

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 77
提出年月日	平成 30 年 2 月 16 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 2 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 LOCA時注水機能喪失
  - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
  - 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

## 「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」より抜粋

### g. 原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。

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

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）、低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

### h. 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

サブプレッション・プール水温度が32℃に到達し、かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認した後、残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）に機能を切り替えることでサブプレッション・プール冷却操作を開始する。

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。

### i. 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、炉心冷却は低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。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に

切り替え，冷温停止状態とする。

## 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

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とする「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，燃料被覆管酸化，燃料被覆管変形，沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，気液熱非平衡及び三次元効果，原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流），沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動，気液界面の熱伝達，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，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長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及び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，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

第 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (3/3)

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℃ に到達し、かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能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）によりサブプレッション・プール冷却操作を開始する。</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* サブプレッション・プール* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	サブプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による	<ul style="list-style-type: none"> <li>・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。</li> </ul>	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 残留熱除去系海水系* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 残留熱除去系系統流量*
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>	—	—	—

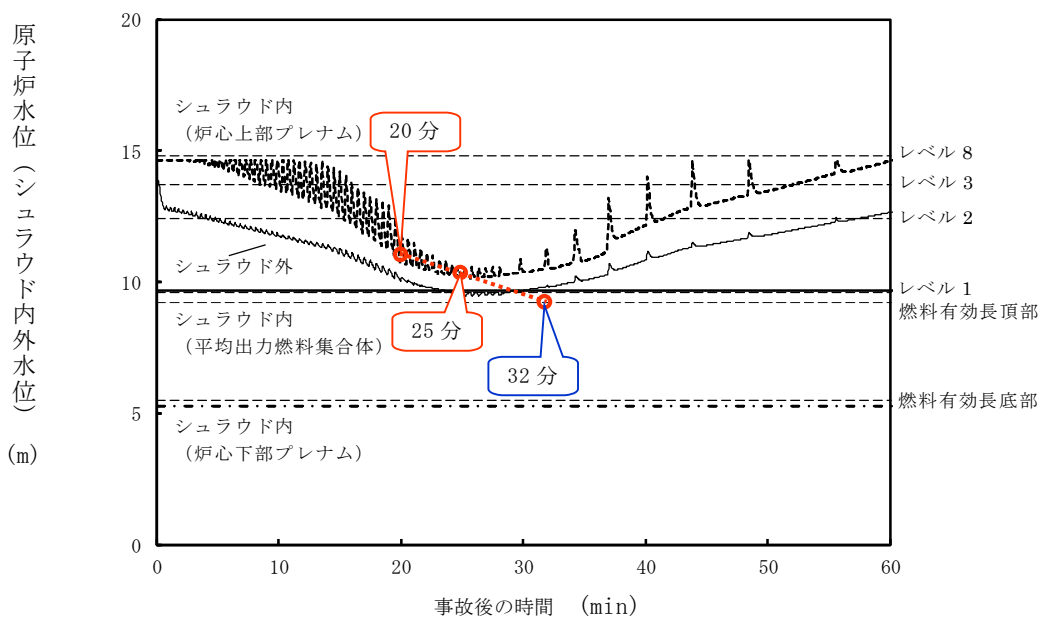
■：有効性評価上考慮しない操作

\* 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

## 原子炉注水開始が遅れた場合の時間余裕について

高圧代替注水系の起動操作は、状況判断及び高圧代替注水系の起動操作に要する時間を考慮して、解析上事象発生 25 分後開始するものとしている。高圧代替注水系は、原子炉の減圧操作なしに高圧で原子炉注水が可能な系統であり、少なくとも原子炉水位が燃料有効長頂部に到達する前までに起動操作を実施することで炉心のヒートアップを防止することが可能である。

このため、高圧代替注水系の起動操作に係る操作時間余裕を把握するため、原子炉注水が実施されない場合に原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間を外挿により評価した。この結果、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するのは、事象発生 32 分後程度であり、少なくとも 7 分の操作時間余裕が確保されている。



第 1 図 外挿評価のイメージ図

「2.4 崩壊熱除去機能喪失」のうち、  
「2.4.1 取水機能が喪失した場合」より抜粋

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長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及び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、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性評価では、S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

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 2.4.1-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

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

取水機能の喪失により、崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 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、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる。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とともに、評価上、取水機能喪失に伴う非常用ディーゼル発電機等の機能喪失も考慮する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により閉止するものとする。

(c) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

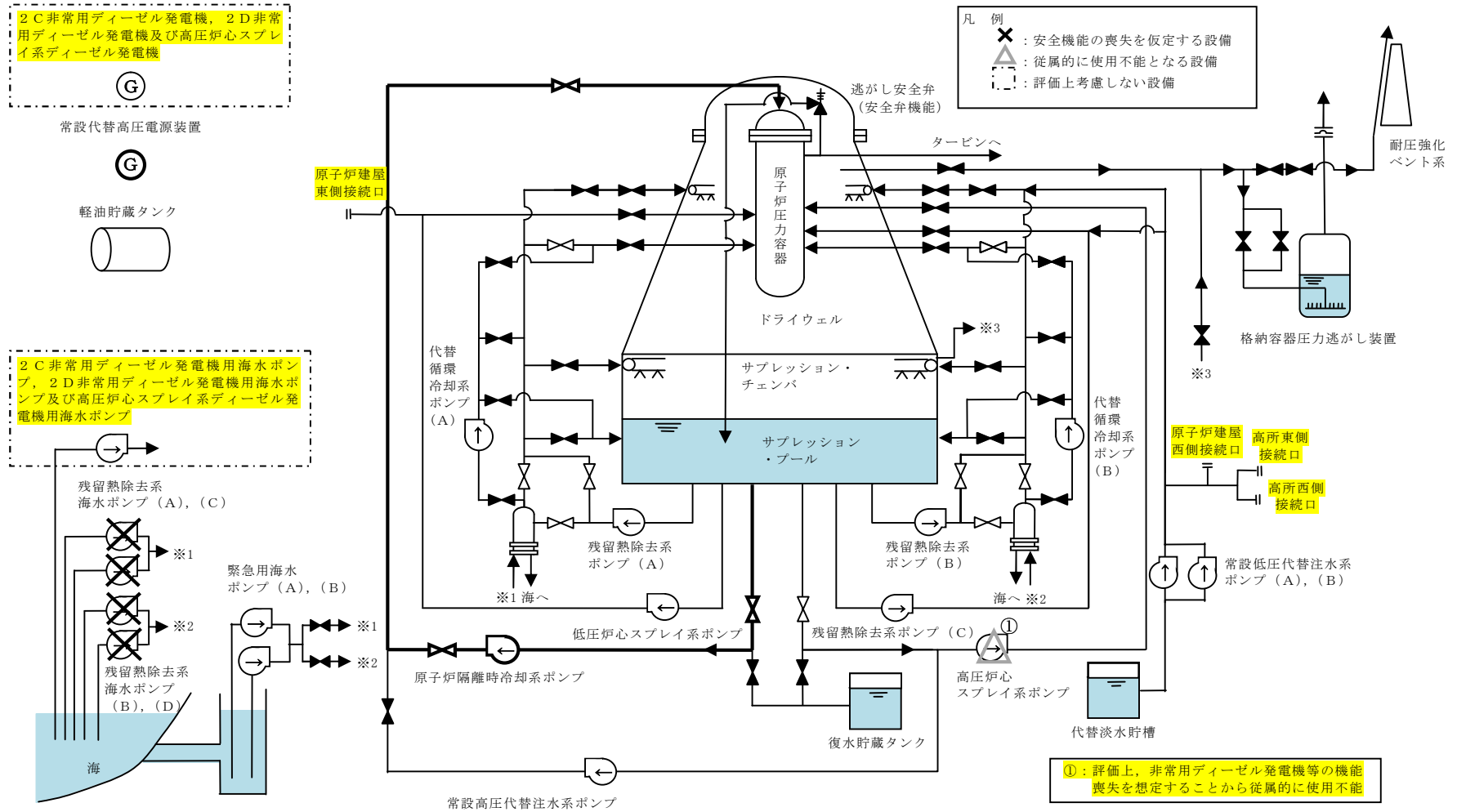
(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）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、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

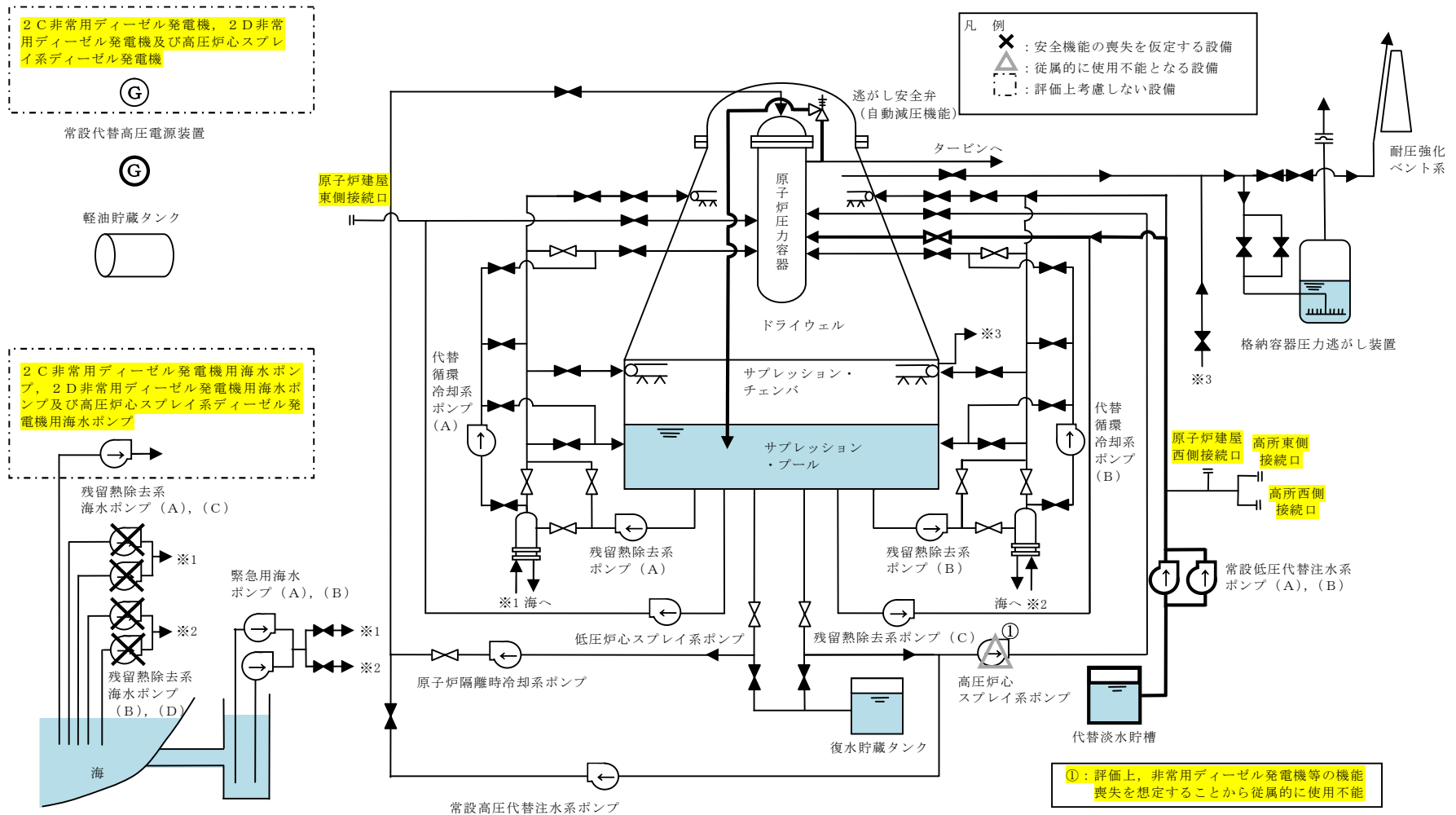
(e) 原子炉隔離時冷却系

第 2.4.1-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（2/6）

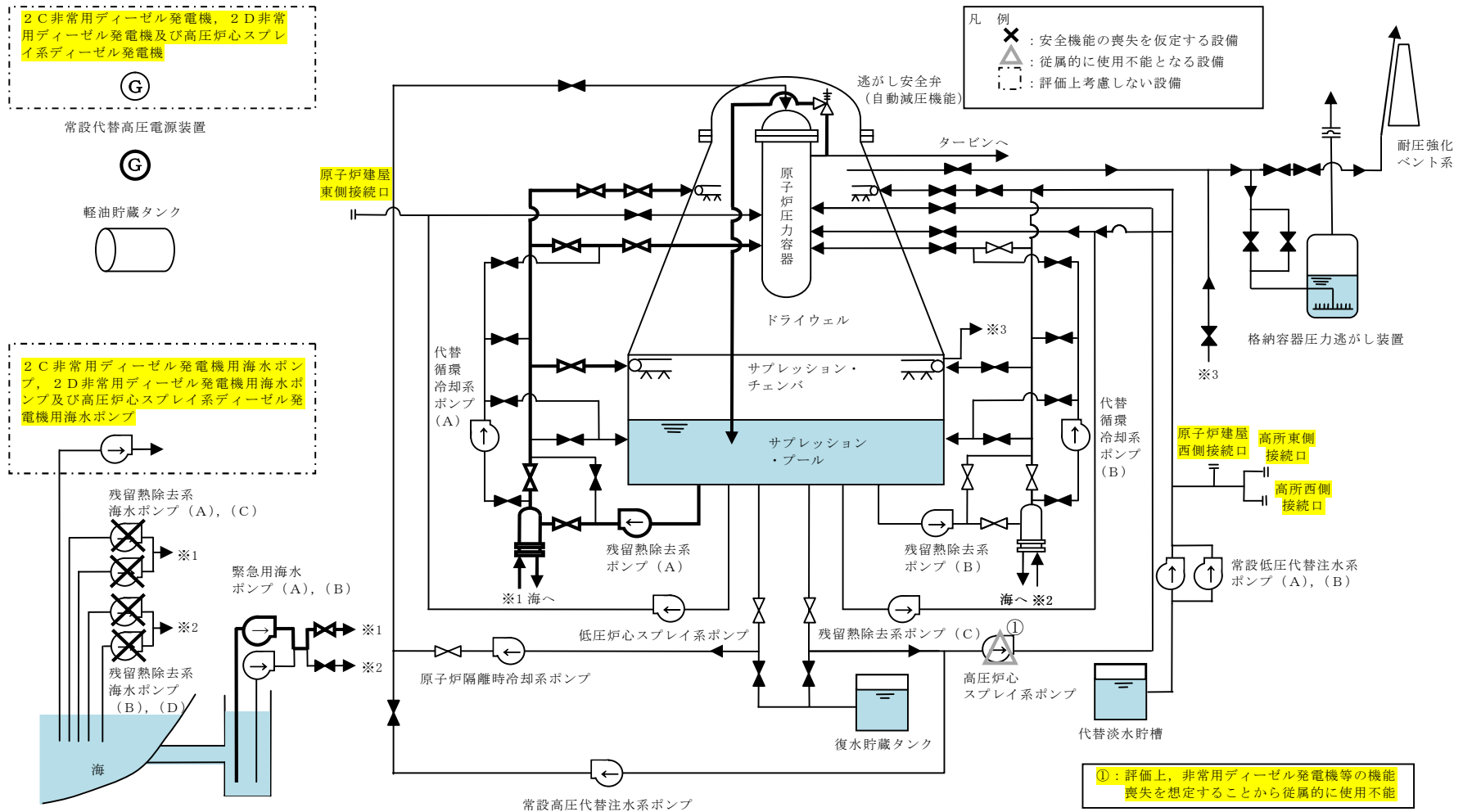
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 （ドライウエル）	5,700m <sup>3</sup>	設計値を設定
	格納容器体積 （サプレッション・チェンバ）	空間部：4,100m <sup>3</sup> 液相部：3,300m <sup>3</sup>	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水位	6.983m （通常水位-4.7cm）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サプレッション・プール水温度	32℃	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉水位の急速な低下に伴い、原子炉スクラム、高圧注水機能の自動起動、主蒸気隔離弁の閉止等が発生するため、事象発生後の状況判断における余裕時間の観点で厳しい給水流量の全喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失による崩壊熱除去機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源ありを設定



