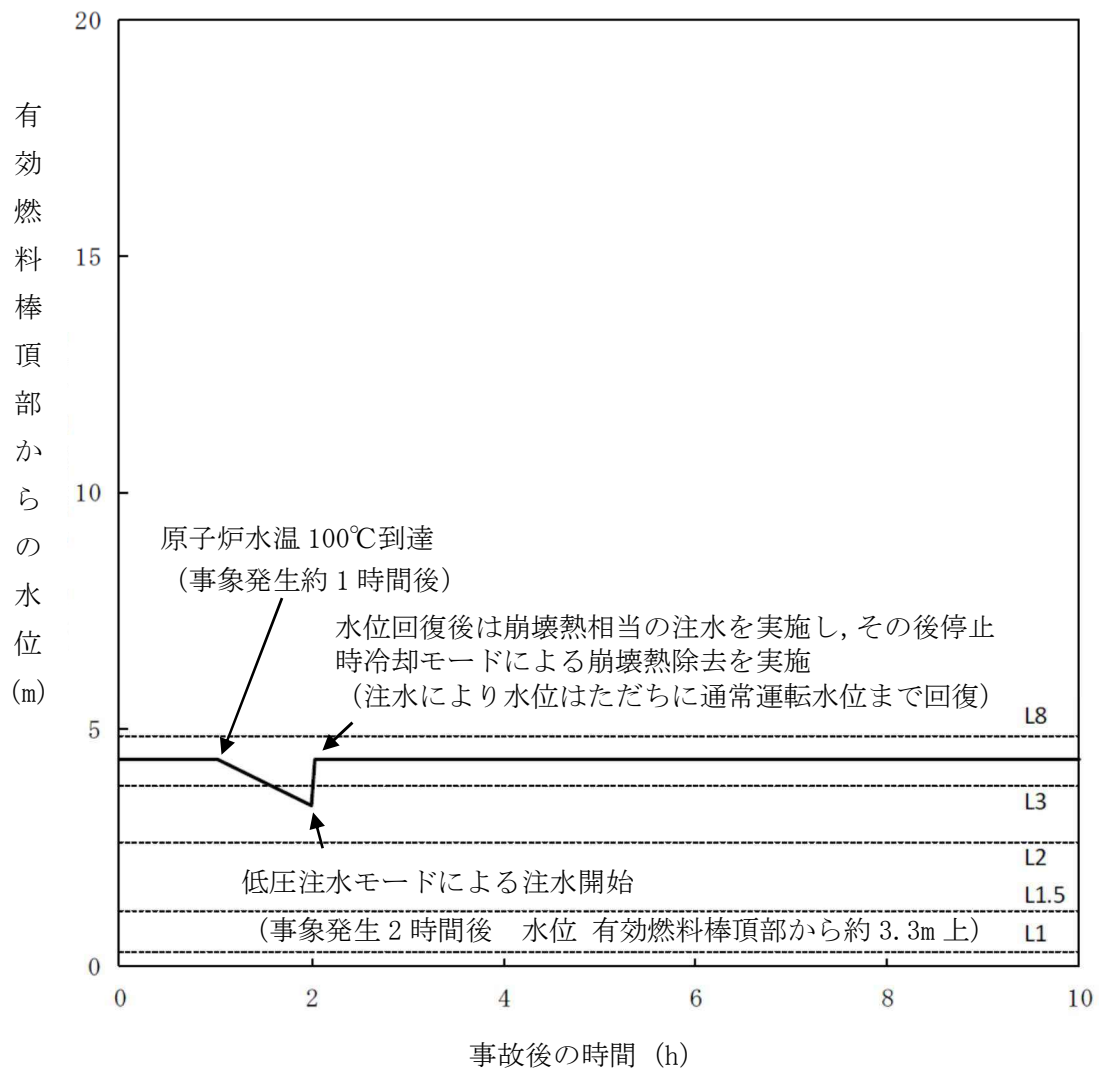


図 5.1.5 原子炉水位の推移

表 5.1.1 崩壊熱除去機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し 100℃に到達する	【非常用ディーゼル発電機】	—	【残留熱除去系系統流量計】 【残留熱除去系熱交換器入口温度計】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する	逃がし安全弁	—	原子炉圧力計 (SA) 原子炉圧力計 【残留熱除去系熱交換器入口温度計】
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する	【残留熱除去系(低圧注水モード)】	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替を行い、崩壊熱除去機能を回復する。	【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】 【残留熱除去系熱交換器入口温度計】

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

表 5.1.2 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約 22.4MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後)	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33Gwd/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉初期水位	通常運転水位 (セパレータスカート下 端から+119cm)	停止後 1 日の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	停止後 1 日の実績より, 原子炉は残留熱除去系の 原子炉停止時冷却モードにて冷却されているた め, その設計温度である 52℃を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	停止後 1 日の実績による値
事故条件	起因事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことか ら, 資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

表 5.1.2 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量	954m ³ /hにて注水	低圧注水系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃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操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から2時間後	事象の認知や現場操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失における
基準水位到達までの余裕時間と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失により、基準水位到達までの余裕時間と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

なお、5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、簡易的な「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない簡易計算」を用いて評価を行っており、添付資料5.1.7及び添付資料5.2.2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算」を用いた。

1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない簡易計算

原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べての原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態に依らず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600) = \text{約}1.02[\text{h}]$$

t_1 : 100℃に至るまでの時間[h]

h_{100} : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10

h_{52} : 52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=217.70

V_c : 保有水の体積[m³] =

ρ_{52} : 52℃の水密度[kg/m³] = 987

Q : 崩壊熱[kW] = 2.24×10^4

(2) 有効燃料棒頂部または放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間

崩壊熱（蒸発）によって基準水位に至るまでの時間は次の式で求める

$$t = t_1 + t_2 = 5.38[\text{h}]$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600) = 4.36 [\text{h}]$$

t : 基準水位に至るまでの時間[h]

t₂ : 100°C到達から基準水位に至るまでの時間[h]

h₁₀₀ : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57

V_u : 基準水位までの保有水の体積[m³] =

ρ₅₂ : 52°Cの水密度[kg/m³] = 987

Q : 崩壊熱[kW] = 2.24×10⁴

(3) 必要な注水量

崩壊熱によって喪失する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める

$$f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f) = \text{約}33.1 [\text{m}^3/\text{h}]$$

f : 必要な注水量[m³/h]

ρ_f : 注水（飽和水）の密度[kg/m³] = 988

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57

h_f : 注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg] = 209.34

Q : 崩壊熱[kW] = 2.24×10⁴

(4) 注水中の蒸発量

注入された水を100°Cに上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われるため、次の式で求める

$$Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$$

$$S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100})) \\ = \text{約}33.1 [\text{m}^3/\text{h}]$$

F : 注水量[m³/h]

S : 注水中の蒸発量[m³/h] (ただし, S≥0)

ρ_f : 注水（飽和水）の密度[kg/m³] = 988

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57

h₁₀₀ : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10

h_f : 注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg] = 209.34

Q : 崩壊熱[kW] = 2.24×10⁴

2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価)

(1) 主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等

5.1.2及び5.2.2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際のSRVによる減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。

閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで主蒸気逃がし安全弁(SRV)の逃がし弁機能が作動する最低圧力(7.51MPa[gage])に到達する時間等を求めた。

$$M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$$

$$M_s + M_l = M_{all}$$

$$\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$$

※初期状態の各変数は[0]、SRV作動圧力到達時の各変数は[1]で表す

M_s , M_l : 気相部の蒸気量, 液相部の水量[kg]

初期(大気圧, 原子炉水温52℃) :

$$M_{s0} = \text{約 } \boxed{\quad} \text{ kg (飽和蒸気圧)}, M_{l0} = \text{約 } \boxed{\quad} \text{ kg}$$

M_{all} : 原子炉圧力容器内の蒸気及び冷却材の総量[kg] = 約 $\boxed{\quad}$ kg

ρ_s , ρ_l : 飽和蒸気の密度, 水の密度[kg/m³]

初期(大気圧, 原子炉水温52℃) : $\rho_{s0} = 0.09121 \text{ kg/m}^3$, $\rho_{l0} = 987.2 \text{ kg/m}^3$

SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温291.6℃) :

$$\rho_{s1} = 40.2 \text{ kg/m}^3, \rho_{l1} = 728.9 \text{ kg/m}^3$$

V_s , V_l : 気相部の体積, 液相部の体積[m³]

初期(大気圧, 原子炉水温52℃) : $V_{s0} = \text{約 } \boxed{\quad} \text{ m}^3$, $V_{l0} = \text{約 } \boxed{\quad} \text{ m}^3$

V_{all} : 原子炉圧力容器の体積[m³] = 約 $\boxed{\quad}$ m³

h_s , h_l : 飽和蒸気, 水のエンタルピ[kJ/kg]

初期(大気圧, 原子炉水温52℃) :

$$h_{s0} = \text{約 } 2594.8 \text{ kJ/kg}, h_{l0} = \text{約 } 217.7 \text{ kJ/kg}$$

SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温291.6℃) :

$$h_{s1} = \text{約 } 2764.3 \text{ kJ/kg}, h_{l1} = \text{約 } 1298.20 \text{ kJ/kg}$$

Q : 崩壊熱量[kJ/s] = 約 $2.24 \times 10^4 \text{ kJ/s}$ (原子炉停止1日後)

Δt : 事象発生後の時間[s]

上記式より

SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温291.6℃)の液相部の水量[kg]

$$M_{l1} = \text{約 } \boxed{\quad} \text{ kg}$$

SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage], 原子炉水温291.6℃)の液相部の体積[m³]

$$V_{l1} = \text{約 } \boxed{\quad} \text{ m}^3$$

事象発生後の時間[s]

$$\Delta t = \text{約}1.9 \times 10^4 \text{ [s]} \rightarrow 5\text{時間以上}$$

となり、事象発生約5時間後までに約3tの原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約140 m³増加し、原子炉水位は有効燃料棒頂部より約8m上(通常運転水位より約4m高い位置)となる。SRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage])においては遮蔽評価に用いている100°Cの時の水の密度と比べて水の密度が約0.76倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、有効燃料棒頂部より約6m上(通常運転水位より約2m高い位置)となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

以上より、原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した後も、主蒸気逃がし安全弁の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間(5時間以上)、原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

なお、原子炉停止12時間後を想定した際、上記の原子炉停止1日後と同様の評価式を用いて、算出するとSRV作動圧力到達時(7.51MPa[gage])までの時間は3時間以上となる。

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

1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループからガイドに示された着眼点を考慮し、重要事故シーケンスを選定している。

崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。

- ・崩壊熱除去機能喪失（RHR 機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・注水系失敗

2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、ガイドの対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。

3. プラント状態（POS）の選定

重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POSについては選定していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に決定している。崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定する上では崩壊熱が高く、原子炉压力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S」であり、「S」は冷温停止への移行状態として定義される状態である。冷温停止に移行する前の高温停止の状態は、崩壊熱除去機能及び注水機能に対する待機要求が運転時とほぼ同等であり、この状態の評価は運転時の崩壊熱除去機能喪失の評価に包絡されるものとする。

なお、原子炉压力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。

このため、本評価における POS は、崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、冷温停止状態となることで崩壊熱除去機能及び注水機能に対する待機要求が変化する「A」を選定している。停止時レベル 1PRA における POS の分類及び定期検査工程を図 1 に、POS の選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表 1 に示す。

4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価で確認している、待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去機能確保とは別の燃料損傷防止対策としては、復水補給水系による原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じ POS 「A」でその有効性を確認している。

プラントの状態 (POS)	原子炉冷温停止への移行状態	PCV/RPV開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	原子炉ウエル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び起動準備への移行状態		起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)
崩壊熱の大きさ	高		中				低		
PRA上考慮が必要なイベント			全燃料取出	CRD, LPRM, RIP点検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW全台停止 RHR切り替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR切り替え	RHR切り替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線	-		B系		A系 及び C系			-	
原子炉水位	通常水位		ウエル満水				通常水位		
プールゲート	-		開放		閉鎖	開放	-		
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール		燃料プール	原子炉+燃料プール	原子炉		
崩壊熱除去	RHR-A								
	RHR-B								
	RHR-C								
	CUW-A								
	CUW-B								
	FPC2台								
補給水注水	HPCF-B								
	HPCF-C								
	MUWC-A								
	MUWC-B								
	MUWC-C								
	FP								

崩壊熱除去に用いている設備
 機能を期待出来る設備

図1 停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程

表 1 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態 (POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
			燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S 原子炉冷温停止への移行状態	POS Aを想定した有効性評価の条件に包絡（崩壊熱や保有水量をPOS Sと同等のものを使用している為）	・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備	POS AIに比べ、期待できる緩和系が多く、有効性評価においてはPOS Sと同等の崩壊熱や保有水量を使用していることからPOS Aを想定した有効性評価の条件に包絡される	閉鎖	原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される (添付資料5.1.6)	プラント状態POS AIと同じ
A PCV/RPVの開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	-	・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備	有効性評価にて評価項目を満足している	閉鎖	有効性評価にて評価項目を満足している (原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される (添付資料5.1.6))	有効性評価にて評価項目を満足している (制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡)
B1 原子炉ウエル満水状態 (原子炉ウエル水抜き開始まで)	「全交流動力電源喪失 (POS A)」及び「使用済燃料プール 想定事故 1」に包絡※ ※POS B3においてはRHRが待機していないため、「残留熱除去機能喪失 (POS A)」には包絡されないが、「全交流動力電源喪失 (POS A)」の評価に代表される。	・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系 (常設) ・燃料プール代替注水系 (可搬)	POS SIに比べ、崩壊熱が小さく、また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの、点検等により緩和系が少なくなることが考えられる。ただし、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系 (常設) や燃料プール代替注水系 (可搬) を用いることで炉心損傷を回避できることから崩壊熱の観点から厳しい「全交流動力電源喪失 (POS A)」及び「使用済燃料プール 想定事故 1」に包絡される	開放	水位低下の速いシナリオである「原子炉冷却材の流出」にて評価し、評価項目を満足していることを確認している ※使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保は「使用済燃料プール 想定事故 1」に包絡される	プラント状態POS AIと同じ 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2		・非常用炉心冷却系 (LPLF) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系 (可搬)		閉鎖		
B3		・非常用炉心冷却系 (RHR) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系 (常設) ・燃料プール代替注水系 (可搬)		開放		
B4		・非常用炉心冷却系 (RHR) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系 (常設) ・燃料プール代替注水系 (可搬)		開放		
C1 PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	「全交流動力電源喪失 (POS A)」の評価に包絡される	・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備	POS SIに比べ、「崩壊熱」が小さく、「保有水量」に差がない。また、「余裕時間」が長いものの、「緩和系」も少ないことから、「崩壊熱除去機能喪失 (POS A)」には包絡されない。しかしながら、「崩壊熱」及び「緩和系」の観点からより厳しい「全交流動力電源喪失 (POS A)」に包絡される	閉鎖	原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから必要な遮蔽は確保される (添付資料5.1.6)	プラント状態POS AIと同じ
C2	POS AIに包絡される	・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備	POS AIに比べ、「崩壊熱」が小さい、「緩和系」に差がない、「保有水量」に差がない、「余裕時間」が長いことから、燃焼損傷防止対策の有効性評価はPOS AIに包絡される	閉鎖		
D 起動準備状態		・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備		閉鎖		

崩壊熱除去機能喪失およ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

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「崩壊熱除去機能喪失」および「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは定期検査期間から見ると保守的な設定であると考えるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。仮に、原子炉スクラムによる原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、有効燃料棒頂部到達まで約3.7時間となる。原子炉停止から1日（24時間）後の原子炉注水までの時間余裕が約5.4時間であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」および「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注水開始までの対応は約2時間であることから十分対応可能な範囲である。

この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水の余裕時間に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず、燃料損傷に至る状況は想定し難いものとする。

以 上

安定状態について

運転停止中の崩壊熱除去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。

【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

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。

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】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について

運転停止中の有効性評価は、審査ガイドの評価項目※に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。

※<審査ガイドの評価項目>

- (a)燃料有効長頂部が冠水していること。
- (b)放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (c)未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。）

この際、格納容器圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、代替原子炉補機冷却系又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。

1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の格納容器の影響

プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から代替原子炉補機冷却系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約20時間後までである。

ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。

崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後1時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器の圧力上昇が炉心損傷前ベントの基準となる0.31MPa[gage]に到達する時間は約32時間程度であり、代替原子炉補機冷却系による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は充分確保される。

また、仮に原子炉補機冷却系による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが、追加放出においては、既に原子炉停止後の減圧操作によりギャップより原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため、格納容器内の放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。

なお、停止中の場合パーソナルエアロック等開放により格納容器が開放されている場合も考えられるが、この場合はパーソナルエアロック等を速やかに閉止することで、上記と同様の対応となる。

さらに、原子炉圧力容器を開放している場合は原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され、原子炉建屋壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

<参考>

運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の格納容器の圧力を MAAP により求めた。解析条件は表 1, 解析結果は表 2 及び表 3 となる。格納容器スプレイに期待するケース及び期待しないケースの 2 ケースの評価を実施し, その結果, 期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約 32 時間となった。

表 1 解析条件 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止1日後
	原子炉圧力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	52°C (残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の設計温度)
	原子炉の初期圧力	大気圧
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器の初期温度	サプレッション・チェンバのプール 水温: 35°C 気相部: 57°C
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧
	復水貯蔵槽の水温	50°C
事象進展	事象開始	<ul style="list-style-type: none"> 全交流電源喪失発生 水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない
	事象発生70分後	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備による電源供給開始 逃がし安全弁による減圧 低圧代替注水系 (常設) による注水開始
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	125m ³ /h (設計値1台)
	格納容器スプレイ	実施に期待しない, 又は復水移送ポンプ 1 台による D/W スプレイ実施 (100m ³ /h)
	ベントタイミング	格納容器圧力0.31MPa[gage]到達, 又はサプレッション・チェンバ・プール水位上限到達

表 2 解析結果（停止時ベントタイミングの確認）

分類	ベントタイミング	備考
格納容器スプレイに期待しない ケース	事象発生後約32時間	格納容器圧力 0.31MPa[gage]到達
格納容器スプレイに期待する ケース	事象発生後約44時間	サブプレッション・チェンバ・ プール水位上限到達

表 3 解析結果（格納容器圧力及び温度*）

分類	事象発生 20 時間後		ベントタイミング時	
	サブプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サブプレッション・ チェンバ温度 (°C)	サブプレッション・ チェンバ圧力 (MPa[gage])	サブプレッション・ チェンバ温度 (°C)
格納容器スプレイに期待しない ケース	0.09	111	0.31 (事象発生約 32 時間後)	145 (事象発生約 32 時間後)
格納容器スプレイに期待する ケース	0.07	101	0.22 (事象発生約 44 時間後)	135 (事象発生約 44 時間後)

※格納容器圧力及び温度はドライウエルより値が大きいサブプレッション・チェンバの結果を記載

以 上

原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失およ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

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」，「全交流電源喪失事象」においては，原子炉未開放時を評価しており，原子炉上部での作業は不要であるのに加えて，事象発生から沸騰による水位低下が開始されるまでの時間余裕は1時間程度あるため，作業員が現場にいた場合でも待避することが可能である。

仮に1時間内の作業員の待避に期待せず，作業員が現場に滞在した場合においても炉内構造物や原子炉圧力容器の上蓋により放射線は減衰されるため，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが確保される水位）は維持される。

以下では原子炉停止中の原子炉開放作業の流れを整理し，各状態での原子炉未開放時における必要な遮蔽を確保できる水位の考え方について示す。

1. 原子炉開放作業の流れ

○原子炉開放作業の流れ

①原子炉開放前，コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図中の1, 2, 3・4）

原子炉を停止後，残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して，復水器によって除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードによる除熱を開始した後，復水器真空破壊を経て，復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。

