

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改81
提出年月日	平成30年3月12日

## 東海第二発電所

### 重大事故等対策の有効性評価

平成30年3月  
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
    - 1.1 概 要
    - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
    - 1.3 評価に当たって考慮する事項
    - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
    - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
    - 1.6 解析の実施方針
    - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
    - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
  - 付録 1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
  - 付録 2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価
  - 付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて
- 
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
    - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
    - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
    - 2.3 全交流動力電源喪失
      - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期 T B）
      - 2.3.2 全交流動力電源喪失（T B D， T B U）
      - 2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）

## 2.4 崩壊熱除去機能喪失

### 2.4.1 取水機能が喪失した場合

### 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

## 2.5 原子炉停止機能喪失

## 2.6 L O C A時注水機能喪失

## 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）

## 2.8 津波浸水による注水機能喪失

# 3. 重大事故

## 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

### 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

### 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合

### 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合

## 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

## 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

## 3.4 水素燃焼

## 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用

# 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

## 4.1 想定事故1

## 4.2 想定事故2

# 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

## 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

## 5.2 全交流動力電源喪失

## 添付資料 目次

- 添付資料1.1.1 重大事故等対策における深層防護の考え方について
- 添付資料1.2.1 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
- 添付資料1.2.2 サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について
- 添付資料1.2.3 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について
- 添付資料1.2.4 格納容器破損防止対策の各評価事故シーケンスにおける評価項目について
- 添付資料1.2.5 定期検査工程の概要
- 添付資料1.3.1 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定について
- 添付資料1.3.2 外部電源喪失に伴う原子炉スクラム及び格納容器隔離について
- 添付資料1.3.3 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 添付資料1.3.4 事象発生時の状況判断について
- 添付資料1.3.5 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について
- 添付資料1.3.6 安定状態の考え方について
- 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 東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料1.5.2 有効性評価におけるLOCA時の破断位置及び破断面積設

定の考え方について

添付資料1.5.3 サプレッション・プール初期水位について

添付資料1.5.4 外部水源温度の条件設定の根拠について

添付資料1.5.5 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性

添付資料1.5.6 逃がし安全弁の解析条件設定について

添付資料1.5.7 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について

添付資料1.5.8 重大事故等対処設備としての逃がし安全弁7個の十分性について

添付資料1.5.9 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故1及び2）の有効性評価における共通評価条件について

添付資料1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー

添付資料2.1.1 平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について

添付資料2.1.2 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）

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2.1.6 常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料2.1.7 格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁開操作を現場にて実施

- 添付資料2.7.8 常設代替交流電源設備の負荷（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））
- 添付資料2.8.1 基準津波を超え敷地に遡上する津波への対応について
- 添付資料2.8.2 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する基準適合のための基本方針及び施設の防護方針について
- 添付資料2.8.3 地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定の妥当性について
- 添付資料2.8.4 7日間における水源の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
- 添付資料2.8.5 7日間における燃料の対応について（津波浸水による注水機能喪失）
- 添付資料2.8.6 常設代替交流電源設備の負荷（津波浸水による注水機能喪失）
- 添付資料2.8.7 全交流動力電源喪失（長期TB）との事故対応の相違点について
- 添付資料3.1.2.1 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について
- 添付資料3.1.2.2 原子炉水位不明時の対応について
- 添付資料3.1.2.3 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について
- 添付資料3.1.2.4 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価について
- 添付資料3.1.2.5 格納容器漏えい率の設定について
- 添付資料3.1.2.6 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3.1.2.7 水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について(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3.1.2.8 格納容器雰囲気温度が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3.1.2.9 安定状態について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.10 格納容器内に存在するアルミニウム/亜鉛の反応により発生する水素の影響について
- 添付資料3.1.2.11 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.12 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について
- 添付資料3.1.2.13 7日間における水源の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.14 7日間における燃料の対応について(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))
- 添付資料3.1.2.15 常設代替交流電源設備の負荷(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用する場合))

添付資料3.1.2.16 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応操作について

添付資料3.1.3.1 東海第二発電所の格納容器設計の特徴を踏まえた過圧破損  
防止対策について

添付資料3.1.3.2 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差  
異について

添付資料3.1.3.3 崩壊熱による蒸発量相当の注水量について

添付資料3.1.3.4 格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるC s  
-137の放出量評価

添付資料3.1.3.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするC s -137の漏えい量  
評価等について

添付資料3.1.3.6 格納容器内での除去効果について

添付資料3.1.3.7 安定状態について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格  
納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない  
場合））

添付資料3.1.3.8 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）（代替循環冷却系を使用できない場合））

添付資料3.1.3.9 注水操作が遅れる場合の影響について

添付資料3.1.3.10 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  
系を使用できない場合））

添付資料3.1.3.11 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  
系を使用できない場合））



- 添付資料3.1.3.12 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）（代替循環冷却系を使用できない場合））
- 添付資料3.1.3.13 非凝縮性ガスの影響について
- 添付資料3.1.3.14 サプレッション・プール水位上昇による真空破壊弁への影響について
- 添付資料3.2.1 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
- 添付資料3.2.2 原子炉圧力容器の破損判断について
- 添付資料3.2.3 ペDESTAL（ドライウェル部）内の水位管理方法について
- 添付資料3.2.4 高温ガスによる原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えい可能性と事象進展等に与える影響について
- 添付資料3.2.5 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137の漏えい量評価について
- 添付資料3.2.6 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について
- 添付資料3.2.7 水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
- 添付資料3.2.8 安定状態について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
- 添付資料3.2.9 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
- 添付資料3.2.10 代替循環冷却系による原子炉注水を考慮しない場合の影響評価について
- 添付資料3.2.11 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)

添付資料3.2.12 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3.2.13 常設代替交流電源設備の負荷 (高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

添付資料3.2.14 原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の冠水評価について

添付資料3.2.15 コリウムシールド材料の選定について

添付資料3.2.16 コリウムシールド厚さ, 高さの設定について

添付資料3.2.17 原子炉圧力容器の破損位置について

添付資料3.2.18 格納容器内に注入する窒素温度条件について

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

添付資料3.3.2 水蒸気爆発の発生を想定した場合の格納容器の健全性への影響評価

添付資料3.3.3 JASMIN解析について

添付資料3.3.4 水蒸気爆発評価の解析モデルについて

添付資料3.3.5 水蒸気爆発発生時のコリウムシールドへの影響

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

添付資料3.3.7 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響

添付資料3.3.8 プラント損傷状態をLOCAとした場合の圧カスパイクへの影響

添付資料3.4.1 水の放射線分解の評価について

- 添付資料3.4.2 シビアアクシデント条件下で用いるG値の設定について
- 添付資料3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(水素燃焼)
- 添付資料3.4.4 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  
について
- 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について
- 添付資料3.4.6 格納容器内における気体のミキシングについて
- 
- 添付資料3.5.1 コリウムシールドを考慮した熔融炉心・コンクリート相互  
作用による侵食量評価について
- 添付資料3.5.2 熔融炉心による熱影響評価について
- 添付資料3.5.3 熔融炉心の排水流路内での凝固停止評価について
- 添付資料3.5.4 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  
(熔融炉心・コンクリート相互作用)
- 
- 添付資料4.1.1 使用済燃料プールの監視について
- 添付資料4.1.2 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4.1.3 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4.1.4 安定状態について
- 添付資料4.1.5 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4.1.6 使用済燃料プール水温の管理について
- 添付資料4.1.7 自然蒸発による水位低下速度について
- 添付資料4.1.8 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて

## 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

本発電用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、炉心の著しい損傷の防止、燃料体又は使用済燃料（以下「燃料体等」という。）の著しい損傷の防止、燃料体の著しい損傷の防止あるいは原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損及び発電所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ず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を踏まえて、設備、手順及び体制の有効性を評価する。

（添付資料 1.1.1）

#### 1.1.1 評価対象の整理及び評価項目の設定

本発電用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」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。）で講ずることとしている措置のうち、「重大事故等対処設備について」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並びに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、運転員及び重大事故等対応要員（以下「運転員等」という。）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」及び「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の水位が回復し、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用いるか又は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する余裕が小さくなるよう設定する。また、解析コードや解析条件の不確かさの影響が大きい場合には、影響評価において感度解析等を実施する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は、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認する。また、これらの不確かさの影響を踏まえても、措置の実現性に問題がなく、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、少なくとも外部支援がないものとして発電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、発電用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。）を対象とする内部事象出力運転時レベル1PRAに加えて、PRAが適用可能な外部事象として地震、津波についてそれぞれ地震レベル1PRA及び津波レベル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、内部事象出力運転時レベル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、内部事

象停止時レベル1 P R Aを活用する。

P R Aを実施した結果，本発電用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 $10^{-4}$ ／炉年程度，運転停止中の炉心損傷頻度は $10^{-5}$ ／施設定期検査程度である。

また，現状P R Aが適用できない地震及び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した結果，いずれも内部事象出力運転時レベル1 P R A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等はない。

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の抽出及び重要事故シーケンスの選定について」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，発電用原子炉施設の安全性を損なうことがないよう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について本発電用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、それぞれの事故シーケンスグループ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

内部事象出力運転時レベル1 PRA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設備等の成功及び失敗の組合せについて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図に内部事象出力運転時レベル1 PRAにおけるイベントツリーを示す。

地震レベル1 PRA及び津波レベル1 PRAにおいては、地震や津波により引き起こされる起因事象をプラントへ与える影響度の高い順に階層イベントツリーの形で整理することで、原子炉建屋や格納容器等の大規模な損傷が発生し、直接炉心損傷に至る事故シーケンスや、複合的な事象発生の組合せも含めた事故シーケンスの抽出を実施している。また、緩和設備による対応に期待できる起因事象については、内部事象出力運転時レベル1 PRAと同様に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設備等の成功及び失敗の組合せについてイベントツリーで分析し、事故シーケンスを抽出する。第1.2-2図に地震レベル1 PRAの階層イベントツリーを、第1.2-3図に地震レベル1 PRAのイベントツリーを、第1.2-4図に津波レベル1 PRAの階層イベントツリーを、第1.2-5図に津波レベル1 PRA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、起因事象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、事故シーケンスも内部事象と同様である。また、地震

レベル1 P R A及び津波レベル1 P R Aでは、内部事象レベル1 P R Aでは想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や、建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

具体的には、地震レベル1 P R Aでは、建屋の損傷や原子炉压力容器等の大型静的機器の損傷、計装・制御機能喪失によって本発電用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1 P R Aでは、防潮堤高さを超える津波を対象に、非常用海水ポンプの被水・没水により最終ヒートシンクが喪失する事象、原子炉建屋内浸水により複数の緩和機能が喪失する事象、防潮堤損傷により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事象を抽出しており、これらは津波特有の事故シーケンスとして抽出する。

なお、原子炉冷却材喪失事故（以下、「L O C A」という。）では、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の流出規模によりプラント応答、成功基準等が異なるため、流出の規模に応じて以下のとおりに分類する。

a. 大破断L O C A

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L O C Aである。

b. 中小破断L O C A

大破断L O C Aと比較して破断口径が小さく、原子炉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。

### c. Excessive LOCA

大破断LOCAを上回る規模のLOCAであり，非常用炉心冷却系の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を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスを，破断口の大きさに応じてAE（大破断LOCAを起因とする事故シーケンス），S1E（中破断LOCAを起因とする事故シーケンス）及びS2E（小破断LOCAを起因とする事故シーケンス）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であるため，解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に該当するものとして整理した。

- a. 高圧・低圧注水機能喪失
- b. 高圧注水・減圧機能喪失
- 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）
- h. 津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事故シーケンスについては、敷地内への浸水により内部事象起因の事故シーケンスとは本発電用原子炉施設への影響が異なることから、津波特有の事故シーケンスグループとして抽出している。

また、地震及び津波特有の事象で、以下に示す7つの事故シーケンスは、事象発生時に本発電用原子炉施設に与える影響が大きな幅を有し、建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することが困難であるため、上記の事故シーケンスグループとは直接的に対応しない事故シーケンスとして抽出している。

- ・防潮堤損傷
- ・原子炉建屋損傷
- ・格納容器損傷
- ・原子炉圧力容器損傷
- ・格納容器バイパス（地震による格納容器外での配管破損と隔離弁の閉失敗の重畳）
- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(E x c e s s i v e L O C A)
- ・計装・制御系喪失

これらの地震及び津波特有の各事故シーケンスによる炉心損傷頻度は、全炉心損傷頻度に対して極めて小さい寄与である。また、これらの事故シーケンスは本発電用原子炉施設に及ぼす影響について大きな幅を有しており、事故シーケンスグループとして単独で定義するものではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応すべきものである。具体的には、影響が限定されるような小規模な事故の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用して、事故進展の緩和を図ることが可能であり、実際には炉心損傷頻度はより低減されると考えられる。また、上記に該当しないような深刻な事故の場合には、可搬型設備等を駆使

した大規模損壊対策による対応を含め、臨機応変に影響緩和を図る。

以上のことから、これらの事故シーケンス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時間余裕、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を考慮し選定する。

重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

#### a. 高圧・低圧注水機能喪失

過渡事象（給水流量の全喪失）又はサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いため、余裕時間の観点で厳しい。また、逃がし安全弁の再閉鎖に成功する事故シーケンスは、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスに比べて、逃がし安全弁の設備容量の観点で厳しい。これらの事故シーケンスのうち、代表性の観点から炉心損傷頻度が最も高い「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起回事象発生後の事象進展が早い過渡事象（給水流量の全喪失）を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

#### b. 高圧注水・減圧機能喪失

過渡事象（給水流量の全喪失）又はサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いため、余裕時間の観点及び原子炉減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。これらの事故シーケンスのうち、代表性の観点から炉心損傷頻度が最も高い「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象（給水流量の全喪失）を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

#### 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、安全機能の喪失状況が異なる4つの事故シーケンスが抽出されたため、原子炉圧力、時間余裕及び対応する主な炉心損傷防止対策に着目して事故シーケンスグループを以下の3つに細分化し、それぞれの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定する。

##### (a) 長期TB

本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生するとともに、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却にも失敗し、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却に成功するが、蓄電池が枯渇することにより原子炉隔離時冷却系の運転継続が不能となり、原子炉圧力が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは、いずれも全交流動力電源が喪失しているため、共通原因故障・系統間機能依存性の観点では差異がない。また、事象進展が同様であるため、余裕

時間及び設備容量の観点についても差異がない。このため、代表性の観点から「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功※)」を重要事故シーケンスとして選定する。

※ 事象発生初期は原子炉への注水に成功するが、蓄電池の枯渇により機能喪失する

(b) T B D, T B U

本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生後、直流又は非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し、高圧炉心冷却にも失敗することにより、原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは、外部電源喪失を起因とし、直流電源に失敗し高圧炉心冷却に失敗する事故シーケンス(T B D)と、外部電源喪失又は直流電源故障を起因とし、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心冷却系に失敗する事故シーケンス(T B U)からなるが、いずれも全交流動力電源が喪失しているため、共通原因故障・系統間機能依存性の観点では差異がない。また、余裕時間及び設備容量の観点からは、いずれの事故シーケンスも事象進展の早さには差異はないものの、直流電源が喪失する事故シーケンスは代替注水設備の起動に必要な直流電源を緊急用 125V 系蓄電池から給電するための直流電源の切替操作が必要となり、代替直流電源の必要容量も大きくなるため、直流電源が喪失する事故シーケンスの方が厳しい。以上より「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(T B D)」を重要事故シーケンスとして選定する。

(c) T B P

本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生後、非常用ディ

ーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し、高圧炉心スプレイ系に失敗するとともに逃がし安全弁1個の再閉鎖失敗により原子炉圧力が徐々に低下することで、原子炉隔離時冷却系が運転不能となることにより、原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは、いずれも全交流動力電源が喪失しているため、共通原因故障・系統間機能依存性の観点では差異がない。また、事象進展が同様であるため、余裕時間及び設備容量の観点についても差異がない。このため、代表性の観点から「外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗」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

本事故シーケンスグループは、炉心冷却に成功し、崩壊熱除去機能の喪失により格納容器温度・圧力が上昇することで、格納容器が破損する事故シーケンスグループである。中長期的な格納容器の温度・圧力の上昇の観点では崩壊熱が支配要因となることから、いずれの事故シーケンスにおいても、崩壊熱除去機能喪失に対する炉心損傷防止対策に差異はなく、対策の実施に対する操作の余裕時間についても有意な差異はない。このため、余裕時間及び設備容量の観点については、事象発生初期に着目した。

過渡事象（給水流量の全喪失）、サポート系喪失（自動停止）又はLOCAを起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いため、余裕時間の観点及び原子炉注水に必要な設備容量の観点で厳しい。また、低圧の代替注水手段に期待する場合、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスは、注水の開始時点で原子炉が一定程度減圧されているため、逃



がし安全弁の設備容量は再閉鎖成功時の方が厳しくなる。これらの事故シーケンスのうち、代表性の観点から炉心損傷頻度が最も高い「過渡事象＋RHR失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。ここで、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として、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する。また、崩壊熱除去機能が喪失する要因が残留熱除去系の故障の場合と取水機能が喪失する場合で炉心損傷防止対策が異なることを踏まえ、「過渡事象＋RHR失敗（RHR故障時）」及び「過渡事象＋RHR失敗（取水機能喪失時）」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、LOCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）において、代替除熱手段に係る重大事故等対策の有効性を含めて確認する。

また、本事故シーケンスグループに対する主な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とすることにより、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象（給水流量の全喪失）を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

#### e. 原子炉停止機能喪失

過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）に起因する事故シーケンスは、原子炉圧力の上昇が早く、反応度印加の観点で厳しい。また、事象進展が早く余裕時間が短い場合、反応度印加の観点で厳しく出力抑制に必要な設備容量が大きくなる。以上より「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、LOCAを起因とする事故シーケンスについては、水位低下の観点では厳しいものの、水位低下及びLOCAに伴う原子炉減圧によってボイド率が上昇し、負の反応度が投入されると考えられることから、事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では、過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）を起因とする事故シーケンスの方が厳しいと考えられる。また、LOCAを起因とする場合、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、本事故シーケンスグループに対する対策であるATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）に期待することにより対応可能であり、炉心損傷頻度も極めて小さい。

f. LOCA時注水機能喪失

余裕時間の観点では、いずれもLOCAを起因とする事故シーケンスであり、差異がない。設備容量の観点では、原子炉減圧に用いる逃がし安全弁は十分な台数が設置されているが、低圧の代替注水設備の設備容量は低圧ECCSより少ないため、低圧炉心冷却に失敗する事故シーケンスの方が厳しい。以上より「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

また、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいてLOCAを起因とする事故シーケンスが抽出されている。これについて、重要事故シーケンスによる包絡性を考慮すると、低圧炉心冷却失敗の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定することにより、崩壊熱除去機能喪失に対する代替除熱手段の有効性についても評価することとな

る。このことから、選定した重要事故シーケンスは「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおけるLOCAを起因とする事故シーケンスに対しても包絡性を有している。

g. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、「インターフェイスシステムLOCA」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、格納容器バイパスとしては原子炉冷却材浄化系等の高圧設計の配管が格納容器外で破断する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。

h. 津波浸水による注水機能喪失

本事故シーケンスグループは、津波浸水により複数の緩和機能が失われることによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、本事故シーケンスグループに対しては、敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

共通原因故障・系統間機能依存性の観点では、原子炉建屋内浸水を起因とする事故シーケンスが厳しい。余裕時間の観点では、事象発生初期に原子炉への注水に失敗する事故シーケンスが厳しい。設備容量の観点では、原子炉建屋内浸水を起因とする事故シーケンスは津波防護対策に要求される防護高さが高くなる。以上より「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、本事故シーケンスグループは外部電源喪失が重畳すると全交流動力電源喪失が発生するため、本事故シーケンスグループの主な炉心損

傷防止対策は津波防護対策に加えて全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループと同様となる。また、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスの炉心損傷防止対策に差異がないため、選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

なお、国内外の先進的な対策を講じた場合であっても、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 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
- ②直流電源喪失 + 原子炉停止失敗
- ③交流電源喪失 + 原子炉停止失敗

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ており、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ことから、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、③の事故シーケンスは地震レベル 1 P R A 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。これらの事故シーケンスは、炉内構造物等の損傷による原子炉停止機能喪失と、直流電源喪失又は全交流動力電源喪失が重畳する事故シーケンスであり、代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失することから、炉心損傷を防止することができない。これらの事故シーケンスを抽出した地震レベル 1 P R A では、炉内構造物等が地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価しているが、実機のスクラム信号「地震加速度大」は、最大加速度よりも十分小さな加速度

で発信し、炉内構造物等が損傷する前に制御棒の挿入が完了すると考えられる。このため、現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられ、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては取り扱わないこととした。

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、非居住区域境界及び敷地境界での

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、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、東海第二発電所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、格納容器本体、シール部等の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」にて示す。

(添付資料 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3)

## 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、本発電用原子炉施設を対象とした P R A 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

内部事象出力運転時レベル 1.5 P R A 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を分析し、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、事故後期の長期の各プラント状態に分類し、それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また、事象進展中に実施される緩和

手段等を考慮し、第 1.2-6 図に示すイベントツリーを作成し、格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理する。

## (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、本発電用原子炉施設では、運転中は格納容器内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。

- ・ 早期過圧破損（未臨界確保失敗）
- ・ 過圧破損（崩壊熱除去失敗）
- ・ 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（格納容器隔離失敗）
- ・ 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発
- ・ 溶融物直接接触

早期過圧破損（未臨界確保失敗）、過圧破損（崩壊熱除去失敗）は格納容器先行破損、格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）は

炉心損傷の前に格納容器が破損している事故シーケンスであり、「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。

格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）については、炉心損傷時点で何らかの要因により格納容器隔離に失敗している格納容器破損モードであるが、炉心損傷の防止を図るとともに、万一の重大事故発生時に格納容器の隔離に失敗することのないよう、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、日常の格納容器の圧力監視等で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。

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、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型の原子炉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、本発電用原子炉施設はBWR Mark-II型の格納容器であり、熔融炉心が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「P



DS」という。)に属する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崩壊熱除去機能喪失(TW/TBW)、原子炉停止機能喪失(TC)及びインターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)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に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考慮していない。

また、PDSとして「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」の事故シーケンスグループに対して以下の表記を用いる。

高圧・低圧注水機能喪失：TQUV

高圧注水・減圧機能喪失：TQUX

全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗(RCIC成功)：長期TB

全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗+RCIC失敗：TBU

全交流動力電源喪失(外部電源喪失+直流電源失敗)+HPCS失敗：TBD

全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗：TBP

LOCA時注水機能喪失(大/中小破断LOCA)：LOCA

崩壊熱除去機能喪失：TW

全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)(HPCS成功)：TB

W

原子炉停止機能喪失：TC

格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）：ISLOCA

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至る可能性のあるPDSのうち、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、事象進展の観点で厳しい。また、格納容器圧力が高く推移すること等、環境に放出される放射性物質の観点でも厳しい事故シーケンスとなると考えられる。対策の観点では、過圧破損に対しては格納容器の除熱が、過温破損に対しては格納容器（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し、本格納容器破損モードを代表するPDSとしてLOCAを選定する。また、このPDSに全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、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する。

LOCAに属する事故シーケンスのうち、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、格納容器圧力及び格納容器温度上昇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絡関係や、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+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」は、炉心損傷に至り、かつ損傷炉心の冷却にも失敗することにより過温破損

に至る。一方、「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」の事故シーケンスにおいて代替注水手段による損傷炉心の冷却に成功した場合は、炉心で発生する蒸気により格納容器が過圧され、代替除熱手段を考慮しない場合は過圧破損に至る。以上を踏まえ、本格納容器破損モードでは、過温・過圧破損で共通の「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」を評価事故シーケンスとしている。

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 P D S のうち、長期 T B は炉心損傷に至る前に R C I C による一時的な冷却に成功しており、起因事象発生から原子炉減圧までの時間余裕の観点では T Q U X, T B D, T B U が厳しい P D S となる。高圧状態で炉心損傷に至る点では T Q U X, T B D, T B U に P D S 選定上の有意な違いはないことから、これらのうち、本格納容器破損モードを代表する P D S として、T Q U X を選定する。また、この P D S に全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、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する。

T Q U X 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、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない、「過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+ D C H)」を評価事故シーケンスとして選定する。

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 P D S のうち、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 ( F C I ) の観点からは、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压で破損に至る場合、格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考えられると、原子炉圧力容器が低压で破損に至る場合の方が、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、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、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压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。よって、本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。また、このPDSに全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、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鎖失敗を含まない、「過渡事象＋高压炉心冷却失敗＋低压炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗（＋FCI（ペDESTAL））」を評価事故シーケンスとして選定する。

#### d. 水素燃焼

本発電用原子炉施設では、通常運転時から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13vol%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。本格納容器破損モードはP R Aから抽出されたものではないが、評価のためにP D Sを格納容器先行破損の事故シーケンス以外のP D Sから選定する。酸素は水の放射線分解で発生するが、酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため、炉心損傷後の格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウム-水反応による水素発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム-水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から、L O C Aとその他のP D Sに大別できる。L O C Aでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され、冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから、ジルコニウム-水反応に寄与する冷却材の量が少なくなり、水素濃度は13vol%を上回るものの、その他のP D Sに比べて水素発生量が少なくなると考えられる。このため、L O C Aでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のP D Sよりも相対的に高くなる可能性が考えられる。

以上のことから、同じP D Sでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。また、1.2.1.1(3)に示すとおり、炉心損傷を防止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L O C Aと非常用炉心冷却系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。これらのことから、「(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）」において選定した評価事故シーケンス、「大破断L

「O C A + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗」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。

有効性評価に当たっては、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P D Sのうち、溶融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）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いシーケンスが厳しくなる。原子炉压力容器が高压で破損に至る場合、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、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えると、原子炉压力容器が低压で破損に至る場合の方が、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、原子炉压力容器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、原子炉压力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し、原子炉压力容器が低压状態で破損するP D Sを選定するものとし、高压状態で破損するT Q U X、T B U及び長期T Bは選定対象から除外する。L O C Aは原子炉压力容器破損のタイミングが過渡事象より早いいため、溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが、有効性評価における本格納容器破損モードに対しては、原子炉压力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること、原子炉压力容器

器破損までの時間余裕は事象発生から3時間以上であることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。また、FCIとMCCIは原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから、FCIと同じPDSを選定することにより、一連のプラント挙動を確認することができる。

以上より、MCCIへの対応の厳しさの観点でTQUVを評価対象PDSとして選定する。また、このPDSに全交流動力電源喪失の重畳を考慮することで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、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、対応時の時間余裕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鎖失敗を含まない、「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗（+デブリ冷却失敗（ペDESTAL））」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型の格納容器に特有の格納容器破損モードであり、東海第二発電所のMark-II型の格納容器は溶融炉心が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面に落下した熔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熔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熔融燃料－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) 熔融炉心による侵食によって、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熔融炉心が適切に冷却されること。

このうち、原子炉圧力容器が健全な評価事故シーケンスについては、評価項目のうち(1)から(3)、(6)及び(7)が評価対象となる。原子炉圧力容器の破



損を仮定する評価事故シーケンスについては、評価項目のうち(4)、(5)及び(8)が評価対象となるが、原子炉圧力容器が破損した場合においても格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から、評価項目のうち(1)から(3)、(6)及び(7)についても評価を行う。

(添付資料 1.2.4)

### 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、本発電用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の設定

「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) 燃料有効長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、主発電機解列から制御棒引抜開始までの期間を評価対象<sup>※</sup>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、本発電用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、「制御棒引抜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、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態であり、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の評価範囲と位置付けている。

(添付資料 1.2.5)

#### (1) 運転停止中事故シーケンスの抽出

内部事象停止時レベル1 P R A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

P R A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、燃料の著しい破損または大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから、内部事象停止時レベル1 P R A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施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」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、燃料損傷までの時間余裕、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、より厳しい事故シーケンスを選定する。重要事故シーケ  
ンスの選定結果は以下のとおりである。

a. 崩壊熱除去機能喪失

余裕時間及び原子炉への注水に必要な設備容量については事故シーケ  
ンス間で差異がない。このため、代表性の観点から、「残留熱除去系の故  
障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンス  
として選定する。

また、残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する  
「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」  
の事故シーケンスについては、「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ため、選定しない。

なお、対策実施の時間余裕及び原子炉注水に必要な設備容量を厳しく  
評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない原  
子炉停止後1日後に、崩壊熱除去機能が喪失する事象を想定する。

b. 全交流動力電源喪失

余裕時間及び原子炉への注水に必要な設備容量については事故シーケ  
ンス間で差異がない。このため、本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＋交流電源失敗＋崩壊熱除  
去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、対策実施の時間余裕及び原子炉注水に必要な設備容量を厳しく  
評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない原  
子炉停止後1日後に、全交流動力電源が喪失する事象を想定する。

c. 原子炉冷却材の流出

燃料損傷までの時間余裕が最も短く、代表性を有する事故シーケンス

として、「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、流出流量が比較的大きい、CRD点検時のLOCA及びLPRM点検時のLOCAについては、燃料損傷防止対策となる待機中のECCS・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の設備容量が流出流量より十分大きいこと、及び作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であり認知が容易であることを考慮し、重要事故シーケンスとしては選定しない。また、CUWブロー時のLOCAについては、原子炉ウェル水位を低下させる操作であるため、原子炉ウェル水位は適宜監視されており、中央制御室の運転員の他にR/Wの運転員も廃液収集タンク等の水位高により認知することができるため、認知が容易であることから重要事故シーケンスとしては選定しない。

#### 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検査等により、最大反応度価値を有する制御棒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、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」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) 燃料有効長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毎に関連する措置を「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」及び「重大事故等対処設備について」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、「重大事故等対処設備について」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、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」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並びに「運転中の原子炉における重大事故」における1つの格納容器破損モード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を選定していない場合には、代表性及び包含性を整理し、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毎に、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。

(添付資料 1.3.1)

### 1.3.3 外部電源に対する仮定

外部電源の有無の双方について考慮するが、基本的には原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環系ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生するため、原子炉スクラムまでの期間は原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなる厳しい条件として外部電源ありを想定し、運転員等操作においては外部電源がない場合も考慮する。ただし、外部電源がない場合の方が有効性を確認するための評価項目に対する余裕が小さくなるような場合には、外部電源がない場合を想定する。

(添付資料 1.3.2)

### 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可能な限り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

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順に基づいて実施するため、有効性評価では、事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定している。

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、中央制御室での状況確認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、適切な時間余裕を設定する。また、運転員等操作時間は、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、実現可能と考えられる操作時間の想定等に基づき設定する。

#### (1) 運転員等の操作時間余裕に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作時間余裕は、以下のとおり設定している。

- a. 事象発生直後の中央制御室では10分間<sup>※1</sup>の状況確認を行うものとし、状況確認後に引き続いて実施する操作については、状況確認10分+操作時間<sup>※2</sup>とする。
- b. 操作開始条件に到達したことを起点とした操作については、操作開始条件到達時点から操作時間<sup>※2</sup>を考慮する。
- c. ただし、パラメータ変化が緩やかで対応操作までの時間余裕が十分確保でき、数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については、操作開始条件に到達した時点で操作が完了するものとする。
- d. その他、設定した時間までに時間余裕が十分ある操作については、設定時間で操作完了するものとする。

※1 原子炉スクラム確認は、事象発生後の最初の確認項目であり、スクラムに失敗している場合は、直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し、原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため、10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即した有効性評価とならないことから、原子炉停



止機能喪失では、10分の状況確認時間を設定せずに、個別に状況確認時間を設定する。

※2 訓練等に基づく実移動時間や操作等に必要な時間から保守的に設定している。

## (2) 操作時間の積上げについて

(1)の基本設定においてa.及びb.に分類される操作時間の積上げについては、原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし、以下の操作については、5分単位の切上げを行わないものとする。

### ① 原子炉スクラム失敗時の対応操作

原子炉スクラム失敗を確認した後に、直ちに実施する一連の操作であり、5分単位の切上げを行うことで、実際の運転手順に即した有効性評価とならないため、切上処理は行わないものとする。

### ② 可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧

時間余裕を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に、一連の操作として行う短時間の単一操作であるため、切上処理は行わないものとする。

### ③ 原子炉圧力容器破損時の対応操作

原子炉圧力容器破損判断で実施する操作については、原子炉圧力容器破損前に破損の兆候を検知し、破損判断パラメータを常時監視することによって、原子炉圧力容器破損後に時間遅れなく操作に移行できるため、切上処理は行わないものとする。

(添付資料1.3.3, 1.3.4, 1.3.5)

## 1.3.6 考慮する範囲

有効性評価の実施に当たっては、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。

また、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。9×9燃料（A型）及び9×9燃料（B型）の熱水力特性はほぼ同じであり、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）単独炉心及び9×9燃料（B型）単独炉心について、解析条件を厳しく与え評価を行っているが、燃料型式の違いにより解析結果に大きな差異は確認されていない。これらの結果及び本発電用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目的を踏まえ、評価対象の燃料型式は1つとし、代表的に9×9燃料（A型）について評価を実施する。

(添付資料 1.3.6)

#### 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 S A F E R

##### 1.4.1.1 概 要

長期間熱水力過渡変化解析コード S A F E R 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、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、炉心入口オリフィス等での気液対向流制限現象 (C C F L) 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 (C C F L ブレークダウン) を考慮することができる。

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、チャンネルボックス等の温度計算を行う。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 B a k e r - J u s t 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、非常用炉心冷却系等の特性、想定破断の位置、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、気液熱非平衡及び三次元効果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E C C S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、T B L、R O S A - III及びF I S T - A B W R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 R E D Y

##### 1.4.2.1 概 要

プラント動特性解析コード R E D Y は、炉心、原子炉圧力容器、原子炉圧力容器内部構造物、原子炉冷却材再循環系、主蒸気管、タービン系、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、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、サプレッション・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、サプレッション・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。

#### 1.4.2.2 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、原子炉圧力容器及び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（ボイド反応度、ドップラ反応度、ボロン反応度）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）、E C C 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) 格納容器

重要現象として、サプレッション・プール冷却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、A B W R 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 1.4-5 表に示すとおりである。

#### 1.4.3 S C A T

##### 1.4.3.1 概 要

単チャンネル熱水力解析コード S C A T 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，R E D Y 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，G E X L 相関式に基づく限界出力比，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。

#### 1.4.3.2 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、出力分布変化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。

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。

#### 1.4.3.3 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、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1.4-6表に示すとおりである。

#### 1.4.4 MAAP

##### 1.4.4.1 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、原子炉圧力容器破損、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格納容器内を一次系，ドライウエル及び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・破損，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，原子炉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，コンクリート侵食量，放射性物質の格納容器内の分布等が求められる。

#### 1.4.4.2 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，原子炉圧力容器，格納容器，原子炉圧力容器（炉心損傷後），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



(炉心水位)・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E C C S注水（給水系・代替注水設備含む）がモデル化されている。

(3) 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、放射線水分解等による水素・酸素発生並びに格納容器ベント及びサブプレッション・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、原子炉圧力容器内F C I（熔融炉心細粒化）、原子炉圧力容器内F C I（デブリ粒子熱伝達）、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達、原子炉圧力容器破損及び原子炉圧力容器内F P挙動がモデル化されている。

(5) 格納容器（炉心損傷後）

重要現象として、原子炉圧力容器外F C I（熔融炉心細粒化）、原子炉圧力容器外F C I（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、格納容器内F P挙動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、T M I 事故解析、C O R A 実験解析、H D R 実験解析、C S T F 実験解析、A C E 実験解析、S U R C - 4 実験解析、P H E

BUS-FP実験解析，ABCOVE実験解析，感度解析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1.4-7表に示すとおりである。

#### 1.4.5 APEX

##### 1.4.5.1 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の入力は，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，炉心动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及び被覆管で構成し，ノードごとに径方向の熱伝達を計算する。燃料ペレット及び被覆管には，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) の入力は, APEXの出力から得られた炉心平均出力変化及び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。

#### 1.4.5.2 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。

#### 1.4.5.3 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, SPERT-III炉心実験, 実効共鳴積分測定に関わるHelstrandの実験式, MISTRAL臨界試験及び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, 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1.4-8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用いるか又は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する余裕が小さくなるよう設定する。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、さらに本発電用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解析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発電用原子炉施設の状態、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。

(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においてその影響が大きく変わらないことから、原則として共通の条件として設定する。また、原子炉冷却材バウンダリを構成する配管の破断によるLOCAを想定する場合の配管の破断位置については、原子炉圧力バ

ウンダリに接続する液相部配管の中で最大口径である再循環系配管（出口ノズル）を選定する。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がある事故

##### (1) 初期条件

a. 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」を除く事故シーケンスグループにおいて用いる条件

##### (a) 初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力の初期値として定格値（6.93MPa[gage]）及び炉心流量の初期値として100%流量（48,300t/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。

##### (b-1) 原子炉停止後の崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされたANSI/ANS-5.1-1979+2σを最確条件としたANSI/ANS-5.1-1979の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また，使用する崩壊熱は，1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度33Gwd/tの条件に対応したものとする。崩壊

熱曲線を第 1.5-1 図に示す。

(b-2) 最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は、保安規定の運転上の制限における上限値として、 $44.0\text{kW/m}$  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) 格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお、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 L O C A）」では、格納容器に関する解析条件は用いない。

(d-1) 容 積

格納容器容積について、ドライウエルは設計値として  $5,700\text{m}^3$ 、サプレッション・チェンバ空間部及び液相部は、サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、サプレッション・プール水位の保安規定の運転上の制限における下限値に対応する  $4,100\text{m}^3$ （空間部）及び  $3,300\text{m}^3$ （液相部）を用いるものとする。

(d-2) 初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について、ドライウエル雰囲気温度は  $57^\circ\text{C}$ 、サプレッション・プール水温度は  $32^\circ\text{C}$  を用いるものとする。また、格納容器の初期圧力は  $5\text{kPa}[\text{gage}]$  を用いるものとする。

(d-3) サプレッション・プール初期水位

サプレッション・プールの初期水位は、サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値である  $6.983\text{m}$ （サプレッション・チェンバ底部から）を用いるものとする。

(添付資料 1.5.3)

(d-4) ベント管真空破壊装置

ベント管真空破壊装置の作動条件は、設計値として 3.45kPa（ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧）を用いるものとする。

(e) 外部水源の温度

外部水源の温度は、35℃とする。

(添付資料 1.5.4)

(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。

b. 事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において用いる条件

(a) 初期運転条件

原子炉熱出力の初期値として定格値（3,293MW），原子炉圧力の初期値として定格値（6.93MPa[gage]），炉心流量の初期値として保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である 85%流量（41,060t/h）及び主蒸気流量の初期値として，定格値（6,420t/h）を用いるものとする。

(b) 給水温度

給水温度の初期値は，216℃とする。

(c) 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。

(c-1) 最小限界出力比

燃料の最小限界出力比は、9×9燃料(A型)のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限值である1.24を用いるものとする。

(c-2) 最大線出力密度

燃料棒の最大線出力密度は、保安規定の運転上の制限における上限値として、44.0kW/mを用いるものとする。

(c-3) 核データ

動的ボイド係数はサイクル末期の値の1.25倍、動的ドップラ係数はサイクル末期の値の0.9倍を用いるものとする。

(d) 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。

(e) 格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。

(e-1) 容 積

格納容器容積について、空間部は、設計値として9,800m<sup>3</sup>、サプレッション・プール水量は、保安規定の運転上の制限における下限值として3,300m<sup>3</sup>を用いるものとする。

(e-2) 初期温度及び初期圧力

格納容器の初期温度について、サプレッション・プール水温は32℃を用いるものとする。また、格納容器の初期圧力は5kPa[gage]を用いるものとする。

(f) 主要機器の形状

原子炉圧力容器、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。

(添付資料 1.5.5)



(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）設定点

セパレータスカート下端から+66cm

（燃料有効長頂部から+452cm, 原子炉压力容器底部から+1,372cm）（遅れ時間 1.05 秒）

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。

原子炉水位異常低下（レベル2）（原子炉隔離時冷却系起動，高压炉心スプレイ系起動）設定点

セパレータスカート下端から-63cm

（燃料有効長頂部から+323cm, 原子炉压力容器底部から+1,243cm）

原子炉水位異常低下（レベル2）（再循環系ポンプ全台トリップ）設定点

セパレータスカート下端から-63cm

（燃料有効長頂部から+323cm, 原子炉压力容器底部から+1,243cm）

原子炉水位異常低下（レベル2）（主蒸気隔離弁閉止）設定点

セパレータスカート下端から-63cm

（燃料有効長頂部から+323cm, 原子炉压力容器底部から+1,243cm）

原子炉水位異常低下（レベル1）（低圧炉心スプレイ系起動，低圧注水系起動，自動減圧系作動信号）設定点

セパレータスカート下端から-345cm

（燃料有効長頂部から+41cm，原子炉压力容器底部から+961 cm）

原子炉水位高（レベル8）（原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水停止）設定点

セパレータスカート下端から+175cm

（燃料有効長頂部から+561cm，原子炉压力容器底部から+1,481 cm）

原子炉圧力高（再循環系ポンプ全台トリップ）設定点

原子炉圧力 7.39MPa [gage]

ドライウエル圧力高（非常用炉心冷却系起動，自動減圧系作動信号）設定点

ドライウエル圧力 13.7kPa [gage]

## b. 逃がし安全弁

原子炉停止機能喪失以外においては，安全弁機能（以下「逃がし安全弁（安全弁機能）」という。）による原子炉圧力制御に期待することとし，原子炉停止機能喪失においては，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水流量が大きくなる条件として逃がし弁機能（以下「逃がし安全弁（逃がし弁機能）」という。），による原子炉圧力制御に期待することとする。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。

逃がし弁機能

7.37MPa [gage] × 2 個，354.6t/h（1 個当たり）

7.44MPa [gage] × 4 個，357.8t/h（1 個当たり）

7. 51MPa[gage]×4 個, 361.1t/h (1 個当たり)

7. 58MPa[gage]×4 個, 364.3t/h (1 個当たり)

7. 65MPa[gage]×4 個, 367.6t/h (1 個当たり)

#### 安全弁機能

7. 79MPa[gage]×2 個, 385.2t/h (1 個当たり)

8. 10MPa[gage]×4 個, 400.5t/h (1 個当たり)

8. 17MPa[gage]×4 個, 403.9t/h (1 個当たり)

8. 24MPa[gage]×4 個, 407.2t/h (1 個当たり)

8. 31MPa[gage]×4 個, 410.6t/h (1 個当たり)

(添付資料 1.5.6, 1.5.7, 1.5.8)

### 1.5.2.2 運転中の原子炉における重大事故

#### (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 (3,293MW), 原子炉圧力 (圧力容器ドーム部) の初期値として定格値 (6.93MPa[gage]) 及び炉心流量の初期値として定格値 (48,300t/h (100%流量)) 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,「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」にて使用することが妥当とされたANSI/ANS

-5.1-1979+2 $\sigma$  を最確条件としたANSI/ANS-5.1-1979の式に基づく崩壊熱曲線を使用する。また、使用する崩壊熱は、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度33GWd/tの条件に対応したものとする。崩壊熱曲線を第1.5-1図に示す。

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. 格納容器

格納容器に関する解析条件の設定を以下に示す。なお、評価事故シナリオ「雰囲気圧力・温度の静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「水素燃焼」では以下のうち、(f)から(i)は解析条件として用いない。

(a) 容 積

格納容器容積について、ドライウェルは設計値として5,700m<sup>3</sup>、サブプレッション・チェンバ空間部及び液相部は、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、サブプレッション・プール水位の保安規定の運転上の制限における下限値に対応する4,100m<sup>3</sup>（空間部）及び3,300m<sup>3</sup>（液相部）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、ドライウェル雰囲気温度は57℃、サブプレッション・プール水温度は32℃を用いるものとする。また、格納容器の初期圧力は5kPa[gage]を用いるものとする。

(c) サプレッション・プール初期水位

サブプレッション・プールの初期水位は、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値である6.983m（サブプレッション・チェンバ底部が

基準) を用いるものとする。

(d) ベント管真空破壊装置

ベント管真空破壊装置の作動条件は、設計値 (3.45kPa (ドライウェル-サブプレッション・チェンバ間差圧)) を用いるものとする。

(e) 初期酸素濃度

格納容器内の初期酸素濃度は、2.5vol% (ドライ条件) を用いるものとする。

(f) 溶融炉心からプール水への熱流束

溶融炉心からプール水への熱流束は、800kW/m<sup>2</sup>相当 (圧力依存あり) とする。

(g) コンクリートの種類

コンクリートの種類は、玄武岩系コンクリートとする。

(h) コンクリート以外の構造材の扱い

鉄筋コンクリート内の鉄筋については、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ものとする。

(i) 原子炉圧力容器下部の構造物の扱い

原子炉圧力容器下部の構造物は、発熱密度を下げないよう保守的にペDESTAL (ドライウェル部) に落下する溶融物とは扱わないものとする。

e. 外部水源の温度

外部水源の温度は、35℃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. 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。

7. 7.9MPa[gage]×2 個， 385.2t/h (1 個当たり)

8. 10MPa[gage]×4 個， 400.5t/h (1 個当たり)

8. 17MPa[gage]×4 個， 403.9t/h (1 個当たり)

8. 24MPa[gage]×4 個， 407.2t/h (1 個当たり)

8. 31MPa[gage]×4 個， 410.6t/h (1 個当たり)

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，原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後9日）で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大数が貯蔵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9.1MW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，保安規定の運転上の制限における上限値である，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。

#### 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がある事故

##### (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。この時の崩壊熱は約18.8MWである。

###### b. 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、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。

###### c. 原子炉水温

原子炉水温の初期値は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である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し、事象進展が適切に解析されていることを確認し、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。

## 1.7 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。

不確かさの影響確認は、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ものと整理している。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、解析条件のうち操作条件の不確かさとして、操作の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」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、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。

### 1.7.3 操作時間余裕の把握

解析上考慮する運転員等操作について、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

重要事故シーケンス等で実施する作業に対して、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備する体制で評価を行い、必要な作業対応が可能であることを確認する。発電所外から招集される参集要員が行う作業については、事象発生2時間後までは期待しないものとする。

### 1.8.2 必要な資源の評価

重大事故等対策の有効性評価における必要な資源の評価については、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評価し、7日間継続してこれらの資源が供給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 (1/15)

事故シーケンスグループ等			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	
重要事故シーケンス			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	原子炉冷却材圧力バウンダリに発電用原子炉を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発電用原子炉を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等に関する手順等		
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設計基準事故（LOCAを除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失する事故			●	●	●	●								●			
	2.3	全交流動力電源喪失（長期TB）	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（TBD, TBU）	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、直流電源及び原子炉隔離時冷却系が喪失する事故		●	●	●			●							●	●		
		全交流動力電源喪失（TBP）	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、逃がし安全弁閉鎖に失敗する事故		●	●	●			●							●	●	●	
	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、低圧注水機能及び原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失する事故			●	●	●	●	●							●	●			
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		●	●	●	●	●	●							●				
2.8	津波浸水による注水機能喪失	基準津波を超え敷地に遡上する津波により、取水機能及び原子炉注水機能が喪失する事故		●	●	●	●	●	●							●	●	●		

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 (2/15)

			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	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	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等	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発電用原子炉を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となる水の供給手順等	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等に関する手順等
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) (代替循環冷却系を使用する場合)	LOCA 発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり、代替循環冷却系を使用する場合						●	●	●	●				●	●	●	●
		雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	LOCA 発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり、代替循環冷却系を使用できない場合							●	●	●	●				●	●	●
	3.2	高圧溶融物放出／格納容器直接加熱	原子炉の出力運転中の過渡事象の発生と、原子炉への注水機能が全喪失する事故		●	●			●	●	●	●				●	●	●	●
	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事象の発生と、原子炉への注水機能が全喪失する事故		●	●			●	●	●	●				●	●	●	●
	3.4	水素燃焼	LOCA 発生時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故であり、代替循環冷却系を使用する場合						●	●	●	●				●	●	●	●
	3.5	溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉の出力運転中の過渡事象の発生と、原子炉への注水機能が全喪失する事故		●	●			●	●	●	●				●	●	●	●
損傷防止 SFP 燃料	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											●		●	●		
停止中の燃料損傷防止	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 1.2-1 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 (3/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表  ●：有効性評価において、解析上考慮している ○：有効性評価において、解析上考慮していない  ※対応手段は、今後の検討等により変更となる可能性があります。		重要事故シーケンス																													
		炉心の著しい損傷の防止										原子炉格納容器の破損の防止					使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止												
		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（長期TB）	全交流動力電源喪失（TBD, TBU）	全交流動力電源喪失（TBP）	崩壊熱除去系機能喪失（取水機能が喪失した場合）	崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	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）	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用できない場合）	格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用可能な場合）	格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用可能な場合）	格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用可能な場合）	格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用可能な場合）	高圧溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	溶融燃料、冷却材相互作用	水素燃焼	原子炉圧力容器外の溶融燃料・コンクリート相互作用	想定事故 1	想定事故 2	崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	崩壊熱除去系機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	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		
1.1	原子炉手動スクラム							○																							
	代替制御棒挿入機能による制御棒挿入							○																							
	選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制							○																							
	原子炉再循環系ポンプ停止による原子炉出力抑制							●																							
	自動減圧系の起動阻止スイッチによる原子炉出力急上昇防止							●																							
	ほう酸水注入							●																							
	原子炉水位低下による原子炉出力抑制							○																							
	制御棒挿入							○																							
1.2	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水			●		●	●	●	●	●																					
	高圧炉心スプレイ系による原子炉注水							●	●																						
	中央制御室からの高圧代替注水系起動	○	○	○	●	○	○	○		○	○	○				○	○					○									
	現場での人力操作による高圧代替注水系起動																														
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																														
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電																														
	原子炉水位の監視又は推定	○	○	○	●	○	○	○		○	○	○				○	○					○									
	常設高圧代替注水系ポンプの作動状況確認																														
	原子炉水位の制御																														
	ほう酸水注入系による原子炉注水	○	○					○	○		○	○				○	○	○	○	○	○										
制御棒駆動水圧系による原子炉注水	○	○					○	○		○	○				○	○	○	○	○	○											

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 (4/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表  ●：有効性評価において、解析上考慮している ○：有効性評価において、解析上考慮していない  ※対応手段は、今後の検討等により変更となる可能性があります。		重要事故シーケンス																												
		炉心の著しい損傷の防止										原子炉格納容器の破損の防止					使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止											
		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 (長期T B)	全交流動力電源喪失 (T B D', T B U)	全交流動力電源喪失 (T B P)	崩壊熱除去系機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用可能な場合)	格納容器過熱による静的負荷	格納容器過熱による動的負荷	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	想定事故 1	想定事故 2	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)	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				
技術的能力審査基準	対応手段																													
1.3	原子炉減圧の自動化		●																											
	手動による原子炉減圧	●		●		●	●	●		●	●	●															●	●		
	常設代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復				●																									
	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁機能回復																													
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁機能回復																													
	非常用窒素供給系による窒素確保	○	○	○	○	○	○	○		○	○	○				○	○		○							○	○			
	可搬型窒素供給装置 (小型) による窒素確保																													
	非常用逃がし安全弁駆動系による原子炉減圧																													
	逃がし安全弁の背圧対策																													
	代替直流電源設備による復旧				○																									
	代替交流電源設備による復旧				●																									
	炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止																●	●		●										
	インターフェイスシステムLOCA発生時の対応																●													

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 (5/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		重要事故シーケンス																											
		炉心の著しい損傷の防止									原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止										
		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 (長期TB)	全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	全交流動力電源喪失 (TBP)	崩壊熱除去系機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	格納容器過圧・過温による静的負荷 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温による静的負荷 (代替循環冷却系を使用する場合)	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	想定事故 1	想定事故 2	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)	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		
技術的能力審査基準	対応手段																												
1.4	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水		●																						●		●		
	低圧炉心スプレイ系による原子炉注水		●							●																○		○	
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱																								●		●		
	低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	●	○				●	●		●	●														○	●	○		
	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	○	○	●	●	●	○	○		○	○	●													○	○	○		
	代替循環冷却系による原子炉注水	○	○	○	○	○	○	○		○	○	○													○	○	○		
	消火系による原子炉注水	○	○	○	○	○	○	○		○	○														○	○	○		
	補給水系による原子炉注水	○	○				○	○		○	○														○	○	○		
	残留熱除去系 (低圧注水系) 復旧後の原子炉注水			●	●	●	●					●																	
	低圧炉心スプレイ系復旧後の原子炉注水																									○			
	低圧代替注水系 (常設) による残存溶融炉心の冷却																												
	低圧代替注水系 (可搬型) による残存溶融炉心の冷却																												
	代替循環冷却系による残存溶融炉心の冷却																	●	●		●								
	消火系による残存溶融炉心の冷却																												
	補給水系による残存溶融炉心の冷却																												
	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 復旧後の原子炉除熱																									●			
原子炉冷却材浄化系による進展抑制																								○	○	○			

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 (6/15)

技術的能力 審査基準		重要事故シーケンス																						
		炉心の著しい損傷の防止										原子炉格納容器の破損の防止					使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止					
		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 (長期TB)	全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	全交流動力電源喪失 (TBP)	崩壊熱除去系機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系が故障した場合 (残留熱除去系)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用可能な場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用可能な場合)	高圧溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶解燃料―冷却材相互作用	水素燃焼	原子炉圧力容器外の溶解燃料―冷却材相互作用	理想事故1	理想事故2	崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出
● : 有効性評価において、解析上考慮している ○ : 有効性評価において、解析上考慮していない		※対応手段は、今後の検討等により変更となる可能性があります。																						
技術的能力 審査基準	対応手段																							
1.5	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱																				●		●	
	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール水の除熱		●						●			●												
	残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系) による原子炉格納容器内の除熱																							
	残留熱除去系海水系による冷却水 (海水) の確保		●							●		●										●		●
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●						●		●														
	耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	○						○		○														
	遠隔人力操作機構による現場操作	○						○		○														
	緊急用海水系による除熱				○	○	○	●				●										○	●	○
代替残留熱除去系海水系による除熱				○	○	○	○														○	○	○	

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 (7/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		重要事故シーケンス																									
		炉心の著しい損傷の防止									原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止								
		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(長期TB)	全交流動力電源喪失(TBD, TBU)	全交流動力電源喪失(TBP)	崩壊熱除去系機能喪失(取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)	格納容器過圧・過温による静的負荷(代替循環冷却系を使用する場合)	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	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去系機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	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	
技術的能力審査基準	対応手段																										
1.6	残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による原子炉格納容器内の除熱																										
	残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール水の除熱		●						●	●																	
	代替循環冷却系によるサブプレッション・プール水の除熱			○	○	○	○				○																
	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱	○		○	○	○	○		○		○	●	○	●	●	●	●	●									
	代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による原子炉格納容器内の冷却	●		○	○	○	○	●		●		○	●	●	●	●	●	●									
	代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内の冷却	○		●	●	●	○		○		●	○	○	○	○	○	○	○									
	消火系による原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	○		○			○	○	○	○	○	○	○									
	補給水系による原子炉格納容器内の冷却	○					○	○		○			○	○	○	○	○	○									
	ドライウェル内ガス冷却装置による原子炉格納容器内の除熱	○		○	○	○	○		○		○	○	○	○	○	○	○	○									
	残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)復旧後の原子炉格納容器内の除熱			●	●	●	●				●																
残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)復旧後のサブプレッション・プール水の除熱			●	●	●	●				●																	
1.7	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱											●	○	●	●	●	●										
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱											○	●	○	○	○	○										
	遠隔人力操作機構による現場操作											○	○	○	○	○	○										
	不活性ガス(窒素)による系統内の置換																										
	原子炉格納容器負圧破損の防止																										
サブプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入												○	○	○	○	○	○										

● : 有効性評価において、解析上考慮している  
 ○ : 有効性評価において、解析上考慮していない

※対応手段は、今後の検討等により変更となる可能性があります。





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 (9/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止									原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止						
		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 (長期TB)	全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	全交流動力電源喪失 (TBP)	崩壊熱除去系機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	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	想定事故1	想定事故2	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)	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	
● : 有効性評価において、解析上考慮している ○ : 有効性評価において、解析上考慮していない	※対応手段は、今後の検討等により変更となる可能性があります。																								
技術的能力審査基準	対応手段																								
	不活性ガス系による原子炉格納容器内の不活性化																								
	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内の不活性化										●		●	●	●	●									
	可搬型窒素供給装置による格納容器圧力逃がし装置内の不活性化																								
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素爆発防止																								
	遠隔人力操作機構による現場操作																								
	可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度制御																								
1.9	格納容器内水素濃度 (SA) 及び格納容器内酸素濃度 (SA) による原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視											●	●	●	●	●	●								
	格納容器雰囲気モニタによる原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視																								
	代替電源設備により水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備への給電											●	●	●	●	●	●								

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 (10/15)

		重要事故シーケンス																							
		炉心の著しい損傷の防止								原子炉格納容器の破損の防止							使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止						
		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 (長期 T B)	全交流動力電源喪失 (T B D, T B U)	全交流動力電源喪失 (T B P)	崩壊熱除去系機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	原子炉停止機能喪失	L O C A 時注水機能喪失	格納容器パイパス (インターフェイスシステム L O C A)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過熱による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外への溶融燃料・冷却材相互作用	水素燃焼	溶解炉心・コンクリート相互作用	想定事故 1	想定事故 2	崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	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
技術的能力対応手段と有効性評価 比較表																									
● : 有効性評価において, 解析上考慮している ○ : 有効性評価において, 解析上考慮していない																									
※対応手段は, 今後の検討等により変更となる可能性があります。																									
技術的能力 審査基準	対応手段																								
1. 10	原子炉建屋ガス処理系による水素排出																								
	静的触媒式水素再結合器による水素濃度抑制																								
	原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度監視																								
	代替電源設備により水素爆発による損傷を防止するための設備への給電																								
1. 11	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プール注水																			○	○				
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プール注水																			●	●				
	補給水系による使用済燃料プール注水																			○	○				
	消火系による使用済燃料プール注水																			○	○				
	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッド) を使用した使用済燃料プールのスプレイ																			○	○				
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (常設スプレイヘッド) を使用した使用済燃料プールのスプレイ																			○	○				
	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレイノズル) を使用した使用済燃料プールのスプレイ																			○	○				
	漏えい緩和																								
	大気への拡散抑制																								
	使用済燃料プールの監視																				●	●			
代替電源設備による使用済燃料プールを監視するための設備への給電																				●	●				
代替燃料プール冷却系による使用済燃料プール冷却		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○		

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 (11/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		重要事故シーケンス																					
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止		
		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(長期TB)	全交流動力電源喪失(TBD, TBU)	全交流動力電源喪失(TBP)	崩壊熱除去系機能喪失(取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)
●：有効性評価において、解析上考慮している	○：有効性評価において、解析上考慮していない	※対応手段は、今後の検討等により変更となる可能性があります。																					
技術的能力審査基準	対応手段																						
1.12	可搬型代替注水大型ポンプ(放水用)及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制																						
	ガンマカメラ又はサーモカメラによる大気への放射性物質の拡散抑制効果の確認																						
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制																						
	放射性物質吸着材による海洋への放射性物質の拡散抑制																						
	化学消防自動車、水槽付消防ポンプ自動車及び泡消火薬剤容器(消防車用)による延焼防止処置																						
	可搬型代替注水大型ポンプ(放水用)、放水砲、泡混合器及び泡消火薬剤容器(大型ポンプ用)による航空機燃料火災への泡消火																						
1.13	代替淡水貯槽を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水(常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合)	●	○				●	●		●	●		●	●			●			○	●	○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却(常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合)	●		○	○	○	○	○	○	○		○	●	●	●	●	●	●					
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水(常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合)											○	○	●	●	○	○						
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ(常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合)																			○	○		
	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	○		○	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水(可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合)	○		○	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○			○	○	○
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却(可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合)	○		○	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○					
	代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給(可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合)																						
	代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水(可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合)																						
	代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水/スプレイ(可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合)																						
サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○	●	●	●	●	●	●	○	●	●			○	○			○					
サプレッション・プールを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水		●	●	●	●	●	●	●	●	●										○	○	○	
サプレッション・プールを水源とした原子炉格納容器内の除熱		●	●	●	●	●	●	●	●	●													
サプレッション・プールを水源とした原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内の除熱	○	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○			○	○	○	

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 (12/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		重要事故シーケンス																												
		炉心の著しい損傷の防止										原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止										
		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 (長期TB)	全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	全交流動力電源喪失 (TBP)	崩壊熱除去系機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系が故障した場合 (残留熱除去系)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合)	格納容器過圧・過温による静的負荷 (代替循環冷却系)	格納容器過圧・過温による動的負荷 (代替循環冷却系)	格納容器過圧・過温による静的負荷 (代替循環冷却系)	格納容器過圧・過温による動的負荷 (代替循環冷却系)	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	想定事故 1	想定事故 2	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)	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		
技術的能力審査基準	対応手段																													
1.13	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水	○	○	●	●	●	○	○		○	○	●	○	○	○	○	○	○	○	○	●	●	○	○	○					
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○	●	●	●	○	○		○	○	●	○	○	○	○	○	○	○	○	○			○	○	○				
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		●	●	●	○	○		○		○	○	○	○	○	○	○	○	○	○									
	西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																													
	西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器下部への注水												○	○	○	○	○	○	○	○	○									
	西側淡水貯水設備を水源とした使用済燃料プールへの注水																					○	○							
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○		○	○					○					○	○	○			
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○		○	○	○	○	○	○					○	○	○	○	○	○	○	○									
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水													○	○	○	○	○	○	○	○									
	ろ過水貯蔵タンク又は多目的タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																					○	○							
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○					○	○		○	○		○	○	○	○	○	○	○	○									
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水	○	○					○	○		○	○		○	○					○				○	○	○				
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器内の冷却	○						○	○		○			○	○	○	○	○	○	○	○									
	復水貯蔵タンクを水源とした原子炉格納容器下部への注水													○	○	○	○	○	○	○	○									
	復水貯蔵タンクを水源とした使用済燃料プールへの注水																					○	○							
	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水																													
	淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給																													
海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	○	●	○	○	○	●	●	●	○	●	●	○	○	○	○	○	○	○	○	○	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
海を水源とした原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の原子炉圧力容器への注水																														
海を水源とした原子炉格納容器内の冷却																														
海を水源とした原子炉格納容器下部への注水																														



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 (14/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		重要事故シーケンス																								
		炉心の著しい損傷の防止											原子炉格納容器の破損の防止					使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止						
		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(長期TB)	全交流動力電源喪失(TBD, TBU)	全交流動力電源喪失(TBP)	崩壊熱除去系機能喪失(取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用できない場合)	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	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去系機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	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	
		技術的能力審査基準		対応手段																						
1.14	非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	○	○				○	○	○	○	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●					
	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			●	●	●	●				●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●				
	可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電			○	○	○	○					○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○		○		
	高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電																									
	2C・2D非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機海水系への代替送水による2C・2D非常用ディーゼル発電機又は高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機の電源給電機能の復旧																									
	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電			●		●	●					●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●			
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電				○																					
	高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電																									
	常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	○	○	●	●	●	●	○	○	○	○	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		
	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電			○	○	○	○						○	○	○	○	○	○	○	○	○	○		○		
	常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電			●	●	●						●														
	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電																									
	可搬型設備用軽油タンクから各機器への給油	●		●	●	●		●		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油	○	○	●	●	●	●	○	○	○	○	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
軽油貯蔵タンクから2C・2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機への給油	○	○					○	○	○	○								●	●	●						

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 (15/15)

技術的能力対応手段と有効性評価 比較表		重要事故シーケンス																										
		炉心の著しい損傷の防止									原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止									
		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 (長期TB)	全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	全交流動力電源喪失 (TBP)	崩壊熱除去系機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	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)	津波浸水による注水機能喪失	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できる場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用できる場合)	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	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去系機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	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	
技術的能力審査基準	対応手段																											
1.15	計器故障時の手順 他チャンネルによる計測																											
	計器故障時の手順 代替パラメータによる推定																											
	計器の計測範囲 (把握能力) を超えた場合の手順 代替パラメータによる推定											●	●				●											
	計器の計測範囲 (把握能力) を超えた場合の手順 可搬型計測器による計測又は監視																											
	常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電			●		●	●					●	●	●	●	●	●	●								●		
	可搬型代替直流電源設備からの給電																											
	可搬型計測器によるパラメータ計測又は監視																											
1.16	重大事故等時のパラメータ記録																											
	中央制御室換気系による居住性の確保											●	●	●	●	●	●											
	原子炉建屋ガス処理系による居住性の確保											●	●	●	●	●	●											
	原子炉建屋外側ブローアウトパネル閉止による居住性の確保																											
	酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計による居住性の確保																											
	可搬型照明 (SA) による居住性の確保																											
	中央制御室待避室による居住性の確保																											
その他の放射線防護措置等												○	○	○	○	○	○											
チェンジングエリアの設置及び運用による汚染の持ち込みの防止																												



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"> <li>・ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>・ 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> </ul>
高圧注水・減圧機能喪失		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗</li> <li>・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉手動減圧失敗</li> </ul>
全交流動力電源喪失	長期 T B	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗 (R C I C 成功)</li> <li>・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 + H P C S 失敗 (R C I C 成功)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗 (R C I C 成功)</li> </ul>
	T B D, T B U	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗</li> <li>・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 高圧炉心冷却失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 + H P C S 失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗</li> </ul>
	T B P	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗</li> </ul>

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"> <li>・ 過渡事象 + RHR 失敗</li> <li>・ 過渡事象 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + RHR 失敗</li> <li>・ 外部電源喪失 + DG 失敗 (HPCS 成功)</li> <li>・ 外部電源喪失 + DG 失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 (HPCS 成功)</li> <li>・ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 (HPCS 成功)</li> <li>・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + RHR 失敗</li> <li>・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + RHR 失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + RHR 失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 (HPCS 成功)</li> <li>・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 (HPCS 成功)</li> <li>・ 中小破断 LOCA + RHR 失敗</li> <li>・ 大破断 LOCA + RHR 失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象 + RHR 失敗</li> </ul>
原子炉停止機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象 + 原子炉停止失敗</li> <li>・ サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗</li> <li>・ 中小破断 LOCA + 原子炉停止失敗</li> <li>・ 大破断 LOCA + 原子炉停止失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象 + 原子炉停止失敗</li> </ul>
LOCA 時注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> <li>・ 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> </ul>
格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ インターフェイスシステム LOCA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ インターフェイスシステム LOCA</li> </ul>
津波浸水による注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失</li> <li>・ 最終ヒートシンク喪失 (RCIC 成功)</li> <li>・ 最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗</li> <li>・ 最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失</li> </ul>

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
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧破損）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ T Q U V</li> <li>・ T Q U X</li> <li>・ 長期 T B</li> <li>・ T B U</li> <li>・ T B P</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ L O C A</li> </ul>	<p>【事象進展（過圧・過温）緩和の時間余裕及び設備容量の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 他の PDS と比較して、L O C A 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。</li> <li>・ 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。</li> <li>・ 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。</li> </ul> <p>・ L O C A 時に高圧炉心冷却機能及び低圧炉心冷却機能の喪失に加え、全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、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。</p> <p>以上より、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 として、L O C A を選定し、これに全交流動力電源喪失を重畳させるものとする。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過温破損）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ T B D</li> <li>・ L O C A</li> </ul>		
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ T Q U X</li> <li>・ 長期 T B</li> <li>・ T B U</li> <li>・ T B D</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ T Q U X</li> </ul>	<p>【事象進展緩和（減圧）の時間余裕の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 長期 T B は事象初期において R C I C による冷却が有効な PDS であり、減圧までの余裕時間の観点では T Q U X, T B D, T B U の方が厳しい。</li> <li>・ 高圧状態で原子炉圧力容器破損に至る点では T Q U X, T B D, T B U に PDS 選定上の有意な違いはない。</li> </ul> <p>・ T Q U X 時に全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、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。</p> <p>以上より、最も厳しい PDS から、T Q U X を評価対象 PDS として選定する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</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-冷却材相互作用 (FCI)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ T Q U V</li> <li>・ T Q U X</li> <li>・ 長期 T B</li> <li>・ T B U</li> <li>・ T B P</li> <li>・ T B D</li> <li>・ L O C A</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ T Q U V</li> </ul>	<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"> <li>・ 溶融燃料-冷却材相互作用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、保有エネルギーが大きくなるほど厳しくなる。この観点から、高圧状態が維持される PDS である T Q U X, T B D, T B U, 長期 T B は F C I の観点で厳しい事象とはならないと考えられる。</li> <li>・ 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、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 T Q U X, T B U 及び長期 T B は選定対象から除外する。</li> <li>・ L O C A 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 (T Q U V, T B P) 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。</li> <li>・ T B P について、事象初期の R C I C による一時的な注水を考慮すると、T Q U V に比べて水位低下が遅く事象進展が遅い。</li> <li>・ 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。</li> <li>・ T Q U V 時に全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、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。</li> </ul> <p>以上より、FCI の厳しさの観点で T Q U V を評価対象 PDS として選定する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ T Q U V</li> <li>・ T Q U X</li> <li>・ 長期 T B</li> <li>・ T B U</li> <li>・ T B P</li> <li>・ T B D</li> <li>・ L O C A</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ T Q U V</li> </ul>	<p>【事象 (MCCI に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ) 及び事象緩和のための対応の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ M C C I の観点からは、ペDESTAL (ドライウェル部) 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、高圧状態が維持される PDS である T Q U X, T B D, T B U, 長期 T B は M C C I の観点で厳しい事象とはならないと考えられる。</li> <li>・ L O C A は、原子炉圧力容器破損のタイミングが過渡事象より早い場合、溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが、有効性評価における本格納容器破損モードに対しては、原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること、原子炉圧力容器破損までの余裕時間は事象発生から 3 時間以上あることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。</li> <li>・ F C I と M C C I は原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから、FCI と同じ PDS を選定することにより、一連のプラント挙動を確認することができる。</li> <li>・ T Q U V 時に全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる対応が多く、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。</li> </ul> <p>以上より、MCCI への対応の厳しさの観点で T Q U V を評価対象 PDS として選定する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</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	<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"> <li>審査ガイドでは「PRAに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため、レベル 1.5 PRA では水素燃焼により格納容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため、東海第二発電所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するものとする。</li> </ul> <p>【評価において着目するパラメータ】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>東海第二発電所では、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では酸素濃度が重要となる。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。</li> </ul> <p>【東海第二発電所において評価するシーケンス】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>東海第二発電所において、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、LOCA と ECCS 注水機能喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。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）」の評価シーケンスでは、対応の厳しさを観点で全交流動力電源喪失を重畳させていることを考慮し、LOCA（LOCA+ECCS 注水機能喪失）を PDS として選定する。</li> </ul> <p>以上より、「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様、LOCA を評価対象 PDS として選定し、これに全交流動力電源喪失を重畳させるものとする。</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）（4/7）

補足：PDS の分類の定義

PDS	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	交流電源 無 直流電源 無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 無 直流電源 無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 無 直流電源 無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 無 直流電源 無
TW/TBW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
LOCA	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	—

注：ハッチングは炉心損傷前に格納容器破損に至る事故シーケンスであることから、解釈 1-2 (b) に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認する。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"> <li>大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウエル) 失敗</li> <li>中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウエル) 失敗</li> <li>中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウエル) 失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウエル) 失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗</li> </ul> <p>(過圧・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となり、各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水(損傷炉心冷却)の点で同じとなることから、有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。)</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"> <li>大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ペDESTAL) 失敗</li> <li>中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ペDESTAL) 失敗</li> <li>中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ペDESTAL) 失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ペDESTAL) 失敗</li> </ul>	
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"> <li>過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH</li> <li>手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH</li> <li>サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH</li> </ul>

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
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)	・ T Q U V	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)</li> <li>・ 過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)</li> <li>・ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)</li> <li>・ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)</li> <li>・ サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)</li> <li>・ サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)</li> </ul>
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	・ T Q U V	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)</li> <li>・ 過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)</li> <li>・ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)</li> <li>・ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)</li> <li>・ サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)</li> <li>・ サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)</li> </ul>



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	—	—	<p>・大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗（+格納容器ベント無し）</p> <p>（ジルコニウム-水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から、炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し、その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。また、格納容器ベントを実施する場合、格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され、格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから、格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。）</p>

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）

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"> <li>・残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> <li>・残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> <li>・外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> </ul>
全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> <li>・外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> </ul>
原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> <li>・原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> <li>・原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> <li>・原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗</li> </ul>
反応度の誤投入	<ul style="list-style-type: none"> <li>・反応度の誤投入</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・反応度の誤投入</li> </ul> <p>（代表性の観点から停止中に実施される検査等により、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、異常な反応度の投入を認知できずに燃料損傷に至る事故を想定する。）</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	S A F E R M A A P
高圧注水・減圧機能喪失	S A F E R M A A P
全交流動力電源喪失（長期 T B）	S A F E R M A A P
全交流動力電源喪失（T B D， T B U）	S A F E R M A A P
全交流動力電源喪失（T B P）	S A F E R M A A P
崩壊熱除去機能喪失	S A F E R M A A P
原子炉停止機能喪失	R E D Y S C A T
L O C A 時注水機能喪失	S A F E R M A A P
格納容器バイパス （インターフェイスシステム L O C A）	S A F E R
津波浸水による注水機能喪失	—

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	A P E X S C A T ( R I A 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。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。
炉心 (燃料)	燃料棒表面熱伝達, 沸騰遷移, 気液熱非平衡	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において, 熱伝達係数を低めに評価する可能性があり, 他の解析モデルの不確かさとあいまってコード全体として, スプレイ冷却のない実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50°C程度高めに評価する。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却過程(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは+20°C~+40°C程度である。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており, 保守的な結果を与える。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は, 燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され, 燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され, 円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって, ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。
炉心 (熱流動)	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	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において, 二相水位変化は, 解析結果に重畳する水位振動成分を除いて, 実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは+20°C~+40°C程度である。 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。

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 弁含む)	沸騰・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。
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。
	ECCS 注水 (給水系・代替注 水含む)	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。

第 1.4-5 表 REDY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)	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)	動的ボイド係数： <input type="text"/> 、 <input type="text"/> 動的ドップラ係数： <input type="text"/> 、 <input type="text"/>	
		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	
	崩壊熱	崩壊熱モデル	非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線に対して、1秒後の時点で+0.8%/ -0.1%の不確かさを有する。	
炉心 (熱流動)	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心ボイドマップ確認試験により、炉心ボイドモデルにおいて使用するボイド率補正率に対して、以下の不確かさを有する。 補正なし/最大補正二次関数	
原子炉 压力容器 (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	再循環系ポンプ慣性時定数：+10%/ -10%
		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		逃がし安全弁流量：+16.6%
	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 高圧炉心注水系流量：実力値(137%) サプレッション・プール水の初期エンタルピ：設計仕様の常用温度下限(-104kJ/kg (-25℃))
ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル		保守的な混合特性を設定。	
格納容器	サプレッション・プール冷 却	格納容器モデル	保守的モデルに含まれる。	



第 1.4-6 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	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設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。
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	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。また、給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では、表面熱流速に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられる。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル、リウエットモデル	解析コードは、燃料棒表面熱伝達をおおむ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、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。 解析コードは、燃料被覆管温度に依存するリウエット相関式（相関式 2）を使用し、上述のとおり被覆管温度を高めに評価することから、リウエット時刻を遅めに評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	解析コードは、沸騰遷移が生じ易い条件として、SLM CPR 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、燃料被覆管温度をおおむね高めに評価する。
炉心 (熱流動)	気液熱非平衡	熱伝達モデル、リウエットモデル	解析コードは、沸騰遷移後の熱伝達をおおむ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、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため、冷却材温度を飽和温度として熱伝達を取り扱った場合でも燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。よって、燃料被覆管温度に対する気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれる。

第 1.4-7 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。 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。
	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ガス発生、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の増加 (被覆管酸化の促進) 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、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・ 下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない。
	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)	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。 ・ MAAP コードでは SAFER コードで考慮している 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ものの、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燃料有効長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 圧力容器 (逃がし安全弁含む)	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	原子炉圧力容器モデル (破断流モデル)	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)	入力値に含まれる。 保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。

第 1.4-7 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	
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向は良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。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よ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。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	
	放射線水分解等による水素・酸素発生	—	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。	
	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)	入力値に含まれる。 MAAP コードでは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。	
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)	入力値に含まれる。		

第 1.4-7 表 M A A P 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
	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。 リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータ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 シーケンスともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器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 (炉心損傷後) (逃がし安全 弁含む)	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、エントレインメント 係数及び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の 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刻等の事象進展 に対する影響が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) をパラメータとした感度解析を行い、原 子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件 に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される。
	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。
	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 放出の開始時刻を良く再現できているものの、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 1.4-7 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
格納容器 (炉心損傷後)	原子炉压力容器外 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)	原子炉压力容器外 FCI 現象に影響する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉压力容器外 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。
	原子炉压力容器外 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)	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想定される。ただし、堆積形状の不確かさが想定されるため、個別プラントのペダスタルの形状や事前水張りの深さを踏まえて、拡がりを抑制した感度解析等の取扱いを行うことが適切と考えられる。
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		MCCI 現象に関する不確かさの要因分析により、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。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、上面熱流束を下限值とした場合でも、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て感度を確認したものであり、不確かさを考慮しても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る。
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		ACE 実験解析及び SURC-4 実験解析により、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶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侵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侵食の不均一性については、実験における侵食のばらつきが MAAP コードの予測侵食量の 20% の範囲内に収まっていることから、上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。
	格納容器内 FP 挙動		核分裂生成物 (FP) 挙動モデル

第 1.4-8 表 A P E X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の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	解析では制御棒引き抜き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 1.4-8 表 A P E X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	単相強制対流： 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 (インターフェイシステム LOCA)	津波浸水による注水機能喪失
分類	物理現象	評価指標	燃料被覆管温度 原子炉压力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉压力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉压力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉压力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉压力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉压力容器 圧力	燃料被覆管温度 原子炉压力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度
	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

※ 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)	津波浸水による注水機能喪失
分類	評価指標	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及び 温度
	物理現象								
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)	津波浸水による注水機能喪失
分類	物理現象	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及 び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及 び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及 び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及 び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及 び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及 び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力	燃料被覆管温度 原子炉圧力容器 圧力 格納容器圧力及 び温度
	格納容器								
	冷却材放出	—	—	—	—	○ <sup>※2</sup>	—	—	—
	格納容器各領域間の流動	○	○	○	○	—	○	—	○
	サプレッション・プール冷却	—	○	○	○ <sup>※1</sup>	○	—	—	○
	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	○	—	—	○ <sup>※1</sup>	—	○	—	—

○：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「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。

※2 第 1.7-1 表 (2/3) の「冷却材放出 (臨界流・差圧流)」と同一の物理現象

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) (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	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
	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	—	—	—	—	—
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	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
	物理現象					
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)	○	—	—	○	—※1
	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

※1 評価事象「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価においては、ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)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ついては、ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)は重要現象とならない。

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	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
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	—	—	—※3	—	

○：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、「代替循環冷却系を使用する場合」と「代替循環冷却系を使用できない場合」の有効性を確認しており、代替循環冷却系を使用する場合はサプレッション・プール冷却が、代替循環冷却系を使用でき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。

※3 評価事象「水素燃焼」の有効性評価の評価事故シーケンスにおいては、格納容器ベントを実施せず、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。

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	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
物理現象						
原子炉圧力容器 (炉心損傷後)	リロケーション	○	○	○	○	○
	原子炉容器内FCI (溶融炉心細粒化)	—	○	—	—	—
	原子炉容器内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	○	○	○	○	○
	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	○	○	○※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」「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」「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。

※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	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量	
	物理現象						
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	—	—	—	○※1	○
	溶融炉心の再臨界	—	—	—	—	—	—
	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「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」「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	燃料エンタルピー
	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	高压炉心冷却	原子炉減圧	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.			
過渡事象	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—			
						失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)			
						成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
							失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)		
						失敗	成功	成功	成功	過渡事象 + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	高压・低压注水機能喪失	(1)
									失敗	過渡事象 + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高压注水・減圧機能喪失	(3)
						失敗	成功	失敗	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
									失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
						失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
									失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
						失敗	成功	失敗	成功	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	高压・低压注水機能喪失	(2)
									失敗	過渡事象 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)

第 1.2-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 PRA イベントツリー (1/7)

外部電源喪失	原子炉停止	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	No.
					HPCS	RCIC			
							過渡事象へ 外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功) 外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功) 外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗 外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功) 外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗 外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功) 外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗 過渡事象+原子炉停止失敗	過渡事象へ 崩壊熱除去機能喪失 (TBW) 全交流動力電源喪失 (長期TB) 全交流動力電源喪失 (TBU) 崩壊熱除去機能喪失 (TBW) 全交流動力電源喪失 (TBP) 崩壊熱除去機能喪失 (TBW) 全交流動力電源喪失 (TBD) 原子炉停止機能喪失	- (11) (7) (8) (12) (9) (13) (10) (6)

第 1.2-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 PRA イベントツリー (2/7)

手動停止／サポート系喪失 (手動停止)	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	No.					
成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—					
					失敗	手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(19)					
					成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—				
						失敗	手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(19)				
					失敗	成功	成功	失敗	手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(16)		
							失敗	手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(18)			
					失敗	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
									失敗	手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20)	
									成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
										失敗	手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20)
失敗	成功	成功	成功	失敗	手動停止／サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(17)						

第 1.2-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 P R A イベントツリー (3/7)

サポート系喪失 (自動停止※)	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	No.				
成功	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-				
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(24)				
						成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-			
							失敗	サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(24)			
						失敗	成功	成功	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(21)		
								失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(23)		
						失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-	
									失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(25)	
									失敗	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
										失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(25)
失敗	失敗	成功	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(22)								
		失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(26)								

※ サポート系喪失において、原子炉自動停止に至る事象のうち、直流電源故障については別途評価。

第 1.2-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 P R A イベントツリー (4/7)

サポート系喪失 (直流電源故障)	原子炉停止	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	No.
				HPCS	RCIC			
						サポート系喪失 (自動停止) へ	サポート系喪失 (自動停止) へ	-
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(30)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + HPCS失敗 (RCIC成功)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(27)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(28)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(31)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(29)
						サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(26)

第 1.2-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 PRA イベントツリー (5/7)

大破断 LOCA	原子炉停止	高压炉心冷却	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	成功	成功	失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
	成功	失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	失敗	成功	失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
	失敗	成功	失敗	大破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	大破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失	(36)
	失敗	失敗	失敗	失敗	大破断 LOCA + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(38)

中小破断 LOCA	原子炉停止	高压炉心冷却	原子炉減圧	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
	成功	成功	成功	失敗	中小破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)	
	成功	失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
	成功	失敗	成功	失敗	中小破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)	
	失敗	成功	失敗	中小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	中小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失	(32)	
	失敗	失敗	失敗	失敗	中小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA時注水機能喪失	(33)	
	失敗	失敗	失敗	失敗	中小破断 LOCA + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(35)	

第 1.2-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 PRA イベントツリー (6/7)

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	No.
	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)	(39)

第 1.2-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 PRA イベントツリー (7/7)

地震	地震加速度大	原子炉建屋	格納容器	原子炉 圧力容器	格納容器 バイパス	Excessive LOCA	計装・制御	直流電源	交流電源	外部電源	発生する起因事象	No.
発生なし											-	-
健全											過渡事象	-
健全											外部電源喪失	-
健全											交流電源喪失	-
健全											直流電源喪失	-
喪失											計装・制御系喪失	(46)
喪失											Excessive LOCA	(44)
発生なし											格納容器バイパス	(43)
発生											原子炉圧力容器損傷	(42)
健全											格納容器損傷	(41)
損傷											原子炉建屋損傷	(40)
健全												
損傷												
発生												

第 1.2-2 図 地震レベル 1 P R A 階層イベントツリー



過渡事象	原子炉停止	逃がし安全弁開放	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	No.				
過渡事象	成功	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-				
							失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)				
							成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-		
									失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)		
							失敗	成功	失敗	成功	成功	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(1)
											失敗	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(3)
							成功	失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
											失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
							失敗	成功	失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
											失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
							成功	失敗	成功	成功	成功	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(2)
											失敗	Excessive LOCA	-	(42)
失敗	失敗	失敗	失敗	失敗	過渡事象 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)							

第 1.2-3 図 地震レベル 1 PRA イベントツリー (1/3)

外部電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁開放	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高压炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
						HPCS	RCIC			
						成功		過渡事象へ	過渡事象へ	-
						成功	成功	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)
						成功	失敗	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)
						失敗	成功	外部電源喪失+DG失敗+高压炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)
						成功	成功	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(12)
						成功	失敗	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(9)
						失敗	成功	外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)
						失敗	失敗	外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)
						失敗		Excessive LOCA	-	(42)
						失敗		過渡事象+原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(5)

第 1.2-3 図 地震レベル 1 PRA イベントツリー (2/3)

交流電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁開放	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	No.
				HPCS	RCIC			
				外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)		
				外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)		
				外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)		
				外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(12)		
				外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(9)		
				Excessive LOCA	-	(42)		
交流電源喪失+原子炉停止失敗	交流電源喪失+原子炉停止失敗	(45)						

直流電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁開放	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
			HPCS	RCIC			
				外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)	
				外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)	
				Excessive LOCA	-	(42)	
				直流電源喪失+原子炉停止失敗	直流電源喪失+原子炉停止失敗	(45)	

第 1.2-3 図 地震レベル 1 PRA イベントツリー (3/3)

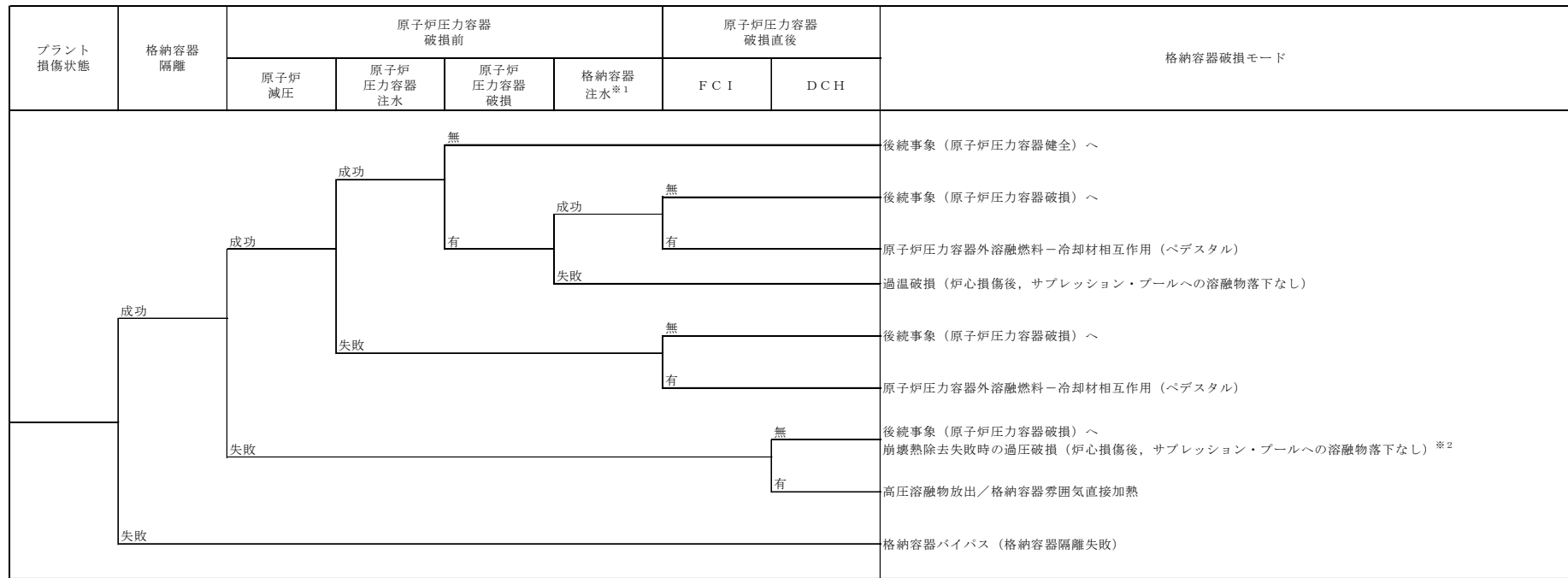
津波 (津波高さ)	防潮堤損傷 (T. P. +24m～)	原子炉建屋内浸水 (T. P. +22m～24m)	最終ヒートシンク喪失 (T. P. +20m～22m)	発生する起因事象	No.
		発生なし	発生なし	—	—
	発生なし		発生	最終ヒートシンク喪失 (T. P. +20m～22m)	—
		発生		原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 <sup>※</sup> (T. P. +22m～24m)	(47)
	発生			防潮堤損傷 <sup>※</sup> (T. P. +24m～)	(46)

※ 炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない。

第 1.2-4 図 津波レベル 1 P R A 階層イベントツリー

最終ヒートシンク喪失	圧力バウンダリ健全性	高压炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
	成功	成功	最終ヒートシンク喪失 (R C I C 成功)	津波浸水による注水機能喪失	(48)
	成功	失敗	最終ヒートシンク喪失 + 高压炉心冷却失敗	津波浸水による注水機能喪失	(49)
	失敗		最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波浸水による注水機能喪失	(50)

第 1.2-5 図 津波レベル 1 P R A イベントツリー



F C I：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

D C H：格納容器雰囲気直接加熱

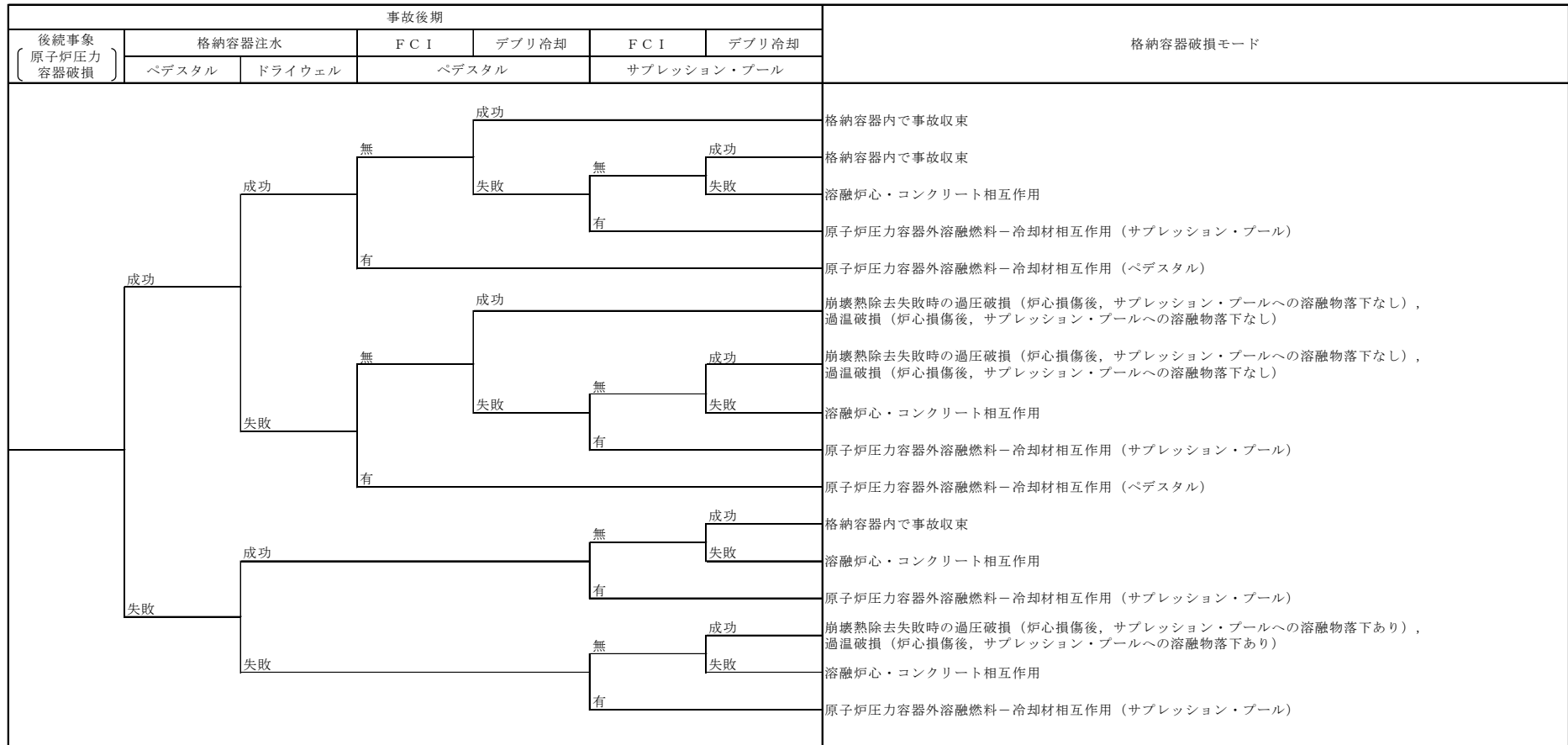
※1 L O C Aシーケンスは、格納容器注水に失敗した場合、原子炉圧力容器破損前に過温破損に至るため、本ヘディングの成功／失敗を原子炉圧力容器破損前に考慮した。

※2 長期T Bシーケンスは、原子炉圧力容器注水に失敗した場合、原子炉圧力容器破損直後に過圧破損に至る。

第 1.2-6 図 格納容器イベントツリー (1/3)

事故後期		格納容器破損モード
後続事象 〔原子炉圧力容器健全〕	格納容器注水	
	成功	原子炉圧力容器内で事故収束
	失敗	崩壊熱除去失敗時の過圧破損 (炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下なし)

第 1.2-6 図 格納容器イベントツリー (2/3)



F C I : 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

第 1.2-6 図 格納容器イベントツリー (3/3)

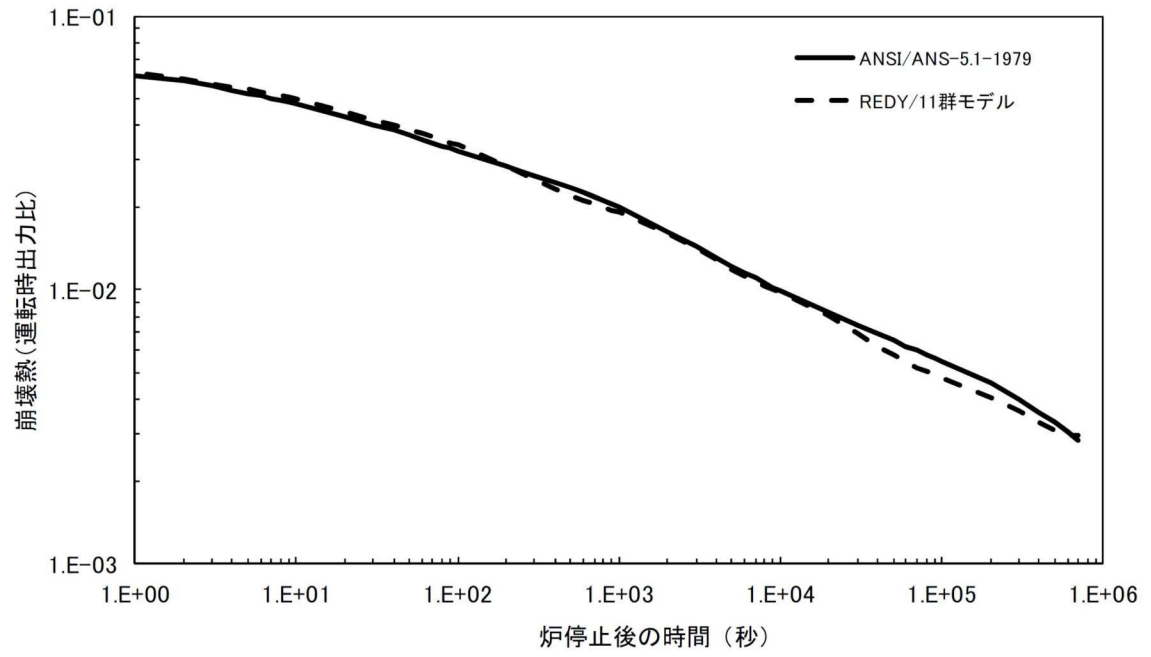


残留熱除去系の故障	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	—	燃料損傷なし
	失敗	残留熱除去系の故障 (RHR喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗 残留熱除去系の故障 (RHR S喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失

外部電源喪失	直流電源	交流電源	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		成功	成功	—	燃料損傷なし
			失敗	外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失
	成功		成功	—	燃料損傷なし
		失敗	成功	外部電源喪失+交流電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
			失敗	外部電源喪失+交流電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
	失敗		成功	—	燃料損傷なし
			失敗	外部電源喪失+直流電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	—	燃料損傷なし
	失敗	原子炉冷却材の流出 (RHR切替時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出 (CUWブロー時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出 (CRD点検時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出 (LPRM点検時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出

第 1.2-7 図 内部事象停止時レベル 1 PRA イベントツリー



第 1.5-1 図 原子炉停止後の崩壊熱

## 重大事故等対策における深層防護の考え方について

東海第二発電所における重大事故等対策における深層防護の考え方について以下に述べる。

1. BWRの特徴を踏まえた深層防護の考え方及び重大事故等対策の基本方針

BWRの事故時の運転操作は、炉心損傷防止及び炉心損傷後の格納容器破損防止のいずれの対応においても、原子炉への注水を最優先とし、炉心損傷の防止又は炉心損傷の進展防止を図りつつ、同時に格納容器の健全性を確保することが重要となる。炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展防止には原子炉注水、格納容器の健全性確保のためには格納容器注水が有効な対策となる。また、BWRでは、原子炉圧力バウンダリに接続する最大口径配管の破断（大破断LOCA）時にも、比較的小流量の代替注水系により原子炉注水及び格納容器注水に必要な流量を確保することが可能である。

深層防護の観点では、IAEAのように設計基準事故（DBA）をレベル3、設計拡張状態（DEC）をレベル4とする考え方や、WENRAのように単一故障を起因とする事故をレベル3.a、多重故障を起因とする著しい炉心損傷の防止をレベル3.b、著しい炉心損傷後の格納容器破損防止を第4層とする考え方があるが、BWRでは「著しい炉心損傷」の発生の有無に依らず原子炉注水及び格納容器注水が必要となることから、東海第二発電所ではIAEAの深層防護の考え方を参照し、設計基準を超えるレベル4の領域では、原子炉注水及び格納容器注水を同時に実施可能な重大事故等対

策を複数整備し信頼性を確保することを重大事故等対策における基本方針としている。

原子炉注水機能及び格納容器注水機能を一つの系統で兼用する場合、それぞれの機能に対して独立した系統を使用する場合と比較して、系統の起動時間の短縮が図れるとともに、数個の弁操作のみで同時に運用することが可能となり運用面でも利点があると考えている。

上記の基本方針に従い、東海第二発電所では原子炉注水及び格納容器注水を同時に実施可能な重大事故等対処設備として、常設低圧代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ及び可搬型代替注水中型ポンプを整備している。この他に高圧での原子炉注水が可能な常設高圧代替注水系ポンプを整備している。なお、常設低圧代替注水系ポンプ及び可搬型代替注水中型ポンプについては、原子炉压力容器破損後に用いるペデスタル注水機能も備えている。

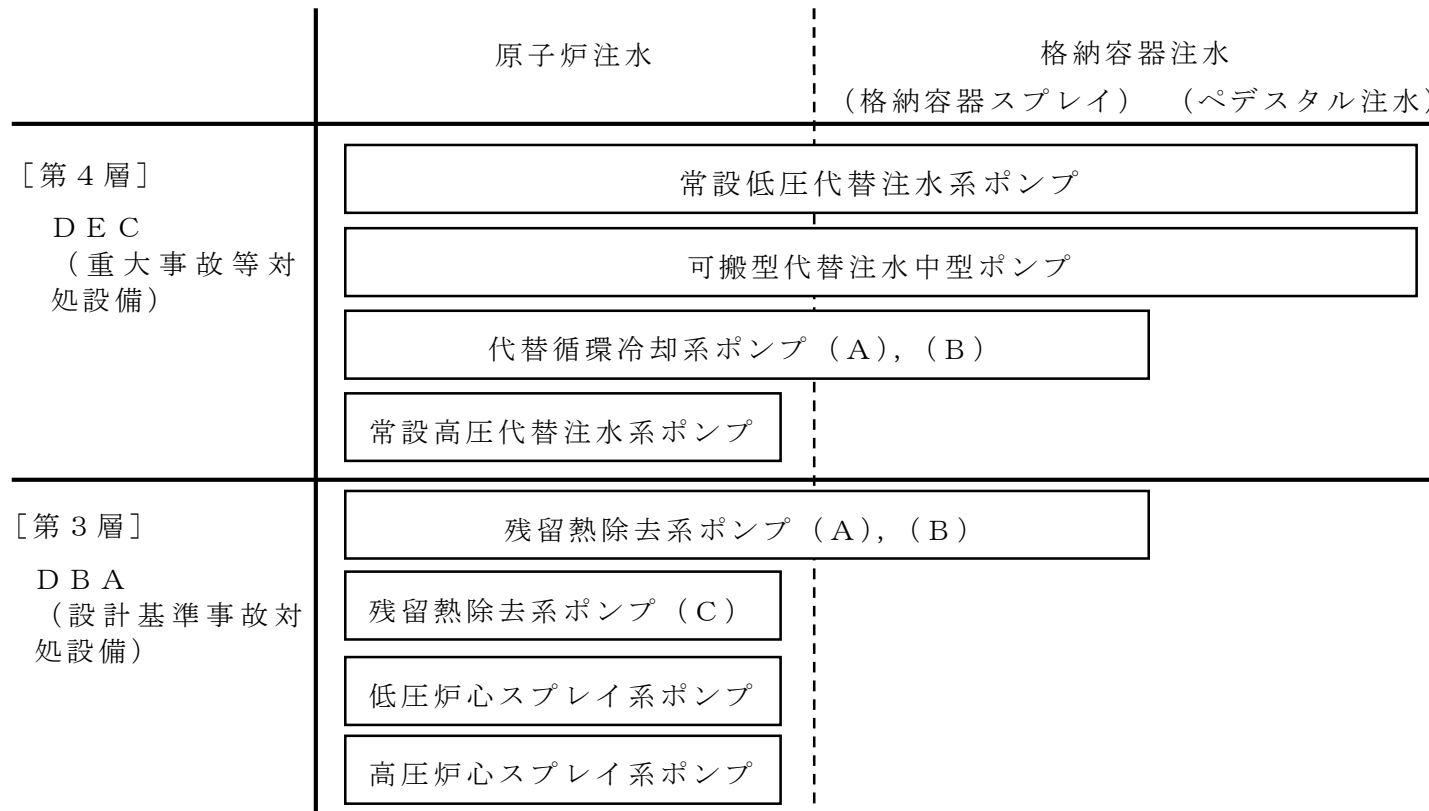
## 2. 原子炉压力容器破損後の物理化学現象による格納容器破損防止対策

東海第二発電所では、前述の方針に基づき整備した重大事故等対策により、炉心損傷の防止又は原子炉压力容器の破損防止が可能であることを有効性評価において確認している。また、解析コード、解析条件及び操作開始時間の不確かさに起因した操作遅れ等を考慮した場合にも、同様に炉心損傷の防止又は原子炉压力容器の破損防止が可能であることを確認している。

一方、原子力規制委員会指定の格納容器破損モードのうち、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（以下「DCH」という。）、

原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用（以下「FCI」という。）及び溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）については，原子炉圧力容器破損後に発生する物理化学現象である。

前述のとおり，東海第二発電所では重大事故対策が有効に機能する場合，炉心損傷の防止又は原子炉圧力容器の破損防止が可能であるため，DCH，FCI及びMCCIは発生せず，これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成される。しかしながら，核分裂生成物の環境放出を抑制する障壁としての機能を持つ格納容器の重要性を考慮し，格納容器に対して直接的な脅威となる物理化学現象であるDCH，FCI及びMCCIが仮に発生した場合でも，格納容器破損の防止が達成可能な手段を有しており，かつマネジメントを有効に実施可能であることを有効性評価において確認している。これらの物理化学現象に対する有効性評価においては，原子炉圧力容器の破損を発生させるために，原子炉圧力容器破損まで原子炉注水を実施しないと評価上の仮定をあえて置いているが，この仮定は深層防護における層間の独立性の考え方とは別個の要請に基づく処理である。



第1図 第3層及び第4層にて期待する注水設備

## 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」のような外圧支配事象において高温高圧状態が継続する場合の燃料被覆管の健全性について説明する。

## 1. 有効性評価結果

原子炉停止機能喪失により燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生し、燃料被覆管温度及び燃料被覆管にかかる圧力が上昇しリウエットする場合、燃料被覆管表面最高温度約 870℃、燃料被覆管外圧約 8.2MPa（内外圧差：約 6.4MPa）の状態が 20 秒程度継続する解析評価結果を得ている。

## 2. 高温高圧時の燃料被覆管の健全性について

## (1) 出力－冷却不整合時の燃料健全性について

出力－冷却不整合(以下「PCM」(Power Cooling Mismatch)という。)時の燃料のふるまいについて以下のとおり整理した。

PCMにより膜沸騰を開始した燃料被覆管は、燃料被覆管温度の上昇により 900℃以上になると、ジルコニウム－水反応が進行し、燃料被覆管表面に酸化膜が生成され、酸化の進行に伴い燃料被覆管の脆化が進行することが知られている。また、燃料被覆管温度の上昇により燃料被覆管の強度が低下し、外圧支配であることから燃料被覆管内側へのつぶれ変形が発生する可能性がある<sup>[1]</sup>。

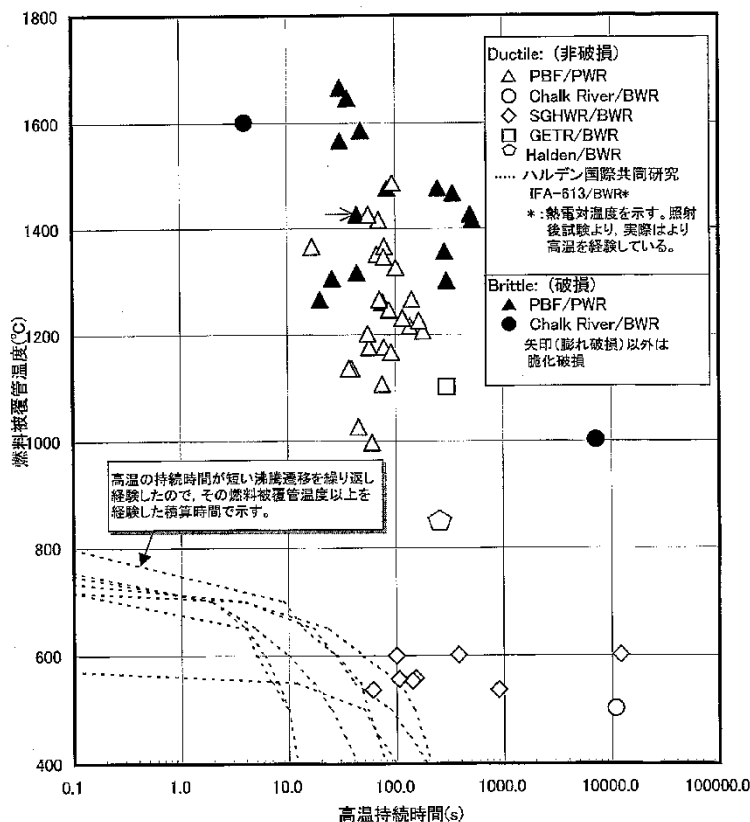
PCM時の燃料破損は、沸騰遷移が生じ燃料被覆管が高温となり酸化脆化することが主な原因であり、沸騰遷移により高温を持続した場合の燃料健全性について以下に示す。

一時的に沸騰遷移が発生しても速やかに原子炉出力が低下してリウエッ

トする事象発生時の燃料健全性に関する炉内試験結果を第1図に示す<sup>[2]</sup>。

第1図より、本解析評価結果（燃料被覆管表面最高温度約870℃、持続時間20秒）において、燃料被覆管は健全であると考えられる。このことは、後述の(3)のハルデン炉を用いた沸騰遷移試験からもわかる。

なお、文献[2]、[3]において、第1図の結果等を元に沸騰遷移時の燃料健全性に関する整理及び適用の妥当性の検討が行われている。



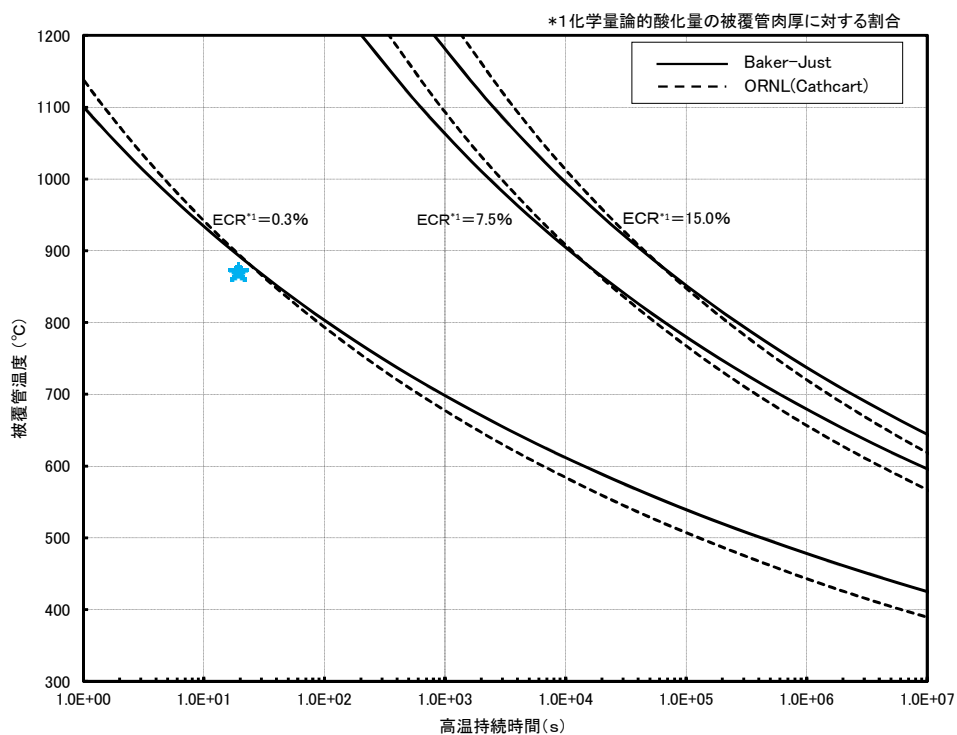
第1図 沸騰遷移発生後の燃料健全性に関する炉内試験結果<sup>[2]</sup>

(2) 化学量論的酸化量（以下「ECR」という。）について

PCMの破損モードである酸化脆化に関し、本解析評価におけるECRを評価した。原子炉停止機能喪失による燃料被覆管表面での沸騰遷移の発生により燃料被覆管が高温維持された場合の9×9燃料（A型）被覆管の酸化割合について、Baker-Justの式<sup>[4]</sup>に基づき評価した結果を、第2図に示す。参考にCathcartの式<sup>[5]</sup>に基づく評価結果も示す。



燃料被覆管表面最高温度約 870℃, 持続時間 20 秒であれば, ECR は約 0.3% であり, 沸騰遷移期間中に燃料被覆管母材に取り込まれる酸素の量は少なく, 燃料被覆管の酸化による脆化が問題になることはない。また, この温度及び持続時間では, ECR が LOCA 時の燃料被覆管脆化破損の判断基準である 15% に達するまでに十分な余裕があるため, つぶれ変形が生じたとしても, 燃料被覆管の健全性は維持されることが考えられる。



第 2 図 高温持続時間と燃料被覆管表面酸化量の関係

(3) ハルデン炉を用いた沸騰遷移試験によるつぶれ変形について

本解析評価に近い条件に基づく沸騰遷移試験における燃料の変化について参考を示す。

BWR 燃料の未照射燃料棒及び照射燃料棒 (燃料棒燃焼度は 22~40Gwd / t) を用い, 高温, 外圧支配時の沸騰遷移試験を行った<sup>[6]</sup>。

[照射条件]

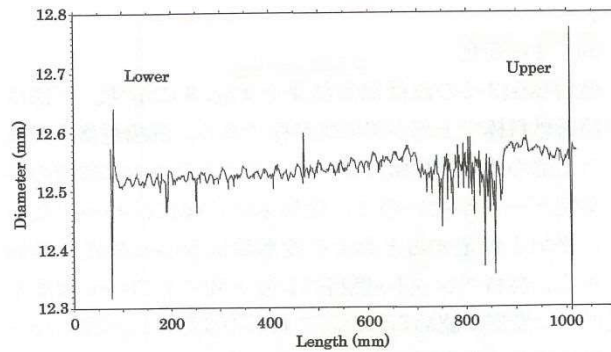
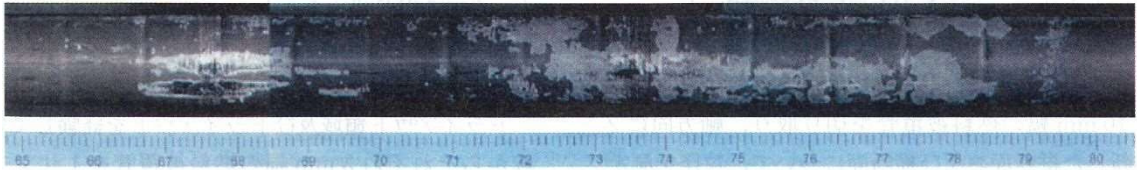
a. 燃料被覆管表面最高温度：977°C以上（試験後の prior- $\beta$  相形成より推定）

b. 沸騰遷移積算時間：約 49 秒<sup>※1</sup>

※1 熱電対での燃料被覆管表面温度が断続的に 600～720°Cを記録した時間の合計。但し、熱電対先端と溶接位置の関係から、燃料被覆管表面温度の過小評価が考えられる。

照射条件の a. 及び b. を経験した試験燃料棒の燃料被覆管外観写真と直径測定結果を第 3 図に示す。

この試験燃料棒のドライアウト領域（燃料棒上部）（燃料被覆管外圧：約 7MPa, 内外圧差：約 6.4MPa）では、燃料ペレット間の局所的なつぶれ変形（燃料ペレット間（ペレット上下端チャンファ）位置に沿った、燃料被覆管内側方向への約 20～50  $\mu$ m の食い込み）があり、燃料被覆管表面酸化膜厚さ及び水素吸収量のわずかな増加、燃料被覆管の脆化による引張強度・延性のわずかな低下、燃料被覆管の酸化膜の剥離が見られたものの、リウエット時の熱衝撃によっても燃料棒は非破損であったとの結果が得られている。



第3図 試験燃料棒の燃料被覆管外観写真と直径測定結果

上記の試験に本解析評価条件は同等と考えられ、また現在使用している燃料棒（9×9燃料）は、より高密度のペレット採用により焼きしまりが小さくなっており、軸方向の燃料ペレット間の大きな間隙が発生し難くなっているため、燃料被覆管のつぶれ変形によって貫通破損が生じる可能性は小さいと考えられる。

### 3. まとめ

外圧支配条件の下、燃料被覆管表面最高温度約 870℃を 20 秒程度継続しても、燃料は健全であると考えられる。

### 4. 文献

- [1] 軽水炉燃料のふるまい（平成 25 年 3 月 公益財団法人原子力安全研究協会）
- [2] 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」

- [3] 沸騰遷移後燃料健全性評価分科会報告書(平成18年6月29日 原子力安全委員会了承)
- [4] L. Baker, Jr. and L. C. Just, "Studies of Metal-Water Reactions at High Temperatures III. Experimental and Theoretical Studies of the Zirconium- Water Reaction", ANL-6548, May 1962
- [5] J. V. Cathcart, et al., "Zirconium Metal-Water Oxidation Kinetics IV. Reaction Rate Studies" ORNL/NUREG-17, Aug. 1977
- [6] 小村, 原, 過渡的な沸騰遷移後のBWR燃料のふるまい(日本原子力学会和文論文誌 2[2], 387 2003)

## サブプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の事象進展では、格納容器の健全性を維持するために、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施する。

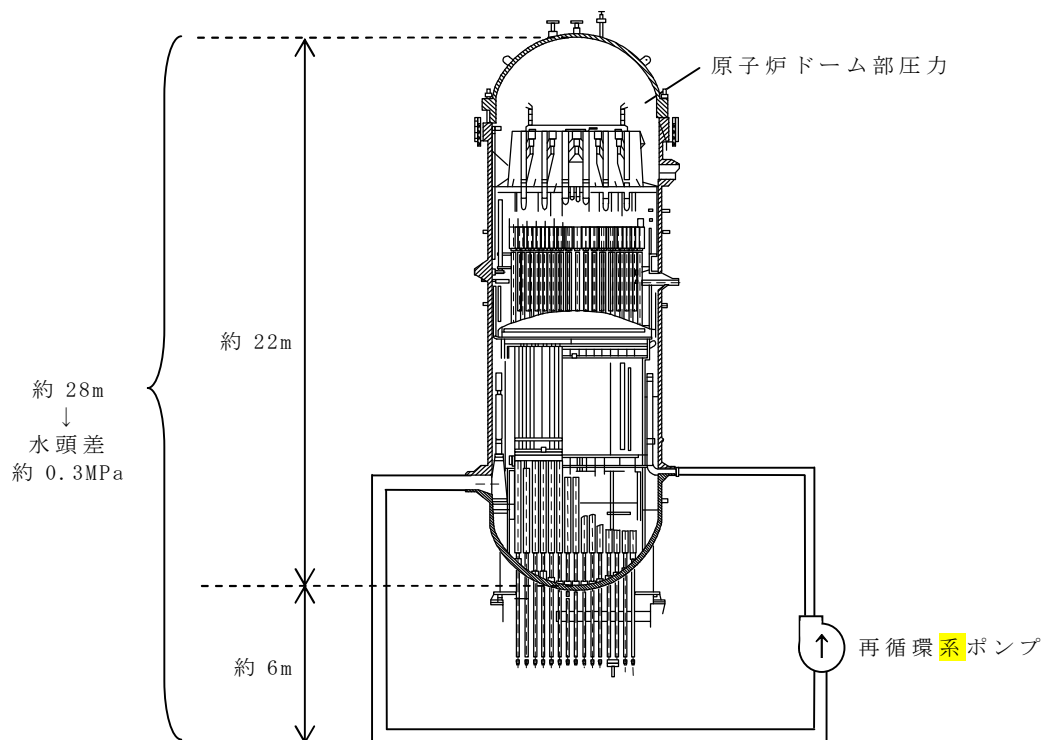
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却時は、原子炉からの蒸気の流入に加えて格納容器スプレイによる水が格納容器内に滞留するため、スプレイ量に応じてサブプレッション・プール水位が上昇するが、通常水位+6.5mに到達した時点で格納容器スプレイを停止し、この後格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を行う。

このとき、サブプレッション・プール水位は、通常水位である約7mから6.5m上昇した約13.5mとなり、この水位分に相当する水頭圧は0.133MPaとなる。0.31MPa [gage]に水頭圧を加味しても格納容器限界圧力0.62MPa [gage]よりも十分低く、格納容器の構造的な耐性に影響を与えるものではない。

## 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力について

炉心損傷防止対策の有効性評価の評価項目である原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、解析で計算される原子炉ドーム部圧力に原子力圧力容器頂部から再循環系配管下端までの水頭差を考慮して算出している。

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の概要図を第1図に示す。



第1図 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の概要図

格納容器破損防止対策の各評価事故シーケンスにおける評価項目について

格納容器破損防止対策の有効性評価では、評価事故シーケンスとして以下の3つのシーケンスを評価している。

- ①大破断LOCA時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗するシーケンス（代替循環冷却系を使用する場合）
- ②大破断LOCA時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗するシーケンス（代替循環冷却系を使用できない場合）
- ③運転時の異常な過渡変化時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗（減圧機能の喪失による低圧炉心冷却失敗を含む）するシーケンス

このうち、①及び②については、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として大破断LOCAを想定した評価しているが、原子炉圧力容器が健全なシーケンスとなるため、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す評価項目のうち(1)から(3)、(6)及び(7)が評価対象となる。

③については、原子炉圧力容器破損に伴う物理現象である「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「溶融燃料・コンクリート相互作用」を評価するため、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す評価項目のうち(4)、(5)及び(8)が評価対象となる。ただし、原子炉圧力容器が破損した場合においても格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から、評価項目のうち(1)から(3)、(6)及び(7)についても評価を行う。

これらの各評価事故シーケンスに対する評価項目について、第1表に示す。

第 1 表 各評価事故シーケンスにおける評価項目

評価項目	格納容器破損モード	3.1.2 雰囲気圧力・温度による 静的負荷（格納容器過 圧・過温破損）（代替循 環冷却系を使用する場 合）	3.4 水素燃焼	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）（代替循環冷却系を使用 できない場合）	3.2 高圧溶融物放 出／格納容器 雰囲気直接加 熱	3.3 原子炉圧力容器 外の溶融燃料－ 冷却材相互作用	3.5 溶融炉心・コ ンクリート 相互作用
		①		②	③		
		原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器が破損しないシーケンス※ <sup>1,2</sup>			原子炉圧力容器が破損するシーケンス※ <sup>3</sup>	
(1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最高 使用圧力又は限界圧力を下回ること。	○	－	○	○	－	－	
(2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が最高 使用温度又は限界温度を下回ること。	○	－	○	○	－	－	
(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冷却材圧力 は 2.0MPa 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。	－	○	－	○	－	－	
(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。	○ 〔可燃性ガス の蓄積〕	○ 〔可燃性ガス の燃焼〕	○ 〔可燃性ガス の蓄積〕	○	－	－	
(8) 溶融炉心による侵食によって、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大破断 L O C A 時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗するシーケンス（代替循環冷却系を使用する場合）

②大破断 L O C A 時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗するシーケンス（代替循環冷却系を使用できない場合）

③運転時の異常な過渡変化時に高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗（減圧機能の喪失による低圧炉心冷却失敗を含む）するシーケンス

※1 原子炉圧力容器が破損しないシーケンスでは、①、②それぞれの評価事故シーケンスに(1)、(2)及び(3)の評価項目について記載する。

※2 原子炉圧力容器が破損しないシーケンスでは、原子炉圧力容器破損を伴う物理現象に対する評価項目である(4)、(5)、(8)は対象としない。

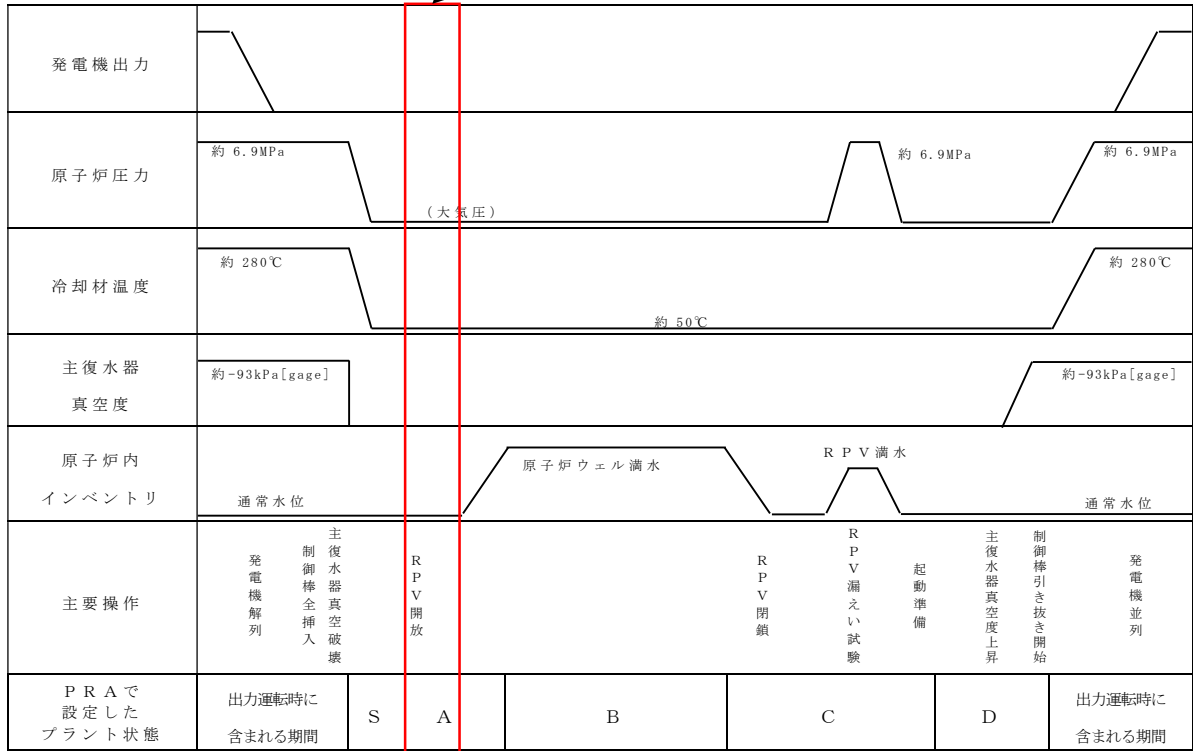
※3 原子炉圧力容器が破損するシーケンスは、単独シーケンスの評価であるため、いずれかの格納容器破損モードにおいて(1)から(8)の評価項目について記載する。



### 定期検査工程の概要

反応度の誤投入はサイクル初期を想定

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系ポンプ等の故障による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失）、全交流動力電源喪失、及び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S A対策として新規に要求する設備

原子炉の状態	運転	運転→高温停止	低温停止	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、又は残留熱除去系(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	低温停止	起動→運転
残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)	—	2系列動作可能	1系列運転 1系列待機 <sup>※1</sup>	1系列運転 1系列待機 <sup>※2</sup>	1系列運転 <sup>※2</sup>	1系列運転 1系列待機 <sup>※2</sup>	1系列運転 1系列待機 <sup>※1</sup>	—
残留熱除去系海水系	2系列	期待されている残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)を維持する系列						2系列
非常用炉心冷却系等	高压炉心スプレー系	1系列	非常用炉心冷却系2系列又は非常用炉心冷却系1系列及び復水移送系1系列	—	非常用炉心冷却系2系列又は非常用炉心冷却系1系列及び復水移送系1系列	—	非常用炉心冷却系2系列又は非常用炉心冷却系1系列及び復水移送系1系列	1系列
	低圧炉心スプレー系	1系列						1系列
	低圧注水系	3系列						3系列
	原子炉隔離時冷却系	1系列 <sup>※3</sup>						1系列 <sup>※3</sup>
	自動減圧系	7系列 <sup>※4</sup>						7系列 <sup>※4</sup>
格納容器スプレー系	2系列	2系列	2系列					
補給水系	—	—	—	—	—	—	—	—
低圧代替注水系	1系列(常設)	—	—	—	—	—	1系列(常設)	—
代替燃料プール注水系	1系列(可搬型)	—	—	—	—	—	1系列(可搬型)	—
非常用ディーゼル発電機	3	—	—	—	—	—	2	3
常設代替交流電源設備	—	—	—	—	—	—	S A対応として新規に1系列確保 <sup>※6</sup> を想定	