第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）  
（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 2.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）  
（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）

## 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」では，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，原子炉は臨界状態が継続し，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 A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）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ー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、高圧炉心スプレー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ボタン及び原子炉モードスイッチ「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（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し、再循環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、制御棒挿入機能の回復操作を実施する。

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。

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。



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。

高圧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、高圧炉心スプレイ系系統流量等である。

#### c. 自動減圧系等の作動阻止操作

原子炉が自動減圧され、低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し、正の反応度が印加されることを防止するため、原子炉停止機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお、自動減圧系の作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。

自動減圧系等の作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°Cに近接又は超過していることを確認し、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。

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℃に到達した時点で、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、L O C A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）、E C C S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R E D Y及び単チャンネル熱水力解析コードS C A T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、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 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。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) 高圧炉心スプレイ系

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、 $136.7\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力  $1.04\text{MPa}[\text{gage}] \sim 7.86\text{MPa}[\text{gage}]$ 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（ $116^\circ\text{C}$ ）に余裕を考慮した温度である  $106^\circ\text{C}$ に到達した時点で停止する。

(f) ほう酸水注入系

注入流量  $163\text{L}/\text{min}$  及びほう酸濃度  $13.4\text{wt}\%$ 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  $53\text{MW}$ （サプレッション・プール水温度  $100^\circ\text{C}$ 、海水温度  $27.2^\circ\text{C}$ 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) 自動減圧系等の作動阻止操作は、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作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。

（添付資料 2.5.2）

- (b) ほう酸水注入系の起動操作は、自動減圧系等の作動阻止操作が完了

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圧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（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（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℃に近接した場合は停止するが、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 の 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 の 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温となり、再循環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 の約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値の約 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の 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，それぞれ最高値は約 0.20MPa[gage]，約 115℃以下となり，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。こ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）によるサプレッション・プール冷却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、自動減圧系等の作動阻止操作、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め評価する。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、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環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を考慮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が小さいこと及び燃料被覆管温度も数℃の上昇にとどまることから、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）」）。

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。

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が、事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップするためこの影響は小さい。

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<sup>\*</sup>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、燃料被覆管温度も数℃の上昇にとどまることから、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及び再循環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、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、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環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作動阻止操作は、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、自動減圧系等の作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作動阻止操作は、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 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作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タイマーが作動するのは事象発生の約 230 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・プールの最高水温は約 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・プールの最高水温は約 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）

#### (4) まとめ

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

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）によるサブプレッション・プール冷却操作については、サブプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することはなく、7日間の対応が可能である。

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）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940kW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ATWS緩和設備（代替原子炉再循環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ー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、高圧炉心スプレー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。

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、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）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、手動スクラムボタン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（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し再循環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>・ 制御棒挿入機能の回復操作を実施する。</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・プール*	-	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
自動減圧系等の作動阻止操作	<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>自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧機能についても作動が阻止される。</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℃に近接又は超過していることを確認する。</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℃に到達したことを確認する。</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・プール*	-	サプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*

■：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 2.5-1 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・プール*		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（S A 広帯域） 原子炉水位（S A 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

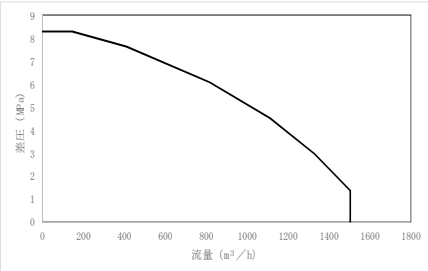
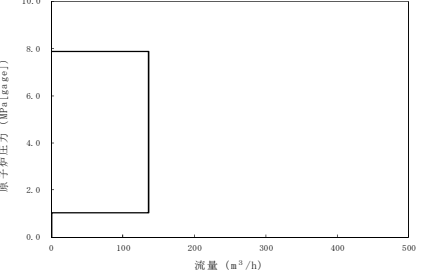
第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/6)

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 (压力容器ドーム部)	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	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	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 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
条 初 件 期	サブプレッション・プール 水量	3,300m <sup>3</sup>	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	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
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
重 大 事 故 等 機 器 条 件 に 関 連 す る	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
	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプ トリップ機能)	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/個 7.44MPa[gage]×4 個, 357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個, 361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個, 364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 367.6t/h/個	設計値を設定 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

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）

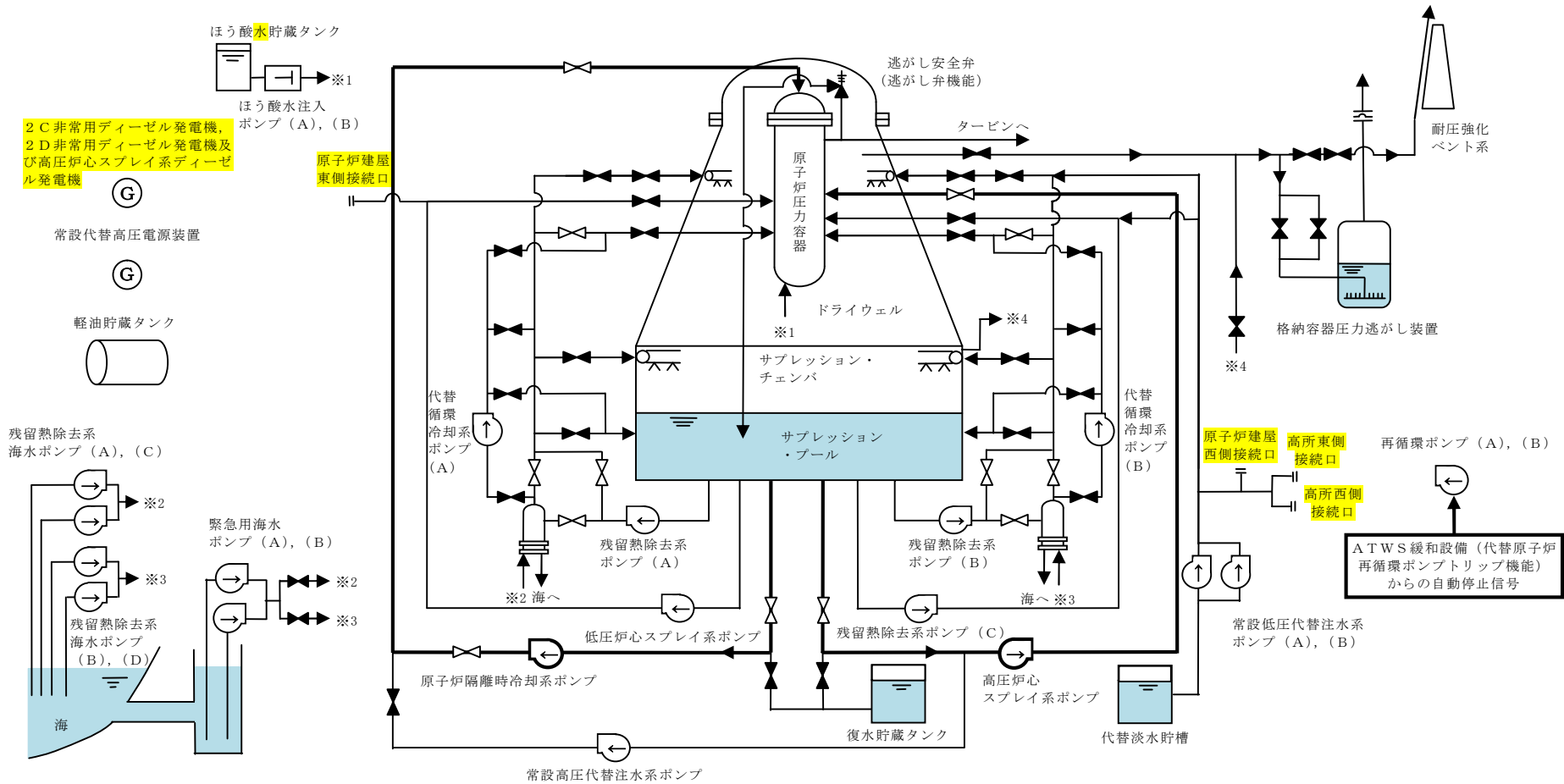
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 対策に関連する 器条件 機	ほう酸注入系	注入流量：163L/min ほう酸水濃度：13.4wt%	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
		炉心部へのほう酸水注入開始はほう酸水注入系の起動から3分30秒後 (事象発生から9分30秒後)	炉心部へのほう酸水注入開始は、ほう酸水注入系の起動後、注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）	伝熱容量：約53MW (サプレッション・プール水温度100℃、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ことで、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	自動減圧系等の作動阻止操作	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作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、自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の作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

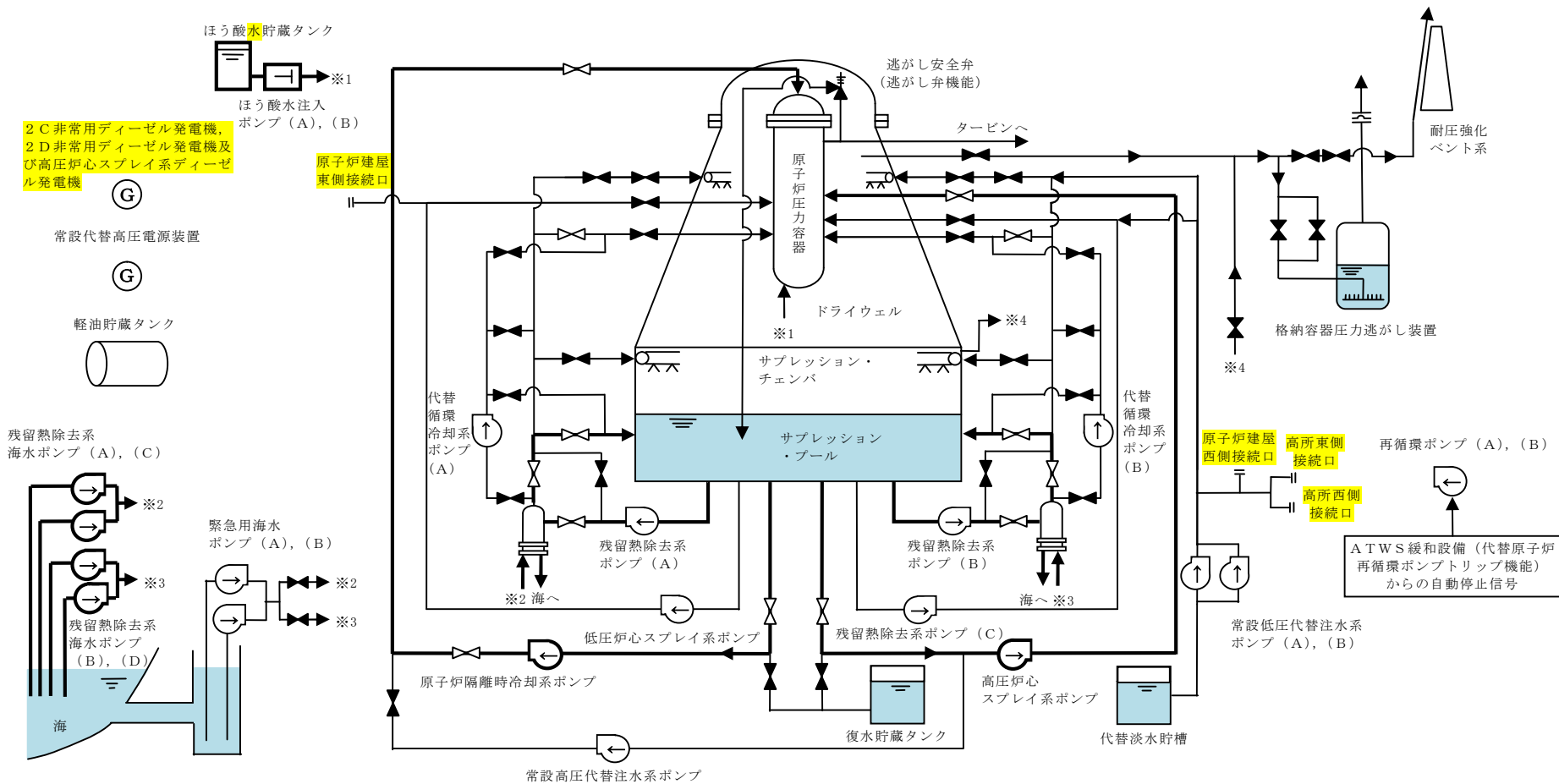
第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (6/6)

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值を設定
	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	—

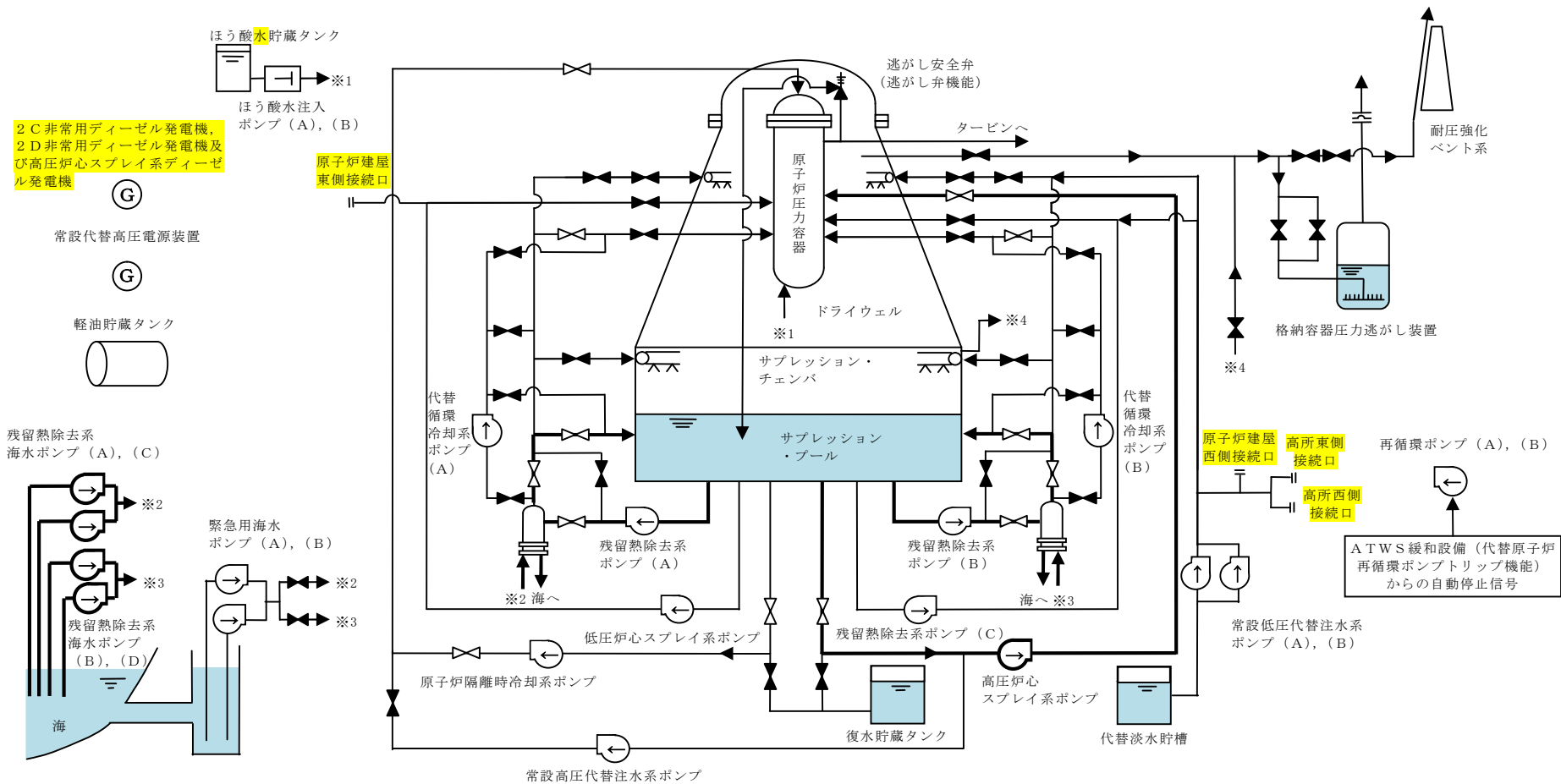


第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）  
 （高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水並びに A T W S 緩和設備  
 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による原子炉出力の抑制段階）