②原子炉圧力容器蓋取り外し（図中の5）

原子炉が冷温状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下0.3m程度）。

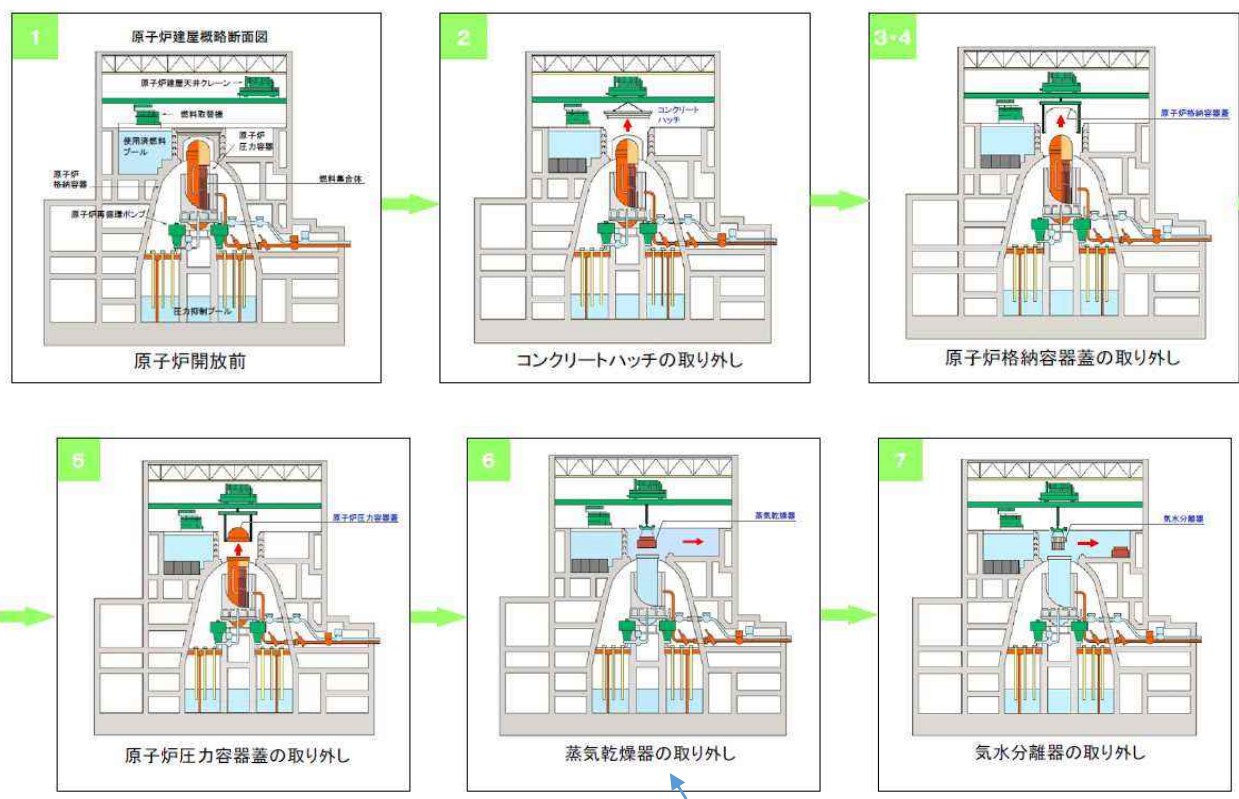
③蒸気乾燥器取り外し（図中の6）

水位を徐々に上昇させながら，蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

③水分離器取り外し（図中の7）

気水分離器を蒸気乾燥器・気水分離器（D/S）ピットへと移動する（気水分離器は水中移動）。

<参考> 原子炉開放の流れ

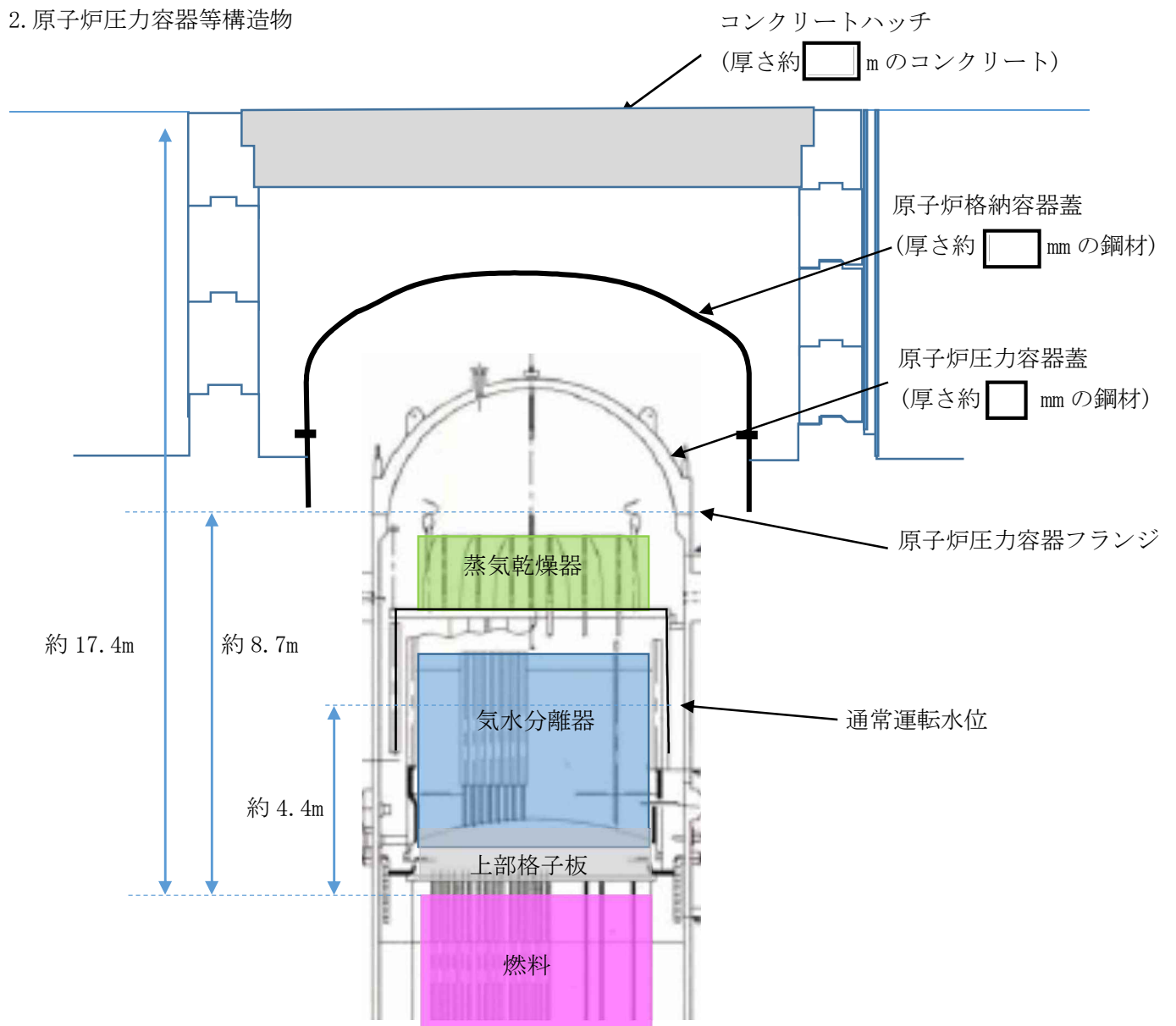


柏崎刈羽原子力発電所 6号炉及び7号炉では気中移動

※ <http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf>

公開されている沸騰水型原子炉の開放作業の流れとして「福島第二原子力発電所 1号炉 原子炉開放作業の完了について」より参照

2. 原子炉圧力容器等構造物



3. 各状態における遮蔽維持について

①-1 原子炉開放前（図中の 1）

原子炉運転中や原子炉停止直後などは図に示すようにコンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋及び原子炉压力容器蓋が閉鎖されており、また蒸気乾燥器、気水分離器等も炉内に存在するため、炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋最上階での線量率は十分小さくなる。そのため、コンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋の開放までの間において、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例として Co60 を線源とした時の

ある

①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図中の 2, 3・4）

コンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋の開放後は、これらの遮蔽効果には期待できなくなるが、原子炉压力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器に期待できる。さらに原子炉压力容器蓋の開放作業に向けて、原子炉の水位の上昇操作を実施するため、上昇した原子炉水位の遮蔽効果にも期待できる。

仮に原子炉水位が通常運転水位を想定し（有効燃料棒頂部から約 4.4m）、後述する全交流電源喪失事象が発生して原子炉水位が約 1.5m 低下した場合においても、遮蔽水位及び原子炉压力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器等の炉内構造物の遮蔽により必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^{*}を下回る。

※ 後述する「図 5.3.6 原子炉水位と線量率」のグラフを参照すると評価点としている燃料交換器床での線量率は 10mSv/h 程度となる。原子炉压力容器が開放前であるため、原子炉压力容器蓋の遮蔽に期待でき、炉心燃料や上部格子板からの線量率は 1 桁程度低下する（1mSv/h 程度）。また、蒸気乾燥器、気水分離器も炉内に設置されているため、さらに線量率が低下することとなる。

原子炉開放前なので、「図 5.3.6 原子炉水位と線量率」で想定している原子炉停止後 3 日後の想定より原子炉停止後の冷却期間が短いことも考えられるが、原子炉停止後 1 日後を想定した場合であっても線量率の上昇は数倍程度（線量率と近い減衰傾向がある崩壊熱では約 2 倍）であるため、10mSv/h を下回る結果となる。

②原子炉压力容器蓋取り外し（図中の 5）

原子炉压力容器蓋開放時はフランジ下 0.3m 程度まで水位を上昇させた後、開放作業を実施する。この際、水位上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また、保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間はさらに長くなる（約 1.4 時間程度）。仮に後述する全交流電源喪失事象が発生して原子炉水位が約 1.5m 低下した場合においても、遮蔽水位等により必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^{*}を超えることはない。

※ 後述する「図 5.3.6 原子炉水位と線量率」のグラフを参照すると評価点としている燃料交換器床での線量率は、炉心燃料や上部格子板からの線量率は 1.0×10^{-3} mSv/h 以下となる。蒸気乾燥器及び気水分離器は水位から見て浅い位置に設置されているため、現場の線量率上昇に寄与するが、これらは通常の移動作業でも気中や水深が浅い位置に取り出すものであり、線源強度も燃料や上部格子板と比べて低いため、必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を上回るかについて確認する際は考慮不要である。

③蒸気乾燥器取り外し（図中の6）及び③水分離器取り外し（図中の7）

蒸気乾燥器の取り出しに合わせ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失や全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

4. 崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持に必要な水位

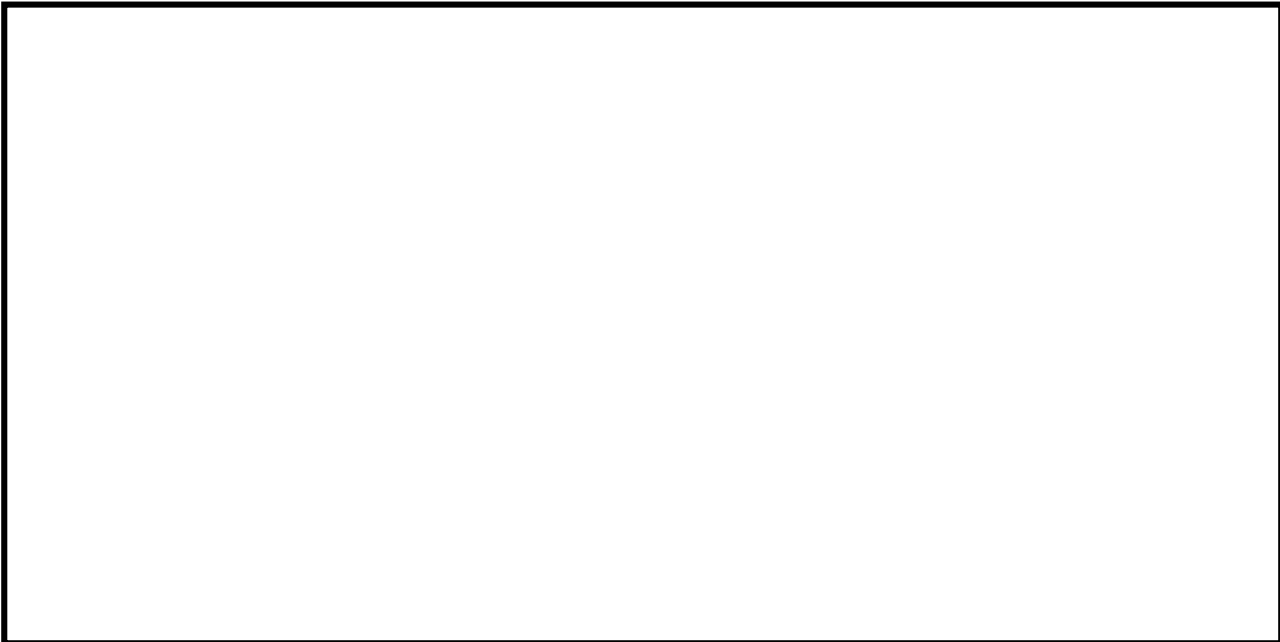
3章での検討を踏まえ、崩壊熱除去機能喪失および全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持に必要な水位を検討する上で「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図中の2, 3・4）」の状態、かつ原子炉水位は通常運転水位を想定して遮蔽維持に必要な水位について検討した。

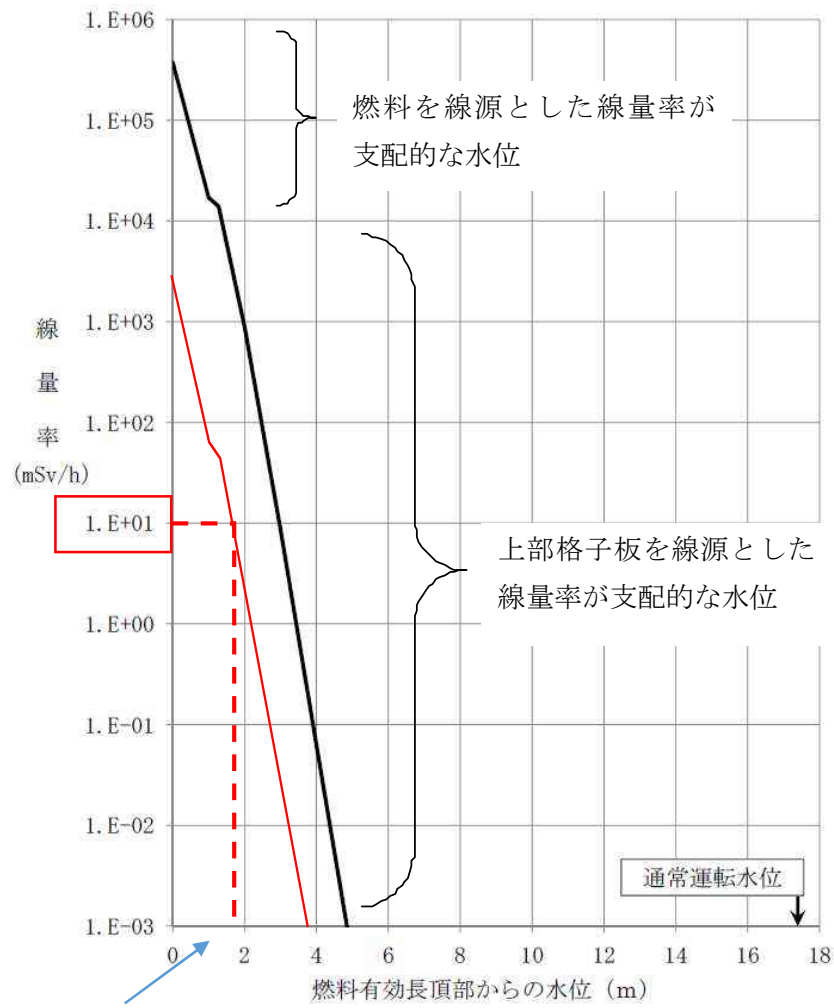
以下の仮定に基づき、必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h^{*}）を求めたところ、「有効燃料棒頂部の約 2m 上」となった。

※必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕のある値 (10mSv/h) とする。

- ・ コンクリートハッチ、原子炉格納容器蓋取り外しが完了
- ・ 原子炉圧力容器は未開放で、蒸気乾燥器及び気水分離器は原子炉内にある状態（図中の3・4と図5の間の状態を想定）
- ・ 原子炉水位と線量率の関係は、後述する「図 5.3.6 原子炉水位と線量率」のグラフを参照
- ・ 原子炉停止1日後の炉心燃料の線源強度を模擬するため、炉心燃料からの線量率を2倍
- ・ 炉心燃料及び上部格子板からの放射線が原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の各構造物により低減される遮蔽効果を模擬するため、 線量率を 1/100 倍とした。

遮蔽効果を考慮した構造物		遮蔽による減衰効果の模擬 ^{※2}
原子炉圧力容器蓋		1/100 倍
蒸気乾燥器		
気水分離器		





原子炉未開放状態において必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h^{*}) は有効燃料棒頂部の約 2m 上である

- : 原子炉冷却材流出での水位と線量率の関係
- : 原子炉未開放状態での水位と線量率の関係 (概算)

図 原子炉水位と線量率

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)

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員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	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	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
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	原子炉停止後1日 約22.4MW (ANSI/ANS-5.1-1979)	約22MW以下 (実績値)	平衡炉心燃料について サイクル末期の燃焼度 に10%の保守性を考慮 した値を想定し算出 停止後の時間について は、停止後の時間が短 くなるように1日後の 状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる 逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約2時間、有効燃料棒頂部到達まで約4時間となる。ただし、こちらは保守的に大気圧下における蒸発による水位低下を示しているものであり、実操作においては注水機能が確保されるまで減圧操作を実施しないため、事故後原子炉圧力容器の圧力は上昇し、それに伴い蒸発による水位低下は抑制される。それらを考慮すると放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から3時間以上となる ^{※1} 。このため、評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約3時間、有効燃料棒頂部到達までの時間余裕である約5時間より短くなるが、注水操作(事象開始から約2時間後)に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	原子炉初期水温	52℃	約42℃～約48℃ ^{※1} (実績値)	停止後1日の実績より、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることから考えられるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない
	原子炉初期水位	通常運転水位	通常運転水位以上	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧 ^{※2}	設計値を設定	評価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い。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない

※1 原子炉停止直後、サイクル末期の停止時冷温臨界試験に向けた高温維持(80℃程度)などの特殊な場合を除く(ただし、原子炉初期水温が80℃の場合であっても、約4時間以上の時間余裕があり注水操作に対して十分な時間が確保されているため、影響はない)

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く

※3 添付資料 5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算(原子炉圧力容器が閉鎖状態)による評価を参照

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員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		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉压力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない 原子炉压力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	原子炉压力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、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 原子炉压力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
事故条件	起因事象	運転中の残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系の機能喪失	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 台による原子炉の崩壊熱除去を実施中に、残留熱除去系ポンプの故障等による機能喪失するものとして設定	解析条件と最確条件が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が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水流量	954m ³ /h	954m ³ /h	低圧注水系の設計値として設定	解析条件と最確条件が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が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃において）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃、海水温度 30℃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が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が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

添 5.1.7-2

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/2)

項目	評価条件 (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
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から120分	<p>【認知】 評価では残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) の故障発生から残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作の開始まで, 逃がし安全弁の手動減圧操作等を含め2時間を設定しているが, 原子炉注水の必要性を認知することは容易である。よって, 評価上の注水操作開始時間に対し, 実際の注水操作開始時間が早くなる場合が考えられる</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は, 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。操作時間は特に設定していないが, 原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い</p> <p>【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は, 残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 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>	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり, 評価では事象発生から120分後の注水操作開始を設定しているが, 実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ, 原子炉水位の回復が早くなる	注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約3時間, 有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は約5時間であり, これに対して, 事故を検知して注水を開始するまでの時間は約120分であることから, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した

添5.1.7-3

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (2/2)

項目		評価条件 (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
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から 3.5 時間後	運転手順書等を踏まえて設定	残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから, 原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある	—	—	—	運転実績から, 配管の暖気運転を含め約 60 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 10 分で操作可能であることを確認した

添 5.1.7-4

7日間における燃料対応について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

プラント状況：1～7号炉停止中。

事象：崩壊熱除去機能喪失は6号及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 751kL	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 3台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 751kL	6号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 3台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
その他	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク及び ガスタービン発電機用燃 料タンク（容量 約 200kL ） の残容量（合計）は 約 659kL であり、 7日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1台起動（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した

5.2 全交流動力電源喪失

5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，燃料損傷防止対策の有効性に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び②「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源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，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉除熱を実施する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，燃料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，初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉圧力容器の除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 5.2.1 及び図 5.2.2 に，手順の概要を図 5.2.3 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表 5.2.1 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，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 2 名^{*}，運転操作対応を行う運転員 6 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 4 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は代替原子炉補機冷却系作業を行うための 26 名である。必要な要員と作業項目について図 5.2.4 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、作業項目と重要事故シーケンスとを比較し、必要な要員数を確認した結果、18 名で対処可能である。