※1 残留熱除去系(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℃以下に保つことができる場合を除く  
 ※2 残留熱除去系(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 原子炉圧力が0.84MPa [gage]以上の場合  
 ※5 炉心に燃料がありプールゲートが開の期間は、低圧代替注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)を各々1系列動作可能とする  
 ※6 必要な電源容量を満足する台数を確保

## 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定について

格納容器破損防止対策の有効性評価では、内部事象レベル 1.5 PRA を踏まえ選定したプラント損傷状態（PDS）として考慮する安全機能喪失の仮定に加えて、対策の有効性を網羅的に確認する等の目的により追加的な設備の機能喪失を仮定している。

本資料では、格納容器破損防止対策の有効性において考慮する機能喪失の考え方を示した上で、それぞれの事故シーケンスにおいて機能喪失を仮定した設備を整理する。

第 1 表に格納容器破損防止対策の有効性評価において考慮する評価事故シーケンスの考え方を、第 2 表～第 3 表にそれぞれの事故シーケンスにおいて機能喪失を仮定した設備を示す。

第1表 格納容器破損防止対策の有効性評価における機能喪失の仮定の考え方

格納容器破損モード	L1.5 PRAより選定したPDS		有効性評価において考慮する機能喪失の仮定*	考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損） 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	LOCA	大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+ <b>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</b> （「代替循環冷却系を使用する場合」及び「代替循環冷却系を使用できない場合」）	・電源の復旧、注水機能の確保等、事故対処設備が多く、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重量を考慮する。 ・代替循環冷却系の後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため、代替循環冷却系を使用する場合とできない場合の両者を評価する。
高圧溶融物/格納容器雰囲気直接加熱（DCH）		TQUX	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+ <b>（DCH）</b>	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+ <b>低圧炉心冷却失敗+（DCH）+全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</b>
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用（FCI）	TQUV	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+ <b>（FCI（ペDESTAL））</b>	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+ <b>（FCI（ペDESTAL））+全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</b>	・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、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失を重量させる。 （DCHでは事象発生からRPV破損までの間、全ての原子炉注水機能喪失を仮定しており、TQUVと同一の対応手順及び事故進展となるため、同じシーケンスで評価する。）
溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）	TQUV	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+ <b>（デブリ冷却失敗（ペDESTAL））</b>	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+ <b>（デブリ冷却失敗（ペDESTAL））+全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）</b>	・東海第二発電所では、通常運転時から格納容器内を窒素で置換しているため、レベル1.5 PRAでは水素燃焼を考慮していないが、水の放射線分解に伴う酸素濃度上昇に着目し、大破断LOCAとECCS注水機能喪失が重量し、酸素濃度の観点で厳しくなる「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」と同じシーケンスで評価する。
水素燃焼	LOCA	—	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）と同一	

※下線太字の記載は、L1.5 PRAのPDSより追加した機能喪失の仮定

第2表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」及び水素燃焼において機能喪失を仮定する設備

<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  
（代替循環冷却系を使用する場合）

機能	設備	状態*	備考
高圧注水	高圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	原子炉隔離時冷却系ポンプ	a	
	常設高圧代替注水系ポンプ	c	大破断LOCA発生に従属して機能喪失
減 圧	逃がし安全弁（自動減圧機能）（DB）[自動, 手動]	—	
	逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）（SA）[自動]	—	
	逃がし安全弁（自動減圧機能）（SA）[手動]	—	
低圧注水 格納容器冷却 格納容器下部注水	低圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	残留熱除去系ポンプA～C	a	
	常設低圧代替注水系ポンプA, B	○	
	代替循環冷却系ポンプA, B	○	
	可搬型代替注水中型ポンプ	—	
格納容器ベント	格納容器圧力逃がし装置	—	
	耐圧強化ベント系	—	
窒素供給	可搬型窒素供給装置	○	
最終ヒートシンク	残留熱除去系海水系ポンプA～D	b	初期に緊急用海水ポンプが作動するため本設備は作動しないが、評価上は機能喪失を仮定
	緊急用海水ポンプ	○	
電 源	非常用ディーゼル発電機	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定
	常設代替高圧電源装置	○	
	外部電源	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定

※凡 例

- a : L1.5PRAより選定したPDSとして機能喪失を仮定
- b : 格納容器破損防止対策の有効性評価において追加的に機能喪失を仮定
- c : a又はbに従属した機能喪失を仮定
- : 有効性評価上期待する設備
- : 機能喪失を仮定しないが有効性評価上考慮していない設備

第3表 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

（代替循環冷却系を使用できない場合）において機能喪失を仮定する設備

<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  
（代替循環冷却系を使用できない場合）

機能	設備	状態*	備考
高圧注水	高圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	原子炉隔離時冷却系ポンプ	a	
	常設高圧代替注水系ポンプ	c	大破断LOCA発生に従属して機能喪失
減 圧	逃がし安全弁（自動減圧機能） （DB）[自動，手動]	—	
	逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能） （SA）[自動]	—	
	逃がし安全弁（自動減圧機能） （SA）[手動]	—	
低圧注水 格納容器冷却 格納容器下部注水	低圧炉心スプレイ系ポンプ	a	
	残留熱除去系ポンプA～C	a	
	常設低圧代替注水系ポンプA，B	○	
	代替循環冷却系ポンプA，B	b	
	可搬型代替注水中型ポンプ	—	
格納容器ベント	格納容器圧力逃がし装置	○	
	耐圧強化ベント系	—	
窒素供給	可搬型窒素供給装置	○	
最終ヒートシンク	残留熱除去系海水系ポンプA～D	b	初期に緊急用海水ポンプが作動するため本設備は作動しないが、評価上は機能喪失を仮定
	緊急用海水ポンプ	—	
電 源	非常用ディーゼル発電機	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定
	常設代替高圧電源装置	○	
	外部電源	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定

※凡 例

- a：L1.5PRAより選定したPDSとして機能喪失を仮定
- b：格納容器破損防止対策の有効性評価において追加的に機能喪失を仮定
- c：a又はbに従属した機能喪失を仮定
- ：有効性評価上期待する設備
- ：機能喪失を仮定しないが有効性評価上考慮していない設備

第4表 高压熔融物／格納容器雰囲気直接加熱（DCH），原子炉压力容器外の  
 熔融燃料－冷却材相互作用（FCI）及び熔融炉心・コンクリート相互作用（M  
 CCI）において機能喪失を仮定する設備

<評価事故シーケンス>

過渡事象＋高压炉心冷却失敗＋低压炉心冷却失敗＋全交流動力電源喪失

機能	設備	状態*	備考
高压注水	高压炉心スプレイ系ポンプ	a	
	原子炉隔離時冷却系ポンプ	a	
	常設高压代替注水系ポンプ	b	R P V破損シナリオを評価するため原子炉注水機能の喪失を仮定
減 圧	逃がし安全弁（自動減圧機能） （D B）[自動，手動]	—	R P V破損前は原子炉注水を考慮しないため本設備は作動しない
	逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能） （S A）[自動]	—	R P V破損前は原子炉注水を考慮しないため本設備は作動しない
	逃がし安全弁（自動減圧機能） （S A）[手動]	○	
低压注水 格納容器冷却 格納容器下部注水	低压炉心スプレイ系ポンプ	b	R P V破損シナリオを評価するため原子炉注水機能の喪失を仮定
	残留熱除去系ポンプA～C	b	R P V破損シナリオを評価するため原子炉注水機能の喪失を仮定
	常設低压代替注水系ポンプA，B （R P V破損前）	○ （低压注水b）	R P V破損まで原子炉注水を考慮しない
	常設低压代替注水系ポンプA，B （R P V破損後）	○	
	代替循環冷却系ポンプA，B （R P V破損前）	○ （低压注水b）	R P V破損まで原子炉注水を考慮しない
	代替循環冷却系ポンプA，B （R P V破損後）	○	
	可搬型代替注水中型ポンプ	—	
格納容器ベント	格納容器圧力逃がし装置	—	
	耐圧強化ベント系	—	
窒素供給	可搬型窒素供給装置	○	
最終ヒートシンク	残留熱除去系海水系ポンプA～D	b	初期に緊急用海水ポンプが作動するため本設備は作動しないが、評価上は機能喪失を仮定
	緊急用海水ポンプ	○	
電 源	非常用ディーゼル発電機	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定
	常設代替高压電源装置	○	
	外部電源	b	対策を網羅的に確認する観点で全交流動力電源喪失を仮定

※凡 例

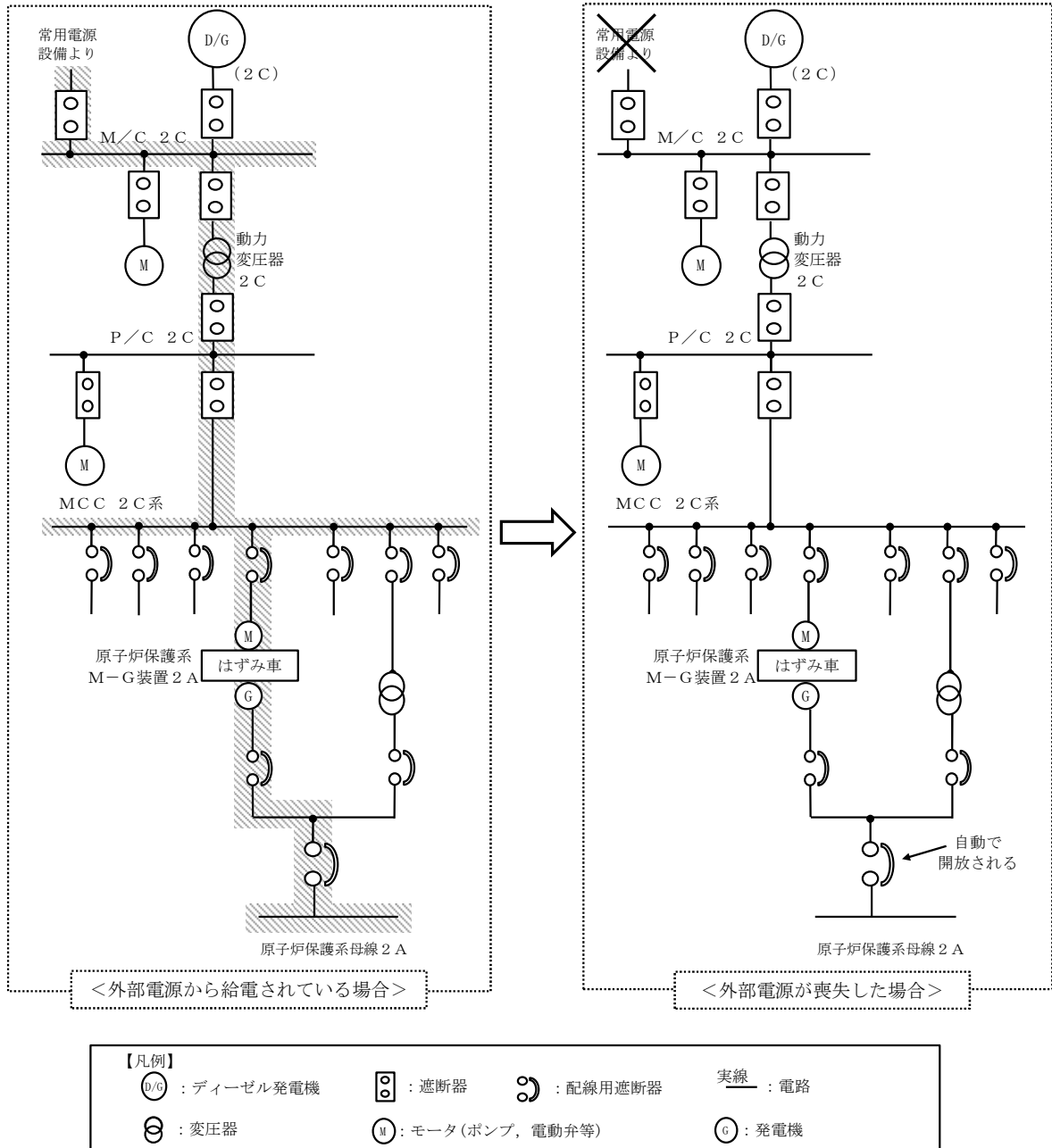
- a：L1．5 P R Aより選定したP D Sとして機能喪失を仮定
- b：格納容器破損防止対策の有効性評価において追加的に機能喪失を仮定
- c：a又はbに従属した機能喪失を仮定
- ：有効性評価上期待する設備
- ：機能喪失を仮定しないが有効性評価上考慮していない設備

## 外部電源喪失に伴う原子炉スクラム及び格納容器隔離について

原子炉スクラムに係る論理回路及び格納容器隔離に係る論理回路は原子炉保護系母線から給電されており、通常励磁回路で構成されている（第1図，第2図）。

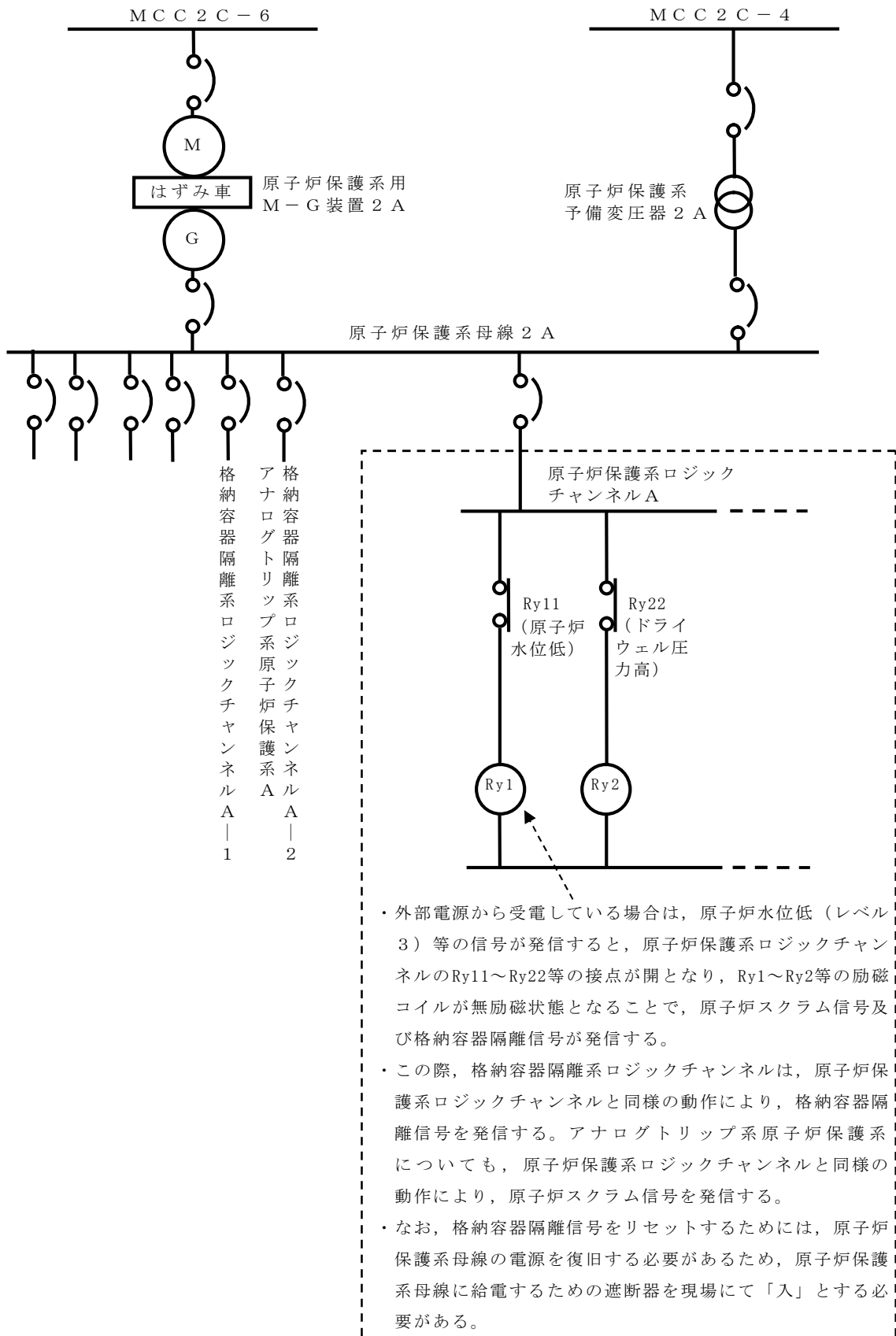
外部電源から給電されている場合，原子炉スクラム信号は，原子炉水位低（レベル3）等の信号が発信した際に，原子炉スクラムに係る論理回路が無励磁状態となることで発信する。また，格納容器隔離信号についても，原子炉スクラム信号と同様，原子炉水位低（レベル3）等の信号が発信した際に，格納容器隔離に係る論理回路が無励磁状態となることで発信する（第2図）。

外部電源が喪失した場合，非常用電源から給電されるまでの間は非常用母線が停電状態となることに伴い，原子炉保護系母線が停電する。この際，原子炉スクラムに係る論理回路及び格納容器隔離に係る論理回路が無励磁状態となるため，原子炉スクラム信号及び格納容器隔離信号が発信する。この動作は，原子炉保護系母線が停電した場合においても，原子炉施設が安全な状態となる設計（フェイルセーフ設計）に基づくものである。



第1図 外部電源から給電されている場合及び外部電源が喪失した場合の原子炉保護系母線 2 A の受電状態





第2図 原子炉スクラムに係る論理回路  
及び格納容器隔離に係る論理回路の概要

## 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：各作業の操作内容の概要を記載

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含む、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 など

(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 (1/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作作業 の 想定時間	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 (7ヶセルト等)			
機能喪失 の確認	高圧注水機能喪失の確認 ●高圧炉心スプレィ系及び 原子炉隔離時冷却系の手 動起動操作 (失敗)	2.1 2.2 2.6	2分	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 はない。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	非常用照明又は直 流非常灯が点灯す ることにより操作 に影響はない。必要 に応じて中央制御 室内に配備してい る可搬型照明によ り、照度を確保す る。	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。	—
	高圧注水機能喪失の確認 ●原子炉隔離時冷却系の手 動起動操作 (失敗)	3.2	2分	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 はない。	約60mSv/7日間	非常用照明又は直 流非常灯が点灯す ることにより操作 に影響はない。必要 に応じて中央制御 室内に配備してい る可搬型照明によ り、照度を確保す る。	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。	—
	低圧注水機能喪失の確認 ●低圧炉心スプレィ系及び 残留熱除去系(低圧注水 系)の手動起動操作 (失敗)	2.1 2.6	4分	3分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程 度。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	非常用照明が点灯 することにより操 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。	—
	早期の電源回復不能の確認 ●高圧炉心スプレィ系ダイ ーゼル発電機の手動起動 操作 (失敗)	2.3.1 2.3.3 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	1分	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 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がない ため高線量とな ることはない。 【炉心損傷がある 場合】 約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯 することにより操 作に影響はない。な お、直流非常灯が 使用できない場合 には、中央制御室 内に配備している 可搬型照明によ り、照度を確保す る。	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。	—
	早期の電源回復不能の確認 ●非常用ディーゼル発電機 の手動起動操作 (失敗)	2.3.1 2.3.3 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2分	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 はない。	【炉心損傷がない 場合】 炉心損傷がない ため高線量とな ることはない。 【炉心損傷がある 場合】 約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯 することにより操 作に影響はない。な お、直流非常灯が 使用できない場合 には、中央制御室 内に配備している 可搬型照明によ り、照度を確保す る。	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。	—

添付 1.3.3-2

表 重大事故等対策の成立性確認 (2/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作作業 の 想定時間	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 (アケスルト等)			
機能喪失 の確認	取水機能喪失の確認 ●残留熱除去系海水系の手 動起動操作 (失敗)	2.4.1	4分	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 はない。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	非常用照明又は直 流非常灯が点灯す ることにより操作 に影響はない。必要 に応じて中央制御 室内に配備してい る可搬型照明によ り、照度を確保す る。	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。	—
	崩壊熱除去機能喪失の確認 ●残留熱除去系(サブプレッ ション・プール冷却系)による サブプレッション・プール 水の除熱操作 (失敗)	2.4.2	10分	5分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程 度。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	非常用照明が点灯 することにより操 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 作で実施すること から、容易に操作で きる。	—
	原子炉停止機能喪失の確認 及び状況判断 ●原子炉自動スクラム失敗 の確認 ●手動スクラム・スイッチ による原子炉手動スク ラム確認 ●原子炉モード・スイッチ 「停止」位置への切替操 作 ●再循環系ポンプトリップ の確認	2.5	3分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程 度。	炉心損傷がないた め高線量となるこ とはない。	非常用照明が点灯 することにより操 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 作で実施すること から、容易に操作で きる。	1.1
	炉心損傷の確認 ●炉心損傷の確認	3.2	2分	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 はない。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯 することにより操 作に影響はない。必 要に応じて 中央 制御室内に配備し ている可搬型照明 により、照度を確保 する。	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。	—
	原子炉圧力容器破損の判断 ●原子炉圧力容器破損の判 断 ●熔融炉心の堆積量の確認	3.2	5分	4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 はない。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯 することにより操 作に影響はない。必 要に応じて 中央 制御室内に配備し ている可搬型照明 により、照度を確保 する。	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。	—

添付 1.3.3-3

表 重大事故等対策の成立性確認 (3/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作作業の想定時間	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(アクセス等)			
常設代替 高压電源 装置から の受電操 作	常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作 ●常設代替高压電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	2.1 2.2 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2 5.1 5.2	4分	4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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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
	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作 ●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の場合 :30分 上記以外の場合 :35分	2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の場合 :21分 上記以外の場合 :24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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作(現場)	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の場合 :15分 上記以外の場合 :75分	2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の場合 :152分 上記以外の場合 :72分	運転員 重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 44mSv/h以下	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため、建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機, PHS端末)、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (4/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオ No.	操作作業の想定時間	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 (アクセス等)			
常設代替高圧電源装置からの受電操作	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 ●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	8分	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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.14
	常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作 ●非常用母線の受電操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.1 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 5.2	2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の場合 :9分 上記以外の場合 :5分	2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の場合 :7分 上記以外の場合 :4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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	
	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作(不要負荷の切離操作) ●不要負荷の切離操作(中央制御室)	2.3.1 2.3.3 2.8	6分	4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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作(不要負荷の切離操作) ●不要負荷の切離操作(現場)		50分	42分	運転員 重大事故等対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため、建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携帯型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機, PHS端末)、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う遮断器操作と同じであり、容易に操作できる。	

表 重大事故等対策の成立性確認 (5/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シナリオ No.	操作作業 の 想定時間	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 (アケスルト等)			
高圧代替注水系による原子炉注水操作	中央制御室からの高圧代替注水系起動操作 ●高圧代替注水系による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作	2.3.2	4分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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
	中央制御室からの高圧代替注水系起動操作 ●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作		6分	4分								
常設低圧代替注水系を用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水及び代替格納容器プレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作	5.2	4分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	通常運転時等を行う NFB 操作と同様であり、容易に操作できる。	1.4
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作 ●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	2.6	2分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	2.1 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 5.2	3分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	

添付 1.3.3-6

表 重大事故等対策の成立性確認 (6/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シナリオ No.	操作作業 の 想定時間	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 (7ヶセスルト等)			
常設低圧 代替注水 系ポンプ を用いた 低圧代替 注水系(常 設)による 原子炉注 水操作及 び代替格 納容器ス プレイ冷 却系(常 設)による 格納容器 冷却操作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)の <b>起動操作</b> ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(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(常設)による格納容器冷却に必要な負荷の電源切替操作	3.1.2 3.1.3 3.2	4分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	通常運転時等を行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。	1.4 1.6 1.8
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)の <b>起動操作</b> ●原子炉冷却材浄化系吸込弁の <b>閉止操作</b>	3.1.2 3.1.3	2分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)の <b>起動操作</b> ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	3分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作	3.1.2 3.1.3	6分	6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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	

添付 1.3.3-7



表 重大事故等対策の成立性確認 (7/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンス No.	操作作業の想定時間	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 (アケスルト等)			
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量調整操作	3.1.3	6分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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 1.6 1.8
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作(原子炉圧力容器破損後)	3.2	1分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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(常設)によるペDESTAL(ドライウエル部)への注水操作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によるペDESTAL(ドライウエル部)注水操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によるペDESTAL(ドライウエル部)注水操作及び水位制御操作	3.2	1分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	1.8
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作	逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作	2.3.2	4分	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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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
	逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁(自動減圧機能)7個の手動開放操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.4.1 2.4.2 2.6 2.7 2.8	1分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	

添付 1.3.3-8

表 重大事故等対策の成立性確認 (8/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作作業 の 想定時間	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)			
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作	逃がし安全弁(自動減圧機能)の <b>手動</b> による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁(自動減圧機能) <b>6個の手動</b> 開放操作	2.3.3	1分	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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 <b>約60mSv/7日間</b>	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	1.3
	逃がし安全弁(自動減圧機能)の <b>手動</b> による原子炉減圧操作 ●逃がし安全弁(自動減圧機能) <b>2個の手動</b> 開放操作	3.2	1分	1分								
	逃がし安全弁(自動減圧機能)の <b>手動操作</b> による原子炉の <b>低圧状態維持</b> ●逃がし安全弁(自動減圧機能) <b>1個の手動</b> 開放操作	5.1 5.2	1分	1分								
各機器への給油操作	タンクローリによる燃料 <b>給油</b> 操作 ●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの <b>給油</b> 操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.2 2.6 2.8 3.1.2 3.1.3 3.2 4.1 4.2	90分	80分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 <b>6mSv/h以下</b>	車両の作業用照明・ヘッドライト・ <b>L E D</b> ライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルートの支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定電話機、 <b>P H S</b> 端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	燃料 <b>給油</b> の各操作には複雑な操作手順はなく、容易に操作できる。	1.14
	タンクローリによる燃料 <b>給油</b> 操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの <b>給油</b> 操作	2.1 2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.4.2 2.6 2.8 3.1.3 4.1 4.2	適宜実施 3.5時間に 1回給油 <sup>※1</sup>	<b>18分</b>	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 <b>6mSv/h以下</b>	車両の作業用照明・ヘッドライト・ <b>L E D</b> ライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルートの支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定電話機、 <b>P H S</b> 端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	燃料 <b>給油</b> の各操作には複雑な操作手順はなく、容易に操作できる。	
	タンクローリによる燃料 <b>給油</b> 操作 ●可搬型窒素供給装置への <b>給油</b> 操作	3.1.2 3.2	適宜実施 2.2時間に 1回給油 <sup>※1</sup>	<b>28分</b>	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	<b>15mSv/h以下</b>	車両の作業用照明・ヘッドライト・ <b>L E D</b> ライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルートの支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定電話機、 <b>P H S</b> 端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	燃料 <b>給油</b> の各操作には複雑な操作手順はなく、容易に操作できる。	

※1:燃料が枯渇しないために必要な給油時間の間隔(許容時間)

表 重大事故等対策の成立性確認 (9/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作作業 の 想定時間	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)			
水源補給 操作	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作 ●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	180分	164分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 15mSv/h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線型ポンプからのホース接続は、専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。 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。	1.13	
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作 ●代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱に必要な負荷の電源切替操作	3.1.2	6分	4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い。	約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.6 1.7 1.8	
	代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作 ●代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱の系統構成操作及び起動操作	3.1.2	35分	27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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。		
	代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作 ●代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱に必要な負荷の電源切替操作	3.2	6分	4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い。	約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。		
	代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作 ●代替循環冷却系による格納容器除熱の系統構成操作及び起動操作	3.2	35分	27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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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 (10/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作作業 の 想定時間	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 (7ヶ所等)			
緊急用海水系による海水通水操作	緊急用海水系による冷却水(海水)の確保操作 ●緊急用海水系による海水通水に必要な負荷の電源切替操作	3.1.2 3.2	4分	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い。	約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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
	緊急用海水系による冷却水(海水)の確保操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	3.1.2 3.2	20分	16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い。	約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	
緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作及び格納容器スプレイ冷却系、サブレッション・プール冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サブレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	2.4.1 2.8	20分	16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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	1.4 1.5
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サブレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作	2.4.1 2.8	2分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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 (11/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作作業 の 想定時間	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 (アクセス等)				
格納容器がに 圧力逃がし装置 による格納容器 減圧及び除熱 操作	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(中央制御室での第一弁操作)	2.1 2.4.2 2.6 3.1.3	5分	4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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.5 1.7	
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作 ●第二弁現場操作場所への移動	3.1.3	45分	41分	重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	14mSv/h以下	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う弁の手动操作と同様であり、容易に操作できる。		
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側) ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(中央制御室での第二弁操作)	2.1 2.4.2 2.6	格納容器 ベント実 施後、適 宜状態監 視	4分	4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い。	【炉心損傷がない場合】 炉心損傷がないため高線量となることはない。 【炉心損傷がある場合】 約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側) ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却の停止操作	3.1.3		3分	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い。	約60mSv/7日間	非常用照明又は直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—		中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側) ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(中央制御室での第二弁操作)			2分	2分									

添付 1.3.3-12

表 重大事故等対策の成立性確認 (12/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作作業 の 想定時間	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 (アクセス等)			
残留熱除去系（低圧注水系、格納容器スプレイ冷却系、サブプレッション・プール冷却系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	●残留熱除去系海水系の起動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3	4分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	1.4 1.5
	●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3	2分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	
低圧代替注水系（可搬型）を用いた原子炉注水操作及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 ●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8	170分	154分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備（固定型、携帯型）、無線連絡設備（固定型、携帯型）、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	可搬型代替注水中型ポンプからのホース接続は、専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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。	
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作 ●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8	125分	115分	運転員 重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う電動弁の手動操作と同様であり、容易に操作できる。	1.4 1.6 1.13
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作 ●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の系統構成操作	2.3.1 2.3.2 2.3.3 2.8	175分	124分	運転員 重大事故等 対応要員 (現場)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う電動弁の手動操作と同様であり、容易に操作できる。	

添付 1.3.3-13

表 重大事故等対策の成立性確認 (13/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作作業の想定時間	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(アクセス等)			
自動減圧系起動阻止操作	自動減圧系等の起動阻止操作 ●自動減圧系の起動阻止スイッチを用いた自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作	2.5	1分	1分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	1.1
ほう酸注入系起動操作	ほう酸水注入系の起動操作 ●ほう酸水注入系の起動操作	2.5	2分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	
低圧炉心スプレィ系の起動	低圧炉心スプレィ系の起動操作 ●低圧炉心スプレィ系の起動操作	2.7	2分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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
残留熱除去系の破断箇所隔離	中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作 ●残留熱除去系の注入弁の閉止操作(失敗) ●残留熱除去系のレグシールポンプの停止操作	2.7	2分	2分	運転員 (中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	1.3
	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作 ●保護具装備/装備補助 ●残留熱除去系の注入弁閉止操作のための現場移動 ●残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作	2.7	115分	108分	運転員 重大事故等 対応要員 (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。	操作現場の放射線線量率は最も高い地点で約15.2mSv/hであり、作業時間は60分*1であるため、約15.2mSvの被ばくとなる。	ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携帯型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等に行う電動弁の手動操作と同様であり、容易に操作できる。	

※1：原子炉建屋原子炉棟内での作業時間にて被ばく評価を実施。

表 重大事故等対策の成立性確認 (14/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シナリオNo.	操作作業の想定時間	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(アケスルト等)			
残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール冷却操作	●残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール冷却操作	2.7	6分	6分	運転員(中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	1.5 1.6
	●残留熱除去系(低圧注水系)から残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)への切替操作(1系列)	2.2	4分	4分	運転員(中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	
	●残留熱除去系(低圧注水系)から残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)への切替操作(2系列)	2.5	6分	6分	運転員(中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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。	
格納容器内水素濃度(SA)及び格納容器内酸素濃度(SA)による格納容器内の水素濃度及び酸素濃度監視	水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作 ●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	8分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	1.9

添付 1.3.3-15



表 重大事故等対策の成立性確認 (15/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	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(アクセス等)			
可搬型室素供給装置による格納容器内の不活性化	可搬型室素供給装置による格納容器内への室素注入操作 ●可搬型室素供給装置の移動、接続操作及び起動操作	3.1.2 3.2	180分	176分	運転員 (中央制御室)	屋外での作業。	15mSv/h以下	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	可搬型代替注水中型ポンプからのホース接続は、専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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。	1.9
使用済燃料プールの注水操作	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	4.1 4.2	170分	154分	重大事故等 対応要員 (現場)	屋外での作業。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	車両の作業用照明・ヘッドライト・LEDライトにより、操作可能である。夜間においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	衛星電話設備(固定型、携帯型)、無線連絡設備(固定型、携帯型)、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受話器のうち、使用可能な設備により、災害対策本部との連絡が可能である。	可搬型代替注水中型ポンプからのホース接続は、専用の結合金具を使用して容易に接続可能である。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 1.13
	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プール注水の系統構成操作(電動弁の開操作)	4.1 4.2	4分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	非常用照明が点灯することにより操作に影響はない。	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 (16/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	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(アクセス等)			
待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作	待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作	5.1 5.3	5分	4分	運転員(中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水の停止操作	5.1	2分	2分	運転員(中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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(停止時冷却系)を用いた原子炉停止時冷却系による原子炉除熱操作	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱操作 ●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の系統構成操作(中央制御室)	5.1	30分	18分	運転員(中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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 1.5
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱操作 ●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の系統構成操作(現場)	5.1	45分	40分	運転員(現場)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトやLEDライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備(固定電話機、PHS端末)、送受信器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う電動弁の手動操作と同様であり、容易に操作できる。	
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱操作 ●残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による原子炉除熱の起動操作	5.1	1分	1分	運転員(中央制御室)	通常運転時と同程度。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	

添付 1.3.3-17

表 重大事故等対策の成立性確認 (17/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故 シーケンスNo.	操作・作業 の 想定時間	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 (アクセス等)			
待機中の 残留熱除去系を用いた原子炉停止時冷却系による崩壊熱除去機能復旧	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） <b>復旧後の</b> 原子炉除熱操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作	5.2	6分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトや <b>LED</b> ライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う弁の手动操作と同様であり、容易に操作できる。	1.4 1.5
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） <b>復旧後の</b> 原子炉除熱操作 ●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	5.2	4分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトや <b>LED</b> ライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う弁の手动操作と同様であり、容易に操作できる。	
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） <b>復旧後の</b> 原子炉除熱操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	5.2	20分	16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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトや <b>LED</b> ライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う弁の手动操作と同様であり、容易に操作できる。	
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） <b>復旧後の</b> 原子炉除熱操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作	5.2	1分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	ヘッドライトや <b>LED</b> ライトを携行しているため、建屋内非常用照明が消灯した場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。	通常運転時等を行う弁の手动操作と同様であり、容易に操作できる。	
原子炉保護系母線の復旧	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧準備操作	5.1 5.2	10分	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.4
	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧操作（中央制御室）	5.1 5.2	40分	28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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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 (18/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	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)			
原子炉保護系母線の復旧	原子炉保護系母線の受電操作 ●原子炉保護系母線の復旧操作 (現場)	5.1 5.2	105分	94分	運転員 (現場)	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い。	炉心損傷がないため高線量となることはない。	蓄電池内蔵型照明を作業エリアに配備しているため、建屋内非常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライトやLEDライトを携帯しているため、蓄電池内蔵型照明が使用できない場合においても、操作に影響はない。	アクセスルート上に支障となる設備はない。	—	通常運転時等を行うNFB操作と同様であり、容易に操作できる。	1.4
居住性の確保	原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作 ●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	3.1.2 3.1.3 3.2	5分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	1.16
	原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作 ●中央制御室換気系の起動操作	6分	5分									
	中央制御室待避室の準備操作 ●中央制御室待避室内の正圧化準備操作	3.1.3	20分	15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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	周辺には支障となる設備はない。	—	中央制御室での操作は、通常の運転操作と同様であることから、容易に操作できる。	
	中央制御室待避室の準備操作 ●可搬型照明(SA)の設置	3.1.3	15分	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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	

添付 1.3.3-19

表 重大事故等対策の成立性確認 (19/19)

作業項目	作業・操作の内容	事故シーケンスNo.	操作作業の想定時間	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(アケルト等)			
居住性の確保	中央制御室待避室の準備操作 ●データ表示装置(待避室)の起動操作	3.1.3	15分	11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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	1.16
	中央制御室待避室の準備操作 ●衛星電話設備(可搬型)(待避室)の設置	3.1.3	5分	4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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側) ●中央制御室待避室内の正圧化操作	3.1.3	5分	4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い。	約60mSv/7日間	直流非常灯が点灯することにより操作に影響はない。必要に応じて中央制御室内に配備している可搬型照明により、照度を確保する。	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。	

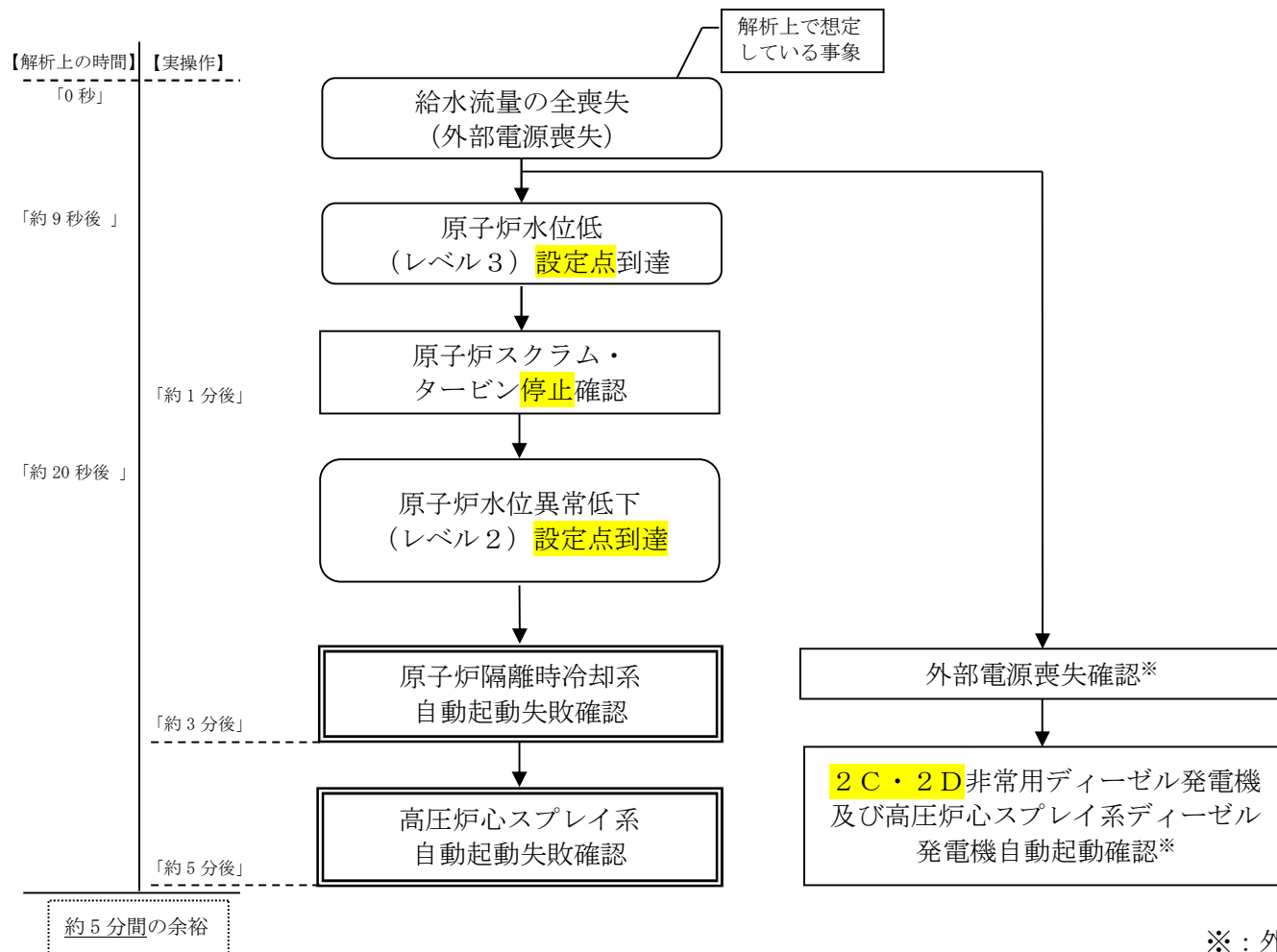
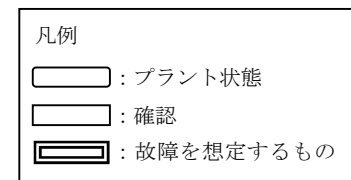
## 事象発生時の状況判断について

有効性評価では、事象発生直後はプラント状況の確認と状況判断のみを実施することとし、事故対応操作は原則「事象発生 10 分」以降から開始するものとし、その後に自動起動に失敗した非常用炉心冷却系等の手動起動操作を含めた事故対応操作を開始するものとしている。

「事象発生 10 分」の間に余裕をもって状況判断が実施可能であることを第 1 図から第 14 図に示す。

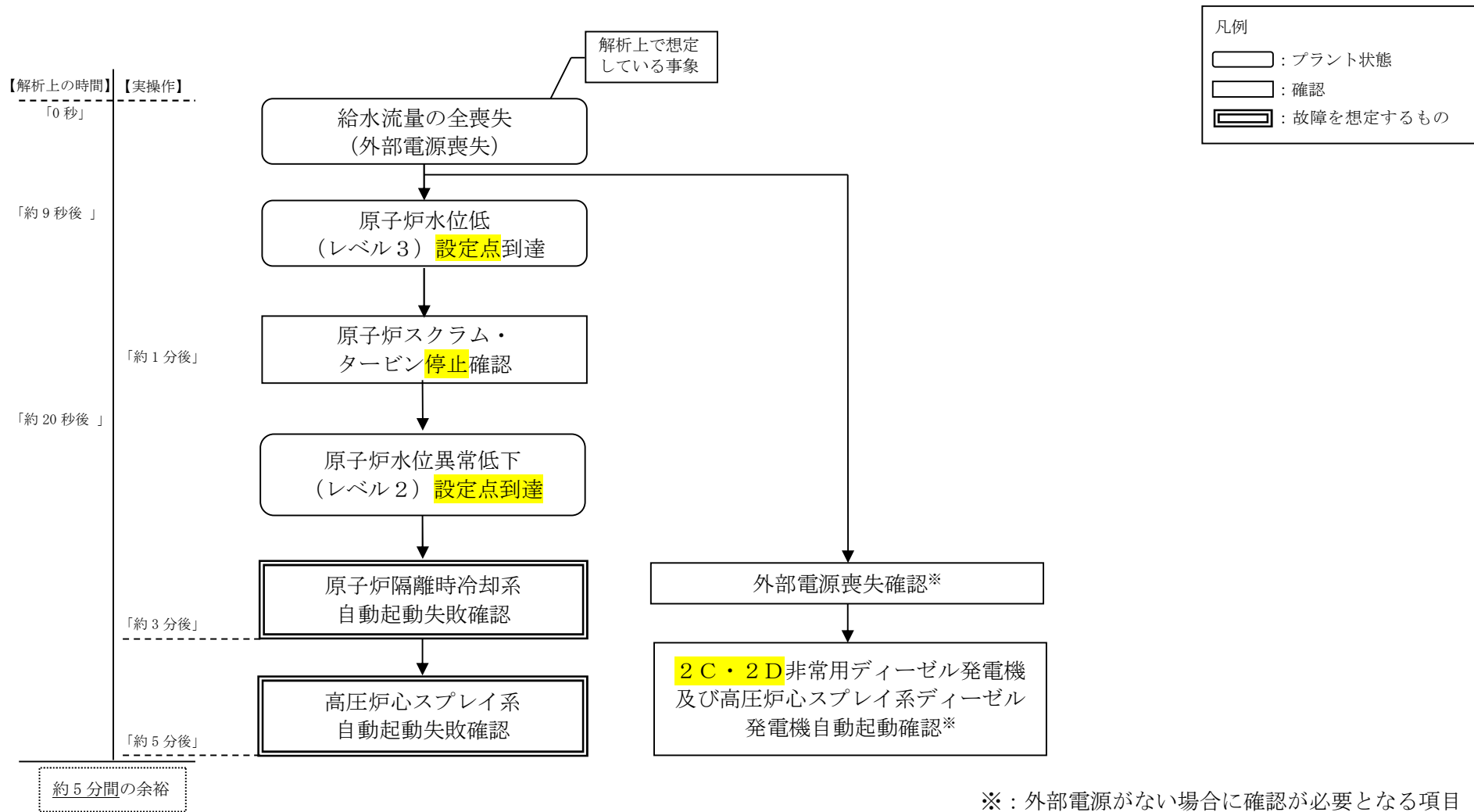
なお、以下の事象については、「事象発生 10 分」後、連続して事故対応を行うものではないため、ここでの整理の対象外としている。

- ・ 想定事故 1
- ・ 想定事故 2
- ・ 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）
- ・ 原子炉冷却材の流出（停止時）
- ・ 反応度の誤投入（停止時）



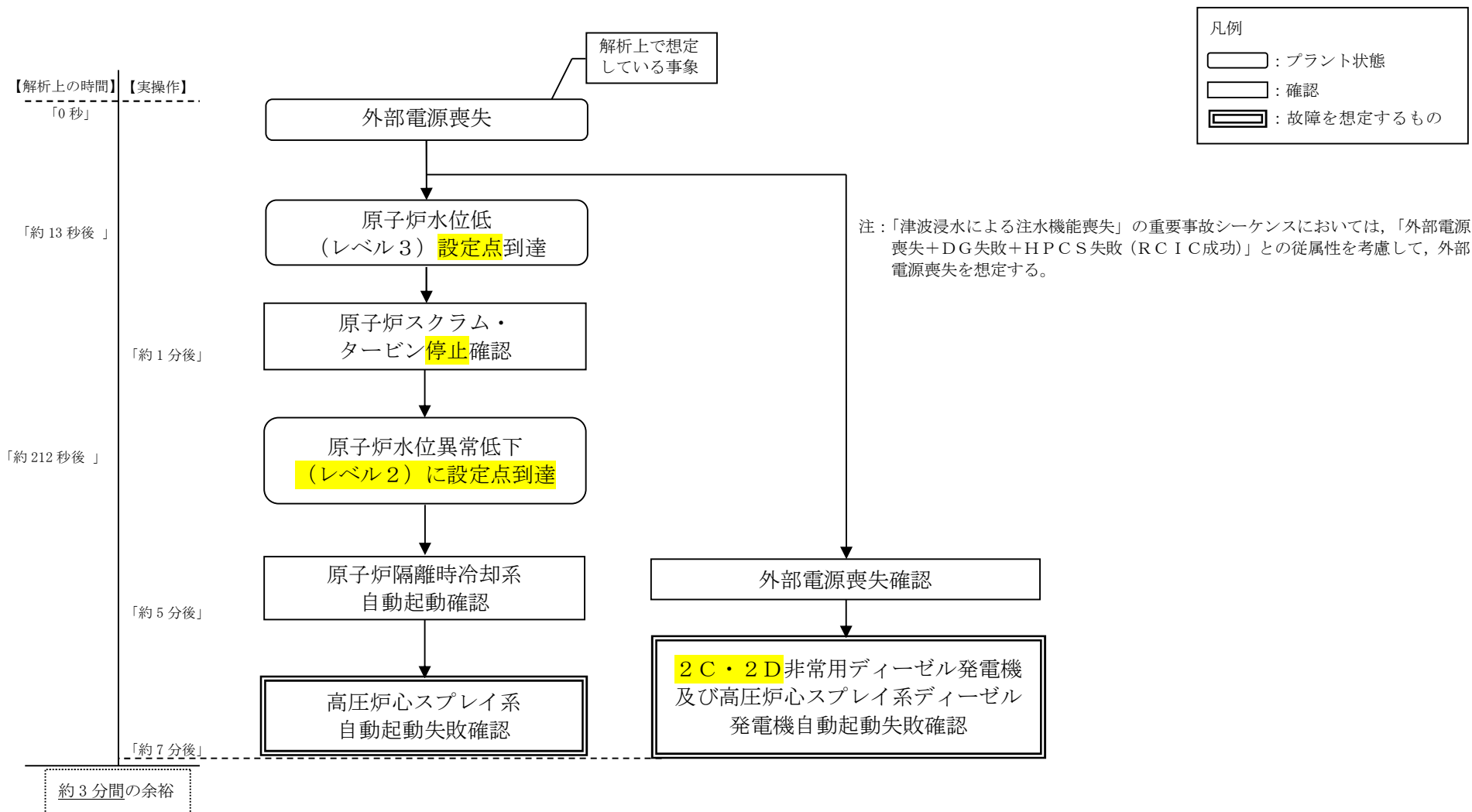
※：外部電源がない場合に確認が必要となる項目

第1図 高圧・低圧注水機能喪失の状況判断

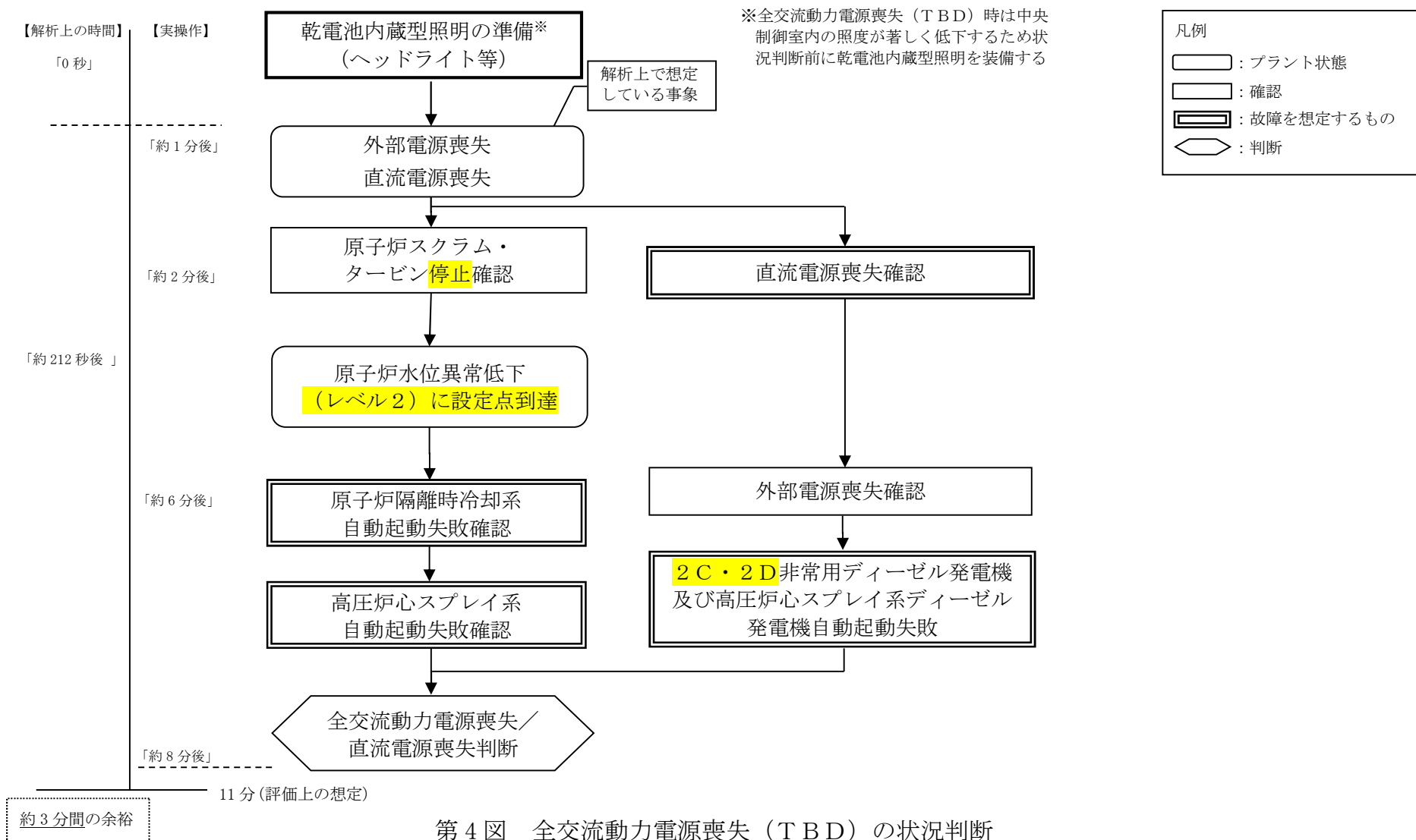


第 2 図 高圧注水・減圧機能喪失の状況判断

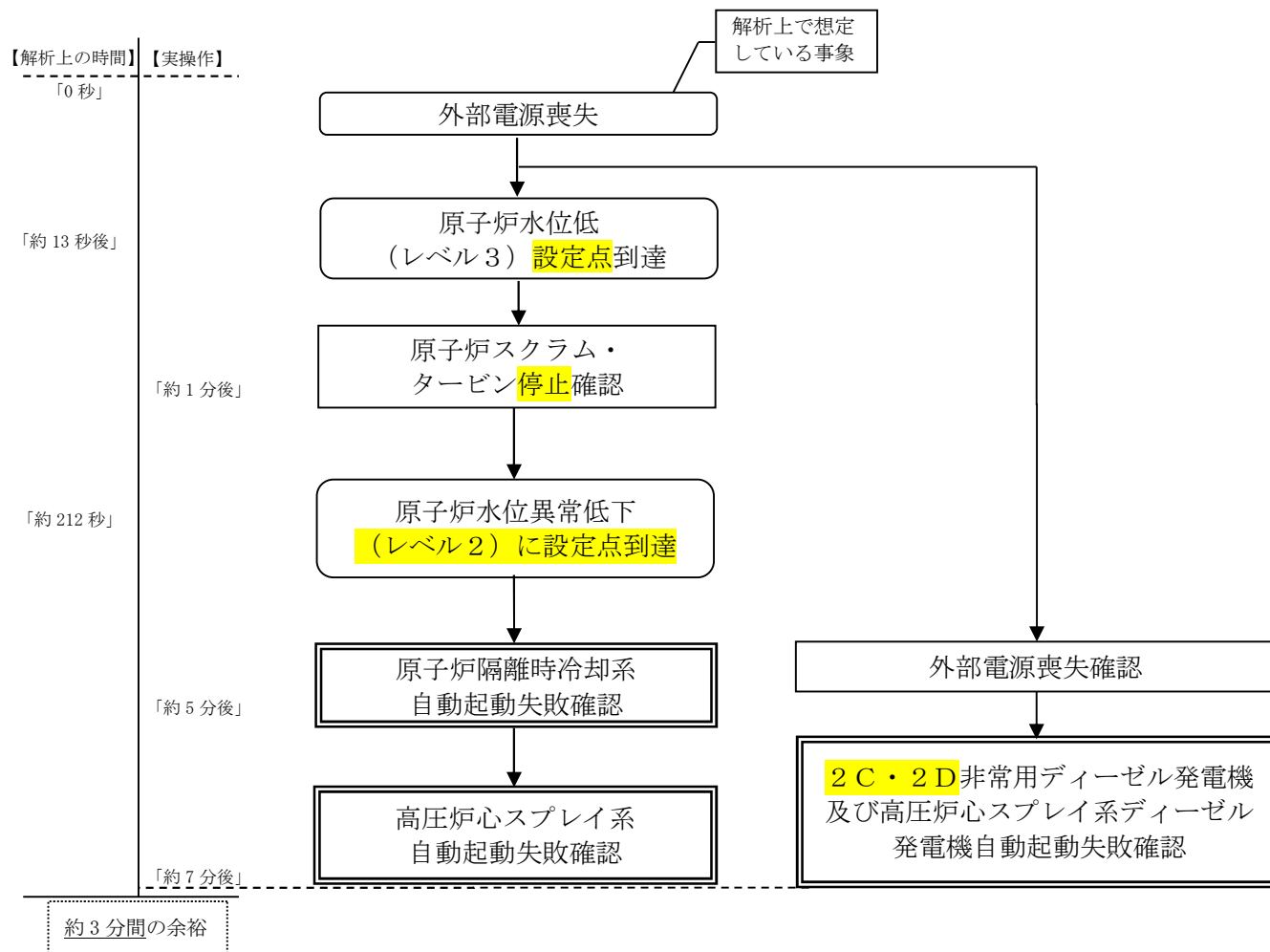
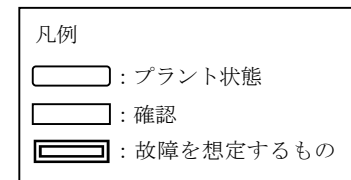




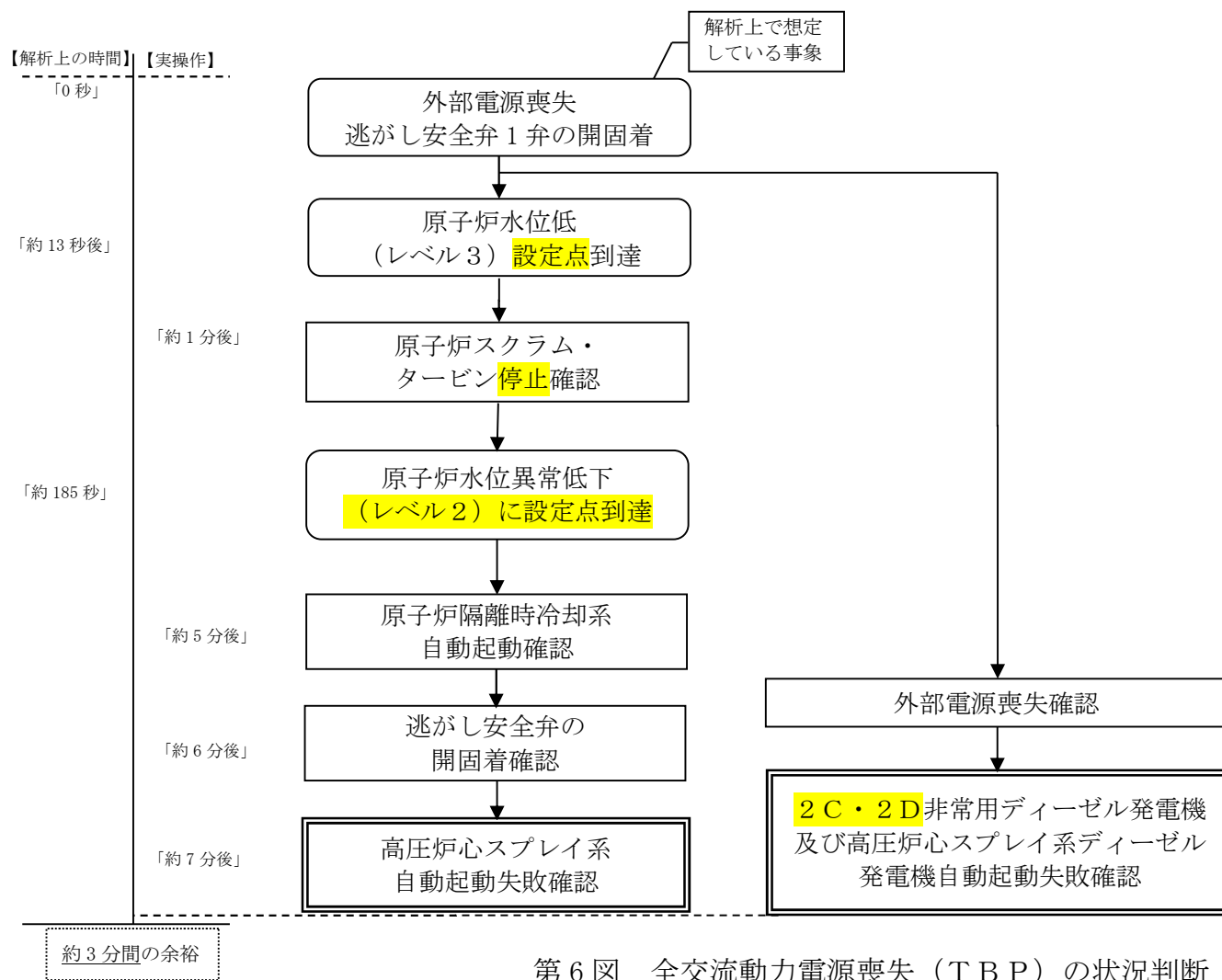
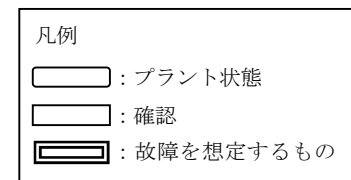
第3図 全交流動力電源喪失（長期TB）及び津波浸水による注水機能喪失の状況判断



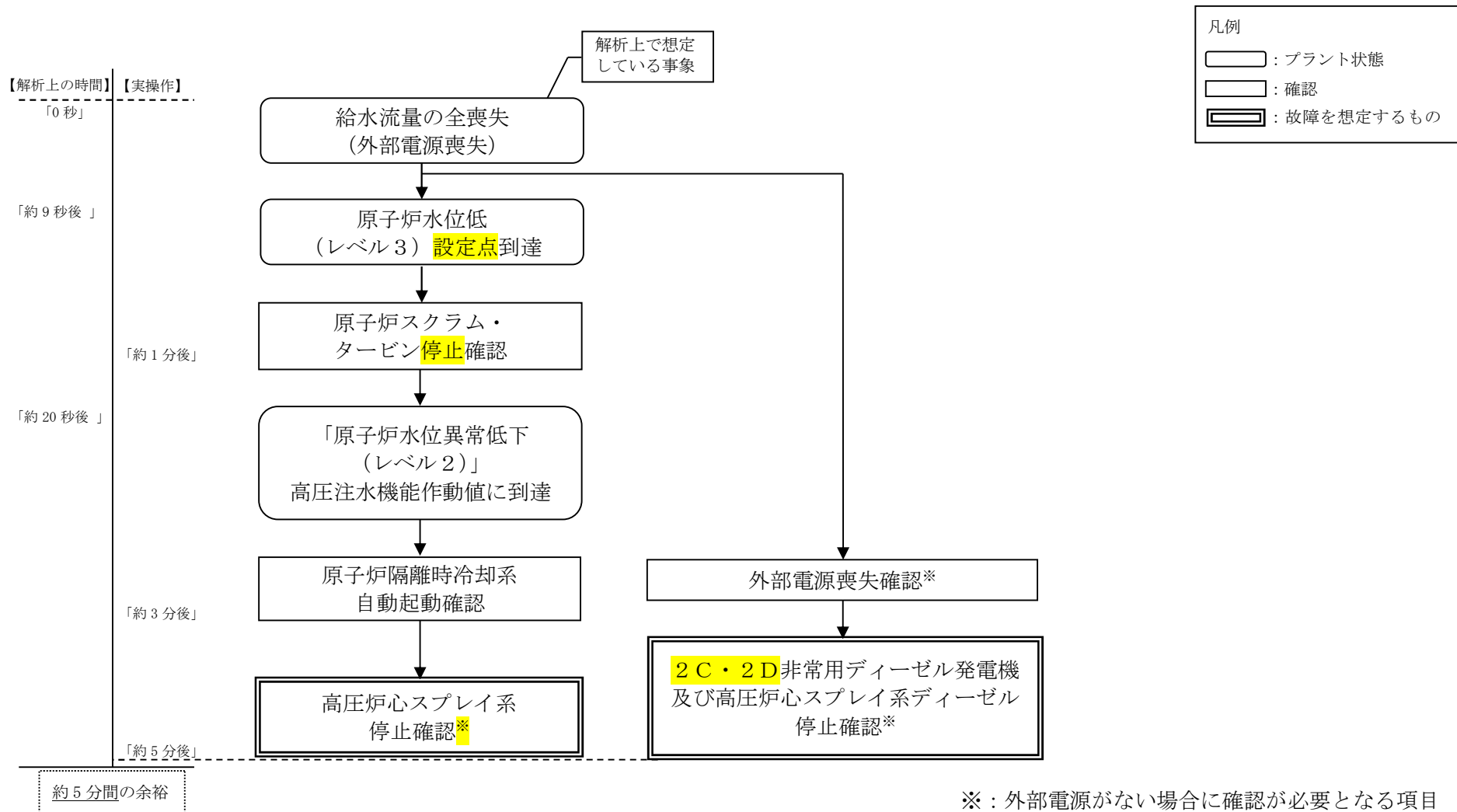
第4図 全交流動力電源喪失(TBD)の状況判断



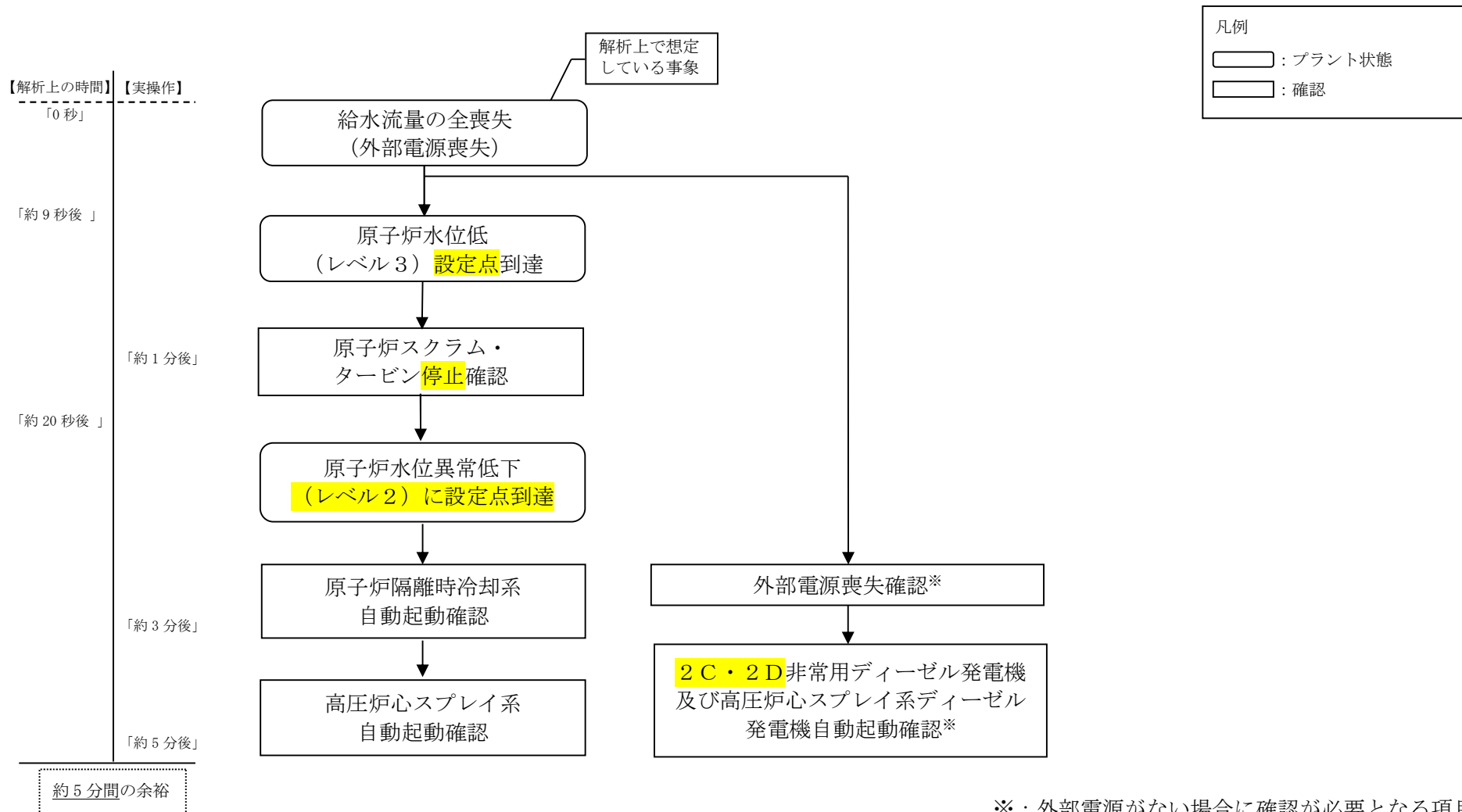
第5図 全交流動力電源喪失 (TBU) の状況判断



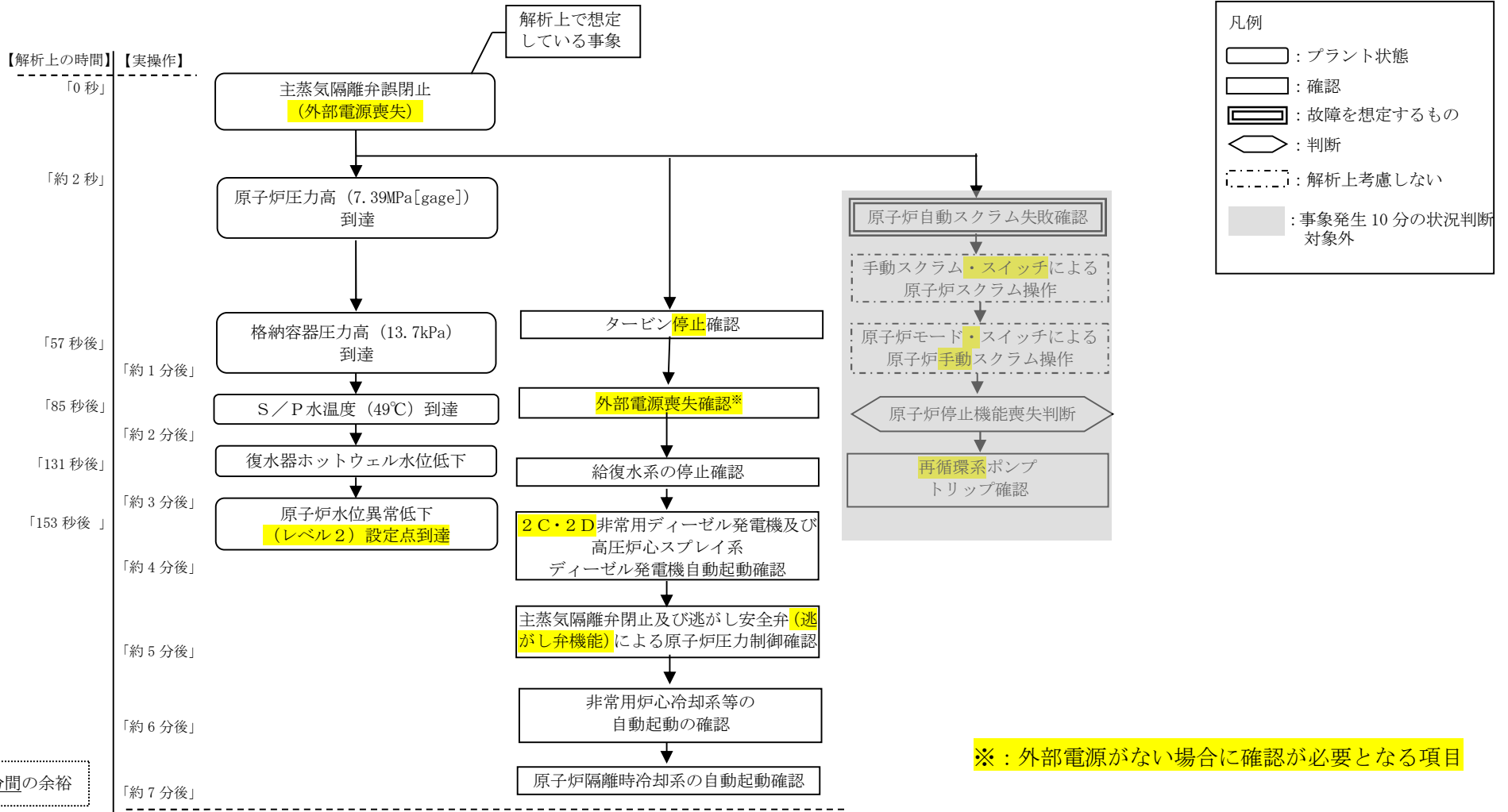
第 6 図 全交流動力電源喪失 (TBP) の状況判断



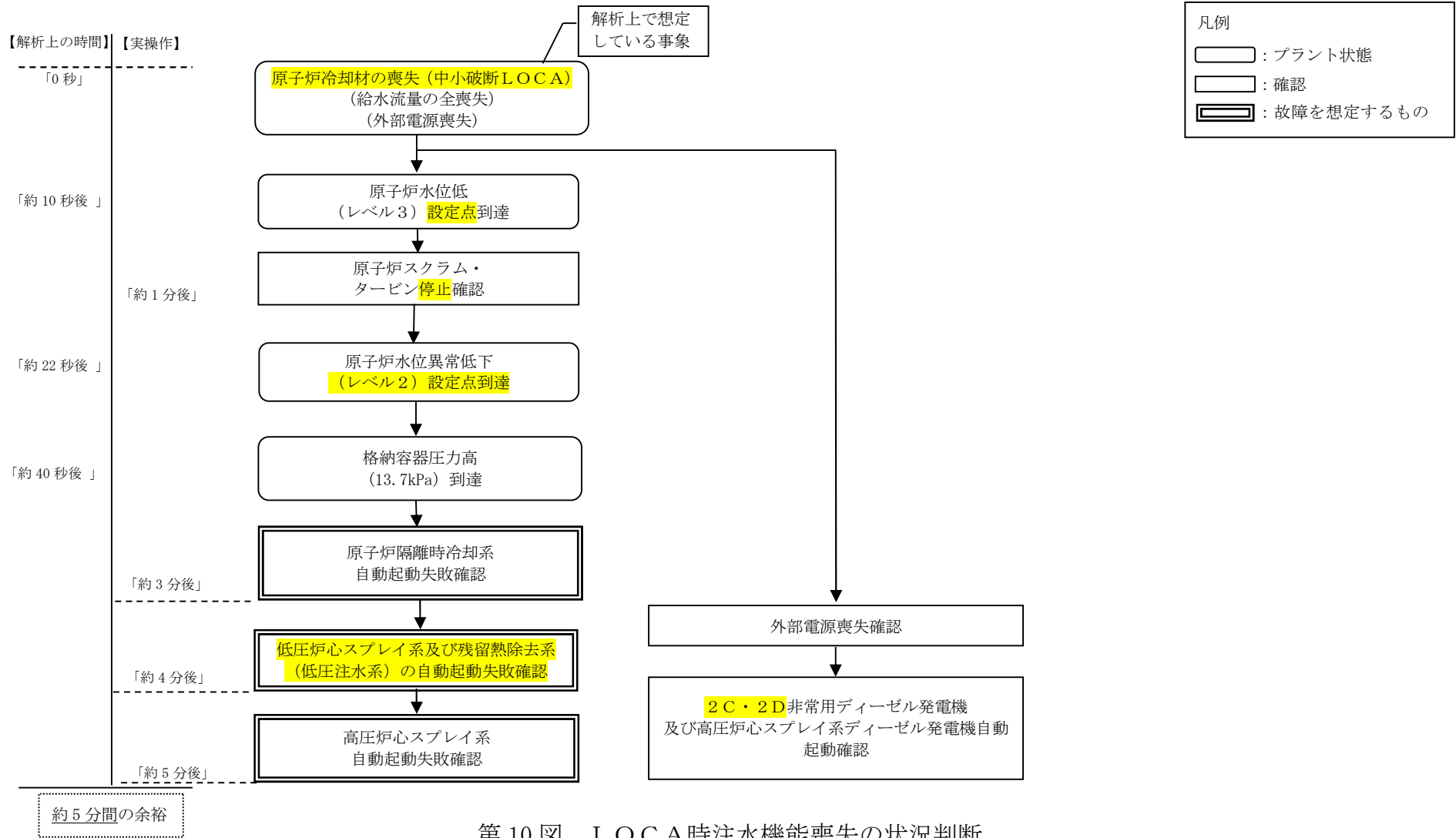
第7図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の状況判断



第 8 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の状況判断

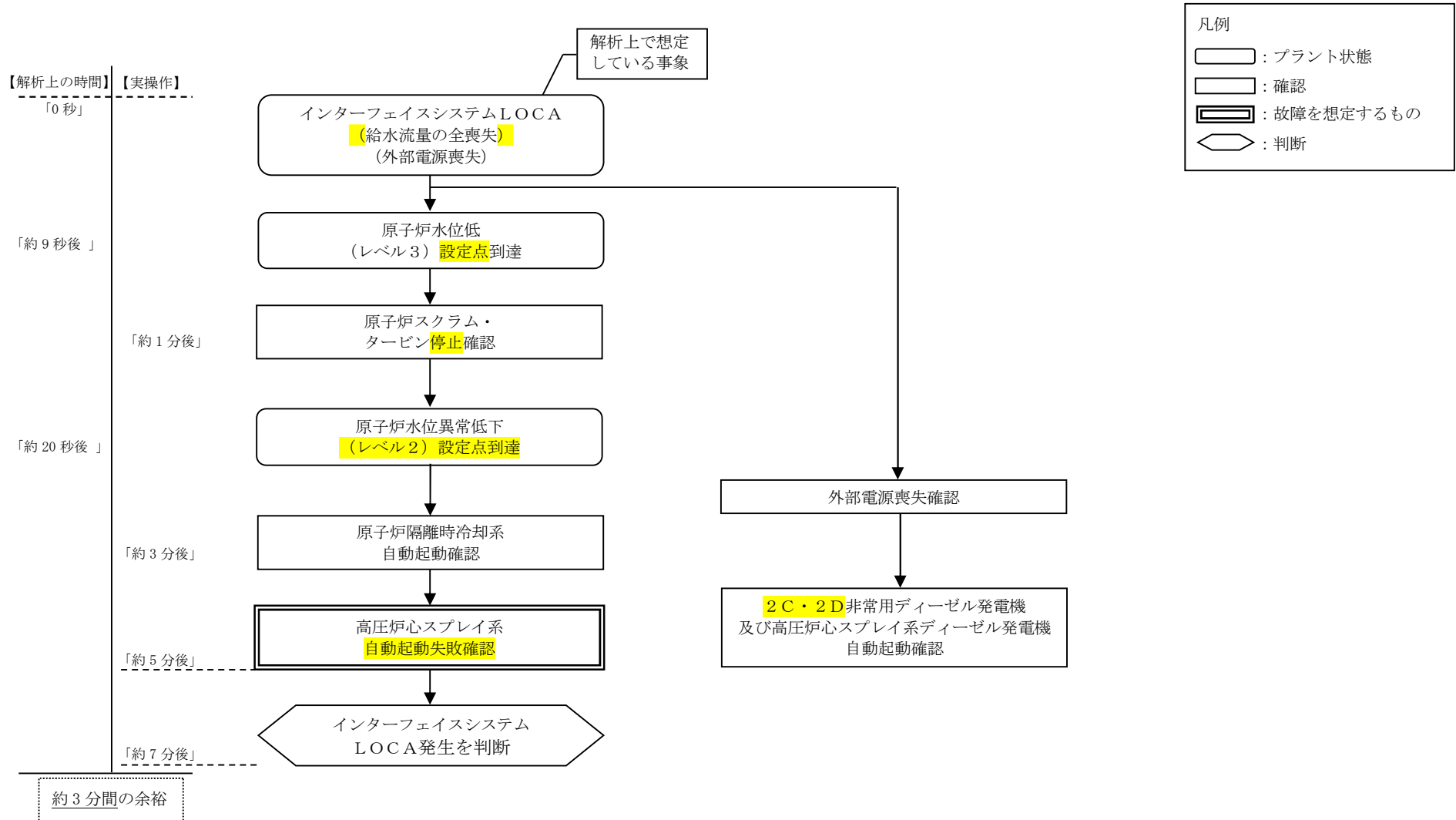


第 9 図 原子炉停止機能喪失の状況判断

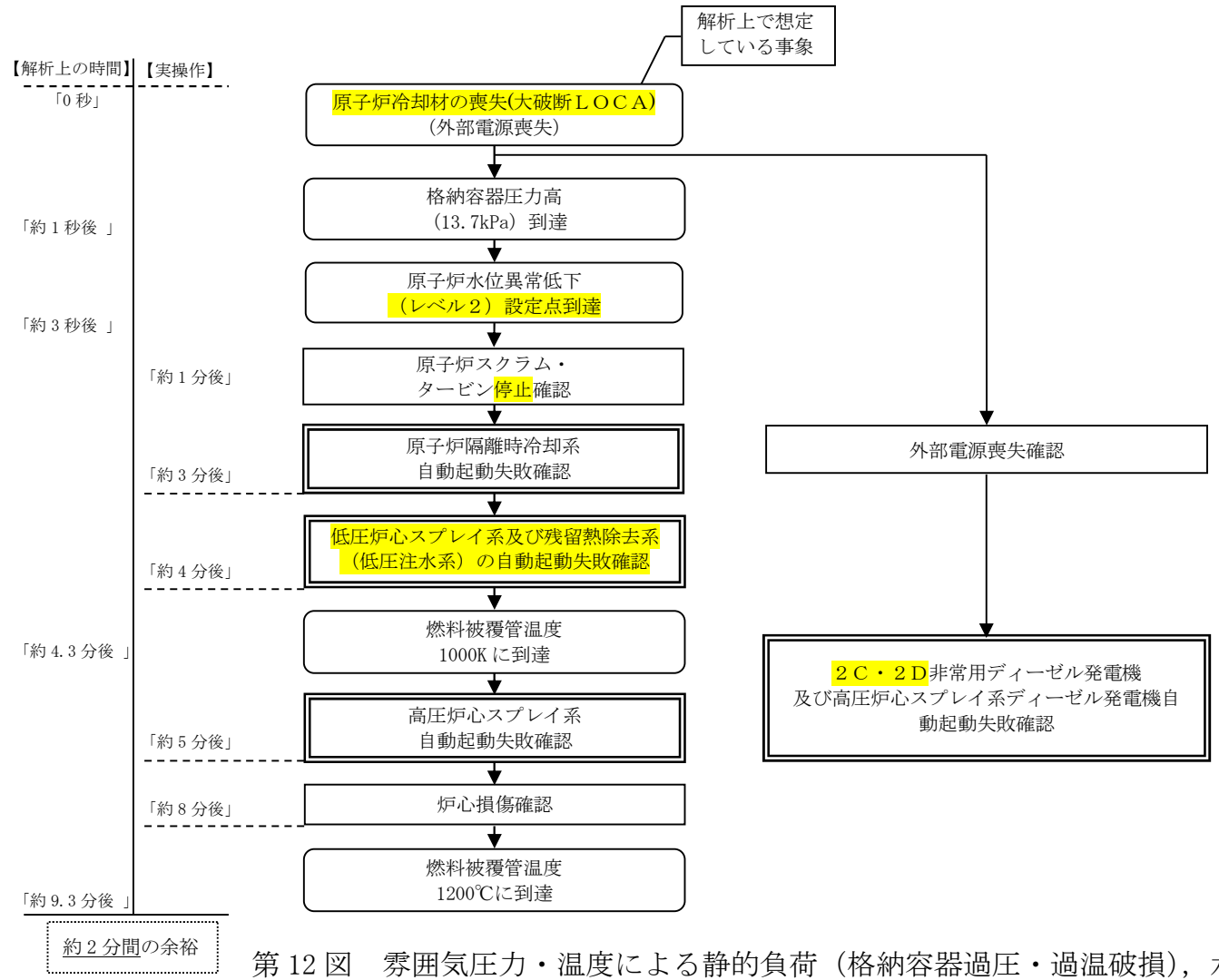
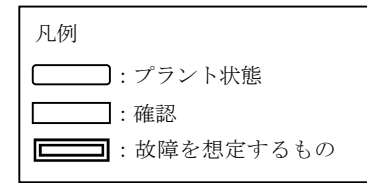


第 10 図 LOCA 時注水機能喪失の状況判断

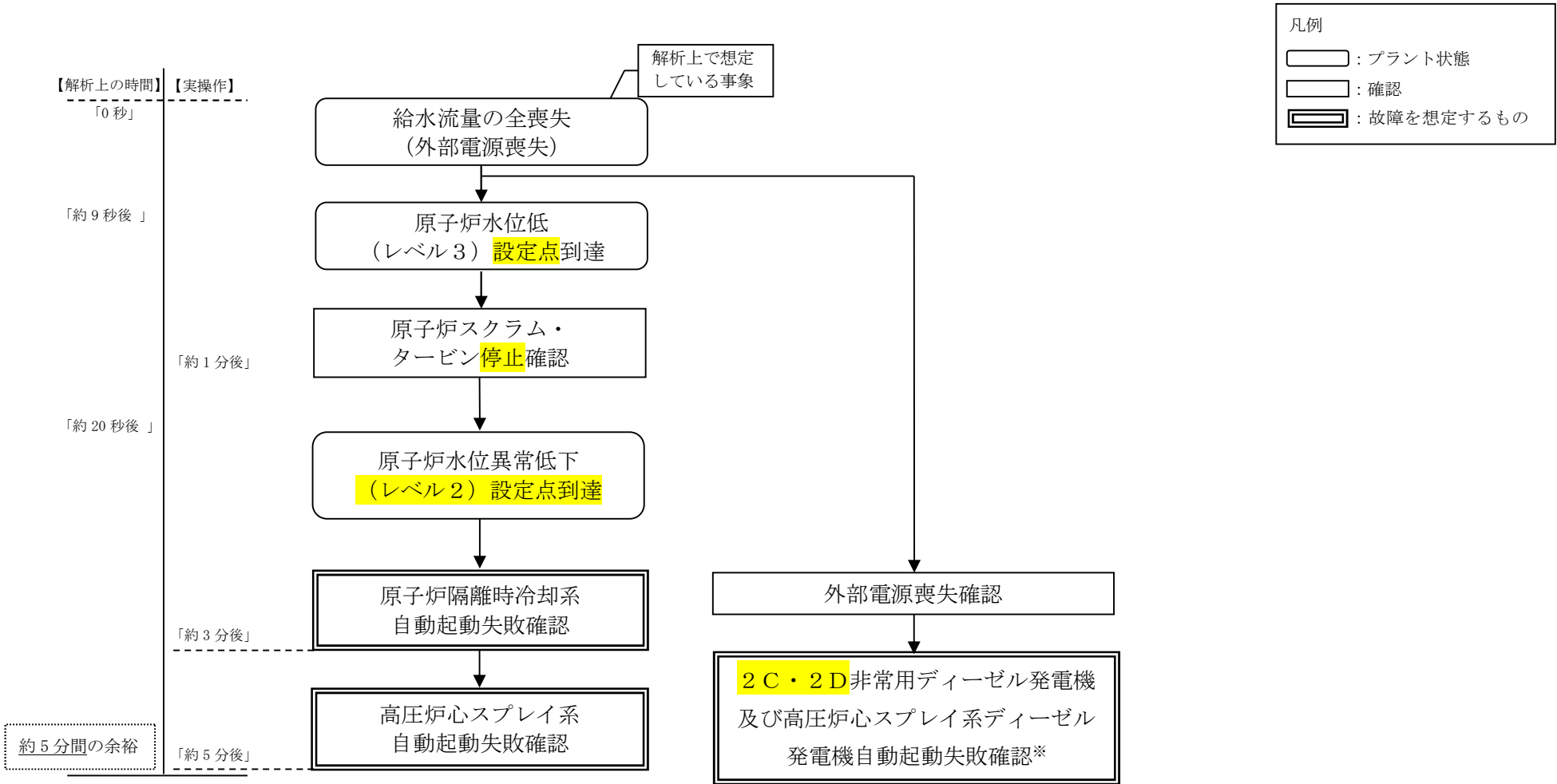




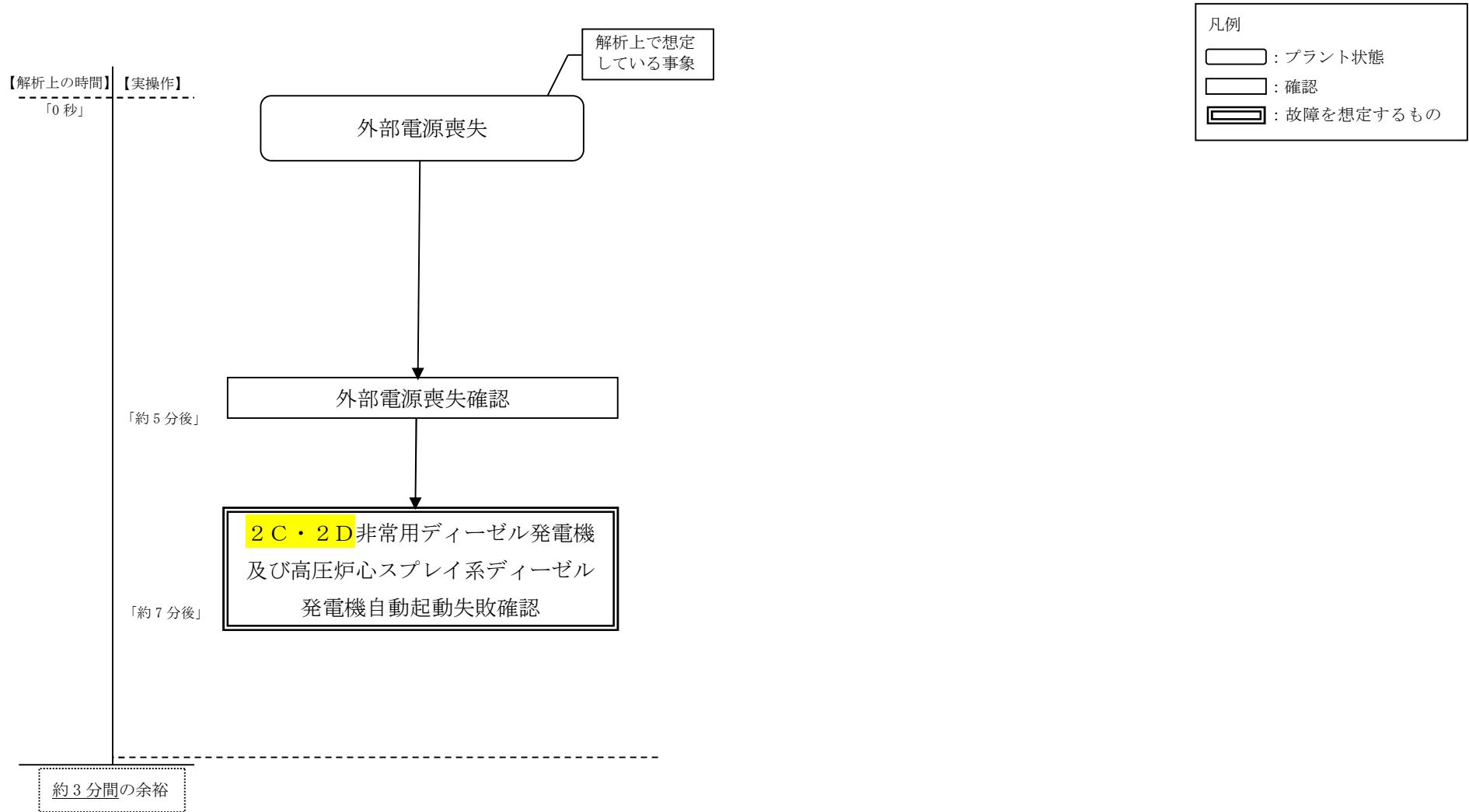
第11図 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）の状況判断



第12図 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損），水素燃焼の状況判断



第13図 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，溶融炉心・コンクリート相互作用の状況判断



第14図 全交流動力電源喪失（停止時）の状況判断

## 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順に基づいて実施するため、有効性評価では、事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定している。

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、中央制御室での状況確認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、適切な時間余裕を設定する。また、運転員等操作時間は、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、実現可能と考えられる操作時間の想定等に基づき設定する。

## 1. 運転員等の操作余裕時間に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作余裕時間の設定については、以下のとおり、a. から d. の4つに分類できる。

- a. 事象発生直後の中央制御室では10分間<sup>\*1</sup>の状況確認を行うものとし、状況確認後に引き続いての操作については、状況確認10分＋操作時間<sup>\*2</sup>とする。
- b. 操作開始条件に到達したことを起点とした操作については、操作開始条件到達時点から操作時間<sup>\*2</sup>を考慮する。
- c. ただし、パラメータ変化が緩やかで対応操作までの余裕時間が十分確保でき、数分の操作遅れの評価項目に与える影響が軽微な操作については、操作開始条件に到達した時点で操作完了とする。
- d. その他、設定した時間までに余裕時間が十分ある操作について

は、設定時間で操作完了とする。

- ※1 原子炉スクラム確認は、事象発生後の最初の確認項目であり、スクラムに失敗している場合は直ちにスクラム失敗時の運転手順に移行し、原子炉出力の抑制操作などを実施する。このため、10分間の状況確認時間を設定すると実際の運転手順に即した有効性評価とならないことから、原子炉停止機能喪失では、10分の状況確認時間を設定せずに、個別に状況確認時間を設定する。
- ※2 訓練等に基づく実移動時間や、操作等に必要な時間から保守的に設定している。

## 2. 操作時間の積み上げについて

1. の基本設定において a. 及び b. に分類される操作時間の積み上げについては、原則5分単位で切り上げた時間を設定する。ただし、以下の操作については、5分単位の切上げを行わないものとする。

### ① 原子炉スクラム失敗時の対応操作

原子炉スクラム失敗の確認後に直ちに実施する一連の操作であり、5分単位の切り上げを行うと実際の運転手順に即した有効性評価とならないため、切り上げ処理は行わないこととする。

### ② 可搬型設備による原子炉注水準備完了後の原子炉減圧操作

余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備操作後に、一連の操作として行う短時間の単一操作であるため切り上げ処理は行わないこととする。

### ③ 原子炉圧力容器破損時の対応操作

原子炉圧力容器破損判断で実施する操作については、原子炉圧力容器破損前に破損の兆候を検知し、破損判断パラメータを常時

監視することによって原子炉圧力容器破損後に時間遅れなく操作に移行できるため、切り上げ処理は行わないこととする。

3. 重要事故シーケンス等ごとの運転員等の操作余裕時間

重要事故シーケンス及び評価事故シーケンスごとに考慮している運転員等の操作余裕時間は第1表に示すとおりである。

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (1/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
高圧・低圧注水 機能喪失	逃がし安全弁（自動減圧機能） の手動による原子炉減圧操作 （常設低圧代替注水系ポンプ を用いた低圧代替注水系（常 設）による原子炉注水 <b>操作</b> ）	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積み上げ5 分単位で切上げ
	常設低圧代替注水系ポンプを 用いた代替格納容器スプレイ 冷却系（常設）による格納容器 冷却 <b>操作</b>	<b>格納容器圧力</b> 279kPa[gage]到達	c <b>格納容器圧力</b> は事象発生後から緩やかに上昇 するものであり、本操作の至近に別操作もな いため、操作開始条件到達時には操作するこ とが可能
	格納容器圧力逃がし装置によ る格納容器 <b>減圧及び除熱操作</b> （サプレッション・チェンバ 側）	<b>格納容器圧力</b> 310kPa[gage]到達	c <b>格納容器圧力</b> は事象発生後から緩やかに上昇 するものであり、本操作の至近に別操作もな いため、操作開始条件到達時には操作するこ とが可能



第 1 表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (2/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
高圧注水・ 減圧機能喪失	残留熱除去系（サブプレッショ ン・プール冷却系）によるサブ プレッショ ン・プール冷却操作	原子炉水位が原子炉水 位高（レベル8）設定点 到達から5分	b 原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）に到 達した後に操作に要する時間を積上げ5分単 位で切上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (3/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電 源喪失 (長期TB)	逃がし安全弁(自動減圧機能)の 手動による原子炉減圧操作(可搬 型代替注水中型ポンプを用いた 低圧代替注水系(可搬型)による 原子炉注水操作)	事象発生から8時間1分 後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備 時間に、短時間の単一操作である減圧操作の 時間を積上げ
	可搬型代替注水中型ポンプを用 いた代替格納容器スプレイ冷却 系(可搬型)による格納容器冷却 操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達	c 格納容器圧力は事象発生後から緩やかに上昇 するものであり、本操作の至近に別操作もな く、操作開始条件到達時には操作することが 可能
	残留熱除去系(低圧注水系)によ る原子炉注水操作並びに残留熱 除去系(格納容器スプレイ冷却 系)又は残留熱除去系(サブレッ ション・プール冷却系)による格 納容器除熱操作	事象発生から24時間10 分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間 を積上げ5分単位で切上げ

添付1.3.5-6

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (4/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電 源喪失 (TBD, T BU)	高圧代替注水系の起動操作	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分 単位で切り上げ
	逃がし安全弁による原子炉減圧 操作(可搬型代替注水中型ポン プを用いた低圧代替注水系(可 搬型)による原子炉注水操作)	事象発生から8時間1分 後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備 時間に, 短時間の単一操作である減圧操作の 時間を積み上げ
	可搬型代替注水中型ポンプを用い た代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)による格納容器冷却操 作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達	c 格納容器圧力は事象発生後から緩やかに上昇 するものであり, 本操作の至近に別操作もな く, 操作開始条件到達時には操作することが 可能
	残留熱除去系(低圧注水系)によ る原子炉注水並びに残留熱除去 系(格納容器スプレイ冷却系)又 は残留熱除去系(サブプレッショ ン・プール冷却系)による格納容 器除熱操作	事象発生から24時間10 分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間 を積上げ5分単位で切り上げ

添付 1.3.5-7

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (5/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
全交流動力電 源喪失 (T B P)	逃がし安全弁（自動減圧機能）の 手動による原子炉減圧操作（可搬 型代替注水中型ポンプを用いた 低圧代替注水系（可搬型）による 原子炉注水操作）	事象発生3時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備 時間に，短時間の単一操作である減圧操作の 時間を積上げ
	可搬型代替注水中型ポンプを用 いた代替格納容器スプレイ冷却 系（可搬型）による格納容器冷却 操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達	c 格納容器圧力は事象発生後から緩やかに上昇 するものであり，本操作の至近に別操作もな く，操作開始条件到達時には操作することが 可能
	残留熱除去系（低圧注水系）によ る原子炉注水並びに残留熱除去 系（格納容器スプレイ冷却系）又 は残留熱除去系（サブレッショ ン・プール冷却系）による格納容 器除熱操作	事象発生から24時間10 分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間 を積上げ5分単位で切上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (6/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	サプレッション・プール水温度65℃到達	c サプレッション・プール水温度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達	c 格納容器圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり，本操作の至近に別操作もないため，操作開始条件到達時には操作することが可能

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (7/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	サプレッション・プール水温度65℃到達時	c サプレッション・プール水温度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達時	c 格納容器圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	格納容器圧力 310kPa[gage]到達時	c 格納容器圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (8/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
原子炉停止機能 喪失	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分	b 原子炉スクラム失敗時の確認・操作項目を 勘案し、余裕時間を含めて設定した状況判 断時間及び操作時間を積上げ
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分	b 自動減圧系統の作動阻止操作の実施後に余 裕時間を含めて設定した操作時間を積上げ
	残留熱除去系（サブプレッショ ン・プール冷却系）によるサブ プレッション・プール冷却操作	事象発生から17分	b 事象発生の約1分後にドライウエル圧力高 信号が発信してから10分間は低圧注水モー ド優先のインターロックがあることから、 ドライウエル圧力高信号発信の10分後に余 裕時間を含めて設定した操作時間を積上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (9/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
L O C A 時注水 機能喪失	逃がし安全弁（自動減圧機能） の手動による原子炉減圧 <b>操作</b> （常設低圧代替注水系ポンプ を用いた低圧代替注水系（常 設）による原子炉注水 <b>操作</b> ）	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分 単位で切上げ
	常設低圧代替注水系ポンプを 用いた代替格納容器スプレイ 冷却系（常設）による格納容器 冷却 <b>操作</b>	<b>格納容器圧力</b> 279kPa[gage]到達)	c <b>格納容器圧力</b> は事象発生後から緩やかに上昇 するものであり、本操作の至近に別操作もな いため、操作開始条件到達時には操作するこ とが可能
	格納容器圧力逃がし装置によ る格納容器 <b>減圧及び除熱操作</b> （サプレッション・チェンバ 側）	<b>格納容器圧力</b> 310kPa[gage]到達	c <b>格納容器圧力</b> は事象発生後から緩やかに上昇 するものであり、本操作の至近に別操作もな いため、操作開始条件到達時には操作するこ とが可能



第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（10/19）

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
格納容器バイ パス（インター フェイスシス テムLOCA）	逃がし安全弁（自動減圧機能） の手動による原子炉減圧操作 （低圧炉心スプレイ系による 原子炉注水操作）	事象発生から15分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積み上げ5 分単位で切上げ
	現場における残留熱除去系の 注入弁の閉止操作	事象発生から5時間後	d 余裕時間を確認する観点で、事象発生 の5時間後に隔離が完了するものとして設定

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (11/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
津波浸水による注水機能喪失	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作）	事象発生から8時間1分後	b 余裕時間を含めて設定した可搬型設備の準備時間に、短時間の単一操作である減圧操作の時間を積上げ
	可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 279kPa[gage]到達	c 格納容器圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もなく、操作開始条件到達時には操作することが可能
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生から24時間25分後	b 非常用母線の受電完了後に操作に要する時間を積み上げ5分単位で切上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（12/19）

重要事故シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	緊急用海水系による冷却水（海水）確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作	事象発生から90分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が4.0%（ドライ条件）到達時	c 格納容器内酸素濃度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もなく、操作開始条件到達時には操作することが可能

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（13/19）

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 465kPa[gage]到達	c 格納容器圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達から5分後	b サプレッション・プール水位が通常水位＋6.5m到達し格納容器除熱操作を判断した後に操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（14/19）

重要事故シナリオ等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作	原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達した時点	c 原子炉水位は事象発生後から緩やかに低下するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能
	緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作	事象発生90分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	原子炉圧力容器破損から6分後（約4.6時間後）	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案し、余裕時間を含めて設定した確認時間及び操作時間を積上げ
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作	原子炉圧力容器破損から7分後（約4.6時間後）	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案し、余裕時間を含めて設定した確認時間及び操作時間を積上げ
	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が4.0%（ドライ条件）到達時	c 格納容器内酸素濃度は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もなく、操作開始条件到達時には操作することが可能

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（15/19）

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作	事象発生から90分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
水素燃焼	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	緊急用海水系による冷却水（海水）確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作	事象発生から90分後	a 状況判断後の操作時間を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	格納容器酸素濃度4.3%到達から15分	b 格納容器酸素濃度が4.3%に到達し格納容器除熱操作を判断した後に操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（16／19）

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
溶融炉心・コン クリート相互作用	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	原子炉圧力容器破損から6分後（約4.6時間後）	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案し、余裕時間を含めて設定した確認時間及び操作時間を積上げ
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系によるペDESTAL（ドライウエル部）注水操作	原子炉圧力容器破損から7分後（約4.6時間後）	b 原子炉圧力容器破損の確認・操作項目を勘案し、余裕時間を含めて設定した確認時間及び操作時間を積上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (17/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
想定事故 1	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から8時間後	<p>d</p> <p>使用済燃料プール水位の低下が早い想定事故2でも、放射線の遮蔽維持水位(通常水位一約0.9m)に到達するのは事象発生約9.8時間後であるため、十分な余裕時間がある8時間後から注水を開始する条件を設定</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプによる注水準備は3時間以内に完了することが可能である</p>
想定事故 2	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から8時間後	



第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定（18/19）

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
運転停止中 崩壊熱除去機能 喪失	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から2時間後	d 事象発生への認知及び操作の時間を基に、さらに余裕時間を考慮して設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	事象発生から4時間40分後	b 待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能復旧に要する時間を積上げ5分単位で切上げ

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (19/19)

重要事故 シーケンス等	運転員等操作	解析上の操作開始条件	操作条件設定の考え方
運転停止中 全交流動力電源 喪失	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	事象発生から25分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	事象発生から4時間55分後	a 状況判断及び操作に要する時間を積上げ5分単位で切上げ
運転停止中 原子炉冷却材喪失	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	事象発生から2時間後	d 操作時間に対して十分に余裕のある時間として設定

## 安定状態の考え方について

## 1. 基本的な考え方

## (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

## a. 審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定停止状態（高温停止状態又は低温停止状態）に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

## b. 安定状態に対する考え方

## (a) 安定状態

## ①原子炉

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が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

②格納容器<sup>※1</sup>

炉心冷却が維持された後に、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。

(b) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却系又は残留除去系の復旧により除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

※1 審査ガイドの要求事項として、格納容器側への安定状態に対する要求はない。しかしながら、炉心冷却を安定的に維持するためには格納容器側の挙動の静定は必要要件となることから、格納容器側の安定状態についても定義した。

(2) 重大事故

a. 審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉及び原子炉格納容器が安定状態に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして7日間評価する。ただし、7日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

b. 安定状態に対する考え方

(a) 安定状態

①原子炉

事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却が維持可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、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。

②格納容器

損傷炉心冷却が維持された後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能(格納容器圧力逃がし装置又は代替循環冷却系)により、

格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、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。

(b) 安定状態後の長期的な状態維持

代替循環冷却系を用いて又は残留除去系を復旧させ、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。<sup>※2, 3</sup>

※2 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおりであり、重大事故を評価するに当たって安全機能の喪失を仮定した設備の復旧等の措置が必要となる。

- ① 格納容器除熱機能として代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系復旧による冷却へ移行
- ② 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格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保<sup>※4</sup>

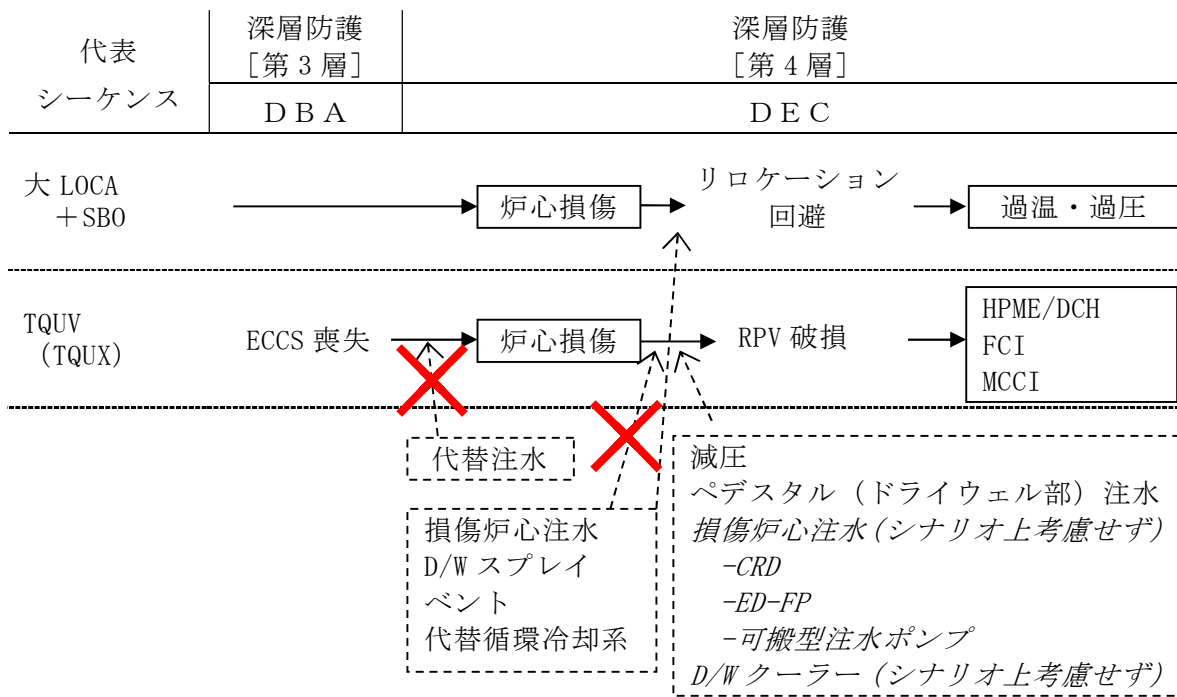
※3 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用、溶融炉心・コンクリート相互作用の評価上の扱いについて

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、溶融炉心・コンクリート相互作用は、炉心損傷

後、損傷炉心の冷却が十分でなく、原子炉圧力容器破損が生じることで発生する可能性がある物理化学現象である。したがって、損傷炉心の冷却により原子炉圧力容器破損に至らないことが示されれば、これらの物理化学現象による格納容器破損防止は達成されることから、第一義的にはこれら物理化学現象による格納容器破損防止対策は損傷炉心の冷却になると考える。

一方、これら物理化学現象への対策の有効性については、審査ガイドにおいて、これら物理化学現象の発生を前提とした評価を求めていることから、これら物理化学現象の観点から厳しい結果となるように、格納容器過圧・過温の観点で格納容器破損防止対策となる損傷炉心の冷却手段に期待せずに評価を行っている（第 1-1 図参照）。したがって、着目する物理化学現象の進展が防止又は停止した後の、格納容器パラメータの推移は、着目する物理化学現象を厳しくするための評価条件に依存してしまうことになるため、格納容器過圧・過温の観点が注目される期間の推移を評価することは適切ではない。

よって、格納容器過圧・過温は、あくまで雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の事故シーケンスでの代表事象で評価することとし、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、溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては、着目する物理化学現象の進展の防止又は停止を評価し、静的負荷による過圧・過温は評価しない。



第 1-1 図 代表シーケンスの事象進展と対策

※4 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）での、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保の考え方について

重大事故発生時における格納容器の耐震性評価は、格納容器温度・圧力条件が厳しい格納容器破損防止の事故シーケンス（格納容器過圧・過温破損シナリオ）が対象となる。

格納容器の耐震評価に際しては、

- ① 事故後の運転状態 V (L) のうち初期（例：3 日後）における適切な地震力との組合せ評価
- ② 事故後の運転状態 V (L) のうち長期（例：60 日後）における適切な地震力との組合せ評価

を行うこととなる。②に対しては、保守的な想定として、格納容器圧力逃がし装置によるフィード・アンド・ブリード冷却が継続することを前

提に評価するという方法もあるが、予備品の活用やサイト外からの支援等を考慮すれば、例えば 60 日程度での格納容器除熱の復旧を考えることは合理的といえる。

よって、②においては、代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系の復旧に期待することを前提に評価を実施すべきであると考え。また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱、原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用、溶融炉心・コンクリート相互作用の評価として用いる事故シーケンスに対しては、※3 で示した理由と同様に評価シナリオとはしない。

### (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

#### a. 審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、使用済燃料貯蔵槽の水位が回復し、水位及び温度が安定した状態に導かれる時点までを評価する。（少なくとも外部支援がないものとして 7 日間評価する。ただし、7 日間より短い期間で安定状態に至った場合は、その状態を維持できることを示すこと。）

#### b. 安定状態に対する考え方

##### (a) 安定状態

事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールの冷却により、ある時点で、水位及び温度が安定した状態であり、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、安定状態が確立されたものとする。



(b) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系等を復旧させ、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

(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

a. 審査ガイドの要求事項

有効性評価においては、原則として事故が収束し、原子炉が安定状態に導かれる時点までを評価する。

b. 安定状態に対する考え方

(a) 安定停止状態

事象発生後、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備を用いた運転停止中における原子炉の冷却により、ある時点で、水位及び温度が安定した状態であり、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、安定状態が確立されたものとする。

(b) 安定状態後の長期的な状態維持

残留熱除去系を復旧させ、除熱を行うことができる場合、安定状態後の長期的な状態維持が確立されたものとする。

## 2. 重要事故シーケンス毎の安定状態に至るまでの事象進展

第 2-1 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 (1/3)

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
2.1 高圧・低圧注水機能喪失 (過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗)	<p>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧代替注水系(常設)を用いた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、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、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。</p>
2.2 高圧注水・減圧機能喪失 (過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗)	<p>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧炉心スプレイ系を用いた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、残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期T B) (外部電源喪失＋D G 失敗＋H P C S 失敗(R C I C 成功))	<p>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。可搬型代替注水中型ポンプの準備完了後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施することで、引き続き炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。その後は、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系(低圧注水系)にて実施する。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>
2.3.2 全交流動力電源喪失 (T B D, T B U) (外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗)	<p>高圧代替注水系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。可搬型代替注水中型ポンプの準備完了後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施することで、引き続き炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。その後は、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系(低圧注水系)にて実施する。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>

第 2-1 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 (2/3)

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
<p>2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP) (外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗)</p>	<p>可搬型代替注水 <b>中型</b> ポンプの準備完了後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施することで、炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。その後は、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給開始後に残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、残留熱除去系 (低圧注水系) にて実施する。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>
<p>2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) (過渡事象+RHR失敗)</p>	<p>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。サブプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系 (常設) を用いた原子炉注水を実施することで、引き続き炉心が冠水し、炉心の冷却は維持される。その後は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (低圧注水系) にて実施する。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>
<p>2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) (過渡事象+RHR失敗)</p>	<p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレィ系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。サブプレッション・プール熱容量制限に到達後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系 (常設) を用いた原子炉注水を実施することで、引き続き炉心が冠水し、炉心の冷却は維持される。その後は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器 <b>減圧及び</b> 除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、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。</p>
<p>2.5 原子炉停止機能喪失 (過渡事象+原子炉停止失敗)</p>	<p>ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し未臨界が達成され、高圧炉心スプレィ系を用いた原子炉注水を継続することで、炉心の冷却は維持される。また、残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。また、制御棒挿入機能の復旧後は、制御棒を挿入することで、ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。</p>

第 2-1 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 (3/3)

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
2.6 LOCA時注水機能喪失 (LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗)	<p>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧代替注水系(常設)を用いた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、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替循環冷却系又は残留熱除去系機能の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、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。</p>
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	<p>現場操作により破断箇所を隔離することで漏えいが停止し、逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し、低圧炉心スプレイ系を用いた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、残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)を用いた格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>
2.8 津波浸水による注水機能喪失 (原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失)	<p>原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心が冠水し、炉心冷却が維持される。可搬型代替注水中型ポンプの準備完了後、原子炉を減圧し、低圧代替注水系(可搬型)を用いた原子炉注水を実施することで、引き続き炉心が冠水し、炉心の冷却は維持される。その後は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱を実施することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。なお、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の原子炉注水は、緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)にて実施する。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</p>

第 2-2 表 重大事故 (1/2)

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
<p>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) (大 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 全交流動力電源喪失)</p>	<p>低圧代替注水系 (常設) による注水継続により損傷炉心の冷却が維持される。その後は、事象発生後の14時間後に代替循環冷却系による除熱、又は格納容器圧力0.62MPa[gage]到達までに格納容器圧力逃がし装置による減圧及び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)</p> <p>代替循環冷却系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、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 格納容器除熱機能として代替循環冷却系による冷却又は残留熱除去系復旧による冷却へ移行</li> <li>② 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント及び格納容器への窒素封入並びに格納容器内の水素・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</li> <li>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</li> <li>④ 長期的に維持される格納容器の状態 (温度・圧力) に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保</li> </ol>
<p>3.2 高圧溶融物放出/格納容器直接加熱 (過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + D C H)</p>	<p>逃がし安全弁を用いた手動操作による減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力は約0.2MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減することができる。重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、必要な燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>その後は、代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却系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、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。</p>
<p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 (過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + F C I (ペDESTAL))</p>	<p>格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウエル部) 水位を2.2mに制御することにより、圧カスパイクによって格納容器バウンダリにかかる圧力は、格納容器の限界圧力0.62MPa[gage]よりも低い値であり、格納容器のバウンダリ機能は維持される。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)</p> <p>その後は、代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置により安定状態後の長期的な状態維持に導く。 代替循環冷却系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、安定状態後の長期的な状態維持のための冷却が可能となる。安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。</p>
<p>3.4 水素燃焼 (大 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 全交流動力電源喪失 (+格納容器ベントなし))</p>	<p>3.1と同じ。</p>

第 2-2 表 重大事故 (2/2)

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)	有効性評価における事象進展
<p>3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用 (過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ペDESTAL))</p>	<p>格納容器下部注水系(常設)によるペDESTAL(ドライウエル部)への崩壊熱相当量の注水を継続することにより、溶融炉心・コンクリート相互作用によるペDESTAL(ドライウエル部)床面及び壁面の浸食の停止を維持でき、格納容器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)</p> <p>その後は、代替循環冷却系又は残留熱除去系を復旧して除熱を行うことにより、安定状態後の長期的な状態維持に導く。 安定状態後の長期的な状態維持に関する具体的な要件は上記3.1のとおり。</p>

第 2-3 表 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	有効性評価における事象進展
<p>4.1 想定事故 1 (使用済燃料プール冷却機能又は注水機能喪失)</p>	<p>代替燃料プール注水系(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は回復、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、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系等を復旧し、復旧後は補給水系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。</p>
<p>4.2 想定事故 2 (使用済燃料プール内の水の小規模な喪失)</p>	<p>代替燃料プール注水系(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は回復、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、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。(安定状態)</p> <p>代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水を継続しつつ、弁閉止による漏えい箇所の隔離、残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し、復旧後は補給水系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。</p>

第 2-4 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

重要事故シーケンス	有効性評価における事象進展
<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失 (運転中の残留熱除去系の故障による崩壊熱除去機能喪失)</p>	<p>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（低圧注水系）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（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、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）</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能である。</p>
<p>5.2 全交流動力電源喪失 (全交流動力電源喪失に伴う残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失)</p>	<p>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、常設代替高圧電源装置により非常用母線への交流電源の供給を開始した後、低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより、炉心の冷却が維持される。その後、残留熱除去系（停止時冷却系）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。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）</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し、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。</p>
<p>5.3 原子炉冷却材の流出 (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象)</p>	<p>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、事象発生から2時間後に残留熱除去系（低圧注水系）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、原子炉冷却材の流出を停止させ、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて冷却することで、冷温停止状態を維持することができ、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）</p> <p>残留熱除去系の機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の状態維持が可能となる。</p>
<p>5.4 反応度の誤投入 (検査中に誤操作により過剰な制御棒の引抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入される事象)</p>	<p>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、原子炉出力ペリオド短短（10秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり、未臨界状態となることで、原子炉安定停止状態が確立される。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）</p> <p>残留熱除去系機能を維持し、除熱を継続することにより、安定停止状態後の更なる除熱が可能となる。</p>

### 3. 安定状態の整理

重大事故等に応じて整理した安定状態を第 3-1 表に示す。また、第 3-2 表に事故シーケンスグループごとの安定状態及び安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策を示す。

なお、格納容器については、「付録 2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」に示すとおり、200℃、2Pd(最高使用圧力の 2 倍:0.62MPa[gage])において、少なくとも 7 日間の健全性が確保できることを確認している。

第 3-1 表 安定状態の整理

重大事故等	安定状態
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	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
重大事故	原子炉安定停止状態
	格納容器安定状態
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	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態
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	原子炉安定停止状態



第3-2表 安定状態における主な対策 (1/3)

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
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	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置等	
	2.2 高圧注水・減圧機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系	
	2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	残留熱除去系
		格納容器安定状態	残留熱除去系 緊急用海水系	
	2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系故障)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧
		格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置	
2.5 原子炉停止機能喪失	原子炉安定停止状態	ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系	制御棒挿入機能復旧 残留熱除去系	
	格納容器安定状態	残留熱除去系		
2.6 LOCA時注水機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設)	代替循環冷却系 又は残留熱除去系復旧	
	格納容器安定状態	格納容器圧力逃がし装置		
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	原子炉安定停止状態	低圧炉心スプレイ系	残留熱除去系	
	格納容器安定状態	残留熱除去系		
2.8 津波浸水による注水機能喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (可搬型)	残留熱除去系	
	格納容器安定状態	残留熱除去系 緊急用海水系		

添付 1.3.6-15

第 3-2 表 安定状態における主な対策 (2/3)

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
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)	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系(常設)	代替循環冷却系又は残留熱除去系復旧 格納容器圧力逃がし装置 可燃性ガス濃度制御系復旧 外部電源, 冷却水等復旧 格納容器の頑健性確保
		格納容器安定状態	代替循環冷却系 格納容器圧力逃がし装置等	
	3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	逃がし安全弁	
	3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	格納容器下部注水系(常設)	
	3.4 水素燃焼	原子炉安定停止状態	3.1 のとおり	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	3.1 のとおり	
	3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉安定停止状態	—	3.1 のとおり
		格納容器安定状態	格納容器下部注水系(常設)	

第 3-2 表 安定状態における主な対策 (3/3)

重大事故等	事故シーケンス	安定状態	主な対策	安定状態後の長期的な状態維持のための主な対策
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 (使用済燃料プール冷却機能又は注水機能喪失)	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態	代替燃料プール注水系 (可搬型)	残留熱除去系復旧
	4.2 想定事故 2 (使用済燃料プール内の水の小規模な喪失)	使用済燃料プールの水位, 温度安定状態	代替燃料プール注水系 (可搬型)	残留熱除去系復旧
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	原子炉安定停止状態	残留熱除去系 (低圧注水系, 原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)
	5.2 全交流動力電源喪失	原子炉安定停止状態	低圧代替注水系 (常設) 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)
	5.3 原子炉冷却材の流出	原子炉安定停止状態	残留熱除去系 (低圧注水系, 原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)
	5.4 反応度の誤投入	原子炉安定停止状態	スクラム	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)

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／評価手法の開発に当たっては、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「沸騰水型原子炉の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）の策定に当たり、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）等の策定に当たり、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も参画し, アクシデントマネジメント策の策定, 整備に対して貢献している(第1表参照。M A A P)。

- ・現在においても, 以下【参考】及び第1表に示すとおり, 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。
- ・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(EPR I, BWR O G等)の活動状況を踏まえつつ, 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。

第 1 表 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
M A A P	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

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ

- 添付 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  
(M A A P 以外)
- 添付 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及  
び重大事故 (M A A P)

添付 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(M  
A A P 以外)

1. 解析初期条件データ

項 目	数 値	備 考
原子炉熱出力	3,293 MW (100%)	設計値
原子炉水位	セパレータスカート下端から +126cm (通常運転水位)	プラント仕様
炉心流量	48.3×10 <sup>3</sup> t/h (100%) 41.06×10 <sup>3</sup> t/h (85%)	設計値 T C 解析条件
原子炉給水温度	215.6 °C	設計値
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93 MPa [gage]	設計値
主蒸気流量	6.42×10 <sup>3</sup> t/h	設計値
ヒートバランス	第1図参照 (各部の圧力, 流量, エンタル ピ等のデータ)	第1図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)	燃料仕様
燃料集合体数	764 体	設計値
最大線出力密度	44.0 kW/m	設計値



## 2. 解析に関する情報

項目	数値	備考
初期 MCPR	1.24	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。 主蒸気隔離弁閉止により，60 秒の一次遅れで給水温度低下。 別添 8 参照	包絡値
原子炉スクラム遅れ 時間	0.05 秒	注記 1 安全保護系の遅れ時間 設計値
再循環系ポンプトリ ップ台数	7.39MPa[gage]：2 台 原子炉水位異常低下（レベル 2）：2 台	設計値
再循環系ポンプトリ ップ遅れ時間	0.2 秒	設計値
再循環系ポンプ回転 数半減時間	5.25 秒	設計値 注記 3
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，再循環系流量制御系等の事象 シーケンスの説明  別添 1 参照	事象進展シナリオ

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。



### 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	第2図参照	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	第2図参照	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	第2図参照	注記2 設計値
燃料集合体(9×9燃料(A型))のデータ	長さ	第3図参照	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	第4図参照	設計値
燃料棒(9×9燃料(A型))のデータ	長さ，半数，ギャップ熱伝達係数(炉心平均，ホット)	第5-1図参照	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：蒸気ドーム部から主蒸気隔離弁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。

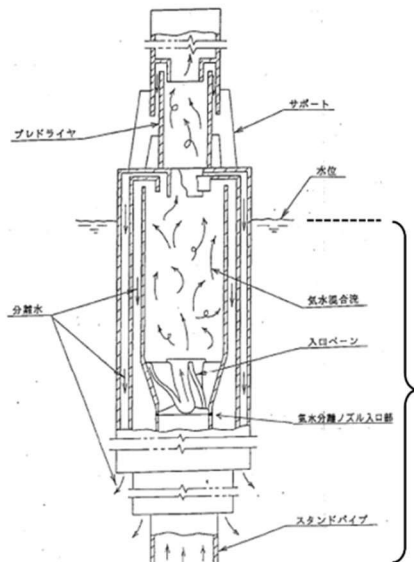
(例) 蒸気ドーム部～主蒸気隔離弁入口，長さ ××mm，断面積 ××mm<sup>2</sup>・・・

(2) 原子炉圧力容器に関するデータ

項 目	対 象	寸 法 (m)	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
	・ 蒸気出口ノズル下端高さ 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 (内側)		設計値
	・ シュラウドヘッド・ドーム 底部高さ		設計値
	・ チャンネルボックス上端 高さ		設計値
	・ 燃料有効長頂部高さ		設計値
	・ ジェットポンプ底部高さ		設計値
	・ ジェットポンプ・スロート 入口高さ		設計値
	・ 燃料有効長底部高さ		設計値
	・ 再循環系水出口ノズル下 端高さ及び内径		設計値
	・ 支持板底部高さ		設計値
	・ 制御棒案内管頂部高さ		設計値
	・ 制御棒案内管底部高さ		設計値
・ 給水スパーチャノズル高 さ	設計値		

(原子炉圧力容器底部からの高さ)

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炉心支持板までの体積 (制御棒案内管体積は除く)		—	設計値
	・制御棒案内管体積		—	設計値
(2)炉心 (チャンネル内)	・下部体プレート内部及び燃料サポート内部		—	設計値
	・燃料有効長底部から燃料有効長頂部までの体積及び平均ボイド率		38	設計値
	・燃料有効長頂部からチャンネルボックス上端までの体積及び平均ボイド率		64	設計値
(3)バイパス (シュラウド内)	・炉心支持板からチャンネルボックス上端までの体積及び平均ボイド率		0	設計値
(4)上部プレナム	・チャンネルボックス上端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
	・気水分離器 (全数, スタンドパイプ及び気水分離器スカート内を除く溢水レベルまで)		—	設計値
	・スタンドパイプ (全数)		—	設計値

項目	対象	体積 (m <sup>3</sup> )	備考
(1)蒸気ドーム (主蒸気管体積を除く)	・通常水位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底部までの体積		設計値
(2)ダウンカマ (再循環系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		設計値
	・ジェットポンプサクシオンからのシュラウドヘッド頂部までの体積		設計値
	・シュラウドヘッド頂部から通常水位までの体積		設計値
			
(3)再循環系配管	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1ループの再循環系配管体積</li> <li>・再循環系配管の底部から頂部までの高さとの関係</li> </ul>		設計値
(4)ジェットポンプ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・体積</li> <li>・高さとの関係</li> </ul>		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 $((\Delta k / k) / \% \text{ボイド率})$ 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)についても記載	別添2①参照	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)についても記載	別添2②参照	設計値
ボロン反応度 (A T W S 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	第2図参照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ほう酸ナトリウム濃度: 13.4wt%)	反応度K, ボロン反応度B, ボイド率 $\alpha$ 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	第2図④参照	設計値

