

# 柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

## 重大事故等対策の有効性評価について (炉心損傷防止対策)

平成26年10月

東京電力株式会社

## 目次

### 1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

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

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

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

### 2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.3 全交流動力電源喪失

2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.5 原子炉停止機能喪失

2.6 L O C A時注水機能喪失

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）



今回のご説明範囲

### 3. 重大事故

- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- 3.2 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 格納容器直接接触（シェルアタック）
- 3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用

### 4. 使用済燃料燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

- 4.1 想定事故1
- 4.2 想定事故2

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
  - 5.1 崩壊熱除去機能喪失
  - 5.2 全交流動力電源喪失
  - 5.3 原子炉冷却材の流出
  - 5.4 反応度の誤投入
  
- 6 必要な要員及び資源の評価
  - 6.1 必要な要員及び資源の評価条件
  - 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
  - 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

## 添付資料 目次

添付資料 2.1.1 シュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料 2.1.2 安定停止状態について

添付資料 2.1.3 7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料 2.1.4 7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

添付資料 2.2.1 シュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位について（高圧注水・減圧機能喪失）

添付資料 2.2.2 安定停止状態について

添付資料 2.2.3 7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

添付資料 2.3.1 敷地境界外での実効線量評価について

添付資料 2.3.2 蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料 2.3.3 全交流動力電源喪失時における RCIC の 24 時間継続運転が可能であることの妥当性について

添付資料 2.3.4 シュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位について（全交流動力電源喪失）

添付資料 2.3.5 安定停止状態について

添付資料 2.3.6 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失）

添付資料 2.3.7 7日間における燃料の対応について（全交流動力電源喪失）

添付資料 2.3.8 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失）



今回のご説明範囲

## 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」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」及び「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。

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

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は事故（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，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位低下により炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，手動操作により原子炉を減圧し，減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等を用いた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，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.1.1 から図 2.1.2 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.1.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央監視・指示を行う当直長 1 名（6/7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転員 8 名，緊急時対策要員（現場）8 名の合計 19 名であり，必要な要員と作業項目について図 2.1.3 に示す。

##### a. 原子炉スクラム確認

給水流量の全喪失により原子炉水位は急速に低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号が発生するため，原子炉スクラム及びタービントリップを平均出力領域モニタ等により

確認する。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

さらに原子炉水位は低下し、事象発生約 20 秒後に原子炉水位低（レベル 2）信号が発生するが、高圧給水機能設備は機能喪失する。また、事象発生約 4 分後に原子炉水位低（レベル 1.5）及び事象発生約 9 分後に原子炉水位低（レベル 1）信号が発生するが、高圧注水機能設備及び低圧注水機能設備は機能喪失する。これらの機能喪失は各系統流量計等により確認する（※1）。また、原子炉水位低（レベル 1.5）信号により主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気逃がし安全弁により原子炉圧力が制御されていることを原子炉圧力計により確認する。

※1 中央制御室盤にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計等にて機能喪失を確認する。

c. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

高圧・低圧注水機能回復操作を実施すると共に、低圧代替注水系（常設）の追加起動を実施し 2 台運転とした後、事象発生約 14 分後に原子炉を主蒸気逃がし安全弁により急速減圧する（※2）（I）。急速減圧中は原子炉圧力計を監視し、冷却材の流出により原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることを確認する（※3）。

原子炉圧力の低下により、事象発生約 20 分後に低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始されることを復水補給水流量計（原子炉圧力容器）により確認する。事象発生約 26 分後に原子炉急速減圧が完了するため、原子炉水位が不明状態に無いことを確認する（※4）。原子炉注水開始により、原子炉水位が回復し有効燃料棒頂部を上回ることを確認する（※5）。

原子炉水位は、原子炉水位高（レベル 8）で原子炉注水停止、原子炉水位低（レベル 3）で原子炉注水再開することにより維持される（※6）。

※2 急速減圧中は「水位不明判断曲線」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する。

※3 格納容器雰囲気モニタ（CAMS）により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する。

※4 水位不明判断は以下により確認する。

- ・水位計の電源が喪失
- ・指示計のバラツキが大きく T A F 以上であることが判定できない
- ・水位不明判断曲線の水位不明領域
- ・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない

※5 T A F 以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。

※6 原子炉水位がレベル 3 到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル 8 到達確認後、原子炉注水を停止する。注水流量は「90m<sup>3</sup>/h」とする。以後、本操作を繰り返す。

I CRD系が運転を継続し原子炉への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。

消火系についても代替注水として使用する場合があるため運転状態について確認する。

恒設設備による原子炉への注水が実施できない場合、低圧代替注水系（可搬型）による注水を実施する。

d. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

崩壊熱除去機能が喪失しているため、格納容器の圧力及び温度が上昇し、事象発生約 10 時間後に格納容器圧力が「0.18MPa [gage]」に到達したことを格納容器圧力計により確認し、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施する(II)。代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を復水補給水流量計（原子炉格納容器）及び格納容器圧力計により確認する。

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却中に、原子炉水位低（レベル 3）まで原子炉水位が低下した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する(※7) (III)。

低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系の水源である復水貯蔵槽への防火水槽からの補給を、事象発生約 12 時間後から可搬型代替注水ポンプにより実施する (V)。合わせて、淡水貯水池から防火水槽への補給も実施する (VI)。

※7 原子炉水位がレベル 3 到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル 8 到達確認後、原子炉注水を停止する。注水流量は「90m<sup>3</sup>/h」とする。以後、本操作を繰り返す。

II 代替格納容器スプレイとして消火系も使用することができるため運転状態について確認する。

III 残留熱除去系以外にもMUWCによる代替注水が可能な系統がある場合、原子炉注水と格納容器スプレイを別々に実施できる。

V 消火系による屋外または屋内消火栓からのCSP補給も実施できる。

屋内消火栓から補給する場合は、可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である。

消火系から補給する場合の水源は「ろ過水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である。

VI「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施しても、崩壊熱除去機能が喪失しているため格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を想定し、フィルタ装置水位調整準備として、フィルタ装置排水ラインの水張りを実施する。

事象発生約 18 時間後に格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」に到達した場合、代替格

格納容器スプレイ冷却系を停止し、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する(Ⅳ)。格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を格納容器圧力計により確認すると共に、サプレッション・チェンバ・プール水位計により格納容器ベントラインが水没しないこと、及び炉心の損傷がないことを格納容器雰囲気放射線モニタにより確認する。

低圧代替注水系(常設)により原子炉水位を維持し、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器圧力の低下傾向を確認する。及び機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後、原子炉は原子炉停止時冷却モードにより冷温停止状態へ、格納容器は格納容器スプレイ冷却モード及びサプレッションプール水冷却モードにより冷却する。

Ⅳ 格納容器ベント操作前に、原子炉の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する

## 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

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、過渡事象の中で水位低下が厳しく事象進展が早い給水流量の全喪失を起因事象とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい「過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧注水失敗+低圧注水失敗」を選定した。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、低圧代替注水系(常設)による注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である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、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により燃料被覆管最高温度を詳細に評価する。

### (2) 有効性評価の条件

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

#### a. 事故条件

##### (a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

##### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を、低压注水機能として低压注水系の機能喪失を想定する。

(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、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、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

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の減圧には逃がし安全弁8個を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 低压代替注水系（常設）による原子炉への注水流量

原子炉の減圧後に、最大300m<sup>3</sup>/hにて原子炉へ注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m<sup>3</sup>/hにて格納容器へスプレイする。

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により14.3kg/s(格納容器圧力0.31MPa [gage]において)の流量にて、格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員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) 低压代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高压・低压注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は4分間とする。

(b) 原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低压代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から14分後に開始する。

(c) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力が「0.18MPa [gage]」に到達した場合に実施する。

(d) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」に到達した場合に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位<sup>\*</sup>、燃料被覆管温度の原子炉パラメータの変化を図2.1.4から図2.1.6に、格納容器圧力、格納容器温度の格納容器パラメータの変化を図2.1.7及び図2.1.8に示す。

#### a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1.5）で高压炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で低压注水系の起動に失敗する。

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

事象発生から約14分後に手動操作により逃がし安全弁8弁を開き、原子炉を急速減圧し、原子炉の減圧後に、低压代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

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

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉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、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約18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・チェンバ・プール水位は、10mに至ることもなく、ベントライン（約17m）に対して、十分に余裕がある。

※SAFERにより計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示している。

ECCS起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であり、解析結果として示した原子炉水位の図と一致はしない。

シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。

（添付資料 2.1.1）

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 2.1.6 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、燃料被覆管の最高温度は約861℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.1.4 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.51MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、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、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa [gage] 及び約 145°C に抑えられる。

図 2.1.5 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により約 33 分後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 18 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

（添付資料 2.1.2）

ベントによる敷地境界外での実効線量の評価結果は、事象発生からベントまでの時間が本事象より短い「2.3 全交流動力電源喪失」の実効線量の評価結果以下である。

### 2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

**追而**

### 2.1.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.1.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり19名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

低圧代替注水系（常設）による炉心注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,100m<sup>3</sup>の水が必要となる。復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約19,700m<sup>3</sup>の水を保有しており、12時間以降に可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

(添付資料2.1.3)

#### b. 燃料

可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプの運転を想定すると、7日間の運転継続に約6,048Lの軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約750,960Lの軽油が必要となる。(合計 約757,008L)

6号炉及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020,000L(発電所内で約5,344,000L)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料2.1.4)

#### c. 電源

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

### 2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。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、短期対策として低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段、長期対策として代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても、低圧代替注水系(常設)及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

以上のことから、事故シナシグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の中から選定した重要事故シナシに対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。また、これを以って事故シナシグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。

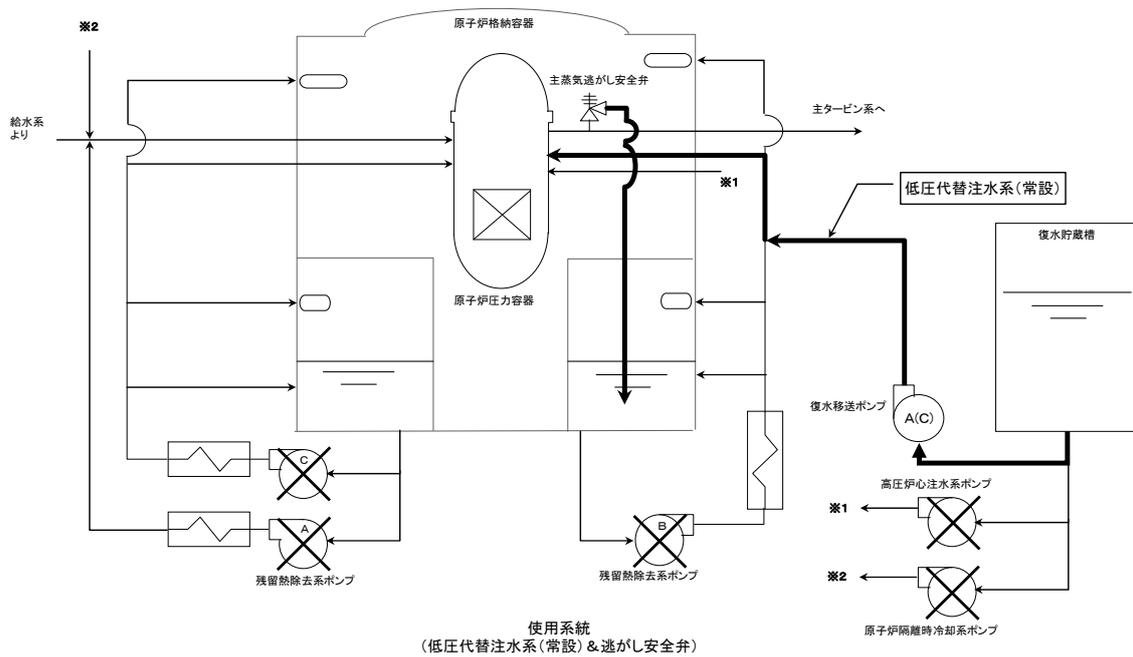


図 2.1.1 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/2)

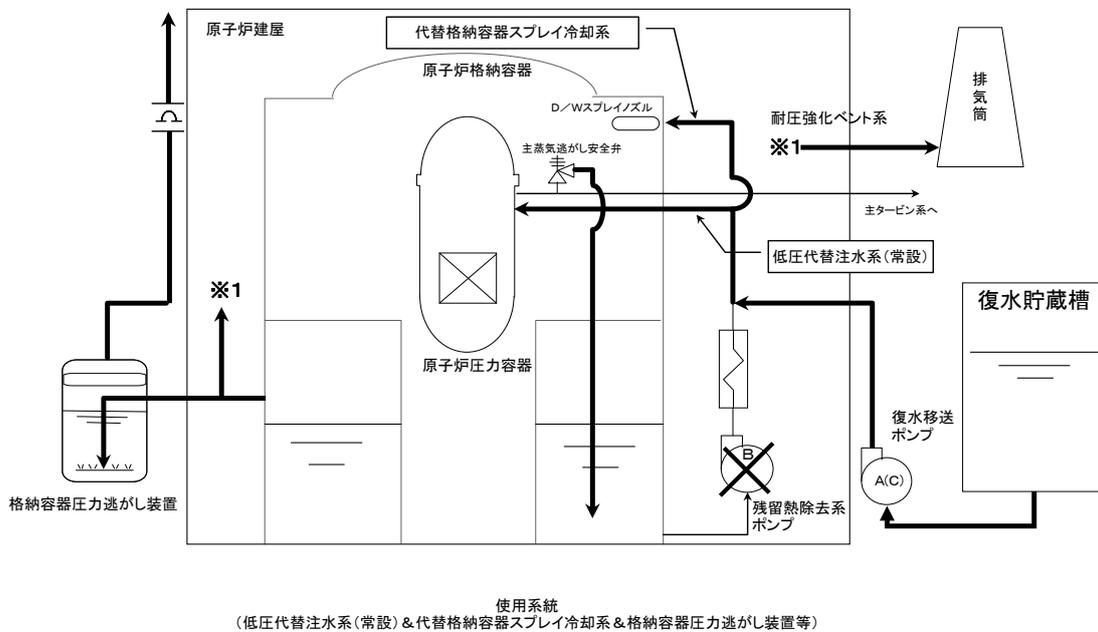


図 2.1.2 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/2)

高圧・低圧注水機能喪失							経過時間(分)												備考	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		120
	運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)															
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>全給水喪失確認</li> <li>原子炉スクラム・タービントリップ確認</li> <li>原子炉隔離待冷始発 自動起動/機能喪失確認</li> <li>高圧炉心注水系 自動起動/機能喪失確認</li> <li>低圧注水系 自動起動/機能喪失確認</li> </ul>	事故発生 約20分 原子炉スクラム 約20分 原子炉水位高(レベル2) 約4分 原子炉水位高(レベル1.5) 約9分 原子炉水位高(レベル1) フロント成り開始 約14分 急速減圧 約19分 原子炉水地TAF到達※ 約20分 低圧代替注水系 原子炉注水開始 約33分 原子炉水地TAF回復※ 約110分 原子炉水位高(レベル8)	※シフト交代に基づく時間											
高圧/低圧注水機能喪失確認、復旧操作(復旧上は省略する)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>2.給水系、原子炉隔離待冷始発、高圧炉心注水系、低圧注水系、機能喪失</li> </ul>	対応可能な要員により、対応する												
低圧代替注水系(兼設) 準備操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備移動</li> <li>低圧代替注水系 設備ラインアップ</li> <li>低圧代替注水系 ラインアップ</li> </ul>	4分	20分											
原子炉急速減圧操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>主要気流がしける弁</li> <li>手動開放操作</li> </ul>	6分												
低圧代替注水系(兼設) 注水操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	低圧注水系 注入昇操作	格納容器スプレイ実施まで「L-3~L-8」維持												

高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間							経過時間(時間)												備考	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22		24
	運転員(中操)		運転員(現場)		緊急時対策要員(現場)															
	6号	7号	6号	7号	6号	7号														
低圧代替注水系(兼設) 注水操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	低圧注水系 注入昇操作	格納容器スプレイ実施まで「L-3~L-8」維持												
代替格納容器スプレイ操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	低圧注水系 スプレイ昇操作	約10時間 S/C圧が180kPa到達 「L-8」到達後格納容器スプレイ切替「L-2」到達後原子炉注水切替 約18時間 S/C圧が310kPa到達 「L-3~L-8」維持												
消防車による防火水槽からCSPへの接続	-	-	-	-	2人 ※1、※2 ↓ (1)人	2人 ※1、※2 ↓ (1)人	<ul style="list-style-type: none"> <li>消防車による防火水槽への注水準備(消防車移動、ホース敷設(防火水槽から消防車、消防車から接続口)、ホース接続)</li> <li>消防車によるCSPへの接続</li> </ul>	60分	適宜実施		設備確認中(一時停止中)		適宜実施							
防火水槽から大規模防火水槽への接続	-	-	-	-	2人 ※3 ↓ (1)人	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備移動</li> <li>防火水槽~防火水槽への長距離接続、ホース張設</li> <li>防火水槽から防火水槽への接続</li> </ul>	90分	適宜実施		設備確認中(一時停止中)		適宜実施							
格納容器ベント準備操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	-	-	ベント準備	10分												
格納容器ベント操作	(1)人 A	(1)人 a	-	-	2人 ※2、※3 ↓ (2)人	2人 ※2、※3 ↓ (2)人	<ul style="list-style-type: none"> <li>FVスクラ/バタンク水位調整準備(取水ライン水張り)</li> <li>フィルタベント操作</li> <li>ベント状態監視</li> </ul>	60分	適宜実施		フィルタベント操作後、適宜ベント状態監視									
燃料供給調整	-	-	-	-	2人	-	軽油タンクからタンクローリーへの接続	60分	適宜実施		中継からの連絡を受けて調整操作を実施する		タンクローリー到着に際して適宜軽油タンクから接続							
燃料給油作業	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 o,d	-	-	消防車への給油	適宜実施	作業中(一時停止中)		適宜実施		一時停止中に燃料が枯渇しないように補給量を調整する							
必要人員数 合計	8人																			

