

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 15
提出年月日	平成 29 年 6 月 5 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 6 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 評価にあ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方針
 - 1.6 解析の実施方針
 - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
 - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
 - 付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
 - 付録2 原子炉格納容器の限界温度・圧力
 - 付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて
-
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
 - 2.5 原子炉停止機能喪失
 - 2.6 L O C A時注水機能喪失
 - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）
 - 2.8 津波浸水による注水機能喪失
3. 重大事故
- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用しない場合
 - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
- 4.1 想定事故 1
 - 4.2 想定事故 2
5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
- 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
 - 5.2 全交流動力電源喪失

5.3 原子炉冷却材の流出

5.4 反応度の誤投入

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

- 添付資料 1.2.1 定期検査工程の概要
- 添付資料 1.3.1 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認結果について
- 添付資料 1.3.2 運転員等の操作時間に対する仮定
- 添付資料 1.4.1 有効性評価に使用している解析コード／評価手法の開発に係る当社の関与について
- 添付資料 1.5.1 東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価の一般データ
- 添付資料 1.5.2 有効性評価における L O C A 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 添付資料 1.5.3 使用済み燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故（想定事故 1 及び 2）の有効性評価における共通評価条件について
- 添付資料 1.7.1 解析コード及び解析条件の不確かさ影響評価フロー

- 添付資料 2.1.1 安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.3 7 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.4 7 日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）
- 添付資料 2.1.5 常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

- 添付資料 2.2.1 安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧注水・減圧機能喪失）
- 添付資料 2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時における低圧非常用炉心冷却系の作動台数の考え方
- 添付資料 2.2.4 7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

- 添付資料 2.3.1.1 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について
- 添付資料 2.3.1.2 蓄電池による給電時間評価結果について
- 添付資料 2.3.1.3 安定状態について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.5 逃がし安全弁作動用の窒素の供給について
- 添付資料 2.3.1.6 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.7 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（長期TB））
- 添付資料 2.3.1.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（長期TB））

- 添付資料 2.3.2.1 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における高圧代替注水系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について

添付資料 2.3.2.2 蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料 2.3.2.3 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.5 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.6 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.2.7 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TBD, TBU））

添付資料 2.3.3.1 安定状態について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.3 減圧・注水開始の時間余裕について

添付資料 2.3.3.4 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.5 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.3.3.6 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失（TBP））

添付資料 2.4.1.1 安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失

した場合))

添付資料 2.4.1.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.3 7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能喪失
(取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.4 7日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失
(取水機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.1.5 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (取水
機能が喪失した場合))

添付資料 2.4.2.1 安定状態について (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が
故障した場合))

添付資料 2.4.2.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.3 7日間における水源の対応について (崩壊熱除去機能喪失
(残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.4 7日間における燃料の対応について (崩壊熱除去機能喪失
(残留熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.4.2.5 常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失 (残留
熱除去系が故障した場合))

添付資料 2.5.1 プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

添付資料 2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

添付資料 2.5.3 安定状態について (原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (原

子炉停止機能喪失)

- 添付資料 2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響
- 添付資料 2.5.6 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響
- 添付資料 2.5.7 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響
- 添付資料 2.5.8 外部電源の有無による評価結果への影響
- 添付資料 2.5.9 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

- 添付資料 2.6.1 「L O C A時注水機能喪失」の事故条件の設定について
- 添付資料 2.6.2 敷地境界外での実効線量評価について
- 添付資料 2.6.3 安定状態について (L O C A時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.4 解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について
(L O C A時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.5 原子炉注水開始が遅れた場合の影響について
- 添付資料 2.6.6 7日間における水源の対応について (L O C A時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.7 7日間における燃料の対応について (L O C A時注水機能喪失)
- 添付資料 2.6.8 常設代替交流電源設備の負荷 (L O C A時注水機能喪失)

- 添付資料 2.7.1 インターフェイスシステムL O C A発生時の破断面積及び現場環境等について
- 添付資料 2.7.2 安定状態について (格納容器バイパス (インターフェイスシステムL O C A))
- 添付資料 2.7.3 解析コード条件及び解析条件の不確かさの影響評価について

(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.4 7 日間における水源の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.5 7 日間における燃料の対応について (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.7.6 常設代替交流電源設備の負荷 (格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

添付資料 2.8.1 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する施設の防護方針について

添付資料 2.8.2 地震発生と同時に津波が到達するとした評価上の想定 of 妥当性について

添付資料 2.8.3 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 (津波浸水による注水機能喪失)

添付資料 3.1.2.1 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

添付資料 3.1.2.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.1.2.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について

添付資料 3.1.2.4 安定状態について (代替循環冷却系を使用する場合)

添付資料 3.1.2.5 格納容器内に存在するアルミニウム/亜鉛の反応により発生する水素の影響について

添付資料 3.1.2.6 非凝縮性ガスの影響について

添付資料 3.1.2.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について

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

添付資料 3.1.2.8 注水操作が遅れる場合の影響について

添付資料 3.1.2.9 7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料 3.1.2.10 7日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料 3.1.2.11 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）

添付資料 3.1.3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）におけるCs-137放出量評価について

添付資料 3.1.3.2 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

添付資料 3.1.3.3 安定状態について（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.5 7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.6 7日間における燃料の対応について（雰囲気圧力・温度に

よる静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.1.3.7 常設代替交流電源設備の負荷（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）

添付資料 3.2.1 原子炉建屋から大気中への Cs-137 の漏えい量について

添付資料 3.2.2 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 3.2.3 格納容器破損モード「DCH」,「FCI」,「MCCI」の評価
事故シーケンスの位置付け

添付資料 3.2.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

添付資料 3.2.5 7日間における水源の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.2.6 7日間における燃料の対応について（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接接触）

添付資料 3.2.7 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接触）

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仮定した場合の原子炉格納容器の健全性
への影響評価

添付資料 3.3.3 ペDESTAL（ドライウェル部）への水張りの適切性

添付資料 3.3.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原

子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用)

- 添付資料 3.3.5 エントレインメント係数の圧カスパイクに対する影響
- 添付資料 3.3.6 プラント損傷状態をLOCAとした場合の圧カスパイクへの影響

- 添付資料 3.4.1 G値の不確かさによる評価結果への影響
- 添付資料 3.4.2 水の放射線分解の評価について
- 添付資料 3.4.3 安定状態について
- 添付資料 3.4.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（水素燃焼）
- 添付資料 3.4.5 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

- 添付資料 3.5.1 安定状態について
- 添付資料 3.5.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融燃料・コンクリート相互作用）
- 添付資料 3.5.3 溶融炉心の崩壊熱及び溶融炉心からプール水への熱流束を保守的に考慮する場合のペDESTAL（ドライウェル部）のコンクリートの浸食量及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスの影響評価
- 添付資料 3.5.4 ペDESTAL（ドライウェル部）床部の構造について

- 添付資料 4.1.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.1.2 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

- 添付資料 4.1.3 安定状態について
- 添付資料 4.1.4 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価
- 添付資料 4.1.5 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）
- 添付資料 4.1.6 7日間における水源の対応について（想定事故1）
- 添付資料 4.1.7 7日間における燃料の対応について（想定事故1）
-
- 添付資料 4.2.1 使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について
- 添付資料 4.2.2 使用済燃料プールサイフォンブレイカについて
- 添付資料 4.2.3 安定状態について
- 添付資料 4.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）
- 添付資料 4.2.5 7日間における水源の対応について（想定事故2）
- 添付資料 4.2.6 7日間における燃料の対応について（想定事故2）
-
- 添付資料 5.1.1 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について
- 添付資料 5.1.2 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定
- 添付資料 5.1.3 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱設定の考え方
- 添付資料 5.1.4 安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）
- 添付資料 5.1.5 原子炉停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について
- 添付資料 5.1.6 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊

熱除去機能喪失)

添付資料 5.1.7 7日間における燃料の対応について(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

添付資料 5.2.1 安定停止状態について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

添付資料 5.2.2 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

添付資料 5.2.3 7日間における水源の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

添付資料 5.2.4 7日間における燃料の対応について(運転停止中 全交流動力電源喪失)

添付資料 5.2.5 常設代替交流電源設備の負荷(運転停止中 全交流動力電源喪失)

添付資料 5.3.1 原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量評価について

添付資料 5.3.2 「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

添付資料 5.3.3 安定停止状態について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

添付資料 5.3.5 7日間における燃料の対応について(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

添付資料 5.4.1 安定停止状態について(運転停止中 反応度の誤投入)

添付資料 5.4.2 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について(運

転停止中 反応度の誤投入)

添付資料 5.4.3 反応度誤投入事象の代表性について

添付資料 6.1.1 同時被災時における必要な要員及び資源について

添付資料 6.2.1 重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

添付資料 6.2.2 重要事故（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの要
員の評価について

添付資料 6.3.1 水源，燃料，電源負荷評価結果について

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）

5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において，燃料損傷防止対策の有効性に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価としては，崩壊熱除去機能を有する設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉除熱

を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。また、残留熱除去系海水系喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については、「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第 5.1-1 図に、手順の概要を第 5.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は、初動対応要員 7 名である。

初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 5.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、初動対応要員 7 名で対処可能である。

a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認

中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を判断するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達すると、原子炉圧力が上昇する。原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 弁を開操作する。

逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

c. 待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

d. 原子炉保護系母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。

e. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却

残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替を行い、崩

壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

f. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象事象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスにおいて想定する状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

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

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しくなる未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。この時の崩壊熱は約18.8MWである。

なお、崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約 $27\text{m}^3/\text{h}$ である。

(添付資料 5.1.3)

(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である 52°C とする。

(d) 原子炉初期圧力

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*。

※：実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の準備が完了した時点で減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。このため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，運転中の残留熱除去系の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。

外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し，格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプが起動不可となるため，崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため，事象発生1時間後（事象を認知する時刻）までは，事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は，原子炉保護系電源の復旧等，運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する。

(添付資料 5.1.6)

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は $1,605\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa[dif]において) とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は、熱交換器 1 基^{相当}あたり 43MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.1-2 図に、原子炉水位の推移を第 5.1-4 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1.1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇による異常を認知し、事象発生から 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による注水を行う。

原子炉水位回復から 2.3 時間後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱開始が遅れた場合であっても、サブプレッション・プール水温度が 100℃に到達するのは事象発

生から約 20.3 時間後であり、十分な時間余裕がある。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.1-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 4.3m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.1-5 図に示すとおり、必要な遮蔽が維持できる水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位)※である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することがないため、放射線の遮蔽は維持される。また、全制御棒挿入状態が維持されるため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※：必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度(100mSv)と比べ、十分余裕のある値であり、かつ施設定期検査作業での原子炉建屋最上階における現場作業の実績値(約 3.5mSv/h)を考慮した値(10mSv/h)とする。この線量率となる水位は、有効燃料長頂部の約 1.7m 上(通常水位から約 3.6m 下)の位置である。

(添付資料 5.1.4, 5.1.5)

5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1-2 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、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱、事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位、原子炉初期圧力及び原子炉圧力容器の状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるた

め、**時間余裕**が長くなることが考えられるが、原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応ではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器開放状態とした場合は原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影

響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉スクラムによる原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱によって燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 3.8 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 5.3 時間となり、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、注水操作に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃ に対して最確条件は約 43℃～51℃ であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器が開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響

を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、注水開始が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。

(添付資料 5.1.6)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は

約 6.3 時間であり、これに対して、事故を検知して注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、準備時間が確保できるため、**時間余裕**がある。

(添付資料 5.1.6)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作**時間余裕**を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には**時間余裕**がある。

5.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時に必要な**初動対応**要員は、「5.1.3(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 7 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で**示す**運転員及び災害対策要員の 37 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価をしている。その結果を以下に示す。

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7日間の対応が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.1.7)

c. 電源

重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、電源供給が可能である。

5.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」

に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉注水及び除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、残留熱除去系による原子炉注水及び除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。

第 5.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について

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
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	・中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。	—	—	【残留熱除去系系統流量】※1 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】※1 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※2 【残留熱除去系熱交換器出口温度】※3 【残留熱除去系海水系系統流量】※4
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が 100℃に到達すると、原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 弁を開操作する。	逃がし安全弁 所内常設直流電源設備	—	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	・崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】
原子炉保護系母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉冷却	・残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替を行い、崩壊熱除去機能を回復する。 ・崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系海水系系統流量】
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	—	—	—

※1：残留熱除去系ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

※2：残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器バイパス弁の誤開時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

※3：残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器入口弁の誤閉時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

※4：残留熱除去系海水ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第 5.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

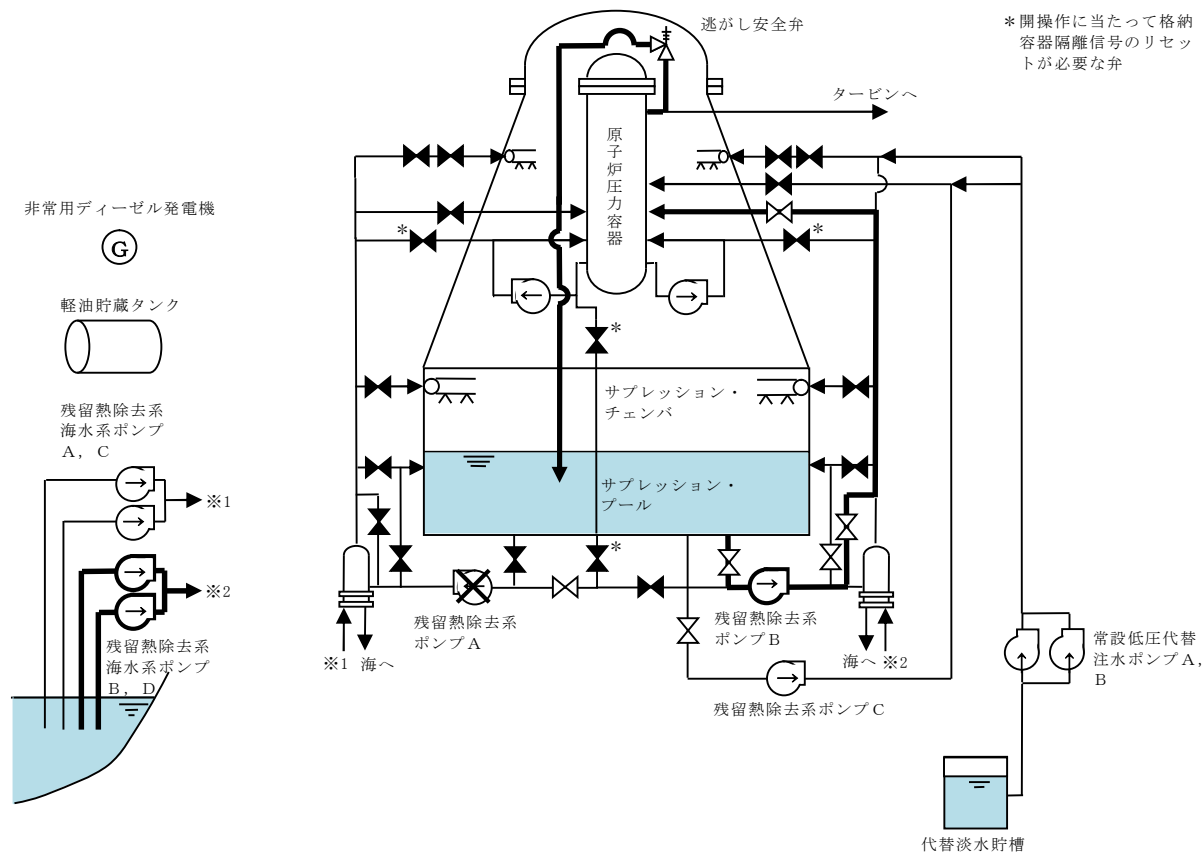
項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料 (A型) , 原子炉停止1日後 ^{*1})	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	原子炉初期水位	通常運転水位(セパレータスカート下端から+126cm)	運転停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値(43℃～51℃)を踏まえて設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
事故条件	起回事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系の故障を想定
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し、格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプが起動不可となるため、崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため、事象発生1時間後(中央制御室の巡視により事象を認知する時刻)までは、事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は、原子炉保護系電源の復旧等、運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する

※1：原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入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全制御棒全挿入完了及び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。

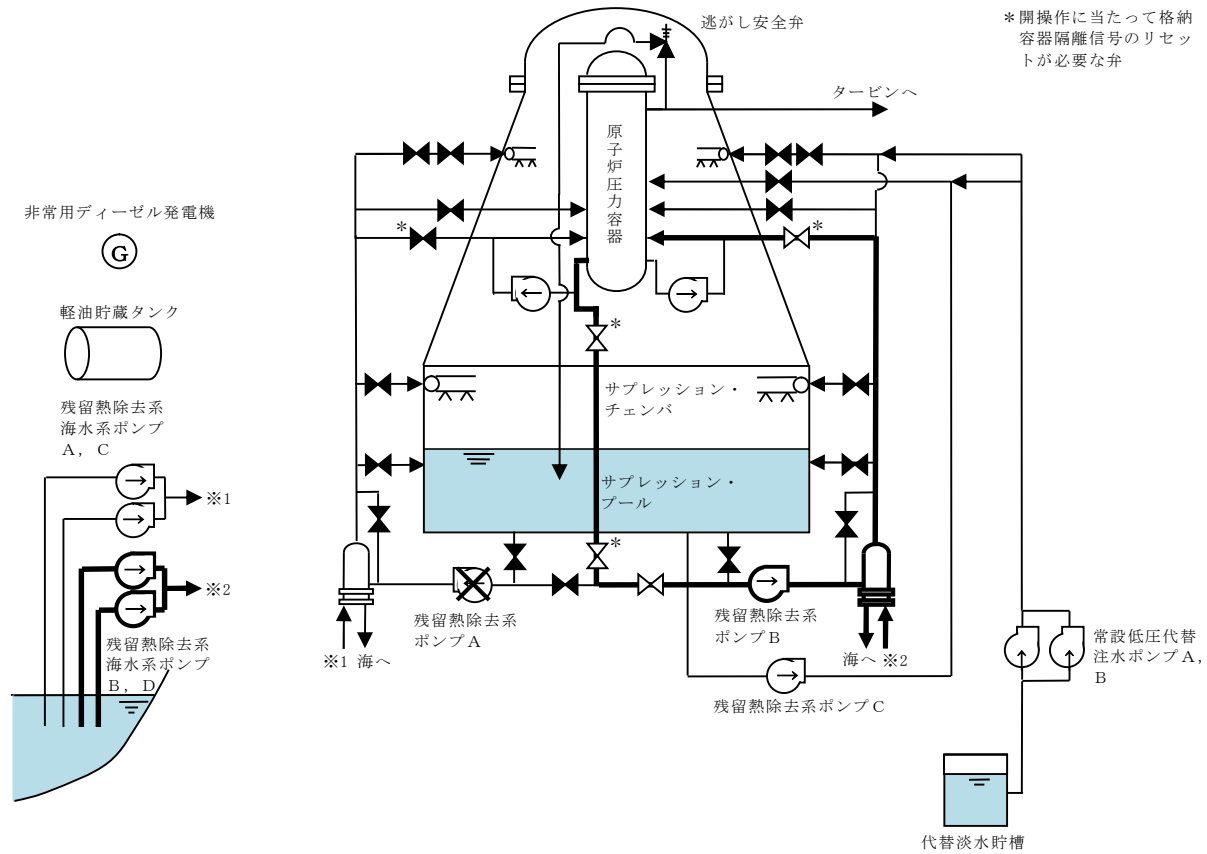
第 5.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等 機器対策に 関連する条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1台当たり43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系の設計値を設定
重大事故等 操作対策に 関連する条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から2時間後	事象発生の認知及び操作の時間を基に，更に時間余裕を考慮して設定

5.1-19

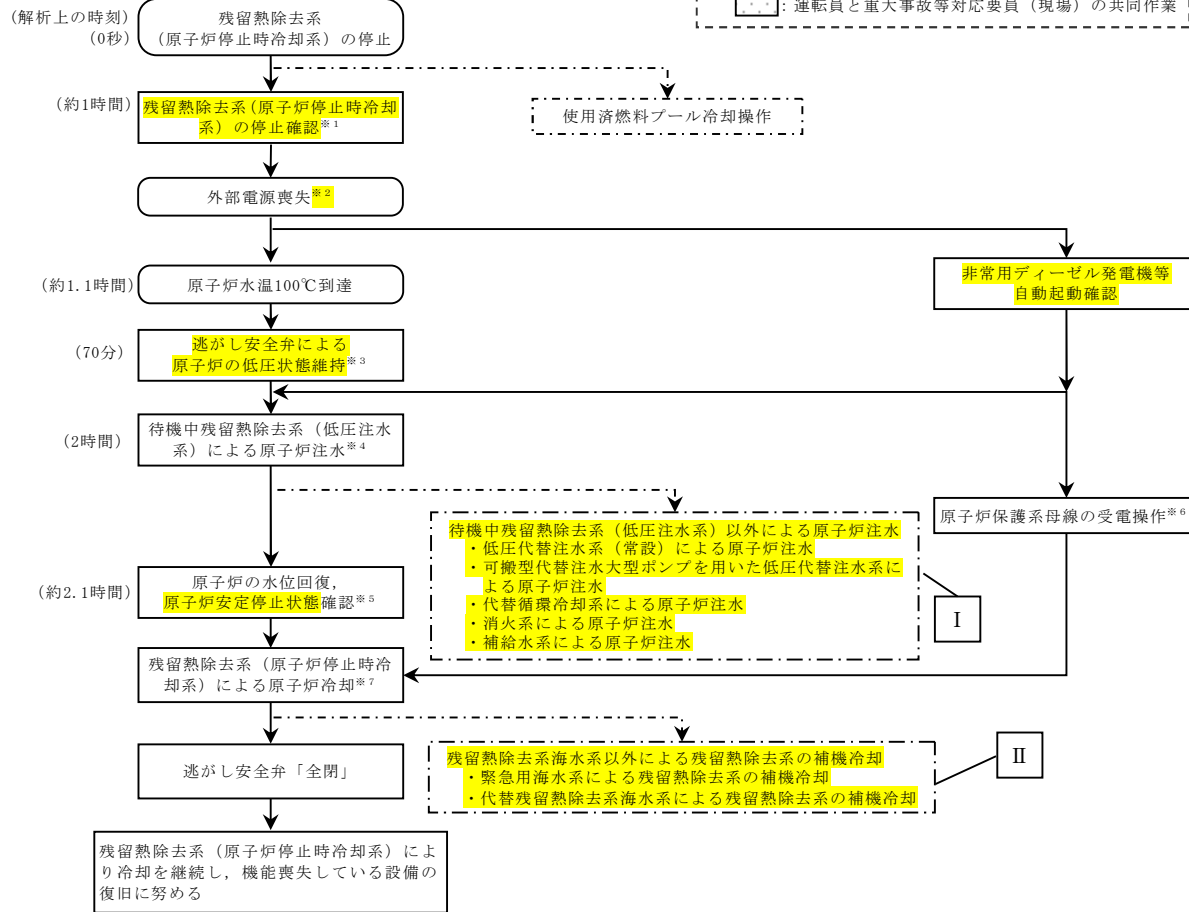
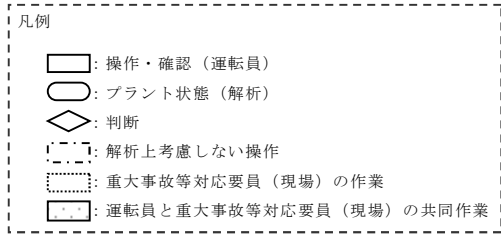


第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉減圧及び原子炉注水)



第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(原子炉停止時冷却)

- プラント前提条件
- ・プラント停止1日後
 - ・原子炉圧力容器閉鎖中
 - ・格納容器開放中
 - ・主蒸気隔離弁全閉
 - ・残留熱除去系（A）運転中
 - ・残留熱除去系（B）待機中
 - ・残留熱除去系（C）点検中
 - ・原子炉水位は通常運転水位



※1：中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。

※2：外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し、格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプが起動不可となるため、崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため、事象発生1時間後（事象を認知する時刻）までは、事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は、原子炉保護系電源の復旧等、運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する。

※3：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。

※4：注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部+4.2m（レベル3-0.3m）となる。

※5：原子炉水位（広帯域、燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。

※6：残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。

※7：残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁閉状態にする。

【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】

I

待機中残留熱除去系（低圧注水系）と同等の流量は確保できないが、低圧代替注水系（常設）、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系による原子炉注水、代替循環冷却系、消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II

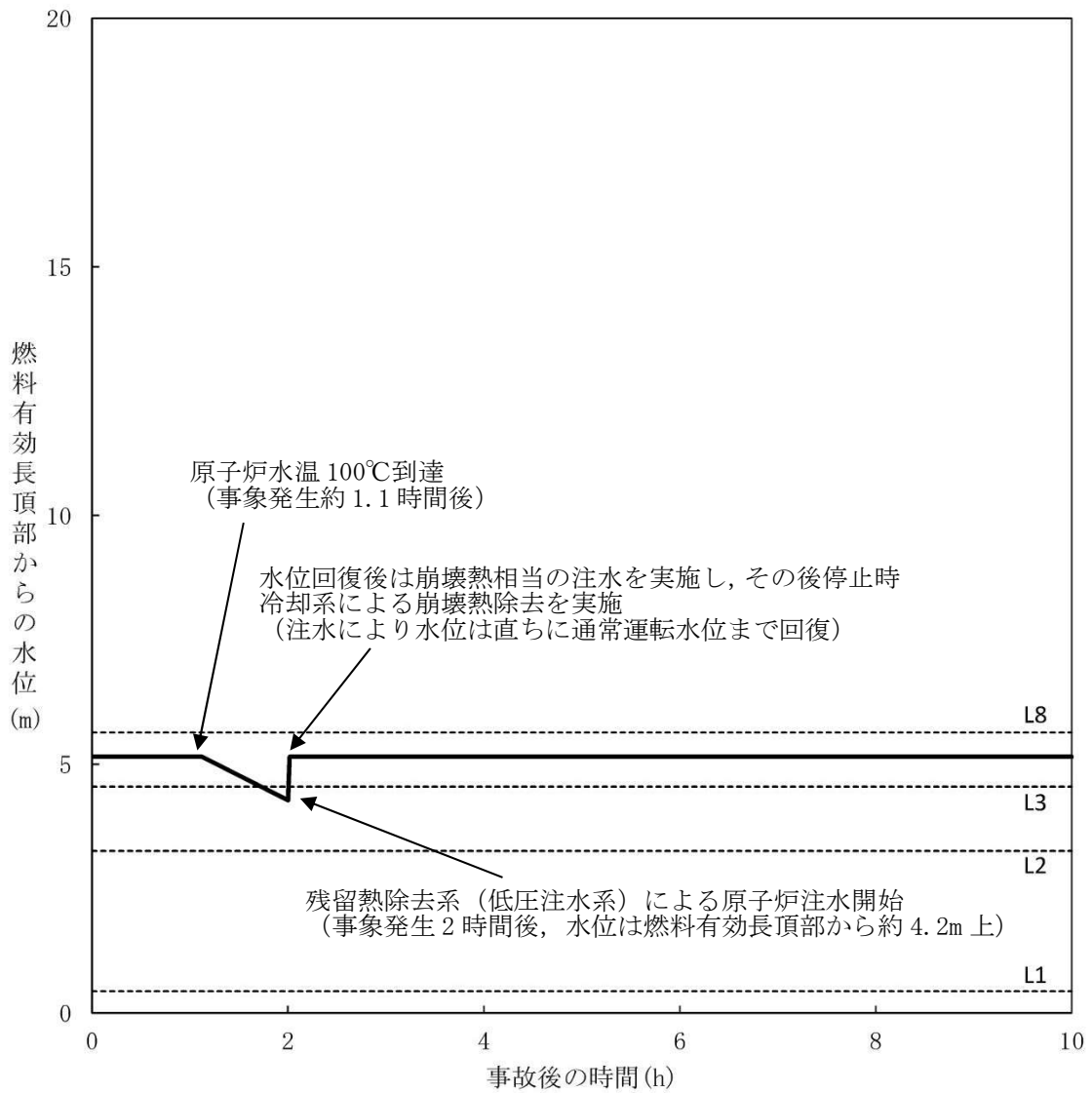
緊急用海水系による残留熱除去系熱交換器への海水通水も実施可能である。

代替残留熱除去系海水系による残留熱除去系熱交換器への海水通水は、残留熱除去系海水系、緊急用海水系に比べて準備に時間を要する。

第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

停止中の崩壊熱除去機能喪失					経過時間（時間）					備考
					1	2	3	4	5	
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					約 1 時間 プラント状況判断 約 1.1 時間 原子炉水温 100℃到達 2 時間 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 約 2.1 時間 原子炉水位回復，原子炉安定停止状態確認
	責任者	発電長	1人							
	補佐	副発電長	1人							
	通報連絡者	災害対策要員	2人							
運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)								
状況判断	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認 	10分					残留熱除去系（A）
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	-	-	●逃がし安全弁の開放操作	2分					
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10分					
	-	2人 B, C	-	●原子炉保護系母線の復旧操作	85分					
待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	【1人】 A	-	-	●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	5分					
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧操作	40分					
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却	【1人】 A	-	-	●待機中残留熱除去系（低圧注水系）の停止	2分					残留熱除去系（B）
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	30分					
	-	【2人】 B, C	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	45分					
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視	6分					
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	適宜監視					使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも，プール水温度が80℃に到達するまでには1日以上時間余裕があるため，本操作は専ら可能係要員にて実施する。
必要員数 合計	1人 A	2人 B, C	0人							