項目	対象	データ	備考
スクラム挿入速度 (BWRの仕様)	スクラム挿入割合(%) とスクラム時間* (秒) のデジタル	SOM: 0.2秒 5%ストローク: 0.375秒 20%ストローク 0.90秒 50%ストローク 2.0秒 90%ストローク 3.5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~5%、5%~ 20%、20%~50%、 50%~90%はそれ ぞれ直線近似とし た。 設計値
中性子関連	中性子寿命 ( $\mu$ sec) 実効遅発中性子割合 $\beta$	別添 2⑤参照	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	平均チャンネルと高出 力チャンネル	平均:4.3MW ホット: 7.2MW (SCAT) *3 8.7MW (SAFER) *4	計算コード内部計 算値
集合体入口流量	平均チャンネルと高出 力チャンネル(ウオー ターロッド流量含ま ず)	平均:57.8 t/h ホット:47.0 t/h* 5 SCAT:39.2 t/h*6	設計値
	バイパス流量率 (ウオーターロッドを 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、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。TC解析条件85%炉心流量の値を記載。
- ※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ではホットストチャンネル出力に応じた流量として設定される。
- ※6 TC解析条件85%炉心流量の値を記載。

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 14% ボイド率 64% ホット： クオリティ 33% ボイド率 80%	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)	原子炉停止機能喪失： 別添4 原子炉停止機能喪失 以外：別添5	原子炉停止機能喪 失：計算コード内部 計算値 原子炉停止機能喪 失以外：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"> <li>・ジェットポンプ基数</li> <li>・ジェットポンプ駆動流量</li> <li>・ジェットポンプ吐出流量</li> </ul>	20基	設計値
R I P 又は再循環系ポンプの特性データ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・トルク(N m), 水頭(m), 回転数(rad/sec), 流量(m<sup>3</sup>/s), モーメント(kg-m<sup>2</sup>) 水頭換算水密度(kg/m<sup>3</sup>)</li> </ul>		設計値
R I P 又は再循環系ポンプ逆流時の特性	<ul style="list-style-type: none"> <li>・逆流時の抵抗係数</li> </ul>		設計値
再循環系流量制御系	<p>REDYで使っている再循環系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"> <li>・主制御器</li> <li>・速度制御器</li> </ul>	再循環系流量制御系は手動モード。事象発生直後に2台ともトリップするため制御系は使用していない。	

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）	原子炉停止機能喪失：圧力制御は主蒸気隔離弁閉止による逃がし弁機能にて実施しているため圧力制御系は使用していない。	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 <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">          </span> (第4図の⑬参照)	タップ位置 初期水位の値 設計値

### 逃がし弁設計値

	REDY	SAFER
開遅れ時間	0.2秒（包絡値）	0.1秒
全閉－全開時間	0.1秒	同左
閉設定値	下表参照	同左

（表中の値は全て設計値）

### 逃がし弁／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)
7.37	2	354.6
7.44	4	357.8
7.51	4	361.1
7.58	4	364.3
7.65	4	367.6

（表中の値は全て設計値）

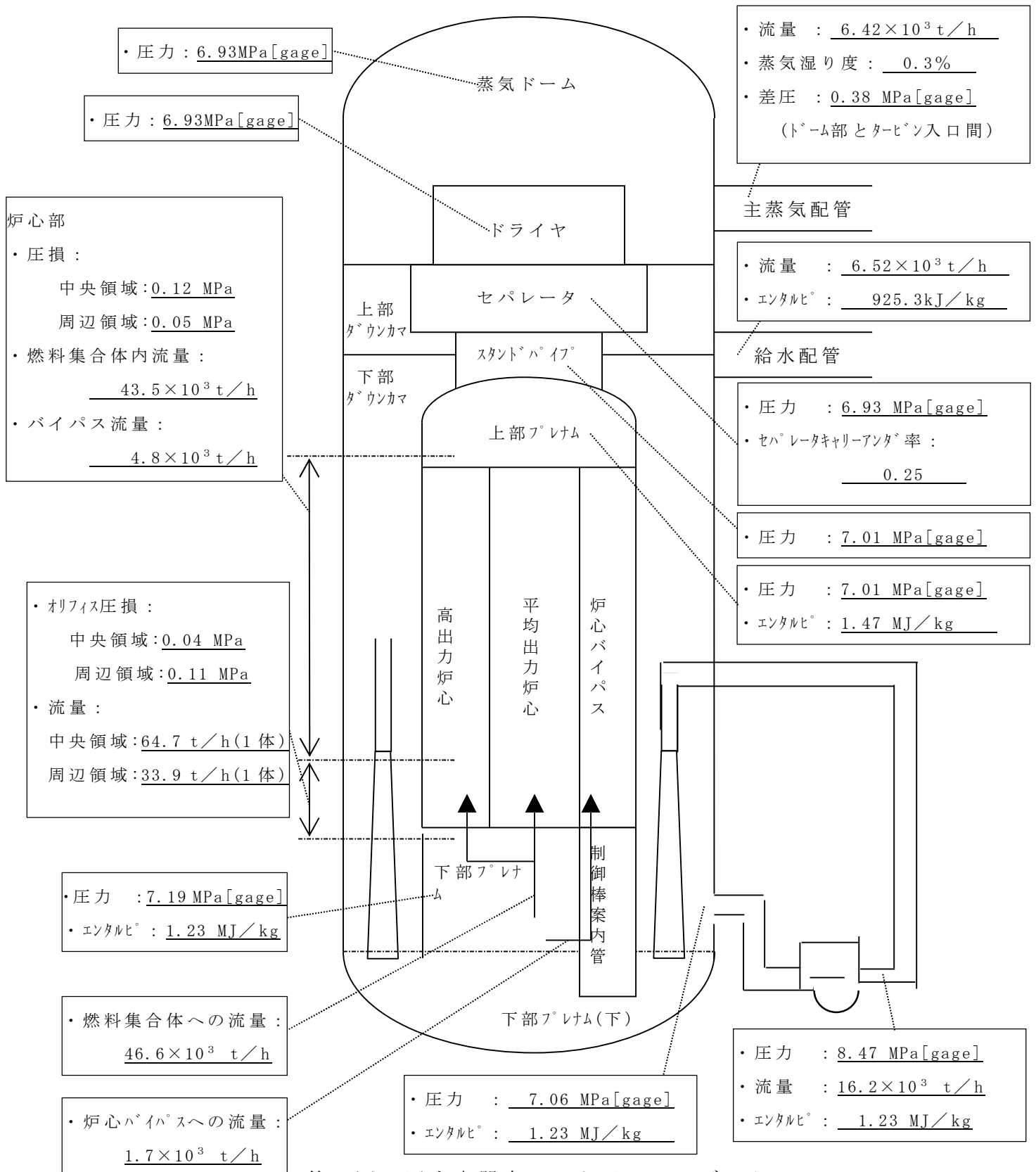
（安全弁）

吹出圧力 (MPa[gage])	弁 個 数	容量／個 (t/h)
7.79	2	385.2
8.10	4	400.5
8.17	4	403.9
8.24	4	407.2
8.31	4	410.6

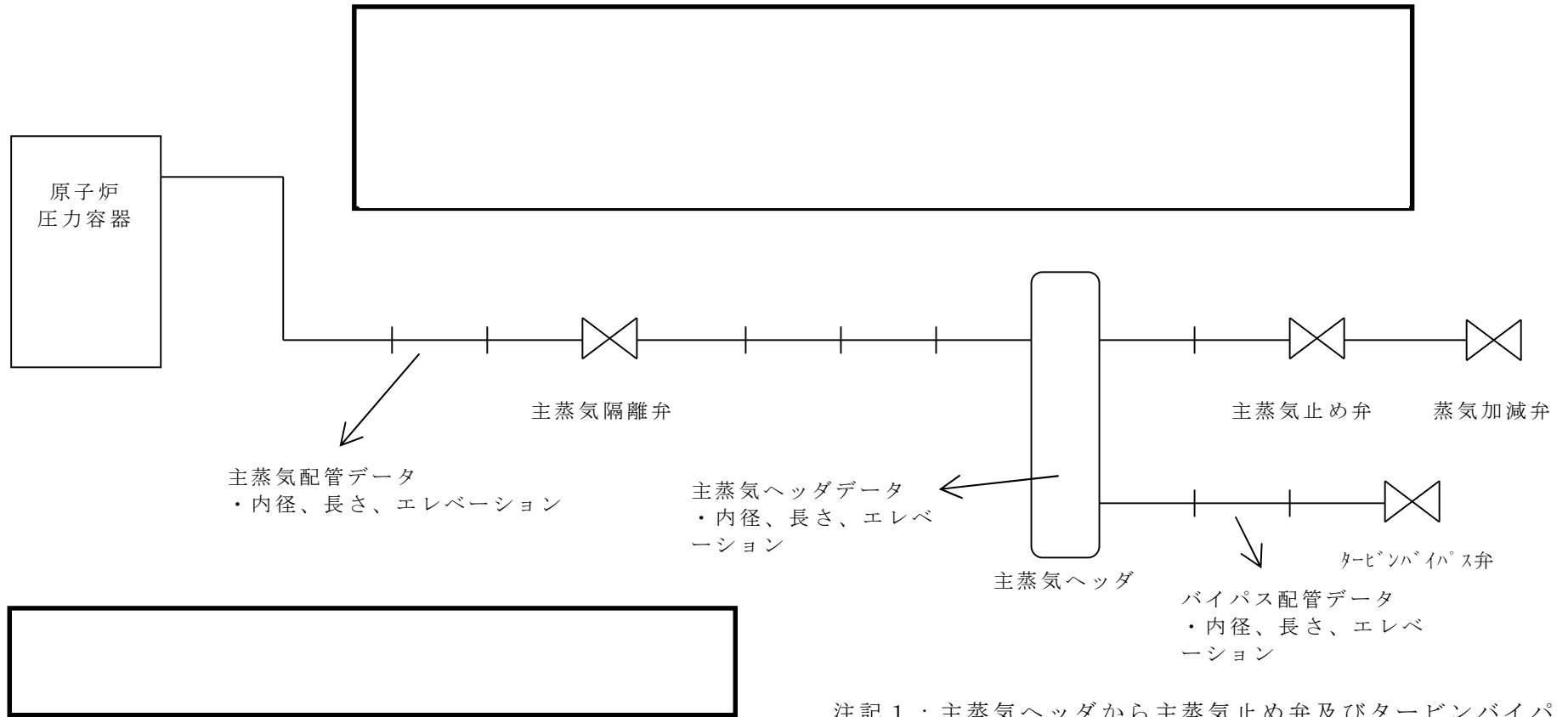
（表中の値は全て設計値）

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 6.93 MPa[gage])

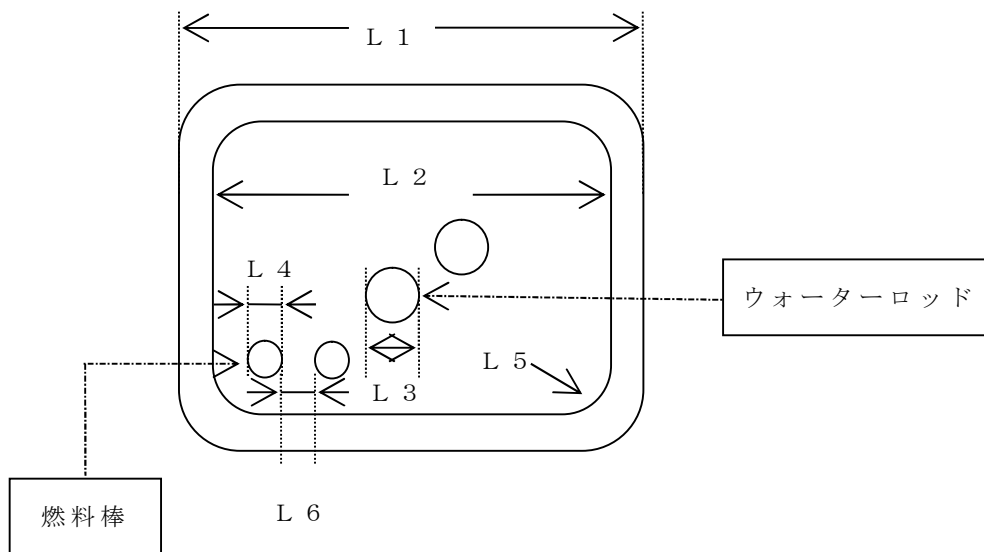


第 1 図 圧力容器内ヒートバランスデータ



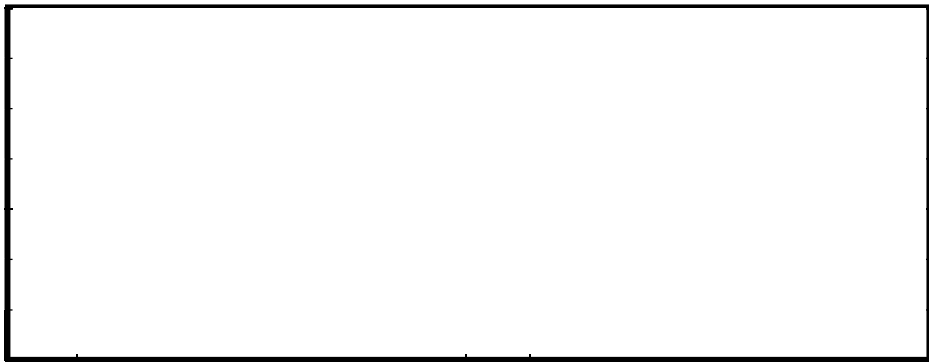
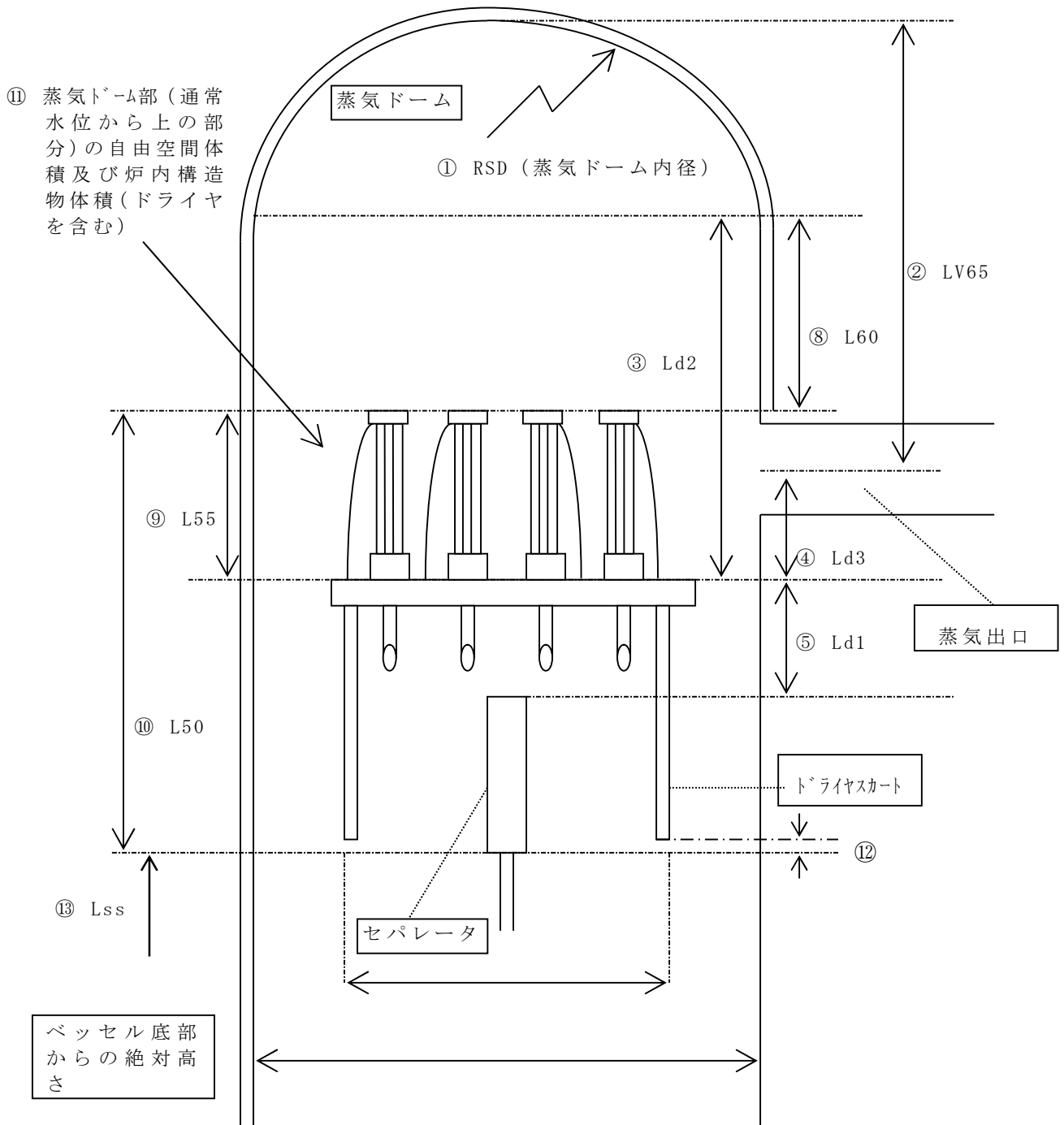
注記 1 : 主蒸気ヘッドから主蒸気止め弁及びタービンバイパス弁へのラインは同一エレベーションである。

第 2 図 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

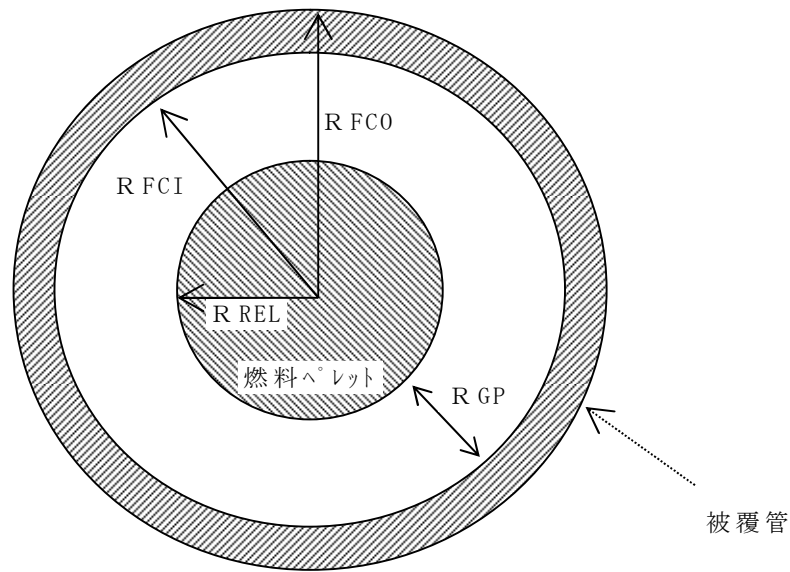


項 目	9 × 9 燃料 (A 型)	備 考
L 1 (mm)		
L 2 (mm)		
L 3 (mm)		
L 4 (mm)		
L 5 (mm)		コーナ部曲率半径
L 6 (mm)		
ギャップ コンダクタンス (W/m <sup>2</sup> ・K)	平均： REDY 7380 W/(m <sup>2</sup> ・K) SAFER 別添 2 参照 (軸方向一定値) ホット： SAFER 別添 2 参照 SCAT 別添 3 参照	

第 3 図 9 × 9 燃料 (A 型) 集合体略図



第 4 図 蒸気ドーム周辺略図



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 FC0 (mm)	被覆管外半径		
L F (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)		
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 <sup>3</sup> )		
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 <sup>3</sup> )		
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 <sup>2</sup> ·K)	平均 : ホット :	第 3 図 9x9 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、第 3 図への記載とする。

第 5-1 図 9x9 燃料 (A 型) 燃料棒略図

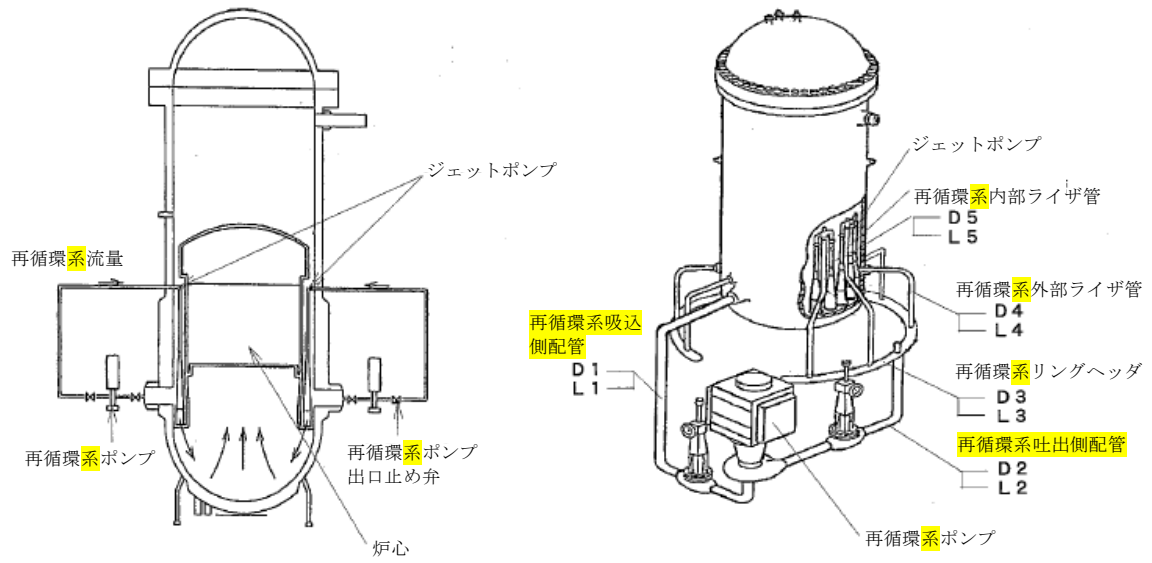
第 5-1-1 表 ペレット物性値 9×9 燃料 (A 型)

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		



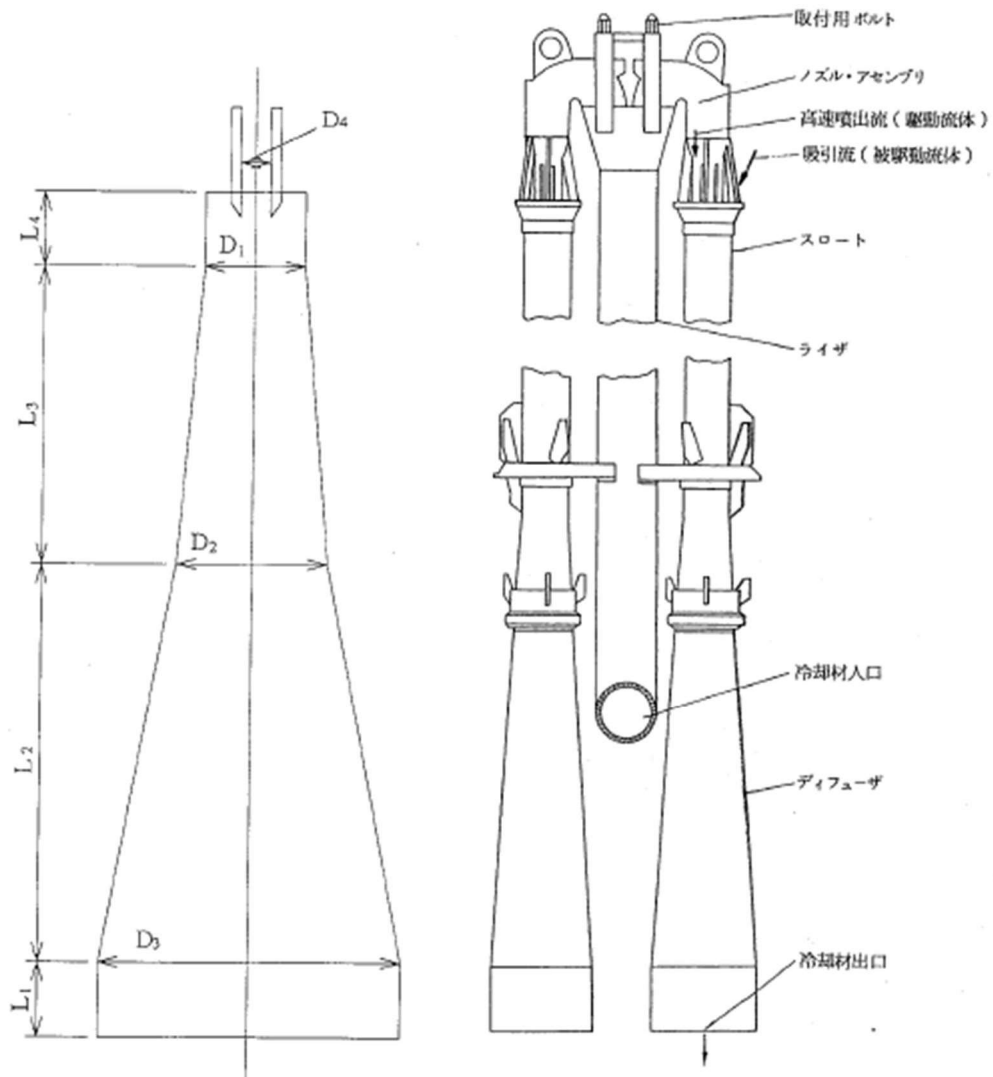
第 5-1-2 表 被覆管物性値 9×9 燃料 (A 型)

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		



項目	数値	備考	
再循環系 吸込側配管内径 (D1)		設計値	
再循環系 吐出側配管内径 (D2)			
再循環系 リングヘッド内径 (D3)			
再循環系 外部ライザ管内径 (D4)			
再循環系 内部ライザ管内径 (D5)			
再循環系 吸込側配管長さ (L1)			
再循環系 吐出側配管長さ (L2)			
再循環系 リングヘッド長さ (L3)			
再循環系 外部ライザ管長さ (L4)			
再循環系 内部ライザ管長さ (L5)			
再循環系 外部ライザ管インターバル (I1~I2)			30° 間隔

第 6 図 再循環系配管の底部から頂部までの高さとの関係



項目	数値	備考
スロート上端 内径 (D1)		
スロート下端 内径 (D2)		
デフューザ下端 内径 (D3)		
ノズル 内径 (D4)		
テイル部 長さ (L1)		
デフューザ 長さ (L2)		
スロート (下部) 長さ (L3)		
スロート (上部) 長さ (L4)		
ノズル 個数 (N1)		

第 7 図 ジェットポンプの底部から頂部までの高さとの関係

シーケンス	原子炉側		PCV側	
	設備	動作	設備	動作
高圧・低圧注水機能喪失	給水制御	起因事象のため喪失	代替 PCV スプレー	S/C 圧力 279kPa 到達時開始、217kPa 到達時停止
	圧力制御	MSIV 閉@水位異常低下 L 2 又は 0 秒 MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	PCV ベント	S/C 水位 13.53m 到達時停止 S/C 圧力 310kPa 到達時
	再循環系流量制御系	水位異常低下 L 2 で全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 個 手動減圧 @ 25 分		
	原子炉注水	低圧代替注水系 (常設) @ 減圧後 起動: L 3 / 停止: L 8 にて水位制御		
高圧注水・減圧機能喪失	給水制御	起因事象のため喪失	RHR1 系列-S/C 冷却	冷却開始@水位高 L 8 +5 分
	圧力制御	MSIV 閉@水位異常低下 L 2 又は 0 秒 MSIV 閉鎖後は SRV 開閉		
	再循環系流量制御系	水位異常低下 L 2 で全台トリップ		
	原子炉減圧	水位低 L 1 +10 分後、過渡時 ADS 2 個自動減圧		
	原子炉注水	LPCS @ 減圧後 起動: L 3 / 停止: L 8 にて水位制御 LPCI 3 系統注水 @ 減圧後 停止: L 8		
長期 TB/津波浸水による注水機能喪失	給水制御	SBO のため事故と同時に喪失	代替 PCV スプレー	S/C 圧力 279kPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 24 時間 5 分後停止
	圧力制御	MSIV 閉 @ 0 秒 MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	RHR-PCV スプレー	PCV スプレー起動 @ LPCI 注水停止後 L 8 +5 分 停止: L 3 / 起動: L 8 +5 分 PCV 圧力 13.7kPa 到達時停止
	再循環系流量制御系	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 個 手動減圧 @ 8 時間 1 分		
	原子炉注水	RCIC (~10 分: 起動/停止: L 2 / L 8) 10 分 ~: 起動/停止: L 3 / L 8 RCIC 停止: 減圧と同時に 低圧代替注水系 (可搬型) @ 減圧後 起動: L 3 / 停止: L 8 にて水位制御 24 時間 5 分後停止 RHR-LPCI 注水開始 @ 24 時間 10 分 停止: L 8 / 起動: L 3 +5 分	RHR-S/C 冷却	S/C 冷却起動 @ PCV 圧力 13.7kPa +5 分 停止: L 3 / 起動: L 8 +5 分
TBD/TBU	給水制御	SBO のため事故と同時に喪失	代替 PCV スプレー	S/C 圧力 279kPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 24 時間 5 分後停止
	圧力制御	MSIV 閉 @ 0 秒 MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	RHR-PCV スプレー	PCV スプレー起動 @ S/C 圧力 279kPa 到達時 停止: L 3 / 起動: L 8 +5 分 PCV 圧力 13.7kPa 到達時停止
	再循環系流量制御系	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 個 手動減圧 @ 8 時間 1 分		
	原子炉注水	高圧代替注水系 @ 25 分 高圧代替注水系停止: 減圧と同時に 低圧代替注水系 (可搬型) @ 減圧後 起動: L 3 / 停止: L 8 にて水位制御 24 時間 5 分後停止 RHR-LPCI 注水 @ PCV スプレー停止後 L 3 +5 分 停止: L 8 / 起動: L 3 +5 分	RHR-S/C 冷却	S/C 冷却起動 @ PCV 圧力 13.7kPa +5 分 停止: L 3 / 起動: L 8 +5 分
TBP	給水制御	SBO のため事故と同時に喪失	代替 PCV スプレー	S/C 圧力 279kPa 到達時開始、217kPa 到達時停止 24 時間 5 分後停止
	圧力制御	MSIV 閉 @ 0 秒 MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	RHR-PCV スプレー	PCV スプレー起動 @ S/C 圧力 279kPa 到達時 停止: L 3 / 起動: L 8 +5 分 PCV 圧力 13.7kPa 到達時停止
	再循環系流量制御系	事故と同時に全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 個 手動減圧 @ 3 時間 1 分		
	原子炉注水	RCIC (~10 分: 起動/停止: L 2 / L 8) 10 分 ~: 起動/停止: L 3 / L 8 RCIC 停止 @ 原子炉圧力 1.04MPa [gage] 低圧代替注水系 (可搬型) @ 減圧後 起動: L 3 / 停止: L 8 にて水位制御 24 時間 5 分後停止 RHR-LPCI 注水開始 @ 24 時間 10 分 停止: L 8 / 起動: L 3 +5 分	RHR-S/C 冷却	S/C 冷却起動 @ PCV 圧力 13.7kPa +5 分 停止: L 3 / 起動: L 8 +5 分
崩壊熱除去機能喪失 (取水機能喪失)	給水制御	起因事象のため喪失	RHR-PCV スプレー	PCV スプレー起動 @ S/C 圧力 279kPa 到達時 停止: L 3 / 起動: L 8 +5 分 PCV 圧力 13.7kPa 到達時停止
	圧力制御	MSIV 閉 @ 水位異常低下 L 2 又は 0 秒 MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	RHR-S/C 冷却	S/C 冷却起動 @ PCV 圧力 13.7kPa +5 分 停止: L 3 / 起動: L 8 +5 分
	再循環系流量制御系	水位異常低下 L 2 で全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 個 手動減圧 @ S/C 水温 65°C		
	原子炉注水	RCIC (~10 分: 起動/停止: L 2 / L 8) 10 分 ~: 起動/停止: L 3 / L 8 RCIC 停止: 減圧と同時に 低圧代替注水系 (常設) @ 減圧後 起動: L 3 / 停止: L 8 にて水位制御 S/C 圧力 279kPa 到達後 L 8 にて停止 RHR-LPCI 注水 @ PCV スプレー停止後 L 3 +5 分 停止: L 8 / 起動: L 3 +5 分		
崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失)	給水制御	起因事象のため喪失	代替 PCV スプレー	S/C 圧力 279kPa 到達時開始、217kPa 到達時停止
	圧力制御	MSIV 閉 @ 水位異常低下 L 2 又は 0 秒 MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	PCV ベント	S/C 水位 13.53m 到達時停止 S/C 圧力 310kPa 到達時
	再循環系流量制御系	水位異常低下 L 2 で全台トリップ		
	原子炉減圧	SRV 7 個 手動減圧 @ S/C 水温 65°C		
	原子炉注水	RCIC (~10 分: 起動/停止: L 2 / L 8) 10 分 ~: 起動/停止: L 3 / L 8 RCIC 停止: 減圧と同時に HPCS (~10 分: 起動/停止: L 2 / L 8) 10 分 ~: 起動/停止: L 3 / L 8 HPCS 停止: 21 分 低圧代替注水系 (常設) @ 減圧後 起動: L 3 / 停止: L 8 にて水位制御		
LOCA 時注水機能喪失	給水制御	事故と同時に喪失	代替 PCV スプレー	S/C 圧力 279kPa 到達時開始、217kPa 到達時停止
	圧力制御	MSIV 閉 @ 水位異常低下 L 2 又は 0 秒 MSIV 閉鎖後は SRV 開閉	PCV ベント	S/C 水位 13.53m 到達時停止 S/C 圧力 310kPa 到達時
	再循環系流量制御系	水位異常低下 L 2 で全台トリップ		
	原子炉減圧	25 分後、SRV 7 個 手動減圧		
	原子炉注水	低圧代替注水系 (常設) @ 減圧後 起動: L 3 / 停止: L 8 にて水位制御 S/C 水位 13.53m 到達後は崩壊熱相当の流量		

シーケンス	原子炉側		PCV側		
	設備	動作	設備	動作	
原子炉停止機能喪失	給水制御	給水流量は3要素制御。MSIV閉鎖から、5秒で68%給水流量まで低下後、復水器水位低により給水ポンプが停止し5秒で給水流量0%。	RHR	事象開始から17分で冷却開始	
	圧力制御	MSIV閉のため、圧力制御はSRVの開閉による。			
	再循環系流量制御	MSIV閉に伴う炉圧高で2台RPT			
	原子炉注水	RCIC(起動:L2) (L1+150とL1+250cmで維持操作) S/P水温106℃でトリップ HPCS(起動:PCV圧力高) (L1+150とL1+250cmで維持操作)			
ISLOCA (RHR-B Hx)	給水制御	事故と同時に喪失	RHR(A)-S/C冷却	S/C冷却起動@25分	
	圧力制御	MSIV閉@水位異常低下L2又は0秒 MSIV閉鎖後はSRV開閉	RHR(B)隔離操作完了	5時間	
	再循環系流量制御	水位異常低下L2で全台トリップ			
	原子炉減圧	配管破断による減圧 15分後、SRV7個手動減圧			
	原子炉注水	RCIC(~10分:起動/停止:L2/L8) 10分~:起動/停止:L3/L8 RCIC停止:減圧と同時			
		低圧代替注水系(常設)起動@17分 L3+1分~:L3維持の水位制御 5時間1分後停止 LPCS起動@減圧後 起動:L3/停止:L8にて水位制御 LPCS停止:L3+1分 再注水開始@5時間			

① ボイド反応度  
1. ボイド反応度 ( $\times 10^{-4} \Delta k/k/\%$  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 ドップラ係数  
2. ドップラ反応度 ( $\times 10^{-5} \Delta k/k/^\circ\text{C}$ ) (減速材 : , 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  
3. ボロン反応度

	サイクル初期
ボロン値 (% $\Delta k/ppm$ )	

④ スクラム反応度  
4. スクラム反応度 (\$)

挿入割合	設計用スクラム曲線 (サイクル末期)
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  
6. 中性子関連

項目	9×9 燃料 (A型) 炉心 平衡サイクル末期
中性子寿命 ( $\mu sec$ )	43

グループ	9×9 燃料 (A型) 炉心 平衡サイクル末期
トータル $\beta$	0.0053

⑥ 平均/ホットテストチャンネル軸方向 (S A F E R)  
【 S A F E R 】

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
軸方向出力分布	0.5317	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

9×9A

軸方向ノード	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Btu/hr-ft <sup>2</sup> -F	781.56	1126.44	1571.76	1938.24	2082.96	2063.88	1847.88	1585.8	1230.12	816.84
W/(m <sup>2</sup> -K)	4437.9	6396.2	8924.9	11005.8	11827.6	11719.3	10492.8	9004.6	6984.9	4638.2

①

【 S C A T 】

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					

【 S C A T 】

半径方向出力分布

9×9A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

【 S C A T 】

単位換算	[Btu/hr-ft <sup>2</sup> -F]*5.678264
9X9A燃料	
平均	軸方向一定値
Btu/hr-ft <sup>2</sup> -F	1900
W/(m <sup>2</sup> -K)	10788.7

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 <sup>2</sup> -F	860.5	989.7	1126.9	1280.3	1527.7	1820.3	2108.4	2334.3	2576.2	2822.8
W/(m <sup>2</sup> -K)	4886.1	5619.8	6398.8	7269.9	8674.7	10336.1	11972.1	13254.8	14628.3	16028.6
軸方向ノード	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Btu/hr-ft <sup>2</sup> -F	2990.5	3058.4	3081	3024.5	2879.8	2633.1	2418.3	2261.4	2131.5	1958.6
W/(m <sup>2</sup> -K)	16980.8	17366.4	17494.7	17173.9	16352.3	14951.4	13731.7	12840.8	12103.2	11121.4
軸方向ノード	21	22	23	24	25					
Btu/hr-ft <sup>2</sup> -F	1759.7	1514.8	1248	997.8	714.6					
W/(m <sup>2</sup> -K)	9992.0	8601.4	7086.5	5665.8	4057.7					

②

【 R E D Y 】

規格化高さ	相対出力
0.000	0.00
0.042	0.44
0.167	0.77
0.292	1.14
0.500	1.46
0.625	1.35
0.708	1.07
0.792	0.94
0.917	0.69
1.000	0.40

サブクール環境計算のための分布

崩壊熱曲線（原子炉停止機能喪失）

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	0.0246
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	0.00993



崩壊熱曲線（原子炉停止機能喪失以外）

時間 (s)	崩壊熱割合
0.1	0.06445
0.2	0.06394
0.3	0.06347
0.4	0.06303
0.5	0.0626
0.6	0.0622
0.7	0.0618
0.8	0.06143
0.9	0.06106
1	0.06072
2	0.05778
3	0.05557
4	0.05382
5	0.05239
6	0.05118
7	0.05014
8	0.04923
9	0.04842
10	0.04769
20	0.0429
30	0.04015
40	0.03822
50	0.03673
60	0.03551
70	0.03449
80	0.03362
90	0.03287
100	0.0322
200	0.02817
300	0.02607
400	0.02465
500	0.02355
600	0.02265
700	0.02187
800	0.02119
900	0.02059
1000	0.02004
2000	0.01641
3000	0.0144
4000	0.01311
5000	0.01221
6000	0.01154
7000	0.01102
8000	0.01059
9000	0.01024
10000	0.009944
20000	0.008262
30000	0.007455
40000	0.006928
50000	0.006542
60000	0.006242
70000	0.006001
80000	0.005802
90000	0.005634
100000	0.00549
200000	0.004574
300000	0.003971
400000	0.003565
500000	0.003265
600000	0.00303
700000	0.00284
800000	0.002684
900000	0.002554
1000000	0.002443
2000000	0.00181
3000000	0.001495
4000000	0.001294
5000000	0.001157
6000000	0.001052
7000000	0.0009714
8000000	0.0009032
9000000	0.0008464
10000000	0.0007959

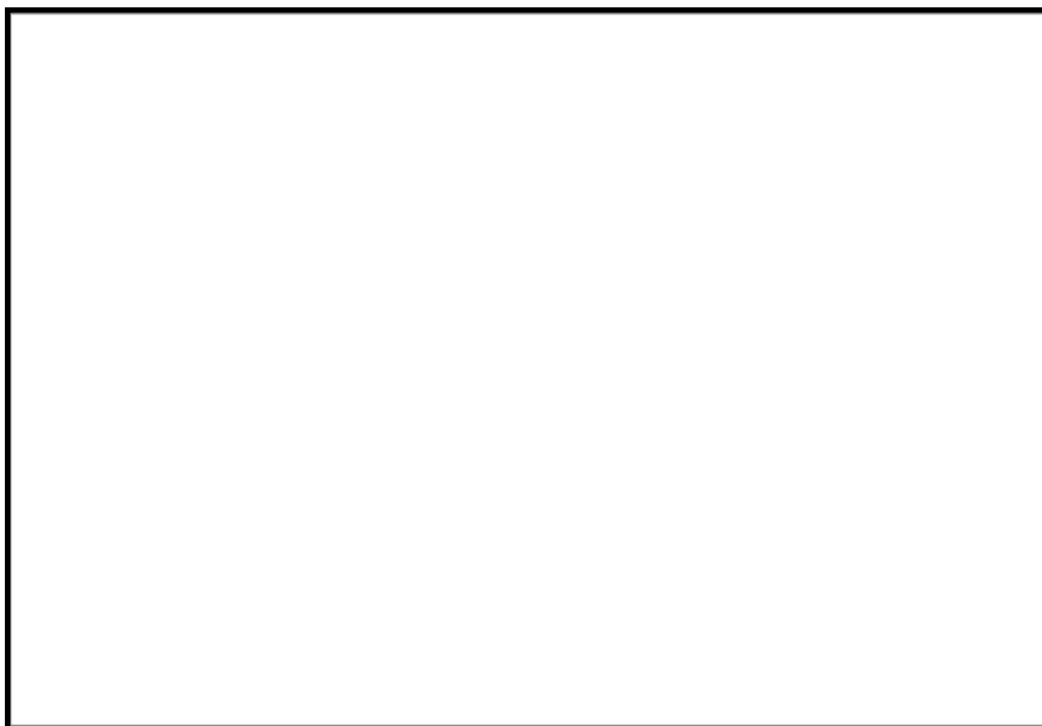


図 1 PLR ポンプ特性

	ポンプ流量／台	回転速度	揚程
最大流量運転			

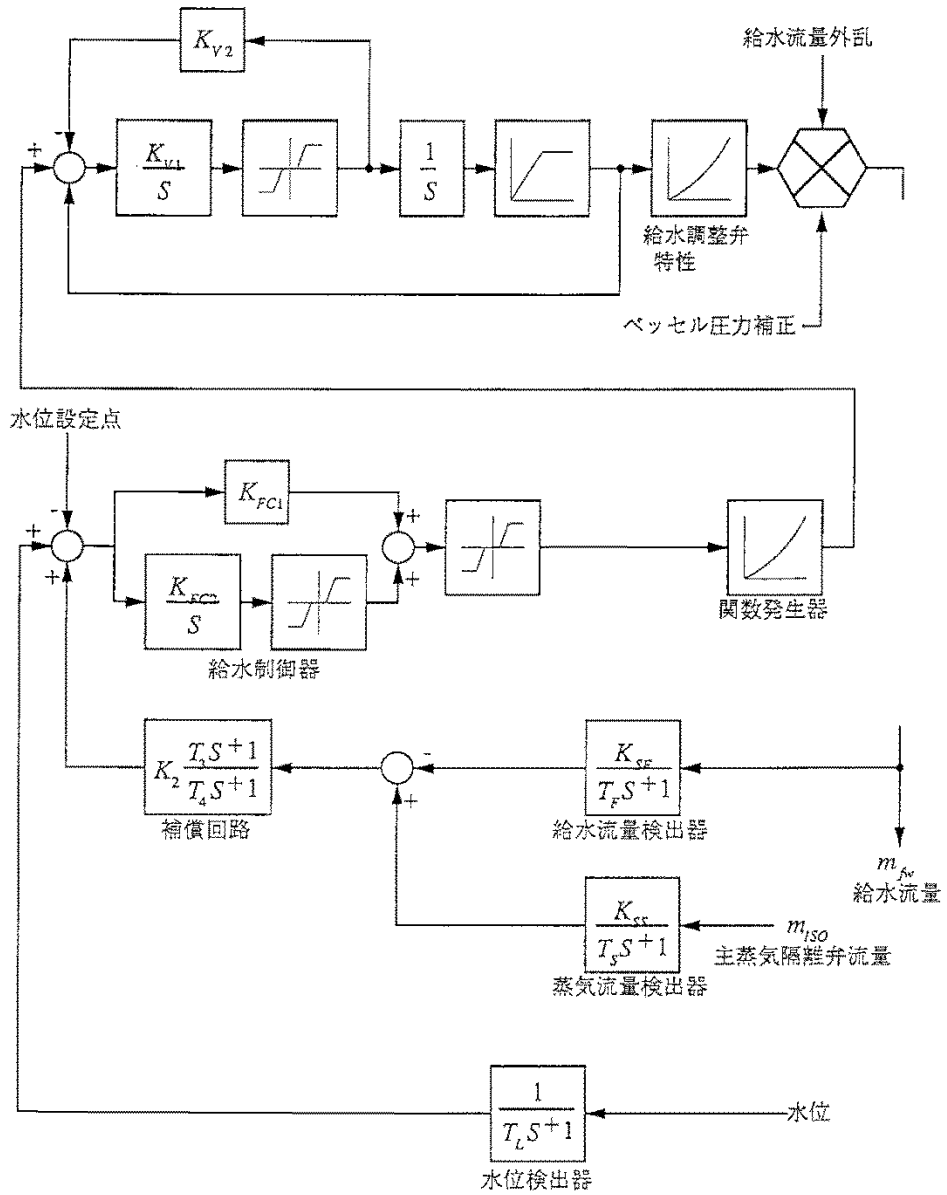


図 2 給水制御ブロック図

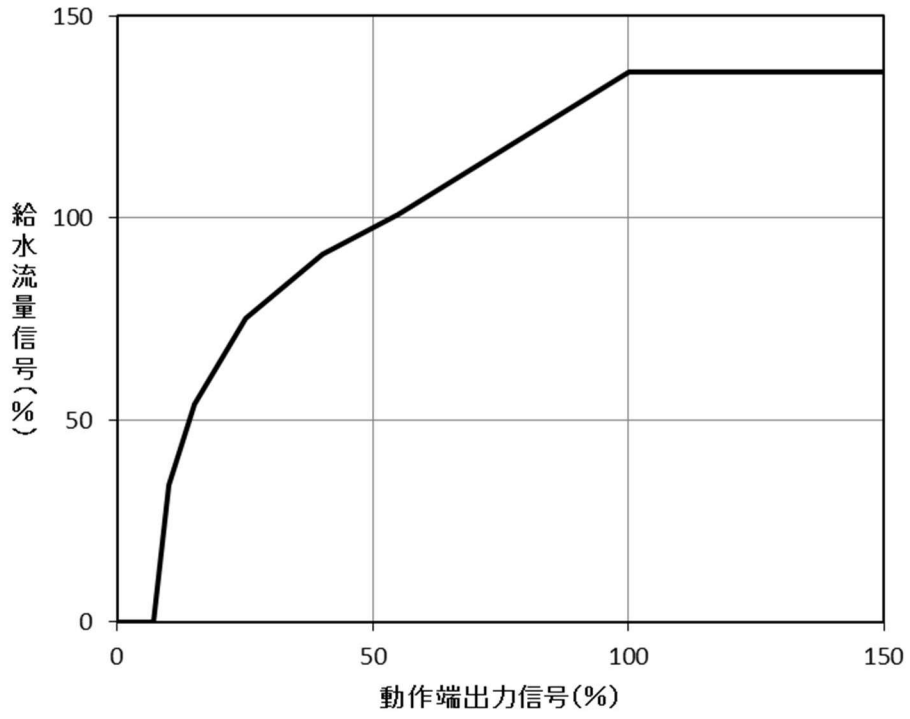


図 3

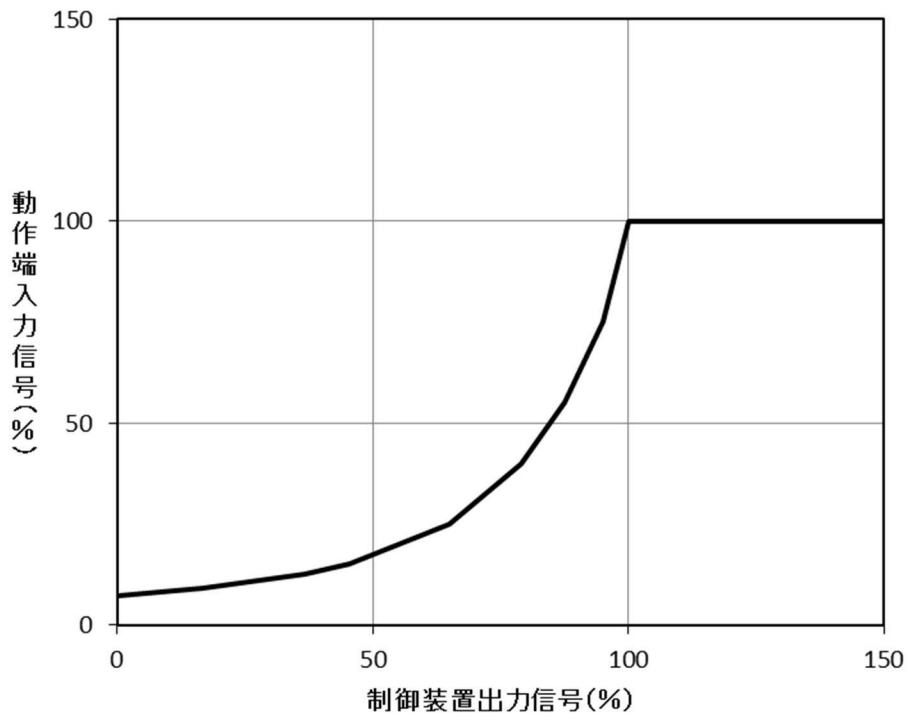
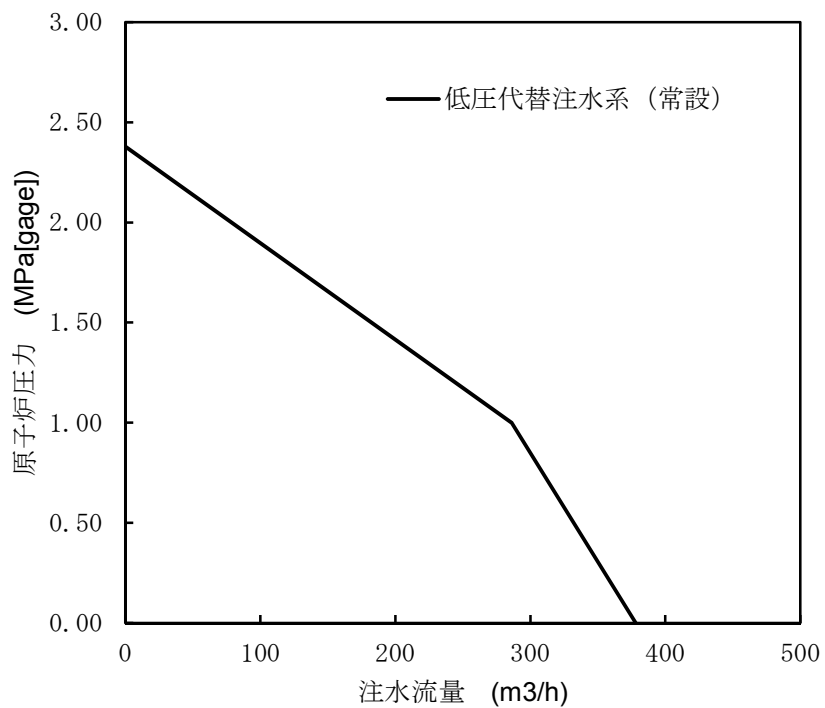


図 4



原子炉压力 (MPa [gage])	注水流量 (m <sup>3</sup> / h)
2.38	0
1.00	286
0.00	378

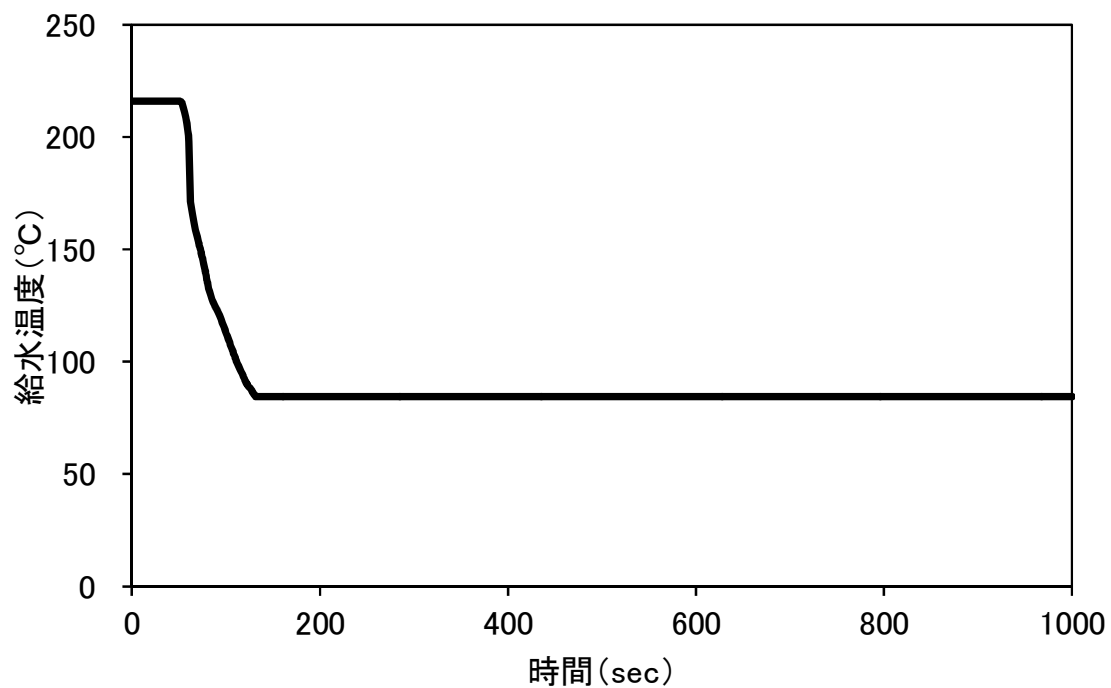
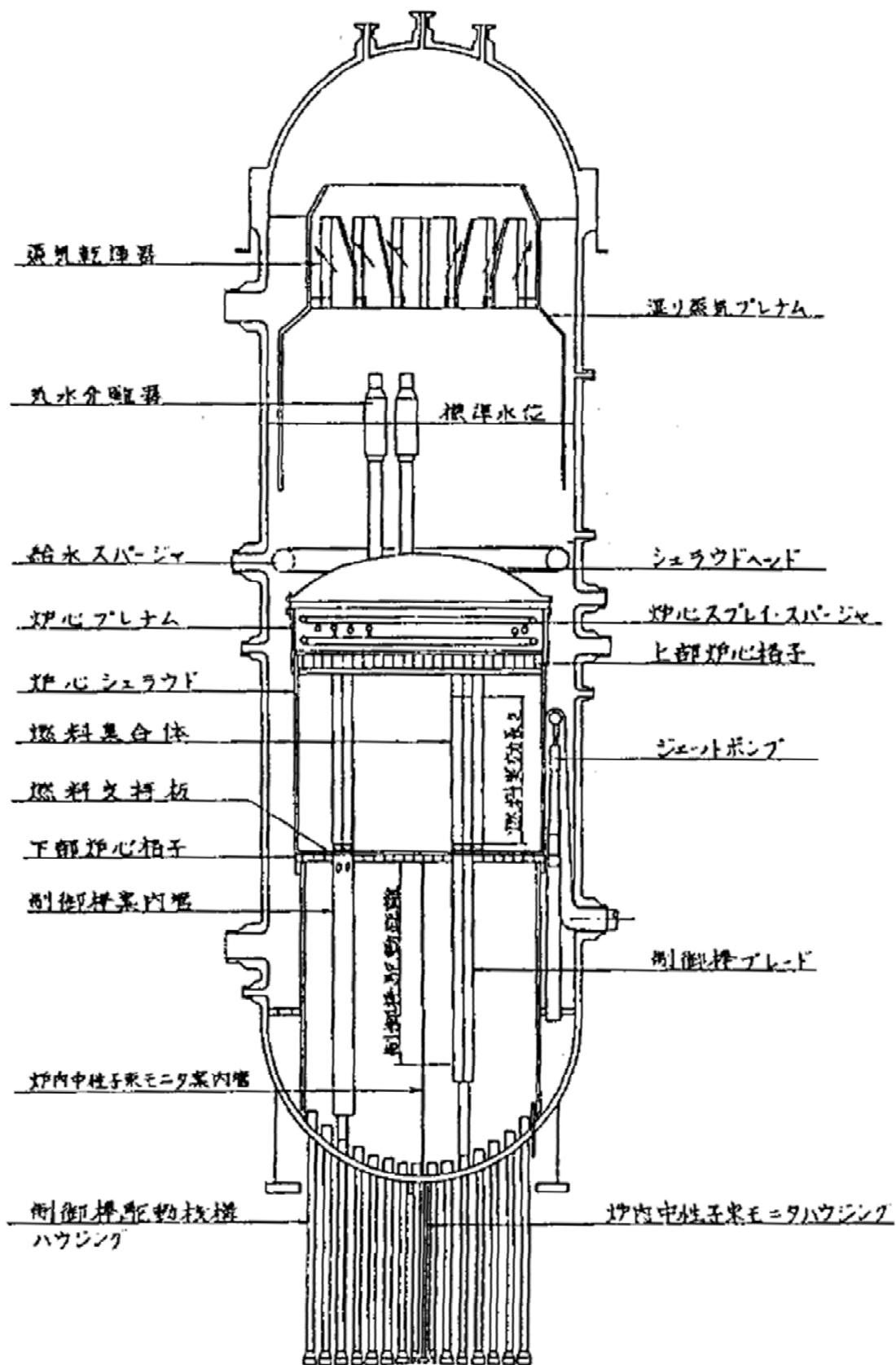
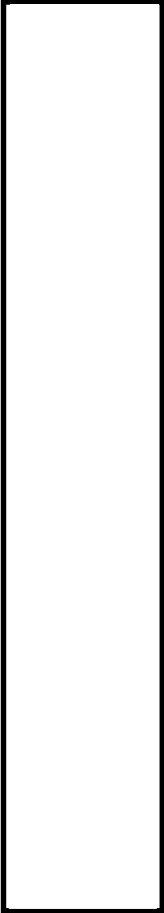


図 1 給水温度時間変化



添付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及び  
重大事故 (M A A P)

1. 定常運転条件等に関するデータ

項 目	数 値	備 考
1. 崩壊熱曲線 (1) 崩壊熱曲線 (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)	第 1.1 図参照 	平衡炉心サイクル末 期相当 Xe Kr I Rb Cs Sr Ba Y La Zr Nb Mo Tc Ru Sb Te Ce Pr Nd Sm Np Pu




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	第 1.2 図参照	
	1.1637	リング 1[内側]
	1.1112	リング 2
	1.1098	リング 3
	1.0563	リング 4
	0.5591	リング 5[外側]
(2) 軸方向相対出力分布	第 1.3 図参照	
	0.0	非加熱部
	0.3744	ノード 10[上端]
	0.9900	ノード 9
	1.2162	ノード 8
	1.2858	ノード 7
	1.3624	ノード 6
	1.3208	ノード 5
	1.2113	ノード 4
	1.0165	ノード 3
	0.7973	ノード 2
	0.4253	ノード 1[下端]
	0.0	非加熱部
	0.0	非加熱部

2. 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)	5.0kPa [gage]	
(2) 格納容器温度 (ドライウエル)	330K	
(3) 格納容器湿度 (ドライウエル)	0.2	
(4) ベント管圧力	5.0kPa [gage]	
(5) ベント管温度	305K	
(6) ベント管湿度	0.2	
(7) 格納容器圧力 (サブプレッション・チェンバ)	5.0kPa [gage]	
(8) 格納容器温度 (サブプレッション・チェンバ)	305K	
(9) 格納容器湿度 (サブプレッション・チェンバ)	1.0	
(10) サプレッション・プール水温度	305K	
(11) 原子炉建屋圧力	大気圧	
(12) 原子炉建屋温度	300K	
(13) 原子炉建屋湿度	0.1	
(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	第 2.1 図参照	
・自由空間体積（冷却材が <b>ない</b> 場合、解析で想定される空間区分毎）		
(2) ドライウエル（ベント管及び <b>ペデスタル（ドライウエル部）</b> を含む）	5,700m <sup>3</sup>	
・ドライウエル自由空間体積		
(3) ドライウエル（ベント管及び <b>ペデスタル（ドライウエル部）</b> を除く）	5,178m <sup>3</sup>	
・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	高さ	体積
との高さ	0.0m	0.0m <sup>3</sup>
と自由空間体積の関係	30.1m	4878.0m <sup>3</sup>
(4) ペデスタル（ドライウエル部）	222.0m <sup>3</sup>	
・自由空間体積		
・ペデスタル（ドライウエル部）底部から頂部までの高さ	高さ	体積
と自由空間体積の関係	0.0m	0.0m <sup>3</sup>
	9.5m	222.0m <sup>3</sup>
(5) ベント管	300m <sup>3</sup>	
・ベント管自由空間体積（プール水が <b>ない</b> 場合）		
(6) サプレッション・チェンバ	7,400m <sup>3</sup>	
・サプレッション・チェンバ自由空間体積（プール水が <b>ない</b> 場合）		
・サプレッション・チェンバ底部から <b>サプレッション・チェンバ</b> 頂部までの高さ	高さ	体積
と自由空間体積の関係（プール水が <b>ない</b> 場合）	0.0m	0.0m <sup>3</sup>
	16.1m	7400m <sup>3</sup>
・サプレッション・プール水量	3,300m <sup>3</sup>	
(7) 原子炉建屋	71,713m <sup>3</sup>	
・原子炉建屋自由体積		
・原子炉建屋底部（マット）から原子炉建屋頂部までの高さ	高さ	体積
と自由空間体積の関係	0.0m	0.0m <sup>3</sup>
	67.855m	71713m <sup>3</sup>

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"> <tr> <td>材質</td> <td>割合</td> </tr> <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> </table>	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											
	729.6t											
(2) 燃料集合体材質及び重量 (ウラン含む)	UO <sub>2</sub>											
・燃料ペレット	Zr											
・燃料被覆管	Zr											
・チャンネルボックス	<table border="1"> <tr> <td>材質</td> <td>割合</td> </tr> <tr> <td>鉄鋼</td> <td>0.687</td> </tr> <tr> <td>クロム</td> <td>0.19</td> </tr> <tr> <td>ニッケル</td> <td>0.093</td> </tr> </table>	材質	割合	鉄鋼	0.687	クロム	0.19	ニッケル	0.093			
材質	割合											
鉄鋼	0.687											
クロム	0.19											
ニッケル	0.093											
・構造材	223.21t											
(3) L O C A が起こり得る配管の口径及び位置	551.0mm	設計値										
	24.399m											
4. ドライウエル形状に関するデータ												
(1) ドライウエル床高さ	第 2.2 図①参照											
(2) 圧力容器底部高さ	第 2.2 図②参照											
(3) ドライウエル頂部高さ	第 2.2 図③参照											
(4) ドライウエル床内径	第 2.2 図④参照											
(5) ドライウエルライナ材質	鋼材											
(6) ドライウエルライナ厚さ												
(7) ドライウエルライナと原子炉圧力容器遮蔽壁との間隔	第 2.2 図⑥参照											
	EL. 13891:7899.5mm											
	EL. 19800:6083.5mm											
	EL. 34420:1997.5mm											

項目	数 値	備 考
5. サプレッション・チェンバ形状に関するデータ		設計値
(1) サプレッション・チェンバ内径	第 2.2 図⑦参照	
(2) サプレッション・プール水深	第 2.2 図⑧参照	
(3) サプレッション・プール水温	32℃	
(4) サプレッション・チェンバ・ライナ材質	鋼材	
(5) サプレッション・チェンバ・ライナ厚さ	壁： <input type="text"/> 床： <input type="text"/>	
(6) サプレッション・チェンバ・ライナとサプレッション・チェンバ遮蔽壁との間隔	—	
6. ベント管形状に関するデータ		設計値
(1) ベント管頂部高さ	第 2.2 図⑨参照	
(2) ベント管材質及び重量	鋼材 1,480kg/本	
(3) ベント管外径及び内径	610mm/ <input type="text"/>	
(4) ベント管長さ	第 2.2 図⑩参照	
(5) ベント管本数	108 本	
(6) ベント管入口障壁の形状及びベント管との位置関係	(1)及び(3)と同じ	
(7) ベント管出口のプール底部からの高さ	第 2.2 図⑪参照	
(8) 真空破壊装置の内径	<input type="text"/>	
(9) 真空破壊装置の個数	11 個	
(10) 真空破壊装置の作動条件	3.45kPa	ドライウェル-サブプレッション・チェンバ差圧
(11) 真空破壊装置の位置 (高さ)	W/W 床上： 14.30m(288° 以外) 15.19m(288° )	

項目	数値	備考
7. 格納容器圧力逃がし装置／耐圧強化ベント系に関するデータ		設計値
(1) ベント配管口径，位置	ベント管口径：508.0mm サプレッション・チェンバ	
(2) 放出高さ	床上高さ：15.4m MAAPモデル化なし	
8. 原子炉遮蔽壁形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉遮蔽壁頂部高さ	第2.2図⑫参照	
(2) 原子炉遮蔽壁長さ	第2.2図⑬参照	
(3) 原子炉遮蔽壁外径及び内径	9.092m／7.876m	
(4) 原子炉遮蔽壁と圧力容器壁との間隔	564mm	
(5) 原子炉遮蔽壁材質	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	第2.2図⑭参照	
(2) 各部の長さ	第2.2図⑮参照	
(3) ペDESTAL開口部数	ドライウエル： 人通用開口部1箇所 サプレッション・チェンバ： 人通用開口部8箇所	
(4) コンクリート組成	玄武岩系コンクリート	
	組成	割合
	SiO <sub>2</sub>	0.5484
	CaO	0.0882
	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.0832
	K <sub>2</sub> O	0.0539
	Na <sub>2</sub> O	0.0180
	MgO+MnO+TiO	0.0721
	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.0626
	Fe	0.0000
	Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.0000
	H <sub>2</sub> O	0.0586
	CO <sub>2</sub>	0.0150
	O <sub>2</sub>	0.0000
(5) コンクリート密度	2,300kg/m <sup>3</sup>	文献値（NUREG／CR-3920）
(6) コンクリート融解温度	1,380℃	文献値（コンクリート標準示方書） 文献値（NUREG／CR-2282）

項目	数値	備考
(7) コンクリート凝固温度	1,080℃	文献値 (NUREG/CR-2282)
10. 原子炉建屋形状に関するデータ		設計値
(1) 原子炉建屋の縦, 横長さ	67m×67m	
(2) 原子炉建屋頂部高さ	EL. 63.65m	
(3) 燃料交換建屋床高さ	—	
(4) 原子炉建屋マット厚さ	5m	
(5) サプレッション・チェンバ遮蔽壁厚さ	—	
(6) ドライウエル遮蔽壁厚さ	—	
(7) 原子炉建屋壁 サプレッション・チェンバ部厚さ	—	
(8) 原子炉建屋壁ドライウエル部厚さ	1.8m	
(9) ブローアウトパネル個数		
(10) ブローアウトパネル位置		
(11) ブローアウトパネル開口面積		
(12) ブローアウトパネル吹出し圧力		
(13) 原子炉建屋内の開口部の個数, 位置, 開口部面積	なし	

3. 工学的安全施設等に関するデータ

項目	数 値	備 考
1. 高压炉心スプレイ系		設計値
(1) ポンプ台数	1 台	
(2) 注水特性曲線	1,419m <sup>3</sup> /h	1.38MPa [dif]
(3) 水源切替条件	水源切替しない	
(4) スパージャノズル注水高さ	9.99mm	R P V O からの高さ
2. 低压炉心スプレイ系		設計値
(1) ポンプ台数	1 台	
(2) 注水特性曲線	1,419m <sup>3</sup> /h	0.84MPa[dif]
(3) 注水位置	9.68 mm	
3. 低压注水系		
(1) ポンプ台数	3 台	
(2) 注水特性曲線	1,605m <sup>3</sup> /h (1 台当たり)	0.14MPa [dif]
(3) 注水位置	9.46mm	R P V O からの高さ
4. 低压代替注水系		設計値
(1) ポンプ台数	1 台	
(2) 注水特性曲線	恒設代替：286m <sup>3</sup> /h 送水車：50m <sup>3</sup> /h (1 台当たり)	1.0MPa[gage] 圧力依存なし
(3) 注水位置	低压注水系と同一	

※1 計算コードへの入力は、当該計算コードの単位系の取扱いに応じて、体積流量又は質量流量に換算しているが、出力は温度圧力等の影響を受けない質量流量としている。



項目	数値	備考
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	136.7m <sup>3</sup> /h	7.86～ 1.04MPa[gage]
(3) 水源切替条件	水源切替しない	
(4) タービン駆動蒸気量	高圧：14.9t/h 低圧：5.3t/h	
(5) タービン駆動蒸気凝縮水の温度	下記条件の飽和温度 高圧：79.1kg/cm <sup>2</sup> ・g 低圧：9.5kg/cm <sup>2</sup> ・g	
(6) 注水位置	給水系：22.1mm	
5. 残留熱除去系		設計値
(1) 熱交換器基数	2基	
(2) 伝熱容量	78.5×10 <sup>6</sup> kcal/h(1基 当たり)	
(3) 伝熱面積	810m <sup>2</sup>	
(4) 一次側定格流量	1,908m <sup>3</sup> /h	
(5) 二次側定格流量	1,681m <sup>3</sup> /h	
(6) 一次側入口温度	100℃	
(7) 一次側出口温度	76℃	
(8) 二次側入口温度	27℃	
(9) 二次側出口温度	54℃	

※1 計算コードへの入力は、当該計算コードの単位系の取扱いに応じて、体積流量又は質量流量に換算しているが、出力は温度圧力等の影響を受けない質量流量としている。

※2 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の冷却水の蒸発に置換する。RCIC注水時にダウンカマ部が未飽和の場合には蒸気への置換を行わず、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停止後にダウンカマ部が飽和に復帰した時点で蒸気に置換する。このため、蒸気量が増加し、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
6. 残留熱除去系／代替循環冷却系	残留熱除去系- 緊急用海水系	代替循環冷却系 -緊急用海水系	設計値
(1) 熱交換器基数	1 基	1 基	
(2) 伝熱容量	約 24MW	約 14MW	
(3) 伝熱面積	—	—	
(4) 一次側定格流量	1,908m <sup>3</sup> /h	250m <sup>3</sup> /h	
(5) 二次側定格流量	600m <sup>3</sup> /h	600m <sup>3</sup> /h	
(6) 一次側入口温度	100℃	100℃	
(7) 一次側出口温度	73℃	50℃	
(8) 二次側入口温度	32℃	32℃	
(9) 二次側出口温度	67℃	52℃	
7. 復水貯蔵タンク	期待しない		
(1) 縦幅			
(2) 横幅			
(3) 高さ			
(4) 水量			
(5) 水温			
8. 代替淡水貯槽			
(1) 水量	4,300m <sup>3</sup>		
(2) 水温	30℃		解析では外部水源の水温 35℃を用いる

項 目	数 値	備 考
9. 格納容器スプレイ		設計値
(1) 代替格納容器スプレイ位置	5.8m	ダイヤフラムフロア
(2) 代替格納容器スプレイ流量	130m <sup>3</sup> /h	からの高さ
10. 逃がし安全弁		
(1) 自動減圧機能を有する逃がし安全弁個数	7 個	
(2) 自動減圧機能を有する逃がし安全弁容量	385.2t/h (1 個当 り)	
(3) 自動減圧機能を有する逃がし安全弁流路 面積 (代替 A D S を含む)	92cm <sup>2</sup> /個	
11. 格納容器圧力と自動減圧閉鎖特性の関係	—	
12. 非常用ガス処理系	—	解析では使用しな い。

項 目	数 値	備 考
13. 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作動条件	原子炉停止機能喪失シーケンス以外： 自動起動：原子炉水位低レベル 2+27 秒 原子炉停止機能喪失シーケンス：格納容器圧力高 (13.7kPa[gage]) で自動起動	設計値
(2) 高圧炉心スプレイ系停止条件	自動停止：原子炉水位高レベル 8 到達	
(3) 低圧炉心スプレイ系作動条件	自動起動：原子炉水位低レベル 1+40 秒	設計値
(4) 低圧炉心スプレイ系停止条件	自動停止：原子炉水位高レベル 8 到達	
(5) 低圧注水系作動条件	自動起動：原子炉水位低レベル 1+40 秒	設計値
(6) 低圧注水系停止条件	自動停止：原子炉水位高レベル 8 到達	
(7) 原子炉隔離時冷却系作動条件	自動起動：原子炉水位低レベル 2+30 秒	
(8) 原子炉隔離時冷却系停止条件	自動停止：原子炉水位高レベル 8 到達	
(9) 残留熱除去系作動条件	インターロック動作はない	
(10) 残留熱除去系停止条件	—	

項 目	数 値	備 考
(11) 代替格納容器スプレイ冷却系作動条件	(常設) 炉心損傷前： 279kPa[gage]到達 炉心損傷後： 465kPa[gage]到達時， 原子炉圧力容器破損時  (可搬) 279kPa[gage]到達	
(12) 代替格納容器スプレイ冷却系停止条件	(常設) 炉心損傷前： 217kPa[gage]到達 炉心損傷後： 400kPa[gage]到達，原 子炉圧力容器破損か ら格納容器圧力の低 下後  (可搬) 217kPa[gage]到達	
(13) 自動減圧系作動条件	自動起動：原子炉水位 低レベル 1+10 分	
(14) 自動減圧系停止条件	なし	
(15) 格納容器ベント開始条件	炉心損傷前：1Pd 炉心損傷後：スプレイ 停止時(サブプレッショ ン・プール水位通常水 位+6.5m 到達)，ドラ イウエルまたはサブ プレッション・チェンバ 酸素濃度 4.3% 到達時	手順書に基づく設定
(16) 格納容器ベント経路	サブプレッション・チェ ンバからのベント	
(17) 格納容器ベント面積	100% 面積	
(18) 全交流動力電源喪失時の R C I C 直流蓄電池有効時間	8 時間	設計値

項 目	数 値	備 考
<p>14. 破損に関連する条件</p> <p>(1) 材料溶融温度</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ジルカロイ</li> <li>・酸化ジルコニウム</li> <li>・二酸化ウラン</li> <li>・ステンレス鋼</li> <li>・ステンレス鋼酸化物</li> <li>・ B 4 C</li> </ul> <p>(2) 下部ヘッド破損条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・貫通部毎の過温破損条件</li>   <li>・下部ヘッドクリーブ破損条件</li>   <li>・Larson-Miller 評価に用いるパラメータ</li> </ul> <p>(3) 被覆管破損条件</p> <p>(4) コア・コンクリート反応条件</p> <p>(5) 水素燃焼条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・燃焼開始濃度（水素，酸素，水蒸気）</li> </ul>	<p>2, 125K</p> <p>2, 911K</p> <p>3, 113K</p> <p>1, 700K</p> <p>1, 650K</p> <p>2, 700K</p> <p>貫通部における破損モードは2種類による判定を実施。</p> <p>①溶接部のせん断応力が限界せん断応力を超える場合</p> <p>②溶接部のひずみ量がしきい値を超えた場合</p> <p>クリーブ破損は Larson-Miller パラメータ手法により評価</p> <p>M A A P による内部計算</p> <p>1, 000K</p> <p>1, 653K</p> <p>水蒸気 75% 以下 水素 4. 1% 以上 酸素 5% 以上</p>	<p>文献値（MATPRO）</p> <p>解析モデル</p> <p>実験に基づく設定値</p> <p>文献値（NUREG/CR-2282）</p> <p>実験に基づく設定値</p>

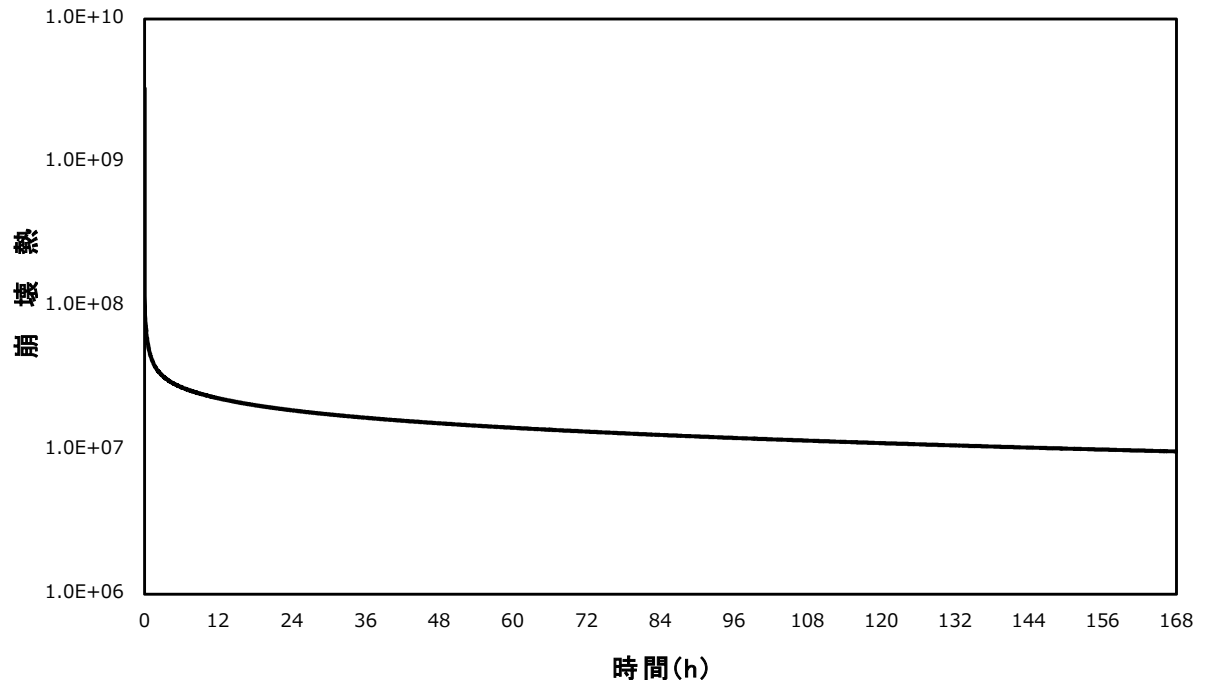


図 1.1 崩壊熱曲線

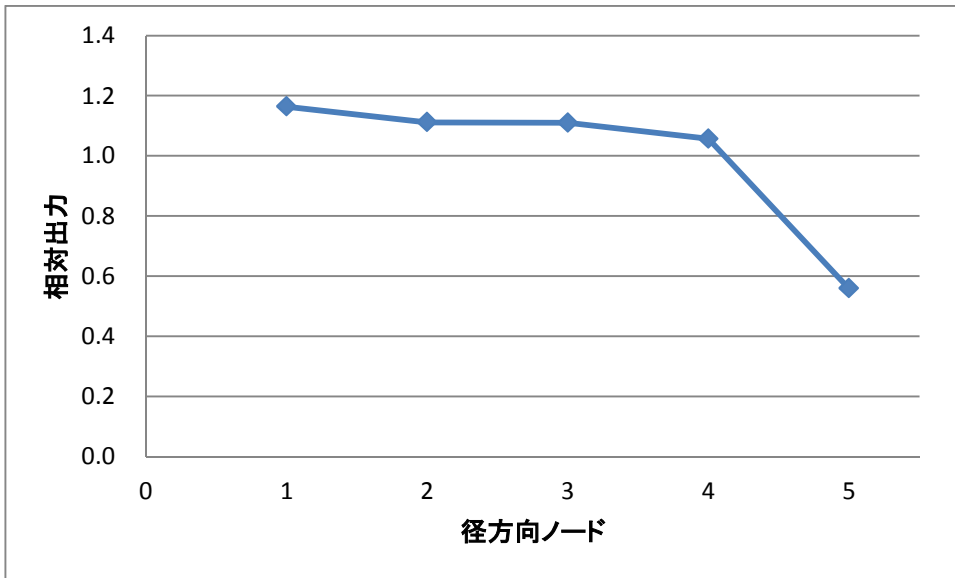


図 1.2 径方向出力分布

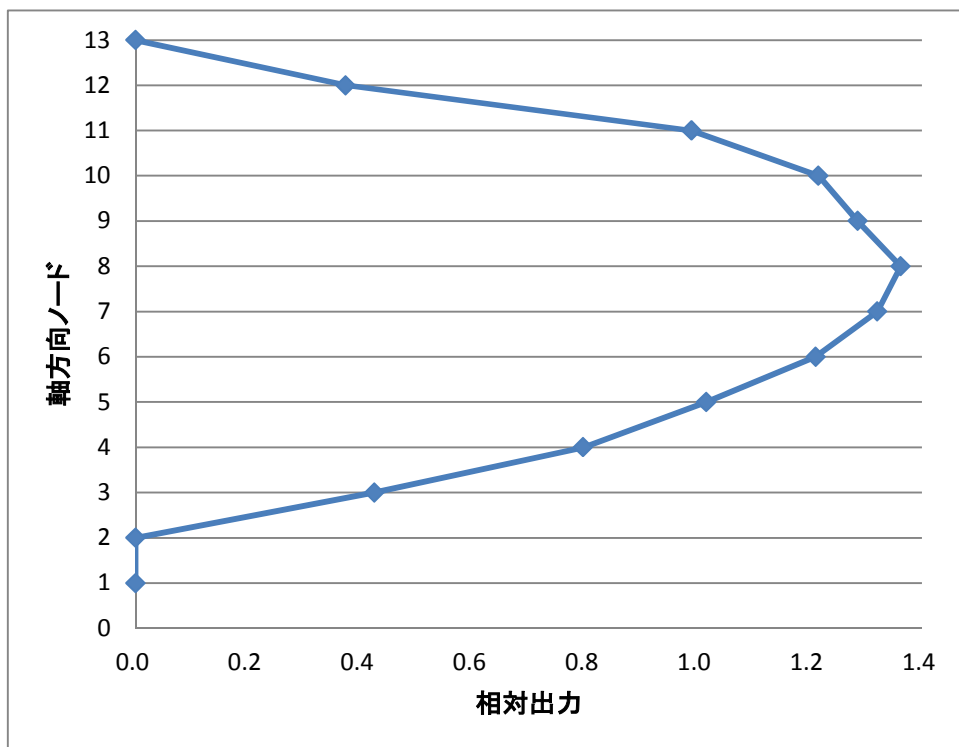


図 1.3 軸方向出力分布



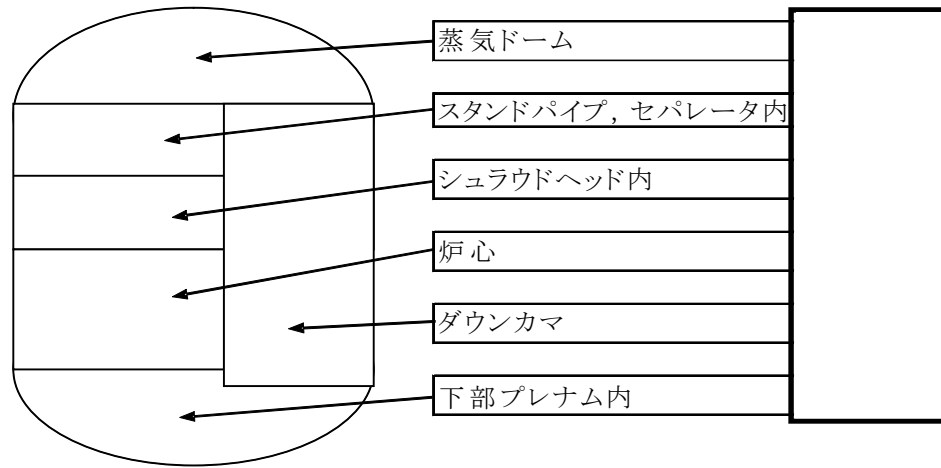


図 2.1 原子炉圧力容器内自由空間体積

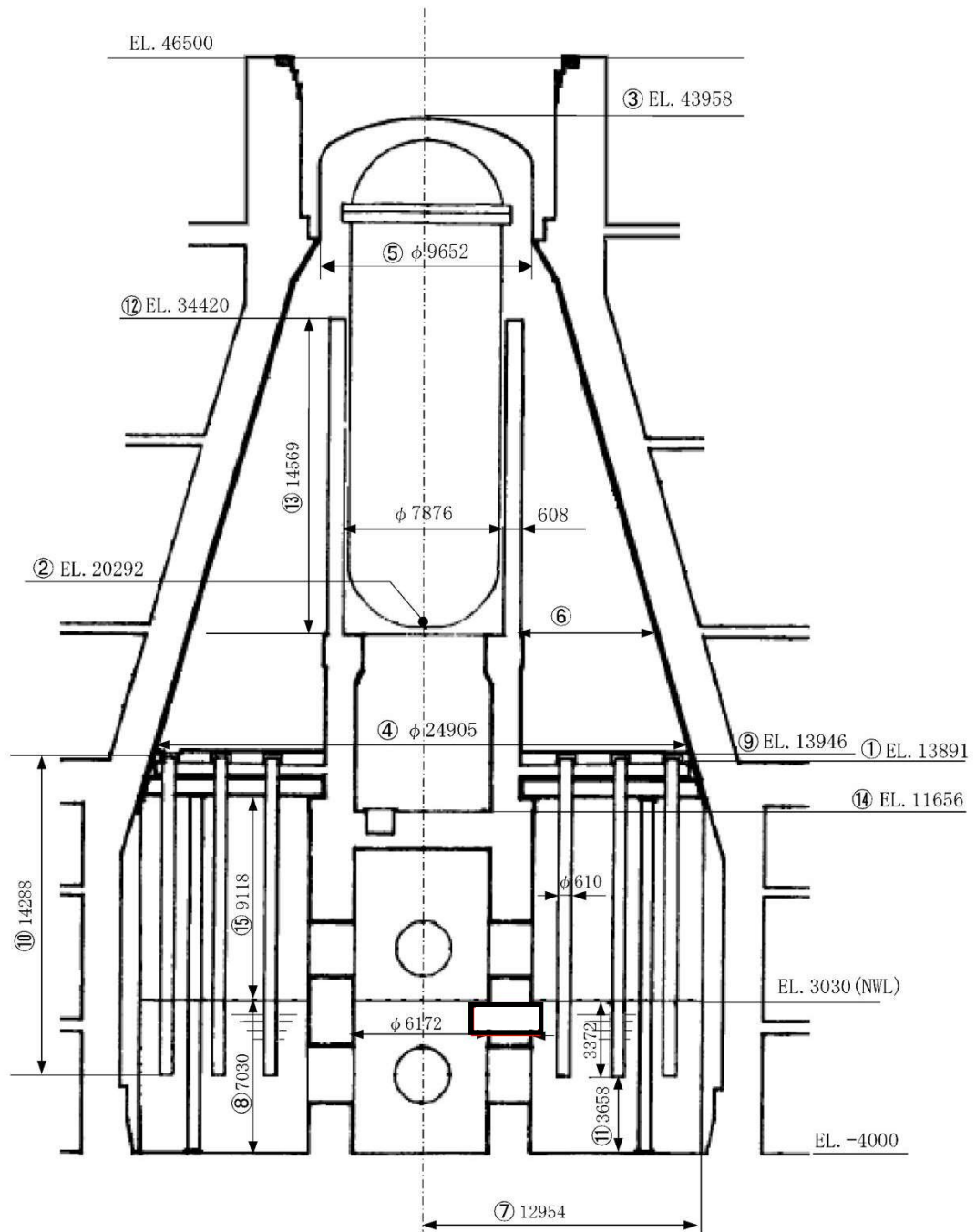
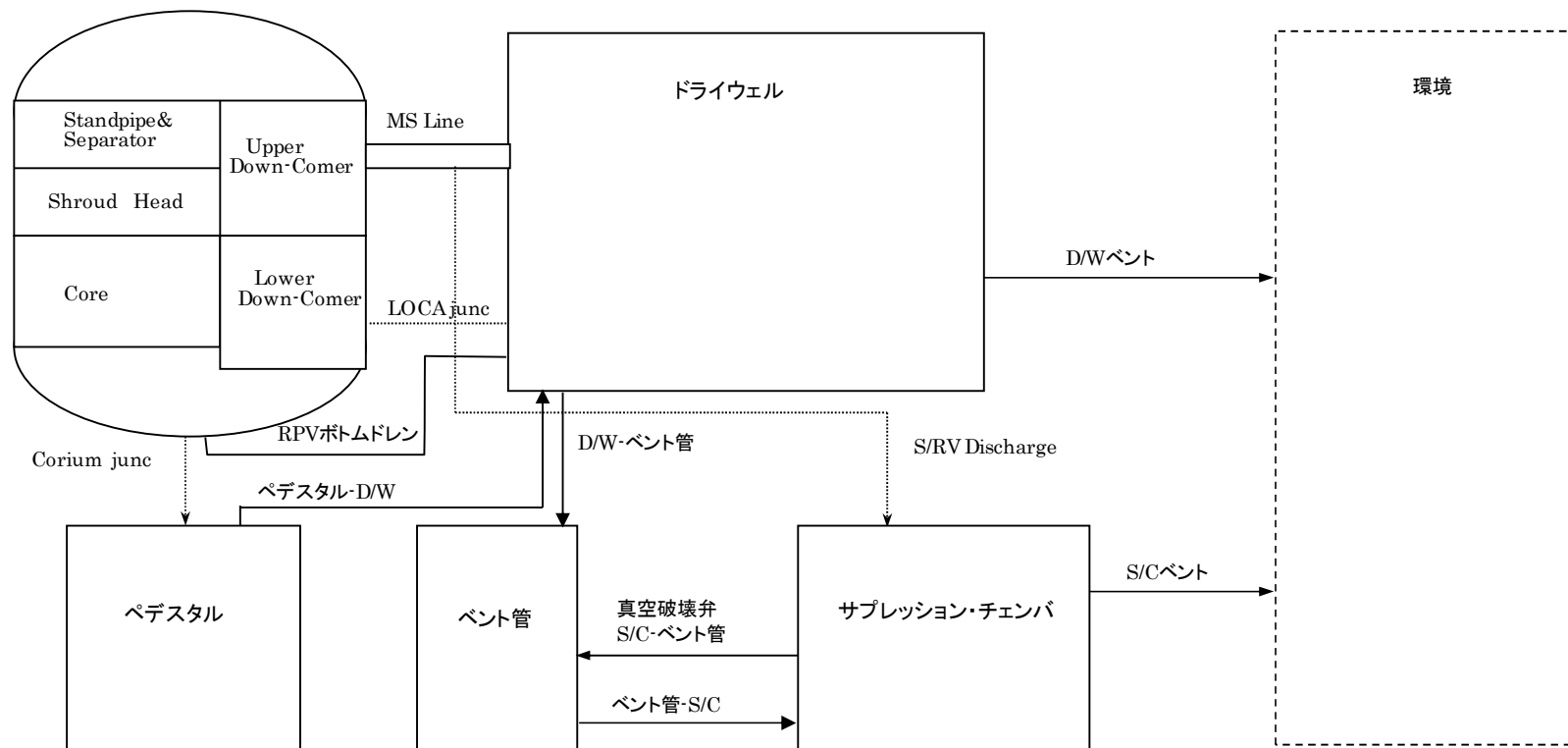


図 2.2 格納容器形状に関するデータ

図 2.3 格納容器ノード分割



(注)D/W: Drywell, P/D: Pedestal, S/C: Suppression Chamber, S/RV: Safety Relief Valve

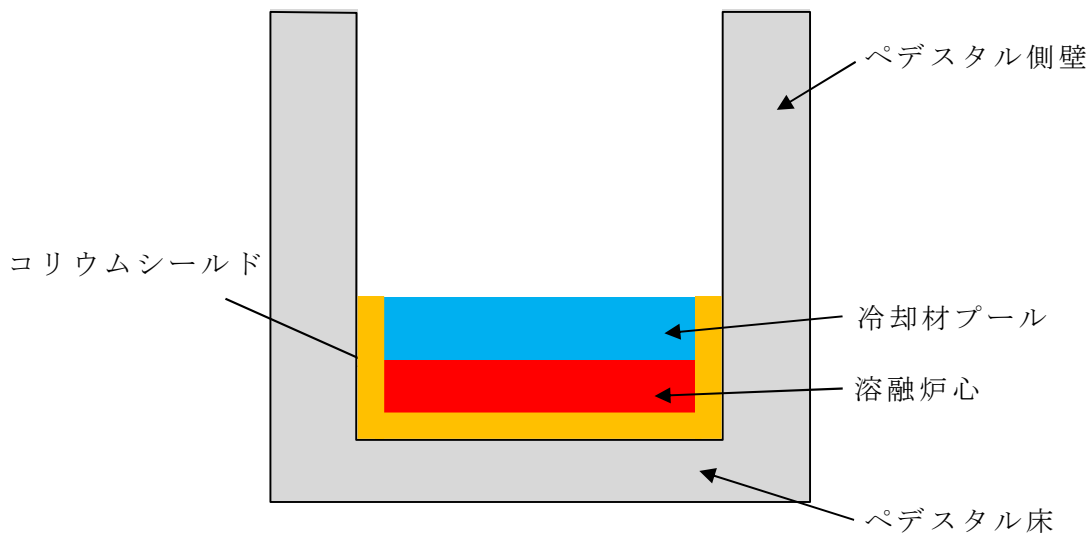
#### (4) 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

##### 1. 計算体系の幾何形状

第1図に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ペDESTAL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1m）が形成されている。
- ・ 溶融炉心が落下する領域はコリウムシールド床面 [ ]，コリウムシールド側面 [ ] が設置されており、更にその外側はペDESTAL床面（約 [ ]，ペDESTAL側壁（約 [ ] に囲まれている。
- ・ 局所形状のモデル化の取扱いについては、ペDESTAL領域内の配管、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。



第1図 MCCI解析モデル図

## 2. 溶融炉心固相線・液相線

MAAPコード内蔵されているものを使用している。

第1表に主要入力値を示す。

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 <sup>※1</sup>			
4	コンクリート組成 <sup>※2</sup> (玄武岩系コンクリート)	SiO <sub>2</sub>	0.5484	文献値 (NURREG / CR - 3920)
		CaO	0.0882	
		Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.0832	
		K <sub>2</sub> O	0.0539	
		Na <sub>2</sub> O	0.0180	
		MgO+MnO+TiO <sub>2</sub>	0.0721	
		Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.0626	
		H <sub>2</sub> O	0.0586	
		CO <sub>2</sub>	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	コリウムシールド特性	侵食開始温度		
		比熱		
		熱伝導率		

※1 上部プール水とデブリ間熱伝達係数 (Kutateladze 係数) と記載しているが，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。本シナリオは侵食量が小さく，コンクリート組成が異なることによる侵食時の発生ガス量及び発生ガスによる侵食挙動への影響は小さい。

有効性評価における L O C A 時の破断位置及び破断面積設定の  
考え方について

重大事故等対策の有効性評価において L O C A 事象を想定するシーケンスの破断位置及び破断面積の設定の考え方は、以下のとおり。

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) L O C A 時注水機能喪失

a. 破断位置

燃料被覆管破裂が発生しない範囲の破断面積（約  $3.7\text{cm}^2$ ）を考慮し、気相部配管、シュラウド外の液相部配管及びシュラウド内の液相部配管の各配管（第 1 表）について、流出量の観点からそれぞれ最も低い位置に存在する配管で破断が発生した場合の感度解析を実施した。

その結果、第 2 表に示すとおり、気相部配管の破断を想定した場合は、シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して、燃料被覆管最高温度が低くなる。また、液相部配管についてはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。

したがって、「L O C A 時注水機能喪失」で想定する破断位置は、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））での想定との整合も考慮し、原子炉圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環系配管（出口ノズル）を設定した。

第 1 表 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

--

第 2 表 破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管 最高温度
①主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 3.7 cm <sup>2</sup>	約 338℃
②再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 616℃
③底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）		約 617℃

b. 破断面積

炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、「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約  $3.7\text{cm}^2$  ( $0.004\text{ft}^2$ ) を設定した。

ただし、第3表に示すとおり、破断面積の感度解析の結果、再循環系配管（シュラウド外の液相部配管）の破断について、燃料被覆管破裂が発生しない破断面積の限界は約  $9.5\text{cm}^2$  であり、燃料被覆管温度等の評価項目となるパラメータに対しては、より保守的な条件として燃料被覆管破裂発生防止が可能な限界となる約  $9.5\text{cm}^2$  の破断を設定する。

なお、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。

第3表 破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 $9.5\text{cm}^2$	無
	約 $9.6\text{cm}^2$	有

## 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）

#### a. 破断位置

破断位置は以下の理由から再循環系ポンプ吸込配管を想定している。

（第1図参照）

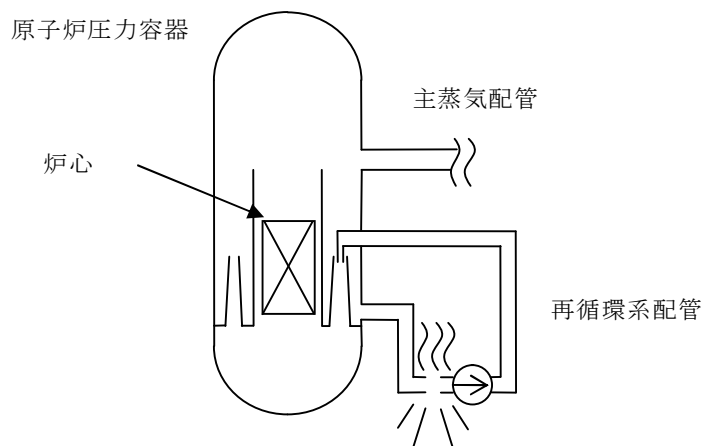
- (a) L O C A 事象は、破断面積が大きいほど原子炉水位低下及び炉心溶融までの事故進展が早く、格納容器破損防止対策を講じるための余裕時間が厳しくなるため、配管面積が大きいものを選定する。（第1表参照）

なお、気相部配管の破断及び液相部配管（シュラウド内及びシュラ



ウド外)の破断を原子炉水位低下及び炉心溶融までの時間で比較した場合、液相部配管の破断の方が厳しいことから、配管位置が低く、配管面積が大きい再循環系配管(出口ノズル)を想定する。

- (b) また、再循環系ポンプ吐出側での破断を想定した場合、破断口の上流には再循環系ポンプがあるため、破断面積としては、再循環系配管1本より小さくなり、破断流量は吸込側破断より少なくなる。そのため、再循環系ポンプ吸込配管を想定する。
- (c) なお、大口径配管ではないが、再循環系出口ノズルより下部に位置する原子炉圧力容器下部のドレン配管があり、炉心冠水後も継続して原子炉圧力容器から格納容器内への流出が継続し、サプレッション・プールの水位上昇を早めることとなる。本影響については、c.において述べる。



第1図 再循環系ポンプ吸込み側配管破断の概要

#### b. 破断面積

破断面積を大きくすると、原子炉からの冷却材漏えい量が多くなり、格納容器へのエネルギー放出量が多くなることから、再循環系ポンプ吸込

配管の両端破断 ( $0.29\text{m}^2$ ) を想定する。

c. 原子炉圧力容器下部ドレン配管からの L O C A について

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）」における起因事象は，原子炉内の保有水量の減少及び炉心のヒートアップを厳しく見積もる観点から，再循環系ポンプ配管の両端破断を選定した。

一方，再循環系ポンプ配管のような大口径配管は存在しないが，炉心位置よりも下部に存在する配管もある。このような配管は原子炉圧力容器内の保有水量及び炉心のヒートアップ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ペDESTAL（ドライウェル部）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，今回選定した再循環系ポンプ配管の両端破断の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）として想定した再循環系ポンプ配管の両端破断シナリオに包絡される事象となる。

## サプレッション・プール初期水位について

## 1. 格納容器ベント実施までに格納容器内に蓄積する熱量

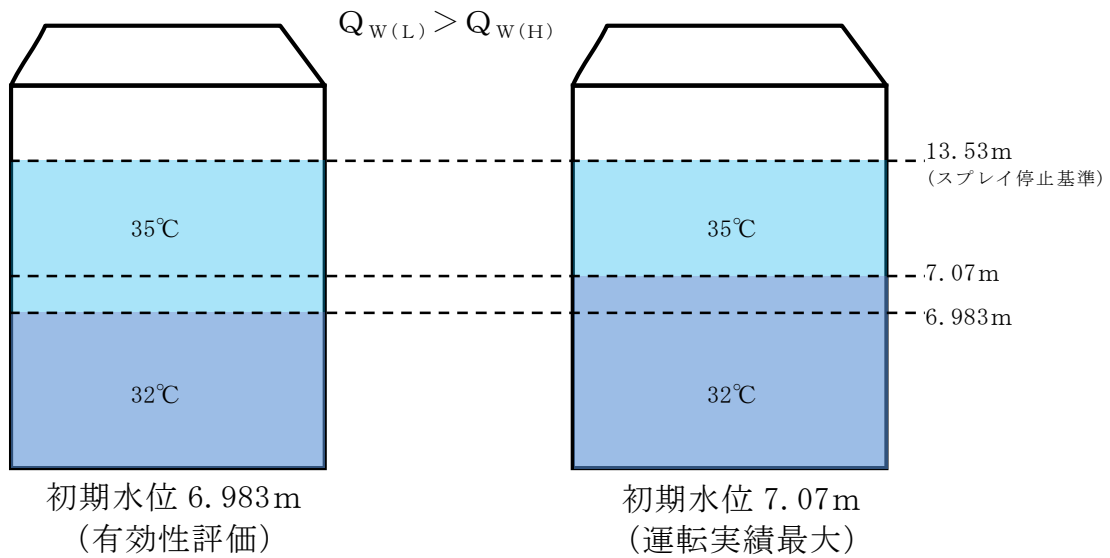
格納容器ベント実施の直前までに格納容器内に蓄積する熱量 ( $Q_{\text{VENT}}$ ) は、ベントまでの期間に崩壊熱により格納容器内に蓄積する熱量 ( $Q_d$ )、格納容器内の液相部 (サプレッション・プール初期水量+格納容器スプレイ注水量) の初期熱量 ( $Q_w$ ) 及び格納容器気相部の初期熱量 ( $Q_g$ ) の合計となる。ただし、気相部に満たされている窒素の比重及び比熱は水と比較して非常に小さいことから  $Q_g$  は無視する。ここで簡単のため事象進展によらず  $Q_{\text{VENT}}$  が一定との仮定をおくと、 $Q_w$  の大小によりベントまで余裕時間の大小が決定される。

$$Q_{\text{VENT}} = Q_d + Q_w$$

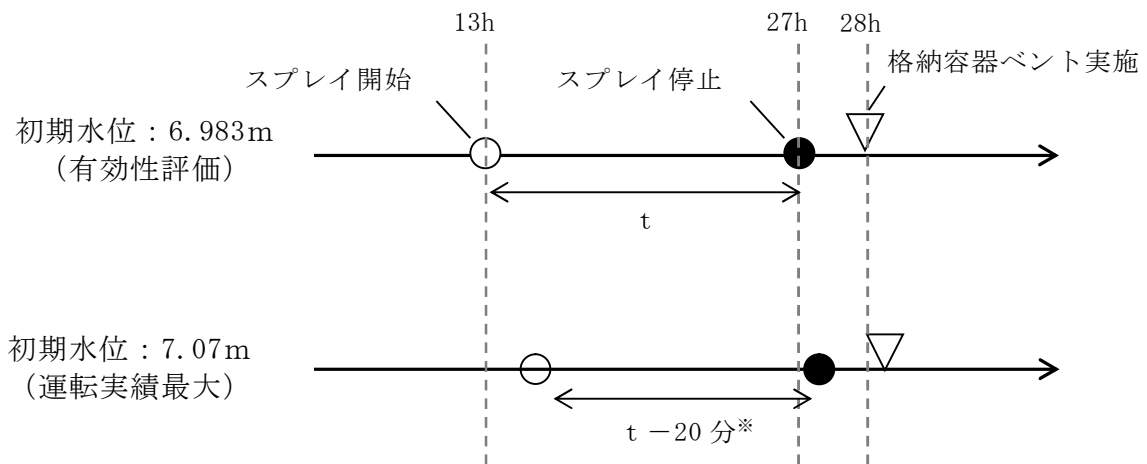
2. サプレッション・プール初期水位の違いによる  $Q_w$  への影響

有効性評価では、外部水源の水温 (35°C一定) をサプレッション・プール (以下「S/P」という。) の初期水温 (32°C) よりも高く設定している。このため、S/Pの初期水位が高い場合、格納容器スプレイ停止時 (S/P底部から 13.53m到達時) のS/P水に占める外部水源の割合が低下することで、第1図に示すとおり  $Q_w$  は小さくなる。これに伴い、格納容器スプレイの開始が遅くなり、定性的には格納容器ベントの実施も遅くなると考えられる。

以上より、S/P初期水位は、格納容器ベントまでの余裕時間が短くなる条件として、保安規定の運転上の制限の下限值である「6.983m」とする。



第1図 格納容器スプレー停止時のS/P水熱量

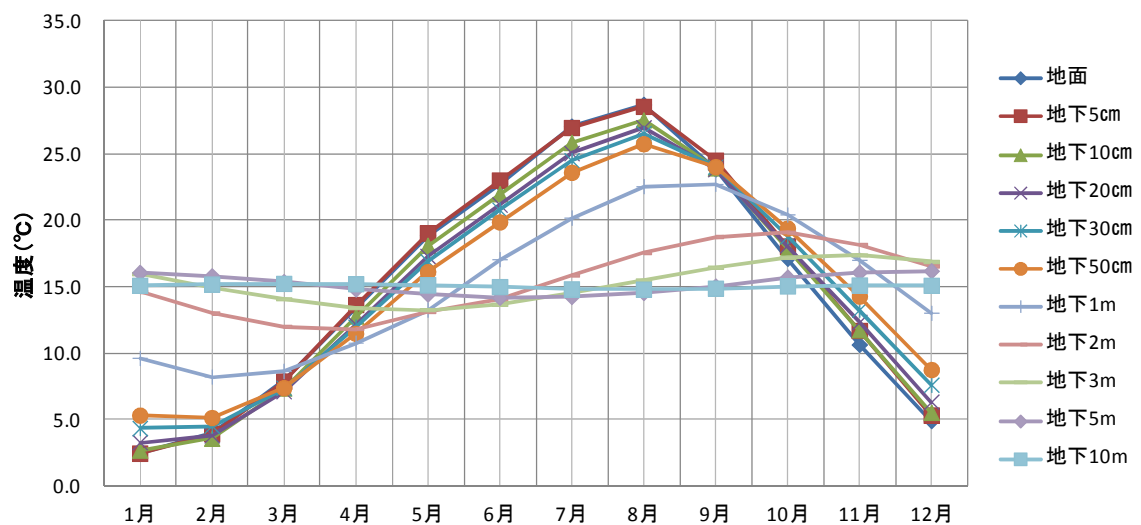


(※) S/P水位が解析条件で設定した 6.983mから運転実績最大値の 7.07mまで上昇した場合の水量の増分は約  $42\text{m}^3$  であり、 $130\text{m}^3/\text{h}$  でスプレーすることから、スプレー期間は 20 分程度短くなる

第2図 S/P初期水位の違いによるベント実施時期の違い

## 外部水源温度の条件設定の根拠について

代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備は地下埋設式であり、外気温の影響を受けにくく、年間を通じて安定である。また、地下数十cmであれば地中温度は30℃を下回るため（第1図）、これを包含する高めの水温として35℃を設定する。



第1図 地中温度の年間月別平均温度の変動（水戸市）  
 （「地中温度等に関する資料」（農業気象資料第3号, 1982）に基づく）

## 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性

今回の申請において示した解析ケースでは、給水流量をランアウト流量(68%)で評価しているが、原子炉圧力が高い場合、給水流量は68%以下となることが考えられる。この場合、復水器ホットウェル水位低による給復水系停止までの時間が長くなり、評価結果に影響を与える可能性がある。以下に、現状の解析条件の妥当性について示す。

給水流量は、原子炉圧力が高くなることにより減少する傾向であるが、次のとおり、原子炉停止機能喪失解析において68%を設定していることは有効性評価の目的に照らして妥当であると判断している。

給水流量を68%よりも少なく設定した場合には、復水器ホットウェル水位低による給復水系停止までの時間は長くなる。一方で、給水流量が少ない場合は、炉心入口サブクール変化が小さくなり出力上昇が抑制される傾向となるため、燃料被覆管温度はより低下すると考えられる。同様に、原子炉から発生する蒸気量が低下するため、サプレッション・プール水温度や圧力上昇は抑制される。

給水流量が少なくなり、給復水系停止までの時間が長くなったとしても、出力が抑制されることになるため、解析結果としては給水流量68%の場合と同程度になり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいと考えられる。

なお、給水流量68%は、添付書類十の過渡解析における「給水制御系の故障」の最大給水流量条件として、炉心入口サブクールの増加による出力上昇を大きめにすることにより解析結果を厳しくする観点から設定されている値である。

## 逃がし安全弁の解析条件設定について

東海第二発電所では，原子炉停止機能喪失を除く有効性評価において，原子炉圧力が高めに維持され，また，原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで評価項目に対して厳しい条件として，逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御に期待した評価としている。

逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待した場合に評価項目となるパラメータに与える影響について，以下に述べる

## 1. 燃料被覆管温度及び燃料被覆管の酸化量

事象発生時に高圧注水機能の喪失を想定する「高圧・低圧注水機能喪失」及び「高圧注水・減圧機能喪失」では，原子炉を減圧し，低圧の注水機能を用いて原子炉注水を実施することで炉心損傷を防止する。これらの事故シーケンスにおける燃料被覆管温度の上昇は，概ね原子炉圧力が低圧の注水機能の締切圧力まで低下して，原子炉注水が開始されるタイミングに依存する。

第1表に「高圧注水・減圧機能喪失」において，逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御に期待した場合（ベースケース）と逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御に期待した場合の燃料被覆管温度の比較を示す。なお，逃がし安全弁以外の解析条件は同じである。

高圧注水機能喪失を想定する事故シーケンスにおいては，逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御に期待した方が，低圧の注水機能による原子炉注水が開始されるタイミングが遅くなるこ

とで燃料被覆管温度は高くなる。また，燃料被覆管温度が高くなった場合は，燃料被覆管の酸化量の観点でも厳しくなる。

事象発生時に原子炉隔離時冷却系等の高圧注水機能が健全な事故シーケンスでは，原子炉を減圧し低圧の原子炉注水に移行するまでの期間，原子炉隔離時冷却系等の高圧注水機能による原子炉注水を確保することが可能なため，逃がし安全弁の条件設定の違いが燃料被覆管温度及び酸化量に与える影響はない。

## 2. 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力（原子炉圧力）

逃がし安全弁（安全弁機能）に期待した方が，原子炉圧力が高めに推移することから，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は高めとなるが，この場合でも，逃がし安全弁（安全弁機能）の設定圧力を勘案すると原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は評価項目を満足する。

## 3. 格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度（格納容器圧力及び雰囲気温度）

格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は，主に崩壊熱に依存することから，逃がし安全弁の解析条件が与える影響は軽微である。

第 1 表 燃料被覆管温度の比較（高圧注水・減圧機能喪失）

解析条件	燃料被覆管温度
安全弁機能（ベースケース）	約 711℃
逃がし弁機能	約 684℃



## 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、給水加熱喪失後の反応度の観点で厳しい条件として給復水系が運転継続する条件を設定している。これを踏まえて、高圧炉心スプレイ系については、注水流量が大きくなり原子炉水位が高めに維持される条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量を設定するとともに、遅れ時間を 0 秒と設定している。加えて、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。また、原子炉隔離時冷却系については、注水流量は一定に制御されることから、遅れ時間を 0 秒と設定している。

一方で、ほう酸水のみキシング効率は炉心流量に依存することから、原子炉水位が低めとなり炉心流量が低めに維持される場合、ほう酸水のみキシング効率が悪化することで中性子束の低下が遅くなることも想定される。また、安全弁機能を設定した場合、主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉出力の上昇が大きくなることで、中性子束の上昇が大きくなることも想定される。

以上を踏まえ、ここでは、高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合や安全弁機能を設定した場合の事象進展に与える影響について示す。

## (1) 高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合の影響

高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合には、原子

炉水位が低めに維持され、自然循環力が低下することで炉心流量は低めに維持される。このため、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していること（別紙1）と相まって中性子束の低下は遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が最高となる時刻も遅くなることが考えられるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、事象進展に与える影響は小さいと考えられる。

原子炉水位が低めに維持された場合の事象進展への影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系の注水流量として安全解析で用いる最小流量特性を設定するとともに、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の遅れ時間を設定した感度解析を実施した。これら以外の解析条件はベースケースと同じとしている。ベースケースから変更した解析条件を第1表に、解析結果を第2表に示す。感度解析では、サプレッション・プール水温度等が最高となるタイミングが10分程度遅くなっているものの、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めに維持されることから、サプレッション・プール水温度の上昇が緩和されることで、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値は同等となっている。以上により、原子炉水位が低めとなる解析条件を設定した場合でも事象進展に与える影響が小さいことを確認した。

## (2) 安全弁機能を設定した場合の影響

安全弁機能を設定した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きくなる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリに

かかる圧力は大きくなり、また、原子炉圧力上昇に伴い印加される正の反応度も大きくなることが考えられるが、中性子束の上昇に伴い燃料温度も上昇し、ドップラフィードバック等の自己制御特性が働き、また原子炉圧力高信号にて事象発生から数秒で再循環系ポンプトリップが発生することから、中性子束の上昇は同程度となり、事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響は小さいと考えられる。

事象初期の原子炉圧力の上昇が大きくなった場合の影響を確認するため、解析条件として安全弁機能を設定した場合の感度解析を実施した。安全弁機能を設定した以外はベースケースと同じ解析条件としている。ベースケースから変更した解析条件を第 3 表に、解析結果を第 4 表に示す。感度解析では、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値が大きくなっているものの、ドップラフィードバック等の自己制御特性の効果及び事象発生から数秒で再循環系ポンプトリップが発生することにより、中性子束の最高値は同等となっている。以上により、解析条件として安全弁機能を設定した場合でも、事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響が小さいことを確認した。

### (3) まとめ

高压炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合の中長期的な事象進展に与える影響及び安全弁機能を設定した場合に事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響を確認し、いずれも影響が小さいことを確認した。

よって、原子炉停止機能喪失における解析条件については、原

子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、反応度の観点で厳しい条件として給復水系が運転継続する条件を設定し、さらに高圧炉心スプレイ系及び逃がし安全弁についても、注水流量が大きくなり原子炉水位が高めに維持される条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量及び逃がし弁機能を設定することを妥当と判断した。

なお、燃料被覆管温度については、別紙2に示すとおりSCATコードの評価法のもつ不確かさ幅の範囲で差異が発生するが、これを踏まえて、リウエットを考慮しない場合の感度解析（添付資料 2.5.5 参照）を実施し、この場合にも評価項目を満足することを確認している。

第1表 解析条件（原子炉水位を低めとする条件）

解析条件	感度解析（原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース（原子炉水位を高めとする条件）
高圧炉心スプレイ系	ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：17秒） ・注水流量：375～1,419m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～7.65MPa[dif]	ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：0秒） ・注水流量：145～1,506m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif]
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル2）にて自動起動 （遅れ時間：30秒） ・注水流量：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下（レベル2）にて自動起動 （遅れ時間：0秒） ・注水流量：136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[gage]

第2表 解析結果（原子炉水位を低めとする条件）

パラメータ	感度解析 （原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース （原子炉水位を高めとする条件）
サプレッション・プール水温度	約 115℃（約 55分）	約 115℃（約 45分）
格納容器圧力	約 0.20MPa[gage]（約 55分）	約 0.20MPa[gage]（約 45分）

第3表 解析条件（安全弁機能）

解析条件	感度解析（安全弁機能）	ベースケース（逃がし弁機能）
逃がし安全弁	安全弁機能	逃がし弁機能
	7.79MPa[gage]×2個, 385.2t/h (1個当たり)	7.37MPa[gage]×2個, 354.6t/h (1個当たり)
	8.10MPa[gage]×4個, 400.5t/h (1個当たり)	7.44MPa[gage]×4個, 357.8t/h (1個当たり)
	8.17MPa[gage]×4個, 403.9t/h (1個当たり)	7.51MPa[gage]×4個, 361.1t/h (1個当たり)
	8.24MPa[gage]×4個, 407.2t/h (1個当たり)	7.58MPa[gage]×4個, 364.3t/h (1個当たり)
	8.31MPa[gage]×4個, 410.6t/h (1個当たり)	7.65MPa[gage]×4個, 367.6t/h (1個当たり)

第4表 解析結果（安全弁機能）

パラメータ	感度解析（安全弁機能）	ベースケース（逃がし弁機能）
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	約 8.98MPa[gage]	約 8.49MPa[gage]
中性子束	約 560%	約 560%

## R E D Yコード説明資料抜粋

(2) 従来型BWRの場合 

炉心下部の下部プレナムスタンドパイプから注入される従来型BWRでは、原子炉に一定速度で注入されるほう酸水は、炉心流量が小さい場合にはその一部が下部プレナムに滞留し反応度に寄与できないことが考えられる。これを模擬するためにほう酸水拡散モデルでは、注入速度に炉心流量依存のボロンミキシング効率を掛けている。このボロンのミキシング効率は図-1 従来型BWRのボロンミキシング効率のようにモデル化されている。

従来型BWR向けの試験結果を図-2 従来型BWRのボロン混合試験結果に示す。なお、ミキシング効率は「反応度に寄与する領域の濃度」を「炉内全領域で十分に混合した時の濃度」で割った無次元数で定義される。試験の結果から以下がいえ

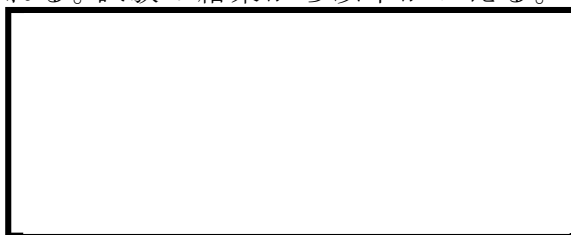


図-1 従来型BWRのボロンミキシング効率

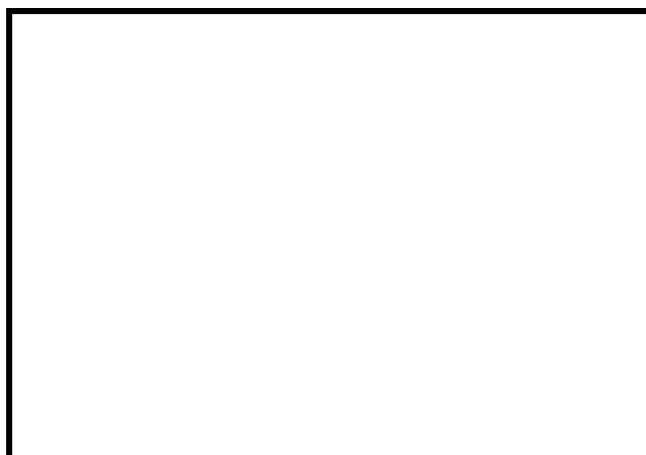


図-2 従来型BWRのボロン混合試験結果

これにより、従来型BWRにおいて、



することは妥当である。

以上より、ほう酸水拡散モデルは妥当であることが確認された。なお、拡散モデルにおけるボイドの影響を添付6に示す。

原子炉スクラム失敗を仮定した事象が発生し、ほう酸水注入系が作動する時点では、ある程度の変動は有るものの、燃料棒での中性子発生及び中性子吸収、減速材による中性子減速及び中性子吸収などがバランスしている。この状態でほう酸水注入系が作動すると、炉心が沸騰状態であっても減速材中にはボロンが含まれ、吸収効果が増加する。このため、前述の状態よりも反応度は低下する。ボロン濃度が一定であれば、上記状態よりも出力が低下したところで再びバランスするが、ボロン濃度は増加し続けるため、沸騰状態においても確実に出力は低下して原子炉停止に至ると考える。

## 安全弁機能を設定した場合の燃料被覆管温度について

S C A Tコードでは、クオリティの計算値が相関式2により計算したリウエットクオリティを下回った時点でリウエットを判定し、修正 Dougall-Rohsenow 式にて算出した熱伝達係数を用いて燃料被覆管温度の最高値を評価する。

この評価法に従って計算した結果、安全弁機能を設定した場合には燃料被覆管最高温度が約 842°C となり、逃がし弁機能を設定したベースケースと比較して約 30°C 燃料被覆管最高温度が低下することとなった。

一方、燃料被覆管最高温度が高温となったときの S C A Tコードの不確かさは、同じ評価法に従って評価を実施した 5 × 5 高温ポスト B T 試験結果との比較結果（S C A Tコード説明資料の添付3「沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達モデルの適用性」の添付図 3-2 参照）から、おおむね計算値が保守的な結果を与えるものの、不確かさの幅は  に及ぶことが確認できる。したがって、前述の差異は S C A Tコードの燃料被覆管温度評価法のもつ不確かさと比較して十分に小さく、この幅に包含されると評価できる。このため、逃がし弁機能と安全弁機能との相違に端を発して、圧力変化特性の相違による核熱結合現象、炉心流量の差異に結びつく炉心内の熱水力挙動、出力ー冷却特性の不整合によるリウエット特性、燃料被覆管温度の差異等、R E D Yコードの影響も含む、種々の複雑な特性の違いによる感度の差異を分析することは必ずしも有効な分析とはならない。

また、S C A Tコードの不確かさについては、前述の S C A Tコード資料のうち、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。



ード説明資料の添付3での修正 Dougall-Rohsenow 式の高温度範囲への適用性の確認に加えて、リウエットを考慮しない場合の感度解析を実施することで、燃料被覆管温度の最大幅を押さえることとしている。東海第二発電所においてもリウエットを考慮しない場合の感度解析を実施し、この場合でも評価項目を満足することを確認していることから、逃がし弁機能（ベースケース）及び安全弁機能を設定した場合のどちらの燃料被覆管最高温度の評価値についても、前述の不確かさの幅を踏まえたうえで、有効な評価と考えられる。



(SCATコード説明資料より引用)

添付図 3-2 燃料被覆管温度の最大値の比較

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。

重大事故等対処設備としての逃がし安全弁 7 個の十分性について

## 1. はじめに

第 46 条重大事故等対処設備としての逃がし安全弁の弁数は、以下を考慮することにより、操作・設備の信頼性を確保するとともに、十分な減圧能力を確保するよう設定している。

- ・ 操作の信頼性（減圧操作の容易性（必要時に一括開操作可能））
- ・ 設備の信頼性（作動電源の多重性，耐震性）
- ・ 高圧注水機能喪失時において低圧注水のために必要な弁数
- ・ 格納容器雰囲気直接加熱（D C H）発生防止に必要な弁数

ここでは、S A 設備とする逃がし安全弁の弁数（7 個）が、高圧注水機能喪失時における低圧注水及び D C H 防止の観点から、十分な確保されていることについて説明する。

## 2. 高圧注水機能喪失時における逃がし安全弁 7 個の S A 設備化の十分性について

### (1) 原子炉減圧操作時の逃がし安全弁作動数の影響について

原子炉減圧操作時の逃がし安全弁の作動数が少なくなった場合、原子炉圧力の低下が遅くなる。7 個にて原子炉減圧を実施する「高圧・低圧注水機能喪失」及び 2 個にて原子炉減圧を実施する「高圧注水・減圧機能喪失」における減圧開始から所定の圧力に低下するまでに要する時間を第 1 表に示す。このように、作動する逃がし安全弁数が 2 個まで減少した場合、原子炉圧力の低下タイミングは 1MPa[gage]到達時点で約 10 分程度遅くなる。

第 1 表 逃がし安全弁作動数による減圧時間の違い

原子炉圧力	7 個減圧 (高圧・低圧注水 機能喪失)	2 個減圧 (高圧注水・ 減圧機能喪失)	時間の差
3MPa [gage]	約 1.7 分後	約 6.4 分後	約 4.7 分
2MPa [gage]	約 2.7 分後	約 9.2 分後	約 6.5 分
1MPa [gage]	約 4.6 分後	約 14.3 分後	約 9.7 分

(2) 逃がし安全弁作動数を 7 個から 2 個にした場合に評価項目に与える影響

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」及び「L O C A 時注水機能喪失」の有効性評価においては、高圧注水機能が喪失することから、運転手順に従い逃がし安全弁 7 個にて原子炉を減圧し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

これらの事故シーケンスについては、減圧操作の開始が 10 分程度遅れた場合でも、評価項目を満足するとともに燃料被覆管の破裂が発生しないことを確認している。

よって、原子炉減圧時の逃がし安全弁の作動数を 7 個から 2 個にした場合でも、炉心損傷防止対策の有効性評価における評価項目に与える影響は小さく、逃がし安全弁の作動数については、7 個確保されていれば十分と考えられる。

3. D C H 発生防止に対する逃がし安全弁 7 個の S A 設備化の十分性  
炉心損傷後、原子炉注水手段がない場合には、燃料有効頂底部 + 20% 水位にて逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個を開け原子炉を減圧

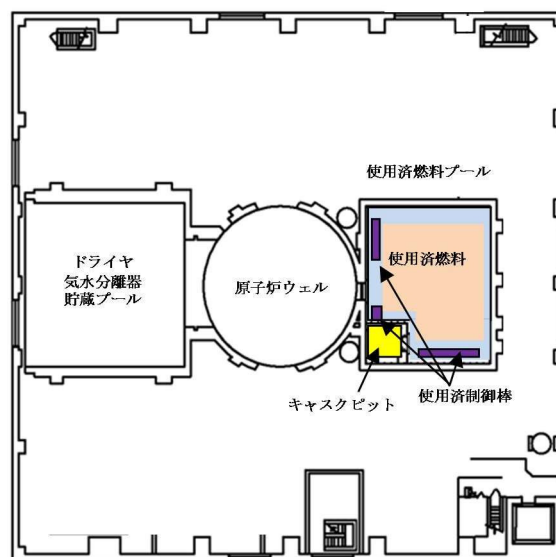
し、DCHを防止することとしている。重大事故等対処設備としての逃がし安全弁7個は、DCH防止に必要な弁数2個に対しても十分余裕があると言える。

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

使用済燃料プール周辺の概要図を第 1 図に示す。

施設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、ドライヤ気水分離器貯蔵プール、キャスクピットとつながっているが、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、ドライヤ気水分離器貯蔵プール及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。

