

# 女川原子力発電所 2号炉

## 有効性評価についての補足説明用資料 (審査資料抜粋)

平成31年4月

東北電力株式会社

# 有効性評価

## 目次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
  - 1.1 概要
  - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
  - 1.3 評価に当たって考慮する事項
  - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
  - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
  - 1.6 解析の実施
  - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
  - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
  - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
  - 2.3 全交流動力電源喪失
    - 2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋HPCS失敗
    - 2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧注水失敗
    - 2.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋直流電源喪失
    - 2.3.4 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗
  - 2.4 崩壊熱除去機能喪失
    - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
    - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
  - 2.5 原子炉停止機能喪失
  - 2.6 LOCA時注水機能喪失
  - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
3. 運転中の原子炉における重大事故
  - 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
    - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
    - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
    - 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合

- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- 3.4 水素燃焼
- 3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用
  
- 4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
  - 4.1 想定事故1
  - 4.2 想定事故2
  
- 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 5.1 崩壊熱除去機能喪失
  - 5.2 全交流動力電源喪失
  - 5.3 原子炉冷却材の流出
  - 5.4 反応度の誤投入
  
- 6. 必要な要員及び資源の評価
  - 6.1 必要な要員及び資源の評価条件
  - 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
  - 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

目 次

- 1 有効性評価における先行プラントとの主要な相違点について
- 2 原子炉水位及びインターロックの概要
- 3 平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由について
- 4 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
- 5 原子炉隔離時冷却系による注水継続及び原子炉の減圧操作について
- 6 運転手順書における各種制限曲線
- 7 低圧代替注水系（可搬型）緊急送水ポンプ準備の作業成立性について
- 8 原子炉低圧時における原子炉隔離時冷却系の注水特性による評価
- 9 逃がし安全弁に不確かさを考慮した場合の評価結果について
- 10 原子炉満水操作の概要について
- 11 T B P 感度解析ケースにおける燃料被覆管破裂の有無について
- 12 女川 2 号炉のプラントの特徴について
- 13 燃料プールの状態監視について
- 14 想定事故 2 においてサイフォン現象を想定している理由について
- 15 使用済燃料プールゲートについて
- 16 想定事故 1 及び想定事故 2 停止日数の設定について
- 17 燃料プール冷却浄化系の耐震設計クラスと破断想定箇所について
- 18 想定事故 1 及び想定事故 2 貯蔵燃料及び炉内燃料の燃焼度設定について
- 19 使用済燃料プールの初期水温について
- 20 注水用ヘッダ操作に係る中央制御室との連携の成立性
- 21 運転停止中における通常時のプラント監視について
- 22 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 原子炉水温の最確条件について
- 23 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失 停止時間の設定について
- 24 志賀 1 号臨界事象に対する女川での対策について
- 25 反応度の誤投入における引き抜き対象制御棒について
- 26 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスの抽出過程及びその関係について
- 27 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉水温の最確条件について
- 28 原子炉冷却材温度と残留熱除去系除熱量の関係について
- 29 運転停止中原子炉における原子炉冷却材の流出 原子炉未開放時の流出による原子炉水位の推移について
- 30 プラント状態の分類の考え方について



- 31 追加放出される物質及び気体廃棄物処理系について
- 32 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
- 33 原子炉開放の詳細工程
- 34 原子炉水温と原子炉圧力容器温度の相関について
- 35 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統切替について
- 36 「制御棒の連続引き抜き」の HRA ツリー及び人的過誤確率
- 37 運転停止中原子炉における崩壊熱の導出式について
- 38 鉄と水の遮蔽厚さについて
- 39 反応度の誤投入における原子炉出力範囲
- 40 運転停止中原子炉における崩壊熱除去機能喪失時の冷却材中に含まれるハロゲンによる線量評価について
- 41 圧力抑制室水位による LOCA 事象の検知について
- 42 代替自動減圧機能対象の逃がし安全弁の選定について
- 43 原子炉停止機能喪失シナリオにおける真空破壊装置への影響
- 44 復水貯蔵タンクの保有水量について
- 45 高圧注水・減圧機能喪失シナリオにおける解析の想定について
- 46 ATWS 時におけるほう酸水注入系起動の判断基準について
- 47 高圧炉心スプレイ系の水源切替の必要性について
- 48 原子炉停止機能喪失シナリオにおける初期炉心流量
- 49 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるほう酸水濃度の設定
- 50 同一運転員によるほう酸水注入系起動及び高圧炉心スプレイ系水源切替の成立性について
- 51 高圧注水・減圧機能喪失時における事象発生 40 分以降の炉内挙動について
- 52 自動減圧系作動阻止機能の ATWS 以外のシーケンスにおける影響について
- 53 原子炉停止機能喪失シナリオにおけるサブプレッションプール水温 100°C 到達時間
- 54 有効性評価における機器条件について
- 55 ほう酸濃度による評価結果への影響
- 56 設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における格納容器圧力・温度について
- 57 有効性評価において機能喪失を仮定した設備について
- 58 高圧炉心スプレイ系ポンプ水源側からの流出防止のための隔離操作
- 59 インターフェイスシステム LOCA 発生時の判断について
- 60 外部水源を用いた場合の格納容器スプレイ流量について
- 61 希ガスの減衰割合について
- 62 ISLOCA 発生箇所と ECCS ポンプ等との位置関係について
- 63 ISLOCA 時の現場隔離弁の操作性（温度）について
- 64 急速減圧時の逃がし安全弁使用個数による評価への影響について

- 65 非常用ディーゼル発電機等の燃料評価における想定負荷について
- 66 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備の成立性について
- 67 原子炉格納容器代替スプレイ時の流量調整操作について
- 68 LOCA時注水機能喪失時における系統隔離操作について 評価変更に伴い削除
- 69 有効性評価における高圧注水成功後の急速減圧実施タイミングについて
- 70 有効性評価における解析条件の変更等について
- 71 原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系の流量について
- 72 事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」における重要事故シーケンス等の変更について 評価変更に伴い削除
- 73 外部電源の設定の考え方について
- 74 現状プール内に貯蔵されている制御棒の本数・内訳について
- 75 破裂判定曲線適用にあたっての水素濃度等の影響について
- 76 原子炉再循環ポンプからのリークについて
- 77 外部水源注水量限界について
- 78 室温評価における評価対象室及び隣接する部屋の配置について
- 79 格納容器冷却及び除熱手段の運用について
- 80 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水から残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水への切替えについて
- 81 外部電源喪失発生時における原子炉スクラム信号について
- 82 逃がし安全弁（SRV）出口温度計による炉心損傷の検知性について
- 83 高圧代替注水系起動操作の成立性について
- 84 注水操作の時間余裕について（TBU・TBD） 添付資料としたため削除
- 85 TBD 時の事象発生 24 時間後の注水系統の切替えについて 評価変更に伴い削除
- 86 各 TB シーケンスにて使用する直流電源と注水手段の関係及び負荷切離し操作について
- 87 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）における注水手段について
- 88 常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作の成立性について
- 89 T B D ・ T B P 時における原子炉水位の挙動について 評価変更に伴い削除
- 90 水源評価における注水積算量について
- 91 復水補給水系の機能確保の妥当性について
- 92 ドライウェルクーラの使用を仮定した場合の格納容器除熱効果について
- 93 サプレッションチェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
- 94 有効性評価における LOCA 時の破断位置及び口径設定の考え方について
- 95 原子炉建屋負圧達成時間の算出について
- 96 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における注水操

- 作が遅れる場合の炉心の損傷状態について
- 97 過圧過温シナリオにおける燃料最高温度の短時間挙動について
  - 98 可搬型窒素ガス供給装置の注入特性の作成方法について
  - 99 格納容器貫通孔におけるエアロゾル粒子の捕集係数 (DF) を用いて評価する項目とその扱いについて
  - 100 G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響 (長期解析)
  - 101 格納容器下部 (ペデスタル) に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する考慮
  - 102 原子炉注水手段がない場合の原子炉減圧の考え方について
  - 103 主蒸気逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
  - 104 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
  - 105 溶融炉心・コンクリート相互作用に対するドライウェル床ドレンサンプの影響について
  - 106 主蒸気逃がし安全弁の耐環境性向上に向けた取り組みについて
  - 107 代替循環冷却系の熱交換モデルについて
  - 108 ドライウェル壁面のモデルについて
  - 109 溶融プールの除熱メカニズムについて
  - 110 代替循環冷却系を使用した原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器スプレイの運用について
  - 111 格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合) における格納容器温度及びサプレッションプール水温の挙動について
  - 112 外部水源による原子炉圧力容器破損後の格納容器下部への注水について
  - 113 格納容器下部注水量と格納容器下部水位の関係について
  - 114 格納容器下部の構造について
  - 115 原子炉圧力容器の破損位置について
  - 116 格納容器下部 (ペデスタル) 外側鋼板の支持能力について
  - 117 ほう酸水注入系 ほう酸水濃度の管理について
  - 118 原子炉停止機能喪失シナリオ 外部電源喪失を想定した場合における燃料被覆管最高温度について
  - 119 高温環境下での主蒸気逃がし安全弁の温度解析及び対策について
  - 120 原子炉格納容器下部水位及びドライウェル水位の計測設備について
  - 121 ペデスタル内のドライウェル温度検出器について
  - 122 格納容器下部への初期水張り運用について
  - 123 原子炉格納容器下部注水系の注水端位置について
  - 124 格納容器スプレイによる格納容器下部への流入経路
  - 125 溶融炉心の堆積高さの評価に関する考え方について
  - 126 溶融炉心落下位置が格納容器下部の中心軸から外れ、壁側に偏って落下した

## 場合の影響評価

- 127 コリウム流入防止対策の有効性評価
- 128 ペデスタル内ドライウェル温度検出器による原子炉圧力容器破損判断について
- 129 代替循環冷却系を使用した格納容器除熱の運用変更の検討について
- 130 外部水源注水量限界到達後の対応について
- 131 FFRD 現象の有効性評価への影響について
- 132 TBD シーケンスにおける燃料被覆管の水素化物の再配向による影響について
- 133 原子炉減圧実施時における原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の注水方法の設定について
- 134 原子炉停止機能喪失シナリオ 継続的に原子炉給水を行うとした評価の妥当性について
- 135 原子炉圧力容器破損前の格納容器スプレイの検討について
- 136 コリウムシールドの材料選定の考え方について
- 137 熔融炉心の落下位置等の知見を踏まえた熔融炉心の堆積高さ評価について
- 138 解析コードにおける重要現象の不確かさに係る整理表
- 139 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における代替循環冷却系への切替え操作について
- 140 ジルコニウム（Zr）－水反応時の炉心損傷状態について
- 141 格納容器内での無機よう素の沈着効果について
- 142 ベント経路による実効線量の差異要因について
- 143 水蒸気爆発実験と実プラントの水蒸気爆発評価におけるエネルギー変換効率の比較について
- 144 L O C A 時注水機能喪失における崩壊熱除去機能喪失の想定について
- 145 格納容器下部水位とドライウェル水位計の関係について
- 146 格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される評価事故シーケンスにおいて原子炉注水を考慮しない場合の影響について
- 147 全交流動力電源喪失を想定した場合における代替循環冷却系による初期水張りについて
- 148 サプレッションプール等水位上昇時の計装設備への影響について
- 149 MAAP コードによる原子力圧力容器内平均温度評価について
- 150 Fragmentation による微細な燃料片の発生可能性について
- 151 格納容器内の酸素濃度検出器の選定について
- 152 外部水源注水量の管理方法について
- 153 格納容器内における気体のミキシングについて
- 154 G 値について

- 155 実効 G 値に係る電力共同研究の追加実験について
- 156 有効性評価におけるサプレッションプールのサブクール度について
- 157 物理現象の評価に用いる溶融炉心温度等の設定について
- 158 固化距離に及ぼす流路断面積及び等価熱伝導度の影響について
- 159 原子炉圧力容器の高圧状態での破損を回避するための減圧操作について
- 160 原子炉格納容器フィルタベント系の大気拡散係数及び敷地境界線量に対する放出高さの感度評価について
- 161 乾燥収縮及び地震影響によるコンクリートのひび割れが溶融炉心・コンクリート相互作用に及ぼす影響について

目 次

1. 重大事故等対策
  - 1.0 重大事故等対策における共通事項
  - 1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等
  - 1.2 原子炉冷却材圧カバウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等
  - 1.3 原子炉冷却材圧カバウンダリを減圧するための手順等
  - 1.4 原子炉冷却材圧カバウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等
  - 1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等
  - 1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等
  - 1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等
  - 1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等
  - 1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等
  - 1.10 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等
  - 1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等
  - 1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等
  - 1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等
  - 1.14 電源の確保に関する手順等
  - 1.15 事故時の計装に関する手順等
  - 1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等
  - 1.17 監視測定等に関する手順等
  - 1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等
  - 1.19 通信連絡に関する手順等
2. 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他テロリズムへの対応における事項
  - 2.1 可搬型設備等による対応



## 重大事故等対処設備 補足説明資料

### 目 次

- 39 条 地震による損傷の防止
- 41 条 火災による損傷の防止
- 共通 重大事故等対処設備
- 44 条 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための設備
- 45 条 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
- 46 条 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための設備
- 47 条 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備
- 48 条 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
- 49 条 原子炉格納容器内の冷却等のための設備
- 50 条 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
- 51 条 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための設備
- 52 条 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備
- 53 条 水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための設備
- 54 条 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備
- 55 条 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための設備
- 56 条 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給設備
- 57 条 電源設備
- 58 条 計装設備
- 59 条 運転員が原子炉制御室にとどまるための設備
- 60 条 監視測定設備
- 61 条 緊急時対策所
- 62 条 通信連絡を行うために必要な設備
- その他 原子炉圧力容器，原子炉格納容器，燃料貯蔵設備，非常用取水設備，  
原子炉建屋原子炉棟

事故シーケンスグループ及び  
重要事故シーケンス等の選定について



## 目 次

### はじめに

- 1 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について
  - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
    - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出, 整理
    - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
      - 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
      - 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
      - 1.1.2.3 炉心損傷後の格納容器の機能への期待可否に基づく整理
  - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
  - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
    - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
    - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 2 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
  - 2.1 格納容器破損モードの分析について
    - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出, 整理
    - 2.1.2 内部事象レベル1.5 PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
  - 2.2 評価事故シーケンスの選定について
    - 2.2.1 評価対象とするPDSの選定
    - 2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方及び選定結果
    - 2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性
    - 2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策
- 3 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運転停止中事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンスの選定について
  - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
    - 3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出, 整理
    - 3.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
      - 3.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
      - 3.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
  - 3.2 重要事故シーケンスの選定について

- 3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方
- 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 4 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したPRAの実施プロセスについて

表

- 第1-1表 PRAの対象とした主な設備・系統
- 第1-2表 内部事象運転時レベル1PRAにおける起因事象と発生頻度
- 第1-3表 地震レベル1PRAにおける起因事象と発生頻度
- 第1-4表 津波高さ別の発生頻度
- 第1-5表 イベントツリーにより抽出される事故シーケンス
- 第1-6表 PRA結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
- 第1-7表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象，地震，津波PRA）
- 第1-8表 重要事故シーケンス等の選定について

- 第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第2-2表 プラント損傷状態（PDS）の定義
- 第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定について
- 第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について

- 第3-1表 内部事象停止時レベル1PRAにおける起因事象と発生頻度
- 第3-2表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
- 第3-3表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について
- 第3-4表 炉心損傷までの余裕時間について

図

- 第1-1図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第1-2図 内部事象運転時レベル1PRAイベントツリー
- 第1-3図 地震レベル1PRA階層イベントツリー
- 第1-4図(1) 地震レベル1PRAイベントツリー（外部電源喪失）
- 第1-4図(2) 地震レベル1PRAイベントツリー（全交流動力電源喪失）
- 第1-5図 津波レベル1PRAイベントツリー
- 第1-6図 プラント全体の炉心損傷頻度
- 第1-7図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

- 第 2-1 図 格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 2-2 図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード
- 第 2-3 図 格納容器イベントツリー
- 第 2-4 図 内部事象運転時レベル 1. 5 P R A の定量化結果（格納容器破損モード別の寄与割合）

- 第 3-1 図 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第 3-2 図 定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第 3-3 図 P O S の分類及び定期検査工程
- 第 3-4 図 内部事象停止時レベル 1 P R A イベントツリー
- 第 3-5 図 起因事象別の寄与割合
- 第 3-6 図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

#### 別紙

- 1 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定における外部事象の考慮について
- 2 外部事象に特有の事故シーケンスについて
- 3 諸外国の重大事故対策に係る設備例について
- 4 T B W シーケンスを重要事故シーケンスに選定しない考え方について
- 5 女川 2 号炉 P R A における主要なカットセットと F V 重要度に照らした重大事故防止対策の対応状況
- 6 地震 P R A , 津波 P R A における主要な事故シーケンスの対策等について
- 7 水素燃焼および格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について
- 8 格納容器隔離の想定について
- 9 F C I の知見について
- 10 溶融炉心・コンクリート相互作用の評価対象プラント損傷状態について
- 11 女川 2 号炉 P R A ピアレビュー実施結果について
- 12 「P R A の説明における参照事項（平成 25 年 9 月 原子力規制庁）」への女川原子力発電所 2 号炉 P R A の対応状況

#### 別添

女川原子力発電所 2 号炉 確率論的リスク評価（P R A）について

別添

女川原子力発電所 2 号炉  
確率論的リスク評価（P R A）について

## 目次

1. PRA 実施の目的
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る PRA の実施範囲・評価対象・実施手法
3. レベル 1PRA
  - 3.1 内部事象 PRA
    - 3.1.1 出力運転時 PRA
      - 3.1.1.a 対象プラント
      - 3.1.1.b 起因事象
      - 3.1.1.c 成功基準
      - 3.1.1.d 事故シーケンス
      - 3.1.1.e システム信頼性
      - 3.1.1.f 信頼性パラメータ
      - 3.1.1.g 人的過誤
      - 3.1.1.h 炉心損傷頻度
    - 3.1.2 停止時 PRA
      - 3.1.2.a 対象プラント
      - 3.1.2.b 起因事象
      - 3.1.2.c 成功基準
      - 3.1.2.d 事故シーケンス
      - 3.1.2.e システム信頼性
      - 3.1.2.f 信頼性パラメータ
      - 3.1.2.g 人的過誤
      - 3.1.2.h 炉心損傷頻度
  - 3.2 外部事象
    - 3.2.1 地震 PRA
      - 3.2.1.a 対象プラントと対象シナリオ
      - 3.2.1.b 確率論的地震ハザード
      - 3.2.1.c 建屋・機器のフラジリティ
      - 3.2.1.d 事故シーケンス
    - 3.2.2 津波 PRA
      - 3.2.2.a 対象プラントと対象シナリオ
      - 3.2.2.b 確率論的津波ハザード
      - 3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ
      - 3.2.2.d 事故シーケンス

本日まで提出範囲

#### 4. レベル 1.5PRA

##### 4.1 内部事象 PRA

##### 4.1.1 出力運転時 PRA

4.1.1.a プラントの構成・特性

4.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度

4.1.1.c 格納容器破損モード

4.1.1.d 事故シーケンス

4.1.1.e 事故進展解析

4.1.1.f 格納容器破損頻度

4.1.1.g 不確かさ解析及び感度解析

## 別紙 目次

### 3. レベル1PRA

#### 3.1 内部事象PRA

##### 3.1.1 出力運転時PRA

- 別紙3.1.1.b-1 起因事象から除外している事象について
- 別紙3.1.1.b-2 主蒸気管破断の分類の考え方について
- 別紙3.1.1.b-3 従属性を有する起因事象の抽出について
- 別紙3.1.1.b-4 運転時PRAで通常停止を起因事象として取扱う考え方について
- 別紙3.1.1.b-5 「起動操作」を起因事象に含めないことの考え方
- 別紙3.1.1.b-6 「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類する考え方について
- 別紙3.1.1.b-7 起因事象の発生頻度におけるEFの設定の妥当性について
- 別紙3.1.1.b-8 起因事象発生頻度の評価の考え方の優先順位について
- 別紙3.1.1.b-9 起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について
- 別紙3.1.1.b-10 起因事象外部電源喪失における炉型の違いに対する考え方について
- 別紙3.1.1.b-11 起因事象のLOCAの発生頻度算定の考え方
- 別紙3.1.1.b-12 ECCS配管破断の考え方について
- 別紙3.1.1.b-13 インターフェイスシステムLOCAの発生頻度の算出方法について
- 別紙3.1.1.b-14 ISLOCA発生頻度の海外との差について
- 別紙3.1.1.c-1 対処設備作動までの余裕時間の考え方
- 別紙3.1.1.c-2 成功基準の設定時の解析例について
- 別紙3.1.1.d-1 女川原子力発電所2号機 内部事象運転時レベル1PRAイベントツリー
- 別紙3.1.1.d-2 サプレッションプール水温が上昇した場合のHPCSの機能維持の考え方について
- 別紙3.1.1.d-3 逃がし安全(S/R)弁の開固着を想定する考え方
- 別紙3.1.1.d-4 常用系と非常用系で共用しているサポート系において、常用系機能喪失と常用系隔離失敗(隔離弁故障等)が重畳する場合の取扱い
- 別紙3.1.1.d-5 事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
- 別紙3.1.1.e-1 スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義
- 別紙3.1.1.f-1 故障確率データがない機器について既存データを代用する場合の妥当性について
- 別紙3.1.1.f-2 中性子束検出器のモデル化について

- 別紙3. 1. 1. f-3 外部電源復旧の考え方について
- 別紙3. 1. 1. f-4 保守頻度の設定と実績との比較について
- 別紙3. 1. 1. f-5 共通要因故障の除外例について
- 別紙3. 1. 1. f-6 共通要因故障を考慮した場合の感度解析について
- 別紙3. 1. 1. f-7 共通要因故障パラメータの設定方法について
- 別紙3. 1. 1. f-8 共通要因故障を考慮している機器について、メーカーが相違している場合の考え方
- 別紙3. 1. 1. f-9 故障モード毎の共通要因故障の評価に使用しているパラメータについて
- 別紙3. 1. 1. g-1 人的過誤操作失敗に係る詳細設定について
- 別紙3. 1. 1. g-2 起因事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程について
- 別紙3. 1. 1. g-3 起因事象発生前の人的過誤を除外する妥当性について
- 別紙3. 1. 1. g-4 計器の校正ミスの取り扱いについて
- 別紙3. 1. 1. g-5 人的過誤として考慮する評価項目と結果について
- 別紙3. 1. 1. h-1 PRAの使用コードの検証について
- 別紙3. 1. 1. h-2 RCIC運転継続8時間の妥当性について
- 別紙3. 1. 1. h-3 イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて
- 別紙3. 1. 1. h-4 不確実さ解析における計算回数について

### 3. 1. 2 停止時PRA

- 別紙3. 1. 2. a-1 期待する影響緩和設備におけるタイライン等による他系統からのサポート系の融通について
- 別紙3. 1. 2. a-2 評価対象とした定期検査工程の代表性について
- 別紙3. 1. 2. a-3 プラント状態の分類の考え方について
- 別紙3. 1. 2. b-1 起因事象からCR引抜き事象を除外している理由について
- 別紙3. 1. 2. b-2 RHR運転中のLOCAを起因事象から除外する考え方について
- 別紙3. 1. 2. b-3 RHR切替時のLOCAをPOS-B2のみで考慮している理由について
- 別紙3. 1. 2. b-4 停止時のLOCAの発生頻度算出のモデル化及び仮定条件について
- 別紙3. 1. 2. c-1 炉心損傷条件について
- 別紙3. 1. 2. c-2 燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について
- 別紙3. 1. 2. c-3 緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について
- 別紙3. 1. 2. c-4 停止時のLOCAにおける余裕時間の考え方について
- 別紙3. 1. 2. d-1 女川原子力発電所2号機 内部事象停止時レベル1PRAイベントツリー



- 別紙3. 1. 2. g-1 起因事象発生前の操作に係わる人的過誤の選定の考え方について
- 別紙3. 1. 2. g-2 人的過誤に係わる診断失敗確率の考え方について
- 別紙3. 1. 2. g-3 人的過誤に係わるストレスファクタの考え方について
- 別紙3. 1. 2. h-1 POS別の炉心損傷頻度（日当たり）について
- 別紙3. 1. 2. h-2 システム信頼性解析の結果について

### 3.2 外部事象

#### 3.2.1 地震PRA

- 別紙3. 2. 1. a-1 プラントウォークダウンの対象設備の選定について
- 別紙3. 2. 1. a-2 地震PRAにおけるプラントウォークダウンの点検項目について
- 別紙3. 2. 1. a-3 フラジリティ評価における余震の考え方について
- 別紙3. 2. 1. a-4 起因事象の抽出に対する網羅性について
- 別紙3. 2. 1. a-5 制御建屋空調系喪失事象の扱いについて
- 別紙3. 2. 1. d-1 ELOCAの評価方法について
- 別紙3. 2. 1. d-2 階層イベントツリーのヘディング設定の考え方及び定量化について
- 別紙3. 2. 1. d-3 使命時間に関する感度解析について
- 別紙3. 2. 1. d-4 炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴（検証結果）

本日ご提出範囲

#### 3.2.2 津波PRA

- 別紙3. 2. 2. a-1 引き波による取水位の低下に伴う非常用海水ポンプの取水性について
- 別紙3. 2. 2. a-2 事故シナリオの分析において引き波を除外する考え方について
- 別紙3. 2. 2. a-3 津波発生時における原子炉停止の手順について
- 別紙3. 2. 2. b-1 確率論的津波ハザード評価に関する検討
- 別紙3. 2. 2. c-1 津波PRAにおける漂流物の取り扱いについて
- 別紙3. 2. 2. c-2 防潮堤の耐力について
- 別紙3. 2. 2. d-1 津波による敷地浸水解析について
- 別紙3. 2. 2. d-2 津波高さが0. P. 33. 9mを超過した場合の事故シナリオについて

### 4. レベル1. 5PRA

#### 4.1 内部事象PRA

##### 4.1.1 出力運転時PRA

- 別紙4. 1. 1. b-1 TBPシーケンス, S1EおよびS2Eシーケンスの原子炉圧力挙動

- について
- 別紙4.1.1.b-2 炉心損傷時期を分類する基準について
- 別紙4.1.1.c-1 評価から除外したPCV破損モードについて
- 別紙4.1.1.d-1 女川原子力発電所2号機内部事象運転時レベル1.5PRAイベントツリー
- 別紙4.1.1.e-1 格納容器破損限界への福島第一原子力発電所における知見の整理について
- 別紙4.1.1.e-2 事故進展解析における炉心溶融・炉心支持板破損・原子炉压力容器破損の判断基準について
- 別紙4.1.1.e-3 炉心注水によるRPV破損回避の不確かさについて
- 別紙4.1.1.e-4 LOCA時に破断口から流出した冷却材の流入先
- 別紙4.1.1.f-1 格納容器破損モードにおける物理化学現象の詳細について
- 別紙4.1.1.f-2 炉外FCIにおけるペDESTALフラジリティの作成方法について
- 別紙4.1.1.f-3 炉外FCIにおける との因果関係作成方法について
- 別紙4.1.1.f-4 DCHによる格納容器フラジリティ評価における温度負荷の扱いについて
- 別紙4.1.1.f-5 PCV隔離の分岐確率の妥当性と格納容器隔離失敗事象への対応

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



### 3.2.2 津波PRA

外部事象津波レベル 1PRA は、一般社団法人日本原子力学会発行の「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下、「津波 PRA 学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第 3.2.2-1 図に示す。なお、本評価では津波単独の影響のみを評価しており、地震に伴う津波（重畳事象）等は対象としていない。

#### 3.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ

##### ① 対象とするプラントの説明

###### (1) 機器・システムの配置及び形状・設備容量

津波 PRA の実施にあたり収集した情報及び情報源を第 3.2.2.a-1 表に示す。内部事象出力運転時レベル 1PRA（以下、「内部事象 PRA」という。）において収集した情報の他、配置関連設計図書等により情報を収集・整理した。

収集したサイト・プラント情報に基づき、津波 PRA の評価対象設備として、内部事象 PRA の評価対象とした設備の他、防潮堤、防潮壁等の止水対策を選定した。プラントの設備配置の概略図を第 3.2.2.a-1 図に示す。また、津波防護施設の概要を以下に示す。

- ・基準津波による遡上波が設計基準対象施設に到達及び流入することを防止するために、防潮堤（O.P. 約 29m<sup>1</sup>）を設置。
- ・海と接続する取水路等からの建屋への流入を防止するために防潮壁を設置。
- ・建屋への浸水の可能性がある経路、浸水口（扉、開口部及び貫通孔等）に対して、水密扉の設置、貫通部の止水処理等の浸水対策を実施。

###### (2) ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果

###### a. プラントウォークダウンの実施手順

本津波 PRA では第 3.2.2.a-1 表に示したプラント設計図書等の情報を基にシナリオを想定しているが、机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認をするために、以下の観点でプラントウォークダウン実施要領書及びチェックシートを作成し、プラントウォークダウンを行った。

- ・津波影響の確認
- ・間接的被害の可能性の確認
- ・津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部）

###### b. プラントウォークダウン対象機器の選定

---

<sup>1</sup> 防潮堤の高さは平成 23 年（2011 年）東北地方太平洋沖地震に伴う地殻変動による影響を考慮した値とした。

プラントウォークダウン対象機器の選定フローを第 3.2.2. a-2 図に示す。津波 PRA で考慮する建屋・機器のうち、屋内に設置された機器の配置及び建屋に浸水した津波の伝搬経路は内部溢水評価のプラントウォークダウンで調査されているため、本プラントウォークダウンでは建屋・機器リストに記載されている機器のうち屋外に設置されている機器を調査対象とした。

また、建屋内の重要設備を津波の影響から防護するために地上の建屋外壁部及び地下トレンチ取合部は建屋バウンダリとしての機能が要求されることから、重要設備が設置される原子炉建屋及び制御建屋に存在する外壁開口部及び建屋間、地下部を調査対象とした。

さらに、間接的な被害として、津波来襲時に建屋外部にある設備の津波による離脱、移動等に起因して生じる干渉及び衝突等の可能性を確認するため、漂流物となる可能性のある屋外機器・設備についても調査対象とした。第 3.2.2. a-2 図のフローに基づき選定した結果、プラントウォークダウンの対象として以下の機器及び建屋開口部が選定された。

- ・後述する津波 PRA 用の建屋・機器リストに記載の機器のうち、屋外に設置される機器
- ・原子炉建屋及び制御建屋外壁開口部（建屋間及び地下部も含む）
- ・漂流物となる可能性のある屋外機器・設備

#### c. プラントウォークダウン結果

プラントウォークダウン用チェックシートに基づき対象機器をチェックした。チェックシートの例を第 3.2.2. a-3 図に示す。プラントウォークダウンの結果、第 3.2.2. a-2 表に示すように津波 PRA 上問題となる箇所は特に見当たらなかった。

## ② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

評価においては、以下を前提条件とした。

- ・地震発生前は出力運転状態とする。
- ・地震によって安全上重要な建屋、系統（システム）、機器の機能喪失につながる損傷はない、即ち、地震によるプラントへの直接的影響は無いものとする。
- ・地震後に津波が襲来するものとする。
- ・各建屋地下開口部における止水対策は健全であり、当該部からの浸水は無いものとする。
- ・建屋外壁扉は誤開放しているものとし、建屋内の止水対策は考慮しない。したがって、津波が建屋の敷地レベルから建屋外壁扉の下端レベルの高さ（以下、「カーブ高さ」という。）を越え、建屋内に流入した場合は、建屋の同一フロア及び下階全体が同時に浸水するものとする。
- ・機器の設置高さまで浸水することにより、当該機器が機能喪失するものとする。

- ・全交流動力電源喪失の発生防止を目的とした補機ポンプエリアの浸水防止壁について、その機能に期待するものとする。

#### (1) 事故シナリオの概括的な分析・選定

##### a. 機器の損傷・機能喪失原因となる津波の影響

津波 PRA 学会標準では、事故シナリオを広範に分析・抽出する際に考慮すべき影響として以下に示す直接的影響及び間接的影響が挙げられている。

##### (a) 直接的影響

- ・浸水による設備の没水，被水
- ・津波波力，流体力，浮力
- ・海底砂移動
- ・引き波による水位低下

##### (b) 間接的影響

- ・洗掘
- ・漂流物の衝突
- ・津波による高ストレス
- ・作業環境の悪化

本評価では、収集したサイト・プラント情報から上記の影響を受ける設備を具体化し、その設備が損傷した際のプラントへの影響を考慮して事故シナリオを抽出した。この結果を第 3.2.2. a-3 表に示す。

抽出した事故シナリオについて、炉心損傷に繋がる可能性を定性的に判断して以下 3 つの事故シナリオを除外した。

##### 1) 海底砂移動の影響

津波による海底砂移動の影響の定量的な評価は、現時点では評価技術が十分ではないため、津波 PRA 学会標準の記載<sup>2</sup>に従い対象外とした。

なお、基準津波による影響評価の結果、2号取水口前面における砂の堆積は最大でも 0.3m 程度、堆積後の地盤高さは O.P. 約-7.9m（基準津波による地殻変動量を考慮した値）であり、2号取水口下端の高さ O.P. 約-7.1m（基準津波による地殻変動量を考慮した値）に対して十分余裕があることから、砂の堆積が取水口及び取水路の通水性に与える影響は小さいと考えられる。

##### 2) 引き波による水位低下の影響

「引き波による水位低下」では、海水の潮位が低下して、海水ポンプの取水障害が発生して、キャビテーションでポンプが機能喪失することとなり、対象となる機器は海水ポンプ及び循環水ポンプのみである。これは押し波が

---

<sup>2</sup> 「炉心損傷に至るまでの事象進展が不明確、あるいは評価技術が十分でない判断される事故シナリオについては、定性的なスクリーニングに比重をおいて判断せざるを得ないことに留意する。スクリーニングで除外されない事故シナリオを、事故シークェンス評価の対象とするか、または、留意事項として報告書等に記載する等、評価技術の成熟度を考慮した取扱いとする。」（津波 PRA 学会標準 6.2 項より抜粋）



発生した場合に海水ポンプ又は循環水ポンプが浸水により損傷するシナリオと同じであり、その後の炉心損傷に至るプロセスも同じとなる。したがって、炉心損傷頻度の定量化は変化するものの、新たな事故シーケンスを発生させるものではないため、対象外とする。

なお、本プラントにおいては、引き波により貯留堰が露出し、取水不能となっても、RSW ポンプの取水に必要な海水を取水口、取水路及び海水ポンプ室に確保可能な構造としている。また、ポンプがキャビテーションで機能喪失する前にポンプ停止、潮位回復後に再起動することが可能であるため、事象発生後のシナリオは押し波によりポンプが損傷した場合に比べ、炉心損傷に至る可能性は小さいと考えられる（別紙 3.2.2.a-1，別紙 3.2.2.a-2，別紙 3.2.2.a-3）。

### 3) 作業環境の悪化

事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備（可搬式設備等）には期待していないため、対象外とした。

#### b. 起回事象の選定

津波により誘発される起回事象を選定するため、抽出した事故シナリオを分析した（第 3.2.2.a-4 図）。この結果、スクリーニングで除外されずに残った事故シナリオに含まれる起回事象として、「外部電源喪失」、「原子炉補機冷却海水系機能喪失」及び「敷地及び建屋内浸水」の 3 事象を選定された。更に、これら起回事象と内部事象 PRA でグループ化した起回事象の関係を整理し、「敷地及び建屋内浸水」が津波特有の起回事象として分類されることを確認した（第 3.2.2.a-4 表）。各起回事象の説明を以下に示す。

##### (a) 外部電源喪失

津波の敷地内浸水により起動変圧器等が没水し、外部電源喪失が発生する。敷地内浸水又はタービン建屋内への浸水による他の過渡事象の発生も予想されるが、外部電源喪失は広範囲な緩和系の機能喪失となるため、他の過渡事象を代表する起回事象として選定した。

##### (b) 原子炉補機冷却海水系機能喪失

敷地内に浸水した津波が補機ポンプエリアの浸水防止壁を越えることで、RSW/HPSW ポンプが没水して原子炉補機冷却海水系が機能喪失する。

##### (c) 敷地及び建屋内浸水

敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への浸水が発生し、炉心損傷に係る何らかの外乱が発生する。

#### c. 建屋・機器リストの作成

津波 PRA の評価対象設備を明確にするため、起回事象を引き起こす設備、津波防護施設／浸水防止設備及び起回事象を緩和する設備を選定して建屋・機器リストを作成した（第 3.2.2.a-5 表）。

### 3.2.2.b 確率論的津波ハザード

#### ① 確率論的津波ハザード評価方針

津波 PRA 学会標準，公益社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価小委員会「原子力発電所の津波評価技術 2016」，社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会「確率論的津波ハザード解析の方法 (2011)」及び 2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえて，確率論的津波ハザード解析を実施した。

津波ハザード評価における検討対象領域を第 3.2.2.b-1 図に，ハザード曲線への寄与度が大きい津波地震及び海洋プレート内正断層型地震の発生モデルに関するロジックツリーを第 3.2.2.b-2 図に示す。(別紙 3.2.2.b-1)

#### ② 津波発生領域の設定

津波発生領域は，2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえ，津波 PRA 学会標準に示される領域に加え，プレート間地震と津波地震の連動型地震を考慮した。

なお，地震以外に起因する津波については，敷地周辺に地すべり地形や火山等が無く，地震に起因する津波と比較して，発電所に与える影響は極めて小さいと考えられることから，検討対象外とした。

#### ③ 確率論的津波ハザード評価結果

本評価で使用する敷地前面における津波ハザード曲線を第 3.2.2.b-3 図に示す。敷地前面における最高水位に地盤沈下量を考慮した相対的な津波水位 O.P. 23.8m の 1 年あたりの超過確率は  $10^{-4}$ ~ $10^{-5}$  程度である。

### 3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ

#### ① 評価対象と損傷モードの決定

3.2.2.a.②(1)c. で作成した建屋・機器リストに記載の設備に対して津波損傷モードを検討し，建屋・機器のフラジリティを評価した(第 3.2.2.c-1 表)。ただし，スクリーニングで除外した海底砂移動及び引き波の影響はフラジリティ評価の対象外とした(別紙 3.2.2.c-1)。

#### ② フラジリティの検討結果について

フラジリティ検討結果の概要を以下に示す。没水及び波力に対する機器のフラジリティ曲線は，第 3.2.2.c-1 図に示すようにステップ状となる。

- (1) 起動変圧器は敷地内浸水深が起動変圧器の基礎高さを越えた場合に機能喪失する。
- (2) RSW/HPSW ポンプは敷地内浸水深が補機ポンプエリアの浸水防止壁の高さを越えた場合に機能喪失する。



- (3) 燃料移送ポンプは地下化し、水密構造であるため、敷地内浸水深がその止水性能を越える高さの場合に機能喪失する。
- (4) 建屋内の起因事象を緩和する設備は、建屋内浸水に伴う没水により機能喪失する。

### 3.2.2.d 事故シーケンス

#### ① 起因事象

##### (1) 津波高さ毎のシナリオ分類

津波高さに応じたプラントへの影響を識別するため、津波高さと敷地内浸水深の関係及び建屋・機器フラジリティを考慮し、プラントへの影響が同等となる津波高さを分類した。第 3.2.2.d-1 表に津波分類を示すとともに、以下に各分類の特徴を示す。

なお、津波高さ 0.P. 29m 以下では 2 号炉主要建屋周辺への浸水が発生せず津波によるプラントへの影響がないため、津波を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスはない。このため、津波高さ 0.P. 29m 以下の事故シーケンス評価は内部事象 PRA に包絡されるものとした。(別紙 3.2.2.d-1)

##### (a) 津波分類 A (津波高さ 0.P. 29m～33.9m)

津波高さ 0.P. 29m を超えた場合、敷地内浸水が開始する。起動変圧器、RSW/HPSW ポンプ及び燃料移送ポンプは敷地内浸水の影響を受けないが、タービン建屋内への浸水によって種々の過渡事象が発生することから、過渡事象を代表する「外部電源喪失」が発生するものとする。原子炉建屋及び制御建屋内への浸水はないため、緩和設備は健全である。

##### (b) 津波分類 B (津波高さ 0.P. 33.9m～)

敷地内浸水深が原子炉建屋又は制御建屋のカーブ高さを越えて、建屋内への大量浸水が発生することから、複数の緩和設備が機能喪失して炉心損傷に至る。(別紙 3.2.2.d-2)

#### ② 起因事象発生頻度

##### (1) 評価対象とした起因事象の発生頻度

津波分類 A (0.P. 29m～33.9m) では、タービン建屋内への浸水により外部電源喪失が発生する。また、津波分類 B (0.P. 33.9m～) では、原子炉建屋又は制御建屋のカーブ高さを越えて、建屋内への大量浸水が発生し、敷地及び建屋内浸水が発生する。これらの発生頻度は各分類の津波発生頻度に等しく、次表のとおりである。

津波分類	津波高さ	津波発生頻度 (/年)
A	O. P. 29m～33. 9m	$3. 8 \times 10^{-6}$
B	O. P. 33. 9m～	$7. 3 \times 10^{-7}$

## (2) 階層イベントツリーとその説明

津波分類 A (O. P. 29m～33. 9m) は、外部電源喪失が発生するが緩和設備は全て健全であるため、地震による外部電源喪失と緩和設備のランダム故障の組合せによる炉心損傷シーケンスと同等であることから、地震 PRA に包含される。また、津波分類 B (O. P. 33. 9m～) では、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水が発生する起因事象のみを想定したため、起因事象階層化は必要ない。

## ② 成功基準

### (1) 成功基準の一覧

本評価で考慮している設備の範囲（設計基準対象施設（操作も含む）は考慮するが、AM 要請以前から整備している AM 策には期待しない）では、津波によって発生する「敷地及び建屋内浸水」を緩和させる有効な緩和設備がなくイベントツリーを展開できないため、緩和設備の機能及び系統数に関する成功基準は設定していない。

## ③ 事故シーケンス

### (1) イベントツリー

本評価で用いたイベントツリーを第 3. 2. 2. d-1 図に示す。津波高さ O. P. 33. 9m 以下では、起因事象を引き起こす設備、津波防護施設/浸水防止設備及び起因事象を緩和する設備に影響はないことから、本評価では、原子炉建屋、制御建屋及びタービン建屋への浸水状態を考慮してイベントツリーを作成し、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への浸水が発生した場合は複数の緩和機能が喪失し、炉心損傷に至ると想定した。

## ④ システム信頼性

本評価では起因事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。

## ⑤ 人的過誤

津波発生後の高ストレスによる人的過誤が考えられるが、本評価では起因事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、人的過誤を考慮していない。

## ⑥ 炉心損傷頻度

### (1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

第3.2.2.d-1図のイベントツリーを用いて、炉心損傷頻度を評価した。

津波分類A (O.P. 29m～33.9m) は、外部電源喪失が発生するが緩和設備は全て健全であるため、地震による外部電源喪失と緩和設備のランダム故障の組合せによる炉心損傷シーケンスと同等であり、地震PRAに包含されることから、津波PRAの評価対象外とした。津波分類B (O.P. 33.9m～) は緩和設備に期待できないため、必ず炉心損傷に至ることから、発生頻度がそのまま炉心損傷頻度になる

津波PRAで想定したシーケンスグループ一覧を第3.2.2.d-2表に示す。起こり得るシーケンスについて、以下にその考え方を示す。

#### a. 複数の緩和機能喪失

防潮堤を越える津波による浸水が、原子炉建屋又は制御建屋のカーブ高さを越えた場合、建屋内に浸水し炉心損傷に至る可能性があることから、事故シーケンスグループとして分類した。(複数の緩和機能喪失)

### (2) 炉心損傷頻度結果

#### a. 評価結果及び事故シナリオの説明

##### (a) 津波高さ毎の評価結果

全炉心損傷頻度は  $7.3 \times 10^{-7}$  (／炉年) となった。津波高さ毎の炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度への寄与割合を第3.2.2.d-3表及び第3.2.2.d-2図に示す。また、起因事象毎の炉心損傷頻度を第3.2.2.d-4表に示す。津波高さ毎の評価結果及びシナリオの概要を以下に示す。

##### 1) 津波分類 A (津波高さ O.P. 29m～33.9m)

本分類は、外部電源喪失が発生するが緩和設備は全て健全であるため、地震による外部電源喪失と緩和設備のランダム故障の組合せによる炉心損傷シーケンスと同等であり、地震 PRA に包含されることから、津波 PRA の評価対象外とした。

##### 2) 津波分類 B (津波高さ O.P. 33.9m～)

本分類の炉心損傷頻度は  $7.3 \times 10^{-7}$  (／炉年) であり、全炉心損傷頻度の100%を占める。本分類では敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により、複数の緩和機能が喪失し炉心損傷に至る。

##### (b) 事故シーケンスグループ毎の評価結果

本津波 PRA では、津波特有のシーケンスグループとして「複数の緩和機能喪失」を考慮した。事故シーケンスグループ毎の炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度への寄与割合を第3.2.2.d-5表及び第3.2.2.d-3図に示す。複数の緩和機能喪失が全炉心損傷頻度の100%を占める結果となったが、これは津波分類Bの津波の場合には必ず複数の緩和機能喪失が発生することを表している。本事故シーケンスグループの概要を以下に示す。

#### 1) 複数の緩和機能喪失(津波分類 B)

本シーケンスの炉心損傷頻度は  $7.3 \times 10^{-7}$  (／炉年) であり、全炉心損傷頻度の 100% を占める。津波分類 B (津波高さ 0. P. 33. 9m～) において、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により、複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至る事故シーケンスである。

#### (c) 評価結果の分析

本津波 PRA において、全炉心損傷頻度は  $7.3 \times 10^{-7}$  (／炉年) となった。本評価で対象としている津波高さ (0. P. 33. 9m～) においては、津波が発生した場合には敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への浸水により最終的には炉心損傷に至るため、津波発生頻度と炉心損傷頻度は等しくなる。そのため、津波分類毎の炉心損傷頻度では、津波分類 B の炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の 100% を占める結果となった。

また、事故シーケンスグループ毎の炉心損傷頻度では、複数の緩和機能喪失(津波分類 B) が全炉心損傷頻度の 100% を占める結果となった。これは、津波分類 B では敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により、複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至る割合が占めていることを表している。

#### b. 重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析

##### (a) 重要度解析

本津波 PRA 評価では、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への浸水が発生する津波高さ以上 (0. P. 33. 9m～) では緩和手段が無くなり必ず炉心損傷に至るため、重要度解析を実施しても有益な結果が得られない。このため、内部事象 PRA や地震 PRA のように重要度評価は実施していない。

##### (b) 不確実さ解析

全炉心損傷頻度の不確実さ解析結果を第 3. 2. 2. d-4 図に示す。

本評価では、津波高さ 0. P. 33. 9m を越える津波では、敷地内浸水深が原子炉建屋又は制御建屋のカーブ高さを越えた場合に建屋内への大量浸水が発生して必ず炉心損傷に至る。したがって、全炉心損傷頻度の平均値及び不確実さ幅は 0. P. 33. 9m における確率論的津波ハザードの平均値及び不確実さ幅と等しくなる。

なお、本評価で使用している確率論的津波ハザードは、第 3. 2. 2. b-3 図及び第 3. 2. 2. d-6 表に示すように、0. P. 33. 9m の 0. 50 信頼度以下の年超過確率値が非常に小さいため、不確実さ解析結果には記載していない。

##### (c) 感度解析

###### ・事故シナリオ

引き波発生後において、炉心損傷に至るシナリオとしては、以下の 2 つが考えられる。

- ① 「循環水ポンプ(A)停止失敗」 + 「循環水ポンプ(B)停止失敗」
- ② 「循環水ポンプ停止成功」 + 「安全停止失敗<sup>\*</sup>」

※ECCS 等による原子炉注水，崩壊熱除去に失敗すること

①の場合，循環水ポンプが海水を吸い続けてしまうため，海水ポンプ室内の水位が急激に低下し，引き波の水位が回復する前に RSW/HPSW ポンプが露出して機能喪失する可能性がある。このため，最終ヒートシンク喪失により炉心損傷に至る。

②の場合，RSW/HPSW ポンプは露出することなく継続運転が可能であり，ECCS 等による事象緩和に期待できるが，事象緩和に失敗した場合には，炉心損傷に至る。（内部事象 PRA の過渡事象と同様）

事故シーケンスのイベントツリーを第 3.2.2. d-5 図に示す。

・評価における主な仮定

①津波発生頻度

循環水ポンプを停止する必要があるのは，少なくとも取水口敷（O.P. -6.3m）が露出し，その後も水位が低下し続けた場合であることから，保守的に津波水位が O.P. -6.2m 未満となる年超過確率（ $7.9 \times 10^{-4}$ ）とした。

②循環水ポンプ停止

循環水ポンプの取水槽は，A 系/B 系に区分されていることから，循環水ポンプ A 又は循環水ポンプ B のいずれかの停止に成功した場合には，炉心損傷回避が可能である。

循環水ポンプ停止については，引き波により海水ポンプ室水位低警報が表示されてから，取水口下端までの時間が比較的短いと考えられることから，保守的に「手動停止」には期待せず，インターロックによる「自動停止」のみを考慮した。

・炉心損傷頻度評価結果

引き波による全炉心損傷頻度は，約  $1.6 \times 10^{-7}$ （/炉年）となり，押し波による全炉心損傷頻度（約  $7.3 \times 10^{-7}$ （/炉年））の約 22%であった。なお，引き波による全炉心損傷頻度のうち，事故シナリオ①については約  $0.2 \times 10^{-7}$ （/炉年），事故シナリオ②については約  $1.4 \times 10^{-7}$ （/炉年）となった。引き波では，押し波と異なり，起因事象発生後も緩和策に期待できることから，押し波に比べ炉心損傷頻度は小さい値となった。



第 3.2.2. a-1 表 津波レベル 1PRA を実施するために収集した情報及びその主な情報源

PRA の作業		収集すべき情報	主な情報源
1. プラント構成・特性及びサイト状況の調査		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PRA の実施にあたり必要とされる設計・運転管理に関する基本的な情報</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(1) 内部事象出力運転時レベル 1PRA で使用した設計図書（原子炉設置許可申請書, 工事計画認可申請書, 保安規定等）</li> <li>(2) 全体配置図, 機器配置図, プラントウォークダウン報告書</li> <li>(3) 発電用原子炉設置変更許可申請書（平成 25 年 12 月）</li> </ul>
2. 確率論的津波ハザード評価		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 敷地周辺に影響を与え得る津波を発生させる地震発生様式に関する情報</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(1) 海底地形パラメータ</li> <li>(2) 断層パラメータ</li> <li>(3) 女川原子力発電所における平成 23 年東北地方太平洋沖地震により発生した津波の調査結果に係る報告書</li> </ul>
3. 建屋・機器 fragility 評価		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ プラント固有の建屋・機器の耐力評価及び応答評価に関する情報</li> <li>・ 浸水解析結果</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(1) 上記 1. の情報源</li> <li>(2) 浸水解析結果</li> </ul>
4. 事故シーケンス評価	a. 事故シナリオ及び起因事象の同定	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 津波時に想定されるプラント状態の検討に必要な情報</li> </ul>	(1) 上記 1. の情報源
	b. 事故シーケンスの分析 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 成功基準の設定</li> <li>・ イベントツリーの作成</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 安全系等のシステム使用条件</li> <li>・ システムの現実的な性能</li> <li>・ 運転員による緩和操作等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(1) 上記 1. の情報源</li> <li>(2) 既往の PRA 情報</li> </ul>
	c. システムのモデル化	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態</li> </ul>	
	d. 事故シーケンスの定量化	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 評価結果の妥当性を確認できる情報</li> </ul>	

第 3.2.2. a-2 表 プラントウォークダウン結果

No.	チェック項目 機器名称	津波影響の確認		間接的な被害の 可能性の確認	総合評価
		建屋の開口部の高さ・大きさ、対象設備の高さなどについて、本評価で想定したシナリオへの影響はないか	屋外の構築物・機器については、その周辺環境も含め、潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点はないか	津波来襲時に建屋外部にある設備の津波による離脱、移動などに起因して生じる干渉及び衝突などの間接的な被害の可能性はないか	
1	外壁扉（地上部）	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
2	外壁貫通孔（地上部）	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
3	配管（地上部）	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
4	空調ルーバ（地上部）	問題なし	—※1	問題なし	問題なし
5	外壁（ブロックアウト）	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
6	貫通孔（地下トレンチ取合部）	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
7	扉（建屋間、トレンチ取合部）	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
8	燃料移送ポンプ	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
9	変圧器	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
10	防潮堤	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
11	防潮壁	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし
12	CST	問題なし	問題なし	問題なし	問題なし

※1 当該機器・設備は開口部であるため、本確認項目は対象外。

第 3.2.2. a-3 表 津波による事故シナリオの分析 (1/2)

津波 PRA 学会標準の記載※			影響を受ける可能性のある設備	考えられる事故シナリオ
津波の影響	影響の種類	建屋・構築物, 機器・配管系への影響		
直接的	浸水による設備の没水・被水	設備の動的機能喪失 電気設備の発電/送電機能喪失	起動変圧器の没水による機能喪失	起動変圧器の機能喪失により外部電源喪失が発生する。
			燃料移送ポンプの没水による機能喪失	燃料移送ポンプの機能喪失により, 事象発生 8 時間以降の非常用 D/G 運転が不可能となる。
			海水取水ポンプの没水による機能喪失	海水取水ポンプの機能喪失により, 原子炉補機冷却海水系が機能喪失する。
			屋内設備の没水による機能喪失	建屋内への浸水に伴い, 屋内設備が没水で機能喪失する可能性がある。
	津波波力・流体力・浮力	建屋・構築物, 機器・配管系の構造的損傷	防潮堤の波力による損傷	発電所敷地及び建屋内への浸水が発生し, 設備の機能喪失による原子炉への外乱が発生する/発生した外乱に対する緩和設備が機能喪失する可能性がある。
			防潮壁の波力による損傷	同上
			原子炉建屋 (外壁扉) の波力による損傷	設備の機能喪失による原子炉への外乱が発生する/発生した外乱に対する緩和設備が機能喪失する可能性がある。
			制御建屋 (外壁扉) の波力による損傷	同上
			タービン建屋 (外壁扉) の波力による損傷	同上
	建屋止水対策の波力による損傷	同上		
海底砂移動	海水取水設備の機能喪失	海底砂移動による海水取水機能障害の発生	原子炉補機冷却海水系の機能喪失, 又は, 循環水ポンプ等の機能喪失による過渡事象が発生する可能性がある。	
引き波による水位低下	海水取水設備の機能喪失	引き波による海水取水機能障害の発生	同上	

3.2.2-13

※ 津波 PRA 学会標準 6.1 「事故シナリオの広範な分析・選定」より引用



第 3.2.2. a-3 表 津波による事故シナリオの分析 (2/2)

津波 PRA 学会標準の記載※			影響を受ける可能性のある設備	考えられる事故シナリオ
津波の影響	影響の種類	建屋・構築物, 機器・配管系への影響		
間接的	洗掘	建屋・構築物, 機器・配管系の構造的損傷	防潮堤の洗掘による損傷	発電所敷地及び建屋内への浸水が発生し, 設備の機能喪失による原子炉への外乱が発生する/発生した外乱に対する緩和設備が機能喪失する可能性がある。
			防潮壁の洗掘による損傷	発電所敷地及び建屋内への浸水が発生し, 設備の機能喪失による過渡事象の発生及び, 緩和設備が機能喪失する可能性がある。
			原子炉建屋の洗掘による損傷	設備の機能喪失による過渡事象の発生及び, 炉心損傷緩和設備が機能喪失する可能性がある。
			制御建屋の洗掘による損傷	同上
			タービン建屋の洗掘による損傷	同上
	漂流物の衝突	建屋・構築物, 機器・配管系の構造的損傷	防潮堤の漂流物衝突による損傷	発電所敷地及び建屋内への浸水が発生し, 設備の機能喪失による過渡事象の発生及び, 緩和設備が機能喪失する可能性がある。
			防潮壁の漂流物衝突による損傷	同上
			原子炉建屋 (外壁扉) の漂流物衝突による損傷	設備の機能喪失による原子炉への外乱が発生する/発生した外乱に対する緩和設備が機能喪失する可能性がある。
			制御建屋 (外壁扉) の漂流物衝突による損傷	同上
			タービン建屋 (外壁扉) の漂流物衝突による損傷	同上
	津波による高ストレス	運転員/作業員の操作失敗	作業員退避時の原子炉建屋外壁扉閉め忘れ	本評価では, 建屋外壁扉の誤開放を考慮しているため, 本項目は該当しない。
	作業環境の悪化	運転員の回復操作の遅延	—	本評価では, 可搬式設備等の事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備には期待していないため, 本項目は該当しない。

3.2.2-14

※ 津波 PRA 学会標準 6.1 「事故シナリオの広範な分析・選定」より引用

第 3.2.2. a-4 表 津波により発生する起回事象の検討結果 (1/2)

区分		起回事象グループ	津波 PRA における検討結果	評価対象※ ○：対象 ×：対象外
内部事象 PRA で グループ化した 起回事象	過渡事象	非隔離事象	津波により本事象の発生は考えられるが、同時に発生し、より広範囲に影響する外部電源喪失に包絡される。	(○)
		隔離事象	同上	(○)
		全給水喪失	同上	(○)
		水位低下事象	同上	(○)
		RPS 誤作動等	津波による本事象単独の発生は考えにくいため、津波特有の起回事象としては抽出しない。	×
		外部電源喪失	津波による敷地内浸水に伴い、屋外に設置された起動変圧器が没水することで外部電源喪失が発生する。	○
		S/R 弁誤開放	津波による本事象単独の発生は考えにくいため、津波特有の起回事象としては抽出しない。	×
	冷却材喪失	小破断 LOCA	同上	×
		中破断 LOCA	同上	×
		大破断 LOCA	同上	×

※ (○)：他の起回事象グループに包絡される事象

第 3.2.2. a-4 表 津波により発生する起回事象の検討結果 (2/2)

区分		起回事象グループ	津波 PRA における検討結果	評価対象※ ○：対象 ×：対象外
内部事象 PRA で グループ化した 起回事象	従属性を有す る起回事象	原子炉補機冷却海 水系機能喪失	敷地内に浸水した津波が補機ポンプエリアの浸水防止壁を越えることで、RSW/HPSW ポンプが没水し原子炉補機冷却海水系が機能喪失する。	○
		交流電源故障	津波による敷地内浸水に伴い外部電源喪失及び原子炉補機冷却海水系喪失が発生する。原子炉補機冷却海水系の喪失により、非常用 D/G も機能喪失するため全交流動力電源喪失となる。このため、交流電源故障は外部電源喪失及び原子炉補機冷却海水系喪失に包絡されるので、新たな起回事象としては抽出しない。	(○)
		直流電源故障	津波による本事象単独の発生は考えにくいため、津波特有の起回事象としては抽出しない。	×
		タービン・サポート 系故障	津波により本事象の発生は考えられるが、同時に発生するより広範囲に影響する外部電源喪失に包絡される。	(○)
	通常停止	通常停止	本評価対象外	×
	ISLOCA	ISLOCA	津波による本事象単独の発生は考えにくいため、津波特有の起回事象としては抽出しない。	×
津波 PRA 特有の 起回事象	敷地及び建屋 内浸水	—	敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への多量の浸水が発生し、原子炉への外乱が発生する可能性が有る。本評価では、これを津波特有の起回事象として抽出した。	○

※ (○)：他の起回事象グループに包絡される事象

第 3. 2. 2. a-5 表 建屋・機器リスト

	No.	設備名称	設置場所	設置フロア高さ (O. P.)
起因事象を引き起こす設備	1	起動変圧器	屋外	14. 0m*
	2	RSW ポンプ (補機ポンプエリア内の関連機器を含む)	補機ポンプエリア	14. 4m*
津波防護施設／浸水防止設備	3	防潮堤 (O. P. 約 29m)	屋外	—
	4	防潮壁 (スクリーンエリア, 放水立坑エリア)	屋外	—
	5	浸水防止壁 (補機ポンプエリア)	屋外	—
	6	建屋止水対策	屋外	—
	7	原子炉建屋	—	—
	8	原子炉建屋外壁扉	R/B	—
	9	制御建屋	—	—
	10	制御建屋外壁扉	C/B	—
起因事象を緩和する設備	フロントライン系			
	11	スクラム系	R/B	5. 0m
	12	HPCS	R/B	-9. 1m
	13	RCIC	R/B	-9. 1m
	14	LPCS	R/B	-9. 1m
	15	LPCI (RHR)	R/B	-9. 1m
	サポート系			
	16	CST	屋外	—
	17	直流電源系統	C/B	7. 0m
	18	燃料移送ポンプ (屋外の燃料移送系関連機器を含む)	屋外	16. 0m*
	19	非常用交流電源系統 (燃料移送ポンプを除く)	R/B	14. 0m
	20	RSW/HPSW (RSW/HPSW ポンプを除く)	R/B	-9. 1m
21	HPSW ポンプ (補機ポンプエリア内の関連機器を含む)	補機ポンプエリア	14. 4m*	
22	RCW/HPCW	R/B	-9. 1m	

\*機能喪失高さを示す

第 3.2.2. c-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (1/2)

	No.	設備名称	津波損傷モード				津波フラジリティ
			没水/被水	波力	洗掘	漂流物	
起因事象を引き起こす設備	1	起動変圧器	○	*1	*1	*1	津波水位 0.P. 33.9m 以下では、没水しないことを確認しており、津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、没水により機能喪失すると想定した。
	2	RSW ポンプ	○	*1	*1	*1	津波水位 0.P. 33.9m 以下では、補機ポンプエリア内へ浸水しないことを確認しており、津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、補機ポンプエリア内へ浸水し、没水により機能喪失すると想定した。
津波防護施設／浸水防止設備	3	防潮堤 (0.P. 約 29m)	—	*2	*2	*2	津波水位 0.P. 33.9m 以下では、波力等による機能喪失の可能性は小さいとして無視した。一方、津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至るため、フラジリティは考慮しない。(別紙 3.2.2. c-2)
	4	防潮壁	—	*2	*2	*2	津波水位 0.P. 33.9m 以下では、波力等による機能喪失の可能性は小さいとして無視した。一方、津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至るため、フラジリティは考慮しない。
	5	浸水防止壁	—	*2	*2	*2	同上
	6	建屋止水対策	—	*2	*2	*2	同上
	7	原子炉建屋	—	*2	*2	*2	同上
	8	原子炉建屋外壁扉	—	*2	*2	*2	同上
	9	制御建屋	—	*2	*2	*2	同上
	10	制御建屋外壁扉	—	*2	*2	*2	同上

- ・「○」：当該損傷モードが設備の機能喪失要因となることを想定した。
- ・「—」：当該損傷モードにより設備は機能喪失しない。
- ・「\*1」：当該損傷モードが設備の機能喪失要因となる可能性はあるが、この影響は没水／被水による機能喪失に包絡されるとした。
- ・「\*2」：当該損傷モードが設備の機能喪失要因となる可能性はあるが、この機能喪失の可能性は小さいとし、この影響は考えないこととした。

第 3.2.2.c-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (2/2)

	No.	設備名称	津波損傷モード				津波フラジリティ
			没水/被水	波力	洗掘	漂流物	
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備	フロントライン系						
	11	スクラム系	○	—	—	—	津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、原子炉建屋又は制御建屋内へ浸水し、没水により機能喪失すると想定した。
	12	HPCS	○	—	—	—	同上
	13	RCIC	○	—	—	—	同上
	14	LPCS	○	—	—	—	同上
	15	LPCI (RHR)	○	—	—	—	同上
	サポート系						
	16	CST	—	*2	*2	*2	津波水位 0.P. 33.9m 以下では、波力等による機能喪失の可能性は小さいとして無視した。一方、津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至るため、フラジリティは考慮しない。
	17	直流電源系統	○	—	—	—	津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、原子炉建屋又は制御建屋内へ浸水し、没水により機能喪失すると想定した。
	18	燃料移送ポンプ	○	*1	*1	*1	津波水位 0.P. 33.9m 以下では、没水しないことを確認しており、津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、没水により機能喪失すると想定した。
	19	非常用交流電源系統 (燃料移送ポンプ除く)	○	—	—	—	津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、原子炉建屋又は制御建屋内へ浸水し、没水により機能喪失すると想定した。
	20	RSW/HPSW (RSW/HPSW ポンプ除く)	○	—	—	—	同上
	21	HPSW ポンプ	○	*1	*1	*1	津波水位 0.P. 33.9m 以下では、補機ポンプエリア内へ浸水しないことを確認しており、津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、補機ポンプエリア内へ浸水し、没水により機能喪失すると想定した。
	22	RCW/HPCW	○	—	—	—	津波水位 0.P. 33.9m を超えた場合、原子炉建屋又は制御建屋内へ浸水し、没水により機能喪失すると想定した。

- ・「○」：当該損傷モードが設備の機能喪失要因となることを想定した。
- ・「—」：当該損傷モードにより設備は機能喪失しない。
- ・「\*1」：当該損傷モードが設備の機能喪失要因となる可能性はあるが、この影響は没水/被水による機能喪失に包絡されるとした。
- ・「\*2」：当該損傷モードが設備の機能喪失要因となる可能性はあるが、この機能喪失の可能性は小さいとし、この影響は考えないこととした。

第 3.2.2. d-1 表 津波高さによるシナリオ分類

津波分類	津波高さ	津波により損傷する主な機器	起因事象
A	O. P. 29m～33.9m	・タービン建屋内機器	・外部電源喪失
B	O. P. 33.9m～	・敷地及び原子炉建屋又は制御屋内浸水により，複数の緩和機能喪失	



第 3. 2. 2. d-2 表 事故シーケンスグループ

炉心損傷シーケンスの特徴		事故シーケンスグループ	本評価の対象 ○：起こり得る ×：起こり得ない	備考
内部 事象 出力 運転 時 レ ベ ル 1 P R A	LOCA 時注水機能喪失 詳細には、 ・ 大破断 LOCA 後の炉心冷却失敗 ・ 中破断 LOCA 後の炉心冷却失敗 ・ 小破断 LOCA 後の炉心冷却失敗	LOCA 後の 注水失敗  AE S1E S2E	LOCA 後の 注水失敗  × × ×	津波による発生は考えにくいため×とした
	高圧・低圧注水機能喪失	TQUV	×	津波水位 O.P. 33.9m 以下では、外部電源喪失が発生するが緩和設備は全て健全であり、地震による外部電源喪失と緩和設備のランダム故障の組合せによる炉心損傷シーケンスと同等であることから、地震 PRA に包含されるため×とした
	高圧注水・減圧機能喪失	TQUX	×	
	全交流動力電源喪失  ・ 非常用 D/G2 台・HPCS 機能喪失及びバッテリー枯渇に伴う RCIC 機能喪失  ・ バッテリーの故障により非常用 D/G2 台の起動に失敗し、HPCS も機能喪失  ・ 非常用 D/G2 台が機能喪失し、さらに HPCS 及び RCIC も機能喪失  ・ 非常用 D/G2 台が機能喪失し、さらに HPCS 及び S/R 弁再閉失敗による RCIC 機能喪失	TB  長期 TB  TBD  TBU  TBP	  ×  ×  ×  ×	
	崩壊熱除去機能喪失	TW	×	
	原子炉停止機能喪失	TC	×	
	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	ISLOCA	×	
	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	ISLOCA	×	
津波 P R A	敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への浸水により炉心損傷に至る	複数の緩和機能喪失	○	—

第 3. 2. 2. d-3 表 津波高さ毎の炉心損傷頻度

津波分類	津波高さ	津波発生頻度 (/年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
A	O. P. 29m～33. 9m	$3. 8 \times 10^{-6}$	—※	—
B	O. P. 33. 9m～	$7. 3 \times 10^{-7}$	$7. 3 \times 10^{-7}$	100
全炉心損傷頻度			$7. 3 \times 10^{-7}$	100

※ 外部電源喪失が発生するが緩和設備は全て健全であるため、地震による外部電源喪失と緩和設備のランダム故障の組合せによる炉心損傷シーケンスと同等であることから、地震 PRA に包含される。

第 3.2.2. d-4 表 起因事象毎の炉心損傷頻度

起因事象	事故シーケンス	事故シーケンス別 炉心損傷頻度 (／炉年)	起因事象別 炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
外部電源喪失	—※	—※	—※	—
敷地及び建屋内浸水	複数の緩和機能喪失	$7.3 \times 10^{-7}$	$7.3 \times 10^{-7}$	100
全炉心損傷頻度			$7.3 \times 10^{-7}$	100

※ 外部電源喪失が発生するが緩和設備は全て健全であるため、地震による外部電源喪失と緩和設備のランダム故障の組合せによる炉心損傷シーケンスと同等であることから、地震 PRA に包含される。

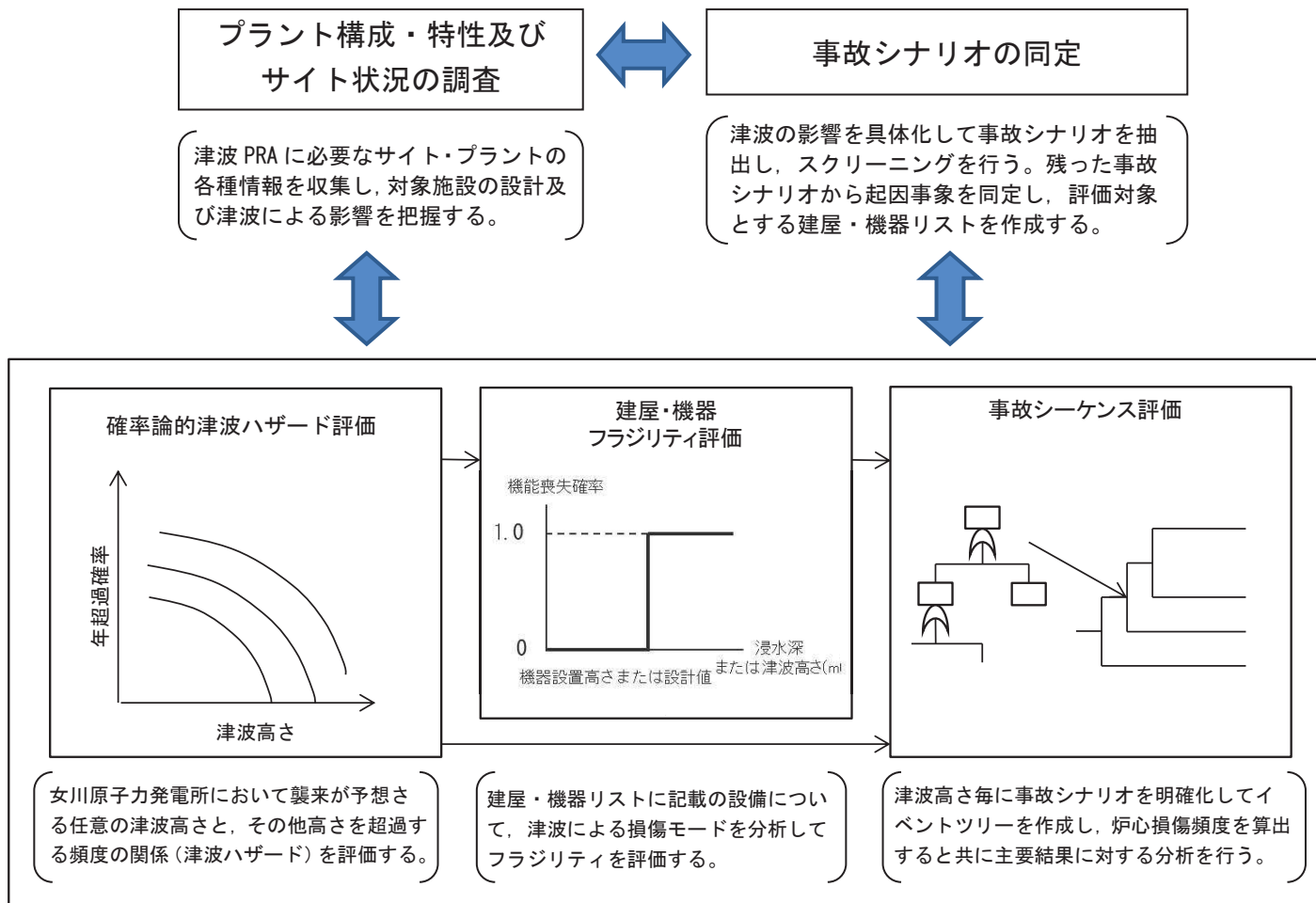
第 3. 2. 2. d-5 表 事故シーケンスグループ毎の炉心損傷頻度

津波分類	シーケンスグループ	概要	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
B	複数の緩和機能喪失	0. P. 33. 9m を超える津波により、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内に浸水することで、緩和設備が機能喪失し、炉心損傷に至る。	$7.3 \times 10^{-7}$	100
全炉心損傷頻度			$7.3 \times 10^{-7}$	100

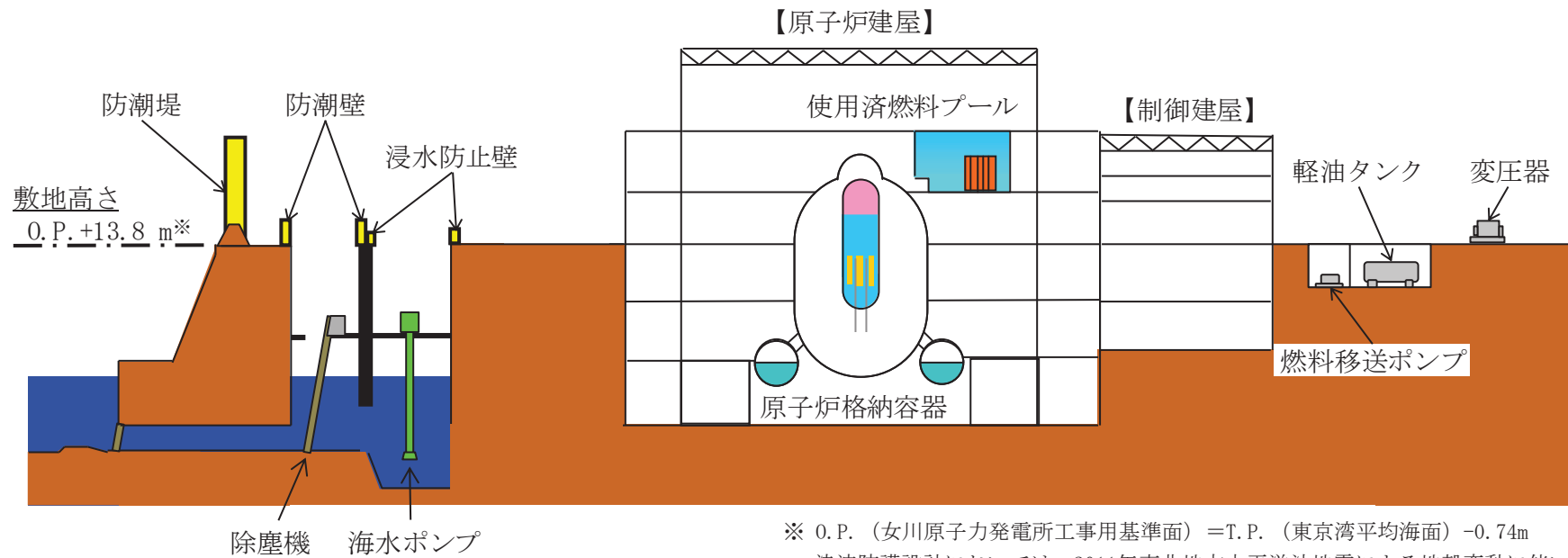
第 3. 2. 2. d-6 表 評価対象とする津波高さにおける年超過確率

津波高さ	各信頼度における年超過確率					年超過確率の 平均値
	0. 95	0. 84	0. 50	0. 16	0. 05	
0. P. 33. 9m	$2.51 \times 10^{-6}$	$7.75 \times 10^{-9}$				$7.25 \times 10^{-7}$

(※網掛け部は年超過確率値が得られていない)

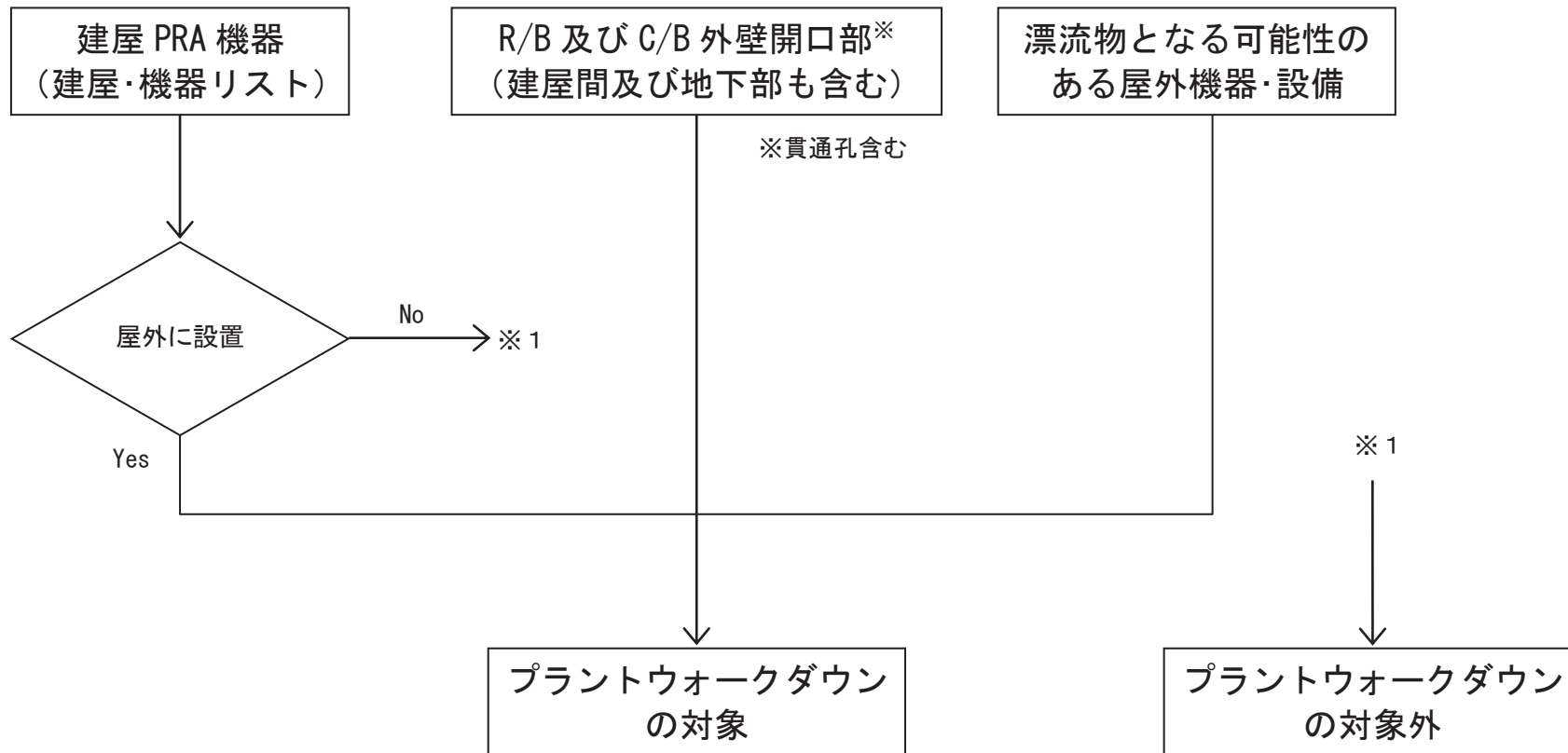


第 3. 2. 2-1 図 津波 PRA 評価フロー



※ 0.P. (女川原子力発電所工事用基準面) = T.P. (東京湾平均海面) - 0.74m  
 津波防護設計においては、2011年東北地方太平洋沖地震による地殻変動に伴い、  
 一様に約1mの沈降が発生したことを考慮した値を用いる。

第 3. 2. 2. a-1 図 プラント設備配置の概略図



第 3.2.2. a-2 図 プラントウォークダウン対象機器の選定フロー

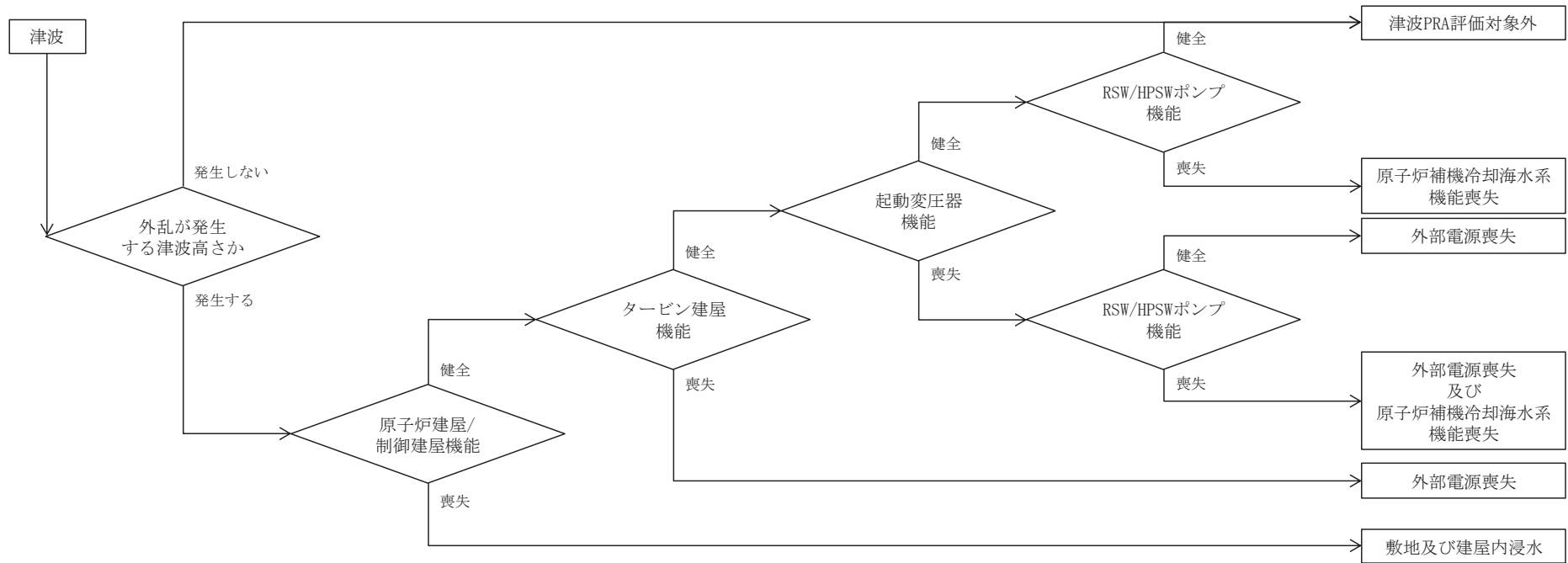


現場調査票 (調査日 2014.4.8)

【女川原子力発電所 2号機 原子炉建屋 地上1階】外壁貫通部					No. 4
防護対象区画番号:					
現場写真					
					
壁貫 通部	用途	貫通孔の有無	水密化処理の有無*1	高さ*2	考察 ストレステスト対応時に止水処理を実施済み。
	配管	有・無	全周有・一部有・無	550 950	
	ダクト	有・無	全周有・一部有・無		
	トレイ	有・無	全周有・一部有・無		
	電線管(P.B)	有・無	全て有・一部有・無		
		評価	(A)・B・C	備考	

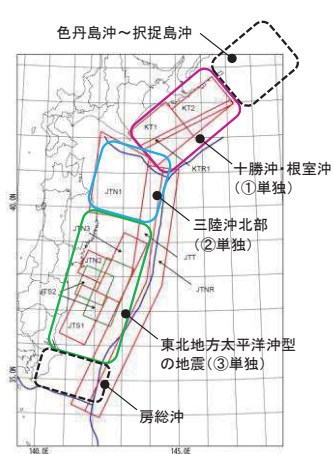
\*1: 不明な場合は「無」とする。\*2: 流出経路となる貫通孔の中心レベルを記載する。

第3.2.2.a-3 図 プラントウォークダウン用チェックシート (例)



注) 起因事象は、津波の影響範囲により、単独もしくはそれらの組合せで発生する。

第3.2.2. a-4 図 起因事象の選定フロー

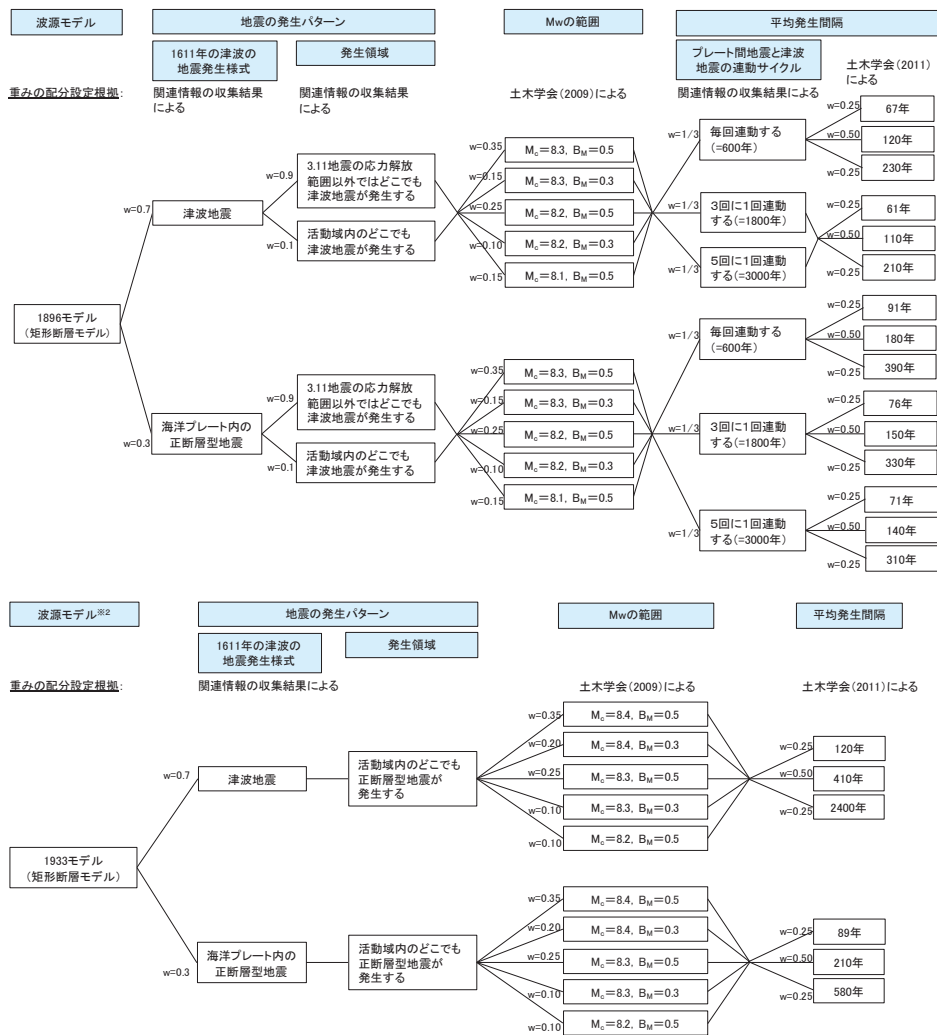


■ 検討対象領域  
 □ : 検討対象とした領域  
 (概略検討により、ハザード曲線に与える影響の大きい地震を抽出)

コード	名称
JTN2	宮城県沖
JTN3	三陸沖南部海溝寄り
JTN2+JTN3	宮城県沖+三陸沖南部海溝寄り(連動)
JTS1	福島県沖プレート間
JTT	津波地震
JTNR	海洋プレート内の正断層型地震
① 単独	十勝沖・根室沖の連動地震
② 単独	三陸沖北部の連動地震
③ 単独	東北地方太平洋沖型の地震
①+②	十勝沖・根室沖から三陸沖北部の連動地震
択捉島沖～房総沖	択捉島沖から房総沖の連動地震

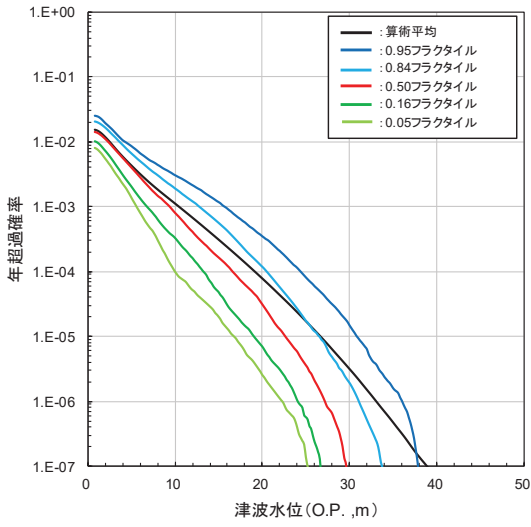
(津波 PRA 学会標準に一部加筆)

第 3.2.2. b-1 図 確率論的津波ハザード評価における検討対象領域

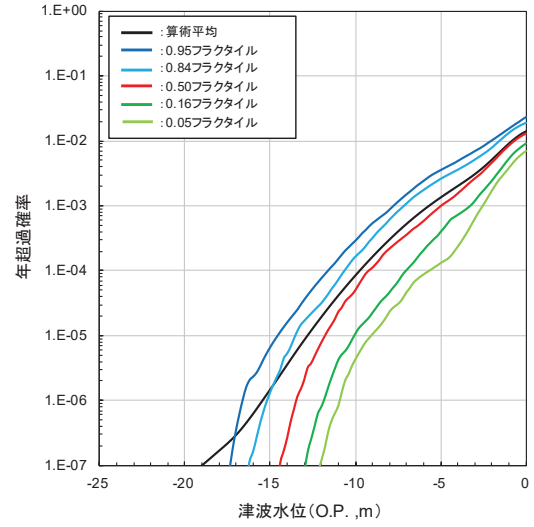


第 3.2.2. b-2 図 津波地震 (上) 及び海洋プレート内正断層型地震 (下) の津波発生モデルに関するロジックツリー

■敷地前面(水位上昇側)

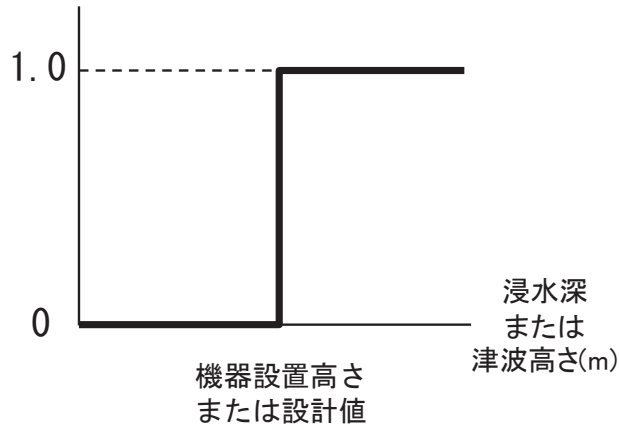


■2号取水口前面(水位下降側)



第 3. 2. 2. b-3 図 信頼度別ハザード曲線及び平均津波ハザード曲線

機能喪失確率

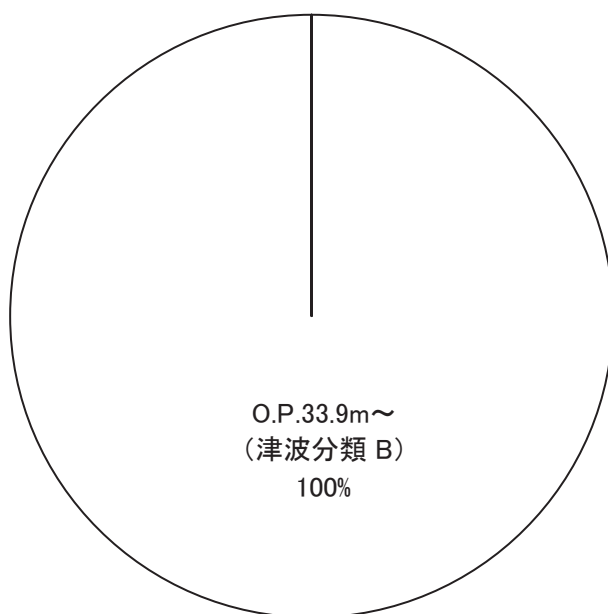


第 3. 2. 2. c-1 図 没水及び波力に対する機器のフラジリティ曲線

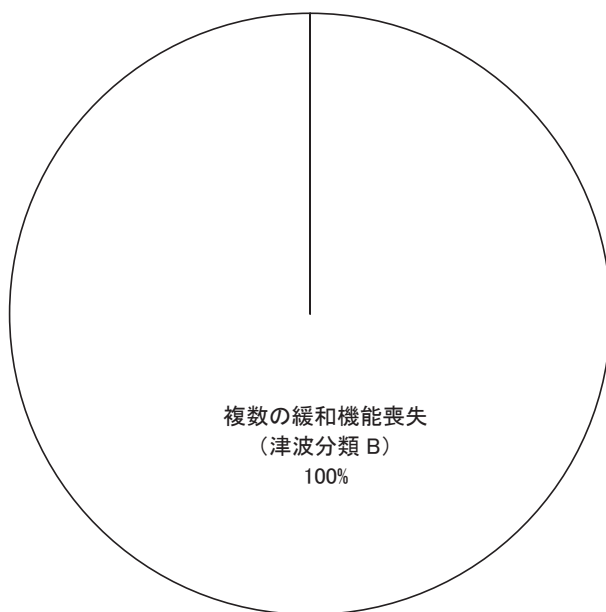
津波	原子炉建屋又は制御建屋内への浸水 (O. P. 33.9m～)	タービン建屋内への浸水 (O. P. 29m～O. P. 33.9m)	発生する起因事象	事故シナリオグループ
		なし	—	内部事象 P R A の範疇
	なし	あり	外部電源喪失	—※
	あり		敷地及び建屋内浸水	複数の緩和機能喪失

※ 外部電源喪失が発生するが緩和設備は全て健全であるため、地震による外部電源喪失と緩和設備のランダム故障の組合せによる炉心損傷シナリオと同等であることから、地震PRAに包含される。

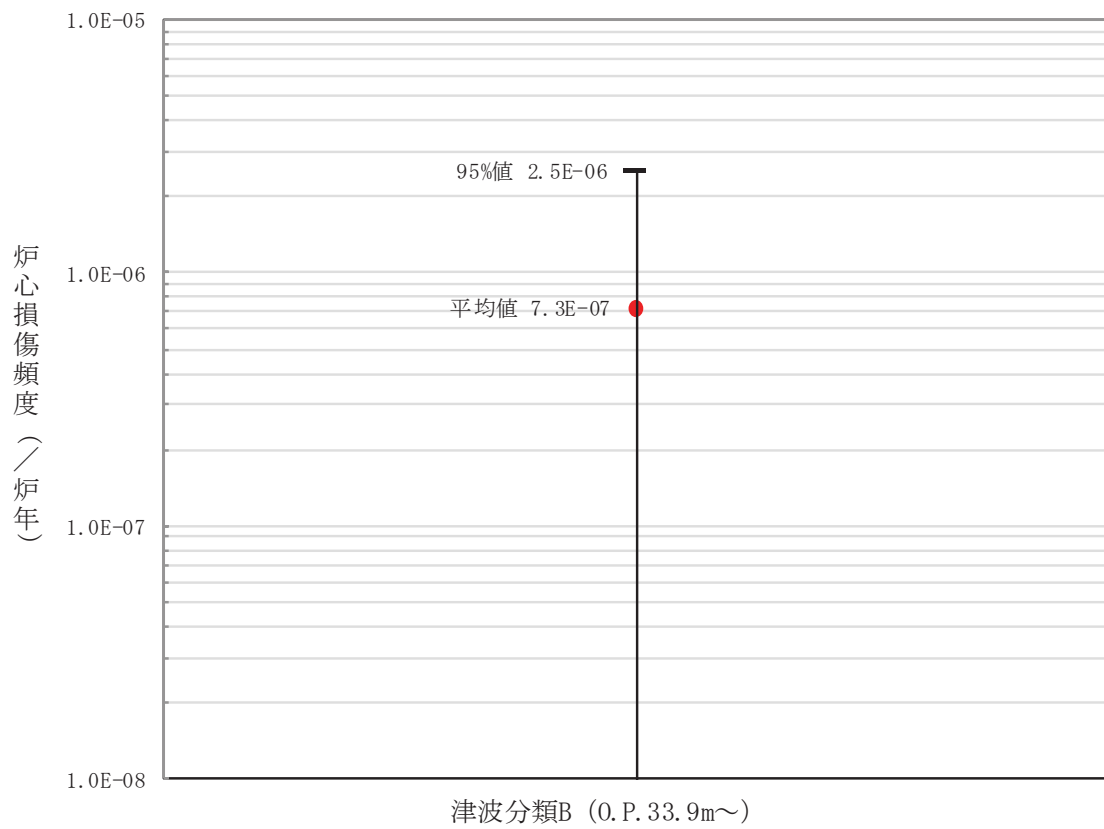
第 3.2.2. d-1 図 津波 PRA イベントツリー



第 3. 2. 2. d-2 図 津波高さ毎の全炉心損傷頻度への寄与割合



第 3. 2. 2. d-3 図 事故シーケンスグループ毎の全炉心損傷頻度への寄与割合



第 3. 2. 2. d-4 図 不確実さ解析結果



津波事象	循環水ポンプ停止		安全停止	損傷 クラス
	循環水ポンプ(A)	循環水ポンプ(B)		
				CD
				CD
				CD
				CD

第3.2.2.d-5 図 引き波時のイベントツリー

## 引き波による取水位の低下に伴う非常用海水ポンプの取水性について

### 1. 規制基準における要求事項

非常用海水ポンプの取水性については、基準津波による水位の低下に対して、海水ポンプが機能保持できる設計であること。また、基準津波による水位の低下に対して、冷却に必要な海水が確保できる設計であることを確認する。

### 2. 確認内容

水位低下に対して海水ポンプが機能保持できる設計となっていることを確認する。また、引き波時の水位が実際の取水可能水位を下回る場合には、下回る時間内で海水ポンプの継続運転が可能な貯水量を十分確保できる取水路の構造仕様であることを確認する。

なお、取水槽が循環水系と非常用系で併用されていることから、循環水系運転継続等による取水量の喪失が防止できることを確認する。

### 3. 評価条件

#### (1) 取水路の構造

女川 2 号炉の取水設備の構造（概略図）を図 1 に、海水ポンプの設置位置図を図 2 に示す。

図に示すとおり、女川 2 号炉の取水口には、貯留堰を設置しており、貯留堰高さを下回る引き波が発生した場合でも、取水槽内に冷却水が貯留される構造となっている。



図1 取水設備の構造（概略図）



図2 海水ポンプの設置位置図（a部詳細）

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## (2) 津波高さと水位低下時間

基準津波は、最新の科学的・技術的知見を踏まえ、波源海域から敷地周辺までの海底地形、地質構造及び地震活動性等の地震学的見地から想定することが適切なものとして、地震による津波の他、地すべりによる津波等、地震以外の要因及びこれらの組合せによるものを複数選定し、不確かさを考慮して数値解析を実施し策定した。

基準津波による2号炉取水口前面における水位下降側の水位時刻歴波形から、貯留堰高さ O.P. -6.3m を下回る時間は、183 秒である。図3に取水口前面における基準津波到達時水位の時刻歴波形を示す。

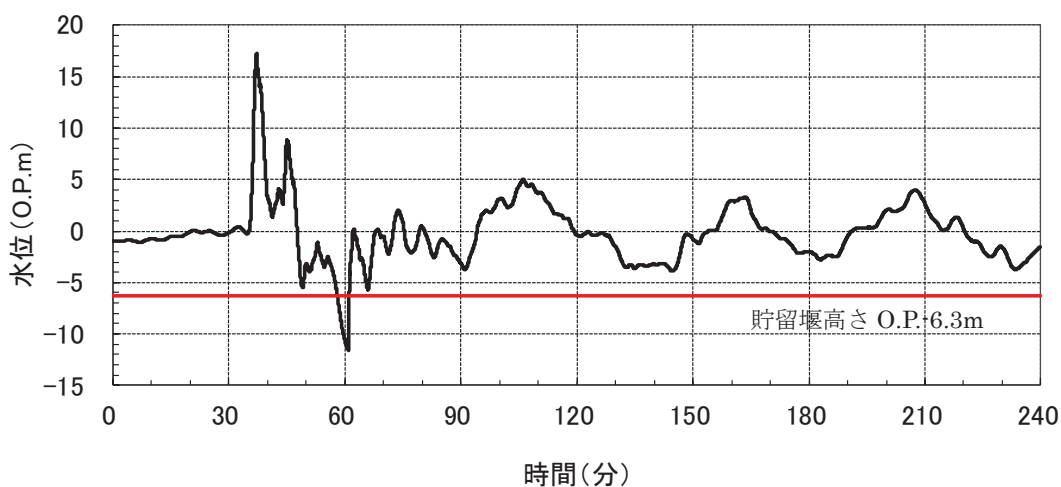


図3 取水口前面における基準津波到達時水位の時刻歴波形

## (3) 海水ポンプの定格流量と取水可能水位

常用及び非常用海水ポンプの定格流量と取水可能水位を表1に、非常用海水ポンプの取水量を表2に示す。

表1 常用及び非常用海水ポンプの定格流量と取水可能水位

	区分	定格流量 (m <sup>3</sup> /h/台)	取水可能水位 <sup>※3</sup> (m)
原子炉補機冷却海水ポンプ	非常用	1,900	0. P. -8.95 <sup>※1</sup>
高圧炉心スプレイ補機冷却海水ポンプ	非常用	250	0. P. -8.95 <sup>※1</sup>
循環水ポンプ	常用	99,720	0. P. -5.95 <sup>※2</sup>
タービン補機冷却海水ポンプ	常用	2,250	0. P. -2.98 <sup>※1</sup>

※1：日本機械学会基準「ポンプの吸込水槽の模型試験法」(JSME S 004-1984)に基づく取水可能水位に余裕をみた値

※2：ポンプトリップインターロックによる停止レベル

※3：0. P. 表記は地盤沈下を考慮した値

表2 非常用海水ポンプの取水量

	運転台数	流 量 (m <sup>3</sup> /h)	必要取水量 (m <sup>3</sup> /h)
原子炉補機冷却海水ポンプ	2台×2系統 <sup>※</sup>	7,600	7,850
高圧炉心スプレイ補機冷却海水ポンプ	1台×1系統	250	

※ 非常用海水ポンプの最大運転台数を考慮

#### 4. 評価

##### (1) 評価方法

貯留堰高さを下回る引き波が発生した場合、常用海水ポンプの内、タービン補機冷却海水ポンプについては、取水可能水位を下回っているため、貯留水量に影響はない。循環水ポンプについては、既にポンプトリップインターロックが動作しているが、遊転時間分（トリップからポンプ停止までの時間）、循環水ポンプ2台が定格流量で取水するものと仮定した上で、非常用海水ポンプが継続して取水可能かを評価する。

##### (2) 評価条件

- a. 取水槽内に貯留される水量：約 5,100m<sup>3</sup>・・・①

貯留堰高さ 0. P. -6.3m から非常用海水ポンプの取水可能水位 0. P. -8.95m までの空間容量

- b. 循環水ポンプが停止するまでに取水する水量：1,662m<sup>3</sup>・・・②

$99,720\text{m}^3/\text{h} \div 3,600 \times 30 \text{秒} \times 2 \text{台} = 1,662\text{m}^3$

- c. 非常用海水ポンプの取水に使用可能な水量：3,438m<sup>3</sup>・・・③

① - ② = 5,100m<sup>3</sup> - 1,662m<sup>3</sup> = 3,438m<sup>3</sup>

d. 非常用海水ポンプの取水容量：7,850m<sup>3</sup>/h・・・④

原子炉補機冷却海水ポンプ：1,900m<sup>3</sup>/h×4台=7,600m<sup>3</sup>/h

高圧炉心スプレイ補機冷却海水ポンプ：250m<sup>3</sup>/h×1台=250m<sup>3</sup>/h

e. 非常用海水ポンプ運転可能時間：約26分

③÷④=3,438m<sup>3</sup>÷7,850m<sup>3</sup>/h=0.437h ⇒ 26.2分

### (3) 評価結果

非常用海水ポンプの取水量は、表2から7,850m<sup>3</sup>/hである。一方、取水槽内に貯留される冷却水のうち、非常用海水ポンプの運転に使用可能な水量は3,438m<sup>3</sup>であるため、貯留堰を下回る引き波が発生した場合でも、約26分の間、非常用海水ポンプの運転継続が可能である。

以上から、非常用海水ポンプの運転継続時間約26分に対して、基準津波時に貯留堰高さを下回る時間は4分以下であることから、基準津波による水位低下によっても非常用海水ポンプが機能保持できることを確認した。

以上

## 事故シナリオの分析において引き波を除外する考え方について

本プラントにおいては、引き波により取水口敷が露出し、取水不能となっても、RSWポンプの取水に必要な海水を取水口、取水路及び海水ポンプ室に確保可能な構造としている。また、循環水ポンプの手動による停止が遅れた場合においては、「循環水ポンプ海水ポンプ室水位極低」警報により、循環水ポンプが自動停止するインターロックとなっており、押し波によりポンプが損傷する場合に比べ、炉心損傷に至る可能性は小さいと考えられることから、事故シナリオの分析において引き波を除外している。

以下に、引き波が発生した場合の炉心損傷頻度の評価結果とその考え方について示す。

### 1. 事故シナリオ

事故シナリオについては、図1のイベントツリーに示すとおり。

引き波発生後において、炉心損傷に至るシナリオとしては、以下の2つが考えられる。

- ① 「循環水ポンプ(A)停止失敗」 + 「循環水ポンプ(B)停止失敗」
- ② 「循環水ポンプ停止成功」 + 「安全停止失敗<sup>\*</sup>」

※ECCS等による原子炉注水，崩壊熱除去に失敗すること

①の場合、循環水ポンプが海水を吸い続けてしまうため、海水ポンプ室内の水位が急激に低下し、引き波の水位が回復する前にRSW/HPSWポンプが露出して機能喪失する可能性がある。このため、最終ヒートシンク喪失により炉心損傷に至る。

②の場合、RSW/HPSWポンプは露出することなく継続運転が可能であり、ECCS等による事象緩和に期待できるが、事象緩和に失敗した場合には、炉心損傷に至る。(内部事象PRAの過渡事象と同様)

### 2. 評価における主な仮定

#### (1) 津波発生頻度

循環水ポンプを停止する必要があるのは、少なくとも取水口敷(0. P. -6. 3m)が露出し、その後も水位が低下し続けた場合であることから、保守的に津波水位が0. P. -6. 2m未満となる年超過確率( $7.9 \times 10^{-4}$ )とした。

#### (2) 循環水ポンプ停止

循環水ポンプの取水槽は、A系/B系に区分されていることから、循環水ポンプA又は循環水ポンプBのいずれかの停止に成功した場合には、炉心損傷回避が可能である。



循環水ポンプ停止については、引き波により海水ポンプ室水位低警報が表示されてから、取水口下端までの時間が比較的短いと考えられることから、保守的に「手動停止」には期待せず、インターロックによる「自動停止」のみを考慮した。

### 3. 炉心損傷頻度評価結果

引き波による全炉心損傷頻度は、約  $1.6 \times 10^{-7}$  (/炉年) となり、押し波による全炉心損傷頻度 (約  $7.3 \times 10^{-7}$  (/炉年)) に比べて小さい結果となった。なお、全炉心損傷頻度のうち、事故シナリオ①については約  $0.2 \times 10^{-7}$  (/炉年)、事故シナリオ②については約  $1.4 \times 10^{-7}$  (/炉年) となった。

### 4. 結論

以上の評価を含む下記の検討結果により、事故シナリオの分析において引き波を除外した。

- ・引き波による全炉心損傷頻度は、押し波による全炉心損傷頻度の 1/5 程度と小さい。
- ・引き波による全炉心損傷頻度については、確率論的津波ハザードをより精緻化することで、低下する可能性がある。
- ・引き波により炉心損傷に至るシナリオは、押し波が発生した場合に、海水ポンプが浸水により損傷するシナリオと同様であり、その後の炉心損傷に至るプロセスも同じである。

以上

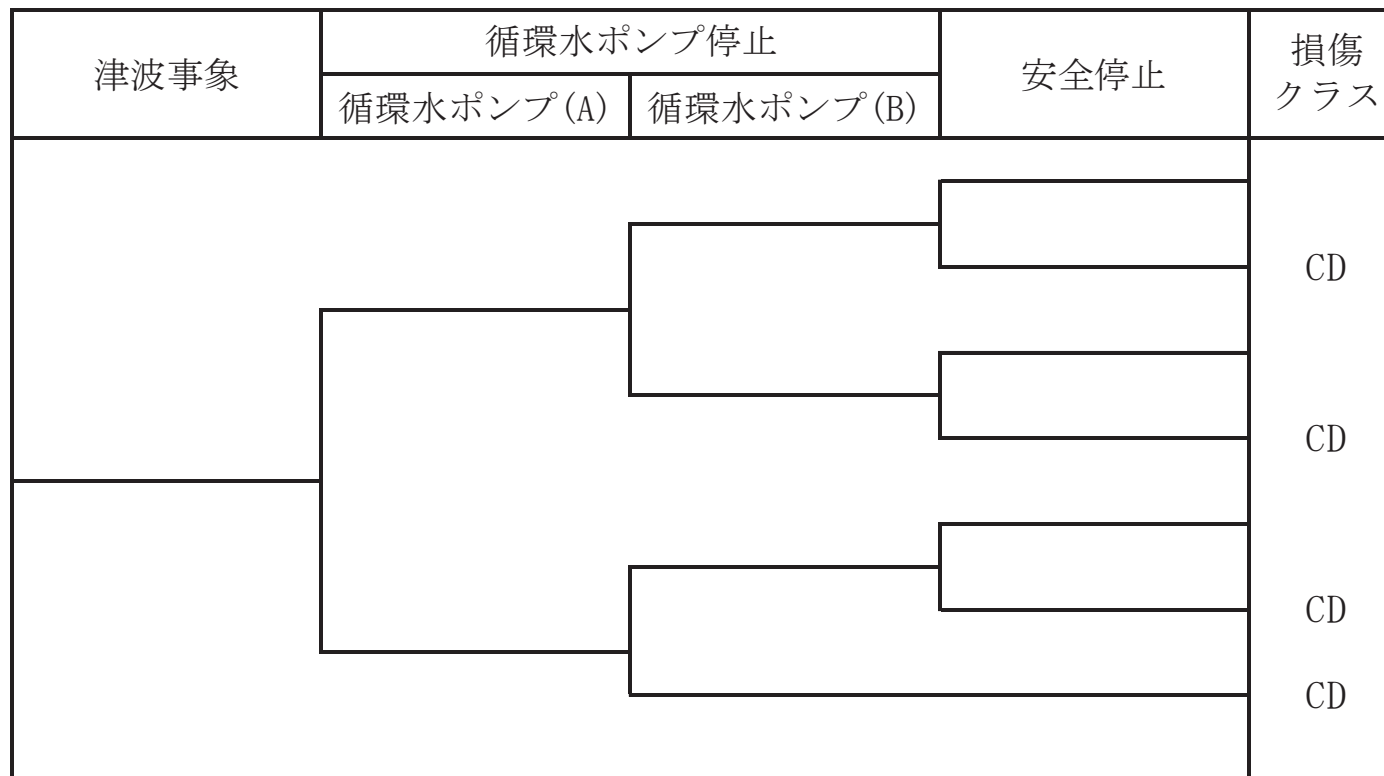


図1 引き波時のイベントツリー

津波発生時における原子炉停止の手順について

## 1. 大津波警報発令時の対応方針

大津波警報が発令された場合の対応として以下の対応を実施する。

- ・発電所構内に避難指示を行う。
- ・原子炉停止操作を開始する。

ただし、以下の場合は除く。

- a. 大津波警報が誤報であった場合。
- b. 発電所から遠方で発生した地震に伴う津波であって、津波が到達するまでの間に大津波警報が解除又は見直された場合。

なお、津波注意報及び、津波警報発表時は、津波に関する情報収集並びに津波監視カメラ及び取水ピット水位計による監視を行い、引き波により取水ピット水位が海水ポンプの安全運転限界水位 (O. P.   m) まで低下した場合等、原子炉の運転継続に支障がある場合に、原子炉を手動停止する。

## 2. 引き波発生時の運転操作手順

津波発生時においては、最終ヒートシンクの確保及び ECCS の機能維持を目的に、原子炉補機冷却海水系及び高圧炉心スプレイ系補機冷却海水系の水源（以下、「非常用水源」という。）を確保する観点から、異常な潮位の低下時には、海水ポンプ室水位を監視しながら、原子炉をスクラムし循環水ポンプ全台を停止させる運転操作手順としている。

以下に手順の概要について記載する。

- ・ 海水ポンプ室水位の低下により「循環水ポンプ海水ポンプ室水位低」警報 (O. P.   m) が発信した以降、海水ポンプ室水位低下が継続すれば、循環水ポンプによる海水の取水量を調整することにより海水ポンプ室水位の維持に努める。(図 1 参照)
- ・ 更に海水ポンプ室水位低下が継続し「循環水ポンプ海水ポンプ室水位低低」警報 (O. P.   m) が発信すれば原子炉を手動スクラムし循環水ポンプ全台を停止する。
- ・ なお、非常用水源の確保を確実にするため、万一、循環水ポンプの手動による停止が遅れた場合においても、「循環水ポンプ海水ポンプ室水位極低」警報 (O. P.   m) により循環水ポンプが自動停止するインターロックとなっている。

以上

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

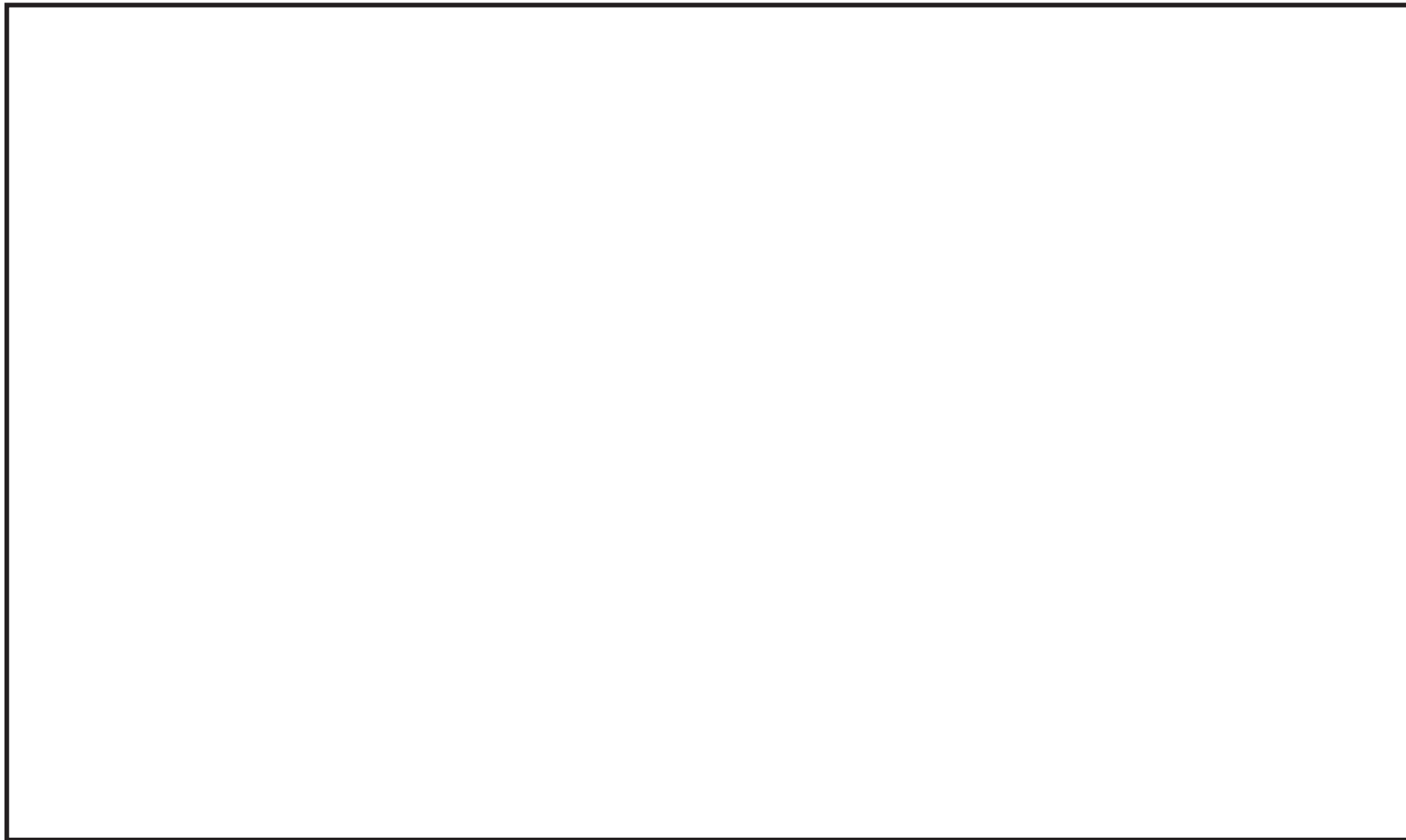


図1 海水ポンプ室概要図

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## 確率論的津波ハザード評価に関する検討

1. 評価概要	.....	p1
2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)	.....	p5
3. 津波高さ推定に関するロジックツリー(偶然的な不確実さの考慮)	.....	p29
4. 評価結果	.....	p40

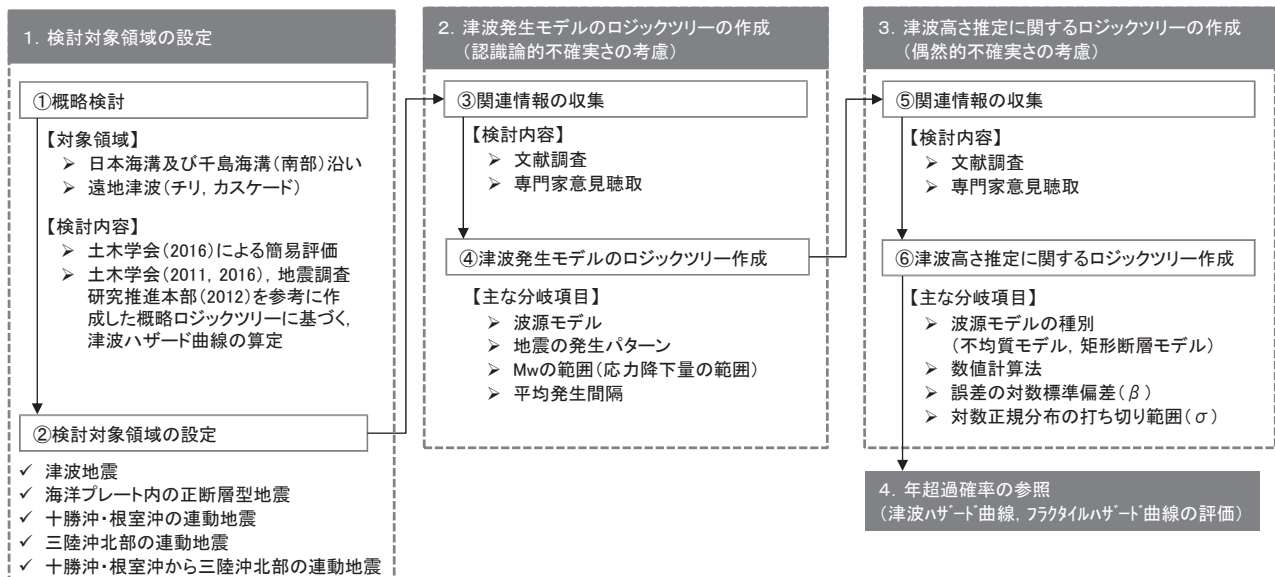
### 1. 評価概要

1

#### 1.1 評価方針

確率論的津波ハザード評価は、日本原子力学会(2012)、土木学会(2011)、土木学会(2016)及び3.11地震から得られた知見等を踏まえて実施した。

- 検討対象領域(詳細検討を実施する領域)設定にあたっての概略検討(事前検討)として、各津波波源が年超過確率に与える影響を定量的に確認するため、土木学会(2011,2016)、地震調査研究推進本部(2012)を参考に概略ロジックツリーを作成し、津波ハザード曲線を算定。
- 海洋プレート内の正断層型地震の津波発生モデルのロジックツリーのうちMwの範囲について、新たに地震規模、各機関の評価事例に係る関連情報を収集するとともに、専門家意見聴取を実施し、中央マグニチュード(Mc)を1611年の津波の地震規模(Mw8.6)から1933年昭和三陸地震津波の地震規模(Mw8.4)に変更。
- 津波高さ推定に関するロジックツリーのうち一様すべりの矩形断層モデルに適用する誤差の対数標準偏差( $\beta$ )等について、新たに波源特性のばらつき( $\beta_{波源}$ )に係る関連情報を収集するとともに、専門家意見聴取を実施し、不均質モデルと同じロジックツリーを適用できることを確認。



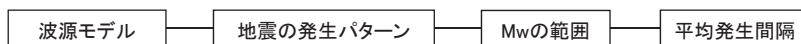
## 1. 評価概要

## 1.2 ロジックツリーの作成:概要

- ・ 認識論的不確実さは、波源モデル、地震の発生パターン、Mwの範囲及び平均発生間隔等を考慮した津波発生モデルのロジックツリーとして表現した。
- ・ 偶然的不確実さは、数値計算法、誤差の対数標準偏差( $\beta$ )及び対数正規分布の打ち切り範囲( $\sigma$ )を考慮した津波高さ推定に関するロジックツリーとして表現した。

## ■認識論的不確実さの考慮:津波発生モデルのロジックツリー

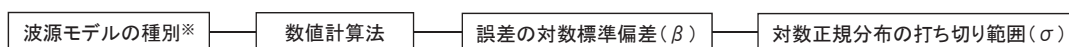
## (1)各津波発生領域のロジックツリー



## (2)津波発生領域の組合せに関するロジックツリー

- ・ 3.11地震から得られた知見を踏まえ、これまで発生した記録、知見がない津波発生領域(セグメント)の連動を考慮した地震を評価することから、各連動地震の発生確率に関する重み付けを行うため、地震の組合せに関するロジックツリーを追加した。

## ■偶然的不確実さの考慮:津波高さ推定に関するロジックツリー



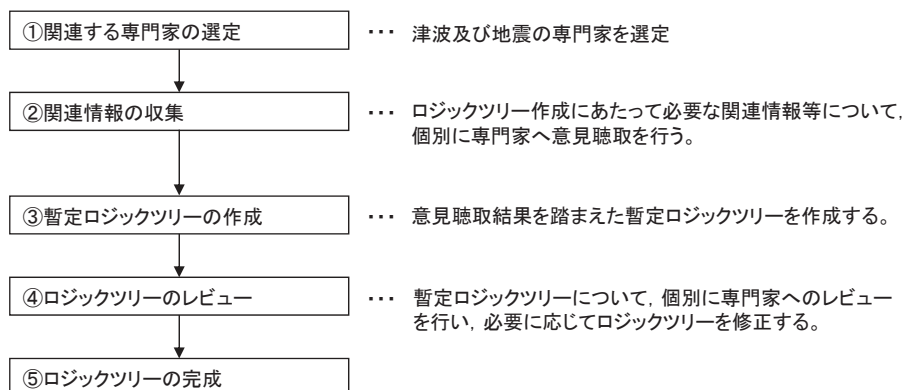
※:不均質モデル、もしくは一様すべりの矩形断層モデル(以下、「矩形断層モデル」という。)

## 1. 評価概要

## 1.2 ロジックツリーの作成:専門家活用水準

- ・ 3.11地震の発生に伴い分岐の項目、重み配分等について専門家意見が分かれることが想定されるため、日本原子力学会(2012)に示される専門家活用水準のうち専門家活用水準2を採用した。
- ・ ロジックツリーの作成フローを以下に示す。

## ■ロジックツリーの作成フロー



## 1. 評価概要

## 1.3 分岐の重み配分設定

- 日本原子力学会(2012), 土木学会(2011)の分岐を流用するものについては, 土木学会(2009)によるアンケート結果を踏まえた重みや, 土木学会(2011)による正規分布に対する分岐設定方法の重みを用いた。
- 新たに追加した分岐や修正した分岐の重みについては, 関連する情報を収集のうえ, 下表に示す考え方に基づき設定した。

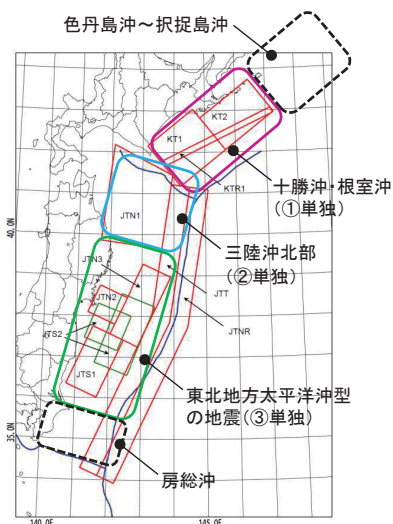
重みの配分設定方法

重みの配分 (分岐が2つの場合)	設定方法
0.5:0.5	現時点の知見で重み付けの判断が困難な場合は, 日本原子力学会(2012)に基づき, 均等配分とする。
0.3:0.7	地震調査研究推進本部, 土木学会等の評価や関連情報の収集結果から, 重みが大きいと考えられる分岐については, その重みを0.7とする。
0.1:0.9	関連情報の収集結果から, 基本的に分岐を設ける必要が無いと考えられるものの, 分岐として成立する可能性が残される分岐については, その重みを0.1とする。

## 2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

## 2.1 検討対象領域の設定:基本方針

- 3.11地震から得られた知見を踏まえ, 日本原子力学会(2012)に示される日本海溝及び千島海溝(南部)沿いの津波発生領域に, プレート間地震と津波地震の連動地震を追加設定した。
- 検討対象領域(詳細検討を実施する領域)は, 概略検討により各津波波源が年超過確率に与える影響を把握し, 年超過確率に与える影響が大きいと考えられる津波波源に該当する領域とした。
- 概略検討の詳細を次頁以降に示す。



日本海溝及び千島海溝(南部)沿い海域の津波発生領域区分  
(日本原子力学会(2012)に一部加筆)

## ■検討対象領域の設定

■ : 検討対象とした領域

コード	名称	備考
JTN2	宮城県沖	概略検討:p6~8
JTN3	三陸沖南部海溝寄り	概略検討:p6~8
JTN2+JTN3	宮城県沖+三陸沖南部海溝寄り(連動)	概略検討:p6~8
JTS1	福島県沖プレート間	概略検討:p6~8
JTT	津波地震	概略検討:p6~8
JTNR	海洋プレート内の正断層型地震	
①単独	十勝沖・根室沖の連動地震	
②単独	三陸沖北部の連動地震	
③単独	東北地方太平洋沖型の地震	概略検討:p9,10
①+②	十勝沖・根室沖から三陸沖北部の連動地震	
択捉島沖~房総沖	択捉島沖から房総沖の連動地震	概略検討:p11,12

## 2. 津波発生モデルのロジックツリー（認識論的不確実さの考慮）

## 2.1 検討対象領域の設定：3.11地震の応力解放範囲におけるM8クラスの地震、津波地震及び遠地津波

- 3.11地震の応力解放範囲におけるM8クラスの地震に伴う津波、津波地震に伴う津波及び遠地津波が年超過確率に与える影響について、土木学会(2016)を参考に検討した結果を以下に示す。
- 本検討から、津波地震は年超過確率に与える影響は大きいと考えられる。

## ■土木学会(2016)

評価対象となる水位(X)の年超過確率に有意な影響を与える波源を評価対象とすればよく、評価対象水位(X)と活動域による評価地点の最大水位上昇(下降)量(H)が、以下の関係となる活動域は、最終的な年超過確率に与える影響は微小であるとしている。

$$|X| > |H| \cdot \kappa^{2.3}$$

ここで、X:評価対象となる水位(敷地高や取水可能レベル)、H:評価地点前面の最大水位上昇(下降)量、 $\kappa$ :津波高さに含まれるばらつき

- Hを既往津波高、津波高さに含まれるばらつき $\kappa$ を1.4とすると、 $H \times \kappa^{2.3} = H \times 1.4^{2.3} \approx 2H$ となり、評価対象水位(X)に対し、既往津波高(H)が約1/2以下であれば、年超過確率に与える影響は小さいと考えられる。
- 各津波の既往津波高(H)は下表のとおりであり、評価対象水位(X)を基準津波に伴う敷地前面における最大水位上昇量21.58mとすると、津波地震を除いて<sup>※1</sup>、評価対象水位(X)の約1/2以下(21.58m/2=10.8m以下)である。

※1:津波地震は日本海溝沿いのどこでも発生すると評価することから、1896年明治三陸地震津波の波源域に正対する岩手県の既往最大津波高を採用。

種別	津波発生領域(コード)	既往津波(Mw) <sup>※2</sup>	既往津波高:H	備考(既往津波高の参考文献)
3.11地震の応力解放範囲におけるM8クラスの地震に伴う津波	宮城県沖(JTN2)	1978年(Mw7.7)	1.1m(宮城県女川町) <sup>※3</sup>	渡辺(1998)(全振幅)
	三陸沖南部海溝寄り(JTN3)	1897年(Mw7.8)	3.0m(宮城県女川町) <sup>※3</sup>	今村(1899)
	宮城県沖+三陸沖南部海溝寄り(連動)(JTN2+JTN3)	1793年(Mw8.2)	2m(宮城県女川町) <sup>※3</sup>	羽鳥(2000)
	福島県沖プレート間(JTS1)	1938年(Mw7.9)	0.55m(宮城県女川町) <sup>※3</sup>	渡辺(1998)(全振幅)
津波地震に伴う津波	三陸沖北部から房総沖の海溝寄りのプレート間地震(JTT)	1896年(Mw8.3)	3.5m(宮城県女川町) <sup>※3</sup> 26.2m(岩手県大船渡市) <sup>※4</sup>	中央気象台(1933)、伊木(1897)、松尾(1933)
遠地津波	チリ	1960年(Mw9.5)	3.3m(宮城県女川町鳴浜(敷地)) 6.1m(宮城県南三陸町) <sup>※5</sup>	チリ津波合同調査班(1961)
	カスケード	1700年(Mw9.1)	5m(岩手県大槌町) <sup>※5</sup>	Satake et al.(2003)

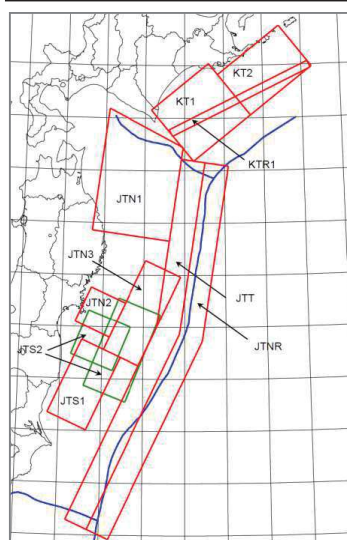
※2:土木学会(2011)を引用、※3:発電所周辺における既往最大津波高、※4:1896年明治三陸地震津波の波源域に正対する岩手県における既往最大津波高  
※5:東日本太平洋沿岸における既往最大津波高

## 2. 津波発生モデルのロジックツリー（認識論的不確実さの考慮）

## 2.1 検討対象領域の設定：3.11地震の応力解放範囲におけるM8クラスの地震、津波地震①

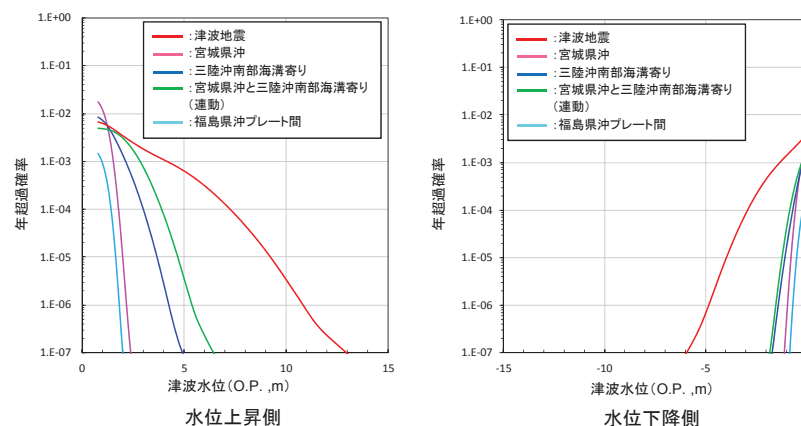
- 3.11地震の応力解放範囲におけるM8クラスの地震に伴う津波、津波地震に伴う津波を対象に、土木学会(2011)を参考に設定した概略ロジックツリー（詳細は次頁に示す）を用いて算定した津波ハザード曲線を以下に示す。
- 本検討から、津波地震に伴う津波は、3.11地震の応力解放範囲におけるM8クラスの地震に伴う津波と比較して年超過確率に与える影響は大きいことを確認した。

JTN2:宮城県沖  
JTN3:三陸沖南部海溝寄り  
JTN2+JTN3:宮城県沖と三陸沖南部海溝寄り(連動)  
JTS1:福島県沖プレート間  
JTT:津波地震



日本海溝及び千島海溝(南部)沿い海域の津波発生領域区分  
(日本原子力学会(2012))

## ■基準津波策定位置における津波ハザード曲線の比較





2. 津波発生モデルのロジックツリー（認識論的不確実さの考慮）

2.1 検討対象領域の設定：3.11地震の応力解放範囲におけるM8クラスの地震，津波地震②

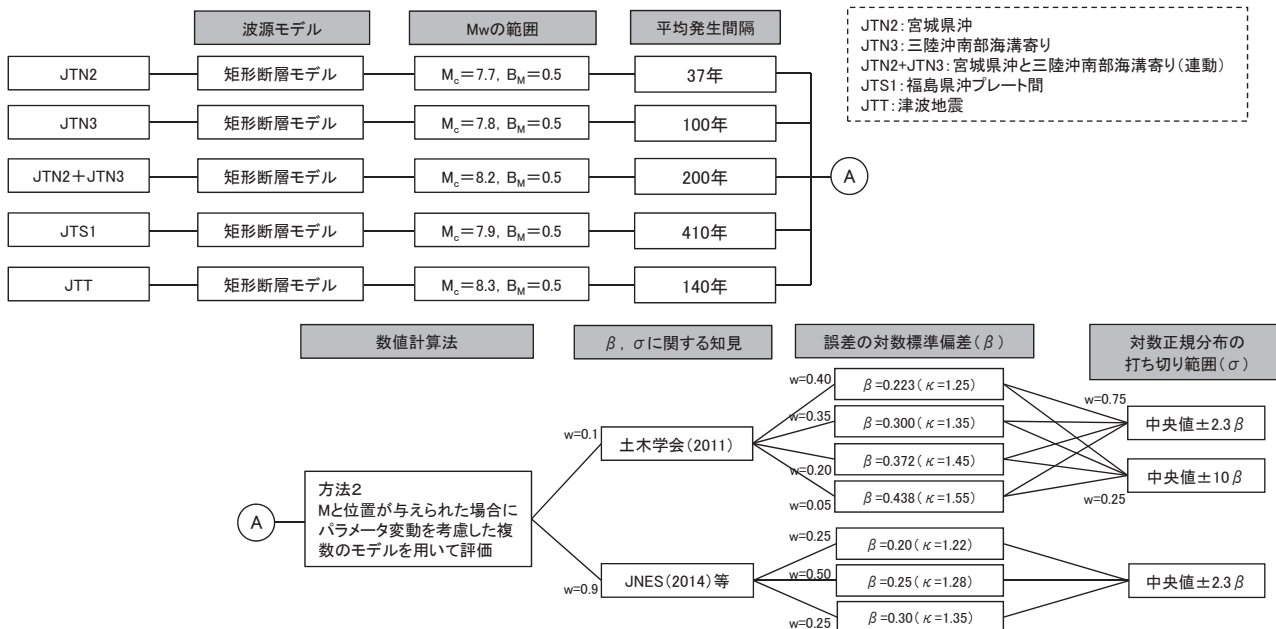
【概略ロジックツリー】

■津波発生モデルのロジックツリー

✓ 土木学会(2011)に示される各津波波源領域のロジックツリーを参考に作成した。平均発生間隔, Mwの範囲については, 各分岐のうち平均的な設定値を示す分岐を選定した。

■津波高さ推定に関するロジックツリー

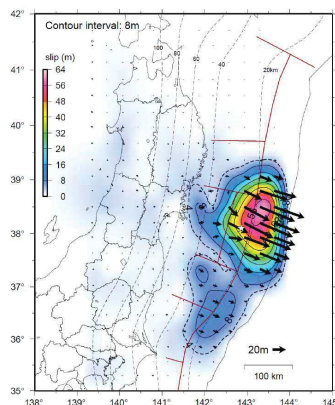
✓ 詳細検討に用いるロジックツリーと同じロジックツリーを用いた(ロジックツリーの詳細は, p29に記載)。



2. 津波発生モデルのロジックツリー（認識論的不確実さの考慮）

2.1 検討対象領域の設定：東北地方太平洋沖型の地震①

・ 地震調査研究推進本部(2012)では, 次の東北地方太平洋沖型の地震の発生確率について, 今後100年以内の発生確率をほぼ0%と評価している。



東北地方太平洋沖型地震の震源域  
(地震調査研究推進本部(2012))

次の東北地方太平洋沖型地震の発生確率等  
(地震調査研究推進本部(2012))

項目	将来の地震発生確率等 <sup>注1</sup>	備考	評価の信頼度 <sup>注4</sup>
今後10年以内の発生確率 今後20年以内の発生確率 今後30年以内の発生確率 今後40年以内の発生確率 今後50年以内の発生確率 今後100年以内の発生確率 今後300年以内の発生確率	ほぼ0% ほぼ0% ほぼ0% ほぼ0% ほぼ0% ほぼ0% 0.2%程度	津波堆積物調査で判明した過去3000年で4回の津波をもたらした地震及び2011年東北地方太平洋沖地震より, BPT分布モデルに平均発生間隔600年及び発生間隔のばらつき $\alpha = 0.24$ (データから最尤法により求めた値) を適用して算出した。	C
集積確率	ほぼ0%		
地震後経過率	0.00	経過時間0.8年を発生間隔600年で除した値。	
次の地震の規模	Mw8.4 ~ 9.0	過去に発生した地震のM, Mt, Mwを参考にし, 総合的に判断した。	C

注1 評価時点は全て2012年1月1日現在。

注4 評価の信頼度

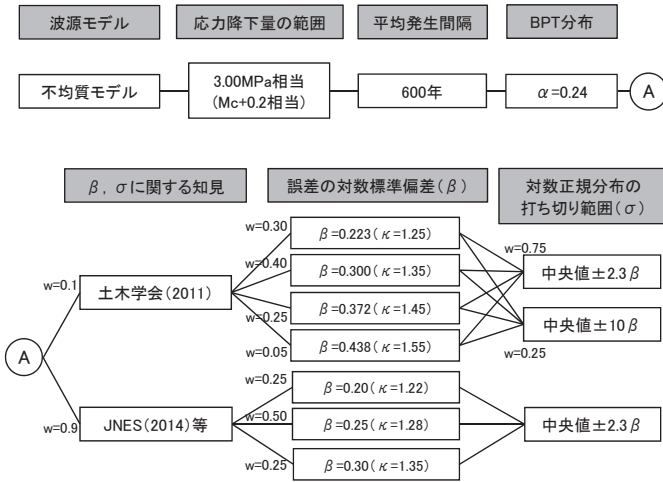
■発生確率の評価の信頼度:C

想定地震と同様な過去の地震データが少なく, 必要に応じ地震学的知見を用いて発生確率を求めたため, 発生確率の信頼性はやや低い。今後の新しい知見により値が大きく変わり得る。

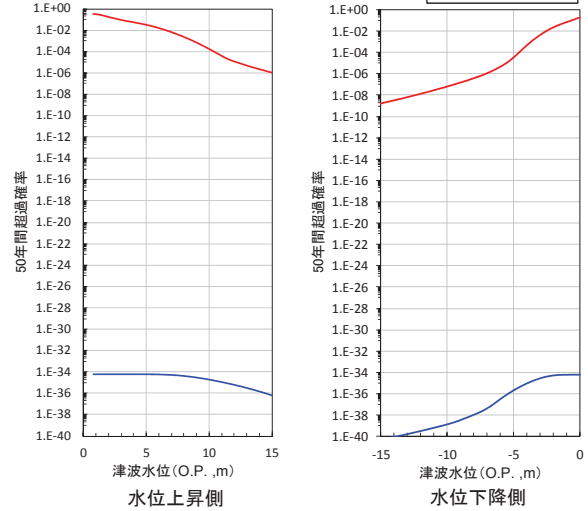
2.1 検討対象領域の設定:東北地方太平洋沖型の地震②

- 土木学会(2016), 地震調査研究推進本部(2012)を参考に設定した概略ロジックツリーを用いて(各項目の詳細は次頁に記載), 評価基準日を2017年3月11日として算定した今後50年間の津波ハザード曲線を以下に示す。
- 本検討から, 東北地方太平洋沖型の地震に伴う津波が年超過確率に与える影響は十分に小さいことを確認した。

■概略ロジックツリー



■基準津波策定位置における津波ハザード曲線



(参考) 評価基準日(時間軸原点)の違いによる今後50年の地震発生確率

	評価基準日	今後50年の地震発生確率
東北地方太平洋沖型の地震	2011年3月11日	20~30%※1
	2017年3月11日	ほぼ0% (10 <sup>-35</sup> ※2)

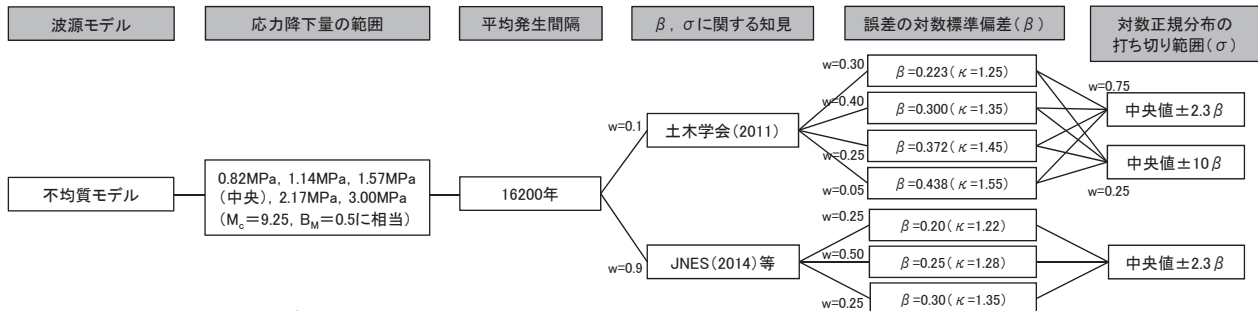
※1: 地震調査研究推進本部(2012)による評価

※2: 平均発生間隔600年, 最新活動時期2011年3月11日, α=0.24で算定

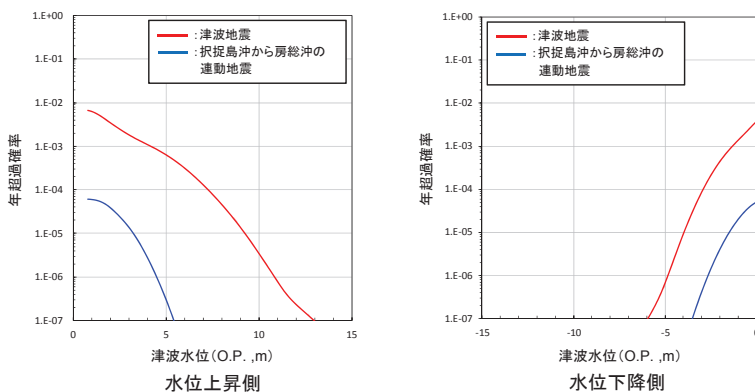
2.1 検討対象領域の設定:択捉島沖から房総沖の連動地震①

- 土木学会(2016)等を参考に設定した概略ロジックツリーを用いて算定した津波ハザード曲線を以下に示す(各項目の詳細は次頁に記載)。
- 本検討から, 択捉島沖から房総沖の連動地震に伴う津波は, 津波地震に伴う津波と比較して年超過確率に与える影響は小さいことを確認した。

■概略ロジックツリー



■基準津波策定位置における津波ハザード曲線

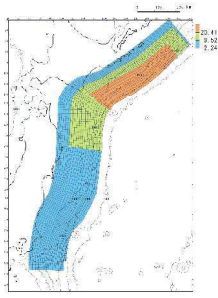


2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.1 検討対象領域の設定: 択捉島沖から房総沖の連動地震②

■波源モデル

- ・ 広域の津波特性(痕跡高)を考慮できる杉野ほか(2014)の方法を用いて設定した。



特性化モデル  
(Mw(Mc)=9.25)

主な断層諸元		
断層パラメータ	設定値	備考
モーメントマグニチュード(Mw)	9.25	
断層面積(S)	278,498(km <sup>2</sup> )	
平均応力降下量( $\Delta\sigma$ )	1.57MPa	Murotani et al.(2013)で示される平均値
地震モーメント(Mo)	$9.47 \times 10^{22}$ (Nm)	
すべり量	平均すべり量(D)	6.80(m)
	大すべり域(1.4D)	9.52(m)
	超大すべり域(3D)	20.41(m)
	背景領域(0.33D)	2.24(m)

■応力降下量の範囲

- ・ 土木学会(2016)を参考に設定した(詳細は, p23に記載)。

■平均発生間隔

- ・ 土木学会(2016)に示される十勝沖・根室沖から茨城県沖の連動地震の平均発生間隔の平均的な設定値を示す分岐を選定した。

■津波高さ推定に関するロジックツリー

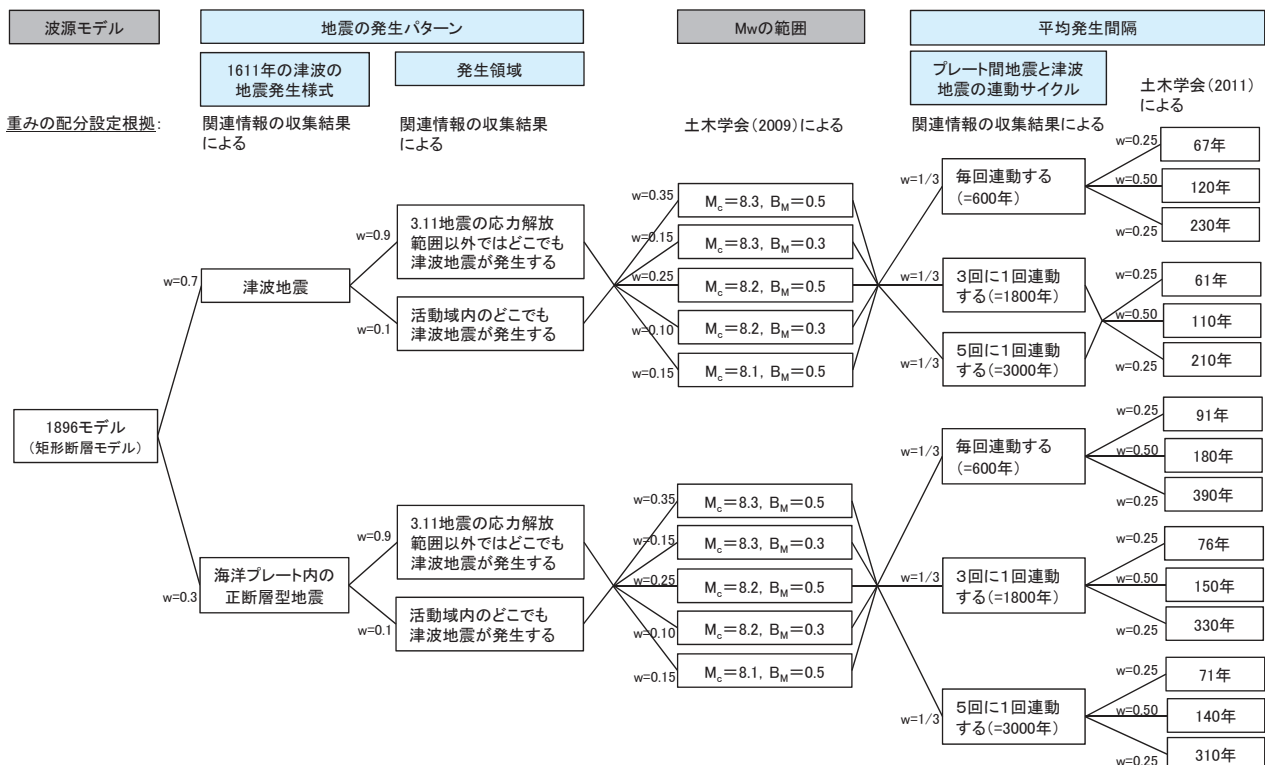
- ・ 詳細検討に用いるロジックツリーと同じロジックツリーを用いた(ロジックツリーの詳細は, p29に記載)。

2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.2 津波地震, 海洋プレート内の正断層型地震: 津波地震のロジックツリー

- ・ 土木学会(2011)のロジックツリーを基本に, 3.11地震から得られた知見等を踏まえてロジックツリーを作成した。
- ・ なお, Mwの範囲と平均発生間隔の組み合わせ(ロジックツリー)は, 土木学会(2011)と同様に, 各項目の分岐を一律に組み合わせた。

■ : 土木学会(2011)からの変更箇所

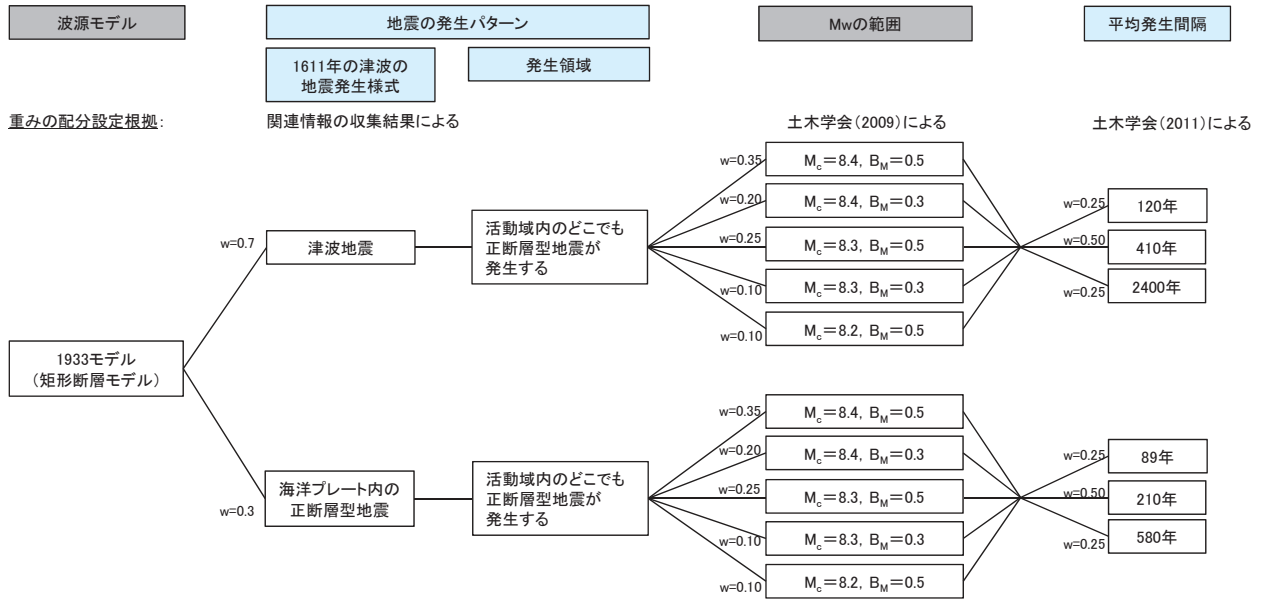


2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.2 津波地震, 海洋プレート内の正断層型地震: 海洋プレート内の正断層型地震のロジックツリー

- 土木学会(2011)のロジックツリーを基本に, 3.11地震から得られた知見等を踏まえてロジックツリーを作成した。
- なお, Mwの範囲と平均発生間隔の組み合わせ(ロジックツリー)は, 土木学会(2011)と同様に, 各項目の分岐を一律に組み合わせた。

■: 土木学会(2011)からの変更箇所



2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.2 津波地震, 海洋プレート内の正断層型地震: 1611年の津波の地震発生様式

- 土木学会(2011), 地震調査研究推進本部(2012)等では1611年の津波を津波地震と評価しているが, 土木学会(2002)では海洋プレート内の正断層型地震であった場合, その地震規模をMw8.6と評価している。
  - 今井ほか(2012)は, 1611年の津波痕跡に基づく数値シミュレーション, 並びに史料記述の再解釈から, 1611年の津波が海洋プレート内の正断層型地震であった可能性を指摘している。
  - 以上を踏まえ, 1611年の津波の地震発生様式に関する分岐(=津波地震/海洋プレート内の正断層型地震)を追加設定した。
  - 上記分岐のうち海洋プレート内地震のMc(中央マグニチュード)は, 地震規模, 並びに各機関の評価事例に係る関連情報の収集結果を踏まえ8.4とした\*1。
  - 重み配分については, 1611年の津波の発生様式に係る知見の収集結果から, 津波地震の重みを0.7, 海洋プレート内の正断層型地震の重みを0.3とした。
- ※1: 専門家意見聴取結果を踏まえて設定した。

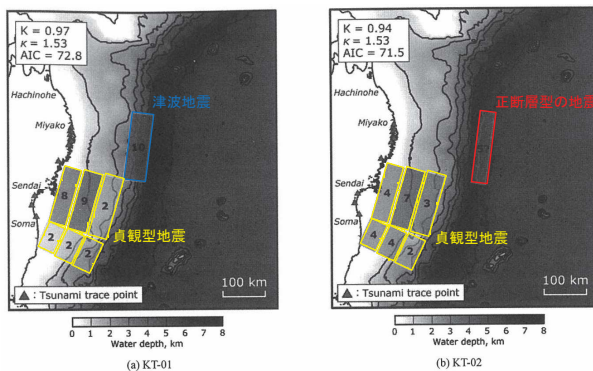
【今井ほか(2012)】

- プレート境界地震の断層面に加え, アウターライズ領域の正断層型地震の断層面を考慮して痕跡高の逆解析を実施した結果, 以下の2つの地震モデル(KT-01, KT-02)が得られた\*2。
- 宮古由来記には, 津波来襲前に轟音が鳴り響いたといった宏観現象の記述が残されている。
- アウターライズ領域で発生する正断層型地震はプレート境界地震と密接に関係することも踏まえると, 正断層型地震の方がより矛盾なく解釈できるが, 津波地震を完全に否定することはできない。

※2: 逆断層地震と正断層地震の発生時間差は考慮していないが, 沿岸の津波高さに与える影響は小さいことを確認。

【1611年の津波の発生様式に係る知見の収集結果】

関連情報	1611年の津波の発生様式
相田(1977)	海洋プレート内の正断層型地震
土木学会(2002)	津波地震, 海洋プレート内の正断層型地震
地震調査研究推進本部(2002)	津波地震
中央防災会議(2005)	津波地震
土木学会(2009)	津波地震
地震調査研究推進本部(2012)	津波地震
今井ほか(2012)	海洋プレート内の正断層型地震
岩淵(2013)	津波地震

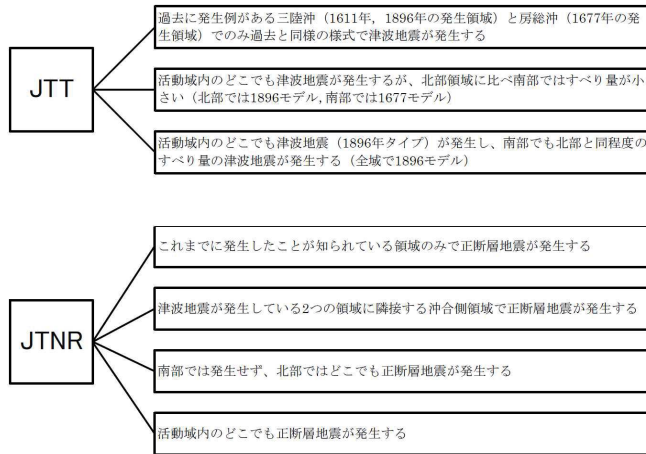


津波痕跡高から得られた1611年の津波のすべり量分布  
(断層面内の数字はすべり量(m))  
(今井ほか(2012)に一部加筆)

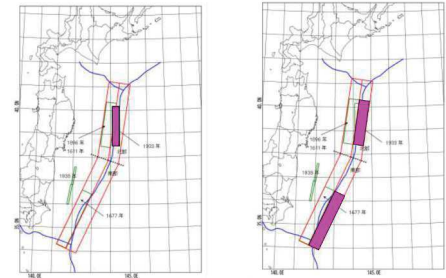
2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.2 津波地震, 海洋プレート内の正断層型地震: 地震の発生パターン

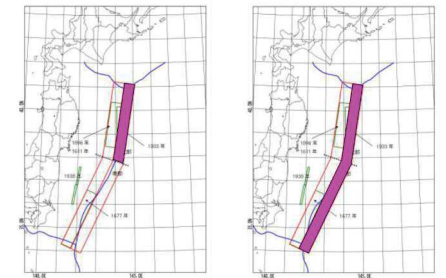
- 土木学会(2011)では、地震の発生パターンに分岐を設定しているが、地震調査研究推進本部(2012)の評価、3.11地震で得られた知見を踏まえ、日本海溝沿いのどこでも地震が発生する分岐のみとした。
- なお、津波地震については、M9クラスの巨大地震と同様に、3.11地震の応力解放範囲で発電所供用期間中に地震が発生する可能性は小さいと考えられるものの、津波地震単独で活動する際に必要な歪みは、M9クラスの巨大地震と比較して小さいことを踏まえ、応力解放範囲で津波地震が発生する場合の分岐を設定した。重み配分については、重みの配分設定方法に基づき設定した。



地震の発生パターンに関する分岐  
(JTT:津波地震, JTNR:海洋プレート内の正断層型地震)  
(土木学会(2011))



①これまでに発生したことが知られている領域のみで発生する  
②津波地震が発生している2つの領域に隣接する沖合側領域で発生する



③南部では発生せず、北部ではどこでも発生する  
④活動域内のどこでも発生する  
海洋プレート内の正断層型地震の発生位置  
(土木学会(2009))

2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.2 津波地震, 海洋プレート内の正断層型地震: 平均発生間隔①

■基本方針

- 土木学会(2011), 土木学会(2016)と同様に固有地震モデルに基づく方法を用いて、以下の考え方に基づき、平均発生間隔を設定した。

津波発生領域	1611年の津波は津波地震			1611年の津波は正断層型地震		
	既往地震	中央マグニチュード* (Mc)	発生間隔等	既往地震	中央マグニチュード* (Mc)	発生間隔等
津波地震 (JTT)	1611年 1677年 1896年	8.3 (1896年)	1600年以降 約400年間において 発生は4回 (3.11地震を含む)。	1677年 1896年	8.3 (1896年)	1600年以降 約400年間において 発生は3回 (3.11地震を含む)。
海洋プレート内の 正断層型地震 (JTNR)	1933年	8.4 (1933年)	1600年以降 約400年間において 発生は1回。	1611年 1933年	8.4 (1933年)	1600年以降 約400年間において 発生は2回。



2.2 津波地震, 海洋プレート内の正断層型地震: 平均発生間隔②

■津波地震の平均発生間隔の設定

- プレート間地震と津波地震の連動地震である東北地方太平洋沖型の地震, 三陸沖北部の連動地震の平均発生間隔と重複しないように(=連動サイクルを考慮して)設定した。
- 東北地方太平洋沖型の地震, 三陸沖北部の連動地震の平均発生間隔の設定方法を以下に示す。
- 重み配分については, 現時点の知見で判断するのは困難であることから, 均等配分とした。

【東北地方太平洋沖型の地震の平均発生間隔の設定】

- 600年間隔で, 毎回プレート間地震と津波地震が連動する。
- 15世紀の津波と869年の津波はプレート間地震単独であったとの前提に立ち, 3回に1回のサイクルで津波地震と連動する。
- 3.11地震より前の4回の地震は全てプレート間地震単独であったとの前提に立ち, 5回に1回のサイクルで津波地震と連動する。

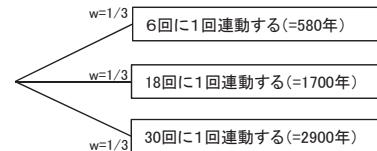
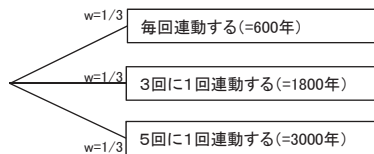
【三陸沖北部の連動地震の平均発生間隔の設定】

- プレート間地震と津波地震の連動地震が発生した記録が無いことを踏まえ, 東北地方太平洋沖型の地震(③単独)の平均発生間隔(600年)を参考に, プレート間地震(1677年, 1763年, 1856年, 1968年)の平均発生間隔(97年)の6回に1回(600年間隔に相当), 18回に1回(1800年間隔に相当), 30回に1回(3000年間隔に相当)のサイクルで津波地震と連動するとした。

