

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38
提出年月日	平成28年10月18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10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 安定状態について

- 添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(原子炉停止機能喪失)
- 添付資料 2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
- 添付資料 2.5.6 初期炉心流量の相違による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.7 原子炉注水に使用する水源とその水温の影響
- 添付資料 2.5.8 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 2.5.9 外部電源の有無による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.10 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及びアルミニウムの反応により発生  
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  
(高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)
- 添付資料 3.2.5 7日間における水源の対応について  
(高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

- 添付資料 3.2.6 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カスパイクに対する影響
- 添付資料 3.3.6 プラント損傷状態を LOCA とした場合の圧カスパイクへの影響
- 添付資料 3.4.1 G 値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貫通クラックによる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時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失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

## 【変更箇所】

「3.3 原子炉压力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」

添付資料 3.3.3 抜粋

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

炉心の熔融が進展し、熔融炉心が原子炉压力容器（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、熔融炉心・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ェルへの熔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外の熔融燃料－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ェルへの水張りの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、 $UO_2$ 主体の熔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、又は熔融物の温度が熔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。<sup>[1-4]</sup> 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、熔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ェルへの水張りのMCCIに対する影響

格納容器下部ドライウェルへの初期水張りに失敗し、熔融炉心落下後に注水を開始した場合、これまでの知見<sup>[5-14]</sup>からは、熔融炉心上部にクラストが形成され、熔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、熔融物落下時に熔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熔融炉心の急速な冷却（デブリクエンチ）に期待できる。<sup>[15-17]</sup>

#### 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、問題が無いものとする。

## (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<sup>[18]</sup>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 ( $0.8\text{MW/m}^2$  以上) は崩壊熱除去に必要な熱流束 (全炉心落下で約  $0.36\text{MW/m}^2$ ) 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<sup>[19]</sup>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 88m<sup>2</sup>）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/m<sup>2</sup> 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16MJであり、水位2mの場合(約7MJ)と比べて約2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及び図7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278MPaであり、水位2mの場合の約32MPaと比べて約9倍に増加している。また、格納容器下部ドライウエルの外側鋼板の最大応力は約168MPaであり、水位2mの場合の約25MPaと比べて約7倍に増加している。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、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 (初期水張り水位 2m) 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 8 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 9 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 UO<sub>2</sub>/ZrO<sub>2</sub> 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] (財) 原子力発電技術機構 (NUPEC) , 「重要構造物安全評価 (原子炉格納容器信頼性実証事業) に関する総括報告書」 2003
- [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] R.E.Blose, et al., “Core-Concrete Interactions with Overlying Water Pools – The WETCOR-1 Test,” NUREG/CR-5907, 1993
- [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] M.T.Farmer, et al., “OECD MCCI Project 2-D Core Concrete Interaction (CCI) Tests : Final Report,” OECD/MCCI-2005-TR05, 2006
- [12] M.T.Farmer, et al., “OECD MCCI Project Final Report,” OECD/MCCI-2005-TR06, 2006
- [13] M.T.Farmer, et al., “OECD MCCI-2 Project Final Report,” OECD/MCCI-2010-TR07, 2010
- [14] H.Nagasaka, et al., “COTELS Project (3): Ex-vessel Debris Cooling Tests,” OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany, 1999
- [15] D.Magallon, “Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments,” Nucl. Eng.Design, 236 1998-2009, 2006
- [16] M. Kato, H. Nagasaka, “COTELS Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions,” JAERI-Conf 2000-015, 2000
- [17] A. Karbojian, et al., ” A scoping study of debris bed formation in the DEFOR test facility,” Nucl. Eng. Design 239 1653- 1659, 2009
- [18] F.B.Ricou, D.B.Spalding, “Measurements of Entrainment by Axisymmetrical Turbulent Jets,” Journal of Fluid Mechanics, Vol.11, pp.21-32, 1961
- [19] 中島 他, SAMPSON コードによる ABWR 格納容器ベ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

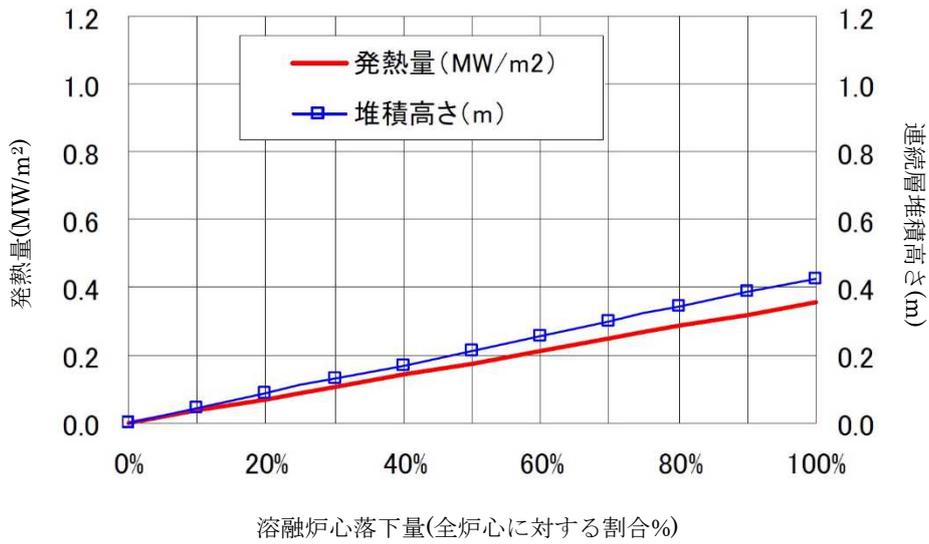
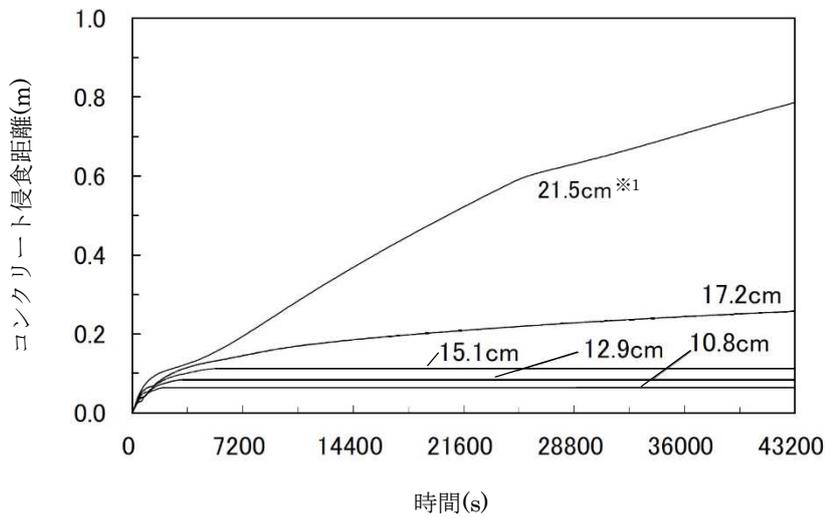
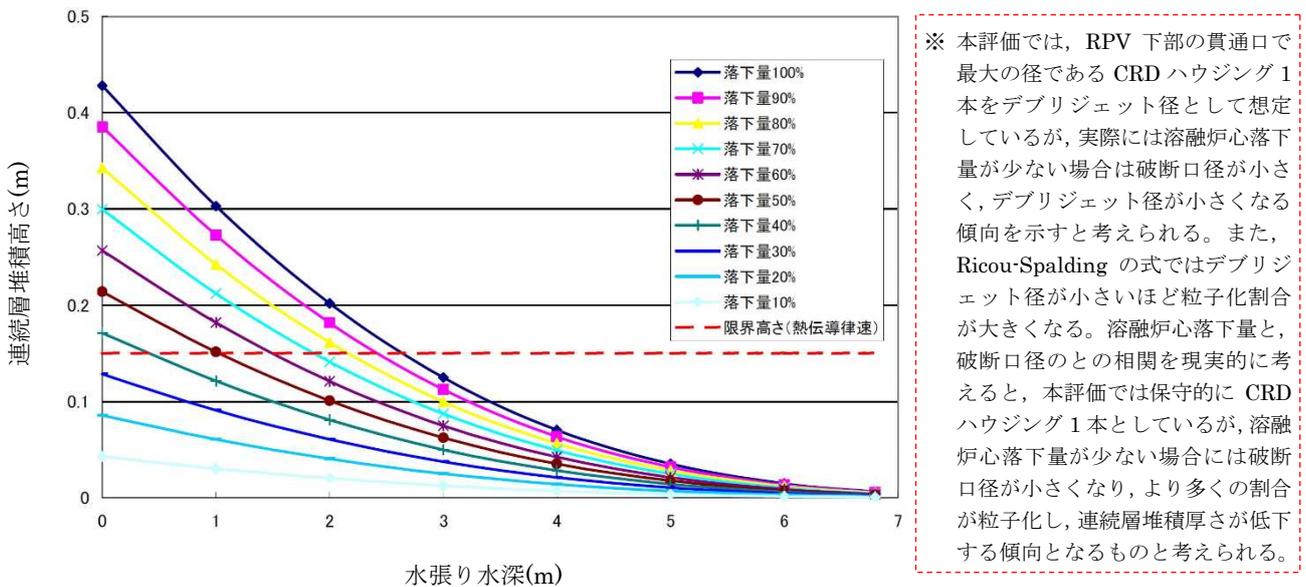


図1 格納容器下部ドライウェルへの溶融炉心落下割合に対する連続層堆積高さと単位面積当たりの発熱量



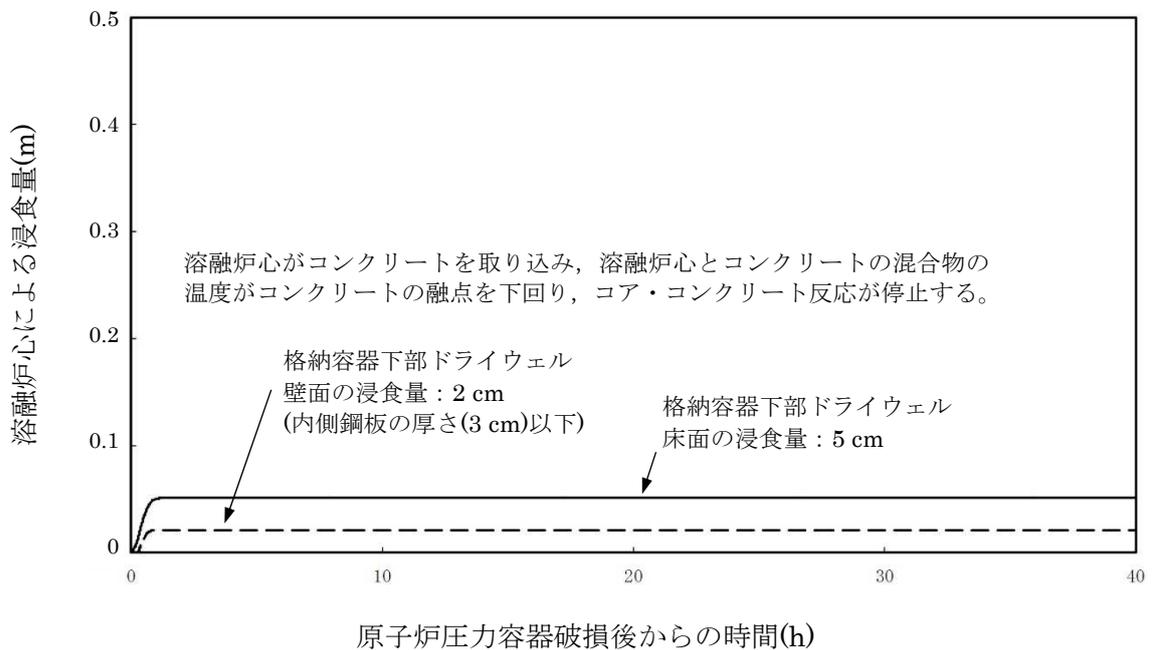
※1 溶融炉心の堆積により生じた連続層厚さ。図中の他の評価結果に付記されている値についても同じ。  
 ※2 クラスト表面は沸騰曲線による熱伝達を仮定、クラスト内は熱伝導による温度勾配を考慮

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

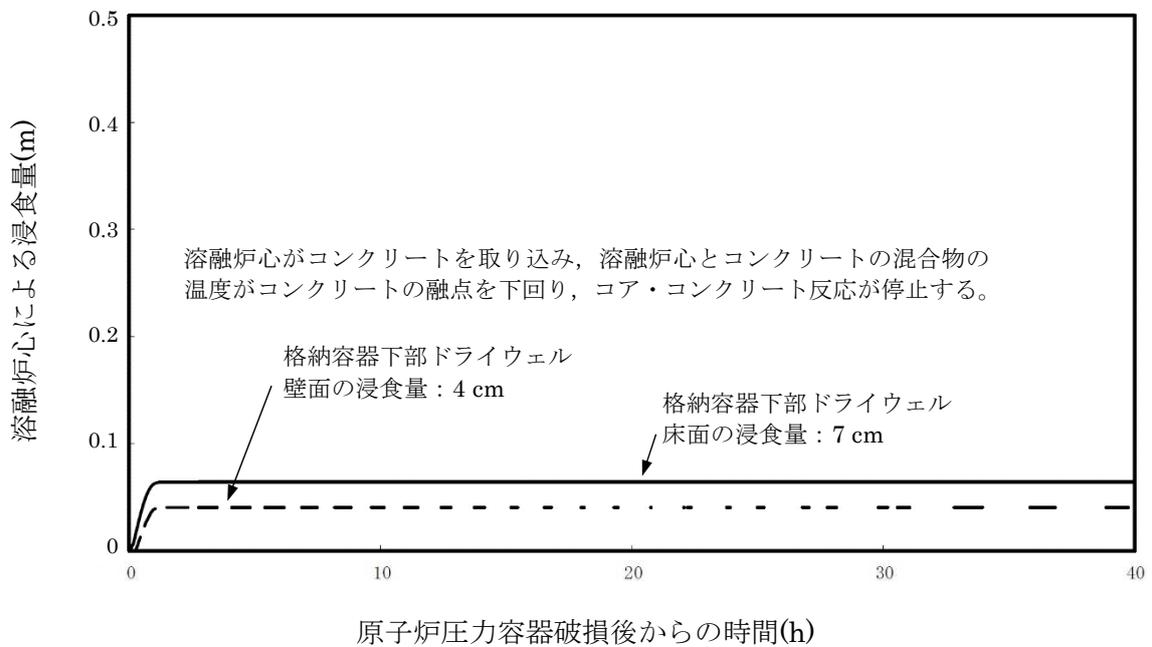


※ 本評価では、RPV 下部の貫通口で最大の径である CRDハウジング1本をデブリジェット径として想定しているが、実際には溶融炉心落下量が少ない場合は破断口径が小さく、デブリジェット径が小さくなる傾向を示すと考えられる。また、Ricou-Spalding の式ではデブリジェット径が小さいほど粒子化割合が大きくなる。溶融炉心落下量と、破断口径との相関を現実的に考えると、本評価では保守的に CRDハウジング1本としているが、溶融炉心落下量が少ない場合には破断口径が小さくなり、より多くの割合が粒子化し、連続層堆積厚さが低下する傾向となるものと考えられる。

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/m<sup>2</sup>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/m<sup>2</sup>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