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.1.3 高圧・低圧注水機能喪失時の作業と所要時間

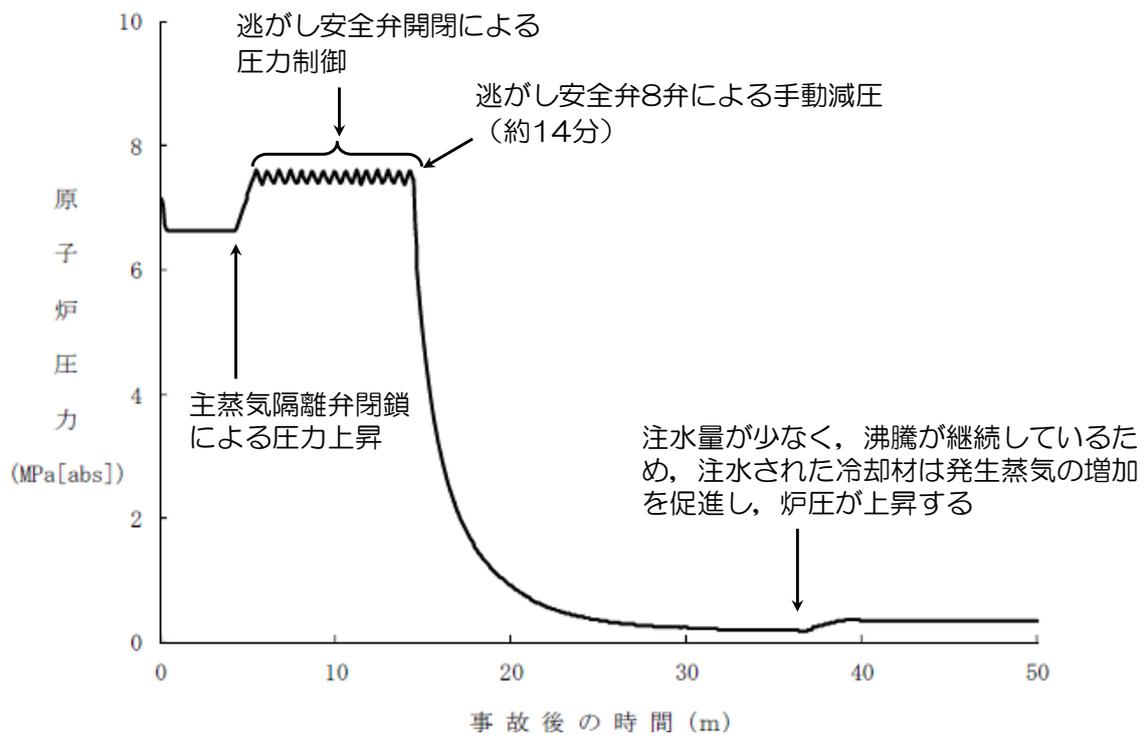


図 2.1.4 原子炉圧力の推移

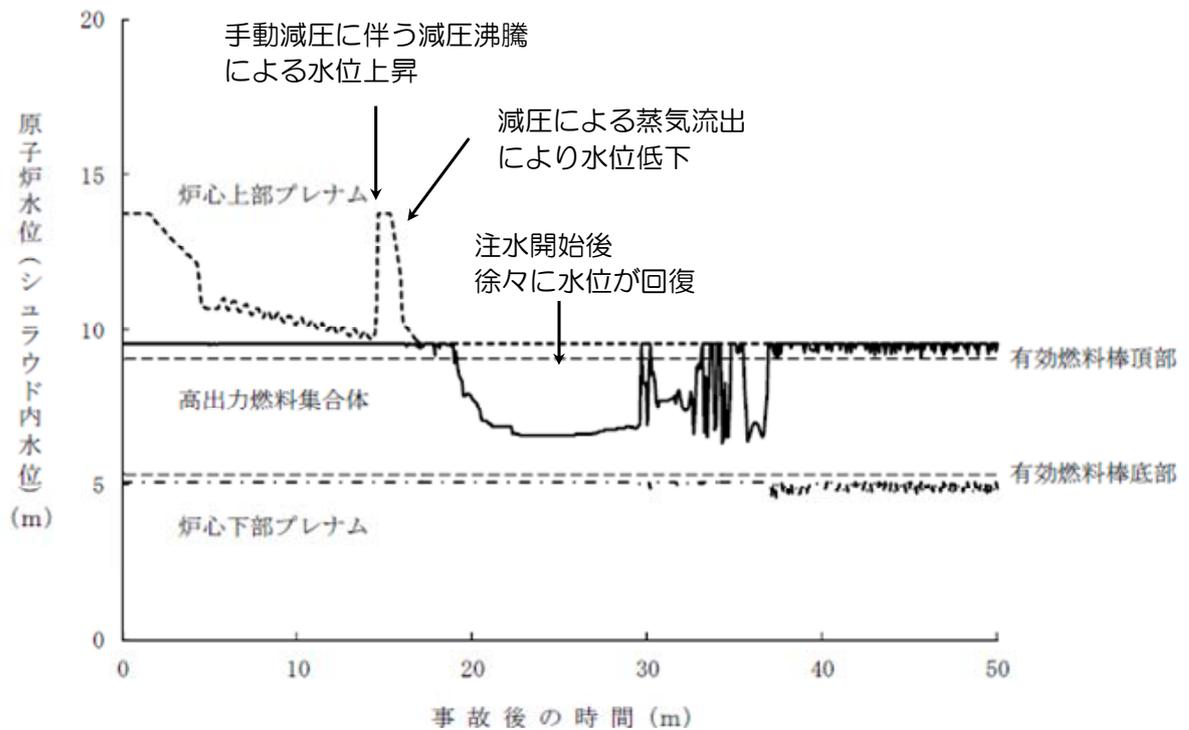


図 2.1.5 原子炉水位の推移

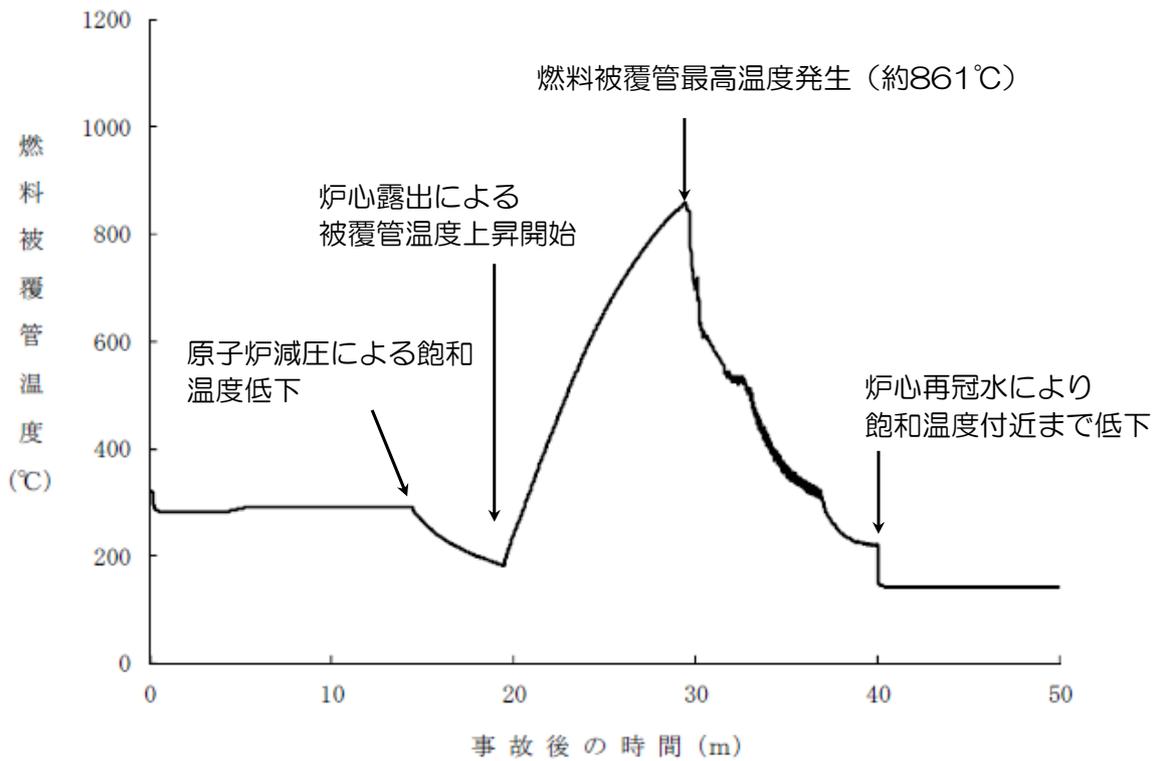


図 2.1.6 燃料被覆管温度の推移

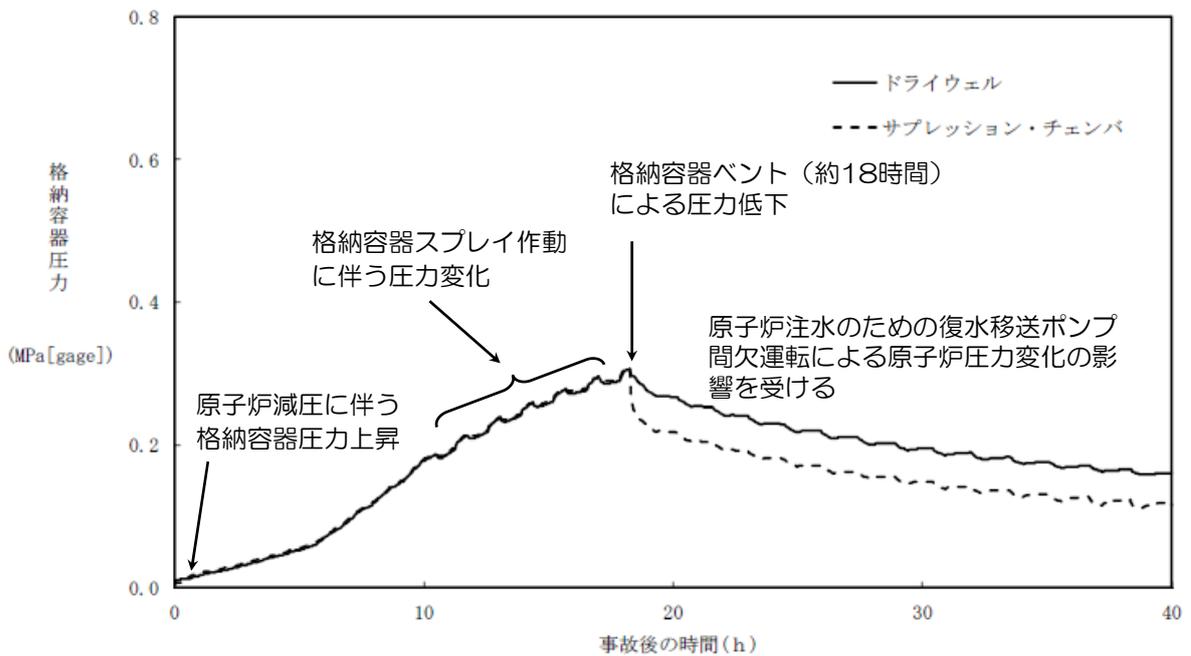


図 2.1.7 格納容器圧力の推移

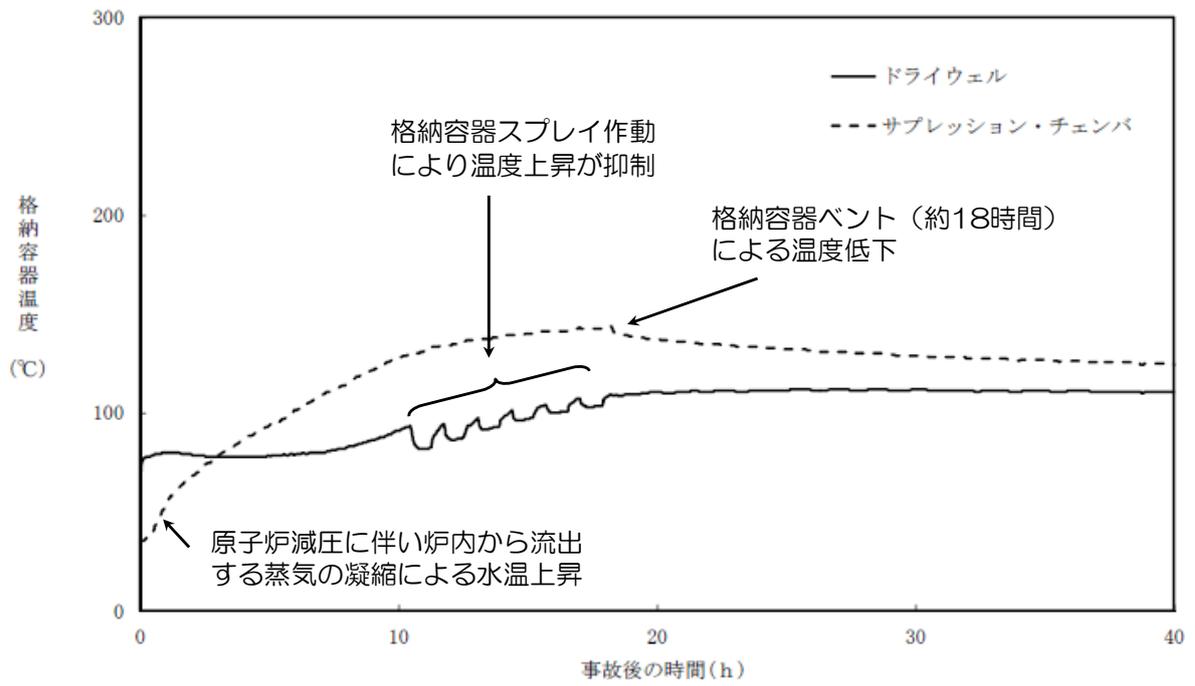


図 2.1.8 格納容器温度の推移

表 2.1.1 高圧・低圧注水機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	給水流量全喪失により原子炉水位は急激に低下し、原子炉水位低（レベル3）にて原子炉スクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗、又は、各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を2台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁を全開し、原子炉を急速減圧する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計 残留熱除去系系統流量計 原子炉圧力計
低圧代替注水系（常設）による原子炉水位回復	原子炉圧力が急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の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高（レベル8）から原子炉水位低（レベル3）の間で維持する。	復水移送ポンプ	—	原子炉圧力計 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力が「0.18MPa [gage]」に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ	—	格納容器内圧力計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器） 原子炉水位計
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力計 格納容器内雰囲気放射線レベル計 サプレッション・チェンバ・プール水位計

表 2.1.2 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位	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	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	内部機器, 構造物体積を除く全体積
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	—
	サブプレッションプール水位	7.05m(NWL)	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	サブプレッションプール水温	35℃	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	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定

表 2.1.2 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	全給水流量の喪失が発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、炉心冷却上厳しくなる

表 2.1.2 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/4）

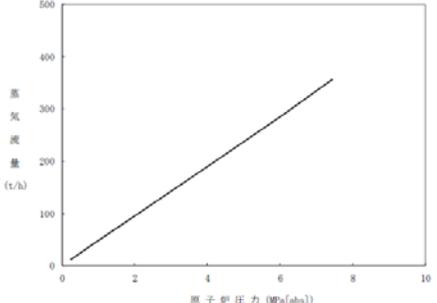
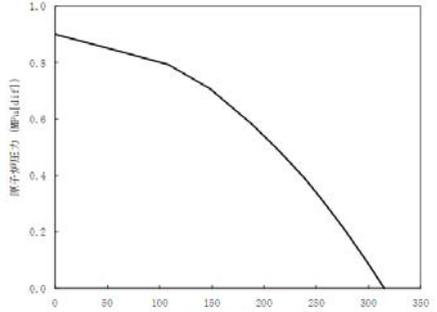
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル 3） （応答時間：0.05 秒）	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
逃がし安全弁	8 個 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 
低圧代替注水系（常設）	最大 300m <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 
代替格納容器スプレイ冷却系	130m <sup>3</sup> /h にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
格納容器圧力逃がし装置等	14.3kg/s の流量にて除熱	—

表 2.1.2 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から10分後に開始し、操作時間は4分間として設定	
	原子炉急速減圧操作	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力「0.18MPa [gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa [gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定

## 2.2 高圧注水・減圧機能喪失

### 2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」「通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」及び「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。

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

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は事故（LOCAを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能が機能喪失することを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位低下により炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，重大事故等時の逃がし安全弁作動回路により原子炉を減圧し，減圧後に低圧注水系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また，残留熱除去系を用いた格納容器除熱を実施する。

#### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，重大事故等時の逃がし安全弁作動回路を用いた原子炉減圧，低圧注水系を用いた原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，残留熱除去系を用いた除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.2.1 から図 2.2.2 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央監視・指示を行う当直長 1 名（6/7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転員 8 名の合計 11 名であり，必要な要員と作業項目について図 2.2.3 に示す。

##### a. 原子炉スクラム確認

給水流量の全喪失により原子炉水位は急速に低下し，原子炉水位低（レベル 3）信号が発生するため，原子炉スクラム及びタービントリップを平均出力領域モニタ等により確認する。

#### b. 高圧注水機能喪失確認

さらに原子炉水位は低下し、事象発生約 20 秒後に原子炉水位低（レベル 2）信号が発生するが、高圧給水機能設備は機能喪失する。また、事象発生約 4 分後に原子炉水位低（レベル 1.5）信号が発生するが、高圧注水機能設備は機能喪失する。これらの機能喪失は各系統流量計等により確認する（※1）。また、原子炉水位低（レベル 1.5）信号により主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気逃がし安全弁により原子炉圧力が制御されていることを原子炉圧力計により確認する。

※1 中央制御室盤にて機器ランプ表示、機器故障警報、系統流量指示計等にて機能喪失を確認する。

#### c. 重大事故等時の逃がし安全弁動作確認

事象発生約 9 分後に原子炉水位低（レベル 1）信号が発生し、残留熱除去系ポンプが自動起動する（※2）（I）。原子炉水位低（レベル 1）信号発生 10 分経過、及び残留熱除去系ポンプ運転時に重大事故等時の逃がし安全弁作動回路が動作し、主蒸気逃がし安全弁 4 弁が開き、原子炉は自動減圧される（※3）。減圧中は原子炉圧力計を監視し、冷却材の流出により原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回ることを確認する（※4）。

※2 中央制御室盤にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する。

※3 急速減圧中は「水位不明判断曲線」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する。

※4 格納容器雰囲気モニタ（CAMS）により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する。

I CRD系が運転を継続し原子炉への注水が継続していることを確認する。

#### d. 低圧注水系による原子炉水位回復確認

原子炉圧力の低下により、事象発生約 26 分後に残留熱除去系ポンプによる原子炉注水が開始されることを残留熱除去系系統流量計により確認する。原子炉注水開始により、原子炉水位が回復し有効燃料棒頂部を上回ることを確認する（※5）。事象発生約 44 分後に原子炉急速減圧が完了するため、原子炉水位が不明状態に無いことを確認する（※6）。

原子炉水位は、原子炉水位高（レベル 8）で原子炉注水停止、原子炉水位低（レベル 3）で原子炉注水再開することにより維持される（※7）。

※5 TAF以下継続時間を測定し「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。燃料の健全性を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。

※6 水位不明判断は以下により確認する。

- ・水位計の電源が喪失
- ・指示計のバラツキが大きく TAF 以上であることが判定できない
- ・水位不明判断曲線の水位不明領域
- ・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない

※7 原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する。原子炉水位がレベル3到達確認後、原子炉注水を再開する。以後、本操作を繰り返す。

e. サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転

原子炉減圧により格納容器圧力及び温度が上昇するため、原子炉水位維持に使用している残留熱除去系ポンプ以外により、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は残留熱除去系系統流量計及びサプレッション・チェンバ・プール水温度計により確認する。

f. 原子炉停止時冷却モード運転

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転により格納容器温度が静定した後、原子炉圧力計により原子炉停止時冷却運転が可能であることを確認し、事象発生12時間後に残留熱除去系ポンプ2台により原子炉停止時冷却運転を実施する。原子炉停止時冷却運転は残留熱除去系系統流量計及び残留熱除去系熱交換器入口温度計により確認する。

