

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 82
提出年月日	平成 30 年 3 月 12 日

## 東海第二発電所

### 重大事故等対策の有効性評価

平成 30 年 3 月

日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

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

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

(残留熱除去系が故障した場合))

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

添付資料2.5.1 プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

添付資料2.5.2 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

添付資料2.5.3 安定状態について (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.4 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について  
(原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.5 リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

添付資料2.5.6 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

添付資料2.5.7 外部電源の有無による評価結果への影響

添付資料2.5.8 ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

添付資料2.5.9 7日間における燃料の対応について (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.10 常設代替交流電源設備の負荷 (原子炉停止機能喪失)

添付資料2.5.11 高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性  
に関する水源温度の影響

添付資料2.6.1 「L O C A時注水機能喪失」の事故条件の設定について

添付資料2.6.2 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価について

添付資料2.6.3 非居住区域境界及び敷地境界に対する指針との対比について

添付資料2.6.4 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について

添付資料2.6.5 安定状態について (L O C A時注水機能喪失)

## 2.5 原子炉停止機能喪失

### 2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」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＋原子炉停止失敗」，②「サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗」，③「中小破断L O C A＋原子炉停止失敗」及び④「大破断L O C A＋原子炉停止失敗」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「原子炉停止機能喪失」は，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態を継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に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としては，原子炉停止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。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、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ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段並びに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系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、高圧炉心スプレイ系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、残留熱除去系（サブレーション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。さらに、重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが、代替制御棒挿入機能及び原子炉手動スクラムによる原子炉停止手段を整備している。対策の概略系統図を第2.5-1図に、対応手順の概要を第2.5-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.5-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて必要な要員は、災害対策要員（初動）10名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長1名、当直副発電長1名、運転操作対応を行うための当直運転員4名及び指揮、通報連絡を行うための災害対策要員（指揮者等）4名である。

必要な要員と作業項目について第2.5-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員（初動）10名で対処可能である。

#### a. 原子炉停止機能喪失の確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況

にもかかわらず制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。その後、中央制御室からの遠隔操作により手動スクラム・スイッチ及び原子炉モード・スイッチ「RUN」から「SHUTDOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施するが、これにも失敗したことで、原子炉停止機能喪失と判断する。

主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力高信号にてATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）が作動し、再循環系ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。また、制御棒の挿入操作を実施する。

原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

#### b. 高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等

原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで格納容器圧力が上昇する。ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点到達にて高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。

また、主蒸気隔離弁閉止に伴いタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続され、同時に給水加熱喪失となるため給水温度が低下することで、原子炉出力は徐々に上昇する。このため、中央制御室からの遠隔操作により給水流量を調整し、原子炉水位を低めに維持することで、自然循環による炉心流量を低下させ原子炉出力を抑制する。なお、給水流量調整及び原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作は解析上考慮しない。

その後、復水器ホットウェル水位の低下に伴い、給復水系は全停となり、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。

高压炉心スプレイ系の自動起動確認等に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、高压炉心スプレイ系系統流量等である。

c. 自動減圧系等の起動阻止操作

原子炉停止機能喪失の確認後、自動減圧系又は過渡時自動減圧機能が作動し、原子炉圧力が低下することで、低压炉心スプレイ系等により原子炉注水流量が増加し、原子炉水位が上昇することで正の反応度が印加されることを防止するため、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の起動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチにより、過渡時自動減圧機能についても作動が阻止される。

自動減圧系等の起動阻止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

d. ほう酸水注入系の起動操作

原子炉停止機能喪失及び再循環系ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が10%以上で、かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は49℃以上であることを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また、中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。

ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は、平均出力領域計装、サプレッション・プール水温度等である。



その後、ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し原子炉が未臨界になったことを確認する。

原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装等である。

e. 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで、サブプレッション・プール水温度は上昇する。このため、サブプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認し、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を開始する。なお、本重要事故シーケンスにおいては、事象発生から短時間でサブプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するが、この場合には、運転手順に従いほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。

f. 原子炉水位の調整操作

ほう酸水の注入に伴い、原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に

至る。また、原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、**運転手順に従い**、**高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持すること**で、**自然循環による炉心流量の増加を抑制する**。また、ほう酸水の全量注入完了を確認した後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

原子炉水位の調整操作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）、起動領域計装等である。

#### g. 使用済燃料プールの冷却**操作**

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により継続的に実施する。

### 2.5.2 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（反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。また、本事故シーケンスでは、原子炉水位が高めに維持され、炉心入口サブクーリングが大きく

なることで原子炉出力の観点で厳しい条件として、評価上、重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。

なお、本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、LOCAを起因事象とする事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、これらの事故シーケンスの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており、また、この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能により原子炉を未臨界とすることが可能である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド反応度、ドップラ反応度、ボロン反応度）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替の注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに格納容器におけるサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。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プラント動特性解析コードREDY及び単チャンネル熱水力解析コードSCATにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サブプレッション・プール水温度、格納容器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主要な解析条件を第2.5-2表に示す。ま

た、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心流量

初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である約 41,060t/h (85%) を設定する。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止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

- 1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。
- 2) 原子炉手動スクラムには期待しないものとする。
- 3) 代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きくなるためボイド反応度印加割合が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しくなる。

(添付資料 2.5.1)

(d) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転

を継続することで、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の観点で事象進展が厳しくなる。なお、運転員等操作においては、外部電源喪失についても考慮する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、保安規定の運転上の制限における下限値である3秒とする。

(b) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）

原子炉圧力高(7.39MPa[gage])又は原子炉水位異常低下(レベル2)信号により、再循環系ポンプを全台トリップさせるものとする。また、原子炉出力が35%以上で、再循環系ポンプが1台以上トリップした場合に作動する選択制御棒挿入については、作動しないものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高压炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁（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制するものとする。また、逃がし安全弁（18個）は、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(d) 高压炉心スプレイ系

ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])信号により自動起動し、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性（注水流量：145m<sup>3</sup>/h～

1,506m<sup>3</sup>/h, 注水圧力：0MPa[dif] ※～8.30MPa[dif]) の流量で原子炉へ注水するものとする。注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、136.7m<sup>3</sup>/h（原子炉圧力 1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で原子炉へ注水するものとする。また、運転手順に従い、サプレッション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の高温耐性（116℃）に余裕を考慮した温度である106℃に到達した時点で停止する。

(f) ほう酸水注入系

注入流量163L/min及びほう酸濃度13.4wt%にて注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）

伝熱容量は、熱交換器1基当たり約53MW（サプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 自動減圧系等の起動阻止操作は、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生4分後に実施する。

- (b) ほう酸水注入系の起動操作は、自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生から4分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から6分後に実施する。
- (c) 残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は、事象発生から約1分後にドライウェル圧力高信号が発信してから10分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生17分後に実施する。

### (3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）※、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5-4図から第2.5-18図に、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5-19図に示す。

※ 非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから、シュラウド外水位の評価結果を示した。

#### a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止が発生した後、原子炉自動スクラム信号が発信するが、原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加

され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、燃料棒表面で沸騰遷移が生じることで、燃料被覆管の温度は約 872℃まで上昇する。事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップすることで炉心流量が低下し、ボイド率が上昇することで中性子束及び平均表面熱流束は低下するため、燃料被覆管温度も低下する。なお、本評価では期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号にて作動する。

また、タービン駆動給水ポンプはトリップし、電動駆動給水ポンプが自動起動することで、給復水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は、再循環系ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが、給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し、燃料被覆管温度が一時的に上昇するが、この期間の燃料被覆管温度の最高値は約 839℃程度であり、初期のピーク温度（約 872℃）未満となる。

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・プールに流入するため、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し、事象発生約 57 秒後にドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また、事象発生約 85 秒後にサプレッション・プール水温度は 49℃に到達し、この後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により給復水系が停止することで原子炉水位が低下し、事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。給復水系による原子炉注水の停止後は、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却が維持される



が、原子炉水位の低下に伴い炉心流量、中性子束及び原子炉での蒸気発生量が低下する過程において、圧力設定点の異なる逃がし安全弁が一連で開閉することで原子炉圧力及び中性子束の変動幅が一時的に大きくなり、これに伴う沸騰遷移によって一時的に燃料被覆管温度が上昇する。但し、この期間の燃料被覆管温度の最高値は約 723℃程度であり、初期のピーク温度（約 872℃）未満となる。また、原子炉隔離時冷却系は、サブプレッション・プール水温度が 106℃に到達した時点で停止するが、その後も高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。

事象発生 of 6 分後にほう酸水注入系を起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し、原子炉水位は徐々に上昇するため、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点近傍に維持する。

事象発生 of 17 分後に残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）2 系統によるサブプレッション・プール冷却操作を開始する。

## b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高くなり、再循環系ポンプトリップによる出力低下によってリウエットすることで低下する。第 2.5-10 図に示すとおり、事象発生 of 約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値 of 約 872℃に到達するが、評価項目である 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 of 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。

原子炉圧力は、第 2.5-7 図及び第 2.5-17 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 8.19MPa[gage]以下に維持され

る。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.49MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は、第 2.5-19 図に示すとおり、ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し、原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回るまで上昇するが、最高値はそれぞれ約 0.20MPa[gage]、約 115℃となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に低下し、未臨界に至る。その後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を継続することで安定状態が確立する。

（添付資料 2.5.3）

安定状態が確立した以降は、制御棒の挿入機能を復旧し、原子炉を減圧した後に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、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)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

### 2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは、原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され、逃がし安全弁を介したサブプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によりサブプレッション・プール冷却を実施すること及び原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系等の作動を阻止することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系等の起動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作とする。

#### (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実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。なお、反応度フィードバック効果の反応度モデル（ボイド・ドップラ）の不確かさについては、核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドップラ係数）の解析条件の不確かさも含め「(2) 解析条件の不確かさの影響評価」にて確認する。

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料

ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCP R」という。）を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるため、これらのパラメー

タを操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。

(添付資料 2.5.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高め設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP Rを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高め評価する。

このため、実際の燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉压力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.5.4, 2.5.5)

## (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 2.5-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、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

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h (定格流量の 85% 流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104% であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生 of 約 2 秒後に原子炉圧

力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標\*で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33W/m～約 41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、燃料被覆管温度は数℃の上昇にとどまり、事象進展に与える影響が小さいことを確認している（「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（第 3 部 R E D Y）」）。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び主蒸気流量は、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、給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり、最確条件とした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下すること



で未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレッション・プール水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間あたりにサブプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サブプレッション・プール水温度の最高値は同等となり、中長期的なプラント挙動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。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最高値は同等となるため、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※ 限界出力比指標は、実際の運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が 1 以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。

(添付資料 2.5.4, 2.5.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h (定格流量の 85% 流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104% であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最

確条件は限界出力比指標\*で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇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。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇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。

初期条件の核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇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。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、プラント挙動への影響は小さく、燃料被覆管温度は数℃の上昇にとどまり、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（「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（第 3 部 R E D Y）」）。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び主蒸気流量は、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、給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は、第 2.5

－21 図から第 2.5－24 図に示すとおり，外部電源喪失と同時に電動駆動給水ポンプを含む給復水系及び再循環系ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，最確条件とした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されるが，事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し，中性子束は低めに維持される。一方で，REDDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため，炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり，これに伴いサプレッション・プール水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが，中性子束が低めに維持されるため単位時間当たりにサプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており，サプレッション・プール水温度の最高値は同等と

なるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生の約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最高値は同等となるため、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.5.4, 2.5.6, 2.5.7)

## b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。評価結果を以下に示す。

### (a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 4 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、自動減圧系のタイマーが作動した場合には本操作が遅れないように警報が発報しこの 120 秒後に逃がし安全弁が自動開放すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 6 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、自動減圧系等の起動阻止操作の完了後に一連の操作として実施すること、サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 17 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、サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であること等を考慮すると、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

(添付資料 2.5.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、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ない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、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ない。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、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ない。

(添付資料 2.5.4)

### (3) 感度解析

解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を実施した。その結果、第 2.5-20 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,060℃であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 872℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。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 2%以下であり、評価項目を満足する。

(添付資料 2.5.5)

### (4) 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。

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、解析上、ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage]) 及び原子炉水位異常低下 (レベル 1) の設定点に到達し自動減圧系のタイマーが作動するのは事象発生の約 232 秒後であり、この 120 秒後に逃がし安全弁 (自動減圧機能) が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに本操作を実施することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低

「圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa [gage] まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生の 4 分後から約 270 秒程度の時間余裕がある。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、仮に操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることでサブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサブプレッション・プール水温度の最高値は約 115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、仮に操作が遅れた場合、サブプレッション・プール冷却操作の開始が遅れることで、サブプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサブプレッション・プール水温度の最高値は約 115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。

(添付資料 2.5.4, 2.5.8)

## (5) 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。この結果、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。

## 2.5.4 必要な要員及び資源の評価

### (1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」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、以下のとおりである。

#### a. 水 源

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作については、サプレッション・チェンバを水源とすることから、水源が枯渇することはなく、7 日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

#### b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から 7 日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機については約 130.3kL、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電



源装置 2 台) については約 141.2kL, 合計で 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

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

(添付資料 2.5.9)

### c. 電 源

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

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 938kW であるが、常設代替交流電源設備 (常設代替高圧電源装置 2 台) の連続定格容量は 2,208kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

緊急時対策所用発電機については、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.5.10)

## 2.5.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで、最終的に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「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてA T W S緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整備するとともに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系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、高圧炉心スプレイ系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残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。さらに、重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが、代替制御棒挿入機能及び原子炉手動スクラムによる原子炉停止手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入により原子炉を停止するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

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並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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。

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、ATWS緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (1/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。</li> <li>・ 原子炉自動スクラム失敗の確認後、手動スクラム・スイッチ及び原子炉モード・スイッチを「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。</li> <li>・ 原子炉手動スクラム操作にも失敗したことで、原子炉停止機能喪失を判断する。</li> <li>・ 原子炉停止機能喪失及び平均出力領域計装指示値が 3%以上であることを確認した後、原子炉圧力高信号により A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）が作動し再循環系ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。</li> <li>・ 制御棒の挿入操作を実施する。</li> </ul>	A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 設定点に到達したことを確認する。</li> <li>・高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。</li> <li>・また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。</li> <li>・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。</li> <li>・逃がし安全弁 (逃がし弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。</li> <li>・原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制する。</li> <li>・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。</li> <li>・その後、復水器ホットウェル水位低下により、給復水系が全停となるが、原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。</li> </ul>	高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* 逃がし安全弁 (安全弁機能)* サプレッション・チェンバ*	-	ドライウェル圧力 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系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 平均出力領域計装* 起動領域計装*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (3/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の起動阻止操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止機能喪失の確認後、自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。</li> <li>自動減圧系の起動阻止操作により、過渡時自動減圧機能についても起動が阻止される。</li> </ul>	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	ドライウエル圧力 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）
ほう酸水注入系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉停止機能喪失及び再循環系ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が 10%以上で、かつサプレッション・プール水温度が 49℃に近接又は 49℃以上であることを確認する。</li> <li>ほう酸水注入系の起動操作を実施する。</li> <li>中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。</li> <li>ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し、未臨界になったことを確認する。</li> </ul>	ほう酸水注入系* ほう酸水貯蔵タンク*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* サプレッション・プール水温度 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (4/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サブプレッション・プール水温度が 32℃以上であることを確認する。</li> <li>・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作を実施する。</li> <li>・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。</li> <li>・サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。</li> </ul>	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* サプレッション・チェンバ*	-	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量*

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (5/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下することで、原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。</li> <li>・ ほう酸水の全量注入完了の確認後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。</li> </ul>	ほう酸水注入系* ほう酸水貯蔵タンク* 高圧炉心スプレイ系* サプレッション・チェンバ*		平均出力領域計装* 起動領域計装* 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系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。</li> </ul>	—	—	—

：有効性評価上考慮しない操作

\* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



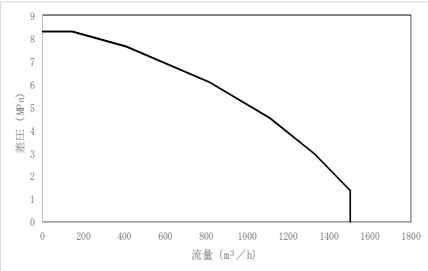
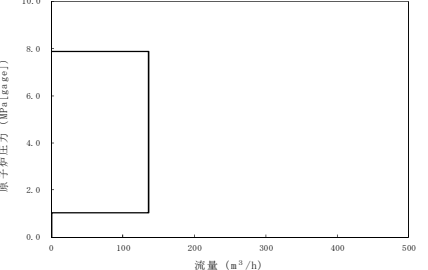
第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	プラント動特性：REDY	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータ スカート下端から+126 cm)	通常運転水位を設定
	炉心流量	約 41,060t/h (85%)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力 上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉 出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420t/h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	約 216°C	初期給水温度が低いほど、印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力 の観点で厳しい設定となる このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度約 216°C から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れ で低下し、電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84°C まで低下
	燃料及び炉心	9×9 燃料 (A型) 単一炉心	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、その他の核的特性等の違いは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
	核データ (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ (動的ドブプラ係数)	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	
	格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含す る値を設定
格納容器空間体積	9,800m <sup>3</sup>	設計値を設定	

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/6)

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 水量	3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール 水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく、原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の観点で厳しい外部電源ありを設定
重大事故等対策に関連する 機器条件	主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く、原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプ トリップ機能)	原子炉圧力高 (7.39MPa[gage]) にて 全台トリップ (遅れ時間 0.2 秒)	設計値を設定
	ドライウエル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 354.6t/h (1 個当たり) 7.44MPa[gage]×4 個, 357.8t/h (1 個当たり) 7.51MPa[gage]×4 個, 361.1t/h (1 個当たり) 7.58MPa[gage]×4 個, 364.3t/h (1 個当たり) 7.65MPa[gage]×4 個, 367.6t/h (1 個当たり)	原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となるため、逃がし弁機能を設定

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/6)

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	ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号にて自動起動 (遅れ時間: 0 秒) 原子炉水位は原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点近傍に維持  ・注水流量: 145m <sup>3</sup> /h~1,506m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 0MPa[dif]~8.30MPa[dif]	高压炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く, 注水流量が大きい方が, 原子炉水位が高めに維持されることで, 原子炉出力の観点で厳しい設定となるため, 自動起動遅れ時間を 0 秒とし, 注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定  
	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起動 (遅れ時間: 0 秒) 原子炉水位は原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点近傍に維持 サプレッション・プール水温度が 106°C に到達した時点で停止  ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]	注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから, 設計値を設定 自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が, 原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため, 0 秒を設定  

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/6）

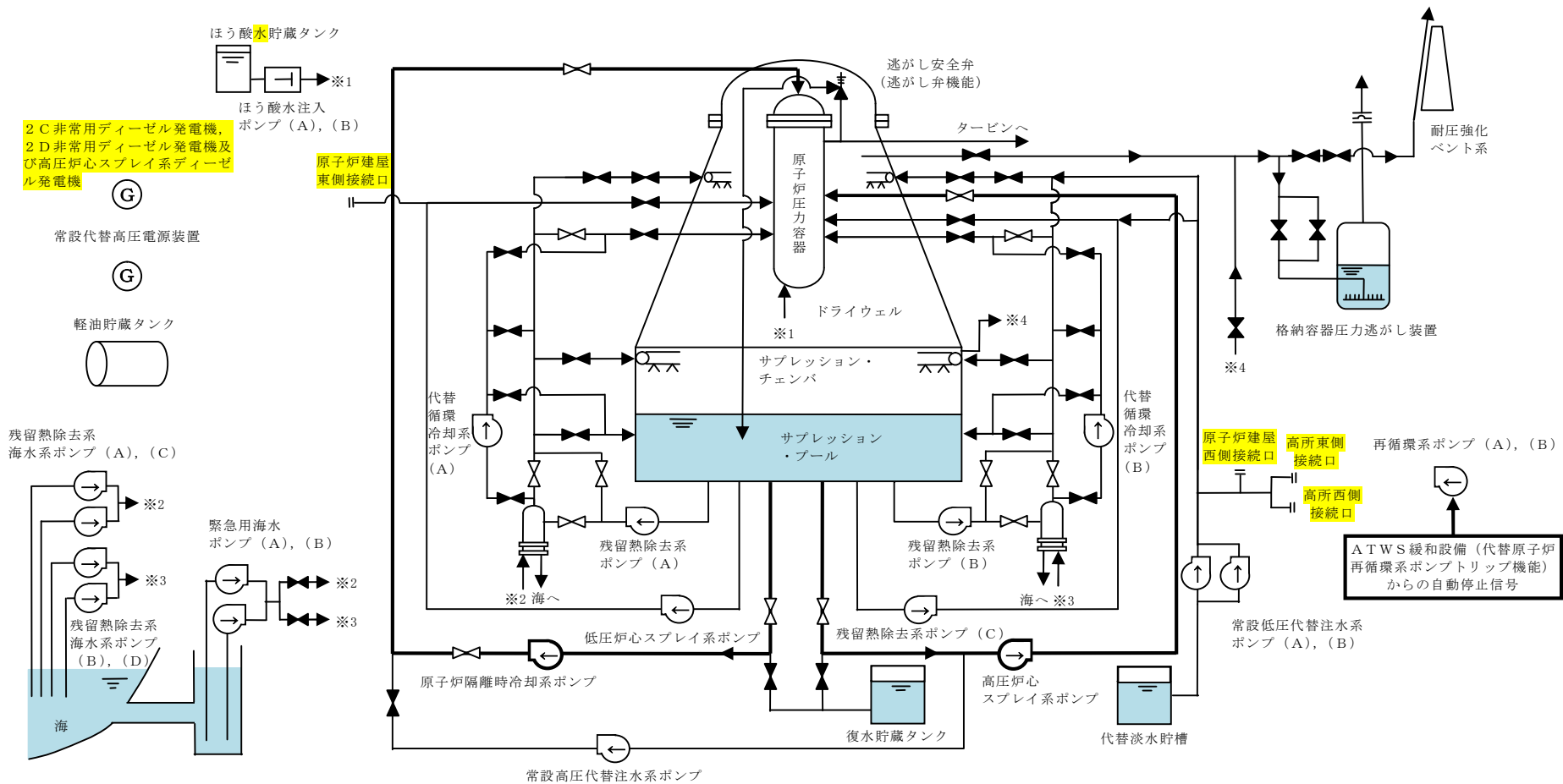
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	ほう酸水注入系	注入流量：163L/min ほう酸水濃度：13.4wt%	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
		炉心部へのほう酸水注入開始はほう酸水注入系の起動から 3 分 30 秒後 (事象発生から 9 分 30 秒後)	炉心部へのほう酸水注入開始は、ほう酸水注入系の起動後、注入配管及び原子炉压力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	伝熱容量：約 53MW (サプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 27.2℃において)	設計値を設定 高圧炉心スプレイ系等を用いてサプレッション・プールを水源として原子炉注水を実施する場合に、炉心入口サブクーリングが大きくなるため、原子炉出力の観点で厳しい条件として設定

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/6）

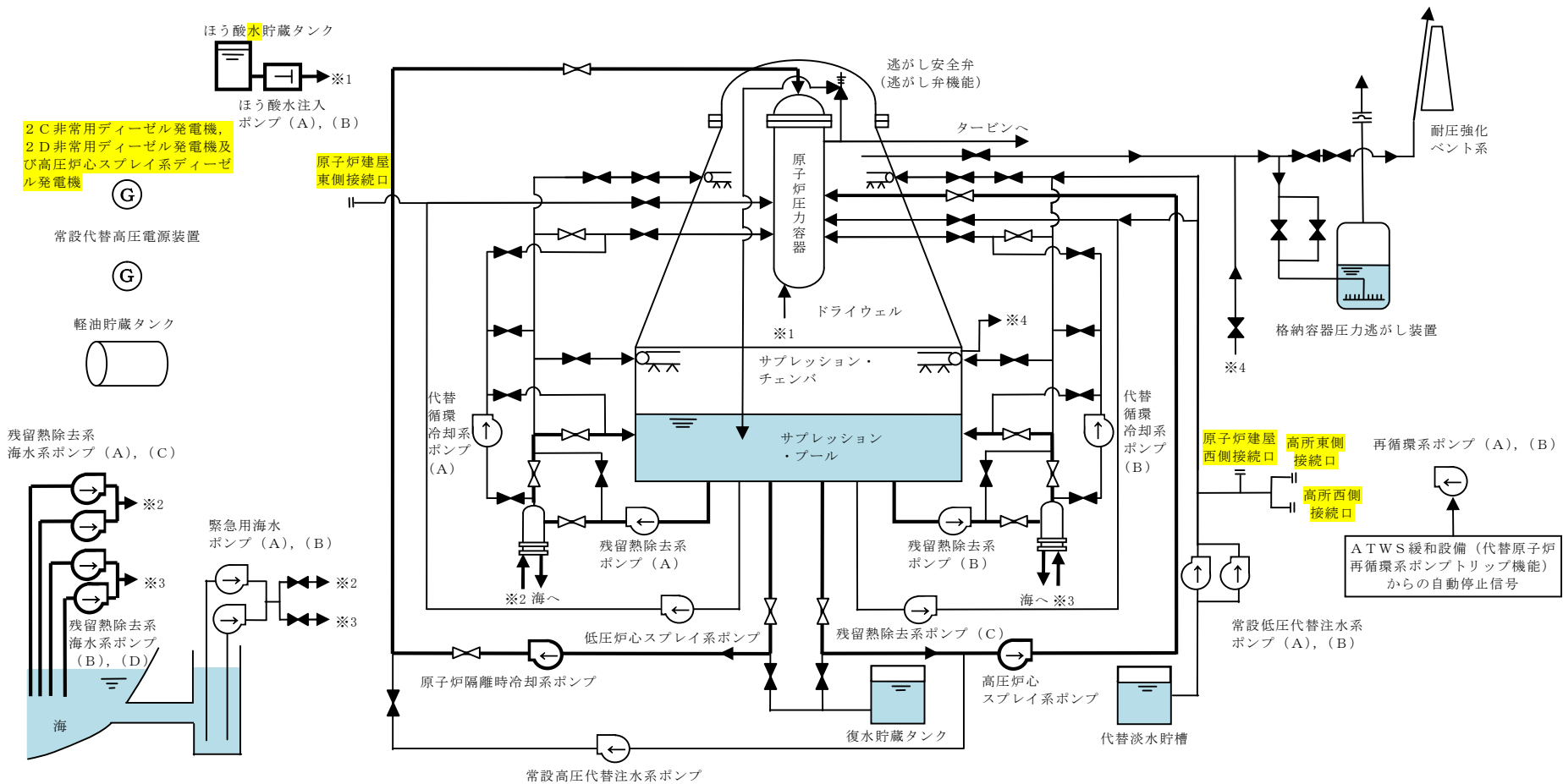
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	自動減圧系等の起動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後	運転手順に基づき、自動減圧系等の起動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき、状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (6/6)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：SCAT	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	最小限界出力比	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料(A型)のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
沸騰遷移の判定		GEXL 関連式	沸騰遷移の判定は、GEXL 関連式から得られる最小限界出力比が最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界を下回った時点となる
沸騰遷移後の熱伝達関連式		修正 Dougall-Rohsenow 式	—
リウエット関連式		日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における関連式 2	—