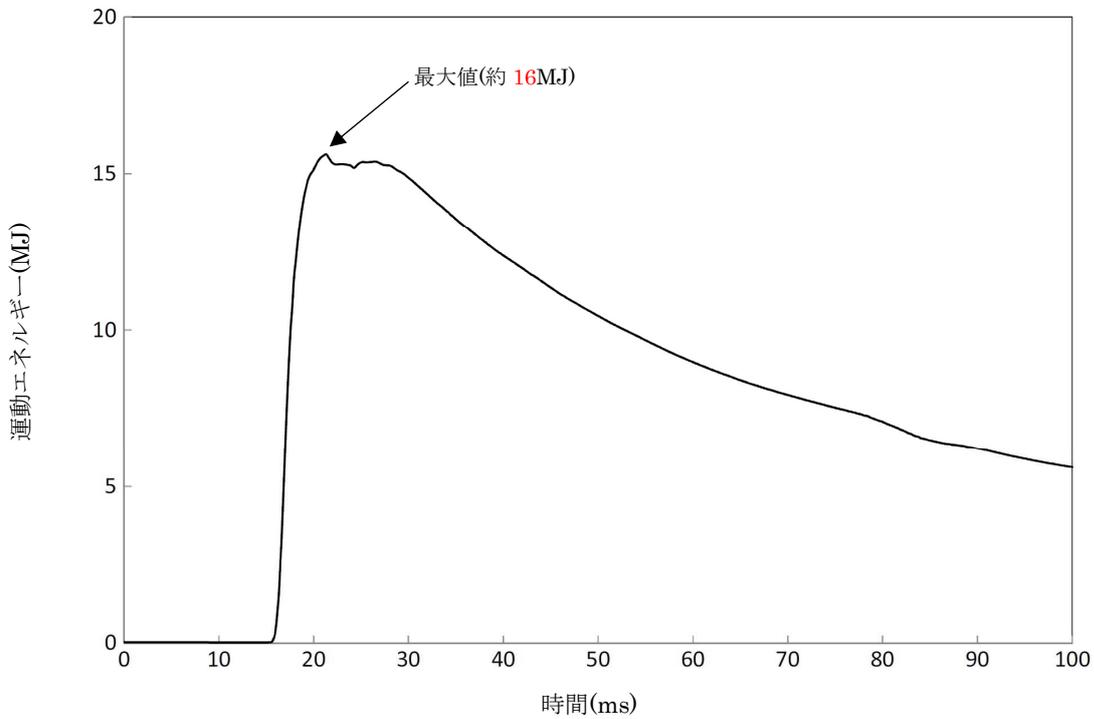


図 5 水蒸気爆発によるエネルギーの変化 (初期水張り水位 7m)

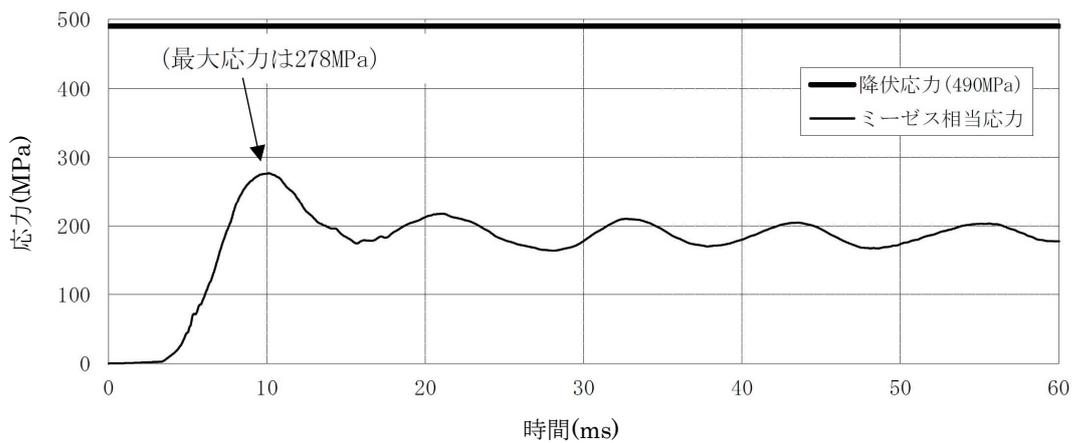


図 6 水蒸気爆発による格納容器下部内側鋼板の応力の変化 (初期水張り水位 7m)

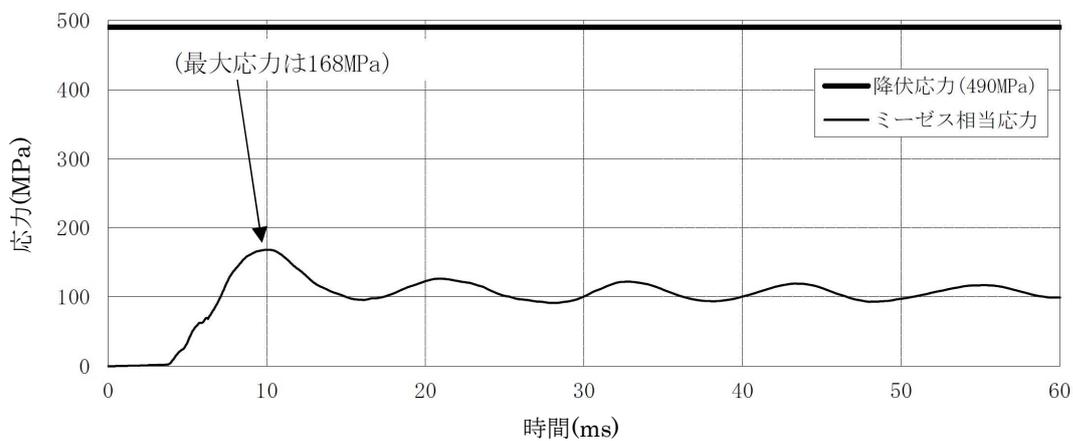


図 7 水蒸気爆発による格納容器下部外側鋼板の応力の変化 (初期水張り水位 7m)

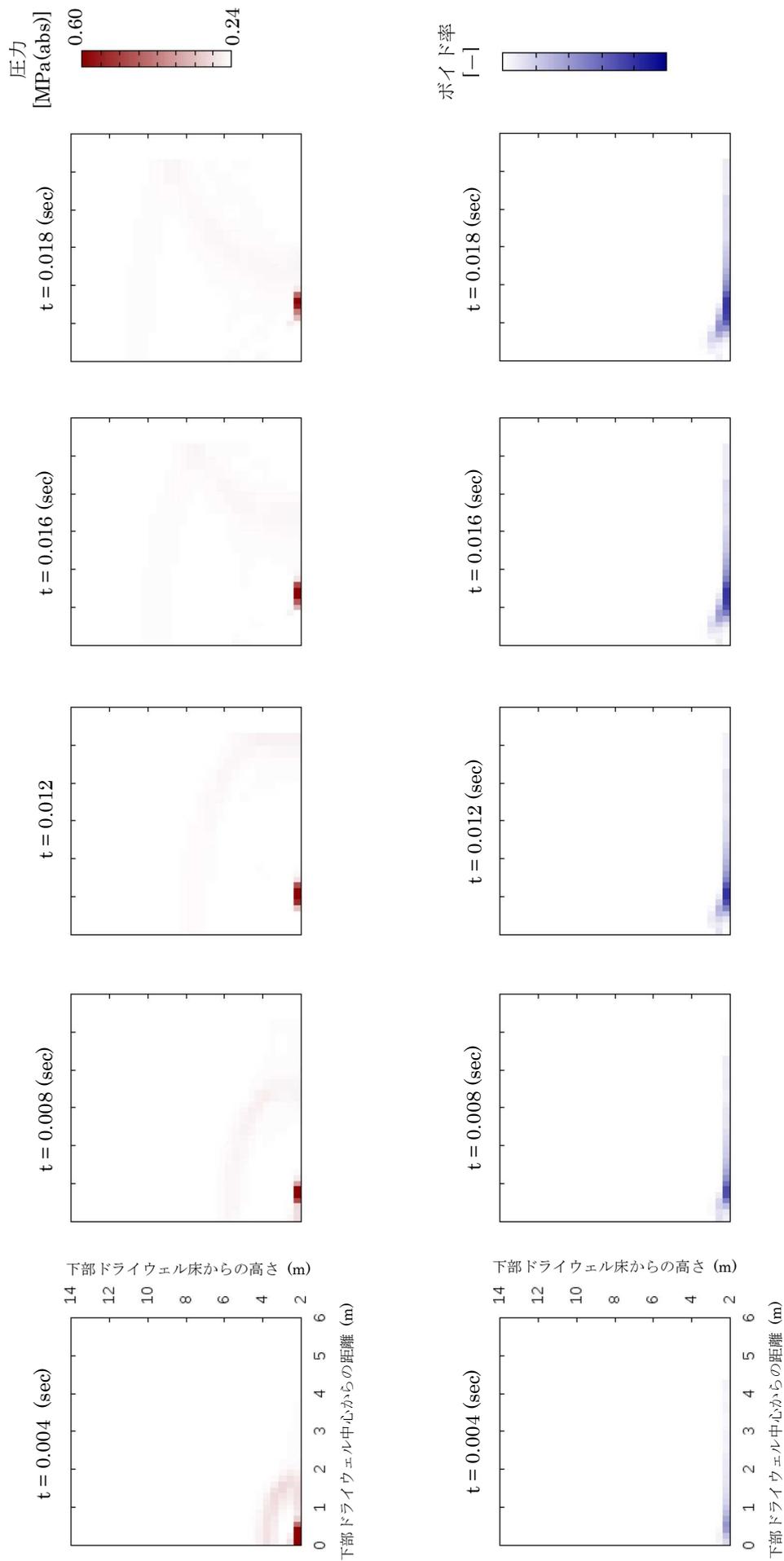


図 8 原子炉格納容器下部の空間部の格納容器圧力及びボイド率の変化 (初期水張り水位 2m)

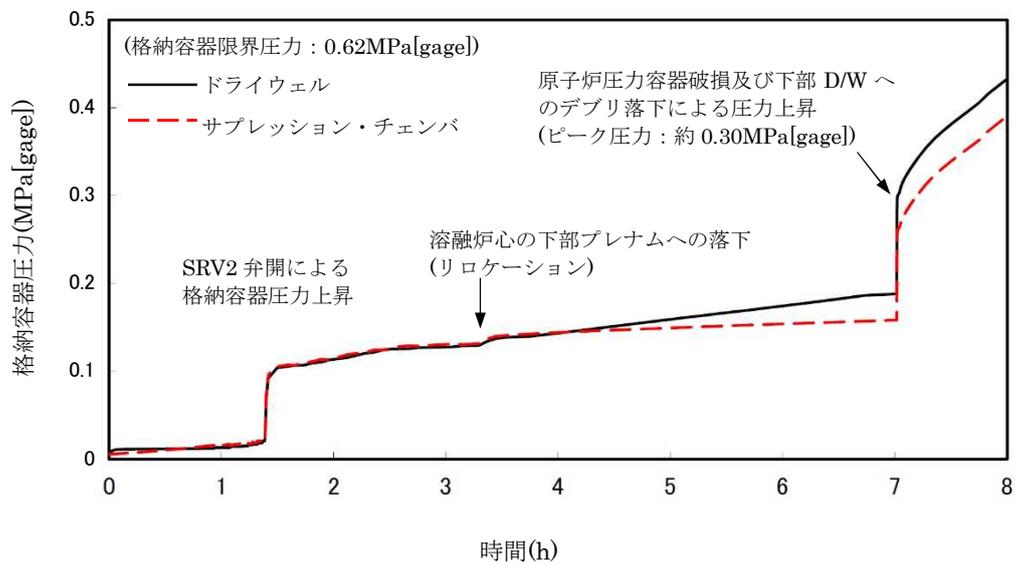


図 9 格納容器圧力の推移 (初期水張り水位 7m)

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 101℃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）

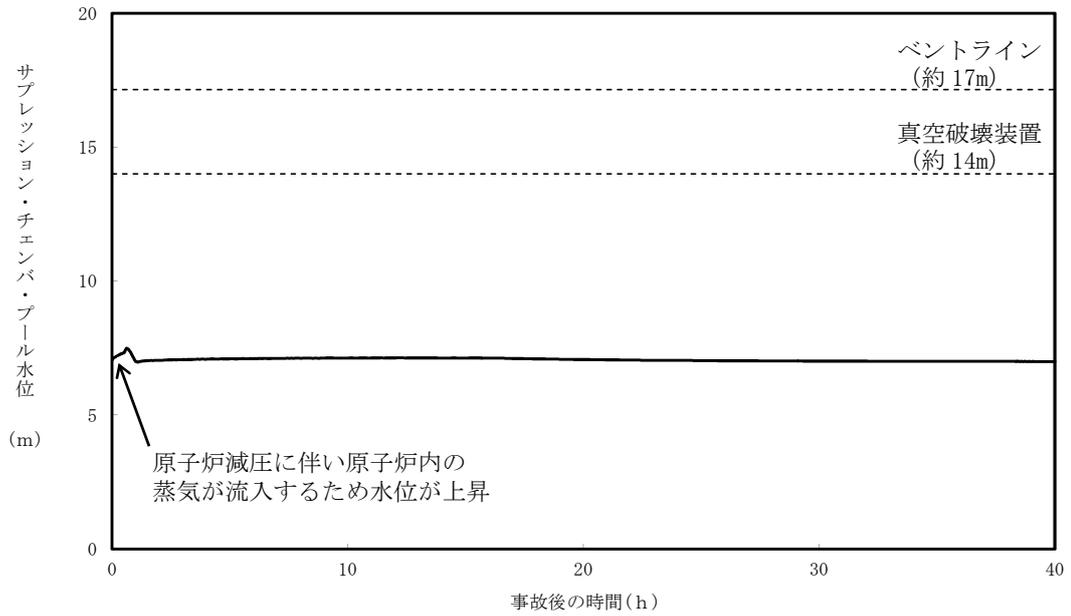


図 2.2.19 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

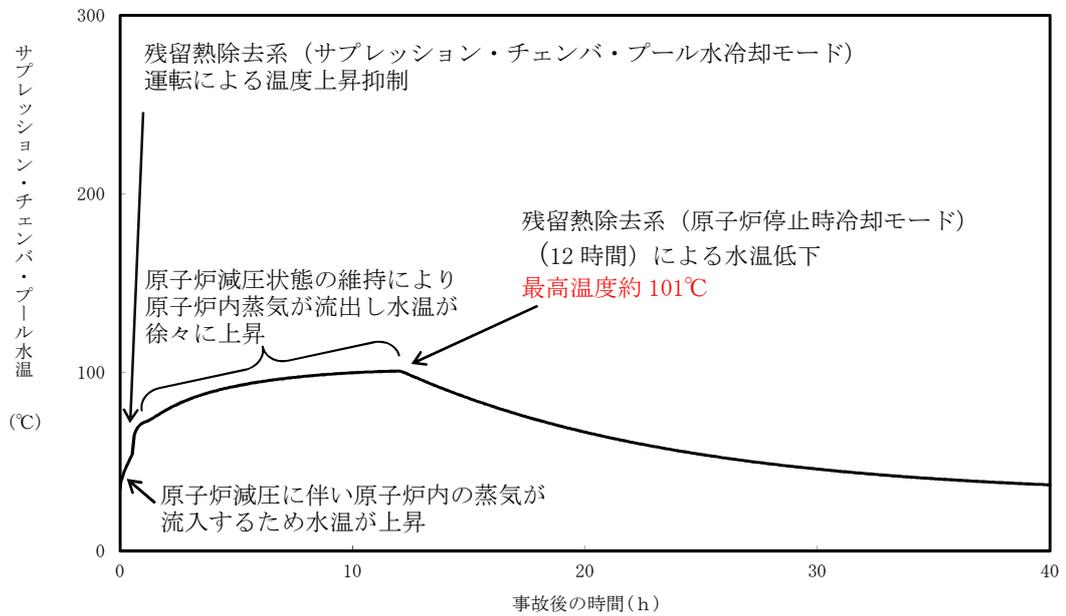


図 2.2.20 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移

## 【変更箇所】

### 「2.3.1 全交流電源喪失（外部電源喪失＋DG喪失）」抜粋

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（約310℃）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144℃