原子炉は原子炉停止時冷却モードにより冷温停止状態とし、格納容器はサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードにより冷却する。原子炉注水はサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードと適時切り替えて実施する。及び、機能喪失している設備の復旧に努める。

## 2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

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、過渡事象の中で水位低下が厳しく事象進展が早い給水流量の全喪失を起因事象とし、逃し安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい「過渡事象(給水流量の全喪失)+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」を選定した。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、重大事故等時の逃がし安全弁作動回路による減圧、低圧注水系による原子炉注水、残留熱除去系を用いた格納容器除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

### (2) 有効性評価の条件

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

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を想定する。

(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、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、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

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 原子炉減圧機能

原子炉の手動減圧に失敗することを想定する。重大事故等時の逃がし安全弁作動回路による原子炉減圧は、原子炉水位低（レベル1）到達から10分後に開始し、逃がし安全弁4弁により原子炉を減圧する。容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(c) 低压注水系による原子炉への注水流量

原子炉水位低（レベル1）到達後、低压注水系が自動起動し、原子炉の減圧後に、 $954\text{m}^3/\text{h}$  ( $0.27\text{MPa}[\text{dif}]$ において) にて注水する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件として、「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) サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は、原子炉水位高（レベル8）を確認後、開始する。

(b) 原子炉停止時冷却モード運転は、原子炉圧力が $0.93\text{MPa}[\text{gage}]$ まで低下したことを確認後、事象発生12時間後に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位<sup>\*</sup>、燃料被覆管温度の原子炉パラメータの変化を図2.2.4から図2.2.6に、格納容器圧力、格納容器温度の格納容器パラメータの変化を図2.2.7から図2.2.8に示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1）で低圧注水系が起動する。原子炉水位低（レベル 1）の 10 分後に重大事故等時の逃がし安全弁作動回路により、逃がし安全弁 4 弁が開き、原子炉は急速減圧される。原子炉の減圧後に、低圧注水系による原子炉注水を開始する。

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

原子炉の急速減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧注水系による注水が始まると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

※SAFER により計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示している。

ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であり、解析結果として示した原子炉水位の図と一致はしない。

シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。

(添付資料 2.2.1)

## b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 2.2.6 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、燃料被覆管の最高温度は約 761℃に到達するが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.2.4 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.07MPa[gage]及び約 95℃に抑えられる。

図 2.2.5 に示すとおり、低圧注水系による注水継続により約 33 分後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 12 時間後に残留熱除去系による除熱を開始すること

で安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.2.2)

### 2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

### 2.2.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.2.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり11名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

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

##### a. 水源

低圧注水系による炉心注水については、サプレッション・チェンバを水源とし注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

##### b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約750,960Lの軽油が必要となる。

6号炉及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020,000L（発電所内で約5,344,000L）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.2.3)

##### c. 電源

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、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負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

### 2.2.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、か

つ、原子炉減圧機能が機能喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として重大事故等時の逃がし安全弁作動回路を用いた原子炉減圧、低圧注水系を用いた原子炉注水手段、長期対策として残留熱除去系を用いた除熱手段を整備している。

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

上記の場合においても、重大事故等時の逃がし安全弁作動回路を用いた原子炉減圧、低圧注水系を用いた原子炉注水、残留熱除去系を用いた除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の中から選定した重要事故シーケンスに対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。また、これを以って事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。

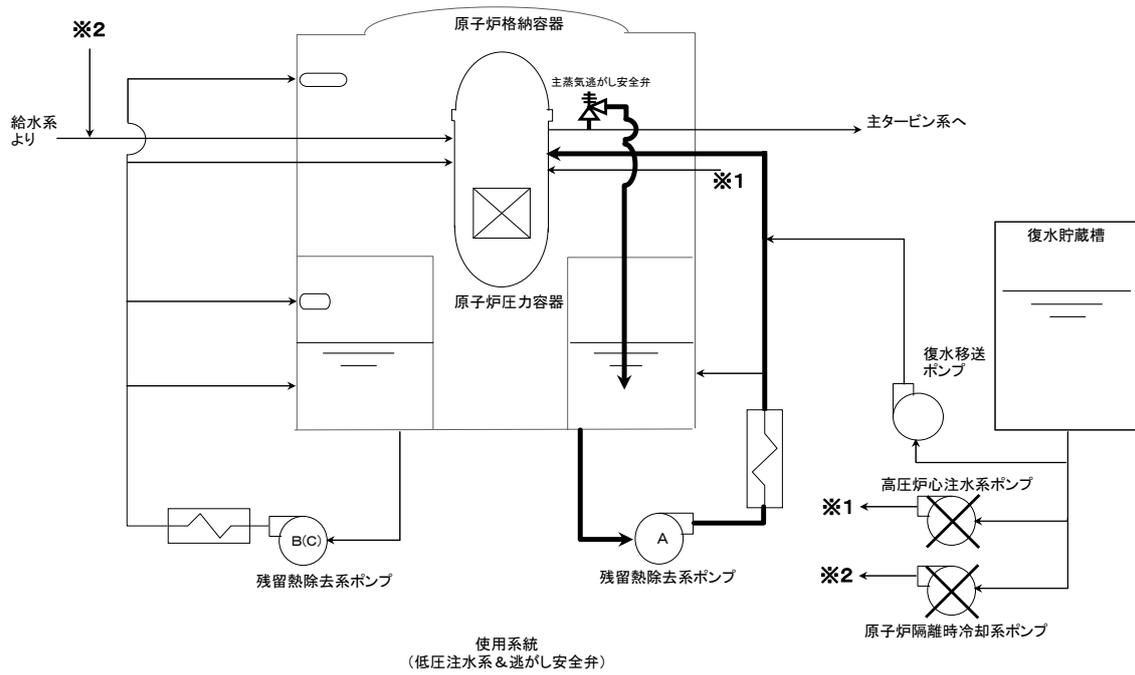


図 2.2.1 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)

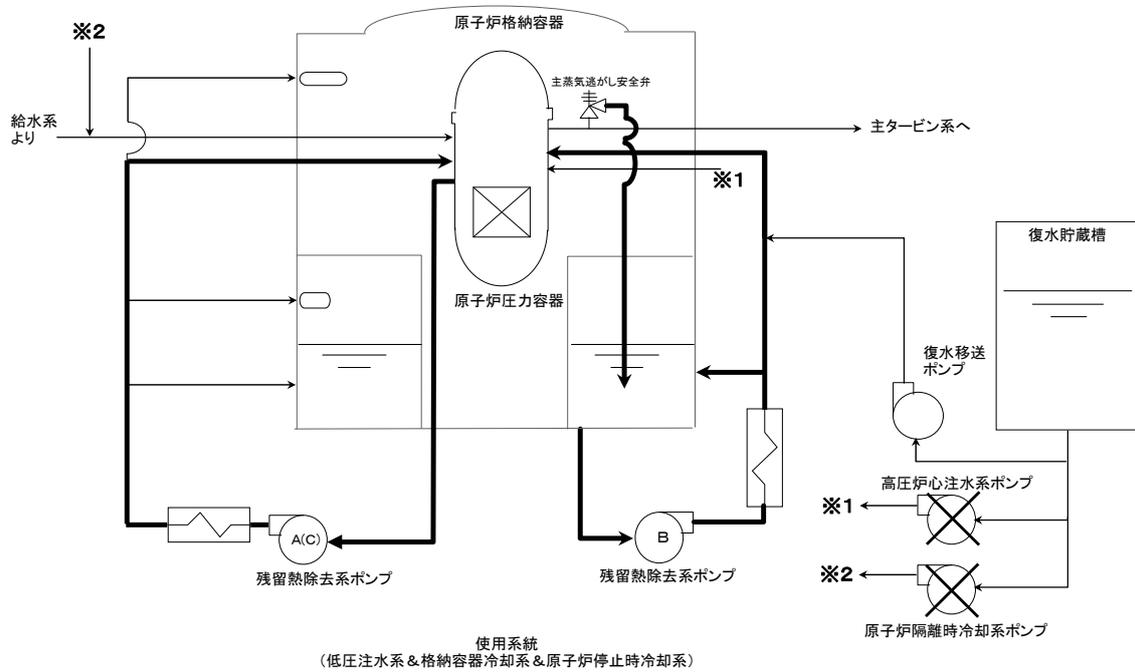


図 2.2.2 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)

高圧注水・減圧機能喪失							経過時間 (分)							経過時間 (時間)					備考						
							10	20	30	40	50	60	10	12	14	18	20								
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	事象発生 原子炉スクラム 約20分 原子炉水位低 (レベル2) 約4分 原子炉水位低 (レベル1.5) 約9分 原子炉水位低 (レベル1) プラント状況判断 約19分 重大事故等時の逃がし安全弁作動回路動作 約22分 原子炉水位TAF到達(※) 約26分 低圧注水系 原子炉注水開始 約33分 原子炉水位TAF回復(※) 約50分 原子炉水位高 (レベル8) 約12時間後 残留熱除去系 停止時冷却モード運転開始																	※シュラウド内水位に基づく時間
	運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																				
状況判断	6号	7号	6号	7号	6号	7号	10分	<ul style="list-style-type: none"> <li>全給水喪失確認</li> <li>原子炉スクラム・タービントリップ確認</li> <li>原子炉隔離時冷却系 自動起動/機能喪失確認</li> <li>高圧炉心注水系 自動起動/機能喪失確認</li> <li>低圧注水系 自動起動確認</li> </ul>																	
高圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>給水系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系 機能回復</li> </ul>																	対応可能な要員により、対応する	
原子炉減圧確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>主蒸気逃がし弁 4弁 自動開放確認</li> </ul>																	適時確認	
低圧注水系 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>低圧注水系 注入弁自動開確認</li> <li>低圧注水系 注入弁操作</li> </ul>																	原子炉水位をL3~L8で維持	RHR (A)
残留熱除去系 S/P冷却モード操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系 試験用調節弁操作</li> </ul>																	S/P冷却モード運転を継続 *2系列停止時冷却モード運転後は適宜原子炉注水実施	RHR (B)
残留熱除去系 停止時冷却モード準備	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>停止時冷却モード ラインアップ</li> <li>パラメータ監視</li> </ul>																	90分	RHR (C)
残留熱除去系 停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>現場移動</li> <li>停止時冷却モード 現場ラインアップ</li> </ul>																	停止時冷却モード運転を継続	RHR (C)
残留熱除去系 停止時冷却モード起動	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系 停止時冷却モード起動</li> <li>原子炉冷却材温度調整</li> </ul>																	停止時冷却モード運転を継続	RHR (C)
低圧注水系から停止時冷却モード切替	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>停止時冷却モード ラインアップ</li> <li>パラメータ監視</li> </ul>																	90分	RHR (A)
残留熱除去系 停止時冷却モード運転	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>現場移動</li> <li>停止時冷却モード 現場ラインアップ</li> </ul>																	停止時冷却モード運転を継続	RHR (A)
残留熱除去系 停止時冷却モード起動	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>残留熱除去系 停止時冷却モード起動</li> <li>原子炉冷却材温度調整</li> </ul>																	停止時冷却モード運転を継続	RHR (A)
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 c,d	0人																				

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.2.3 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