※ 原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は、必ずしも当直副長2名ではなく、当直副長1名、運転員1名の場合もある。

a. 全交流動力電源喪失による原子炉停止時冷却モード停止確認

原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量計である。

b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高压母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低压代替注水系（常設）の準備を開始する。

c. 逃がし安全弁による原子炉の低压状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低压状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 個を開操作する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度計である。

逃がし安全弁による原子炉の低压状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力計である。

d. 低压代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を手動起動し、低压代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉水位が回復する。

低压代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）等である

e. 残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード運転

代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度計等である。

5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」である。

なお、5.1「崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（「崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・注水系失敗」及び「崩壊熱除去機能喪失（代替除熱機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・注水系失敗」）は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS A PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定であり、当該プラントの状態において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、すべての評価項目を満足できる。

また、評価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余裕時間を評価する。

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

(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評価条件を表 5.2.2 に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 22MW である。

なお、崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約 37m³/h である。

(添付資料 5.1.3)

(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は 52℃とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁の開操作によって原子炉圧力は大気圧が維持されているものとする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 低圧代替注水（常設）による原子炉注水流量

低圧代替注水（常設）による原子炉注水流量は 150m³/h とする。

(b) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。

(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃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) 事象発生145分までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生145分後から開始する。

(c) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（停止時冷却モード運転）は、事象発生20時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を図5.2.3に、原子炉水位の推移を図5.2.5に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより、原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から145分経過した時点で、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は有効燃料棒頂部の約2.9m上まで低下するにとどまる。水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を適切に維持することができる。

事象発生から20時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉圧力容器の除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は、図5.2.5に示すとおり、有効燃料棒頂部の約2.9m上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、**必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが確保される水位）**である有効燃料棒頂部の約2mを下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを下回る）。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

事象発生145分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の安定状態を継続できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 5.1.5, 5.1.6, 5.2.1)

5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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。

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去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、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価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，表5.2.2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，評価条件の設定に当たっては，原則，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としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱，事象発生前の原子炉初期水温，原子炉初期水位，原子炉初期圧力及び原子炉圧力容器の状態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

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約22.4MWに対して最確条件は約22MW以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の52℃に対して最確条件は約42℃～約48℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため，時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため，有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなるが，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事象毎であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，

原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約22.4MWに対して最確条件は約22MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、**必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが確保される水位）である有効燃料棒頂部の約2mに到達するまでの時間及び有効燃料棒頂部到達までの時間は3時間以上***となり、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、注水操作に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約42℃～約48℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、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。原子炉圧力容器開

放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水（常設）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から145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、常設代替交流電源設備からの受電操作について実態の運転操作は、10分間、移動に20分間、操作所要時間に115分間の合計145分間であり、評価上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため、その影響を受けるが、実態の操作開始時間は、評価上の想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。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から20時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性がある。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は評価上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施しているため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料5.2.2)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、当該操作に対する時間余裕について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約3時間、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は約5時間であり、事故を検知して注水を開始するまでの145分は十分な時間余裕を確保できる時間である。

操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生後約20時間後の操作であり時間余裕がある。仮に操作が遅れる場合は、原子炉への注水は継続する。

（添付資料5.2.2）

(3) まとめ

評価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、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に対する十分な余裕時間を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。

5.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要な要員は、「5.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の64名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、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。

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水について、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約610m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約1,220m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水量を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、注水によって復

水貯蔵槽を枯渇することなく、必要な水量が確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。

(添付資料 5.2.3)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約860kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。

(6号及び7号炉 合計 約1,013kL)

6号及び7号炉の各軽油タンク(約1,020kL)及びガスタービン発電機用燃料タンク(約200kL)にて合計約2,240kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、代替原子炉補機冷却系の運転、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.2.4)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要の負荷として、6号及び7号炉で約2,269kW(6号炉:1,126kW,7号炉:1,143kW)必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切り離し等を行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料5.2.5)

5.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉圧力容器の除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去・注水系失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉圧力容器の除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価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、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

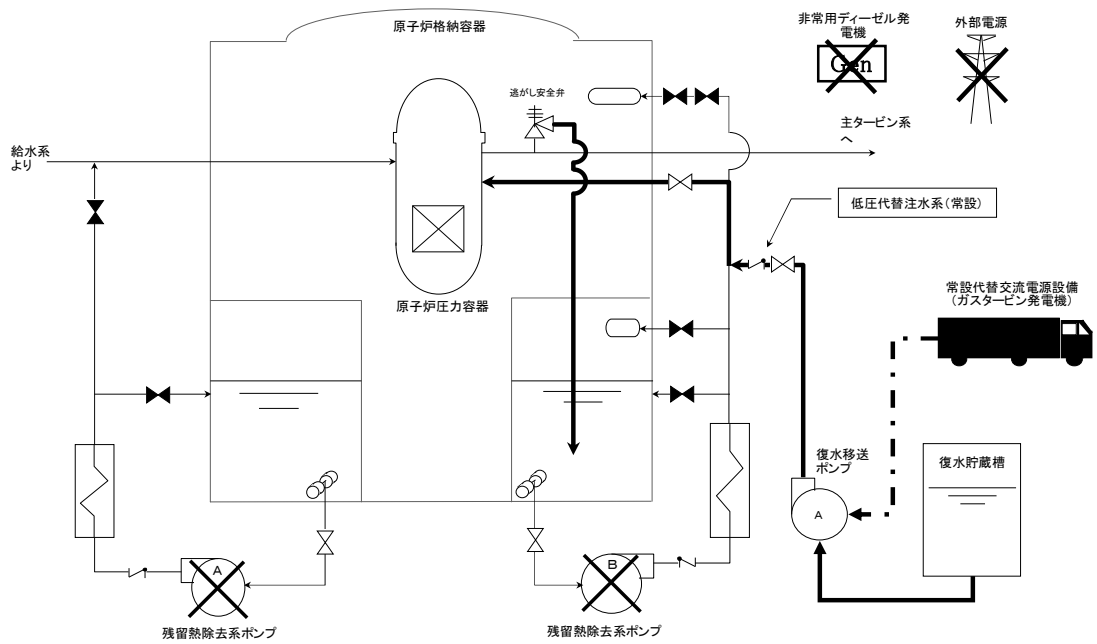


図 5.2.1 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉減圧及び原子炉注水)

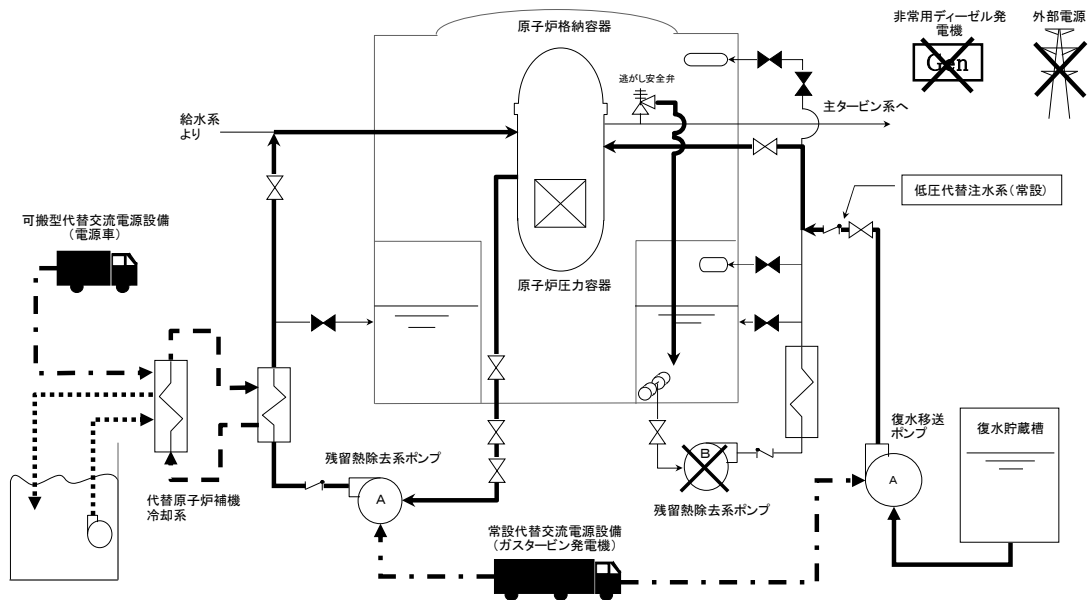
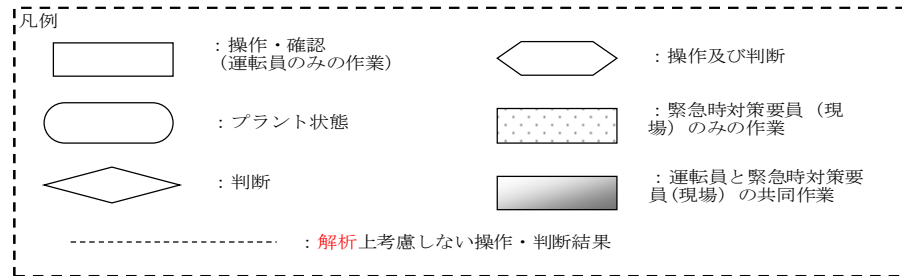


図 5.2.2 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(原子炉停止時冷却及び原子炉注水)

- プラント前提条件
- ・プラント停止後1日目
 - ・原子炉圧力容器閉鎖中
 - ・原子炉格納容器閉鎖中
 - ・主蒸気隔離弁全閉
 - ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 - ・残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
 - ・残留熱除去系 (B) 停止中
 - ・残留熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中
 - ・原子炉水位 N.W.L (通常は+1550mm以上)



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】

I
消火系を代替原子炉注水として使用する場合があるため運転状態について確認する。
恒設設備による原子炉注水が実施できない場合、低圧代替注水系 (可搬型) による注水を実施する。

II
第一ガスタービン発電機が使用できない場合は第二ガスタービン発電機による緊急用M/Cを受電する。
緊急用M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるP/C受電を実施する。
(電源容量により使用できる設備に限られる)
常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/Cを受電する。
(電源容量により使用できる設備に限られる)

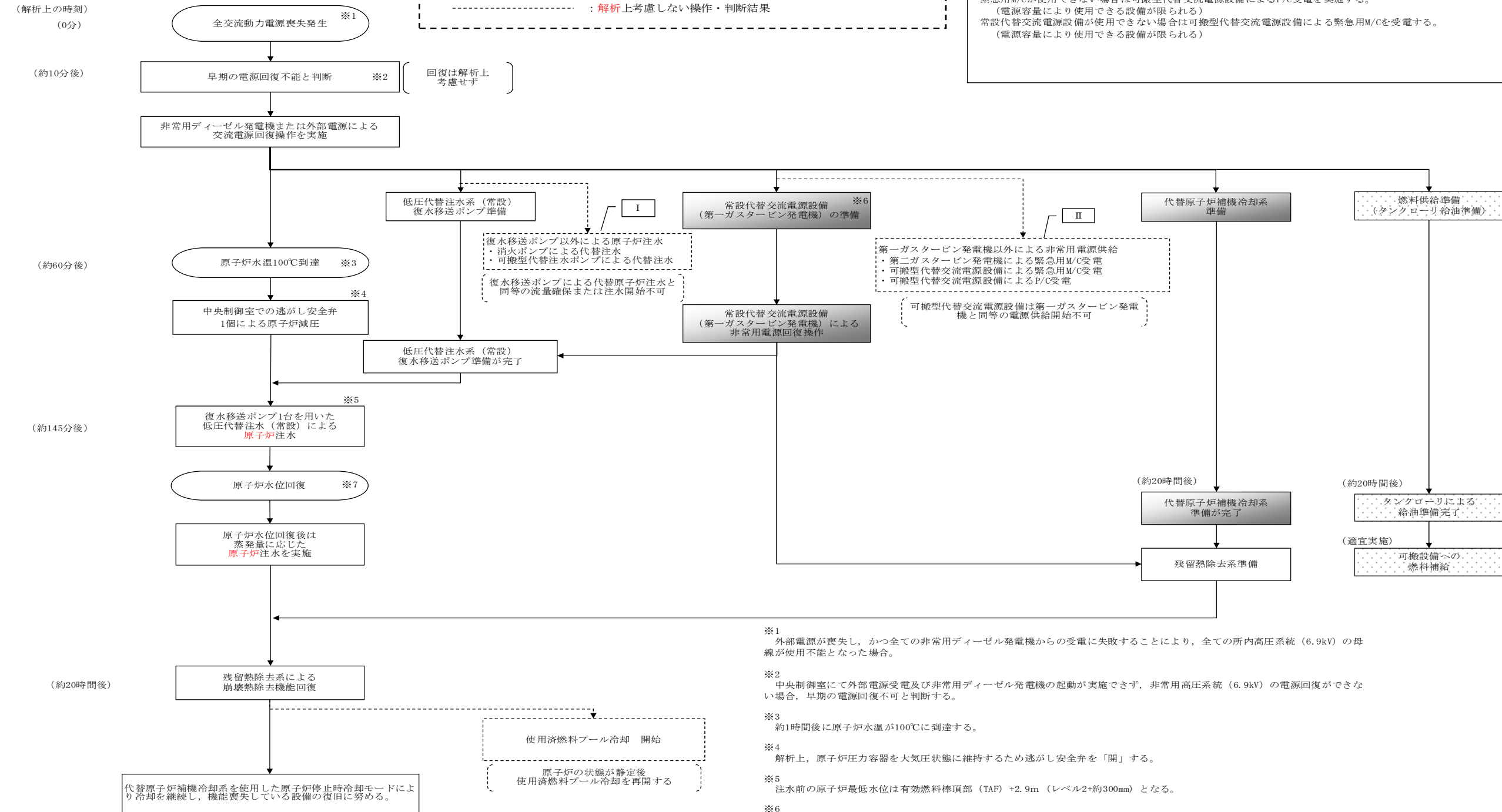


図 5.2.3 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

停止中の全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (分)																	備考	
	責任者		当直長		中央監視 緊急時対策本部連絡			10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240																		
	指揮者	通報連絡者	6号	7号	1人	1人		号炉毎運転操作指揮	▽ 事象発生 プラント状況確認 ▽ 約60分 原子炉水温100℃到達 約60分 ガスタービン発電機による給電開始 ▽ 約145分 原子炉注水開始																	
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・全交流電源喪失確認	10分																		
交流電源回復操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・非常用ディーゼル発電機 機能回復 ・外部電源 回復																		対応可能な要員により対応する	
原子炉減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・透かし安全弁 1弁による手動減圧操作	5分																		
常設代替交流電源設備 準備操作 (第一ガスタービン発電機)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・受電前準備 (中操)	20分																		
	-	-	2人 C, D	-	-	-	・放射線防護装備準備	10分																		
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・ガスタービン発電機健全性確認	20分																		
	-	-	-	-	-	-	・ガスタービン発電機給電準備 ・ガスタービン発電機起動	10分 20分																		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	-	2人 c, d	-	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・7号炉 M/C (D) 受電準備	10分 50分																		
常設代替交流電源設備運転 (第一ガスタービン発電機)	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・ガスタービン発電機 運転状態確認	25分																		
	-	-	-	-	2人	-	・放射線防護装備準備/装備 ・現場移動 ・ガスタービン発電機 運転状態確認	10分	適宜実施																	
常設代替交流電源設備からの受電操作	-	(1人) a	-	-	-	-	・M/C 受電確認	10分																		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・7号炉 M/C (D) 受電 ・7号炉 MCC (D) 受電	10分																		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	-	(2人) c, d	-	-	・現場移動 ・7号炉 M/C (C) 受電準備	50分																		
常設代替交流電源設備からの受電操作	-	(1人) a	-	-	-	-	・M/C 受電確認	10分																		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	-	(2人) C, D	-	-	・7号炉 M/C (C) 受電 ・7号炉 MCC (C) 受電	10分																		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (D) 受電準備	50分																		
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) A	-	-	-	-	-	・M/C 受電確認	10分																		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・6号炉 M/C (D) 受電 ・6号炉 MCC (D) 受電	10分																		
低圧代替注水系 (常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動/運転確認 ・低圧代替注水系 (常設) ラインアップ	15分																		交流電源回復前から通信手段確保等の作業を実施する
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	原子炉水位回復後、蒸発量に応じた注水																		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・現場移動 ・6号炉 M/C (C) 受電準備	50分																		
常設代替交流電源設備からの受電操作	(1人) A	-	-	-	-	-	・M/C 受電確認	10分																		
常設代替交流電源設備からの受電準備操作	-	-	(2人) C, D	-	-	-	・6号炉 M/C (C) 受電 ・6号炉 MCC (C) 受電	10分																		

図 5.2.4 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間 (1/2)

停止中の全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)																備考							
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24								
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		約20時間 崩壊熱除去機能回復																							
低圧代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	原子炉水位回復後、蒸発量に応じた注水																							
燃料給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備/装備	10分																							
燃料給油作業	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリへの補給	120分		適宜実施														タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給							
代替原子炉補機冷却系 準備操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分																							
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・代替原子炉補機冷却系 現場ラインアップ	300分																							
	-	-	-	-	13人 (参集)	13人 (参集)	・放射線防護装備準備	10分																							
	-	-	-	-	※1, ※2	※1, ※2	・現場移動 ・資機材配置及びホース布設、起動及び系統水張り	10時間																							
燃料給油準備	-	-	-	-	※1 ↓ (2人)	・軽油タンクからタンクローリへの補給																90分	タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給								
燃料給油作業	-	-	-	-	※1 ↓ (2人)	・電源車への給油																適宜実施									
代替原子炉補機冷却系 運転	-	-	-	-	※2 ↓ (3人)	※2 ↓ (3人)	・代替原子炉補機冷却系 運転状態監視																適宜実施								
残留熱除去系 起動準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード 起動準備																20分								
残留熱除去系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード 起動																10分								
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉停止時冷却モード運転による原子炉状態監視																適宜実施								
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・燃料プール冷却浄化系熱交換器冷却水側1系隔離	・代替原子炉補機冷却系が供給していない側の燃料プール冷却浄化系熱交換器を隔離する															60分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する							
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	・再起動準備としてろ過装置の隔離およびスキマサージタンクへの補給を実施する															30分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する							
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・燃料プール冷却浄化系再起動	・燃料プール冷却浄化ポンプを再起動し使用済燃料プールの冷却を再開する ・必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する															30分	燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する							
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	4人 (その他参集26人)																										

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 5.2.4 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間 (2/2)