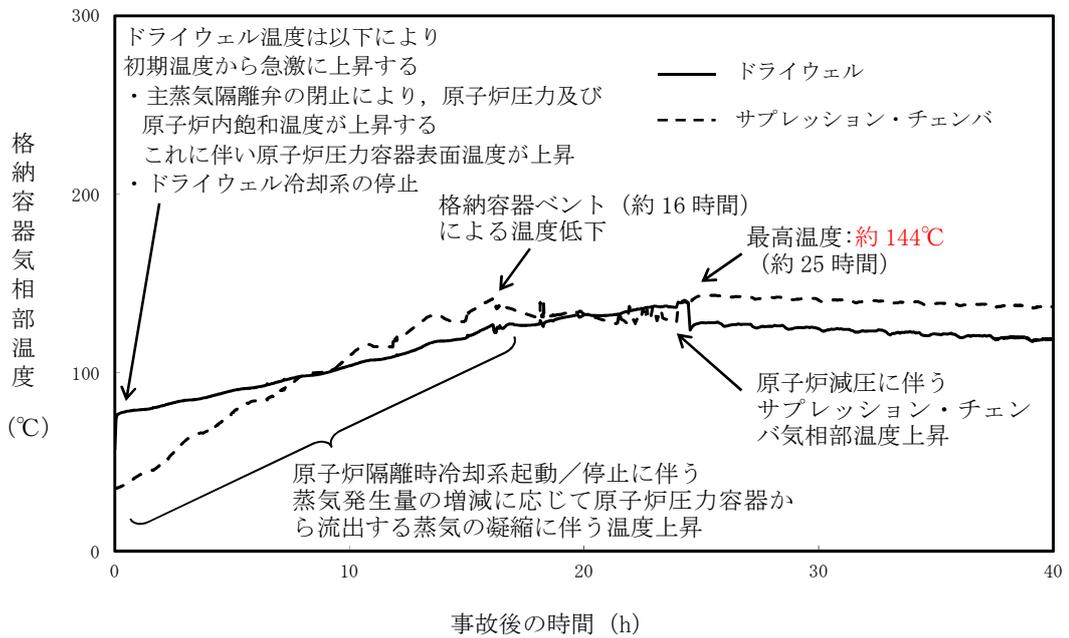


図 2.3.1.17 格納容器気相部温度の推移

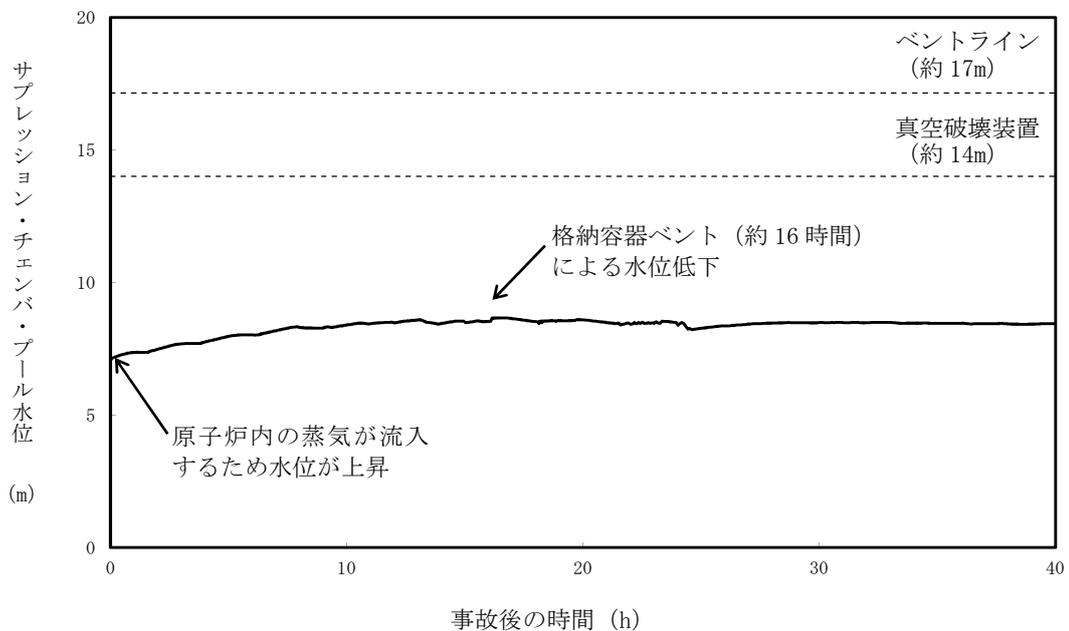
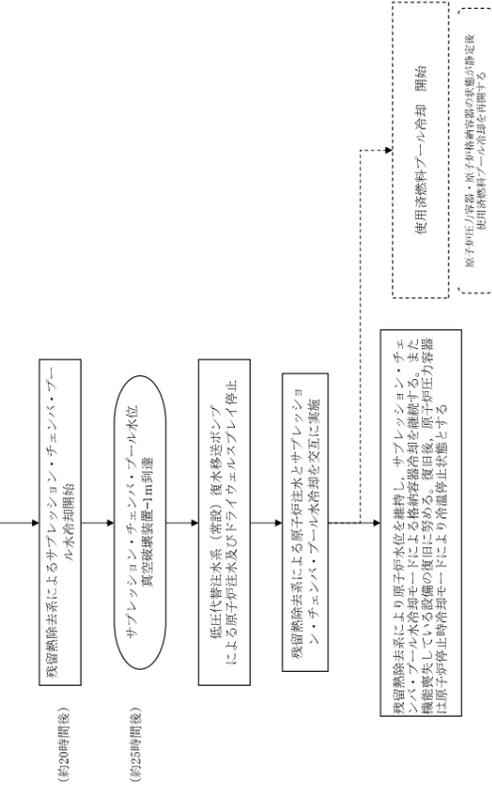


図 2.3.1.18 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

## 変更前



【変更箇所】  
 「2.4.1 取水機能が喪失した場合」抜粋  
 ※変更前，変更後を示す。

※10 代替注水系準備完了後、「S/P熱量温度制限」により急速減圧する。急速減圧必要最低弁数「2個」での減圧を評価している。また、実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧代替注水系へ移行するが、低圧代替注水系の評価上原子炉隔離時冷却系は停止し、かつ原子炉水位レベル2及びレベル1.5での自動起動も考慮しない

※11 原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）到達を確認した場合は、格納容器内雰囲気モニタ（CAMS）等により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する

※12 原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）回復を確認した場合は、有効燃料棒頂部（TAF）以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器内雰囲気放射線モニタ等により確認する

※13 格納容器圧力指示計により格納容器圧力が13.7kPa[gage]を超過し、格納容器冷却機能もないため原子炉水位確保後、代替格納容器スブレイを実施する

※14 ドライウエルスブレイ実施中に原子炉水位計指示（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達確認後、ドライウエルスブレイを停止し原子炉注水を開始する  
 原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止しドライウエルスブレイを再開する。以後、本操作を繰り返す

※15 原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する  
 復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

崩壊熱除去機能喪失〔取水機能喪失〕(TW)における操作概要

### 崩壊熱除去機能喪失〔取水機能喪失〕(TW)における操作概要

※10 代替注水系準備完了後、「S/P熱量温度制限」により急速減圧する。急速減圧必要最低弁数「2個」での減圧を評価している。また、実際の操作では原子炉隔離時冷却系の運転を継続し低圧代替注水系へ移行するが、低圧代替注水系の評価上原子炉隔離時冷却系は停止し、かつ原子炉水位レベル2及びレベル1.5での自動起動も考慮しない

※11 原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）到達を確認した場合は、格納容器内雰囲気モニタ（CAMS）等により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する

※12 原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）回復を確認した場合は、有効燃料棒頂部（TAF）以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認する

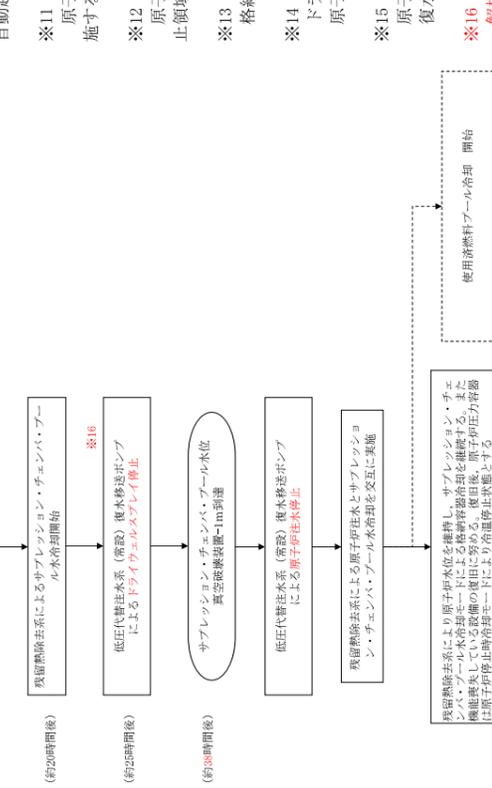
※13 格納容器圧力指示計により格納容器圧力が13.7kPa[gage]を超過し、格納容器冷却機能もないため原子炉水位確保後、代替格納容器スブレイを実施する

※14 ドライウエルスブレイ実施中に原子炉水位計指示（広帯域）により原子炉水位がレベル3到達確認後、ドライウエルスブレイを停止し原子炉注水を開始する  
 原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止しドライウエルスブレイを再開する。以後、本操作を繰り返す

※15 原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する  
 復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する

※16 解析上、残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱を確認するために、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置到達前にドライウエルスブレイを停止することを想定する

## 変更後





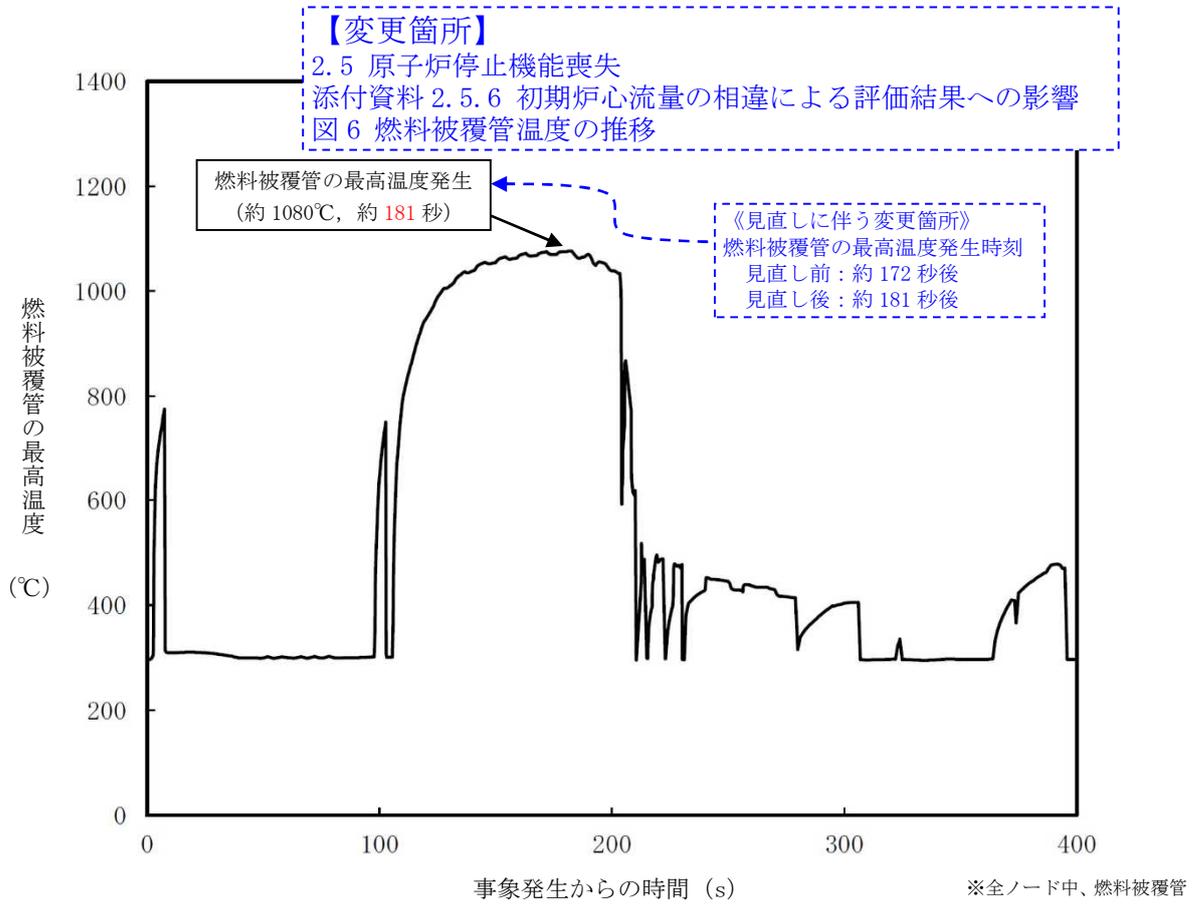


図6 燃料被覆管温度の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

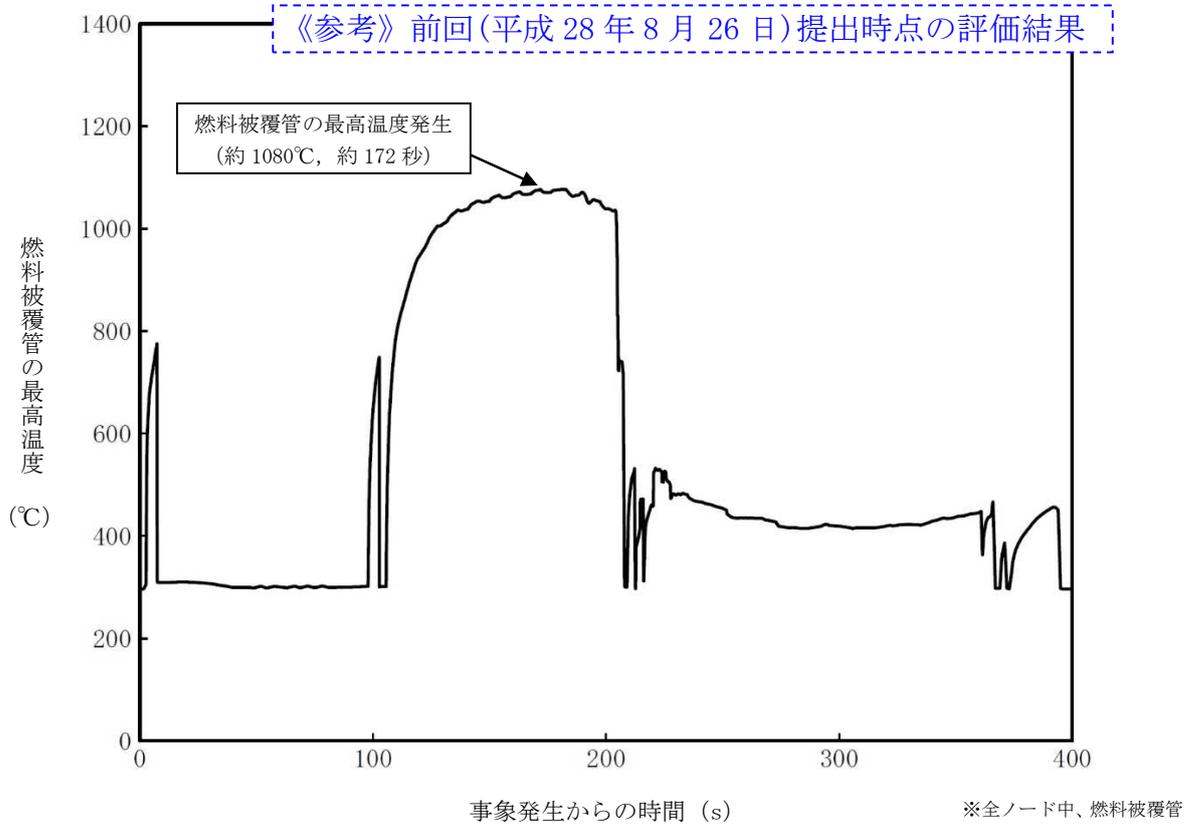
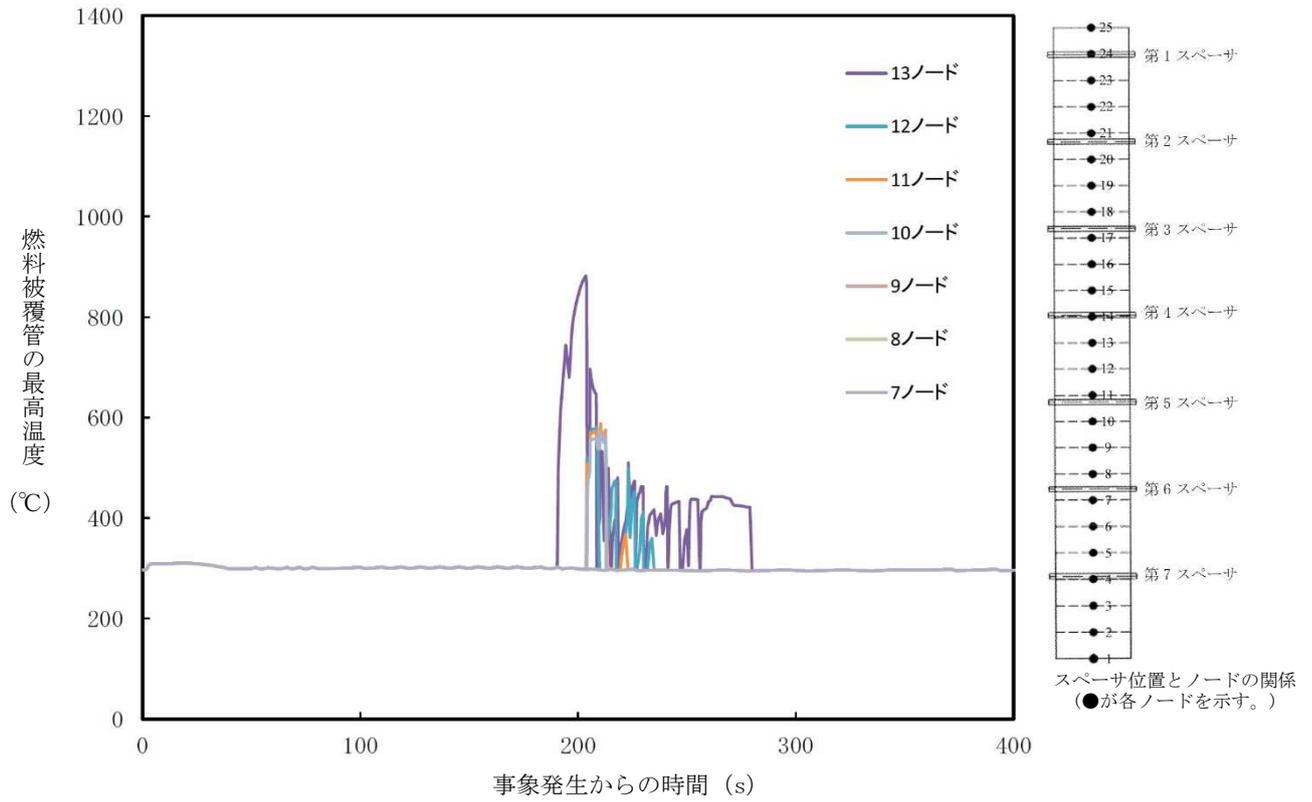
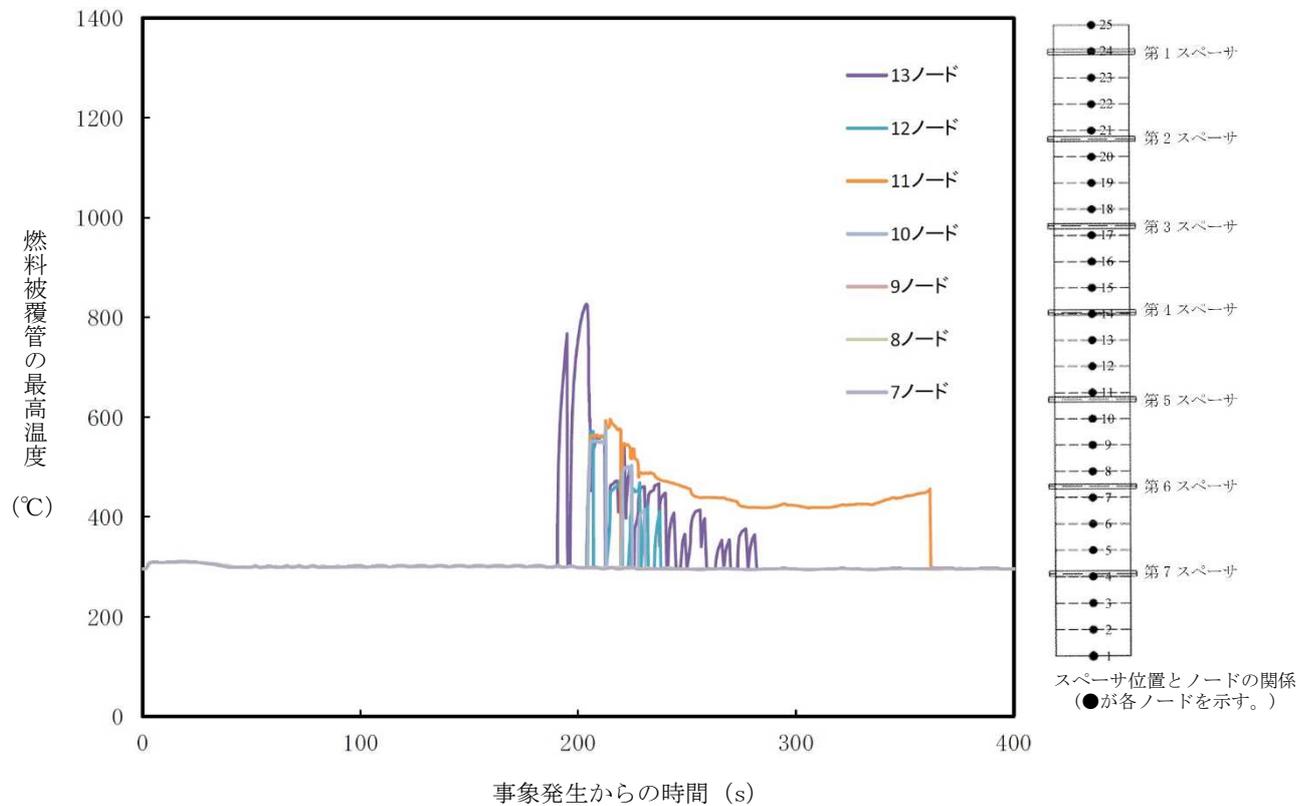