地震調査研究推進本部(2012)による東北地方太平洋沖型の地震の評価

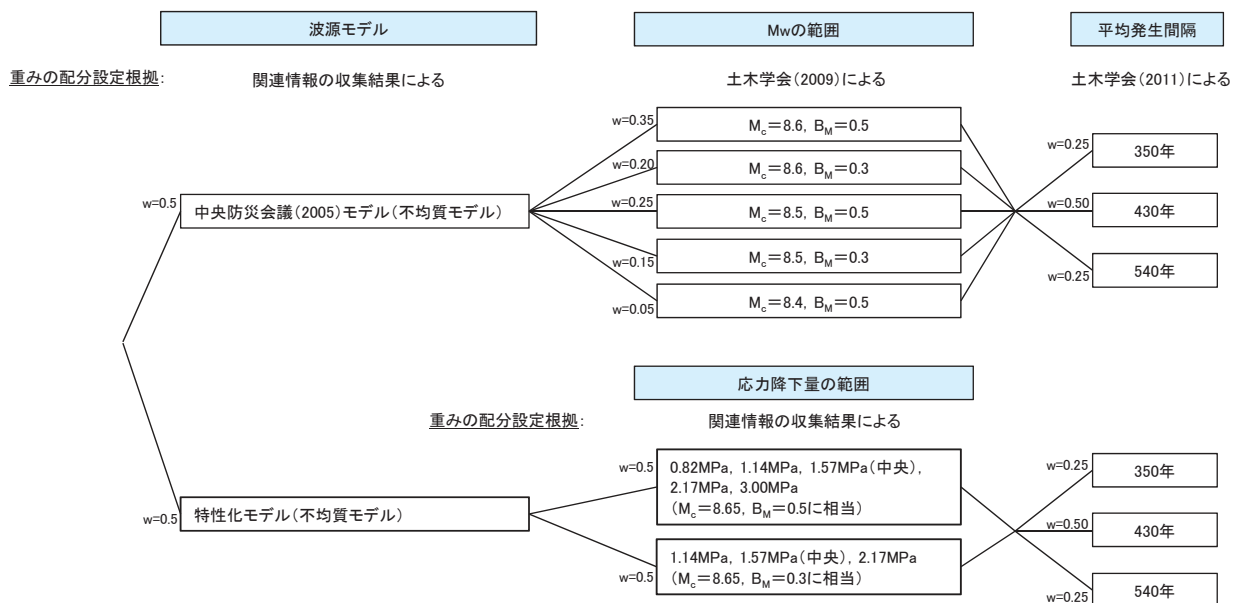
地震発生領域	地震発生年月日	地震の平均的発生頻度等 注1	地震規模			死傷者数 <sup>※5</sup>	
			M 注2	Mt 注3	MW 注4	死者	負傷者
東北地方太平洋沖型の地震	2011/ 3/11 14:46	平均発生間隔は600年程度	9.0 注2	9.1 ~ 9.4	9.0	16,019 行方不明 3,805	6,121
	15世紀 869/ 7/13 4-5世紀 紀元前3-4世紀		8.3		8.4~ 注4	多数	—

※:注1~注5の解説については省略



2.3 十勝沖・根室沖の連動地震: ロジックツリー

□: 土木学会(2011)からの変更箇所



2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.3 十勝沖・根室沖の連動地震: 波源モデル, 平均発生間隔

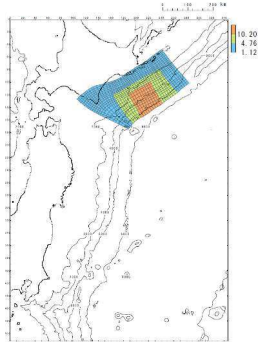
■波源モデル

【中央防災会議(2005)モデル】

- 北海道太平洋岸で確認された津波堆積物から推定される津波高を用いたインバージョンモデル(Mw8.6)。

【特性化モデル】

- 広域の津波特性を考慮した特性化モデルの設定方法(以下、「杉野ほか(2014)の設定方法」という。)を用いた。



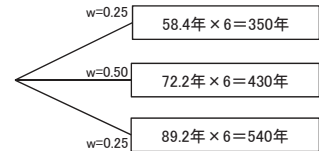
特性化モデル  
(今回設定, Mw(Mc)=8.65)

主な断層諸元

断層パラメータ	設定値	備考
モーメントマグニチュード (Mw)	8.65	
断層面積 (S)	69,513 (km <sup>2</sup> )	
平均応力降下量 ( $\Delta\sigma$ )	1.57MPa	Murotani et al.(2013)で示される平均値
地震モーメント (Mo)	$1.18 \times 10^{22}$ (Nm)	
すべり量	平均すべり量 (D)	3.40 (m)
	大すべり域 (1.4D)	4.76 (m)
	超大すべり域 (3D)	10.20 (m)
	背景領域 (0.33D)	1.12 (m)

■平均発生間隔

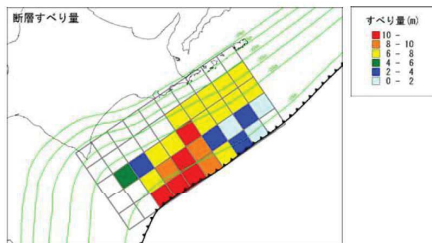
- 十勝沖, 根室沖, 色丹島沖, 択捉島沖で発生している各地震の平均発生間隔(72.2年)(地震調査研究推進本部(2004)), 並びに十勝沖の地震と根室沖の地震の連動サイクル(6回に1回連動)(土木学会(2011))を基に, 土木学会(2011)に示される固有地震の平均発生間隔の誤差を考慮して設定した。
- 重み配分については, 土木学会(2011)の正規分布に対する分岐設定方法を用いて設定した。



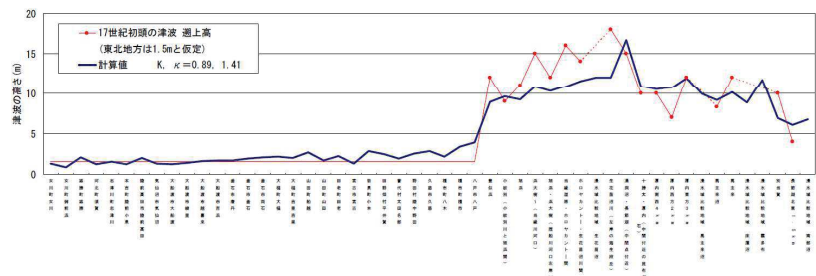
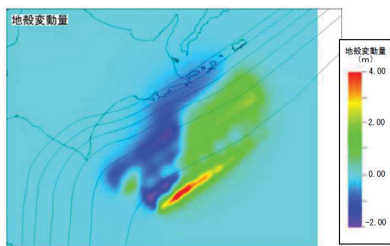
2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.3 十勝沖・根室沖の連動地震: 中央防災会議(2005)モデル

- 津波堆積物から推定された北海道沿岸の津波高さ及び浸水域の広がり参照して, インバージョン手法により, 500年間隔地震の想定断層を推定したモデルである。



深度	各セグメントのすべり量分布(m)									
	走向方向									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.0	1.2	3.6	6.7	9.8	12.9	17.2	12.8	0.0	0.0
2	0.5	2.3	1.7	3.9	8.7	12.6	9.1	6.1	0.0	0.0
3	7.0	7.0	7.0	7.0	10.1	7.3	6.1	3.0	5.8	0.0
4	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

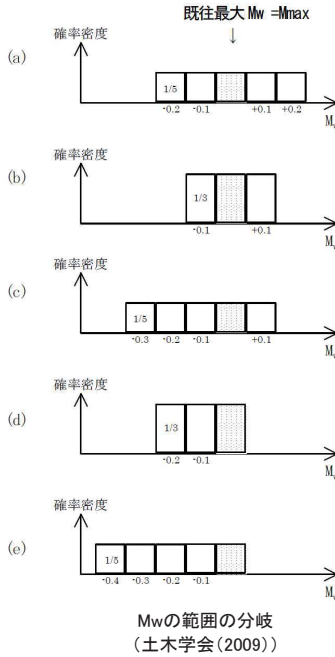


断層モデル及び17世紀初頭の津波の遡上高と計算値の比較等  
(中央防災会議(2005))

2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)  
 2.3 十勝沖・根室沖の連動地震:Mwの範囲①

■中央防災会議(2005)モデル

- ・ 土木学会(2011)を参考に、中央防災会議(2005)モデルの地震規模(Mw8.6)をMc(中央マグニチュード)とし、Mwの範囲は0.3, 0.5とした。
- ・ 重み配分については、土木学会(2009)による十勝沖と根室沖の連動地震の重みを準用した。



十勝沖(KT1)と根室沖(KT2)の連動地震のMwの範囲の重みに関するアンケート結果  
(土木学会(2009))

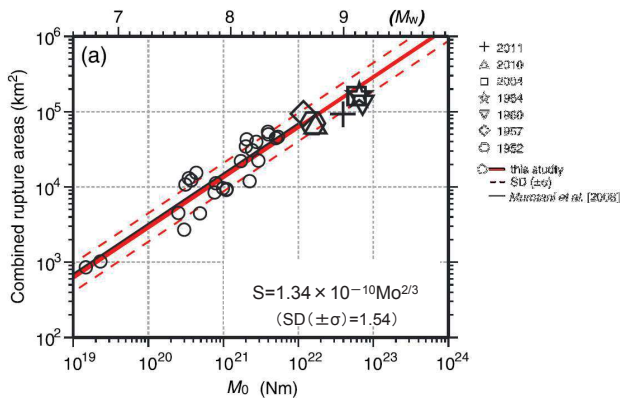
パターン	既往最大との関係	Mwの幅	Mwの範囲 (Mmax=8.6) 下段: ずり量(m)						重み【ご記入ください】
			8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7	
a.	既往最大を上回る地震が発生する	0.5							0.35[0.40]
b.	既往最大を上回る地震が発生する	0.3							0.20[0.15]
c.		0.5							0.25[0.20]
d.	既往最大を上回る地震は発生しない	0.3							0.15[0.20]
e.	既往最大を上回る地震は発生しない	0.5							0.05[0.05]
特記事項【できるだけご記入ください】								重みの合計	1.0

[ ]内の値はH16年度に実施した同じ設問に対する回答の平均

2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)  
 2.3 十勝沖・根室沖の連動地震:Mwの範囲②

■特性化モデル

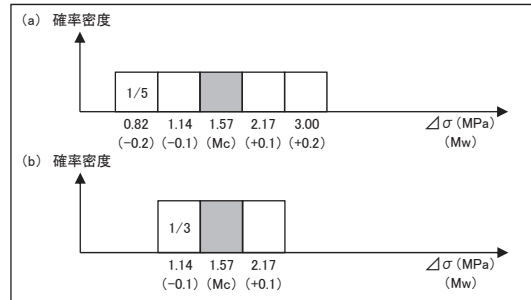
- ・ 土木学会(2016)は、Murotani et al.(2013)のスケーリング則による応力降下量の平均値1.57MPaに、ばらつきとして±1σを考慮した場合の応力降下量の範囲は0.82~3.00MPa、±0.5σを考慮した場合は1.14~2.17MPaであり、Mwの範囲としてそれぞれMw±0.2、Mw±0.1となるが、これは土木学会(2011)で採用しているMwの範囲にほぼ相当するため、ロジックツリーの分岐として考えることができるとしている。また、Murotani et al.(2013)の関係から応力降下量3.0MPaは、パラメータの標準偏差の範囲で上限的な応力降下量であるとしている。
- ・ 以上から、応力降下量の範囲(Mwの範囲)の分岐を以下のとおり設定し、重み配分については均等配分とした。



平均応力降下量  $\Delta\sigma = 1.57\text{MPa}$   
 $S + 1\sigma$  時の平均応力降下量  $\Delta\sigma = 0.82\text{MPa}$   
 $S - 1\sigma$  時の平均応力降下量  $\Delta\sigma = 3.00\text{MPa}$   
 $S + 0.5\sigma$  時の平均応力降下量  $\Delta\sigma = 1.14\text{MPa}$   
 $S - 0.5\sigma$  時の平均応力降下量  $\Delta\sigma = 2.17\text{MPa}$

破壊領域(S)とMoの関係  
(Murotani et al.(2013))

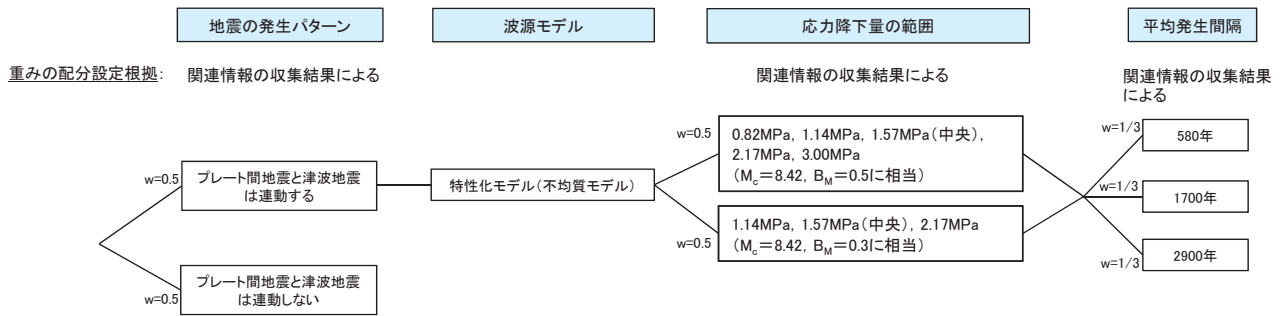
【応力降下量の範囲】





2.4 三陸沖北部の連動地震:ロジックツリー

□:土木学会(2011)からの変更箇所



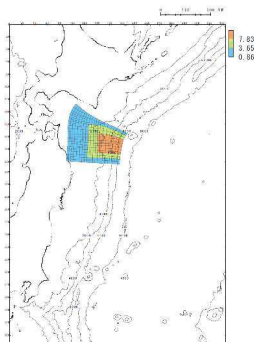
2.4 三陸沖北部の連動地震:地震の発生パターン, 波源モデル, 応力降下量の範囲, 平均発生間隔

■地震の発生パターン

- 本領域では、プレート間地震と津波地震の連動地震が発生した記録が無いことを踏まえ、地震発生様式に関する分岐(=プレート間地震と津波地震は連動する/連動しない)を追加設定した。
- 重み配分については、現時点の知見で判断するのは困難であることから、均等配分とした。

■波源モデル

- 十勝沖・根室沖の連動地震と同様に、杉野ほか(2014)の設定方法を用いた。



主な断層諸元

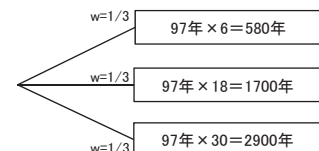
断層パラメータ	設定値	備考
モーメントマグニチュード (Mw)	8.42	
断層面積 (S)	40,959 (km <sup>2</sup> )	
平均応力降下量 ( $\Delta\sigma$ )	1.57MPa	Murotani et al.(2013)で示される平均値
地震モーメント (Mo)	$5.43 \times 10^{21}$ (Nm)	
すべり量	平均すべり量 (D)	2.61 (m)
	大すべり域 (1.4D)	3.65 (m)
	超大すべり域 (3D)	7.83 (m)
	背景領域 (0.33D)	0.86 (m)

■応力降下量の範囲

- 十勝沖・根室沖の連動地震と同様の考え方で分岐・重みを設定した。

■平均発生間隔

- 本領域では、プレート間地震と津波地震の連動地震が発生した記録がないことを踏まえ、東北地方太平洋沖型の地震の平均発生間隔(600年)を参考として、プレート間地震(1677年, 1763年, 1856年, 1968年)の平均発生間隔(97年)の6回(600年間隔に相当), 18回に1回(1800年間隔に相当), 30回に1回(3000年間隔に相当)発生するとした。

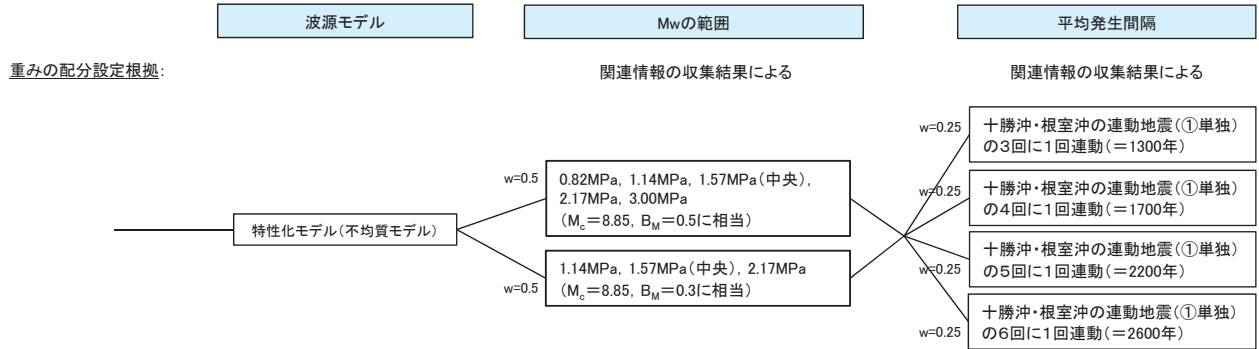


- 重み配分については、現時点の知見で判断するのは困難であることから、均等配分とした。

2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.5 十勝沖・根室沖から三陸沖北部の連動地震:ロジックツリー

□ : 土木学会(2011)からの変更箇所

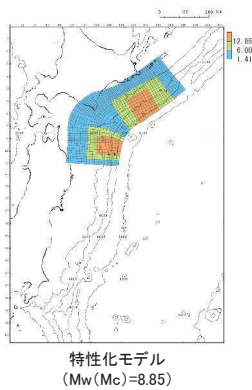


2. 津波発生モデルのロジックツリー(認識論的不確実さの考慮)

2.5 十勝沖・根室沖から三陸沖北部の連動地震:波源モデル, 応力降下量の範囲, 平均発生間隔

■波源モデル

- 十勝沖・根室沖の連動地震と同様に、杉野ほか(2014)の設定方法を用いた。



主な断層諸元

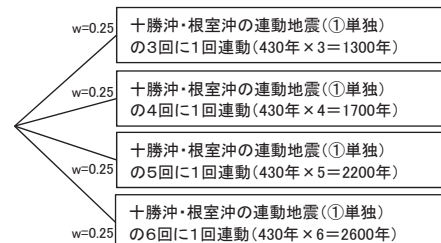
断層パラメータ	設定値	備考
モーメントマグニチュード (Mw)	8.85	
断層面積 (S)	110,472 (km <sup>2</sup> )	
平均応力降下量 (Δσ)	1.57MPa	Murotani et al. (2013) で示される平均値
地震モーメント (Mo)	2.37 × 10 <sup>22</sup> (Nm)	
すべり量	平均すべり量 (D)	4.28 (m)
	大すべり域 (1.4D)	6.00 (m)
	超大すべり域 (3D)	12.85 (m)
	背景領域 (0.33D)	1.41 (m)

■応力降下量の範囲

- 十勝沖・根室沖の連動地震と同様の考え方で分岐・重みを設定した。

■平均発生間隔

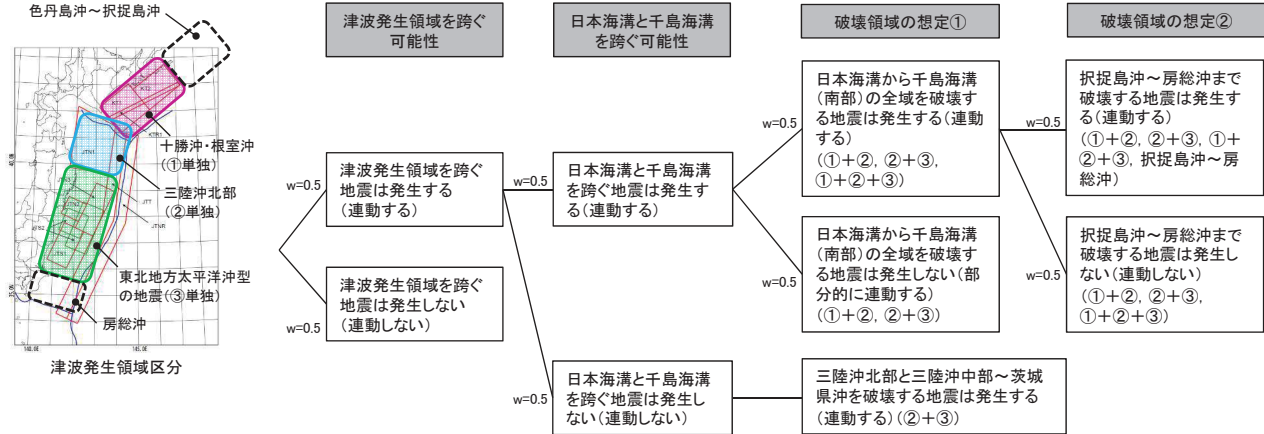
- 領域を跨ぐ連動地震が発生した記録・知見がないことを踏まえ、以下の国内外の地震の連動サイクルを踏まえ、十勝沖・根室沖の連動地震の平均発生間隔を基に設定した。
  - ✓ 南米チリの地震: 3回に1回連動
  - ✓ 十勝沖・根室沖の連動地震: 6回に1回連動
  - ✓ 宮城県沖と三陸沖南部海溝寄りの連動地震(1793年の地震): 5回に1回連動
- 重み配分については、現時点の知見で判断するのは困難であることから、均等配分とした。



2.6 地震の組合せに関するロジックツリー

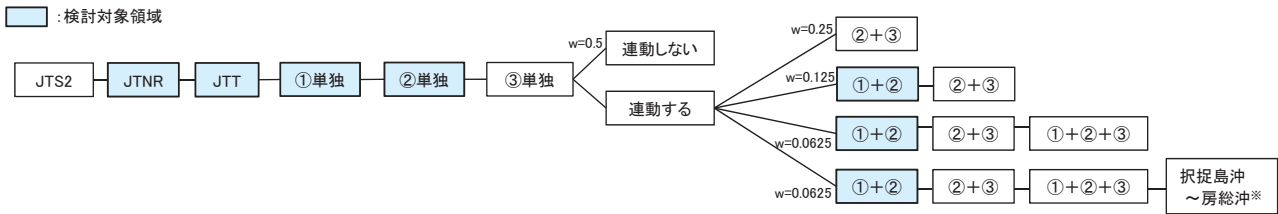
津波発生領域の運動パターン

- 3.11地震から得られた知見を踏まえ、これまで発生した記録、知見がない津波発生領域(セグメント)の運動を考慮した地震を評価することから、各運動地震の発生確率に関する重み付けを行うため、以下のとおり、運動パターンを考慮した。
- 各分岐の重み配分については、現時点の知見で判断するのは困難であることから、均等配分とした。



地震の組合せに関するロジックツリー

- 上記に基づき設定したロジックツリーを以下に示す。



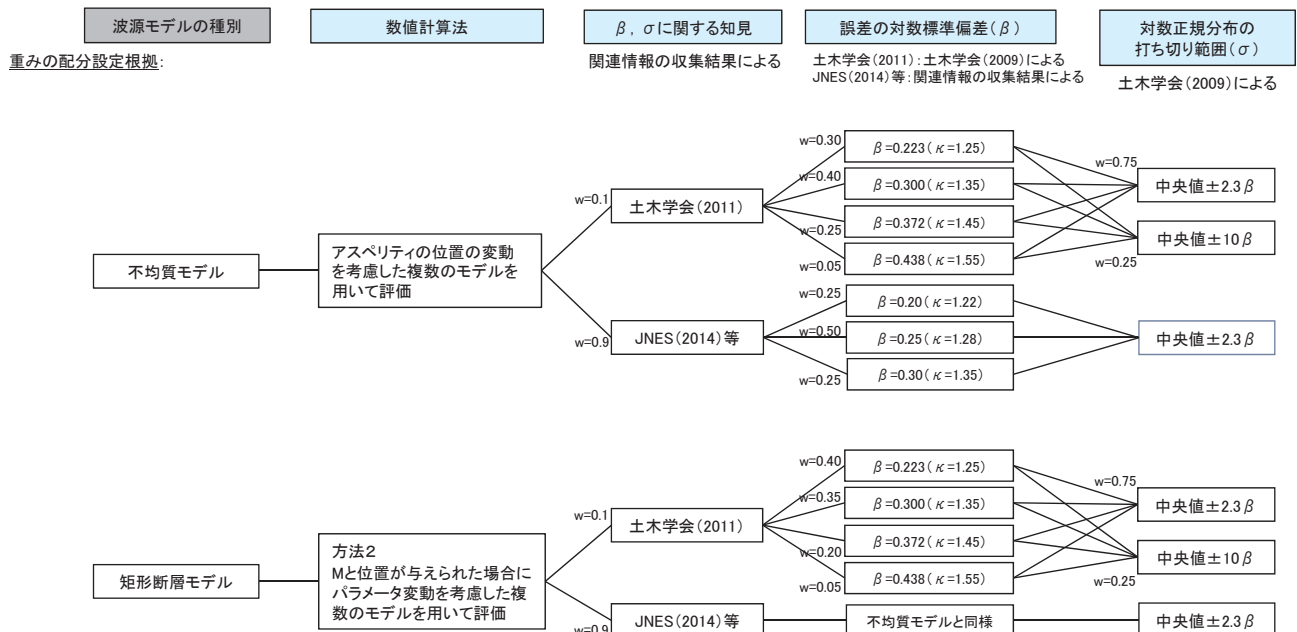
※: 択捉島沖から房総沖の運動地震は、津波地震(JTT)と比較して年超過確率に与える影響は小さいことを確認。

3. 津波高さ推定に関するロジックツリー(偶然的な不確実さの考慮)

3.1 津波高さ推定に関するロジックツリー

- 偶然的な不確実さ要因は、日本原子力学会(2012)、土木学会(2011)及び土木学会(2016)を踏まえて、津波高さ推定に関するロジックツリーとして設定した。

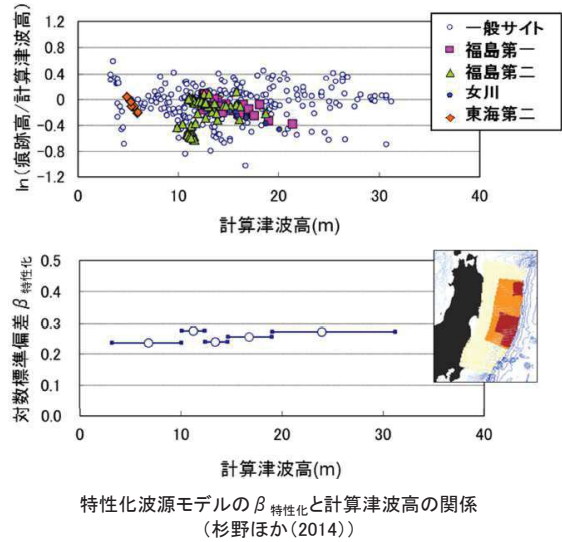
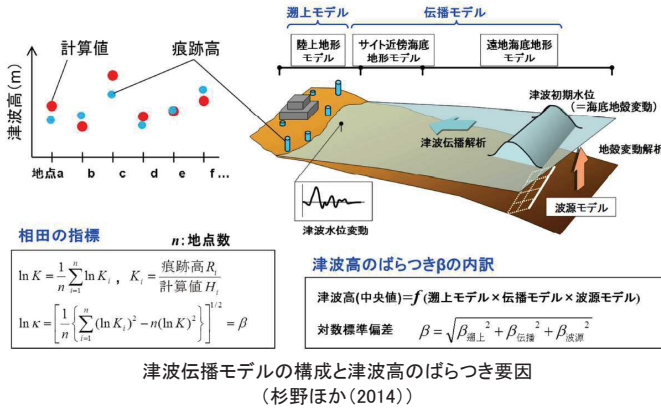
土木学会(2011)からの変更箇所



3. 津波高さ推定に関するロジックツリー(偶然的不確かさの考慮)

3.2 誤差の対数標準偏差( $\beta$ )に関する3.11地震から得られた知見

- 津波高さのばらつき( $\beta$ )は、津波波源モデル( $\beta_{波源}$ )、海底地形を含めた海上伝播( $\beta_{伝播}$ )、陸上地形を含めた陸上遡上( $\beta_{遡上}$ )のモデル化上のばらつきが混在する。さらには、痕跡情報である津波高さや位置情報の不確かさも含まれる(杉野ほか(2014))。
- 杉野ほか(2014)は、3.11地震に伴う津波を再現する特性化波源モデル(杉野ほか(2013))による痕跡高と計算値の関係から、津波高さのばらつき( $\beta_{特性化}$ )を整理し、土木学会(2011)のばらつき $\beta$ (およそ0.28~0.47)に対して、 $\beta_{特性化}$ は0.24~0.27と大きく低減したとしている。



3. 津波高さ推定に関するロジックツリー(偶然的不確かさの考慮)

3.2 誤差の対数標準偏差( $\beta$ )に関する3.11地震から得られた知見

- 杉野ほか(2014)は、土木学会(2011)のばらつきよりも小さくなった理由について、以下のとおり種々の要因が重なった結果によるものとしている。

■要因

- ✓ 波源特性において特性化波源モデルとして不均一なすべり分布を取り入れたこと。
- ✓ 遡上特性では航空レーザー測量による標高データに基づいて陸上地形モデルの空間格子間隔を詳細化したこと。
- ✓ 痕跡情報では土木学会(2011)の痕跡情報は歴史記録に基づいているのに対し、今回対象とした3.11地震津波の痕跡情報はGPS測量に基づいた詳細な情報を有していること。

これらの各種モデル化や痕跡情報の精度向上が、ばらつきの低減に寄与した。

津波伝播によるばらつき $\beta$ に関する土木学会(2011)との比較 (杉野ほか(2014))

	1) 波源特性	2) 伝播特性	3) 遡上特性	4) 痕跡情報	津波高さのばらつき $\beta$ ( $\kappa$ )
土木学会 2011.9	• 一様すべりモデル	• 海底地形	• 地形格子 100~200m • 遡上なしの全反射	• 痕跡点の位置情報 の精度:小	日本海溝: 0.34~0.37 (1.40~1.45) 南海トラフ: 0.30~0.47 (1.35~1.60)
	• 不均一モデル	• 海底地形	• 地形格子 50m • 遡上なしの全反射	• 痕跡点の位置情報 の精度:小	日本海溝: 0.31~0.37 (1.37~1.45) 南海トラフ: 0.28~0.39 (1.32~1.48)
東北地震 津波	• 特性化波源モデル (不均一モデル)	• 海底地形	• 地形格子 5.6m • 遡上あり • 建屋あり	• 痕跡点の位置情報 の精度:高	日本海溝: 0.24~0.27 (1.27~1.31)

各種モデル化精度の向上

3. 津波高さ推定に関するロジックツリー(偶然的不確かさの考慮)

3.2 誤差の対数標準偏差(β)に関する3.11地震から得られた知見

JNES(2014)及び杉野ほか(2015)では、杉野ほか(2014)の知見を踏まえたハザード評価への適用方法、適用事例を以下のとおり示している。

JNES(2014)

不確かさ要因の設定方法(JNES(2014)に一部加筆)

- (1) ばらつきβについて
  - 津波伝播モデルのばらつきは、計算水位を中央値とする確率分布(対数正規分布)を仮定したときの対数標準偏差βで定義する。
  - 津波伝播モデルのばらつきβの値は、津波ハザード評価の結果に大きく影響することに留意し、用いる津波解析手法、解析モデルに対して、最新知見を反映して適切に設定する。
- (2) 打ち切りについて
  - 推定値の不確実性は、打ち切りのある対数正規分布で表現するため、パラメータとして対数標準偏差βと打ち切り範囲を設定する。

(解説)

(1) ばらつきβについて

- 津波伝播モデルによる津波高さに関する評価結果と痕跡高は完全に一致することは少なく、ばらつきが存在する。
- 「6.6.3.1 津波評価手法の選択」で選択された津波伝播モデルによって推定された津波高さに含まれるばらつきの大きさを対数標準偏差で定義し、ロジックツリーの分岐として考量する。
- 評価サイトの地形モデルの格子サイズが5m程度の場合、津波伝播モデルのばらつきβは0.20~0.30の範囲で設定する。

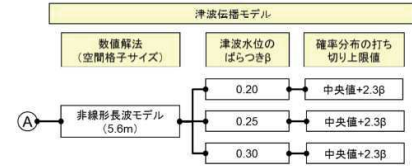
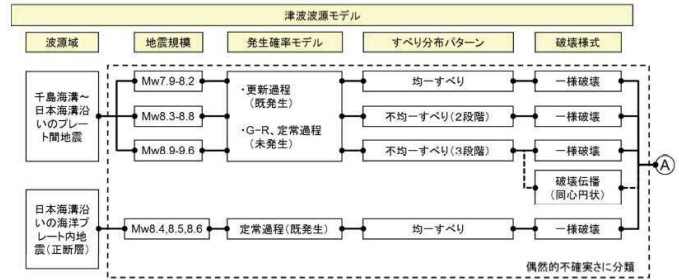
(2) 津波伝播モデルにおける対数正規分布の打ち切りの設定

「6.6.3.1 津波評価手法の選択」で選択された津波伝播モデルによって推定された津波高さに含まれるばらつきが対数正規分布に従うとした場合に、正規分布の打ち切りについて、ロジックツリーの分岐として考量する。

例えば、「分布の両側の各1%に入る現象は実際には起こらない」とする場合、表6.11のように分布の両側1%を打ち切る。

表 6.11 打ち切りの設定パターン(例)

ばらつきの考慮範囲	打ち切り	打ち切り範囲
正規分布の99%まで	1%	±2.3σ



ロジックツリーの概要(JNES(2014))

3. 津波高さ推定に関するロジックツリー(偶然的不確かさの考慮)

3.2 誤差の対数標準偏差(β)に関する3.11地震から得られた知見

杉野ほか(2015):千島海溝から日本海溝沿いにおけるロジックツリー

津波伝播モデルに係るロジックツリーの設定方法(杉野ほか(2015)に一部加筆)

図9は津波伝播モデルに係るロジックツリーである。同図中の左端のA及びBは、図7及び図8から繋がる記号であり、Aは新津波想定モデルの場合を、Bは旧津波想定モデルの場合を表す。いずれも認識論的不確かさ要因として津波伝播モデルに係る津波高のばらつきβの値を分岐として設定する。Aの場合には杉野ほか(2015)の特性化波源モデルの検証結果を踏まえて、0.20、0.25、0.30の3つの値を分岐とする。Bの場合には東北地震津波の発生前までの知見として土木学会の報告書<sup>3)</sup>に示される、0.223、0.300、0.372、0.438の4つの値を分岐とする。また、確率分布の打ち切り上限値については、東北地震発生後も更新された知見は知られていないため、A,Bいずれの場合も土木学会の報告書<sup>3)</sup>を参考とする。

※杉野ほか<sup>4)</sup>:杉野ほか(2014) 土木学会の報告書<sup>3)</sup>:土木学会(2011)

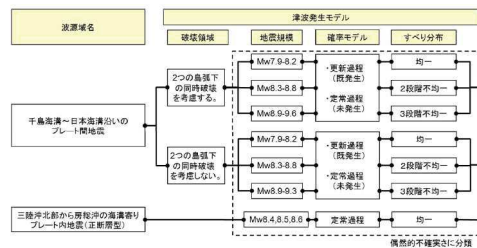


図7 新津波想定モデルを適用する際の津波発生モデルのロジックツリー



図8 旧津波想定モデルを適用する際の津波発生モデルのロジックツリー

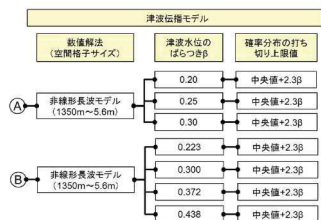


図9 津波伝播モデルのロジックツリー



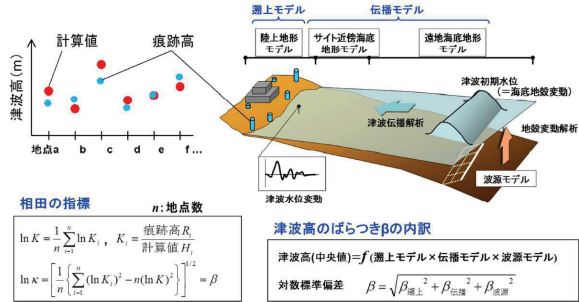
3. 津波高さ推定に関するロジックツリー(偶然的不確かさの考慮)

3.3 矩形断層モデルに適用する誤差の対数標準偏差(β)等の分岐設定

■ 検討概要

- ・ 杉野ほか(2014)は不均質モデルを対象とした検討であるとともに、杉野ほか(2015)に示される矩形断層モデルのロジックツリーは、土木学会(2011)の設定方法を引用し、3.11地震から得られた知見は反映されていない。
- ・ 以上を踏まえ、矩形断層モデルに、不均質モデルと同じロジックツリーを適用できるかを確認するため、既往津波の再現解析、並びに土木学会(2009)の評価から、モデルの違いが波源特性のばらつき(β<sub>波源</sub>)に与える影響について考察した\*。

\*: 伝播特性、遡上特性のばらつき(β<sub>伝播</sub>、β<sub>遡上</sub>)は、解析に用いる地形データ等が同一であることから、モデルの違いが各ばらつきに与える影響は無いと考えられる(下表)。



津波伝播モデルの構成と津波高のばらつき要因(杉野ほか(2014))

津波伝播によるばらつきβに関する土木学会(2011)との比較(杉野ほか(2014))

	1) 波源特性	2) 伝播特性	3) 遡上特性	4) 痕跡情報	津波高のばらつきβ(κ)
土木学会 2011.9	・ 一律すべりモデル	・ 海底地形	・ 地形格子 100~200m ・ 遡上なしの全反射	・ 痕跡点の位置情報 の精度・小	日本海溝: 0.34~0.37 (1.40~1.45) 南海トラフ: 0.30~0.47 (1.35~1.60)
	・ 不均一モデル	・ 海底地形	・ 地形格子 50m ・ 遡上なしの全反射	・ 痕跡点の位置情報 の精度・小	日本海溝: 0.31~0.37 (1.37~1.45) 南海トラフ: 0.28~0.39 (1.32~1.48)
東北地震 津波	・ 特性化波源モデル (不均一モデル)	・ 海底地形	・ 地形格子: 5.6m ・ 遡上あり ・ 建屋あり	・ 痕跡点の位置情報 の精度・高	日本海溝: 0.24~0.27 (1.27~1.31)

各種モデル化精度の向上

モデルの違いが伝播特性・遡上特性のばらつきに与える影響に関する考察

津波高さのばらつき要因	内容
伝播特性(β <sub>伝播</sub> )	解析に用いる海底地形等は同一であることから、モデルの違いによる影響は無い。
遡上特性(β <sub>遡上</sub> )	解析に用いる地形データ、空間格子間隔等は同一であることから、モデルの違いによる影響は無い。

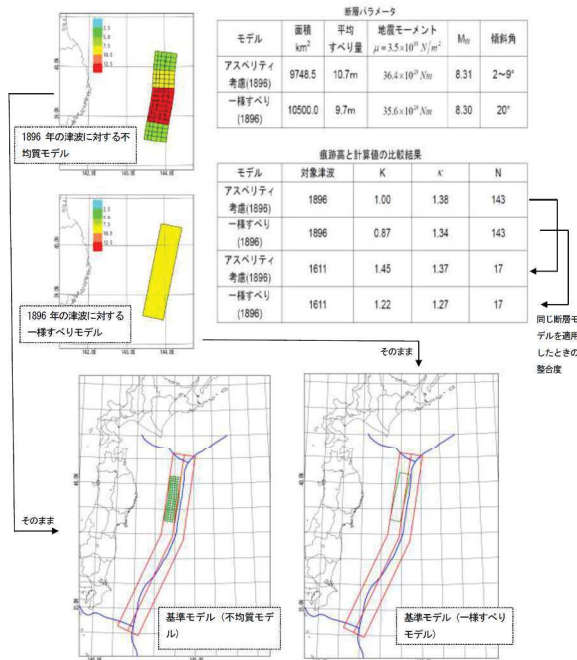
3. 津波高さ推定に関するロジックツリー(偶然的不確かさの考慮)

3.3 矩形断層モデルに適用する誤差の対数標準偏差(β)等の分岐設定

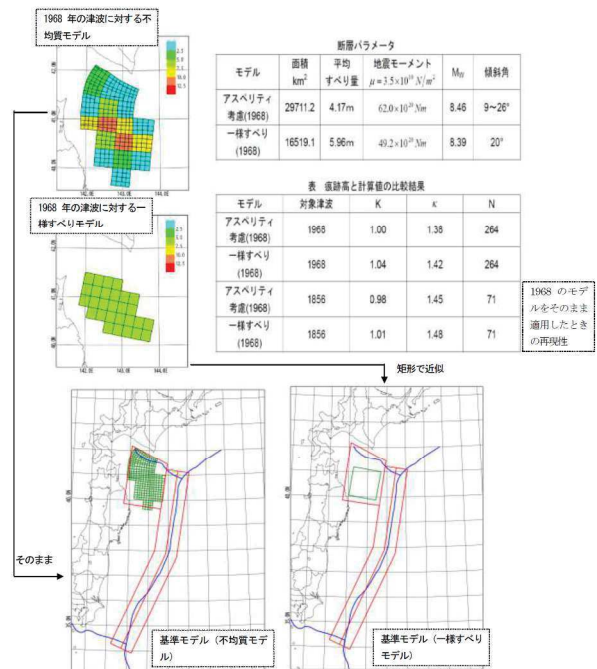
■ 既往津波の再現解析: 1896年明治三陸地震津波, 1968年十勝沖地震に伴う津波

- ・ 土木学会(2009)では、1896年明治三陸地震津波、1968年十勝沖地震に伴う津波の痕跡高を用いたインバージョンモデルと矩形断層モデルを用いて再現解析を実施し、両モデルのばらつき(κ)は同程度であることを示している。
- ・ 以上から、波源特性のばらつき(β<sub>波源</sub>)は、矩形断層モデルと不均質モデルで有意な差は無いと考えられる。

【1896年明治三陸地震津波(土木学会(2009))】



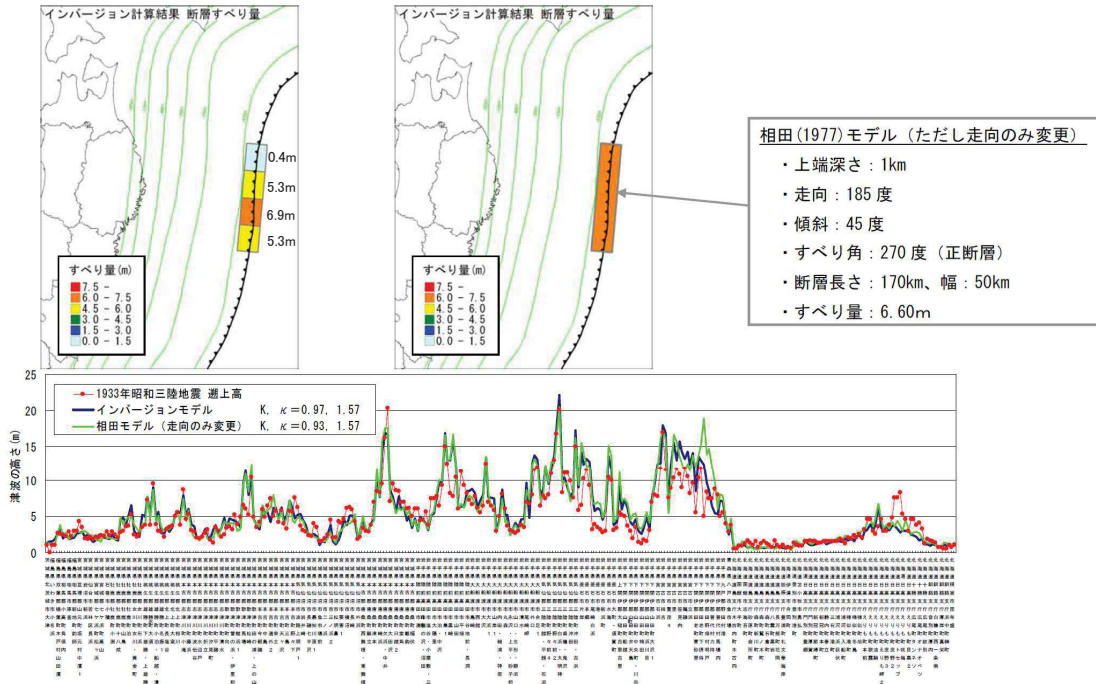
【1968年十勝沖地震に伴う津波(土木学会(2009))】



3.3 矩形断層モデルに適用する誤差の対数標準偏差( $\beta$ )等の分岐設定

■既往津波の再現解析: 1933年昭和三陸地震津波

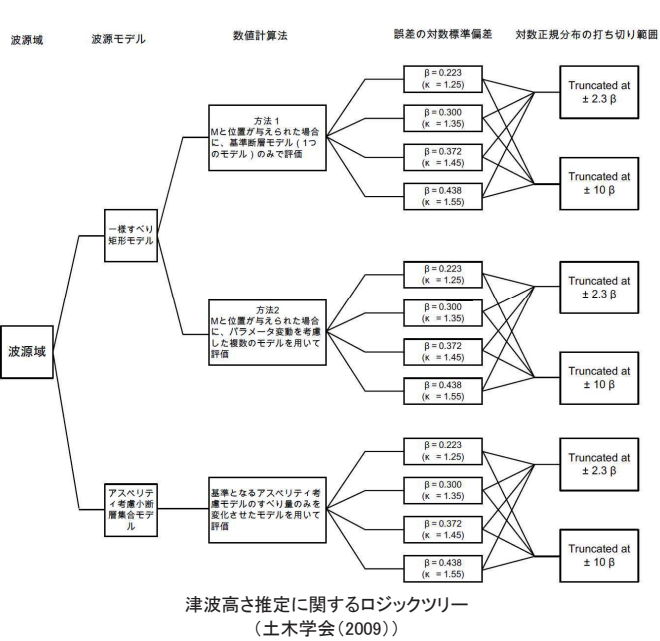
- 中央防災会議(2005)では、1933年昭和三陸地震津波の痕跡を用いたインバージョンモデルと矩形断層モデルを用いて再現解析を実施し、両モデルのばらつき( $\kappa$ )は同程度であることを示している。
- 以上から、波源特性のばらつき( $\beta$  波源)は、矩形断層モデルと不均質モデルで有意な差は無いと考えられる。



3.3 矩形断層モデルに適用する誤差の対数標準偏差( $\beta$ )等の分岐設定

■土木学会(2009)の評価

- 土木学会(2009)では、矩形断層モデル、並びに不均質モデルで得られた計算水位に含まれるばらつきに関するアンケート結果を踏まえロジックツリーを作成しており、矩形断層モデルの不確かさを考慮した分岐(方法2)と不均質モデルの分岐で、ほぼ同程度の重みを設定している。



■アンケート結果(土木学会(2009))

【矩形断層モデル(一様すべり矩形モデル): 方法1】

分岐	考え方	重み【ご記入ください】
①	$\kappa=1.25$ に相当する断層を含む	0.10(0.10)
②	$\kappa=1.35$ に相当する断層を含む	0.30(0.35)
③	$\kappa=1.45$ に相当する断層を含む	0.45(0.40)
④	$\kappa=1.55$ に相当する断層を含む	0.15(0.15)
特記事項【できるだけご記入ください】		重みの合計 1.0

[ ]内の値はH16年度に実施した同じ設問に対する回答の平均

【矩形断層モデル(一様すべり矩形モデル): 方法2】

分岐	考え方	重み【ご記入ください】
①	$\kappa=1.25$ に相当する断層を含む	0.40(0.40)
②	$\kappa=1.35$ に相当する断層を含む	0.35(0.35)
③	$\kappa=1.45$ に相当する断層を含む	0.20(0.20)
④	$\kappa=1.55$ に相当する断層を含む	0.05(0.05)
特記事項【できるだけご記入ください】		重みの合計 1.0

[ ]内の値はH16年度に実施した同じ設問に対する回答の平均

【不均質モデル(アスペリティ考慮小断層集合モデル)】

分岐	考え方	重み【ご記入ください】
①	$\kappa=1.25$ に相当する断層を含む	0.30
②	$\kappa=1.35$ に相当する断層を含む	0.40
③	$\kappa=1.45$ に相当する断層を含む	0.25
④	$\kappa=1.55$ に相当する断層を含む	0.00
特記事項【できるだけご記入ください】		重みの合計 1.0

3.3 矩形断層モデルに適用する誤差の対数標準偏差( $\beta$ )等の分岐設定

■まとめ

- ・ 既往津波の再現解析から、波源特性のばらつき( $\beta_{波源}$ )は、矩形断層モデルと不均質モデルで有意な差は無いと考えられる。
- ・ また、土木学会(2009)では、アンケート結果を踏まえ、矩形断層モデルの不確かさを考慮した分岐(方法2)と不均質モデルの分岐で同程度の重みを設定している。
- ・ 以上から、矩形断層モデルに、不均質モデルと同じロジックツリーを適用できることを確認した。

3.4 津波高さ推定に関するロジックツリーの設定

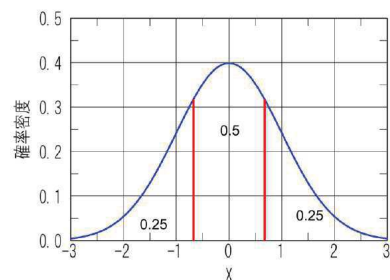
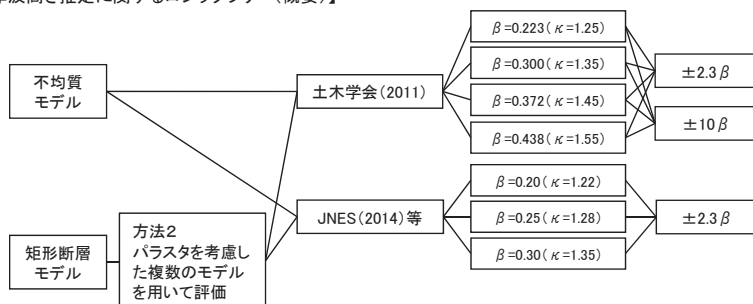
- ・ 誤差の対数標準偏差( $\beta$ )に関する3.11地震から得られた知見の評価への反映について、評価に用いる解析条件等は、下表のとおり、JNES(2014)等に表示される設定方法を反映する条件を満足すると考えられることから、同知見を評価に反映した。なお、杉野ほか(2014)の検討は、Mw8.9以上の巨大地震に分類される3.11地震の1ケースのみであり、これ以外の地震規模についても同様の検証が必要と考えられることから、土木学会(2011)の設定方法も分岐として考慮した\*。
- ・  $\beta$ 、 $\sigma$ に関する知見に関する分岐の重み配分については、重み配分設定方法に基づき、土木学会(2011)の重みを0.1、JNES(2014)等の重みを0.9とした。また、JNES(2014)等の $\beta$ に関する分岐の重み配分については、土木学会(2011)の正規分布に対する分岐設定方法を用いた\*。

\*: 専門家意見聴取結果を踏まえてロジックツリー、重み配分を設定した。

【津波ハザード評価の解析条件等】

項目		設定内容
最小空間格子間隔		・ 5m(2500/486)。 ・ 発電所周辺及び津波の周期特性に関する検討から、計算水位に複雑な地形の影響が適切に考慮されていることを確認。
計算条件		各津波の再現解析により妥当性を確認。
津波波源モデル	特性化モデル	広域の津波特性を考慮できる杉野ほか(2014)を踏まえて設定。
	矩形断層モデル	既往津波の再現解析、土木学会(2009)の評価内容から、波源特性のばらつき( $\beta_{波源}$ )は、矩形断層モデルと不均質モデルで有意な差は無いことを確認。

【津波高さ推定に関するロジックツリー(概要)】

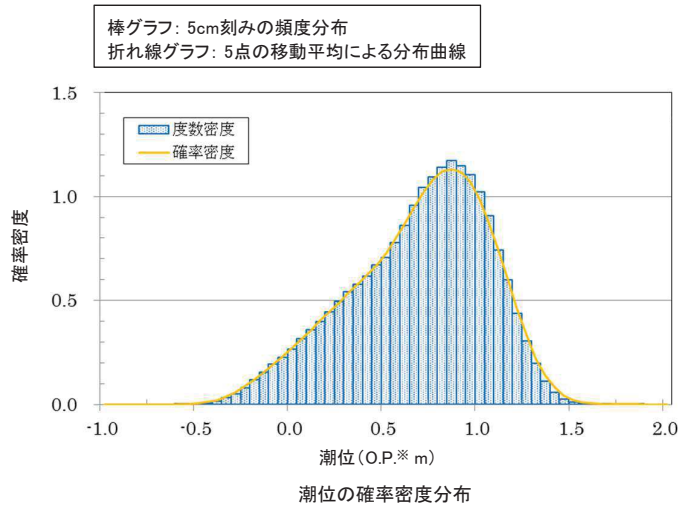


正規分布に対する分岐設定方法 (土木学会(2011))



4.1 津波ハザード曲線の評価概要

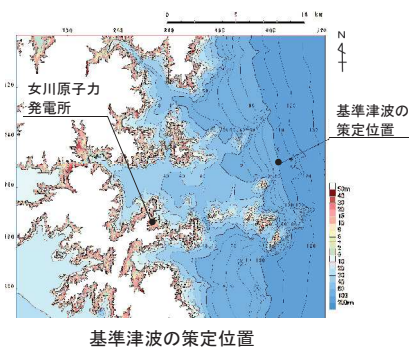
- 津波ハザード曲線は、津波発生領域毎に計算した全分岐に対するハザード曲線を組合せる際、モンテカルロ手法により5,000本のサンプルを抽出して算定した。
- 潮位の確率密度分布については、敷地南方約11kmに位置する気象庁鮎川検潮所における1970年～2010年の観測記録を用いて算定した。



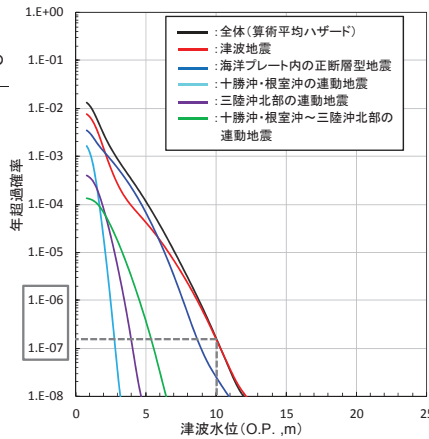
※: O.P.は女川原子力発電所工事事用基準面であり, 東京湾平均海面 (T.P.)-0.74m

4.2 年超過確率の参照

- 基準津波の年超過確率は、水位上昇側で $10^{-6} \sim 10^{-7}$ 程度、水位下降側で $10^{-3} \sim 10^{-4}$ 程度である。

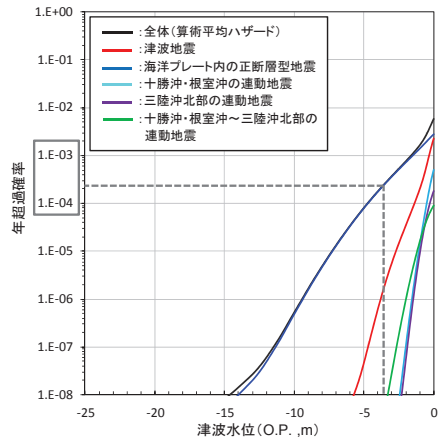


■ 水位上昇側



	津波水位
基準津波 (水位上昇側)	O.P.+10.1m

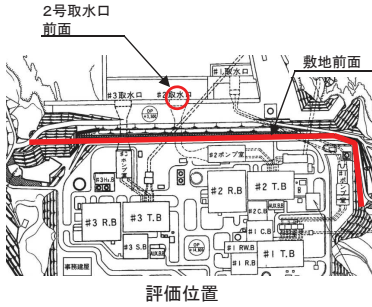
■ 水位下降側



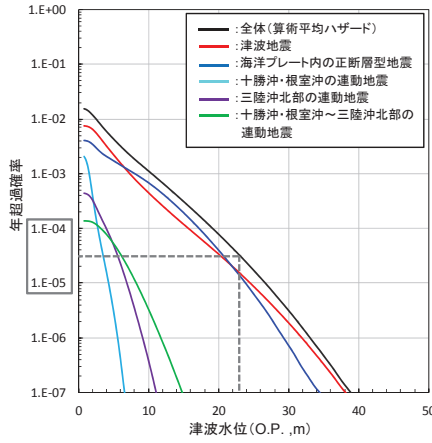
	津波水位
基準津波 (水位下降側)	O.P.-3.5m

4.2 年超過確率の参照

- 基準津波による各評価位置の津波水位に対する年超過確率は、敷地前面(水位上昇側)で $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度、2号取水口前面(水位下降側)で $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度である。

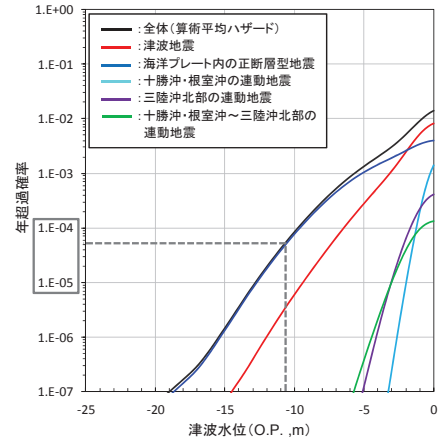


■敷地前面(水位上昇側)



	津波水位
基準津波 (水位上昇側)	O.P.+23.1m

■2号取水口前面(水位下降側)

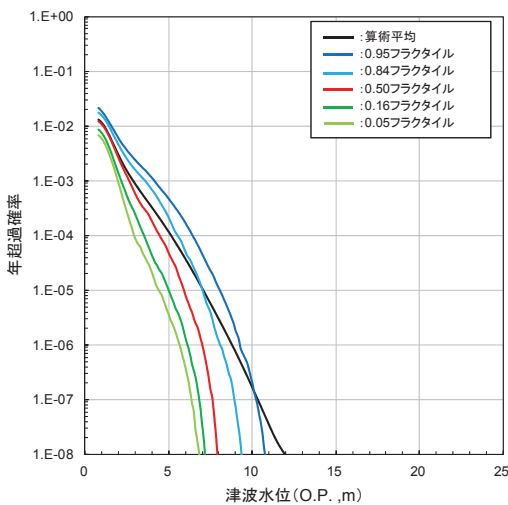


	津波水位
基準津波 (水位下降側)	O.P.-10.6m

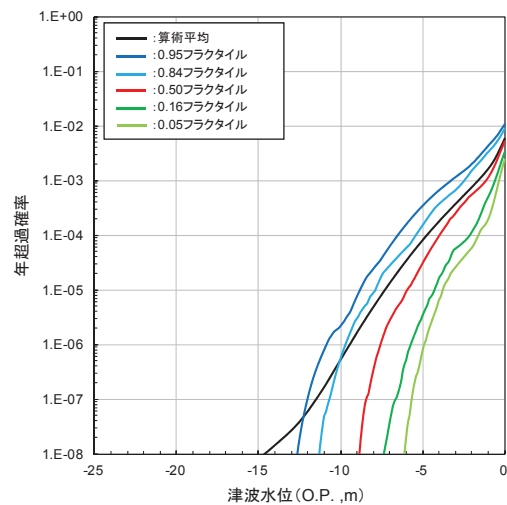
4.2 年超過確率の参照:フラクタイルハザード曲線

- 水位上昇側, 水位下降側のフラクタイルハザード曲線を以下に示す。

■水位上昇側



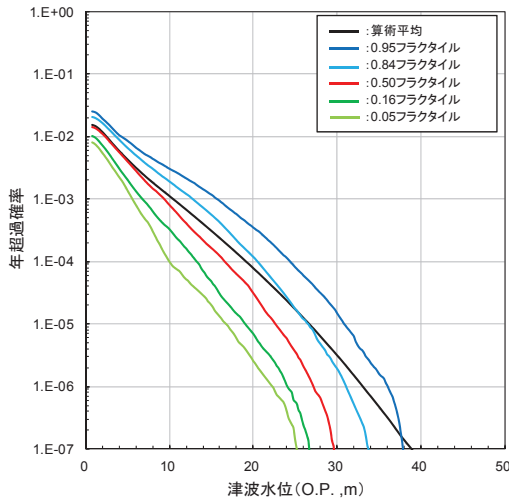
■水位下降側



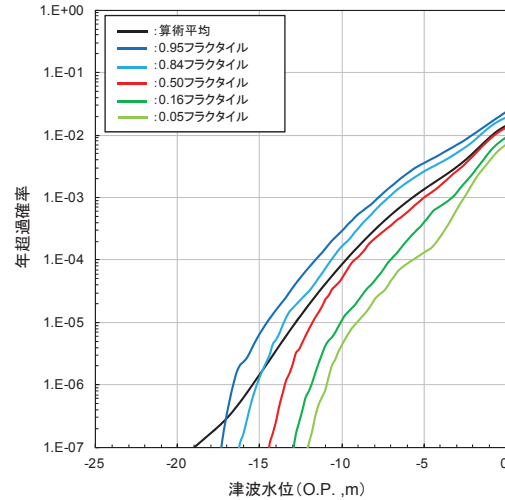
## 4.2 年超過確率の参照: フラクタイルハザード曲線

- 敷地前面(水位上昇側), 2号取水口前面(水位下降側)のフラクタイルハザード曲線を以下に示す。

■敷地前面(水位上昇側)



■2号取水口前面(水位下降側)



## 参考文献

- 一般社団法人日本原子力学会(2012):日本原子力学会標準 原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準:2011
- 社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2011):確率論的津波ハザード解析の方法
- 公益社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価小委員会(2016):原子力発電所の津波評価技術2016
- 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2012):三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価(第二版)について
- 社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2009):確率論的津波ハザード解析の方法(案)
- 渡辺偉夫(1998):日本被害津波総覧[第2版], 東京大学出版会
- 今村明恒(1899):三陸津浪取調報告, 震災予防調査会報告, vol.29, pp.17-32
- 羽鳥徳太郎(2000):三陸沖歴史津波の規模の再検討, 津波工学研究報告17, pp.39-48
- 中央気象台(1933):昭和八年三月三日三陸沖強震及津波報告, 験震時報, Vol.7, No.2別刷
- 伊木常誠(1897):三陸地方津浪実況取調報告, 震災予防調査会報告, 第11号, pp.5-34
- 松尾春雄(1933):三陸津浪調査報告, 内務省土木試験所報告, 第24号, pp.83-112
- チリ津波合同調査班(1961):1960年5月24日チリ地震津波に関する論文及び報告, 丸善
- Kenji Satake, Kelin Wang, Brian F. Atwater(2003):Fault slip and seismic moment of the 1700 Cascadia earthquake inferred from Japanese tsunami descriptions, JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH,VOL.108, NO.B11,2535
- 独立行政法人原子力安全基盤機構(JNES)(2014):確率論的手法に基づく基準津波策定手引き, 2014年2月
- 杉野英治・岩淵洋子・橋本紀彦・松末和之・蛭澤勝三・亀田弘行・今村文彦(2014):プレート間地震による津波の特性化波源モデルの提案, 日本地震工学会論文集, 第14巻, 第5号
- 社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2002):原子力発電所の津波評価技術
- 今井健太郎・菅原大助・今村文彦(2012):津波痕跡と史料から解釈した1611年慶長地震, 第31回日本自然災害学会学術講演会, III-2-2
- 相田勇(1977):三陸沖の古い津波のシミュレーション, 東京大学地震研究所彙報, Vol.52, pp.71-101
- 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2002):三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価について
- 内閣府中央防災会議事務局(2005):資料1 中央防災会議 日本海溝・千島海溝周辺海溝型地震に関する専門調査会(第10回)強震動及び津波高さの推計について
- 岩淵洋(2013):日本海溝海側斜面における地殻伸張速度及びそこで発生する正断層地震について, 海洋情報部研究報告第50号
- Satoko Murotani, Kenji Satake, Yushiro Fujii(2013):Scaling relations of seismic moment,rupture area,average slip,and asperity size for M~9 subduction zone earthquakes, Geophysical Research Letters,Vol.40,pp.5070-5074
- 地震調査研究推進本部地震調査委員会(2004):千島海溝沿いの地震活動の長期評価(第二版)について
- 杉野英治・呉長江・是永真理子・根本信・岩淵洋子・蛭沢勝三(2013):原子力サイトにおける2011東北地震津波の検証, 日本地震工学会論文集, 第13巻, 第2号(特集号)
- 杉野英治・岩淵洋子・阿部雄太・今村文彦(2015):確率論的津波ハザード評価における津波想定の影響, 日本地震工学会論文集, 第15巻, 第4号
- 菅野剛・大内一男・平田一穂(2012):女川原子力発電所における津波の評価および対策, 電力土木, No.362

## 津波 PRA における漂流物の取り扱いについて

建屋・機器のフラジリティを評価する際の漂流物の取扱いに関して、日本原子力学会発行の「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下、「津波 PRA 学会標準」という。）では以下のように記されている。

① 評価対象物に応じて複数の損傷モード・部位が存在し得るが、これらの中から支配的な損傷モード及び部位のみ評価対象として選定してもよい。

（津波 PRA 学会標準「8. 2. 3 損傷モード及び部位の抽出」より抜粋）

② 津波による対象漂流物の選定に際しては、～（省略）～当該サイトに影響を与える可能性のある漂流物の諸元（位置・種類・頻度）に留意し、支配的な津波波源から当該サイトまでに存在する漂流物の発生頻度が炉心損傷頻度に比べて小さい場合、もしくは、当該サイトに接岸していない船舶に対しては対象から除外してもよい。

（津波 PRA 学会標準「8. 2. 3 損傷モード及び部位の抽出」より抜粋）

この2つの記載を参考にして、建屋・機器リスト中の各設備に対して漂流物の衝突に関するフラジリティを検討した。検討内容を以下に示す。

(1) 起動変圧器、RSW/HPSW ポンプ及び燃料移送ポンプについて

設置高さが敷地面とほぼ同じであるため、漂流物の衝突で機能喪失する以前に敷地内浸水での没水／被水により機能喪失すると想定される。このため、これらの設備については上記①を適用し、没水／被水を支配的な損傷モードとして選定した。

(2) 津波防護施設及び浸水防止設備について

a. 津波防護施設

(a) 防潮堤

防潮堤に対する漂流物の影響を評価し、漂流物荷重により防潮堤の健全性に影響を及ぼすことのないことを確認した（添付資料参照）。

そのため、防潮堤の耐力評価として、漂流物荷重は考慮せず、支配的な荷重として津波荷重（波力）により検討する。

O.P. 33.9m を超える津波では、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至るため、フラジリティ評価は考慮しない。

(b) 防潮壁

O.P. 33.9m を超える津波では、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至るため、フラジリティ評価は考慮しない。

- b. 浸水防止設備（浸水防止壁，建屋止水対策，原子炉建屋，原子炉建屋外壁扉，制御建屋，制御建屋外壁扉）

プラントウォークダウンおよび浸水解析を実施し，浸水防止設備に対する波力，漂流物等による機能喪失の可能性は小さいと判断した。

0. P. 33. 9m を超える津波では，敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至るため，当該設備の機能喪失の有無は評価に影響しないことから，フラジリティ評価は実施していない。

- (3) 起因事象を緩和する設備について（HPSW ポンプ及び燃料移送ポンプを除く）

建屋内に設置されている緩和設備は，漂流物の衝突の影響を受ける可能性は小さいと判断した。このため，これらの設備については上記②を適用し，漂流物の衝突による影響はないと判断した。

屋外に設置されている CST は，浸水解析を実施し，CST に対する波力による機能喪失の可能性は小さいと判断した。また，CST 周辺の浸水深は低く重量物が漂流物化しないことから，CST に影響を与えることはないと判断した。

0. P. 33. 9m を超える津波では，敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への大量浸水により複数の緩和機能喪失となり炉心損傷に至るため，フラジリティ評価は考慮しない。

以上

## 防潮堤に対する漂流物の影響評価

### 1. 漂流物の調査範囲の設定

基準津波のうち敷地前面において最高水位となる津波(以下、「基準津波」という。)の波源特性及び発電所周辺の流況分析に基づき図 1-1 に示す調査範囲を設定して、防潮堤に影響を与える可能性がある漂流物を抽出した。

調査範囲設定に当たり考慮した事項を以下に示す。

#### ① 漂流物の移動量に基づく調査範囲の設定

以下のとおり、基準津波の波源特性から防潮堤に到達する可能性がある漂流物の移動量を算定し、調査範囲を発電所中心から半径 5km に設定した。

##### i. 基準津波の波源特性

- ・ 基準津波(=東北地方太平洋沖型の地震(プレート間地震))の発生形態及び2号取水口前における水位時刻歴波形から、防潮堤に津波が到達する可能性があるのは第1波(図 1-2)。
- ・ 発電所敷地における第1波の水位上昇発生時から最高水位到達までに要する時間は約 15 分(図 1-2)。
- ・ 発電所周辺における流況分析から、基準津波の流速は概ね 5m/s 以下(図 1-3)。

##### ii. 漂流物の移動量の算定

- ・ 漂流物は、各地点における津波の第1波水位上昇時のいずれかで発生するものとし、発電所敷地における基準津波の波源特性を踏まえ以下のとおり算定した。

#### 【漂流物の移動量】

$$\begin{aligned} &= \text{第1波水位上昇に要する時間 (15 分)} \times \text{津波の流速 (5m/s)} \\ &= 4.5\text{km} \end{aligned}$$

#### ② 発電所周辺の津波流向に基づく調査範囲の設定

図 1-3 に示す発電所周辺の津波流向から、防潮堤に漂流物が襲来する可能性がある影響範囲として、調査範囲の南端を寄磯崎付近に、北端を大貝崎付近に設定した。



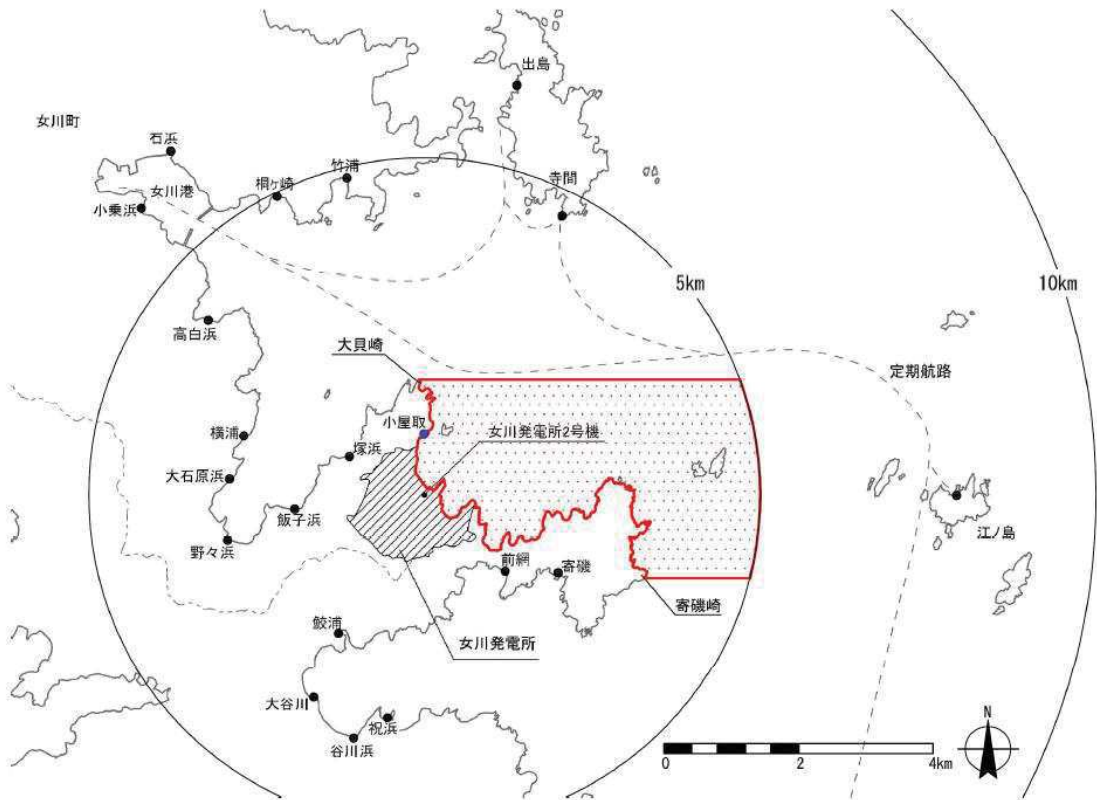


図 1-1 漂流物調査範囲

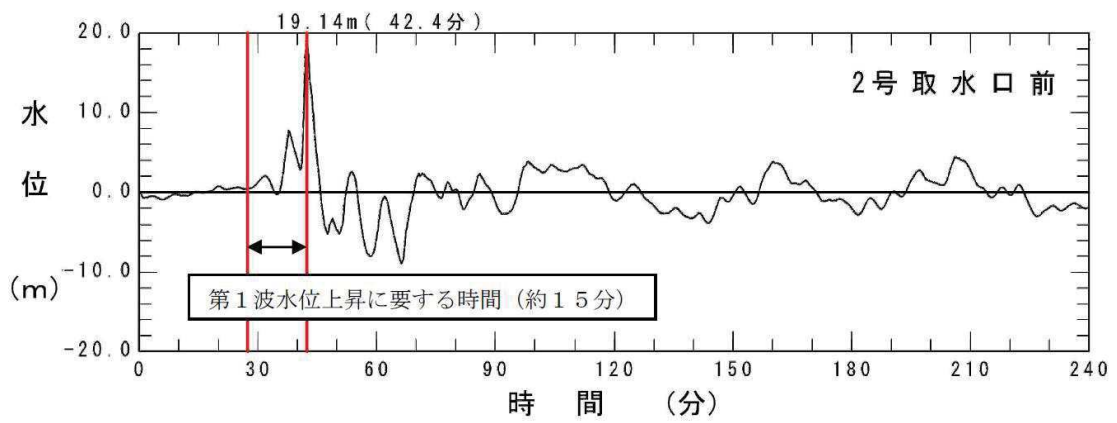


図 1-2 2号取水口前の水位時刻歴波形

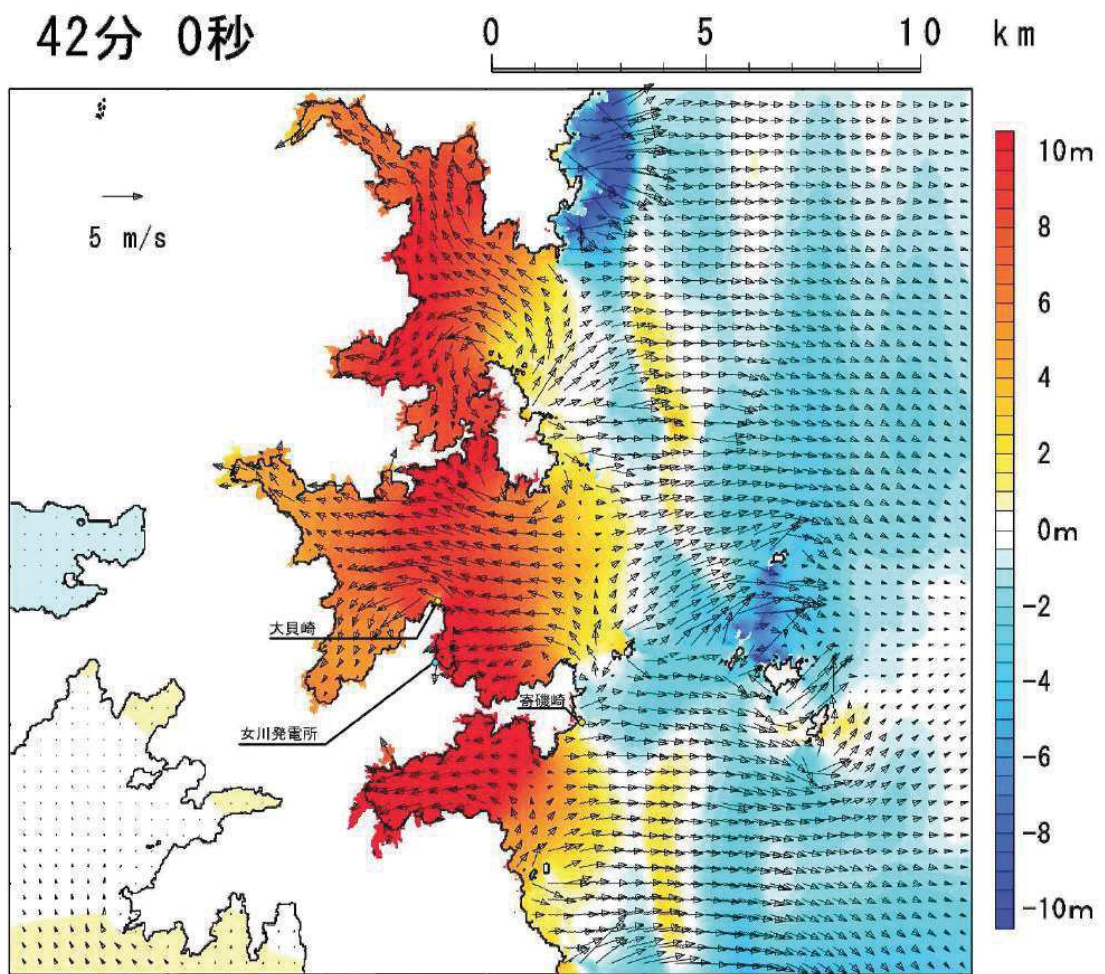


図 1-3 女川発電所周辺の津波流向ベクトル（地震発生後 42 分 0 秒）



## 2. 漂流物の調査方法及び調査結果

### (1) 調査方法

調査範囲内の人工構造物，海上設置物，船舶について，机上調査，プラントウォークダウン，聞き取り調査により抽出した(表 2-1)。

なお，今回調査範囲として設定した領域は，2011 年東北地方太平洋沖地震に伴う津波により，家屋・海上設置物の流出等の被害が発生しているが，現在復旧途上であることを考慮し，地震発生前の状況を考慮し漂流物を抽出した。

表 2-1 漂流物の調査方法

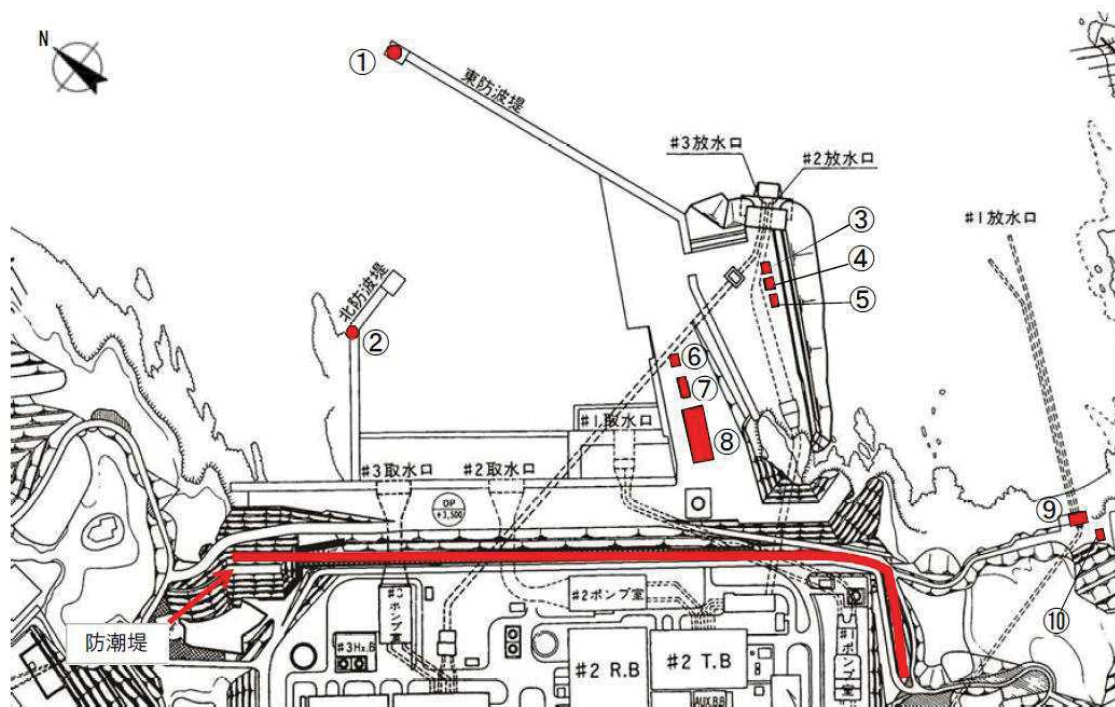
調査分類		調査方法	対象例
A	発電所敷地内における人工構造物	プラントウォークダウン 机上調査	港湾施設 建屋等
B	漁港・集落・海岸線の人工構造物	プラントウォークダウン 机上調査	港湾施設 家屋等
C	海上設置物	聞き取り調査 机上調査	係留漁船 養殖漁業施設 標識ブイ等
D	船舶	聞き取り調査 机上調査	燃料等輸送船 定期航路船舶

### (2) 調査結果

調査分類 A～D のうち，防潮堤への漂流可能性のある人工構造物が確認された調査分類 A 及び C の調査結果を図 2-1 及び図 2-2 に示す。

調査分類 B については，漁港・集落・海岸線の人工構造物として小屋取地区が該当し，津波に伴い漂流物となる可能性があるものとして，家屋，一般車両，タンクが抽出された。ただし，同地区は発電所近傍(発電所から 700m 程度)に位置しており，同地区を遡上する津波と発電所防潮堤へ遡上する津波の第 1 波到達時間と最高水位到達時間に大きな差は無いことから，同地区で発生した漂流物が防潮堤に影響を及ぼすことはない。

また，調査分類 D の船舶については，女川発電所沖合約 2 km を航行する定期航路船舶及び女川発電所へ寄港する燃料等輸送船が抽出されたが，いずれも津波警報等発令時には適切な退避行動をとるため漂流物とならない。



種類	主材料	漂流可能性	評価
灯台 (①)	鋼材	なし	重量物であるため漂流しない
導標 (②)	鋼材	なし	
3号機放水路サンプリング建屋 (③)	R C	なし	
2号機放水口モニター建屋 (④)	R C	なし	
2号機放流管真空ポンプ室 (⑤)	R C	なし	
港湾作業管理詰所 (⑥)	鋼材	有り	漂流物として防潮堤へ到達する可能性がある (津波波力により壁材等が構造体から分離する可能性を考慮, 重量 5t 未満)
資機材格納倉庫 (⑦)	鋼材	有り	
屋外電動機等点検建屋 (⑧)	鋼材	有り	
1号機放水路サンプリング室 (⑨)	R C	なし	重量物であるため漂流しない
1号機放水口モニター建屋 (⑩)	R C	なし	
配電柱	R C	なし	
一般車両	—	有り	漂流物として防潮堤へ到達する可能性がある (重量 5t 未満)

図 2-1 調査分類 A (発電所敷地内における人工構造物) の調査結果



種類	主材料	漂流可能性	評価
消滅範囲標識ブイ (①)	F R P	有り	漂流物として防潮堤へ到達する可能性がある (重量 1t 未満)
航路標識ブイ (②)	鋼材	なし	重量物であるため漂流しない
海水温度観測鉄塔 (③)	鋼材	なし	
海水温度観測用浮標 (④)	鋼材	なし	
養殖漁業施設 (⑤)	ロープ等	有り	漂流物として防潮堤へ到達する可能性がある (重量 1t 未満)
係留漁船 (⑥)	F R P	有り	漂流物として防潮堤へ到達する可能性がある (最大重量 15t*)

※津波漂流物対策施設設計ガイドライン(案)(平成 21 年 5 月, 沿岸技術研究センター, 寒地港湾技術研究センター)に準拠し, 総トン数の 3 倍を重量として考慮した(係留漁船の最大総トン数約 5t)

図 2-2 調査分類 C (海上設置物) の調査結果

### 3. 防潮堤に対する漂流物の影響

#### (1) 漂流物による衝突力

調査の結果、漂流物として係留漁船(最大重量 15t)を抽出し、「道路橋示方書(I 共通編・IV下部構造編)・同解説」に準拠し、以下の式により衝突力を算定した。係留漁船による衝突力は $P=73.6\text{kN}$ となり、防潮堤を片持ち梁でモデル化した場合、防潮堤の天端(0. P. +29. 0m)に漂流物が衝突した場合の最大曲げモーメントは $772.8\text{kN}\cdot\text{m/本}$ となる。

$$P=0.1 \cdot W \cdot v$$

ここに、P:衝突力(kN)

W:流送物の重量(15.0t=147.1kN)

v:表面流速(5.0m/s)

#### (2) 防潮堤の耐力

防潮堤の耐力については別紙 3.2.2. c-2 に示しており、HCLPF 値が 41.7m となっている。また、防潮堤の現実的耐力(全塑性モーメント)の平均値は  $114,255\text{kN}\cdot\text{m/本}$  となっており、係留漁船による衝突力( $772.8\text{kN}\cdot\text{m/本}$ )に対して十分大きい。

したがって、表 3-1 に示すとおり、防潮堤に対する漂流物の影響は軽微であり、防潮堤の健全性に影響を及ぼすおそれはない。

表 3-1 防潮堤に対する漂流物の影響評価

調査分類		漂流物	評価結果
A	発電所敷地内における人工構造物	壁材等 (5 t 未満) 一般車両 (5 t 未満)	調査分類 C の最大重量物の係留漁船以下である
B	漁港・集落・海岸線の人工構造物	該当なし	—
C	海上設置物	係留漁船 (15 t) 消滅範囲標識ブイ (1 t 未満) 養殖漁業施設 (1 t 未満)	最大重量物の係留漁船による衝突力は防潮堤の耐力に対して十分小さいことから、防潮堤の健全性に影響を及ぼすおそれはない
D	船舶	該当なし	—

## 防潮堤の耐力について

### 1. 評価手順

防潮堤の機能が喪失する津波高さの限界を評価するため、「日本原子力学会標準：原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準（2011年，日本原子力学会）」等を参照し，防潮堤のフラジリティ評価を行った。評価手順を図1に示す。

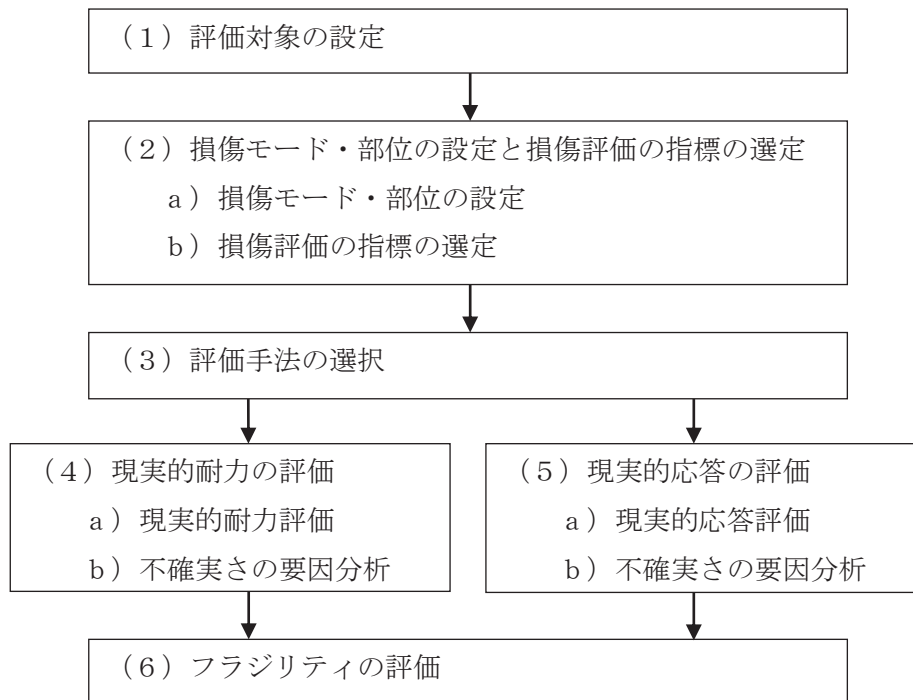


図1 フラジリティ評価手順



## 2. 評価条件

防潮堤の津波に対する耐性については、設置許可基準規則第5条（津波による損傷の防止）に対する適合性に関する評価において確認している（別添資料1「耐津波設計方針について」添付資料24「防潮堤の設計方針及び構造成立性評価結果について」）。

上記評価において、保守的に設定した津波高さ O.P.+29.0m による津波波力に対して最も裕度が小さい断面と支配的な損傷部位・損傷モードを抽出した結果、鋼管式鉛直壁（一般部：長杭）の背面補強工上面位置（O.P.+18.5m）での曲げ圧縮損傷が支配的となった。これに着目し、片持ち梁モデルによる発生曲げモーメント（現実的応答）と全塑性モーメント（現実的耐力）を算定することで、フラジリティ評価を行った（図2）。

現実的応答と現実的耐力の評価において考慮した不確かさ要因を表1に、津波波圧の算定方法を図3に示す。

なお、本評価においては、押し波（海側から防潮堤に津波が作用する場合）を対象に津波波圧を算定しており、浸水深の基準面を O.P.+2.5m としている。引き波（陸側から防潮堤に津波が作用する場合）の場合には、浸水深の基準面が O.P.+13.8m と高くなり、津波波圧が押し波よりも小さくなることから、引き波の影響も包含した評価条件となっている。

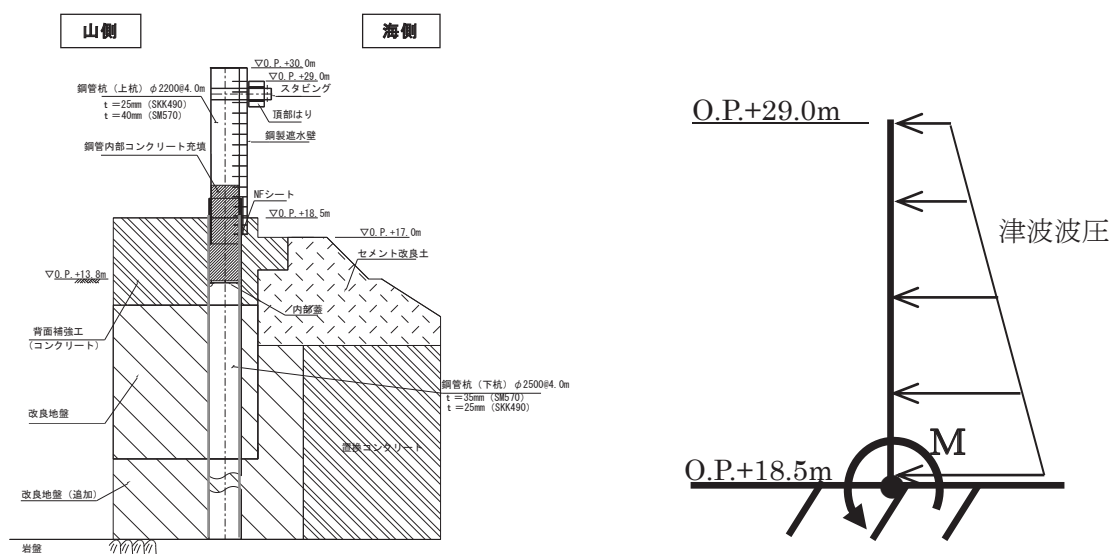


図2 評価断面図と評価モデル（鋼管式鉛直壁（一般部：長杭））

表 1 考慮する不確かさ要因

損傷モード	評価項目	一般的な不確かさ要因	
		偶然的な不確かさ	認識論的不確かさ
波力	耐力評価	鋼管杭の全塑性モーメント算定時の降伏強度 <sup>※1</sup> 平均値/基準値=1.23 標準偏差=0.10	$c\beta^e = 0.15^{※3}$
	応答評価	津波波圧算定時の水深係数 $\alpha$ <sup>※2</sup> 平均値=1.15 標準偏差=0.10	

※1 独立行政法人土木研究所 (2009) : 鋼道路橋の部分係数設計法に関する検討

※2 大村英昭, 尾崎充弘, 平田一穂, 秋山義信, 岩前伸幸, 池谷毅 (2014) : 波形特性を再現した防潮堤に作用する津波波力実験, 土木学会論文集 B3 (海洋開発) Vol. 70, No. 2, I\_432 - I\_437

※3 R. P. Kennedy and M. K. Ravindra (1984) : Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies, Nuclear Engineering and Design, Vol. 79, pp. 47-68

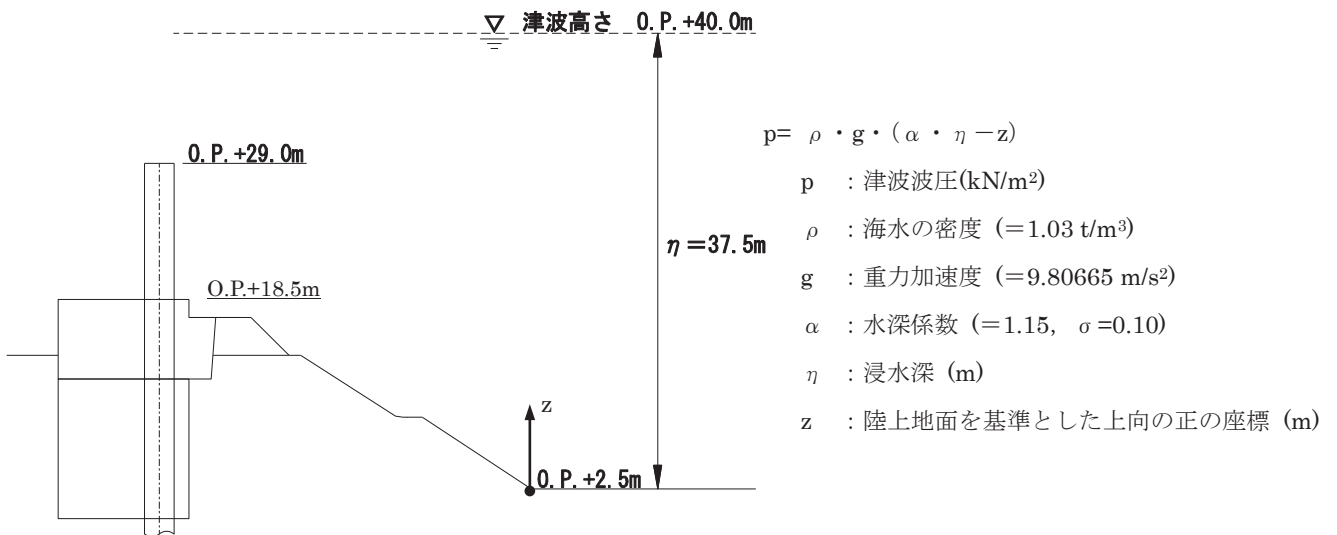


図 3 津波波圧の算定方法 (津波高さ O.P. +40m の場合)

### 3. 評価結果

4種類の津波高さ（O.P.+40m, 45m, 50m, 60m）に対する現実的応答（発生曲げモーメント）と現実的耐力（全塑性モーメント）の算定結果を図4に示す。

ここで、現実的応答については、各津波高さによる津波波圧（表1及び図3に基づき水深係数 $\alpha$ （平均値=1.15, 標準偏差=0.10）より設定）が作用した場合の鋼管杭（評価部位）の発生曲げモーメントの確率密度を対数正規分布により近似した。また、現実的耐力については、鋼管杭（評価部位）の降伏強度の不確かさ（表1より設定）を考慮し、「道路橋示方書・同解説 IV下部構造編（日本道路協会）」に基づく全塑性モーメントの確率密度を対数正規分布により近似した。

上記により離散的に求めた防潮堤の損傷確率（現実的応答が現実的耐力を超過する確率）について、津波高さと損傷確率の関係として対数正規分布により近似した fragility 曲線の算定結果を図5に示す。

評価の結果、50%信頼度 fragility 曲線の損傷確率の中央値の津波高さは 67.9m となり、HCLPF 値は 41.7m となった。

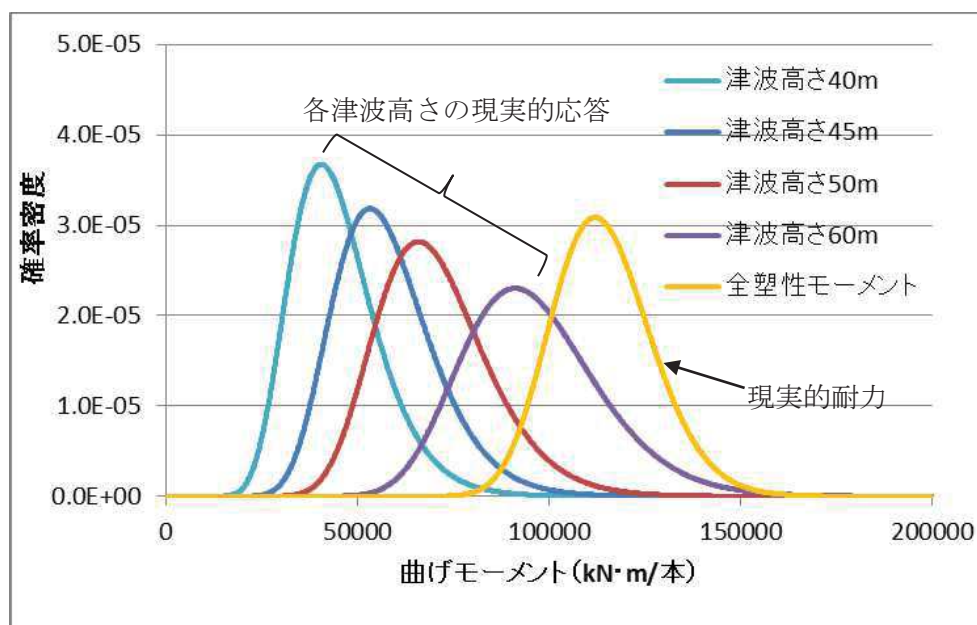
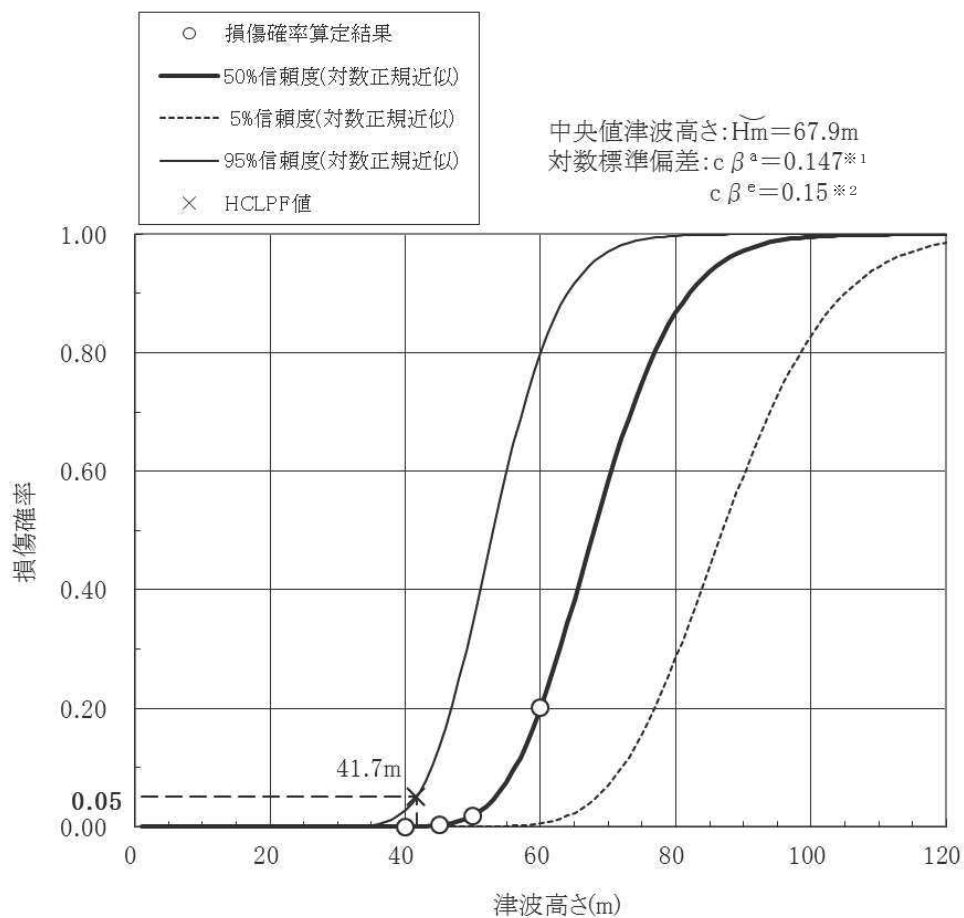


図4 現実的応答と現実的耐力の算定結果





津波高さ(m)	40	45	50	60
損傷確率	3.4E-04	3.0E-03	1.8E-02	2.0E-01

※1  $c\beta^a$ は近似した fragility 曲線から得られる偶然的な不確かさ要因の対数標準偏差を示したものである (fragility 曲線の傾きが緩やかな場合に  $c\beta^a$  が大きくなる)。

※2  $c\beta^e$ は表 1-1 に示した認識論的不確かさ要因の対数標準偏差 ( $c\beta^e$  が大きくなると fragility 曲線の信頼度の幅 (5%信頼度曲線と 95%信頼度曲線の離隔) が大きくなる)。

図5 近似した fragility 曲線の算定結果

以上

## 津波による敷地浸水解析について

### 1. はじめに

本資料では、平成 23 年（2011 年）東北地方太平洋沖地震に伴う地殻変動<sup>※1</sup>による影響を考慮する。

※1 敷地が一様に約 1m 沈下（その後継続的に隆起）

### 2. 敷地への浸水経路について

設計基準対象施設に対して、基準津波による遡上波が直接到達、流入することを防止できるように、敷地前面に 0. P. 29m の防潮堤を設置する。また、海と接続する取水路、放水路、排水路等からの敷地への流入を防止するため、流入経路となる可能性のある開口部に対して、防潮壁の設置、閉止板の設置等の浸水対策を実施する。

上記の浸水対策により、基準津波による浸水経路はなくなるが、津波の高さに応じ防潮壁が機能喪失することを想定して、浸水解析条件を設定する。

### 3. 0. P. 29m 津波時の浸水解析について

敷地前面には津波防護施設として、天端高さ 0. P. 29m の防潮堤を設置する。このため、0. P. 29m の津波による遡上波は敷地に到達することはないが、取水路及び放水路の開口部 (0. P. 14m) より、津波が敷地に流入することが考えられることから、0. P. 29m の津波による取水路及び放水路を浸水経路とした浸水解析を実施した。

#### a. 浸水解析条件

浸水解析条件は以下のとおりとした。

##### (a) 0. P. 29m 津波の作成

- ・ 確率論的津波ハザード評価から得られる津波ハザード曲線のうち、津波水位 0. P. 29m（年超過確率： $4.49 \times 10^{-6}$ ）に最も寄与度が大きい津波地震（Mw8.3）を、敷地前面位置（＝防潮堤位置）で最高水位が 0. P. 29m 程度となるように、断層モデルのすべり量を調整したものを 0. P. 29m 津波とした。敷地前面の最高水位地点及び敷地前面の最高水位地点で抽出した水位時刻歴波形を補図 1-1 及び補図 1-2 に示す。

##### (b) 浸水の検討

- ・ 開口部からの浸水については、女川 1～3 号炉の取水口及び放水口前面における 0. P. 29m 津波の水位時刻歴波形を用いて、1～2 号炉については、取水口～海水ポンプ室に至る経路、3 号炉については取水口～海水熱交換器建屋に至る経路及び各号炉の放水口～放水立坑に至る経路からの溢水を考慮した数値シミュレーションを実施した<sup>※2</sup>。取水・放水施設の一例として、女川 2 号炉の取水施設を補図 1-3 に示す。

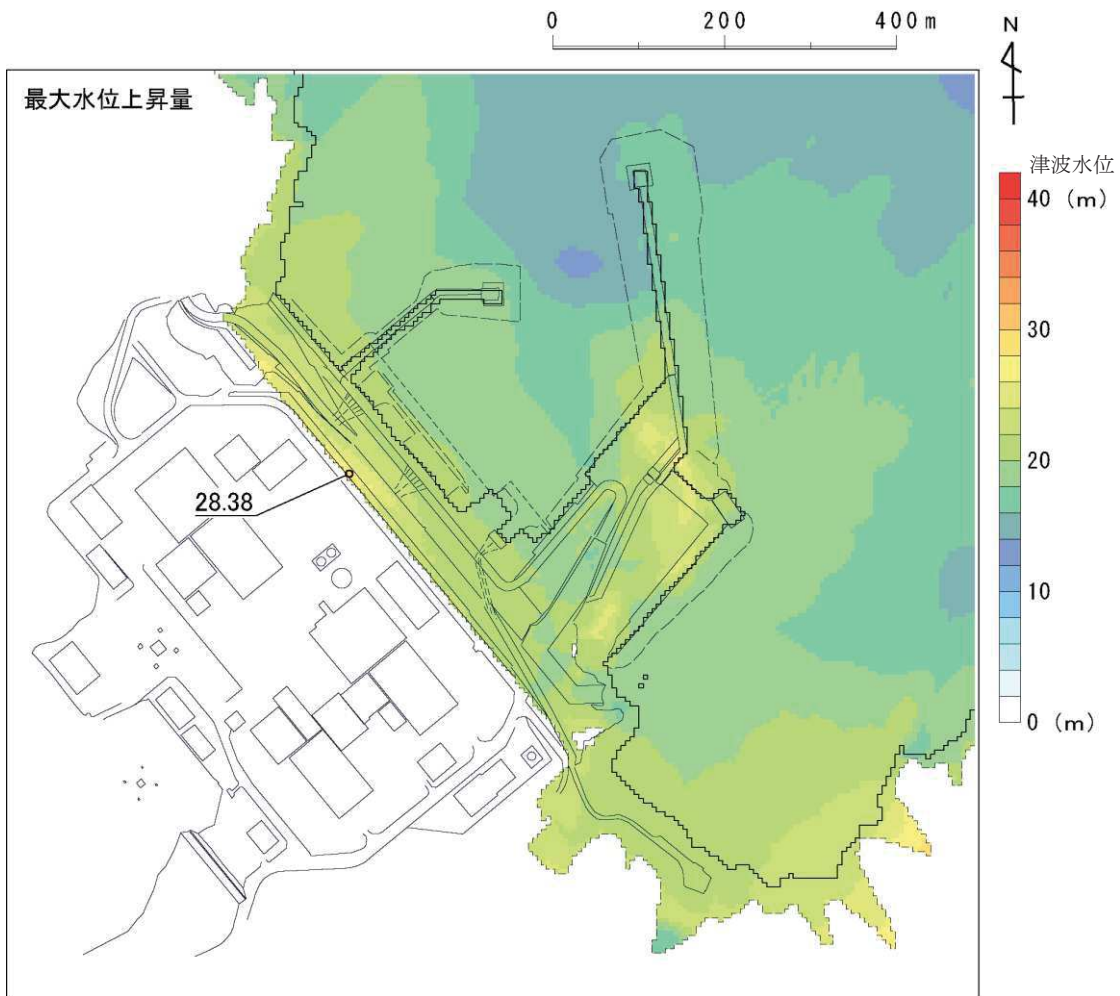
※2 高橋俊彦・福山貴子・新保裕美・秋山義信・田中昌宏・池谷毅：津波氾濫シミュレーションの水理模型実験による検証，土木学会論文集 B3（海洋開発），  
Vol. 69, No. 3. 2. 2-32, 2013

- ・ 浸水量の算定にあたっては，取水路及び放水路の開口部周りに設置する防潮壁から越流した津波は全量敷地内に留まるものとし，排水施設からの排水は考慮していない。

#### b. 浸水解析結果

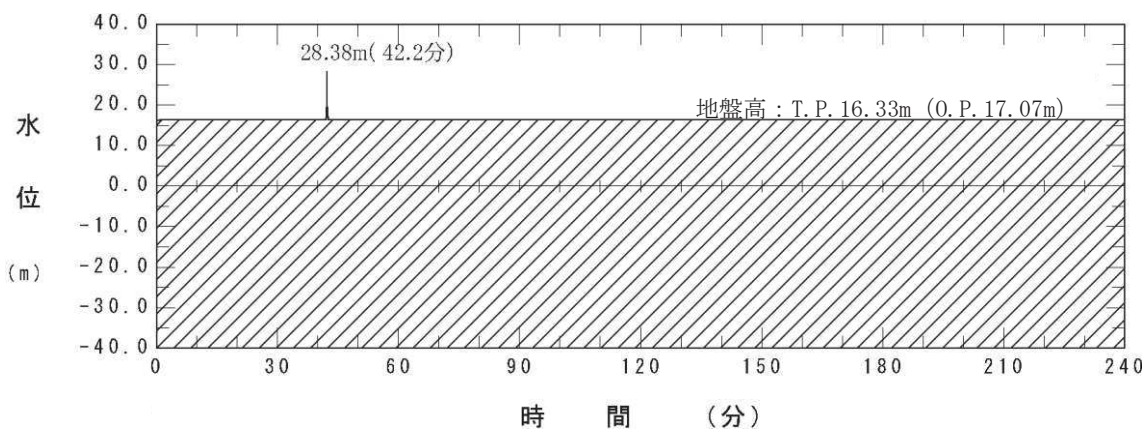
敷地内最大浸水深分布を補図 1-4 に示す。

津波高さ O.P. 29m 未満においては，発電所敷地内への浸水がほぼ発生せず，津波によるプラントへの影響がないため，津波を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスはない。



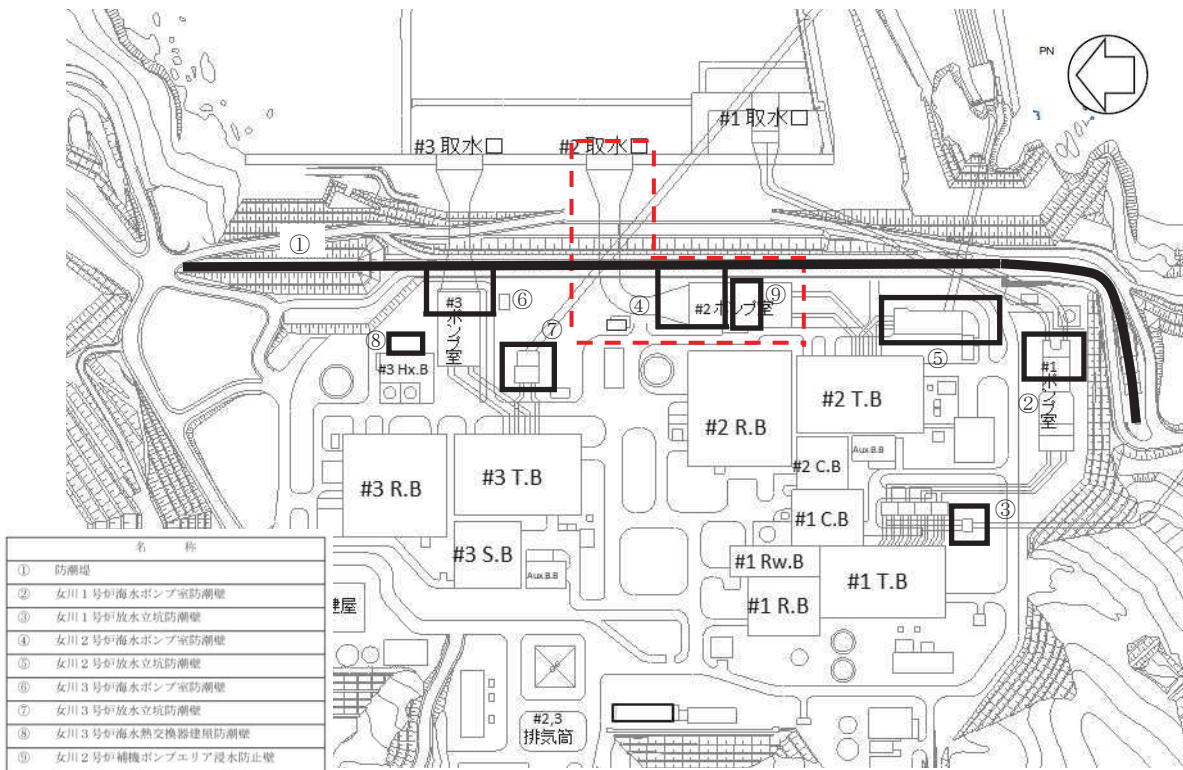
注) 図上の津波水位は、T.P. 表示。  
 T.P. 28.38m=O.P. 29.12m (O.P. ±0.0m=T.P. -0.74m)  
 なお、同地震に伴い発電所敷地は7cm隆起している。

補図 1-1 敷地前面 (防潮堤前面) 最高水位地点 (最大水位上昇量分布)

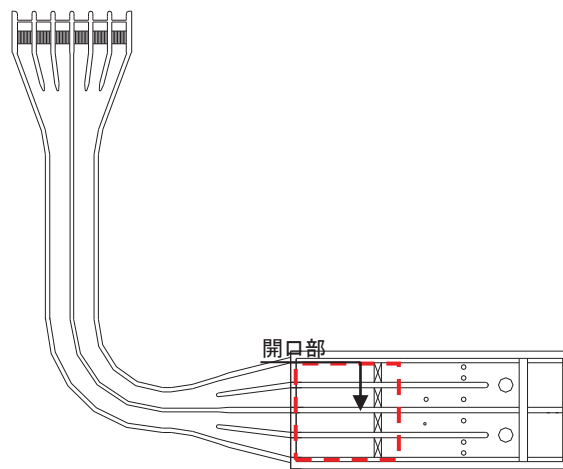


注) 図上の津波水位は、T.P. 表示。  
 T.P. 28.38m=O.P. 29.12m (O.P. ±0.0m=T.P. -0.74m)  
 なお、同地震に伴い発電所敷地は7cm隆起している。

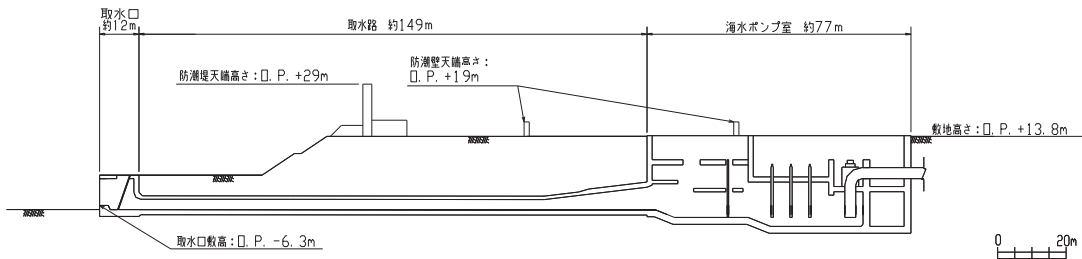
補図 1-2 敷地前面 (防潮堤前面) 最高水位地点 (水位時刻歴波形)



敷地全体平面図（浸水防護施設の配置を明示）



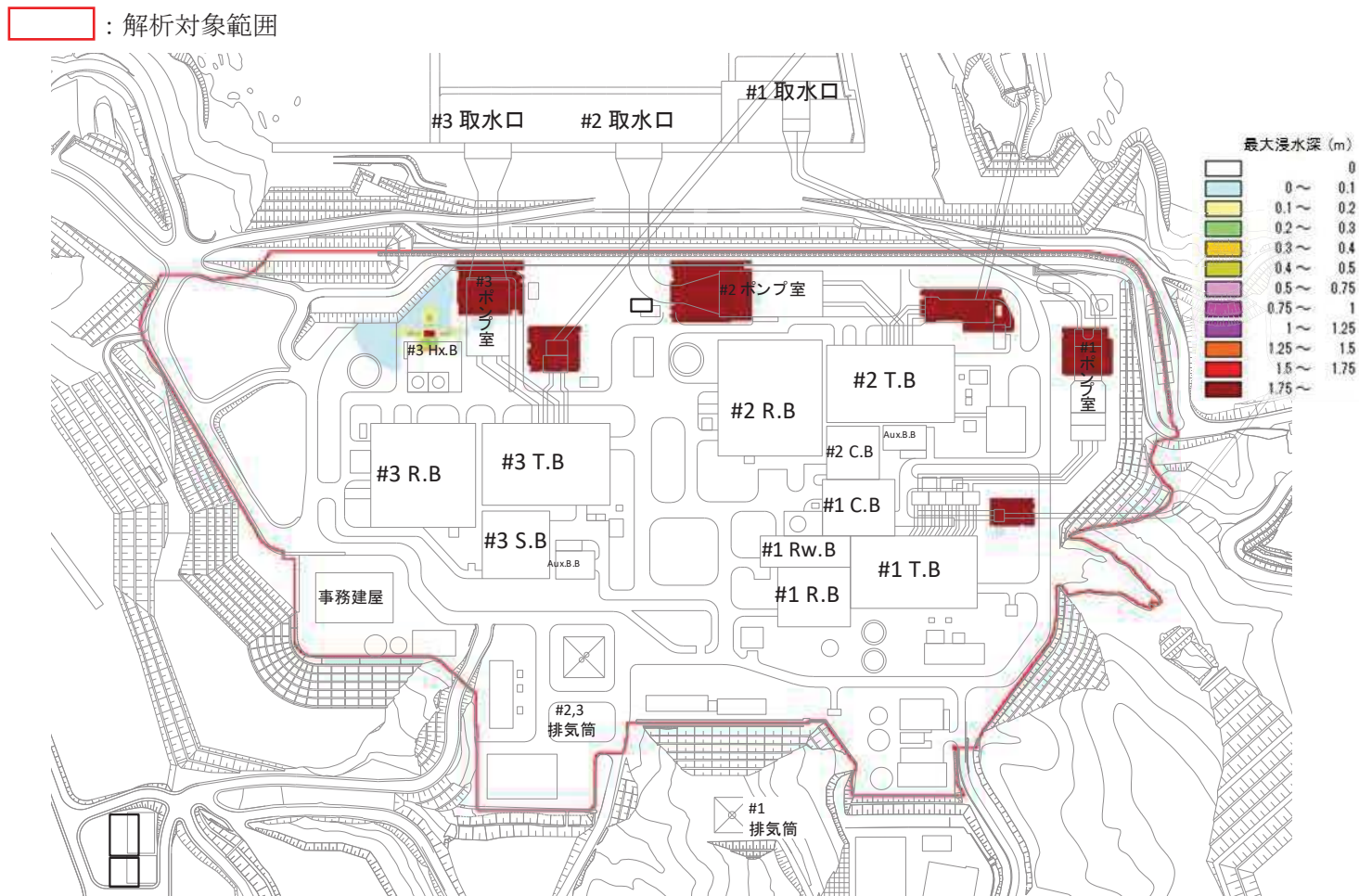
取水施設（平面図）



取水施設（断面図）

補図 1-3 女川2号炉取水施設





補図 1-4 0.9m 津波による敷地内最大浸水深分布

#### 4. O. P. 29m を超える津波による事故シナリオについて

##### (1) O. P. 33.9m 津波

O. P. 33.9m 津波時<sup>※1</sup>の浸水解析を行い、O. P. 29m を超える津波による事故シナリオを分析した。

※1 防潮堤を無限壁とした条件での津波水位(=津波ハザード評価と同一の条件)。防潮堤を O. P. 29m とした場合の津波水位は O. P. 33.0m (補図 2-1 参照)

##### a. 浸水解析条件

浸水解析条件は以下のとおりとした。

###### (a) O. P. 33.9m 津波の作成

- ・ 確率論的津波ハザード評価から得られる津波ハザード曲線のうち、津波水位 O. P. 33.9m (年超過確率： $7.25 \times 10^{-7}$ ) に最も寄与度が大きい津波地震 (Mw8.3) を、敷地前面位置(=防潮堤位置)で最高水位が O. P. 33.9m 程度となるように、断層モデルのすべり量を調整したものを O. P. 33.9m 津波とした。敷地前面の最高水位地点及び敷地前面の最高水位地点で抽出した水位時刻歴波形を補図 2-1 及び補図 2-2 に示す。

###### (b) 浸水の検討

- ・ O. P. 33.9m の津波では、津波が天端高さ O. P. 29m の防潮堤を越流して敷地に到達することから、防潮堤を越流した津波による浸水及び開口部からの浸水について検討を実施した。
- ・ 開口部からの浸水については、女川 1～3 号炉の取水口及び放水口前面における O. P. 33.9m 津波の水位時刻歴波形を用いて、1～2 号炉については、取水口～海水ポンプ室に至る経路、3 号炉については取水口～海水熱交換器建屋に至る経路及び各号炉の放水口～放水立坑に至る経路からの溢水を考慮した数値シミュレーションを実施した<sup>※2</sup>。

※2 高橋俊彦・福山貴子・新保裕美・秋山義信・田中昌宏・池谷毅：津波氾濫シミュレーションの水理模型実験による検証，土木学会論文集 B3 (海洋開発)，Vol. 69, No. 3. 2. 2-32, 2013

- ・ 浸水量の算定にあたって考慮した浸水経路は各開口部のみとし、排水施設は考慮していない。

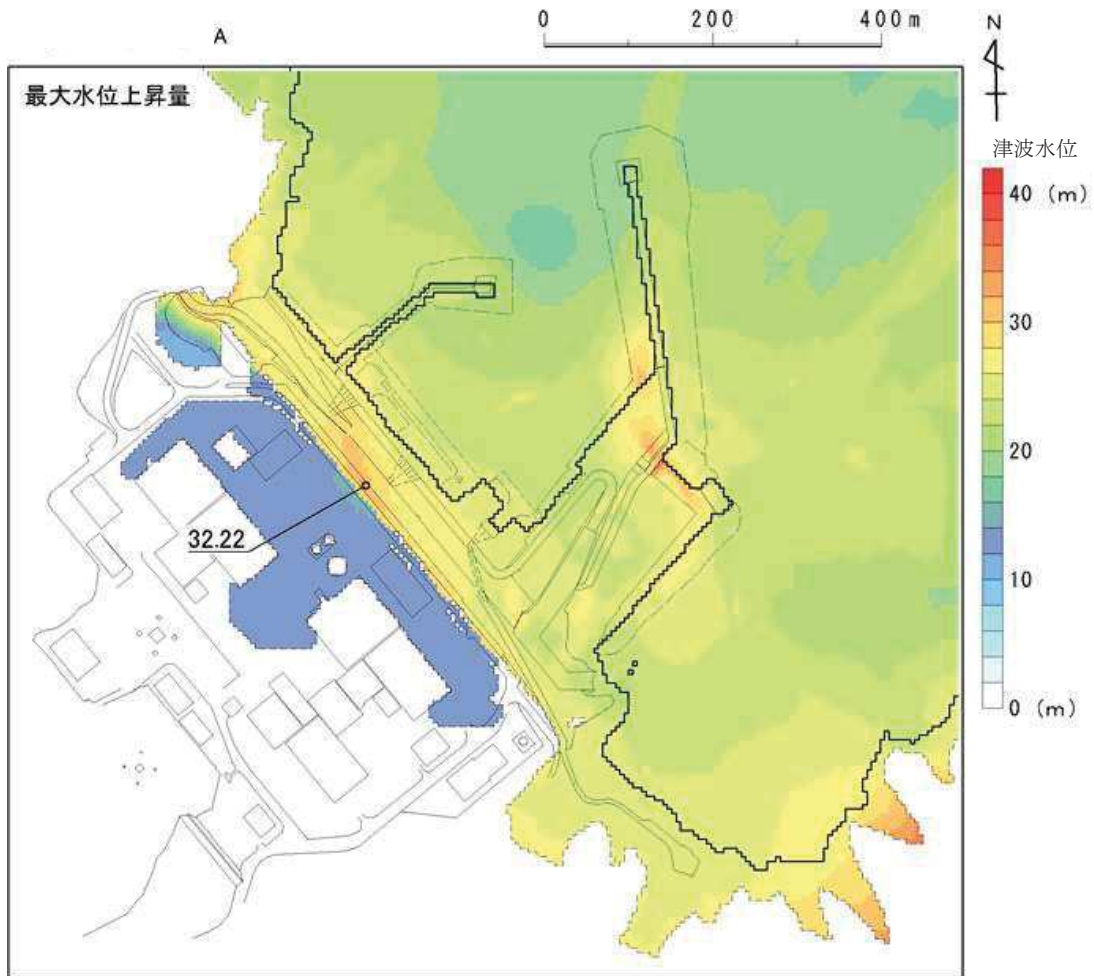
##### b. 浸水解析結果

敷地内最大浸水深分布を補図 2-3 に示す。O. P. 33.9m 津波により建屋まわりでの浸水深は、原子炉建屋で最大約 0.1m，制御建屋で最大約 0.2m，タービン建屋で最大約 0.5m となる。原子炉建屋及び制御建屋のカーブ高さ(建屋外壁扉の下端レベルから敷地レベルの高さ)を越えないが、タービン建屋のカーブ高さを越えてター



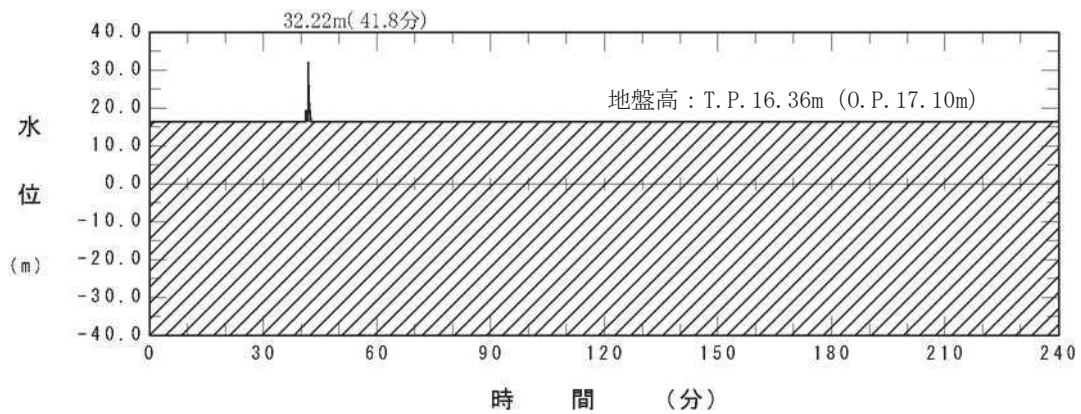
ビン建屋内への浸水が発生する。なお、敷地内浸水により、起動変圧器、RSW/HPSWポンプ、燃料移送ポンプは機能喪失しないことを確認している。

以上より、「0. P. 29m～0. P. 33. 9m」までは、原子炉建屋、制御建屋への浸水がないため緩和設備は健全であるが、タービン建屋内への浸水により種々の過渡事象が発生する可能性がある。



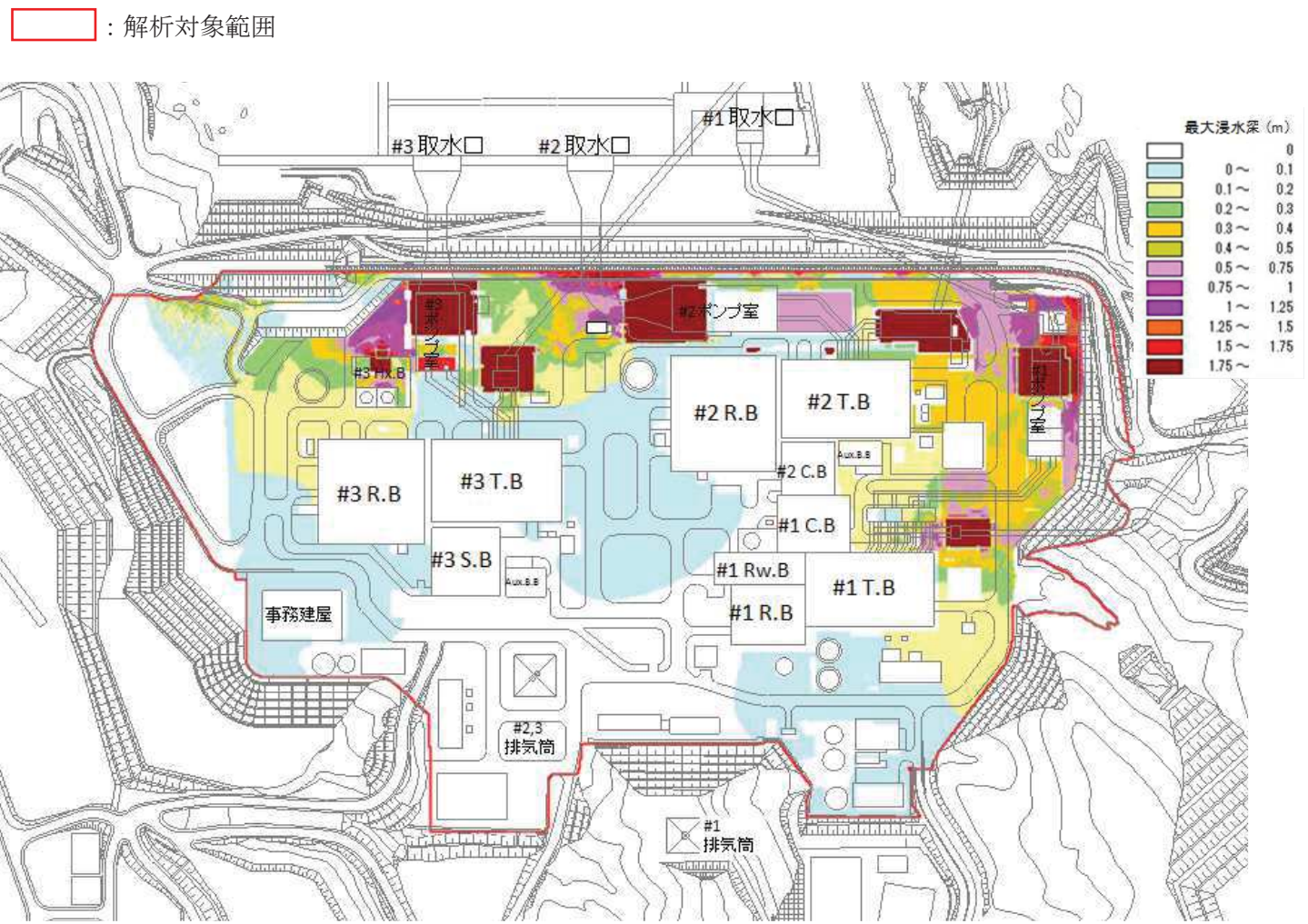
注) 図上の津波水位は、T.P. 表示。  
 T.P. 32.22m=O.P. 32.96m (O.P. ±0.0m=T.P. -0.74m)  
 なお、同地震に伴い発電所敷地は10cm隆起している。

補図 2-1 敷地前面 (防潮堤前面) 最高水位地点 (最大水位上昇量分布)



注) 図上の津波水位は、T.P. 表示。  
 T.P. 32.22m=O.P. 32.96m (O.P. ±0.0m=T.P. -0.74m)  
 なお、同地震に伴い発電所敷地は10cm隆起している。

補図 2-2 敷地前面 (防潮堤前面) 最高水位地点 (水位時刻歴波形)



補図 2-3 0. P. 33. 9m 津波による敷地内最大浸水深分布

## 5. 解析コードの妥当性について

解析コードには、鹿島建設（株）・中部大学が開発した「都市型水害予測解析システム（Ver1.2）」を使用している。本システムは、治水対策等への適用実績<sup>※1</sup>がある都市部における内水氾濫解析コードに、取放水路等を介して海水が構内開口部から溢水する機構を組み込んだものである。

発電所構内を想定した模型に正弦波を入射させた（補図 3-1）水理模型実験による検証<sup>※2</sup>がなされている。

補図 3-1 に示す陸域部を完全にドライとした実験の場合では、氾濫水の先端が底面の不陸及び表面張力の影響を強く受け、再現計算の精度を検証する上でその取り扱いが困難になる。不陸、表面張力の影響を最小限とするよう陸域部の初期状態をウェットとした場合の実験では、実験値と解析値の水位ピーク時の相対誤差は 4%であり、非常に精度よく再現されている。

また、発電所構内の通常の状態である陸上部の初期状態をドライとした場合においては、底面の不陸等の影響が大きく計算精度はウェットの場合より多少落ちるが、時系列の全般的な傾向は良く再現されていることが確認された（補図 3-2）。

※1：武田 誠，森田 豊，松尾 直規：下水道システムを考慮した氾濫解析の治水対策への適用，水工学論文集，第 51 巻，pp.529-534，2007

※2：高橋俊彦，福山貴子，新保裕美，秋山義信，田中昌宏，池谷毅：津波氾濫シミュレーションの水理模型実験による検証，土木学会論文集 B3（海洋開発），69 巻，1 号，pp.22-32，2013（詳細は下図）





## 津波高さが O. P. 33. 9m を超過した場合の事故シナリオについて

本津波 PRA においては、O. P. 33. 9m を超過する津波が敷地及び建屋内に流入した場合に起因事象「敷地及び建屋内浸水」が発生し、炉心損傷に至ると想定している。ここでは、O. P. 33. 9m を超過する津波が敷地及び建屋内へ浸水が始まった以降の事故シナリオについて検討した。

### 1. 事故シナリオの分析

#### (1) 屋外設備の機能喪失による影響

O. P. 33. 9m を超過する津波が発生した場合、敷地内浸水により、起因事象対象設備（起動変圧器、RSW/HPSW ポンプ及び燃料移送ポンプ）は没水により機能喪失することとなる。このため、起動変圧器の機能喪失により外部電源が喪失するとともに、RSW/HPSW ポンプ及び燃料移送ポンプの機能喪失に伴い、非常用ディーゼル発電機及び HPCS 系ディーゼル発電機が機能喪失するため、全交流動力電源喪失となる。

#### (2) 原子炉建屋及び制御建屋内設備の機能喪失による影響

O. P. 33. 9m を超える津波による敷地内の浸水を想定すると屋外設備の機能喪失及び原子炉建屋への浸水による様々な緩和設備に対する影響が想定される。こうした O. P. 33. 9m を超える津波として申請時点の敷地状況及び津波防護設備の設計（現在よりも防潮壁が 1m 低く保守的な条件）を基とした敷地内氾濫解析を用い、津波の規模として、①O. P. 33. 9m～35. 2m（建屋内浸水による RCIC が機能喪失しない範囲）、②O. P. 35. 2m～38. 6m（空調ルーバからの浸水が限定される範囲）及び③O. P. 38. 6m～（空調ルーバからの大規模な浸水が想定される範囲）の 3 通りについて事故シナリオの分析を行った。

津波高さが O. P. 38. 6m 以下の場合、全ての建屋外壁扉を閉めた状態では、原子炉建屋付属棟への空調ルーバからの浸水のみとなることから、炉心損傷回避のために必要となる機器が機能喪失せず、事故シーケンスとしては長期 TB に整理されることから、外壁扉が誤開放している場合について検討した。

以下に、プラントの対応性について示す。

#### ①津波高さ O. P. 33. 9m～35. 2m の場合

##### a. 浸水経路特定結果

##### 【原子炉建屋】

大物搬入口脇の外壁扉からの浸水を想定した場合、RCIC 関連設備（全交流動力電源喪失時に期待できる緩和系）のあるエリアへは流入しない。

##### 【原子炉建屋付属棟】

建屋北東側の外壁扉からの浸水を想定した場合、1F のほぼ全域が浸水し、貫通部、階段室、EV 室等から B1F、B2F、B3F に流下し各フロアの全域が浸

水するが、RCIC 関連設備の設置が無く、原子炉建屋への流入経路も存在しない。

**【制御建屋】**

建屋南側の外壁扉からの浸水を想定した場合、1F 共通エリアから階段室を經由して B2F の空調機械 (B) 室側が浸水するが、RCIC 関連設備は機能喪失しない。

b. 機器没水評価及び事故シーケンス評価結果

評価の結果、直流電源及び RCIC は建屋内浸水により機能喪失しないため、津波高さ O. P. 33. 9m～35. 2m における原子炉建屋への浸水が発生した場合の事故シーケンスは長期 TB に整理される。

②津波高さ O. P. 35. 2m～38. 6m の場合

a. 浸水経路特定結果

**【原子炉建屋】**

大物搬入口脇の外壁扉から浸水を想定した場合、浸水量が極めて多いため、原子炉水位計、RCIC ポンプ及びタービン、RCIC MCC 等が没水する。

**【原子炉建屋付属棟】**

建屋北東側の外壁扉と、M2F の空調ルーバからの浸水を想定した場合、浸水経路は津波高さ O. P. 33. 9m～35. 2m と同様となり、炉心損傷回避のために必要となる機器が機能喪失することはない。

**【制御建屋】**

建屋南側の外壁扉からの浸水を想定した場合、海水流入により 1F 共通エリア全域が浸水し、階段室からの流下によって B2F, B3F 全域が浸水するが、直流電源関連機器がある B1F は浸水しないため、機能喪失しない。

b. 機器没水評価及び事故シーケンス評価結果

評価の結果、直流電源の系統機能が維持される一方で、RCIC については主要な機器類が同時に没水するため機能喪失することとなった。よって、津波高さ O. P. 35. 2m～38. 6m については、RCIC が機能喪失することとなるため、事故シーケンスは TBU に整理される。

③津波高さ O. P. 38. 6m～の場合

津波高さが O. P. 38. 6m を越える場合、建屋外壁扉の開閉状態に因らず、「防潮堤機能喪失」により敷地及び建屋内へ津波が浸水し、外部電源、非常用電源、非常用炉心冷却系等、広範な緩和設備が喪失するため直接炉心損傷に至る。



2. 津波高さが O.P. 33.9m を超過した場合の事故シナリオの取り扱い

O.P. 33.9m を超える津波を詳細化することで抽出される事故シーケンスの炉心損傷頻度は、 $10^{-7}$  オーダーであり、かつ、全炉心損傷頻度に占める割合は 1%未満となる。

O.P. 33.9m を超える津波で抽出される事故シーケンスは内部事象 PRA で抽出される事故シーケンス（長期 TB 及び TBU）であり、その影響は同等となる。

したがって、O.P. 33.9m を超える津波については、O.P. 38.6m を超える津波において発生が想定される「複数の緩和機能喪失」にて代表させている。（表 1 参照）

表 1 事故シーケンスの整理結果

津波高さ	建屋外壁扉/開	建屋外壁扉/閉	津波 PRA の整理
～O.P. 29m	(内部事象 PRA と同様)		内部事象 PRA
O.P. 29m～33.9m	(地震 PRA と同様) <sup>※</sup>		地震 PRA <sup>※</sup>
O.P. 33.9m～35.2m	長期 TB	長期 TB	複数の緩和機能喪失
O.P. 35.2m～38.6m	TBU	長期 TB	
O.P. 38.6m～	防潮堤機能喪失		

※ 外部電源喪失が発生するが緩和設備は全て健全（添付資料参照）であるため、地震による外部電源喪失と緩和設備のランダム故障の組合せによる炉心損傷シーケンスと同等であることから、地震 PRA に包含される。

以上

津波 PRA における評価対象設備の津波への耐性評価について

## 1. はじめに

津波 PRA の評価対象設備は内部事象 PRA の評価対象とした設備の他，防潮堤，防潮壁等の止水対策を選定している。その評価対象設備のうち，年超過確率が  $10^{-7}$  オーダーである津波高さ O. P. 33. 9m の敷地内氾濫解析結果に基づき，津波の影響を直接受ける設備について，津波への耐性を確認する設備として抽出した（表 1 参照）。

津波 PRA の評価対象設備の津波に対する耐性評価結果は表 2 のとおりであり，津波 PRA の評価対象設備から抽出した全ての設備について津波高さ O. P. 33. 9m までは機能維持することを確認した。

設備毎の耐性評価の方法及びその結果については，「2. 耐性確認結果」に示す。

表 1 津波 PRA の評価対象設備のうち津波への耐性を確認する設備の抽出

No.	津波 PRA の評価対象設備			抽出結果
	設備名称	設置場所	設置高さ (O.P.)	
1	起動変圧器	屋外	14.0m <sup>※</sup>	対象外 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が基礎高さを越えないため)
2	RSW ポンプ	屋外	14.4m <sup>※</sup>	対象外 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が浸水防止壁を越えないため)
3	防潮堤	屋外	—	対象
4	防潮壁	屋外	—	対象
5	浸水防止壁	屋外	—	対象
6	建屋止水対策	屋外	—	対象
7	原子炉建屋	—	—	対象
8	原子炉建屋外壁扉	R/B	—	対象 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が建屋のカーブ高さを越えないため津波の影響を直接受けないが、自主的な安全性向上の観点から水密扉を設置するため、津波への耐性を確認する)
9	制御建屋	—	—	対象
10	制御建屋外壁扉	C/B	—	対象 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が建屋のカーブ高さを越えないため津波の影響を直接受けないが、自主的な安全性向上の観点から水密扉を設置するため、津波への耐性を確認する)
11	スクラム系	R/B	5.0m	対象外 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が建屋のカーブ高さを越えないため)
12	HPCS	R/B	-9.1m	
13	RCIC	R/B	-9.1m	
14	LPCS	R/B	-9.1m	
15	RHR(LPCI)	R/B	-9.1m	
16	CST	屋外	—	対象
17	直流電源系統	C/B	7.0m	対象外 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が建屋のカーブ高さを越えないため)
18	燃料移送ポンプ (軽油タンク設置エリア)	屋外	16.0m <sup>※</sup>	対象
19	非常用交流電源系統	R/B	14.0m	対象外 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が建屋のカーブ高さを越えないため)
20	RSW/HPSW	R/B	-9.1m	
21	HPSW ポンプ	屋外	14.4m <sup>※</sup>	対象外 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が浸水防止壁を越えないため)
22	RCW/HPCW	R/B	-9.1m	対象外 (津波高さ O.P. 33.9m 以下では、敷地に浸水した津波が建屋のカーブ高さを越えないため)

※機能喪失する高さ

表 2 津波 PRA における評価対象設備の津波への耐性評価結果

設備名称	確認結果※
防潮堤	津波高さ : 0.P. 41.7m (HCLPF 値)
防潮壁	津波高さ : 0.P. 33.9m
浸水防止壁	津波高さ : 0.P. 33.9m
建屋止水対策	津波高さ : 0.P. 38.6m
原子炉建屋	津波高さ : 0.P. 38.6m
制御建屋	津波高さ : 0.P. 38.6m
建屋水密扉	津波高さ : 0.P. 38.6m
CST	津波高さ : 0.P. 38.6m
燃料移送ポンプ (軽油タンク設置エリア)	津波高さ : 0.P. 33.9m

※ 敷地内氾濫解析結果で得られた最大浸水深は図 1, 図 2 参照

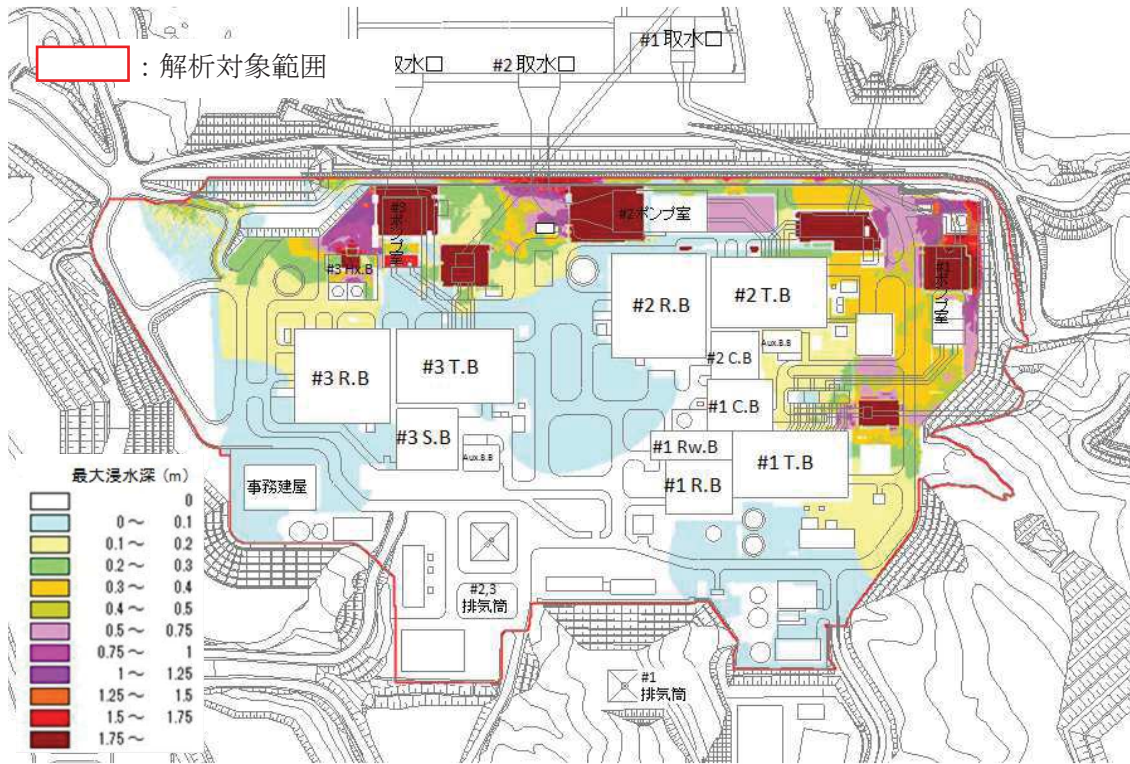


図1 0.P. 33.9m 津波による敷地内最大浸水深分布

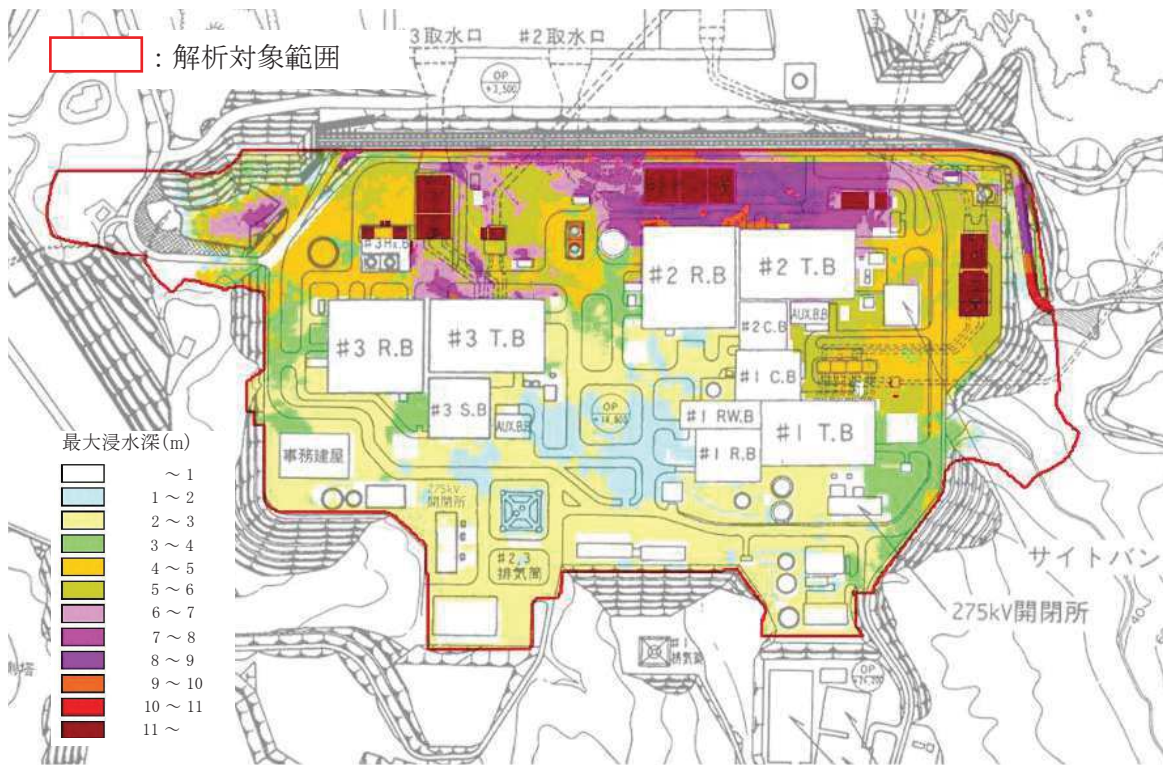


図2 0.P. 38.6m 津波による敷地内最大浸水深分布

## 2. 耐性確認結果

### (1) 防潮堤（別紙 3.2.2.c-2 再掲）

#### a. 評価方法

防潮堤の機能が喪失する津波高さの限界を評価するため、「日本原子力学会標準：原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準（2011年，日本原子力学会）」等を参照し，防潮堤の脆弱性評価を行った。評価手順を図 1-1 に示す。

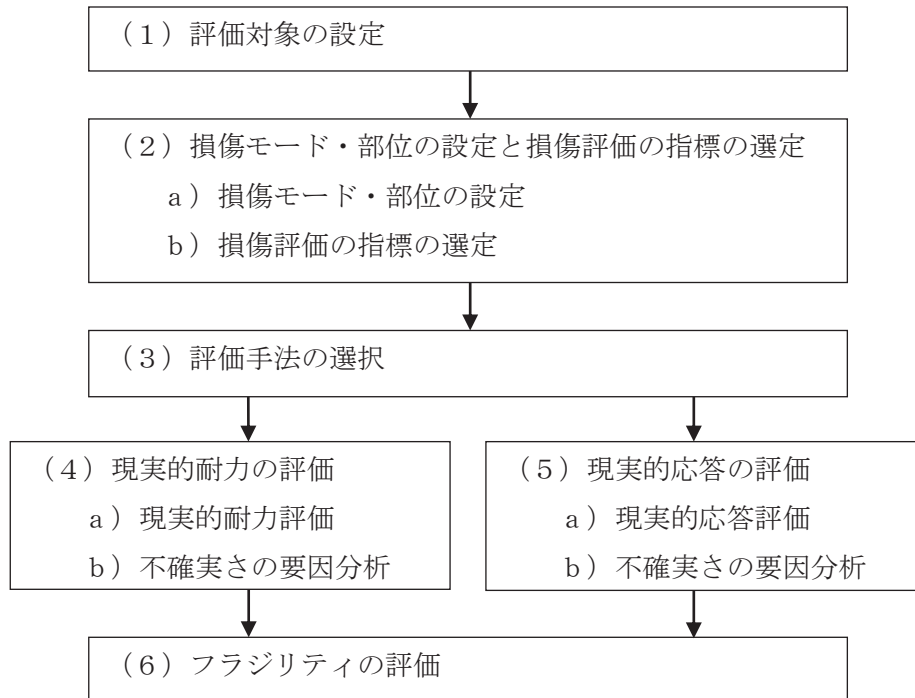


図 1-1 フラジリティ評価手順



## b. 評価条件

防潮堤の津波に対する耐性については、設置許可基準規則第5条（津波による損傷の防止）に対する適合性に関する評価において確認している（別添資料1「耐津波設計方針について」添付資料24「防潮堤の設計方針及び構造成立性評価結果について」）。

上記評価において、保守的に設定した津波高さ O.P. +29.0m による津波波力に対して最も裕度が小さい断面と支配的な損傷部位・損傷モードを抽出した結果、鋼管式鉛直壁（一般部：長杭）の背面補強工上面位置（O.P. +18.5m）での曲げ圧縮損傷が支配的となった。これに着目し、片持ち梁モデルによる発生曲げモーメント（現実的応答）と全塑性モーメント（現実的耐力）を算定することで、 fragility 評価を行った（図1-2）。

現実的応答と現実的耐力の評価において考慮した不確かさ要因を表1-1に、津波波圧の算定方法を図1-3に示す。

なお、本評価においては、押し波（海側から防潮堤に津波が作用する場合）を対象に津波波圧を算定しており、浸水深の基準面を O.P. +2.5m としている。引き波（陸側から防潮堤に津波が作用する場合）の場合には、浸水深の基準面が O.P. +13.8m と高くなり、津波波圧が押し波よりも小さくなることから、引き波の影響も包含した評価条件となっている。

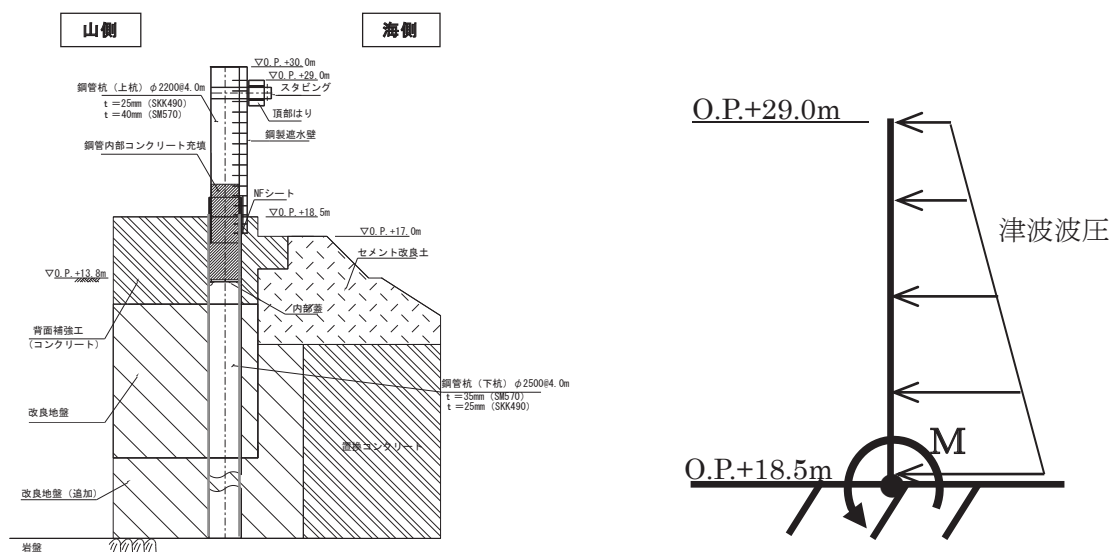


図1-2 評価断面図と評価モデル（鋼管式鉛直壁（一般部：長杭））



表 1-1 考慮する不確実さ要因

損傷モード	評価項目	一般的な不確実さ要因	
		偶然的な不確実さ	認識論的不確実さ
波力	耐力評価	鋼管杭の全塑性モーメント算定時の降伏強度 <sup>※1</sup> 平均値/基準値=1.23 標準偏差=0.10	$c\beta^e = 0.15^{※3}$
	応答評価	津波波圧算定時の水深係数 $\alpha$ <sup>※2</sup> 平均値=1.15 標準偏差=0.10	

※1 独立行政法人土木研究所（2009）：鋼道路橋の部分係数設計法に関する検討

※2 大村英昭，尾崎充弘，平田一穂，秋山義信，岩前伸幸，池谷毅（2014）：波形特性を再現した防潮堤に作用する津波波力実験，土木学会論文集 B3（海洋開発）Vol. 70, No. 2, I\_432－I\_437

※3 R.P.Kennedy and M.K.Ravindra（1984）：Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies, Nuclear Engineering and Design, Vol. 79, pp. 47-68

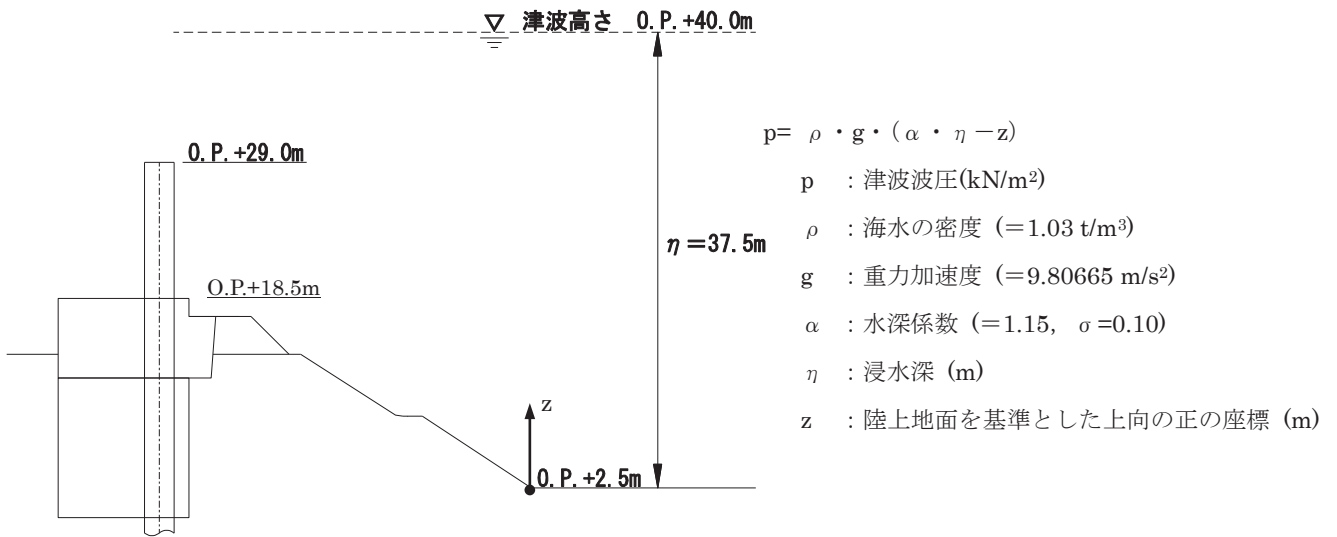


図 1-3 津波波圧の算定方法（津波高さ O.P.+40m の場合）

c. 評価結果

4 種類の津波高さ (O.P. 40m, 45m, 50m, 60m) に対する現実的応答 (発生曲げモーメント) と現実的耐力 (全塑性モーメント) の算定結果を図 1-4 に示す。

ここで、現実的応答については、各津波高さによる津波波圧 (表 1-1 及び図 1-3 に基づき水深係数  $\alpha$  (平均値=1.15, 標準偏差=0.10) より設定) が作用した場合の鋼管杭 (評価部位) の発生曲げモーメントの確率密度を対数正規分布により近似した。また、現実的耐力については、鋼管杭 (評価部位) の降伏強度の不確かさ (表 1-1 より設定) を考慮し、「道路橋示方書・同解説 IV 下部構造編 (日本道路協会)」に基づく全塑性モーメントの確率密度を対数正規分布により近似した。

上記により離散的に求めた防潮堤の損傷確率 (現実的応答が現実的耐力を超過する確率) について、津波高さと損傷確率の関係として対数正規分布により近似したフラジリティ曲線の算定結果を図 1-5 に示す。

評価の結果、50%信頼度フラジリティ曲線の損傷確率の中央値の津波高さは 67.9m となり、HCLPF 値は 41.7m となった。

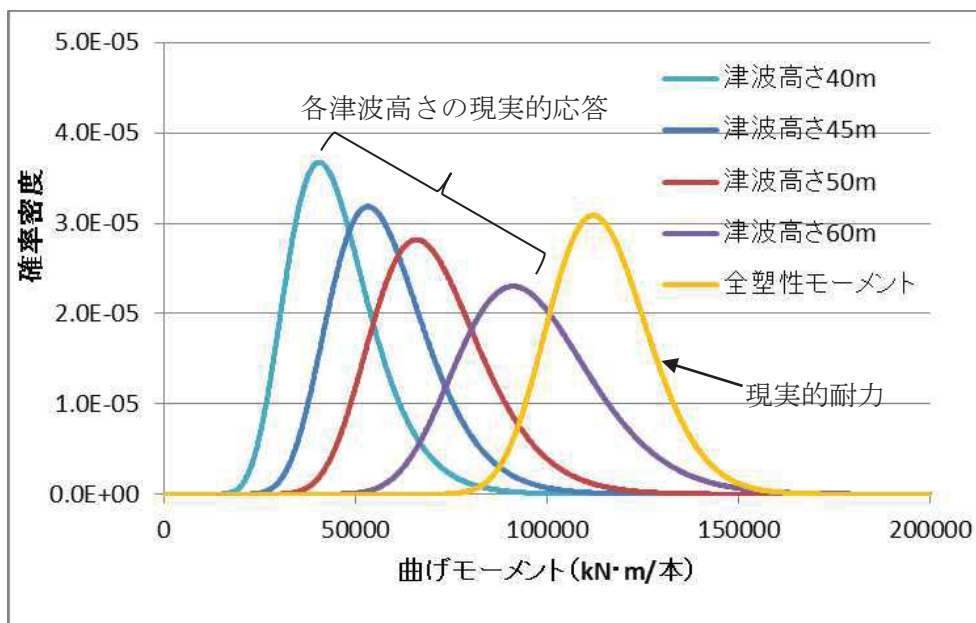
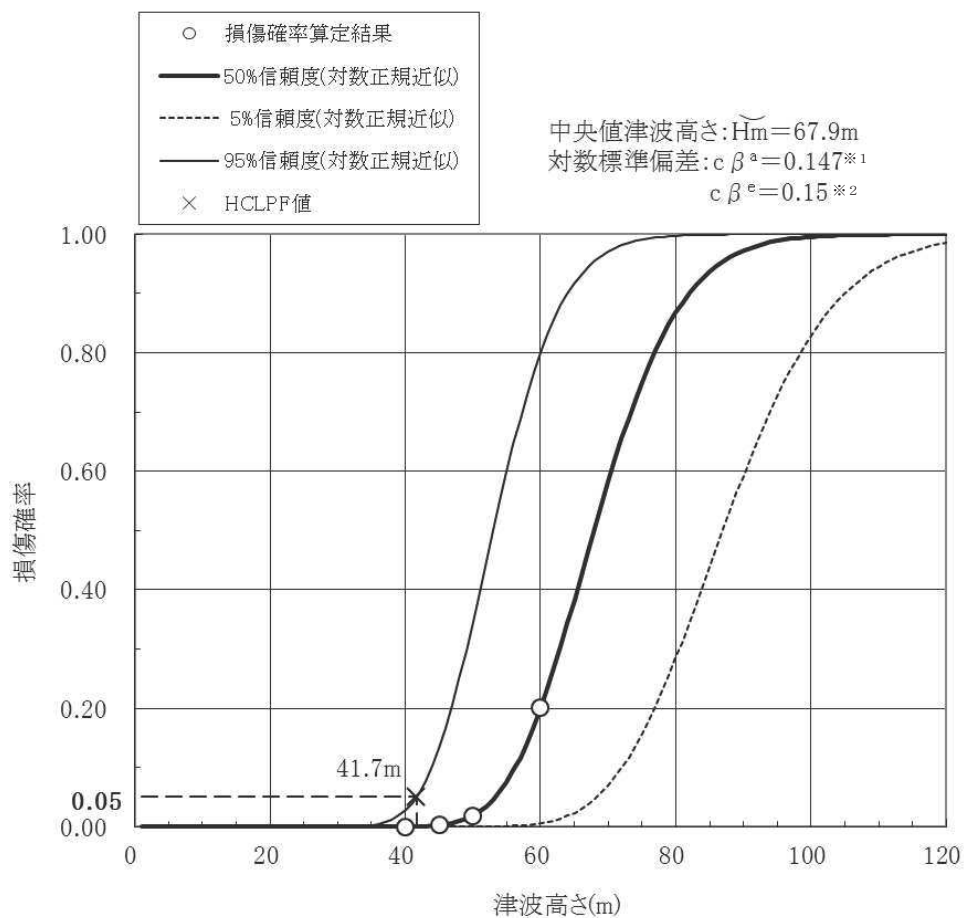


図 1-4 現実的応答と現実的耐力の算定結果



津波高さ(m)	40	45	50	60
損傷確率	3.4E-04	3.0E-03	1.8E-02	2.0E-01

※1  $c\beta^a$ は近似した fragility 曲線から得られる偶然的な不確かさ要因の対数標準偏差を示したものである (fragility 曲線の傾きが緩やかな場合に  $c\beta^a$  が大きくなる)。

※2  $c\beta^e$ は表 1-1 に示した認識論的不確かさ要因の対数標準偏差 ( $c\beta^e$  が大きくなると fragility 曲線の信頼度の幅 (5%信頼度曲線と 95%信頼度曲線の離隔) が大きくなる)。