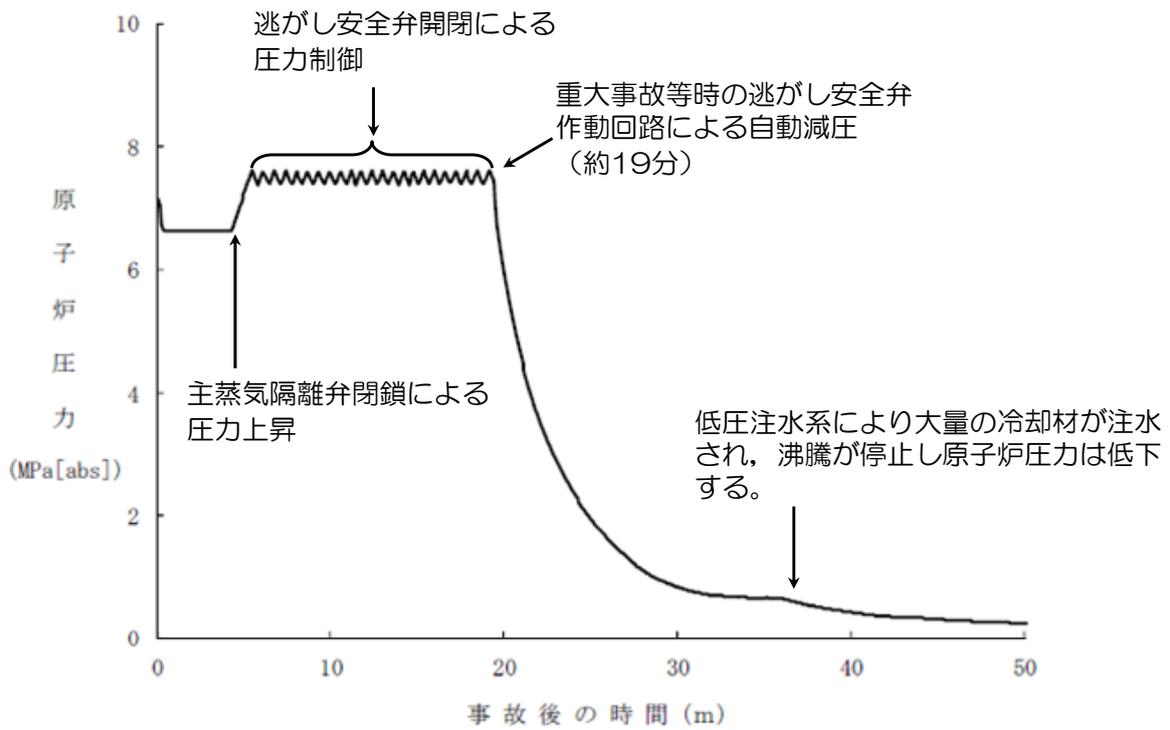


図 2.2.4 原子炉圧力の推移

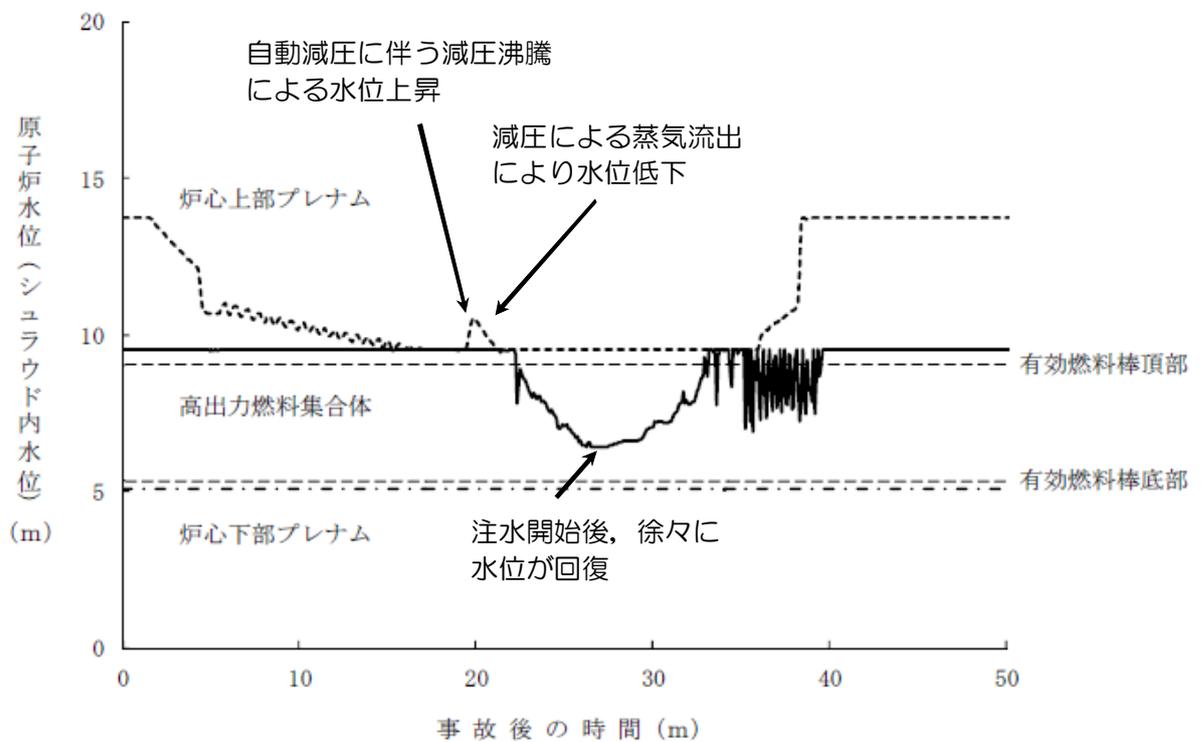


図 2.2.5 原子炉水位の推移

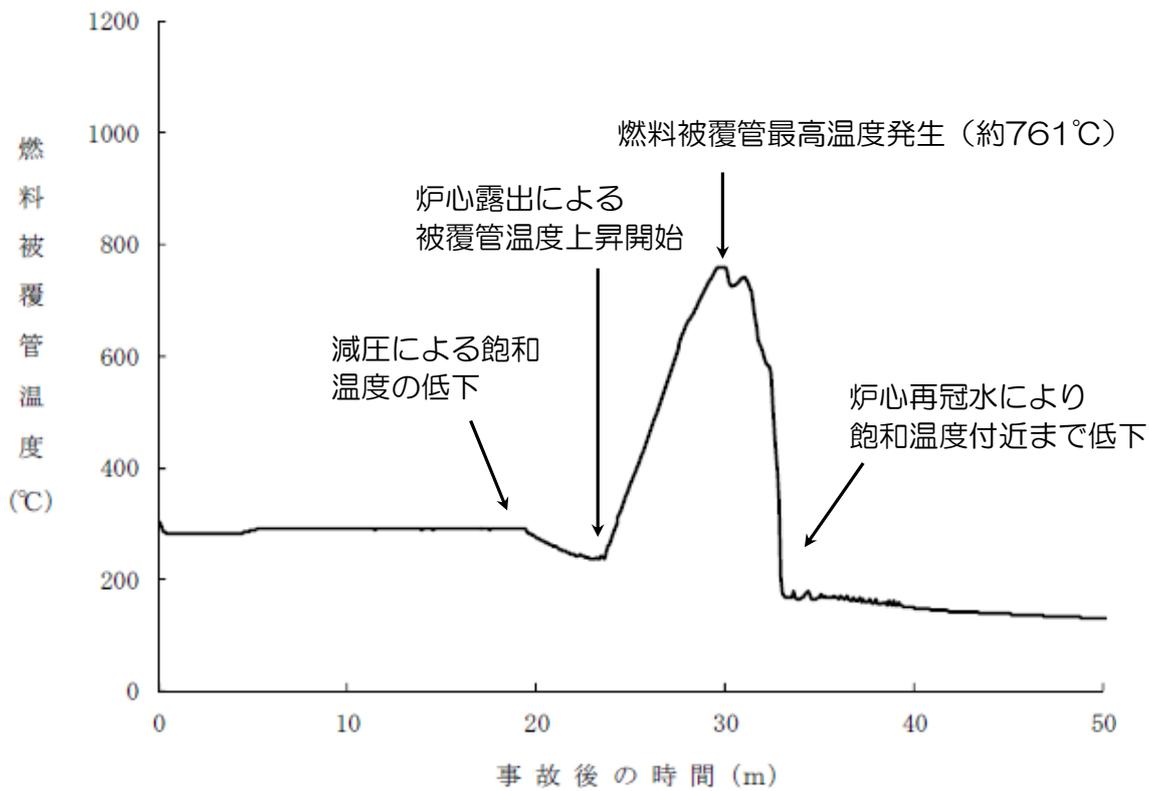


図 2.2.6 燃料被覆管温度の推移

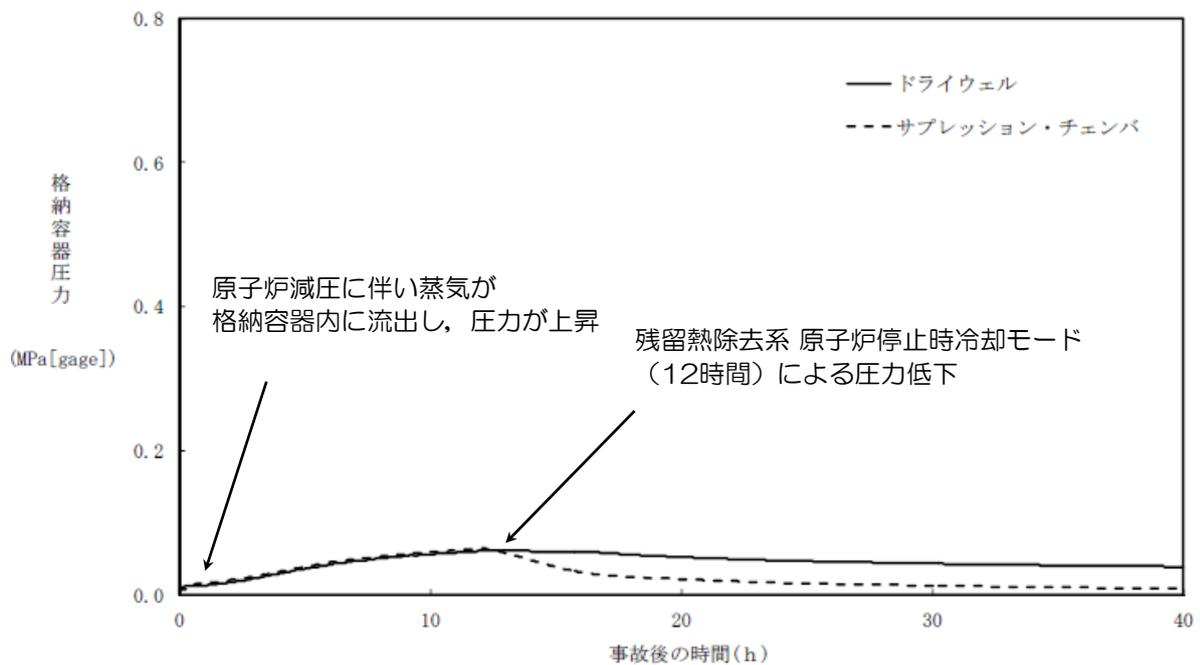


図 2.2.7 格納容器圧力の推移

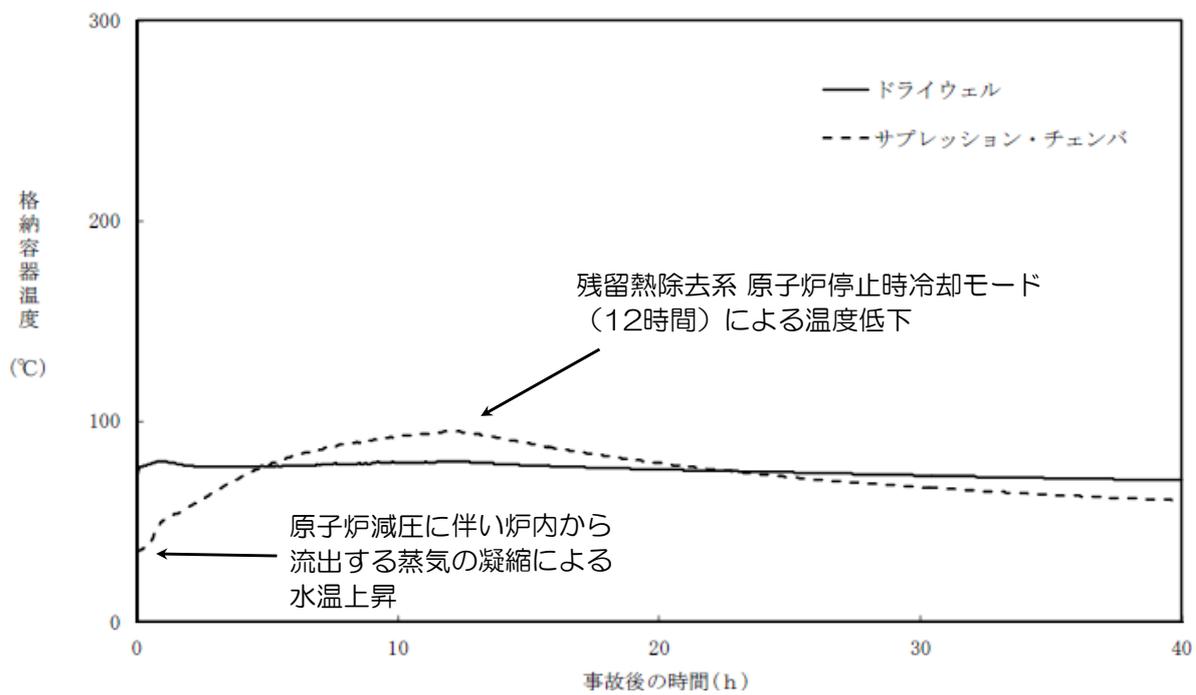


図 2.2.8 格納容器温度の推移

表 2.2.1 高圧注水・減圧機能喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	給水流量全喪失により原子炉水位は急激に低下し、原子炉水位低（レベル3）にて原子炉スクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗、又は、各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。低圧注水系は原子炉水位低（レベル1）にて自動起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計
重大事故等時の逃がし安全弁動作確認	原子炉水位低（レベル1）の10分後及び、残留熱除去系ポンプ運転時に重大事故等時の逃がし安全弁作動回路により、逃がし安全弁4弁が開き、原子炉は急速減圧する。	逃がし安全弁 重大事故等時の逃がし安全弁作動回路	—	原子炉水位計 原子炉圧力計
低圧注水系による原子炉水位回復確認	原子炉圧力が急速減圧により、低圧注水系の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高（レベル8）から原子炉水位低（レベル3）の間で維持する。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位計 原子炉圧力計 残留熱除去系系統流量計
サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	低圧注水系による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	残留熱除去系ポンプ	—	残留熱除去系系統流量計 サプレッション・チェンバ・プール水温度計
原子炉停止時冷却モード運転	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転により、プール水温度が静定することを確認後、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉圧力計 残留熱除去系系統流量計 残留熱除去系熱交換器入口温度計

表 2.2.2 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（1/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転時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	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	内部機器, 構造物体積を除く全体積
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部 : 5,960m <sup>3</sup> 液相部 : 3,580m <sup>3</sup>	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルーサプレッション・ チェンバ間差圧)	—
	サプレッションプール水位	7.05m(NWL)	通常運転時のサプレッションプール水位として設定
	サプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサ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	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定

表 2.2.2 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	全給水流量の喪失が発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を，減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低の信号でトリップするため，炉心冷却上厳しくなる

表 2.2.2 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (3/4)

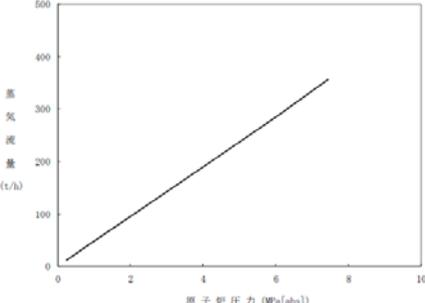
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) (応答時間 : 0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
	逃がし安全弁 (重大事故等時の逃がし安全弁作動回路)	作動時間 : 原子炉水位低 (レベル 1) 到達から 10 分後 作動数 : 4 個 7.51 MPa[gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage] × 4 個, 380 t/h/個	重大事故等時の逃がし安全弁作動回路の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値として設定 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 
	低圧注水系	原子炉水位低 (レベル 1) にて自動起動 954m <sup>3</sup> /h (0.27MPa[dif]において) にて注水	低圧注水系の設計値として設定

表 2.2.2 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（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	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	原子炉水位高(レベル8) 到達時	—
	原子炉停止時冷却モード運転	事象発生から 12 時間後	—

## 2.3 全交流動力電源喪失

### 2.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失」「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗」「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗」「外部電源喪失+直流電源喪失」及び「全交流電源喪失+最終ヒートシンク喪失+直流電源喪失」である。

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

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，全交流動力電源喪失の発生に加えて，安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで，原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始し，炉心の著しい損傷の防止を図る。また，格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱，代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去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「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水手段を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱，代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系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図 2.3.1 から図 2.3.3 示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.3.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける事象発生10時間までの6/7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央監視・指示を行う当直長1名（6/7号炉兼任），当直副長の2名，運転員12名，緊急時対策要員（現場）14名の合計29名である。

また，事象発生10時間以降に追加に必要な要員は，代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員26名である。

必要な要員と作業項目について図2.3.4 に示す。

##### a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失し、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失することにより、所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生するため原子炉スクラムを平均出力領域モニタ等により確認する。

#### b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認

原子炉水位は低下し、事象発生約3分後に原子炉水位低（レベル2）信号が発生し、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を、原子炉隔離時冷却系系統流量計により確認し（※1）、原子炉水位が回復することを原子炉水位計により確認する。

なお、直流電源の喪失あるいは何らかの原因により原子炉隔離時冷却系が起動できない場合は、代替直流電源設備に接続されており、原子炉隔離時冷却系と同等の高圧注水機能を有する高圧代替注水系を用いることにより、原子炉隔離時冷却系を用いる場合と同様、炉心燃料の冠水を維持したまま原子炉水位を回復することができる。

原子炉水位は、原子炉水位高（レベル8）で原子炉注水停止、原子炉水位低（レベル2）で原子炉注水再開することにより維持される。

原子炉隔離時冷却系の水源である復水貯蔵槽への防火水槽からの補給を、事象発生約12時間後から可搬型代替注水ポンプにより実施する（Ⅰ）。合わせて、淡水貯水池から防火水槽への補給も実施する（Ⅱ）。

※1 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転数、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する。

- I ・ 消火系による屋外または屋内消火栓からのCSP補給も実施できる。
  - ・ 屋内消火栓から補給する場合は、可搬型代替注水ポンプと同時に補給することも可能である。
  - ・ 消火系から補給する場合の水源は「ろ過水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプの水源は「防火水槽」の他に「海水」も可能である。
- II ・ 「ろ過水タンク」からの防火水槽補給も実施できる。その際は貯水池からろ過水タンクへの補給も合わせて実施する。

#### c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室において、外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧系統（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備（Ⅲ）、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）（Ⅳ）の準備を開始する。

- Ⅲ ・ 緊急用M/Cが使用できない場合は可搬型代替交流電源設備によるP/C受電を実施する。
  - ・ 常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備による緊急用M/Cを受電する。

(いずれの場合も電源容量により使用できる設備に限られる)

- IV ・消火系を代替注水として使用する場合があるため運転状態について確認する。
- ・恒設設備による原子炉への注水が実施できない場合、低圧代替注水系（可搬型）による注水を実施する。

d. 常設直流電源切替操作

事象発生約 8 時間後に常設直流電源切替(蓄電池 A から蓄電池 A-2 切替)を実施する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作

崩壊熱除去機能が喪失しているため格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を想定し、フィルタ装置水位調整準備として、フィルタ装置排水ラインの水張りを実施する。

事象発生約 16 時間後に格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を格納容器圧力計により確認すると共に、サプレッション・チェンバ・プール水位計により格納容器ベントラインが水没しないこと、及び炉心の損傷がないことを格納容器雰囲気放射線モニタにより確認する。

f. 常設代替直流電源切替操作

事象発生約 19 時間後に 7 号炉、事象発生約 20 時間後に 6 号炉の常設直流電源（蓄電池 A-2）から常設代替直流電源（AM 用蓄電池）への切替を実施する。

g. 常設代替交流電源設備による交流電源供給

事象発生約 24 時間後に常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。

h. サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転

常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系ポンプによるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は残留熱除去系系統流量計及びサプレッション・チェンバ・プール水温度計により確認する。サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始後、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を停止する（※2）。

※2 実際の操作においては、S/P 圧力「13.7 kPa [gage]」以下になるまで格納容器ベント操作を継続するが、電源回復後の残留熱除去系による格納容器冷却を評価するために格納容器ベント操作を停止する。

#### i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給後、事象発生約 25 時間後に低圧代替注水系（常設）2 台起動確認、及び原子炉隔離時冷却系が原子炉水位高（レベル 8）で原子炉注水を停止したことを確認後、主蒸気逃がし安全弁 2 弁により原子炉手動減圧を実施する（※3）。原子炉手動減圧中は原子炉圧力計を監視し、事象発生約 26 時間後に低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始されることを復水補給水流量計（原子炉圧力容器）により確認する（※4）。

原子炉水位は、原子炉水位高（レベル 8）で原子炉注水停止、原子炉水位低（レベル 3）で原子炉注水再開することにより維持される（※5）。

低圧代替注水系（常設）により原子炉水位を維持し、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードによる格納容器冷却を継続する。及び機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後、原子炉は原子炉停止時冷却モードにより冷温停止状態とする。

※3 解析では、原子炉水位レベル 8 で原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認後、原子炉減圧を開始する。また、減圧に伴う原子炉水位低下の際にも原子炉隔離時冷却系の運転は考慮しない。

※4 実際の操作においては、残留熱除去系による原子炉注水も実施するが、残留熱除去系は格納容器冷却を評価しているため、原子炉注水は低圧代替注水系により評価する。

※5 原子炉水位がレベル 3 到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル 8 到達確認後、原子炉注水を停止する。以後、本操作を繰り返す。

### 2.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

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、重大事故等対策として強化した直流電源及び常設代替交流電源設備の有効性評価という観点で「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」を選定した。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である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 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。

#### (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表 2.3.2 に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

##### a. 事故条件

(a) 起因事象

送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流電源を喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源には期待しない。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「タービン蒸気加減弁急速閉」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル2)で自動起動し、182m<sup>3</sup>/h(8.12~1.03MPa [dif] において)の流量で給水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁2個を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系(常設)による原子炉への注水流量

原子炉の減圧後に、最大 300m<sup>3</sup>/h にて原子炉へ注水し、その後は炉心を冠水維持するよう注水する。

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により 14.3kg/s(格納容器圧力 0.31MPa [gage] において)の流量にて、格納容器除熱を実施する。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW (海水温度 30℃において) とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員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24時間使用できないものとし、事象発生後24時間後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」到達した場合に実施する。中央制御室からの遠隔操作を考慮しないため、現場の準備時間として60分間、ベント操作も60分間を考慮している。及びスクラバタンク水位調整準備として60分間を考慮している。

(c) 代替原子炉補機冷却系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転

は、事象発生24時間後に開始する。

(d) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生25時間後に開始する。

(e) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、事象発生25時間後に開始する。

(3) 有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件

(a) 事故発生前の冷却材中の核分裂生成物の量は、I-131等価量で約 $1.3 \times 10^{12}$ Bqに相当するものとする。

(b) 事故発生後、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 $9.9 \times 10^{14}$ Bq、よう素については $6.5 \times 10^{13}$ Bqとする。

(c) 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。

(d) 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素、無機よう素が気相部にキャリ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、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は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へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、ベント開始までの期間について考慮する。

(g) 敷地境界外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 $\gamma$ 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の希ガスの $\gamma$ 線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で、それぞれ計算する。

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

R : 呼吸率 ( $m^3/s$ )

呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、活動時の呼吸率 $0.31m^3/h$ を秒当たりに換算して用いる。

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

$\chi / Q$  : 相対濃度 ( $s/m^3$ )

$Q_I$  : 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)

$$H_\gamma = K \cdot D/Q \cdot Q_\gamma \quad \dots \dots \dots (2)$$

K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数  
( $K=1\text{Sv/Gy}$ )

$D/Q$  : 相対線量(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0.5MeV換算値)

(h) 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度( $\chi/Q$ )は $1.2 \times 10^{-5}$  ( $\text{s/m}^3$ )、相対線量( $D/Q$ )は $1.9 \times 10^{-19}$  (Gy/Bq)とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度( $\chi/Q$ )は $6.2 \times 10^{-6}$  ( $\text{s/m}^3$ )、相対線量( $D/Q$ )は $1.2 \times 10^{-19}$  (Gy/Bq)とする。

(i) サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は10とし、格納容器圧力逃がし装置による除染係数は1,000とする。

(添付資料 2.3.1)

#### (4) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位<sup>\*</sup>、燃料被覆管温度の原子炉パラメータの変化を図2.3.5から図2.3.7に、格納容器圧力、格納容器温度の格納容器パラメータの変化を図2.3.8から図2.3.9に示す。

##### a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉で原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して水位は維持される。

常設直流電源は、負荷切り離しを行わずに8時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源供給を行えるものとする。この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低(レベル2)での自動起動及び原子炉水位高(レベル8)でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。

(添付資料 2.3.2, 添付資料 2.3.3)

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、原子炉の減圧及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉の減圧は、逃がし安全弁2弁により手動操作にて実施する。減圧を開始すると、冷

却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると回復し、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持される。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉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、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、事象発生から約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。なお、格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、10m に至ることもなく、ベントライン（約 17m）に対して、十分に余裕がある。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うものとする。

※SAFER により計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示している。

ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であり、解析結果として示した原子炉水位の図と一致はしない。

シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。

(添付資料 2.3.4)

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 2.3.7 に示すとおり、初期値を上回ることなく、 $1,200^{\circ}\text{C}$  以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1% 以下であり、15% 以下となる。

原子炉圧力は図 2.3.5 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約  $7.52\text{MPa}[\text{gage}]$  以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約  $0.3\text{MPa}$ ）を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍 ( $10.34\text{MPa}[\text{gage}]$ ) を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉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、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器圧力逃がし装置等による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  $0.31\text{MPa}[\text{gage}]$  及び約  $142^{\circ}\text{C}$  に抑えられる。

図 2.3.6 に示すとおり、原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施することにより安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.3.5)

サブプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器圧力逃がし装置によるベ

ント時の敷地境界外での実効線量の評価結果は約  $4.2 \times 10^{-2} \text{mSv}$  であり、5mSv を下回る。また、サプレッション・チェンバのラインを経由した場合の耐圧強化ベント系によるベント時の敷地境界外での実効線量の評価結果は約  $4.9 \times 10^{-2} \text{mSv}$  であり、5mSv を下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

### 2.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

### 2.3.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要要員及び事象発生10時間以降に必要な参集要員は、「2.3.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおりそれぞれ29名、26名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51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「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）による炉心注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約4,600 $\text{m}^3$ の水が必要となる。復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約19,700 $\text{m}^3$ の水を保有しており、12時間以降に可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。