図6 燃料被覆管温度の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

《参考》変更前後の7～13ノードの燃料被覆管温度の推移



参考図1 燃料被覆管温度の推移 (7～13ノード, 変更後評価結果)



参考図2 燃料被覆管温度の推移

(7～13ノード, 前回(平成28年8月26日)提出時点の評価結果)

「3.2 高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」抜粋  
 【変更内容】解析上の注水の設定見直しによるベースケースの差替え

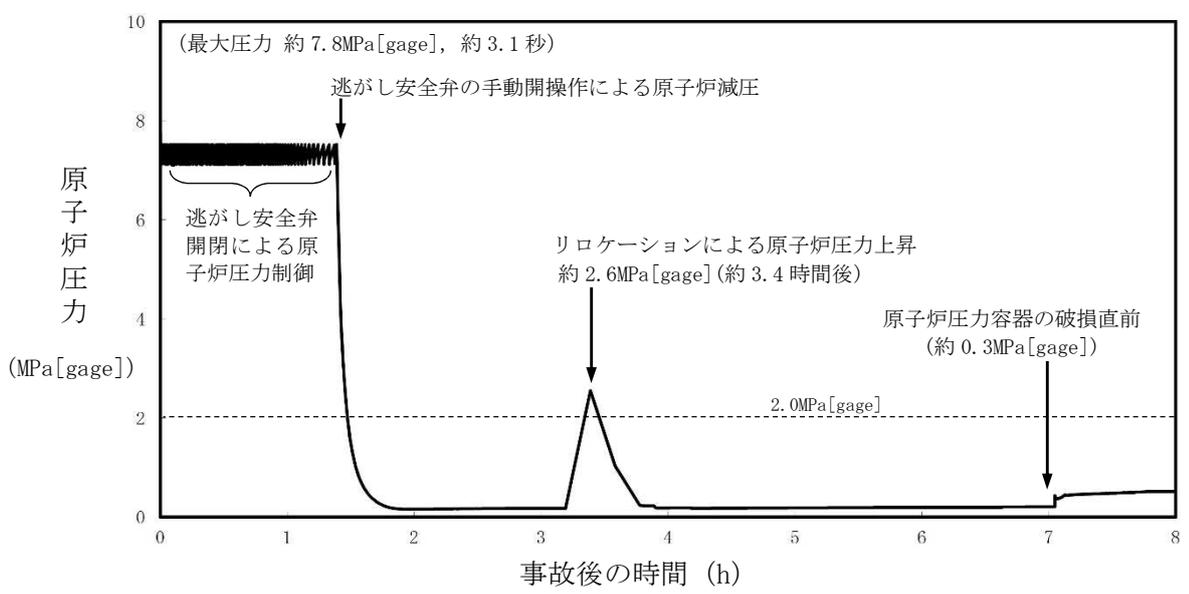


図 3.2.7 原子炉圧力の推移

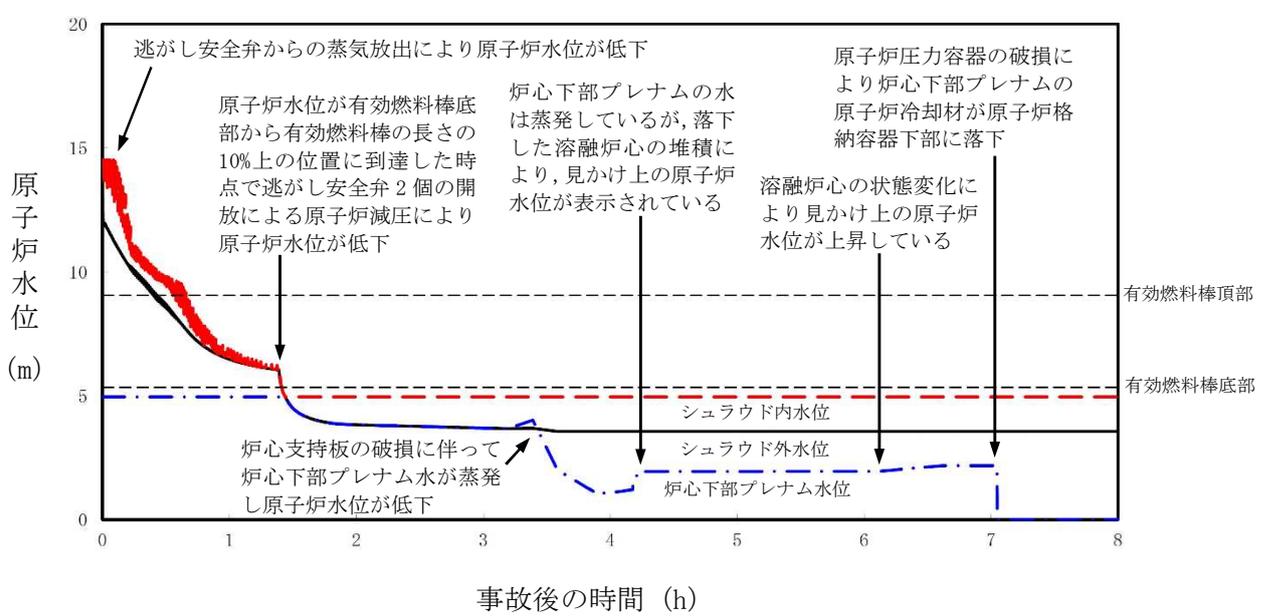


図 3.2.8 原子炉水位の推移

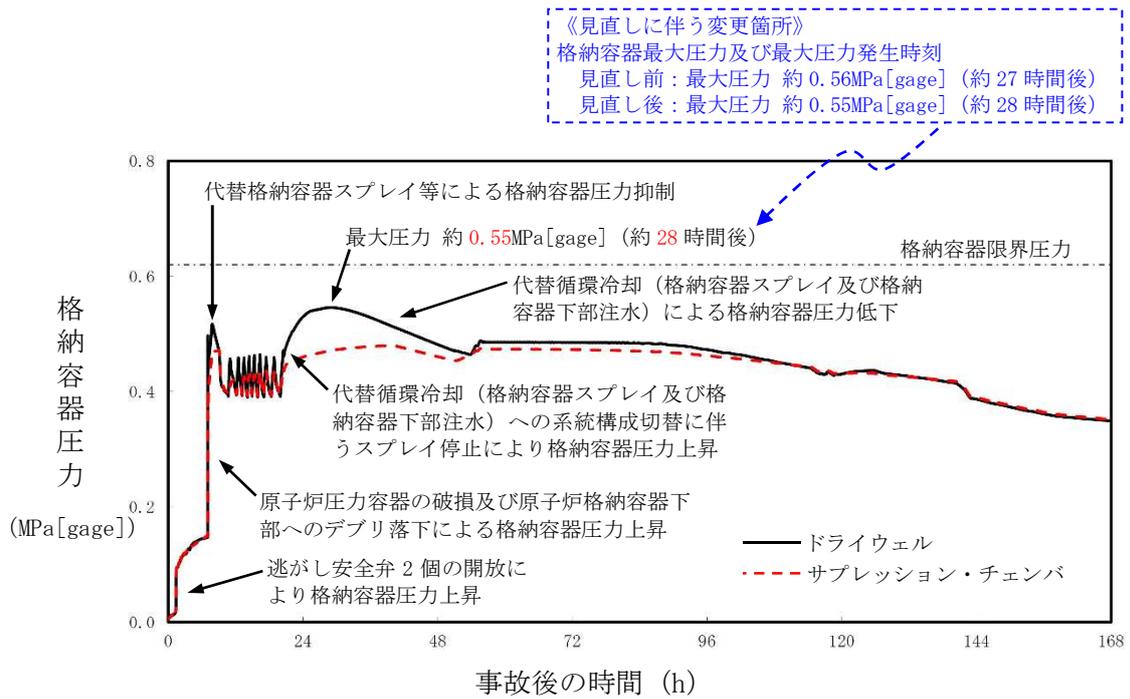


図 3.2.9 格納容器圧力の推移

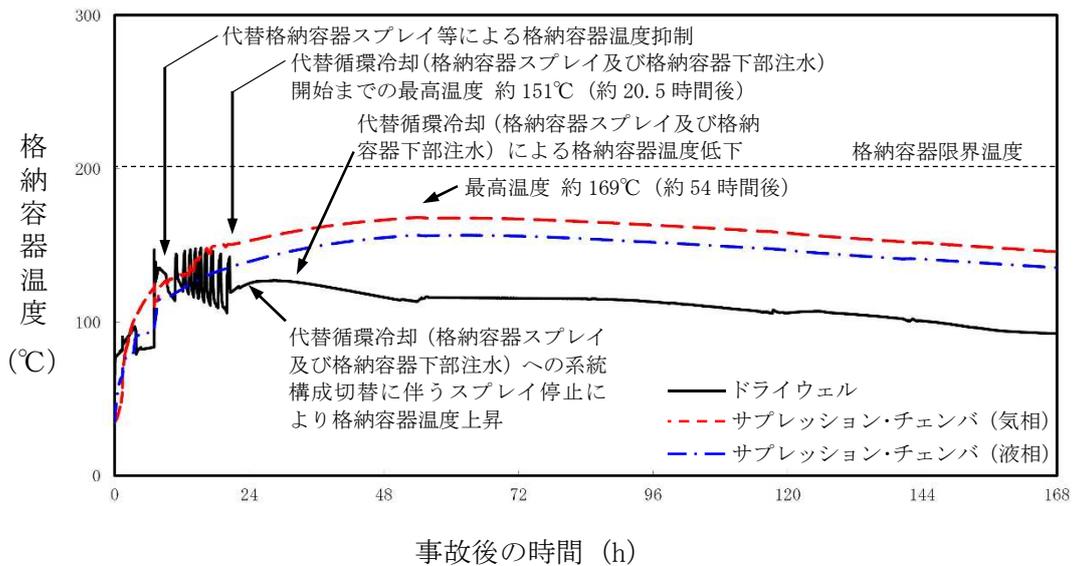


図 3.2.10 格納容器温度の推移

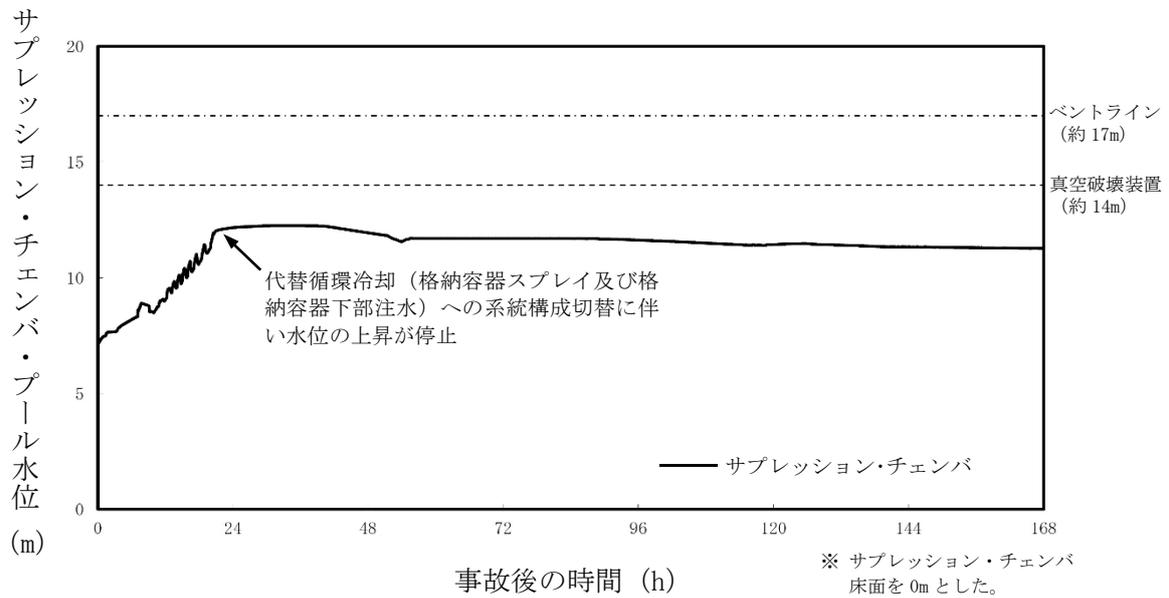


図 3.2.11 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