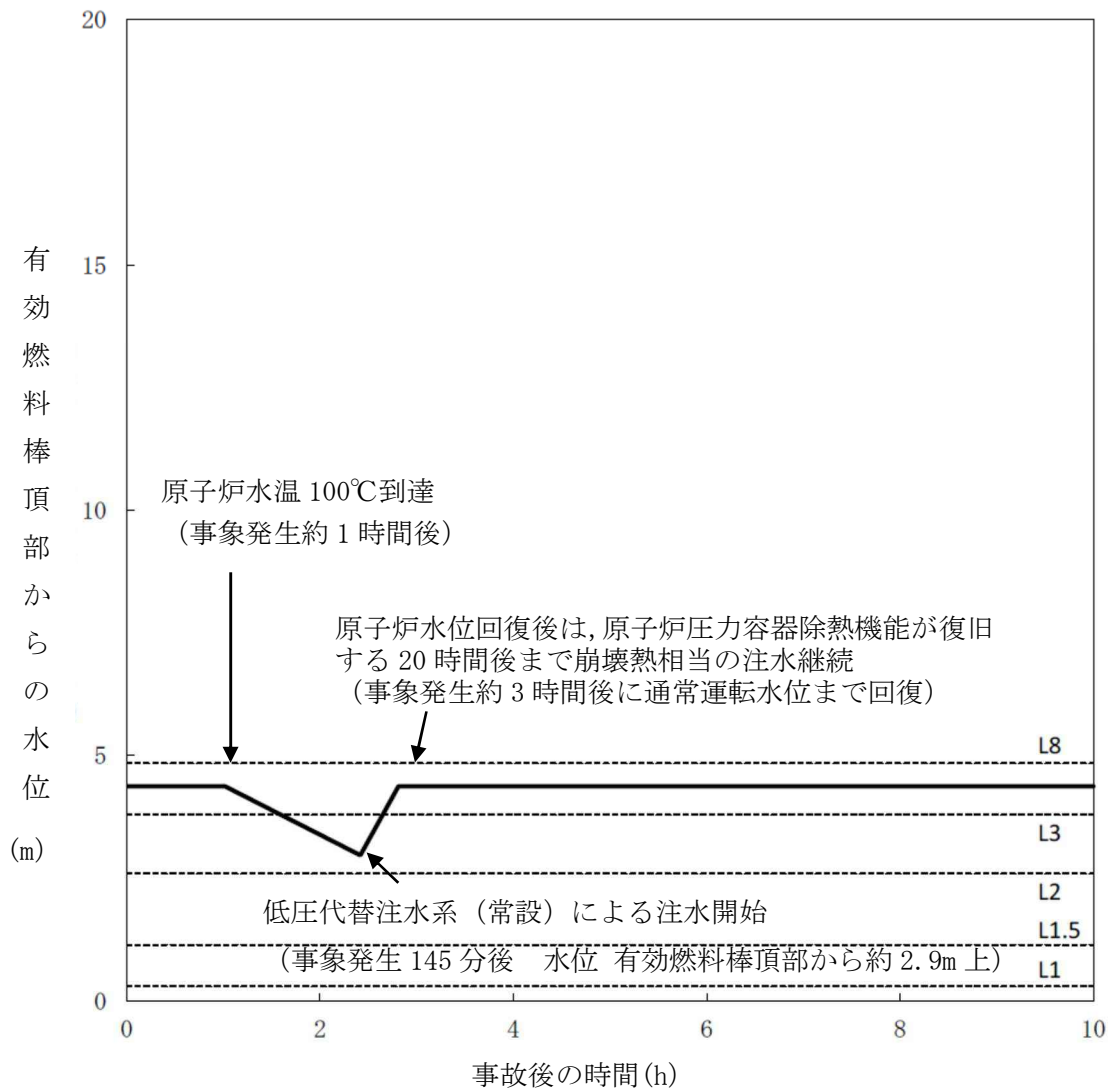


図 5.2.5 原子炉水位の推移

表 5.2.1 全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による原子炉停止時冷却モード停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する	所内蓄電式直流電源設備	—	【残留熱除去系系統流量計】
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため逃がし安全弁 1 個を開操作する	所内蓄電式直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力計（SA） 原子炉圧力計 原子炉圧力容器温度計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を手動起動し、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽	—	原子炉水位計（SA） 原子炉水位計 復水補給水系系統流量計（原子炉圧力容器） 復水貯蔵槽水位計（SA）
残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	代替原子炉補機冷却系	【残留熱除去系系統流量計】 【残留熱除去系熱交換器入口温度計】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 5.2.2 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約 22.4MW (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後)	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値
	原子炉初期水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	停止後 1 日の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	停止後 1 日の実績より, 原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため, その設計温度である 52℃を設定
	原子炉初期圧力	大気圧	停止後 1 日の実績による値
	外部水源の温度	50℃	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって, 外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として, 外部電源が喪失するものとして設定

表 5.2.2 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水（常設）による原子炉注水流量	150m ³ /hにて原子炉注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）	熱交換器 1 基あたり約 8MW（原子炉冷却材温度 52℃，海水温度 30℃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操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 145 分まで	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 145 分後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉停止時冷却モード運転	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系及び残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

安定状態について

運転停止中の全交流動力電源喪失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。

【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

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。

その後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

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）

表 1 評価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	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	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	
	評価条件	最確条件				
初期条件	燃料の崩壊熱	原子炉停止後1日 約 22.4MW (ANSI/ANS-5.1-1979)	約 22MW 以下 (実績値)	平衡炉心燃料についてサイクル末期の燃焼度に10%の保守性を考慮した値を想定し算出 停止後の時間については、停止後の時間が短くなるように1日後の状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる 逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。スクラムによる原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約2時間、有効燃料棒頂部到達まで約4時間となる。ただし、こちらは保守的に大気圧下における蒸発による水位低下を示しているものであり、実操作においては注水機能が確保されるまで減圧操作を実施しないため、事故後原子炉圧力容器の圧力は上昇し、それに伴い蒸発による水位低下は抑制される。それらを考慮すると放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から3時間以上となる ^{※3} 。このため、評価条件での放射線遮蔽維持の時間余裕である約3時間、有効燃料棒頂部到達までの時間余裕である約5時間より短くなるが、注水操作(事象開始から約145分後)に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	
	原子炉初期水温	52℃	約 42℃～約 48℃ ^{※1} (実績値)	停止後1日の実績より、原子炉は残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	
	原子炉初期水位	通常運転水位	通常運転水位以上	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧 ^{※2}	設計値を設定	評価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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	評価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 仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる

※1 原子炉停止直後、サイクル末期の停止時冷温臨界試験に向けた高温維持(80℃程度)などの特殊な場合を除く(ただし、原子炉初期水温が80℃の場合であっても、約4時間以上の時間余裕があり注水操作に対して十分な時間が確保されているため、影響はない)。

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

※3 添付資料 5.1.1 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した簡易計算(原子炉圧力容器が閉鎖状態)による評価を参照

表 1 評価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		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉压力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない 原子炉压力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい	原子炉压力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はない 原子炉压力容器開放状態の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の温度	50℃	事象毎 約 30~50℃程度	復水移送ポンプ吐出温度を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉水位低下速度が緩やかになるが、注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉水位低下速度が緩やかになるが、その顕熱分の影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
	外部水源の容量	復水貯蔵槽: 約 1,700m ³ /号炉 淡水貯水池: 約 18,000m ³	復水貯蔵槽: 約 460m ³ ~約 1,900m ³ /号炉 (実績値) 淡水貯水池: 約 18,000m ³ 以上	復水貯蔵槽は実績を参照し、現実的な値を設定 淡水貯水池は最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの可搬型代替注水ポンプによる補給により復水貯蔵槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
	燃料の容量	約 2,240kL	2,240kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電機用燃料タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機用燃料タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕は大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
事故条件	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失	起回事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定		
	安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失時に非常用交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定	評価条件と最確条件が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	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
機器条件	低圧代替注水(常設)による原子炉への注水流量	150m ³ /h	150m ³ /h	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値	評価条件と最確条件が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	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 30℃において)	約 23MW (原子炉冷却材温度 100℃, 海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	評価条件と最確条件が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	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)	熱交換器 1 基あたり約 8MW (原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定	評価条件と最確条件が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	評価条件と最確条件が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

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/3)

項目	評価条件 (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
	評価上の操作開始時間						
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	操作条件	事象発生 145分後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえて設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合, 早期の電源回復不可と判断し, これにより常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系 (常設) の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため, 認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 常設代替交流電源設備からの受電操作のために, 中央制御室及び現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員と, 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員が配置されている。受電準備を行う運転員は, 常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行っている期間, 他の操作を担っていない。このため, 要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作については, 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員は, 中央制御室から操作現場である原子炉建屋地下1階まで通常5分間程度で移動可能であるが, 移動時間としては余裕を含めて10分間を想定している。起動操作等を行う運転員は, 屋外に移動するが, 移動時間としては徒歩の所要時間に余裕を加味し10分間 (6号炉操作のため往復20分間) を想定している。このため, 移動が操作開始時間に与える影響はない。また, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作については, 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員, 受電準備を行う運転員及び運転員 (中央制御室) の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うが, 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員は, 常設代替電源設備起動操作後に運転状態確認を行い, その後6号炉の常設代替交流電源設備からの受電準備及び受電操作を行うため, 操作所要時間は最長で115分間となる</p> <p>[起動操作等を行う運転員 (6号炉) : 操作所要時間; 合計65分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備の起動前の油漏れ, 配電盤等の健全性確認の所要時間に10分間を想定 ● 燃料バルブの開操作, 給・排気扉開操作等の常設代替交流電源設備の起動準備の所要時間に10分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動, 起動後の運転確認及び常設代替交流電源設備側の遮断操作の所要時間に45分間を想定 <p>[受電準備及び受電操作を行う運転員 (7号炉) : 操作所要時間; 合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり, 1個あたりの操作時間に移動時間を含めて2分間程度を想定し, 操作の所要時間は40分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定 <p>[受電準備及び受電操作を行う運転員 (6号炉) : 操作所要時間; 合計50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作対象が20個程度であり, 1個あたりの操作時間に移動時間を含めて2分間程度を想定し, 操作の所要時間は40分間を想定 ● 常設代替交流電源設備の起動及び緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用交流高圧電源母線の受電操作の所要時間に10分間を想定 <p>[運転員 (中央制御室) : 操作所要時間; 合計30分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための切り離し ● 常設代替交流電源設備からの受電前準備として, 負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に20分間を想定 ● 非常用交流高圧電源母線の受電操作後に, 中央制御室での受電確認及び低圧代替注水系 (常設) の注水準備操作の所要時間に10分間を想定 <p>低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水準備の操作は, 復水補給水系の隔離弁 (1個) の閉操作による系統構成, 低圧代替注水系 (常設) の起動であり, 何れも制御盤の操作スイッチによる操作のため, 1操作に1分間を想定し, 合計2分間であり, それに余裕時間を含めて操作時間5分を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員と受電準備を行う運転員の並列操作はあるが, それを加味して操作の所要時間を算定しているため, 操作開始時間に与える影響はない。また, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作は, 常設代替交流電源設備からの受電における非常用母線への受電操作と同時に実施する</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は, 操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 中央制御室内の制御盤操作は, 操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p> 	<p>常設代替交流電源設備からの受電操作については, 実態の運転操作は, 認知に10分間, 移動に20分間, 操作所要時間に115分間の合計145分間であり, 評価上の受電完了時間とほぼ同等であり, 操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作は, 常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため, その影響を受けるが, 実態の操作開始時間は, 評価上の想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>当該操作に対する時間余裕については, 通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約3時間, 有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間は約5時間であり, 事故を検知して注水を開始するまでの145分は十分な時間余裕を確保できる時間である</p>	<p>常設代替交流電源設備からの受電操作は, 訓練実績等より, 運転員による常設代替交流電源設備の起動操作, 並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し, 想定と同じ約145分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。</p> <p>低圧代替注水系 (常設) の操作は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, 復水移送ポンプを起動し, 低圧代替注水系 (常設) の原子炉注水のための系統構成を約2分で実施。常設代替交流電源設備からの受電操作と本操作を並行して実施することで事象発生後145分に原子炉注水操作の開始が実施可能なことを確認した</p>

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (2/3)

項目		評価条件（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
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 20 時間後	代替原子炉補機冷却系の準備期間を考慮して設定	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより代替原子炉補機冷却系の準備を開始する手順としている。そのため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【要員配置】 代替原子炉補機冷却系の準備操作は、現場にて原子炉補機冷却水系の系統構成を行う運転員と、代替原子炉補機冷却系の移動、敷設を行う専任の緊急時対策要員（事故後 10 時間以降の参集要員）が配置されている。現場運転員は、代替原子炉補機冷却系運転のための系統構成を行っている期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【移動】 代替原子炉補機冷却系に用いる代替熱交換器車、電源車等は車両であり、牽引または自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる宿直の体制としており、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作所要時間】 緊急時対策要員の代替原子炉補機冷却系の準備操作は、各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて 10 時間の作業時間を想定しているが、訓練実績を踏まえると、より早期に準備操作が完了する見込みである。また、運転員が行う現場系統構成は、操作対象が 20 弁程度であり、操作場所は原子炉建屋及びタービン建屋海水熱交換器エリアの現場全域となるが、1 弁あたりの操作時間に移動時間含めて 10 分程度を想定しており、これに余裕を含めて 5 時間の操作時間を想定している。作業途中の格納容器ペント実施に伴う一時退避（想定約 30 分間）を踏まえても、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員による代替原子炉補機冷却系の準備操作及び現場運転員の系統構成は並列操作可能なため、両者の操作が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって、操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性がある	操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施しているため、評価項目となるパラメータに与える影響はない	事象発生後約 20 時間後の操作であり時間余裕がある。仮に操作が遅れる場合は、原子炉への注水は継続する	訓練実績等より、代替原子炉補機冷却系の移動・配置、フランジ接続、及び電源車のケーブル接続を含め、想定より早い約 7 時間で代替原子炉補機冷却系が運転開始可能であることを確認した

表2 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (3/3)

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から20時間後	代替原子炉補機冷却系および残留熱除去系による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作までの時間は，事象発生から約20時間あり時間余裕がある	—	—	—	プラント停止時の実績から，配管の暖気運転を含め約60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10分で操作可能であることを確認した
	各機器への給油（電源車及び常設代替交流電源設備）	事象発生から20時間後以降，適宜	各機器への給油は，解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業 各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は，事象発生から約12時間あり時間余裕がある	—	—	—	有効性評価では，代替原子炉補機冷却系用の電源車（6号及び7号炉：各2台）及び常設代替交流電源設備（6号及び7号炉で1台）への燃料給油を期待している 電源車への給油作業は，所要時間120分想定のところ訓練実績等では約90分，常設代替交流電源設備への給油作業は，所要時間540分想定のところ訓練実績等では約176分であり，想定範囲内で意図している作業が実施可能であることを確認した

7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

①低圧代替注水系(常設)による原子炉注水

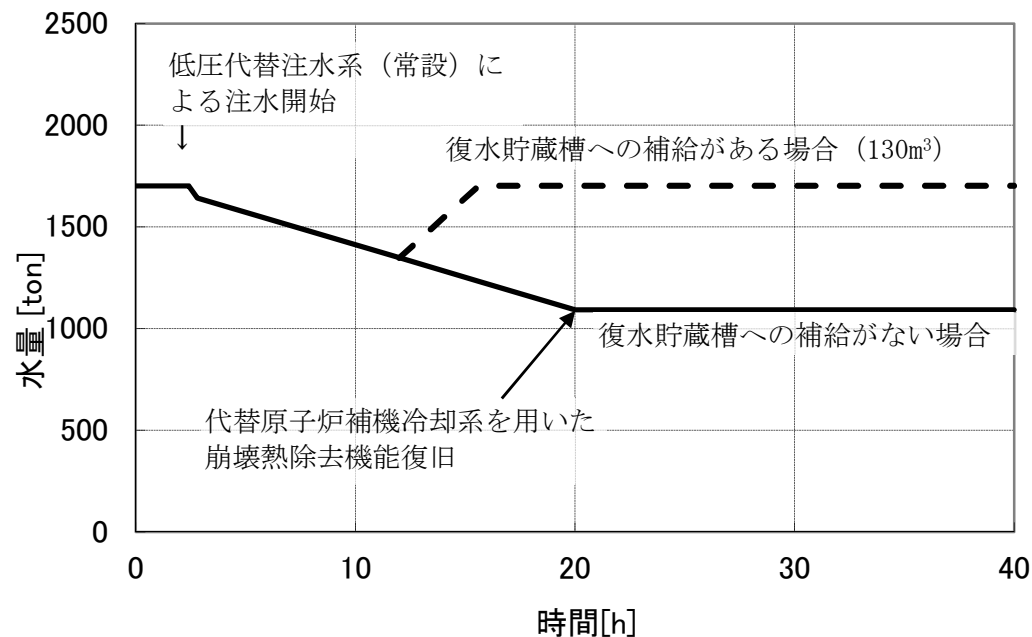
最大流量 150m³/h で事象発生 145 分後以降に運転する。

原子炉水位が通常水位まで回復後、水位を維持出来るよう

崩壊熱に相当する水量(最大 32m³/h)の原子炉注水を実施する。

○水源評価結果

事象発生 145 分後から原子炉水位が回復する事象発生約 169 分後までは 150m³/h で原子炉注水を行い、その後、約 32m³/h で原子炉注水を実施する。事象発生約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を介した崩壊熱除去機能復旧により、原子炉注水が不要になるまでに合計約 610m³の水量が必要となるが、復水貯蔵槽に十分な水量を確保しているため対応可能である。



7日間における燃料の対応（運転停止中 全交流動力電源喪失）

プラント状況： 1～7号炉停止中。

事象：6号炉及び7号炉は全交流動力電源喪失を想定する。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 934kL	6, 7号炉軽油タンク各約 1,020kL 及び ガスタービン発電機用燃料タンク約 200kL の容量(合計)は 約 2,240kL であり、 7日間対応可能
	代替熱交換器車用 電源車 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
6号炉	空冷式ガスタービン発電機 3台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	事象発生直後～事象発生後7日間	
	代替熱交換器車用 電源車 2台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
その他	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 79kL	1号から7号炉軽油タンク及び ガスタービン発電機用燃料タンク の残容量(合計)は 約 1,227kL であり、 7日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

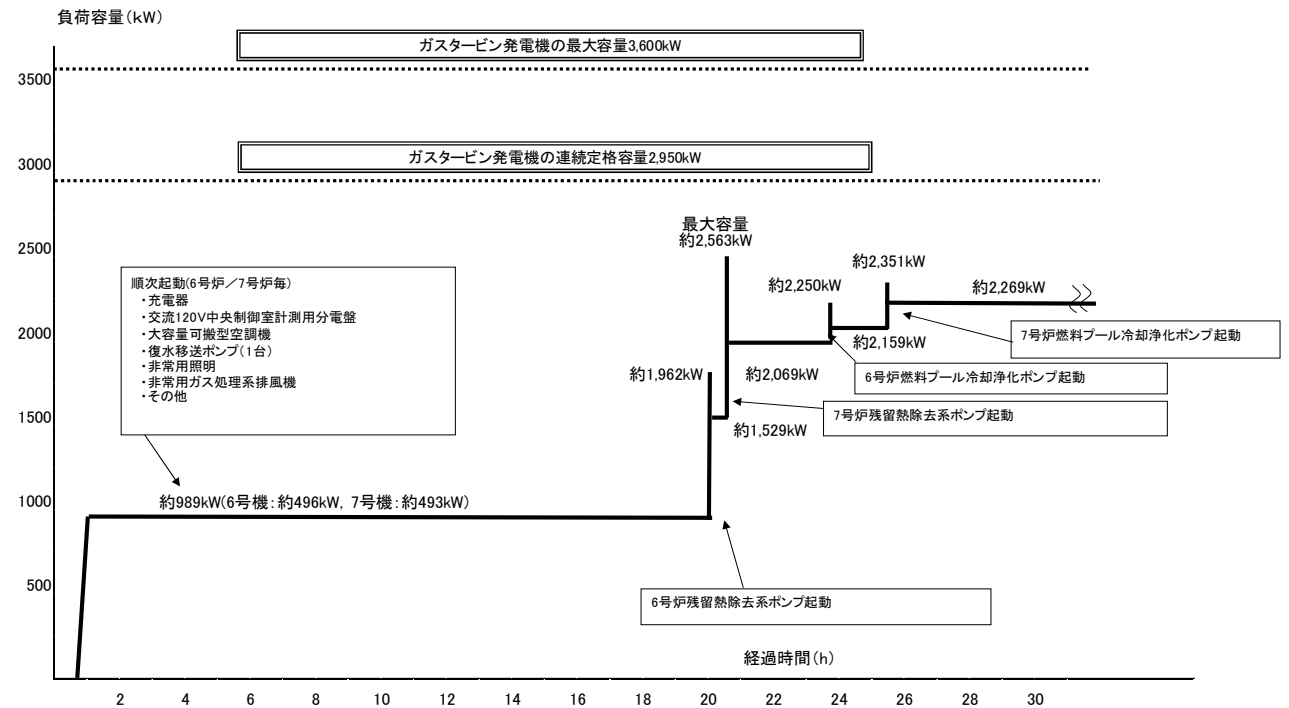
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的に空冷式ガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中 全交流動力電源喪失）

<6号及び7号炉>

	6号炉	7号炉
直流125V充電器盤A	約94kW	約94kW
直流125V充電器盤A-2	約56kW	約56kW
AM用直流125V充電器盤	約41kW	約41kW
直流125V充電器盤B	約98kW	約98kW
交流120V中央制御室計測用分電盤A, B	約29kW	約23kW
大容量可搬型空調機	3kW	3kW
復水移送ポンプ	55kW	55kW
残留熱除去系ポンプ (起動時)	540kW (973kW)	540kW (1034kW)
非常用照明	約24kW	約27kW
非常用ガス処理系排風機	22kW	15kW
燃料プール冷却浄化ポンプ (起動時)	90kW (181kW)	110kW (192kW)
その他	約74kW	約81kW
小計	約1,126kW	約1,143kW
合計（連続最大負荷） (最大負荷)	約2,269kW (約2,563 kW)	



負荷積算イメージ

5.3 原子炉冷却材の流出

5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(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「原子炉冷却材の流出」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材流出（CRD 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，②「原子炉冷却材流出（LPRM 点検（交換）時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，③「原子炉冷却材流出（RIP 点検時の作業誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」，④「原子炉冷却材流出（CUW ブロー時の操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」及び⑤「原子炉冷却材流出（RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り）＋崩壊熱除去・注水系失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材が減少し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の漏えいによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して，燃料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，運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 5.3.1 及び図 5.3.2 に，対応手順の概要を図 5.3.3 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表 5.3.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計14名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長1名（6号及び