(添付資料 2.3.6)

##### 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859,320Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約6,048Lの軽油が必要となり、また、代替原子炉補機冷却設備専用の電源車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約36,960Lの軽油が必要となる。（合計 約902,328L）

6号炉及び7号炉の各軽油タンク及び地下軽油タンクで合計約2,184,000L（発電所内で約5,344,000L）の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却設備の運転について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.3.7)

### c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約1,532kW、7号炉で約1,584kW必要となるが、給電容量である3,600kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.8)

### 2.3.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、全交流動力電源喪失の発生後、安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系を用いた原子炉注水、長期対策として低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の中から選定した重要事故シーケンスに対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。また、直流電源の喪失あるいは何らかの原因により原子炉隔離時冷却系が起動できない場合は、高圧代替注水系を用いることにより、炉心燃料の冠水を維持したまま原子炉水位を回復し、その後は格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を実施することにより、炉心損傷を防止することができる。この場合の事象進展は、全交流電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)と同様となる。これらを以って事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。

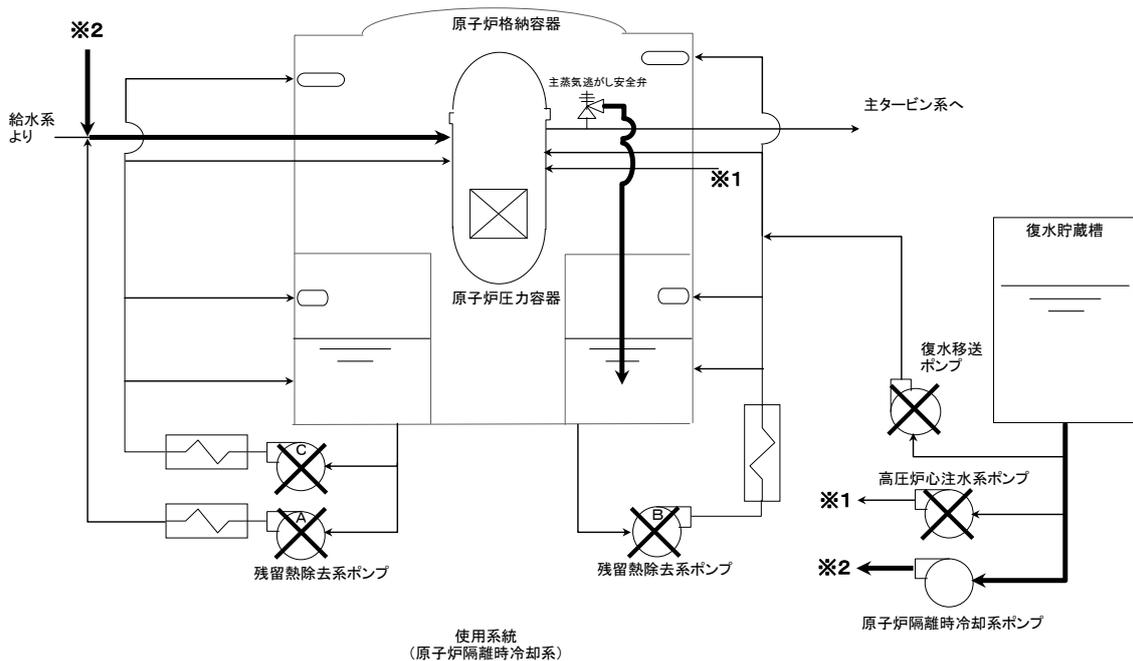


図 2.3.1 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図(1/3)

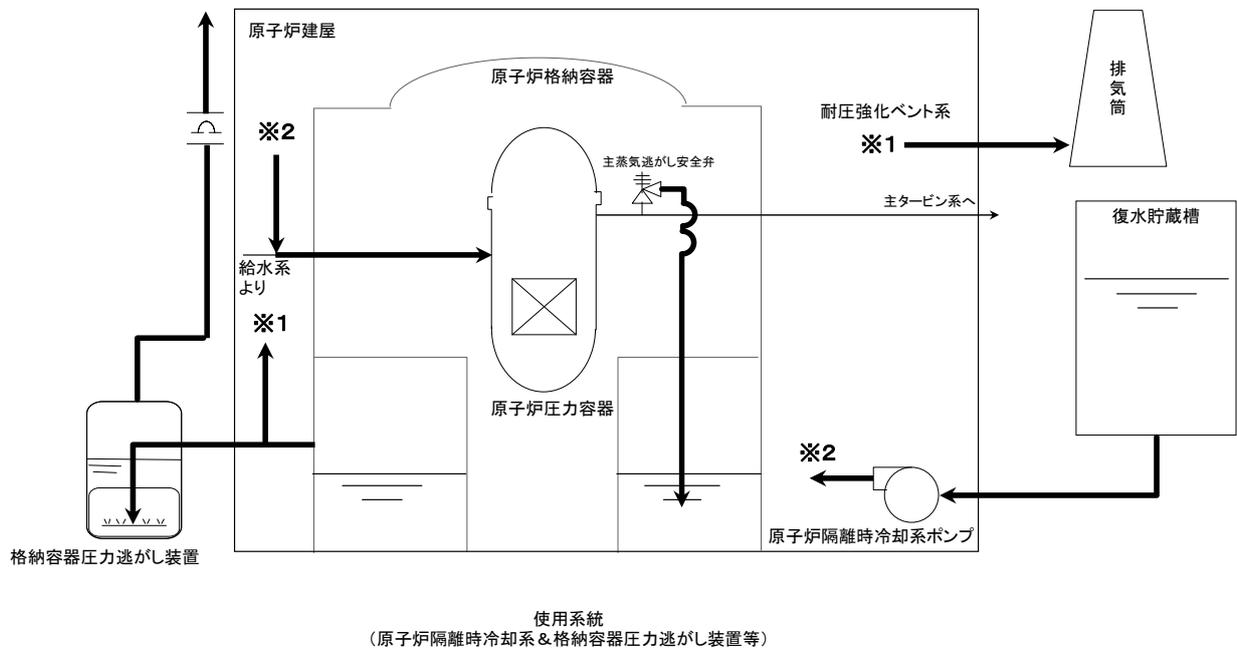


図 2.3.2 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図(2/3)

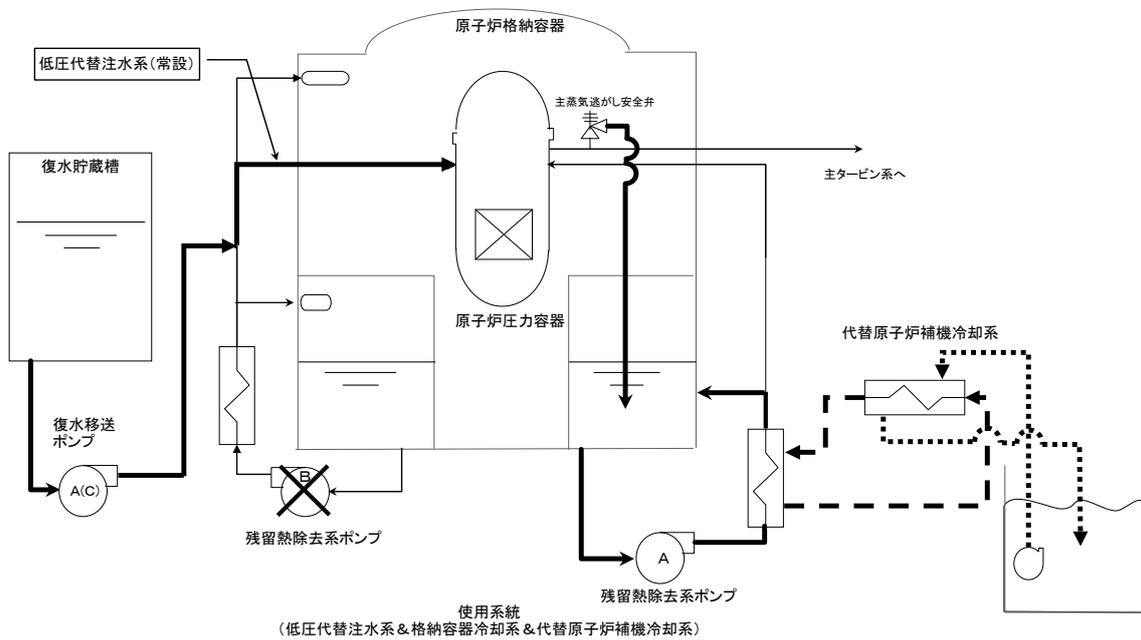


図 2.3.3 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図(3/3)