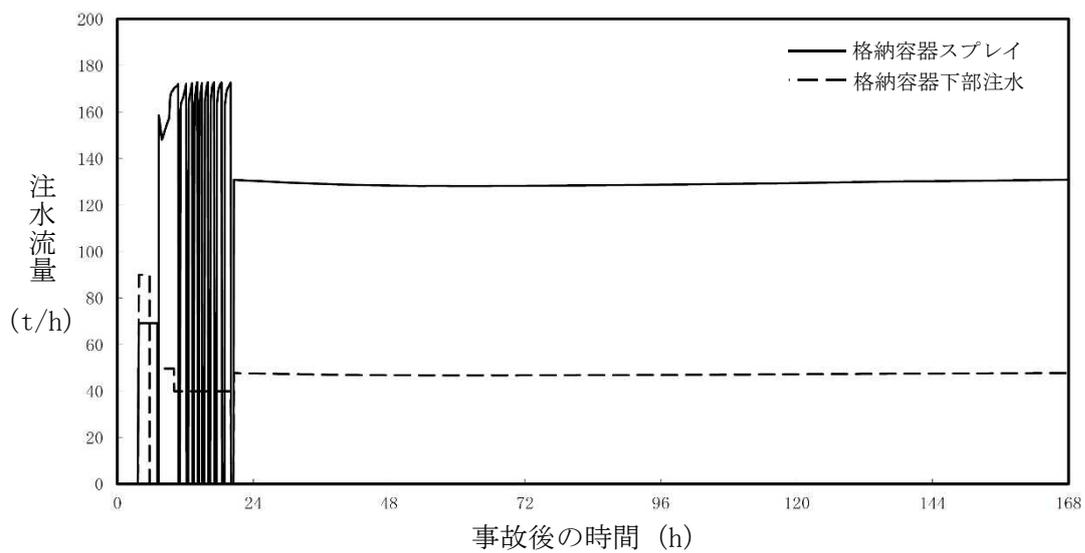


図 3.2.12 注水流量の推移

「3.3 原子炉压力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用」抜粋  
 【変更内容】解析上の注水の設定見直しによるベースケースの差替え

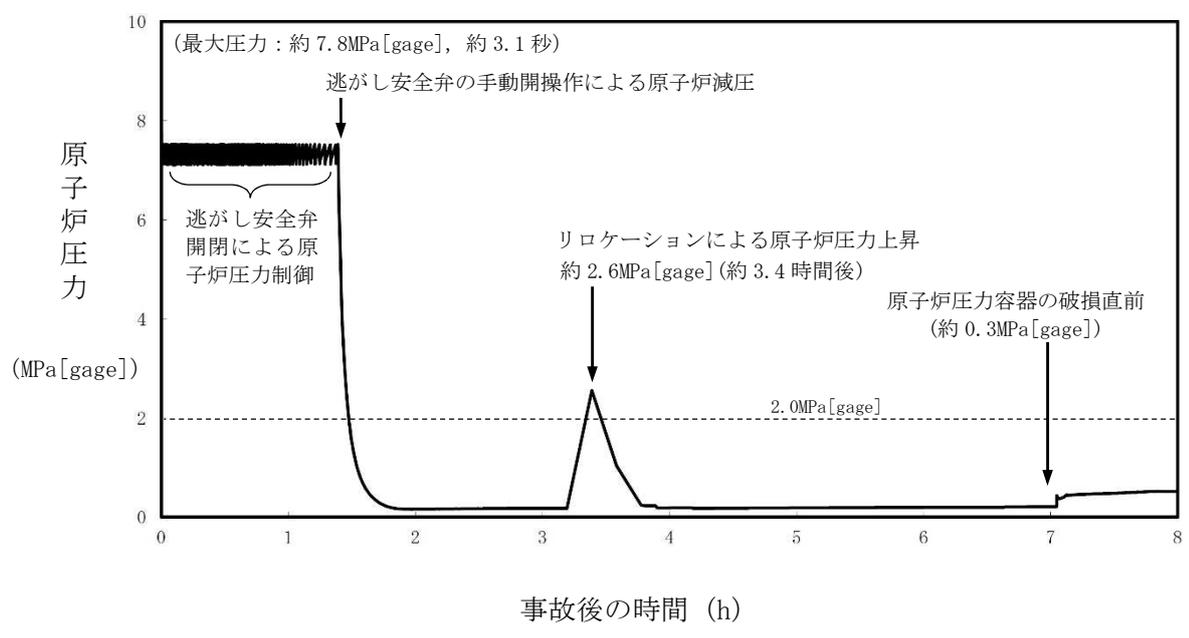


図 3.3.1 原子炉圧力の推移

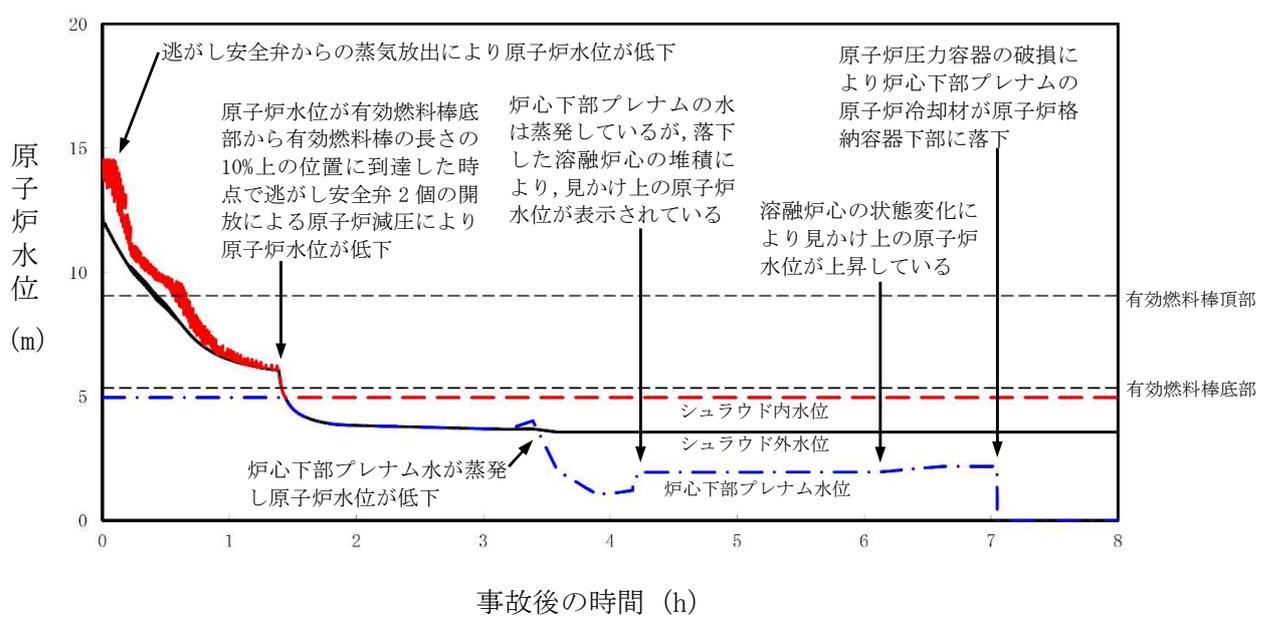


図 3.3.2 原子炉水位の推移

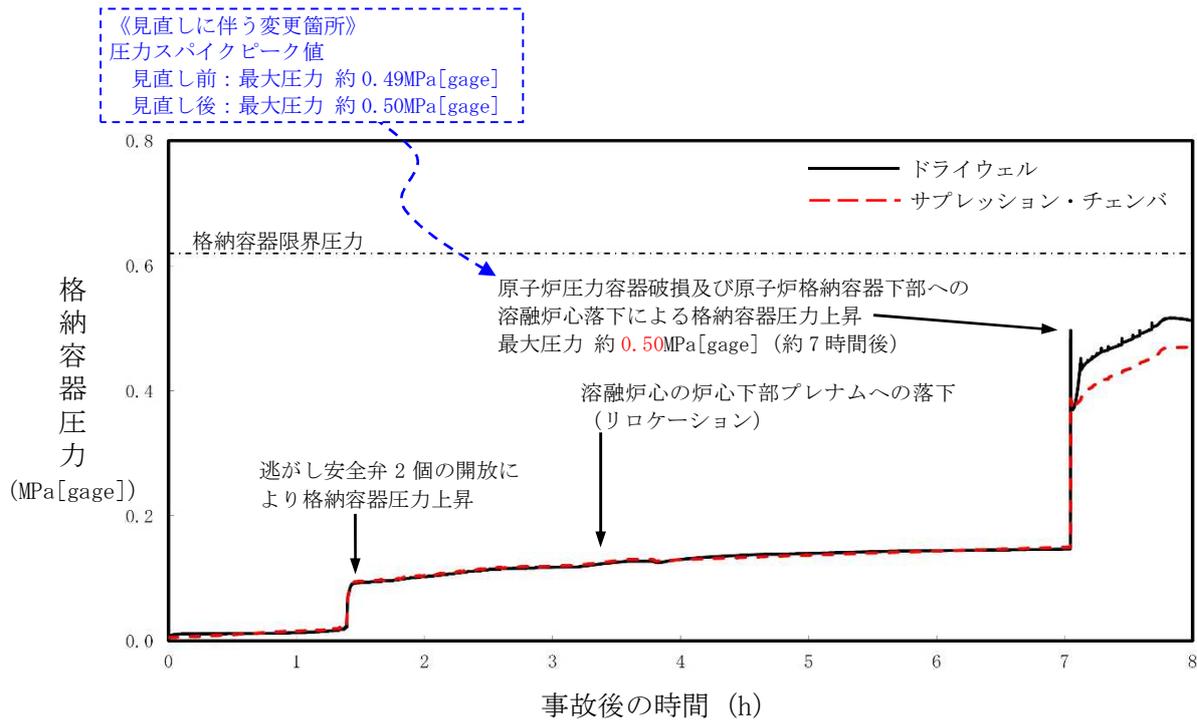


図 3.3.3 格納容器圧力の推移

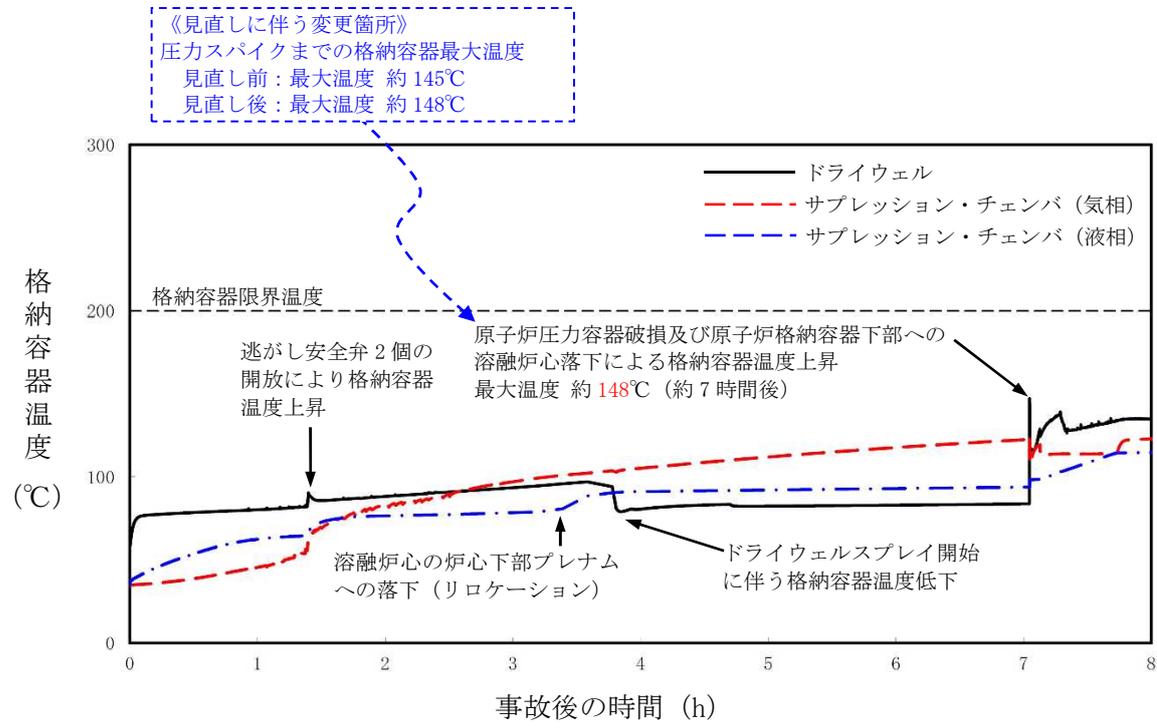


図 3.3.4 格納容器温度の推移

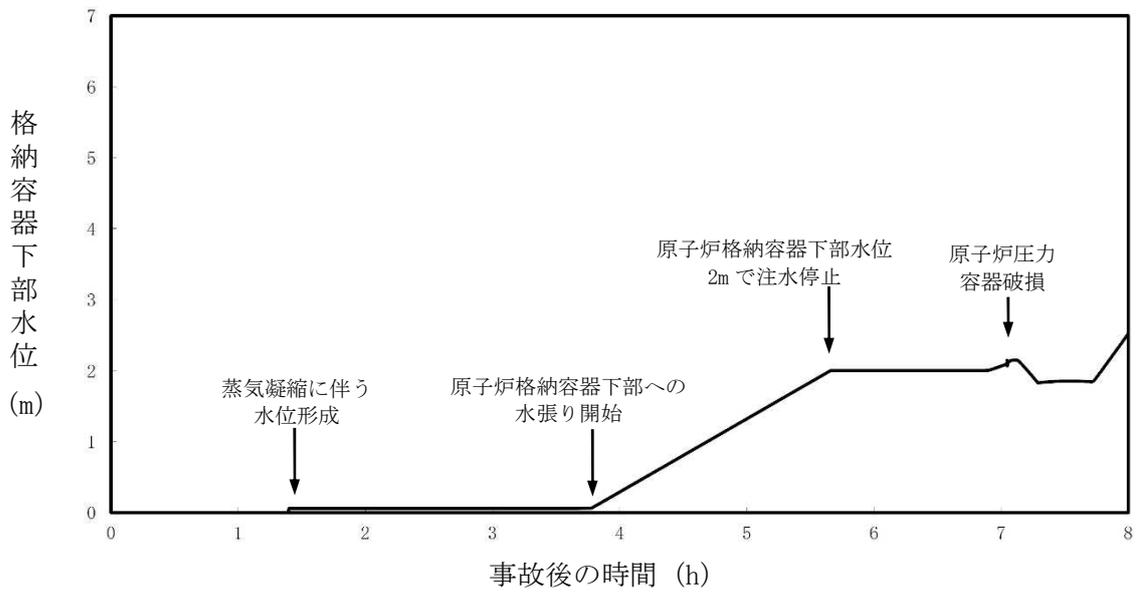


図 3.3.5 格納容器下部水位の推移

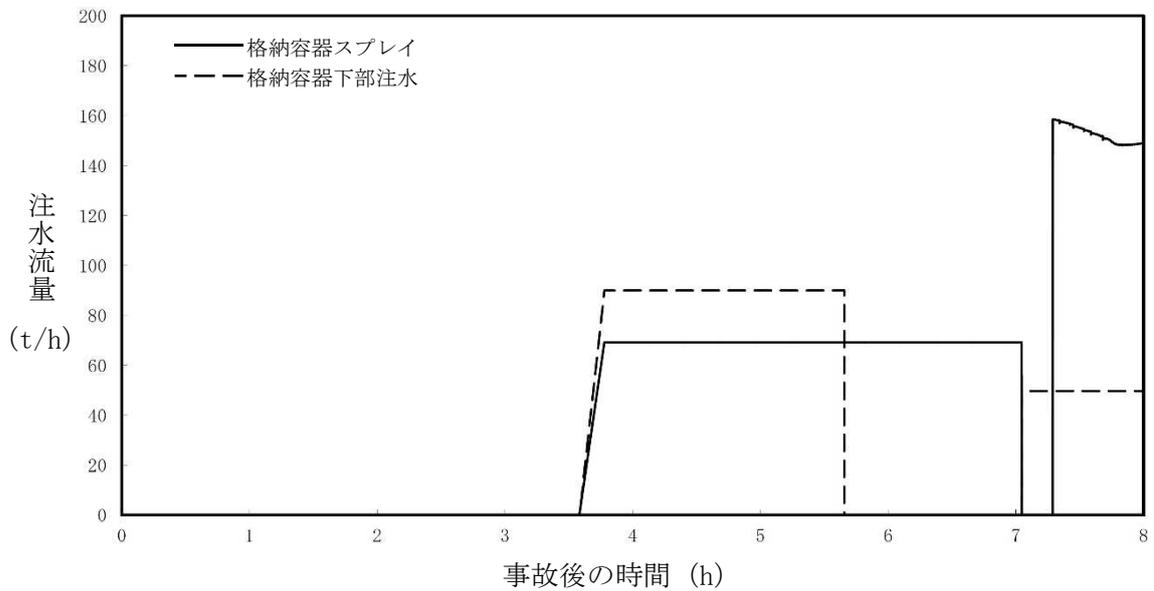


図 3.3.6 注水流量の推移

「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」抜粋  
 【変更内容】解析上の注水の設定見直しによるベースケースの差替え