7号炉兼任), 当直副長2名※, 運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち, 通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名である。必要な要員と作業項目について図5.3.4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, 14名で対処可能である。

※原子炉停止中の6号及び7号炉における体制は, 必ずしも当直副長2名ではなくケースによっては当直副長1名, 運転員1名の場合もある

a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認

運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から, 運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生し, 崩壊熱除去機能が喪失する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は, 原子炉水位計等である。

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで, 原子炉冷却材流出が停止することを確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は, 原子炉水位計等である。

c. 残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉ウェル水位を回復するため, 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(低圧注水モード)で待機中の残留熱除去系ポンプを起動し, 原子炉注水を実施する。これにより, 原子炉ウェル水位は回復する。

5.3.2 燃料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, 事象認知までに要する時間(点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易)や原子炉冷却材の流出量の観点から, 「原子炉冷却材流出(RHR切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗」である。

残留熱除去系は通常, 3系統あるうち1系統又は2系統を用いて, 崩壊熱除去を実施しており, 作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替にあたって, 原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「残留熱除去系切替時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても2時間以上の時間余裕※があり、かつ、原子炉水位計による警報発生や緩和設備の自動起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、有効燃料棒頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また、評価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。

※ 流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止1日後想定）

(添付資料 5.3.1, 5.3.2)

(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評価条件を表5.3.2に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生や緩和設備の自動起動などに期待できる。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸込配管が有効燃料棒頂部より高い位置にあるため、有効燃料棒頂部が露出する前に流出が停止する。

(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉の初期水位は、ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、原子炉初期水温は52℃とする。

b. 事故条件

a. 事象進展

事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から2時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。

その後は、原子炉冷却材流出口を隔離することによって流出を止め、また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。

線量率の評価点は原子炉建屋最上階の床付近としており、有効燃料棒頂部の約15m上の水位での線量率は $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。

b. 評価項目等

原子炉水位は、図5.3.5に示すとおり、有効燃料棒頂部の約15m上まで低下することとなり、燃料は冠水維持される。

原子炉水位が有効燃料棒頂部の約15m上の場合での線量率は $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、必要な遮蔽の目安と考える 10mSv/h^* と比べて低い値であることから、放射線の遮蔽は維持されている。

また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉压力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕のある値 10mSv/h とする。この線量率となる水位は有効燃料棒頂部の約3m上（通常水位から約14m下）の位置である。

(添付資料 5.1.6, 5.3.3)

5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により、水位を回復させ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、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価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、表5.3.2に示すとおり

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確認する。また、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定とされていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態、プールゲートの状態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

初期条件の原子炉初期水温は評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約37℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は評価条件のウェル満水に対して最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は評価条件の閉状態に対して最確条件は開状態であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態について評価条件の原子炉圧力容器の開放状態に対して最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器未開放状態の場合は原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器開放状態の場合は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉初期水温について、評価条件の52℃に対して最確条件は約29℃～約37℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及びウェル満水に対して最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器

が未開放の場合、原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、いずれの水位にあっても、残留熱除去系の吸込配管の高さは有効燃料棒頂部より高い位置にあることから、原子炉冷却材の流出はその高さに到達すると停止し、また、そこから蒸発により有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は2時間以上と長い（停止1日後想定）ため、隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲートが閉状態に対して、最確条件は開状態であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、**実操作では運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、**評価上の操作開始時間に対し、実際の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合が考えられる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から120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、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から120分後の原子炉注水操作開始を設定しているが、**実際は、運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなる場合が考えられる。**

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉冷却材流出の停止操作および原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

（添付資料5.3.4）

（2）操作時間余裕の把握

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

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの約13時間であり、これに対して、事故を検知して原子炉注水を開始するまでの時間は約2時間であることから、時間余裕がある。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約13時間であり、これに対して、事故を検知して原子炉注水を開始するまでの時間は約2時間であることから、時間余裕がある。

（添付資料5.3.4）

（3）まとめ

評価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、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に与える十分な余裕時間を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。

5.3.4 必要な要員及び資源の評価

（1）必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時において必要な要員は、「5.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び緊急時対策要員等の64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「原子炉冷却材の流出」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。

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約751kLの軽油が必要となる。免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約79kLの軽油が必要となる。（6号及び7号炉合計 約1,581kL）

6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計 約2,040kL）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料 5.3.5）

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によって給電を行うものとする。

5.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の系統切り替え時に操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外へ流出する事故」について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく有効燃料棒頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、

必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，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「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

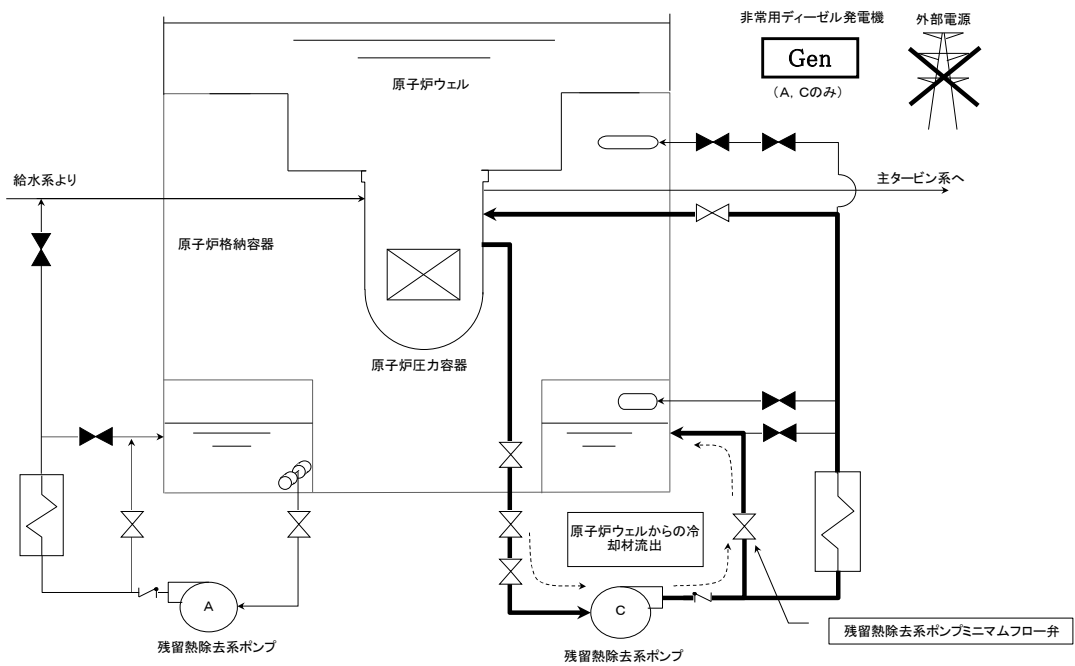


図 5.3.1 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(1/2)
(原子炉停止時冷却系統構成失敗)

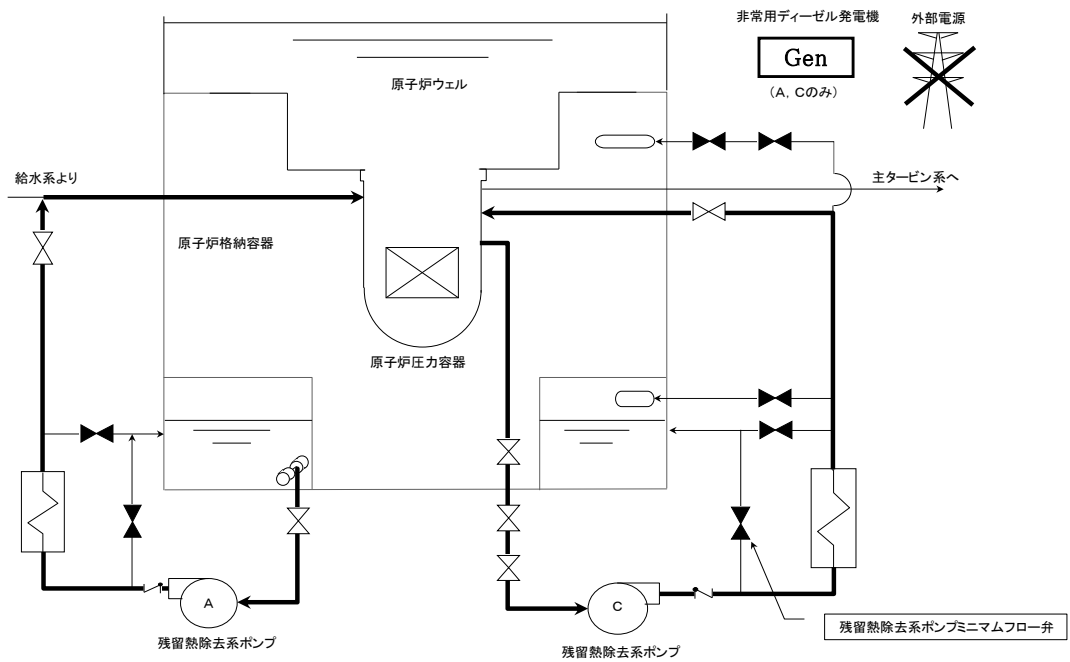
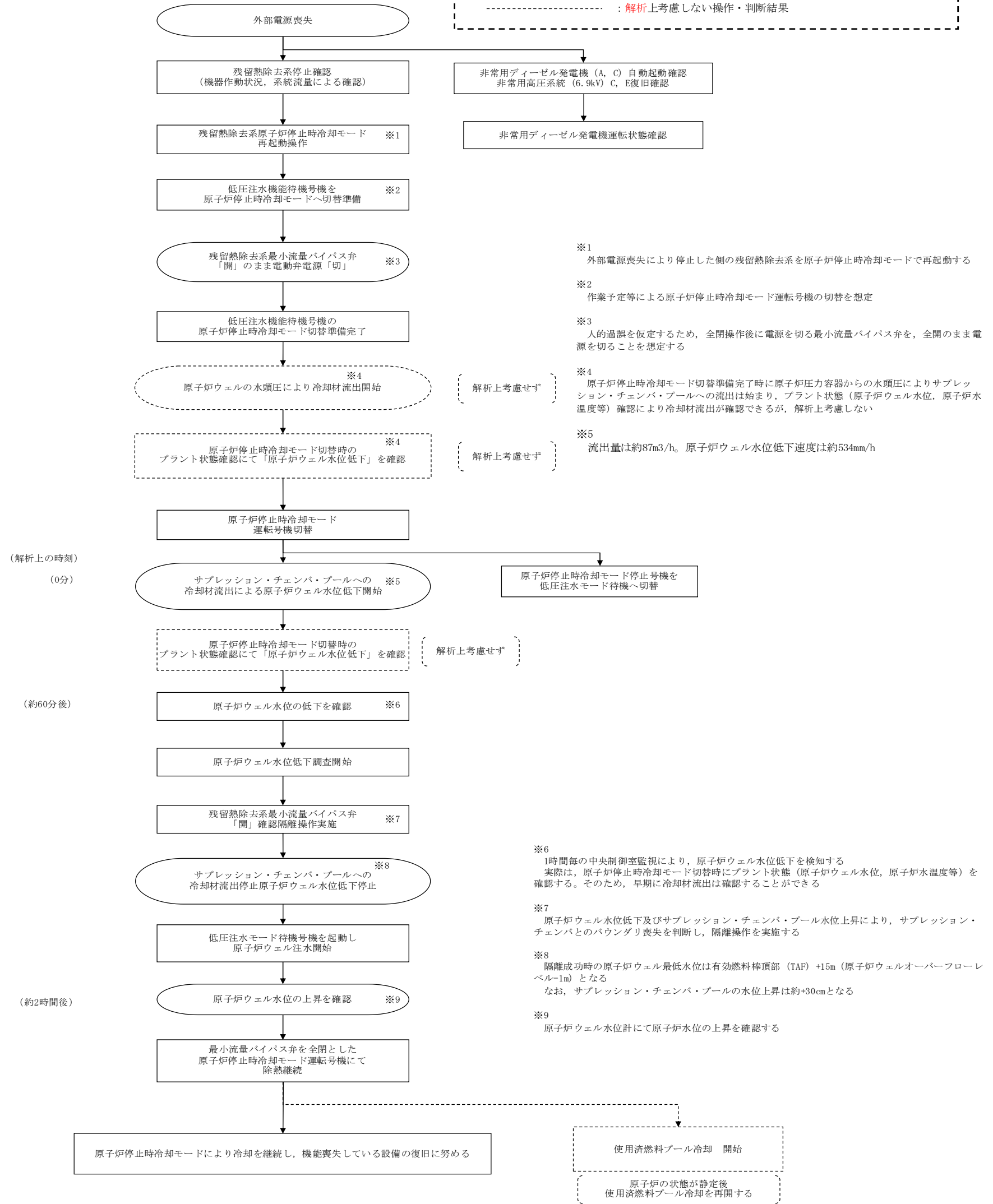
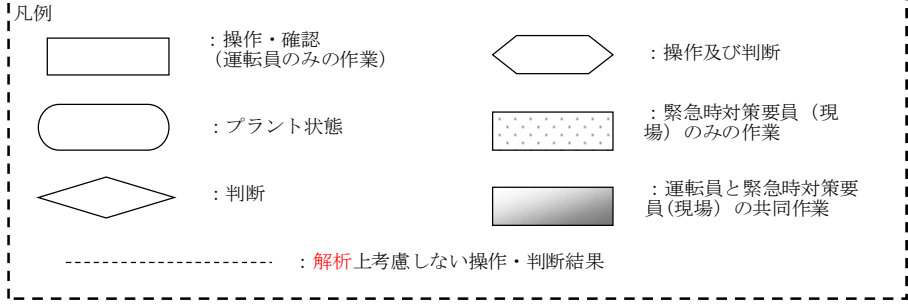


図 5.3.2 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図(2/2)
(原子炉注水及び原子炉停止時冷却)

プラント前提条件
 ・原子炉ウエル満水
 ・全燃料装荷&プールゲート「閉」
 ・非常用ディーゼル発電機 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (A) 原子炉停止時冷却モード運転中
 ・残留熱除去系 (B) 点検中
 ・残留熱除去系 (C) 低圧注水モード待機中



5.3-12

図 5.3.3 原子炉冷却材の流出時の対応手順の概要

停止中の原子炉冷却材流出

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間 (時間)										備考		
	責任者		当直長		1人			中央監視 緊急時対策本部連絡		0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5		4	4.5
操作項目	指揮者		6号 当直副長		1人 当直副長		1人 号毎運転操作指揮													
	通報連絡者		緊急時対策要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡													
	運転員 (中央制御室)		6号 7号		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)													
	6号		7号		6号		7号													
状況判断	1人 A	1人 a	-	-	-	-	・外部電源喪失確認 ・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 停止確認 ・非常用ディーゼル発電機起動確認	10分												残留熱除去系ポンプ (A)
残留熱除去系 再起動	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (運転側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作	5分												残留熱除去系ポンプ (A)
原子炉停止時冷却モード運転切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 原子炉停止時冷却モードへラインナップ	90分												残留熱除去系ポンプ (C) 最小流量バイパス「開」で電源切を想定
	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 現場ラインアップ	90分												残留熱除去系ポンプ (C)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (待機側) 原子炉停止時冷却モード 起動操作	5分												残留熱除去系ポンプ (C)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (運転側) 停止操作/低圧注水モード待機状態へ切替	60分												残留熱除去系ポンプ (A)
原子炉水位回復操作	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・残留熱除去系 (運転側) 低圧注水モード待機状態へ切替	60分												残留熱除去系ポンプ (A)
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉水位、温度監視													適宜監視
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉ウエル水位低下調査/隔離操作	60分												
	-	-	(2人) C, D	(2人) c, d	-	-	・放射線防護装備準備	10分												
使用済燃料プール冷却 再開 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉ウエル水位低下調査/隔離操作	50分												
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 (停止側) 低圧注水モード 起動操作	5分												原子炉水位回復後、低圧注水モード停止
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・スキマサージタンク水位調整 ・燃料プール冷却浄化系系統構成	30分												燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する
必要人員数 合計	1人 A	1人 a	2人 C, D	2人 c, d	0人															燃料プール水温「75℃」以下維持要員を確保して対応する

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 5.3.4 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

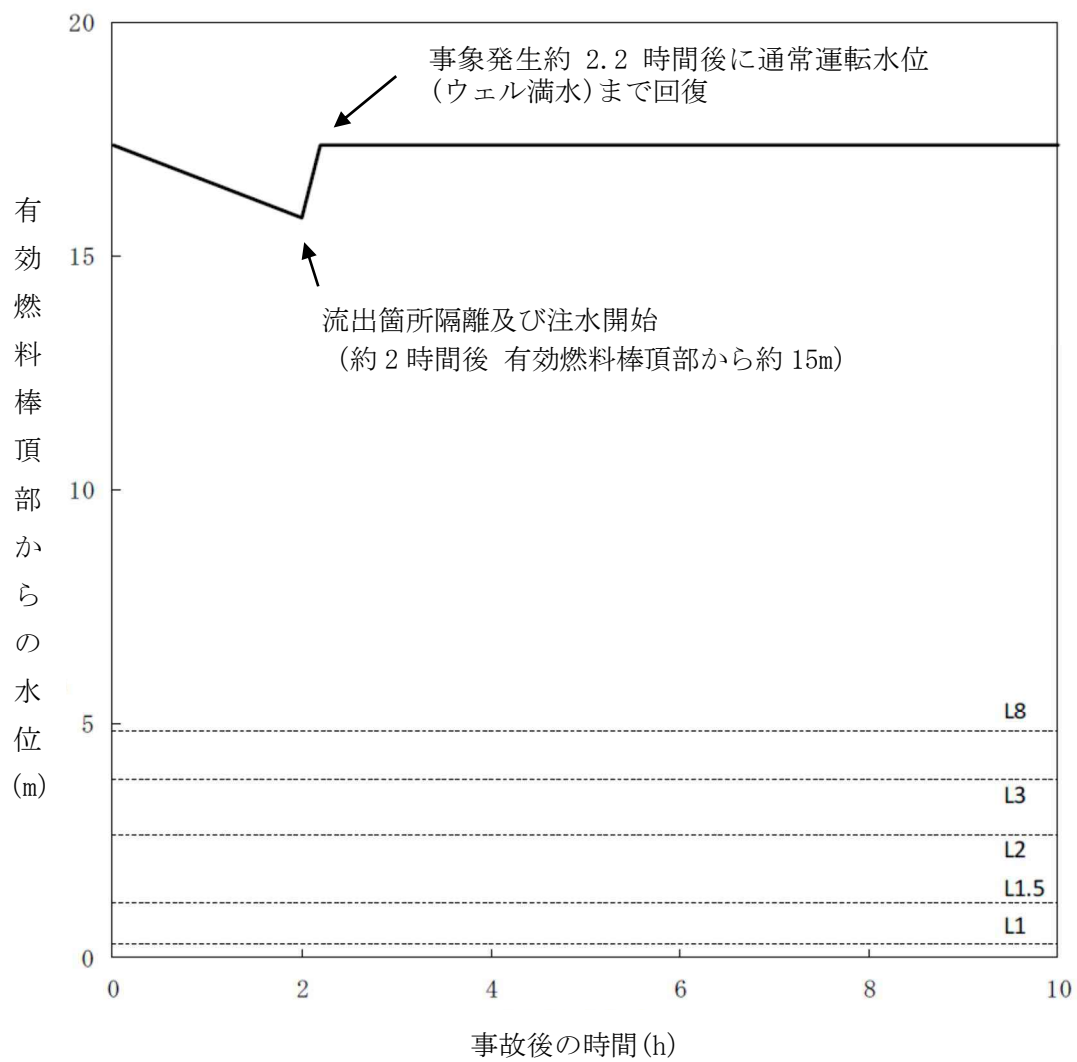


図 5.3.5 原子炉冷却材流出における原子炉水位の変化

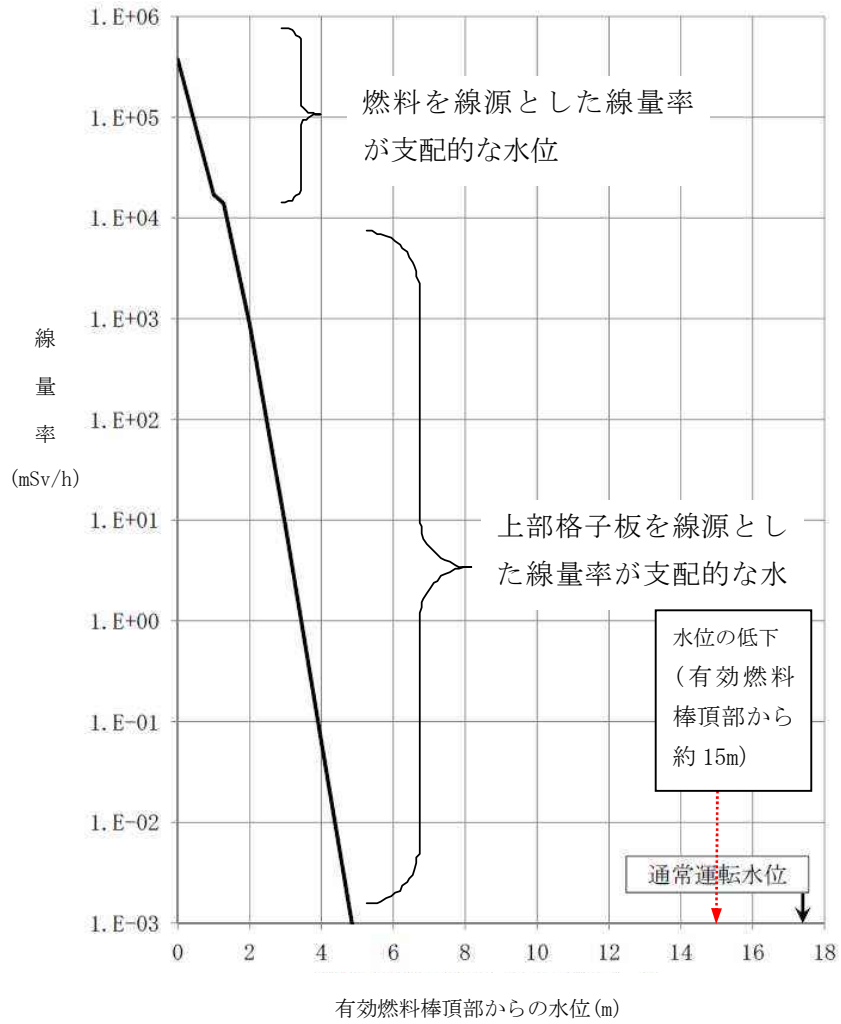


図 5.3.6 原子炉水位と線量率

表 5.3.1 原子炉冷却材の流出時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生し、崩壊熱除去機能が喪失する	【非常用ディーゼル発電機】	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 サブプレッション・チェンバ・プール水位計
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する	—	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計
低圧注水モード運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉ウェル水位を回復するため、待機していた残留熱除去系による低圧注水モード運転で原子炉注水を実施する	【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	—	原子炉水位計 (SA) 原子炉水位計 【残留熱除去系系統流量計】