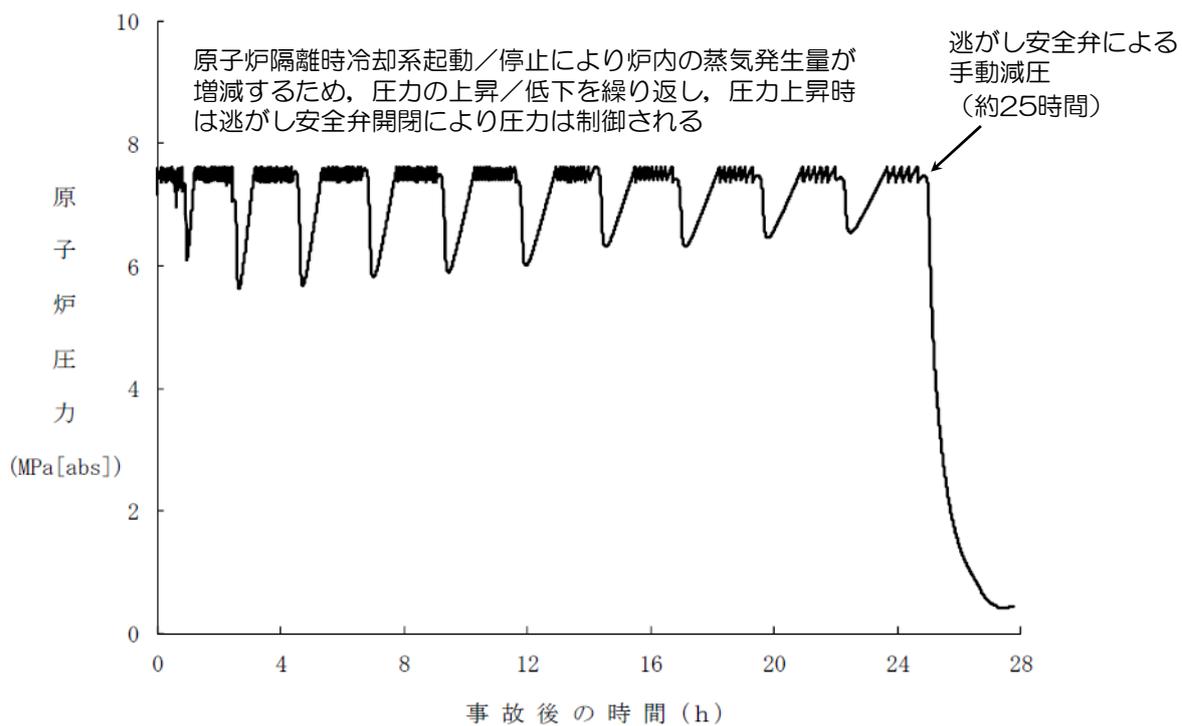


図 2.3.5 原子炉圧力の推移

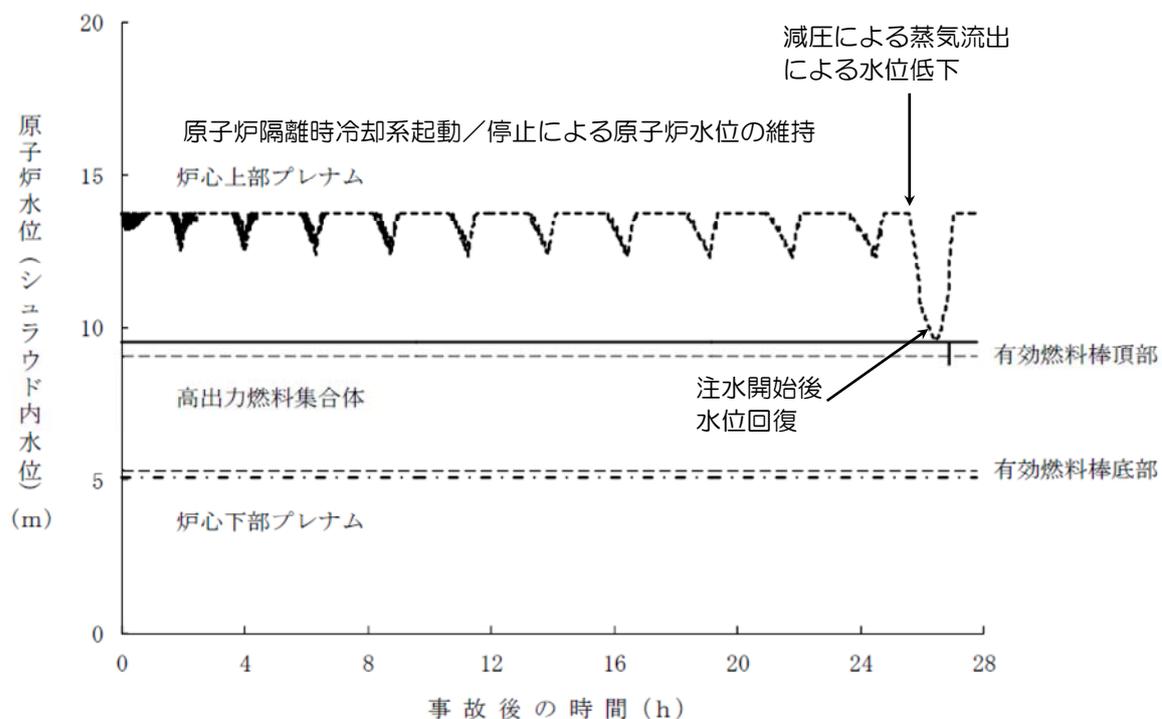


図 2.3.6 原子炉水位の推移

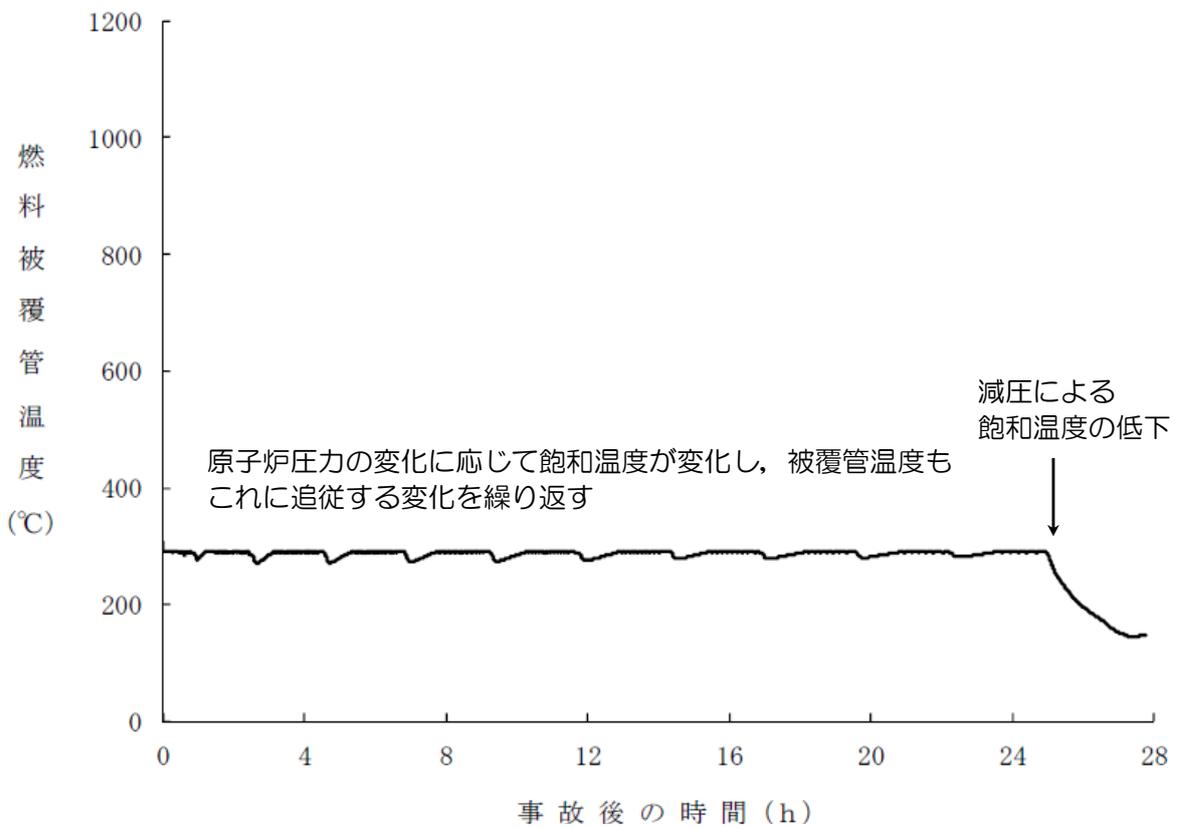


図 2.3.7 燃料被覆管温度の推移

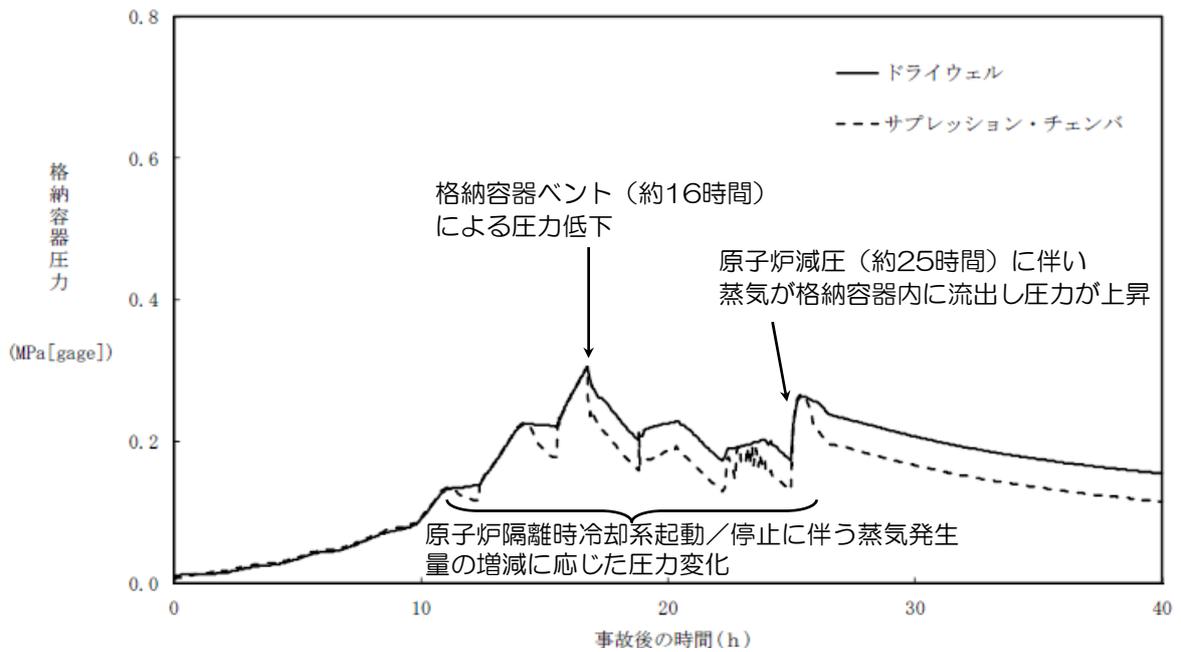


図 2.3.8 格納容器圧力の推移

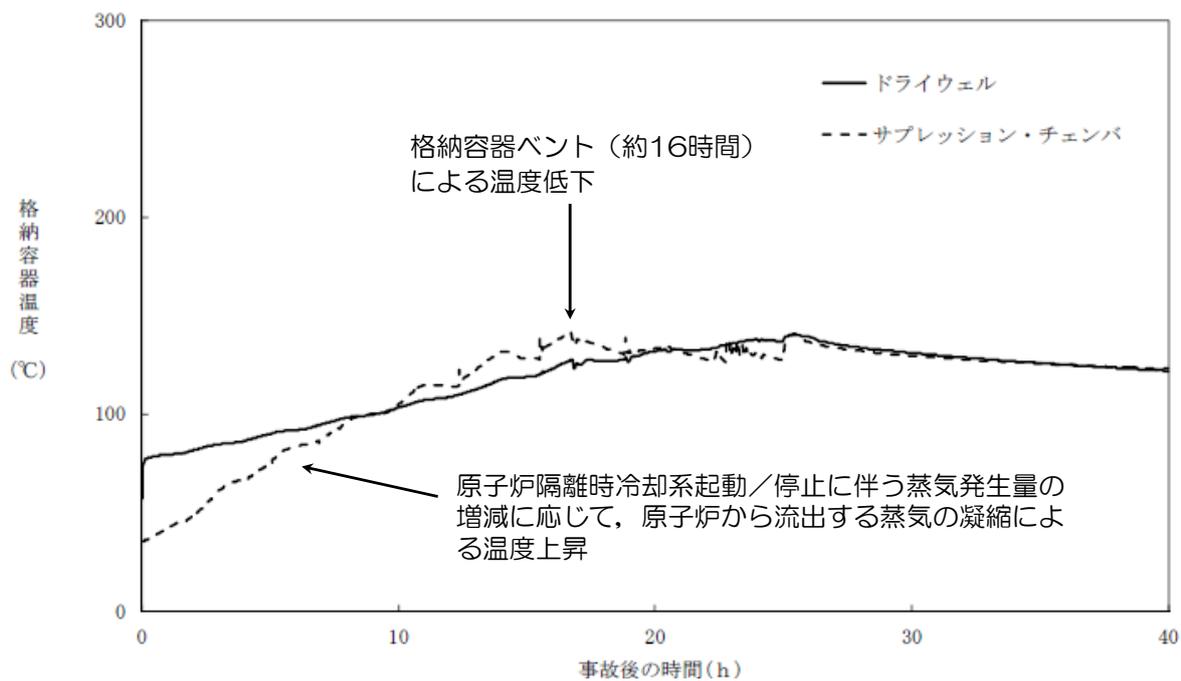


図 2.3.9 格納容器温度の推移

表 2.3.1 全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について

判断及び操作	操作	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、タービン加減弁急速閉信号が発生し、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系系統流量計
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	格納容器圧力が「0.31MPa [gage]」に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力計 格納容器内雰囲気放射線レベル計 サプレッション・チェンバ・プール 水位計
サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉 補機冷却系	残留熱除去系系統流量計 サプレッション・チェンバ・プール 水温計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、逃がし安全弁 2 弁による手動減圧を行い、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	—	原子炉圧力計 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）

表 2.3.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失）（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転時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	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱 (燃焼度 33GWd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m <sup>3</sup>	内部機器, 構造物体積を除く全体積
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5,960m <sup>3</sup> 液相部：3,580m <sup>3</sup>	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧)	-
	サプレッションプール水位	7.05m(NWL)	通常運転時のサプレッションプール水位として設定

表 2.3.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失）（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサ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	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

表 2.3.2 主要解析条件 (全交流動力電源喪失) (3/5)

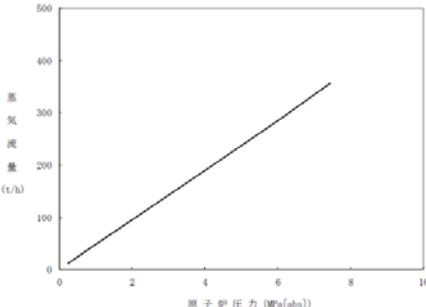
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間 : 0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動 起動 182m <sup>3</sup> /h(8.12~1.03MPa [dif] において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
	逃がし安全弁	2 個 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 

表 2.3.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失）（4/5）

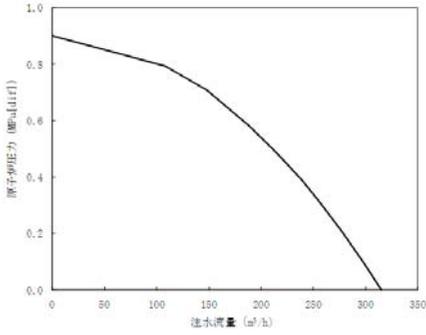
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低压代替注水系（常設）	最大 300m <sup>3</sup> /h で注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系	130m <sup>3</sup> /h にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	14.3kg/s の流量にて除熱	-
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

表 2.3.2 主要解析条件（全交流動力電源喪失）（5/5）

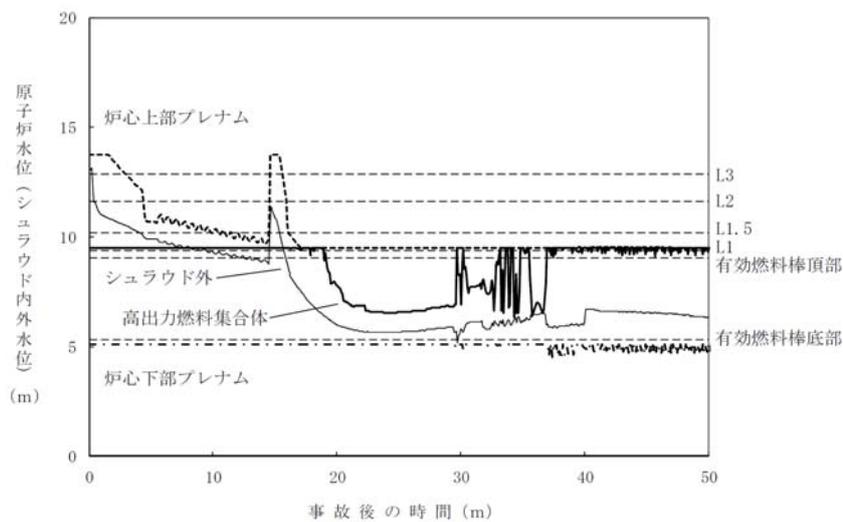
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	-
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
	代替原子炉補機冷却系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 25 時間後	運転操作手順書，訓練実績を踏まえて設定
	逃がし安全弁による手動原子炉減圧	事象発生 25 時間後	運転操作手順書，訓練実績を踏まえて設定

シュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位について（高圧・低圧注水機能喪失）

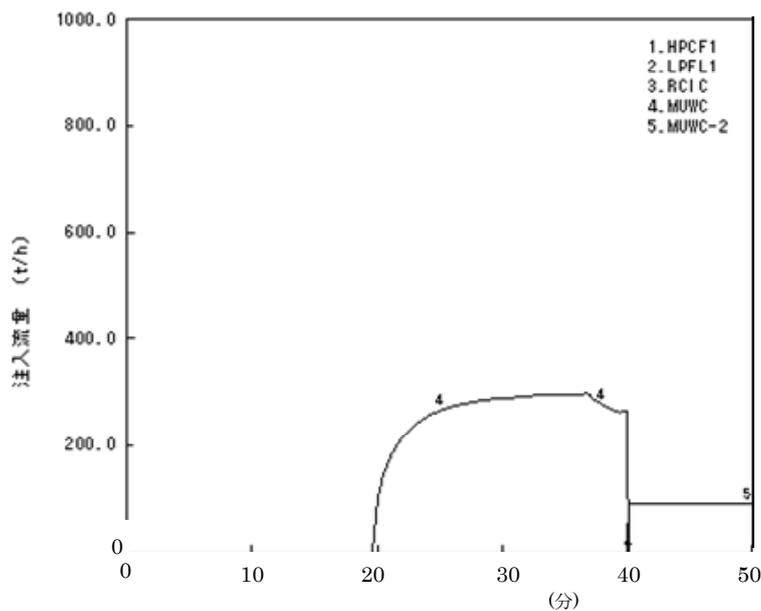
SAFERにより計算される原子炉水位の時間経過推移のグラフは、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示している。

ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であり、解析結果として示した原子炉水位の図と一致はしない。

下図に「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンスにおけるシュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位及び注水流量を示す。



原子炉水位の推移



注水流量の推移

## 安定停止状態について

高圧・低圧注水機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.1.5 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について

図 2.1.7 に示すとおり、格納容器圧力 0.31MPa[gage]に到達後、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約 18 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

## 7 日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

## ○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700 m<sup>3</sup>  
 淡水貯水池：約18,000m<sup>3</sup>

## ○水使用パターン

①低圧代替注水系（常設）による原子炉注水  
 事象発生後、炉心冠水までは定格流量で注水する。  
 冠水後は、原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位  
 低（レベル3）の範囲で注水する。（約90m<sup>3</sup>/h）

②代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ  
 格納容器スプレイは、格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に  
 開始し、原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）  
 までの間、格納容器スプレイを実施する。（130m<sup>3</sup>/h）

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

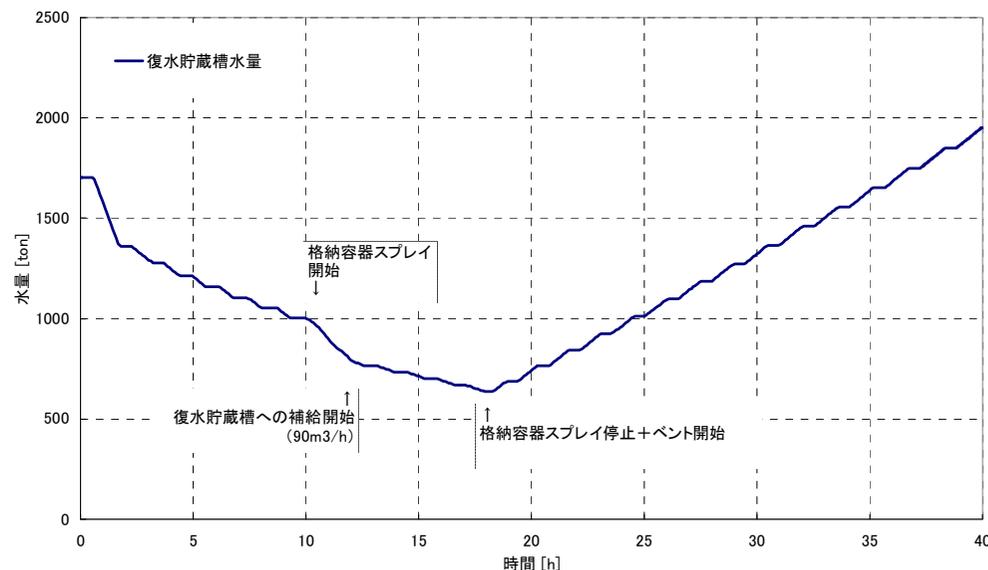
12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。  
 防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて90m<sup>3</sup>/hで復水貯蔵槽へ移送する。

## ○時間評価（右上図）

12時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。12時間後からは、復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。その後、格納容器ベントと同時にスプレイを停止し、崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復する。

## ○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6/7号炉のそれぞれで約5,100 m<sup>3</sup>必要となるが、復水貯蔵槽及び淡水貯水池、合計で約19,700m<sup>3</sup>保有することから必要水量は確保されている。



7 日間における燃料の対応（高圧・低圧注水機能喪失）

プラント状況：6, 7 号機運転中。 1～5 号機停止中。

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

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

号機	時系列		合計	判定
7 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 757,008L</b>	7 号機軽油タンク容量は <b>約 1,020,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	CSP 給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L	非常用 D/G 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7 日×3 台=750,960L		
6 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 757,008L</b>	6 号機軽油タンク容量は <b>約 1,020,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	CSP 給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6,048L	非常用 D/G 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7 日×3 台=750,960L		
1 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	1 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D/G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
2 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	2 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D/G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
3 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	3 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D/G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
4 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	4 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D/G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
5 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	5 号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D/G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7 日×2 台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 70,896L</b>	1～7 号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量（合計）は <b>約 673,264L</b> であり、 7 日間対応可能。
	免震棟 GTG 1 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 395L/h×24h×7 日=66,360L MP 用仮設発電機 3 台起動。（燃費は保守的に最大負荷時を想定） 9L/h×24h×7 日×3 台=4,536L			

※1 事故収束に必要な D/G は 2 台で足りるが、保守的に D/G 3 台を起動させて評価した。

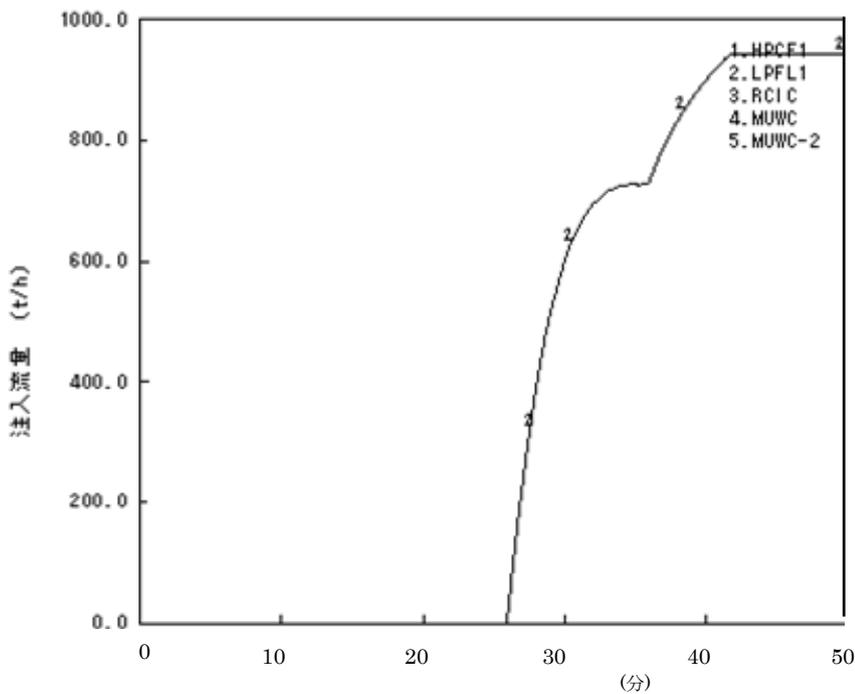
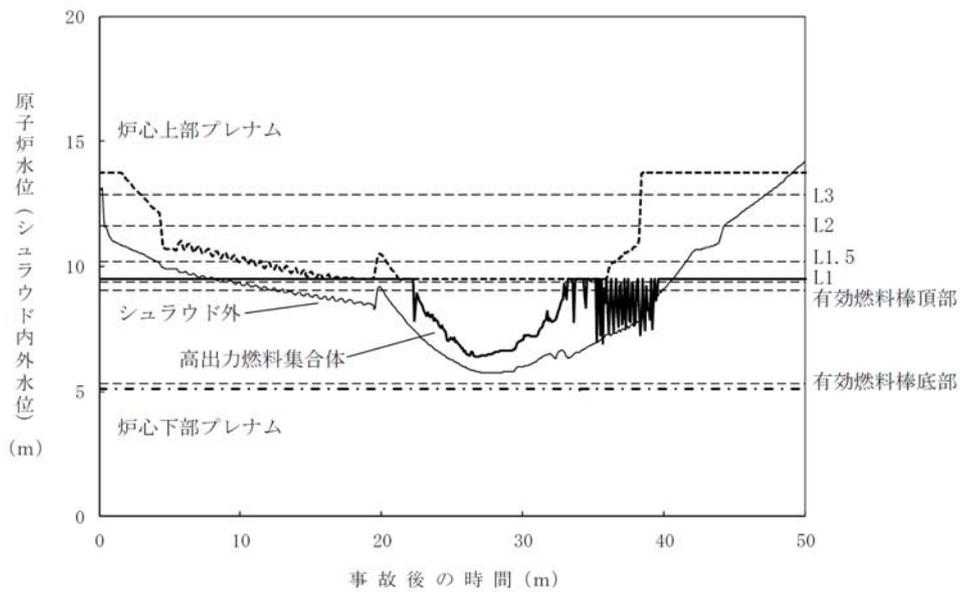
※2 事故収束に必要な D/G は 1 台で足りるが、保守的に D/G 2 台を起動させて評価した。

シュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位について（高圧注水・減圧機能喪失）

SAFERにより計算される原子炉水位の時間経過推移のグラフは、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示している。

ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であり、解析結果として示した原子炉水位の図と一致はしない。

下図に「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンスにおけるシュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位及び注水流量を示す。



注水流量の推移

安定停止状態について

高压注水・減圧機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.2.5 に示すとおり、低圧注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

残留熱除去系による除熱での安定状態の維持について

図 2.2.7 に示すとおり、残留熱除去系による除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約 12 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