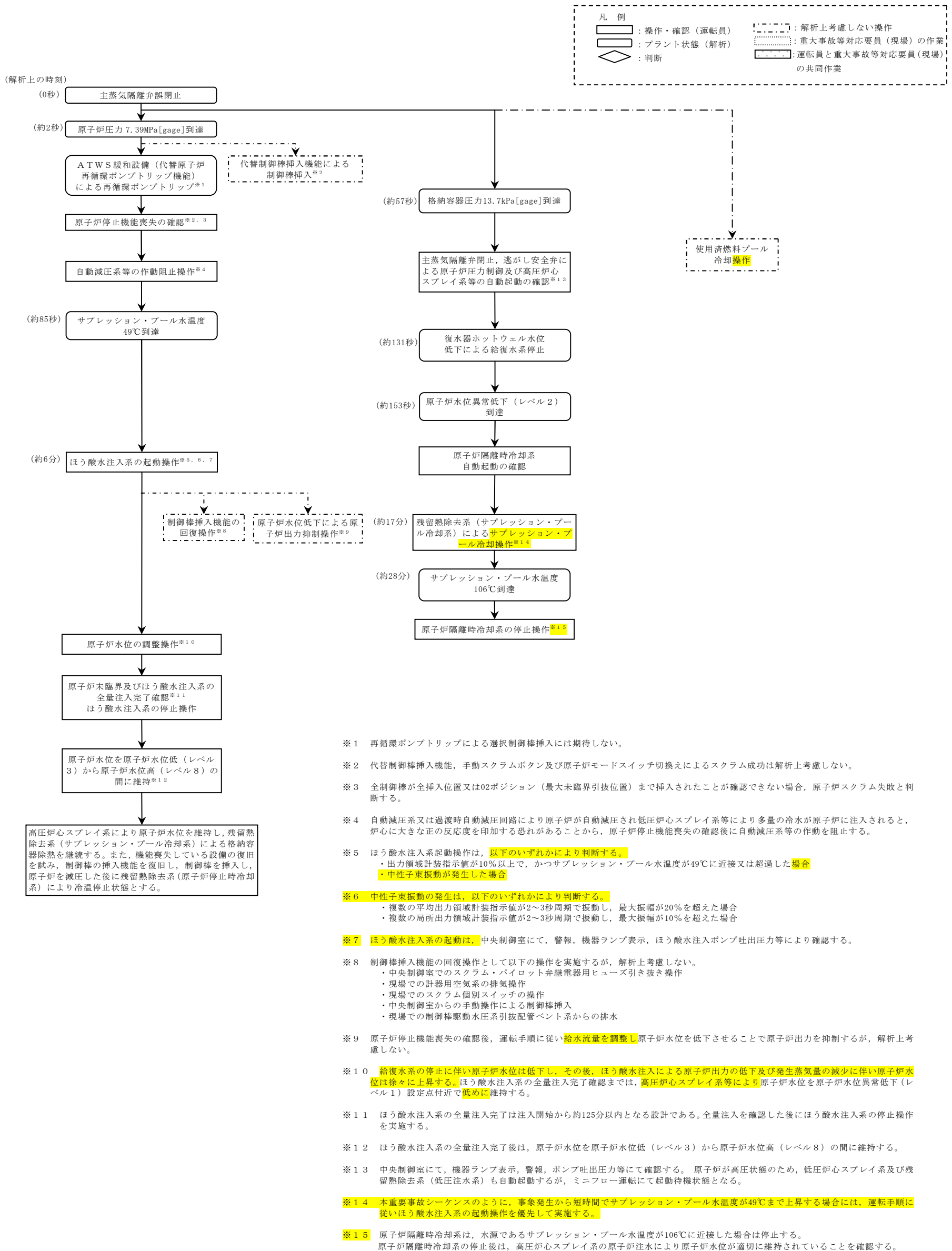


第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)  
 (高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水, ほう酸注入系による原子炉停止並びに  
 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



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)



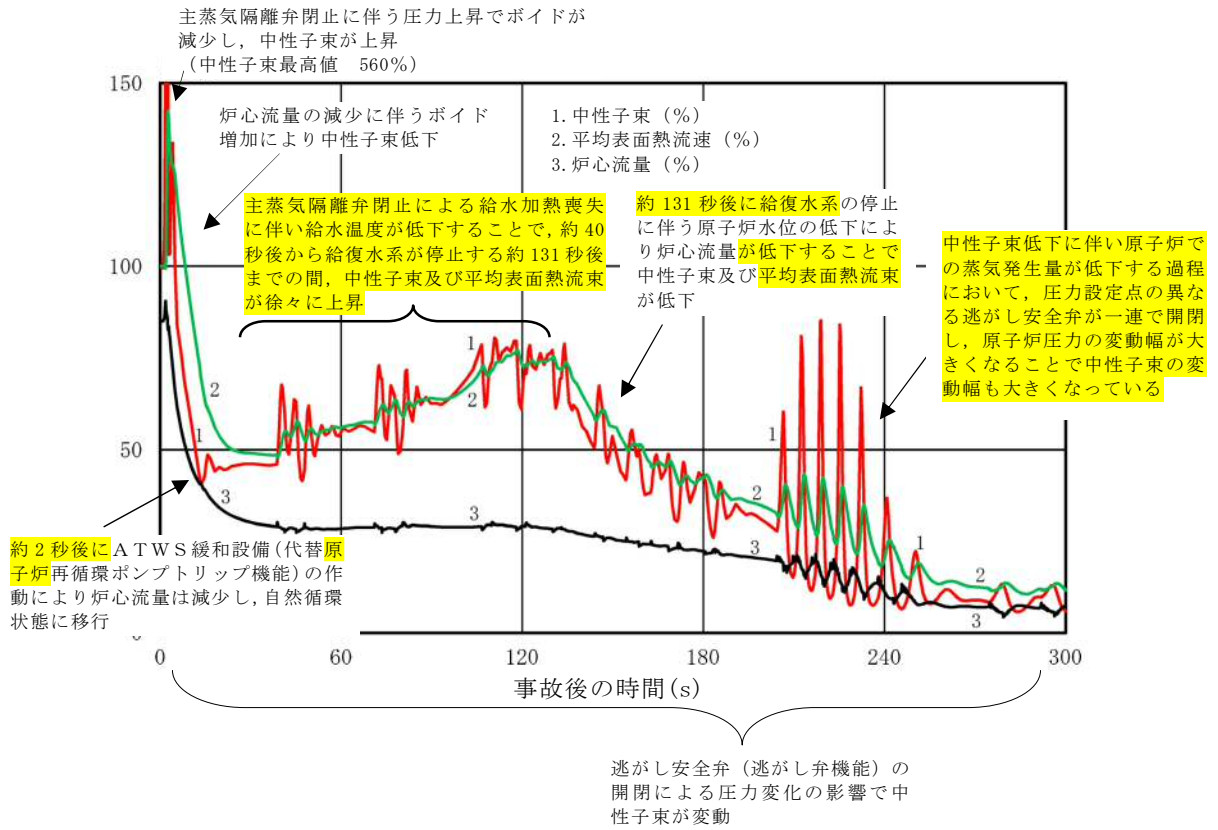
- ※1 再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。
- ※2 代替制御棒挿入機能、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。
- ※3 全制御棒が全挿入位置又は02ポジション(最大未臨界引抜位置)まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※4 自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると、炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから、原子炉停止機能喪失の確認後に自動減圧系等の作動を阻止する。
- ※5 ほう酸水注入系起動操作は、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℃に近接又は超過した場合  
・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 制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが、解析上考慮しない。  
・中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作  
・現場での計器用空気系の排気操作  
・現場でのスクラム個別スイッチの操作  
・中央制御室からの手動操作による制御棒挿入  
・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水
- ※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 給復水停止に伴い原子炉水位は低下し、その後、ほう酸水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、高圧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約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。原子炉が高圧状態のため、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、ミニフロー運転にて起動待機状態となる。
- ※14 本重要事故シナリオのように、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℃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℃に近接した場合は停止する。原子炉隔離時冷却系の停止後は、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水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

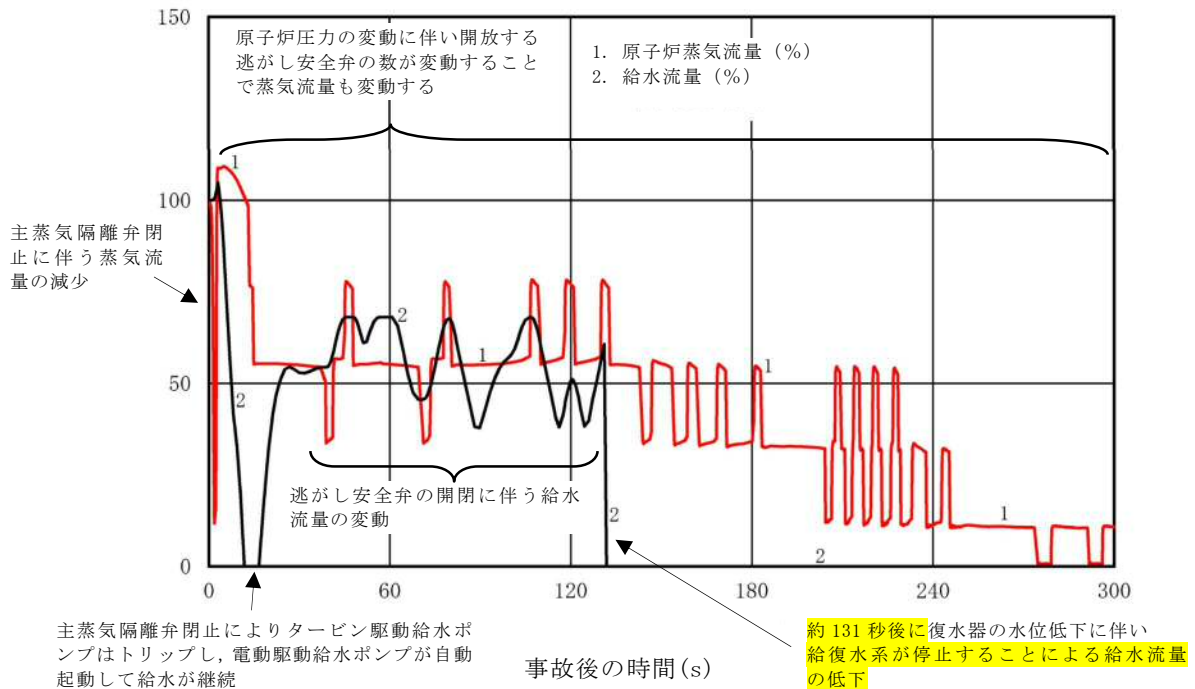
原子炉停止機能喪失

実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				経過時間 (分)										備考		
				5	10	15	20	30	40	24	25					
操作項目	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 (2 系列) 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)	1人	初動での指揮 発電所内外連絡												
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)													
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	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>●再循環ポンプトリップの確認</li> </ul>	3分											手動スクラムボタン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が、原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間 (3分) ではこれらの操作時間も考慮して設定している。 外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
	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											
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	-	-	●自動減圧系の起動阻止スイッチを用いた自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作	1分											
ほう酸水注入系の起動操作	【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										中性子束振動の発生を確認した場合にも実施
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	【1人】 A	-	-	●原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作	原子炉水位調整										解析上考慮しない 手順上は以下の優先順位で実施 ①ほう酸水注入系及び残留熱除去系 ②原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制 ③制御棒挿入機能の回復操作	
	【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											
	-	2人 C, D	-	●現場移動 ●スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作	45分											
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	【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										
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【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											
原子炉水位の調整操作 (高圧炉心スプレイ系)	【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											
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	適宜実施										解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する	
使用済燃料プールの冷却操作	【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										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	
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人		20分											15分

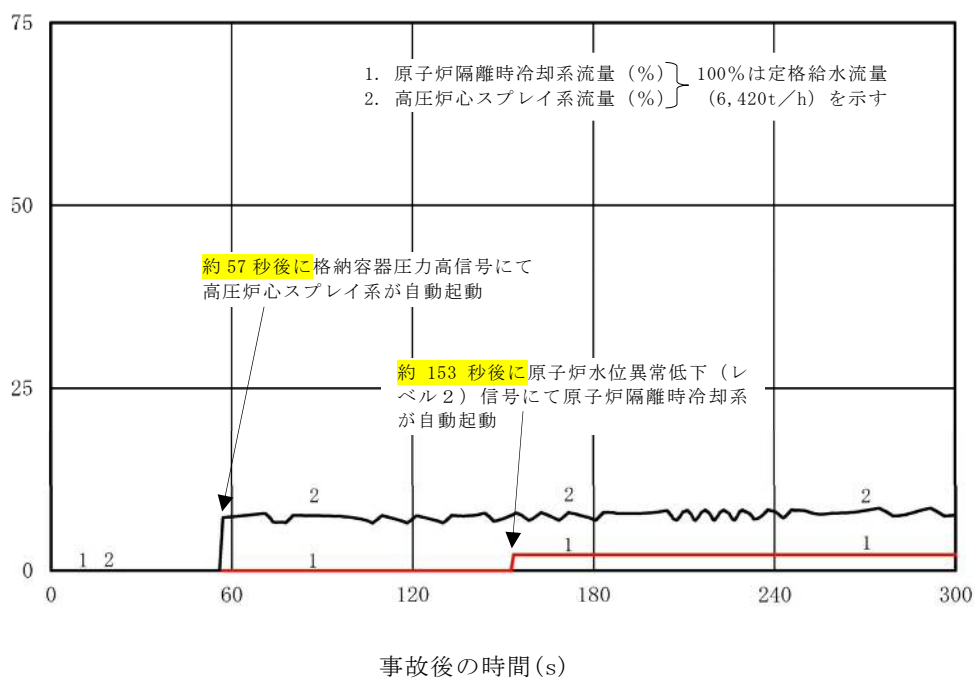
第 2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



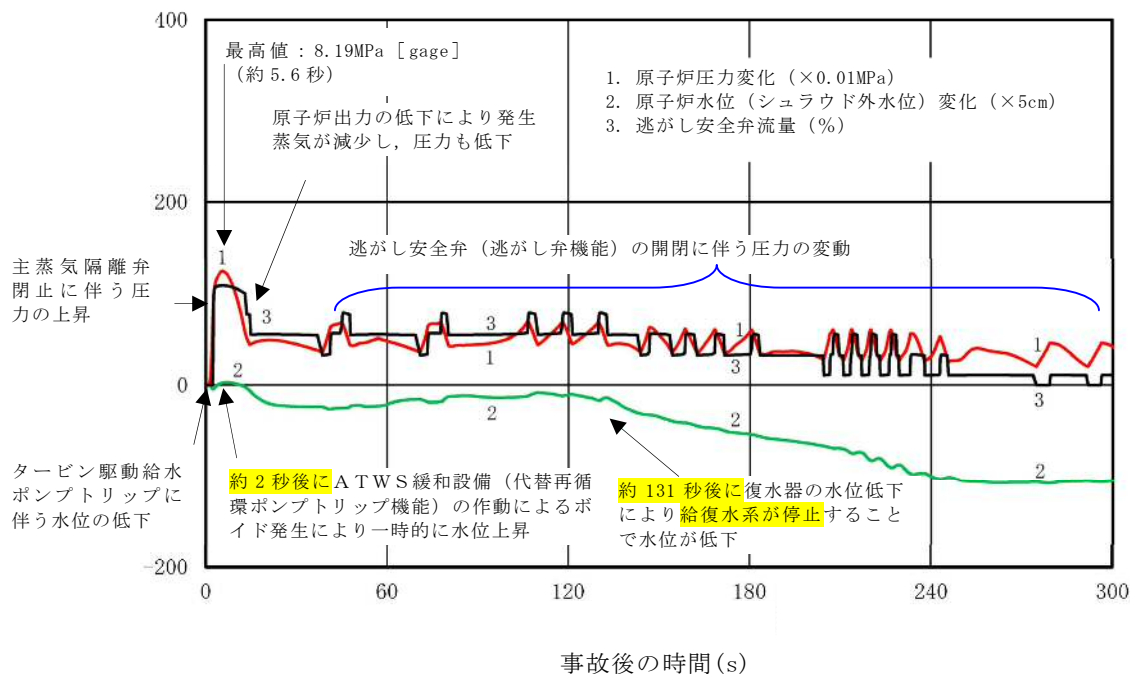
第 2.5-4 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)