図 1-5 近似した fragility 曲線の算定結果

## (2) 防潮壁

### a. 評価方法

防潮壁は、平成 30 年 7 月 10 日の審査会合を踏まえ、構造形式を変更する方針としており、変更後の構造は、鋼製遮水壁（鋼桁）、鋼製遮水壁（鋼板）、鋼製扉及び RC 遮水壁の 4 種類に大別される。

解析は、上部工の形状や構成部材を考慮し、上部工—下部工（杭）—地盤を連成させてモデル化するとともに、上部工に津波荷重（静水圧）を載荷させ、津波時の応答を評価する方針である。解析モデルのイメージを図 2-1 に示す。

ここでは、O.P. +33.9m の津波に対する防潮壁の耐性を評価する。

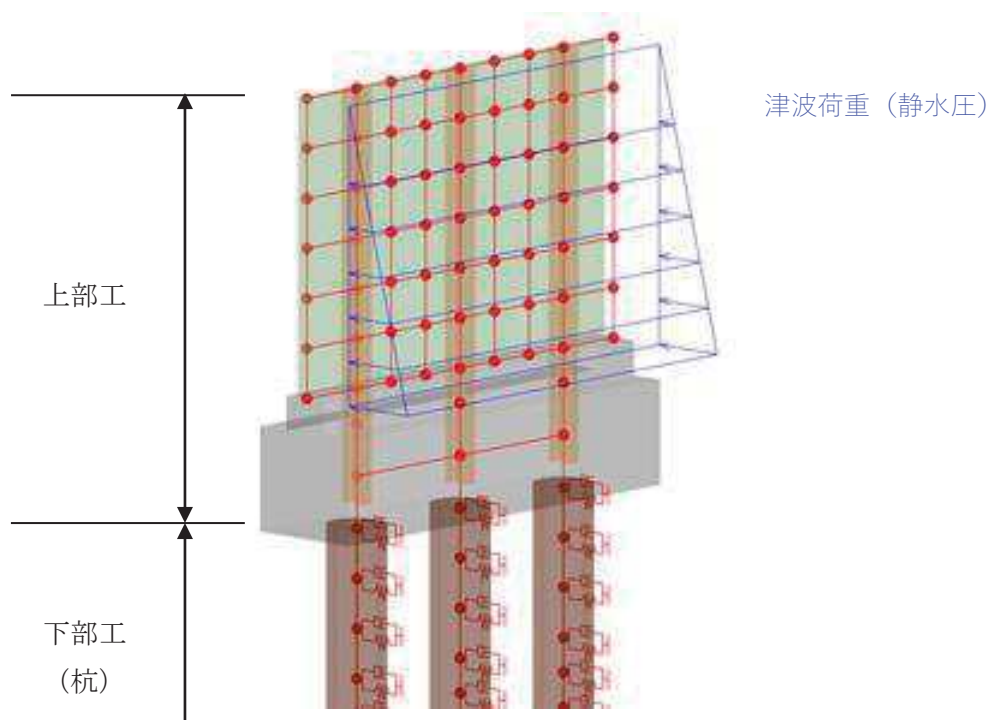


図 2-1 解析モデルのイメージ

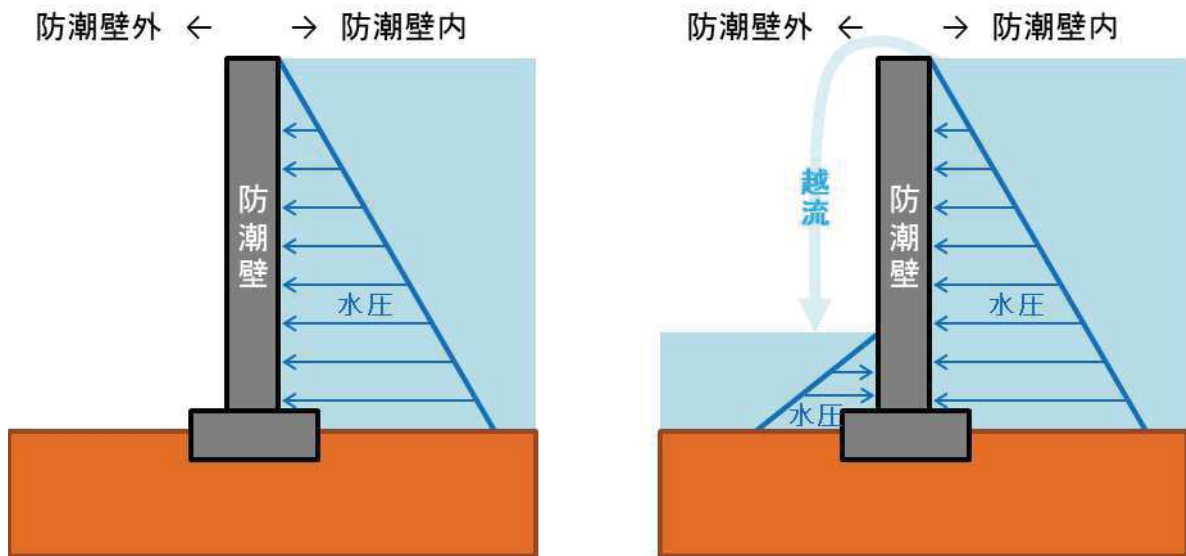
### b. 評価結果

上記のとおり防潮壁は構造形式を変更する方針であり、現在設計中であるが、防潮壁天端までの静水圧に対し構造健全性及び止水性を保持する設計とする（図 2-2 ①に示す状態での耐性を確保する）。

防潮堤又は防潮壁を越流して敷地に浸水を考慮する場合、防潮壁の外側からの津波荷重は、防潮壁内側からの津波荷重を打ち消す方向に働く（図 2-2 ②に示す状態での耐性を確保する）。

よって、防潮壁天端（内側）までの津波荷重に対し耐性を保持する設計とすることにより、O.P. +33.9m の津波に対しても防潮壁の耐性を確保できる。

なお、設計変更前の評価方法および評価結果を、以下に参考として示す。



① 防潮壁内の水位が天端まで上がっても、水圧に対して防潮壁の耐性は確保される設計となっている。

② 防潮壁から越流したとしても、防潮壁外側の津波荷重は、防潮壁内側の津波荷重を打ち消す方向に働くため、防潮壁の耐性に問題はない。

図 2-2 越流津波に対する防潮壁の耐性のイメージ

### 設計変更前の防潮壁の耐性評価

#### a. 評価方法

防潮壁は、津波が取水路から浸入する海水が敷地内に溢水することを防止する施設であるため、当該施設の設置位置における津波高さでの波力に対して防潮壁を構成する各部材（遮水板、支柱、フーチング、杭基礎）が損傷しないように部材仕様を決定する。なお、津波の繰り返しの襲来に備え、併せて機能を保持する必要があることから、部材が弾性域を確保するように設計を実施する。

防潮壁の津波による荷重作用時の評価フローを図 2-3 に示す。

以下、一例として、2号炉海水ポンプ室遮水板の評価結果を示す。

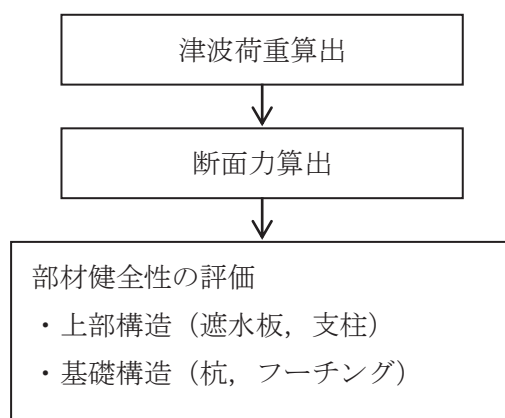


図 2-3 2号海水ポンプ室防潮壁の津波時評価フロー

#### b. 評価結果

##### (a) 遮水板

##### ① 検討手順

遮水板のうち静水圧が最も大きくなる最下部を対象として、津波に対する部材検討性を確認する。健全性は許容応力度法により応力度の評価を行う。

##### ② 設計で考慮する荷重

遮水板は両端を支柱で支持された単純梁として検討する。設計で考慮する静水圧の概要を図 2-4、表 2-1 に示す。

##### ③ 照査

照査結果を表 2-2 に示す。遮水板について、全ての項目で許容値以下となることを確認した。

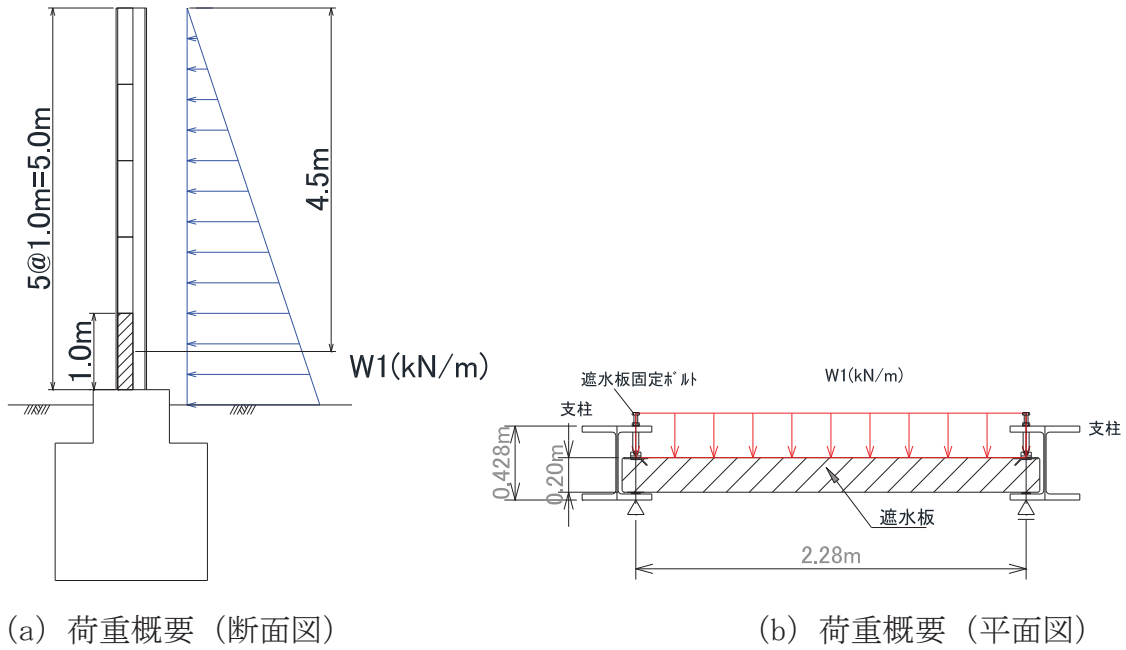


図 2-4 荷重概要図

表 2-1 遮水板に作用する静水圧

静水圧 W1 (kN/m)
45.45

表 2-2 遮水板の応力度照査結果

(単位 : N/mm<sup>2</sup>)

曲げモーメント				せん断力	
曲げ圧縮応力度		曲げ引張応力度		コンクリートのせん断応力度	
発生値	許容値	発生値	許容値	発生値	許容値
13.5	34.5	発生しない	3.0	0.26	1.0



(3) 浸水防止壁

浸水防止壁は、地震による屋外タンクの破損による溢水及び基準津波襲来時に伴う補機冷却海水系放水路からの一次的な溢水が補機ポンプエリアに侵入することを防止する施設である。設置概要を図 3-1 及び図 3-2 に示す。また、設計条件を表 3-1 に示す。

表 3-1 浸水防止壁 設計条件まとめ表

耐震設計	耐震 S クラス	
設置高さ	補機ポンプエリア基礎上端より浸水防止壁を 0.4m の高さで設置	
荷重条件	地震時	常時荷重 (自重) + 地震荷重 (基準地震動 $S_s$ )
	津波時	常時荷重 (自重) + 津波荷重 (静水頭 0.4m)
	津波 + 余震重畳時	常時荷重 (自重) + 津波荷重 (静水頭 0.4m) + 余震荷重 $S_d$
	その他自然現象	風荷重及びその他自然現象に伴う荷重について、設備の設置状況、構造 (形状) 等の条件を含めて適切に組合せを考慮する



図 3-1 2号炉海水ポンプ室浸水防止壁の設置概要 (平面図)

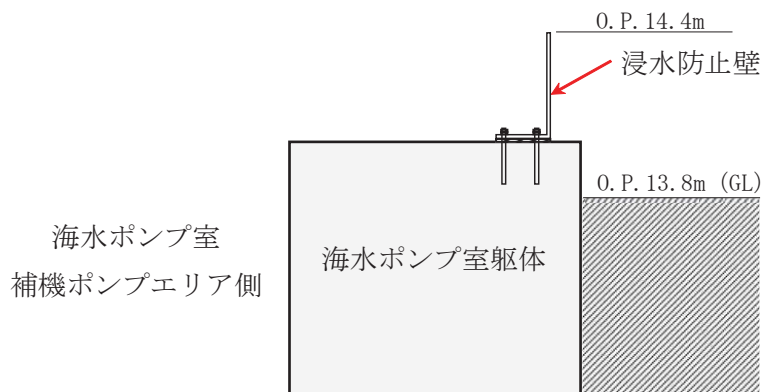


図 3-2 2号炉海水ポンプ室浸水防止壁の設置概要 (A-A 断面図)

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## b. 評価結果

浸水防止壁は、高さ 0.4m（敷地高さ 0.P. 13.8m から高さ 0.6m）の静水圧，基準地震動  $S_s$  による地震荷重及び静水圧＋余震荷重を考慮した設計としており，津波高さ 0.P. 33.9m の敷地内氾濫解析結果から得られる補機ポンプエリアの最大浸水深 0.34m（浸水防止壁への静水圧は 0.14m）が，浸水防止壁の止水性能（0.4m）に包絡されていることを確認した。浸水防止壁の評価結果を表 3-2 に示す。

なお，浸水防止壁は，コンクリートに一定間隔でボルト支持される構造であるため，構造要素を模擬した試供体を代表として作成し，性能確認を実施した。浸水防止壁及びこれらを取り付けるコンクリートで構成される試供体に対し，津波時に想定される余震による荷重をジャッキで負荷した状態（最大変位を与えた状態を模擬）で 0.4m の静水圧に対し漏水しないことを確認した。耐水圧試験の概要を図 3-3 に示す。

表 3-2 止水性能と最大浸水深の比較による評価結果

	止水性能	最大浸水深	評価
浸水防止壁	0.4m	0.14m	○

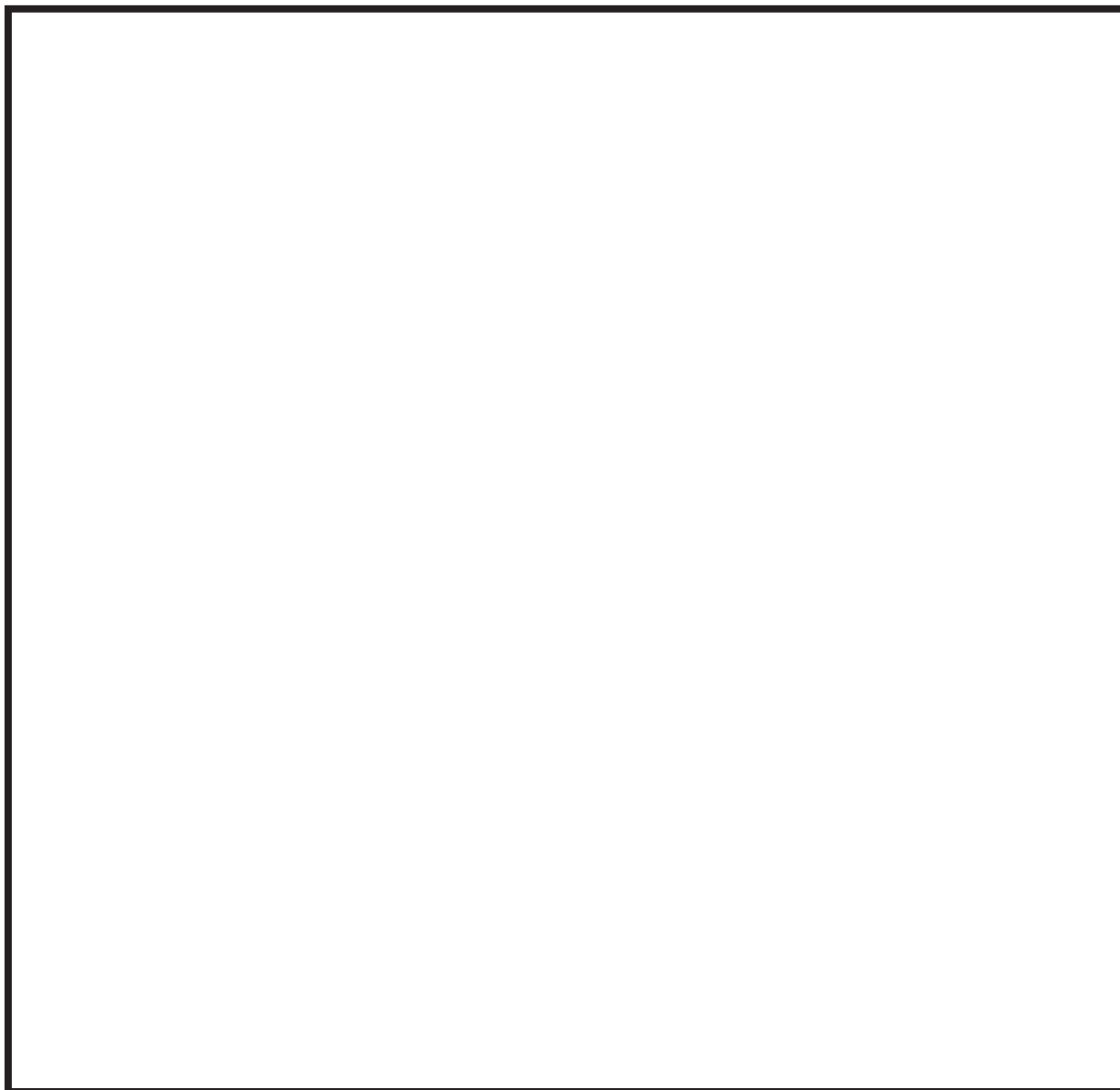


図 3-3 浸水防止壁止水性能試験概要図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

#### (4) 建屋止水対策

##### a. 評価方法

建屋止水対策は、津波高さ 0. P. 38. 6mによる敷地内氾濫解析に基づく浸水深に応じ止水処置を行う方針であり、その止水性能を評価する。

##### b. 評価結果

耐水圧性能を表 4-1, 表 4-2, 構造例を図 4-1, 図 4-2 に示すとおりであり、建屋廻りの浸水深は 2m~13m 程度であることから、貫通孔に作用する水頭に応じた止水処置方法を選定することで、止水性能が維持されることを確認した。(耐水圧性能及び構造例については、設置許可基準規則第 9 条 (溢水による損傷の防止等) に対する適合性 (補足説明資料 16 「止水を期待する設備の止水性能等」) より転載)。

表 4-1 シリコンシールの耐水圧性能 (押え板有り)



図 4-1 シリコンシールの構造例 (押え板有り)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 4-2 シリコンシールの耐水圧性能（押え板無し）


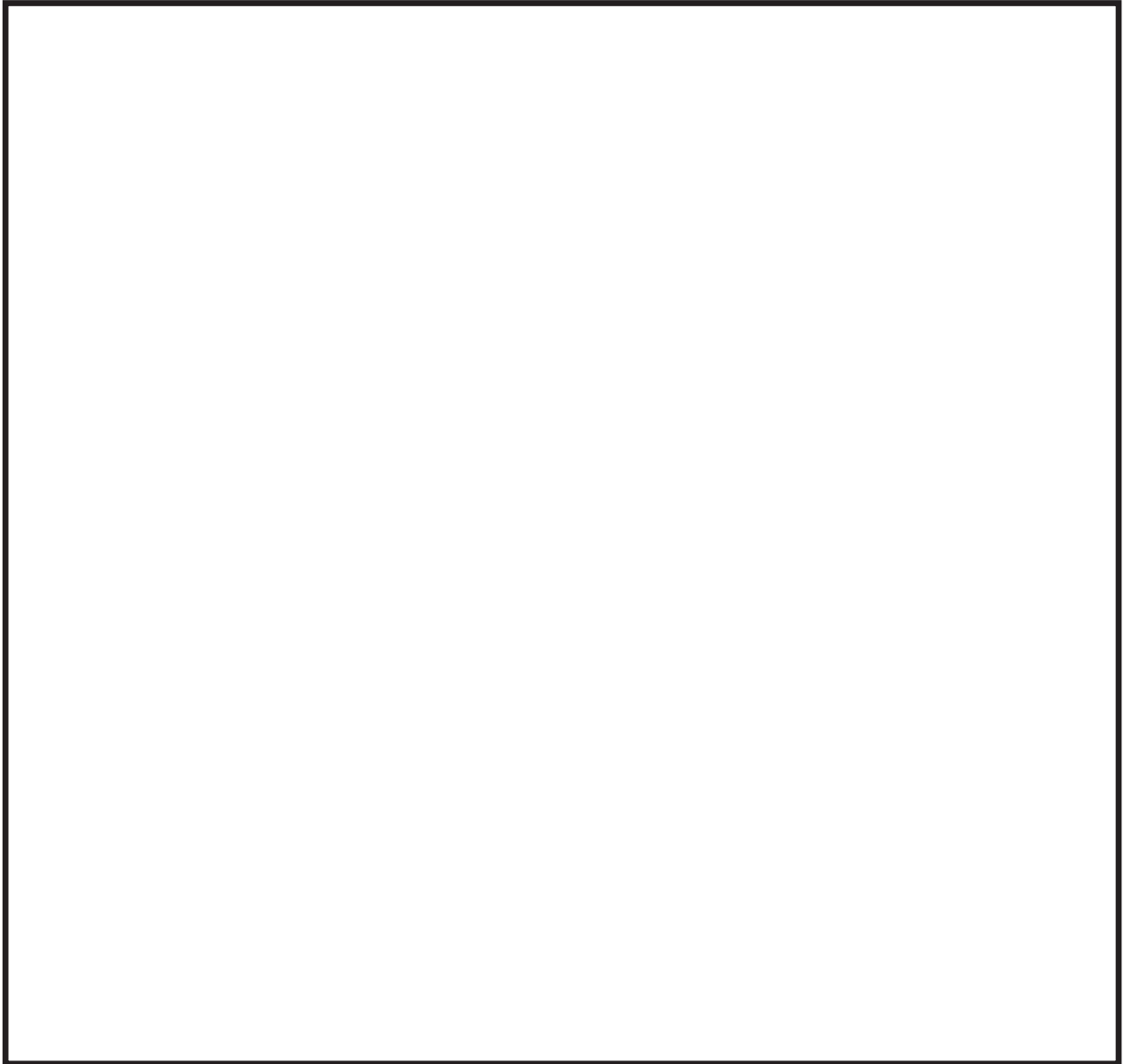


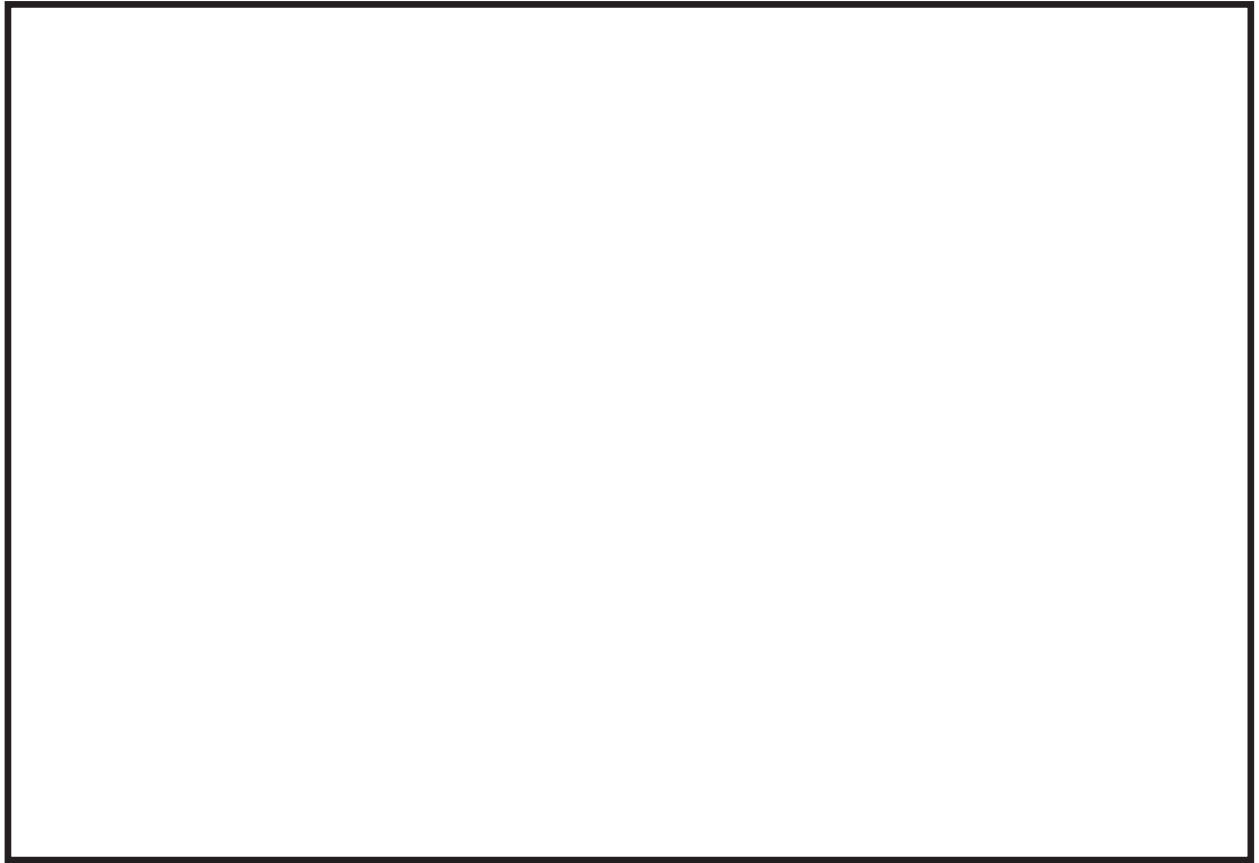
図 4-2 シリコンシールの構造例（押え板無し）

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

なお，耐水圧性能について，下記のとおり耐水圧性能試験を実施し，影響がないことを確認している。シリコンシールの耐水圧性能を表 4-3，表 4-4，試験概要図を図 4-3 に示す。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



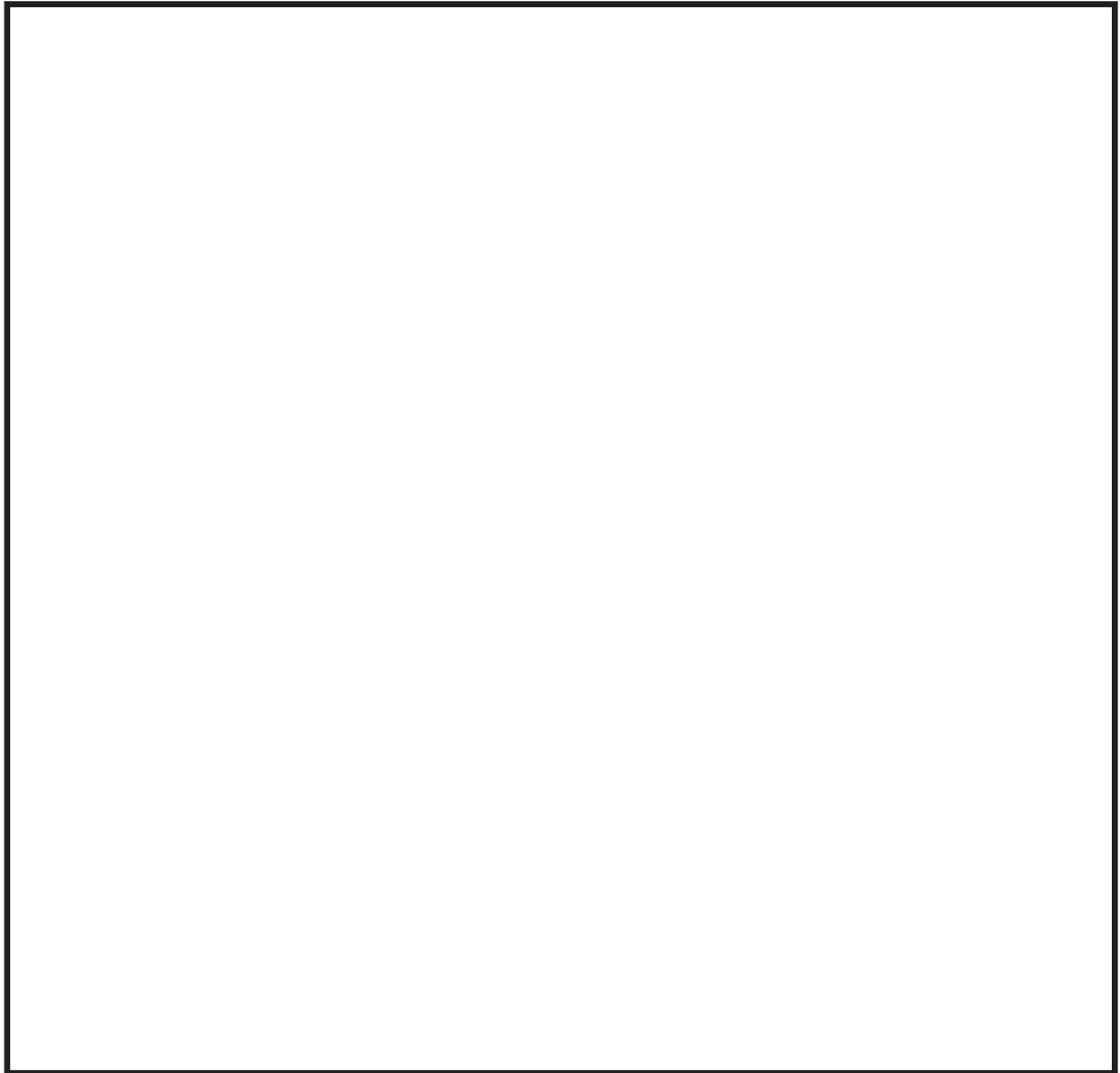


図 4-3 シリコンシールの耐水圧試験概要図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

(5) 原子炉建屋，制御建屋

a. 評価方法

津波高さ 0. P. 38. 6m による敷地内氾濫解析に基づき算定された建屋周辺の最大浸水深および最大流速を用いて，建屋躯体に生じる応力が短期許容応力度以下であることを確認する。

(a) 津波による波圧

地上部の外壁に与える最大波圧 $P_{max}$ の鉛直分布は，有光他（2012）の式を用いて算出する。

$$P_{max} = \rho g \{h_{fmax} - z\} \quad z > h_{ufmax} \quad (1)$$

$$P_{max} = \rho g \{h_{fmax} - z\} + \rho u_{fmax}^2 \quad z < h_{ufmax} \quad (2)$$

ここで，

- $P_{max}$  : 最大波圧 (kN/m<sup>2</sup>)
- $\rho$  : 流体密度 (t/m<sup>3</sup>)
- $g$  : 重力加速度 (m/s<sup>2</sup>)
- $h_{fmax}$  : 最大浸水深 (m)
- $z$  : 地盤面からの高さ (m)
- $h_{ufmax}$  : 最大流速発生時の浸水深 (m)
- $u_{fmax}$  : 最大流速 (m/s)

また，津波高さ 0. P. 38. 6m 時の建屋周辺の氾濫解析結果を表 5-1 に示す。

表 5-1 建屋周辺の氾濫解析結果

建屋	最大浸水深 $h_{fmax}$ (m)	最大流速 $u_{fmax}$ (m/s)	最大流速発生時の 浸水深 $h_{ufmax}$ (m)
原子炉建屋	13. 14	2. 32	3. 21
制御建屋	6. 10	0. 78	5. 08

(b) 応力解析

外壁の応力解析モデルは，各階の外壁を単位幅の梁とみなした連梁モデルとし，(a) において算定した荷重を当該箇所作用させ発生応力を算定する。

連梁モデルの概念図を図 5-1 に示す。

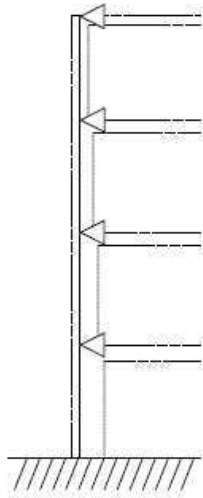


図 5-1 連梁モデルの概念図

(c) 許容応力度

材料の許容応力度は短期許容応力度を採用することとし，その値を表 5-2 に示す。コンクリート強度は，地震 PRA 等で用いている実強度とし，鉄筋は，F 値を 1.1 倍した値を用いている。

表 5-2 材料の許容応力度

種別	短期		
	圧縮	引張	せん断
コンクリート	35.0	-	1.52
鉄筋	379.5	379.5	345

b. 評価結果

評価結果を表 5-3 に示す。津波時に生じる建屋外壁の配筋検定比（必要鉄筋量／存在鉄筋量）および面外せん断力に対する検定比が 1.0 を下回ることを確認した。

表 5-3 評価結果（検定比）

建屋	配筋検定比	面外せん断力
原子炉建屋	0.97	0.81
制御建屋	0.68	0.51

## (6) 建屋水密扉

### a. 評価方法

建屋水密扉は、津波高さ O.P. 38.6m による敷地内氾濫解析結果に基づく、各建屋、壁の位置（または、それを包絡する近傍の位置）における最大浸水深に対する静水圧に耐える設計とする方針であり、その止水性能を評価する。

### b. 評価結果

建屋水密扉の材料は鋼製とし、扉枠は建屋の床及び壁に支持する。また、扉締付装置で扉、パッキン、扉枠を密着させることにより水密性を確保する。津波高さ O.P. 38.6m による敷地内氾濫解析結果による浸水深から建屋水密扉に作用する設計用荷重（静水圧）の算出を行い、その荷重に応じた構造とし、止水性能はモックアップ試験により確認する。

(7) 復水貯蔵タンク

a. 評価方法

津波高さ 0. P. 38. 6mによる氾濫解析結果から、復水貯蔵タンク外周部に作用する津波荷重（静水圧）による発生応力が、タンク各部位の許容応力を下回ることを確認するため、解析コード（MSC Nastran）を使用し有限要素法（FEM）による静的解析を行う。解析モデルの概要図を図 7-1 に示す。

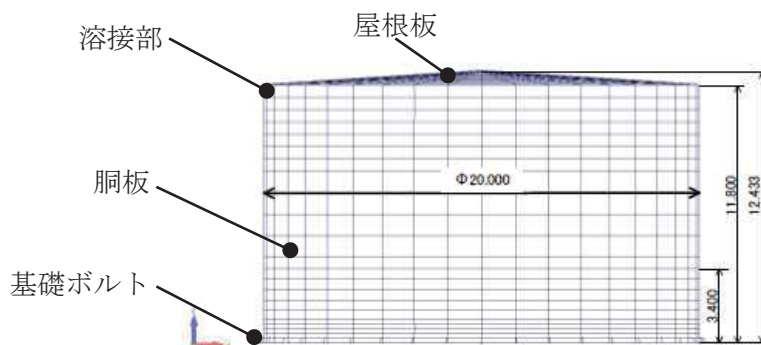


図 7-1 復水貯蔵タンク 解析モデル概要図（単位：m）

b. 評価結果

津波による発生応力に対して、各部位が耐性を有していることを確認した。

評価部位	応力分類	発生応力	許容応力	評価
屋根板	一次一般膜応力	39 (N/mm <sup>2</sup> )	287 (N/mm <sup>2</sup> )	○
胴板	一次一般膜応力	62 (N/mm <sup>2</sup> )	287 (N/mm <sup>2</sup> )	○
溶接部	一次膜＋一次曲げ応力	8 (N/mm <sup>2</sup> )	193 (N/mm <sup>2</sup> )	○
基礎ボルト	引張り	83 (N/mm <sup>2</sup> )	421 (N/mm <sup>2</sup> )	○
	せん断	33 (N/mm <sup>2</sup> )	324 (N/mm <sup>2</sup> )	○

評価部位	応力分類	算出値	許容値	評価
胴板（座屈）	圧縮と曲げの組合せ	0.45※	1	○

※ JEAC4601-2008（式 4.2.3.1-1）座屈評価の不等式  $\frac{\sigma_B (P/A)}{f_c} + \frac{\sigma_B (M/Z)}{f_b} \leq 1$  から求める算出値

(8) 燃料移送ポンプ（軽油タンク設置エリア）

a. 評価方法

(a) 評価対象の選定

燃料移送ポンプは地下ピット内に設置されており，地上部との貫通部または開口部からの浸水により機能喪失が想定されるため，評価対象は軽油タンク地下ピットと地上部との貫通部および開口部，マンホール類とする。軽油タンク地下ピットの設置概要を図 8-1 に示す。

(b) 評価手順

耐水圧試験により確認した貫通部及びマンホール類の止水性能と，津波高さ O.P. 33.9m による敷地内氾濫解析に基づく軽油タンク設置エリアの最大浸水深 0.3m を比較し，止水性能が最大浸水深を上回ることを確認する。また，ダクト管には地上面に開口部があるため，開口部下端高さと最大浸水深を比較し，開口部下端高さが最大浸水深を上回ることを確認する。

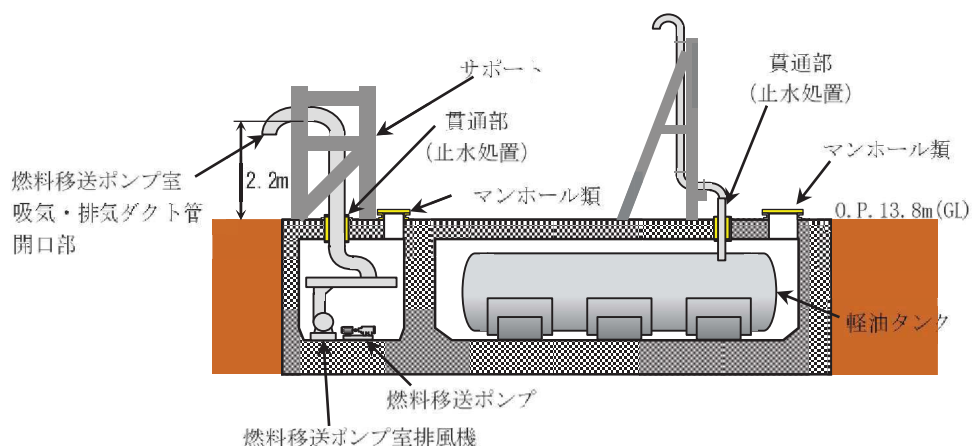


図 8-1 2号炉 軽油タンク地下ピット概略図（断面図）

b. 評価結果

評価結果を表 8-1 に示す。耐水圧試験により確認された貫通部ならびにマンホール類の止水性能と、敷地内氾濫解析結果から算出される軽油タンク設置エリアの最大浸水深を比較し、止水性能が最大浸水深を上回ることを確認した。マンホール類は実機による耐水圧試験を実施している。マンホール類の耐水圧試験概要を図 8-2 に示す。(貫通部の耐水性能について表 4-2 による)

また、ダクト管開口部下端高さとも最大浸水深を比較し、開口部下端高さが最大浸水深を上回ることを確認した。

表 8-1 止水性能と最大浸水深の比較による評価結果一覧

種別	設備名称	止水性能 (m)	最大浸水深 (m)	評価
貫通部	100A 以下	10.0	0.3	○
	125A～500A	5.0		○
ダクト管	燃料移送ポンプ室吸気・吸気ダクト管 (300A)	2.2 <sup>※</sup>		○
マンホール類	燃料移送ポンプ室アクセス用マンホール等	3.0		○
	軽油タンクピット内アクセス用マンホール等		○	

※ 開口部下端の高さを示す。



図 8-2 マンホール類の耐水圧試験概要図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



## 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

### 2.1 高圧・低圧注水機能喪失

#### 2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

##### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」，②「過渡事象＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」，③「手動停止＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」，④「手動停止＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧ECCS失敗」である。

##### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

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

ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧の注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能のみに期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「2.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）＋高圧注水失敗」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作

により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系による格納容器除熱を実施する。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.1.1 図から第 2.1.3 図に、手順の概要を第 2.1.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.1.1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計 30 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長 1 名、発電副長 1 名及び運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 17 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1.5 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30 名で対処可能である。

#### a. 原子炉スクラム確認

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

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

#### b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

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

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

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により必要な電動弁操作（復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作）による系統構成及び復水移送ポンプ1台を追加起動し、2台運転とする。また、原子炉への注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入隔離弁等）が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

d. 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）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（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレーライン洗浄流量）等である。

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

e. 原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.384MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器へのスプレー開始に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器スプレー隔離弁）の開操作及び屋外での手動操作にて格納容器へのスプレー流量調整に必要な手動弁（格納容器スプレー弁）の流量調整操作により大容量送水ポンプ（タイプI）を用いた原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。

原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力、圧力抑制室圧力、原子炉格納容器代替スプレー流量等である。

原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却時に、格納容器圧力が0.284MPa[gage]まで降下した場合又は外部水源注水量限界

(サブプレッションプール水位が通常運転水位+約2m)に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器冷却を停止する。

f. 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱の準備として、格納容器圧力0.384MPa[gage] (0.9 P d) 到達により格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開操作する。

外部水源注水量限界(サブプレッションプール水位が通常運転水位+約2m)に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を停止する。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が0.427MPa[gage] (1 P d) に到達した場合、格納容器一次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、サブプレッションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する。

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室圧力等である。

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)等である。

サブプレッションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等の格納容器ベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室水位である。

以降、炉心冷却は、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水により継続的に行い、また、格納容器の除熱は原子炉格納容器フィルタベント系等により継続的に行う。

## 2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

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

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、冷却材放出(臨界流・差圧流)及びECCS注水(給水系・代替注水設備含む)並び



に原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達，スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R，シビアアクシデント総合解析コードM A A P及び炉心ヒートアップ解析コードC H A S T Eにより原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器温度（以降，格納容器温度とは格納容器気相部の温度を指す。）等の過渡応答を求める。

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

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

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.1.2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能が喪失するものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。

外部電源がある場合，事象発生と同時に原子炉再循環ポンプ（以下「再循環ポンプ」という。）がトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，炉心冷却上厳しくなる。

### b. 重大事故等対策に関連する機器条件

#### (a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

#### (b) A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）（以下「代替原子炉再循環ポンプトリップ機能」という。）は，原子炉水位の低下に伴い，原子炉水位低（レベル2）信号により再循環ポンプ2台全てを自動停止するものとする。

- (c) 逃がし安全弁  
逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。
- (d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）  
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大199m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。
- (e) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）  
格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、88m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイする。
- (f) 原子炉格納容器フィルタベント系等  
原子炉格納容器フィルタベント系等により、流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対して、格納容器一次隔離弁を全開操作<sup>\*</sup>にて格納容器除熱を実施する。  
※1 耐圧強化ベント系を用いた場合は、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合の条件に包絡される。
- c. 重大事故等対策に関連する操作条件  
運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。
- (a) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動は、事象判断の時間及び高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施し、事象発生から20分後に開始するものとし、操作時間は5分間とする。
- (b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備時間を考慮して、事象発生から25分後に開始する。
- (c) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.384MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m（通常運転水位+約2m））に到達した場合に停止する。
- (d) 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.427MPa[gage]に到達した場合に実施する。
- (3) 有効性評価の結果  
本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）<sup>※2</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉

圧力容器内保有水量の推移を第2.1.6図から第2.1.11図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.1.12図から第2.1.17図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の推移を第2.1.18図から第2.1.21図に示す。

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

#### a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。

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

事象発生から25分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生



位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約 45 時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサプレッションプール水位は、約 5.7m であり、真空破壊装置（約 5.9m）及びベントライン（約 8.7m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.1.12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 859℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第 2.1.6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.39MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.69MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.427MPa[gage]及び約 154℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 2.1.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 45 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.1.1）

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から原子炉格納容器フィルタベント

系等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり、5 mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

### 2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短期間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及

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

（添付資料 2.1.2）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

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

（添付資料 2.1.2）

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.1.2 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、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠



水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル 2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。

機器条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.1.2)

b. 操作条件

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

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、解析上考慮しない高圧代替注水系の操作時間及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器代替スプレイの実施基準（格納容器圧力 0.384MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約 28 時間後であり、運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから、実態の操作開始時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.427MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約 45 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 1.5 時間程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で

行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 1.5 時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作については、事象発生から 35 分後（操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 924℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、ウェットウェルのベントラインを経由した原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約  $1.9 \times 10^{-1}$  mSv、ドライウェルのベントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約  $1.9 \times 10^{-1}$  mSv であり、5 mSv を下回る。



また、第 2.1.22 図から第 2.1.24 図に示すとおり、事象発生から 40 分後（操作開始時間の 15 分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 966℃となり、1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、ウェットウエルのベントラインを經由した原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約  $3.5 \times 10^{-1} \text{mSv}$ 、ドライウエルのベントラインを經由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約  $3.4 \times 10^{-1} \text{mSv}$  であり、5 mSv を下回る。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の運転開始までの時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても、事象発生から 10 時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約 28 時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 45 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.427MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.854MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 51 時間後であり、約 5 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.1.2, 2.1.3, 3.1.3.8）

#### (4) まとめ

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

### 2.1.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 30 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説

明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

(添付資料 2.1.4)

a. 水源

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 3,800m<sup>3</sup>の水が必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m<sup>3</sup> 及び淡水貯水槽に約 10,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生約10時間以降に淡水貯水槽の水を、大容量送水ポンプ（タイプ I）により復水貯蔵タンクへ給水することで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした7日間の注水継続実施が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃料

大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水及び格納容器代替スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約 735kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、仮に外部電源喪失を想定した場合は自動起動することから、保守的に事象発生後 24 時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約 25kL の軽油が必要となる。

軽油タンク（約 600kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 900kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水等及び非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量 約 809kL）。

c. 電源

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

また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

#### 2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧ECCS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、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

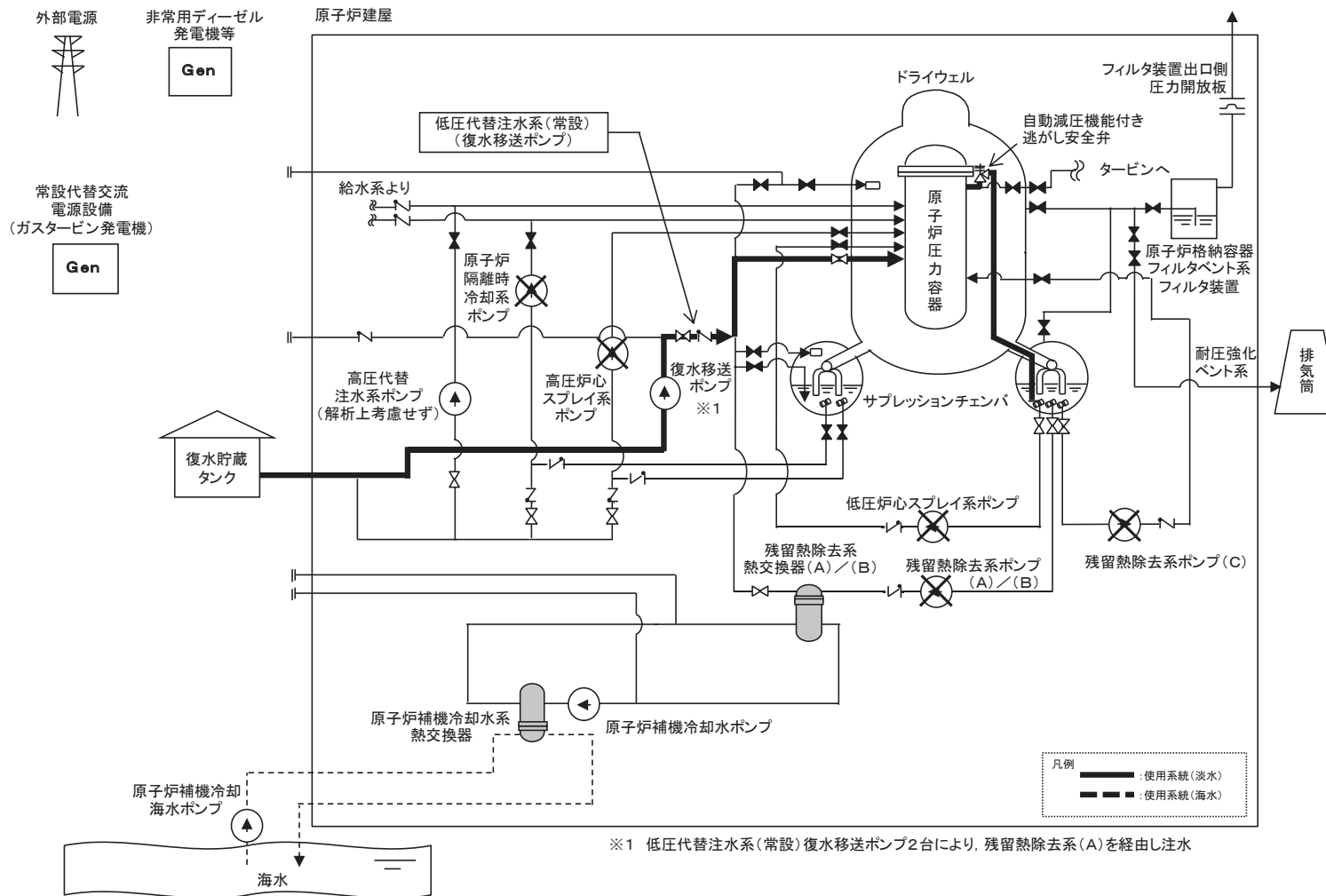
なお、原子炉格納容器フィルタベント系等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

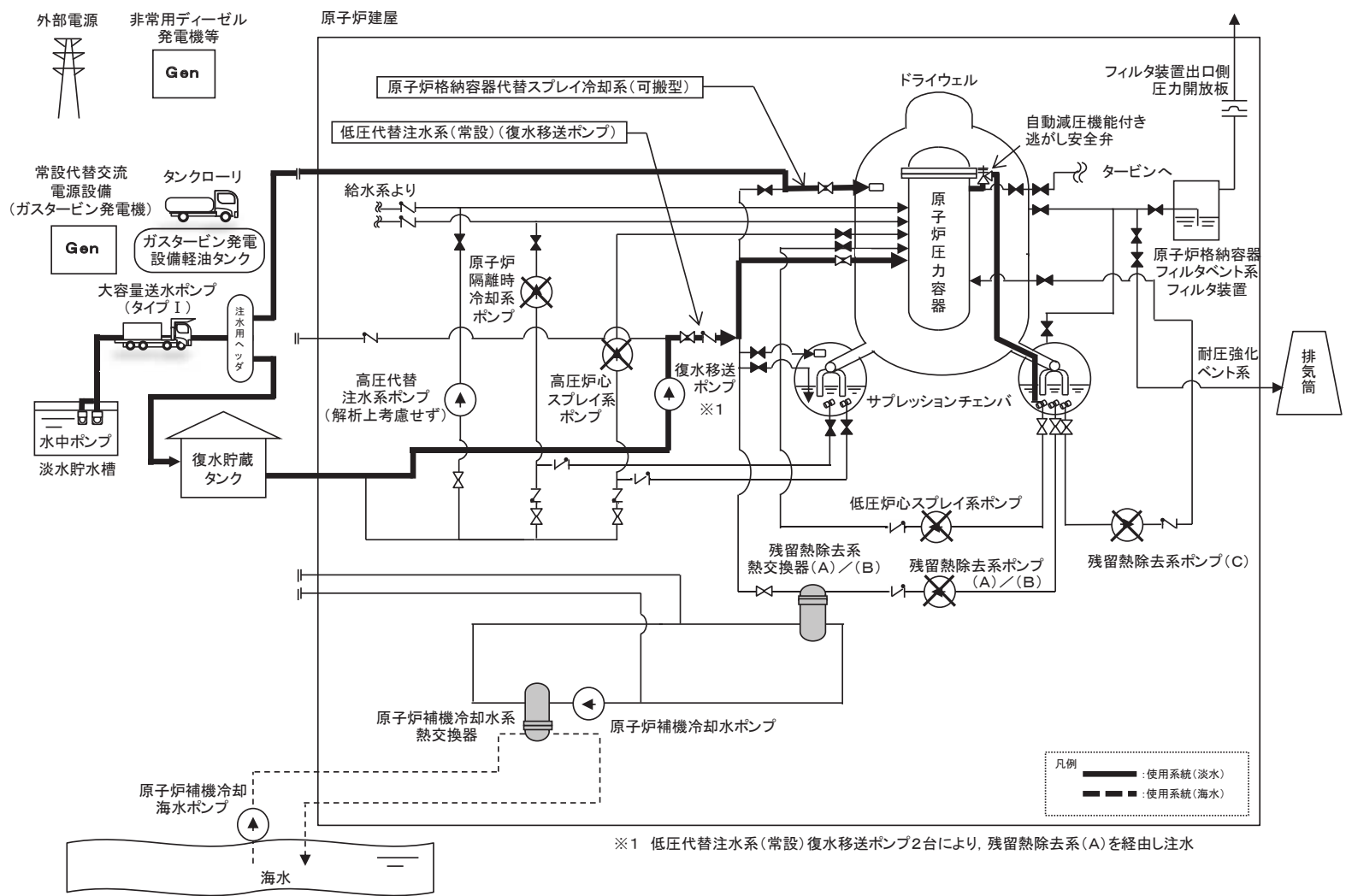
重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、原子炉格納容器フィルタベント系等によ

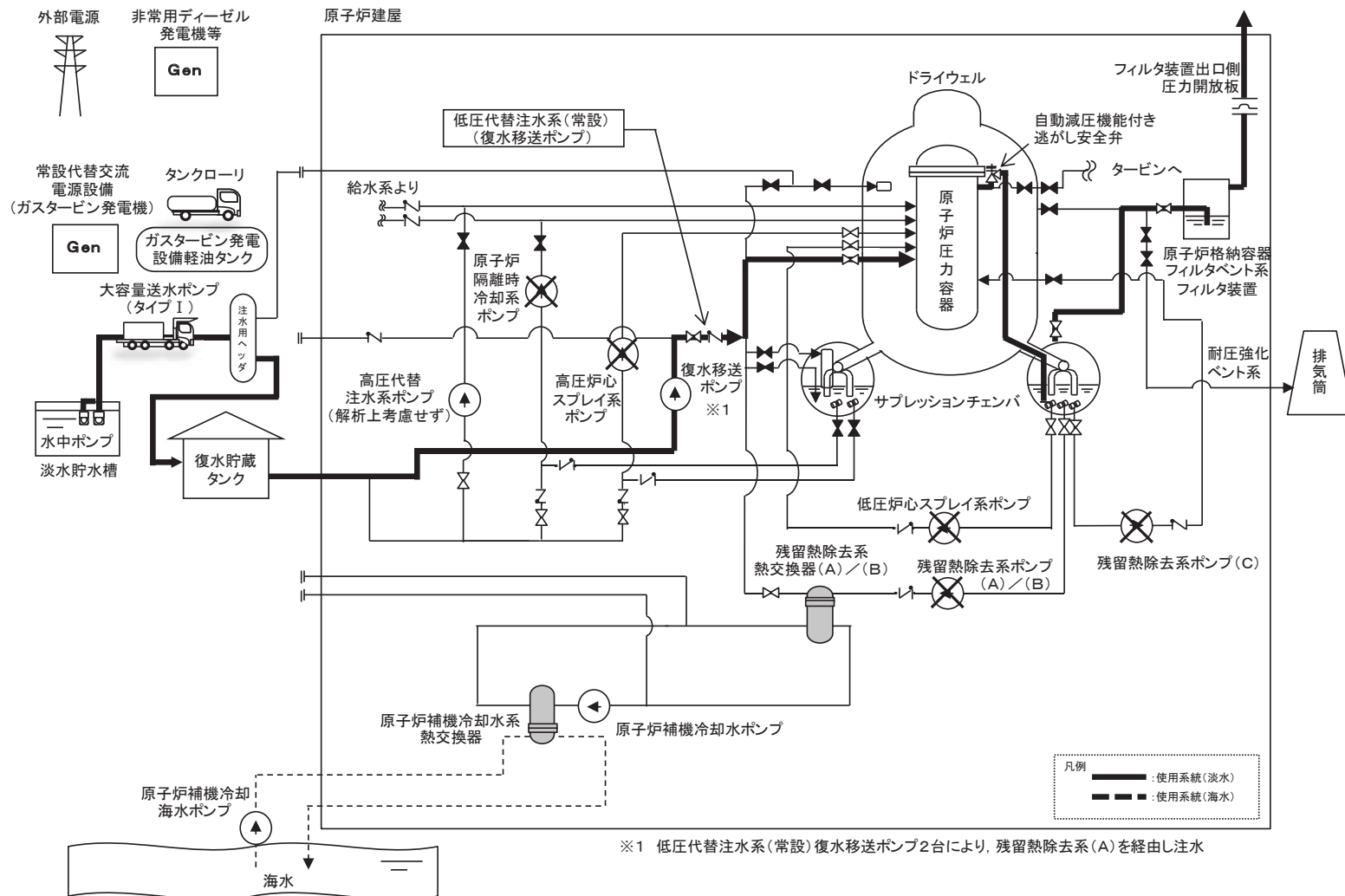
る格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。



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



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

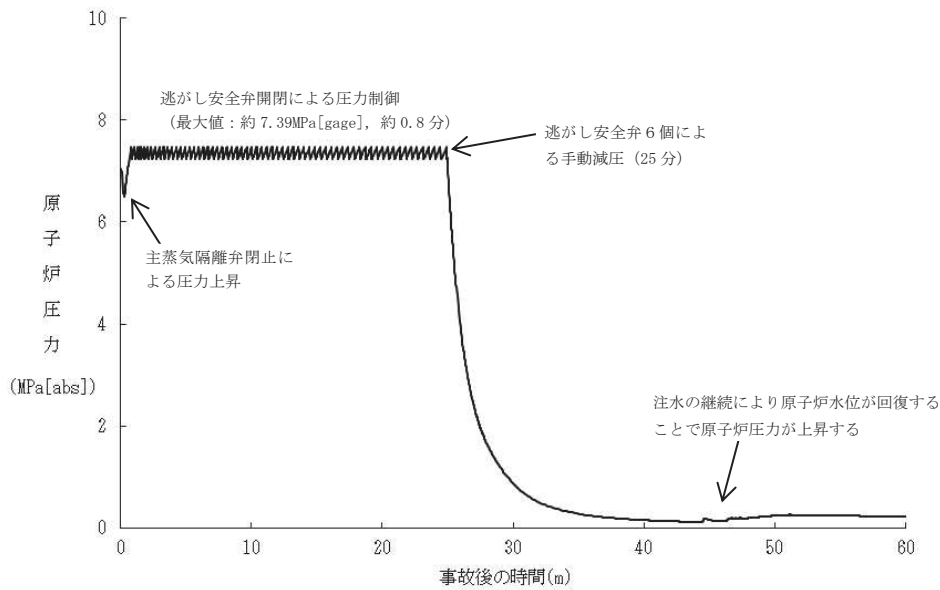


第 2.1.3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(原子炉注水及び格納容器除熱)

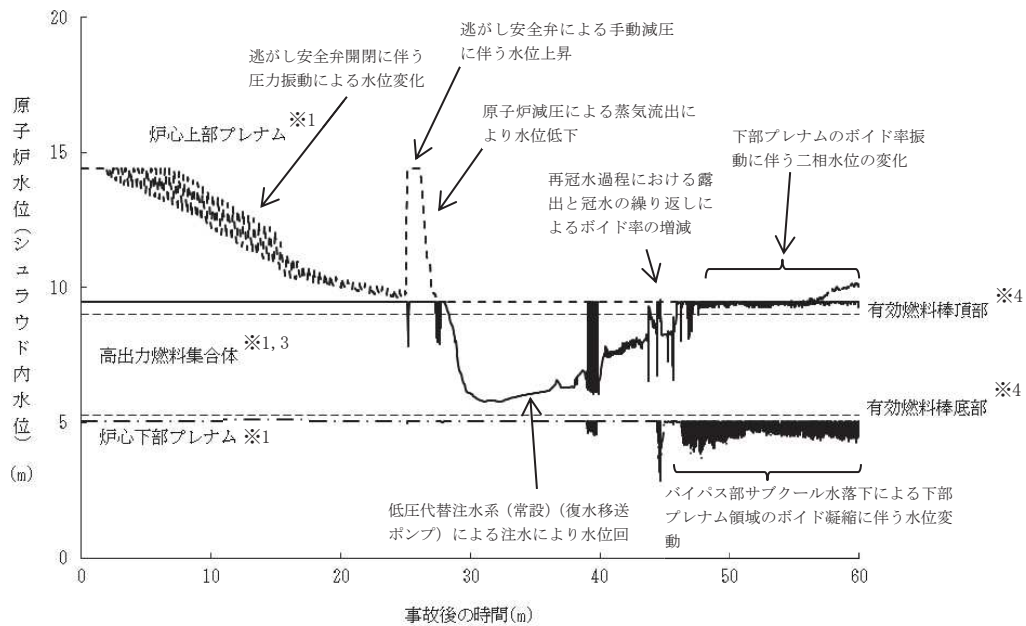






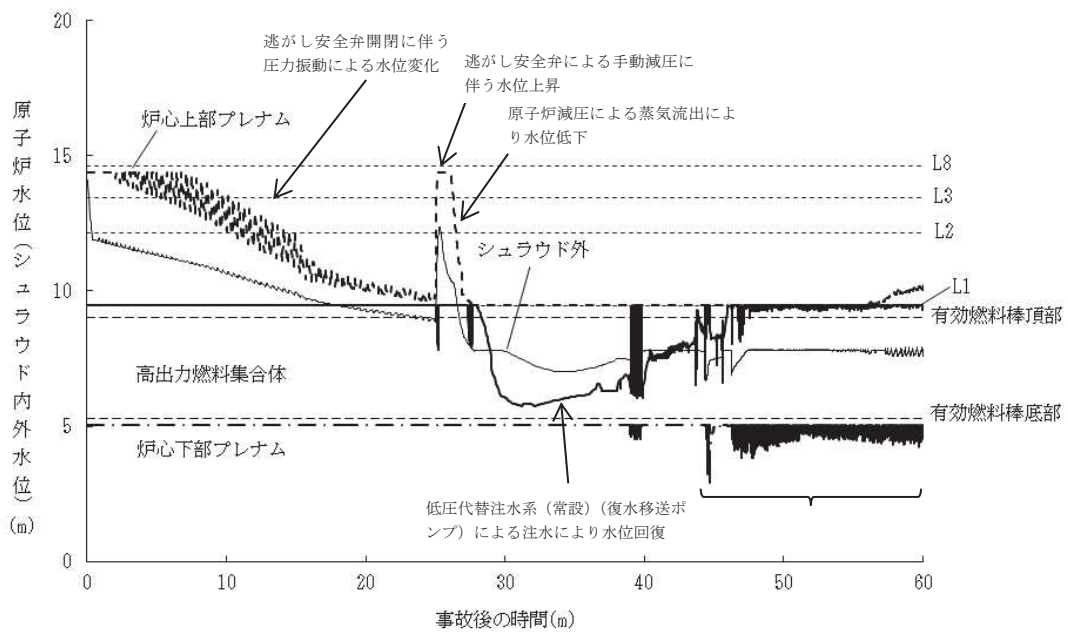


第 2.1.6 図 原子炉圧力の推移

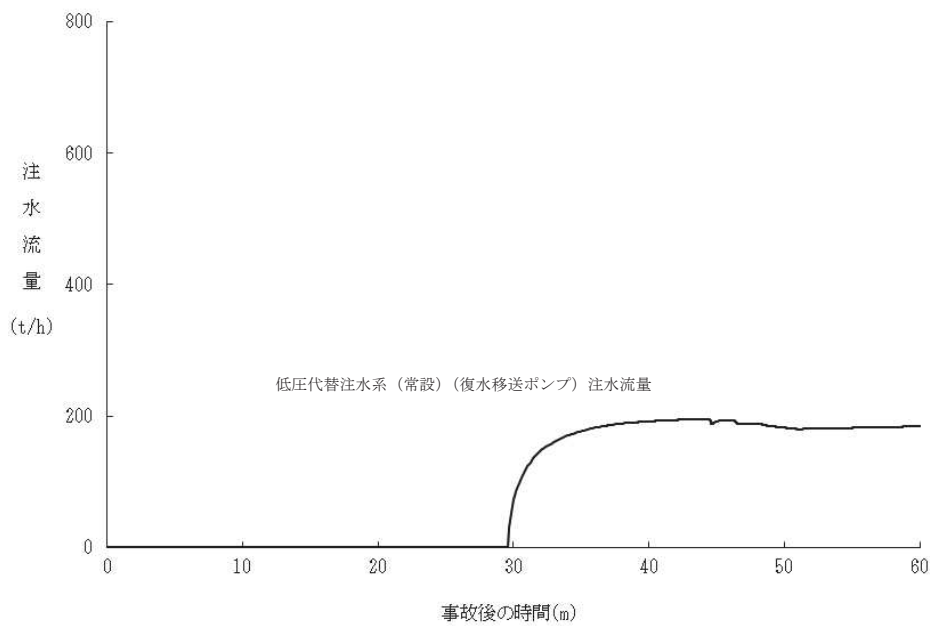


第 2.1.7 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移<sup>※2</sup>

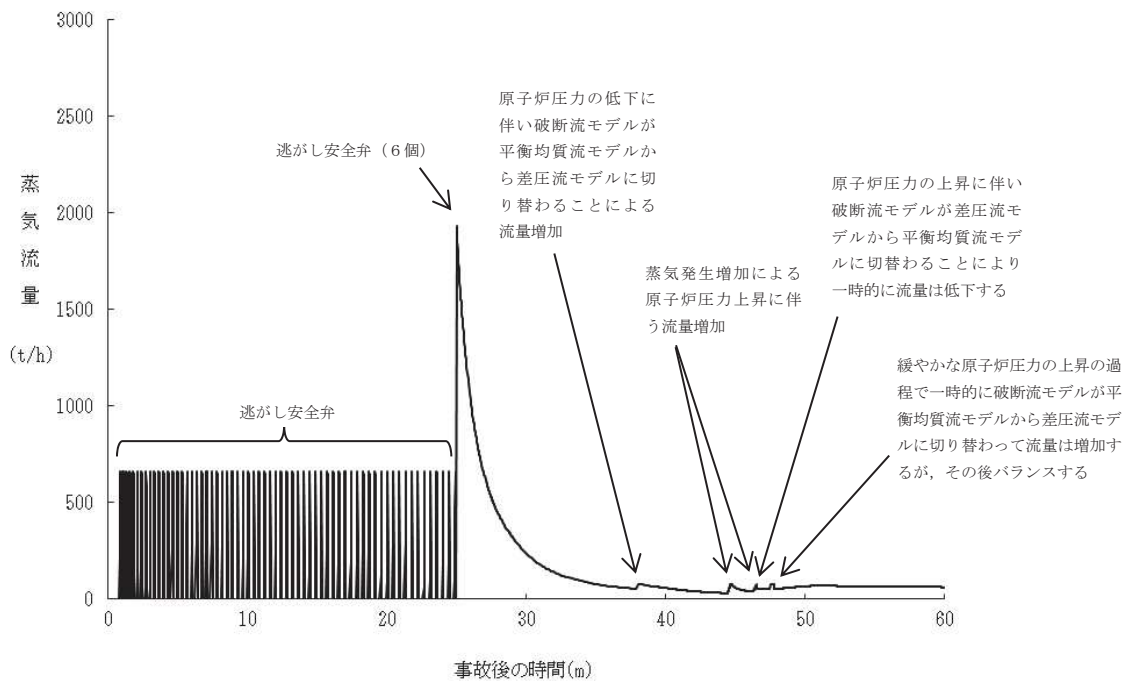
- ※1 SAFERでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは、炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態）、高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の原子炉冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。  
なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は高出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の水位を示す。
- ※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を0.9と制限している。  
（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が1.0となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高めに評価することとなる。）
- ※3 高出力燃料集合体とは、「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」をいう。  
（付録3 重大事故対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFERコード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード9：高出力燃料集合体 参照）
- ※4 有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。



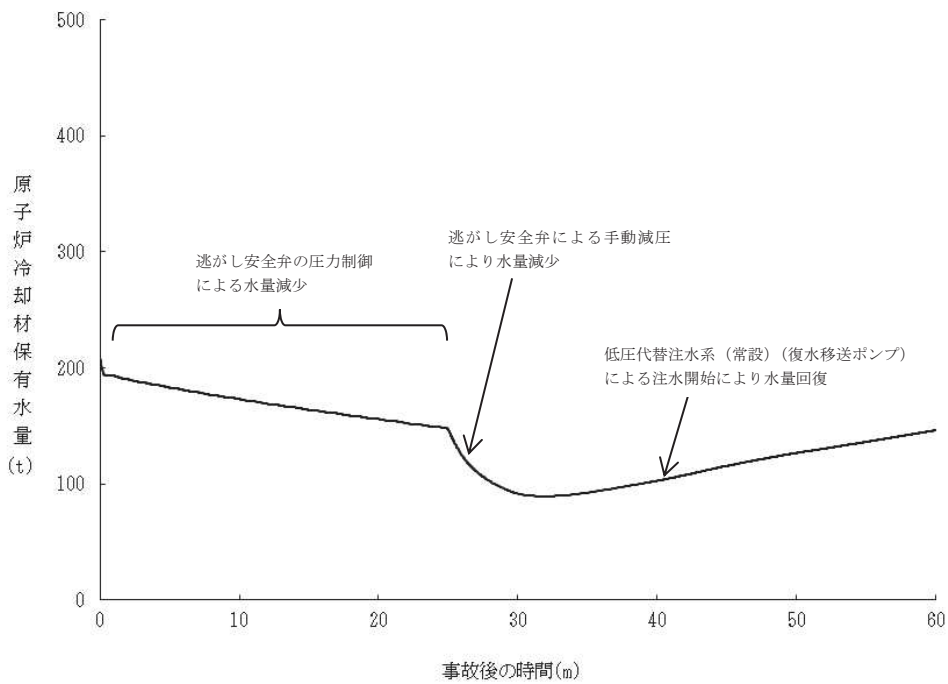
第 2.1.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



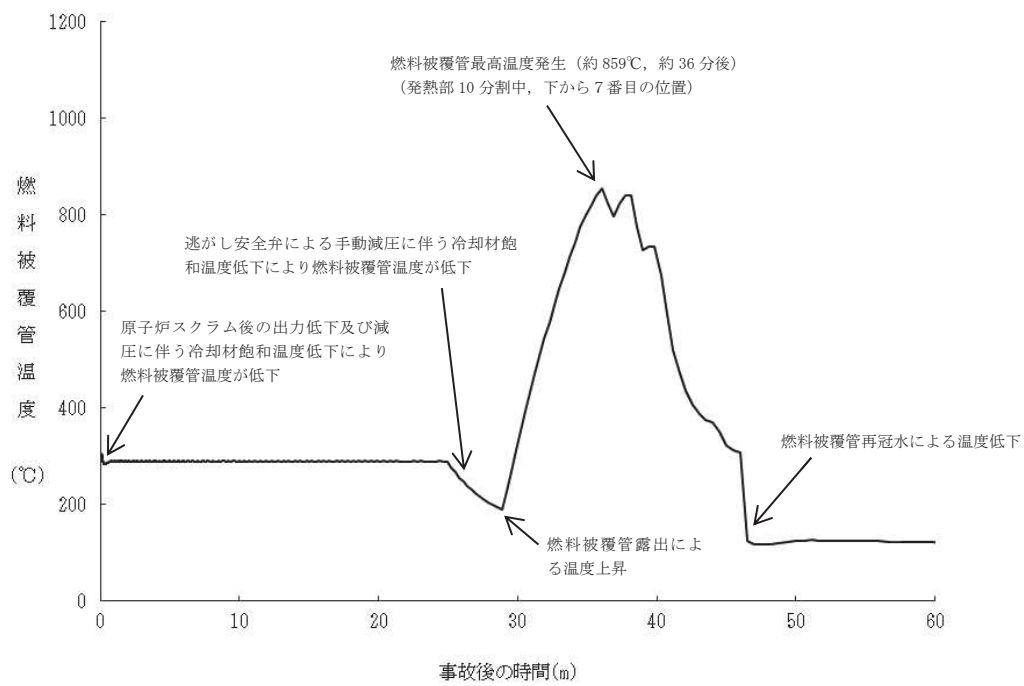
第 2.1.9 図 注水流量の推移



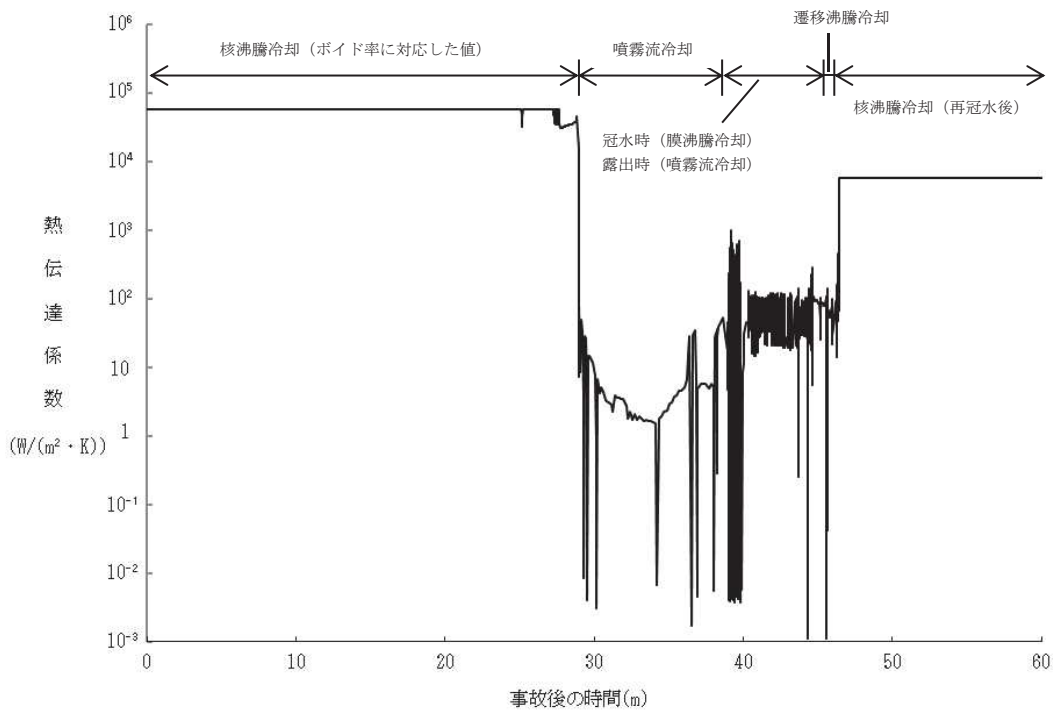
第 2. 1. 10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



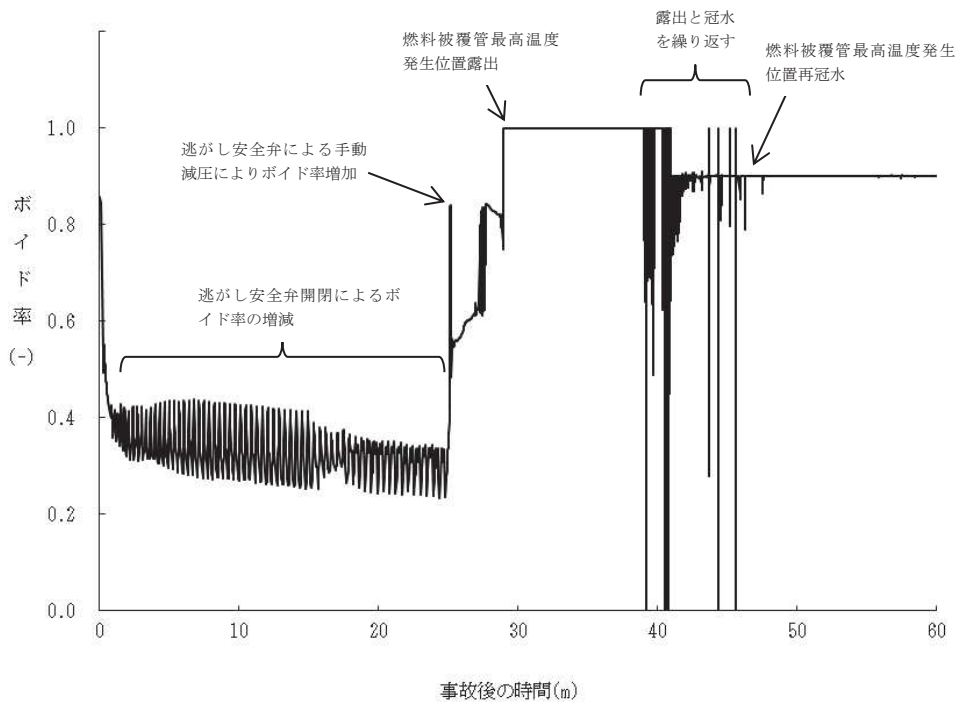
第 2. 1. 11 図 原子炉压力容器内保有水量の推移



第 2.1.12 図 燃料被覆管温度の推移

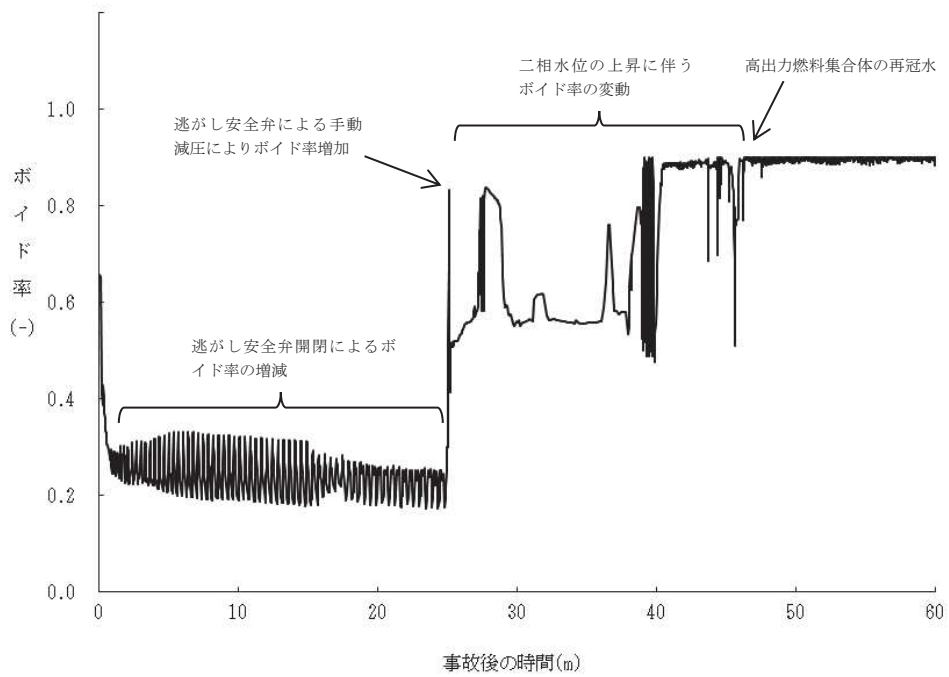


第 2.1.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



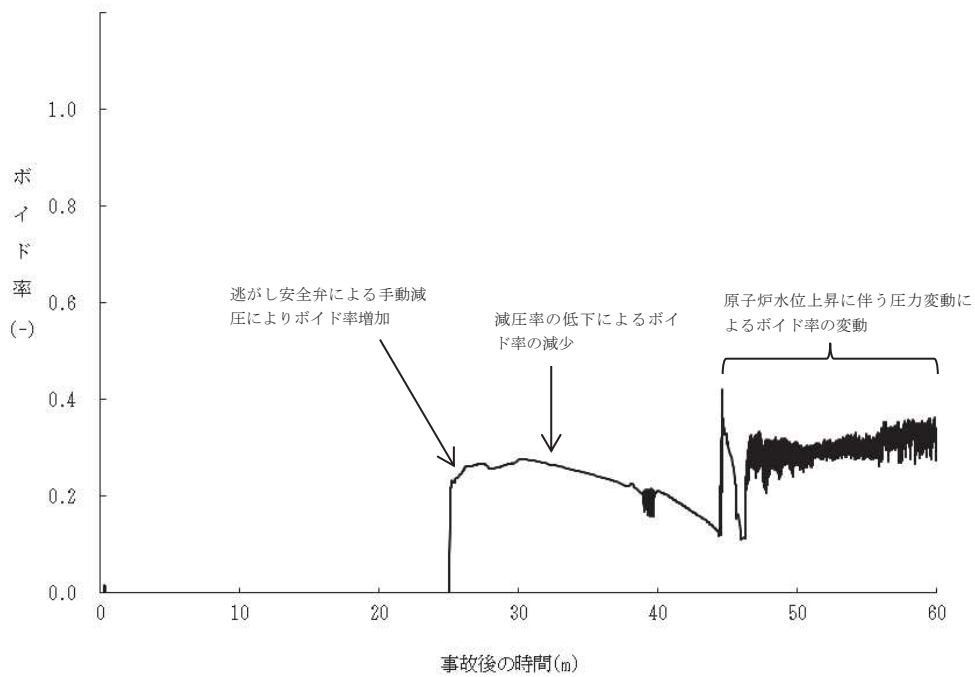
第 2.1.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



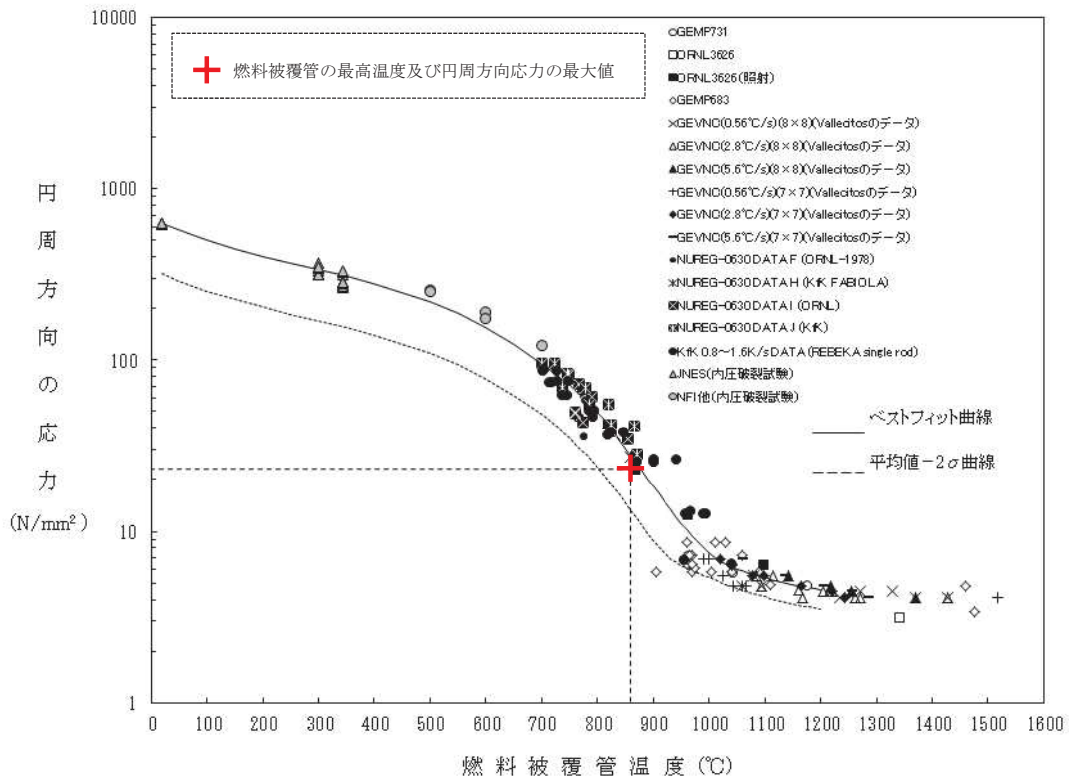


第 2. 1. 15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移※

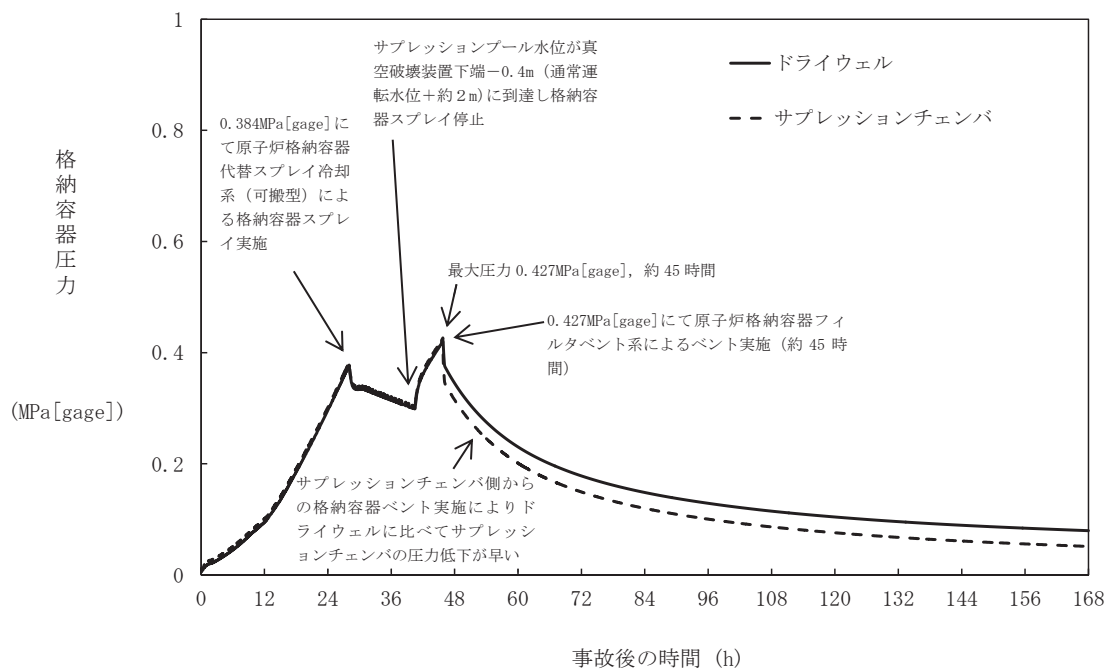
※ 高出力燃焼集合体に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している



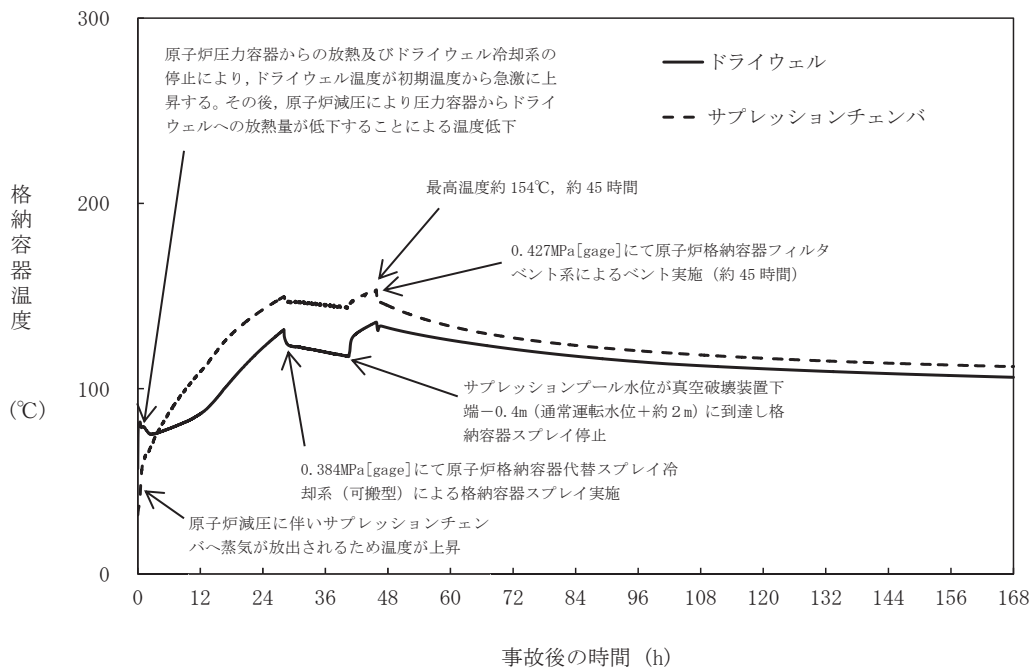
第 2. 1. 16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



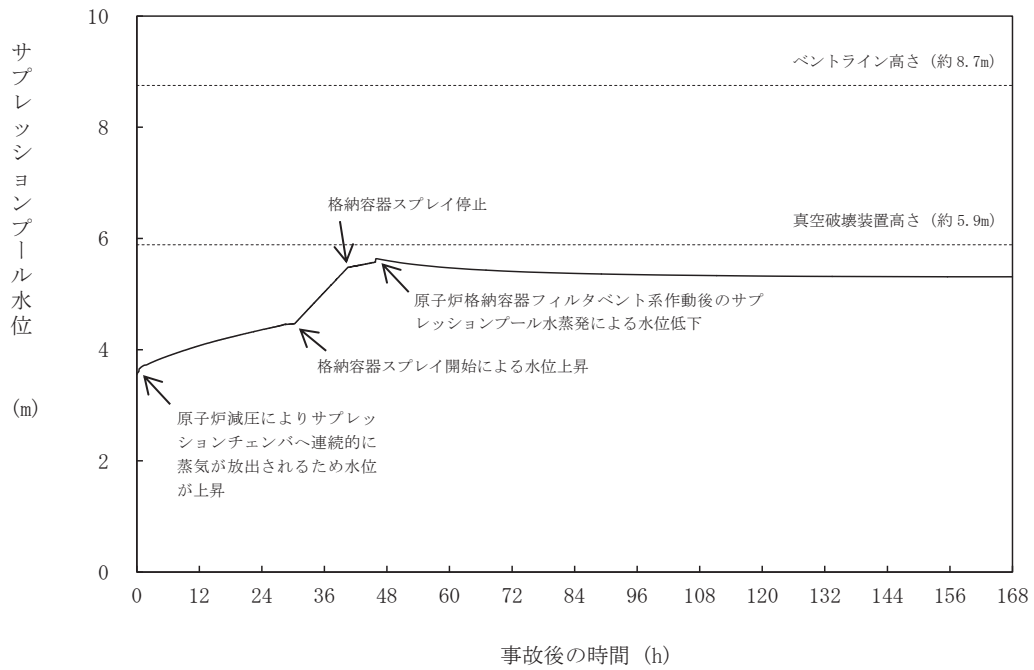
第 2. 1. 17 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



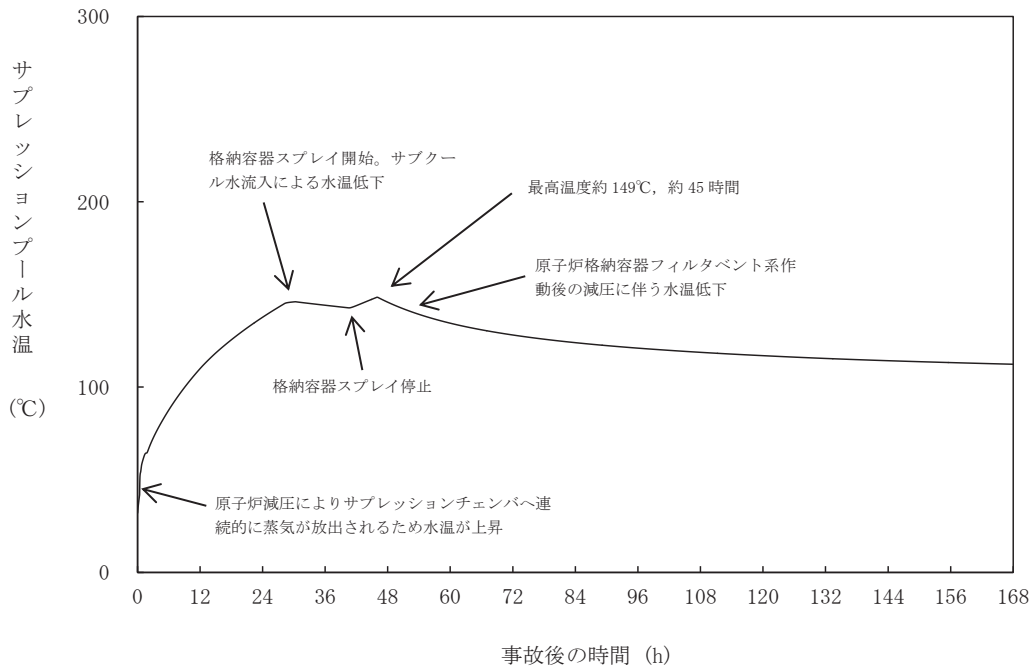
第 2.1.18 図 格納容器圧力の推移



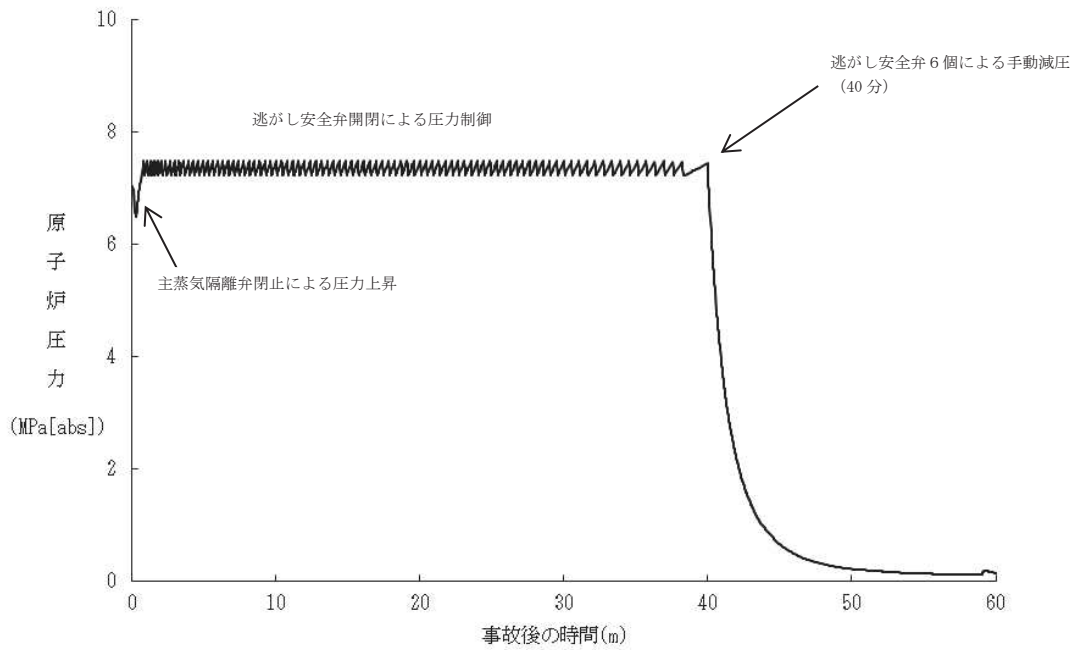
第 2.1.19 図 格納容器温度の推移



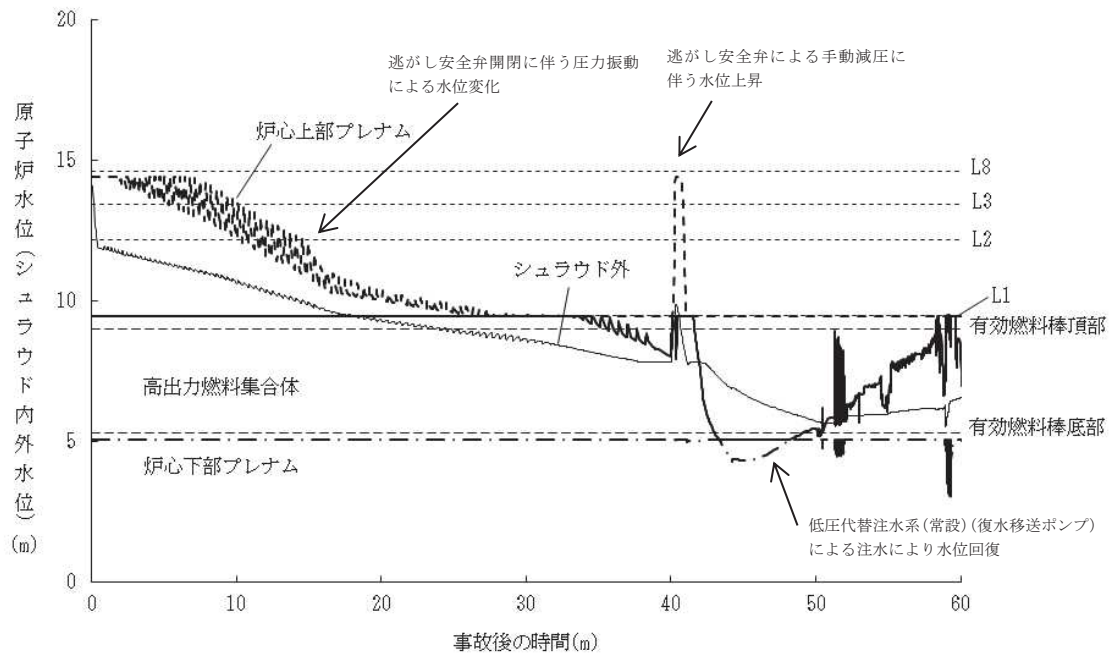
第 2. 1. 20 図 サプレッションプール水位の推移



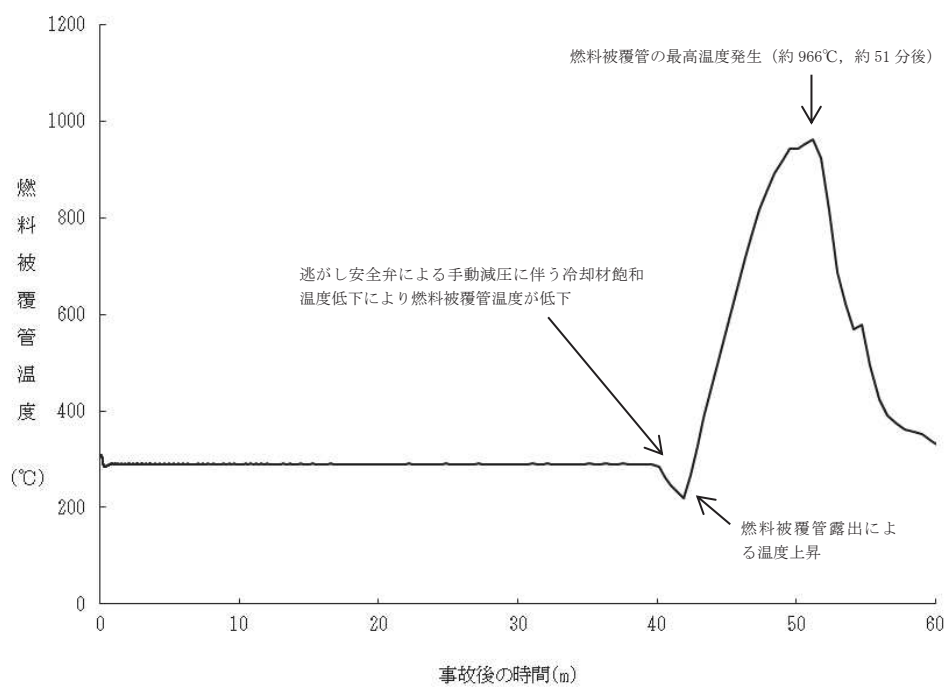
第 2. 1. 21 図 サプレッションプール水温の推移



第 2.1.22 図 操作 15 分遅れのケースにおける  
原子炉圧力の推移



第 2.1.23 図 操作 15 分遅れのケースにおける  
原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.1.24 図 操作 15 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

第 2.1.1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	・ 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	・ 原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各系統のポンプ出口流量計等の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する	—	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力】
高圧代替注水系による原子炉水位回復	・ 高圧注水機能の喪失を確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位が回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	・ 高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）を2台運転とし、中央制御室にて自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を全開し、原子炉急速減圧を実施する	復水移送ポンプ 自動減圧機能付き逃がし安全弁	—	復水移送ポンプ出口圧力 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作



第 2.1.1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>逃がし安全弁による急速減圧により，原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され，原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する</li> </ul>	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク ガスタービン発電設備軽油タンク	大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイレイン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位
原子炉格納容器代替スプレイレイン冷却系（可搬型）による格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 0.384MPa[gage]に到達した場合，大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた原子炉格納容器代替スプレイレイン冷却系（可搬型）により格納容器冷却を実施する</li> <li>格納容器圧力が 0.284MPa[gage]まで降下した場合又は外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が通常運転水位+約 2m）に到達した場合は，原子炉格納容器代替スプレイレイン冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する</li> </ul>	ガスタービン発電設備軽油タンク	大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ	ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力 原子炉格納容器代替スプレイレイン流量 圧力抑制室水位
原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が通常運転水位+約 2m）に到達後，格納容器圧力が 0.427MPa[gage]（1Pd）に到達した場合，原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する</li> </ul>	原子炉格納容器フィルタベント系 耐圧強化ベント系	—	ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力 格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W) 格納容器内雰囲気放射線モニタ(S/C) 圧力抑制室水位 フィルタ装置水位（広帯域） フィルタ装置入口圧力（広帯域） フィルタ装置出口圧力（広帯域） フィルタ装置出口放射線モニタ

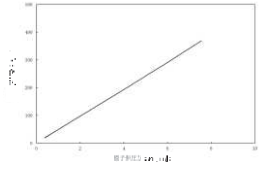
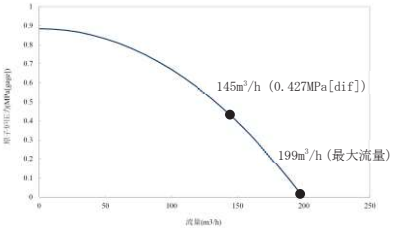
第 2.1.2 表 主要解析条件（高压・低压注水機能喪失）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+133cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9×9燃料（A型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33Gwd/t）	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3.55m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	格納容器温度（ドライウエル）	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度（サブプレッションチェンバ）	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
真空破壊装置	3.4kPa （ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧）	真空破壊装置の設計値として設定	
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定	

第 2.1.2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり 外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、炉心冷却上厳しくなる

第 2.1.2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル2）で2台全てがトリップ	原子炉再循環系のインターロックとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開ることによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	最大 199m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 〈復水移送ポンプ2台による注水特性〉 
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）	88m <sup>3</sup> /h にて格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
原子炉格納容器フィルタベント系等	流路特性（0.427MPa[gage]において，10.0kg/sの流量）に対し，格納容器一次隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	原子炉格納容器フィルタベント系等の設計値として設定	

第 2.1.2 表 主要解析条件（高压・低压注水機能喪失）（4/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件	低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び中央制御室における系統構成	事象発生 20 分後	事象判断及び高压・低压注水機能喪失を確認後実施し、事象発生から 20 分後に開始するものとする。操作時間は 5 分間とする
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 25 分後	中央制御室操作における低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備時間を考慮して、事象発生から 25 分後に開始する
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.384MPa [gage] 到達時	格納容器設計圧力を踏まえて設定
	原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

## 安定状態について

高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。

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

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

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

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

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し、事象発生から約 45 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は 150℃を下回るとともに、ドライウエル温度は、低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を下回り、格納容器安定状態が確立される。なお、除熱機能として原子炉格納容器フィルタベント系等を使用するが、本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 L O C A 時注水機能喪失」の実効線量約  $8.3 \times 10^{-2}$  mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく、敷地境界での実効線量評価は 5 mSv を十分に下回る。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

## 安定状態の維持について

### 1. 安定状態の維持に関する定量評価

サプレッションプール水温に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

#### (1) サプレッションプール水温に関する長期間解析

代替循環冷却系又は格納容器ベントを使用した場合の長期的なサプレッションプール水温の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サプレッションプール水温が高く推移する重大事故として「格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合及び代替循環冷却系を使用しない場合）」について、運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故として、格納容器ベントを行い、事象発生 168 時間後時点のサプレッションプール水温が最も高く約 112°C である「高圧・低圧注水機能喪失」について、サプレッションプール水温が約 100°C に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 1.1 から図 1.3 に、格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）における格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッションプール水温の解析結果を示す。同様に、図 1.4 から図 1.6 に、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）の解析結果を、図 1.7 から図 1.9 に、高圧・低圧注水機能喪失の解析結果を示す。

図 1.3 に示すように格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却系を使用する場合）におけるサプレッションプール水温は事象発生 7 日後時点で最高使用温度の 104°C（格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を下回っている。図 1.6 及び図 1.9 に示すように、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）及び高圧・低圧注水機能喪失の解析結果は、事象発生 7 日後時点では、サプレッションプール水温は最高使用温度の 104°C を上回っているものの、格納容器の構造部は、事象発生後の経過時間にかかわらず 200°C、2Pd において健全性を確保できることを確認している。また、ドライウェル主フランジや機器搬出入用ハッチ等のシール部についても、200°C、2Pd において 7 日間の健全性を確認しているとともに、それ以降の 150°C（シール部に用いている改良 EPDM 製シール材の一般特性としての耐熱温度）環境下におけるシール機能の維持についても試験により確認している。いずれの解析結果においても、事象発生 7 日後以降の 100°C に低下するまでの全期間にわたり 150°C を下回っていることから、格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって、事象発生 7 日後以降にサプレッションプール水温が最高使用温度を上回っていても格納容器の健全性が問題となることはない。



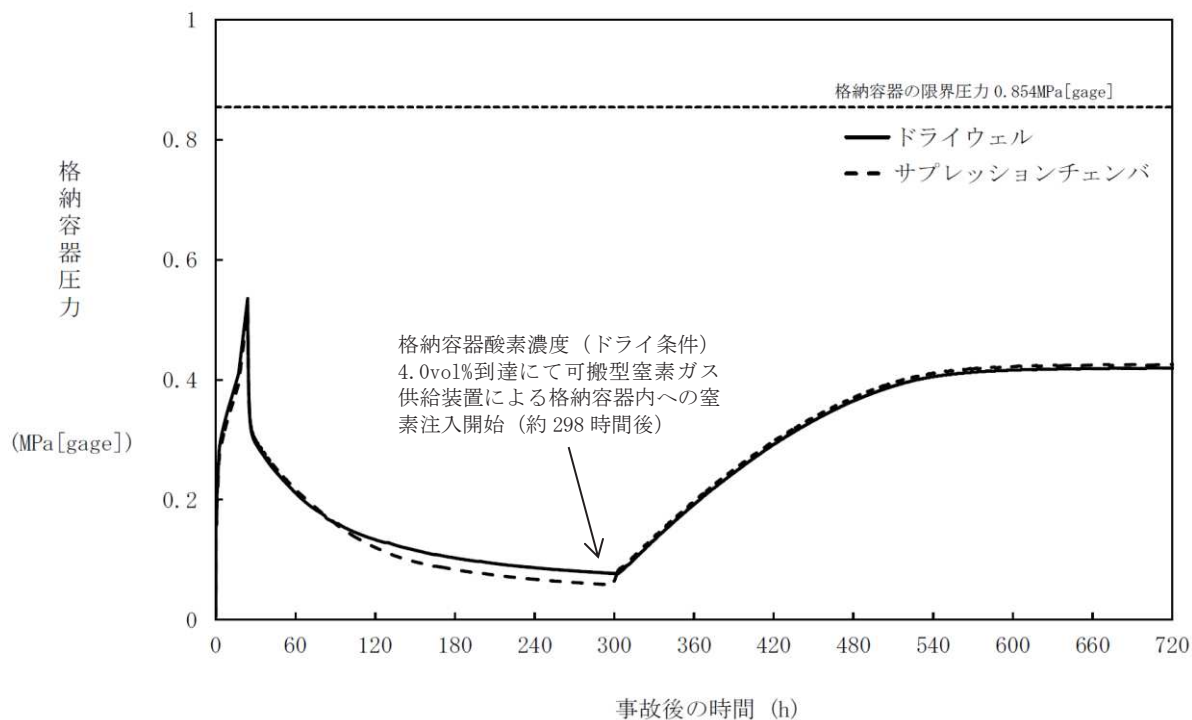


図 1.1 格納容器圧力の推移  
(格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

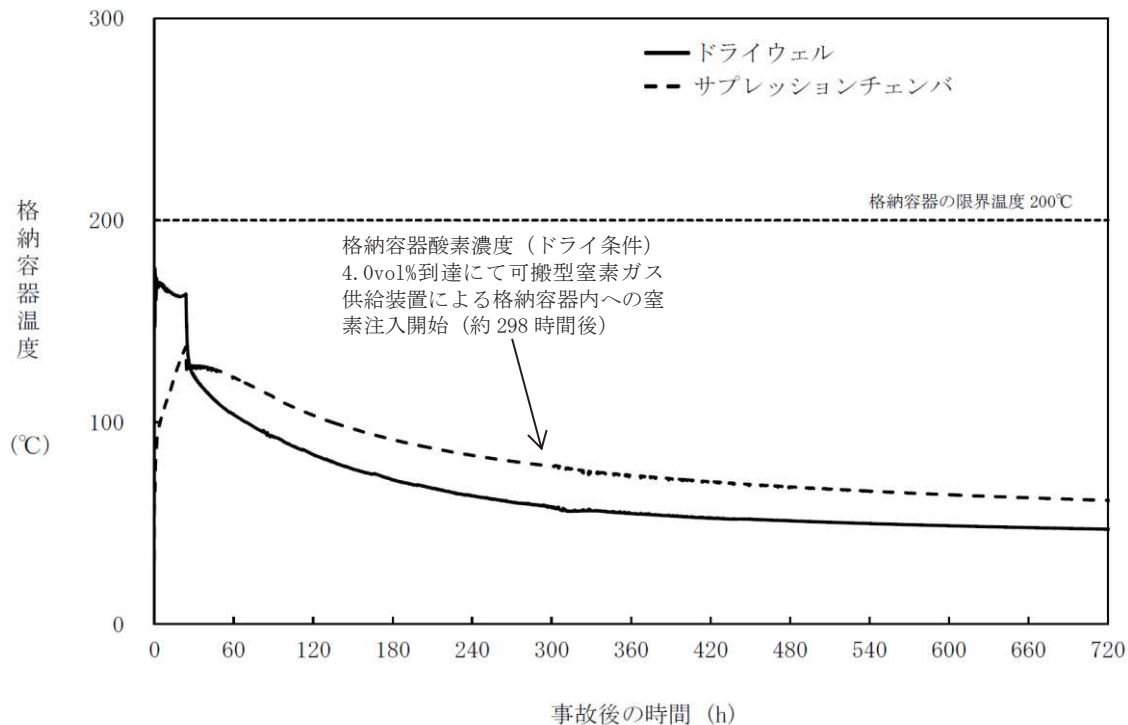


図 1.2 格納容器温度の推移  
(格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

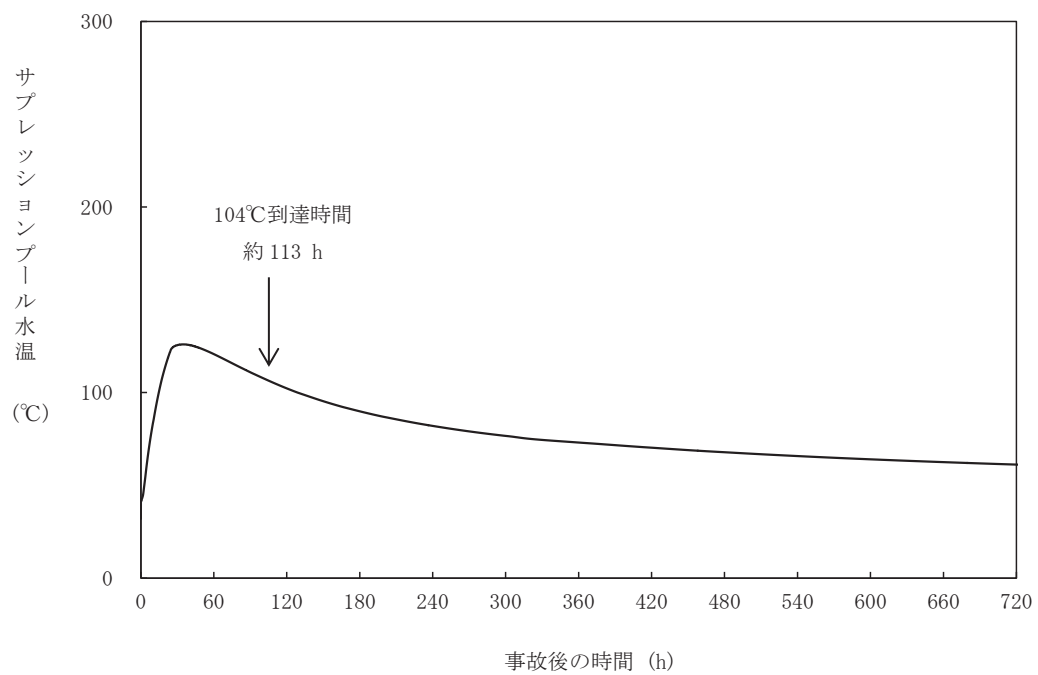


図 1.3 サプレッションプール水温の推移  
 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合))

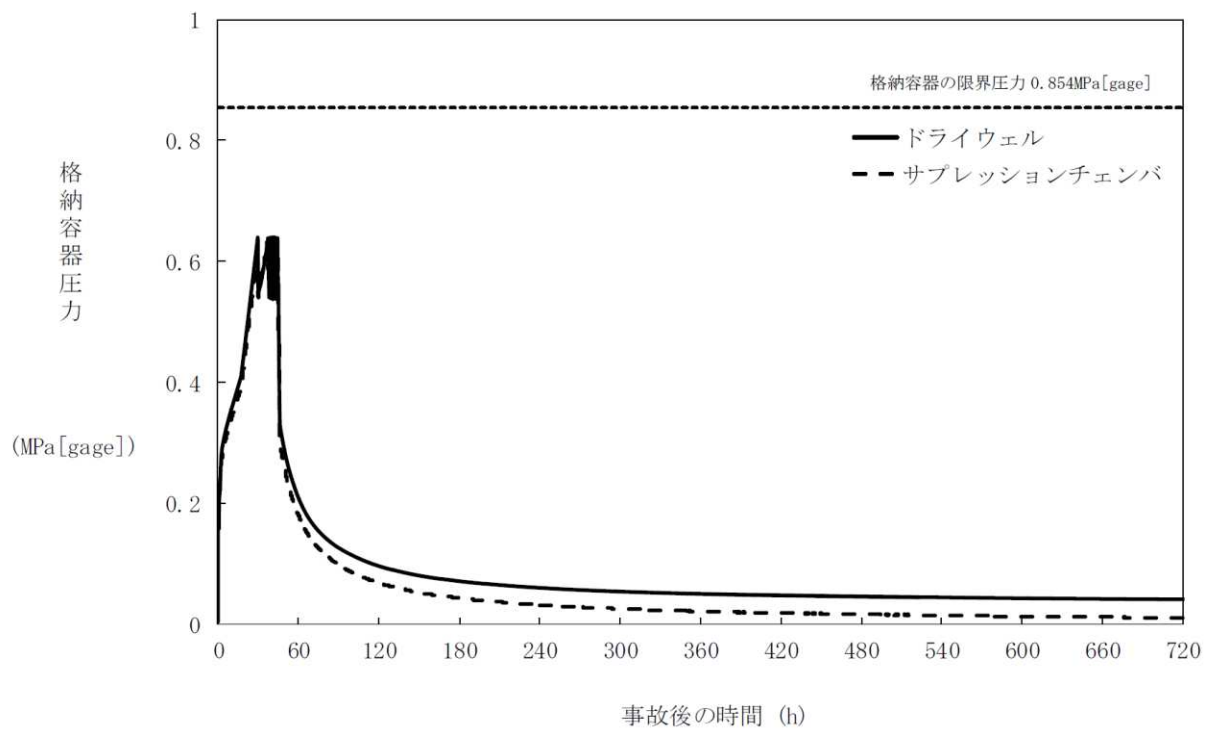


図 1.4 格納容器圧力の推移  
(格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用しない場合))

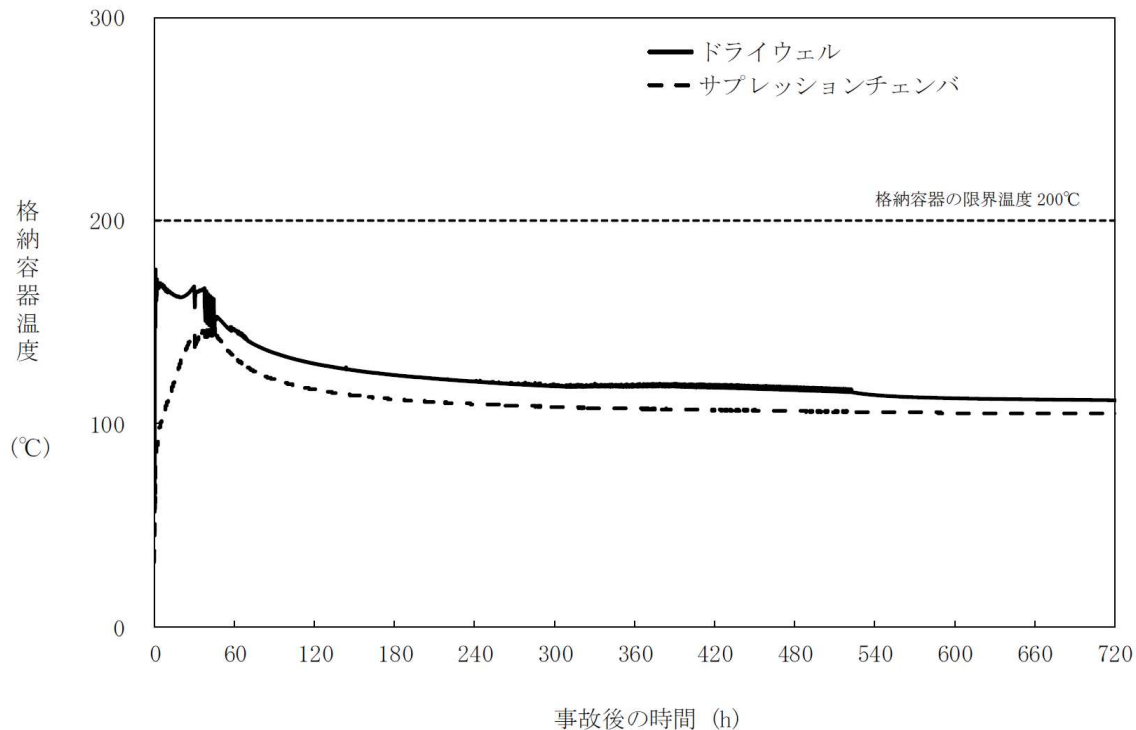


図 1.5 格納容器温度の推移  
(格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用しない場合))

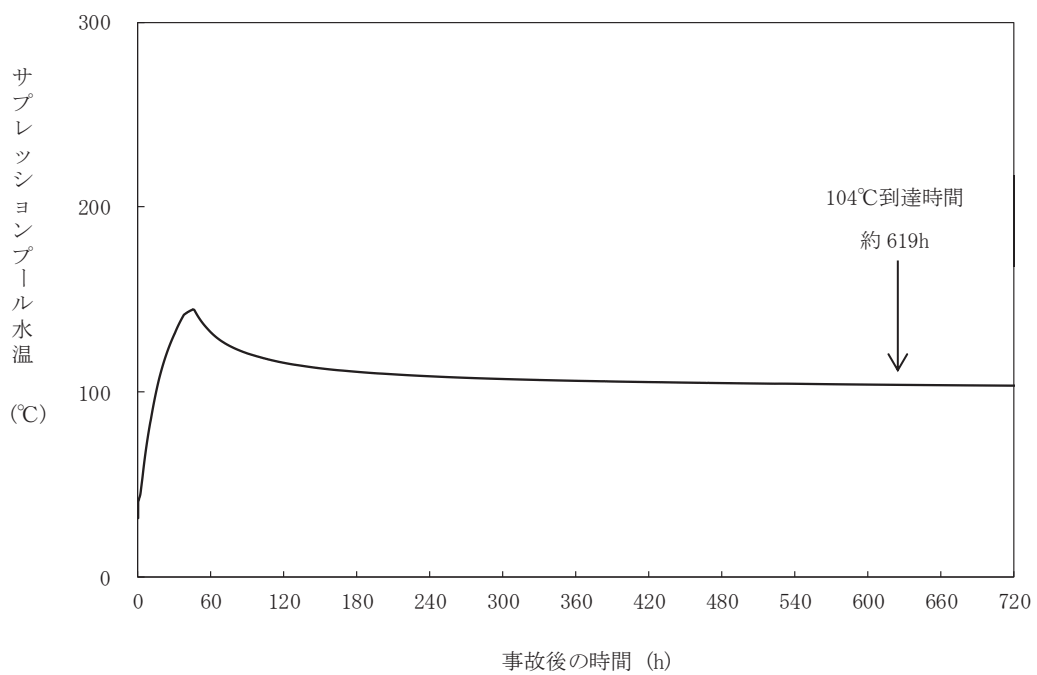


図 1.6 サプレッションプール水温の推移  
 (格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用しない場合))

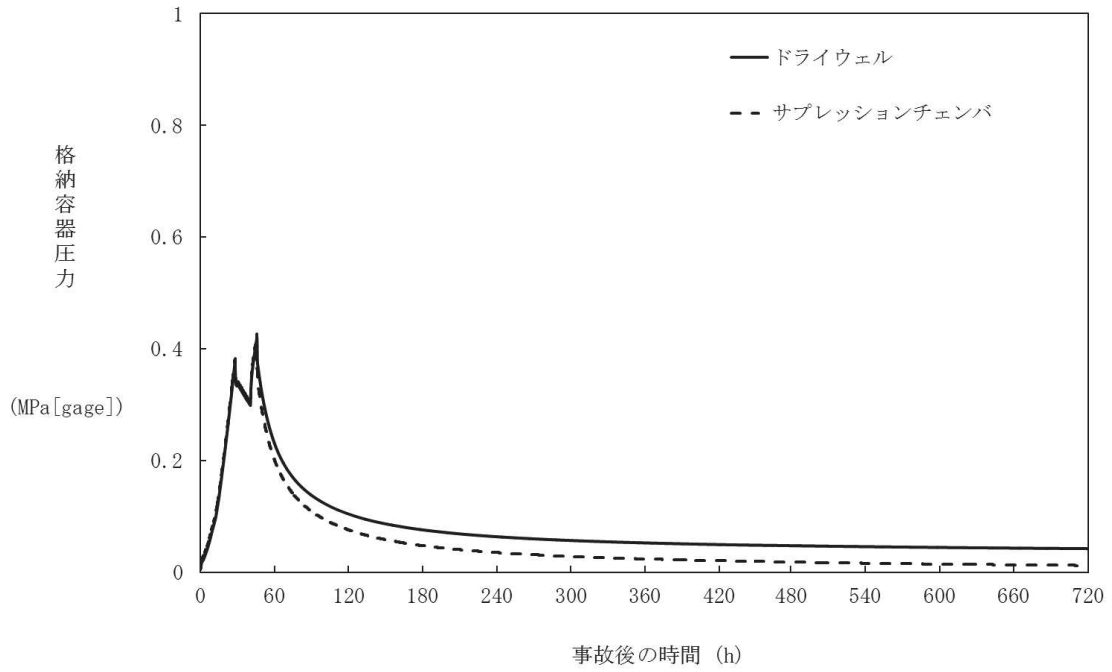


図 1.7 格納容器圧力の推移  
(高圧・低圧注水機能喪失)

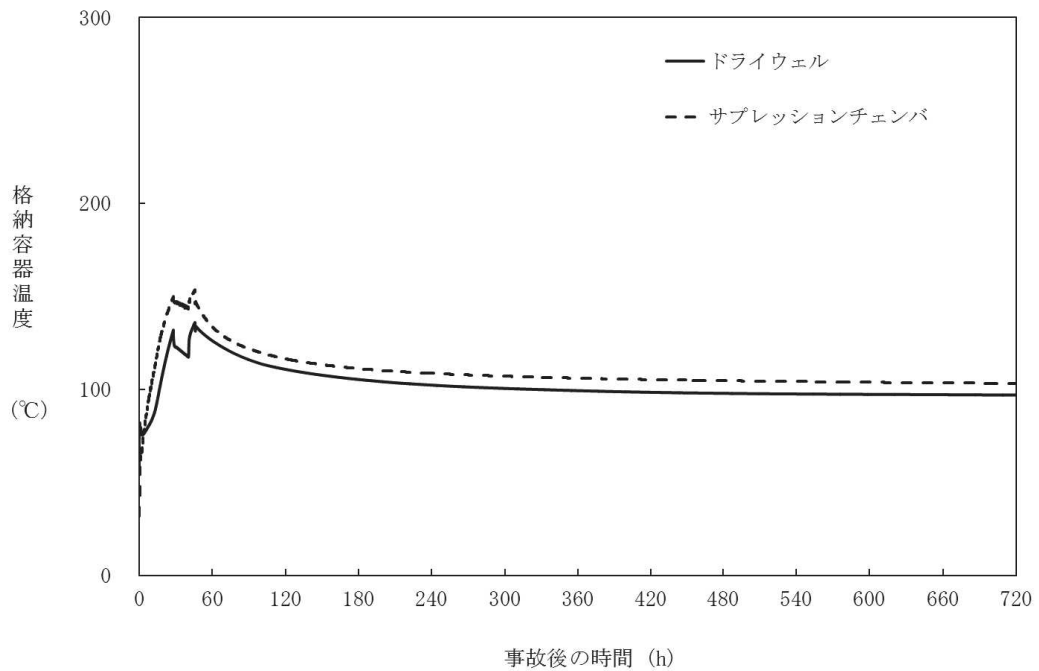


図 1.8 格納容器温度の推移  
(高圧・低圧注水機能喪失)

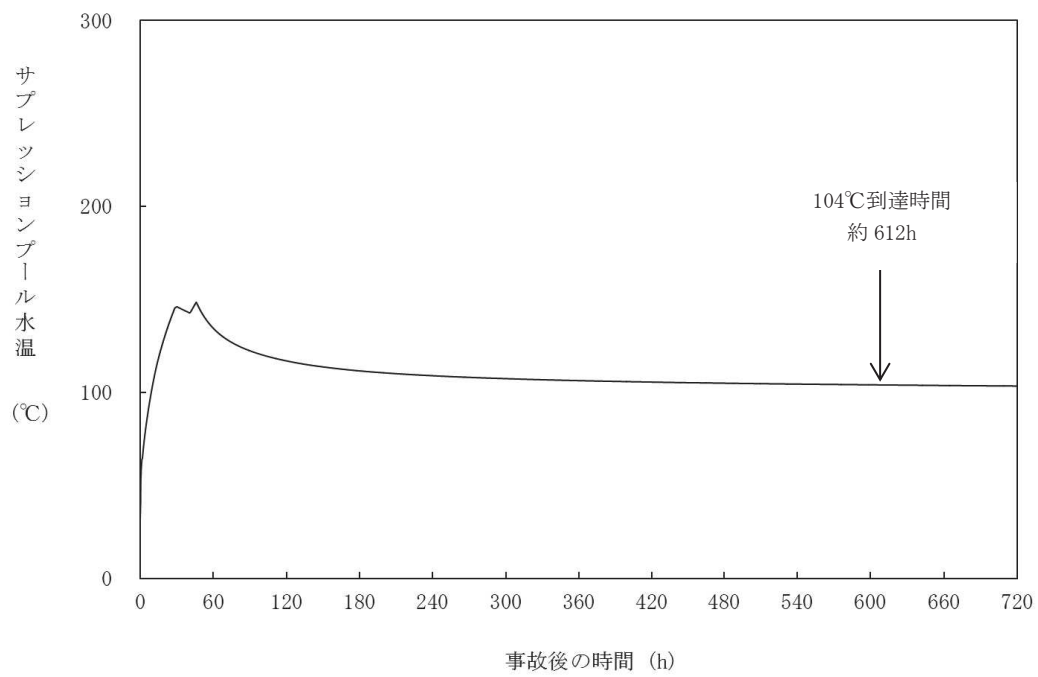


図 1.9 サプレッションプール水温の推移  
(高圧・低圧注水機能喪失)

## (2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として、安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度は低下傾向に向かうものの、除熱容量が原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系に比べて小さい原子炉補機代替冷却水系を用いて、残留熱除去系による冷却を実施する崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）を例に評価を行った。

図 1.10 から図 1.13 に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の推移を、それぞれ事象発生 14 日間について示す。

原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による除熱により、炉心及び格納容器の冷却を行いつつ、サプレッションプール水を水源とする残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで、図 1.12 に示すようにサプレッションプール水位の上昇は抑制される。

また、図 1.13 に示すように、サプレッションプール水温は事象発生 24 時間後に残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の運転を開始して以降、低下が継続し、事象発生 7 日後までには最高使用温度（104℃）を下回る。事象発生 7 日後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で運転することにより、除熱能力が改善され、図 1.10 及び図 1.13 に示すように、格納容器圧力及びサプレッションプール水温は大幅に低下する。

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



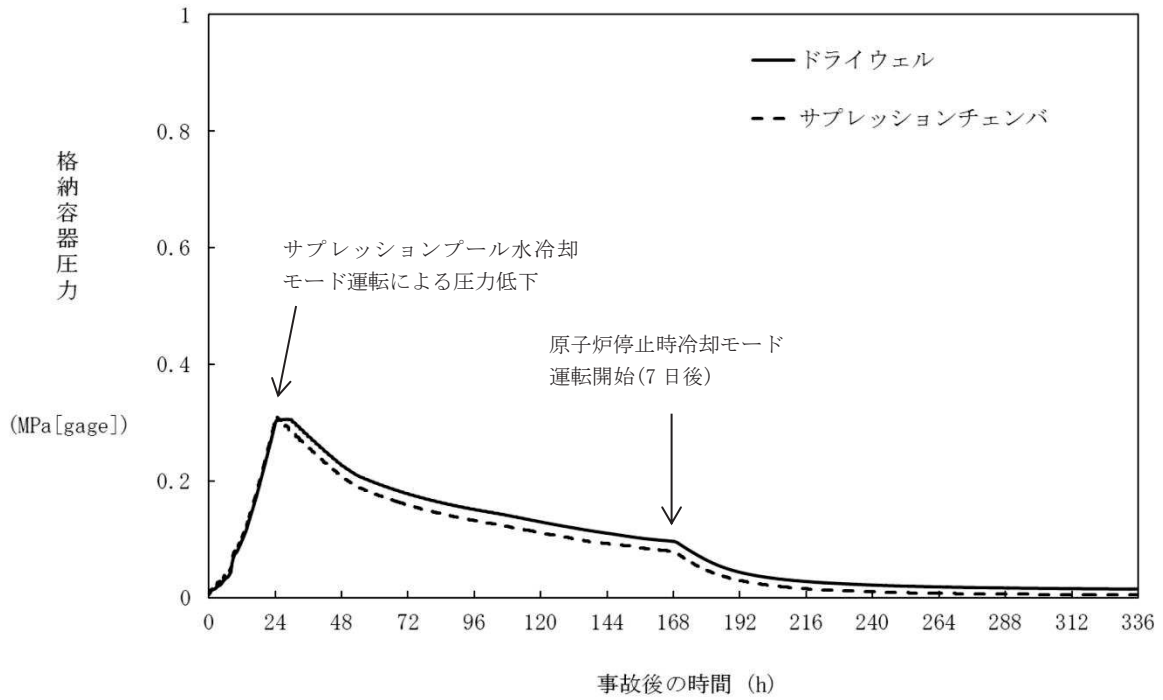


図 1.10 格納容器圧力の推移

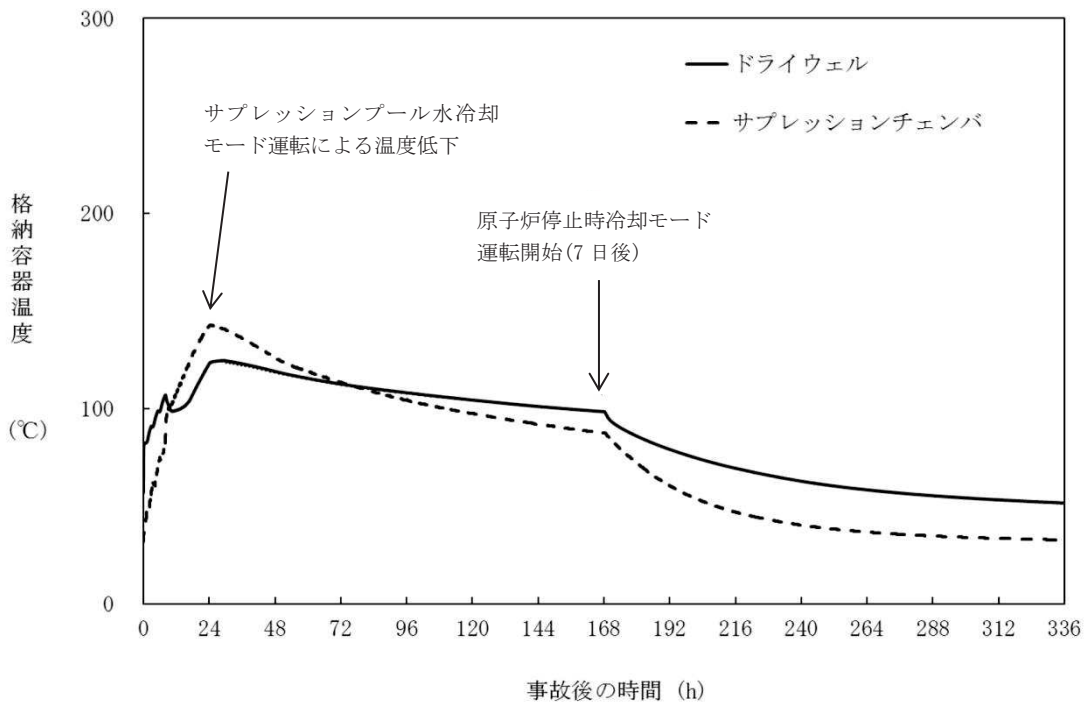


図 1.11 格納容器温度の推移

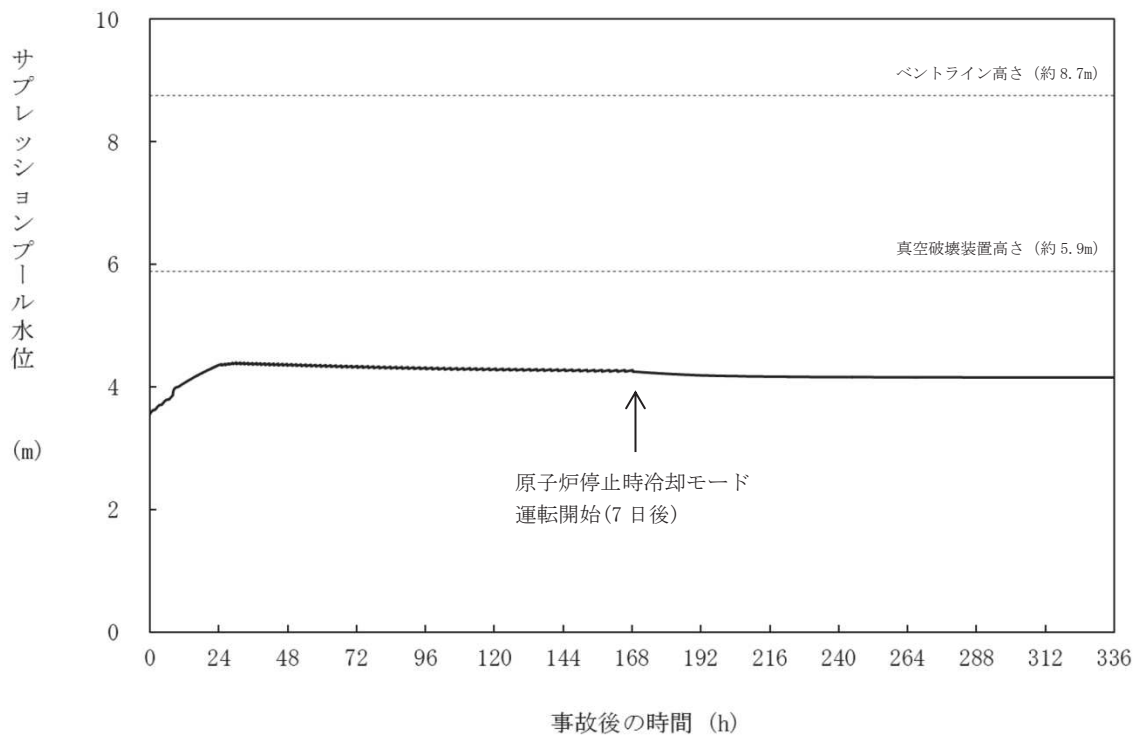


図 1.12 サプレッションプール水位の推移

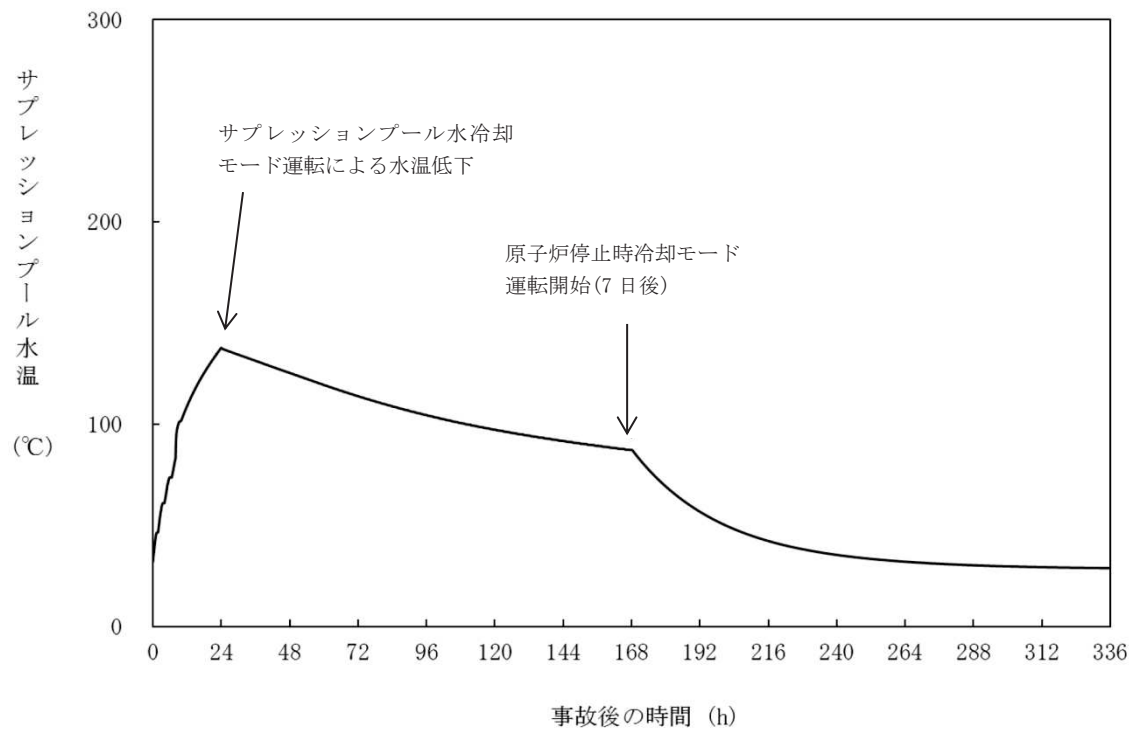


図 1.13 サプレッションプール水温の推移

## 2. 残留熱除去系の復旧について

### (1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保

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

残留熱除去系が機能喪失した場合であっても、復旧作業をより確実なものにするため、復旧に関する手順を整備するとともに、残留熱除去系、原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系については、予備品を確保することで復旧までの時間が短縮でき、また、作業の成立性が高く、かつ機能回復が可能な機器として、電動機及びポンプ部品を予備品として確保する。これらの予備品は、重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管する。

### (2) 残留熱除去系の復旧手順

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、重大事故等対策要員等により残留熱除去系を復旧するための手順を整備している。

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

具体的には、故障箇所の特定と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順により作業を行う。残留熱除去系の復旧手順書の記載例を図 2.1 に示す。

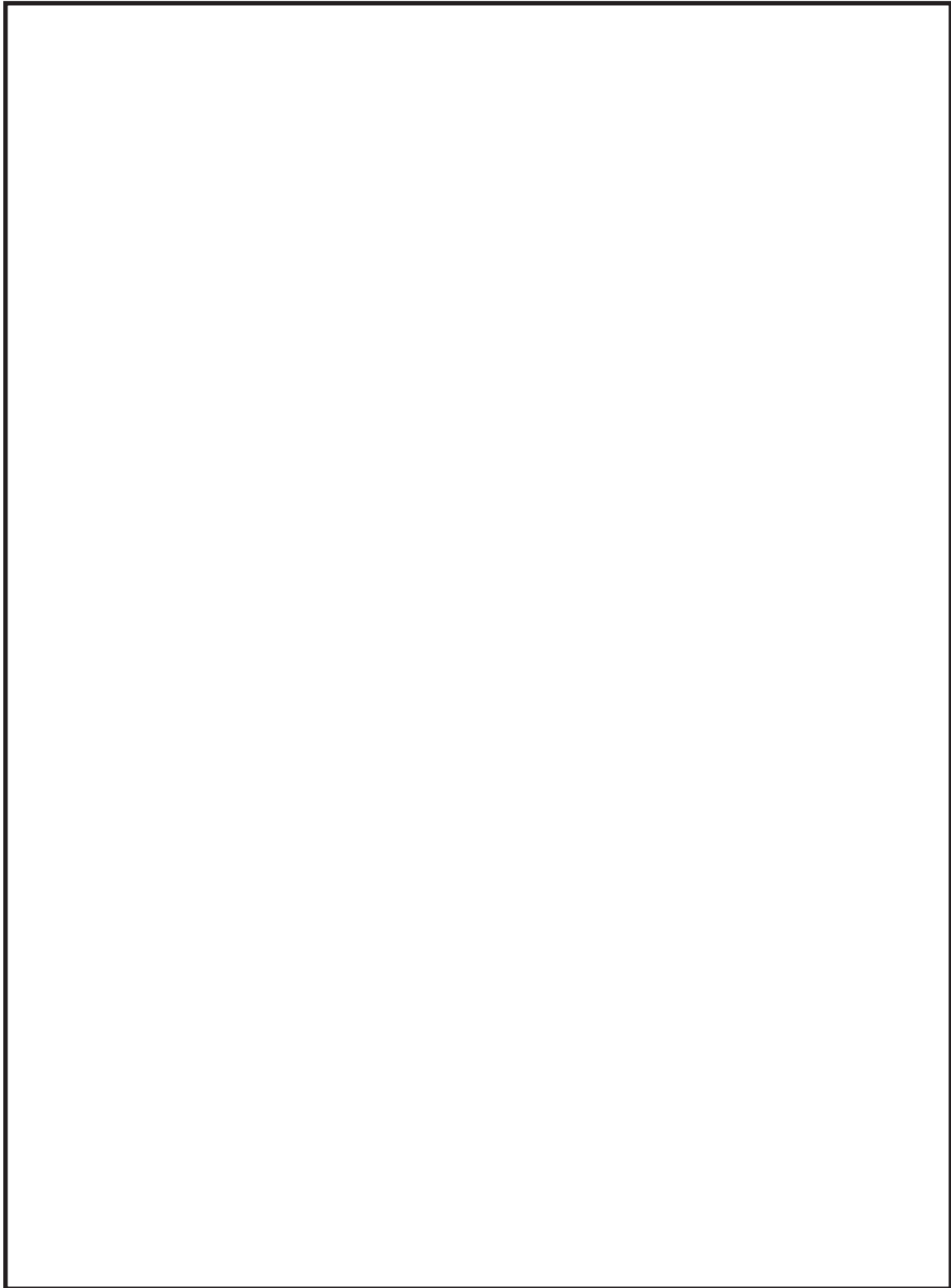


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (1/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

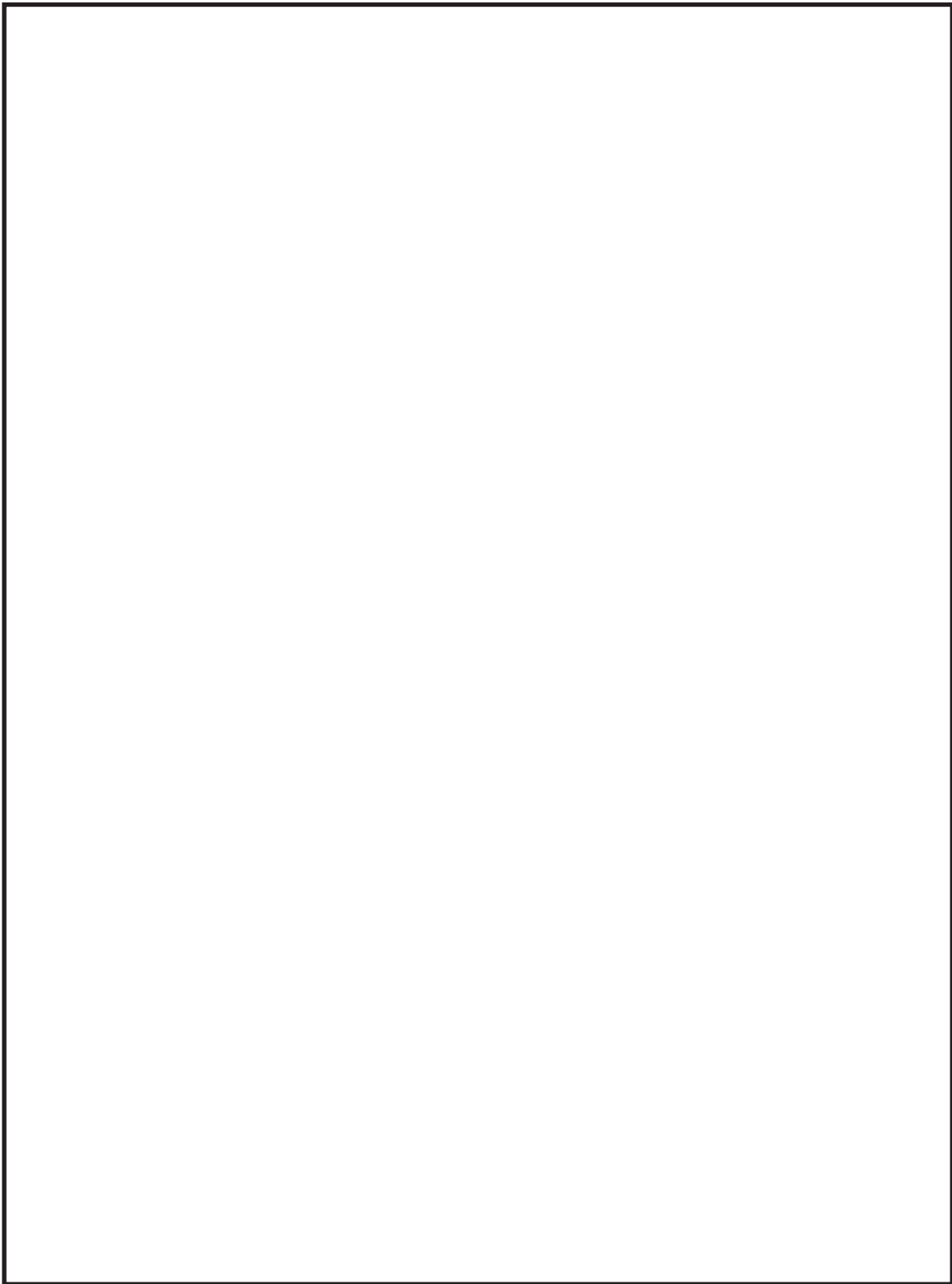


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (2/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

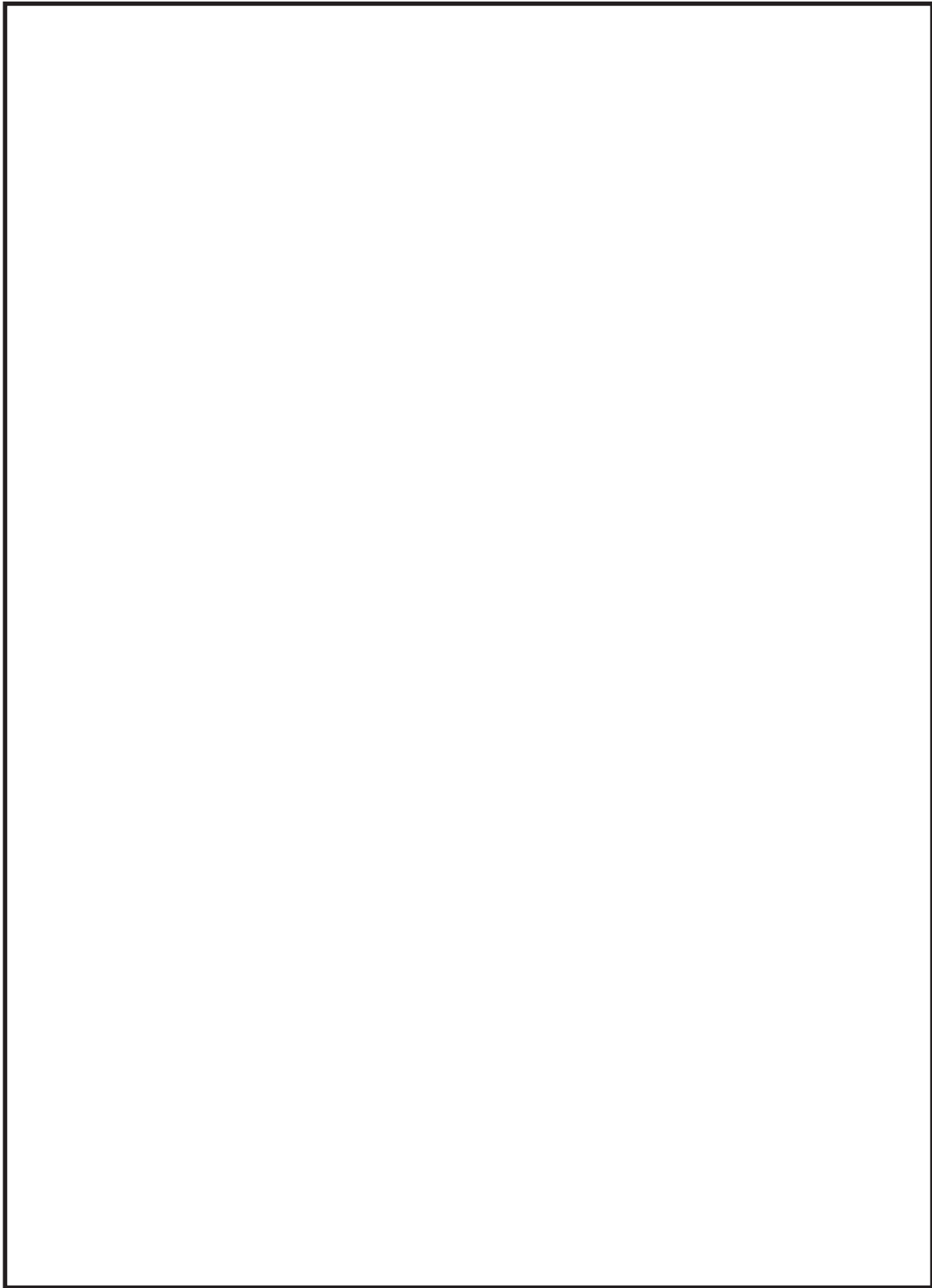


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (3/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

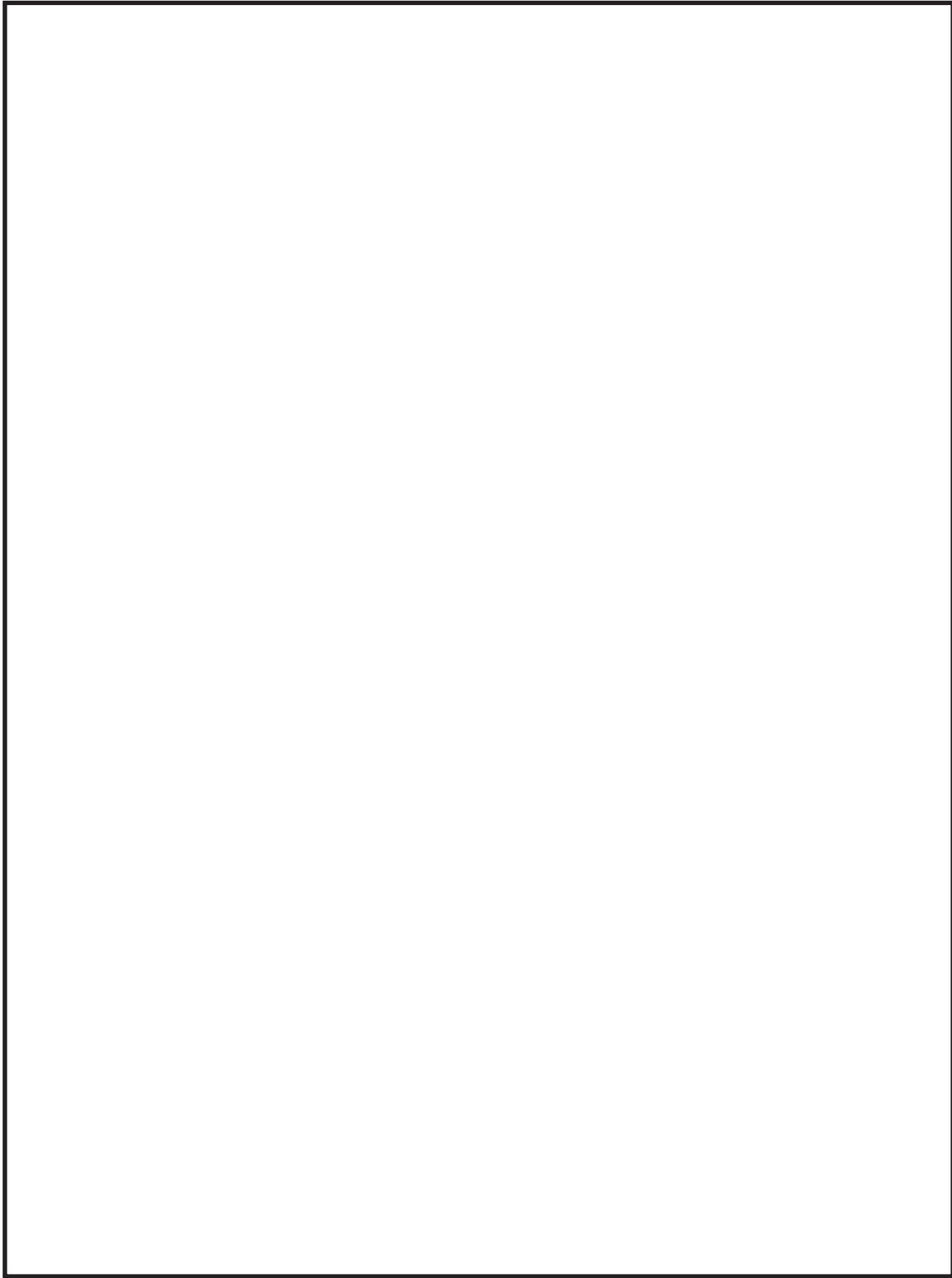


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (4/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



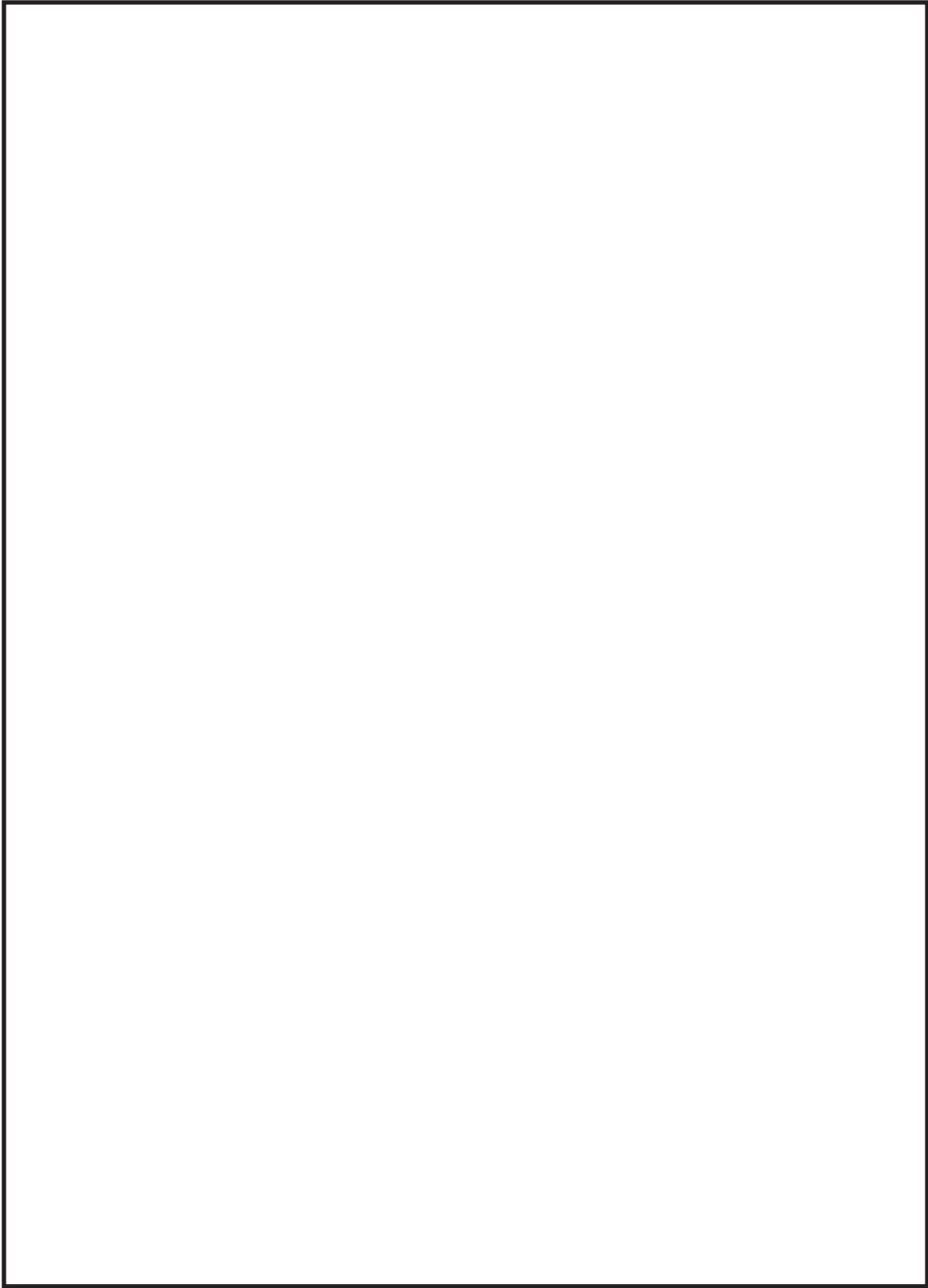


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (5/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

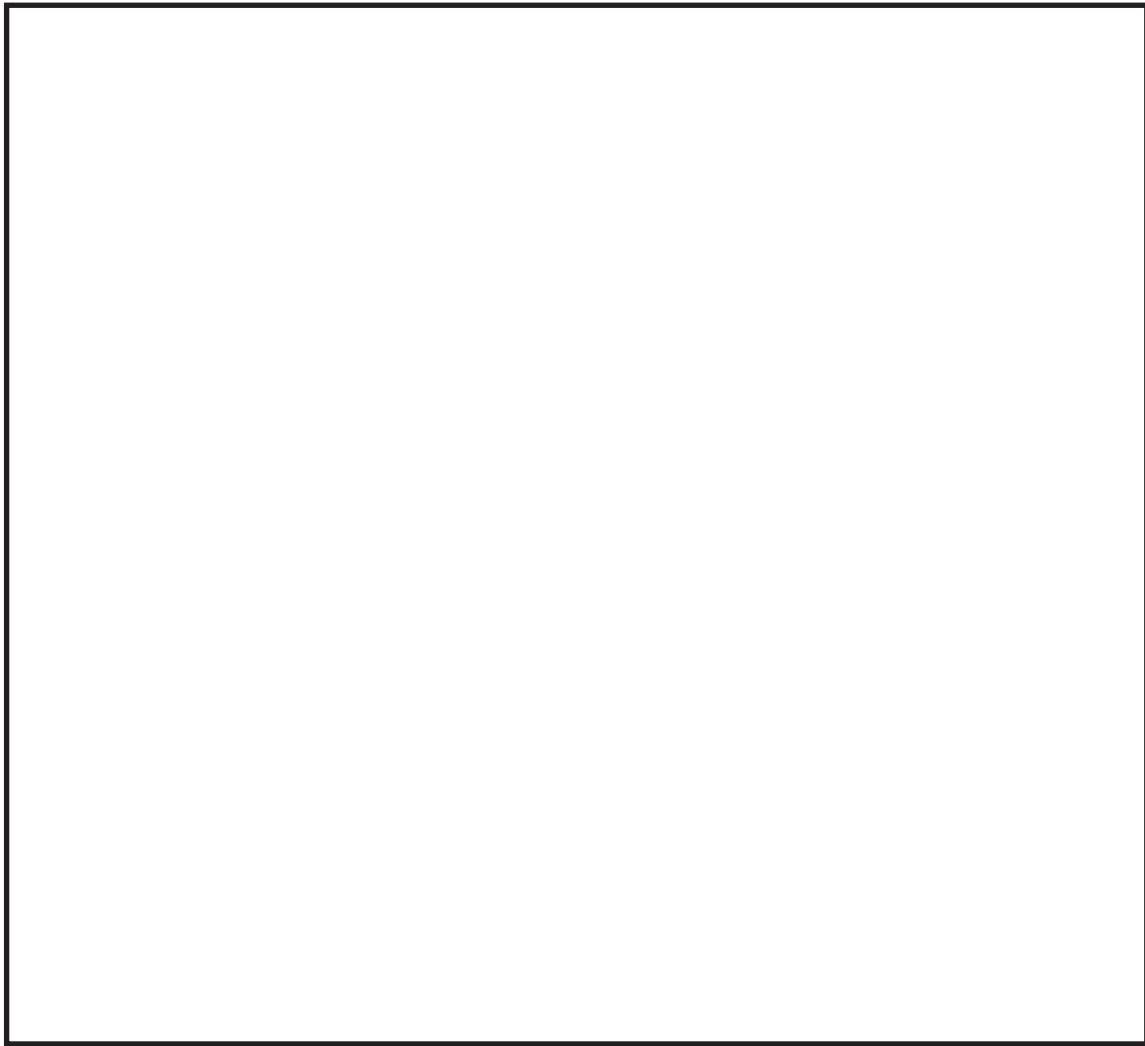


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例 (6/6)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