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

表 5.3.2 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器開放	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器が開放状態を想定
	原子炉の初期水位	ウェル満水	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉圧力容器開放を想定
	プールゲート	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	約 87m ³ /h	残留熱除去系の系統切替え時の原子炉冷却材流出を想定した値
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

表 5.3.2 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水流量	954m ³ /hにて注水	低圧注水系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	事象発生から2時間後	事象の認知や現場操作の時間を基に、時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から2時間後	事象の認知や現場操作の時間を基に、時間余裕を考慮して設定

運転停止中の線量率評価について

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」，「全交流電源喪失事象」においては，原子炉未開放時を評価しており，原子炉上部での作業は不要であるのに加えて，事象発生から沸騰による水位低下が開始されるまでの時間余裕は1時間程度あるため，作業員が現場にいた場合も待避することが可能である。

また，仮に時間内の作業員の待避に期待せず，作業員が現場に滞在した場合においても炉内構造物や原子炉圧力容器の上蓋により放射線は減衰されるため，必要な遮蔽は維持される（添付資料 5.1.6 「原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失およ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」参照）。

運転停止中の「冷却材流出」の事故シーケンスでは崩壊熱除去機能喪失に比べて原子炉圧力容器内の保有水量の減少が大きく，点検などに係わる原子炉冷却材流出事故は原子炉開放状態にて実施されるため，原子炉開放状態について評価しており，ここでは，そのときの線量率の評価を行う。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の線源強度

放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。気水分離器や蒸気乾燥器についてはD/Sピットに取り出しており，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく想定するために原子炉ウエルのみ考慮していることからモデル化していない。

a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態
- 燃料有効長 (mm)：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は，エネルギー18群(ORIGEN 群構造)とする。
- 線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）
- 線源強度は，以下の条件で ORIGEN2 コードを使用して算出した。
 - ・燃料照射期間：1264 日(燃焼度 33Gwd/t 相当の値)
 - ・燃料組成：STEPⅢ 9×9A 型(低 Gd)
 - ・濃縮度： (wt.%)
 - ・U 重量：燃料一体あたり (kg)
 - ・停止後の期間：停止 3 日(実績を考慮して設定した値を設定)
- 計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを図 1 に示す。また，計算により求めた線源強度を表 1 に示す。

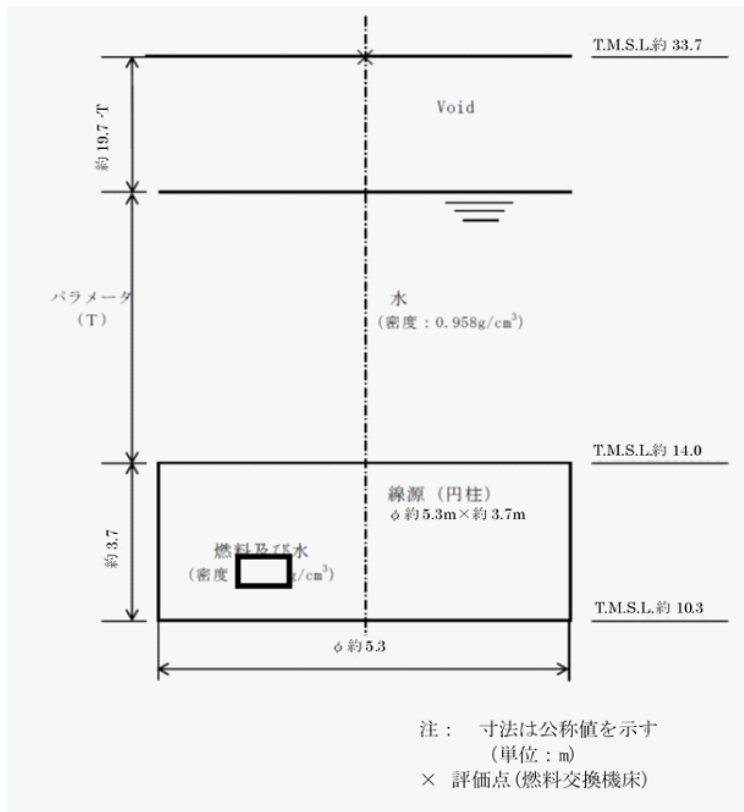


図 1 燃料の線量率計算モデル

表 1 燃料の線源強度

群	ガンマ線 エネルギー (MeV)	燃料線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	6.59×10^{11}
2	2.50×10^{-2}	1.02×10^{11}
3	3.75×10^{-2}	1.22×10^{11}
4	5.75×10^{-2}	7.31×10^{10}
5	8.50×10^{-2}	1.37×10^{11}
6	1.25×10^{-1}	3.12×10^{11}
7	2.25×10^{-1}	2.17×10^{11}
8	3.75×10^{-1}	8.34×10^{10}
9	5.75×10^{-1}	2.30×10^{11}
10	8.50×10^{-1}	2.49×10^{11}
11	1.25×10^0	2.19×10^{10}
12	1.75×10^0	7.28×10^{10}
13	2.25×10^0	3.44×10^9
14	2.75×10^0	2.71×10^9
15	3.50×10^0	2.30×10^7
16	5.00×10^0	3.65×10^4
17	7.00×10^0	4.05×10^9
18	9.50×10^0	4.66×10^{-1}
合計		2.29×10^{12}

b. 上部格子板

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ (mm)：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して1.5MeVとする。
- 線源材質：水と同等(密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$)
- 線源強度は、機器表面の実測値 (Sv/h) より $2.1 \times 10^9 (\text{Bq}/\text{cm}^3)$ と算出した。線量率計算モデルを図2に示す。

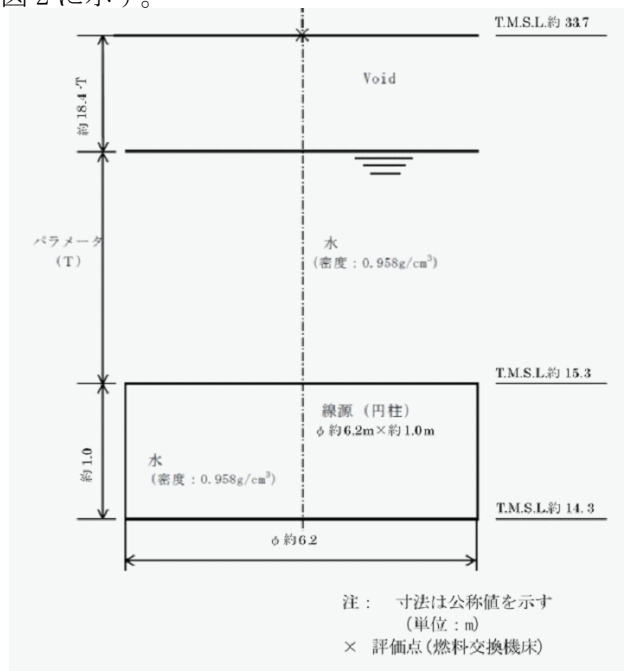


図 2 上部格子板の線量率計算モデル

(2) 線量率

線量率は、「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算している。

評価点については保守的に燃料交換機床とした。

原子炉冷却材流出評価における POS 選定の考え方

1. 本評価における POS の決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「原子炉冷却材の流出」（以下「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じる作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期検査中に各作業等が実施される時期は概ね決まっているため、POS については、選び得る POS を比較して決定した。

2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定にあたり、定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の 5 つである。この 5 つの作業等から、本評価では「RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと、CUW ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の 3 事象は点検であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えたことによるものである。

- ・ CRD 点検（交換）時の作業誤り
- ・ LPRM 点検（交換）時の作業誤り
- ・ RIP 点検時の作業誤り
- ・ CUW ブロー時の操作誤り
- ・ RHR 切替え時のミニマムフロー弁操作誤り

3. POS を選定する上で考慮した点

定期検査中に RHR 切替えを実施する時期としては、RHR の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POS についてはいずれの場合も選び得る。その上で、本評価では POS の選定において以下の点を考慮した。

(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。但し、POS「S」の崩壊熱で評価しても、流出による原子炉冷却材の減少に対して崩壊熱による原子炉冷却材の減少の速度は小さい。

(2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。但し、RHR の吸込口は有効燃料棒頂部(TAF)から約 1.7m 上にあるため、RHR の吸込口を下回った後の水位低下は崩壊熱による減少となる。このため、(1)にも示したとおり、ある程度、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。例えば、原子炉停止から 1 日後の崩壊熱を仮定すると、約 2 時間の時間余裕がある。

(3) 発生時の検知性

発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位を受けた

警報発生や緩和設備の自動起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が表れる。

4. POS の選定結果と考察

「RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3 節の(1)から(4)の点のうち、(3)の検知性の観点で厳しい POS を選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS「B」、 「C」が選定される。POS「C」は CUW ブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉止される POS であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われる POS であることから、本重要事故シーケンスでは、POS「B」を代表として選定することが適切と考える。

なお、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放である POS「A」、 「C」、 「D」の「RHR 切り替え時のミニマムフロー弁操作誤り」が厳しくなるが、その場合であっても 2 時間以上の時間余裕※があり、かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の自動起動などに期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。

※流出により通常運転水位から残留熱除去系の吸込配管の高さまで水位が低下後、蒸発により水位が有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間（停止 1 日後想定）

以上

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態 (POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
			燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の閉鎖状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 	POS SIにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	閉鎖	POS SIにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS SIにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外
A	PCV/RPVの開放及び原子炉ウエル満水への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	閉鎖	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	プラント状態POS Bと同じ制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
B1	原子炉ウエル満水状態 (原子炉ウエル水抜き開始まで)	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系 (常設) ・燃料プール代替注水系 (可搬) 	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している (有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象 (CRD点検 (交換) 時の作業誤り、LPRM点検 (交換) 時の作業誤り、RIP点検時の作業誤り、CUWブロー時の操作誤り) は包絡される)	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している (有効性評価で確認している「RHR切替え時のミニマムフロー弁操作誤り」に他の冷却材流出事象 (CRD点検 (交換) 時の作業誤り、LPRM点検 (交換) 時の作業誤り、RIP点検時の作業誤り、CUWブロー時の操作誤り) は包絡される)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B2		<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却系 (LPLF) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 ・燃料プール代替注水系 (可搬) 				
B3		<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却系 (RHR) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 				
B4		<ul style="list-style-type: none"> ・燃料プール代替注水系 (常設) ・燃料プール代替注水系 (可搬) 				
C1	PCV/RPVの閉鎖及び起動準備への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	閉鎖	有効性評価でのPOS Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	プラント状態POS Bと同じ制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
C2	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 	閉鎖				
D	起動準備状態	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却系 (LPLF, HPCF) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・常設代替交流電源設備 		閉鎖		

安定状態について

運転停止中の原子炉冷却材の流出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、原子炉冷却材の流出が停止し、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。

【安定状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、約 2 時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後、残留熱除去系（停止時冷却モード）に切替えて冷却することで、冷温停止状態に移行することができ、原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

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）

表 1 評価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	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	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	
	評価条件	最確条件				
初期条件	原子炉初期水温	52℃	約 29℃～約 37℃ (実績値)	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）での炉水側の設定温度を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	
	原子炉初期水位	ウェル満水	事故事象毎	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定	原子炉ウェルの水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、原子炉注水が実施されているため、原子炉水位の低下は起こらず、また、通常これらの期間には残留熱除去系の切替え操作は実施しない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 原子炉压力容器が未開放の場合、原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、いずれの水位にあっても、残留熱除去系の吸込配管の高さは有効燃料棒頂部より高い位置にあることから、原子炉冷却材の流出はその高さに到達すると停止し、また、そこから蒸発により有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は2時間以上と長い（停止1日後想定）ため、隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい	
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧	原子炉压力容器の開放を想定	解析条件と最確条件が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が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
	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	事故事象毎	線量率の影響の観点を確認するため、開放状態を想定	原子炉压力容器未開放状態の場合は原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の自動起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉压力容器開放状態の場合は、評価条件と同様であるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉压力容器未開放状態の場合は、原子炉压力容器等の遮蔽に期待できるため、放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位の考慮が不要となり、有効燃料棒頂部の冠水維持（未臨界維持）が評価項目となる 原子炉压力容器が未開放で原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、いずれの水位にあっても、残留熱除去系の吸込配管の高さは有効燃料棒頂部より高い位置にあることから、原子炉冷却材の流出はその高さに到達すると停止し、また、そこから蒸発により有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は2時間以上と長い（停止1日後想定）ため、隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	プールゲートが開の状態では保有水量が多くなるため、有効燃料棒頂部まで水位が低下するまでの時間余裕は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない	プールゲートが開の状態では保有水量が多くなるため、有効燃料棒頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる	

表1 評価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		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価設定の考え方	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
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 2,040kL	2,040kL 以上 (軽油タンク容量)	通常時の軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない	—
事故条件	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失	起回事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定	解析条件と最確条件が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が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
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンパへの流出量	87m ³ /h	87m ³ /h 以下	ミニフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量		
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	考慮しない	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発は事象進展に影響しないため、考慮しない		
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定		
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)の注水流量	954m ³ /h	954m ³ /h	低圧注水系の設計値として設定	解析条件と最確条件が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が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

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/2)

項目	評価条件 (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	
	評価上の操作開始時間							
	評価上の操作開始時間	評価設定の考え方						
操作条件	原子炉冷却材流出の停止操作	事象発生から2時間後	運転操作手順等を踏まえて設定	<p>【認知】 評価では, 1 時間毎の中央制御室監視により, 原子炉ウェル水位低下を検知することを想定している。実際は, 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 切替時にプラント状態 (原子炉ウェル水位, 原子炉水温等) 確認により, 早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある</p> <p>【要員配置】 運転員による操作のみであり, 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なし</p> <p>【移動】 漏えい隔離のためのミニマムフロー弁の開操作には, 原子炉建屋の現場において当該弁の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建屋の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく, 操作開始時間に与える影響はない</p> <p>【操作所要時間】 原子炉ウェル水位低下調査における, 漏えい箇所の特定及び隔離に1 時間を想定している。漏えい箇所の隔離は, 現場におけるミニマムフロー弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。1 弁のみの操作であり, 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】 原子炉ウェル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する</p> <p>運転員に他の並列操作はなく, 操作時間に与える影響はない</p> <p>【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため2 人1 組で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>運転員による残留熱除去系切替時のプラント状態確認により評価の想定より早く事象を認知できる可能性があり, 評価上の操作開始時間に対し, 実際の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合が考えられる</p>	<p>原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる</p>	<p>当該操作に対する時間余裕は, 放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約13 時間でありこれに対して, 事故を検知して原子炉注水を開始するまでの時間は約2 時間であることから, 時間余裕がある</p>	<p>残留熱除去系のミニマムフロー弁から漏えいが発生していることを想定し, 訓練を実施。訓練実績では, 当該ミニマムフロー弁の電源復旧及び閉操作に約5 分。想定で意図している隔離操作が実施可能なことを確認した</p>

表2 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (2/2)

項目		評価条件 (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
		評価上の操作開始時間						
		評価上の操作開始時間	評価設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) の注水操作	事象発生から 120 分後	<p>事象の認知や現場操作の時間を基に, さらに時間余裕を考慮して設定</p>	<p>【認知】 原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり, よって, 評価上の原子炉注水操作開始時間に対し, 実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響なし</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は, 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。操作時間は特に設定していないが, 原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い</p> <p>【他の並列操作有無】 当該操作を実施する運転員は, 残留熱除去系 (低圧注水モード) の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はなし</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は, 制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり, 評価では事象発生から 120 分後の原子炉注水操作開始を設定しているが, 実際は運転員の残留熱除去系切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき, その後, 速やかに原子炉注水操作を実施するため, その開始時間は早くなる場合が考えられる</p>	<p>原子炉注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる</p>	<p>当該操作に対する時間余裕は, 放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 13 時間であり, これに対して, 事故を検知して原子炉注水を開始するまでの時間は約 2 時間であることから, 時間余裕がある</p>	<p>中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では, 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水の系統構成に必要な弁の操作は約 2 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した</p>

7日間における燃料の対応(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

プラント状況：1～7号炉停止中。

事象：原子炉冷却材の流出は6号炉及び7号炉を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震重要棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号炉	時系列	合計	判定
7号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 751kL	7号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 3台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
6号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 751kL	6号炉軽油タンク容量は 約 1,020kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 3台起動 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
1号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	1号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
2号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	2号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	3号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	4号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号炉	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 632kL	5号炉軽油タンク容量は 約 632kL であり、 7日間対応可能
	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
その他	事象発生直後から事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 79kL	1～7号炉軽油タンク 及び ガスタービン発電機用燃料タンク(容量約200kL) の残容量(合計)は 約 659kL であり、 7日間対応可能
	免震重要棟内緊急時対策所用ガスタービン発電機 1台起動(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 437L/h×24h×7日=73,416L モニタリング・ポスト用発電機 3台起動(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機 は2台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機 3台を起動させて評価した

※2 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機 は1台で足りるが、保守的に非常用ディーゼル発電機 2台を起動させて評価した

5.4 反応度の誤投入

5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(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「反応度の誤投入」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「反応度の誤投入」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，反応度の誤投入により，原子炉が臨界に達することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，原子炉停止機能に対する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，異常な反応度の投入に対して制御棒引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対しては，燃料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，制御棒引抜阻止機能により制御棒の引き抜きを阻止し，出力の異常上昇を未然に防止するとともに，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。対応手順の概要を図 5.4.1 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表 5.4.1 に示す。

本事故シーケンスにおいては，重大事故等対策はすべて自動で作動するため，対応に必要な要員は不要である。

a. 誤操作による反応度誤投入

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する。

原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域モニタである。

b. 反応度誤投入後のスクラム

制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号が発生し，制御棒の引き抜きは阻止される。さらに，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）