第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間



第5.1-4図 原子炉水位の推移

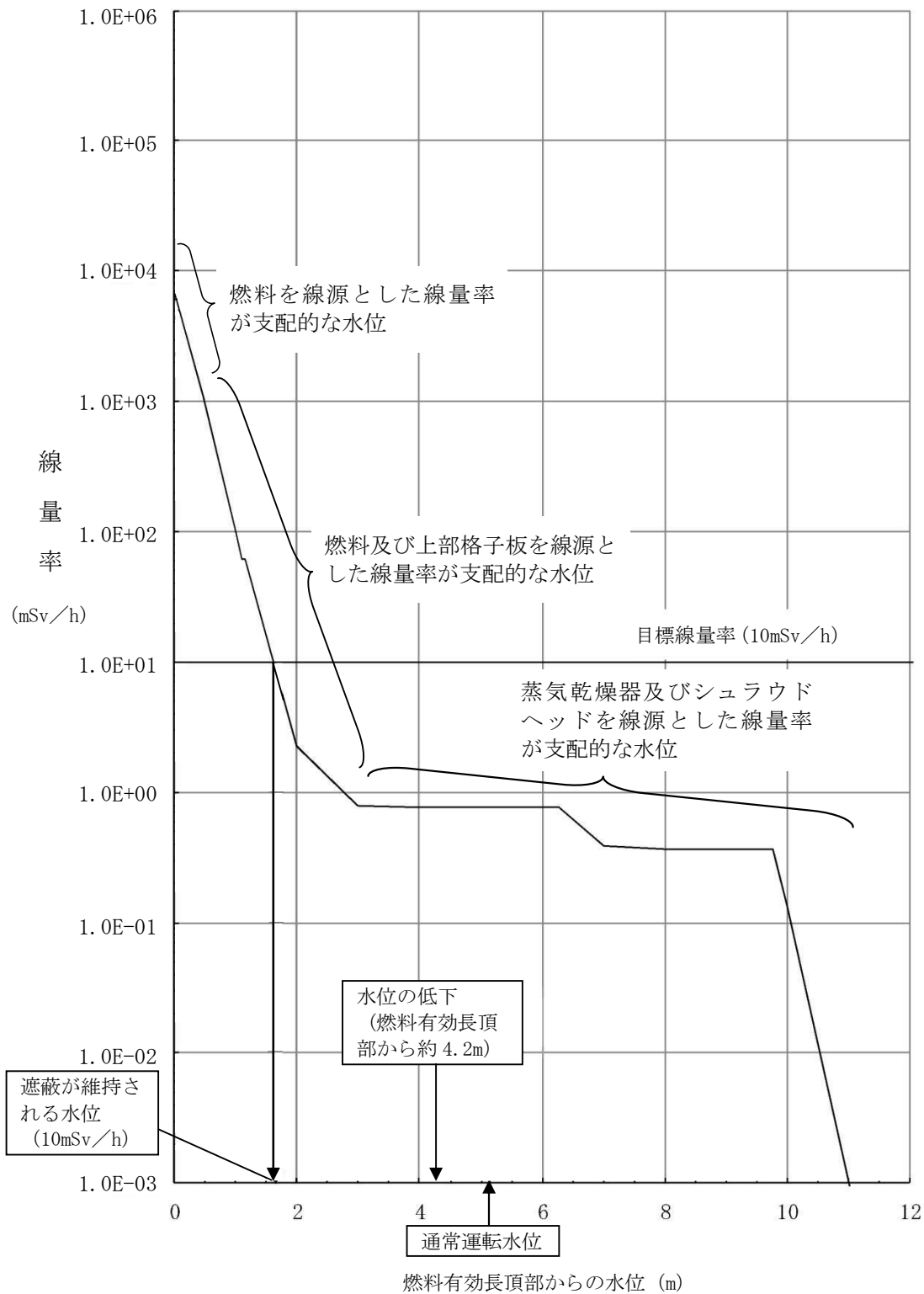


図5.1-5 原子炉水位と線量率

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における
基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を詳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600) = \text{約 } 1.1 [\text{h}]$$

t_1 : 100℃に至るまでの時間[h]

h_{100} : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=419.10

h_{52} : 52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg]=217.70

V_c : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積[m³]=381

ρ_{52} : 52℃の水密度[kg/m³]=987

Q : 崩壊熱[kW]= 1.88×10^4

(2) 基準水位（燃料有効長頂部）又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位
に至るまでの時間

崩壊熱(蒸発)によって基準水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_2 = \text{約 } 6.3 [\text{h}]$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600) = \text{約 } 5.2 [\text{h}]$$

t : 基準水位に至るまでの時間[h]

t_2 : 100°C到達から基準水位に至るまでの時間[h]

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57

V_u : 基準水位までの水の体積[m³] = 157

(3) 必要な注水量

崩壊熱によって喪失する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。

$$f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

f : 必要な注水量[m³/h]

ρ_f : 注水（飽和水）の密度[kg/m³]

h_f : 注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ/kg]

水源がサプレッション・プール（水温：32°C）の場合及び外部水源（水温 35°C）の飽和水の密度，飽和水の比エンタルピ及び必要注水量の評価結果は次のとおりである。

パラメータ \ 水源	サプレッション・チェンバ	外部水源
飽和水の密度 (ρ_f) [kg/m ³]	995	994
飽和水の比エンタルピ (h_f) [kJ/kg]	134.11	146.64
必要注水流量 (f) [m ³ /h]	約 26.7	約 26.9

重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、他のほとんどの重要事故シーケンス等の選定と同様に、P R Aから抽出された事故シーケンスグループから、「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」（以下「審査ガイド」という。）に示された着眼点を考慮して選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、審査ガイドに示された着眼点に加えて、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。

- ・ 残留熱除去系の故障（R H R 喪失） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗

2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では、設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止することができることを確認する。この観点では、全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定して重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止することができることの有効性を評価することも考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスで有効性

を評価する対策と同じ対策の有効性を評価することとなる。

このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、審査ガイドの主要解析条件及び対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。

3. プラント状態の選定

重要事故シーケンスの選定プロセスでは、同じ事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスの中から有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定しているが、プラント状態（以下「POS」という。）については選定しておらず、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。「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は、代替の崩壊熱除去機能及び原子炉への注水機能を用いて炉心損傷を防止することとなる。このため、POSを選定する上では、事象発生から燃料損傷に至るまでの時間余裕が短い、すなわち崩壊熱が高く、保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。時間余裕が最も短いPOSはPOS-Sであり、次にPOS-A、その次がPOS-Bという順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS-S、POS-A、POS-C及びPOS-Dが厳しい。

次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS-S及びPOS-Dの原子炉停止直後・起動準備において、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る^{*}。そのため、緩和設備

についてはPOS-S及びPOS-D以外のPOS-A～POS-Cが厳しい条件となる。

なお、原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。

このため、本評価では、POS-Sの次に崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS-S、POS-S以外のPOSとして、POS-Aを選定している。なお、POS-Aは「PCV/RPV開放への移行状態」と定義される状態であり、原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが、本評価では燃料損傷までの時間余裕の観点から厳しくなる、原子炉圧力容器内の保有水量が少ない原子炉圧力容器閉鎖状態を想定した。

停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び定期検査工程の概要を第1図に示す。また、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の閉鎖／開放状態を第1表に示す。

※一例として後述する「添付資料5.1.5 6. R C I Cによる注水について」に示すとおり、POS-S及びPOS-Dにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。

4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価で確認している、待機中の残留熱除去系による崩壊熱除去

機能確保とは別の燃料損傷防止対策として、低圧代替注水系（常設）又は待機中のECCSによる原子炉注水が考えられるが、低圧代替注水系（常設）については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS-Aでその有効性を確認している。また、待機中のECCSについては、注水流量が低圧代替注水系（常設）に比べて多いことから、低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。

POS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D																																																																							
定検日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82
代表水位	通常水位											原子炉ウエル満水											通常水位																																																											
CRD点検																																																																																		
LPRM点検																																																																																		
除熱系	RHR-A																																																																																	
	RHR-B																																																																																	
注水系	CST-A																																																																																	
	CST-B																																																																																	
	HPCS																																																																																	
	LPCS																																																																																	
	LPCI-A																																																																																	
	LPCI-B																																																																																	
	LPCI-C																																																																																	
補機冷却系	RHRS-A																																																																																	
	RHRS-B																																																																																	
電源系	DG-2C																																																																																	
	DG-2D																																																																																	
	HPCS-DG																																																																																	
日数	1	2	5	3	14	8	12	13	8	9	7																																																																							
使用可能 緩和設備	除熱系	※1: RHR-A RHR-B	RHR-A	RHR-B	RHR-B	RHR-A RHR-B	RHR-A RHR-B	RHR-A	RHR-A RHR-B	RHR-A RHR-B	RHR-B	RHR-A RHR-B																																																																						
	注水系	※2: HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	LPCI-A CST-A	LPCI-B CST-A	LPCI-B CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B																																																																						

※1: RHR-A, RHR-B
 ※2: HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B

: 運転
 : 待機
 : 待機除外

第1図 停止時レベル1PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程

第1表 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
				燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」、及び「全交流動力電源喪失（POS-A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） 	POS-Aに比べて崩壊熱は高いため、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕（約5.3時間）は短い、有効性評価で考慮している操作開始時間（約2時間）で燃料損傷を防止できることから、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	閉鎖	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。（添付資料5.1.5）	POS-Aに同じ。
A	PCV/RPV開放への移行状態	-	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） 	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	閉鎖	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。（原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.5））	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。制御棒引き抜きに関わる試験は「反応度誤投入」に包絡。
B1	「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	「全交流動力電源喪失（POS-A）」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型） 	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの余裕時間は長くなる。崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水に加え、プールゲート開放時は代替燃料プール注水系（常設）及び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により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	閉鎖	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	POS-Aに同じ。
B2			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-B ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型） 				
B3			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-B ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型） 				
B4			<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型） 				
B5	「全交流動力電源喪失（POS-A）」、及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型） 	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、高圧炉心スプレイ系等による原子炉への注水に加え、プールゲート開放時は代替燃料プール注水系（常設）及び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により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	開放	原子炉ウエル満水時は保有水量が多いため、遮蔽が維持される水位到達前に注水が可能である。また、使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される。	POS-Aに同じ。燃料の取出・装荷に関わる作業は「反応度誤投入」に包絡。	
B6	「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」、及び「全交流動力電源喪失（POS-A）」、及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型） 	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。また、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え、プールゲート開放時は代替燃料プール注水系（常設）及び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により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	閉鎖	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。（添付資料5.1.5）	POS-Aに同じ。	
C1	PCV/RPV閉鎖への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」、及び「全交流動力電源喪失（POS-A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） 	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。	閉鎖	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。（添付資料5.1.5）	POS-Aに同じ。
C2		「全交流動力電源喪失（POS-A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） 	崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した「全交流動力電源喪失」の有効性評価に包絡される。	閉鎖	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。（添付資料5.1.5）	POS-Aに同じ。
D	起動準備状態	「崩壊熱除去機能喪失（POS-A）」、及び「全交流動力電源喪失（POS-A）」を想定した有効性評価の条件に包絡	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） 	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。	閉鎖	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。（添付資料5.1.5）	POS-Aに同じ。

※重大事故等対処設備等のうち下線が引いてあるものは、津波襲来時にも使用可能な設備

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における 崩壊熱設定の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に、定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

※：原子炉停止から1日（24時間）後とは全制御棒全挿入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全制御棒全挿入完了及び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。具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ十数時間以前、2～3時間以前となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時の期間を復水器真空破壊からとすると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上経過している。仮に、原子炉スクラム

による原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約5.3時間であることから、時間余裕の観点では約1時間短くなるが、本重要事故シナリオにおける「崩壊熱除去機能喪失」では事象発生から原子炉注水開始までの対応は2時間、「全交流動力電源喪失」では24分であることから、十分対応可能な範囲である。

また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕は原子炉停止から1日（24時間後）の崩壊熱の場合は約4.5時間に対して、12時間後の場合は約3.8時間後と短くなるものの、十分退避可能である。

（添付資料5.1.5）

このように、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、最悪条件より高めの崩壊熱を設定していること、及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シナリオにおいて、原子炉注水が間に合わず、燃料損傷に至る状況、及び作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

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

【安定状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水系）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，残留熱除去系を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。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，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。

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

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」、及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、事故時の作業員の退避を考慮すると、退避までの間、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h^* ）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。

※：必要な遮へいの目安とする線量率は、緊急作業時の被ばく限度（ 100mSv ）及び緊急作業時の被ばく限度を適用する作業区域（ 15mSv を超える区域）等の条件から十分余裕のある値であり、かつ定期検査作業での原子炉建屋最上階における現場作業の実績値（ 3.5mSv/h （東海第二発電所 平成 28 年 8 月 蒸気乾燥器及び気水分離器取外し作業の例））を考慮して 10mSv/h とした。

なお、事故対応に関わる操作は、原子炉建屋最上階のように現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため、作業員の現場退避を評価の代表とした。

また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。

1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

○原子炉圧力容器開放作業の流れ

①原子炉圧力容器開放作業の開始前、コンクリートハッチ取外し、原子炉格納容器蓋取外し（第 1 図中の 1, 2・3, 4）

原子炉を停止後、残留熱除去系（停止時冷却系）で除熱可能な圧

力に減圧されるまでは、原子炉は主蒸気系を介して、復水器によって除熱される。残留熱除去系（停止時冷却系）による除熱を開始した後、復水器真空破壊を経て、復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して、コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取外し作業を実施する。

②原子炉圧力容器蓋取外し（第1図中の5）

原子炉が冷温停止状態になった後、原子炉の水位を徐々に上昇させ、原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下0.5m程度）。

③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）

蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

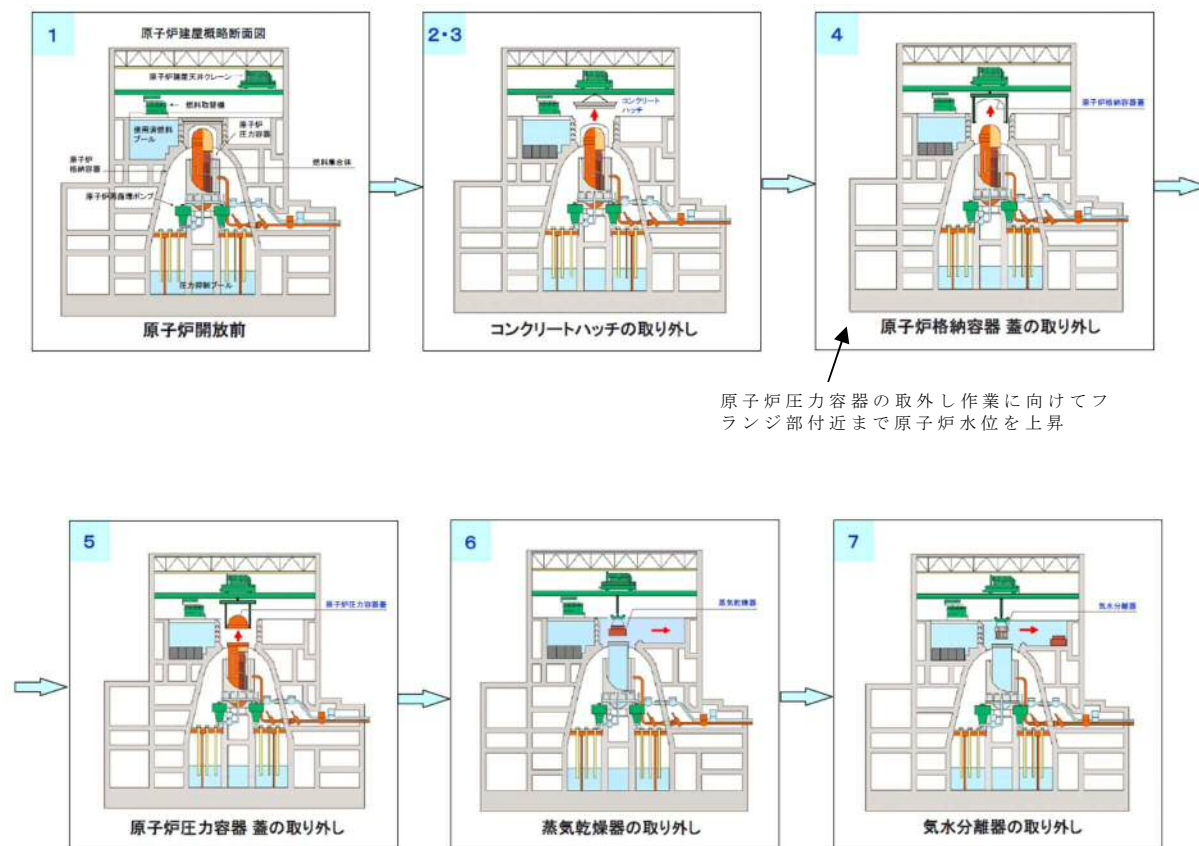
④気水分離器取外し（第1図中の7）

気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお、原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ、原子炉停止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。

（添付資料 5.1.2）

<参考> 原子炉開放の流れ※



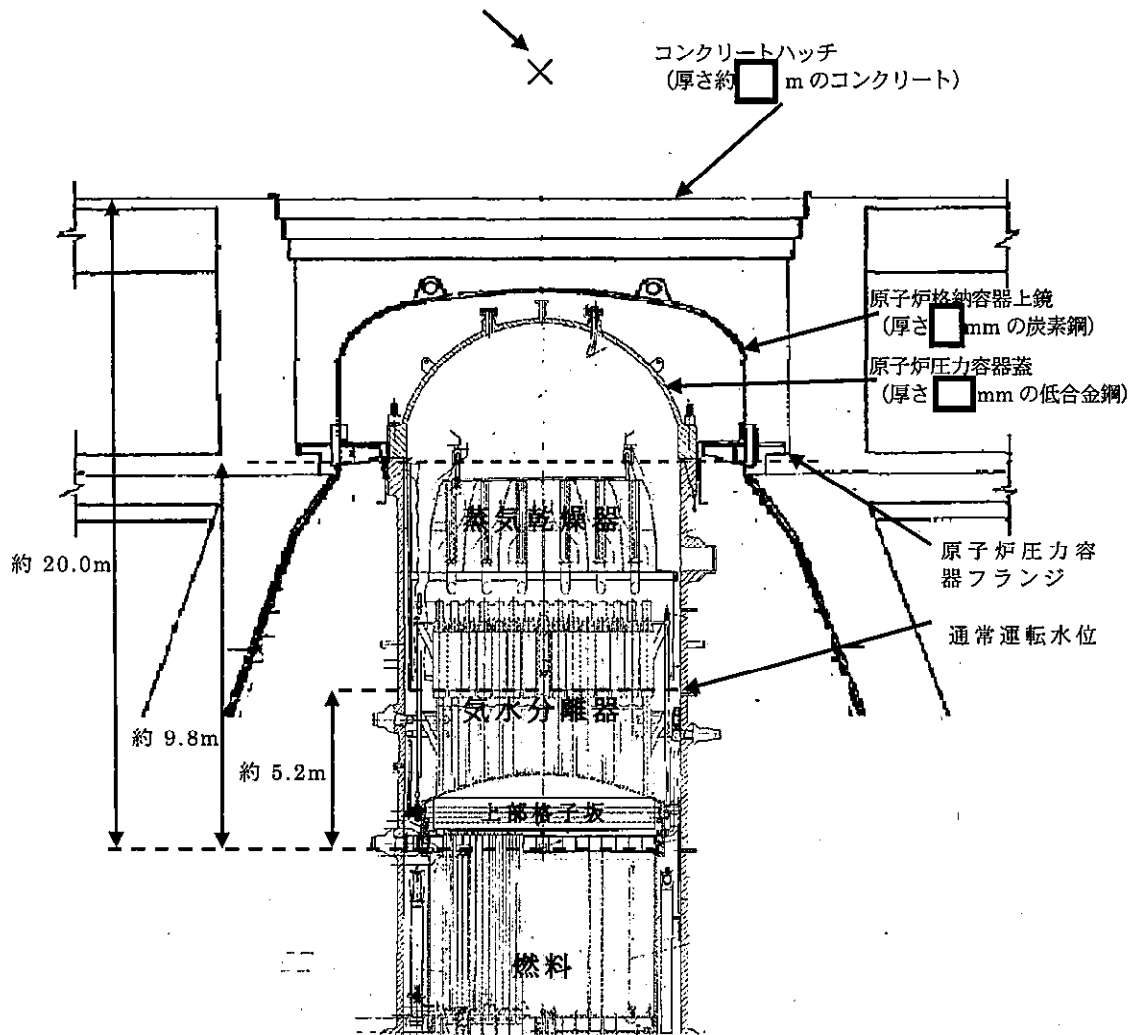
第 1 図 原子炉圧力容器開放作業の流れ

※<http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf>

東海第二発電所では蒸気乾燥器の取外しが空中移動

2. 原子炉格納容器等構造物

評価点 (燃料交換機床 (後述するコンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し状態の現場操作を想定))



第2図 原子炉压力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉压力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉压力容器開放作業開始前 (第1図中の1)

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すようにコンクリートハッチ, 原子炉格納容器蓋及び原子炉压力容器蓋が閉鎖されており, また蒸気乾燥器, 気水分離器等も炉内に存在するため, 炉心燃料等の線

源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建屋上階での線量率は十分小さくなる。そのため，原子炉圧力容器開放作業の開始前において，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※：一例として ^{60}Co を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 $8.2\text{E}-02$ ，155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1\text{E}-07$ である。

(参考：放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人原子力安全技術センター)

①-2 コンクリートハッチ取外し，原子炉格納容器蓋取外し（第1図中の2・3，4)

コンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋の開放後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の開放作業に向けて，原子炉の水位の上昇操作を実施するため，上昇した原子炉水位の遮蔽効果にも期待できる。この状態で原子炉建屋最上階にて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えられるため，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。

②原子炉圧力容器蓋取外し（第1図中の5)

原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下0.5m程度まで水位を上昇させた後，開放作業を実施する。この際，水位上昇により炉心燃料や上部格子盤からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，保有水量が多くなるため，沸騰開始までの時間は更に長くなる(約1.4時間程度)。

仮に原子炉圧力容器蓋を取外し中に全交流動力電源喪失事象等の事故事象が発生した際を考えても，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させ

てなければ、その遮蔽に期待できる。

また、取り外した後の状態にて全交流動力電源喪失の水位低下を仮定した場合も、原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があること、炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（第7図）に包絡できることから、必要な遮蔽の目安とした10mSv/hを超えることはない。

なお、蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと、水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから、これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。

以上より、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である（上記の①-2での評価に包絡）。

③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）及び④気水分離器取外し（第1図中の7）

蒸気乾燥器の取り出しに合わせ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失や全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える10mSv/h）は、3章での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取外し、原子炉格納容器取外し（第1図中の2・3, 4）」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は、「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にQAD-CGGP2

Rコード (Ver1.04) を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。

評価点は燃料交換機床[※]とした。

※：原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋最上階等の現場作業は不要であるため、作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取外し、原子炉格納容器蓋取外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため、より線源に近い燃料交換機床を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内（ドライウエル含む）に入って作業することも考えられるが、これらの作業は停止直後に実施しないこと、炉心燃料からの放射線は遮蔽物（原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰すること、原子炉建屋最上階と同様に事故後に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく評価は本評価に包絡される。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料、上部格子坂、気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。

a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：3,708mm

○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー 5 群とする。

○線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）

○線源強度は、文献値^{※1}をベースにガンマ線エネルギー 5 群の線

源強度を使用する。

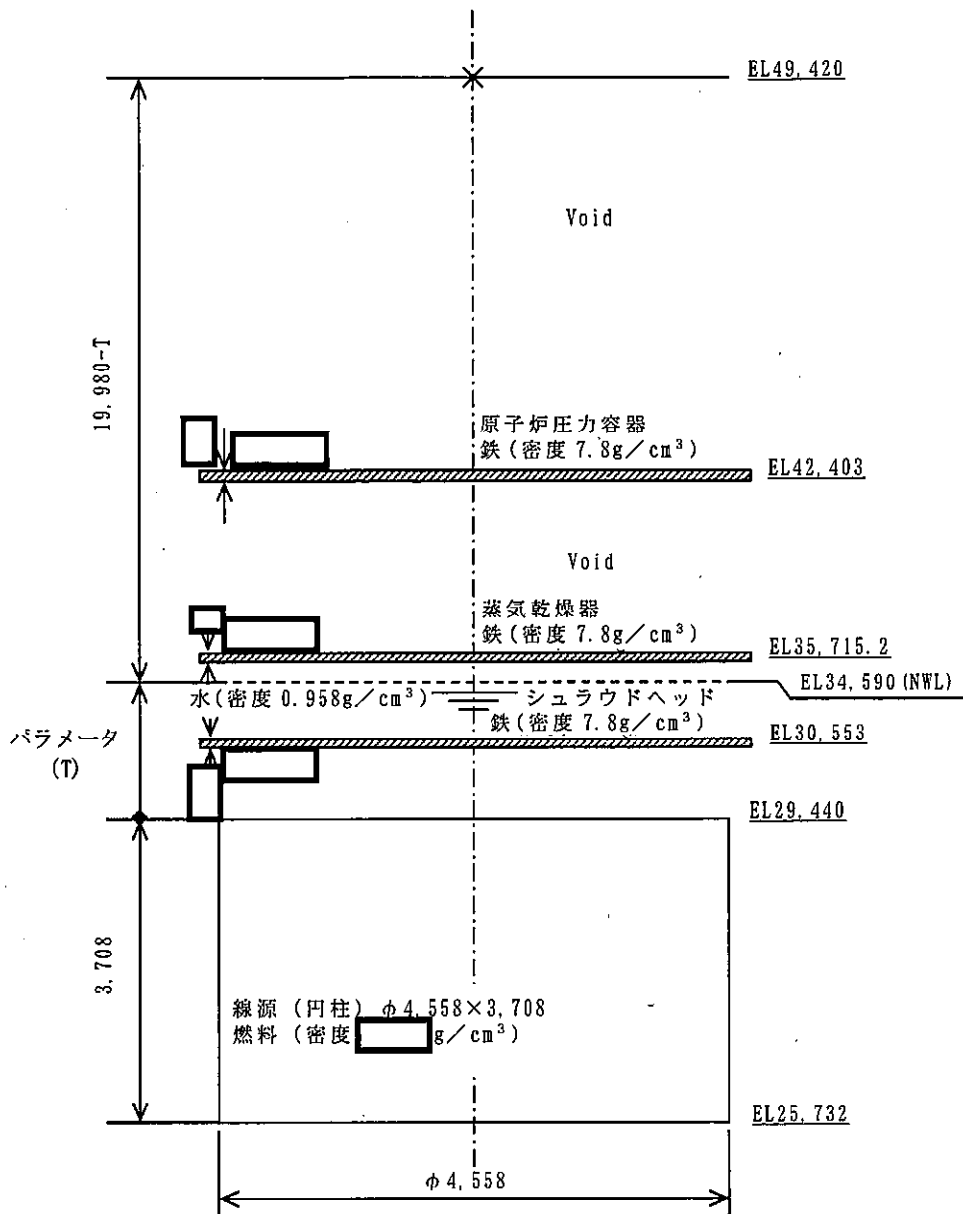
- ・燃料照射期間： 10^6 時間
- ・運転停止後の期間：停止 12 時間^{※2}（原子炉未解放状態での実績を考慮して設定した値）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（STEP III 9×9 A 型）
- ・燃料集合体体積： $7.179E+04\text{cm}^3$ （STEP III 9×9 A 型）