7 日間における燃料の対応（高圧注水・減圧機能喪失）

プラント状況：6，7号機運転中。 1～5号機停止中。

事象：高圧注水・減圧機能喪失は6，7号機を想定。

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

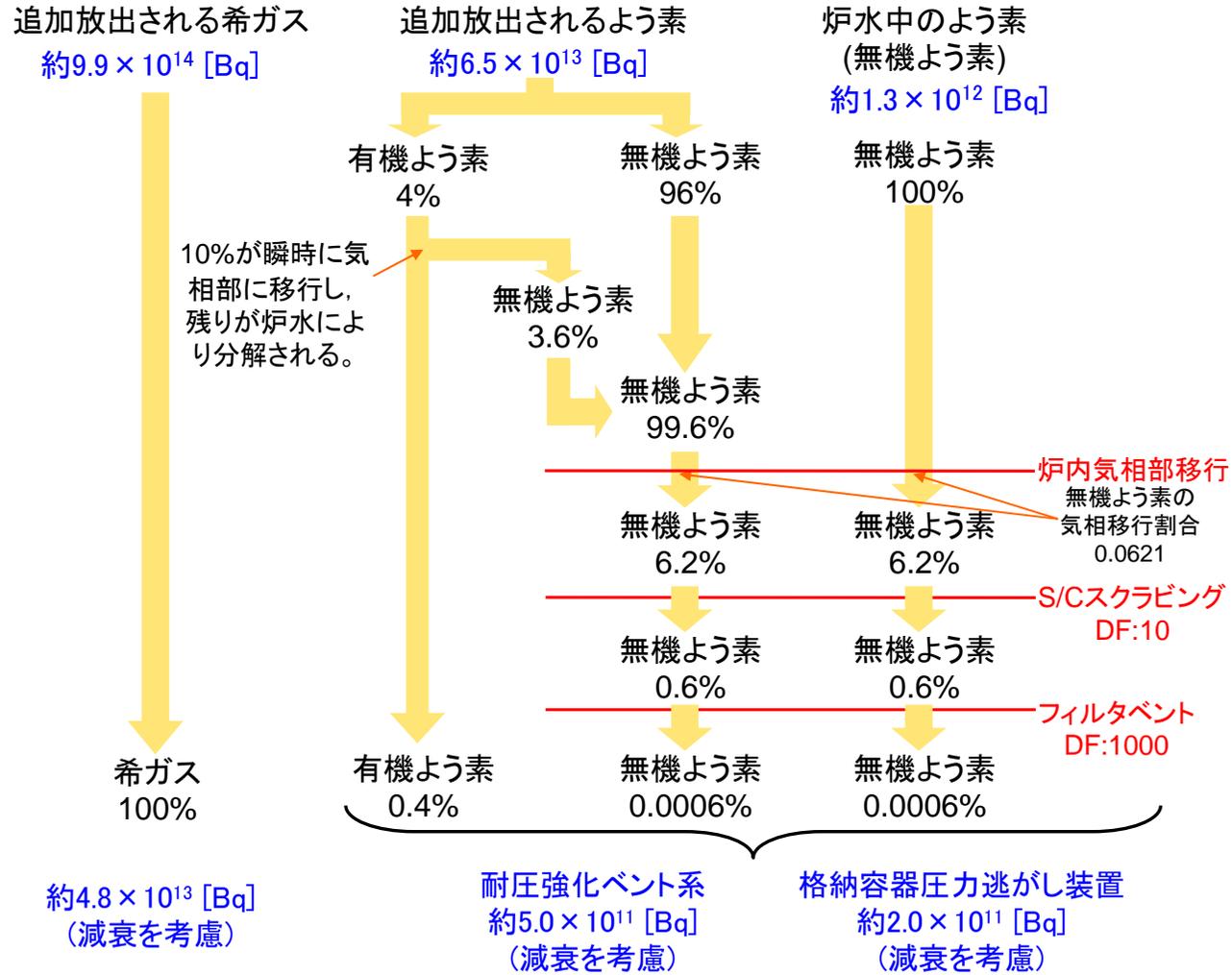
号機	時系列	合計	判定
7号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 750,960L</b>	7号機軽油タンク容量は <b>約 1,020,000L</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用D/G 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
6号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 750,960L</b>	6号機軽油タンク容量は <b>約 1,020,000L</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用D/G 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
1号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	1号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用D/G 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
2号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	2号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用D/G 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
3号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	3号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用D/G 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
4号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	4号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用D/G 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
5号機	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 631,344L</b>	5号機軽油タンク容量は <b>約 632,000L</b> であり、 7日間対応可能。
	非常用D/G 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L		
その他	事象発生直後～事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 <b>約 70,896L</b>	1～7号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は <b>約 685,360L</b> であり、 7日間対応可能。
	免震棟G T G 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L MP用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L		

※1 事故収束に必要なD/Gは2台で足りるが、保守的にD/G3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なD/Gは1台で足りるが、保守的にD/G2台を起動させて評価した。



核分裂生成物の環境中への放出について



添 2.3.1-2

### 蓄電池による給電時間評価結果について（6号炉）

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統，常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 6A に接続されており，非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A より給電される。重大事故時には，同蓄電池からの電源供給により，原子炉隔離時冷却系が起動し，原子炉への注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に，負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 6A-2 に切り替え 12 時間稼働する。その後，電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切り替え，4 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 5,997Ah，直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 3,962Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,571Ah であることに対し，蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 6A で約 6,000Ah，直流 125V 蓄電池 6A-2 で約 4,000Ah，AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから，電源供給開始から 24 時間にわたって重大事故時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

#### (1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 6A

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所

名称：直流 125V 蓄電池 6A-2

型式：鉛蓄電池

容量：約 4,000Ah

設置場所

#### (2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 3,000Ah

設置場所

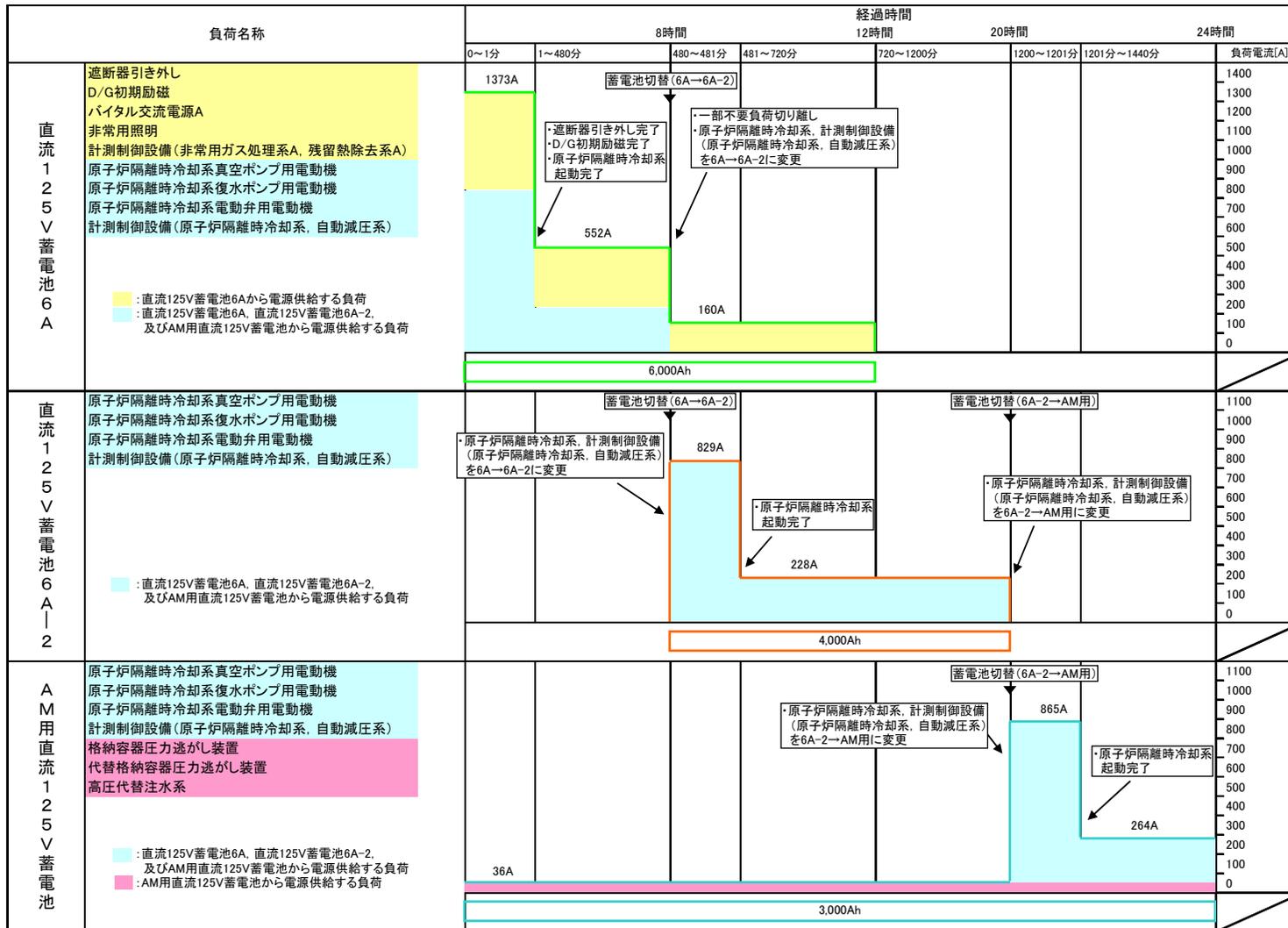


図 2.3.2.1 直流 125V 蓄電池 6A, 6A-2, AM 用直流 125V 蓄電池 負荷曲線

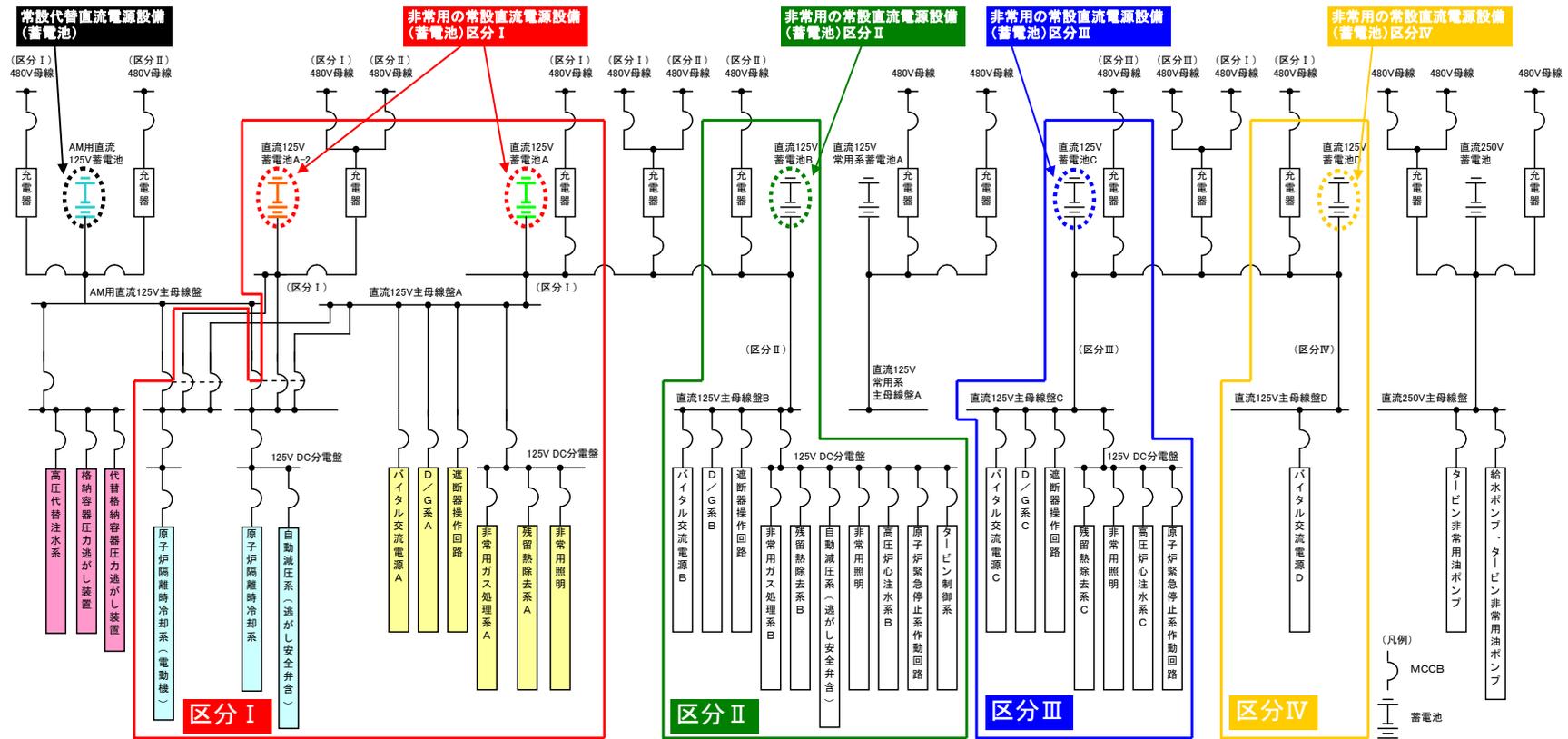


図 2.3.2.2 直流電源単線結線図 (6号炉)

### 蓄電池による給電時間評価結果について（7号炉）

非常用の常設直流電源設備として直流 125V 蓄電池 4 系統、常設代替直流電源設備として直流 125V 蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転操作に係る負荷は直流 125V 主母線盤 7A に接続されており、非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A より給電される。重大事故時には、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉への注水が行われる。電源供給開始から 8 時間後に、負荷制限を実施して電源を非常用の常設直流電源設備である直流 125V 蓄電池 7A-2 に切り替え 11 時間稼働する。その後、電源を常設代替直流電源設備である AM 用直流 125V 蓄電池に切り替え、5 時間稼働する。

上記運転方法に必要な負荷容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 5,995Ah、直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 3,795Ah、AM 用直流 125V 蓄電池で約 2,757Ah であることに対し、蓄電池容量が直流 125V 蓄電池 7A で約 6,000Ah、直流 125V 蓄電池 7A-2 で約 4,000Ah、AM 用直流 125V 蓄電池で約 3,000Ah であることから、電源供給開始から 24 時間にわたって重大事故時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

(1) 非常用の常設直流電源設備仕様

名称：直流 125V 蓄電池 7A

型式：鉛蓄電池

容量：約 6,000Ah

設置場所：

名称：直流 125V 蓄電池 7A-2

型式：鉛蓄電池

容量：約 4,000Ah

設置場所：

(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：AM 用直流 125V 蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約 3,000Ah

設置場所：

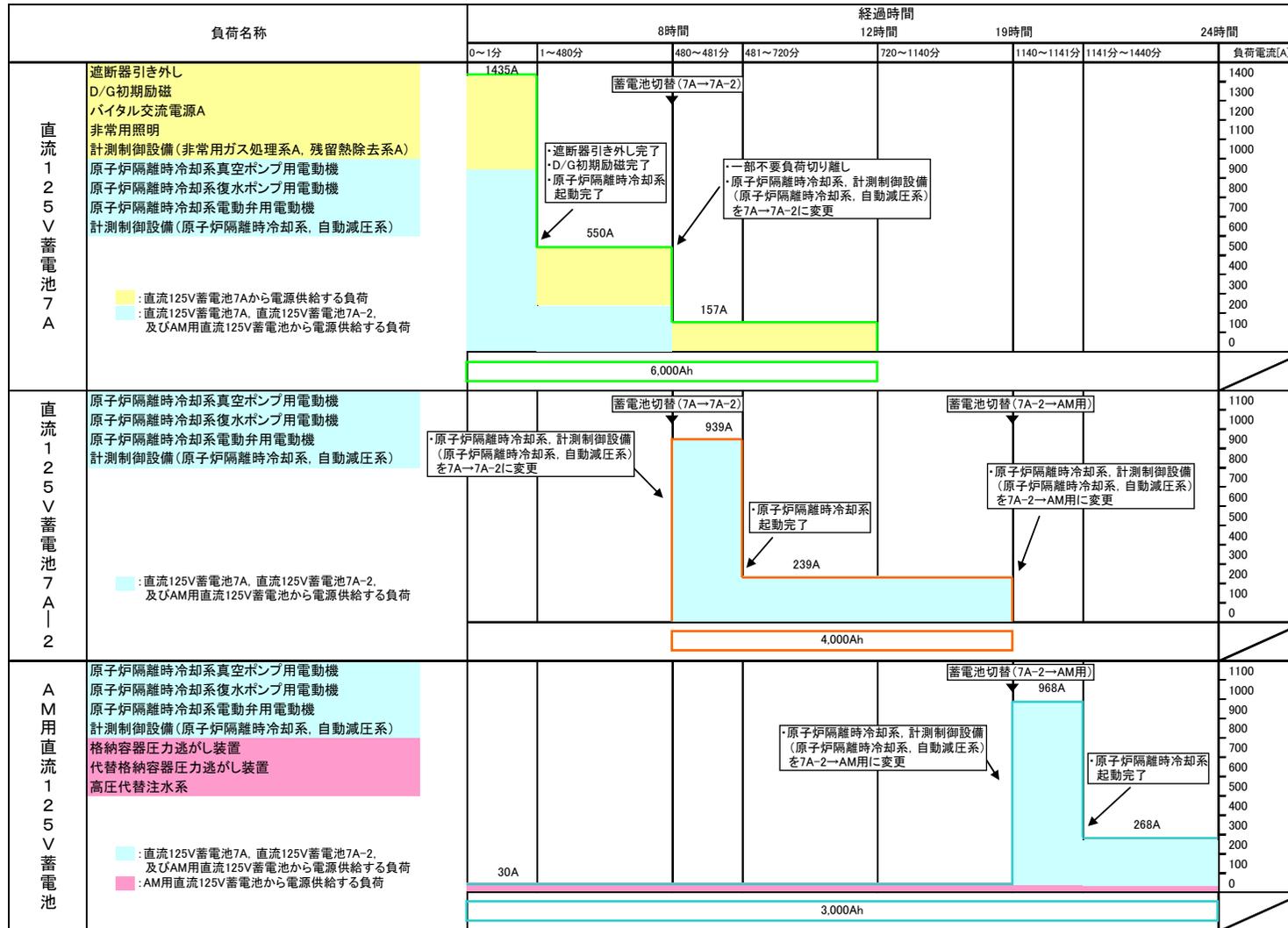


図 2.3.2.3 直流 125V 蓄電池 7A, 7A-2, AM用直流 125V 蓄電池 負荷曲線



## 全交流動力電源喪失時における RCIC の 24 時間継続運転が 可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失(SBO)時において、交流電源が喪失している 24 時間の間、原子炉隔離時冷却系(RCIC)を用いた原子炉注水に期待している。

事故時には直流電源の容量以外にも S/C の水温・圧力上昇や中央制御室・RCIC 室温度上昇が RCIC の継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した (表 参照)。

表に記載したそれぞれの要因は RCIC の 24 時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待することは妥当と考える。

以 上

表 RCIC 継続運転の評価 (1 / 2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/P 水温上昇	S/P 水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は CSP であるが、LOCA 信号(L1.5 又は D/W 圧力高)かつ S/P 水位高信号の入力により、第二水源である S/P に水源が切り替わる。一方で、SBO 時には S/P 水の冷却ができず、水温上昇が想定されるため、水源については運転員による中央制御室からの遠隔操作により再度 CSP に切り替えることとなる。したがって、 <u>S/P 水温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u> なお、CSP は貯水池の水を消防車等により補給するため水源が枯渇することはない。
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため、S/C 圧力 0.34 MPa(gage)にて、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から約 16 時間後 (最大圧力である炉心損傷前ベント直前) の S/C 圧力は約 0.31MPa(gage)であり、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、 <u>S/C 圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>
中央制御室温上昇	中央制御室の RCIC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。SBO では換気空調系が停止するため、中央制御室の室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約 38℃(補足資料 参照)と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃ <sup>※1</sup> を下回る。したがって、 <u>中央制御室の室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>

※1 使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

表 RCIC 継続運転の評価 (2 / 2)

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
RCIC 室温上昇	<p>RCIC の電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、24 時間後では 66℃を想定している。SBO では換気空調系が停止しているため、RCIC 室温が 66℃を超える可能性が考えられる。</p>	<p>RCIC 室内の発熱と RCIC 室部屋の放熱・吸熱の熱バランスから、換気空調系停止後の RCIC 室の最高温度は約 54℃(補足資料 参照)と評価され、RCIC 系の設計上想定している環境温度の上限値である 66℃を下回る。したがって、<u>RCIC 室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u></p> <p>なお、RCICタービン軸受けからの蒸気漏洩を防止しているバロメトリック・コンデンサは SBO時であっても直流電源により機能維持されるため、蒸気漏洩についても問題とならない。</p> <p>また、直流電源喪失時におけるRCIC運転についても福島第一2号機での実績※2より、運転員が地震発生12時間後RCIC室に入室出来ていたことや3月13日の計器点検で原子炉建屋に入域できたことが確認されているため、軸受けから原子炉建屋への大量の蒸気の漏洩により、RCICの継続運転や現場作業が困難になることはないと考えられる。</p>

※2 福島原子力事故調査報告書 別紙2 「福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における対応状況について (平成 24 年 6 月版)」

## 全交流動力電源喪失時におけるRCIC室・ 中央制御室の温度上昇について

### 1. 温度上昇の評価

#### (1) 評価の流れ

SBO時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図 参照）。

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。

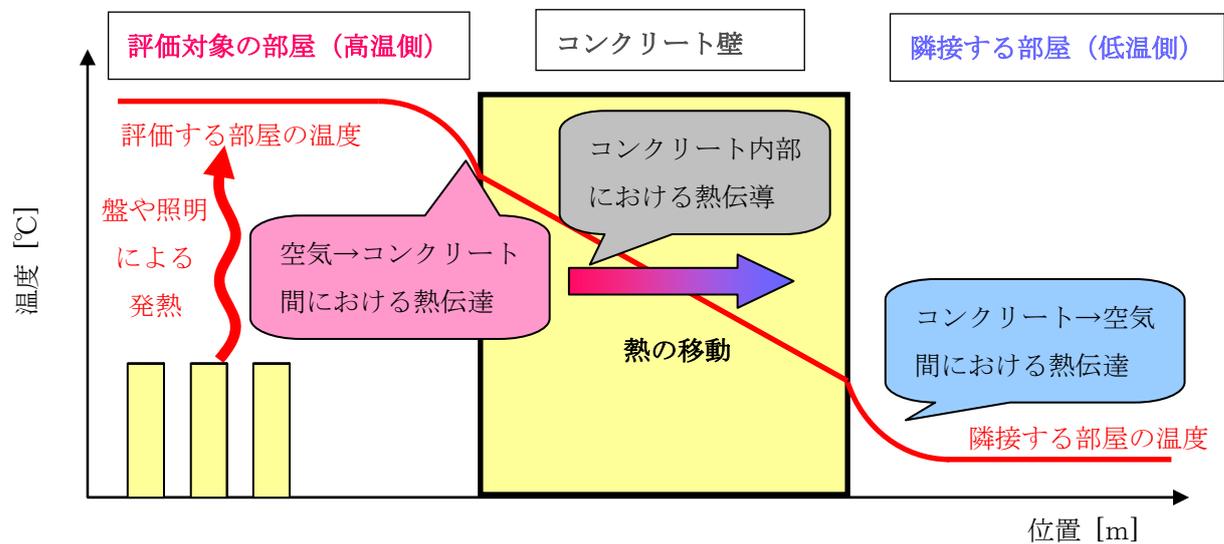


図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
  - : 一般エリア 40℃
  - 屋外 32℃(夏期設計外気温)
  - S/C 138℃(有効性評価 SBO時の最高温度)
  - 地中 18℃
- ・壁－空気の熱伝達率： W/m<sup>2</sup>℃(無換気状態)[出典：空気調和衛生工学便覧]
- ・コンクリート熱伝導率： W/m℃[出典：空気調和衛生工学便覧]

表 評価する部屋の条件(6号機の場合)

	中央制御室	RCIC室
発熱負荷[W]		
容積[m <sup>3</sup> ]		
熱容量[kJ/℃]		
初期温度[℃]		

(3) 評価結果

全交流電源喪失(SBO)時において、事故後24時間のRCIC室最高温度は約54℃、中央制御室の最大温度は約38℃となり、設計で考慮している温度を超過しないため、RCIC運転継続に与える影響はない。

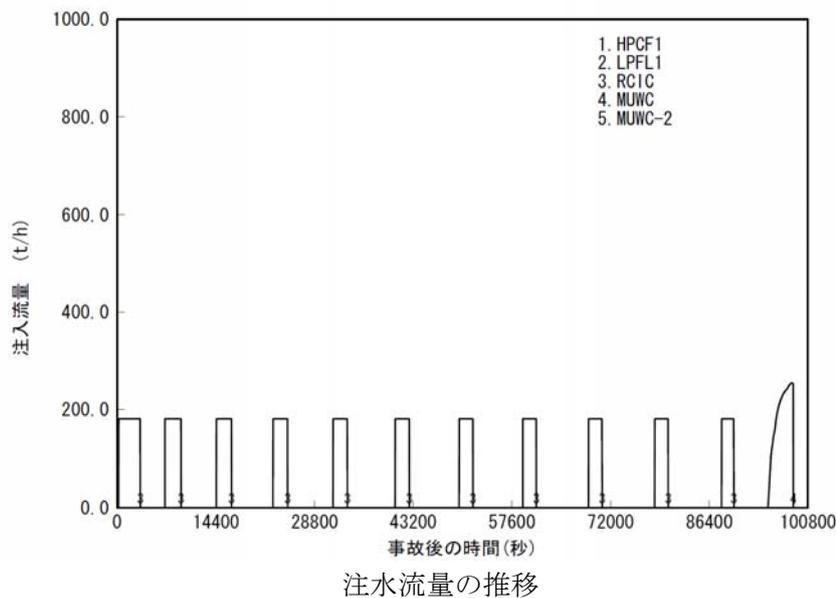
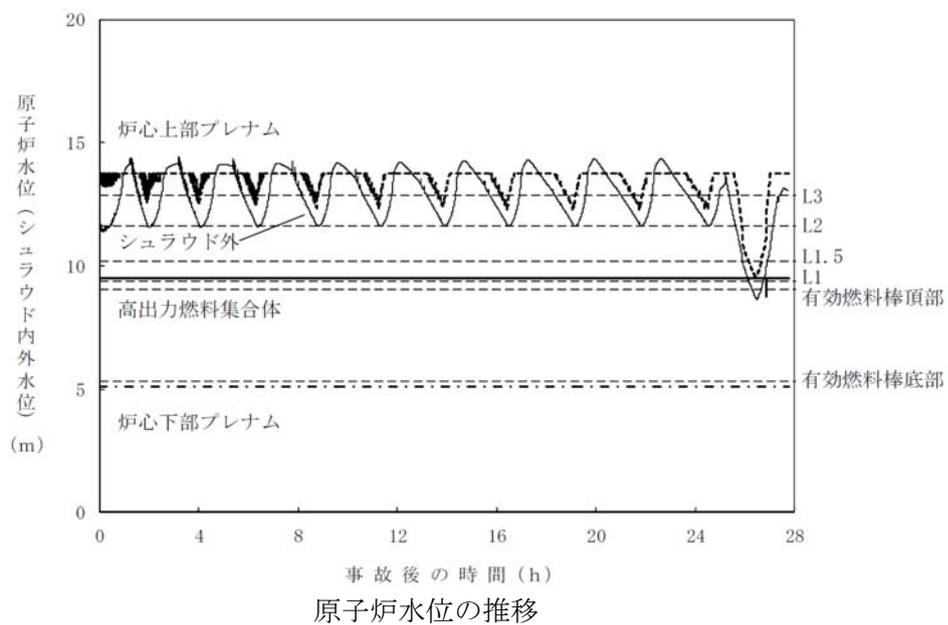
以上

シュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位について（全交流動力電源喪失）

SAFER により計算される原子炉水位の時間経過推移のグラフは、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示している。

ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であり、解析結果として示した原子炉水位の図と一致はしない。

下図に「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスにおけるシュラウド内側及びシュラウド外側の原子炉水位及び注水流量を示す。



## 安定停止状態について

全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.3.6 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水開始後、炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について

図 2.3.8 に示すとおり、格納容器圧力 0.31MPa[gage]に到達後、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約 16 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

## 7日間における水源対応（全交流動力電源喪失）

## ○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700 m<sup>3</sup>

淡水貯水池：約18,000 m<sup>3</sup>

## ○水使用パターン

## ①原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

事象発生後約25時間は原子炉隔離時冷却系により原子炉に注水する。  
（原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル2）  
の間で注水する）

## ②低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生約25時間後の原子炉減圧後は、  
低圧代替注水系（常設）により注水する。

## ③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

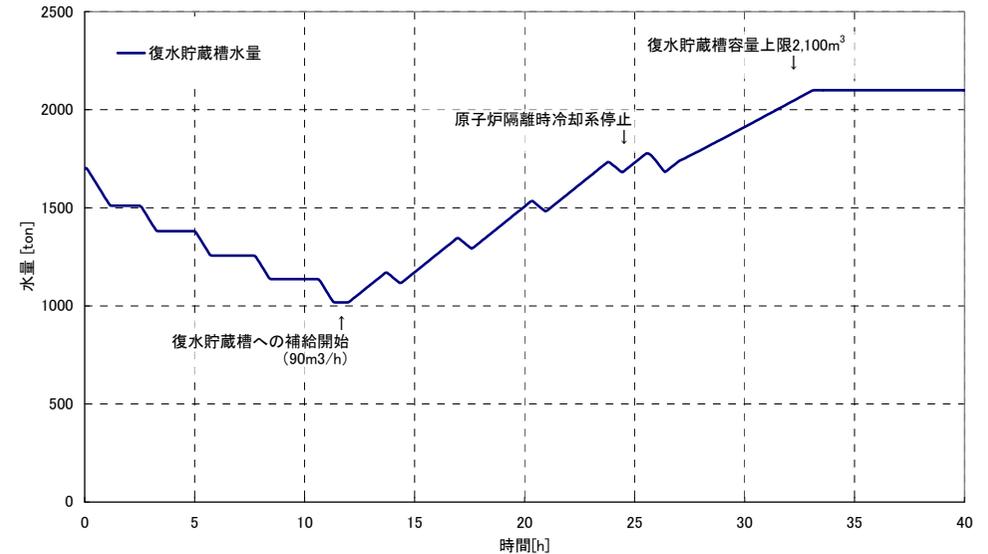
12時間後から淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。  
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて90 m<sup>3</sup>/hで復水貯蔵槽へ移送する。

## ○時間評価（右上図）

事象発生後12時間までは復水貯蔵槽を水源として、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。  
事象発生12時間後からは、復水貯蔵槽への補給を開始するため復水貯蔵槽水量は回復する。

## ○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、6/7号炉のそれぞれで約4,600 m<sup>3</sup>必要となるが、復水貯蔵槽及び淡水貯水池、合計で約19,700 m<sup>3</sup>保有することから必要水量は確保されている。



7 日間における燃料の対応（全交流動力電源喪失）

プラント状況：6, 7 号機運転中。 1～5 号機停止中。

事象：全交流動力電源喪失は6, 7号機を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

なお、全プラントで外部電源喪失が発生することとし、免震棟等、プラントに関連しない設備も対象とする。

号機	時系列		合計	判定
7 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 945, 336L</b>	6, 7 号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量（合計）は <b>約 2, 184, 000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	C S P 給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6, 048L	空冷式 G T G 3 台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定)		
6 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631, 344L</b>	2 号機軽油タンク容量は <b>約 632, 000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	C S P 給水用 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級） 2 台起動。 18L/h×24h×7 日×2 台=6, 048L	1, 705L/h×24h×7 日×3 台=859, 320L		
1 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631, 344L</b>	1 号機軽油タンク容量は <b>約 632, 000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D / G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L			
2 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631, 344L</b>	2 号機軽油タンク容量は <b>約 632, 000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D / G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L			
3 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631, 344L</b>	3 号機軽油タンク容量は <b>約 632, 000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D / G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L			
4 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631, 344L</b>	4 号機軽油タンク容量は <b>約 632, 000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D / G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L			
5 号機	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 631, 344L</b>	5 号機軽油タンク容量は <b>約 632, 000L</b> であり、 7 日間対応可能。
	非常用 D / G 2 台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1, 879L/h×24h×7 日×2 台=631, 344L			
その他	事象発生直後～事象発生後 7 日間		7 日間の 軽油消費量 <b>約 70, 896L</b>	1～7 号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量（合計）は <b>約 1, 241, 944L</b> であり、 7 日間対応可能。
	免震棟 G T G 1 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7 日=66, 360L M P 用仮発電機 3 台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7 日×3 台=4, 536L			

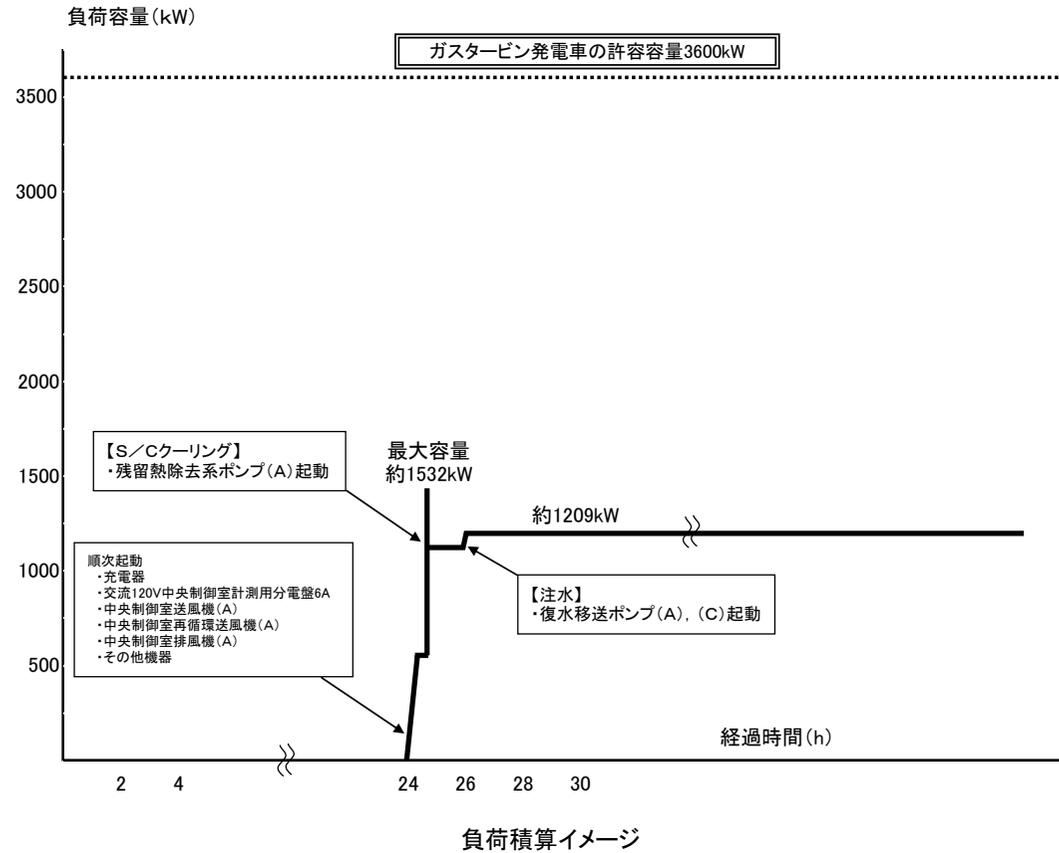
※1 事故収束に必要な空冷式 G T G は 1 台で足りるが、保守的に G T G 3 台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要な D / G は 1 台で足りるが、保守的に D / G 2 台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失）

<6号機>

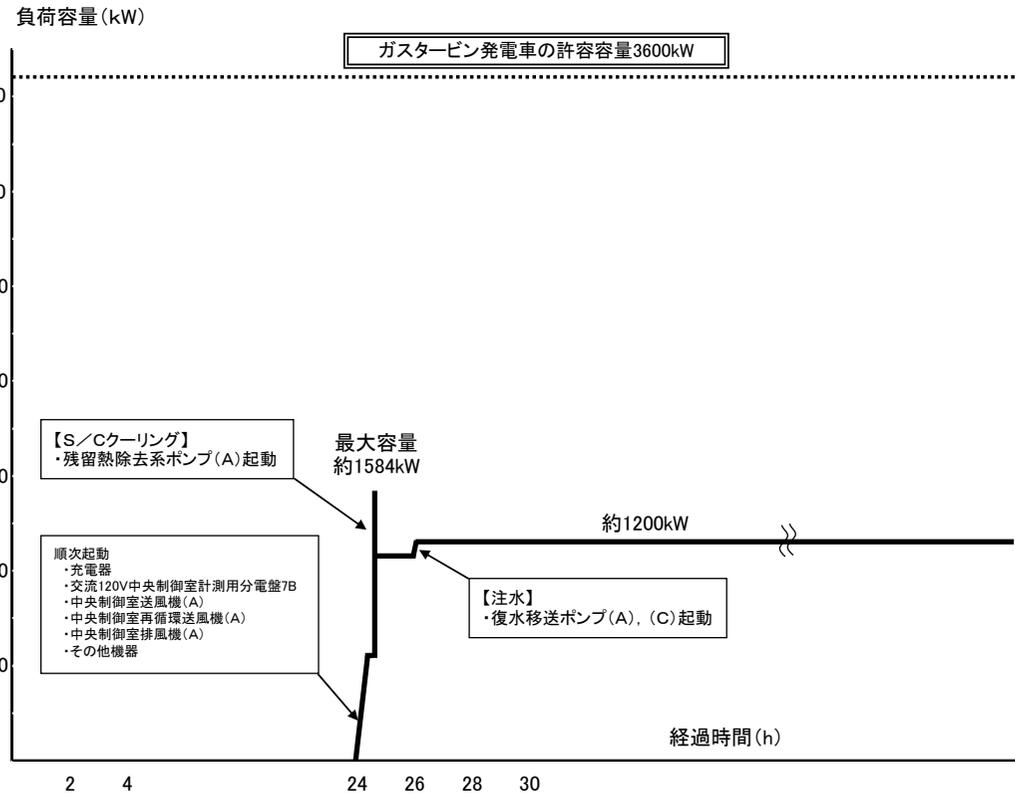
	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤6A	約98kW
(2)	直流125V充電器盤6A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	交流120V中央制御室計測用分電盤6A	約50kW
(5)	中央制御室送風機(A)	170kW
(6)	中央制御室再循環送風機(A)	11kW
(7)	中央制御室排風機(A)	3kW
(8)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(9)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(10)	残留熱除去系ポンプ(A)	540kW
(11)	計器類, ADS 2弁	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約1209kW



常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失）

<7号機>

	主要機器名称	容量
(1)	直流125V充電器盤7A	約98kW
(2)	直流125V充電器盤7A-2	約56kW
(3)	AM用直流125V充電器盤	約41kW
(4)	交流120V中央制御室計測用主母線盤7B	約75kW
(5)	中央制御室送風機(A)	132kW
(6)	中央制御室再循環送風機(A)	15kW
(7)	中央制御室排風機(A)	3kW
(8)	復水移送ポンプ(A)	55kW
(9)	復水移送ポンプ(C)	55kW
(10)	残留熱除去系ポンプ(A)	540kW
(11)	計器類, ADS 2弁	(1)~(4)に含む
(12)	その他機器	約130kW
	合計	約1200kW



負荷積算イメージ