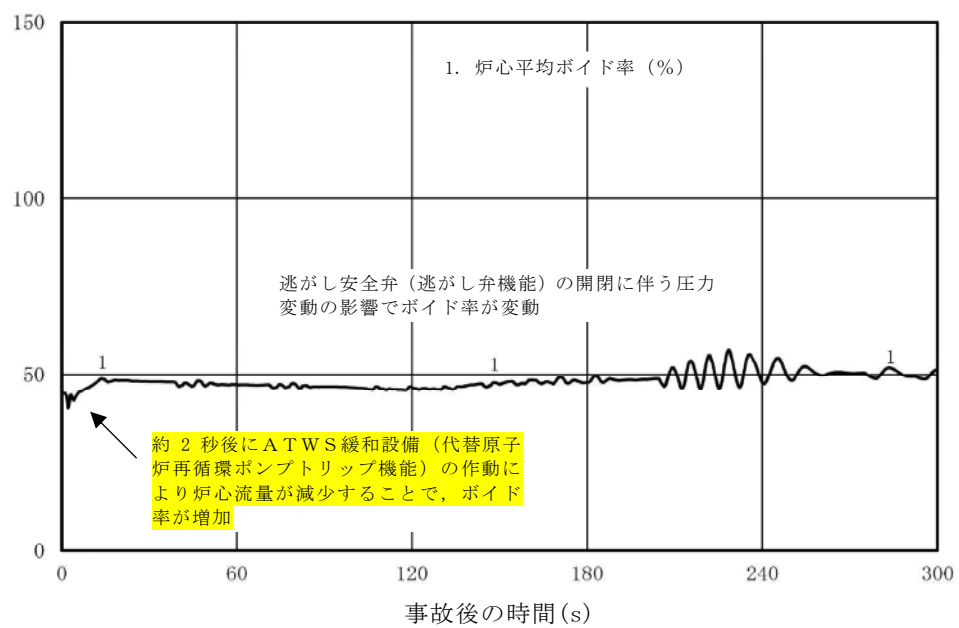
第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



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)

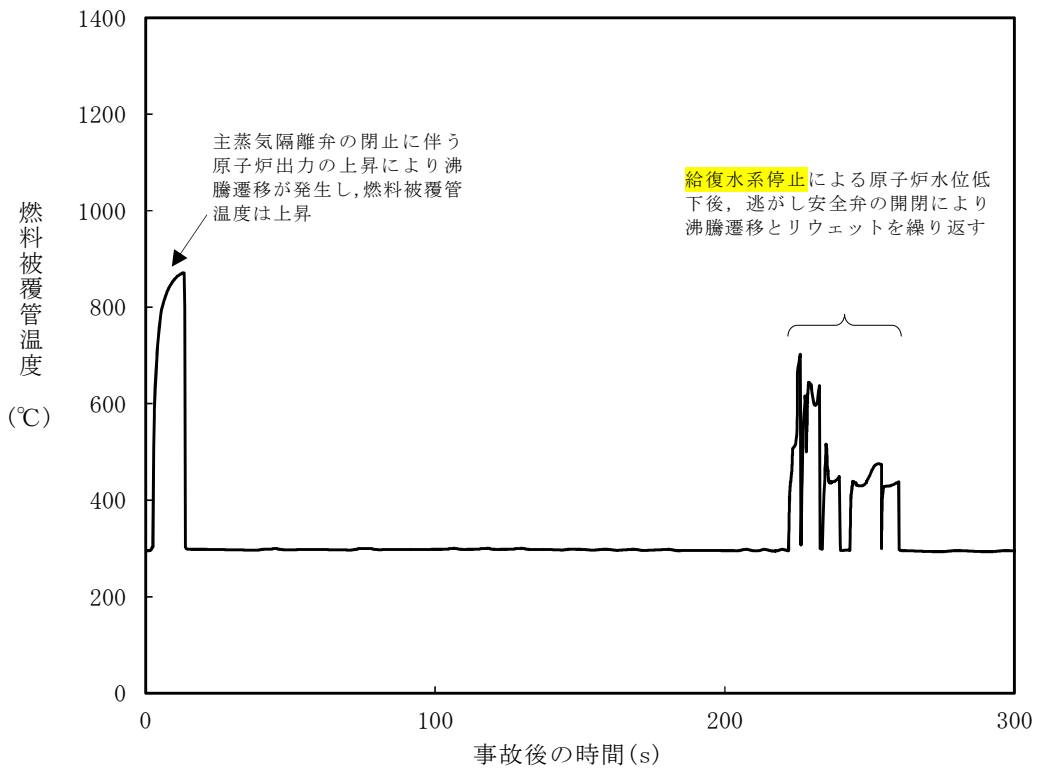


第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び  
逃がし安全弁の流量の推移 (短期)

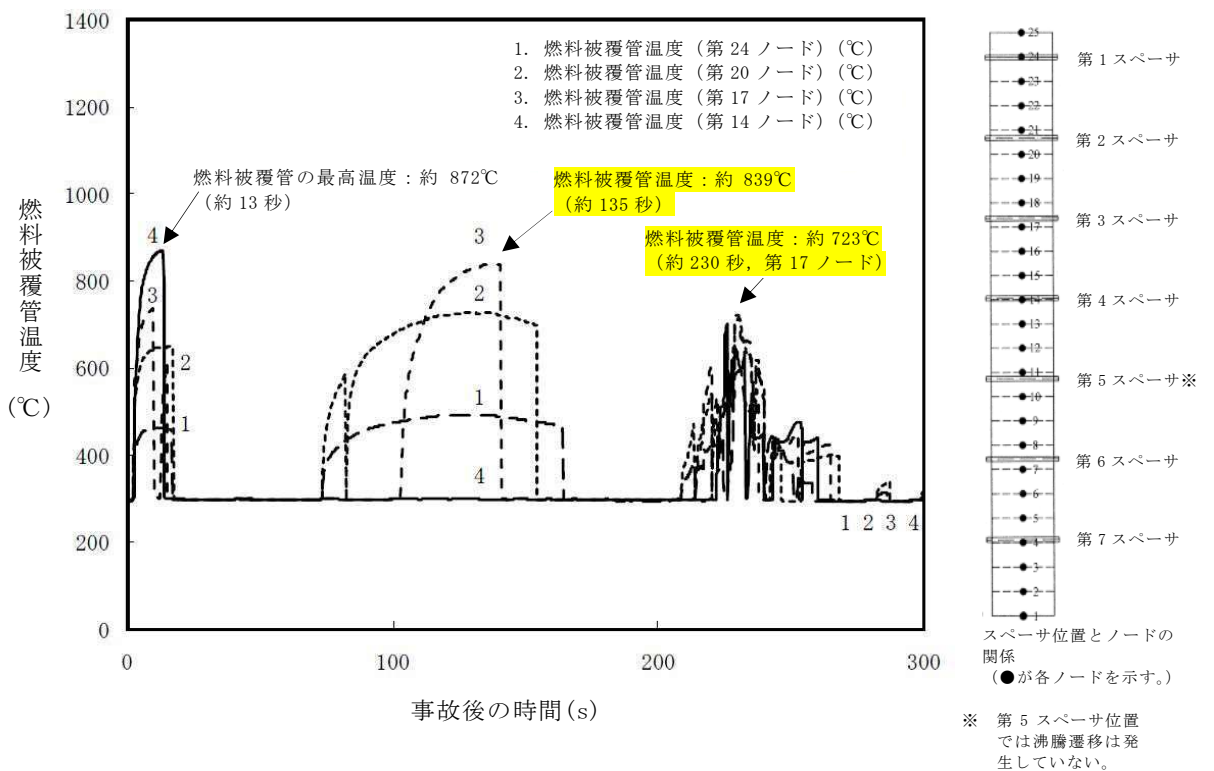


第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)





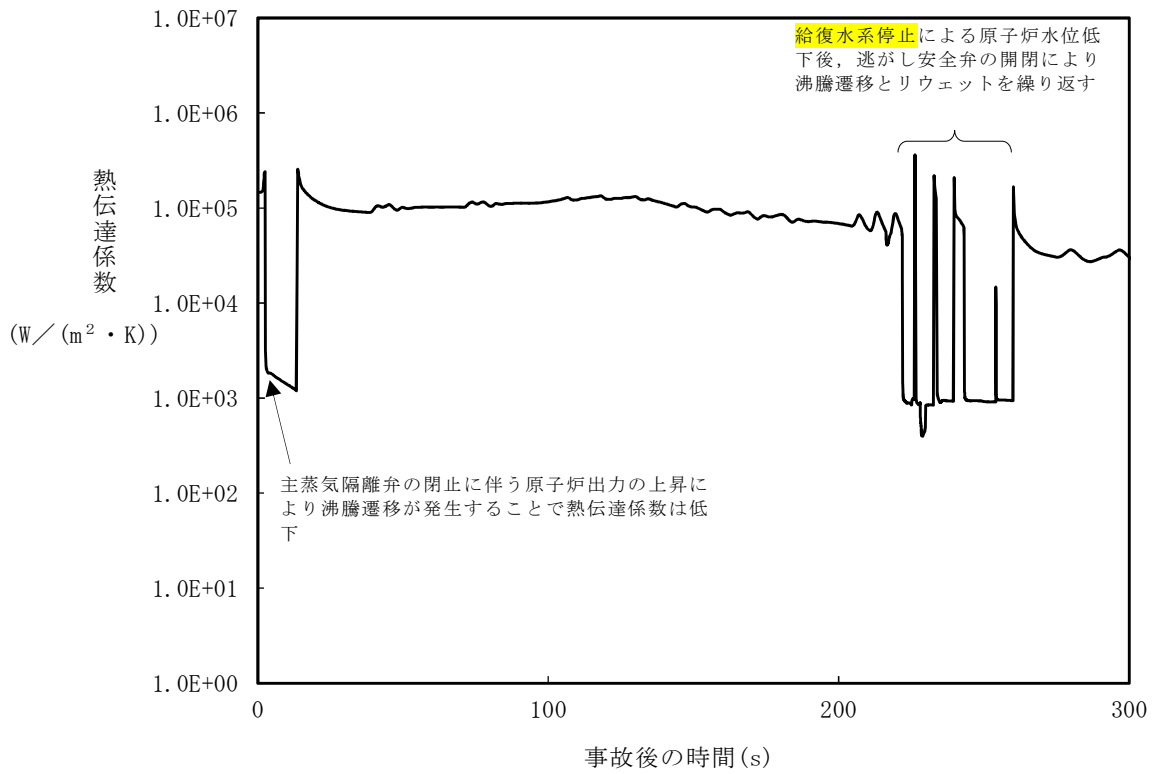
第 2.5-9 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



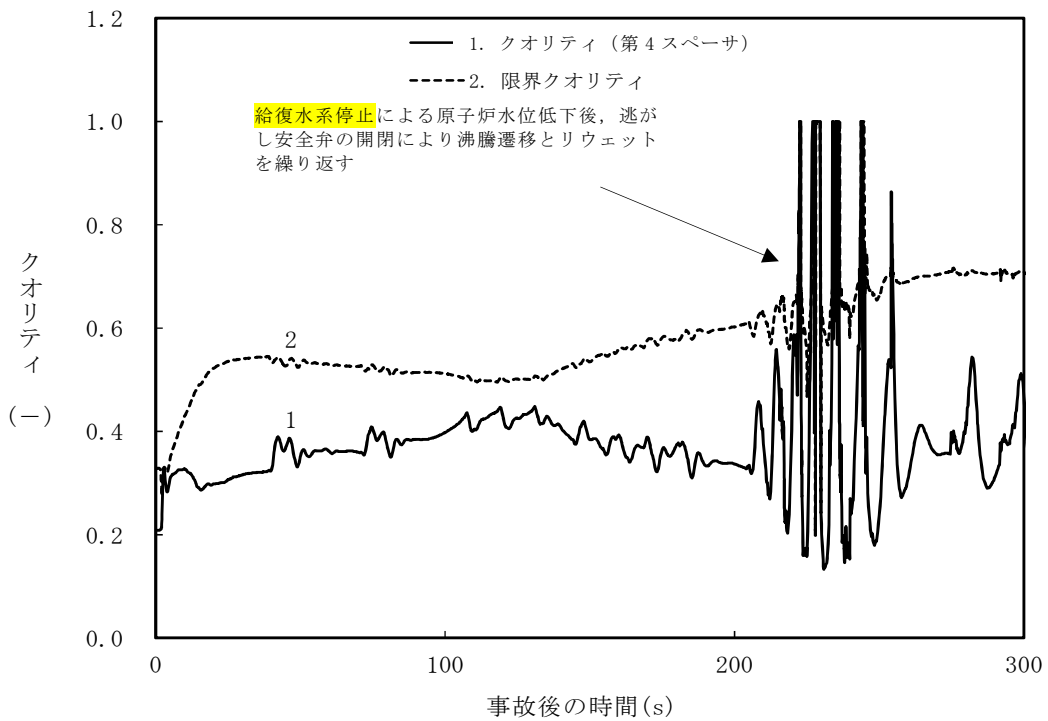
第 2.5-10 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

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。

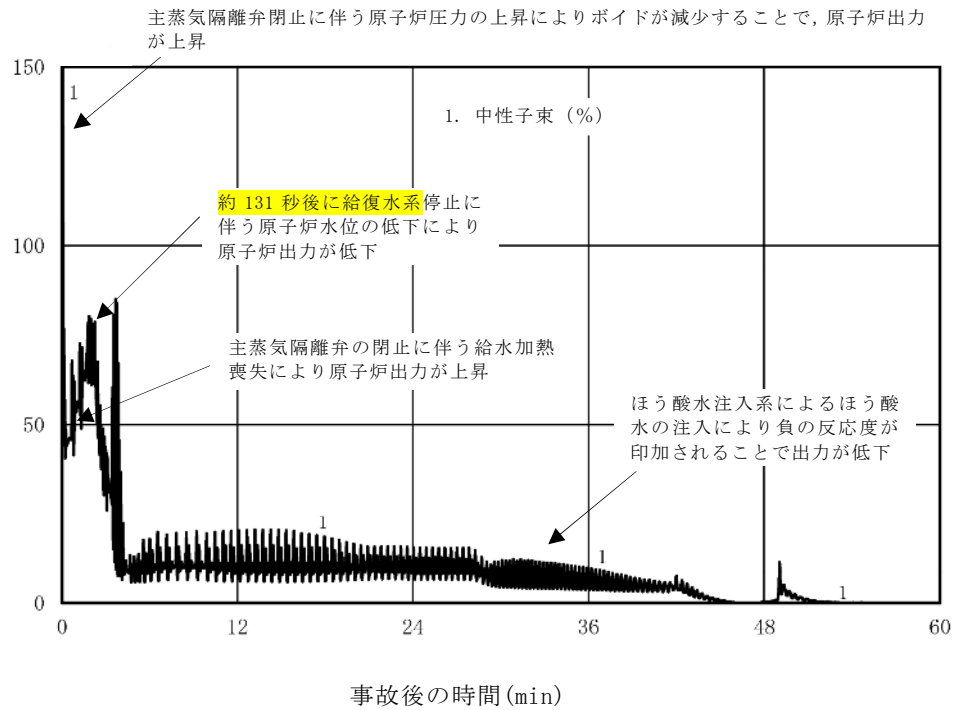




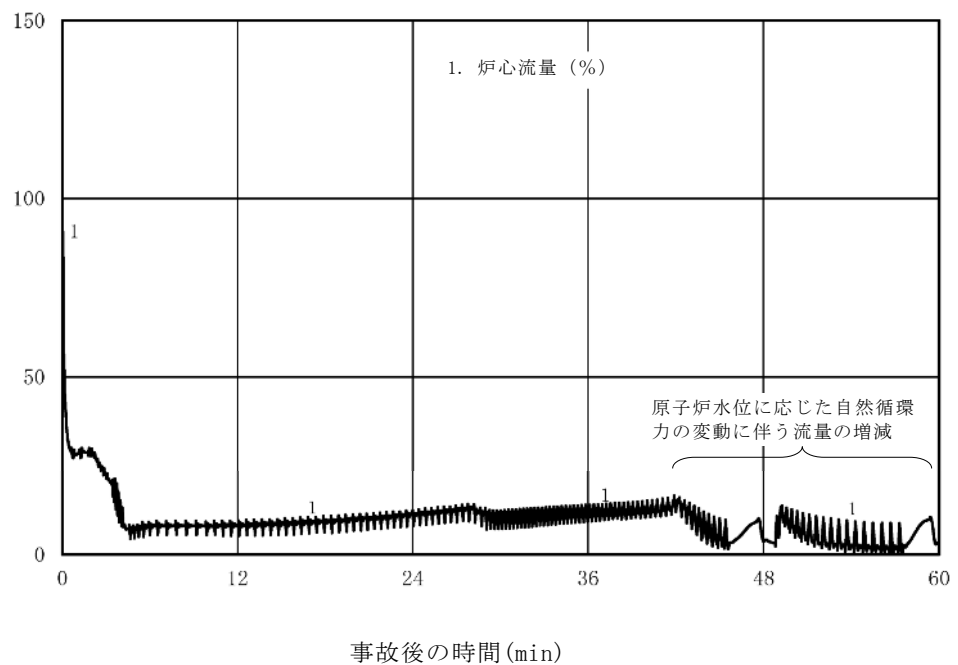
第 2.5-11 図 熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