※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：停止後の期間は全制御棒全挿入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全制御棒全挿入完了及び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計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第3図に示す。また、計算により求めた線源強度を第2表に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位: mm

×: 評価点 (燃料取替機床上)

第3図 燃料の線量率計算モデル

第2表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$)
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

b. 上部格子坂

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：368.3mm

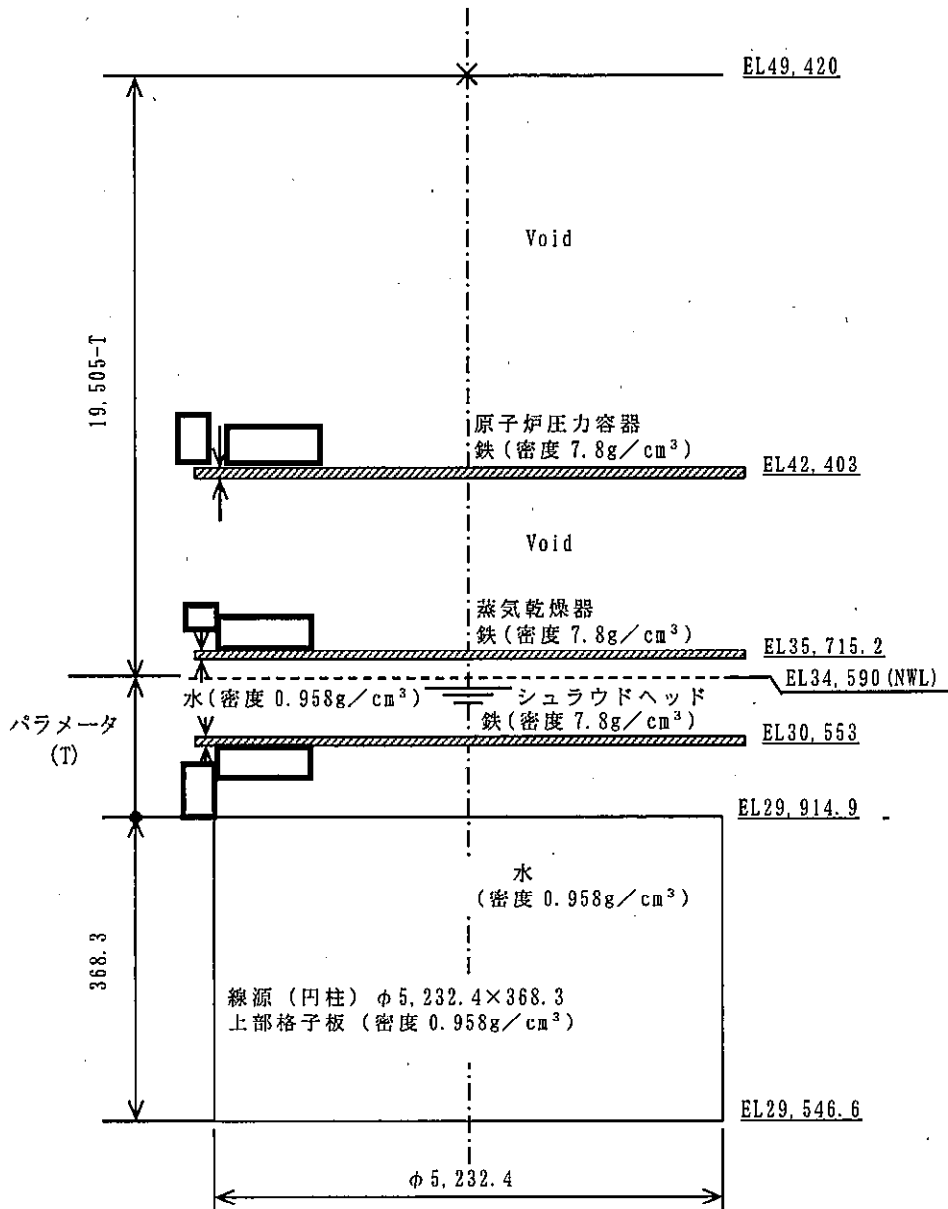
○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種⁶⁰Coを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm³*）

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

○線源強度は、機器表面の実測値（ Sv/h）より7.3E+09Bq/cm³と算出した。

線量計算モデルを第4図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位: mm

×: 評価点 (燃料取替機床上)

第4図 上部格子板の線量率計算モデル

c. シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：5162.2mm

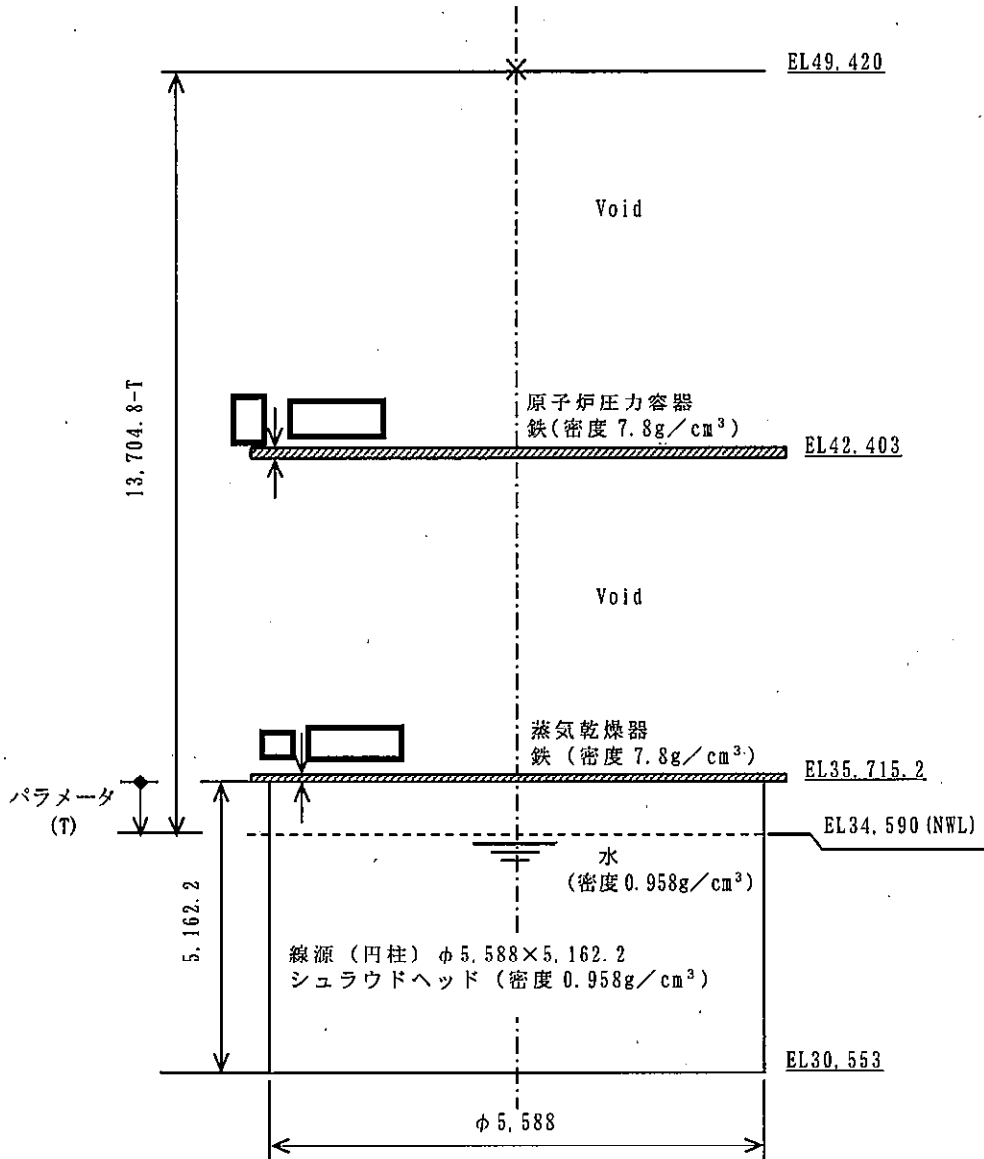
○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種⁶⁰Coを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm³※）

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

○線源強度は、機器表面の実測値（Sv/h）より6.7E+05 Bq/cm³と算出した。

線量計算モデルを第5図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位: mm

×: 評価点 (燃料取替機床上)

第5図 シュラウドヘッドの線量率計算モデル

d. 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：5524.5 mm

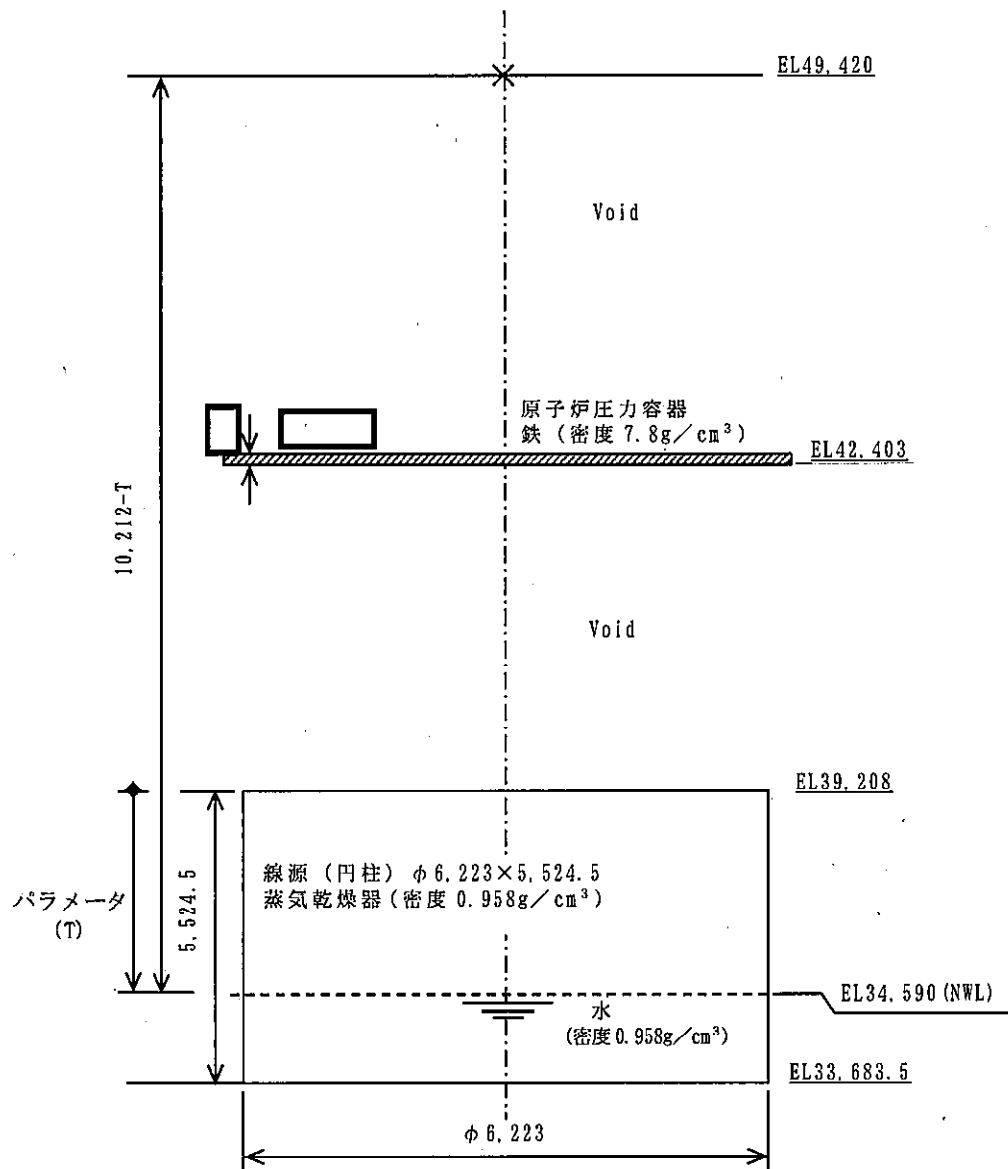
○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種⁶⁰Coを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm³※）

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

○線源強度は、機器表面の実測値（Sv/h）より2.7E+05 Bq/cm³と算出した。

線量計算モデルを第6図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位 : mm

× : 評価点(燃料取替機床上)

第 6 図 蒸気乾燥器の線量率計算モデル

(2) 遮蔽物の評価モデル

原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドをモデル化した。なお、蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。

a. 原子炉圧力容器蓋

遮蔽物形状 : 円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ : (圧力容器蓋の最薄部厚さ)

線源材料 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※: 圧力容器鋼板 の密度は、同等である で代表した線量率計算モデル（遮蔽）を第3～6図に示す。

b. 蒸気乾燥器

遮蔽物形状 : 円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ : (フード部の最薄部厚さ)

線源材料 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※: 蒸気乾燥器の材質 の密度は、同等である で代表した線量率計算モデル（遮蔽）を第3～5図に示す。

c. シュラウドヘッド

遮蔽物形状 : 円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ : mm (シュラウドヘッドの厚さ (スワラによる遮蔽も考慮))

線源材質 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※：シュラウドヘッドの材質 の密度は、同等である で代
表した

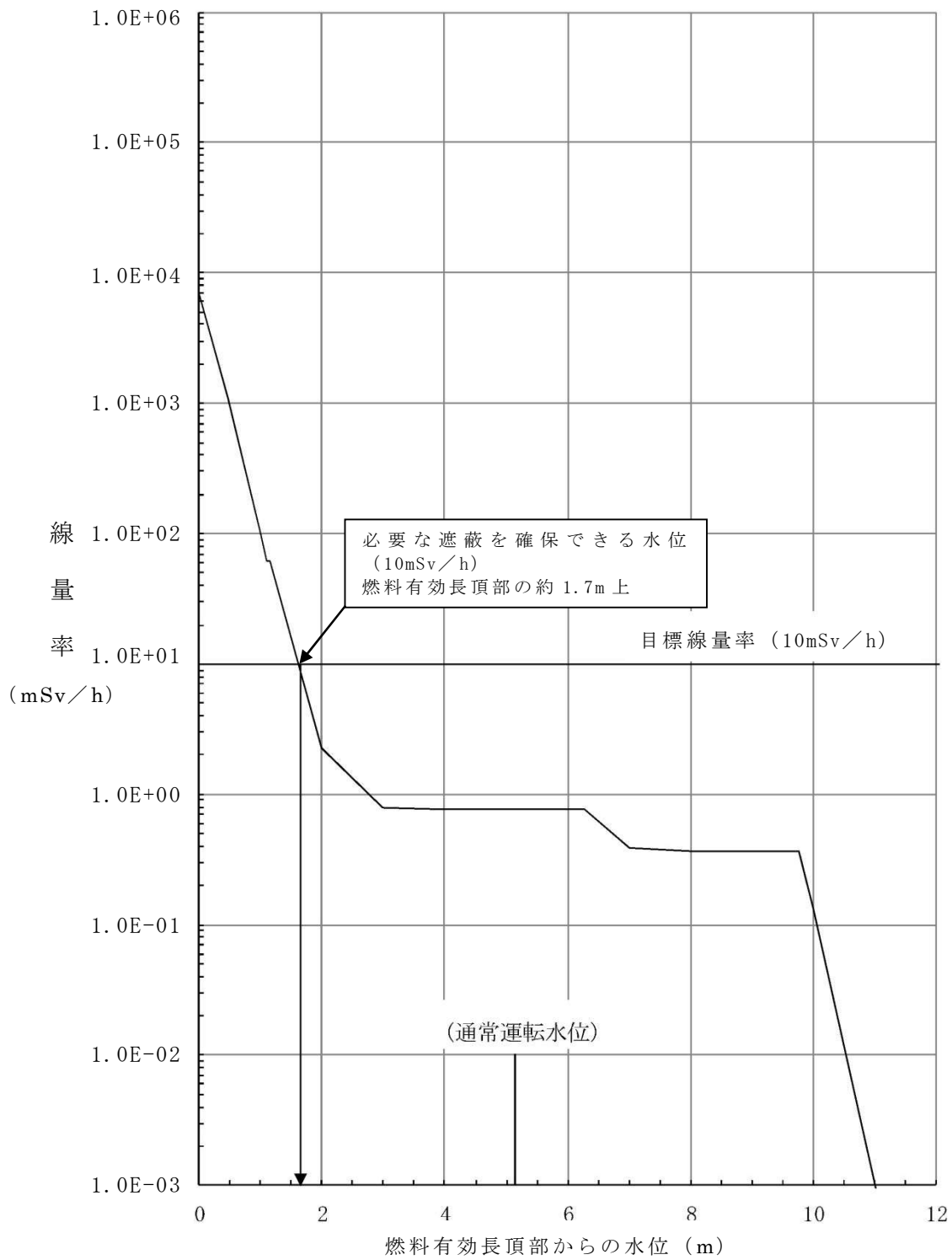
線量率計算モデル（遮蔽）を第 3, 4 図に示す。

(3) 現場の線量率の評価結果

(1), (2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv/h^* ）は以下の仮定の基で「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。

※：必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度（ 100mSv ）と比べ、十分余裕のある値（ 10mSv/h ）とする。



第 7 図 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板からの線量率

(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.1」の「原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない簡易計算」を用いて求めた。

計算は後述する「添付 5.1.6」の評価条件の不確かさを踏まえ、原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を第 1 表に示す。

評価より、原子炉停止 1 日後の状態は崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間 (2 時間)、全交流動力電源喪失時の注水までの時間 (24 分) に対して十分であることが分かった。

また、原子炉停止後 12 時間後の状態では、保守的な「添付資料 5.1.1」の簡易計算を用いた場合、現場の線量率が目安と考える 10mSv/h を約 2.9 時間後に超えることが分かった。

第 1 表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の算出条件と結果

原子炉停止後の時間 (h)	原子炉初期水温 (°C)	崩壊熱 (MW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 (h)	燃料有効長 頂部までの時間余裕 (h)	崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間 (h)	全交流動力電源喪失時の注水までの時間 (h)
12 時間 (不確かさで確認するケース)	100	約 22.4	約 3.8 時間	約 5.3 時間	2 時間以内 ^{※1}	24 分
24 時間 (有効性評価で確認するケース)	52	約 18.8	約 4.5 時間	約 6.3 時間	2 時間	24 分

※ 1 : 水位低下の発生が早まるため、運転員の事象認知が早まる。

5. 事故時の退避について

事故発生時の原子炉建屋最上階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。事象発生時、当直長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、作業員は異常を認知し、30分程度で原子炉建屋最上階又は原子炉格納容器内より退避する、全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、現場環境が悪化する前（4章より最短約3.8時間）の退避が十分可能である。

なお、作業員の避難が必要な場合は、避難指示、立入制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

復旧に際しては放射能汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。

6. R C I Cによる注水について

R C I Cの設計として、作動には1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価においてR C I Cによる注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、R C I Cによる注水が可能となることが考えられる。なお、R C I Cの点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが、これらの事故時にR C I Cでの注水を必要とした際は、運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、R C I Cの使用の問題とならない。

7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止 1 日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。

また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後の状態を想定した場合でも、現場の作業員の退避を考慮すると 4 章で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約 3.8 時間に比べ十分時間がある。

以上より、運転員及び作業員が現場にいる間、放射線の遮蔽は維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW (ANSI/ANS-5.1-1979) (原子炉停止後1日)	18.8MW 以下 (実績値)	停止後の時間については、停止後の時間が短くなるように1日後の状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。 逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、燃料有効長頂部が露出するまでの 時間余裕 が短くなる。原子炉スクラムによる原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱によって燃料有効長頂部が露出するまでの時間を評価すると、放射線の遮蔽が維持される最低水位に達するまでの時間は約3.8時間、燃料有効長頂部到達までの時間は約5.3時間となる。注水操作（事象開始から2時間後）に対して十分な時間が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水温	52℃	約 43℃～51℃ ^{*1} (実績値)	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの 時間余裕 が長くなる。原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉初期水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位以上 (セパレータスカート下端から約122cm～+132cm) (実績値)	原子炉停止初期の通常水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの 時間余裕 が長くなる。原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧 ^{*2}	原子炉停止から1日後の原子炉圧力を想定	最確条件は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1：過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約24時間経過後の原子炉水温の実績データ。

※2：原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	原子炉圧力容器が未開放状態での水位を想定	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作は不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作は不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料の容量	約 800kL	800kL 以上	通常時の軽油貯蔵タンクの管理値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	運転中の残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系の機能喪失	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1台による原子炉の崩壊熱除去を実施中に、残留熱除去系ポンプの故障等により機能喪失するものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	事故事象毎	外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し、格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系ポンプが起動不可となるため、崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため、事象発生1時間後（事象を認知する時刻）までは、事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は、原子炉保護系電源の復旧等、運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する	<ul style="list-style-type: none"> 事象認知前：外部電源がない場合は崩壊熱除去機能喪失の認知が早まるため、運転員操作の開始時間は早くなる。 事象認知後：外部電源がある場合は、必要な運転員操作が少なくなるため、運転員操作の完了時間が早くなる。 	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m ³ /h	1,605m ³ /h	低圧注水系の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の除熱量	熱交換器 1基当たり 43MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃において）	熱交換器 1基当たり 43MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃において）	残留熱除去系の設計値を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項目		評価条件(操作条件)		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	操作余裕時間	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	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	事象の認知及び操作に要する時間に、更に時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】 評価では中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを認知すると想定している。原子炉水位低下を認知した後に原子炉注水操作の必要性を認知することは容易であり、評価上の原子炉注水操作開始時間に対して、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 待機中の残留熱除去系ポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、容易な操作である。操作時間は5分を想定しており、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作時に他の並列操作はないため、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる容易な操作のため、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ことは考え難い。</p>	原子炉水位低下を認知した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなることが考えられ、原子炉水位の回復が早くなる。	原子炉注水操作開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.6時間、燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間であり、これに対して崩壊熱除去機能喪失を認知して注水を開始するまでの時間は2時間とされていることから、時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得した。所要時間を5分と想定しているところ、訓練実績では約4分である。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。

第2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（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目	評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件 待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能復旧	事象発生から4.4時間後	状況判断，逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持，原子炉保護系電源の受電操作，待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水，及び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考慮して設定	残留熱除去系（低圧注水系）により，原子炉への注水を実施していることから，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は時間余裕がある。	—	—	—	所要時間を51分と想定しているところ，訓練実績では，約38分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) = 約 484.0kL	7日間の軽油消費量 約 614.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり,7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) = 約 130.3kL		

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが,保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。

※2 事故収束には必要ではないが,保守的に起動を仮定した。

5.2 全交流動力電源喪失

5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源を喪失したことにより燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価としては，代替交流電源からの給電が可能な原子炉への注水機能を有する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替高圧電源装置による電源供給，及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことにより原子炉除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設代替高圧電源装置による給電手段、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系による除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.2-1図に、対応手順の概要を第5.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故対策における設備と手順の関係を第5.2-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は、初動対応要員7名である。

初動対応要員の内訳は、発電長1名、副発電長1名、運転操作対応を行う運転員3名、通報連絡等を行う災害対策要員2名である。必要な要員と作業項目について第5.2-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、初動対応要員7名で対処可能である。

a. 全交流動力電源喪失の確認

原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量である。

b. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作

非常用ディーゼル発電機の機能喪失が発生したことを確認し、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電ができず、非常用母線（6.9

kV) 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受電操作を行う。

c. 低压代替注水系（常設）の起動準備操作

緊急用母線受電操作完了後、低压代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。

d. 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

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

e. 逃がし安全弁による原子炉の低压状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が100℃に到達して原子炉圧力が上昇したことを確認し、原子炉圧力を低压状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 弁を開操作する。

逃がし安全弁による原子炉の低压状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

f. 原子炉水位の調整操作

低压代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

低压代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域）及び低压代替注水系原子炉注水流量等である。

g. 常設代替高压電源装置による非常用母線受電操作

常設代替高压電源装置による緊急用母線受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压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。

h. 原子炉保護系母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。

i. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却

常設代替高圧電源装置による緊急用母線を介した非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始を確認するために必要な計装は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

j. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

なお、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス「残留熱除去系の故障（RHRS喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」は、事象進展が同様なので併せて本事故重要シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスで想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A P

CV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり，当該プラントの状態を基本とし，他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。

また，評価条件の不確かさの影響評価として，本重要事故シーケンスにおける運転員等の操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.2-2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉压力容器の状態

原子炉压力容器の未開放時について評価する。原子炉压力容器の開放時については，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しくなる未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約18.8MWである。

なお，崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約 $27\text{m}^3/\text{h}$ である。

(添付 5.1.3)

(c) 原子炉初期水位及び初期水温

事象発生前の原子炉の水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である 52℃とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁の開操作によって原子炉圧力は大気圧程度に維持されているものとする*。

※：実操作では低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で減圧を実施することとなり、低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。このため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は、崩壊熱による蒸発を上回る流量とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり 43MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流電源の供給操作は、状況判断の時間を考慮して、事象発生 13 分後から開始する。

(b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は、事象発生 21 分後から開始する。

(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は、非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作が必要となるため、事象発生 4.1 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.2-2 図に、原子炉水位の推移を第 5.2-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.2-5 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより、原子炉水温が上昇し、約 1.1 時間後に沸騰、蒸発するこ

とで原子炉水位は低下し始めるが、事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し、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交流電源の供給を開始し、事象発生から 21 分経過した時点で低圧代替注水系（常設）を起動し、原子炉注水準備操作を行い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ができる。

事象発生から 4.1 時間経過した時点で、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）原子炉压力容器の除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

(b) 評価項目等

原子炉水位は、第 5.2-4 図に示すとおり、蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき、燃料有効長頂部は冠水を維持する。

原子炉压力容器は未開放であり、第 5.2-6 図に示すとおり、必要な遮蔽を確保できる水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が確保される水位) *である燃料有効長頂部の約 1.7m を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を下回る)。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

なお、事象発生前に現場にいた作業員の待避における放射線影響については、現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。

事象発生から 4.1 時間経過した時点で、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開することにより、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」

に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※：必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度（100mSv）と比べ、十分余裕のある値であり、かつ施設定期検査作業での原子炉建屋最上階における現場作業の実績値（約 3.5mSv/h）を考慮した値（10mSv/h）とする。この線量率となる水位は、有効燃料長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.6m 下）の位置である。