信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域モニタである。

5.4.2 燃料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、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」である。

運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料交換位置として、同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ又はステップ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは、誤操作によって過剰な制御棒の引き抜きが行なわれることにより臨界に至る反応度が投入されるため、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、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移が重要現象となる。

よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードAPEXにより炉心平均中性子束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評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(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表5.4.2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) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。

(b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は 1.0 とする。

(c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び冷却材温度

事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8} ，原子炉圧力は 0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び冷却材の温度は 20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は 8kJ/kgUO₂とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

運転停止中の原子炉において，制御棒 1 本が全引抜されている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は，事象を厳しく評価するため，最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度値は約 1.04%Δk である。引抜制御棒反応度曲線を図 5.4.2 に示す。

なお，通常，制御棒 1 本が全引抜されている状態の未臨界面度は深く，また，仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも，臨界面近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理^{*}している。これらを踏まえ，本評価においては，誤引き抜きされる制御棒の反応度値が，管理値を超える事象を想定した。

^{*} 臨界面近接時における制御棒の最大反応度値は 1.0%Δk 以下となるよう管理

制御棒値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引き抜き不許可のインターロック，停止時冷温臨界面試験での引き抜き制御棒値の管理等を実施

(c) 外部電源

制御棒の引き抜き操作には，外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源は使用できると仮定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引抜速度

制御棒は，引抜速度の上限値33mm/sにて連続で引き抜かれ^{*}，起動領域モニタの原子炉

周期短信号（原子炉周期20秒）で引き抜きを阻止されるものとする。引抜制御棒反応度曲線を図5.4.2に示す。

(b) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、起動領域モニタの原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）によるものとする。スクラム反応度曲線を図 5.4.3 に示す。

※ 複数の制御棒を引き抜く試験において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断させる場合にのみ、制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件
運転員操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの対応手順の概要を図5.4.1に、炉心平均中性子束の推移を図5.4.4に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 30 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）が発生し、制御棒の引き抜きが阻止される。この時、投入される反応度は約 0.55 ドル（投入反応度最大値:0.34%Δk）である。反応度投入事象には至らず、燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じない。

また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）が発生して、原子炉がスクラムし、原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するにとどまる。

（添付資料 5.4.1）

b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、有効燃料棒頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

（添付資料 5.4.2）

5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作に与える影響、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。

本重要事故シーケンスは、自動作動する安全保護系及び原子炉停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。

(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

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさは、実験にて7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

(添付資料 5.4.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、表5.4.2に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心状態、実効増倍率、燃料被覆管表面温度及び冷却材温度、引き抜きされる制御棒、制御棒引き抜き速度、制御棒引抜阻止、スクラム信号に関する影響の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなる恐れはある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認してお

り、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

実効増倍率について0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も0.07ドルと小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

制御棒引抜阻止及びスクラム信号についてNMSトリップ選択スイッチが初装荷の場合は計数率高信号による制御棒引抜阻止機能、計数率高信号によるスクラム機能に期待できる。こちらに期待した場合のスクラムまでの時間は約46秒後となり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作に関する条件はない。

(添付資料 5.4.3)

(3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果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実施する。

ドップラ反応度フィードバック効果を±10%とした場合においても投入される反応度は0.55ドルとベースケースと比べて殆ど差異なく、また制御棒反応度を±10%とした場合においても投入される反応度は0.53ドル, 0.56ドルであり、これらの不確かさを考慮しても燃料の健全性に影響がない。

(添付資料 5.4.3)

(4) 操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、操作時間余裕に関する影響はない。

(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。以下の2つの保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約0.7ドル以下にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

- ・ 過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように3.5% Δk の値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合
- ・ サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合

初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10^{-8} の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（0.55ドル）と大きく差異がない、0.55ドル（10倍）及び0.54ドル（1/10倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（0.55ドル）と大きく差異がない、0.57ドルであることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

（添付資料 5.4.3）

(6) 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。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。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、自動作動する安全保護系及び原子炉停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止、原子炉スクラムすることで、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

a. 水源

本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

5.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「最大反応度価値を有する同一水圧制御ユニットに属する1組又は1本の制御棒が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。

その結果、有効燃料棒頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける6号及び7号炉同時の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。

以上のことから、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、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「反応度の誤投入」に対して有効である。

プラント前提条件
 ・複数本の制御棒引抜操作（停止時冷温臨界試験，停止余裕検査等を考慮した想定）
 ・起動領域モニタのNMSトリップ選択スイッチ「通常」位置
 ・原子炉モードSW「起動」位置

制御棒
 CR-1：最大反応度値制御棒
 CR-2：CR-1に対角隣接する制御棒

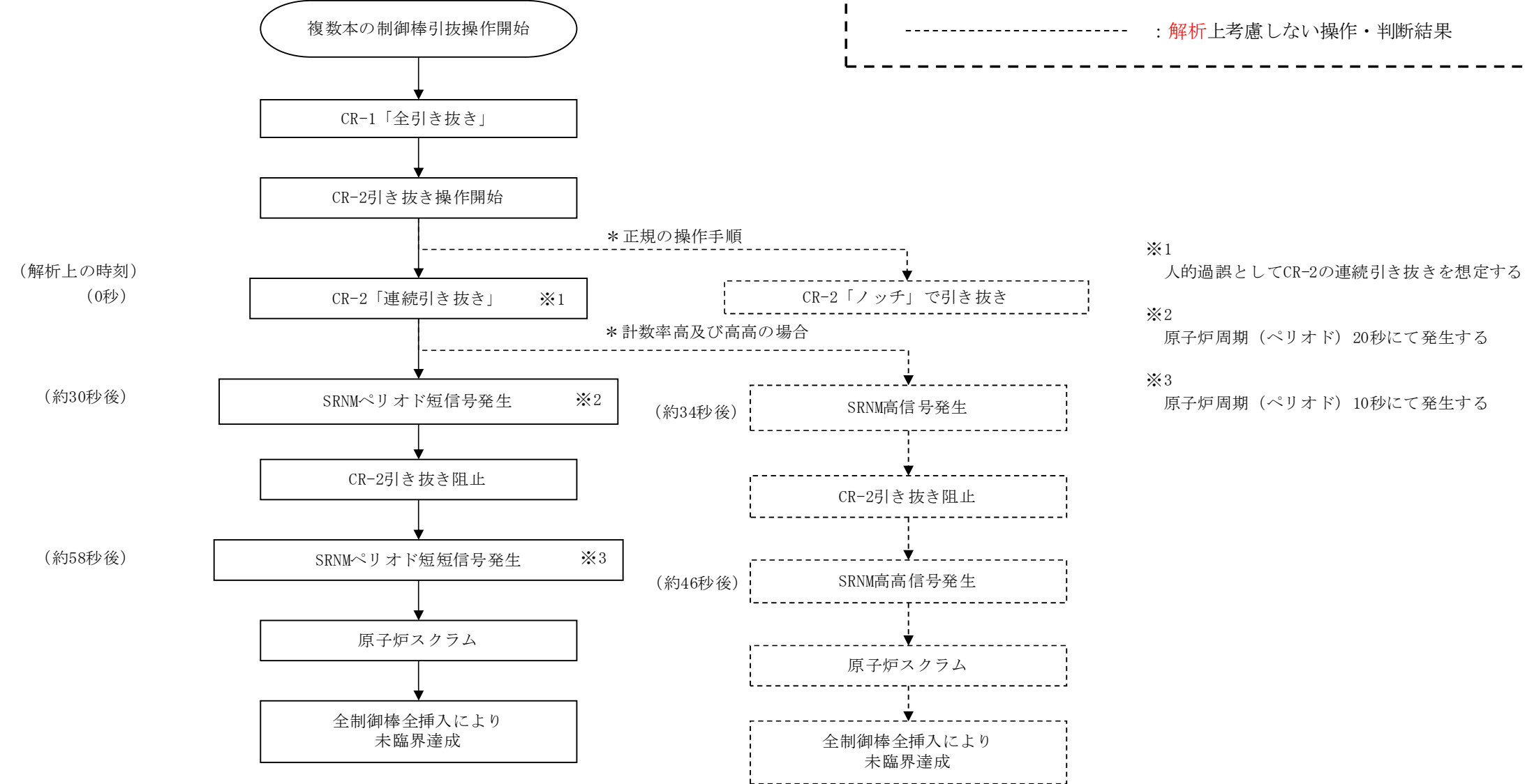
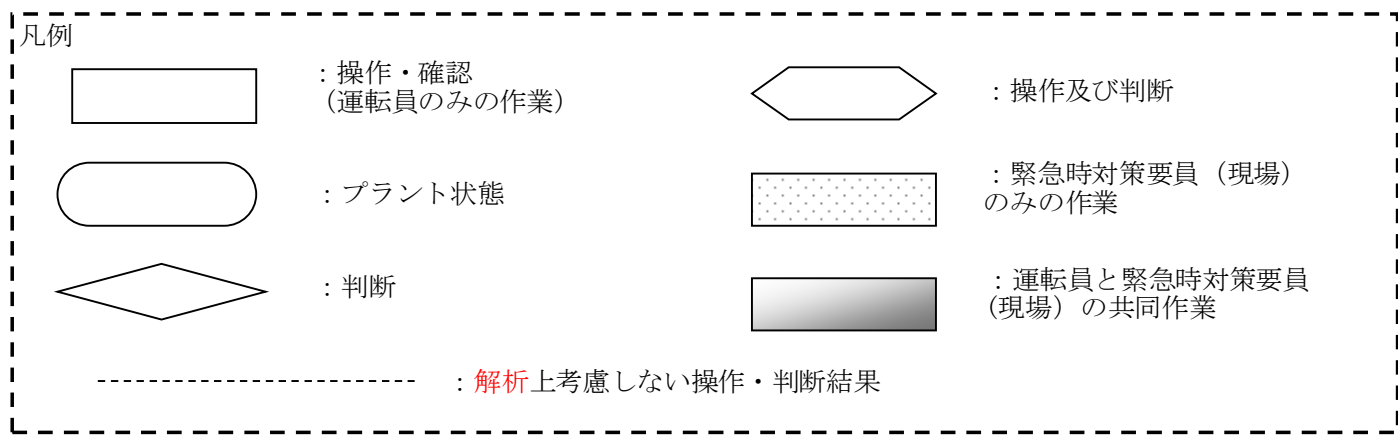


図 5.4.1 反応度の誤投入時の対応手順の概要

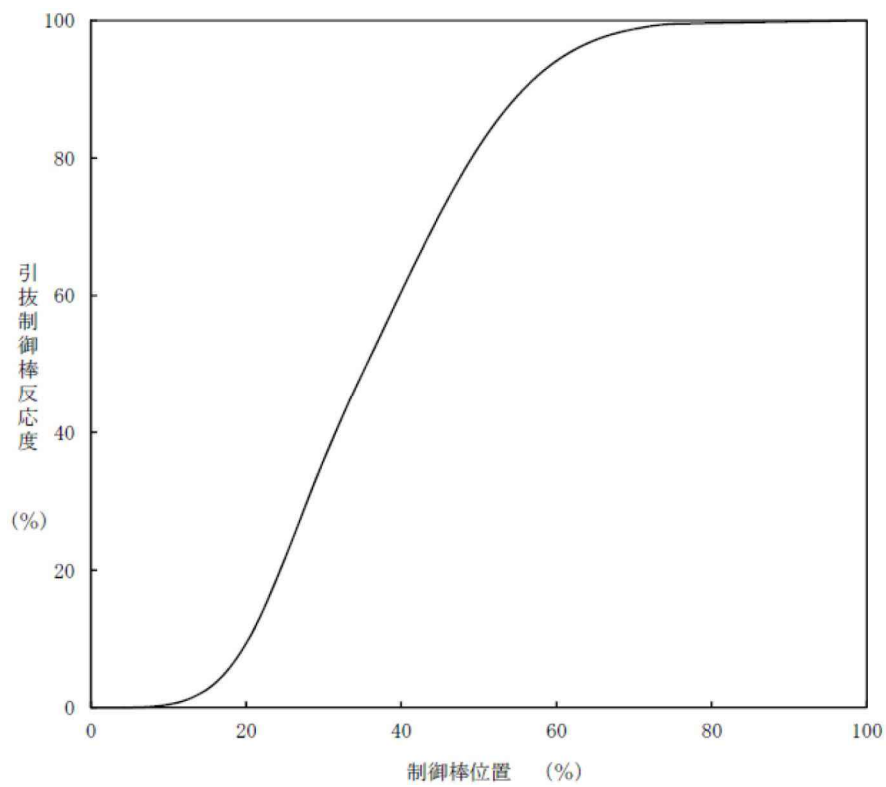


図 5.4.2 反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線

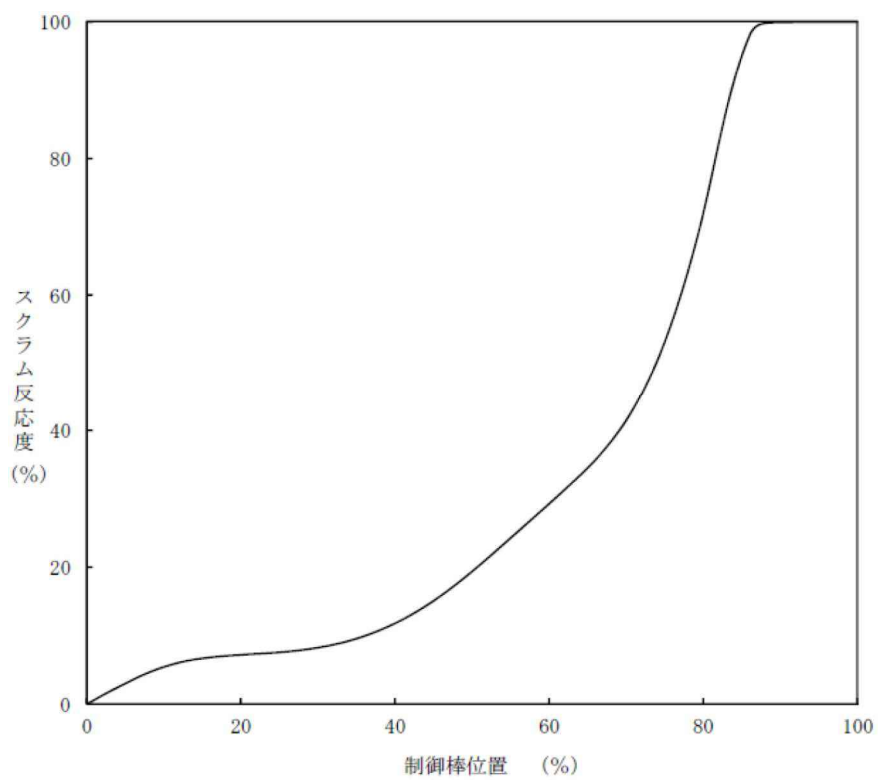


図 5.4.3 反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線

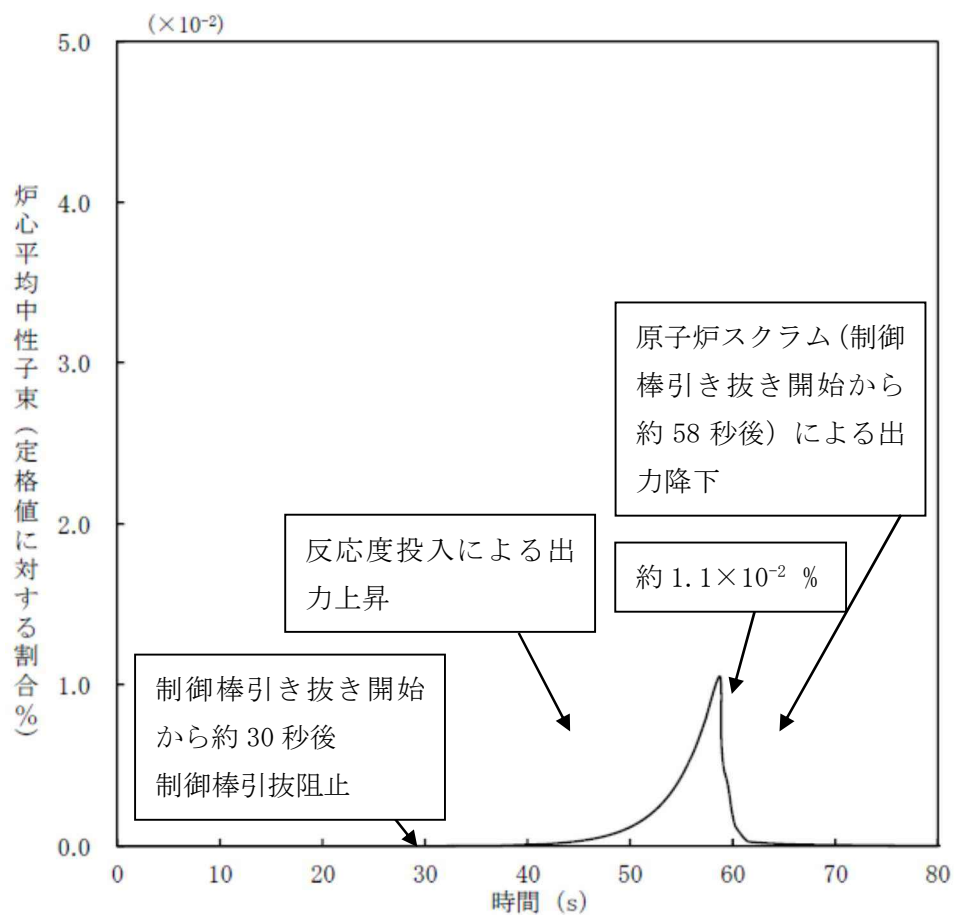


図 5.4.4 炉心平均中性子束の推移

表 5.4.1 反応度の誤投入時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	起動領域モニタ
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号が発生し、制御棒の引き抜きは阻止される。さらに、原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域モニタ

【 】: 重大事故等対処設備（設計基準拡張）

表 5.4.2 主要解析条件（反応度の誤投入）（1/3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		APEX	—
初期条件	炉心状態	平衡炉心のサイクル初期	燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	初期出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	初期原子炉圧力	0.0MPa [gage]	停止余裕検査時での圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び冷却材の温度	20°C	冷却材温度の下限值として運用している値であり、反応度の観点からは保守的な値として設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	冷却材温度 20°Cにおける燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	<p>運転停止中の原子炉において、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する</p> <p>なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理※している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した</p>

※：臨界近接時における制御棒の最大反応度値は 1.0%Δk 以下であること

表 5. 4. 2 主要解析条件（反応度の誤投入）（2/3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値制御棒 及び その斜め隣接の制御棒	制御棒価値ミニマイザによる停止余裕試験モードでの面隣接制御棒選択時の引き抜き不許可のインターロックや停止時冷温臨界試験での引き抜き制御棒価値の管理を考慮し、斜め隣接の制御棒とする（誤引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約1.04%Δk）。引抜制御棒反応度曲線は図5.4.2のとおり
	外部電源	外部電源あり	制御棒引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定

表 5.4.2 主要解析条件（反応度の誤投入）（3/3）

	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	制御棒の引抜速度	33mm/ s	引抜速度の上限値として設定
	起動領域モニタのバイパス状態	A, B, C グループそれぞれ 1 個ずつ	A, B, C グループとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする
	制御棒引抜阻止条件	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	SRNM の制御棒引抜き阻止機能により設定※
	スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）	NMS トリップ選択スイッチを通常とした場合の SRNM のスクラム機能により設定※

※ 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において、当直長らが最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域モニタ計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認、定期事業者検査安全保護系設定値確認検査（核計測装置）等）、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため、本事象においても制御棒引抜阻止条件やスクラム信号の機能に期待できる。

反応度の誤投入における燃料エンタルピー

ABWR では起動領域モニタのペリオド短信号による制御棒引抜阻止機能と FMCRD の遅い制御棒引抜速度により反応度の投入量が従来型 BWR より小さく、即発臨界に至ることはないため、燃料エンタルピーの上昇も小さい。以下に反応度投入事象解析コード APEX 及び単チャンネル熱水力解析コード SCAT (RIA 用) により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピーの過渡応答を参考に示す。

燃料エンタルピーは最大で約 9.43kJ/kgUO_2 (約 2.25cal/g UO_2) , ピーク出力部燃料エンタルピーは最大で約 9.88kJ/kgUO_2 (約 2.36cal/gUO_2) まで上昇するにとどまり、「反応度投入事象に関する評価指針」で示される燃料の許容設計限界の燃料エンタルピー (燃料棒内圧上昇を考慮しても 65cal/gUO_2) を超えないことから燃料の健全性は維持される。

また、制御棒の引き抜き開始から約 58 秒後に起動領域モニタの原子炉周期短信号 (原子炉周期 10 秒) が発生して、原子炉はスクラムされ、原子炉出力は定格値の約 1.0×10^{-4} まで上昇するにとどまる。

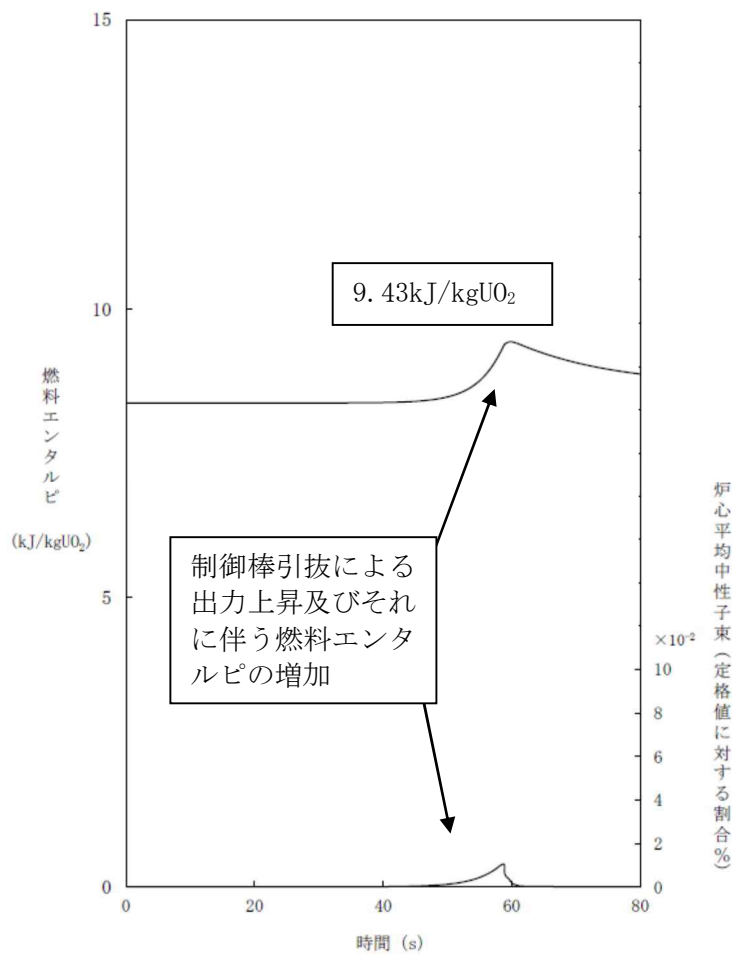


図1 反応度の誤投入における燃料エンタルピー及び炉心平均中性子束の変化

安定状態について

運転停止中の反応度の誤投入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。

【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

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉周期短（原子炉周期 20 秒）信号により，制御棒の引き抜きは阻止され，さらに，原子炉周期短（原子炉周期 10 秒）信号で原子炉はスクラムし，制御棒全挿入となり，原子炉は未臨界状態となり，原子炉安定停止状態が確立される。

また，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。

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(運転停止中 反応度誤投入)

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

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	評価項目パラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> 一点近似動特性モデル (炉出力) 出力分布は二次元拡散モデル 核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約 	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により、自動的に制御棒の引き抜き阻止及びスクラムされ、事象は未臨界となり収束することから、運転員の操作を介しない が、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない	ドップラ反応度フィードバック、及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> RZ 二次元拡散モデル エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮 	考慮しない		解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し、さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値 (燃焼度 0Gwd/t の値) を用いるといった保守的なモデルを適用していることから出力分布変化の不確かさは考慮しない
	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 熱的現象は断熱、ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない 	<ul style="list-style-type: none"> ドップラ反応度フィードバック効果: 7~9% 実効遅発中性子割合: 4% 		実験によるとドップラ反応度フィードバックの不確かさは7~9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力 	<ul style="list-style-type: none"> 制御棒反応度: 9% 実効遅発中性子割合: 4% 		制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> 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 	考慮しない	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されており、類似の事象である本事故シーケンスについても、影響はほとんど生じない	
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 单相強制対流: Dittus -Boelter の式 核沸騰状態: Jens -Lottes の式 膜沸騰状態 (低温時): NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達関連式 	考慮しない	「反応度の誤投入」事象は挙動が緩やかであるために出力上昇も小さく、事象発生後はスクラム反応度印加により速やかに収束するため、除熱量に不確かさがあるとしても、燃料エンタルピの最大値に対する影響はほとんどない	
	沸騰遷移	低温時: Rohsenow -Griffith の式及び Kutateladze の式	考慮しない	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して充分小さくなっていることから、沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどない	

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 (1/2)

項目		解析条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		解析設定の考え方	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	炉心状態	平衡炉心のサイクル初期	装荷炉心毎、燃焼度毎に変化する	装荷炉心については平衡炉心を代表として設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心としてサイクル初期を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域モニタの原子炉周期短信号の発生により、自動的に制御棒の引き抜き阻止及びスクラムされ、事象は未臨界となり収束することから、運転員の操作を介しない したがって、解析条件の不確かさが、運転員等操作時間に与える影響はない	実炉心においては装荷炉心毎、燃焼度毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化する これらの影響については以下の 2 つの保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約 0.7 ドル以下にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい ・過渡解析「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」に示すように 3.5%Δk の値を有する制御棒グループが引き抜かれる場合 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において B 型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜き制御棒反応度曲線を用いた場合（補足説明資料 98「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」参照）
	実効増倍率	1.0	0.99（設計目標値）以下	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		実効増倍率が 0.99 の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も 0.07 ドルと小さくなるため、この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	初期出力	定格出力の 10 ⁻⁸	定格出力の 10 ⁻⁸ 程度	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した 定格の 10 ⁻⁸ の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差がない 0.55 ドル（10 倍）及び 0.54 ドル（1/10 倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい
	燃料被覆管表面温度及び冷却材温度	20℃	事故事象毎 20℃以上	冷却材温度の下限值として運用している値であり、反応度の観点からは保守的な値として設定		初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した 初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（0.55 ドル）と大きく差がない 0.57 ドルであることから、初期燃料温度の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい
事故条件	引き抜きされる制御棒	最大反応度値制御棒及びその斜め隣接制御棒	最大反応度値制御棒及びその斜め隣接制御棒	誤引き抜きされる制御棒は、事象を厳しくするため、最大反応度値を有する制御棒の隣接制御棒とするが、制御棒値ミニマイザによる監視機能を考慮し、斜め隣接の制御棒とする (添付資料 5.4.4)	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない	

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、事故及び機器条件）の不確かさ		解析設定の考え方	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	制御棒引き抜き速度	33mm/s	33mm/s	引抜き速度の上限値として設定	自動作動する安全保護系及び原子炉停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作は不要である	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	起動領域モニタのバイパス状態	A, B, C グループそれぞれ 1 個ずつ	バイパスなし	A, B, C グループとも引抜き制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。		バイパス状態がない場合は制御棒引き抜き阻止の応答が早くなり、投入反応度が低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	制御棒引き抜き阻止	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	事故事象毎 原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	SRNM の制御棒引き抜き阻止機能により設定		解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない
	スクラム信号	原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）	事故事象毎 SRNM 計数率高高 ^{*1}	NMS トリップ選択スイッチを「通常」とした場合の SRNM のスクラム機能により設定		NMS トリップ選択スイッチが「初装荷」の場合は計数率制御棒引き抜き阻止機能、計数率スクラム機能に期待出来る。こちらに期待した場合のスクラムまでの時間は約 46 秒後となり、この評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる

※ 1 SRNM に期待する場合は原子炉周期短信号（原子炉周期 10 秒）より早くスクラム信号が投入される。

反応度誤投入事象の代表性について

有効性評価では反応度の誤投入事象として、「原子炉停止時に最大反応度値を有する 1 本の制御棒が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒の 1 本が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や停止余裕検査を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引抜き事象の代表性について以下に示す。

1 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験

運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（最大反応度値を有する同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え、原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで同一水圧制御ユニットに属する 1 組又は 1 本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し、不用意な臨界の発生を防止している。しかし、「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては、原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。

a. 停止時冷温臨界試験

試験の目的：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積

試験内容：あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉冷却材温度、ペリオドなどのデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ又は 1 ステップ引き抜き毎に検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の値は小さいものを取り扱う。

事故防止対策：制御棒操作監視系による制御棒選択

b. 停止余裕検査

試験の目的：停止余裕（挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒（最大値を有する制御棒と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒）1 組又は 1 本が挿入されない場合でも、原子炉を常に冷温で臨界未満にできること）の確認

試験内容：①最大値を有する制御棒（CR-1）の全引抜き
②最大値を有する制御棒（CR-1）と同一の水圧制御ユニットに属する制御棒（CR-2）の全引抜き
③最大値を有する制御棒（CR-1）を補正位置 N まで挿入
④最大値を有する制御棒（CR-1）の斜め隣接の制御棒（CR-3）を補正位置 N まで引抜き
⑤最大値を有する制御棒（CR-1）を再度全引抜き
この状態の炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引抜き毎に検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：最大反応度値制御棒 1 組又は 1 本

最大値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒 1 本

引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な値

値を有していて印加反応度が大きすぎないように選択

事故防止対策：ロッドワースミニマイザの制御棒選択パターン規制（又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視）

なお、ロッドワースミニマイザの機能により、最大反応度値制御棒以外の制御棒を引き抜く場合、面隣接の制御棒を選択すると制御棒引抜許可信号がリセットされる。

2 想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」、「制御棒の連続引き抜き」について検討した。

2-1. 単一の人的過誤

a. 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機（FHM）により自動で装荷位置まで移動され、かつ作業員による配置の確認や燃料移動監視装置による確認や運転員による出力の監視も行われる。このため、本事象が発生しても適切に認知がされるため、反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えられない。

b. 制御棒の選択誤り

操作する制御棒の選択を誤るとその反応度値は変化する。停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の試験では事前に対象となる制御棒の値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒操作監視系（停止時冷温臨界試験）、ロッドワースミニマイザ（停止余裕検査）や運転員、検査員により監視されているため、これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考えづらい。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引き抜き操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えられない。

c. 制御棒の連続引き抜き

運転員、検査員による制御棒や起動領域モニタの確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの検知は運転員や検査員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

2-2. 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」、「b. 制御棒の選択誤り」、「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由[※]から、検討すべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。したがって、以下に「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。

評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低く、また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから、有効性評価では単一の人的過誤である「c. 制御棒の連続引き抜き」について検討する。

※「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は、反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない。また、「a. 燃料の誤装荷」については燃料取替交換機により、機械的に自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることはなく、またデータの入力についても複数のグループによる確認を多重に実施していることから、誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。

・「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳

人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1 停止時において、制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり、原子炉停止余裕検査と停止時冷温臨界試験である。通常、試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している*。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。これらの機能に期待しないで試験を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、ロッドワースミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない場合においては、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで人的過誤の発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。

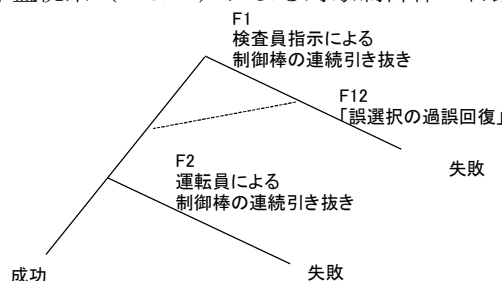
図1に「c. 制御棒の連続引き抜き」、図2に「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRAツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果、「c. 制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（表1）に基づき、高従属と設定した。

同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は、作業内容の差異やステップ毎に実施していることから独立事象として考えることもでき、その場合についても併せて評価した（図3）。

以上のように人的過誤が発生する確率は低く、また、これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒値が大きくない等）、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。

※原子炉停止余裕検査時のRWMによる隣接制御棒の引き抜き防止、停止時冷温臨界試験時のRWM及び制御棒操作監視系（RC&IS）による対象制御棒の自動選択

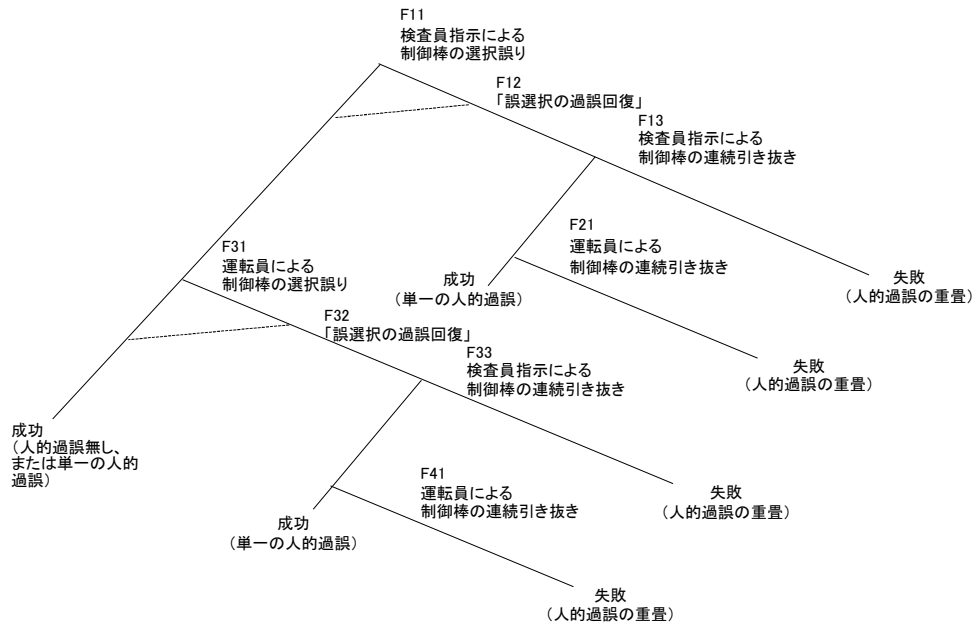


人的過誤の内容	過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11 検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない

人的過誤(平均値)	EF
4.0E-03	2

図1 「c. 制御棒の連続引き抜き」のHRAツリー及び人的過誤確率

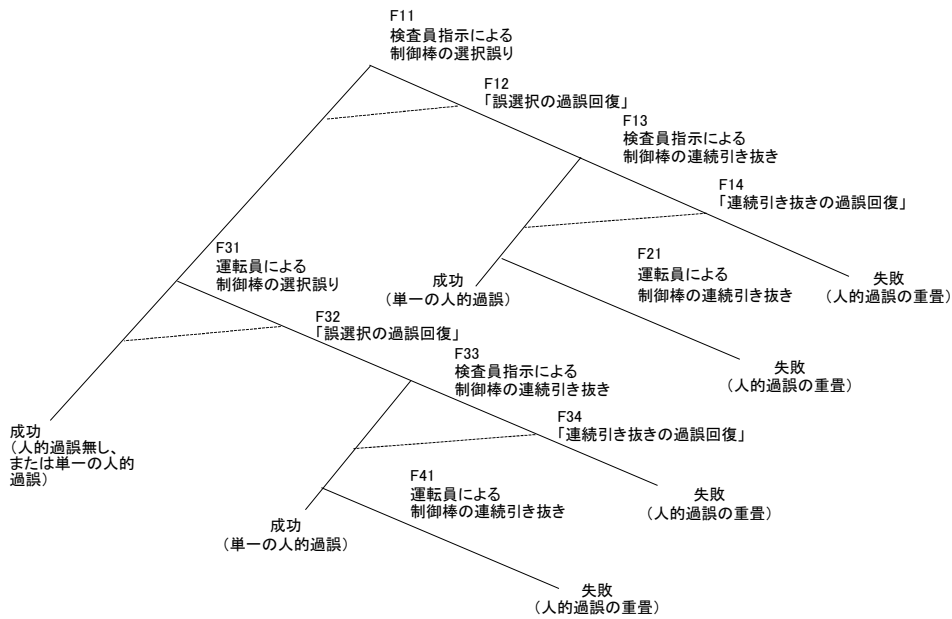


人的過誤の内容	過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11 検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12 操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13 検査員指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[高従属] F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同一であるため、高従属する 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)
F21 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31 操作する運転員による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32 検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F21の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33 検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F31の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41 操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[高従属] F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同一であるため、高従属する 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)

*制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない
*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜き冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤(平均値)	EF
2.9E-04	4

図2 「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」 (人的過誤に従属性を考えた場合) の HRA ツリー及び人的過誤確率



人的過誤の内容		過誤確率値(中央値)	EF	備考
F11	検査員指示による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13	検査員指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 * 制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 * 制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F31	操作する運転員による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33	検査員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 * 制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883(SPAR-H)の[低従属] F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 * 制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に則りステップごとに実施していることから完全独立とする

*操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものである(数十秒程度)が投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない

*制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については、時間的な間隔(ステップごとに操作を確認)、作業内容が異なることから完全独立(従属性なし)とする

*HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜きを実施する冷温臨界試験を想定して評価する

人的過誤(平均値)	EF
2.3E-06	4

図3 「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」(それぞれの人的過誤を独立事象とした場合)のHRAツリー及び人的過誤確率

表1 SPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（NUREG/CR-6883から抜粋）

Dependency Condition Table						Number of Human Action Failures Rule □ - Not Applicable. Why? _____
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker If this error is the 3rd error in the sequence , then the dependency is at least moderate . If this error is the 4th error in the sequence , then the dependency is at least high .
2				a	complete	
3			d	na	high	
4			a	high		
5		nc	s	na	high	
6				a	moderate	
7			d	na	moderate	
8			a	low		
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	
12			a	moderate		
13		nc	s	na	low	
14				a	low	
15			d	na	low	
16			a	low		
17					zero	

3 過去に発生した反応度投入事象例

過去に発生した反応度投入事例は以下のものがある。

平成11年 志賀原子力発電所1号炉 原子炉緊急停止事故は、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉とは制御棒駆動機構が異なり、物理的に発生の可能性がないため有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

また、柏崎刈羽原子力発電所6号機炉 FMCRD 試運転時 CR 引き抜き事象についても制御盤改造及び試験時特有の事象であること、下に記載の再発防止策が取られていること、仮に発生したとしても停止余裕に対して投入される反応度は小さくなく、また監視・安全系が機能しているため、過渡事象等で考慮されている状態より過酷とされないと考えられることから選定不要と考える。

・平成11年 志賀原子力発電所1号炉 原子炉緊急停止事故（北陸）

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ、アキュムレータに圧力が充填されていなかったことで、直ちに制御棒が挿入されず、臨界に至った。

この事象は、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においては、制御棒駆動機構が異なるため、発生しない（FMCRDのHCUでは物理的に引き抜けが起こらない）。また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心損傷はしないことが確認されている（参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10 (2007) 671-675 北陸電力(株) 志賀原子力発電所1号機で発生した臨界時の炉心挙動解析）。

・平成8年 柏崎刈羽原子力発電所6号炉 FMCRD試運転時CR引き抜き事象（当社）

6号炉試運転中（建設段階）FMCRD制御盤改造及び試験の準備のため、FMCRDの安全処置（アイソレ）による隔離を実施し、シミュレータにて制御棒位置を模擬的に引き抜きする試験を実施。この時、アイソレミスにより一部の電源アイソレが実施されておらず、実際の4本の制御棒が128ステップの位置まで引き抜かれた（この間、未臨界であることは確認されている）。

制御盤改造及び試験時特有の事象であること、再発防止策（制御棒の駆動電源OFFと制御電源OFFの安全処置の多重化）が実施されていることから対策済みであると考え。また、この事象では核計装系により監視・安全系が機能していることから炉心損傷には至らない。

4 重要事故シーケンスの想定

有効性評価では1～3章を踏まえ、停止時冷温臨界試験や停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒を連続的に引き抜かれる事象を想定した。

この時、引き抜かれる制御棒は、以下の点を考慮して「最大反応度値を有する1本の制御棒が全引き抜きされている状態での隣接制御棒の1本の引き抜き」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。

- ・引き抜かれる制御棒の反応度値が管理値※を超えるもの
- ・停止時冷温臨界試験や停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策
- ・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒値は相対的に低下していく傾向にあること
- ・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度値制御棒1組又は1本が引き抜かれた状態であっても臨界未満が維持されていること

以上より、反応度の誤投入事象として、「原子炉停止時に最大反応度値を有する1本の制御棒が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒の1本が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※核的制限値を超えないよう設定している管理値:臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0% Δk 以下