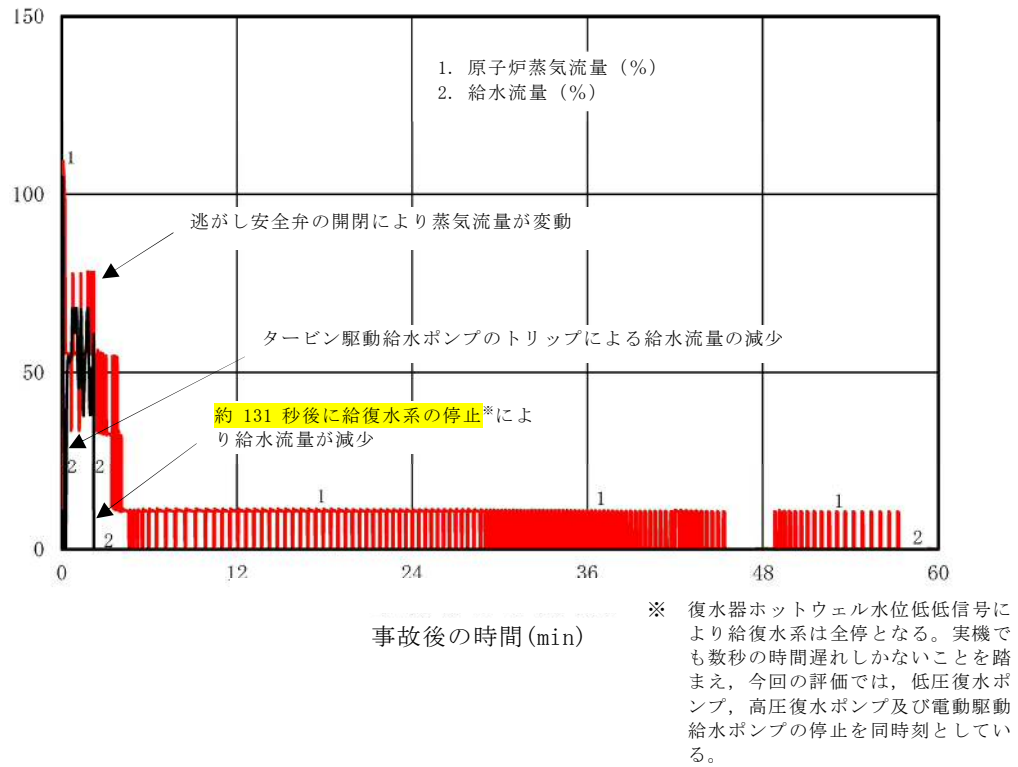
第 2.5-12 図 クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



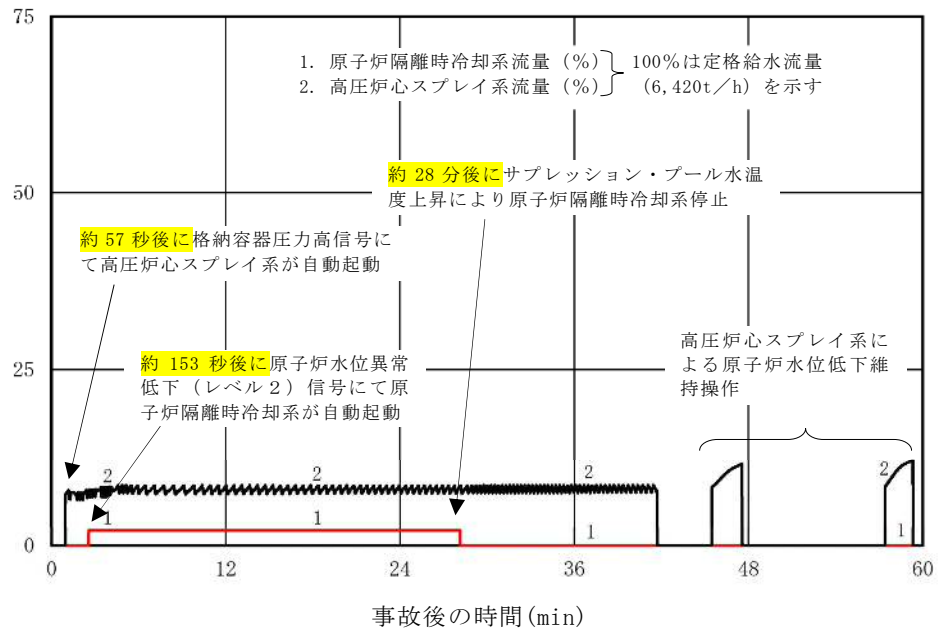
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



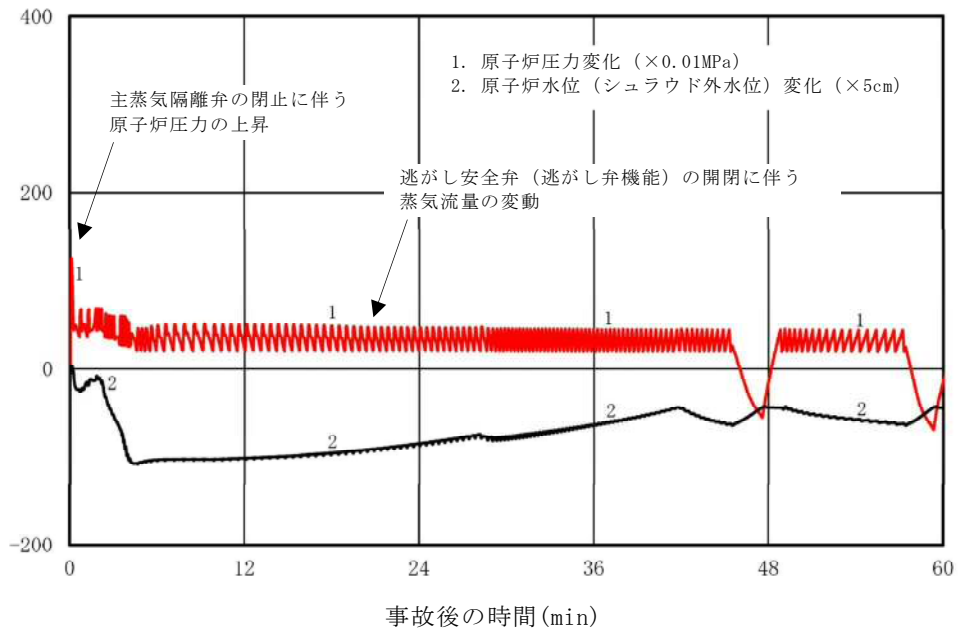
第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



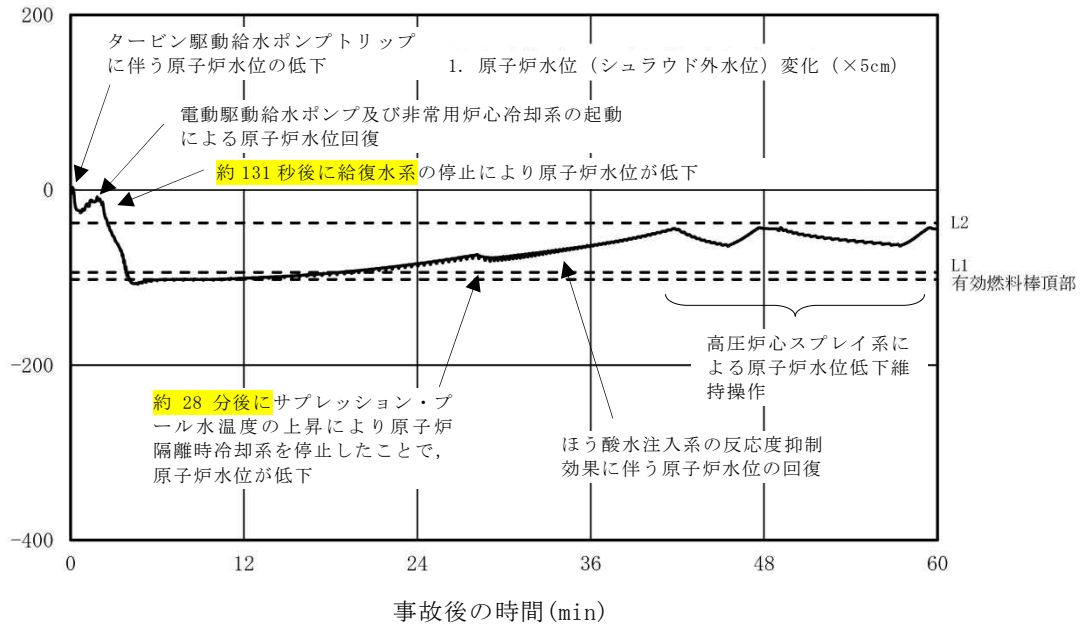
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移（長期）



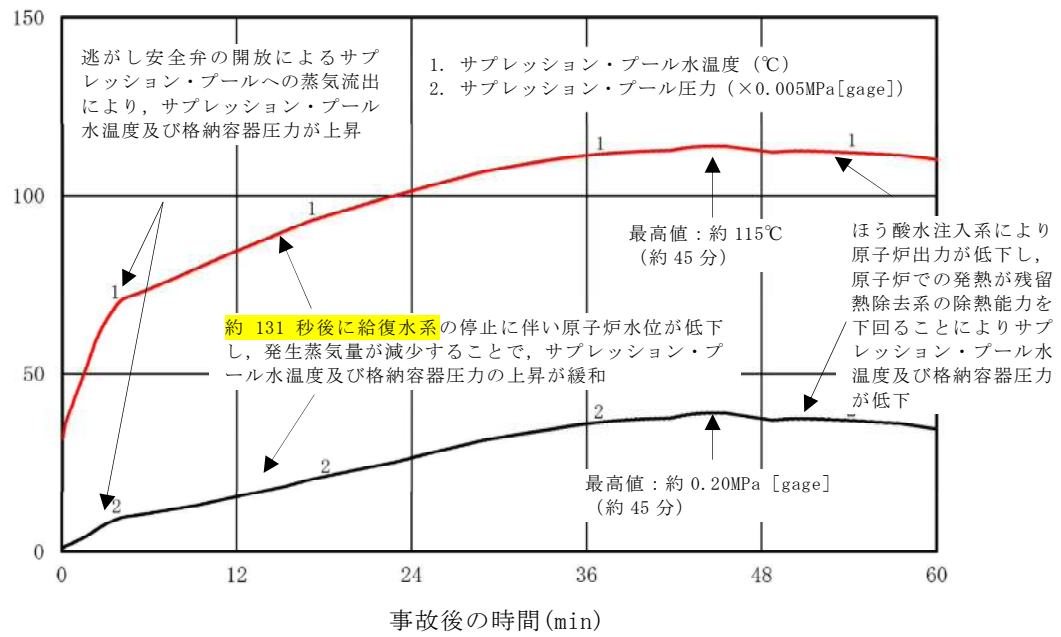
第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移（長期）



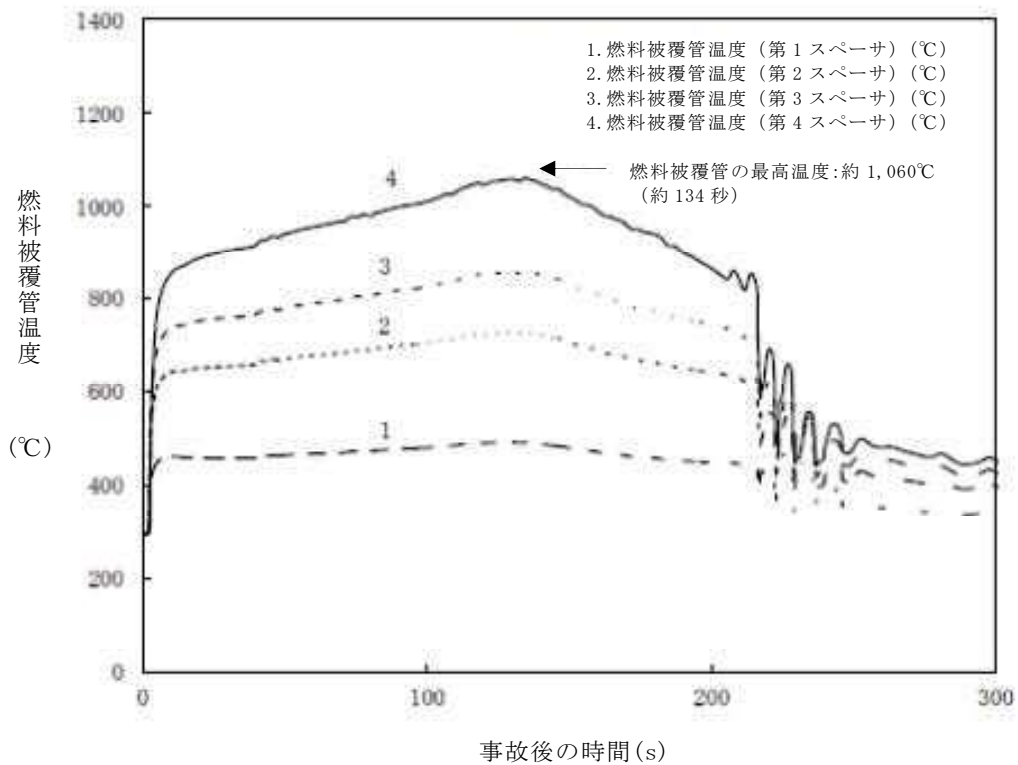
第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移 (長期)



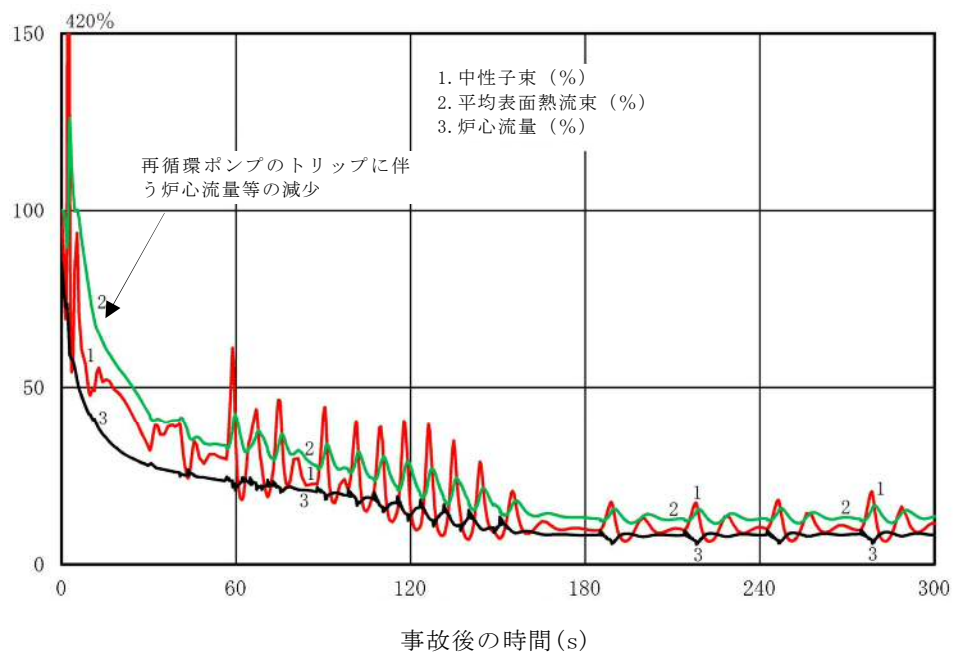
第 2.5-18 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



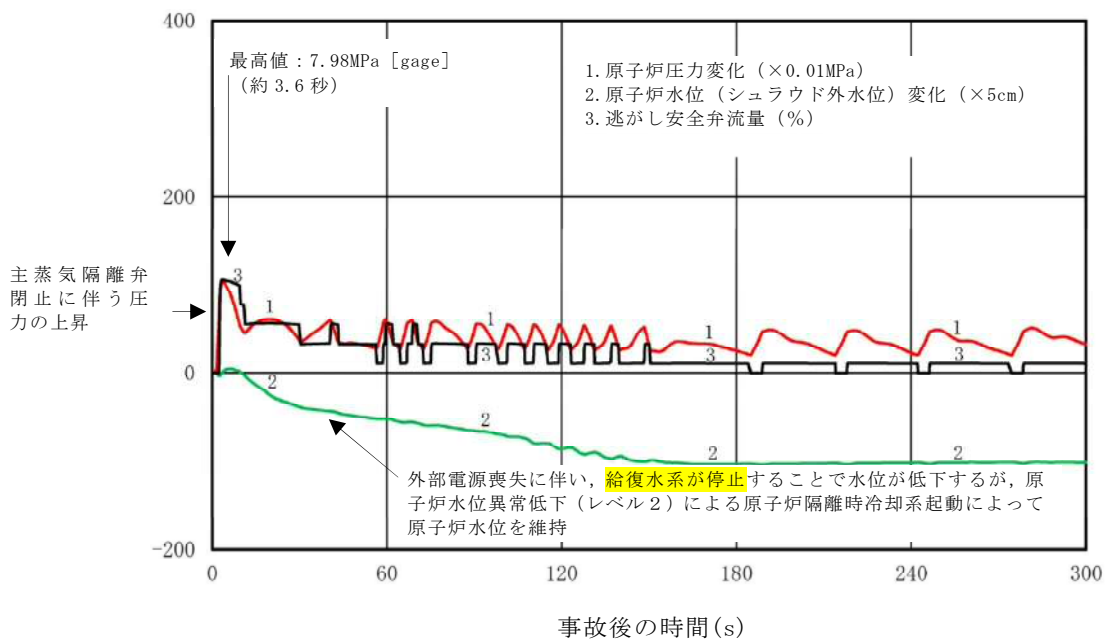
第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移(長期)



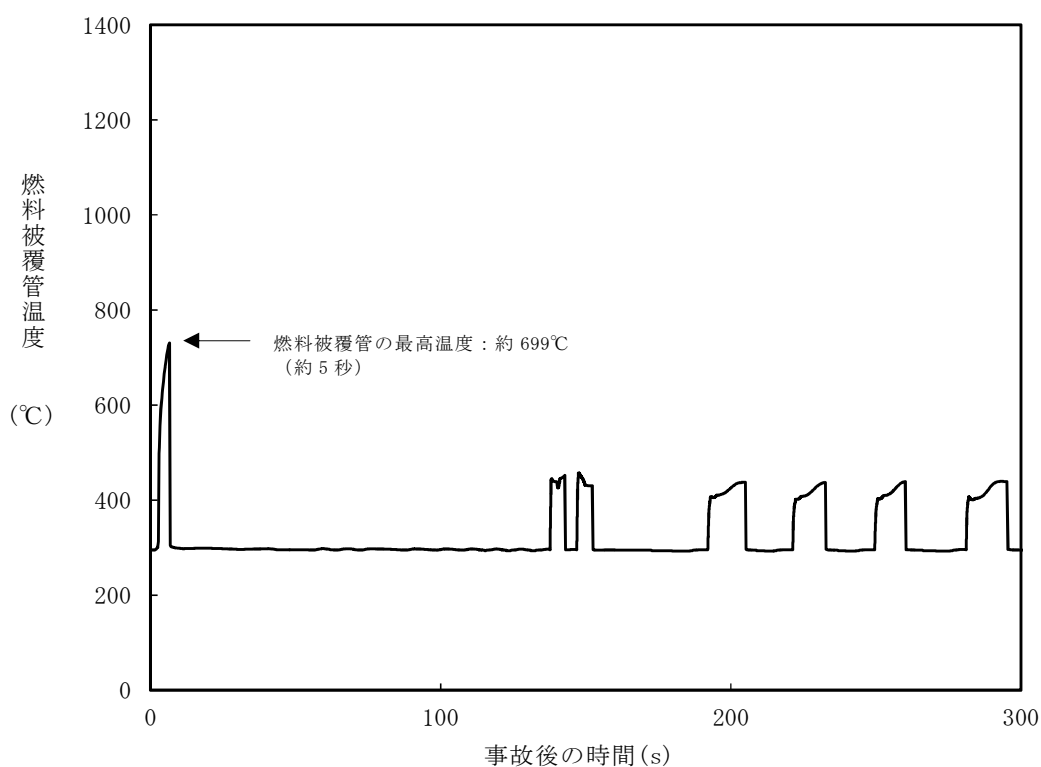
第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)



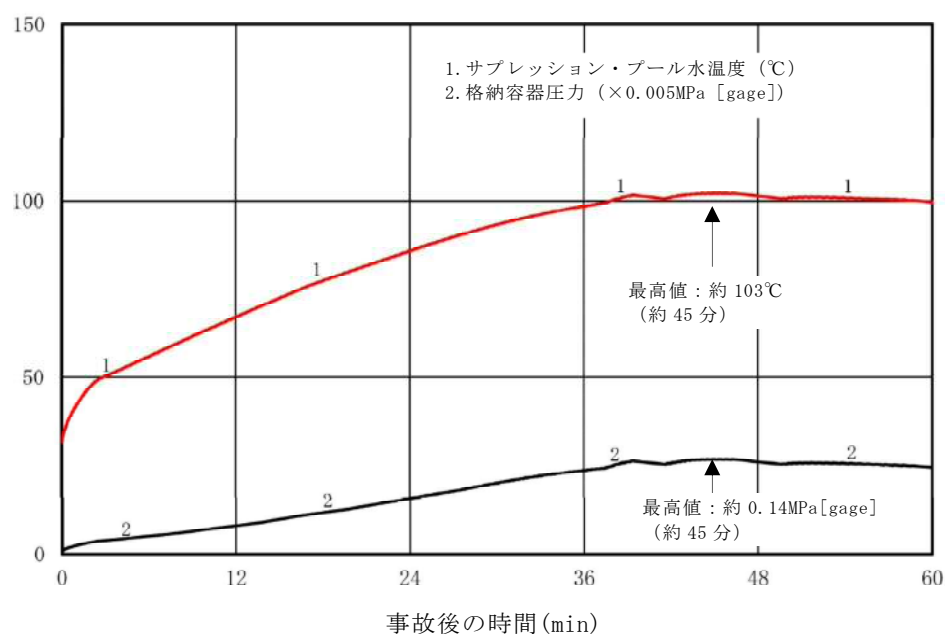
第 2.5-21 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移  
(外部電源がない場合) (短期)



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)

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おける主要な解析条件を第 2.7-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，残留熱除去系 B 系の注入弁の誤開放による残留熱除去系の系統圧力上昇により，残留熱除去系 B 系の熱交換器フランジ部に破断面積約  $21\text{cm}^2$  相当の漏えいが発生するものとする。

対象系統は，出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで ISLOCA 発生可能性がある系統のうち，定期試験等に伴い隔離弁の開閉試験を実施し，かつ開閉試験時に隔離弁 1 個にて隔離状態を維持する系統<sup>※1</sup>とする。

破断面積は，ISLOCA 発生時の系統加圧状態を保守的に考慮した対象系統に対する構造健全性評価<sup>※2</sup>により，系統に破損が発生しないことを確認したことから，加圧範囲のうち最も大きなシール構造である残留熱除去系の熱交換器フランジ部に対して，保守的にガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を設定する。

※1 具体的には，低圧炉心スプレイ系注入配管，残留熱除去系 A 系原子炉注入配管，残留熱除去系 B 系原子炉注入配管及び残留熱除去系 C 系原子炉注入配管をいう。



※2 保守的に圧力 8.2MPa [gage] 及び温度 288°C が継続して負荷される条件にて構造健全性評価を実施

(添付資料 2.7.2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

I S L O C A の発生を想定する残留熱除去系 B 系が機能喪失するものとする。

また、原子炉冷却材の漏えいにより残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は高温多湿となるため、保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレー系及び残留熱除去系 C 系も事象発生と同時に機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は喪失するものとする。

外部電源が喪失する場合、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下が早くなることから、炉心冷却の観点で厳しくなる。

また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル 2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル 3）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (2/6)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	残留熱除去系 B 系 熱交換器フランジ部に 約 21cm <sup>2</sup> の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果, I S L O C A により系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため, 加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して, 保守的に弁開放直後の圧力ピーク値 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続的に負荷され, かつ, ガasket に期待しないことを想定した場合の破断面積を設定  (添付資料 2.7.2)
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系 B 系の機能喪失	I S L O C A が発生した系統の機能喪失を設定
		高圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系 C 系の機能喪失	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため, 保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	給復水系が停止することで, 原子炉水位の低下が早くなることから, 炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し, 再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発生するものとする	

除去系熱交換器フランジ部に対して、ガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を破断面積として設定している。構造健全性評価において、許容値に対する裕度が最も低い残留熱除去系熱交換器バイパス弁の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい場所は同じ熱交換器室となり、破断面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなることから、事象進展は熱交換器フランジ部に漏えいを想定した場合に包含され、運転員等操作に与える影響はない。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合には、給復水系による原子炉注水が維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、おおむね注水開始後の原子炉水位の回復が早くなり、原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.7.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した  $44.0\text{kW}/\text{m}$  に対して最確条件は約  $33\text{kW}/\text{m}\sim 41\text{kW}/\text{m}$  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。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなり、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。ただし、炉心部の冠水が維持される本事故シーケンスでは、この影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については、I S L O C A 発生時の系統加圧状態を考慮した構造健全性評価により系統に破損が発生しないことを確認したことから、加圧範囲のうち最も大きいシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に対して、ガスケットに期待しない場合にフランジ部に生じる間隙の面積を破断面積として設定している。構造健全性評価において、許容値に対する裕度が最も低い残留熱除去系熱交換器バイパス弁の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい場所は同じ熱交換器室となり、破断面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなることから、事象進展は熱交換器フランジ部に漏えいを想定した場合に包含され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系が停止することで、原子炉水位の低下を厳しくする条件として外部電源なしを想定するとともに、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。外部電源がある場合

には、給復水系による原子炉注水が維持され、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合、注水開始後の原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.7.5）

## 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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作（低圧炉心スプレイ系による原子炉注水操作）は、解析上の操作開始時間として事象発生から15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、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はないことから、影響はない。

操作条件の現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から5時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び移動・操作所要時間

第 2.7-2 表 主要解析条件 (格納容器バイパス (I S L O C A)) (2/6)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	残留熱除去系 B 系 熱交換器フランジ部に 約 21cm <sup>2</sup> の破断面積を想定	残留熱除去系の構造健全性評価の結果, I S L O C A により系統が加圧された場合でも低圧設計部に破損が発生しないことを確認したため, 加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して, 保守的に弁開放直後の圧力ピーク値 (8.2MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続的に負荷され, かつ, ガasket に期待しないことを想定した場合の破断面積を設定  (添付資料 2.7.2)
	安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系 B 系の機能喪失	I S L O C A が発生した系統の機能喪失を設定
		高圧炉心スプレイ系及び 残留熱除去系 C 系の機能喪失	残留熱除去系 B 系が設置されている原子炉建屋西側は原子炉冷却材の原子炉建屋への漏えいにより高温多湿となるため, 保守的に同じ原子炉建屋西側に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系は事象発生と同時に機能喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	給復水系が停止することで, 原子炉水位の低下が早くなることから, 炉心の冷却の観点で厳しくなる外部電源なしを設定。また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号にて発生し, 再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて発生するものとする	

## 2.8 津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事象である事故シーケンスグループ「津波浸水による注水機能喪失」は、津波PRAによって評価された炉心損傷頻度が $4.0 \times 10^{-6}$ ／炉年と有意な値であること及び敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が内部事象に係る事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに追加する事故シーケンスグループとして抽出している。

### 2.8.1 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「津波浸水による注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」、②「最終ヒートシンク喪失（RCIC成功）」、③「最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗」及び④「最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗」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「津波浸水による注水機能喪失」は、基準津波を超え敷地に遡上する津波（以下「敷地に遡上する津波」という。）により海水取水設備及び原子炉建屋内設備への浸水が発生し、取水機能及び原子炉注水機能が喪失することを想定する。このため、原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位の低下が継続し、

される。

## (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 2.8-2 表に示す。

本重要事故シーケンスでは、敷地に遡上する津波が発生し取水機能喪失及び全交流動力電源喪失に至るものとしており、有効性評価の条件については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様である。

### a. 重大事故等対策に関連する機器条件

#### (a) 緊急用海水系

残留熱除去系へ海水通水時の伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき 1 基当たり約 24MW（サプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において）とする。

### b. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後に緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 24 時間 25 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有効性評価の結果については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様となる。「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」と同様となる。



失（長期TB）」及び本重要事故シーケンスでは、非常用母線の受電が完了する 24 時間以降に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施するが、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」において格納容器圧力及び雰囲気温度が最大となるのは 24 時間以前であることから、緊急用海水系に期待した場合でも格納容器圧力及び雰囲気温度の最高値は同じとなり、評価項目を満足する。また、緊急用海水系を用いた場合、残留熱除去系海水系を用いた場合と比較して伝熱容量が小さくなるが、同じく緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、本重要事故シーケンスより崩壊熱が高い事象発生の 13 時間後において、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施した場合でも、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに十分な除熱性能を有していることを確認していることから、緊急用海水系に期待した場合でも中長期的な事象進展に与える影響は小さく、安定状態への移行が可能である。

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。

### 2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、残留熱除去系海水系に代わり緊急用海水系に期待している点を除き「2.3.1 全交流動

力電源喪失（長期T B）」と同様である。

緊急用海水系の機器条件の不確かさの影響については、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において確認している。

#### 2.8.4 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「津波浸水による注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.8.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

また、必要な参集要員は、「2.8.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 6 名であり、発電所外から参集する災害対策要員の 71 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「津波浸水による注水機能喪失」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、以下のとおりである。

###### a. 水 源

可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,130m<sup>3</sup> 必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に 4,300m<sup>3</sup> の水を保有していることから、水源が枯渇することはなく、7 日間の対応が可能である。

## インターフェイスシステム L O C A の起因事象発生頻度について

### (1) はじめに

インターフェイスシステム L O C A（以下「I S L O C A」という。）の発生頻度は、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した。システム信頼性解析の実施に当たっては、I S L O C A の発生の可能性のある系統及びシナリオを選定するとともに、機器故障率、人的過誤確率及び配管破損確率を用いて定量化した。

### (2) 評価対象系統及び発生シナリオの選定

I S L O C A の評価対象は、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統のうち、以下の条件を基に選定した。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を図 1 に、選定結果を表 1 に示す。

① 出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A 発生の可能性のある系統

② 出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が 2 弁以下の系統\*

※ 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分する隔離弁は直列に 2 弁以上設置されている。このため、最小で直列 2 弁の誤開、内部リーク等が発生した場合は I S L O C A が発生する可能性があるが、1 弁当たりの誤開、内部リーク等の発生確率は  $1E-4$  未満であることを考慮すると、閉状態の弁が直列 3 弁以上の場合には、I

S L O C Aにより系統の過圧が発生する頻度は、直列 2 弁の場合に比べて 4 桁以上低くなり、無視し得る程度となる。ただし、P R Aでは、I S L O C Aの発生シナリオ及びその発生頻度を幅広く確認する観点から、直列 3 弁の閉状態の弁を有する高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系を含めて I S L O C Aの発生頻度を評価対象としている。

以上を踏まえて選定した系統及びシナリオを表 2 に示す。

### (3) 発生頻度の評価

#### a. モデル化の仮定

本評価における主な仮定を以下に示す。

- I S L O C A発生後の隔離操作には期待しない。
- I S L O C Aの発生箇所は配管（熱交換器含む）とする。
- ドレン・ベントラインは、配管径が小さいため除外する。

#### b. 評価に用いたパラメータ

##### (a) 機器故障率

電動弁の誤開及び内部リークなどの機器故障率には、国内故障率データ（「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定」、2009年5月 日本原子力技術協会）を使用した。

##### (b) 人的過誤確率

人的過誤は、弁の誤操作及び試験後の通常状態復旧失敗をモデル化しており、弁の誤操作は、N U R E G / C R - 5 9 2 8と同様に  $1.0E-3/d$  を使用し、試験後の通常状態復旧失敗は N U R E G / C R - 1 2 7 8（T H E R P手法）を基に  $2.0E-3/d$  と評価した。

(c) 配管破損確率

配管破損確率は、NUREG/CR-5928が参照しているNUREG/CR-5862に基づく破損確率算出方法を用い、配管の口径や肉厚などを考慮し、各評価対象配管に対し表3のとおり設定した。また、熱交換器の破損確率は、NUREG/CR-5928より表4のとおり設定した。

c. 評価結果

フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した結果、ISLOCAの発生頻度は約 $4.8E-10$ /炉年（エラーファクタ：約19.6）となった。ISLOCAのカットセット（上位20位）を表5に示す。

ISLOCAの発生頻度が最も高いと評価された系統はRHRであり、テストブル逆止弁の定期試験時に電動弁の定期試験終了後の通常状態への復旧失敗及びテストブル逆止弁の閉失敗によりRHRポンプの吐出圧で設計された配管が破損する場合となった。

(4) ISLOCA発生頻度の評価結果における海外との差について

上記(3)のとおり、本プラントにおけるISLOCA発生頻度は約 $4.8E-10$ /炉年と評価した。一方、NUREG/CR-5124に記載されている海外プラントにおけるISLOCA発生頻度は、本プラントと比較して $1E+3$ ～ $1E+4$ 倍程度高い（表6）。これについて、海外プラントとの評価方法の違いを以下に整理する。

a. 比較方法

海外プラントは、いずれもBWRプラントであり評価結果はそれぞれ異なるが、本プラントと同じ型式（BWR-5 Mar

k - II) の Nine Mile Point-2 (以下「NMP 2」という。) を比較対象に選定した。

b. 比較結果

NMP 2 及び本プラントにおける系統別の I S L O C A 発生頻度の評価結果を表 7 に示す。表 7 から、NMP 2 と本プラントとの差は、NMP 2 が発生頻度の高い Steam Condensing の I S L O C A 発生を考慮しているためである (本プラントは Steam Condensing を撤去済み)。

一方、NMP 2 の評価において評価対象としており、本プラントのドミナントとなる L P C I の I S L O C A に対する評価内容の比較について、表 8 のとおり行った。表 8 の結果は以下のとおりである。

- ・ 本プラントは人的過誤として定期試験時の電動弁の通常状態復旧失敗、機器故障として定期試験時の逆止弁の閉失敗を想定し、これらの同時発生により I S L O C A が起こる事象がドミナントシナリオとなる。
- ・ NMP 2 は運転時に L P C I の定期試験を行わないため、複数の機器故障の同時発生のみを想定しており、ドミナントシナリオとなる。

上記のとおり、I S L O C A のドミナントシナリオの想定は異なるが、発生頻度の評価に用いている機器故障率の違いにより、NMP 2 は本プラントの  発生頻度となっていることを確認した。

表 1 I S L O C A の評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている配管	選定結果	備考
給水系	給水系注入配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A 評価の対象外
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ注入配管	評価対象	直列 3 弁の閉状態の弁を有するが、I S L O C A の発生シナリオ及びその発生頻度を幅広く確認する観点から、発生頻度の評価対象とする
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	評価対象	
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A 評価の対象外
低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	-
残留熱除去系 (A, B, C)	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	-
残留熱除去系 (A, B)	残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管	評価対象	-
	残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管	評価対象	-
残留熱除去系 (A)	残留熱除去系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	対象外	閉状態の弁が直列に 4 弁設置されており I S L O C A の発生頻度が十分低いため対象外
制御棒駆動水圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A 評価の対象外
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外	
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外	閉状態の弁が直列に 4 弁設置されており I S L O C A の発生頻度が十分低いため対象外
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A 評価の対象外
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外	
原子炉圧力容器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外	
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外	

表2 I S L O C A の発生を想定する系統及びシナリオの一覧表

系統	ケース	発生シナリオ
高圧炉心ス プレイ系 (図2)	—	電動弁 F004, 逆止弁 F005, F024 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
原子炉隔離 時冷却系 (図3)	—	電動弁 F013, 逆止弁 F065, F066 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
低圧炉心ス プレイ系 (図4)	①	電動弁 F005, 逆止弁 F006 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F005, 逆止弁 F003, F006 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
残留熱除去 系 (A, B) (図5)	①	電動弁 F042A/B, 逆止弁 F041A/B の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管又は熱交換器が破損
	②	電動弁 F042A/B, 逆止弁 F031A/B, F041A/B の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
	③	電動弁 F008, F009 の故障の組合せによって同時に開状態となり, 低圧設計配管が破損
残留熱除去 系 (C) (図6)	①	電動弁 F042C, 逆止弁 F041C の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F042C, 逆止弁 F031C, F0041C の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損



表 3 各系統の配管破損確率

対象	配管破損確率 ( / d)
R H R - A / B 吐出圧配管	
R H R - C 吐出圧配管	
L P C S 吐出圧配管	
H P C S 低圧配管	
L P C S 低圧配管	
R H R 低圧配管	
R C I C 低圧配管	

表 4 熱交換器破損確率

対象	破損確率 ( / d)
R H R 熱交換器	

表5 東海第二発電所のISLOCAカットセット（上位20位）

順位	系統	起因となる故障	故障の組み合わせ①	故障組み合わせ②	破損箇所
1	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	吐出圧設計配管
1	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	吐出圧設計配管
3	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041C閉失敗	吐出圧設計配管
4	RHR (SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管
4	RHR (SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管
6	RHR (SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009誤開		低圧設計配管
6	RHR (SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管
6	RHR (SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008誤開		低圧設計配管
6	RHR (SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管
10	HPCS	電動弁F004定期試験	逆止弁F005内部リーク	逆止弁F024内部リーク	低圧設計配管
11	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管
11	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管
13	RHR (SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009誤開		低圧設計配管
13	RHR (SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008誤開		低圧設計配管
15	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	熱交換器
15	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	熱交換器
17	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管
18	RHR-A	電動弁F042A内部リーク	逆止弁F041A内部リーク		吐出圧設計配管
18	RHR-B	電動弁F042B内部リーク	逆止弁F041B内部リーク		吐出圧設計配管
18	RHR-A	逆止弁F041A内部リーク	電動弁F042A内部リーク		吐出圧設計配管
18	RHR-B	逆止弁F041B内部リーク	電動弁F042B内部リーク		吐出圧設計配管

添付 3.1.1.2-8-8

表6 海外プラント及び東海第二発電所における  
I S L O C A発生頻度の評価結果

海外 プラント	I S L O C A 発生頻度 (/炉年)	東海第二発電所 との比較 <sup>※1, 2</sup>	I S L O C Aに よる炉心損傷頻 度 (/炉年)	東海第二発電所 との比較 <sup>※1, 2</sup>
Peach Bottom	4.8E-06	1.0E+04	1.0E-06	2.1E+03
Nine Mile Point-2	9.8E-06	2.0E+04	8.8E-06	1.8E+04
Quad Cities	1.1E-05	2.3E+04	9.3E-07	1.9E+03

※1 海外プラント/東海第二発電所

※2 東海第二発電所はI S L O C A発生=炉心損傷と定義している。海外プラントは  
系統によってはI S L O C A発生後の隔離操作を考慮するため結果が異なる。

表 7 Nine Mile Point-2 及び東海第二発電所における  
系統別の ISLOCA 発生頻度の評価結果

Nine Mile Point-2			
系統	配管過圧頻度 (/炉年)	配管破損確率 (/d)	ISLOCA 発生頻度 (/炉年)
HPCS	2.7E-07	2.7E-02	8.6E-14
RCIC	-	-	-
LPCS	3.7E-06	4.0E-03	2.9E-11
LPCI	1.3E-05	4.0E-03	8.8E-09
RHR (suction)	7.7E-07	1.6E-02	4.1E-09
Vessel Head Spray	4.4E-06	1.7E-03	9.3E-13
Feedwater	1.0E-03	1.0E-03	1.0E-06
Steam Condensing	8.9E-03	4.0E-03	8.8E-06
合計	-	-	9.8E-06
東海第二発電所			
合計	-	-	4.8E-10

表 8 Nine Mile Point-2 及び東海第二発電所における  
L P C I の I S L O C A 発生頻度の評価内容

評価項目		Nine Mile Point-2	東海第二発電所
ドミナントシナリオ		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ R H R - A / B のバウンダリ弁（電動弁及び逆止弁）の内部リーク又は破損が重なることにより、バウンダリ弁が同時に開状態となり、ポンプ吐出圧設計配管が破損</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ R H R - A / B のバウンダリ弁（逆止弁）の定期試験時に、バウンダリ弁（電動弁）の閉状態復旧失敗と、逆止弁の閉失敗が重なることにより、バウンダリ弁が同時に開状態となり、ポンプ吐出圧設計配管が破損</li> </ul>
モデル化の仮定		<ul style="list-style-type: none"> <li>・ I S L O C A 発生後の隔離操作に期待しない</li> <li>・ I S L O C A の発生箇所は配管</li> <li>・ ドレンライン及びベントラインは配管径が小さいため除外</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ I S L O C A 発生後の隔離操作に期待しない</li> <li>・ I S L O C A の発生箇所は配管</li> <li>・ ドレンライン及びベントラインは配管径が小さいため除外</li> </ul>
パラメータ	機器故障確率	逆止弁内部リーク : ①約 7.3E-04	逆止弁の開失敗 : ⑤約 2.4E-05
		電動弁内部リーク : ②約 6.0E-04	
		電動弁誤操作 : ③約 4.0E-04	
人的過誤確率	— (L P C I での人的過誤は発生しないと、人的過誤確率は設定無し)	⑥約 2.0E-03 (定期試験時の電動弁の閉状態への復旧失敗)	
配管破損確率	④約 4.0E-03 (L P C I - A / B / C)	⑦約 3.1E-03 (L P C I - A / B)	
		⑧約 1.2E-03 (L P C I - C)	
評価結果		約 8.8E-09 / 炉年 { ① × (② + ③) × ④ } × 3	約 3.6E-10 / 炉年 { ⑤ × ⑥ × ⑦ } × 2 + { ⑤ × ⑥ × ⑧ }

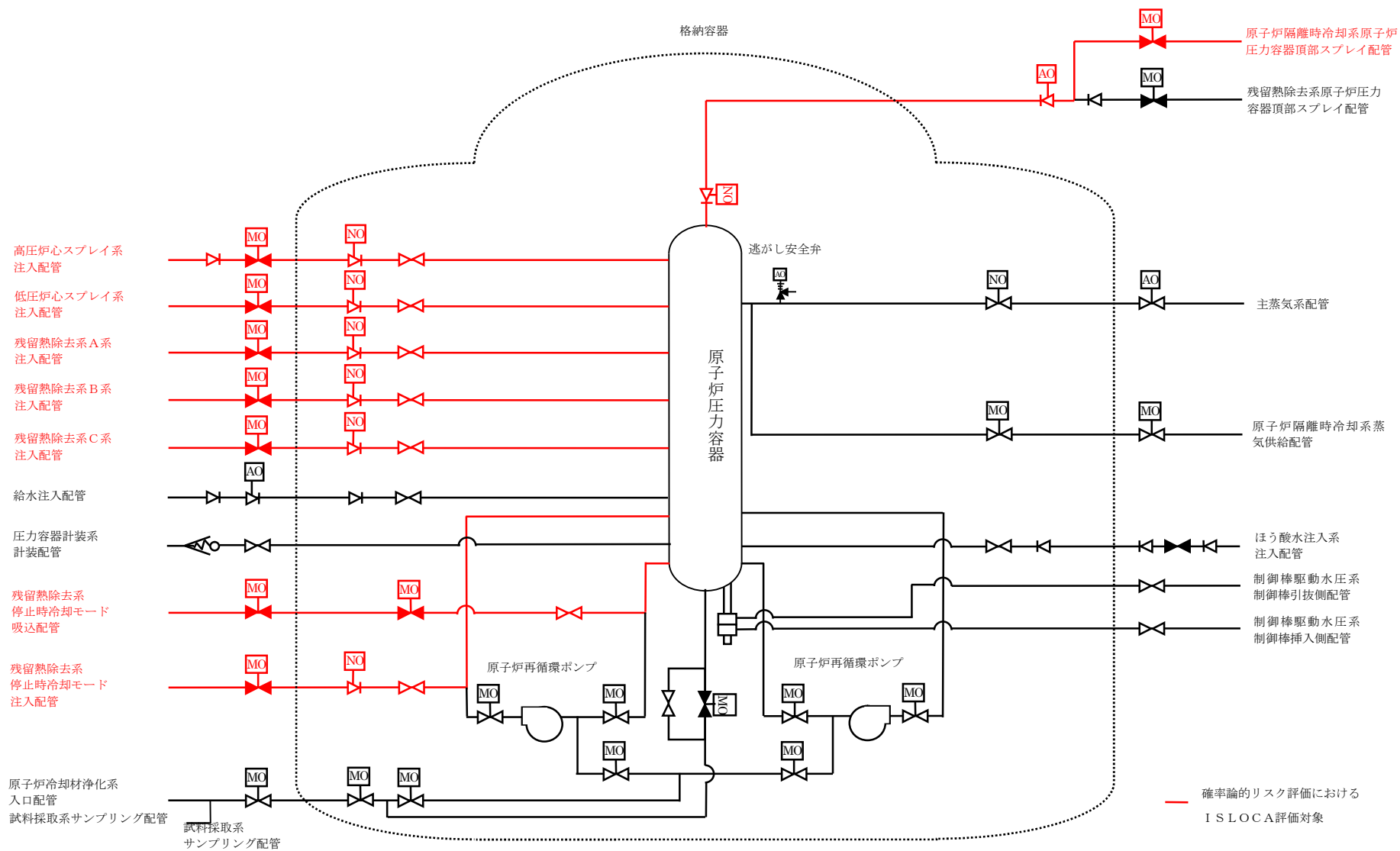


図 1 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設されている配管

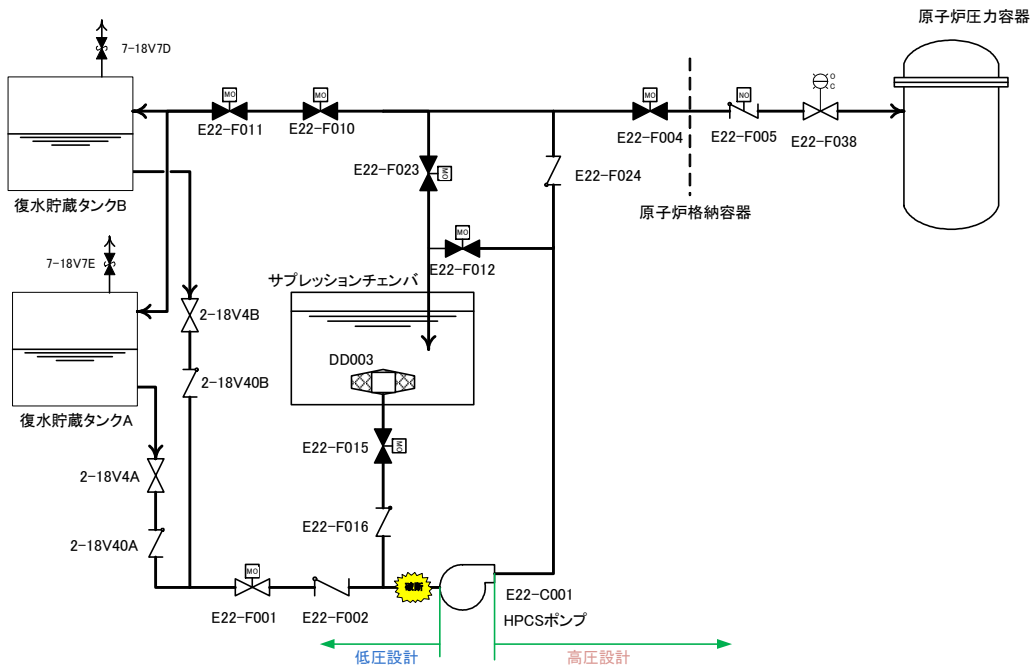


図2 HPCSのISLOCA発生箇所

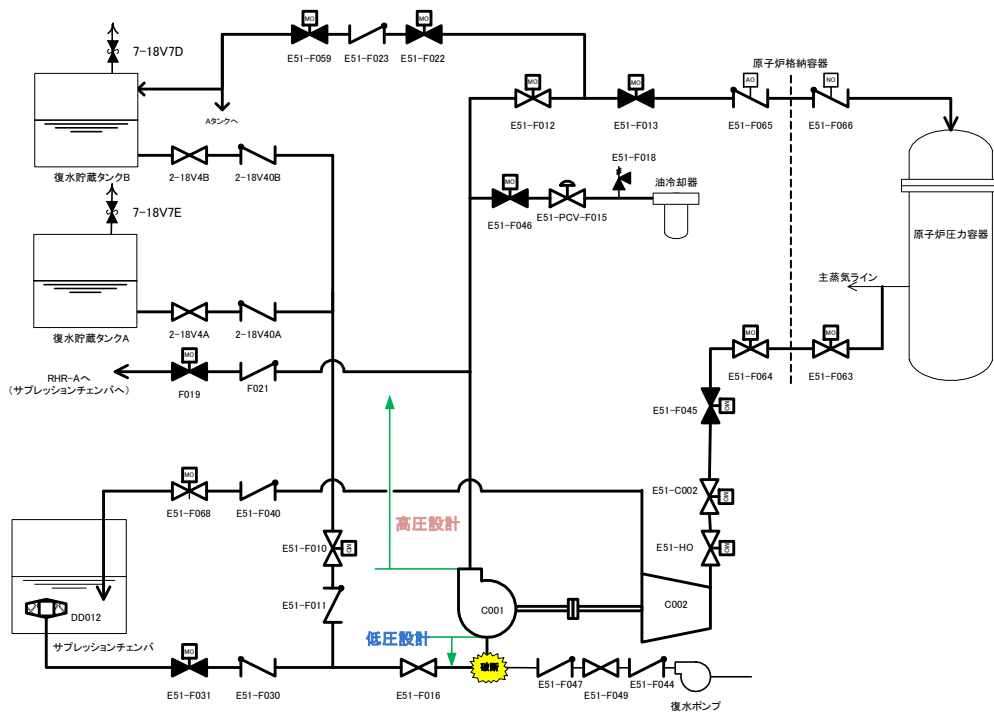


図3 RCICのISLOCA発生箇所

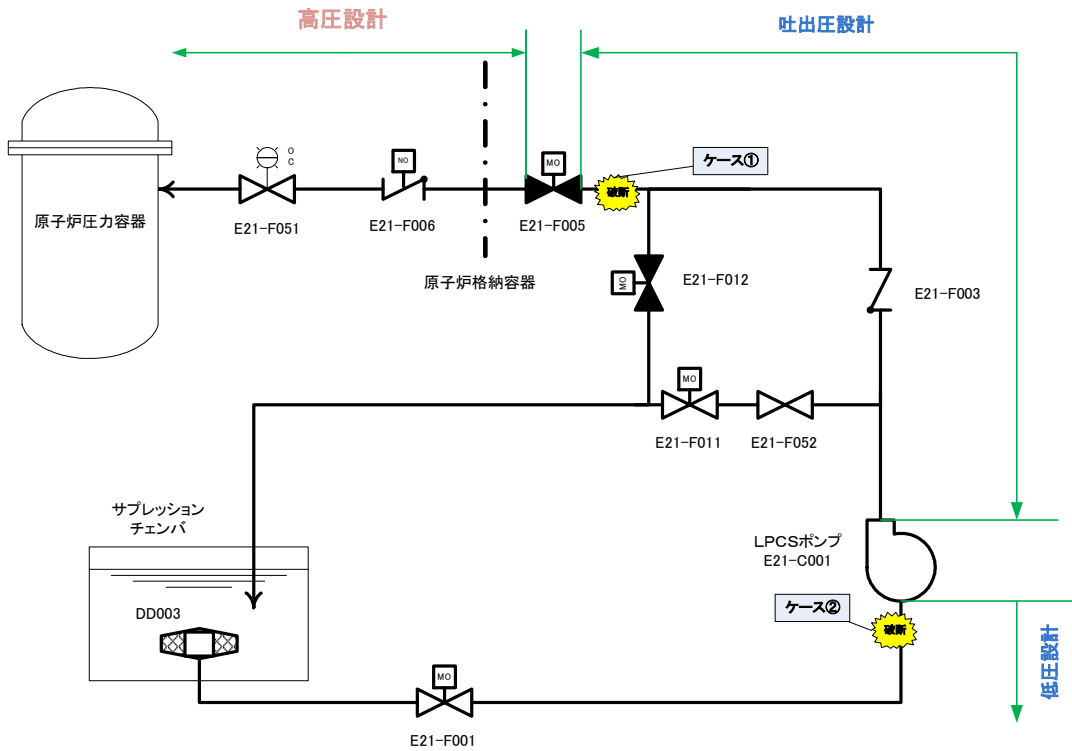


図4 LPCSのISLOCA発生箇所

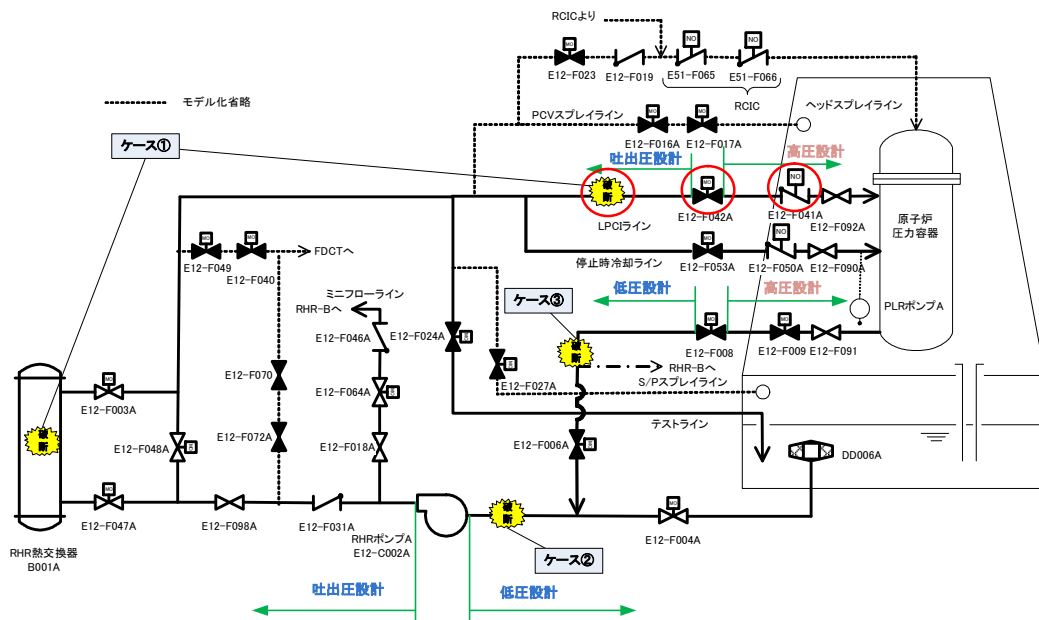


図5 RHR-A(B)のISLOCA発生箇所



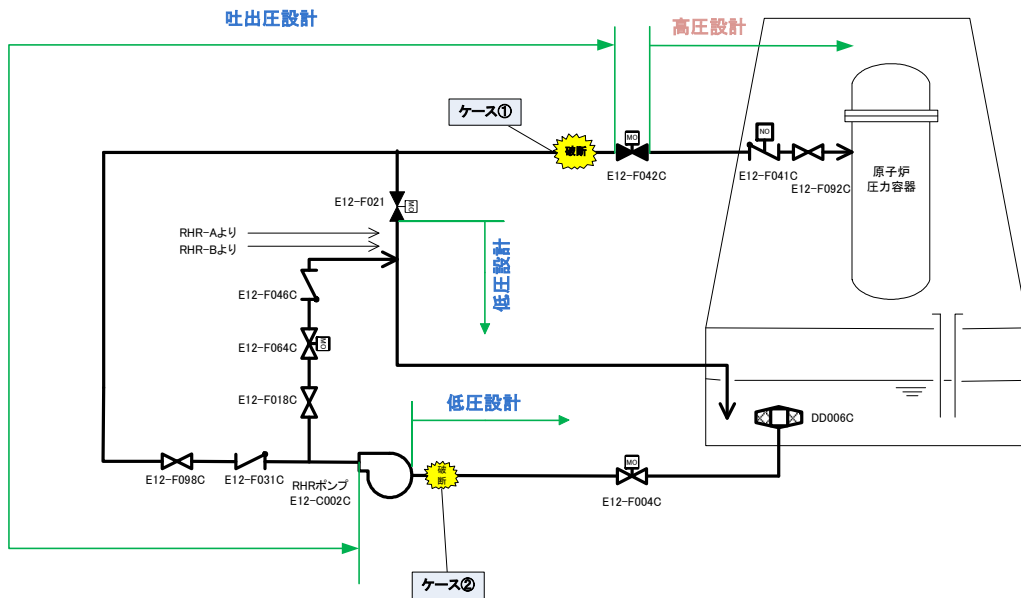


図6 RHR-CのISLOCA発生箇所

インターフェイスシステム L O C A 発生時の  
破断面積及び現場環境等について

1. 評価対象系統について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」（以下「I S L O C A」という。）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分を分離する隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され、格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を第 1 図に示す。

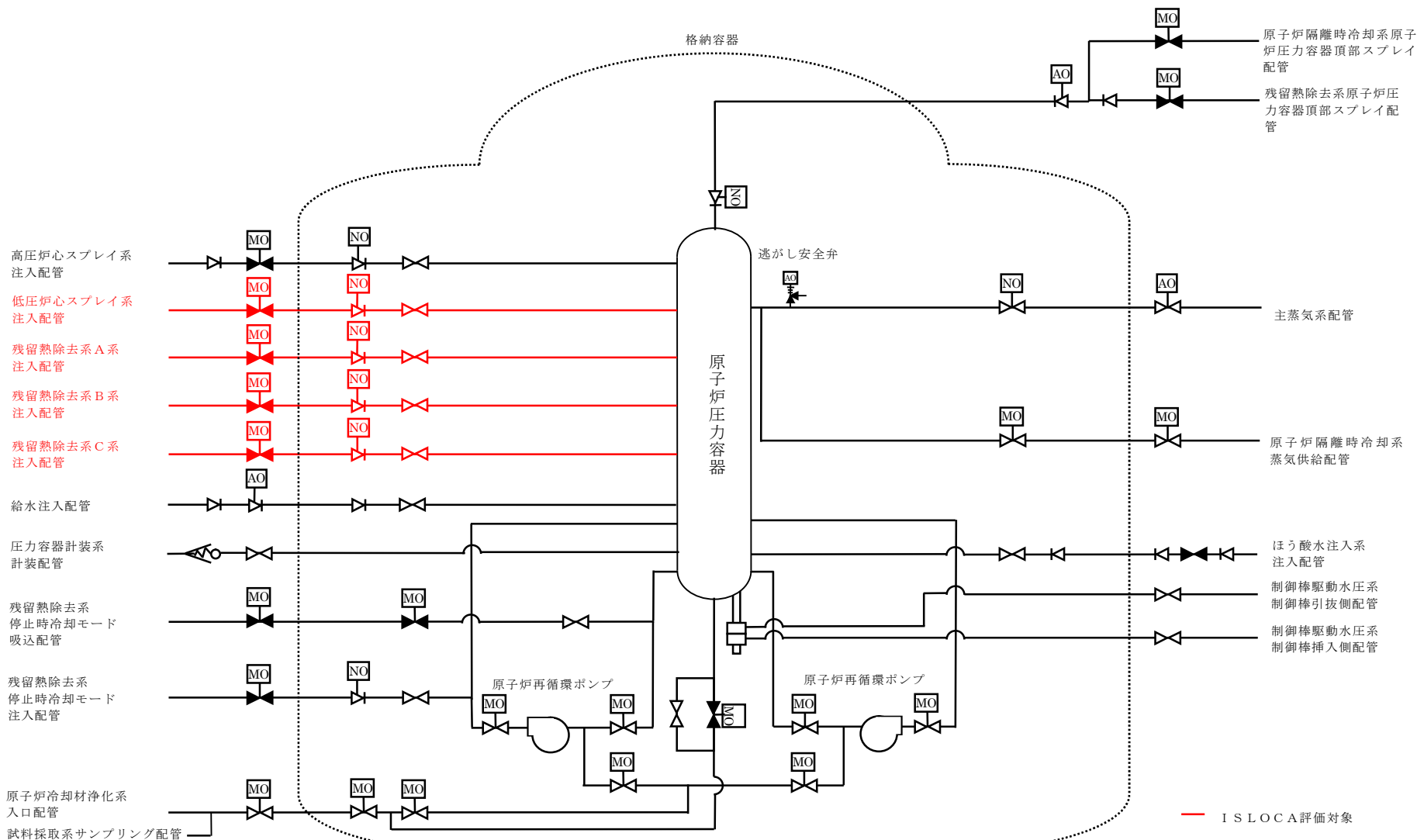
I S L O C A の評価対象となる系統は、第 1 表に示すとおり以下の条件を基に選定している。

- ①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A 発生の可能性のある系統
- ②出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁の開閉試験を実施する系統
- ③出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が 2 個以下であり、開閉試験時に隔離弁 1 個にて隔離機能を維持する系統

以上により、I S L O C A の評価対象としては、以下が選定された。

- ・低圧炉心スプレイ系
- ・残留熱除去系（低圧注水系）（A系）
- ・残留熱除去系（低圧注水系）（B系）
- ・残留熱除去系（低圧注水系）（C系）

これらの評価対象に対して構造健全性評価を実施し、この結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。



第 1 図 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し，格納容器外に敷設されている配管

第1表 I S L O C A の評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリ に接続されている配管	選定結果			
		結論	①隔離弁 閉止	②開閉 試験	③隔離弁 2個以下
給水系	給水系注入配管	対象外	×	—	—
高圧炉心スプレ イ系	高圧炉心スプレイ注入配管	対象外	○	○	×
原子炉隔離時 冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力容 器頂部スプレイ配管	対象外	○	○	×
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外	×	—	—
低圧炉心スプレ イ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	○	○	○
残留熱除去系 (A, B, C)	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	○	○	○
残留熱除去系	残留熱除去系停止時冷却モード吸 込配管	対象外	○	×	—
	残留熱除去系停止時冷却モード原 子炉圧力容器戻り配管	対象外	○	×	—
残留熱除去系	残留熱除去系原子炉圧力容器頂部 スプレイ配管	対象外	○	×	—
制御棒駆動水 圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配 管	対象外	×	—	—
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配 管	対象外	×	—	—
ほう酸水注入 系	ほう酸水注入系注入配管	対象外	○	×	—
原子炉冷却材 浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外	×	—	—
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外	×	—	—
原子炉圧力容 器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外	×	—	—
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外	×	—	—