（添付資料 5.1.5, 5.2.1）

5.2.3 不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替高圧電源装置による受電、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件および重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.2-2 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、評価条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる燃料の崩壊熱、事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位、原子

炉初期圧力及び原子炉圧力容器の状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃ に対して最確条件は約 43℃～51℃ であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、時間余裕が長くなることが考えられるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して、最確条

件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器開放状態とした場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱によって原子炉冷却材温度が 100℃に到達するまでの時間余裕が約 0.9 時間であることに對し，事象発生から 21 分経過した時点で低圧代替注水系（常設）を起動し，原子炉注水準備操作を行い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ができるため、原子炉水位が必要な遮蔽を確保できる水位(必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が確保される水位)を下回ることはなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52°C に対して最確条件は約 $43^{\circ}\text{C}\sim 51^{\circ}\text{C}$ であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉冷却材の沸騰開始までの時間余裕が長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放状態の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目と

なるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器が開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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からの緊急用母線の受電、及び低圧代替注水系（常設）の起動による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から21分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替高圧電源装置からの緊急用母線の受電操作について実態の運転操作は、移動及び操作所要時間を合計して約4分間であり、評価上の受電完了時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施するため、受電操作の完了時刻の影響を受けるが、実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

(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からの緊急用母線の受電、及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、運転員操作時間に与

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 5.2.2)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設代替高圧電源装置からの緊急用母線の受電、及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の時間余裕については、原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.6 時間、通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 6.3 時間であり、事象発生から 24 分で原子炉注水準備が完了するため、十分な時間余裕を確保できる。

(添付資料 5.2.2)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に対する十分な時間余裕を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間に対して一定の時間余裕がある。

5.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 7 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び災害対策要員の 37 名で対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 90m³ 必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³ の水を保有している。これにより、水源が枯渇することなく注水継続が可能である。

(添付資料 5.2.3)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 5.2.4)

c. 電源

常設代替交流電源設備の負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,255kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替

高圧電源装置 5 台) の連続定格容量は 5,520kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な負荷の切離しを行うことにより、事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

(添付資料 5.2.5)

5.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流電源の供給手段、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、長期の安定状態に向けた対策として、残留熱除去系による原子炉圧力容器の除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流電源の給電、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器の除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認でき

る範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故対策について

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
全交流動力電源喪失の確認	・原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。	所内常設直流電源設備	—	—
常設代替高压電源装置による緊急用母線受電操作	・非常用ディーゼル発電機の機能喪失を確認し、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電ができず、非常用母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替高压電源装置による緊急用母線受電操作を行う。	常設代替高压電源装置	—	—
低压代替注水系（常設）の起動準備操作	・緊急用母線受電操作完了後、低压代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。	常設低压代替注水系ポンプ 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク 代替淡水貯槽	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 低压代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
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	・早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
逃がし安全弁による原子炉の低压状態維持	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が 100℃に到達して原子炉圧力が上昇したことを確認し、原子炉圧力を低压状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁 1 弁を開操作する。	逃がし安全弁 所内常設直流電源設備	—	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作	・低压代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。	常設低压代替注水系ポンプ 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク 代替淡水貯槽	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 低压代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
原子炉保護系母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線を介した非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。 ・崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系海水系系統流量】
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	—	—	—

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

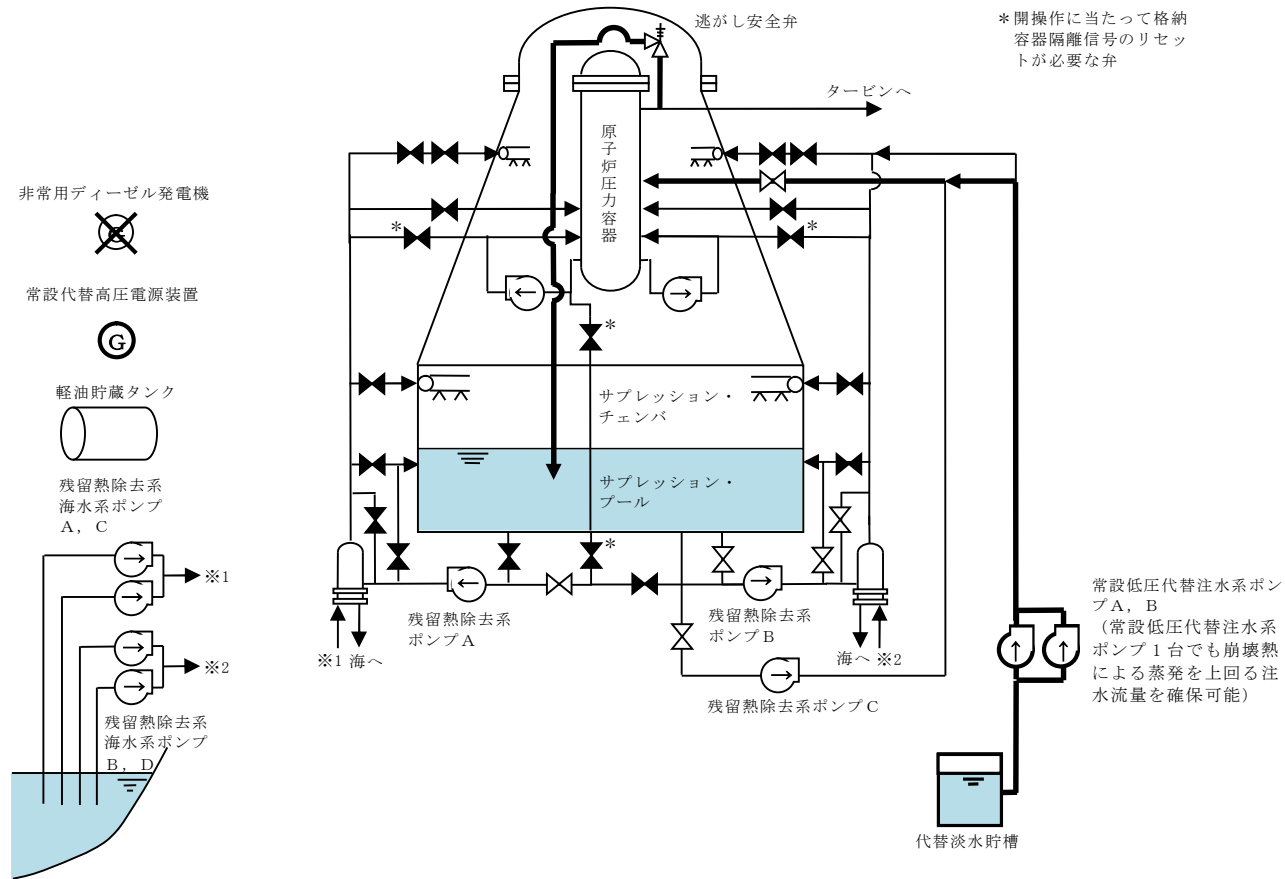
第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{*1})	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
	原子炉初期水位	通常運転水位(セパレータスカート下端から+126cm)	原子炉の運転停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値(43℃～51℃)を踏まえて設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	水源の温度	35℃	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起回事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレィディーゼル発電機の機能喪失を想定
	外部電源	外部電源なし	起回事象として外部電源の喪失を設定

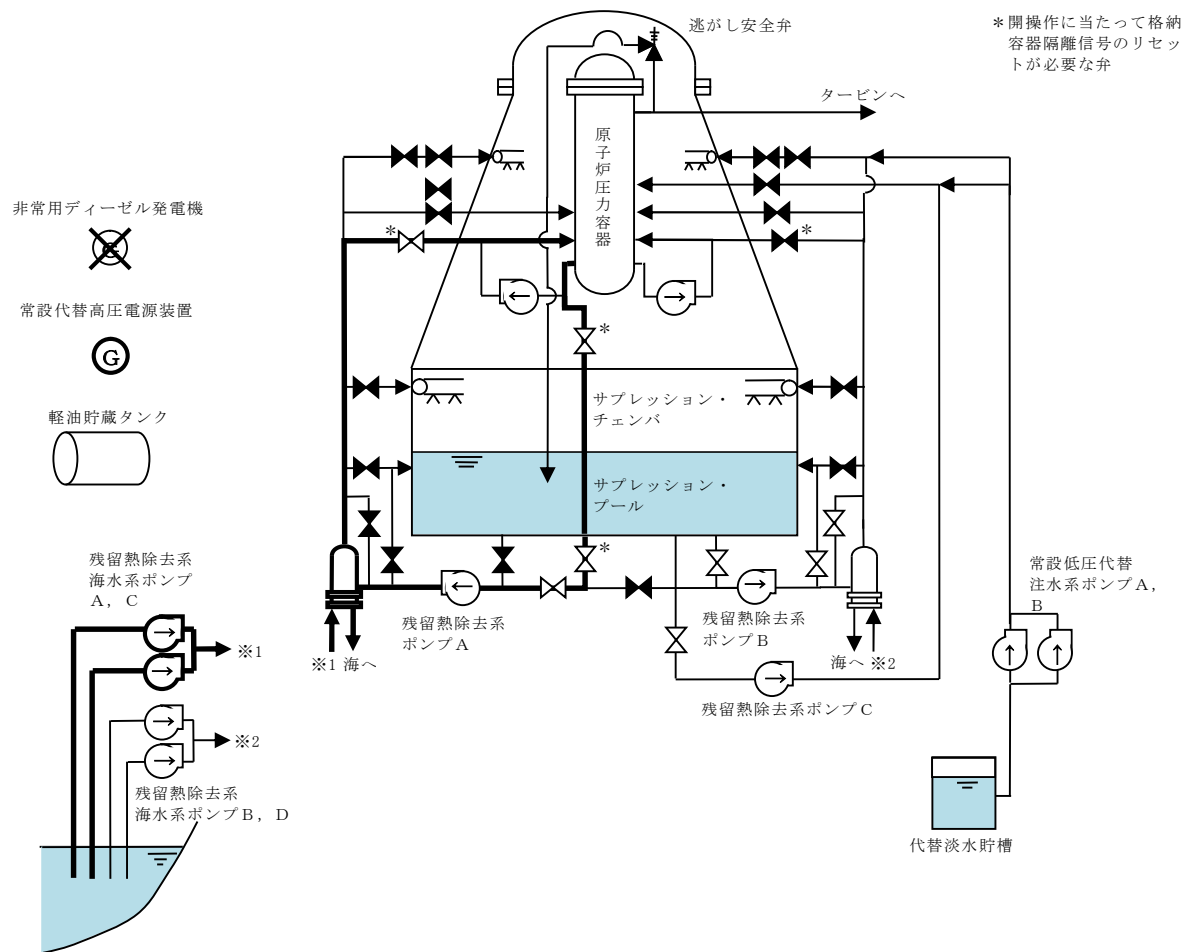
※1：原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）による 原子炉注水流量	27m ³ /h	崩壊熱による蒸発量と同等の注水流量を設定
	残留熱除去系海水系	熱交換器1基当たり約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度32℃にお いて）	設計値を設定（熱交換器は緊急用海水系と共用）
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から緊急用母 線への給電	事象発生から 21 分後	常設代替高圧電源装置起動操作時間，緊急用高圧母線受電操作時間，及び原子炉注 水に必要な負荷の非常用高圧母線から緊急用高圧母線への電源切替操作の操作時 間を考慮して設定
	低圧代替注水系（常設）起動準備操作	事象発生から 24 分後	常設代替高圧電源装置からの受電後であること，及び低圧代替注水系（常設）の操 作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	事象発生から 4.1 時間後	残留熱除去系の操作時間を考慮して設定

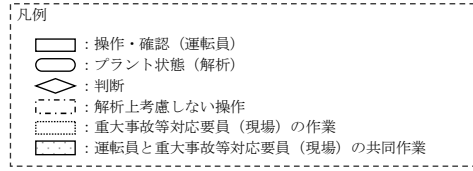


第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉減圧及び原子炉注水)



第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(原子炉停止時冷却)

- プラント前提条件
- ・プラント停止 1 日後
 - ・原子炉圧力容器閉鎖中
 - ・格納容器開放中
 - ・主蒸気隔離弁全開
 - ・残留熱除去系 (A) 運転中
 - ・残留熱除去系 (B) 待機中
 - ・残留熱除去系 (C) 点検中
 - ・全ての非常用ディーゼル発電機待機中
 - ・原子炉水位は通常運転水位

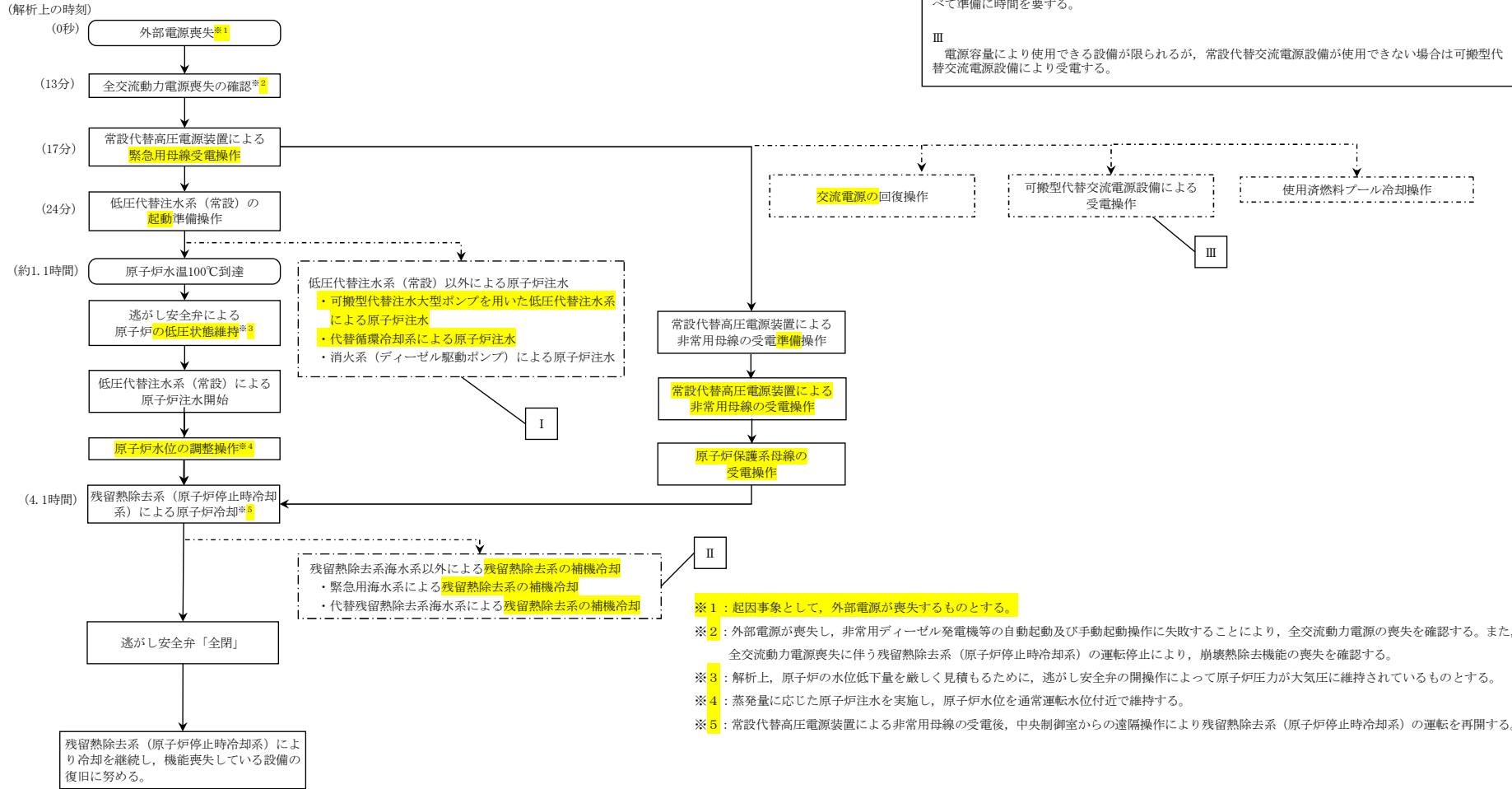


【有効性評価の対象としていないが、他に取得手段】

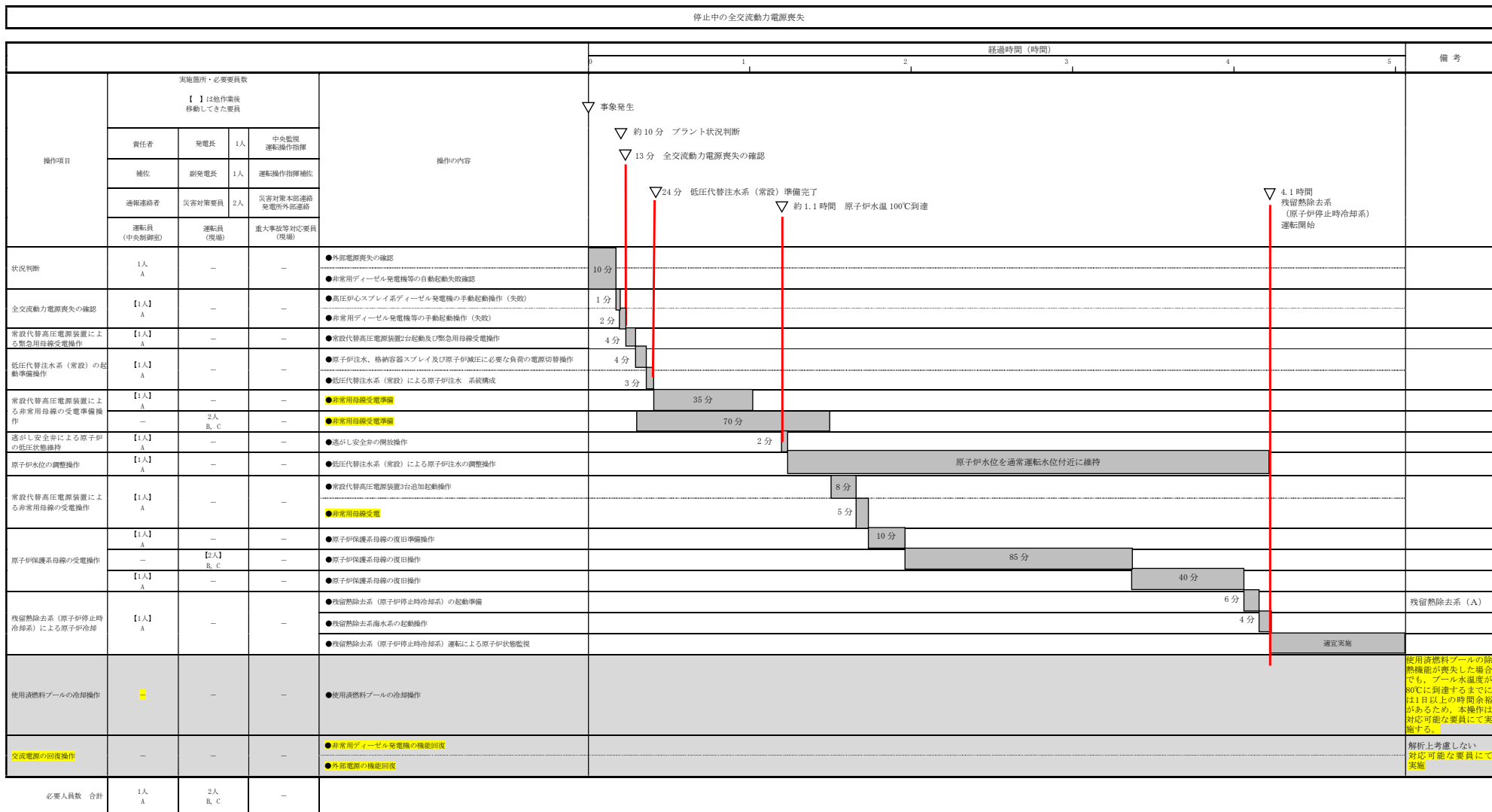
I
 低圧代替注水系 (常設) と同等の流量は確保できないが、**代替循環冷却系及び消火系 (ディーゼル駆動)** による原子炉注水も実施可能である。
 注水開始時間は遅くなるが、**可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系による原子炉注水**も実施可能である。

II
 緊急用海水系による**残留熱除去系の補機冷却**も実施可能である。
 代替残留熱除去系海水系による**残留熱除去系の補機冷却**は、残留熱除去系海水系、緊急用海水系に比べて準備に時間を要する。

III
 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。



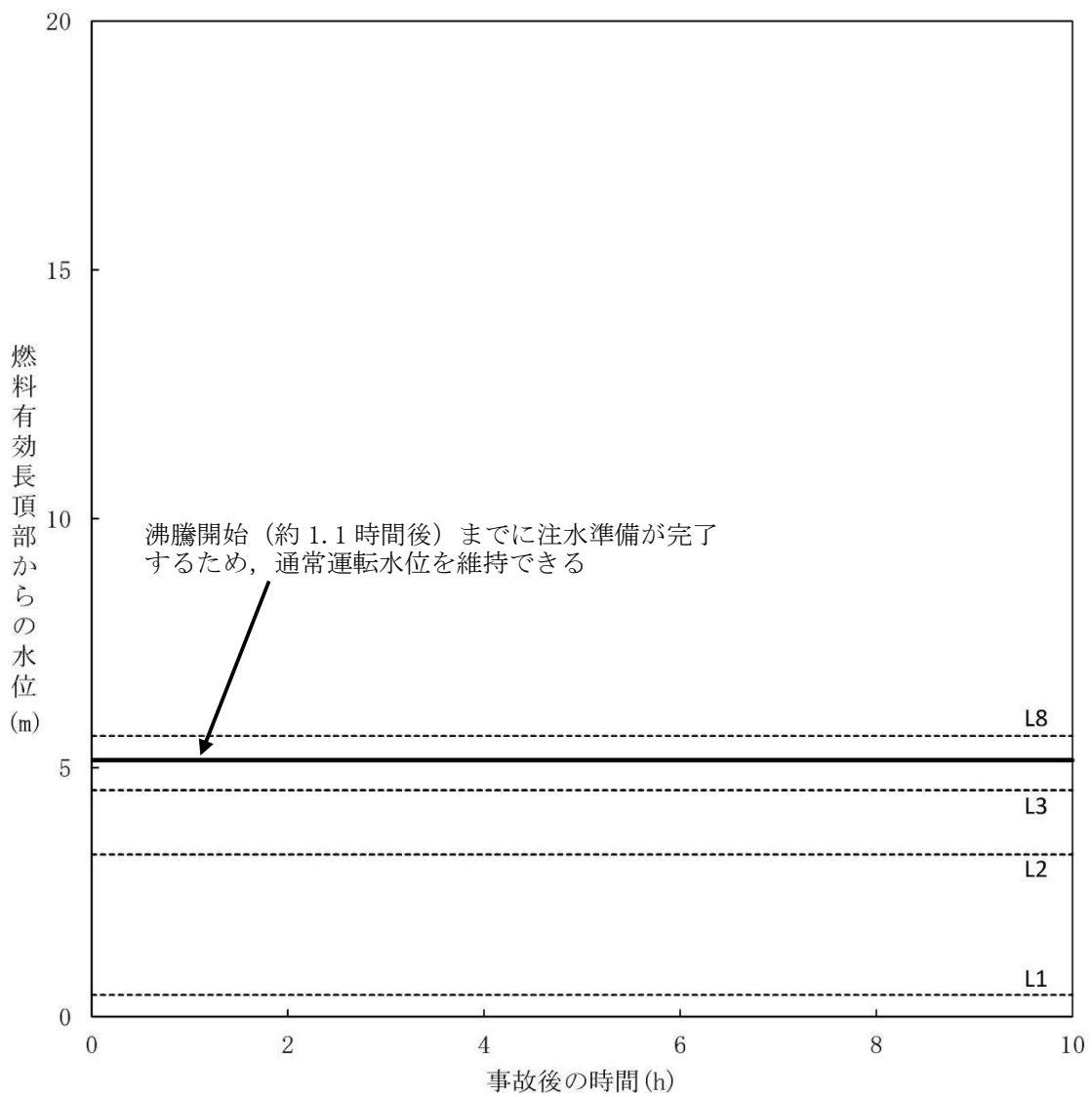
第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失時の対応手順の概要



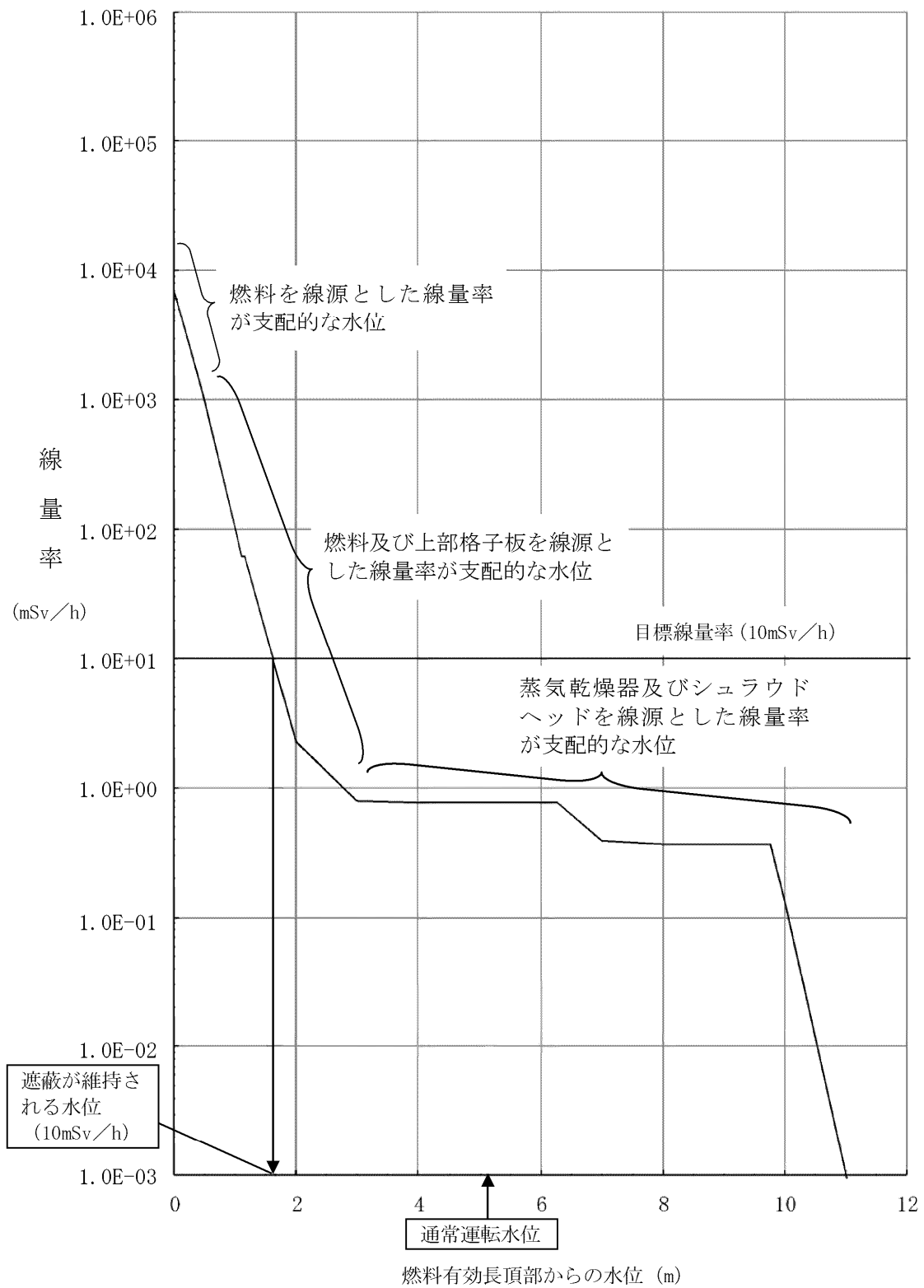
第 5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間

使用済燃料プールの除熱機能が喪失した場合でも、プール水温度が80℃に到達するまでには1日以上時間余裕があるため、本操作は対応可能な要員にて実施する。

解析上考慮しない対応可能な要員にて実施



第5.2-4図 全交流電源喪失における原子炉水位の変化



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率

安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替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。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，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。

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW (ANSI/ANS-5.1-1979) (原子炉停止後1日)	18MW 以下 (実績値)	停止後の時間については、停止後の時間が短くなるように1日後の状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇は緩やかになるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの 時間余裕 が短くなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱によって原子炉冷却材温度が100℃に到達するまでの 時間余裕 が約0.9時間であることに対し、事象発生から21分経過した時点で低圧代替注水系（常設）を起動し、原子炉注水準備操作を行い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ができるため、原子炉水位が必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが確保される水位）を下回ることではなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉初期水温	52℃	約 43℃～51℃*1 (実績値)	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、 時間余裕 が長くなることが考えられるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉冷却材の沸騰開始までの 時間余裕 が長くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉初期水位	通常運転水位	通常運転水位以上	原子炉停止初期の通常水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より高くなるため、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧*2	原子炉停止から1日後の原子炉圧力を想定	最確条件は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。 仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

*1：過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約24時間経過後の原子炉水温の実績データ。

*2：原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器が未開放の場合は、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、原子炉圧力容器が開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価条件となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	原子炉注水による原子炉水位維持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、評価条件で設定している外部水源の温度よりも低くなる可能性があるため、原子炉注水後の原子炉水位低下速度が遅くなることが考えられるが、常設代替高圧電源装置からの給電操作や原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源による異常の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している外部水源の温度よりも低くなる可能性があるため、原子炉注水後の原子炉水位低下速度が遅くなることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 9,300m ³	9,300m ³ 以上 (淡水貯水池： 4300m ³ + 代替淡水貯槽：5000m ³)	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	最確条件は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影はない。	—
	燃料の容量	約 800kL	軽油貯蔵タンク： 800kL	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

添付 5.2.2-2

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（3/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	起回事象	外部電源喪失	外部電源喪失	起回事象として外部電源喪失が発生するものとして設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用交流電源喪失	非常用交流電源喪失	外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が機能喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源なし	事故事象毎	起回事象として、外部電源が喪失することを想定		
機器条件	低圧代替注水系（常設）の流量	27m ³ /h	27m ³ /h	崩壊熱による蒸発量と同等の注水流量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード系）	熱交換器 1 基 ^当 り約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃において）	熱交換器 1 基 ^当 り約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 32℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2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	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	<p>常設代替高压電源装置からの受電：事象発生から21分後</p> <p>低压代替注水系（常設）による原子炉注水準備：事象発生から24分後</p>	<p>状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替高压電源装置からの受電，及び低压代替注水系（常設）の準備操作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，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設代替高压電源装置からの受電，及び低压代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。事象判断の時間として10分を想定しており，全交流動力電源喪失時に交流電源及び注水手段の確保の必要性を認知することは容易であることから，認知遅れにより操作時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 操作所要時間は1分単位で設定しており，実際の操作時間は解析上の想定時間よりも早くなることから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作の有無】 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 操作装置による簡単な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>常設代替交流電源設備からの受電操作は，実際の運転操作についても解析上の受電完了時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。</p> <p>低压代替注水系（常設）の起動操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作と同時に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実際の操作時間が解析上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。</p>	<p>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。</p>	<p>原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は4.6時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間であり，これに対して全交流動力電源喪失を認知して注水を開始するまでの時間は24分であることから，時間余裕がある。</p>	<p>常設代替交流電源設備からの受電操作は，所要時間を4分と想定しているところ，訓練実績では約4分である。</p> <p>また，低压代替注水系（常設）の操作は，所要時間を3分と想定しているところ，訓練実績では約3分である。</p> <p>想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。</p>

添付 5.2.2-4

第2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		評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転操作	事象発生から4.1時間後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，及び常設代替高圧電源装置からの受電，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，逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持，低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作，原子炉保護系母線の受電操作，及び残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)運転操作に要する時間を考慮して設定	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転操作までの時間は，事象発生から約3.9時間あり，十分な時間余裕がある	—	—	—	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得した。所要時間を10分で想定しているところ，訓練では約8分で実施可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

7 日間における水源の対応について
(全交流動力電源喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 代替淡水貯槽 : 約 4,300m³
- ・ 淡水貯水池 : 約 5,000m³ (約 2,500m³ × 2 基)

2. 水使用パターン

① 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 1.1 時間後, 崩壊熱に相当する流量 (最大約 27m³/h) で, 代替淡水貯槽を水源とした低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水が開始される事象発生後約 4.1 時間後, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

原子炉注水によって, 代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生後 4.1 時間までに残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転を再開し, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止するため, 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 90m³ である。

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 90m³ 必要とな

るが、代替淡水貯槽に合計約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

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

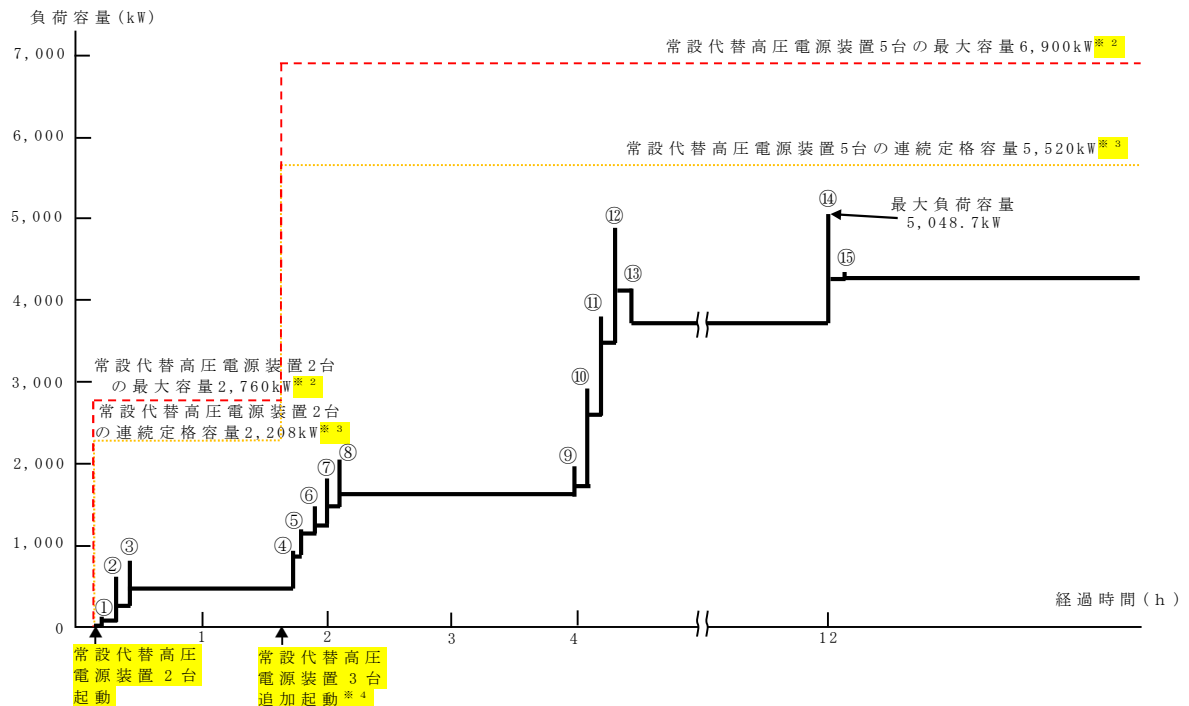
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h(燃料消費率)} \times 168\text{h(運転時間)} \times 5\text{台(運転台数)}$ = 約 352.8kL	7日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり, 7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高压電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	24.0	124.3	59.6
		35.6		
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6
③	常設低圧代替注水系ポンプ*	190.0	734.0	439.6
④	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2A ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2A ・その他負荷	47.1	875.9	828.8
		89.0		
		28.6		
		224.5		
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器盤2B ・非常用照明 ・120V A C 計装用電源2B ・その他負荷	35.9	1,165.8	1,141.9
		71.2		
		102.1		
		103.9		
⑥	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0	1,446.4	1,228.8
		7.5		
		78.7		
		54.3		
⑦	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1	1,808.7	1,446.5
		7.5		
		165.1		
⑧	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5	2,026.5	1,607.0
		153.0		
⑨	原子炉保護系電源装置 2A 原子炉保護系電源装置 2B	45.1	1,932.8	1,697.2
		45.1		
⑩	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,894.2	2,568.2
⑪	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	3,765.2	3,439.2
⑫	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1	4,863.6	4,092.5
		2.2		
⑬	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	380	—	3,712.5
		—		
⑭	緊急用海水ポンプ その他	510.0	5,048.7	4,232.5
		10.0		
⑮	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,312.0	4,254.5



常設代替高压電源装置の負荷積算イメージ

- ※1：常設低圧代替注水系ポンプ1台でも崩壊熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能
- ※2：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)
- ※3：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)
- ※4：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

5.3 原子炉冷却材の流出

5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「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」，③「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」，④「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」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生し，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉冷却材の流出及び燃料の崩壊熱による蒸発に伴い原子炉冷却材の保有水量が減少し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の漏えいによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中における燃料損傷防止対策の有効性評価としては，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水や，原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止

を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転により最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、残留熱除去系による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.3-1 図に、対応手順の概要を第 5.3-2 図に、重要事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は、初動対応要員 7 名である。

初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員を確認した結果、初動対応要員 7 名で対処可能である。

a. 原子炉冷却材流出の確認

中央制御室の巡視により、原子炉水位の低下及びサブプレッション・プールの水位の上昇を確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。

b. 待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）で待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）の起動確認に必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

c. 原子炉冷却材漏えい箇所の隔離

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。

5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象認知までに要する時間(点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は認知が容易)や原子炉冷却材の流出の観点から、「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」である^{*1}。

残留熱除去系は通常、2系統あるうち1系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。運転号機の切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構

成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「RHR切替時のLOCA」は原子炉冷却材流出事象発生時の認知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉水位が通常運転水位であるプラント状態（以下「POS」という。）を想定することにより、時間余裕の観点においても最も厳しい想定となる。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は原子炉水位（広帯域、燃料域）による警報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、評価上これらに期待しない場合でも評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

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

※1：RHR切替時のLOCAによる流出は他の冷却材流出事象と比べて流出量が大きい（付録1 別添 東海第二発電所 確率論的リスク評価（PRA）について 添付資料 3.1.2.3-13 LOCAにおける時間余裕の評価について）

（添付資料 5.3.1, 5.3.2）

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第

5.3-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しくなる未開放時の評価に包絡される。なお、原子炉未開放時には原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが、本評価ではこれらに期待しないこととする。

(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉の初期水位は通常運転水位とする。また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52°Cとする。

b. 事故条件

(a) 原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量

残留熱除去系の運転号機の切替時の原子炉冷却材流出を想定する。具体的には、待機側の残留熱除去系の系統構成の際、原子炉停止時冷却系流量調整弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより、残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり、開固着することによって原子炉冷却材がサプレッション・チェンバへ流出することを想定し、流出流量は $45\text{m}^3/\text{h}$ とする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発について

本評価事象では原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残

留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており，崩壊熱除去機能は維持されていることから，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については考慮しない。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものと仮定する。

外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁が閉となり，冷却材流出が停止することから，外部電源がある場合の方が，原子炉冷却材流出の観点で厳しくなる。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は $1,605\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水，原子炉水位低下確認後，事象発生から2時間後に実施するものとする。また，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）からの漏えい箇所の隔離は，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位の回復後に実施する。

(添付資料 5.3.2)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 5.3-2 図に、原子炉水位の推移を第 5.3-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。

その後は原子炉冷却材の漏えい個所を隔離することによって流出を止め、また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転により崩壊熱除去機能を回復する。

原子炉圧力容器は未開放であり、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^* が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。

※：必要な遮蔽の目安は緊急時の被ばく限度（ 100mSv ）と比べ、十分余裕のある値 10mSv/h とする。この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常運転水位から約 3.6m 下）である。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.3-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 2.1m 上まで低下するにとどまり、燃料は冠水維持される。

原子炉水位が燃料有効長頂部の約 2.1m 上の場合の線量率は約 2mSv/h であり、必要な遮蔽の目安と考える 10mSv/h と比べて低い値であることから、放射線の遮蔽は維持されている。

また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による崩壊熱除去機能を回復することで、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※：必要な遮蔽の目安は緊急作業時の被ばく限度（100mSv）と比べ、十分余裕のある値であり、かつ施設定期検査作業での原子炉建屋最上階における原子炉建屋現場作業の実績値（約 3.5mSv/h）を考慮した値（10mSv/h）とする。この線量率となる水位は、有効燃料長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.6m 下）の位置である。

（添付資料 5.1.5，添付資料 5.3.3）

5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.3-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、原

則、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる事象発生前の原子炉初期水温、原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態、並びに原子炉初期圧力に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため、**時間余裕**が長くなることが考えられるが、原子炉冷却材流出の停止及び注入操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については、評価条件として設定した通常運転水位かつ原子炉圧力容器が閉鎖状態に対し、最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉ウェル満水期間及び原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合においては、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため**時間余裕**が長くなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、プールゲートが開状態の場合は更に**時間余裕**が長くなるが、同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転

員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態は、評価条件の通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため、RHR切替時のLOCAにより遮蔽が維持される水位まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 18.4 時間となり、評価条件に比べて時間余裕が長くなる。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

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、これらの要員が、運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は、評価上の操作開始条件として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位の低下を確認した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、その後速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時刻は早くなると考えられる。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作の開始時間が早くなることに伴い、当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与

える影響として、原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 5.3.4)

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約 2.3 時間あり、これに対して、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため、十分な時間余裕がある。

(添付資料 5.3.4)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮しても操作時間に与える十分な時間余裕を確保でき、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認でき

る範囲内において、操作時間に対して一定の時間余裕がある。

5.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において重大事故等対策時に必要な要員は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり7名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員及び災害対策要員の37名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1.2(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、燃料評価上は外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイディーゼル発電機から電源供給することを想定する。非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約484.0kLの軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機にとる電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約130.3kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約

800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 5.3.5)

c. 電源

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

5.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、残留熱除去系の運転機切替時の操作誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「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」について、有効性評価を実施した。

上記の場合においても、残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿

入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び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、残留熱除去系による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出時における重大事故等対策について

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
原子炉冷却材流出の確認	・中央制御室の巡視により，原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） サプレッション・プール水位
待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	・原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）で待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位は回復する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】
原子炉冷却材漏えい箇所の隔離	・原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材流出が停止することを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域）

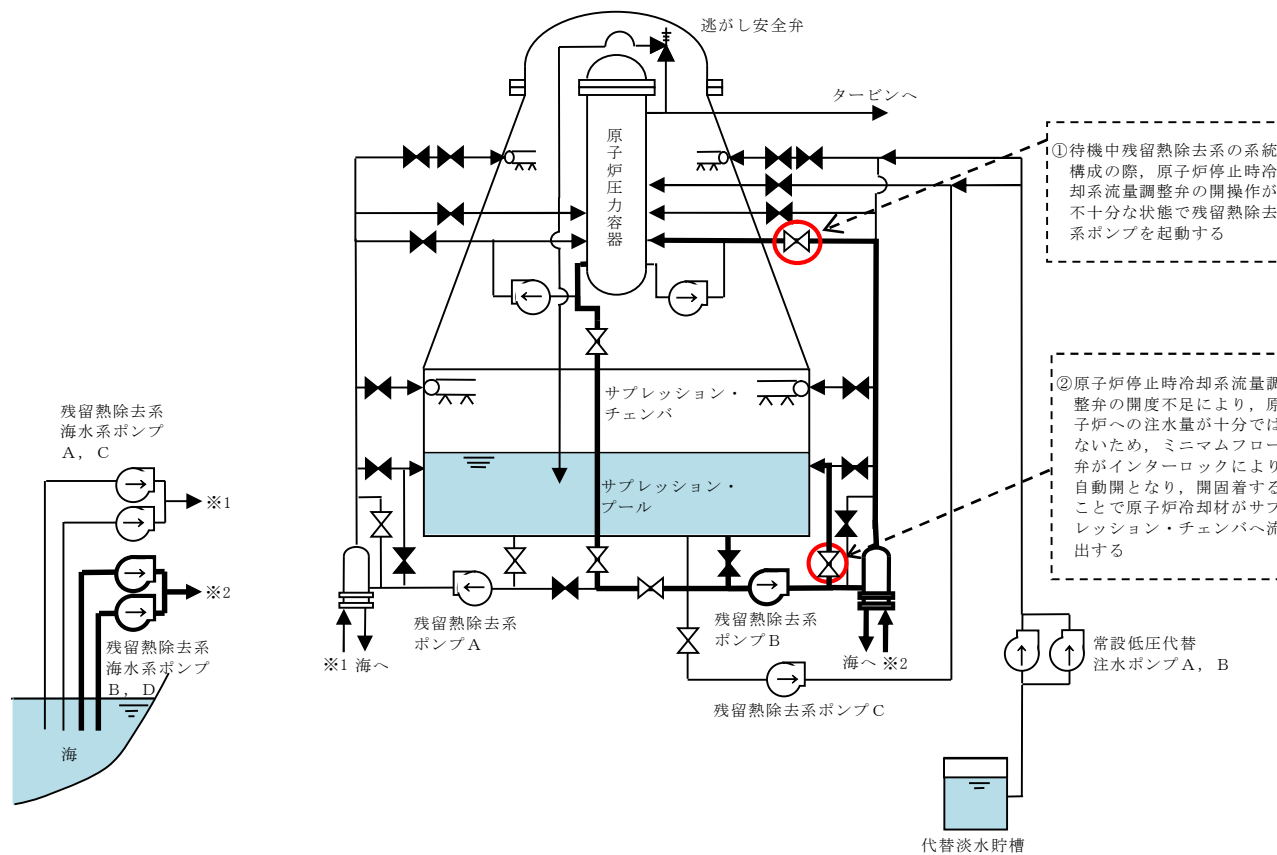
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

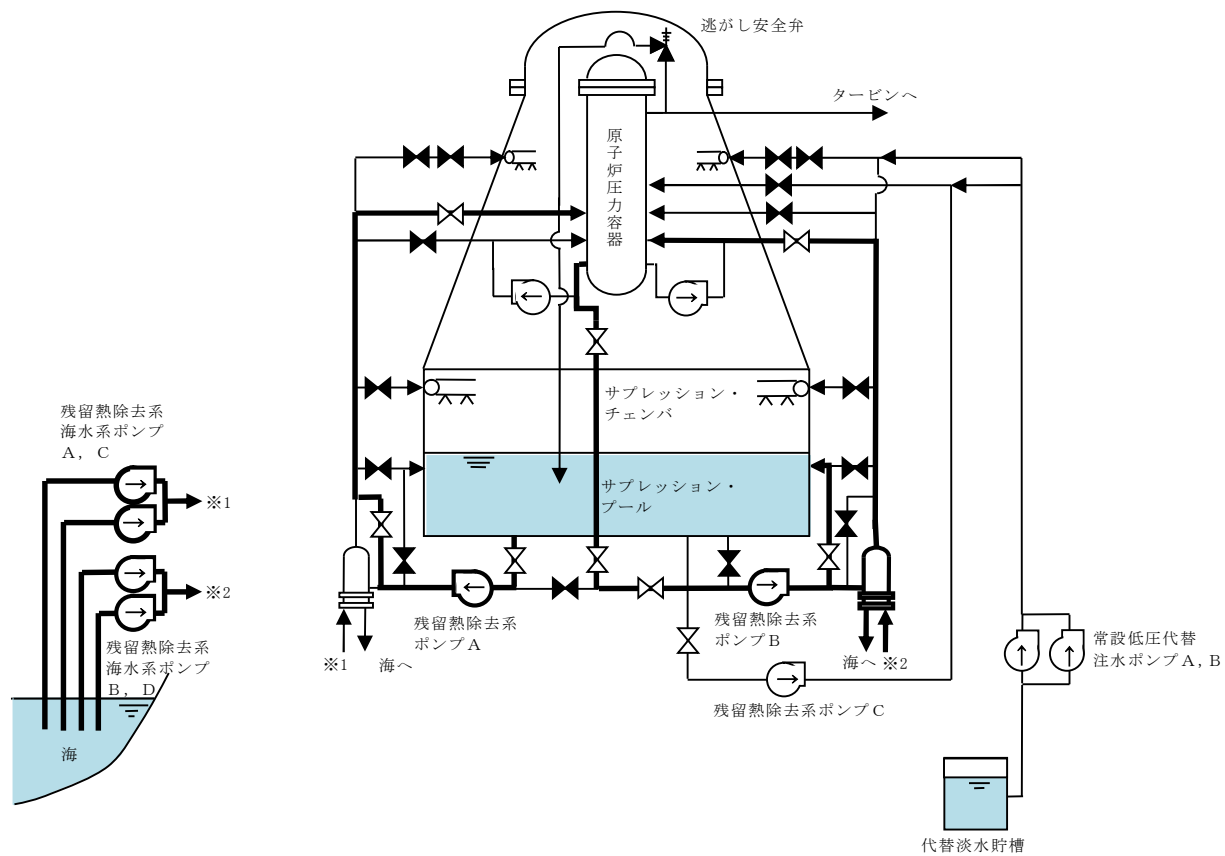
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉压力容器が未開放、かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定
	原子炉の初期水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	
	原子炉の初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定
	原子炉の初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	45m ³ /h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計流量を設定
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定している。このため、崩壊熱除去機能は喪失しないことから、原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの弁が閉となり、冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第 5.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

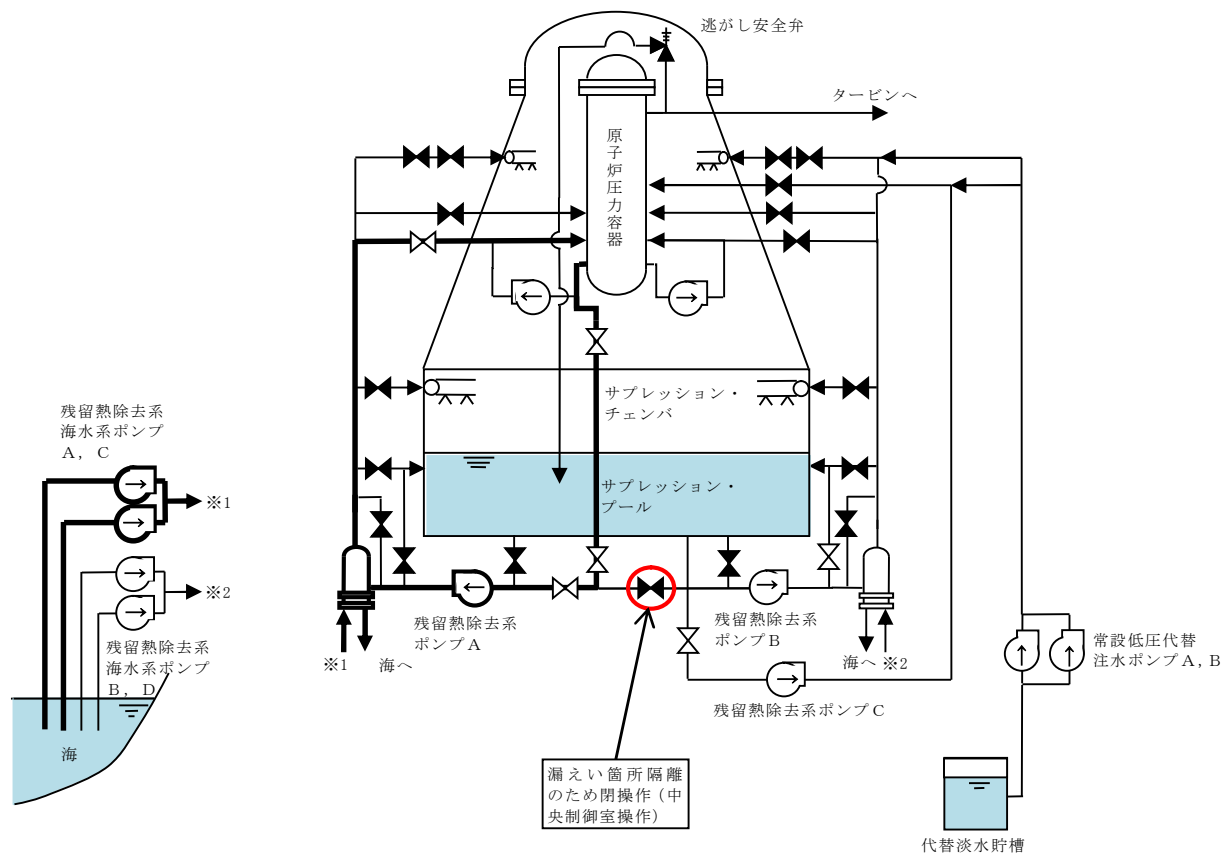
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水流量	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	事象の認知及び操作の時間を基に、更に時間余裕を考慮して設定
重大事故等対策に 関連する操作条件	原子炉冷却材流出の停止	—	残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を維持した状態での操作であり、十分な時間余裕がある



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉冷却材流出)

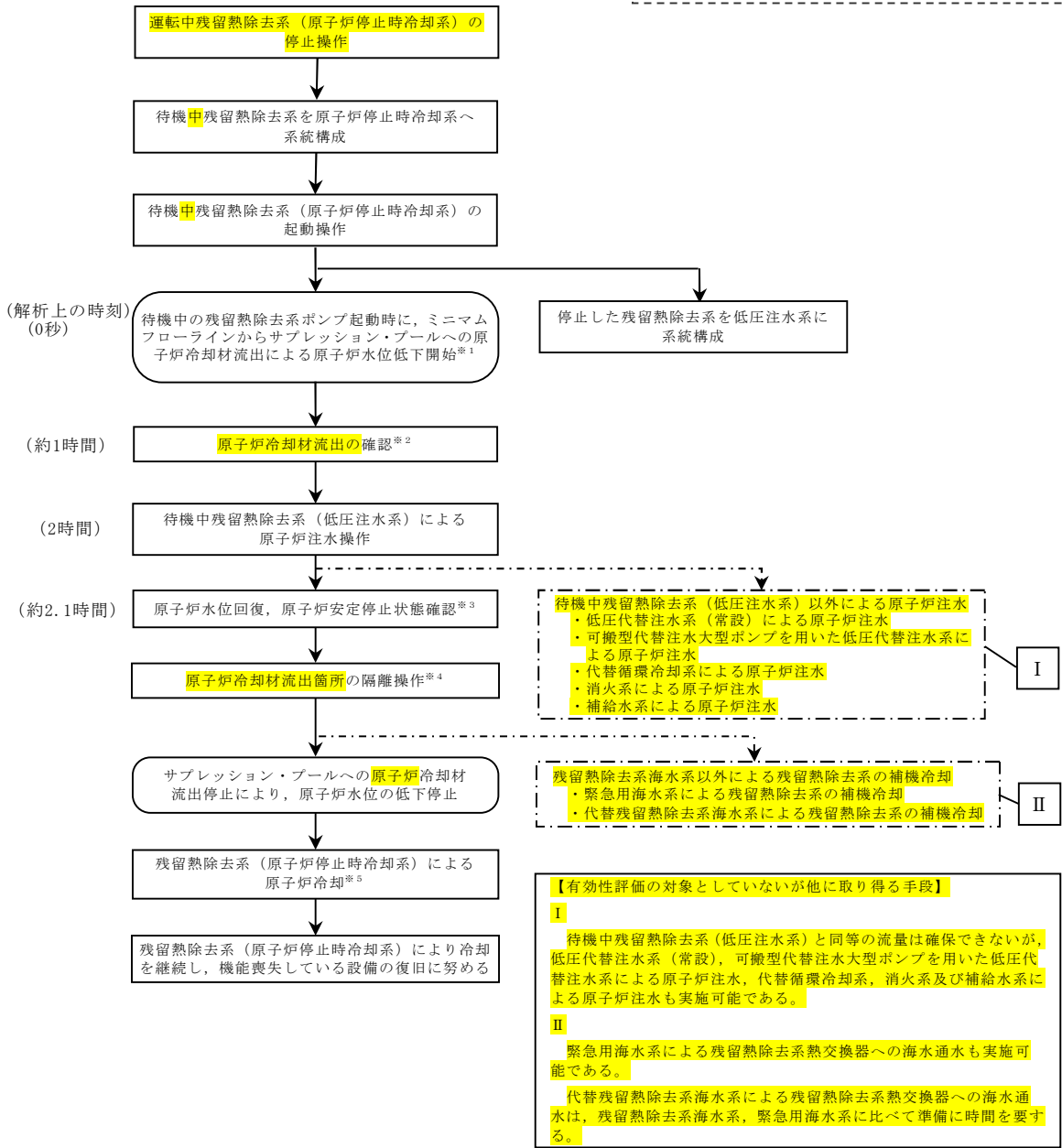
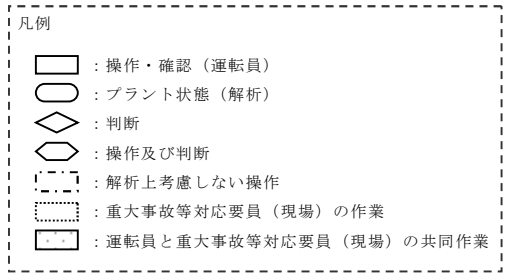


第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(原子炉注水)



第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(漏えいの隔離操作及び原子炉冷却)

- プラント前提条件
- ・プラント停止1日後
 - ・原子炉圧力容器閉鎖中
 - ・格納容器開放中
 - ・主蒸気隔離弁全開
 - ・残留熱除去系（A）運転中
 - ・残留熱除去系（B）待機中
 - ・残留熱除去系（C）点検中
 - ・原子炉水位は通常運転水位



※1：残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時、原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で待機中の残留熱除去系ポンプを起動することにより、ミニマムフロー弁が自動開となり、開固着することで原子炉冷却材がサブプレッション・チェンバに流出することを想定する（原子炉冷却材流出は45m³/h、原子炉水位の低下速度は1.5m/h）。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替後にプラント状態（原子炉水位、原子炉水温等）を確認するため、早期に原子炉冷却材の流出を認知することができる。

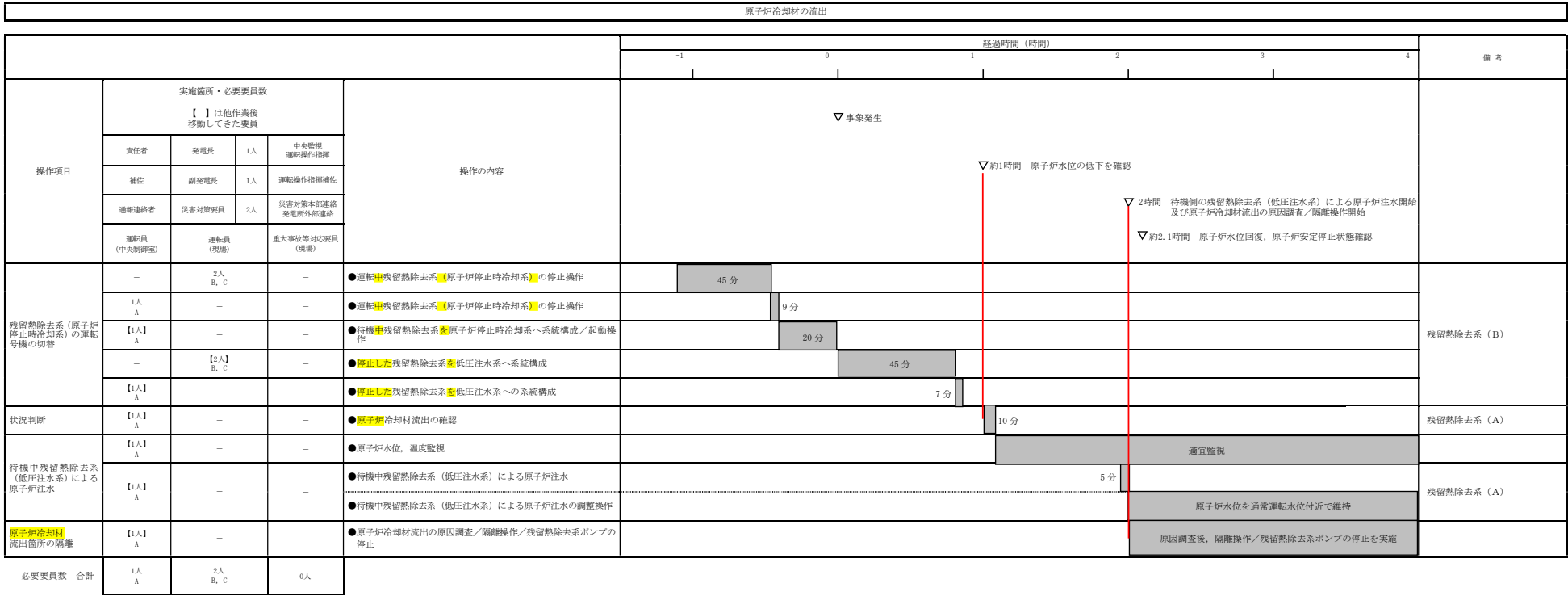
※2：中央制御室の監視により、原子炉水位の低下及びサブプレッション・プール水位の上昇を確認する。

※3：中央制御室において、原子炉水位（広帯域、燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。

※4：残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を維持した状態での操作であるため、十分な時間余裕がある。

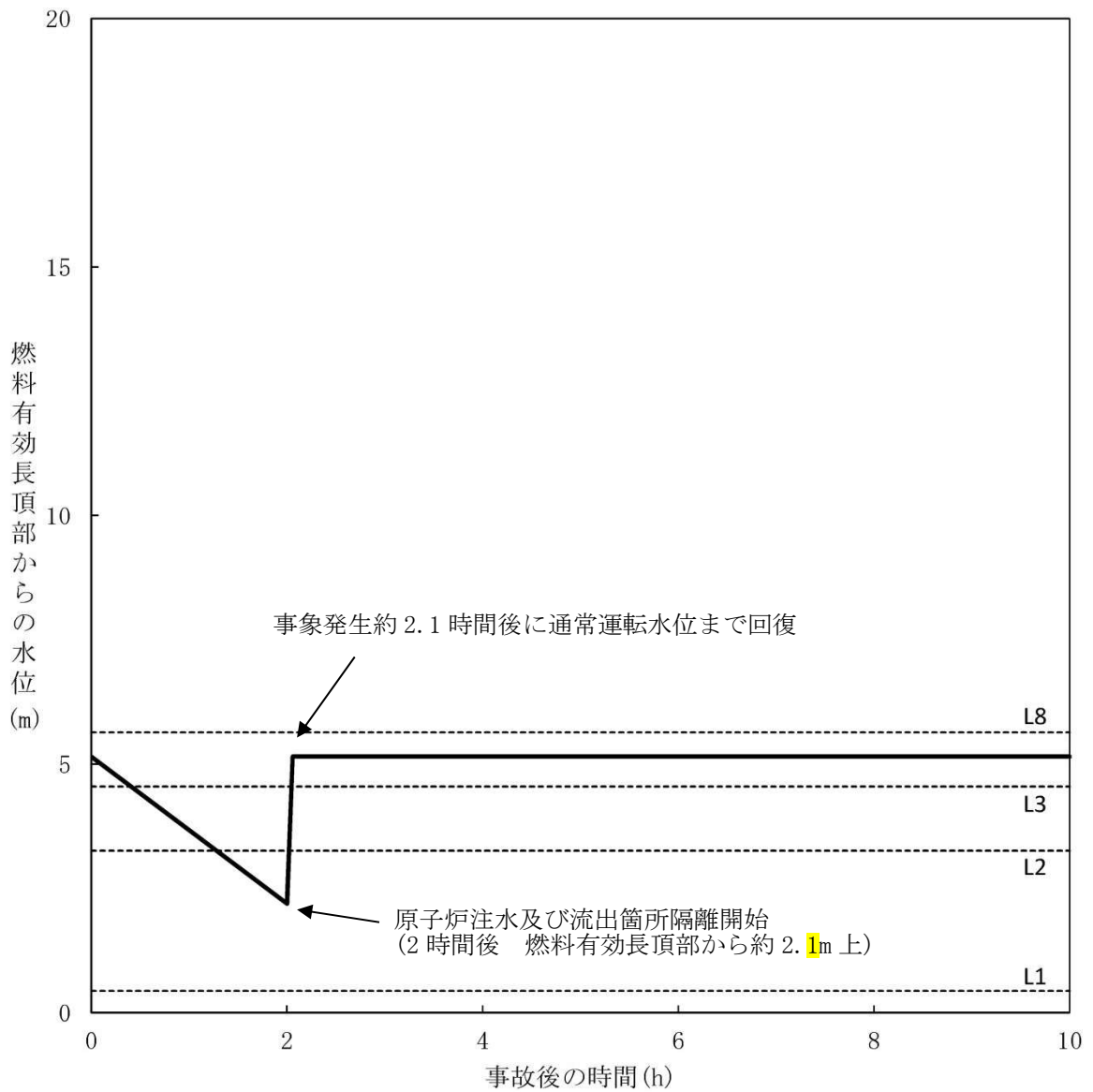
※5：残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第 5.3-2 図 事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

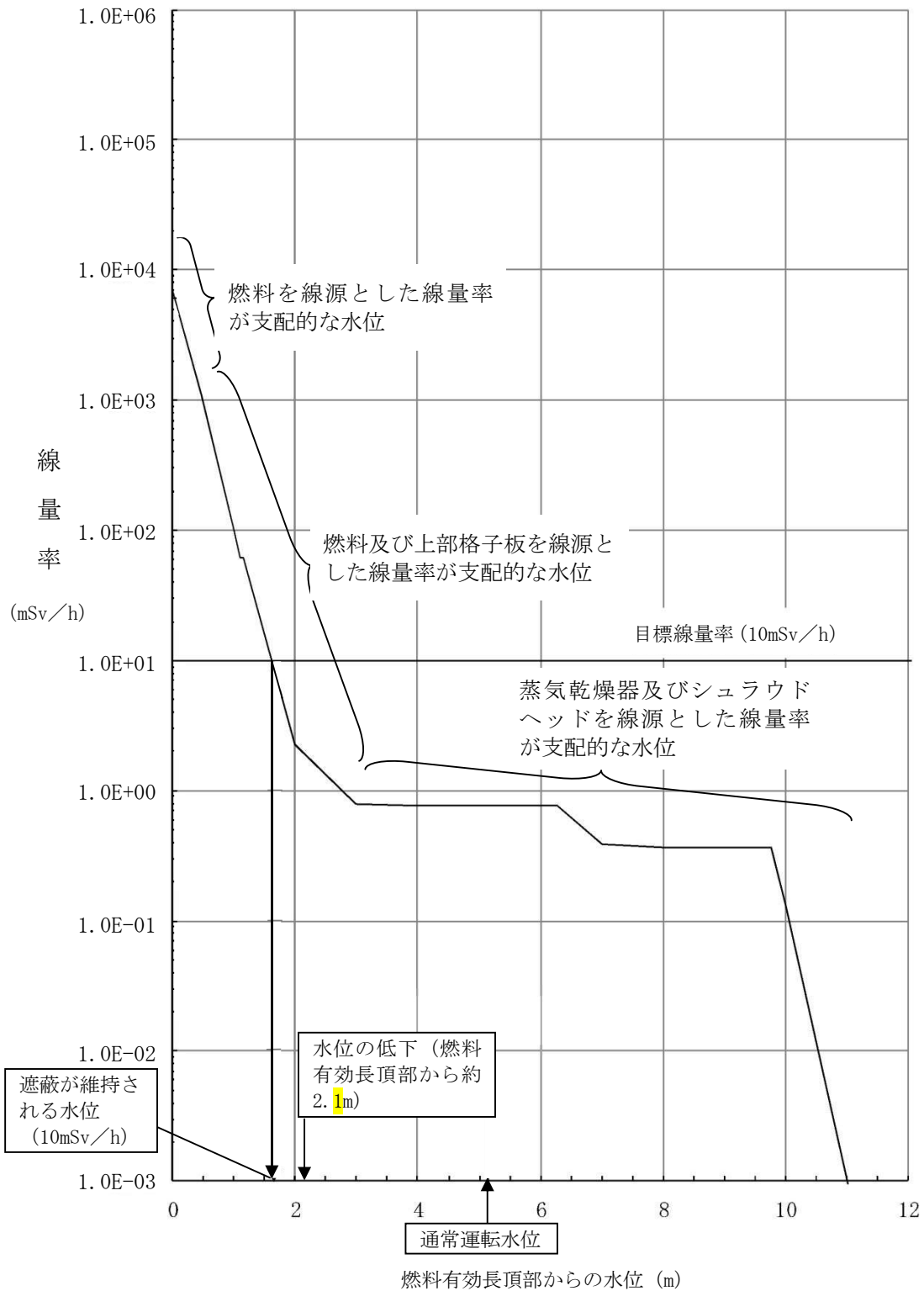


第 5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間

5.3-23



第 5.3-4 図 原子炉冷却材の流出における原子炉水位の変化
(燃料有効長頂部からの水位)



第5.3-5図 原子炉水位と線量率

原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流電源喪失」においては、原子炉未開放時を想定しており、原子炉上部での作業は不要であることに加えて、事象の認知は容易でありかつ事象発生から沸騰による水位低下が開始されるまでの時間余裕は1.1時間程度あるため、作業員が現場にいた場合も退避することが可能である。また、「原子炉冷却材の流出」においても原子炉未開放時を想定しており、原子炉上部での作業は不要であることに加えて、事象の認知は容易であり、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに2.3時間程度あるため、作業員が現場にいた場合も退避することが可能である。

(添付資料5.1.6)

運転停止中の「冷却材流出」の事故シナリオでは崩壊熱除去機能喪失に比べて原子炉圧力容器内の保有水量の減少が大きく、点検などに係る原子炉冷却材流出事故は原子炉圧力容器開放状態にて発生することも考えられるため、ここでは、原子炉圧力容器開放状態を対象に線量率の評価を行う。

2. 炉心燃料・炉内構造物の線源強度

放射線源として燃料、上部格子板、シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

(1) 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

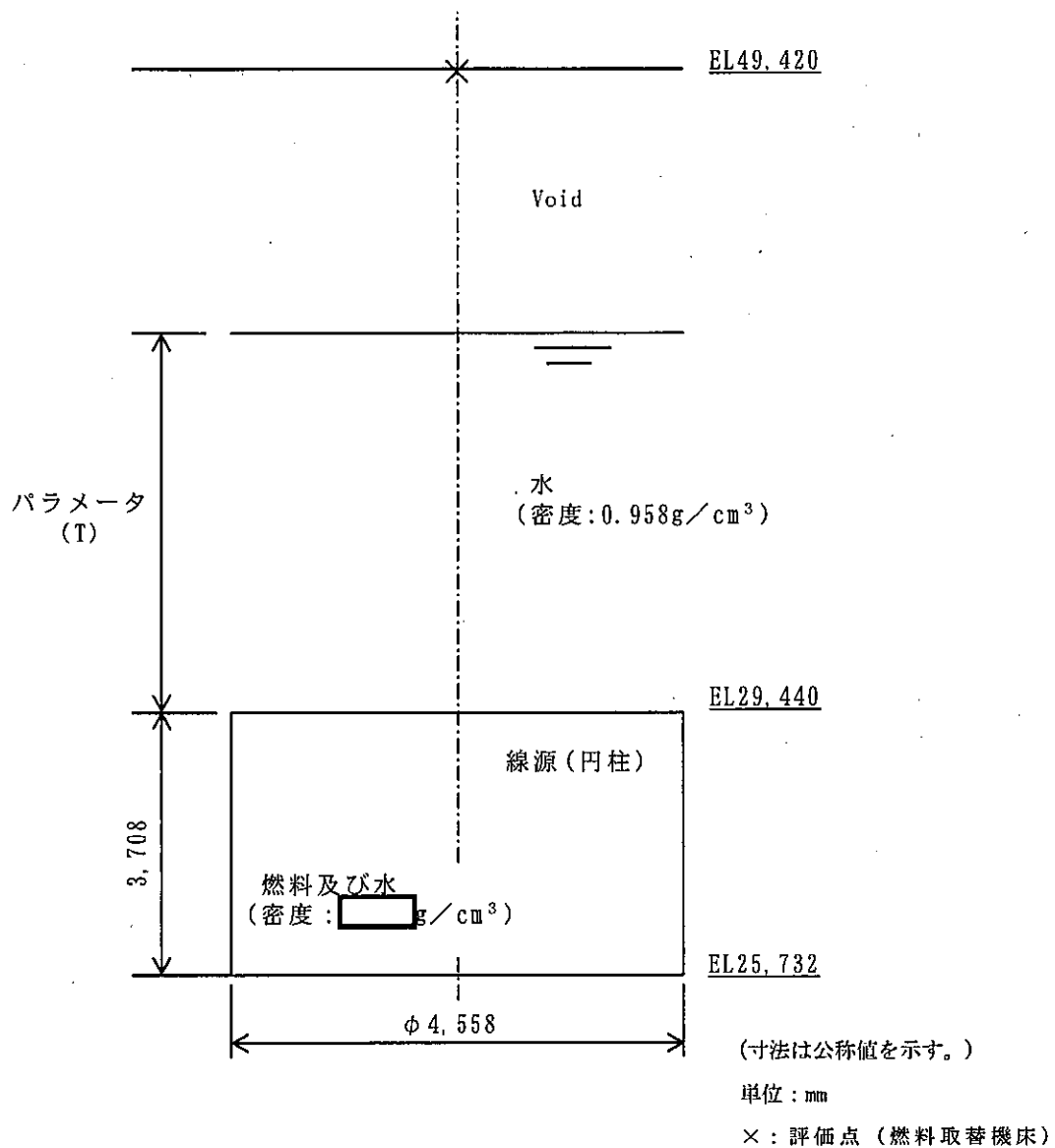
- 線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態
- 燃料有効長：3,708mm
- ガンマ線エネルギー：文献値^{※1}をベースにガンマ線エネルギー4群の線源強度を使用する。
- 線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）
- 線源条件は以下のとおり。
 - ・燃料照射期間：10⁶時間
 - ・運転停止後の期間：運転停止後3日^{※2}（実績を考慮して設定）
 - ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（STEP III 9×9 A型）
 - ・燃料集合体体積：7.179E+04cm³（STEP III 9×9 A型）

※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：停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。

- 計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第1図に示す。また、計算により求めた線源強度を第1表に示す。



第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 (cm ⁻³ ・s ⁻¹)
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07

(2) 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：368.3mm

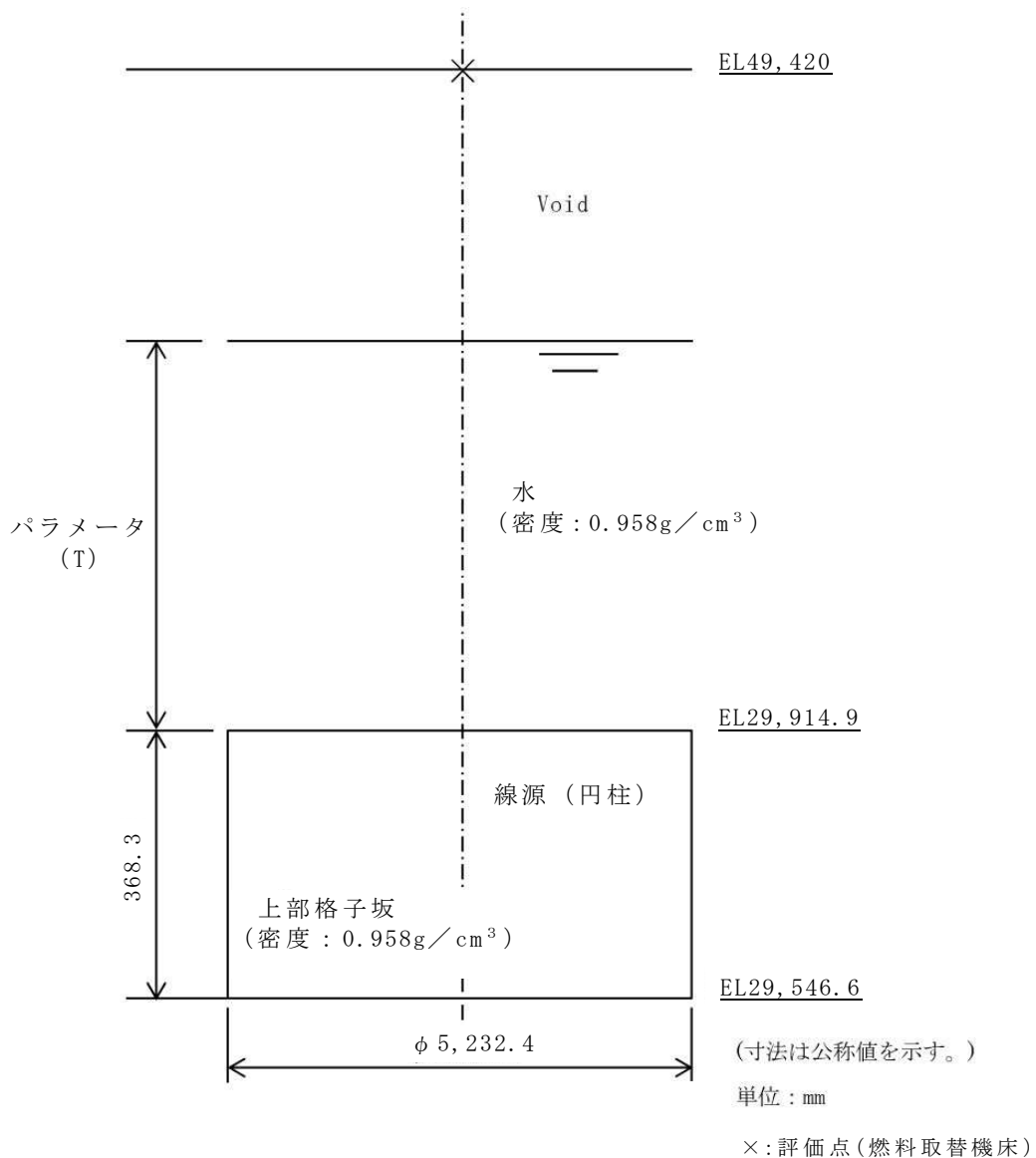
○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種⁶⁰Coを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm³※）

※：52℃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。

○線源強度は、機器表面の実測値（Sv/h）より7.3E+09 Bq/cm³と算出した。

線量率計算モデルを第2図に示す。



第2図 上部格子板の水深と線量率の計算モデル

(3) シュラウドヘッド

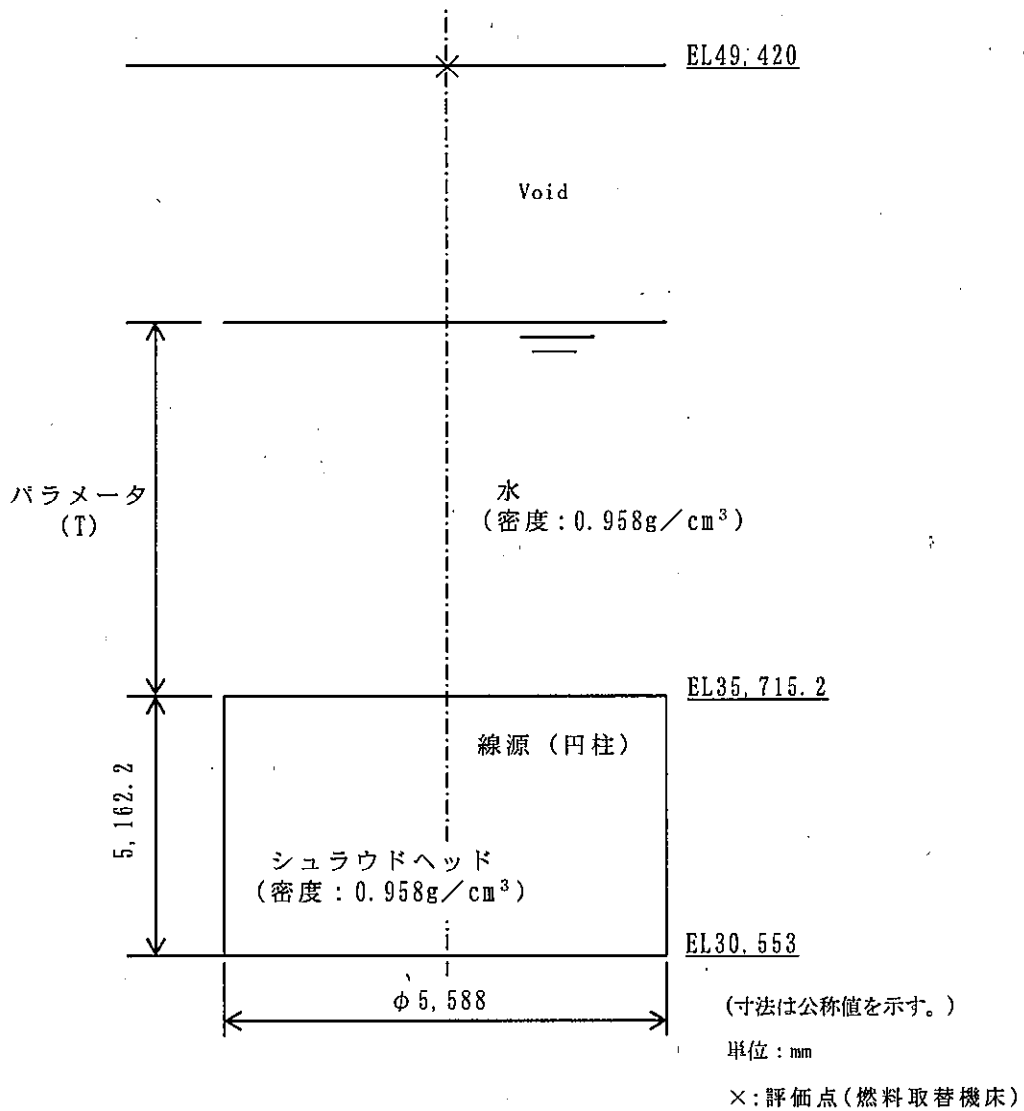
計算条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ：5,162.2mm
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種 ^{60}Co を想定して1.5MeVとする。
- 線源材質：水と同等 (密度0.958g/cm³※)

※：52℃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。

○線源強度は，機器表面の実測値（ mSv/h）より $6.7E+05$ Bq/cm³と算出した。

線量率計算モデルを第3図に示す。



第3図 シュラウドヘッドの水深と線量率の計算モデル

(4) 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円筒線源としてモデル化

○線源の高さ：5,524.5mm

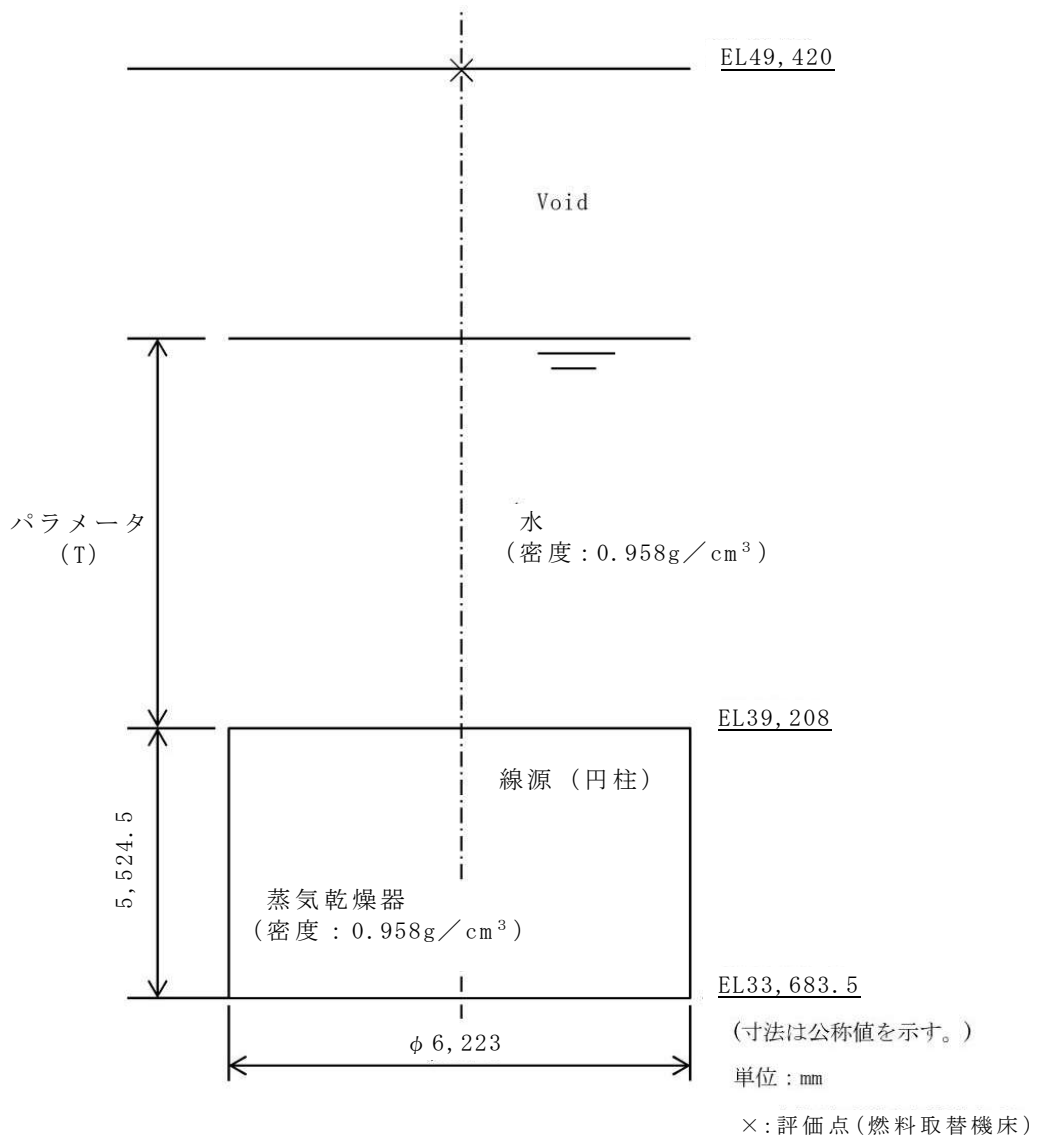
○ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、主要核種⁶⁰Coを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm³）

※：52℃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。

○線源強度は、機器表面の実測値（mSv/h）より2.7E+05 Bq/cm³と算出した。

線量率計算モデルを第4図に示す。



第4図 蒸気乾燥器の水深と線量率の計算モデル

2. 線量率

線量率は、「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコード (Ver1.04) を用いて計算している。

3. 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

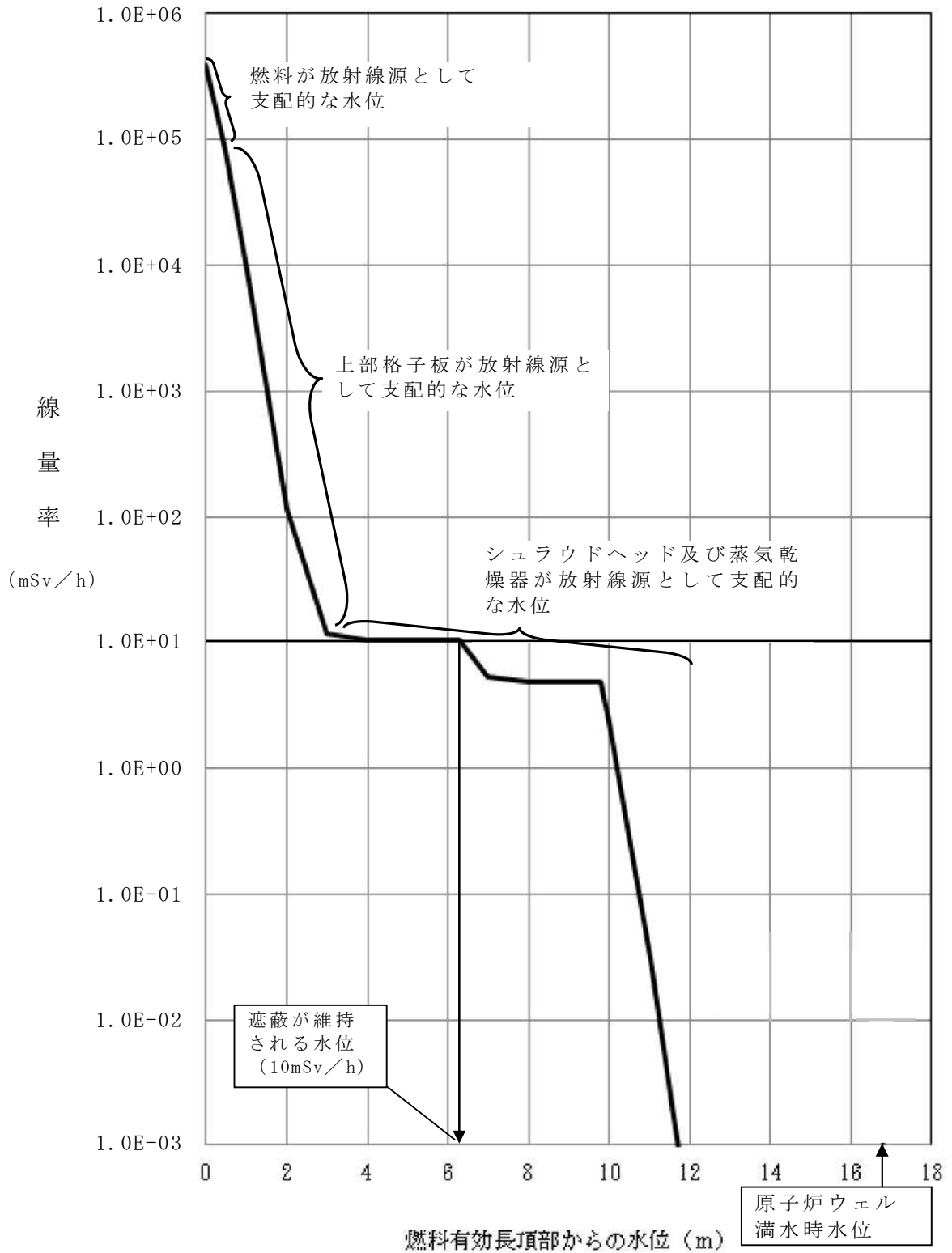
(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、保守的に燃料交換機床とした。なお、評価では第1図～第4図の線量率計算モデルに示すように原子炉ウェ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

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、評価点とした燃料交換機床がある原子炉建屋最上階での操作は不要であり、仮に事象発生時に作業員が原子炉建屋最上階で施設定期検査による作業を実施している場合であっても、退避警報による事象認知後に速やかに退避するため、水位低下後に長時間作業することはない。このため、運転停止中における線量率は、緊急作業時の被ばく限度（100mSv）から十分余裕のある10mSv/hを必要な遮蔽の目安とした。

放射線の遮蔽を維持するために必要な水位は第5図より、燃料有効長頂部から約6.4mとなり、ウェル満水時の水位から約10.4m低下した水位である。



第5図 線量評価結果

「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

1. 本評価におけるプラント状態の決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、施設定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業が実施される時期は概ね決まっているため、評価対象とするPOSを、選びうるPOSの比較により選定した。

2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定に当たり、施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の4つである。この4つの作業等から、本評価では「RHR切替」を選定した。選定の理由は、燃料損傷までの時間余裕が短いこと※、及び停止時PRAの結果から炉心損傷頻度が最も高く、代表性が高いことによるものである。

- ・ RHR切替
- ・ CUWブロー
- ・ CRD点検
- ・ LPRM点検

※1：RHR切替時のLOCAによる流出は他の冷却材流出事象と比べて流出量大きい（別添 東海第二発電所 確率論的リスク評価（PRA）について 添付資料 3.1.2.3-13 LOCAにおける余裕時間の評価について）

< RHR切替時のLOCA発生時の流出量の算出 >

(1) 評価条件

- a. ミニマムフローラインオリフィス仕様
 - ・オリフィス設計流量 56.8m³/h
 - ・オリフィス設計差圧 198.1m
- b. 炉圧 大気圧状態
- c. RHRポンプと原子炉水との水頭差（RHRポンプレベル：E.L-3,400）
 - ・通常水位 38.0m（E.L. 34,590～+E.L. 3,400）
 - ・ウエル満水 42.7m（E.L. 39,215～+E.L. 3,400）
- d. 残留熱除去系（停止時冷却系）の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧＝ポンプ出口圧力＝ポンプ揚程（85.3m）＋水頭差
 - ・通常水位 123.3m（E.L. 34,590～+E.L. 3,400）
 - ・ウエル満水 128.0m（E.L. 39,215～+E.L. 3,400）

(2) 評価式

オリフィス差圧は流量日の二乗に比例するとして評価。

$$\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$$

$$Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$$

ΔP : オリフィス差圧

Q : オリフィス差圧が ΔP の際の流量 (m³/h)

(3) 評価結果

- ・通常水位 : 45m³/h
- ・ウエル満水 : 47m³/h

3. POSを選定する上で考慮した点

施設定期検査中にRHR切替を実施する時期としては、RHRの運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は施設定期検査中のほぼ全ての期間で生じうる。このため、プラント状態についてはいずれの場合も選び得る。その上で、プラント状態の選定に当たっては、以下の点を考慮した。

(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短いPOSの方が適切である。ただし、本重要事故シナリオでは崩壊熱除去機能が喪失しないため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しないことから、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。

(2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。原子炉ウェル満水時における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約18.4時間であるのに対して通常運転水位における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約2.3時間である。

(3) 事象発生時の認知性

事象発生時の認知性の観点では、時間余裕が短い、すなわち保有水量が少ないPOSの方が適切である。なお、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが、有効性評価ではこれらに期待しないことで認知性をより厳しく扱った。

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上

蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m に低下するまでは原子炉圧力容器に上蓋等により遮蔽される。一方、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 6.4m に低下するまでは原子炉ウェルの水により遮蔽される。

いずれの場合においても、遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することにより遮蔽は維持されることから、作業環境に与える影響はない。

4. POS の選定結果と考察

重要事故シーケンスとして選定した「RHR切替時のLOCA」のプラント状態は、上記 3. に記載の 4 つの観点のうち、**時間余裕**の観点で厳しい原子炉水位が通常運転水位の POS-S, A, C, Dの中から、残留熱除去系の切替操作の実施が考えられる POS-A を選定した。また、他のプラント状態及び事故シーケンスが、POS-A の RHR 切替時の LOCA の評価に包絡されることを第 1 表で確認した。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は、原子炉水位低下による警報発報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、有効性評価ではこれらに期待しないことにより認知性の観点からも厳しい扱いとした。

第1表 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（POS）	包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
			燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	閉鎖	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外
A	PCV/RPV開放への移行状態	-	有効性評価にて評価項目を満足している	閉鎖	有効性評価において評価項目を満足していることを確認している（原子炉圧力容器は未開放状態であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される（添付資料5.1.6）	有効性評価において評価項目を満足していることを確認している。制御棒引き抜きに関する試験は「反応度の誤投入」に包絡される
B1	原子炉ウエル満水状態（原子炉ウエル水抜き開始まで）	冷却材流出事象の要因となる作業として「RHR切替」、 「CRD点検」及び「LPRM点検」が考えられるが、有効性評価でのPOS-Aの想定に比べ、原子炉圧力容器が開放状態の場合原子炉水位が高く、燃料損傷に至るまでの時間が長い。 「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさについて」に包絡される	有効性評価でのPOS-Aの想定に比べ、原子炉圧力容器が開放状態の場合原子炉水位が高く、燃料燃料長頂部が露出するまでの時間が長い。 「添付資料5.4.3 評価条件の不確かさについて」に包絡される	開放	放射線の遮蔽を維持するために必要な水位は原子炉未開放時に比べて高くなるが、有効性評価でのPOS-Aの想定に比べ原子炉水位が高く、遮蔽が維持される水位を下回るまでの時間が長い。 「添付資料5.4.3 評価条件の不確かさについて」に包絡される	プラントPOS-Aと同じ有効性評価において評価項目を満足していることを確認している。燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の誤投入」に包絡される
B2		・残留熱除去系-A ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）				
B3		・残留熱除去系-B ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設）				
B4		・残留熱除去系-A, B ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型）				
B5		・残留熱除去系-A ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型）				
B6		・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替燃料プール注水系（常設） ・代替燃料プール注水系（可搬型）				
C1	PCV/RPVの閉鎖への移行状態	冷却材流出事象の要因となる作業として「RHR切替」及び「CUWブロー」が考えられるが、プラント状態の違い（崩壊熱等）が事象進展に影響しないため、POS-Aを想定した有効性評価と同じ評価となる	POS-Aに比べて崩壊熱が低いが、崩壊熱除去機能を喪失しないことより崩壊熱の違いが事象進展に影響しないため、POS-Aの有効性評価と同じ評価となる	閉鎖	有効性評価でのPOS-Aの想定とプラント状態が同等であるため、POS-Aの有効性評価と同じ評価となる	POS-Aと同じ有効性評価において評価項目を満足していることを確認している。制御棒引き抜きに関する試験は「反応度の誤投入」に包絡される
C2		・残留熱除去系-B, C ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）				
D	起動準備状態	・残留熱除去系-A, B, C ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型）		閉鎖		

添付 5.3.2-5

安定停止状態について（原子炉冷却材の流出）

運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，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及び原子炉冷却材の流出の停止により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，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。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，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。

評価条件の不確かさの影響評価について（原子炉冷却材の流出）

第 1 表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材喪失）（1/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉初期水温	52℃	約 43℃～51℃ (実績値)	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため時間余裕が長くなることが考えられるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから、原子炉水位の回復は早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉の初期水位及び原子炉压力容器の状態	通常運転水位及び原子炉压力容器未開放	事故事象毎	評価項目となるパラメータに対して時間余裕が厳しくなる、通常水位を想定	原子炉压力容器が開放状態で、原子炉ウエル満水又は原子炉ウエル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため遮蔽水位到達までの時間余裕が長くなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。 また、原子炉ウエル満水時においてプールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが、同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉压力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウエル満水又は原子炉ウエル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため、遮蔽水位到達までの時間余裕は約 18.4 時間と、評価条件に比べて長くなる。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧	原子炉停止から1日後の状態を想定	最確条件と解析条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材喪失）（2/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
		評価条件	最確条件				
事故条件	燃料の容量	約 800kL	800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—	
	起回事象	R H R 切替時の冷却材流出	R H R 切替時の冷却材流出	燃料損傷までの時間余裕が厳しい事象を仮定	最確条件と解析条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と解析条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	冷却材流出流量	45m ³ /h	約 45m ³ /h	ミニマムフローラインの設計流量を設定			
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており、崩壊熱除去機能は喪失しないことから、原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない			
	外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの弁が閉となり、冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定			外部電源がある場合は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m ³ /h	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定			最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

第2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 (運転停止中 原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	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	事象の認知及び操作の時間を基に, さらに 時間余裕 を考慮して設定	<p>【認知】 評価では, 中央制御室の巡視により, 原子炉水位低下を認知すると想定している。実際は, 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転号機の切替時のプラント状態(原子炉水位等)の確認により, 早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 要員配置が操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系(低圧注水系)のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は, 中央制御室内の操作盤での操作スイッチによる操作であるため, 容易な操作である。操作時間は5分を想定しており, 原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は, 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作時に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内における操作は, 制御盤での操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉水位低下時に原子炉注水操作の必要性を認知することは容易であり, 評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが, 実際は運転員の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転号機の切替時のプラント状態確認(原子炉水位等)による早期の認知に期待でき, その後速やかに原子炉注水操作を実施するため, 開始時間は早くなる場合が考えられ, 原子炉水位の回復が早くなる。	原子炉注水操作開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約2.3時間であり, 燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約3.5時間であり , これに対して, 事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから, 時間余裕 がある。	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績を取得した。所要時間を5分で想定しているところ, 訓練実績では約4分である。想定で意図している運転操作時間が実施可能なことを確認した。

第2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（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	原子炉冷却材流出停止操作及び停止確認	—	運転操作手順等を踏まえて設定	<p>【認知】 評価では，中央制御室の巡視により，原子炉水位低下を認知すると想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 運転員による操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐してことから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 運転員による操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）によって原子炉水位を維持した状態での操作となるため，十分な時間余裕がある。</p> <p>【他の並列操作の有無】 原子炉水位の維持のための操作と並列した操作となるが，中央制御室での簡易な操作であるため，操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内における操作は，制御盤での操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認（原子炉水位等）による早期の認知に期待でき，原子炉注水操作開始時間が想定より早くなり，それに伴い実際の原子炉冷却材流出の停止操作の開始時間が早くなる場合が考えられ，原子炉水位の回復が早くなる。</p>	<p>原子炉冷却材流出の停止操作の開始が早くなる可能性があるが，残留熱除去系（低圧注水系）によって原子炉水位を維持した状態での操作であり，十分な時間余裕があるため，評価項目となるパラメータに対する影響はない。</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得した。訓練では，原子炉冷却材流出停止の操作時間（原因調査を除く）は約11分であることを確認した。</p>

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 原子炉冷却材の流出)

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) = 約 484.0kL	7日間の軽油消費量 約 614.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり,7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) = 約 130.3kL		

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが,保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。

※2 事故収束には必要ではないが,保守的に起動を仮定した。

5.4 反応度の誤投入

5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「反応度の誤投入」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，反応度の誤投入により，原子炉が臨界に達することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対して制御棒の引き抜きの制限及びスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対しては，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，制御棒引抜阻止機能により制御棒引き抜きを阻止し，出力の異常上昇を未然に防止するとともに，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。対

応手順の概要を第 5.4-1 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.4-1 表に示す。

本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は全て自動で作動するため、中央制御室の運転員による確認のみであり、対応操作の要員は不要である。

なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認については、中央制御室の運転員 1 名で実施可能である。

a. CR-2*の「連続引き抜き」(誤操作による反応度誤投入)

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。

原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。

※：CR-2：最大反応度値制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒

b. 反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認

制御棒の誤引き抜きによる反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号が発生することで原子炉はスクラムし、制御棒が全挿入となり、原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。

5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に

実施される試験等により，最大反応度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，臨界近接を認知できずに臨界に至る事象」である。

運転停止中の原子炉においては，不用意な臨界の発生を防止するため，停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに，通常は原子炉モード・スイッチを「燃料交換」位置として，1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら，運転停止中の原子炉においても，検査等の実施に伴い，原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合，制御棒の引き抜きは原則として 1 ノッチずつ操作を行い，起動領域計装により中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは，誤操作によって制御棒が過剰に引き抜かれることにより臨界に至る反応度が投入されるため，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。

よって，この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コード A P E X により炉心平均中性子束の過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに，解析コード及び解析条件の不確かさのうち，評価項目となるパ

ラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.4-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。

(b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

(c) 原子炉初期出力，原子炉初期圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉初期出力は定格値の 10^{-8} ，原子炉初期圧力は0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO₂とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

運転停止中の原子炉において，制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は、事象を厳しく評価するため、最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.71% Δk である。引き抜き制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないよう管理^{*}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が、管理値を超える事象を想定した。

※：停止時冷温臨界検査の臨界近接時における制御棒の反応度価値は 1.0% Δk 以下となるよう管理

(c) 外部電源

制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要である。外部電源がない状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引き抜き速度

制御棒は、引き抜き速度の上限値 9.1cm/s にて連続で引き抜かれ^{*}、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号で引き抜きが阻止されるものとする。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

※：予め停止余裕が確認されている場合、一本目の制御棒の全挿入状態からの全引き抜き操作、及び反応度価値の小さい制御棒位置（30Pos.）以降の制御棒引抜操作については、連続引き抜きが実施可能な手順としている。そ

のため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) 信号によるものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの対応手順の概要を第 5.4-1 図に、炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短 (10 秒) 信号が発生し、制御棒の引き抜きが阻止されるとともに、原子炉はスクラムする。この時、投入される反応度は約 1.13 ドル (投入反応度最大値 : $0.68\% \Delta k$) であるが、原子炉出力は定格出力の約 15% まで上昇するにとどまる。また、燃料エンタルピは最大で約 85kJ/kgUO_2 であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である 272kJ/kgUO_2 (65cal/gUO_2) を超えることはない。燃料エンタルピ増分の最大値は約 77kJ/kgUO_2 であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 $65,000\text{MWd/t}$ 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エン

タルピの増分で 167kJ/kgUO_2 (40cal/gUO_2) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 5.4.1)

5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、自動作動する原子炉緊急停止系及び制御棒引抜阻止回路により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止するとともに、原子炉をスクラムさせることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等はない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさは、実験にて7~9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

(添付資料 5.4.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.4-2表に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心状態、実効増倍率、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度、誤引き抜きされる制御棒、制御棒引き抜き速度、制御棒引き抜き阻止及びスクラム信号に関する影響の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

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

実効増倍率について0.99の場合は、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、また投入される反応度も0.96ドルと小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。原子炉初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、原子炉初期出力の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 評価条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。

(添付資料 5.4.2)

(3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果及び実効遅発中性子割合は評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施する。

ドップラ反応度を+10%とした場合の燃料エンタルピー最大値は約 80kJ/kgUO₂ (増分の最大値: 約 72kJ/kgUO₂)、-10%とした場合の燃料エンタルピー最大値は約 92kJ/kgUO₂ (増分の最大値: 約 83kJ/kgUO₂)、また制御棒反応度を+10%とした場合に投入される反応度は 1.15 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 102kJ/kgUO₂、増分の最大値: 約 94kJ/kgUO₂)、-10%とした場合に投入される反応度は 1.12 ドル、実効遅発中性子割合を+10%とした場合に投入される反応度は 1.11 ドル、-10%とした場合に投入される反応度は 1.16 ドル (燃料エンタルピー最大値: 約 90kJ/kgUO₂、増分の最大値: 約 82kJ/kgUO₂) であり、これらの不確かさを考慮しても燃料の健全性に影響がない。

(添付資料 5.4.2)

(4) 操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、操作時間余裕に関する影響はな

い。

(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含した評価においても、投入される反応度は1.16ドル（燃料エンタルピー最大値：79.6kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値*：71.2kJ/kgUO₂）に留まることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格出力の10⁻⁸の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（1.13ドル）と大きく差異がない、1.09ドル（10倍）及び1.17ドル（燃料エンタルピー最大値：約123kJ/kgUO₂，増分の最大値：約115kJ/kgUO₂）（1/10倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し、1.13ドルであった。有効性評価での結果（1.13ドル）と差異がないことから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

（添付資料 5.4.2）

(6) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、自動作動する原子炉緊急停止系により、自動的に制御棒の引き抜きを阻止するとともに原子炉スクラムすることで、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

a. 水源

本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

5.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により制御棒の過剰な引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「制御棒1本が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒の1本が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける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。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

第 5.4-1 表 反応度の誤投入における重大事故対策について

操作及び確認	手 順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
CR-2の「連続引き抜き」(誤操作による反応度誤投入)	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—	起動領域計装
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短(10秒)信号で原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域計装

第5.4-2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（1/2）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード	A P E X	—
初期条件	炉心状態	平衡炉心サイクル初期 9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）の熱水力学的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料（A型）を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0 原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の 10^{-8} 原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa[gage] 停止時余裕検査時の原子炉圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び 原子炉冷却材温度	20℃ 冷却材温度の下限値として運用している値であり、反応度の観点からは保守的な値として設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂ 冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き 運転停止中の原子炉において、最大反応度値の制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、停止時冷温臨界検査では、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理*している。これらを踏まえて、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値制御棒及びその対角隣接の制御棒 運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査を考慮し設定（誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71%Δk）。 引抜制御棒反応度曲線は、第5.4-2図のとおり。
	外部電源	外部電源あり 制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため、外部電源があるものとして想定

※：停止時冷温臨界検査の臨界近接時における制御棒の最大反応度値は1.0%Δk以下であること

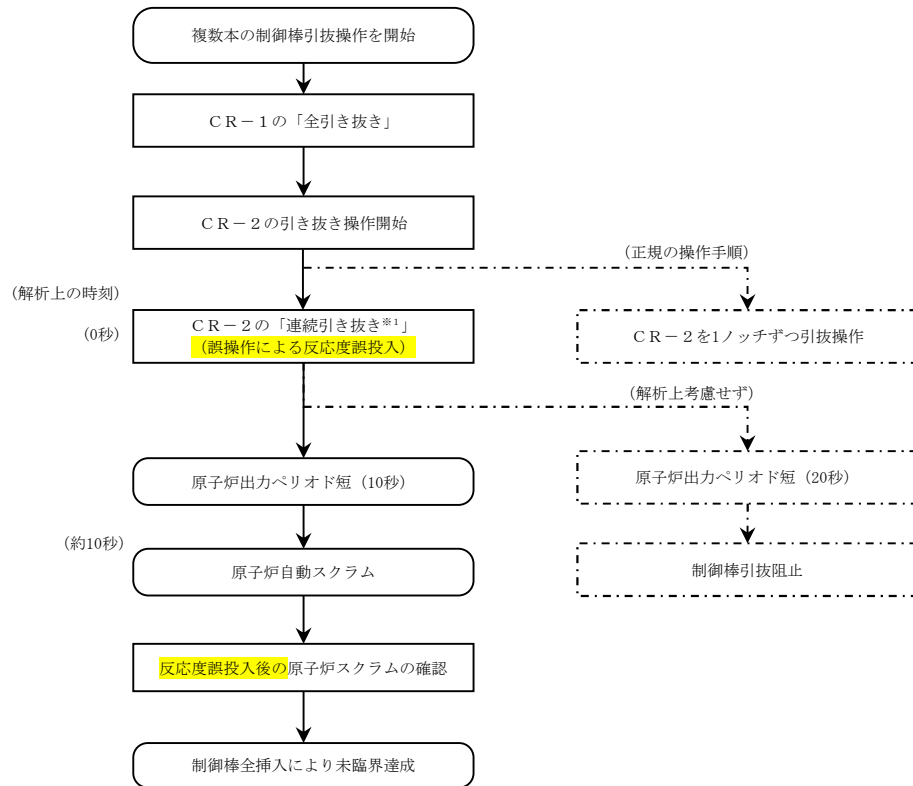
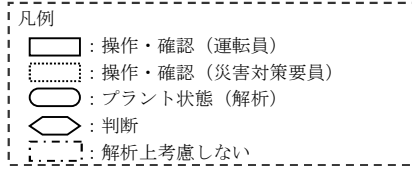
第5.4-2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（2/2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故に関連する 機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	引き抜き速度の上限値を設定
	起動領域計装の バイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより、厳しい評価となる
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短信号 (10秒)	起動領域計装のスクラム機能を設定*

※：複数の制御棒引抜を伴う検査の実施する際において、発電長が最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の機能が維持されていること（指示値の異常有無確認、点検記録及び校正記録等の確認等）、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。
そのため、本事象においてスクラム信号の機能に期待できる。

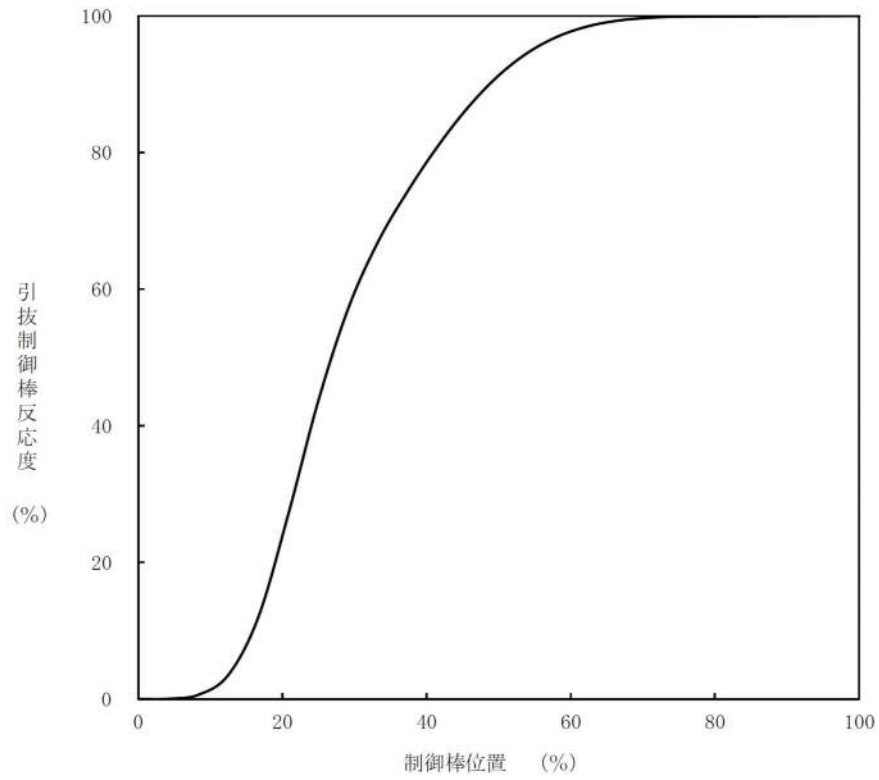
プラント前提条件
 ・複数本の制御棒引抜操作（冷温臨界検査及び原子炉停止余裕検査を考慮した想定）
 ・原子炉モード・スイッチ「起動」位置

引抜制御棒
 CR-1：最大反応度値制御棒
 CR-2：CR-1の対角隣接の制御棒

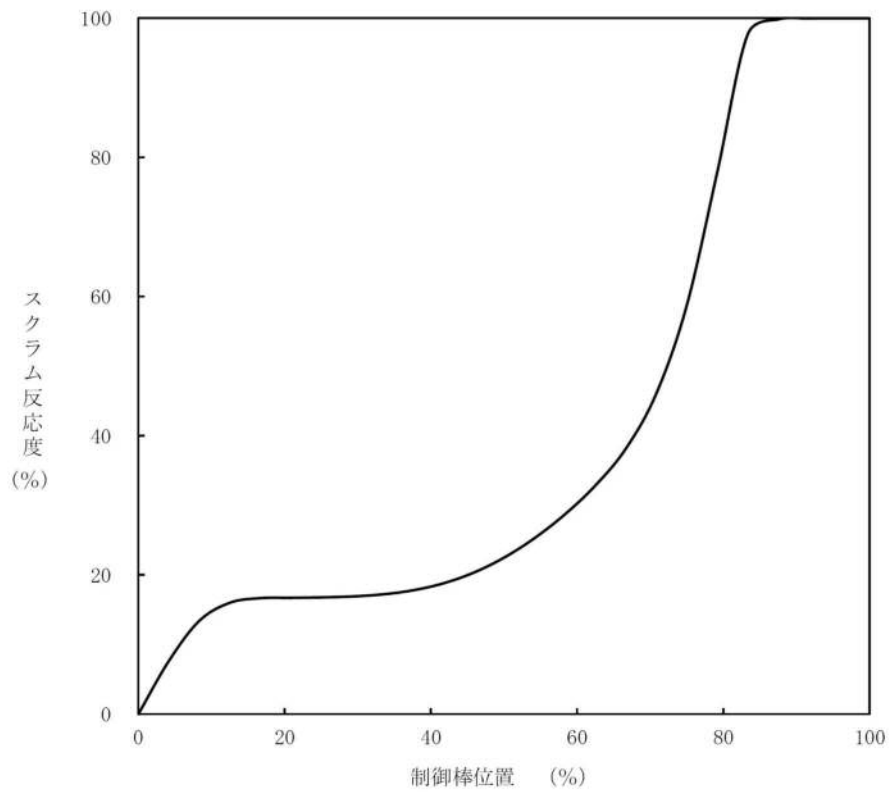


※1：人的過誤としてCR-2の連続引き抜きを想定する。

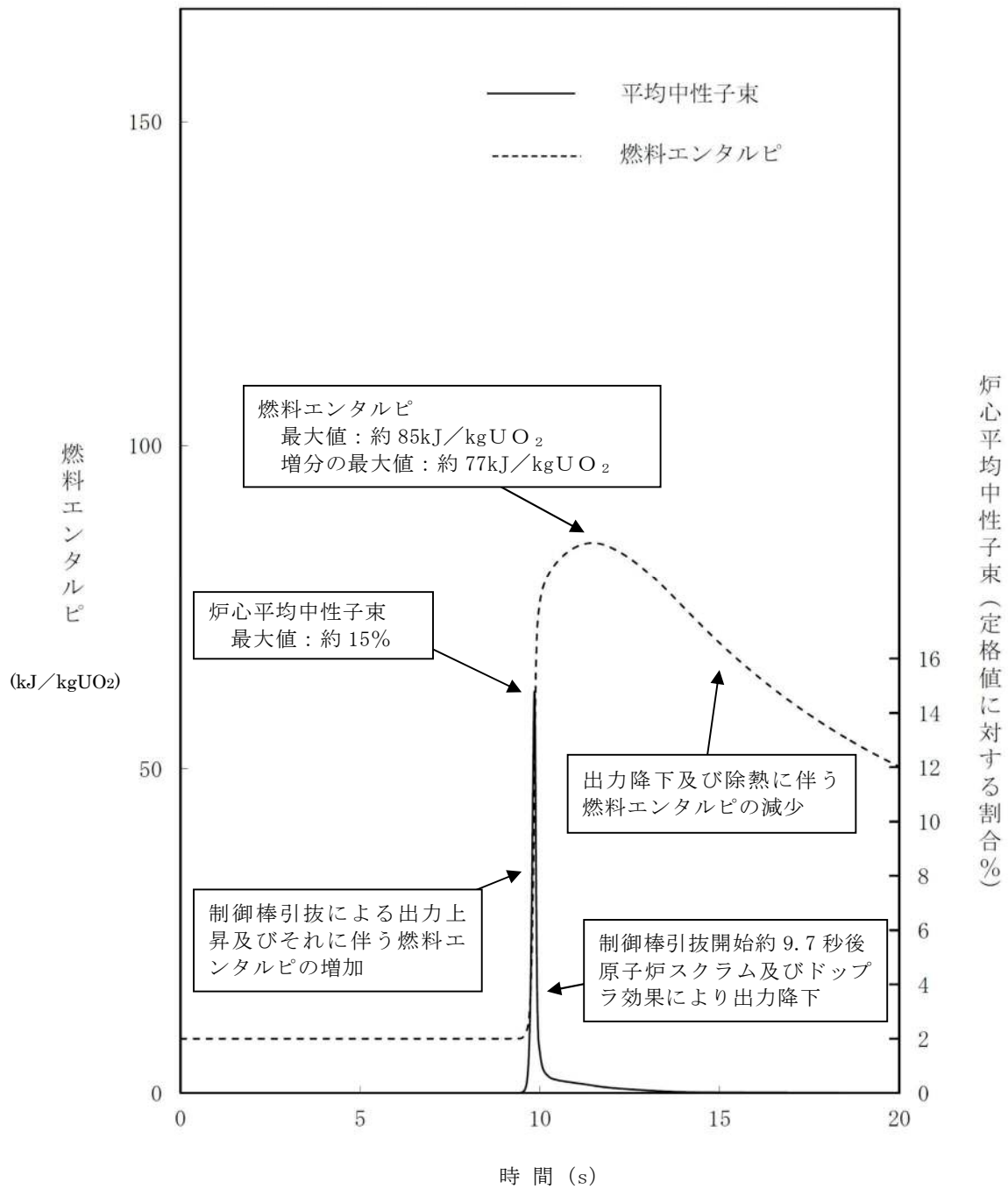
第 5.4-1 図 事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要



第 5.4-2 図 反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線



第 5.4-3 図 反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線



第 5.4-4 図 反応度の誤投入における事象変化

安定停止状態について

運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。

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

【安定状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉出力ペリオド短（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。

また，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を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。

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

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の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> 一点近似動特性モデル（炉出力） 出力分布は二次元拡散モデル 核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約 	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き扱きは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。したがって、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	ドブプラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> 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 	考慮しない		解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し、さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 $0Gwd/t$ 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	<ul style="list-style-type: none"> ドブ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、ポイド反応度フィードバック効果は考慮しない※ 	<ul style="list-style-type: none"> ドブプラ反応度フィードバック効果：7～9% 実効遅発中性子割合：4% 		実験によるとドブプラ反応度フィードバックの不確かさは7～9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力 	<ul style="list-style-type: none"> 制御棒反応度：9% 実効遅発中性子割合：4% 		制御棒反応度の不確かさは約9%程度あることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> 熱伝導モデル 燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル 	考慮しない	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されており、類似の事象である本事故シーケンスについても、影響はほとんど生じない。	
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 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 	考慮しない	本事象では即発臨界となり、急激な出力上昇が生じるが、スクラム反応度印加により出力は速やかに降下し、燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから、燃料棒表面熱伝達の不確かさが燃料エンタルピの最大値に及ぼす影響はほとんどない。	
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow-Griffithの式及び Kutateladzeの式	考慮しない	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して十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。	

※：APEXは断熱モデルに基づくドブプラ反応度フィードバックモデルを採用し、減速材温度フィードバック及び減速材ポイドフィードバックは考慮しない

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

項目	解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	炉心状態	平衡炉心サイクル初期	装荷炉心毎, 燃焼度毎に変化	停止時の制御棒の誤引き抜きは, 起動領域計装の原子炉出力ペリオド短(10秒)信号の発生により, 自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり, 事象は収束することから, 運転員等の操作を必要としない。 したがって, 解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	実炉心においては装荷炉心毎, 燃焼度毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化する。 これらの影響については以下の2つの保守的な想定をした評価においても, 投入される反応度は約1.16ドル(燃料エンタルピ最大値: 79.6kJ/kgUO ₂ , 燃料エンタルピの増分の最大値: 71.2kJ/kgUO ₂)にとどまることから, 不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合(補足説明資料7「反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について」参照)	
	実効増倍率	1.0	0.99以下		原子炉は臨界状態にあるものとして設定	実効増倍率について0.99とした場合, 臨界到達までにかかる時間が追加が必要となり, また投入される反応度も0.96ドルと小さくなるため, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉初期出力	定格出力の10 ⁻⁸	定格出力の10 ⁻⁸ 程度		原子炉が低温状態であることを想定して設定	初期出力は炉心状態毎に異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。 定格出力の10 ⁻⁸ の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い, 結果は以下のとおりとなった。 ・定格出力の10 ⁻⁷ : 1.09ドル ・定格出力の10 ⁻⁹ : 1.17ドル(燃料エンタルピ最大値: 約123kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約115kJ/kgUO ₂) 有効性評価での結果(1.13ドル, 燃料エンタルピ最大値: 約85kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値は約77kJ/kgUO ₂)と大きく差異がないことから, 初期出力の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料被覆管表面温度及び冷却材温度	20℃	事故事象毎 20℃以上		冷却材温度の下限值として運用している値であり, 反応度の観点からは保守的な値として設定	初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。 初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し, 結果は以下のとおりとなった。 ・初期燃料温度60℃: 1.13ドル(燃料エンタルピ最大値: 約96kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約20kJ/kgUO ₂) 有効性評価での結果(1.13ドル)と差異がないことから, 初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料初期エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	事故事象毎		冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定	
	事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値制御棒の斜め隣接制御棒		解析条件と同様	誤引き抜きされる制御棒は, 事象の厳しさの観点では最大反応度値制御棒の隣接制御棒となるが, 発生確率の観点等から斜め隣接制御棒とする。 (添付資料5.4.3)

添付5.4.2-2

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

項目		解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
機器条件	制御棒引抜速度	9.1cm/s	9.1cm/s以下	引抜速度の上限値として設定	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。したがって、解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析上では引抜速度の上限値を設定しているが、最確条件では上限値に比べて遅い引抜速度であり、投入反応度が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	起動領域計装のバイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個	バイパスなし	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより、厳しい評価となる		バイパス状態がない場合は制御棒引抜阻止及びスクラム信号の応答が早くなり、投入反応度が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短（10秒）信号	解析条件と同様	設計値を設定		解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

反応度誤投入事象の代表性について

1. はじめに

有効性評価では反応度の誤投入事象として、「原子炉停止時に最大反応度価値を有する 1 本の制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒の 1 本が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する停止時冷温臨界検査や停止余裕検査を考慮した想定であり、その検査の制御棒引き抜き事象の代表性について以下に示す。

2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査

運転停止中の原子炉においては、停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれた状態でも炉心の未臨界を維持できること）を確保した燃料配置としていることに加え、原子炉モード・スイッチを「燃料取替」位置にすることで、1 本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックが作動する状態とし、不用意な臨界の発生を防止している。

しかしながら、原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界検査の実施時においては、原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。このため、これらの検査中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの検査の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。

(1) 停止時冷温臨界検査

検査の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積。

検査方法 : 予め作成した検査用引き抜きシーケンスに従って順番に対

象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉水温度、ペリオド等のデータを採取する。

対象制御棒：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施する。

事故防止対策：制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員1名による監視。

(2)原子炉停止余裕検査

検査の目的：停止余裕（挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値を有する制御棒1本が挿入されない場合でも、原子炉を常に冷温で未臨界にできること）を確認する。

検査方法：①最大価値を有する制御棒（CR-1）の全引き抜き
②最大価値を有する制御棒（CR-1）を位置N※まで挿入する。

※：最大価値を有する制御棒（CR-1）の斜め方向に隣接した制御棒（CR-2）について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置

③最大価値を有する制御棒（CR-1）の斜め隣接の制御棒（CR-2）を位置Nまで引き抜く

④最大価値を有する制御棒（CR-1）を再度全引き抜き
この状態で炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際しては、1ノッチ引き抜き毎に検査担当で未臨界を確認している。

対象制御棒：最大反応度価値制御棒1本

最大反応度価値制御棒の斜め隣接した制御棒 1 本
引き抜かれる制御棒は斜め隣接の制御棒のうち反応度の補
正に必要な価値を有していて印加反応度が大きすぎないよ
うに選択

事故防止対策：制御棒価値ミニマイザによる制御棒操作手順の監視，又は
制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員 1 名による監
視。

3. 想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として、「燃料の誤
装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討し
た。

3.1 単一の人的過誤

(1) 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は、燃料の誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、
想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら、燃料を
装荷する際は燃料取替機が自動で燃料装荷位置まで移動し、かつ作業員に
よる燃料装荷位置の確認や定検時燃料移動監視装置による確認等が行われ
る。このため、本事象が発生しても適切に認知がされることから、反応度
の連続投入や急激な反応度の投入は考えにくい。

(2) 制御棒の選択誤り

操作対象制御棒の選択を誤ると、当該制御棒の反応度価値が変化する。
停止時冷温臨界検査及び停止余裕検査では、事前に対象となる制御棒の価

値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており，その制御棒パターンは制御棒価値ミニマイザ[※]や運転員等により監視されているため，操作対象以外の制御棒が選択されることは考えにくい。また，選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引き抜き操作は 1 ノッチずつであるため，反応度の急激な投入は考えにくい。

※停止余裕検査では使用していない

(3) 制御棒の連続引き抜き

運転員，及び制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員が制御棒や起動領域計装の確認を実施しており，人的過誤発生時も認知が容易である。しかし，これらの認知は運転員に期待しているため，有効性評価ではこれらの認知に期待せず，制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

3.2 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「燃料の誤装荷」，「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由[※]から，検討すべき人的過誤の重畳は「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。

評価の結果，人的過誤の重畳は発生の可能性が低いことから，有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の誤引き抜き」について検討する。

※：「制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合には，制御棒が 1 ノッチずつ引き抜かれるため，投入される反応度は「制御棒の連続引き抜き」に比べて小さいと考えられる。また，「燃料の誤装荷」については，燃料取替機により自動で選択されるため，運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることは考えにくく，燃料の装荷順序に係るデータの入力についても十分確

認がなされていることから、「燃料の誤装荷」単一の過誤発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮する必要がないと考えられる。

- (1) 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の人的過誤確率
- 人的過誤の重畳を考慮すべき試験は、「2. 停止時において制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり、原子炉停止余裕検査及び冷温臨界検査である。通常、**停止時冷温臨界検査**では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。これらの機能に期待しないで試験を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、制御棒価値ミニマイザによる運転員の制御棒操作手順の監視に期待しない場合においては、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視に**当**たることによって人的過誤の発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。

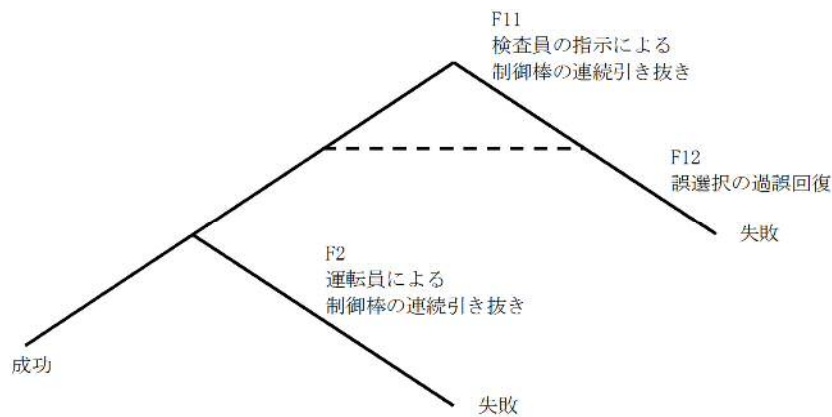
第1図に「制御棒の連続引き抜き」、第2図に「制御棒の選択誤り」+「制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）におけるHRAツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果、「制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「制御棒の選択誤り」+「制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると、発生確率が小さくなっていることがわかる。なお、ここでの評価は同じ操作者・支持者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（第1表）に基づき、高従属と設定した。

同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、作業内容の差異やステップ毎に実施してい

ることから独立事象として考えることもでき、その場合についても評価した（第3図）。

以上のように人的過誤確率が発生する確率は低いことから、有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の誤引き抜き」について検討する。

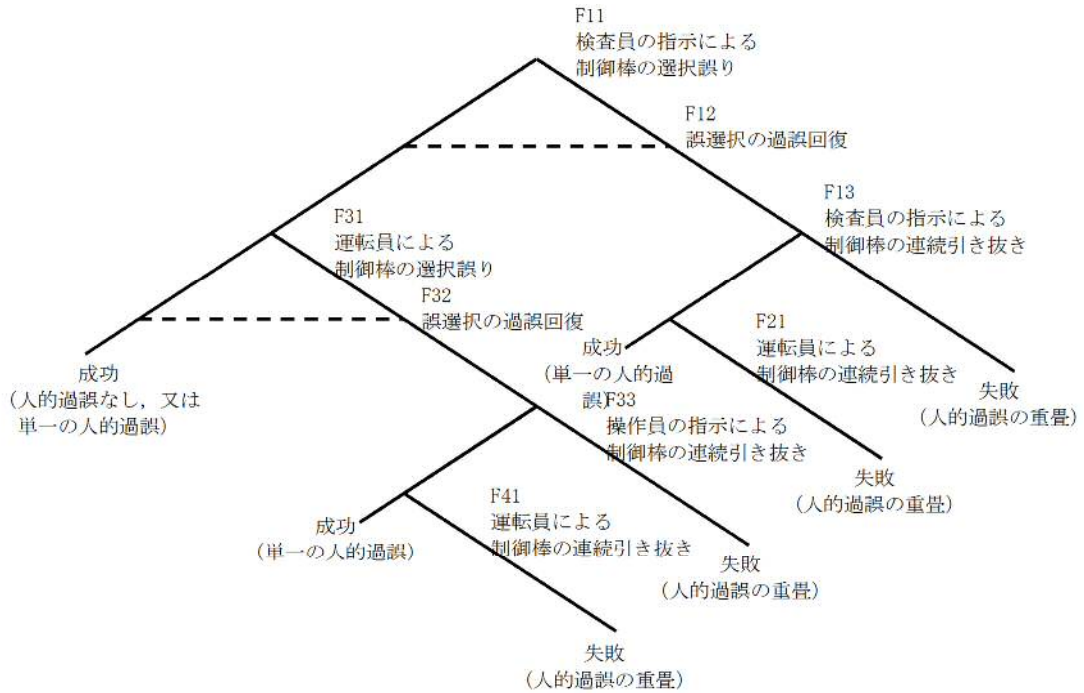


人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー（チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上））特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー（チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上））特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。

人的過誤（平均値）	EF
4.0E-03	2.8

第1図 「制御棒の連続引き抜き」のHRAツリー及び人的過誤確率

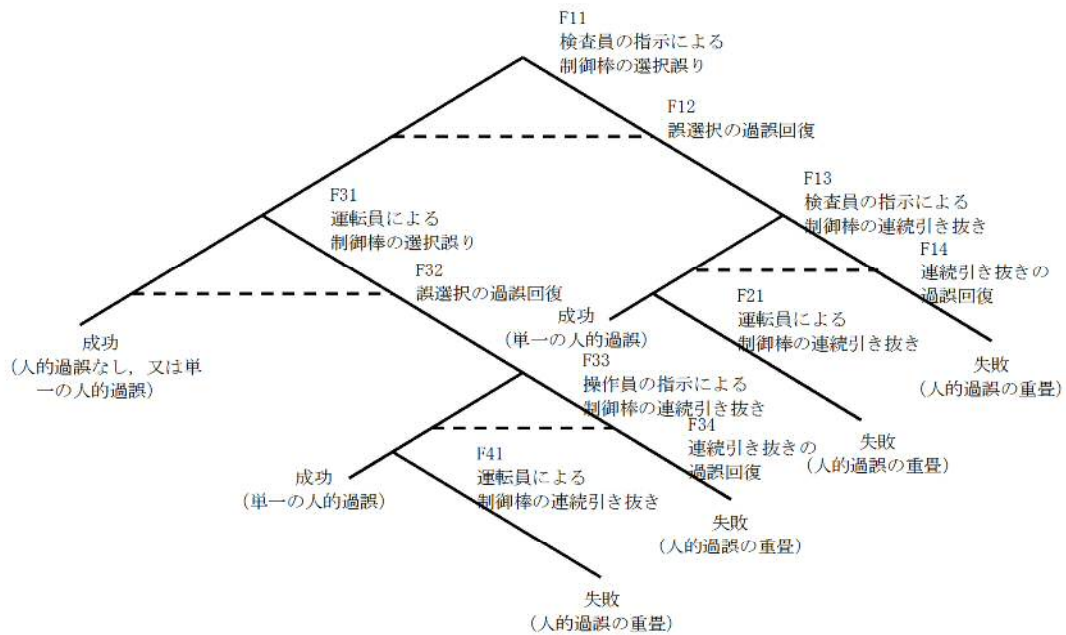


人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-1278の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-1278の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 (過誤回復には期待しない)
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-1278の低従属 F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-1278の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-1278の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-1278の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 (過誤回復には期待しない)

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
3.1E-04	3.6

第2図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の
HRAツリー (従属性を考慮する場合)



人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-1278の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-1278の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-1278の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-1278の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
2.0E-06	4.5

第3図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の
HRAツリー (独立事象の場合)

第1表 SPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule □ - Not Applicable. Why? _____
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker If this error is the 3 rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate. If this error is the 4 th error in the sequence, then the dependency is at least high.
2				a	complete	
3			d	na	high	
4				a	high	
5	nc	s	na	high		
6			a	moderate		
7			na	moderate		
8			a	low		
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	
12				a	moderate	
13	nc	s	na	low		
14			a	low		
15			d	na	low	
16				a	low	
17					zero	

4. 過去に発生した制御棒誤引き抜け事象と東海第二発電所における発生防止対策

(1) 志賀原子力発電所1号炉における制御棒引き抜け事象

平成11年6月、志賀原子力発電所1号炉において、原子炉停止機能強化工事の機能確認工事の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、3本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ、原子炉が臨界状態となった。この事象により、原子炉自動停止信号が発生したが、直ちに制御棒が挿入されず、約15分間制御棒が全挿入されなかった。

この事象は、制御棒駆動水圧系（以下「CRD」という。）の原子炉戻りラインの弁を開けずにCRD挿入ライン隔離弁を閉としたことにより、引き抜きラインに圧力がかかり、制御棒が引き抜けた。また、原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは、CRD挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット（以下「HCU」という。）アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。

上記の事象を踏まえ、東海第二発電所では、次の対策を講じている。

- a. HCU隔離時のCRDリターンライン運転手順の整備
- b. 原子炉-CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇時のCRDポンプ自動トリップインターロックの設置

これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜け事象の発生頻度を評価した結果、 $4.5E-10$ /施設定期検査と評価され、志賀原子力発電所1号炉で発生した制御棒誤引き抜け事象と同様の事象が東海第二発電所で発生する頻度は十分小さいことを確認している。

(2) 東海第二発電所における意図せぬ制御棒動作事象

東海第二発電所においては、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成20年4月、定期検査中（全燃料取出、全制御棒全引き抜き、制御棒駆動水圧系ユニット（以下「HCU」という。）隔離）のところ、1本の制御棒が44ポジション（全引き抜き位置（48ポジション）から4ポジション挿入）に動作し、「制御棒ドリフト」警報が発報した。

この事象は、動作した制御棒のHCUの制御弁のリークテストを実施中に、当該制御弁の圧力が安定せず加圧を通常よりも長時間実施したこと、及び当該HCU周りの手動弁のシートパスが重畳したことが原因である。

ただし、本事象は全燃料取出状態であったこと、及び制御棒は挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。

なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。

- ・当該HCU弁の弁体取り替え
- ・HCUリークテストにおける圧力が安定しない場合は、当該リークテストを中止する
- ・警報処置手順書における「制御棒ドリフト」警報に本事象を発生要

因として加えることで、当該警報発報時にHCUリークテストも要因の調査対象とする。

5. 重要事故シーケンスの想定

有効性評価では2～4章を踏まえ、以下の理由により冷温臨界検査や原子炉停止余裕検査時に、人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。

この時、引き抜かれる制御棒は、以下の点を考慮して「最大反応度価値を有する制御棒が全引き抜きされている状態での隣接制御棒の1本の引き抜き」を反応度誤投入の代表性があるものとして選定した。

- ・引き抜かれる制御棒の反応度価値が管理値を超えるもの
- ・停止時冷温臨界検査や停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策
- ・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、一本当たりの制御棒価値は相対的に低下していく傾向にあること
- ・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値制御棒1本が引き抜かれた状態であっても臨界未満が維持されていること

以上より、反応度の誤投入事象として、「原子炉停止時に最大反応度価値を有する1本の制御棒が全引き抜きされている状態から、その隣接制御棒の1本が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※：核的制限値を超えないよう設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は1.0% ΔK以下