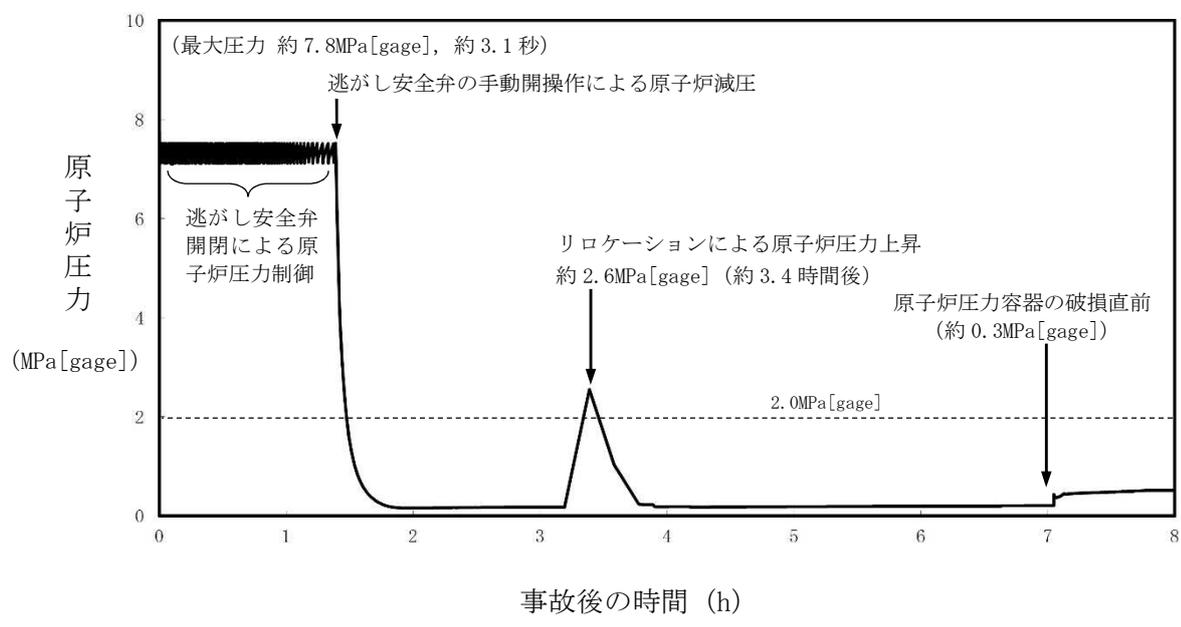


図 3.5.1 原子炉圧力の推移

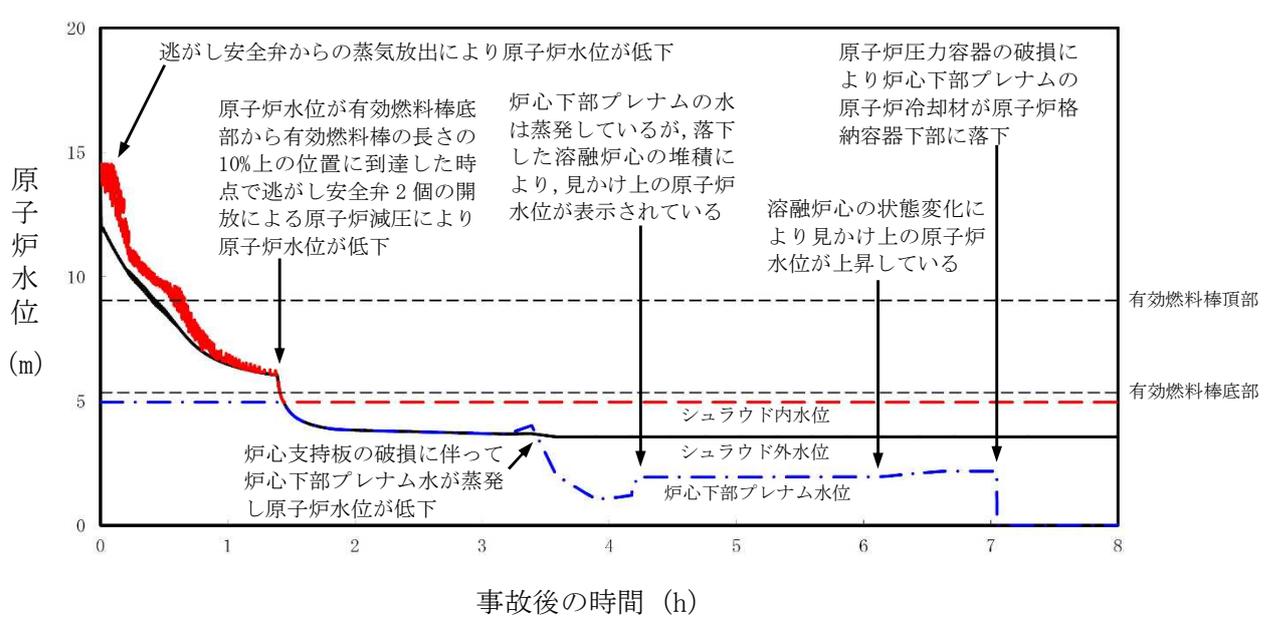


図 3.5.2 原子炉水位の推移

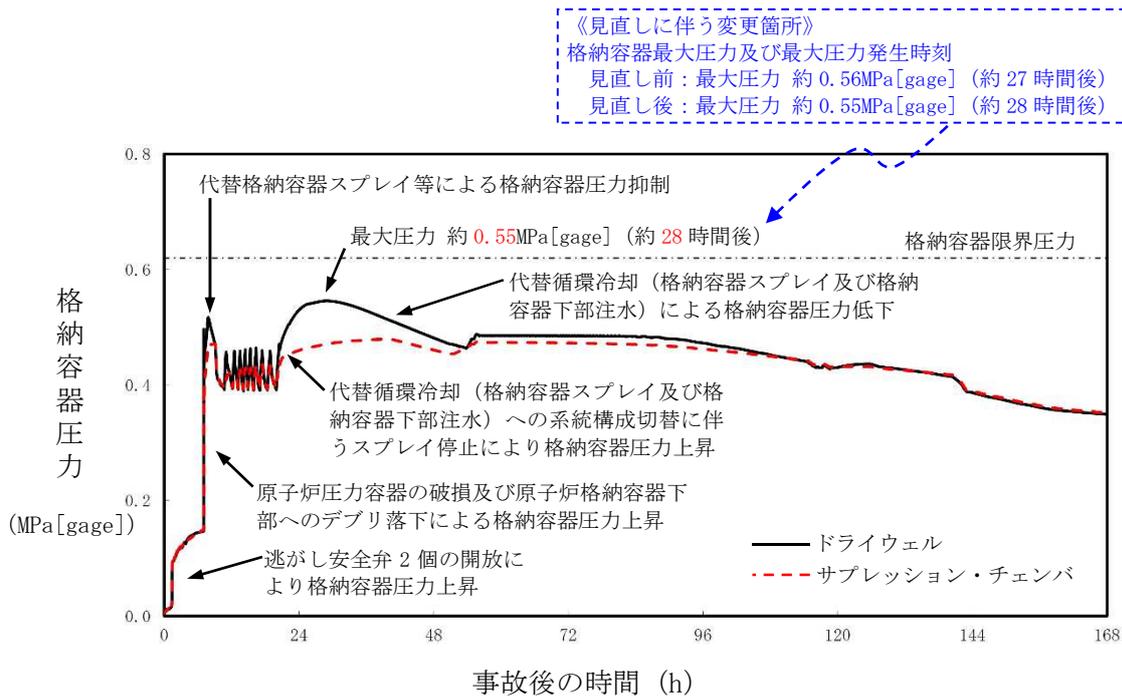


図 3.5.3 格納容器圧力の推移

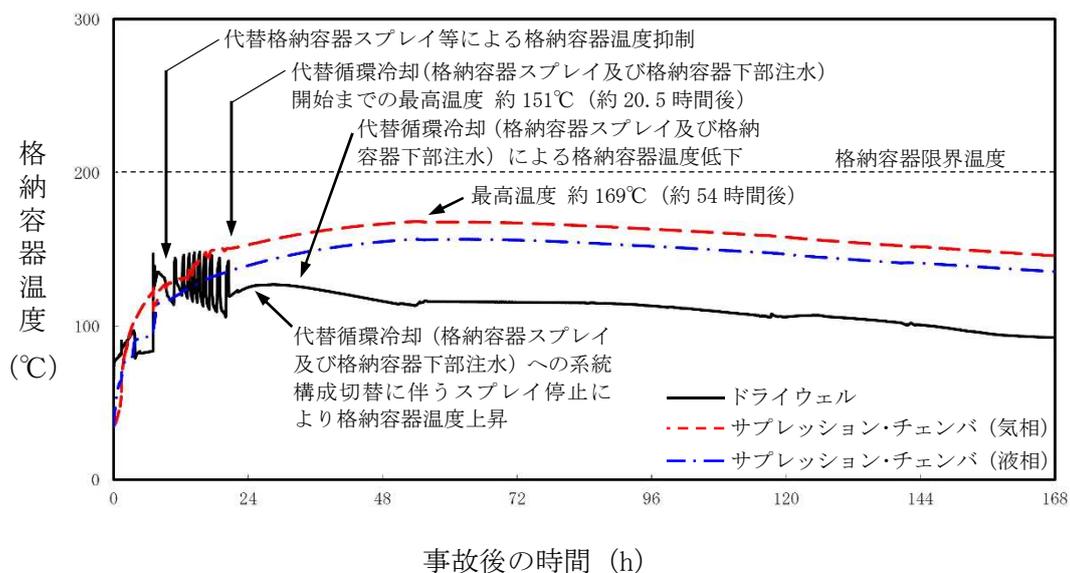


図 3.5.4 格納容器温度の推移

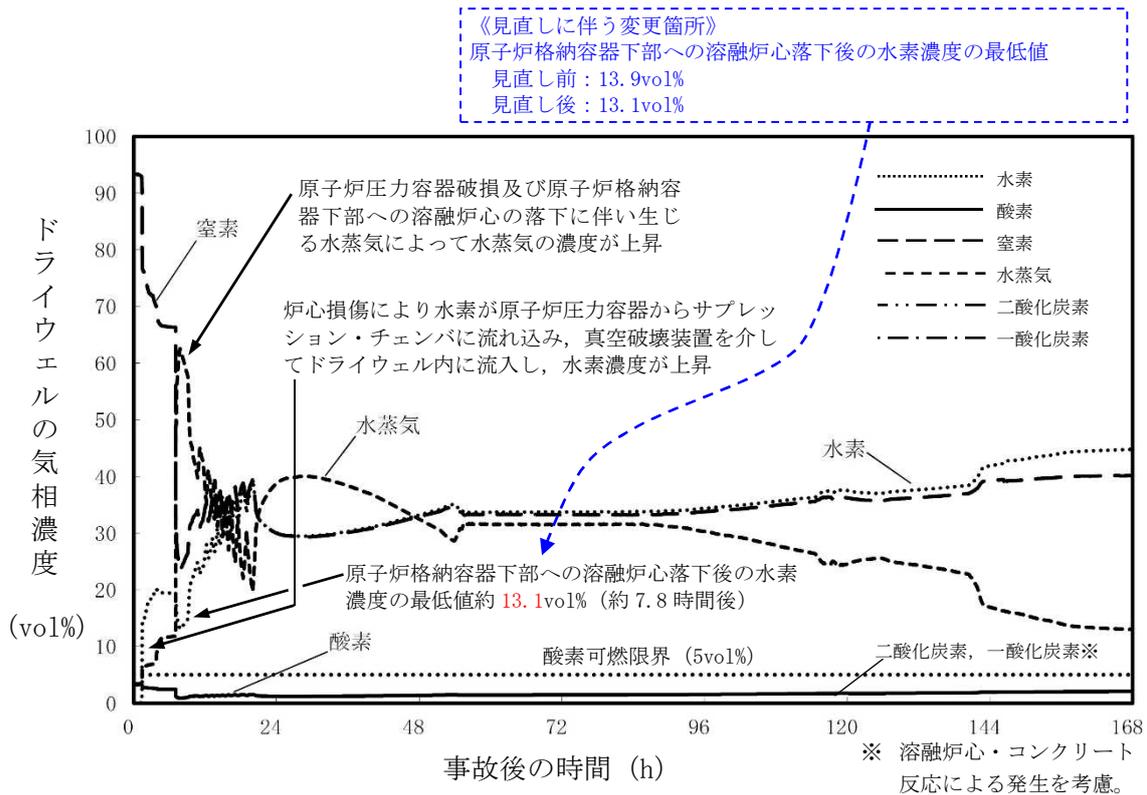


図 3.5.5 ドライウエルの気相濃度の推移 (ウェット条件)

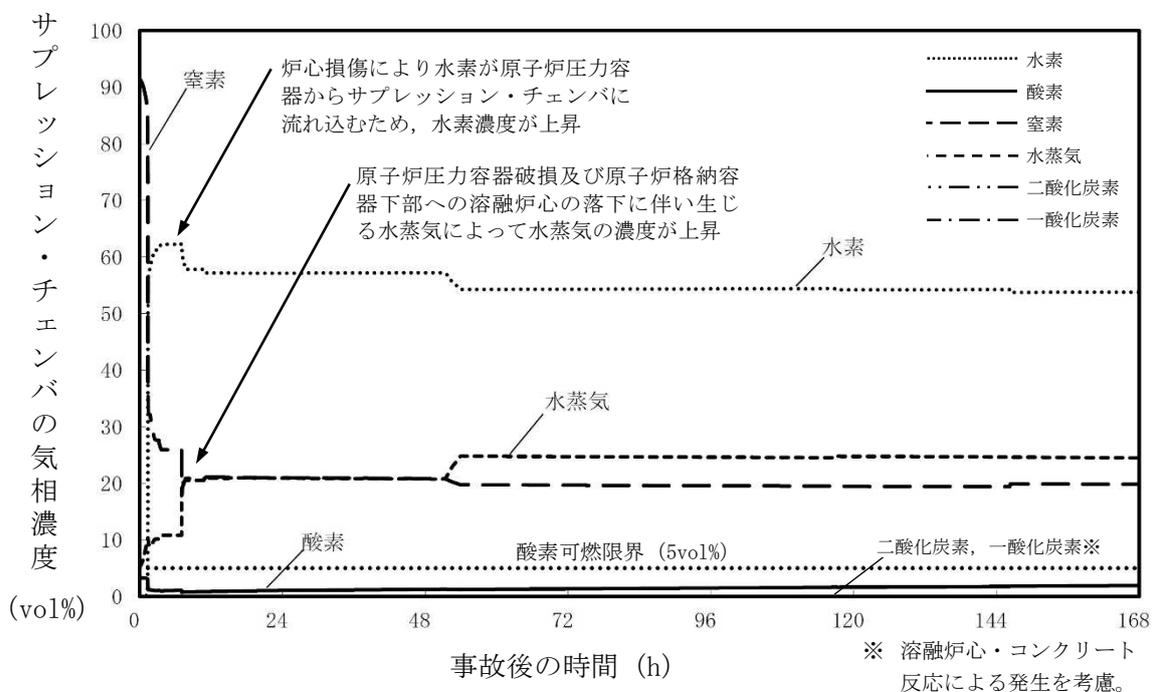


図 3.5.6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ウェット条件)