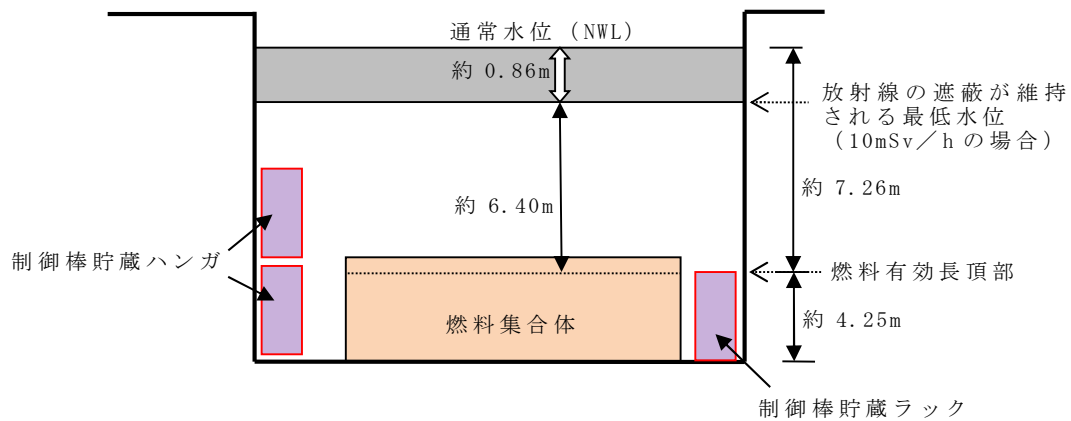


第 1 図 使用済燃料プール周辺の概要図

## 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

第 2 図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。

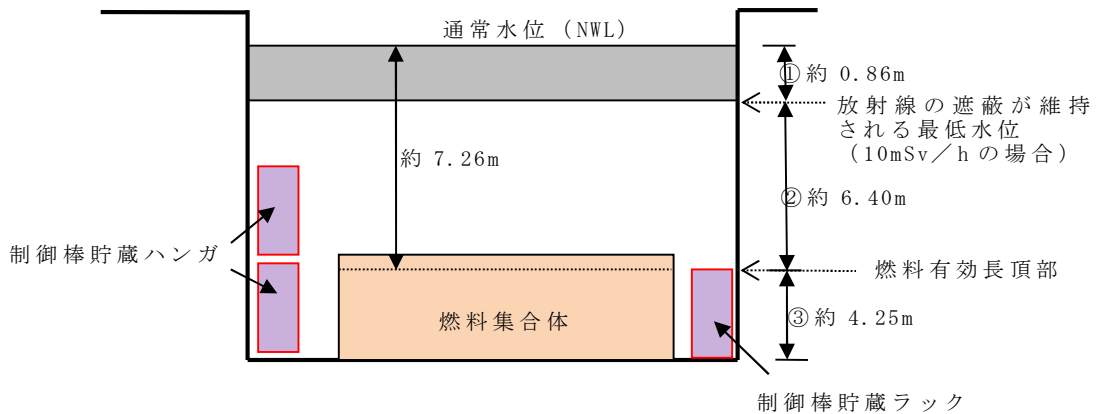
放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し、例えば原子炉建屋原子炉棟 6 階において  $10\text{mSv/h}$  の場合は、通常水位から約  $0.86\text{m}^*$  下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。



第 2 図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

### 3. 使用済燃料プールの高さと断面積について

使用済燃料プールの高さを第 3 図に、使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を第 1 表に示す。



第 3 図 東海第二発電所 使用済燃料プールの高さ

第 1 表 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積 (m <sup>3</sup> )	容積 (m <sup>3</sup> )
①	約 116	約 100
②	約 115	約 737
③	約 83	約 352
合計		約 1,189

第 3 図に示す各領域①～③の保有水の容積は、使用済燃料プール容積から機器の容積を除くことで算出し、各領域の断面積については、①の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し、②、③の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。

なお、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、プール内に設置されている機器の多くは②、③の底部又は壁面下部にあるため、平均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。保有水量に対する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水位低下速度は速くなることから、保守的な評価となっている。

#### 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及び注水機能の喪失時における、崩壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間、沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について、以下の式を用いて算定した。事象を保守的に評価するため、使用済燃料プールの初期水温は、保安規定の運転上の制限における上限値である 65℃とする。また、発生する崩壊熱は全て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等からの放熱を考慮しない。

##### (1) 算定方法、算定条件

###### a. 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間}(h) = \frac{(100(\text{C}) - 65(\text{C})) \times \text{水の比熱}(kJ/kg/^\circ\text{C})^{*1} \times \text{使用済燃料プールの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}^{*2}$$

###### b. 沸騰開始からの水位低下時間

$$\text{1時間当たりの沸騰による蒸発量}(m^3/h) = \frac{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}$$

$$\text{水位低下時間}(h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

###### c. 沸騰による水位低下平均速度

$$\text{水位低下速度}(m/h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの高低差}(m)}{\text{通常水位から燃料有効長頂部まで水位低下にかかる時間}(h)}$$

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、使用済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは、「3. 使用済



燃料プールの高さと断面積について」のとおり，下部から上部までの平均的な断面積により水位低下速度の平均値を求め，一律適用する。これは，遮蔽が維持されるまでの水位の評価において保守的な想定である。

上記計算式を用いて，以下の条件にて算定した。

水の比熱 <sup>※1</sup> (kJ/kg/°C)	使用済燃料プールの水量(m <sup>3</sup> )	水の密度 <sup>※2</sup> (kg/m <sup>3</sup> )	燃料の崩壊熱 (MW)
4.185	約 1,189	958	約 9.1

蒸発潜熱 <sup>※3</sup> (kJ/kg)	通常水位から燃料有効長頂部までの水量 (m <sup>3</sup> )	通常水位から燃料有効長頂部までの高低差 (m)	通常水位から約 0.86m 下までの水量 (m <sup>3</sup> )
2,256.47	837.6	7.26	100

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

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

なお，a.～c.の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的な仮定があるが，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いと考えられ，保守的な評価になっていると考えられる。

#### 【保守的な仮定】

- ・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最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，プール水は全て均一の温度と仮定し，プールの全体が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であると考えられる。

## (2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間 (h)	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m <sup>3</sup> /h)	約 15.1
必要注水流量 (m <sup>3</sup> /h) ※4	約 13.0
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 (h) ※5	約 11.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 (h) ※5	約 60.6
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※4 必要注水流量は次の式で求める

$$\text{必要注水流量} = (\text{崩壊熱} \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

$$h_s : \text{飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg)} = 2,675.57$$

$$h_f : \text{注水 (35℃飽和水) の比エンタルピ (kJ/kg)} = 146.64$$

$$\rho_f : \text{注水 (35℃飽和水) の密度 (kg/m}^3\text{)} = 994$$

※5 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約 5.1 時間後に沸騰開始となり、蒸発により水位低下が始まる。このときの蒸発量は約 15.1m<sup>3</sup>/h である。

よって、使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下する時間は約 11.7 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した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施設定期検査中に全炉心燃料が取り出される想定であり、通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合、燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約 37.8 時間後に沸騰開始となり、その後、放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで使用済燃料プールの水位が低下するのは約 66.4 時間後となる。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更に長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱 (MW)	約 2.1
使用済燃料プールの初期水温 (°C) ※6	40
使用済燃料プール水温 100°C到達までの時間 (h)	約 37.8
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m <sup>3</sup> /h)	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約0.86m低下するまでの時間(h) ※7	約 66.4
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間 (h) ※7	約 277.8
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.03

※6 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※7 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

## 5. 燃料取出スキーム

### (1) 算定条件

燃料取出スキームの算定条件を下表に示す。

項目	算定条件	算定根拠
使用済燃料プール 合計燃料集合体 体数	2,250 体	使用済燃料プール貯蔵容量
施設定期検査時 取出燃料集合体 体数	764 体	原子炉内装荷全燃料集合体
燃料集合体 取替体数	168 体	9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心時の燃料集合体 取替体数
冷却期間	13 ヶ月	9×9 燃料 (A 型) 平衡炉心時の運転日数
停止期間	30 日	過去の施設定期検査における発電機解列から 併入までの期間の実績 (65 日) よりも短い日 数を設定
原子炉停止から全 燃料取出しにかか る日数	9 日	炉心燃料の取出しにかかる期間 (冷却期間) は過去の実績より最も短い原子炉停止後の日 数
施設定期検査毎に 取出された使用済 燃料の取出平均燃 焼度	45GWd / t	9×9 燃料 (A 型) 燃料集合体取出平均燃焼 度
サイクル末期平均 燃焼度	33GWd / t	崩壊熱が高い方が厳しい設定となるため、13 ヶ月運転に1ヶ月の調整運転期間を考慮した 運転期間におけるサイクル末期の平均燃焼度

### (2) 燃料取出スキーム

崩壊熱を保守的に評価するに当たり、使用済燃料プール内に燃料集合体が貯蔵容量 (2,250 体) 分保管されているとした。そのうち施設定期検査時取出燃料集合体は原子炉内に装荷されている全燃料集合体 (764 体)、それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料集合体は 9×9 燃料 (A 型) の平衡炉心における燃料集合体取替体数 (168 体) ずつ取り出されたものと仮定して ORIGIN 2 で算定した。

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料集合 体数	取出平均 燃焼度 (GWd/t)	崩壊熱 (MW)
9 サイクル冷却燃料	9 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	142 体	45	0.045
8 サイクル冷却燃料	8 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.056
7 サイクル冷却燃料	7 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.059
6 サイクル冷却燃料	6 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.065
5 サイクル冷却燃料	5 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.073
4 サイクル冷却燃料	4 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.086
3 サイクル冷却燃料	3 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.112
2 サイクル冷却燃料	2 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.165
1 サイクル冷却燃料	1 × (13 か月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	0.293
施設定期検査時取 出燃料	9 日	764 体	33	8.104
合計	—	2,250 体	—	9.058

注1 使用済燃料プールの燃料貯蔵容量2,250体の燃料集合体が貯蔵されているものとする。

注2 炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後9日を採用する。原子炉停止後9日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

## 6. 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全てに使用済燃料が貯蔵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

○線源材質：使用済燃料及び水を考慮（密度  $\square$  g/cm<sup>3</sup>）

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線は、エネルギー4群とする。

○線源強度：文献<sup>※1</sup>に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^2) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している線源強度（文献値）に対する燃料照射期間は10<sup>6</sup>時間（約114年）であり、東海第二発電所の燃料照射期間を十分に包絡している。

- ・燃料照射期間：10<sup>6</sup>時間
- ・原子炉停止後の期間<sup>※2</sup>：停止後9日（実績を考慮した値を設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（STEP III 9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：7.2E+04cm<sup>3</sup>（STEP III 9×9燃料（A型））

※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

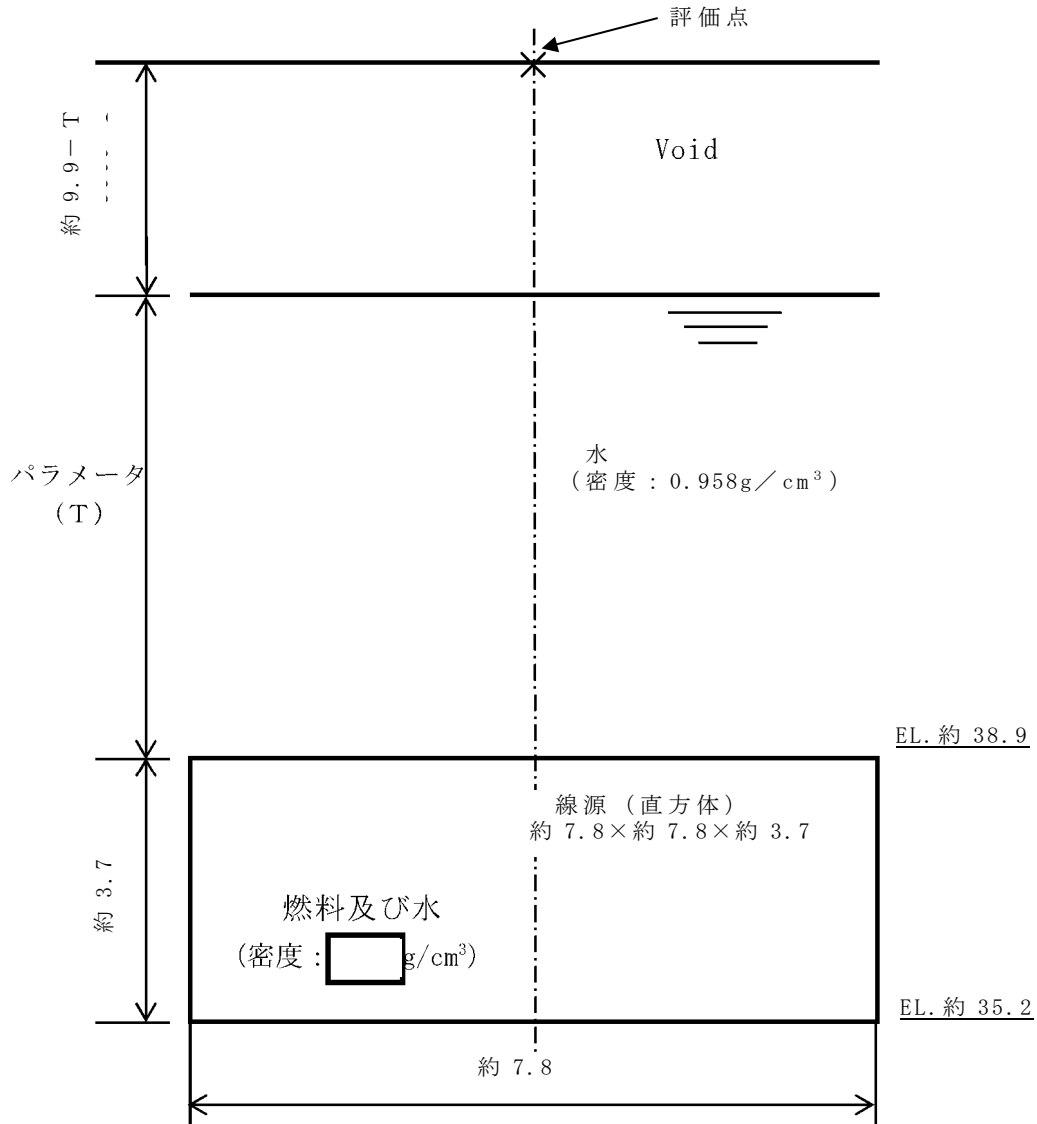
※2 原子炉停止後9日とは発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下さ

せるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

#### ○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており、その評価モデルを第4図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を第2表に示す。なお、評価モデルにおいては、燃料有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが、実際の使用済燃料では、燃料有効長以外の構造体（上部タイプレート等）においても、放射化等により線源を有している。しかしながら、燃料有効長以外の構造体の線源強度は、 $10^9 \text{ cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ 程度と考えられ<sup>※3</sup>、燃料有効長に比べて1%程度と小さい。本線量評価は、使用済燃料プールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり、放射線の遮蔽が維持される水位（通常水位から約0.86m下）においては、使用済燃料由来の線量率は小さく（第10図参照）、線量率全体の0.01%未満の寄与であるため、評価結果に対する燃料有効長以外の構造体からの影響は十分に無視できる。

※3 同等の材料組成及び中性子照射量を受けていると考えられる制御棒中間部と同等の線源強度と仮定（第3表参照）



※ T : 遮蔽水位の高さを示す  
(単位 : m)

第 4 図 使用済燃料の線量率計算モデル



第 2 表 使用済燃料の線源強度

群	$\gamma$ 線エネルギー (MeV)	線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1	1.0	$4.4 \times 10^{11}$
2	2.0	$7.5 \times 10^{10}$
3	3.0	$1.3 \times 10^9$
4	4.0	$2.7 \times 10^7$
合計		$5.2 \times 10^{11}$

7. 使用済制御棒（制御棒・破損燃料貯蔵ラック）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒・破損燃料貯蔵ラック（以下「制御棒貯蔵ラック」という。）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：制御棒貯蔵ラックの制御棒用スペースが全て満たされた状態

○線源材料：水（密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

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

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線はエネルギー 18 群（ORIGIN 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ピンローラを、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落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（B<sub>4</sub>C型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（435日）。

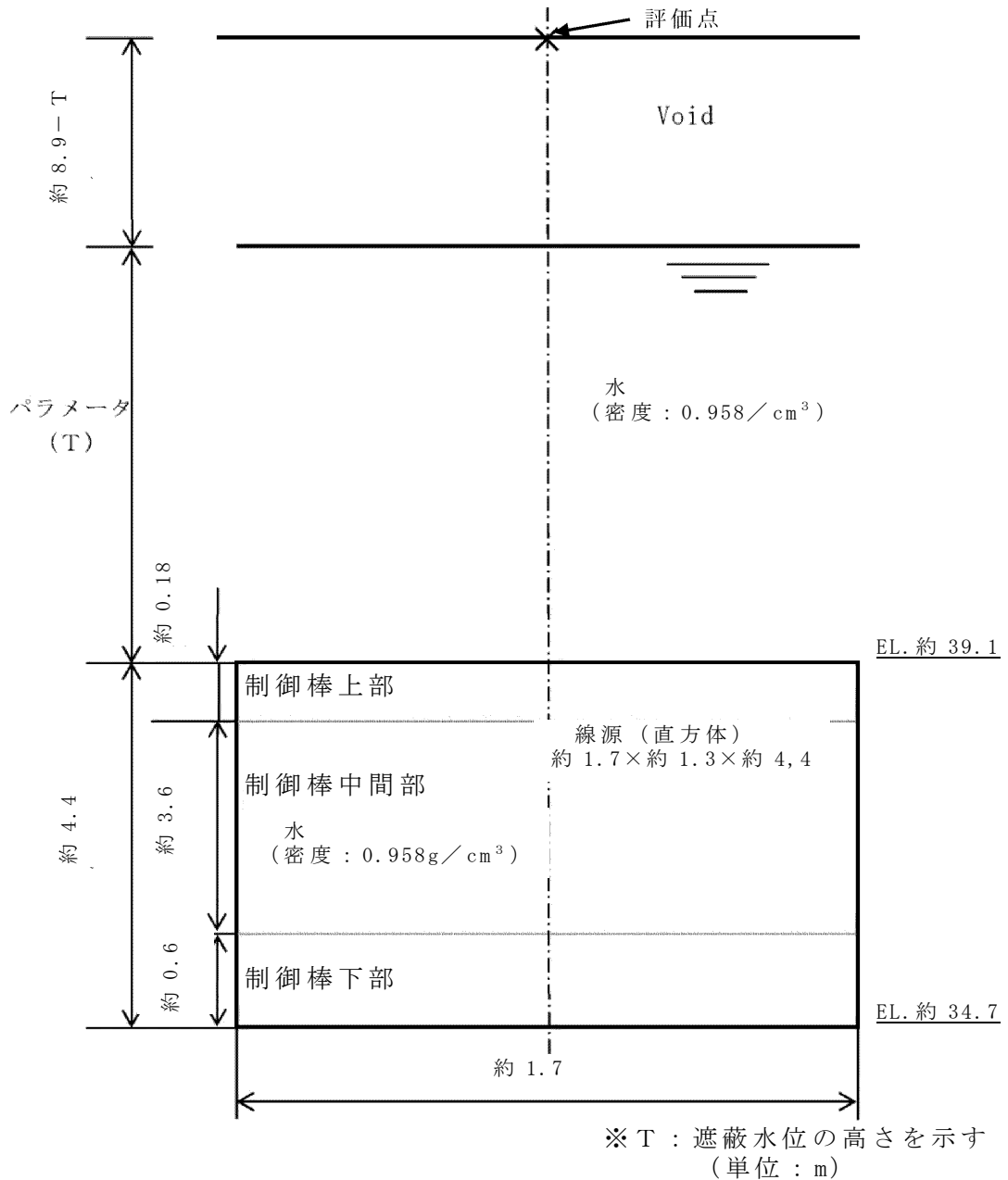
○制御棒貯蔵ラックには冷却期間が異なる使用済制御棒が貯蔵されていることを想定し、制御棒貯蔵ラックに保管されている使用済制御棒を 3 領域毎に分割した平均線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度}) \times (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数}) \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \text{②}$$

制御棒のタイプは B<sub>4</sub>C 型，冷却期間は 0～1 サイクルの 2 種類，全貯蔵本数は 24 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，その評価モデルを第5図に示す。また，計算により求めた線源強度を第3表に示す。



第5図 制御棒貯蔵ラックの線量率計算モデル

第3表 制御棒貯蔵ラック内の使用済制御棒の線源強度

群	$\gamma$ 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	$1.00 \times 10^{-2}$	$3.6 \times 10^7$	$4.9 \times 10^8$	$1.3 \times 10^9$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$1.8 \times 10^5$	$1.1 \times 10^6$	$5.1 \times 10^6$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$1.3 \times 10^5$	$8.8 \times 10^5$	$1.1 \times 10^7$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$1.5 \times 10^5$	$9.0 \times 10^5$	$8.9 \times 10^8$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$9.1 \times 10^4$	$5.1 \times 10^5$	$8.3 \times 10^7$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$1.7 \times 10^5$	$1.3 \times 10^6$	$1.8 \times 10^8$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$1.8 \times 10^5$	$1.3 \times 10^6$	$2.6 \times 10^8$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$9.7 \times 10^6$	$2.6 \times 10^8$	$5.9 \times 10^8$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$3.4 \times 10^7$	$1.6 \times 10^8$	$2.7 \times 10^8$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^8$	$8.4 \times 10^8$	$1.6 \times 10^9$
11	$1.25 \times 10^0$	$7.9 \times 10^7$	$6.9 \times 10^8$	$5.5 \times 10^9$
12	$1.75 \times 10^0$	$6.3 \times 10^5$	$2.9 \times 10^6$	$5.0 \times 10^6$
13	$2.25 \times 10^0$	$4.2 \times 10^2$	$3.7 \times 10^3$	$2.4 \times 10^4$
14	$2.75 \times 10^0$	$9.9 \times 10^0$	$1.1 \times 10^1$	$7.5 \times 10^1$
15	$3.50 \times 10^0$	$5.9 \times 10^{-3}$	$2.1 \times 10^{-10}$	$1.0 \times 10^{-9}$
16	$5.00 \times 10^0$	$6.1 \times 10^{-5}$	$2.2 \times 10^{-12}$	$1.1 \times 10^{-11}$
17	$7.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
合計		$2.8 \times 10^8$	$2.4 \times 10^9$	$1.1 \times 10^{10}$

8. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ハンガ）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガ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：制御棒貯蔵ハンガの全てに制御棒が吊るされた状態

○線源材料：水（密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

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

○ $\gamma$ 線エネルギー：計算に使用する $\gamma$ 線はエネルギー 18 群（ORIGEN  
N 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ピンローラを、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落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（Hf 型：4snvt, B<sub>4</sub>C 型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（Hf 型：1,160 日, B<sub>4</sub>C 型：435 日）。

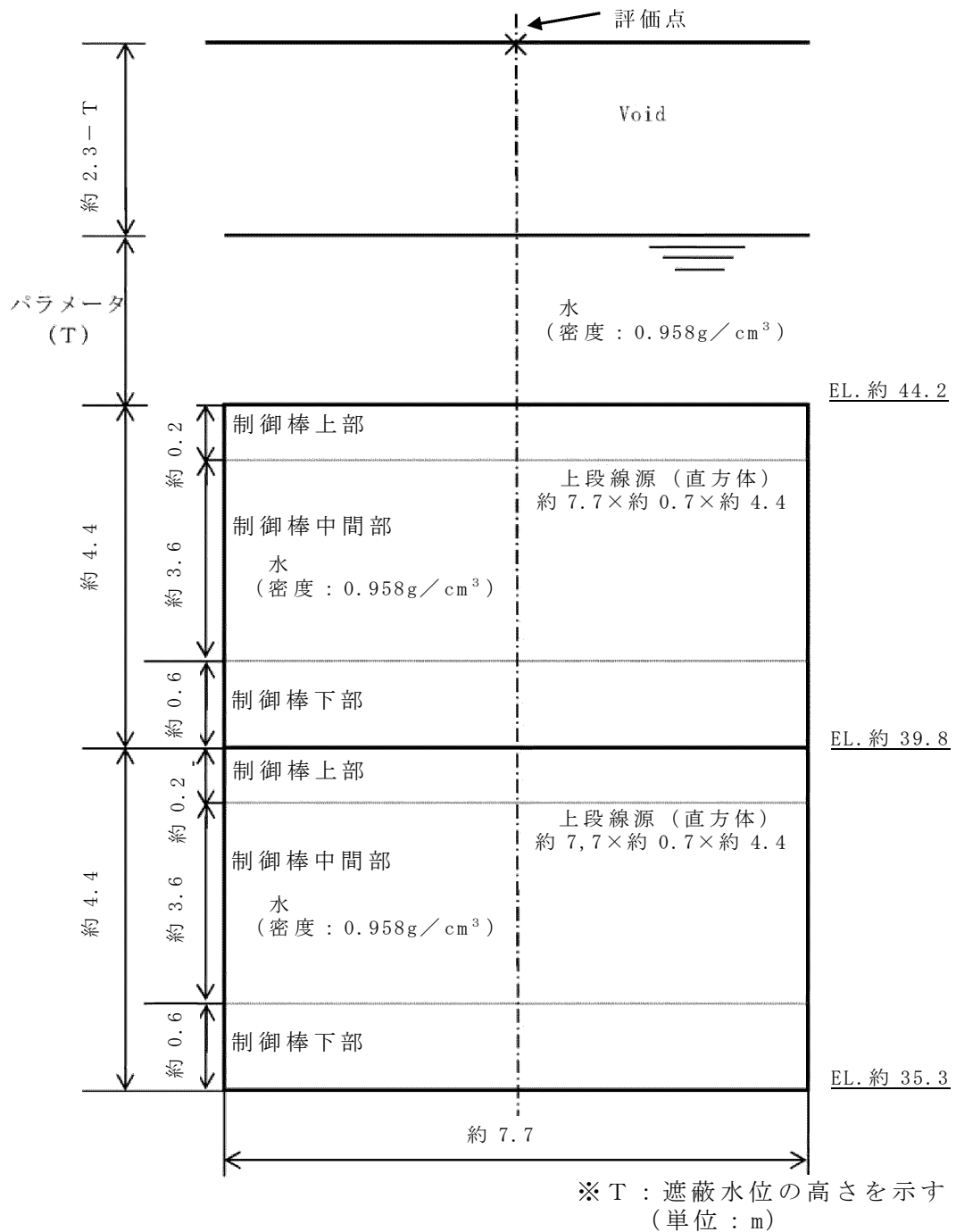
○制御棒貯蔵ハンガには、タイプ別でかつ冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、モデル上で分割した 3 領域毎に貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式③により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{(\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度}) \times (\text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \textcircled{3}$$

制御棒のタイプは Hf, B<sub>4</sub>C 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 156 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，その評価モデルを第6図に示す。また，計算により求めた線源強度を第4表に示す。



第6図 制御棒貯蔵ハンガの線量率計算モデル

第 4 表 制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒の線源強度

群	$\gamma$ 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	$1.00 \times 10^{-2}$	$8.0 \times 10^4$	$1.5 \times 10^6$	$5.5 \times 10^6$
2	$2.50 \times 10^{-2}$	$1.3 \times 10^4$	$8.7 \times 10^4$	$5.3 \times 10^5$
3	$3.75 \times 10^{-2}$	$7.1 \times 10^3$	$5.0 \times 10^4$	$3.1 \times 10^5$
4	$5.75 \times 10^{-2}$	$8.0 \times 10^3$	$5.6 \times 10^4$	$1.7 \times 10^6$
5	$8.50 \times 10^{-2}$	$3.2 \times 10^3$	$2.2 \times 10^4$	$2.6 \times 10^5$
6	$1.25 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^3$	$8.6 \times 10^3$	$3.3 \times 10^5$
7	$2.25 \times 10^{-1}$	$4.5 \times 10^2$	$3.1 \times 10^3$	$4.1 \times 10^5$
8	$3.75 \times 10^{-1}$	$1.2 \times 10^3$	$8.6 \times 10^3$	$5.3 \times 10^4$
9	$5.75 \times 10^{-1}$	$6.5 \times 10^3$	$3.0 \times 10^4$	$5.3 \times 10^4$
10	$8.50 \times 10^{-1}$	$2.5 \times 10^4$	$7.3 \times 10^6$	$1.5 \times 10^7$
11	$1.25 \times 10^0$	$3.5 \times 10^7$	$2.4 \times 10^8$	$1.5 \times 10^9$
12	$1.75 \times 10^0$	$1.2 \times 10^2$	$5.5 \times 10^2$	$9.7 \times 10^2$
13	$2.25 \times 10^0$	$1.8 \times 10^2$	$1.3 \times 10^3$	$7.8 \times 10^3$
14	$2.75 \times 10^0$	$5.7 \times 10^{-1}$	$3.9 \times 10^0$	$2.4 \times 10^1$
15	$3.50 \times 10^0$	$4.1 \times 10^{-16}$	$1.9 \times 10^{-15}$	$2.7 \times 10^{-15}$
16	$5.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
17	$7.00 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
18	$9.50 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$	$0.0 \times 10^0$
合計		$3.5 \times 10^7$	$2.5 \times 10^8$	$1.5 \times 10^9$

○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又は制御棒貯蔵ラック内へ格納されている。評価では、これらの制御棒貯蔵ハンガ及び制御棒貯蔵ラックの構造材を含めた使用済制御棒設置個所を直方体の線源としてモデル化している（第7図）。

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。本評価では制御棒が①冠水時、②一部露出時、③露出時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③露出時において、制御棒間等は気中であるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや $B_4C$ （又は $Hf$ ）等で構成されていること、線源以外にも制御棒貯蔵ハンガ、制御棒貯蔵ラックのような構造材があることから十分保守的なモデルとなっている。

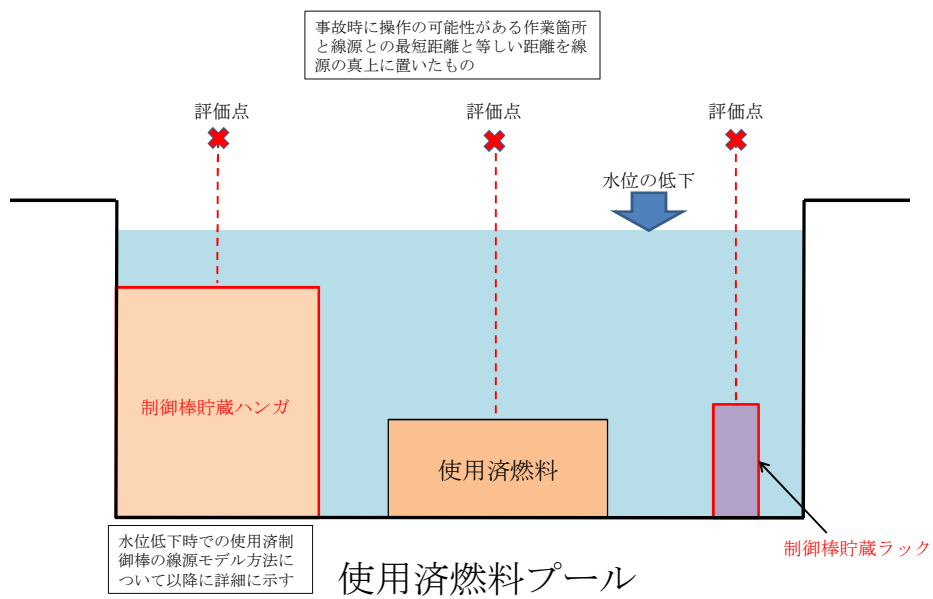
①冠水時、②一部露出時の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて、制御棒間の隙間等、気中であった箇所に水が入るため、遮蔽効果は更に高まるが、評価においては③露出時と同様、水と設定して評価をすることで更に保守的なモデルとなっている。

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、評価で上記に示すとおり①冠水時と③露出時を等しく、線源が水として計算しているためである（第8図）。

<参考>

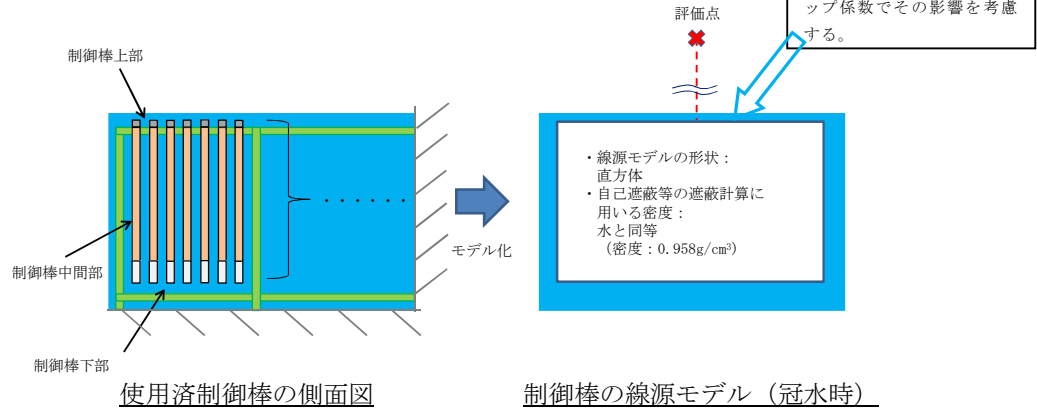
一例として $Co-60$ を線源としたときの $1/10$ 価層は水であると約70cmであるのに対して、鉄（密度： $7.87g/cm^3$ ）であると約7.4cmとなり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。



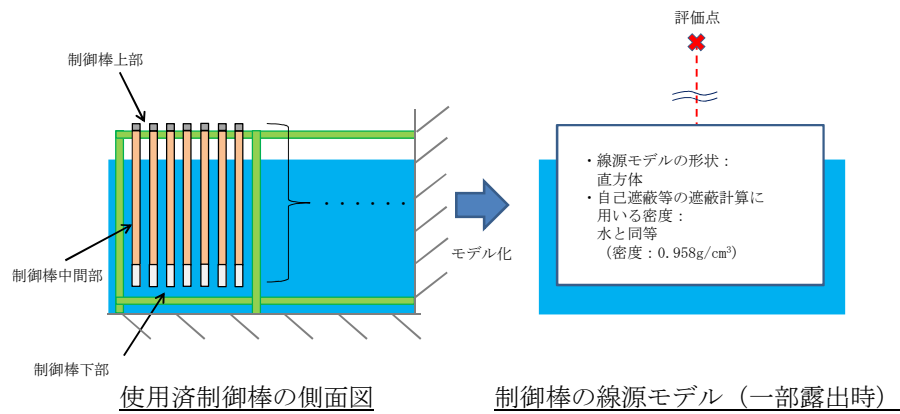


第 7 図 使用済燃料プール概要図

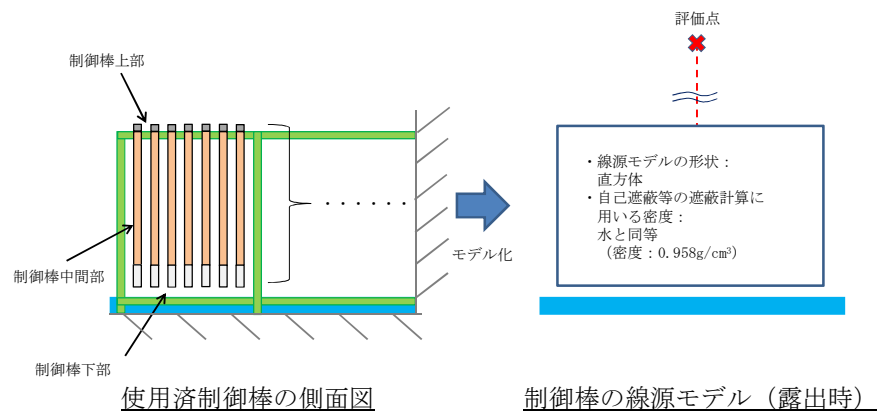
① 冠水時



② 一部露出時



③ 露出時



第 8 図 冠水時及び露出時の線量率計算モデル

## 9. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2Rコード(ver1.04)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 $\gamma$ 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、線量率換算係数をか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④を用い、線量率を計算している。第9図にQAD-CGGP2Rコードの計算体系を示す。

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

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<sub>j</sub> : 線量率換算係数

S<sub>ij</sub> : 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

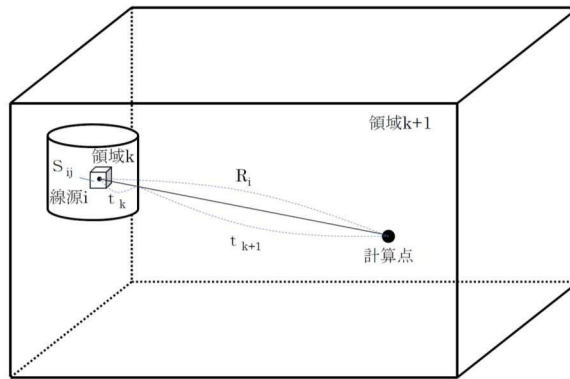
R<sub>i</sub> : i 番目の線源点と計算点の距離

B<sub>ij</sub> : ビルドアップ係数

$\mu_{jk}$  : 領域 k におけるエネルギー j 群の $\gamma$ 線に対する線吸収係数

t<sub>k</sub> : 領域 k を $\gamma$ 線が透過する距離

これにより求められたエネルギー第 j 群の線量率 D<sub>j</sub> 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。



第 9 図 QAD-CGGP2R コードの計算

10. 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、第 7 図に示すように制御棒ハンガ線源、制御棒貯蔵ラック線源、使用済燃料ラック線源の各線源毎に、それぞれの真上のオペフロ床面高さとした。

線源毎にその真上のオペフロ床面高さの評価点における、使用済燃料プール水位に応じた線量率算出結果を合計したものを第 10 図に示す。

なお、評価では第 4 図及び 5 図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

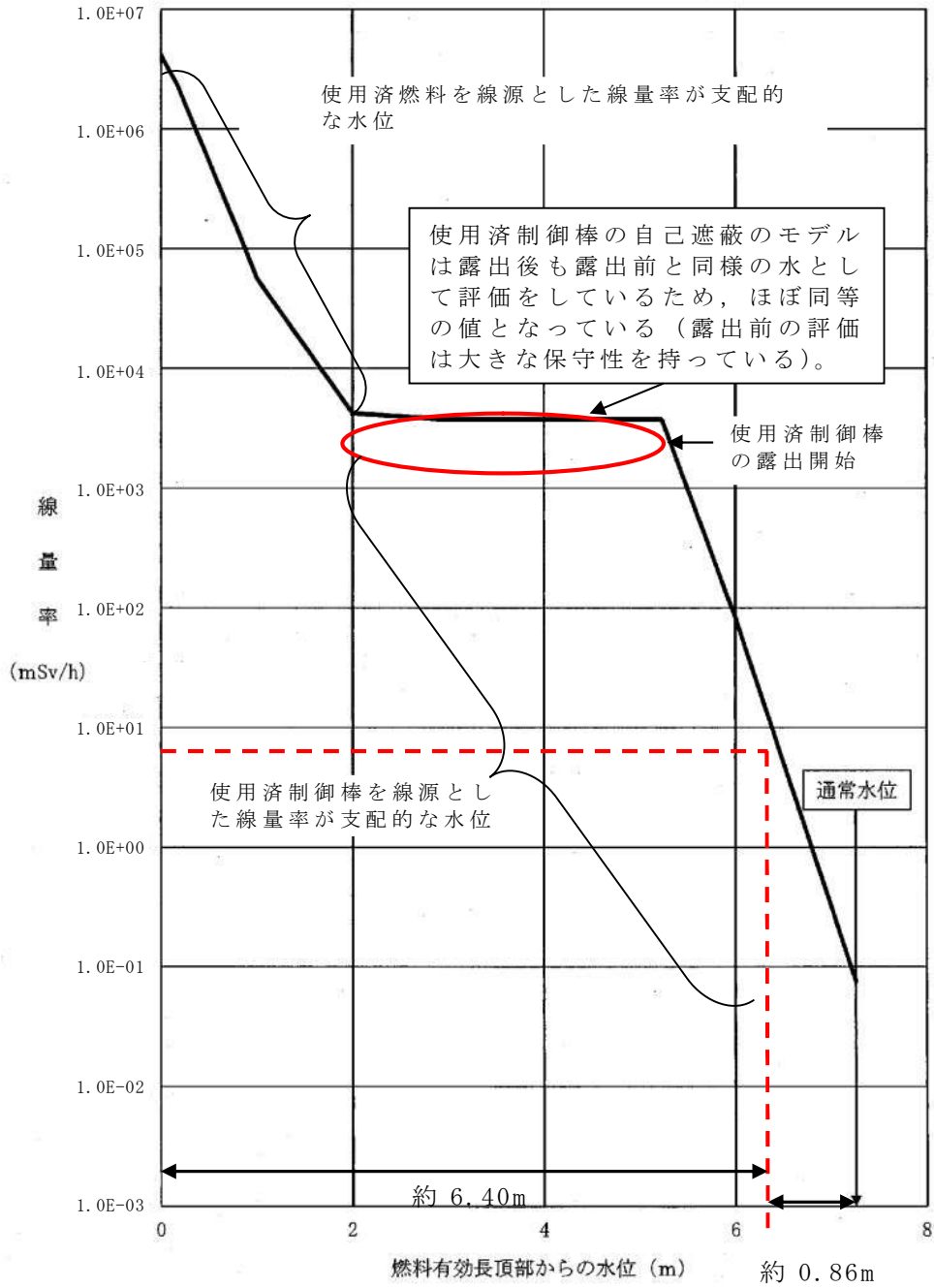
本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間から  $10\text{mSv/h}$  に設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は、重大事故等対応要

員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬型スプレインゾルの設置及びホース敷設等）を想定しており，原子炉建屋原子炉棟 6 階を含め，原子炉建屋内に滞在する時間は 2.2 時間以内である。そのため，重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも 22mSv であり，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

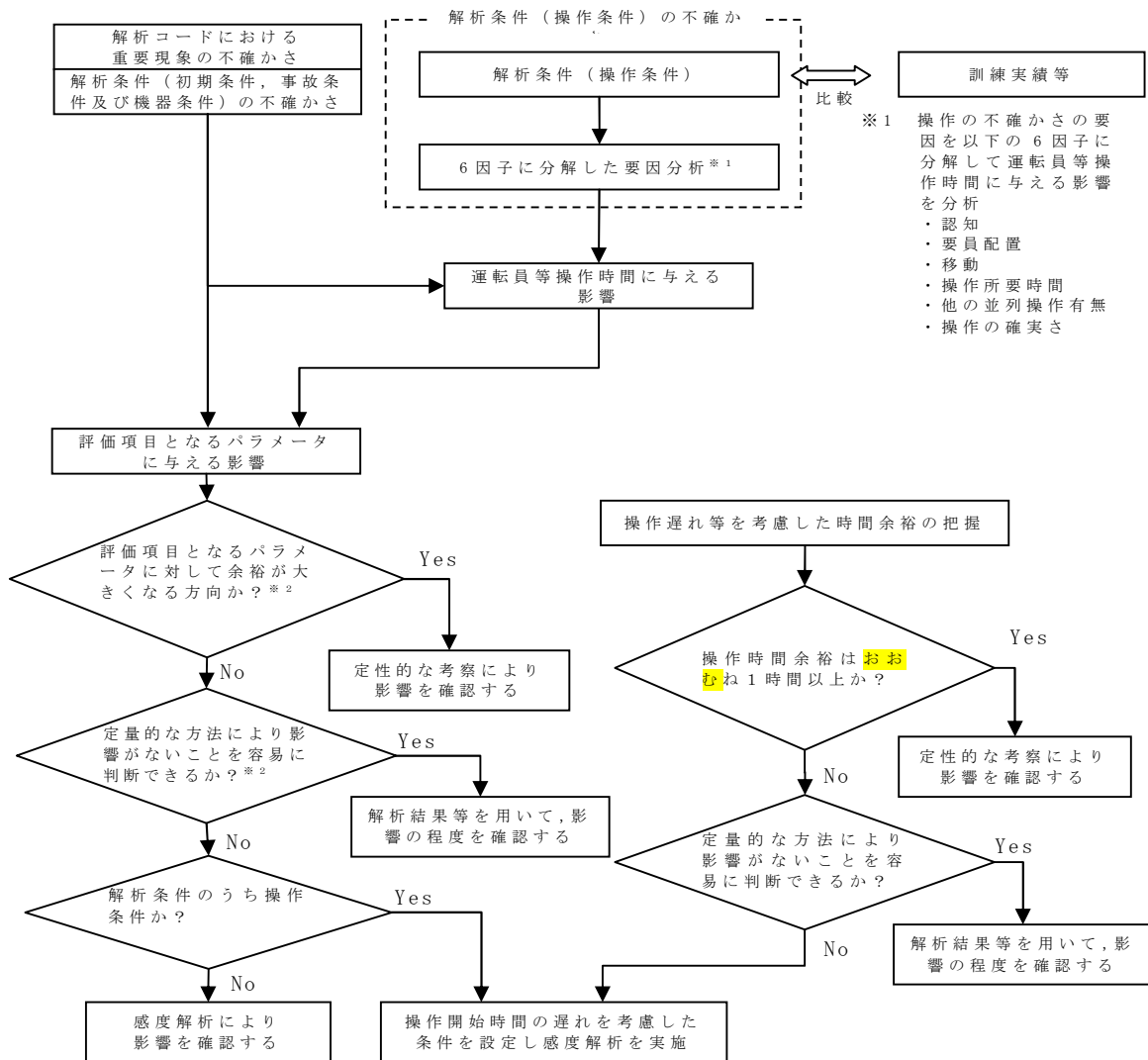
なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率の実績値（約 3.5mSv/h）より高い線量率である。

必要な遮蔽水位は第 10 図より，開始水位から約 0.86m 低下した水位である。なお，本評価ではバックグラウンドの線量率は考慮していないが，原子炉建屋原子炉棟 6 階でのバックグラウンドの線量率の実績値は約 0.05mSv/h 未満と小さく，本評価の通常水位時の線量率を下回っており，バックグラウンドの影響については本評価の保守性に包絡されている。



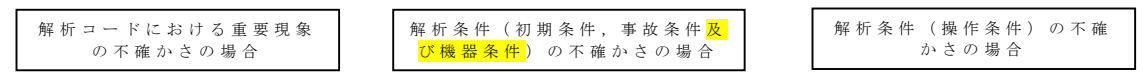
第 10 図 放射線の遮蔽が維持される水位

解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー

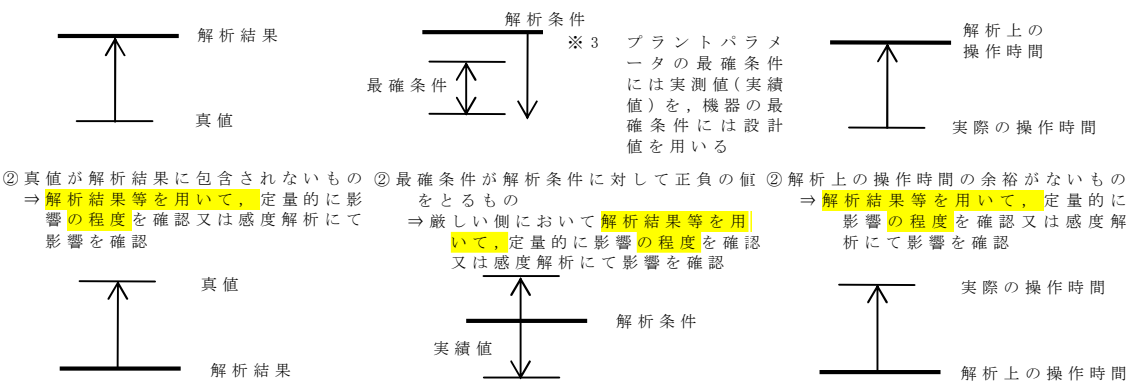


※1 操作の不確かさの要因を以下の6因子に分解して運転員等操作時間に与える影響を分析  
 ・認知  
 ・要員配置  
 ・移動  
 ・操作所要時間  
 ・他の並列操作有無  
 ・操作の確実さ

※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



① 真値が解析結果に含まれるもの ⇒ 定性的に影響がないことを確認  
 ① 最確条件※3が解析条件に含まれるもの ⇒ 定性的に影響がないことを確認  
 ① 解析上の操作時間の余裕があるもの ⇒ 定性的に影響がないことを確認



② 真値が解析結果に含まれないもの ⇒ 解析結果等を用いて、定量的に影響の程度を確認又は感度解析にて影響を確認  
 ② 最確条件が解析条件に対して正負の値をとるもの ⇒ 厳しい側において解析結果等を用いて、定量的に影響の程度を確認又は感度解析にて影響を確認  
 ② 解析上の操作時間の余裕がないもの ⇒ 解析結果等を用いて、定量的に影響の程度を確認又は感度解析にて影響を確認

### 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，長期TBU，TBP，TBD及びLOCA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，発電用原子炉の運転中に異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（LOCA）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，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，ジルコニウム－水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することによって，格納容器圧力及び温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により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常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び代替循環冷却系による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。

また，格納容器内における水素燃焼を防止するため，格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，格納容器内へ窒素を注入することによって，格納容器の破損を防止する。



本格納容器破損モードは、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、代替循環冷却系を使用する場合を想定し、期待する格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。また、代替循環冷却系は多重化設計とした上で、さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため、重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが、格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から、本格納容器破損モードで想定される事故シナリオにおいて代替循環冷却系が使用できない場合についても、格納容器圧力逃がし装置により格納容器の過圧・過温破損が防止できることを確認する。

なお、「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）」の評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており、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よる原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合の本格納容器破損モードに対する評価については、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」にて確認する。

### 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合

#### 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、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、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による原子炉注水手段並びに格納容器減圧及び除熱手段、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段を整備する。対策の概略系統図を第3.1.2-1図に、対応手順の概要を第3.1.2-2図に、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の手順と設備との関係を第3.1.2-1表に示す。

（添付資料3.1.2.1）

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必要な要員は、災害対策要員（初動）20名及び参集要員2名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行うための当直運転員4名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員10名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第3.1.2-3図に示す。

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、代替循環冷却系を使用できない場合の災害対策要員（初動）21名及び参集要員5名で対

処可能である。

a. 原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認

運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失（LOCA）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。また，主蒸気隔離弁の閉止，再循環系ポンプの停止及びLOCAが発生したことを確認する。

原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。

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，破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や，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. 原子炉への注水機能喪失の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。

原子炉への注水機能喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉隔離時冷却系系統流量である。

c. 炉心損傷の確認

原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタ $\gamma$ 線線量率が，設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合とする。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等である。

（添付資料 3.1.3.2）

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電準備操作を開始する。

- e. 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作
- 中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置による緊急用母線への交流電源供給を開始し，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作，常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。具体的には，格納容器スプレイ弁と原子炉注水弁を用いて中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイと原子炉注水に分配し，それぞれ連続で格納容器スプレイ及び原子炉注水を実施する。

- (a) 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作

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

常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用M/C電圧である。

- (b) 常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作

原子炉注水に伴い炉心部で発生する過熱蒸気により，格納容器圧力及び雰囲気温度が急激に上昇する。格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制する観点から，常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作のために必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。

(c) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで、原子炉圧力容器破損に至ることなく、ジェットポンプ上端（以下「原子炉水位L0」という。）以上まで原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

なお、LOCAにより格納容器雰囲気温度が上昇し、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、原子炉圧力等である。

水位不明と判断した場合、原子炉水位L0まで冠水させるために必要な水量を注水する。具体的には、原子炉底部から原子炉水位L0まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。

原子炉水位L0まで冠水した後は、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作を開始後に、サブレーション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系

(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 (常設) による格納容器冷却を停止する。なお、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作ができない場合は、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の流量を崩壊熱相当に調整し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を停止する。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.3.3)

f. 電源確保操作対応

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

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

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

h. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施し、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

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

i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。

j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。なお、有効性評価においては、ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作には期待しない。

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作に必要な計装設備は、ほう酸水注入ポンプ吐出圧力である。

k. 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始後、中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に、緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。また、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し、緊急用海水系に海水を通水する。

緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作に必要な計装設備は、緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）である。

l. 代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作

緊急用海水系に海水を通水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱を実施する。具体的には、原子炉注水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原子炉注水と格納容器スプレイに分

配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。

代替循環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、代替循環冷却系原子炉注水流量等であり、格納容器減圧及び除熱を確認するために必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

以降、損傷炉心の冷却は、代替循環冷却系による原子炉注水により継続的に行い、また、格納容器減圧及び除熱は、代替循環冷却系により継続的に行う。

- m. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作

代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水操作を実施する。この場合の注水は、水蒸気爆発の発生を仮定した場合の影響を抑制しつつ熔融炉心・コンクリート相互作用の影響を緩和する観点から格納容器下部水位を約 1m とすることが目的である。なお、有効性評価においては、ペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作には期待しない。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作のために必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器下部注水流量等である。

- n. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生し、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（



ドライウエル部) 水位の確保操作の実施後は、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を継続的に確認する。

水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作に必要な計装設備は、格納容器内水素濃度 (S A) 等である。

o. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作

水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH制御装置 (自主対策設備) による薬液注入を行う。サプレッション・プール水の pHを7以上に制御することで、サプレッション・プール水中での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。

p. 使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

q. 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作

格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達した場合、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。

可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作に必要な計装設備は、格納容器内酸素濃度 (S A) である。

r. タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。

### 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、LOCAに属する事故シーケンスのうち、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、格納容器圧力及び格納容器温度上昇の観点で厳しい大破断LOCAに加えて、ECCS注水機能が喪失する「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、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、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。

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におけるリロケーション、構造材との熱伝達、原子炉圧力容器内FP挙動、格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレー冷却並びに炉心損傷後の格納容器における格納容器内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り、原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有す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

納容器雰囲気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主要な解析条件を第 3.1.2-2 表に示す。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 L O C A が発生するものとする。破断箇所は、原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、再循環系配管（出口ノズル）とする。

(添付資料 1.5.2)

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとし、さらに、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できないものとする。

安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。

#### (d) 水素の発生

水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コード M A A P の評価結果では水の放射線分解による

水素及び酸素の発生等は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

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

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) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。

(c) 再循環系ポンプ

再循環系ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

原子炉注水流量は  $230\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器冷却と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。

（添付資料 3.1.2.3）

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器冷却は、常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし、スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、 $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。なお、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。

（添付資料 3.1.2.3）

(f) 格納容器下部注水系（常設）

格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件として

ペDESTAL（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない。

(g) 代替循環冷却系

代替循環冷却系の循環流量は、炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、全体で  $250\text{m}^3/\text{h}$  とし、ドライウェルへ  $150\text{m}^3/\text{h}$ 、原子炉へ  $100\text{m}^3/\text{h}$  にて流量分配し、それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施する。

(h) 緊急用海水系

代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき約  $14\text{MW}$ （サブプレッション・プール水温度  $100^\circ\text{C}$ 、海水温度  $32^\circ\text{C}$ において）とする。

(i) 可搬型窒素供給装置

可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は、温度  $30^\circ\text{C}$ 、純度  $99\text{vol}\%$ にて  $200\text{m}^3/\text{h}$ （窒素  $198\text{m}^3/\text{h}$  及び酸素  $2\text{m}^3/\text{h}$ ）で格納容器内に注入するものとする。

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、常設代替高圧電源装置によって供給を開始し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 25 分後から開始する。なお、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器

冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、代替循環冷却系の起動により停止する。

(b) 緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作は、緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮して、事象発生 90 分後から開始するものとする。

(c) 可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合にサブプレッション・チェンバ内へ窒素注入を開始する。なお、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入は格納容器圧力 310kPa [gage] 到達により停止する。

(3) 有効性評価（Cs-137 放出量評価）の条件

a. 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。

b. 炉内に蓄積されている核分裂生成物は、事象進展に応じて格納容器内に放出されるものとする。セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コードMAAPの評価結果の方が、代表的なソースタームに関する報告書であるNUREG-1465 より大きく算出する。

c. 格納容器内に放出されたCs-137 は、格納容器スプレイやサブプレッション・プールでのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。

d. 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。

(a) 格納容器からの漏えい率は、設計漏えい率及びA E Cの式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。

(b) 漏えい量を保守的に見積もるため、原子炉建屋ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。また、原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は、大気への放出率を1回／日（設計値）とする。なお、原子炉建屋ガス処理系のフィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。

原子炉建屋ガス処理系は、常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生115分後に起動し、起動後5分間で負圧が達成されることを想定する。

(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び放射性物質の除去効果は考慮しないものとする。

（添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5）

#### (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（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第3.1.2-4図から第3.1.2-8図に、燃料最高温度の推移を第3.1.2-9図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第3.1.2-10図から第3.1.2-15図に示す。

##### a. 事象進展

大破断LOCA時に高圧・低圧注水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 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (約 727℃) 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 9 分後に 1,200℃に到達し、また、事象発生から約 27 分後に燃料温度は 2,500K (約 2,227℃) に到達する。事象発生から 25 分後、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (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、炉心は冠水する。

(添付資料 3.1.2.6)

格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため、原子炉注水と同時に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。

事象発生から 90 分経過した時点で、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作を開始する。代替循環冷却系による原子炉注水により、冷却材の一部は破断口から流出するが、熔融炉心は原子炉水位 L 0 位置相当で冠水維持される。また、格納容器除熱により、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下する。

事象発生から約 84 時間後に格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達し、可搬型窒素供給装置によるサブプレッション・チェンバへの窒素注入を実施するため格納容器圧力が徐々に上昇するが、事象発生から約 164 時間後に格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達し窒素注



入を停止するため、格納容器圧力の上昇は停止する。

b. 評価項目等

格納容器圧力は、第 3.1.2-10 図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器減圧及び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、格納容器バウンダリにかかる圧力の最高値は約 0.31MPa [gage] となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa [gage]) を下回る。なお、格納容器バウンダリにかかる圧力が最高となる事象発生約 164 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、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の 3%未満であるため、その影響は無視し得る程度である（水素及び酸素の総発生量に対する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約 15%）。

(添付資料 3.1.2.7)

格納容器雰囲気温度は、第 3.1.2-11 図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却及び代替循環冷却系による格納容器減圧及び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、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 139℃となり、評価項目である 200℃を下回る。なお、事象発生直後、破断口から流出する過熱蒸気により一時的に格納容器雰囲気温度は約 202℃となるが、このときの格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）は約 137℃であり、評価項目である 200℃を下回る。

(添付資料 3.1.2.8)

第 3.1.2-4 図及び第 3.1.2-6 図に示すとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の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、第 3.1.2-10 図及び第 3.1.2-11 図に示すとおり、90 分後に開始する代替循環冷却系の運転により、格納容器除熱を行うことによって、格納容器圧力及び雰囲気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。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず、格納容器圧力逃がし装置を使用することなく、格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。なお、格納容器内の酸素濃度上昇により、長期的には格納容器圧力逃がし装置を用いて可燃性ガスを排出する。

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放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとん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すると考えられるためである。原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の漏えい量については約 7.5TBq（事象発生 7 日間）であり、評価項目である 100TBq を下回る。また、事象発生からの 7 日間以降、Cs-137 の放出が継続した場合の放出量評価を行った結果、約 7.5TBq（30 日間）及び約 7.5TBq（100 日間）であり、いずれの場合も 100TBq を下回る。なお、放出量評価においては、原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び除去効果を保守的に考慮しておらず、これらの効果を考慮した場合、放出量は小さくなる。

(添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5)

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(1)から(3)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、ジルコニウム-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、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、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 3.1.2.7, 3.1.2.9, 3.1.2.10, 3.1.3.13)

### 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。

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）」（代替循環冷却系を使用する場合）では、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、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替高圧電源装置による緊急母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作、可搬

型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作とする。

(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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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、大破断LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を行う手順となっており、燃料被覆管温度等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、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認しており、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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・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解析コードS A F E Rの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードM A A Pの評価結果の方が大きく、解析コードS A F E Rに対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードS A F E Rの評価結果との差異は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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、大破断L O C Aが発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作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運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はH D R実験解析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を確認しているが、B W Rの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては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雰囲気温度の傾向を適切に再現できており、本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさ

においては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さい。本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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T M I 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響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。

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F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはP H E B U S - F P 実験解析により原子炉圧力容器内へのF P 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。P H E B U S - F P 実験解析では、燃料被覆管破裂後のF P 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推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内F P 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。

炉心損傷後の格納容器における格納容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはA B C O V E 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。本

評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の格納容器内FP挙動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 3.1.2.11)

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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が大きく、解析コードSAFERに対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起

因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認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雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、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T M I 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており、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ない。

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F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはP H E B U S - F P 実験解析により原子炉圧力容器内へのF P 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。P H E B U S - F P 実験解析では、燃料被覆管破裂後のF P 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推定される。本評価事故シナリオでは、代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の格納容器における格納容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはA B C O V E 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。本評価事故シーケンスでは、代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから、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 3.1.2.11)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 3.1.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう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  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サ

プレッション・チェンバ) の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及び格納容器雰囲気温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、E x c e s s i v e L O C Aを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施すること）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。

機器条件の低圧代替注水系（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（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位を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。

機器条件の代替循環冷却系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の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。

機器条件の緊急用海水系は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなる。本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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。

機器条件の可搬型窒素供給装置は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には窒素温度が上昇するため格納容器雰囲気温度が上昇する可能性がある。本評価事故シナリオでは、格納容器雰囲気温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時に与える影響はない。

(添付資料 3.1.2.11)

(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  $33\text{GwD/t}$  に対して最確条件は燃焼度  $33\text{GwD/t}$  以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GwD/t}$  の場合は、解析条件と最確条件は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。また、燃焼度  $33\text{GwD/t}$  未満の場合は、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は代替格納容器スプレー冷却系及び代替循環冷却系により抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及び格納容器雰囲気温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、E x c e s s

i v e L O C A を考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 L O C A の場合と同程度であり，第 3.1.2-16 図及び第 3.1.2-17 図に示すとおり，格納容器圧力及び温度は，それぞれ評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa [gage]) 及び 200°C を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の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系は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の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。

機器条件の緊急用海水系は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくことから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の可搬型窒素供給装置は，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合には窒素温度が上昇するため格納容器雰囲気温度が上昇する可能性がある。窒素注入は事象発生から約 84 時間後に開始するため，代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作によって格納容器雰囲気は除熱されており，窒素温度は格納容器雰囲気温度よ

りも低いことから、窒素注入によって格納容器雰囲気温度が上昇することはなく、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 3.1.2.11, 3.1.2.12)

## 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高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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 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、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作は、解析上の運転開始時間として事象発生から 90 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、代替循環冷却系運転は事象発生 90 分後に開始することとしているが、時間余裕を含めて設定されているため運転員等操作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、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定し

たものであり、緊急用海水系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作時間も早まる可能性があり、代替循環冷却系の運転開始時間も早まるが、その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。

操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約 84 時間後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol%（ドライ条件）到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約 62 時間後）に開始するため、十分な時間余裕があることから、操作開始時間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。

（添付資料 3.1.2.11）

(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高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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、実際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。

操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、緊急用海水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

容器圧力及び雰囲気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。

操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約 84 時間後を想定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol%（ドライ条件）到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約 62 時間後）に開始するため、十分な時間余裕があることから、操作開始時間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。

（添付資料 3.1.2.11）

### (3) 操作時間余裕の把握

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

第 3.1.3-16 図から第 3.1.3-18 図に示すとおり、操作条件の常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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 50 分後（操作開始時間の 25 分の遅れ）までに常設代替高圧電源装置からの受電操作を行い、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価

項目を満足する結果となり、時間余裕がある。

操作条件の緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作については、緊急用海水系による冷却水（海水）の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作開始までの時間は操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定したものであり、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、格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa [gage]）に到達するまでの時間は事象発生約 14 時間後であり、約 12 時間の余裕があることから、時間余裕がある。

操作条件の可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作は、格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol%（ドライ条件）到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol%（ドライ条件）到達時（事象発生から約 62 時間後）に開始するため、十分な準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 3.1.2.11, 3.1.3.8）

#### (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。このほか、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、重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」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」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 2 名であり、参集要員の 72 名に含まれることから対処可能である。

##### (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、以下のとおりである。

###### a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 400m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>の水を保有していることから、水源が枯渇することはないと見られ、7 日間の対応が可能である。

代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作については、サプレッション・プールを水源とすることから、水源が

枯渇することはなく、7日間の対応が可能である。

(添付資料 3.1.2.13)

#### b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給の継続が可能である。

可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入について、事象発生直後から7日間の可搬型窒素供給装置の運転を想定すると、約18.5kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、可搬型窒素供給装置による7日間の格納容器内への窒素注入の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。

(添付資料 3.1.2.14)

#### c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約2,413kWであるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の連続定格容量は5,520kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれている。

可搬型窒素供給装置の窒素供給装置用電源車については、窒素供給装置に対しての電源供給が可能である。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.2.15)

### 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、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、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することによって、格納容器圧力及び温度が上昇し、格納容器の過圧・過温により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「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、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備している。また、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による原子炉注水手段並びに格納容器減圧及び除熱手段、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入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 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」について、代替循環冷却系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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）によ

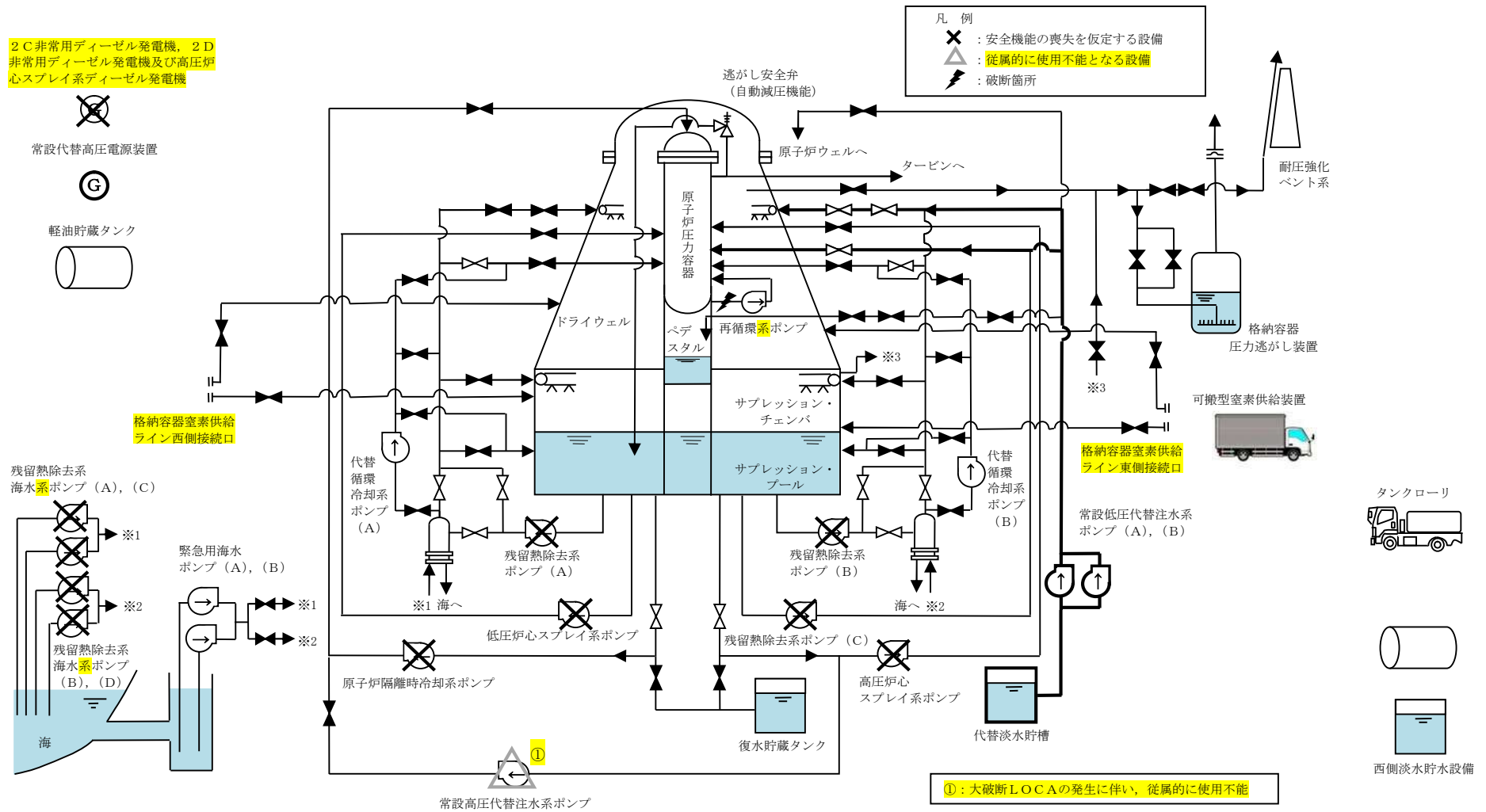
る格納容器冷却、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作を実施することで、格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果、格納容器圧力逃がし装置を使用せず、ジルコニウム-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、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

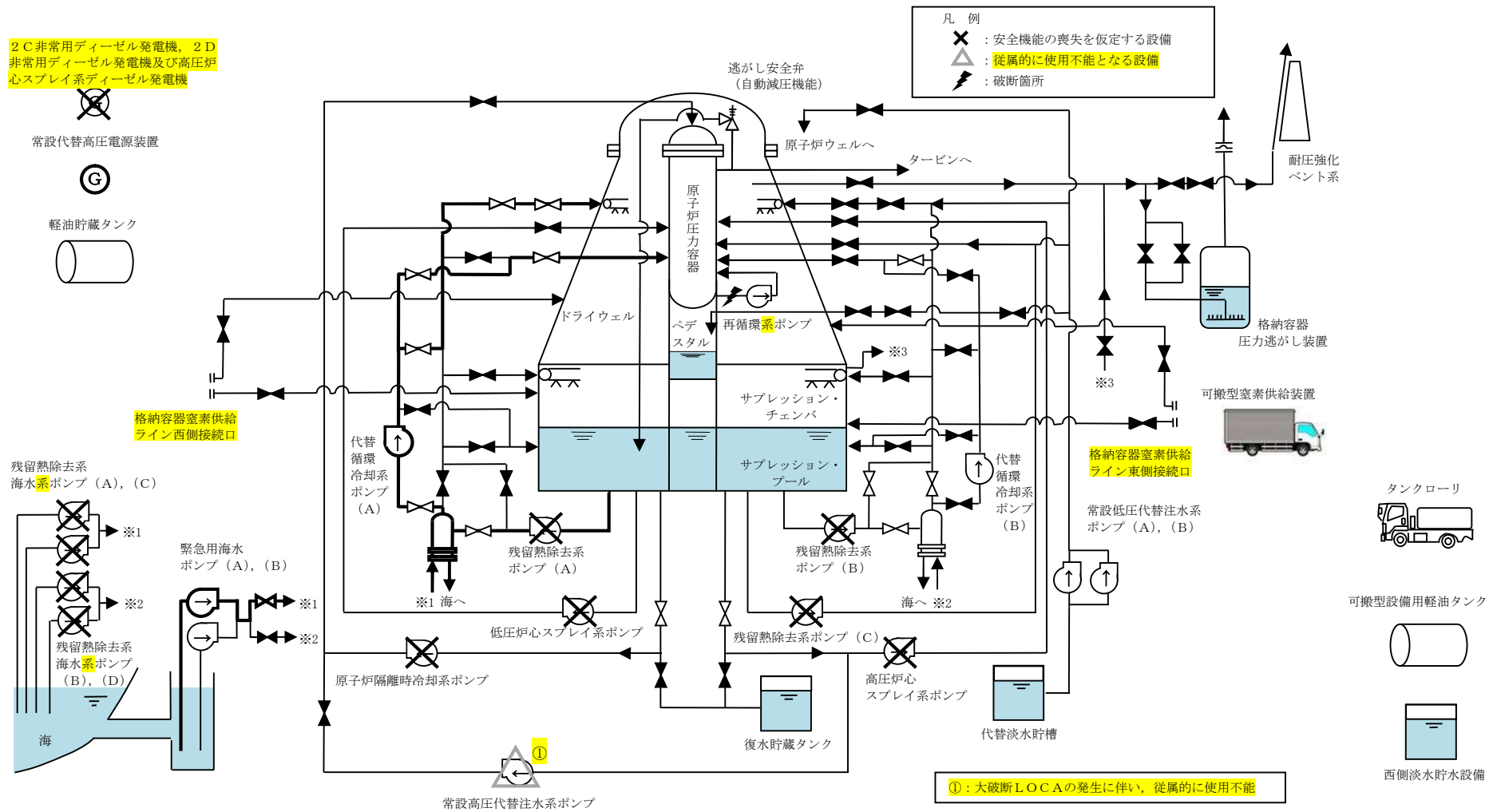
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

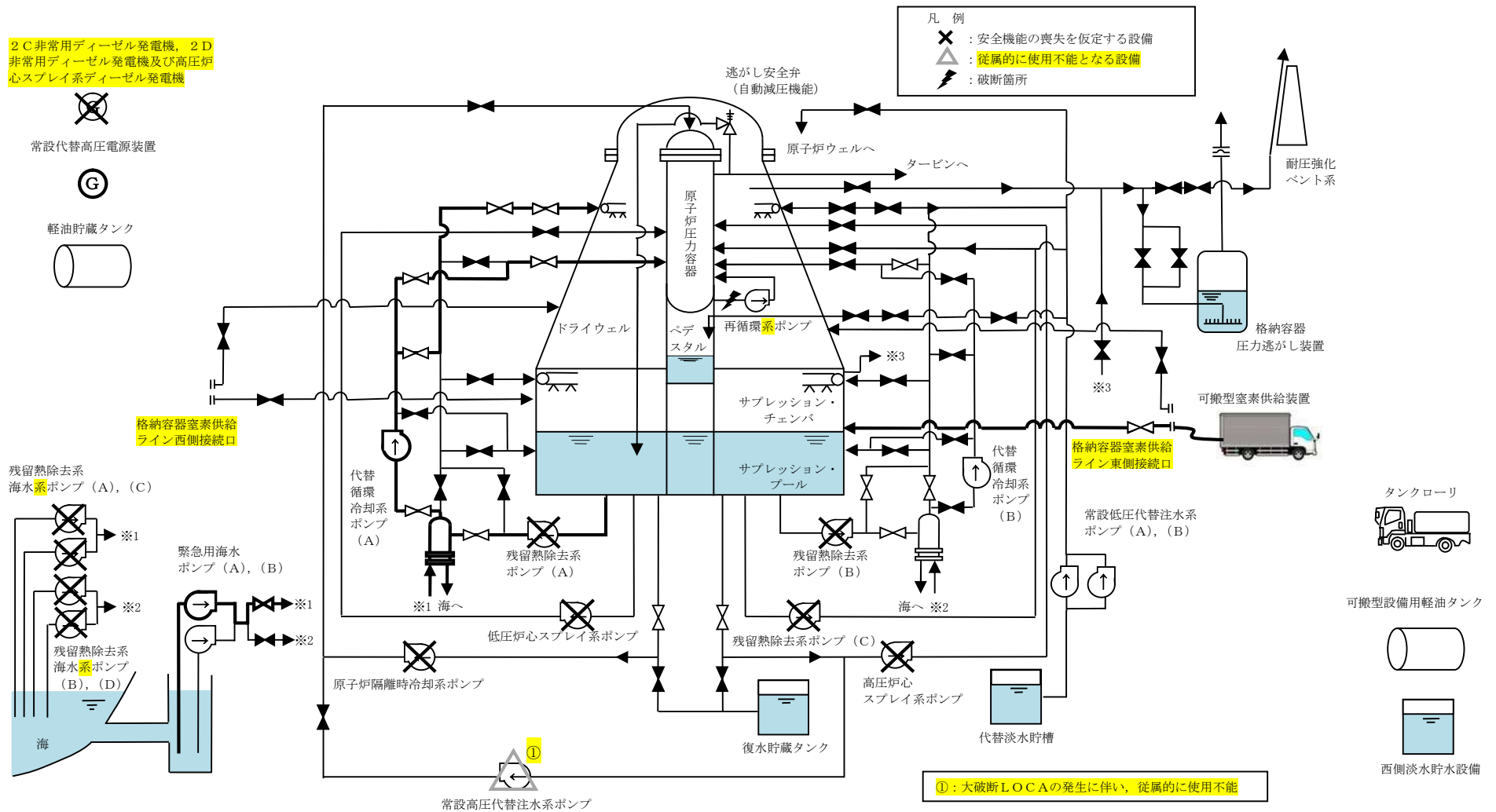
以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却、代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入手段の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。



第3.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（1/3）  
 （低压代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）

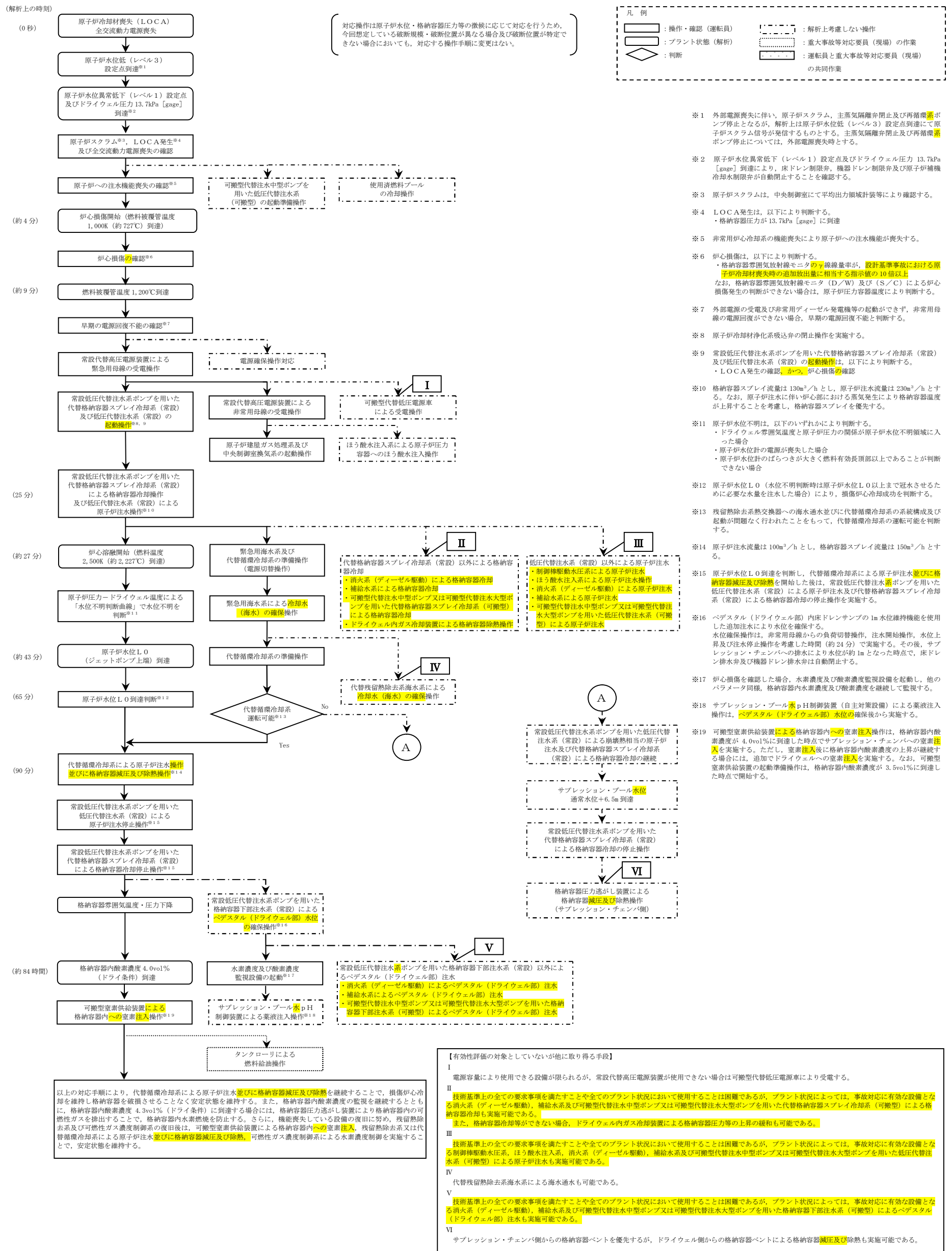


第 3.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）(2/3)  
 （代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱段階）



第3.1.2-1図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（3/3）

（代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入段階）



第 3.1.2-2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) 」の対応手順の概要 (代替循環冷却系を使用する場合)



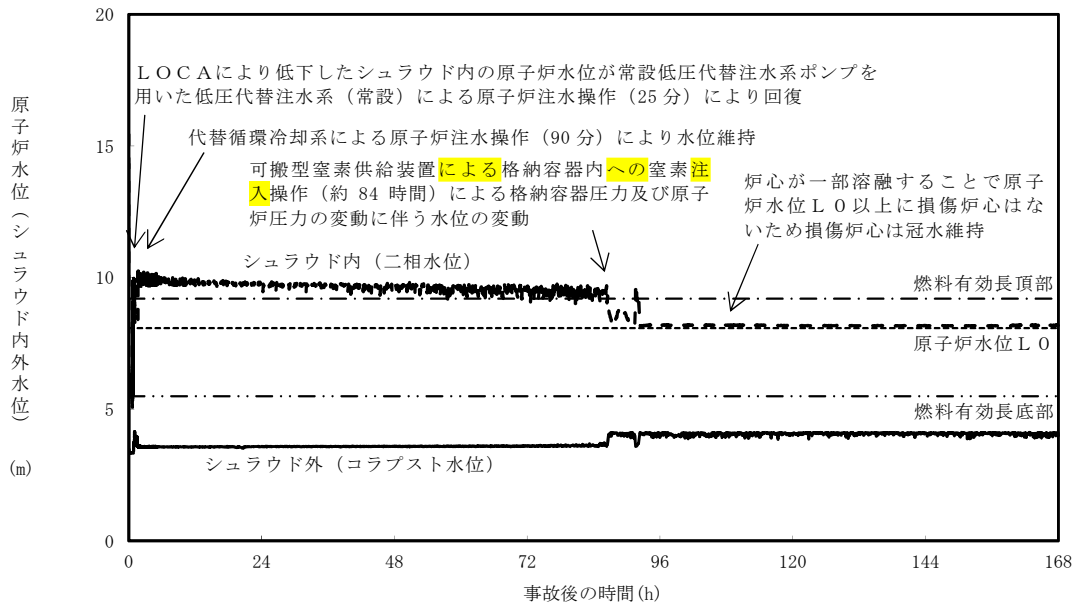
				経過時間（分）											備考						
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150			
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容 △ 事象発生 △ 原子炉スクラム △ 約4分 炉心損傷開始（燃料被覆管温度1,000K到達） △ 約9分 燃料被覆管温度1,200℃到達 △ プラント状況判断 △ 25分 格納容器冷却及び原子炉注水開始 △ 約27分 炉心熔融開始（燃料温度2,500K到達） △ 65分 原子炉水位LO到達判断 △ 2時間 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動による負圧達成																	
	責任者	当直発電長	1人																中央監視 運転操作指揮		
	補佐	当直副発電長	1人																運転操作指揮 補佐		
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	1人																初期での指揮 発電所内外連絡		
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等 対応要員 (現場)																		
状況判断	2人 A, B	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉スクラムの確認</li> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●LOC発生の確認</li> <li>●再循環ポンプ停止の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認</li> <li>●原子炉への注水機能喪失の確認</li> <li>●炉心損傷の確認</li> </ul>																
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	1分	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）																
	【1人】 B	-	-	2分	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）																
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作															適宜実施	解析上考慮しない	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	4分	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作																
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 B	-	-	4分	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替注水系（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（常設）による格納容器冷却に必要な負荷の電源切替操作																
	【1人】 A	-	-	2分	●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作																
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	3分	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作																
	【1人】 A	-	-	6分	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作															原子炉注水及び格納容器冷却開始後、適宜状態監視	
緊急用海水系による海水通水（海水）の確保操作	【1人】 A	-	-	4分	●緊急用海水系による海水通水に必要な負荷の電源切替操作																
				20分	●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作															海水通水開始後、適宜状態監視	
代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作	【1人】 A	-	-	6分	●代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱に必要な負荷の電源切替操作																
				35分	●代替循環冷却系による原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱の系統構成操作及び起動操作															格納容器除熱開始後、適宜状態監視	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベダスタル（ドライウェル部）水位の確保操作	【1人】 A	-	-	4分	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベダスタル（ドライウェル部）注水に必要な負荷の電源切替操作																
				20分	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベダスタル（ドライウェル部）水位の確保操作															水位確保後、適宜状態監視	
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	【1人】 A	-	-	8分	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作															適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視	通常運転時は外部電源で常時脱気状態であり、交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後、脱気が自動的に開始される
サブプレッション・プール水dH制御装置による薬液注入操作	【1人】 A	-	-	15分	サブプレッション・プール水dH制御装置による薬液注入操作															解析上考慮しない	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	35分	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)																
	-	2人 C, D	-	75分	●非常用母線の受電準備操作(現場)																
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	8分	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作																
				5分	●非常用母線の受電操作																
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	【1人】 B	-	-	5分	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作																
				6分	●中央制御室換気系の起動操作															起動操作実施後、適宜状態監視	
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	【1人】 B	-	-	2分	●ほう酸水注入系の起動操作																
					●ほう酸水注入系の注入状態監視															ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視	解析上考慮しない

第 3.1.2-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）

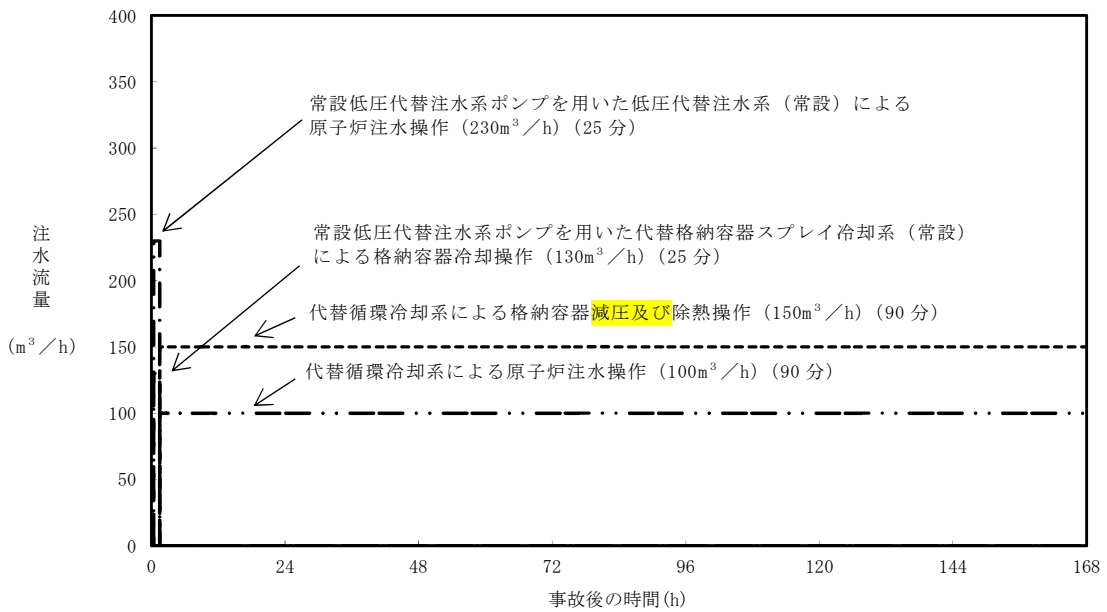
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（時間）																	備考		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		12	24	36	48	60	72	84	96	108	120	132	144	156	168	180					
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施																		解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	15分																		解析上考慮しない 25時間までに実施する	
可搬型窒素供給装置による格納容器内の窒素注入操作	-	-	【6人】 c~h	●可搬型窒素供給装置の移動、接続操作及び起動操作	170分																		炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を行う	
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型窒素供給装置への給油操作	180分																		可搬型窒素供給装置起動後、適宜状態監視	
						90分																		タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する
必要要員合計	2人 A, B	2人 C, D	10人 a~j 及び参集2人																				適宜実施	

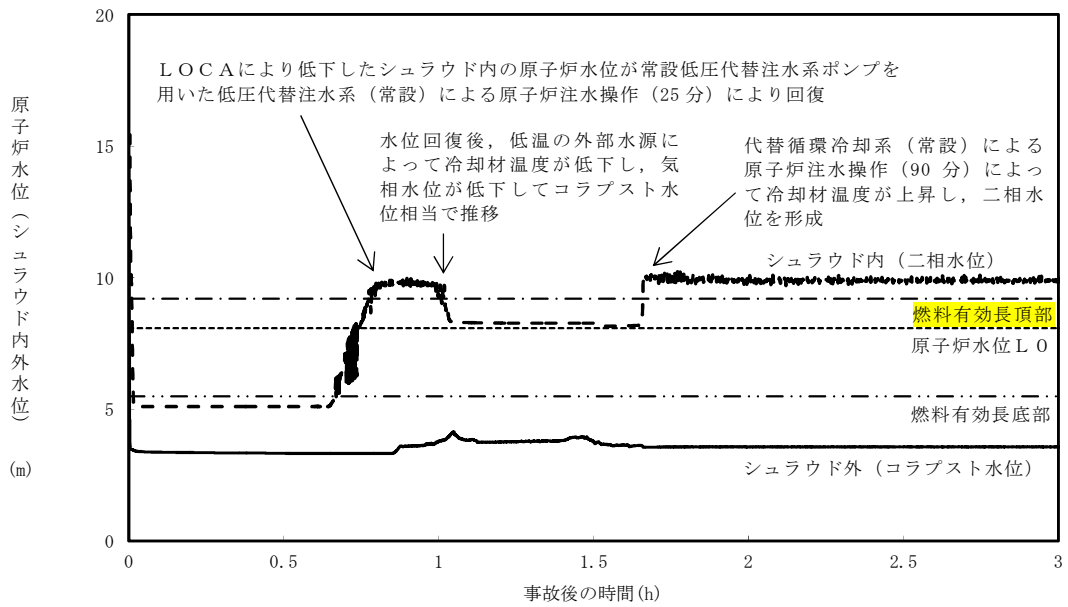
第 3.1.2-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）



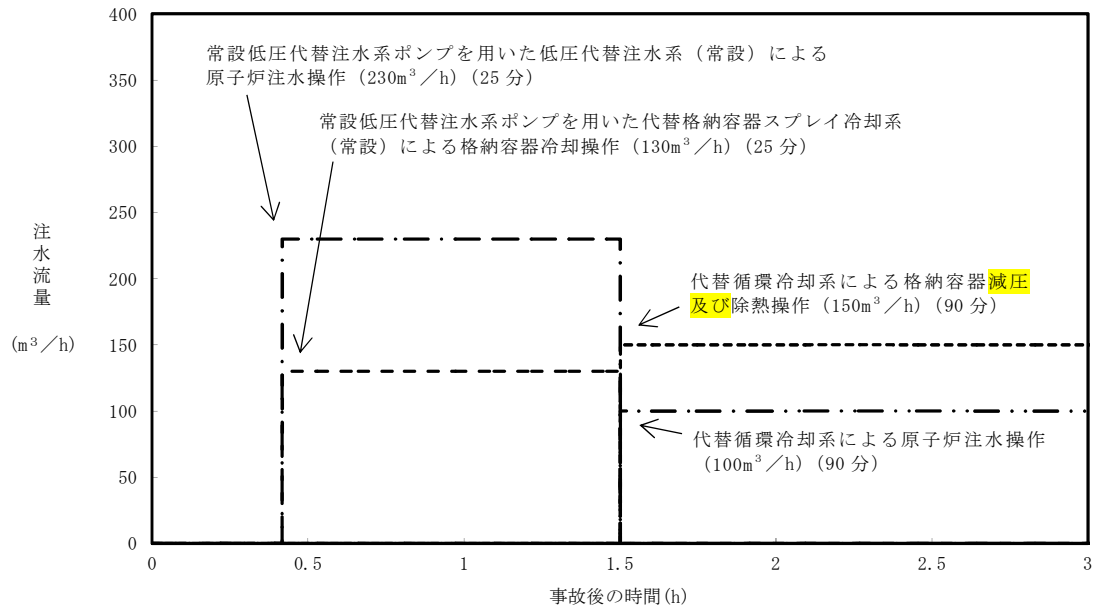
第 3.1.2-4 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



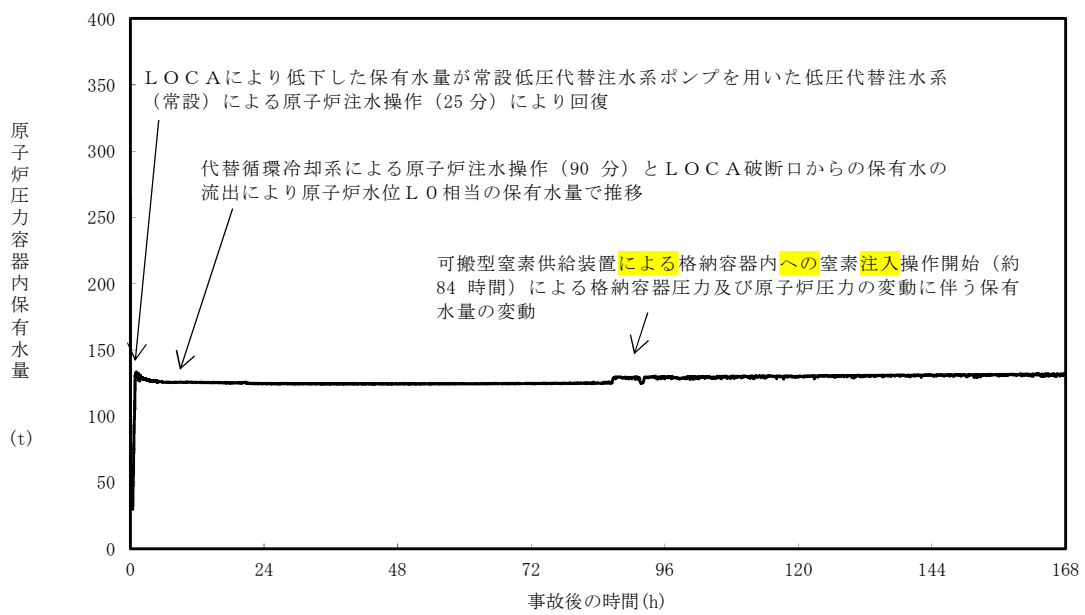
第 3.1.2-5 図 注水流量の推移



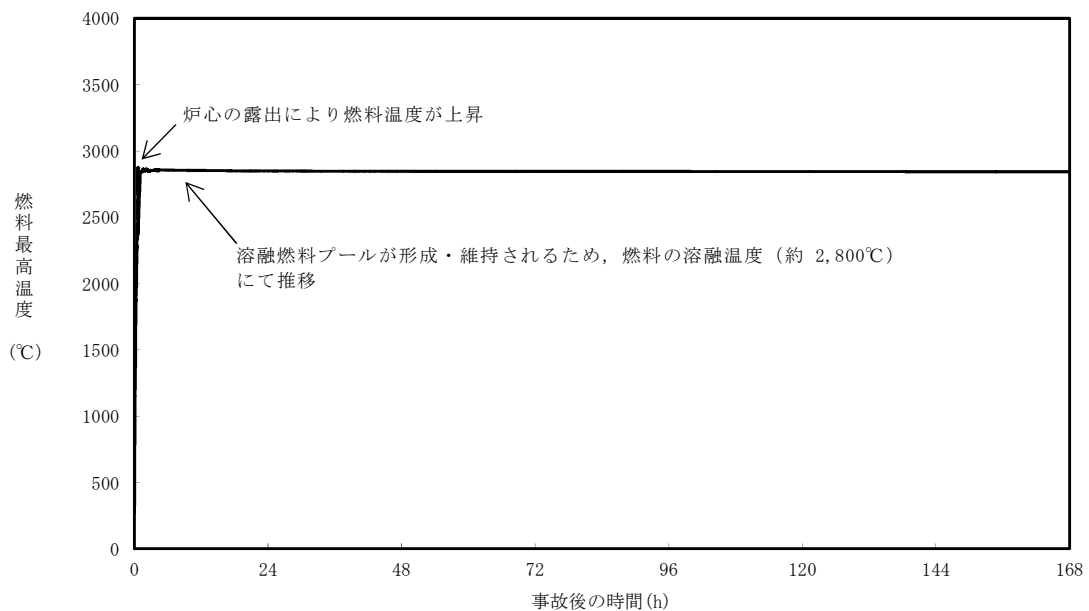
第 3.1.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (~3 時間)



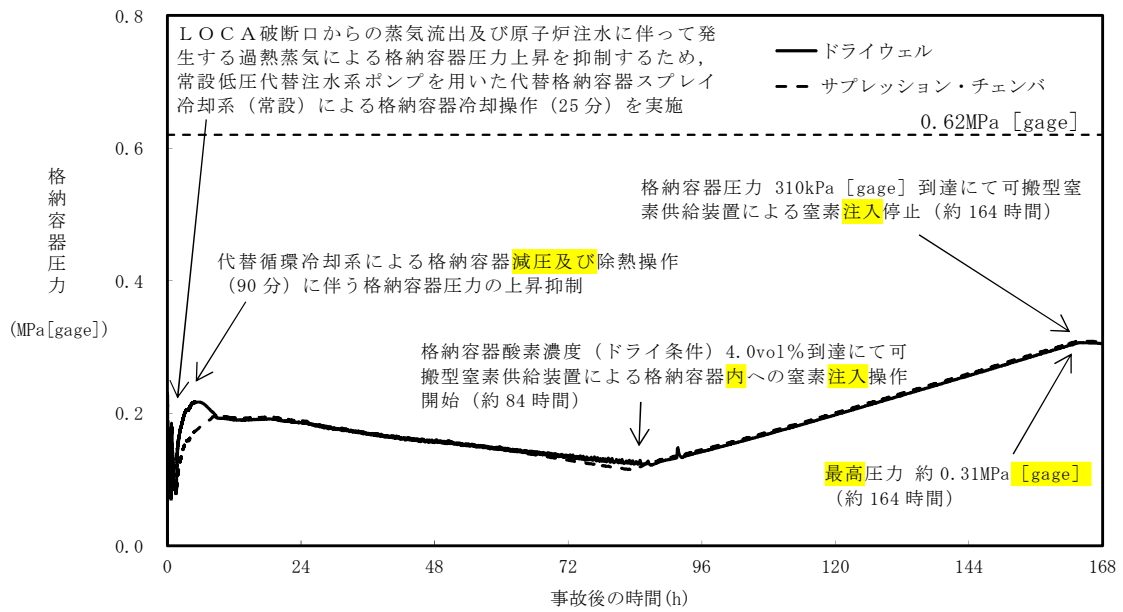
第 3.1.2-7 図 注水流量の推移 (~3 時間)



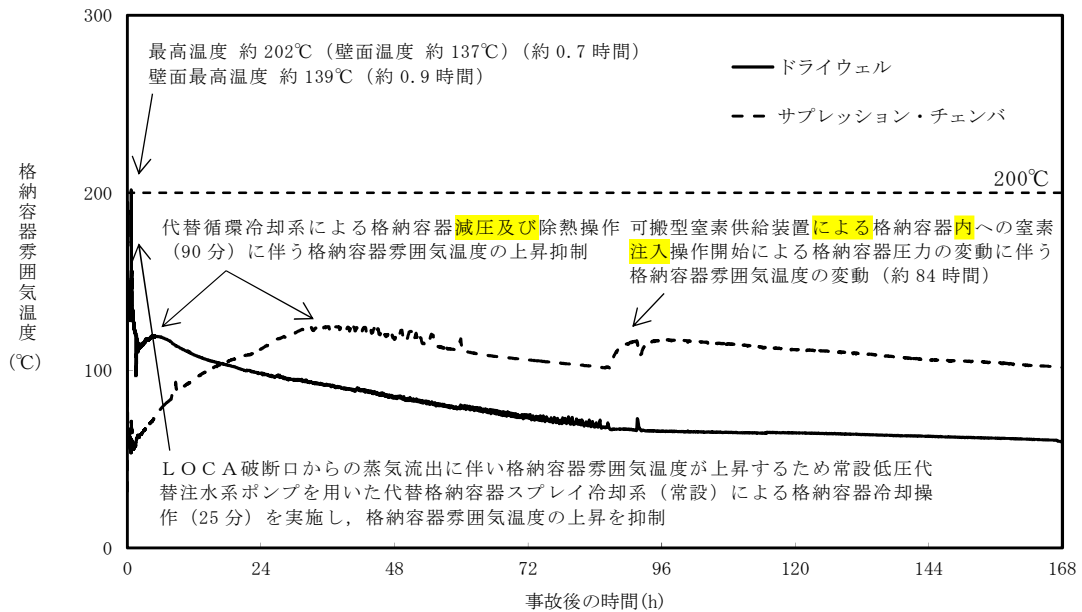
第 3.1.2-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



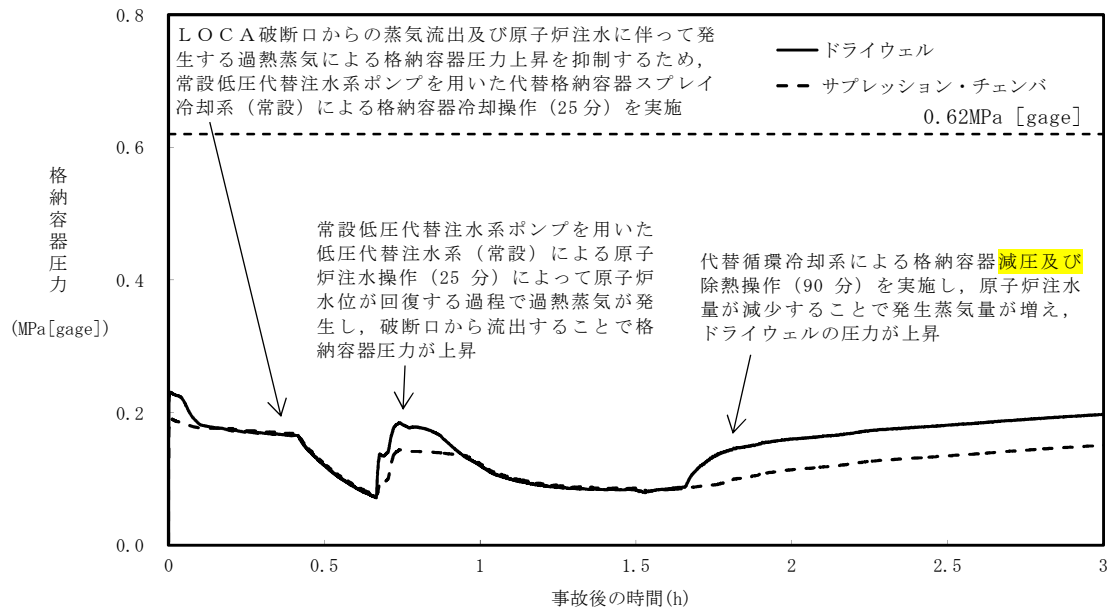
第 3.1.2-9 図 燃料最高温度の推移



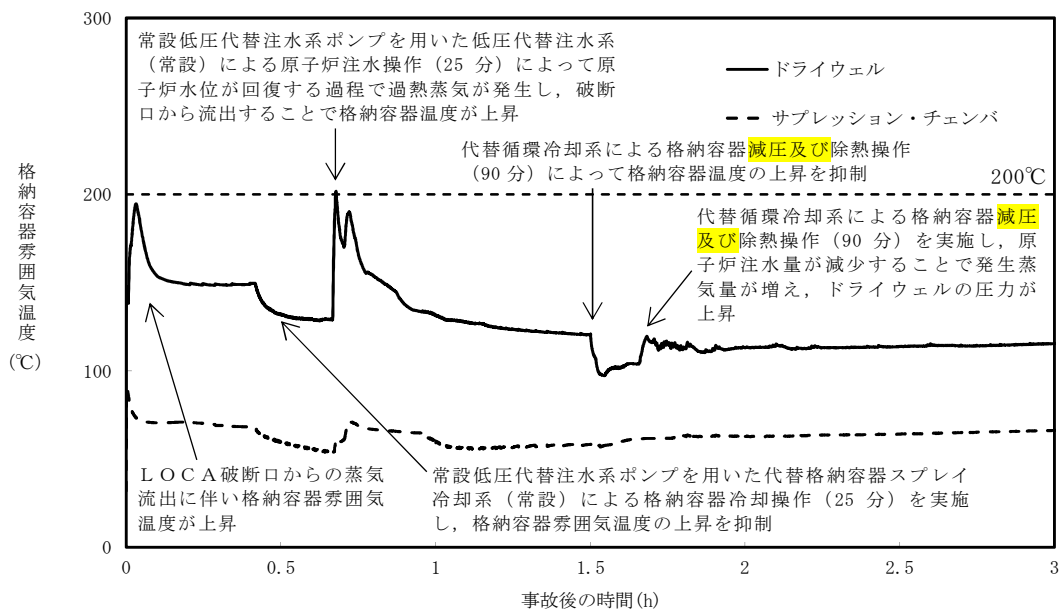
第 3.1.2-10 図 格納容器圧力の推移



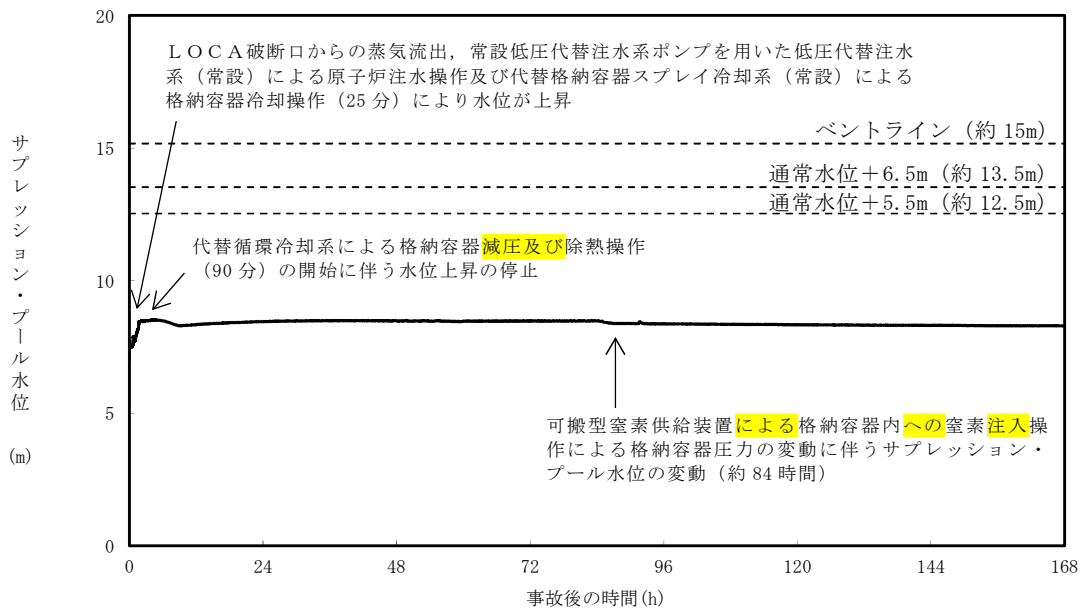
第 3.1.2-11 図 格納容器雰囲気温度の推移



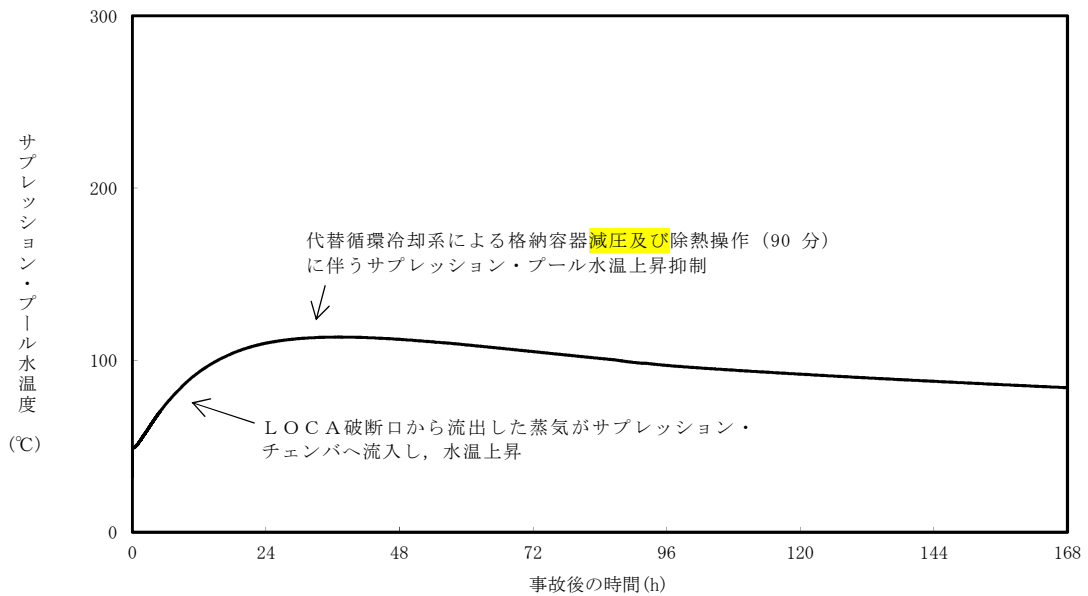
第 3. 1. 2-12 図 格納容器圧力の推移（～3 時間）



第 3. 1. 2-13 図 格納容器雰囲気温度の推移（～3 時間）

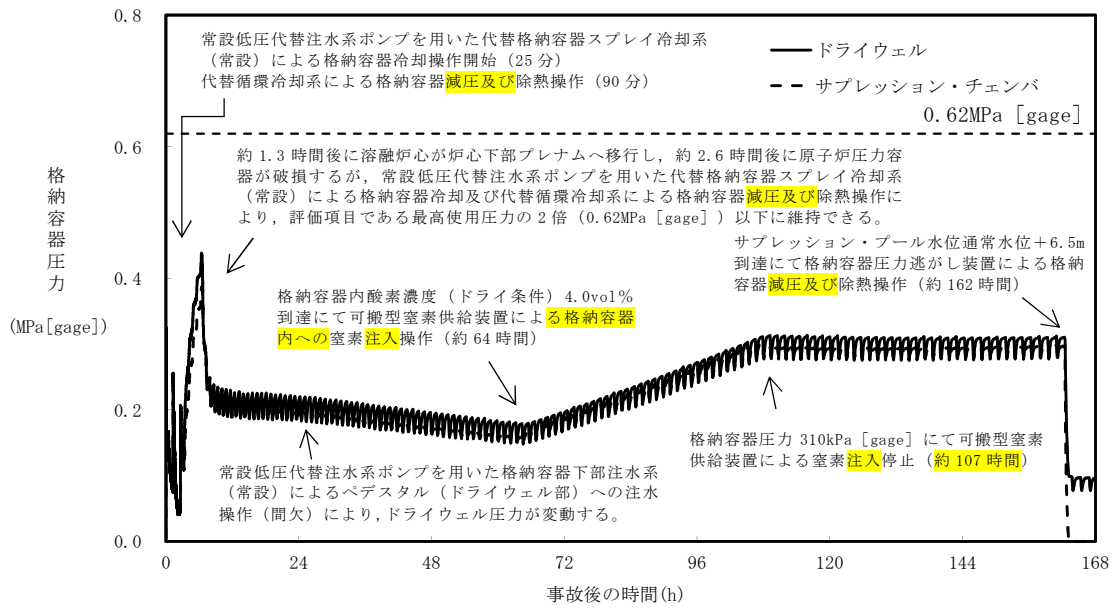


第 3.1.2-14 図 サプレッション・プール水位の推移

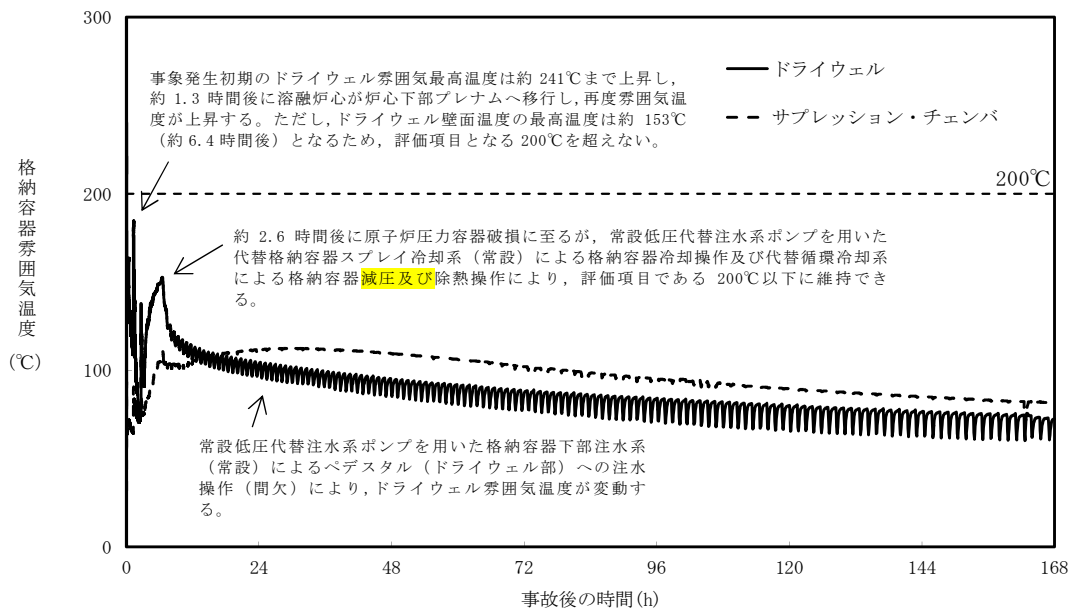


第 3.1.2-15 図 サプレッション・プール水温度の推移





第 3.1.2-16 図 Excessive LOCA の発生を考慮した場合の  
格納容器圧力の推移



第 3.1.2-17 図 Excessive LOCA の発生を考慮した場合の  
格納容器雰囲気温度の推移

第 3.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 （代替循環冷却系を使用する場合）（1/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，L OCA発生及び全交 流動力電源喪失の確 認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 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。</li> <li>・ 主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環系ポンプが停止したことを確認する。</li> <li>・ 格納容器圧力が 13.7kPa [gage] に到達したことによりLOCAが発生したことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* 緊急用M/C電圧 ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
原子炉への注水機能 喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉隔離時冷却系系統流量*
炉心損傷の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニターγ線線量率が，設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の10倍以上となった場合とする。</li> </ul>	—	—	格納容器雰囲気放射線モニター (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニター (S/C)
早期の電源回復不能 の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。</li> <li>・ 中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。</li> <li>・ 以上により，早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	—	—	—

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
（代替循環冷却系を使用する場合）（2/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C電圧
	<ul style="list-style-type: none"> <li>緊急用母線を受電を確認後，原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	—	低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 代替淡水貯槽水位
	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始した後，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	—	低圧代替注水系格納容器スプレィ流量 ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 代替淡水貯槽水位
	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却材喪失により，ドライウエル雰囲気温度の指示が原子炉圧力の飽和温度を超える場合は水位不明と判断し，原子炉底部から原子炉水位L0まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し，原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） ドライウエル雰囲気温度
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。</li> <li>外部電源の機能回復操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—

□：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
（代替循環冷却系を使用する場合）（3/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水 中型ポンプを用 いた低圧代替注 水系（可搬型） の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
常設代替高圧電 源装置による非 常用母線の受電 操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧*
原子炉建屋ガス 処理系及び中央 制御室換気系の 起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。</li> </ul>	中央制御室換気系* 非常用ガス処理系* 非常用ガス再循環系*	—	—
ほう酸水注入系 による原子炉圧 力容器へのほう 酸水注入操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。</li> </ul>	ほう酸水注入系*	—	ほう酸水注入ポンプ 吐出圧力*
緊急用海水系に よる冷却水（海 水）の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始後、中央制御室にて非常用母線の負荷となっている緊急用海水系及び代替循環冷却系の弁を対象に、緊急用母線から電源が供給されるよう電源切り替え操作を実施する。</li> <li>中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプを起動し、緊急用海水系に海水を通水する。</li> </ul>	緊急用海水ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用海水系流量 （残留熱除去系熱交 換器）

■：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
（代替循環冷却系を使用する場合）（4/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作	・緊急用海水系に海水を通水した後、中央制御室からの遠隔操作により代替循環冷却系ポンプを起動することで、原子炉注水並びに格納容器減圧及び除熱を実施する。	代替循環冷却系ポンプ サプレッション・チェンバ* 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作	・代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	格納容器内水素濃度（SA） 格納容器内酸素濃度（SA）
サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入操作	・水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサプレッション・プール水 pH 制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。	—	—	—

□：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.2-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 （代替循環冷却系を使用する場合）（5/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却操作	・代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。	—	—	—
可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	・格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達した場合、可搬型窒素供給装置を用いて格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	—	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度（S A）
タンクローリによる燃料給油操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型窒素供給装置に燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

■：有効性評価上考慮しない操作

第 3.1.2-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用する場合）（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa [gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	燃料	9×9燃料（A型）	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料（A型）を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33Gwd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33Gwd/t以下となるよう燃料を配置する。）
	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定
	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	

第 3.1.2-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用する場合）（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・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa (ドライウェル-サプレッション・チェンバ間差圧)	設計値を設定
	外部水源の温度	35℃	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	ペDESTAL（ドライウェル部）のプール水	考慮しない	ペDESTAL（ドライウェル部）には通常運転時からプール水が存在するが、格納容器の熱容量に寄与することから、格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として、ペDESTAL（ドライウェル部）のプール水を考慮しない



第 3.1.2-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用する場合）（3/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起因事象	大破断 L O C A 再循環系配管（出口ノズル）の破断	原子炉压力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、原子炉压力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環系配管（出口ノズル）における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考慮し設定
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包括する条件として、機器条件に示すとおり設定
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び雰囲気温度に与える影響が軽微であることから考慮していない
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号にてスクラムするものとして設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定

第 3.1.2-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用する場合）（4/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧代替注水系（常設）	注水流量：230m <sup>3</sup> /h（一定）	炉心冷却の維持に必要な流量として設定
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	スプレイ流量：130m <sup>3</sup> /h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペDESTAL（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない。
代替循環冷却系	総循環流量：250m <sup>3</sup> /h ・150m <sup>3</sup> /hの流量で格納容器へスプレイ及び100m <sup>3</sup> /hの流量で原子炉へ注水	炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定
緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW （サプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
可搬型窒素供給装置	総注入流量：200m <sup>3</sup> /h ・窒素198m <sup>3</sup> /h ・酸素2m <sup>3</sup> /h 温度：30℃	総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 温度は気象条件を考慮して設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第 3.1.2-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用する場合）（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	常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から 25 分後	常設代替高压電源装置，常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低压代替注水系（常設）の準備に要する時間を考慮して設定
	緊急用海水系による冷却水（海水）確保操作並びに代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作	事象発生から 90 分後	緊急用海水系及び代替循環冷却系の準備に要する時間を考慮して設定
	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達時	格納容器内酸素濃度がベント基準である 4.3vol%（ドライ条件）到達を防止する観点で設定

## 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について

炉心損傷後における重大事故等対処設備による注水や除熱の考え方を以下に示す。

## 1. 期待する重大事故等対処設備について

非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失し炉心損傷に至った場合、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）及び代替循環冷却系の機能に期待し、炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止を図る手順としている。これらの系統の主な特徴を第1表に示す。

第1表 注水及び除熱手段の特徴（重大事故等対処設備）

系統	注水先	ポンプ	水源
低圧代替注水系（常設）	原子炉圧力容器	常設低圧代替注水系ポンプ	代替淡水貯槽
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	ドライウエル		
格納容器下部注水系（常設）	ペDESTAL（ドライウエル部）		
代替循環冷却系	原子炉圧力容器	代替循環冷却系ポンプ	サブプレッション・プール
	ドライウエル		
	サブプレッション・プール		

常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統は、補機系を持たない独立した系統であり事故後早期に使用可能であるが、代替淡水貯槽を水源としており格納容器内へ外部から水を持ち込むため、継続して使用するとサブプレッション・プール水位が上昇し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の実施時期を早めることとなる\*。

一方、代替循環冷却系は補機系の起動を要するため、常設低圧代替注水系

ポンプを用いた系統に比べて起動に時間を要するが、サブプレッション・プールを水源としており外部からの水の持ち込みは生じない。

上記の特徴を踏まえ、事象発生初期の原子炉への注水は常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用することとし、その後、外部からの水の持ち込みを抑制し、サブプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器減圧及び除熱の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するため、代替循環冷却系が使用可能となった段階で代替循環冷却系に切り替える手順とする。ただし、代替循環冷却系の運転時において、格納容器圧力・温度の上昇により追加の格納容器の冷却が必要な場合には、一時的に常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用する手順とする。

※ 格納容器圧力逃がし装置におけるサブプレッション・チェンバ側のベント配管の水没を防止する観点から、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した時点で、外部水源による水の持ち込みを制限した上で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施する手順としている。

## 2. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損前後の注水及び除熱の考え方

### (1) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統

#### a. 炉心損傷後の対応について

炉心損傷を判断した後は、補機系が不要であり短時間で注水が可能な低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する手順としている。また、原子炉注水ができない場合においても、注水手段の確保に努めることとしている。したがって、炉心損傷前後ともに原子炉注水を実施する対応方針に違いはないが、事象進展の違いによって以下の異なる手順となる。

- ① L O C A 時に炉心が損傷した場合は、ヒートアップした炉心へ原子炉注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸気がドライウエルに直接放出されドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇する。そこで、格納容器の健全性を確保するために、L O C A の判断（ドライウエル圧力 13.7kPa [gage] 以上）及び炉心損傷の判断（格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）又は（S/C）の  $\gamma$  線線量率が、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上）により、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作と代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレー）を同時に実施する。この場合、原子炉注水により過熱蒸気が発生することから、先行して常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレー）を実施し、その後常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することで、ドライウエルスプレーを実施している状態で原子炉へ注水する手順とする。
- ② L O C A 時に炉心が損傷して原子炉注水が実施できない場合は、いずれは溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行に伴う原子炉圧力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウエルに放出され、ドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇することを踏まえて、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレー）を実施する手順とする。ただし、実際の操作としては、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレー）を実施後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧

代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することから、炉心損傷の判断後にドライウェルスプレイをする手順は①と同様である。

b. 原子炉圧力容器破損前の対応について

③通常運転時からペDESTAL（ドライウェル部）水位を約 1m に維持する構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の冷却を考慮し、格納容器下部水位を確実に約 1m 確保するために常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作を実施する手順とする。

c. 原子炉圧力容器破損後短期の対応について

④原子炉圧力容器破損を検知した後は、溶融炉心とペDESTAL（ドライウェル部）に存在する水との相互作用により、ドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇するため、原子炉圧力容器破損を判断した場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施する手順とする。

⑤ドライウェルスプレイを開始した後は、ペDESTAL（ドライウェル部）に落下した溶融炉心の冷却維持のため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）注水操作を実施する手順とする。

d. 本システムの停止及び一時的な運転について

⑥本システムは外部水源を用いた手段であり、本システムの運転継続によりサプレッション・プール水位が上昇する。そこで、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を遅延させる観点から、本システムによる原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を

停止し、代替循環冷却系による原子炉注水操作や格納容器除熱操作（ドライウェルスプレイ）を実施する。

⑦ただし、代替循環冷却系による原子炉注水操作や格納容器除熱操作（ドライウェルスプレイ）を実施する状態において格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する場合には、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を一時的に実施する手順とする。

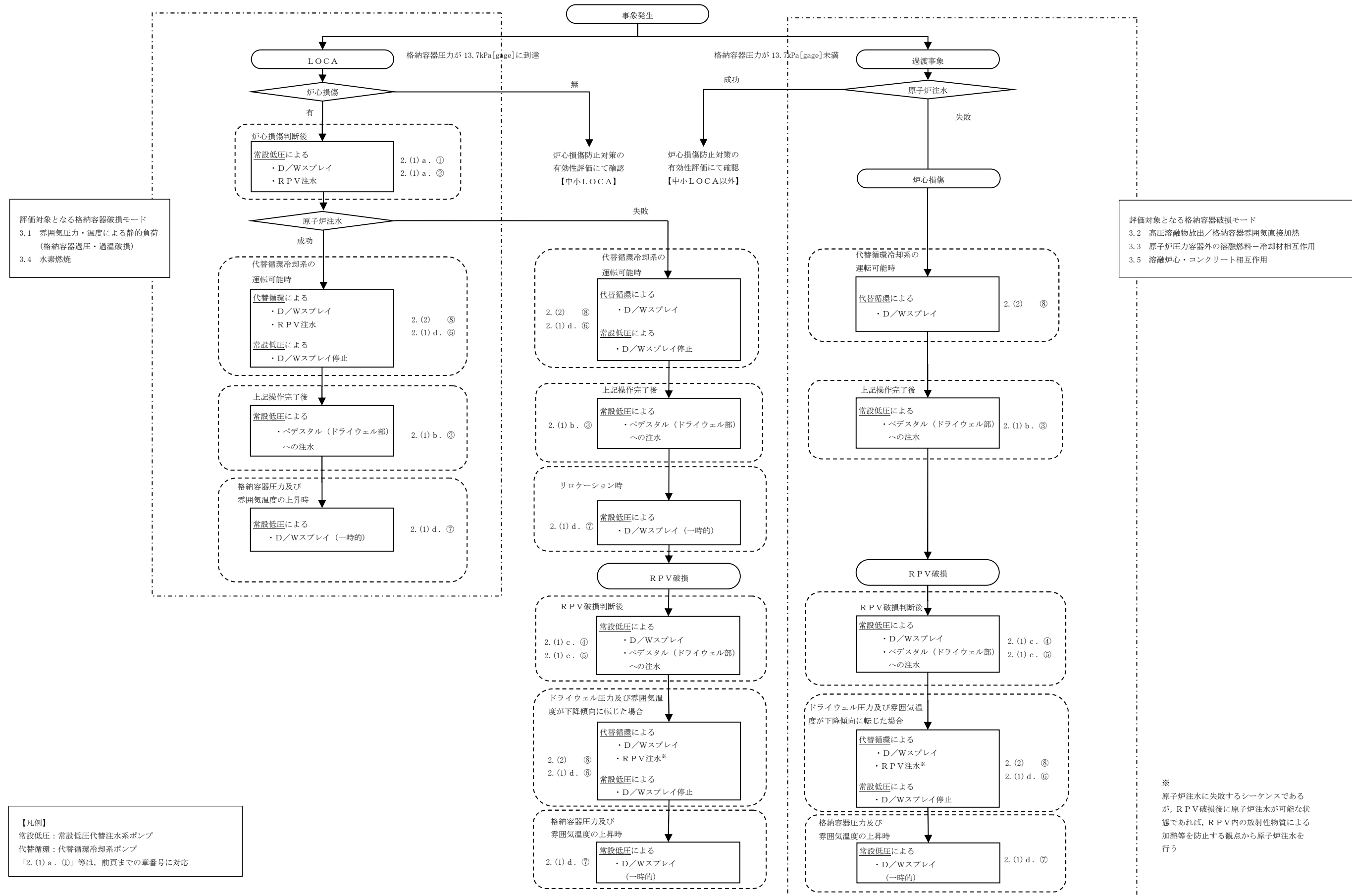
## (2) 代替循環冷却系

⑧代替循環冷却系は残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等の補機系の起動後に期待できる系統であり、 運転開始までに一定の時間を要するが、内部水源であるため本系統の運転継続によりサブプレッション・プール水位は上昇しない。したがって、起動が可能となった時点で本系統を運転開始する手順とし、サブプレッション・プール水位の上昇を抑制しつつ、原子炉注水操作や格納容器除熱操作（ドライウェルスプレイ）を実施することで、損傷炉心の冷却や格納容器の冷却及び除熱を実施することとする。