### 3. 格納容器内の可燃性ガス濃度制御

#### (1) 格納容器ベントの場合

重大事故時において格納容器ベントにより格納容器除熱を実施している場合は、事象発生前に格納容器内に封入されていた窒素ガス等及び炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって発生した水素ガス等が格納容器ベント時に格納容器外に排出された後、格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスが継続的に排出されている状態である。このため、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり格納容器の冷却が可能であること、格納容器内の水素ガス及び酸素ガス濃度測定が可能であること、可搬型窒素ガス供給装置を用いた格納容器内への窒素ガス封入が可能であり格納容器の負圧破損防止が可能であることが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。

格納容器ベントの停止に際しては、残留熱除去系による格納容器除熱開始後の格納容器負圧破損防止並びに水素ガス及び酸素ガス濃度の上昇抑制を目的に、格納容器ベント停止前に可搬型窒素ガス供給装置による格納容器への窒素ガス注入を開始する。

なお、格納容器内への窒素ガス注入に用いる可搬型窒素ガス供給装置は格納容器ベント開始前までに準備を完了させることとしており、残留熱除去系等による格納容器除熱機能が使用可能な状態となった場合には速やかに窒素ガス注入が可能である。

格納容器ベントの停止に係る手順の概要を図 3.1 に示す。

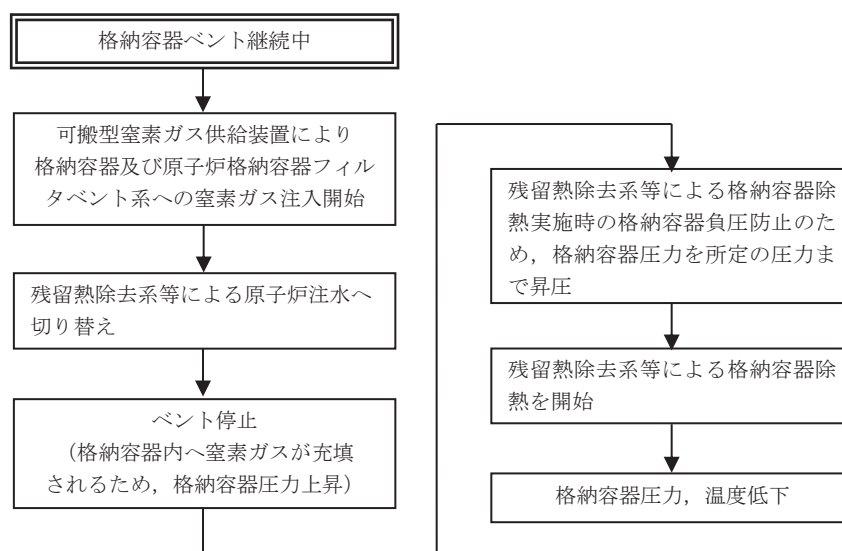


図 3.1 格納容器除熱に係る手順の概要

残留熱除去系による格納容器除熱は、格納容器スプレー又はサブプレッションプール水冷却運転により実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサブプレッションプール水冷却運転のみで実施可能である。

なお、格納容器スプレーを実施するような場合においては、格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高ス

クラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としている<sup>※1</sup>。運転員は格納容器スプレイ停止設定値に至らないように格納容器スプレイ流量の調整及び格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。

※1 運転員による格納容器スプレイの停止操作時間を考慮しても格納容器圧力が負圧に至らないよう設定

格納容器ベント停止以降、長期的な傾向として格納容器内の可燃性ガス濃度が上昇する。格納容器内の可燃性ガス濃度の上昇を抑制するため、可搬型窒素ガス供給装置を用いて格納容器内への窒素ガス注入を行う。また、格納容器内への窒素ガス注入を実施しても格納容器内の水素ガス及び酸素ガス濃度が可燃限界に至る可能性がある場合は、原子炉格納容器フィルタベント系を使用し格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを排出する。格納容器内水素ガス濃度及び格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた水素ガス及び酸素ガスの排出を停止する。以上の対応により、格納容器内の可燃性ガス濃度を可燃限界未満に維持し長期安定停止状態を維持することが可能である。

なお、可燃性ガス濃度制御系が運転可能な状況においては、可燃性ガス濃度制御系により格納容器内の水素ガス及び酸素ガスを再結合することにより、格納容器内の可燃性ガス濃度を可燃限界未満に維持し長期安定停止状態を維持することが可能<sup>※2</sup>である。

※2 可燃性ガス濃度制御系の処理能力は、定格値（吸込流量 255Nm<sup>3</sup>/h、再結合率 95%）では、初期酸素濃度 2.5vol%において約  $6.1 \times 10^{-2}$  mol/s の酸素ガスを処理可能である。重大事故時において、水の放射線分解により格納容器内で発生する酸素ガスは、「3.4 水素燃焼」の条件で約  $1.4 \times 10^{-2}$  mol/s（事象発生 24 時間後）であることから、可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合、格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。

## （2）代替循環冷却系の場合

代替循環冷却系により原子炉及び格納容器の除熱を実施している場合は、格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが、可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には、格納容器水素爆発防止として原子炉格納容器フィルタベント系を用いた水素ガス及び酸素ガスの排出を実施する。格納容器内水素ガス濃度及び格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた水素ガス及び酸素ガスの排出を停止する。

代替循環冷却系による格納容器の除熱が継続し、格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サプレッションプール水温 100℃未満）に対して余裕を見込んだサプレッションプール水温においては、酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。

## （3）格納容器への窒素ガス注入について

格納容器への窒素ガス注入は、可搬型窒素ガス供給装置による窒素ガス注入により実施する。

可搬型窒素ガス供給装置による窒素ガス注入は、原子炉格納容器フィルタベント系で使用する設備と同一であり、空気中から窒素を抽出し、直接格納容器へ窒素ガスを注入する。

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

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

【SAFER, CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレー冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレー冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		輻射熱伝達モデル	入力値に含まれる。輻射率は、1,200℃付近のジルコイ被覆管の酸化面における輻射率(0.7～0.8)を踏まえて0.67を用いることで、輻射伝熱を小さくするよう考慮している。なお、輻射率0.67を用いた場合のPCTは、輻射率0.75を用いた場合に比べて数℃程度高くなる。また、部分長燃料棒より上部にも出力燃料棒が存在すると仮定して輻射伝熱を小さくするよう考慮している。	解析コードは燃料集合体断面の幾何学的配置に基づいて、燃料被覆管、チャンネルボックスの温度を詳細に評価し、対流熱伝達係数、燃料の最大線出力密度等の解析条件により、全体として燃料被覆管温度を高く評価するが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料集合体断面の幾何学的配置に基づいて、燃料被覆管、チャンネルボックスの温度を詳細に評価し、対流熱伝達係数、燃料の最大線出力密度等の解析条件により全体として燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、SAFER コードから引き継ぐ対流熱伝達係数及び燃料の最大線出力密度などの解析条件を保守的に取り扱うことにより燃料被覆管温度は高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析において約45時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから、運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後のジルコニウム-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、おおむね保守的な結果を与えるものとする。
沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレーの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナキスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作は、シュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生するまで、燃料被覆管温度は解析結果に対して約341℃の余裕があることからその影響は小さい。  (添付資料 2.1.3)	

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

【SAFER, CHASTE】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、高圧・低圧注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これらの操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシュラウド外水位を現実的に評価することから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水タイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、压力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。



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

【MAAP】	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉压力容器	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	安全系モデル（非常用炉心冷却系） 安全系モデル（代替注水設備）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高め、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）及び原子炉格納容器フィルタベント系等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）及び原子炉格納容器フィルタベント系等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
構造材との熱伝達及び内部熱伝導	気液界面の熱伝導				
スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ） 安全系モデル（代替注水設備）				
格納容器ベント	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	入力値に含まれる。MAAP コードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

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

項目	解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	2,435MWt以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間に与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約87%～約104% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱力学的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合は、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱力学的特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値として設定	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約31GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッションプール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m分)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	約40℃～約44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	約27℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ペント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ペント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ペントまでの圧力上昇率(平均)は1時間当たり約9kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ペント時間が約13分早くなる程度である。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

項目		解析条件（初期条件，事故条件，機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	40℃	約 20℃～約 40℃ （実測値）	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に対する影響は小さい。 また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、原子炉格納容器フィルタベント系等の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 11,192m <sup>3</sup>	約 11,192m <sup>3</sup> 以上 （淡水貯水槽＋復水貯蔵タンク）	淡水貯水槽及び通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事象発生10時間後からは大容量送水ポンプ（タイプI）による補給により復水貯蔵タンクは枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 900kL	約 900kL 以上 （軽油タンク容量＋ガスタービン発電設備軽油タンク容量）	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源あり	—	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いこと、炉心冷却上厳しくなる	炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。	炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低（レベル2）	原子炉水位低（レベル2）	原子炉再循環系のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	最大 199m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 199m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）	88m <sup>3</sup> /h でスプレイ	88m <sup>3</sup> /h 以上でスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉格納容器フィルタベント系等	流路特性（0.427MPa[gage]）において、10.0kg/sの流量）に対し、格納容器一次隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	流路特性（0.427MPa[gage]）において、10.0kg/sの流量）に対し、格納容器一次隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	原子炉格納容器フィルタベント系等の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（1/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）	事象発生 25 分後	中央制御室における低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統構成及び起動は、事象判断、高圧・低圧注水機能喪失確認及び解析上考慮しない高圧代替注水系の操作後に実施し、事象発生から 20 分後に開始するものとする。操作時間は 5 分間とし、操作終了後に原子炉急速減圧操作を開始することを設定	<p>【認知】 中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報、ポンプ出口流量指示計等により高圧・低圧注水機能喪失を確認する。高圧・低圧注水機能喪失の確認内容及び所要時間は以下のとおり。 [高圧注水機能喪失確認（再起動操作含む）：10 分間（余裕含む）] ・ 原子炉スクラム後の状態確認に 1 分間を想定 ・ 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失の確認に 2 分間を想定 [高圧代替注水系の起動失敗確認：5 分間（余裕含む）]（高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない） ・ 原子炉隔離時冷却系との系統分離弁の開操作等に 2 分間を想定 ・ 高圧代替注水系の手動起動に必要な 2 弁の開操作に 2 分間を想定 ・ 高圧代替注水系起動失敗の確認に 1 分間を想定 [低圧注水機能喪失確認：5 分間（余裕含む）] ・ 低圧炉心スプレイ系の手動起動及びその後の機能喪失の確認に 1 分間を想定 ・ 残留熱除去系 3 系列の手動起動及びその後の機能喪失の確認に 3 分間を想定</p> <p>以上のとおり、解析上の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）の操作開始時間の 25 分間のうち、余裕を含めて 20 分間を高圧・低圧注水機能喪失の確認時間と想定している。高圧・低圧注水機能喪失の確認時間には十分な時間余裕を含んでいることから、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作であり、時間余裕を含めて操作所要時間 5 分を想定している。 [低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備：5 分間（余裕含む）] ・ 復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作、緊急時隔離弁等の開操作及び操作した弁の動作確認に 2 分間を想定 ・ 復水移送ポンプの起動に 1 分間を想定 ・ 残留熱除去系弁の開操作に 1 分間を想定</p> <p>また、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備が完了した後に、迷がし安全弁による原子炉の急速減圧を行うため、原子炉の急速減圧の開始を事象発生から 25 分後と想定している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 事象発生直後、運転員は原子炉の停止確認後、冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、解析上考慮しない高圧代替注水系の操作時間及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	事象発生から 35 分後（操作開始時間の 10 分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 924℃となり、1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、ウェットウエルのペントラインを経由した原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 $1.9 \times 10^{-1}$ mSv、ドライウエルのペントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 $1.9 \times 10^{-1}$ mSv であり、5 mSv を下回る。また、事象発生から 40 分後（操作開始時間の 15 分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 966℃となり、1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、ウェットウエルのペントラインを経由した原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 $3.5 \times 10^{-1}$ mSv、ドライウエルのペントラインを経由した耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 $3.4 \times 10^{-1}$ mSv であり、5 mSv を下回る。	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（模擬操作含む）を取得。解析上においては、起因事象の給水流量の全喪失から高圧・低圧注水機能喪失の認知及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備後の原子炉減圧操作まで 25 分を想定しているところ、訓練実績では約 18 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。



表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（2 / 4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
<p>操作条件</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備（復水貯蔵タンクへの補給、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型））</p>	<p>事象発生から10時間後に準備完了</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備時間を踏まえて設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて残留熱除去系の機能喪失を確認した場合、大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備を開始する手順としている。そのため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備は、大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の設置、ホースの敷設等を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて20分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）は車両であることから自走で作業現場へ移動することを想定しており、ホース及び注水用ヘッダの設置はホース延長回収車により、自走にて作業現場へ移動しながら実施することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合にアクセスルートの被害があっても、ブルドーザにて必要なアクセスルートを仮復旧できる常駐体制としており、仮復旧作業として4時間（要員はこの間に可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで移動）を想定している。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備の作業項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり、操作所要時間は合計6時間を想定している。各作業には十分な時間余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。 [大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備：6時間（余裕含む）]  <ul style="list-style-type: none"> <li>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の設置、ホースの敷設、接続等に5時間を想定</li> <li>格納容器代替スプレイに使用するホース等の水張り（接続弁の開操作（原子炉建屋外からの遠隔人力操作含む）に30分間を想定。また、並行して復水貯蔵タンクへの補給に使用するホースの水張り（想定所要時間30分間）を実施</li> </ul> </p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器代替スプレイに使用するホース等の水張り操作及び復水貯蔵タンクへの補給に使用するホースの水張り操作は、並列操作可能なため、両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備操作は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作として4時間、その後の作業に6時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、復水貯蔵タンクへの補給操作の操作開始時間が早まる可能性があることから、復水貯蔵タンクの保有水量が早期に回復する。また、格納容器代替スプレイの操作開始時間が早まる可能性があるが、格納容器代替スプレイは格納容器圧力を基準に格納容器代替スプレイ操作を実施することとしていることから、操作開始時間に与える影響は小さい。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があるが、復水貯蔵タンクの水位低下は緩やかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器代替スプレイは、格納容器圧力を基準に格納容器代替スプレイ操作を実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の運転開始までの時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても、事象発生から10時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備は、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のところ、訓練実績等により約9時間であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>
<p>復水貯蔵タンクへの補給操作</p>	<p>事象発生から10時間以降、適宜</p>	<p>復水貯蔵タンクへの補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備完了時間を踏まえて設定</p>	<p>復水貯蔵タンクへの補給までの時間は、事象発生約10時間以降から補給が可能であるが、復水貯蔵タンクの水源枯渇までに実施すればよい操作であり、復水貯蔵タンクの保有水のみで約48時間注水可能であることから、十分な時間余裕がある。</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>復水貯蔵タンクへの補給は、淡水貯水槽から大容量送水ポンプ（タイプⅠ）を用いて実施する。大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備は、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のところ、訓練実績等により約9時間であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（3/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
各機器への給油（大容量送水ポンプ（タイプI））	事象発生から10時間以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約10時間以降であり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では、淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給等に使用する大容量送水ポンプ（タイプI）（1台）への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について、大容量送水ポンプ（タイプI）への給油準備（現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで）は、所要時間140分のところ、訓練実績等では約120分で行う実施可能なことを確認した。 また、各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。大容量送水ポンプ（タイプI）への給油作業は許容時間300分のところ、訓練実績等では約30分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。
操作条件  原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力0.384MPa[gage]到達時（約28時間後）	格納容器設計圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器代替スプレイの実施基準（格納容器圧力0.384MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約28時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、現場にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作を行う重大事故等対応要員と、中央制御室にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び間欠運転を行う運転員が配置されている。本操作を行う重大事故等対応要員は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間、他の作業を担っていない。また、本操作を行う中央制御室の運転員は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び間欠運転を行なっている期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 現場で行う原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作は、原子炉建屋外部接続口近傍で行う作業である。現場操作を行う重大事故等対応要員は大容量送水ポンプ（タイプI）設置完了後、同じく原子炉建屋外部接続口近傍に設置される注水用ヘッダ付近に配置されていることから、移動時間は不要である。また、作業に伴う作業エリア内の移動を含んだ操作所要時間を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。また、中央制御室における原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び間欠運転は、中央制御室内での操作のみであるため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作の操作項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり、系統構成及び冷却開始に5分間を想定している。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による間欠スプレイ操作は、制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作所要時間は特に設定していない。何れの操作も、格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短い。 [原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作：5分間（余裕含む）] ・ 運転員による残留熱除去系弁の状態確認及び開操作（中央制御室での遠隔操作）に1分間を想定 ・ 重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作（注水用ヘッダでの手動操作）に3分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 現場では、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間、当該作業に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はない。中央制御室では、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室操作は、中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	格納容器代替スプレイの実施基準（格納容器圧力0.384MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約28時間後であり、運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の運転開始までの時間は、仮にアクセルの被害があった場合の復旧旧操作を考慮しても、事象発生から10時間あり、原子炉格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作については約1分の操作時間を要した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。	訓練実績等では、中央制御室における運転員の残留熱除去系弁の状態確認及び開操作は約1分、重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作については約1分の操作時間を要した。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧・低圧注水機能喪失）（4/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作開始時間							
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方						
操作条件	原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa[gage] 到達時 (約45時間後)	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力が0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約45時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器ベントは中央制御室における操作であり、運転員は中央制御室に常駐している。</p> <p>【移動】 中央制御室における格納容器ベント操作は、中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室における格納容器ベント操作は操作スイッチによる電動弁1個の操作に5分の操作所要時間を想定しており、時間余裕を確保している。よって操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 格納容器ベントの操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 中央制御室における操作は、制御盤のスイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約1.5時間の時間の増分が発生する。この現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約45時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器ベント実施時に遠隔操作にて対応するため、約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約45時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.427MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約51時間後であり、約5時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 (添付資料 3.1.3.8)</p>	<p>中央制御室の操作のため、シミュレータにて訓練実績（模擬操作含む）を取得。中央制御室におけるベント操作は、操作スイッチによる電動弁1個の操作に約2分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、訓練実績等では移動時間が含まれ約58分で操作を実施できた。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>



## 減圧・注水操作が遅れる場合の影響について

## 1. はじめに

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

## 2. 評価項目及び敷地境界の実効線量への影響

有効性評価における原子炉減圧操作の開始時間は、事象判断の時間として10分、その後の原子炉減圧操作の準備時間として15分を考慮し、事象発生25分後としている。本想定は、実態の準備時間に時間余裕を含めて設定したものであるが、更なる遅れ時間を考慮し、評価項目である敷地境界の実効線量が5 mSvを下回る操作遅れ時間である10分及び15分遅延した場合の感度解析を行った。

## (1) 評価項目への影響

評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)に対する評価結果を表1に示す。また、燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図1に、操作15分遅れのケースにおける原子炉圧力、原子炉水位(シユラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図2から図5に示す。

15分程度の操作遅れの場合、燃料被覆管の破裂はベストフィット曲線で判定すると一部で発生するものの、燃料被覆管温度1,200℃及び燃料被覆管酸化率15%を超えることはない。そのため、少なくとも15分程度の操作時間遅れでも評価項目を満足する。

## (2) 敷地境界の実効線量への影響

上記と同様に減圧時間を有効性評価における設定よりも10分及び15分遅延することによる敷地境界の実効線量への感度解析を行った。ここでは、燃料被覆管の破裂本数については実機炉心設計を考慮した<sup>※1</sup>。表2に評価結果を示す。

原子炉格納容器フィルタベント系を使用しないドライウェルベントの場合であっても、10分及び15分程度の操作時間遅れの場合、敷地境界での実効線量は5 mSvを超えることはない。したがって、敷地境界での実効線量の観点からは15分程度の操作遅れの時間余裕がある。

## 3. まとめ

15分程度の操作時間遅れの場合、評価項目(燃料被覆管の最高温度及び酸化量)を満足し、敷地境界での実効線量は5 mSvを下回る。したがって、原子炉減圧操作は15分程度遅れ内に実施することが必要となる。

表1 炉心の健全性に関する感度解析結果（CHASTE解析）

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管酸化率
10分	約924℃	約3%
15分	約966℃	約5%

表2 敷地境界の実効線量に関する感度解析結果

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	ウェットウェルベント (原子炉格納容器フィルタベント系, ドライウェル圧力: 0.427MPa[gage])	ドライウェルベント (耐圧強化ベント系, ドライウェル圧力: 0.427MPa[gage])
10分	約 $1.9 \times 10^{-1}$ mSv	約 $1.9 \times 10^{-1}$ mSv
15分	約 $3.5 \times 10^{-1}$ mSv	約 $3.4 \times 10^{-1}$ mSv
0分 (基本ケース※)	約 $8.3 \times 10^{-2}$ mSv	約 $7.9 \times 10^{-2}$ mSv

※基本ケースは、原子炉格納容器フィルタベント系等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量の評価結果

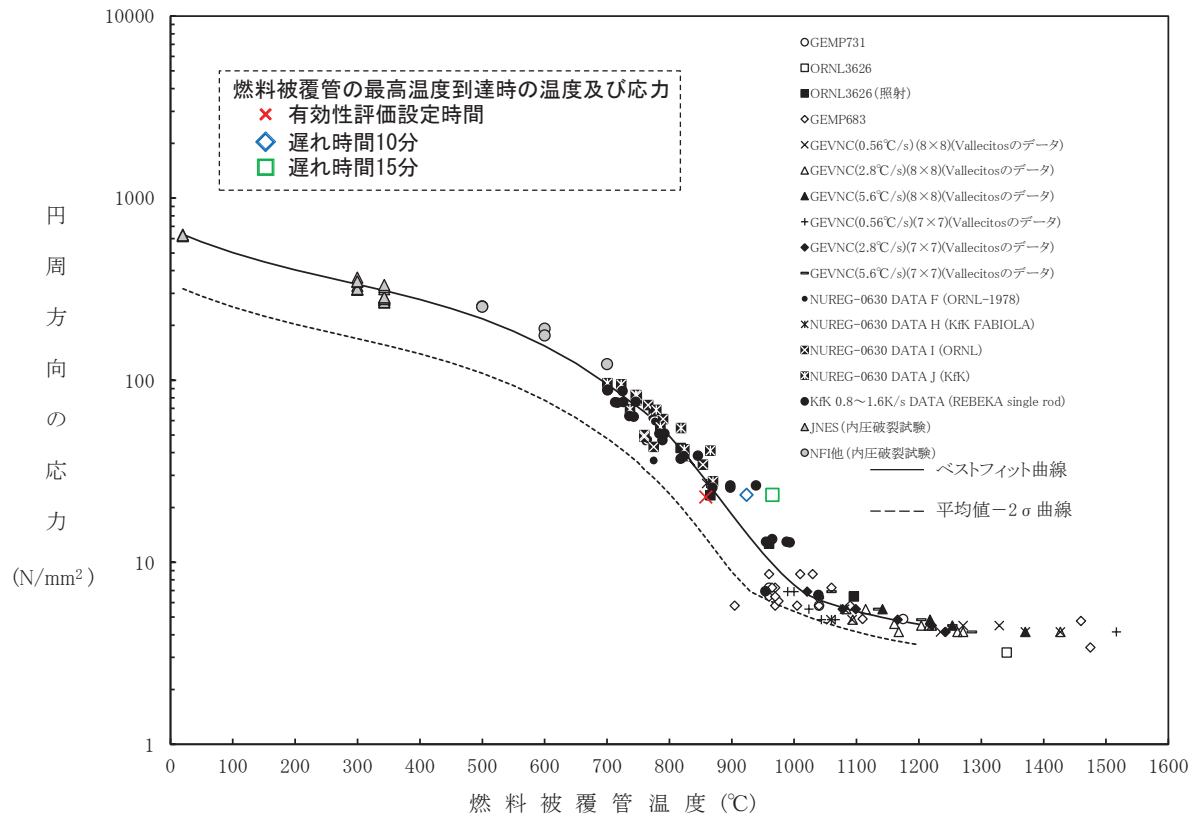


図1 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力<sup>\*2</sup>の関係

## ※1 燃料被覆管の破裂本数の算出方法について

燃料被覆管の破裂判定に適用される燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力に影響するパラメータを区分毎に整理し、区分毎に条件設定を行ったSAFER/CHASTE解析から得られた燃料集合体当たりの燃料被覆管破裂本数と炉心の三次元設計データを基に作成したヒストグラム（平衡炉心サイクル初期/中期/末期を考慮）を組み合わせることにより、全炉心を対象とした燃料被覆管破裂本数を計算した。

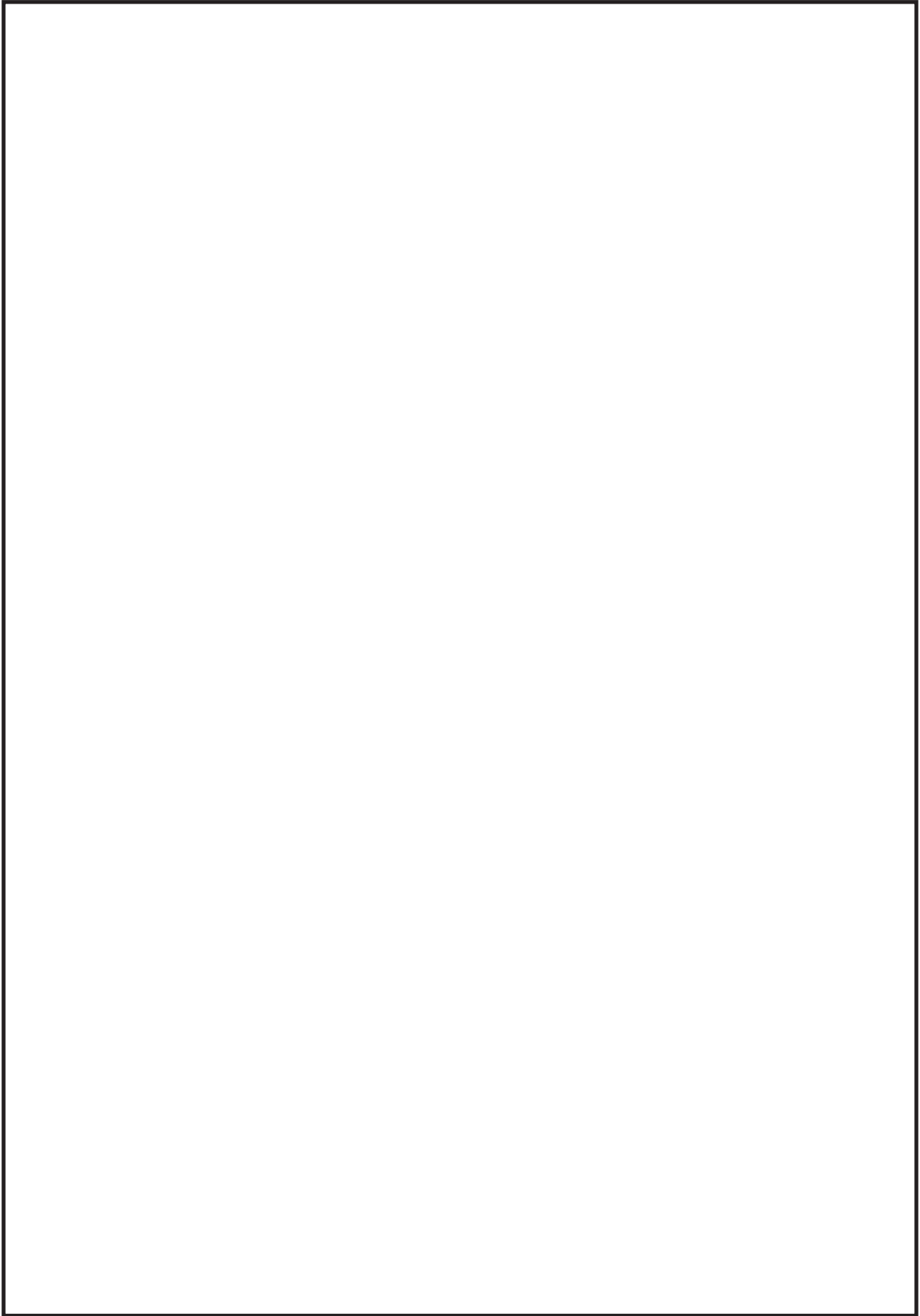
操作15分遅れの場合の、平衡炉心サイクル初期における燃料被覆管破裂本数の算出例を以下に示す。

炉心設計データを基に、表3に示す各区分の条件に該当する燃料集合体数（1/4炉心）を整理し、条件に該当する燃料集合体が存在するケースにおける燃料集合体当たりの燃料被覆管の破裂本数を、SAFER/CHASTE解析により算出する。その結果、操作15分遅れの場合、表3に示す2ケース（合計3体）において燃料被覆管の破裂が生じており、その数はそれぞれ燃料集合体当たり38本である。

以上より、1/4炉心当たりの燃料被覆管の破裂本数は114本と算出されることから、炉心全体での燃料被覆管の破裂本数は456本となる。

$$38(\text{本/体}) \times 3(\text{体}) \times 4 = 456(\text{本})$$

表3 ヒストグラム (9×9 燃料平衡炉心 (1/4 炉心), サイクル初期)



枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## ※2 燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

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

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

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

ここで、

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管厚さ

P<sub>in</sub> : 燃料被覆管内側にかかる圧力

P<sub>out</sub> : 燃料被覆管外側にかかる圧力(=原子炉圧力)

である。

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

$$P_{in} = \left( \frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{N R T_P}{V_P}$$

ここで

V : 体積

添字<sub>P</sub> : 燃料プレナム部

T : 温度

<sub>F</sub> : ギャップ部

N : ガスモル数

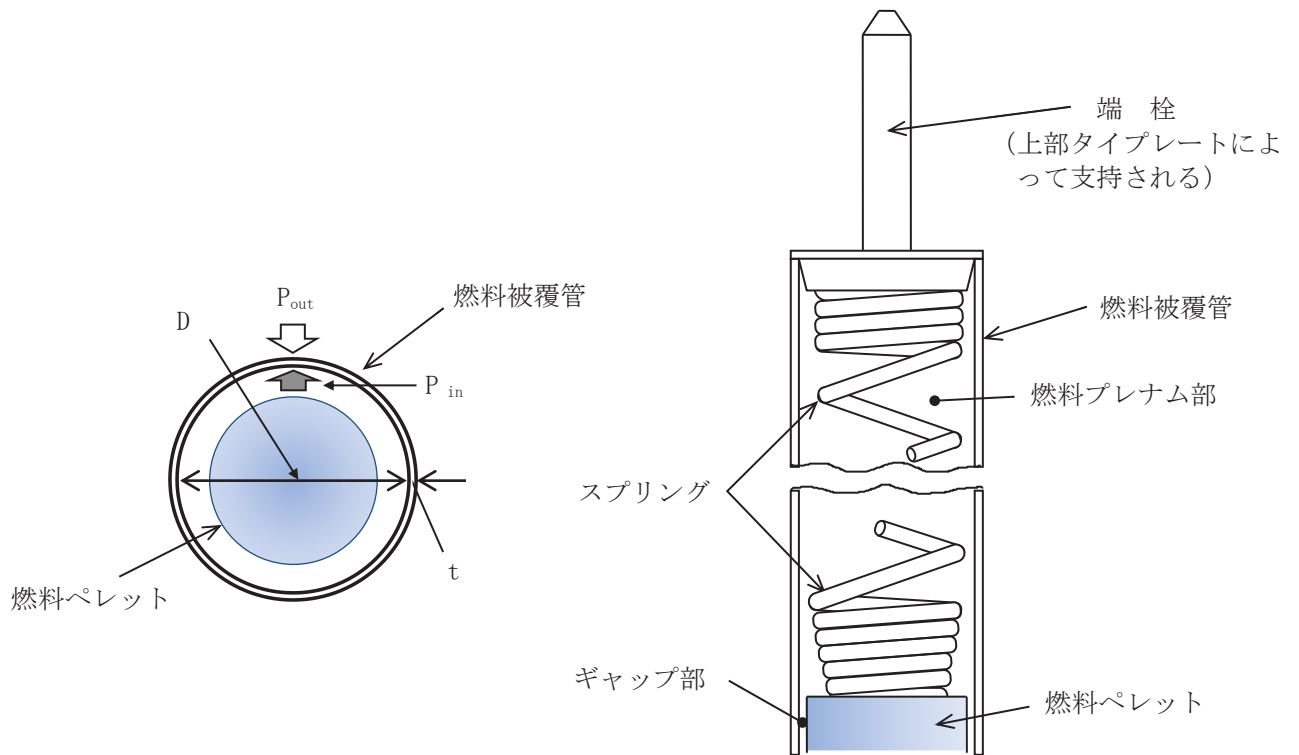
R : ガス定数

である。

燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は、LOCA条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり、燃料被覆管内にガスを封入して圧力をかけた状態で加熱することによりLOCA条件を模擬している。このため、これらの実験ではペレット-被覆管の接触圧を考慮していない。

また、燃料被覆管内側にかかる圧力のうち、ペレット-被覆管の接触圧は、設計用出力履歴において最大線出力密度を維持する最大燃焼度、すなわち燃料被覆管温度評

価を最も厳しくする燃焼度時に運転中の最大値を取るものの、スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため、燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。





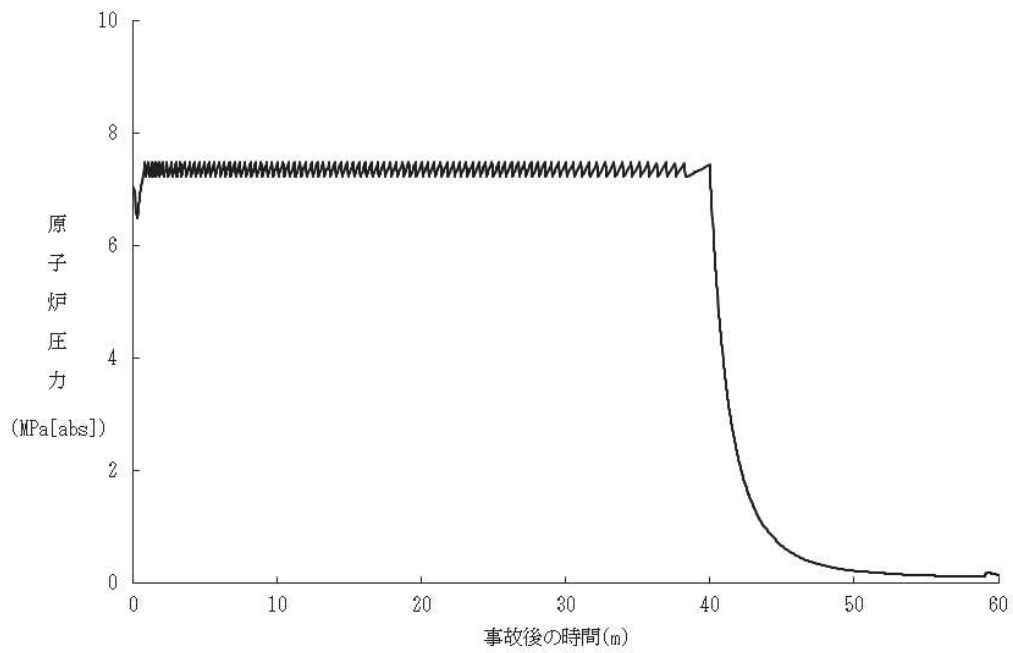


図2 操作 15 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

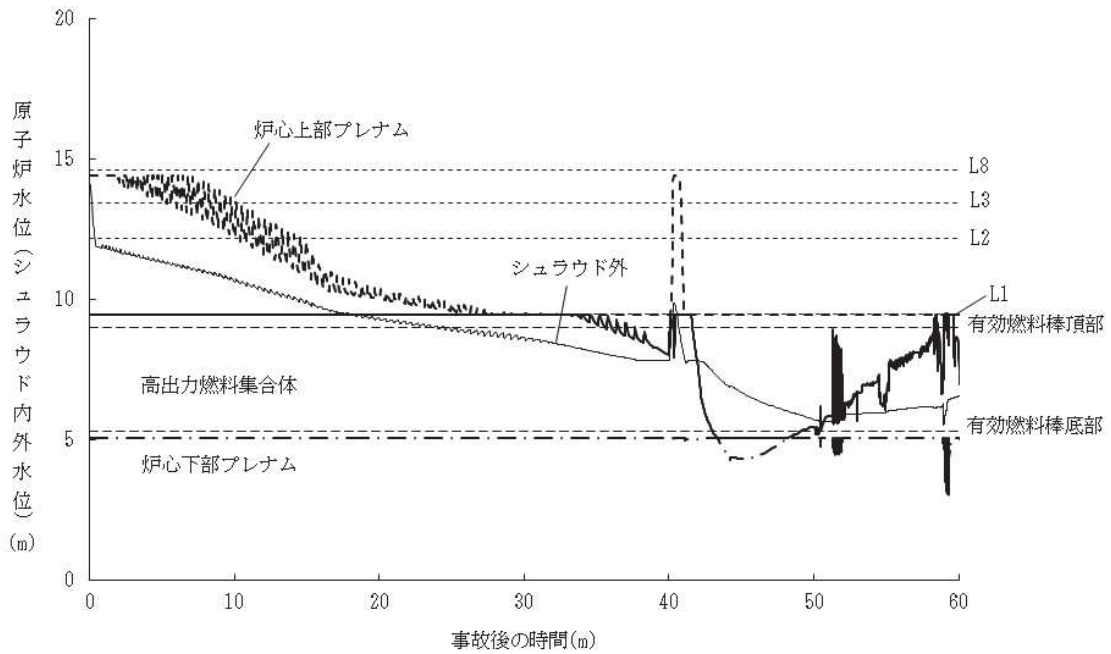


図3 操作 15 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

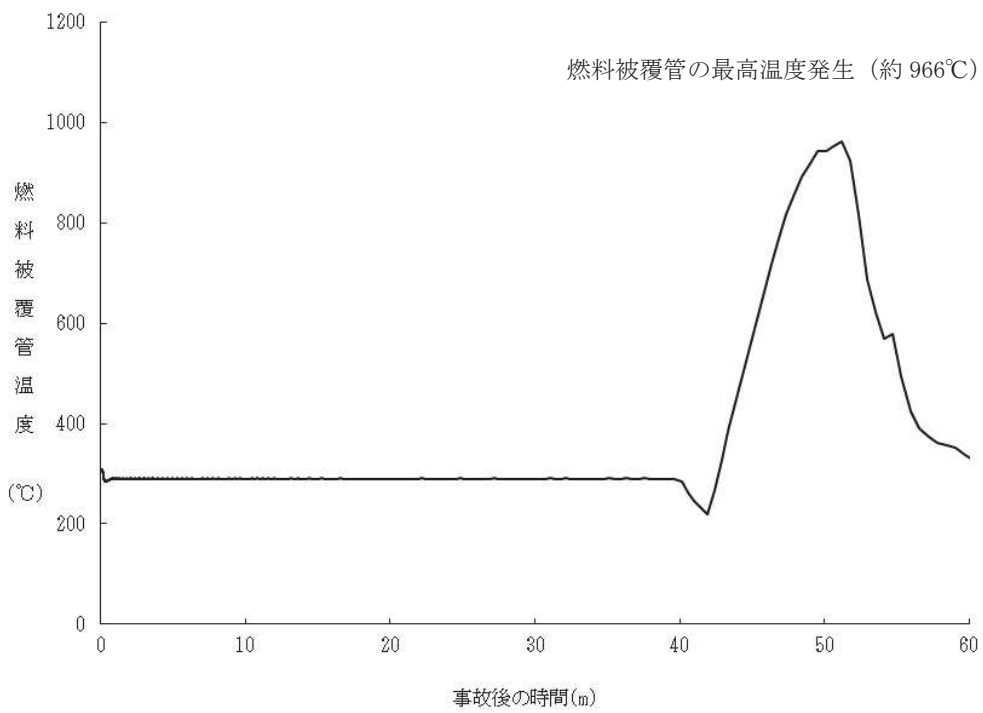


図 4 操作 15 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

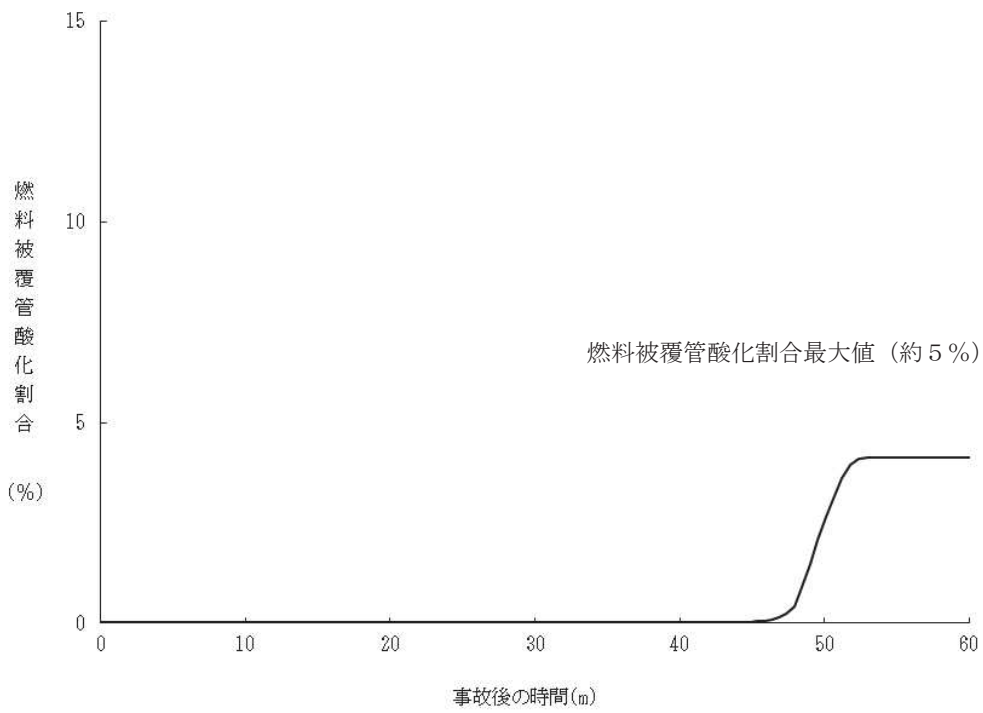


図 5 操作 15 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化割合の推移

7 日間における水源，燃料評価結果について  
(高圧・低圧注水機能喪失)

1. 水源に関する評価

○水源

- ・ 復水貯蔵タンク水量  
: 約 1,192m<sup>3</sup>
- ・ 淡水貯水槽 : 約 10,000m<sup>3</sup>  
(約 5,000m<sup>3</sup> × 2)

○水使用パターン

- ① 低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水  
事象発生 25 分後以降，復水貯蔵タンクを水源とする低圧代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水を実施する。炉心冠水後は原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 3) の範囲で注水する。

- ② 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ

格納容器圧力が 0.384MPa [gage] に到達する事象発生約 28 時間以降，淡水貯水槽を水源とする原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイ (間欠運転) を実施する。外部水源注水量限界 (サブプレッションプール水位が通常運転水位 + 約 2m) 到達後，格納容器スプレイを停止する。

- ③ 淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

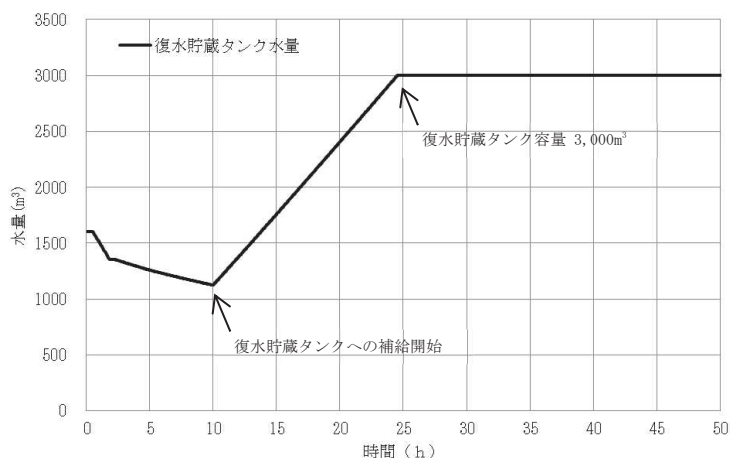
事象発生 10 時間後から，淡水貯水槽の水を復水貯蔵タンクへ 150m<sup>3</sup>/h の流量で補給する。

○時間評価 (右上図)

事象発生後 10 時間までは，復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンクの水量は減少する。事象発生 10 時間後から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，合計約 3,800m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m<sup>3</sup> 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。



## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象： 高圧・低圧注水機能喪失は2号炉を想定。なお、本重要事故シーケンスでは外部電源喪失は想定していないが、保守的に外部電源喪失を想定し、全ての設備が事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

### 2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $1,736\text{L/h} \times 2\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 584\text{kL}$
		高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1台起動 <sup>※1</sup> (定格負荷時の燃料消費量) $894\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 151\text{kL}$
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$
	事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h)	常設代替交流電源設備 2台起動 <sup>※2</sup> (緊急用電気品建屋への電源供給を考慮した燃料消費量) $510\text{L/h} \times 2\text{台} \times 24\text{h} = \text{約} 25\text{kL}$
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車 1台起動(緊急時対策所用) (定格負荷時の燃料消費量) $100\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 17\text{kL}$
合計		7日間の軽油消費量 約 809kL
判定		非常用ディーゼル発電機等の運転継続に必要な軽油(約 735kL)、大容量送水ポンプ(タイプI)及び常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約 57kL)に対して軽油タンク(約 600kL)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約 300kL)(合計約 900kL)の軽油が使用可能。電源車の運転継続に必要な軽油(約 17kL)に対して緊急時対策所軽油タンク(約 18kL)の軽油が使用可能であり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

※2 外部電源喪失により自動起動し、緊急用電気品建屋(400kW)への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため、常設代替交流電源設備は停止可能であるが、燃料評価上、保守的に事象発生24時間は運転継続するものと想定。

## 2.6 L O C A時注水機能喪失

### 2.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「小破断L O C A＋高圧注水失敗＋低圧E C C S失敗」，②「小破断L O C A＋高圧注水失敗＋原子炉自動減圧失敗」，③「中破断L O C A＋H P C S失敗＋低圧E C C S失敗」及び④「中破断L O C A＋H P C S失敗＋原子炉自動減圧失敗」である。

また，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からもL O C Aを起因とする事故シーケンスとして，⑤「小破断L O C A＋崩壊熱除去失敗」，⑥「中破断L O C A＋崩壊熱除去失敗」及び⑦「大破断L O C A＋崩壊熱除去失敗」が抽出された。

なお，大破断L O C Aのように破断規模が一定の大きさを超える場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，小破断L O C A又は中破断L O C Aが発生し，同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，小破断L O C A又は中破断L O C A発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，小破断L O C A又は中破断L O C A発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。

したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベント系による格納容器除熱を実施する。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、自動減圧機能付き逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 2.6.1 図から第 2.6.3 図に、手順の概要を第 2.6.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.6.1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計 30 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長 1 名、発電副長 1 名及び運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 17 名である。必要な要員と作業項目について第 2.6.5 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30 名で対処可能である。

#### a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。また、同時に外部電源喪失及び全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失し全交流動力電源喪失したことを確認する。

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

#### b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）



で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系, 原子炉水位低(レベル1)で残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧炉心スプレー系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。

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

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、大容量送水ポンプ(タイプI)、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の準備を開始する。

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失の確認及び常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により必要な電動弁操作(復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作及びバイパス流防止のため緊急時隔離弁等の閉操作)による系統構成及び復水移送ポンプ2台の起動を行う。また、原子炉注水に必要な電動弁(残留熱除去系注入隔離弁等)が開動作可能であることを確認する。

低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。

e. 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水

自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)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(広帯域)、原子炉水位(燃料域)、残留熱除去系洗浄ライン流量(残留熱除去系ヘッドスプレーライン洗浄流量)等である。

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

f. 原子炉格納容器代替スプレー冷却系(可搬型)による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.384MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器へのスプレー開始に必要な電動弁(残留熱除去系格納容器スプレー隔離



弁)の開操作及び屋外での手動操作にて格納容器へのスプレイ流量調整に必要な手動弁(格納容器スプレイ弁)の流量調整操作により大容量送水ポンプ(タイプI)を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施する。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力、圧力抑制室圧力、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却時に、格納容器圧力が0.284MPa[gage]まで降下した場合、又は外部水源注水量限界(サブレーションプール水位が通常運転水位+約2m)に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器冷却を停止する。

#### g. 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱の準備として、格納容器圧力0.384MPa[gage](0.9Pd)到達により格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開操作する。

外部水源注水量限界(サブレーションプール水位が通常運転水位+約2m)に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を停止する。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が0.427MPa[gage](1Pd)に到達した場合、格納容器一次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、サブレーションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する。

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室圧力等である。

原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)等である。

サブレーションチェンバ側からの原子炉格納容器フィルタベント系等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、圧力抑制室水位である。

以降、炉心冷却は、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、原子炉格納容器フィルタベント系等により継続的に行う。

## 2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンス

は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断LOCAを起因事象とし、全ての注水機能が喪失する「中破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗」である。なお、中破断LOCAは、破断口からの格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模のLOCAと定義していることから、本評価では原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAP及び炉心ヒートアップ解析コードCHASTEにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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

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

## (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.6.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

破断箇所は再循環配管（出口ノズル）（最大破断面積約 2,100cm<sup>2</sup>）とし、破断面積を 1.4cm<sup>2</sup> とする。

（添付資料 2.6.1）

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能が喪失するものとする。また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

さらにLOCA時に崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスを考慮して原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定する。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失を想定し、非常用交流電源は使用できないことから、常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

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

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大199m<sup>3</sup>/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、88m<sup>3</sup>/hにて格納容器内にスプレイする。

(f) 原子炉格納容器フィルタベント系等

原子炉格納容器フィルタベント系等により、流路特性(0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量)に対し、格納容器一次隔離弁を全開操作<sup>※1</sup>にて格納容器除熱を実施する。

※1 耐圧強化ベント系を用いた場合は、原子炉格納容器フィルタベント系を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、原子炉格納容器フ

フィルタベント系を用いた場合の条件に包絡される。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は、事象発生 15 分後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。
- (b) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の中央制御室における系統構成及び起動は、高圧・低圧注水機能喪失確認及び常設代替交流電源設備からの受電操作時間を考慮して、事象発生から 15 分後に開始するものとし、操作時間は 5 分間とする。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備時間を考慮して、事象発生から 20 分後に開始する。
- (d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.384MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が真空破壊装置下端−0.4m（通常運転水位＋約 2m））に到達した場合に停止する。
- (e) 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.427MPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会，平成 2 年 8 月 30 日）」に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。

- a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約  $1.3 \times 10^{12} \text{Bq}$  となる。
- b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値<sup>\*2</sup>である  $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$  とし、その他の核分裂生成物については、その組成を平衡組成として求め、希ガスについては、よう素の 2 倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約  $1.0 \times 10^{15} \text{Bq}$ 、よう素は I-131 等価量で約  $6.6 \times 10^{13} \text{Bq}$  となる。



※2 過去に実測された I-131 追加放出量から、全希ガス漏洩率 (f 値) 1 mCi/s ( $3.7 \times 10^7$  Bq/s) 当たりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が  $3.7 \times 10^9$  Bq/s (100 mCi/s) の場合、全希ガス漏えい率当たりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は  $1.4 \times 10^{12}$  Bq (37 Ci) であり、女川 2 号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は、これに余裕を見込んだ  $3.7 \times 10^{13}$  Bq (1,000 Ci) を条件としている ( $1 \text{ Ci} = 3.7 \times 10^{10}$  Bq)。

出典元

- ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」  
(TLR-032)

- c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は 4% とし、残りの 96% は無機よう素とする。
- d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは、すべて瞬時に気相部に移行するものとする。また、有機よう素のうち、10% は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2% とする。
- e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、崩壊熱相当の蒸気に同伴し、逃がし安全弁を通して格納容器内へ移行するものと、破断口より格納容器内に直接排出されるものの両方を考慮する。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。
- f. サプレッションチェンバ内の無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが格納容器気相部に移行するものとする。破断口より格納容器内に直接排出された無機よう素は、格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイで除去されなかったものが格納容器気相部に残留するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビング等の効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。
- g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で、計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$$

R : 呼吸率 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

呼吸率 R は、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の活動

時の呼吸率  $0.31\text{m}^3/\text{h}$  を秒当たりに換算して用いる。

$H_{\infty}$  : よう素 (I-131) を  $1\text{Bq}$  吸入した場合の小児の実効線量  
( $1.6 \times 10^{-7}\text{Sv/Bq}$ )

$\chi/Q$  : 相対濃度 ( $\text{s}/\text{m}^3$ )

$Q_I$  : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)

(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)

$H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma}$  . . . . . (2)

$K$  : 空気カーマから実効線量への換算係数 ( $1\text{Sv/Gy}$ )

$D/Q$  : 相対線量 ( $\text{Gy/Bq}$ )

$Q_{\gamma}$  : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)

( $\gamma$  線実効エネルギー  $0.5\text{MeV}$  換算値)

h. 大気拡散条件については、原子炉格納容器フィルタベント系を用いる場合は、原子炉格納容器フィルタベント系排気管からの放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 ( $\chi/Q$ ) は  $5.9 \times 10^{-4}$  ( $\text{s}/\text{m}^3$ )、相対線量 ( $D/Q$ ) は  $2.8 \times 10^{-18}$  ( $\text{Gy/Bq}$ ) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 ( $\chi/Q$ ) は  $5.5 \times 10^{-6}$  ( $\text{s}/\text{m}^3$ )、相対線量 ( $D/Q$ ) は  $1.3 \times 10^{-19}$  ( $\text{Gy/Bq}$ ) とする。

i. 無機よう素に対するサプレッションチェンバ内でのスクラビングによる除染係数及び格納容器内での自然沈着・格納容器スプレーによる除染係数は 5 とする。また、原子炉格納容器フィルタベント系による無機よう素に対する除染係数は 500、有機よう素に対する除染係数は 50 とする。

(添付資料 2.6.2)

#### (4) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内及びシュラウド内外) <sup>※3</sup>、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.6.6 図から第 2.6.11 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.6.12 図から第 2.6.18 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッションプール水位及びサプレッションプール水温の推移を第 2.6.19 図から第 2.6.22 図に示す。

※3 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS の起動信号となる原子炉水位計 (広帯域) の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計 (広帯域・狭帯域) の水位は、シュラウド外の水位である

ことから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の自動起動に失敗する。

これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。

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

事象発生から20分後に中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約44時間経過した時点で実施する。なお、格納容器除熱時のサブプレッションプール水位は、約5.7mであり、真空破壊装置（約5.9m）及びベントライン（約8.7m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。



## b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.6.12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 872°C に到達するが、1,200°C 以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下であり、15% 以下となる。

原子炉圧力は、第 2.6.6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.39MPa[gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.69MPa[gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.427MPa[gage] 及び約 155°C に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 2.6.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 44 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.6.3）

原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、約  $8.3 \times 10^{-2}$  mSv であり、5 mSv を下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約  $7.9 \times 10^{-2}$  mSv であり、5 mSv を下回る。いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

### 2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

LOCA時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失

し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短期間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

(添付資料 2.6.4)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.6.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

小さい。

事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である $1.4\text{cm}^2$ を設定している。なお、第2.6.23図から第2.6.26図に示すとおり、CHASTE解析によれば、破断面積が $3.2\text{cm}^2$ までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備時間を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料2.6.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 $33\text{GWd/t}$ に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 $31\text{GWd/t}$ であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

事故条件の起因事象については，炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し，破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である  $1.4\text{cm}^2$  を設定している。なお，第 2.6.23 図から第 2.6.26 図に示すとおり，C H A S T E解析によれば，破断面積が  $3.2\text{cm}^2$  までは，燃料被覆管破裂を回避することができ，燃料被覆管の最高温度は約  $875^\circ\text{C}$  となる。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については，「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については，事象進展を厳しくする観点から，給復水系による給水がなくなり，原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお，外部電源がある場合は，給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため，事象進展が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）は，解析条件の不確かさとして，実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.6.4）

## b. 操作条件

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

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は，解析上の操作開始時間として事象発生から20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成の認知時間及び操作時間は時間余裕を含めて設定されていることから，その後に行う逃がし安全弁による原子炉急速



減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器代替スプレイの実施基準（格納容器圧力 0.384MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約 26 時間後であり、運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから、実態の操作開始時間は、解析上の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.427MPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生の約 44 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 1.5 時間程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.6.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目とな

るパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 1.5 時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.6.4)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

第 2.6.27 図から第 2.6.29 図に示すとおり、操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、事象発生から 25 分後（操作開始時間 5 分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 877℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は「2.6.2(4) 有効性評価の結果」と同等となり、5 mSv を下回る。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の運転開始までの時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても、事象発生から 10 時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約 26 時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 44 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.427MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、

格納容器の限界圧力 0.854MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 51 時間後であり、約 6 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.6.4, 2.6.5, 3.1.3.8)

#### (4) まとめ

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

### 2.6.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 30 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 30 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「LOCA時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

(添付資料 2.6.6)

##### a. 水源

低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 3,770m<sup>3</sup>の水が必要である。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m<sup>3</sup>及び淡水貯水槽に約 10,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生約 10 時間以降に淡水貯水槽の水を、大容量送水ポンプ（タイプ I）により復水貯蔵タンクへ給水することで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。

##### b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 414kL の軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水及び



格納容器代替スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 42kL の軽油が必要となる。

軽油タンク（約 600kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 900kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水等及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量 約 505kL）。

#### c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約 4,485kW 必要となるが、常用連続運用仕様である約 6,000kW 未滿となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

### 2.6.5 結論

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS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、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

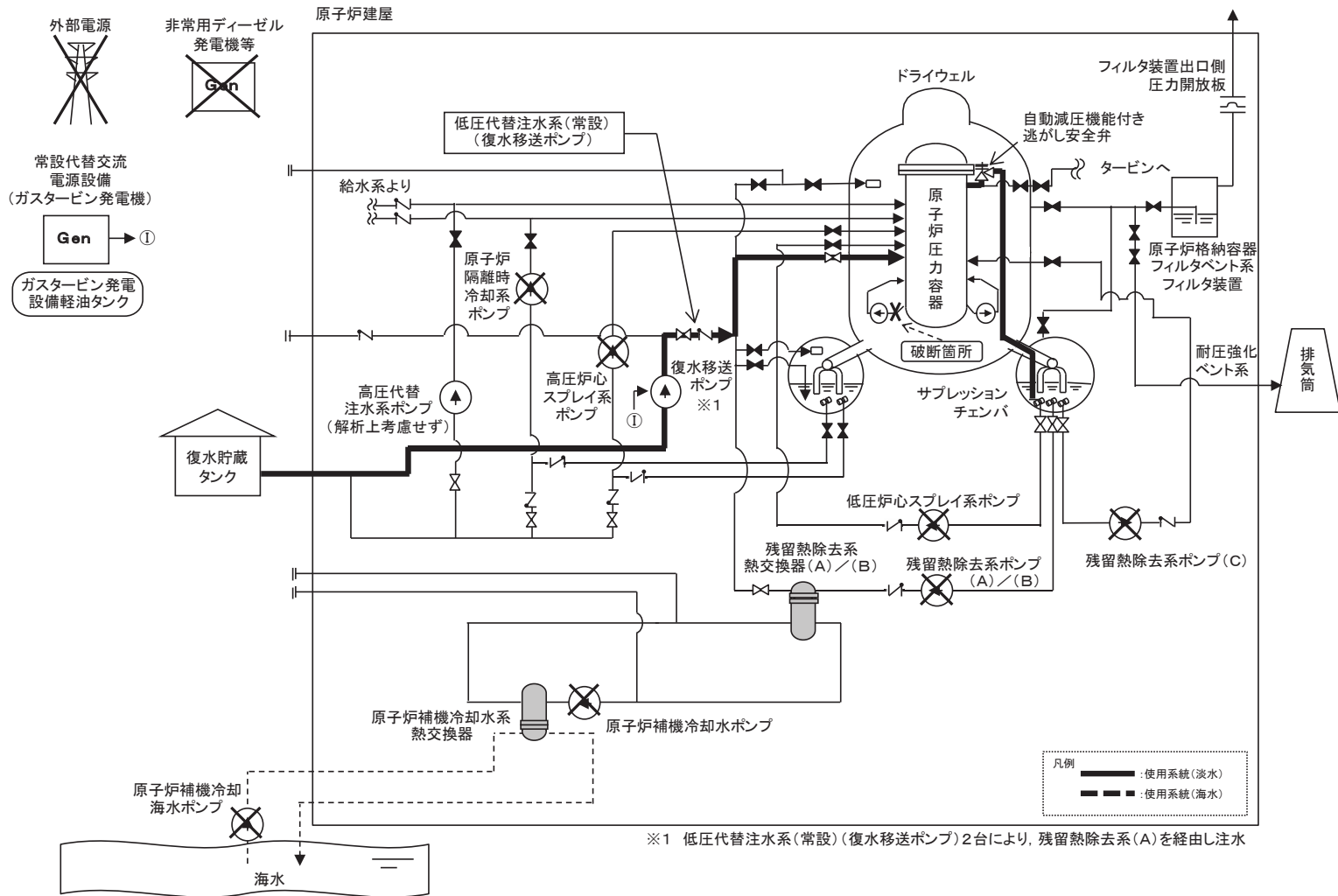
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、原子炉格納容器フィルタベント系等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい被ばくのリスクを与えることはない。

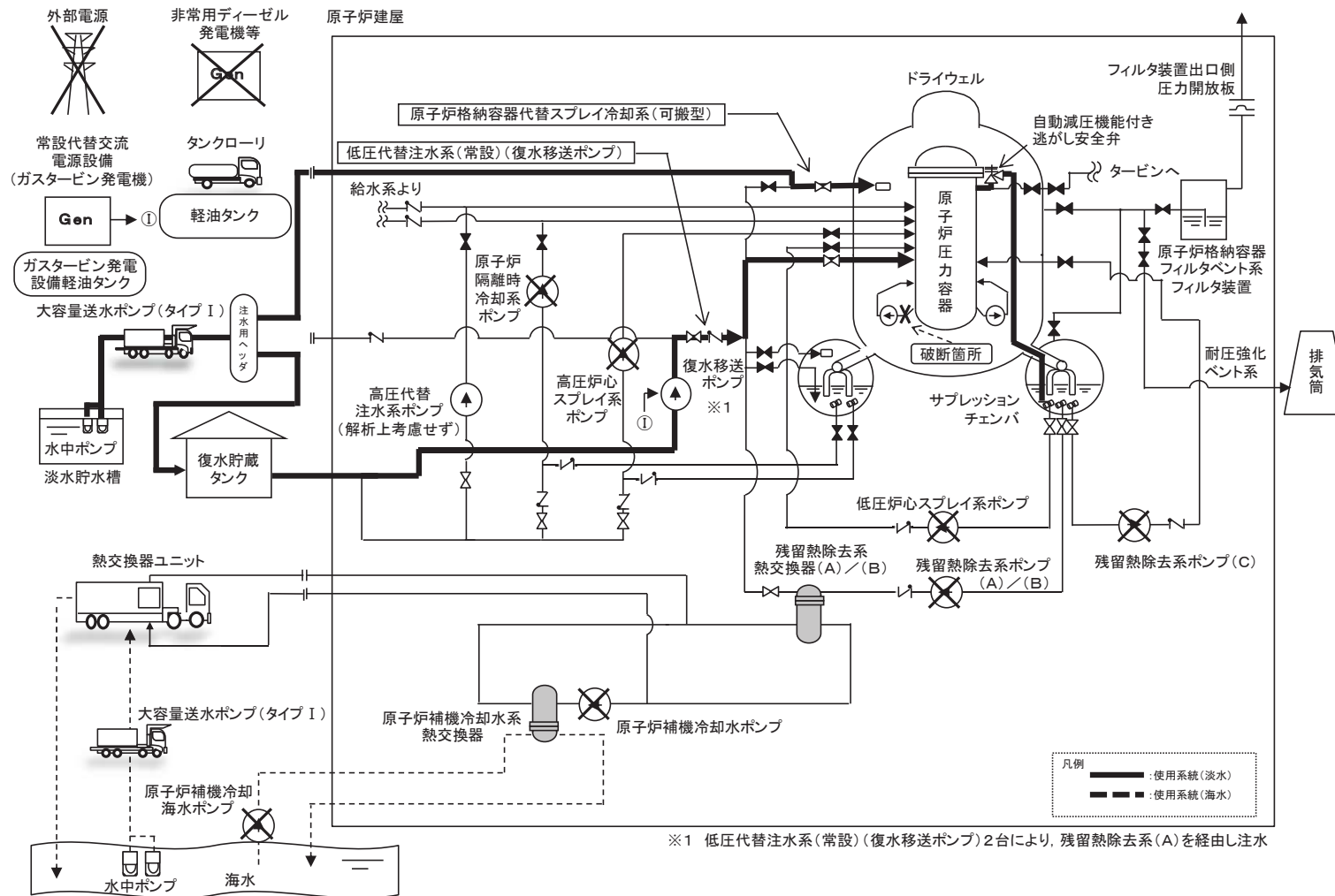
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

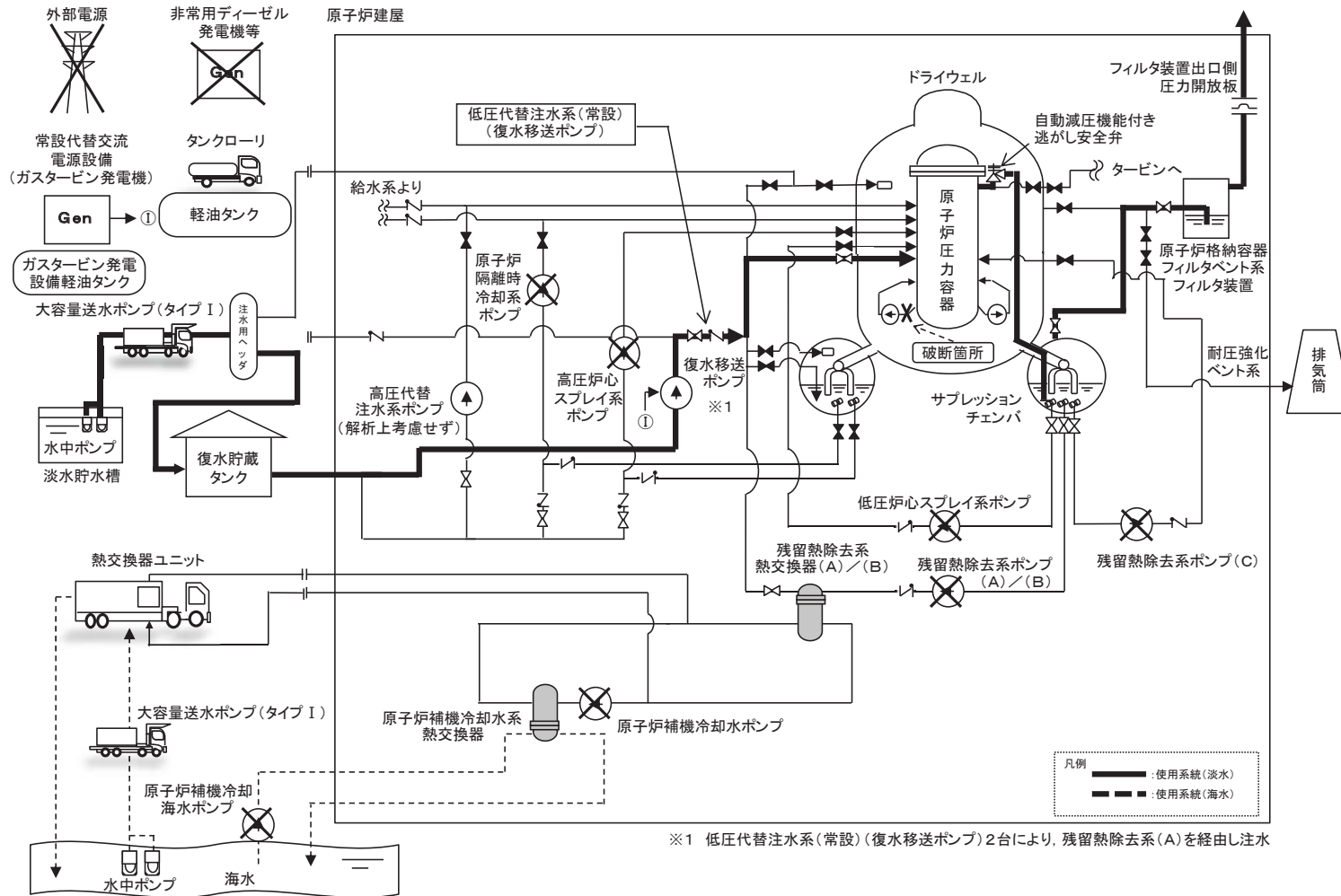
以上のことから、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉注水、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に対して有効である。



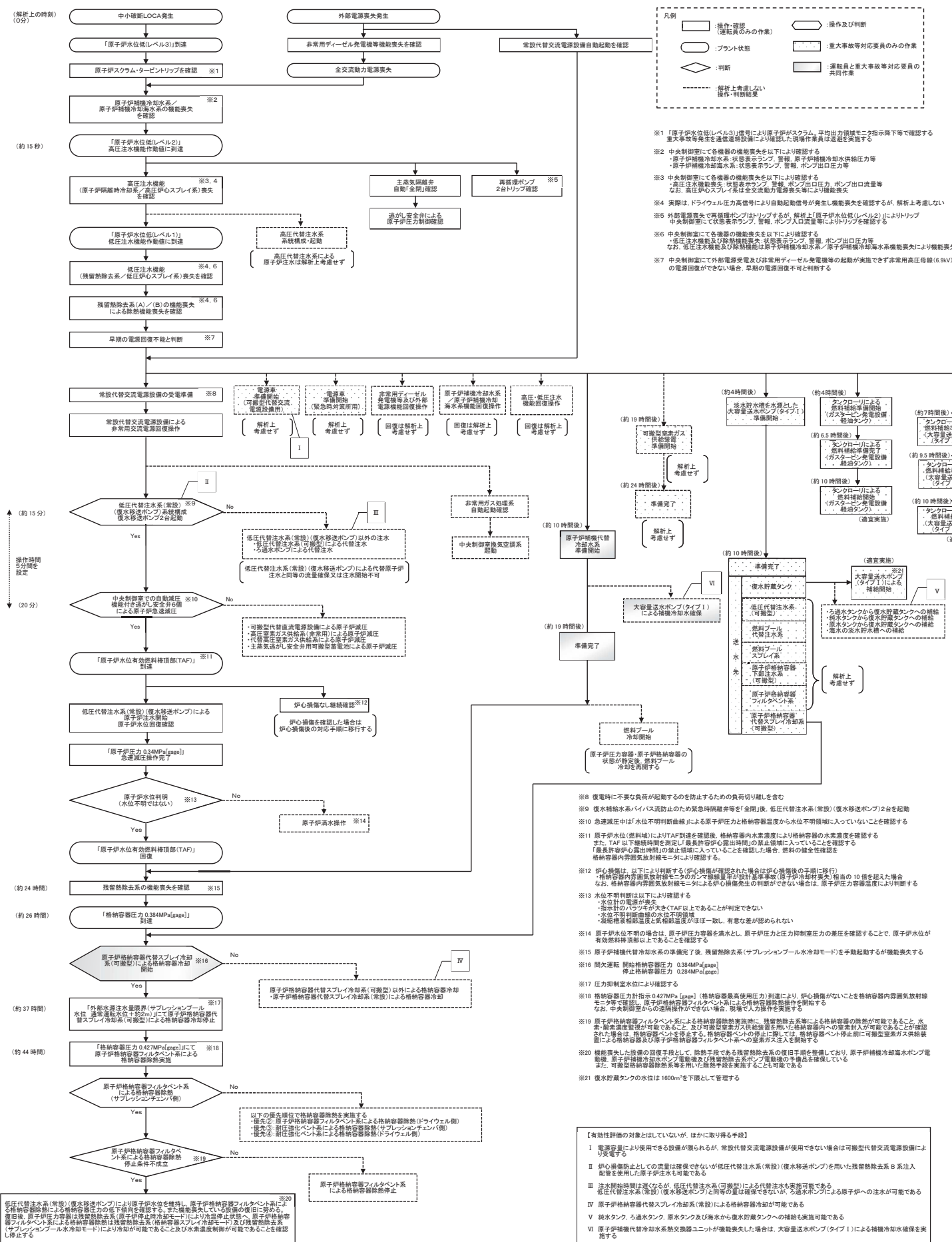
第 2.6.1 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)  
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.6.2 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
(原子炉注水及び格納容器冷却)



第 2.6.3 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)  
(原子炉注水及び格納容器除熱)

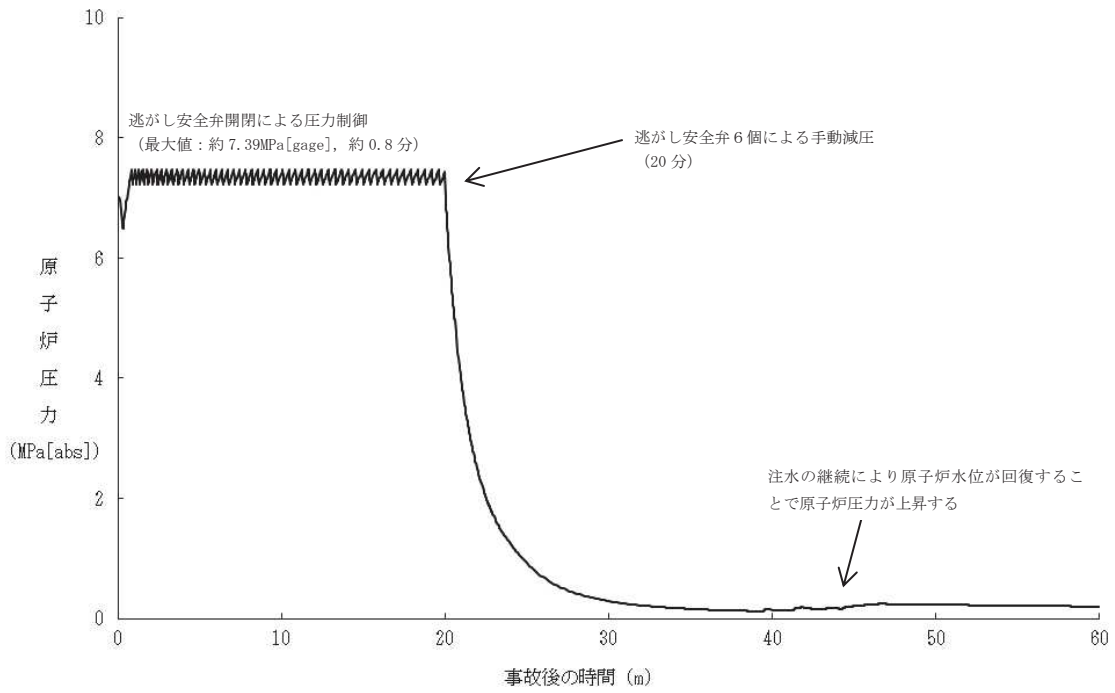


第 2.6.4 図 「LOCA時注水機能喪失」の対応手順の概要

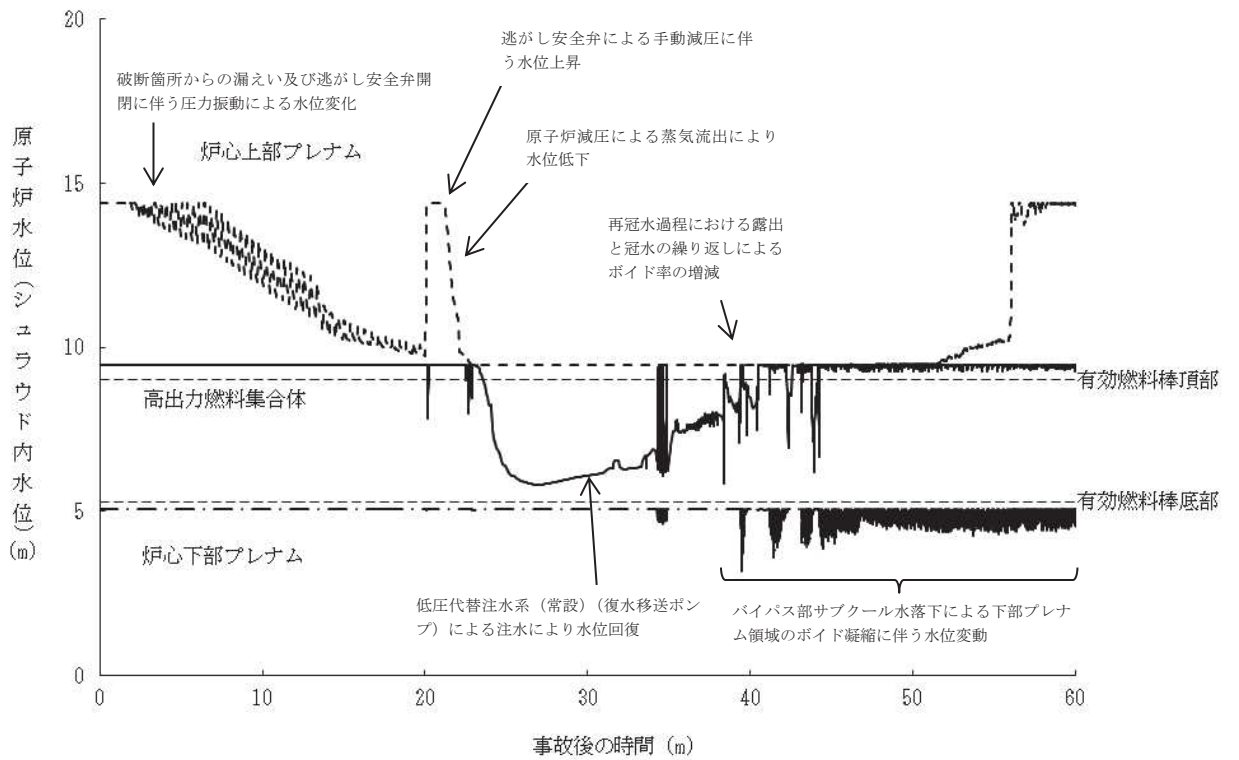




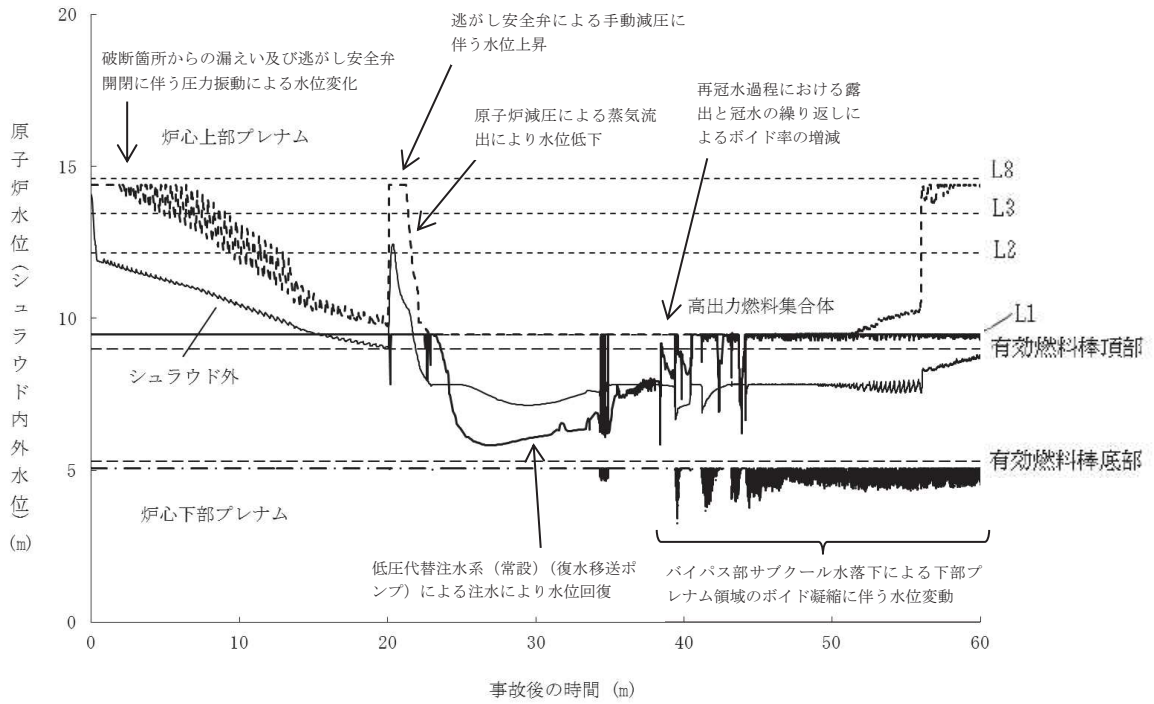




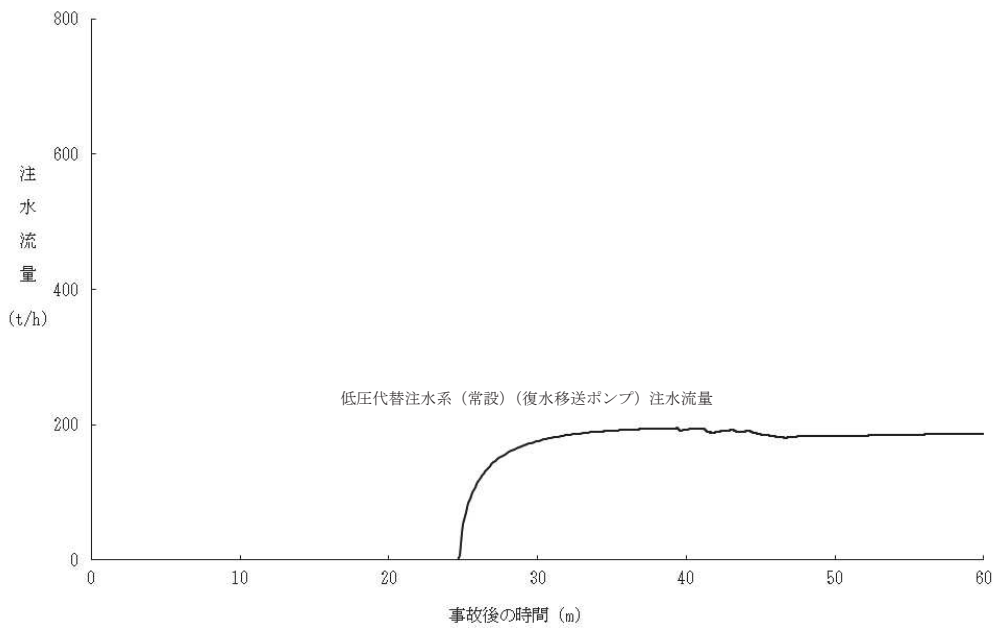
第 2.6.6 図 原子炉圧力の推移



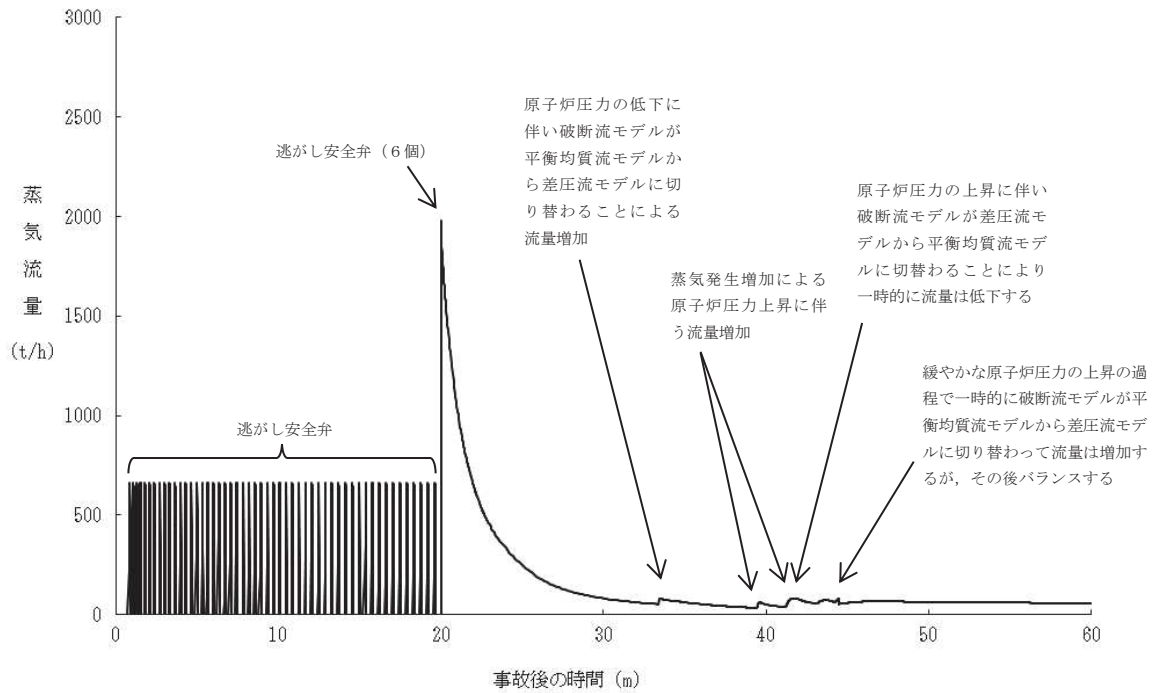
第 2.6.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



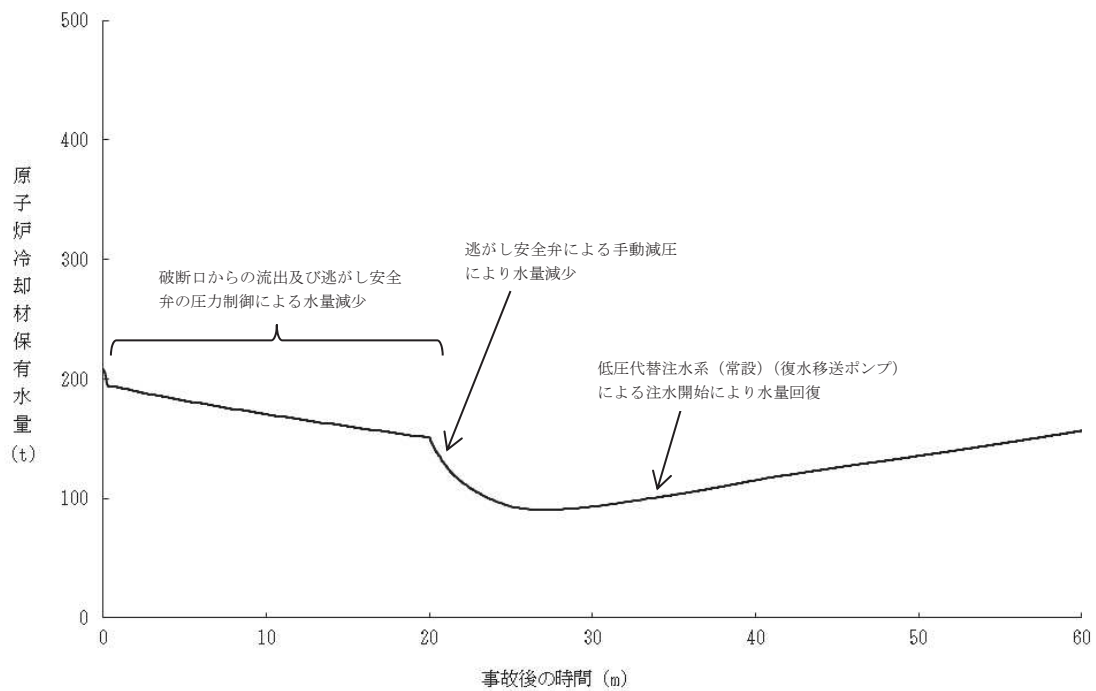
第 2.6.8 図 原子炉水位 (シミュラウド内外水位) の推移



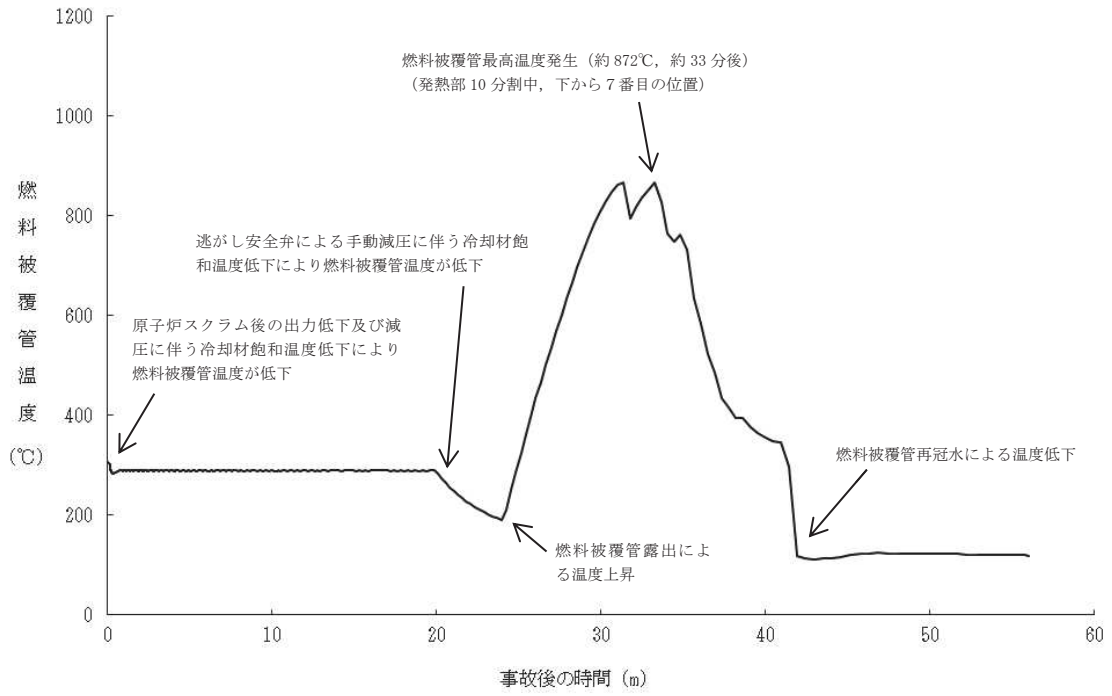
第 2.6.9 図 注水流量の推移



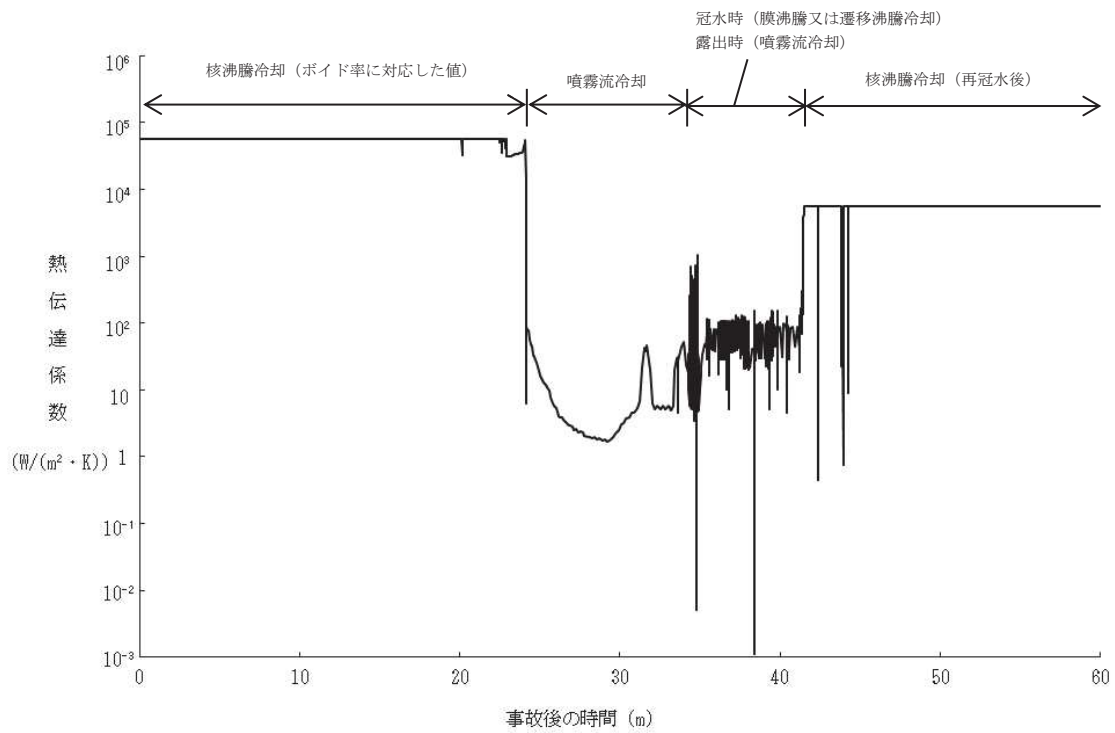
第 2.6.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



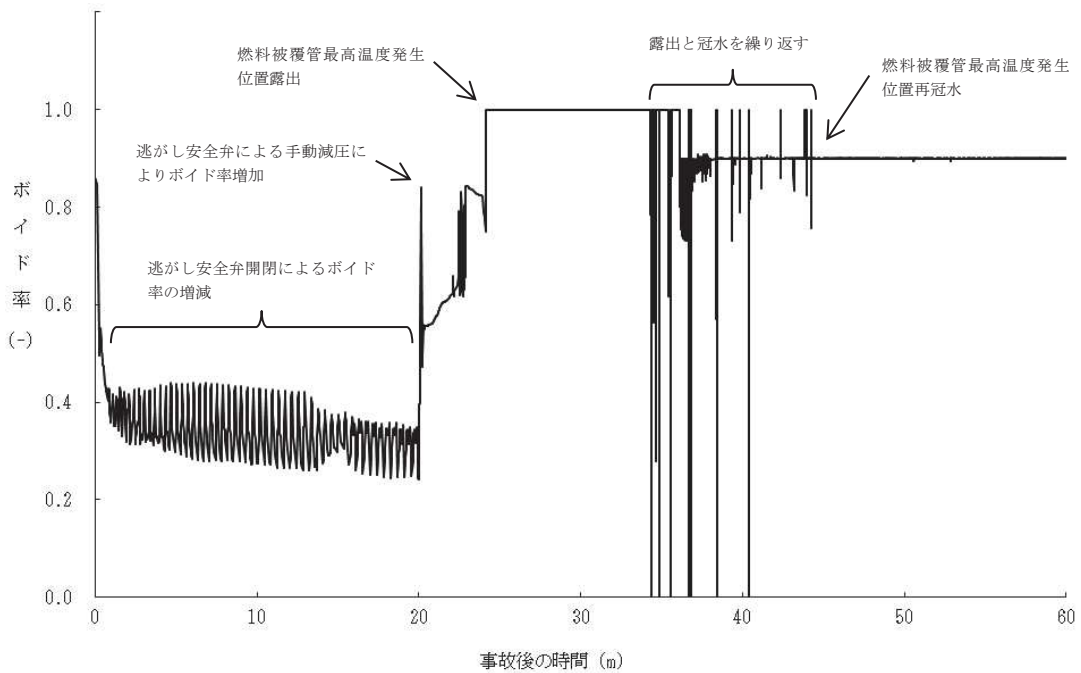
第 2.6.11 図 原子炉圧力容器内保有水量の推移



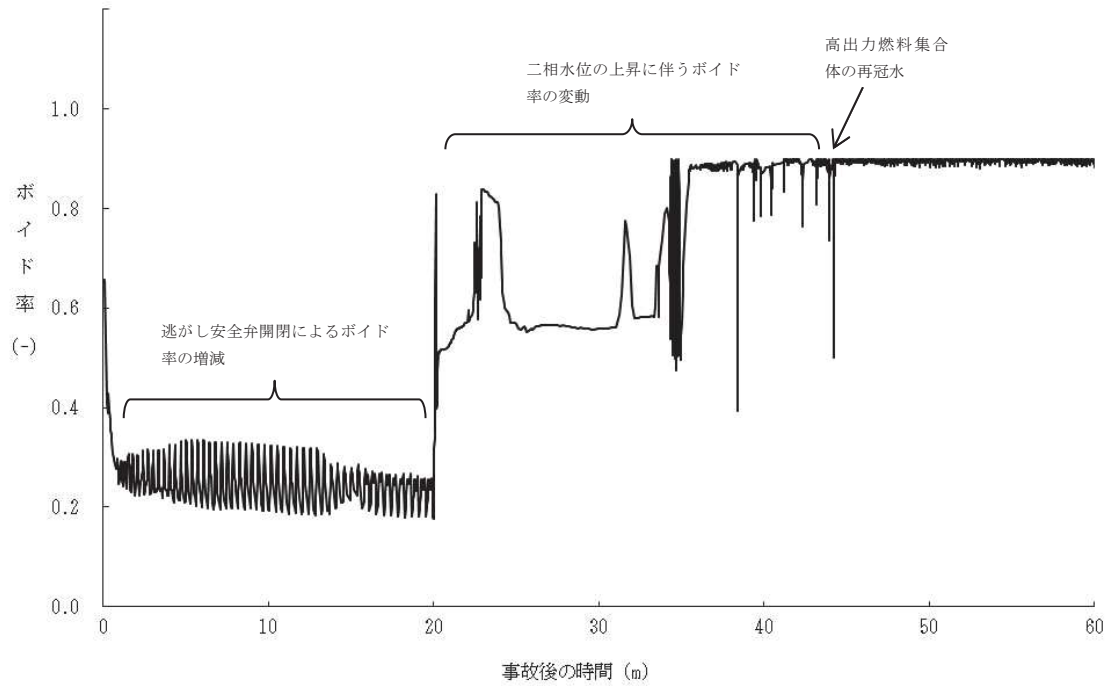
第 2.6.12 図 燃料被覆管温度の推移



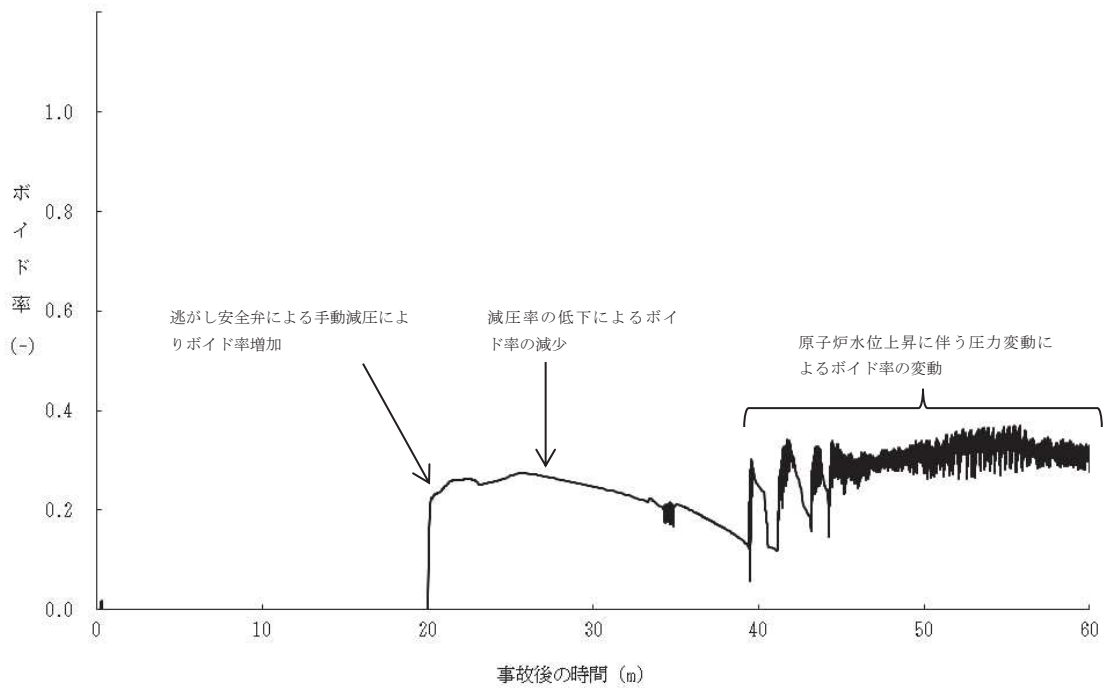
第 2.6.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



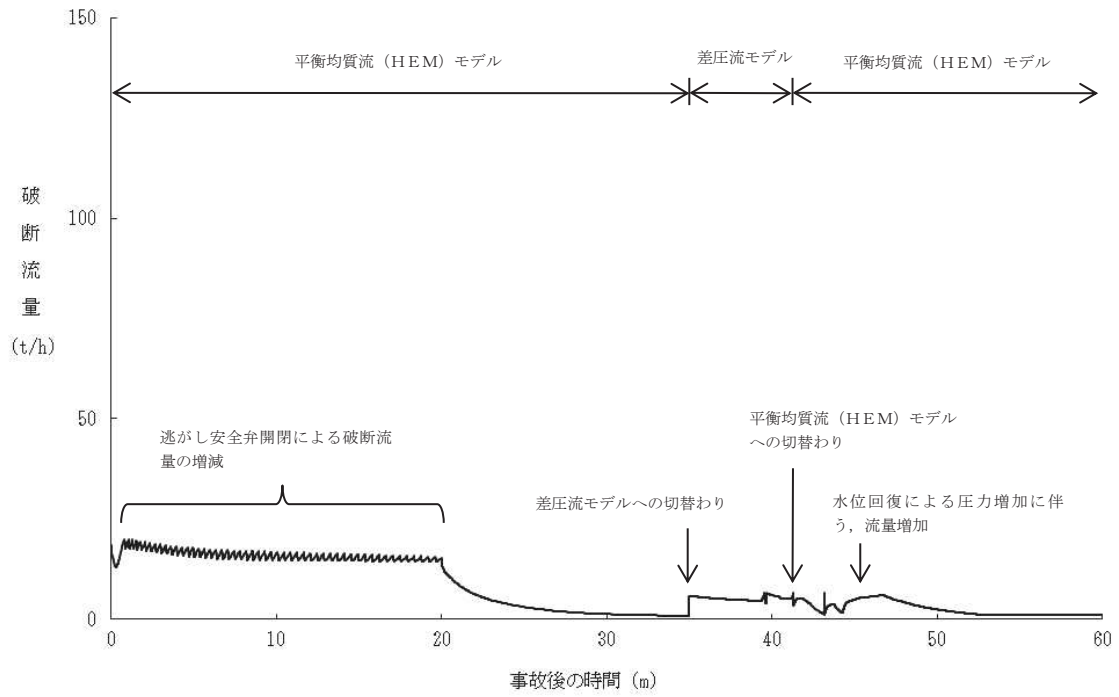
第 2.6.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2. 6. 15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

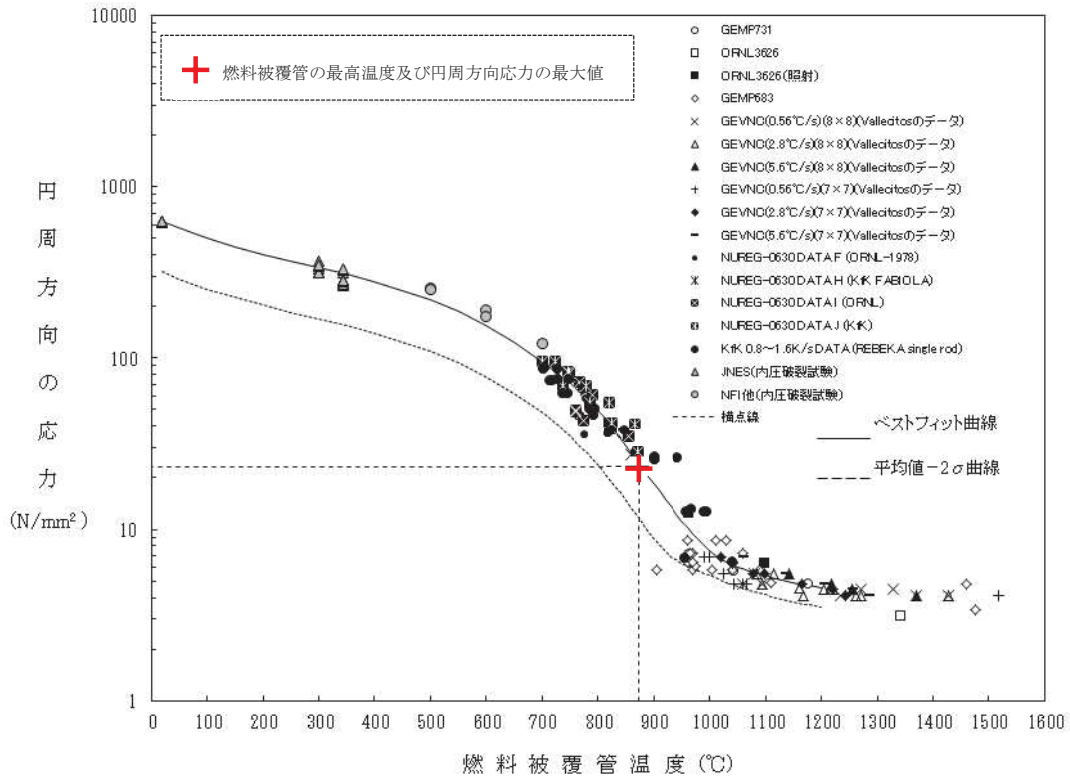


第 2. 6. 16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

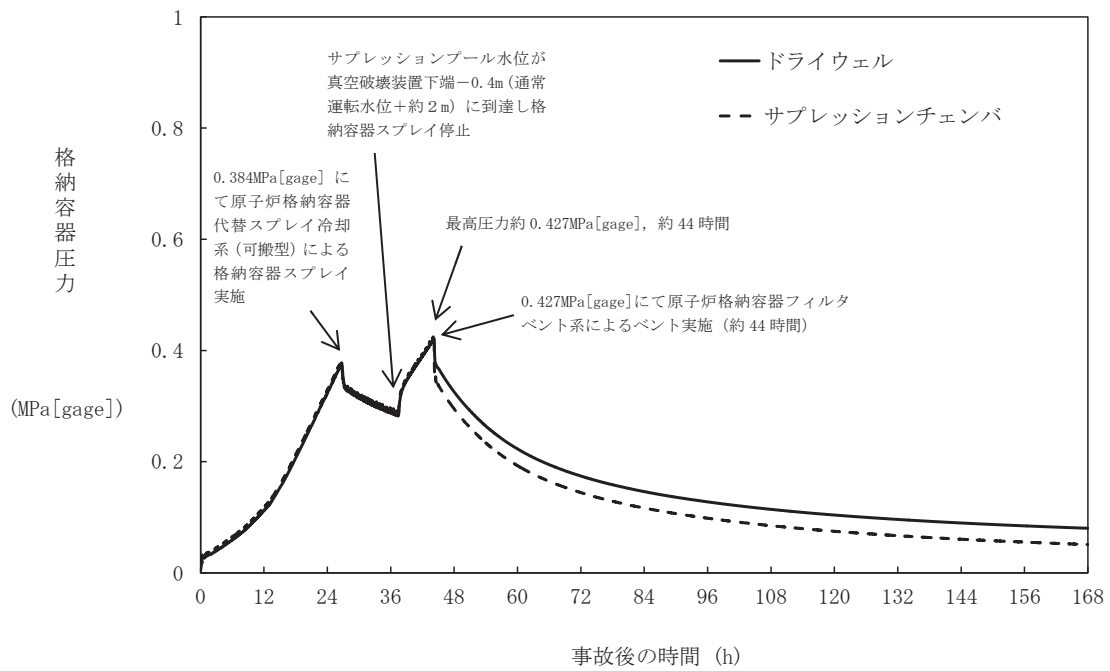


第 2.6.17 図 破断流量の推移

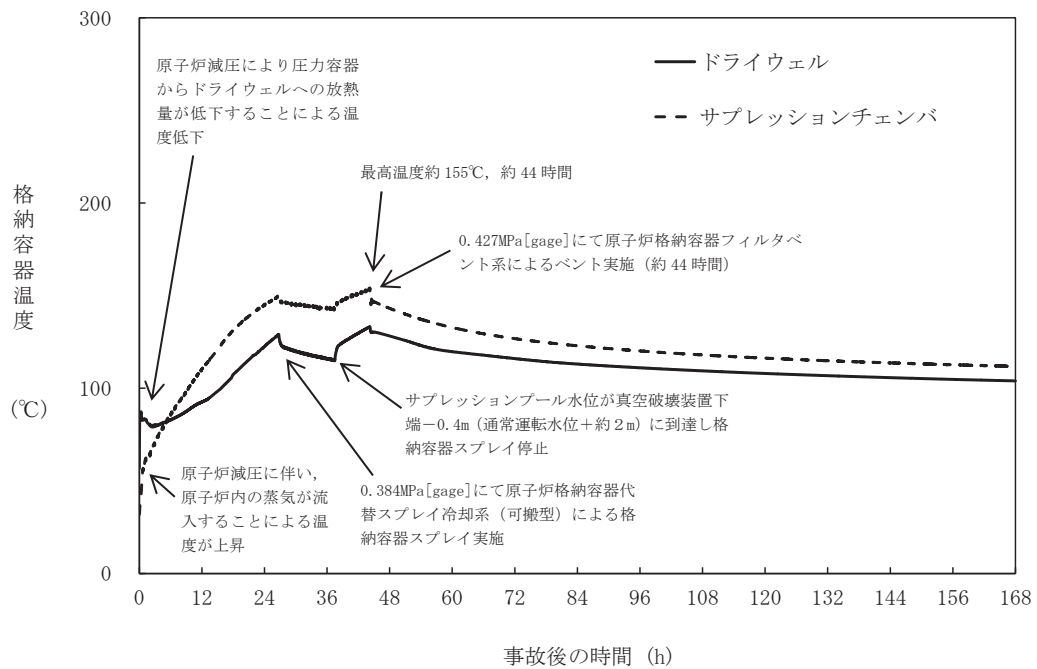




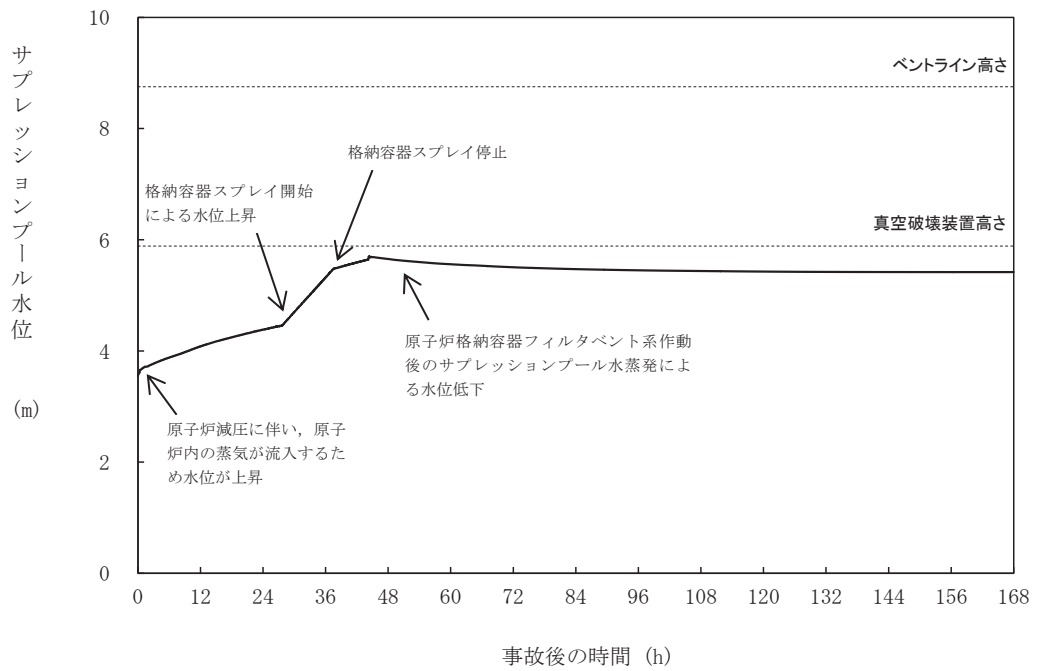
第 2.6.18 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



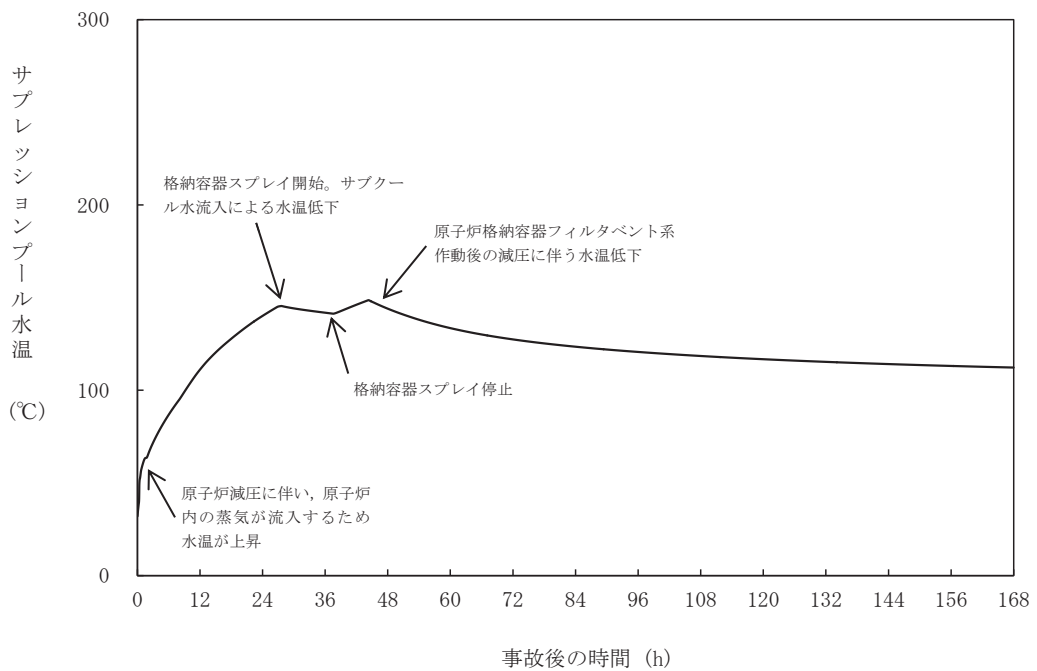
第 2.6.19 図 格納容器圧力の推移



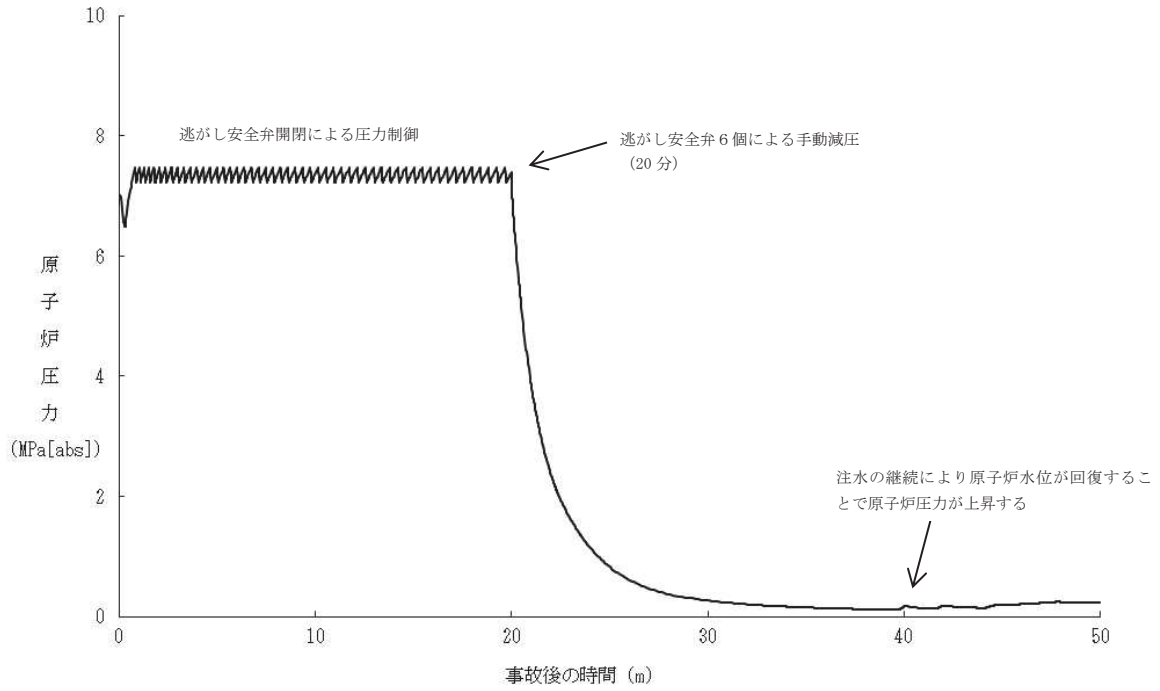
第 2.6.20 図 格納容器温度の推移



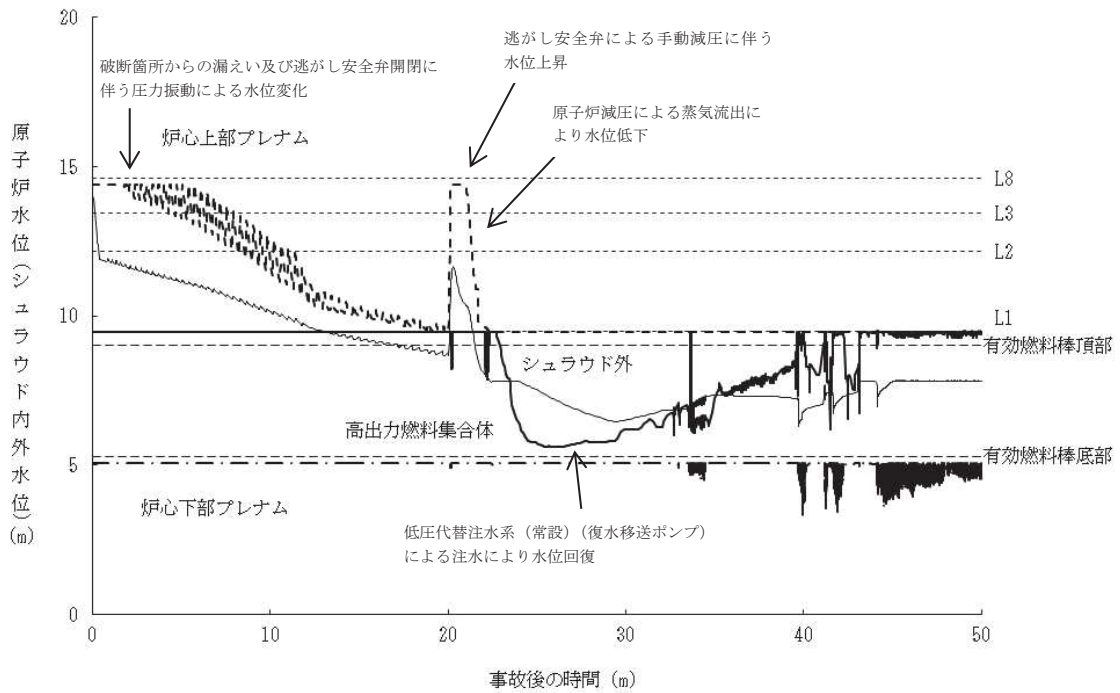
第 2.6.21 図 サプレッションプール水位の推移



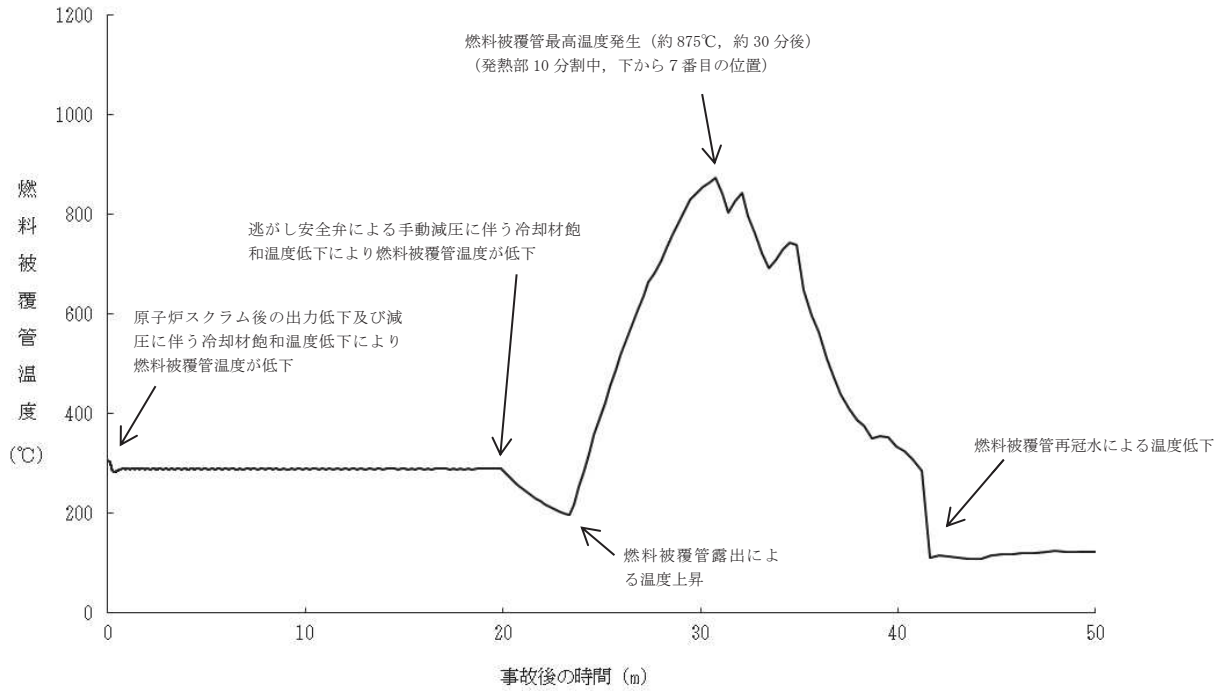
第 2.6.22 図 サプレッションプール水温の推移



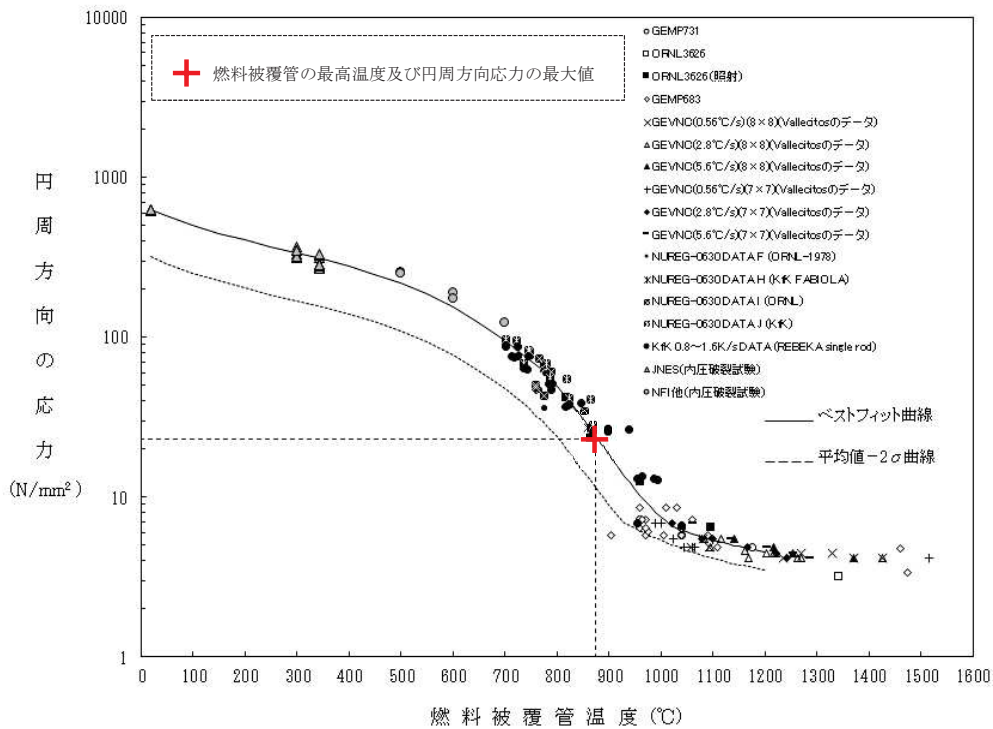
第 2.6.23 図 原子炉圧力の推移 (破断面積 : 3.2cm<sup>2</sup>)



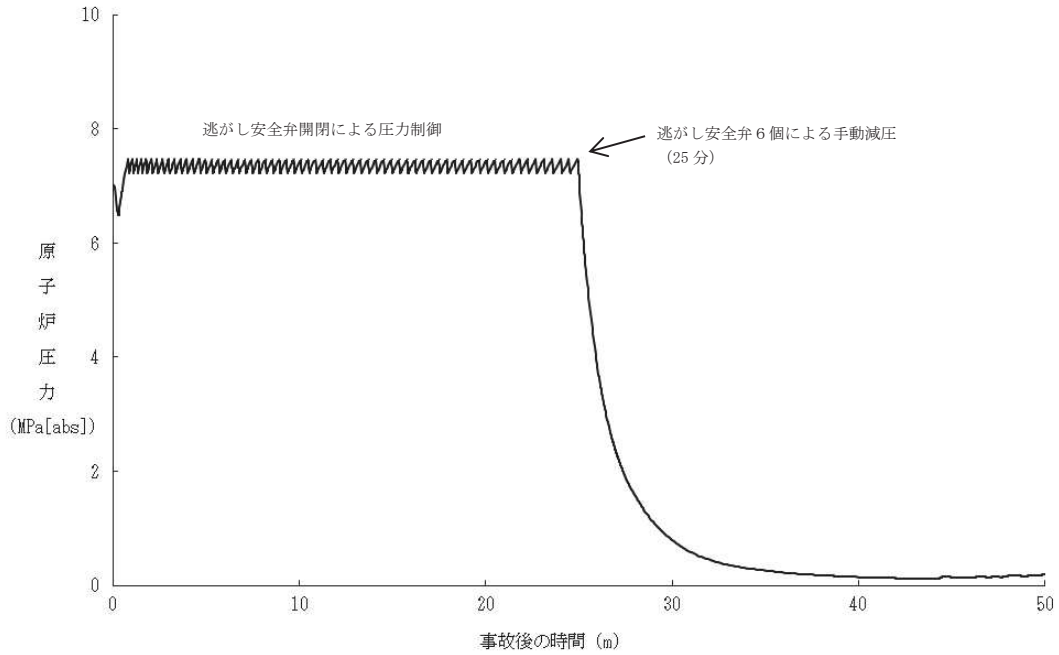
第 2.6.24 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (破断面積 : 3.2cm<sup>2</sup>)



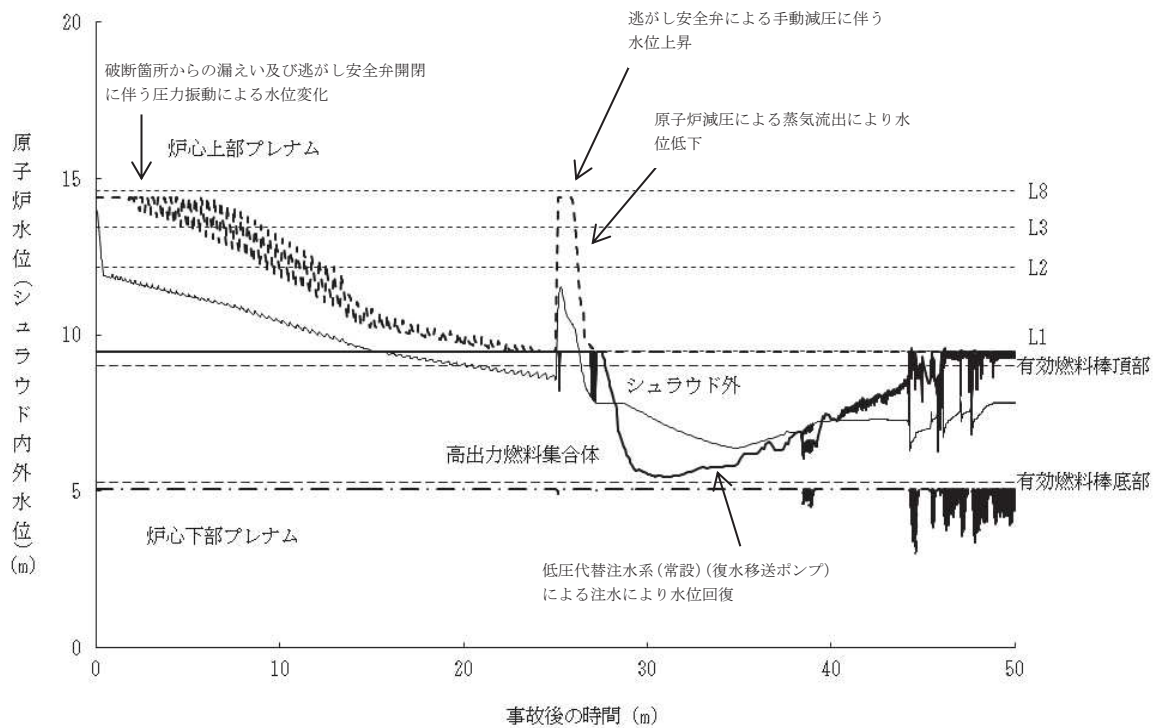
第 2.6.25 図 燃料被覆管温度の推移 (破断面積 : 3.2cm<sup>2</sup>)



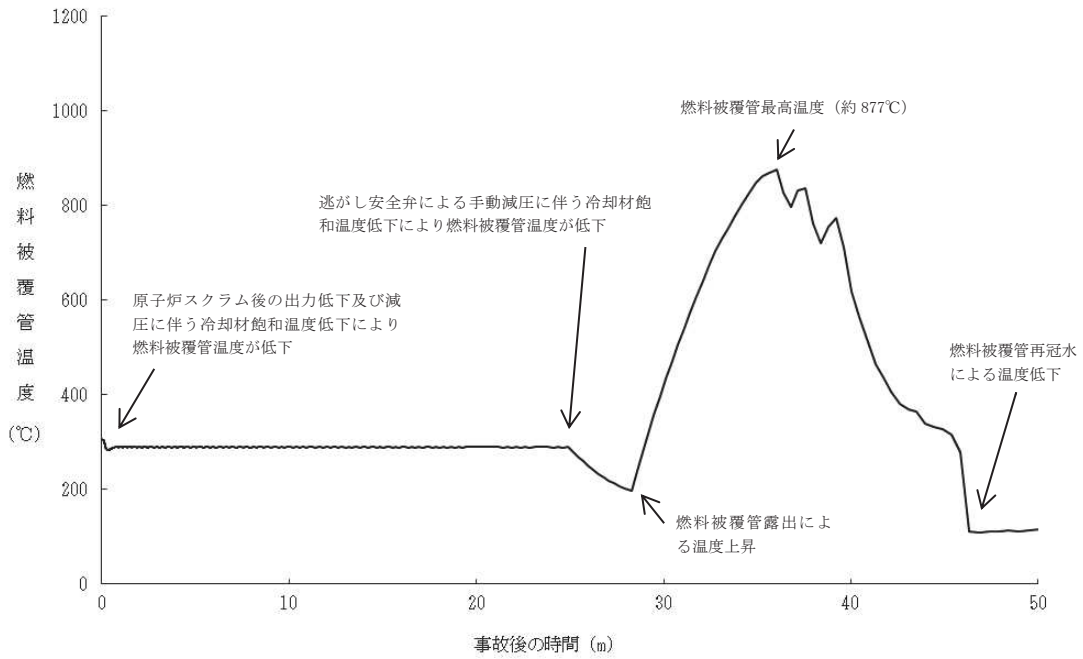
第 2.6.26 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (破断面積 : 3.2cm<sup>2</sup>)



第 2.6.27 図 事象発生 25 分後に原子炉急速減圧を開始したケースにおける原子炉圧力の推移



第 2.6.28 図 事象発生 25 分後に原子炉急速減圧を開始したケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.6.29 図 事象発生 25 分後に原子炉急速減圧を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移



第 2.6.1 表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手順	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及び原子炉スクラム確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断が発生し原子炉がスクラムしたことを確認する。また、同時に外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となることを確認する</li> </ul>	所内常設蓄電式直流電源設備	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの自動起動失敗、又は各系統のポンプ出口流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する</li> </ul>	—	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧注水機能の喪失を確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する</li> </ul>	高圧代替注水系 復水貯蔵タンク 所内常設蓄電式直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧・低圧注水機能喪失の確認及び常設代替交流電源設備による交流電源供給後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）を2台運転とし、中央制御室にて自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する</li> </ul>	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 自動減圧機能付き逃がし安全弁 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク	タンクローリ	復水移送ポンプ出口圧力 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）  
：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6.1 表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する</li> </ul>	<p>常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ</p>	<p>原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量） 復水貯蔵タンク水位</p>
<p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 0.384MPa[gage]に到達した場合、大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器冷却を実施する</li> <li>格納容器圧力が 0.284MPa[gage]まで降下した場合、又は外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が通常運転水位+約 2m）に到達した場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する</li> </ul>	<p>軽油タンク</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ</p>	<p>ドライウエル圧力 圧力抑制室圧力 原子炉格納容器代替スプレイ流量 圧力抑制室水位</p>
<p>原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部水源注水量限界（サブプレッションプール水位が通常運転水位+約 2m）に到達後、格納容器圧力が 0.427MPa[gage]（1 P d）に到達した場合、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を実施する</li> </ul>	<p>常設代替交流電源設備 原子炉格納容器フィルタベント系 耐圧強化ベント系 ガスタービン発電設備軽油タンク 軽油タンク</p>	<p>タンクローリ</p>	<p>ドライウエル圧力 圧力抑制室圧力 格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器内雰囲気放射線モニタ（S/C） 圧力抑制室水位 フィルタ装置水位（広帯域） フィルタ装置入口圧力（広帯域） フィルタ装置出口圧力（広帯域） フィルタ装置出口放射線モニタ</p>

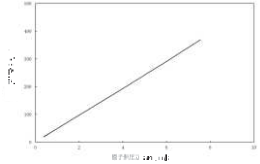
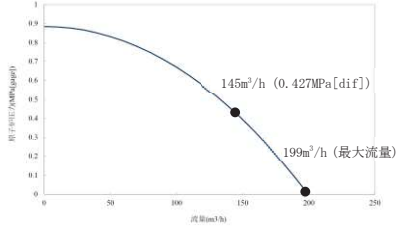
第 2.6.2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+133cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9×9燃料（A型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3.55m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	格納容器温度（ドライウエル）	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度（サブプレッションチェンバ）	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置	3.4kPa （ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧）	真空破壊装置の設計値として設定
外部水源の温度	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定	

第 2.6.2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（2/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積 1.4cm <sup>2</sup>	<p>中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はないことから、原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定</li> <li>破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として1.4cm<sup>2</sup>を設定</li> </ul>
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失, 低圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
		原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）機能喪失	LOCA時に崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスを考慮して設定
	外部電源	外部電源なし	<p>外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定。</p> <p>また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする</p>

第 2.6.2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（3/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル2）で2台全てがトリップ	原子炉再循環系のインターロックとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2個, 356t/h/個 7.44MPa[gage]×3個, 360t/h/個 7.51MPa[gage]×3個, 363t/h/個 7.58MPa[gage]×3個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	最大 199m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 〈復水移送ポンプ2台による注水特性〉 
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）	88m <sup>3</sup> /hにて格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
原子炉格納容器フィルタベント系等	流路特性（0.427MPa[gage]において，10.0kg/sの流量）に対し，格納容器一次隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	原子炉格納容器フィルタベント系等の設計値として設定	

第 2.6.2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生 15 分後	全交流動力電源喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 5 分間として設定
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の中央制御室における起動及び系統構成	事象発生 20 分後	高圧・低圧注水機能喪失確認及び常設代替交流電源設備からの受電操作時間を考慮して、事象発生から 15 分後に開始するものとする。操作時間は 5 分間とする
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 20 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備時間を考慮して、事象発生から 20 分後に開始する
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.384MPa [gage] 到達時	格納容器設計圧力を踏まえて設定
	原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

## 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について

## 1. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の特徴

「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断LOCA又は中破断LOCAが発生した後に、原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって、「LOCA時注水機能喪失」においては、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を実施する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから、原子炉格納容器フィルタベント系等を用いた格納容器除熱を実施する。

LOCA事象は、破断位置及び破断面積により原子炉冷却材の流出流量や原子炉圧力挙動が変化し、事象進展や評価結果に影響を与えることから、「LOCA時注水機能喪失」の炉心損傷防止対策の有効性評価における破断位置及び破断面積の事故条件設定の考え方について、以下に示す。

## 2. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する評価項目

「LOCA時注水機能喪失」は原子炉格納容器フィルタベント系等を使用する事故シーケンスグループであるため、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。

- ①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十分に冷却できるものであること
  - (a) 燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること
  - (b) 燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること
- ②格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね 5 mSv 以下）

「LOCA時注水機能喪失」の評価では、①の要件を満たす破断（破断面積）であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、②の要件を満たすことができなくなる可能性があるため、炉心損傷防止として有効性を評価するに当たっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安<sup>\*1</sup>としている。

※1 炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）を用いて行う。ドライウェル



又はサブプレッション・チェンバ内の $\gamma$ 線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当の $\gamma$ 線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。またCAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。

### 3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方

#### 3.1 破断位置の事故条件設定の考え方

##### (1) 破断位置の分類

LOCAの破断を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管は、大きく以下の3通りに分類することができる。また、原子炉圧力容器に接続する代表的な配管（ノズル）を表1及び図1に示す。

##### a. 気相部配管

気相部配管に破断が発生した場合は、液相部配管破断と比較して破断流量は小さくなる。また、原子炉の減圧が促進されることから、低圧の原子炉注水開始が早くなる。

##### b. シュラウド外の液相部配管

液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。

##### c. シュラウド内の液相部配管

シュラウド内の液相部配管に破断が発生した場合、シュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発、ジェットポンプ上端からのオーバーフロー及び破断口からの流出となる。このため、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水を維持するためには、崩壊熱相当の流量に破断流量を加えた原子炉注水が必要となる。

表1 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

--

- ※1 原子炉圧力容器と接続する位置の原子炉圧力容器底部からの高さ
- ※2 スパージャ部又はノズル部で臨界流となるため、破断する配管の面積ではなくスパージャ部又はノズル部の面積が破断面積となる
- ※3 大破断 LOCA では、再循環ポンプ吸い込み側配管の瞬時両端破断を想定しているため、ジェットポンプ吐出側からの流路等も考慮し約 0.23m<sup>2</sup>の破断面積を想定している。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

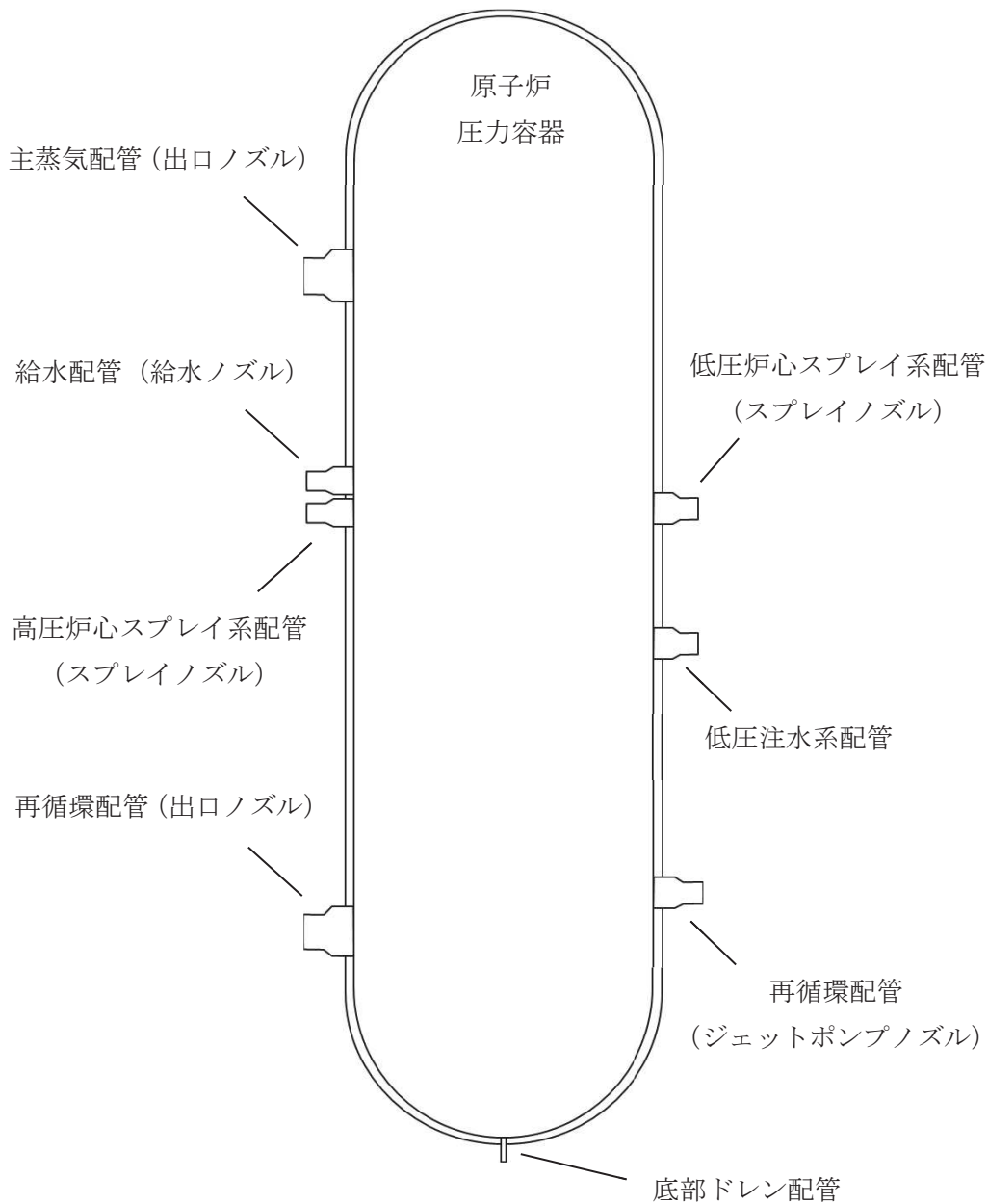


図1 代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

(2) 破断位置の違いによる影響について

破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管として主蒸気配管（出口ノズル）及びシュラウド内の液相部配管として配管高さの低い底部ドレン配管にベースケースと同じ $1.4\text{cm}^2$ の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図2に、評価結果の比較を表2に示す。

この結果、気相部配管の破断を想定した場合及びシュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。

そのため、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的

負荷（格納容器過圧・過温破損）において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で接続位置が低く最大口径である再循環配管の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環配管（出口ノズル）を設定した。

表2 破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度
主蒸気配管（出口ノズル）	1.4cm <sup>2</sup>	約 876℃
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 872℃
底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）		約 872℃

### 3.2 破断面積の事故条件設定の考え方

#### (1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲

2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し、再循環配管（出口ノズル）に対して3.2cm<sup>2</sup>の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース（1.4cm<sup>2</sup>）と感度解析ケース（3.2cm<sup>2</sup>）との原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図3に、感度解析の結果を表3に示す。

図3に示すとおり、ベースケースと感度解析ケースとでは、事象進展に有意な差が生じるものではない。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水）の操作条件（事象発生後の20分後）は、10分間の状況判断の後に高圧代替注水系の手動起動を試みる操作など一連の操作時間を考慮して設定したものであり、パラメータを起点とした条件設定としていないことから、破断面積の違いによる影響はない。

表3 破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	3.2cm <sup>2</sup>	無
	3.3cm <sup>2</sup>	有

## (2) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定

有効性評価においては、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧（低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水）に対して評価上の操作時間余裕を確認している。

再循環配管（出口ノズル）に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管温度の破裂発生防止が可能な限界である  $3.2\text{cm}^2$  の破断を設定すると、評価上の操作時間余裕がなくなることから、炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ5分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として、再循環配管（出口ノズル）に対して  $1.4\text{cm}^2$  の破断を事故条件として設定する。

また、 $3.2\text{cm}^2$  の破断を想定し、これが運転員等操作時間の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

なお、実際のLOCAが発生した場合、破断面積を確認することはできないため、運転手順においては、LOCA発生の確認（ドライウエル圧力が  $13.7\text{kPa}[\text{gage}]$  に到達）後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、LOCA時の高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は、炉心損傷防止対策としての「LOCA時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」により小破断LOCAから大破断LOCAまでの範囲を確認している。

## (3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を表4並びに図4及び図5に示す。

この結果、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積の範囲は以下のとおりとなる。

- a. 主蒸気配管（出口ノズル）（気相部配管）： $318\text{cm}^2$  以下
- b. 再循環配管（出口ノズル）（シュラウド外の液相部配管）： $3.2\text{cm}^2$  以下
- c. 底部ドレン配管（シュラウド内の液相部配管）： $3.0\text{cm}^2$  以下

確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）では、NUREG-1150の定義と同様に表5のとおり分類しており、5 inch（約  $127\text{cm}^2$ ）以上の配管破断は大破断LOCAと定義されることから、炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断LOCA相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとして中破断LOCA相当となる。

表4 破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
主蒸気配管（出口ノズル）	318cm <sup>2</sup>	無
	319cm <sup>2</sup>	有
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	3.2cm <sup>2</sup>	無
	3.3cm <sup>2</sup>	有
底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）	3.0cm <sup>2</sup>	無
	3.1cm <sup>2</sup>	有

表5 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	
漏えい	常用系(CRD ポンプ等)で補給可能な範囲	
小LOCA	RCICで注水可能な範囲	
中LOCA	小LOCAと大LOCAの中間範囲	
大LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲	
DBA 超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲	

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

気相部配管（主蒸気配管）

シュラウド外の液相部配管（再循環配管）

シュラウド内の液相部配管（底部ドレン配管）

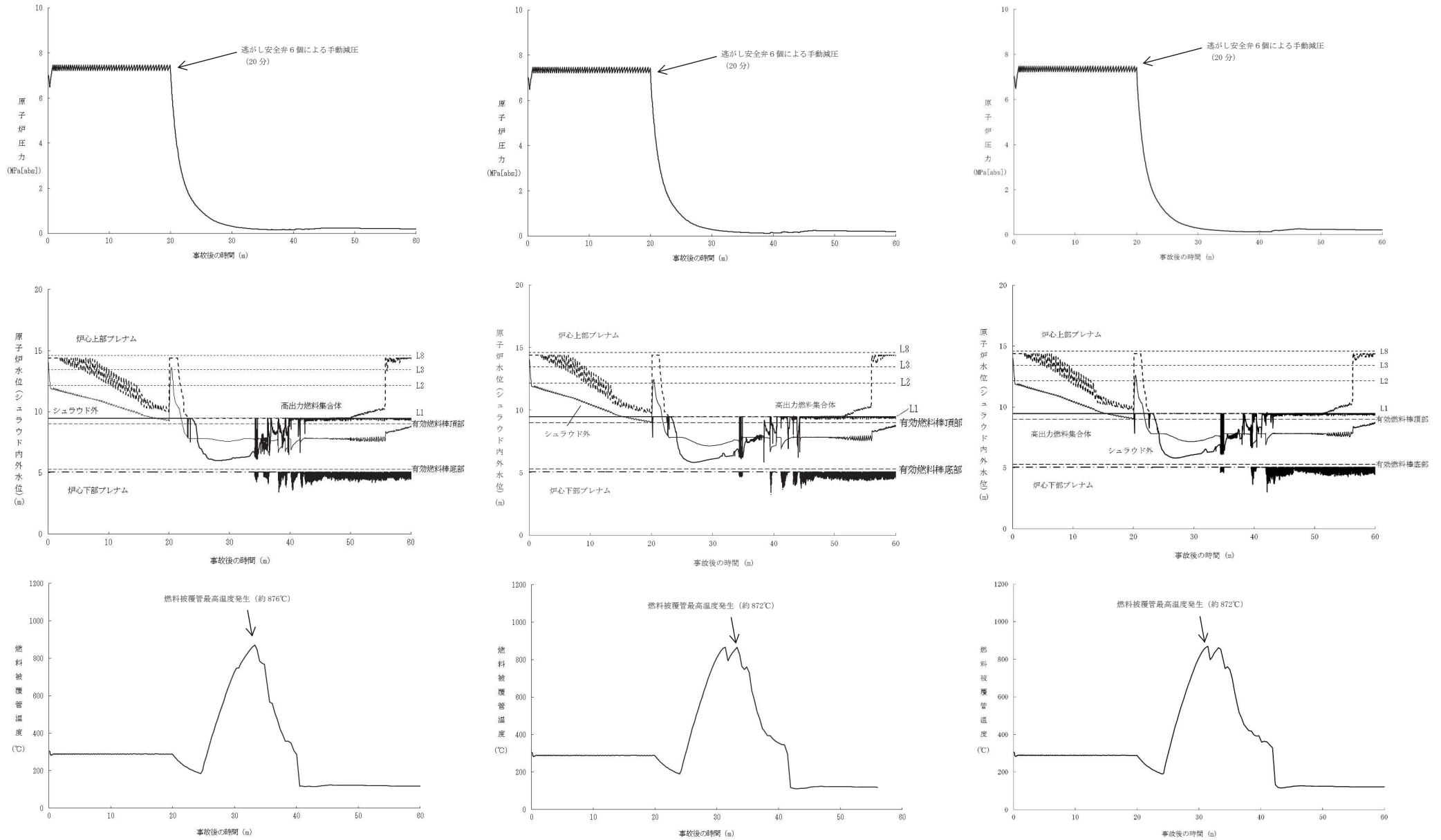


図2 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較



破断面積：1.4cm<sup>2</sup>

破断面積：3.2cm<sup>2</sup>

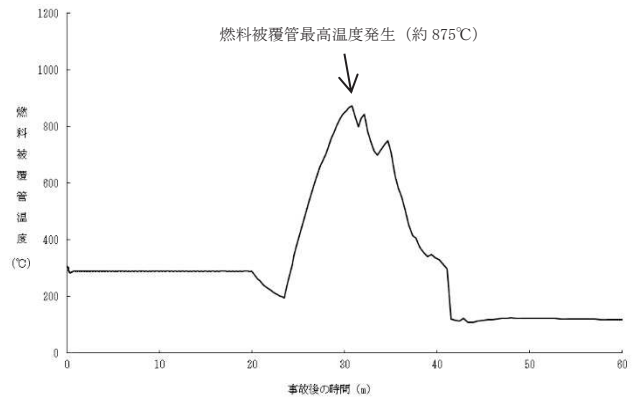
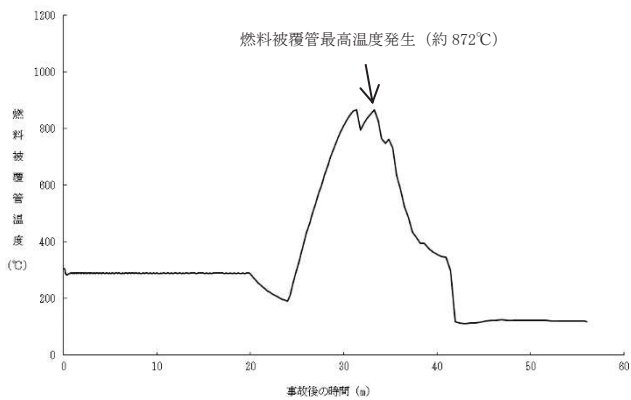
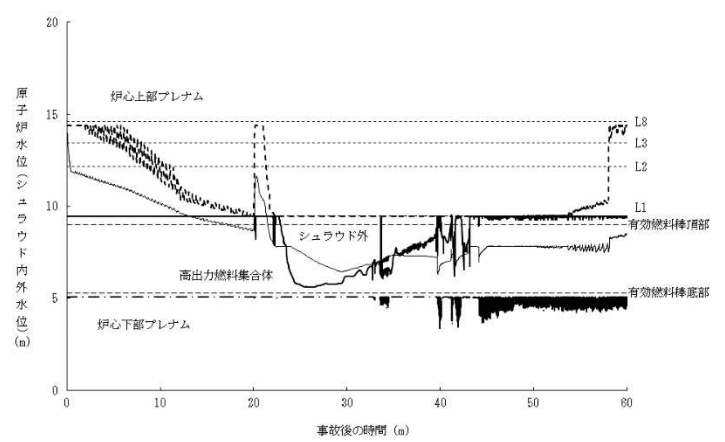
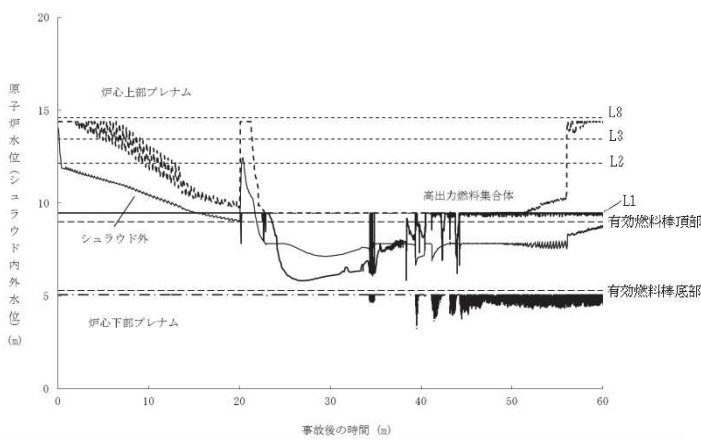
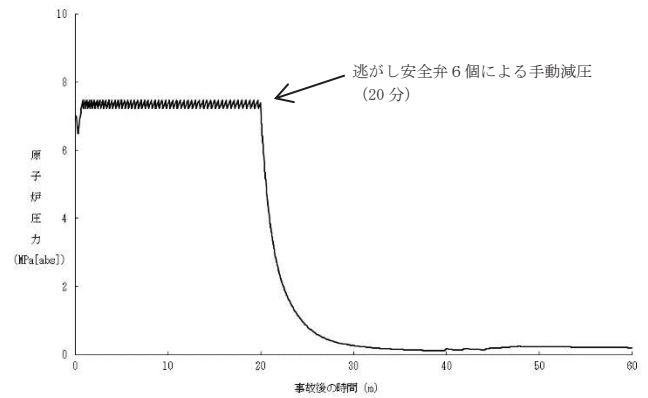
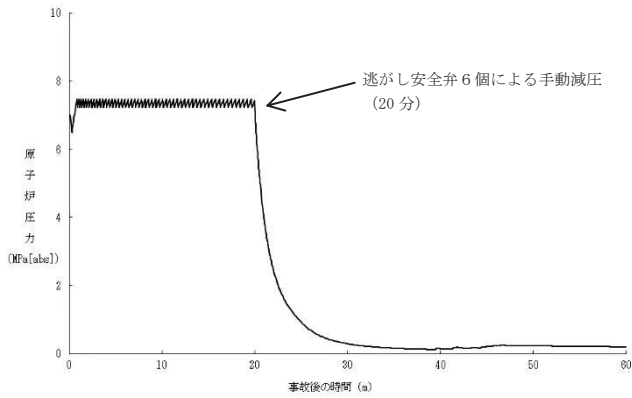


図3 破断面積 1.4cm<sup>2</sup> と 3.2cm<sup>2</sup> とのパラメータ推移の比較

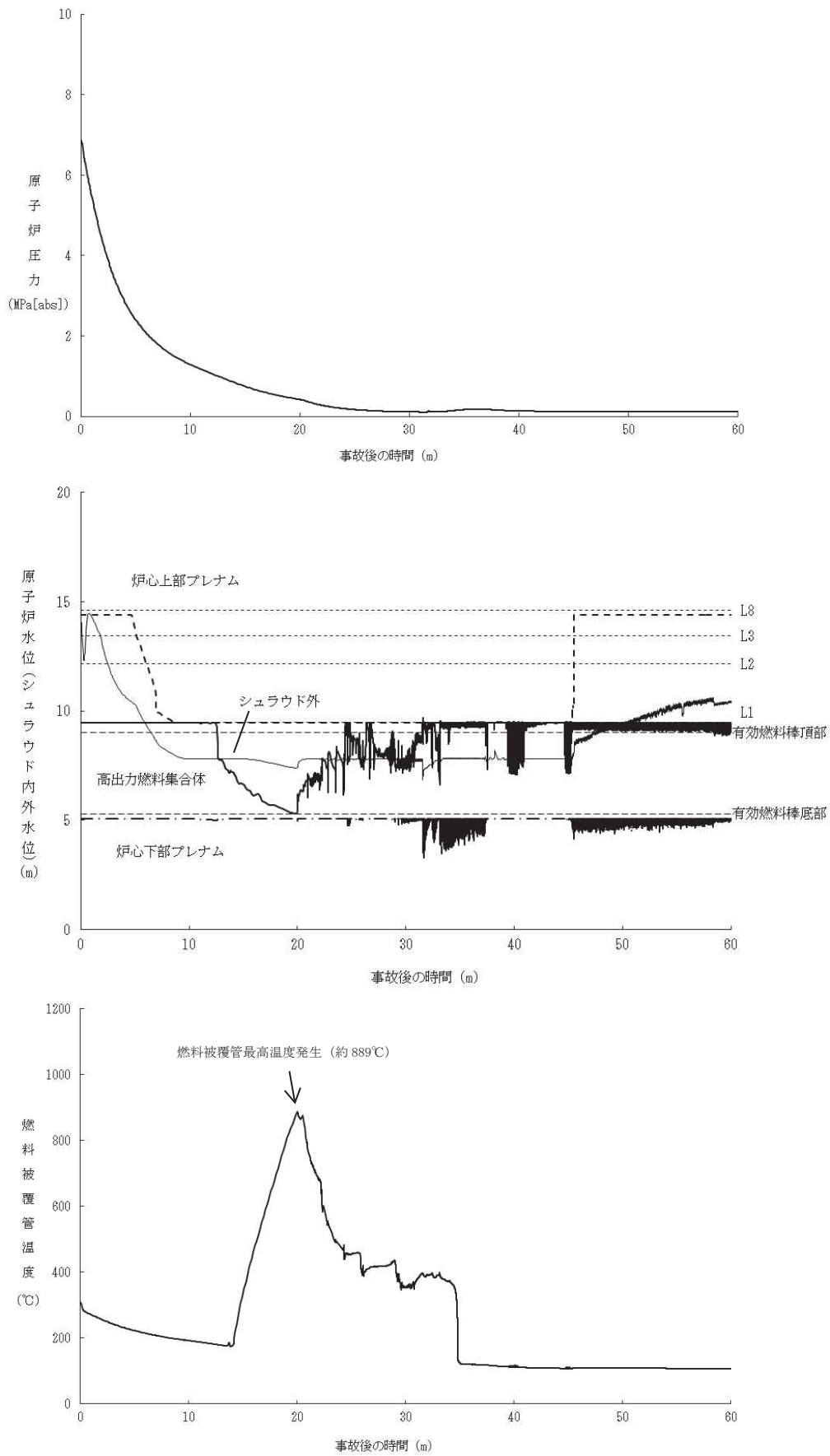


図4 主蒸気配管に 318cm<sup>2</sup> の破断面積を設定した場合

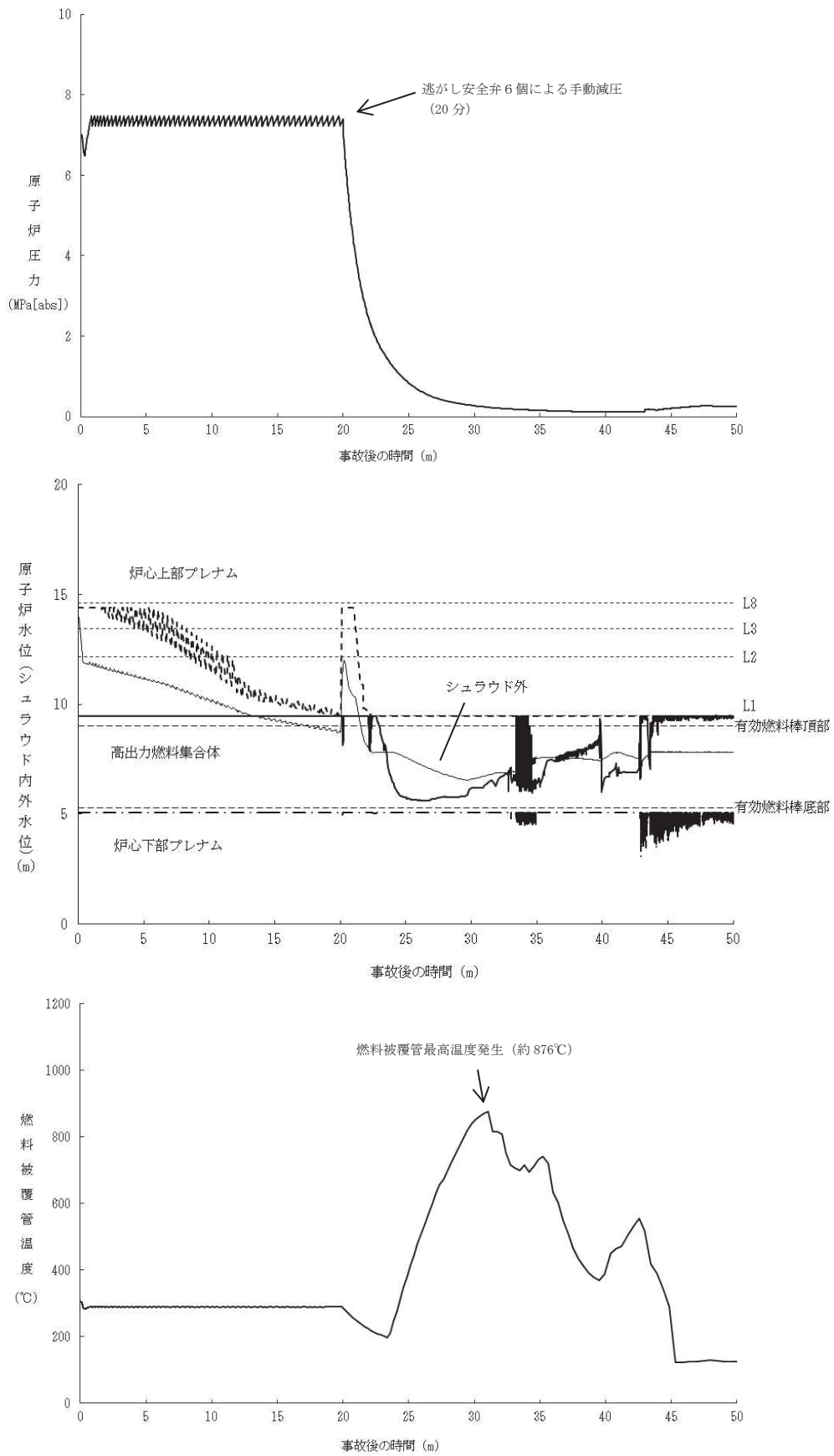


図5 底部ドレン配管に 3.0cm<sup>2</sup>の破断面積を設定した場合

(4) 再循環配管破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所における配管の破断により、LOCAが発生することを想定し、かつECCSによるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして、以下の式により炉心損傷頻度を算出した。

配管の破断による炉心損傷頻度

$$= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉圧力容器バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率}$$

各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度を表6に示す。なお、LOCA発生頻度及びECCS機能喪失確率はPRAで用いた値を使用した。

表6 各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度

系統	小破断 LOCA				中破断 LOCA			
	溶接線数 <sup>※1</sup>	配管破断発生頻度 [ /炉年 ]	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 [ /炉年 ]	溶接線数 <sup>※1</sup>	配管破断発生頻度 [ /炉年 ]	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 [ /炉年 ]
HPCS		7.4E-06	-※3	-※3		5.0E-06	-※3	-※3
RCIC		5.3E-06	-※3	-※3		3.5E-06	-※3	-※3
LPCS		7.4E-06	-※3	-※3		5.0E-06	-※3	-※3
RHR-A <sup>※2</sup>		2.2E-05	-※3	-※3		1.4E-05	-※3	-※3
RHR-B <sup>※2</sup>		2.2E-05	-※3	-※3		1.4E-05	-※3	-※3
RHR-C <sup>※2</sup>		2.2E-05	-※3	-※3		1.4E-05	-※3	-※3
PLR		7.4E-05	1.7E-04	1.3E-08		4.9E-05	1.7E-04	8.4E-09
底部ドレン配管		2.1E-05	-※3	-※3		1.4E-05	-※3	-※3
その他の原子炉圧力バウンダリ		1.2E-04	-※3	-※3		8.0E-05	-※3	-※3
溶接線数合計		3.0E-04				2.0E-04		

※1：溶接線数は、クラス1機器の検査カテゴリB-F及びB-Jから抽出した。

※2：RHR-A, B, Cの溶接線数を合計して、3系統で平均した。

※3：再循環配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不必要のため、記載せず。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

再循環配管の破断により L O C A が発生し, E C C S による事象緩和ができず, 炉心損傷に至る頻度は  $2.1 \times 10^{-8}$ /炉年である。なお, 破断面積  $3.2 \text{cm}^2$  以下の L O C A は, 炉心損傷防止が可能であるため, 実際に炉心損傷に至る頻度は  $2.1 \times 10^{-8}$ /炉年より低くなる。

また, 国内外の先進的な対策を考慮しても全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難である大破断 L O C A については, P R A において, 炉心損傷頻度を  $3.4 \times 10^{-9}$ /炉年としている。なお, 気相部配管の破断面積  $318 \text{cm}^2$  以下の L O C A は, 炉心損傷防止が可能であるため, 実際に炉心損傷に至る頻度は  $3.4 \times 10^{-9}$ /炉年より低くなる。したがって, 再循環配管の破断により発生する L O C A で炉心損傷に至る頻度は十分に低いものであると整理される。

#### (5) 国内外の先進的な対策との比較

炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上の L O C A に対しては, 重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが, 対策が「十分な対策が計画されていること」(国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること)を確認する必要がある。

着眼点として, 「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段, L O C A 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段が必要となる。

女川 2 号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を, L O C A 以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表 1 に示す。

別表 1 に示すとおり, L O C A 以外の事故シーケンスグループも含め, 基本的に全ての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。特に, 高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧代替注水系 (HPAC) は, 国外では見られない対策であり, 時間余裕の小さい事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点, 駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。

しかしながら, L O C A が生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段 (インターロックを備えている等) や, L O C A 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段については, 確認されなかった。

表7 原子炉への注水機能の整理

駆動源 原子炉の状態		電動駆動	蒸気駆動	ディーゼル駆動等
		SBOでは給電された後に機能する	大規模なLOCAを除き事象初期から機能する	LOCAも含む各事象で機能する
原子炉が高圧	大破断LOCAを除くと事象初期は高圧→時間余裕の小さい事象初期に重要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ HPCS</li> <li>・ CRD</li> <li>・ 給復水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RCIC</li> <li>・ HPAC</li> </ul>	—
原子炉が低圧	大破断LOCAを除くと原子炉減圧後に必要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ LPCI×3</li> <li>・ LPCS</li> <li>・ MUWC×3</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RCIC<sup>※1</sup></li> <li>・ HPAC<sup>※1</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 大容量送水ポンプ (タイプI)</li> <li>・ 直流駆動低圧注水ポンプ</li> </ul>

※1 駆動蒸気を使用可能な範囲において

別表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較 (1/7)

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧代替注水系</li> <li>低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)※</li> <li>ろ過水系</li> <li>制御棒駆動水系による進展抑制</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ(燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源：防火用水タンク、飲料水系)</li> <li>高圧サービス水系(RHR 経由)(水源：池、非常用冷却塔)</li> <li>CRD ポンプ</li> <li>復水ポンプ</li> <li>RHRSW (RHR 経由)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>独立非常用系の中圧ポンプ(専用電源・専用ヒートシンク有)</li> <li>サービス水系(水源：河川)</li> <li>復水系(給水ポンプバイパスライン追設)</li> <li>インターナルポンプ・シール水系</li> </ul>	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>火災用ポンプ+ブースターポンプ(専用電源有)</li> </ul>	<p>欧米では、注水ポンプの追加設置又は炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においては、原子炉隔離時冷却系とは別の蒸気駆動による高圧注水手段として高圧代替注水系による炉心冷却手段を整備する。また、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)として復水補給水系による炉心冷却手段を整備する。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>大容量送水ポンプ(タイプI)</li> </ul>	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬式消火ポンプ</li> </ul>	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬ポンプ導入</li> </ul>	
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉格納容器フィルタベント系※</li> <li>耐圧強化ベント系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>W/W ベント</li> <li>原子炉冷却材浄化系によるS/P 除熱</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>独立非常用系の専用ヒートシンク</li> <li>フィルタベント</li> <li>必須サービス水系による除熱(ヒートシンク：川、地下水、冷却塔)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>フィルタベント</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>フィルタベント</li> <li>代替最終ヒートシンクの導入</li> </ul>	<p>米国においては、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベントを整備している。また、欧州においては、河川、地下水、大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。</p> <p>女川2号炉においては、多重性及び独立性を考慮して、大気を最終ヒートシンクとする原子炉格納容器フィルタベント系、耐圧強化ベント系を整備する。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系</li> </ul>	-	-	-	-	
		格納容器注水(格納容器スプレイ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>復水移送ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>サービス水系(D/W, W/W スプレイ可)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ディーゼル駆動バックアップポンプ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>火災防護系によるスプレイ(専用電源有、外部水源使用可)</li> </ul>	<p>欧米では、注水ポンプの追設又は格納容器注水機能を有さない既設ポンプに格納容器注水機能を追加する等による格納容器注水手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においては、復水移送ポンプ及び大容量送水ポンプ(タイプI)を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器注水手段を整備する。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>大容量送水ポンプ(タイプI)※</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ポンプ(大規模損壊)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型消火ポンプ(S/P 注水)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>消防車</li> </ul>	-	
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> <li>CST への水の補給</li> <li>-淡水貯水槽※</li> <li>-海水</li> <li>-ろ過タンク</li> <li>-純水タンク</li> <li>-原水タンク</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CST への水の補給</li> <li>-処理水：脱塩水貯蔵タンク、復水器 H/W, 燃料プール、他ユニット貯蔵タンク</li> <li>-非処理水：消火用水系、公共の消火水、水道水等</li> <li>-RWST からの補給</li> <li>-他ユニット CST からの補給</li> <li>・防火用水タンク</li> <li>・飲料水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CST への補給</li> <li>-消火水系からの補給</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>脱塩水タンクへの補給</li> <li>-脱塩水系からの補給</li> <li>-消火系からの補給</li> <li>・消火系への補給</li> <li>-純水系からの補給(重力による移送)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>脱塩水タンク(既設設備の水源)への補給</li> <li>-消火系からの補給</li> <li>・Korvensuo 原水池(火災系の水源)</li> </ul>	<p>欧米においては、淡水タンクのほか、河川やため池等の代替補給水源からの給水が可能である。</p> <p>女川2号炉においては、淡水貯水槽、海水、ろ過タンク、純水タンク及び原水タンクからの復水貯蔵タンクへの水補給が可能である。</p>
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。</p> <p>なお、ドイツの独立非常用系については、事故シナリオの特定が困難な航空機衝突、毒ガスの放出、テロリストの攻撃等のような破滅的事象を想定した系統であり、国内では特定重大事故対処施設に相当する設備であり、重大事故等対処設備に相当するものではない。</p>					



別表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（2／7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>【・低圧注水系※】</li> <li>【・低圧炉心スプレイ系※】</li> <li>・高圧代替注水系</li> <li>・低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)</li> <li>・ろ過水系</li> <li>・大容量送水ポンプ(タイプI)</li> </ul>	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>・代替自動減圧機能※</li> <li>・減圧機能の信頼性向上</li> <li>-高圧窒素ガス供給系(非常用)</li> <li>-窒素供給圧の調整機能</li> <li>-電源車からの給電</li> <li>-SA環境を考慮したケーブル性能の確保</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・過渡時減圧自動化ロジック</li> <li>・減圧機能の信頼性向上</li> <li>-ADS作動のための追加電源(DC)の設置</li> <li>-ADS作動のための窒素ポンプの設置</li> <li>-ADS作動のためのケーブル性能の確保<sup>注)</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・多重化炉容器減圧系(S/R弁11弁のうち3弁に電動弁によるバイパスライン設置)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・過渡時の減圧自動ロジック</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・減圧機能の信頼性向上</li> <li>-SRVへのバックアップ用窒素ポンプ</li> <li>-消火系からの水圧による開</li> </ul>	<p>欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、S/R弁駆動用の予備窒素ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、米国ではシビアアクシデント時の温度環境下において、減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。</p> <p>女川2号炉においても、過渡事象時の代替自動減圧回路の設置や、S/R弁駆動用の高圧窒素ガス供給系(非常用)や電源の整備、SA環境におけるケーブル性能の確保等による減圧機能の信頼性向上手段を整備する。</p>
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>【・残留熱除去系※】</li> <li>・原子炉格納容器フィルタベント系</li> <li>・耐圧強化ベント系</li> </ul>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉補機代替冷却水系</li> </ul>	—	—	—	—	—
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。							

注) 本件は、米国においてNRCの要請によって実施された、内の事象に対する個別プラント評価(IPE)に関連して、NRCより出されたGeneric Letter 88-20 追補1の添付2より抽出したもの

別表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（3／7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系※（手動起動含む）</li> <li>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）※</li> <li>低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）</li> <li>高圧代替注水系（手動起動含む）</li> <li>ろ過水系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ディーゼル駆動消火ポンプ（燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源：防火用水タンク、飲料水系）</li> <li>SBOの影響を受けないポンプによるサービス水系から給水系を通っての注水（水源：河川、湖、貯水池、海など）</li> <li>原子炉隔離時冷却系の手動起動（大規模損壊）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>独立非常用系の中圧ポンプ（専用電源・専用ヒートシンク有）</li> </ul>	1と同様	1と同様	<p>全交流動力電源喪失を想定し、欧米では、電源に依存しない注水ポンプ又は専用の電源を有する注水ポンプの追設による全交流動力電源喪失時の注水手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においては、電源に依存しない蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系、常設代替交流電源装置による復水補給水系への給電手段を整備する。また、電源対策が達成できない場合に備えて、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の手動起動手順を整備する。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>大容量送水ポンプ（タイプI）</li> </ul>	1と同様	1と同様	—	1と同様	
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>減圧機能の信頼性向上</li> <li>-高圧窒素ガス供給系（非常用）</li> <li>-窒素供給圧の調整機能</li> <li>-可搬型代替直流電源設備からの給電</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>減圧機能の信頼性向上</li> <li>-ADS作動のための追加電源（DC）の設置</li> <li>-ADS作動のための窒素ポンベの設置</li> <li>-ADS作動のためのケーブル性能の確保</li> </ul>	2と同様	—	2と同様	<p>欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、SR弁駆動用の予備窒素ポンベや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においても、全交流動力電源喪失を想定して、S/R弁駆動用の高圧窒素ガス供給系（非常用）や電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備する。</p>
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>【・残留熱除去系※】</li> <li>原子炉格納容器フィルタベント系</li> <li>耐圧強化ベント系</li> </ul>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系※</li> </ul>	—	—	—	—	—
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様

別表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（4/7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源喪失	代替電源設備（交流電源）	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替交流電源設備※</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機の追加設置</li> <li>ガスタービン発電機の使用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>独立非常用系のディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ガスタービン発電機（4日分の燃料有）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用ディーゼル発電機の信頼性向上</li> <li>-起動用バッテリー追設</li> <li>-燃料タンクの購入</li> <li>-非常用ディーゼル発電機更新に合わせて、除熱系2系統（海水、空冷）設置</li> <li>非常用ディーゼル発電機の新設（独立建屋に設置）</li> <li>ガスタービン発電機（100%×2台、9日分の燃料有）</li> </ul>	<p>米国においては、ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また、欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置すると共に、既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化（水冷、空冷）を実施している。</p> <p>女川2号炉においては、常設の代替交流電源として、常設代替交流電源装置を高台に設置する。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替交流電源設備</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SA用可搬型ディーゼル発電機（FP系→PCV注水への弁操作作用）</li> </ul>	<p>欧米においては、可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備している。</p> <p>女川2号炉においては、同等の機能を有する可搬型代替交流電源設備を配備しており、常設代替交流電源設備が機能しない場合にも、原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>号炉間電源融通</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ユニット間での交流電源接続</li> <li>水力発電ユニットの使用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ユニット間での交流電源接続</li> <li>第3の送電線（地中埋設）</li> <li>余熱除去系1系統と外部電源を結線</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>小型可搬DG×3台（#1外保管）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ユニット間の交流電源接続</li> <li>近隣水力発電所からの受電</li> <li>地域電力会社からの受電（容量が限定的）</li> </ul>	<p>欧米においては、ユニット間での電源接続を整備している。</p> <p>女川2号炉においても同等の手段を整備している。</p>
		代替電源設備（直流電源）	<ul style="list-style-type: none"> <li>所内常設蓄電式直流電源設備（負荷切り離しによる容量保持）※</li> <li>-蓄電池の容量増強</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>バッテリー容量増加</li> <li>非安全関連バッテリーの設置（安全系バッテリーの負荷軽減のため）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>バッテリー容量の増強</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持</li> </ul>	<p>—</p>	<p>欧米においては、既設蓄電池容量の増加、給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においても同等の手段を整備している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型代替直流電源設備</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>携帯型バッテリーによる所内バッテリーの再充電</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可搬型ディーゼル発電機による充電</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SA設備への給電バッテリー</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>充電用可搬型発電機</li> <li>充電用可搬型整流器</li> </ul>	<p>米国においては、携帯型バッテリーによる蓄電池充電手段を整備している。また、欧州においては、可搬型発電機による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>女川2号炉においても可搬型代替直流電源設備による蓄電池充電手段を整備する。</p>
	まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧注水失敗（RCIC本体の機能喪失）」、「外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS失敗」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再閉失敗+HPCS失敗」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無いことを確認した。</p>						

別表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（5／7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-1	崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）（SBO重量想定）	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系※</li> <li>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）※</li> <li>高圧代替注水系</li> <li>ろ過水系</li> <li>大容量送水ポンプ（タイプI）</li> </ul>	3と同様	3と同様	1と同様	1と同様	3と同様
			<ul style="list-style-type: none"> <li>大容量送水ポンプ（タイプI）</li> </ul>	1と同様	1と同様	—	1と同様	
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>減圧機能の信頼性向上</li> <li>高圧窒素ガス供給系（非常用）</li> <li>窒素供給圧の調整機能</li> <li>可搬型代替直流電源設備からの給電</li> </ul>	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>【・残留熱除去系※】</li> <li>原子炉格納容器フィルタベント系</li> <li>耐圧強化ベント系</li> </ul>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系※</li> </ul>	—	—	—	—	—
		格納容器注水（格納容器スプレイ）	<ul style="list-style-type: none"> <li>復水移送ポンプ</li> <li>大容量送水ポンプ（タイプI）</li> </ul>	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		代替電源設備（交流電源）	<ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替交流電源設備※</li> <li>可搬型代替交流電源設備</li> <li>号炉間電源融通</li> </ul>	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
			まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。				

別表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（6／7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-2	崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>【・高圧炉心スプレイ系※】</li> <li>・原子炉隔離時冷却系※</li> <li>・高圧代替注水系</li> <li>【・低圧炉心スプレイ系】</li> <li>・低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)</li> <li>・ろ過水系</li> <li>・大容量送水ポンプ(タイプI)</li> </ul>	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>・減圧機能の信頼性向上</li> <li>-高圧窒素ガス供給系(非常用)</li> <li>-窒素供給圧の調整機能</li> <li>-可搬型代替直流電源設備からの給電</li> </ul>	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉格納容器フィルタベント系※</li> <li>・耐圧強化ベント系</li> </ul>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器注水(格納容器スプレイ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・復水移送ポンプ</li> <li>・大容量送水ポンプ(タイプI)※</li> </ul>	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「過渡事象+崩壊熱除去失敗」(残留熱除去系の機能喪失)における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無いことを確認した。					
5	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能※</li> <li>・自動減圧系作動阻止機能※</li> <li>・ほう酸水注入系※</li> <li>・代替制御棒挿入機能</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・代替制御棒挿入回路</li> <li>・SLCS のお酸濃度の増加</li> <li>・SLCS の自動起動</li> <li>・CRD 系, 原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入</li> <li>・ATWS-RPT の設置</li> <li>・MSIV 閉後の ATWS 時の炉圧高で給水ポンプトリップロジックを追加</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・SLC(手動起動)</li> <li>・スクラムで再循環ポンプトリップ</li> <li>・信号/ロジック多様化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・バックアップ・スクラム回路(制御棒の電動挿入, 再循環ポンプ減速)</li> <li>・SLC 手動起動</li> <li>・SLC 自動起動</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・SLC</li> </ul>	<p>欧米においては、代替制御棒挿入回路及び代替再循環ポンプ・トリップ回路の設置や SLC 等を整備している。</p> <p>女川2号炉においても、欧米と同等の設備を整備している。</p> <p>米国で確認されている TAF 以下で原子炉の水位を制御する対応は、当社では採用していない。これは、ATWS であっても冠水維持が事故対応の基本と考えるためである。</p> <p>なお、TAF より上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であっても PCT 等の判断基準を満たすことを確認している。</p>
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。なお、欧米の一部既設プラントにおいて SLC の自動起動を整備しているが、女川2号炉では、手順書等において SLC の手動起動の基準を明記することにより、SLC が必要な場合の確実な手動起動操作が行われるようにしており、自動起動と同等の手段が整備されていると言える。					

別表1 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較（7/7）

※：有効性評価において有効性を評価した対策 下線部：自主対策設備 【 】：設計基準事故対処設備

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			女川2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
6	LOCA時注水機能喪失 (外部電源喪失重量)	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高压代替注水系</li> <li>・ 低压代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)※</li> <li>・ <u>ろ過水系</u></li> <li>・ 大容量送水ポンプ(タイプI)</li> </ul>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 減圧機能の信頼性向上</li> <li>- 高压窒素ガス供給系(非常用)</li> <li>- 窒素供給圧の調整機能</li> <li>- 可搬型代替直流電源設備からの給電</li> </ul>	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉格納容器フィルタベント系※</li> <li>・ 耐圧強化ベント系</li> </ul>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉補機代替冷却水系</li> </ul>					
		格納容器注水 (格納容器スプレイ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 復水移送ポンプ</li> <li>・ 大容量送水ポンプ(タイプI)※</li> </ul>	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		代替電源設備 (交流電源)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 常設代替交流電源設備※</li> <li>・ 可搬型代替交流電源設備</li> <li>・ <u>号炉間電源融通</u></li> </ul>	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。 なお、「ECCS容量を超える原子炉圧力容器バウンダリ喪失(E-LOCA)(地震起因)」及び「大・中破断LOCA+注水機能喪失(内部事象)」における欧米の対策状況について、可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無いことを確認した。							
7	インターフェイスシステム LOCA	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 原子炉隔離時冷却系※</li> <li>【・ 低压注水系※】</li> <li>【・ 低压炉心スプレイ系※】</li> <li>・ <u>ろ過水系</u></li> </ul>	既存設備で対応	— (情報なし)	— (情報なし)	— (情報なし)	米国においては、炉心冷却は既存設備を用いて実施することとなっている。 女川2号炉においても、既存設備を用いた炉心冷却を実施することとしている。
		格納容器バイパス防止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ インターフェイスシステムLOCAの検知・隔離(既設の計装・設備から兆候を検知)</li> <li>・ 原子炉減圧・水位制御の手順整備</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ISLOCAの早期検出・隔離(既設の計装・設備から兆候を検知)</li> <li>・ 原子炉の減圧</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 隔離弁あるいは代替隔離弁の閉止による格納容器隔離の確保</li> </ul>	— (情報なし)	— (情報なし)	米国においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また欧州においては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 女川2号炉においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備する。また、原子炉減圧及び水位制御により、流出量を低減する手順を整備する。
		まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、女川2号炉においても整備されていることを確認した。					

## 敷地境界の実効線量評価について

表1 主要解析条件（放出放射線量評価条件）（1/2）

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
評価事象	中小破断LOCA	原子炉格納容器フィルタベント系を介した放出時期が最も早い事故シーケンスを選定	2.2.1 (6) 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね5 mSv以下）を確認する。	
原子炉熱出力	2,436MWt	「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に従い設定	2.2.2 (1) 原子炉は定格熱出力で運転されているものとする。	
事故発生時の冷却材中のよう素濃度	全希ガス漏えい率	$1.11 \times 10^{10}$ Bq/s	運転上許容される最大値（運転実績に基づく値）	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	冷却材保有量	$2.0 \times 10^8$ g	設計値	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。作動設定点等について計装上の誤差は考慮しない。
	原子炉冷却材浄化系流量	$1.97 \times 10^4$ g/s	設計値	
	主蒸気流量	$1.32 \times 10^6$ g/s	設計値	
	原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」（以下「線量目標値評価指針」という。）に従い設定	—
	よう素の主蒸気中への移行割合	2%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下「安全評価審査指針」という。）に従い設定	—

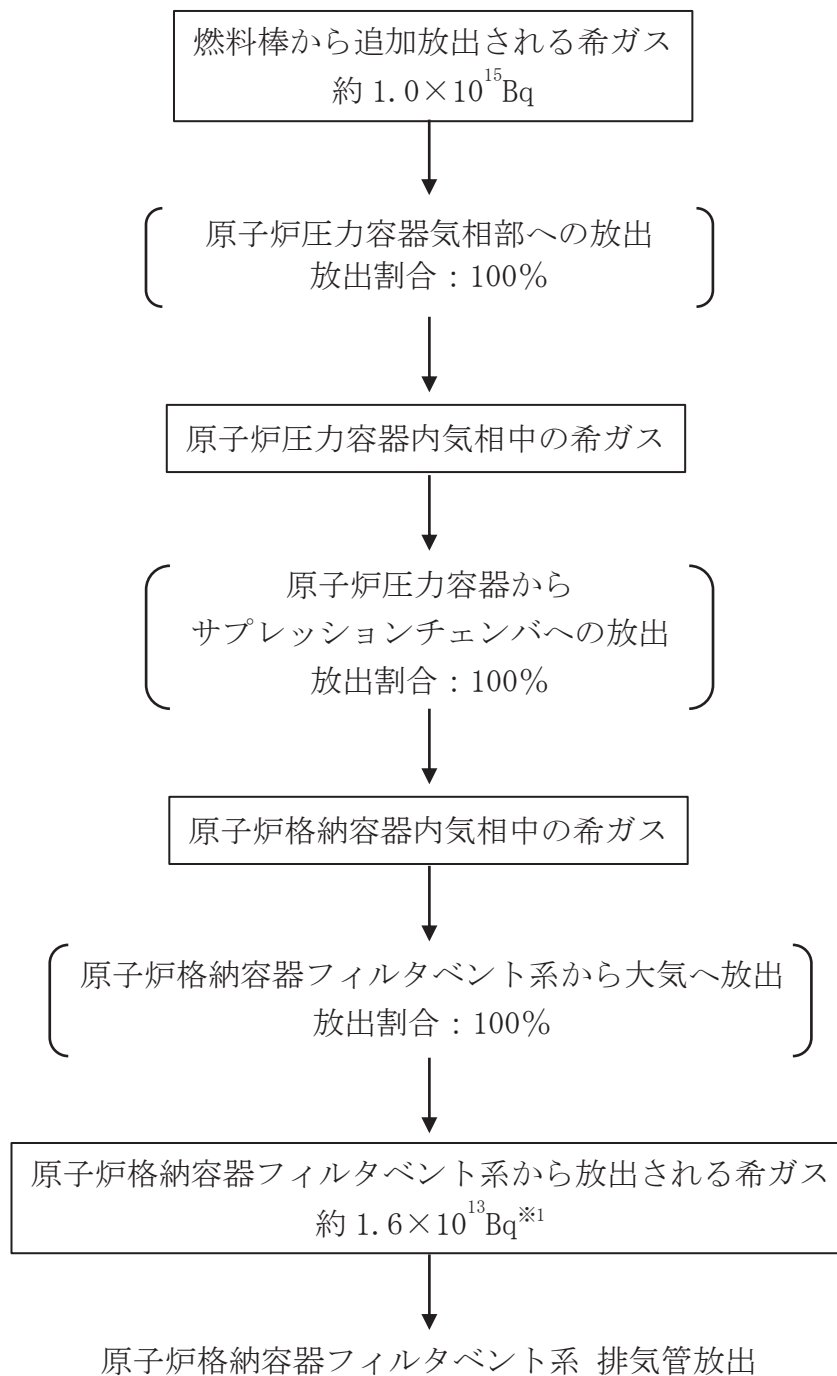


表 1 主要解析条件（放出放射エネルギー評価条件）（2/2）

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
燃料棒からの追加放出量	I-131 の追加放出量	$3.7 \times 10^{13}$ Bq	安全評価審査指針に従い設定	—
	その他よう素の放出量	I-131 の平衡組成として評価		
	希ガスの放出量	I-131 の平衡組成とし、よう素の2倍として評価		
	運転時間	2000 日	核分裂生成物の蓄積量が平衡に達する運転時間に余裕をみた値	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	よう素の化学形態	有機よう素：4% 無機よう素：96%	安全評価審査指針に従い設定	—
有機よう素が気相部に移行する割合	10%	安全評価審査指針に従い設定	—	
原子炉圧力容器からサブプレッションチェンバへ放出される放射性物質の割合	希ガス：100% 有機よう素：100% 無機よう素：崩壊熱相当の蒸気の発生に伴って放出			
サブプレッションチェンバのプール水による無機よう素の除染係数	5	SRP6.5.5 に基づき設定	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。	
格納容器内での自然沈着・格納容器スプレイの除染係数	5	CSE A6 実験から設定		
原子炉格納容器フィルタメント系フィルタ装置による除染係数	無機よう素：500 有機よう素：50	設計値		
ベント開始時間	44 時間	有効性評価の結果を包絡する条件	—	
核分裂生成物の自然減衰	考慮する	ベント開始までの自然減衰を考慮	—	

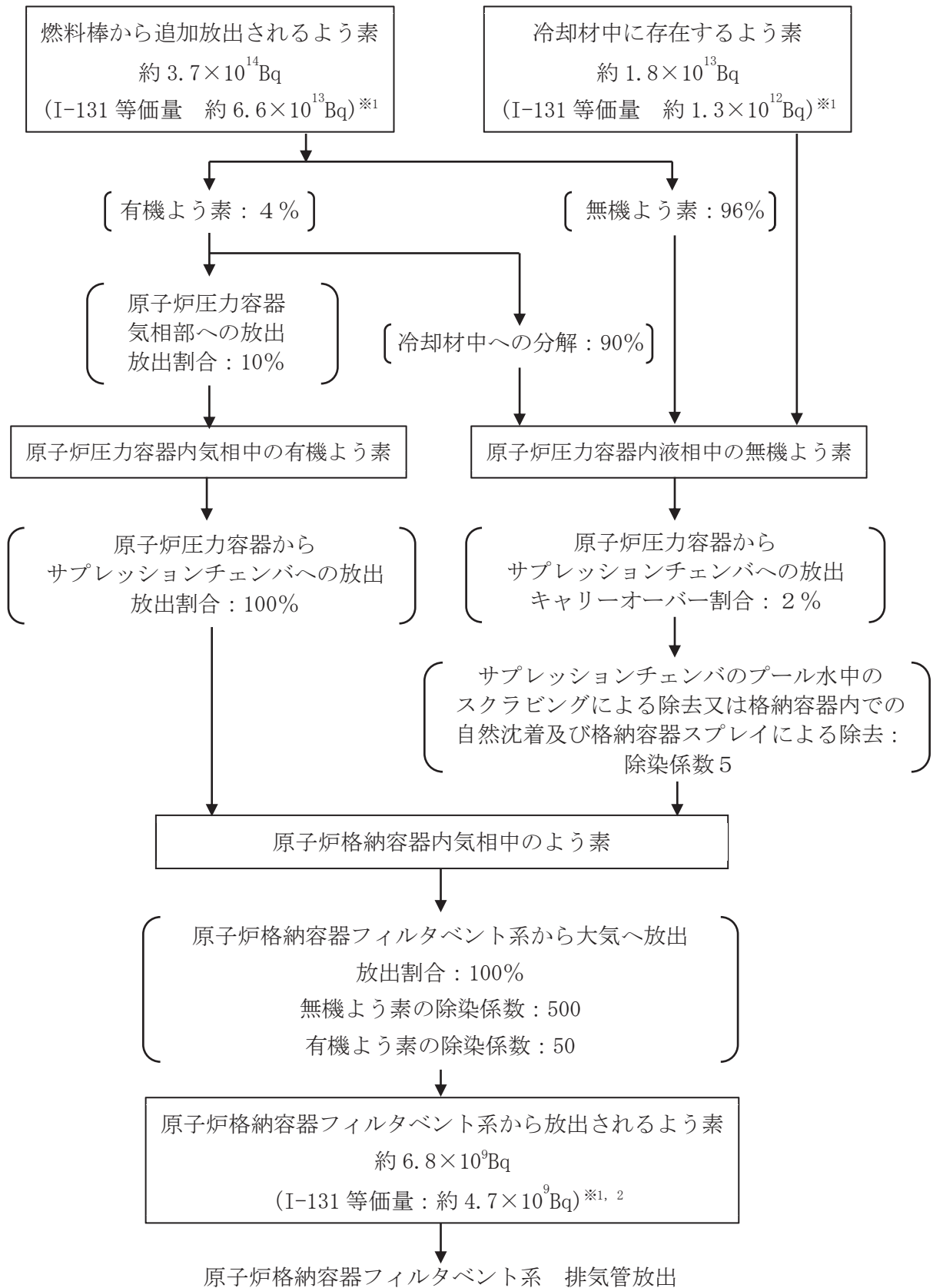
表 2 大気拡散係数の評価条件

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
気象データ	女川原子力発電所における1年間の気象データ（2012年1月～12月）	F分布検定により代表性が確認された気象データ	—	
実効放出継続時間	1時間	保守的に設定	—	
放出源高さ	原子炉格納容器フィルタベント系：地上放出（0m）	保守的に設定	—	
	耐圧強化ベント系：有効高さ（陸側方位）（m）	放出源の有効高さを設定	—	
	方位			敷地境界
	N			75
	NNW			65
	NW			85
	WNW			70
	W			110
	WSW			130
	SW			120
	SSW			115
	S			80
	SSE			90
SE	80			
ESE	80			
E	90			



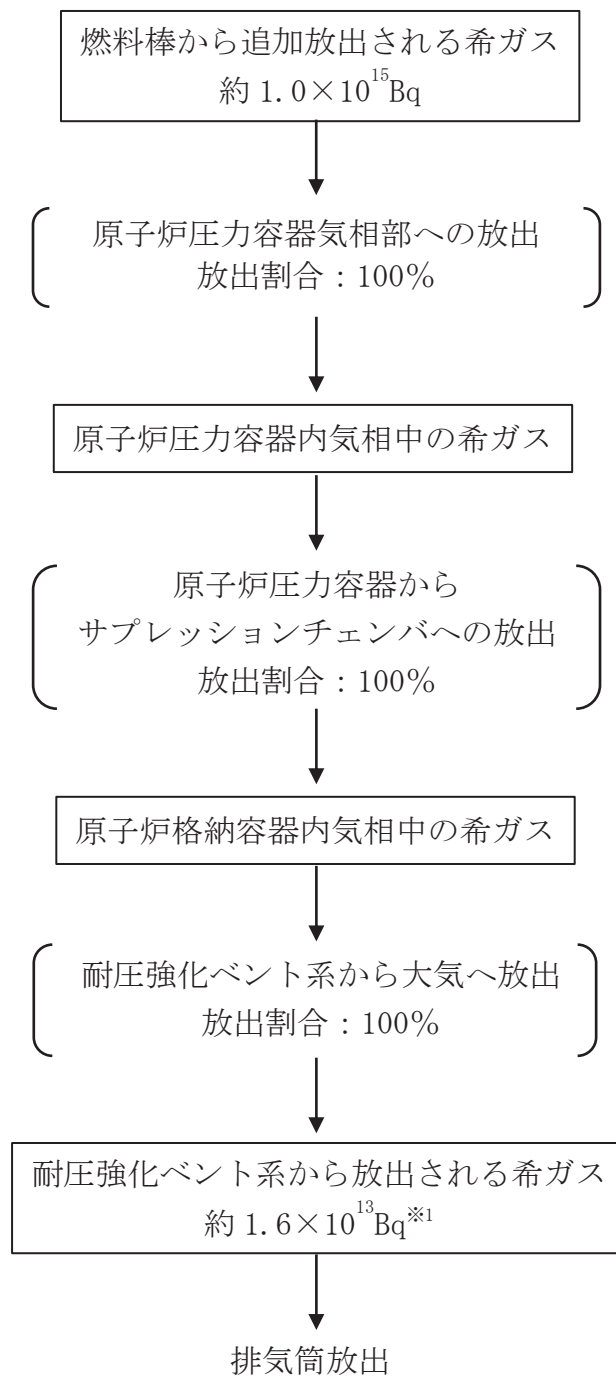
※1：ベント開始（事象発生 44 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図1 原子炉格納容器フィルタベント系によるベント時の  
放射性希ガスの大気放出過程  
( $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)



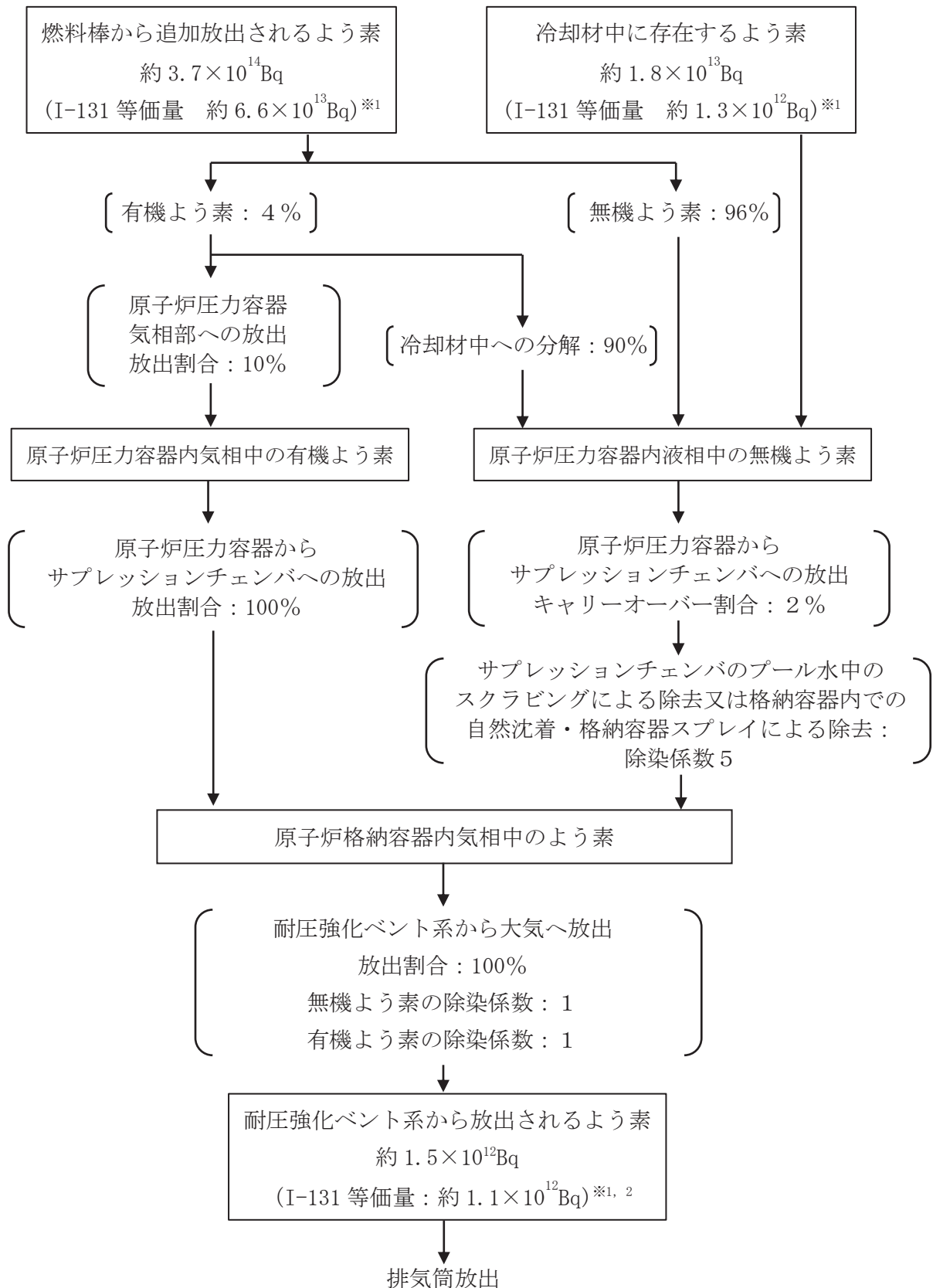
※1：内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素（小児実効線量係数換算）  
 ※2：ベント開始（事象発生44時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図2 原子炉格納容器フィルタベント系によるベント時の放射性よう素の大気放出過程



※1：ベント開始（事象発生 44 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図3 耐圧強化ベント系によるベント時の放射性希ガスの大気放出過程  
（ $\gamma$ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



※1：内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素（小児実効線量係数換算）  
 ※2：ベント開始（事象発生 44 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

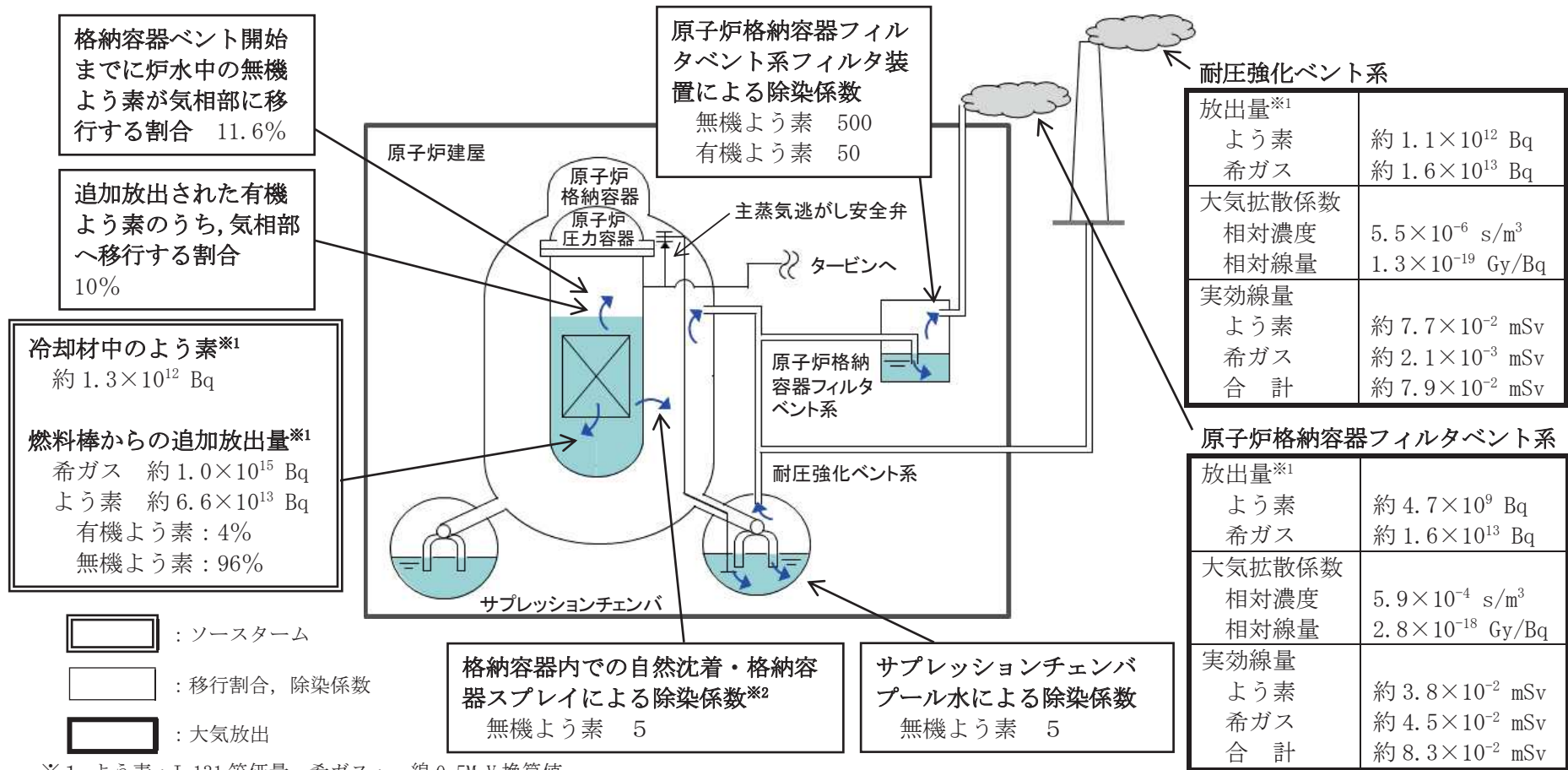
図 4 耐圧強化ベント系によるベント時の放射性よう素の大気放出過程

【事象の概要】

1. 中小破断LOCAが発生し、高圧・低圧注水機能が喪失するが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水により炉心は冠水が維持される。発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッションチェンバ（S/C）に移行する。
2. 中小破断LOCA発生から約44時間後、格納容器圧力0.427MPa[gage]に到達した場合、格納容器ベントを実施する。

【評価結果】

敷地境界での実効線量は、5 mSv に対して十分小さい（ドライウェル、S/Cのいずれのベントラインを経由した場合であっても、原子炉圧力容器から逃がし安全弁を経由しS/Cに排出されるものは、S/Cのスクラビング効果に期待でき、破断口より格納容器内に直接排出されるものは、格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイによる除去効果<sup>※2</sup>に期待できる。このため、敷地境界での実効線量は同じ値となる。）。



※1 よう素：I-131 等価量，希ガス：γ線 0.5MeV 換算値  
 ※2 「補足説明資料 141 格納容器内での無機よう素の沈着効果について」参照

図5 核分裂生成物の放出経路



## 安定状態について

LOCA時注水機能喪失時の安定状態については、以下のとおり。

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

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

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

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

格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 44 時間後に原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を下回り，格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として原子炉格納容器フィルタベント系等を使用するが，敷地境界での実効線量は約  $8.3 \times 10^{-2}$  mSv となり，燃料破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく，敷地線量での実効線量評価は 5 mSv を下回る。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

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

（添付資料 2. 1. 1 別紙 1）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（LOCA時注水機能喪失）

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレー冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレー冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものとする。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作の起点が、格納容器が限界圧力に達するまでとなる。しかしながら、格納容器除熱操作までには本解析においても約44時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから、運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後のジルコニウム-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから、おおむね保守的な結果を与えるものとする。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCS スプレーの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧代替注水系を注水手段として用いる本事故シナシスでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧代替注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作は、シュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、炉心の著しい損傷が発生するまで、燃料被覆管温度は解析結果に対して約328℃の余裕があることからその影響は小さい。

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、高圧注水機能喪失確認後速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これらの操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシュラウド外水位を現実的に評価することから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWR の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを想定する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の挙動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水タイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、压力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に到達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

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



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

項目	解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	2,435MWt以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間に与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.68MPa[gage]～ 約6.87MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、原子炉圧力の上昇は緩和されるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約87%～約104% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+129cm～約+136cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム10分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、注水がない場合、通常運転水位～約3m以下であるのに対してゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。従って、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合は、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるが、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力的特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるが、それらの混在炉心となるが、両型式の燃料の熱水力的特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約42.0kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値として設定	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33Gwd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約31Gwd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サブプレッションプール水位	3.55m	約3.54m～約3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッションプール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッションプール水位低下分の熱容量は通常水位時に対して非常に小さい。例えば、通常水位(3.55m)の熱容量は約2,850m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.01m)の熱容量は約10m <sup>3</sup> 相当程度であり、その低下割合は通常水位時の約1%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	約40℃～約44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している温度よりも低くなるが、格納容器温度(ドライウエル)は格納容器スプレイにより飽和温度となることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	約27℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベント操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器の熱容量は大きくなり格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約2.1kPa[gage]～ 約6.9kPa[gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率(平均)は1時間当たり約10kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約12分早くなる程度である。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器ベントまでの圧力上昇率(平均)は1時間当たり約10kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり、格納容器ベント時間が約12分早くなる程度である。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
外部水源の温度	40℃	約20℃～約40℃ (実測値)	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上昇に対する影響は小さい。また、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレイによる圧力抑制効果は大きくなり、原子炉格納容器フィルタベント系等の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
外部水源の容量	約11,192m <sup>3</sup>	約11,192m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水槽+復水貯蔵タンク)	淡水貯水槽及び通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなる。また、事象発生10時間後からは大容量送水ポンプ(タイプI)による補給により復水貯蔵タンクは枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—	

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

項目		解析条件（初期条件、事故条件、機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 900kL	約 900kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は 1.4cm <sup>2</sup>	—	破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はないことから、原子炉炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として 1.4cm <sup>2</sup> を設定	破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である 1.4cm <sup>2</sup> を設定している。なお、破断面積が 3.2cm <sup>2</sup> までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の準備時間を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、f3.1 券囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の対応となる。 (添付資料 2.6.1)	破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である 1.4cm <sup>2</sup> を設定している。なお、破断面積が 3.2cm <sup>2</sup> までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 875℃となる。 破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、f3.1 券囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の対応となる。 (添付資料 2.6.1)
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失、低圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失 原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）機能喪失	—	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする	事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。 なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。 なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） (遅れ時間：1.05秒)	原子炉水位低（レベル3） (遅れ時間：1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低（レベル2）	原子炉水位低（レベル2）	原子炉再循環系のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37~7.58MPa[gage] 356~367t/h/個	逃がし弁機能 7.37~7.58MPa[gage] 356~367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開することによる原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁6個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）	最大 199m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大 199m <sup>3</sup> /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）	88m <sup>3</sup> /h でスプレイ	88m <sup>3</sup> /h 以上でスプレイ	格納容器温度及び炉圧抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により炉圧抑制効果に影響を受けるが、操作手順が変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により炉圧抑制効果に影響を受けるもの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉格納容器フィルタベント系等	流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、格納容器一次隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	流路特性（0.427MPa[gage]において、10.0kg/sの流量）に対し、格納容器一次隔離弁を全開操作にて格納容器除熱	原子炉格納容器フィルタベント系等の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（LOCA時注水機能喪失）（1/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	常設代替交流電源設備からの受電操作	事象発生15分後に受電完了	<p>【認知】</p> <p>中央制御室制御盤にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等による非常用交流母線の電源回復ができない場合、常設代替交流電源設備からの受電を開始する手順としている。また、中央制御室制御盤にて状態表示ランプ、機器故障警報等にて原子炉隔離時冷却系及びECCSの機能喪失を確認した場合、常設代替交流電源設備からの電源供給後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を開始する手順としている。</p> <p>全交流動力電源、原子炉隔離時冷却系及びECCSの機能喪失の確認については、詳細に以下に示すとおり、ECCS機能喪失の確認まで約8分を想定している。これに余裕を含めて10分間を全交流動力電源喪失等の確認時間と想定していることから操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>[全交流動力電源、原子炉隔離時冷却系及びECCSの機能喪失確認：10分間（余裕含む）]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉スクラム後の状態確認（外部電源喪失確認含む）に1分間を想定</li> <li>原子炉隔離時冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の機能喪失の確認に2分間を想定</li> <li>ECCS機能喪失の確認に5分間を想定</li> </ul> <p>【要員配置】</p> <p>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おり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>常設代替交流電源設備からの受電の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。受電準備及び受電操作に5分間を想定している</p> <p>[受電準備及び受電操作：5分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>常設代替交流電源設備の受電準備として、負荷抑制のための操作スイッチの引き保持等の所要時間に3分間を想定</li> <li>常設代替交流電源設備からの受電操作として、受電に必要な遮断器操作の所要時間として2分間を想定</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>常設代替交流電源設備からの受電操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>常設代替交流電源設備からの受電操作の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作が早まる可能性がある。これにより逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作が早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があり、その場合にはその後に行う低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作が早まる可能性がある。これにより逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作が早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>事象発生から25分後（操作開始時間5分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作を早める可能性がある。以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>（添付資料 2.6.5）</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（模擬操作含む）を取得。解析上においては、起因事象の原子炉冷却材喪失から常設代替交流電源設備の受電操作まで15分を想定しているところ、訓練実績では約10分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の中央制御室における起動及び系統構成操作（原子炉急速減圧操作を含む）	事象発生20分後	<p>高圧・低圧注水機能喪失確認及び常設代替交流電源設備からの受電操作時間を考慮して、事象発生から15分後に開始するものとする。操作時間は5分間とする</p>	<p>【認知】</p> <p>ECCS等の機能喪失を確認した場合、常設代替交流電源設備からの電源供給後、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作を開始する手順としている。低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成操作は常設代替交流電源設備からの受電完了後に引き続き行う操作であることから、解析上の想定よりも操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作であり、時間余裕を含めて操作所要時間5分を想定している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>[低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備：5分間（余裕含む）]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作、緊急時隔離弁等の閉操作及び操作した弁の動作確認に2分間を想定</li> <li>復水移送ポンプの起動に1分間を想定</li> <li>残留熱除去系弁の開操作に1分間を想定</li> </ul> <p>また、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水準備が完了した後に、逃がし安全弁による原子炉の急速減圧を行うため、原子炉の急速減圧の開始を事象発生から20分後と想定している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>事象発生直後、運転員は原子炉の停止確認後、冷却材確保としての原子炉注水を最優先に実施するため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）の起動及び系統構成の認知時間及び操作時間は時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作の操作開始時間が解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>事象発生から25分後（操作開始時間5分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約877℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>（添付資料 2.6.5）</p>



表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（LOCA時注水機能喪失）（2/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
<p>大容量送水ポンプ（タイプI）の準備（復水貯蔵タンクへの補給、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型））</p> <p>操作条件</p>	<p>事象発生から10時間後に準備完了</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプI）の準備時間を踏まえて設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、大容量送水ポンプ（タイプI）の準備を開始する手順としている。そのため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備は、大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設等を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて20分を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 大容量送水ポンプ（タイプI）は車両であることから自走で作業現場へ移動することを想定しており、ホース及び注水用ヘッダの設置はホース延長回収車により、自走にて作業現場へ移動しながら実施することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合にアクセスルートの被害があっても、ブルドーザにて必要なアクセスルートを仮復旧できる常駐体制としており、仮復旧作業として4時間（要員はこの間に可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで移動）を想定している。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）の準備の作業項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり、操作所要時間は合計6時間を想定している。各作業には十分な時間余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。 [大容量送水ポンプ（タイプI）の準備：6時間（余裕含む）] ・ 大容量送水ポンプ（タイプI）の設置、ホースの敷設、接続等に5時間を想定 ・ 格納容器代替スプレイに使用するホース等の水張り（接続弁の開操作（原子炉建屋外からの遠隔人力操作含む）に30分間を想定。また、並行して復水貯蔵タンクへの補給に使用するホースの水張り（想定所要時間30分間）を実施</p> <p>【他の並列操作の有無】 格納容器代替スプレイに使用するホース等の水張り操作及び復水貯蔵タンクへの補給に使用するホースの水張り操作は、並列操作可能なため、両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプI）の準備操作は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作として4時間、その後作業に6時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、復水貯蔵タンクへの補給操作の操作開始時間が早まる可能性があることから、復水貯蔵タンクの水張り回復する。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定より早まる可能性があるが、復水貯蔵タンクの水張り回復は緩やかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器代替スプレイは、格納容器代替スプレイ操作を実施することとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の運転開始までの時間は、仮にアクセスルートの被害があった場合の仮復旧操作を考慮しても、事象発生から10時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約37時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。</p>	<p>大容量送水ポンプ（タイプI）の準備は、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のとおり、訓練実績等により約9時間であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>
<p>復水貯蔵タンクへの補給操作</p>	<p>事象発生から10時間以降、適宜</p>	<p>復水貯蔵タンクへの補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。 大容量送水ポンプ（タイプI）の準備完了時間を踏まえ設定</p>	<p>復水貯蔵タンクへの補給までの時間は、事象発生約10時間以降から補給が可能であるが、復水貯蔵タンクの水源地枯渇までに実施すればよい操作であり、復水貯蔵タンクの水張り回復までの時間は約18時間注水可能であることから、十分な時間余裕がある。</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>復水貯蔵タンクへの補給は、淡水貯水槽から大容量送水ポンプ（タイプI）を用いて実施する。淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給のホース敷設等の注水準備は、大容量送水ポンプ（タイプI）の準備は、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のとおり、訓練実績等により約9時間であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（LOCA時注水機能喪失）（3/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件 各機器への給油（ガスタービン発電設備軽油タンク及び大容量送水ポンプ（タイプ1）、原子炉補機代替冷却水系）	事象発生から10時間以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。各機器の使用開始時間を踏まえて設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約10時間以降であり十分な時間余裕がある。	—	—	—	有効性評価では、ガスタービン発電設備軽油タンク及び淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給等に使用する大容量送水ポンプ（タイプ1）（1台）、原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット（1台）及び大容量送水ポンプ（タイプ1）（1台））への燃料給油を期待している。 各機器への給油準備作業について、ガスタービン発電設備軽油タンクへの給油準備（現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで）は、所要時間140分のところ訓練実績等では約120分、大容量送水ポンプ（タイプ1）及び原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ1））への給油準備（現場移動開始からタンクローリへの補給完了まで）は、所要時間140分のところ訓練実績等では約120分で実施可能なことを確認した。 また、各機器への給油作業は、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしている。 ガスタービン発電設備軽油タンクへの給油作業は、許容時間240分のところ、訓練実績等では約30分、大容量送水ポンプ（タイプ1）への給油作業は、許容時間300分のところ、訓練実績等では約30分、原子炉補機代替冷却水系への給油作業は、熱交換器ユニットが許容時間900分のところ、訓練実績等では約30分、大容量送水ポンプ（タイプ1）が、許容時間300分のところ、訓練実績等では約30分であり、許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（LOCA時注水機能喪失）（4/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.384MPa[gage] 到達時 (約26時間後)	格納容器設計圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器代替スプレイの実施基準（格納容器圧力0.384MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約37時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、現場にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作を行う重大事故等対応要員と、中央制御室にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び間欠運転を行う運転員が配置されている。本操作を行う重大事故等対応要員は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間、他の作業を担っていない。また、本操作を行う中央制御室の運転員は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び間欠運転を行っていない期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 現場で行う原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作は、原子炉建屋外部接続口近傍で行う作業である。現場操作を行う重大事故等対応要員は大容量送水ポンプ（タイプ1）設置完了後、同じく原子炉建屋外部接続口近傍に設置される注水用ヘッダ付近に配置されていることから、移動時間は不要である。また、作業に伴う作業エリア内の移動を含んだ操作所要時間を想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。また、中央制御室における原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び間欠運転は、中央制御室内での操作のみであるため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作の操作項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり、系統構成及び冷却開始に5分間を想定している。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による間欠スプレイ操作は、制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため、操作所要時間は特に設定していない。いずれの操作も、格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短い。 [原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作：5分間（余裕含む）] ・ 運転員による残留熱除去系弁の状態確認及び開操作（中央制御室での遠隔操作）に1分間を想定 ・ 重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作（注水用ヘッダでの手動操作）に3分間を想定</p> <p>【他の並列操作有無】 現場では、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間、当該作業に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はない。中央制御室では、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室操作は、中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	格納容器代替スプレイの実施基準（格納容器圧力0.384MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約26時間後であり、運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることと、実態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。 当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）の運転開始までの時間は、仮にアクセスロートの被害があった場合の回復旧操作を考慮しても、事象発生から10時間あり、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約26時間あり、準備時間が確保されることから、時間余裕がある。	訓練実績等では、中央制御室における運転員の残留熱除去系弁の状態確認及び開操作は約1分、重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作については約1分の操作時間を要した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（LOCA時注水機能喪失）（5/5）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa[gage] 到達時 (約44時間後)	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力が0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約44時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器ベントは中央制御室における操作であり、運転員は中央制御室に常駐している。</p> <p>【移動】 中央制御室における格納容器ベント操作は、中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 中央制御室における格納容器ベント操作は操作スイッチによる電動弁1個の操作に5分の操作所要時間を想定しており、時間余裕を確保している。よって操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作の有無】 格納容器ベントの操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤のスイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約1.5時間の時間の増分が発生する。この現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力0.427MPa[gage]）に到達するのは、事象発生約44時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約1.5時間程度操作開始が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は0.427MPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は0.854MPa[gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p>	<p>格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約44時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.427MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約51時間後であり、約6時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。 (添付資料3.1.3.8)</p>	<p>中央制御室の操作のため、シミュレータにて訓練実績（模擬操作含む）を取得。中央制御室におけるベント操作は、操作スイッチによる電動弁1個の操作に約2分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、訓練実績等では移動時間を含め約58分で操作を実施できた。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

## 減圧・注水操作の時間余裕について

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することから、逃がし安全弁を用いた原子炉急速減圧及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは、逃がし安全弁を用いた原子炉急速減圧操作が遅れ、事象発生 25 分後に開始した場合の影響について評価した。

表 1 に示すとおり、逃がし安全弁を用いた原子炉急速減圧操作が事象発生 25 分後に開始された場合においても、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足する。

そのため、逃がし安全弁を用いた原子炉急速減圧操作については、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」においては 5 分の時間余裕がある。

表 1 減圧・注水操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

注水開始時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
事象発生 25 分後	約 877℃	1 %以下

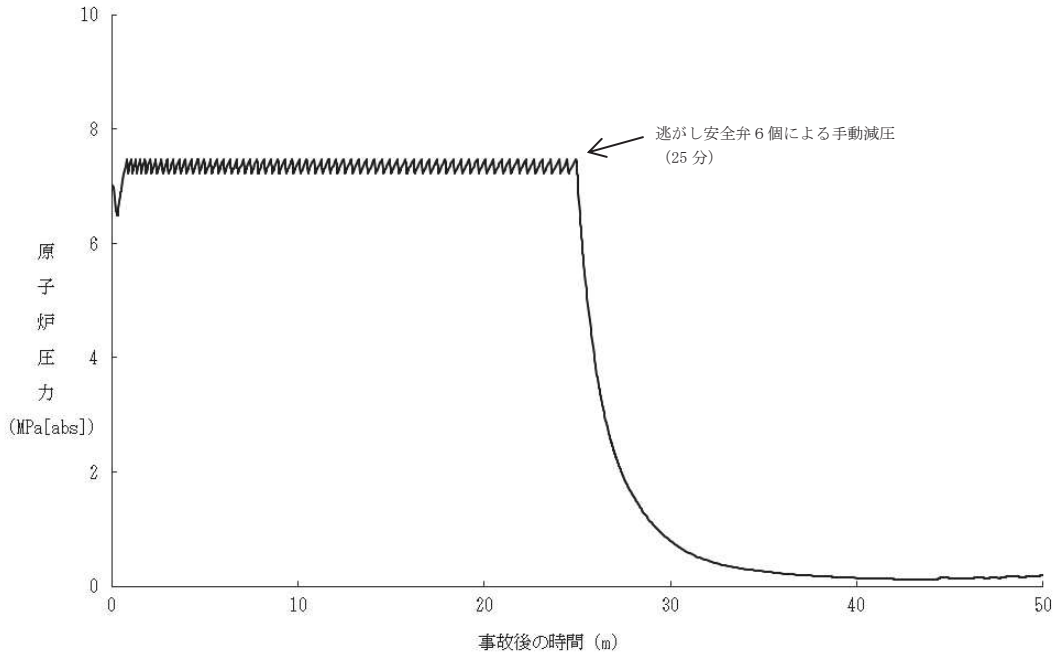


図1 事象発生 25 分後に原子炉急速減圧を開始したケースにおける原子炉圧力の推移

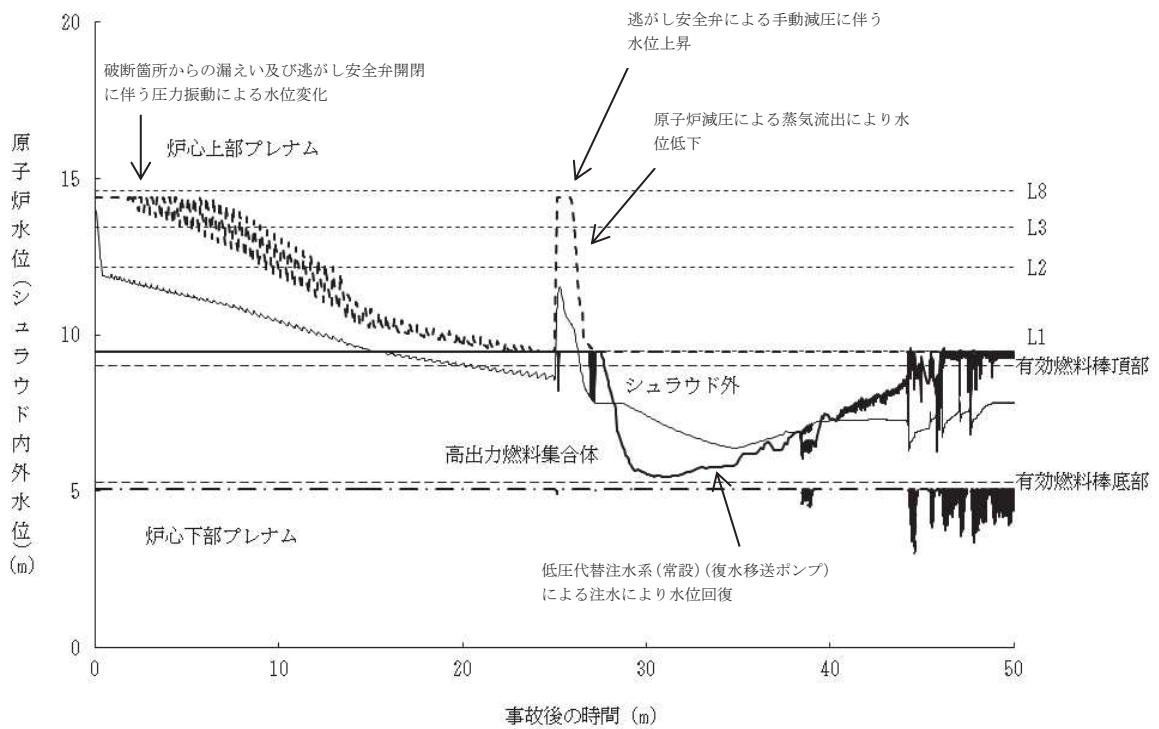


図2 事象発生 25 分後に原子炉急速減圧を開始したケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

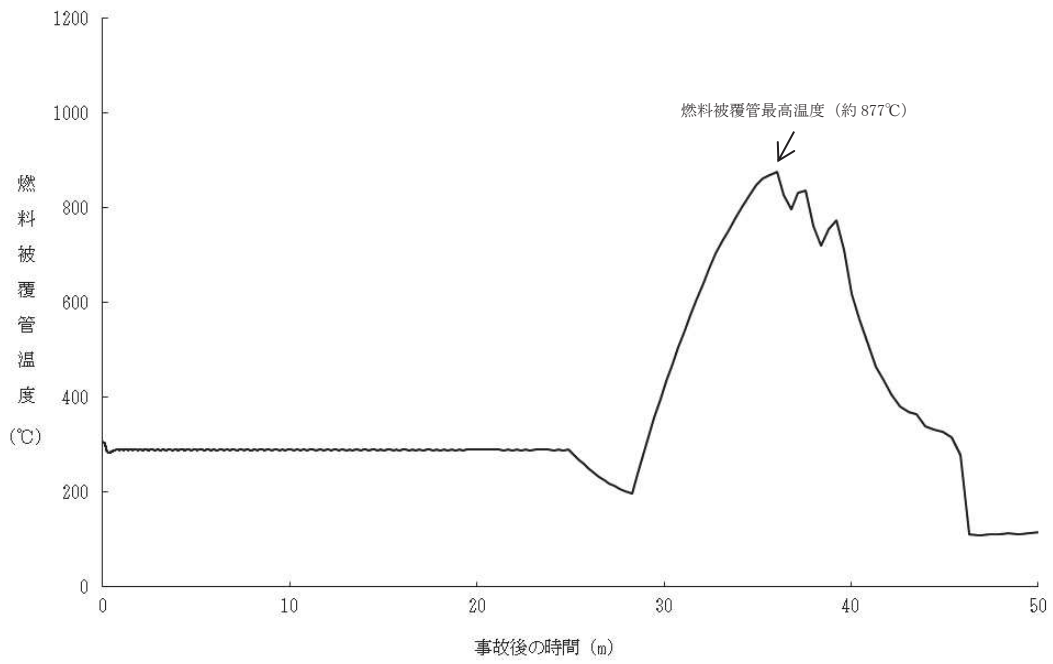


図3 事象発生 25 分後に原子炉急速減圧を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移



7日間における水源，燃料，電源負荷評価結果について  
(L O C A時注水機能喪失)

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク水量  
：約 1,192m<sup>3</sup>
- ・淡水貯水槽：約 10,000m<sup>3</sup>  
(約 5,000m<sup>3</sup> × 2)

○水使用パターン

① 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水

事象発生 20 分後から，復水貯蔵タンクを水源とする低圧代替

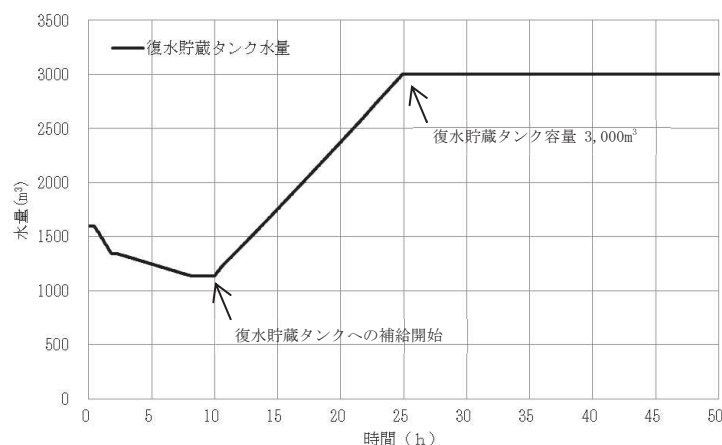
注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を実施する。炉心冠水後は原子炉水位高（レベル 8）～原子炉水位低（レベル 3）の範囲で注水する。

② 原子炉格納容器代替スプレィ冷却系（可搬型）による格納容器スプレィ

格納容器圧力が 0.384MPa [gage] に到達する事象発生約 26 時間以降，淡水貯水槽を水源とする原子炉格納容器代替スプレィ冷却系（可搬型）による格納容器スプレィ（間欠運転）を実施する。外部水源注水量限界（サプレッションプール水位が通常運転水位から約 2m 上）到達後，格納容器スプレィを停止する。

③ 淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

事象発生 10 時間後から，淡水貯水槽の水を復水貯蔵タンクへ 150m<sup>3</sup>/h の流量で補給する。



○時間評価（右上図）

事象発生後 10 時間までは，復水貯蔵タンクを水源として原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンクの水量は減少する。事象発生 10 時間後から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水量は回復し，以降安定して冷却が可能である。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンクが枯渇することはない。また，7日間の対応を考慮すると，合計約 3,770m<sup>3</sup> 必要となる。復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m<sup>3</sup> 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。

## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況： 2号炉運転中。1, 3号炉停止中（炉内に燃料無し）

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

### 2号炉

燃料種別		軽油
時 系 列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	常設代替交流電源設備 2台起動 (常用連続運用仕様(約3,000kW/台)時の燃料消費量) $1,230\text{L/h} \times 2\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 414\text{kL}$
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$
		原子炉補機代替冷却水系 (定格負荷時の燃料消費量) (1) 熱交換器ユニット 1台起動 $56\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 10\text{kL}$ (2) 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$  7日間合計 約42kL
		電源車 1台起動(緊急時対策所用) (定格負荷時の燃料消費量) $100\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 17\text{kL}$
合 計		7日間の軽油消費量 約505kL
判 定		常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約414kL)、大容量送水ポンプ(タイプI)及び原子炉補機代替冷却水系の運転継続に必要な軽油(約74kL)に対して軽油タンク(約600kL)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)(合計約900kL)の軽油が使用可能。電源車の運転継続に必要な軽油(約17kL)に対して緊急時対策所軽油タンク(約18kL)の軽油が使用可能であり、7日間対応可能

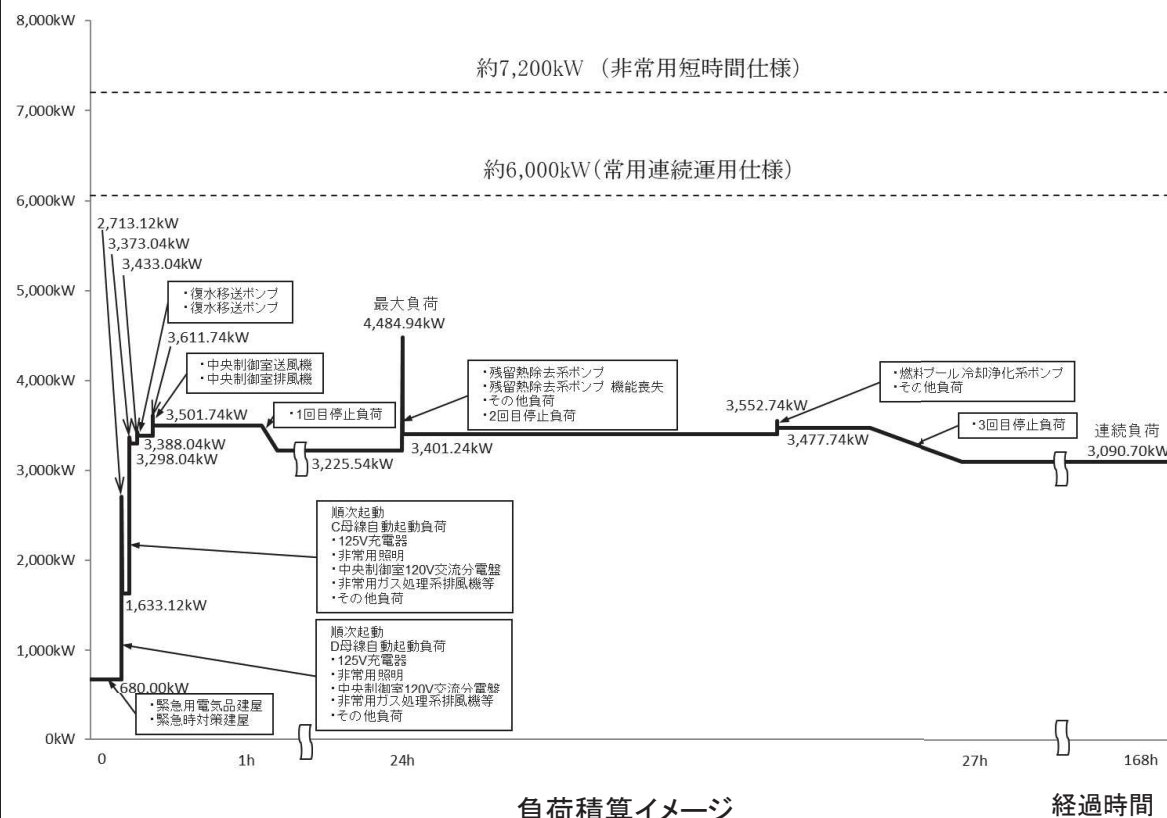
3. 電源に関する評価

女川2号炉 常設代替交流電源設備の負荷 (LOCA時注水機能喪失)

主要負荷リスト

主要機器名称	容量(kW) (停止負荷容量)
緊急時対策建屋	305.00
緊急用電気品建屋	375.00
D母線自動起動負荷	
・125V充電器盤	105.00
・非常用照明	180.00
・中央制御室120V交流分電盤	52.50
・非常用ガス処理系排風機等 <sup>(1)</sup>	35.00
・その他負荷	580.62
・1回目停止負荷	(49.70)
・3回目停止負荷	(104.02)
C母線自動起動負荷	
・125V充電器盤	105.00
・非常用照明	180.00
・中央制御室120V交流分電盤	52.50
・非常用ガス処理系排風機等 <sup>(1)</sup>	35.00
・その他負荷	1292.42
・1回目停止負荷	(226.50)
・3回目停止負荷	(283.02)
復水移送ポンプ	45.00
復水移送ポンプ	45.00
中央制御室送風機	110.00
中央制御室排風機	3.70
残留熱除去系ポンプ <sup>(2)</sup>	511.60
その他負荷	179.40
2回目停止負荷	(3.70)
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.00
その他負荷	1.50
連続負荷	3090.70
最大負荷	4484.94

負荷容量



負荷積算イメージ

経過時間

(1)非常用ガス処理系空気乾燥装置を含む

(2)起動時負荷 1,080kW

### 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

#### 3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおりTQUX，長期TB，TBD，TBU及びS2Eである。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素ガスの急速な放出に伴い格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，格納容器の破損を防止する。

また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）によって，格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに格納容器冷却を実施する。溶融炉心の落下後は，原子炉格納容器下部注水系（常設）によって溶融炉心を冷却するとともに，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。その後，代替循環冷却系又は原子炉格納容器フィルタベント系によって格納容器の圧力及び温度を低下させる。

なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器破損に至るものとする。一方，本格納容器破損モードに対しては，原子炉圧力容器破損後の格納容器破損防止のための重大事故等対策の有効性についても評価するため，原子炉圧力容器破損後は重大事故等対策に係る手順に基づきプラント状態を評価することとする。したがって，本評価では原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する対策及び手順を整備することから，これを考慮した有効性評価を実施することとする。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が

損傷し、溶融炉心、水蒸気、水素ガス等が急速に放出され、格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して、原子炉減圧を可能とするため、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。

また、原子炉圧力容器破損前における格納容器温度の上昇を抑制し、自動減圧機能付き逃がし安全弁の環境条件を緩和する観点から原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備し、原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段並びに原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱手段を整備する。なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。

本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概要を以下の a. から j. に示すとともに、a. から j. の重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.2.1 表に示す。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は以下の a. から g. である。

本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を第 3.2.1 図から第 3.2.4 図に、対応手順の概要を第 3.2.5 図に示す。このうち、本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第 3.2.1 図及び第 3.2.2 図である。

本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計 30 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長 1 名、発電副長 1 名及び運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は 6 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 17 名である。必要な要員と作業項目について第 3.2.6 図に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30 名で対処可能である。

#### a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。また、運転時の異常な過渡変化又は原子炉冷却材喪失事故（LOCA）が発生した場合、同時に外部電源喪失が発生したことを確認する。

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

#### b. 高圧・低圧注水機能喪失確認



原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低でECCS等の自動起動信号が発生するが、全てのECCS等が機能喪失<sup>\*1</sup>していることを確認する。

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

※1 ECCS等による注水ができない状態。高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、並びに自動減圧系の機能喪失に伴い低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水ができない場合を想定。

#### c. 炉心損傷確認

原子炉水位が更に低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサプレッションチェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合とする。

炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタである。

また、炉心損傷判断後は、格納容器内のpH調整のため薬品注入の準備を行う。格納容器内のpHを7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。

#### d. 水素濃度監視

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生することから、格納容器内の水素濃度を確認する。

格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内水素濃度（D/W）及び格納容器内水素濃度（S/C）である。

#### e. 自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉急速減圧

原子炉水位の低下が継続し、有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点で、原子炉注水手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁2個を手動で開放し、原子炉を急速減圧する。

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

原子炉急速減圧後は、自動減圧機能付き逃がし安全弁の開状態を保持し、原子炉圧力を低圧状態に維持する。

#### f. 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注

水

原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を確認した場合、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2台を使用した原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水<sup>※2</sup>を実施する。また、ドライウエル水位がドライウエル床面より 0.23m 上に水位があることを表すランプが点灯した時点で停止する。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）、原子炉格納容器下部水位等である。

※2 格納容器下部注水を原子炉格納容器代替スプレイ冷却系にて実施することにより、格納容器内の温度を低下させ、逃がし安全弁の環境条件を緩和する効果がある。なお、本操作に期待しない場合であっても、評価上、原子炉圧力容器底部破損に至るまでの間、逃がし安全弁は原子炉減圧機能を維持できる。

#### g. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力容器破損の徴候として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化を確認する。原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した場合には、原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するために格納容器下部水温等を継続監視する。

格納容器下部水温の急激な上昇又は指示値喪失、原子炉圧力の急激な低下、ドライウエル圧力の急激な上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の急激な低下、格納容器内水素濃度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器の破損を判断する。

これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は、格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移することで原子力圧力容器破損を再確認する。

原子炉圧力容器の破損判断に必要な計装設備は、原子炉格納容器下部温度等である。

#### h. 溶融炉心への注水

溶融炉心の冷却を維持するため、原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水により、ドライウエル水位にてドライウエル床面より 0.02m 上に水位があることを表すランプが消灯していた場合、ドライウエル床面より 0.23m 上に水位があることを表すランプが点灯するまで注水を実施する。溶融炉心の冠水状態を維持するとともに、圧力抑制室水位の上昇を抑制し、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱操作の遅延を図り、可



能な限り外部への影響を軽減する観点から 0.02m から 0.23m の範囲に水位を維持する。

原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉格納容器下部注水流量及びドライウエル水位である。原子炉格納容器下部注水系（常設）により熔融炉心の冷却が継続して行われていることは、原子炉格納容器下部注水流量のほか、ドライウエル水位によっても確認することができる。

i. 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

格納容器圧力が 0.640MPa[gage]に到達した場合、又はドライウエル温度が 190℃以上に上昇した場合は、中央制御室からの遠隔操作にて格納容器へのスプレイ開始に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器スプレイ隔離弁）の開操作及び屋外での手動操作にて格納容器へのスプレイ流量調整に必要な手動弁（格納容器スプレイ弁）の流量調整操作により大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却時に、格納容器圧力が 0.540MPa[gage]まで降下した場合、又はドライウエル温度が 150℃以下に低下した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器冷却を停止する。

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却（間欠運転）を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力、ドライウエル温度、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。

j. 代替循環冷却系による熔融炉心冷却及び格納容器除熱<sup>\*3</sup>

原子炉補機代替冷却水系の準備が完了した後、代替循環冷却系の運転準備を開始する。代替循環冷却系の運転準備が完了した後、原子炉補機代替冷却水系を用いた代替循環冷却系による熔融炉心冷却及び格納容器除熱を開始するとともに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を停止する。代替循環冷却系の循環流量は、代替循環冷却系ポンプ出口流量及び残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系 B 系格納容器冷却ライン洗浄流量）を用いて原子炉注水と格納容器スプレイ弁を中央制御室から遠隔操作することで原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。

代替循環冷却系による熔融炉心冷却を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系 B 系格納容器冷却ライン洗浄流量）であり、格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、代替循環冷却ポンプ出口流量、ドライウエル圧力、サプレッションプール水温度等である。

また、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。

格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気酸素濃度等である。

- ※3 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に原子炉補機代替冷却水系の設計値を用いる。

### 3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態をTQUXとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」である。

本評価事故シーケンスは「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから、炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため、前提とする事故条件として、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（ECCS等）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定した<sup>※4</sup>。また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から、原子炉圧力容器破損に至る前提とした。

- ※4 原子炉圧力容器破損後は、原子炉圧力容器内の冷却を考慮し、代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとする。

仮に炉心損傷後の原子炉注水に期待できる場合には、原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れや格納容器下部への落下量の抑制等、事象進展の緩和に期待できると考えられるが、本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。

なお、格納容器過圧・過温破損の観点については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり、LOCAをプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは、過圧の観点ではLOCAによるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり、過温の観点では、事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また、本格納容器破損モードを評価する上では、原子炉圧力容器が高圧の状態での破損に至る事故シーケンスを選定

する必要があることから、LOCAをプラント損傷状態とする事故シーケンスは、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。

本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される、炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し、炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては、炉心損傷前の段階でECCSである低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系のみならず、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧機能が作動せず、全ての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。

手順上、全ての低圧注水機能が失われている状況では、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達する時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは、原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となった場合、原子炉減圧を遅らせた方が、原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため、原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で、ジルコニウム-水反応等が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また、代替自動減圧機能は低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系の起動が作動条件の一つであるため、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系がともに機能喪失している状況では作動しない。

これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。

なお、この評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じものとなる。本格納容器破損モードではプラント損傷状態をTQUXとし、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をTQUVとしており、異なるプラント状態を選定している。TQUXとTQUVでは喪失する設計基準事故対処設備が異なり、原子炉減圧について、TQUVでは設計基準事故対処設備である自動減圧機能付き逃がし安全弁の機能に期待し、TQUXでは重大事故等対処設備としての自動減圧機能付き逃がし安全弁の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合、TQUVでは原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点で自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また、TQUXは高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが、重大事故等対処設備としての自動減圧機能付き逃がし安全弁

に期待し、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点で自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作によって原子炉を減圧することにより、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。

以上のとおり、どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり、運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については、同様のシーケンスへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）並びに炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、原子炉圧力容器内FCI（溶融炉心細粒化）、原子炉圧力容器内FCI（デブリ粒子熱伝達）、構造材との熱伝達、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達及び原子炉圧力容器破損が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心の挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力等の過渡応答を求める。

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

## (2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

### a. 事故条件

#### (a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

#### (b) 安全機能等の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備



による原子炉注水にも期待しない<sup>\*5</sup>ものとする。これは、炉心損傷前には原子炉を減圧できない状況を想定するためである。

※5 原子炉压力容器破損前における低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水の機能喪失を想定する。原子炉格納容器下部注水系（常設）等、原子炉注水以外の緩和機能には期待する。

なお、原子炉压力容器破損後は、原子炉压力容器内の冷却を考慮し、代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高圧母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定する。

(d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響

原子炉圧力を厳しく評価するため、高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は、考慮しないものとする。

(e) 水素ガス及び酸素ガスの発生

水素ガスの発生については、ジルコニウム-水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用を考慮するものとする。なお、解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生を考慮していない。このため、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生量は「3.4 水素燃焼」と同様に、解析コードMAAPで得られる崩壊熱を基に評価するものとし「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

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

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）

原子炉圧力容器の破損前に、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）により、 $88\text{m}^3/\text{h}$  で格納容器内にスプレイし、ドライウエル水位が  $0.23\text{m}$  に到達するまで水張りを実施するものとする。

(e) 原子炉格納容器下部注水系（常設）

原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、溶融炉心の冠水継続が可能な流量を考慮し、 $50\text{m}^3/\text{h}$  にて格納容器下部に注水を行うものとする。

(f) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）

格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $88\text{m}^3/\text{h}$  にて格納容器内にスプレイする。

(g) 代替循環冷却系<sup>※6</sup>

代替循環冷却系の循環流量は、全体で  $150\text{m}^3/\text{h}$  とし、原子炉注水へ  $50\text{m}^3/\text{h}$ 、格納容器スプレイへ  $100\text{m}^3/\text{h}$  にて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。

※6 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に原子炉補機代替冷却水系の設計値を用いる。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 原子炉急速減圧操作は、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（ECCS等）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点で開始する。

(b) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は、原子炉圧力容器下鏡部温度が  $300^\circ\text{C}$  に到達したことを確認して開始し、ドライウエルの水位が  $0.23\text{m}$  に到達したことを確認した場合に停止する。

(c) 原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）は、原子炉圧力容器破損以降、ドライウエル水位が  $0.02\text{m}$  まで低下した場合に開始し、 $0.23\text{m}$  に到達した場合に停止することで水位を維持する。

(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が  $0.640\text{MPa}[\text{gage}]$  に到達した場合に開始する。なお、格納容器スプレイは原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮し、事象発生から24時間後に停止するものとする。

(e) 代替循環冷却系による格納容器除熱操作<sup>※7</sup>は、原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮し、事象発生から 24 時間後から開始するものとする。

※7 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱は保守的に原子炉補機代替冷却水系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、原子炉補機代替冷却水系の準備に要する時間を設定する。

(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件

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

b. 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出<sup>※8</sup>されるものとする。

※8 セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コード M A A P の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。

c. 格納容器内に放出された Cs-137 については、格納容器スプレーやサブレーションチェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。

d. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

(a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率を基に評価する。なお、エアロゾル粒子は格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから、格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果（D F = 10）を考慮する。

(b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、非常用ガス処理系により原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。

非常用ガス処理系は、全交流動力電源喪失の場合も包絡する条件として、事象発生 60 分後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。



- (c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.2.2)

#### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッションプール水位、サプレッションプール水温及び注水流量の推移を第 3.2.7 図から第 3.2.13 図に示す。

##### a. 事象進展

事象発生後、全ての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（ECS 等）が機能喪失し、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定することから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約 43 分後に炉心損傷に至る。原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20% 上の位置に到達した時点（事象発生から約 43 分後）で、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧機能付き逃がし安全弁 2 個を手動で開放することで、原子炉急速減圧を実施する。原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び代替循環冷却系による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約 4.3 時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

事象発生から約 2.5 時間後、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃ に到達した時点で、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による原子炉圧力容器破損前の格納容器下部への水張りを開始する。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による注水流量を 88m<sup>3</sup>/h とし、ドライウエル水位が 0.23m に到達するまで注水を実施する。

原子炉圧力容器が破損し、熔融炉心が格納容器下部の水位約 3.8m の水中に落下する際に、熔融炉心から原子炉冷却材への伝熱が起これ、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。

熔融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）により格納容器下部に 50m<sup>3</sup>/h の注水を行い、熔融炉心を冠水維持し、冷却する。

崩壊熱が格納容器内に蒸気として放出されるため、格納容器圧力は急激に上昇する。格納容器圧力が 0.640MPa[gage] に到達した時点で原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、最大圧力は約 0.640MPa[gage]、最高温度は約 180℃ となる。

事象発生から 24 時間が経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系による代替循環冷却系の運転を開始する。代替循環冷却系により、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下するとともに、格納容器下

部の溶融炉心は安定的に冷却される。

なお、事象発生から約 4.3 時間後の原子炉圧力容器破損までは、自動減圧機能付き逃がし安全弁によって原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持することが必要となるが、炉心損傷後の原子炉圧力容器から自動減圧機能付き逃がし安全弁を通過してサブプレッションチェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても、自動減圧機能付き逃がし安全弁は確実に開状態を維持することが可能である。

(添付資料 3.2.1)

#### b. 評価項目等

原子炉圧力容器の破損直前の原子炉圧力は約 0.1MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について、原子炉圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。また、格納容器下部に落下した溶融炉心及び格納容器の安定状態維持については「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。

なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目については「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが、溶融炉心が格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

ここで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目については、格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約  $1.2 \times 10^{-1}$  TBq（7日間）となり、100TBqを下回る。

事象発生からの7日間以降、Cs-137の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ、約  $1.3 \times 10^{-1}$  TBq(30日間)及び約  $1.3 \times 10^{-1}$  TBq(100日

間)であり, 100TBq を下回る。

(添付資料 3.5.1, 3.2.2, 3.2.3)

### 3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

格納容器破損モード「高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」では, 設計基準事故対処設備による原子炉注水機能 (ECCS等) のみならず, 重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至り, 原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。

また, 不確かさの影響を確認する運転員等操作は, 事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として, 原子炉急速減圧操作及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) による格納容器下部への注水操作 (原子炉圧力容器破損前の初期水張り) とする。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては, 熔融炉心落下流量, 熔融ジェット径, 熔融炉心粒子化割合, 冷却材とデブリ粒子の伝熱, 炉心ヒートアップ, 炉心崩壊挙動, 熔融炉心と上面水プールとの伝熱, 熔融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達及び原子炉圧力容器破損判定が挙げられる。これらの不確かさに対して, 燃料ペレットが崩壊する時間及び温度, 熔融ジェット径, エントレインメント係数, デブリ粒子径, ジルコニウム-水反応速度, 限界熱流束に係る係数, 下部プレナムギャップ除熱量に係る係数並びに溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。

また, 原子炉水位を監視し, 原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった, 徴候を捉えた対応を図ることによって, 炉心下部プレナムへの熔融炉心移行が発生する前に速やかに 2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化, 燃料棒表面熱伝達, 燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして, 炉心ヒートアップに関するモデルは, TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認し

ている。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム－水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉压力容器破損までは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作であり、また、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）を実施するが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉压力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉压力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である解析コード S A F E R の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード M A A P の評価結果の方が大きく、解析コード S A F E R に対して保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルは T M I 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析より原子炉压力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉压力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉压力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉压力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。



炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 F C I（熔融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内 F C I（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、炉心下部プレナムでの熔融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器内 F C I を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルは T M I 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃ に到達した時点での原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの熔融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ熔融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 3.2.4）

#### b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、T M I 事故についての再現性及び C O R A 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心熔融開始時間及び炉心下部プレナムへの熔融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20% 上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0 MPa [gage] 以下に低減

し、原子炉压力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため、運転員等操作時間に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である解析コードS A F E Rの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードM A A Pの評価結果の方が大きく、解析コードS A F E Rに対して保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であり、原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはT M I 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉压力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器内F C I（熔融炉心細粒化）及び原子炉压力容器内F C I（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、炉心下部プレナムでの熔融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉压力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉压力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはT M I 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉压力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉压力容器破損時間が早まることを確認しているが、原子炉压力容器破損（事象発生から約 4.3 時間後）に対して早まる時間は僅かであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 3.2.4）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 3.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが、操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位及び炉心流量は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器破損も遅くなり、原子炉急速減圧操作開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉水位及び炉心流量は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 3.2.4)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、



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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達時（事象発生から約43分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達するまでには事象発生から約43分の時間余裕があり、また、原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）は、解析上の操作開始時間として原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約2.5時間の時間余裕がある。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度を監視しながらあらかじめ準備が可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、また、他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定していることから、他の操作に与える影響はない。

（添付資料3.2.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ

同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。  
(添付資料 3.2.4)

### (3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約 4.3 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）については、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉圧力容器破損前は、本操作が実施できないと仮定しても、格納容器圧力及び温度が格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく、逃がし安全弁による原子炉減圧機能維持も可能であることから、時間余裕がある。  
(添付資料 3.2.4)

### (4) まとめ

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

## 3.2.4 必要な要員及び資源の評価

### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における重大事故等対策時における必要な要員は、「3.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり 30 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 30 名で対処可能である。

### (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

(添付資料 3.2.5)

#### a. 水源

原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）及び原子炉格納容器下部注

水系（常設）による格納容器下部注水並びに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 590m<sup>3</sup> 必要となる。

水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m<sup>3</sup> 及び淡水貯水槽に約 10,000m<sup>3</sup> の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。

代替循環冷却系による格納容器除熱については、サプレッションチェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。

#### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約 735kL の軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水及び格納容器代替スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 32kL の軽油が必要となる。本評価事故シナリオでは取水機能の喪失は想定していないが、仮に取水機能が喪失して原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱を想定し、事象発生後7日間原子炉補機代替冷却水系を運転した場合、約 42kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約 25kL の軽油が必要となる。

軽油タンク（約 600kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 900kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水等及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量 約 851kL）。

#### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

### 3.2.5 結論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉圧力容器が高い圧力の状況で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素ガスが急速に放出され、格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては、自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧手段を整備している。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」について、有効性評価を行った。

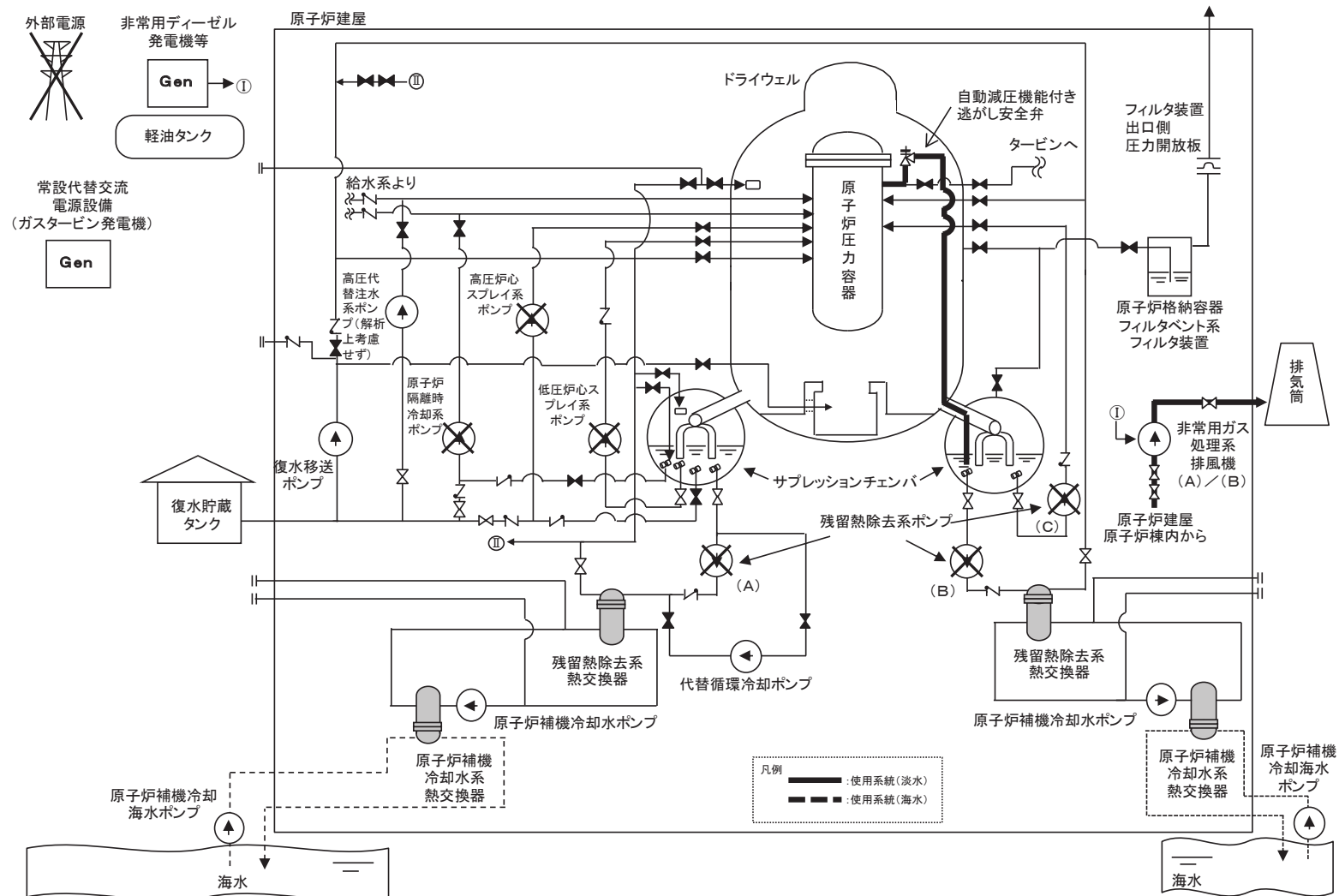
上記の場合においても、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減することが可能である。また、安定状態を維持できる。

(添付資料 3.5.1)

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

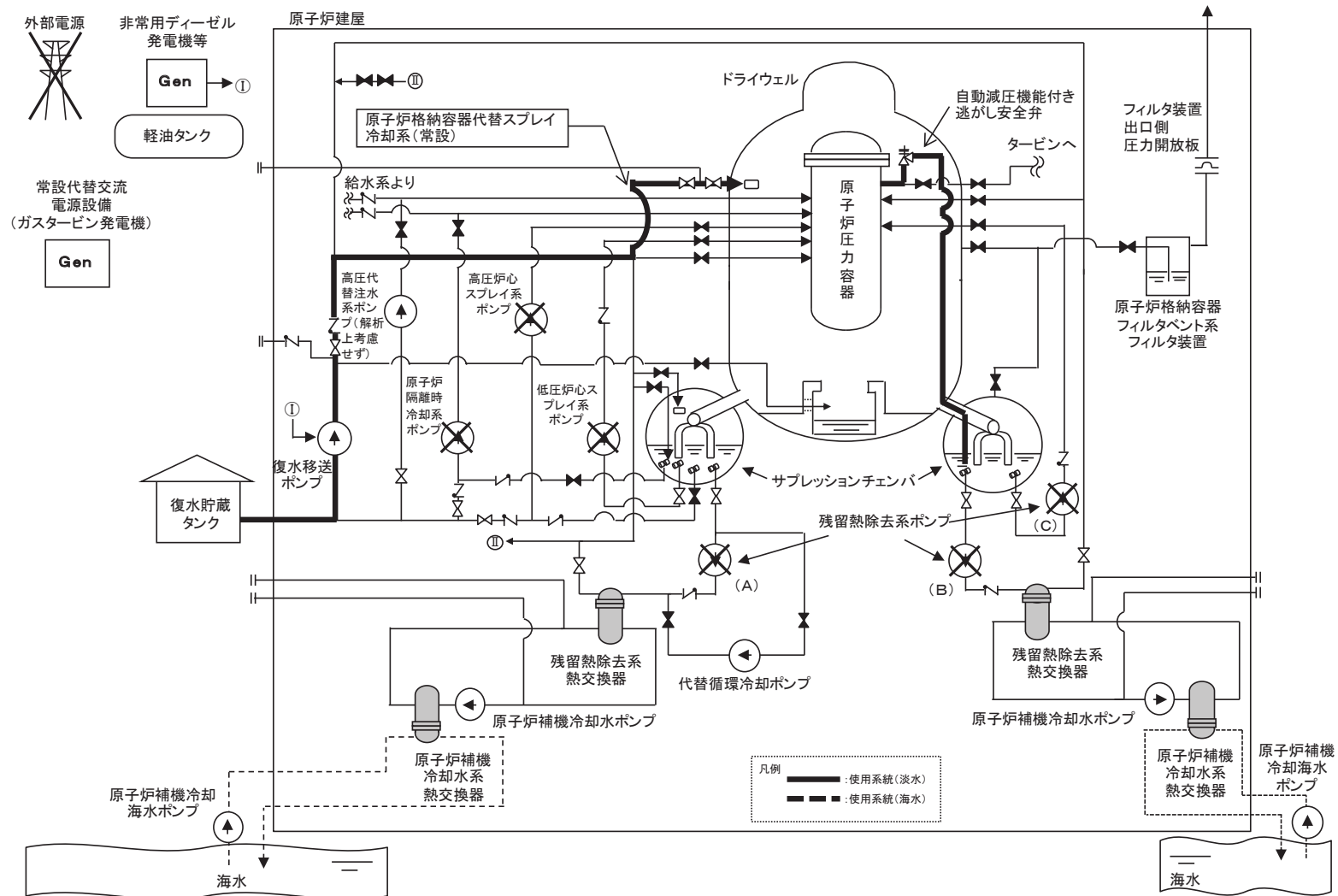
重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

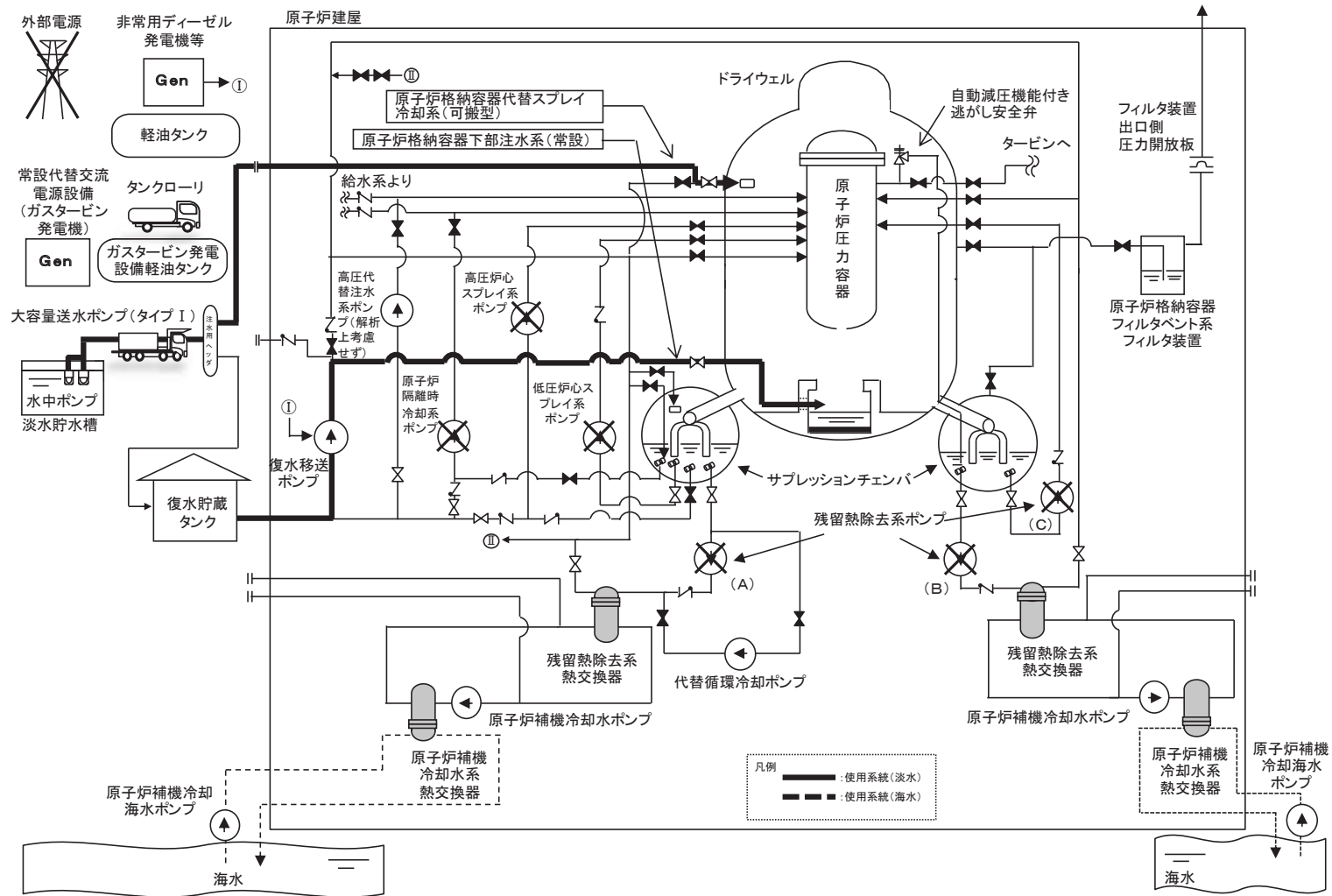


第 3.2.1 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)  
(原子炉減圧)



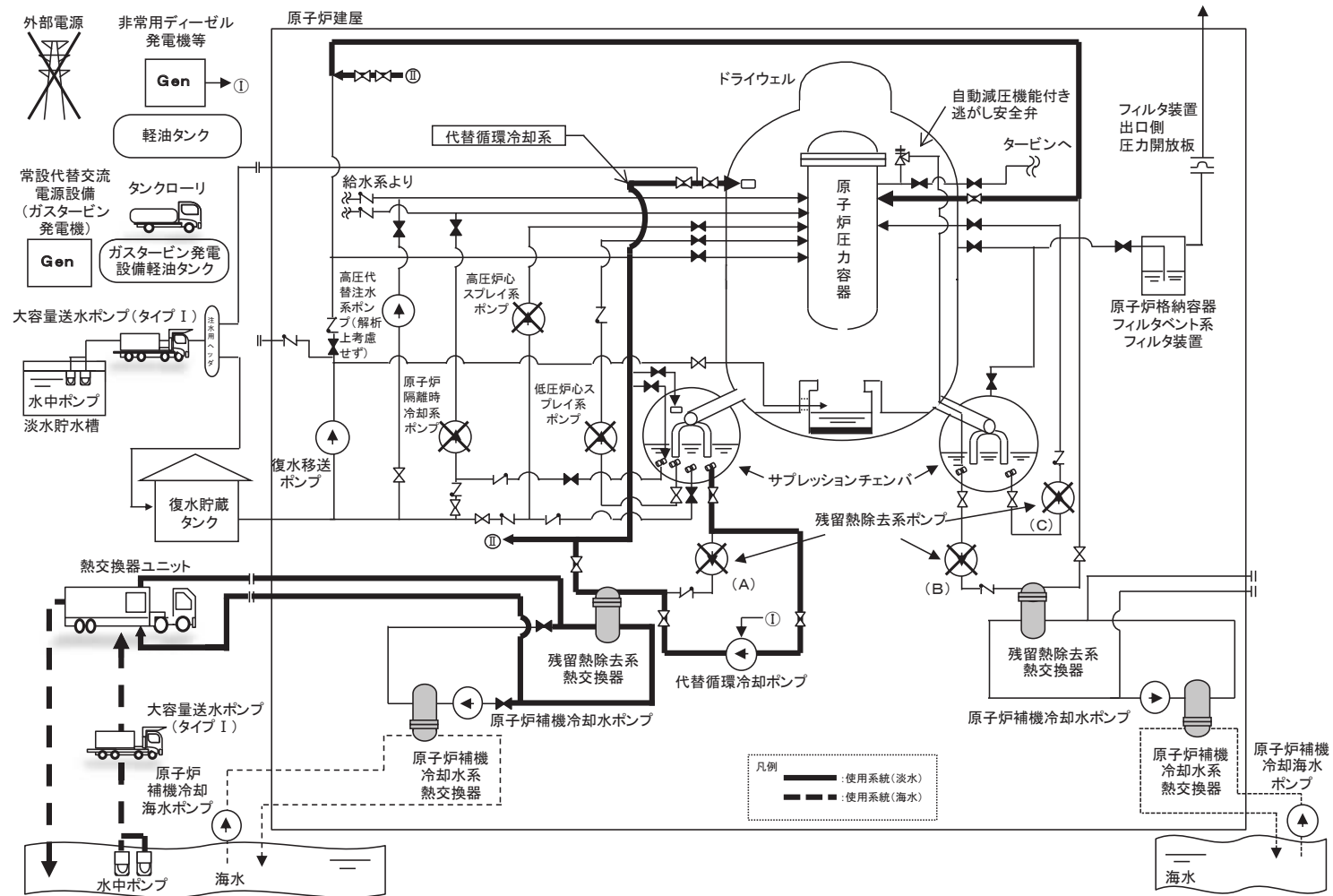


第 3.2.2 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4)  
(原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧及び格納容器下部注水)

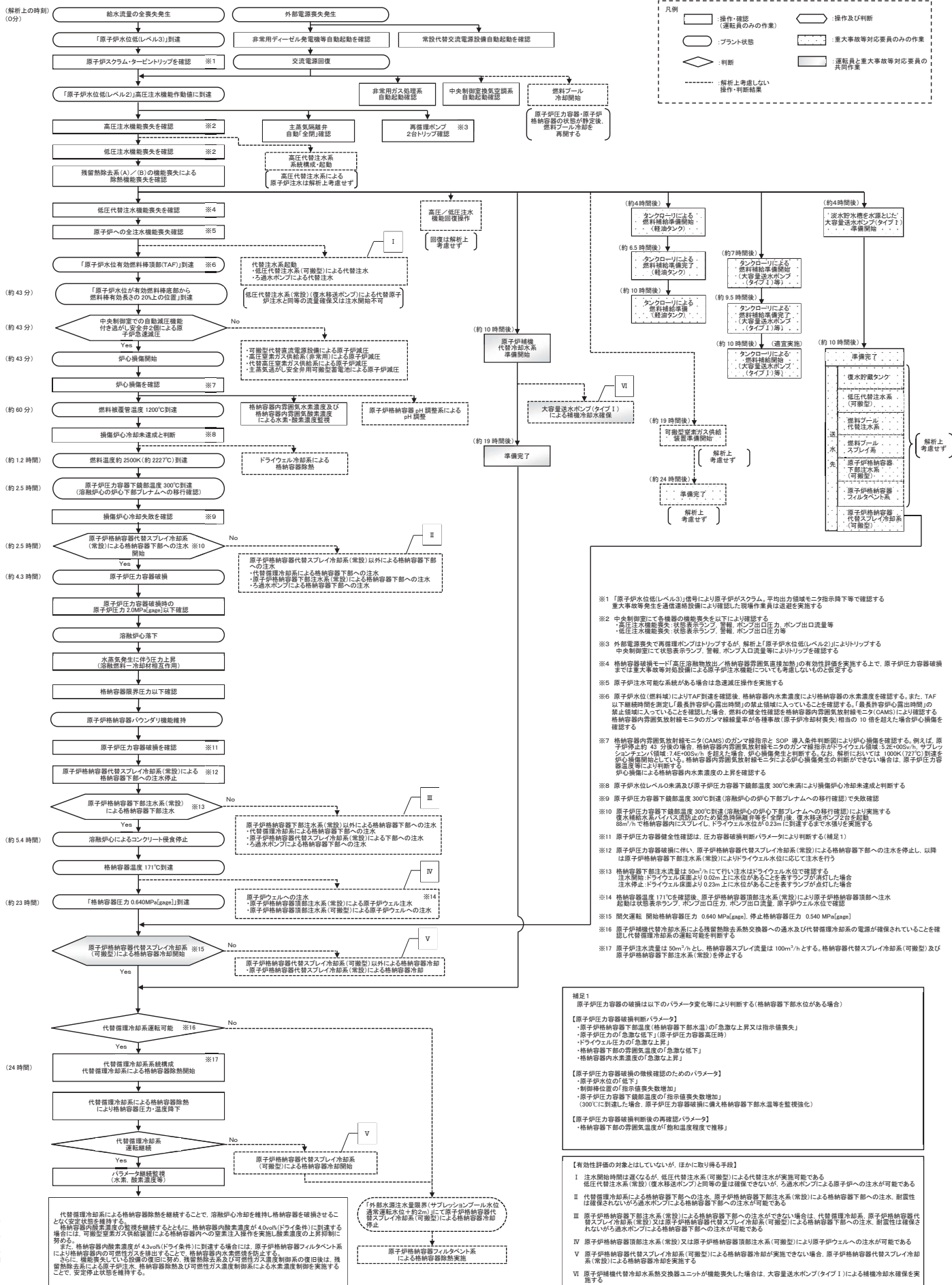


第 3.2.3 図 「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)  
(原子炉圧力容器破損後の格納容器下部注水及び格納容器冷却)



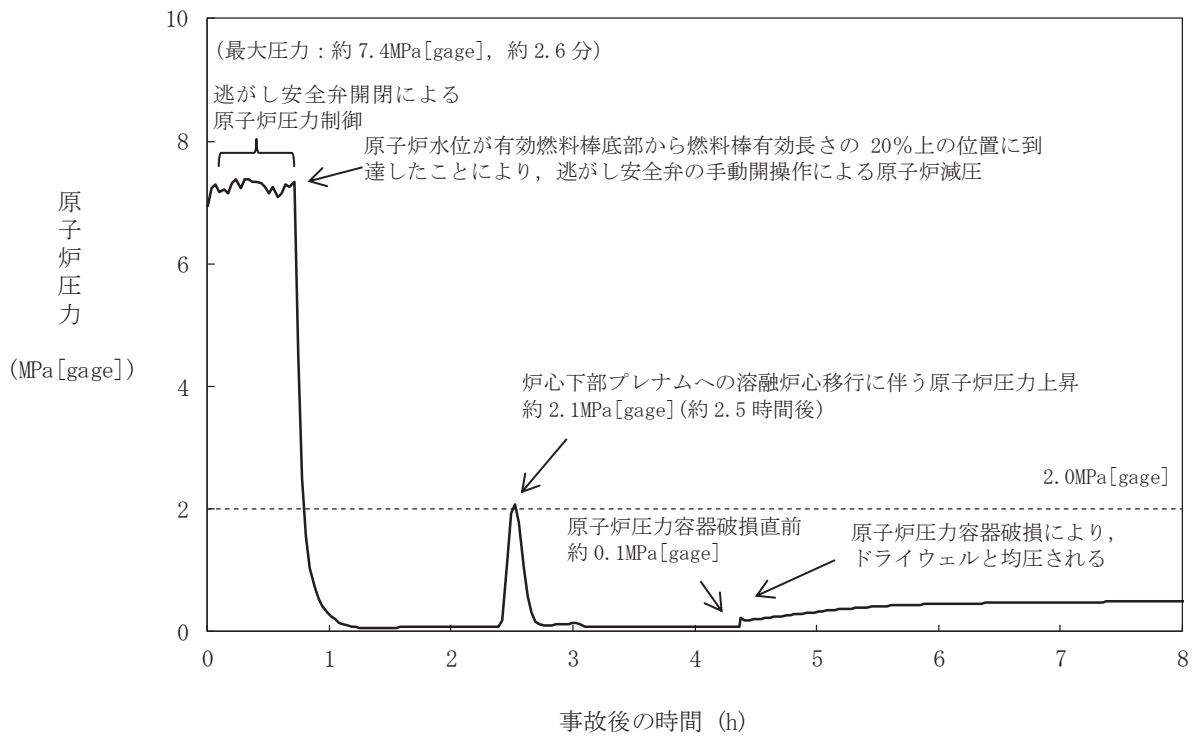


第 3. 2. 4 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)  
 (代替循環冷却系による残存溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱)

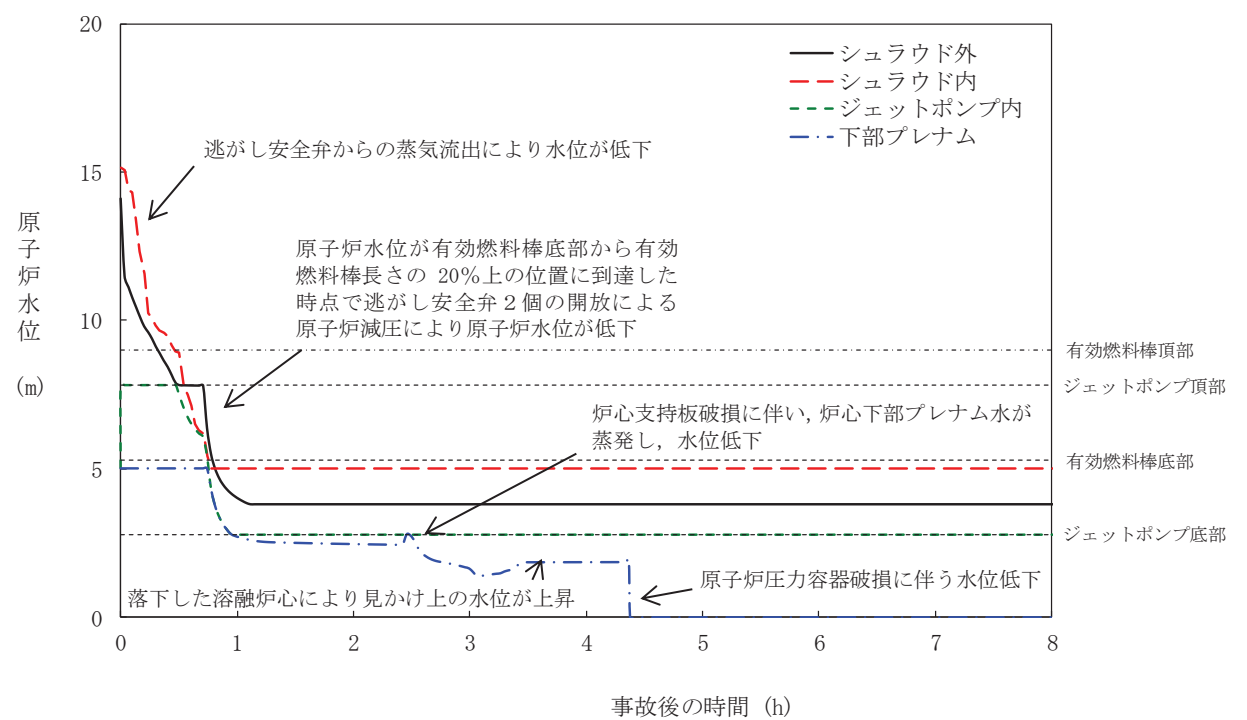


第 3.2.5 図 格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」時の対応手順の概要

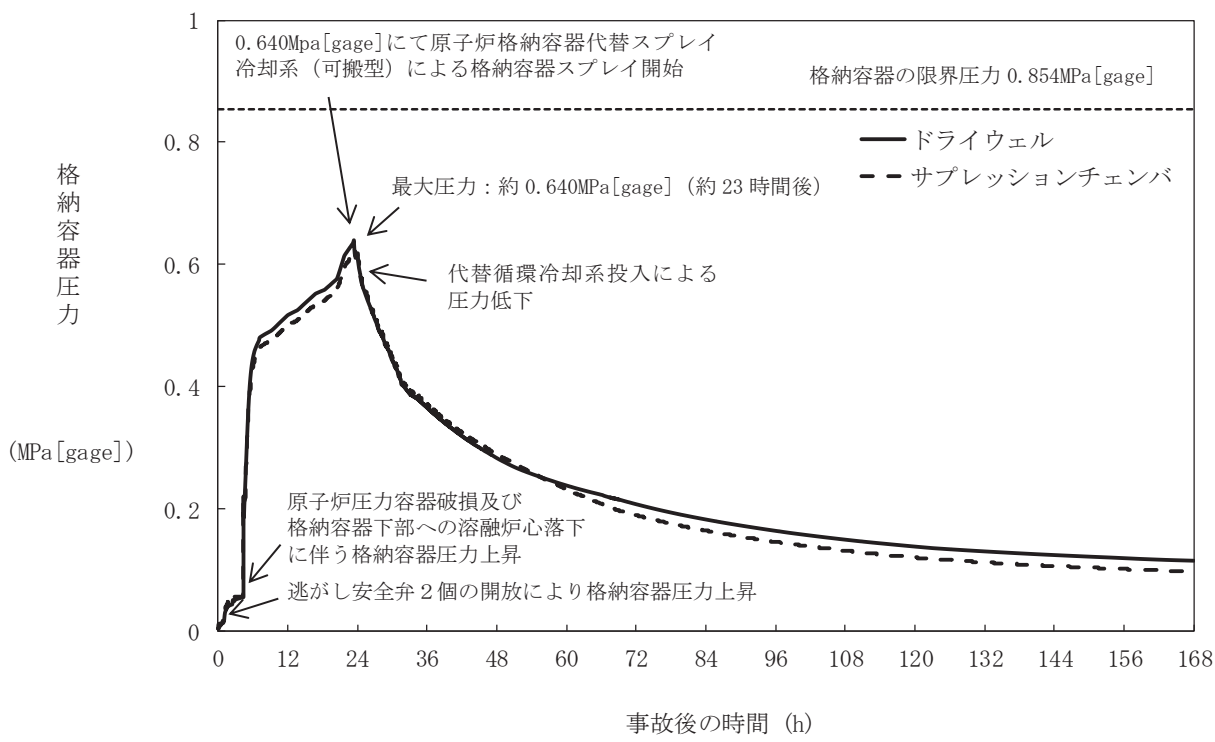




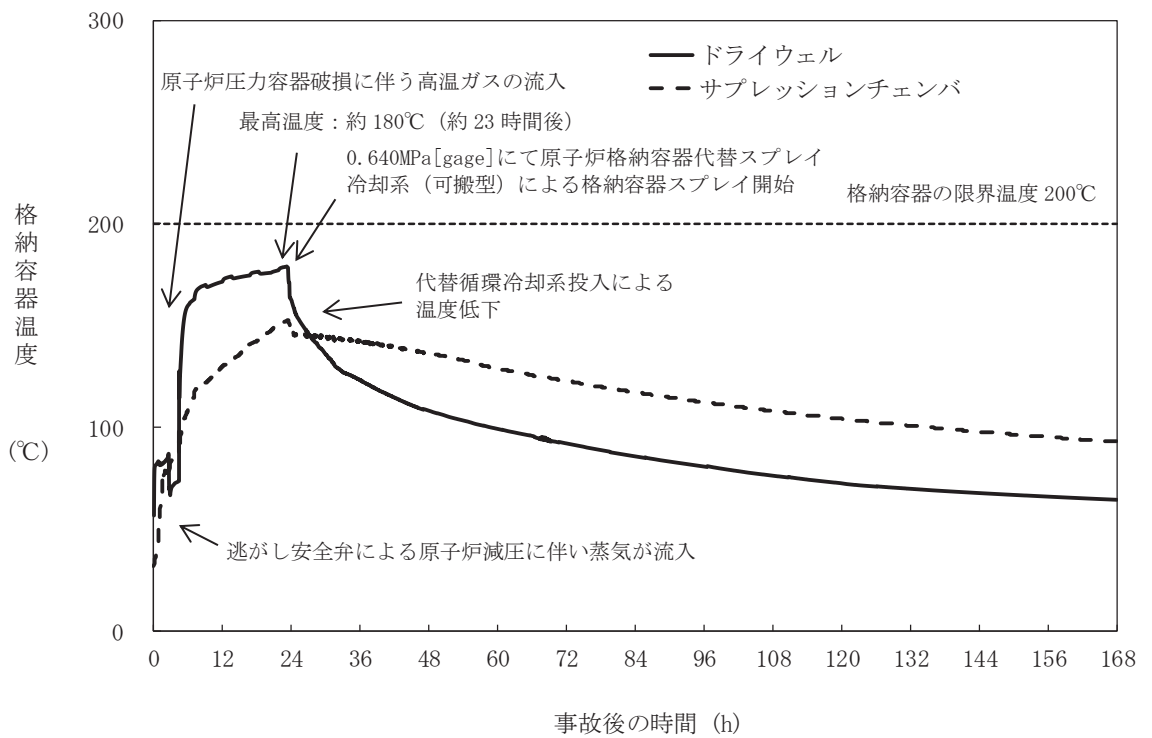
第 3.2.7 図 原子炉圧力の推移



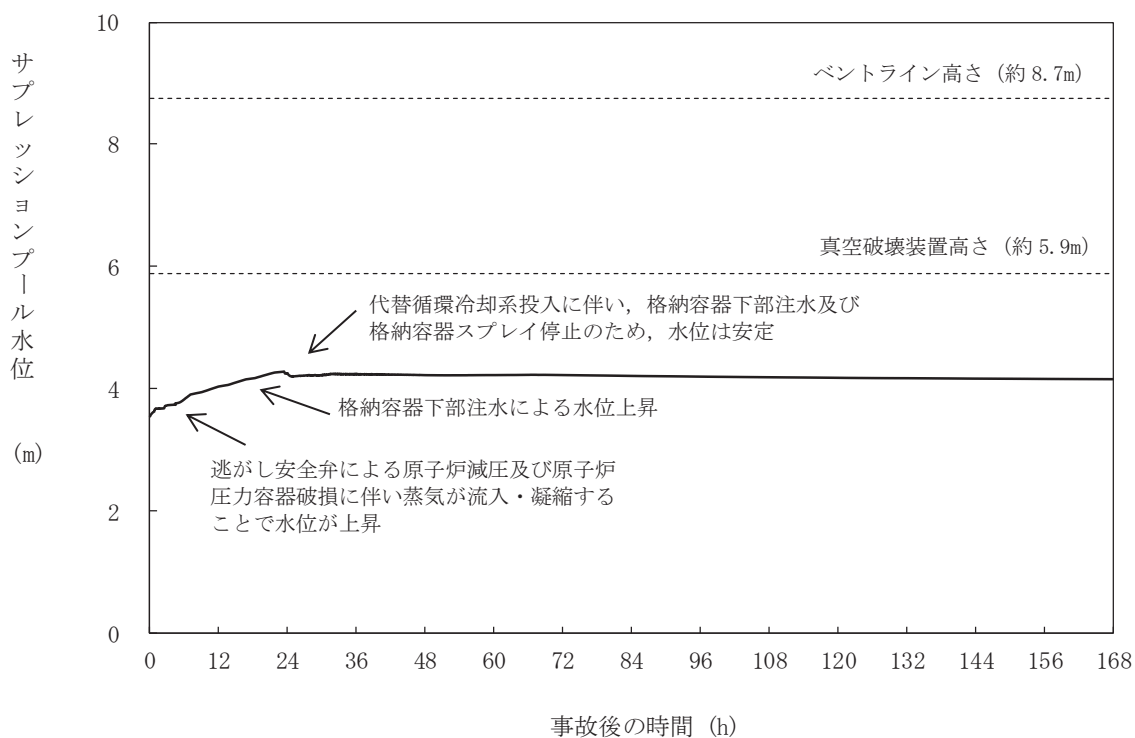
第 3.2.8 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



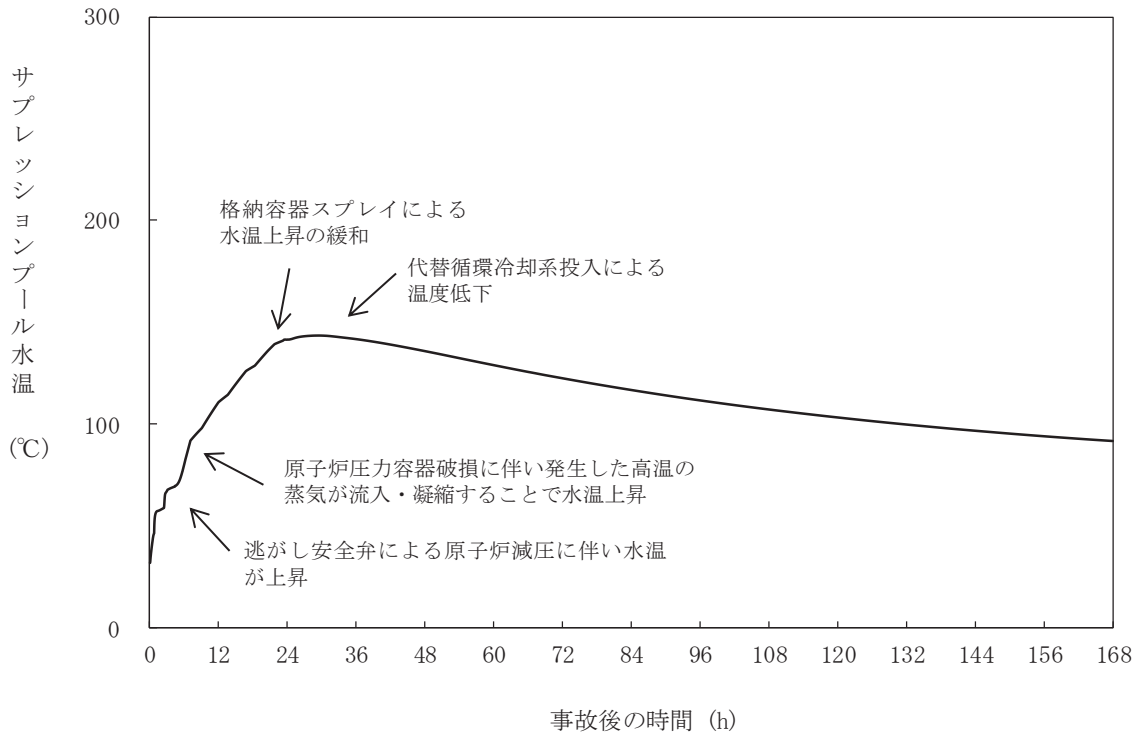
第 3.2.9 図 格納容器圧力の推移



第 3. 2. 10 図 格納容器温度の推移

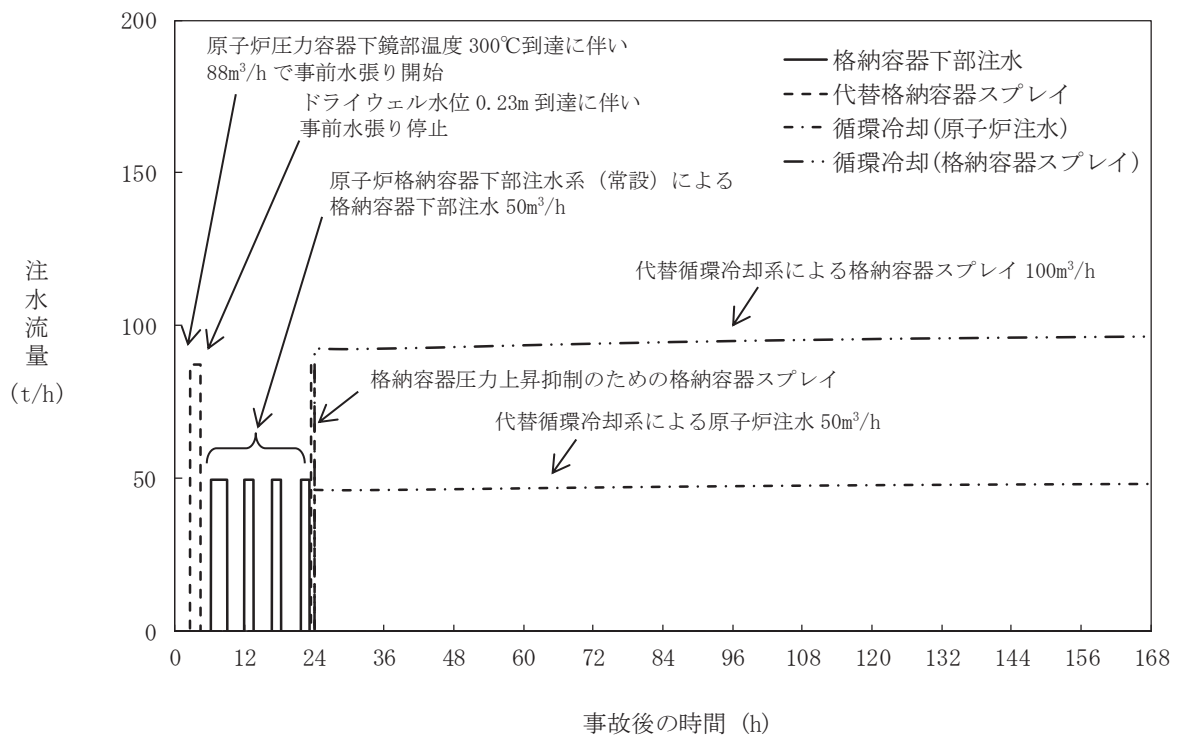


第 3. 2. 11 図 サプレッションプール水位の推移



第 3. 2. 12 図 サプレッションプール水温の推移





第 3. 2. 13 図 注水流量の推移

第 3.2.1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	・運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。また，同時に外部電源喪失が発生したことを確認する	【非常用ディーゼル発電機】 軽油タンク ガスタービン発電設備軽油タンク	タンクローリ	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認※1	・原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低でECCS等の自動起動信号が発生するが，全てのECCS等が機能喪失していることを確認する	—	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 【高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量】 【原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	・高圧注水機能喪失確認後，高圧代替注水系を起動し，原子炉水位を回復する	高圧代替注水系 復水貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 高圧代替注水系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位
炉心損傷確認	・高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位が更に低下し，炉心が露出し，炉心損傷したことを格納容器内雰囲気放射線モニタにより確認する ・炉心損傷が発生すれば，ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生することから，原子炉格納容器内の水素濃度を確認する	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器内雰囲気放射線モニタ（S/C） 格納容器内水素濃度（D/W） 格納容器内水素濃度（S/C）

※1 ECCS等による原子炉注水ができない状態。高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，並びに自動減圧系の機能喪失に伴い低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水ができない場合

【 】：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 3.2.1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉急速減圧	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達した時点で、原子炉注水手段が全くない場合でも、中央制御室からの手動操作によって自動減圧機能付き逃がし安全弁 2 個を手動で開放し、原子炉を急速減圧する</li> </ul>	自動減圧機能付き逃がし安全弁	—	原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器下部への注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力容器下鏡部温度300℃到達により溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行を確認した場合、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 2 台を使用した原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器下部への注水を実施する。また、ドライウエル水位がドライウエル床面より 0.23m上に水位があることを表すランプが点灯した時点で停止する</li> </ul>	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク	—	原子炉圧力容器温度 原子炉格納容器下部水位 残留熱除去系洗浄ライン流量 (残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量) ドライウエル圧力 圧力抑制室圧力 ドライウエル温度 ドライウエル水位 復水貯蔵タンク水位
原子炉圧力容器破損確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力容器温度 (下鏡部) が300℃に到達した場合には、原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するために格納容器下部水温等を継続監視する。格納容器下部水温の急激な上昇又は指示値喪失といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器破損を判断する</li> </ul>	—	—	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉圧力容器温度 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) ドライウエル圧力 ドライウエル温度 格納容器内水素濃度 (D/W) 格納容器内水素濃度 (S/C) 原子炉格納容器下部温度
溶融炉心への注水	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系 (常設) による格納容器下部注水を実施し、ドライウエル水位をドライウエル床面から 0.02m 上から 0.23m 上の範囲に水位を維持し溶融炉心の冠水状態を維持する</li> </ul>	復水移送ポンプ 復水貯蔵タンク	—	原子炉格納容器下部注水流量 ドライウエル水位 復水貯蔵タンク水位

第 3.2.1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気気直接加熱」の重大事故等対策について(3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器圧力が 0.640MPa[gage]に到達した場合、大容量送水ポンプ（タイプ I）を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器冷却を実施する</li> <li>格納容器圧力が 0.540MPa[gage]まで降下した場合、又は外部水源注水量限界（サブレーションプール水位が通常運転水位+約 2m）に到達した場合は、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止する</li> </ul>	ガスタービン発電設備軽油タンク	大容量送水ポンプ（タイプ I） タンクローリ	ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力 ドライウェル温度 原子炉格納容器代替スプレイ流量 圧力抑制室水位
代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替循環冷却系の運転準備が完了した後、原子炉補機代替冷却水系を用いた代替循環冷却系による格納容器除熱を開始するとともに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部注水を停止する。代替循環冷却系の循環流量は、代替循環冷却系ポンプ出口流量及び残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系 B 系格納容器冷却ライン洗浄流量）を用いて、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する</li> <li>水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する</li> </ul>	代替循環冷却ポンプ サブレーションチェンバ ガスタービン発電設備軽油タンク	原子炉補機代替冷却水系 タンクローリ	代替循環冷却ポンプ出口流量 残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系 B 系格納容器冷却ライン洗浄流量） 原子炉格納容器代替スプレイ流量 原子炉格納容器下部注水流量 残留熱除去系熱交換器入口温度 ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力 ドライウェル温度 サブレーションプール水温度 圧力抑制室水位 格納容器内雰囲気気酸素濃度 格納容器内雰囲気気水素濃度 格納容器内水素濃度（D/W） 格納容器内水素濃度（S/C）

第 3.2.2 表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+133cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	燃料	9×9燃料（A型）	—
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして10%の保守性を考慮し、条件を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	格納容器容積（サブプレッションチェンバ）	7,950m <sup>3</sup>	格納容器の設計値として設定
	サブプレッションプール水位	3.55m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	格納容器温度（ドライウエル）	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	格納容器温度（サブプレッションチェンバ）	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置	3.4kPa （ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧）	真空破壊装置の設計値として設定
	外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定
	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき事前水張りの効果を考慮して設定
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定
	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板、外側鋼板及びリブ鋼板は考慮しない	内側鋼板、外側鋼板及びリブ鋼板については、コンクリートよりも融点が高いため、MCCIによる侵食量の評価において、保守的に考慮しない
原子炉圧力容器下部の構造物の扱い	格納容器下部に落下する溶融物とは扱わない	発熱密度を下げないよう保守的に設定	

第 3.2.2 表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能，低压注水機能及び重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を，低压注水機能として低压注水系及び低压炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに，重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており，非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため，外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが，非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ，外部電源なしとして設定
	高温ガスによる配管等のクリーブ破損や漏えい等による影響	考慮しない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定

第 3.2.2 表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（3/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （遅れ時間：1.05 秒）	短時間であるが、原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時の蒸気加減弁急閉及び主蒸気止め弁閉による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル 3）信号にてスクラムするものとして設定
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低（レベル 2）	短時間であるが、原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失と同時にトリップせず、原子炉水位低（レベル 2）信号にてトリップするものとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] × 2 個, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3 個, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3 個, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3 個, 367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個の開放による原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	原子炉格納容器代替スプレー冷却系（常設）	88m <sup>3</sup> /h にて格納容器内にスプレー	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮して設定
	原子炉格納容器下部注水系（常設）	50m <sup>3</sup> /h にて格納容器下部に注水	溶融炉心の冠水が継続可能な流量として設定
	原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）	88m <sup>3</sup> /h にて格納容器内にスプレー	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮して設定
代替循環冷却系	循環流量は、全体で 150m <sup>3</sup> /h とし、原子炉注水へ 50m <sup>3</sup> /h、格納容器スプレーへ 100m <sup>3</sup> /h にて流量を分配	代替循環冷却系の設計値として設定	
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20% 上の位置に到達した時点	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定
	原子炉格納容器代替スプレー冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損前の初期水張り）	原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃ に到達したことを確認して開始し、ドライウエル水位が 0.23m に到達したことを確認した場合に停止する	格納容器温度の抑制効果及び炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損後の注水）	原子炉圧力容器破損以降、ドライウエル水位が 0.02m まで低下した場合に開始し、0.23m に到達した場合に停止	炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定
	原子炉格納容器代替スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.640MPa[gage] 到達時	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定
	原子炉補機代替冷却水系運転操作	事象発生 23 時間後	大容量送水ポンプ（タイプ I）の準備完了後の原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定
	代替循環冷却系による格納容器除熱操作*	事象発生 24 時間後	原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定

\*本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱は保守的に原子炉補機代替冷却水系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、原子炉補機代替冷却水系の準備に要する時間を設定する。



## 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について

原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回り、炉心損傷に至るような状況では、原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）内の気相温度は飽和蒸気温度を大きく超える。高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（以下「DCH」という。）を防止するためには、そのような環境下でも逃がし安全弁（以下「SRV」という。）を開保持し、RPV内の圧力を2 MPa以下の低圧に維持する必要がある。

図1に示すとおり、SRVは、本体部と補助作動装置で構成されている。「4. 本体部の温度上昇による影響」に示すとおり、本体部では温度上昇は問題にならないが、補助作動装置の温度が上昇すると、電磁弁又は空気シリンダピストンのシール部が熱によって損傷し、SRVの機能維持に影響を及ぼすおそれがある。

SRVについては以下の環境条件における機能維持を確認している。

- ・ 171°Cにおいて3時間継続のあと 160°Cにおいて3時間継続

ここでは、炉心損傷後、DCH防止のために原子炉の減圧を継続している環境下で想定されるSRVの温度を評価し、上記の条件と比較することで、SRVの健全性を評価する。

## 1. 評価方法

MAAP解析によって得られたDCH対応シナリオでのRPV内気相温度とドライウエル内気相温度を包絡する評価温度条件において、三次元熱流動解析コード(Fluent)により、SRVの温度を評価した。

## 2. 評価条件

## (1) 温度条件

図4にRPV内気相平均温度、図5にドライウエル内気相平均温度のMAAP解析結果を示す。MAAPの解析結果を踏まえ、表1に示すとおり事象発生からRPV破損までの期間内でRPV内気相平均温度とドライウエル内気相平均温度のそれぞれについて、最も厳しい温度（最大値）に対し、保守的な温度条件を評価条件として設定し、定常解析によって評価する。

## (2) 評価モデル

自動減圧機能付きのSRVの中で、電磁弁や空気シリンダピストンのシール部の温度条件が厳しい弁を評価する観点から、電磁弁及び空気シリンダの設置角度が排気管に最も近い弁を評価対象弁とした。また、図6, 7のように開状態と閉状態を交互に並べた形でモデル化している。実機では離れた位置のSRV2個を操作するが、解析では評価体系の側面を周期境界としており、保守的に1個おきに開動作するモデルとしている。

### 3. 評価結果

評価結果を表 2 及び図 8 に示す。事象発生から RPV 破損までの範囲の最も厳しい温度に対し、保守的な温度条件を設定した評価において、補助作動装置の電磁弁及び空気シリンダピストンシール部の最高温度は約 152℃となり、SRV の機能維持が確認されている 160℃を約 8℃下回った。

本評価は最も厳しい温度に対し保守的な温度条件を設定して実施した定常解析であることから、実際に機能要求がある期間内においては、SRV の温度は更に低い値になるものと考えられる。

以上のとおり、炉心損傷後、DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも、SRV の機能を維持できると考える。

### 4. 本体部の温度上昇による影響

閉状態の SRV が強制開するためには、補助作動装置の駆動力が SRV 本体の抵抗力を上回る必要がある。SRV 本体の抵抗力に対する温度上昇の影響は表 3 のとおり、いずれも温度上昇によって強制開の妨げとなることはない。

表 1 三次元熱流動解析での評価温度条件（逃がし安全弁開）

評価温度	温度条件【定常解析】	備考
RPV 内気相平均温度	470℃	MAAP による RPV 内気相平均温度の最大値約 446℃を包絡する温度として 470℃を設定
ドライウェル内気相平均温度	100℃	MAAP によるドライウェル内気相平均温度の最大値約 97℃を包絡する温度として 100℃を設定

表 2 三次元熱流動解析での評価結果（逃がし安全弁開）

評価箇所	評価結果
電磁弁最高温度	約 151℃
空気シリンダピストン部最高温度	約 152℃

表3 SRV 本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

項目	温度上昇の影響
SRV スプリング閉止力	温度上昇に伴い、低下する方向にある。また、補助作動装置の駆動力はスプリング閉止力に対して十分な力量を有している。
弁棒・アジャスタリング摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり、温度上昇幅は小さく SRV 強制開機能に影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺動抵抗	主蒸気流路とはベローズを介しており過渡的な熱影響を受けがたく、仮に熱影響を受けたとしても、表1のRPV内気相平均温度程度であれば、元々の隙間があるため、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
ピストン・ブッシュ摺動抵抗	主蒸気流路とはベローズを介しており過渡的な熱影響を受けがたく、仮に熱影響を受けたとしても、表1のRPV内気相平均温度程度であれば、元々の隙間があるため、ブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体ソケット・弁体ガイド摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため、温度上昇に伴うガイドによる弁体拘束は発生しない。

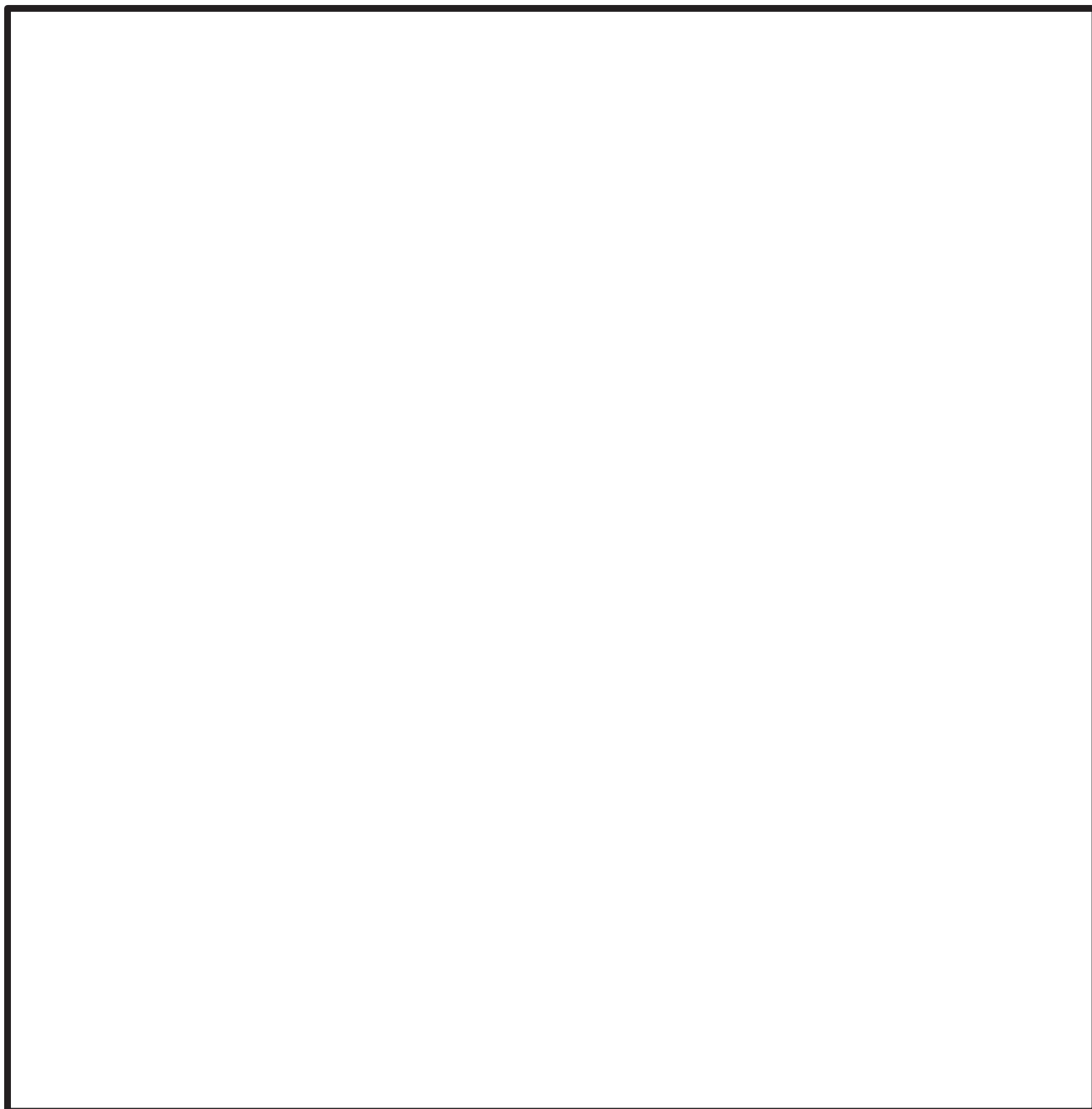


図 1 SRV 構造図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

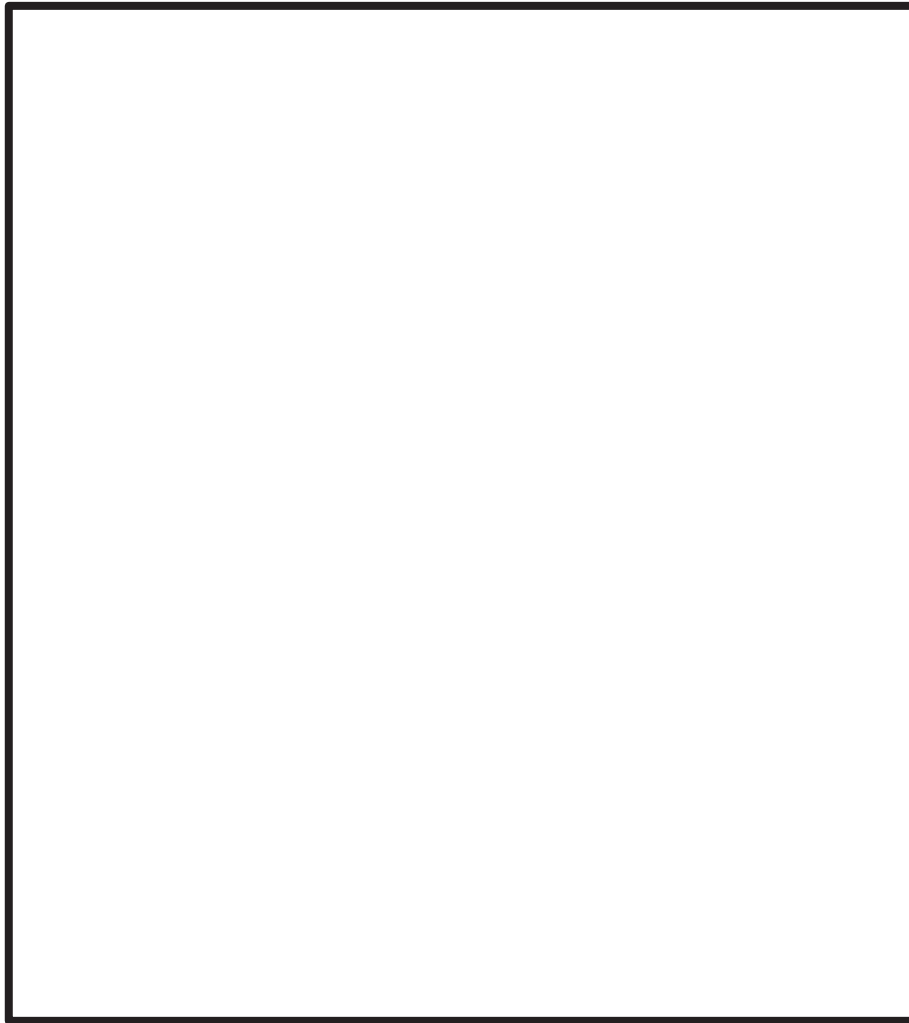


図 2 SRV 構造図(側面図詳細)

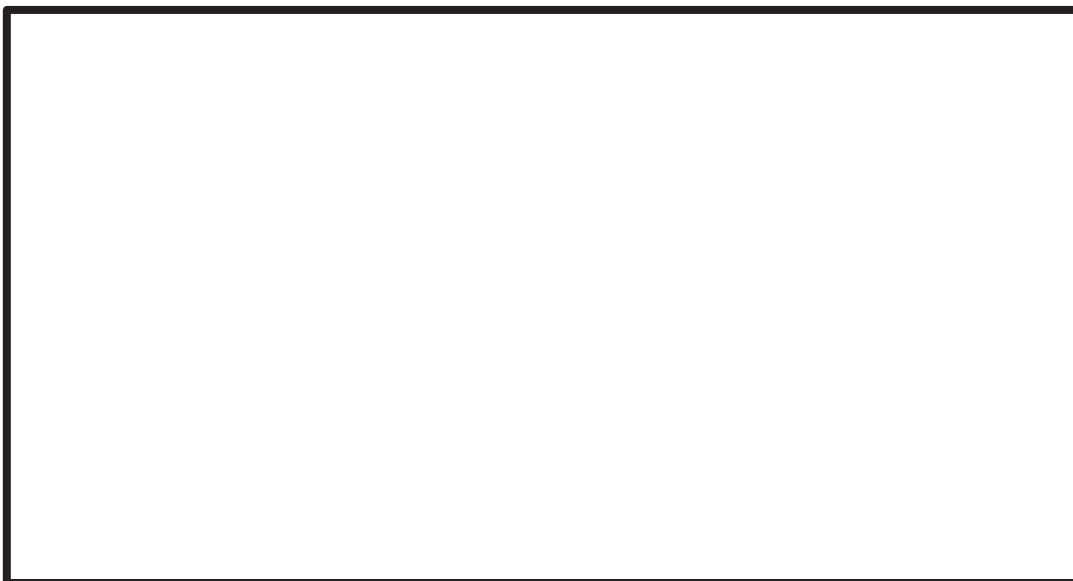


図 3 SRV 構造図(平面図詳細)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

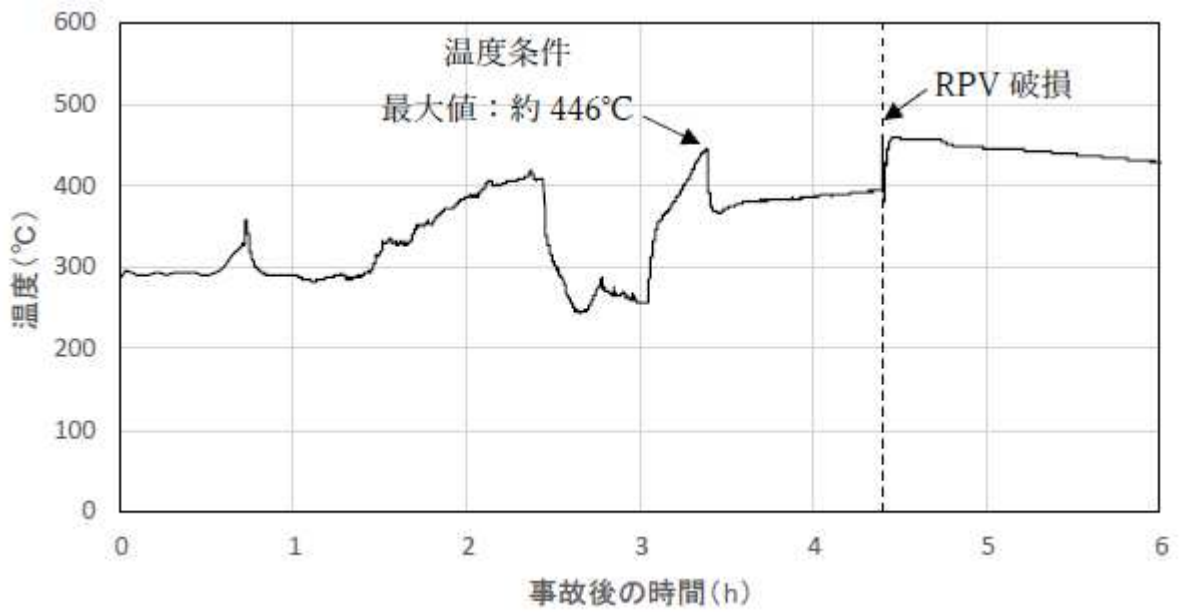


図4 RPV内気相平均温度推移

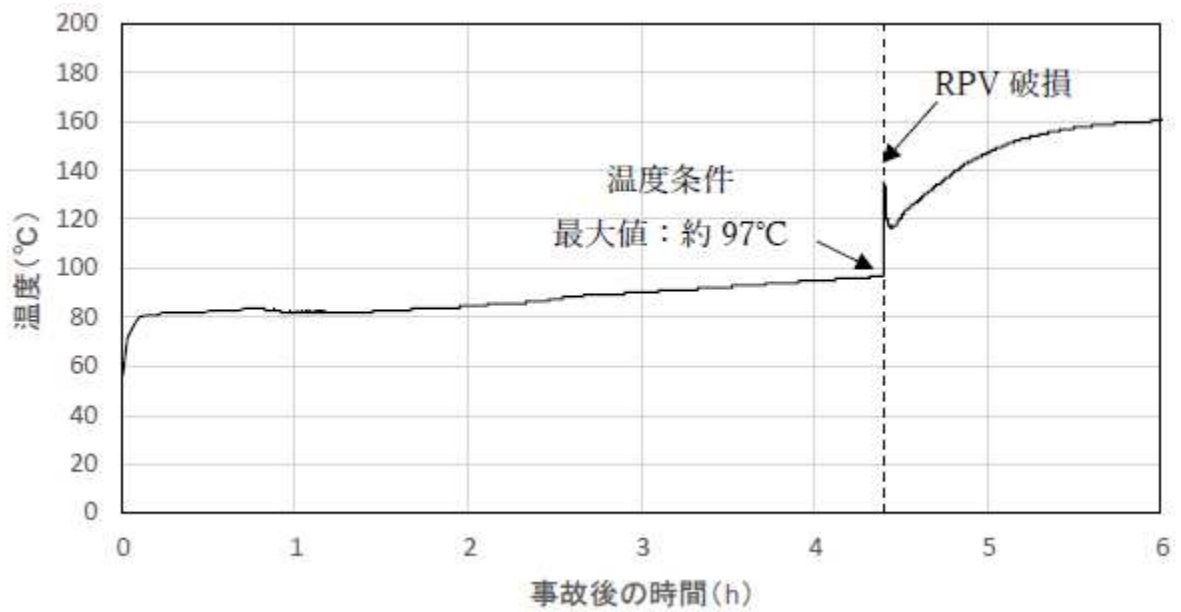


図5 ドライウェル内気相平均温度推移



図6 モデル化範囲と境界条件



図7 モデル図と断面メッシュ図

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。



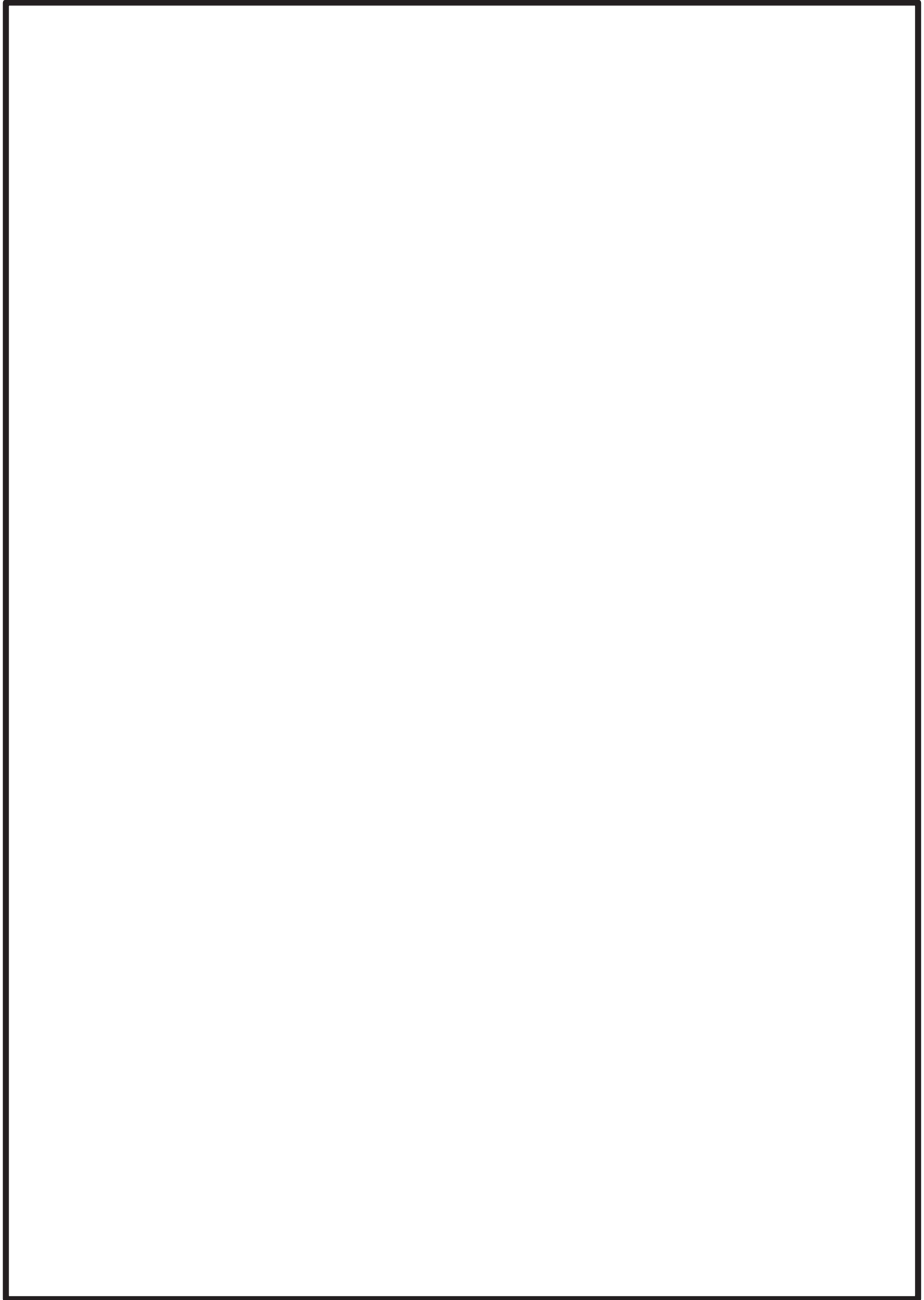


図 8 解析結果

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

添付 3.2.1-8

## 格納容器スプレイを実施した場合の逃がし安全弁の温度

前述の評価では、原子炉の減圧を継続している状況での格納容器スプレイを実施していないが、格納容器スプレイを実施した場合、逃がし安全弁の温度を低下させることに期待できる。このため、原子炉に注水できない状況下においても、初期水張り等の格納容器への注水が可能な場合に、格納容器内の温度・圧力を緩和する観点から、あらかじめ格納容器（ドライウェル）スプレイを実施する手順とする。ここでは、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイに期待した場合の逃がし安全弁の温度評価を示す。

## 1. 評価方法

格納容器スプレイを実施していない場合（前述の評価）と同じ。

## 2. 評価条件

## (1) 温度条件

図 1， 2 に RPV 内気相平均温度とドライウェル内気相平均温度の MAAP 解析結果を示す。MAAP の解析結果を踏まえ、表 1 に示すとおり、評価条件を設定した。

## (2) 評価モデル

格納容器スプレイを実施していない場合（前述の評価）と同じ。

## 3. 評価結果

評価結果を表 2 及び図 3 に示す。事象発生から RPV 破損までの格納容器スプレイを実施している範囲における最も厳しい温度に対し、保守的な温度条件を設定した評価において、補助作動装置の電磁弁及び空気シリンダピストンのシール部の最高温度は、格納容器スプレイを実施しない場合と比較し約 25℃低い、約 127℃となり、SRV の機能維持が確認されている 160℃を下回った。

以上のとおり、炉心損傷後、DCH 防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下で格納容器スプレイを実施する場合、SRV の温度が大幅に低減されることを確認した。

表 1 三次元熱流動解析での評価温度条件（逃がし安全弁開）

評価温度	温度条件【定常解析】	備考
RPV 内気相平均温度	420℃	MAAP による RPV 内気相平均温度の格納容器スプレイを実施している期間の最大値約 419℃を包絡する温度として 420℃を設定
ドライウェル内気相平均温度	80℃	MAAP によるドライウェル内気相平均温度の格納容器スプレイを実施している期間の最大値約 74℃を包絡する温度として 80℃を設定

表2 三次元熱流動解析での評価結果（逃がし安全弁開）

評価箇所	評価結果
電磁弁最高温度	約 124℃
空気シリンダピストン部 最高温度	約 127℃

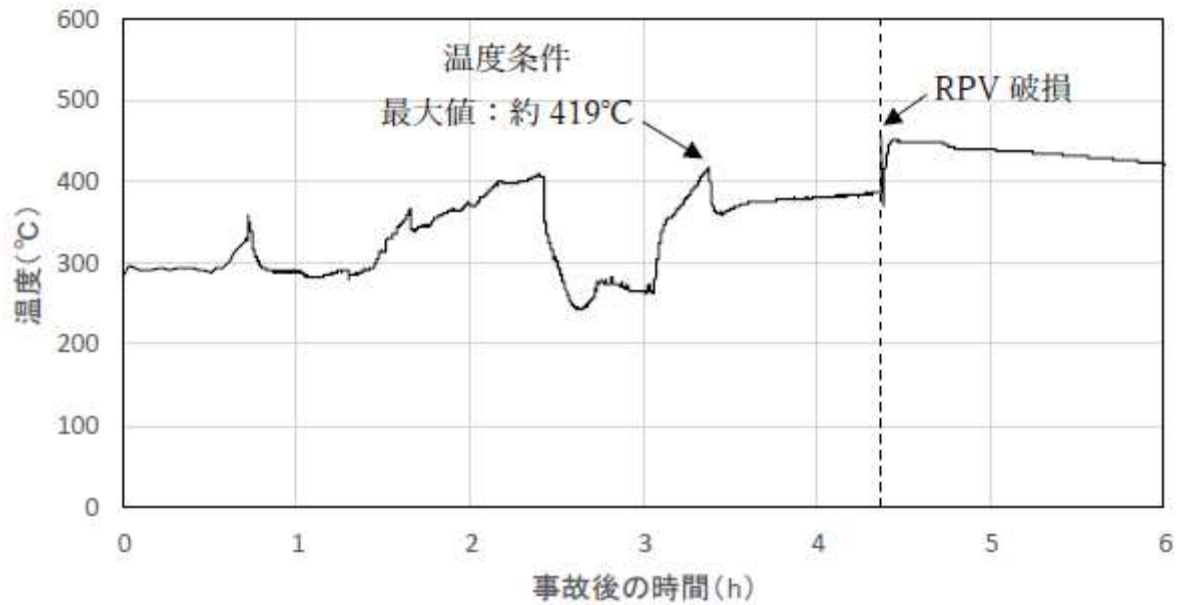


図1 RPV 内気相平均温度推移

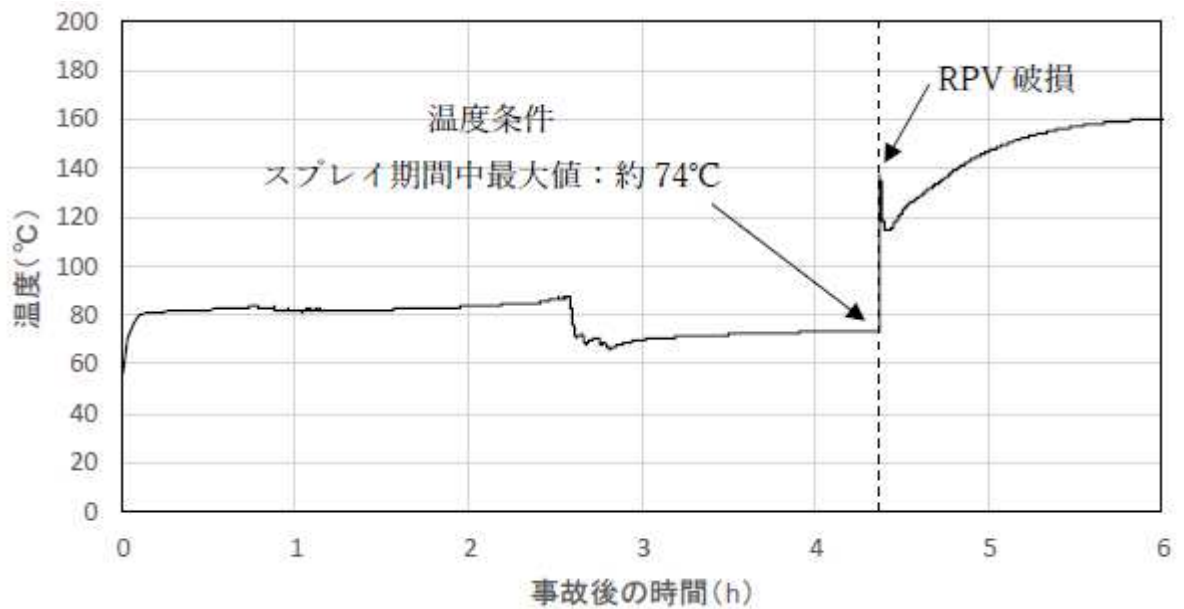


図2 ドライウェル内気相平均温度推移

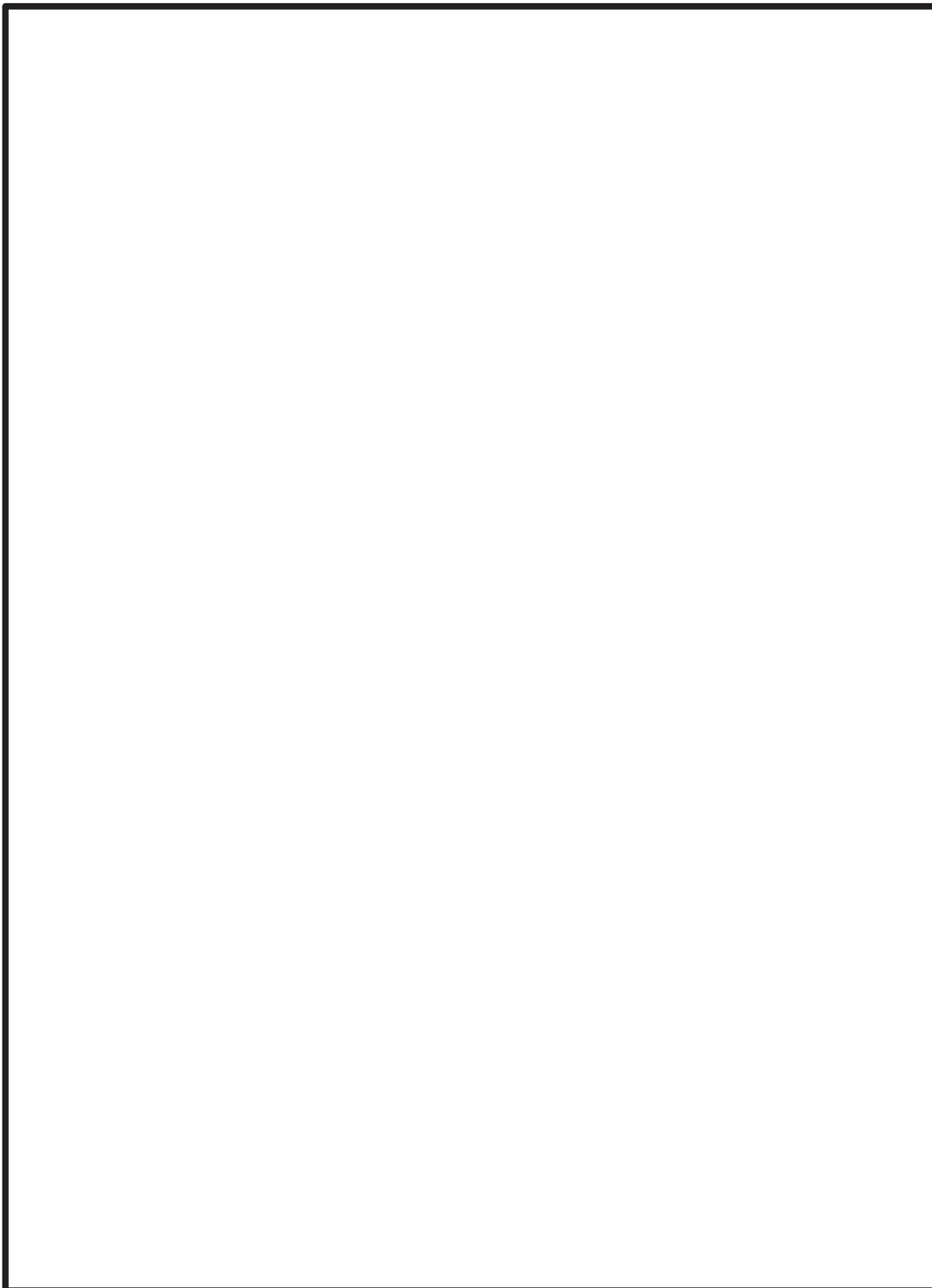


図3 解析結果

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量について

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

本格納容器破損防止対策の有効性評価では、全交流動力電源喪失も包絡する条件として、通常運転時に用いている原子炉建屋内の換気空調系が全交流動力電源喪失により停止し、交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで、原子炉建屋内の換気空調系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し、非常用ガス処理系によって原子炉建屋の設計負圧が達成されるまで事象発生から 70 分かかると想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では格納容器の閉じ込め機能は健全であると評価していることから、格納容器から多量の水蒸気が原子炉建屋に漏えいすることは無く、漏えいした水蒸気は原子炉建屋内で凝縮されることから、原子炉建屋空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建屋内の換気空調系は停止しているため、原子炉建屋内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建屋内外での空気のやりとりはほとんどないものと考えられる。さらに、格納容器内から原子炉建屋に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、格納容器の健全性が維持されており、原子炉建屋内の換気空調系が停止している場合は、格納容器から原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、原子炉建屋内で除去されるため、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。

本評価では、上述の状況に係わらず、非常用ガス処理系が起動し、原子炉建屋の設計負圧が達成されるまでの間、格納容器から原子炉建屋に漏えいした放射性物質は保守的に全量原子炉建屋から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。

## 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「過渡事象+高圧注水失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗 (+DCH発生)」について評価する。
- (2) 格納容器からの漏えい率は、MAAP 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する (添付資料 3. 1. 2. 5 参照)。
 

・ 1. 0Pd 以下	：	1. 0Pd で 0. 9%/日相当
・ 1. 0Pd～1. 5Pd	：	1. 5Pd で 1. 1%/日相当
・ 1. 5Pd～2. 0Pd	：	2. 0Pd で 1. 3%/日相当

なお、エアロゾル粒子は格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから、格納容器の漏えい孔におけるエアロ

- ゾルの捕集の効果 (DF=10) を考慮する。
- (3) 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについては、非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生 70 分後までは原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし (換気率無限)、非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 0.5 回/日相当を考慮する。
  - (4) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉建屋内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが、本評価では保守的に期待しないこととする (DF=1)。
  - (5) 原子炉建屋内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

## 2. 評価結果

原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 の評価結果を表 1 に示す。

原子炉建屋から大気中へ漏えいする Cs-137 は 7 日間で約  $1.2 \times 10^{-1}$  TBq であり、基準の 100TBq を下回っている。

なお、事象発生 7 日間以降の影響を確認するため、事象発生後 30 日間、100 日間における大気への Cs-137 の放出量を確認している。

事象発生後 30 日間及び 100 日間での放出量においても 100TBq を下回る。

表 1 原子炉建屋から大気中への放射性物質 (Cs-137) の漏えい量  
(単位 : TBq)

	漏えい量 (7 日間)	漏えい量 (30 日間)	漏えい量 (100 日間)
高压熔融物放出/格納容器 雰囲気直接加熱	約 $1.2 \times 10^{-1}$	約 $1.3 \times 10^{-1}$	約 $1.3 \times 10^{-1}$

格納容器破損モード「DCH」,「FCI」及び「MCCI」の  
評価事故シーケンスの位置付け

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」,「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(FCI)」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)」については,各プラント損傷状態(PDS)に対応する各重要事故シーケンス及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスへの重大事故等対策の有効性評価の結果等から,重大事故等対処設備に期待する場合,炉心損傷あるいは炉心下部プレナムへの溶融炉心移行までに事象の進展を停止し,これらの現象の発生を防止することが出来る。

しかしながら,格納容器破損モード「DCH」,「FCI」及び「MCCI」は,「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置,構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(以下「解釈」という。)第37条2-1(a)において,「必ず想定する格納容器破損モード」として定められている。このため,今回の評価では重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして,各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至る評価事故シーケンスを設定している。

一方,格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」については,事故シーケンス選定のプロセスにおいて,国内外の先進的な対策と同等な対策を講じても炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出された,「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定し,重大事故等防止対策の有効性を評価している。

以上のとおり,格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」は重大事故等対策に期待して評価し,解釈第37条2-3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等防止対策の有効性を評価しており,格納容器破損モード「DCH」,「FCI」,「MCCI」は,評価を成立させるために,重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして,解釈第37条2-3(d),(e),(i)の評価項目に対する重大事故等対策の有効性を評価している。

以上



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

表 1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

【MAAP】		解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	燃料棒内温度変化		TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。CORA 実験解析における、燃料棒被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。	
	燃料棒表面熱伝達	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。	本評価事故シナジェンズでは、原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作であり、また、燃料棒被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	本評価事故シナジェンズでは、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に低減し、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持しているため、運転員等操作時間に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	燃料棒被覆管酸化		炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	・TQIV、大破断 LOCA シナジェンズともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻にも影響は小さい。	また、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点で原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施するが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
	燃料棒被覆管変形					
	沸騰・ボイド率変化		TQIX シナジェンズ及び中破断 LOCA シナジェンズに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFI を取り扱っていないことから水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
気液分離（水位変化）・対向流		炉心モデル（炉心水位計算モデル）				
圧力容器	原子炉容器	冷却材放出（臨界流・差圧流）	原子炉圧力容器モデル（破断流モデル）	逃がし安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される。	逃がし安全弁からの流量は、設計に基づいて流量が計算されていることから不確かさは小さい。このため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁からの流量は、設計に基づいて計算されていることから不確かさは小さい。このため、原子炉急速減圧操作後の原子炉圧力の低下挙動に対する影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器（炉心損傷後）	リロケーション			・TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQIV、大破断 LOCA シナジェンズともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シナジェンズでは、原子炉圧力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	構造材との熱伝達		溶融炉心の挙動モデル（リロケーション）			
	原子炉圧力容器内 FCI（溶融炉心細粒化）			原子炉圧力容器内 FCI に影響する項目として溶融ジェット径、エンTRAINメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、いずれについても、原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度が小さいことを確認した。	炉心下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シナジェンズでは、原子炉圧力容器内 FCI を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シナジェンズでは、原子炉圧力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器内 FCI（デブリ粒子熱伝達）					
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達			・TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。 ・下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさを受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した時点での原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器破損			原子炉圧力容器破損に影響する項目として、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シナジェンズでは、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約 4.3 時間後）に対して早まる時間は僅かであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	2,435MWt 以下 (実績値)	原子炉熱出力のゆらぎを考慮した運転管理目標値を参考に最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約 6.68～6.87MPa[gage] (実測値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、原子炉圧力上昇が緩和されるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h (定格流量)	定格流量の約 87%～104% (実測値)	定格流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+133cm)	通常運転水位 (セパレータスカート下端から約+129cm～約+136cm) (実測値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム 10 分後の原子炉水位低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位-約 3m であるのに対してゆらぎによる水位低下量は-約 4cm であり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	燃料	9×9 燃料(A 型)	装荷炉心ごと	9×9 燃料(A 型)と 9×9 燃料(B 型)は、熱水特性はほぼ同等であり、燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9 燃料(A 型)を設定	最確条件とした場合には、9×9 燃料の A 型又は B 型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度 31GWd/t (実績値)	平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対し、ばらつきとして 10%の保守性を考慮し、条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが、操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器の設計値として設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、格納容器側の条件による直接的な影響はない。
	格納容器容積 (サブプレッションチェンバ)	7,950m <sup>3</sup>	7,950m <sup>3</sup> (設計値)	格納容器の設計値として設定	
	サブプレッションプール水位	3.55m	約 3.54～3.57m (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、格納容器側の条件による直接的な影響はない。
	格納容器温度 (ドライウエル)	57℃	約 40～44℃ (実測値)	通常運転時の格納容器温度(ドライウエル)として設定	
	格納容器温度 (サブプレッションチェンバ)	32℃	約 27～32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッションプール水温度の上限値を、最確条件で包絡できる条件として設定	
	格納容器圧力	5.0kPa[gage]	約 2.1～6.9kPa[gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	
	真空破壊装置	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧)	3.4kPa (ドライウエル-サブプレッションチェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設計値として設定	
	外部水源の温度	40℃	約 20℃～約 40℃ (実測値)	復水貯蔵タンク水温の実績を踏まえて最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇に対する格納容器スプレーによる圧力抑制効果は大きくなるが、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 11,192m <sup>3</sup>	約 11,192m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水槽+復水貯蔵タンク)	淡水貯水槽及び通常運転中の復水貯蔵タンクの水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなり、水源が枯渇することはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
燃料の容量	約 900kL	約 900kL 以上 (軽油タンク容量+ガスタービン発電設備軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電設備軽油タンクの運用値を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	起因事象として、原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象であるLOCA等の原子炉冷却材圧力バウナドリ喪失を仮定した場合は原子炉減圧操作が不要となる。	起因事象として、原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象であるLOCA等の原子炉冷却材圧力バウナドリ喪失を仮定した場合は原子炉減圧操作が不要となる。
	安全機能等の喪失に対する仮定	高压注水機能、低压注水機能及び重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	—	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を、低压注水機能として低压注水系及び低压炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに、重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合の方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定	—	—
	高温ガスによる配管等のクリップ破損や漏えい等による影響	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく評価するものとして設定	東京電力福島第一原子力発電所の事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において、炉内核計装配管のドライチューブ、逃がし安全弁のフランジガasket部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合、原子炉圧力を減圧させることとなるため、減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも、高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。事象進展に対する影響としては、気相部漏えいは原子炉水位がTAFを十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき、本シナリオでは原子炉水位有効燃料棒底部（BAF）から燃料棒有効長さの20%上の位置にて減圧操作を実施することから考えると、事象進展に対する影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	東京電力福島第一原子力発電所の事故に対する炉心・格納容器の状態の推定の評価において、炉内核計装配管のドライチューブ、逃がし安全弁のフランジガasket部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合、原子炉圧力を減圧させることとなるため、減圧の規模によっては原子炉減圧操作をしなくとも、高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。事象進展に対する影響としては、気相部漏えいは原子炉水位がTAFを十分下回った以降の炉心ヒートアップによる影響と推定でき、本シナリオでは有効燃料棒底部（BAF）から燃料棒有効長さの20%上の位置にて減圧操作を実施することから考えると、事象進展に対する影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3） （応答時間：1.05秒）	事象発生と同時にスクラムせず、原子炉水位低でスクラムすることにより原子炉保有水量を保守的に評価するため設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉水位低（レベル2）	原子炉水位低（レベル2）	原子炉再循環系のインターロックとして設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個	逃がし弁機能 7.37～7.58MPa[gage] 356～367t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個の開放による原子炉急速減圧	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個開による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）	88m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ	88m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、格納容器側の条件による直接的な影響はない。	本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、格納容器側の条件による直接的な影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (1/7)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉急速減圧操作	原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達した時点 (事象発生から約 43 分後)	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 原子炉水位が原子炉水位計 (燃料域) にて有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達するまでには事象発生から約 43 分の時間余裕があり, 原子炉水位は事故時の重要な監視項目として継続監視しており, 認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって, 認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり, 運転員は中央制御室に常駐していることから, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧操作時に, 運転員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達するまでには事象発生から約 43 分の時間余裕があり, また, 原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり, 実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため, 操作開始時間に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は, 解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う作業であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉急速減圧操作については, 原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが, 原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約 4.3 時間あり, 準備時間が確保できることから, 時間余裕がある。	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績 (模擬操作含む) を取得。訓練では, 原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの 20%上の位置に到達後, 速やかに自動減圧機能付き逃がし安全弁による減圧操作を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。



表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／7）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器の破損前の初期水張り）	原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、ドライウェル水位が0.23mに到達したことを確認した場合に停止する（事象発生から約2.5時間後）	格納容器温度の抑制効果及び炉心損傷後の原子炉压力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p><b>【認知】</b> 格納容器下部への注水操作は、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉压力容器下鏡部温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p><b>【要員配置】</b> 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p><b>【移動】</b> 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p><b>【操作所要時間】</b> 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作の操作内容及び操作所要時間は以下のとおりである。いずれも制御盤の操作スイッチによる操作のため、時間余裕を含めて操作所要時間10分を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>[原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水：10分間（余裕含む）]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 復水貯蔵タンク常用、非常用給水管連絡ライン止め弁の開操作、緊急時隔離弁等の開操作及び操作した弁の動作確認に2分間を想定</li> <li>・ 復水移送ポンプの起動に1分間を想定</li> <li>・ 格納容器へのスプレイ開始に必要な残留熱除去系の弁3個の開操作に5分間を想定</li> </ul> <p><b>【他の並列操作有無】</b> 原子炉格納容器下部注水系（常設）による水張り時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p><b>【操作の確実さ】</b> 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約2.5時間の時間余裕がある。また、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作は原子炉压力容器下鏡部温度を監視しながらあらかじめ準備が可能であるから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、また、他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定していることから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）については、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉压力容器破損前は、本操作が実施できないと仮定しても、格納容器圧力及び温度が格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく、逃がし安全弁による原子炉減圧機能維持も可能であることから、時間余裕がある。</p> <p>原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでに事象発生から約2.5時間の時間余裕があり、また、格納容器下部注水操作は、原子炉压力容器下鏡部温度を監視しながらあらかじめ準備が可能である。また、格納容器下部への注水操作の操作時間は約10分間である。原子炉压力容器破損までに格納容器下部に約3.67m（ドライウェル水位0.02m）の水位が形成されていれば評価項目を満足する結果となり、格納容器下部に約3.67mの水位を形成するまで、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）にて約1.2時間で注水可能であり、格納容器下部注水を事象発生から約2.5時間後に開始すると、事象発生から約3.7時間後に水位形成可能である。原子炉压力容器破損までの時間は約4.3時間後であることから、格納容器下部への注水操作は操作遅れに対して0.6時間程度の時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績（模擬操作含む）を取得。訓練では、条件成立を前提として約6分で原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部注水を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（3／7）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器の破損後の注水）	原子炉圧力容器破損以降、ドライウエル水位が0.02mまで低下した場合に開始し、0.23mに到達した場合に停止（約6.2時間後）	炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>格納容器下部への注水は、溶融炉心が格納容器下部に落下した後、ドライウエル水位がドライウエル床から0.02mまで低下した時点で開始する手順としている。溶融炉心の落下は、原子炉格納容器下部温度、原子炉圧力、格納容器圧力等の監視により認知可能であり、また、ドライウエル水位の低下はドライウエル水位計にて認知可能である。これらのパラメータは原子炉圧力容器破損判断及び原子炉圧力容器破損判断後のドライウエル水位低下を把握するため継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。そのため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>原子炉格納容器下部注水系（常設）による注水操作は、制御盤の操作スイッチによる復水補給水系の弁1個の開操作であり、時間余裕を含めて操作時間5分間を想定している。原子炉格納容器下部注水系（常設）の流量調整は原子炉格納容器下部注水量計及びドライウエル水位計の指示を確認しながら、制御盤の操作スイッチにて弁の開度調整を行い、適宜実施する。また、事前に格納容器下部へ水張りを行っていることから、時間余裕がある。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>原子炉格納容器下部注水系（常設）による注水操作時に、運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉圧力容器破損以降、ドライウエル水位が0.02mまで低下するまでに事象発生から約6.2時間の時間余裕があり、また、溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも、溶融炉心落下前に張られた水が蒸発するまでには約0.8時間の時間余裕がある。また、溶融炉心落下後の格納容器下部への注水操作はドライウエル水位を監視しながらあらかじめ準備が可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉圧力容器破損以降、ドライウエル水位が0.02mまで低下するまでの時間は事象発生から約6.2時間あり、また、溶融炉心落下後に格納容器下部注水が行われなかった場合でも、溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコウム-水反応による発熱により蒸発するまでには約0.8時間の時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績（模擬操作含む）を取得。訓練では、条件成立を前提として約1分間で原子炉格納容器下部注水系（常設）による注水を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／7）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備（原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型））	事象発生から10時間後に準備完了	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備時間を踏まえて設定	—	—	—	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）の準備は、仮にアクセスルートの仮復旧作業（4時間）を考慮した場合の所要時間10時間想定のもと、約9時間であり、想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
	各機器への給油（軽油タンク、大容量送水ポンプ（タイプⅠ）及び原子炉補機代替冷却水系）	事象発生から10時間以降、適宜	各機器への給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立性や継続に必要な作業。各機器の使用開始時間を踏まえ設定	各機器への給油開始までの時間は、事象発生から約10時間以降であり十分な時間余裕がある。	—	—	—



表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (5/7)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.640MPa [gage] 到達時 (約 23 時間後)	格納容器限界圧力到達防止を踏まえて設定	<p>【認知】</p> <p>炉心損傷後の格納容器代替スプレイの実施基準 (格納容器圧力 0.640MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約 23 時間後であり, それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため, 認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作は, 現場にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の系統構成及び冷却開始操作を行う重大事故等対応要員と, 中央制御室にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の系統構成及び開欠運転を行う運転員が配置されている。本操作を行う重大事故等対応要員は, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間, 他の作業を担っていない。</p> <p>また, 本操作を行う中央制御室の運転員は原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の系統構成及び開欠運転を行なっている期間, 他の操作を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>現場で行う原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の系統構成及び冷却開始操作は, 原子炉建屋外部接続口近傍で行う作業である。現場操作を行う重大事故等対応要員は大容量送水ポンプ (タイプ 1) 設置完了後, 同じく原子炉建屋外部接続口近傍に設置される注水用ヘッダ付近に配置されていることから, 移動時間は不要である。また, 作業に伴う作業エリア内の移動を含んだ操作所要時間を想定していることから, 操作開始時間に与える影響はない。また, 中央制御室における原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の系統構成及び開欠運転は, 中央制御室内での操作のみであるため, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作の操作項目及び操作所要時間等は以下のとおりであり, 系統構成及び冷却開始に 5 分間を想定している。また, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による開欠スプレイ操作は, 制御盤の操作スイッチによる操作であり簡易な操作であるため, 操作所要時間は特に設定していない。いずれの操作も, 格納容器の緩やかな圧力上昇に対して操作所要時間は十分に短い。</p> <p>[原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の系統構成及び冷却開始操作: 5 分間 (余裕含む)]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・運転員による残留熱除去系弁の状態確認及び開操作 (中央制御室での遠隔操作) に 1 分間を想定</li> <li>・重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作 (注水用ヘッダでの手動操作) に 3 分間を想定</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>現場では, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の系統構成及び冷却開始操作を行っている期間, 当該作業に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はない。中央制御室では, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作時に, 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 1 組 2 人以上で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 中央制御室操作は, 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>炉心損傷後の格納容器代替スプレイの実施基準 (格納容器圧力 0.640MPa [gage]) に到達するのは, 事象発生約 23 時間後であり, 運転員が格納容器圧力の上昇を認知できる時間があることから, 実態の操作開始時間は, 解析上の設定とほぼ同等であるため, 操作開始時間に与える影響は小さいことから, 評価項目となるパラメータに与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は, 解析コード及び解析条件 (操作条件を除く) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが, 中央制御室で行う操作であり, 他の操作との重複もないことから, 他の操作に与える影響はない。</p>	<p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) の運転開始までの時間は, 仮にアクセスポートの被害があった場合の復旧操作を考慮しても, 事象発生から 10 時間あり, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作開始までの時間は事象発生から約 23 時間あり, 準備時間が確保されるため, 時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等では, 中央制御室における運転員の残留熱除去系弁の状態確認及び開操作は約 1 分, 重大事故等対応要員による格納容器代替スプレイの流量調整弁の開操作については約 1 分の操作時間を要した。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（6／7）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間						
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	原子炉補機代替冷却水系の準備	事象発生23時間後に準備完了	<p>【認知】</p> <p>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非常用高圧母線の電源回復ができず全交流動力電源喪失を確認した場合、原子炉補機代替冷却水系の準備を開始する手順としており、大容量送水ポンプ（タイプ1）の準備完了後に引き続き実施する作業であることから、解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、中央制御室にて原子炉補機代替冷却水系の系統構成を行う運転員、現場にて原子炉補機代替冷却水系の空気抜き操作を行う運転員（現場）及び原子炉補機代替冷却水系の移動、敷設を行う専任の重大事故等対応要員が配置されている。中央制御室及び現場の運転員は原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成等を行なっている期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室における原子炉補機代替冷却水系運転のための系統構成は、中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。また、現場で行う原子炉補機代替冷却水系運転のための空気抜き操作については、中央制御室から操作現場である原子炉建屋内の手動弁まで通常6分程度で移動可能であるが、移動時間としては余裕を含めて9分間を操作所要時間に含めて想定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>原子炉補機代替冷却水系の準備は、復水貯蔵タンクへの補給に用いる大容量送水ポンプ（タイプ1）の準備完了（事象発生10時間）後に開始する。重大事故等対応要員は、可搬型重大事故等対処設備の保管場所まで、徒歩での移動を想定しており、移動時間としては余裕を含めて20分間を操作所要時間に含めて想定していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備の作業内容及び操作所要時間等は以下のとおりである。これらの作業は並行して行う作業を含んでいることから、移動時間20分を含んだ合計9時間の想定であり、これに余裕を含めて13時間（事象発生後23時間）を操作所要時間として想定している。よって、原子炉補機代替冷却水系の準備には十分な余裕を含んでいることから、操作開始時間は早まる可能性がある。なお、原子炉補機代替冷却水系に用いる熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ1）は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。</p> <p>[原子炉補機代替冷却水系の系統構成（運転員）：10分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系を接続する原子炉補機代替冷却水系弁の開操作に10分間を想定</li> </ul> <p>[原子炉補機代替冷却水系（熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ1））の準備（重大事故等対応要員）：9時間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ1）の設置、ホース敷設、水張り等（移動時間20分含む）に9時間を想定</li> </ul> <p>[原子炉補機代替冷却水系接続後の原子炉補機代替冷却水系空気抜き操作（運転員（現場））：50分間]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉補機代替冷却水系を接続した原子炉補機代替冷却水系の空気抜き操作に50分間を想定（中央制御室から弁設置場所への移動時間9分含む）</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>運転員による系統構成（中央制御室）、空気抜き操作（現場）及び重大事故等対応要員による準備作業は、並列操作可能なため、両者が干渉して操作開始時間が遅くなることはない。よって、並列操作が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室操作は、中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため1組2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生10時間後に作業を開始し、作業時間に13時間を想定することで、合計23時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間は解析上の想定より早まる可能性があり、この場合、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>原子炉補機代替冷却水系の運転開始までの時間は事象発生から23時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>運転員の中央制御室からの遠隔操作による原子炉補機代替冷却水系の系統構成は、所要時間10分想定のところ、訓練実績等により約8分で実施可能であることを確認した。原子炉補機代替冷却水系の移動、ホース敷設、大容量送水ポンプ（タイプ1）及び原子炉補機代替冷却水系熱交換器ユニットの設置等を含め、所要時間13時間想定のところ、訓練実績等により約8時間で実施可能であることを確認した。また、運転員（現場）の行う空気抜き操作は所要時間50分間想定のところ約32分で実施可能であることを訓練実績等により確認した。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (7/7)

項目		解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間						
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	代替循環冷却系による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間後	原子炉補機代替冷却水の準備時間を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>代替循環冷却系による格納容器除熱操作は, 原子炉補機代替冷却水系の準備完了後, 残留熱除去系による格納容器除熱に失敗した場合に行う操作である。原子炉補機代替冷却水系の準備完了時間は解析上の想定よりも早まる可能性があることから残留熱除去系による格納容器除熱操作も早まる可能性があり, 代替循環冷却系による格納容器除熱操作は, 解析上の想定より操作開始時間は早まる可能性がある。</p> <p>【要員配置】</p> <p>代替循環冷却系による格納容器除熱操作は, 中央制御室にて代替循環冷却系の系統構成及び代替循環冷却ポンプの起動操作並びに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の停止操作を行う運転員と, 現場にて原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の停止操作を行う重大事故等対応要員が配置されている。本操作を行う中央制御室の運転員は代替循環冷却系の系統構成及び代替循環冷却ポンプの起動操作並びに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の停止操作を行なっている期間, 他の操作を担っていない。また, 本操作を行う重大事故等対応要員は, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の停止操作を行っている期間, 他の作業を担っていない。よって, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室における代替循環冷却系の系統構成及び代替循環冷却ポンプの起動操作並びに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の停止操作は, 中央制御室内での操作であるため, 操作開始時間に与える影響はない。また, 現場で行う原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却の停止操作は, 原子炉建屋外部接続口近傍で行う作業である。現場操作を行う重大事故等対応要員は大容量送水ポンプ (タイプ I) 設置完了後, 同じく原子炉建屋外部接続口近傍に設置される注水用ヘッド付近に配置されていることから, 移動時間は不要である。よって, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】</p> <p>代替循環冷却系による格納容器除熱操作の操作項目及び操作所要時間は以下のとおりであり, 時間余裕を含めて 20 分間を想定していることから, 操作所要時間が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【代替循環冷却系による格納容器除熱: 20 分間 (余裕含む)】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>代替循環冷却ポンプによる原子炉格納容器スプレイ系統構成に 5 分間を想定</li> <li>代替循環冷却ポンプによる原子炉格納容器スプレイ起動操作 (残留熱除去系 A 系配管使用) 及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却停止操作に 5 分間を想定</li> <li>原子炉格納容器下部注水系 (常設) の停止操作及び代替循環冷却ポンプによる原子炉注水操作 (残留熱除去系 A 系配管使用) に 10 分間を想定</li> </ul> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>中央制御室では, 代替循環冷却系による格納容器除熱操作時に, 当該操作に対応する運転員に他の並列操作はない。また, 現場では, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器代替スプレイの停止操作を行っている期間, 当該作業に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はなく, 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室操作は, 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため, 誤操作は起こりにくく, そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また, 現場操作は, 操作の信頼性向上や要員の安全のため 1 組 2 人以上で実施することとしており, 誤操作は起こりにくく, 誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	代替循環冷却系の運転は事象発生約 24 時間後に開始することとしているが, 時間余裕を含めて設定されているため, 操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響も小さい。また, 本操作の操作開始時間は, 原子炉補機代替冷却水系の準備期間を考慮して設定したものであり, 原子炉補機代替冷却水系の操作開始時間が早まれば, 本操作の操作開始時間も早まる可能性があり, 代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから, 運転員等操作時間に与える余裕は大きくなる。	原子炉補機代替冷却水系の操作開始までの時間は, 事象発生から 23 時間あり, 代替循環冷却系による格納容器除熱操作開始までの時間は事象発生から 24 時間あり, 準備時間が確保できるため, 時間余裕がある。なお, 本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも, 格納容器の限界圧力に到達しないよう継続して低下代替注水系 (常設) (復水移送ポンプ) による原子炉注水及び原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイを行うこととなる。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイは, 耐震性確保のために, 真空破壊装置が水没しないように外部水源注水量限界 (サプレッションプール水位が真空破壊装置下端 0.4m (通常運転水位+約 2m)) に到達時点で格納容器スプレイを停止し, 原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施する。外部水源注水量限界に到達するまでの時間は, 事象発生から約 39 時間あり, 約 15 時間の余裕があることから, 時間余裕がある。	中央制御室における操作のため, シミュレータにて訓練実績 (模擬操作含む) を取得, 残留熱除去系による格納容器除熱の失敗を確認してから代替循環冷却系による格納容器除熱操作開始まで 20 分間を想定しているところ, 訓練実績では約 14 分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。	



## 2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中。1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）。

事象：高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱は2号炉を想定。保守的に全ての設備が事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

### 2号炉

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 2台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $1,736\text{L/h} \times 2\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 584\text{kL}$
		高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1台起動 <sup>※1</sup> (定格負荷時の燃料消費量) $894\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 151\text{kL}$
		大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 (定格負荷時の燃料消費量) $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$
		原子炉補機代替冷却水系 (定格負荷時の燃料消費量) (1) 熱交換器ユニット 1台起動 $56\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 10\text{kL}$ (2) 大容量送水ポンプ(タイプI) 1台起動 $188\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 32\text{kL}$
		7日間合計 約 42kL
事象発生直後～ 事象発生24時間後 (=24h)	常設代替交流電源設備 2台起動 <sup>※2</sup> (緊急用電気品建屋への電源供給を考慮した燃料消費量) $510\text{L/h} \times 2\text{台} \times 24\text{h} = \text{約} 25\text{kL}$	
事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	電源車 1台起動(緊急時対策所用) (定格負荷時の燃料消費量) $100\text{L/h} \times 1\text{台} \times 168\text{h} = \text{約} 17\text{kL}$	
合計		7日間の軽油消費量 約 851kL
判定		非常用ディーゼル発電機等の運転継続に必要な軽油(約 735kL)、大容量送水ポンプ(タイプI)及び常設代替交流電源設備の運転継続に必要な軽油(約 99kL)に対して軽油タンク(約 600kL)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約 300kL)(合計約 900kL)の軽油が使用可能。電源車の運転継続に必要な軽油(約 17kL)に対して緊急時対策所軽油タンク(約 18kL)の軽油が使用可能であり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機ではないが、保守的に起動を想定し評価

※2 外部電源喪失により自動起動し、緊急用電気品建屋(400kW)への給電を行う。重大事故等対策に必要な機器への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われているため、常設代替交流電源設備は停止可能であるが、燃料評価上、保守的に事象発生24時間は運転継続するものと想定。



## 75. 破裂判定曲線適用にあたっての水素濃度等の影響について

### (1) 破裂判定曲線設定の経緯

有効性評価では、燃料被覆管の温度上昇時の燃料棒の破裂の有無を判定するため、「燃料棒に破裂が発生する時点の被覆管温度と被覆管応力の相関図」（破裂判定曲線）を用いている（図1）。具体的な適用方法としては、解析コードで評価した燃料被覆管温度と円周方向の応力が、破裂判定曲線を上回っていれば「破裂あり」と判定している。

破裂判定曲線は、燃料棒の破裂実験結果に基づいて設定したものであるが、本評価にて用いている破裂判定曲線は、女川3号炉MOX燃料設置変更許可申請時（平成20年11月申請，平成22年1月許可）に、近年までの破裂実験結果も反映し設定したものである。

破裂実験結果は、燃料棒破裂時の温度と被覆管周方向応力に着目して整理されている。被覆管周方向応力は次式で計算されるため、異なる寸法の被覆管，例えばBWR燃料とPWR燃料で行われた実験結果を同様に扱うことができる。このため、破裂判定曲線の根拠としている破裂実験には、PWR燃料，7×7燃料，8×8燃料，9×9燃料を対象とした実験を含めている。

$$\sigma = \frac{D}{2t} \Delta P$$

D=被覆管内径

t=被覆管厚み

ΔP=被覆管内外の圧力差

なお、破裂判定曲線の根拠としている実験結果は、大部分が未照射材を使用したものであるが、燃焼の照射がLOCA時の破裂挙動に与える影響を確認するため、2.5GWd/tから35GWd/tまでのPWR燃料を用いたLOCA模擬実験を行い、未照射材と比較した結果を参照し、照射による破裂挙動への影響は、実験のばらつきの範囲に収まる程度であり、大きな影響はないことを確認している<sup>[1]</sup>。

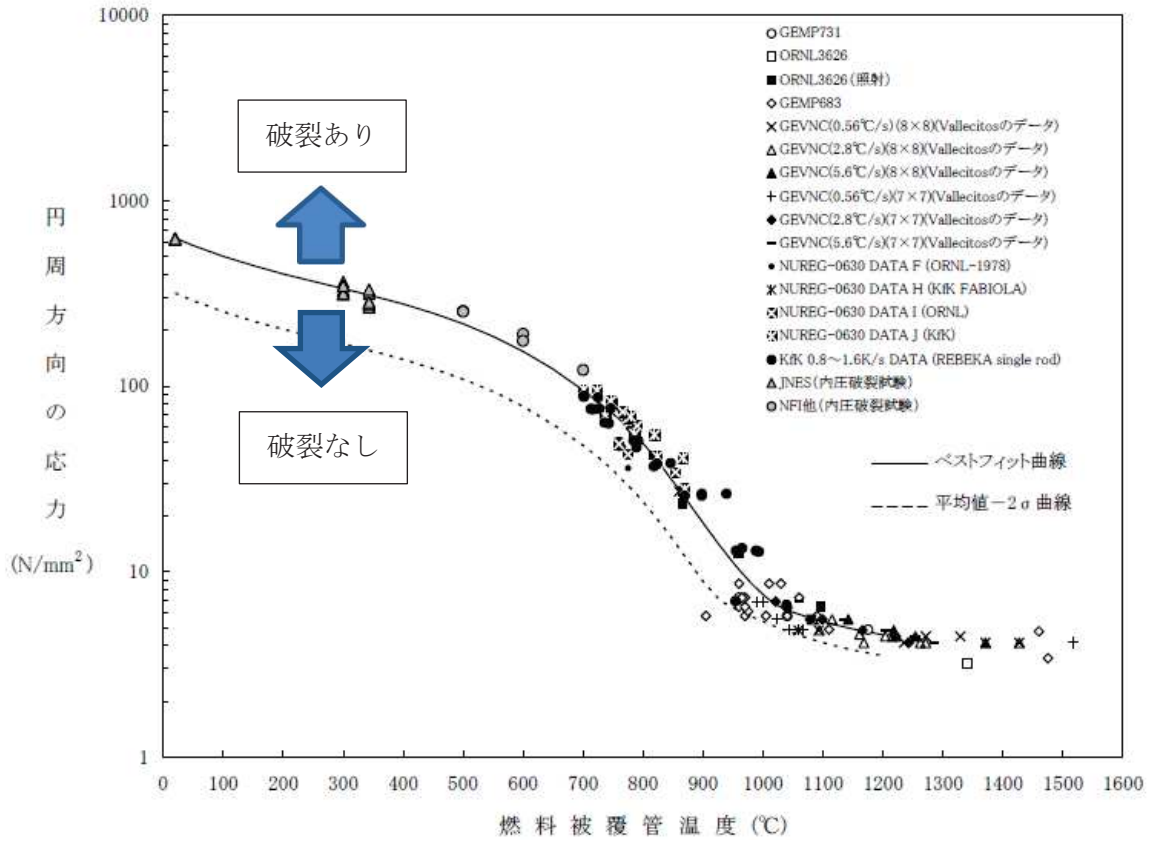


図1 本評価にて用いている破裂判定曲線<sup>[2]</sup>



(2) 被覆管の水素濃度と燃焼度の関係

燃料被覆管に用いられているジルカロイ-2 (Zry-2) は、燃焼に伴い冷却材との反応によって発生する水素を吸収する。高燃焼度 9×9 型燃料信頼性実証事業において、9×9 型燃料被覆管の水素濃度と燃焼度の関係について調査している。燃焼度が大きくなると水素濃度が増加する傾向がみられるが、燃焼末期 (55GWd/t) においても水素濃度は約 300ppm 以下である知見を得ている (図 2)。

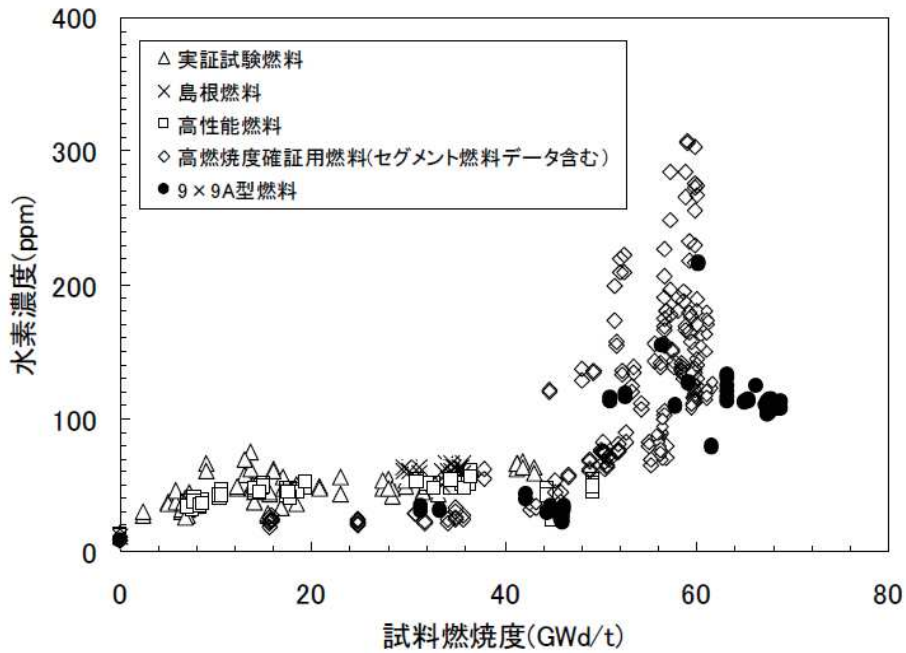


図 2 被覆管中水素濃度の燃焼度依存性 (9×9A 型燃料) <sup>[3]</sup>

### (3) 被覆管の水素吸収による機械的強度への影響

被覆管の水素吸収による機械的強度の影響について、300ppm まで水素を富化した被覆管の昇温破裂試験を実施している。受入材と比較しても明確な差異は見られず、水素濃度 300ppm までの範囲では機械的強度の著しい低下は見られないという知見を得ている（図 3）。



図 3 Zry-2 における破裂温度と破裂圧力の関係  
(受入材と水素富化材 (300ppm))<sup>[4]</sup>

### (4) まとめ

破裂判定曲線の根拠としている実験結果は、大部分が未照射材を使用したものであるが、高燃焼度の照射材を用いた実験を参照し、照射による破裂挙動への影響は、実験のばらつきの範囲に収まる程度であり、大きな影響はないことを確認している。

また、被覆管の水素濃度の影響については、9×9 型燃料においては、燃焼末期においても、水素濃度は約 300ppm 以下であり、また、300ppm まで水素を富化した水素富化材の破裂判定試験においても機械的強度に大きな影響はないことを確認した。

以上より、有効性評価における破裂判定曲線適用にあたって、燃焼度や水素濃度の影響を考慮しても問題はないことを確認した。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

## 引用文献

- [1] Karb, E. H., Prussmann, M., Sepold, L., Hofmann, P., and Schanz, G., "LWR Fuel Rod Behaviour in the FR2 In-pile Tests Simulating the Heatup Phase of a LOCA - Final Report," KfK 3346, March 1983.
- [2] 「女川原子力発電所 原子炉設置変更許可申請書（3号原子炉施設の変更）」（東北電力株式会社，平成20年11月（平成21年5月一部補正））
- [3] 「平成18年度 高燃焼度9×9型燃料信頼性実証成果報告書 付録1」（（独）原子力安全基盤機構，平成19年12月）
- [4] 「BWR燃料改良被覆管の事故時挙動に関する研究」（電力共通研究，平成15年9月～平成16年3月）

## 141. 格納容器内での無機よう素の沈着効果について

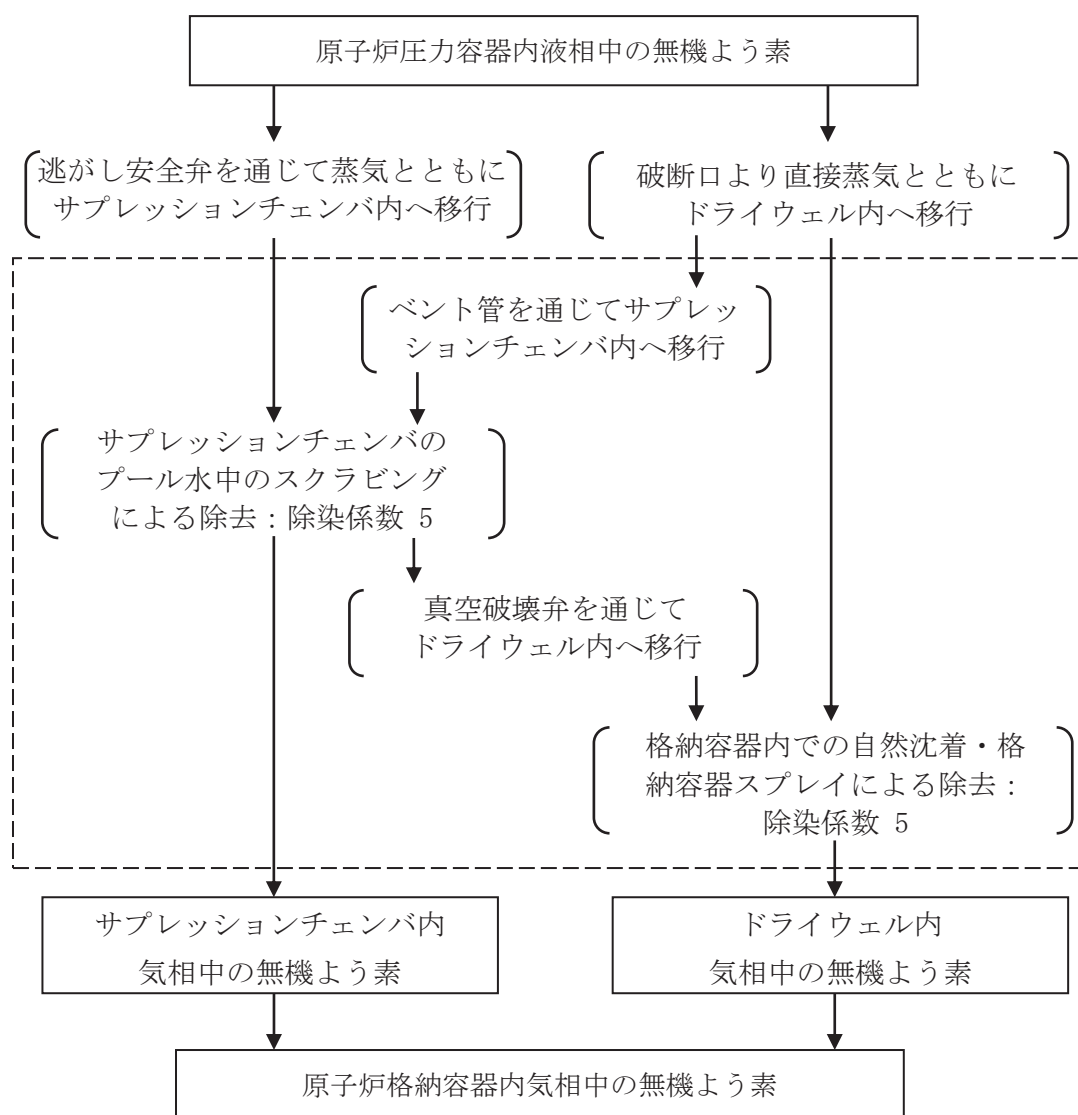
LOCA 時注水機能喪失において無機よう素は、破断口からの蒸気に同伴し、格納容器内へ直接移行するものと考えられる。格納容器内における無機よう素の沈着効果については、CSE A-6 実験等に基づく知見が知られており、敷地境界線量評価における格納容器内での自然沈着・格納容器スプレイによる除去効果については、除染係数 5 を用いている。

女川 2 号炉への CSE A-6 実験等の適用性及び除染係数 5 とする理由について、以下に示す。

### 1. 格納容器内での無機よう素の除染係数として 5 を適用している理由

LOCA 時注水機能喪失においては、無機よう素の格納容器内気相中への移行経路として、逃がし安全弁を通じて S/C の気相部に移行するものと、破断口より格納容器内に直接排出されるものが想定され、その移行割合については、原子炉減圧のタイミングや破断口の大きさに依存すると考えられる。しかし、いずれの経路を経由しても、逃がし安全弁を通じて移行するものには、S/C プール水でのスクラビングによる除去が期待でき、破断口より格納容器内に直接排出されるものに対しては、格納容器内の自然沈着・格納容器スプレイによる除去が期待できるため、格納容器内気相中に移行する無機よう素に対しては、いずれか一方の除去効果が期待できると考えられる（図 1）。

以上を踏まえ、格納容器内の自然沈着・格納容器スプレイによる無機よう素の除去効果としては、除染係数 5 は期待できると考え、敷地境界線量の評価に適用した。



※蒸気の移行割合によらずに評価するため [ ] 内を除染係数 5 とした

図 1 LOCA 時注水機能喪失における原子炉格納容器気相中への無機よう素の移行過程

## 2. CSE 実験の女川 2 号炉への適用性について

### (1) CSE 実験について

CSE A-6 実験の詳細は AEC Research and Development Report の報告書 BNWL-1244, “Removal of Iodine and PARTICLES from Containment Atmospheres by Sprays-Containment Systems Experiment Interim Report” に示されており, 格納容器に浮遊している放射性物質の自然沈着及び格納容器スプレーによる効果として, 無機よう素が数 100 分の 1 程度に低下することが示されており, 除染係数として数 100 程度は期待できることが分かっている。CSE 実験の試験体系を図 2 に, CSE A-6 実験の結果を図 3 に示す。

なお, 米国 SRP6.5.2 では格納容器内の無機よう素が 1/200 (除染係数 200) になるまでは無機よう素の除去が見込まれるとしている。

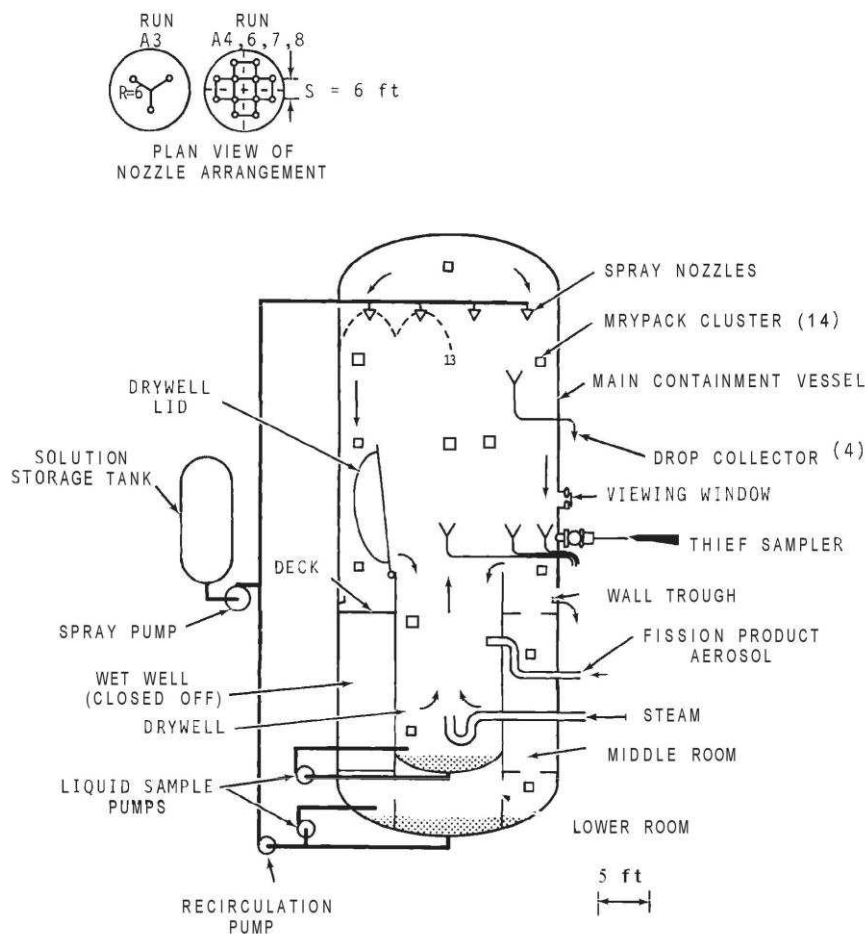


FIGURE 3. Schematic Diagram of Containment Arrangement Used in CSE Spray Tests

試験体系

容積：750m<sup>3</sup>, 直径：7.6m, 高さ：20m

(MAIN ROOM (DRY WELL を含むデッキ上方)：約 600m<sup>3</sup>, MIDDLE ROOM：約 60m<sup>3</sup>, LOWER ROOM：約 100m<sup>3</sup>)

図 2 CSE 実験の試験体系 (スプレー実施時)

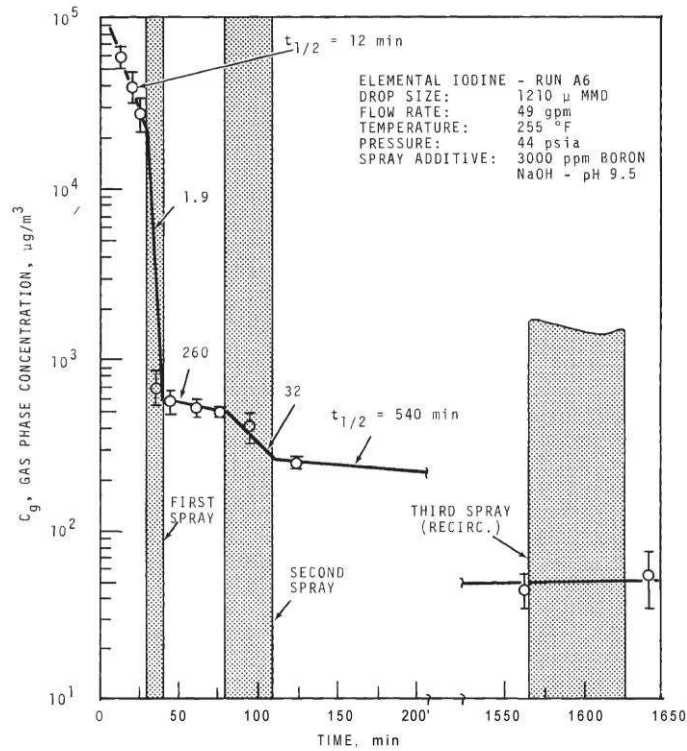


FIGURE 9. Concentration of Elemental Iodine in the Main Room, Run A6

図3 格納容器内における無機よう素濃度の時間変化

出典：BNWL-1244, “Removal of Iodine and PARTICLES from Containment Atmospheres by Sprays-Containment Systems Experiment Interim Report”



また、CSE 実験でスプレイを使用しない CSE A-5 及び A-11 における無機よう素の格納容器気相部濃度の時間変化を図 4 に示す。初期の沈着（スプレイ未使用の期間）については、A-6 の場合と大きな差は認められず、初期濃度より数 100 分の 1 以上低下した後、沈着が穏やかになること（カットオフ）が認められる。

したがって、CSE 実験からはスプレイの有無にかかわらず除染係数として数 100 程度は期待できることが言える。

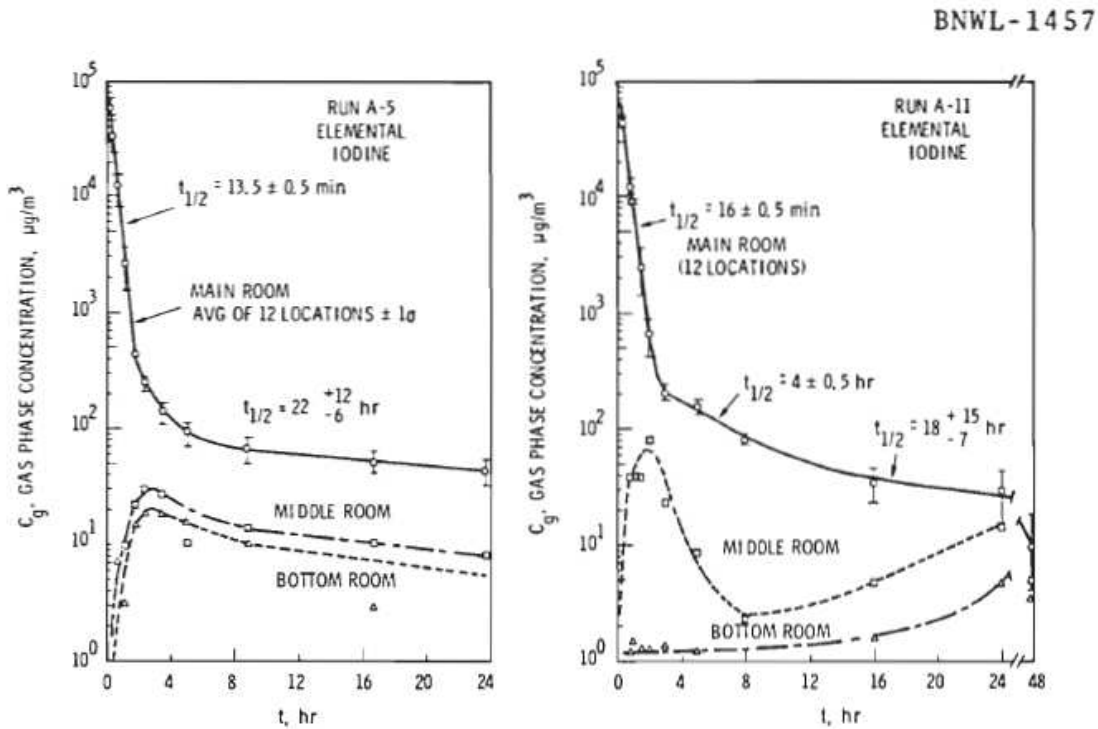


FIGURE B-5.  
Concentration of Elemental Iodine in Gas Space, Run A-5

FIGURE B-6.  
Concentration of Elemental Iodine in Gas Space, Run A-11

図 4 CSE A-5 及び A-11 実験による無機よう素の格納容器内気相部濃度の時間変化  
出典：BNWL-1457, “Natural Transport Effects on Fission Product Behavior in the Containment Systems Experiment”

(2) CSE 実験条件と女川 2 号炉の比較

a. 実験体系について

CSE 実験の知見を本線量評価に適用するに当たり、CSE 実験条件と女川 2 号炉の条件を比較した。CSE 実験条件と女川 2 号炉の LOCA 時注水機能喪失時の格納容器内の状態を表 1 に示す。

CSE 実験条件のうち A-6 実験では、スプレー水へのホウ素の添加や pH の違いはあるが、それ以外については女川 2 号炉の格納容器内の条件と概ね同等であることを確認した。

また、自然沈着率は評価する体系の体積と内面積の比である比表面積の影響を受け、比表面積が大きいほど自然沈着率は大きくなると考えられる。CSE 実験における体系と女川 2 号炉の比表面積について表 2 に示す。CSE 実験と女川 2 号炉の比表面積は同程度となっていることを確認した。

表 1 CSE 実験条件と女川 2 号炉の条件の比較

	CSE 実験の Run No.			女川 2 号炉
	A-6 <sup>(1)(2)</sup>	A-5 <sup>(3)</sup>	A-11 <sup>(3)</sup>	
雰囲気	蒸気+空気	同左	同左	蒸気+窒素
雰囲気圧力 (MPaG)	約 0.20	約 0.22	約 0.24	約 0.38 以下
雰囲気温度 (°C)	約 120	約 120	約 120	約 155 以下
スプレー	間欠 (ホウ素添加, pH9.5)	なし	なし	あり (添加物なし)

- (1) R. K. Hilliard, A. K. Postma, J. D. McCormack and L. F. Coleman, "Removal of Iodine and Particles by Sprays in the Containment Systems Experiment", Nucl. Technol., Vol. 10, 499-519, 1971
- (2) R. K. Hilliard, L. F. Coleman, C. E. Linderoth, J. D. McCormack and A. K. Postma, "Removal of Iodine and Particles from Containment Atmospheres by Sprays- Containment System Experiment Interim Report", BNWL-1244, 1970
- (3) R. K. Hilliard and L. F. Coleman, "Natural Transport Effects on Fission Product Behavior in the Containment Systems Experiment", BNWL-1457, 1970

表 2 CSE 実験と女川 2 号炉の比表面積の比較

	CSE 実験体系	女川 2 号炉
体積 (m <sup>3</sup> )	約 600	約 13,000
表面積 (m <sup>2</sup> )	約 570	約 12,000
比表面積 (m <sup>-1</sup> )	約 0.96	約 0.93

b. 無機よう素の保持時間について

無機よう素の沈着量は格納容器内における保持時間に関係すると考えられる。CSE 実験からはスプレイの有無にかかわらず、数時間で初期濃度より数 100 分の 1 に到達し、10 時間経過すると 1000 分の 1 以下になることが読み取れる。LOCA 時注水機能喪失において、原子炉減圧後からベントまでの時間が 40 時間以上あることを考慮すれば、CSE 実験の適用性はあるものとする。

さらに、LOCA 時注水機能喪失において、格納容器スプレイを継続している時間が 10 時間以上あることを考慮すれば、より無機よう素の沈着効果があると言える。

c. 無機よう素の濃度について

LOCA 時注水機能喪失時の格納容器内の無機よう素の濃度は、数  $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$  と想定しており、CSE 実験における濃度よりも数桁小さい。そのため、無機よう素の沈着に関し、濃度に対する感度を確認するため、設計基準事故時の無機よう素の沈着割合として参照されている ORNL の CRI 実験 (Run 100 実験) を参照した。実験体系を図 5 に、実験条件を表 3 に、実験結果を表 4 に示す。

CRI 実験における無機よう素の初期濃度は  $2 \times 10^3 \mu\text{g}/\text{m}^3$  になるように調整しており、実験開始から 1020 分 (17 時間) で初期濃度の約 200 分の 1 に低下することが認められる。なお、CRI 実験では室温環境下での実験となっており、スプレイや蒸気環境下における凝集効果がない分、保守的な結果となっていると考えられる。

CRI 実験の無機よう素の初期濃度は、CSE 実験よりも 2 桁程度小さいが、両者の自然沈着による除去効果は同程度であり、無機よう素の濃度は沈着効果において、主要なパラメータとはならないと考えられる。

LOCA 時注水機能喪失時の格納容器内における無機よう素の濃度は、CRI 実験よりもさらに 2 桁程度小さいと想定しているが、濃度に対する感度は大きいものではないため、CSE 実験の適用性はあるものとする。

以上のことから、格納容器内における無機よう素の沈着効果として除染係数 5 は適用できるものと考え、格納容器ベント時の敷地境界における線量評価の評価条件として用いることとした。

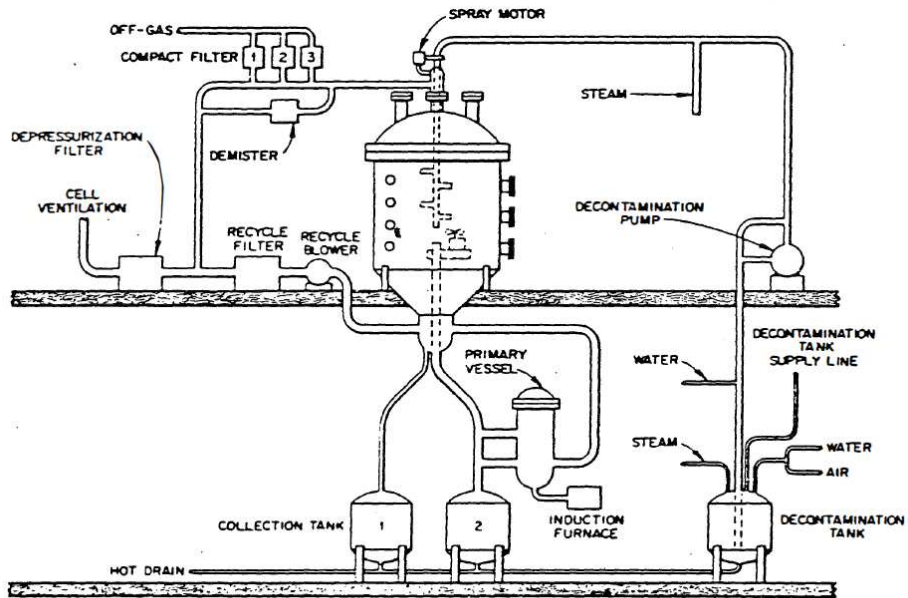


Fig. 2.4. Diagram of CRI Containment Vessel and Associated Equipment.

図5 CRI 実験装置

表3 CRI 実験条件と女川2号炉の条件の比較

	CRI Run100 実験	女川2号炉
雰囲気	空気	蒸気+窒素
雰囲気圧力 (MPaG)	約 0.21	約 0.38 以下
雰囲気温度 (°C)	室温	約 155 以下
スプレイ	なし	あり (添加物なし)

表4 CRI Run100 実験における無機よう素の気中残存率

Time After Completing I <sub>2</sub> Injection into Tank (min)	Percentage of Total Iodine Inventory Airborne in Tank
12	32.4
38	26.3
76	22.7
161	10.5
285	6.9
400	3.2
710	1.0
832	0.77
1020	0.47
1155	0.42
1255	0.41

出典：ORNL-4071, "Behavior of I<sub>2</sub> and HI in the Containment Research Installation", G.W. Parker, et. al.,

## 159. 原子炉圧力容器の高圧状態での破損を回避するための減圧操作について

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）の高圧状態での破損を回避するために、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置（以下「BAF+20%」という。）に到達した時点で、RPVの減圧操作を行う手順としている。有効性評価の事象進展解析では、原子炉水位がBAF+20%に到達する時間と炉心損傷（被覆管温度が1000Kに到達する時間）は同時であることから、被覆管温度1000K到達から運転員が炉心損傷の判断をするまでの時間を考慮し、炉心損傷の判断はBAF+20%の原子炉減圧後となる。また、BAF+20%で原子炉減圧を実施しない場合であっても炉心損傷の時間に差はない。

以上の状況を踏まえ、炉心損傷に至っていない段階においてRPV高圧破損回避のための減圧操作を行うことの方及び解析上の操作条件と手順の関係を以下に示す。

### 1. BAF+20%到達時のRPV減圧操作の考え方

原子炉減圧のタイミングについて、以下の観点から原子炉水位BAF+20%到達時点を設定している。

- ・原子炉圧力容器内の保有水により燃料を冷却する効果に期待し、原子炉減圧を遅らせる。
- ・原子炉減圧を遅らせることで、炉心のヒートアップが進み、そのタイミングで原子炉減圧を行った場合、大量の蒸気によりジルコニウム-水反応が活発となり、水素が発生することから、表1の結果に基づき、水素発生量が大きくなる前に原子炉を減圧する。

また、原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系の復旧に期待できる時間を確保するため原子炉減圧を遅らせること並びにBAFまで水位が低下した場合は水位が確認できなくなるためBAFから余裕を持った水位で減圧することを考慮しても適切な水位設定である。

前述のとおり、有効性評価の事象進展解析において、BAF+20%の原子炉減圧と炉心損傷のタイミングはほぼ同時であり、MAAP解析における原子炉水位及び被覆管温度の挙動には不確かさがあるため、BAF+20%到達時間と炉心損傷の時間は前後する可能性がある。

原子炉水位がBAF+20%に到達するまでの事象の流れは、図1に示すとおり、原子炉注水機能の喪失を判断し、高圧注水系及び低圧注水系の機能喪失調査及び復旧操作を実施するが、復旧ができず、原子炉水位が低下していきBAF+20%に到達するという状態である。その場合の運転員操作としては、炉心損傷前であれば非常時操作手順書（徴候ベース）（以下「EOP」という。）に基づき、炉心損傷後であれば非常時操作手順書（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）に基づき原子炉注水機能を復旧することであり、BAF+20%で原子炉減圧を実施した後も注水機能の復旧をすることから、炉心損傷の前後に係らず運転員操作に差はない（参考資料参照）。



また、炉心損傷の判断は格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率で実施しており、炉心損傷時のガンマ線線量率は急激に変動することから、原子炉減圧の基準は傾向を連続監視でき、到達予測が容易である原子炉水位で判断することが適切と考え、炉心損傷前後に係らず原子炉水位がBAF+20%に到達した時点で原子炉減圧を実施する手順としている。

表1 原子炉減圧のタイミングに関する評価結果（逃がし安全弁2個の場合）

原子炉水位低（レベル1） 到達後の時間遅れ[分]	原子炉水位（燃料域） の目安	水素発生量 （168時間後）[kg]	被覆管への荷重※
10	BAF+82%	519	136
20	BAF+38%	513	199
30	BAF+18%	514	317
35	BAF+14%	515	278
40	BAF+11%	686	313
50	BAF+04%	833	409

※原子炉減圧時の最大炉内蒸気流量[kg/s]

必要な要員と作業項目		経過時間(分)				
		10m	20m	30m	40m	50m
作業項目	作業の内容	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約10分 プラント状況判断 ▽約25分 原子炉への全注水機能喪失 ▽約43分 BAF+20%到達した時点 SRVによる原子炉減圧炉心損傷				
状況判断	・給水流量の全喪失確認 ・非常用ディーゼル発電機自動起動確認 ・高圧注水機能喪失確認	10分				
高圧代替注水系起動操作 (解析上考慮せず)	・高圧代替注水系 系統構成・起動操作		5分			
低圧ECCS起動	・低圧注水機能喪失確認			5分		
高圧/低圧注水機能喪失調査, 復旧操作 (解析上考慮せず)	・給水系, 原子炉隔離時冷却系等 機能回復			適宜実施		
原子炉への全注水機能喪失確認	・低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)機能喪失確認			5分		
原子炉急速減圧操作	・SRV 2個 手動開放操作					5分

図1 格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」時の作業と所要時間

## 2. BAF+20%到達時のRPV減圧操作手順

技術的能力 1.3（原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等）において、これまで“炉心損傷後における原子炉水位 BAF+20%到達時の RPV 減圧手順”は記載していたものの、解析で期待している“炉心損傷前における原子炉水位 BAF+20%到達時の RPV 減圧手順”が記載されていなかった。このため、技術的能力 1.3に“炉心損傷前における原子炉水位 BAF+20%到達時の RPV 減圧手順”を追加し、解析上の操作手順と技術的能力の記載の整合を図った（詳細は技術的能力 1.3 参照）。

なお、運転員が使用する事故対応手順では、従前から炉心損傷前においても BAF+20%に到達した場合には RPV を減圧する手順としており、解析の操作条件と整合していたが、炉心損傷前後の手順書移行の考え方を再整理し手順を一部見直した（参考資料参照）。



## (参考資料) 運転手順における BAF+20%減圧操作

### (1) 運転員が使用する手順書について

運転員が事故時に使用する手順書は、炉心損傷前に使用する EOP 及び炉心損傷後に使用する SOP がある。

BAF+20%到達時の RPV 減圧操作は、これら非常時操作手順書に従って実施するものであり、RPV 高圧破損を回避するために炉心損傷前後に依らず原子炉水位が BAF+20%に到達した時点で RPV 減圧操作を実施する手順としている。

### (2) BAF+20%到達時の RPV 減圧操作手順について

従前は BAF+20%到達時の RPV 減圧操作については SOP に設定していたため、炉心損傷前であっても EOP から SOP へ移行する判断基準を設けることにより、炉心損傷前における BAF+20%到達時の RPV 減圧操作を行う手順としていた（参考図 (1) 参照）。

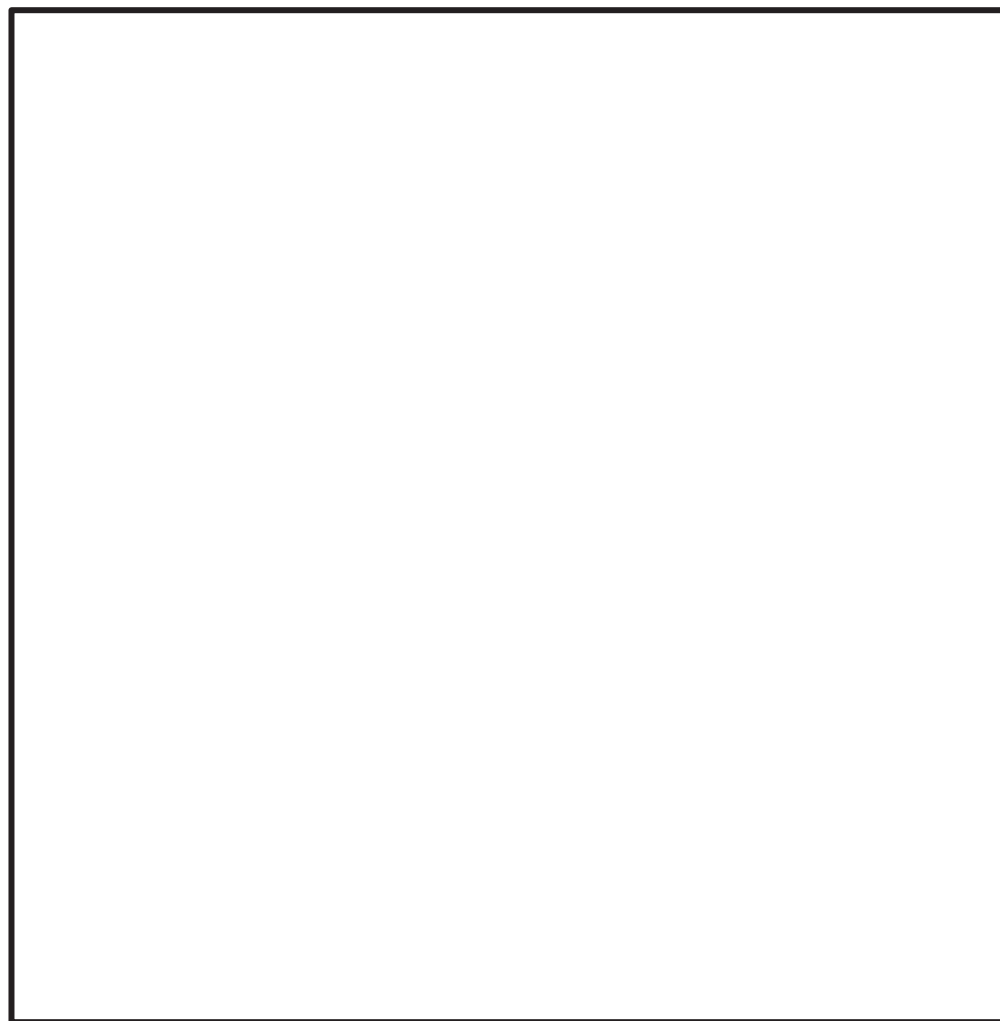
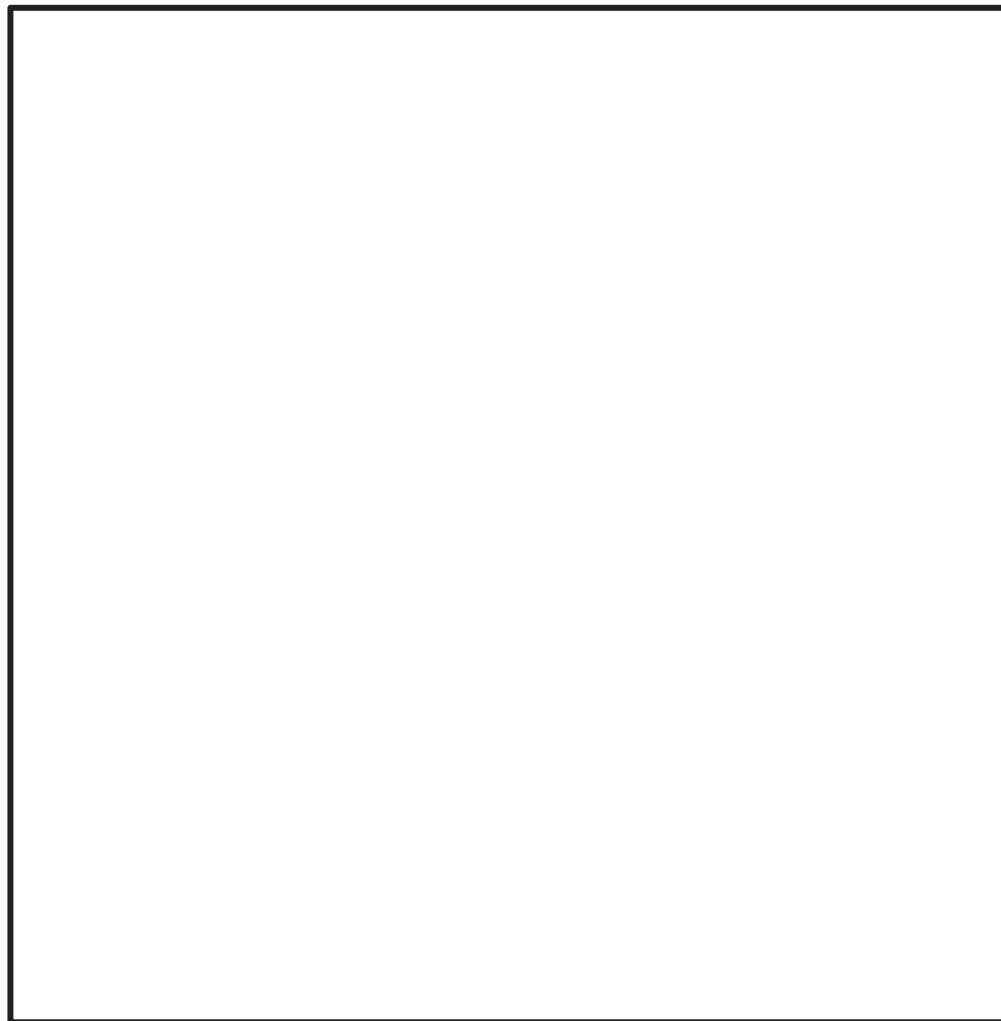
具体的には、原子炉への注水手段がなく原子炉水位が規定値まで低下した場合には、格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率（設計基準事故の 10 倍超過）による炉心損傷判断の前であっても EOP から SOP へ移行し、SOP に従い BAF+20%到達時の RPV 減圧操作を実施する手順としていた。これは、原子炉への注水手段がない状況においては大きな時間遅れなく炉心損傷に至ること及びBWRにおける事故対応においては原子炉への注水が最優先であり、SOP 導入後も原子炉注水の確保に努めるという点で対応に変わりはないことを踏まえ設定した手順書の移行基準である。

以上の対応により、炉心損傷前における BAF+20%到達時の RPV 減圧操作を実施する手順としていたが、「炉心損傷判断の有無」と「使用する手順書」を整合させ、手順書移行の判断基準をよりシンプルにする観点から手順書の見直しを行うこととした。

具体的には、EOP から SOP への移行基準を格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率（設計基準事故の 10 倍超過）による炉心損傷判断のみとした。また、炉心損傷前における BAF+20%到達時の RPV 減圧を実施するための手順を新たに EOP に追加することとした（参考図 (2) 参照）。

【EOP】 C4 「炉心損傷初期対応」

【SOP】 注水ストラテジー 1



補足 159-5

注) 赤線、赤字は格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」における BAF+20%到達時の減圧操作に至る対応の流れ

(1) 変更前の手順の流れ

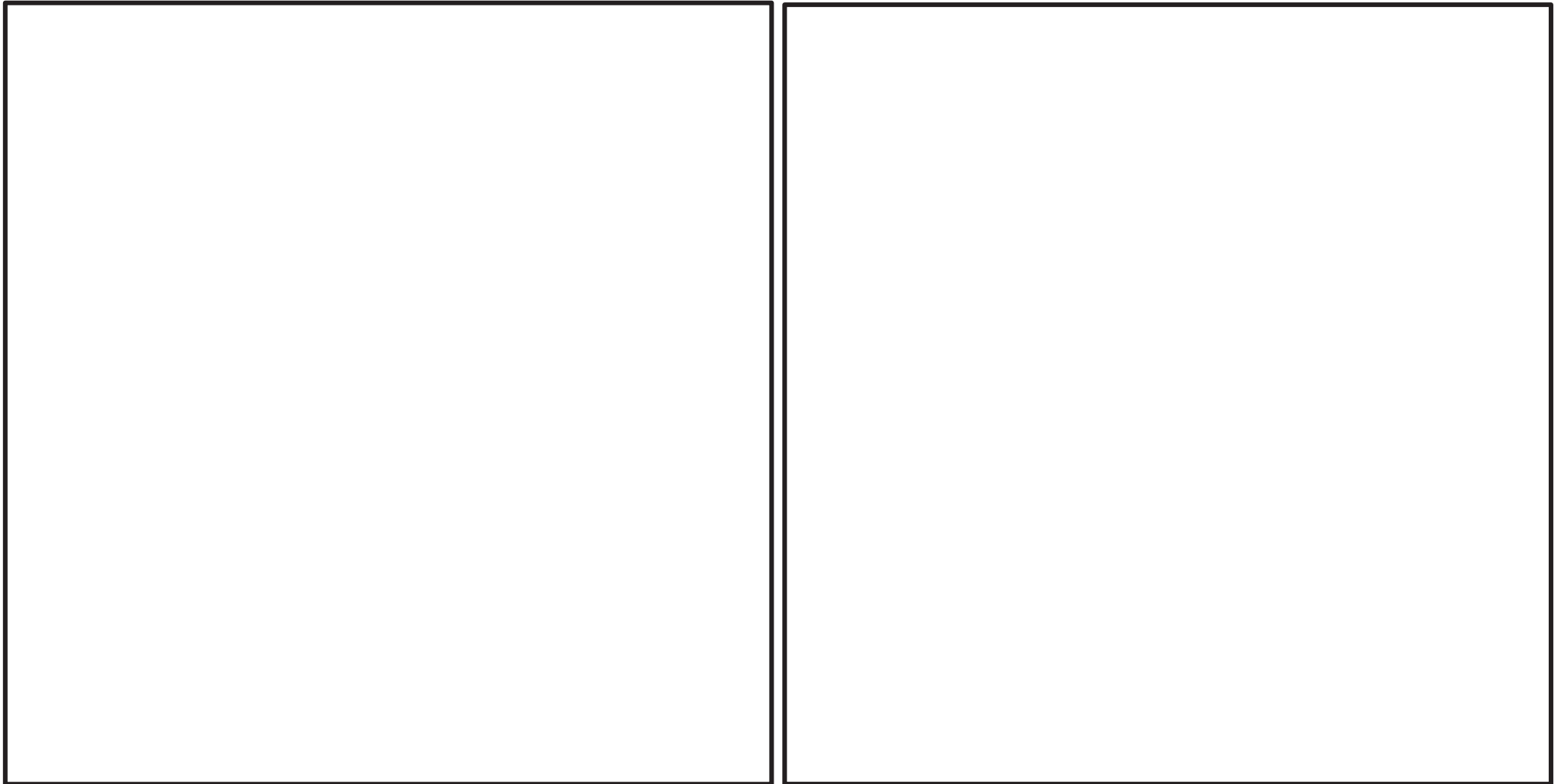
参考図 RPV 減圧操作の運転手順における対応及び手順の変更点 (1 / 2)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

【EOP】 C4 「炉心損傷初期対応」

(参考) 【SOP】 注水ストラテジー 1

補足 159-6



注) 赤線, 赤字は格納容器破損モード「高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」  
における BAF+20%到達時の減圧操作に至る対応の流れ

(2) 変更後の手順の流れ

参考図 RPV 減圧操作の運転手順における対応及び手順の変更点 (2 / 2)

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

## 160. 原子炉格納容器フィルタベント系の大気拡散係数及び敷地境界線量に対する放出高さの感度評価について

大気拡散係数は、放出高さを低くするほど保守的な結果を与えるパラメータであるが、耐圧強化ベント系を用いる場合は放出源の放出高さとして有効高さを適用し、原子炉格納容器フィルタベント系を用いる場合は、実効線量を厳しく見る観点から放出高さ 0m の地上放出として扱ってきた。こうした放出高さの違いにより、原子炉格納容器フィルタベント系の方が、わずかではあるが敷地境界における実効線量が大きくなる結果となっていた。

前述のとおり両者では放出高さの設定の考え方に違いがあったため、評価条件として現実的となる様に、原子炉格納容器フィルタベント系を用いる場合については、放出高さを、排気管の地上高さである 36m を用いることで、より現実的な評価にすることとした。

放出高さは本来、放出エネルギー（熱，速度）による吹上げ効果等を考慮した放出点から各方位の敷地境界に対する見かけ上の高さである有効高さをを用いるが、感度解析であることから、ここでは便宜的に排気管の実高さをを用いることとした。

評価条件を表 1 に、大気拡散係数の導出に係る基本拡散式を①式に、相対濃度及び相対線量の評価式を②及び③式に、実効線量の評価式を④及び⑤式に、評価結果を表 2 に示す。

[基本拡散式]

$$\chi(x, y, z) = \frac{Q}{2\pi \cdot \sigma_y \cdot \sigma_z \cdot U} \cdot \exp\left(-\lambda \frac{x}{U}\right) \cdot \exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \\ \times \left[ \exp\left\{-\frac{(z-H)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(z+H)^2}{2\sigma_z^2}\right\} \right] \dots \textcircled{1}$$

$Q$  : 放出率(Bq/s)

$U$  : 放出源高さを代表する風速(m/s)

$\lambda$  : 放射性物質の物理的崩壊定数(1/s)

$H$  : 放出源の高さ(m)

$\sigma_y$  : 濃度分布の  $y$  方向の拡がりのパラメータ(m)

$\sigma_z$  : 濃度分布の  $z$  方向の拡がりのパラメータ(m)

[相対濃度]

相対濃度( $\chi/Q$ )は、基本拡散式を基に短時間放出の場合は風向が一定と仮定して次式②により計算する。

$$\chi/Q = \frac{1}{\pi \cdot \sigma_y \cdot \sigma_z \cdot U} \exp\left(-\frac{H^2}{2\sigma_z^2}\right) \dots \textcircled{2}$$

[相対線量]

相対線量( $D/Q$ )は、基本拡散式から求められる空間濃度分布と  $\gamma$  線線量計算モデルを組み合わせた次式③を使用して、計算する。

$$D = K_1 \cdot E \cdot \mu_{en} \int_0^\infty \int_{-\infty}^\infty \int_0^\infty \frac{e^{-\mu r}}{4\pi r^2} B(\mu r) \chi(x', y', z') dx' dy' dz' \quad \dots \textcircled{3}$$

- $D$  : 計算地点(x,y,0)における空気カーマ率( $\mu\text{Gy/h}$ )
- $K_1$  : 空気カーマ率への換算係数( $\text{dis} \cdot \text{m}^3 \cdot \mu\text{Gy} \cdot \text{MeV}^{-1} \cdot \text{Bq}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$ )
- $E$  : ガンマ線の実効エネルギー( $\text{MeV/dis}$ )
- $\mu_{en}$  : 空気に対するガンマ線の線エネルギー吸収係数( $\text{m}^{-1}$ )
- $\mu$  : 空気に対するガンマ線の線減衰係数( $\text{m}^{-1}$ )
- $r$  : 放射性雲中の点(x',y',z')から計算地点(x,y,0)までの距離(m)
- $B(\mu r)$  : 空気に対するガンマ線の再生係数(-)
- $\chi(x',y',z')$  : 放射性雲中の点(x',y',z')における濃度( $\text{Bq/m}^3$ )

[実効線量]

実効線量は、相対濃度及び相対線量を基に次式④及び⑤により計算する。

$$H_I = R \cdot H_\infty \cdot (\chi/Q) \cdot Q_I \quad \dots \textcircled{4}$$

- $H_I$  : 内部被ばくによる実効線量( $\mu\text{Sv}$ )
- $R$  : 呼吸率( $\text{m}^3/\text{s}$ )
- $H_\infty$  : I-131 の吸入摂取による小児の実効線量係数( $\mu\text{Sv/Bq}$ )
- $Q_I$  : よう素の大気放出量( $\text{Bq}$ ) (I-131 等価量)

$$H_\gamma = K \cdot (D/Q) \cdot Q_\gamma \quad \dots \textcircled{5}$$

- $H_\gamma$  : 外部被ばくによる実効線量( $\mu\text{Sv}$ )
- $K$  : 空気カーマから実効線量への換算係数( $K=1\text{Sv/Gy}$ )
- $Q_\gamma$  : 希ガスの大気放出量( $\text{Bq}$ ) (ガンマ線実効エネルギー  $0.5\text{MeV}$  換算値)

表1 大気拡散係数の評価条件

項目	耐圧強化ベント系	原子炉格納容器 フィルタベント系																													
		ベースケース	感度解析ケース																												
気象データ	女川原子力発電所における1年間の気象データ (2012年1月～12月)	同左	同左																												
実効放出継続時間	1時間	同左	同左																												
放出高さ	有効高さ (陸側方位) (m) <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>方位</th> <th>敷地境界</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>N</td><td>75</td></tr> <tr><td>NNW</td><td>65</td></tr> <tr><td>NW</td><td>85</td></tr> <tr><td>WNW</td><td>70</td></tr> <tr><td>W</td><td>110</td></tr> <tr><td>WSW</td><td>130</td></tr> <tr><td>SW</td><td>120</td></tr> <tr><td>SSW</td><td>115</td></tr> <tr><td>S</td><td>80</td></tr> <tr><td>SSE</td><td>90</td></tr> <tr><td>SE</td><td>80</td></tr> <tr><td>ESE</td><td>80</td></tr> <tr><td>E</td><td>90</td></tr> </tbody> </table>	方位	敷地境界	N	75	NNW	65	NW	85	WNW	70	W	110	WSW	130	SW	120	SSW	115	S	80	SSE	90	SE	80	ESE	80	E	90	0m (地上放出)	36m* (排気管の 地上高さ)
方位	敷地境界																														
N	75																														
NNW	65																														
NW	85																														
WNW	70																														
W	110																														
WSW	130																														
SW	120																														
SSW	115																														
S	80																														
SSE	90																														
SE	80																														
ESE	80																														
E	90																														

※本来、放出エネルギー（熱，速度）による吹上げ効果等を考慮した放出点から各方位の敷地境界に対する見かけ上の高さである有効高さを用いるが，感度解析であることから，ここでは便宜的に排気管の実高さを用いる

表2 大気拡散係数及び敷地境界での実効線量評価結果

		耐圧強化 ベント系	原子炉格納容器 フィルタベント系	
			ベースケース	感度解析ケース
放出量	よう素[Bq]	約 $1.1 \times 10^{12}$	約 $4.7 \times 10^9$	同左
	希ガス[Bq]	約 $1.6 \times 10^{13}$	約 $1.6 \times 10^{13}$	同左
大気拡散 係数	相対濃度[s/m <sup>3</sup> ]	$5.5 \times 10^{-6}$	$5.9 \times 10^{-4}$	$6.3 \times 10^{-5}$
	相対線量[Gy/Bq]	$1.3 \times 10^{-19}$	$2.8 \times 10^{-18}$	$1.1 \times 10^{-18}$
実効線量	よう素[mSv]	約 $7.7 \times 10^{-2}$	約 $3.8 \times 10^{-2}$	約 $4.1 \times 10^{-3}$
	希ガス[mSv]	約 $2.1 \times 10^{-3}$	約 $4.5 \times 10^{-2}$	約 $1.8 \times 10^{-2}$
	合計[mSv]	約 $7.9 \times 10^{-2}$	約 $8.3 \times 10^{-2}$	約 $2.2 \times 10^{-2}$

相対濃度は②式に示すとおり，評価点の高さ  $z=0$  では放出高さ  $H$  が大きくなるほど小さくなる。また，相対線量は③式に示すとおり，放出高さ  $H$  が大きくなるほど放射性雲の煙軸と計算地点までの距離  $r$  が大きくなるため，相対線量は小さくなる。そのため，評価条件である放出高さを 36m とした感度解析の結果，原子炉格納容器フィルタベント系を用いる場合の相対濃度は  $6.3 \times 10^{-5}$  [s/m<sup>3</sup>] でベースケースの約 1/9，相対線量は  $1.1 \times 10^{-18}$  [Gy/Bq] でベースケースの約 1/3 となった。

この低減効果により，原子炉格納容器フィルタベント系を用いた際の実効線量は約  $2.2 \times 10^{-2}$  mSv となり，耐圧強化ベント系を用いた際の実効線量である約  $7.9 \times 10^{-2}$  mSv よりも小さくなることから，原子炉格納容器ベントにおいては，耐圧強化ベント系よりも原子炉格納容器フィルタベント系を用いたベントを優先することは妥当である。



### 1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

#### < 目 次 >

#### 1.3.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
  - a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備
    - (a) 代替減圧
    - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - b. サポート系故障時の対応手段及び設備
    - (a) 常設直流電源系統喪失時の減圧
    - (b) 主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧
    - (c) 主蒸気逃がし安全弁が作動可能な環境条件
    - (d) 復旧
    - (e) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - c. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備
    - (a) 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止
    - (b) 重大事故等対処設備
  - d. インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手段及び設備
    - (a) インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応
    - (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備
  - e. 手順等

#### 1.3.2 重大事故等時の手順

##### 1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 代替減圧
  - a. 手動操作による減圧
- (2) 重大事故等時の対応手段の選択

##### 1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

- (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧
  - a. 可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放
  - b. 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放
- (2) 主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧
  - a. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保
- (3) 主蒸気逃がし安全弁の背圧を考慮した減圧
  - a. 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放

(4) 復旧

a. 代替直流電源設備による復旧

b. 代替交流電源設備による復旧

(5) 重大事故等時の対応手段の選択

1.3.2.3 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順

1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順

(1) 非常時操作手順書（徴候ベース）「原子炉建屋制御」

1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

- 添付資料 1.3.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表
- 添付資料 1.3.2 対応手段として選定した設備の電源構成図
- 添付資料 1.3.3 重大事故等対策の成立性
  - 1. 可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放
  - 2. 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放
  - 3. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保
  - 4. 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放
  - 5. インターフェイスシステム LOCA 発生時の漏えい停止操作（高圧炉心スプレイ系の場合）
- 添付資料 1.3.4 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）の重大事故等対策の概略系統図
- 添付資料 1.3.5 インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境について
- 添付資料 1.3.6 インターフェイスシステム LOCA 発生時の検知手段について
- 添付資料 1.3.7 低圧代替注水系（常設）注水準備完了にて発電用原子炉を急速減圧する条件及び理由について
- 添付資料 1.3.8 解釈一覧
  - 1. 判断基準の解釈一覧
  - 2. 操作手順の解釈一覧
  - 3. 弁番号及び弁名称一覧

### 1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

#### 【要求事項】

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であつて、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

#### 【解釈】

- 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。
  - (1) 可搬型重大事故防止設備
    - a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWR の場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWR の場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。
    - b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ボンベを整備すること。
    - c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。
  - (2) 復旧
    - a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。
  - (3) 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）
    - a) SGTR 発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。（PWR の場合）
  - (4) インターフェイスシステム LOCA（ISLOCA）
    - a) ISLOCA 発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁（BWR の場合）又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWR の場合）を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能は、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁による減圧機能（以下「自動減圧系」という。）である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧する対処設備を整備する。

ここでは、これらの対処設備を活用した手順等について説明する。

インターフェイスシステム LOCA 発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制する。なお、損傷箇所の隔離ができない場合は、主蒸気逃がし安全弁による減圧で冷却材の漏えいを抑制することとしており、これらの手順等について説明する。

### 1.3.1 対応手段と設備の選定

#### (1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態にある場合は、発電用原子炉の減圧が必要である。発電用原子炉の減圧をするための設計基準事故対処設備として自動減圧系を設置している。

この設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第 1.3.1 図）。

また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損の防止及びインターフェイスシステムLOCAの対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備<sup>\*</sup>を選定する。

※ 自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十六条及び技術基準規則第六十一条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。

#### (2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、自動減圧系の故障を想定する。また、サポート系故障として、全交流動力電源喪失又は直流電源（常設直流電源若しくは常設直流電源系統）喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.3.1 表に整理する。

#### a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

##### (a) 代替減圧

設計基準事故対処設備である自動減圧系の故障により発電用原子炉の減圧

ができない場合、減圧の自動化又は中央制御室からの手動操作により発電用原子炉を減圧する手段がある。

#### i. 減圧の自動化

原子炉水位低（レベル1）到達10分後及び残留熱除去系ポンプ（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系ポンプ運転の場合に、代替自動減圧機能により発電用原子炉を自動で減圧する。

なお、「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」における非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」対応操作中は、発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止するため、以下に示す「自動減圧系作動阻止機能」により自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）による自動減圧を阻止する。

代替自動減圧機能による減圧の自動化で使用する設備は以下のとおり。

- ・代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）
- ・ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）
- ・自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁（C, H の2個）
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ
- ・非常用交流電源設備

#### ii. 手動操作による減圧

中央制御室からの手動操作により逃がし弁機能用電磁弁又は自動減圧機能用電磁弁を作動させ、アキュムレータに蓄圧された窒素ガスを主蒸気逃がし安全弁に供給することにより主蒸気逃がし安全弁を開放し、発電用原子炉を減圧する。

また、主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、復水器の真空状態が維持できていれば、中央制御室からの手動操作によりタービンバイパス弁を開操作し、発電用原子炉を減圧する。

主蒸気逃がし安全弁の手動操作による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ
- ・所内常設蓄電式直流電源設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型代替直流電源設備



また、上記所内常設蓄電式直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

タービンバイパス弁の手動操作による減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・タービンバイパス弁
- ・タービン制御系

#### (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替減圧で使用する設備のうち、代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）、ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）、主蒸気逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ、主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ、所内常設蓄電式直流電源設備、常設代替直流電源設備、可搬型代替直流電源設備、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また、非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張設備）として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

（添付資料 1.3.1）

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備である自動減圧系が故障した場合においても、発電用原子炉を減圧することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・タービンバイパス弁、タービン制御系

炉心損傷前において、主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、復水器の真空状態が維持できていれば、主蒸気逃がし安全弁の代替手段として有効である。

#### b. サポート系故障時の対応手段及び設備

##### (a) 常設直流電源系統喪失時の減圧

常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源が喪失し、発電用原子炉の減圧ができない場合、可搬型代替直流電源設備又は主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池により主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i. 可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁機能回復

可搬型代替直流電源設備により自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

なお、可搬型代替直流電源設備のうち電源車による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、125V代替蓄電池にて自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型代替直流電源設備
- ・125V 直流電源切替盤
- ・自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ

ii. 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による主蒸気逃がし安全弁機能回復

自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による主蒸気逃がし安全弁機能回復で使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池
- ・自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ

(b) 主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧

主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ及び主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータの供給圧力が喪失した場合は、高圧窒素ガス供給系（非常用）により主蒸気逃がし安全弁の駆動源を確保し、主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

i. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による窒素ガス確保

主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給源を高圧窒素ガス供給系（常用）から高圧窒素ガス供給系（非常用）に切り替えることで窒素ガスを確保し、発電用原子炉を減圧する。また、主蒸気逃がし安全弁の駆動源

を高压窒素ガス供給系（非常用）から供給している期間において、主蒸気逃がし安全弁の作動に伴い窒素ガスの圧力が低下した場合は、予備の高压窒素ガスポンベに切り替えることで窒素ガスを確保し、発電用原子炉を減圧する。

高压窒素ガス供給系（非常用）による窒素ガス確保で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高压窒素ガスポンベ
- ・ 高压窒素ガス供給系 配管・弁
- ・ 主蒸気系 配管・弁
- ・ 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ

#### (c) 主蒸気逃がし安全弁が作動可能な環境条件

想定される重大事故等時の環境条件においても確実に主蒸気逃がし安全弁を作動させることができるように、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁へ高压窒素ガスを供給し、発電用原子炉を減圧する手段がある。

##### i. 代替高压窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁の背圧対策

想定される重大事故等時の環境条件を考慮して、原子炉格納容器内の圧力が最高使用圧力の2倍の状態（854kPa[gage]）となった場合においても確実に主蒸気逃がし安全弁を作動させることができるよう、作動に必要な窒素ガス供給源を代替高压窒素ガス供給系に切り替えることで、より高い圧力の作動窒素ガスを供給する。

主蒸気逃がし安全弁の背圧対策として使用する設備は以下のとおり。

- ・ 高压窒素ガスポンベ
- ・ ホース・弁
- ・ 代替高压窒素ガス供給系 配管・弁

#### (d) 復旧

全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失により主蒸気逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合は、代替電源により主蒸気逃がし安全弁の機能を復旧させて発電用原子炉を減圧する手段がある。

##### i. 代替直流電源設備による復旧

代替直流電源設備（可搬型代替直流電源設備又は125V代替充電器盤用電源車接続設備）により、主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して主蒸気逃がし安全弁の機能を復旧する。

代替直流電源設備による復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 可搬型代替直流電源設備
- ・ 125V 代替充電器盤用電源車接続設備

ii. 代替交流電源設備による復旧

常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を受電し、主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して主蒸気逃がし安全弁の機能を復旧する。

代替交流電源設備による復旧で使用する設備は以下のとおり。

- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備

(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備

常設直流電源系統喪失時の減圧で使用する設備のうち、可搬型代替直流電源設備、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ及び主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池は重大事故等対処設備として位置付ける。

主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧で使用する設備のうち、高圧窒素ガスポンペ、高圧窒素ガス供給系配管・弁、主蒸気系配管・弁及び主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置付ける。

主蒸気逃がし安全弁が作動可能な環境条件で使用する設備のうち、高圧窒素ガスポンペ、ホース・弁及び代替高圧窒素ガス供給系配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

復旧で使用する設備のうち、可搬型代替直流電源設備、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。

(添付資料 1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源喪失又は直流電源喪失が発生した場合においても、発電用原子炉を減圧することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・125V 代替充電器盤用電源車接続設備

給電開始までに時間を要するが、給電可能であれば主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保できることから、発電用原子炉を減圧するための直流電源を確保する手段として有効である。

c. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備

(a) 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合において、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため、主蒸気逃がし安全弁の手動操作により発電用原子炉を減圧する手段がある。

高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の防止で使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし安全弁
- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ

#### (b) 重大事故等対処設備

原子炉格納容器の破損の防止で使用する設備のうち、主蒸気逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ及び主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置付ける。

以上の重大事故等対処設備により、炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態である場合においても、発電用原子炉を減圧することで、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止することができる。

#### d. インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手段及び設備

##### (a) インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応

インターフェイスシステム LOCA 発生時に、漏えい箇所の隔離操作を実施するものの隔離できない場合、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。

原子炉格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧するとともに、弁の隔離操作により原子炉冷却材の漏えい箇所を隔離する手段がある。

また、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいし原子炉建屋原子炉区域内の圧力が上昇した場合において、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放することで、原子炉建屋原子炉区域内の圧力及び温度の上昇を抑制し、環境を改善する手段がある。

なお、原子炉建屋ブローアウトパネルは開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり、運転員による開放操作は必要としない。

インターフェイスシステム LOCA 発生時における発電用原子炉の減圧で使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし安全弁



- ・主蒸気系 配管・クエンチャ
- ・主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ
- ・主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ
- ・タービンバイパス弁
- ・タービン制御系

インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉冷却材の漏えい箇所  
の隔離で使用する設備は以下のとおり。

- ・HPCS 注入隔離弁

インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域内  
の圧力及び温度の上昇抑制並びに環境改善で使用する設備は以下のとおり。

- ・原子炉建屋ブローアウトパネル

#### (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

インターフェイスシステム LOCA 発生時における発電用原子炉の減圧で使  
用する設備のうち、主蒸気逃がし安全弁、主蒸気系配管・クエンチャ、主蒸  
気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ及び主蒸気逃がし安全弁自  
動減圧機能用アキュムレータは重大事故等対処設備として位置付ける。

インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉冷却材の漏えい箇  
所の隔離で使用する HPCS 注入隔離弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）  
として位置付ける。

インターフェイスシステム LOCA 発生時における原子炉建屋原子炉区域内  
の圧力及び温度の上昇抑制並びに環境改善で使用する原子炉建屋ブローアウ  
トパネルは重大事故等対処設備として位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が全て  
網羅されている。

(添付資料 1.3.1)

以上の重大事故等対処設備により、インターフェイスシステム LOCA が発生  
した場合においても、発電用原子炉を減圧することで、原子炉冷却材の原子  
炉格納容器外への漏えいを抑制することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備である  
ため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・タービンバイパス弁、タービン制御系

主蒸気隔離弁が全開状態であり、かつ常用電源が健全で、復水器の  
真空状態が維持できていれば、発電用原子炉を減圧する手段として有  
効である。

e. 手順等

上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」，「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」，「c. 原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段及び設備」及び「d. インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は，運転員及び重大事故等対応要員の対応として非常時操作手順書（徴候ベース），非常時操作手順書（シビアアクシデント），非常時操作手順書（設備別）及び重大事故等対応要領書に定める。（第 1.3.1 表）

また，重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する（第 1.3.2 表，第 1.3.3 表）。

（添付資料 1.3.2）



### 1.3.2 重大事故等時の手順

#### 1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

##### (1) 代替減圧

###### a. 手動操作による減圧

発電用原子炉の冷温停止への移行又は低圧注水系を使用した注水への移行を目的として、主蒸気逃がし安全弁又はタービンバイパス弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

また、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損防止を目的として、主蒸気逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

##### (a) 手順着手の判断基準

###### ① 発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合

- ・復水器が使用可能であり、タービンバイパス弁の開操作が可能な場合。
- ・復水器が使用不可能であるが、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。

###### ② 急速減圧の場合

- ・低圧注水系 1 系以上又は代替注水系 1 系<sup>※1</sup> 起動により原子炉圧力容器への注水手段が確保され、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。
- ・主蒸気逃がし安全弁が使用できない場合は、復水器が使用可能で、タービンバイパス弁の開操作が可能な場合。

###### ③ 炉心損傷が懸念される状態<sup>※2</sup> 又は炉心損傷後の原子炉減圧の場合

[低圧注水手段がある場合]

- ・高圧注水系は使用できないが、低圧注水系 1 系<sup>※3</sup> 以上が使用可能である場合で、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。

[注水手段がない場合] <sup>※4</sup>

- ・原子炉圧力容器への注水手段が確保できず、原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 20% 上の位置）に到達した場合で、主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能な場合。

※1: 「低圧注水系 1 系以上又は代替注水系 1 系」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、復水給水系又は低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）の 1 系いずれかをいう。

※2: 炉心損傷が懸念される状態とは、原子炉水位が有効燃料棒頂部以上維持不可能で注水系統がない場合などをいう。

※3:「低圧注水系 1 系」とは、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、復水給水系、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水系の 1 系いずれかをいう。

※4:炉心損傷前において、注水手段がない場合に発電用原子炉を減圧する場合は、発電所対策本部長に連絡する。

(添付資料 1. 3. 7)

#### (b) 操作手順

主蒸気逃がし安全弁又はタービンバイパス弁を使用した手動操作による減圧手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第 1. 3. 2 図、第 1. 3. 3 図、第 1. 3. 4 図、第 1. 3. 5 図に示す。

##### [タービンバイパス弁による減圧]

① 発電課長は、手順着手の判断基準の基づき、運転員にタービンバイパス弁を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧するように指示する。

②<sup>a</sup> 判断基準①：発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合  
運転員（中央制御室）A は、原子炉冷却材温度変化率が 55°C/h を超えないようにタービンバイパス弁を手動で開閉操作し、発電用原子炉を減圧する。

②<sup>b</sup> 判断基準②：急速減圧の場合  
運転員（中央制御室）A は、タービンバイパス弁を手動で開操作し、発電用原子炉の急速減圧を行う。

##### [主蒸気逃がし安全弁による減圧]

① 発電課長は、手順着手の判断基準の基づき、運転員に主蒸気逃がし安全弁を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧するように指示する。

②<sup>a</sup> 判断基準①：発電用原子炉を冷温停止に移行するために減圧する場合  
運転員（中央制御室）A は、原子炉冷却材温度変化率が 55°C/h を超えないように、主蒸気逃がし安全弁を手動で開閉操作し、発電用原子炉を減圧する。

②<sup>b</sup> 判断基準②：急速減圧の場合  
運転員（中央制御室）A は、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁 6 個を手動で開操作し、発電用原子炉の急速減圧を行う。

自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁を 6 個開放できない場合、自動減圧機能を有する主蒸気逃がし安全弁とそれ以外の主蒸気逃がし安全弁を合わせて 6 個開放する。

②<sup>c</sup> 判断基準③：炉心損傷が懸念される状態又は炉心損傷後の減圧の場合

運転員（中央制御室）A は、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁 2 個を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧する。

自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁 2 個を手動で開放できない場合は、開可能な主蒸気逃がし安全弁を手動で開操作し、発電用原子炉を減圧する。

- ③ 運転員（中央制御室）A は、サプレッションプール水の温度上昇防止のため、残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）によるサプレッションプール水の除熱を行う。

#### (c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1 名で対応が可能である。作業開始を判断してから手動操作による減圧を開始するまでの所要時間は下記のとおり。

- ・タービンバイパス弁による減圧：5 分以内で可能
- ・主蒸気逃がし安全弁による減圧：5 分以内で可能

### (2) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり、対応手段の選択フローチャートを第 1.3.17 図に示す。

自動減圧系機能喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合、低压注水系又は低压代替注水系による原子炉圧力容器への注水準備が完了し、復水器が使用可能であればタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧する。復水器が使用不可能であれば主蒸気逃がし安全弁により発電用原子炉を減圧する。また、原子炉水位低（レベル 1）到達 10 分後及び残留熱除去系ポンプ（低压注水モード）又は低压炉心スプレイ系ポンプ運転の場合は、代替自動減圧機能が自動で作動し発電用原子炉を減圧する。

#### 1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順

##### (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧

###### a. 可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放

常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備により自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁を開放して、発電用原子炉の減圧を実施する。

なお、可搬型代替直流電源設備のうち電源車による直流電源の供給準備が整うまでの期間は、125V 代替蓄電池にて自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて発電用原子炉を減圧する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、中央制御室の計器にて確認が可能である。

#### (a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件が全て成立した場合。

- ・炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は、低圧注水系 1 系以上又は代替注水系 1 系<sup>\*1</sup> 起動により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。炉心損傷が懸念される状態<sup>\*2</sup> 又は炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系 1 系<sup>\*3</sup> 以上が使用可能である場合、又は注水手段がない場合<sup>\*4</sup> で原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 20% 上の位置）に到達した場合。
- ・自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスが、確保されている場合。
- ・自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を可搬型代替直流電源設備から給電可能な場合。

※1: 「低圧注水系 1 系以上又は代替注水系 1 系」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、復水給水系又は低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）の 1 系いずれかをいう。

※2: 炉心損傷が懸念される状態とは、原子炉水位が有効燃料棒頂部以上維持不可能で注水系統がない場合などをいう。

※3: 「低圧注水系 1 系」とは、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、復水給水系、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水系の 1 系いずれかをいう。

※4: 炉心損傷前において、注水手段がない場合に発電用原子炉を減圧する場合は、発電所対策本部長に連絡する。

(添付資料 1. 3. 7)

#### (b) 操作手順

可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第 1. 3. 3 図、第 1. 3. 4 図、第 1. 3. 5 図に、概要図を第 1. 3. 6 図に、タイムチャートを第 1. 3. 7 図に示す。

- ① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。

- ② 発電課長は、発電所対策本部へ可搬型代替直流電源設備による直流電源の復旧を依頼する。
- ③ 運転員（現場）B 及び C は、所内常設蓄電式直流電源設備による給電から 125V 代替蓄電池による給電への切替え操作を実施し、125V 直流主母線盤 2A-1 及び 2B-1 にて負荷電圧が規定電圧であることを確認する。
- ④ 運転員（中央制御室）A は、可搬型代替直流電源設備により自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放に必要な制御電源及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ⑤ 運転員（現場）B 及び C は、可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放の系統構成として、HPIN 常用非常用窒素ガス連絡弁 (A), (B) の全閉操作及び HPIN 非常用窒素ガス入口弁 (A), (B) の全開操作を実施する。
- ⑥ 運転員（現場）B 及び C は、原子炉建屋 地上 1 階（原子炉建屋内の原子炉棟外）にて高圧窒素ガスポンベ出口圧力指示値が規定値以上であり、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の駆動源が確保されていることを確認し、発電課長に可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放の準備完了を報告する。
- ⑦ 発電課長は、運転員に可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の開放及び発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑧ 運転員（中央制御室）A は、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁を手動で開操作し、発電用原子炉の減圧を開始する。
- ⑨ 運転員（中央制御室）A は、原子炉圧力容器内の圧力の低下により減圧が開始されたことを確認し、発電課長に報告するとともに、原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。
- ⑩ 運転員（中央制御室）A は、原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、発電課長へ発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

### (c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1 名、運転員（現場）2 名により作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放まで 100 分以内で可能である。

また、可搬型代替直流電源設備に関する操作の成立性は「1. 14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同様である。



b. 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放

常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、制御建屋 地上 2 階 ケーブル処理室の中央制御室端子盤にて自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の作動回路に主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁を開放して発電用原子炉の減圧を実施する。

発電用原子炉の減圧状況の確認については、中央制御室の原子炉系プロセス計装盤 (A) に可搬型計測器を接続し、発電用原子炉の減圧を確認する。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁を中央制御室から遠隔操作できない状態において、以下の条件が全て成立した場合。

- ・炉心損傷前の発電用原子炉の減圧は、低圧注水系 1 系以上又は代替注水系 1 系<sup>※1</sup> 起動により原子炉圧力容器への注水手段が確保されている場合。  
炉心損傷が懸念される状態<sup>※2</sup> 又は炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系 1 系<sup>※3</sup> 以上が使用可能である場合、又は注水手段がない場合<sup>※4</sup> で原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの 20% 上の位置）に到達した場合。
- ・自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスが、確保されている場合。

※1: 「低圧注水系 1 系以上又は代替注水系 1 系」とは、原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時での注水が可能な系統である高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、復水給水系又は低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）の 1 系いずれかをいう。

※2: 炉心損傷が懸念される状態とは、原子炉水位が有効燃料棒頂部以上維持不可能で注水系統がない場合などをいう。

※3: 「低圧注水系 1 系」とは、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、復水給水系、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水系の 1 系いずれかをいう。

※4: 炉心損傷前において、注水手段がない場合に発電用原子炉を減圧する場合は、発電所対策本部長に連絡する。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3.3 図，第 1.3.4 図，第 1.3.5 図に，概要図を第 1.3.8 図に，タイムチャートを第 1.3.9 図に示す。

- ① 発電課長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）A は，原子炉圧力容器内の圧力の監視用として，中央制御室の原子炉系プロセス計装盤（A）に，可搬型計測器のケーブルを接続し，可搬型計測器により原子炉圧力指示値を確認する。
- ③ 運転員（現場）B 及び C は，主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放の系統構成として，HPIN 常用非常用窒素ガス連絡弁（A），（B）の全閉操作及び HPIN 非常用窒素ガス入口弁（A），（B）の全開操作を実施する。
- ④ 運転員（現場）B 及び C は，原子炉建屋 地上 1 階（原子炉建屋内の原子炉棟外）にて，高压窒素ガスボンベ出口圧力指示値が規定値以上であり，自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の駆動源が確保されていることを確認する。
- ⑤ 運転員（現場）B 及び C は，中央制御室端子盤内の自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁作動回路に，主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池及び仮設ケーブルを接続し，発電課長に主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放の準備完了を報告する。
- ⑥ 発電課長は，運転員に主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の開放及び発電用原子炉の減圧状況の確認を指示する。
- ⑦ 運転員（現場）B 及び C は，中央制御室端子盤に接続した主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池の操作により自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁を開放し，発電用原子炉の減圧を開始する。
- ⑧ 運転員（中央制御室）A は，発電用原子炉の減圧が開始されたことを中央制御室の原子炉系プロセス計装盤（A）に接続した可搬型計測器の原子炉圧力指示値の低下により確認し，発電課長並びに運転員（現場）B 及び C に報告するとともに，原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。
- ⑨ 運転員（中央制御室）A は，原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し，発電課長へ発電用原子



炉の減圧が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放まで95分以内で可能である。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。

(添付資料 1.3.3)

(2) 主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス喪失時の減圧

a. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保

高圧窒素ガス供給系（常用）からの窒素ガスの供給が喪失し、主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスの供給圧力が低下した場合、供給源を高圧窒素ガス供給系（非常用）に切り替えて主蒸気逃がし安全弁の駆動源を確保する。

また、高圧窒素ガス供給系（非常用）から供給している期間において、高圧窒素ガスポンベ出口圧力が低下した場合、高圧窒素ガスポンベ（待機側）へ切替え、使用可能な高圧窒素ガスポンベがある場合は、使用済みの高圧窒素ガスポンベと取り替える。

(a) 手順着手の判断基準

『高圧窒素ガス供給系（常用）から高圧窒素ガス供給系（非常用）への切替え』  
高圧窒素ガス供給系原子炉格納容器入口圧力低警報が発生した場合。

『高圧窒素ガス供給系（非常用）高圧窒素ガスポンベの切替え』

高圧窒素ガス供給系（非常用）高圧窒素ガスポンベから自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合。

(b) 操作手順

高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保手順の概要は以下のとおり。

概要図を第1.3.10図に、現場操作時のタイムチャートを第1.3.11図に示す。

- ① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保の開始を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）Aは、HPIN 常用非常用窒素ガス連絡弁(A), (B)が全

閉したことを確認する。なお、電源が確保できない場合、運転員（現場）B 及び C による現場での手動操作にて HPIN 常用非常用窒素ガス連絡弁 (A), (B) の全閉操作を実施する。

- ③ 運転員（中央制御室）A は、HPIN 非常用窒素ガス入口弁 (A), (B) の全開操作を行い高圧窒素ガス供給系（非常用）より高圧窒素ガスを供給する。なお、電源が確保できない場合、運転員（現場）B 及び C による現場での手動操作にて HPIN 非常用窒素ガス入口弁 (A), (B) の全開操作を実施する。
- ④ 運転員（中央制御室）A は、高圧窒素ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が規定値以上であることを確認し、発電課長に報告する。
- ⑤ 発電課長は、高圧窒素ガスポンベから主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において、高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合、運転員に現場にて高圧窒素ガスポンベ（待機側）への切替えを指示する。
- ⑥ 運転員（現場）B 及び C は、高圧窒素ガスポンベを使用側から待機側へ切替える。
- ⑦ 運転員（現場）B 及び C は、高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保が完了したことを報告する。
- ⑧ 発電課長は、使用可能な高圧窒素ガスポンベがある場合は、運転員に現場にて使用済みの高圧窒素ガスポンベとの取り替えを指示する。
- ⑨ 運転員（現場）B 及び C は、使用可能な高圧窒素ガスポンベと使用済みの高圧窒素ガスポンベを取り替える。
- ⑩ 運転員（現場）B 及び C は、高圧窒素ガスポンベを取替え後、高圧窒素ガス供給ラインのリークチェックを実施し、発電課長に高圧窒素ガスポンベの取替えが完了したことを報告する。

### (c) 操作の成立性

作業開始を判断してから、高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保完了までの必要な要員及び所要時間は以下のとおり。

- ・高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保  
運転員（中央制御室）1 名にて作業を実施した場合は 5 分以内で可能である。

なお、現場にて系統構成実施の場合、中央制御室運転員 1 名、運転員（現場）2 名にて作業を実施した場合は 50 分以内で可能である。

- ・高圧窒素ガスポンベ（待機側）への切替えによる主蒸気逃がし安全弁駆動源確保  
運転員（現場）2 名にて作業を実施した場合は 35 分以内で可能である。
- ・高圧窒素ガスポンベ取替えによる主蒸気逃がし安全弁駆動源確保

運転員（現場）2名にて作業を実施した場合は105分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

（添付資料 1.3.3）

### (3) 主蒸気逃がし安全弁の背圧を考慮した減圧

#### a. 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放

想定される重大事故等時の環境条件を考慮して、原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の2倍の状態（854kPa[gage]）となった場合においても確実に主蒸気逃がし安全弁を作動させ、発電用原子炉の減圧ができるように、作動に必要な作動窒素ガス供給源を代替高圧窒素ガス供給系に切り替える。

#### (a) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内の圧力が427kPa[gage]を超えるおそれがある状態において発電用原子炉を減圧する場合に以下の条件が成立した場合。

- ・炉心損傷後の発電用原子炉の減圧は、高圧注水系が使用できない場合で、低圧注水系1系<sup>※1</sup>以上が使用可能である場合、又は原子炉圧力容器内の水位が規定水位（有効燃料棒底部から有効燃料棒の長さの20%上の位置）に到達した場合。

※1: 「低圧注水系1系」とは、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）、復水給水系、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及びろ過水系の1系いずれかをいう。

#### (b) 操作手順

代替高圧窒素ガス供給系(A)による主蒸気逃がし安全弁開放手順の概要は以下のとおり。（代替高圧窒素ガス供給系(B)による主蒸気逃がし安全弁開放手順も同様）手順の対応フローを第1.3.5図、概要図を第1.3.12図に、タイムチャートを第1.3.13図に示す。

- ① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放の準備開始を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）Aは、代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁への作動窒素ガス供給に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③ 運転員（中央制御室）Aは、代替 HPIN 第一隔離弁が全閉であることを確

認する。

- ④ 運転員（現場）B 及び C は、代替高圧窒素ガス供給系(A)高圧窒素ガスポンベに作動窒素ガス供給用ホース及び安全弁用ホースを接続する。
- ⑤ 運転員（現場）B 及び C は、代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放の系統構成として、高圧窒素ガスポンベ安全弁出口ライン止め弁を全開操作した後、代替 HPIN 窒素ガスポンベ供給止め弁、代替 HPIN 窒素ガスポンベ供給弁及び代替 HPIN 窒素ガス供給止め弁の全開操作を実施する。
- ⑥ 運転員（中央制御室）A は、代替高圧窒素ガス供給系窒素ガス供給止め弁入口圧力指示値により高圧窒素ガスポンベの作動窒素ガス供給圧力が規定圧力以上であることを確認し、代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放の準備完了を発電課長に報告する。
- ⑦ 発電課長は、運転員に代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放を指示する。
- ⑧ 運転員（中央制御室）A は、代替 HPIN 窒素排気出口弁の全開操作及び代替 HPIN 第一隔離弁を全開操作し、発電用原子炉の減圧を開始する。
- ⑨ 運転員（中央制御室）A は、原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで継続監視する。
- ⑩ 発電課長は、使用可能な高圧窒素ガスポンベがある場合は、運転員に現場にて使用済みの高圧窒素ガスポンベとの取り替えを指示する。
- ⑪ 運転員（現場）B 及び C は、使用可能な高圧窒素ガスポンベと使用済みの高圧窒素ガスポンベを取り替える。
- ⑫ 運転員（現場）B 及び C は、高圧窒素ガスポンベを取替え後、高圧窒素ガス供給ラインのリークチェックを実施し、発電課長に高圧窒素ガスポンベの取替えが完了したことを報告する。
- ⑬ 運転員（中央制御室）A は、原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となったことを確認し、発電課長に発電用原子炉の減圧が完了したことを報告する。

### (c) 操作の成立性

作業開始を判断してから、代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放までに必要な要員及び所要時間は以下のとおり。

- ・代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放

運転員（中央制御室）1名、運転員（現場）2名により作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放まで25分以内で可能である。

- ・高圧窒素ガスポンベ取替えによる主蒸気逃がし安全弁駆動源確保

運転員（現場）2名にて作業を実施した場合は80分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同様とする。

(添付資料 1.3.3)

#### (4) 復旧

##### a. 代替直流電源設備による復旧

常設直流電源喪失により主蒸気逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、代替直流電源設備により主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して逃がし安全弁の機能を復旧する。

##### (a) 手順着手の判断基準

常設直流電源設備の機能喪失により、125V 直流主母線(A)系及び(B)系の電圧喪失を確認した場合において、可搬型代替直流電源設備又は 125V 代替充電器盤用電源車接続設備いずれかの設備からの給電が可能な場合。

##### (b) 操作手順

代替直流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

主蒸気逃がし安全弁は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

##### (c) 操作の成立性

代替直流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

また、主蒸気逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、可搬型代替直流電源設備又は 125V 代替充電器盤用電源車接続設備いずれかの設備による直流電源の復旧が完了してから主蒸気逃がし安全弁の開放まで5分以内で可能である。

##### b. 代替交流電源設備による復旧

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、主蒸気逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、代替交流電源設備により充電器を受電し、主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保して主蒸気逃がし安全弁の機能を復旧する。

##### (a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失し、125V 直流主母線盤 (A)



系及び (B) 系の電圧喪失を確認した場合において、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備いずれかの設備からの給電が可能な場合。

(b) 操作手順

代替交流電源設備に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。主蒸気逃がし安全弁は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(c) 操作の成立性

代替交流電源設備に関する操作の成立性は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

また、主蒸気逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧操作は、運転員（中央制御室）1名にて作業を実施した場合、代替交流電源設備による直流電源の復旧が完了してから主蒸気逃がし安全弁の開放まで5分以内で可能である。

(5) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.3.17 図に示す。

常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合、可搬型代替直流電源設備（給電準備が完了するまでの間は 125V 代替蓄電池を使用）又は主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池により直流電源を確保して主蒸気逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。

常設直流電源喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合、可搬型代替直流電源設備又は 125V 代替充電器盤用電源車接続設備により直流電源を確保して主蒸気逃がし安全弁の機能を復旧する。

全交流動力電源喪失が原因で常設直流電源が喪失した場合、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備により充電器を充電し、直流電源を確保して主蒸気逃がし安全弁の機能を復旧する。

主蒸気逃がし安全弁作動用窒素ガスの喪失により主蒸気逃がし安全弁が作動しない場合、高圧窒素ガス供給系（非常用）により窒素ガスを確保し、主蒸気逃がし安全弁を作動させて発電用原子炉を減圧する。

なお、主蒸気逃がし弁の背圧対策として、想定される重大事故等の環境条件においても確実に主蒸気逃がし安全弁を作動させることができるよう、作動に必要な作動窒素ガス供給源を代替高圧窒素ガス供給系に切り替えることで、より高い圧力の作動窒素ガスを供給する。

1.3.2.3 炉心損傷時における高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱による原子炉格納容器の破損を防止するため、主蒸気逃がし安全弁を使用した中央制御室からの手動操作による発電用原子炉の減圧を行う。

原子炉格納容器の破損を防止するための手動操作による発電用原子炉の減圧手順については、「1.3.2.1(1)a.手動操作による減圧」にて整備する。

#### 1.3.2.4 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順

##### (1) 非常時操作手順書（徴候ベース）「原子炉建屋制御」

インターフェイスシステム LOCA 発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材の漏えいが生じる。したがって、原子炉格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所の隔離、保有水を確保するための原子炉圧力容器への注水が必要となる。

破断箇所の特定又は隔離ができない場合、主蒸気逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧することで、原子炉建屋への原子炉冷却材の漏えいを抑制し、破断箇所の隔離を行う。

##### a. 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系の出口圧力上昇、原子炉建屋内の温度上昇若しくはエリア放射線モニタの指示値上昇等漏えいが予測されるパラメータの変化、又は漏えい関連警報の発生によりインターフェイスシステム LOCA の発生を判断した場合。

##### b. 操作手順

非常時操作手順書（徴候ベース）「原子炉建屋制御」における操作手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.3.14 図及び第 1.3.15 図に、タイムチャートを第 1.3.16 図に示す。

- ① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、インターフェイスシステム LOCA の発生を判断し、運転員に破断箇所の特定及び隔離を指示する。
- ② 運転員（中央制御室）A、B 及び C は、発生した警報及びパラメータの変化から破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作による隔離を実施する。
- ③ 発電課長は、破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作による隔離を実施できない場合、運転員に原子炉手動スクラムを指示する。
- ④ 運転員（中央制御室）A、B 及び C は、原子炉手動スクラム操作を実施する。
- ⑤ 発電課長は、破断箇所の特定及び中央制御室からの遠隔操作による隔離を実施できない場合は、運転員（中央制御室）A、B 及び C に非常用ガス処理系の起動操作及び非常用炉心冷却系又は代替注水系の起動操作を指示する。



- ⑥ 運転員（中央制御室）A, B 及び C は、非常用ガス処理系の起動操作及び非常用炉心冷却系又は代替注水系の起動操作を実施する。
- ⑦ 発電課長は、運転員に非常用ガス処理系の起動及び非常用炉心冷却系又は代替注水系の起動後、発電用原子炉の減圧操作及び原子炉压力容器内の水位低下操作の開始を指示する。
- ⑧<sup>a</sup> 復水器使用可能の場合  
運転員（中央制御室）A, B 及び C は、主蒸気逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉の急速減圧を行い、原子炉压力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで発電用原子炉を減圧することで、原子炉建屋への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。
- ⑧<sup>b</sup> 復水器使用不可能の場合  
運転員（中央制御室）A, B 及び C は、主蒸気逃がし安全弁により発電用原子炉の急速減圧を行い、原子炉压力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となるまで発電用原子炉を減圧することで、原子炉建屋への原子炉冷却材漏えい量を抑制する。
- ⑨ 運転員（中央制御室）A, B 及び C は、非常用炉心冷却系又は代替注水系による注水がされていることを確認し、原子炉压力容器内の水位を TAF から TAF+1000mm の間で維持する。
- ⑩ 発電課長は、運転員に中央制御室換気空調系の事故時運転モードへの切替操作、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の起動操作及び原子炉建屋環境悪化（建屋温度、建屋水位、建屋放射線量）抑制操作の開始を指示する。
- ⑪ 運転員（中央制御室）A, B 及び C は、中央制御室換気空調系を事故時運転モードに切替操作を実施する。
- ⑫ 運転員（中央制御室）A, B 及び C は、主蒸気逃がし安全弁による発電用原子炉の減圧を実施した場合、中央制御室にて、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の起動操作を実施する。
- ⑬ 運転員（中央制御室）A, B 及び C は、原子炉建屋放射能レベル及び燃料取替エリア放射能レベルが制限値以下の場合、原子炉建屋原子炉棟換気空調系の起動操作を実施し、原子炉建屋環境（建屋温度、建屋水位、建屋放射線量）の悪化を抑制する。
- ⑭ 発電課長は、中央制御室からの遠隔操作による破断箇所の隔離ができない場合、運転員に原子炉建屋にて隔離弁の全閉操作実施を指示する。
- ⑮ 運転員（現場）D 及び E は、中央制御室からの遠隔操作により破断箇所を隔離できない場合は、蒸気漏えいに備え防護具（自給式呼吸器及び耐熱服）を装着し（運転員（中央制御室）A 及び B は装着補助を行う）、原子炉建屋（管理区域）にて隔離弁を全閉することで原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいを停止する。

- ⑩ 運転員（中央制御室）A, B 及びCは、各種監視パラメータの変化から、破断箇所の隔離が成功していることを確認し、原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。
- ⑪ 運転員（中央制御室）A, B 及びCは、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を起動し、発電用原子炉からの除熱を行う。

c. 操作の成立性

上記の操作のうち、中央制御室からの隔離操作は運転員（中央制御室）3名にて作業を実施した場合、インターフェイスシステム LOCA 発生から破断箇所の隔離完了まで 20 分以内で可能である。

中央制御室からの遠隔操作を実施できない場合の現場での隔離操作は、運転員（中央制御室）3名及び運転員（現場）2名にて作業を実施した場合、インターフェイスシステム LOCA 発生から破断箇所の隔離完了まで 300 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具（自給式呼吸器及び耐熱服）、照明及び通信連絡設備を整備する。

[中央制御室からの遠隔隔離操作の成立性]

インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性のある操作は、定期試験として実施する非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系電動弁手動開閉試験における原子炉注入弁の手動開閉操作である。

上記試験を行う際は、系統圧力を監視し上昇傾向にならないことを確認しながら操作し、系統圧力が上昇傾向になった場合速やかに原子炉注入弁の閉操作を実施することとしている。しかし、隔離弁の隔離失敗等により系統圧力が異常に上昇し、低圧設計部分の過圧を示す警報及び漏えい関連警報が発生した場合、同試験を実施していた非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系でインターフェイスシステム LOCA が発生していると判断することで漏えい箇所及び隔離すべき遠隔操作弁の特定が容易となり、中央制御室からの遠隔隔離操作を速やかに行うことが可能である。

[現場での隔離操作の成立性]

隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルート 환경을考慮しても、現場での隔離操作は可能である。

[溢水の影響]

隔離操作場所及び隔離操作場所へのアクセスルートは、インターフェイスシステム LOCA により漏えいが発生する機器よりも上層階に位置し、溢水の影響を受けない。

[インターフェイスシステム LOCA の検知について]

インターフェイスシステム LOCA 発生時は、原子炉格納容器内外のパラメータ等によりインターフェイスシステム LOCA と判断する。非常用炉心冷却系ポンプ及び原子炉隔離時冷却系ポンプ設置室は、原子炉建屋内において各部屋が分離されているため、床漏えい検出器、放射線モニタ及び火災感知器により、漏えい箇所を特定するための参考情報の入手並びに原子炉建屋の状況確認が可能である。

(添付資料 1.3.3, 1.3.4, 1.3.5, 1.3.6)

#### 1.3.2.5 その他の手順項目について考慮する手順

主蒸気逃がし安全弁、電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに非常用ディーゼル発電機、ガスタービン発電機及び電源車への燃料補給手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

操作の判断、確認に係る計装設備に関する手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

第 1.3.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順  
 対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/4)  
 (フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	
フロントライン系故障時	自動減圧系	減圧の自動化	代替自動減圧回路 (代替自動減圧機能) ATWS 緩和設備 (自動減圧系作動阻止機能) 自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁 (C, H の 2 個) 主蒸気系 配管・クエンチャ 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等 対処設備	非常時操作手順書 (設備別) 「自動減圧機能による原子炉減圧」 ※1, ※2
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	
		(主蒸気逃がし安全弁による減圧)	主蒸気逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ 所内常設蓄電式直流電源設備 ※3 常設代替直流電源設備 ※3 可搬型代替直流電源設備 ※3 常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3	重大事故等 対処設備	非常時操作手順書 (微候ベース) 「減圧冷却」等  非常時操作手順書 (シビアアクシデント) 「注水ストラテジ-1」  非常時操作手順書 (設備別) 「手動による原子炉減圧」
(タービンバイパス弁による減圧)	タービンバイパス弁 タービン制御系	自主対策設備	非常時操作手順書 (微候ベース) 「減圧冷却」等  非常時操作手順書 (設備別) 「タービンバイパス弁による原子炉減圧」		

※1: 代替自動減圧機能は, 運転員による操作不要の減圧機能である。

※2: 自動減圧系作動阻止機能の手順は, 「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

※4: 原子炉建屋ブローアウトパネルは, 開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり, 運転員による操作は不要である。

対応手段，対応設備，手順書一覧（2/4）

（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書
サポート系故障時	常設直流電源系統	可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁機能回復	可搬型代替直流電源設備 ※3 125V 直流電源切替盤 ※3 自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対応設備 非常時操作手順書（微候ベース） 「減圧冷却」等 非常時操作手順書（設備別） 「手動による原子炉減圧」等 重大事故等対応要領書 「電源車による 125V 代替充電器盤への給電（G 母線接続）」
		主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による主蒸気逃がし安全弁機能回復	主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池 自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対応設備 非常時操作手順書（微候ベース） 「減圧冷却」等 非常時操作手順書（設備別） 「可搬型蓄電池接続による主蒸気逃がし安全弁開放」
	—	高圧窒素ガス供給系（非常用）による窒素ガス確保	高圧窒素ガスポンプ 高圧窒素ガス供給系 配管・弁 主蒸気系 配管・弁 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対応設備 非常時操作手順書（設備別） 「高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁作動窒素ガス確保」

※1：代替自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：自動減圧系作動阻止機能の手順は，「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

※4：原子炉建屋ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

対応手段，対応設備，手順書一覧（3/4）  
（サポート系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	手順書
サポート系故障時	—	代替高圧窒素ガス供給系による減圧	高圧窒素ガスボンベ ホース・弁 代替高圧窒素ガス供給系 配管・弁	重大事故等対応設備 非常時操作手順書（微候ベース） 「減圧冷却」等 非常時操作手順書（シビアアクシデント） 「注水ストラテジ-1」等 非常時操作手順書（設備別） 「代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放」
	全交流動力電源 常設直流電源	代替直流電源設備による復旧	可搬型代替直流電源設備 ※3	重大事故等対応設備 非常時操作手順書（微候ベース） 「電源回復」 非常時操作手順書（設備別） 「125V 代替蓄電池による125V 直流主母線盤2A-1(2B-1)への給電」
			125V 代替充電器盤用電源車接続設備	自主対策設備 重大事故等対応要領書 「電源車による125V 代替充電器盤および250V 充電器盤への給電（G 母線接続）」等
		代替交流電源設備による復旧	常設代替交流電源設備 ※3 可搬型代替交流電源設備 ※3	重大事故等対応設備 非常時操作手順書（微候ベース） 「電源回復」 非常時操作手順書（設備別） 「M/C C(D)母線受電」 重大事故等対応要領書 「M/C C(D)母線受電」

※1：代替自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：自動減圧系作動阻止機能の手順は，「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

※4：原子炉建屋ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（4/4）

（原子炉格納容器破損を防止，インターフェイスシステム LOCA 発生時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
原子炉格納容器の破損防止	—	高圧溶融物放出／格納容器 雰囲気直接加熱の防止	主蒸気逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備 非常時操作手順書 （シビアアクシデント） 「注水ストラテジ-1」
インターフェイスシステム LOCA 発生時	—	発電用原子炉の減圧	主蒸気逃がし安全弁 主蒸気系 配管・クエンチャ 主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレータ 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレータ	重大事故等対処設備 「原子炉建屋制御」等
			タービンバイパス弁 タービン制御系	
		原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離	HPCS 注入隔離弁	重大事故等対処設備 （設計基準拡張）
		原子炉建屋原子炉区域内の圧力上昇抑制及び環境改善	原子炉建屋ブローアウトパネル ※4	重大事故等対処設備

※1：代替自動減圧機能は，運転員による操作不要の減圧機能である。

※2：自動減圧系作動阻止機能の手順は，「1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整理する。

※4：原子炉建屋ブローアウトパネルは，開放設定圧力に到達した時点で自動的に開放する設備であり，運転員による操作は不要である。



第 1.3.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/6)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ (計器)
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)代替減圧			
非常時操作手順書 (徴候ベース) 「減圧冷却」	判断基準	補機監視機能	高压炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 低压炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ(A)出口圧力 残留熱除去系ポンプ(B)出口圧力 残留熱除去系ポンプ(C)出口圧力 原子炉給水ポンプ出口ヘッド圧力 復水器器内圧力
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域)
		原子炉格納容器内の水位	圧力抑制室水位
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッションプール水温度
		補機監視機能	復水器器内圧力
非常時操作手順書 (徴候ベース) 「急速減圧」	判断基準	補機監視機能	高压炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 低压炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ(A)出口圧力 残留熱除去系ポンプ(B)出口圧力 残留熱除去系ポンプ(C)出口圧力 原子炉給水ポンプ出口ヘッド圧力 復水移送ポンプ出口圧力 復水器器内圧力
		原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域)
		原子炉格納容器内の水位	圧力抑制室水位
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッションプール水温度
		補機監視機能	復水器器内圧力

監視計器一覧 (2/6)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)代替減圧			
非常時操作手順書 (シビアアクシデント) 「注水ストラテジ-1」	判断基準	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ(A) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ(B) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ(C) 出口圧力 復水移送ポンプ 出口圧力
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA 燃料域)
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域)
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器内雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度

監視計器一覧 (3/6)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ (計器)
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 常設直流電源系統喪失時の減圧			
非常時操作手順書 (設備別) 「手動による原子炉減圧」等	判断基準	電源の確保	125V 直流主母線 2A 電圧 125V 直流主母線 2B 電圧 125V 直流主母線 2A-1 電圧 125V 直流主母線 2B-1 電圧
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ADS (A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS (B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (A) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 出口圧力 復水移送ポンプ出口圧力 大容量送水ポンプ(タイプ I) 出口圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ADS (A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS (B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力
非常時操作手順書 (設備別) 「可搬型蓄電池接続による主蒸気逃がし安全弁開放」	判断基準	電源の確保	125V 直流主母線 2A 電圧 125V 直流主母線 2B 電圧 125V 直流主母線 2A-1 電圧 125V 直流主母線 2B-1 電圧
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ADS (A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS (B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (A) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 出口圧力 復水移送ポンプ出口圧力 大容量送水ポンプ(タイプ I) 出口圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ADS (A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS (B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力

監視計器一覧 (4/6)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (2)主蒸気逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧			
非常時操作手順書 (設備別) 「高圧窒素ガス供給系 (非常用) による主蒸気逃がし安全弁作動窒素ガス確保」	判断基準	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ADS(A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS(B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力
		関連警報	HPIN 常用系原子炉格納容器入口圧力低警報
	操作	補機監視機能	高圧窒素ガス供給系 ADS(A) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 ADS(B) 入口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ (B) 出口圧力
		関連警報	高圧窒素ガス供給系 窒素ガスポンベ 出口圧力低 警報
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順 (3)主蒸気逃がし安全弁の背圧を考慮した減圧			
非常時操作手順書 (設備別) 「代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放」	判断基準	電源の確保	4-2C 母線電圧 4-2D 母線電圧
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 圧力抑制室圧力
		補機監視機能	代替高圧窒素ガス供給系窒素ガス供給止め弁 (A) 入口圧力 代替高圧窒素ガス供給系窒素ガス供給止め弁 (B) 入口圧力 復水移送ポンプ出口圧力 大容量送水ポンプ (タイプ I) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (A) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 出口圧力
	操作	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)
		補機監視機能	代替高圧窒素ガス供給系窒素ガス供給止め弁 (A) 入口圧力 代替高圧窒素ガス供給系窒素ガス供給止め弁 (B) 入口圧力 代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンベ (A) 出口圧力 代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスポンベ (B) 出口圧力

監視計器一覧 (5/6)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.3.2.3 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順		
非常時操作手順書 (徴候ベース) 「原子炉建屋制御」等	判断基準	格納容器バイパスの監視 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) ドライウェル圧力 ドライウェル温度 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ (A) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 エリア放射線モニタ
		補機監視機能 ドライウェルサンプ水位
	漏えい関連警報 建屋・床・タンク漏えい 警報 残留熱除去系機器室/熱交換器室漏えい 警報 残留熱除去系機器室/熱交換器室雰囲気温度高 警報 原子炉建屋原子炉棟放射能高 警報 原子炉建屋原子炉棟排気放射能高 警報 原子炉建屋原子炉棟ダスト放射線モニタ (A) 異常 警報 原子炉建屋原子炉棟ダスト放射線モニタ (B) 異常 警報	
操作	格納容器バイパスの監視 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 残留熱除去系ポンプ (A) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ室漏えい検出 周囲温度 エリア放射線モニタ プロセス放射線モニタ ・原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタ ・燃料取替エリア放射線モニタ	

監視計器一覧 (6/6)

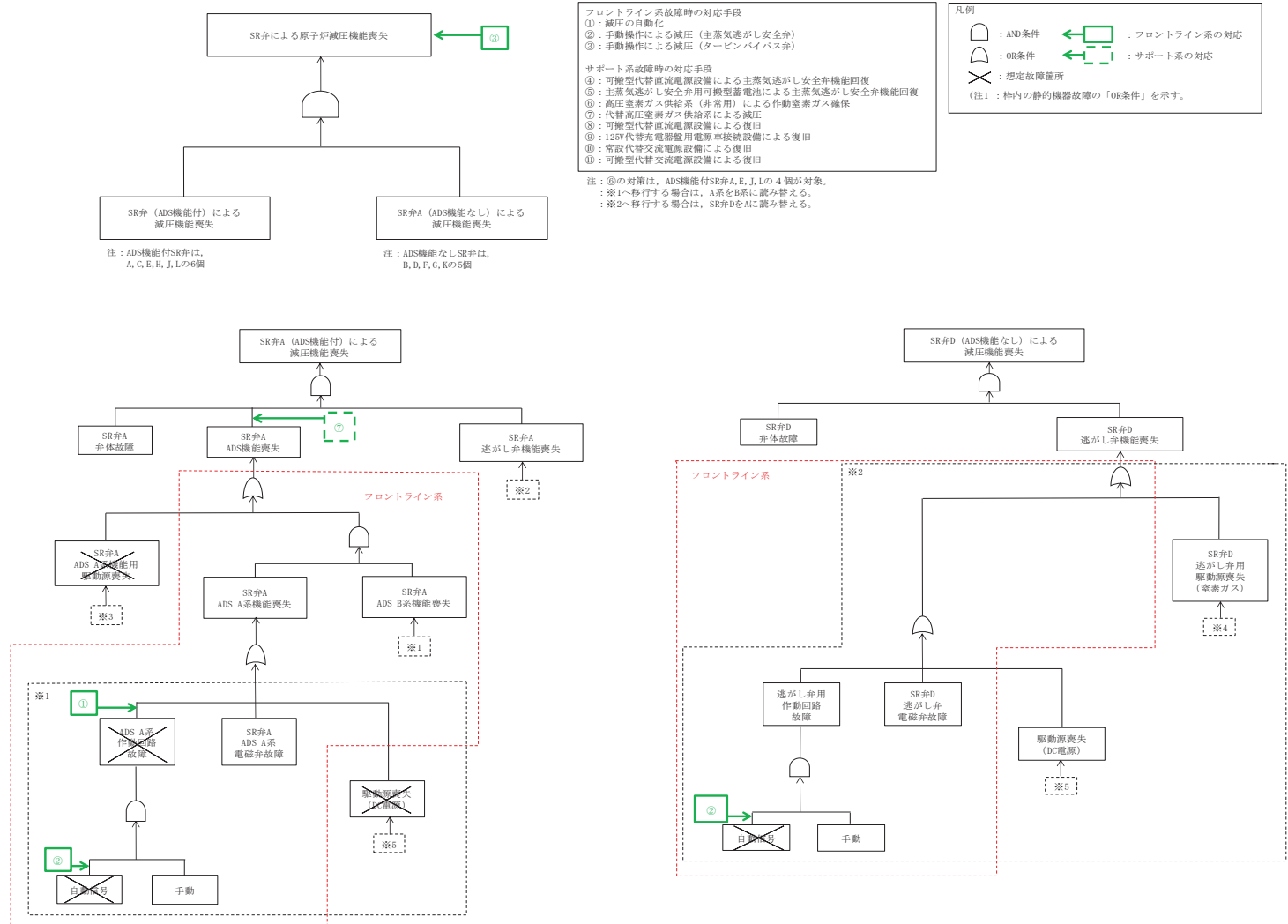
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.3.2.3 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順			
非常時操作手順書 (徴候ベース) 「原子炉建屋制御」等	原子炉圧力容器内への注水量	残留熱除去系ポンプ (A) 出口流量 残留熱除去系ポンプ (B) 出口流量 残留熱除去系ポンプ (C) 出口流量 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量	
	補機監視機能	残留熱除去系ポンプ (A) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 出口圧力 残留熱除去系ポンプ (C) 出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力	
	水源の確保	圧力抑制室水位 復水貯蔵タンク水位	
	原子炉格納容器内の温度	サブレーションプール水温度	
	最終ヒートシンクの確保	操作	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系ポンプ (A) 出口流量 残留熱除去系ポンプ (B) 出口流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 冷却水入口流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 冷却水入口流量 原子炉補機冷却水系 (A) 冷却水供給温度 原子炉補機冷却水系 (B) 冷却水供給温度 原子炉補機冷却海水系ポンプ (A) 出口圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ (B) 出口圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ (C) 出口圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ (D) 出口圧力
			補機監視機能

第 1.3.3 表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	供給元	
		設備	母線
【1.3】 原子炉冷却材圧力 バウンダリを減圧 するための手順等	主蒸気逃がし安全弁	常設代替交流電源設備	125V 直流主母線 2A-1
			125V 直流主母線 2B-1
		可搬型代替交流電源設備	125V 直流主母線 2A-1
			125V 直流主母線 2B-1
		所内常設蓄電式直流 電源設備	125V 直流主母線 2A-1
			125V 直流主母線 2B-1
	可搬型代替直流電源設備	125V 直流主母線 2B-1	
	主蒸気逃がし安全弁用 可搬型蓄電池	-	
	高圧窒素ガス供給系弁	常設代替交流電源設備	非常用低圧母線 MCC 2C 系
			非常用低圧母線 MCC 2D 系
		可搬型代替交流電源設備	非常用低圧母線 MCC 2C 系
			非常用低圧母線 MCC 2D 系
	代替高圧窒素ガス供給系弁	常設代替交流電源設備	非常用低圧母線 MCC 2C 系
			非常用低圧母線 MCC 2D 系
			緊急用低圧母線 MCC 2G 系
		可搬型代替交流電源設備	非常用低圧母線 MCC 2C 系
			非常用低圧母線 MCC 2D 系
			緊急用低圧母線 MCC 2G 系
	計測用電源※	常設代替交流電源設備	非常用低圧母線 MCC 2C 系
			非常用低圧母線 MCC 2D 系
		可搬型代替交流電源設備	非常用低圧母線 MCC 2C 系
非常用低圧母線 MCC 2D 系			
可搬型代替直流電源設備		125V 直流主母線 2A-1	
		125V 直流主母線 2B-1	

※：供給負荷は監視計器





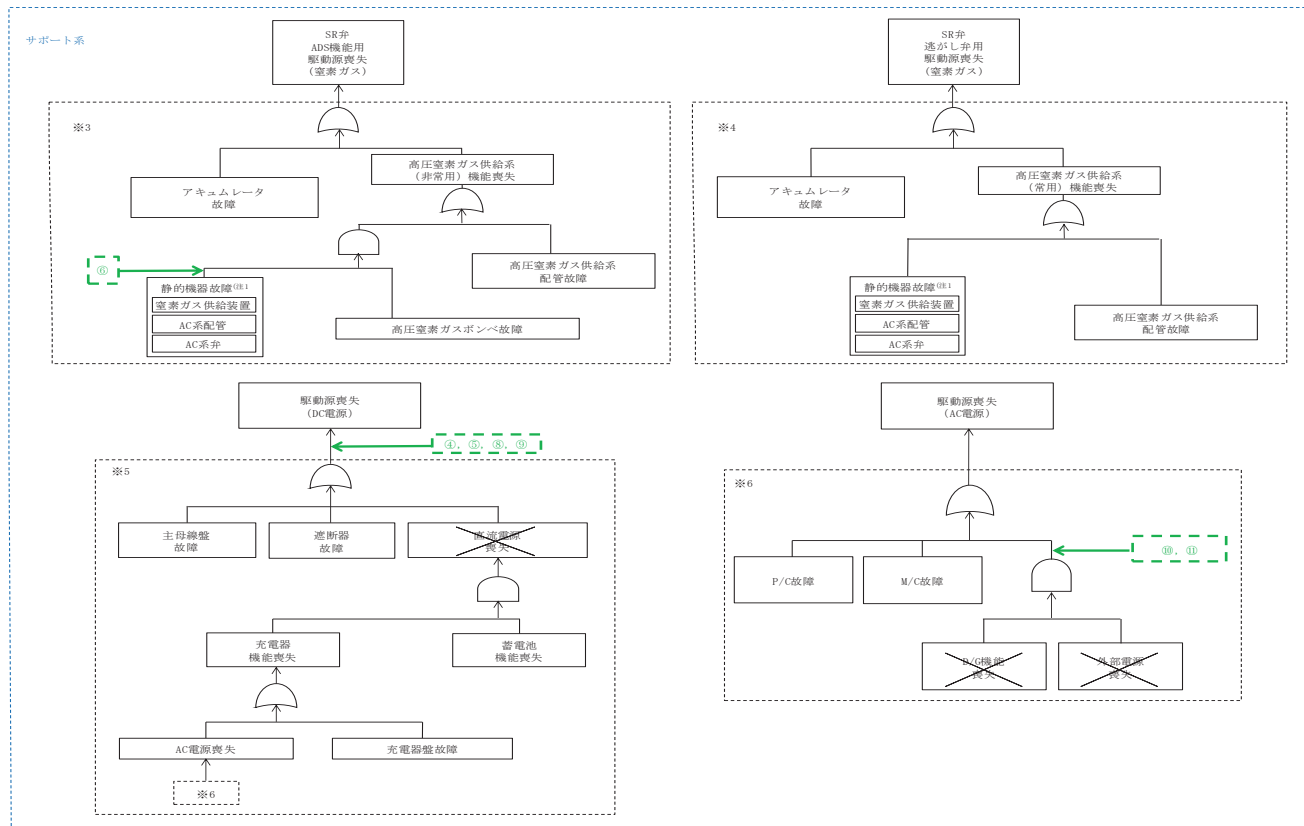
第 1.3.1 図 機能喪失原因対策分析 (1/2)

フロントライン系故障時の対応手段  
 ①：減圧の自動化  
 ②：手動操作による減圧（主蒸気逃がし安全弁）  
 ③：手動操作による減圧（タービンバイパス弁）

サポート系故障時の対応手段  
 ④：可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁機能回復  
 ⑤：主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による主蒸気逃がし安全弁機能回復  
 ⑥：高圧窒素ガス供給系（非常用）による作動窒素ガス確保  
 ⑦：代替高圧窒素ガス供給系による減圧  
 ⑧：可搬型代替直流電源設備による復旧  
 ⑨：12V代替充電器並用電源車接続設備による復旧  
 ⑩：常設代替交流電源設備による復旧  
 ⑪：可搬型代替交流電源設備による復旧

凡例  
  
 D : AND条件      ← : フロントライン系の対応  
 X : OR条件      ← : サポート系の対応  
 ○ : 想定故障箇所  
 (注1：枠内の静的機器故障の「OR条件」を示す。)

注：⑥の対策は、ADS機能付SR弁A, E, J, Lの4個が対象。  
 ※1～移行する場合は、A系をB系に読み替える。  
 ※2～移行する場合は、SR弁DをAに読み替える。

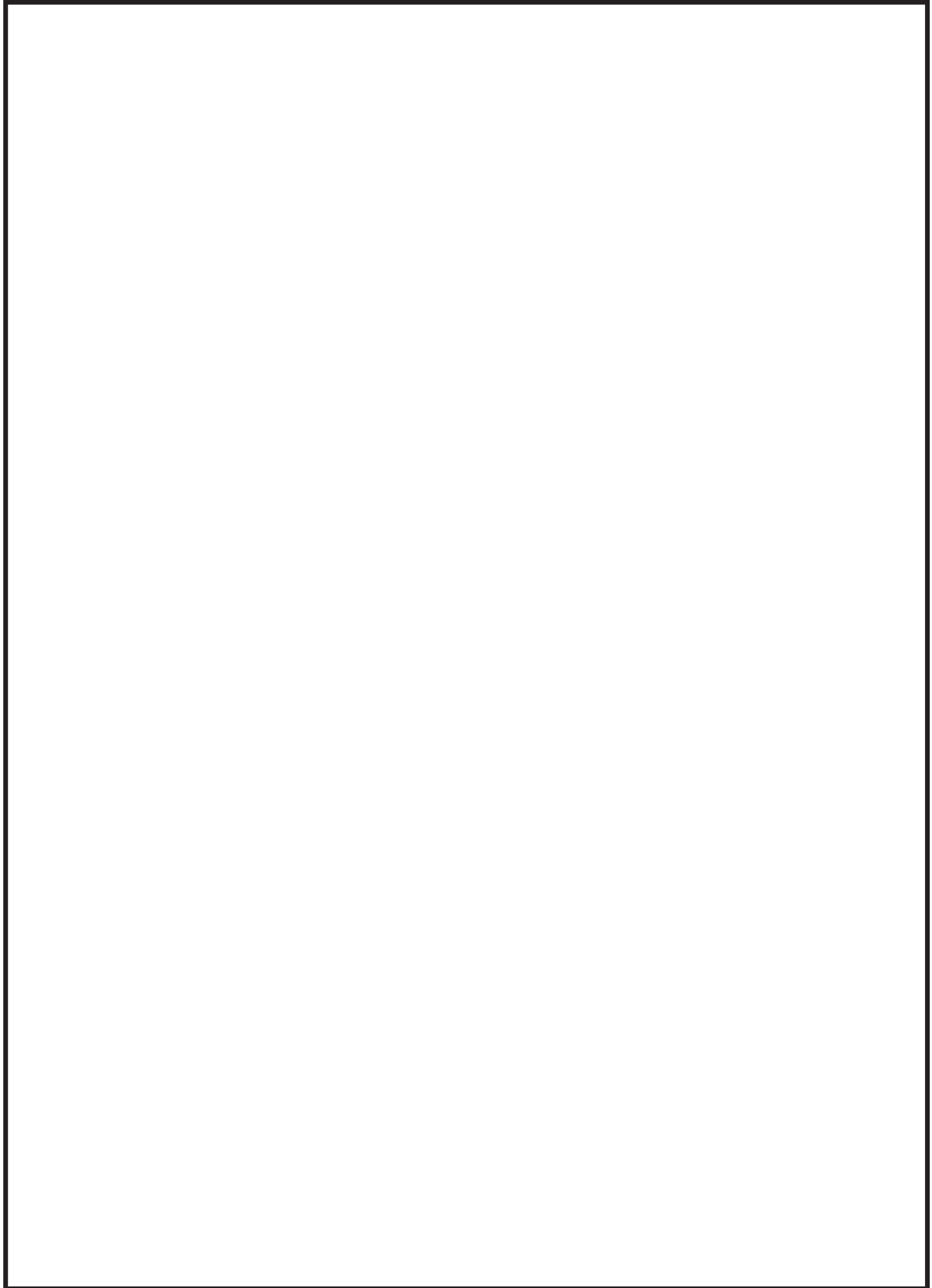


第 1.3.1 図 機能喪失原因対策分析 (2/2)



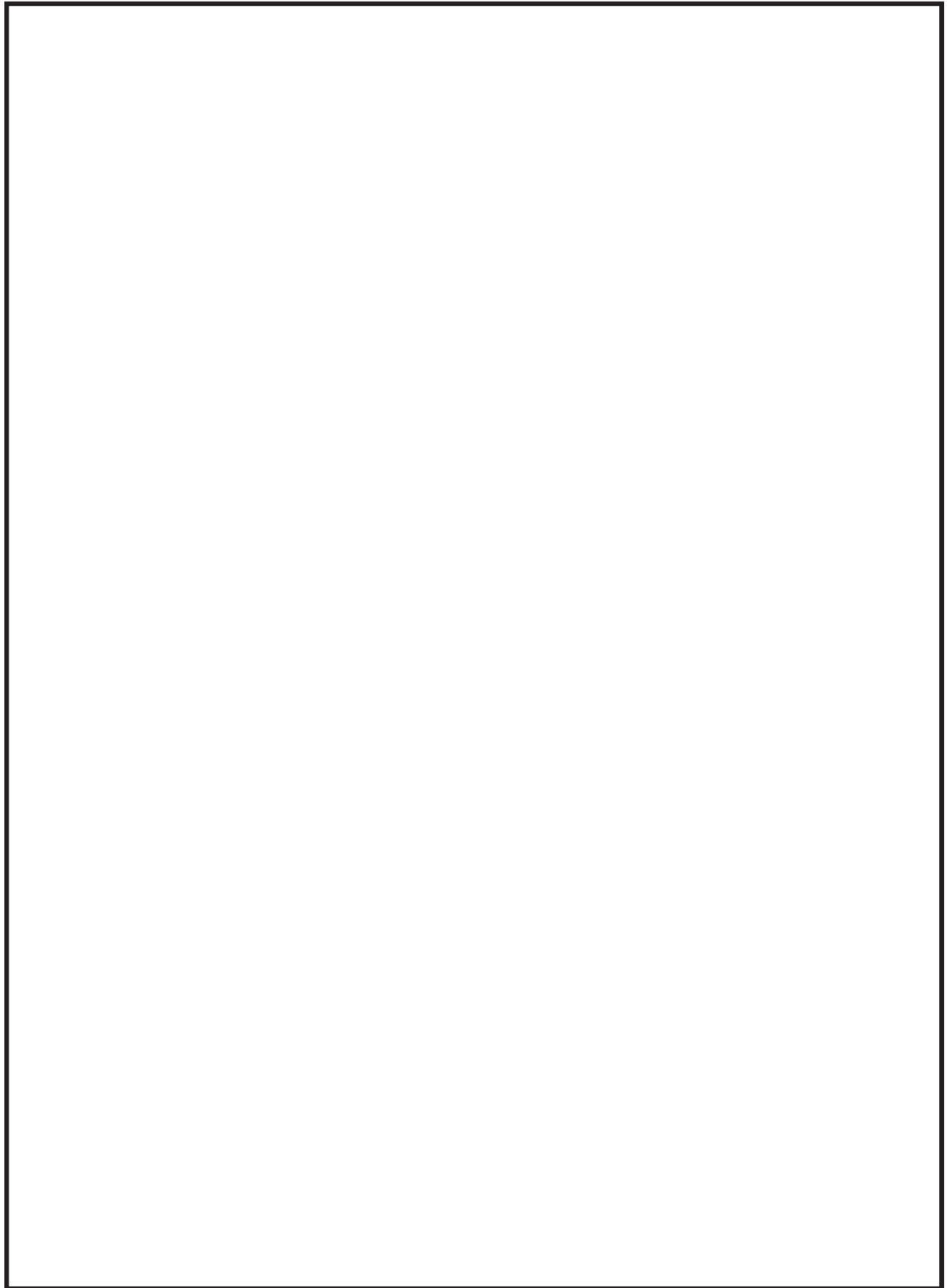
第 1.3.2 図 非常時操作手順書（徴候ベース）「減圧冷却」における対応フロー

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。



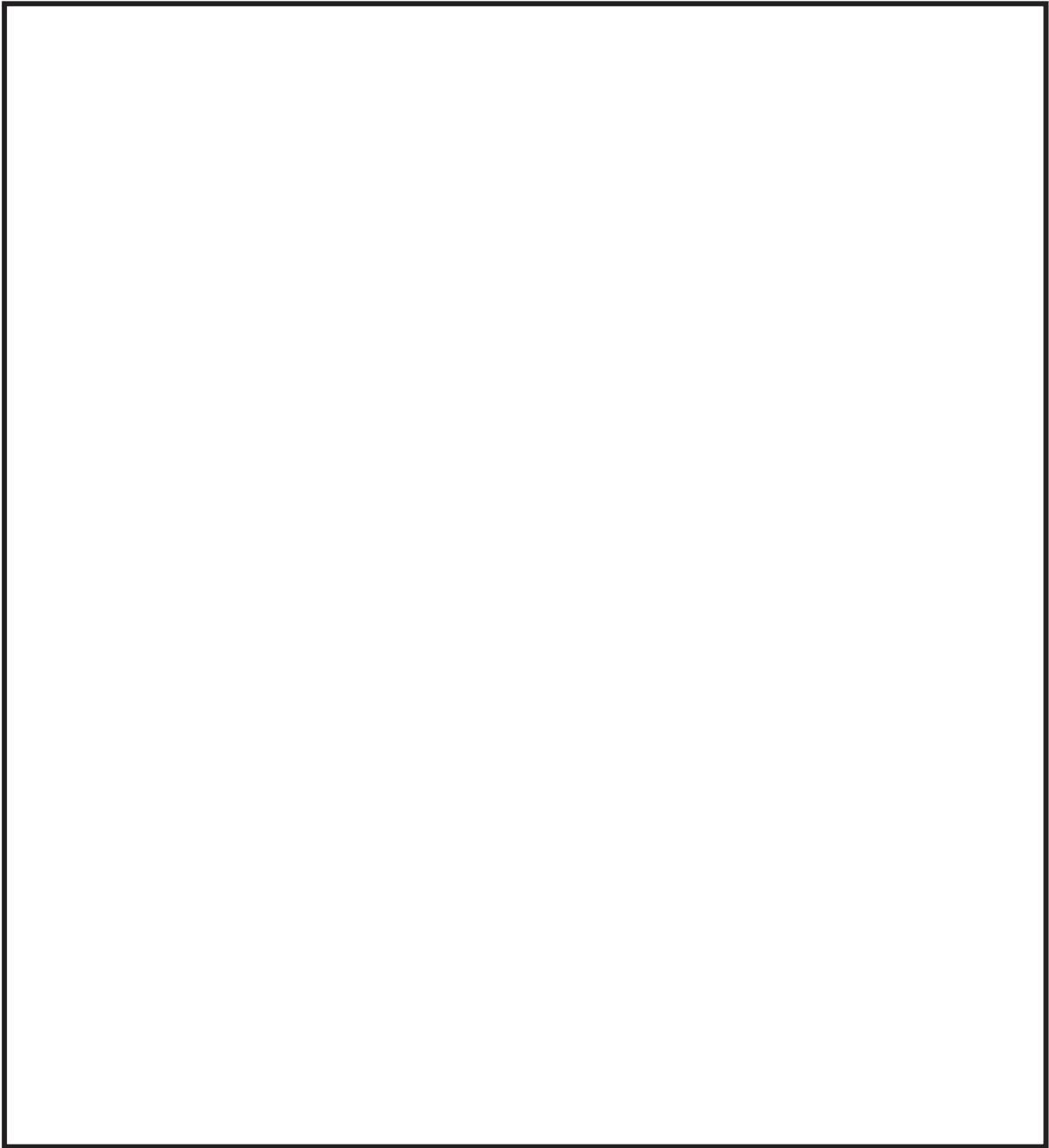
第 1.3.3 図 非常時操作手順書（徴候ベース）「急速減圧」における対応フロー

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。



第 1.3.4 図 非常時操作手順書（徴候ベース）「炉心損傷初期対応」  
における対応フロー

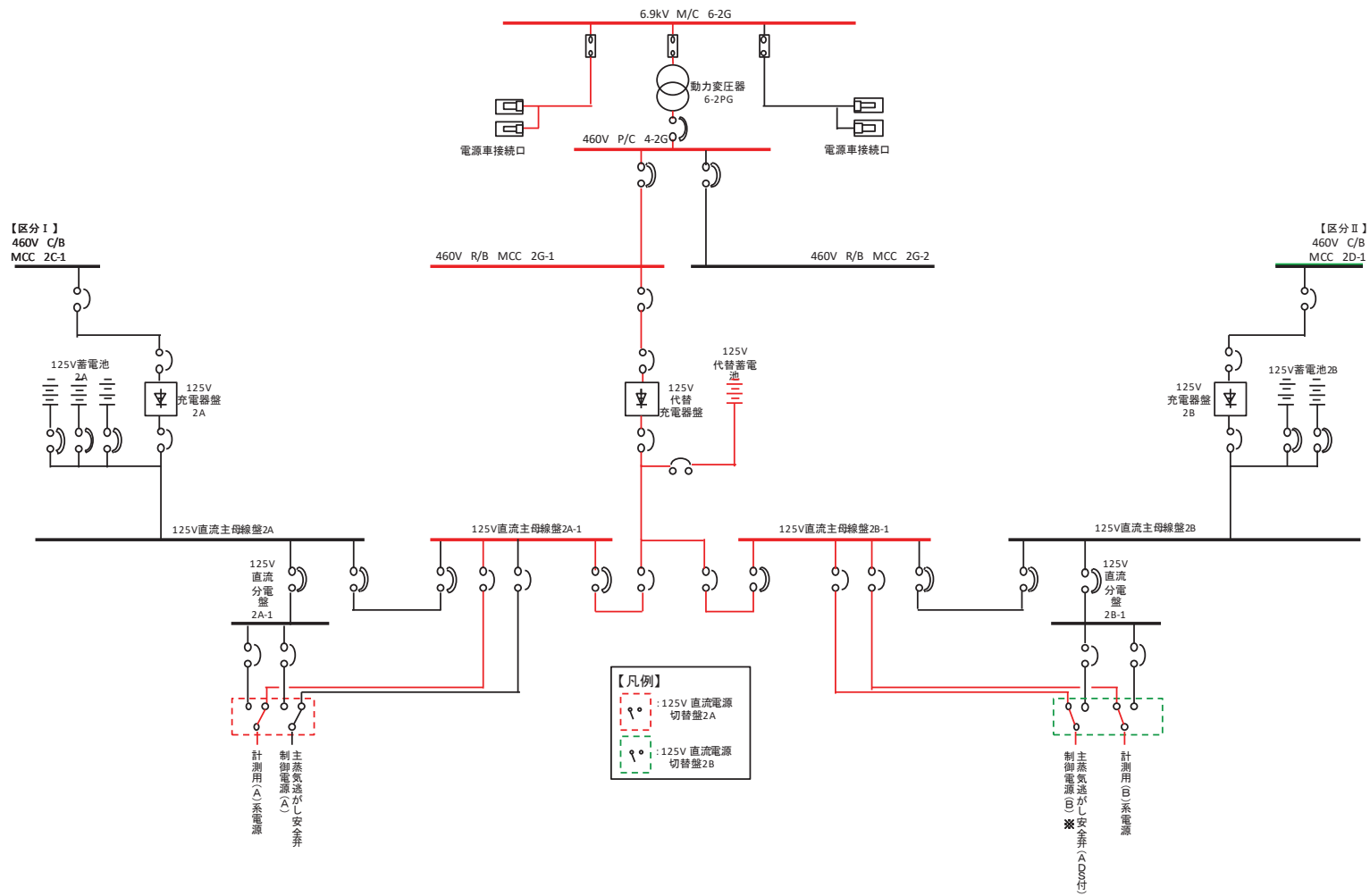
枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。



第 1.3.5 図 非常時操作手順書（シビアアクシデント）「注水ストラテジ-1」  
における対応フロー

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

凡例  
赤線：対応手段で使用する箇所

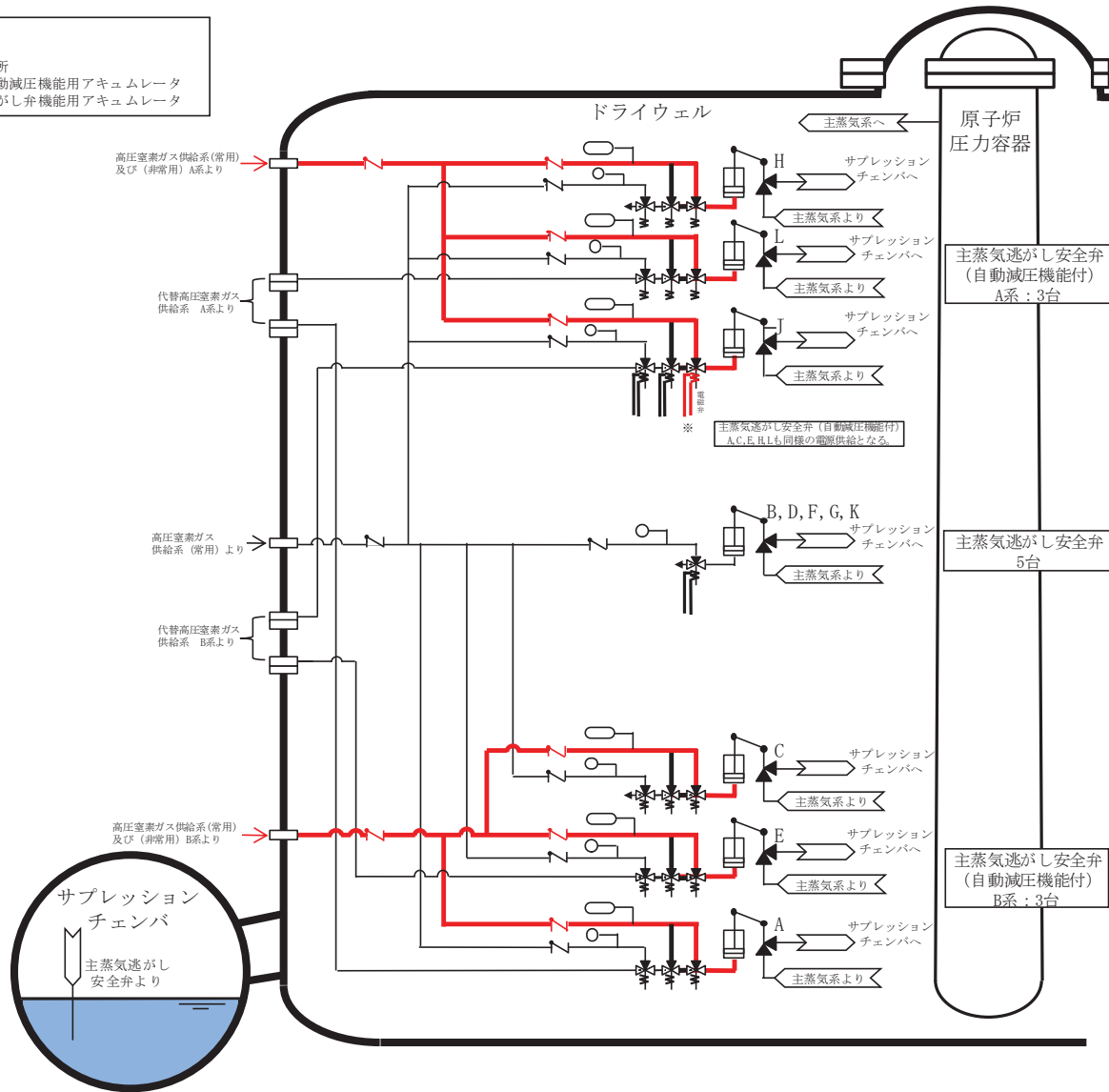


1.3-49

第 1.3.6 図 可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁開放 概要図(1/3)



- 凡例
- : 常設配管
  - 赤線 : 対応手段で使用する箇所
  - : 主蒸気逃がし安全弁自動減圧機能用アキュムレタ
  - : 主蒸気逃がし安全弁逃がし弁機能用アキュムレタ



第 1.3.6 図 可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁開放 概要図(2/3)



		経過時間 (分)																				備考	
		10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m	110m	120m	130m	140m	150m	160m	170m	180m	190m	200m		
手順の項目	要員 (数)	100分 可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁開放																				操作手順	
可搬型代替 直流電源設備 による主蒸気 逃がし安全弁 開放	運転員 (中央制御室) A	1	電源確認 <sup>※1</sup>					減圧操作及び減圧確認 <sup>※2</sup>															④
			減圧操作及び減圧確認 <sup>※2</sup>															⑧⑨⑩					
	運転員 (現場) B, C	2	受電切替え <sup>※2</sup>					高圧窒素ガス供給系 (非常用) 系統構成 <sup>※2</sup>															③
			高圧窒素ガス供給系 (非常用) 系統構成 <sup>※2</sup>															⑤⑥					

※1: 中央制御室での状況確認に必要な想定時間

※2: 機器の操作時間に余裕を見込んだ時間

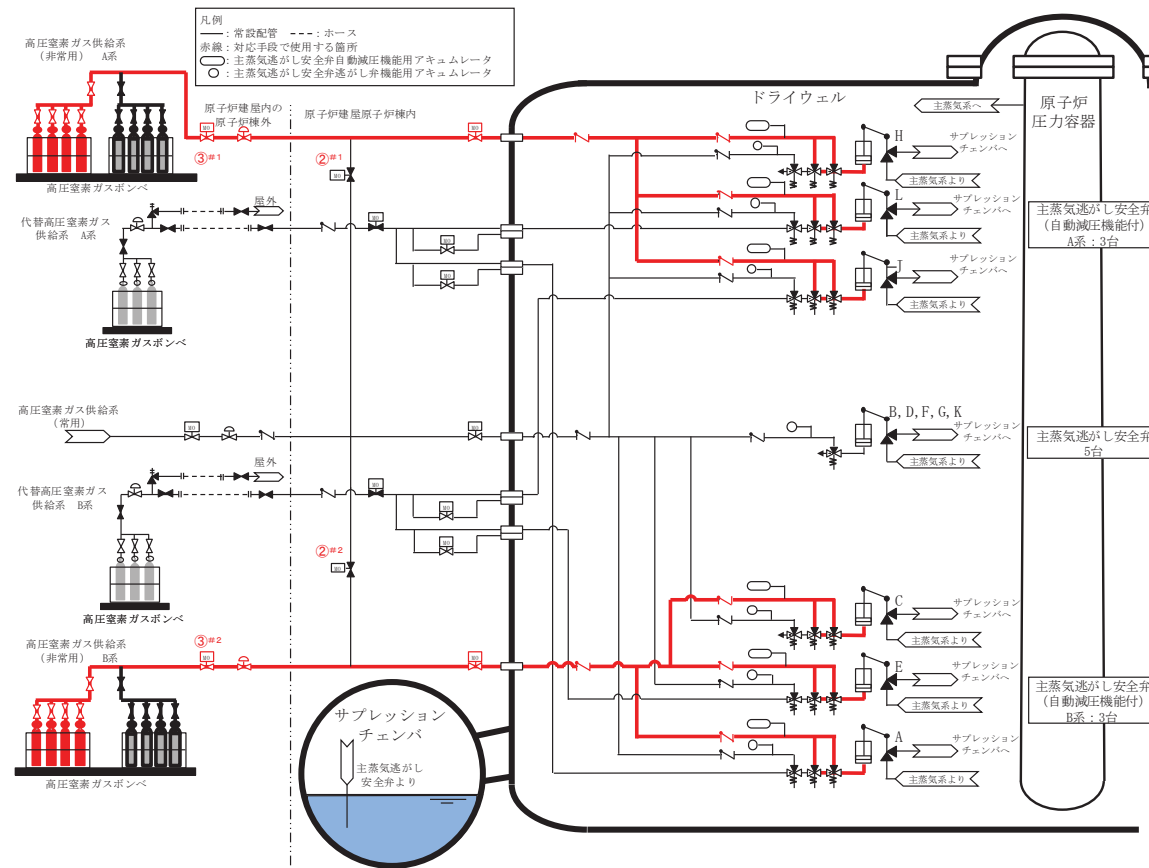
第 1.3.7 図 可搬型代替直流電源設備による主蒸気逃がし安全弁開放 タイムチャート



		経過時間 (分)																					備考					
		10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m	110m	120m	130m	140m	150m	160m	170m	180m	190m	200m							
手順の項目	要員 (数)	95分 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による 主蒸気逃がし安全弁開放																				操作手順						
主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による主蒸気逃がし安全弁開放	運転員 (中央制御室) A	1	可搬型計測器接続 <sup>※1</sup>																					②				
																										⑧		
	運転員 (現場) B, C	2																										
																										③④		
																											⑤	
																											⑦	

※1: 機器の操作時間に余裕を見込んだ時間  
 ※2: 中央制御室での状況確認に必要な想定時間

第 1.3.9 図 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による主蒸気逃がし安全弁開放 タイムチャート



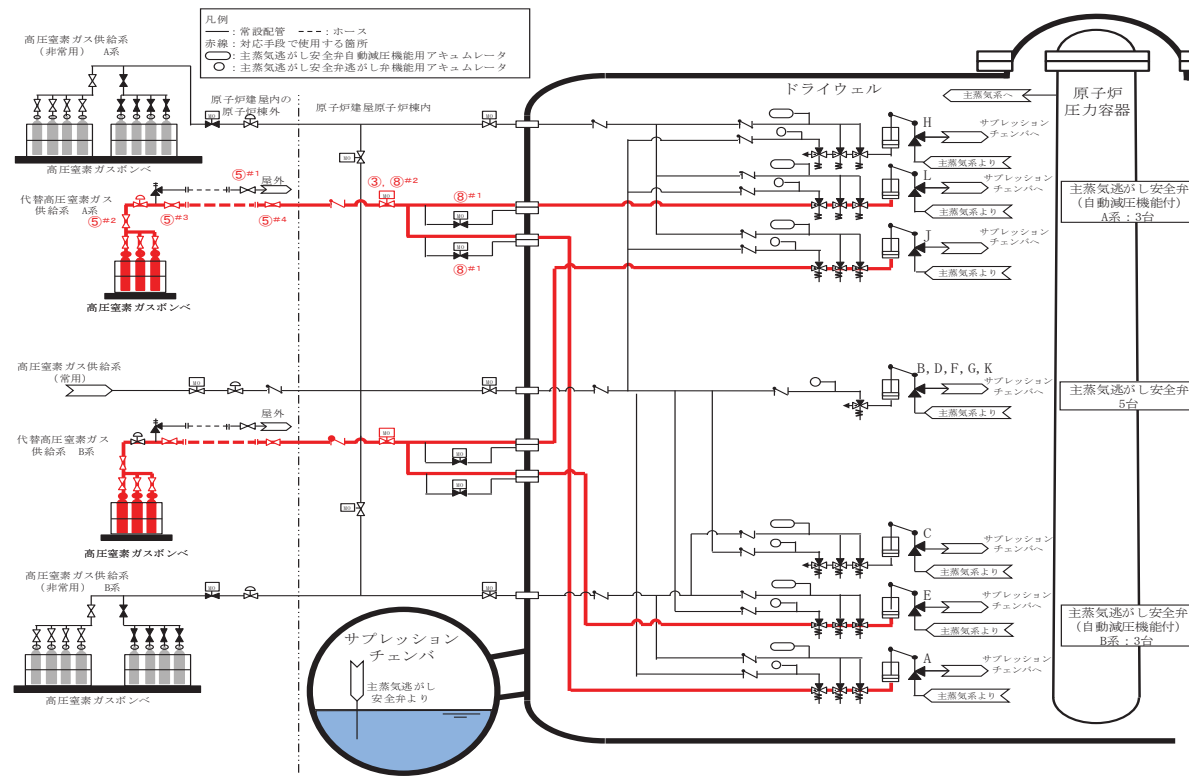
操作手順	弁名称	弁番号	操作場所
②#1	HPIN 常用非常用窒素ガス連絡弁 (A)	P54-M0-F069A	原子炉建屋 地上1階 (原子炉建屋原子炉棟内)
②#2	HPIN 常用非常用窒素ガス連絡弁 (B)	P54-M0-F069B	原子炉建屋 地上1階 (原子炉建屋原子炉棟内)
③#1	HPIN 非常用窒素ガス入口弁 (A)	P54-M0-F060A	原子炉建屋 地上1階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
③#2	HPIN 非常用窒素ガス入口弁 (B)	P54-M0-F060B	原子炉建屋 地上1階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する弁があることを示す。

第 1.3.10 図 高压窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保 概要図



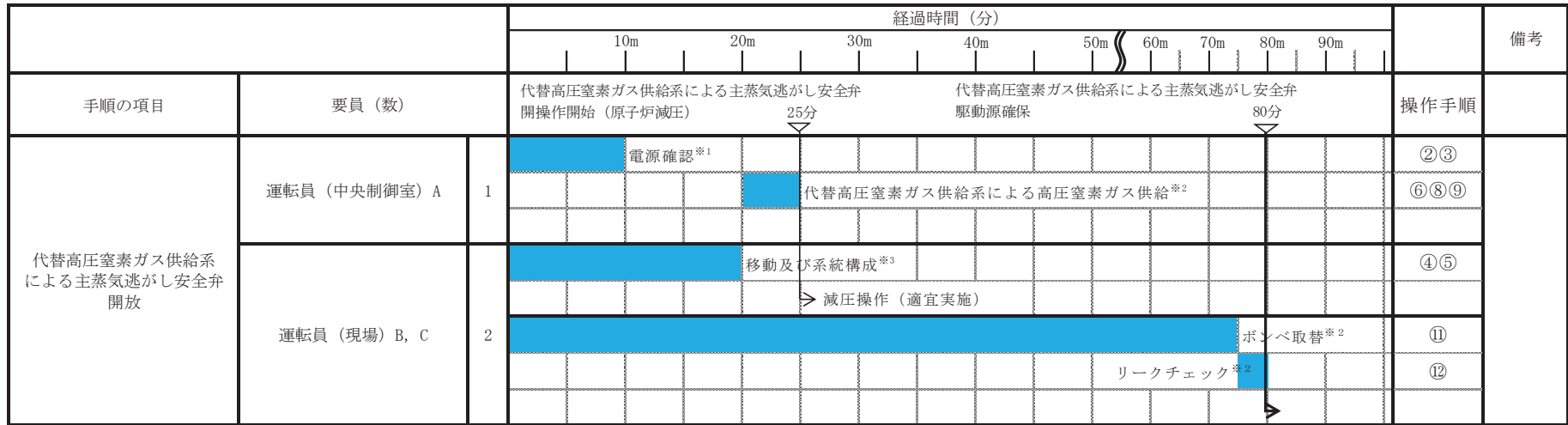




操作手順	弁名称	弁番号	操作場所
③, ⑧ <sup>#2</sup>	代替 HPIN 第一隔離弁 (A) / (B)	P54-M0-F104A (B)	中央制御室
⑤ <sup>#1</sup>	高圧窒素ガスポンベ安全弁出口ライン止め弁 (A) / (B)	P54-F090A (B)	原子炉建屋 地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
⑤ <sup>#2</sup>	代替 HPIN 窒素ガスポンベ供給止め弁 (A) / (B)	P54-F1008A (B)	原子炉建屋 地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
⑤ <sup>#3</sup>	代替 HPIN 窒素ガスポンベ供給弁 (A) / (B)	F54-F1007A (B)	原子炉建屋 地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
⑤ <sup>#4</sup>	代替 HPIN 窒素ガス供給止め弁 (A) / (B)	P54-F101A (B)	原子炉建屋 地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
⑧ <sup>#1</sup>	代替 HPIN 窒素排気出口弁 (A-1), (A-2) ((B-1), (B-2))	P54-M0-F105A-1, A-2 (B-1, B-2)	中央制御室

#1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する弁があることを示す。

第 1.3.12 図 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放 概要図

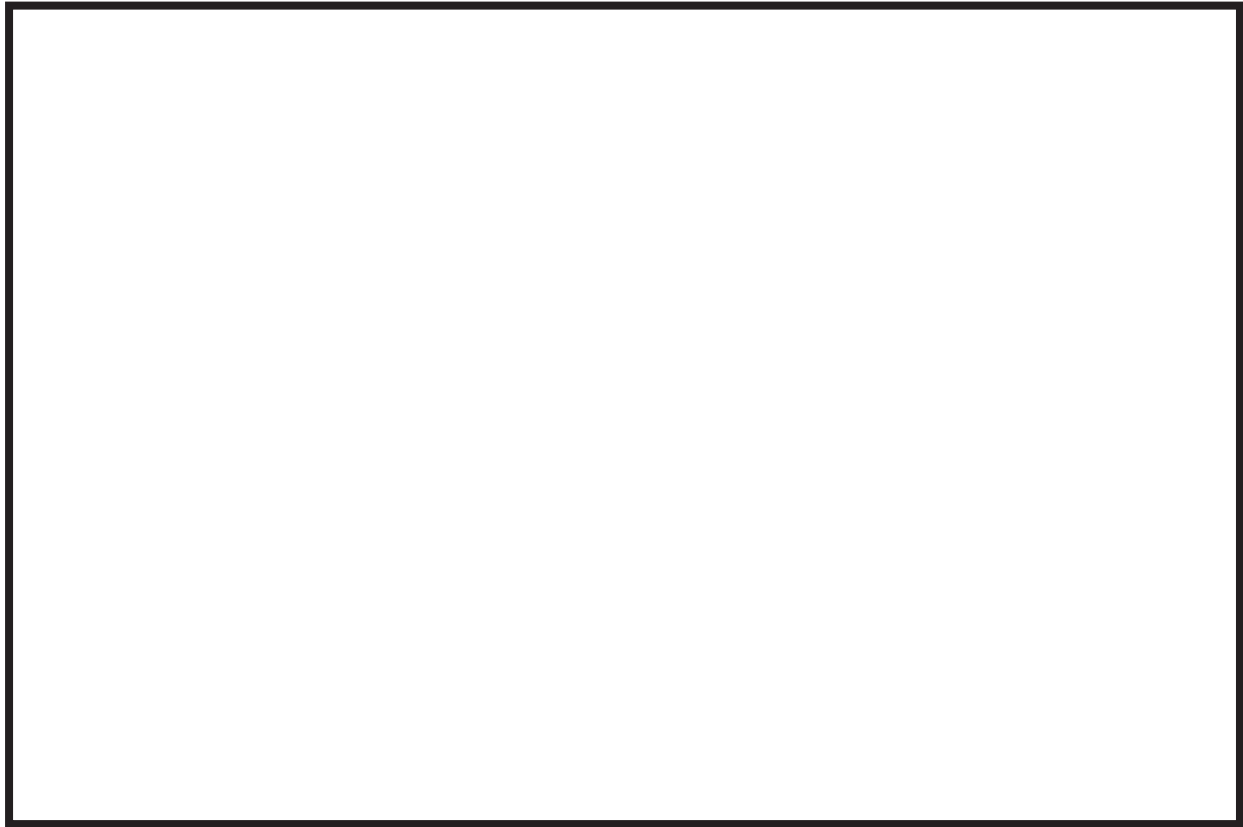


※1：中央制御室での状況確認に必要な想定時間

※2：機器の操作時間に余裕を見込んだ時間

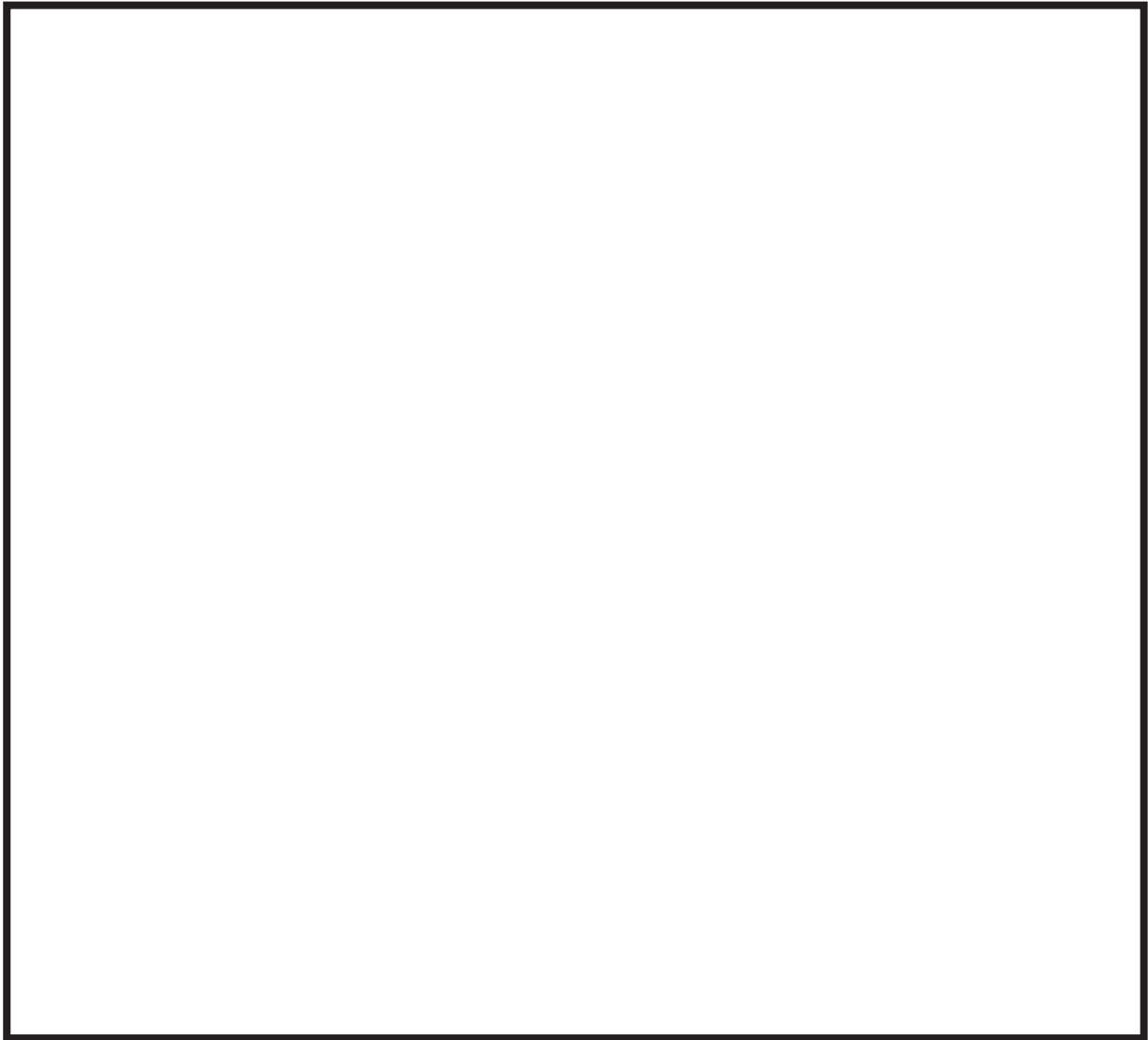
※3：中央制御室から機器操作場所までの移動時間及び機器の操作時間に余裕を見込んだ時間

第 1.3.13 図 代替高压窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放 タイムチャート



第 1.3.14 図 非常時操作手順書（徴候ベース）「RC スクラム」における対応フロー

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

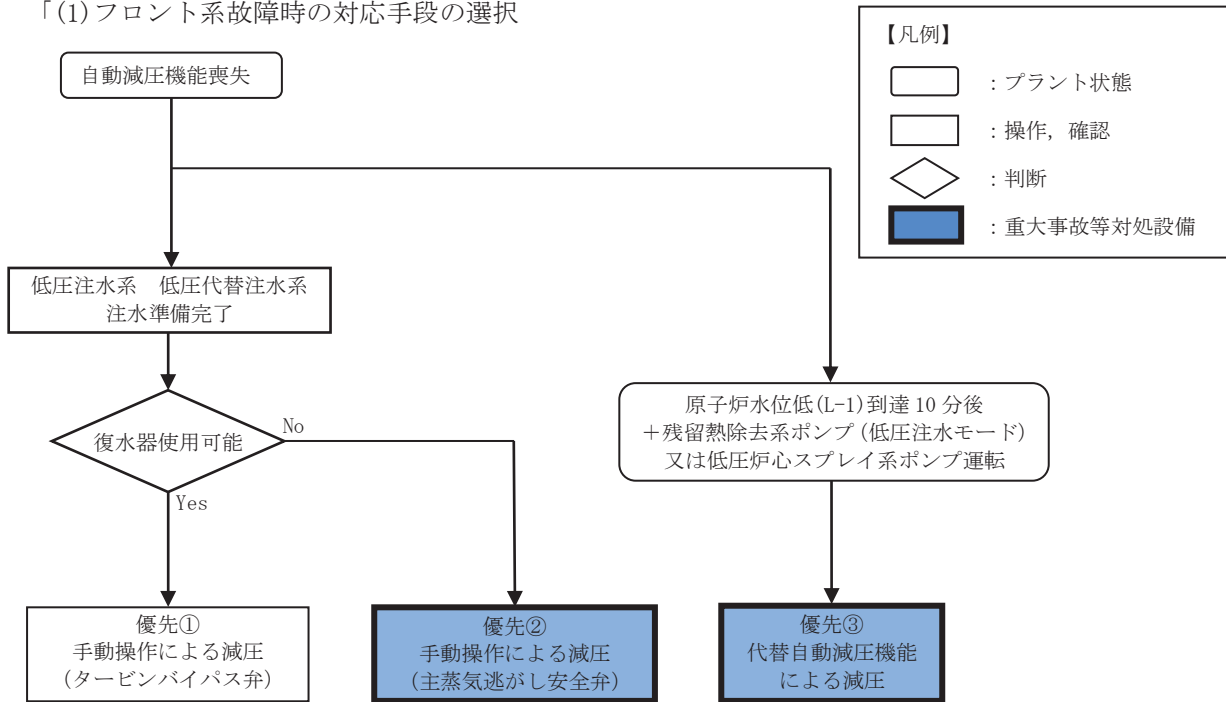


第 1.3.15 図 非常時操作手順書（徴候ベース）「原子炉建屋制御」  
における対応フロー

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

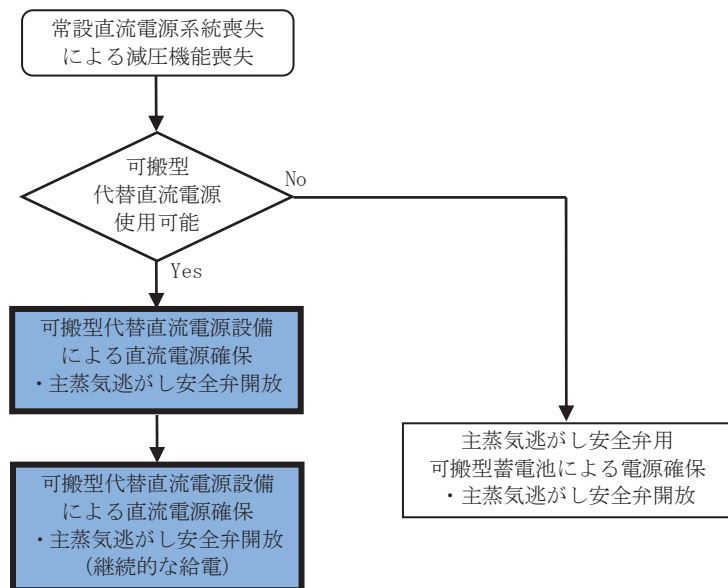


「(1) フロント系故障時の対応手段の選択

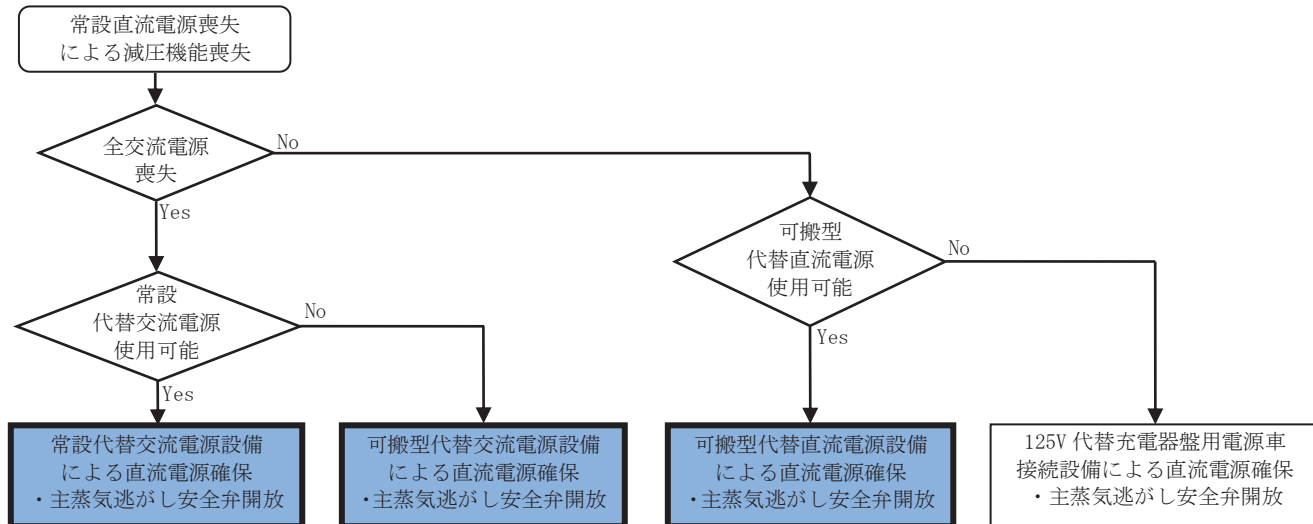


第 1. 3. 17 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/2)

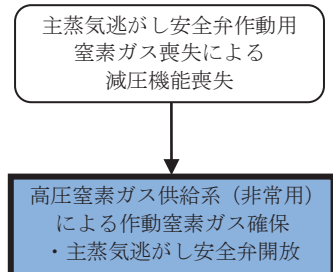
(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (1/4)



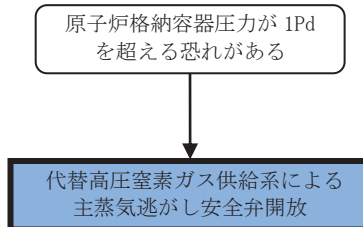
(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (2/4)



(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (3/4)



(2) サポート系故障時の対応手段の選択 (4/4)



第 1.3.17 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/2)



審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1/4）

技術的能力審査基準（1.3）	番号	設置許可基準規則（46条）	技術基準規則（61条）	番号
<p>【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p>	①	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備を設けなければならない。</p>	<p>【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備を施設しなければならない。</p>	⑦
<p>【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。</p>	—	<p>【解釈】 1 第46条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	<p>【解釈】 1 第61条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。</p>	—
<p>(1) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWRの場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWRの場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	②	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を作動させる減圧自動化ロジックを設けること（BWRの場合）。</p>	<p>(1) ロジックの追加 a) 原子炉水位低かつ低圧注水系が利用可能な状態で、逃がし安全弁を作動させる減圧自動化ロジックを設けること（BWRの場合）。</p>	⑧
<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。</p>	③	<p>(2) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時においても、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWRの場合）又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWRの場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	<p>(2) 可搬型重大事故防止設備 a) 常設直流電源系統喪失時においても、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWRの場合）又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWRの場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手動設備又は可搬型代替直流電源設備を配備すること。</p>	⑨
<p>c) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	④	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	<p>b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを配備すること。</p>	⑩
<p>c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。</p>	④	<p>c) 減圧用の弁は、想定される重大事故等が発生した場合の環境条件において確実に作動すること。</p>	<p>c) 減圧用の弁は、想定される重大事故等が発生した場合の環境条件において確実に作動すること。</p>	⑪
<p>(2) 復旧 a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。</p>	⑤	—	—	—
<p>(3) 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR） a) SGTR発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。（PWRの場合）</p>	—	—	—	—
<p>(4) インターフェイスシステムLOCA（ISLOCA） a) ISLOCA発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁（BWRの場合）又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWRの場合）を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。</p>	⑥	—	—	—

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2/4）

■：重大事故等対処設備      ■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
減圧の自動化	代替自動減圧回路 (代替自動減圧機能)	既設	① ⑦ ⑧	—	—	—	—	—	
	ATWS 緩和設備 (自動減圧系 作動阻止機能)	新設							
	自動減圧機能付き 主蒸気逃がし安全弁 (C, H の 2 個)	既設							
	主蒸気系 配管 ・クエンチャ	既設							
	主蒸気逃がし安全弁 自動減圧機能用 アキュムレータ	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
(主蒸気逃がし安全弁) 手動操作による減圧	主蒸気逃がし安全弁	既設	① ⑦	(タービンバイパス弁) 手動操作による減圧	タービンバイパス弁	常設	5分	1名	自主対策とする理由 は本文参照
	主蒸気系 配管 ・クエンチャ	既設			タービン制御系	常設			
	主蒸気逃がし安全弁 逃がし弁機能用 アキュムレータ	既設							
	主蒸気逃がし安全弁 自動減圧機能用 アキュムレータ	既設							
	所内常設蓄電式直流 電源設備	既設 新設							
	常設代替直流電源 設備	新設							
	可搬型代替直流電源 設備	新設							
	常設代替交流電源 設備	新設							
	可搬型代替交流電源 設備	新設							
主蒸気逃がし安全弁機能回復 可搬型代替直流電源 設備による	可搬型代替直流電源 設備	新設	① ② ⑦ ⑨	—	—	—	—	—	
	125V 直流電源切替盤	新設							
	自動減圧機能付き 主蒸気逃がし安全弁	既設							
	主蒸気系 配管 ・クエンチャ	既設							
	主蒸気逃がし安全弁 自動減圧機能用 アキュムレータ	既設							

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順書」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3/4）

■：重大事故等対処設備

■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
主蒸気逃がし安全弁 可搬型蓄電池接続による 主蒸気逃がし安全弁機能回復	主蒸気逃がし安全弁 用可搬型蓄電池	新設	① ② ⑦ ⑨	—	—	—	—	—	
	自動減圧機能付き 主蒸気逃がし安全弁	既設							
	主蒸気系 配管 ・クエンチャ	既設							
	主蒸気逃がし安全弁 自動減圧機能用 アキュムレータ	既設							
高圧窒素ガス供給系 (非常用)による 窒素ガス確保	高圧窒素ガスポンペ	既設	① ③ ⑦ ⑩	—	—	—	—	—	
	高圧窒素ガス供給系 配管・弁	既設							
	主蒸気系 配管・弁	既設							
	主蒸気逃がし安全弁 自動減圧機能用 アキュムレータ	既設							
主蒸気逃がし安全弁 の背圧対策	高圧窒素ガスポンペ	既設	① ④ ⑦ ⑪	—	—	—	—	—	
	ホース・弁	既設							
	代替高圧窒素ガス 供給系 配管・弁	新設							
	—	—							
代替直流電源設備 による復旧	可搬型代替直流電源 設備	新設	① ⑤ ⑦	代替直流電源設備 による復旧	125V 代替充電器盤用 電源車接続設備	常設 可搬	※1	※1	自主対策 とする理 由は本文 参照
	—	—			—	—			
代替交流電源設備 による復旧	常設代替交流電源 設備	新設	① ⑤ ⑦	—	—	—	—	—	
	可搬型代替交流電源 設備	新設							
—	—	—							

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順書」にて整備する。

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4/4）

■：重大事故等対処設備

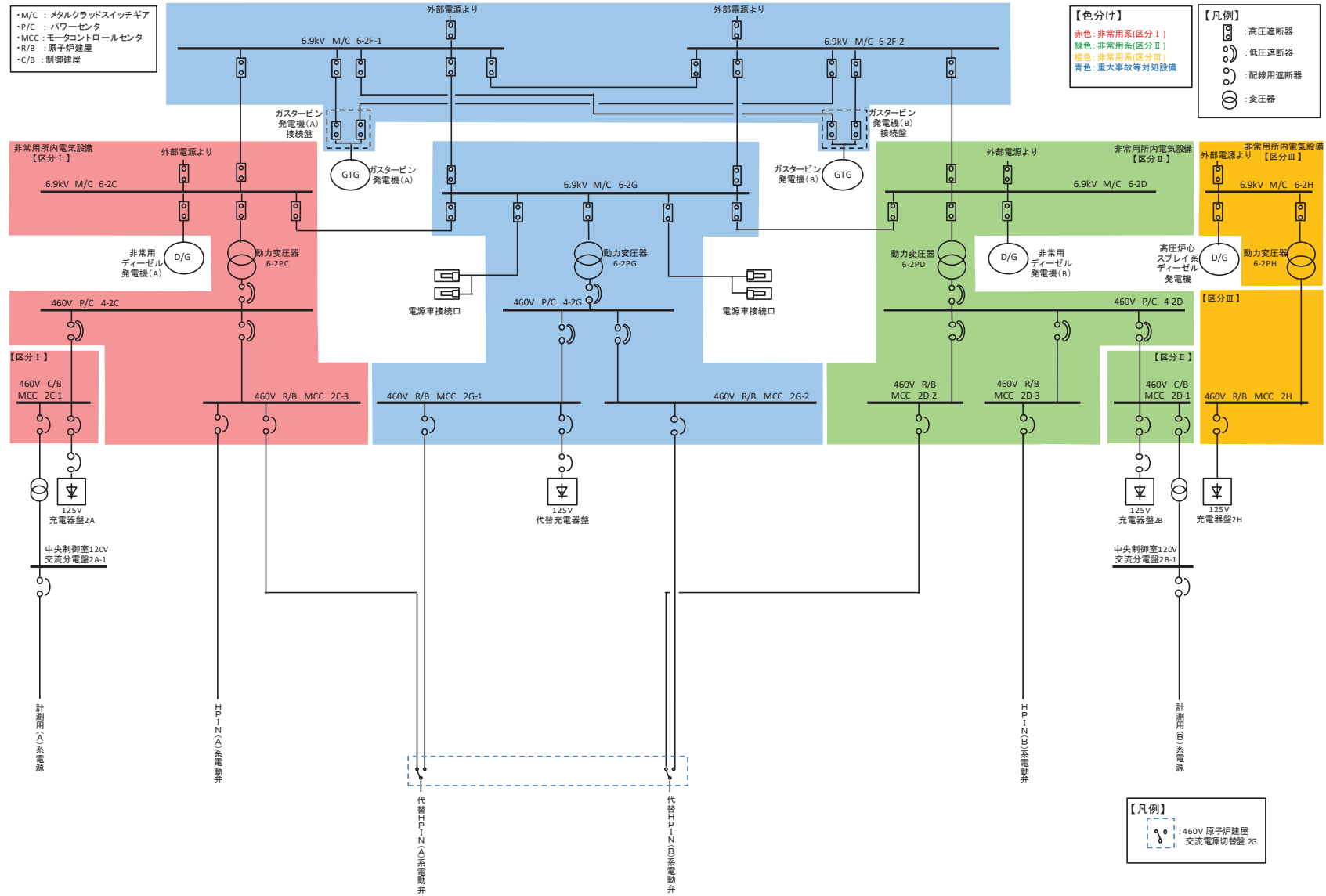
■：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応 番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
高圧溶融物放出／ 雰囲気直接加熱の防止	主蒸気逃がし安全弁	既設	① ⑦	—	—	—	—	—	
	主蒸気系 配管 ・クエンチャ	既設							
	主蒸気逃がし安全弁 逃がし弁機能用 アキュムレータ	既設							
	主蒸気逃がし安全弁 自動減圧機能用 アキュムレータ	既設							
（インターフェースシステムLOCA発生時） 発電用原子炉の減圧	主蒸気逃がし安全弁	既設	① ⑥ ⑦	（インターフェースシステムLOCA発生時） 発電用原子炉の減圧	タービンバイパス弁	常設	5分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	主蒸気系 配管 ・クエンチャ	既設			タービン制御系	常設			
	主蒸気逃がし安全弁 逃がし弁機能用 アキュムレータ	既設			—	—			
	主蒸気逃がし安全弁 自動減圧機能用 アキュムレータ	既設			—	—			
	—	—			—	—			
（インターフェースシステムLOCA発生時） 原子炉冷却材の漏えい箇所の隔離	HPCS注入隔離弁	既設	① ⑥ ⑦	—	—	—	—	—	
	—	—							
原子炉建屋 圧力上昇抑制及び環境改善	原子炉建屋 ブローアウトパネル	既設	① ⑥ ⑦	—	—	—	—	—	
	—	—							

※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順書」にて整備する。

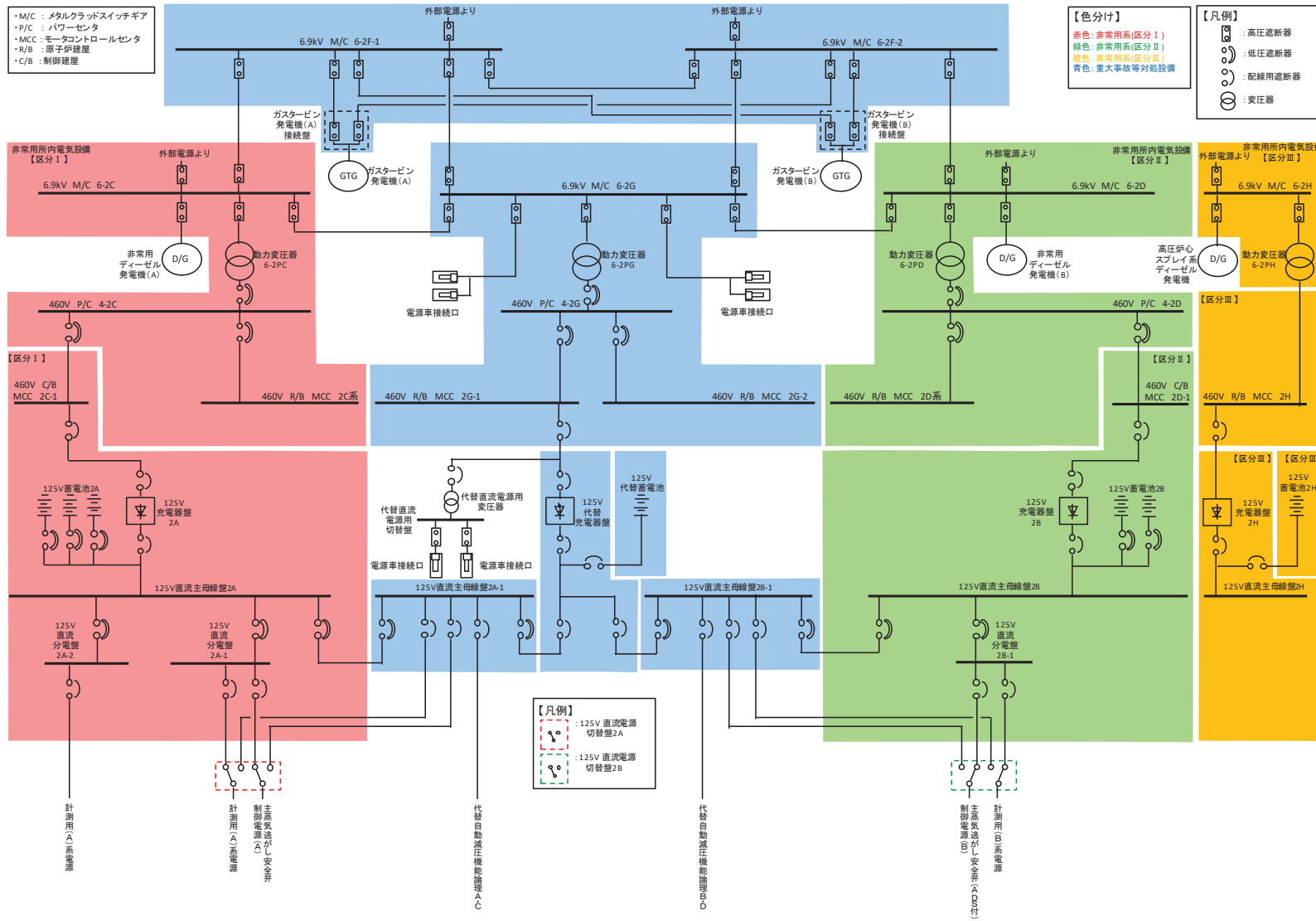
# 対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料 1.3.2



第1図 電源構成図 (交流電源)

1.3-68



第2図 電源構成図 (直流電源)

## 重大事故等対策の成立性

## 1. 可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放

## a. 操作概要

常設直流電源系統喪失により主蒸気逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備により自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の作動に必要な直流電源を確保し、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁を開放して、発電用原子炉の減圧を実施する。

## b. 作業場所

原子炉建屋 地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)

原子炉建屋 地上 1 階 (原子炉建屋原子炉棟内)

## c. 必要要員数及び操作時間

可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁（減圧状況の確認含む）開放に必要な要員数及び時間は以下のとおり。（可搬型代替直流電源設備に関する手順等については「1. 14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。）

必要要員数 : 2 名 (運転員 (現場) 2 名)

想定時間 : 100 分 (訓練実績等)

## d. 操作の成立性について

作業環境 : ヘッドライト及び懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋等）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路 : ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから、建屋内常用照明消灯時にもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段 : 通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS 端末) 及び送受信器 (ページング) を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である。





系統構成

## 2. 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放

### a. 操作概要

常設直流電源及び代替直流電源の喪失により主蒸気逃がし安全弁の減圧機能が喪失した場合、中央制御室端子盤へ主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の機能を回復させて自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁を開放する。

### b. 作業場所

制御建屋 地上 2 階 (非管理区域)

### c. 必要要員数及び操作時間

主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁 (減圧状況の確認含む) 開放に必要な要員数, 時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名 (運転員 (現場) 2 名)

想定時間 : 95 分 (訓練実績等)

### d. 操作の成立性について

作業環境 : ヘッドライト及び懐中電灯を携行しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから, 防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋等) を装備又は携行して作業を行う。

移動経路 : ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから, 建屋内常用照明消灯時にもアクセス可能である。

操作性 : 通常の端子操作であり, 容易に接続が実施可能である。

操作に必要な資機材は操作場所近傍に配備する。

連絡手段 : 通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS 端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており, 重大事故等の環境下において, 通常の連絡手段が使用不能となった場合でも, 携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である。

### 3. 高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保

#### (1) 高圧窒素ガス供給系（非常用）へのライン切替え

##### a. 操作概要

HPIN 常用系格納容器入口圧力低警報が発生し、主蒸気逃がし安全弁の駆動源を確保する必要がある場合において、電動弁の電源が確保できず中央制御室の操作スイッチにて窒素ガスの供給ラインを高圧窒素ガス供給系（非常用）側へ切り替えることができない場合、現場での弁の手動操作により窒素ガスの供給ラインを切替える。

##### b. 作業場所

原子炉建屋 地上 1 階（原子炉建屋内の原子炉棟外）

原子炉建屋 地上 1 階（原子炉建屋原子炉棟内）

##### c. 必要要員数及び操作時間

高圧窒素ガス供給系（非常用）による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保のうち、高圧窒素ガス供給系（非常用）による供給のためのライン切替えに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名（運転員（現場）2 名）

想定時間 : 50 分（訓練実績等）

##### d. 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト及び懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋等）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから、屋内常用照明消灯時にもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段：通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備（PHS 端末）及び送受話器（ページング）を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である。

## (2) 高圧窒素ガスボンベ（待機側）への切替え及び使用済み高圧窒素ガスボンベの取替え

### a. 操作概要

発電用原子炉の減圧操作中及び減圧完了後の主蒸気逃がし安全弁開保持期間中に、主蒸気逃がし安全弁作動用の高圧窒素ガス供給系窒素ガスボンベ出口圧力低警報が発生した場合、高圧窒素ガスボンベ（待機側）への切替え及び使用済み高圧窒素ガスボンベの取替えを実施する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 地上1階（原子炉建屋内の原子炉棟外）

### c. 必要要員数及び操作時間

高圧窒素ガスボンベによる主蒸気逃がし安全弁駆動源確保のうち、高圧窒素ガスボンベ（待機側）への切替え及び使用済み高圧窒素ガスボンベの取替えに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名（運転員（現場）2名）

想定時間 : 35分（訓練実績等）（ボンベ切替）

: 105分（訓練実績等）（ボンベ取替）

### d. 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト及び懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋等）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから、建屋内常用照明消灯時にもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常のボンベ切替え・取替え操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段：通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備（PHS 端末）及び送受信器（ページング）を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である。



系統構成



高圧窒素ガスボンベ



ボンベ切替え

#### 4. 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放

##### (1) 代替高圧窒素ガス供給系へのライン切替え

###### a. 操作概要

代替高圧窒素ガス供給系より自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁用電磁弁の排气ポートへ作動窒素ガスを供給することで自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁を開放し、発電用原子炉の減圧を実施する

###### b. 作業場所

原子炉建屋 地上1階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)

###### c. 必要要員数及び操作時間

代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名 (運転員 (現場) 2名)

想定時間 : 25分 (訓練実績等)

###### d. 操作の成立性について

作業環境 : ヘッドライト及び懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから、防護具 (全面マスク、個人線量計、ゴム手袋等) を装備又は携行して作業を行う。

移動経路 : ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから、建屋内常用照明消灯時にもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性 : 設備設置工事のため、設置工事完了後、操作性について検証する。

連絡手段 : 通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備 (PHS 端末) 及び送受話器 (ページング) を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である。

## (2) 高圧窒素ガスボンベの取替え

### a. 操作概要

代替高圧窒素ガス供給系高圧窒素ガスボンベから主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスを供給している期間において、高圧窒素ガスボンベの作動窒素ガス供給圧力が低下した場合、予備の高圧窒素ガスボンベと使用済みの高圧窒素ガスボンベの取替えを実施する。

### b. 作業場所

原子炉建屋 地上1階（原子炉建屋内の原子炉棟外）

### c. 必要要員数及び操作時間

代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放のうち、高圧窒素ガスボンベの取替えに必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2名（運転員（現場）2名）

想定時間 : 80分（訓練実績等）

### d. 操作の成立性について

作業環境：ヘッドライト及び懐中電灯を携行しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから、防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋等）を装備又は携行して作業を行う。

移動経路：ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから、建屋内常用照明消灯時にもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常のボンベ取替え操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段：通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備（PHS 端末）及び送受話器（ページング）を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である。



## 5. インターフェイスシステム LOCA 発生時の漏えい停止操作（高圧炉心スプレイ系の場合）

### (1) 高圧炉心スプレイ系の現場隔離操作

#### a. 操作概要

インターフェイスシステム LOCA 発生時は、原子炉格納容器外への漏えいを停止するための破断箇所の隔離が必要となる。破断箇所の特定又は隔離ができない場合、主蒸気逃がし安全弁及びタービンバイパス弁により発電用原子炉を減圧し、原子炉建屋への原子炉冷却材の漏えいを抑制する。その後は発電用原子炉を冷温停止状態に移行させ、破断箇所の隔離操作を行う。

#### b. 作業場所

原子炉建屋 地下 1 階（原子炉建屋原子炉棟内）

#### c. 必要要員数及び操作時間

インターフェイスシステム LOCA 発生時の高圧炉心スプレイ系からの漏えい停止操作のうち移動、防護具装着、原子炉建屋内における隔離操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。

必要要員数 : 2 名（運転員（現場）2 名）

想定時間 : 70 分（訓練実績等）

#### d. 操作の成立性について

作業環境：現場環境が改善された状態での操作であり、自給式呼吸器及び耐熱服を確実に装着することにより事故環境下においても作業可能である。

移動経路：ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから、建屋内常用照明消灯時にもアクセス可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。

操作性：通常の弁操作であり、容易に実施可能である。

連絡手段：通常の連絡手段として電力保安通信用電話設備（PHS 端末）及び送受信器（ページング）を配備しており、重大事故等の環境下において、通常の連絡手段が使用不能となった場合でも、携行型通話装置により中央制御室へ連絡することが可能である。



HPCS 注入隔離弁



耐熱服 (イメージ)



自給式呼吸器

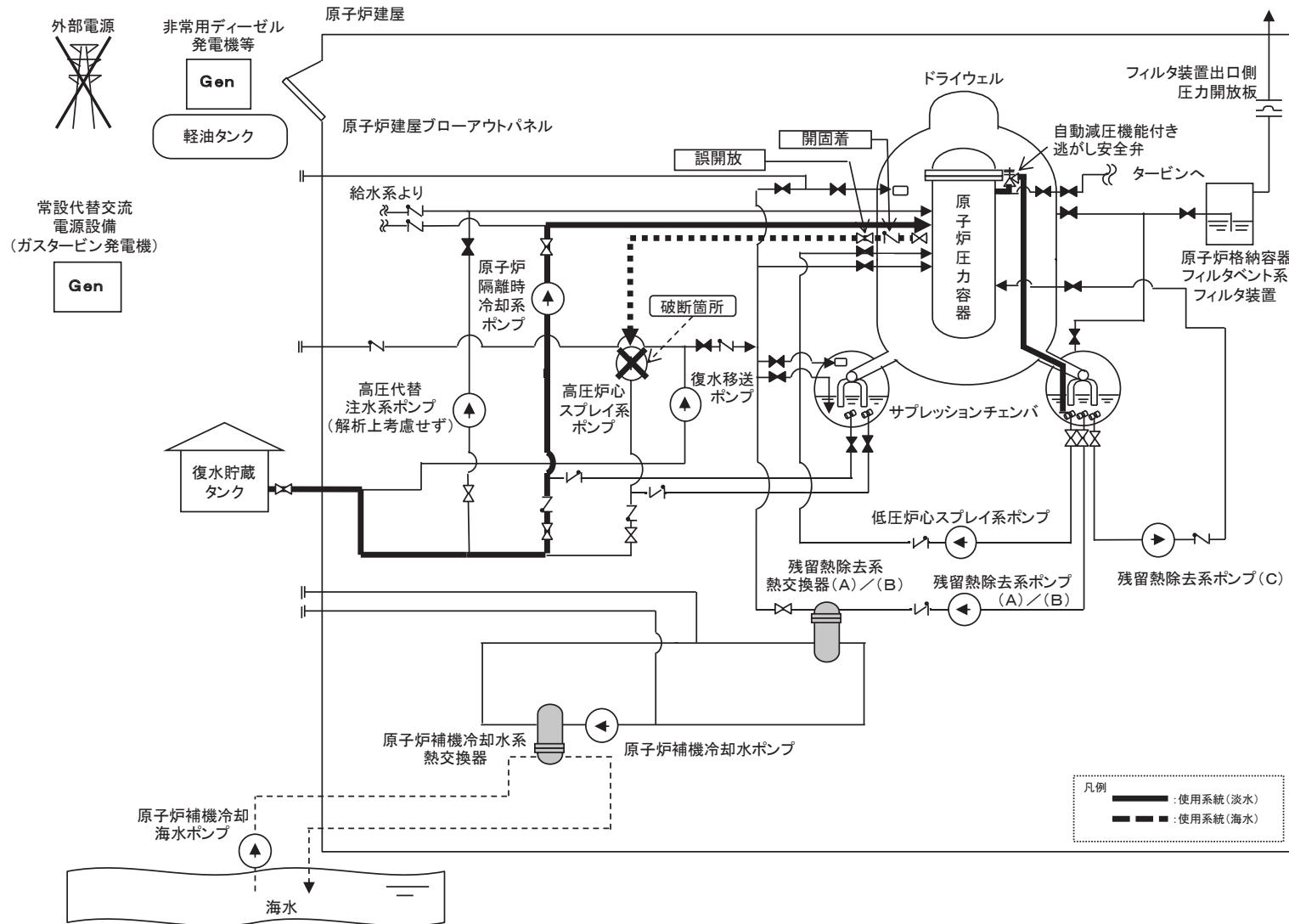


図1 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) の重大事故等対策の概略系統図 (1/4)  
(原子炉注水)

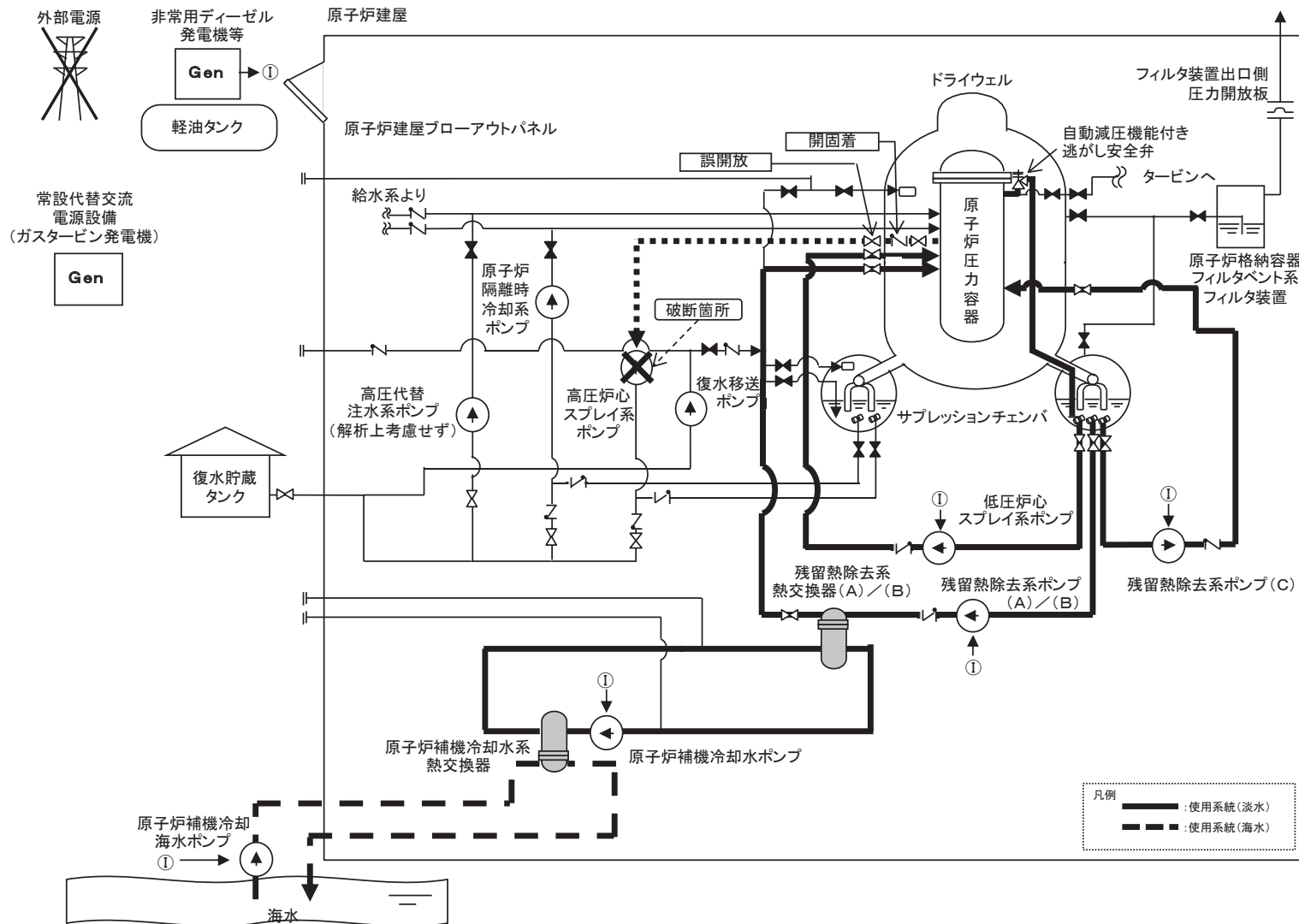


図2 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）の重大事故等対策の概略系統図（2/4）  
（原子炉急速減圧及び原子炉注水）

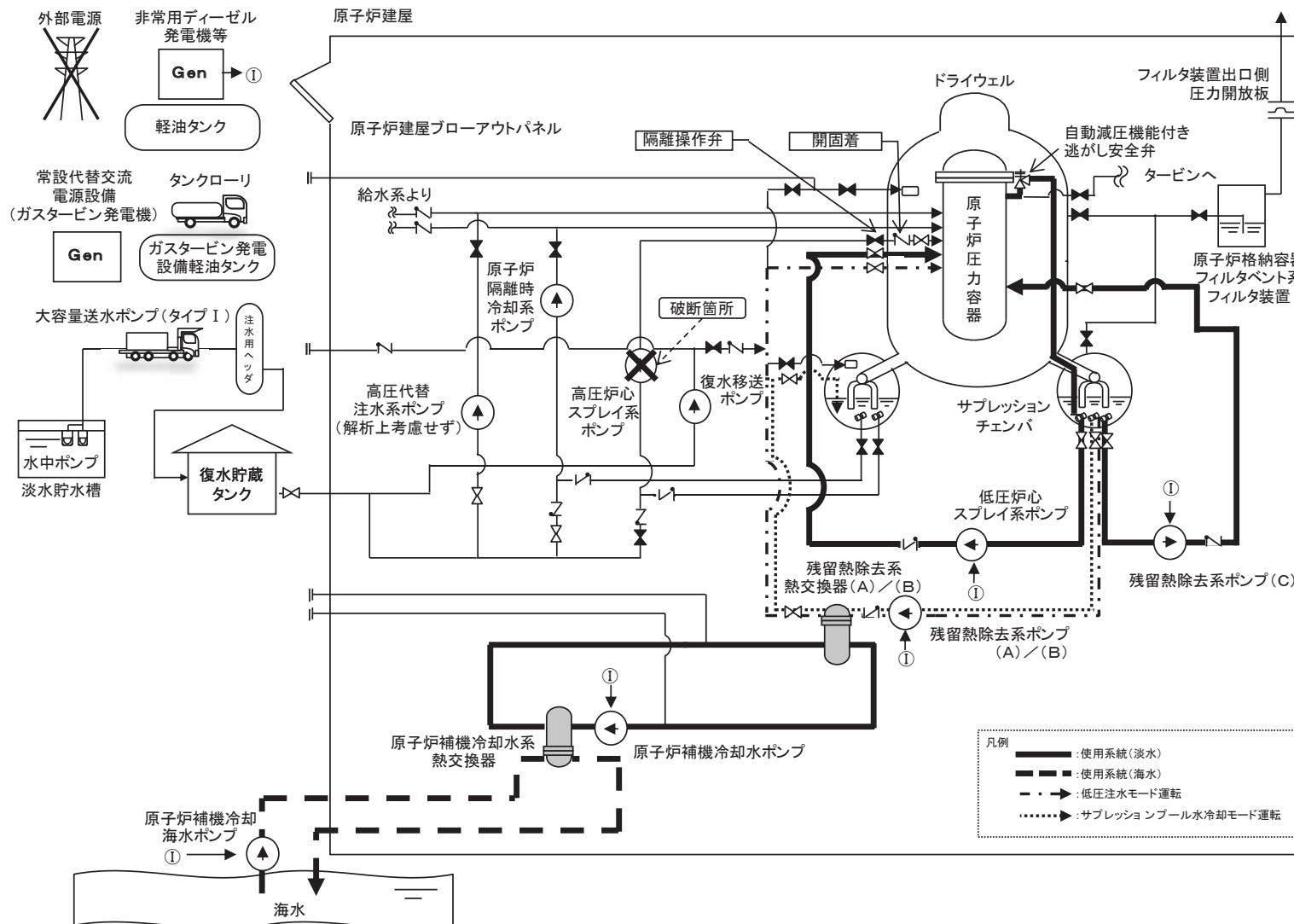


図3 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) の重大事故等対策の概略系統図 (3/4)  
(原子炉注水及び格納容器除熱)

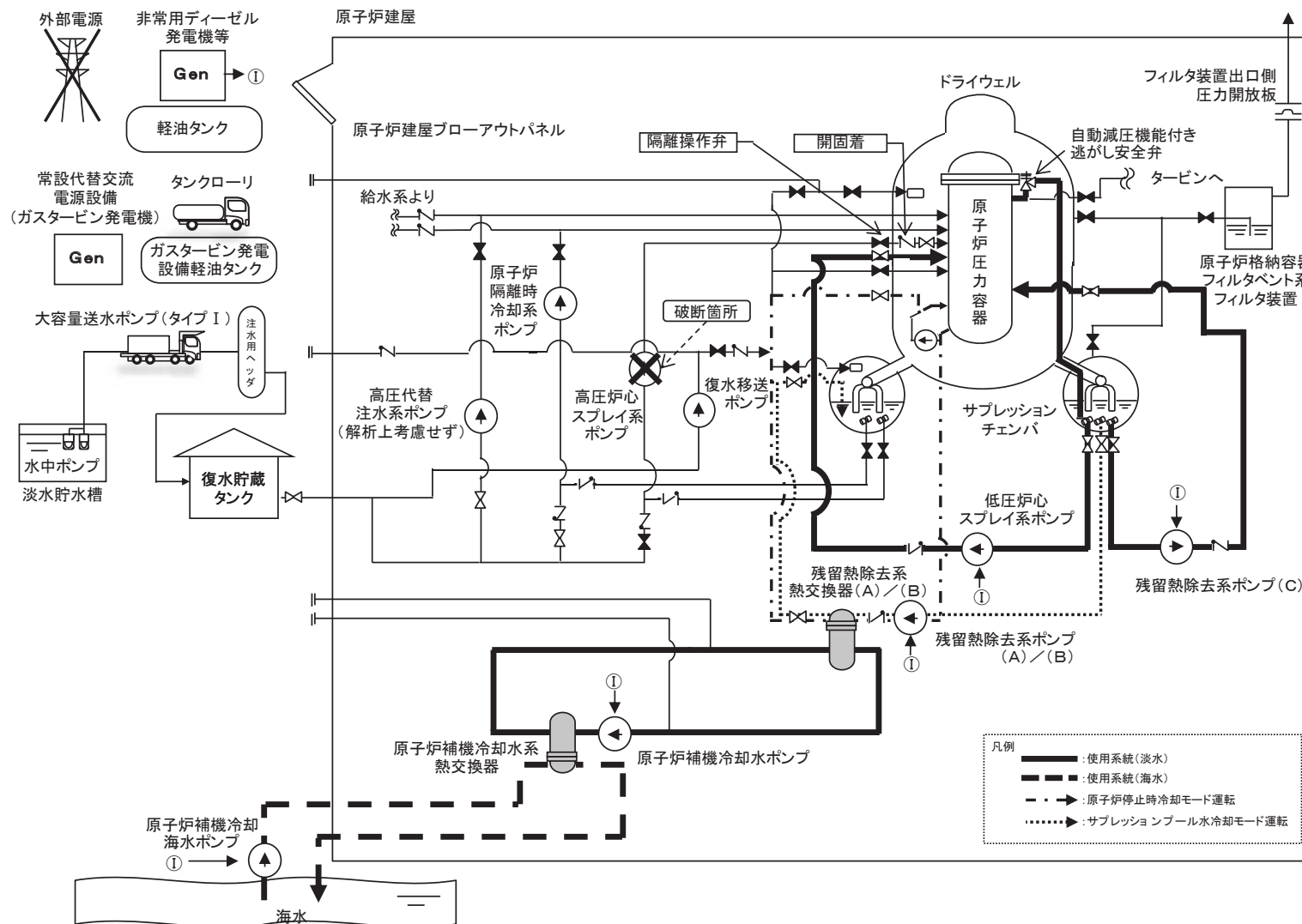


図4 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) の重大事故等対策の概略系統図 (4/4)  
(原子炉注水, 格納容器除熱及び原子炉冷却)

## インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断面積及び現場環境について

インターフェイスシステム LOCA 発生時の破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、機能喪失による影響を踏まえ高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込配管とする。ここでは、低圧設計部となっている配管及び弁、計装設備の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、各構造の実耐力を踏まえた評価を行い、破断面積の評価及びインターフェイスシステム LOCA 発生時の現場環境への影響について評価する。

## 1. インターフェイスシステム LOCA における破断面積の設定

高圧炉心スプレイ系の電動弁開閉試験にて、注入配管の逆止弁が故障により開固着、原子炉注入電動弁が誤操作又は誤動作した場合、高圧炉心スプレイ系の低圧設計のポンプ吸込配管の過圧を想定しても、その漏えい面積は約  $23.3\text{cm}^2$  である。

そこで、インターフェイスシステム LOCA における漏えい面積は、保守的な想定とはなるが原子炉注入配管の逆止弁のシート部のリーク面積を参考に、保守的に  $35\text{cm}^2$  を想定することとする。

## 2. 現場の想定

## (1) 評価の想定と事故進展解析

今回想定する漏えい面積 ( $35\text{cm}^2$ ) によりインターフェイスシステム LOCA が発生した場合の現場環境（原子炉建屋内）について、評価を行った。評価条件を表 1 に示す。また、評価に使用する原子炉建屋のノード分割モデルを図 1 に示す。事象進展解析（MAAP）の実施に際して主要な仮定を以下に示す。

## 前提条件：

外部電源なし、給水流量の全喪失、インターフェイスシステム LOCA 時漏えい面積  $35\text{cm}^2$ 、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水

## 事象進展：

弁誤開又はサーベランス時における全開誤操作（連続開）（この時、注入配管の逆止弁も同時に機能喪失）

- ・ 状況判断の開始（弁の開閉状態確認、漏えい検出、HPCS ポンプ入口／出口圧力、エリアモニタ指示値上昇）



事象発生直後：

原子炉自動スクラム

約 15 秒後：

原子炉隔離時冷却系自動起動

30 分後：

原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水

約 5 時間後：

インターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離

## (2) 評価の結果

### a. 温度・湿度・圧力の想定

主要なパラメータの時間変化を図 2 から図 4 に示す。

原子炉建屋内の温度は、事故発生直後は上昇するものの 30 分後に原子炉減圧実施後は低下する。また、弁隔離操作のためにアクセスする 地下 1 階東側通路の温度も同様に、原子炉減圧実施後に低下し、事象発生 4 時間後には約 44℃程度で推移する。湿度については、破断箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、原子炉減圧及び破断箇所隔離操作を実施することで、約 10 時間後以降低下する傾向にある。圧力については、破断直後に上昇するものの事象発生から約 1.6 分後に原子炉建屋ブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。

### b. 冷却材漏えいによる影響

インターフェイスシステム LOCA に伴う原子炉建屋内への原子炉圧力容器内からの漏えい量は、隔離される事象発生 5 時間後で約 450m<sup>3</sup> であり、隔離操作のより早期の実施や原子炉水位を漏えい配管の高さ付近で維持することでさらに漏えい量を少なくすることができる。

また、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系については、各ポンプ室の境界に水密扉を設置する等により区画化されているため、冷却材漏えいによる溢水の影響は受けない。

## (3) 現場の線量率の想定について

### a. 評価の想定

原子炉格納容器バウンダリが喪失することで、原子炉圧力容器から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉棟内に放出される。

漏えいした冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏えいしないという条件で現場の線量率について評価した。

評価上考慮する核種は設計基準事故と同じものを想定し(詳細は表2参照), 全希ガス漏えい率 (f 値) については, 運転実績を踏まえ, 設計基準事故時の線量評価に用いる f 値の 10 分の 1 とした値 ( $3.7 \times 10^8 \text{Bq/s}$ ) を適用する。

なお, 冷却材中に存在する放射性物質量は, 追加放出量の数%程度であり大きな影響はない。また, 現場作業時の内部被ばくによる影響は, 放射線防護具 (自給式呼吸器) を装備することにより低減できることから, ここでは外部被ばくのみを評価対象とした。

## b. 評価の方法

原子炉建屋内の空間線量率は, 以下のサブマージョンモデルにより計算する。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{RB}} \cdot E_{\gamma} \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$$

ここで、

$D$  : 放射線量率 (Gy/h)

$Q_{\gamma}$  : 原子炉建屋原子炉棟内放射エネルギー (Bq)

$V_{RB}$  : 原子炉建屋原子炉棟内気相部容積 [115, 000m<sup>3</sup>]

$E_{\gamma}$  :  $\gamma$  線エネルギー (0.5MeV/dis)

$\mu$  : 空気に対する  $\gamma$  線エネルギー吸収係数 [ $3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$ ]

$R$  : 評価対象部屋の空間容積と等価な半球の半径 (m)

$$R = \sqrt{\frac{3 \cdot V_R}{2 \cdot \pi}}$$

$V_R$  : 評価対象エリア (地下 1 階東側通路) 気相部容積 [5, 100m<sup>3</sup>]

## c. 評価の結果

評価結果を図5に示す。外部被ばくは最大でも 9 mSv/h 程度 (事象発生 4 時間後において約 4 mSv/h) であり, 時間減衰によってその線量率も低下するため, 線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお, 事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部が原子炉建屋ブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるが, 原子炉建屋ブローアウトパネルは中央制御室の外気取入口の反対側に設置されており, 中央制御室に大量の放射性物質が取り込まれることはないと考えられる (図6)。さらに, これらの事故時においては原子炉棟換気空調系排気放射線モニタ高信号により中央制御室換気空調系が隔離運転モードとなるため, 中央制御室にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

### 3. 現場の隔離操作

現場での高圧炉心スプレイ系隔離弁の隔離操作が必要となった場合、運転員は床漏えい検出器やサンプポンプの起動頻度増加等により現場状態を把握するとともに、換気空調系による換気や破断箇所からの蒸気の漏えいの低減（原子炉減圧や原子炉停止時冷却（実施可能な際において））等を行うことで現場環境の改善を行う。

現場の温度は、4時間程度で約44℃程度まで低下することから現場での隔離操作を実施する。

現場での隔離操作は約44℃から開始しているが、この作業環境における隔離操作（約35分）は、人身安全確保<sup>\*</sup>の観点からも実施可能である。

なお、現場での隔離操作時には保護具（耐熱服）を着用することとしており、温度による影響は緩和される。

※ 想定している作業環境（約44℃）においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおよその時間の関係は、44℃で3～4時間として知られている。

（出典：消費者庁 News Release（平成25年2月27日））

### 4. まとめ

2. 及び3. で示した評価結果より、インターフェイスシステム LOCA 発生による現場の温度上昇は小さく（4時間程度で約44℃程度）、また、現場線量率についても9mSv/h程度であることから現場操作の妨げとならず、また設備の機能も維持される。

したがって、炉心損傷防止対策として期待している原子炉隔離時冷却系等による炉心冷却、残留熱除去系による格納容器除熱等の機能も維持可能である。

なお、他の系統において漏えいが生じた場合においても、現場の温度上昇及び現場線量率は本評価結果と同程度になると考えられ、現場操作にて隔離が可能である。

表1 インターフェイスシステム LOCA 時における温度・湿度・圧力の評価条件

項目	内容	根拠
外部電源	外部電源なし	保守的条件とするための解析上の仮定
漏えい箇所	高圧炉心スプレイ系ポンプ室	漏えいを想定した高圧炉心スプレイ系の低圧設計部（ポンプ、計装設備やフランジ部等）の設置場所
漏えい面積	高圧炉心スプレイ系ポンプ：35cm <sup>2</sup>	実耐力を踏まえた評価を行った結果、25cm <sup>2</sup> を超えないことを確認しているが、保守的に約35cm <sup>2</sup> とする
事故シナリオ	インターフェイスシステム LOCA 発生と同時に給水流量の全喪失が発生し、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）到達後、自動スクラム	インターフェイスシステム LOCA の発生と同時に、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く。）のうち、水位の低下が厳しい事象である給水流量の全喪失が発生することを想定
	原子炉水位が原子炉水位低（レベル2）に到達する事象発生約15秒後、原子炉隔離時冷却系自動起動	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
	事象発生30分後に急速減圧（逃がし安全弁2個）	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁の操作時間に余裕時間を考慮し、設定
	事象発生45分後に残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱	減圧実施によるサブプレッションプール水温上昇を抑えるための操作を想定
	事象発生約5時間後にインターフェイスシステム LOCA 発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建屋への流出経路条件	原子炉格納容器及び原子炉建屋からの漏えいなし	保守的に考慮しない
評価コード	MAAP4	—
原子炉建屋モデル	分割モデル	現実的な伝搬経路を想定
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない	保守的に考慮しない
建屋内ヒートシンク	アクセスルートに対してのみ、天井、床及び壁のコンクリートについて考慮 機器及びその他の区画については考慮せず	アクセスルートについては、温度を現実的な評価とするために、天井、床及び壁について現実的に設定
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）	インターロック設定値
主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	インターロック設定値
原子炉隔離時冷却系の水源	復水貯蔵タンク	原子炉隔離時冷却系の第一水源
復水貯蔵タンクの水温	40℃	復水貯蔵タンク水温の実績（月平均値）を踏まえて設定
原子炉建屋ブローアウトパネル開放圧力	4.4kPa[gage]	原子炉建屋ブローアウトパネル設計値

表2 インターフェイスシステム LOCA 時の追加放出量

核 種	収 率 (%)	崩壊定数 (d <sup>-1</sup> )	γ 線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	原子炉建屋への放出量 (γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値) (Bq)
I-131	2.84	$8.60 \times 10^{-2}$	0.381	$3.70 \times 10^{12}$	約 $2.81 \times 10^{12}$
I-132	4.21	7.30	2.253	約 $5.48 \times 10^{12}$	約 $2.12 \times 10^{13}$
I-133	6.77	$8.00 \times 10^{-1}$	0.608	約 $8.82 \times 10^{12}$	約 $1.05 \times 10^{13}$
I-134	7.61	$1.90 \times 10^1$	2.750	約 $9.91 \times 10^{12}$	約 $3.67 \times 10^{13}$
I-135	6.41	2.52	1.645	約 $8.35 \times 10^{12}$	約 $2.61 \times 10^{13}$
Br-83	0.53	6.96	0.0075	約 $6.90 \times 10^{11}$	約 $8.96 \times 10^9$
Br-84	0.97	$3.14 \times 10^1$	1.742	約 $1.26 \times 10^{12}$	約 $2.29 \times 10^{12}$
Mo-99	6.13	$2.49 \times 10^{-1}$	0.16	約 $7.99 \times 10^{12}$	約 $2.54 \times 10^{12}$
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	約 $7.04 \times 10^{12}$	約 $1.73 \times 10^{12}$
ハロゲン等合計	—	—	—	約 $5.32 \times 10^{13}$	約 $1.04 \times 10^{14}$
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	約 $1.38 \times 10^{12}$	約 $5.71 \times 10^9$
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	約 $3.41 \times 10^{12}$	約 $1.00 \times 10^{12}$
Kr-85	0.29	$1.77 \times 10^{-4}$	0.0022	約 $2.25 \times 10^{11}$	約 $9.91 \times 10^8$
Kr-87	2.54	$1.31 \times 10^1$	0.793	約 $6.62 \times 10^{12}$	約 $7.99 \times 10^{12}$
Kr-88	3.58	5.94	1.950	約 $9.33 \times 10^{12}$	約 $3.21 \times 10^{13}$
Xe-131m	0.04	$5.82 \times 10^{-2}$	0.020	約 $1.04 \times 10^{11}$	約 $4.16 \times 10^9$
Xe-133m	0.19	$3.08 \times 10^{-1}$	0.042	約 $4.95 \times 10^{11}$	約 $4.13 \times 10^{10}$
Xe-133	6.77	$1.31 \times 10^{-1}$	0.045	約 $1.76 \times 10^{13}$	約 $1.58 \times 10^{12}$
Xe-135m	1.06	$6.38 \times 10^1$	0.432	約 $2.76 \times 10^{12}$	約 $6.32 \times 10^{11}$
Xe-135	6.63	1.83	0.250	約 $1.73 \times 10^{13}$	約 $8.31 \times 10^{12}$
Xe-138	6.28	$7.04 \times 10^1$	1.183	約 $1.64 \times 10^{13}$	約 $8.92 \times 10^{12}$
希ガス 合計	—	—	—	約 $7.56 \times 10^{13}$	約 $6.06 \times 10^{13}$
ハロゲン等+希ガス 合計	—	—	—	約 $1.29 \times 10^{14}$	約 $1.65 \times 10^{14}$

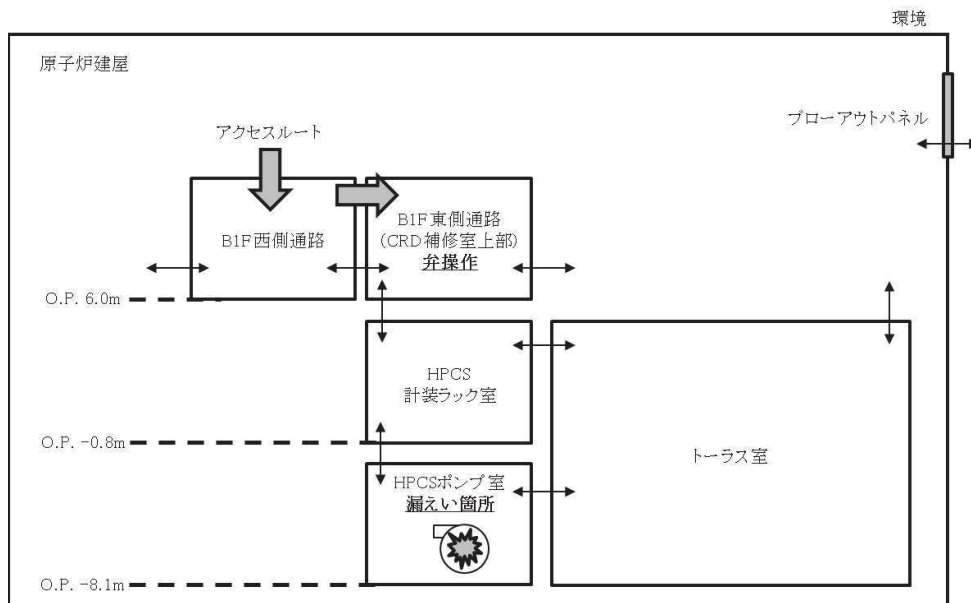


図1 インターフェイスシステム LOCA における原子炉建屋ノード分割モデル

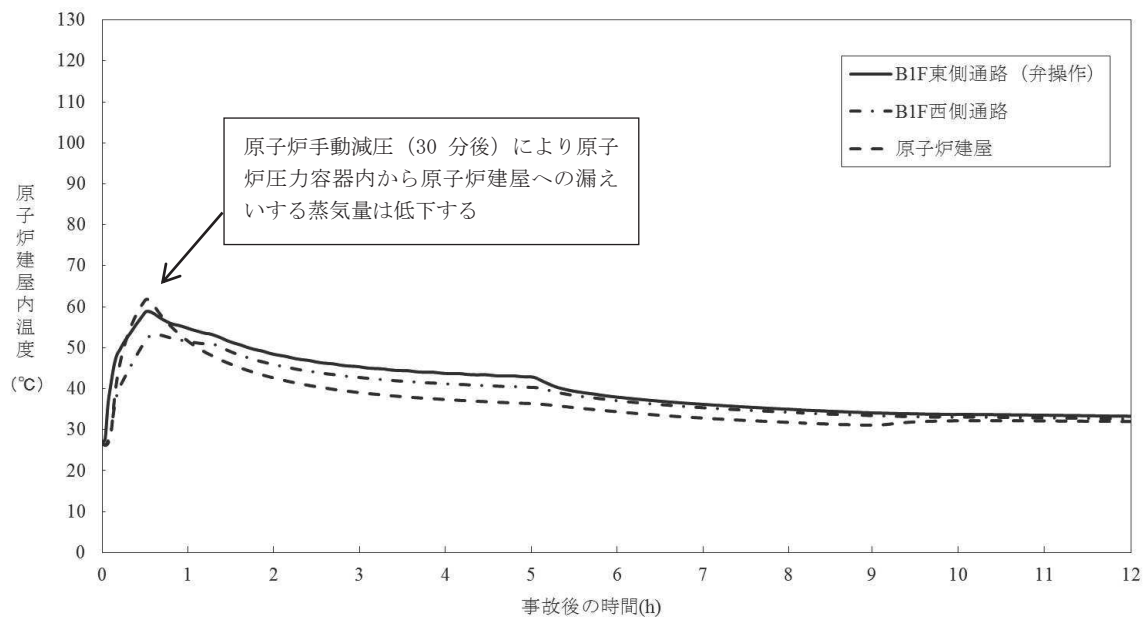


図2 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

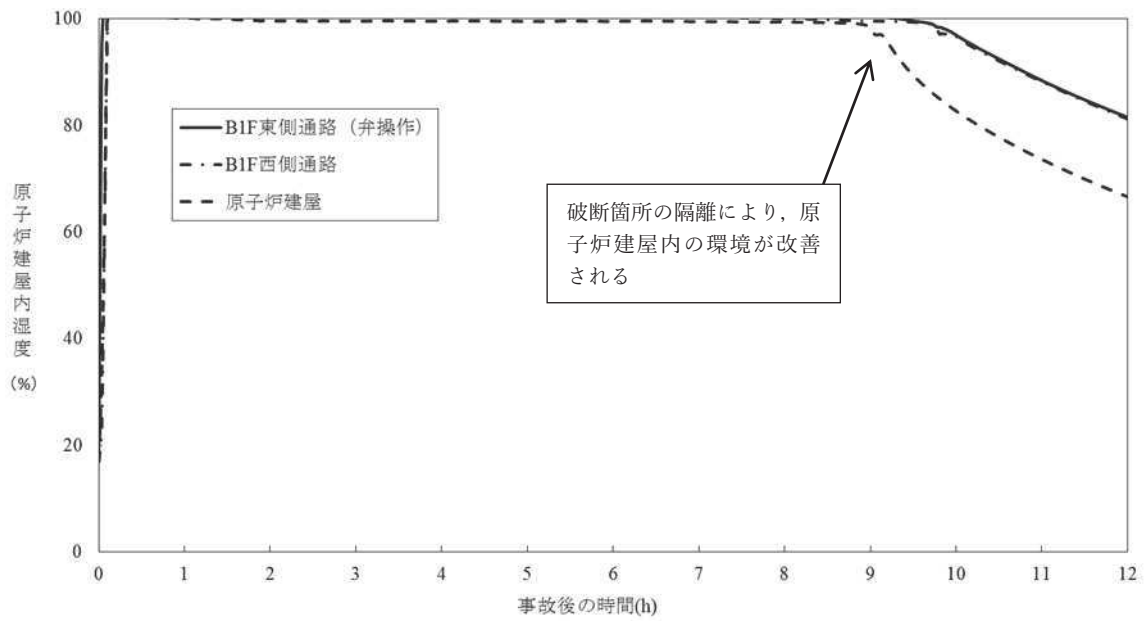


図3 原子炉建屋内の湿度の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)

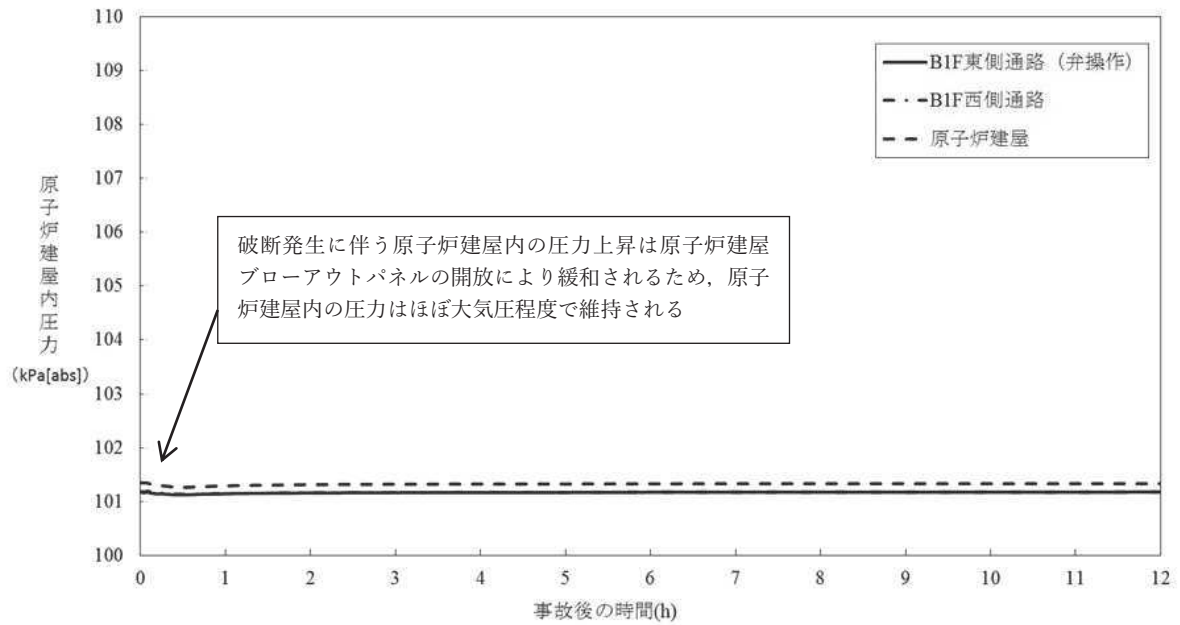


図4 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステム LOCA)



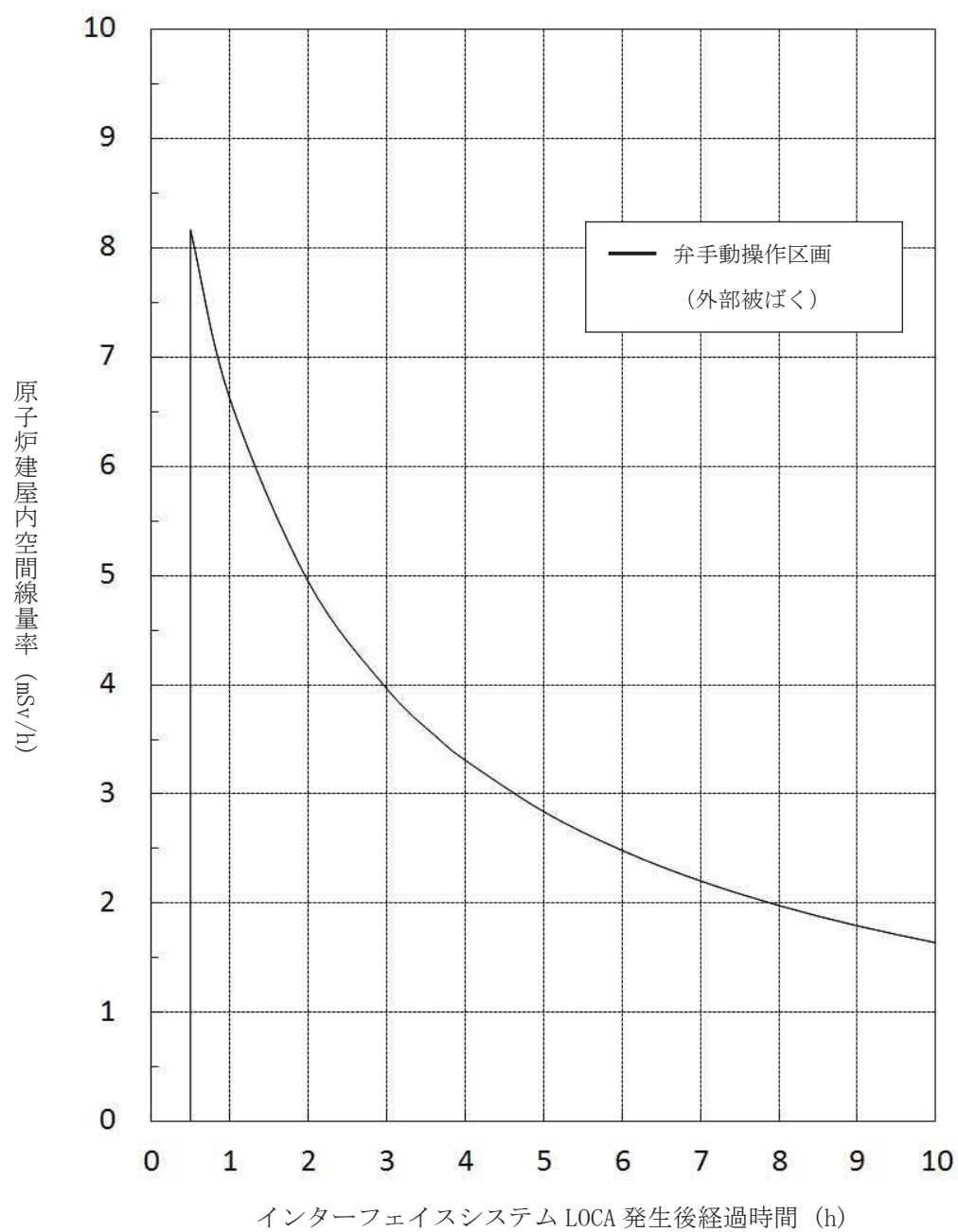
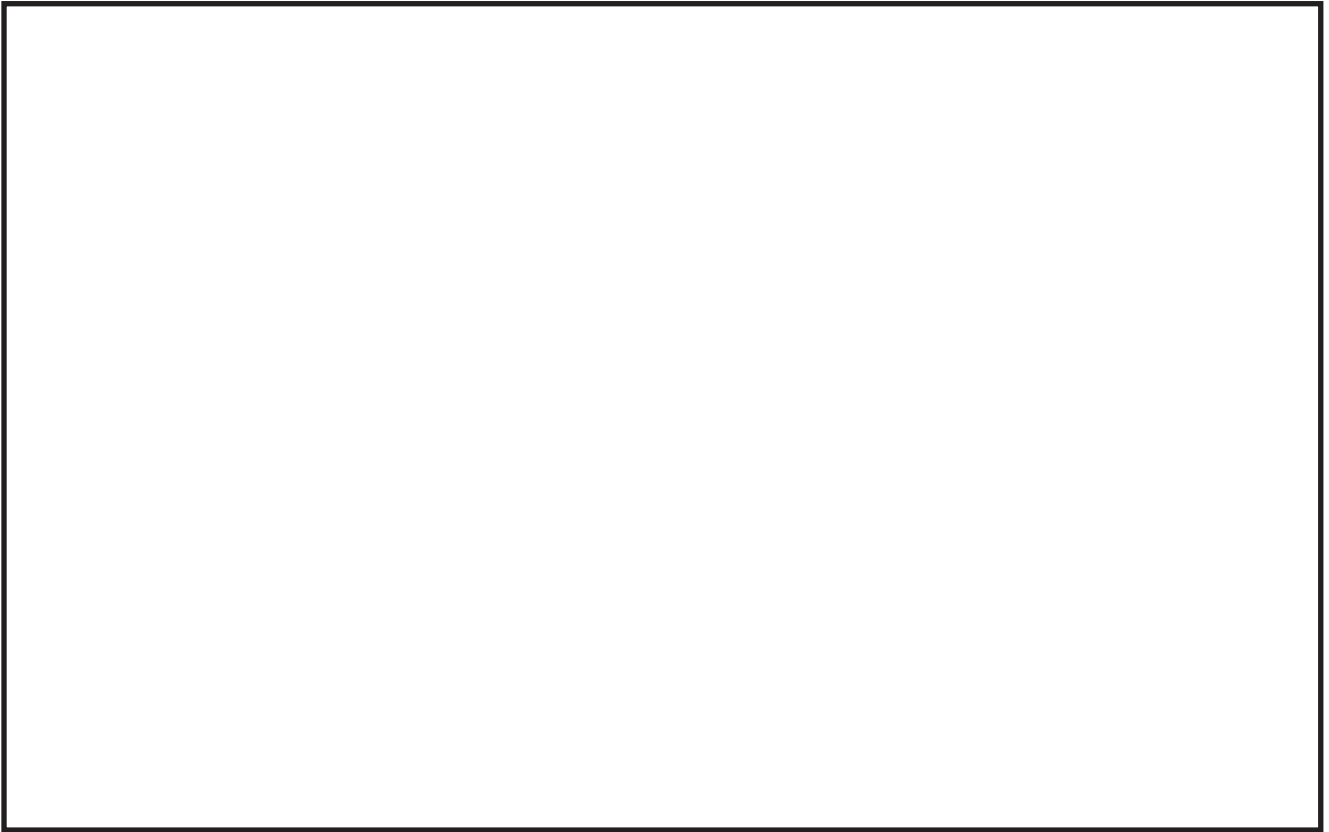
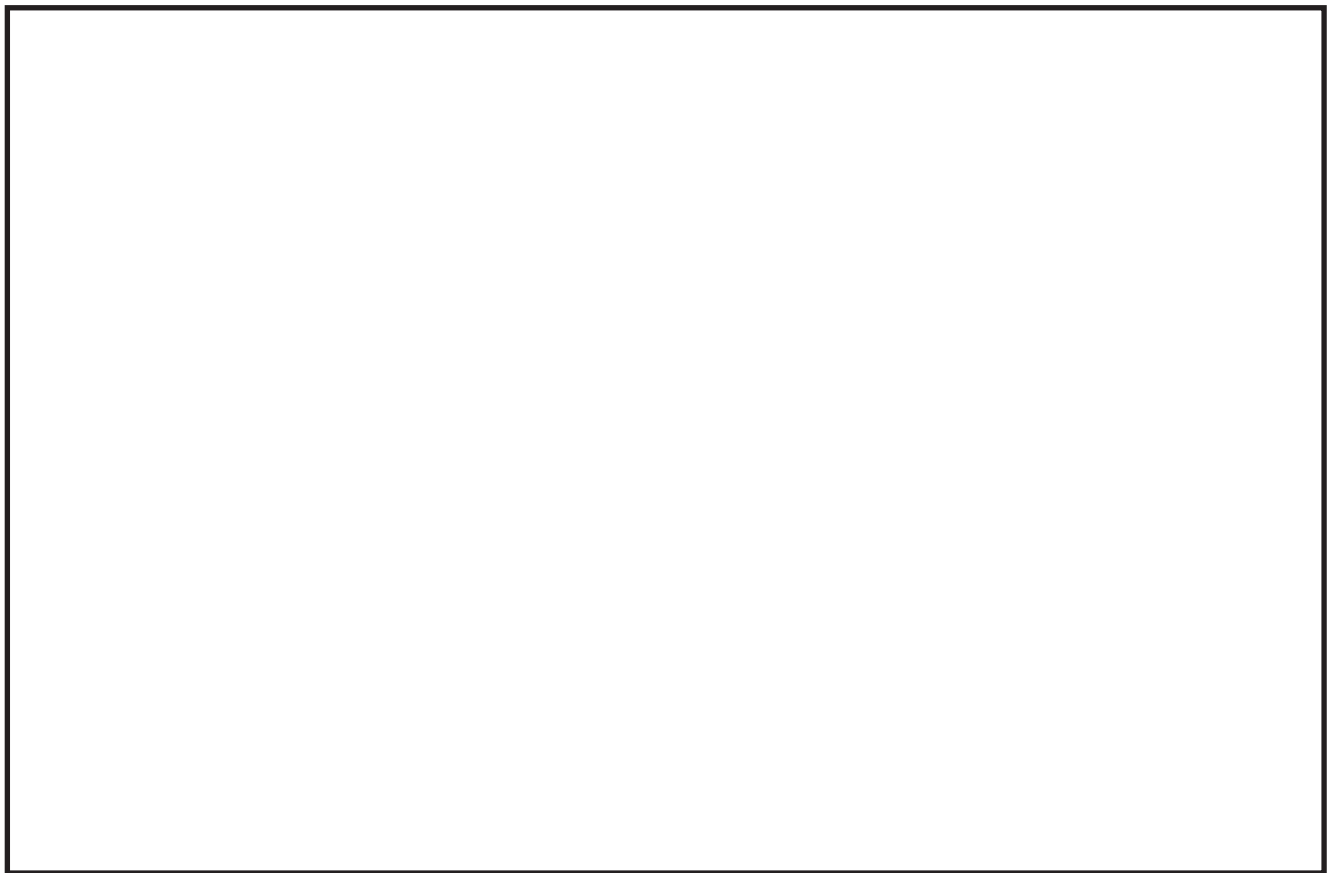


図5 原子炉建屋内線量率の推移 (インターフェイスシステム LOCA)



(a) 平面図



(b) 断面図

図6 原子炉建屋／中央制御室の配置と換気口・原子炉建屋ブローアウトパネルの位置関係

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

## インターフェイスシステムLOCA発生時の検知手段について

## (1) インターフェイスシステムLOCA発生時の判断について

インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）の発生は、以下のパラメータ変化や警報の発生を総合的に確認することで判断が可能である。

なお、ISLOCAの破断口の大きさにより漏えい量と給水流量がバランスし、原子炉圧力及び原子炉水位が変動しない可能性があるが、他のパラメータ変化や警報の発生により判断が可能である。

- ・原子炉圧力
- ・原子炉水位
- ・ECCS系統圧力
- ・漏えい検出系温度
- ・床漏えい警報
- ・エリア・ダスト放射線モニタ
- ・火災警報
- ・R/A HCWサンプルポンプ運転回数

## (2) ISLOCA、格納容器内でのLOCAの判別について

ISLOCA、格納容器内でのLOCA発生時のパラメータ比較を表1に示す。

表1に示すとおり、原子炉圧力、原子炉水位の変動は同様の挙動を示すものの、格納容器内外のパラメータ変化に相違が見られ、ISLOCAと判別することが可能である。

表1 ISLOCAと格納容器内でのLOCA発生時のパラメータ比較

	各パラメータ・警報	ISLOCA	格納容器内でのLOCA
原子炉圧力容器 パラメータ	原子炉水位	変動*	変動*
	原子炉圧力	変動*	変動*
格納容器内 パラメータ	格納容器圧力	変化なし	上昇
	格納容器内温度	変化なし	上昇
	格納容器内雰囲気放射線モニタ	変化なし	上昇
	格納容器内ダスト放射線モニタ	変化なし	上昇
	D/W HCWサンプル水位	変化なし	上昇
格納容器外 パラメータ	ECCS系統圧力	上昇	変化なし
	漏えい検出系温度高警報	発生	発生なし
	床漏えい警報	発生	発生なし
	エリア・ダスト放射線モニタ	上昇	変化なし
	火災警報	発生	発生なし
	R/A HCWサンプルポンプ運転回数	増加	変化なし

※漏えい量により変動しない場合がある。

(3) ISLOCAの漏えい場所（エリア）特定方法について

非常用炉心冷却系の機器・低圧配管等が設置されている各非常用炉心冷却系ポンプ及び原子炉隔離時冷却系ポンプ室には床漏えい検出器，ダストモニタ，火災警報を設置しており，ISLOCA発生時には警報やパラメータ変化により漏えい場所（エリア）の特定が可能である。

また，トーラス室，残留熱除去系熱交換器室等のエリアにも各検出器が設置されているため特定が可能である。

なお，有効性評価においては，高圧炉心スプレイ系のISLOCA事象を想定しているが，残留熱除去系等においてISLOCAが発生した場合であっても，同様の対応をとることにより事象を収束させることができる。

各非常用炉心冷却系の漏えい確認設備概要を図1から図5に示す。

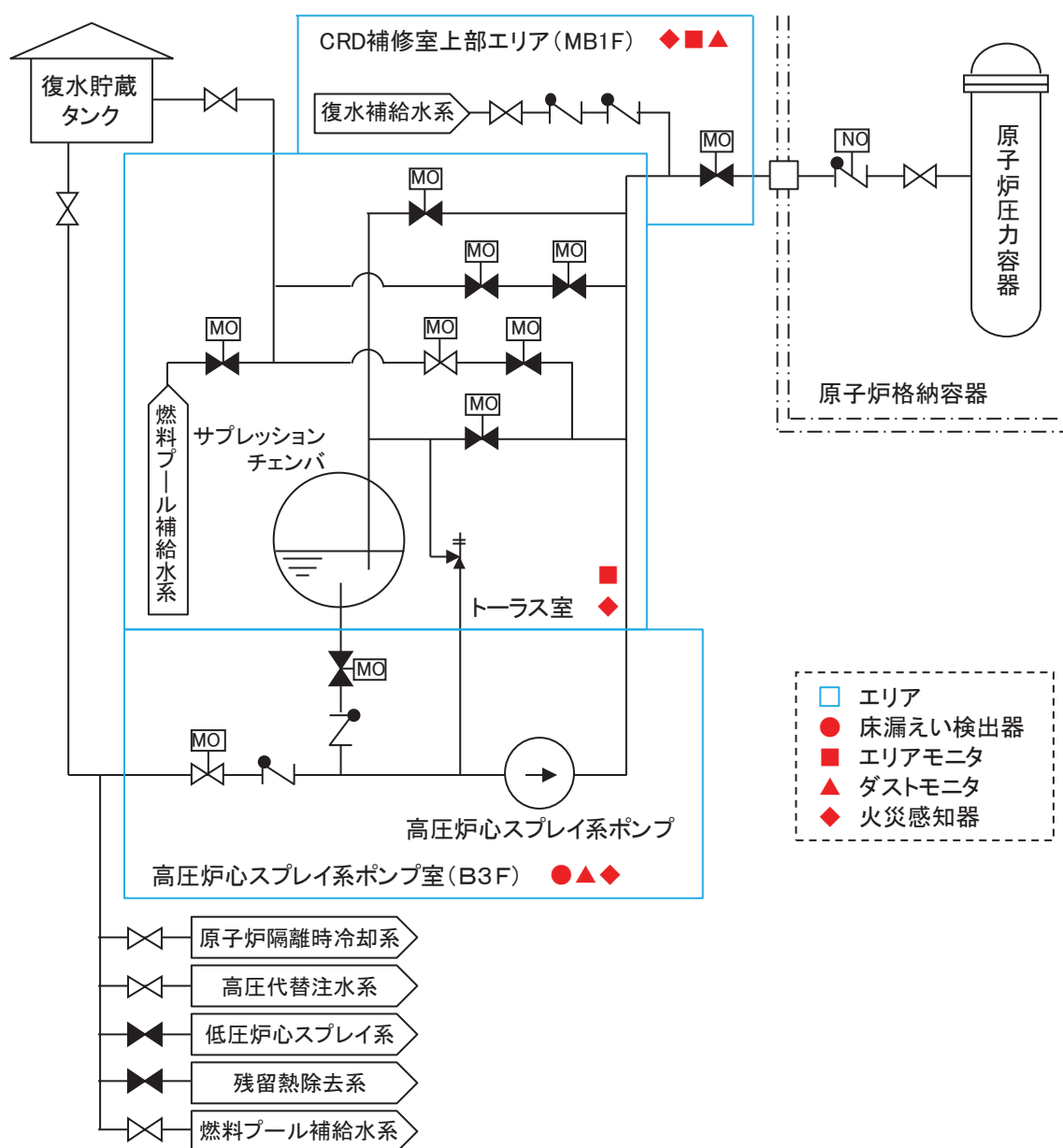


図1 高圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

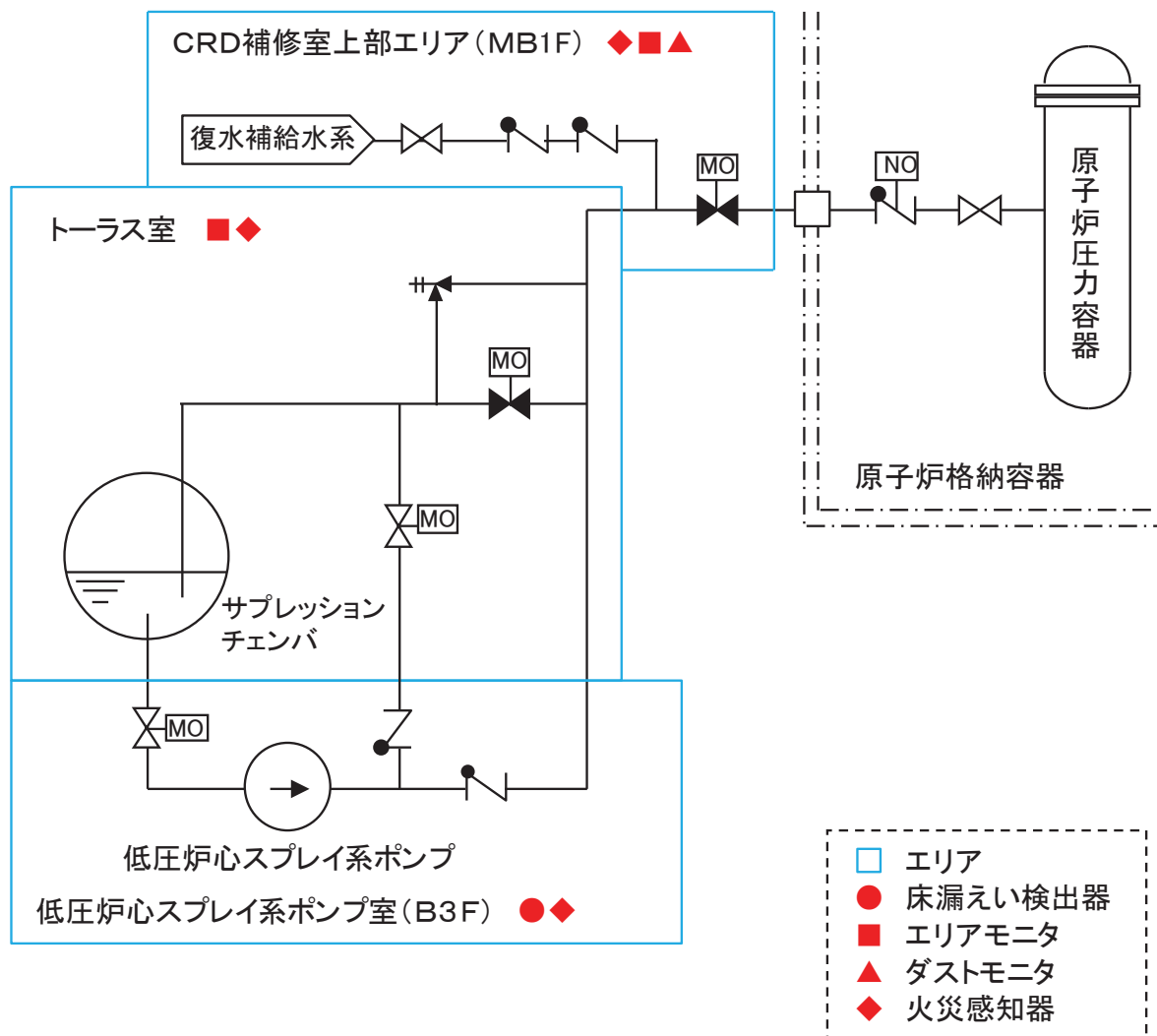


図2 低圧炉心スプレイ系漏えい確認設備概要図

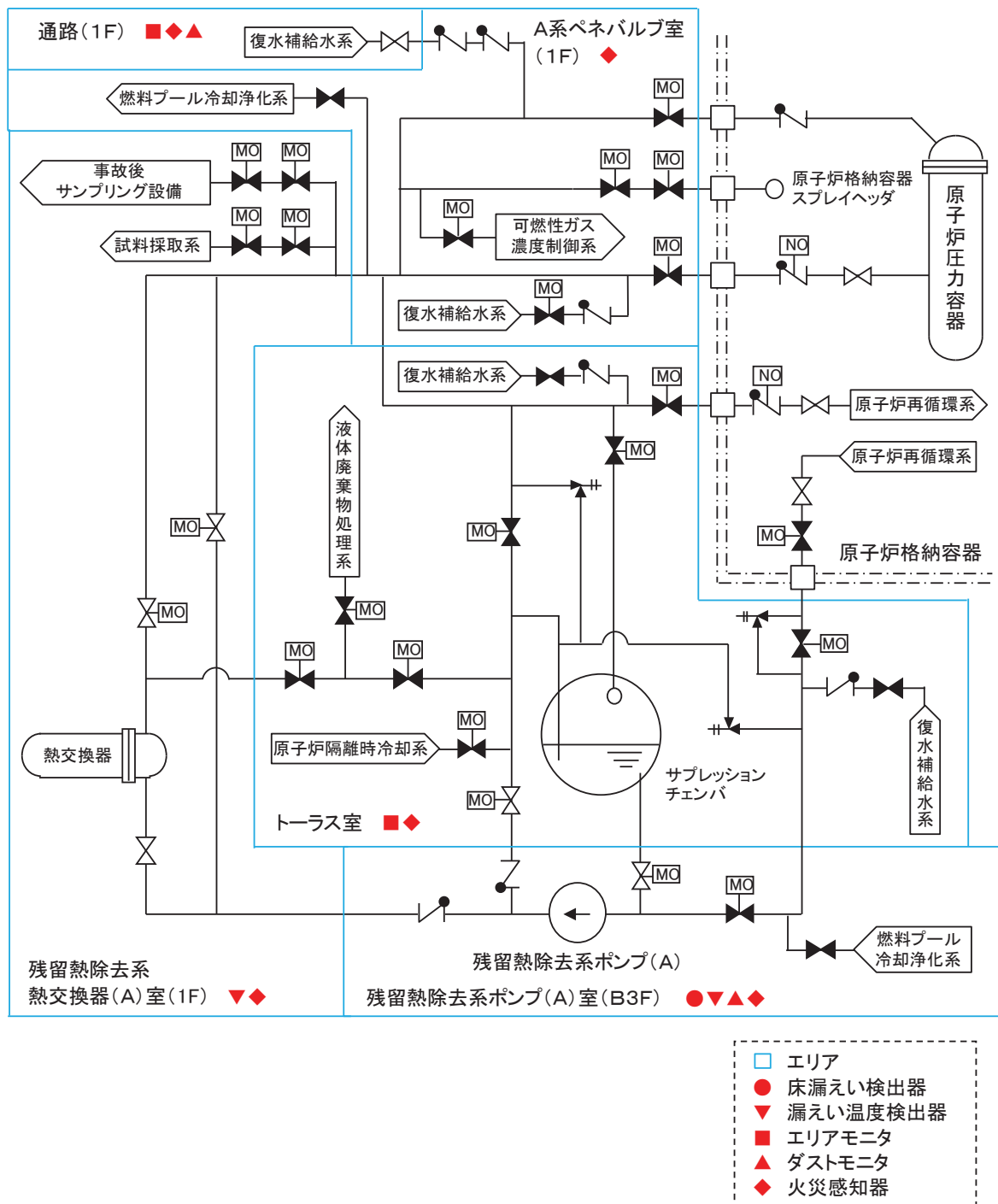


図3 残留熱除去系(A)漏えい確認設備概要図

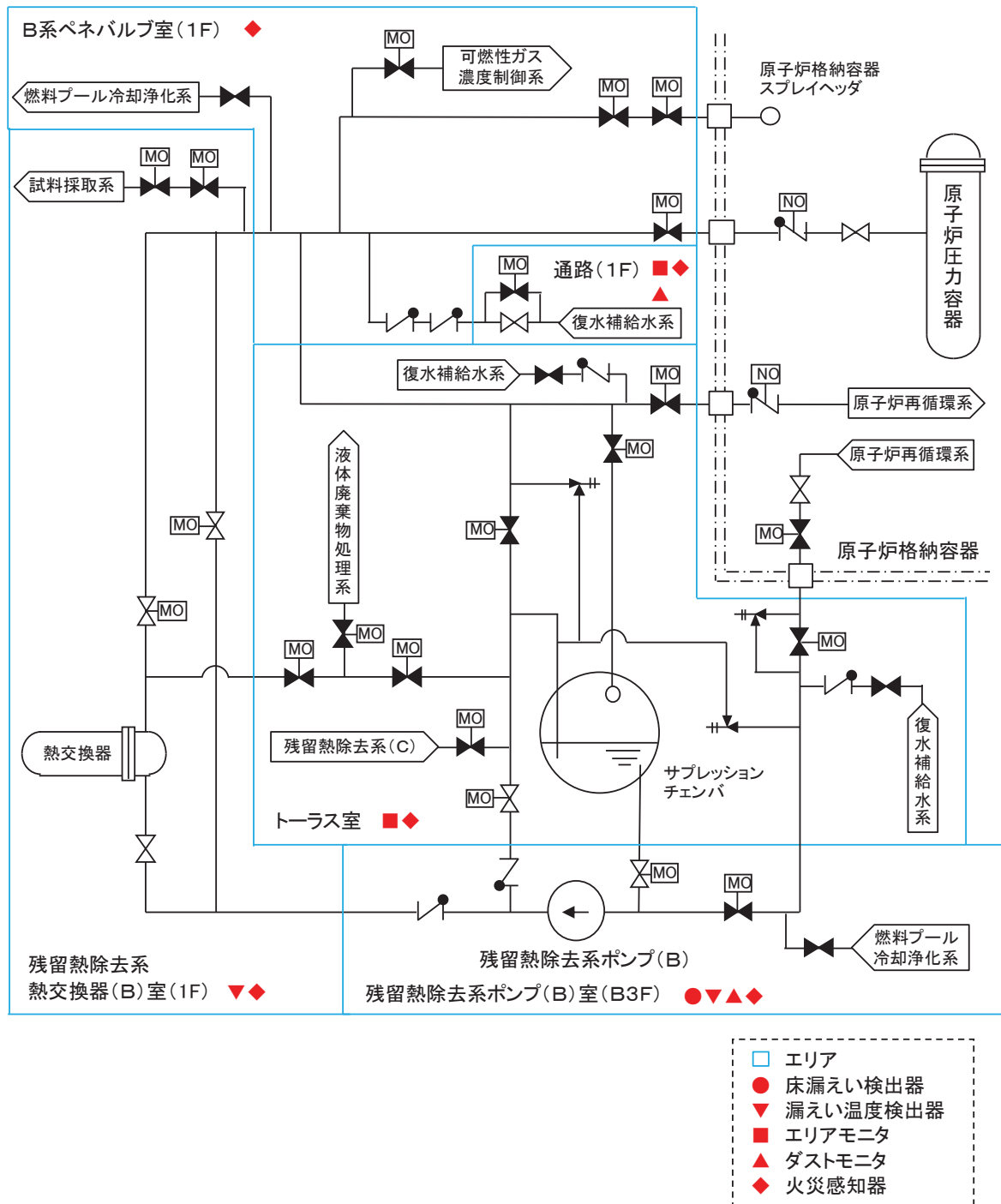


図4 残留熱除去系(B)漏えい確認設備概要図



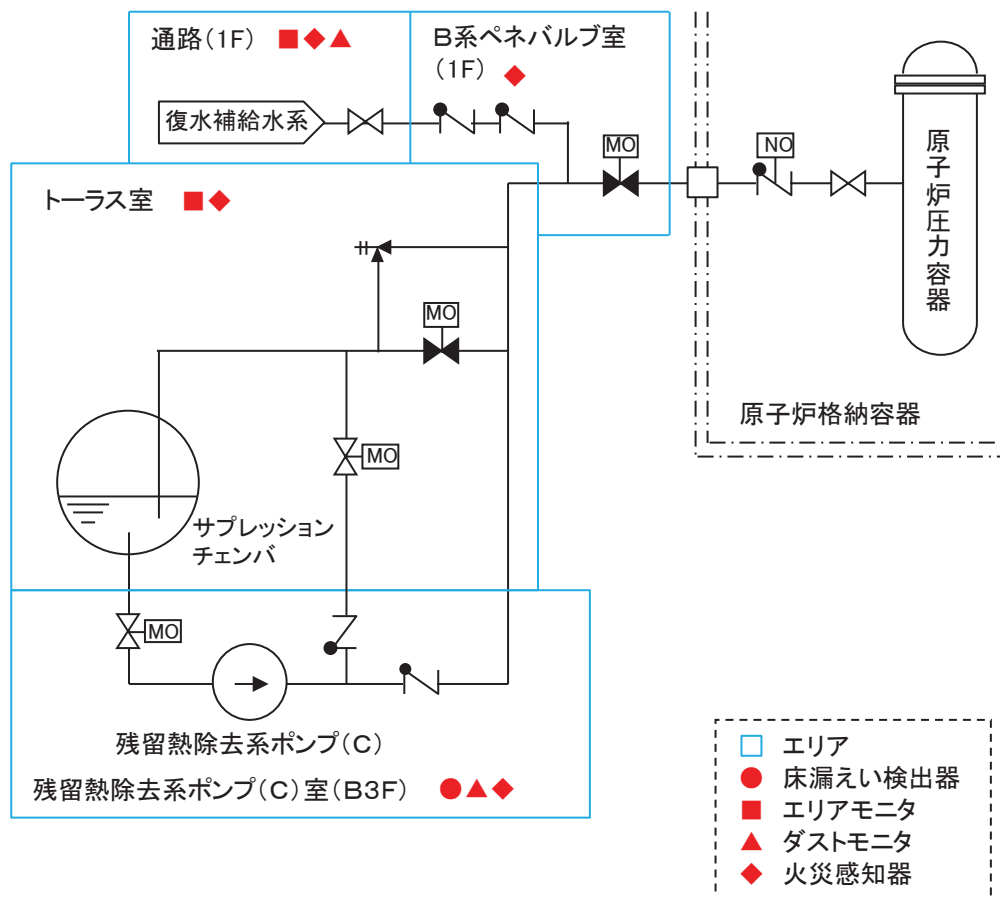


図5 残留熱除去系(C)漏えい確認設備概要図

低圧代替注水系（常設）注水準備完了にて  
発電用原子炉を急速減圧する条件及び理由について

発電用原子炉を急速減圧する際は、低圧代替注水系（常設）の復水移送ポンプ 2 台による原子炉圧力容器への注水準備完了を基本とするが、以下のケースにおいては原子炉圧力容器への注水準備が完了している系統が低圧代替注水系（常設）復水移送ポンプ 1 台のみであっても発電用原子炉の急速減圧操作を実施する。

1. 低圧代替注水系以外の注水手段がない場合

【判断基準】

高圧注水系の不調等により原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 3）以上に維持不可で原子炉圧力容器内の水位が低下している場合、著しい炉心損傷の抑制を目的として、原子炉圧力容器への注水準備が完了している系統が低圧代替注水系（常設）復水移送ポンプ 1 台のみであっても急速減圧操作を実施する。

【理由】

有効性評価においては、給水系及び復水系の全喪失、並びに高圧及び低圧注水機能の喪失により原子炉圧力容器内の水位が低下した場合において、急速減圧を実施しているが、急速減圧に先立ち、注水可能な設備として低圧代替注水系（常設）復水移送ポンプ 2 台が準備できた場合を想定している。

この場合、低圧代替注水系（常設）復水移送ポンプ 2 台で原子炉圧力容器への注水を開始することにより、炉心損傷を防止できることが確認されている。

一方、急速減圧に先立ち、注水可能な設備として低圧代替注水系（常設）復水移送ポンプ 1 台のみが準備できた場合において急速減圧を実施した場合、炉心損傷の防止はできないが、著しい炉心損傷の抑制が期待できる。

特に発電用原子炉の停止からの経過時間が長くなるほど、崩壊熱が小さく、原子炉圧力容器内の水位を維持するために必要となる注水量が少なくなることから、著しい炉心損傷の抑制効果は大きい。

以上

解釈一覧

1. 判断基準の解釈一覧

手順		判断基準記載内容	解釈
1.3.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(1) 代替減圧	a. 手動操作による減圧	復水器が使用可能 復水器真空度が MSIV 閉設定値(復水器器内圧力にて [ ] ) 以下に維持可能な状態
			タービンバイパス弁の開操作が可能 タービン制御油圧力が確立(主タービン高圧制御油圧力にて圧力低警報 [ ] 以上) している状態
			復水器が使用不可能 MSIV 開不能又はタービンバイパス弁が動作不能, 又は復水器真空度が MSIV 閉設定値(復水器器内圧力にて [ ] ) 以下に維持不可能な状態
			自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁の開操作が可能 主蒸気逃がし安全作動用窒素ガスが確保(高圧窒素ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が圧力低警報値 [ ] 以上) され, かつ作動電磁弁が正常(電磁弁電源断警報なし) な状態
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧	a. 可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放	自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスが確保されている場合 高圧窒素ガス供給系窒素ポンベ出口圧力指示値が低警報設定値( [ ] ) 以上確保されている場合
		b. 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放	自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁作動用の窒素ガスが確保されている場合 高圧窒素ガス供給系窒素ポンベ出口圧力指示値が低警報設定値( [ ] ) 以上確保されている場合
	(2) 主蒸気逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧	a. 高圧窒素ガス供給系(非常用)による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保	高圧窒素ガス供給系原子炉格納容器入口圧力低警報が発生した場合 HPIN 常用系原子炉格納容器入口圧力低警報( [ ] 以下) が発生している場合
			高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報が発生した場合 HPIN 窒素ガスポンベ出口圧力低警報( [ ] 以下) が発生している場合

1.3-101

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

## 2. 操作手順の解釈一覧(1/2)

手順	操作手順記載内容	解釈		
1.3.2.2 サポート系故障時の対応手順	(1) 常設直流電源系統喪失時の減圧	a. 可搬型代替直流電源設備による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放	所内常設蓄電式直流電源設備による給電から可搬型代替直流電源設備による給電への切替え操作を実施	125V 直流主母線盤 2A 及び 2B から 2A-1 及び 2B-1 への給電ラインを切り離し、代替蓄電池による給電へ切り替えるように遮断器操作を実施
		高圧窒素ガスポンベ出口圧力指示値が規定値以上	高圧窒素ガス供給系窒素ポンベ出口圧力指示値が [ ] 以上	
		原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となる	原子炉圧力容器内の圧力が [ ] に到達する	
		b. 主蒸気逃がし安全弁用可搬型蓄電池による自動減圧機能付き主蒸気逃がし安全弁開放	原子炉系プロセス計装盤 (A)	H11-P613-1
			中央制御室端子盤	H21-P801, H21-P808
			高圧窒素ガスポンベ出口圧力指示値が規定値以上	高圧窒素ガス供給系窒素ポンベ出口圧力指示値が [ ] 以上
	原子炉圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となる		原子炉圧力が [ ] に到達する	
	(2) 主蒸気逃がし安全弁作動窒素ガス喪失時の減圧	a. 高圧窒素ガス供給系 (非常用) による主蒸気逃がし安全弁駆動源確保	高圧窒素ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が規定圧力	高圧窒素ガス供給系 ADS 入口圧力指示値が [ ] 以上
			高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報	高圧窒素ガス供給系窒素ガスポンベ出口圧力低警報 ( [ ] 以下)
	(3) 主蒸気逃がし安全弁背圧を考慮した減圧	a. 代替高圧窒素ガス供給系による主蒸気逃がし安全弁開放	高圧窒素ガスポンベの作動窒素ガス供給圧力指示値が規定値	代替高圧窒素ガス供給系窒素ガス供給止め弁 (A) 入口圧力指示値が [ ] 以上
			原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となる	原子炉圧力容器内の圧力が [ ] に到達する

## 2. 操作手順の解釈一覧 (2/2)

手順		操作手順記載内容	解釈
1.3.2.3 インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応手順	(1)EOP「原子炉建屋制御」	原子炉圧力容器内の圧力が主蒸気逃がし安全弁による減圧完了圧力となる	原子炉圧力容器内の圧力が <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">                    </span> に到達する
		原子炉建屋放射能レベル及び燃料取替エリア放射能レベルが制限値以下	「原子炉建屋原子炉棟排気放射能高高」, 「燃料取替エリア放射能高高」警報が発生していないこと
		原子炉圧力容器内の水位を TAF から TAF+1000mm の間で維持する	漏えい箇所に応じ炉心スプレイスパーギャ等の高さ以下に水位を維持することで漏えい量を抑制する ただし、炉心冷却維持のため TAF 以下にならない範囲で制御する

### 3. 弁番号及び弁名称一覧

弁番号	弁名称	操作場所
P54-M0-F069A, B	HPIN 常用非常用窒素ガス連絡弁 (A), (B)	中央制御室 原子炉建屋地上 1 階 (原子炉建屋原子炉棟内)
P54-M0-F060A, B	HPIN 非常用窒素ガス入口弁 (A), (B)	中央制御室 原子炉建屋地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
P54-M0-F104A (B)	代替 HPIN 第一隔離弁 (A), (B)	中央制御室
P54-F090A (B)	高圧窒素ガスポンベ安全弁出口ライン止め弁 (A), (B)	原子炉建屋地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
P54-F1008A (B)	代替 HPIN 窒素ガスポンベ供給止め弁 (A), (B)	原子炉建屋地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
F54-F1007A (B)	代替 HPIN 窒素ガスポンベ供給弁 (A), (B)	原子炉建屋地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
P54-F101A (B)	代替 HPIN 窒素ガス供給止め弁 (A), (B)	原子炉建屋地上 1 階 (原子炉建屋内の原子炉棟外)
P54-M0-F105A-1, A-2 (B-1, B-2)	代替 HPIN 窒素排気出口弁 (A-1), (A-2), ((B-1), (B-2))	中央制御室

54 条

54-1 SA 設備基準適合性一覧表

54-2 単線結線図

54-3 配置図

54-4 系統図

54-5 試験及び検査

54-6 容量設定根拠

54-7 接続図

54-8 保管場所図

54-9 アクセスルート図

54-10 その他使用済燃料プールの冷却等のための設備について

54-11 使用済燃料プール監視設備

54-12 サイフォンブレイク孔の健全性について

54-13 使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

54-14 燃料プール冷却浄化系の位置付けについて

54-15 注水用ヘッダについて

54-16 大容量送水ポンプ（タイプ I）の構造について

54-17 熱交換器ユニットの構造について

54-18 使用済燃料プール水位／温度の選定について

下線部：今回提出資料



54-11

使用済燃料プール監視設備

## 1. 使用済燃料プール監視設備について

使用済燃料プールの水位、温度及び使用済燃料プール上部の放射線量率を監視する検出器の計測結果の指示又は表示及び記録する計測装置を設置する。使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）、使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）及び使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量）は、重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり監視することを目的として設置する。

また、使用済燃料プール監視カメラは、重大事故等時の使用済燃料プールの状態を監視するために設置する。

なお、全交流動力電源が喪失した場合でも、代替電源設備からの給電が可能な設計とし、中央制御室で監視可能な設計とする。

## 2. 設備概要について

### 2.1 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）

#### (1) 水位計測について

使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）は、重大事故等対処設備の機能を有しており、使用済燃料貯蔵ラック上端（O. P. 25920）から上方に14箇所を設置した液相及び気相の熱電対にて温度を起電力として検出する。ヒータ加熱開始前後の熱電対の温度変化を確認することにより間接的に水位を監視することができ、検出した起電力は、使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）として中央制御室に指示し、記録する。（図54-11-1「使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）の概略構成図」参照。）

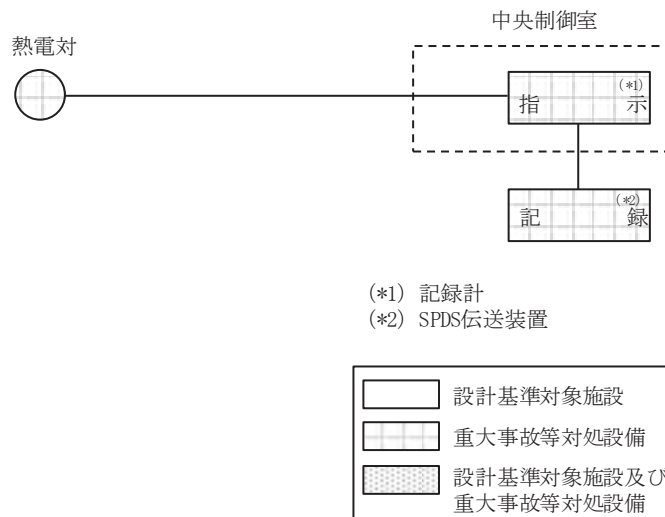


図54-11-1 使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）の概略構成図

(設備仕様)

計測範囲：0～7,010mm<sup>\*1</sup>

(O. P. 25920mm～O. P. 32730mm (液相) O. P. 32930mm (気相) )

個 数：1個 (検出点14箇所)

設置場所：原子炉建屋地上3階 (原子炉建屋原子炉棟内)

\*1：計測範囲の零は，使用済燃料貯蔵ラック上端 (O. P. 25920)

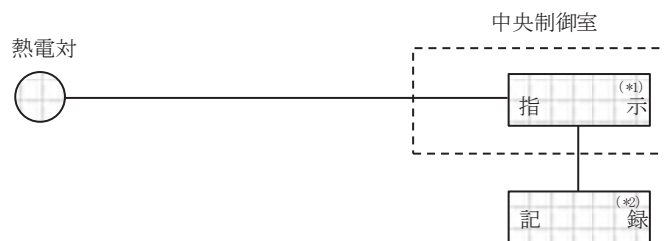
使用済燃料プール水位 (ヒートサーモ式) は，第54条第1項で要求される想定事故 (第37条解釈3-1(a)想定事故1 (冷却機能又は注水機能喪失により水温が上昇し，蒸発により水位が低下する事故) 及び(b)想定事故2 (サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し水位が低下する事故) ) 及び第54条第2項で要求される使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下する事故を考慮し，使用済燃料貯蔵ラック上端 (O. P. 25920) から使用済燃料プール上端近傍 (O. P. 32930) を計測範囲とする。

(図54-11-3「使用済燃料プール水位/温度 (ヒートサーモ式) の計測範囲」参照。)

## (2) 温度計測について

使用済燃料プール温度 (ヒートサーモ式) は，重大事故等対処設備の機能を有しており，熱電対にて温度を起電力として検出する。検出した起電力は，使用済燃料プール温度 (ヒートサーモ式) として中央制御室に指示し，記録する。

(図54-11-2「使用済燃料プール温度 (ヒートサーモ式) の概略構成図」参照。)



(\*1) 記録計  
(\*2) SPDS伝送装置

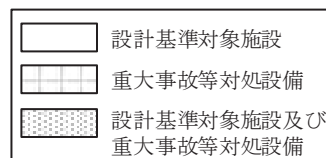


図54-11-2 使用済燃料プール温度 (ヒートサーモ式) の概略構成図

(設備仕様)

計測範囲：0～150℃

個 数：1個（検出点15箇所）

設置場所：原子炉建屋地上3階（原子炉建屋原子炉棟内）

使用済燃料プール温度（ヒートサーモ式）は、第54条第1項で要求される想定事故は第37条解釈3-1(a)想定事故1（冷却機能又は注水機能喪失により水温が上昇し、蒸発により水位が低下する事故）及び(b)想定事故2（サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し水位が低下する事故）であり、水位が低下した場合の最低水位（有効性評価：使用済燃料プール冷却浄化系配管が破断した場合の水位（O. P. 31995））においても温度計測可能な設置場所とする。また、第54条第2項で要求される使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下する事故においても温度計測可能な設置場所とする。

（図54-11-3「使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）の計測範囲」参照。）

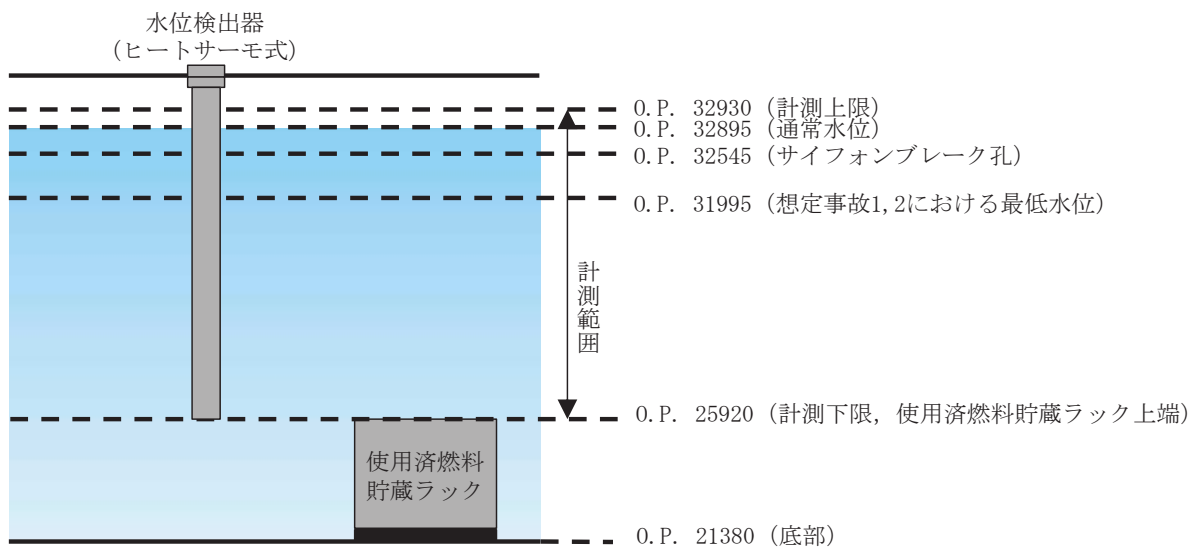


図54-11-3 使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）の計測範囲

## 2.2 使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）

### (1) 水位計測について

使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、ガイドパルス式検出器にて水位を気相／液相界面からの反射パルス信号を検出するまでの時間を電流信号として検出する。検出した電流信号は、演算装置にて水位信号へ変更する処理を行った後、使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）として中央制御室に指示し、記録する。

（図 54-11-4「使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）の概略構成図」参照。）

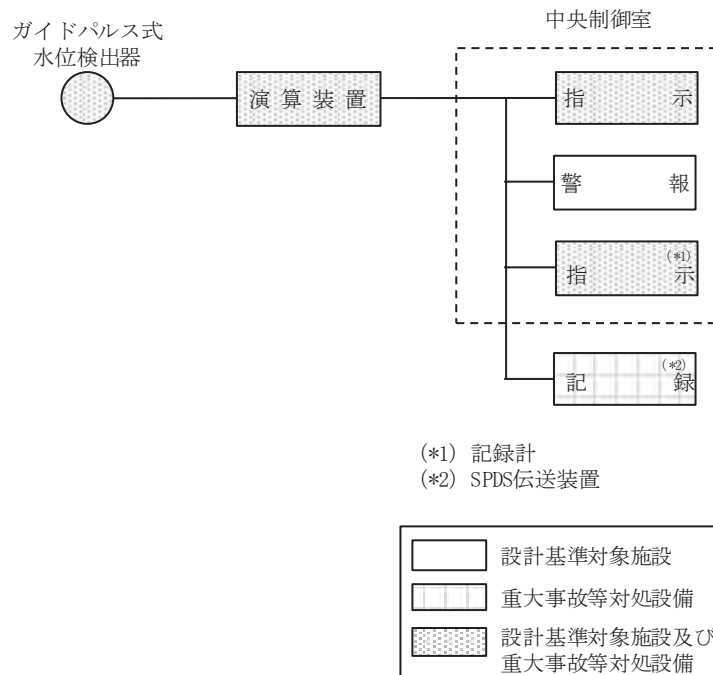


図54-11-4 使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）の概略構成図

### (設計仕様)

計測範囲 :  $-4,300 \sim 7,300 \text{mm}^{*2}$  (O. P. 21620mm $\sim$ O. P. 33220mm)

個数 : 1個

設置場所 : 原子炉建屋地上3階（原子炉建屋原子炉棟内）

\*2 : 計測範囲の零は、使用済燃料貯蔵ラック上端 (O. P. 25920)

使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）は、第54条第1項で要求される想定事故（第37条解釈3-1(a)想定事故1（冷却機能又は注水機能喪失により水温が上昇し、蒸発による水位が低下する事故）及び(b)想定事故2（サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し水位が低下する事故））及び第54条第2項で要求される使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下する事故を考慮し、使用済燃料プール底部近傍 (O. P. 21620) から使用済燃料プール上端近傍 (O. P. 33220) を計測範囲とする。（図54-11-6「使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス

式) の計測範囲」参照。)

(2) 温度計測について

使用済燃料プール温度 (ガイドパルス式) は、設計基準対象施設及び重大事故等対処設備の機能を有しており、测温抵抗体にて温度を抵抗値として検出する。検出した抵抗値は、演算装置にて変換した後、使用済燃料プール温度 (ガイドパルス式) として中央制御室に指示し、記録する。(図54-11-5「使用済燃料プール温度 (ガイドパルス式) の概略構成図」参照。)

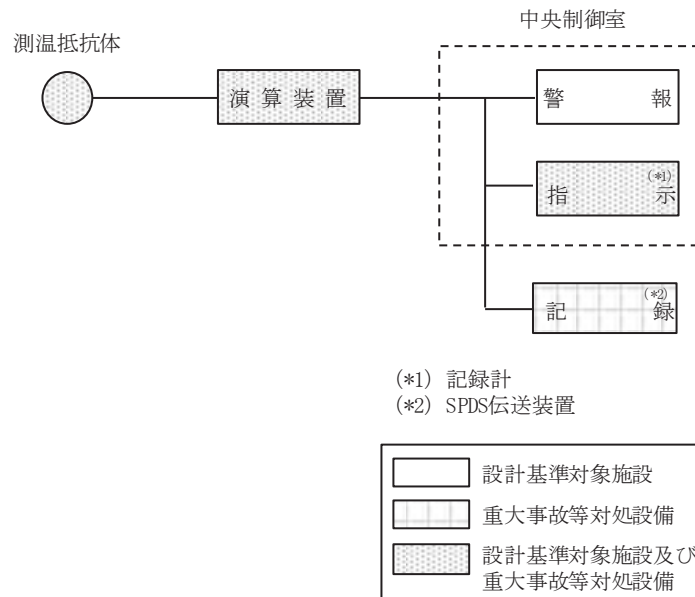


図54-11-5 使用済燃料プール温度 (ガイドパルス式) の概略構成図

(設備仕様)

計測範囲 : 0~120℃

個数 : 1 (検出点2箇所)

設置場所 : 原子炉建屋地上3階 (原子炉建屋原子炉棟内)

使用済燃料プール温度 (ガイドパルス式) は、第54条第1項で要求される想定事故は第37条解釈3-1(a) 想定事故1 (冷却機能又は注水機能喪失により水温が上昇し、蒸発により水位が低下する事故) 及び(b) 想定事故2 (サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し水位が低下する事故) であり、水位が低下した場合の最低水位 (有効性評価: 使用済燃料プール冷却浄化系配管が破断した場合の水位 (O. P. 31995)) においても温度計測可能な設置場所とする。また、第54条第2項で要求される使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下する事故においても温度計測可能な設置場所とする。(図54-11-6「使用済燃料プール水位/温度 (ガイドパルス式) 計測範囲」参照。)

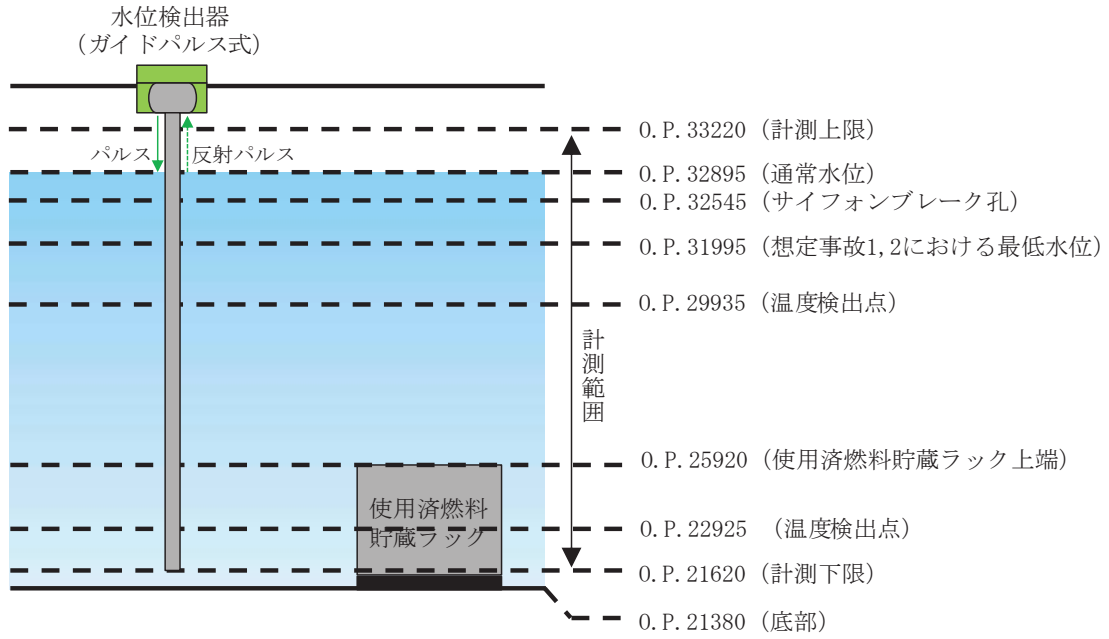


図 54-11-6 使用済燃料プール水位/温度 (ガイドパルス式) 計測範囲



## 2.3 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）

使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）は，重大事故等対処設備の機能を有しており，電離箱にて放射線量率を電流信号として検出する。検出した電流信号は，前置増幅器で増幅され，演算装置にて放射線量率信号に変換する処理を行った後，放射線量率として中央制御室に指示し，記録する。

なお，重大事故等時において，より広範囲の計測を可能とするため，高線量と低線量の放射線モニタを設置する。（図 54-11-7「使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）の概略構成図」参照。）

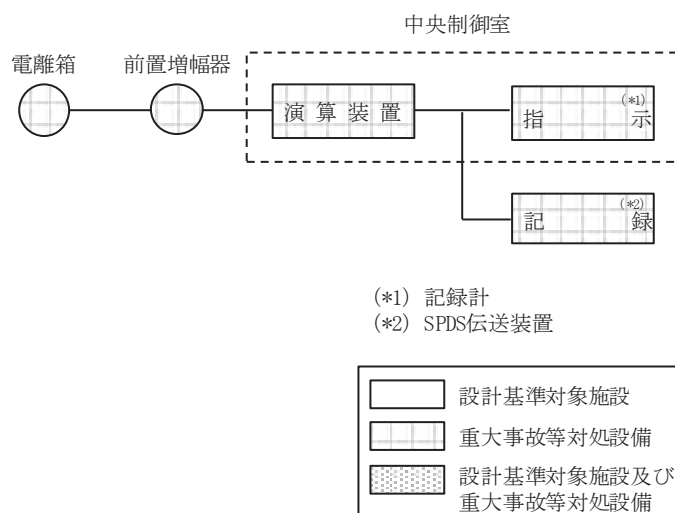


図 54-11-7 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）の概略構成図

（設備仕様）

（高線量）

計測範囲 :  $10^1 \sim 10^8 \text{mSv/h}$

個 数 : 1 個

設置場所 : 原子炉建屋地上 3 階（原子炉建屋原子炉棟内）

（低線量）

設置場所 :  $10^{-2} \sim 10^5 \text{mSv/h}$

個 数 : 1 個

設置場所 : 原子炉建屋地上 3 階（原子炉建屋原子炉棟内）

使用済燃料プール上部空間放射線モニタの計測範囲は、作業従事者に対する放射線防護の観点より、原子炉建屋地上3階（原子炉建屋原子炉棟内）における線量当量率限度を考慮した設計とする。原子炉建屋地上3階（原子炉建屋原子炉棟内）における遮蔽設計区分は、遮蔽区分C（ $C < 0.05 \text{ mSv/h}$ ）となり、これらを考慮した計測範囲とする。

計測範囲の下限値は、上記設計区分Cの上限線量当量率を計測可能な範囲（ $10^{-2} \text{ mSv/h} \leq \text{計測範囲}$ ）とする。計測範囲の上限値は、遮蔽区分C（ $C < 0.05 \text{ mSv/h}$ ）が計測可能な計測範囲であること、かつ、重大事故等時に使用済燃料プール水位の異常な低下が発生し、使用済燃料が露出した場合に想定される最大放射線量率を計測可能な範囲（ $\sim 10^8 \text{ mSv/h}$ ）とする。

（図 54-11-8 「水位と放射線量率の関係」参照。）

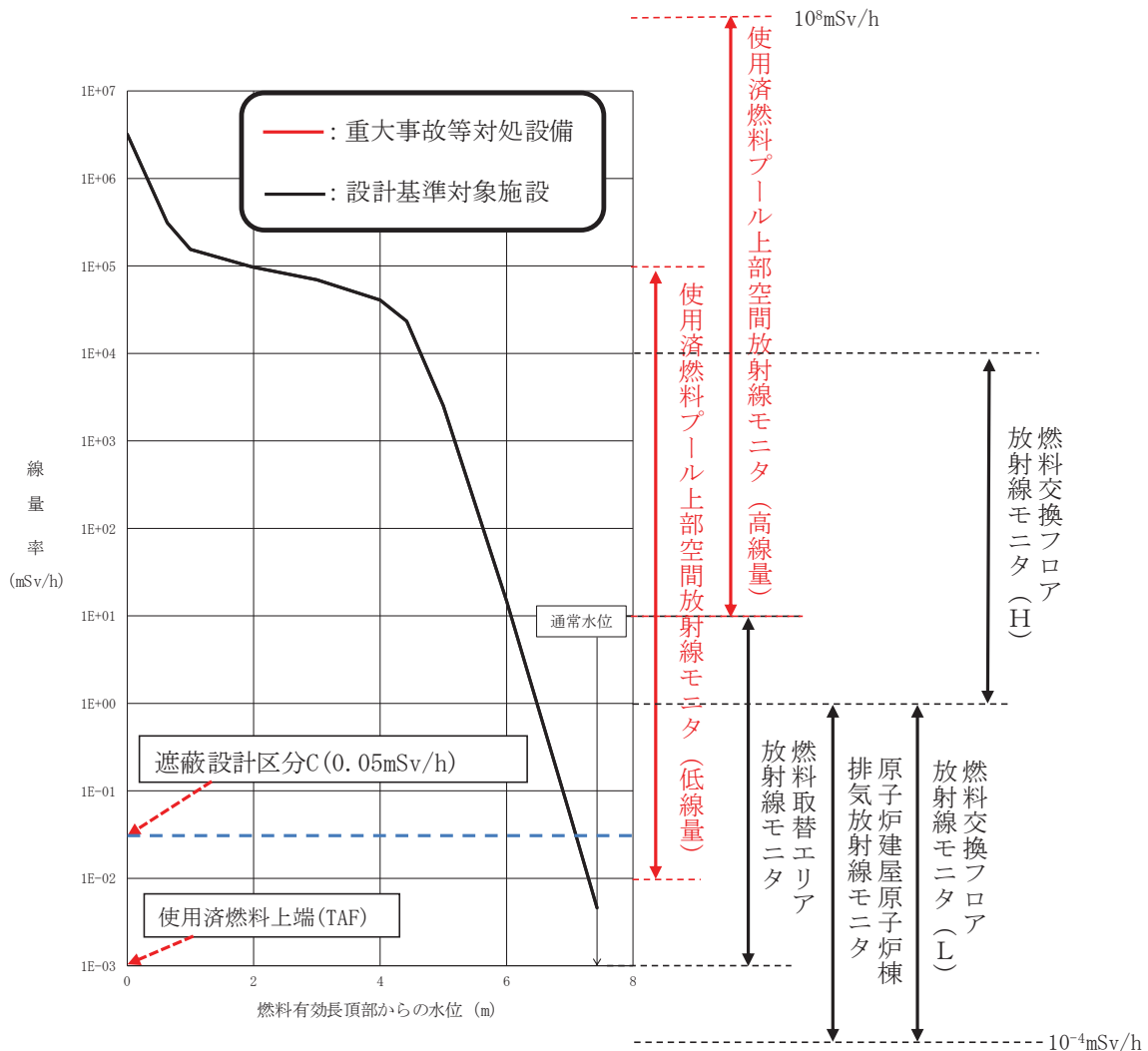


図 54-11-8 水位と放射線量率の関係

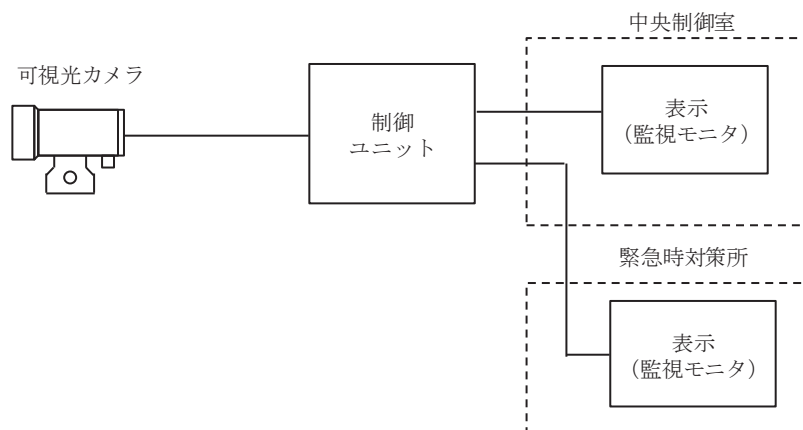
## 2.4 使用済燃料プール監視カメラ

### (1) 使用済燃料プール監視カメラ

使用済燃料プール監視カメラは、重大事故等対処設備の機能を有しており、使用済燃料プールの状態が確認可能なよう高所に設置し、燃料貯蔵設備に係る重大事故等時において、使用済燃料プールの状態を監視する。また、照明がない場合や蒸気雰囲気下においても、可視光カメラに付属している専用照明及び霧除去機能により、使用済燃料プールの状態が監視可能である。使用済燃料プール監視カメラの映像信号は、制御ユニットを経由して中央制御室に表示する。

なお、使用済燃料プール監視カメラは、可視光カメラと冷却装置が一体構造になっており、燃料貯蔵設備に係る重大事故等時の高温下においても、冷却装置により可視光カメラを冷却可能なため、監視可能である。

(図 54-11-9 「使用済燃料プール監視カメラの概略構成図」 参照。)



本設備は全て重大事故等対処設備

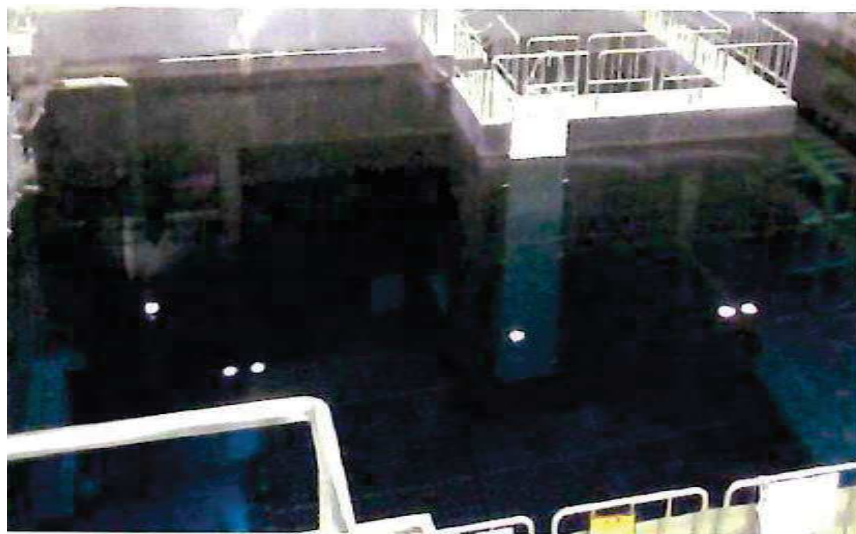
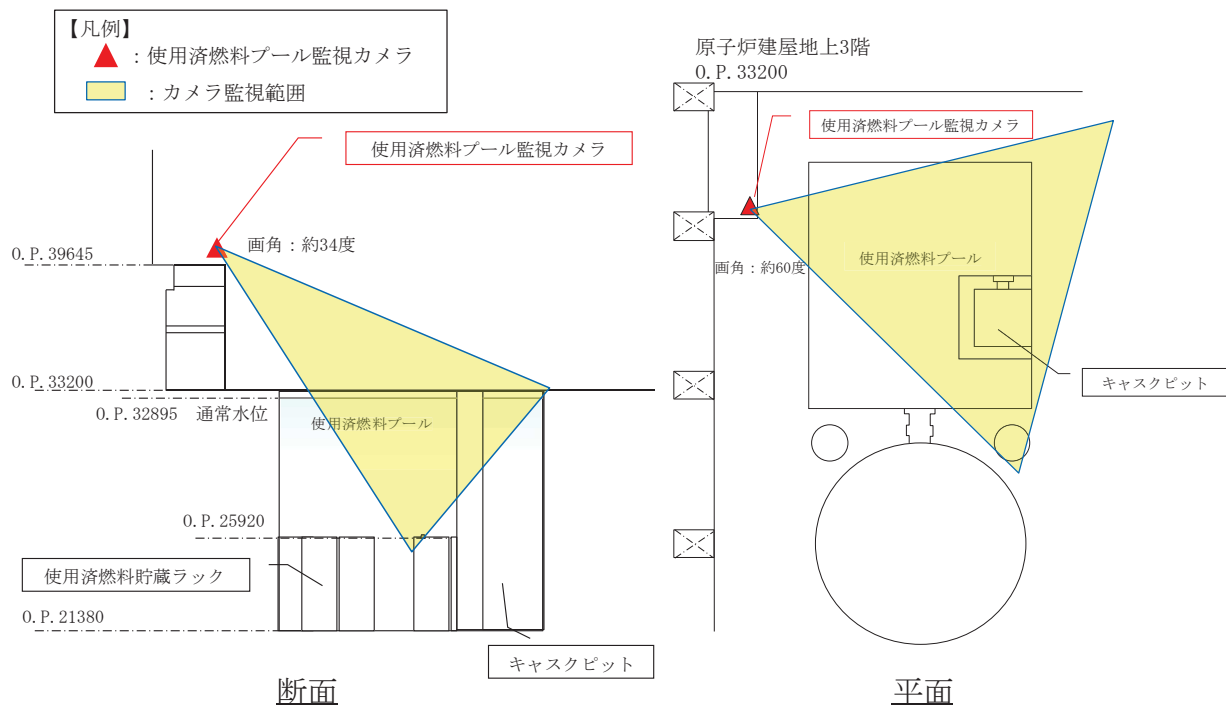
図 54-11-9 使用済燃料プール監視カメラの概略構成図

(設備仕様)

個 数 : 1 個

設置場所 : 原子炉建屋地上 3 階 (原子炉建屋原子炉棟内)

使用済燃料プール監視カメラの監視範囲は図 54-11-10 「使用済燃料プール監視カメラの視野概略図」 参照。



監視イメージ

図 54-11-10 使用済燃料プール監視カメラの視野概略図

(2) 使用済燃料プール監視カメラの監視性確認について

使用済燃料プールの重大事故等時において、使用済燃料プール監視カメラが設置される原子炉建屋地上3階（原子炉建屋原子炉棟内）の環境が低照度（照

明なし) 及び蒸気雰囲気下となることが想定されることから、そのような環境条件を模擬した試験を実施している。

低照度環境下の試験では、専用の照明を用いることにより、監視対象物が視認可能であったことから、低照度環境下でも専用の照明により状態の監視が可能である。

蒸気雰囲気下(低照度、霧発生装置による濃霧環境下)において、霧除去機能の有効性を確認した結果、霧除去機能がない場合では、蒸気によるレンズの曇りによって、状態の把握が困難であるが、霧除去機能により、監視対象物を視認可能であったことから、蒸気雰囲気下でも霧除去機能付きの可視光カメラにより状態の監視が可能である。

また、使用済燃料プール監視カメラは、耐環境性向上のため使用済燃料プール監視カメラと一体の冷却装置により冷却を行うものであるが、使用済燃料プール監視カメラが設置される原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)の重大事故等時における温度は100℃と想定されることから、温度差により結露の発生が考えられる。しかしながら、カメラ内部は、真空断熱構造となっており、結露が発生しにくい設計であり、また、カメラ外面のガラス窓には、親水性加工を施すことにより、ガラス表面で水滴を形成させない設計であることから、高温状況下においても状態の監視が可能である。

(図 54-11-11「使用済燃料プール監視カメラの構造」及び図 54-11-12「霧除去機能付きの可視光カメラの状態監視」参照。)

なお、監視性確認試験と実際の設置においては、使用済燃料プール監視カメラから監視対象物までの距離が相違(試験時:約5m, 設置時:約16m)しており、試験結果の適用に当たっては、専用照明の照度、カメラと監視対象物の間の蒸気層の厚さの影響が考えられる。

専用照明の照度については、監視性確認試験において専用照明の照度を調整することで、実際の設置時の監視対象物までの距離による減衰を模擬しており、影響はない。また、蒸気層の厚さについては、重大事故等時における蒸気層の厚さを想定することは困難であるが、霧除去機能は、撮影した映像を制御ユニットにて鮮明化し、霧を除去するものであることから、ある程度の照度があれば映像を鮮明化することが可能である。

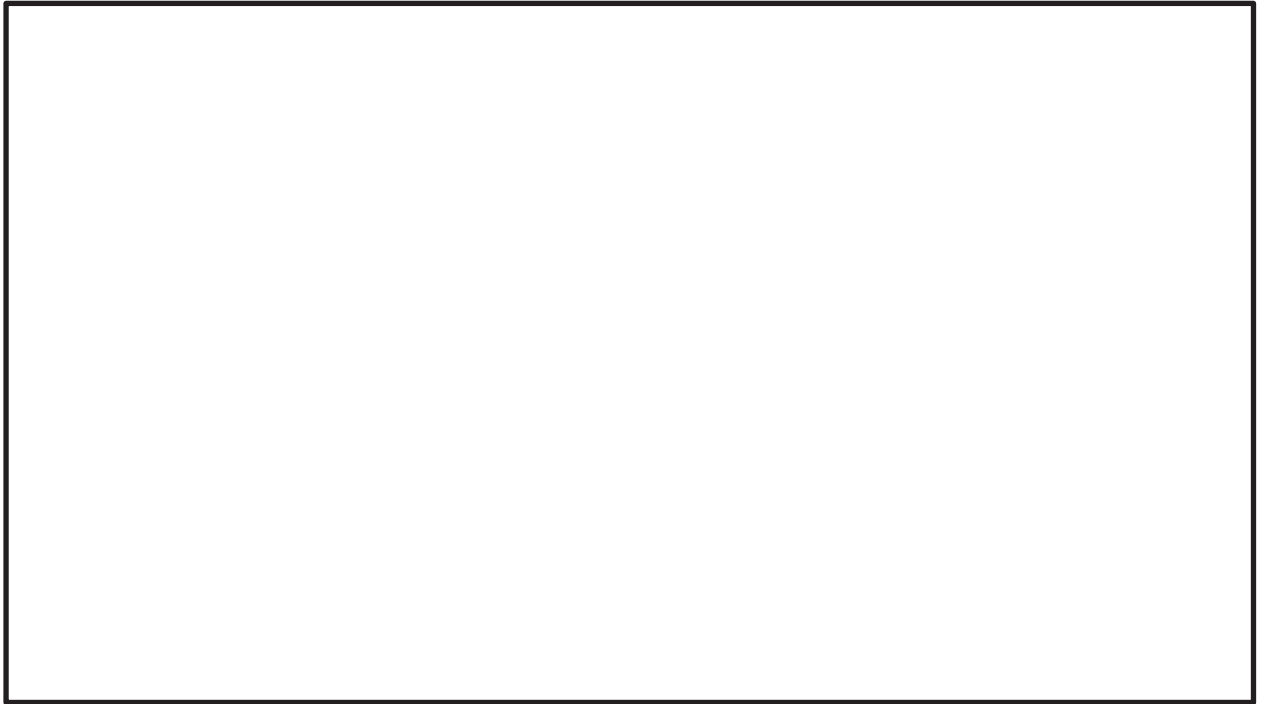
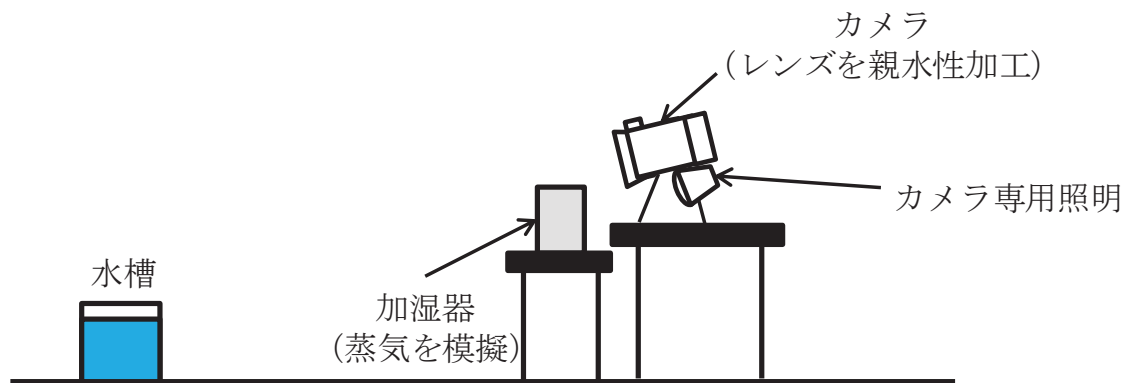


図 54-11-11 使用済燃料プール監視カメラの構造

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

試験機材の配置状況



① 被写体 (室内照明)



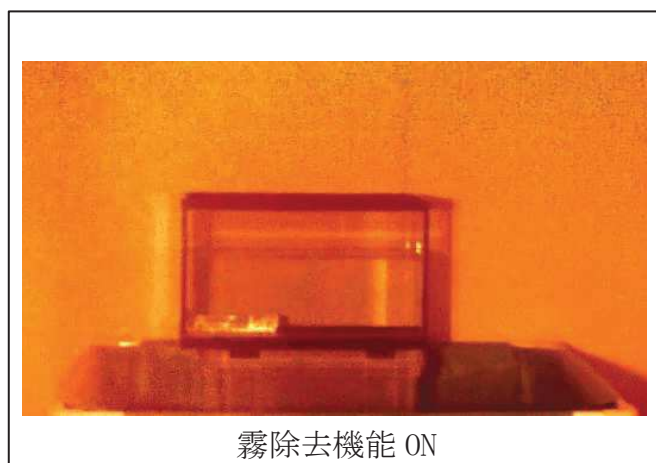
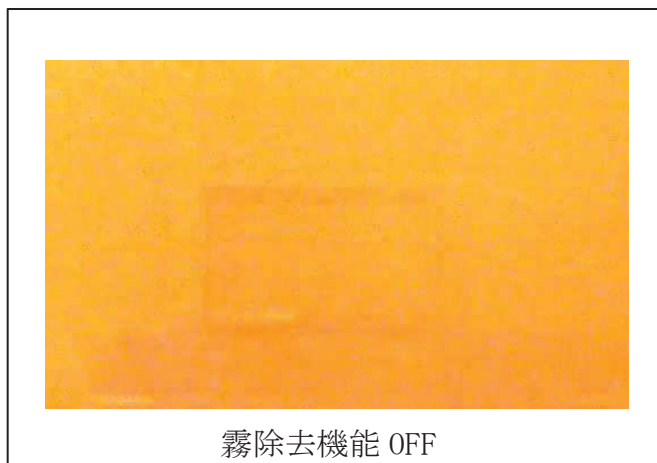
② 低照度環境下 (専用照明 ON 時, OFF 時)



図 54-11-12 霧除去機能付きの可視光カメラの状態監視 (1/2)



③ 蒸気環境下（専用照明）



④ 結露対策（蒸気環境下，室内照明，霧除去機能 ON）

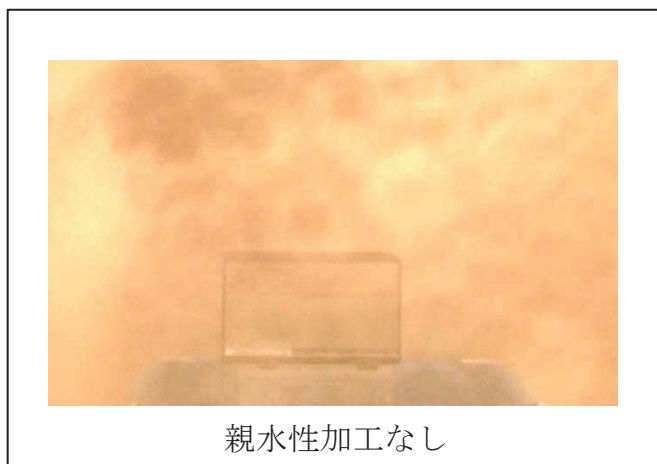


図 54-11-12 霧除去機能付きの可視光カメラの状態監視（2/2）

3. 大量の水の漏えいその他要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合の監視設備について

使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により当該使用済燃料プールの水位が異常に低下する事象においては、使用済燃料プールの水位、温度及び放射線量率による監視を継続し、水位監視を主としながら必要に応じて、使用済燃料プール監視カメラにより使用済燃料プールの状態を監視する。

- ・使用済燃料プール水位の異常な低下事象時における水位監視については、使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）にて使用済燃料貯蔵ラック上端までの水位低下傾向を把握する。併せて、使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）にて使用済燃料プール底部近傍までの水位低下傾向を把握する。
- ・使用済燃料プール水位の異常な低下事象時における放射線量率については、使用済燃料プール周辺の放射線量の上昇や使用済燃料プール水の蒸発による環境状態の悪化を想定した、使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量）にて放射線量率を計測する。

**【水位監視】**

使用済燃料プールの燃料貯蔵設備に係る重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり水位監視を行う。

**【温度監視】**

水位監視を主として、使用済燃料プール温度（ヒートサーモ式）及び使用済燃料プール温度（ガイドパルス式）にて温度監視を行う（温度は沸騰による蒸発状態では、使用済燃料プール水の温度変化がないことから、必要に応じて監視する。）。

**【放射線量率監視】**

使用済燃料プール周辺の放射線量率を把握するために線量率監視を行う。

使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合の監視設備については、図 54-11-13「使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合の監視設備概略図」に示す。

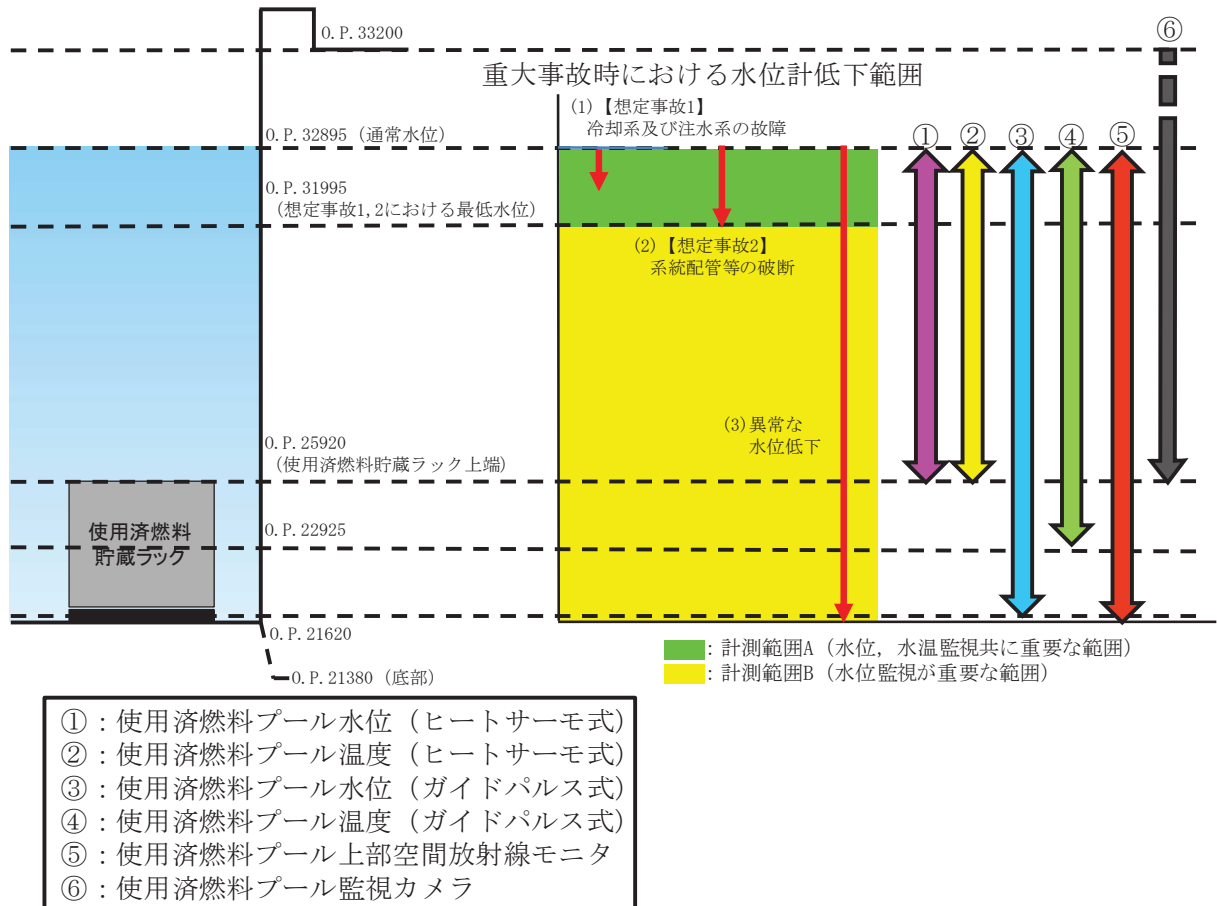


図 54-11-13 使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合の監視設備概略図

#### 4. 使用済燃料プール監視設備の重大事故等対処設備の設計基準対象施設への影響防止対策

##### (1) 使用済燃料プール水位

重大事故等対処設備（使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）、使用済燃料プール水位（ガイドパルス式））は、通常時の系統構成を変えずに重大事故等対処設備としての系統構成が可能な設計とし、設計基準対象施設（燃料貯蔵プール水位）に悪影響を与えない設計とする。また、電源についてもヒューズによって電氣的に分離する設計とする。

重大事故等対処設備については、現場検出器から中央制御室まで、電線管による独立したケーブルを敷設する設計とし、設計基準対象施設に悪影響を与えない設計とする。

##### (2) 使用済燃料プール温度

重大事故等対処設備（使用済燃料プール温度（ヒートサーモ式）、使用済燃料プール温度（ガイドパルス式））は、通常時の系統構成を変えずに重大事故等対処設備としての系統構成が可能な設計とし、設計基準対象施設（燃料貯蔵プール水温度、燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度）に悪影響を与えない設計とする。また、電源についてもヒューズによって電氣的に分離する設計とする。

重大事故等対処設備については、現場検出器から中央制御室まで、電線管による独立したケーブルを敷設する設計とし、設計基準対象施設に悪影響を与えない設計とする。

##### (3) 使用済燃料プール上部の放射線量率

重大事故等対処設備（使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量））は、通常時の系統構成を変えずに重大事故等対処設備としての系統構成が可能な設計とし、設計基準対象施設（燃料交換フロア放射線モニタ、原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタ、燃料取替エリア放射線モニタ）に悪影響を与えない設計とする。また、電源についてもヒューズによって電氣的に分離する設計とする。

重大事故等対処設備については、現場検出器から中央制御室まで、電線管による独立したケーブルを敷設する設計とし、設計基準対象施設に悪影響を与えない設計とする。

これら重大事故等対処設備は、原子炉建屋地上3階（原子炉建屋原子炉棟内）に設置し、重大事故等対処設備の周辺には火災の発生源となる物は除去し、ケーブルは電線管により敷設し、火災に伴う設計基準対象施設と同時に共通要因によって機能喪失しないよう考慮した設計とする。

また、当該エリアは火災感知器を設置する火災区画であり、感知された場合には初期消火が実施される。

重大事故等対処設備（検出器）からの信号は、微弱な電流であり重大事故等対処設備が火災源になるとは考えられず、かつ、信号ケーブルは電線管によって独立して敷設する設計とし、設計基準対象施設に悪影響を与えない設計とする。

電源についてもそれぞれ異なる箇所から供給し、設計基準対象施設に対して多様性を考慮した設計とする。

重大事故等対処設備は、共通要因（火災、地震、溢水）により設計基準対象施設の安全機能と同時に機能が損なわれない設計とする。

（図 54-11-14「使用済燃料プール監視設備の配置図」参照。）

: 設計基準対象施設  
  : 重大事故等対処設備

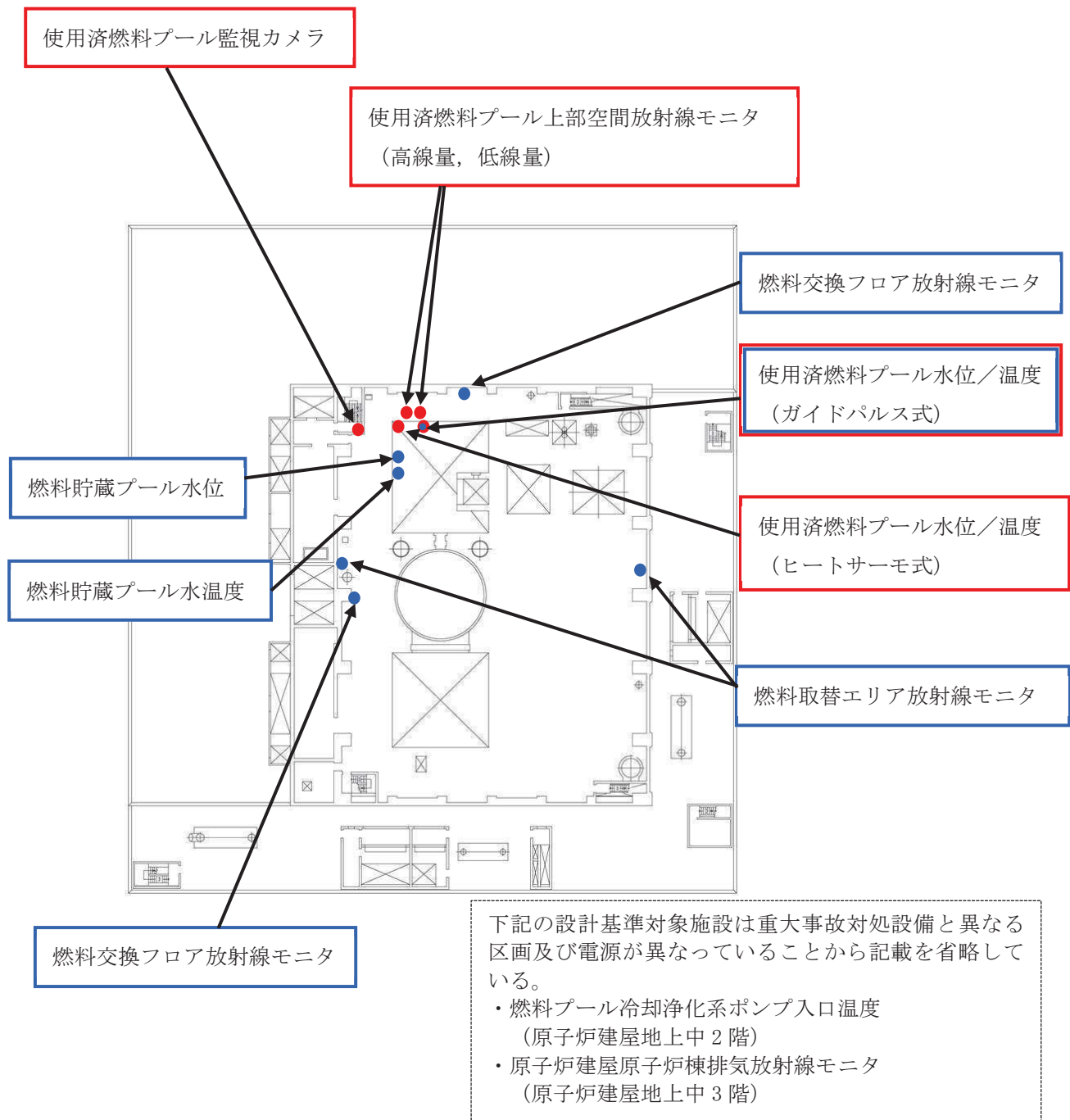


図 54-11-14 使用済燃料プール監視設備の配置図

使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）による水位計測について

1. 使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）の検出原理

(1) 検出原理について

使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）は、金属シースとヒータ線・熱電対の間に絶縁材を充てん封入したヒータ付熱電対を使用した水位計である。ヒータ付熱電対の検出点が気中にあるときにヒータで加熱すると、熱電対が検出する温度はヒータ加熱時間にほぼ比例して上昇する。一方、検出点が水中にあるときにヒータで加熱すると、熱電対が検出する温度はヒータ加熱開始後、数十秒で飽和する（図 54-11-15「ヒータ付熱電対による水位検出原理」参照。）。これは気中と水中とで熱伝達率が異なっているためである。この特性を利用して、ヒータ加熱開始前後の熱電対の温度変化から検出点が水中にあるか気中にあるかを判定する。検出点を使用済燃料プールの深さ方向に複数並べることによって検出点の配置間隔で使用済燃料プールの水位を計測することが可能である。

ヒータ加熱開始後 30 秒以上で水中／気中を判定することが可能であるが、確実に水中／気中を判断するため、ヒータ加熱時間は 60 秒とする。

また、ヒータ付熱電対は、ヒータを加熱しない状態では、通常の熱電対と同様に温度を計測することが可能である。

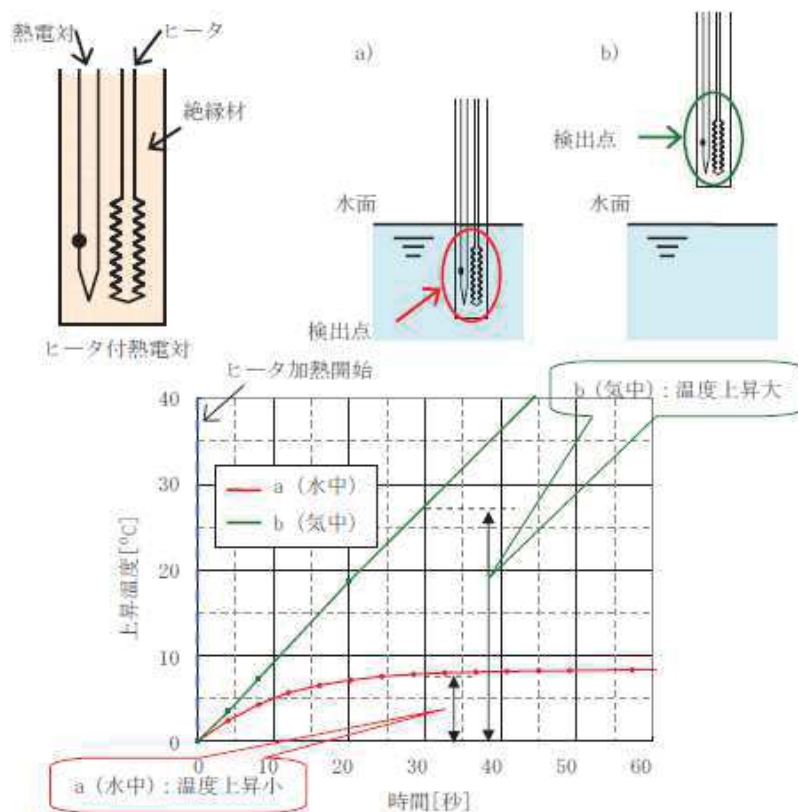


図 54-11-15 ヒータ付熱電対による水位検出原理



## (2) 事故時の計測性能の信頼性について

使用済燃料プールの重大事故等時において、プール水温の上昇に伴う沸騰による水位低下が想定される。その場合は、気相部分の熱電対が蒸気に覆われることが想定されるため、そのような状態を模擬した試験を実施している。

### (i) 熱電対式水位計の適用性検証試験

熱電対をヒータで加熱することにより水位を計測する原理の適用性検証において、試験容器内に水位計を設置し、水温を100℃まで加熱（沸騰状態）した状態から水位を低下させる試験を実施した。

ヒータ付熱電対の応答性について、水位を低下させてJP2温度計（真ん中の温度計）の挙動を確認する。

JP2温度計が水面下（水中）の場合は温度上昇することなく水温を計測しているが、検出器が水面以上（気中）となった場合はヒータによる加熱で温度が顕著に上昇し始めることが確認されており、検出点をヒータで加熱することにより水中／気中の判定は可能であるといえる。

(図 54-11-16 「熱電対式水位計の適用性検証試験結果」参照。)

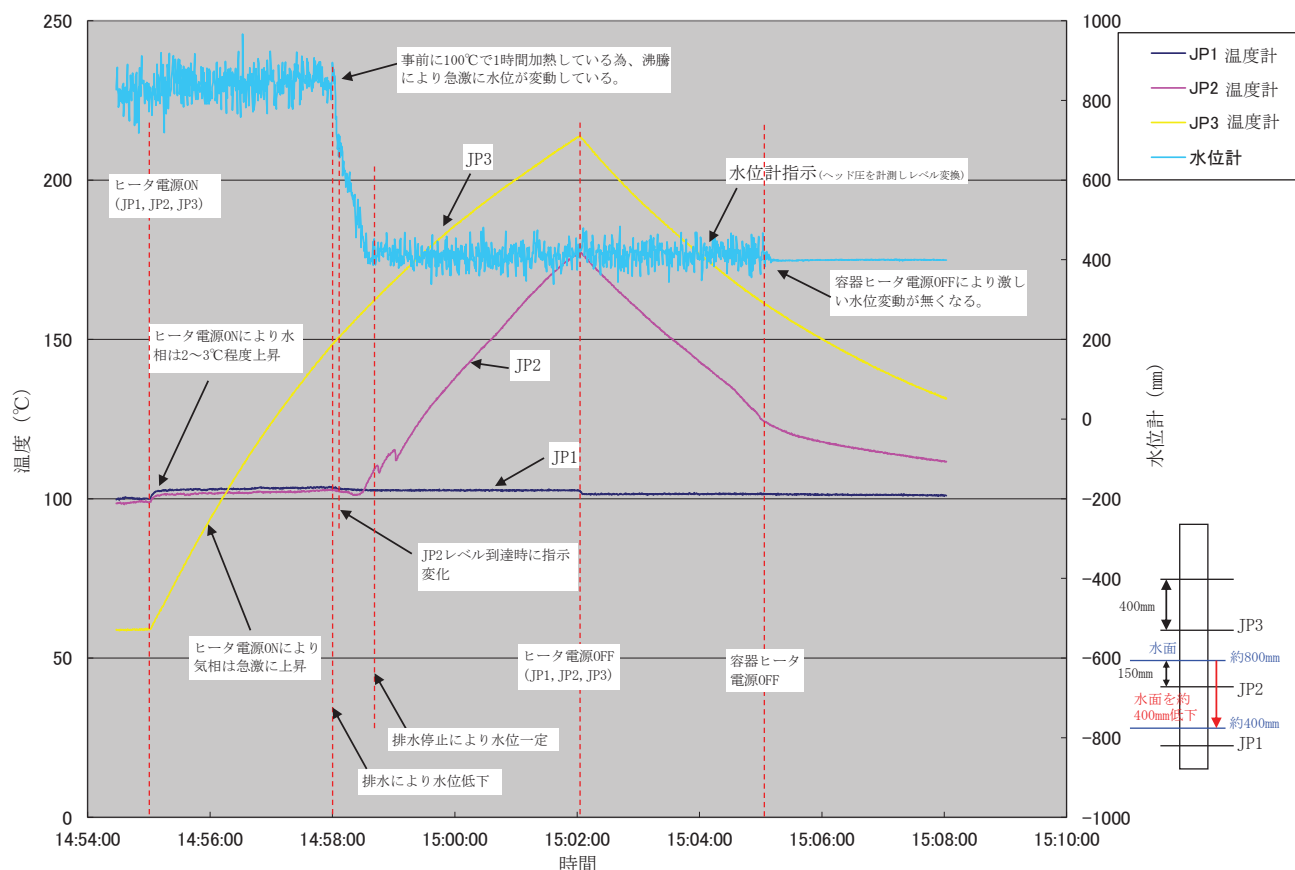


図 54-11-16 熱電対式水位計の適用性検証試験結果

(ii) 熱電対式水位計の供試体による試験

実機向け水位計の約 1/5 サイズの熱電対式水位計を供試体として、図 54-11-17 のとおり、検出器の保護管内部に JP01 から JP04 までの設置高さの異なる 4 本のヒータ付熱電対を配置し、水槽内の水温を 100℃まで加熱(沸騰状態)した状態から、水槽内の水の蒸発による水位低下を計測する試験を実施した。水位は、JP02 と JP01 の間から、JP01 の測定点以下に低下するまで計測する。ヒータ付熱電対のヒータは、JP01 から JP04 まで 90 秒間順次加熱していき、JP04 の加熱終了の 120 秒後から再度 JP01 から 90 秒間順次加熱するパターンを繰り返す。

ヒータ付熱電対の計測結果は、図 54-11-18 のとおりであり、水位が低下していく過程の 1 回目の計測では、JP01 は水中にありヒータ加熱開始前後の温度変化が少ない状況であったが、2 回目の計測では、JP01 は気中にありヒータ加熱開始前後の温度変化が大きくなっている。本試験結果より、水が沸騰し、気中が 100℃の蒸気環境下においても、水中ではヒータ加熱開始前後の温度上昇は小さく水位判定は問題なく可能であるといえる。

なお、これまでの試験結果における知見により、水位を判定するヒータの加熱時間は 60 秒としており、その 60 秒間に 15℃以上温度上昇する場合は気中と判定している。

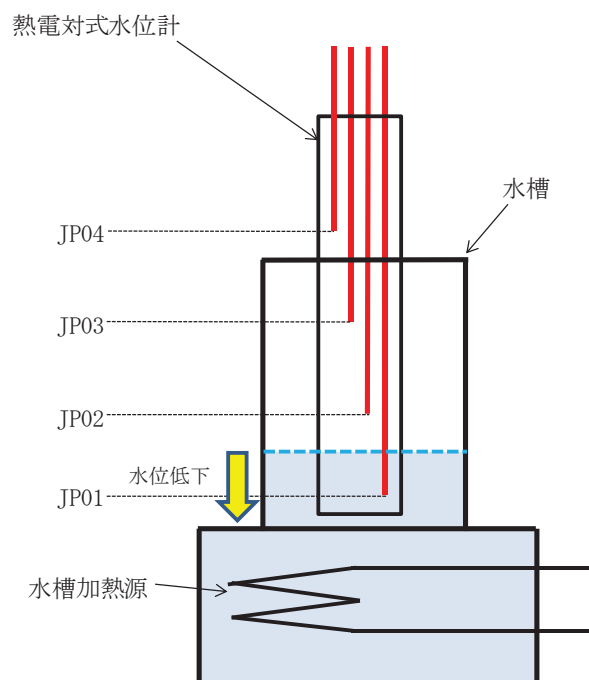


図 54-11-17 熱電対式水位計の供試体による試験概要

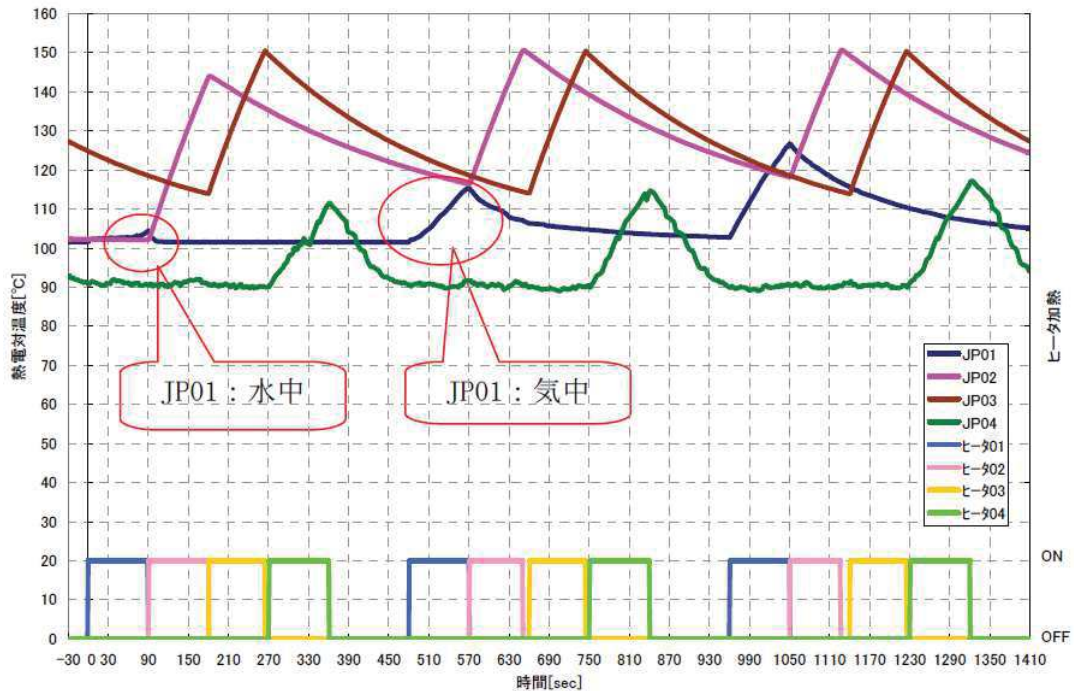


図 54-11-18 熱電対式水位計の供試体による試験結果

(3) 温度計及び水位計としての機能維持について

使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）は、熱電対による温度計測にて水温及び水位を計測する二つの機能を持つ。

温度計に関しては、液相にある 14 箇所の温度を計測することで多重性を持つ設計とする。また、ヒータ付きの熱電対であるが全ての熱電対に対して同時にヒータを使用することはないため、使用済燃料プールの水温については連続して計測が可能である。

水位計に関しては、ヒータ加熱開始前後の熱電対の温度変化を確認することにより間接的に水位を監視することが可能である。

ヒータ加熱によって温度計測が不可能とならないように、各熱電対に対して順番に一定時間ヒータの ON/OFF を繰り返すことで、同時に水位及び水温計測が可能な設計とする（14 個の熱電対を上から複数のグループに分けて、1 分間ヒータ ON を繰り返して約 10 分で 1 周させる設計。）。

なお、第 54 条第 1 項で要求される想定事故（第 37 条解釈 3-1(a) 想定事故 1（冷却機能又は注水機能喪失により水温が上昇し、蒸発により水位が低下する事故。）及び(b) 想定事故 2（サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し水位が低下する事故））における水位の低下速度は表 54-11-1「想定事故時における使用済燃料プールの水位低下速度」のとおりと想定しており、上記の計測間隔（ヒータ ON）で水位を計測することは問題ないと考える。

表 54-11-1 想定事故時における使用済燃料プールの水位低下速度

	水位低下速度	10 分間での水位低下*1
想定事故 1	約 0.08m/h	約 14mm
想定事故 2	約 0.08m/h*2	約 14mm*2

\*1 水位低下速度及び 10 分間での水位低下は燃料有効長冠水レベル以上の水位での値を示す。

\*2 サイフォンブレイク孔による水位低下が停止した後の使用済燃料プール水の蒸発による水位低下速度

## 2. 使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）の水位設定点について

### (1) 目的

使用済燃料プールの重大事故等時における，使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）において使用済燃料貯蔵ラック上端まで 14 個の温度検出器（熱電対）にて使用済燃料プールの水位を計測する。

使用済燃料プールの水位検出点としては以下の監視が行えるように検出点を設ける設計とする。

- ・使用済燃料プールの水位低下を早期に検出すること。
- ・使用済燃料プールの水位低下時にサイフォンブレイク孔が有効に機能しているか把握すること。
- ・使用済燃料プールの水位低下時に代替注水設備が有効に機能しているか把握すること。
- ・使用済燃料の露出有無（燃料破損の可能性）を把握すること。
- ・使用済燃料貯蔵ラック上端の水位を把握すること。

### (2) 使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）の水位設定点について

使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）の各水位設定点は，検出器の単一故障や水位低下又は上昇傾向を把握可能とするため，図 54-11-19「使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）の水位設定点」のとおり設定する。



図 54-11-19 使用済燃料プール水位（ヒートサーモ式）の水位設定点

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

## 使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）による水位計測について

## 1. 使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）の計測性能

## (1) 検出原理について

使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）は、パルス（電気信号）がインピーダンス（抵抗）の変化点で反射する性質を利用した検出器であり、演算装置からパルスを発生させ、検出器内部のガイドケーブルによりパルスを伝送し、空気と水のインピーダンスの差により、図 54-11-20 のとおり水面で反射したパルスが演算装置に戻るまでの時間を計測し、そのパルスの反射時間を演算装置にて水位に変更して計測する水位計である。

パルスがガイドケーブルを伝わることで乱反射しない設計となっており、連続して水位を計測することが可能である。

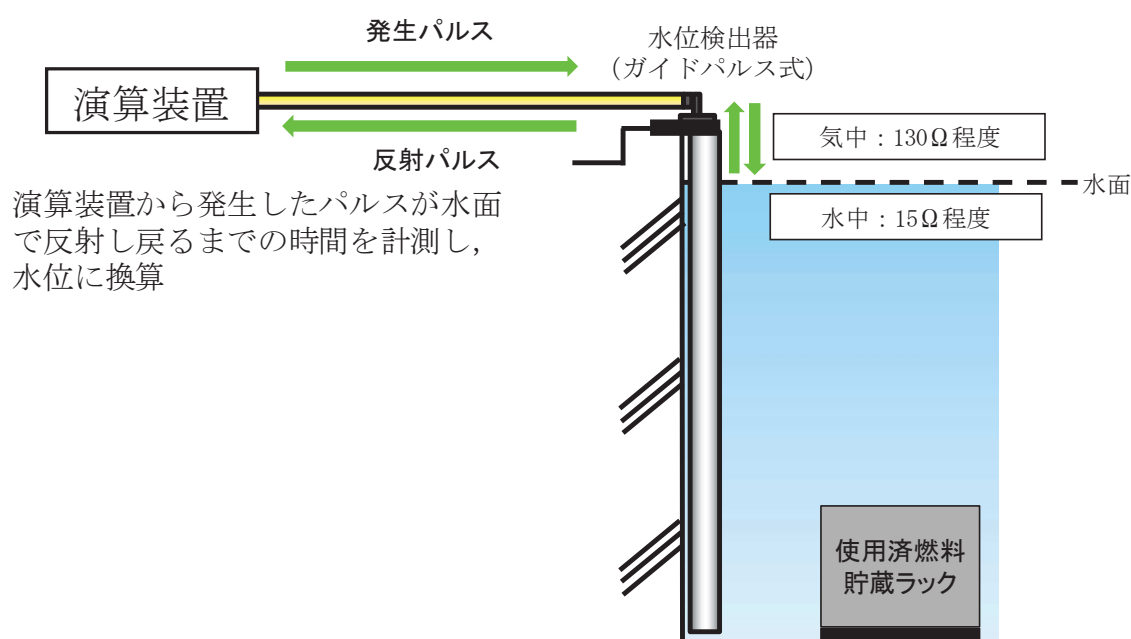


図 54-11-20 使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）による水位検出原理

## (2) 高温状態における計測について

使用済燃料プールの重大事故等時において、プール水温の上昇に伴う沸騰による水位低下が想定される。その場合は、検出器頂部付近の気相部分が蒸気に覆われることが想定されるため、そのような状態を模擬した試験を実施している。

図 54-11-21 のとおり、試験容器内に水位計を設置し、水温を 100℃まで加熱（沸騰状態）した状態から排水により水位を低下させた後、給水し水位を上昇させた試験を実施している。（図 54-11-21 「高温状態の試験イメージ」参照。）

使用済燃料プール水位（ガイドパルス式）の試験結果については図 54-11-22 のとおり、水温、蒸気環境下に左右されずにプール水位を計測することが可能であった。（図 54-11-22 「高温状態の試験結果」参照。）

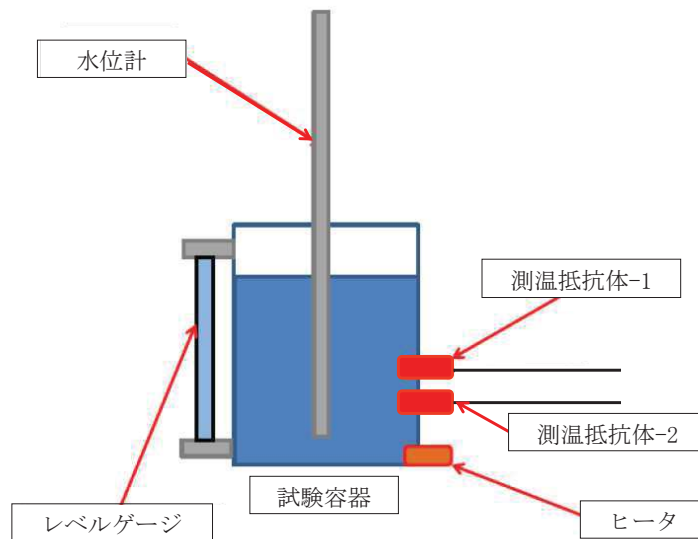


図 54-11-21 高温状態の試験イメージ

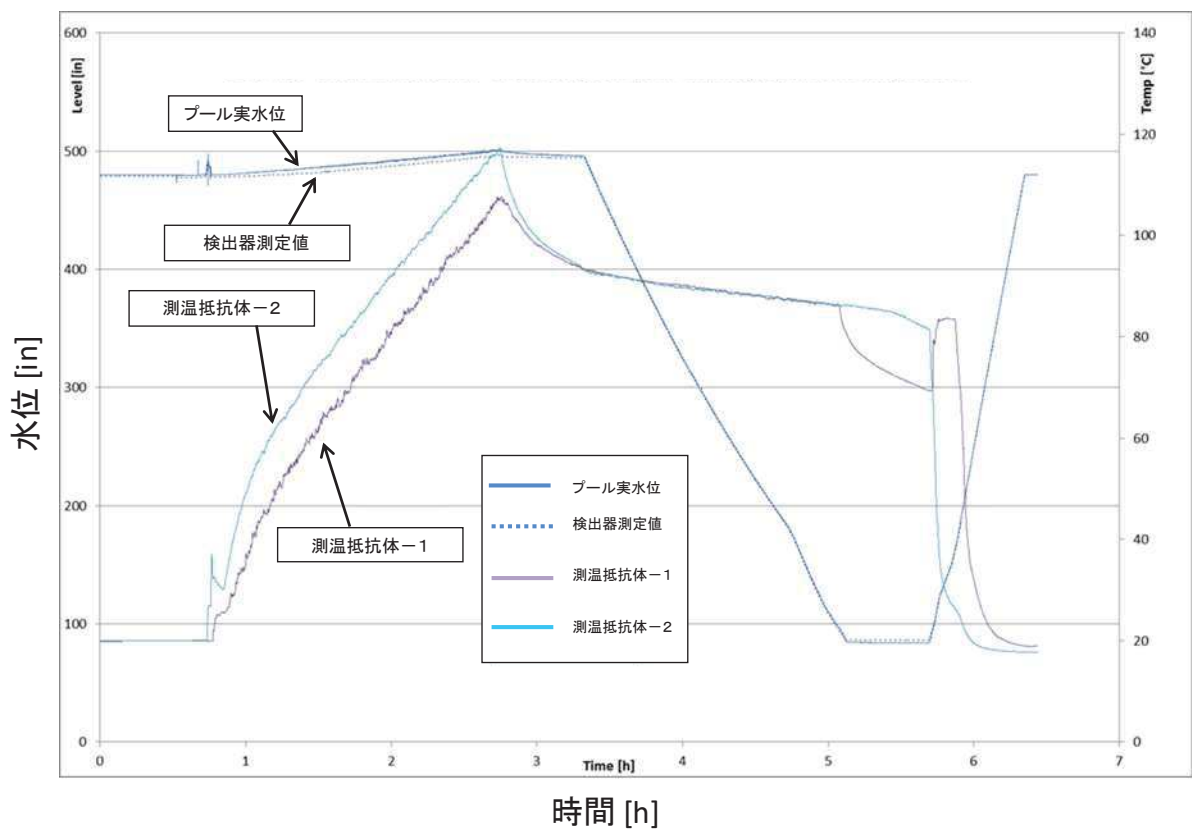


図 54-11-22 高温状態の試験結果



使用済燃料プール監視設備の耐環境性

1. 重大事故等時における使用済燃料プール監視設備の耐環境性について

使用済燃料プールの重大事故等時において、使用済燃料プール監視設備周辺の環境が高温、高湿度となる可能性を考慮し、使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）、使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）、使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量、低線量）及び使用済燃料プール監視カメラの機能健全性を評価する。使用済燃料プール監視設備の耐環境性は表 54-11-2「使用済燃料プールの重大事故等時での監視設備の健全性について」に示す。

表 54-11-2 使用済燃料プールの重大事故等時での監視設備の健全性について

	仕様			環境条件	評価	補足	総合評価
				[想定変動範囲]			
水位・水温	使用済燃料プール 水位／温度 (ヒートサーモ式)	温度	100℃	～100℃	○	温度 100℃環境下での機能健全性を試験にて確認済み。	○
		湿度	蒸気(100%)	～100%	○	蒸気環境下での機能健全性を試験にて確認済み。	○
		放射線	2×10 <sup>4</sup> Gy/h	1,300Gy/7日	○	検出部の構成材料が無機物で構成されているため問題無い。	○
	使用済燃料プール 水位／温度 (ガイドパルス式)	温度	100℃	～100℃	○	温度 100℃環境下での機能健全性を試験にて確認済み。	○
		湿度	蒸気(100%)	～100%	○	蒸気環境下での機能健全性を試験にて確認済み。	○
		放射線	1×10 <sup>4</sup> Gy/h	1,300Gy/7日	○	検出部の構成材料が無機物で構成されているため問題ない。	○
放射線量率	使用済燃料プール上部 空間放射線モニタ (高線量, 低線量)	温度	100℃	～100℃	○	温度 100℃環境下での機能健全性を試験にて確認済み。	○
		湿度	蒸気(100%)	～100%	○	蒸気環境下での機能健全性を試験にて確認済み。	○
		放射線	～10 <sup>8</sup> mSv/h 1×10 <sup>6</sup> Gy	1,300Gy/7日	○	重大事故等時に想定される放射線量率を計測可能である。	○
状態監視	使用済燃料プール監視 カメラ	温度	100℃	～100℃	○	温度 100℃環境下での機能健全性を試験にて確認済み。	○
		湿度	蒸気(100%)	～100%	○	蒸気環境下での機能健全性を試験にて確認済み。	○
		放射線	3,600Gy	1,300Gy/7日	○	耐環境性試験にて 3,600Gy で機能維持確認済み。	○

表 54-11-2 より耐環境試験においても使用済燃料プール監視設備の監視機能は維持されており、機能の健全性に問題ない。

54-18

使用済燃料プール水位／温度の選定について

## 使用済燃料プール水位／温度計の選定について

### 1. 使用済燃料プール水位／温度計の選定理由

重大事故等時における使用済燃料プール水位／温度を監視する設備として、使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）及び使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）を設置する。これらの設備は、重大事故等により変動する可能性のある範囲にわたり監視することを目的として設置する。

表 54-18-1 に使用済燃料プール水位監視に係る検出方式を示す。女川 2 号炉においては、これら検出方式から設置許可基準規則への適合性を踏まえ、使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）及び使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）を選定した。

- ・重大事故等時における環境条件（温度，湿度，放射線等）で使用可能である。（ガイドパルス式及びヒートサーモ式）
- ・使用済燃料プール上部から下部にわたる広い計測範囲において連続的に計測が可能である。（ガイドパルス式）
- ・連続的な計測ができないものの、通常水位から全面緊急事態の判断基準レベルまでの間を 8 分割で水位の監視が可能である。また、代替電源喪失時においても中央制御室において可搬型計測器により使用済燃料プールの状態監視（温度計測）が可能である。（ヒートサーモ式）

表 54-18-1 使用済燃料プール水位監視に係る検出方式の比較

	ヒートサーモ式	ガイドパルス式	電波式	超音波式	フロート式	エアバージ式
測定原理	気中と水中の熱伝達率が異なることを利用し、ヒータ加熱による熱電対の温度上昇率により気中／水中を判定する。	検出器に送信するパルス信号の送信から受信までの伝搬時間を計測し水位に換算する。	発信器と液面間の距離を電波の伝搬時間を計測し、水位に換算する。	発信器と液面間の距離を超音波の伝搬時間を計測し、水位に換算する。	液面上に浮いているフロート位置（水位）をテープの引き出し長さによって測定する。	液体中に一定量の空気を連続的にバージし、その背圧を検出することにより水位を測定する。
測定の連続性	離散的*1	連続的	連続的	連続的	連続的	連続的
測定範囲	通常水位 ～ 使用済燃料貯蔵ラック上端	通常水位 ～ 使用済燃料貯蔵ラック底部	通常水位 ～ 使用済燃料貯蔵ラック上端程度	通常水位 ～ 使用済燃料貯蔵ラック上端程度	通常水位 ～ 使用済燃料貯蔵ラック底部	通常水位 ～ 使用済燃料貯蔵ラック底部
常設／可搬*2	常設	常設	常設	常設	可搬	可搬
蒸気環境下での計測	可能	可能	確認必要	確認必要	可能	可能
耐環境性	温度	耐性あり	耐性あり	耐性あり	耐性あり	耐性あり
	湿度	耐性あり	耐性あり	耐性あり	耐性なし	確認必要
	放射線	耐性あり	耐性あり	耐性なし	耐性あり	耐性なし
必要となるサポート系	電源	電源	電源	電源	電源	電源 空気*3
代替電源喪失時の対応*4（可搬型計測器による計測）	可能	不可	可能	不可	可能	不可

\*1：14 個の検出器を 0.2～1m 間隔に配置し、複数のグループに分けて 1 分間ヒータ ON を繰り返して約 10 分間で 1 周させる。

\*2：可搬型設備は、設置場所への据付けが困難な作業環境も想定されることから、常設設備による対応を選定。

\*3：測定原理上、圧縮空気を常時使用済燃料プール内に供給する必要があるため、空気圧縮機や空気供給配管が必要。

\*4：技術的能力に係る審査基準 1.15 事故時の計装に関する手順等への対応。

## 2. 設計基準対象施設との多様性

使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）、使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）は、設計基準対象施設である燃料貯蔵プール水位、燃料貯蔵プール水温度及び燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度と共通要因によって同時に機能が損なわれないよう、可能な限り位置的分散を図る設計とする。なお、使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）は、設計基準対象施設を兼ねた設備である。（表 54-18-2「使用済燃料プール監視設備の多様性（水位・温度）」及び図 54-18-1「使用済燃料プール監視設備の配置図」参照。）

重大事故等時における使用済燃料プールの監視設備として、上記の他に使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）を設置する。使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）は、設計基準対象施設である燃料交換フロア放射線モニタ，燃料取替エリア放射線モニタ，原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタと共通要因によって同時に機能が損なわれないよう、可能な限り位置的分散を図る設計とする。（表 54-18-3「使用済燃料プール監視設備の多様性（放射線モニタ）」及び図 54-18-1「使用済燃料プール監視設備の配置図」参照。）

また、重大事故等時における使用済燃料プールの状態を監視するため使用済燃料プール監視カメラを設置する。使用済燃料プール監視カメラは、同一目的の使用済燃料プール監視設備である使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）、使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）及び使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）と多様性を考慮した設計とする。

使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）、使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）、使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）及び使用済燃料プール監視カメラの電源については、非常用交流電源設備（非常用ディーゼル発電機）に対して多様性を有する代替電源設備から給電が可能な設計とする。（表 54-18-4「使用済燃料プール監視設備の多様性（重大事故等対処設備）」及び図 54-18-1「使用済燃料プール監視設備の配置図」参照。）

表 54-18-2 使用済燃料プール監視設備の多様性（水位・温度）

名称	設計基準対象施設			重大事故等対処設備	
	燃料貯蔵プール水位	燃料貯蔵プール水温度	燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度	使用済燃料プール水位/温度(ガイドバルス式)	使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)
検出方式	フロート式	熱電対	熱電対	水位：ガイドバルス式 温度：測温抵抗体	熱電対
水位計測範囲	通常水位近傍	—	—	使用済燃料プール上部から底部近傍	使用済燃料プール上部から使用済燃料貯蔵ラック上端
温度計測範囲	—	0~100℃	0~100℃	0~120℃	0~150℃
設置場所	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上中2階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)
駆動電源	非常用交流電源設備(非常用ディーゼル発電機)	非常用交流電源設備(非常用ディーゼル発電機)	非常用交流電源設備(非常用ディーゼル発電機)	非常用交流電源設備(非常用ディーゼル発電機) 常設代替交流電源設備(ガスタービン発電機) 可搬型代替交流電源設備(電源車)	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備

表 54-18-3 使用済燃料プール監視設備の多様性（放射線モニタ）

名称	設計基準対象施設			重大事故等対処設備
	燃料交換フロア放射線モニタ	燃料取替エリア放射線モニタ	原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタ	使用済燃料プール上部空間放射線モニタ(高線量, 低線量)
検出方式	半導体式	半導体式	半導体式	電離箱
計測範囲	$10^{-4} \sim 10^4$ mSv/h	$10^{-3} \sim 10$ mSv/h	$10^{-4} \sim 1$ mSv/h	低線量： $10^{-2} \sim 10^5$ mSv/h 高線量： $10^1 \sim 10^8$ mSv/h
設置場所	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上中3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)
電源	非常用交流電源設備(非常用ディーゼル発電機)	非常用交流電源設備(非常用ディーゼル発電機)	非常用交流電源設備(非常用ディーゼル発電機)	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備

表 54-18-4 使用済燃料プール監視設備の多様性（重大事故等対処設備）

名称	重大事故等対処設備			
	使用済燃料プール水位/温度(ガイドバルス式)	使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)	使用済燃料プール上部空間放射線モニタ(高線量, 低線量)	使用済燃料プール監視カメラ
計測対象	水位 温度	水位 温度	放射線量率	使用済燃料プールの状態(映像)
検出方式	水位：ガイドバルス 温度：測温抵抗体	熱電対	電離箱	可視光カメラ
計測範囲	水位：使用済燃料プール上部から底部近傍 温度：0~120℃	水位：使用済燃料プール上部から使用済燃料貯蔵ラック上端 温度：0~150℃	低線量： $10^{-2} \sim 10^5$ mSv/h 高線量： $10^1 \sim 10^8$ mSv/h	—
設置場所	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)	原子炉建屋地上3階(原子炉建屋原子炉棟内)
電源	常設代替交流電源設備(ガスタービン発電機) 可搬型代替交流電源設備(電源車)	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備	所内常設蓄電式直流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備	常設代替交流電源設備(ガスタービン発電機) 可搬型代替交流電源設備(電源車)

: 設計基準対象施設  
  : 重大事故等対処設備

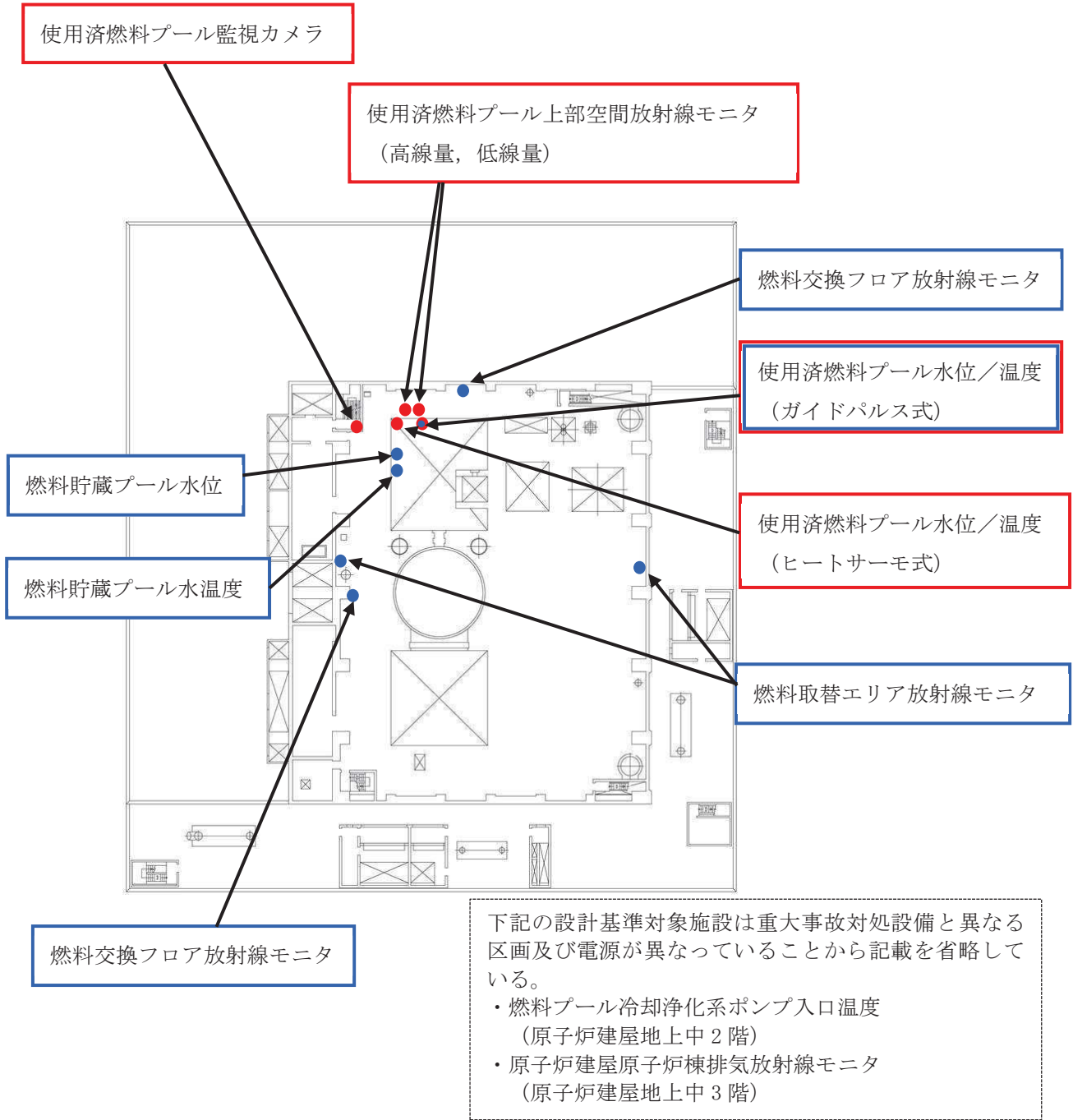


図 54-18-1 使用済燃料プール監視設備の配置図

### 3. 使用済燃料プール水位低下時における監視

使用済燃料プールの監視については、通常時から重大事故等時にわたり多様性を有する複数の計器にて監視可能である。

通常時から重大事故等に至るまでは、設計基準対象施設である燃料貯蔵プール水位、燃料貯蔵プール水温度、燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度、使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）、燃料交換フロア放射線モニタ、燃料取替エリア放射線モニタ及び原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタに加え、重大事故等対処設備である使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）、使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）及び使用済燃料プール監視カメラにより監視を行う。（表 54-18-5「使用済燃料プール監視設備と監視範囲」参照。）

表 54-18-5 使用済燃料プール監視設備と監視範囲

	名称	通常時	設計基準事故時（運転時の異常な過渡変化時を含む）	重大事故等時
水位	燃料貯蔵プール水位	■	■	
	使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）	■	■	■
	使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）	■	■	■
温度	燃料貯蔵プール水温度	■	■	
	燃料プール冷却浄化系ポンプ入口温度	■	■	
	使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）	■	■	■
	使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）	■	■	■
放射線量率	燃料交換フロア放射線モニタ	■	■	
	燃料取替エリア放射線モニタ	■	■	
	原子炉建屋原子炉棟排気放射線モニタ	■	■	
	使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）	■	■	■
映像	使用済燃料プール監視カメラ	■	■	■

[凡例]

- 設計基準対象施設の監視範囲
- 重大事故等対処設備の監視範囲

重大事故等時においては、重大事故等対処設備である使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）、使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）及び使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）により使用済燃料プールの水位、温度及び放射線量率のパラメータ傾向監視を継続して行うとともに、使用済燃料プール監視カメラによる使用済燃料プールの状態監視を継続して行う。（図 54-18-2「使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合の監視設備概略図」参照。）

これらの重大事故等対処設備である使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス



式), 使用済燃料プール水位/温度 (ヒートサーモ式), 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ (高線量, 低線量) 及び使用済燃料プール監視カメラについては, 代替電源設備から受電可能な設計であり, また, 中央制御室及び緊急時対策所において監視可能な設計としている。

仮に代替電源が喪失した場合においても, 使用済燃料プール水位/温度 (ヒートサーモ式) を用いて, 中央制御室において可搬型計測器によるパラメータ監視が可能である。

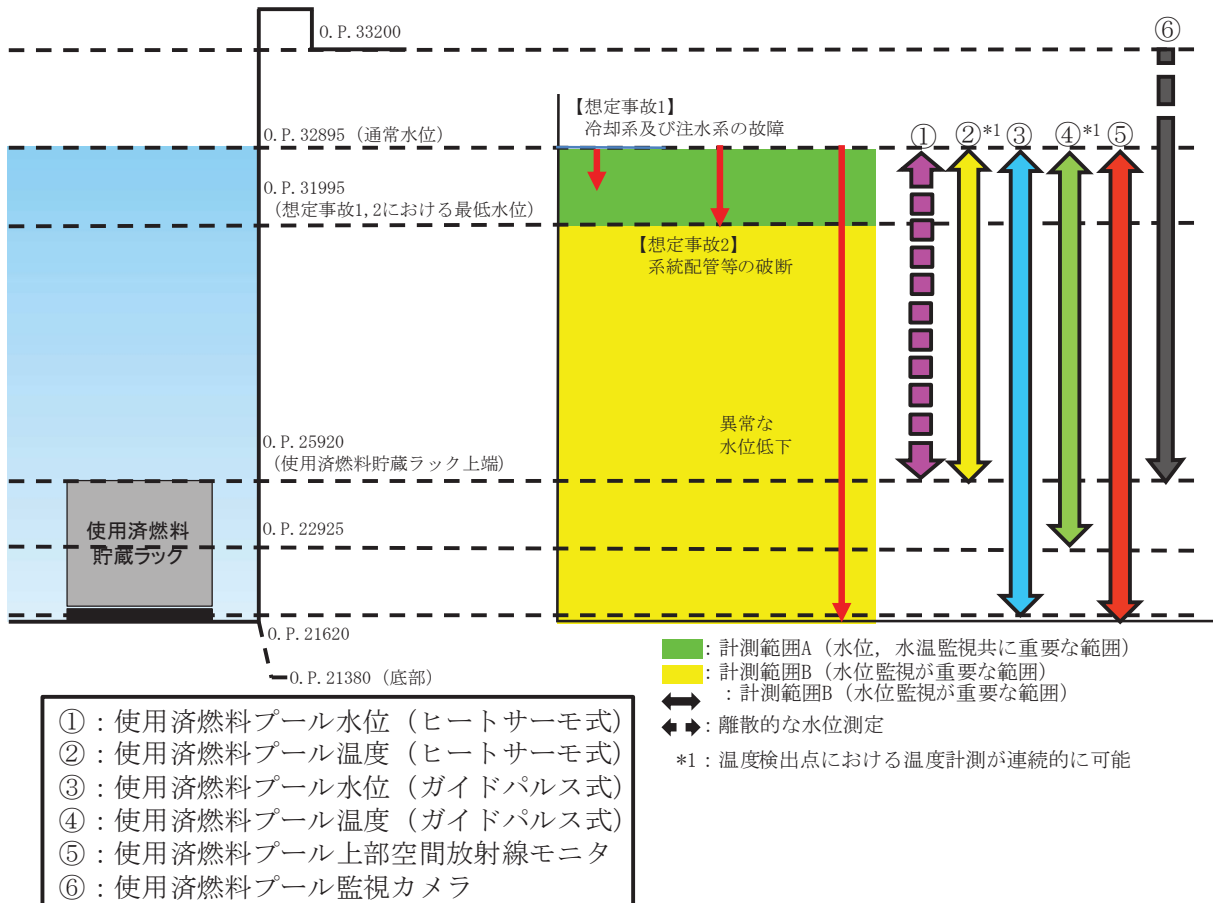


図 54-18-2 使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合の監視設備概略図

また, 使用済燃料プール水位/温度 (ガイドパルス式) の計測が困難になった場合, 離散的かつ一定の測定周期を有する使用済燃料プール水位/温度 (ヒートサーモ式) により使用済燃料プールの状況を推定するとともに, 使用済燃料プール上部空間放射線モニタ (高線量, 低線量) により水位/放射線量の関係を利用して必要な水位が確保されていることを推定することに加え, 使用済燃料プール監視カメラにより使用済燃料プールの状態を確認する。(図 54-18-3 「水位と放射線量率の関係 (例)」参照。)

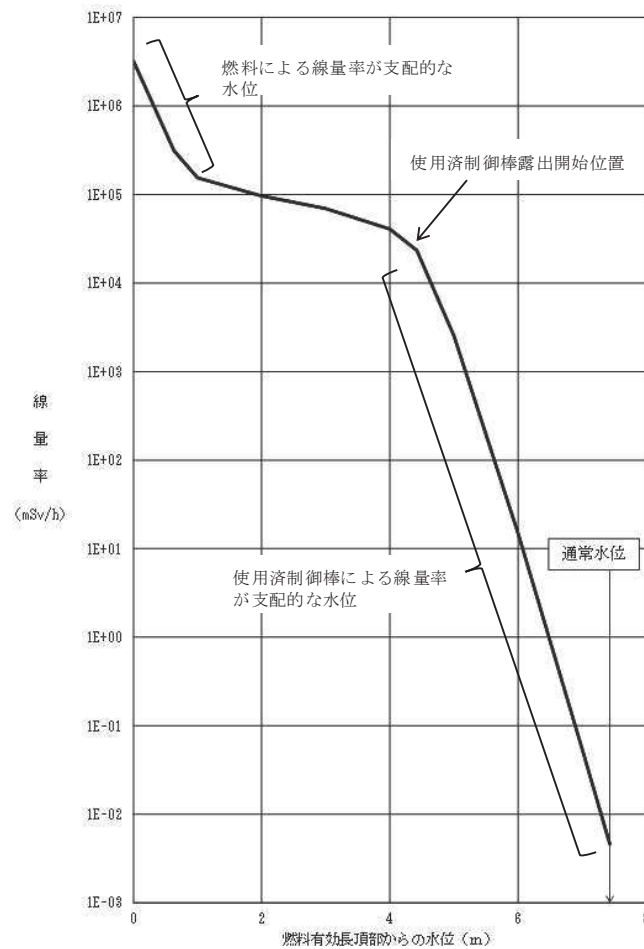


図 54-18-3 水位と放射線量率の関係 (例)

#### 4. まとめ

重大事故等時における使用済燃料プール水位／温度を監視する設備については、使用済燃料プール上部から下部にわたり広い計測範囲において連続的な計測が可能である使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）、及び連続的な計測ができないものの、代替電源喪失時においても可搬型計測器により使用済燃料プールの状態監視（温度計測）が可能である使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）を用いて監視を行う。これらについては、設計基準対象施設である燃料貯蔵プール水位、燃料貯蔵プール水温度及び燃料冷却浄化系ポンプ入口温度と共通要因によって同時に機能が損なわれないよう、可能な限り位置的分散を図る設計とする。

仮に使用済燃料プール水位／温度（ガイドパルス式）の計測が困難になった場合においても、使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）により使用済燃料プールの冷却状況を推定するとともに、使用済燃料プール上部空間放射線モニタ（高線量，低線量）により水位／放射線量の関係を利用して必要な水位が確保されていることを推定可能である。

57 条

57-1 SA 設備基準適合性一覧表

57-2 配置図

57-3 系統図

57-4 試験及び検査

57-5 容量設定根拠

57-6 アクセスルート図

57-7 バウンダリ系統図

57-8 電源車接続に関する説明書

57-9 代替電源設備について

57-10 全交流動力電源喪失対策設備について(直流電源設備について)

57-11 燃料補給に関する補足説明資料

57-12 その他設備

57-13 非常用ディーゼル発電機から代替所内電気設備を經由した復水移送ポンプへの給電について

下線部：今回提出資料

57-5  
容量設定根拠

名称		電源車
個数	個	6(うち予備 1)
容量	kVA/個	400

【設定根拠】

設計基準事故対処設備の電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、重大事故等に対処するために必要な電力を供給するために電源車を配備する。

1. 可搬型代替交流電源設備としての容量

電源車の容量は、以下の①及び②について必要な負荷を基に設定する。

- ① ガスタービン発電機が使用不能の場合のバックアップ給電
- ② 代替所内電気設備から 125V 代替充電器及び 250V 充電器を経由し、直流負荷へ給電

- ① ガスタービン発電機が使用不能の場合、復水移送ポンプを使用した低圧代替注水系(常設)にて炉心の冠水を実施するために必要となる負荷は以下のとおり、最大負荷 644.05kW 及び連続負荷 643.30kW である。したがって、電源車 2 台分を必要容量(680kW=400kVA×力率 0.85×2 台)とする。

負荷名称	負荷容量
125V 充電器	105.00 kW
125V 充電器	105.00 kW
中央制御室 120V 交流分電盤	52.50 kW
中央制御室 120V 交流分電盤	52.50 kW
復水移送ポンプ	45.00 kW
復水移送ポンプ	45.00 kW
非常用照明	56.00 kW
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.00 kW
その他負荷	107.30 kW (108.05 kW)
合計(連続負荷)	643.30 kW
(最大負荷)	(644.05 kW)

- ② 125V 充電器が使用不能の場合、代替所内電気設備から 125V 代替充電器を経由し高圧代替注水系に給電し、低圧注水系が使用不能の場合、代替所内電気設備から 250V 充電器を経由し直流駆動低圧注水系に給電する。高圧代替注水系による炉心の冠水を実施するために必要となる負荷は 125V 代替充電器の容量となり、連続負荷 105kW である。また、直流駆動低圧注水系による炉心の冠水を実施するために必要となる負荷は 250V 充電器の容量となり、連続負荷 179kW であるため、合計で 284kW となる。したがって、電源車 1 台分を必要容量(340kW=400kVA×力率 0.85×1 台)とする。

## 2. 緊急時対策所用代替交流電源設備としての容量

電源車の容量は、ガスタービン発電機が使用不能の場合のバックアップ給電について必要な負荷を基に設定する。

ガスタービン発電機が使用不能の場合、緊急時対策所の換気空調設備、照明設備、必要な情報を把握できる設備等の負荷は以下のとおり、最大負荷 334.18kW 及び連続負荷 304.18kW である。したがって、電源車 1 台分を必要容量 (340kW=400kVA × 力率 0.85 × 1 台) とする。

負荷名称	負荷容量
換気空調設備	169.70 kW (199.70 kW)
照明設備 (コンセント負荷含む)	40.00 kW
通信連絡設備	4.24 kW
充電器 (安全パラメータ表示システム (SPDS) , 通信連絡設備含む)	67.00 kW
その他負荷	23.24 kW
	合計 (連続負荷) (最大負荷)
	304.18 kW (334.18 kW)

名称		軽油タンク
基数	基	6
容量	kL/個	110
最高使用圧力	kPa[gage]	静水頭
最高使用温度	℃	66

**【設定根拠】**

軽油タンクは、重大事故等時において、同時にその機能を発揮することを要求される重大事故等対処設備が7日間連続運転する場合に必要となる燃料を保有する。

1. 容量

設置許可基準規則第三章（重大事故等対処施設）において配備を要求される設備のうち、軽油タンクより燃料補給を必要とする設備は以下のとおり。

条文	重大事故等対処設備
46条	可搬型代替直流電源設備 <sup>*1</sup>
47条	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
48条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
49条	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
50条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
51条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
52条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）, 可搬型窒素ガス供給装置
54条	熱交換器ユニット, 大容量送水ポンプ（タイプⅠ）
55条	大容量送水ポンプ（タイプⅡ）
56条	大容量送水ポンプ（タイプⅠ）, 大容量送水ポンプ（タイプⅡ）
57条	可搬型代替交流電源設備 <sup>*1</sup> , 常設代替交流電源設備 <sup>*2</sup> , 可搬型代替直流電源設備 <sup>*1</sup>

\*1：電源車

\*2：ガスタービン発電機

軽油タンクの容量は、重大事故等時において、同時にその機能を要求される重大事故等対処設備が最大数となる有効性評価の各重要事故シーケンス等から選定した設備が、7日間（168時間）の連続運転にて消費する燃料消費量を基に設定する。



使用機器	①台数 (台)	②燃料消費率 (kL/h)	①×②燃料消費量 (kL/168 時間)
ガスタービン 発電機	2	1.230	約 160*
大容量送水ポンプ (タイプ I)	2	0.188	約 64
熱交換器ユニット	1	0.056	約 10
計			約 234

※ガスタービン発電機の燃料消費量は約 414kL であるが、軽油タンクからタンクローリによるガスタービン発電設備軽油タンクへの燃料補給量である約 160kL を記載。(タンクローリの容量設定根拠参照。)

以上のとおり、使用する設備に対して、7 日間連続運転した場合の必要容量の最大値約 234kL に対し、軽油は合計で 660kL (110kL/個×6 個) 保有し、必要容量に対して余裕を有している。

#### 【参考】

可搬型窒素ガス供給装置 1 台 (52 条)、大容量送水ポンプ (タイプ II) 2 台 (55 条, 56 条) 及び電源車 2 台 (46 条, 57 条) は上記設備と同時に使用するものではないが、各設備が定格出力にて 7 日間連続運転した場合の燃料消費量は以下のとおり、約 234kL 以下となることから、軽油タンクの必要容量は約 234kL となる。

使用機器	①台数 (台)	②燃料消費率 (kL/h)	①×②燃料消費量 (kL/168 時間)
可搬型窒素ガス 供給装置	1	0.044	約 8
大容量送水ポンプ (タイプ II)	2	0.230	約 78
電源車	2	0.100	約 34
計			約 120

#### 2. 最高使用圧力の設定根拠

軽油タンクの最高使用圧力は、軽油タンクが開放型であることから静水頭とする。

#### 3. 最高使用温度の設定根拠

軽油タンクの最高使用温度は、非常用ディーゼル発電設備燃料移送系及び高压炉心スプレイ系ディーゼル発電設備燃料移送系の最高使用温度と同じ 66℃とする。

名称		ガスタービン発電設備軽油タンク
個数	—	3
容量	kL/個	110
最高使用圧力	kPa [gage]	静水頭
最高使用温度	℃	50

**【設定根拠】**

ガスタービン発電設備軽油タンクは、重大事故等時において、その機能を発揮することを要求される重大事故等対処設備が7日間連続運転する場合に必要な燃料を、軽油タンクからの燃料補給量を考慮して保有する。

**1. 容量**

ガスタービン発電設備軽油タンクの容量は、ガスタービン発電機2台の常用連続運用仕様の燃料消費量及び軽油タンクからタンクローリによるガスタービン発電設備軽油タンクへの燃料補給量を基に設定する。

①ガスタービン発電機の燃料消費量（7日間（168時間））

$$V = c \times H \times n = 1.230\text{kL/h} \times 168\text{h} \times 2\text{台} \approx \text{約} 414\text{kL}$$

V:燃料消費量 (kL)

H:運転時間 (h)

c:燃料消費率 (kL/h)

n:個数 (個)

②軽油タンクからの燃料補給量

約 160kL (タンクローリの容量設定根拠参照。)

③ガスタービン発電設備軽油タンクの必要容量

①-②より、

$$\text{約} 414\text{kL} - \text{約} 160\text{kL} = \text{約} 254\text{kL}$$

必要容量約 254kL に対し、軽油は合計で 330kL (110kL/個×3 個) 保有しており、必要容量に対して余裕を有している。

また、重大事故等時に非常用ディーゼル発電機から電源供給している場合において、同時にその機能を要求される可搬型重大事故等対処設備が最大数となる有効性評価の各重要事故シーケンス等から選定した設備が、7日間連続運転する場合に必要な燃料の必要容量約 74kL に対しても、余裕を有している。

**2. 最高使用圧力の設定根拠**

ガスタービン発電設備軽油タンクの最高使用圧力は、開放型タンクであることから静水頭とする。

**3. 最高使用温度の設定根拠**

ガスタービン発電設備軽油タンクの最高使用温度は、ガスタービン発電設備燃料移送系の最高使用温度と同じ 50℃とする。

名称		タンクローリ
個数	個	3 (うち予備 1)
容量	kL/個	4.0
最高使用圧力	kPa[gage]	24
最高使用温度	℃	40

**【設定根拠】**

タンクローリは、重大事故等時に、同時にその機能を要求される燃料補給を必要とする重大事故等対処設備が最大数となる有効性評価の各重要事故シーケンス等から選定し、注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）、熱交換器ユニット及びガスタービン発電機（ガスタービン発電設備軽油タンク）とする。

1. 容量

重大事故等対処設備への燃料補給は、タンクローリ 2 台で行い、それぞれ注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）及び熱交換器ユニットに対してタンクローリ 1 台並びにガスタービン発電機に対してタンクローリ 1 台にて補給を行う。

(1) タンクローリ A

a. 各機器の運転可能時間

○注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転可能時間

$$\text{運転可能時間} = V_w \div C_w = 990\text{L} \div 188\text{L/h} = 5.2\text{h} \quad (312\text{min})$$

$V_w$ : 注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の

燃料タンク容量 (L) = 990L

$C_w$ : 燃料消費率 (L/h) = 188L/h

保守的に 300 分とする。

○熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転可能時間

$$\text{運転可能時間} = V_w \div C_w = 990\text{L} \div 188\text{L/h} = 5.2\text{h} \quad (312\text{min})$$

$V_w$ : 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の

燃料タンク容量 (L) = 990L

$C_w$ : 燃料消費率 (L/h) = 188L/h

保守的に 300 分とする。

○熱交換器ユニットの運転可能時間

$$\text{運転可能時間} = V_h \div C_h = 900\text{L} \div 55.5\text{L/h} = 16.2\text{h} \quad (972\text{min})$$

$V_h$ : 熱交換器ユニットの燃料タンク容量 (L) = 900L

$C_h$ : 燃料消費率 (L/h) = 55.5L/h

保守的に 900 分とする。

b. 燃料補給手順

注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）、熱交換器ユニット用の大容量送水

ポンプ（タイプ I）及び熱交換器ユニットへの燃料補給の手順は以下のとおり。

**【所要時間の考え方】**

- ・重大事故等対応要員の移動時間は、移動時間が最大となる緊急時対策所から、タンクローリを保管している第 3 保管エリアまでの移動を想定し 20 分とする。
- ・タンクローリの移動時間は、各設備までの移動距離に応じたものとする。
- ・軽油タンクからタンクローリの補給時間は、軽油補給作業の実績に余裕を見込んだ時間を想定し 105 分とする。
- ・各機器への補給時間は、補給時間が最大となる注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への補給（準備作業を含む）を想定し 30 分とする。

**【タンクローリ A による補給手順（注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）及び熱交換器ユニットへの補給）】**

- ① 移動（重大事故等対応要員（緊急時対策所⇒保管エリア））：20 分
- ② 移動（タンクローリ（保管エリア⇒軽油タンク））：10 分
- ③ 補給（軽油タンク⇒タンクローリ（4 kL））：105 分
- ④ 移動（タンクローリ（軽油タンク⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）設置場所））：10 分
- ⑤ 補給（タンクローリ⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I））：30 分
- ⑥ 補給（タンクローリ⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I））：30 分
- ⑦ 補給（タンクローリ⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I））：30 分
- ⑧ 移動（タンクローリ（注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）設置場所⇒軽油タンク））：10 分
- ⑨ 補給（軽油タンク⇒タンクローリ（4 kL））：105 分
- ⑩ 移動（タンクローリ（軽油タンク⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）設置場所））：10 分
- ⑪ 補給（タンクローリ⇒注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I））：30 分
- ⑫ 移動（タンクローリ（注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）設置場所⇒熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）設置場所））：10 分
- ⑬ 補給（タンクローリ⇒熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I））：30 分
- ⑭ 移動（タンクローリ（熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）設置場所⇒熱交換器ユニット設置場所））：10 分
- ⑮ 補給（タンクローリ⇒熱交換器ユニット）：30 分
- ⑯ 移動（タンクローリ（熱交換器ユニット設置場所⇒軽油タンク））：5 分

タイムチャートは、「図 57-5-1 タンクローリ A から注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）及び熱交換器ユニットへの補給のタイムチャート」に示す。移動ルートは「57-11 燃

料補給に関する補足説明資料」に示す。

c. タンクローリ A の補給成立性

(a) 注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への補給成立性

注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）は、事象発生 10 時間後に起動するため、1 回目の補給を行うのは、事象発生から 10 時間以降であり、手順①②③④はアクセスルートの復旧が完了する事象発生後 4 時間から注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）が起動する事象発生後 10 時間までに実施する。

注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への 1 回目の補給（手順⑤）以降の燃料補給時間（n 回補給完了から（n+1）回補給完了までの時間）は以下のとおり。

- 1 回目 運転開始 30 分後（⑤）に補給完了
- 2 回目 1 回目の補給後から 140 分後に補給する。  
140 分+⑥=170 分
- 3 回目 2 回目の補給後から 145 分後に補給する。  
145 分+⑦=175 分
- 4 回目 ⑧+⑨+⑩+⑪=155 分
- 5 回目 ⑫+⑬+⑭+⑮+⑯+⑨+⑩+⑪=230 分
- 6 回目以降は、5 回目と同じサイクルを実施する。

したがって、注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の燃料補給時間は最大で 230 分である。

(b) 熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への補給成立性

熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）は、事象発生 19 時間後に起動するため、1 回目の補給を行うのは、事象発生から 19 時間以降に実施する。熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への補給は、注水用の大容量送水ポンプ（タイプ I）へ補給後に実施する。

熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）への 1 回目の補給（手順⑬）以降の燃料補給時間（n 回補給完了から（n+1）回補給完了までの時間）は以下のとおり。

- 1 回目 運転開始 30 分後（⑬）に補給完了
- 2 回目 ⑭+⑮+⑯+⑨+⑩+⑪+⑫+⑬=230 分
- 3 回目以降は、2 回目と同じサイクルを実施する。

したがって、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）の燃料補給時間は最大で 230 分である。

(c) 熱交換器ユニットへの補給成立性

熱交換器ユニットは、事象発生 19 時間後に起動するため、1 回目の補給を行うのは事象発生から 19 時間以降に実施する。熱交換器ユニットへの補給は、熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプ I）へ補給後に実施する。

熱交換器ユニットへの1回目の補給（手順⑮）以降の燃料補給時間（n回補給完了から（n+1）回補給完了までの時間）は以下のとおり。

1回目 運転開始70分後（⑬+⑭+⑮）に補給完了

2回目 ⑯+⑰+⑱+⑲+⑳+㉑+㉒+㉓+㉔+㉕=230分

3回目以降は、2回目と同じサイクルを実施する。

したがって、熱交換器ユニットの燃料補給時間は最大で230分である。

#### d. 評価結果

注水用の大容量送水ポンプ（タイプI）及び熱交換器ユニット用の大容量送水ポンプ（タイプI）の燃料補給時間は230分であり、運転可能時間である300分以内に燃料補給は可能である。

熱交換器ユニットの燃料補給時間は230分であり、運転可能時間である900分以内に燃料補給は可能である。

軽油の必要量は、上記3台全てに補給する場合が最大で990L+990L+900L=2,880Lであり、タンクローリの容量は4,000Lを有していることから、必要量に対して余裕を有している。

#### (2) タンクローリB

##### a. ガスタービン発電機の運転可能時間

運転可能時間 =  $(V_G + V_R) \div C_G = (300\text{kL} + 160\text{kL}) \div 2.46\text{kL/h} = 186\text{h}$

$V_G$ : ガスタービン発電設備軽油タンクの容量 (kL) = 300kL

$V_R$ : タンクローリの補給量 (kL) = 4 kL/回 × 40 回 = 160kL (補給回数 = 40 回)

$C_G$ : 燃料消費率 (kL/h) = 2.46kL/h

##### b. 燃料補給手順

ガスタービン発電設備軽油タンクへの燃料補給の手順は以下のとおり。

##### 【所要時間の考え方】

- ・ 重大事故等対応要員の移動時間は、移動時間が最大となる緊急時対策所から、タンクローリを保管している第3保管エリアまでの移動を想定し20分とする。
- ・ タンクローリの移動時間は、各設備までの移動距離に応じたものとする。
- ・ 軽油タンクからタンクローリの補給時間は、軽油補給作業の実績に余裕を見込んだ時間を想定し105分とする。
- ・ ガスタービン発電設備軽油タンクへの補給時間は、軽油補給作業に余裕を見込んだ時間を想定し40分とする。

##### 【タンクローリBによる補給手順（ガスタービン発電設備軽油タンクへの補給）】

- ① 移動（重大事故等対応要員（緊急時対策所⇒保管エリア））：20分
- ② 移動（タンクローリ（保管エリア⇒軽油タンク））：10分



- ③補給（軽油タンク⇒タンクローリ（4kL））：105分
- ④移動（タンクローリ（軽油タンク⇒ガスタービン発電設備軽油タンク））：10分
- ⑤補給（タンクローリ⇒ガスタービン発電設備軽油タンク）：40分
- ⑥移動（タンクローリ（ガスタービン発電設備軽油タンク⇒軽油タンク））：10分
- ⑦補給（軽油タンク⇒タンクローリ（4kL））：105分

タイムチャートは、「図 57-5-2 タンクローリ B からガスタービン発電設備軽油タンクへの補給のタイムチャート」に示す。移動ルートは、「57-11 燃料補給に関する補足説明資料」に示す。

c. タンクローリ B の補給成立性

ガスタービン発電設備軽油タンクは、事象発生 10 時間後に補給を開始するため、1 回目の補給を行うのは事象発生から 10 時間以降であり、手順①②③④はアクセスルートの復旧が完了する事象発生後 4 時間からガスタービン発電設備軽油タンクに軽油を補給する事象発生後 10 時間までに実施する。

ガスタービン発電設備軽油タンクへの 1 回目の補給（手順⑤）以降の燃料補給時間（n 回補給完了から（n+1）回補給完了までの時間）は以下のとおり。

- 1 回目 補給開始 40 分後（⑤）に補給完了
- 2 回目 1 回目の補給後から 4 時間以内に補給する。  
⑥+⑦+④+⑤=165 分+余裕時間 75 分=240 分
- 3 回目以降は、2 回目と同じサイクルを実施する。

したがって、ガスタービン発電設備軽油タンクの燃料補給時間は 240 分である。

d. 評価結果

ガスタービン発電設備軽油タンクへの燃料補給時間は 240 分（4 時間）であり、7 日間（168 時間）の必要容量 160kL について、1 回 4kL の補給を 40 回実施することが可能である。

2. 最高使用圧力の設定根拠

タンク内圧が上昇すると、 $20\text{kPa}[\text{gage}] < \text{タンク内圧} \leq 24\text{kPa}[\text{gage}]$  の範囲内で安全装置が作動し、内圧の上昇が抑えられることから  $24\text{kPa}[\text{gage}]$  とする。

3. 最高使用温度の設定根拠

タンクローリの最高使用温度は、屋外温度が  $40^{\circ}\text{C}$  を下回るため、 $40^{\circ}\text{C}$  とする。





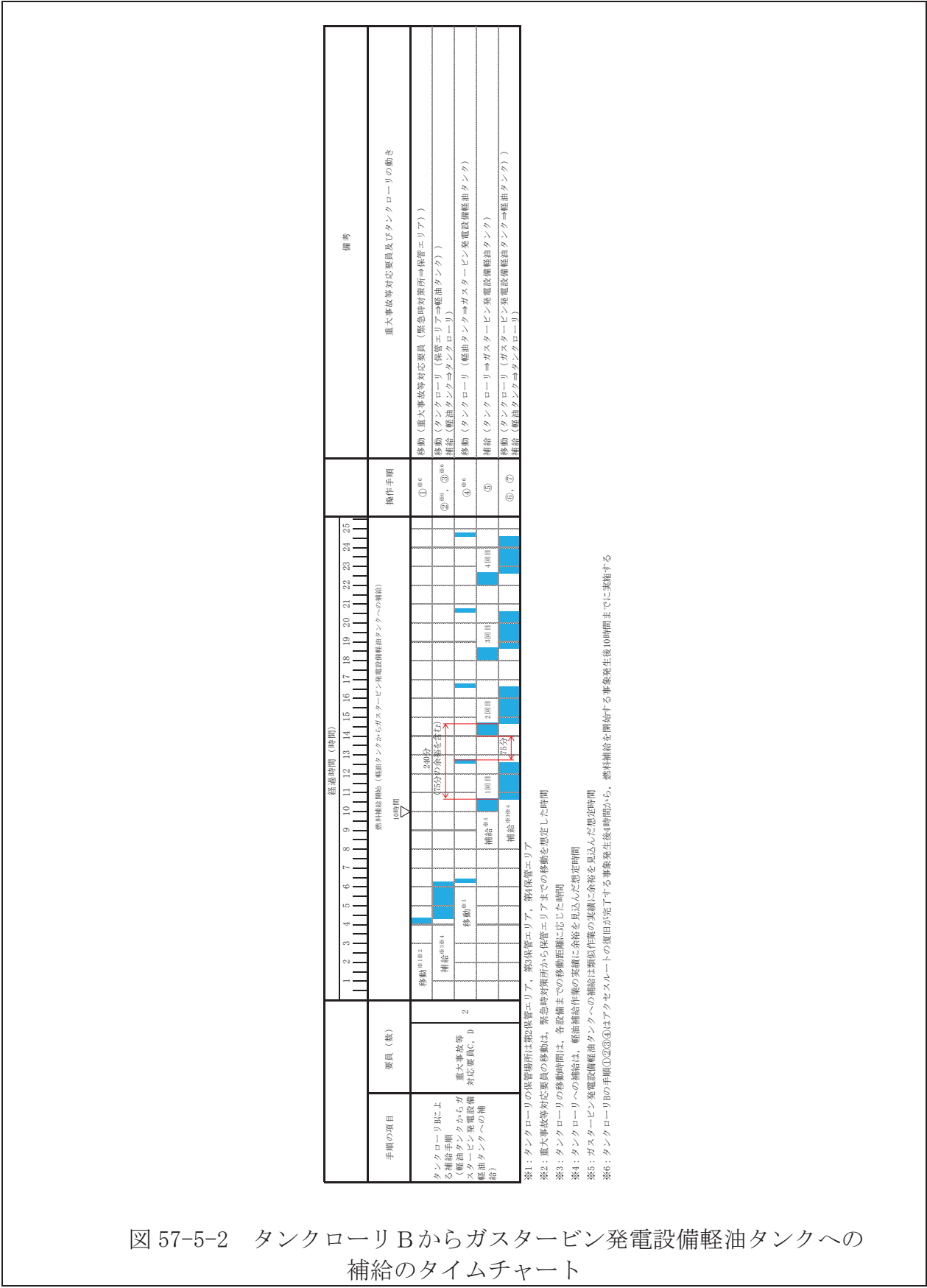


図 57-5-2 タンクローリBからガスタービン発電設備軽油タンクへの補給のタイムチャート

名称		ガスタービン発電機（発電機）
個数	個	2
容量	kVA/個	4,500（連続定格：約 3,791.2）

【設定根拠】

ガスタービン発電機は、設計基準事故対処設備の電源が喪失時、重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。

1. 容量

最大負荷は 4,614.24kW である。また、その際の連続負荷は 3,220.00kW である。

負荷名称	負荷容量
緊急時対策建屋	305.00 kW
緊急用電気品建屋	375.00 kW
125V 充電器	105.00 kW
125V 充電器	105.00 kW
中央制御室 120V 交流分電盤	52.50 kW
中央制御室 120V 交流分電盤	52.50 kW
非常用照明	180.00 kW
非常用照明	180.00 kW
中央制御室送風機	110.00 kW
中央制御室再循環送風機	15.00 kW
復水移送ポンプ	45.00 kW
復水移送ポンプ	45.00 kW
燃料プール冷却浄化系ポンプ	75.00 kW
非常用ガス処理系排風機等*1	35.00 kW
非常用ガス処理系排風機等*1	35.00 kW
代替循環冷却ポンプ	90.00 kW
原子炉格納容器 pH 調整系ポンプ	22.00 kW
補機類	593.50 kW
その他負荷	799.50 kW
合計（連続負荷）	3,220.00 kW
（最大負荷）	（4,614.24 kW）

\*1: 非常用ガス処理系空気乾燥装置を含む

したがって、発電機の出力は最大負荷である 4,614.24kW に対し、余裕を有する 7,200kW (3,600kW×2 台) とする。(連続定格：6,066kW (3,033kW×2 台))

なお、ガスタービン発電機 1 台あたりの容量は以下のとおり、4,500kVA (連続定格：3,791.2kVA) とする。

$$Q = P \div \text{Pf} = 3,600 \div 0.8 = 4,500 \text{ (連続定格：} 3,033 \div 0.8 \doteq 3,791.2 \text{)}$$

$$Q : \text{発電機の容量 (kVA)}, P : \text{発電機の出力 (kW)} = 3,600 \text{ (連続定格：} 3,033 \text{)}, \\ \text{Pf : 力率} = 0.80$$

名称	ガスタービン発電設備燃料移送ポンプ
台	2
m <sup>3</sup> /h/個	3.0
MPa	0.5
kW	1.5

【設定根拠】

ガスタービン発電設備燃料移送ポンプは、重大事故等時にガスタービン発電設備軽油タンクからガスタービン発電機に燃料を補給するために設置する。

なお、ガスタービン発電設備燃料移送ポンプは、ガスタービン発電機1台あたり、100%容量を1台設置する。

1. 容量の設定根拠

ガスタービン発電設備燃料移送ポンプの容量は、ガスタービン発電機1台の単位時間当たりの燃料最大消費量 1,400L/h (約 24L/min) をガスタービン発電機に供給するため、それよりも容量の大きい 50L/min (3.0m<sup>3</sup>/h) とする。

2. 全圧力の設定根拠

ガスタービン発電設備燃料移送ポンプの必要となる全圧力は、以下のとおり、0.24MPa (約 27.6m) である。

軽油タンク吸込管下端及び燃料小出槽レベル H との差	:	約 4.6m
配管圧損	:	約 23.0m
合 計		: 約 27.6m

以上より、ガスタービン発電設備燃料移送ポンプの全圧力は、0.24MPa を上回る 0.5MPa とする。

3. 原動機出力の設定根拠

上記に示す容量及び揚程を満足するポンプの必要軸動力は以下のとおり 0.40kW となる。

$$\begin{aligned}
 P &= (g \times \rho \times Q \times H) \div (\eta \times 60) \\
 &= (9.80665 \times 0.86 \times 0.05 \times 27.6) \div (\text{ } \times 60) \\
 &= 0.40\text{kW}
 \end{aligned}$$

P : 必要軸動力 (kW)      g : 重力加速度 (m/s<sup>2</sup>)      Q : 吐出量 (m<sup>3</sup>/min)  
 ρ : 比重 (t/m<sup>3</sup>) \*1      H : 全揚程 (m)      η : ポンプ効率 (-)

\*1 : 比重は JIS K 2204:2007 より 15℃における軽油密度 0.86 (t/m<sup>3</sup>) を使用

上記の必要軸動力を満足する原動機を選定すると、原動機出力は 1.5kW となる。よって、電動機として出力 1.5kW の電動機を選定する。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

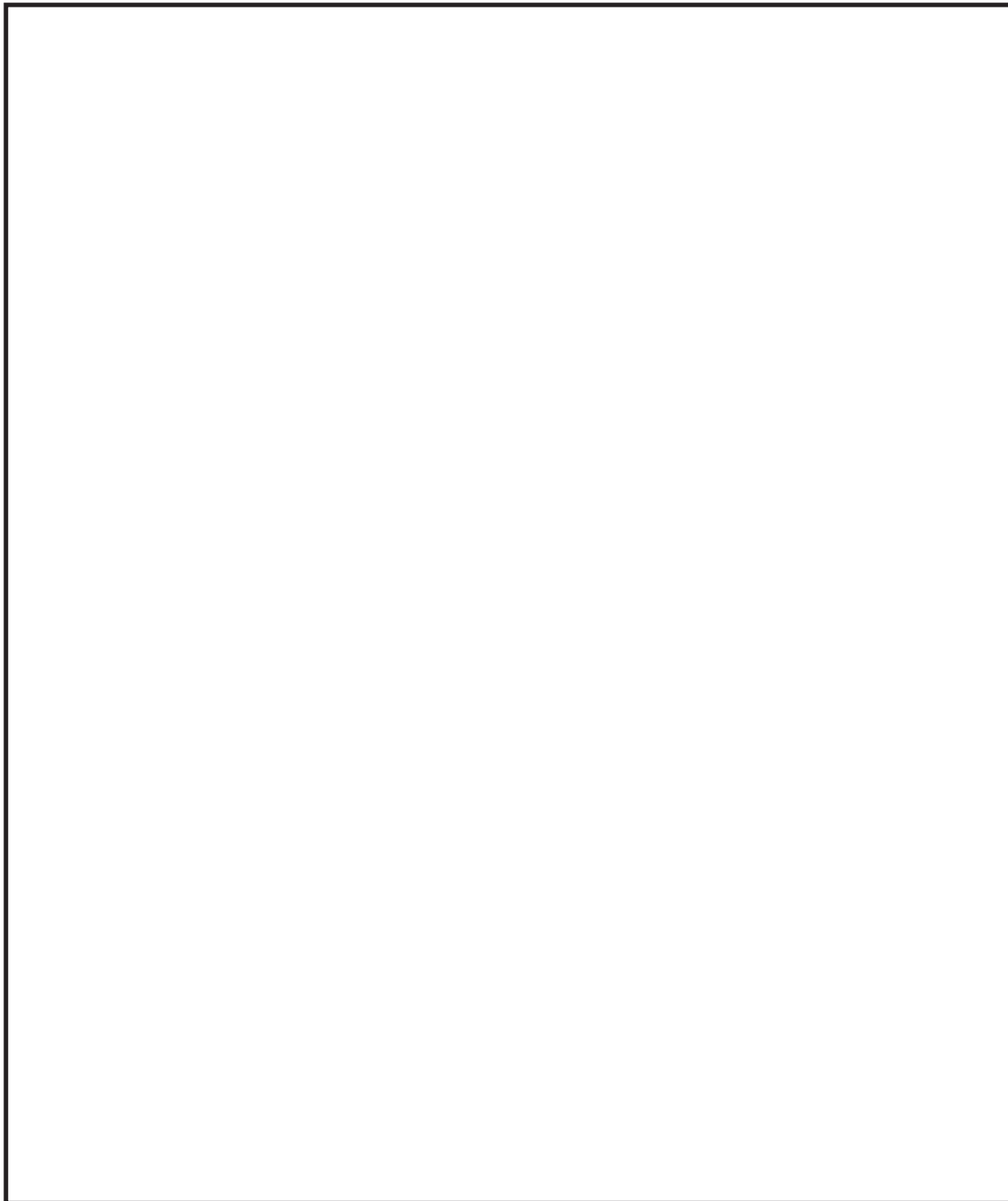


図 57-5-3 ガスタービン発電設備燃料移送ポンプ性能曲線

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

名称	125V 蓄電池 2A		
容量	Ah	8,000	

【設定根拠】

125V 蓄電池 2A は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合、全交流動力電源喪失から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行う。さらに、全交流動力電源喪失から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、全交流動力電源喪失から 24 時間にわたり、125V 蓄電池 2A から必要な負荷へ電力を供給できる設計とする。

1. 容量

125V 蓄電池 2A の負荷は以下のとおりとなる。

125V 蓄電池 2A 一覧表

負荷名称	0～1 分	1～60 分	1～480 分	480～1,440 分
	$I_{1m}$	$I_{1h}$	$I_{8h}$	$I_{24h}$
原子炉隔離時冷却系真空ポンプ	89.0	45.0	45.0	45.0
原子炉隔離時冷却系復水ポンプ	113.0	57.0	57.0	57.0
原子炉隔離時冷却系制御	3.0	3.0	3.0	3.0
原子炉格納容器フィルタベント系制御	7.0	7.0	7.0	7.0
中央制御室直流照明	2.0	2.0	2.0	2.0
主蒸気逃がし安全弁制御	1.0	1.0	1.0	1.0
直流駆動低圧注水系制御	8.0	8.0	8.0	8.0
非常用ディーゼル発電機初期励磁*1	(177.0)	-	-	-
メタルクラッドスイッチギア並びに パワーセンタの投入及び引外し*1	215.0	-	-	-
その他負荷	1,510.1	578.1	162.4	91.6
合計(A)	1,948.1	701.1	285.4	214.6

\*1：非常用ディーゼル発電機初期励磁とメタルクラッドスイッチギア及びパワーセンタ投入及び引外しは重なって操作されることがないため、値の大きい方のみを、蓄電池容量計算上含める。

容量計算条件

- (1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。  
電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)
- (2) 蓄電池温度は+10℃とする。
- (3) 放電終止電圧は 1.75V/セルとする。
- (4) 保守率は 0.8 とする。
- (5) 容量算出の一般式

$$C = \frac{1}{L} [ K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1}) ]$$

ここに、

C: +10°Cにおける定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって  
決められる容量換算時間(時)

I: 放電電流(A)

サフィックス 1, 2, 3, …… , n: 放電電流の変化の順に付番

なお、各容量換算時間 K は下表の値及び計算値を用いた。

制御弁式蓄電池の容量換算時間は下表の通りであり、10 時間以降は以下の式にて計算した値を用いる。

$$K = K_m - T_m + T$$

K<sub>m</sub>: 放電時間 T<sub>m</sub> (時) に対応する容量換算時間 (時)

制御弁式蓄電池容量換算時間一覧表

放電時間 (分)		容量換算時間
1	K <sub>1m</sub>	0.58
59	K <sub>59m</sub>	1.83
60 (1h)	K <sub>1h</sub>	1.85
420 (7h)	K <sub>7h</sub>	7.60
479 (7h59m)	K <sub>7h59m</sub>	8.38
480 (8h)	K <sub>8h</sub>	8.39
600 (10h)	K <sub>10h</sub>	9.89

$$16 \text{ 時間} \quad K_{16h} = 9.89 - 10 + 16 = 15.89$$

$$23 \text{ 時間} \quad K_{23h} = 9.89 - 10 + 23 = 22.89$$

$$23 \text{ 時間 } 59 \text{ 分} \quad K_{23h59m} = 9.89 - 10 + 23.983 = 23.87$$

$$24 \text{ 時間} \quad K_{24h} = 9.89 - 10 + 24 = 23.89$$



## 125V 蓄電池 2A の容量計算結果

- 1 分時の定格放電率換算容量  $C_1$

$$C_1 = \frac{1}{L} [K_{1m} I_{1m}]$$

$$C_1 = \frac{1}{0.8} [0.58 \times 1,948.1]$$

$$= 1,412.4$$

- 1 時間時の定格放電率換算容量  $C_2$

$$C_2 = \frac{1}{L} [K_{1h} I_{1m} + K_{59m} (I_{1h} - I_{1m})]$$

$$C_2 = \frac{1}{0.8} [1.85 \times 1,948.1 + 1.83 \times (701.1 - 1,948.1)]$$

$$= 1,652.5$$

- 8 時間時の定格放電率換算容量  $C_3$

$$C_3 = \frac{1}{L} [K_{8h} I_{1m} + K_{7h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{7h} (I_{8h} - I_{1h})]$$

$$C_3 = \frac{1}{0.8} [8.39 \times 1,948.1 + 8.38 \times (701.1 - 1,948.1) + 7.60 \times (285.4 - 701.1)]$$

$$= 3,419.3$$

- 24 時間時の定格放電率換算容量  $C_4$

$$C_4 = \frac{1}{L} [K_{24h} I_{1m} + K_{23h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{23h} (I_{8h} - I_{1h}) + K_{16h} (I_{1h} - I_{24h})]$$

$$C_4 = \frac{1}{0.8} [23.89 \times 1,948.1 + 23.87 \times (701.1 - 1,948.1) + 22.89 \times (285.4 - 701.1) + 15.89 \times (214.6 - 285.4)]$$

$$= 7,667.3$$

上記計算より、125V 蓄電池 2A の蓄電池容量は、7,667.3Ah を上回る 8,000Ah を選定する。

名称		125V 蓄電池 2B
容量	Ah	6,000

【設定根拠】

125V 蓄電池 2B は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合、全交流動力電源喪失から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行う。さらに、全交流動力電源喪失から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、全交流動力電源喪失から 24 時間にわたり、125V 蓄電池 2B から必要な負荷へ電力を供給できる設計とする。

1. 容量

125V 蓄電池 2B の負荷は以下のとおりとなる。

125V 蓄電池 2B 一覧表

負荷名称	0～1 分	1～60 分	1～480 分	480～1,440 分
	$I_{1m}$	$I_{1h}$	$I_{8h}$	$I_{24h}$
高圧代替注水系制御	17.5	6.0	6.0	6.0
原子炉格納容器フィルタベント系制御	3.0	3.0	3.0	3.0
中央制御室直流照明	22.0	22.0	22.0	22.0
主蒸気逃がし安全弁制御	0.4	0.4	0.4	0.4
非常用ディーゼル発電機初期励磁*1	(177.0)	-	-	-
メタルクラッドスイッチギア並びに パワーセンタの投入及び引外し*1	215.0	-	-	-
その他負荷	1,090.0	603.5	176.5	105.3
合計	1,347.9	634.9	207.9	136.7

\*1：非常用ディーゼル発電機初期励磁とメタルクラッドスイッチギア及びパワーセンタ投入及び引外しは重なって操作されることがないため、値の大きい方のみを、蓄電池容量計算上含める。

容量計算条件

- (1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。  
電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)
- (2) 蓄電池温度は+10℃とする。
- (3) 放電終止電圧は 1.75V/セルとする。
- (4) 保守率は 0.8 とする。
- (5) 容量算出の一般式

$$C = \frac{1}{L} [ K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1}) ]$$

ここに、

C: +10°Cにおける定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって  
決められる容量換算時間(時)

I: 放電電流(A)

サフィックス 1, 2, 3, …… , n: 放電電流の変化の順に付番

なお、各容量換算時間 K は下表の値及び計算値を用いた。

制御弁式蓄電池の容量換算時間は下表の通りであり、10 時間以降は以下の式にて計算した値を用いる。

$$K = K_m - T_m + T$$

K<sub>m</sub>: 放電時間 T<sub>m</sub> (時) に対応する容量換算時間 (時)

制御弁式蓄電池容量換算時間一覧表

放電時間 (分)		容量換算時間
1	K <sub>1m</sub>	0.58
59	K <sub>59m</sub>	1.83
60 (1h)	K <sub>1h</sub>	1.85
420 (7h)	K <sub>7h</sub>	7.60
479 (7h59m)	K <sub>7h59m</sub>	8.38
480 (8h)	K <sub>8h</sub>	8.39
600 (10h)	K <sub>10h</sub>	9.89

$$16 \text{ 時間} \quad K_{16h} = 9.89 - 10 + 16 = 15.89$$

$$23 \text{ 時間} \quad K_{23h} = 9.89 - 10 + 23 = 22.89$$

$$23 \text{ 時間 } 59 \text{ 分} \quad K_{23h59m} = 9.89 - 10 + 23.983 = 23.87$$

$$24 \text{ 時間} \quad K_{24h} = 9.89 - 10 + 24 = 23.89$$

## 125V 蓄電池 2B の容量計算結果

- 1 分時の定格放電率換算容量  $C_1$

$$C_1 = \frac{1}{L} [K_{1m} I_{1m}]$$

$$C_1 = \frac{1}{0.8} [0.58 \times 1,347.9]$$

$$= 977.3$$

- 1 時間時の定格放電率換算容量  $C_2$

$$C_2 = \frac{1}{L} [K_{1h} I_{1m} + K_{59m} (I_{1h} - I_{1m})]$$

$$C_2 = \frac{1}{0.8} [1.85 \times 1,347.9 + 1.83 \times (634.9 - 1,347.9)]$$

$$= 1,486.1$$

- 8 時間時の定格放電率換算容量  $C_3$

$$C_3 = \frac{1}{L} [K_{8h} I_{1m} + K_{7h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{7h} (I_{8h} - I_{1h})]$$

$$C_3 = \frac{1}{0.8} [8.39 \times 1,347.9 + 8.38 \times (634.9 - 1,347.9) + 7.60 \times (207.9 - 634.9)]$$

$$= 2,611.0$$

- 24 時間時の定格放電率換算容量  $C_4$

$$C_4 = \frac{1}{L} [K_{24h} I_{1m} + K_{23h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{23h} (I_{8h} - I_{1h}) + K_{16h} (I_{1h} - I_{24h})]$$

$$C_4 = \frac{1}{0.8} [23.89 \times 1,347.9 + 23.87 \times (634.9 - 1,347.9) + 22.89 \times (207.9 - 634.9) + 15.89 \times (136.7 - 207.9)]$$

$$= 5,345.8$$

上記計算より、125V 蓄電池 2B の蓄電池容量は、5,345.8Ah を上回る 6,000Ah を選定する。

名称	125V 充電器 2A	
出力	A	700

【設定根拠】

125V 充電器 2A は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、ガスタービン発電機や電源車を非常用所内電気設備へ接続することにより、125V 充電器 2A を経由し、125V 蓄電池 2A による 24 時間給電以降において、原子炉隔離時冷却系、原子炉格納容器フィルタベント系等の必要な負荷へ直流電源を供給可能な設計とする。

1. 容量

全交流動力電源喪失から 24 時間後の 125V 充電器 2A の負荷は以下のとおりとなる。

125V 充電器 2A 負荷一覧表

負荷名称	負荷電流
原子炉隔離時冷却系真空ポンプ	45.0 A
原子炉隔離時冷却系復水ポンプ	57.0 A
原子炉隔離時冷却系制御	3.0 A
原子炉格納容器フィルタベント系制御	7.0 A
中央制御室直流照明	2.0 A
主蒸気逃がし安全弁制御	1.0 A
直流駆動低圧注水系制御	8.0 A
その他負荷	91.6 A
合計	214.6 A

容量計算条件

- (1) 充電器容量計算は、通常時の使用負荷電流と、125V 蓄電池 2A への最大充電電流を加えたものとする。
- (2) 充電器容量計算は、125V 蓄電池 2A が放電している状態から 20 時間で充電できるものとする。

$$I = I_L + \frac{C}{20}$$

I : 充電器電流容量(A)                      I<sub>L</sub> : 通常使用負荷電流(A) (214.6A)  
C : 125V蓄電池2A容量(8,000Ah)    20 : 充電時間(20時間)

125V 充電器 2A の容量計算結果

$$I = 214.6 + \frac{8,000}{20}$$

$$= 614.6$$

したがって、125V 充電器 2A の出力は最大所要負荷である、614.6A に対し、余裕を有する 700A とする。

名称	125V 充電器 2B	
出力	A	700

【設定根拠】

125V 充電器 2B は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、ガスタービン発電機や電源車を非常用所内電気設備へ接続することにより、125V 充電器 2B を経由し、125V 蓄電池 2B による 24 時間給電以降において、高圧代替注水系等の必要な負荷へ直流電源を供給可能な設計とする。

1. 容量

全交流動力電源喪失から 24 時間後の 125V 充電器 2B の負荷は以下のとおりとなる。

125V 充電器 2B 負荷一覧表

負荷名称	負荷電流
高圧代替注水系制御	6.0 A
原子炉格納容器フィルタベント系制御	3.0 A
中央制御室直流照明	22.0 A
主蒸気逃がし安全弁制御	0.4 A
その他負荷	105.3 A
合計	136.7 A

容量計算条件

- (1) 充電器容量計算は、通常時の使用負荷電流と、125V 蓄電池 2B への最大充電電流を加えたものとする。
- (2) 充電器容量計算は、125V 蓄電池 2B が放電している状態から 20 時間で充電できるものとする。

$$I = I_L + \frac{C}{20}$$

I : 充電器電流容量(A)       $I_L$  : 通常使用負荷電流(A) (136.7A)  
C : 125V蓄電池2B容量(6,000Ah)    20 : 充電時間(20時間)

125V 充電器 2B の容量計算結果

$$I = 136.7 + \frac{6,000}{20}$$

$$= 436.7$$

したがって、125V 充電器 2B の出力は最大所要負荷である、436.7A に対し、余裕を有する 700A とする。

名称		125V 代替蓄電池 (24 時間放電)
容量	Ah	2,000

【設定根拠】

125V 代替蓄電池は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、全交流動力電源喪失から 8 時間後に、現場において不要な負荷の切離しを行い、全交流動力電源喪失から 24 時間にわたり、125V 代替蓄電池から高圧代替注水系等の必要な負荷へ電力を供給できる設計とする。

なお、可搬型代替直流電源設備として使用する場合、24 時間以降は電源車より必要な電力を供給可能な設計とする。

1. 容量

125V 代替蓄電池の負荷は、以下のとおりとなる。

125V 代替蓄電池負荷一覧表

負荷名称	0～1 分	1～480 分	480～1440 分
高圧代替注水系制御	17.5	6.0	6.0
中央制御室直流照明	2.0	2.0	2.0
主蒸気逃がし安全弁制御	0.4	0.4	0.4
その他負荷	979.8	66.2	45.2
合計(A)	999.7	74.6	53.6

容量計算条件

(1)蓄電池容量算定法は下記規格による。

電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)

(2)蓄電池温度は+10℃とする。

(3)放電終止電圧は 1.75V/セルとする。

(4)保守率は 0.8 とする。

(5)容量算出の一般式

$$C = \frac{1}{L} [ K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1}) ]$$

ここに、

C: +10℃における定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって決められる容量換算時間(時)

I: 放電電流(A)

サフィックス 1, 2, 3, …… , n: 放電電流の変化の順に付番



なお、各容量換算時間 K は下表の値を用いた。

制御弁式蓄電池容量換算時間一覧表

放電時間 (分)		容量換算時間
1	K <sub>1m</sub>	0.58
479 (7h59m)	K <sub>7h59m</sub>	8.38
480 (8h)	K <sub>8h</sub>	8.39
600 (10h)	K <sub>10h</sub>	9.89

$$\begin{aligned}
 16 \text{ 時間} \quad K_{16h} &= 9.89 - 10 + 16 = 15.89 \\
 23 \text{ 時間 } 59 \text{ 分} \quad K_{23h59m} &= 9.89 - 10 + 23.983 = 23.87 \\
 24 \text{ 時間} \quad K_{24h} &= 9.89 - 10 + 24 = 23.89
 \end{aligned}$$

#### 125V 代替蓄電池の容量計算結果

- 1 分時の定格放電率換算容量  $C_1$

$$C_1 = \frac{1}{L} [K_{1m} I_{1m}]$$

$$\begin{aligned}
 C_1 &= \frac{1}{0.8} [0.58 \times 999.7] \\
 &= 724.8
 \end{aligned}$$

- 8 時間時の定格放電率換算容量  $C_2$

$$C_2 = \frac{1}{L} [K_{8h} I_{1m} + K_{7h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{7h} (I_{8h} - I_{1h})]$$

$$\begin{aligned}
 C_2 &= \frac{1}{0.8} [8.39 \times 999.7 + 8.38 \times (74.6 - 999.7)] \\
 &= 794.0
 \end{aligned}$$

- 24 時間時の定格放電率換算容量  $C_3$

$$C_3 = \frac{1}{L} [K_{24h} I_{1m} + K_{23h59m} (I_{1h} - I_{1m}) + K_{23h} (I_{8h} - I_{1h}) + K_{16h} (I_{1h} - I_{24h})]$$

$$\begin{aligned}
 C_3 &= \frac{1}{0.8} [23.89 \times 999.7 + 23.87 \times (74.6 - 999.7) + 15.89 \times (53.6 - 74.6)] \\
 &= 1,833.8
 \end{aligned}$$

上記計算より、125V 代替蓄電池容量は、1,833.8Ah を上回る 2,000Ah を選定する。

名称	250V 蓄電池	
容量	Ah	6,000

**【設定根拠】**

250V 蓄電池は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失(全交流動力電源喪失)した場合、全交流動力電源喪失から 1 時間後に、中央制御室において不要な負荷の切離しを行い、全交流動力電源喪失から 24 時間にわたり、250V 蓄電池から直流駆動低圧注水系等の必要な負荷へ電力を供給できる設計とする。

なお、可搬型代替直流電源設備として使用する場合、24 時間以降は電源車より必要な電力を供給可能な設計とする。

1. 容量

250V 蓄電池の負荷は、以下のとおりとなる。

250V 蓄電池負荷一覧表

負荷名称	0～ 1分	1～ 30分	30～ 31分	31～ 60分	60～ 840分	840～ 930分
直流駆動低圧注水ポンプ	—	—	600	206	206	0
その他負荷*1	1,725	855	855	855	0	0
合計(A)	1,725	855	1,455	1,061	206	0

負荷名称	930～ 931分	931～ 990分	990～ 1,080分	1,080～ 1,081分	1,081～ 1,140分	1,140～ 1,230分
直流駆動低圧注水ポンプ	600	206	0	600	206	0
その他負荷*1	0	0	0	0	0	0
合計(A)	600	206	0	600	206	0

負荷名称	1,230～ 1,231分	1,231～ 1,290分	1,290～ 1,380分	1,380～ 1,381分	1,381～ 1,440分
直流駆動低圧注水ポンプ	600	206	0	600	206
その他負荷*1	0	0	0	0	0
合計(A)	600	206	0	600	206

\*1：重大事故等時に使用しない負荷（タービン非常用油ポンプ，大型機器用非常用油ポンプ，タービン発電機初期励磁及び計算機用無停電電源装置等）

容量計算条件

(1) 蓄電池容量算定法は下記規格による。

電池工業会規格「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014)

(2) 蓄電池温度は+10℃とする。

(3) 放電終止電圧は 1.75V/セルとする。

(4) 保守率は 0.8 とする。

(5) 容量算出の一般式

$$C = \frac{1}{L} [ K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1}) ]$$

ここに、

C: +10°Cにおける定格放電率換算容量(Ah)

L: 保守率

K: 放電時間 T, 蓄電池の最低温度及び許容できる最低電圧によって  
決められる容量換算時間(時)

I: 放電電流(A)

サフィックス 1, 2, 3, …… , n: 放電電流の変化の順に付番

なお、各容量換算時間 K は下表の値及び計算値を用いた。

制御弁式蓄電池の容量換算時間は下表の通りであり、10 時間以降は以下の式にて計算した値を用いる。

$$K = K_m - T_m + T$$

K<sub>m</sub>: 放電時間 T<sub>m</sub> (時) に対応する容量換算時間 (時)

制御弁式蓄電池容量換算時間一覧表

放電時間 (分)		容量換算時間
1	K <sub>1m</sub>	0.58
59	K <sub>59m</sub>	1.83
60 (1h)	K <sub>1h</sub>	1.85
150 (2h30m)	K <sub>2h30m</sub>	3.55
209 (3h29m)	K <sub>3h29m</sub>	4.55
210 (3h30m)	K <sub>3h30m</sub>	4.60
300 (5h)	K <sub>5h</sub>	5.87
359 (5h59m)	K <sub>5h59m</sub>	6.74
360 (6h)	K <sub>6h</sub>	6.75
450 (7h30m)	K <sub>7h30m</sub>	8.01
509 (8h29m)	K <sub>8h29m</sub>	8.81
510 (8h30m)	K <sub>8h30m</sub>	8.82
600 (10h)	K <sub>10h</sub>	9.89
1,380 (23h)	K <sub>23h</sub>	22.89
1,409 (23h29m)	K <sub>23h29m</sub>	23.37
1,410 (23h30m)	K <sub>23h30m</sub>	23.39
1,439 (23h59m)	K <sub>23h59m</sub>	23.87
1,440 (24h)	K <sub>24h</sub>	23.89

## 250V 蓄電池の容量計算結果

- 24 時間運転（間欠運転）時の定格放電率換算容量  $C_{24}$

$$C_{24} = \frac{1}{L} [K_{24}I_{1m} + K_{24-1m}(I_{30m} - I_{1m}) + K_{24-30m}(I_{30m} - I_{31m}) \cdot \cdot \cdot \cdot K_{1h}(I_{23h} - I_{24h})]$$

$$\begin{aligned} C_{24} &= \frac{1}{0.8} [1,725 \times 23.89 + (855 - 1,725) \times 23.87 + (1,455 - 855) \times 23.39 + \\ &\quad (1,061 - 1,455) \times 23.37 + (206 - 1,061) \times 22.89 + (0 - 206) \times 9.89 + (600 - 0) \times \\ &\quad 8.82 + (206 - 600) \times 8.81 + (0 - 206) \times 8.01 + (600 - 0) \times 6.75 + (206 - 600) \times \\ &\quad 6.74 + (0 - 206) \times 5.87 + (600 - 0) \times 4.6 + (206 - 600) \times 4.55 + (0 - 206) \times 3.55 + \\ &\quad (600 - 0) \times 1.85 + (206 - 600) \times 1.83] \\ &= 5,803.0 \end{aligned}$$

上記計算より、250V 蓄電池容量は、5,803.0Ah を上回る 6,000Ah を選定する。

名称	125V 代替充電器	
出力	A	700

【設定根拠】

125V 代替充電器は、設計基準事故対処設備の交流電源が喪失及び直流電源が喪失した場合、電源車を代替所内電気設備へ接続することにより、125V 代替充電器を経由し、125V 代替蓄電池による 24 時間給電以降において、高圧代替注水系等の必要な負荷へ直流電源を供給可能な設計とする。

1. 容量

全交流動力電源喪失から 24 時間後の 125V 代替充電器の負荷は以下のとおりとなる。

125V 代替充電器負荷一覧表

負荷名称	負荷電流
高圧代替注水系制御	6.0 A
中央制御室直流照明	2.0 A
主蒸気逃がし安全弁制御	0.4 A
その他負荷	45.2 A
合計	53.6 A

容量計算条件

- (1) 充電器容量計算は、通常時の使用負荷電流と 125V 代替蓄電池への最大充電電流を加えたものとする。
- (2) 充電器容量計算は、125V 代替蓄電池が放電している状態から 20 時間で充電できるものとする。

$$I = I_L + \frac{C}{20}$$

I : 代替充電器電流容量(A)       $I_L$  : 通常使用負荷電流(A) (53.6A)  
C : 125V 代替蓄電池容量(2,000Ah)    20 : 充電時間(20 時間)

125V 代替充電器の容量計算結果

$$I = 53.6 + \frac{2,000}{20}$$

$$= 153.6$$

したがって、125V 代替充電器の出力は最大所要負荷である、153.6A に対し、余裕を有する 700A とする。

名称	250V 充電器	
出力	A	600

【設定根拠】

250V 充電器は、設計基準事故対処設備の交流電源及び直流電源が喪失した場合、ガスタービン発電機や電源車を非常用所内電気設備へ接続することにより、250V 充電器を経由し、250V 蓄電池による 24 時間給電以降において、直流駆動低圧注水系の必要な負荷へ直流電源を供給可能な設計とする。

1. 容量

全交流動力電源喪失から 24 時間後の 250V 充電器の負荷は以下のとおりとなる。

250V 充電器負荷一覧表

負荷名称	負荷電流
直流駆動低圧注水ポンプ	206.0 A
合計	206.0 A

容量計算条件

- (1) 充電器容量計算は、通常時の使用負荷電流と 250V 蓄電池への最大充電電流を加えたものとする。
- (2) 充電器容量計算は、250V 蓄電池が放電している状態から 20 時間で充電できるものとする。

$$I = I_L + \frac{C}{20}$$

I : 250V 充電器電流容量(A)       $I_L$  : 通常使用負荷電流(A) (206.0A)

C : 250V 蓄電池容量(6,000Ah)      20 : 充電時間(20 時間)

250V 充電器の容量計算結果

$$I = 206.0 + \frac{6,000}{20}$$

$$= 506.0$$

したがって、250V 充電器の出力は最大所要負荷である、506.0A に対し、余裕を有する 600A とする。

名称		ガスタービン発電機接続盤
電流容量	A	1,200
<p><b>【設定根拠】</b></p> <p>ガスタービン発電機接続盤は、常設重大事故等対処設備として設置する。  ガスタービン発電機接続盤は、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量</p> <p>ガスタービン発電機接続盤は、ガスタービン発電機 1 台が接続可能であることから、ガスタービン発電機 1 台の定格電流*1 以上に設定する。</p> <p>ガスタービン発電機 1 台分の定格電流である約 377A に対し、余裕を有する 1,200A とする。</p> <p>*1:ガスタービン発電機 1 台分の定格電流：<math>4,500\text{kVA} \div (\sqrt{3} \times 6.9\text{kV}) = \text{約 } 377\text{A}</math></p>		



名称		緊急用高圧母線
母線電流容量	A	1,200
<p>【設定根拠】</p> <p>緊急用高圧母線は，常設重大事故等対処設備として設置する。</p> <p>緊急用高圧母線 2F 系及び緊急用高圧母線 2G 系は，設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量</p> <p>緊急用高圧母線の母線電流容量は，最大でガスタービン発電機 2 台が接続可能であることから，ガスタービン発電機 2 台の定格電流*1 以上に設定する。</p> <p>ガスタービン発電機 2 台分の定格電流である約 754A に対し，余裕を有する 1,200A とする。</p> <p>*1:ガスタービン発電機 1 台分の定格電流：<math>4,500\text{kVA} \div (\sqrt{3} \times 6.9\text{kV}) = \text{約 } 377\text{A}</math>  ガスタービン発電機 2 台分の定格電流：約 <math>377\text{A} \times 2 \text{ 個} = \text{約 } 754\text{A}</math></p>		

名称		緊急用動力変圧器								
容量	kVA	750								
<p>【設定根拠】</p> <p>緊急用動力変圧器は、常設重大事故等対処設備として設置する。  緊急用動力変圧器は、設計基準事故対処設備の電源が喪失した場合、重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量  負荷は約 340kVA である。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>負荷名称</th> <th>負荷容量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>460V 原子炉建屋 MCC 2G-1</td> <td>約 220kVA</td> </tr> <tr> <td>460V 原子炉建屋 MCC 2G-2</td> <td>約 120kVA</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約 340kVA</td> </tr> </tbody> </table> <p>したがって、約 340kVA に余裕を考慮し、750kVA とする。</p>			負荷名称	負荷容量	460V 原子炉建屋 MCC 2G-1	約 220kVA	460V 原子炉建屋 MCC 2G-2	約 120kVA	合計	約 340kVA
負荷名称	負荷容量									
460V 原子炉建屋 MCC 2G-1	約 220kVA									
460V 原子炉建屋 MCC 2G-2	約 120kVA									
合計	約 340kVA									

名称	緊急用低圧母線（パワーセンタ）	
母線定格電流	A	3,000
<p>【設定根拠】</p> <p>緊急用低圧母線は，設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合，重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量</p> <p>緊急用動力変圧器(750kVA)からの電力を通電可能な母線容量とする。</p> <p>緊急用動力変圧器の電流約 942A(=750kVA÷(<math>\sqrt{3} \times 460V</math>))に余裕を考慮し, 3,000Aとする。</p>		

名称	緊急用低圧母線（モータコントロールセンタ）	
母線定格電流	A	800

【設定根拠】

緊急用低圧母線は，設計基準事故対処設備の電源が喪失（全交流動力電源喪失）した場合，重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。

1. 緊急用低圧母線 2G-1 の容量

負荷は 170.7kW である。

負荷名称	負荷容量
復水移送ポンプ	45.00 kW
125V 代替充電器	105.00 kW
中央制御室 120V 交流分電盤 2G 用変圧器	14.00 kW
フィルタベント装置出口水素・酸素濃度計吸引ポンプ	0.75 kW
フィルタベント装置出口水素・酸素濃度計排気ポンプ	0.75 kW
FCVS pH 測定装置サンプルポンプ	1.50 kW
計測制御電源室排風機	3.70 kW
合計	170.70 kW

したがって，約 270A ( $= (170.7\text{kW} \div \text{力率 } 0.8) \div (\sqrt{3} \times 460\text{V})$ ) に余裕を考慮し，800A とする。

2. 緊急用低圧母線 2G-2 の容量

負荷は 90.0kW である。

負荷名称	負荷容量
復水移送ポンプ	45.0 kW
復水移送ポンプ	45.0 kW
合計	90.0 kW

したがって，約 150A ( $= (\text{約 } 90.0\text{kW} \div \text{力率 } 0.8) \div (\sqrt{3} \times 460\text{V})$ ) に余裕を考慮し，800A とする。

なお，緊急用電源切替盤については，緊急用電源切替盤に接続される負荷の容量にあわせた定格電流値を設定する。

名称		非常用高压母線
母線電流容量	A	1,200
<p><b>【設定根拠】</b></p> <p>非常用高压母線 2C 系及び非常用高压母線 2D 系は、常設重大事故等対処設備として設置する。</p> <p>非常用高压母線 2C 系及び非常用高压母線 2D 系は、設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等に対処するために必要な電力を供給可能な設計とする。</p> <p>1. 容量</p> <p>非常用高压母線 2C 系及び非常用高压母線 2D 系は、ガスタービン発電機からの電力を通電可能な設計とする。</p> <p>具体的には、非常用高压母線 2C 系(又は非常用高压母線 2D 系)の母線電流容量は、ガスタービン発電機の定格容量 4,500kVA と非常用ディーゼル発電機約 7,625kVA の容量の大きい非常用ディーゼル発電機の定格電流以上に設定する。</p> <p>非常用ディーゼル発電機1個分の定格電流である約639A (<math>7,625\text{kVA} \div (\sqrt{3} \times 6.9\text{kV}) = \text{約 } 639\text{A}</math>) に対し、十分余裕を有する約 1,200A とする。</p>		

57-13

非常用ディーゼル発電機から代替所内電気設備を経由した  
復水移送ポンプへの給電について

本資料は復水移送ポンプへの給電方法及び非常用ディーゼル発電機から代替所内電気設備を経由した給電について補足するものである。

## 1. 復水移送ポンプへの給電方法

復水移送ポンプは、低圧代替注水系(常設)、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(常設)及び原子炉格納容器下部注水系(常設)の機能を有する。

復水移送ポンプへの給電は、非常用ディーゼル発電機(非常用交流電源設備)から非常用所内電気設備(非常用高圧母線 2C 系及び非常用高圧母線 2D 系)を経由した給電及びガスタービン発電機(常設代替交流電源設備)又は電源車(可搬型代替交流電源設備)から非常用所内電気設備(非常用高圧母線 2C 系及び非常用高圧母線 2D 系)又は代替所内電気設備(緊急用高圧母線 2G 系)を経由した給電が可能な設計としており、以下の 5 通りがある。

- (1) 非常用ディーゼル発電機から非常用所内電気設備(非常用高圧母線 2C 系及び非常用高圧母線 2D 系)を経由した給電  
(図 57-13-1 参照)
- (2) ガスタービン発電機から非常用所内電気設備(非常用高圧母線 2C 系及び非常用高圧母線 2D 系)を経由した給電  
(図 57-13-2 参照)
- (3) ガスタービン発電機から代替所内電気設備(緊急用高圧母線 2G 系)を経由した給電  
(図 57-13-3 参照)
- (4) 電源車から非常用所内電気設備(非常用高圧母線 2C 系及び非常用高圧母線 2D 系)を経由した給電  
(図 57-13-4 参照)
- (5) 電源車から代替所内電気設備(緊急用高圧母線 2G 系)を経由した給電  
(図 57-13-5 参照)

## 2. 非常用ディーゼル発電機から代替所内電気設備を経由した復水移送ポンプへの給電

非常用ディーゼル発電機から復水移送ポンプへの給電は、前項のとおり非常用所内電気設備を経由して行う設計であり、代替所内電気設備を経由した給電は考慮していない。

仮に非常用ディーゼル発電機から代替所内電気設備を経由して復水移送ポンプへ給電する場合は、非常用所内電気設備及び代替所内電気設備を接続する母線連絡遮断器を投入する必要がある。

この母線連絡遮断器は、外部電源喪失時に自動起動する非常用ディーゼル発電機及びガスタービン発電機が、母線連絡遮断器の誤操作により同一母線へ給電された場合に各発電機が非同期によりトリップすることを防止するため、非常用ディーゼル発電機が給電している状態においては、母線連絡遮断器を投入できないインターロックを設ける設計としている。



(図 57-13-6 参照)

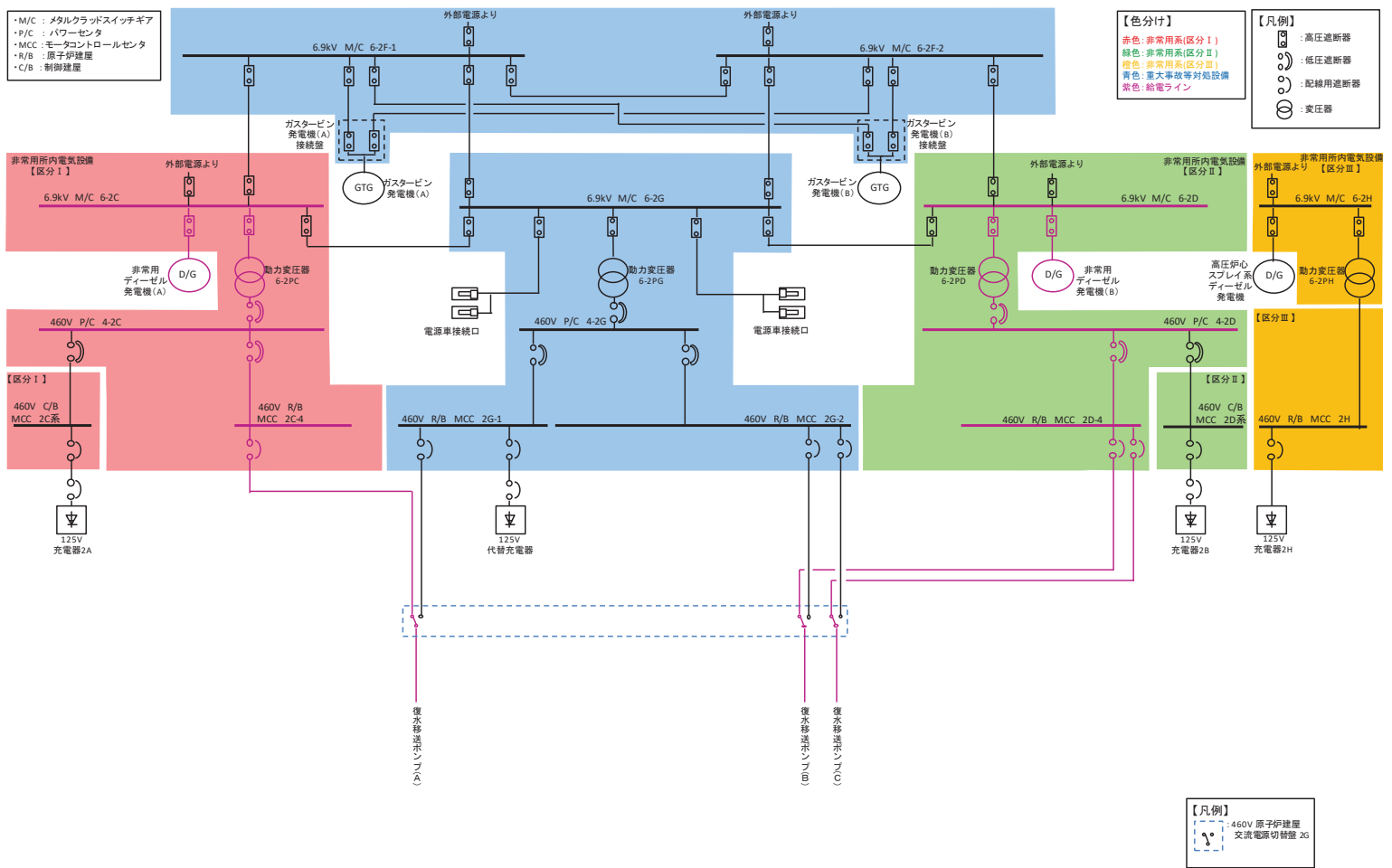
ただし、非常用ディーゼル発電機及びガスタービン発電機の機能喪失が確認された場合は、電源車から代替所内電気設備を経由して非常用所内電気設備へ給電するために母線連絡遮断器を投入する設計としている。

なお、1 台の非常用ディーゼル発電機のみが使用可能な状況においては、母線連絡用遮断器のインターロックを現場での回路構成により除外し、母線連絡遮断器を投入することで、非常用ディーゼル発電機から代替所内電気設備を経由した復水移送ポンプへの給電は可能である。

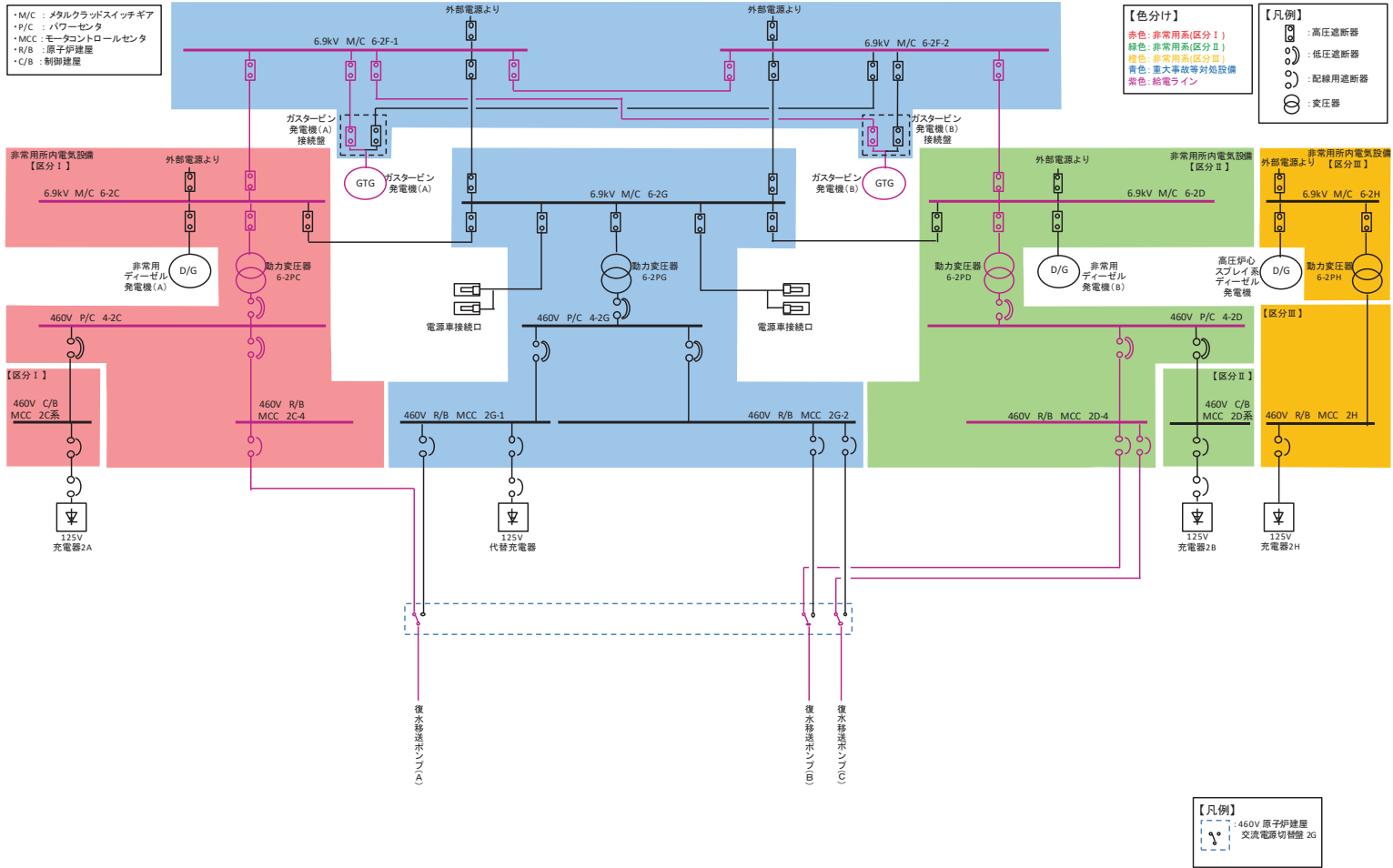
(図 57-13-7 参照)

しかしながら、インターロックを除外した状態でのガスタービン発電機等の電源復旧過程において、仮に母線連絡遮断器を誤操作した場合には、非常用ディーゼル発電機及びガスタービン発電機の同一母線への給電による各発電機のトリップが発生する可能性があるため、非常用ディーゼル発電機から代替所内電気設備を経由した復水移送ポンプへの給電については、設計上考慮していない。

57-13-1 非常用ディーゼル発電機から非常用所内電気設備を  
經由した復水移送ポンプへの給電



57-13-2 ガスタービン発電機から非常用所内電気設備を経由した  
復水移送ポンプへの給電



57-13-3 ガスタービン発電機から代替所内電気設備を経由した  
復水移送ポンプへの給電

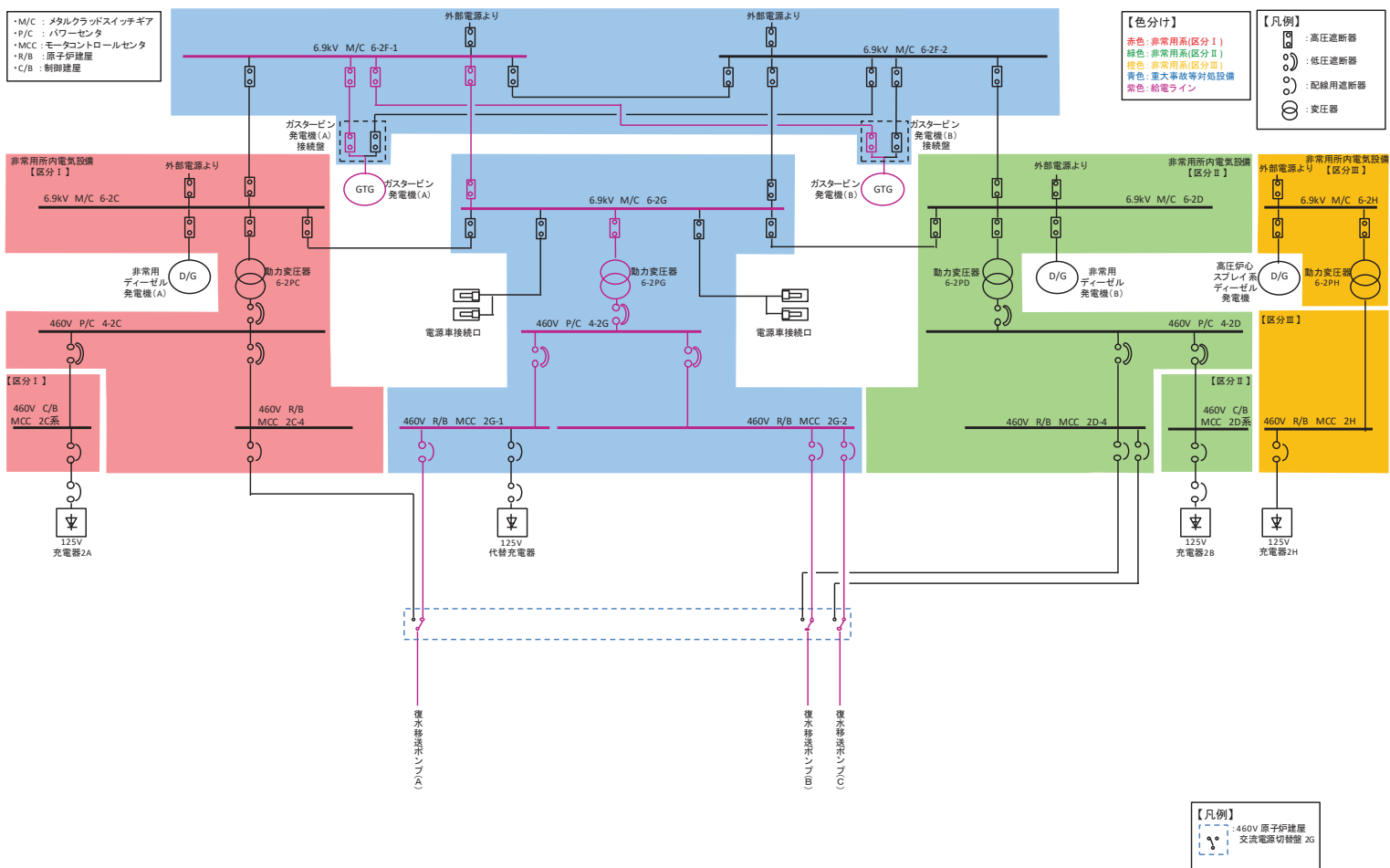


図 57-13-4 電源車から非常用所内電気設備を経由した復水移送ポンプへの給電

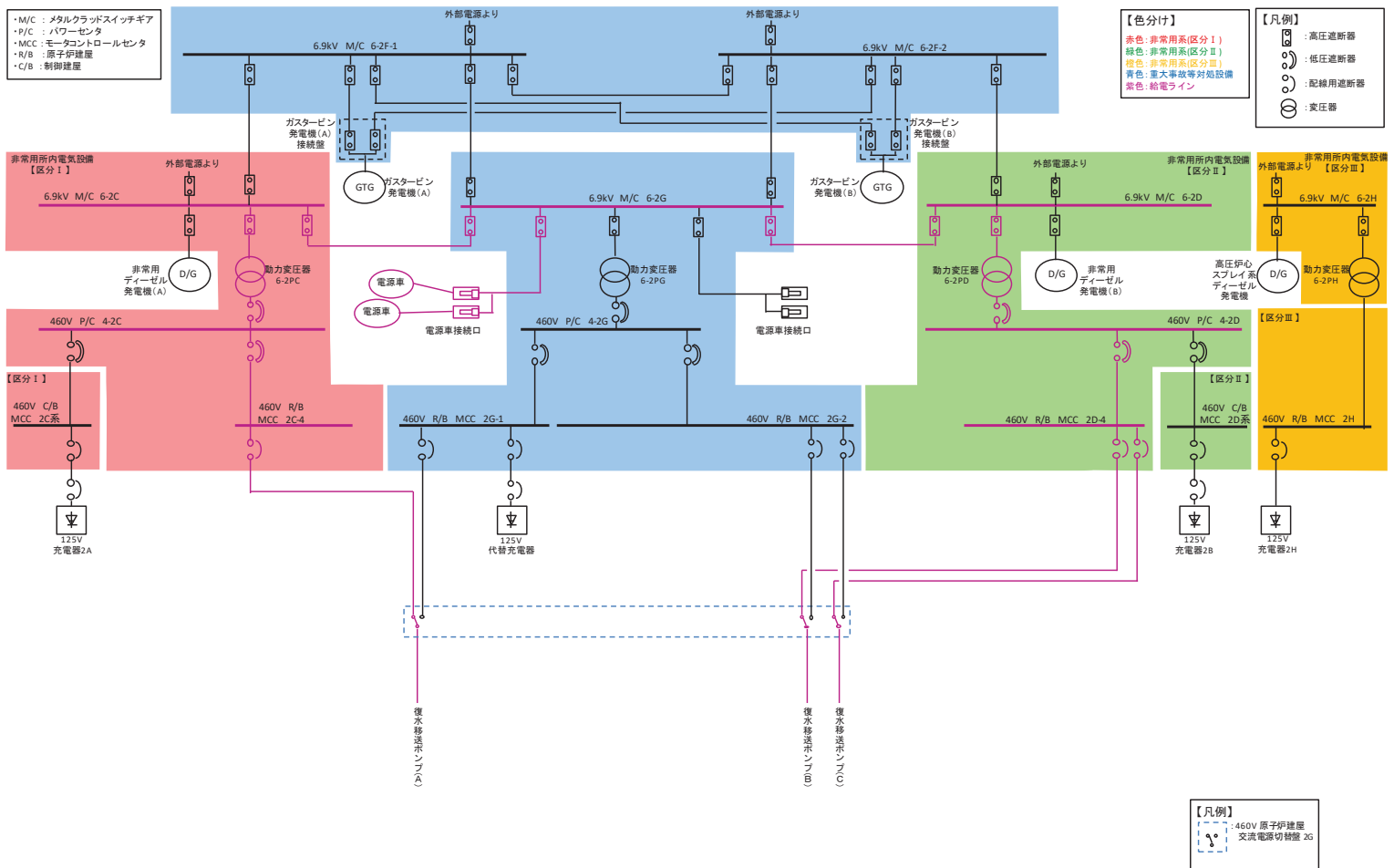


図 57-13-5 電源車から代替所内電気設備を経由した復水移送ポンプへの給電

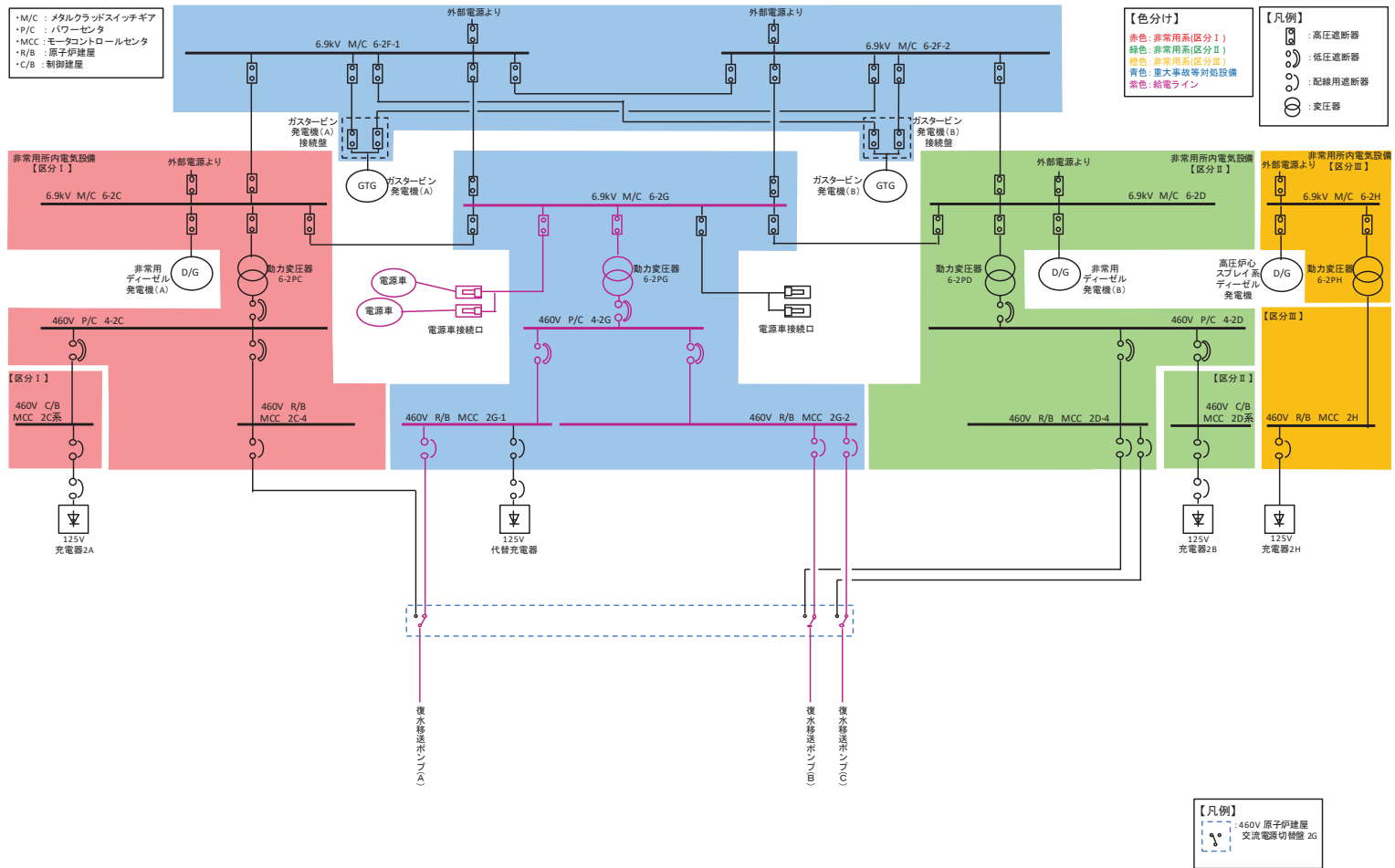


図 57-13-6 非常用ディーゼル発電機及びガスタービン発電機が自動起動した状態

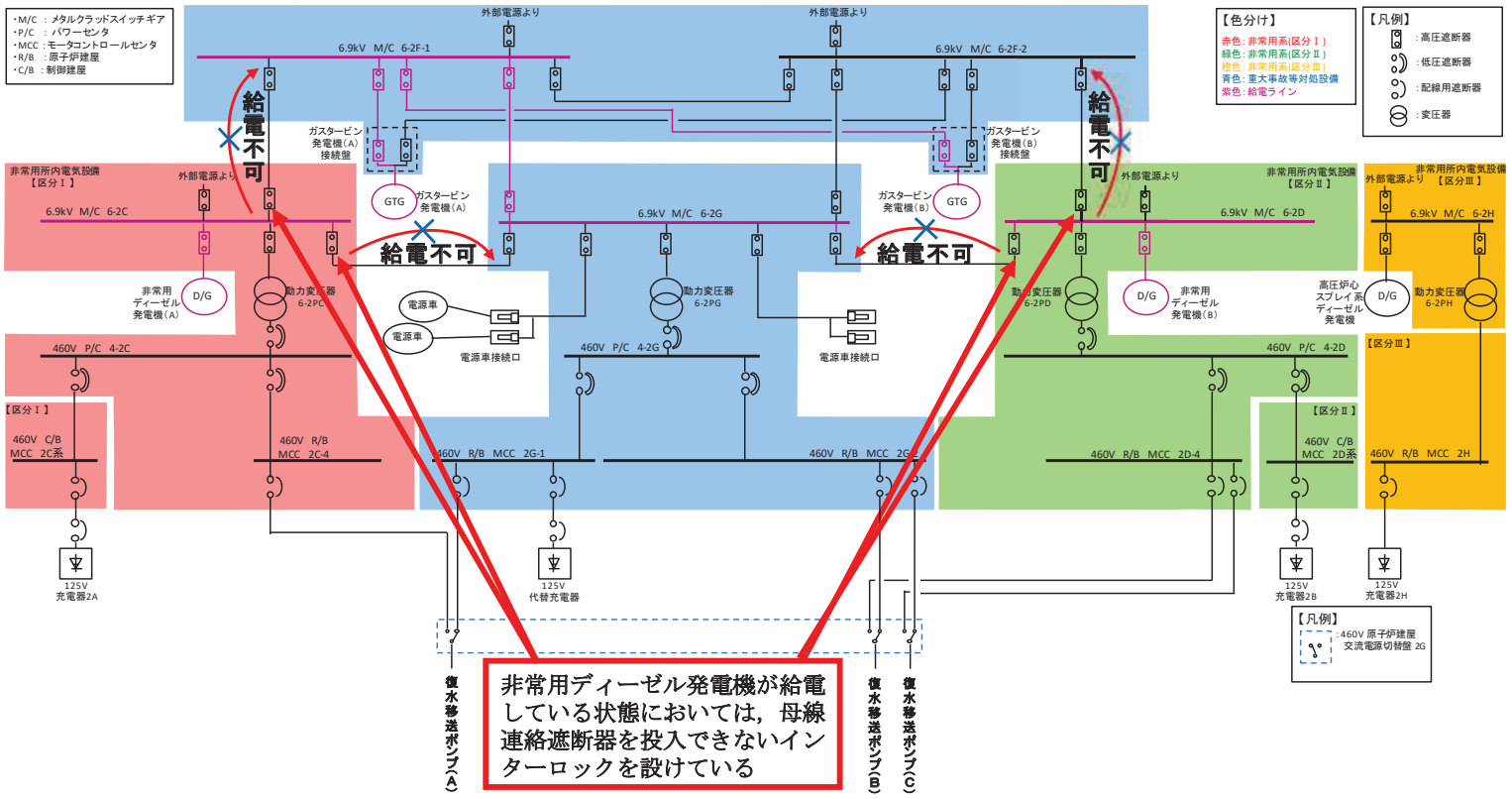




図 57-13-7 非常用ディーゼル発電機から代替所内電気設備を経由した  
復水移送ポンプへの給電