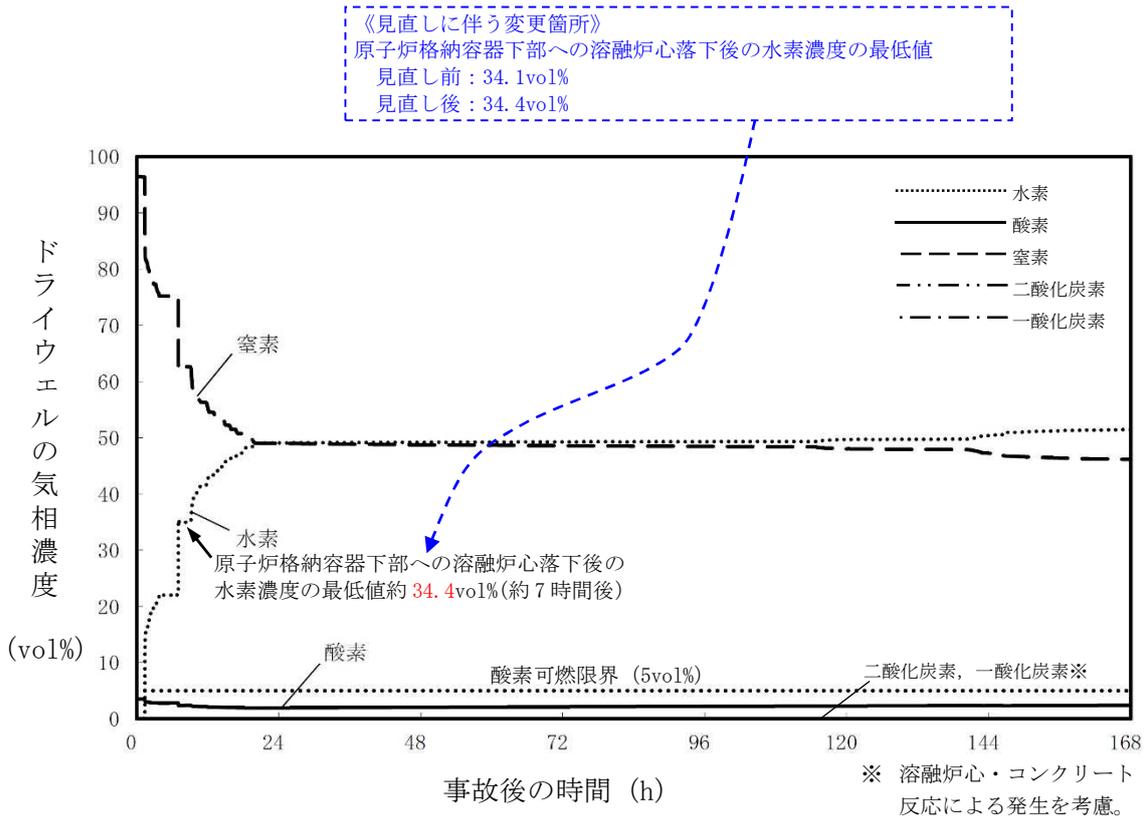


図 3.5.7 ドライウエルの気相濃度の推移 (ドライ条件)

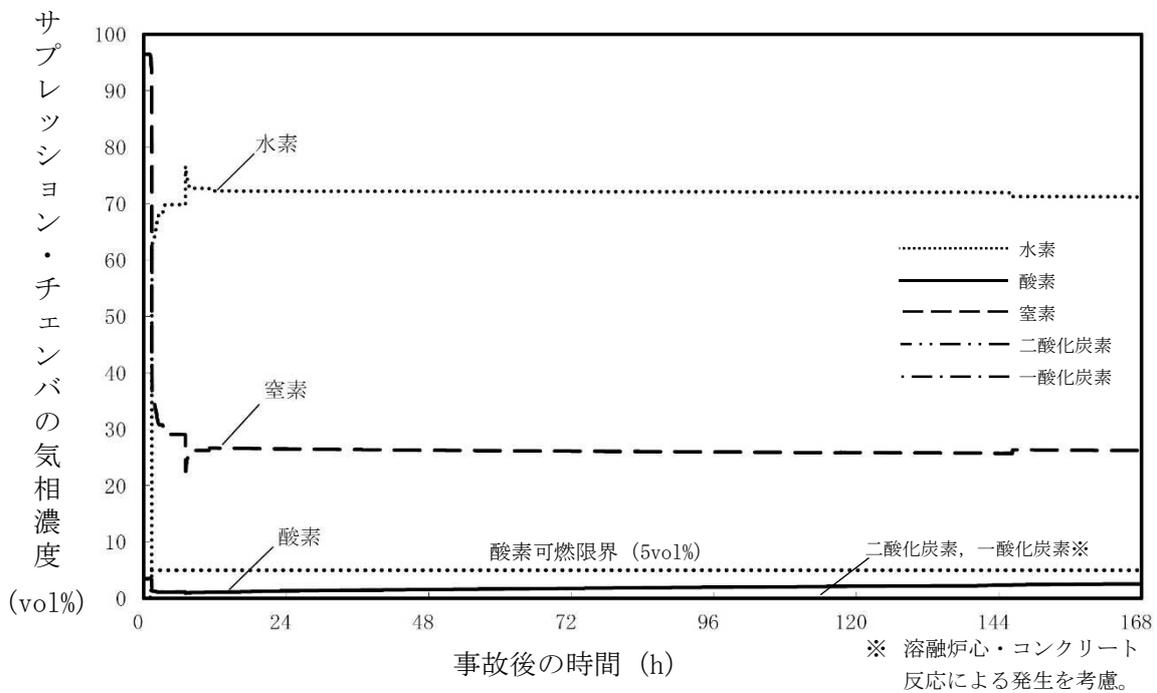


図 3.5.8 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移 (ドライ条件)

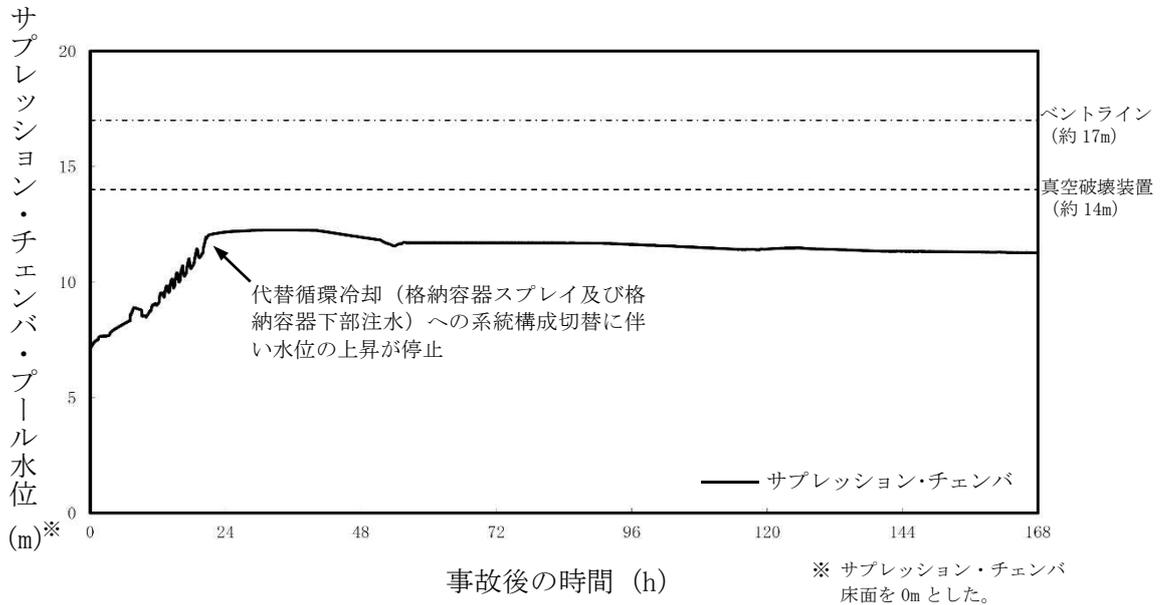


図 3.5.9 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移

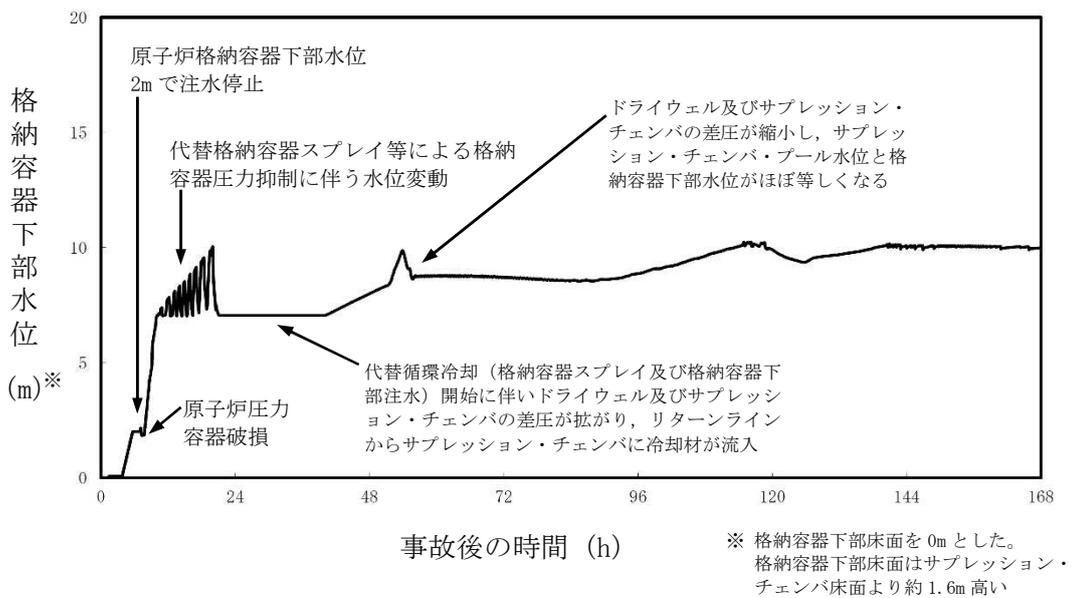


図 3.5.10 格納容器下部水位の推移

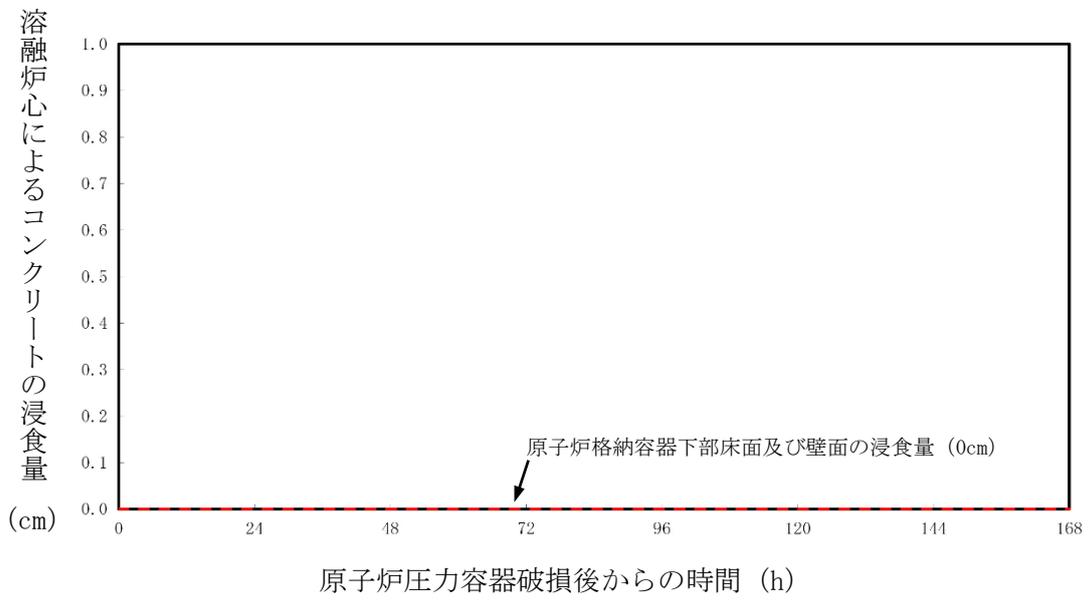


図 3.5.11 格納容器下部壁面及び床面の浸食量の推移

#### 想定事故1 4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価 抜粋

【変更内容】 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操作開始の起点について、技術的能力の記載と整合

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、補給操作は、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、その水位より低い方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及び補給機能喪失による異常の認知の時間は短くなる。水位の条件によっては水位低下による異常の認知の時間が早くなり、それにより操作開始が早くなることが考えられるが、本事象における補給操作は、冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはなく、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補給操作は、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、補給操作は、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。

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）による補給が可能であるため、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<sup>\*5)</sup>）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）による補給が可能であるため、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補給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補給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26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45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）による補給が可能であるため、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補給操作は、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喪失による異常を認知した時点で補給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補給操作は、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補給操作については、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、事故を検知して補給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 4.1.2 「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 抜粋

【変更内容】 放射線の遮蔽が維持される水位の根拠について追記

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故1,2及び停止中の各有効性評価において原子炉建屋最上階での操作及びアクセスは必要とならないため、被ばくの評価で明確な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1時間を超える長時間の作業とならない。そこで想定事故1,2及び停止中の各有効性評価の必要な遮へいの目安とする線量率は、緊急作業時の被ばく限度(100mSv)及び緊急作業時の被ばく限度適用する作業区域(15mSvを超えるおそれがある区域)等の条件から十分余裕のある10mSv/hとした。

想定事故1,2での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。

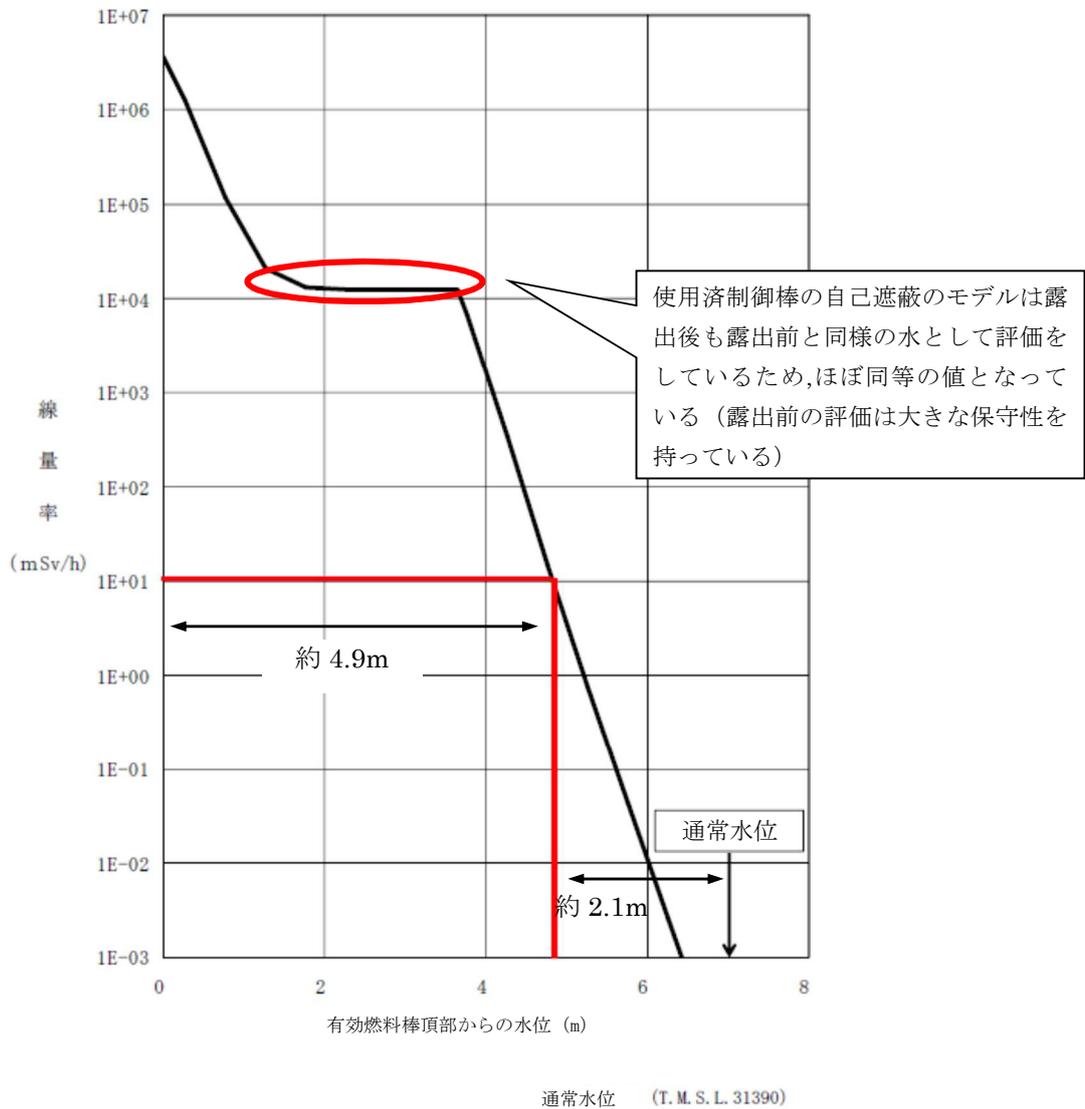


図4 放射線の遮蔽が維持される水位

添付資料 4.1.5 「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 抜粋  
 【変更内容】 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操作開始の起点について、技術的能力の記載と整合  
 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を与える影響（想定事故1）(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	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 11MW	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は大きくなる	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水位の低下が開始することでも考えられる。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、気化熱も沸騰開始後の気泡上昇を駆動とした対流により影響が小さくなることから考えられる。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）による補給が可能であるため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい
	使用済燃料プールの初期水温	約 11MW 65℃	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から考えられるが、補給操作は、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、運転員等操作時間を与える影響はない	