## 3. 各事象の対応の流れについて

炉心損傷に至る事象としては、起因事象がLOCAの場合と過渡事象の場合で事象進展が異なることが考えられる。また、初期に原子炉注水に成功する場合と成功しない場合においても、事象進展が異なることが考えられる。以上の事象進展の違いを踏まえ、事故対応の流れを第1図に示す。





第1図 事故対応の流れ

## 中央制御室での運転員操作について

## 1. はじめに

重大事故等時において、運転員は中央制御室に配置する制御盤によって、常設重大事故等対処設備の操作を実施する。以下、中央制御室の制御盤の配置等の考え方及び運転員の操作分担について示す。

## 2. 対応操作を踏まえた制御盤の配置と作業分担について

常設重大事故等対処設備の操作のため、中央制御室に常設代替高圧電源装置遠隔操作盤、高圧代替注水系制御盤及びS A監視操作盤を配置する。第 1 図に中央制御室における制御盤の配置図、第 1 表に制御盤の概要を示す。事象発生からの運転員対応として以下の流れを想定しており、常設重大事故等対処設備の操作は②、③にて実施している。運転員 A については主に原子炉側に関連する操作、運転員 B については主に電源関連、主制御盤での操作を担当する。

①事象発生直後のプラント状況の把握や非常用電源確保等の操作（運転員 A，運転員 B）

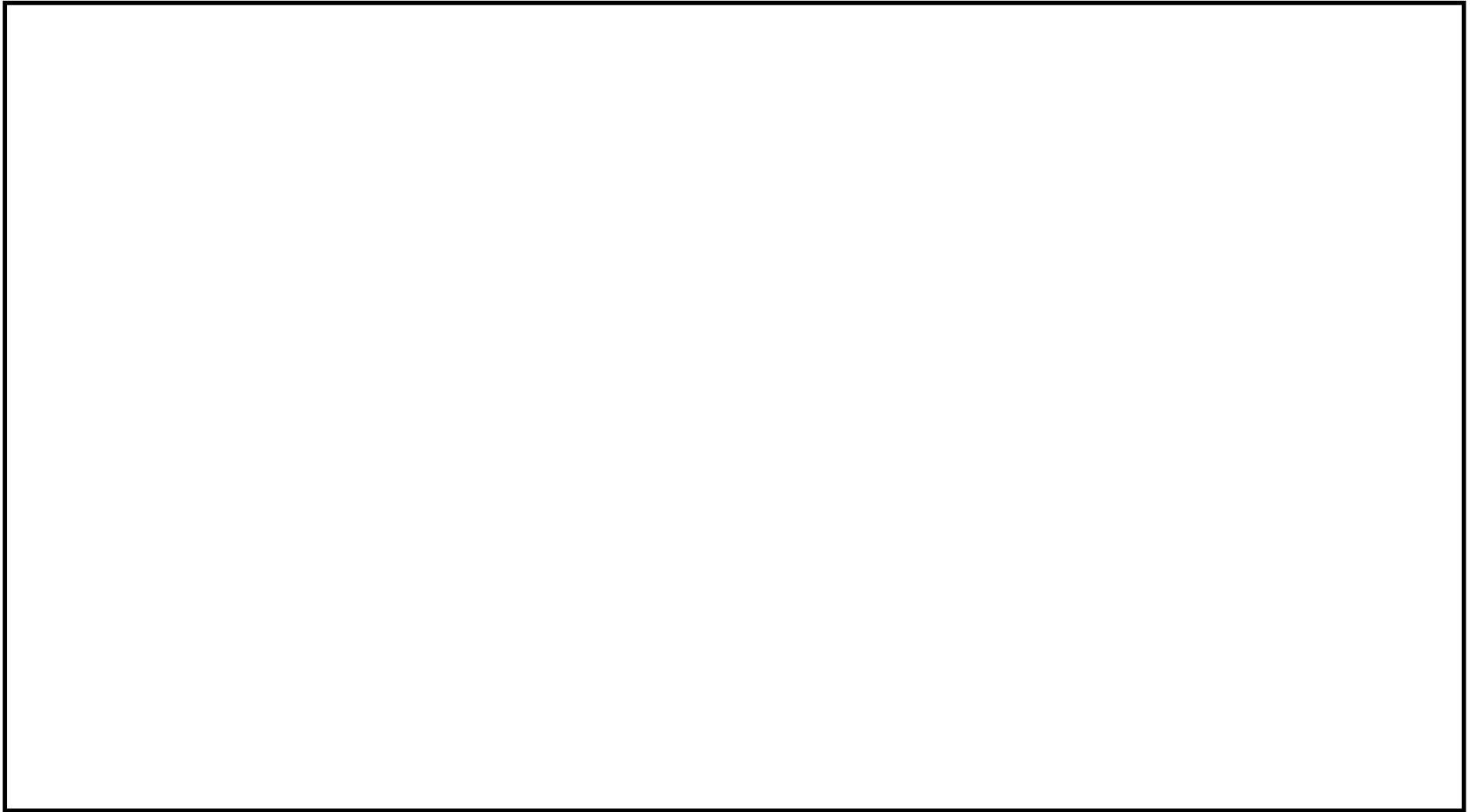
②高圧代替注水系の起動（運転員 A）及び常設代替高圧電源装置の起動（運転員 B）

③ S A 監視操作盤を用いた操作・監視（運転員 A）及びその他の制御盤を用いた操作・監視（運転員 B）

②の高圧代替注水系の起動及び常設代替高圧電源装置の起動については、①により非常用電源の確保や原子炉注水の確保ができないことが確認された場合には、炉心損傷防止のため速やかに実施する必要があることから、2 名

の運転員がそれぞれの起動操作を互いに干渉しないよう、それぞれの盤を独立して配置している。

また、③については、②により高圧代替注水系制御盤での操作が完了（起動できなかった場合を含む）した運転員Aが、引き続き原子炉注水操作等の原子炉側の操作を継続するために、S A監視操作盤により操作・監視を対応することとしている。S A監視操作盤は、タッチパネルから複数の系統の監視・操作を集中的に行うことが可能であり、運転員Bによる操作・監視と干渉しないよう独立した盤としている。③における運転員Bの操作については、②により常設代替高圧電源装置を起動した後、S A監視操作盤以外の盤の操作・監視を行うことを想定している。第2表に制御盤操作の流れを示す。



第 1 図 中央制御室における制御盤の配置図

第1表 制御盤の設置目的

制御盤	設置目的
常設代替高圧電源装置遠隔操作盤	外部電源喪失時に早期に緊急用母線への給電を実施するため、中央制御室により常設代替高圧電源装置の遠隔起動及び監視を可能にする
高圧代替注水系制御盤	原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が起動できない場合、早急に高圧代替注水系を起動させるため、中央制御室での遠隔起動及び監視を可能にする
S A 監視操作盤	重大事故等時に、上記以外の常設重大事故等対処設備の監視及び操作を中央制御室で行うことを可能にする

第2表 制御盤操作の流れ

運転員 A	運転員 B
プラント状況の把握， 非常用電源確保等の操作 (主制御盤)	プラント状況の把握， 非常用電源確保等の操作 (主制御盤)
(移動)	(移動)
高圧代替注水系の起動 (高圧代替注水系制御盤)	常設代替高圧電源装置の起動 (常設代替高圧電源装置遠隔操作盤)
(移動)	(移動)
S A 監視操作盤を用いた 操作・監視 (S A 監視操作盤)	S A 監視操作盤以外の制御盤を 用いた操作・監視

### 3. 各操作盤の仕様等について

#### (1) 常設代替高圧電源装置遠隔操作盤

##### a. 仕様

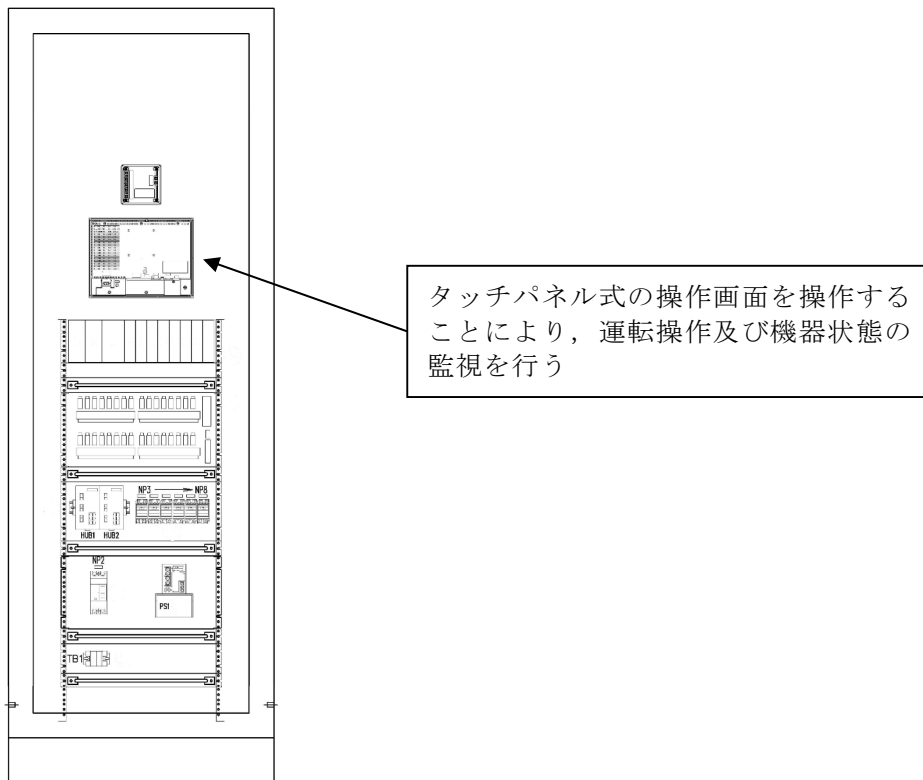
タッチパネル式の操作画面を設置しており、常設代替高圧電源装置の遠隔起動操作及び運転状態の監視が可能な設計としている。第2図に常設代替高圧電源装置遠隔操作盤の外観図を示す。

##### b. 操作可能な設備

- ・常設代替高圧電源装置

##### c. 操作方法

タッチパネル式の操作画面を操作することにより、上記の設備の運転操作及び機器状態の監視を行う。



第2図 常設代替高圧電源装置遠隔操作盤（イメージ図）

(2) 高圧代替注水系制御盤

a. 仕様

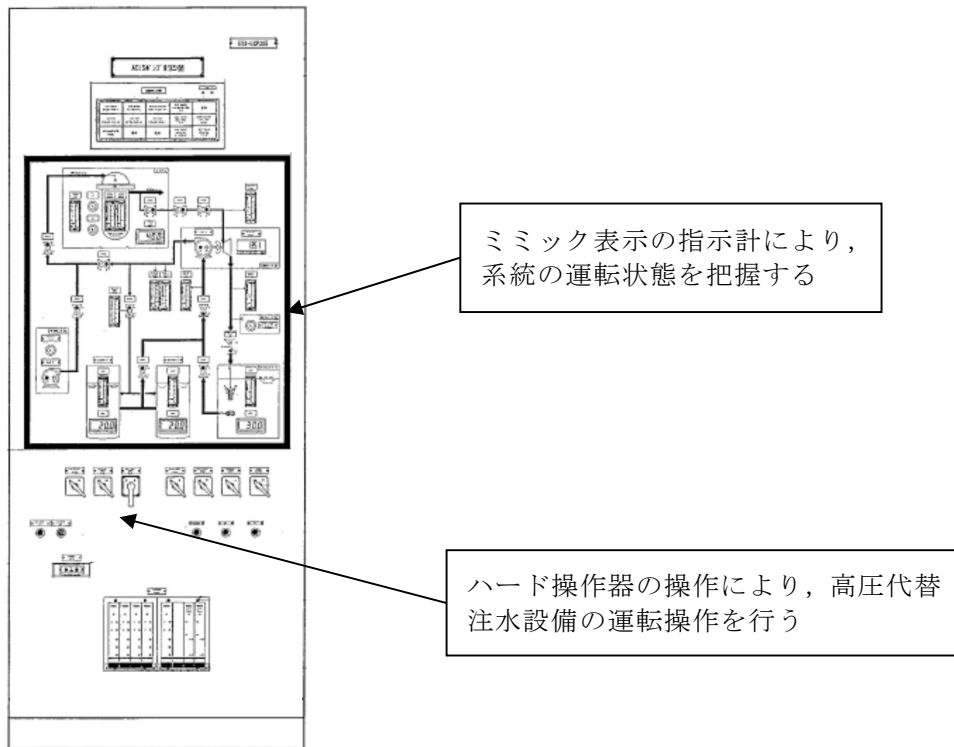
盤前面にハードの指示計，操作器等を設置しており，高圧代替注水設備の遠隔操作が可能な設計としている。第3図に高圧代替注水系制御盤のイメージ図を示す。

b. 操作可能な設備

- ・高圧代替注水設備

c. 操作方法

ハード操作器の操作により，高圧代替注水系の運転操作を行う。指示計等をミミック表示とすることにより，系統の運転状態の把握が容易に行える設計とする



第3図 高圧代替注水系制御盤 (イメージ図)

### (3) S A 監視操作盤

#### a. 仕様

事故対応時の並行操作に対し容易に操作・監視ができるように、タッチパネル式の監視操作画面を2面設置している。また、常設代替高圧電源装置及び高圧代替注水系以外の常設重大事故等対処設備の遠隔操作及び運転状態の監視が可能な設計としている。第3図にS A監視操作盤、第4図に監視操作画面のイメージ図を示す。

#### b. 主な操作可能な設備

- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器下部注水系（常設）
- ・ 代替燃料プール注水系
- ・ 緊急用海水系
- ・ 代替循環冷却系
- ・ 格納容器圧力逃がし装置
- ・ 耐圧強化ベント系
- ・ 水素濃度及び酸素濃度監視設備
- ・ サプレッション・プール水 pH制御装置（自主対策設備）

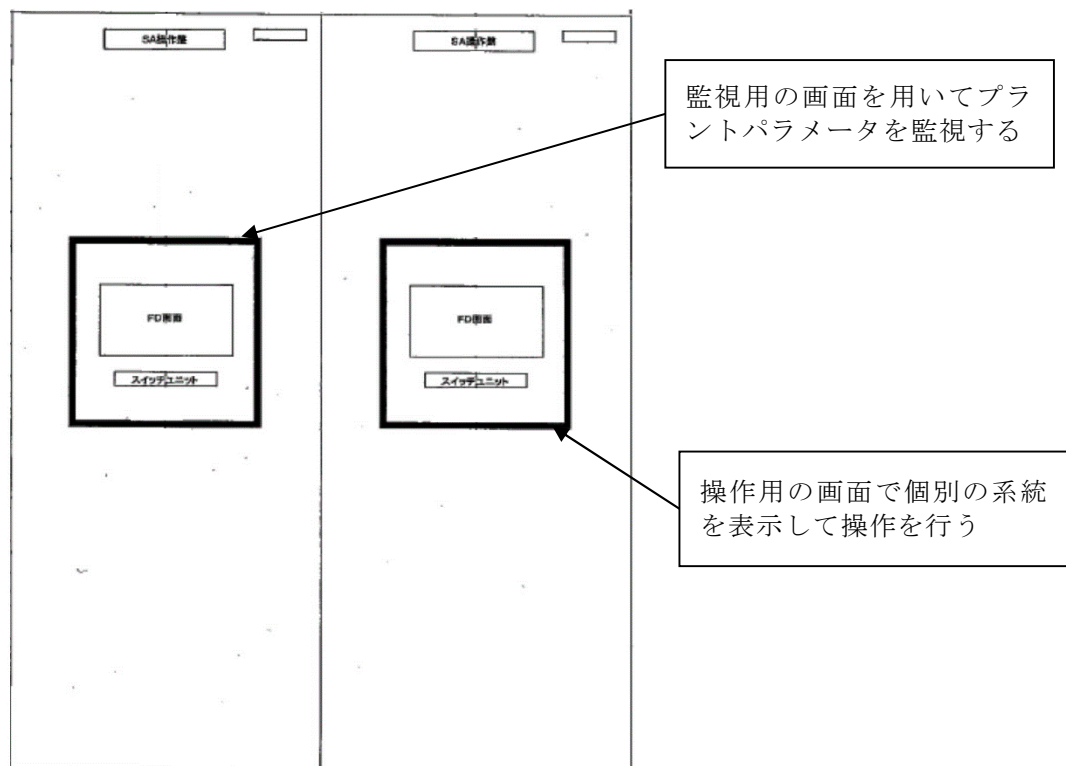
#### c. 操作方法

2面のタッチパネルの操作により、上記の設備の運転操作を行う。監視用の画面を用いてプラントパラメータを監視し、操作用の画面で個別の系統を表示して操作を行う。誤操作防止等の観点から、以下を考慮した設計とする。

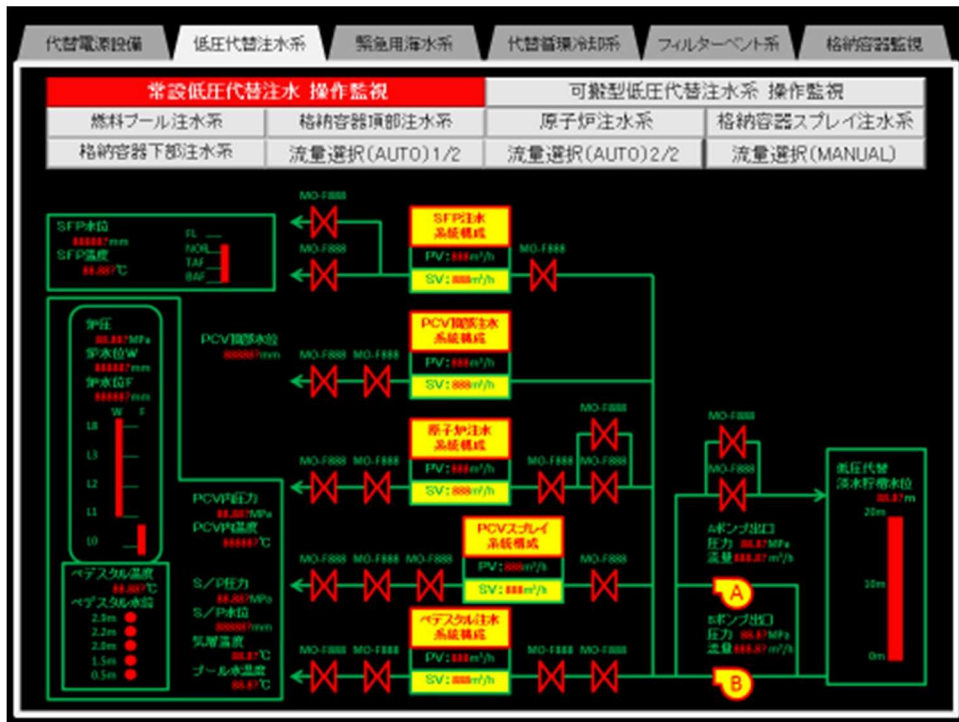
- ・ 2画面で同一機器の異なった操作ができないように、1画面の機器を操作している場合はもう1画面で同一機器の操作を行えない設計とする。



- ・タッチ領域は枠などを表示することにより，その領域がタッチ領域であることを明確にする。
- ・タッチを受け付けたことを示す打ち返し表示を行う。また，打ち返し表示は運転員の認知的特性に対して長すぎない時間内に行う。
- ・プラント設備の操作に係るタッチ領域には，タッチミスが発生しないような大きさ及び間隔を確保する。
- ・一貫したタッチ方式を用いる。
- ・タッチ操作器の呼び出しによって表示される制御器及び操作器の数は1つとする。
- ・画面上に予め制御器及び操作器を配置しておく場合には，タッチ領域の大きさ及びタッチ領域間の距離を考慮し，大きさ及び間隔を確保し制御器及び操作器を配置する。



第4図 SA監視操作盤（イメージ図）



第 5 図 監視操作画面 (イメージ図)

## 並行操作の対応について

## 1. はじめに

炉心損傷後のマネジメントについては、炉心損傷の進展緩和のための低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制のための代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作、落下後の溶融炉心を冷却するための格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）注水操作など、複数の操作を並行して実施する必要がある。操作の成立性の観点から、並行して実施する操作について整理する。

## 2. 操作の整理

## 2.1 考え方

主な重大事故等対処設備の操作については、中央制御室に設置した S A 監視操作盤によって操作を行う。S A 監視操作盤で実施する操作については、代替循環冷却系による原子炉注水操作のように一定の流量で操作開始しその後の状態監視を継続的に実施するものと、格納容器圧力が 465kPa [gage] 到達時点で実施する常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作のように、ある制御範囲において間欠的に操作を実施するもの（間欠操作）がある。

状態監視を継続的に実施している際には、2 画面ある S A 監視操作盤の 1 画面で状態を監視し、もう 1 画面で操作を行うことにより、間欠操作が必要な場合にも容易に対応可能である。しかし、間欠的な操作を実施中に並行操作の必要が生じた場合、時間余裕のない操作が含まれているとプラントに対

して悪影響が出る可能性があることから、間欠的な操作を整理した上で、その際に並行操作となり得る操作について成立性を確認する。

## 2.2 並行操作の整理

炉心損傷後の対応操作として、並行操作となるものを以下に示す。以下のケースにおける運転員A及び運転員Bの作業と所要時間について、第1図から第3図に示す。

- ・「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） 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」

運転員Aによる以下の①の間欠操作の期間において、運転員Aによるその他の操作として、“常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作”，“水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作”及び“サブプレッション・プール水pH制御装置による薬液注入操作”が存在する（ケースA）。

また、運転員Aによる以下の①②の間欠操作について重なる期間が存在する。重なる期間において、運転員Aによるその他の操作として、“格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作”のうち“中央制御室での第一弁操作”が存在する。（ケースB）

- ①常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（事象発生12時間までは崩壊熱の変化が大きいため、6時間間隔で注水量を変更するが、12時間以降においては、12時間以上の時間間隔で流量調整を実施する）
- ②常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（400kPa[gage]到達で格納容器冷却停止：  
②-1, 465kPa[gage]到達で格納容器冷却開始：②-2）

・「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」

以下の③の操作が長期間必要であり、運転員Aの負荷が大きいケース(原子炉圧力容器破損後も原子炉注水を考慮しない場合。添付資料 3.2.10 参照。)を対象とする。この場合、運転員Aによる以下の②③の間欠操作について、重なる期間が存在する。また、この重なる期間において、運転員Aによるその他の操作は存在しない。(ケースC)

②常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器圧力制御操作(400kPa[gage]到達で格納容器冷却停止：②－1, 465kPa[gage]到達で格納容器冷却開始：②－2)

③常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系によるペDESTAL(ドライウェル部)注水操作(2.25m 到達で注水開始：③－1, 2.75m 到達で注水停止：③－2)

## 2.3 並行操作と影響の整理

2.2 で記載した各操作の優先度の考え方について以下に示す。並行操作が生じた場合には、基本的には最初に操作基準に到達した操作を優先するが、時間余裕の観点で優先度が高い③－1及び②－2の操作については操作基準の到達により警報を発報させる設計とし、警報発報時には当該操作を優先して実施することとする。

### 優先度最高

- ・格納容器下部水位が 2.25m(下限水位)に到達した場合のペDESTAL(ドライウェル部)注水操作(③－1)

全量の溶融炉心がペDESTAL(ドライウェル部)に落下した場合の堆積高さは1.9m未満であり(添付資料 3.2.16 参照)、溶融炉心の露出には0.3m以上蒸発する必要があるが、時間余裕としては10分未満である(解析にお

いて 0.5m 水位低下するまでの最短時間が約 10 分間である)。

#### 優先度高

- ・ 格納容器圧力が 465kPa[gage]に到達した場合の格納容器冷却開始操作 (②-2)

格納容器圧力が 465kPa[gage]に到達し、格納容器冷却の開始操作のタイミングが遅れた場合、格納容器最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) に到達するまでの時間余裕は約 30 分であり、比較的余裕が少ない。

#### 優先しない操作

- ・ 原子炉注水操作 (流量調整) (①)

流量調整操作が遅れた場合でも原子炉注水は継続されるため、操作のタイミングが遅くなることによるプラント挙動に及ぼす影響は小さい。

流量調整の変更幅は、崩壊熱の変化幅が大きい事象初期においても十数  $\text{m}^3/\text{h}$  であり、並行操作の実施により操作が 10 分程度 (優先する操作に 5 分、優先しない操作に 5 分と想定) 遅れたと仮定してもサプレッション・プール水の増加量は数  $\text{m}^3$  となり、サプレッション・プール水位が通常水位 +6.5m に到達する時間が早くなるが、 $130\text{m}^3/\text{h}$  のスプレイに換算しても 1 分未満相当であることから、ベント時間に与える影響は小さい。

- ・ 格納容器圧力が 400kPa[gage]に到達した場合の格納容器冷却停止操作 (②-2)

停止操作が遅れた場合でも格納容器圧力が 400kPa[gage]未満に低下するのみであり、操作のタイミングが遅くなることによるプラント挙動に及ぼす影響は小さい。

スプレイ流量は最大  $130\text{m}^3/\text{h}$  であり、並行操作の実施により操作が 10 分程度 (優先する操作に 5 分、優先しない操作に 5 分と想定) 遅れたと仮定してもサプレッション・プール水の増加量は  $30\text{m}^3$  未満となり、サプレッ

ション・プール水位が通常水位+6.5m に到達する時間が早くなるが、130 m<sup>3</sup>/h のスプレイに換算しても 15 分未満相当であることから、ベント時間に与える影響は小さい。

スプレイによって格納容器圧力の低下幅が大きくなり、スプレイ開始基準である 465kPa[gage]到達が遅れることとなり、その後のスプレイ開始も順次遅れることからベント時間に与える影響は小さい。

- ・格納容器下部水位が 2.75m（上限水位）に到達した場合のペDESTAL（ドライウエル部）注水停止操作（③－2）

停止操作が遅れた場合でも格納容器下部水位は約 2.75m 以上には上昇せず、余分な水はドライウエルを介してサプレッション・プールに移行するのみであり、操作のタイミングが遅くなることによるプラント挙動に及ぼす影響は小さい。

崩壊熱相当の注水流量は、保守的に設定した燃焼度 33Gwd/t の場合においても最大で 50 m<sup>3</sup>/h であり、並行操作の実施により操作が 10 分程度（優先する操作に 5 分、優先しない操作に 5 分と想定）遅れたと仮定してもサプレッション・プール水の増加量は 10m<sup>3</sup> 未満となり、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達する時間が早くなるが、130m<sup>3</sup>/h のスプレイに換算しても 5 分未満相当であることから、ベント時間に与える影響は小さい。

- ・その他の操作

その他の“常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作”等の操作は、操作が必要なタイミングまで時間余裕があることから、操作のタイミングが遅くなることによるプラント挙動に及ぼす影響は小さい。

次に、2.2 でまとめた各ケースの並行操作の成立性について以下に示す。

#### ケース A

添付資料 3.1.3.3 に示すとおり、①の操作は、事象発生後 12 時間までは 6 時間間隔、事象発生後 12 時間以降は 12 時間以上の間隔とする。このため、“常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作”，“水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作”及び“サプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入操作”は、①の操作と異なるタイミングでの操作となり、操作の成立性に問題はない。

#### ケース B

①の操作は、事象発生後 12 時間までは 6 時間間隔、事象発生後 12 時間以降は 12 時間以上の間隔とするため、②の操作及び“格納容器減圧及び除熱の準備操作（中央制御室での第一弁操作）”と並行することは考えにくい。仮に優先度高である②-2 の操作を含む全ての操作が並行した場合、②-2 の操作を優先し、その他の①の操作及び“格納容器減圧及び除熱の準備操作（中央制御室での第一弁操作）”をその後実施することで、操作の成立性に問題はない。

#### ケース C

格納容器下部水位が 2.25m（下限水位）に到達した場合のペDESTAL（ドライウエル部）注水操作（③-1），次に格納容器圧力が 465kPa[gage]に到達した場合の格納容器冷却開始操作（②-2）を優先して対応し、②-1 や③-2 の操作の優先度を下げて対応することで、時間余裕は確保され、操作の成立性に問題はない。

なお、②の操作について、解析上の最も早い操作間隔は格納容器圧力 400kPa[gage]到達により格納容器冷却操作を停止してから 465kPa[gage]



到達で再開するまでの約 6 分間となるが、実運用上はスプレー流量を調整することで可能な限り連続スプレーする手順とし、並行した操作を極力減らすこととする。また、③の操作について、解析上の最も早い操作間隔は格納容器下部水位 2.75m でペデスタル（ドライウエル部）注水を停止してから 2.25m 到達により再開するまでの約 10 分間となるが、実運用上では崩壊熱相当の注水量に変更することで可能な限り連続注水する手順とし、並行した操作を極力減らすこととする。

### 3. まとめ

炉心損傷後の操作について、並行操作となり得る操作について整理しその影響を評価した。その結果、いずれのケースにおいても、操作の成立性に問題は無いことを確認した。

			経過時間 (分)												備考			
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120		130	140	150
操作項目	操作者	操作の内容	▽ 25分 格納容器冷却及び原子炉注水開始      ▽ 65分 原子炉水位L0到達判断															
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作	運転員A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量調整操作	6分	原子炉注水及び格納容器冷却開始後、適宜状態監視										6分	流量調整後(崩壊熱相当)、適宜状態監視	解析上では、事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し、12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によるベデスタル(ドライウェル部)水位の確保操作	運転員A	●格納容器下部注水系(常設)によるベデスタル(ドライウェル部)注水に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によるベデスタル(ドライウェル部)水位の確保操作	4分												20分	水位確保後、適宜状態監視	解析上考慮しない	
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	運転員A	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作													8分	適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視	通常運転時は外部電源で常時暖気状態であり、交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後、暖気が自動的に開始される	
サブプレッション・プールpH制御装置による薬液注入操作	運転員A	●サブプレッション・プールpH制御装置による薬液注入操作													15分		解析上考慮しない	

第1図 ケースAにおける作業と所要時間(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合))

			経過時間(時間)												備考			
			4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48		52		
操作項目	操作者	操作の内容	▽ 約3.9時間 格納容器圧力465kPa[gage]到達      ▽ 約16時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m 到達 ▽ 約19時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m 到達															
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作	運転員A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量調整操作													流量調整後(崩壊熱相当)、適宜状態監視	解析上では、事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し、12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	運転員A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	間欠スプレイにより格納容器圧力を400kPa[gage]から465kPa[gage]の間に維持															解析上では、約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが、実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし、並行した操作を極力減らすこととする
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱準備操作	運転員A	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(中央制御室での第一弁操作)													5分			

第2図 ケースBにおける作業と所要時間(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合))

			経過時間(時間)												備考			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
操作項目	操作者	操作の内容	▽ 約2.7時間 原子炉圧力容器温度(下鏡部)300℃到達      ▽ 約4.5時間 原子炉圧力容器破損      ▽ 格納容器圧力低下から30分後															
原子炉圧力容器破損の判断	運転員A	●原子炉圧力容器破損の判断 ●溶融炉心の堆積量の確認	破損判断パラメータ(格納容器下部水温)の継続監視												5分			
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作(原子炉圧力容器破損後)	運転員A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作(原子炉圧力容器破損後)													1分	適宜状態監視		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によるベデスタル(ドライウェル部)注水操作	運転員A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によるベデスタル(ドライウェル部)注水操作及び水位制御操作													1分	注水開始後、水位制御を継続	解析上では、約10分以上の間隔でベデスタル水位が変動するが、実運用上では崩壊熱相当の注水量に変更することで可能な限り連続注水する手順とし、並行した操作を極力減らすこととする	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	運転員A	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作														適宜実施	解析上では、約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが、実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし、並行した操作を極力減らすこととする	

第3図 ケースCにおける作業と所要時間(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

## 原子炉水位不明時の対応について

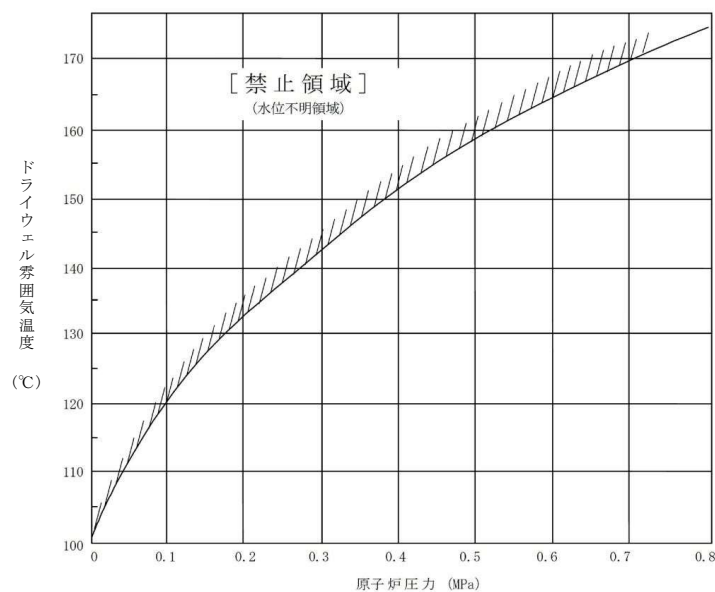
## 1. 概要

重大事故等対処設備とする原子炉水位は、原子炉水位（S A広帯域）及び原子炉水位（S A燃料域）があり、それぞれの計測範囲で原子炉压力容器内の水位を確認する。

## 2. 水位不明判断条件

以下のいずれかに該当する場合、原子炉水位不明と判断する。

- a. 原子炉水位の電源が喪失した場合
- b. 原子炉水位の指示に「ばらつき」があり、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることが判定できない場合
- c. ドライウェル雰囲気温度が、原子炉圧力に対する飽和温度に達した場合（非常時運転手順書Ⅱの中で定める水位不明判断曲線で水位不明領域に入った場合）



第1図 水位不明判断曲線

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）」における水位不明時の対応について

有効性評価の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では、原子炉冷却材喪失（大破断LOCA発生）により、第1図に示す水位不明領域となるため、運転員は水位不明を判断する。水位不明を判断した場合、原子炉水位LOまで冠水させるために必要な水量を注水し、その後、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に流量調整することで、損傷炉心の冷却を維持することとする。

4. 炉心損傷後における水位不明判断時の対応手順について

上記のとおり、炉心損傷後の対応手順として、水位不明を判断し外部水源に期待した原子炉注水を実施する場合には、手順に従い、第1表に示す原子炉水位LOまで水位回復させるために必要な注水時間を $230\text{m}^3/\text{h}$ 以上で継続して注水する。原子炉水位LO到達後に崩壊熱による蒸発量相当の注水量よりも多い注水量で注水する場合には、原子炉に持ち込んだ水がLOCA破断口から格納容器へ流出しサプレッション・プール水位の上昇につながるため、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の開始時間が早まる。そのため、原子炉水位LO到達までに必要な注水時間の注水を実施した後は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を可能な限り遅延させ環境への影響を低減させるため、崩壊熱による蒸発量相当の注水量とする。

なお、代替循環冷却系の起動等によりサプレッション・プールを水源とした原子炉注水に切り替える場合には、崩壊熱による蒸発量相当の注水量には変更せず、所定の流量での注水を継続する。

第1表に示す必要注水時間は、原子炉底部から原子炉水位LOまで冠水させるために必要な注水量に加え、注水開始時点での崩壊熱除去に必要な注水量

を考慮し設定した。

第1表 水位不明時の必要注水時間

原子炉水位L0到達までに必要な注水時間 (注水流量230m <sup>3</sup> /h以上)	
原子炉注水開始時間 (原子炉停止後の経過時間)	注水時間
5分～	55分
10分～	50分
15分～	45分
25分～	40分
1時間～	35分
12時間～	30分

5. 水位不明判断時の原子炉水位の推定手段について

上記のとおり、水位不明と判断した場合、原子炉注水流量及び必要な注水時間により、原子炉水位L0位置までの水位回復を判断する。

その後、原子炉水位をL0以上で維持するためには、崩壊熱による蒸発量相当の注水量以上での注水の継続及び原子炉圧力容器下部が健全であることが必要となる。仮に原子炉圧力容器下部からの漏えいが生じている場合には、原子炉水位L0以上を維持できない可能性があるが、漏えい水がペDESTAL（ドライウェル部）へ落下することで、格納容器下部水位及び格納容器下部水温が上昇すると考えられるため、以下のパラメータによって損傷炉心の冷却維持を判断することとする。

- ・崩壊熱相当の注水量以上で原子炉注水を継続していること
- ・格納容器下部水位又は格納容器下部水温の上昇がないこと

代替循環冷却系等のサプレッション・プールを水源とした注水手段を確保できる場合には、崩壊熱相当及び漏えいを補う注水量以上で注水を継続することで、原子炉圧力容器下部からの漏えいが生じている場合でも、サプレッション・プールの水位上昇を防止しつつ損傷炉心の冷却維持を図る。

一方、代替循環冷却系が使用できない場合において、原子炉圧力容器下部からの漏えいが生じている場合等には、原子炉水位L0到達の判断後に原子炉注水を崩壊熱による蒸発量相当の注水量とすると、原子炉水位が低下し損傷炉心の冷却維持ができない可能性がある。この場合、その後の事象進展により原子炉下部プレナムへ熔融炉心が移行することになるが、原子炉圧力容器温度（下鏡部）が300℃に到達した時点で、損傷炉心の冷却失敗を判断し、原子炉圧力容器破損に備えた対応を実施することとする。

上記のとおり、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に調整した場合、損傷炉心の冷却維持ができず、いずれは原子炉圧力容器の破損に至る可能性があるが、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に調整しない場合（流量低下しない場合）においても、いずれはサプレッション・プール水位の上昇により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施することとなり、サプレッション・チェンバからのベントライン水没防止のために原子炉注水を崩壊熱による蒸発量相当の注水量に減少させる必要があり、その後、原子炉圧力容器の破損に至ることになる。

そのため、格納容器下部水位及び格納容器下部水温の上昇等により、損傷炉心の冷却失敗の兆候を確認した場合には、原子炉注水流量を増加させることはせず、原子炉水位L0到達を判断した時点で崩壊熱による蒸発量相当の注水量に変更することにより、サプレッション・プール水位上昇を抑制し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の実施を可能な限り遅延させることとする。したがって、破断位置等の違いによる注水手順の

差異は生じない。

上記の原子炉水位不明時における原子炉水位の推定手段について第2表に示す。なお、流量計指示が正常な状況で崩壊熱による蒸発量相当の注水が失敗している場合には、流量計下流での注水配管の破断による漏えいが考えられるが、その場合に有意な変化を示すと考えられるパラメータを第3表に示す。格納容器スプレイの実施によりドライウェル雰囲気温度・圧力の上昇が継続しない等、状況によっては正確な判断が難しい場合が存在するが、第3表に記載の場合は注水失敗の傾向を判断することが可能と考えられる。ただし、注水が失敗している傾向を確認した場合においても崩壊熱による蒸発量相当の注水を継続し、最終的には原子炉圧力容器表面温度（下鏡部）が300℃に到達した時点で注水不可を判断することとする。

第2表 原子炉水位不明時における原子炉水位の推定手段

推定事項	判断パラメータ
原子炉水位L0までの水位回復判断	原子炉注水流量と必要注水時間
損傷炉心の冷却維持判断 (原子炉水位L0以上の水位維持)	原子炉水位L0到達判断後、以下の全てを満たすことで損傷炉心の冷却維持を判断する <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉注水流量 : 崩壊熱による蒸発量相当の注水量の確保</li> <li>格納容器下部水位 : 上昇がないこと</li> <li>格納容器下部水温 : 上昇がないこと</li> </ul>
損傷炉心の冷却失敗判断 (原子炉水位L0以下に低下, 炉心損傷の進展)	原子炉圧力容器温度(下鏡部) : 300℃到達

第3表 パラメータ推移

漏えい箇所	パラメータの推移
原子炉建屋内で漏えいしている場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉建屋内の漏えい検知設備の作動により、注水システムからの漏えいを判断可能な場合がある</li> <li>原子炉圧力容器内に崩壊熱による蒸発量相当の注水ができている場合、発生した蒸気が炉心部で過熱され、過熱蒸気として格納容器内に流出するため、格納容器スプレイを実施していない場合においては、ドライウエル雰囲気温度・圧力の上昇が継続する可能性がある</li> <li>常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力低下や低圧代替注水系(常設)の流量増加によって漏えいを判断可能な場合がある</li> </ul>
格納容器内で漏えいしている場合	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉へ注入する冷却水がドライウエルからベント管を通じてサプレッション・プールに移行することで、サプレッション・プール水位が上昇する可能性がある</li> <li>原子炉圧力容器内に崩壊熱による蒸発量相当の注水ができている場合、発生した蒸気が炉心部で過熱され、過熱蒸気として格納容器内に流出するため、格納容器スプレイを実施していない場合においては、ドライウエル雰囲気温度・圧力の上昇が継続する可能性がある</li> <li>常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力低下や低圧代替注水系(常設)の流量増加によって漏えいを判断可能な場合がある</li> </ul>



## 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について

### 1. 常設低圧代替注水系ポンプの機能

常設低圧代替注水系ポンプは以下の 5 つの機能に期待している。

- ・ 原子炉水位を維持し炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展を防止するための低圧代替注水機能
- ・ 格納容器の過圧・過温破損防止のための代替格納容器スプレイ機能
- ・ 格納容器内での溶融炉心の冷却のためのペDESTAL（ドライウェル部）注水機能
- ・ 格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えいを抑制するための格納容器頂部注水機能
- ・ 使用済燃料プール水位を維持し燃料損傷を防止するための使用済燃料プール注水機能

### 2. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保について

#### (1) 単一の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、各注水先の最大流量を包絡する注水量を確保できる設計としている。

常設低圧代替注水系ポンプにより注水する際の系統構成は、中央制御室からの遠隔操作により行い、現場操作は不要である。また、各注水先へ注水する際の操作の相違点は、開操作する弁の違いのみであり、各弁の操作も中央制御室からの遠隔操作が可能であることから、困難な操作はない。

このように、常設低圧代替注水系ポンプの単一の機能の確保については問題ないと考えられる。

(2) 複数の機能に期待する場合

常設低圧代替注水系ポンプは、複数個所への同時注水を想定したものとなっており、想定する同時注水の組合せで必要流量が確保できる設計としている。また、想定する同時注水の組合せで、重大事故等による影響の緩和が可能であることを有効性評価にて示している。

① 原子炉注水と格納容器スプレー

大破断 L O C A が発生し、非常用炉心冷却系からの注水に失敗した場合、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水と代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器スプレーを同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注水  $230\text{m}^3/\text{h}$ 、格納容器スプレー  $130\text{m}^3/\text{h}$  であるが、この条件で炉心の冷却並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制できることを有効性評価で確認するとともに、この流量が確保できる設計としている。なお、上記以外の同時注水については、原子炉へは崩壊熱相当での注水となるため、上記注水流量を超えることはない。

② 原子炉注水とペDESTAL（ドライウエル部）注水

大破断 L O C A が発生し非常用炉心冷却系からの注水に失敗し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却に成功した場合、原子炉水位 L O 到達後に格納容器スプレーを停止し、原子炉注水とペDESTAL（ドライウエル部）の水張りを実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注水として崩壊熱相当の流量、ペDESTAL（ドライウエル部）の水張りとして  $80\text{m}^3/\text{h}$  であるが、この条件で炉心の冷却及びペDESTAL（ドライウエル部）の必要水位を確保できることを有効性評価にて確認するとともに、この流量が確保できる設計として

いる。

③ 格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウエル部）注水

原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器が破損する場合、格納容器スプレイとペDESTAL（ドライウエル部）への注水を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、格納容器スプレイ  $300\text{m}^3/\text{h}$ 、ペDESTAL（ドライウエル部）注水  $80\text{m}^3/\text{h}$  であるが、この条件で格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制並びにペDESTAL（ドライウエル部）に落下した熔融炉心の冷却等ができることを有効性評価で確認するとともに、この流量を確保できる設計としている。

④ その他注水先の組合せ

その他の組合せとして、格納容器頂部又は使用済燃料プールへの注水が重畳することも考えられる。これら注水先へは、間欠的に注水を行い一定量の水位を維持するため、①、②及び③の最大流量の注水等と異なるタイミング又は系統の余力で注水等を行うため、対応が可能である。

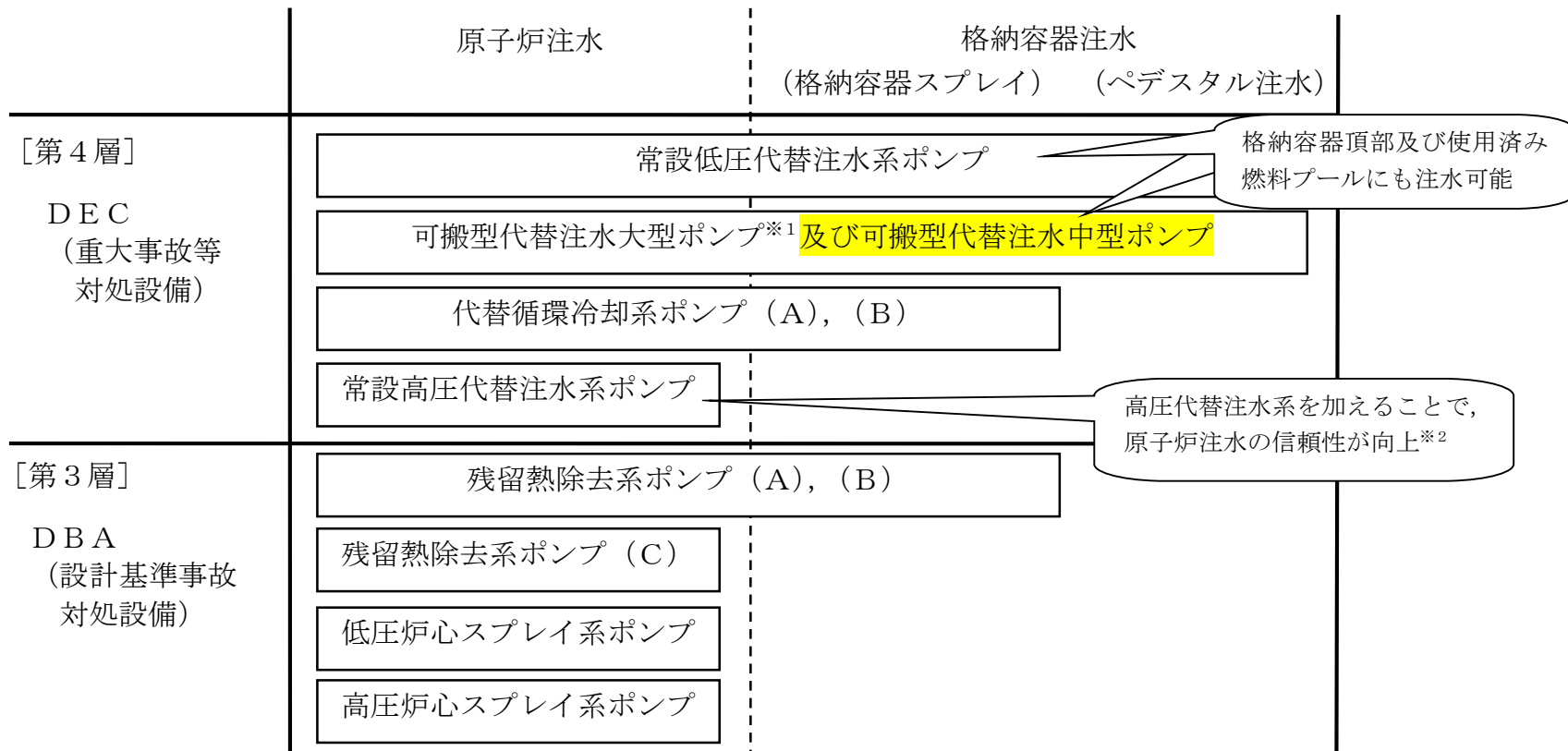
また、複数の注水先に注水するための操作については、各注水先へ注水するための操作に必要な時間を考慮した有効性評価により、炉心冷却や熔融炉心の冷却等ができることを確認している。

以上より、常設低圧代替注水系ポンプの複数の機能の確保についても問題ないと考えられる。

3. 常設低圧代替注水系ポンプの機能の冗長性について

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系及び代替循環冷却系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後であれば低圧代替

注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。また、格納容器冷却については、代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、ペDESTAL(ドライウェル部)注水については格納容器下部注水系(可搬型)、格納容器頂部注水については格納容器頂部注水系（可搬型）、使用済燃料プール注水については可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）によって機能を補うことも可能である。このように、常設低圧代替注水系ポンプの各機能については冗長性を持たせることで機能強化を図っている。機能強化のイメージを第1図に示す。



※1 可搬型設備でありアクセスルート復旧までは期待できないが、信頼性を向上させている。

※2 TQUV, TW (LUHS, RHR機能喪失) 等の原子炉冷却材圧力バウンダリの喪失 (LOCA等) を除く事故に対して初期炉心冠水維持が可能

第1図 第3層及び第4層にて期待する注水設備

## 原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs -137 の漏えい量評価について

本資料では、「原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs -137」の放出量評価について示す。

なお、本評価では、原子炉建屋ガス処理系が起動するまでの間、格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は、瞬時に原子炉建屋から大気中へ漏えいするものとして、放出量を保守的に評価しているが、下記のとおり、格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質の一部は、原子炉建屋内で沈着又は時間減衰するため、大気中への放出量は本評価結果より少なくなると考えられる。

- ・格納容器が健全な場合、格納容器内の放射性物質は、格納容器圧力に応じて原子炉建屋へ漏えいするものとしている。漏えいした放射性物質の一部は、原子炉建屋内での重力沈降等に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられる。
- ・原子炉建屋内の換気空調系が停止している場合、原子炉建屋内外における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多くないと考えられるため、漏えいした放射性物質の一部は原子炉建屋内に滞留し、時間減衰すると考えられる。

## 1. 評価条件

放出量評価条件を第 1 表、大気中への放出過程及び概略図を第 1 図及び第 2 図に示す。

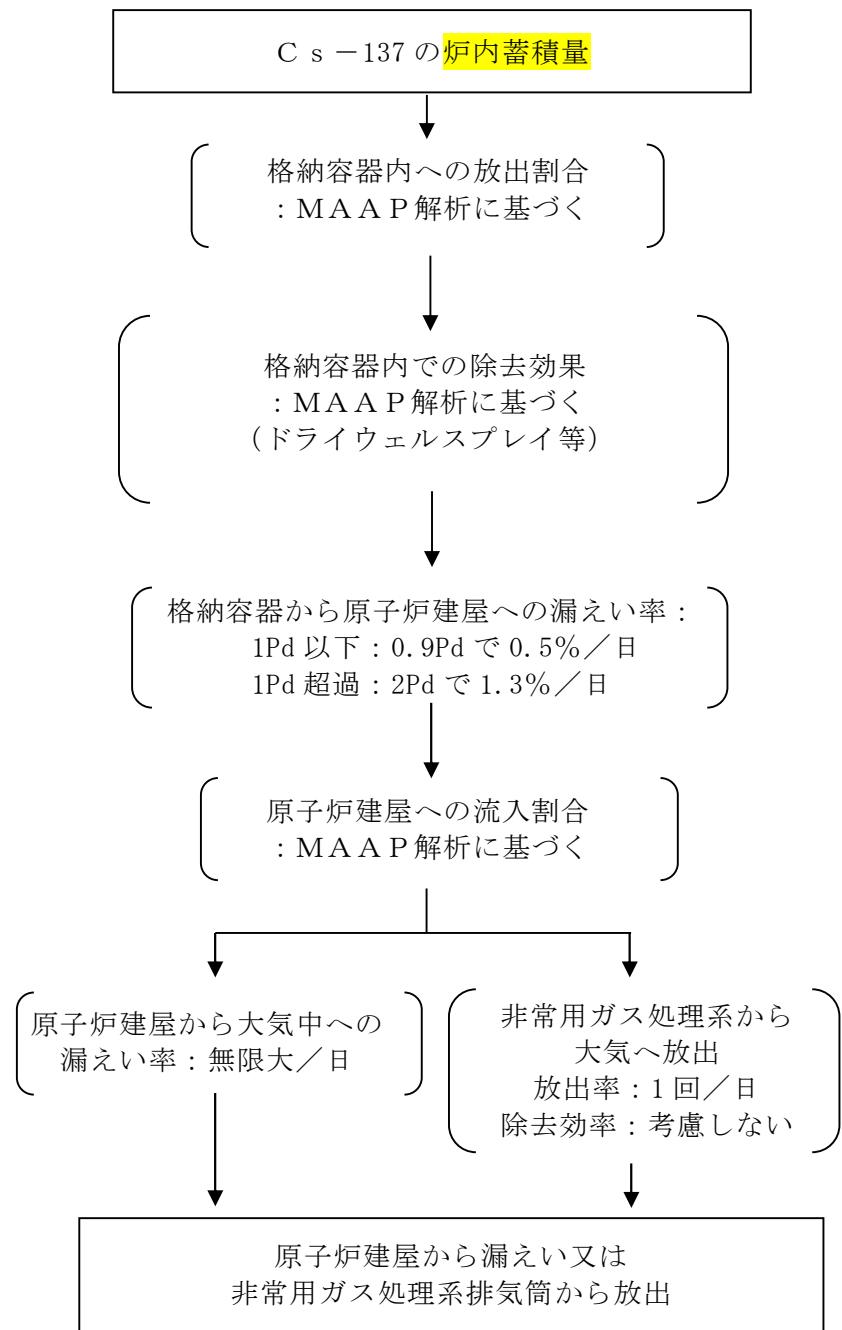
第1表 放出量評価条件 (1/2)

項目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」(代替循環冷却系を使用する場合)(全交流動力電源喪失の重畳を考慮)	—
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力
運転時間	1 サイクル当たり 10,000 時間 (416 日)	1 サイクル 13 ヶ月 (395 日) を考慮して設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル : 0.229 2 サイクル : 0.229 3 サイクル : 0.229 4 サイクル : 0.229 5 サイクル : 0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量 (C s -137)	約 $4.36 \times 10^{17}$ Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」 × 「3,293MW (定格熱出力)」 (単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW) は、BWR 共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料 (9 × 9 燃料 (A 型)), 運転時間 (10,000 時間) で算出した A B W R のサイクル末期の値を使用)
放出開始時間	格納容器漏えい : 事象発生直後	M A A P 解析結果
格納容器内への放出割合 (C s -137)	0.49	M A A P 解析結果
格納容器内での除去効果	M A A P 解析に基づく (沈着, サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)	M A A P の F P 挙動モデル
格納容器内 p H 制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール水 p H 制御設備は、重大事故等対処設備に位置付けていないため、保守的に設定

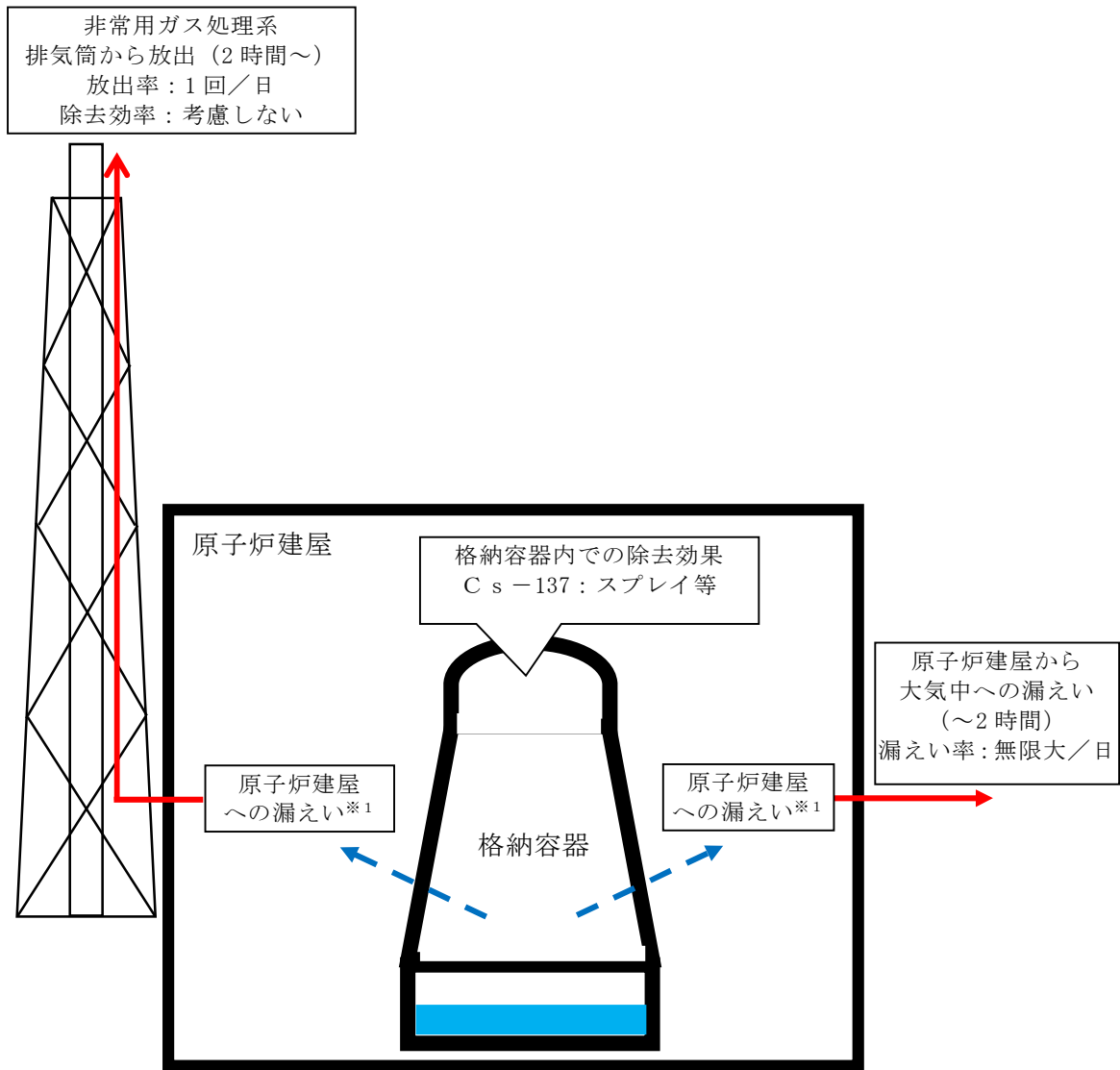
第 1 表 放出量評価条件 (2/2)

項 目	評価条件	選定理由
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	1Pd以下：0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過：2Pdで1.3%/日	M A A P 解析にて格納容器の開口面積を設定し格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとし、格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びA E Cの式等に基づき設定(添付資料 3.1.2.5 参照)
格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	C s I 類 : 約 $2.41 \times 10^{-5}$ C s O H 類 : 約 $1.66 \times 10^{-5}$	M A A P 解析結果
原子炉建屋から大気への漏えい率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動前)	無限大/日(地上放出) (格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は、瞬時に大気へ漏えいするものとして評価)	保守的に設定
非常用ガス処理系から大気への放出率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動後)	1回/日(排気筒放出)	設計値に基づき設定 (非常用ガス処理系のファン容量)
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間	事象発生から2時間後	起動操作時間(115分) +負圧達成時間(5分) (起動に伴い原子炉建屋原子炉棟内は負圧になるが、保守的に負圧達成時間として5分を想定)
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効率	考慮しない	保守的に設定
原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態	原子炉建屋原子炉棟内の急激な圧力上昇等による原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放がないため(別添参照)





第1図 Cs-137の大気放出過程



※1 格納容器から原子炉建屋への漏えい率  
 1Pd 以下：0.9Pd で 0.5%/日，1Pd 超過：2Pd で 1.3%/日

大気への放出経路	0h	▼2h <sup>※2</sup>	▼19h	168h▼
原子炉建屋から大気中への漏えい				
非常用ガス処理系排気筒から放出				

※2 非常用ガス処理系の起動により原子炉建屋原子炉棟内は負圧となるため，事象発生2時間以降は原子炉建屋から大気中への漏えいはなくなる。

第2図 大気放出過程概略図 (イメージ)

## 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量を第2表に示す。

原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量は、約7.5TBq（事象発生7日間）であり、評価項目の100TBqを下回っている。

また、事象発生7日間以降の影響を確認するため評価した、事象発生30日間、100日間における大気中へのCs-137の漏えい量は、ともに約7.5TBqであり、いずれの場合においても100TBqを下回っている。

なお、事象発生7日以降の長期解析においては、事象発生約40日後に格納容器内水素燃焼防止の観点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱（以下「格納容器ベント」という。）を実施し、事象発生100日まで格納容器ベントを継続しているが、格納容器の除熱機能、格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には、格納容器ベントを停止する運用とする。

第2表 大気中へのCs-137の漏えい量

事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間
約7.5TBq	約7.5TBq	約7.5TBq <sup>※</sup>

※ 格納容器圧力逃がし装置から大気中への放出量を含む（事象発生約40日後から事象発生100日まで格納容器ベント実施）

ブローアウトパネルの**重大事故等対処設備**としての機能について

## 1. はじめに

**原子炉建屋外側ブローアウトパネル**(以下「ブローアウトパネル」という。)

は、主蒸気管破断のようにプラント運転中に格納容器外で配管が破断した場合等に、高圧の蒸気が原子炉建屋**原子炉棟**内に漏えい・浸入することにより生じる建屋内の圧力上昇によって建屋内の天井・外壁等が破損することを防止するため、建屋内に損傷箇所（圧力開放箇所）を限定して発生させる目的で、原子炉建屋オペレーティングフロア等に設置している。

## 2. ブローアウトパネルの機能要求

**設計基準対象施設**及び**重大事故等対処設備**としてのブローアウトパネルの機能要求を以下に示す（第1表）。

### (1) **設計基準対象施設**としての機能

#### ① 放射性物質の閉じ込め機能

「第三十二条 原子炉格納施設」において原子炉建屋ガス処理系の設置要求があり、ブローアウトパネルの閉じ込め機能は原子炉建屋ガス処理系運転時の負圧達成に必要な機能であることから、**設計基準対象施設**として当該機能を有しているものと整理する。

#### ② 差圧による開放機能

「第九条 溢水による損傷の防止等」における原子炉建屋**原子炉棟**内環境条件評価として、主蒸気管等の高エネルギー配管に対して大規模な破断が生じた際には速やかにブローアウトパネルの開放によって建屋外に圧力を排出することで原子炉建屋**原子炉棟**内の圧力が著しく上昇することはな

いとしていることから、設計基準対象施設として当該機能を有しているものと整理する。

(2) 重大事故等対処設備としての機能

① 放射性物質の閉じ込め機能

ブローアウトパネルの放射性物質の閉じ込め機能は、原子炉建屋ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内の放射性物質を排気筒から放出するとともに、原子炉建屋原子炉棟内の負圧達成に必要な機能となる。そのため、「第五十九条 原子炉制御室」における居住性評価の条件として必要な機能となることから、重大事故等対処設備として必要な機能として整理する。ただし、第2表に示すとおり、建屋内圧力上昇等によりブローアウトパネルが開放される状態で、放射性物質の閉じ込め機能として評価上の影響がない事象においては、当該機能の要求はないものとする。

② 差圧による開放機能

差圧による開放機能は、インターフェイスシステムLOCA（以下、「IS-LOCA」という。）が発生した場合に原子炉建屋原子炉棟内に漏えいした水蒸気等を排出し、IS-LOCAによる破断箇所の隔離のための現場操作時の環境条件（温度、圧力等）を緩和する機能を有している。ただし、東海第二発電所においては、炉心損傷防止対策の有効性評価「2.7 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、ブローアウトパネルが開放した場合、閉維持した場合の両ケースについて現場での隔離操作の成立性を確認していることから、「第四十六条 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備」としては、当該機能が重大事故等対処設備として必要な機能とはならないものと整理する。

なお、高エネルギー配管の破断を想定した場合の環境条件については設計基準に包絡される。

### 3. ブローアウトパネルの機能確保のための設計条件

前項で整理した各機能を確保するための設計条件は下記のとおり。

#### (1) 放射性物質の閉じ込め機能

閉維持又は再開止（ブローアウトパネル閉止装置による閉止を含む）することによって、原子炉建屋ガス処理系運転時の原子炉建屋原子炉棟内の負圧を維持すること。ただし、第2表に示すとおり、IS-LOCA等の閉じ込め機能に期待しない事象を除く。

#### (2) 差圧による開放機能

設計差圧 6.9kPa[dif]においてブローアウトパネルが開放し、原子炉建屋原子炉棟内の水蒸気等を外気に排出することで、原子炉建屋原子炉棟内の環境条件を設計基準事故で想定している範囲に抑えること。

### 4. まとめ

ブローアウトパネルについては、設計基準事故及び重大事故等対策に必要な設備として、放射性物質の閉じ込め機能及び差圧による開放機能が維持可能な設計とする。

第1表 ブローアウトパネルの機能の整理

	放射性物質の閉じ込め機能	差圧による開放機能
設計基準事故対策としての機能	有 (第三十二条)	有 (第九条)
重大事故等対策としての機能	有 (第五十九条)	無

第2表 ブローアウトパネルが開放する事象における閉じ込め機能の要求

事象	開放条件	閉じ込め機能	考え方
インターフェイスシステムLOCA	建屋内圧力上昇による開放	要求なし	「2.7 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、ブローアウトパネルが開放した場合、閉維持した場合の両ケースについて線量評価を実施し、非居住区域境界外の線量が5mSv未満であることを確認していることから、当該機能が <b>重大事故等対処設備</b> として必要な機能とはならないものと整理する。
主蒸気管破断等の高エネルギー配管の破断によってブローアウトパネルが開放する運転時の異常な過渡変化	建屋内圧力上昇による開放	要求あり (格納容器破損防止対策において)	<p>【設計基準】 設計基準における線量評価では原子炉建屋からの地上放出を想定しており、ブローアウトパネルの開閉状態の影響はない。</p> <p>【重大事故等】 ①炉心損傷防止対策 非居住区域境界外の線量評価においては格納容器圧力逃がし装置からの放出量を元に評価しており、格納容器からの漏えい量については影響が軽微であるため考慮していない。そのため、ブローアウトパネルの開閉状態の影響はない。なお、起回事象を主蒸気管破断とした場合の非居住区域境界外の線量として、耐圧強化ベントからの放出による線量約0.62mSvに、設計基準における評価線量約0.18mSvを加えた場合でも、5mSvを下回る。</p> <p>②格納容器破損防止対策 大破断LOCA以外の起回事象においては炉心損傷防止可能であることを確認しているため、主蒸気管破断においても炉心損傷に至らない。 ただし、「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」評価の起回事象として主蒸気管破断を考慮した場合においても中央制御室の居住性評価を満足する条件として、ブローアウトパネル開放後にも再閉止等の設備対策によって原子炉建屋ガス処理系使用時の原子炉建屋<b>原子炉棟</b>内負圧達成が可能な設計とする。</p>
竜巻	ブローアウトパネルの設計作動圧に等しい最大気圧低下量を生じる竜巻風速(約89m/s)による開放	－	設計竜巻(100m/s)による荷重に対して安全機能を維持する設計としているが、竜巻によって外部電源喪失が発生する場合を想定する。 ブローアウトパネルの設計作動圧に等しい最大気圧低下量を生じる竜巻風速(約89m/s)が発生する年超過確率は約 $5.1 \times 10^{-6}$ /年である。 また、竜巻による外部電源喪失が想定されるが、外部電源喪失が発生した場合の条件付き炉心損傷確率は、 $3.6 \times 10^{-4}$ /年である。 以上から、竜巻によってブローアウトパネルが開放した状態で、外部電源喪失により炉心損傷する確率は十分低い値となることから、竜巻を起回事象とした重大事故等が発生し、ブローアウトパネルの機能が必要となる可能性は十分低いものと考えられる。
地震	地震動による開放	要求あり	重大事故等対処設備として、地震時においても閉じ込め機能を有する設計とする。

## 格納容器漏えい率の設定について

格納容器から原子炉建屋への漏えい率は、MAAP内で模擬した漏えい孔の等価漏えい面積及び格納容器の圧力に応じて設定している。

模擬する漏えい孔の等価漏えい面積は、以下に示す格納容器圧力が最高使用圧力（310kPa[gage]（1Pd））以下の場合と最高使用圧力を超過した後の場合の2種類を設定する。

## 1. 格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合

格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合、設計漏えい率（0.9Pdで0.5%/日）を基に算出した等価漏えい面積（約 $3 \times 10^{-6} \text{m}^2$ ）を設定し、MAAP内で圧力に応じた漏えい量を評価している。

## 2. 格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合

格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合、2Pdで漏えい率1.3%/日となる等価漏えい面積（約 $7 \times 10^{-6} \text{m}^2$ ）を設定し、1.と同様にMAAP内で圧力に応じた漏えい量を評価している。

2Pdにおける漏えい率1.3%/日は、以下のAECの評価式、GEの評価式及び定常流の式によって評価した漏えい率の結果を包絡する値として設定した。これらの式は、設計基準事故の原子炉冷却材喪失時の評価において格納容器漏えい率の評価に用いている理論式<sup>\*1</sup>である。格納容器圧力が最高使用圧力の2倍である620kPa[gage]（2Pd）及び格納容器雰囲気温度200℃までは、事故後7日間に渡り、格納容器本体並びに開口部及び貫通部の健全性が確保されていることを確認していることから、これらの理論式を用いて格納容器圧力（2Pd）及び雰囲気温度200℃における漏えい率を設定することは可能と



判断した。

○A E C の評価式

$$L = L_0 \sqrt{\frac{(P_t - P_a) \times R_t \times T_t}{(P_d - P_a) \times R_d \times T_d}}$$

L	: 事故時の格納容器漏えい率 (2Pd)	【約 1.28%/日】
L <sub>0</sub>	: 設計漏えい率 (0.9Pd)	【0.5%/日】
P <sub>t</sub>	: 事故時の格納容器圧力 (2Pd)	【721.325kPa[abs]】
P <sub>d</sub>	: 設計圧力 (0.9Pd)	【380.325kPa[abs]】
P <sub>a</sub>	: 格納容器外の圧力 (大気圧)	【101.325kPa[abs]】
R <sub>t</sub>	: 事故時の気体定数 <sup>※2</sup>	【523.7J/Kg・K】
R <sub>d</sub>	: 空気の気体定数	【287J/Kg・K】
T <sub>t</sub>	: 事故時の格納容器 雰囲気温度 (200℃)	【473.15K】
T <sub>d</sub>	: 格納容器 雰囲気温度 (20℃)	【293.15K】

○G E の評価式 (General Electric 社の漏えいモデル式)

$$L = L_0 \sqrt{\frac{1 - \left(\frac{P_a}{P_t}\right)^2}{1 - \left(\frac{P_a}{P_d}\right)^2}}$$

L	: 事故時の格納容器漏えい率 (2Pd)	【約 0.51%/日】
L <sub>0</sub>	: 設計漏えい率 (0.9Pd)	【0.5%/日】
P <sub>t</sub>	: 事故時の格納容器内圧力 (2Pd)	【721.325kPa[abs]】
P <sub>d</sub>	: 設計圧力 (0.9Pd)	【380.325kPa[abs]】
P <sub>a</sub>	: 格納容器外の圧力 (大気圧)	【101.325kPa[abs]】

○定常流の式

$$L = L_0 \sqrt{\frac{\rho_d(P_t - P_a)}{\rho_t(P_d - P_a)}}$$

L	: 事故時の格納容器漏えい率 (2Pd)	【約 0.93%/日】
L <sub>0</sub>	: 設計漏えい率 (0.9Pd)	【0.5%/日】
ρ <sub>t</sub>	: 事故時の格納容器内気体の平均密度 <sup>※3</sup>	【2.9kg/m <sup>3</sup> 】
ρ <sub>d</sub>	: 設計温度・圧力における格納容器内気体の平均密度 <sup>※4</sup>	【4.5kg/m <sup>3</sup> 】
P <sub>t</sub>	: 事故時の格納容器内圧力 (2Pd)	【721.325kPa[abs]】
P <sub>d</sub>	: 設計圧力 (0.9Pd)	【380.325kPa[abs]】
P <sub>a</sub>	: 格納容器外の圧力 (大気圧)	【101.325kPa[abs]】

※1 「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 (平成 16 年 1 月)」 (株式会社 日立製作所)

※2 事故時の気体定数 R<sub>t</sub>は、以下の式により算出した。

$$R_t [\text{J}/\text{kg}\cdot\text{K}] = \text{モル気体定数} \text{約 } 8.314 [\text{J}/\text{K}\cdot\text{mol}] / \text{平均分子量 } M [\text{kg}/\text{mol}]$$

AEC の評価式より、事故時の気体定数が大きくなるほど漏えい率は高くなる。また、上記計算式より、事故時の気体定数は、平均分子量が小さくなるほど大きくなる。事故時の格納容器内は水素、窒素及び水蒸気で構成されるため、分子量の小さい水素の割合が増加するほど平均分子量は小さくなり、結果として事故時の気体定数は大きくなる。平均分子量の設定に当たり、水素、窒素及び水蒸気のガス組成を 34% : 33% : 33% とし、水素の割合 (34%) は、有効性評価 (「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格

納容器過圧・過温破損)」における水素発生量（約 700kg（内訳：ジルコニウム－水反応 約 325kg，アルミニウム／亜鉛の反応 約 246kg，水の放射線分解 約 115kg））を包含した値であることから，保守的な設定であると考え

る。

※3 事故時の格納容器内気体の平均密度  $\rho_t$  は，以下の式により算出した。

$$\rho_t [\text{kg}/\text{m}^3] = \text{平均分子量} M [\text{kg}/\text{mol}] \times \text{物質} n [\text{mol}] / \text{格納容器体積} V [\text{m}^3]$$

定常流の式より，事故時の格納容器内気体の平均密度が小さくなるほど漏えい率は大きくなる。また，上記計算式より，事故時の格納容器内気体の平均密度は，平均分子量が小さくなるほど小さくなる。平均分子量は※2と同じであり，保守的な設定であると考え

※4 格納容器内気体の平均密度  $\rho_d$  は，以下の式により算出した。

$$\rho_d [\text{kg}/\text{m}^3] = 1.205 [\text{kg}/\text{m}^3] \times (P_d [\text{Pa}] / P_a [\text{Pa}])$$

1.205 [kg/m<sup>3</sup>] : 乾燥空気密度 (20°C)

## 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

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では、事象発生約 4 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）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約 9 分後に 1,200℃に到達し、また、事象発生約 27 分後に燃料温度は 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生約 25 分後からの常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、原子炉水位は上昇し、原子炉水位 L0 相当に維持される。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

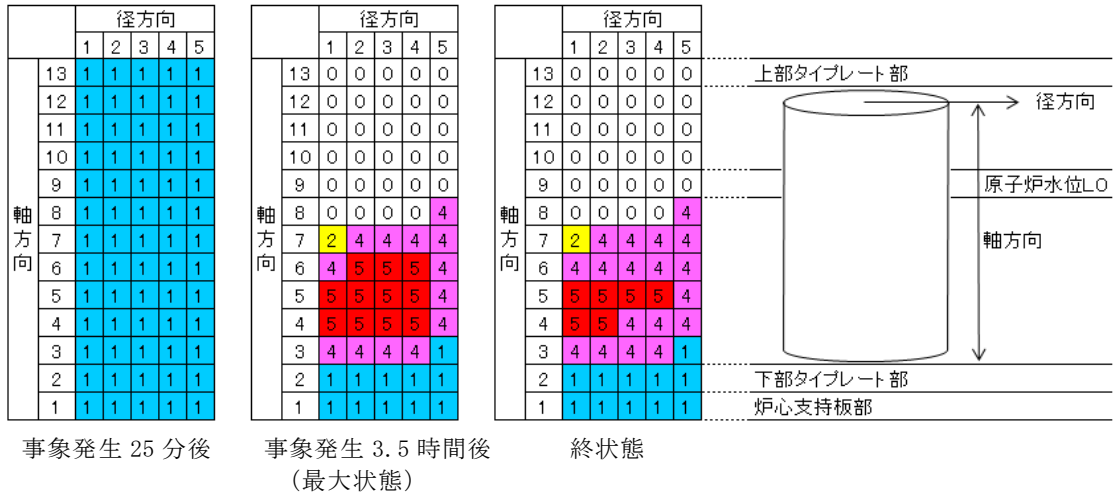
第 1 図に事象発生 25 分後、事象発生約 3.5 時間後（最大状態）及び事象発生 7 日後（終状態）の炉心損傷状態を示す。終状態以降には炉心損傷は拡大しない。

## (2) 損傷炉心の位置

第 2 図に炉心位置及び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。第 2 図に示すとおり、損傷炉心は炉心位置に保持される。

## (3) シュラウドへの熱影響

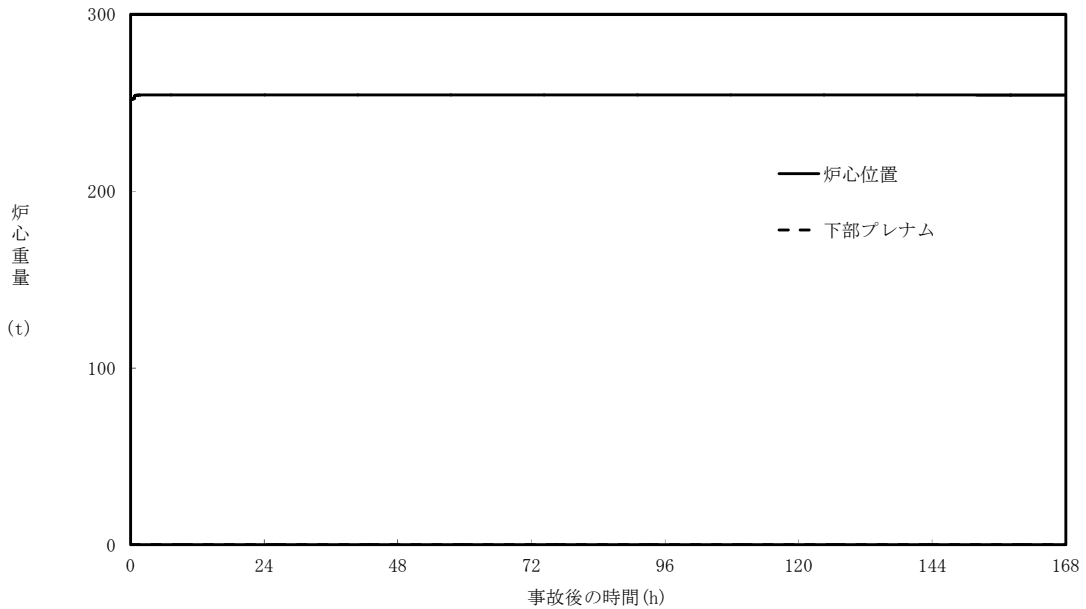
終状態においても、熔融プールは炉心の外周部に至っておらず、シュラウドへの熱影響はない。



損傷状態のモデル

- 0 : 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

第 1 図 炉心の損傷状態



第 2 図 炉心位置及び下部プレナムにおける炉心重量の時間変化

水の放射線分解を考慮した場合の格納容器過圧に対する影響について  
(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

シビアアクシデント解析コードM A A Pでは、水の放射線分解を考慮するモデルとなっていないことから、水の放射線分解による水素及び酸素の発生については、解析コードM A A Pに基づく熔融炉心及び核分裂生成物の崩壊熱から放射線吸収割合及びG値を考慮して算出している（添付資料 3. 4. 1 参照）。

ここでは、解析コードM A A Pでは考慮していない水の放射線分解により発生する水素及び酸素が、格納容器圧力に与える影響を評価する。

## 2. 評価結果

### 2.1 代替循環冷却系を使用する場合

解析コードM A A Pにより評価した結果、格納容器圧力が**最高値**の約 310kPa[gage]を示す事象発生約 164 時間後の格納容器内の非凝縮ガス（水素、酸素及び窒素）の物質量は約  $1.3 \times 10^6$  mol である。

また、添付資料 3. 4. 1 に従い算出される水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の物質量の和は、事象発生約 164 時間後時点で約  $3.5 \times 10^4$  mol 以下である。

以上から、解析コードM A A Pで評価した非凝縮ガス（水素、酸素及び窒素）の物質量に対する、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の物質量の比は 3%未満<sup>※1</sup>であることから、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素が格納容器圧力に与える影響は 10kPa[abs]未満であり、無視し得る程度と考えられる。

※1 水素及び酸素の総発生量（解析コードMAAPで評価した水素及び酸素発生量と水の放射線分解によって発生する水素及び酸素発生量の合計）に対する、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15%未満。

## 2.2 代替循環冷却系を使用できない場合

代替循環冷却系が使用できない場合においては、格納容器圧力逃がし装置により水の放射線分解で発生した水素及び酸素が排出されるため、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素が格納容器圧力に与える影響はない。

なお、解析コードMAAPで評価した格納容器ベント実施直前の非凝縮ガス（水素、酸素及び窒素）の物質質量（約 $5.5 \times 10^5 \text{ mol}$ ）に対する、添付資料3.4.1に従い算出される水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の物質質量（約 $6.6 \times 10^3 \text{ mol}$ ）の比は2%未満※2であることから、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素が格納容器圧力に与える影響は10kPa[abs]未満であり、無視し得る程度と考えられる。

※2 水素及び酸素の総発生量（解析コードMAAPで評価した水素及び酸素発生量と水の放射線分解によって発生する水素及び酸素発生量の合計）に対する、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4%未満。

格納容器雰囲気温度が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

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、格納容器雰囲気温度は、一時的に 200℃を超える評価となっている。ここでは、一時的に 200℃を超えた場合の格納容器の健全性に与える影響について考察する。

2. 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)」における格納容器の雰囲気温度と壁面温度の推移を第 1 図に示す。

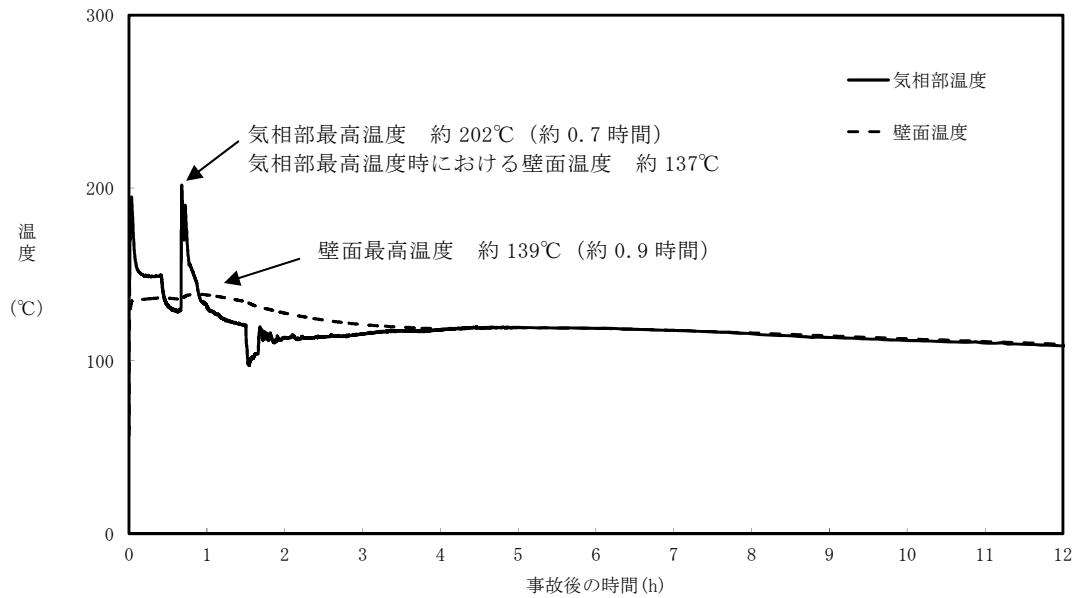
事象発生後、破断口から流出する蒸気により、格納容器雰囲気温度が上昇し、格納容器スプレイの実施により、温度上昇は抑制されるものの、一時的に評価項目である 200℃以上に到達する評価となる。

格納容器温度によって健全性への影響を受ける可能性のある部位としては、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、第 1 図に示すとおり、雰囲気温度が一時的に 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、「付録 2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」において、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ない。



### 3. まとめ

格納容器雰囲気温度は 200℃を若干超えるものの、壁面温度は 200℃以上には到達しない。このため、格納容器の健全性に問題はない。



第 1 図 格納容器雰囲気温度と壁面温度の推移

## 安定状態について（雰囲気圧力・温度による静的負荷

## （格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」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、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可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

## 格納容器安定状態：

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格納容器除熱機能（代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置）により、格納容器圧力及び雰囲気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の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）におけ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。

## 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 90 分後に代替循環冷却系による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は最高使用圧力・温度以下に維持される。格納容器圧力については、格納容器内の水素燃焼の防止のため格納容器内への窒素注入を実施する運用としていることから、一時的に上昇する期間があるが、上記の除熱機能により最高使用圧力以下に維持され、格納容器安定状態が確立される。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を確立できる。

代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。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 格納容器除熱機能として代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系復旧による冷却へ移行
- ② 格納容器内の水素及び酸素排出を目的とした格納容器ベント（窒素注入）並びに格納容器内の水素・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
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水等の確保
- ④ 長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保

（別紙参照）

## 安定状態の維持について

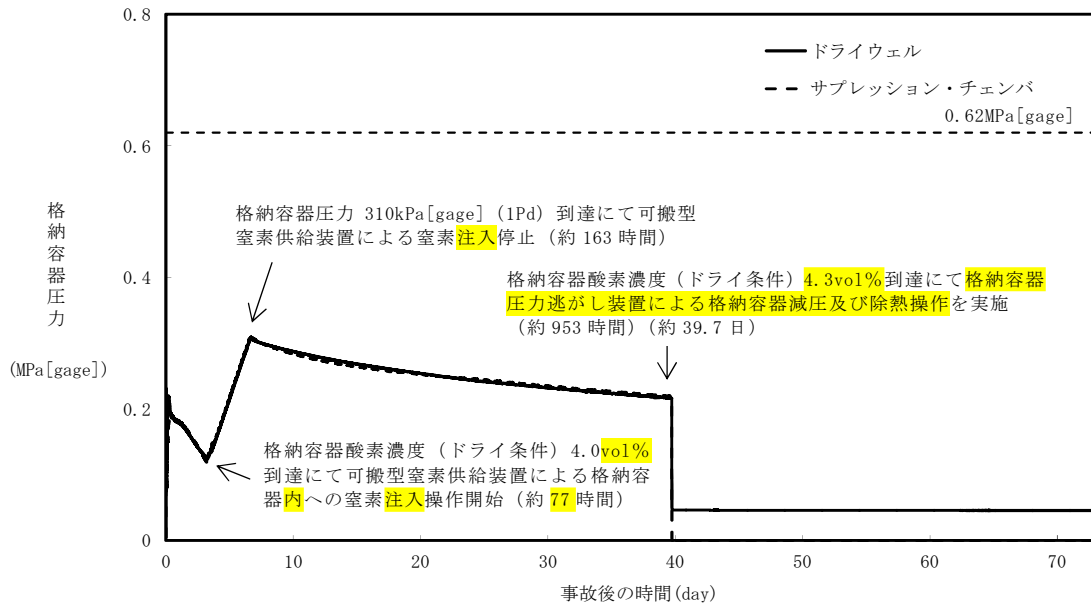
## 1. サプレッション・プール水温度に関する長期間解析

代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を使用した場合の長期的なサプレッション・プール水温度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、サプレッション・プール水温が高く推移する重大事故として「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」について、サプレッション・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。

第 1 図から第 3 図に「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」における格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッション・プール水温の解析結果を示す。同様に、第 4 図から第 6 図に「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」の解析結果を示す。

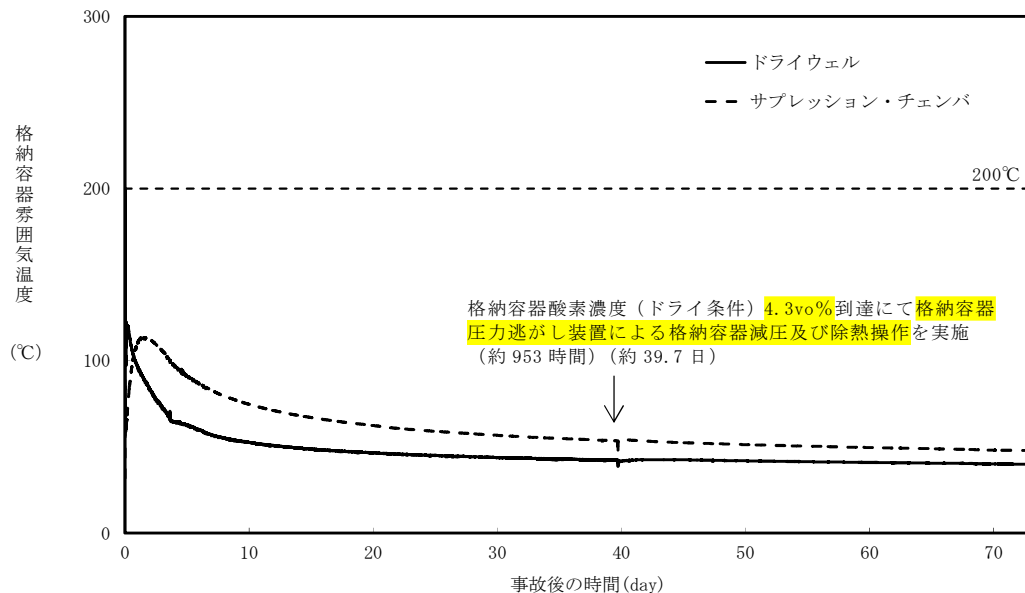
第 6 図に示すように、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」においては、事故後 7 日時点では、サプレッション・プール水温は最高使用温度の 104℃（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事故発生 7 日間以降の 100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチに使用されている改良 EPDM 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

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



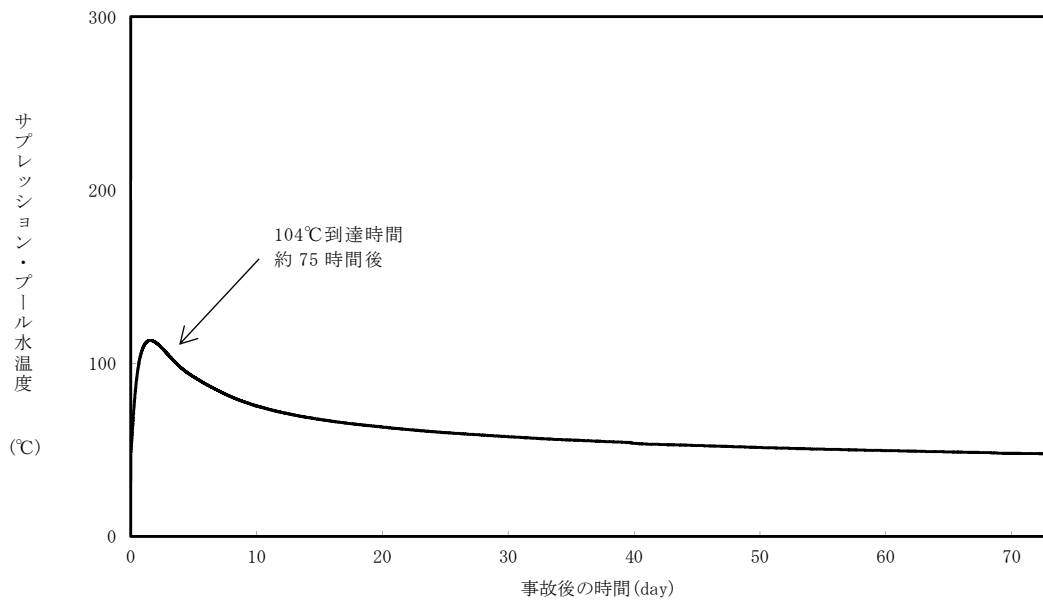
※ 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮

第1図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
（代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器圧力の推移

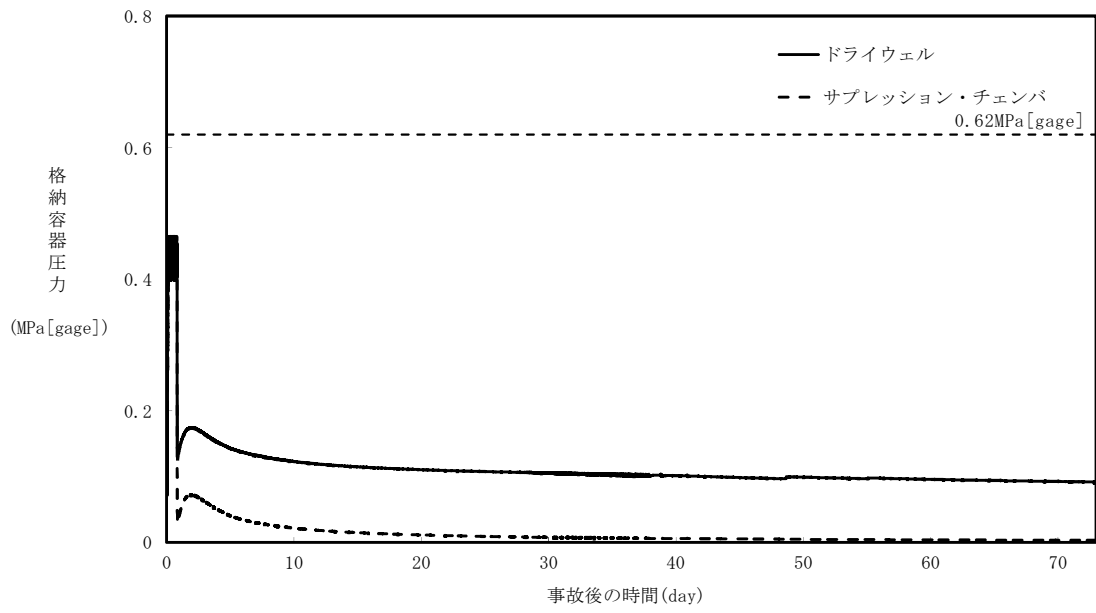


※ 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮

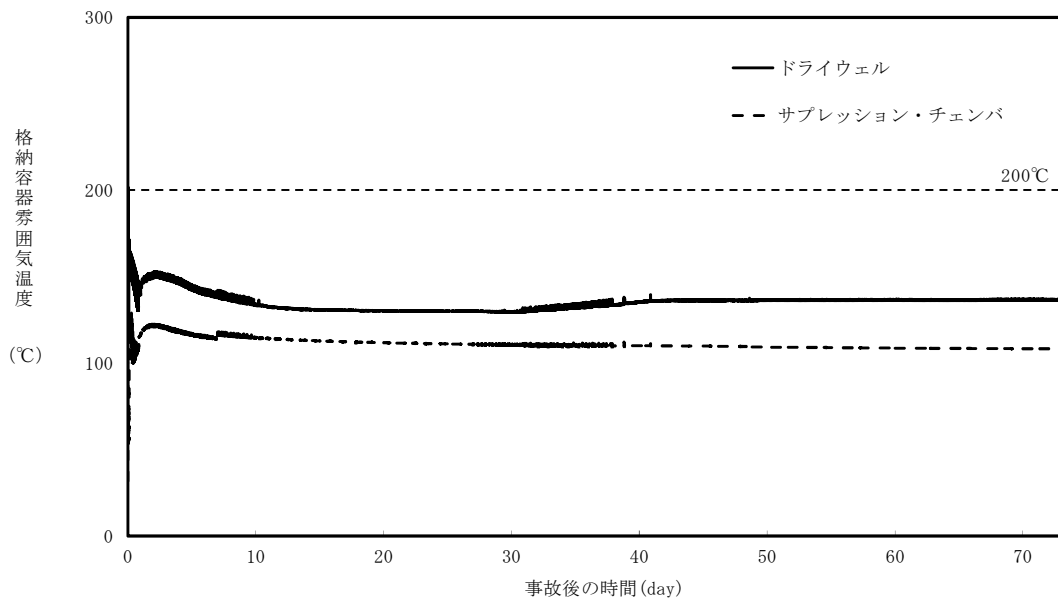
第2図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
（代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器温度の推移



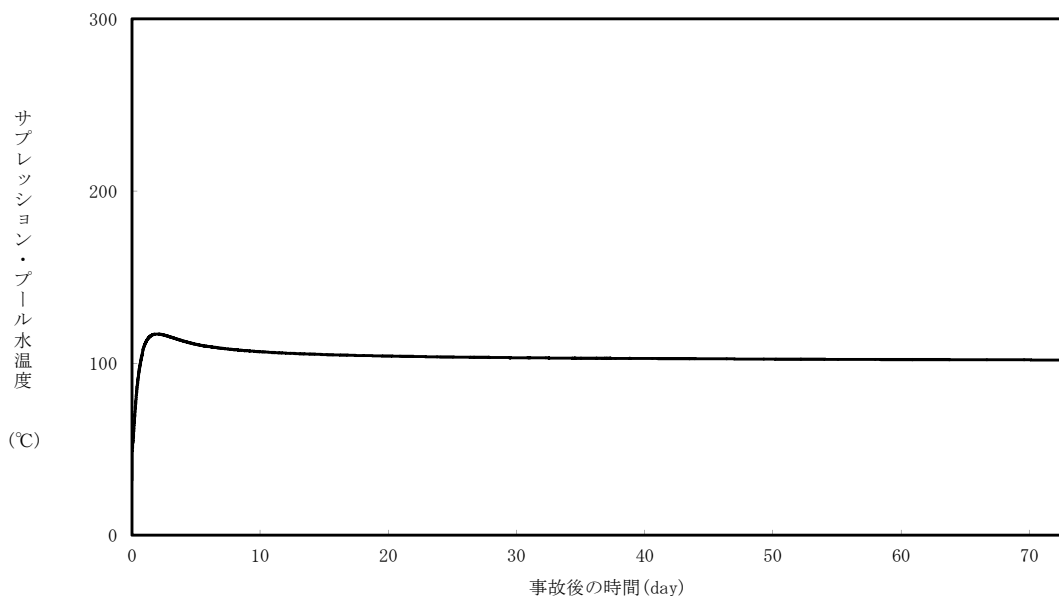
第3図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
 （代替循環冷却系を使用する場合）における  
 サプレッション・プール水温度の推移



第4図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
（代替循環冷却系を使用できない場合）における格納容器圧力の推移



第5図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
（代替循環冷却系を使用できない場合）における格納容器温度の推移



第 6 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
（代替循環冷却系を使用できない場合）における  
サプレッション・プール水温度の推移

## 2. 格納容器内の可燃性ガス濃度制御

重大事故時において格納容器圧力逃がし装置により格納容器減圧及び除熱を実施している場合は、残留熱除去系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり格納容器の冷却が可能であること、格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の水の放射線分解により発生する酸素／水素を可燃限界濃度に到達することなく制御が可能であることが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。

残留熱除去系による格納容器除熱は、格納容器スプレイ又はサプレッション・プール水冷却運転のみで実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。



なお、格納容器スプレイを実施するような場合においては、格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としており、運転員は格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。

格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の酸素／水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。

さらに、長期的な保管として、格納容器の不活性化を可搬型窒素供給装置による窒素注入により実施することができる。

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

1. はじめに

格納容器内では配管の保温材等にアルミニウムを使用しており、サプレッション・プール水 pH制御装置により注入される水酸化ナトリウムが格納容器内に存在するアルミニウムに被水すると化学反応により水素が発生する。

また、格納容器内のグレーチングには亜鉛メッキが施されており、亜鉛も同様に水酸化ナトリウムと反応して水素が発生する。

以上の化学反応が、格納容器内の水素発生量及び格納容器圧力上昇に与える影響を評価する。なお、実際に水酸化ナトリウムと反応する金属は、格納容器スプレイの飛散範囲と考えられるが、保守的に格納容器内全ての亜鉛とアルミニウムが反応し、水素が発生するとして評価を行う。



2. 影響評価

(1) 格納容器内アルミニウム量及び亜鉛量

格納容器内でアルミニウムを使用している構造物は配管保温材等であり、重量は約 1,027kg である。

一方、格納容器内で亜鉛を使用している構造物はグレーチングの亜鉛メッキ等であり、重量は約 4,244kg である。

(2) アルミニウム及び亜鉛と水酸化ナトリウムの化学反応による水素発生量

a. アルミニウムと水酸化ナトリウムの化学反応によって発生する水素量

式(a)より, アルミニウム 1mol に対して水素発生量は 1.5mol であり, アルミニウムの原子量が 27, 水素の原子量が 2 であるため, アルミニウム 9kg に対して水素 1kg が発生する。

b. 亜鉛と水酸化ナトリウムの化学反応によって発生する水素量

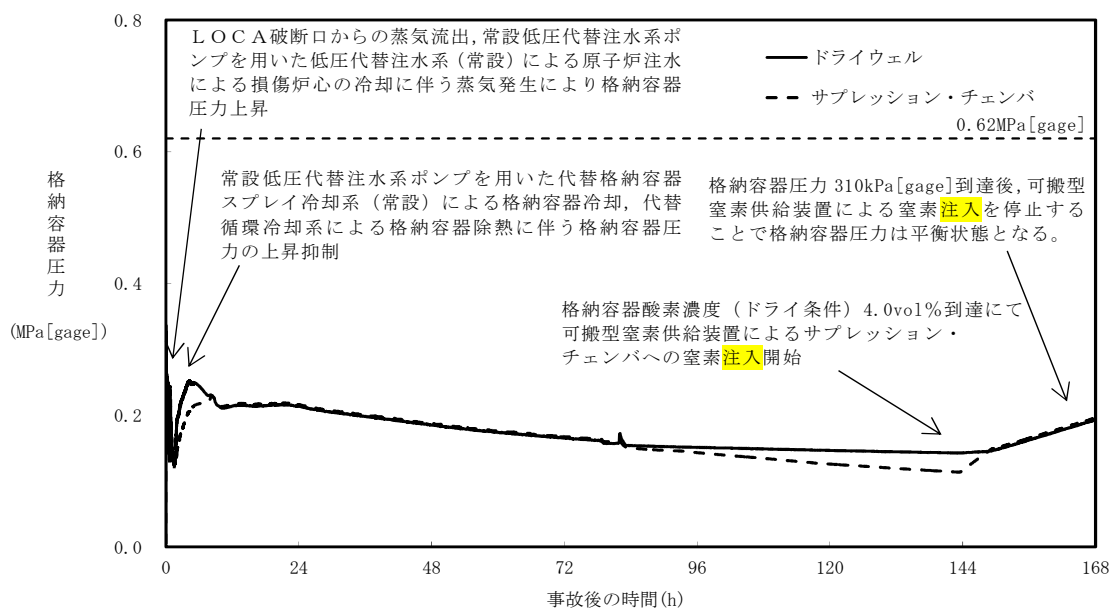
式(b)より, 亜鉛 1mol に対して水素発生量は 1mol であり, 亜鉛の原子量が 65.4, 水素の原子量が 2 であるため, 亜鉛 32.7kg に対して水素 1kg が発生する。

以上より, 格納容器内全てのアルミニウム及び亜鉛が水酸化ナトリウムと反応した場合, アルミニウムとの反応により約 115kg, 亜鉛との反応により約 131kg の合計約 246kg の水素が発生する。

3. 発生する水素による圧力上昇の影響

発生する水素による格納容器圧力上昇の影響を確認するため, 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温) (代替循環冷却系を使用する場合)」シーケンスにおいて, 事象初期から 246kg の水素が格納容器内に存在するものと保守的に仮定し, 格納容器圧力を評価した。

第 1 図に示すとおり, 格納容器スプレイによって圧力抑制することが可能である。また, 90 分後に代替循環冷却系の起動によって, 格納容器圧力は低下し, 評価項目となるパラメータである最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) に到達することはない。このように, 事象初期における格納容器圧力の挙動は, アルミニウム及び亜鉛の化学反応により発生する水素を考慮しない場合と大きな違いはない。これは, 格納容器圧力が水蒸気の影響を大きく受けているためであると考えられる。このことから, アルミニウム及び亜鉛が水酸化ナトリウムと反応し発生する水素による格納容器圧力への有意な影響はない。



第 1 図 格納容器圧力の推移

#### 4. 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の格納容器内は窒素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。

#### 5. まとめ

格納容器内に存在するアルミニウム及び亜鉛が全て反応することを想定すると、約 246kg の水素が発生する可能性がある。しかし、BWRの事故時における格納容器圧力は、崩壊熱により発生する蒸気の影響が大きいいため、アルミニウム及び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のドライウエル内は窒素により

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。

なお，文献<sup>[1]</sup>においても，金属腐食反応による水素発生はジルコニウム-水反応等による水素ガス発生に比べ反応速度が遅く，水素発生量も小さいことが述べられており，本反応による水素発生量が有意な影響を与えることはないと考えられる。

[1] 日本原子力研究所「炉心損傷に関する研究の現状と課題」JAERI-M82-039,  
1982年5月

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

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(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	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル(炉心熱水カモデル) 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ガス発生、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の増加(被覆管酸化の促進)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。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない。	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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析)では、炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。 常設低圧代替注水系ポンプを用い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、大破断 LOCA が発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やかに代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作を行う手順となっており、燃料被覆管温度等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、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認しており、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析)では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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)	TQVX シーケンス及び中小破断 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。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している 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ものの水位低下幅は MAAP コードの方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、その後の注水操作による燃料有効長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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。 常設低圧代替注水系ポンプを用い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、大破断 LOCA が発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やかに代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
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)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さい。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認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雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、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。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブプレッション・プールの冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
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"> <li>・TMI 事故解析における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。</li> <li>・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。</li> <li>・TQVU、大破断 LOCA シナリオとともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。</li> </ul>	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シナリオでは、リロケーションを起点に操作開始する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を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており、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ない。
	構造材との熱伝達				
	原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物 (FP) 挙動モデル			
格納容器 (炉心損傷後)	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。本評価事故シナリオでは、炉心損傷後の格納容器内 FP 挙動を操作開始の起点としている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を確認している。本評価事故シナリオでは、代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目	解析条件(初期条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279MW～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には、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 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91MPa[gage]～ 約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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。
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+126cm)	通常運転水位 約-4cm～約+6cm (セパレータスカート 下端から約+122cm～ 約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 3m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 4cm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 3m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 4cm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
炉心流量	48, 300t/h (定格流量 (100%))	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	定格流量を設定	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いことから、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱力学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絡されることから、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、いずれの型式も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、いずれの型式も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、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	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。 燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている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、解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。 燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は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。 また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び代替循環冷却系により抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2. 2kPa[gage]～ 約 4. 7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移する。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移するが、そ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。
格納容器雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃ (実績値)	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器雰囲気温度は常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作により飽和温度となり、初期温度が事象進展に与える影響は小さい。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器雰囲気温度は常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作により飽和温度となり、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器体積 (ドライウェル)	5, 700m <sup>3</sup>	5, 700m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。



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

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約4,092m <sup>3</sup> ～ 約4,058m <sup>3</sup> 液相部： 約3,308m <sup>3</sup> ～ 約3,342m <sup>3</sup> (実績値)	サブプレッション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎ(0.087m)による水量変化は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位－4.7cm)	約7.000m～ 約7.070m (実績値)	サブプレッション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水位の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化(0.087m)は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約15℃～約32℃ (実績値)	サブプレッション・プールの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定しているサブプレッション・プール水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 32℃未満の場合は、格納容器の熟容量は大きくなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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。	
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa (ドライウェル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	3.45kPa (ドライウェル・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	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	代替格納容器スプレー冷却系(常設)による圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。 35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 35℃未満の場合は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に対する代替格納容器スプレー冷却系(常設)による圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなる。 本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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、解析条件で設定している水温と同等以下となる。 35℃の場合は、解析条件と最確条件は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。 35℃未満の場合は、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に対する代替格納容器スプレー冷却系(常設)による圧力及び雰囲気温度上昇の抑制効果は大きくなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、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8,600m <sup>3</sup>	8,600m <sup>3</sup> 以上 (西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	約1,010kL	1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	－

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

項目		解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 再循環系配管(出口ノズル)の破断	-	原子炉压力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、原子炉压力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環系配管(出口ノズル)における両端破断を設定	Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順(常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系(常設)による格納容器冷却操作を実施すること)に変わりはなから、運転員等操作時間に与える影響はない。  (添付資料 3.1.2.12)	Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、格納容器圧力及び温度はそれぞれ評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍(0.62MPa[gage])及び200℃を下回っていることから、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 3.1.2.12)
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧・低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	-	高圧注水機能として高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレー系及び残留熱除去系(低圧注水系)の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考慮し設定	-	-
	外部電源	外部電源なし	-	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包括する条件として、機器条件に示すとおり設定している	仮に、外部電源がある場合でも、常設低圧代替注水系ポンプの起動のために緊急用母線を受電する必要があるため、注水開始時間は外部電源がない場合と同等となる。	仮に、外部電源がある場合でも、常設低圧代替注水系ポンプの起動のために緊急用母線を受電する必要があるため、注水開始時間は外部電源がない場合と同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び雰囲気温度に対する影響が軽微であることから、考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号	タービン蒸気加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急速閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)にてスクラムするものとして設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉冷却材の放出が少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉冷却材の放出が少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、そ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。
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉保護系電源喪失又は原子炉水位異常低下(レベル2)信号	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下(レベル2)信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉止するものとして設定	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなる。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気温度を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、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気流量が減少することから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、そ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。
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	電源喪失によるポンプ停止(事象発生と同時に)	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目		解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
機器条件	低圧代替注水系(常設)	230m <sup>3</sup> /h(一定)	230m <sup>3</sup> /h(一定)以上	炉心冷却の維持に必要な流量として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなる可能性があるが、原子炉水位を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。	実際の注水流量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなる可能性があるが、格納容器圧力及び雰囲気気温度の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(常設)	130m <sup>3</sup> /h(一定)	130m <sup>3</sup> /h(一定)	格納容器圧力及び雰囲気気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器下部注水系(常設)	解析上考慮しない	80m <sup>3</sup> /h(一定)	格納容器雰囲気気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてベDESTAL(ドライウエル部)のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によるベDESTAL(ドライウエル部)水位の確保操作についても考慮しない	ベDESTAL(ドライウエル部)への水張りを実施した場合、水張り水の熱容量により格納容器圧力及び雰囲気気温度の上昇は遅くなる。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気気温度を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。	ベDESTAL(ドライウエル部)への水張りを実施した場合、水張り水の熱容量により格納容器圧力及び雰囲気気温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	代替循環冷却系	総循環流量:250m <sup>3</sup> /h・150m <sup>3</sup> /hの流量で格納容器ヘスプレイ及び100m <sup>3</sup> /hの流量で原子炉へ注水	総循環流量:250m <sup>3</sup> /h・150m <sup>3</sup> /hの流量で格納容器ヘスプレイ及び100m <sup>3</sup> /hの流量で原子炉へ注水	炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	実際の注水量は解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器の圧力及び雰囲気気温度の上昇の抑制効果は大きくなる。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気気温度を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。	実際の注水量は解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、格納容器圧力及び雰囲気気温度の上昇の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。
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量:約14MW(サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において)	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量:約14MW以上(サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃以下において)	熱交換器の設計性能に基づき、代替循環冷却系及び緊急用海水系の系統流量を考慮し設定 代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気気温度の上昇の抑制効果は大きくなる。 本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び雰囲気気温度を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、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は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。 32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気気温度の上昇の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。
	可搬型窒素供給装置	総注入流量:200m <sup>3</sup> /h ・窒素198m <sup>3</sup> /h ・酸素2m <sup>3</sup> /h 温度:30℃	総注入流量:200m <sup>3</sup> /h ・窒素198m <sup>3</sup> /h ・酸素2m <sup>3</sup> /h 温度:0~58℃	総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 温度は気象条件を考慮して設定	最確条件とした場合には窒素温度が上昇するため格納容器雰囲気気温度が上昇する可能性がある。本評価事故シナリオでは、格納容器雰囲気気温度を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窒素温度が上昇するため格納容器雰囲気気温度が上昇する可能性がある。窒素注入は事象発生から約84時間後に開始するため、代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱操作によって格納容器雰囲気気温度は除熱されており、窒素温度は格納容器雰囲気気温度よりも低いことから、窒素注入によって格納容器雰囲気気温度が上昇することはなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第3表 運転員等操作時間に与える影響、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	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
	解析条件	条件設定の 考え方					
<p>常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作</p> <p>(以下「低圧代替注水系(常設)等起動操作」という。)</p>	<p>事象発生 25 分後</p>	<p>常設代替高压電源装置、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)の準備に要する時間を考慮して設定</p>	<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等の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断し、これにより、常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作及び低圧代替注水系(常設)等の起動操作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】 中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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、<b>当直運転員</b>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>【操作所要時間】 非常用ディーゼル発電機等の手動復旧操作(失敗)、常設代替高压電源装置の起動操作、緊急用母線の受電操作、低圧代替注水系(常設)等起動操作を行う<b>当直運転員</b>の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は一連の操作として行うため、操作所要時間は最長で15分間となる</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作(失敗)に係る時間として2分を想定</li> <li>●常設代替高压電源装置の起動操作及び緊急用母線の受電操作として4分を想定</li> <li>●低圧代替注水系(常設)等起動操作として9分を想定</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】 当該操作に対応する<b>当直運転員</b>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<b>スイッチ</b>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>低圧代替注水系(常設)等起動操作は、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>代替循環冷却系起動後、格納容器圧力が400kPa[gage]まで低下した場合、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を停止する。当該操作開始時間は、解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。また、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>低圧代替注水系(常設)等起動操作は、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。解析条件は操作所要時間に余裕を含めて設定されているため、原子炉水位の回復は早くなる可能性があり、ジルコニウム-水反応により発熱量が増加する等の影響があるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な差異はなく、格納容器の健全性に影響はない。</p>	<p>事象発生から50分後(操作開始時間の25分程度の遅れ)までに常設代替高压電源装置からの受電操作を行い常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(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(常設)による格納容器冷却操作が開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。</p> <p>解析上においては、<b>10分間の認知時間後に操作開始し</b>、低圧代替注水系(常設)等起動操作まで<b>15分</b>とされているところ、訓練実績では<b>操作開始から約15分</b>。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>
<p>緊急用海水系による<b>冷却水(海水)の確保操作及び代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作</b></p>	<p>事象発生 90 分後</p>	<p>操作所要時間を踏まえて設定</p>	<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压系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断し、これにより緊急用海水系の起動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】 中央制御室内での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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】 中央制御室における操作は、ポンプ起動、系統構成にかかる時間として緊急用海水系の起動に20分、代替循環冷却系の起動に35分を想定しており、操作時間に余裕を確保している。</p> <p>【他の並列操作有無】 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<b>スイッチ</b>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>代替循環冷却系運転は事象発生90分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、緊急用海水系の準備期間を考慮して設定したものであり、緊急用海水系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作時間も早まる可能性があり、代替循環冷却系の運転開始時間も早まるが、<b>その他の操作と並列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了できることから影響はない。</b></p>	<p>緊急用海水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、格納容器圧力及び雰囲気温度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。</p>	<p>緊急用海水系による海水通水操作及び代替循環冷却系による格納容器<b>減圧及び除熱</b>操作開始までの時間は事象発生から90分あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>なお、本操作が大幅に遅れるような場合でも、格納容器圧力が0.62MPa[gage]に到達するまでの時間は事象発生から約14時間であり、12時間以上の余裕があることから、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(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。</p> <p>訓練では緊急用海水系起動に約16分。代替循環冷却系起動に約27分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 運転員等操作時間に与える影響、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	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
	解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作	格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達時	<p>格納容器内酸素濃度が 4.3vol% (ドライ条件) に到達を防止する観点で設定</p> <p>【認知】 事故時には重要監視パラメータである格納容器内酸素濃度を継続監視しており、また、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は、格納容器内酸素濃度が 3.5vol% (ドライ条件) に到達する事象発生から約 62 時間後に開始となるのに対して、窒素注入操作の実施基準 (格納容器内酸素濃度 4.0vol% (ドライ条件)) に到達するのは事象発生約 84 時間後であり、比較的緩やかなパラメータ変化であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 現場での操作は、中央制御室の当直運転員とは別に現場操作を行う重大事故等対応要員を配置している。これらの要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 窒素注入に用いる可搬型窒素供給装置は車両であり、自走にて作業場所へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。重大事故等対応要員は、格納容器内酸素濃度が 3.5vol% (ドライ条件) に到達する事象発生から約 62 時間後に移動を開始するが、移動にかかる所要時間は約 1 時間であり、窒素注入開始時間の事象発生から約 84 時間後までに余裕時間があることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 作業場所への移動完了後、可搬型窒素供給装置の準備、ホース敷設等として 120 分を想定している。本操作は、作業場所への移動完了後に開始し、格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達する予定時刻の約 21 時間前から実施する。よって、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作開始時間に影響を及ぼす可能性は小さい。</p>	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol% (ドライ条件) に到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol% (ドライ条件) に到達時 (事象発生から約 62 時間後) に開始するため、十分な余裕時間があることから、操作開始時間に与える影響は小さい。	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol% (ドライ条件) に到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol% (ドライ条件) に到達時 (事象発生から約 62 時間後) に開始するため、十分な余裕時間があることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器内への窒素注入の実施基準である格納容器内酸素濃度 4.0vol% (ドライ条件) に到達は事象発生から約 84 時間後であるのに対し、可搬型窒素供給装置の移動及びホース敷設等は格納容器内酸素濃度が 3.5vol% (ドライ条件) に到達時 (事象発生から約 62 時間後) に開始するため、十分な準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	格納容器内への窒素注入は、移動も含め所要時間を 180 分と想定しているところ、訓練実績等により約 176 分に実施可能なことを確認した。
	タンクローリによる燃料給油操作	事象発生から 84 時間以降、適宜	可搬型窒素供給装置への燃料給油操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	可搬型窒素供給装置への燃料給油操作開始までの時間は、事象発生から約 84 時間あり十分な時間余裕がある。	-	-	可搬型窒素供給装置への燃料給油は、想定所要時間 90 分のところ、訓練実績等により約 80 分に実施可能なことを確認した

大破断 L O C A を上回る規模の L O C A に対する  
格納容器破損防止対策の有効性について

大破断 L O C A を上回る規模の L O C A (以下「E x c e s s i v e L O C A」という。)が発生した場合には、原子炉冷却材の流出による原子炉水位の低下が早く、かつ非常用炉心冷却系が使用できない場合は、早期に炉心損傷に至ることとなり、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。

E x c e s s i v e L O C A は、一次冷却材圧力バウンダリとなる複数の配管が同時に破断する場合を想定するが、破断箇所により事象進展は大きく変わる。炉心や格納容器への影響の観点から、破断箇所は大きく以下の 2 通りに分類できる。

- ・注水系配管破断の有無（注水可否）

非常用炉心冷却系等による原子炉への注水が不可能となるため、原子炉水位低下による炉心損傷後は、原子炉圧力容器破損に至ることとなる。

- ・燃料有効長頂部位置以下の配管破断の有無

燃料有効長頂部位置より下に設置している配管が破断した場合、液相配管破断であることから原子炉冷却材の流出量が多く、原子炉水位の低下が早くなる。また、炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失することから、原子炉注水に成功した場合でも破断面積や注水流量によっては炉心冠水を維持できない可能性がある。

上記を踏まえ、事故の想定に当たり破断配管の選定を第 1 表のとおり整理した。

第1表 破断配管の選定

		燃料有効長頂部位置以下の配管破断	
		無	有
注水配管破断	無	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失しないため Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水が行われると、大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失するが、Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水を考慮すると、冠水するまでに要する時間は左記に比べて長くなるものの、大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。
	有	原子炉水位の低下は早まるが、「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+DCH」と同等程度の事象進展になると考えられる。	原子炉水位の低下は早まり、原子炉注水による炉心冷却もできず、かつ炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失するため、事象進展は極端に早くなる。

第1表より、破断箇所は包絡的な条件である注水系配管及び燃料有効長頂部位置以下の配管が同時に破断した場合を想定した評価を実施することとする。なお、破断箇所が異なることで事象進展は変わると考えられるものの、原子炉圧力容器から格納容器内へ放出されるエネルギーは同程度であり、長期的な挙動は大破断 LOCA と同等と考えられるため、「大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。

ここでは、「Excessive LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」について、格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認するため、保守的に以下の配管が同時に破断することを想定した解析を実施する。

<主な破断想定箇所>

注水配管 燃料有効長頂部位置以上の配管	蒸気配管 給水配管 低圧注水系配管 低圧炉心スプレイ系配管 高圧炉心スプレイ系配管
燃料有効長頂部位置以下の配管	再循環系配管 底部ドレン配管

Excessive LOCA発生後、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、事象発生後早期に燃料被覆管の最高温度は1,000K（約727℃）に到達し、炉心損傷が開始する。また、事象発生から約17分後に燃料温度は約2,500K（約2,227℃）に到達する。事象発生から25分後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始するが、注水配管が破断しているため原子炉圧力容器へは注水されず、原子炉水位は回復することなく原子炉圧力容器破損に至る。

事象発生から25分後に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始し、90分後から代替循環冷却系による格納容器除熱に切り替えることで、原子炉圧力容器破損前の格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制する。原子炉圧力容器破損後は、代替循環冷却系による格納容器除熱に加えて、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）注水を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度上昇を抑制するとともに、ペDESTAL（ドライウェル部）へ落下した熔融炉心の冷却を維持する。

格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の推移を第1図から第7図に示す。

第1図のとおり、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍（0.62MPa[gage]）を超えない。また、第2



図のとおり、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最高値は約 153℃となり、評価項目となる 200℃を超えない。

原子炉水位の低下が早いことから事象進展が早くなり、約 1.3 時間後に炉心支持板が破損し、その後、約 2.6 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

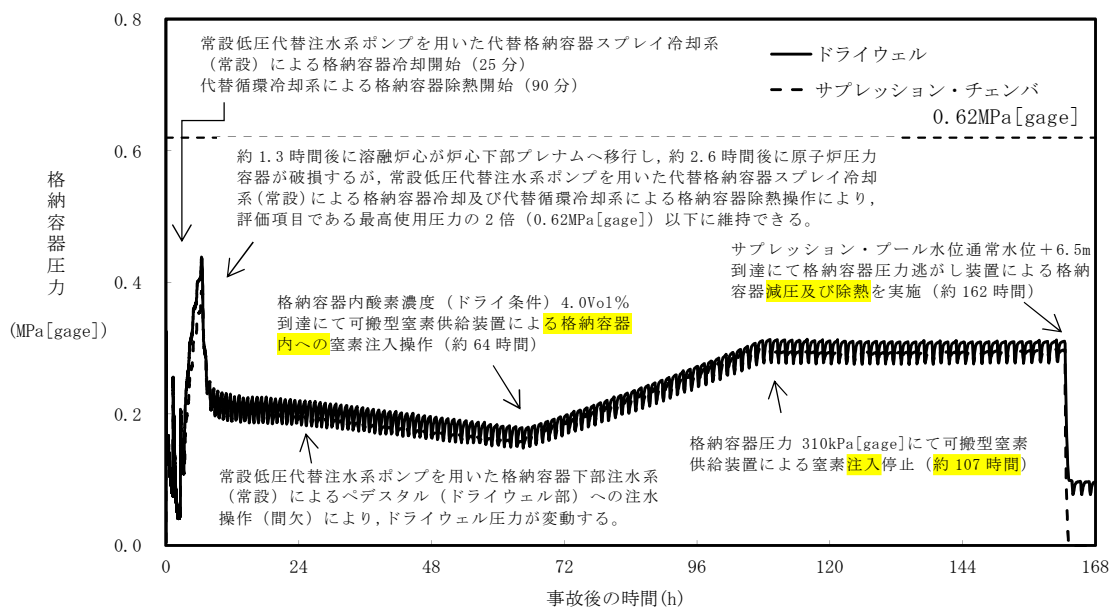
原子炉圧力容器の底部ドレン配管からの流入によりペDESTAL（ドライウエル部）が満水となった場合でも、床ドレン及び機器ドレン排水経路による水位 1m までの排水に必要な時間は約 1.3 時間であり（添付資料 3.2.3 参照）、原子炉圧力容器が破損する約 2.6 時間後までにペDESTAL（ドライウエル部）の水位は 1m まで排水可能である。

第 3 図及び第 4 図のとおり、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した熔融炉心は、初期水張り水及び熔融炉心落下後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水により冷却され、コリウムシールドの侵食は発生せず、ペDESTAL（ドライウエル部）壁面及び床面におけるコンクリートの侵食は発生しない。

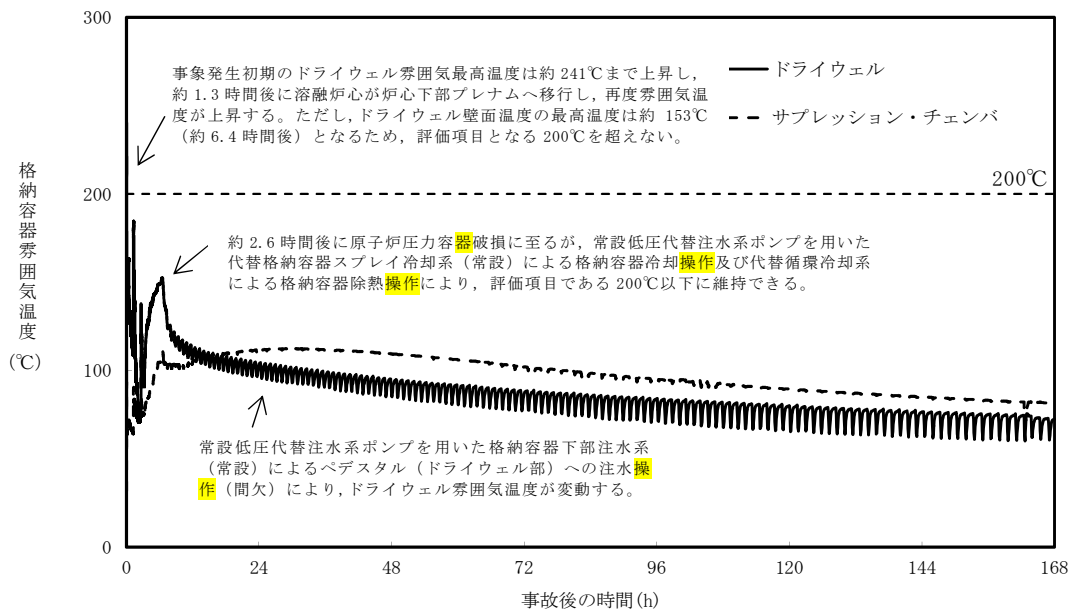
格納容器内水素濃度及び酸素濃度については、第 5 図及び第 6 図のとおり、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は 13vol% を大きく上回るが、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱により、酸素濃度は可燃限界濃度である 5vol% を下回るため、格納容器内での水素燃焼は発生しない。

サプレッション・プール水位は、第 7 図のとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）注水により徐々に上昇するが、事象発生約 162 時間後に通常水位+6.5m に到達し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作を実施した以降は、一時的に水位上昇がみられるものの、ベント配管位置よりも低く推移するため、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の継続は可能となる。

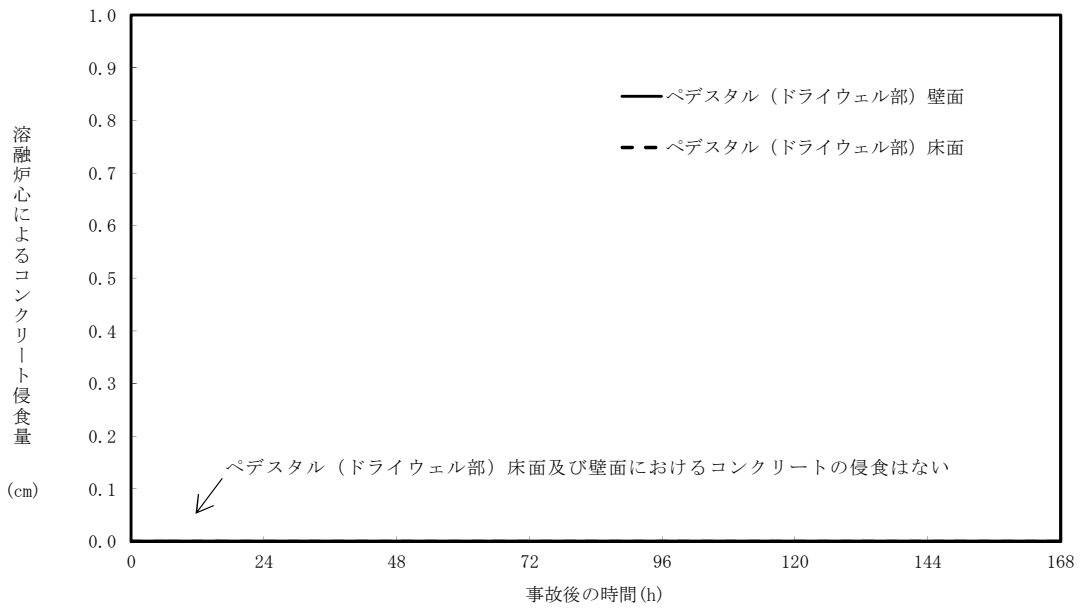
以上より, Excessive LOCA発生時にも格納容器の健全性は確保  
できる。



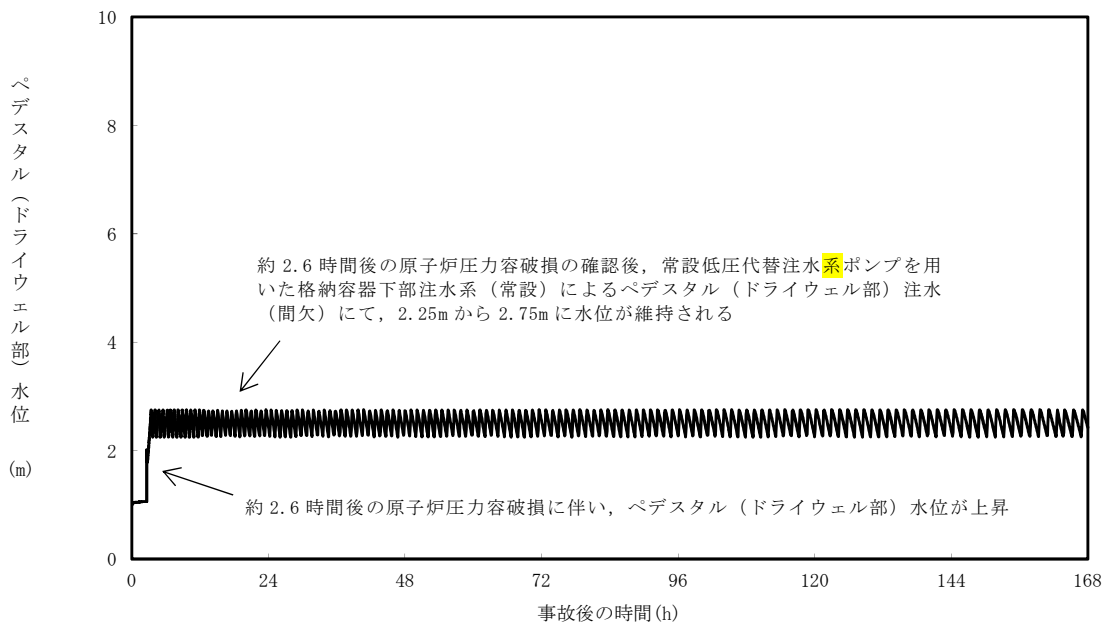
第 1 図 格納容器圧力の推移



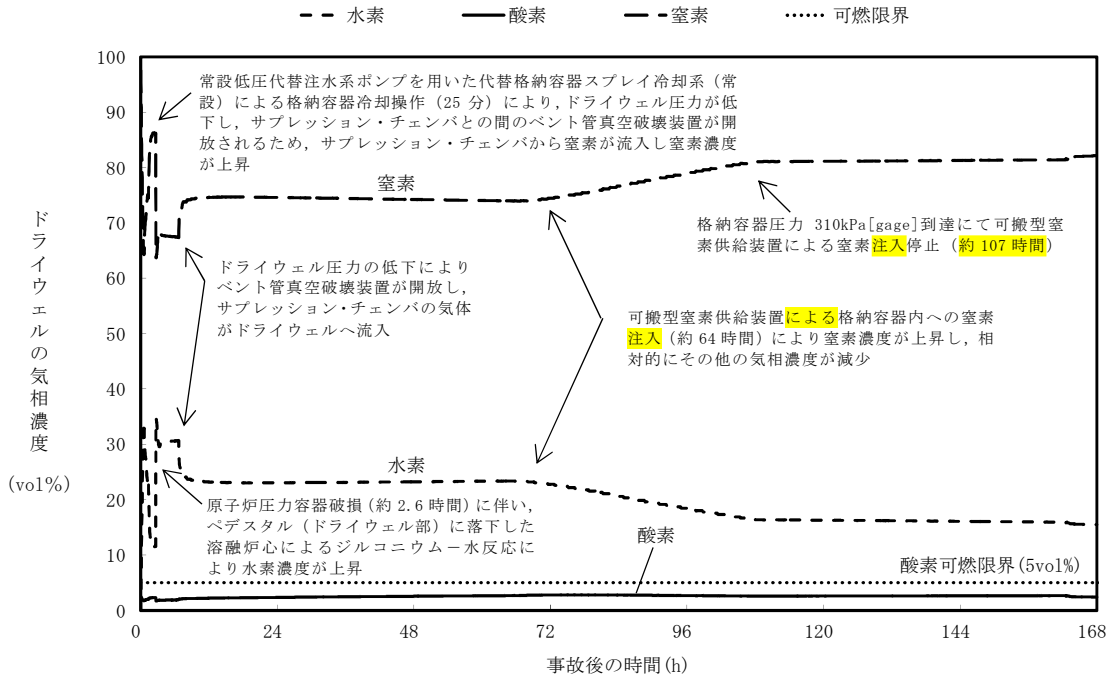
第 2 図 格納容器雰囲気温度の推移



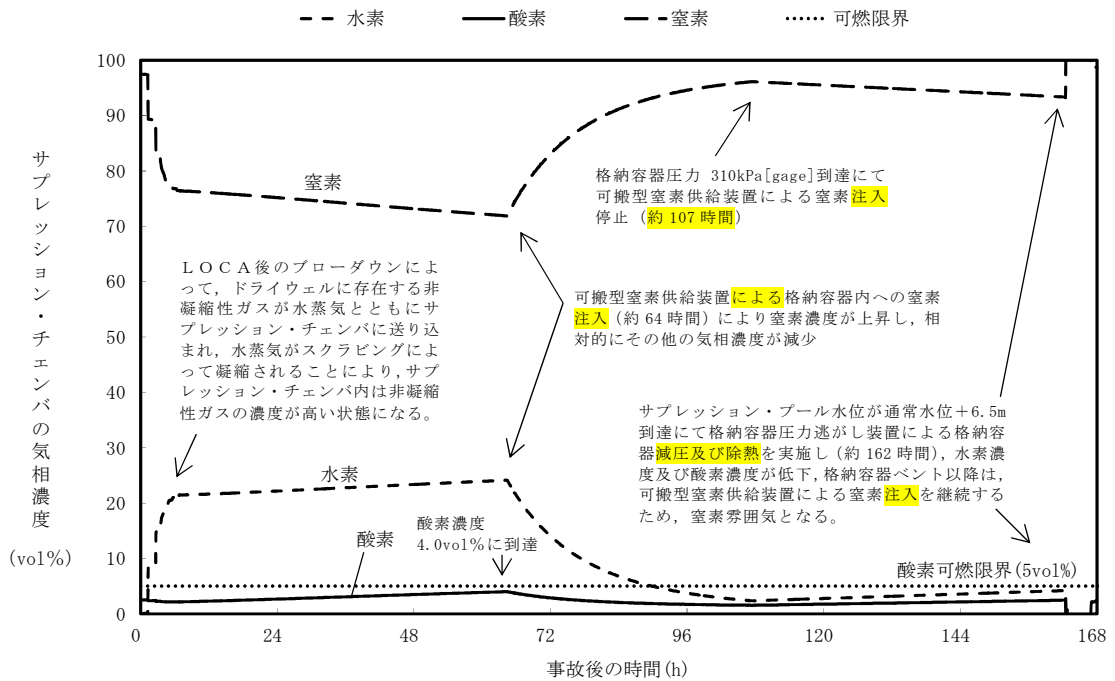
第3図 ペDESTAL（ドライウエル部）床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移



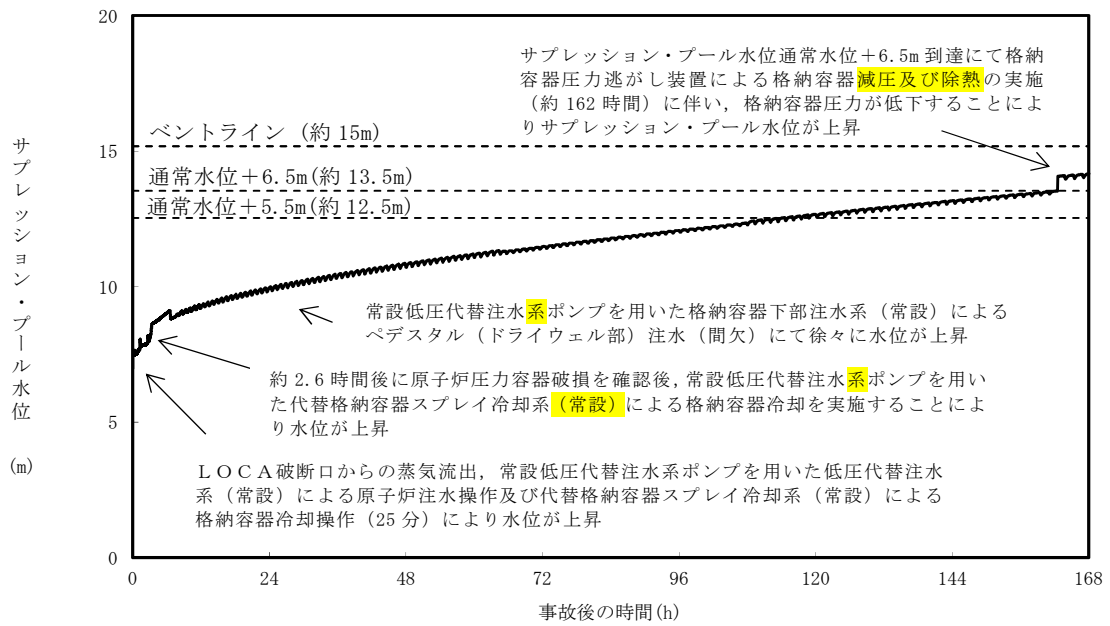
第4図 ペDESTAL水位の推移



第5図 ドライウエルの気相濃度の推移（ドライ条件）



第6図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移（ドライ条件）



第 7 図 サプレッション・プール水位の推移

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)

(代替循環冷却系を使用する場合))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

・代替淡水貯槽 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 25 分後, 定格流量で代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

代替循環冷却系による原子炉注水が開始される事象発生約 90 分後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却

事象発生 25 分後から炉心水位回復まで, 代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。

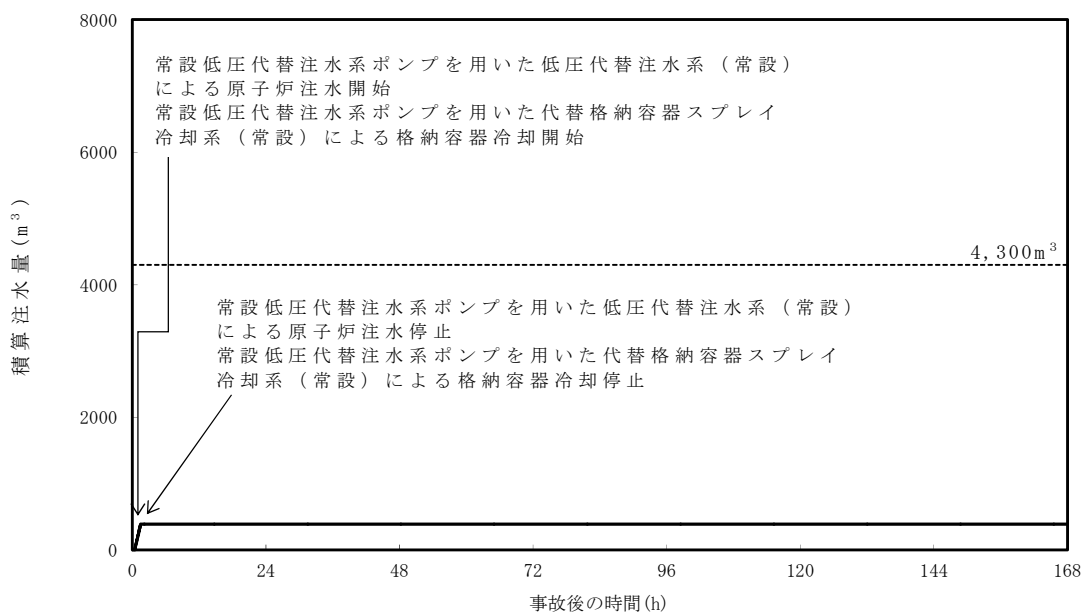
代替循環冷却系による格納容器除熱が開始される事象発生約 90 分後に, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を停止する。

### 3. 時間評価

原子炉注水等によって、代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生 90 分後までに代替循環冷却系による原子炉注水等を実施し、その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水等を停止するため、代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 400m<sup>3</sup> である。



第 1 図 外部水源による積算注水量

（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

（代替循環冷却系を使用する場合）

### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7 日間の対応において合計約 400m<sup>3</sup> の水が必要となるが、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup> の水を保有することから必要水量を確保している。このため、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))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L}/\text{h} \times (\text{燃料消費率}) \times 168\text{h} (\text{運転時間}) \times 5 \text{台} (\text{運転台数})$ = 約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
可搬型窒素供給装置用電源車 1 台起動 (格納容器内への窒素注入) $110.0\text{L}/\text{h} \times (\text{燃料消費率}) \times 168\text{h} (\text{運転時間}) \times 1 \text{台} (\text{運転台数})$ = 約 18.5kL	7 日間の 軽油消費量 約 18.5kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L}/\text{h} (\text{燃料消費率}) \times 168\text{h} (\text{運転時間}) \times 1 \text{台} (\text{運転台数})$ = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

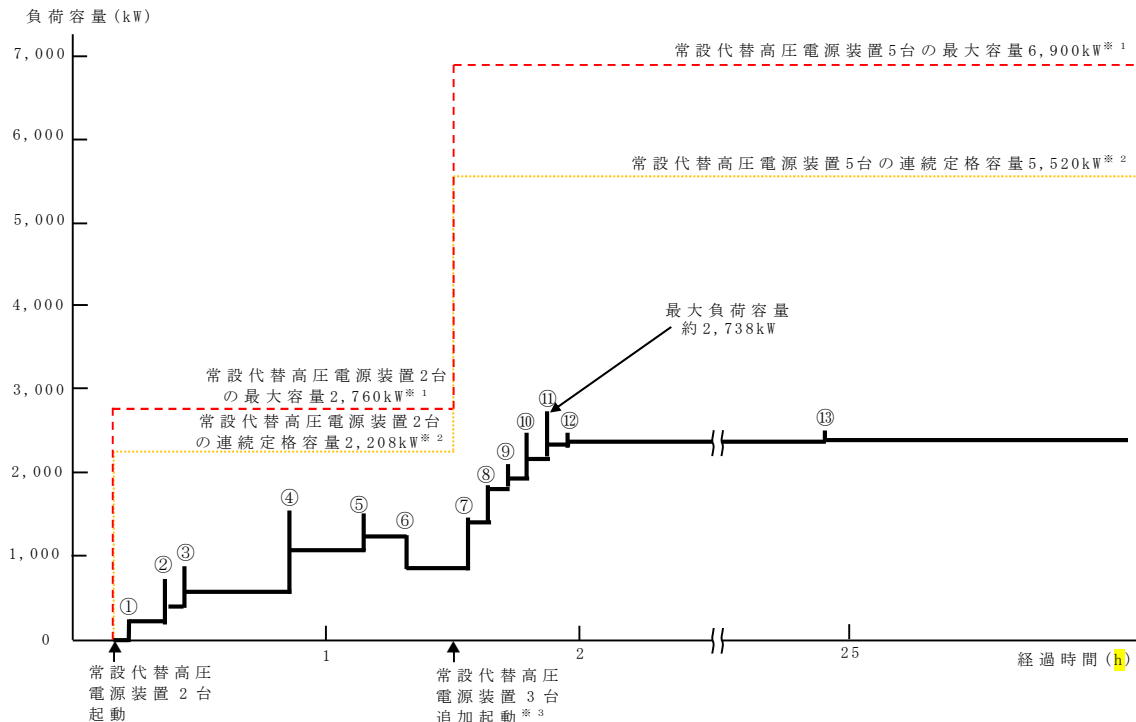
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

(代替循環冷却系を使用する場合))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高压電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他 <b>必要な負荷</b>	約120 約84	約252	約204
②	常設低压代替注水系ポンプ	約190	約689	約394
③	常設低压代替注水系ポンプ	約190	約879	約584
④	緊急用海水ポンプ その他 <b>必要な負荷</b>	約510 約4	約1,566	約1,098
⑤	代替循環冷却系ポンプ	約140	約1,455	約1,238
⑥	停止負荷 常設低压代替注水系ポンプ2台	約-380	-	約858
⑦	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 <sup>※4</sup> ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他 <b>必要な負荷</b> ・その他 <b>不要な負荷</b> <sup>※4</sup>	約79 約108 約134 約14 約234	約1,440	約1,427
⑧	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 <sup>※4</sup> ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他 <b>不要な負荷</b> <sup>※4</sup>	約60 約86 約134 約135	約1,847	約1,842
⑨	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他 <b>必要な負荷</b> 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約2,136	約1,948
⑩	中央制御室空調換気系空調機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他 <b>必要な負荷</b>	約45 約8 約183	約2,525	約2,184
⑪	蓄電池室排気ファン その他 <b>必要な負荷</b>	約8 約154	約2,738	約2,346
⑫	ほう酸水注入ポンプ	約37	約2,473	約2,383
⑬	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,492	約2,413



常設代替高压電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高压電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2 常設代替高压電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)  
 ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高压電源装置を3台追加起動する  
 ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される**不要な負荷**

## 格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応操作について

## 1. 概要

炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、酸素濃度4.3vol%（ドライ条件）到達で格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施することで、可燃性ガスを排出する手順としている。一方で、環境への影響を考慮すると、格納容器ベントを可能な限り遅延する必要があるため、格納容器ベントの実施基準である酸素濃度4.3vol%の到達時間を遅らせる目的から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作（以下「窒素注入」という。）を実施することにしている。ここでは、有効性評価の事象進展を参照し、窒素注入及び格納容器ベントに係る判断基準の妥当性について示す。

## 2. 窒素注入の判断基準と作業時間について

窒素注入に係る判断基準は以下のとおり設定している。

- a. 可搬型窒素供給装置の起動準備操作の開始基準：酸素濃度 3.5vol%
- b. 窒素注入の開始基準：酸素濃度 4.0vol%

「3.4 水素燃焼」において、水の放射線分解における水素及び酸素の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を評価する際に用いている値により感度解析を実施しており、水素及び酸素濃度の上昇が早い感度解析においても、第1表のとおり、可搬型窒素供給装置の起動準備時間が約6時間（約360分）確保できるため、起動準備時間の180分に対して十分余裕があることが確認できる。

第1表 設計基準事故のG値を用いた場合の評価結果

酸素濃度	到達時間	窒素注入準備の余裕時間
3.5vol%	約15時間	約6時間
4.0vol%	約21時間	

## 3. 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

窒素注入及び格納容器ベントに係る実施基準, 実施基準の設定根拠を第2表に示す。操作時間や水素濃度及び酸素濃度監視設備の計装誤差（約0.6vol%）を考慮しても、可燃限界領域（酸素濃度5.0vol%以上）に到達することなく、窒素注入及び格納容器ベントが実施可能である。

第2表 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

操作	実施基準 ：計装の読み取り値	実施基準の設定根拠
可搬型窒素供給装置の起動準備の開始基準	酸素濃度3.5vol% (2.9vol%～ 4.1vol%)※	可搬型窒素供給装置の起動準備時間を考慮して設定
窒素注入開始基準	酸素濃度4.0vol% (3.4vol%～ 4.6vol%)※	格納容器ベントの開始基準の到達前を設定
格納容器ベント開始基準	酸素濃度4.3vol% (3.7vol%～ 4.9vol%)※	計装誤差を踏まえても可燃限界領域到達前に格納容器ベントが可能な基準を設定

※ 括弧内は、計装の読み取り値に対して計装誤差を考慮した範囲であり、実機の酸素濃度として想定される範囲

### 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合

#### 3.1.3.1 格納容器破損防止対策

「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」では、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、代替循環冷却系を使用する場合を想定し、期待する格納容器破損防止対策の有効性を評価している。代替循環冷却系は多重化設計とした上で、さらなる後段の対策として格納容器圧力逃がし装置を整備するため、重大事故時の事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが、格納容器圧力逃がし装置の有効性を評価する観点から、本格納容器破損モードで想定される事故シーケンスにおいて代替循環冷却系が使用できない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置により格納容器の過圧・過温破損が防止できることを確認する。

(添付資料 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）」で想定される事故シーケンスに対して、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、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 3.1.3-1 図に、対応手順の概要を第 3.1.3-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 3.1.3-1 表に示す。

(添付資料 3.1.2.1)

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必要な要員は、災害対策要員（初動）21名及び参集要員5名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行う当直運転員5名、指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員10名である。

参集要員の内訳は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（現場での第二弁操作）を行うための重大事故等対応要員3名である。

必要な要員と作業項目について第3.1.3-3図に示す。

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、災害対策要員（初動）21名及び参集要員5名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認

原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認については、「3.1.2.1 a. 原子炉スクラム，LOCA発生及び全交流動力電源喪失の確認」と同じ。

b. 原子炉への注水機能喪失の確認

原子炉への注水機能喪失の確認については、「3.1.2.1 b. 原子炉への注水機能喪失の確認」と同じ。

c. 炉心損傷の確認

炉心損傷の確認については、「3.1.2.1 c. 炉心損傷の確認」と同じ。

(添付資料 3.1.3.2)

d. 早期の電源回復不能の確認

早期の電源回復不能の確認については、「3.1.2.1 d. 早期の電源回

復不能の確認」と同じ。

- e. 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作  
常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、「3.1.2.1 e. 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作」と同じ。なお、代替循環冷却系が使用できない場合の評価であることから、原子炉注水については、「(c) 常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉注水操作」に記載のとおり、原子炉水位L0まで冠水した後は、サブプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）による原子炉注水の流量を崩壊熱相当に調整し、常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.3.3)

- f. 電源確保操作対応

電源確保操作対応については、「3.1.2.1 f. 電源確保操作対応」と同じ。

- g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の起動

## 準備操作

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作については、「3.1.2.1 g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作」と同じ。

### h. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作については、「3.1.2.1 h. 常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作」と同じ。

### i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作

原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作については、「3.1.2.1 i. 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作」と同じ。

### j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作

ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作については、「3.1.2.1 j. ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作」と同じ。

### k. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作については、「3.1.2.1

m. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作」と同じ。

### l. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作

水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作については、「3.1.2.1 n. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作」と同じ。



m. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作

サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作については、「3.1.2.1 o. サプレッション・プール水 pH制御装置による薬液注入操作」と同じ。

n. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作

格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び雰囲気温度が徐々に上昇する。格納容器圧力が465kPa [gage] に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施し、格納容器圧力が400kPa [gage] 到達により格納容器冷却を停止する。以降、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の運転により、格納容器圧力を400kPa [gage] から465kPa [gage] の範囲で制御する。これは、格納容器圧力を400kPa [gage] から465kPa [gage] の高い領域で維持することでスプレイ効果を高め、サプレッション・プール水位の上昇抑制により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するための運用として設定している。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サプレッション・プール水位は徐々に上昇する。格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作

(サプレッション・チェンバ側) に伴うサプレッション・プール水位の上昇 (約 1.3m) を考慮しても、サプレッション・プール水位がベントライン下端位置を超えないようにサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m で格納容器冷却を停止する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却の停止を確認するため必要な計装設備はサプレッション・プール水位である。

o. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サプレッション・チェンバ側)

サプレッション・プール水位が通常水位+5.5m に到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置第一弁の開操作を実施する。

さらに、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却の停止後、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置第二弁を全開としサプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・チェンバ圧力等である。

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・プール水位である。

以降、損傷炉心の冷却は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水により継続的に行い、また、格納容

器減圧及び除熱は、格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。

p. 使用済燃料プールの冷却操作

使用済燃料プールの冷却操作については、「3.1.2.1 p. 使用済燃料プールの冷却操作」と同じ。

q. 可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。

r. タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

### 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、LOCAに属する事故シーケンスのうち、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、格納容器圧力及び格納容器温度上昇の観点で厳しい大破断LOCAに加えて、ECCS注水機能が喪失する「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、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、格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重畳を

考慮する。

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E C C S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におけるリロケーション，構造材との熱伝達，原子炉圧力容器内F P挙動並びに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，格納容器ベント並びに炉心損傷後の格納容器における格納容器内F P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り，原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有す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，格納容器雰囲気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主要な解析条件を第 3.1.3-2 表に示す。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、原子炉圧力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、再循環系配管（出口ノズル）とする。

（添付資料 1.5.2）

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能喪失するものとし、さらに、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。なお、代替循環冷却系は使用できないものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものとする。

安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。

(d) 水素の発生

水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コードM A A Pの評価結果では水の放射線分解による水素及び酸素の発生等は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

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

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) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。

(c) 再循環系ポンプ

再循環系ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

原子炉注水流量は  $230\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとし、原子炉水位 L 0 まで回復後は、崩壊熱による蒸発量相当の注水流量（最大  $50\text{m}^3/\text{h}$ ）で注水するものとする。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器冷却と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量配分することで実施する。

（添付資料 3.1.2.3）

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器冷却は、常設低圧代替注水系 2 台を使用するものとし、事象初期の原子炉注水実施時の格納容器スプレイ流量は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として  $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、 $465\text{kPa}$  [gage] 到達時の格納容器スプレイ流量は、サブプレッション・プール水位の上昇による格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器除熱操作開始を早め、格納容器圧力逃がし装置による  $\text{Cs-137}$  放出量を厳しく評価する観点から、運転手順における調整範囲の上限である  $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。なお、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、原子炉注水と同じ常設低圧代替注水系ポンプを用いて流量分配することで実施する。

（添付資料 3.1.2.3）

(f) 格納容器下部注水系（常設）

格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペDESTAL（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によ

るペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作についても考慮しない。

(g) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置第二弁を全開とし、格納容器圧力が310kPa [gage] において13.4kg/sの排気流量にて格納容器減圧及び除熱を実施するものとする。

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、常設代替高圧電源装置によって供給を開始し、常設低

圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生25分後から開始する。また、代替循環冷却系による原子炉注水操作並びに格納容器減圧及び除熱操作ができないこと及び原子炉水位LOまで回復したことを確認した場合、原子炉注水流量を崩壊熱相当に調整し、格納容器冷却を停止する。

(b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系

（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が465kPa [gage] に到達した場合に開始し、400kPa [gage] に到達した場合は停止する。また、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した以降は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施しない。

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱は、サブプレ

ッション・プール水位が通常水位+6.5m到達から5分後に実施する。

(3) 有効性評価（Cs-137 放出量評価）の条件

- a. 事象発生直前まで、定格出力の 100%で長期間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。
- b. 炉内に蓄積されている核分裂生成物は、事象進展に応じて、格納容器内に放出されるものとする。セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コードMAAPの評価結果の方が、代表的なソースタームに関する報告書であるNUREG-1465 より大きく算出する。
- c. 格納容器内に放出されたCs-137 は、格納容器スプレイやサプレッション・プールでのスクラビング等による除去効果を受けるものとする。
- d. 格納容器圧力逃がし装置を介して大気中へ放出されるCs-137 の放出量評価条件は以下のとおりとする。
  - (a) サプレッション・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を介して大気中に放出するものとする。
  - (b) 格納容器内から原子炉建屋への漏えいはないものとする。
  - (c) 格納容器圧力逃がし装置のフィルタによる除去係数は、1,000（設計値）とする。
- e. 原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137 の漏えい量評価条件は以下のとおりとする。
  - (a) 格納容器からの漏えい率は、設計漏えい率及びAECの式等に基づき設定した漏えい率を基に格納容器圧力に応じて変動するものとする。
  - (b) 漏えい量を保守的に見積もるため、原子炉建屋ガス処理系により原



原子炉建屋原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。また、原子炉建屋ガス処理系により負圧を達成した後は、大気への放出率を1回／日（設計値）とする。なお、原子炉建屋ガス処理系のフィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。

原子炉建屋ガス処理系は、常設代替高圧電源装置からの交流電源の供給を受けて中央制御室からの遠隔操作により事象発生115分後に起動し、起動後5分間で負圧が達成されることを想定する。

(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰及び放射性物質の除去効果は考慮しないものとする。

（添付資料 3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.1.3.6）

#### (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（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第3.1.3-4図から第3.1.3-8図に、燃料最高温度の推移を第3.1.3-9図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第3.1.3-10図から第3.1.3-15図に示す。

##### a. 事象進展

大破断LOCA時に高圧・低圧注水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4分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K（約727℃）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9分後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約27分後に燃料温度は

2,500K (約 2,227°C) に到達する。事象発生から 25 分後、常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (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、炉心は冠水する。

(添付資料 3.1.2.6)

格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため、原子炉注水と同時に常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施することによって、格納容器の圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。

原子炉水位が原子炉水位 L0 に回復後、サブプレッション・プール水位の上昇を抑制するため、崩壊熱による蒸発量相当の原子炉注水流量とすることで原子炉水位 L0 を維持するとともに、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を一時停止する。

その後、崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等の格納容器内への放出により、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、再度、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。

ベントラインの水没防止のために、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側) に伴うサブプレッション・プール水位の上昇 (約 1.3m) を考慮し、サブプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように、サブプレッション・プ

ール水位が通常水位+6.5m に到達した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。事象発生から約 19 時間経過した時点でサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止後、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施し、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させる。格納容器雰囲気温度は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施後、熔融炉心からの放熱によって上昇傾向となる期間が生じるが、崩壊熱の減少に伴い低下傾向に転じて、その後は徐々に低下する。格納容器圧力については格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）の実施により低下する。なお、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）実施時のサプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、ベント管真空破壊装置による真空破壊機能及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）の機能は維持される。

#### b. 評価項目等

格納容器圧力は、第 3.1.3-10 図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力の最高値

は約 0.47MPa [gage] となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa [gage]) を下回る。なお、格納容器バウンダリにかかる圧力が最高となる事象発生約 18 時間後 (最も遅く最高値に到達する時間) 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、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の 2%未満であるため、その影響は無視し得る程度である (水素及び酸素の総発生量に対する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約 4%)。

格納容器雰囲気温度は、第 3.1.3-11 図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる温度 (壁面温度) の最高値は約 157℃となり、評価項目である 200℃を下回る。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雰囲気温度は約 202℃となるが、このときの格納容器バウンダリにかかる温度 (壁面温度) は約 137℃であり、評価項目である 200℃を下回る。

(添付資料 3.1.2.8)

大気中への Cs-137 放出量について、ベントラインへの移行量においては保守的に格納容器からの漏えいがない場合を想定し評価しており、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による大気中への Cs-137 の放出量は約  $1.2 \times 10^{-4}$  TBq (事象発生 7 日間) であり、評価項目である 100TBq を下回る。また、ドライウェルのベントラインを経由した場合の放出量は約 3.7TBq (事象発生 7 日間) であり、評価項目である 100TBq を下回る。

なお、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放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとん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すると考えられるためである。原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、原子炉建屋から大気中へ漏えいする  $Cs-137$  の漏えい量については、約 14.3TBq（事象発生 7 日間）であり、格納容器からの漏えいがない場合の評価におけるサプレッション・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による大気中への  $Cs-137$  の放出量を加えた場合でも、約 15TBq（事象発生 7 日間）であり、評価項目である 100TBq を下回る。なお、ドライウエルのベントラインを経由した場合の放出量を加えた場合でも、約 18TBq（事象発生 7 日間）であり、100TBq を下回る。

事象発生 7 日間以降、 $Cs-137$  の放出が継続した場合の放出量評価を行った結果、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逃がし装置による放出量は、約  $1.3 \times 10^{-4}$  TBq（30 日間）及び  $1.5 \times 10^{-4}$  TBq（100 日間）であり、ドライウエルのベントラインを経由した場合には、約 4.1TBq（30 日間）及び約 4.1TBq（100 日間）である。原子炉建屋から大気中への  $Cs-137$  の漏えい量にドライウエルのベントラインを経由した格納容器圧力逃がし装置による  $Cs-137$  の放出量を加えた場合でも、約 19TBq（30 日間）及び約 20TBq（100 日間）であり、いずれの場合も 100TBq を下回る。なお、放出量評価においては、原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び除去効果を保守的に考慮しておらず、これらの効果を考慮した場合、放出量は小さくなる。

(添付資料 3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.1.3.6)

第 3.1.3-4 図及び第 3.1.3-6 図に示すとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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、第 3.1.3-14 図に示すとおり、約 19 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び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」に示す(1)から(3)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認した。

(添付資料 3.1.3.7)

### 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は、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

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）」（代替循環冷却系を使用できない場合）では、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、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）

による原子炉注水操作，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作，格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では，炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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，大破断LOCAが発生し，高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合，速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を行う手順となっており，燃料被覆管温度等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，炉心ヒートアップの感度解析では，格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから，格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用い

た代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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解析コードS A F E Rの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードM A A Pの評価結果の方が大きく、解析コードS A F E Rに対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードS A F E Rの評価結果との差異は小さいことを確認している。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却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、大破断L O C Aが発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やかに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作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運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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



始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データとよく一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

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を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響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。

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F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはPHEBUS-F P 実験解析により原子炉圧力容器内へのF P 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-F P 実験解析では燃料被覆管破裂後のF P 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推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内F P 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。

炉心損傷後の格納容器における格納容器内F P挙動の不確かさとして、核分裂生成物（F P）挙動モデルはA B C O V E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。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の格納容器内F P挙動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、運転員等操作時間を与える影響はない。

(添付資料 3.1.3.8)

#### 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、T M I事故についての再現性及びC O R A実験についての再現性が確認されている。また、炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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解析コードS A F E Rの評価結果との比較により、水位低下幅は解析コードM A A Pの評価結果の方が大きく、解析コードS A F E Rに対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードS A F E Rの評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内

部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析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を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが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雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動は測定データとよく一致することを確認しており、その差異は小さいことから、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を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており、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ない。

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を確認している。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

は小さくなると推定される。炉心損傷後の格納容器における格納容器内 F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物 (F P) 挙動モデルは、A B C O V E 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、大気中への C s -137 の放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器圧力逃がし装置による C s -137 の放出量は、評価項目 (100TBq を下回っていること) に対して、サブレーション・チェンバのベントラインを経由した場合は約  $1.2 \times 10^{-4}$  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 3.7TBq (7 日間) であり、評価項目である 100TBq に対して余裕がある。

(添付資料 3.1.3.8)

## (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、第 3.1.3-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう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  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱

と同等以下となる。燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）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、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部、サブプレッション・プール水位及びドライウェル雰囲気温度は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、E x c e s s i v e L O C Aを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施すること）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。

機器条件の低圧代替注水系（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（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなる可能性がある。熔融炉心の冠水後の操作として崩壊熱による蒸発を補う注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、解析条件で設定したスプレイ流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$  一定）に対して、最確条件は運転手順における流量調整の範囲（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）となる。最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の開始時間が遅くなり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の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 3.1.2.12, 3.1.3.8）

(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  $33\text{GWd}/\text{t}$  に対して最確条件は燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  の場合は、解析条件と最確条件は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。また、燃焼度  $33\text{GWd}/\text{t}$  未満の場合は、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置により抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力，原子炉水位，炉心流量，格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の気相部及び液相部，サブプレッション・プール水位及びドライウエル雰囲気温度は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象は，解析条件の不確かさとして，E x c e s s i v e L O C Aを考慮した場合，原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが，格納容器へ放出されるエネルギーは大破断L O C Aの場合と同程度であり，第3.1.2-16図及び第3.1.2-17図に示すとおり，格納容器圧力及び温度は，それぞれ評価項目である最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）及び200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の低圧代替注水系（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（設計値）の保守性）は原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び雰囲気温度の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。

機器条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は，解析条件で設定したスプレイ流量（ $130\text{m}^3/\text{h}$  一定）に対して，最確条件は運転手順における流量調整の範囲（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）となる。最確条件とした場合でも，スプレイ流量は，格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し，また，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置

による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の圧力で決定されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の格納容器圧力逃がし装置は、解析条件の不確かさとして、実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力の最高値は格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）時のピーク圧力であり、操作後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから、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 3.1.2.12, 3.1.3.8）

#### 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高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作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 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、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉注水によって原子炉水位が原子炉水位L0まで回復した場合、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量を崩壊熱による蒸発を補う流量に変更するとともに、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は、解析上の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ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、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。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 465kPa [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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが、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による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）は、解析上の操作開始時間として、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達から 5 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、炉心損傷後の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の実施基準（サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m）に到達するのは、事象発生の約 19 時間後である。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）操作の操作所要時間は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、サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m 到達時に速やかに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）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ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが、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 3.1.3.8)

(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高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却操作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。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレ  
イ冷却系（常設）による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、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視してい  
ることから、操作開始の起点である格納容器圧力 465kPa [gage] 到  
達時点で速やかに操作を実施可能であり、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による格納容器減圧及び除熱操  
作（サブプレッション・チェンバ側）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 3.1.3.8）

### (3) 操作時間余裕の把握

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

第 3.1.3-16 図から第 3.1.3-18 図に示すとおり、操作条件の常設代替  
交流電源設備による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポン  
プを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作  
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 50 分後（操作開始時間の 25 分の遅れ）までに常設代替高圧電源装置  
からの受電操作を行い、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器  
スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）  
による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価

項目を満足する結果となり、時間余裕がある。なお、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）時におけるCs放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）開始時間はほぼ同等であることから、放出量に与える影響は小さい。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、操作開始までの時間は事象発生から約3.9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、操作が大幅に遅れるような場合でも、格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍（0.62MPa [gage]）に到達するまでの時間は事象発生後約14時間後であり、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）については、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）開始までの時間は事象発生から約19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 3.1.3.8, 3.1.3.9）

#### （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。このほか、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）」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 21 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」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 5 名であり、参集要員の 72 名に含まれることから対処可能である。

##### (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、以下のとおりである。

###### a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,490m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に 4,300m<sup>3</sup>及び西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup>、合計 8,600m<sup>3</sup>の水を保有しており、可搬型代替注水中型ポンプを用いて、西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を行うことで、

代替淡水貯槽を枯渇させることなく、7日間の対応が可能である。

(添付資料 3.1.3.10)

#### b. 燃 料

常設代替交流電源設備による電源供給について、事象発生直後から7日間の常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の運転を想定すると、約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約800kLの軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による7日間の電源供給の継続が可能である。

西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による代替淡水貯槽への補給について、事象発生直後から7日間の可搬型代替注水中型ポンプ（1台）の運転を想定すると、約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクには約210kLの軽油を保有していることから、西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ（1台）による7日間の代替淡水貯槽への補給の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給について、事象発生直後から7日間の緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約75kLの軽油を保有していることから、緊急時対策所用発電機による7日間の電源供給の継続が可能である。

(添付資料 3.1.3.11)

#### c. 電 源

重大事故等対策時に必要な負荷は約2,653kWであるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）の連続定格容量は5,520kWであることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。なお必要な負荷には、有効性評価で期待しないが電源供給される不要な負荷も含まれ

ている。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 3.1.3.12)

### 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、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、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガスが蓄積することによって、格納容器圧力及び温度が上昇し、格納容器の過圧・過温により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「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、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備している。また、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱手段を整備している。

格納容器圧力逃がし装置は、多重化設計とする代替循環冷却系のさらなる後段の対策であり、重大事故時に事象発生後短期に格納容器圧力逃がし装置を使用することは実質的には考えられないが、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）」の評価事故シナリオ「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」について、

代替循環冷却系を使用できない場合を想定し、格納容器圧力逃がし装置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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を実施することで、格納容器冷却、減圧及び除熱が可能である。

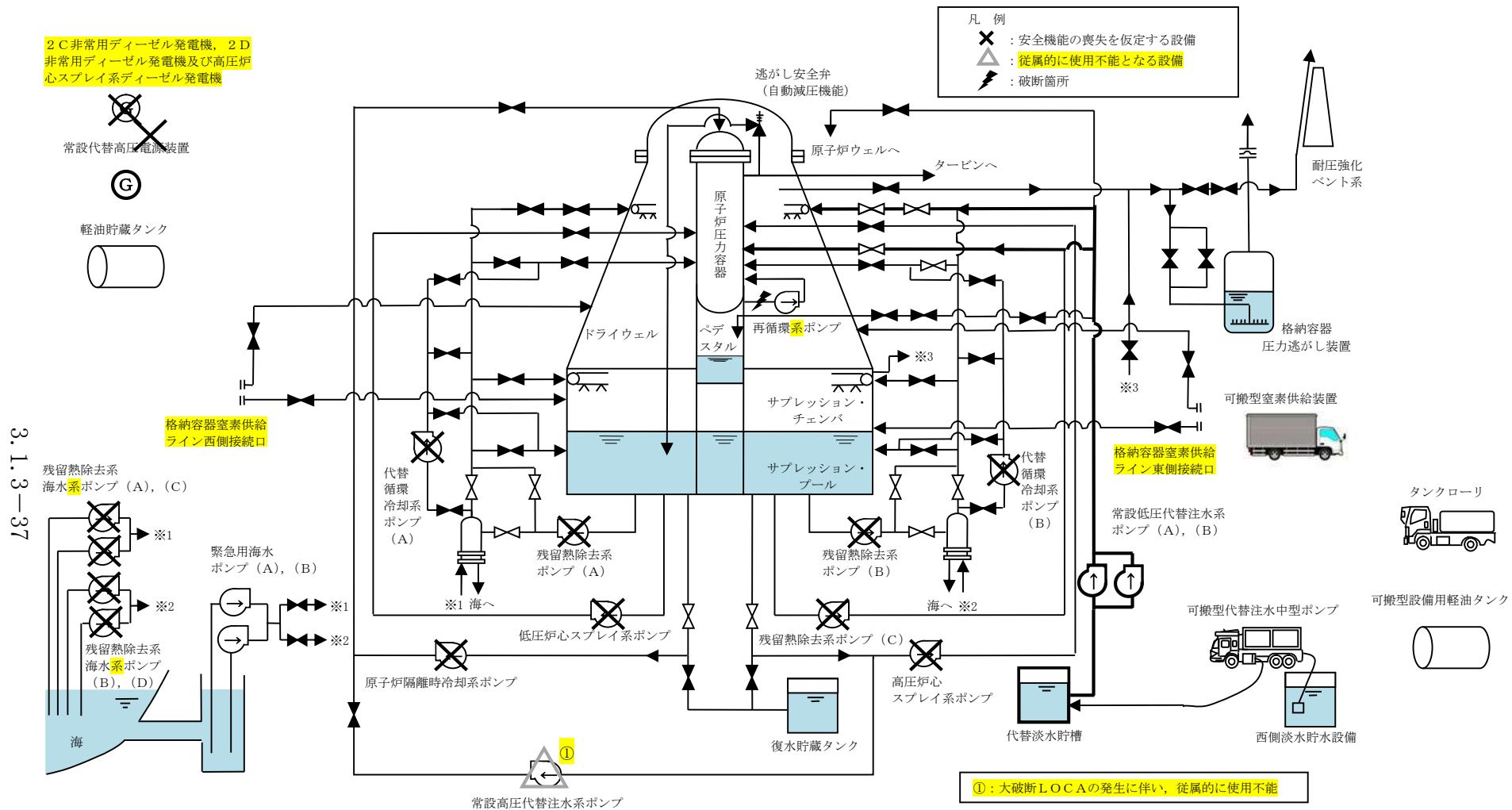
その結果、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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。

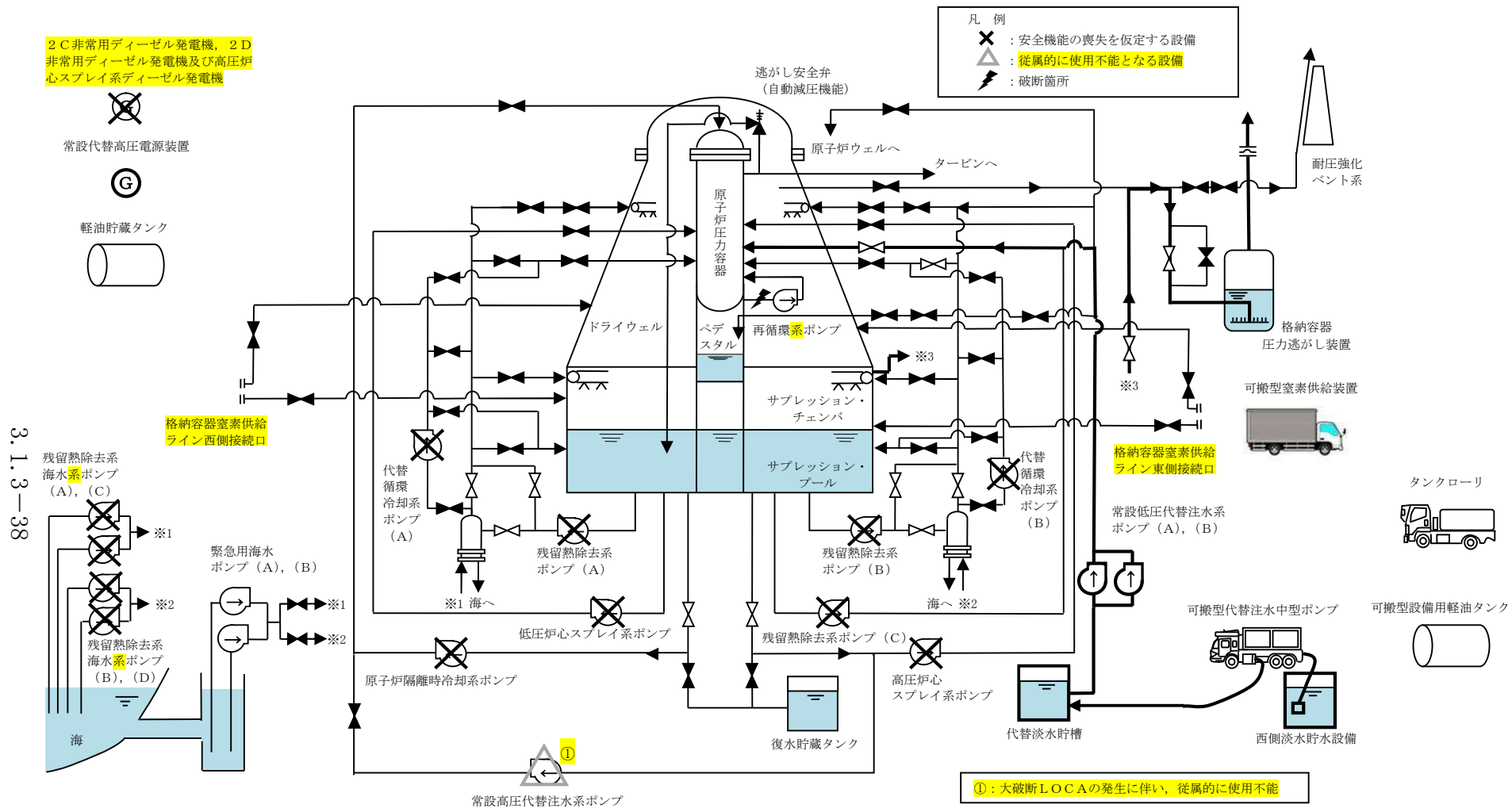
重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（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（常設）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱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。

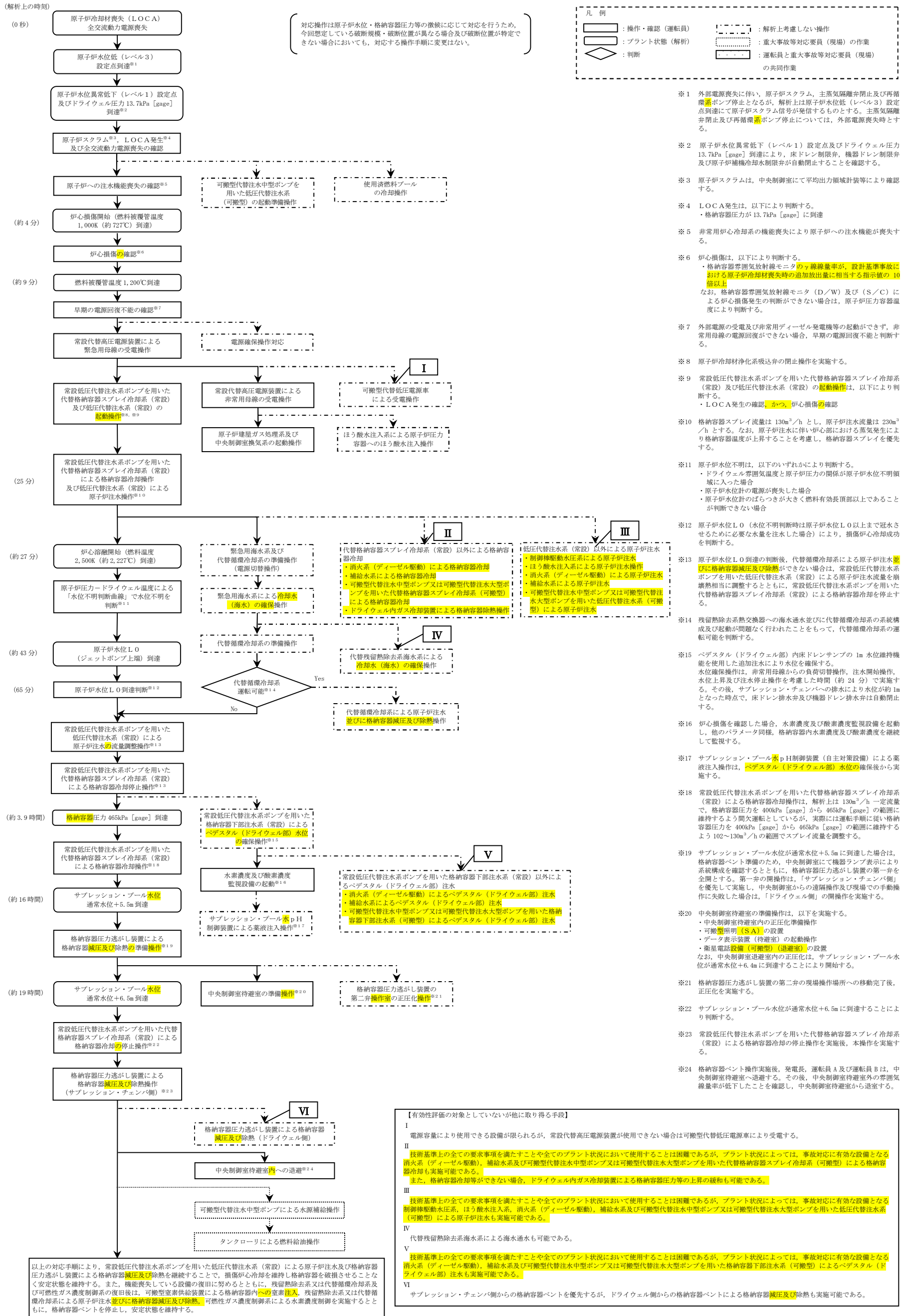




第3.1.3-1図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用できない場合）（1/2）  
 （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



第 3.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用できない場合）(2/2)  
 (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による格納容器減圧及び除熱段階)



第 3.1.3-2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用できない場合）

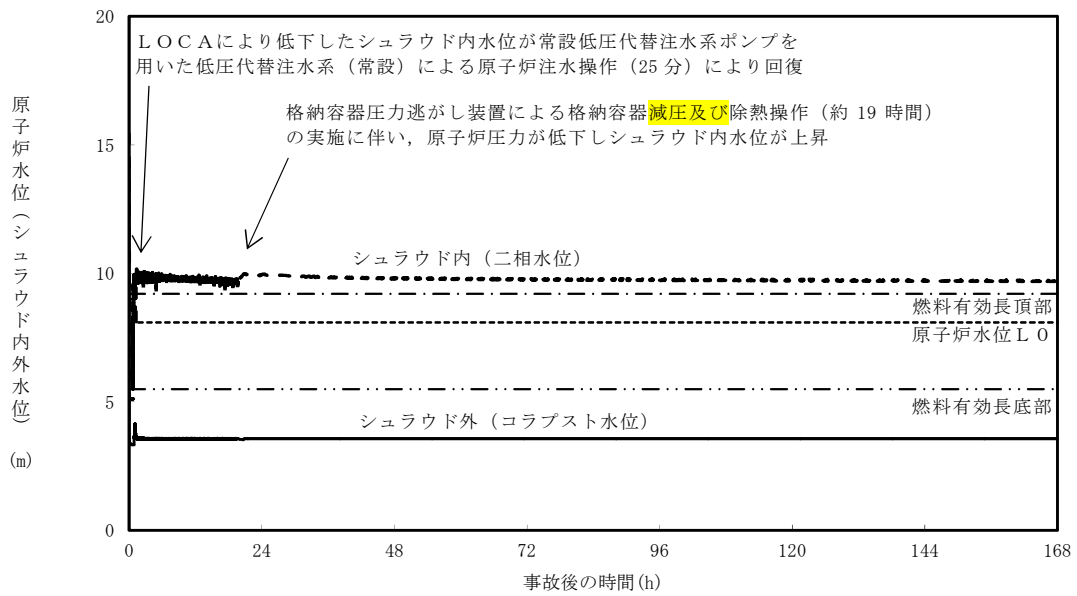
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）

操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間（分）											備考				
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110	120	130	140
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	事象発生 原子炉スクラム ▼約4分 炉心損傷開始（燃料被覆管温度1,000K 到達） ▼約9分 燃料被覆管温度1,200℃到達 ▼プラント状況判断 ▼25分 格納容器冷却及び原子炉注水開始 ▼約27分 炉心溶融開始（燃料温度2,500K 到達） ▼65分 原子炉水位LO到達判断 ▼2時間 原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動による負圧達成															
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐																
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	1人	初動での指揮 発電所内外連絡																
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)																
状況判断	2人 A, B	-	-	-	10分															
早期の電源回復不能の確認	[1人] A	-	-	●高圧炉心スプレイズルディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分															
	[1人] B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分															
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施											解析上考慮しない				
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	[1人] B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分															
常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイズル冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の起動操作	[1人] B	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイズル冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な負荷の電源切替操作	4分															
	[1人] A	-	-	●原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作	2分															
	[1人] A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイズル冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分															
常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイズル冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	[1人] A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイズル冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	6分	原子炉注水及び格納容器冷却開始後、適宜状態監視										流量調整後（崩壊熱相当）、適宜状態監視				解析上では、事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し、12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する
常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベダスタル（ドライウェル部）水位の確保操作	[1人] A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるベダスタル（ドライウェル部）注水に必要な負荷の電源切替操作	4分	20分										水位確保後、適宜状態監視				解析上考慮しない
	[1人] A	-	-	●水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	8分	適宜、格納容器内水素濃度及び酸素濃度の監視										通常運転時は外部電源で常時暖気状態であり、交流電源喪失時は代替交流電源設備により緊急用母線受電後、暖気が自動的に開始される				
サブプレッション・プール水pH制御装置による薬液注入操作	[1人] A	-	-	●サブプレッション・プール水pH制御装置による薬液注入操作	15分															解析上考慮しない
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	[1人] B	-	-	●非常用母線の受電準備操作（中央制御室）	35分															
	-	2人 C, D	-	●非常用母線の受電準備操作（現場）	75分															
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	[1人] B	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作	8分															
	[1人] B	-	-	●非常用母線の受電操作	5分															
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	[1人] B	-	-	●原子炉建屋ガス処理系の起動操作	5分											起動操作実施後、適宜状態監視				
	[1人] B	-	-	●中央制御室換気系の起動操作	6分											起動操作実施後、適宜状態監視				
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	[1人] B	-	-	●ほう酸水注入系の起動操作	2分											ほう酸水全量注入完了まで適宜状態監視				解析上考慮しない
	[1人] B	-	-	●ほう酸水注入系の注入状態監視																

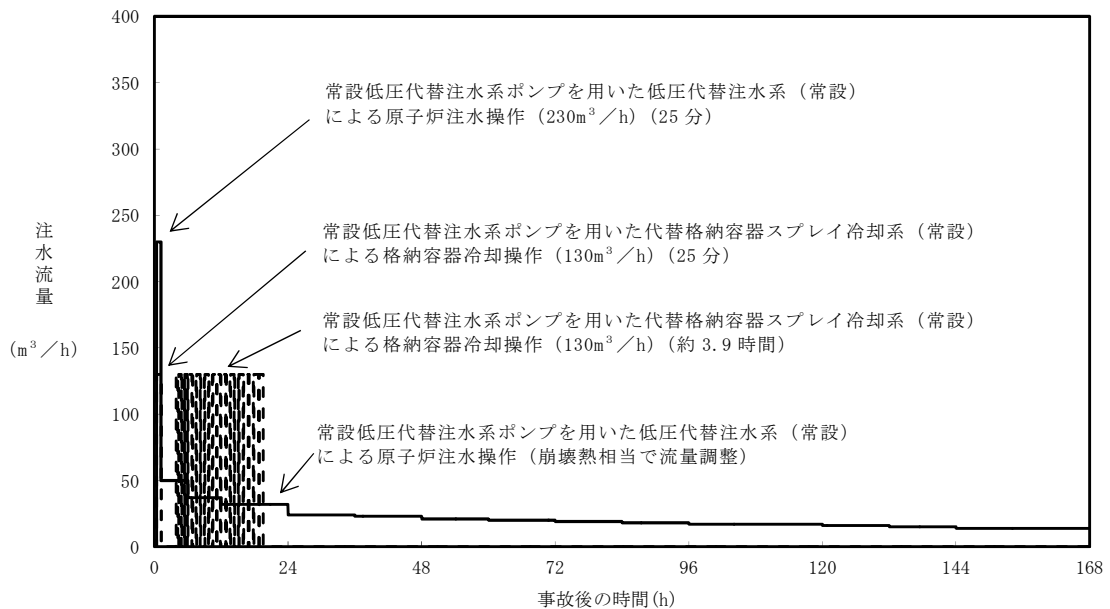
第 3.1.3-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（1/2）

				経過時間 (時間)												備考	
				4 8 12 16 20 24 28 32 36 40 44 48 50													
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容													
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
					▽約 3.9 時間 格納容器圧力 465kPa [gage] 到達												
					▽約 16 時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m 到達												
					▽約 19 時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m 到達												
					▽約 42.6 時間 代替淡水貯槽残量 1,000m <sup>3</sup> 到達												
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	流量調整後(崩壊熱相当)、適宜状態監視												解析上では、事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し、12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	間欠スプレイにより格納容器圧力を 400kPa [gage] から 465kPa [gage] の間に維持												解析上では、約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが、実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし、並行した操作を極力減らすこととする
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(中央制御室での第一弁操作)	5分												
	-	【2人】+1人 C, D, E	-	●第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備操作(現場での第一弁操作)	125分												解析上考慮しない
	1人 副発電長	-	-	●緊急時対策所への退避	35分												第一弁操作完了後、緊急時対策所に退避する
	-	-	3人 (参集)	●第二弁現場操作場所への移動	45分												
中央制御室待避室の準備操作	【1人】 B	-	-	●中央制御室待避室内の正圧化準備操作 ●可搬型照明(SA)の設置 ●データ表示装置(待避室)の起動操作 ●衛星電話設備(可搬型)(待避室)の設置	20分 15分 15分 5分												
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却の停止操作 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(中央制御室での第二弁操作) ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作実施後の状態監視	3分 2分					格納容器ベント実施後、適宜状態監視							
	-	-	【3人】 (参集)	●第二弁操作室の正圧化操作 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(現場での第二弁操作) ●第二弁操作室への退避 ●緊急時対策所への帰還	10分 30分					240分 45分							サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う
	【1人】 B	-	-	●中央制御室待避室内の正圧化操作	5分												サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う
	1人+【2人】 発電長, A, B	-	-	●中央制御室待避室内への退避	300分												
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施												解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
	-	-	-		20分												解析上考慮しない 25時間までに実施する
	-	-	-		15分												
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	8人 e~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分												炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を行う
百個淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	【8人】 e~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作						180分							水源枯渇までは十分余裕がある
	-	-	【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作						適宜実施							
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作						90分							タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する
	2人 A, B	3人 C, D, E	10人 a~j 及び参集 5人							適宜実施							

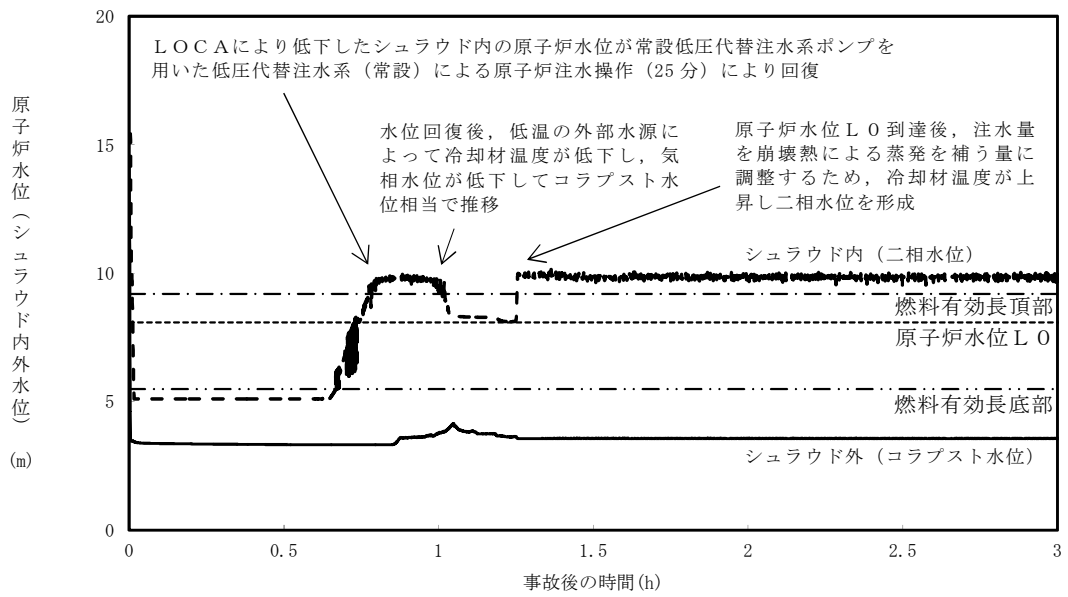
第 3.1.3-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の作業と所要時間(代替循環冷却系を使用できない場合) (2/2)



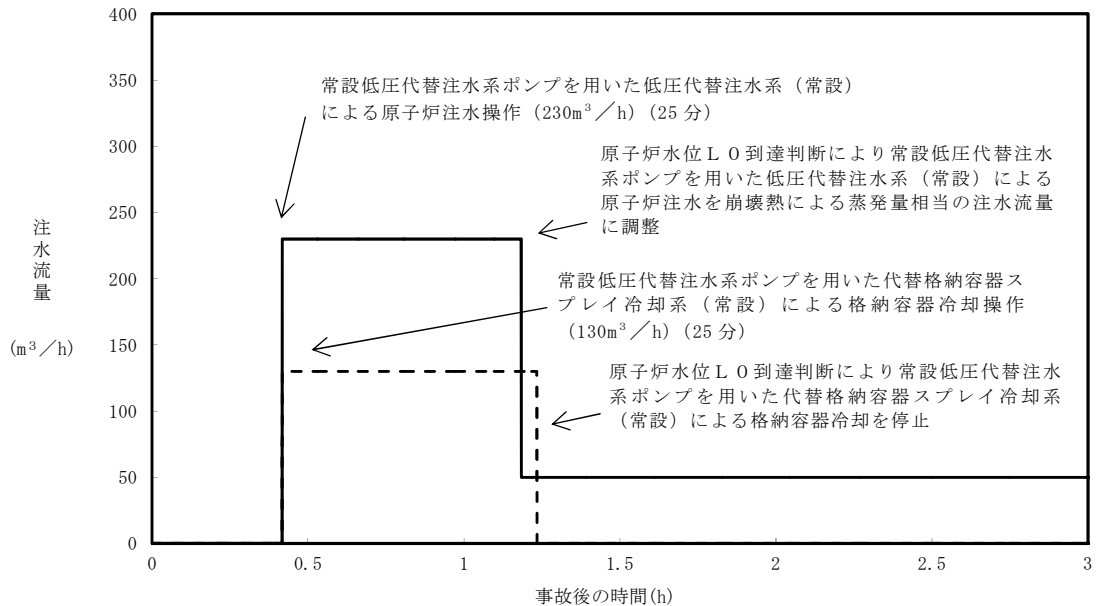
第 3.1.3-4 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



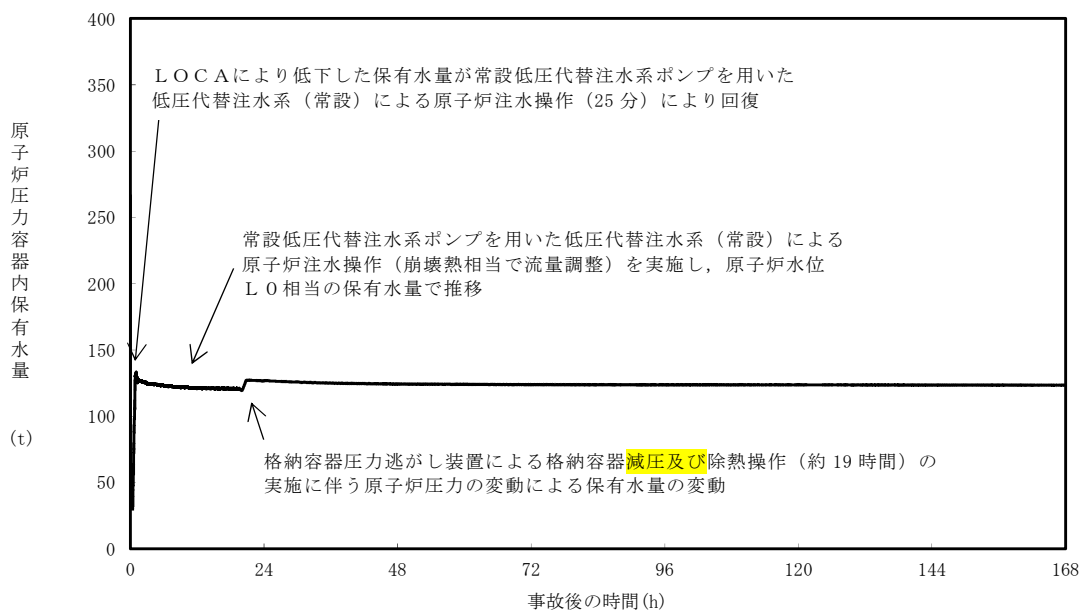
第 3.1.3-5 図 注水流量の推移



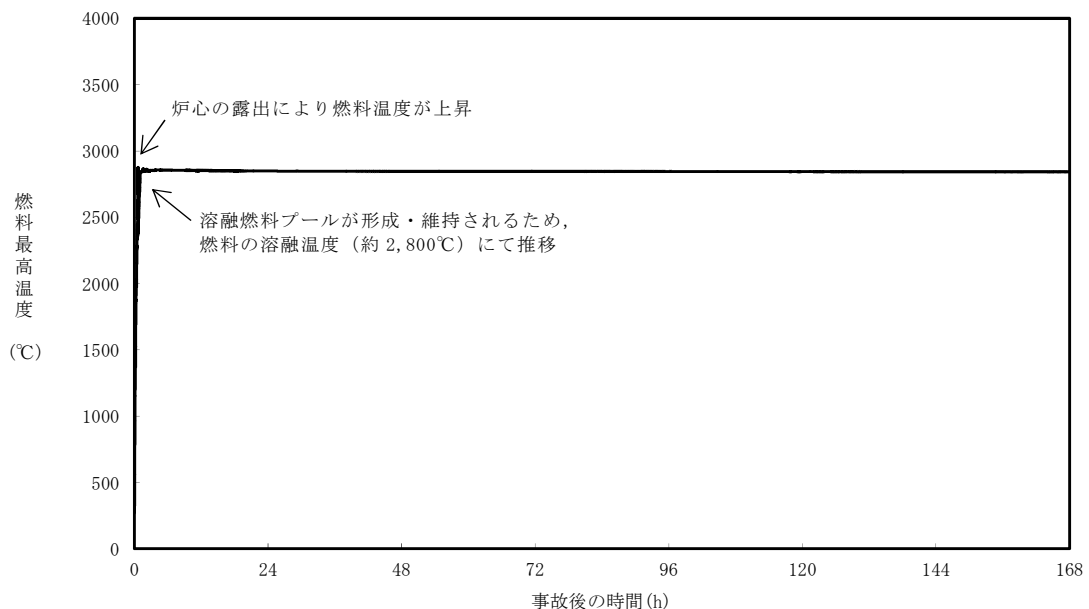
第 3. 1. 3-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (~3 時間)



第 3. 1. 3-7 図 注水流量の推移 (~3 時間)

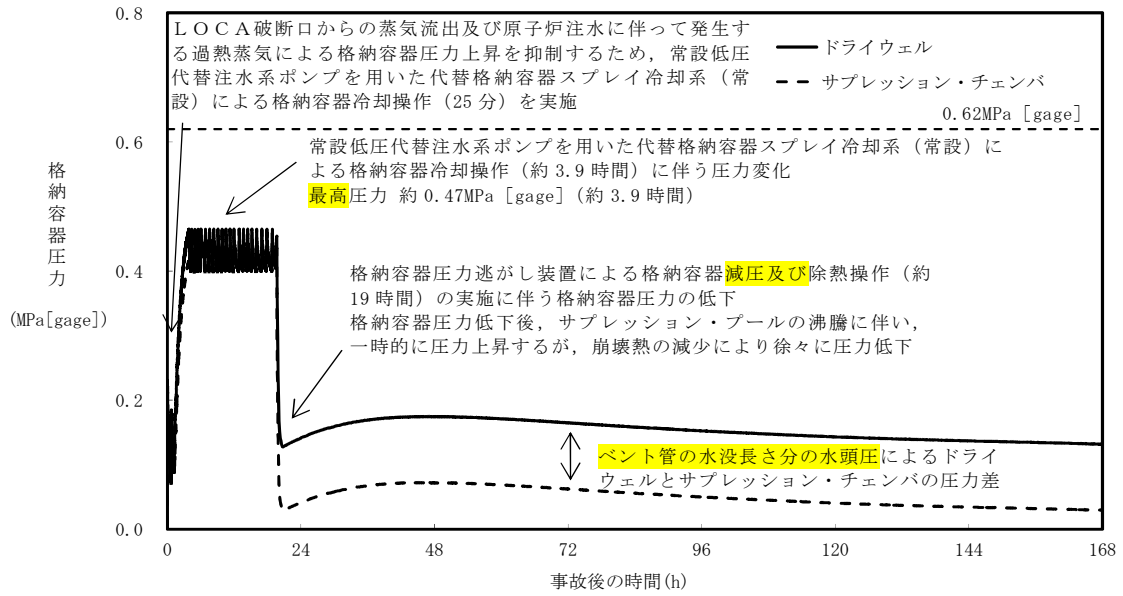


第 3. 1. 3-8 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

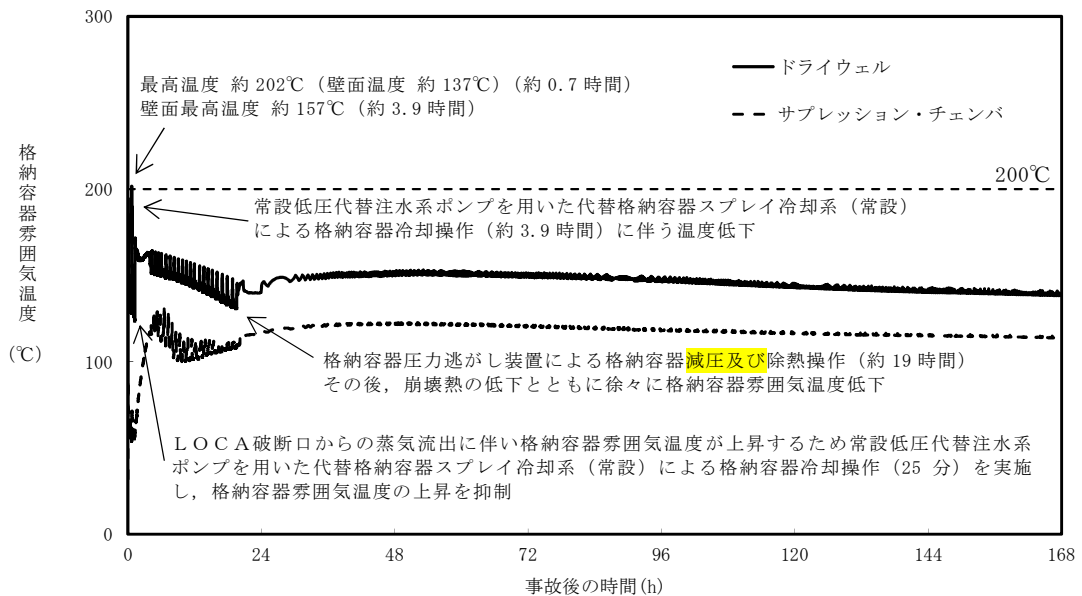


第 3. 1. 3-9 図 燃料最高温度の推移

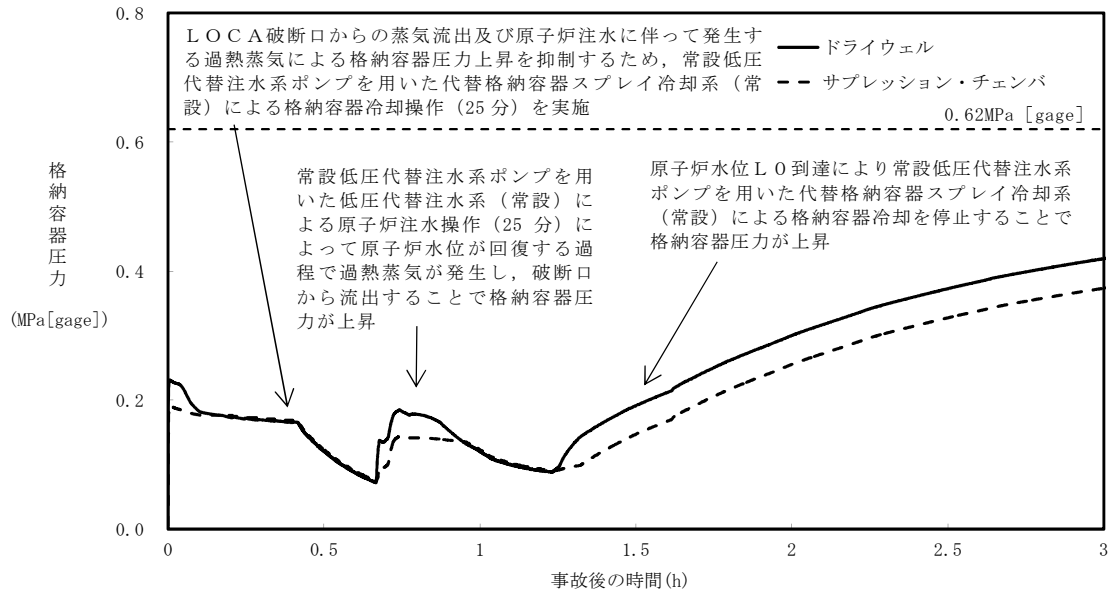




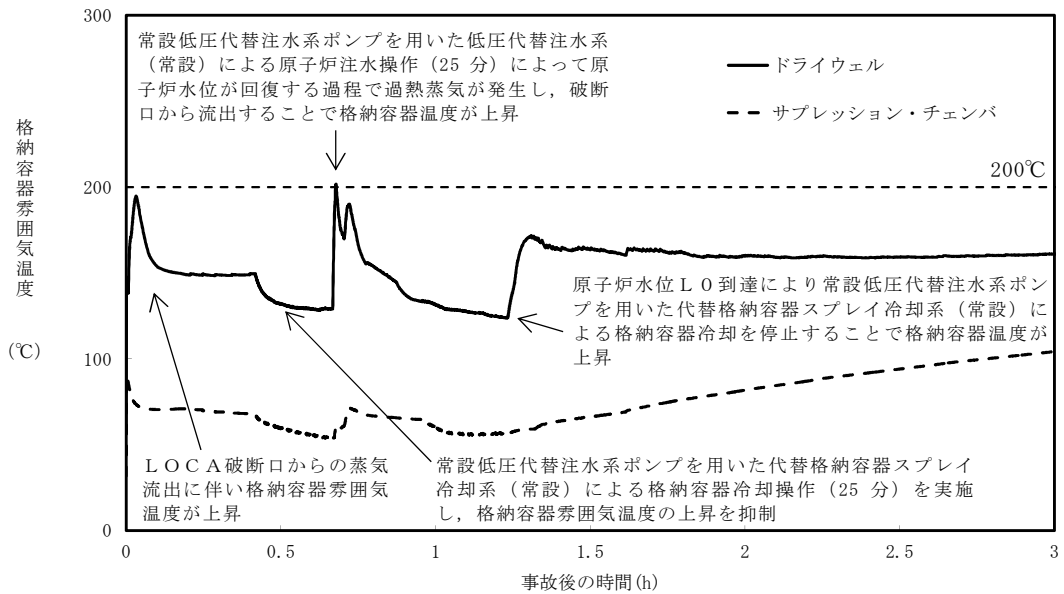
第 3.1.3-10 図 格納容器圧力の推移



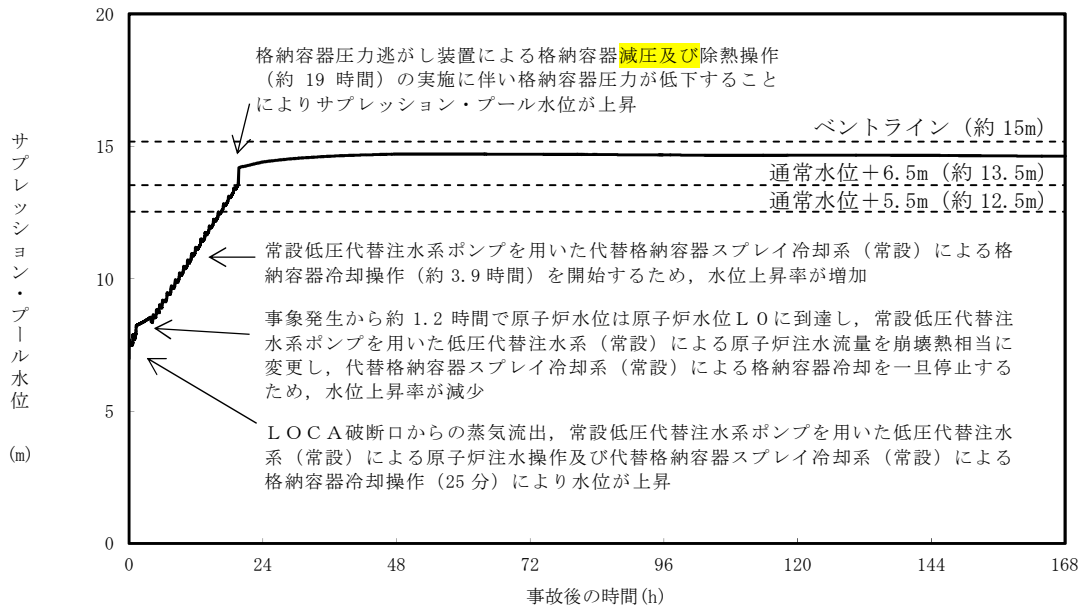
第 3.1.3-11 図 格納容器雰囲気温度の推移



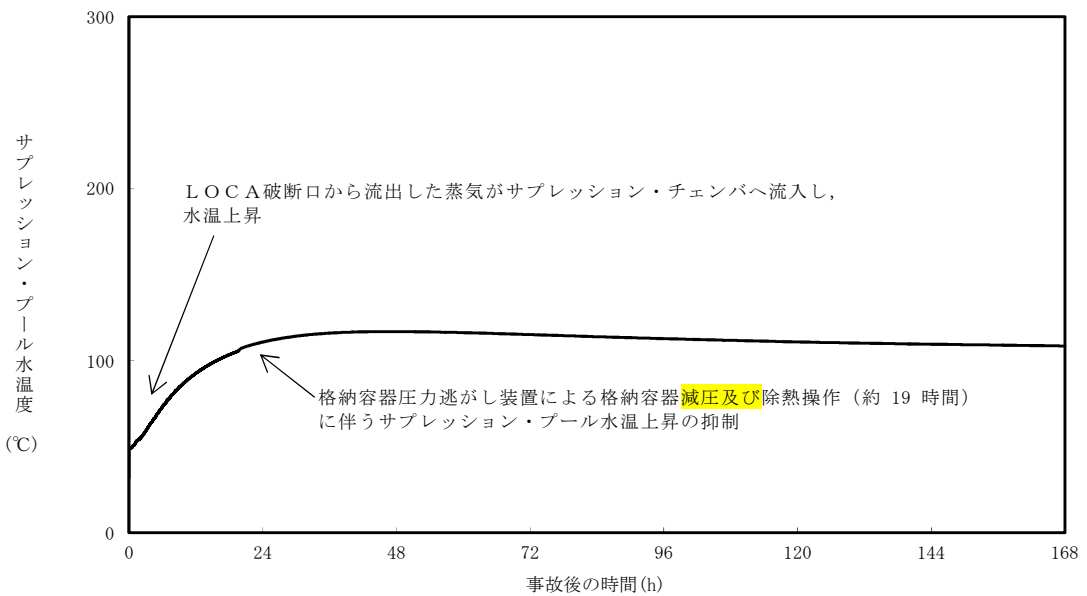
第 3. 1. 3-12 図 格納容器圧力の推移（～3 時間）



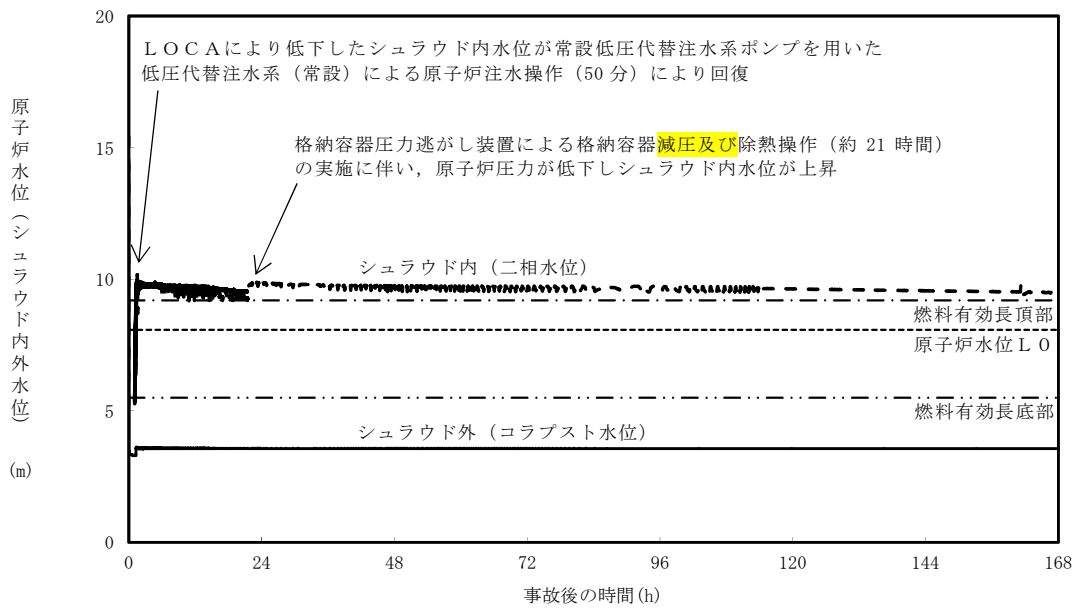
第 3. 1. 3-13 図 格納容器雰囲気温度の推移（～3 時間）



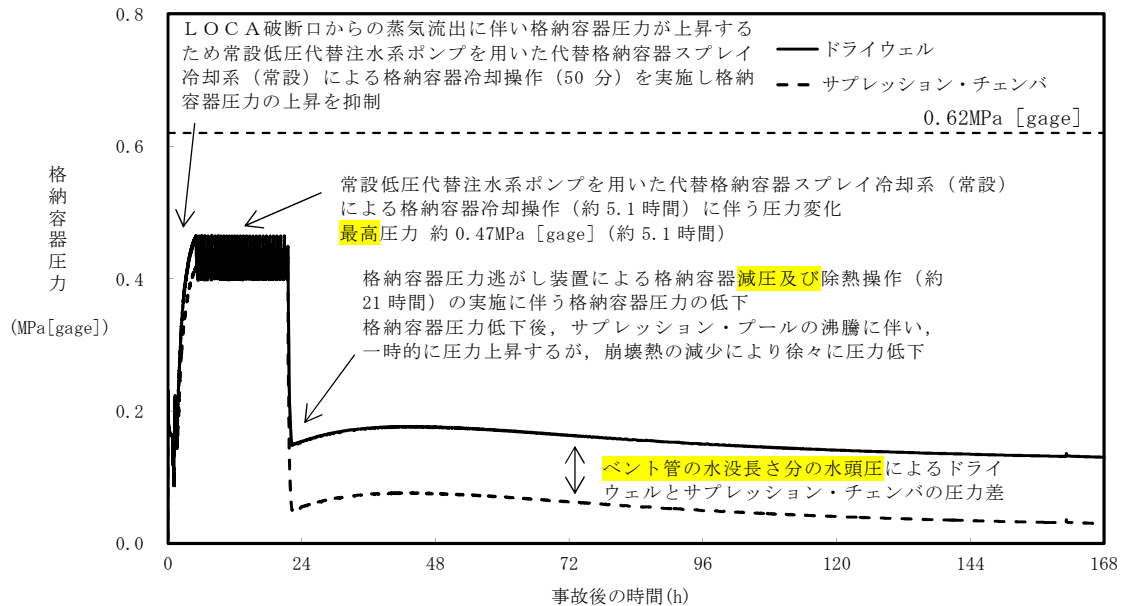
第 3.1.3-14 図 サプレッション・プール水位の推移



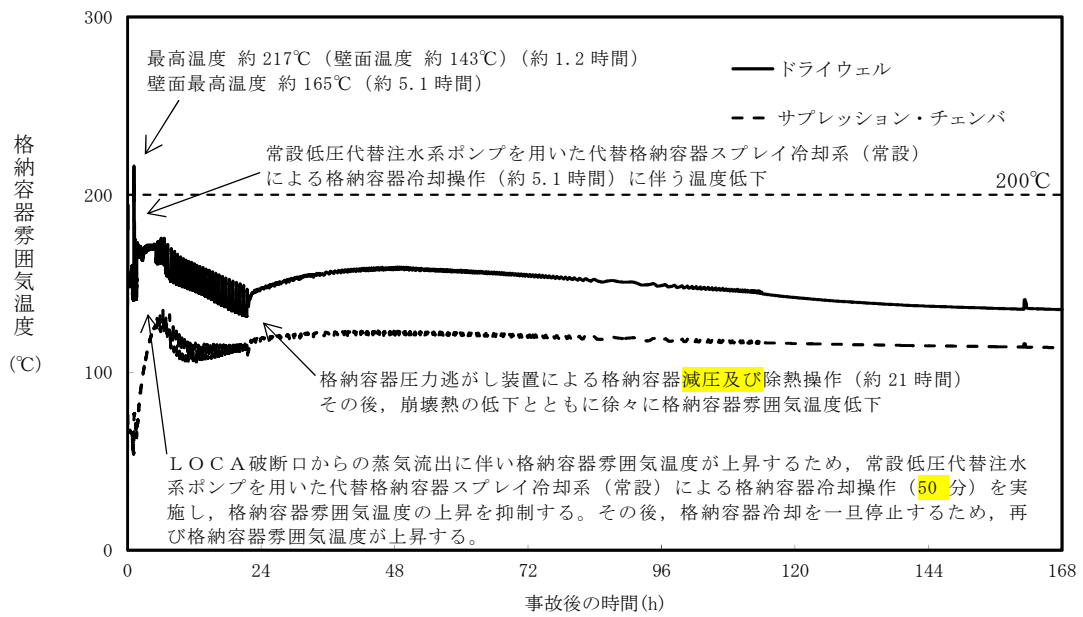
第 3.1.3-15 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 3.1.3-16 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の  
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 3.1.3-17 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の  
格納容器圧力の推移



第 3.1.3-18 図 事象発生から 50 分後に原子炉注水を開始した場合の  
格納容器雰囲気温度の推移

第 3.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 （代替循環冷却系を使用できない場合）（1/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，L OCA発生及び全交 流動力電源喪失の確 認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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。</li> <li>・主蒸気隔離弁が閉止するとともに，再循環系ポンプが停止したことを確認する。</li> <li>・格納容器圧力が 13.7kPa [gage] に到達したことにより L O C A が発生したことを確認する。</li> </ul>	主蒸気隔離弁*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） M / C 2 C 電圧* M / C 2 D 電圧* 緊急用 M / C 電圧 ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
原子炉への注水機能 喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達後，原子炉隔離時冷却系が自動起動に失敗したことを確認する。</li> </ul>	—	—	原子炉隔離時冷却系系統流量*
炉心損傷の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉水位の低下による炉心の露出に伴い，炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は，格納容器雰囲気放射線モニタのγ線線量率が，設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の追加放出量に相当する指示値の 10 倍以上となった場合とするとする。</li> </ul>	—	—	格納容器雰囲気放射線モニタ (D / W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S / C)
早期の電源回復不能 の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。</li> <li>・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。</li> <li>・以上より，早期の電源回復不能を確認する。</li> </ul>	—	—	—

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 （代替循環冷却系を使用できない場合）（2/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>早期の電源回復不能の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C電圧
	<ul style="list-style-type: none"> <li>緊急用母線の受電を確認後、原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	—	低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 代替淡水貯槽水位
	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を開始した後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	—	低圧代替注水系格納容器スプレィ流量 ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 代替淡水貯槽水位
	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却材喪失により、ドライウェル雰囲気温度の指示が原子炉圧力の飽和温度を超える場合は水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位LOまで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。</li> <li>原子炉水位LOまで冠水した後は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量を崩壊熱相当に調整し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 (代替循環冷却系を使用できない場合) (3/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>・非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作を実施する。</li> <li>・外部電源の機能回復操作を実施する。</li> </ul>	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。</li> </ul>	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	—
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作完了後、中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。</li> <li>・中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線 2C 及び 2D を受電する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2C 電圧* M/C 2D 電圧*
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作完了後、中央制御室からの遠隔操作により原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動する。</li> </ul>	中央制御室換気系* 非常用ガス処理系* 非常用ガス再循環系*	—	—
ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電後、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作を実施する。</li> </ul>	ほう酸水注入系*	—	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

□ : 有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



第 3.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
（代替循環冷却系を使用できない場合）（4/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位 L O 到達を判断し常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止した後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水を実施する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水位 代替淡水貯槽水位
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）水位の確保操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動する。</li> </ul>	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	格納容器内水素濃度（S A） 格納容器内酸素濃度（S A）
サブプレッション・プール水 p H 制御装置による薬液注入操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作を実施後、中央制御室からの遠隔操作によりサブプレッション・プール水 p H 制御装置（自主対策設備）による薬液注入を行う。</li> </ul>	—	—	—
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 465kPa [gage] に到達したことを確認した場合、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（常設）による格納容器冷却を実施する。</li> <li>格納容器圧力を 465kPa [gage] と 400kPa [gage] の間で制御する。</li> <li>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作に伴うサブプレッション・プール水位上昇を考慮しても、サブプレッション・プール水位がベントライン下端を超えないように格納容器スプレイを停止する。</li> </ul>	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	サブプレッション・プール水位 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位

■：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.3-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 （代替循環冷却系を使用できない場合）（5/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）	<ul style="list-style-type: none"> <li>サブプレッション・プール水位が通常水位+5.5m に到達後，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の準備を開始する。</li> <li>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達後，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱を開始する。</li> </ul>	格納容器圧力逃がし装置	—	サブプレッション・プール水位 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</li> </ul>	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替注水中型ポンプにより西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。</li> </ul>	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。</li> </ul>	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

■：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 3.1.3-2 表 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））  
（代替循環冷却系を使用できない場合）（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 （圧力容器ドーム部）	6.93MPa [gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126cm）	通常運転水位を設定
	炉心流量	48,300t/h	定格流量を設定
	燃料	9×9燃料（A型）	9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）は、熱水力的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料（A型）を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定（通常運転時においてサイクル末期の炉心平均燃焼度が33GWd/t以下となるよう燃料を配置する。）
	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
	格納容器雰囲気温度	57℃	ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度を設定
	格納容器体積 （ドライウェル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
格納容器体積 （サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	

第 3.1.3-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用できない場合）（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・プール水位	6.983m (通常水位-4.7cm)	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置作動差圧	3.45kPa（ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の温度	35℃	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	ペDESTAL（ドライウエル部）のプール水	考慮しない	ペDESTAL（ドライウエル部）には通常運転時からプール水が存在するが、格納容器の熱容量に寄与することから、格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価する設定として、ペDESTAL（ドライウエル部）のプール水を考慮しない

第 3.1.3-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用できない場合）（3/5）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断LOCA 再循環系配管（出口ノズル）の破断	原子炉压力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、原子炉压力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環系配管（出口ノズル）における両端破断を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 全交流動力電源喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重畳を考慮し設定
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包括する条件として、機器条件に示すとおり設定
	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、格納容器圧力及び雰囲気温度に対する影響が軽微であることから考慮していない

第 3.1.3-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用できない場合）（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	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号にてスクラムするものとして設定
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時： 230m <sup>3</sup> /h（一定） 原子炉水位LO到達判断後： 崩壊熱による蒸発を補う注水量（最大50m <sup>3</sup> /h）に制御	炉心冷却の維持に必要な流量として設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時： 130m <sup>3</sup> /h（一定）	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
		465kPa [gage] 到達時： 130m <sup>3</sup> /h（一定）	サプレッション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲（102m <sup>3</sup> /h～130m <sup>3</sup> /h）における上限を設定
	格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペDESTAL（ドライウェル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウェル部）水位の確保操作についても考慮しない
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量：13.4kg/s（格納容器圧力310kPa [gage] において）	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最少流量特性を設定

第 3.1.3-2 表 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）  
（代替循環冷却系を使用できない場合）（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	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備に要する時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時	運転手順に基づき評価項目である最高使用圧力の 2 倍（620kPa [gage]）に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.5m 到達から 5 分後	評価項目である最高使用圧力の 2 倍（620kPa [gage]）への到達防止を踏まえて設定

## 東海第二発電所の格納容器設計の特徴を踏まえた過圧破損防止対策について

## 1. はじめに

東海第二発電所の格納容器設計の特徴を踏まえた過圧破損防止対策について説明する。

## 2. 格納容器過圧破損防止対策及び格納容器ベント遅延対策の設計

設置許可基準規則第50条では、BWRプラントに対し重大事故時の格納容器過圧破損防止対策として格納容器圧力逃がし装置の設置が要求されているが、格納容器圧力逃がし装置は意図的に格納容器内の蒸気を放出する対策であり、フィルタを介するものの放射性物質の環境への放出を伴う特徴がある。

また、東海第二発電所で採用しているMark-II型格納容器設計の特徴から、重大事故時に他の格納容器型式の国内BWRプラントよりも事象発生から格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱（以下「格納容器ベント」という。）までの時間が短くなる（別紙1）。

そこで、事故後短期で格納容器ベントの実施に至ることを実質的になくすため、格納容器過圧破損防止対策として環境への放射性物質の放出を伴わない格納容器除熱系（代替循環冷却系）を優先使用する運用にするとともに、設置許可基準規則の要求以上の対応として、以下の対応を実施する。

①代替循環冷却系のさらなる信頼性向上のため、代替循環冷却系を多重化

②事故後の放射線水分解に伴う格納容器内の可燃性ガス濃度上昇を抑制す

るため、代替窒素封入系（可搬型窒素供給装置）を強化

（最終的には、格納容器圧力逃がし装置により可燃性ガスを排出し、格納容器内の水素爆発を防止）



それぞれの設備については、以下の方針にて設計する。

(1) 代替循環冷却系

格納容器過圧破損防止対策として優先して使用する代替循環冷却系は、重大事故時にその機能に確実に期待できるよう、設置許可基準規則第43条及び第50条に適合する設計とする。さらに、代替循環冷却系の信頼性向上のために多重化設計とするとともに、設計基準事故対処設備である残留熱除去系との多様性、独立性を確保し位置的分散を図ることで、共通要因により同時に機能喪失することを防止する設計とする（別紙2）。

(2) 代替窒素封入系（可搬型窒素供給装置）

代替窒素封入系（可搬型窒素供給装置）は、放射線水分解による格納容器内の酸素濃度上昇時に格納容器内に窒素封入することで、格納容器内の酸素濃度の上昇を抑制する設計とする。

(3) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置は、残留熱除去系及び代替循環冷却系との多様性、独立性を確保し位置的分散を図ることで、共通要因により同時に機能喪失することを防止する設計とする。また、サプレッション・チェンバ側及びドライウェル側のいずれからも格納容器内の非凝縮性ガス等の排気を可能とし、排気中に含まれる放射性物質を低減するためのフィルタ装置を設置する設計とする。

3. 代替循環冷却系の信頼性

代替循環冷却系のシステム非信頼度は以下のとおりである。代替循環冷却系の多重化により、システム非信頼度を1桁程度低減することが可能である（別紙3）。

- ・ 代替循環冷却系2系列（A系及びB系）：約  $3 \times 10^{-4}$  / demand

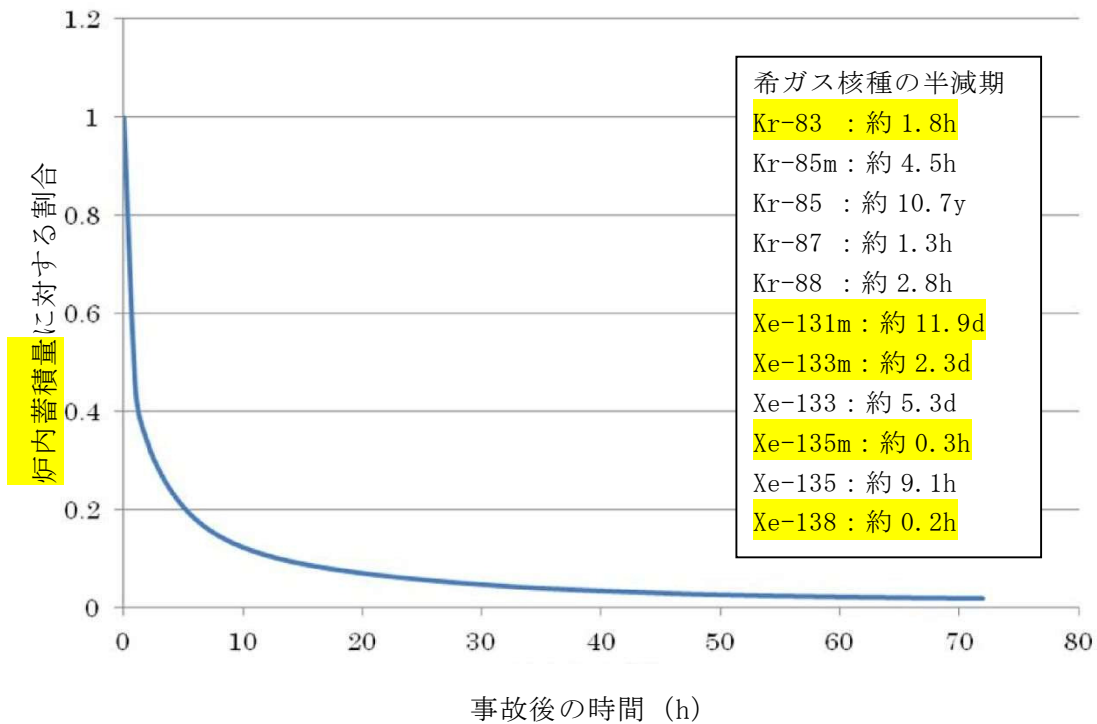
- ・ 代替循環冷却系 1 系列 (A 系のみの場合) : 約  $2 \times 10^{-3}$  /demand

さらに、代替循環冷却系のサポート系である緊急用海水系は、残留熱除去系海水系との多様性、独立性を確保し位置的分散を図ることで、共通要因により同時に機能喪失することを防止する設計とするとともに、緊急用海水系の機能喪失を仮定した場合においても、代替残留熱除去系海水系に期待することで格納容器の過圧破損防止が可能である (別紙 4)。以上より、東海第二発電所では、代替循環冷却系だけでなくそのサポート系についても信頼性向上に配慮した設計としている。

#### 4. 代替循環冷却系による格納容器ベント遅延効果について (別紙 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)」の有効性評価において、代替循環冷却系により格納容器減圧及び除熱を実施する場合の可燃性ガス排出のための格納容器ベント時間は、事故後約 40 日後 (約 39.7 日後) となる。また、放射線水分解の不確かさ (G 値の不確かさ) を考慮した場合においても、代替循環冷却系により格納容器ベントの実施時期を事故後約 5 日後 (約 122 時間後) に遅延することができる。

一方、代替循環冷却系を使用できない場合には、サプレッション・プールの水位上昇によって格納容器ベントに至り格納容器過圧破損防止のための格納容器ベント時間が事故後約 24 時間後 (約 24.7 時間後) となる。この結果から、代替循環冷却系の設置により格納容器ベントの実施時期を大幅に遅延し、格納容器ベントによる放射性物質の放出を低減することができる (第 1 図)。



第1図 炉内蓄積量に対する割合の時間変化（希ガス核種合計）

## 5. まとめ

東海第二発電所では、代替循環冷却系について設置許可基準規則第43条及び第50条に適合する設計とする等、重大事故時に代替循環冷却系の機能に確実に期待できるよう配慮する。また、格納容器圧力逃がし装置よりも環境への放射性物質の放出を伴わない代替循環冷却系を優先して使用する運用とする。

ただし、Mark-II型格納容器を採用している東海第二発電所では、他の格納容器型式の国内BWRプラントよりも格納容器ベントまでの時間が短くなることを踏まえ、設置許可基準規則の要求以上の対応として、代替循環冷却系のさらなる信頼性向上のために代替循環冷却系を多重化し、格納容器内の可燃性ガス濃度上昇を抑制するために代替窒素封入系（可搬型窒素供給装置）の強化を実施する。

これらにより、重大事故時の短期の格納容器ベント実施を実質的になくす

ことが可能であり、格納容器ベント時間は事故後約 40 日後（放射線水分解の不確かさ（G 値の不確かさ）を考慮した場合でも事故後約 5 日後）に遅延することが可能である。

## 東海第二発電所の格納容器ベント時間について

## 1. 東海第二発電所の格納容器設計の特徴

放射性物質の最終障壁となる格納容器設計（設計基準事故対処設備）の特徴は以下のとおりである。

- ① 改良標準化（施設定期検査時作業スペースの拡大等を採用）以前の設計であるM a r k - II型格納容器であり，原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積が小さい
- ② 格納容器の最高使用圧力は 0.31MPa[gage]であり，M a r k - I型／I改型の 0.427MPa[gage]に比べて低い
- ③ A B W Rプラントでは格納容器除熱系として残留熱除去系（3系列）を設置する設計としているが，B W R 5プラントでは残留熱除去系（2系列）を設置する設計

東海第二発電所は，上記①及び②の格納容器設計の特徴から，重大事故等の格納容器過圧事象発生時には，他の格納容器型式の国内B W Rプラントよりも格納容器ベントまでの時間が短くなる。このため，その特徴を踏まえた格納容器過圧破損防止対策の設計を採用している。

## 2. R C C V型格納容器（柏崎刈羽原子力発電所6・7号炉）との差異の理由

東海第二発電所は，設計基準事故対処設備としての格納容器設計の特徴から，重大事故等の格納容器過圧事象発生時には，他の格納容器型式の国内B W Rプラントよりも格納容器ベントまでの時間が短くなる。その理由を以下に説明する。

- ・東海第二発電所は柏崎刈羽原子力発電所6・7号炉に比べ原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積が小さく，格納容器からの除熱機能喪失に

よる過圧事象発生時の格納容器の圧力上昇が早い（第1表）。

- ・東海第二発電所は柏崎刈羽原子力発電所6・7号炉に比べサプレッション・チェンバの自由体積が小さく、有効性評価においてベントラインの水没防止の観点から設定している格納容器への外部水源の持ち込み可能量（サプレッション・プールの通常運転水位から外部水源の持ち込み制限高さまでの水量）が少ない（第2表）。このため、格納容器過圧事象発生時の外部水源を用いた格納容器スプレイによる圧力抑制可能期間が短い。

第1表 原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積

発電所	格納容器の自由体積／原子炉熱出力
東海第二発電所	9,800m <sup>3</sup> ／3,293MW≒3.0
柏崎刈羽原子力発電所6・7号炉	13,310m <sup>3</sup> ／3,926MW≒3.4

第2表 外部水源の持ち込み可能量

発電所	外部水源の持ち込み可能量
東海第二発電所	約2,800m <sup>3</sup> ※
柏崎刈羽原子力発電所6・7号炉	約4,700m <sup>3</sup> ※

※ 東海第二発電所において、仮に外部水源の持ち込み可能量が4,700m<sup>3</sup>（1,900m<sup>3</sup>増加）となった場合、格納容器スプレイ流量：130m<sup>3</sup>／hでの連続スプレイを想定しても、15時間程度圧力抑制期間が長くなる

### 3. Mark-I型／I改型格納容器との差異の理由

- ・東海第二発電所はMark-I型／I改型格納容器プラントに比べ原子炉熱出力に対する格納容器の自由体積が小さく、格納容器からの除熱機能喪失による過圧事象発生時の格納容器の圧力上昇が早い。

- ・格納容器の最高使用圧力（1Pd：0.31MPa[gage]）がM a r k - I 型 / I 改型の 0.427MPa[gage] に比べて低く，炉心損傷後の格納容器スプレイの実施基準（1.5Pd 到達）における格納容器圧力の絶対値が低いため格納容器スプレイの効果が小さいことに加えて，上記のとおり格納容器の過圧事象発生時の格納容器圧力の上昇が早いことから，圧力上昇を抑制するために必要な格納容器スプレイ量が多くなる。

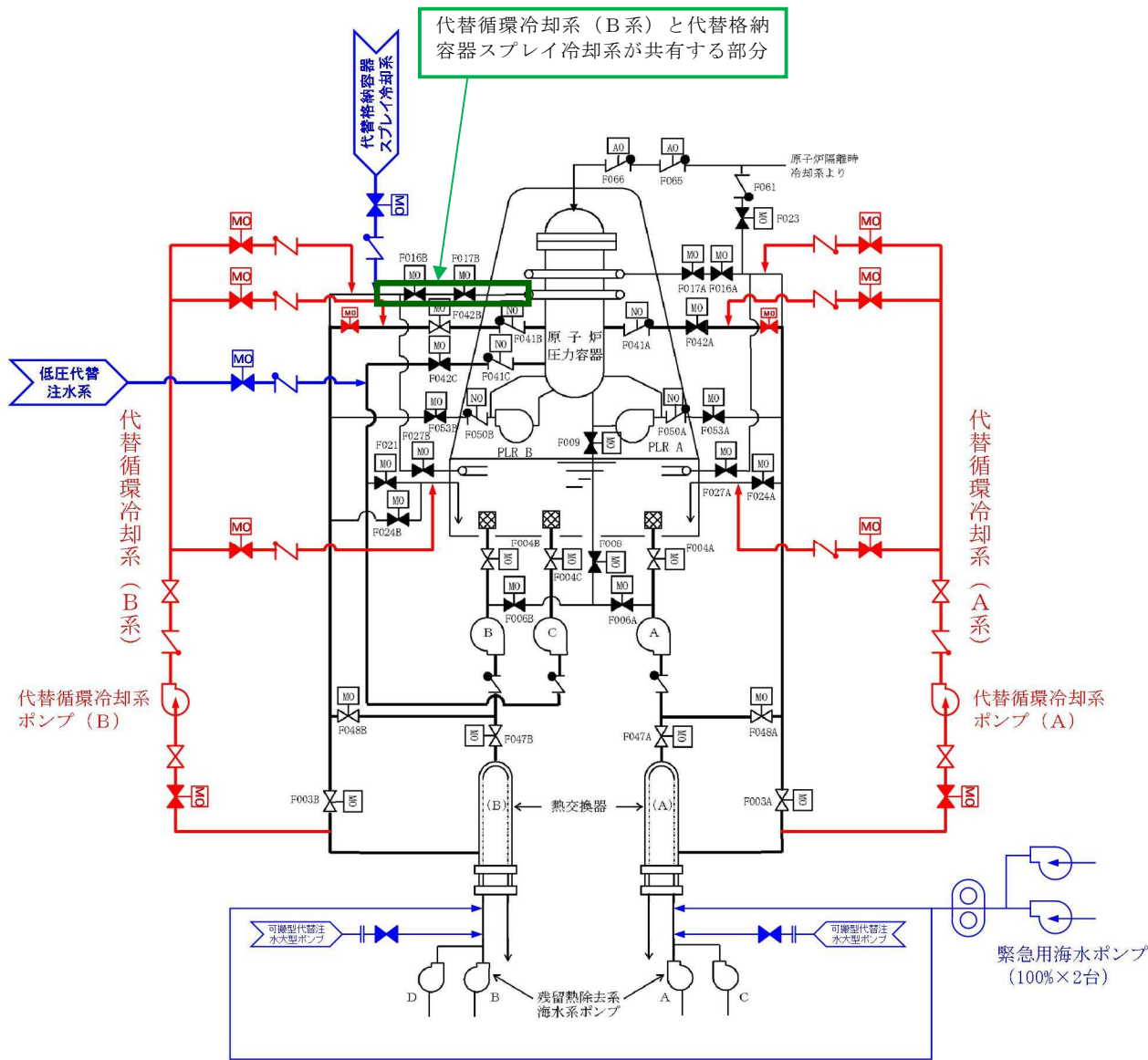
## 代替循環冷却系の設計

## 1. 概要

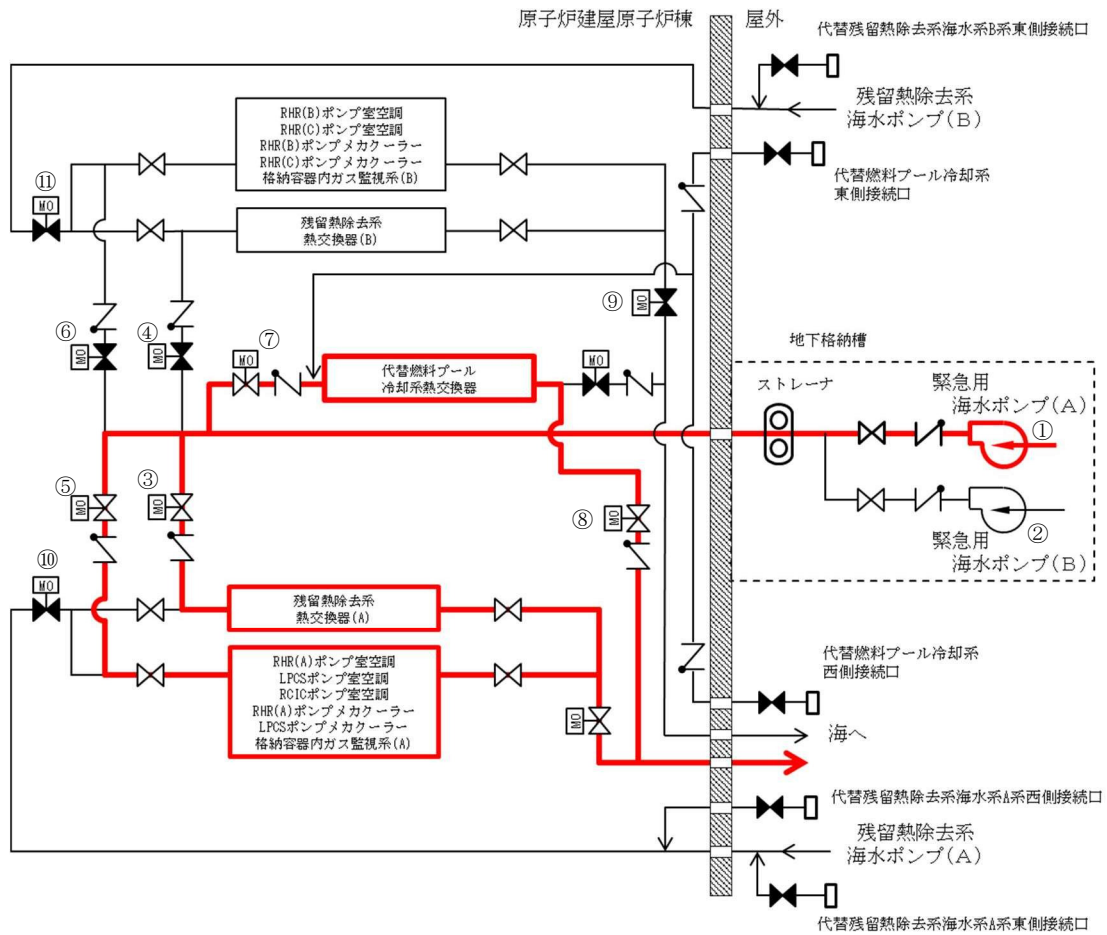
代替循環冷却系の概要は以下のとおり。また、第 1 図に代替循環冷却系の系統概要図、第 2 図に代替循環冷却系の補機冷却系である緊急用海水系の系統概要図、第 3 図にこれらの系統における単線結線図、代替循環冷却系の主要機器の仕様及び健全性を参考 1 に示す。

- ・ サプレッション・プールを水源とし、代替循環冷却系ポンプによる原子炉及び格納容器の循環冷却が可能な系統
- ・ 系統水はサプレッション・プールから残留熱除去系ポンプを經由して残留熱除去系熱交換器を通り、代替循環冷却系ポンプに供給され、代替循環冷却系ポンプにより原子炉への注水及び格納容器スプレイ等を実施
- ・ 本系統は代替循環冷却系（A系）及び代替循環冷却系（B系）の 2 系列の設計
- ・ 本系統は、全交流動力電源喪失した場合でも、発電所構内に配備した常設代替高圧電源装置 2 台からの給電により起動可能な設計
- ・ 代替循環冷却系の使用時には、残留熱除去系海水系、常設設備である緊急用海水系又は可搬型設備である代替残留熱除去系海水系からの冷却水の供給により、残留熱除去系熱交換器を介した冷却機能を確保（第 2 図：緊急用海水系の系統概要図）
- ・ 第 1 図に示すとおり、代替循環冷却系（B系）の格納容器スプレイラインと代替格納容器スプレイ冷却系のラインが一部共有
- ・ サポート系である緊急用海水系を含め、運転操作は中央制御室での遠隔操作が可能な設計





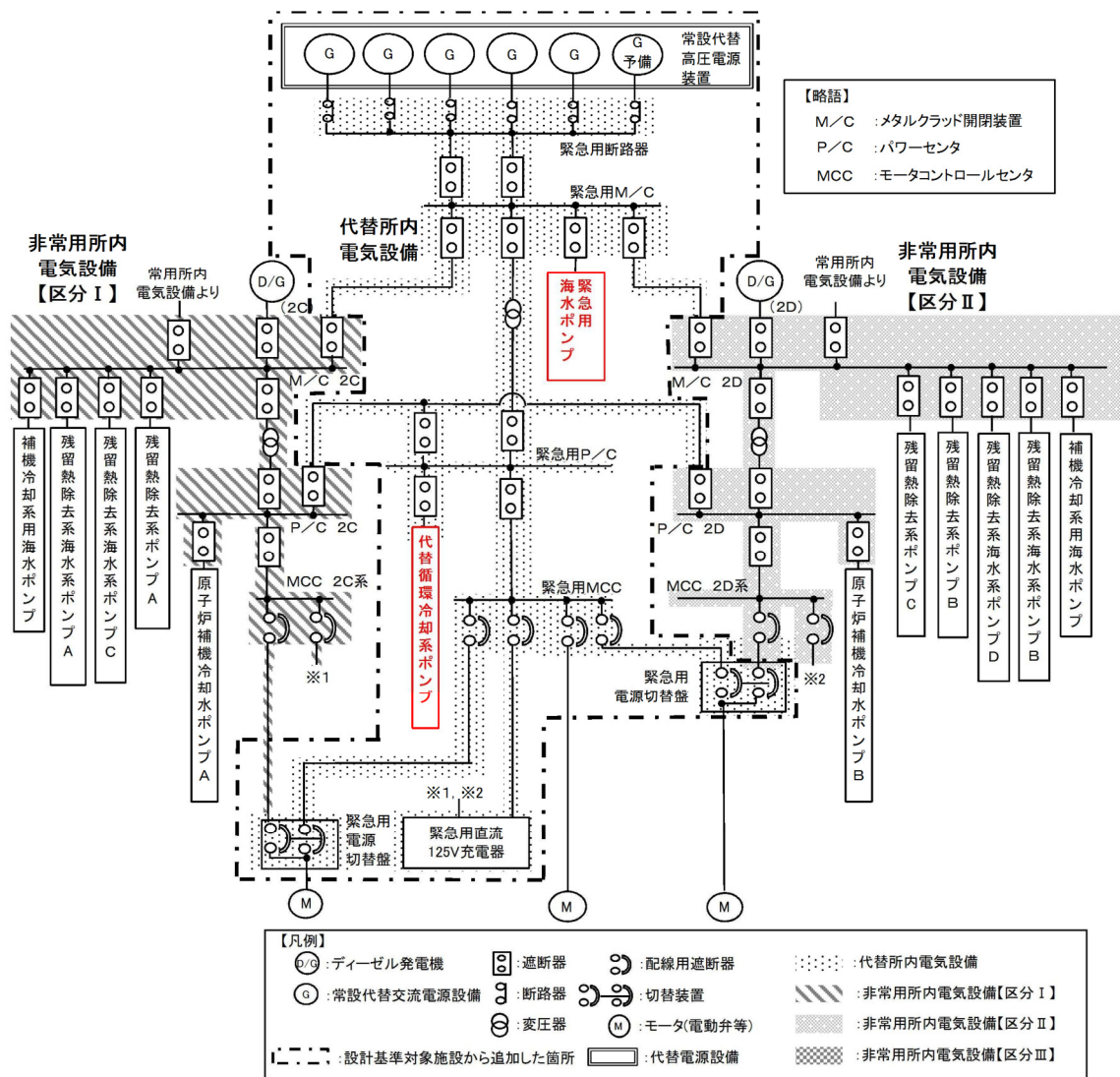
第1図 代替循環冷却系の系統概要図



	機器名称		機器名称
①	緊急用海水ポンプ(A)	⑦	緊急用海水系代替F P C系隔離弁
②	緊急用海水ポンプ(B)	⑧	緊急用海水系代替F P C系出口弁(A)系
③	緊急用海水系RHR A系熱交換器隔離弁	⑨	緊急用海水系代替F P C系出口弁(B)系
④	緊急用海水系RHR B系熱交換器隔離弁	⑩	残留熱除去系-緊急用海水系系統分離弁(A)系
⑤	緊急用海水系RHR A系補機隔離弁	⑪	残留熱除去系-緊急用海水系系統分離弁(B)系
⑥	緊急用海水系RHR B系補機隔離弁		

第2図 緊急用海水系の系統概要図

(残留熱除去系海水系A系供給時)



第3図 単線結線図

## 2. 設置許可基準規則上の位置付け

代替循環冷却系は、重大事故時において格納容器の破損を防止する目的から格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備であり、設置許可基準規則第50条（原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備）の重大事故等対処設備として位置付ける。

なお、設置許可基準規則第47条（原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備）における炉心の著しい損傷、熔融が発生した場合、設置許可基準規則第49条（原子炉格納容器内の冷却等のための設備）の重大事故等対処設備としても位置付ける。

### 3. 格納容器過圧破損防止対策としての代替循環冷却系の基本設計方針

#### 【設置許可基準規則】

(重大事故等対処設備)

第四十三条 重大事故等対処設備は、次に掲げるものでなければならない。

一 想定される重大事故等が発生した場合における温度、放射線、荷重その他の使用条件において、重大事故等に対処するために必要な機能を有効に発揮するものであること。

二 想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。

三 健全性及び能力を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査ができるものであること。

四 本来の用途以外の用途として重大事故等に対処するために使用する設備にあつては、通常時に使用する系統から速やかに切り替えられる機能を備えるものであること。

五 工場等内の他の設備に対して悪影響を及ぼさないものであること。

六 想定される重大事故等が発生した場合において重大事故等対処設備の操作及び復旧作業を行うことができるよう、放射線量が高くなるおそれが少ない設置場所の選定、設置場所への遮蔽物の設置その他の適切な措置を講じたものであること。

2 重大事故等対処設備のうち常設のもの（重大事故等対処設備のうち可搬型のもの（以下「可搬型重大事故等対処設備」という。）と接続するものにあつては、当該可搬型重大事故等対処設備と接続するために必要な発電用原子炉施設内の常設の配管、弁、ケーブルその他の機器を含む。以下「常設重大事故等対処設備」という。）は、前項に定めるもののほ

か、次に掲げるものでなければならない。

- 一 想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。
- 二 二以上の発電用原子炉施設において共用するものでないこと。ただし、二以上の発電用原子炉施設と共用することによって当該二以上の発電用原子炉施設の安全性が向上する場合であって、同一の工場等内の他の発電用原子炉施設に対して悪影響を及ぼさない場合は、この限りではない。
- 三 常設重大事故防止設備は、共通要因によって設計基準事故対処設備の安全機能と同時にその機能が損なわれないよう、適切な措置を講じたものであること。

(1) 環境条件等（第43条 第1項 第1号，第6号）

代替循環冷却系ポンプ，サプレッション・プール及び残留熱除去系熱交換器は，重大事故等時における設置場所の環境条件を考慮した設計とする。

代替循環冷却系ポンプの操作は，中央制御室で可能な設計とする。

残留熱除去系熱交換器は海水を通水するため，耐腐食性材料を使用する設計とする。

(2) 操作性の確保（第43条 第1項 第2号，第4号）

代替循環冷却系ポンプ，サプレッション・プール及び残留熱除去系熱交換器を使用する代替循環冷却系は，中央制御室の制御盤の操作スイッチで操作が可能な設計とする。また，通常時の系統から弁操作等にて速やかに切替え可能な設計とする。

(3) 試験・検査性（第43条 第1項 第3号）

代替循環冷却系ポンプ及び残留熱除去系熱交換器は，機能・性能の確

認及び漏えいの確認が可能な系統設計とする。

また、代替循環冷却系ポンプは、分解が可能な設計とする。

残留熱除去系熱交換器は、内部の確認が可能なようにフランジを設ける設計とする。

(4) 悪影響防止（第43条 第1項 第5号）

代替循環冷却系ポンプ、サプレッション・プール、緊急用海水ポンプ及び残留熱除去系熱交換器を使用する代替循環冷却系は、弁操作等によって、設計基準事故対処設備として使用する系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成とすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。また、サプレッション・プール水に含まれる核分裂生成物の系外放出を防止するため、代替循環冷却系は閉ループにて構成する設計とする。

(5) 容量等（第43条 第2項 第1号）

代替循環冷却系ポンプは、格納容器の過圧破損防止に必要なポンプ流量を有する設計とする。

サプレッション・プールは、設計基準事故時の非常用炉心冷却設備の水源と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の容量が、格納容器の過圧破損防止に必要な容量に対して十分であるため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

残留熱除去系熱交換器は、設計基準事故時の残留熱除去系海水系の機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の伝熱容量が、格納容器の過圧破損防止に必要な容量に対して十分であるため、設計基準事故対処設備と同仕様で設計する。

(6) 共用の禁止（第43条 第2項 第2号）

敷地内に二以上の発電用原子炉施設はないため、代替循環冷却系の共

用はない。

(7) 多様性，位置的分散等（第 43 条 第 2 項 第 3 号）

代替循環冷却系は重大事故等緩和設備であり，設置許可基準規則（第 43 条第 2 項第 3 号）に基づき共通要因による設計基準事故対処設備（残留熱除去系）との同時の機能喪失防止が要求されるものではないが，代替循環冷却系の信頼性向上のため，以下のとおり残留熱除去系との多様性，独立性及び位置的分散を図った設計とする。

ポンプについては，残留熱除去系ポンプと異なる区画に設置し，位置的分散を考慮した設計とする（第 4 図）。代替循環冷却系ポンプのサポート系として，冷却水は不要（自然冷却）とすることで，残留熱除去系ポンプの冷却水（残留熱除去系海水系）と同時に機能喪失しない設計とする。電源については，常設代替高圧電源装置を使用することで，残留熱除去系ポンプの電源（非常用ディーゼル発電機）と同時に機能喪失しない設計とする。電動弁については，駆動部に設けるハンドルにて手動操作も可能な設計とすることで，電動駆動に対し多様性を持った設計とする。（第 1 表）

残留熱除去系と代替循環冷却系の独立性については，第 2 表で示すとおり，地震，津波，火災及び溢水により同時に故障することを防止するために，独立性を確保する設計とする。

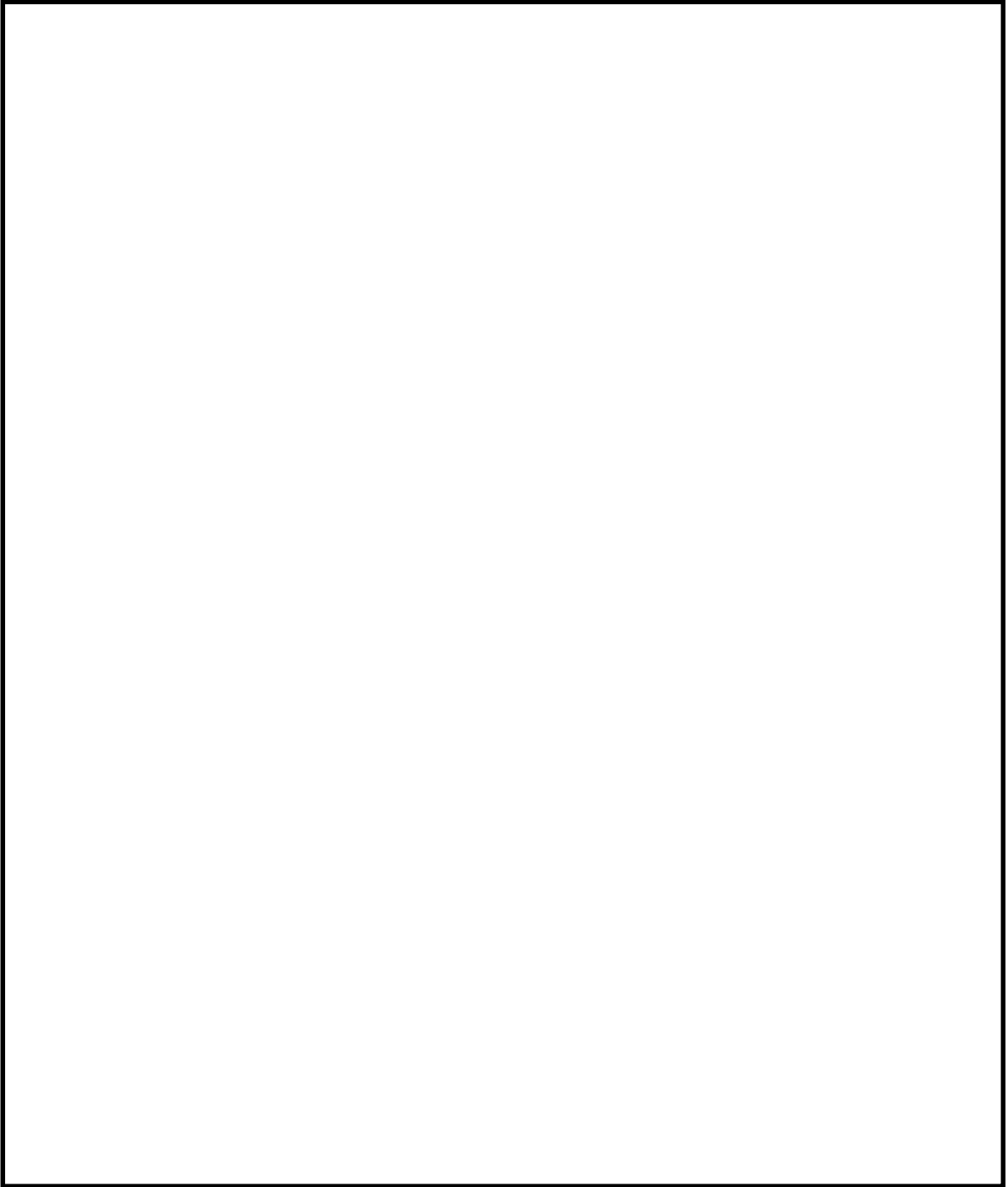


第1表 多様性及び位置的分散

項目	残留熱除去系	代替循環冷却系
ポンプ	残留熱除去系ポンプ	代替循環冷却系ポンプ
	原子炉建屋原子炉棟地下2階 残留熱除去系（A）及び（B） ポンプ室	原子炉建屋原子炉棟地下2階 残留熱除去系（A）及び（B） 熱交換器室
水源	サプレッション・プール	サプレッション・プール
	原子炉建屋原子炉棟地下2階	原子炉建屋原子炉棟地下2階
駆動用空気	不要	不要
潤滑油	不要（内包油）	不要（内包油）
冷却水	残留熱除去系海水系	不要（自然冷却）
駆動電源	非常用ディーゼル発電機	常設代替交流電源設備
	原子炉建屋付属棟地下1階	屋外

第2表 設計基準事故対処設備との独立性

項目	残留熱除去系	代替循環冷却系
共通要因故障	地震	設計基準事故対処設備の残留熱除去系は耐震Sクラス設計とし、代替循環冷却系は基準地震動 $S_s$ で機能維持できる設計とすることから、基準地震動 $S_s$ が共通要因となり故障することのない設計とする。
	津波	設計基準事故対処設備の残留熱除去系は防潮堤及び浸水防止設備の設置により、また、代替循環冷却系は防潮堤及び浸水防止設備の設置に加え、原子炉建屋原子炉棟の水密化されたエリアに設置により、津波が共通要因となって故障することのない設計とする。
	火災	代替循環冷却系と設計基準事故対処設備の残留熱除去系は火災が共通要因となり故障することのない設計とする。
	溢水	代替循環冷却系と設計基準事故対処設備の残留熱除去系は溢水が共通要因となり故障することのない設計とする。



第 4 図 代替循環冷却系ポンプの配置図

**【設置許可基準規則】**

(原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)

第五十条 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない

(1) 代替循環冷却系の設置

炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器の破損を防止するため、格納容器内の圧力及び温度を低下させるために代替循環冷却系を設ける。

代替循環冷却系は、サプレッション・プールを水源とし、代替循環冷却系ポンプによる原子炉圧力容器への注水及び格納容器スプレイが可能な設計とする。

#### 4. 代替循環冷却系（B系）を使用した場合の評価

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）」では、代替循環冷却系と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を同時に使用しないため、代替循環冷却系（B系）を使用した場合でも事故進展に影響はない。

一方、格納容器破損モード「DCH, FCI, MCCI」では、原子炉圧力容器破損後に代替循環冷却系（A系）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による同時の格納容器スプレイを実施する条件で解析しているが、1.に記載のとおり、代替循環冷却系（B系）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による同時の格納容器スプレイは実施できないことから、代替循環冷却系（B系）のみを使用<sup>\*</sup>した条件でのMAAP解析を実施した。

※ 外部水源の持ち込みを制限し、サプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器ベント遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）より代替循環冷却系（B系）を優先して使用することを想定

第3表及び第4表に格納容器破損モード「DCH, FCI, MCCI」の評価シーケンスにおける代替循環冷却系（A系）を使用した場合と代替循環冷却系（B系）を使用した場合の解析条件及び解析結果の比較を示す。また、格納容器圧力挙動及び温度挙動を第5図から第8図に示す。

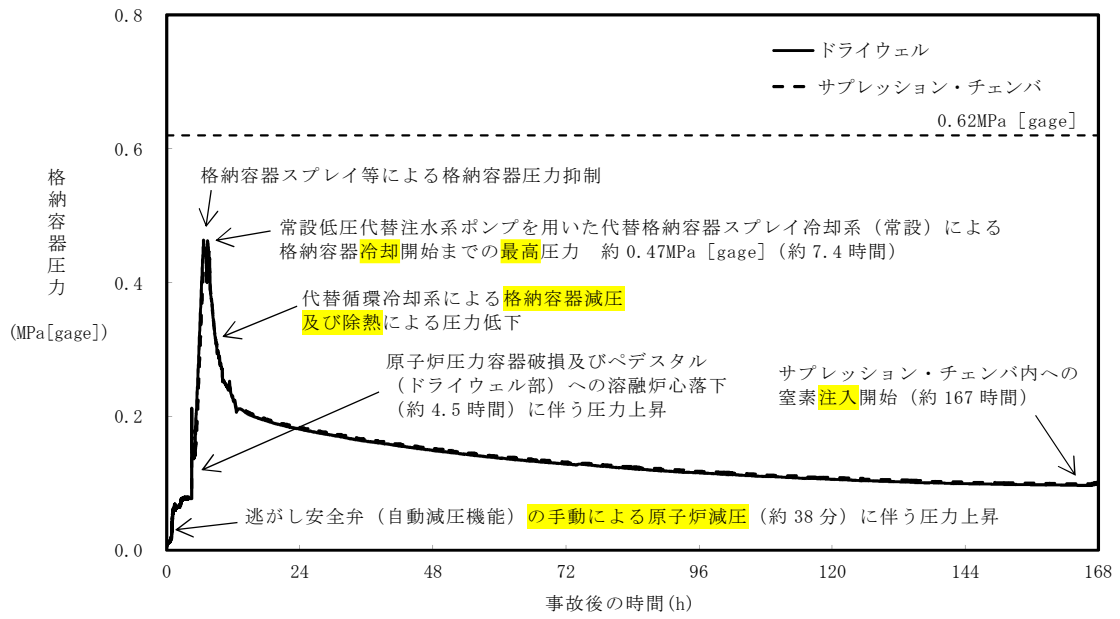
代替循環冷却系（B系）を使用した場合においても、有効性評価の評価項目である格納容器温度 200℃以下、圧力 620kPa[gage]以下に抑えられることを確認した。

第3表 解析条件の比較

	代替循環冷却系 (A系) を使用した場合 (有効性評価における代替循環冷却系を 使用した場合のケース)	代替循環冷却系 (B系) を使用した場合 (今回の評価ケース)
注水、スプレイ等を実施する系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉注水</li> <li>代替循環冷却系 (A系)</li> <li>格納容器スプレイ</li> <li>代替循環冷却系 (A系)</li> <li>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</li> <li>ペDESTAL (ドライウエル部) 注水</li> <li>格納容器下部注水系 (常設)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉注水</li> <li>代替循環冷却系 (B系)</li> <li>格納容器スプレイ</li> <li>代替循環冷却系 (B系)</li> <li>ペDESTAL (ドライウエル部) 注水</li> <li>格納容器下部注水系 (常設)</li> </ul>
代替循環冷却系の機器条件・操作条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生 90 分後から 250m<sup>3</sup>/h でドライウエルスプレイを実施</li> <li>R P V 破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じて 30 分後、150m<sup>3</sup>/h でドライウエルスプレイ、100m<sup>3</sup>/h で原子炉注水を実施</li> </ul>	代替循環冷却系 (A系) を使用した場合と同じ
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) の機器条件・操作条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力容器破損+6 分後から 300m<sup>3</sup>/h でドライウエルスプレイを実施し、R P V 破損後に格納容器圧力が低下傾向に転じて 30 分後に停止</li> <li>その後、間欠スプレイ (格納容器圧力 400 ~465kPa [gage]) を実施</li> </ul>	(実施しない)
格納容器下部注水系 (常設) の機器条件・操作条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力容器破損後+7 分後から 80m<sup>3</sup>/h で格納容器下部水位制御 (水位 2.25 ~2.75m) を実施</li> </ul>	代替循環冷却系 (A系) を使用した場合と同じ

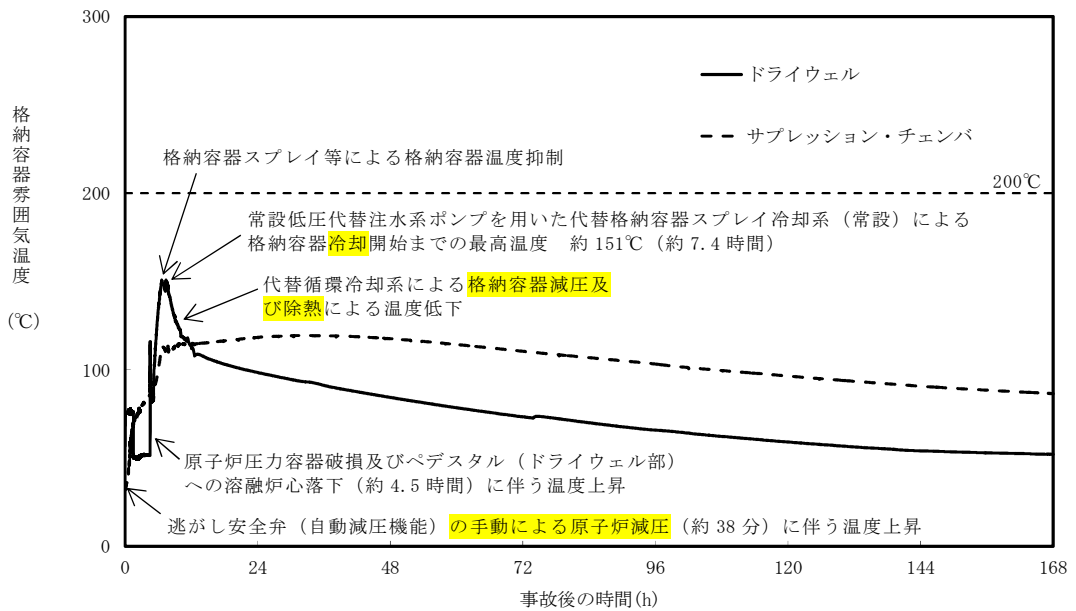
第4表 解析結果の比較

	代替循環冷却系 (A系) を使用した場合 (有効性評価における代替循環冷却系を 使用した場合のケース)	代替循環冷却系 (B系) を使用した場合 (今回の評価ケース)
格納容器圧力の最高値	0.47MPa [gage]	約 0.58MPa [gage]
格納容器雰囲気温度の最高値	151℃	162℃



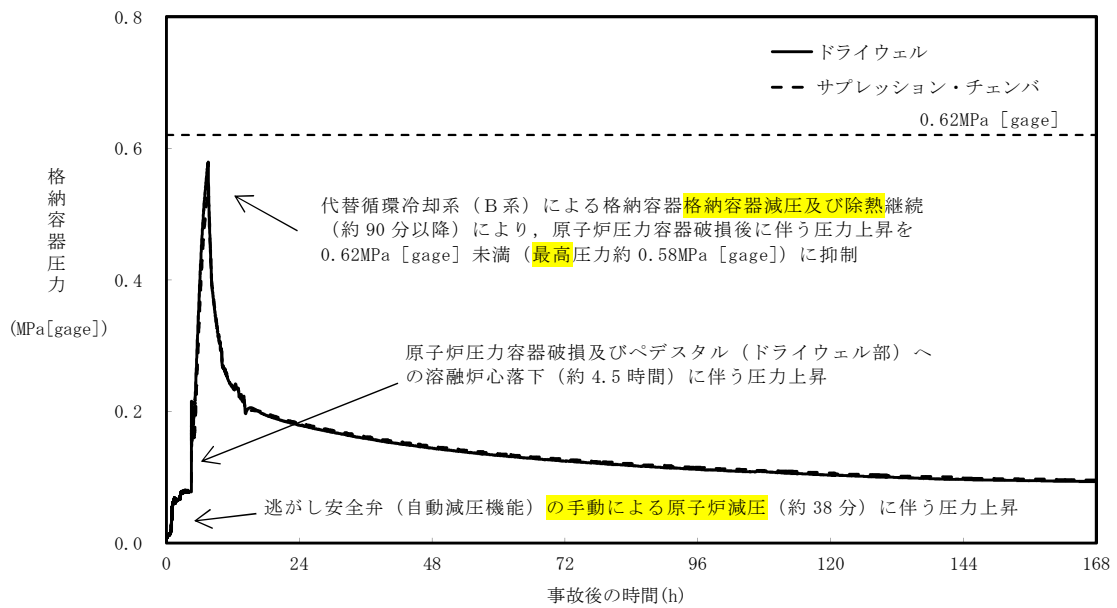
第5図 「DCH, FCI, MCCI」における

代替循環冷却系 (A系) を使用した場合の格納容器圧力の推移



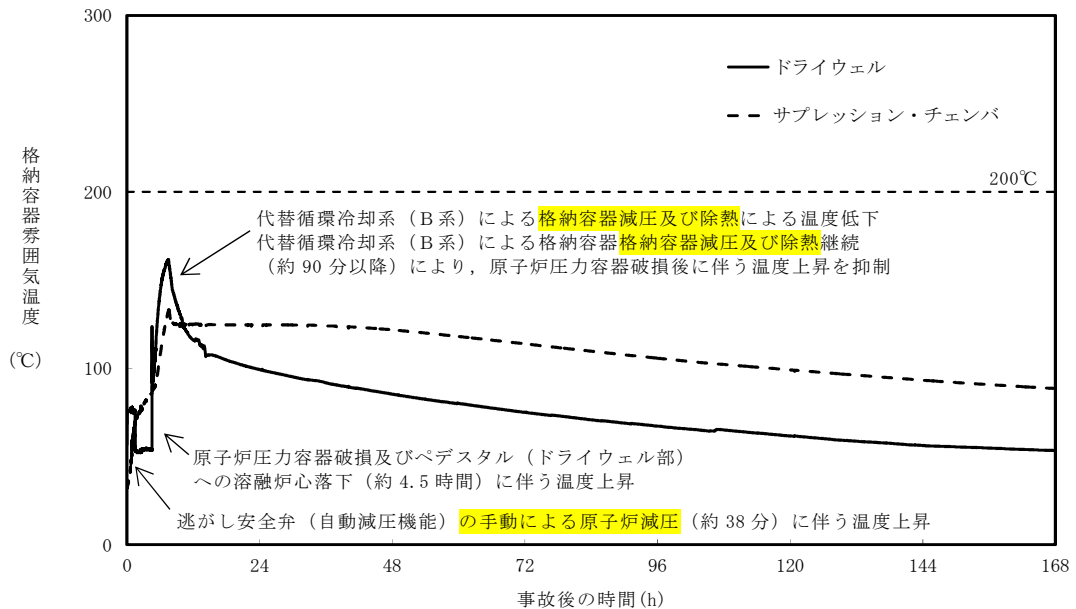
第6図 「DCH, FCI, MCCI」における

代替循環冷却系 (A系) を使用した場合の格納容器雰囲気温度の推移



第7図 「DCH, FCI, MCCI」における

代替循環冷却系 (B系) を使用した場合の格納容器圧力の推移



第8図 「DCH, FCI, MCCI」における

代替循環冷却系 (B系) を使用した場合の格納容器雰囲気温度の推移

## 代替循環冷却系の主要機器の仕様及び健全性について

## 1. 主要機器の仕様

## (1) 代替循環冷却系ポンプ

型	式	: ターボ形
台	数	: 1 (予備1)
容	量	: 約250m <sup>3</sup> /h (1台当たり)
全	揚	程 : 約120m
最	高	使用圧力 : 3.45MPa[gage]
最	高	使用温度 : 80℃

## (2) 残留熱除去系熱交換器

型	式	: 縦型Uチューブ式
基	数	: 2
最	高	使用圧力 : 3.45MPa[gage]
最	高	使用温度 : 249℃
伝	熱	容量 : 約19.4×10 <sup>3</sup> kW (1基当たり)

(原子炉停止時冷却モード)

## 2. 代替循環冷却系の健全性

代替循環冷却系の健全性について、「代替循環冷却系ポンプの健全性」, 「残留熱除去系ポンプの健全性」, 「シール材の信頼性」の観点から評価する。なお、残留熱除去系熱交換器については、最高使用温度が249℃で設計されているため、健全性に問題はない。

## (1) 代替循環冷却系ポンプの健全性

0.62MPa[gage](2Pd)においては、サブプレッション・プール水の温度は



0.62MPa[gage] (2Pd) における飽和温度167℃となる。サブプレッション・プール水は残留熱除去系ポンプを経由し、残留熱除去系海水ポンプ又は緊急用海水ポンプからの海水を用いて残留熱除去系熱交換器にて冷却後、代替循環冷却系ポンプにて原子炉及びドライウエルに注水を行う。ここでは、残留熱除去系熱交換器において冷却したサブプレッション・プール水の温度が、代替循環冷却系ポンプの最高使用温度80℃を超えないことを確認する。評価条件は以下のとおり。

緊急用海水ポンプ流量	: 600m <sup>3</sup> /h
代替循環冷却系ポンプ流量	: 250m <sup>3</sup> /h
海水温度	: 32℃
サブプレッション・プール水温度	: 167℃

上記の条件で残留熱除去系熱交換器出口温度を評価した結果、出口温度は約70℃と評価され、代替循環冷却系ポンプの最高使用温度80℃を下回る。なお、代替循環冷却系ポンプの運転に伴うポンプ入熱による影響及びサブプレッション・プール水中の核分裂生成物による発熱による影響については、代替循環冷却系ポンプの入口側に残留熱熱交換器が設置されており、代替循環冷却系ポンプの運転によって、残留熱除去系熱交換器により冷却された水に入れ替わることから影響はないものとする。

以上より、2Pdの条件下においても、代替循環冷却系ポンプの健全性については問題ない。

## (2) 残留熱除去系ポンプの健全性

代替循環冷却系については、残留熱除去系ポンプ（最高使用圧力：3.51MPa、最高使用温度：182℃）を流路として使用する。

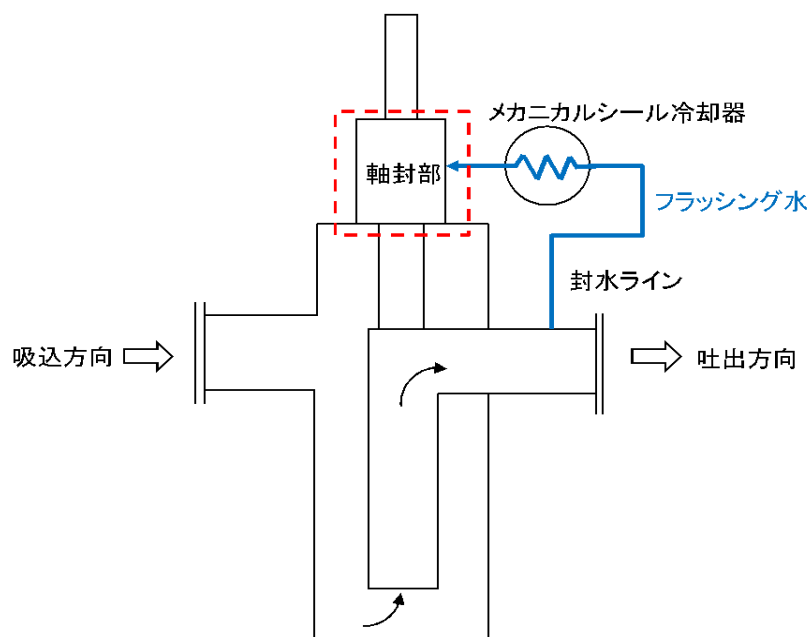
代替循環冷却系は代替循環冷却系ポンプでサブプレッション・プールの水を循環させる系統構成となっており、残留熱除去系が機能喪失している前提で使用する設備であるため、残留熱除去系ポンプは、停止している状態でポンプ内を系統水が流れることとなる。残留熱除去系ポンプの軸封部はメカニカルシールで構成されており、ポンプ吐出側から分岐して送水される冷却水（フラッシング水）により温度上昇を抑える設計としている（第1図）。

ポンプ停止時に系統水が流れる状態においては、通常どおりメカニカルシールに冷却水（フラッシング水）が送水されないことが考えられるため、その際のシール機能への影響について確認した。

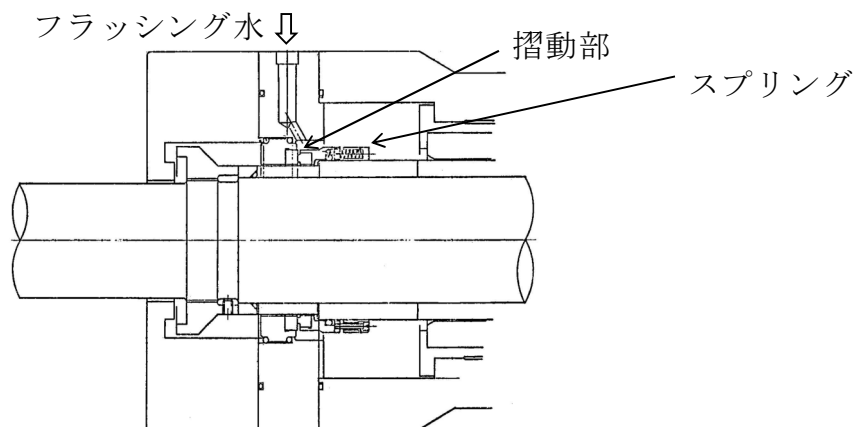
残留熱除去系ポンプのメカニカルシールは、スプリングによって摺動部を押さえつける形でシールする構造となっている（第2図）。代替循環冷却系運転時には残留熱除去系ポンプが停止している状態であるため、通常のポンプ運転時のように冷却水（フラッシング水）が封水ラインを通じてメカニカルシール部に通水されないことが想定されるが、上述のとおり、冷却水（フラッシング水）はメカニカルシールの摺動による温度上昇を抑えるためのものであり、ポンプが停止している状態では冷却の必要がなく、特にメカニカルシールの機能に影響はない

なお、軸封部及び封水ラインにおいては、代替循環冷却系ポンプ運転時には残留熱除去系ポンプが停止していることから、ポンプの吐出圧力に相当する圧力がかかることはなく、格納容器圧力である0.62MPa[gage]（2Pd）であるため、軸封部への影響はないと考える。

したがって、代替循環冷却系運転時において軸封部からの系統水の著しい漏えいはないと考えており、残留熱除去系ポンプの最高使用温度以下で通水されることから健全性については問題ない。



第1図 残留熱除去系ポンプ 概要図



第2図 残留熱除去系ポンプメカニカルシール 構造図

(3) シール材の健全性について

代替循環冷却系を使用する場合に、系統内の弁、配管及びポンプのバウンダリに使用されているシール材について高温環境による影響、放射

線影響及び化学種による影響によって材料が劣化し漏えいが生じる可能性がある。これらの影響について下記のとおり評価を行った。

① 高温環境及び放射線による影響

代替循環冷却系は、重大事故時に炉心損傷した状況でシステムを使用することとなる。このため、高温環境下であること及びシステム内を高放射能の流体が流れることから、高温及び放射線による劣化が懸念される。

上記に示す部材のうち、配管フランジガスケット及び弁グランドシールには膨張黒鉛材料若しくはステンレス等の金属材料が用いられている。これらは、耐熱性があること、及び無機材料であり高放射線下においても劣化の影響はないか極めて小さい。このため、これらについては評価温度である200℃以上の耐熱性を有することに加え、放射線による影響についても、耐放射線性能が確認されたシール材を用いることから、シール性能が維持されるものとする。

残留熱除去系ポンプのバウンダリを構成する部材(メカニカルシール、ケーシングシール等)のシール材には、エチレンプロピレンゴム (EPDM) やフッ素ゴムが用いられており、高温環境下での使用による影響及び放射線による影響を受けて劣化することが考えられるため、200℃の環境下において7日間の高耐熱性を有し、耐放射線性に優れた改良EPDM製シール材への取替えを今後行うことにより、耐熱性及び耐放射線性を確保する。

また、代替循環冷却系ポンプのバウンダリを構成する部材(ケーシングシール等)のシール材についても同様に、耐熱性及び耐放射線性に優れた材料を適用する。

② 核分裂生成物による化学的影響

炉心損傷時に発生する核分裂生成物の中で化学的な影響を及ぼす可能

性がある物質として、アルカリ金属であるセシウム及びハロゲン元素であるよう素が存在する。このうち、アルカリ金属のセシウムについては、水中でセシウムイオンとして存在しアルカリ環境の形成に寄与するが、膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットはアルカリ環境において劣化の影響はなく、また、E P D Mについても耐アルカリ性を有する材料であることから、セシウムによるシール機能への化学的影響はないものと考え

る。

一方、ハロゲン元素のよう素については、無機材料である膨張黒鉛ガスケットや金属ガスケットでは影響がないが、有機材料であるE P D Mでは影響が生じる可能性がある。設備での使用を考慮している改良E P D Mについては、電力共同研究により、よう素による影響の確認を行っており、炉心損傷時に想定されるよう素濃度（約450mg/m<sup>3</sup>）よりも高濃度のよう素環境下（約1,000mg/m<sup>3</sup>）においても、圧縮永久ひずみ等のシール材としての性状に大きな変化がないことを確認している。また、ガスケットメーカーにおいて、よう素に対するE P D M材の耐性として、第1表に示すとおり、5段階評価（ランク1が最も耐性がある）のうち、ランク2に位置づけられており、よう素に対する耐性があるものとする。

このように、よう素に対する性能が確認された材料を用いることにより、漏えい等の影響が生じることはないものとする。

第1表 EPDMの特性

薬品	耐性ランク
よう素	2

<耐性ランクの凡例>

- 1：動的部分にも使用可能で体積変化率は10%以内。
- 2：動的部分にも条件により使用可能，体積変化率は20%以内。
- 3：静的部分には使用可能，体積変化率は30%以内。
- 4：静的部分には条件により使用可能，体積変化率は100%以内。
- 5：使用できない，体積変化率は100%以上。

出典：日本バルカー工業(株)発行「バルカーハンドブック」より抜粋

格納容器圧力逃がし装置を使用する際、サプレッション・プール水の酸性化を防止すること及びサプレッション・プール水中の核分裂生成物由来のよう素を捕捉することにより、よう素の放出量の低減を図るため、サプレッション・プール水pH制御装置を自主的な取組みとして設ける計画である。サプレッション・プール水pH制御装置の使用により、アルカリ薬液である水酸化ナトリウムを格納容器へ注入することとなるため、アルカリ薬液によるシール性への影響が懸念されるが、耐アルカリ性を有する改良EPDMを使用することにより、格納容器バウンダリのシール機能には影響はない。

## 代替循環冷却系のシステム非信頼度について

## 1. はじめに

フォールトツリー手法を用いて、代替循環冷却系のシステム非信頼度を評価する。

## 2. 評価条件

評価条件は第 1 表のとおり。

第 1 表 代替循環冷却系のシステム非信頼度の評価条件

システム非信頼度の評価範囲	代替循環冷却系，緊急用海水系及び常設代替交流電源設備
代替循環冷却系の成功基準	2 系列中 1 系列
緊急用海水系の成功基準	ポンプ 2 台中 1 台
常設代替交流電源設備の成功基準	常設代替高圧電源装置 5 台中 2 台
システム非信頼度の評価	機器のランダム故障を対象 使命時間 24 時間

## 3. 評価結果

代替循環冷却系のシステム非信頼度を，第 1 図のフォールトツリーを用いて評価した。その結果，第 2 表に示すとおり，代替循環冷却系 2 系列（A 系及び B 系）のシステム非信頼度は約  $3 \times 10^{-4} / \text{demand}$ ，1 系列を想定した場合（A 系のみの場合）の非信頼度は約  $2 \times 10^{-3} / \text{demand}$  となり，代替循環冷却系の多重化設計により，システム非信頼度は 1 系列時に比べて 1 桁程度低減する。

なお，代替循環冷却系のサポート系として残留熱除去系海水系，代替残留

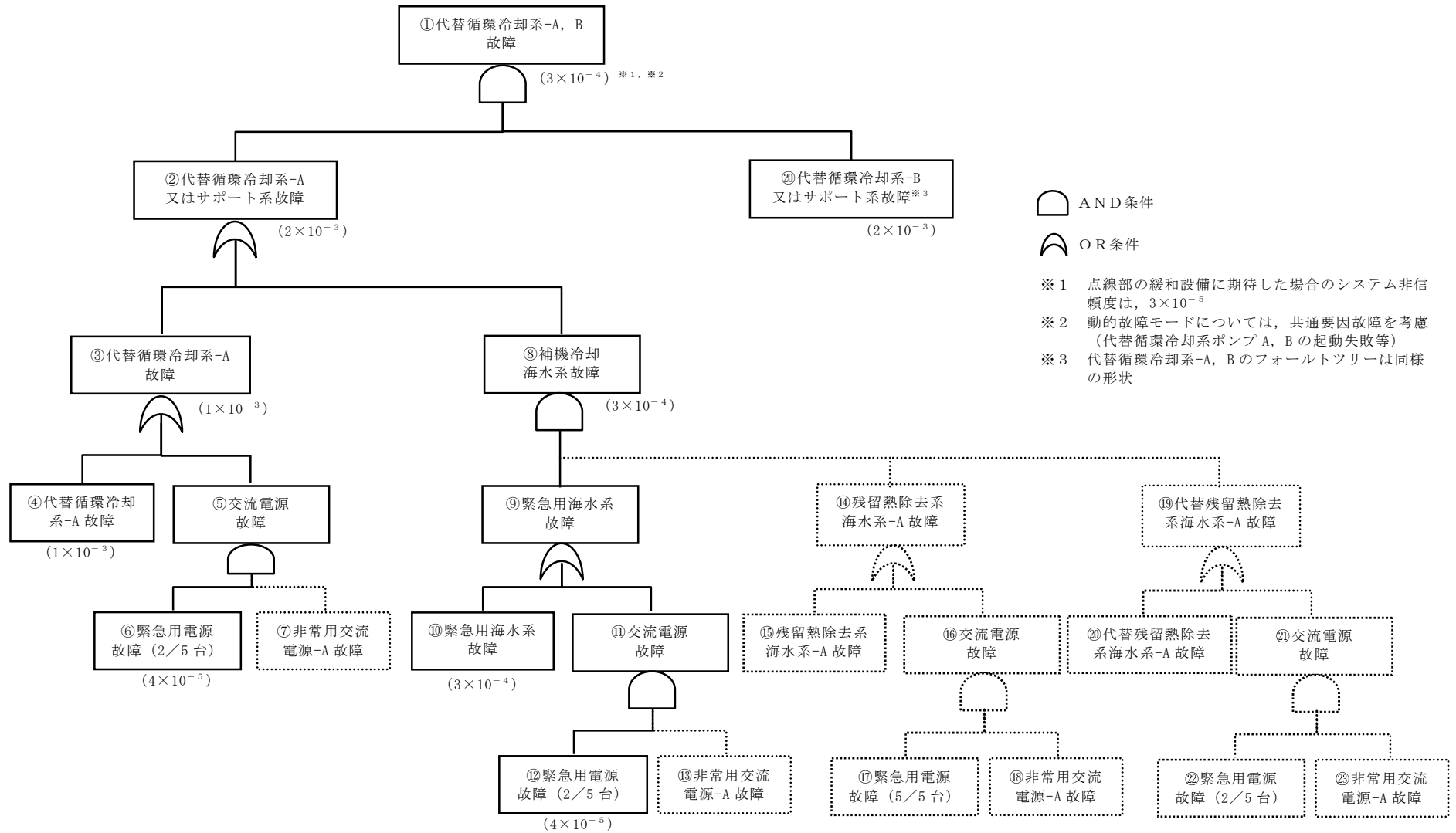
熱除去系海水系及び非常用交流電源が使用可能な場合のシステム非信頼度は約  $3 \times 10^{-5}$  /demand となり，代替循環冷却系を多重化することでシステム非信頼度は 2 桁程度低減する。

第 2 表 代替循環冷却系のシステム非信頼度

	システム非信頼度 ( /demand)	
	サポート系として緊急用海水系，常設代替交流電源設備を考慮した場合	他のサポート系にも期待した場合 (参考※)
代替循環冷却系 1 系列	約 $2 \times 10^{-3}$	約 $1 \times 10^{-3}$
代替循環冷却系 2 系列	約 $3 \times 10^{-4}$	約 $3 \times 10^{-5}$
低減割合 (代替循環冷却系 2 系列 / 代替循環冷却系 1 系列)	$\doteq 0.2$	$\doteq 0.03$

※ 設計基準事故対処設備としての残留熱除去海水系，非常用電源及び代替残留熱除去系海水系の使用を考慮した場合の参考評価





第 1 図 システム非信頼度の評価に用いたフォールトツリー

## 代替残留熱除去系海水系を用いた場合の評価

## 1. 代替残留熱除去系海水系の位置づけ

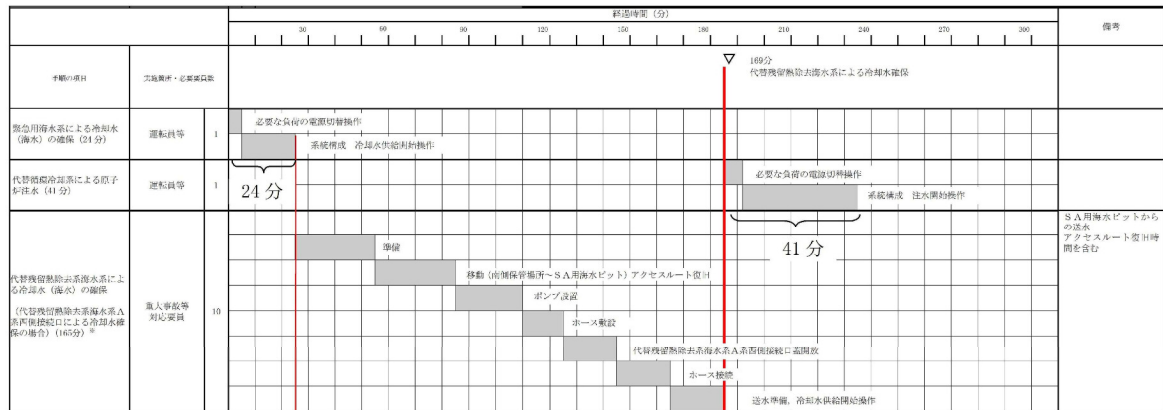
代替残留熱除去系海水系は、残留熱除去系及び代替循環冷却系のサポート系であり、残留熱除去系海水系の機能喪失又は全交流動力電源喪失時において、緊急用海水系の後備の対応手段として位置付けている。

## 2. 代替残留熱除去系海水系を用いた場合の有効性評価への影響

上述のとおり、残留熱除去系海水系の機能喪失又は全交流動力電源の喪失により残留熱除去系海水系が機能喪失し、緊急用海水系が使用できない場合において、代替残留熱除去系海水系の起動準備等手順に着手する。そのため、第1図に示すとおり、緊急用海水系が使用できる場合に比べ、最大約165分程度（約2.8時間）の代替循環冷却系の起動遅れが想定される。

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）」の有効性評価における代替循環冷却系を使用する場合は、事象発生90分後（1.5時間後）に代替循環冷却系を起動しているが、代替残留熱除去系海水系を用いた場合には、上記の起動遅れを踏まえると事象発生255分後（約4.3時間後）に代替循環冷却系を起動することになるが、起動までの間に格納容器圧力及び雰囲気温度は相対的に高く推移することとなる。ただし、代替循環冷却系が起動せずに約3.9時間後に格納容器圧力が465kPa[gage]（1.5Pd）に到達すれば代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器スプレーを実施し、約4.3時間後以降は代替循環冷却系を用いた内部水源による格納容器スプレーに切り替えることで、格納容器圧力及び雰囲気温度は評価項目である最高使用圧力の2倍（620kPa[gage]（2Pd））及び200℃を下回ることとなる。なお、有効性評価において代替循環冷却系を

使用する場合は、事象発生 90 分後からの代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱により代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することはないが、代替残留熱除去系海水系に期待する場合には、事象発生約 3.9 時間後から代替循環冷却系の想定起動時間の事象発生 255 分後までの間は代替格納容器スプレー冷却系（常設）による外部水源を用いた格納器スプレーを実施することになる。このことから、有効性評価において代替循環冷却系を使用する場合よりも外部水源の持ち込み量が多くなり、格納容器の自由体積が減少することに伴い、格納容器内の酸素濃度の上昇が早くなることが考えられる。しかしながら、第 1 表に示すとおり、サプレッション・プール通常水位でのサプレッション・チェンバの空間容積（4,100m<sup>3</sup>）に対する外部水源の持ち込み量は、有効性評価において代替循環冷却系を使用する場合と比較しても約 200m<sup>3</sup>程度の増加であり、格納容器ベント時間に与える影響は軽微であると考えられる。



※東側接続口による冷却水確保の場合は150分

165分 ← 代替残留熱除去系海水系を使用する場合の増加時間

第1図 代替残留熱除去系を起動する場合のタイムチャート

第1表 外部水源持込量の比較

		外部水源の持ち込み量		
		事象発生～1.5時間後	1.5時間後～4.3時間後	合計
有効性評価において代替循環冷却系を使用する場合	原子炉注水	250m <sup>3</sup>	0m <sup>3</sup>	400m <sup>3</sup>
	格納容器スプレイ	150m <sup>3</sup>	0m <sup>3</sup>	
代替残留熱除去系海水系を使用する場合	原子炉注水	250m <sup>3</sup>	140m <sup>3</sup> ※1	592m <sup>3</sup>
	格納容器スプレイ	150m <sup>3</sup>	52m <sup>3</sup> ※2	

※1 事象発生から6時間後までの平均崩壊熱相当の注水流量である50m<sup>3</sup>/hの原子炉注水を実施するものとして算出

※2 格納容器圧力465kPa[gage] (1.5Pd) に到達する約3.9時間後から最大スプレイ流量である130m<sup>3</sup>/hの格納容器スプレイを実施するものとして算出

## 代替循環冷却系による格納容器ベント遅延効果

## 1. はじめに

重大事故時に代替循環冷却系を使用する場合、代替循環冷却系による格納容器減圧及び除熱をすることにより事故後短時間での格納容器ベントは回避されることが期待される。ここでは、代替循環冷却系を使用できない場合の格納容器ベント時間を評価し、代替循環冷却系を使用する場合の格納容器ベント時間と比較することで、代替循環冷却系を使用する場合の格納容器ベントの遅延効果を確認する。

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）」の有効性評価のうち代替循環冷却系を使用できない場合においては、中央制御室の居住性評価や中央制御室待避室の遮蔽設計等を保守的に行うため、代替循環冷却系を使用できないことにより早期に格納容器ベントに至る条件を設定している（ケース②：ベースケース）。具体的には参考2に示すが、代替循環冷却系による格納容器ベントの遅延効果の評価するための評価条件と比べて、格納容器スプレイ温度等について保守的な評価条件を用いた。

一方、ここでは、代替循環冷却系を使用できない場合の格納容器ベント時間の評価に当たって、実手順等を踏まえた条件を採用し、現実的な格納容器ベント時間を評価することとする（ケース①：実手順等を踏まえたケース）。

## 2. 代替循環冷却系に期待する場合

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）」の有効性評価における代替循環冷却系を使用する場合では、代替循環冷却系により格納容器減圧及び除熱を実施し、重大事故相当のG値を想

定した条件としており，可燃性ガス排出のための格納容器ベント基準となる格納容器内酸素濃度 4.3vol%（ドライ条件）に到達する時間は事故後約 40 日後（約 39.7 日後）となる。

また，酸素濃度が早く上昇する場合の影響を確認するため，酸素濃度上昇を厳しくする設計基準事故相当の G 値を想定した感度解析ケースでは，可燃性ガス排出のための格納容器ベント基準となる格納容器内酸素濃度 4.3vol%（ドライ条件）に到達する時間は事故後約 5 日後（約 122 時間後）となる。

なお，代替循環冷却系を使用する場合には，格納容器内に窒素注入を実施することにより格納容器内酸素濃度の上昇を抑制し，格納容器ベントの開始時間を大幅に遅延させる手順とする。格納容器内への窒素注入手順としては，格納容器バウンダリの健全性に対する裕度の確保及び格納容器漏えいの影響を考慮し，格納容器圧力 310kPa[gage]（1Pd）までの注入を基本とするが，本感度解析のように 1Pd まで窒素を注入しても早期の格納容器ベント（事故後 7 日以内を想定）に至る場合には，465kPa[gage]（1.5Pd）までの追加の窒素注入を実施することで，可能な限り格納容器ベントを遅延させ，環境への影響を低減させることとする。

窒素注入条件を第 1 表及び第 2 表に示す。また，重大事故相当の G 値及び設計基準事故相当の G 値を想定した場合の格納容器圧力等の推移を第 1 図から第 8 図に示す。

上記の格納容器ベント時間と「3. 代替循環冷却系を使用できない場合」における格納容器ベント時間を比較することで，代替循環冷却系による格納容器ベント遅延効果を確認する。

第 1 表 重大事故相当の G 値を想定した場合の窒素注入条件

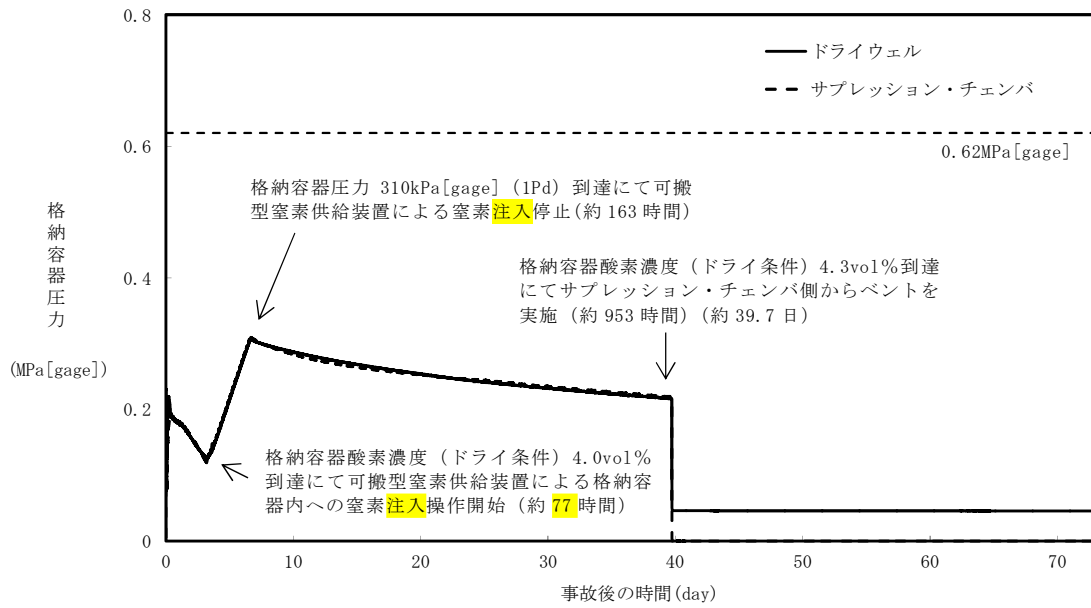
時間		窒素注入条件
①	PCV 酸素 4.0vol% (ドライ条件) 到達	S/C への窒素注入 (窒素 198m <sup>3</sup> /h, 酸素 2m <sup>3</sup> /h) を開始
②	PCV 圧力 310kPa[gage]到達	S/C への窒素注入を停止

※ PCV : 格納容器, S/C : サプレッション・チェンバ, D/W : ドライウエル

第 2 表 重大事故相当の G 値を超える酸素濃度上昇を  
想定した場合の窒素注入条件 (設計基準事故相当の G 値)

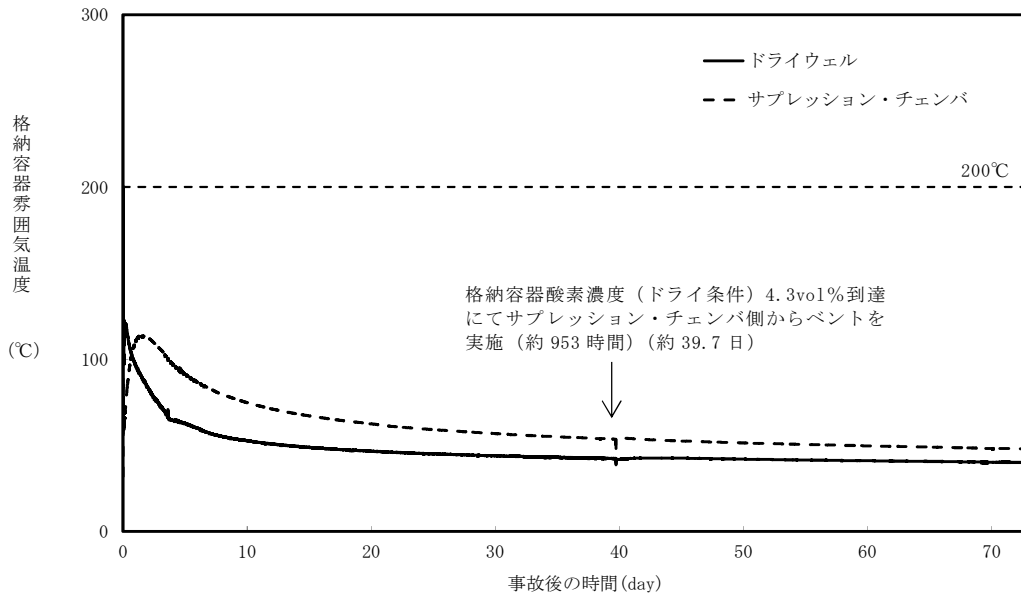
時間		窒素注入条件
①	PCV 酸素 4.0vol% (ドライ条件) 到達	S/C への窒素注入 (窒素 198m <sup>3</sup> /h, 酸素 2m <sup>3</sup> /h) を開始
②	酸素濃度が上昇傾向 (解析上は①実施の 30 分後)	S/C への窒素注入は継続したまま, 追加で D/W への窒素注入 (窒素 198m <sup>3</sup> /h, 酸素 2m <sup>3</sup> /h) を開始 (合計で窒素 396m <sup>3</sup> /h, 酸素 4m <sup>3</sup> /h を格納容器内に注入)
③	PCV 圧力 310kPa[gage]到達	S/C 及び D/W への窒素注入を停止
④	PCV 酸素 4.0vol% (ドライ条件) 到達	S/C への窒素注入 (窒素 198m <sup>3</sup> /h, 酸素 2m <sup>3</sup> /h) を開始
⑤	酸素濃度が上昇傾向 (解析上は④実施の 30 分後)	S/C への窒素注入は継続したまま, 追加で D/W への窒素注入 (窒素 198m <sup>3</sup> /h, 酸素 2m <sup>3</sup> /h) を開始 (合計で窒素 396m <sup>3</sup> /h, 酸素 4m <sup>3</sup> /h を格納容器内に注入)
⑥	PCV 圧力 465kPa[gage]到達	S/C 及び D/W への窒素注入を停止

※ PCV : 格納容器, S/C : サプレッション・チェンバ, D/W : ドライウエル



第 1 図 格納容器圧力の推移 (重大事故相当の G 値を想定)

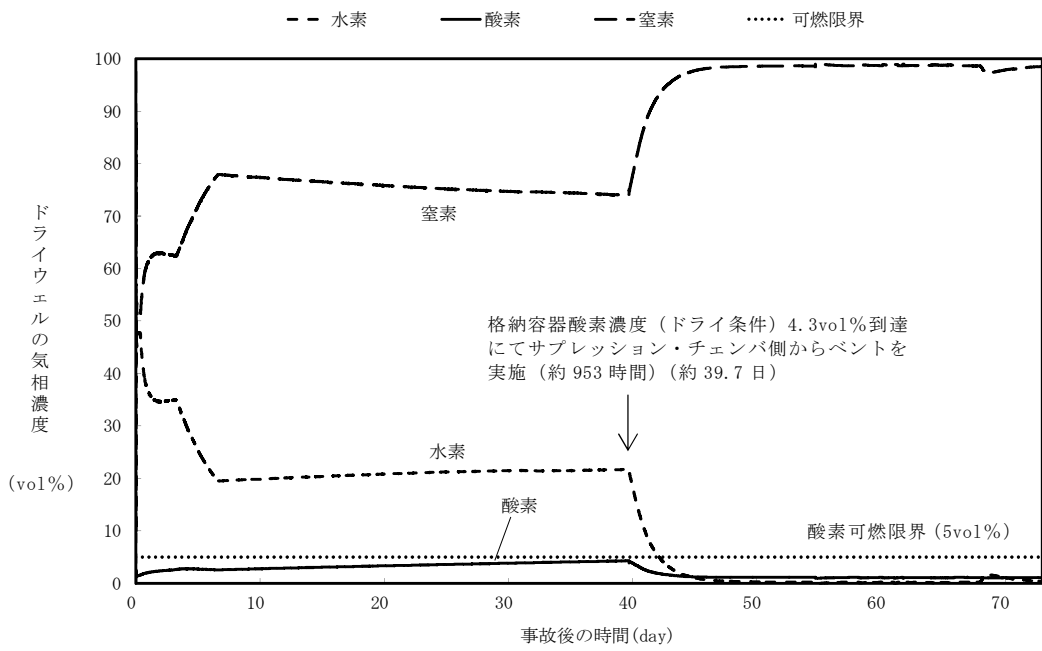
※ 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮



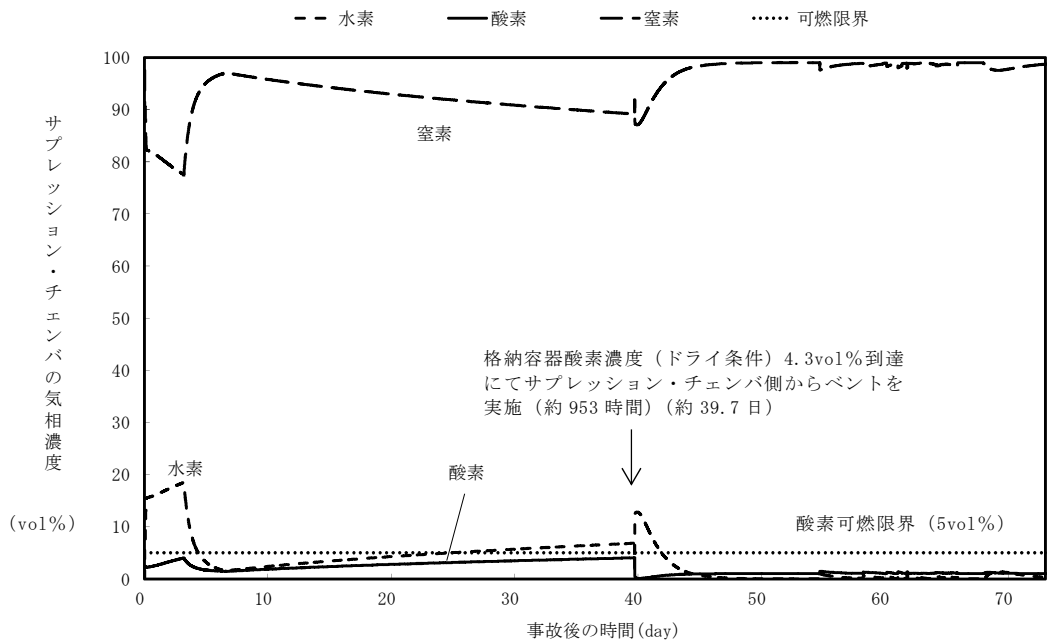
第 2 図 格納容器雰囲気温度の推移 (重大事故相当の G 値を想定)

※ 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮

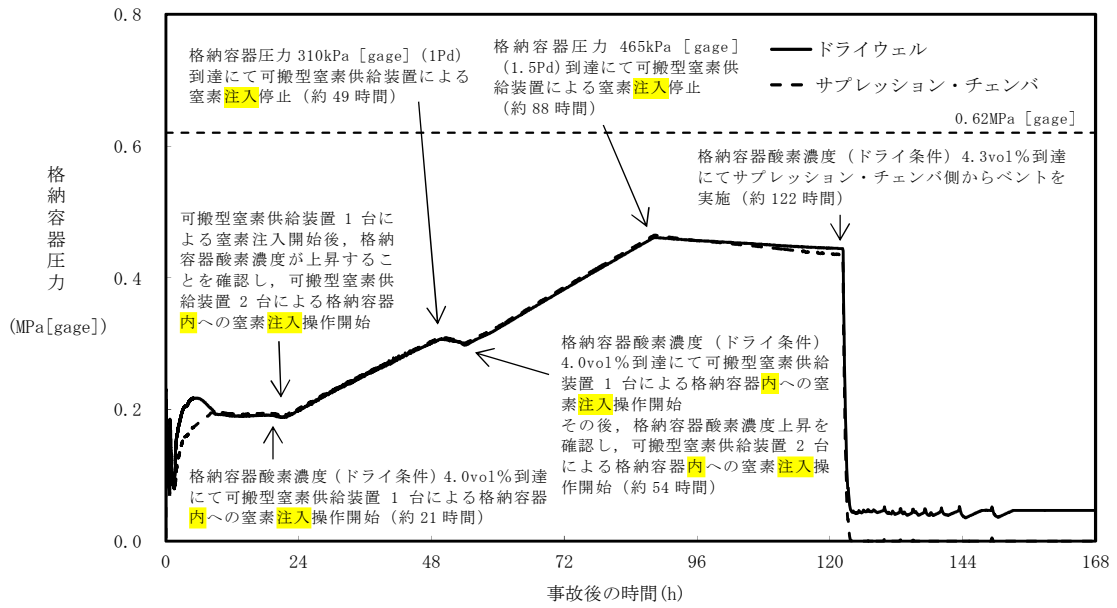




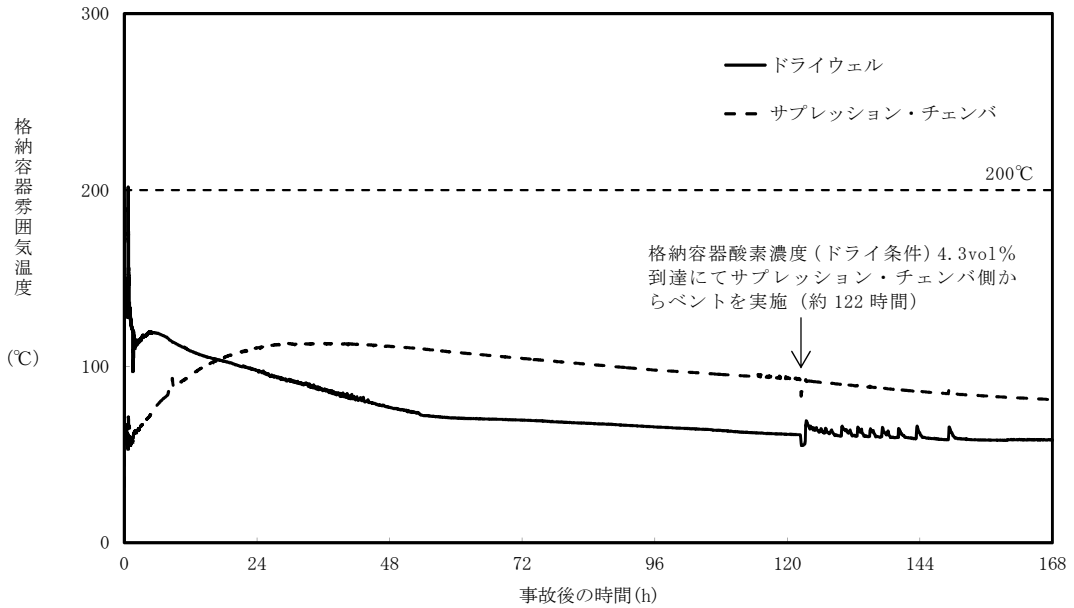
第 3 図    ドライウエルの気相濃度の推移 (重大事故相当の G 値を想定)



第 4 図    サブプレッション・チェンバの気相濃度 (重大事故相当の G 値を想定)

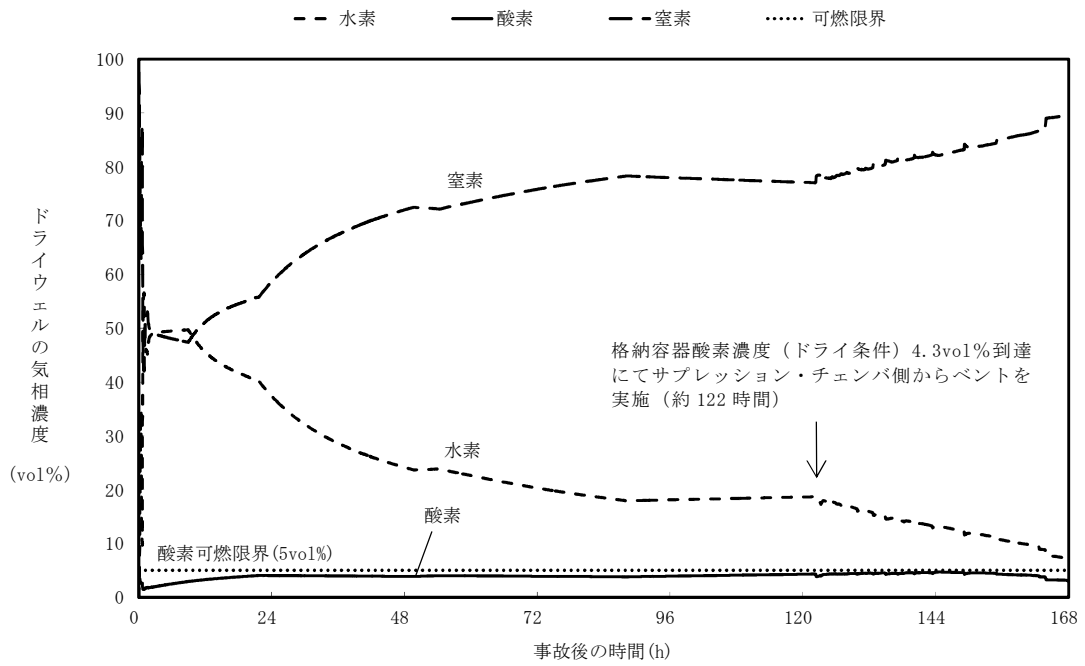


第 5 図 格納容器圧力の推移 (設計基準事故相当の G 値を想定)



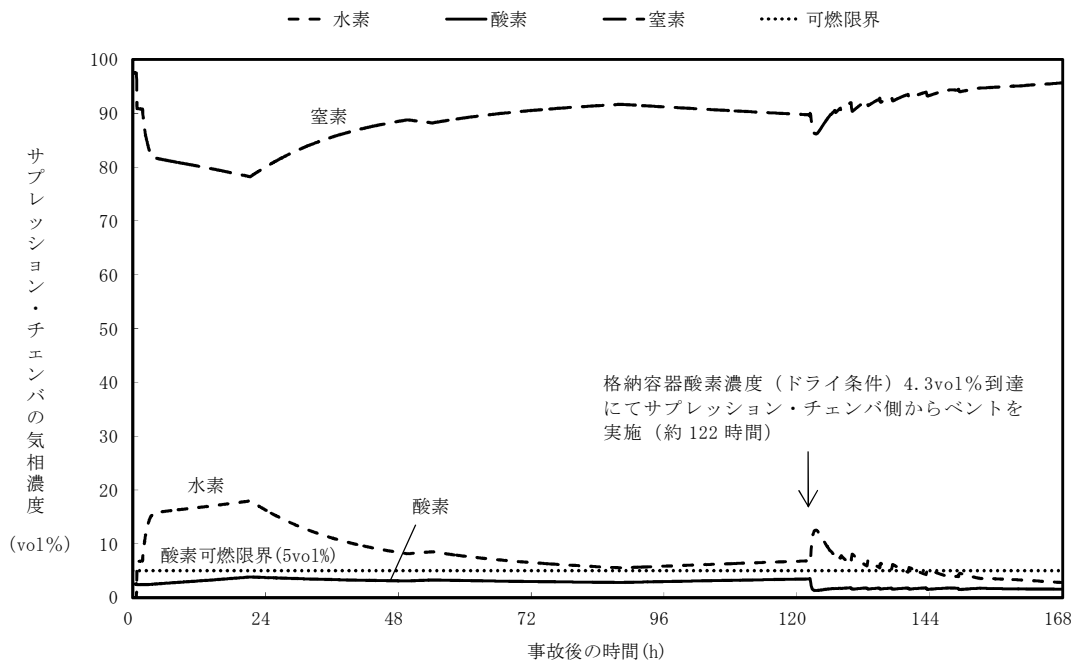
第 6 図 格納容器雰囲気温度の推移

(設計基準事故相当の G 値を想定)



第 7 図 ドライウエルの気相濃度の推移

(設計基準事故相当の G 値を想定)



第 8 図 サプレッション・チェンバの気相濃度

(設計基準事故相当の G 値を想定)

### 3. 代替循環冷却系を使用できない場合

#### (1) 評価結果について

代替循環冷却系による格納容器ベントの遅延効果を評価する観点から、代替循環冷却系を使用できない場合の格納容器ベント時間を評価した。評価に当たっては、実手順を踏まえた場合の現実的な格納容器ベント時間を評価するため、第3表に示すとおり、格納容器スプレイ流量等を実手順等を踏まえた評価条件とした（「(2) ケース①：実手順等を踏まえたケースの妥当性について」参照）。この結果、格納容器ベント基準となるサプレッション・プール水位通常水位+6.5mに到達する時間が事故後約24時間後（約24.6時間後）となり、「2. 代替循環冷却系を使用する場合」で示す格納容器ベント時間と比較すると、代替循環冷却系を使用することで格納容器ベントの実施時期を大幅に遅延することが可能となる。各評価ケースの格納容器ベント時間を第4表に、格納容器圧力及び雰囲気温度の推移を第9図及び第10図に示す。

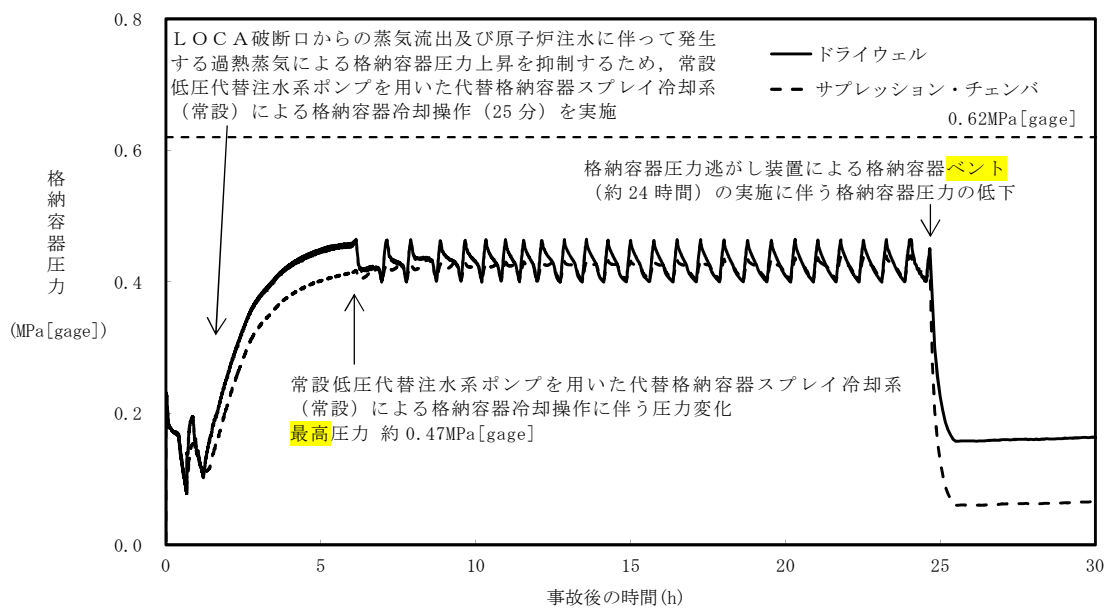
第3表 ケース①：実手順等を踏まえたケースの評価条件

	評価条件	設定理由
外部水源温度 (スプレイ温度)	20℃※	ケース②：ベースケースでは35℃一定としているが、地下式タンクを水源としており、約20℃以下の水温になることが想定されるため、ケース①：実手順等を踏まえたケースでは水源補給されるまでは20℃を設定
格納容器 スプレイ流量	<ul style="list-style-type: none"> <li>・格納容器圧力 465kPa[gage] (1.5Pd) 到達 102m<sup>3</sup>/hにて流量調整</li> <li>・格納容器圧力 400kPa[gage] (1.3Pd) 到達 格納容器スプレイ停止</li> </ul>	ケース②：ベースケースでは1.3～1.5Pdの間欠スプレイ時の流量として最大である130m <sup>3</sup> /hとしているが、ケース①：実手順等を踏まえたケースではスプレイ液滴径2mmが確保される最低流量として102m <sup>3</sup> /hを設定
ペDESTAL (ドライウエル 部) 水位	1m	ケース②：ベースケースではペDESTAL(ドライウエル部)の水張りを考慮していないが、格納容器の熱容量に寄与し格納容器ベント遅延効果があるため、ケース①：実手順等を踏まえたケースでは考慮して設定

※ 代替淡水貯槽の水量が1,000m<sup>3</sup>到達以降は西側淡水貯水設備からの補給が開始されるため、補給開始以降は水温の条件は変更となるが、補給開始が格納容器ベント開始以降となることから、本評価においては20℃一定とした

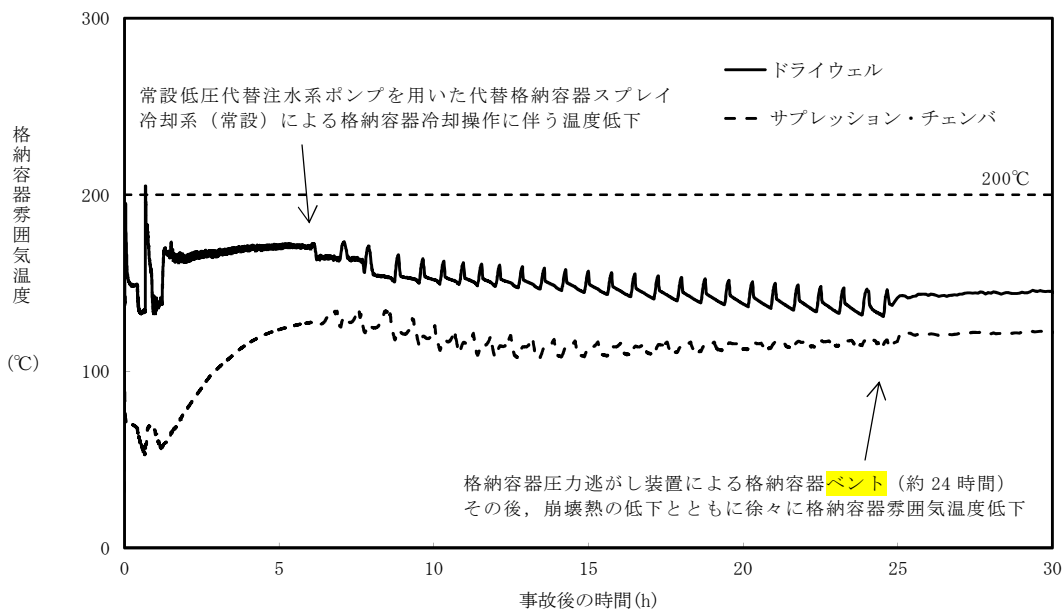
第4表 評価結果

	代替循環冷却系を使用する場合		代替循環冷却系を使用できない場合 (ケース①：実手順等を 踏まえたケース)
	重大事故相当のG値を 想定した場合	設計基準事故相当の G値を想定した場合	
格納容器 ベント時間	約39.7日(約953時間)	約5日(約122時間)	約24時間(約24.6時間)



第9図 格納容器圧力の推移

(代替循環冷却系を使用できない場合)



第10図 格納容器雰囲気温度の推移

(代替循環冷却系を使用できない場合)

(2) ケース①：実手順等を踏まえたケースの妥当性について

①外部水源温度（スプレイ温度）

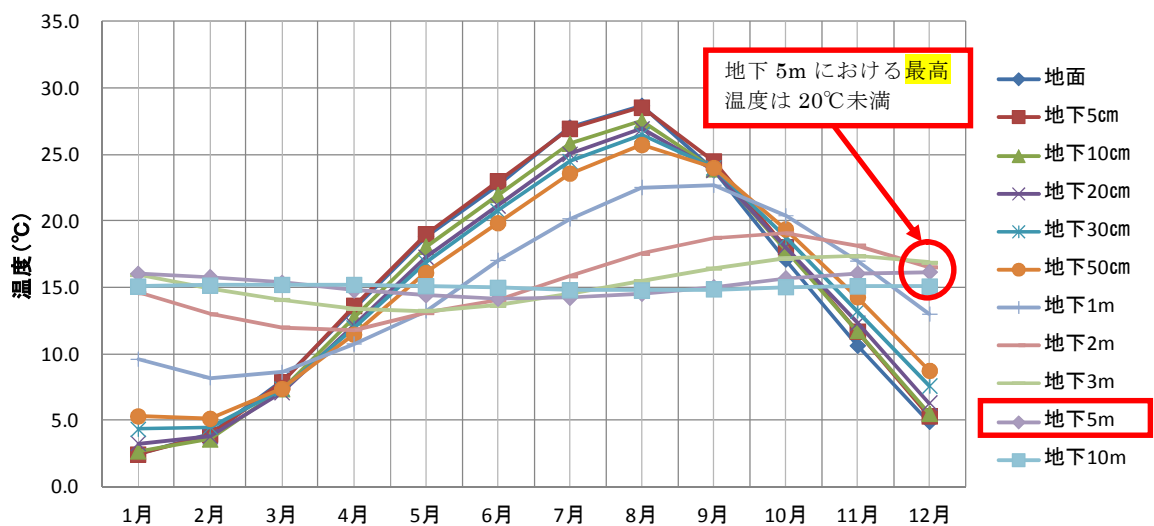
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の水源となる代替淡水貯槽は地下式のタンクであり，最大水位が地下 6m 位置であること及び第 11 図に示すとおり地下 5m の地中温度の**最高**が 20℃未満であることを踏まえ，代替淡水貯槽の温度を 20℃とした。

②格納容器スプレイ流量

スプレイ液滴径 2mm が確保される最低流量として 102m<sup>3</sup>/h を設定した（参考 3）。

③ペDESTAL（ドライウェル部）の水位

ペDESTAL（ドライウェル部）の水位は，MAAP 解析において格納容器内の熱容量に寄与する。これを踏まえ，ケース①：実手順等を踏まえたケースでは，実運用に沿った水位として 1m とした。



第 11 図 地中温度の年間月別平均温度の変動（水戸市）

（「地中温度等に関する資料」（農業気象資料第 3 号，1982）に基づく）

中央制御室の居住性評価等の評価条件について

以下の 2 ケースについて、評価条件、格納容器ベント時間等を第 1 表に示す。

ケース①：実手順等を踏まえたケースの評価条件

ケース②：ベースケース

ケース①の格納容器ベント時間は事故後約 24 時間後、ケース②の格納容器ベント時間は事故後約 19 時間後となり、中央制御室の居住性評価や中央制御室待避室の遮蔽設計等における評価条件（ケース②）はケース①に比べて格納容器ベント時間が短くなっている。

第 1 表 解析条件及び格納容器ベント時間

評価ケース	評価条件	評価目的	格納容器ベント時間
ケース①：実手順等を踏まえたケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部水源温度（スプレイ温度）：20℃*</li> <li>格納容器スプレイ流量： 格納容器圧力 465kPa[gage] (1.5Pd) 到達 102m<sup>3</sup>/h にて流量調整 格納容器圧力 400kPa[gage] (1.3Pd) 到達 格納容器スプレイ停止</li> <li>ペDESTAL（ドライウエル部）水位：1m</li> </ul>	代替循環冷却系に期待できない場合における実手順等を踏まえた場合の格納容器ベント時間を評価し、代替循環冷却系による格納容器ベント遅延効果を確認するため	約 24 時間
ケース②：ベースケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部水源温度（スプレイ温度）：35℃</li> <li>格納容器スプレイ流量： 格納容器圧力 465kPa[gage] (1.5Pd) 到達 130m<sup>3</sup>/h にて流量調整 格納容器圧力 400kPa[gage] (1.3Pd) 到達 格納容器スプレイ停止</li> <li>ペDESTAL（ドライウエル部）水位：0m</li> </ul>	中央制御室の居住性評価、現場作業の成立性、環境条件設定、中央制御室待避室の遮蔽設計、格納容器圧力逃がし装置の設計を保守的な条件で行うため	約 19 時間

※ 代替淡水貯槽の水量が 1,000m<sup>3</sup>到達以降は西側淡水貯水設備からの補給が開始されるため、補給開始以降は水温の条件は変更となるが、補給開始が格納容器ベント開始以降となることから、本評価においては 20℃一定とした

(1) 影響評価

ケース①：実手順等を踏まえたケースについては、中央制御室の居住性評価や中央制御室待避室の遮蔽設計等を保守的な条件設定のための評価（ケース②：ベースケース）に対して、第 2 表に示すとおり、スプレ



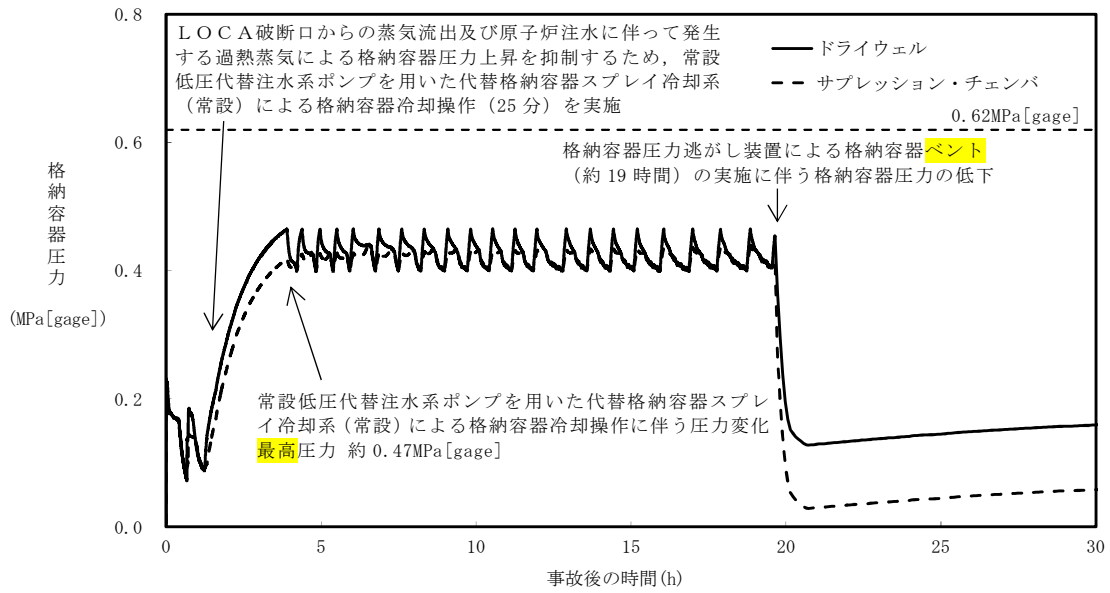
イ流量を低下させていること及びベント開始を遅延させていることについて相違点がある。この相違点を考慮した場合の影響について確認する。

第2表 相違点と影響評価について

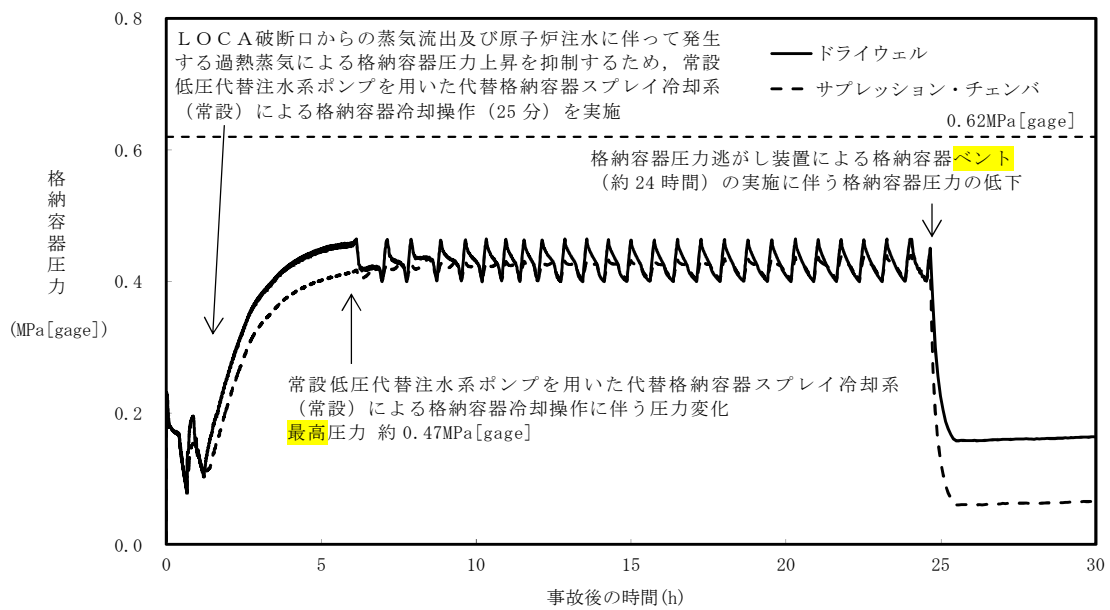
相違点	項目	評価
スプレイ流量の低下	格納容器圧力低下効果の不足	影響評価①
	格納容器温度低下効果の不足	
	エアロゾル除去効果の低下	影響評価②
ベント開始の遅延	格納容器ベント開始時間が遅くなることによる格納容器からの放射性物質の漏えい量の増加	影響評価③

a. 影響評価①

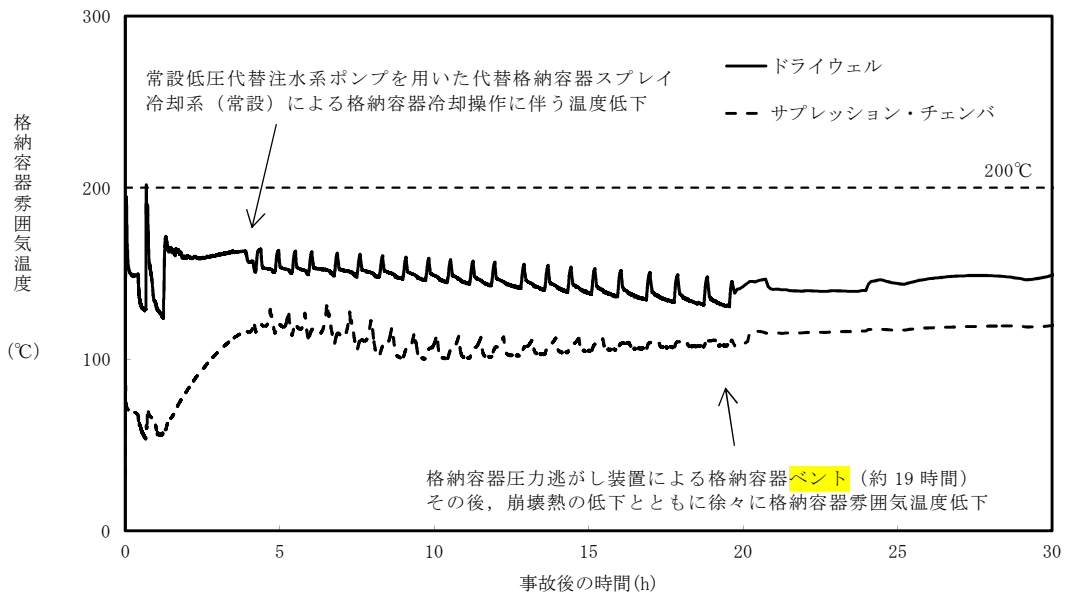
第1図から第4図に示すとおり、格納容器圧力及び温度について、いずれも同様の結果となり、格納容器圧力及び温度に与える影響がないことを確認した。



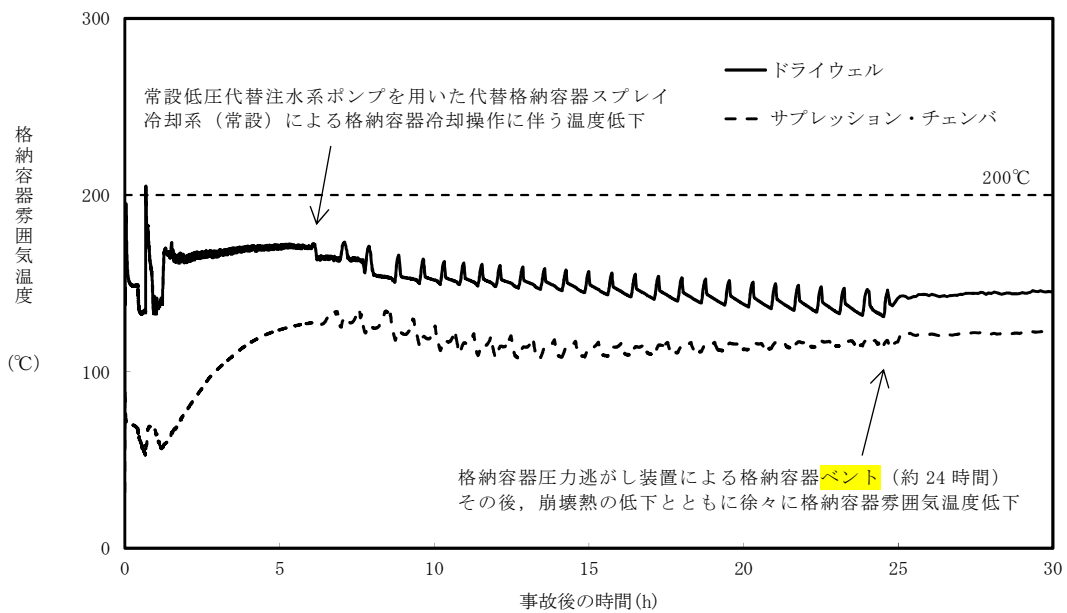
第1図 ケース②における格納容器圧力の推移（30時間）



第2図 ケース①における格納容器圧力の推移（30時間）



第 3 図 ケース②における格納容器温度の推移 (30 時間)



第 4 図 ケース①における格納容器温度の推移 (30 時間)

b. 影響評価②

スプレイ流量を低下させた場合，液滴数が減少することでエアロゾル除去効率が下がり，格納容器内に浮遊するエアロゾル濃度が上昇することで，格納容器から原子炉建屋へ漏えいするエアロゾル量及びフィルタ装置へ移行するエアロゾル量が多くなるおそれがある。

(a) 評価条件

格納容器ベントを実施する直前時点におけるケース②：ベースケースとケース①：実手順等を踏まえたケースの格納容器気相部のエアロゾル濃度を比較する。

第3表にケース②：ベースケースとケース①：実手順等を踏まえたケースのエアロゾル濃度を示す。

第3表 格納容器気相部のエアロゾル濃度の比較

核種グループ	エアロゾルの濃度 (kg/m <sup>3</sup> )		比較 (①/②)
	ケース②	ケース①	
C s I 類	1.61E-07	5.39E-08	3.35E-01
C s O H 類	4.06E-07	1.43E-07	3.52E-01
S b 類	9.64E-08	8.81E-08	9.14E-01
T e O <sub>2</sub> 類	4.26E-08	2.08E-09	4.88E-02
S r O 類	6.36E-05	1.91E-06	3.00E-02
B a O 類	7.85E-05	1.57E-05	2.00E-01
M o O <sub>2</sub> 類	9.47E-05	1.32E-04	1.39E+00
C e O <sub>2</sub> 類	5.55E-05	1.81E-06	3.26E-02
L a <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 類	6.42E-05	1.30E-06	2.02E-02
合計	3.57E-04	1.53E-04	4.29E-01

(b) 評価結果

ケース①：実手順等を踏まえたケースではケース②：ベースケースと比較して、 $\text{MoO}_2$ 類を除く核種グループにおいて格納容器気相部のエアロゾル濃度が減少し、 $\text{MoO}_2$ 類についてはほぼ同等のエアロゾル濃度となった。これは、ケース①：実手順等を踏まえたケースでは比較的スプレイ実施期間が長くなったことに伴い、エアロゾルの除去効果が長い期間得られたためと考えられる。また、全核種を合計した格納容器全体のエアロゾル濃度については、ケース①：実手順等を踏まえたケースがケース②：ベースケースに比べて半分以下まで低下する結果となった。

以上のことから、エアロゾル除去効果については、ケース②：ベースケースの方がより保守的な結果であることを確認した。

c. 影響評価③

ケース①：実手順等を踏まえたケースでは、格納容器ベント開始時間が遅くなることで、格納容器から原子炉建屋へ漏えいする希ガス、有機よう素及びエアロゾル量が増加するおそれがあるものの、格納容器ベント時に大量に放出される希ガスの減衰に期待できる。放射性物質の放出による被ばく影響については、格納容器ベント時に大量に放出される希ガスの影響が支配的であるため、格納容器ベント開始時間が遅くなることで、格納容器から原子炉建屋へ漏えいする放射性物質の量が多くなる影響は軽微と考えられる。

なお、 $\text{Cs-137}$ の放出量については、その放出量に対して支配的である格納容器から原子炉建屋への漏えい量(7日間)についてケース①：実手順等を踏まえたケースとケース②：ベースケースを比較した結果、

ケース②：ベースケースが約 14.3TBq に対してケース①：実手順等を踏まえたケースは約 17.2TBq となった。これは、ケース①：実手順等を踏まえたケースの方が格納容器ベント時間が遅延したことによる影響と考えられるが、本ケースにおいても有効性評価の評価項目（100TBq を下回ること）を満足する。

## 格納容器スプレイの流量調整について

## 1. 格納容器スプレイの流量調整における方針

外部水源を用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御のための格納容器スプレイ時は、可能な限り格納容器ベントを遅延させる目的から以下の手順とする。

- (1) 格納容器スプレイの流量調整範囲は  $102\sim 130\text{m}^3/\text{h}$  とし、可能な限り連続スプレイとなるよう流量を少なくする。
- (2) (1)の流量調整範囲において連続スプレイとなる場合、格納容器圧力制御範囲（炉心損傷前： $0.7\text{Pd}(217\text{kPa}[\text{gage}])\sim 0.9\text{Pd}(279\text{kPa}[\text{gage}])$ ，炉心損傷後： $1.3\text{Pd}(400\text{kPa}[\text{gage}])\sim 1.5\text{Pd}(465\text{kPa}[\text{gage}])$ ）で、可能な限り高い圧力に維持するよう流量調整し、格納容器スプレイ効率を高くする。
- (3) (1)の流量調整範囲において間欠スプレイとなる場合、格納容器圧力制御範囲（炉心損傷前： $0.7\text{Pd}(217\text{kPa}[\text{gage}])\sim 0.9\text{Pd}(279\text{kPa}[\text{gage}])$ ，炉心損傷後： $1.3\text{Pd}(400\text{kPa}[\text{gage}])\sim 1.5\text{Pd}(465\text{kPa}[\text{gage}])$ ）で、最低流量である  $102\text{m}^3/\text{h}$  で間欠スプレイを実施し格納容器への持ち込み水量の抑制を図る。

## 2. 格納容器スプレイ流量下限値の設定

## (1) 設計上の流量調整の下限値

外部水源を用いた格納容器圧力制御のための格納容器スプレイでは常設低圧代替注水系ポンプを用いるが、弁キャビテーションを防止する観点から設定する流量調整の下限値は  $70\text{m}^3/\text{h}$  である。

## (2) スプレイ液滴径について

格納容器スプレー流量は液滴径と相関があり，格納容器スプレー流量を低下させた場合，液滴径が大きくなることでエアロゾル除去効率が低下するおそれがあるが，格納容器スプレー流量とスプレー液滴径の関係における実験<sup>[1]</sup>による知見に基づき，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）」の有効性評価では，スプレー液滴径を 2mm に設定している。

実験における記録ではスプレー液滴径にばらつきがあるが，第 1 図に示すノズル当たりの流量が  以上の場合，最大の液滴径は 2mm 以下となる。東海第二におけるスプレーヘッダのノズル数を考慮すると，スプレー液滴径 2mm 以下を確保するための最低流量は 102m<sup>3</sup>/h となる。

・東海第二発電所におけるスプレーヘッダのノズル数：ノズル

・最低流量= (L/min/ノズル) ×  (ノズル)

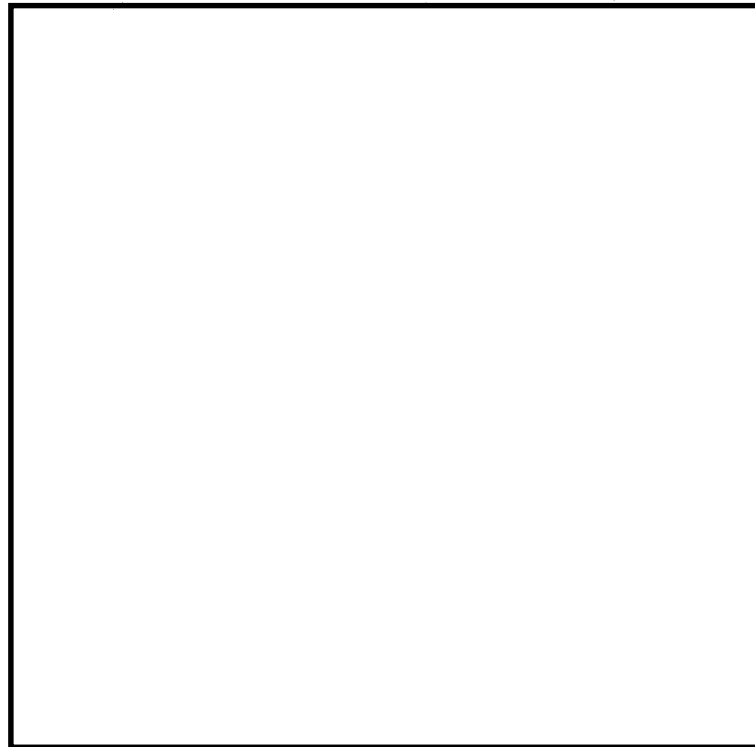
$$=1,700 \text{ (L/min)}$$

$$=102 \text{ (m}^3\text{/h)}$$

### (3) 運用上の流量調整の下限值

上述の設計上の流量調整の下限值及びスプレー液滴径 2mm を確保するための最低流量を考慮し，運用上の流量調整の下限值は 102m<sup>3</sup>/h とする。





第 1 図 スpray液滴径の実験結果

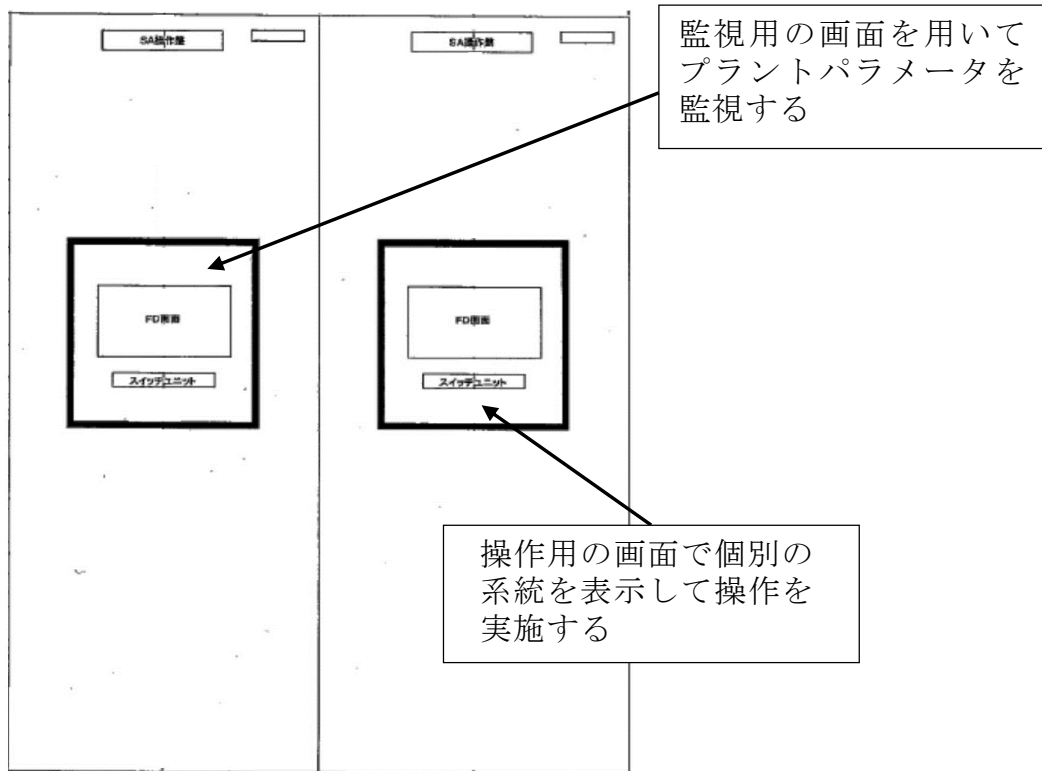
(ノズル当たりの流量 )

[1] 共同研究報告書，放射能放出低減装置に関する開発研究  
(PHASE2) (平成 5 年 3 月)

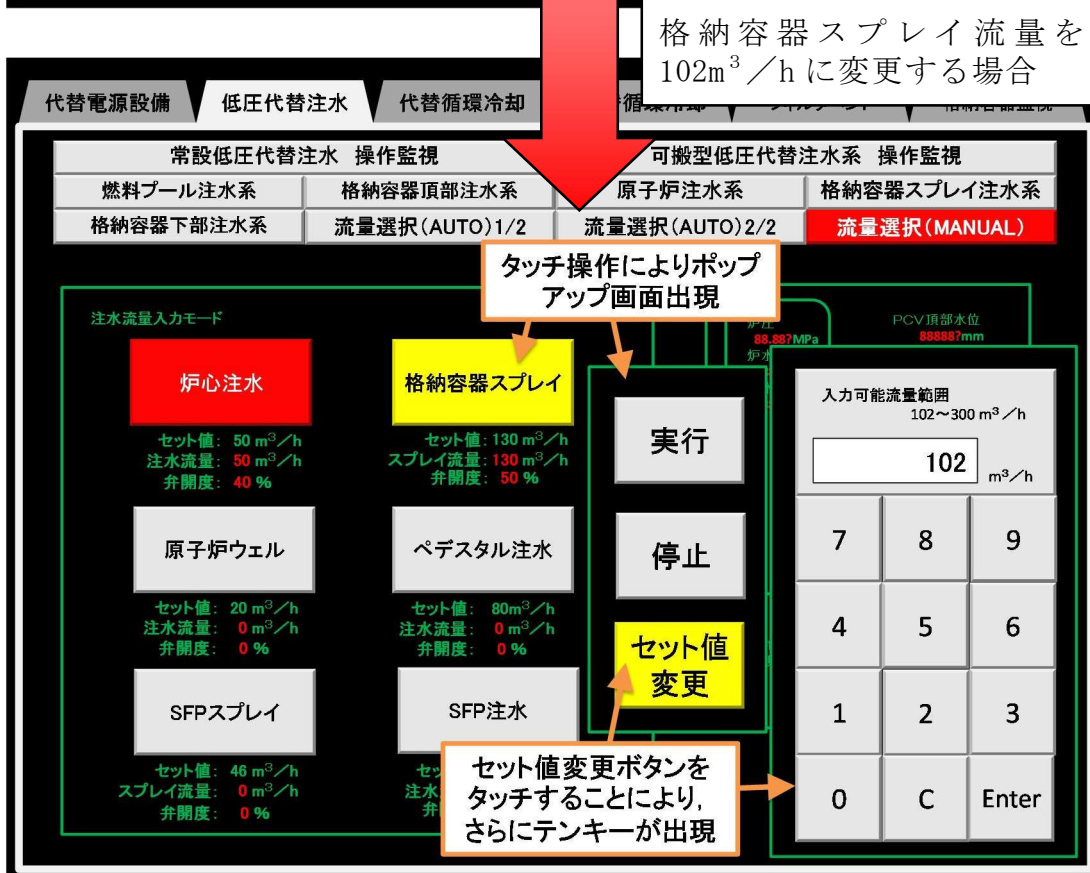
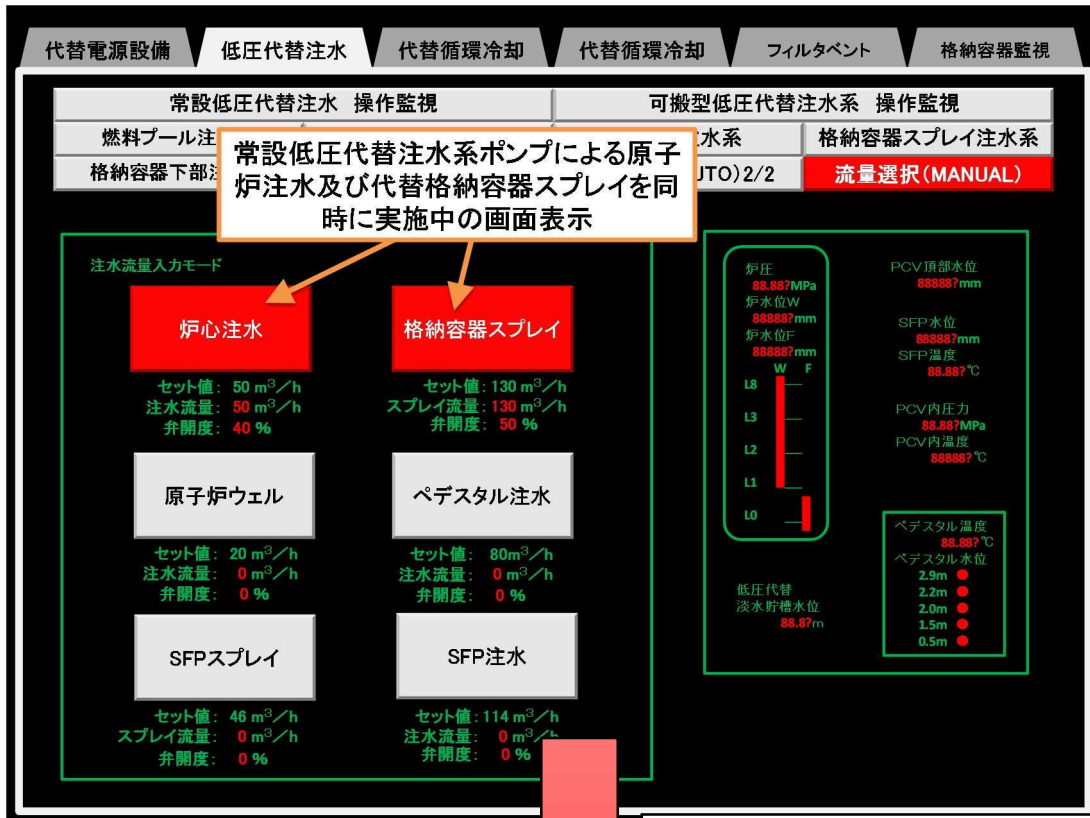
### 3. 格納容器 Spray の流量調整のための設計方針

代替格納容器 Spray 冷却系 (常設) は低圧代替注水系 (常設) や格納容器下部注水系 (常設) 等の系統を一部共用しており，さらに，同一の水源 (代替淡水貯槽) 及びポンプ (常設低圧代替注水系ポンプ) の設計となる。そのため，各系統を同時に使用する場合を踏まえ，各注水流路に流量調整弁 (電動駆動弁) を設置することとし，必要な流量調整が可能な設計とする。

格納容器 Spray の流量調整は，第 2 図に示す SA 監視操作盤 (概念図) により運転員により実施し，第 3 図の監視操作画面 (概念図) により目標とする流量 (セット値) を入力操作することで，自動で流量制御が可能な設計とする。



第 2 図 SA 監視操作盤 (概念図)



第3図 監視操作画面 (概念図)

## 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燃料有効長頂部（以下「T A F」という。）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。

炉心損傷の判断基準は非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）において、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がT A F未満となった場合、格納容器雰囲気放射線モニタを用いてドライウェル及びサブプレッション・チェンバ内の $\gamma$ 線線量率の状況を確認し、第1図に示す設計基準事故における原子炉冷却材喪失<sup>※1</sup>時の追加放出量（以下「追加放出量」という。）に相当する指示値の10倍以上となった場合を、炉心損傷の判断としている。炉心損傷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（F P）が、逃がし安全弁等を介して格納容器内に流入する事象進展を踏まえて、格納容器内の $\gamma$ 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る。

※1 設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる事象

また、格納容器内雰囲気放射線モニタが使用不能の場合は、原子炉压力容器温度300℃以上を炉心損傷判断基準として手順に追加する。原子炉压力容器温度は、炉心が冠水している場合には、逃がし安全弁動作圧力（安全弁機能の最高約8.31MPa[gage]）における飽和温度約299℃を超えることなく、300℃以上にはならない。一方、炉心損傷が進展し、熔融炉心が原子炉压力容器下部に移行する場合には、原子炉压力容器温度は飽和温度を超えて上昇す

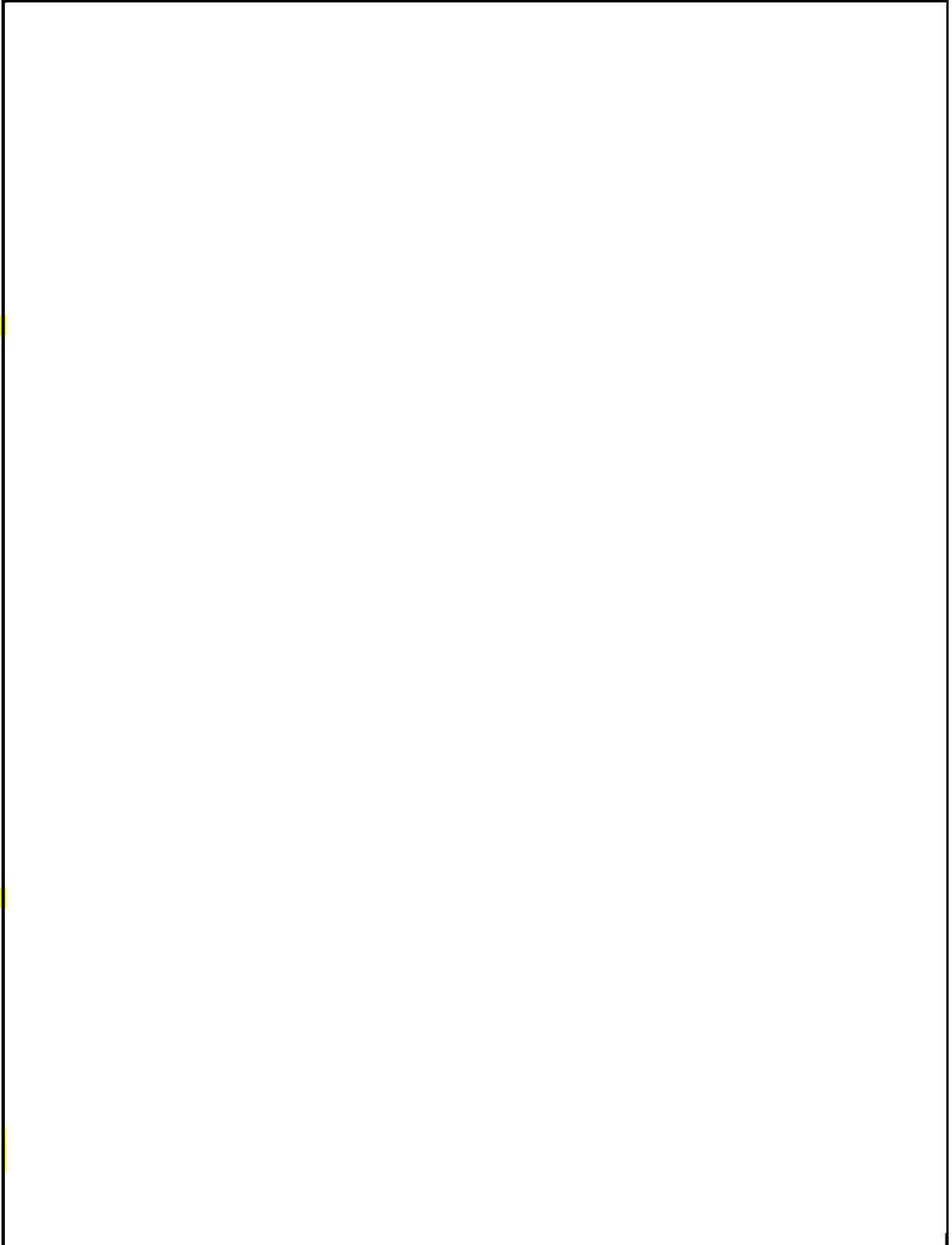
るため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。

なお、炉心損傷判断は格納容器内雰囲気放射線モニタが使用可能な場合には、当該計装設備にて判断を行う。

## 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、設計基準事故の状態を有意に超えるとともに、炉心損傷の判断が遅くならないよう、追加放出量の10倍に相当するF Pが燃料から放出された状態を設定しており、以下の理由から妥当と考えている。

- ① 東海第二発電所では、設計基準事故における原子炉冷却材喪失時の評価では燃料棒の破裂は発生していない。そのため、設計基準事故時の追加放出量を超える放出量を確認した場合には、設計基準事故を超える状態と判断されること。
- ② 炉心冷却が不十分な事象において、格納容器雰囲気モニタの $\gamma$ 線線量率が追加放出量の10倍に相当する値に至る場合には、その後、ごく短時間で10倍に相当する値を大きく上回る線量率に至っていること。また、これは、大量のF Pが格納容器内に放出されたことを意味しており、これ以降、格納容器の健全性を確保することが極めて重要となること（第1図の線量率の上昇を参考<sup>\*2</sup>）。
- ③ 追加放出量の10倍のF Pが放出された時点では、有効性評価における評価項目（燃料被覆管最高温度1,200℃以下、酸化量15%以下）に至っていない可能性もあるが、上記②のとおり、炉心冷却が不十分な事象において、追加放出量の10倍に相当するF Pが放出された以降の事象進展は非常に早く、有効性評価において炉心損傷と判断する時間との差異が小さいと考えられること。



第 1 図 炉心損傷判定図

### 1.3 格納容器雰囲気放射線モニタについて

格納容器雰囲気放射線モニタの $\gamma$ 線線量率の測定レンジは、 $10^{-2} \sim 10^5$  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」、「炉心損傷の判断目安(追加放出量相当の10倍)」並びに「大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」の評価事故シーケンスにおける最大放射線量率を測定可能である(第1表参照)。

格納容器雰囲気放射線モニタは連続計測しており、計器の指示値は換算不要で第1図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。格納容器雰囲気放射線モニタの検出器は、ドライウエル内の対角位置に2カ所、サブプレッション・チェンバ内の雰囲気内の対角位置に2カ所の合計4カ所に設置している。炉心損傷後のFPの原子炉圧力容器内から格納容器への移行は、大破断LOCA等の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、格納容器雰囲気放射線モニタにて炉心損傷に伴う $\gamma$ 線線量率の上昇を測定可能である。

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 $\gamma$ 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。

第1表 事故時の放射線量と炉心損傷判断の関係

項目	放射線量	計器	炉心損傷の判断
設計基準事故の追加放出	$10^{-1} \sim 10^1 \text{Sv/h}$ 未満 (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)	格納容器雰囲気 放射線モニタ※	無
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の追加放出量相当10 倍)	$10^0 \sim 10^2 \text{Sv/h}$ 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)	格納容器雰囲気 放射線モニタ※	有
【参考】 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 (発生事故当たり概ね5mSv以下)	—	—
【参考】 格納容器雰囲気放射線モニタ使用不 可時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	原子炉圧力容器 温度	有
「大破断LOCA+高圧炉心冷却失 敗+低圧炉心冷却失敗」の評価事故シ ーケンスにおける最大放射線量率 (早期に炉心損傷した方が核分裂生 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)	$10^4 \text{Sv/h}$ 程度 (事故時の最大値)	格納容器雰囲気 放射線モニタ※	有

※ 格納容器雰囲気放射線モニタ計測レンジ (計器の仕様) :  $10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$



## 2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異

### 2.1 原子炉圧力容器への注水について

BWRの場合、炉心損傷判断後においても、炉心損傷前と同様に原子炉注水を実施するマネジメントを実施する。原子炉注水により、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

格納容器ベント及び格納容器スプレイについては、炉心損傷を判断基準に運転操作を変更する（第2表）。

格納容器ベントについて、炉心損傷前の実施判断基準である1Pd（格納容器最高使用圧力310kPa[gage]）到達に対し、炉心損傷後はサプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達により格納容器スプレイを停止した時点に変更となり、格納容器ベントのタイミングは2Pd（最高使用圧力の2倍（620kPa[gage]））到達前となる。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、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、燃料に何らかの破損が生じ、設計基準事故の追加放出量相当を超えるF Pが格納容器内に移行している可能性が高く、より長く格納容器内でF P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、2Pd到達前であるサプレッション・プール水位が通常水位+6.5mに到達した時点を実施基準としている。

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第2表に示す。

第2表 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)</p> <p>格納容器の健全性を維持し、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の最高使用圧力(310kPa[gage])以下で制御することを目的に、格納容器圧力が設計圧力(279kPa[gage])に到達した時点で開始する。</p>	<p>(圧力基準)</p> <p>炉心損傷後の格納容器スプレイは、格納容器の最高使用圧力の2倍(620kPa[gage])未満に維持しつつ、可能な限り格納容器ベントを遅延させることを目的に、格納容器圧力465kPa[gage](1.5Pd)に到達した時点で開始する。この基準は炉心損傷前に比べて高い圧力での格納容器スプレイの実施になるが、格納容器スプレイ効率が高くなることで、格納容器への持ち込み水量を抑制できる。</p>
	<p>(温度基準)</p> <p>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、雰囲気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>(温度基準)</p> <p>評価項目である200℃に至らないように、ドライウエル又はサブプレッション・チェンバの雰囲気温度が171℃以上になった場合に、格納容器スプレイを行う。</p>
格納容器ベント	<p>格納容器圧力が上昇し、格納容器最高使用圧力の310kPa[gage]に到達する場合には、格納容器の健全性を維持するために、サブプレッション・チェンバからの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>サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達により格納容器スプレイを停止した時点で、格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、サブプレッション・チェンバからのベントを優先として格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを行う。</p>

### 3. MAA P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定基準について

有効性評価のMAA P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）の燃料被覆管最高温度 1,200℃（約 1,473K）よりも低い、1,000K（約 727℃）と設定している。

この 1,000K は、PHEBUS-FPT0 実験で、燃料被覆管温度が約 1,000K に達したときに F P の放出が開始されたことを踏まえて設定されたものであり、MAA P解析上の判定基準である。

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  $\gamma$  線線量率の上昇を格納容器雰囲気放射線モニタによって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。上記より、MAA P解析上の炉心損傷の判定基準である 1,000K(約 727℃)は、その後の運転操作に影響を与えるものではない。

## 炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図について

炉心損傷判定図における追加放出相当の $\gamma$ 線線量率の推移は、設計基準事故の中で格納容器内の核分裂生成物の存在量が最大となる原子炉冷却材喪失時を想定したものであり、線量率として支配的である希ガスの追加放出量を基に評価されたものである。炉心損傷はドライウエル又はサプレッション・チェンバの $\gamma$ 線線量率が追加放出相当の $\gamma$ 線線量率の10倍以上の領域に到達した場合に判断する。

また、炉心損傷割合の推定図における炉心損傷割合は、希ガスの炉内内蔵量に対する格納容器への放出割合を示しており、ドライウエル及びサプレッション・チェンバにそれぞれ希ガスが放出されたものとして、各炉心損傷割合の $\gamma$ 線線量率の推移を示している。

第1図に炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図を示す。



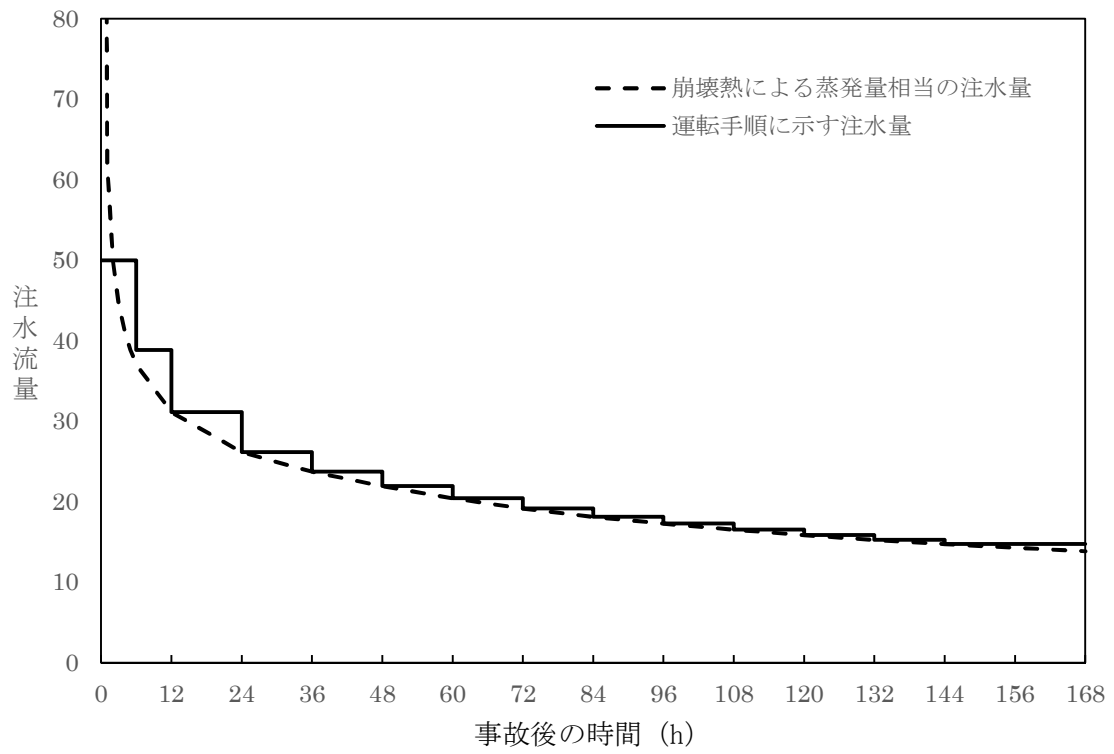
第1図 炉心損傷判定図及び炉心損傷割合の推定図（ドライウエル）

## 崩壊熱による蒸発量相当の注水量について

外部水源を用いた原子炉注水を実施する場合、炉心冷却を継続する目的から崩壊熱による蒸発量以上の注水量で原子炉注水を実施する必要があるが、崩壊熱による蒸発量を大きく上回る注水量とする場合はサプレッション・プール水位の上昇により格納容器ベント配管を水没させる恐れがあるため、崩壊熱による蒸発量相当の注水量に調整する手順を設定する。

崩壊熱は運転時間やスクラム後の経過時間にも影響を受けることから、事前にスクラム後の崩壊熱の推移を把握し、崩壊熱による蒸発量に相当する注水量を手順に反映する。具体的には、運転手順に第 1 図のような崩壊熱による蒸発量相当の注水量を示すことで、必要な注水量を把握することとする。

第 1 図に示すとおり、事象発生 12 時間までは崩壊熱の変化が大きいため、6 時間間隔で注水量を変更するが、12 時間以降においては、12 時間以上の時間間隔で流量調整を実施することとする。ただし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作の実施により一時的に中央制御室待避室に退避する場合には、直前にその時点での崩壊熱による蒸発量に相当する注水量に調整することで退避中の注水量の調整操作を不要とする。



第1図 崩壊熱による蒸発量相当の注水量

格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出される Cs-137 の放出量評価

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）における Cs-137 の放出量評価に当たっては、「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出される Cs-137」及び「原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137」の放出量をそれぞれ評価し、評価結果を合計することで算出している。本資料では、「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出される Cs-137」の放出量評価について示す（「原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137」の放出量評価は、添付資料 3. 1. 3. 5 参照）。なお、「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出される Cs-137」の放出量評価では、格納容器から原子炉建屋への漏えいがないものとして評価した方が、漏えいがある場合と比べて、格納容器から格納容器圧力逃がし装置への移行量が増加（大気中への放出量も増加）するため、保守的に漏えいはないものとして評価した。

#### 1. 評価条件

放出量評価条件（格納容器圧力逃がし装置から放出）を第 1 表、大気中への放出過程及び概略図を第 1 図及び第 2 図に示す。

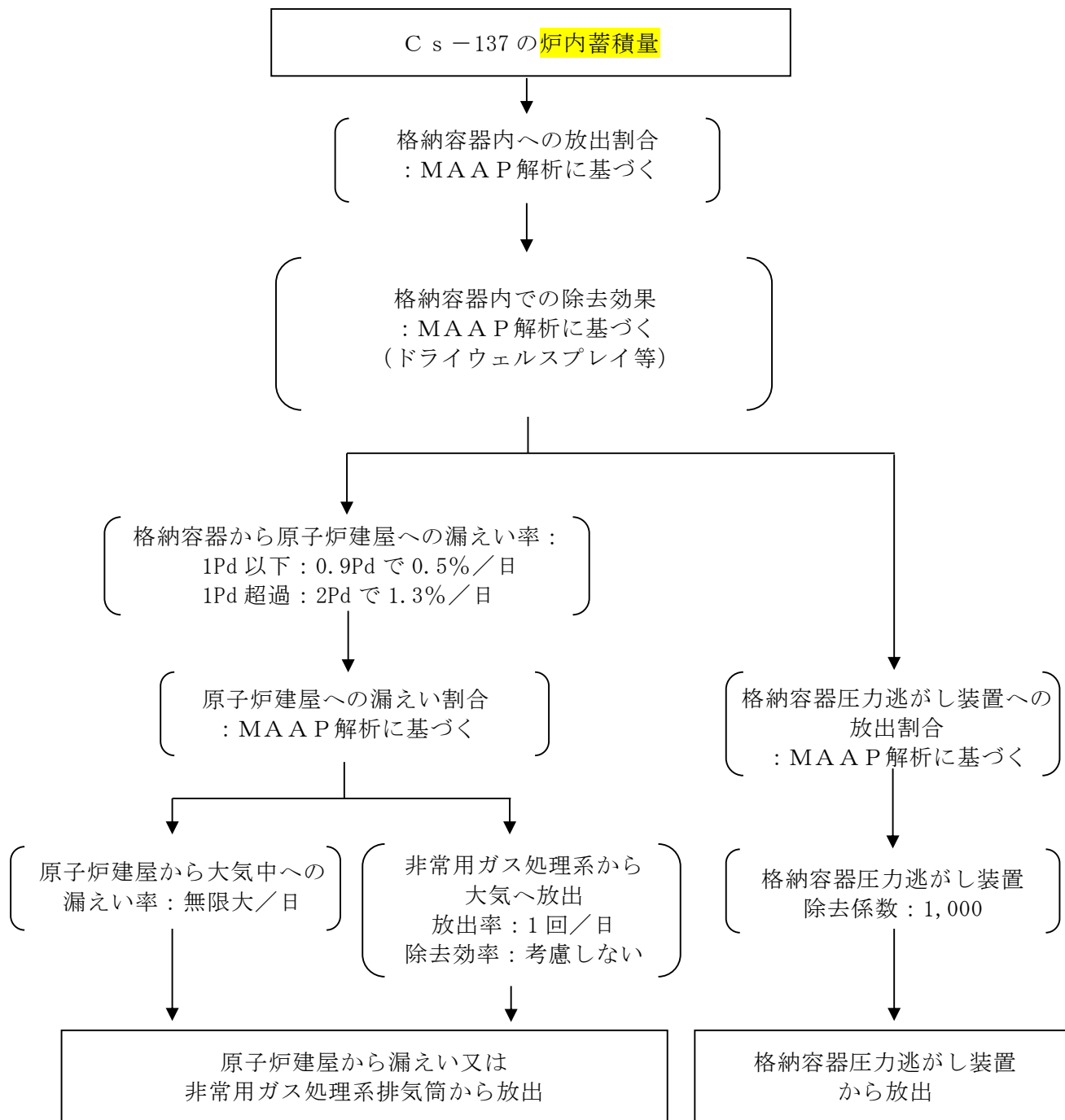
第 1 表 放出量評価条件（1/2）

項目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」（代替循環冷却系を使用できない場合）（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）	—
炉心熱出力	3, 293MW	定格熱出力
運転時間	1 サイクル当たり 10, 000 時間（416 日）	1 サイクル 13 ヶ月 （395 日）を考慮して 設定

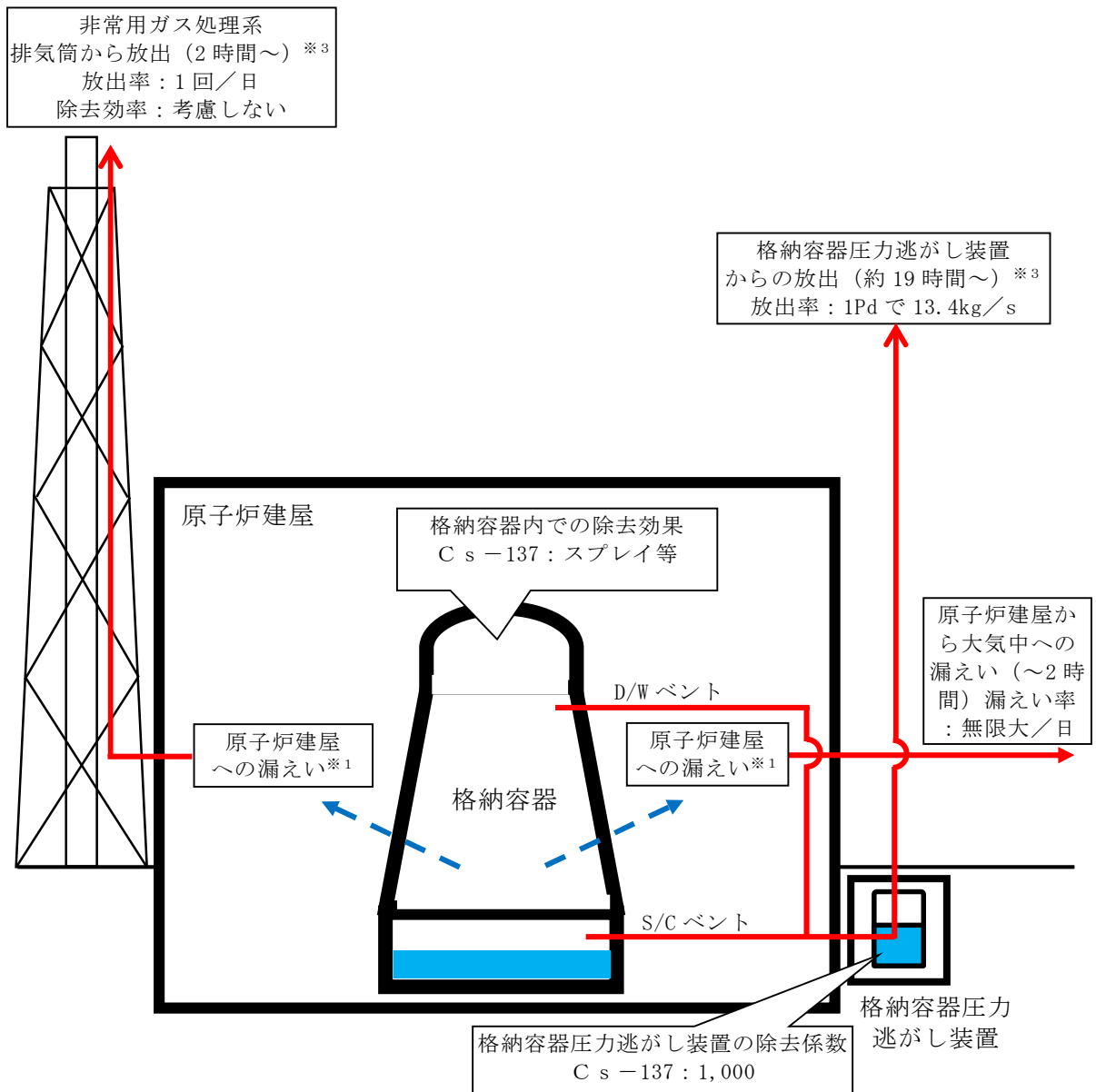


第1表 放出量評価条件 (2/2)

項目	評価条件	選定理由
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル : 0.229 2 サイクル : 0.229 3 サイクル : 0.229 4 サイクル : 0.229 5 サイクル : 0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量 (Cs-137) (BqCs137)	約 $4.36 \times 10^{17}$ Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」 × 「3,293MW (定格熱出力)」 (単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW) は、BWR 共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料 (9×9 燃料 (A型)), 運転時間 (10,000 時間) で算出した A B W R のサイクル末期の値を使用)
放出開始時間	格納容器漏えい : 事象発生直後 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱 : 事象発生から約 19 時間後	M A A P 解析結果
格納容器内への放出割合 (Cs-137)	0.37	M A A P 解析結果
格納容器内での除去効果	M A A P 解析に基づく (沈着, サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)	M A A P の F P 挙動モデル
格納容器内 pH 制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール水 pH 制御設備は、重大事故等対処設備と位置付けていないため、保守的に設定
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	考慮しない	格納容器圧力逃がし装置への移行量を多く評価するため保守的に設定
格納容器圧力逃がし装置への放出割合 (F <sub>Cs</sub> )	【S/Cベント】 Cs I 類 : $4.33 \times 10^{-7}$ Cs OH 類 : $2.42 \times 10^{-7}$ 【D/Wベント】 Cs I 類 : $1.13 \times 10^{-4}$ Cs OH 類 : $9.05 \times 10^{-3}$	M A A P 解析結果
格納容器圧力逃がし装置の除去係数 (DF)	1,000	設計値に基づき設定



第1図 Cs-137の大気放出過程



※1 格納容器から原子炉建屋への漏えい率  
 (原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の漏えい量評価時のみ)  
 1Pd 以下：0.9Pd で 0.5%/日, 1Pd 超過：2Pd で 1.3%/日

大気への放出経路	0h	▼2h <sup>※2</sup>	▼19h <sup>※3</sup>	168h▼
原子炉建屋から大気中への漏えい	■			
非常用ガス処理系排気筒から放出		■	■	■
格納容器圧力逃がし装置からの放出			■	■

※2 非常用ガス処理系の起動により原子炉建屋原子炉棟内は負圧となるため、事象発生 2h 以降は原子炉建屋から大気中への漏えいはなくなる。

※3 事象発生後 19 時間以降は、「非常用ガス処理系排気筒から放出」及び「格納容器圧力逃がし装置からの放出」の両経路から放射性物質を放出する。

第 2 図 大気放出過程概略図 (イメージ)

## 2. 放出量評価

### (1) 評価方法

格納容器圧力逃がし装置を介して放出される大気中への Cs-137 の放出量は、第 1 表の放出量評価条件及び以下の式により算出する。

$$[\text{Cs-137 の放出量}] = F_{Cs} \cdot Bq_{Cs137} \cdot (1/DF) \cdot \dots (1)$$

$F_{Cs}$  : 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出される Cs-137 の放出割合

$Bq_{Cs137}$  : Cs-137 の炉内蓄積量 [ $4.36 \times 10^{17}$  Bq]

DF : 格納容器圧力逃がし装置の除去係数 [1,000]

$F_{Cs}$  について、MAAP 解析では、Cs は CsI 又は CsOH として存在しているため、以下の式により  $F_{Cs}$  を算出する。

$$F_{Cs} = (M_{CsI} + M_{CsOH}) / M_{Cs} \cdot \dots (2)$$

$$M_{CsI} = M_I \cdot W_{Cs} / W_I \cdot F_{CsI} \cdot \dots (3)$$

$$M_{CsOH} = (M_{Cs} - M_I \cdot W_{Cs} / W_I) \cdot F_{CsOH} \cdot \dots (4)$$

(2), (3) 及び (4) 式により,

$$F_{Cs} = F_{CsOH} + M_I / M_{Cs} \cdot W_{Cs} / W_I \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH}) \cdot \dots (5)$$

$F_{CsI}$  : 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出される CsI の放出割合 [S/C ベント :  $4.33 \times 10^{-7}$ , D/W ベント :  $1.13 \times 10^{-4}$ ]

$F_{CsOH}$  : 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出される CsOH の放出割合 [S/C ベント :  $2.42 \times 10^{-7}$ , D/W ベント :  $9.05 \times 10^{-3}$ ]

$M_{CsI}$  : 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出される CsI に含まれる Cs 量 [kg]

$M_{CsOH}$ : 格納容器から格納容器圧力逃がし装置へ放出される CsOH に含まれる Cs 量 [kg]

$M_{Cs}$ : Cs の初期重量 [321.2kg]

$M_I$ : I の初期重量 [24.4kg]

$W_I$ : I の分子量 [131g/mol]

$W_{Cs}$ : Cs の分子量 [133g/mol]

## (2) 評価結果

サブプレッション・チェンバから格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出される Cs-137 の放出量は、(1)式及び(5)式により、以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned} F_{Cs} &= F_{CsOH} + M_I / M_{Cs} \cdot W_{Cs} / W_I \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH}) \\ &= 2.42 \times 10^{-7} + (24.4 / 321.2) \cdot (133 / 131) \cdot (4.33 \times 10^{-7} - 2.42 \times 10^{-7}) \\ &= 2.57 \times 10^{-7} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} [\text{Cs-137 の放出量}] &= F_{Cs} \cdot B_{qCs137} \cdot (1 / DF) \\ &= 2.57 \times 10^{-7} \cdot 4.36 \times 10^{17} \cdot (1 / 1,000) \\ &= 1.2 \times 10^8 [\text{Bq}] \\ &= 1.2 \times 10^{-4} [\text{TBq}] \end{aligned}$$

また、ドライウェルから格納容器圧力逃がし装置を介して大気中に放出される Cs-137 の放出量は、(1)式及び(5)式により、以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned}
F_{Cs} &= F_{CsOH} + M_I / M_{Cs} \cdot W_{Cs} / W_I \cdot (F_{CsI} - F_{CsOH}) \\
&= 9.05 \times 10^{-3} + (24.4 / 321.2) \cdot (133 / 131) \cdot (1.13 \times 10^{-4} - 9.05 \times 10^{-3}) \\
&= 8.36 \times 10^{-3}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
[\text{Cs-137 の放出量}] &= F_{Cs} \cdot B_{q_{Cs137}} \cdot (1 / DF) \\
&= 8.36 \times 10^{-3} \cdot 4.36 \times 10^{17} \cdot (1 / 1,000) \\
&= 3.7 \times 10^{12} [\text{Bq}] \\
&= 3.7 [\text{TBq}]
\end{aligned}$$

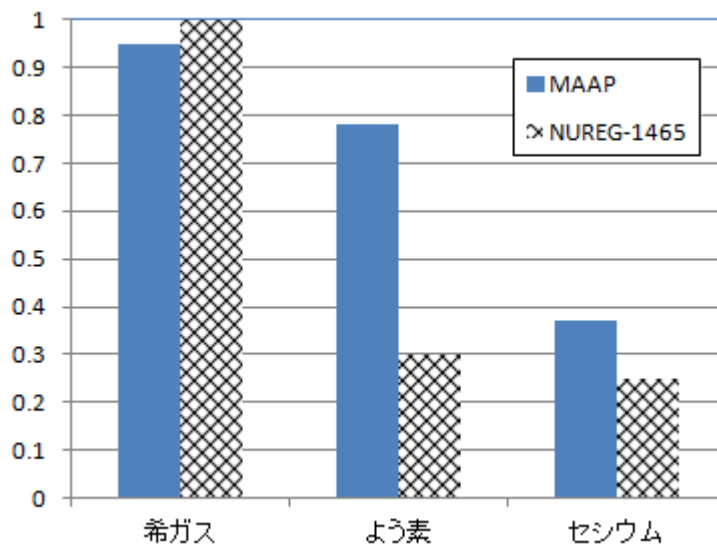
事象発生 7 日間以降の影響を確認するために評価した、事象発生 30 日間及び 100 日間における格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出される Cs-137 の放出量は、サプレッション・チェンバからのベントの場合には約  $1.3 \times 10^{-4}$  TBq (事象発生 30 日間) 及び約  $1.5 \times 10^{-4}$  TBq (事象発生 100 日間)、ドライウェルからのベントの場合には約 4.1 TBq (事象発生 30 日間) 及び約 4.1 TBq (事象発生 100 日間) である\*。

なお、事象発生 7 日以降の長期解析においては、事象発生約 19 時間後に格納容器ベントを実施し、事象発生 100 日まで格納容器ベントを継続しているが、格納容器の除熱機能、格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には、格納容器ベントを停止する運用とする。

※ Cs-137 は長半減期核種となるが、事象発生 30 日間及び 100 日間における Cs-137 の放出量は、長期的な放出量を評価する観点から、減衰効果を考慮し評価した。

また、大気へのCs-137の放出量の評価において、格納容器内へのCs-137の放出割合としてMAAP解析結果を用いている。第3図のとおり、米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465\*で示された値（BWRプラント、「Gap Release」及び「Early In-Vessel」の値の和）とMAAP解析結果を比較すると、よう素及びセシウムについては、MAAP解析の方が大きい結果となる。希ガスについては、NUREG-1465の方が大きい。これは東海第二の想定シナリオでは原子炉注水により炉心を再冠水させることで、炉心の終状態においても炉心内に自立した状態の燃料が一部存在するためである（添付資料3.1.2.6参照）。

※ TMI事故を契機として行われたシビアアクシデントに係るソースターム研究を踏まえ、被覆管材であるジルコニウムの酸化量の違い等により核分裂生成物の放出量や放出タイミングに相違が生じることを考慮し、BWR及びPWRそれぞれに対して放出割合を設定する等、より現実的なソースタームの設定を目的としている。



第3図 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漏えいする Cs-137 の漏えい量評価等について

本資料では、「原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137」の放出量評価及び「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出される Cs-137」の放出量評価結果（添付資料 3.1.3.4 参照）を合計した結果について示す。

なお、本評価では、原子炉建屋ガス処理系が起動するまでの間、格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は、瞬時に原子炉建屋から大気中へ漏えいするものとして、放出量を保守的に評価しているが、下記のとおり、格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋の換気空調系が停止している場合は、格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質の一部は、原子炉建屋内で沈着又は時間減衰するため、大気中への放出量は本評価結果より少なくなると考えられる。

- ・ 格納容器が健全な場合、格納容器内の放射性物質は、格納容器圧力に応じて原子炉建屋へ漏えいするものとしている。漏えいした放射性物質の一部は、原子炉建屋内での重力沈降等に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられる。
- ・ 原子炉建屋内の換気空調系が停止している場合、原子炉建屋内外における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多くないと考えられるため、漏えいした放射性物質の一部は原子炉建屋内に滞留し、時間減衰すると考えられる。

## 1. 評価条件

放出量評価条件を第 1 表に示す。(大気中への放出過程及び概略図は、添付資料 3.1.3.4 の第 1 図及び第 2 図参照)



第1表 放出量評価条件 (1/2)

項目	評価条件	選定理由
評価事象	「大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」(代替循環冷却系を使用できない場合)(全交流動力電源喪失の重畳を考慮)	—
炉心熱出力	3,293MW	定格熱出力
運転時間	1 サイクル当たり 10,000 時間 (416 日)	1 サイクル 13 ヶ月 (395 日) を考慮して設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル : 0.229 2 サイクル : 0.229 3 サイクル : 0.229 4 サイクル : 0.229 5 サイクル : 0.084	取替炉心の燃料装荷割合に基づき設定
炉内蓄積量 (C s - 137)	約 $4.36 \times 10^{17}$ Bq	「単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」 × 「3,293MW (定格熱出力)」 (単位熱出力当たりの炉内蓄積量 (Bq/MW) は、BWR 共通条件として、東海第二と同じ装荷燃料 (9 × 9 燃料 (A 型))、運転時間 (10,000 時間) で算出した A B W R のサイクル末期の値を使用)
放出開始時間	格納容器漏えい : 事象発生直後 格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱 (以下「格納容器ベント」という。) : 事象発生から約 20 時間後*	M A A P 解析結果
格納容器内への放出割合 (C s - 137)	0.37	M A A P 解析結果
格納容器内での除去効果	M A A P 解析に基づく (沈着, サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイ)	M A A P の F P 挙動モデル (添付資料 3.1.3.6 参照)
格納容器内 p H 制御の効果	考慮しない	サプレッション・プール水 p H 制御設備は、重大事故等対処設備と位置付けていないため、保守的に設定

第 1 表 放出量評価条件 (2/2)

項目	評価条件	選定理由
格納容器から原子炉建屋への漏えい率	1Pd以下：0.9Pdで0.5%/日 1Pd超過：2Pdで1.3%/日	MAAP解析にて格納容器の開口面積を設定し格納容器圧力に応じ漏えい率が変化するものとし、格納容器の設計漏えい率(0.9Pdで0.5%/日)及びAECの式等に基づき設定(添付資料3.1.2.5参照)
格納容器から原子炉建屋への漏えい割合	CsI類：約 $6.15 \times 10^{-5}$ CsOH類：約 $3.05 \times 10^{-5}$	MAAP解析結果
原子炉建屋から大気への漏えい率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動前)	無限大/日(地上放出) (格納容器から原子炉建屋へ漏えいした放射性物質は、瞬時に大気へ漏えいするものとして評価)	保守的に設定
非常用ガス処理系から大気への放出率(非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動後)	1回/日(排気筒放出)	設計値に基づき設定 (非常用ガス処理系のファン容量)
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系の起動時間	事象発生から2時間後	起動操作時間(115分)+負圧達成時間(5分)(起動に伴い原子炉建屋原子炉棟内は負圧になるが、保守的に負圧達成時間として5分を想定)
非常用ガス処理系及び非常用ガス再循環系のフィルタ除去効率	考慮しない	保守的に設定
ブローアウトパネルの開閉状態	閉状態	原子炉建屋原子炉棟内の急減な圧力上昇等によるブローアウトパネルの開放がないため

※ 格納容器から原子炉建屋への漏えいを考慮しない「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137の放出量評価」と比べて、原子炉建屋へ漏えいする分格納容器圧力の上昇が抑制され、結果として格納容器ベント開始タイミングが遅くなる(格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137の放出量評価における格納容器ベント開始タイミング：約19時間後)。

## 2. 評価結果（原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137）

原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量は、約 14.3TBq（事象発生 7 日間）である。なお、添付資料 3.1.2.4 に示す「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合の Cs-137 の漏えい量（約 7.5TBq）より 2 倍程度大きい結果となっているが、これは格納容器ベント実施（約 19 時間）までの格納容器圧力（格納容器から原子炉建屋への漏えい率に寄与）の違いによる影響が大きい（下記参照）。

- ・代替循環冷却系を使用する場合

代替循環冷却系による除熱操作により圧力抑制されるため、0.31 MPa[gage]（約 1Pd）以下で推移（第 3.1.2-10 図参照）

- ・代替循環冷却系を使用できない場合

0.465MPa[gage]到達後（約 3.9 時間）、格納容器ベント実施（約 19 時間）まで格納容器圧力を 0.4MPa[gage]～0.465MPa[gage]の範囲で維持（第 3.1.3-10 図参照）

また、事象発生 7 日間以降の影響を確認するために評価した、事象発生 30 日間、100 日間における原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量は、約 14.4TBq（事象発生 30 日間）及び約 15.5TBq（事象発生 100 日間）である。

なお、事象発生 7 日以降の長期解析においては、事象発生約 20 時間後に格納容器ベントを実施し、事象発生 100 日まで格納容器ベントを継続しているが、格納容器の除熱機能、格納容器への窒素注入機能及び格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には、格納容器ベントを停止する運用とする。

### 3. Cs-137 の放出量

「格納容器圧力逃がし装置を用いて大気中へ放出されるCs-137」及び「原子炉建屋から大気中へ漏えいするCs-137」の放出量評価結果を第2表に示す。

原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量(約14.3TBq)にサプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量(約 $1.2 \times 10^{-4}$  TBq)を加えた場合の放出量は約15TBqであり、評価項目である100TBqを下回っている。なお、ドライウエルのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量(約3.7TBq)を加えた場合でも約18TBqであり、100TBqを下回っている。

また、事象発生7日間以降の影響について、原子炉建屋から大気中へのCs-137の漏えい量に、サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置から大気への放出量を加えた場合の放出量は、事象発生30日間で約15TBq、事象発生100日間で約16TBqであり、いずれの場合においても100TBqを下回っている。

第2表 大気中へのCs-137の放出量

	事象発生7日間	事象発生30日間	事象発生100日間
建屋漏えい	約14.3TBq	約14.4TBq	約15.5TBq
ベント放出 <sup>※1</sup>	約 $1.2 \times 10^{-4}$ TBq <sup>※2</sup> (約3.7TBq <sup>※3</sup> )	約 $1.3 \times 10^{-4}$ TBq <sup>※2</sup> (約4.1TBq <sup>※3</sup> )	約 $1.5 \times 10^{-4}$ TBq <sup>※2</sup> (約4.1TBq <sup>※3</sup> )
合計	約15TBq <sup>※2</sup> (約18TBq <sup>※3</sup> )	約15TBq <sup>※2</sup> (約19TBq <sup>※3</sup> )	約16TBq <sup>※2</sup> (約20TBq <sup>※3</sup> )

※1 ベント放出量においては、保守的に格納容器からの漏えいをしない場合のMAAP解析により算出している。

※2 サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の評価結果

※3 ドライウエルのラインを経由した場合の評価結果

## 格納容器内での除去効果について

MAAPにおけるCs-137に対する格納容器内の除去効果として、沈着、サプレッション・プールでのスクラビング及びドライウェルスプレイを考慮している。また、沈着については、重力沈降、拡散泳動、熱泳動、慣性衝突、核分裂生成物（以下「FP」という）ガス凝縮/再蒸発で構成される。（「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」の「第5部 MAAP」（抜粋）参照）

「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」  
の「第5部 MAAP」（抜粋）

## (2) FPの状態変化・輸送モデル

高温燃料から出た希ガス以外のFPは雰囲気温度に依存して凝固し、エアロゾルへ変化する。気相及び液相中のFPの輸送においては、熱水力計算から求まる体積流量からFP輸送量を計算する。FPがガス状とエアロゾル状の場合は、気体の流れに乗って、原子炉圧力容器内と原子炉格納容器内の各部に輸送される。水プール上に沈着したFPの場合は、区画内の水の領域間の移動に伴って輸送される。また、炉心あるいは溶融炉心中のFPの場合は、溶融炉心の移動量に基づいて輸送される。

FPの輸送モデルは上述の仮定に基づいており、炉心燃料から放出されてから原子炉格納容器に到達する経路としては、次のとおりである。燃料から原子炉圧力容器内に放出されたFPは、原子炉圧力容器破損前にはLOCA破損口あるいは逃がし安全弁から原子炉格納容器へ放出される。また、原子炉圧力容器破損後には原子炉圧力容器破損口若しくは格納容器下部に落下した溶融炉心からFPが原子炉格納容器へ放出される。逃がし安全弁を通じて放出されたFPはスクラビングによってサプレッション・チェンバ液相部へ移行する。原子炉格納容器の気相部へ放出されたFPは、気体の流れに伴って原子炉格納容器内を移行する。

原子炉圧力容器及び原子炉格納容器内の気体、エアロゾル及び構造物表面上（沈着）の状態間の遷移を模擬している。原子炉格納容器内のF P輸送モデル概要を図3.3-15に示す。

エアロゾルの沈着の種類としては、重力沈降、拡散泳動、熱泳動、慣性衝突、F Pガス凝縮、F Pガス再蒸発を模擬している。なお、沈着したエアロゾルの再浮遊は考慮していない。

重力沈降は、Stokesの重力沈降式とSmoluchowski方程式（エアロゾルの粒径分布に対する保存式）の解から得られる無次元相関式を用いて、浮遊するエアロゾル質量濃度から沈着率を求める。なお、Smoluchowski方程式を無次元相関式としているのは解析時間短縮のためであり、この相関式を使用したMAAPのモデルは様々な実験データと比較して検証が行われている。

拡散泳動による沈着は、水蒸気凝縮により生じるStefan流（壁面へ向かう流体力学的気流）のみを考慮して沈着率を求める。

熱泳動による沈着は、Epsteinのモデルを用い、沈着面での温度勾配による沈着速度及び沈着率を求める。

慣性衝突による沈着は、原子炉格納容器内でのみ考慮され、流れの中にある構造物に、流線から外れたエアロゾルが衝突するものと仮定し、沈着率は重力沈降の場合と同様にSmoluchowski方程式の解から得られる無次元相関式を用いて求める。

F Pガスの凝縮は、F Pガスの構造物表面への凝縮であり、雰囲気中の気体状F P圧力がF P飽和蒸気圧を超えると構造物表面への凝縮を計算する。

5-66

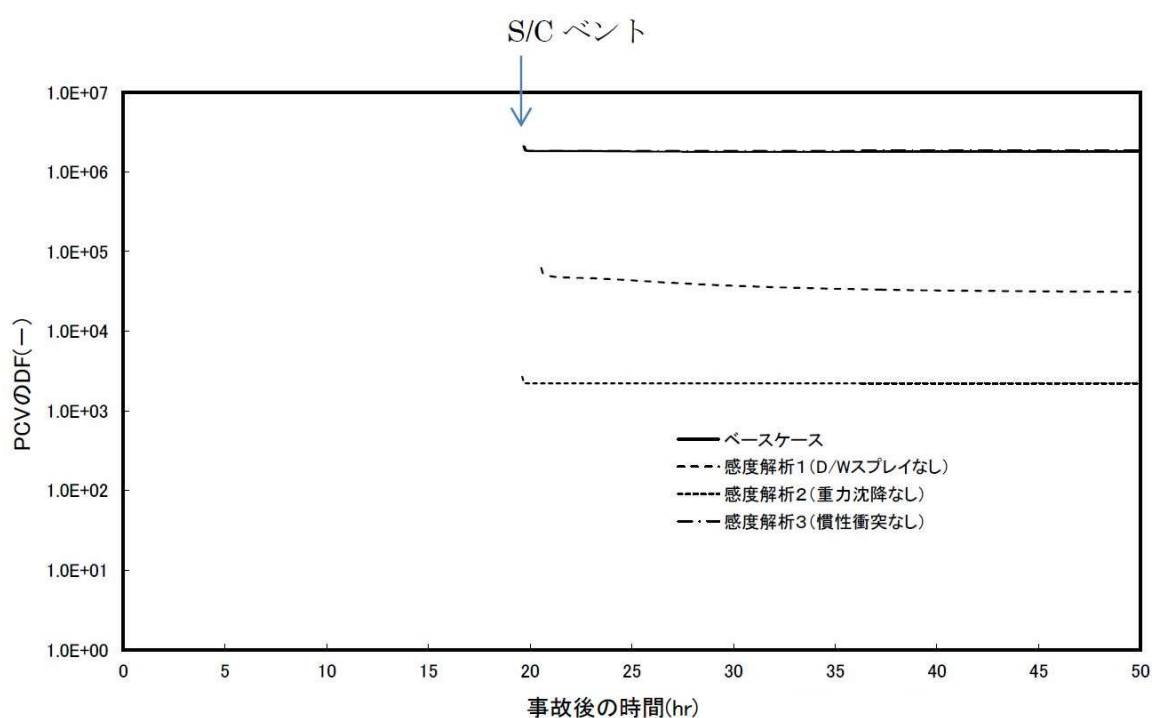
F Pガスの再蒸発は、凝縮と逆であり、気体状F Pの圧力がF Pの飽和蒸気圧を下回ると、蒸発が起こると仮定している。

エアロゾルのプール水によるスクラビング現象による除去効果の取り扱いに関しては、スクラビングによる除染係数(D F)を設定し、エアロゾル除去効果が計算される。D Fの値は、クエンチャ、垂直ベント、水平ベントの3つの種類のスクラビング機器に対し、詳細コード SUPRA<sup>[9]</sup>を用いて、圧力、プール水深、キャリアガス中の水蒸気質量割合、プール水のサブクール度及びエアロゾル粒子径をパラメータとして評価した結果を内蔵しており、これらのデータから求める。

また、格納容器スプレーによるF P除去も模擬しており、スプレー液滴とエアロゾルとの衝突による除去率を衝突効率、スプレーの液滴径、流量及び落下高さから計算する。

## 1. 沈着及びドライウェルスプレイによる除去効果

沈着及びドライウェルスプレイによる除去効果を確認するため、感度解析を行った。解析結果を第1図に示す。なお、感度解析では、以下の式により格納容器内の除去効果（除染係数（以下「DF」という。））を算出している。

$$\text{格納容器内DF} = \frac{\text{格納容器内へのCsI放出割合}}{\text{ベントラインから大気へのCsI放出割合}}$$


第1図 エアロゾルに対する格納容器内の除去効果（感度解析結果）

第1図より、ベースケースにおけるDF（ $10^6$ オーダー）との比較から、重力沈降のDFは $10^3$ 程度、ドライウェルスプレイのDFは $10 \sim 10^2$ 程度であることがわかる。これより、重力沈降及びドライウェルスプレイ両方によるDFは $10^4 \sim 10^5$ 程度となるため、Cs-137に対する格納容器内の除去効果は、重力沈降及びドライウェルスプレイの影響が大きいと考える。

## 2. サプレッション・プールでのスクラビングによる除去効果

### (1) スクラビング効果について

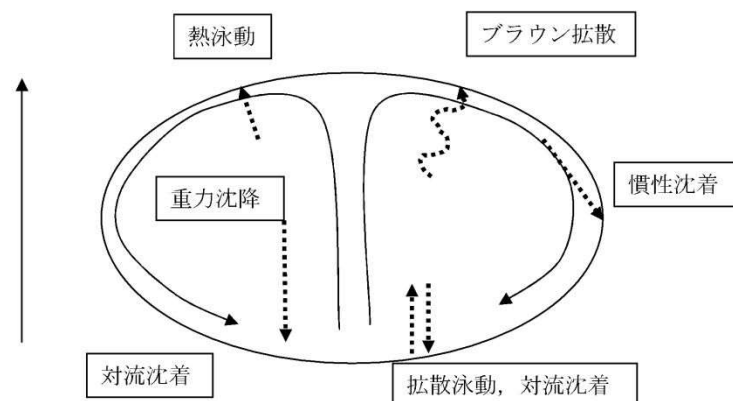
スクラビングは、エアロゾルを含む気体がプール内に移行する場合、気泡が分裂しながら上昇していく過程においてエアロゾルが気泡界面に到達した時点で水に溶解して気体から除去される現象である。スクラビングにおけるエアロゾル除去のメカニズムは、プールへの注入時の水との衝突や気泡がプール水中を上昇していく過程における慣性衝突等が考えられる。

### (2) M A A P 解析上の扱いについて

スクラビングによる除去効果について、M A A P 解析ではスクラビング計算プログラム（S U P R A コード）により計算された D F 値のデータテーブルに、プール水深、エアロゾルの粒子径、キャリアガス中の水蒸気割合、格納容器圧力及びサプレッション・プールのサブクール度の条件を補間して求めている。

S U P R A コードでは、スクラビングに伴う初期気泡生成時及び気泡上昇時のエアロゾルの除去効果をモデル化しており、気泡挙動（気泡サイズ及び気泡上昇速度）、初期気泡生成時の D F、気泡上昇時の D F を評価式により与えている。第 2 図に、気泡中のエアロゾルが気泡界面に到達するまでの過程を示す。気泡上昇時における各過程の除去速度を評価することでエアロゾルの D F を与えている。





第2図 スクラビングによるエアロゾル捕集効果

(3) SUPRAコードによる計算結果と実験結果の比較について

SUPRAコードによる計算結果については、電力共同研究<sup>\*1</sup>にて実験結果との比較検討が行われている。試験条件及び試験装置の概要を第1表及び第3図に示す。また、試験結果を第4図から第10図に示す。

試験結果より、SUPRAコードによる計算結果と実験結果について、キャリアガス流量等のパラメータ値の増減によるDF値の傾向は概ね一致していることを確認した。

また、粒径   $\mu\text{m}$  までの粒子について、SUPRAコードによる計算結果が実験結果より小さいDF値を示しており、保守的な評価であることを確認した。

一方、粒径   $\mu\text{m}$  の粒子について、SUPRAコードによる計算結果が実験結果より大きいDF値を示しているが、これは実験とSUPRAコードで用いている粒子の違い（実験：LATEX粒子（密度   $\text{g}/\text{cm}^3$ ）、SUPRAコード：CsOH（密度   $\text{g}/\text{cm}^3$ ）が影響しているためである。SUPRAコードの計算結果を密度補正<sup>\*2</sup>した第7図及び第9図では、SUPRAコードによる計算結果は実験結果より概ね小さいDF値を示すことが確認できる。

以上より、SUPRAコードにより計算されたDF値を用いることは妥当と考える。

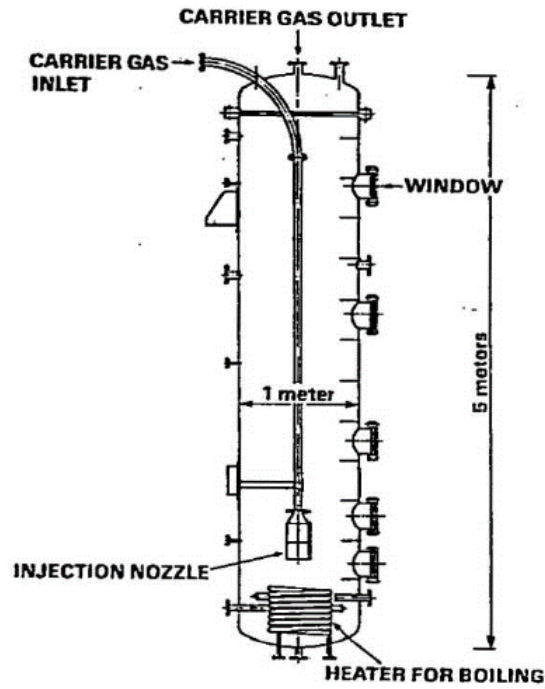
※1 共同研究報告書「放射能放出低減装置に関する開発研究」(PHASE 2) 最終報告書 平成5年3月

※2 実験ではLATEX粒子を用いているため、その粒径は

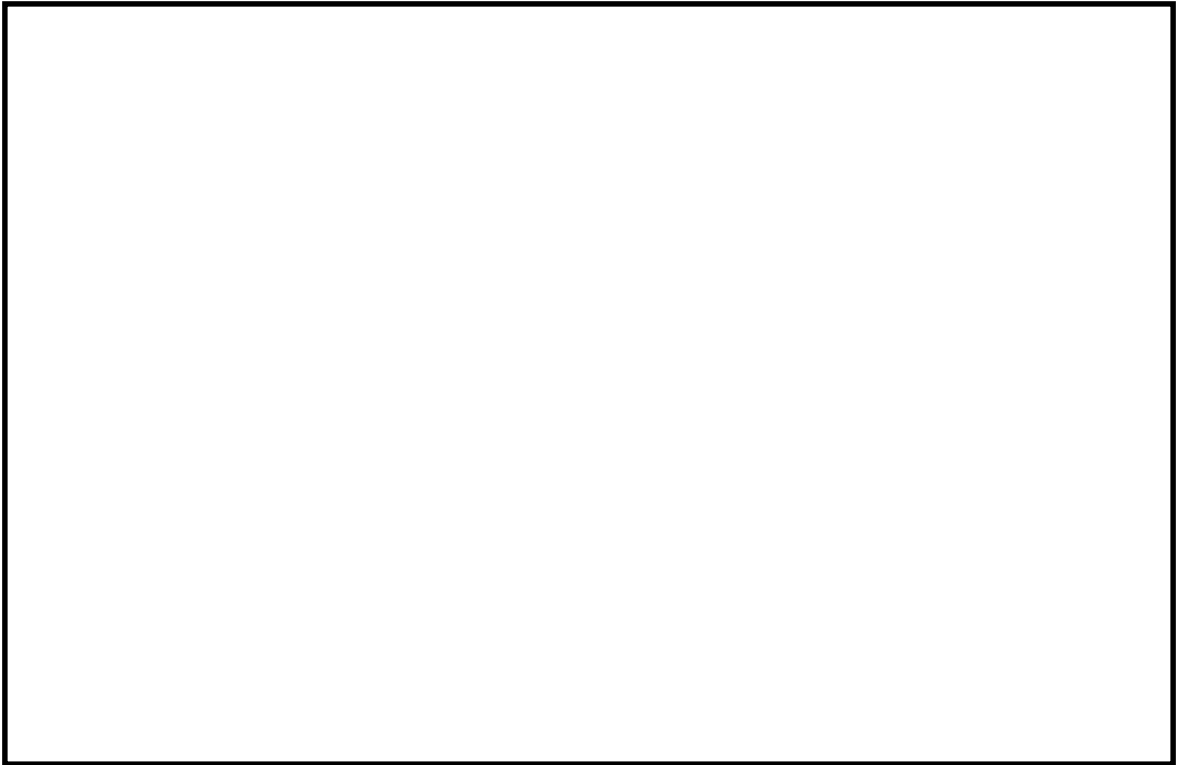
となる。一方、SUPRAコードではCsOHの粒径を基にしているため、粒径に粒子密度 (  $\text{g/cm}^3$  ) の平方根を乗じることにより に換算する。

第 1 表 試験条件

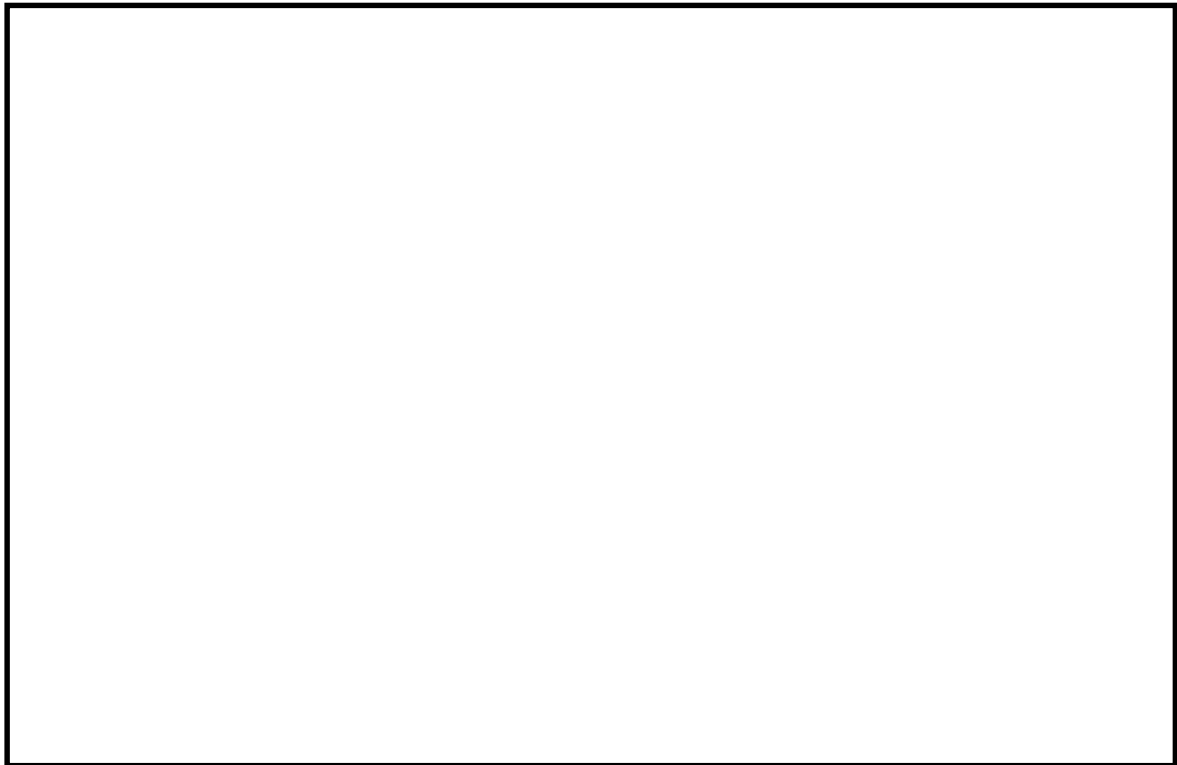
Parameter		Standard Value	Range
Geometric property	injection nozzle diameter (cm)	15	1~15
	scrubbing depth (meters)	2.7	0~3.8
Hydraulic property	pool water temperature (°C)	80	20~110
	carrier gas temperature (°C)	150	20~300
	steam fraction (vol.%)	50	0~80
	carrier gas flow rate (L/min)	500	300~2000
Aerosol property	particle diameter ( $\mu\text{m}$ )	0.21~1.1	0.1~1.9
	material	LATEX	LATEX, CsI



第 3 図 試験装置の概要



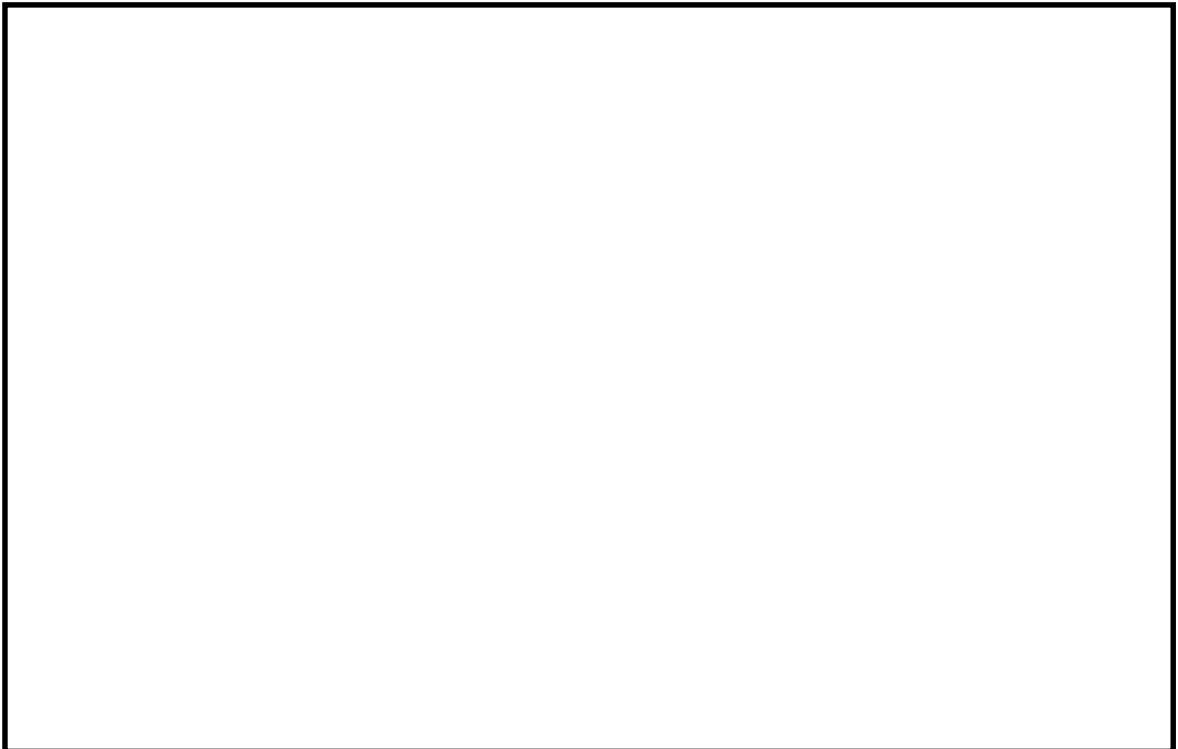
第4図 キャリアガス流量に対するDFの比較



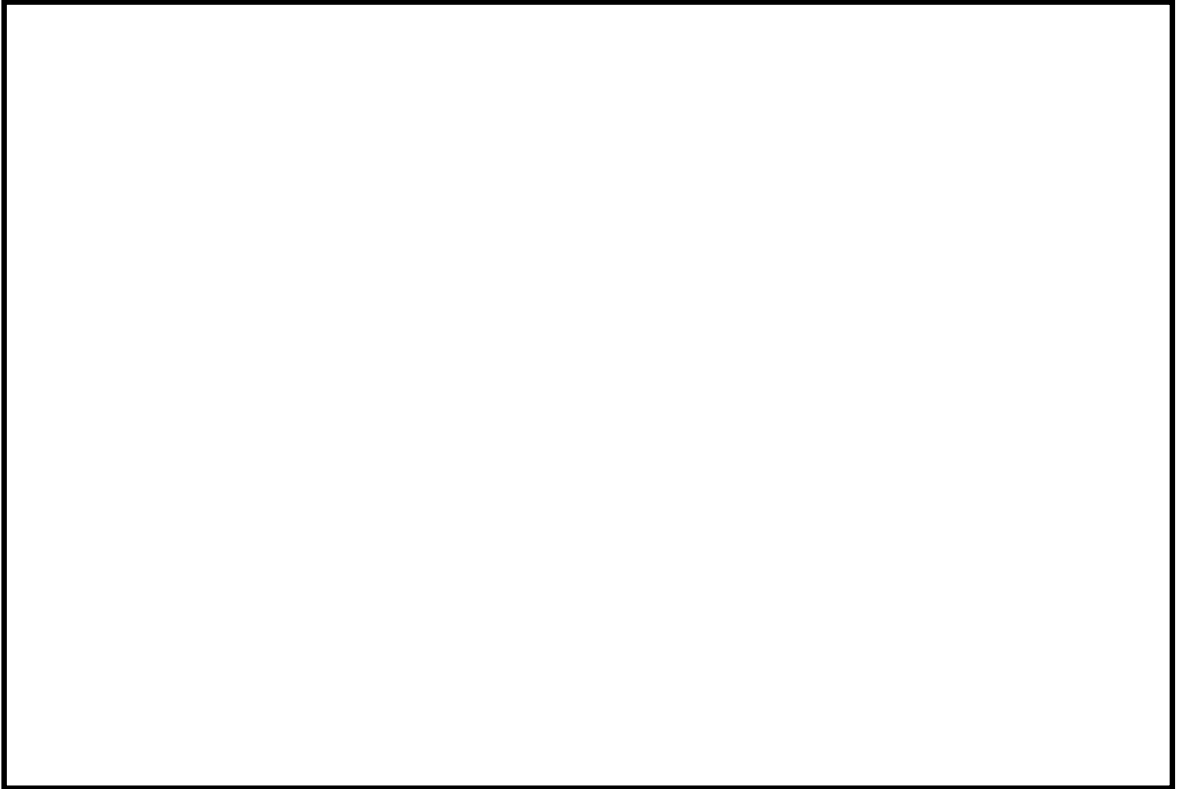
第5図 プール水温に対するDFの比較



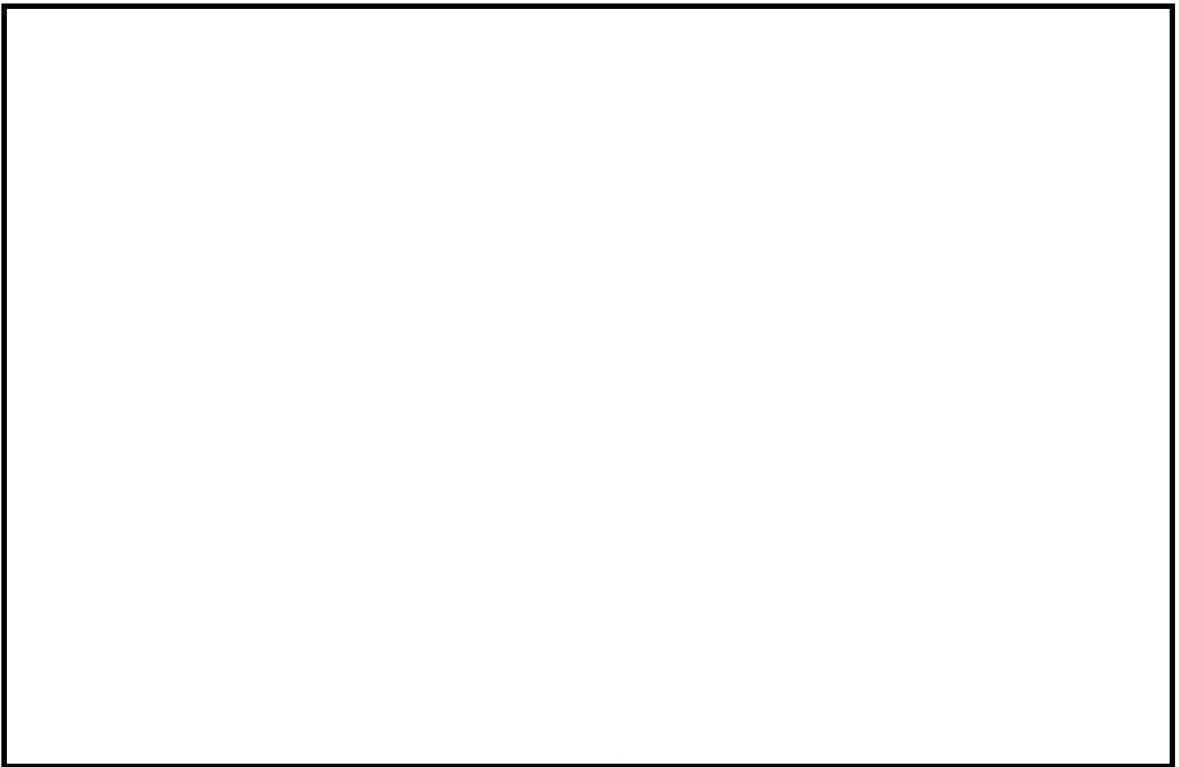
第 6 図 水蒸気割合に対する D F の比較



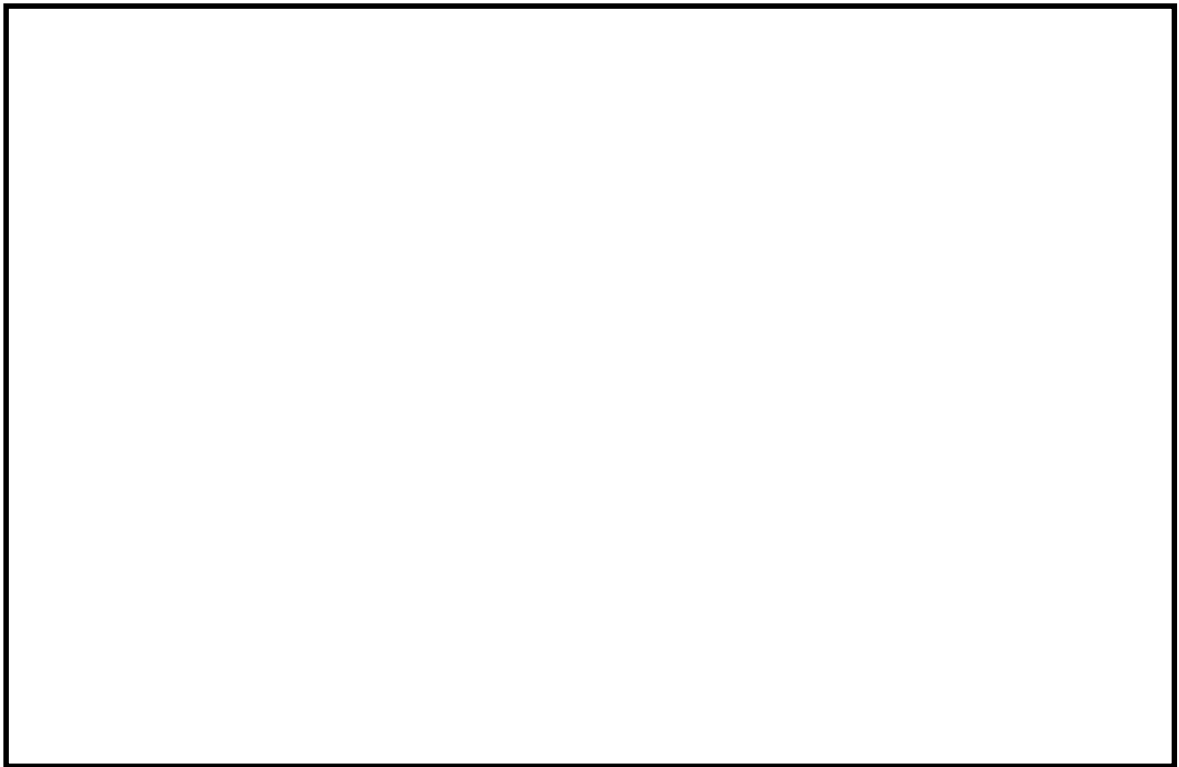
第 7 図 水蒸気割合に対する D F の比較 (密度補正)



第 8 図 スクラビング水深に対するDFの比較



第 9 図 スクラビング水深に対するDFの比較（密度補正）



第 10 図 ガス温度に対する D F の比較

(4) 沸騰による除去効果への影響について

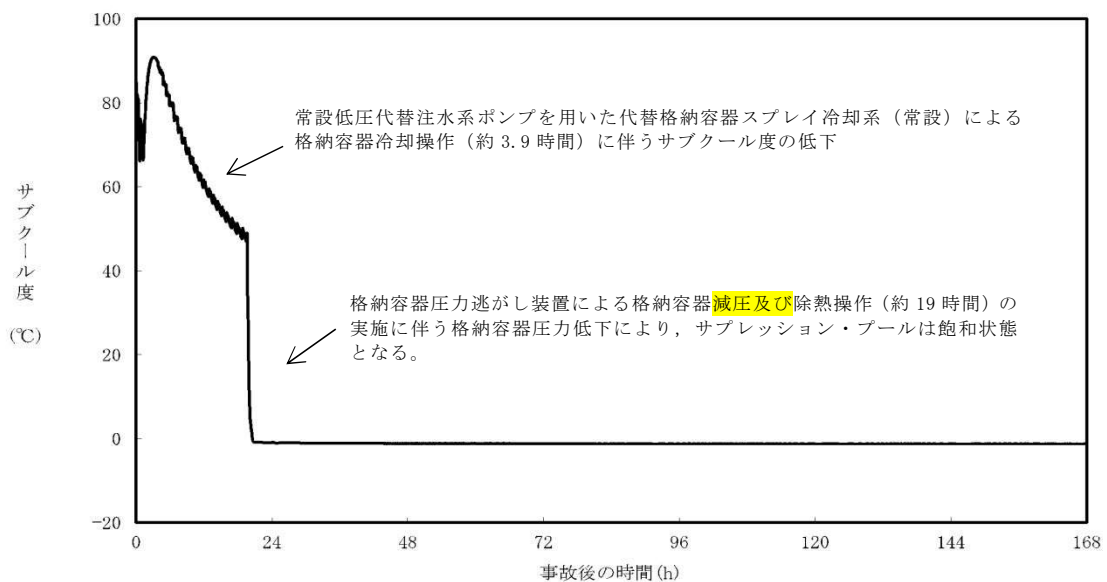
「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の代替循環冷却系を使用できない場合では、第 11 図のとおり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱の実施に伴いサプレッション・プールは飽和状態（沸騰状態）になるため、サプレッション・プールの沸騰による除去効果への影響を確認した。M A A P 解析条件及び評価結果を第 2 表及び第 3 表に示す。なお、エアロゾルの粒径については、スクラビング前後でそれぞれ最も割合の多い粒径について除去効果への影響を確認した。その結果、第 3 表のとおり沸騰時の除去効果は非沸騰時に比べて小さいことを確認した。

ただし、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の代替循環冷却系を使用できない場合では、第 12 図のとおり、原子炉圧力

容器内のCs-137は、大破断LOCAにより生じた破断口より格納容器内気相部へ移行し、その後重力沈降等により、事象発生5時間程度で大部分が格納容器内液相部へ移行するため、本評価においてサブレーション・プールの沸騰による除去効果の減少の影響はほとんどないとする。

なお、CsI、CsOHの沸点はそれぞれ1,280°C、272.3°C以上<sup>※2</sup>であり、シビアアクシデント時に格納容器内でCsI、CsOHが揮発することは考えにくい。サブレーション・プールの沸騰に伴い液相部中のCsI、CsOHの一部が気相部へ移行する可能性がある。ただし、その場合でも、ドライウェルから格納容器圧力逃がし装置を介した場合のCs-137放出量（事象発生7日間で約18TBq）に包絡されると考えられる。

※2 化合物の辞典 高本 進・稲本直樹・中原勝儼・山崎 昶[編集] 1997年11月20日



第 11 図 サブレーション・プールのサブクール度の推移



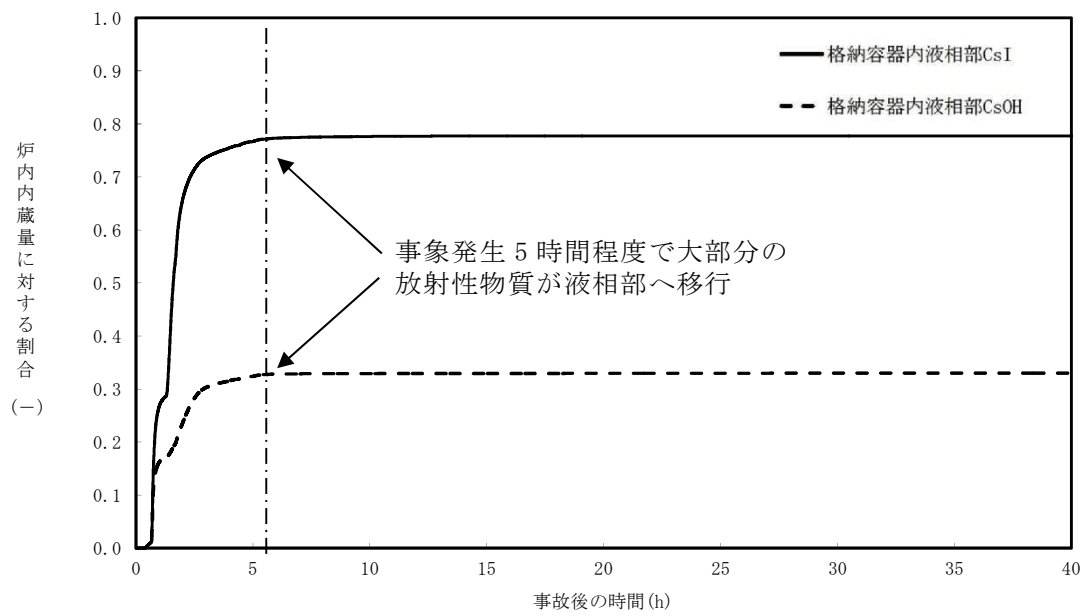
第2表 評価条件

項目	評価条件※	選定理由
蒸気割合	<input type="text"/> %	格納容器ベント実施前のドライウエルにおける蒸気割合（約 55%）相当
格納容器圧力	<input type="text"/> kPa[gage]	格納容器ベント実施前の格納容器圧力（400～465kPa[gage]）相当
サプレッション・プール水深	<input type="text"/> m	実機では水深 3m 以上のため，設定上限値を採用
サブクール度	<input type="text"/> °C	未飽和状態として設定（設定上限値）
	<input type="text"/> °C	飽和状態として設定（設定下限値）
エアロゾルの粒径（半径）	<input type="text"/> μm	スクラビング前において，最も割合が多い粒径
	<input type="text"/> μm	スクラビング後において，最も割合が多い粒径

※ SUPRAコードにより計算されたデータテーブルの設定値を採用

第3表 評価結果

粒径	D F	
	未飽和状態 (サブクール度 <input type="text"/> °C)	飽和状態 (サブクール度 <input type="text"/> °C)
<input type="text"/> μm	<input type="text"/>	
<input type="text"/> μm		



第 12 図 格納容器内液相部中の存在割合

## 安定状態について（雰囲気圧力・温度による静的負荷

## （格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）」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、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可能であり、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。

## 格納容器安定状態：

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格納容器除熱機能（代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置）により、格納容器圧力及び雰囲気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の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。

## 【安定停止状態の確立について】

## 原子炉安定状態の確立について

低圧代替注水系（常設）におけ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。

## 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による格納容器減圧及び除熱を開始することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向になり、格納容器雰囲気温度は 150℃を下回り、格納容器安定状態が確立される。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を確立できる。

代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態の維持が可能となる。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 格納容器除熱機能として代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧による冷却へ移行
- ② 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格納容器内への窒素注入
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水等の確保
- ④ 長期的に維持される格納容器の状態（圧力・温度）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保

（添付資料 3. 1. 2. 9 別紙参照）

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) (代替循環冷却系を使用できない場合))

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(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	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	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ガス発生、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の増加 (被覆管酸化の促進) 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 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない	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を確認している。炉心ヒートアップの感度解析 (ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析) では、炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。	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 (ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析) では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達			常設低圧代替注水系ポンプを用い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、大破断 LOCA が発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やかに代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作を行う手順となっており、燃料被覆管温度等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。	
	燃料被覆管酸化			また、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度への影響は小さいことを確認していることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
	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)	TQV シーケンス及び中小破断 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。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している 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ものの水位低下幅は MAAP コードの方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、その後の注水操作による燃料有効長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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。	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解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
気液分離 (水位変化)・対向流			常設低圧代替注水系ポンプを用い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、大破断 LOCA が発生し、高圧・低圧注水機能の喪失により炉心損傷したと判断した場合、速やかに代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水操作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	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び雰囲気温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては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雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては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雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	気液界面の熱伝達		格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	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)	入力値に含まれる。 MAAP コードでは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)	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。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータ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 シーンとともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響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。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認しており、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ない。
	構造材との熱伝達		核分裂生成物 (FP) 挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP 放出の開始時刻を良く再現できているものの、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ものと考えられる。	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を確認している。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ものと推定される。本評価事故シナリオでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内 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。
	原子炉圧力容器内 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。本評価事故シナリオでは、炉心損傷後の格納容器内 FP 挙動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を確認している。したがって、大気中への Cs-137 の放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シナリオにおける格納容器圧力速がし装置による大気中への Cs-137 の放出量は、評価項目 (100TBq を下回っていること) に対して、サブプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 $1.2 \times 10^{-4}$ TBq (7 日間)、ドライウェルのベントラインを経由した場合は約 3.7TBq (7 日間) であり、評価項目に対して余裕がある。

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

項目	解析条件(初期条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279MW～ 約 3, 293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には、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	6. 93MPa [gage]	約 6. 91MPa [gage]～ 約 6. 94MPa [gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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。
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から約+122cm～ 約+132cm) (実績値)	通常運転水位 約-4cm～約+6cm (セパレータスカート 下端から約+122cm～ 約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 3m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 4cm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 10 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 3m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約 4cm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
炉心流量	48, 300t/h (定格流量 (100%))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量を設定	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いことから、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いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9 燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A型)と9×9 燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されることから、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、いずれの型式も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、いずれの型式も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、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	ANSI/ANS- 5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	燃焼度 33GWd/t 以下 (実績値)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間(13 ヶ月)に調整運転期間(約 1 ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。 燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。 また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、操作手順(常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(常設)による格納容器冷却操作並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)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。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱と同等以下となる。 燃焼度 33GWd/t の場合は、解析条件と最確条件は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。 また、燃焼度 33GWd/t 未満の場合は、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は代替格納容器スプレィ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置により抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
格納容器圧力	5kPa [gage]	約 2. 2kPa [gage]～ 約 4. 7kPa [gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)に至るまでの時間は長くなるが、そ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。
格納容器雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器雰囲気温度は常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(常設)による格納容器冷却操作により飽和温度となり、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得るが、格納容器雰囲気温度は常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(常設)による格納容器冷却操作により飽和温度となり、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器体積(ドライウエル)	5, 700m <sup>3</sup>	5, 700m <sup>3</sup> (設計値)	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り、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器体積 (サブプレッショ ン・チェンバ)	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	空間部： 約4,092m <sup>3</sup> ～ 約4,058m <sup>3</sup> 液相部： 約3,308m <sup>3</sup> ～ 約3,342m <sup>3</sup> (実績値)	サブプレッショ ン・プールの での圧力抑制効果が厳し くなる少なめの水量とし て、保安規定の運転上の 制限における下限値を設 定	最確条件とした場合には、格納容器体積(サブプレッショ ン・チェンバ)の液相 部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に 小さい。例えば、サブプレッショ ン・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変化(0.087m)は約42m <sup>3</sup> であり、その割 合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したがって、事象進展に与える 影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、格納容器体積(サブプレッショ ン・チェンバ)の液相部の運転範囲において解析条件より高めの水位となるが、ゆら ぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレッショ ン・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変 化(0.087m)は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。したが って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブプレッショ ン・プール水位	6.983m (通常運転水位 -4.7cm)	約7.000m～ 約7.070m (実績値)	サブプレッショ ン・プールの での圧力抑制効果が厳し くなる低めの水位とし て、保安規定の運転上の 制限における下限値を設 定	最確条件とした場合には、サブプレッショ ン・プール水位の運転範囲において解 析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、サブプレ ッショ ン・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆら ぎによる水量変化(0.087m)は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の約 1.3%と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、 運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッショ ン・プール水位の運転範囲にお いて解析条件より高めの水位となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例 えば、サブプレッショ ン・プール水位が6.983mの時の水量は3,300m <sup>3</sup> であるのに対し、ゆらぎによる水量変 化(0.087m)は約42m <sup>3</sup> であり、その割合は初期保有水量の約1.3%と非常に小さい。し たがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパ ラメータに与える影響は小さい。
サブプレッショ ン・プール水温	32℃	約15℃～約32℃ (実績値)	サブプレッショ ン・プールの での圧力抑制効果が厳し くなる高めの水温とし て、保安規定の運転上の 制限における上限値を設 定	最確条件とした場合は、解析条件で設定しているサブプレッショ ン・プール水温と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に 与える影響はない。 32℃未満の場合は、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器圧力及び雰囲気 温度の上昇が遅くなることで常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容 器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装 置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッショ ン・チェンバ側)の開始が 遅くなるが、その影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定しているサブプレッショ ン・プ ール水温と同等以下となる。 32℃の場合は、解析条件と最確条件は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。 32℃未満の場合は、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器圧力及び 雰囲気温度の上昇が遅くなることで格納容器圧力逃がし装置による 格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッショ ン・チェンバ側)の開始 が遅くなるが、そ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。
格納容器圧力	5kPa[gage]	約2.2kPa[gage]～ 約4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳 しい高めの設定として、 通常運転時の圧力を包含 する値を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さくなるた め、格納容器圧力が低めに推移することから、常設低圧代替注水系ポンプを用 いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び格納容 器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッショ ン・チェ ンバ側)の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから運転員等操作時間に 与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している圧力よりも小さく なるため、格納容器圧力が低めに推移することから、格納容器圧力逃 がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッショ ン・チェ ンバ側)に至るまでの時間は長くなるが、そ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。
格納容器雰囲気 温度	57℃	約25℃～約58℃ (実績値)	ドライウエル内ガス冷却 装置の設計温度を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、 格納容器雰囲気温度は常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器ス プレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作により飽和温度となり、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 得るが、格納容器雰囲気温度は常設低圧代替注水系ポンプを用いた代 替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作により飽 和温度となり、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
ベント管真空破 壊装置作動差圧	3.45kPa (ドライウエル -サブプレッショ ン・チェンバ間差 圧)	3.45kPa (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	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運 転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないこと から、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	35℃以下	代替格納容器スプレイ冷 却系(常設)による圧力 抑制効果の観点で厳しい 高めの水温として、年間 の気象条件変化を包含す る高めの水温を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している水温と同等以下となる。 35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に 与える影響はない。 35℃未満の場合は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に対する代替格納容 器スプレイ冷却系(常設)による圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなる。本 評価事故シナリオでは、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容 器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作実施後に格納容器圧力及び雰 囲気温度を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、解析条件で設定している水温と同等以下と なる。 35℃の場合は、解析条件と最確条件は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。 35℃未満の場合は、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、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に対する代替格 納容器スプレイ冷却系(常設)による圧力及び温度上昇の抑制効果は 大きくなり、格納容器の圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、評 価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

項目		解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約 8,600m <sup>3</sup>	8,600m <sup>3</sup> 以上 (西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起回事象	大破断 LOCA 再循環系配管（出口ノズル）の破断	—	原子炉压力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、原子炉压力容器バウダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環系配管（出口ノズル）における両端破断を設定 (添付資料 3.1.2.12)	Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順（常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作を実施すること）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。	Excessive LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、格納容器圧力及び温度はそれぞれ評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍(0.62MPa[gage])及び200℃を下回っていることから、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 3.1.2.12)
	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 全交流動力電源喪失	—	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定 全交流動力電源喪失の重量を考慮し設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包括する条件として、機器条件に示すとおり設定している	仮に、外部電源がある場合でも、常設低圧代替注水系ポンプの起動のために緊急用母線を受電する必要があるため、注水開始時間は外部電源がない場合と同等となる。	仮に、外部電源がある場合でも、常設低圧代替注水系ポンプの起動のために緊急用母線を受電する必要があるため、注水開始時間は外部電源がない場合と同等となることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び雰囲気温度に与える影響が軽微であることから、考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。



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

項目	解析条件(初期条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル3)信号	タービン蒸気加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急速閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)にてスクラムするものとして設定	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉冷却材の放出が少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、原子炉熱出力の低下が早くなるため、原子炉冷却材の放出が少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)に至るまでの時間は長くなるが、そ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。
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉保護系電源喪失又は原子炉水位異常低下(レベル2)信号	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下(レベル2)信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉止するものとして設定	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気流量が減少することから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気流量が減少することから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、そ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。
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止(事象発生と同時に)	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系(常設)	事象初期の原子炉注水実施時: 230m <sup>3</sup> /h(一定) 原子炉水位L0到達判断後: 崩壊熱による蒸発を補う注水量(最大50m <sup>3</sup> /h)に制御	事象初期の原子炉注水実施時: 230m <sup>3</sup> /h以上(一定) 原子炉水位L0到達判断後: 崩壊熱による蒸発を補う注水量(最大50m <sup>3</sup> /h)に制御	炉心冷却の維持に必要な流量として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水流量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の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(常設)	事象初期の原子炉注水実施時 スプレイ流量: 130m <sup>3</sup> /h(一定)	スプレイ流量: 130m <sup>3</sup> /h(一定)	格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器下部注水系(常設)	解析上考慮しない	80m <sup>3</sup> /h(一定)	サブプレッション・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲(102m <sup>3</sup> /h~130m <sup>3</sup> /h)における上限を設定	最確条件とした場合、サブプレッション・プール水位の上昇が緩和されることから、サブプレッション・プール水位を操作開始の起点とする格納容器圧力逃がし装置を用いた格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)の開始時間が遅くなり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	スプレイ流量は、格納容器圧力の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)の停止後に格納容器最高使用圧力に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)を実施する運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器下部注水系(常設)	解析上考慮しない	80m <sup>3</sup> /h(一定)	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてベDESTAL(ドライウェル部)のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系(常設)によるベDESTAL(ドライウェル部)水位の確保操作についても考慮しない	ベDESTAL(ドライウェル部)への水張りを実施した場合、水張り水の熱容量により格納容器圧力の上昇は緩和されるため、格納容器圧力を起点とする運転員等操作の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	ベDESTAL(ドライウェル部)への水張りを実施した場合、水張り水の熱容量により格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器圧力逃がし装置	排気流量: 13.4kg/s(格納容器圧力310kPa[gage]において)	排気流量: 13.4kg/s以上(格納容器圧力310kPa[gage]において)	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順(格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)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。	実際の流量が解析より多い場合、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力の最高値は格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)時のピーク圧力であり、操作後の格納容器圧力挙動への影響はほとんどないことから、評価項目となるパラメータに対して与える影響はない。

第3表 運転員等操作時間に与える影響、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（1/4）

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
	解析条件	条件設定の考え方					
<p>操作条件</p> <p>常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作</p> <p>(以下「低圧代替注水系(常設)等起動操作」という。)</p>	<p>事象発生 25 分後</p>	<p>常設代替高压電源装置、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び低圧代替注水系(常設)の準備に要する時間を考慮して設定</p>	<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等の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断し、これにより、常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作及び低圧代替注水系(常設)等の起動操作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】 中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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、<b>当直運転員</b>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>【操作所要時間】 非常用ディーゼル発電機等の手動復旧操作(失敗)、常設代替高压電源装置の起動操作、緊急用母線の受電操作、低圧代替注水系(常設)等起動操作を行う<b>当直運転員</b>の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は一連の操作として行うため、操作所要時間は合計 15 分間となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作(失敗)に係る時間として 2 分を想定</li> <li>●常設代替交流電源設備の起動操作及び緊急用母線の受電操作として 4 分を想定</li> <li>●低圧代替注水系(常設)等起動操作として 9 分を想定</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】 当該操作に対応する<b>当直運転員</b>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<b>スイッチ</b>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>低圧代替注水系(常設)等起動操作は、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、原子炉注水によって原子炉水位が原子炉水位 L0 まで回復した場合、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水流量を崩壊熱による蒸発を補う流量に変更するとともに、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を停止する。当該操作開始時間は、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ことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。また、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>低圧代替注水系(常設)等起動操作は、操作所要時間を踏まえて解析上の想定時間を設定していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。解析条件は操作所要時間に余裕を含めて設定されているため、原子炉水位の回復は早くなる可能性があり、ジルコニウム-水反応により発熱量が増加する等の影響があるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇に有意な差異はなく、格納容器の健全性に影響はない。</p>	<p>事象発生から 50 分後(操作開始時間の 25 分程度の遅れ)までに常設代替高压電源装置からの受電操作を行い、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水が始まれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。なお、<b>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)</b>における Cs 放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、<b>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)</b>開始時間はほぼ同等であることから、放出量に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 3.1.3.9)</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。</p> <p>解析上においては、低圧代替注水系(常設)等起動操作まで 25 分としているところ、訓練実績では約 25 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>

第3表 運転員等操作時間に与える影響、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 (2/4)

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
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 465kPa[gage] 到達時	運転手順書等を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>事故時には重要監視パラメータである格納容器圧力を継続監視しており、また、格納容器圧力が 465kPa[gage]に到達する時間は事象発生から約 3.9 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>中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>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>【操作所要時間】</p> <p>注水流量調整の操作は、流量調整弁の操作であり、操作装置による操作のため簡易であり、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】</p> <p>当該操作に対応する<b>当直運転員</b>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>中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>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>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</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くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 465kPa [gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却開始までの時間は、事象発生から約 3.9 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>なお、操作が大幅に遅れるような場合でも、格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa [gage]) に至るまでの時間は事象発生後約 14 時間後であり、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 3.1.3.9)</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では、格納容器圧力 465kPa [gage]到達時に、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を実施、スプレイ操作は約 4 分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 運転員等操作時間に与える影響、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 (3/4)

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
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）	サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達から5分後	格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍（620kPa [gage]）到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・プール水位を継続監視しており、また、炉心損傷後の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の操作実施基準に到達するのは、事象発生の約19時間後であり、それまでにサブプレッション・プール水位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>中央制御室での操作のみであり、当直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>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を行う重大事故等対応要員を配置していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、当直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>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。重大事故等対応要員は、サブプレッション・プール水位が通常水位から5.5m高い位置に到達する事象発生から約16時間後に災害対策本部から操作現場へ移動する。移動に係る所要時間は約1時間以内であり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）開始時間の事象発生から約19時間後までに余裕時間があることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>制御盤のスイッチによる操作のため簡易であり、サブプレッション・プール水位の緩やかな上昇に対して操作開始時間は十分に短い。</p> <p>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。重大事故等対応要員の現場操作は、フレキシブルシャフトを用いた1弁の手動操作であり、30分を想定している。本操作は、中央制御室による格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）が実施不可と判断した場合に開始し、格納容器圧力が620kPa [gage]に到達する予定時刻の40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】</p> <p>当該操作に対応する当直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>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を行う重大事故等対応要員を配置していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の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>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。現場操作は、作業の成立性や要員の安全のため3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>炉心損傷後の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の実施基準（サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m）に到達するのは、事象発生の約19時間後である。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の準備操作はサブプレッション・プール水位上昇の傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）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、サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m到達時に速やかに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）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ことから、運転員等操作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>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）開始までの時間は事象発生から約19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>中央制御室での操作は、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練を取得。中央制御室における格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）は、スイッチによる1弁の操作に約2分の操作時間を要した。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）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、現場モックアップ等による実績では、約25分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）	サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m到達から5分後	格納容器圧力が評価項目となるパラメータである最高使用圧力の2倍（620kPa [gage]）到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>事故時には重要監視パラメータであるサブプレッション・プール水位を継続監視しており、また、炉心損傷後の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の操作実施基準に到達するのは、事象発生の約19時間後であり、それまでにサブプレッション・プール水位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>中央制御室での操作のみであり、当直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>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を行う重大事故等対応要員を配置していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、当直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>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。重大事故等対応要員は、サブプレッション・プール水位が通常水位から5.5m高い位置に到達する事象発生から約16時間後に災害対策本部から操作現場へ移動する。移動に係る所要時間は約1時間以内であり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）開始時間の事象発生から約19時間後までに余裕時間があることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>制御盤のスイッチによる操作のため簡易であり、サブプレッション・プール水位の緩やかな上昇に対して操作開始時間は十分に短い。</p> <p>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。重大事故等対応要員の現場操作は、フレキシブルシャフトを用いた1弁の手動操作であり、30分を想定している。本操作は、中央制御室による格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）が実施不可と判断した場合に開始し、格納容器圧力が620kPa [gage]に到達する予定時刻の40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】</p> <p>当該操作に対応する当直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>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。他の現場操作を行う重大事故等対応要員とは独立して、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を行う重大事故等対応要員を配置していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室における操作は、制御盤の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>なお、中央制御室における操作が失敗した場合を想定して現場操作を行うための要員を配置する。現場操作は、作業の成立性や要員の安全のため3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>炉心損傷後の格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の実施基準（サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m）に到達するのは、事象発生の約19時間後である。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）の準備操作はサブプレッション・プール水位上昇の傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）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、サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m到達時に速やかに格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）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ことから、運転員等操作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>格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）開始までの時間は事象発生から約19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>中央制御室での操作は、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練を取得。中央制御室における格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）は、スイッチによる1弁の操作に約2分の操作時間を要した。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器減圧及び除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）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、現場モックアップ等による実績では、約25分で操作を実施できた。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第3表 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (4/4)

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
		解析条件	条件設定の考え方					
操作条件	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	事象発生から45.6時間後	代替淡水貯槽への水源補給操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業代替淡水貯槽の枯渇が発生しないよう設定	代替淡水貯槽は、水源補給を実施しない場合においても約92時間枯渇しないため、代替淡水貯槽への水源補給までの時間は、十分な時間余裕がある。	-	-	-	代替淡水貯槽への補給は、想定所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分に実施可能なことを確認した。
	タンクローリによる燃料給油操作	事象発生から47.1時間以降、適宜	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な操作・作業各機器の使用開始時間を踏まえて設定	代替淡水貯槽は、水源補給を実施しない場合においても約92時間枯渇しないため、可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油までの時間は、十分な時間余裕がある。	-	-	-	可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油は、想定所要時間90分のところ、訓練実績等により約80分に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 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）では、大破断 L O C A 時に非常用炉心冷却系等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、事象発生約 9 分後に燃料被覆管の最高温度は 1, 200℃に到達する。有効性評価では、事象発生から 25 分経過した時点で、常設代替高圧電源装置からの給電により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで、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、運転員による格納容器冷却操作及び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、注水開始時間をベースケースにおける設定よりも 25 分遅延（事象発生 50 分後に原子炉注水開始）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）<sup>\*</sup>の発生有無を評価した。第 1 表に感度解析の評価結果を示す。

また、操作 25 分遅れケースの炉心損傷状態を第 1 図に示す。

操作 25 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。

※ ここでのリロケーションとは、炉心損傷後、溶融炉心が炉心下部プレナムへ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、格納容器冷却開始時間及び評価項目となる格納容器圧力・温度の到達時間を評価した。第 2 表に感度解析の評価結果を示す。また、操作 25 分遅れケースにおいても、格納容器冷却開始後は格納容器圧力及び雰囲気温度は制御され、評価項目となる格納容器限界圧力・限界温度に到達することはない。また、サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達する時間は約 21 時間後であり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇傾向への影響はほとんどない。

## 3. まとめ

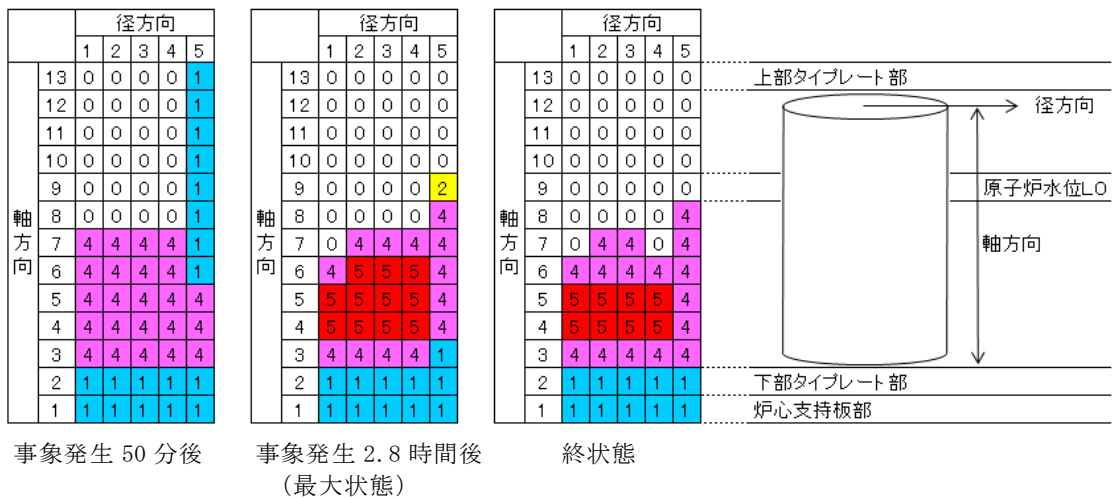
操作 25 分遅れケースにおいても、ベースケースと同様に原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって、原子炉注水操作は、ベースケースに対して 25 分の遅れの余裕があることを確認した。

第1表 原子炉压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
ベースケース (事象発生 25 分後に注水)	炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)
操作 25 分遅れ (事象発生 50 分後に注水)	炉心位置に保持 (リロケーション発生せず)

第2表 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	代替格納容器 スプレイ開始時間	通常水位 + 6.5m 到達時間 (ベント開始時間)
ベースケース	約 3.9 時間	約 19 時間
操作 25 分遅れ	約 5.1 時間	約 21 時間

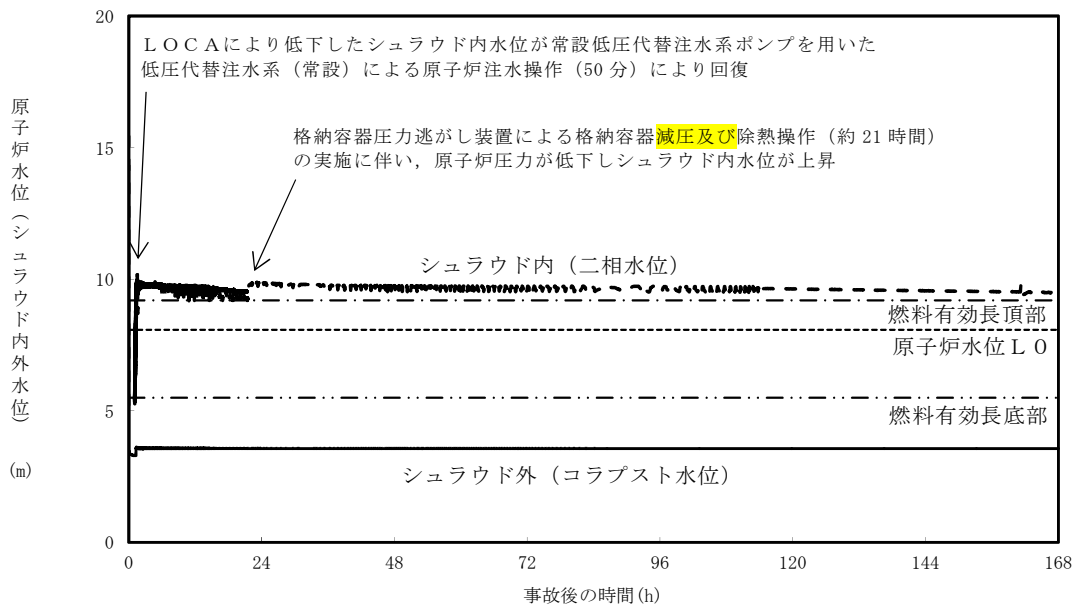


損傷状態のモデル

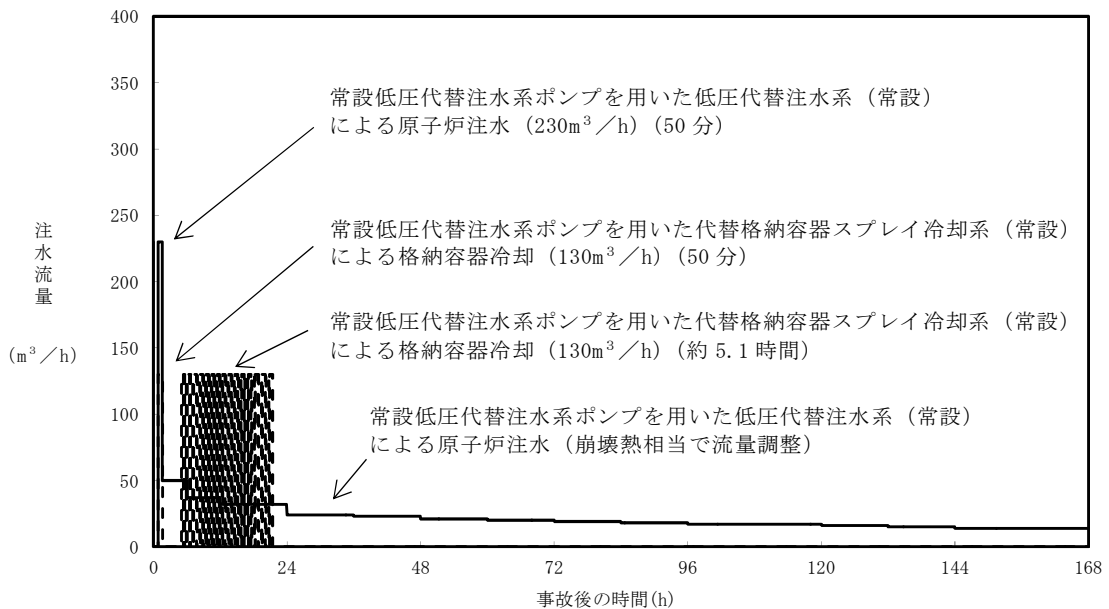
- 0 : 空洞
- 1 : 燃料が自立した状態
- 2 : 燃料が崩壊した状態
- 3 : 流路が減少した状態
- 4 : 流路が閉塞した状態
- 5 : 熔融プール状態

第1図 炉心の損傷状態

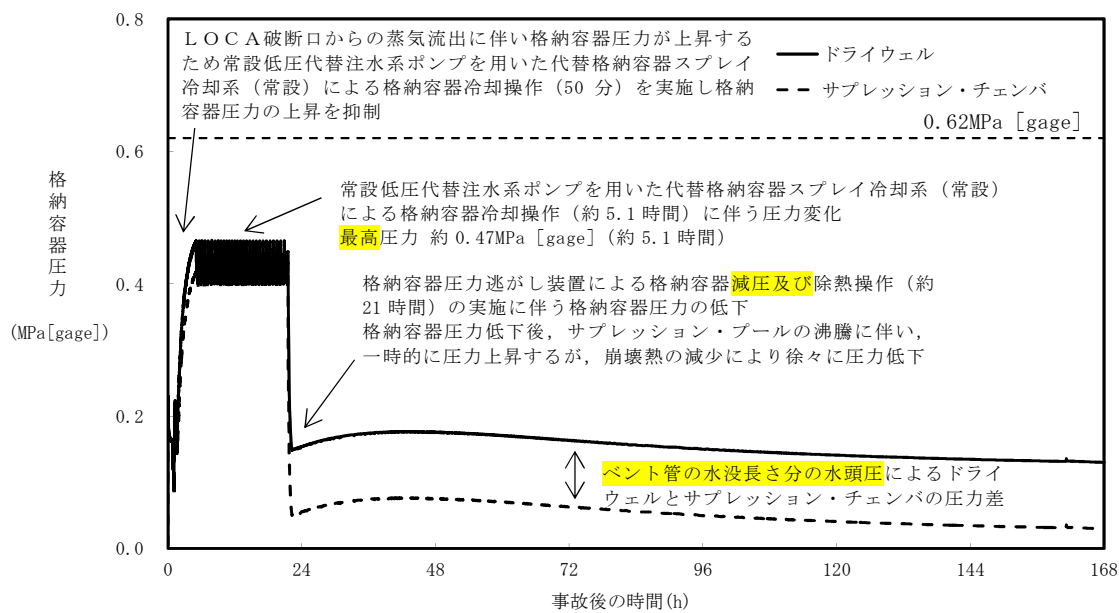




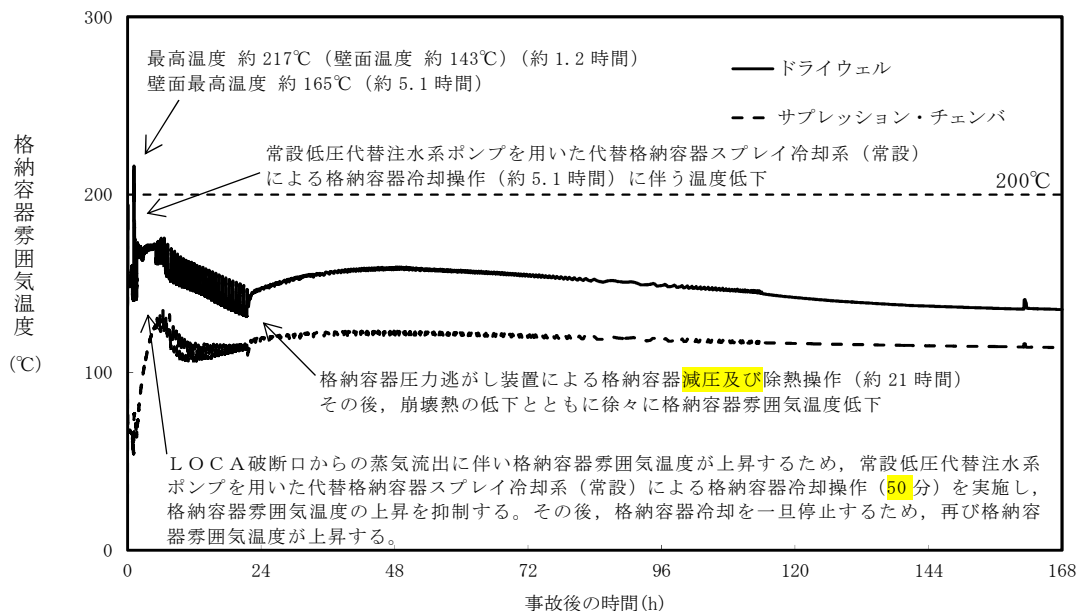
第 2 図 操作 25 分遅れにおける原子炉水位の推移



第 3 図 操作 25 分遅れにおける注水流量の推移



第4図 操作25分遅れにおける格納容器圧力の推移



第5図 操作25分遅れにおける格納容器雰囲気温度の推移

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)

(代替循環冷却系を使用できない場合))

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

・ 代替淡水貯槽 : 4,300m<sup>3</sup>

・ 西側淡水貯水設備 : 4,300m<sup>3</sup>

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 25 分後, 定格流量で代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

炉心水位回復後は, 崩壊熱除去に相当する流量で注水する。

② 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却

事象発生 25 分後から炉心水位回復まで, 代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。

格納容器圧力が 465kPa[gage] に到達する事象発生約 3.9 時間後, 代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却を実施する。その後, 格納容器圧力 465kPa[gage] 到達でスプレイ開始,

400kPa [gage]で停止の操作を継続する。

サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

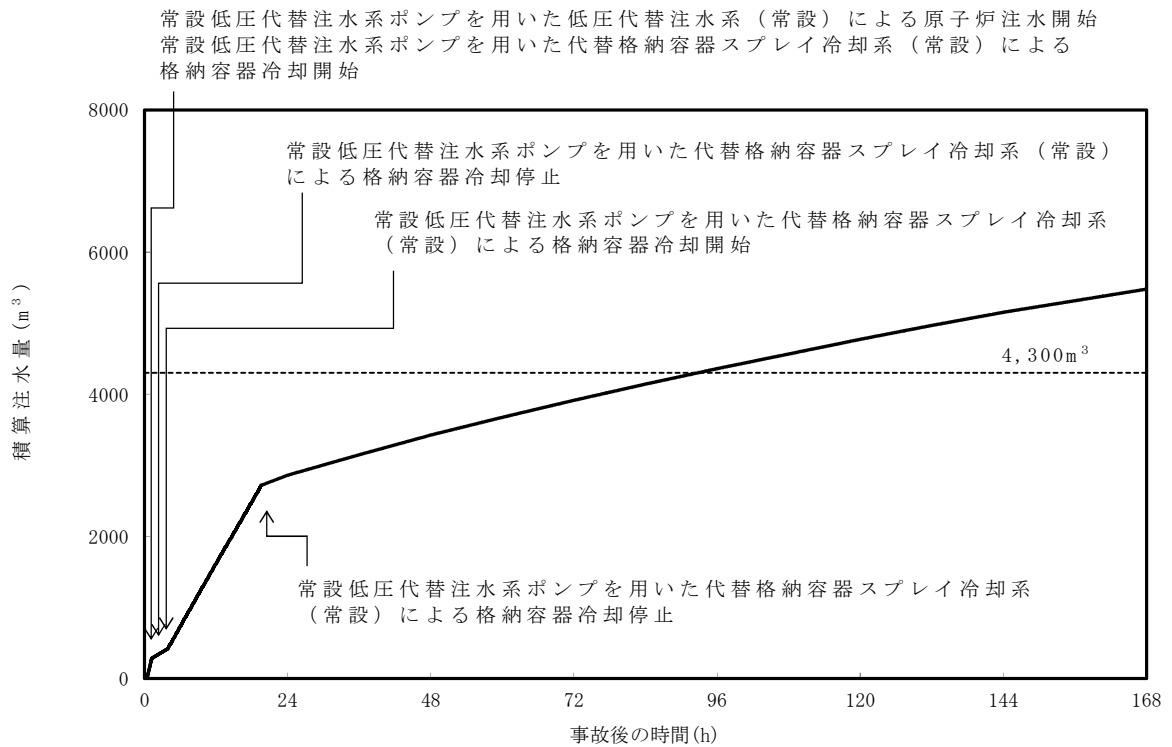
③ 西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給

事象発生約 42.6 時間（代替淡水貯槽の残量 1,000m<sup>3</sup>到達時点）以降から可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給準備を開始し，準備完了後に西側淡水貯水設備の水を代替淡水貯槽へ補給する。

3. 時間評価

原子炉注水等によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給の準備が完了する事象発生 45.6 時間時点で代替淡水貯槽は枯渇していない。その後，西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給を実施するため，代替淡水貯槽は枯渇することがない。



第 1 図 外部水源による積算注水量

（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

（代替循環冷却系を使用できない場合）

#### 4. 水源評価結果

時間評価の結果から、代替淡水貯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、合計約 5,490m<sup>3</sup>の水が必要となる。代替淡水貯槽及び西側淡水貯水設備に合計 8,600m<sup>3</sup>の水を保有することから必要水量を確保している。このため、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))

(代替循環冷却系を使用できない場合))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h} \times 168\text{h} \times 5 \text{ (運転台数)}$ = 約 352.8kL	7 日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
可搬型代替注水中型ポンプ 1 台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) $35.7\text{L/h} \times 168\text{h} \times 1 \text{ (運転台数)}$ = 約 6.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h} \times 168\text{h} \times 1 \text{ (運転台数)}$ = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

常設代替交流電源設備の負荷

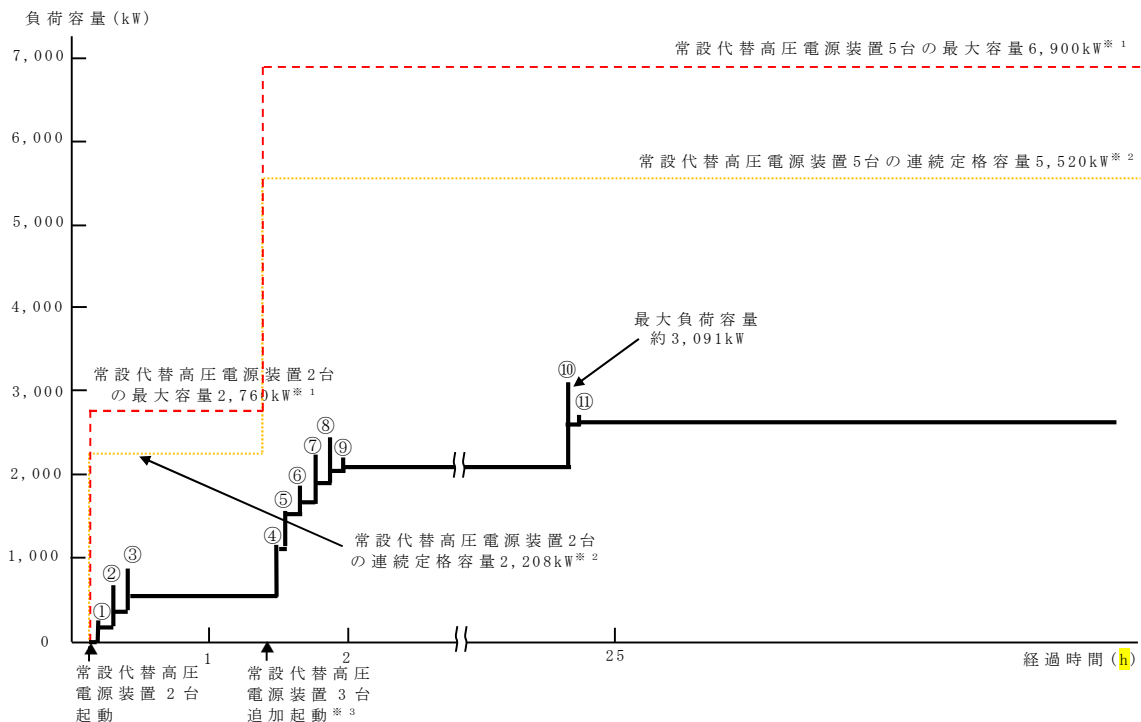
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))

(代替循環冷却系を使用できない場合))

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高压電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他 <b>必要な</b> 負荷	約120 約84	約252	約204
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約689	約394
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約879	約584
④	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 <sup>※4</sup> ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他 <b>必要な</b> 負荷 ・その他 <b>不要な</b> 負荷 <sup>※4</sup>	約79 約108 約134 約14 約234	約1,166	約1,153
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 <sup>※4</sup> ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他 <b>不要な</b> 負荷 <sup>※4</sup>	約60 約86 約134 約135	約1,573	約1,568
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他 <b>必要な</b> 負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約1,862	約1,674
⑦	中央制御室換気系空調機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他 <b>必要な</b> 負荷	約45 約8 約183	約2,251	約1,910
⑧	蓄電池室排気ファン その他 <b>必要な</b> 負荷	約8 約154	約2,464	約2,072
⑨	ほう酸水注入ポンプ	約37	約2,199	約2,109
⑩	緊急用海水ポンプ その他 <b>必要な</b> 負荷	約510 約4	約3,091	約2,623
⑪	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約2,732	約2,653



常設代替高压電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高压電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2 常設代替高压電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)  
 ※3 非常用母線の負荷への給電に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高压電源装置を3台追加起動する  
 ※4 有効性評価で期待していないが電源供給される**不要な負荷**

## 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+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」（全交流動力電源喪失の重畳を考慮）を評価事故シーケンスとして選定している。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<sup>[1]</sup>。

一方、MELCORコードでは流路閉鎖が発生しにくいモデルとなっており、その場合には炉心内を通過する冷却材流量が増えるため、ジルコニウム-水反応による水素が発生しやすい傾向となる。

MELCORコードとMAAPコードにおける流路閉塞モデルの差異の影響を確認するため、以下のとおり感度解析を実施した。

## 2. 解析条件

MAAPコードとMELCORコードにおける流路閉塞モデルの差異を第1図に示す。炉心内で熔融炉心の移行（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。

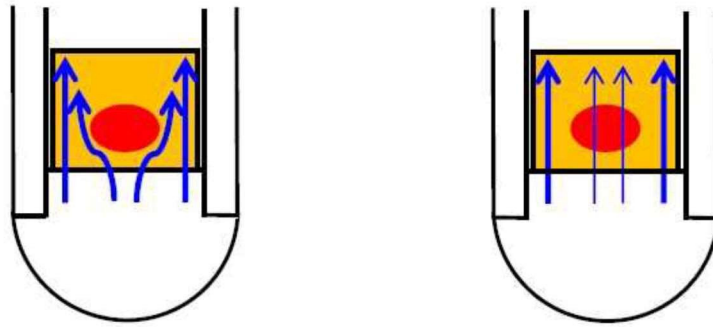


水素発生量に対する感度を確認するため、MAAPにおいて流路の完全閉塞が発生しない条件として、流体が閉鎖部分を通過できなくなるノードの空隙率（ポロシティ）を0.0以下と設定し感度解析を行う。なお、ポロシティの設定以外の条件についてはベースケースと同様とした。

### 3. 解析結果

第2図から第6図に解析結果を示す。第2図より、ベースケースでの水素発生量が約324kgに対して感度解析では約288kgとなり、水素発生量は約11%減少している。これは、感度解析ではより炉心部への蒸気流入量は多くなる一方で、熔融炉心の冷却効果により、ジルコニウム-水反応が抑えられたためと考えられる。なお、第3図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変化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）



MAAP

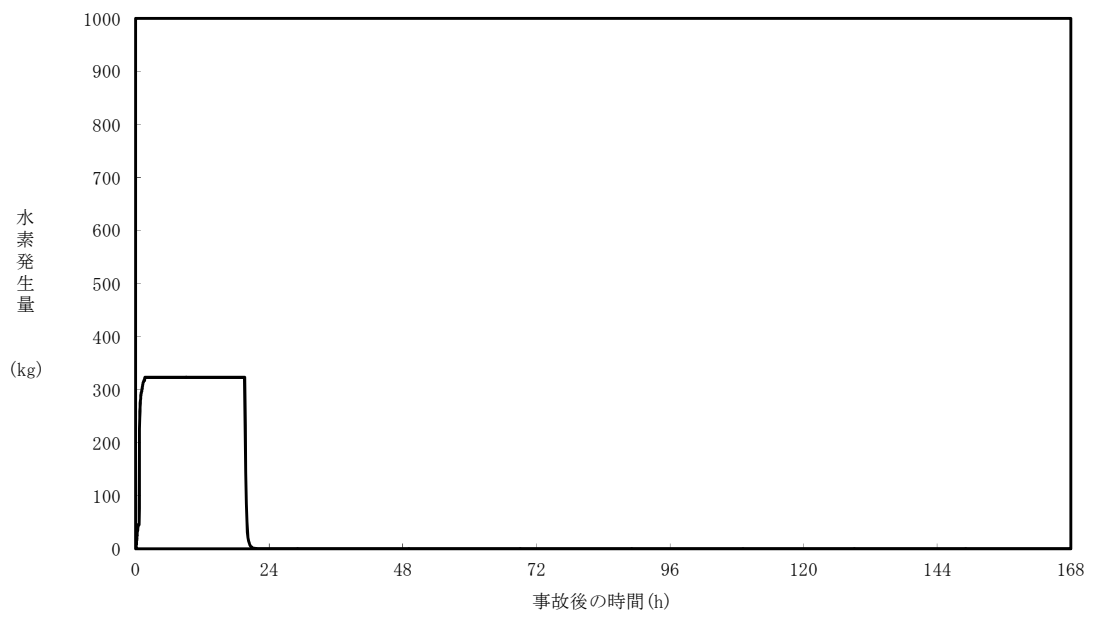
MELCOR

ポロシティ $\leq 0.1$ で  
完全閉塞

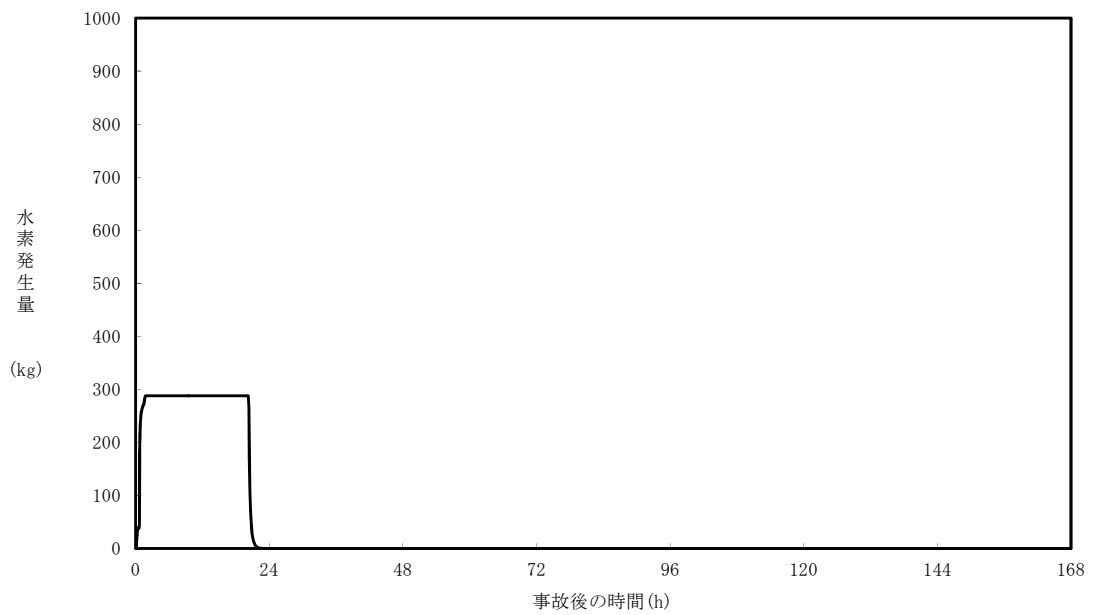
ポロシティの最小値は  
0.05(完全閉塞せず)

第1図 炉心内流路閉鎖モデルの概念図

(「MAAP5.01 及びMELCOR2.1 を用いた軽水炉プラントの苛酷事故解析」, 電力中央研究所, 平成26年6月 抜粋)

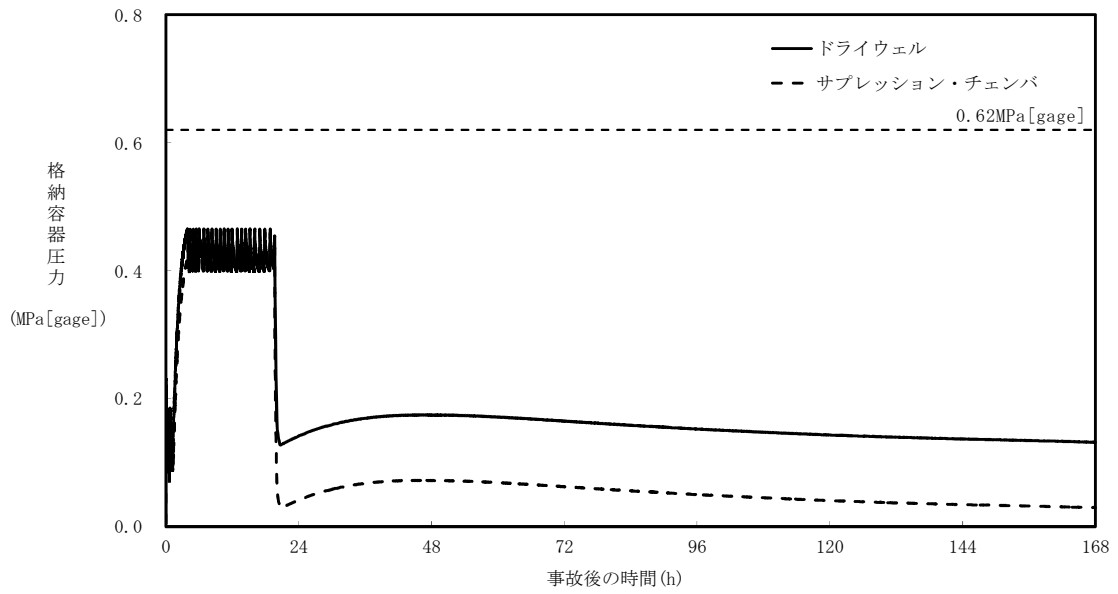


大破断LOCA解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

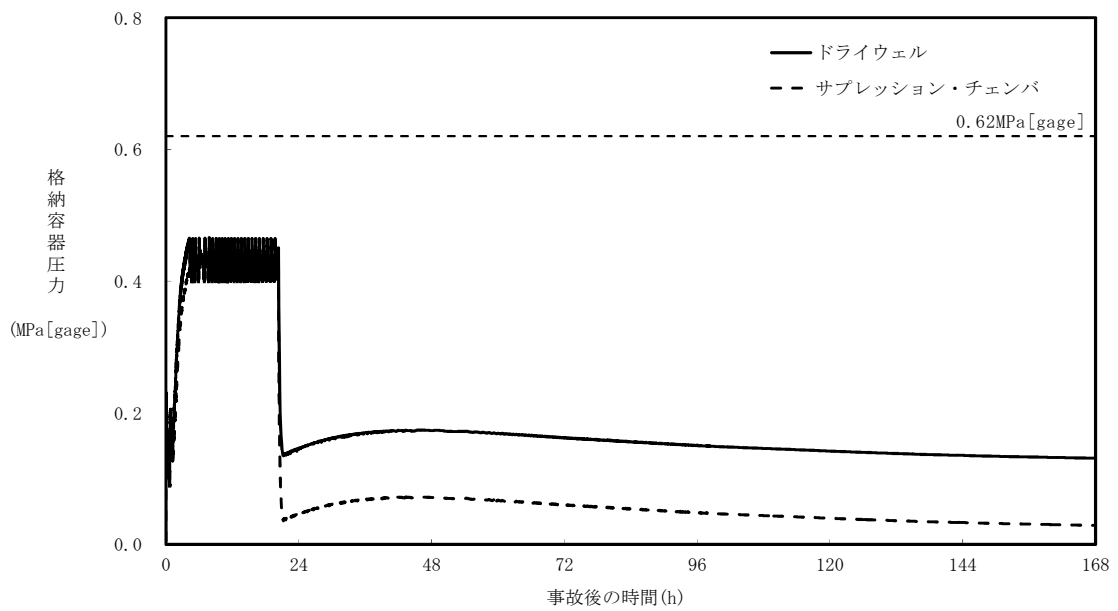


大破断LOCA解析（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

第2図 水素発生量の比較

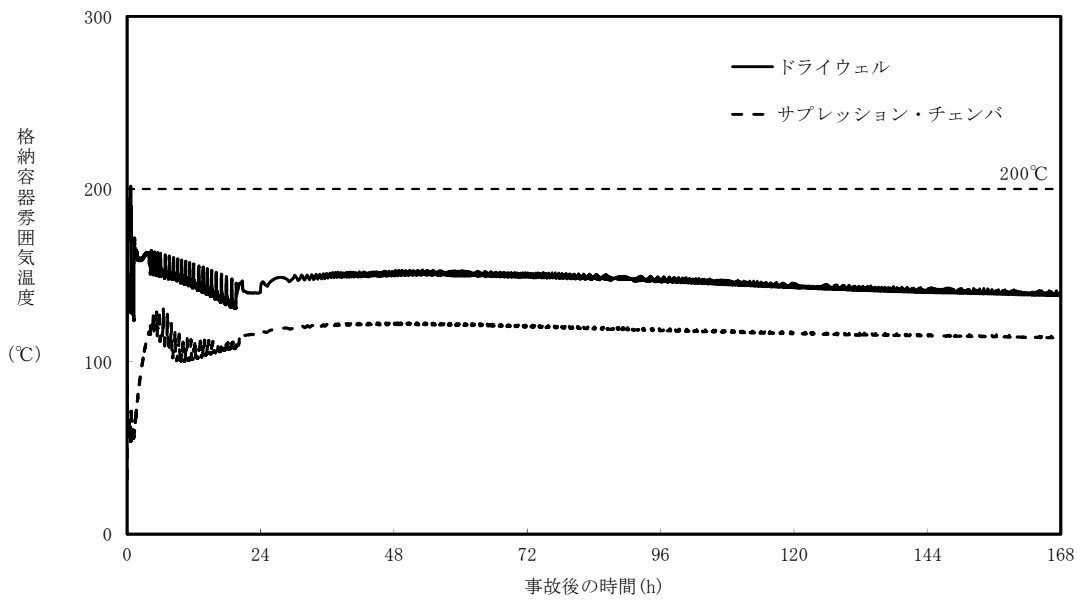


大破断LOCA解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

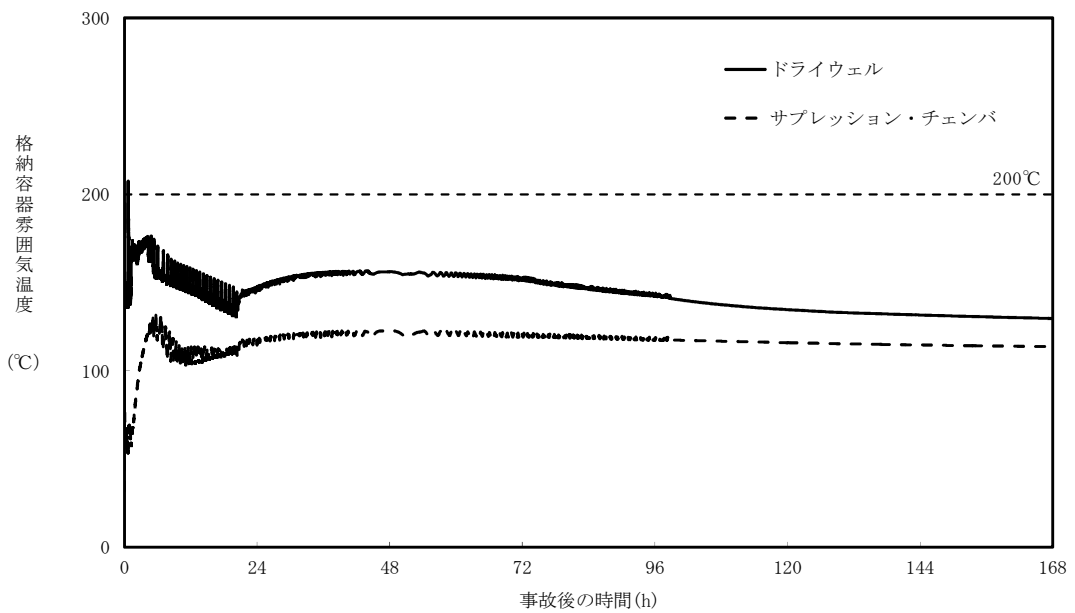


大破断LOCA解析（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

第 3 図 格納容器圧力の比較

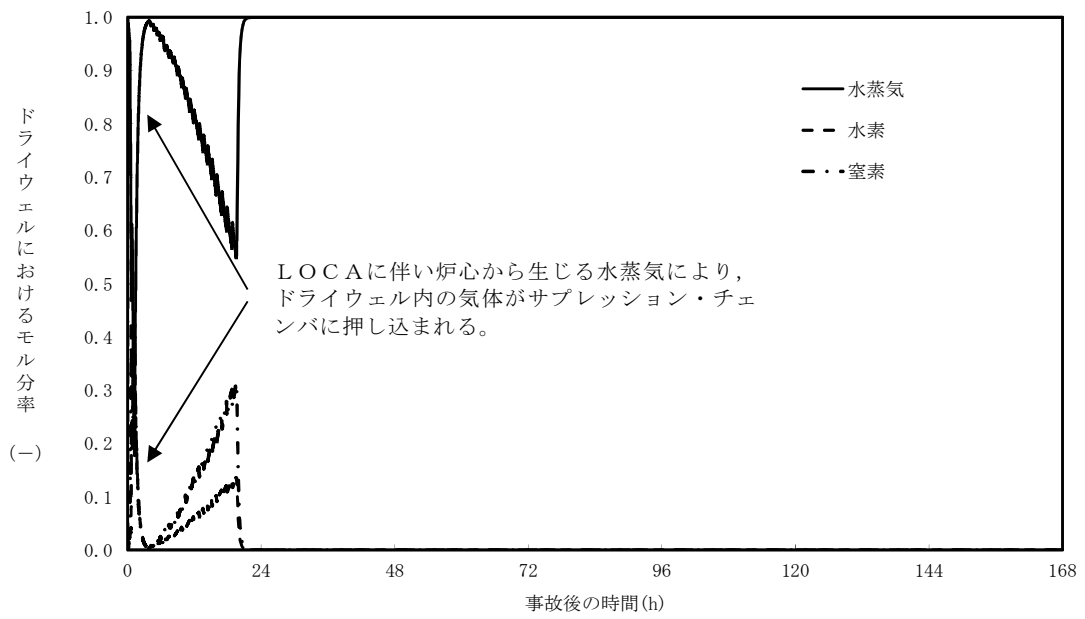


大破断LOCA解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

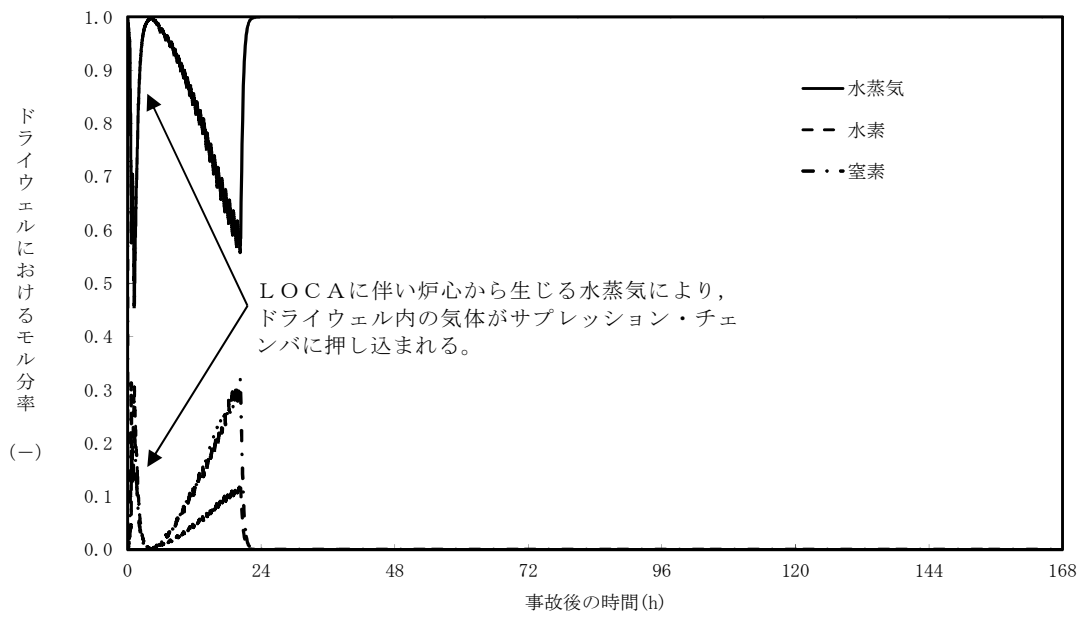


大破断LOCA解析（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

第4図 格納容器雰囲気温度の比較

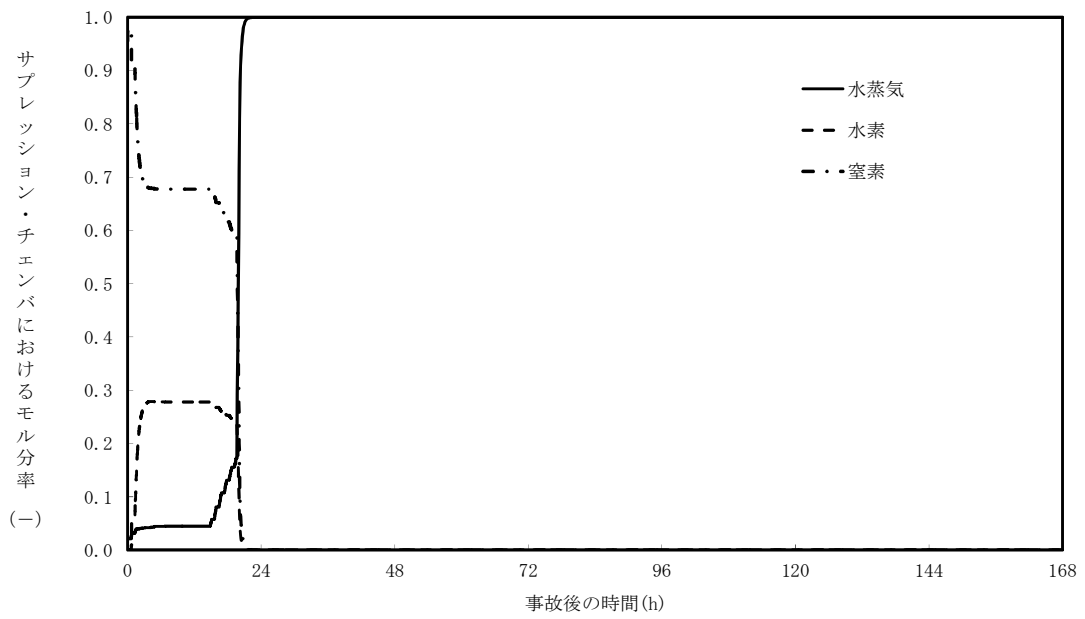


大破断LOCA解析（ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

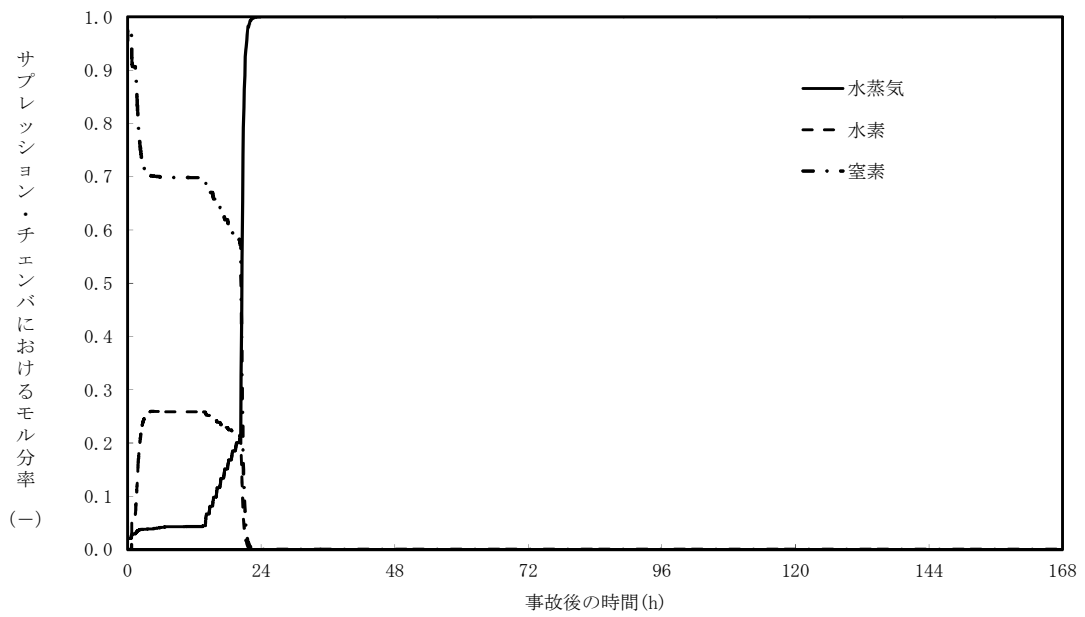


大破断LOCA解析（感度解析：空隙率 0.0 以下で完全閉塞）

第 5 図 ドライウエル気相濃度の比較



大破断LOCA解析 (ベースケース：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)

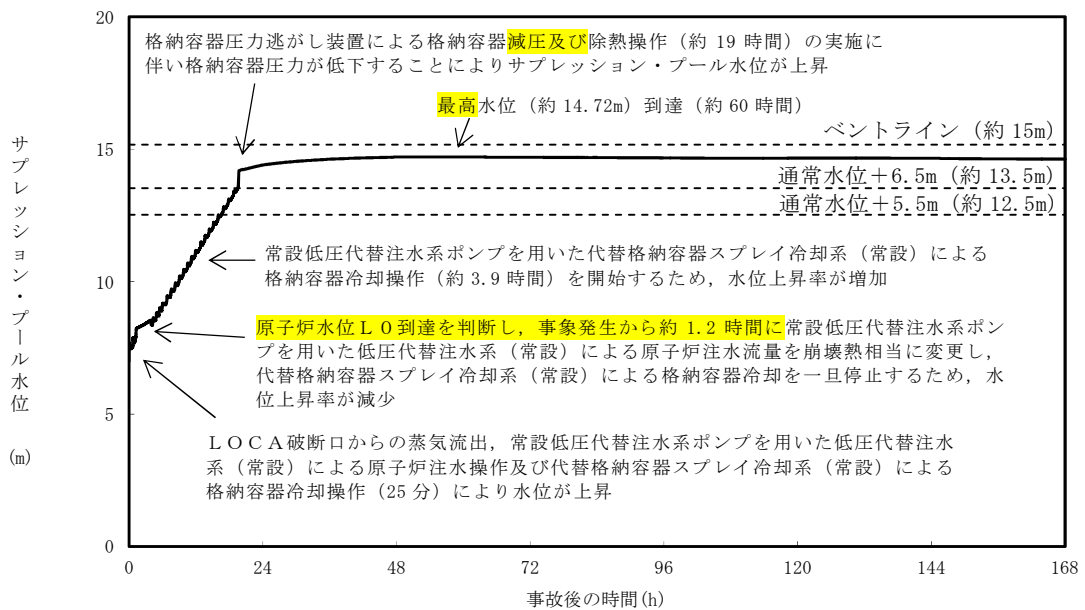


大破断LOCA解析 (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

第6図 サプレッション・チェンバ気相濃度の比較

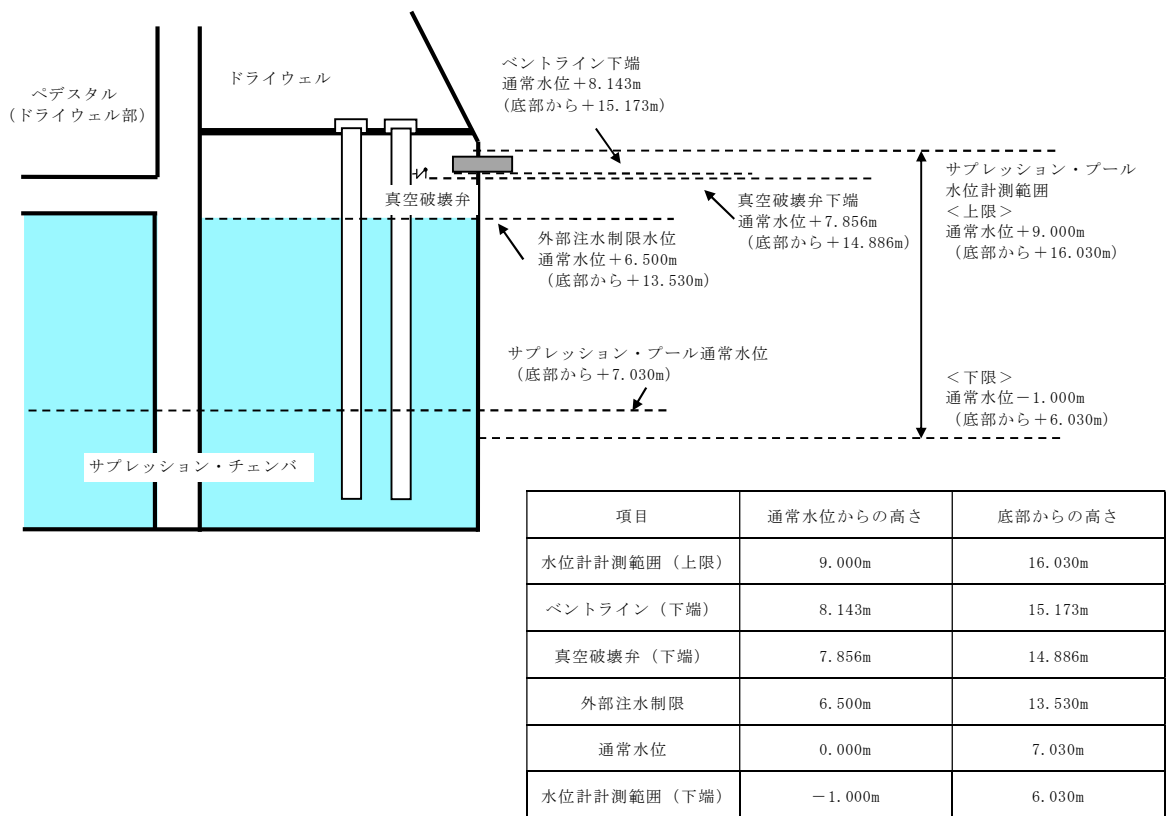
サプレッション・プール水位上昇による真空破壊弁への影響について

サプレッション・プール水位上昇によって真空破壊弁が水没した場合、サプレッション・チェンバとドライウェルが隔離されることにより、サプレッション・チェンバの圧力が上昇するおそれがある。しかし、有効性評価シナリオにおいて、最もサプレッション・プール水位が上昇する「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合)」においても、第 1 図に示すとおり、サプレッション・プール水位は**最高**で約 14.72m であり、真空破壊弁の下端高さ約 14.88m に到達しないため、真空破壊弁が水没することはない(第 2 図)。



第 1 図 サプレッション・チェンバプール水位の推移





第2図 サプレッション・プール水位に係る位置関係概要図