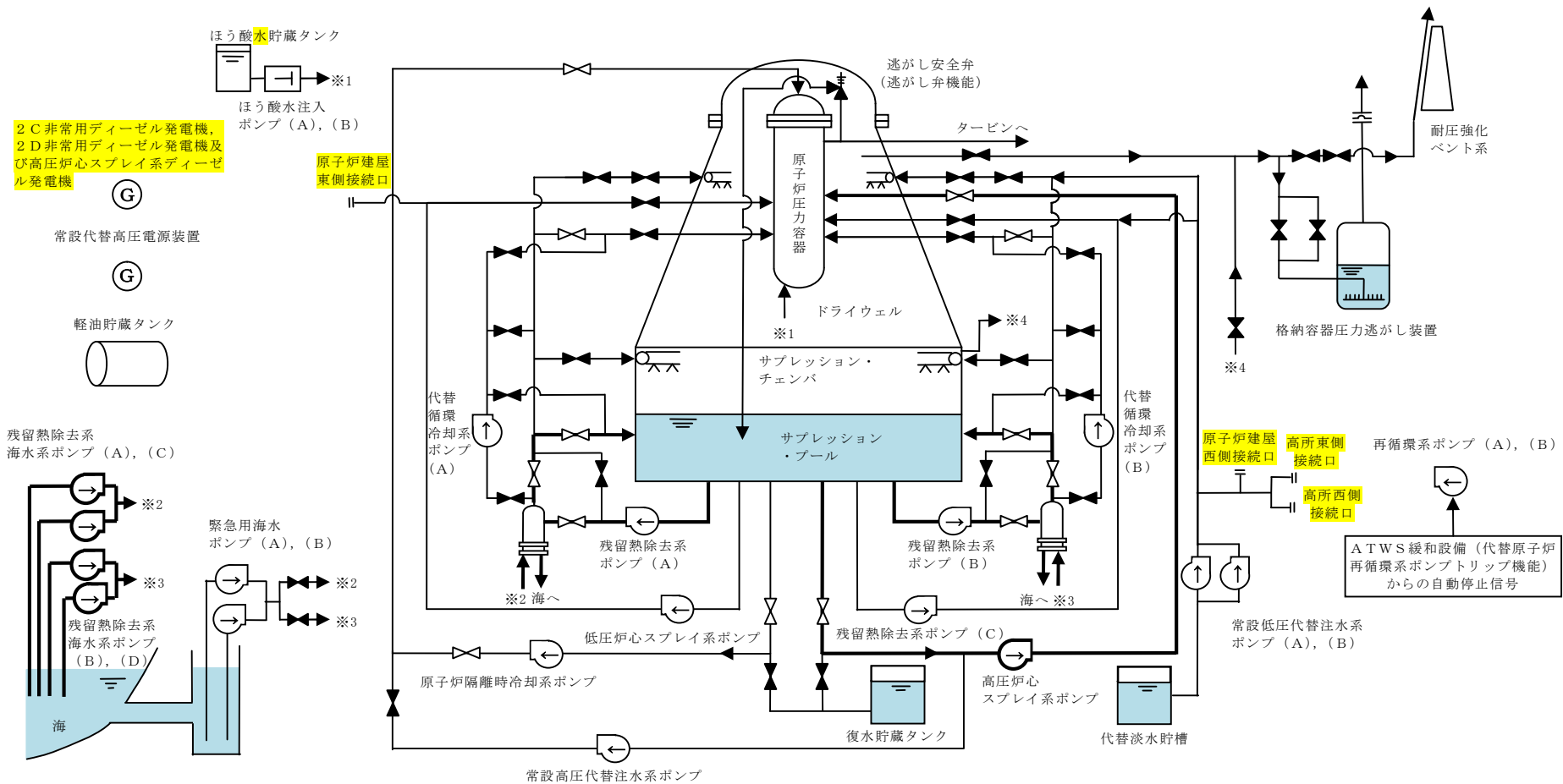


第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
 （高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水並びに A T W S 緩和設備  
 （代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）による原子炉出力の抑制段階）



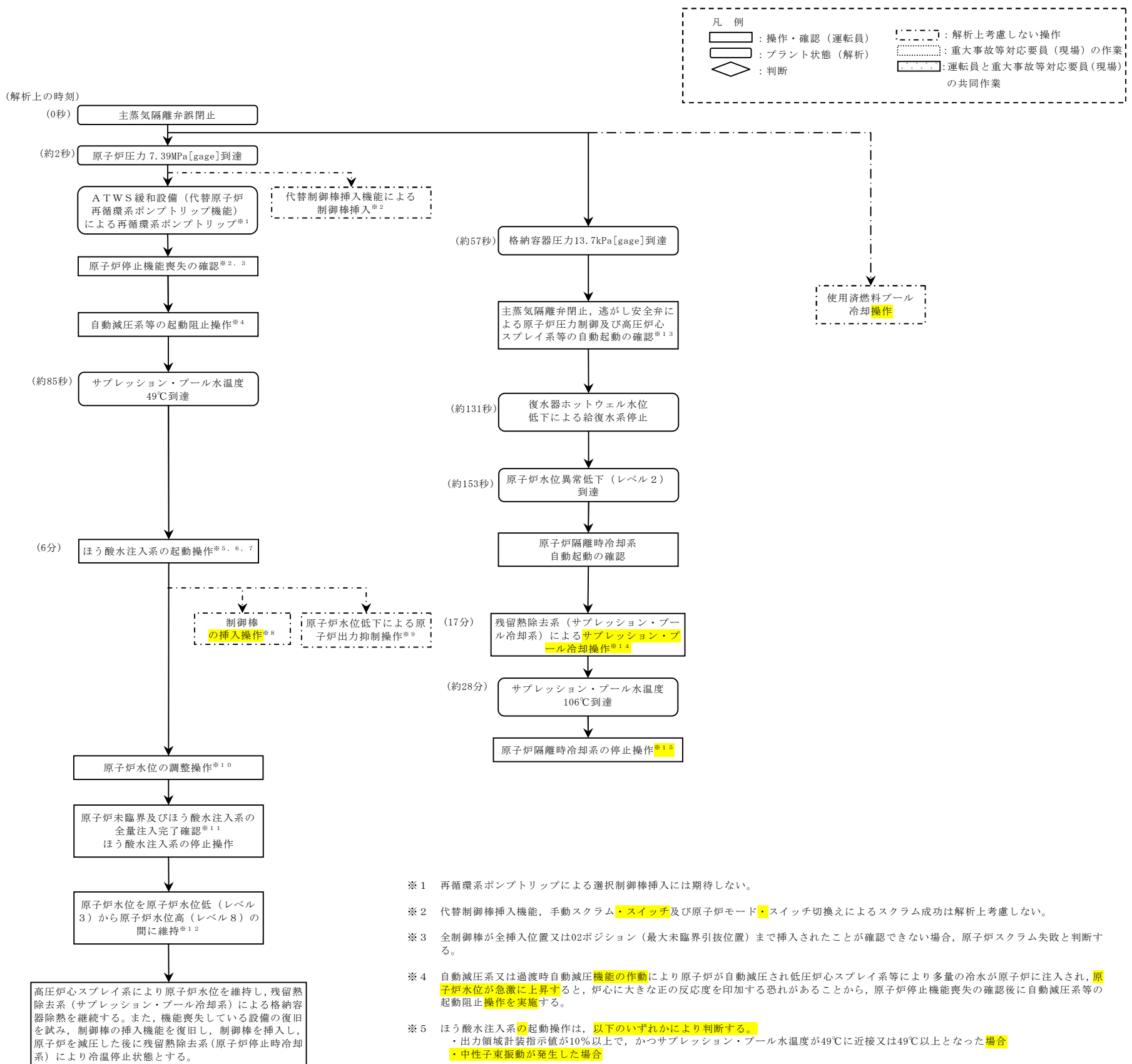
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水, ほう酸水注入系による原子炉停止並びに  
 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)





第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)

(高压炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



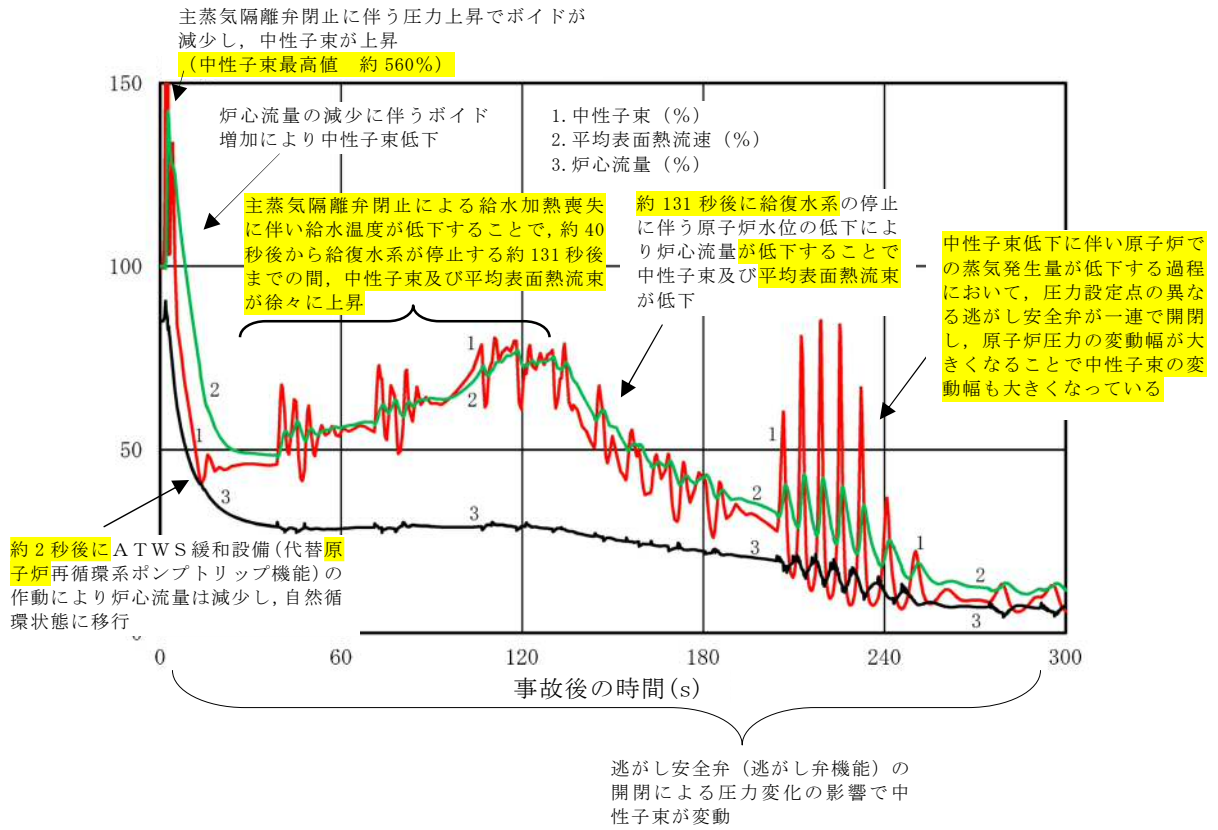
- ※1 再循環系ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。
- ※2 代替制御棒挿入機能、手動スクラム・スイッチ及び原子炉モード・スイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。
- ※3 全制御棒が全挿入位置又は02ポジション(最大未臨界引抜位置)まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※4 自動減圧系又は過渡時自動減圧機能の作動により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入され、原子炉水位が急激に上昇すると、炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから、原子炉停止機能喪失の確認後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。
- ※5 ほう酸水注入系の起動操作は、以下のいずれかにより判断する。
  - ・出力領域計装指示値が10%以上で、かつサブプレッション・プール水温度が49°Cに近接又は49°C以上となった場合
  - ・中性子束振動が発生した場合
- ※6 中性子束振動の発生は、以下のいずれかにより判断する。
  - ・複数の平均出力領域計装指示値が2~3秒周期で振動し、最大振幅が20%を超えた場合
  - ・複数の局所出力領域計装指示値が2~3秒周期で振動し、最大振幅が10%を超えた場合
- ※7 ほう酸水注入系の起動は、中央制御室にて、警報、機器ランプ表示、ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。
- ※8 制御棒の挿入操作として以下の操作を実施するが、解析上考慮しない。
  - ・代替制御棒挿入機能による制御棒挿入操作
  - ・手動による制御棒挿入操作
  - ・スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引抜き操作
  - ・現場にて、スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作
- ※9 原子炉停止機能喪失の確認後、運転手順に従い給水流量を調整し原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが、解析上考慮しない。
- ※10 給復水系の停止に伴い原子炉水位は低下し、その後、ほう酸水の注入による原子炉出力の低下及び発生蒸気量の減少に伴い原子炉水位は徐々に上昇する。ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは、高压炉心スプレイ系等により原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル1)設定点付近で低めに維持する。
- ※11 ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。
- ※12 ほう酸水注入系の全量注入完了確認後は、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)の間に維持する。
- ※13 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力等にて確認する。低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)も自動起動するが、原子炉が高压状態のため、ミニフロー運転にて起動待機状態となる。
- ※14 本重要事故シーケンスのように、事象発生から短時間でサブプレッション・プール水温度が49°Cまで上昇する場合には、運転手順に従いほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。
- ※15 原子炉隔離時冷却系は、水源であるサブプレッション・プール水温度が106°Cに近接した場合に停止する。原子炉隔離時冷却系の停止後は、高压炉心スプレイ系により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

第2.5-2図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

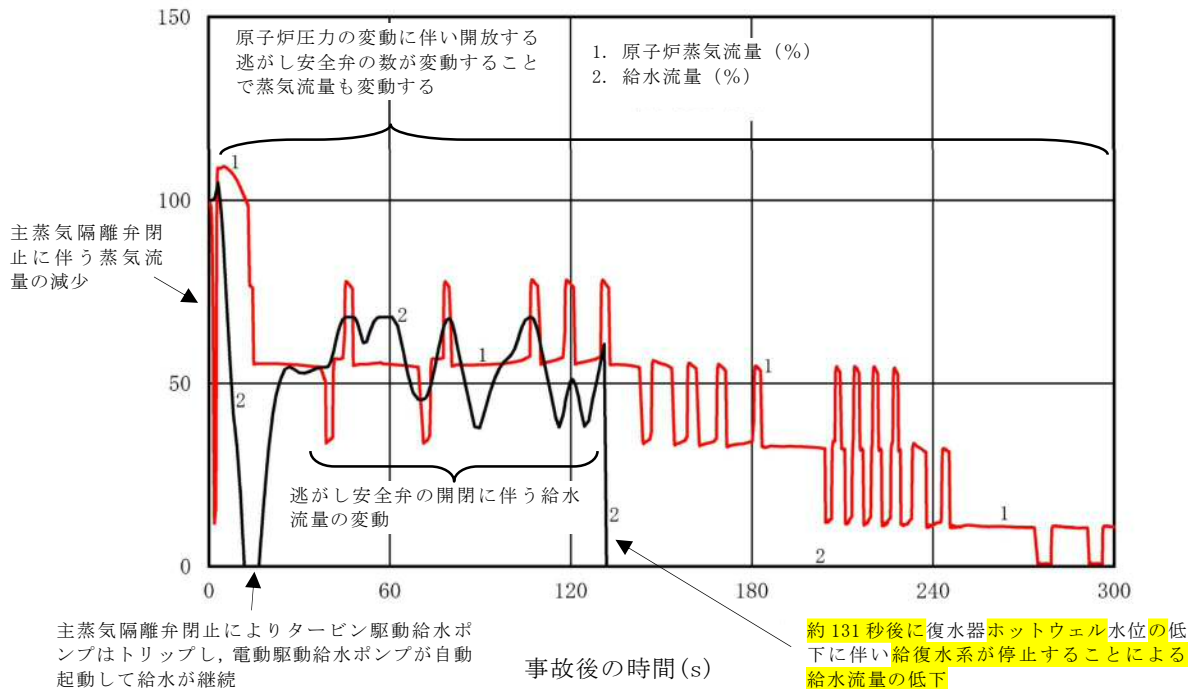
原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (分)					備考			
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	5	10	15	20		30	40	24
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断  自動減圧系等の起動阻止操作  ほう酸水注入系の起動操作  原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒の挿入操作  残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却)によるサブプレッション・プールの冷却操作  原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)  原子炉水位の調整操作(高圧炉心スプレイ系)  常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作  使用済燃料プールの冷却操作	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	事象発生 原子炉自動スクラム信号発信 約 57 秒 ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage]設定点)到達 約 1.4 分 サプレッション・プール水温 49℃到達 約 2.2 分 復水器ホットウェル水位低下による電動駆動給水ポンプ停止 約 2.6 分 原子炉水位異常低下(レベル2)到達 約 5.9 分 原子炉水位異常低下(レベル1)設定点到達+120秒 6分 ほう酸水注入系起動 9.5分 炉心部へのほう酸水注入開始 17分 残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱開始 約 28 分 サプレッション・プール水温度 106℃到達								
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐									
	指揮者等	災害対策要員(指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡									
	当直運転員(中央制御室)	当直運転員(現場)	重大事故等対応要員(現場)										
	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉自動スクラム失敗の確認</li> <li>●手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム確認</li> <li>●原子炉モード・スイッチ「停止」位置への切替操作</li> <li>●高圧電源ポンプトリップの確認</li> </ul>	3分								
1人 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●タービン停止の確認</li> <li>●外部電源喪失の確認</li> <li>●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁(逃がし弁機能)による原子炉圧力制御の確認</li> <li>●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認</li> <li>●電動駆動給水ポンプトリップの確認</li> <li>●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認</li> </ul>	10分									
1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●自動減圧系の起動阻止スイッチを用いた自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の起動阻止操作</li> </ul>	1分									
1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●ほう酸水注入系の起動操作</li> <li>●ほう酸水注入系の注入状態監視</li> </ul>	2分	ほう酸水全量注入完了までは適宜状態監視し、全量注入完了を確認した後にほう酸水注入系を停止								
1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作</li> </ul>	原子炉水位調整									
2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●代替制御棒挿入機能による制御棒挿入操作</li> <li>●手動による制御棒挿入操作</li> <li>●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引抜き操作</li> </ul>									16分	解析上考慮しない 手順上は以下の優先順位で実施 ①ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却)によるサブプレッション・プール冷却操作 ②原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制 ③制御棒の挿入操作
-	2人 C, D	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●現場移動</li> <li>●スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作</li> </ul>									45分	
1人 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●残留熱除去系(低圧注水系)から残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)への切替操作(2系列)</li> <li>●残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)によるサブプレッション・プール冷却状態の監視</li> </ul>	6分								適宜実施	
1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視</li> <li>●原子炉隔離時冷却系の停止操作</li> </ul>	適宜実施 サブプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合、原子炉隔離時冷却系を停止									
1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視</li> <li>●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作</li> </ul>	適宜実施 ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位を原子炉水位異常低下(レベル1)設定点付近に維持し、全量注入完了後は原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持									
1人 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作</li> </ul>	適宜実施								適宜実施	
1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作</li> <li>●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作</li> <li>●代替燃料プール冷却系の起動操作</li> </ul>	適宜実施								20分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する  解析上考慮しない 25時間後までに実施する
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人									15分	

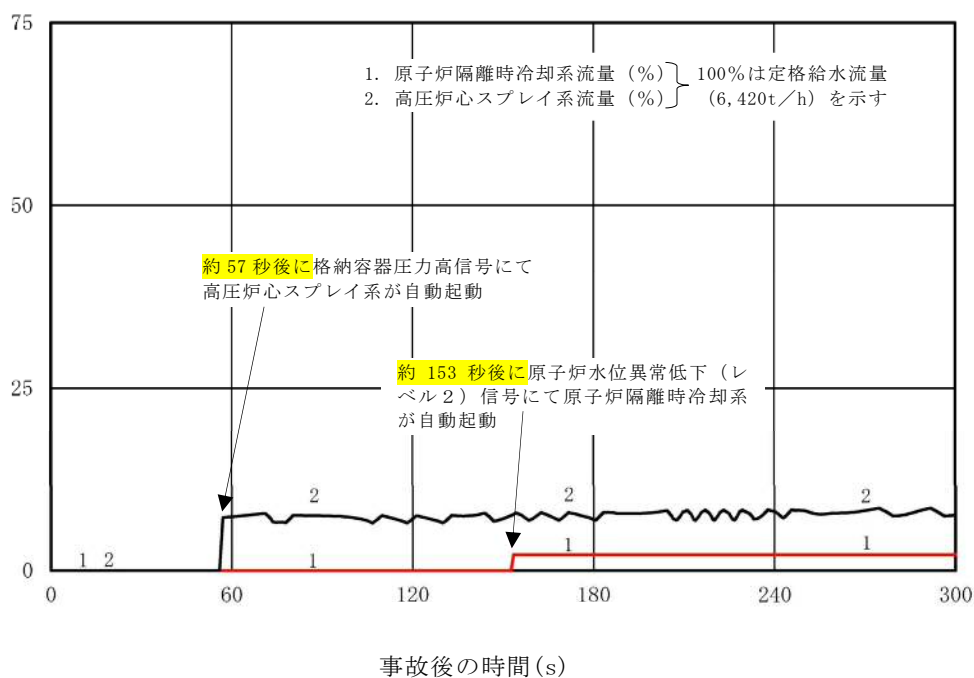
第 2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



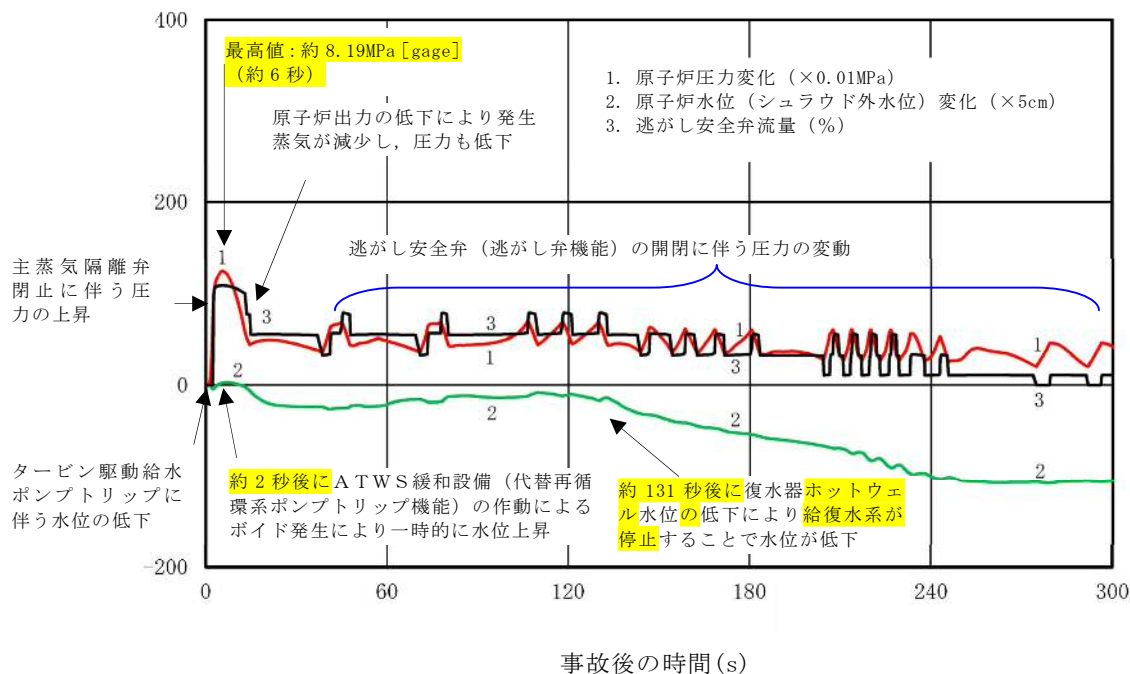
第 2.5-4 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)



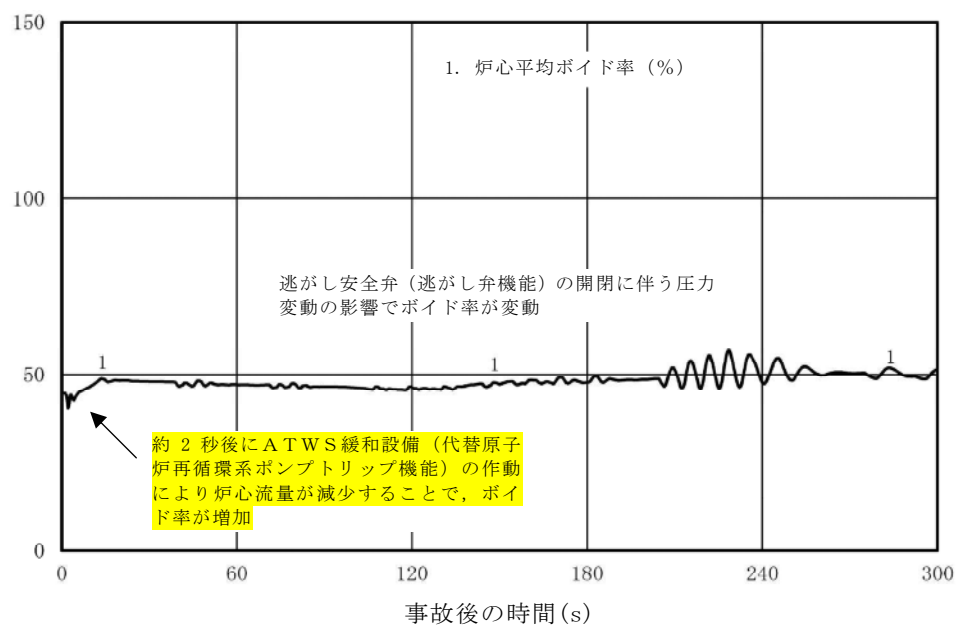
第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



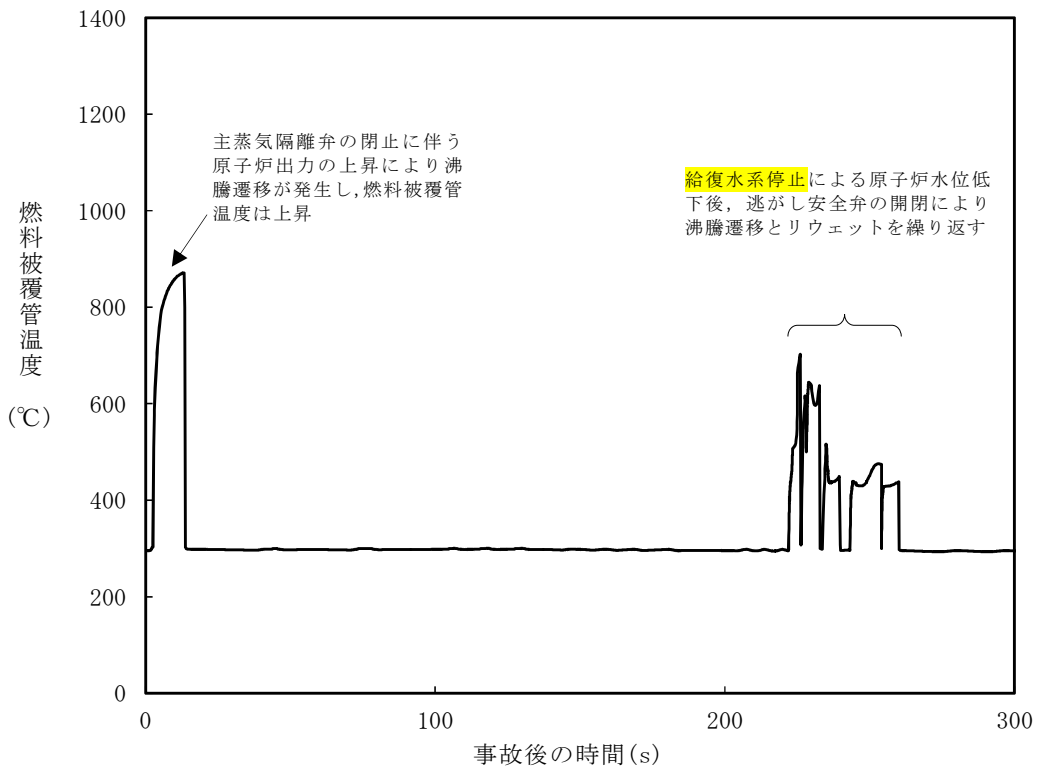
第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(短期)



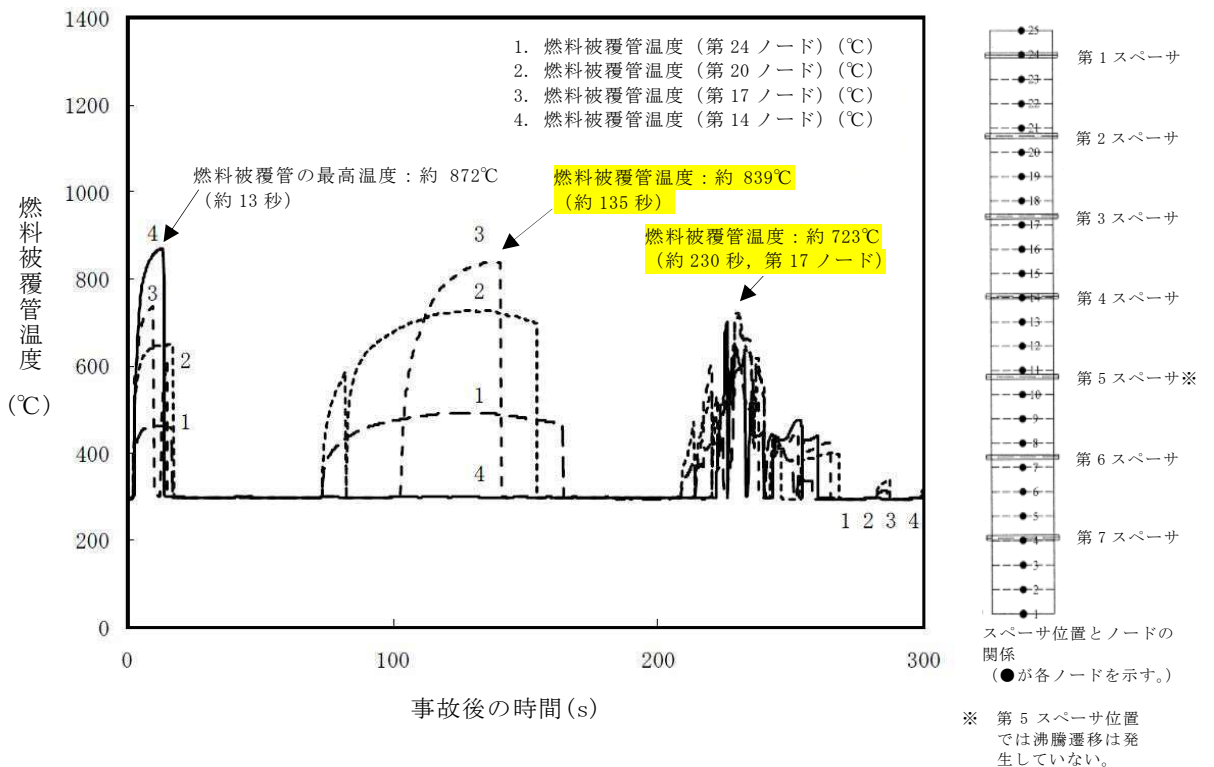
第 2.5-7 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び  
逃がし安全弁の流量の推移 (短期)



第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)

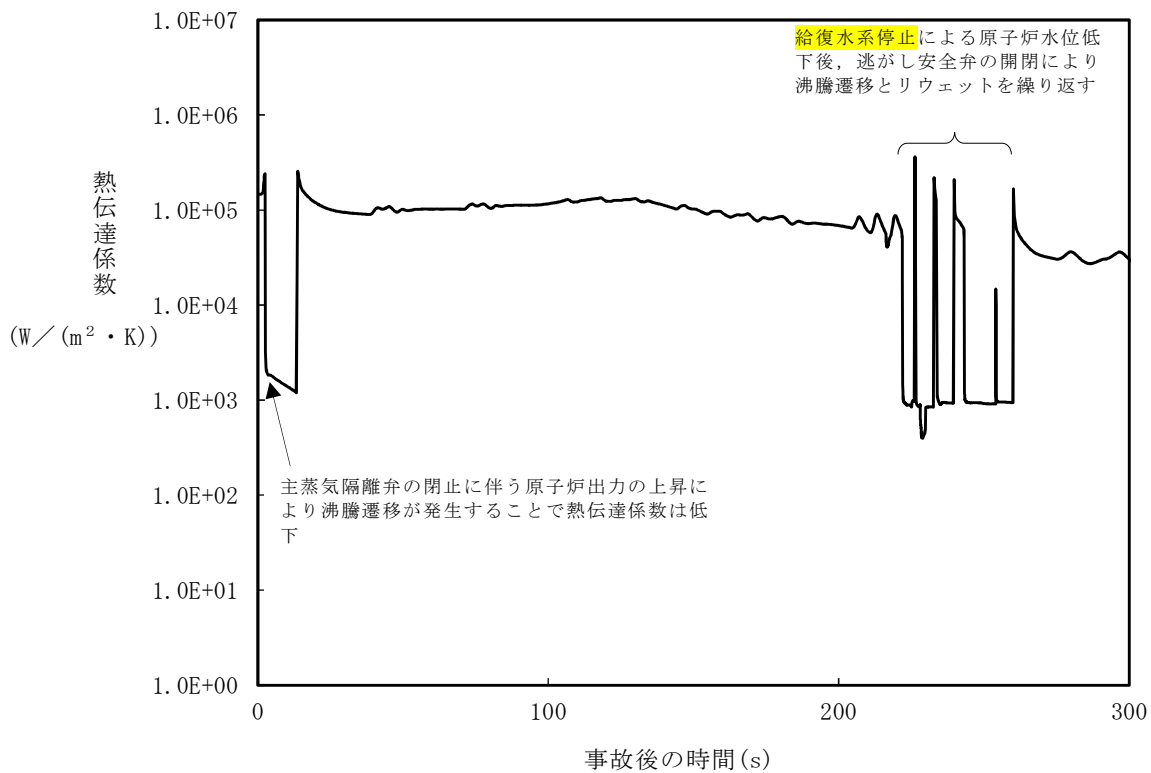


第 2.5-9 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

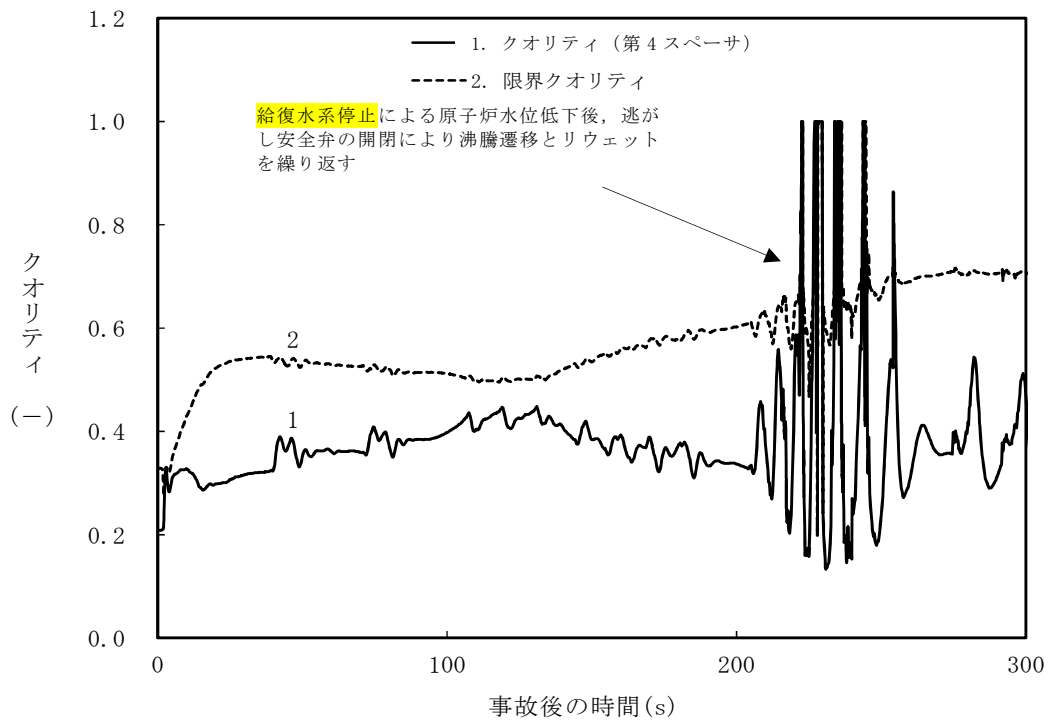


第 2.5-10 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。

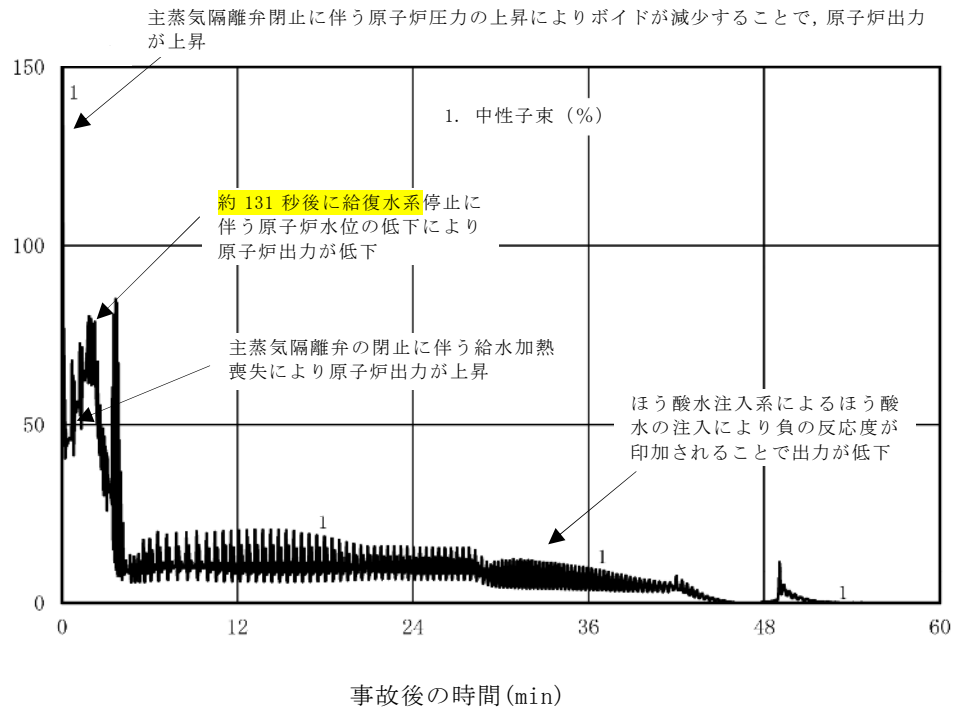


第 2.5-11 図 熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

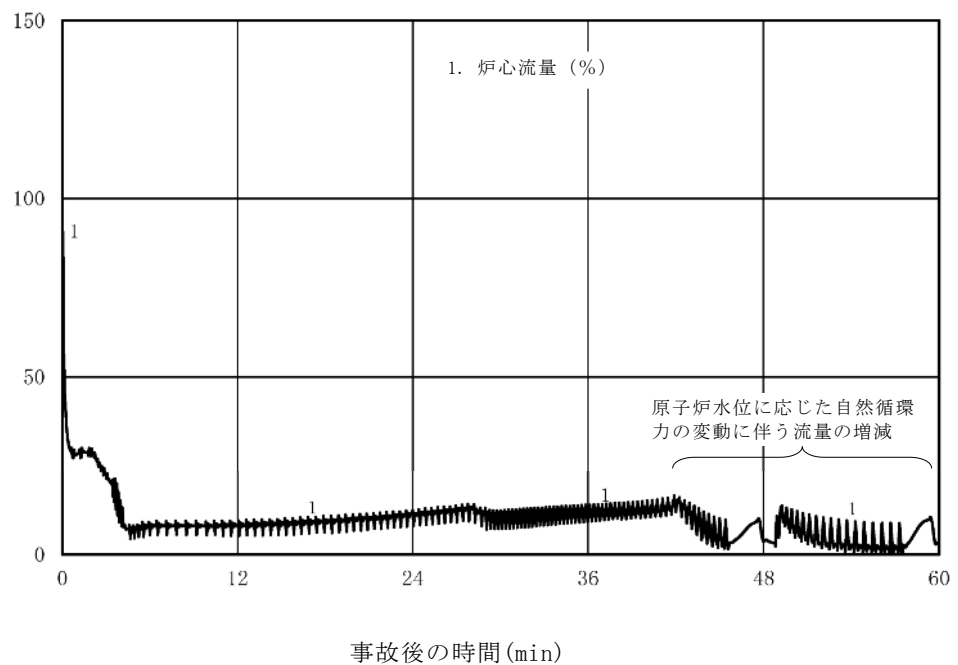


第 2.5-12 図 クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

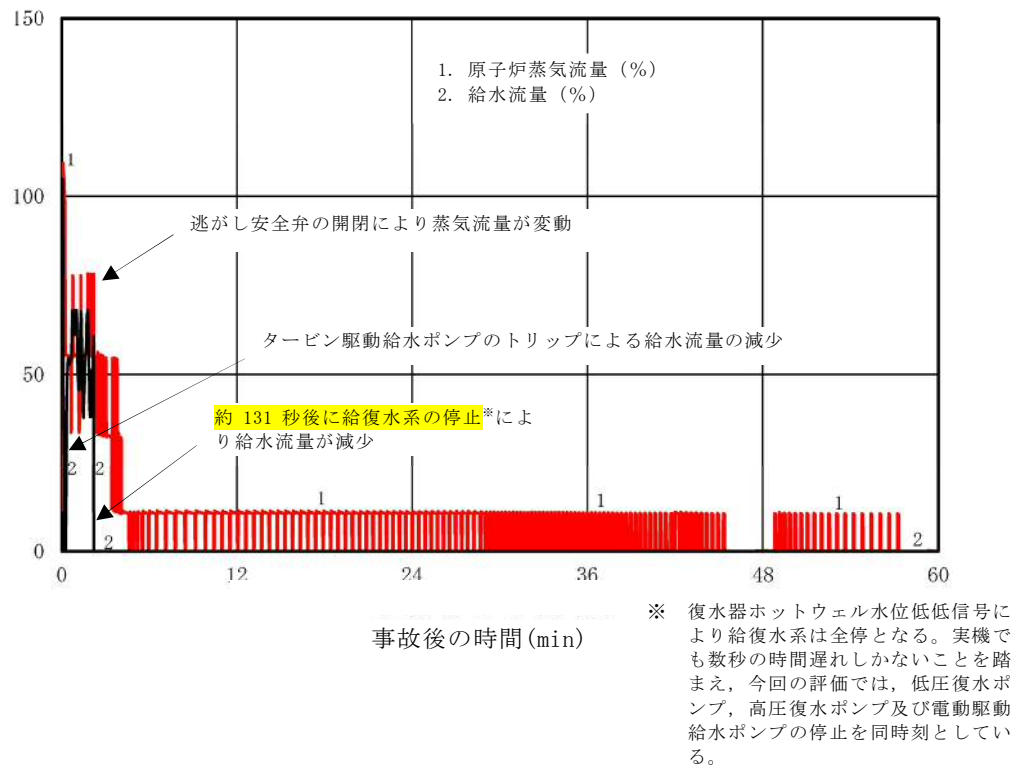




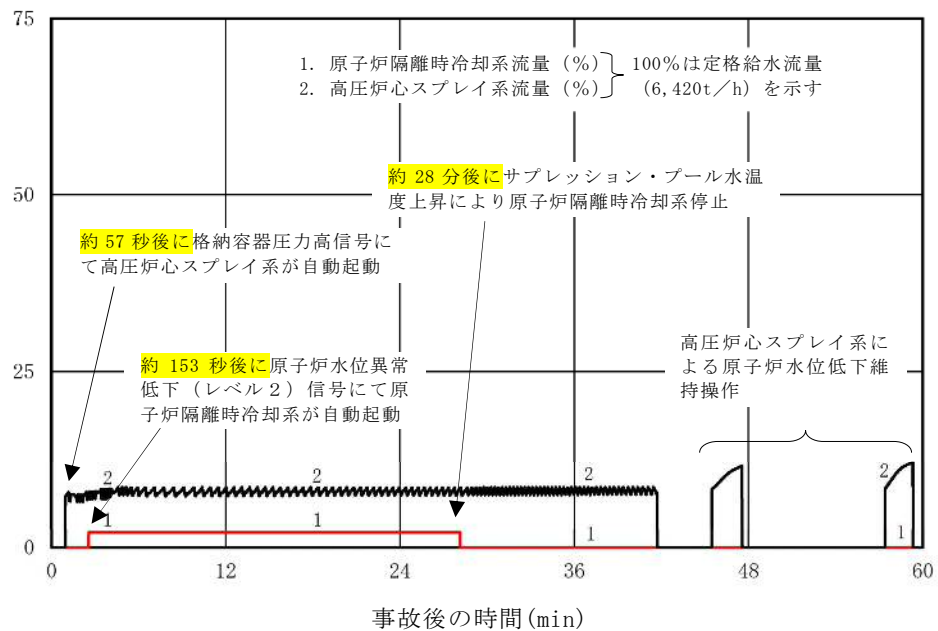
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



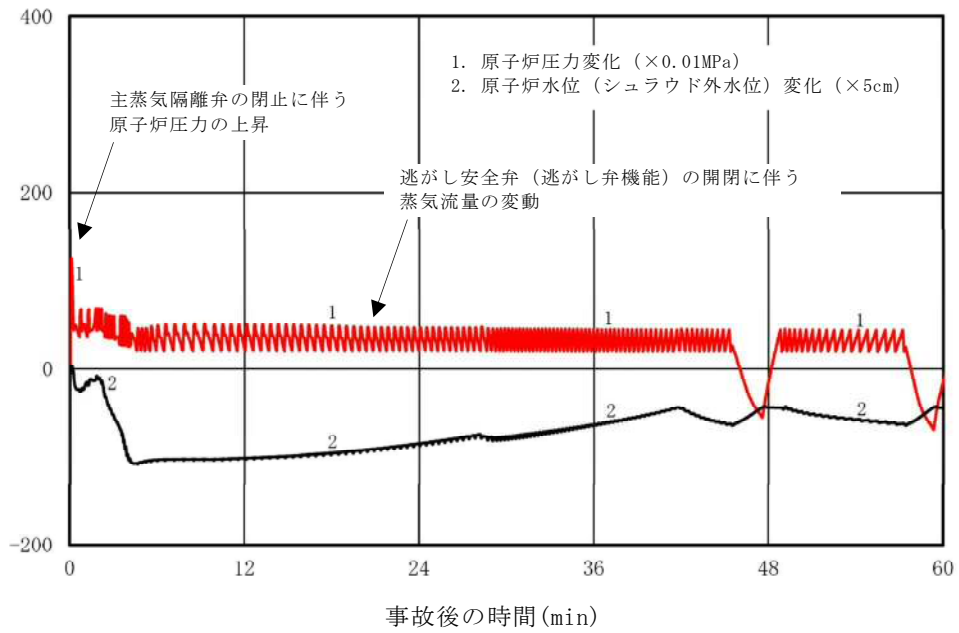
第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



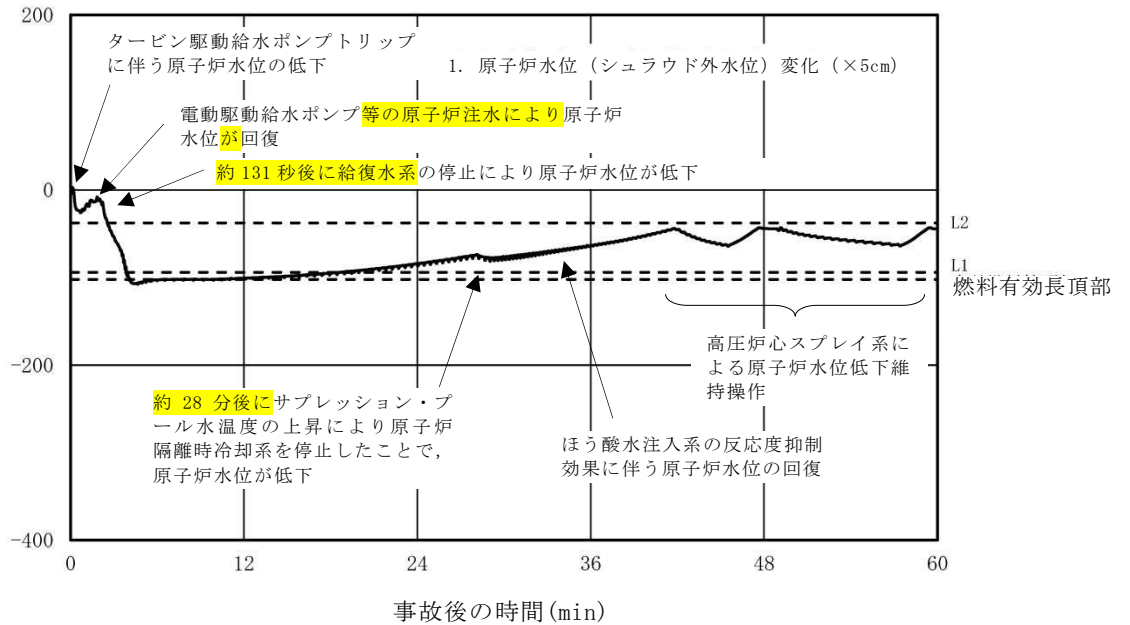
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



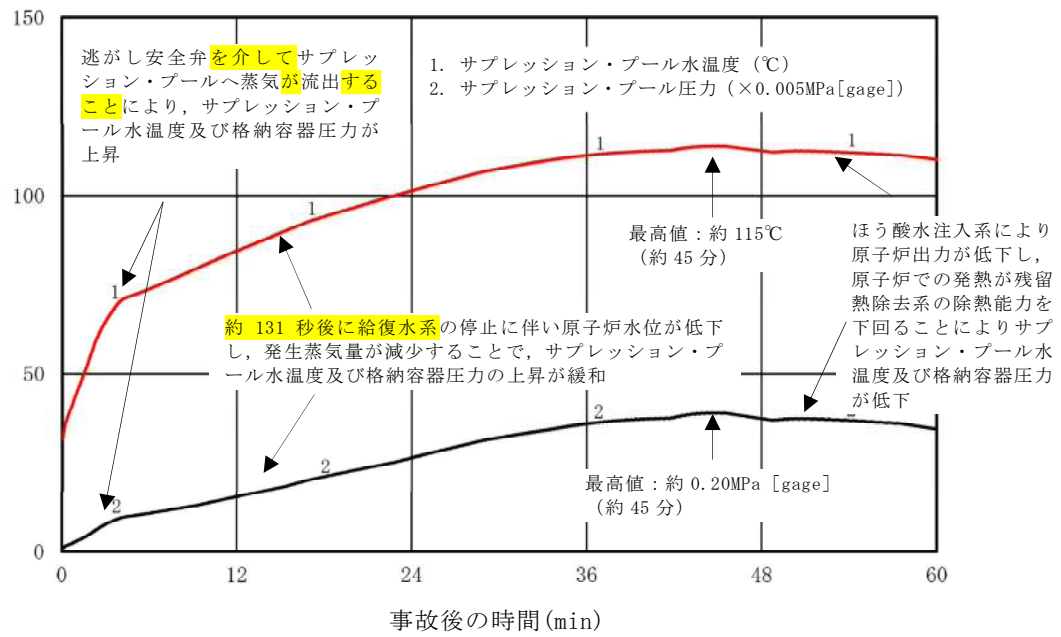
第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（長期）



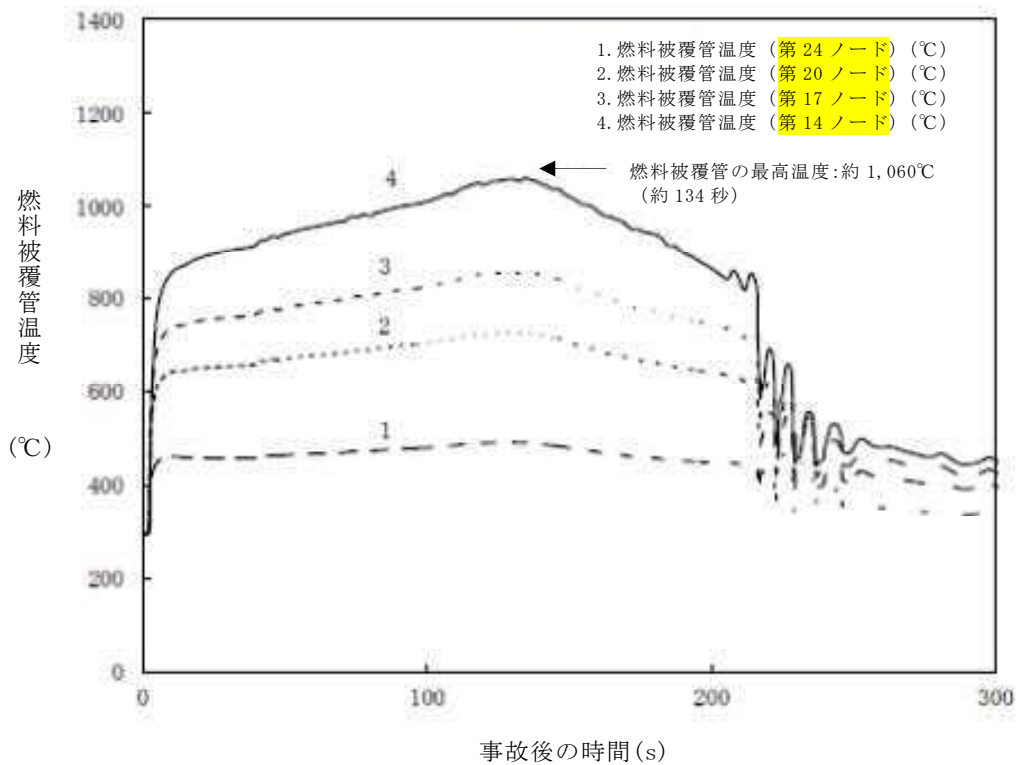
第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移（長期）



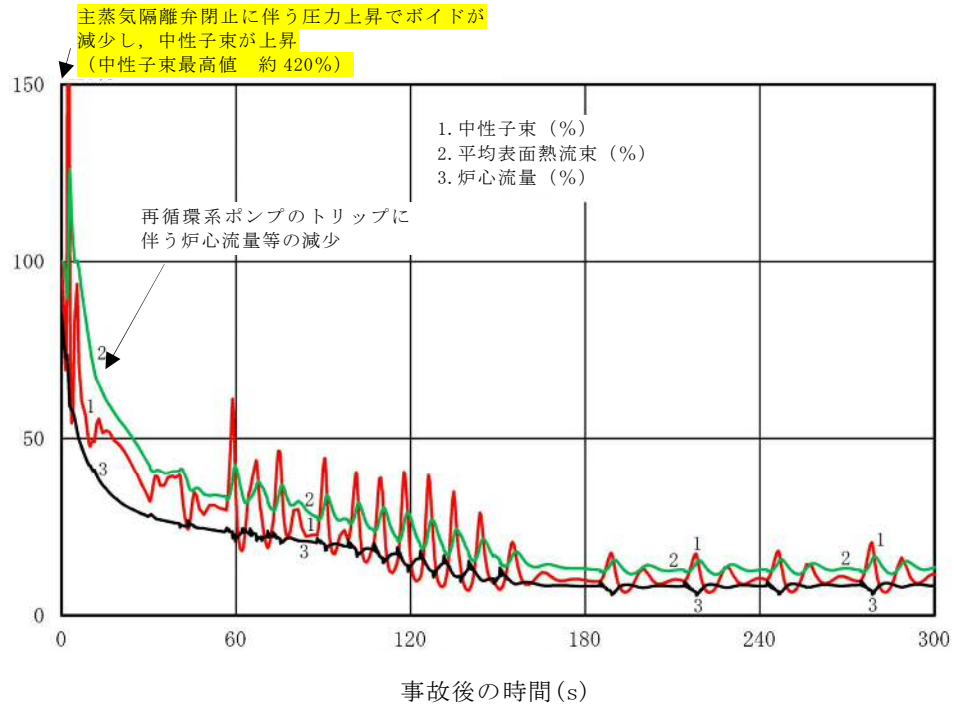
第 2.5-18 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



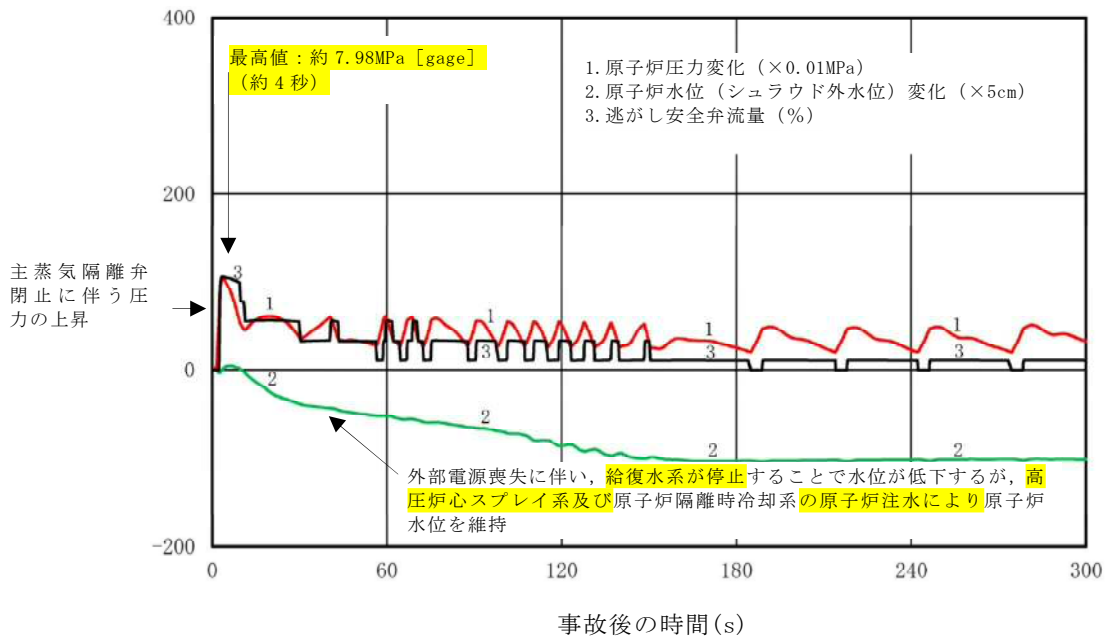
第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移(長期)



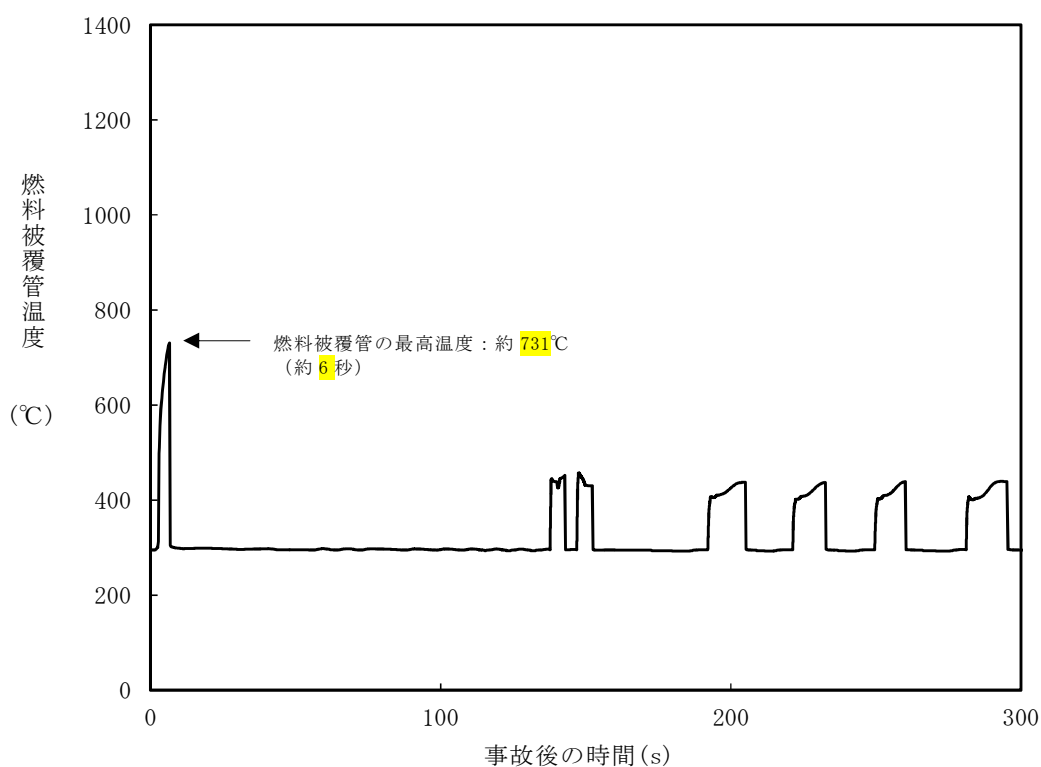
第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)



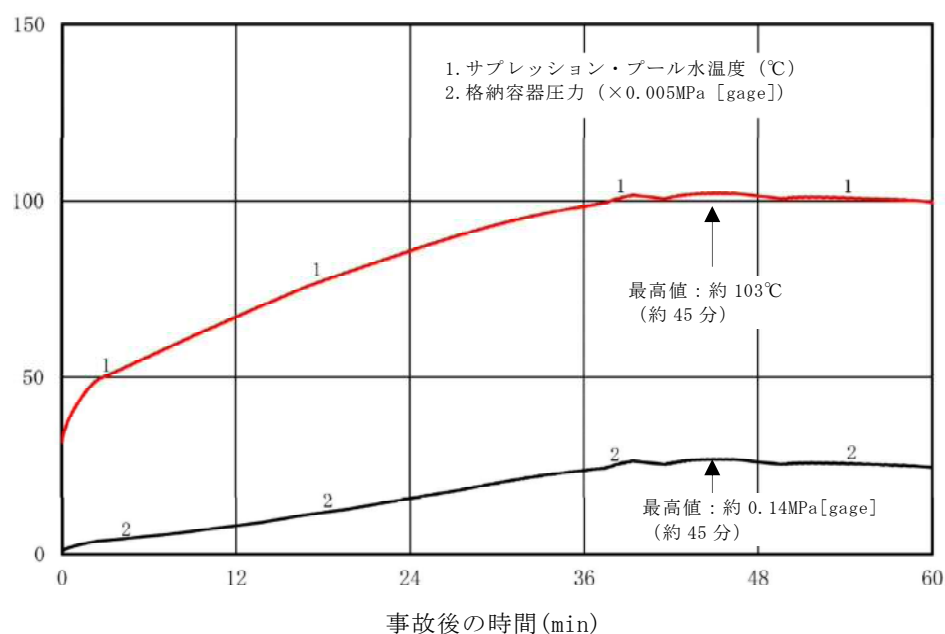
第 2.5-21 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移  
(外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-22 図 原子炉圧力，原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁流量の推移 (外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-23 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（外部電源がない場合）（短期）



第 2.5-24 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
（外部電源がない場合）（長期）

## プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について

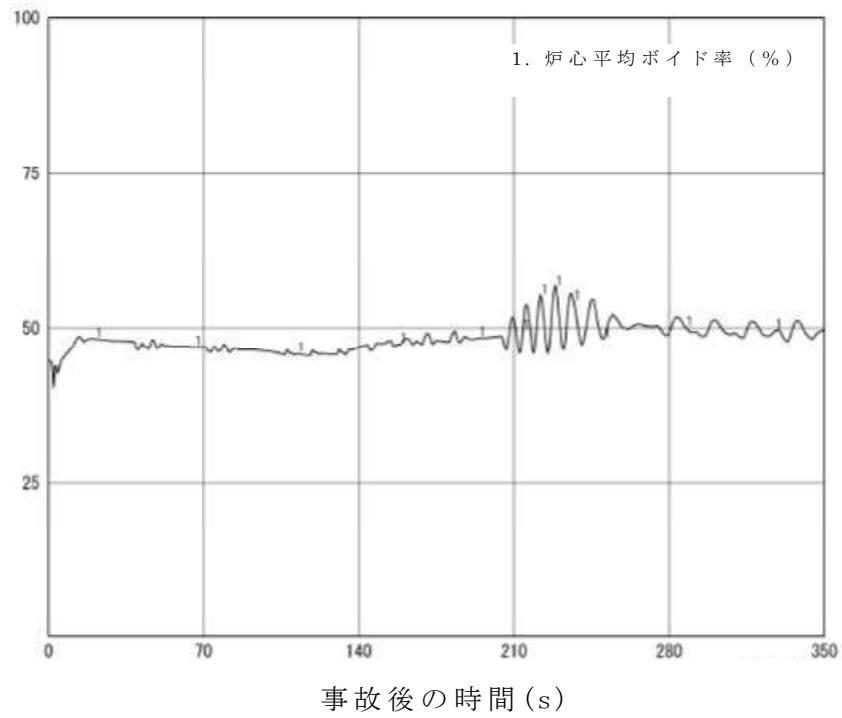
原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の増加量が大きくなる。よって、プラント動特性評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。

動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（ $\beta$  値）で除した値であり、一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（ $\beta$  値）を第 1 表に、今回の評価におけるボイド率の推移を第 1 図に、減速材ボイド係数を第 2 図に、動的ボイド係数を第 3 図に示す。今回の評価ではボイド率が 40% から 60% 程度で推移することから、第 3 図に示すとおり、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり、ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。

よって、プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。

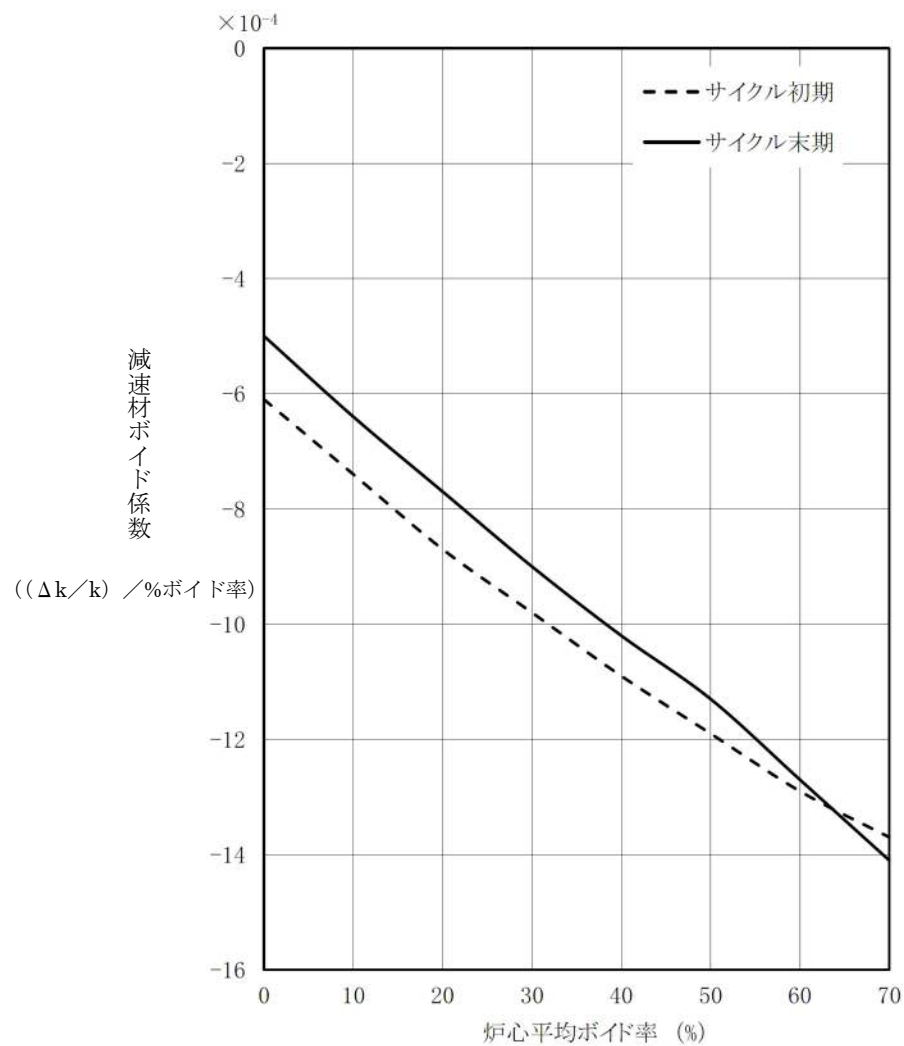
第1表 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合(β値)

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合(β値)	約 0.0060	約 0.0053

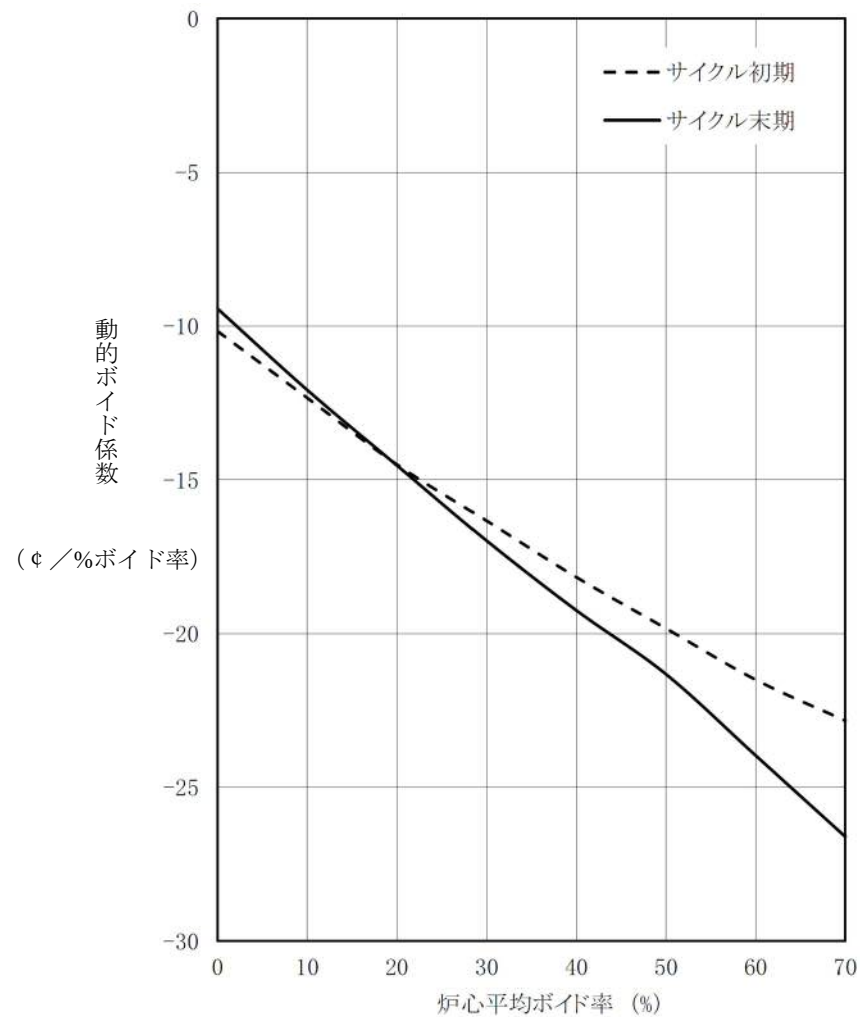


第1図 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移





第2図 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)



第3図 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

## 自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について

## 1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

自動減圧系は、中小破断 L O C A 時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。自動減圧系は、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage]）信号及び原子炉水位異常低下（レベル 1）信号により自動作動信号が発信され、120 秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプの吐出圧力が確立している場合に、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を開放する。

原子炉停止機能喪失時に自動減圧系により原子炉が自動減圧し、これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると、ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで、急激な原子炉出力上昇をもたらすこととなる。

このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の起動を阻止することを明確にしており、また、起動阻止用の操作スイッチを設けている。

## 2. 自動減圧系の自動起動阻止操作について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、事象発生約 232 秒後に自動減圧系のタイマーが作動し、起動阻止操作をしない場合には、この 120 秒後に逃がし安全弁が開放する。このため、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮

して、事象発生から4分後に自動減圧系等の作動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から10分以内の操作であり、他の事象で見込んである事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シーケンスグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。

以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10分の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生から4分後に自動減圧系の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系の自動起動阻止操作の完了まで2分で実施可能である。

## 安定状態について（原子炉停止機能喪失）

原子炉停止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又は重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。

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

## 【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

ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し未臨界が達成され，高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，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，事象発生の 17 分後から残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。原子炉出力が維持されている期間は，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は緩やかに上昇を継続するが，ほう酸水注入系により未臨界が達成されると低下傾向となり，格納容器雰囲気温度は 150℃を下回るとともに，逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，格納容器安定状態が確立される。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の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，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。制御棒挿入機能の復旧後は，制御棒を挿入することで，ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 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（原子炉停止機能喪失）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	核分裂出力	核特性モデル	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる	「反応度フィードバック効果」にて確認する。	「反応度フィードバック効果」にて確認する。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル (ボイド・ドブブラ)	動的ボイド係数： <input type="text"/> ～ <input type="text"/> 動的ドブブラ係数： <input type="text"/> ～ <input type="text"/>	「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」にて確認する。
		反応度モデル (ボロン)	高温停止に必要なボロン反応度： -3% Δk	高温停止に必要なボロン反応度を-3% Δkとした場合には、未臨界達成の時間が遅くなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する影響が小さいことを確認しており、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（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（第 3 部 REDY））。	高温停止に必要なボロン反応度を-3% Δkとした場合には、サブプレッション・プール水温度が7℃上昇し、格納容器圧力が0.04MPa上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最高値は115℃、格納容器圧力の最高値は0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい。（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（第 3 部 REDY））
	崩壊熱	崩壊熱モデル	非常用炉心冷却系の性能評価において使用が認められている崩壊熱曲線に対して、1秒後の時点で+0.8%/-0.1%の不確かさを有する	原子炉停止機能喪失により高出力状態が維持されるため、崩壊熱モデルの不確かさにより事象進展に与える影響は小さいことから、運転員操作時間等に与える影響は小さい。	崩壊熱曲線を初期状態において+1%/-2%とした場合でも評価項目となるパラメータに影響を与えないことを感度解析により確認している（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（第 3 部 REDY））。
	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心ボイドマップ確認試験により、炉心ボイドモデルにおいて使用するボイド率補正率に対して、以下の不確かさを有する 補正無し/最大補正二次関数	炉心ボイドモデル等の影響は、原子炉出力変化に影響を及ぼし、燃料被覆管温度、サブプレッション・プール水温度や水位変化に影響すると考えられる。しかしながら、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。	ボイド率補正率を補正無しとした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。 ボイド率補正率を最大補正二次関数とした場合には、サブプレッション・プール水温度が2℃上昇し、格納容器圧力が0.01MPa上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最高値は115℃、格納容器圧力の最高値は0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい（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（第 3 部 REDY））。
原子炉圧力容器	冷却材流量変化 (コストダウン特性)	再循環モデル	再循環系ポンプ慣性時定数： +10%/-10%	再循環系ポンプ慣性時定数の影響は、再循環系ポンプトリップ時の炉心流量、原子炉出力変化に影響するが、事象発生初期の短時間の影響であり、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。	再循環系ポンプ慣性時定数を+10%/-10%とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるが又は影響を与えないことを感度解析にて確認している（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（第 3 部 REDY））。
	冷却材流量変化 (自然循環流量)	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる	自然循環状態は、シュラウド内外の位置ヘッド差 (マスバランス) が支配的であり、炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、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。	自然循環状態は、シュラウド内外の位置ヘッド差 (マスバランス) が支配的であり、炉内ボイドによる摩擦圧損等の炉心流量への影響は小さいこと及び実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、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。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	逃がし安全弁モデル	逃がし安全弁流量: +16.6%	逃がし安全弁流量が大きくなった場合、原子炉水位の低下やサブプレッション・プール水温度の上昇が早くなることが考えられるが、感度解析結果より評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また、実機試験での挙動を概ね再現できることを確認しており、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 (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 (第3部 REDY))。	逃がし安全弁流量を+16.6%とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響を与えないことを感度解析にて確認している (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 (第3部 REDY))。
	ECCS注水 (給水系・代替注水含む)	給水系モデル	給水エンタルピー (1)給水温度 (主蒸気流量零で): -60kJ/kg (-14℃) (2)遅れ時間: +50秒	給水エンタルピーが低下した場合には、炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇し、また、給水エンタルピーの低下が遅れた場合には、炉心入口サブクールの低下が遅くなることで原子炉出力の上昇が遅くなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又はその影響が小さいことを確認している。また、解析コードは実機試験データと比較して給水エンタルピーを多少小さめに評価し、全体的に良く一致することを確認しており、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 (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 (第3部 REDY))。	給水エンタルピーについて給水温度を-60kJ/kg (-14℃)、遅れ時間を+50秒とした場合には、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを感度解析により確認している。また、給水温度のみを-60kJ/kg (-14℃)とした場合には、燃料被覆管温度が10℃上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析における燃料被覆管温度の最高値は872℃であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい (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 (第3部 REDY))。
			高圧炉心注水系流量 :実力値 (137%)	高圧炉心スプレイ系の流量が増加した場合、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力が高めとなることが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。また、原子炉へ注水する場合の影響としては、ECCS注水も給水系による注水も同等と考えられ、解析コードは、給水ポンプがトリップした場合や給水流量が増減した場合の実機試験の挙動を良く模擬できることを確認しており、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 (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 (第3部 REDY))。	高圧炉心注水系流量を137%とした場合には、サブプレッション・プール水温度が4℃上昇し、格納容器圧力が0.03MPa上昇することを感度解析により確認している。有効性評価解析におけるサブプレッション・プール水温度の最高値は115℃、格納容器圧力の最高値は0.20MPa[gage]であり、評価項目に対して十分な余裕があることから、その影響は非常に小さい (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 (第3部 REDY))。
			サブプレッション・プール水の初期エンタルピー :設計仕様の常用温度下限 (-104kJ/kg (-25℃))	サブプレッション・プール水の初期エンタルピーが低下した場合、サブプレッション・プール水源を用いてECCS注水を実施する際の炉心入口サブクールが低下することで原子炉出力が上昇することが考えられるが、感度解析結果により評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなるか又は影響がないことを確認しており、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 (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 (第3部 REDY))。	サブプレッション・プール水の初期エンタルピーを-104kJ/kg (-25℃)とした場合には、サブプレッション・プール水温度が18℃低下し、格納容器圧力が0.06MPa低下することを感度解析により確認していることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる (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 (第3部 REDY))。
ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的な混合特性を設定	解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなるため、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
容器納	サブプレッション・プール冷却	格納容器モデル	保守的モデルに含まれる	解析コードは、単純な計算で保守性を確保していることから、不確かさ要因としては考慮しない。	解析コードは、単純な計算で保守性を確保していることから、不確かさ要因としては考慮しない。

添付 2.5.4-2

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

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	出力分布変化	出力分布モデル	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル、燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れが小さくなる。このため、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。また、給水加熱喪失によって原子炉出力が準静的に増加する状態では、表面熱流束に対する熱伝達遅れの燃料被覆管温度への影響は大きくないと考えられる。	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することで、原子炉出力が上昇する時の表面熱流束に対する熱伝達遅れを小さくし、主蒸気隔離弁閉止によって原子炉出力が急増する状態では、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料棒表面熱伝達	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは、燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用したことに加え、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。 解析コードは、燃料被覆管温度に依存するリウエット相関式(相関式2)を使用し、上述のとおり被覆管温度を高めに評価することから、リウエット時刻を遅めに評価し、燃料被覆管温度を高めに評価する。	解析コードは、燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を想定した感度解析を実施し、この場合でも評価項目を満足することを確認している。 (添付資料 2.5.5)	解析コードは、燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合を想定した感度解析を実施し、この場合でも評価項目を満足することを確認している。
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	解析コードは、沸騰遷移が生じ易い条件として、SLMCP R を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度をおおむね高めに評価する。	解析コードは、沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP R を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは、沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP R を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	気液熱非平衡	熱伝達モデル リウエットモデル	解析コードは、沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用したことに加え、被覆管温度が高温となる領域で重要な熱伝達機構となる輻射熱伝達を無視しているため、冷却材温度を飽和温度として熱伝達を取り扱った場合でも燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。よって、燃料被覆管温度に対する気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれる。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ、燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは沸騰遷移後の燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式(修正 Dougall-Rohsenow 式)を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、気液熱非平衡の不確かさの影響は、修正 Dougall-Rohsenow 式の保守性に含まれ、燃料被覆管温度をおおむね高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

添付 2.5.4-3

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1/6)

項目	解析条件の不確かさ		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	3,293MW	約 3,279MW～ 約 3,293MW (実績値)	定格熱出力を設定	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。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は、最大線出力密度にて説明する。	最確条件とした場合には最大線出力密度が緩和される。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は、最大線出力密度にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	約 6.91MPa[gage]～ 約 6.94MPa[gage] (実績値)	定格圧力を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、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小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転水位 約-4cm～約+6cm (セパレータスカート下端から約+122cm～約+132cm) (実績値)	通常運転水位を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、解析条件で設定した通常運転水位から自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下(レベル1)までの原子炉水位の低下量は約4.7m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く、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、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、解析条件で設定した通常運転水位から自動減圧系の作動信号の一つである原子炉水位異常低下(レベル1)までの原子炉水位の低下量は約4.7m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く、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	約 41,060t/h (定格流量の85%流量)	定格流量の 約 86%～約 104% (実績値)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定	最確条件とした場合には、炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	主蒸気流量	6,420t/h	約 6,398t/h～ 約 6,466t/h	定格主蒸気流量を設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気は遮断されるため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象初期において主蒸気隔離弁が閉止し、主蒸気は遮断されるため、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。

添付 2.5.4-4



第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/6)

項目	解析条件の不確かさ		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	給水温度	約 216℃	約 217℃～約 219℃	初期給水温度が低いほど、印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定。初期温度約 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで低下し、電動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、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。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇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。
	燃料及び炉心	9×9燃(A型)単一炉心	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、その違いの影響は修正Dougall-Rohsenow式及び相関式2の保守性に概ね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(A型)又は9×9燃料(B型)の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが、両型式の熱水力的な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(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(第4部 SCAT))。	最確条件とした場合には、9×9燃料(A型)又は9×9燃料(B型)の単独炉心若しくはこれらの混在炉心となる場合があるが、両型式の熱水力的な特性はほぼ同等であり、ともに炉心動特性及びポストBT挙動の評価特性に主に由来する安全余裕に概ね包含されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は有意とならない(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(第4部 SCAT))。
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約 33 kW/m～約 41kW/m(実績値)	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇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。
	最小限界出力比	1.24	限界出力比指標* 0.98以下(実績値) ※ 実際の運転管理上は、最小限界出力比の運転制限値を最小限界出力比で除した限界出力比指標で管理を行っており、この値が1以下であれば限界出力比の制限値を超過していない	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料(A型)のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定。	最確条件とした場合、沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合、沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇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。

添付 2.5.4-5

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/6)

項目	解析条件の不確かさ		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	核データ (動的ボイド係数)	平衡炉心サイクル末期の値×1.25	-	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、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。 なお、解析コードの不確かさ等を考慮して <b>設定している</b> 保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、事象進展に与える影響が小さいことを確認している(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(第3部 REDY))。	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、燃料被覆管温度の上昇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。 なお、解析コードの不確かさ等を考慮して <b>設定している</b> 保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、 <b>プラント挙動への離京は小さく、燃料被覆管温度も数℃の上昇にとどまり</b> 、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している(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(第3部 REDY))。	
	核データ (動的ドブプラ係数)	平衡炉心サイクル末期の値×0.9				
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2kPa[gage]～ 約 4.7kPa[gage] (実績値)	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する高めの値を設定	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力は低めに推移するが、解析上格納容器圧力を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している格納容器初期圧力よりも小さくなる。このため、格納容器圧力が低めに推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器体積	9,800m <sup>3</sup>	9,800m <sup>3</sup> (設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件は最確条件と同等であることから、事象進展に影響はなく、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・プール水量	3,300m <sup>3</sup>	約 3,308m <sup>3</sup> ～約 3,342m <sup>3</sup> (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水量の運転範囲において解析条件より高めの水量となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、解析条件で設定した水量(3,300m <sup>3</sup> )に対し、ゆらぎによる水量変化は約42m <sup>3</sup> であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、サブプレッション・プール水量の運転範囲において解析条件より高めの水量となるが、ゆらぎの幅は非常に小さい。例えば、解析条件で設定した水量(3,300m <sup>3</sup> )に対し、 <b>ゆらぎによる水量変化は約42m<sup>3</sup>であり、その割合は初期保有水量の1.3%程度と非常に小さい。</b> したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約 15℃～約 32℃ (実績値)	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している <b>サブプレッション・プール水温度と同等以下となる。</b> 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから <b>運転員等操作時間に与える影響はない。</b> 32℃未満の場合は、サブプレッション・プール水温度を <b>操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。</b> また、非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では、注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが、注水水温を低くした場合においても、プラント挙動への影響が小さいことを感度解析により確認している。 (添付資料 2.5.6)	最確条件は解析条件で設定している <b>サブプレッション・プール水温度と同等以下となる。</b> 32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから <b>評価項目となるパラメータに与える影響はない。</b> 32℃未満の場合は、サブプレッション・プール水温度は低めに推移し、サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 また、非常用炉心冷却系の原子炉注水による反応度印加の観点では、注水水温が低い方が高い反応度が印加されるが、注水水温を低く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が小さいことを感度解析により確認している。 (添付資料 2.5.6)

添付 2.5.4-6

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/6)

項目	解析条件の不確かさ		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	起回事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	—	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく、反応度の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定	—
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動での原子炉スクラム 代替制御棒挿入機能 (ARI)	—	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定	—
	外部電源	外部電源あり	—	給復水系及び再循環系ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がない場合には、電動駆動給水ポンプ及び再循環系ポンプが停止することで、原子炉出力が低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。  (添付資料 2.5.7)
重大事故等対策に 関連する機器条件	主蒸気隔離弁閉止	閉止時間：3秒	閉止時間：3秒～4.5秒 (設計値)	原子炉圧力の上昇が早く、原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップするため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)	原子炉圧力高信号 (7.39MPa [gage]) (遅れ時間：0.2秒)	原子炉圧力高信号 (7.39MPa [gage]) (遅れ時間：0.2秒) (設計値)	設計値を設定	解析条件と最確条件は同等であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

添付 2.5.4-7

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/6)

項目	解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に 関連する機器条件	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] ~ 7.65MPa[gage] 354.6t/h(1個当たり) ~367.6t/h(1個当たり)	逃がし弁機能 7.37MPa[gage] ~ 7.65MPa[gage] 354.6t/h(1個当たり) ~367.6t/h(1個当たり)	原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となるため、 <b>逃がし弁機能を設定</b>	機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし弁機能は原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、 <b>中性子束は低めに維持される。</b> 一方で、RE DYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレッション・プールの水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間当たりにサブプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サブプレッション・プール水温度の最高値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さいことから、 <b>運転員等操作時間に与える影響は小さい。</b> また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、事象発生の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最高値は同等となるため、事象初期のプラント挙動に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし弁機能は原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下し、 <b>中性子束は低めに維持される。</b> 一方で、RE DYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効率が低下することで未臨界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレッション・プール水温度の上昇傾向が継続する時間も長くなるが、中性子束が低めに維持されるため単位時間当たりにサブプレッション・プールに流入する蒸気量も減少しており、サブプレッション・プール水温度の最高値は同等となるため、 <b>評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</b> また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、 <b>事象発生の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが全台トリップし、ボイド率が増加することで負の反応度が印加されることで中性子束の最高値は同等となるため、</b> 事象初期のプラント挙動に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	高圧炉心 スプレイ系	ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage])にて自動起動 (遅れ時間：0秒) ・注水流量： 145m <sup>3</sup> /h~1,506m <sup>3</sup> /h ・注水圧力： 0MPa[dif] ~ 8.30MPa[dif]	ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage])にて自動起動 (遅れ時間：17秒) ・注水流量： 375 m <sup>3</sup> /h~1,419m <sup>3</sup> /h以上 ・注水圧力： 0MPa[dif] ~ 7.65MPa[dif]	原子炉注水開始タイミングが早く、注水流量が大きい方が、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となる。このため、自動起動遅れ時間を0秒とし、注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定	

添付 2.5.4-8

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (6/6)

項目	解析条件の不確かさ		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			
重大事故等対策に 関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下(レベル2)にて自動起動(遅れ時間:0秒) ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]	原子炉水位異常低下(レベル2)にて自動起動(遅れ時間:30秒) ・注水流量: 136.7m <sup>3</sup> /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]	注水特性は、タービン回転数制御により一定流量に制御されることから、設計値を設定 原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで、反応度の観点で厳しい設定となるため、自動起動遅れ時間を0秒と設定	最確条件とした場合には、印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されるが、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。
	ほう酸水注入系	注入流量: 163L/min ほう酸水濃度: 13.4wt%	注入流量: 163L/min(設計値) ほう酸水濃度: 13.4wt%以上	注入流量は、設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定	最確条件とした場合には、負の反応度印加がおおむね早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度の上昇が緩和されるため、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。
	残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)	熱交換器1基当たり約53MW(サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において)	熱交換器1基当たり約53MW(サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度27.2℃において)(設計値)	設計値を設定	解析条件は最確条件と同等であり、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。

添付2.5.4-9

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響（1/3）

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
<p>操作条件</p> <p>自動減圧系等の作動阻止操作</p>	<p>事象発生から4分後</p>	<p>運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 事故時には重要監視事項である原子炉スクラムの成否を最初に確認することから認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、運転員の認知を助けるために原子炉自動スクラム警報が発信し、全制御棒全挿入ランプは消灯したままとする。この事象初期の状況判断に余裕時間を含め3分を想定している。また、自動減圧系等のタイマーが作動した場合は、タイマー作動を知らせる警報が発報するとともに、この120秒後に逃がし安全弁が自動開放する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</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】 自動減圧系の作動阻止操作として余裕時間も含め1分を想定しており、自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 なお、原子炉停止機能喪失時に反応度抑制のために実施する制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作より、自動減圧系の作動阻止操作は優先して実施するものである。また、複数の当直運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしている。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。</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、評価項目に与える影響はない。</p>	<p>解析上、ドライウェル圧力高（13.7kPa [gage）及び原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達し自動減圧系のタイマーが作動するのは事象発生約232秒後であり、この120秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。 仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに本操作を実施することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。また、逃がし安全弁（自動減圧機能）7個にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約160秒で原子炉圧力が約2MPaまで低下している。 以上より、合計で解析上の操作開始時間である事象発生4分後から約270秒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（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。 解析上においては、起因事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知及び自動減圧系等の作動阻止操作まで4分としているところ、訓練実績は約2分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

添付 2.5.4-10

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (2/3)

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
操作条件	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分後	<p>運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失を確認し、自動減圧系等の作動阻止操作を実施した後にサプレッション・プール水温度が49℃に近接した場合に実施する。有効性評価解析では約1.4分でサプレッション・プール水温度が49℃に到達するため、自動減圧系等の作動阻止操作完了後に操作に要する時間を考慮して設定</p> <p>【認知】自動減圧系等の作動阻止操作の完了後に一連の操作として実施するため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、<b>当直運転員</b>の認知を助けるために、サプレッション・プール水温度上昇に伴い複数の警報が発報する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】中央制御室での操作のみであり、<b>当直運転員</b>は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</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】ほう酸水注入系の起動操作として余裕時間も含め2分を設定している。中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。<b>なお、原子炉停止機能喪失時に反応度抑制のために実施する制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作より、ほう酸水注入系の起動操作は優先して実施するものである。また、複数の当直運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしている。</b></p> <p>【操作の確実さ】中央制御室の制御盤の<b>スイッチ</b>による簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。	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、評価項目に与える影響はない。	ほう酸水注入系の起動操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることで、サプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シナシスにおけるサプレッション・プール <b>水温度の最高値は、約115℃であり、仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。</b> (添付資料 2.5.8)	中央制御室における操作のため、シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。解析上においては、起回事象の主蒸気隔離弁の誤閉止から原子炉停止機能喪失の認知、自動減圧系等の作動阻止操作及びほう酸水注入系の起動操作まで6分としているところ、訓練実績は約3分。想定範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

添付 2.5.4-11

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/3)

項目	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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
操作条件 残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱	事象発生から17分後	残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱は、サブプレッション・プールの水温度が32℃以上となった場合に実施するが、有効性評価解析では初期条件としてサブプレッション・プールの水温度を32℃に設定している。このため、事象初期の状況判断後に操作に要する時間を考慮して設定	<p>【認知】 原子炉停止機能喪失時には重要監視パラメータとなるサブプレッション・プールの水温度を継続監視しているため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに、当直運転員の認知を助けるためにサブプレッション・プールの水温度上昇による複数の警報が発信する。以上により、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</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】 残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱として余裕時間も含め6分を設定している。中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、操作所要時間が長くなる可能性は非常に低く、操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 並列操作とは異なる要員による対応が可能であることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>なお、原子炉停止機能喪失時に反応度抑制のために実施する制御棒の手動挿入操作及び原子炉水位の低下維持操作は、複数の当直運転員にて優先順位に基づき分担して操作を実施することとしている。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	左記のとおり操作不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等である。	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、評価項目に与える影響はない。	残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱が遅れた場合、サブプレッション・プールの水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シナリオにおけるサブプレッション・プールの水温度の最高値は約115℃であり仮に本操作が遅れた場合でも評価項目である200℃に対して十分な余裕があるため時間余裕がある。	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。訓練では、残留熱除去系（サブプレッション・プールの冷却系）による格納容器除熱の時間は約6分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

添付 2.5.4-12



## リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

## 1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響

原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や、給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し、燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる（リウエット）ことで急減に低下する。よって、燃料被覆管の最高温度は、このリウエットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、リウエット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」（2003年6月、日本原子力学会）における相関式2を用いている。相関式2によるリウエット判定は燃料被覆管温度に依存し、解析コードは燃料被覆管温度を高め評価することから、相関式2によるリウエット判定時刻も遅くなる傾向となり、燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。

## 2. 評価条件

リウエットを考慮しないものとし、その他の条件については、有効性評価の解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じであ

る。

### 3. 評価結果

リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の評価結果を第 1 図にベースケースの評価結果を第 2 図に示す。また、リウエットを考慮しない場合とベースケースとを比較した評価結果を第 1 表に、燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度及び燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較を第 3 図及び第 4 図に示す。

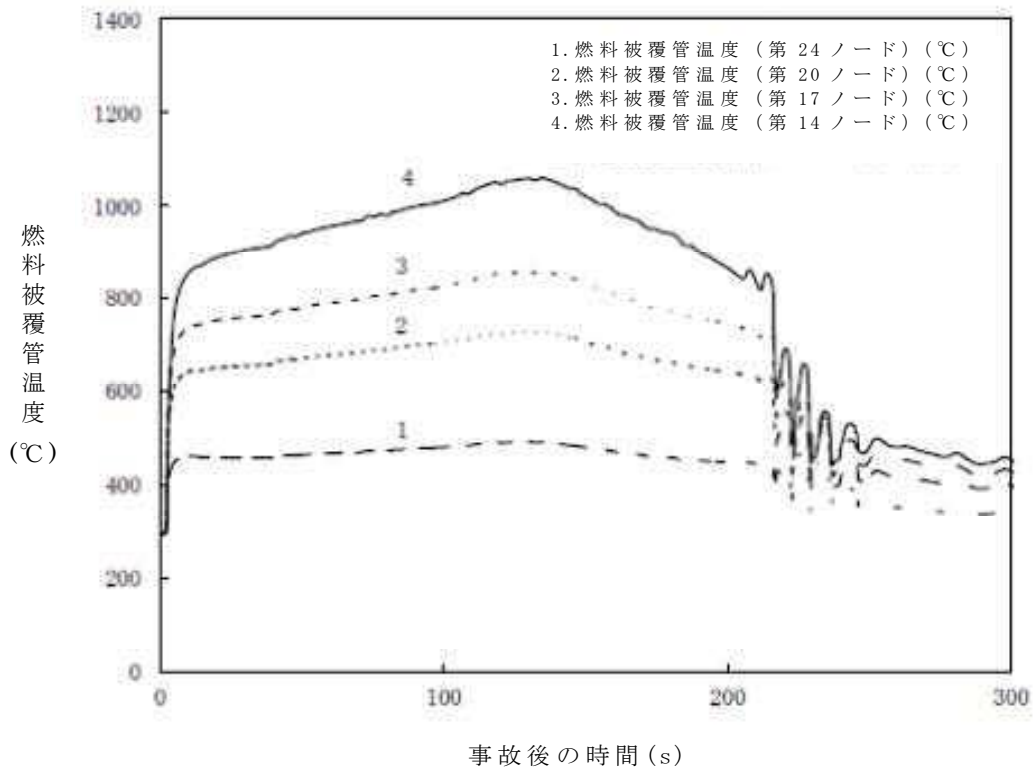
リウエットを考慮しない場合、燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後、燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下による給復水系の停止に伴い原子炉水位が低下し、原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は低下傾向となる。

燃料被覆管の最高温度及び酸化量は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、評価項目である 1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を下回る。

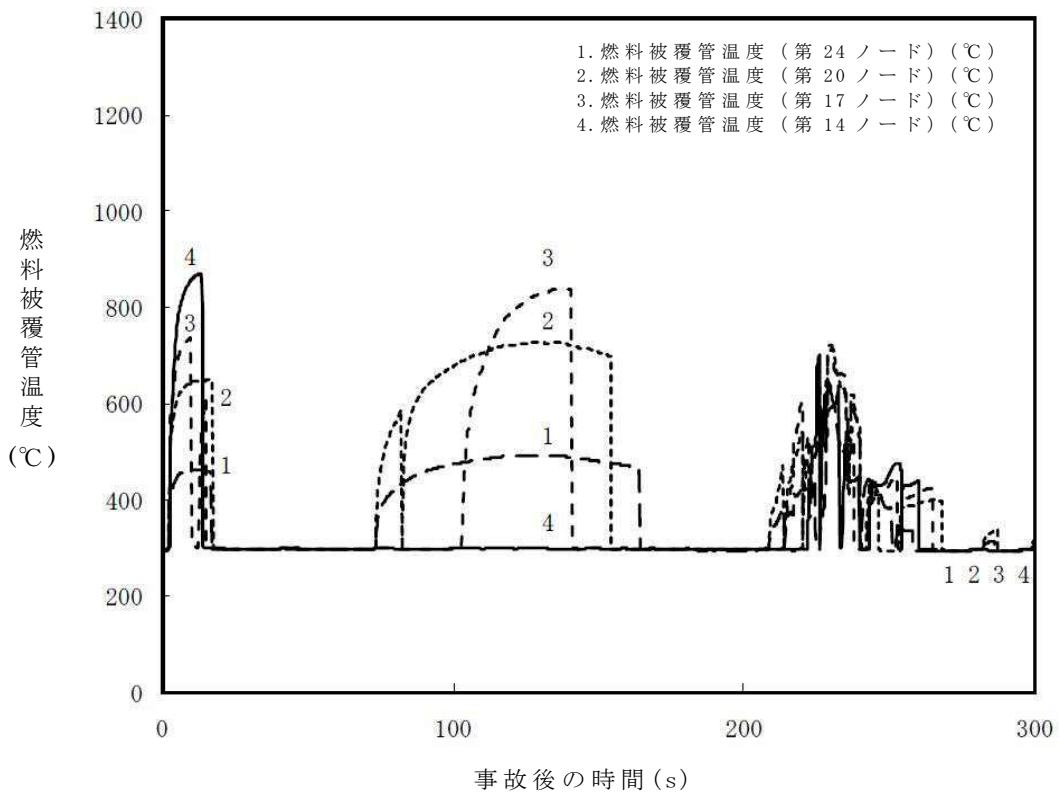
以上の結果より、リウエットを考慮しない場合について、原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって、リウエットモデルの精度に係らず、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。

第 1 表 リウエット考慮の有無による評価項目パラメータへの影響

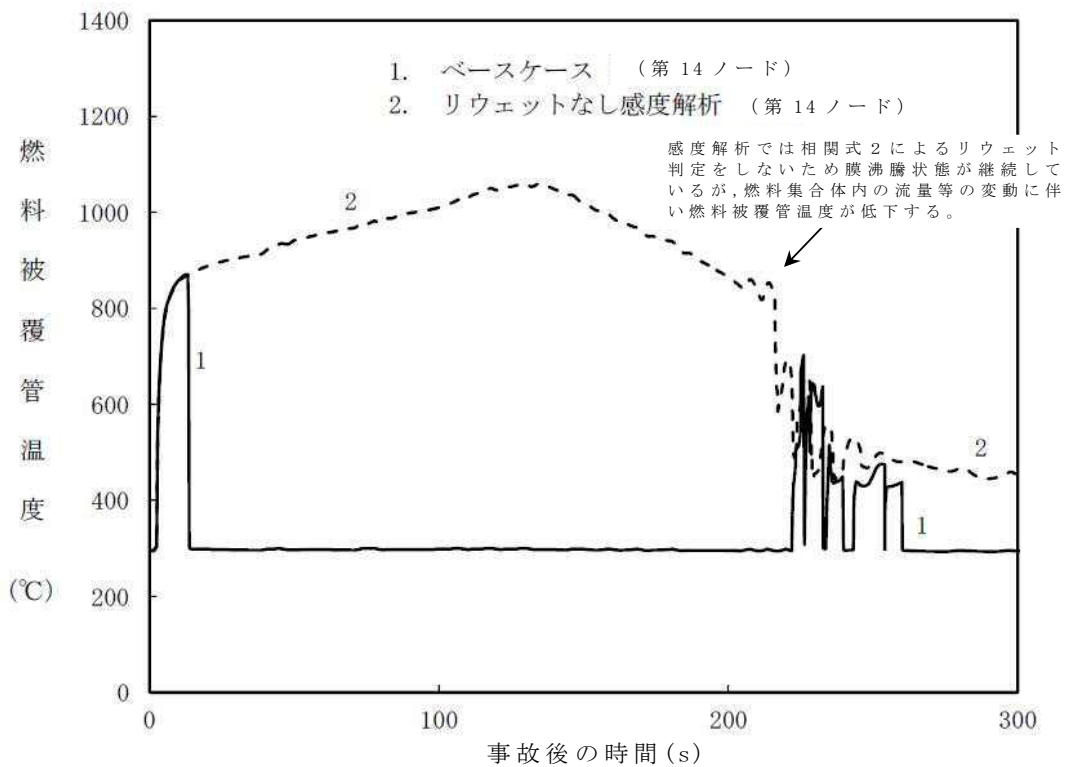
項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式 2)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 1,060°C	約 872°C	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量	約 2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下



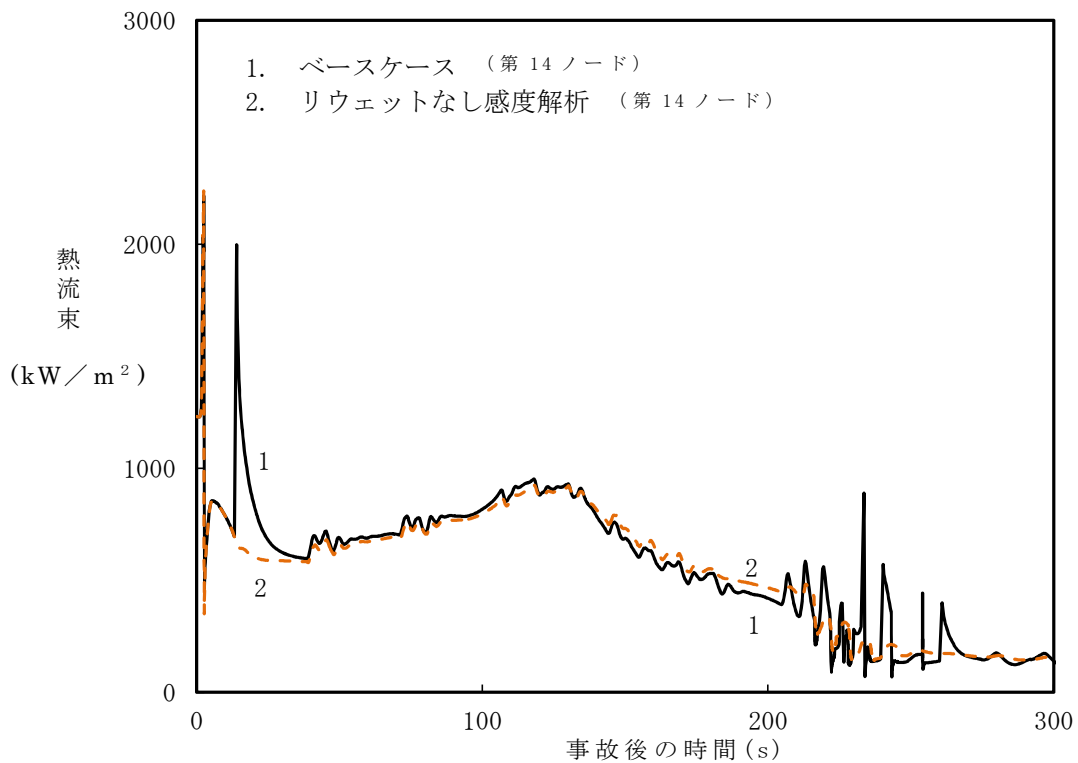
第 1 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエットを考慮しない場合)



第 2 図 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース (相関式 2))



第 3 図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較



第 4 図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較

## 原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響

## 1. はじめに

今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

一方、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては、復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり、復水貯蔵タンクの水温はサプレッション・プール水温度と比較して低いことから、反応度の観点では厳しい条件となる。

このため、原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、かつ、水温を復水貯蔵タンク水温低警報設定点である 10℃とした場合の感度解析を実施し、事象進展に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水温を 10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

## 3. 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクールが高くなり、出力が高めに推移する。

ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サプレッショ

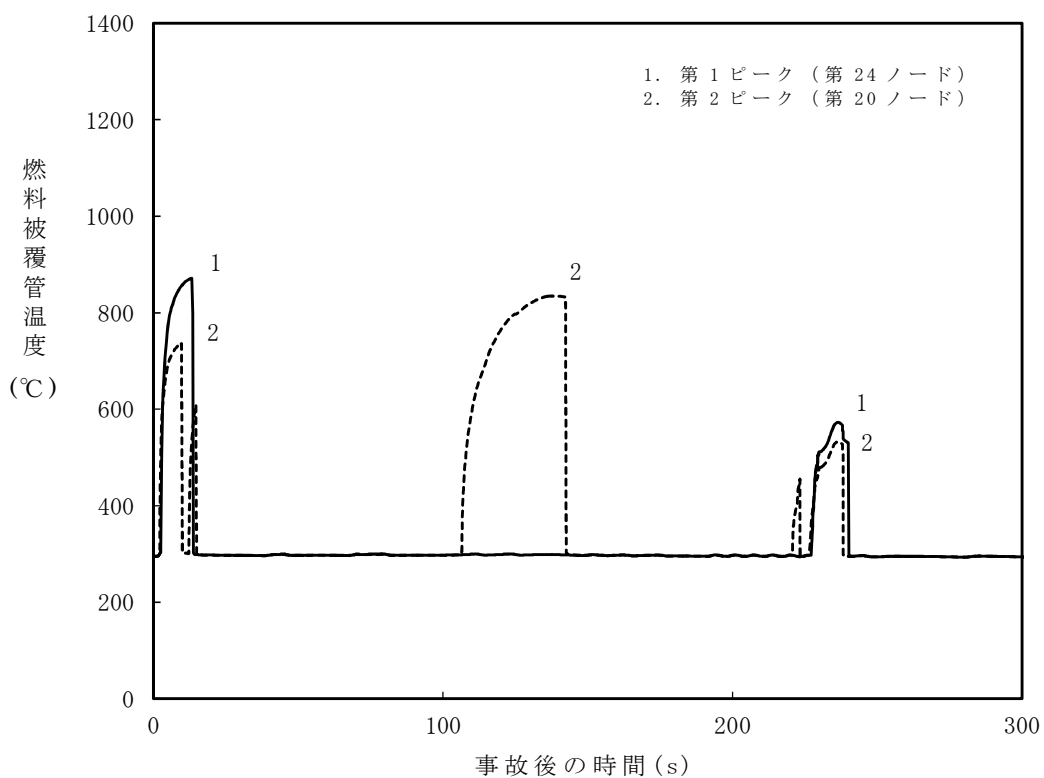
ン・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから、サブプレッション・プール水量が大きくなる。このため、サブプレッション・プール水温度の上昇は抑制されるものと考えるが、ベースケースの場合との差は僅かである。

#### 4. まとめ

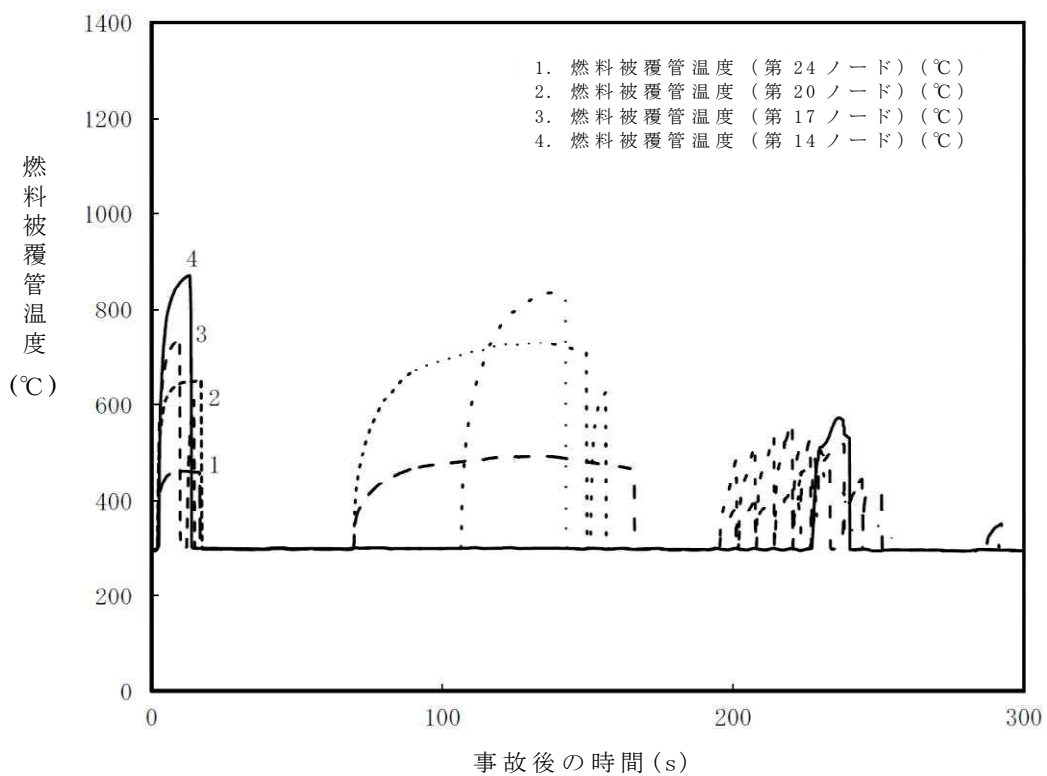
原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク、水温を10℃とした場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最高値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。

第1表 水源及び水温の差異による評価項目への影響

評価項目	感度解析 (復水貯蔵タンク 水温10℃)	ベースケース (サブプレッション・ プール)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約872℃	約872℃	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材バウン ダリにかかる圧力	約8.42MPa[gage]	約8.42MPa[gage]	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) を下回る
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約0.18MPa[gage]	約0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage]を下回る
格納容器バウンダリ の温度	約110℃	約115℃	200℃を下回る



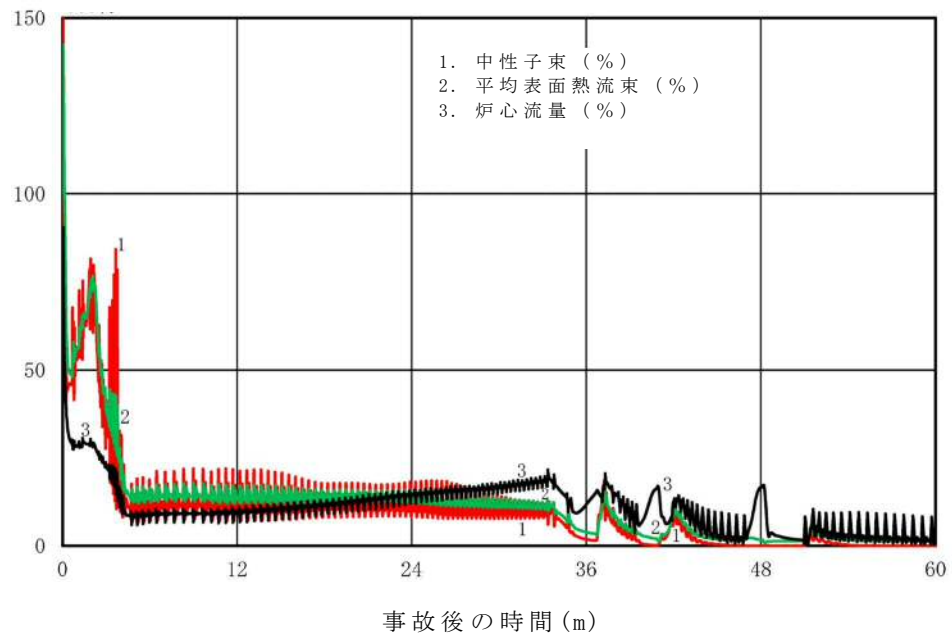
第1図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（短期）



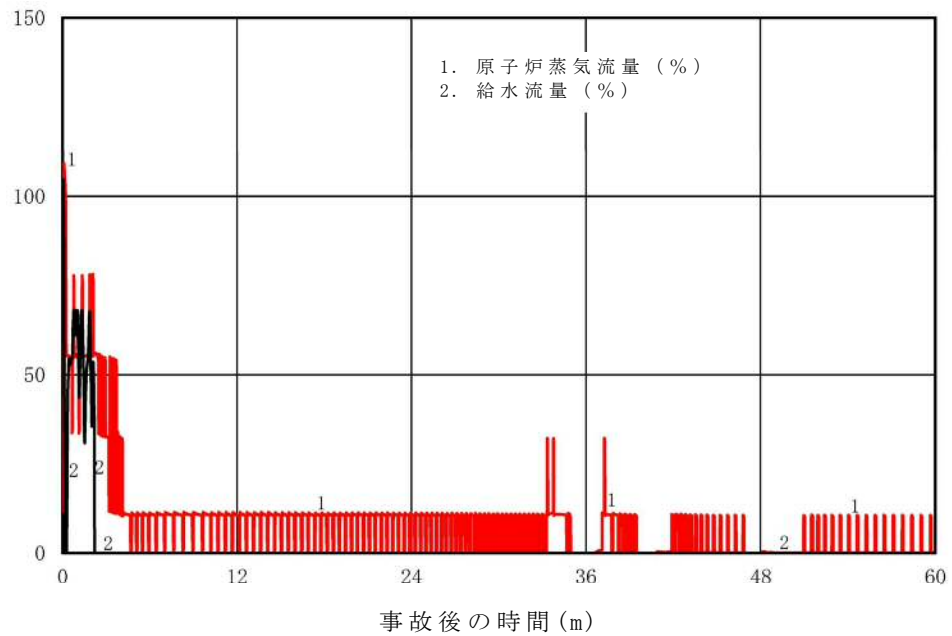
第2図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）



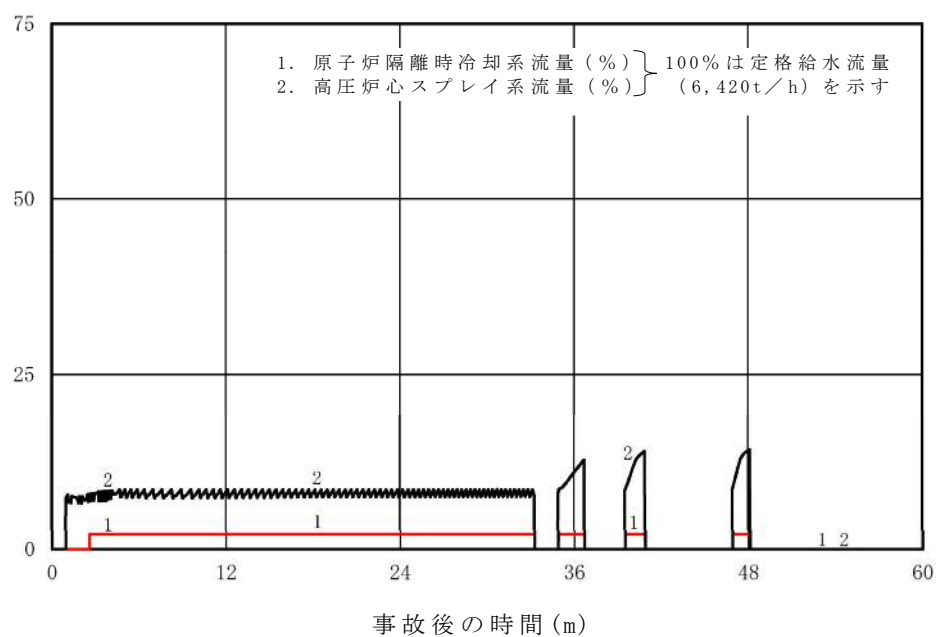
中性子束最高値；約 560%



第 3 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（長期）

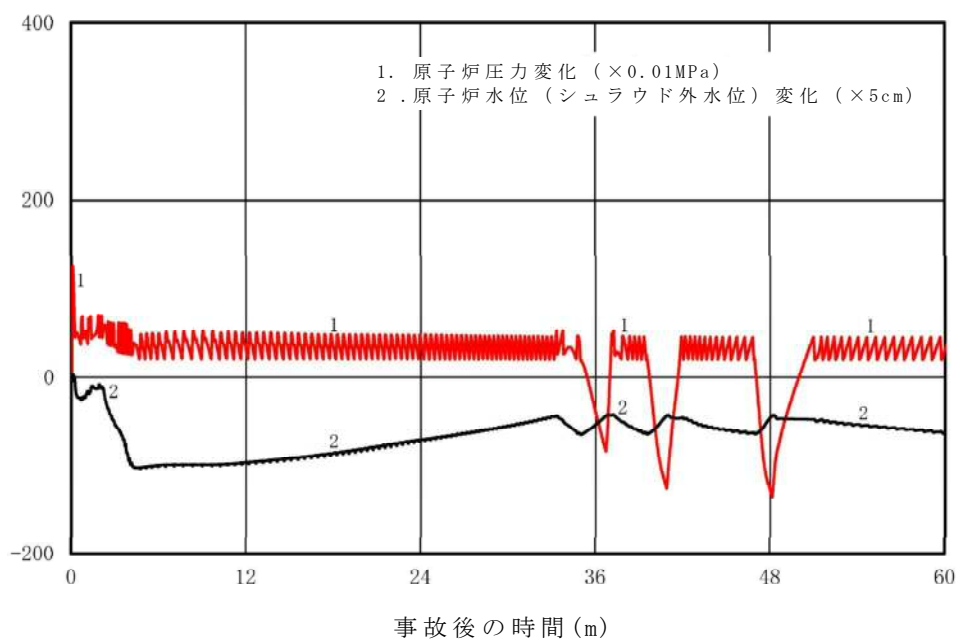


第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

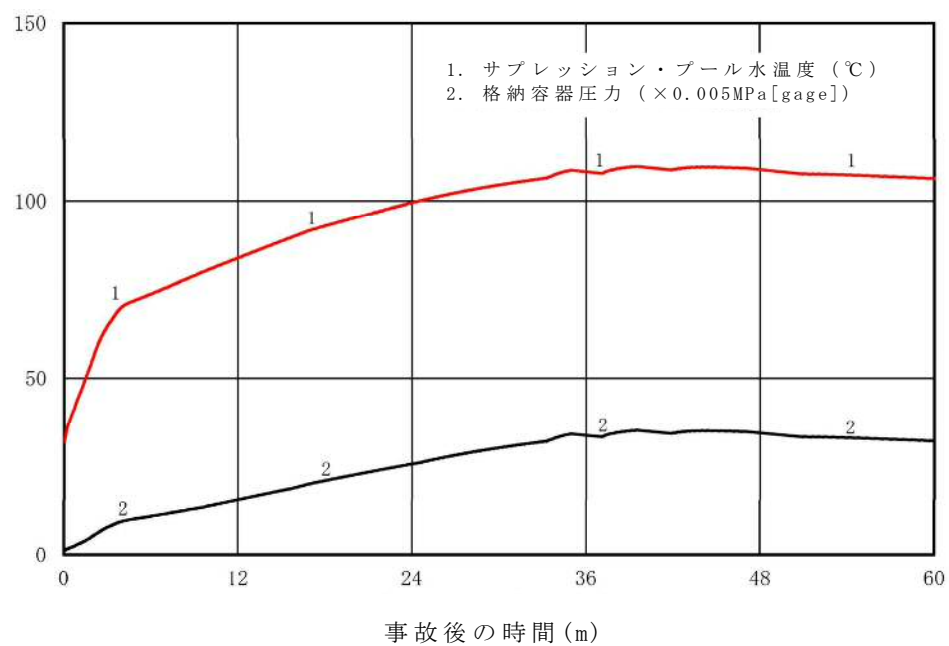
(長期)



第 6 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移

(長期)

添付 2.5.6-5



第7図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)

## 外部電源の有無による評価結果への影響

## 1. はじめに

今回の有効性評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給復水系や再循環系ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。

## 3. 評価結果

評価結果を第1図から第13図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。

事象発生と同時に外部電源が喪失するため、再循環系ポンプが停止し、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇はベースケースに比べて低めとなる。同様に、サプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値はベースケースと比べて低くなる。

また、外部電源喪失により給復水系が停止し、原子炉水位が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。

#### 4. まとめ

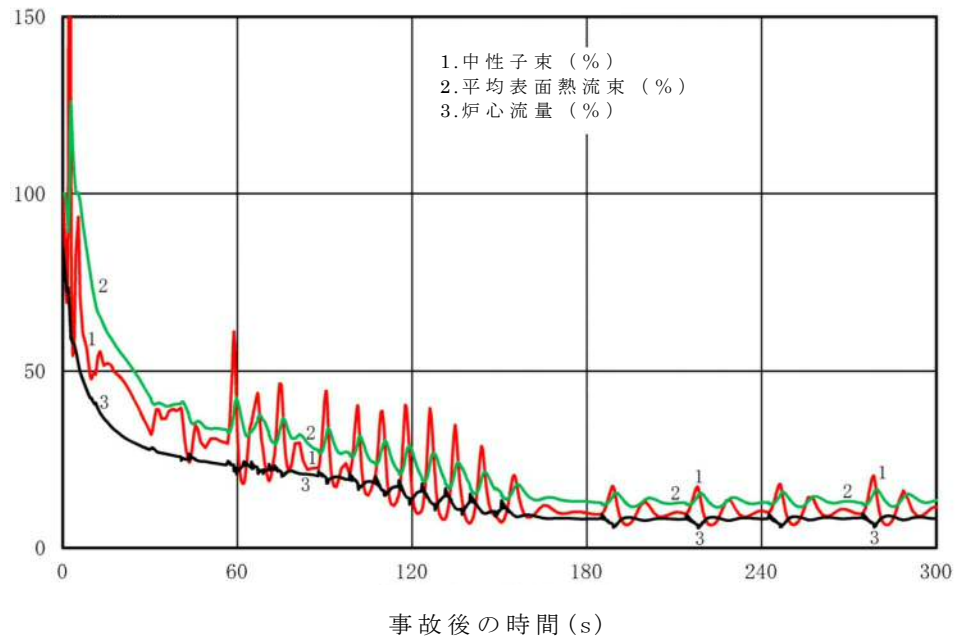
外部電源が無い場合の感度解析を実施し、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

また、外部電源が有ることにより使用可能となる給復水系及び再循環系ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

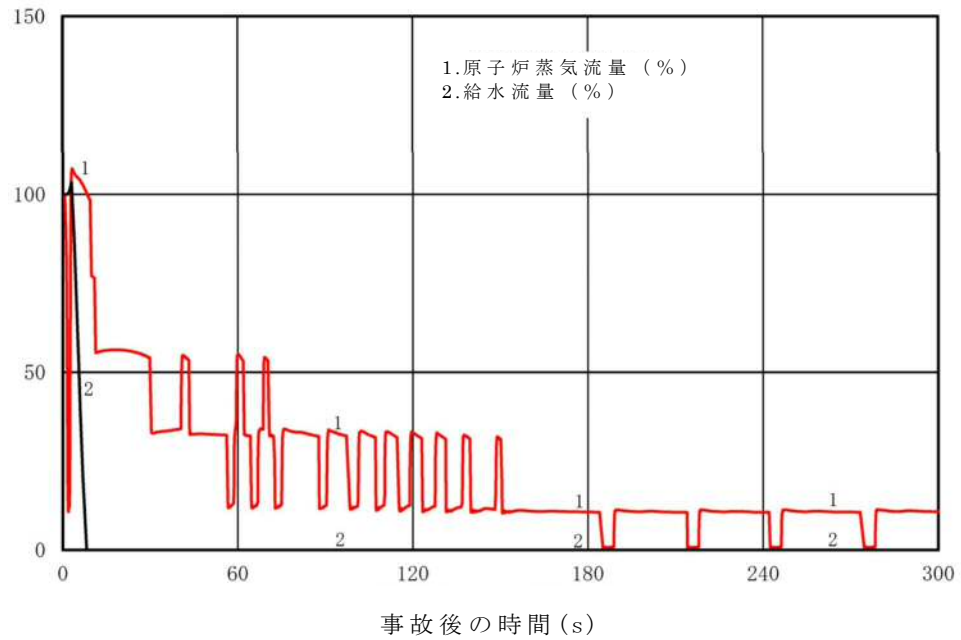
第 1 表 外部電源の有無による評価項目パラメータへの影響

項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 731	約 872	1, 200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる 前の被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8. 20	約 8. 42	10. 34MPa[gage] (最高圧力の 1. 2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0. 14	約 0. 20	0. 62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温 (°C))	約 103	約 115	200°Cを下回る

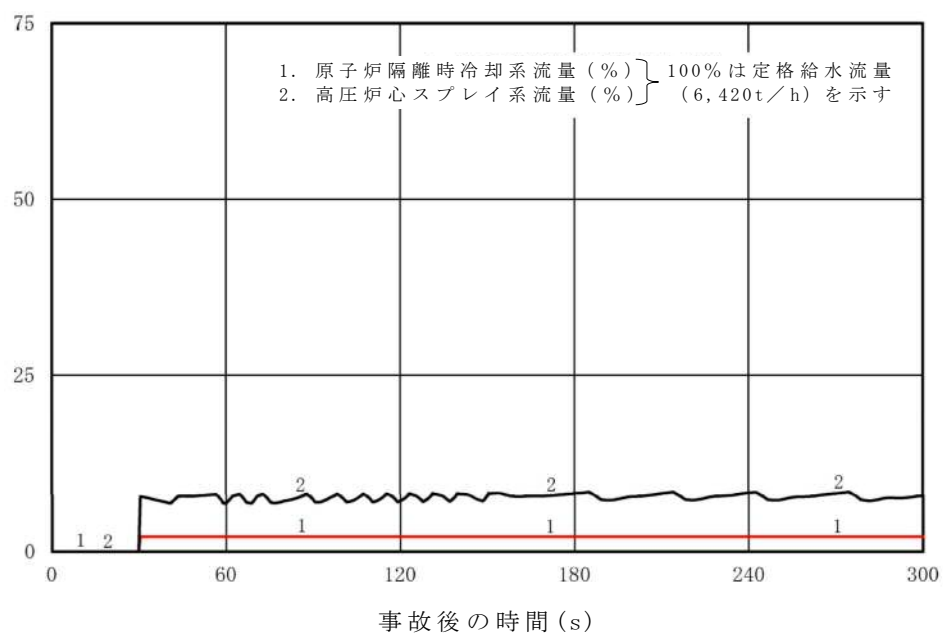
中性子束最高値；約 420%



第 1 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移（短期）

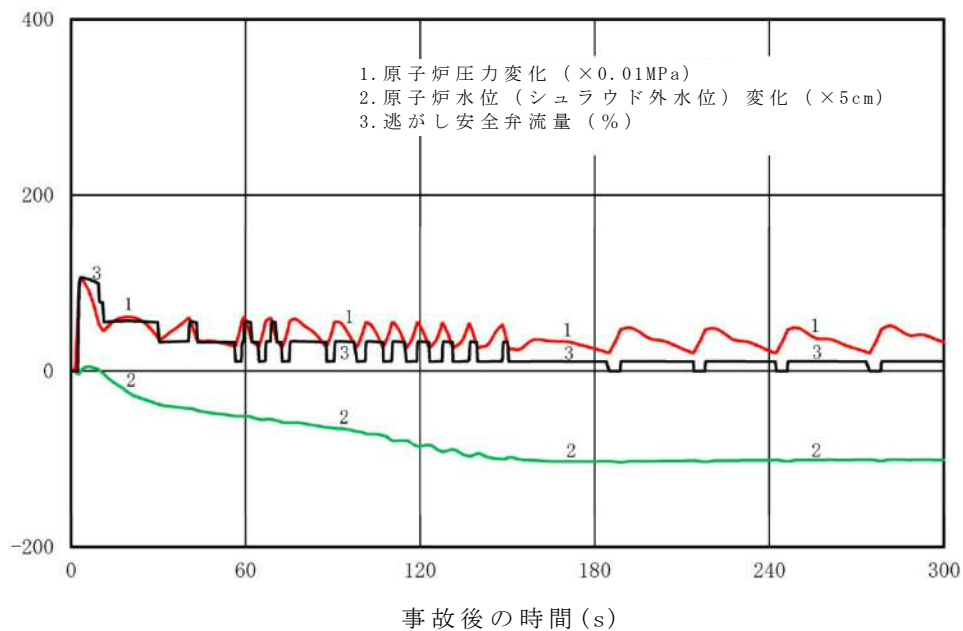


第 2 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（短期）



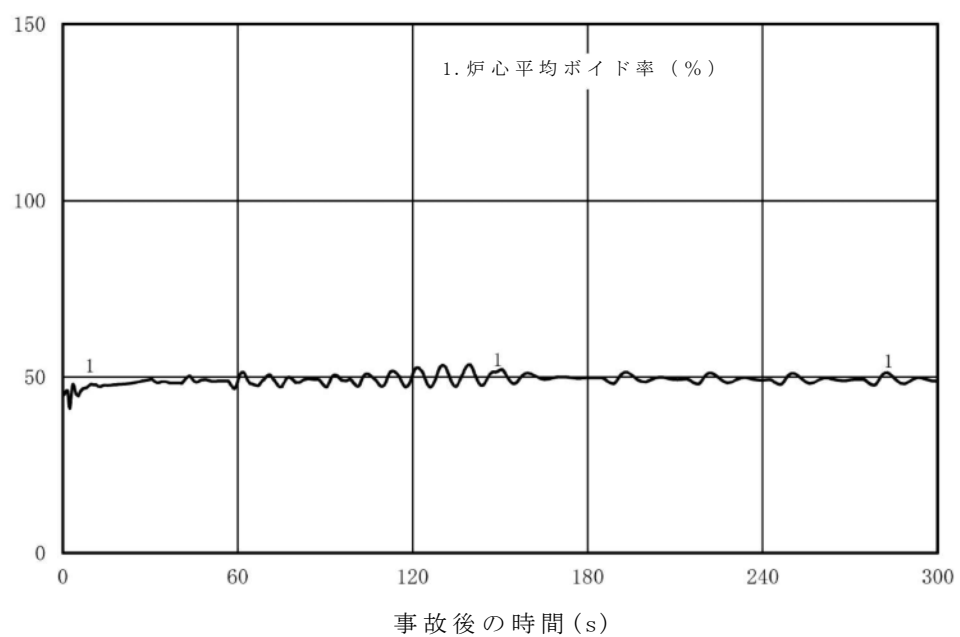
第 3 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

(短期)



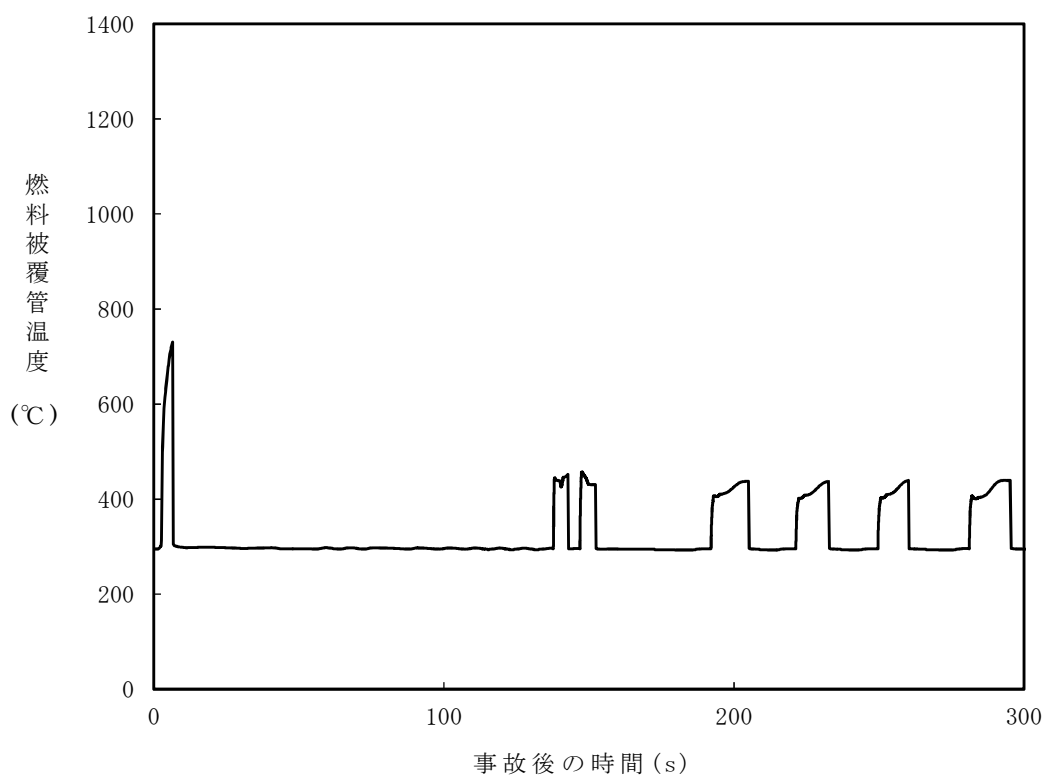
第 4 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）及び  
逃がし安全弁流量の推移（短期）

添付 2.5.7-4



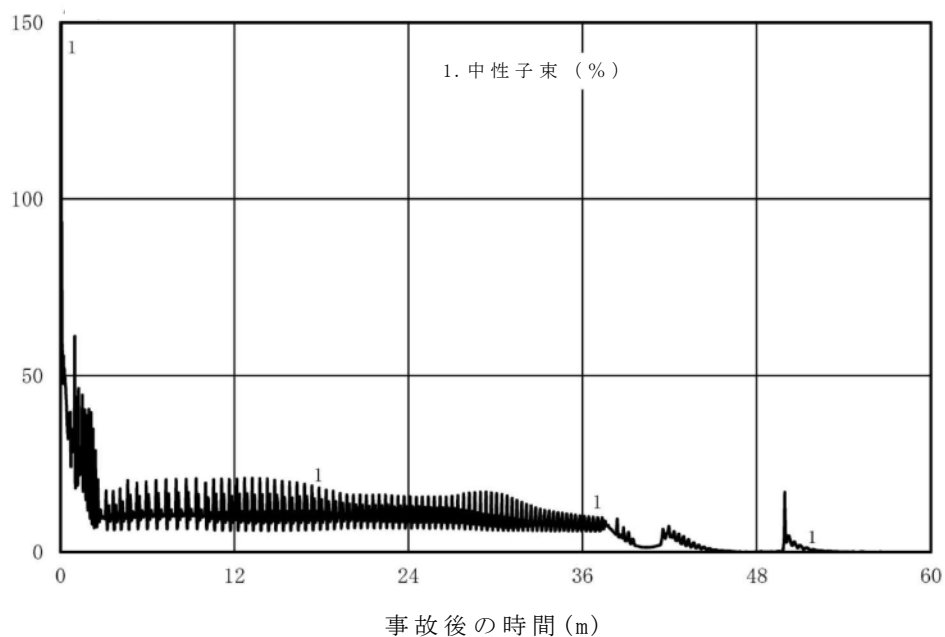
第 5 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)



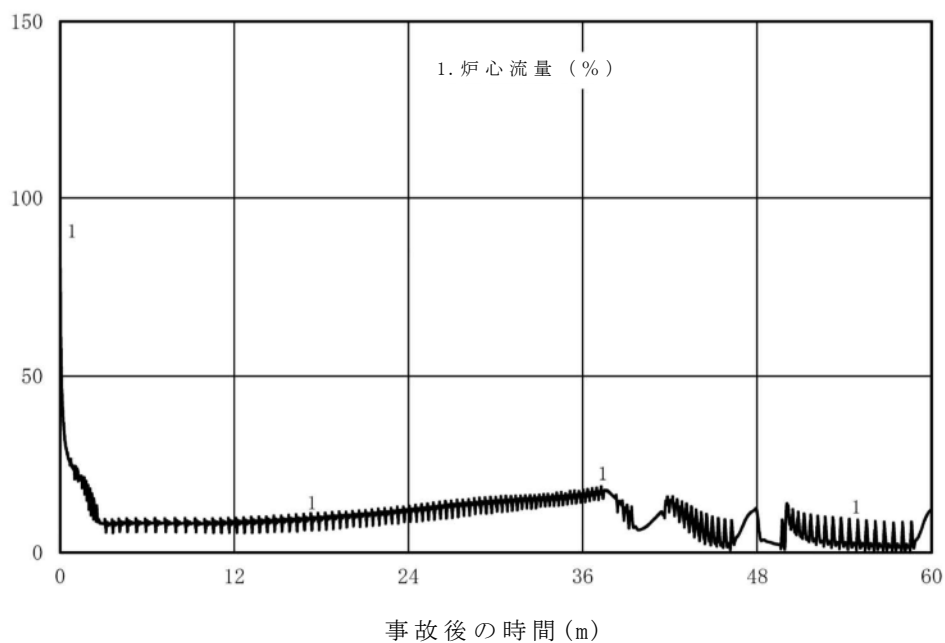


第 6 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（短期）

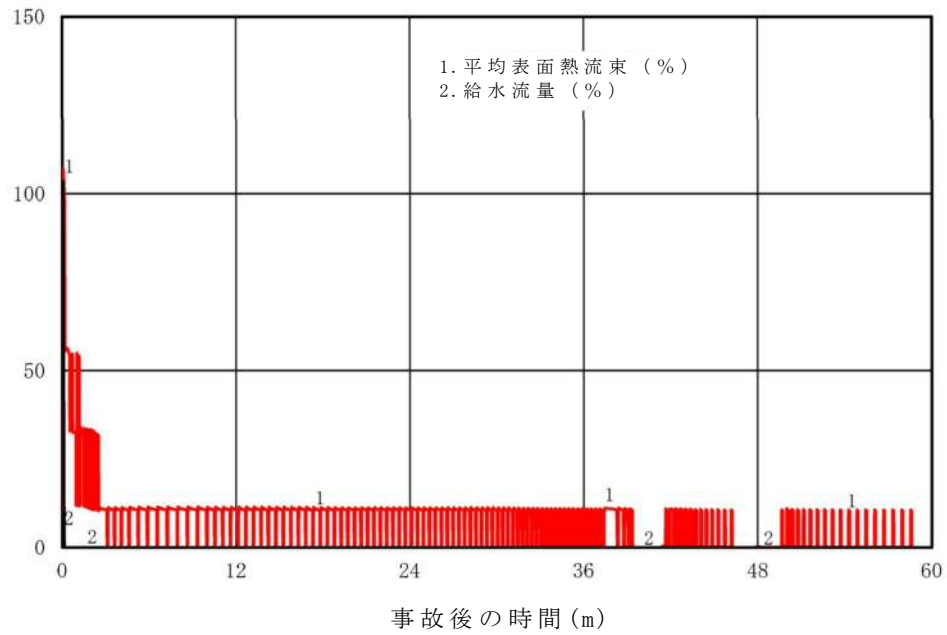
中性子束最高値；約 420%



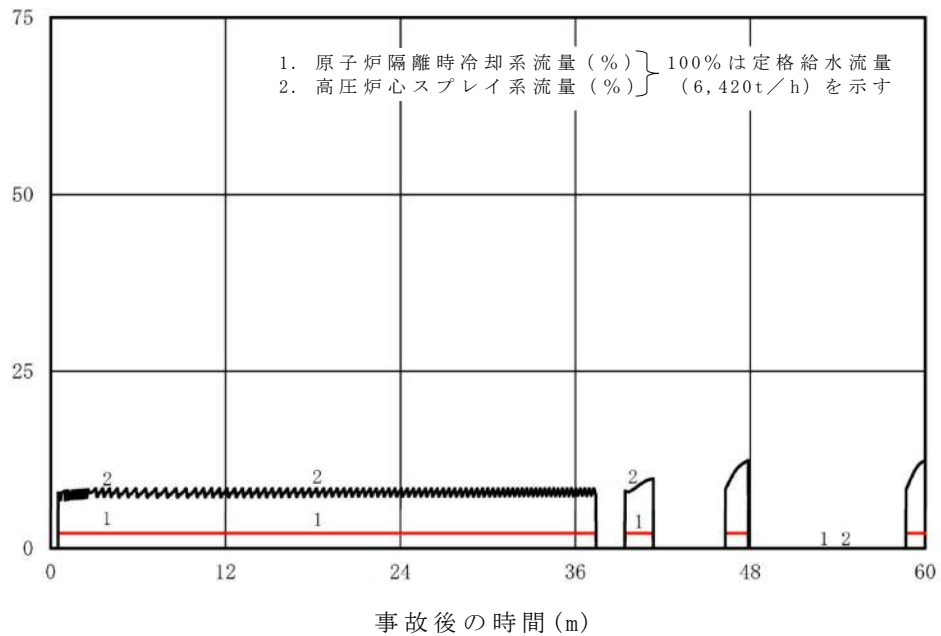
第 7 図 中性子束の推移（長期）



第 8 図 炉心流量の推移

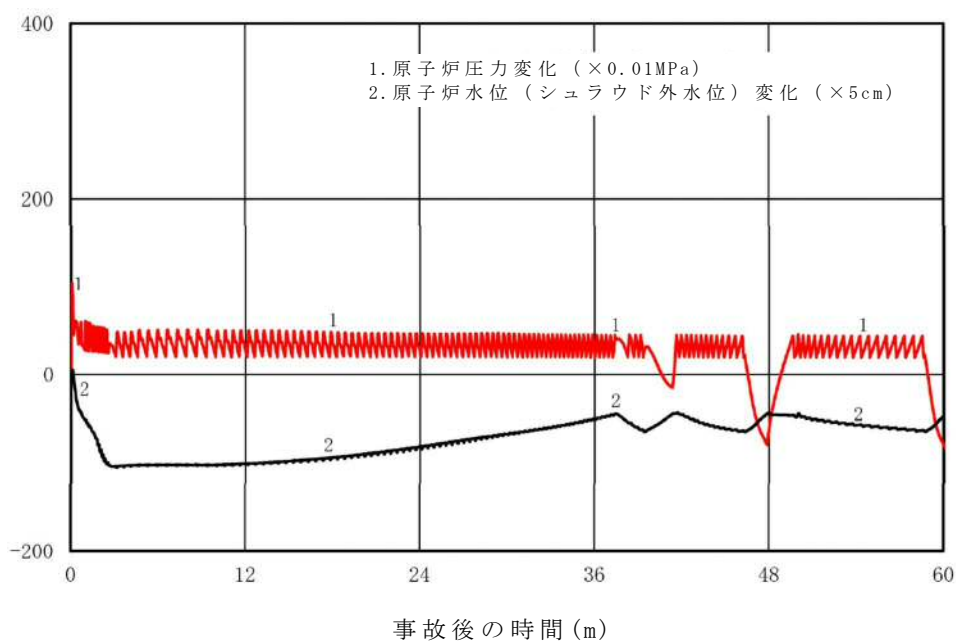


第 9 図 給水流量及び平均表面熱流束の推移（長期）

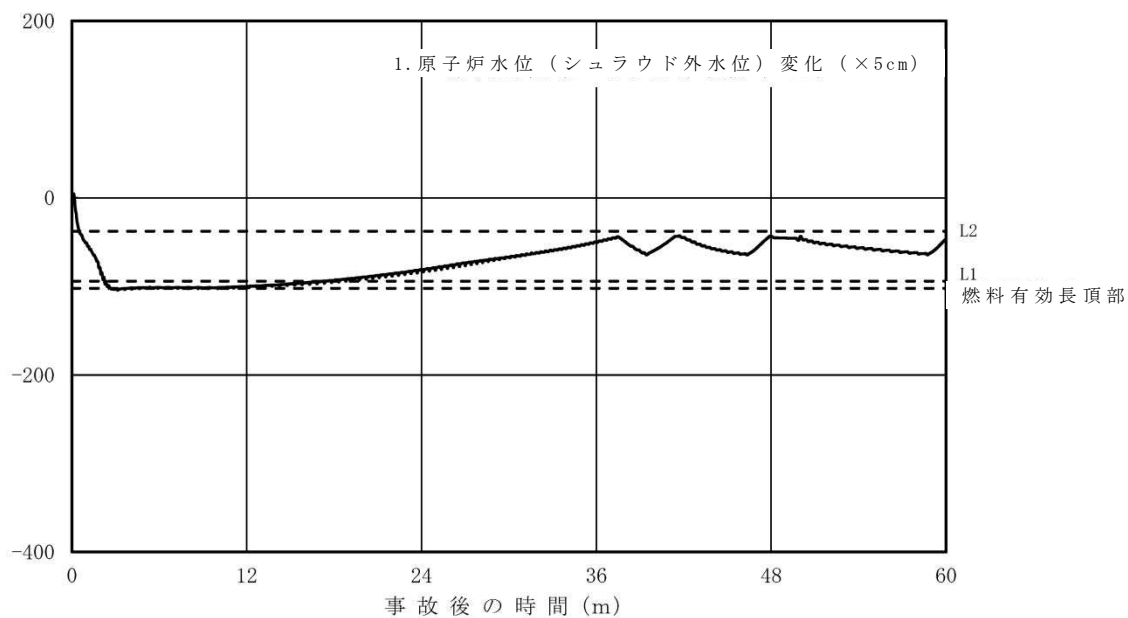


第 10 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移  
（長期）

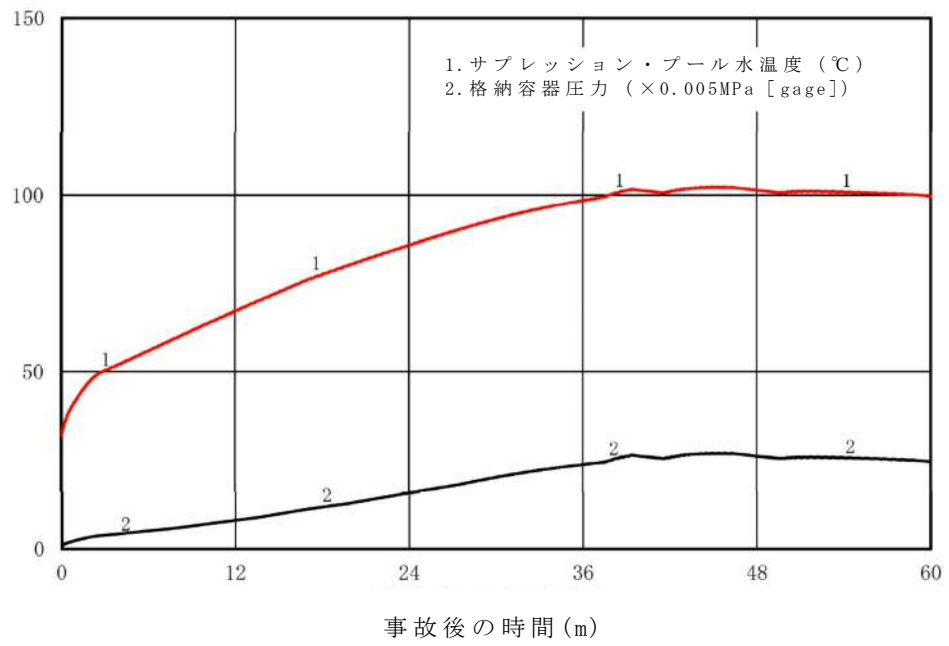
添付 2.5.7-8



第 11 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移  
（長期）



第 12 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 13 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)

## ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

## 1. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について

原子炉停止機能喪失時の操作は、「非常時運転手順書（徴候ベース）」に規定されており，原子炉停止機能喪失，自動減圧系等の起動阻止及びA T W S 緩和設備（代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能）作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「S L C」という。）の起動操作，②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また，操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており，このうちS L C 起動操作は最優先で実施する操作である。S L C 起動操作は，訓練により事象発生から約 3 分程度で起動操作が可能であることを確認しており，大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。

S L C は炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため，起動時には炉水中の不純物をフィルタデミネライザにより除去する原子炉冷却材浄化系は自動で隔離される。仮にS L C 起動時に原子炉冷却材浄化系が自動隔離されない場合，フィルタデミネライザにより炉心部のほう酸が希釈され，反応度抑制に支障をきたす恐れがある。このため，運転手順において，S L C 起動時は原子炉冷却材浄化系の自動隔離を確認し，自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。

以上により，S L C の起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え，運転員の判断による手動起動としている。

## 2. S L C 自動起動により期待される効果について

S L C による反応度抑制効果は第 1 図に示すとおり、30 分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、手動起動の場合とでその効果に大きな違いは無いと考えられる。

また、S L C を自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、第 2 図に示すとおり有効性評価におけるサプレッション・プール水温度の最高値は 115℃であり、ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生 9.5 分後の水温上昇率は 2℃/分程度であることから、仮に S L C 起動操作が 10 分程度遅れた場合でも評価項目である 200℃に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。

以上により、S L C については、自動起動とした場合でも、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。

## 3. 【参考】S L C 自動起動に関する海外の状況

S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国 A B W R の D e s i g n C o n t r o l D o c u m e n t によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

- ・「原子炉圧力高」+「S R N M がダウンスケール設定値を下回っ

ていないこと」のAND条件成立から3分

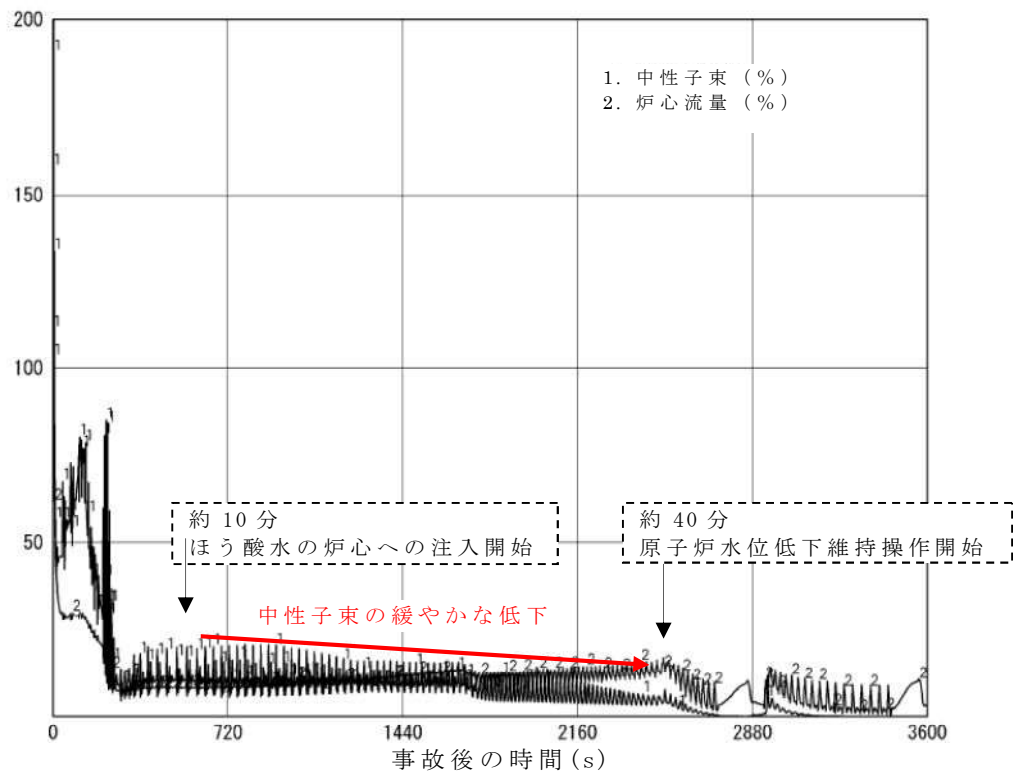
- ・「原子炉水位低（レベル2）」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分
- ・「手動ARI/FMCRD run-in信号」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分

上記のとおり、SLCの自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

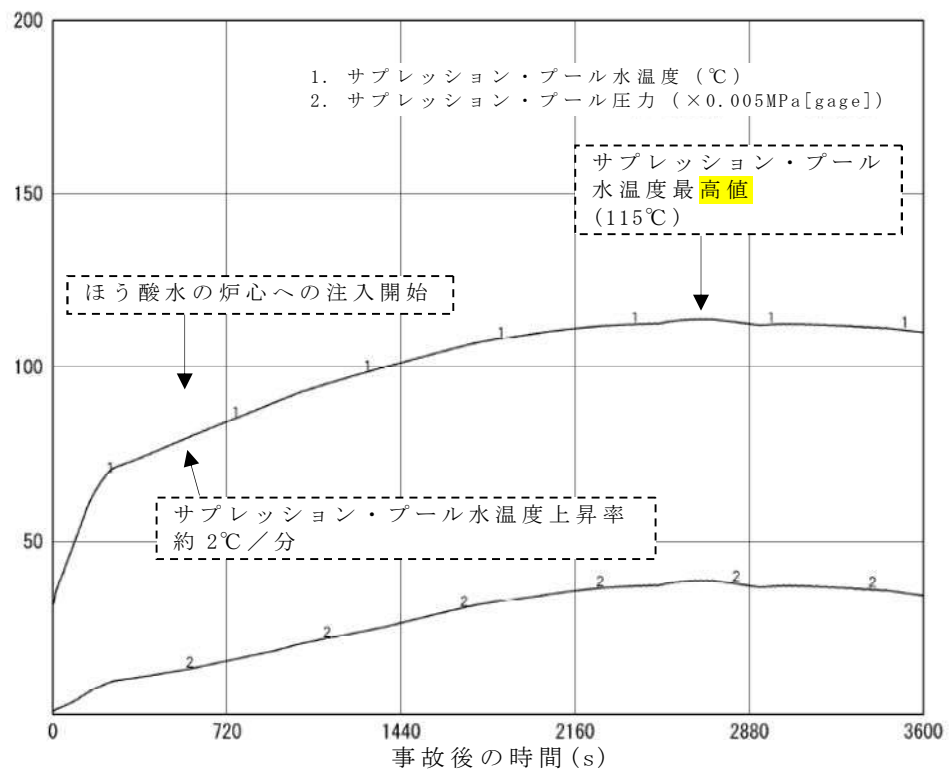
#### 4. 結 論

SLCの起動操作は、関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ、また、手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られると考えられることから、現状は手動起動としている。





第 1 図 S L C による原子炉出力の抑制効果



第 2 図 S L C によるサプレッション・プール水温度の抑制効果

7 日間における燃料の対応について  
(原子炉停止機能喪失)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして  
評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 <sup>※1</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $1,440.4\text{L/h} \times (\text{燃料消費率}) \times 168\text{h} (\text{運転時間}) \times 2 \text{台} (\text{運転台数})$ =約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 <sup>※2</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $775.6\text{L/h} \times (\text{燃料消費率}) \times 168\text{h} (\text{運転時間}) \times 1 \text{台} (\text{運転台数})$ =約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 <sup>※3</sup> (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h} \times (\text{燃料消費率}) \times 168\text{h} (\text{運転時間}) \times 2 \text{台} (\text{運転台数})$ =約 141.2kL		
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h} \times (\text{燃料消費率}) \times 168\text{h} (\text{運転時間}) \times 1 \text{台} (\text{運転台数})$ =約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

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

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

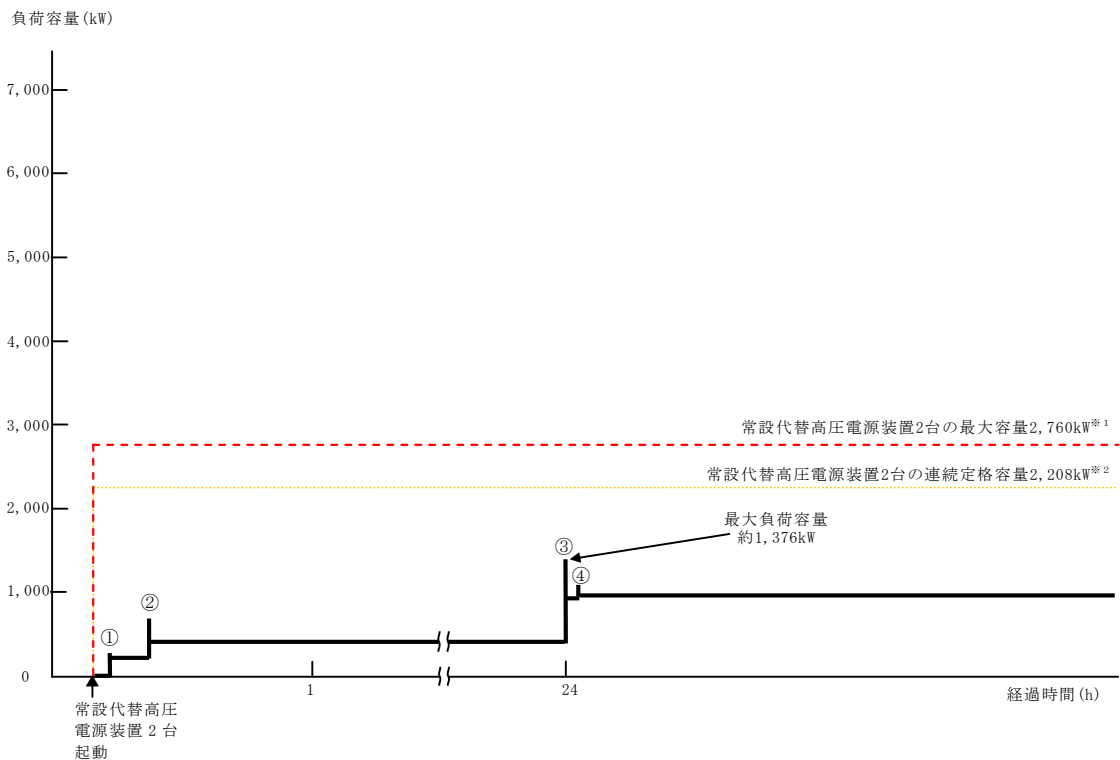
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷  
(原子炉停止機能喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 84	約 252	約 204
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約 689	約 394
③	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,376	約908
④	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,017	約938



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)  
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

## 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する 水源温度の影響

### 1. はじめに

今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

有効性評価解析では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため、原子炉で発生した蒸気が流入することでサプレッション・プール水温度は上昇し、事象発生から約 8 分程度で 77℃、28 分程度で 106℃を上回り、最高で約 115℃まで上昇する。このため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について、この水源温度での運転継続性について以下に述べる。

### 2. 高圧炉心スプレイ系の運転継続性

サプレッション・プール水温度の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプにキャビテーションの発生が懸念されるが、サプレッション・チャンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、有効吸込み水頭は確保され、運転継続性に問題ない。

また、高圧炉心スプレイ系には、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系を用いたポンプメカニカルシール冷却装置及び高圧炉心スプレイ系ポンプ室空調が設置されており、配管及びポンプの内部流体温度（サプレッション・プール水温度）が最高値の 115℃になった場合でも運転継続性に問題はない。

### 3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性

事象発生から約 8 分程度でサプレッション・プールの水温度が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である 77℃を超えるが、サプレッション・プール水温度 106℃までの運転継続性を確認している。

仮に原子炉隔離時冷却系が、サプレッション・プール水温度 77℃到達時に停止した場合の影響について感度解析により確認した。

#### (1) 評価条件

サプレッション・プール水温度 77℃到達時に原子炉隔離時冷却系が停止するものとする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

#### (2) 評価結果

評価結果を第 1 図から第 7 図に示す。また、評価結果のまとめを第 1 表に示す。燃料被覆管最高温度は、原子炉隔離時冷却系が自動起動する前の第 1 ピークにて発生していることから影響はない。また、ベースケースと比べて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止するタイミングが早くなることで、原子炉水位の低下に伴う自然循環による炉心流量の低下も早まる。解析上は炉心流量に依存するボロンミキシング特性について保守的な特性を使用しているため、炉心流量の低下が早まることで未臨界達成タイミングが遅くなり、その分サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値は高くなるが、ベースケースとの差は僅かである。

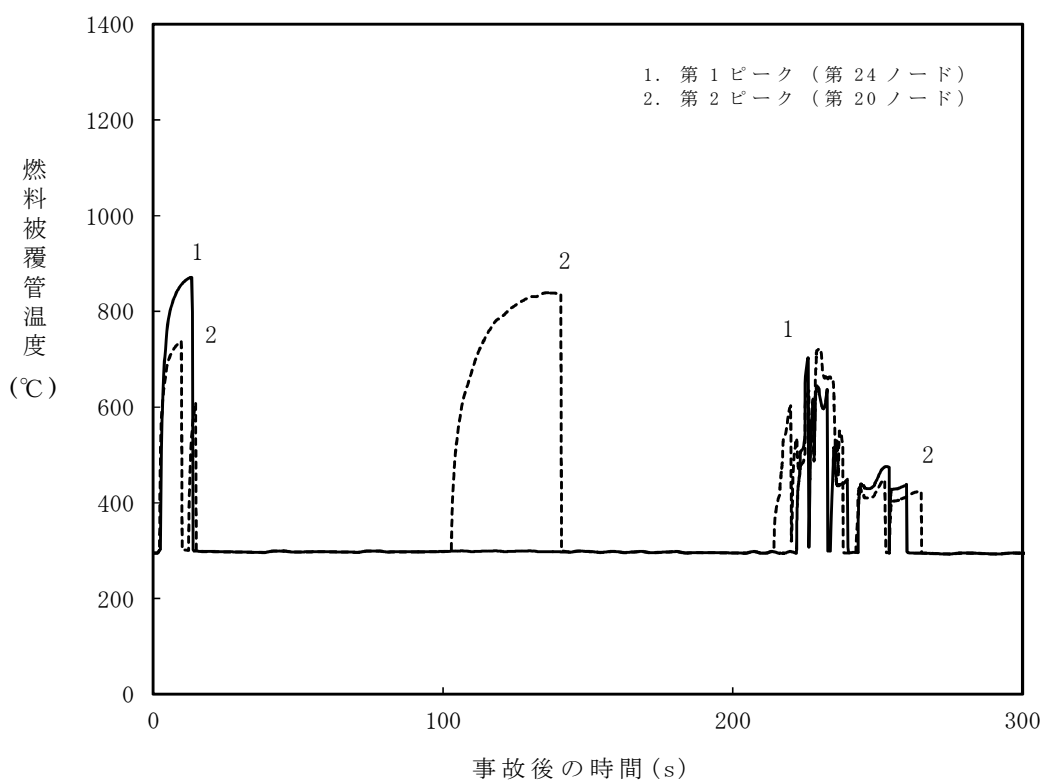
### 4. まとめ

高圧炉心スプレイ系はサプレッション・プール水温度が上昇した

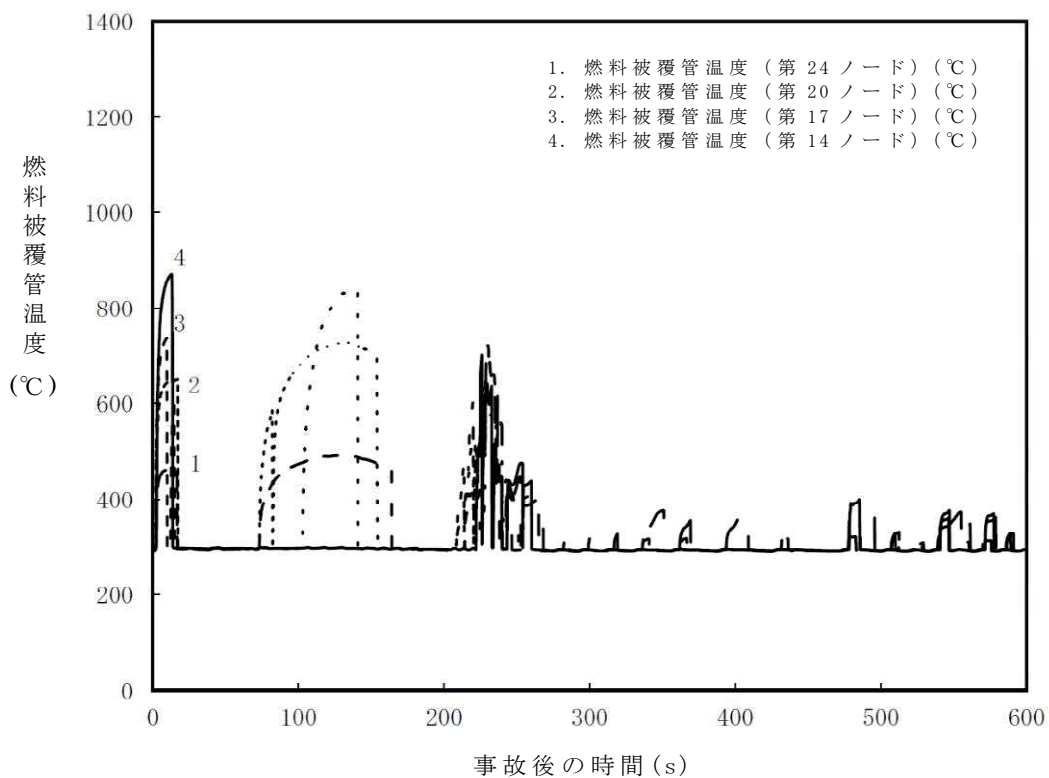
場合でも運転継続性に問題ないことを確認した。また、サブプレッション・プール水温度が 77℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が停止した場合の感度解析を実施した結果、評価項目となるパラメータに大きな影響はなく、評価項目を満足することを確認した。

第 1 表 原子炉隔離時冷却系の有無による評価項目パラメータへの影響

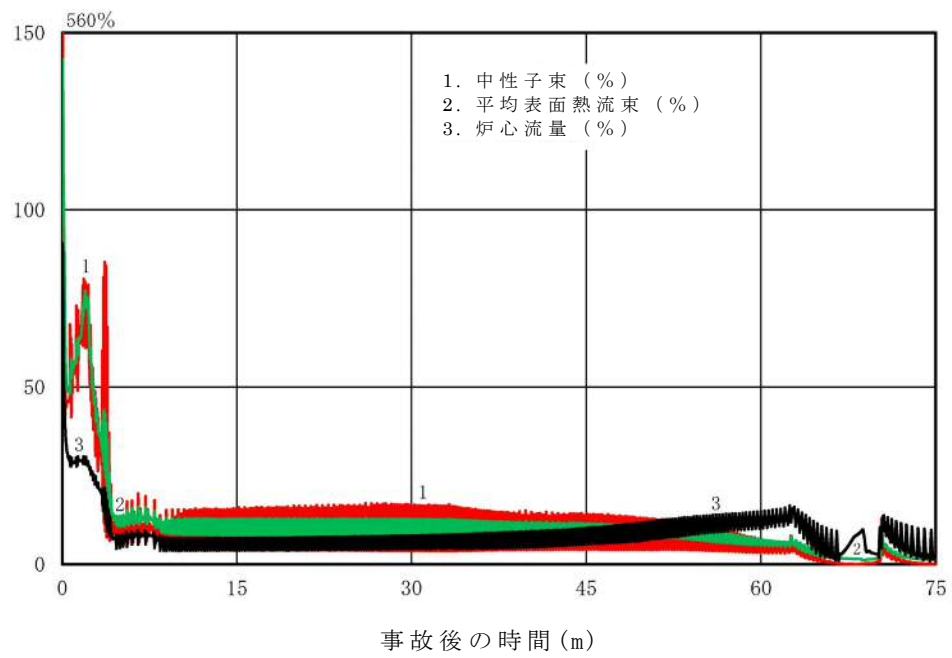
項 目	感度解析 (S/P水温度77℃ にて停止)	ベースケース (S/P水温度 106℃にて停止)	評価項目
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 872	約 872	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の 1.2 倍) を下回る
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.26	約 0.20	0.62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温(°C))	約 124	約 115	200°Cを下回る



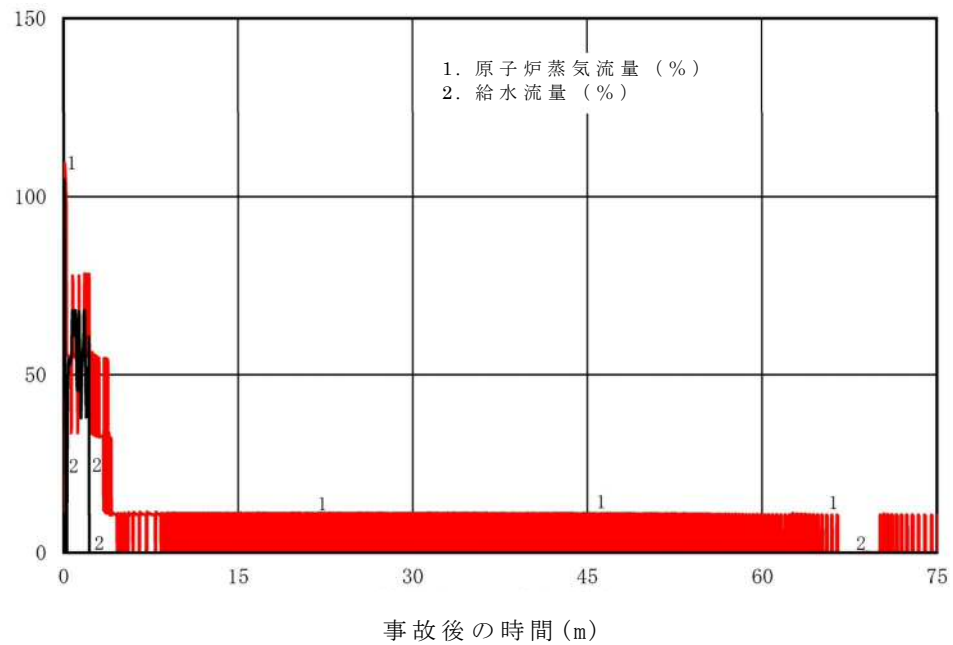
第1図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移  
（短期）



第2図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

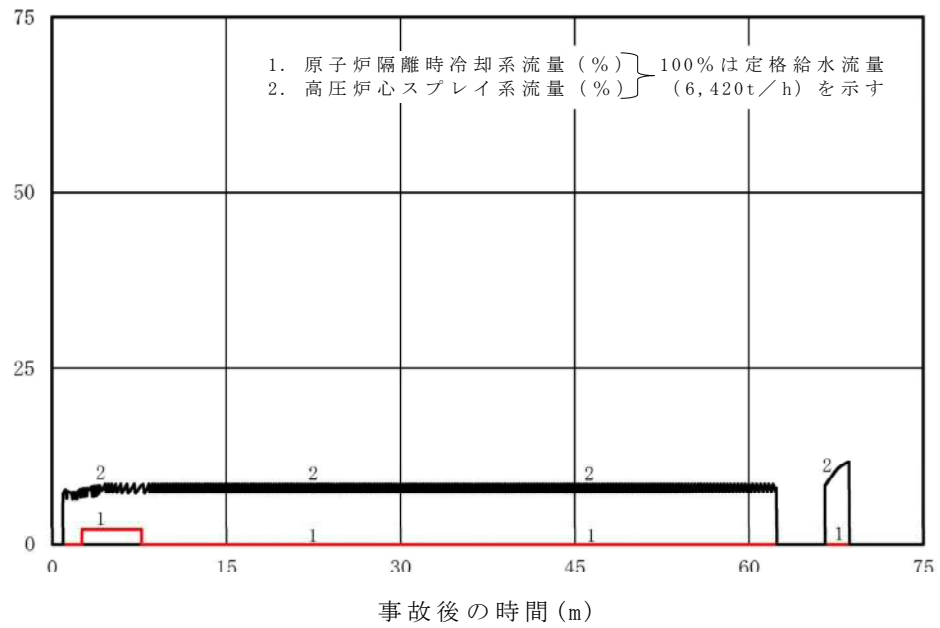


第 3 図 中性子束，平均熱流束及び炉心流量の推移（長期）



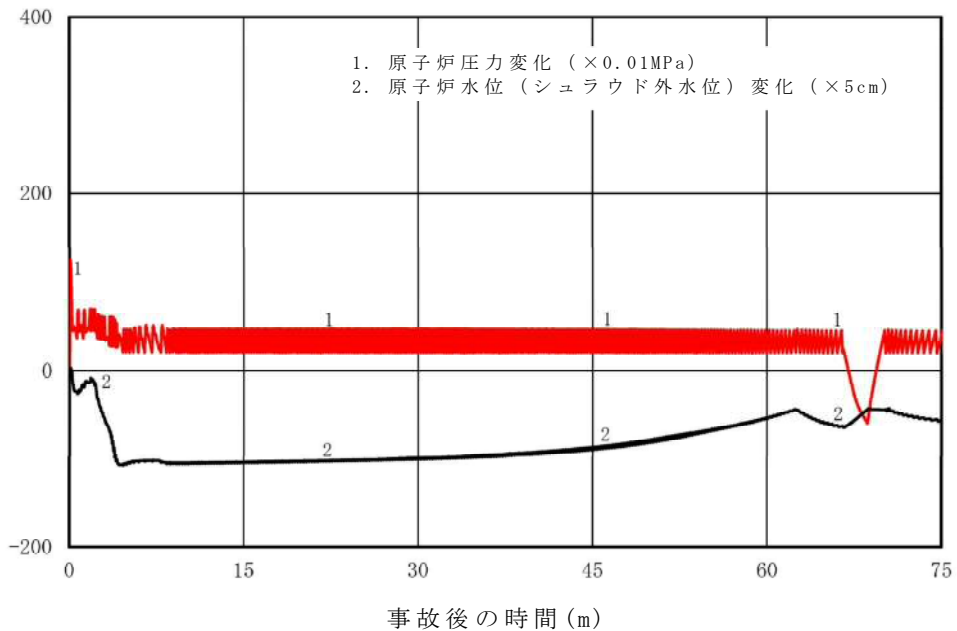
第 4 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）





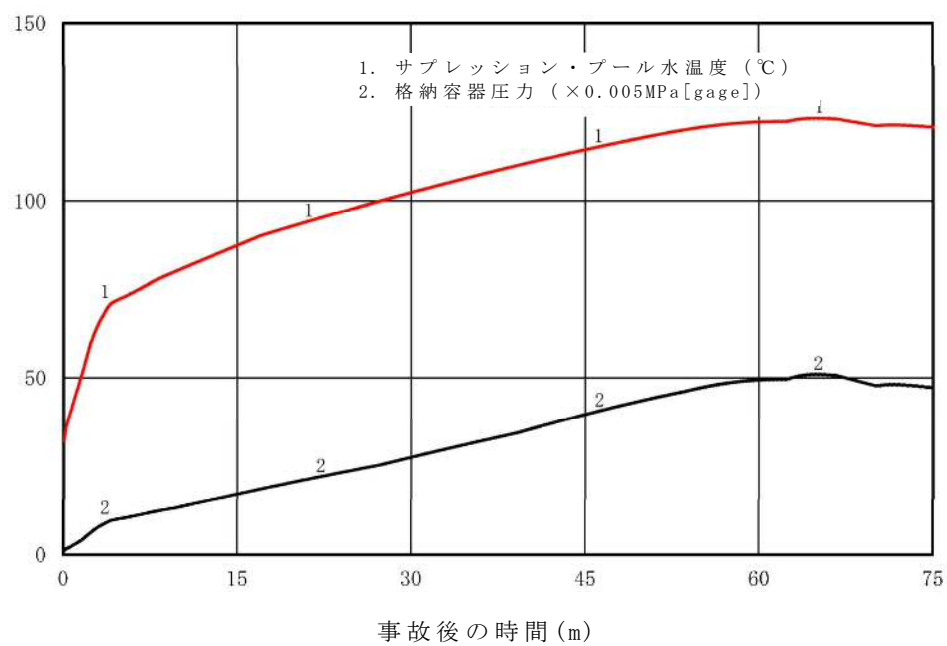
第 5 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移

(長期)



第 6 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移

(長期)



第 7 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移  
(長期)