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 (想定事故1) (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	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より低い方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及び補給燃料棒頂部による異常の認知の時間は短くなる。水位の条件によっては水位低下により異常の認知の時間が早くなり、それにより操作開始が早くなることを考えられるが、本事象における補給操作は、冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始することはない。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時間は短くなるが、逆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 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) により、補給が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	プールゲート閉鎖 (原子炉ウエール及び 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 (原子炉ウエール及び 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ール及び 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、補給操作は、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	また、初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、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 <sup>3</sup> 、7 号炉 710m <sup>3</sup> )。この場合、原子炉建屋最上階の水量が上昇する (1.0×10 <sup>3</sup> mSv/h 程度 <sup>※1</sup> )。こ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補給操作は、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げたとしても、現場操作に必要な遮蔽は使用済燃料プール本体、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補給することにより、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 26 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 45 時間後となる (6 号及び 7 号炉 同数)。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) により、補給が可能であるため、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 <sup>3</sup>	淡水貯水池の通常時の容量を参考に、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	—
	燃料の容量	約 2,040kL	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は大きくなる。また、事象発生 12 時間後からの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、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、プールの駆体等が遮蔽となる場所では、線量率が小さくなる。

※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、プールの駆体等が遮蔽となる場所では、線量率が小さくなる。

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(想定事故 1) (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	評価設定の考え方					
燃料プールの代 替注水系(可搬型)による使用済燃料プールの注水操作	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】 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<b>冷却機能喪失による異常の認知</b>を認知できる時間がある</p> <p>【要員配置】 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】 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、事象発生後に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る事象の場合に、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き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】 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80分間を想定している。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、<b>冷却機能喪失</b>により、<b>異常</b>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>【他の並列操作の有無】 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】 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る。この場合、使用済燃料プールの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の場合約1.4日)、有効燃費6号及び7号炉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80分想定のところ、訓練実績等により約75分であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した</p>	

「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」抜粋  
【変更内容】事故シーケンス「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗」についての記載の適正化

## 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス、炉心損傷防止対策について整理した結果を第 1-3 表に示す。

解釈 1 - 2 (a)の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスに対しては、炉心の著しい損傷を防止するための対策として、国内外の先進的な対策と同等のものを講じることが要求されている。

一方で、事故シーケンスの中には、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスが存在する。具体的には以下の 2 つの事故シーケンスが該当する。なお、国内外の先進的な対策と柏崎刈羽 6 号炉及び 7 号炉の対策の比較を別紙 3 に示す。

①大 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の事故シーケンスは、原子炉圧力容器から多量の冷却材が短時間で失われていく事象であり、大 LOCA 後は数分以内に多量の注水を開始しなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、事象発生から極めて短時間に多量の注入が可能な対策(インターロックの追設等)は確認できなかったことから、このシーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

以上より、①の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとし、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスから除外した(重要事故シーケンス選定の対象とする事故シーケンスから除外する)。

①の事故シーケンスについても、炉心損傷後の原子炉への注水や格納容器スプレイなどの実施により、事象の緩和に期待できる。また、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している(「2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性」参照)。

②の事故シーケンスは、原子炉スクラムの失敗と全交流動力電源の喪失が重畳する事故シーケンスである。制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手段としてはほう酸水注入系を設けているが、全交流動力電源の喪失によってほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防ぐことができない。今回の調査では、原子炉停止機能について、ほう酸水注入系に期待できない場合のバックアップとなる対策は確認できなかったことから、このシーケンスを、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した。

②の事故シーケンスは地震レベル 1PRA から抽出された事故シーケンスであ

る。原子炉スクラムの失敗の支配的な理由として、カットセットの分析結果(別紙 5)からは、地震による炉内構造物の損傷等が抽出されている。今回の地震レベル 1PRA では、事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが、事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて、実際には不確かさが大きい。炉内構造物の HCLPF は「地震加速度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による炉内構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。また、地震レベル 1PRA では同種系統間での完全相関を設定していることから、例えば 1 本のみの制御棒挿入に失敗する場合であってもスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価の詳細は別紙 2 に示す。

以上の通り、②の事故シーケンスの CDF は保守的な設定のもとに評価したものであるが、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、炉心の著しい損傷を防止する対策を防止するための対策の有効性を確認するシーケンスに該当しないと判断した。

なお、第 1-3 表に示すとおり、これらの事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約 96.5%以上の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれることを確認している。

第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度(KK6)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別 CDF(炉年)				全 CDF に 対する割合(%) <sup>※1</sup>	グループ別 CDF(炉年)	全 CDF に 対する割合(%) <sup>※1</sup>	備考
			内部	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧	1.1×10 <sup>-10</sup>	3.8×10 <sup>-9</sup>	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	1.6×10 <sup>-4</sup>	77.3	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	7.4×10 <sup>-11</sup>	2.6×10 <sup>-9</sup>	—	2.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	4.3×10 <sup>-10</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	3.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	3.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・格納容器圧力逃がし装置	3.2×10 <sup>-11</sup>	—	—	3.2×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.3×10 <sup>-12</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-12</sup>	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗		—	—	5.3×10 <sup>-5</sup>	5.3×10 <sup>-5</sup>	26.4			
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	・津波による浸水防止	—	—	2.8×10 <sup>-7</sup>	2.8×10 <sup>-7</sup>	0.1			
	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		—	—	1.0×10 <sup>-4</sup>	1.0×10 <sup>-4</sup>	50.5			
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		—	—	5.3×10 <sup>-7</sup>	5.3×10 <sup>-7</sup>	0.3				
高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		1.8×10 <sup>-9</sup>	2.8×10 <sup>-8</sup>	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	3.6×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・減圧自動化ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出確立+原子炉水位低(レベル 1)+600 秒経過で SRV4 弁開放)	5.4×10 <sup>-11</sup>	2.9×10 <sup>-9</sup>	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	2.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・残留熱除去系(低圧注水、除熱)	1.2×10 <sup>-10</sup>	—	—	1.2×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		2.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	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		4.6×10 <sup>-11</sup>	—	—	4.6×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
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)	・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ) ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.8×10 <sup>-10</sup>	1.9×10 <sup>-6</sup>	—	1.9×10 <sup>-6</sup>	0.1	2.7×10 <sup>-5</sup>	13.3	全炉心損傷頻度の約 96.5% を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗 <sup>※2</sup>	・原子炉隔離時冷却系 <sup>※3</sup> ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) <sup>※3</sup> ・上記の点線枠内の対策 <sup>※3</sup>	1.2×10 <sup>-10</sup>	1.0×10 <sup>-8</sup>	—	1.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	6.0×10 <sup>-10</sup>	5.4×10 <sup>-8</sup>	—	5.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	外部電源喪失+直流電源喪失	・常設代替直流電源設備 ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	8.1×10 <sup>-11</sup>	1.3×10 <sup>-7</sup>	—	1.3×10 <sup>-7</sup>	< 0.1			
	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)	・津波による浸水防止	—	—	2.5×10 <sup>-5</sup>	2.5×10 <sup>-5</sup>	12.3			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗		5.0×10 <sup>-6</sup>	3.2×10 <sup>-6</sup>	—	8.2×10 <sup>-6</sup>	4.1	1.2×10 <sup>-5</sup>	5.9	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.8×10 <sup>-7</sup>	1.4×10 <sup>-8</sup>	—	3.9×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	通常停止+崩壊熱除去失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	2.7×10 <sup>-6</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-6</sup>	1.3			
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・格納容器圧力逃がし装置	2.1×10 <sup>-8</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	5.2×10 <sup>-7</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-7</sup>	0.3			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・手動減圧	2.7×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	5.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+RHR 失敗	・常設代替交流電源設備	3.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+RHR 失敗		3.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	5.6×10 <sup>-12</sup>	9.2×10 <sup>-9</sup>	—	9.2×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	1.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	
	小 LOCA+原子炉停止失敗	・ほう酸水注入系	8.0×10 <sup>-14</sup>	—	—	8.0×10 <sup>-14</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+原子炉停止失敗	・高圧炉心注水系	5.3×10 <sup>-14</sup>	—	—	5.3×10 <sup>-14</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+原子炉停止失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	5.3×10 <sup>-15</sup>	—	—	5.3×10 <sup>-15</sup>	< 0.1			
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗 <sup>※4</sup>		—	4.7×10 <sup>-9</sup>	—	4.7×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	9.8×10 <sup>-13</sup>	—	—	9.8×10 <sup>-13</sup>	< 0.1	4.5×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却スプレイ系	3.0×10 <sup>-12</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-12</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	3.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	5.7×10 <sup>-11</sup>	—	—	5.7×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+HPCF 失敗+低圧注水失敗 <sup>※5</sup>	・上記の点線枠内の対策 <sup>※3</sup>	5.0×10 <sup>-10</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	9.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	
合計			8.7×10 <sup>-6</sup>	5.3×10 <sup>-6</sup>	1.8×10 <sup>-4</sup>	1.9×10 <sup>-4</sup>	96.5	1.9×10 <sup>-4</sup>	96.5	—

※1 100%には第 1-2 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。 ※2 原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス ※3 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備 ※4 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル 1PRA の設定上抽出されたものであるが、地震時の挙動を現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され、炉内構造物が損傷する加速度に至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生し難いと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス ※5 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンス

第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度(KK7)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別 CDF(炉年)				全 CDF に 対する割合(%)*1	グループ別 CDF(炉年)	全 CDF に 対する割合(%)*1	備考
			内部	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	1.1×10 <sup>-10</sup>	9.2×10 <sup>-9</sup>	—	9.3×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	1.9×10 <sup>-4</sup>	79.6	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	7.4×10 <sup>-11</sup>	4.0×10 <sup>-9</sup>	—	4.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	4.3×10 <sup>-10</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.1×10 <sup>-10</sup>	—	—	3.1×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	3.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	3.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・格納容器圧力逃がし装置	4.3×10 <sup>-12</sup>	—	—	4.3×10 <sup>-12</sup>	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	—	—	8.7×10 <sup>-5</sup>	8.7×10 <sup>-5</sup>	36.5			
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	・津波による浸水防止	—	—	4.6×10 <sup>-7</sup>	4.6×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	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	—	—	—	1.0×10 <sup>-4</sup>	1.0×10 <sup>-4</sup>	42.6			
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	—	—	—	5.3×10 <sup>-7</sup>	5.3×10 <sup>-7</sup>	0.2				
高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・減圧自動化ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル 1)+600 秒経過で SRV4 弁開放)	1.8×10 <sup>-9</sup>	2.2×10 <sup>-8</sup>	—	2.4×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	2.8×10 <sup>-8</sup>	< 0.1	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)	5.2×10 <sup>-11</sup>	1.0×10 <sup>-9</sup>	—	1.1×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・残留熱除去系(低圧注水、除熱)	2.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	—	1.2×10 <sup>-10</sup>	—	—	1.2×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	—	2.9×10 <sup>-10</sup>	—	—	2.9×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
	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	—	4.1×10 <sup>-11</sup>	—	—	4.1×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
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)	・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器冷却スプレイ系 ・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ) ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	4.8×10 <sup>-10</sup>	3.5×10 <sup>-6</sup>	—	3.5×10 <sup>-6</sup>	1.5	2.9×10 <sup>-5</sup>	12.0	全炉心損傷頻度の約 97.6% を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗*2	・原子炉隔離時冷却系*3 ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)*3 ・上記の点線枠内の対策*3	1.2×10 <sup>-10</sup>	2.0×10 <sup>-8</sup>	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	6.0×10 <sup>-10</sup>	3.7×10 <sup>-7</sup>	—	3.7×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	外部電源喪失+直流電源喪失	・常設代替直流電源設備 ・原子炉隔離時冷却系(所内直流電源設備の確保) ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・上記の点線枠内の対策	8.1×10 <sup>-11</sup>	6.0×10 <sup>-8</sup>	—	6.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	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)	・津波による浸水防止	—	—	2.5×10 <sup>-5</sup>	2.5×10 <sup>-5</sup>	10.3			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	5.0×10 <sup>-6</sup>	5.3×10 <sup>-6</sup>	—	1.0×10 <sup>-5</sup>	4.3	1.4×10 <sup>-5</sup>	5.9	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	3.8×10 <sup>-7</sup>	2.3×10 <sup>-8</sup>	—	4.0×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	通常停止+崩壊熱除去失敗	・格納容器圧力逃がし装置	2.7×10 <sup>-6</sup>	—	—	2.7×10 <sup>-6</sup>	1.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	2.1×10 <sup>-8</sup>	—	—	2.1×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	・手動減圧	5.5×10 <sup>-7</sup>	—	—	5.5×10 <sup>-7</sup>	0.2			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	2.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	2.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	小 LOCA+崩壊熱除去失敗	・常設代替交流電源設備	5.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+RHR 失敗	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-8</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+RHR 失敗	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能	5.0×10 <sup>-12</sup>	1.8×10 <sup>-7</sup>	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	0.1	3.6×10 <sup>-7</sup>	0.1	
	小 LOCA+原子炉停止失敗	・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	7.9×10 <sup>-14</sup>	—	—	7.9×10 <sup>-14</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+原子炉停止失敗	・ほう酸水注入系	5.2×10 <sup>-14</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-14</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+原子炉停止失敗	・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	5.2×10 <sup>-15</sup>	—	—	5.2×10 <sup>-15</sup>	< 0.1			
	全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗*4	—	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	—	1.8×10 <sup>-7</sup>	0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・手動減圧	9.9×10 <sup>-13</sup>	—	—	9.9×10 <sup>-13</sup>	< 0.1	4.5×10 <sup>-9</sup>	< 0.1	
	小 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)	3.0×10 <sup>-12</sup>	—	—	3.0×10 <sup>-12</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	・代替格納容器冷却スプレイ系	3.9×10 <sup>-9</sup>	—	—	3.9×10 <sup>-9</sup>	< 0.1			
	中 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	・代替原子炉補機冷却系(熱交換ユニット+代替原子炉補機冷却海水ポンプ)	5.7×10 <sup>-11</sup>	—	—	5.7×10 <sup>-11</sup>	< 0.1			
	大 LOCA+HPCF 失敗+低圧注水失敗*5	・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) ・上記の点線枠内の対策*3	5.0×10 <sup>-10</sup>	—	—	5.0×10 <sup>-10</sup>	< 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	9.5×10 <sup>-11</sup>	—	—	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	9.5×10 <sup>-11</sup>	< 0.1	
合計			8.7×10 <sup>-6</sup>	9.7×10 <sup>-6</sup>	2.1×10 <sup>-4</sup>	2.3×10 <sup>-4</sup>	97.6	2.3×10 <sup>-4</sup>	97.6	—

\*1 100%には第 1-2 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。 \*2 原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス \*3 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備 \*4 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル 1PRA の設定上抽出されたものであるが、地震時の挙動を現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信され、炉心構造物が損傷する加速 \*5 至る前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生し難いと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス \*6 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンス