

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉

重大事故等対策の有効性評価について
(炉心損傷防止対策)

平成26年11月

東京電力株式会社

目次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

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

付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

付録2 原子炉格納容器限界温度・限界圧力に関する評価結果

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

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

- 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
- 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
- 2.3 全交流動力電源喪失
- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
- 2.5 原子炉停止機能喪失
- 2.6 L O C A時注水機能喪失
- 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

今回のご説明範囲

3. 重大事故

- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- 3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- 3.4 水素燃焼
- 3.5 格納容器直接接触（シェルアタック）
- 3.6 溶融炉心・コンクリート相互作用

4. 使用済燃料燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

- 4.1 想定事故1
- 4.2 想定事故2

5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 5.1 崩壊熱除去機能喪失
 - 5.2 全交流動力電源喪失
 - 5.3 原子炉冷却材の流出
 - 5.4 反応度の誤投入

- 6 必要な要員及び資源の評価
 - 6.1 必要な要員及び資源の評価条件
 - 6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
 - 6.3 重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

添付資料 目次

添付資料 2.1.1 安定停止状態について

添付資料 2.1.2 7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

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

添付資料 2.2.1 安定停止状態について

添付資料 2.2.2 7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

添付資料 2.3.1 敷地境界外での実効線量評価について

添付資料 2.3.2 蓄電池による給電時間評価結果について

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

添付資料 2.3.4 安定停止状態について

添付資料 2.3.5 7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失）

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

添付資料 2.3.7 常設代替交流電源設備の負荷（全交流動力電源喪失）

添付資料 2.4.1.1 安定停止状態について

添付資料 2.4.1.2 7日間における水源の対応について
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

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

添付資料 2.4.1.4 常設代替交流電源設備の負荷
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

添付資料 2.4.2.1 安定停止状態について

添付資料 2.4.1.2 7日間における水源の対応について
（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

添付資料 2.4.1.3 7日間における燃料の対応について
（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

添付資料 2.5.1 評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性

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 安定停止状態について

添付資料 2.5.4 初期炉心流量の相違による評価結果への影響

添付資料 2.5.5 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 2.5.6 高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響

添付資料 2.5.7 3次元過渡核熱水力解析コード(TRACG)を用いた評価結果

添付資料 2.6.1 安定停止状態について

添付資料 2.6.2 7日間における水源の対応について (LOCA 時注水機能喪失)

添付資料 2.6.3 7日間における燃料の対応について (LOCA 時注水機能喪失)

添付資料 2.7.1 I S L O C A発生時の現場環境について

添付資料 2.7.2 安定停止状態について

添付資料 2.7.3 7日間における燃料の対応について (インターフェイスシステム LOCA)



今回のご説明範囲

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

2.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」「過渡事象＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」「通常停止＋崩壊熱除去失敗」「通常停止＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」「サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」「小LOCA＋崩壊熱除去失敗」「中LOCA＋RHR失敗」及び「大LOCA＋RHR失敗」である。但し，「小LOCA＋崩壊熱除去失敗」「中LOCA＋RHR失敗」及び「大LOCA＋RHR失敗」はLOCAから派生したシーケンスであって，崩壊熱除去機能喪失に対する対策の有効性を確認するシーケンスとしては適切でないと考えことから，LOCAを起因とするシーケンスについては崩壊熱除去機能の代替手段も含めて他のシーケンスで炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は事故（LOCAを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。なお，取水機能を喪失することで，非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。合わせて，外部電源の喪失も想定し，全交流動力電源喪失とする。このため，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位低下により炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備による給電及び低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで，原子炉の減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始し，炉心の著しい損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことによって格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水，また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図2.4.1.1から図2.4.1.3に，手順の概要を図2.4.1.4に示すとともに，重大事故等対策の概

要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2.4.1.1 に示す。

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

また、事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業を行うための参集要員 26 名である。必要な要員と作業項目について図 2.4.1.5 に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統 (6.9kV) の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失と判断するとともに、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉はスクラムする。

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

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系が起動及び原子炉注水により、原子炉水位低は回復する。

原子炉隔離時冷却系の起動を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

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

d. 常設代替交流電源設備による交流電源供給

事象発生から 2 時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始する。

e. 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給後、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水停止を確認し、逃がし安全弁 2 弁による急速減圧を行い、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を開始する。

低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水流量計である。

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

f. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

崩壊熱除去機能が喪失しているため、格納容器の圧力及び温度が上昇する。原子炉水位高 (レベル 8) まで水位回復後、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を

実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水流量計である。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復後は、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

この交互操作は、原子炉水位制御と格納容器圧力制御の優先順位付けにより実施している。事故時運転操作手順書では原子炉水位制御等の原子炉制御は格納容器制御より優先されることを定めている。これにより、原子炉水位がレベル8まで回復したことにより燃料の冠水維持が十分確保されているとして、格納容器制御として代替格納容器スプレイを実施している。原子炉水位制御の基準であるレベル3まで原子炉水位が低下した場合は、原子炉制御を優先するため代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を実施する。以後、この交互操作を継続する。

g. サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転

事象発生から20時間経過した時点で、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッションプール水温度計等である。

2.4.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象の中で水位低下が厳しく事象進展が早い給水流量の全喪失を起因事象とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」を選定した。

なお、取水機能を喪失することで、非常用ディーゼル発電機も機能喪失する。本評価では、より厳しい条件として外部電源の喪失も想定し、全交流動力電源喪失が重畳するものとして、取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.4.1.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、給水流量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と仮定する。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、外部電源が喪失し、同時にスクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ、原子炉水位低下が早く、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお、本評価では、初期の炉心冠水維持は高圧注水系にて行うこととなるため、その後に低圧注水系の注水に移行する際の減圧過程では、崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、原子炉隔離時冷却系を除く非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源無を仮定することにより、常設代替交流電源設備等更なる重大事故等対策が必要となることから要員及び資源等の観点で厳しい条件となる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「タービン蒸気加減弁急速閉」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

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

(c) 逃がし安全弁

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

(d) 低圧代替注水（常設）による原子炉への注水流量

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

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/hにて格納容器へスプレイする。

(f) 代替原子炉補機冷却系

伝熱容量は約 23MW とする（海水温度 30℃において）

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 交流電源は、事象発生後2時間後に常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生130分後に開始する。

(c) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、事象発生約3時間後に開始する。

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却は、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合に開始する。

(e) 代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は、事象発生20時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図2.4.1.6から図2.4.1.11に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図2.4.1.12から図2.4.1.17に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図2.4.1.18から図2.4.1.21に示す。

a. 事象進展

取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉で原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。

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

減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位が低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）圧力を下回ると原子炉注水が始まり、原子炉水

位は回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による炉心注水が行われ、炉心が再冠水すると燃料被覆管温度は低下する。これに伴い、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するため、格納容器スプレイによる冷却及び事象発生から約 20 時間経過した時点での代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行う。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 2.4.1.12 に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心の上部が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、燃料被覆管の最高温度は約 396℃となるが、1,200℃以下となる。燃料被覆管最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.4.1.6 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が、逃がし安全弁を経由して格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器スプレイによる冷却及び代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.28MPa[gage]及び約 142℃に抑えられる。

図 2.4.1.7 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により約 4 時間後に炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、約 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

（添付資料 2.4.1.1）

2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時において事象発生10時間までの必要要員は、「2.4.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり29名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は26名である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による炉心注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約6,100m³の水が必要となる。

復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約19,700m³の水を保有しており、12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の注水継続実施が可能である。なお、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備の使用を12時間以降と想定しているものである。

(添付資料2.4.1.2)

b. 燃料

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

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

炉補機冷却設備の運転について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.1.3)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、6号炉で約1,642kW、7号炉で約1,694kW必要となるが、給電容量である3,600kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.4.1.4)

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、長期対策として代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

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

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、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「崩壊熱除去機能喪失」に対して有効である。

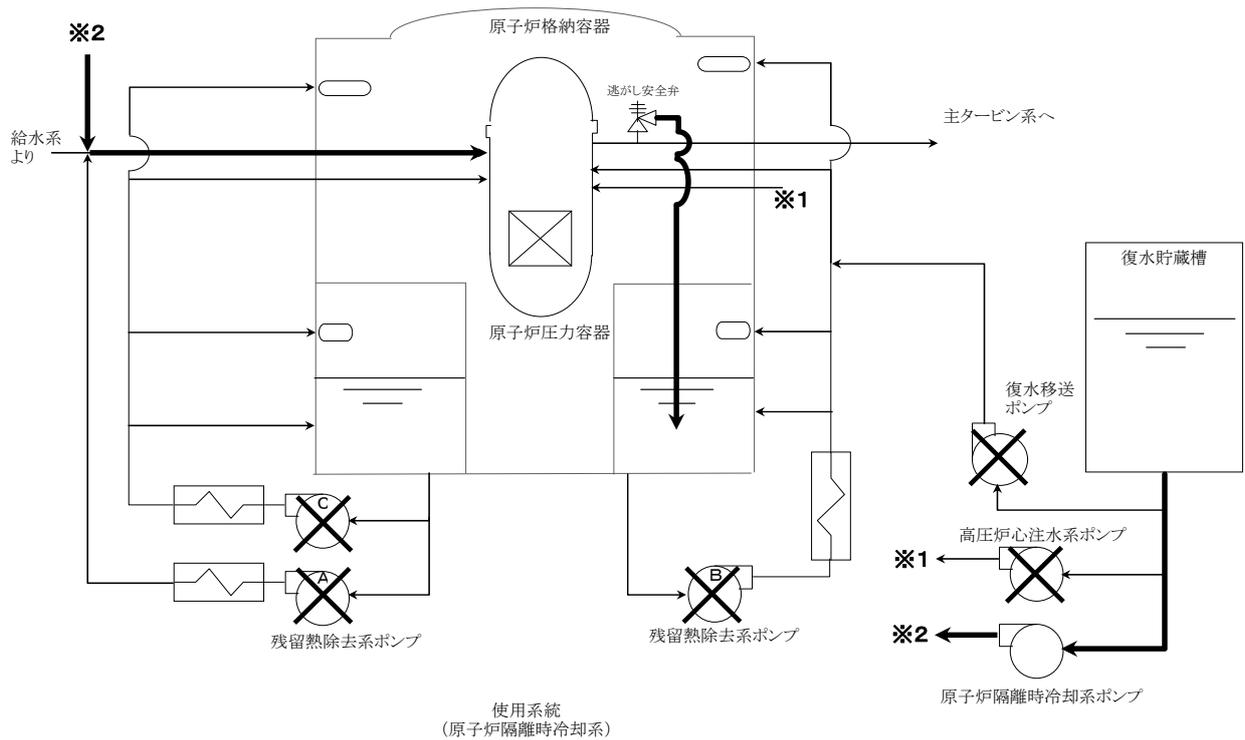


図 2.4.1.1 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(1/3)

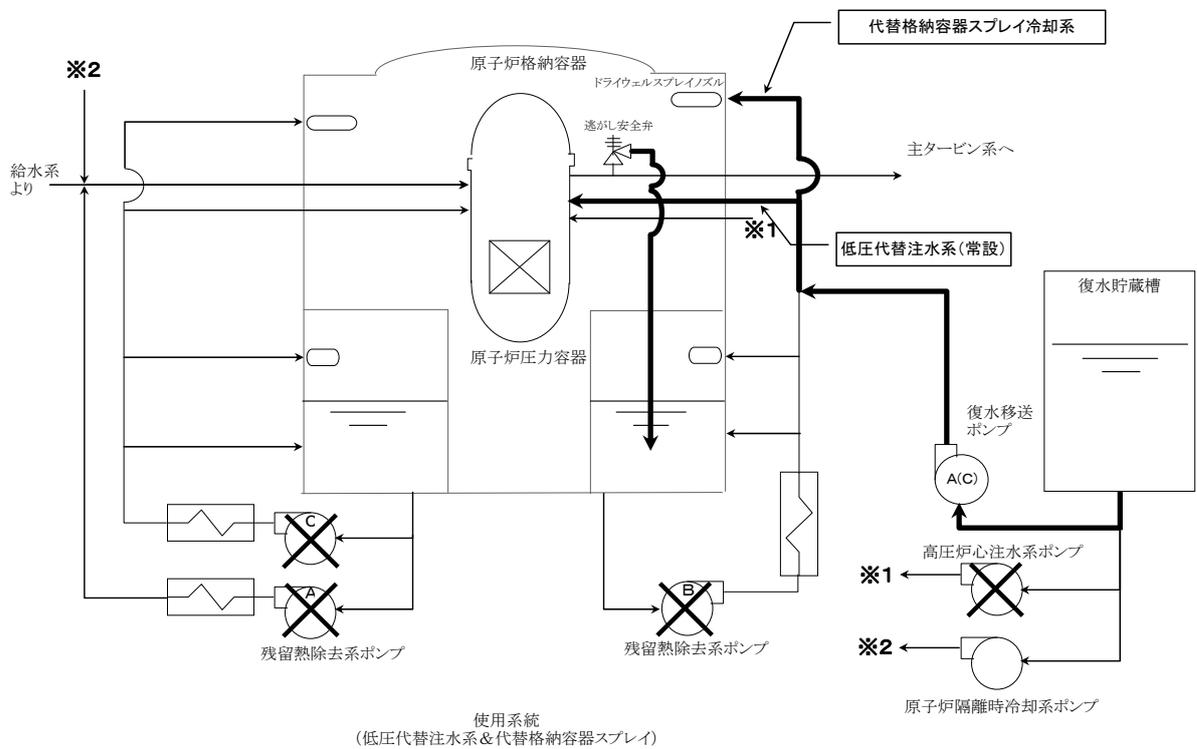


図 2.4.1.2 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の重大事故等対策の概略系統図(2/3)

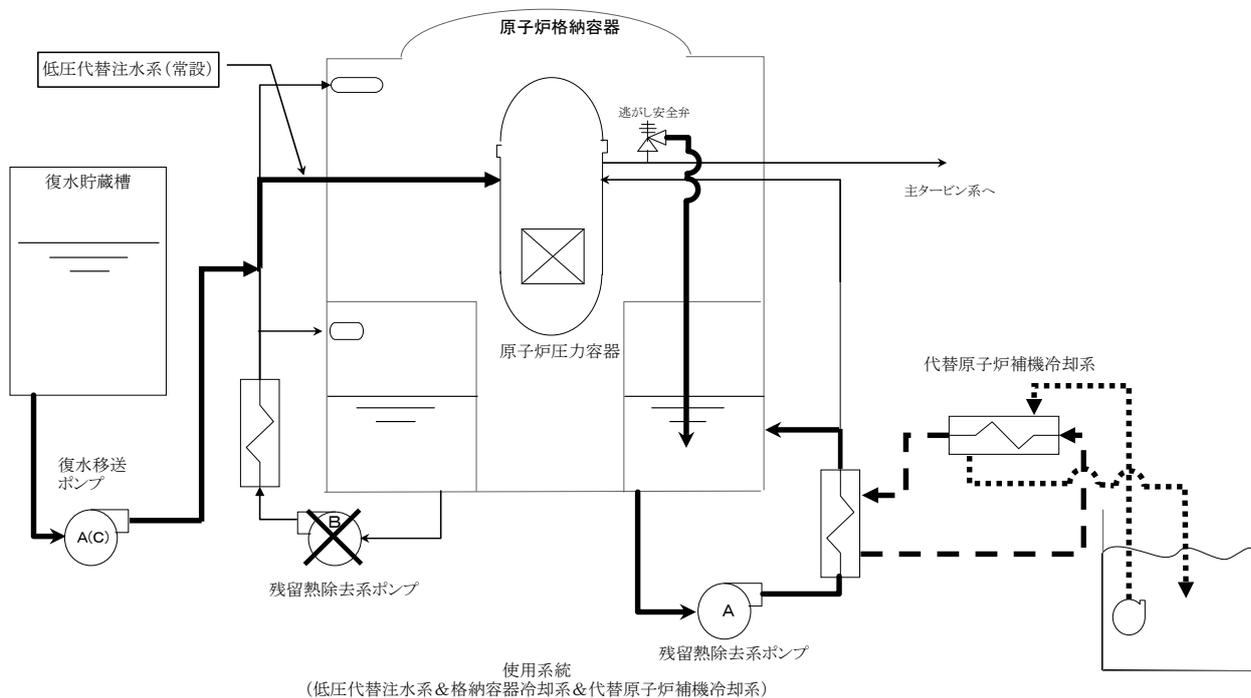


図 2.4.1.3 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）

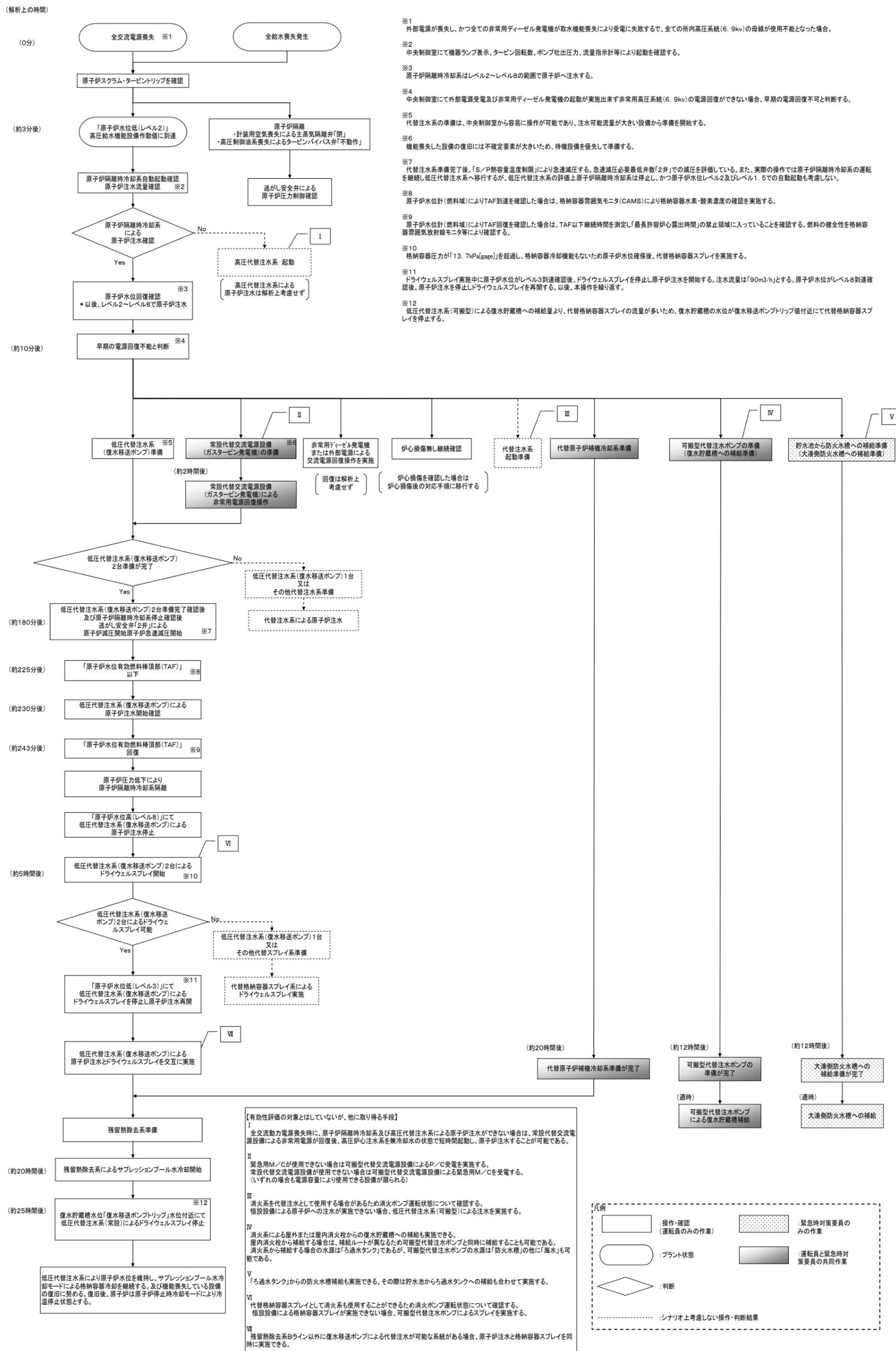


図 2.4.1.4 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の対応手順の概要

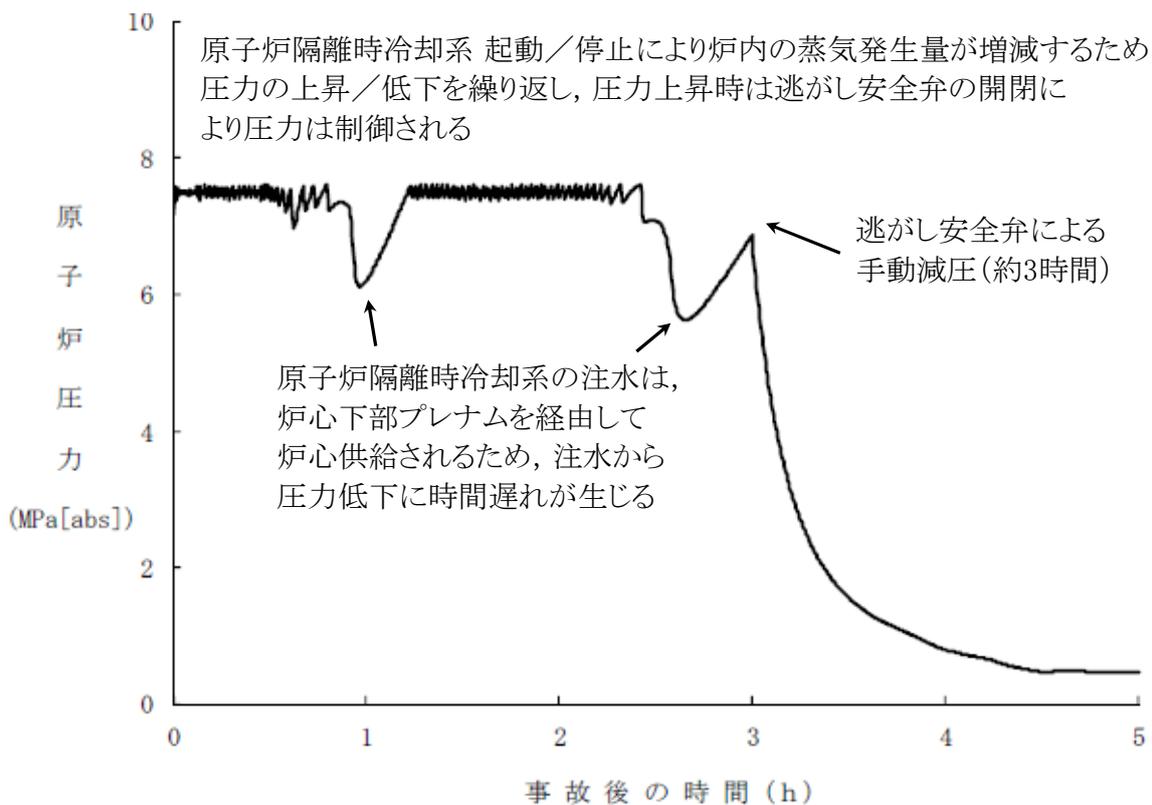


図 2.4.1.6 原子炉圧力の推移

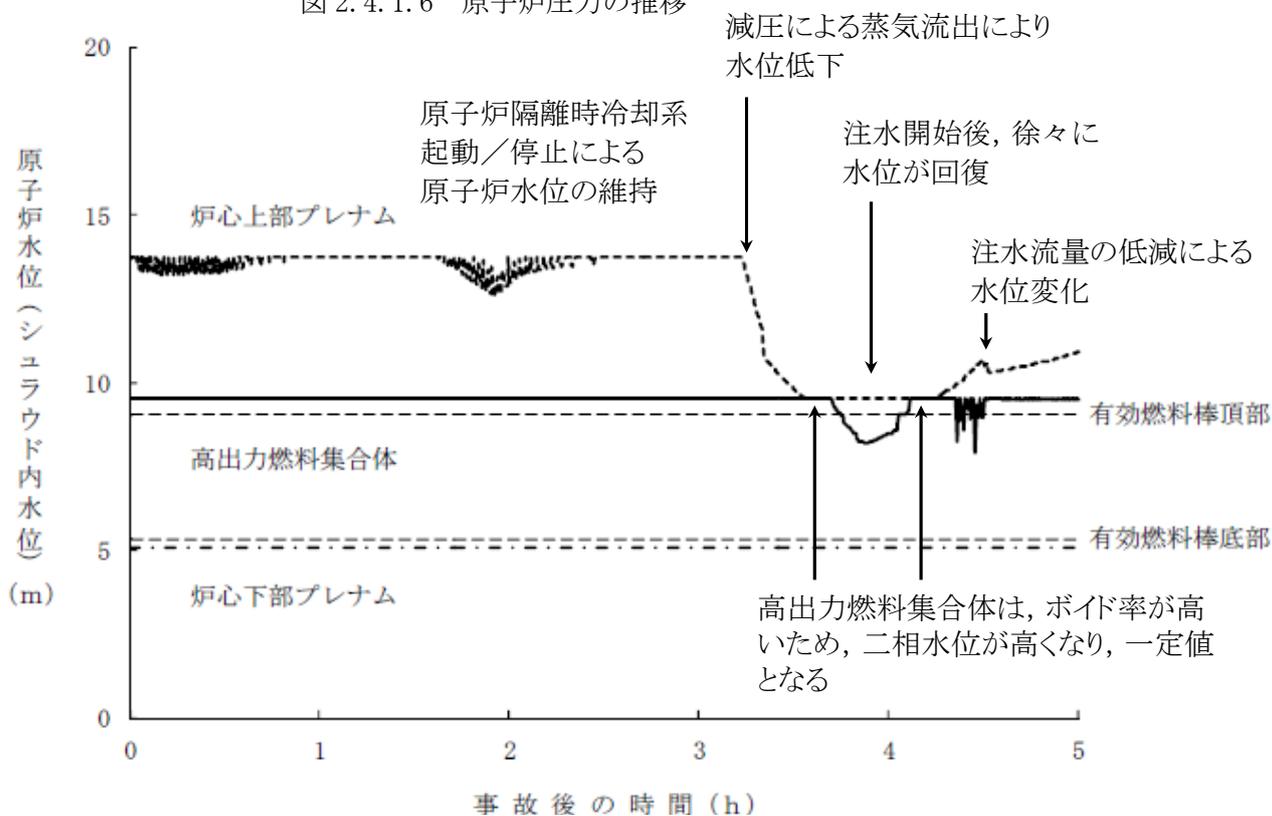


図 2.4.1.7 原子炉水位の推移

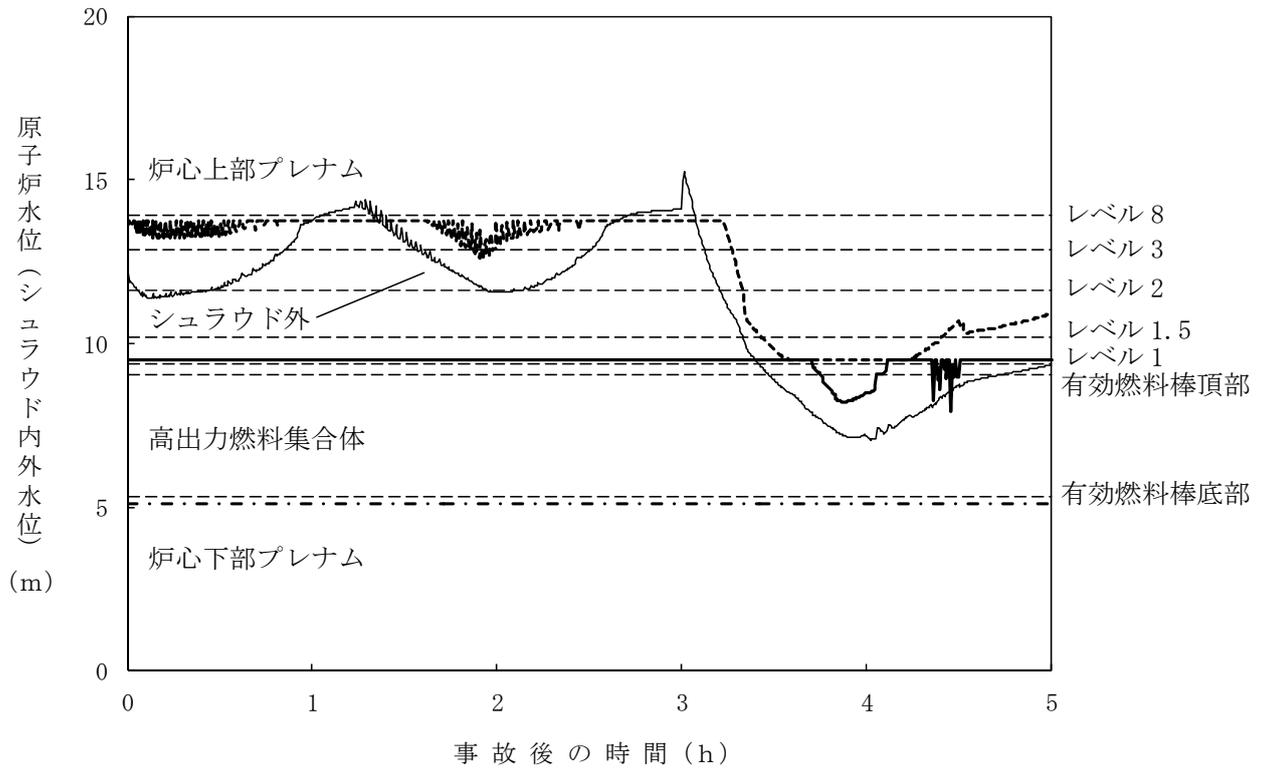


図 2.4.1.8 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

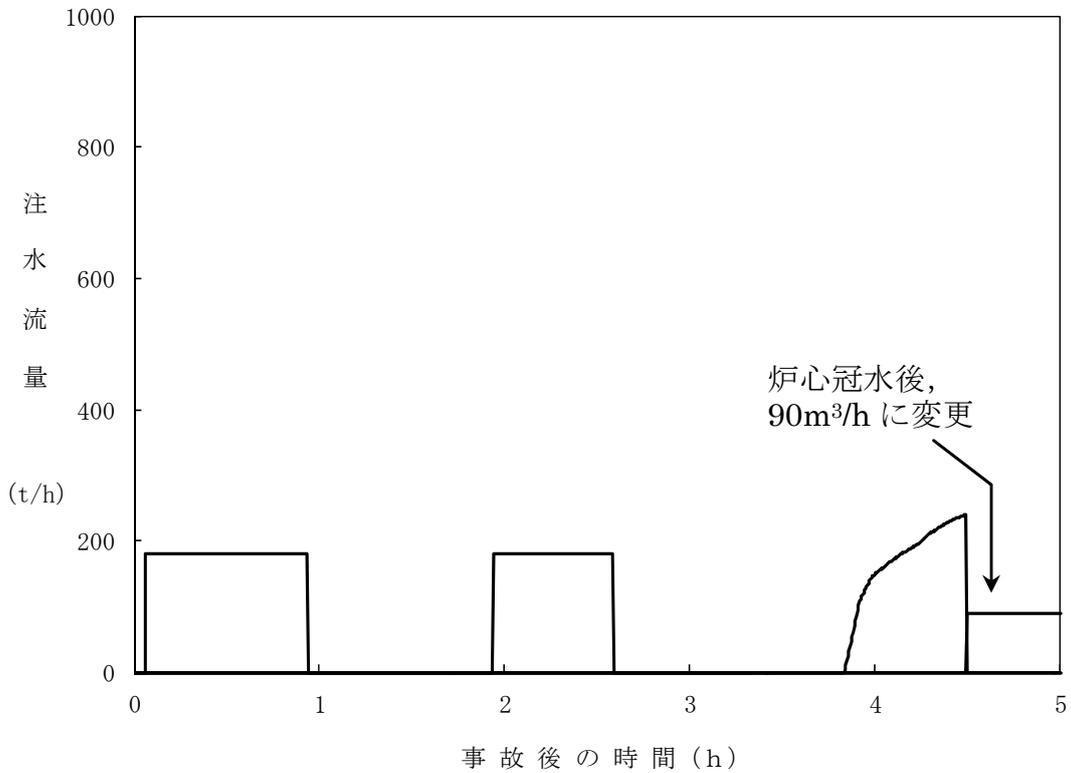


図 2.4.1.9 注水流量の推移

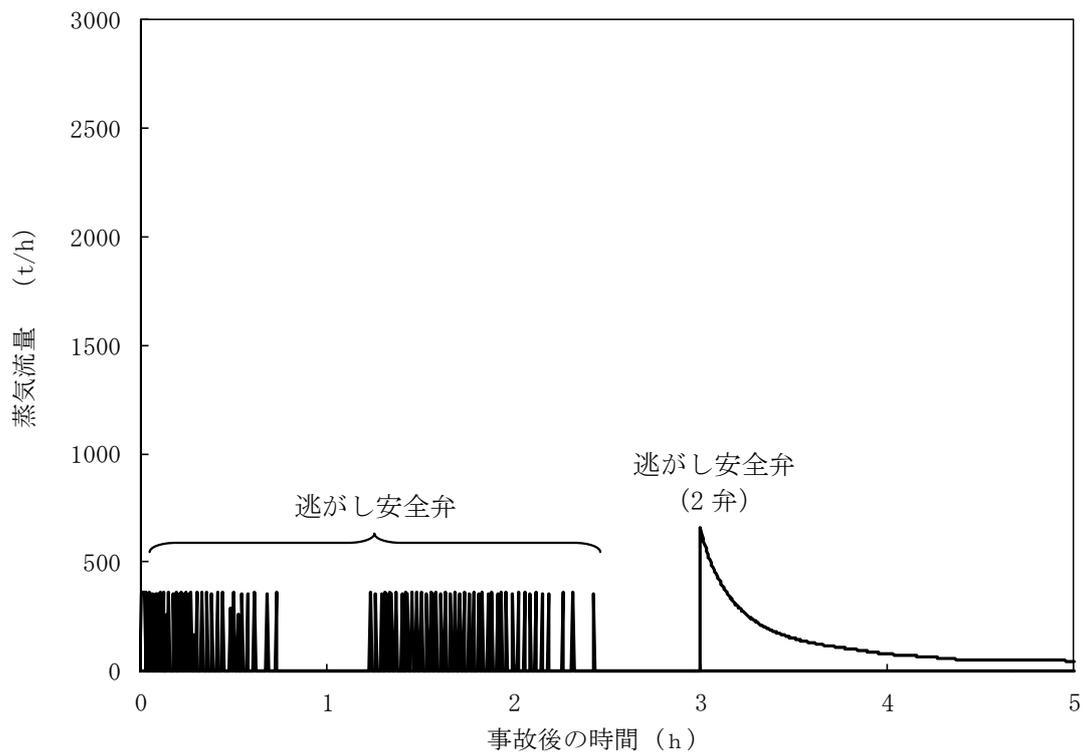


図 2.4.1.10 逃がし安全弁からの蒸気流出流量の推移

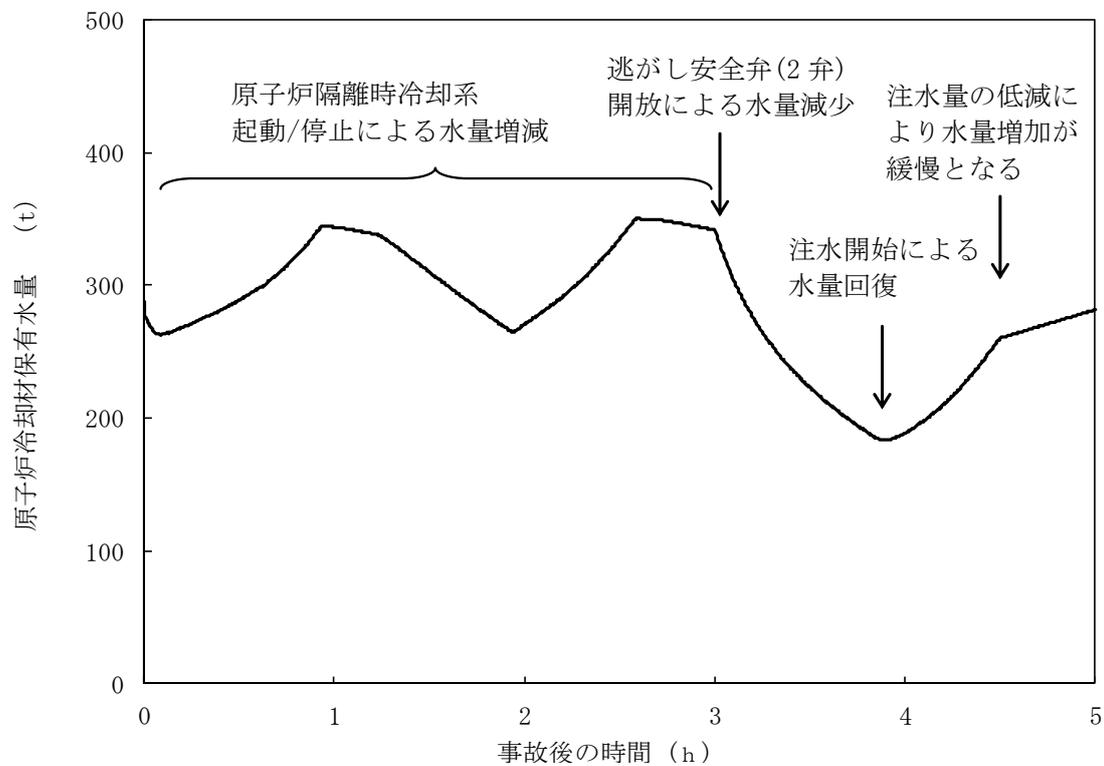


図 2.4.1.11 原子炉内保有水量の推移

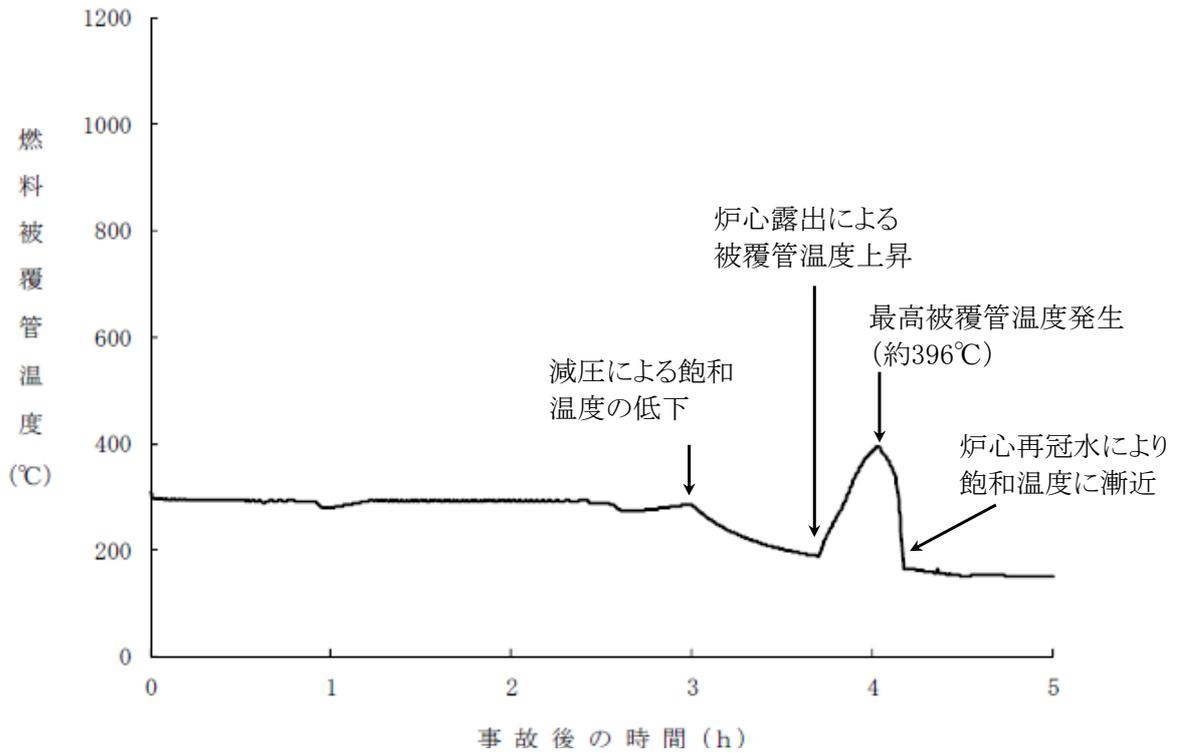


図 2.4.1.12 燃料被覆管温度の推移

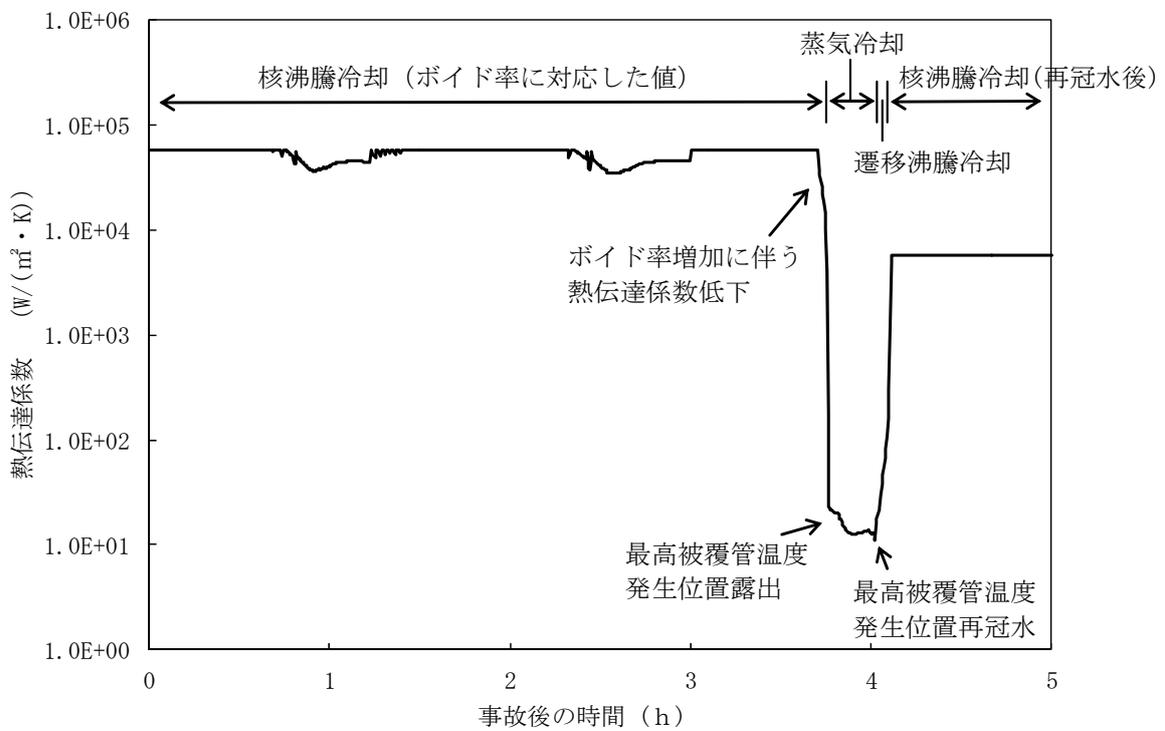


図 2.4.1.13 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

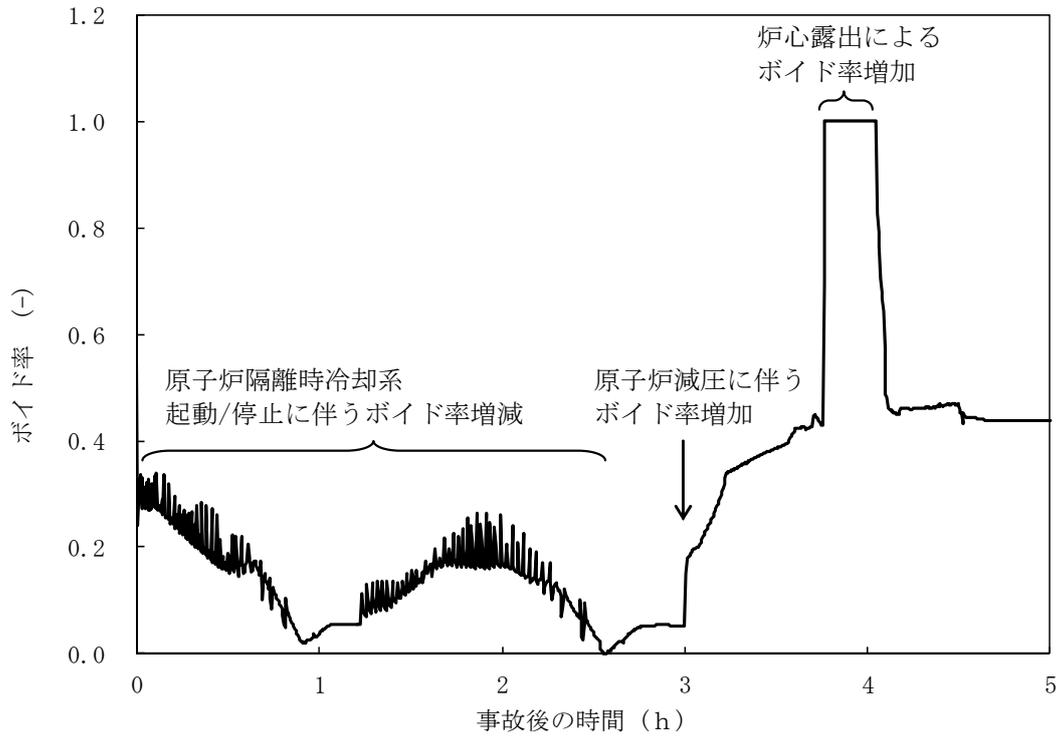


図 2.4.1.14 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

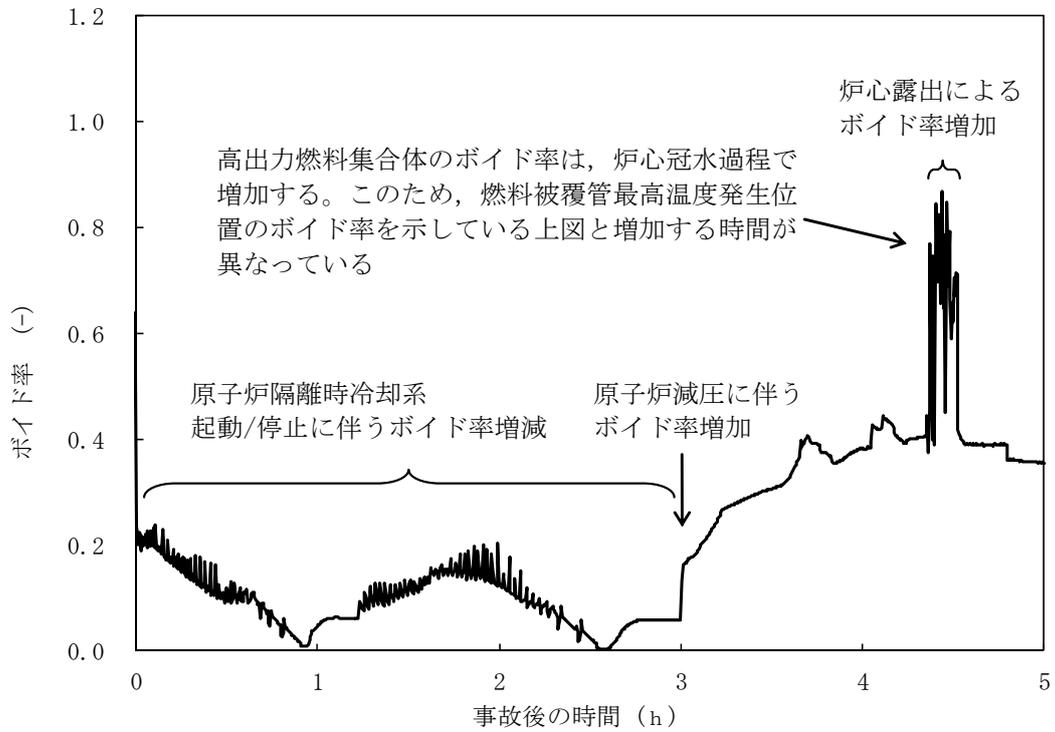


図 2.4.1.15 高出力燃料集合体のボイド率の推移

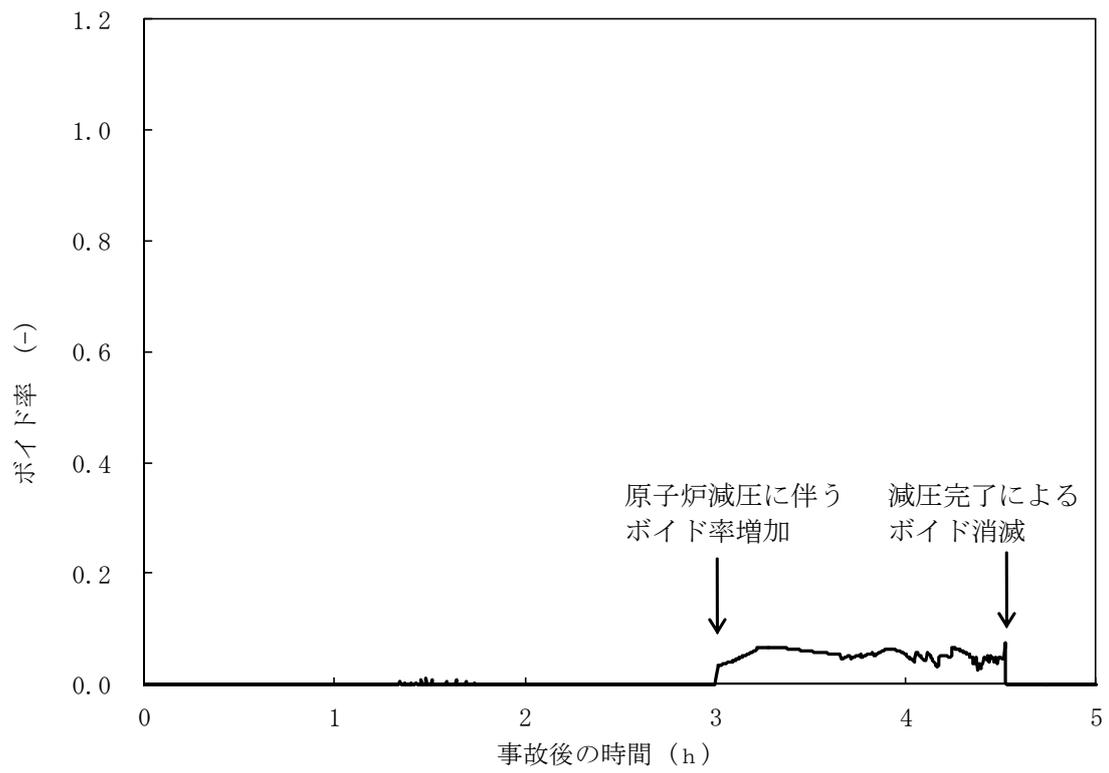


図 2.4.1.16 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

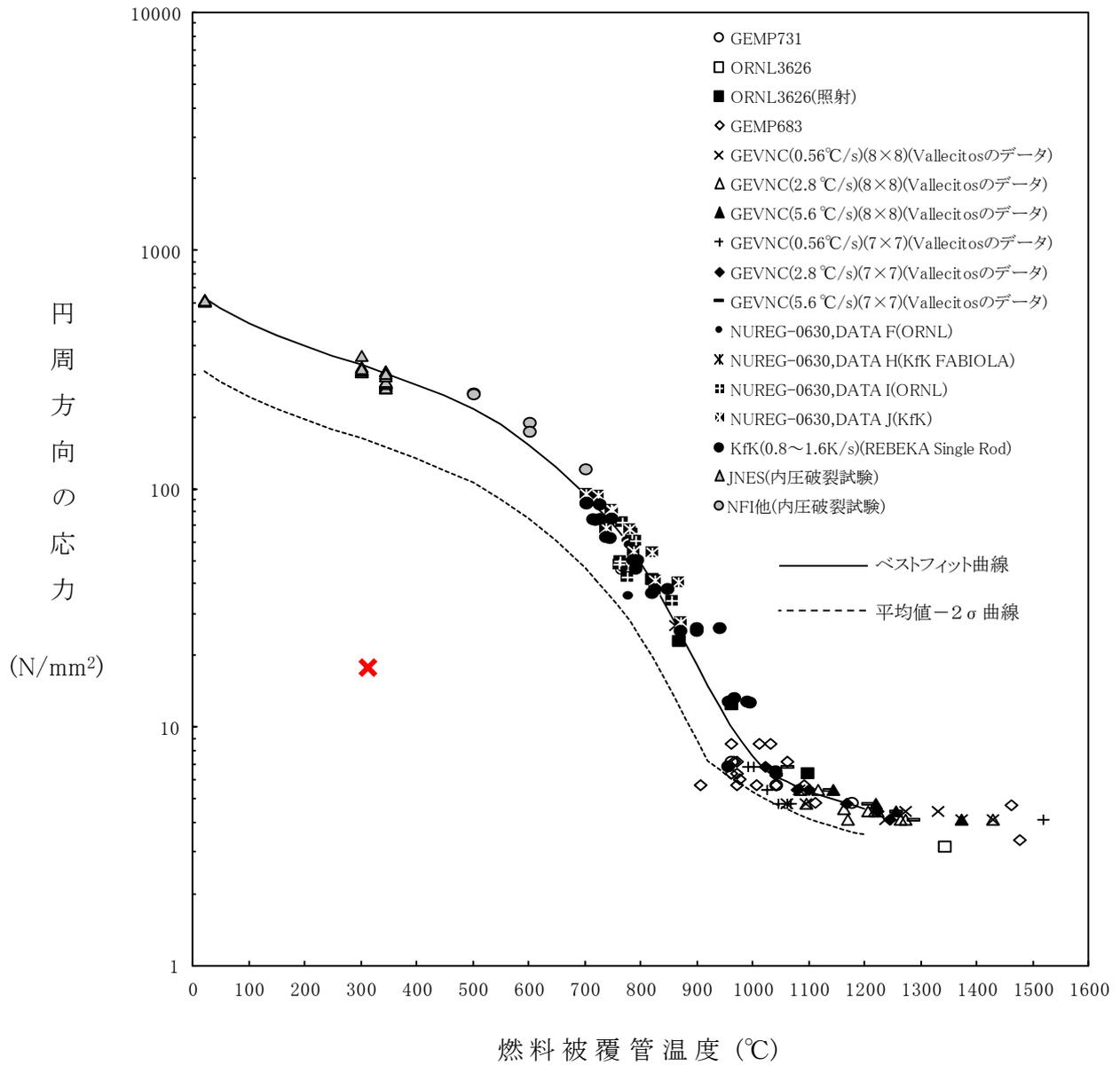


図 2. 4. 1. 17 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

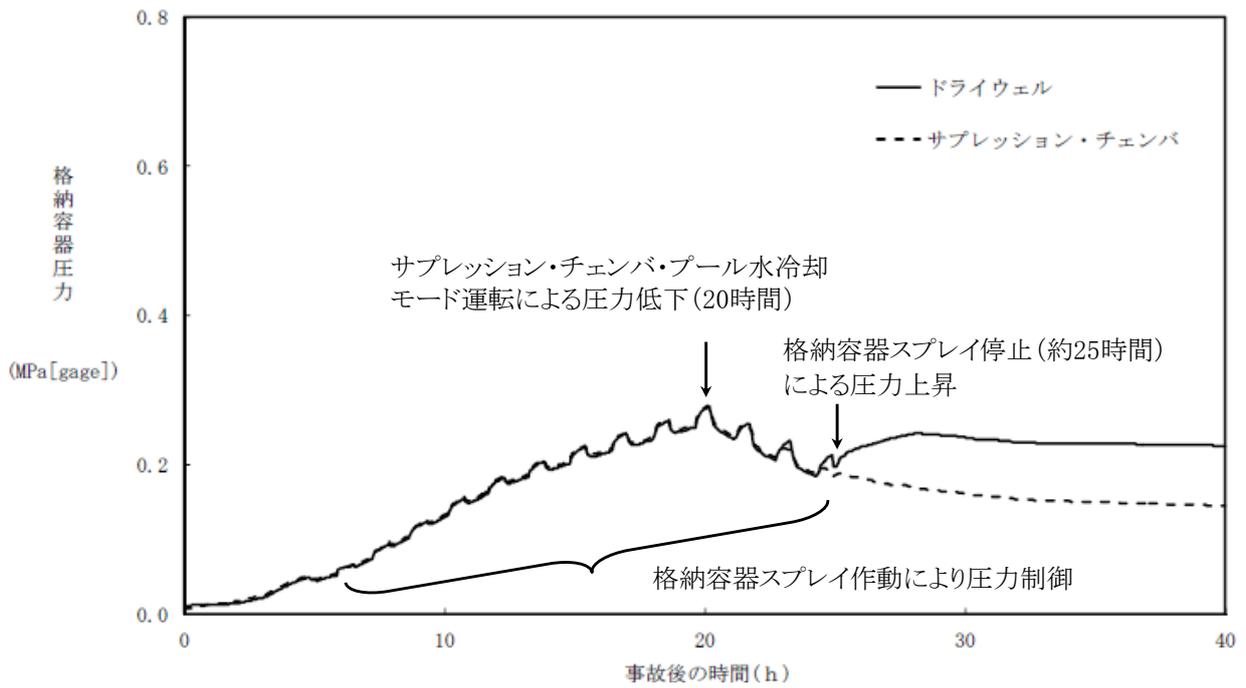


図 2. 4. 1. 18 格納容器圧力の推移

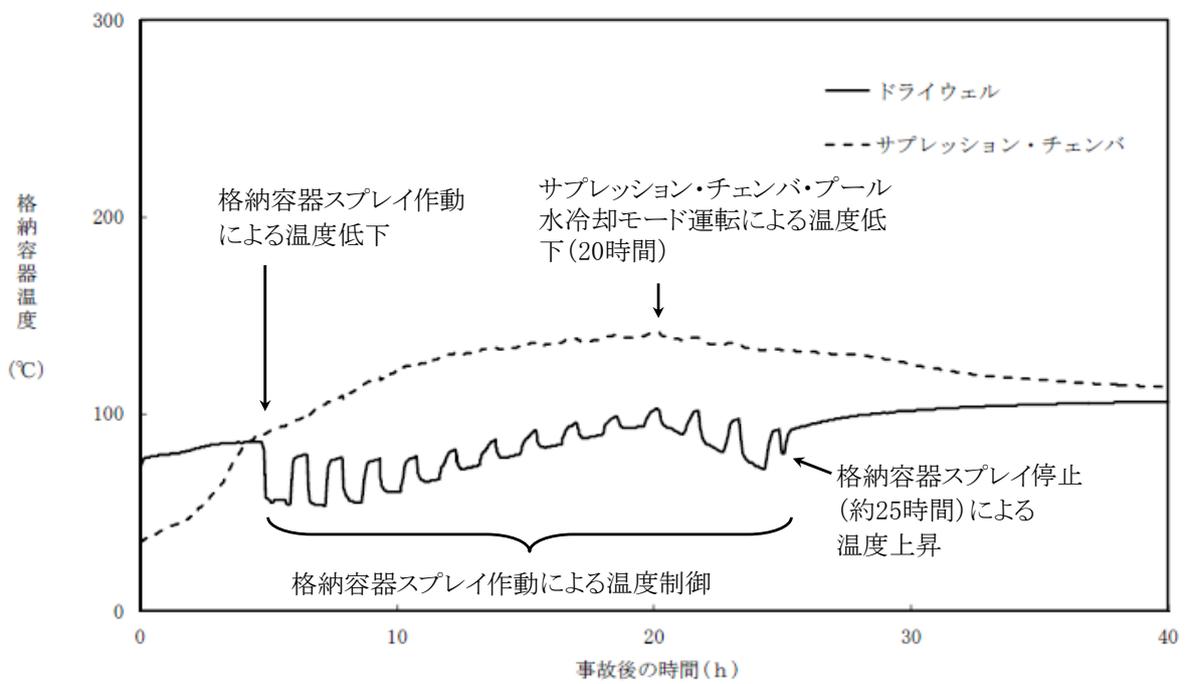


図 2. 4. 1. 19 格納容器気相部の温度の推移

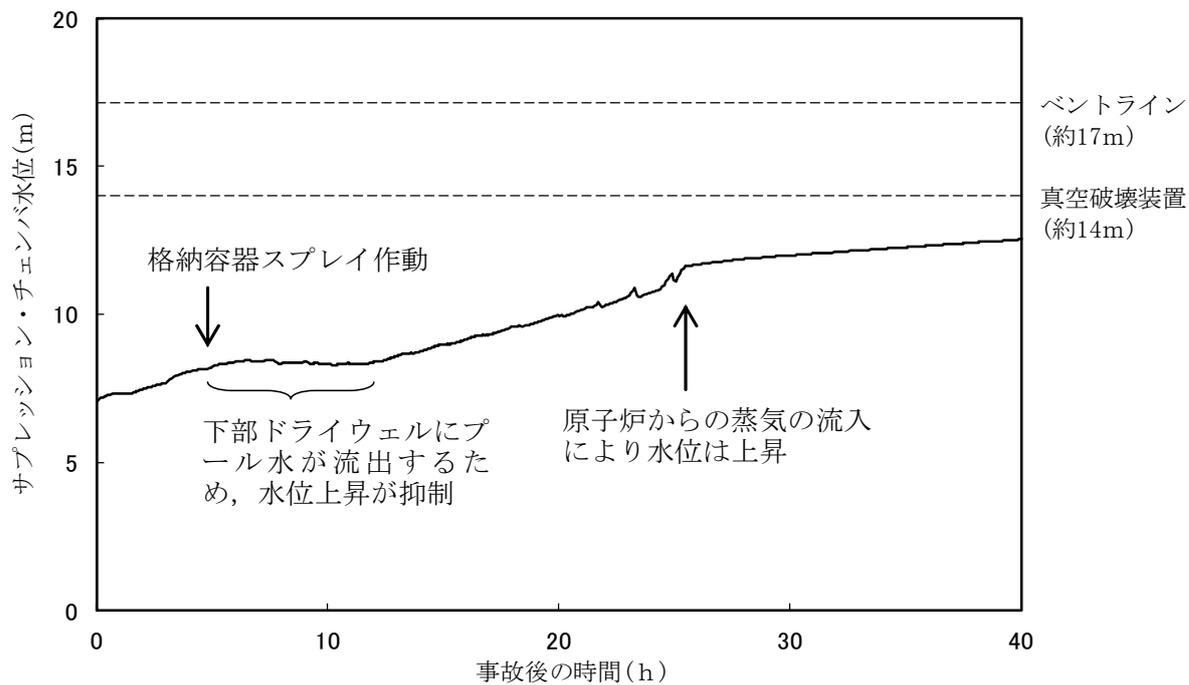


図 2.4.1.20 サプレッション・チェンバ水位の推移

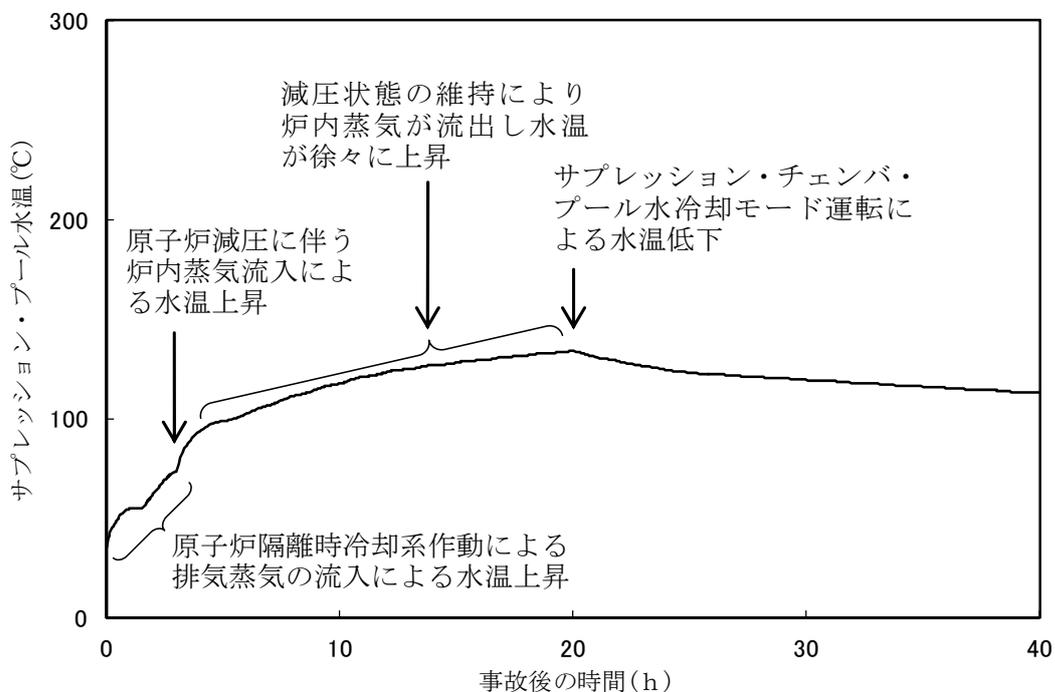


図 2.4.1.21 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.4.1.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、タービン加減弁急速閉信号が発生し、原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉隔離時冷却系系統流量計 原子炉水位計
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、逃がし安全弁2弁による手動減圧を行い、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ	—	原子炉圧力計 原子炉水位計 復水補給水系流量計（原子炉圧力容器）
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	原子炉水位が、原子炉水位高（レベル8）に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで回復後、原子炉注水を停止し、代替スプレイを再開する。	常設代替交流電源設備 復水移送ポンプ	—	格納容器内圧力計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器）
サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系ポンプ	代替原子炉補機冷却系	残留熱除去系系統流量計 サブプレッションプール水温計

表 2.4.1.2 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））（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	内部機器，構造物体積を除く全体積
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	—
	サプレッションプール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッションプール水位として設定
	サプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	32℃	通常運転時の復水貯蔵槽温度として設定	

表 2.4.1.2 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））（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	給水流量全喪失	全給水の喪失が発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能の喪失により崩壊熱除去機能すると設定
	外部電源	外部電源なし	取水機能の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失することから、外部電源なしの方が、全交流動力電源喪失となり、要員及び資源等の観点で厳しいことから設定

表 2.4.1.2 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））（3/5）

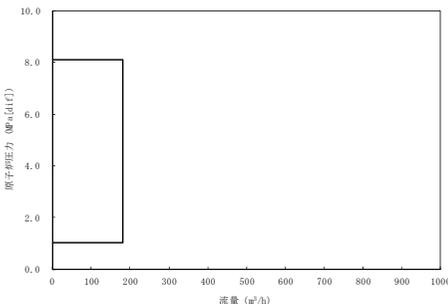
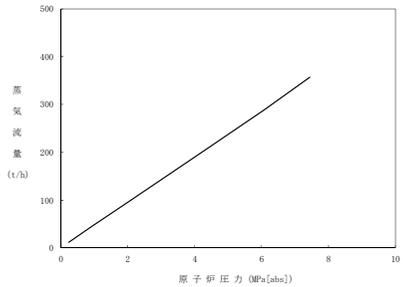
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	タービン蒸気加減弁急速閉 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
	原子炉水位低（レベル 2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	2 個 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4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

表 2.4.1.2 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））（4/5）

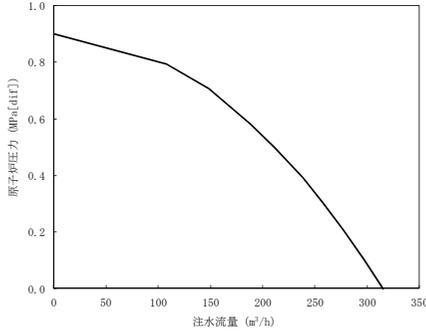
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路抵抗を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレィ冷却系	130m ³ /h にてスプレィ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレィ流量を考慮し，設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW（海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定

表 2.4.1.2 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））（5/5）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 2 時間後	運転操作手順書，訓練実績を踏まえて設定
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 130 分後	運転操作手順書，訓練実績を踏まえて設定
	逃がし安全弁による手動原子炉減圧	事象発生約 3 時間後	運転操作手順書，訓練実績を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	原子炉水位高（レベル 8）到達時	-
	代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	事象発生 20 時間後	運転操作手順書，訓練実績を踏まえて設定

安定停止状態について

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定停止状態については以下のとおり。

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

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.4.1.7 及び図 2.4.1.8 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱での安定状態の維持について

図 2.4.1.18 及び図 2.4.1.19 に示すとおり、代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約 20 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱での長期安定状態の維持について

代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱により、長期にわたり炉心及び格納容器の冷却が可能である。また、サブプレッション・チェンバ水位を上昇させないよう、適宜サブプレッション・チェンバを水源とした残留熱除去系による原子炉注水を行い、外部水源による注水を制限する。冷却に必要な電源等のサポート系は使用可能であることから、原子炉及び格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

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

○水源

復水貯蔵槽水量：約 1,700m³

淡水貯水池：約 18,000m³

○水使用パターン

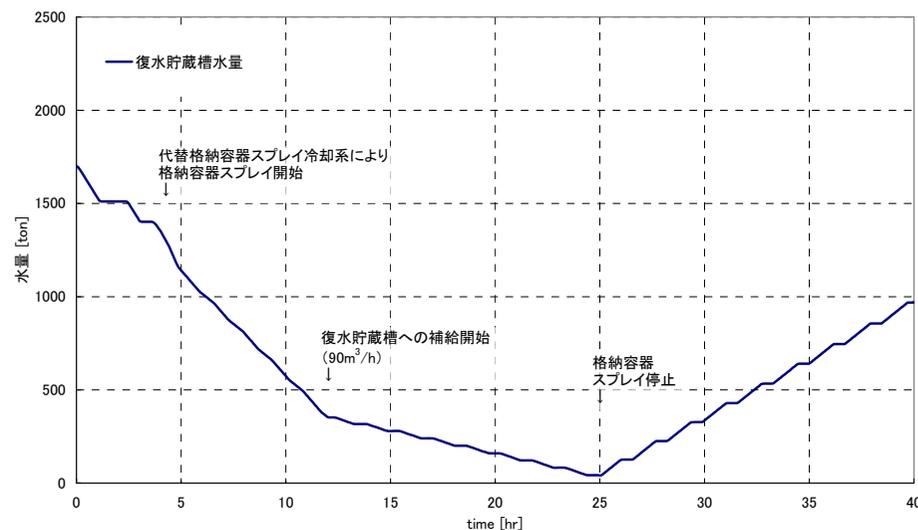
①原子炉隔離時冷却系， 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水
事象発生後約3時間までは原子炉隔離時冷却系により注水し，
その後は低圧代替注水系（常設）により注水する。
冠水後は， 原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）
の範囲で注水する（約90m³/h）。

②代替格納容器スプレ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ
原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）までの間， 代替原子炉格納容器スプレイを実施(130m³/h)。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

12時間後から， 淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて90m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。



○時間評価（右上図）

12時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため， 復水貯蔵槽水量は減少する。12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため， 水量の減少割合は低下する。約25時間後にスプレイを停止し， その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し， 以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また， 7日間の対応を考慮すると， 合計約6,100m³必要となるが， 復水貯蔵槽及び淡水貯水池， 合計で約19,700m³保有することから必要水量を確保可能であり， 安定して冷却を継続することが可能である。

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

プラント状況:6, 7号機運転中。1~5号機停止中。

事象:崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)は6, 7号機を想定。保守的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

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

号機	時系列		合計	判定
7号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 945,336L	6, 7号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 容量(合計)は 約 2,184,000L であり、 7日間対応可能。
	空冷式ガスタービン発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,705L/h×24h×7日×3台=859,320L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
6号機	事象発生直後~事象発生後7日間			
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	代替熱交換器車用 電源車 2台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 110L/h×24h×7日×2台=36,960L		
1号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1~7号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 1,241,944L であり、 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

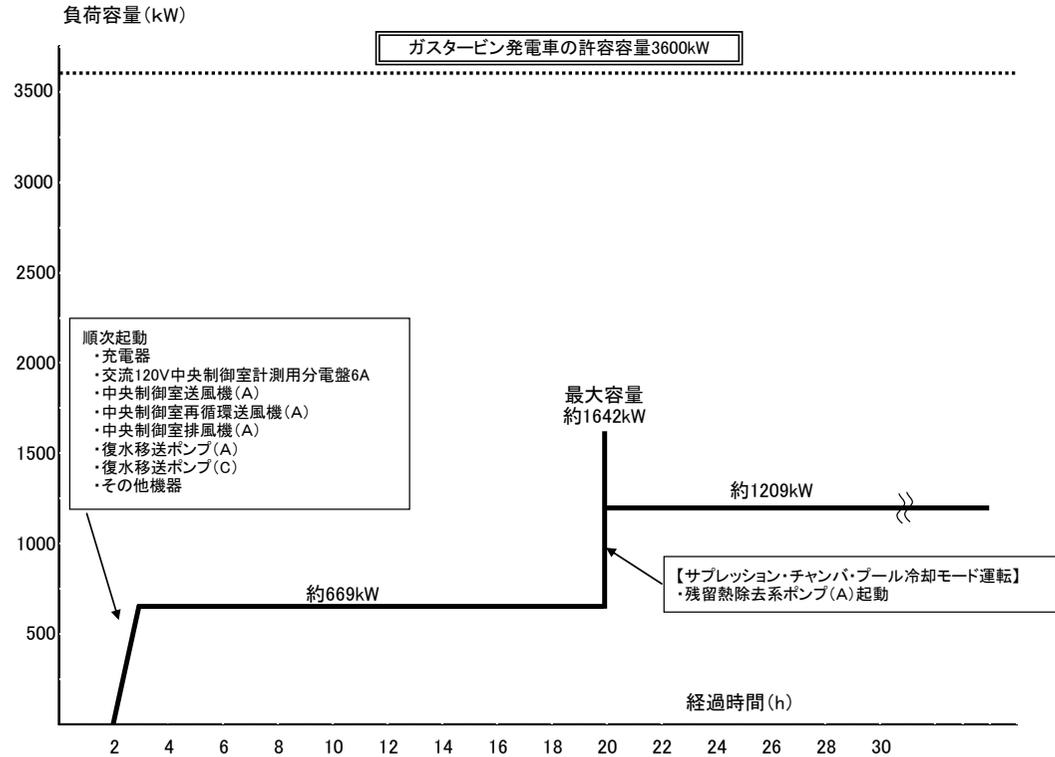
※1 事故収束に必要な空冷式ガスタービン発電機は1台で足りるが、保守的にガスタービン発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

<6号機>

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

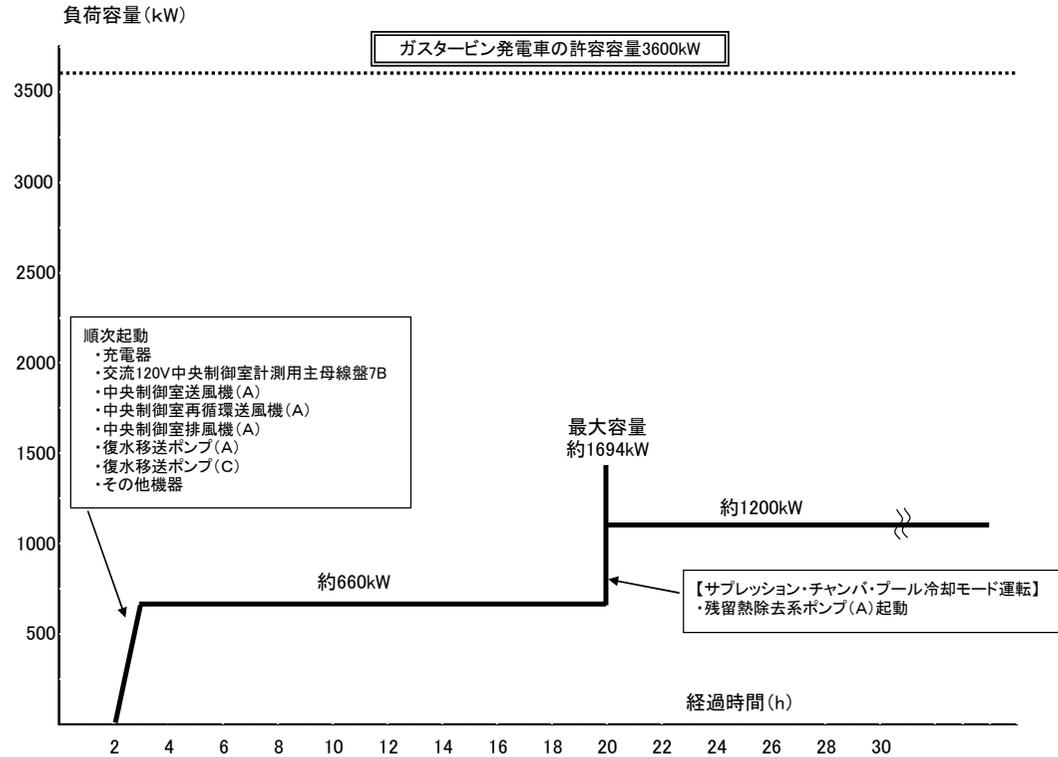


負荷積算イメージ

常設代替交流電源設備の負荷（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

<7号機>

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



負荷積算イメージ

2.4 崩壊熱除去機能喪失

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」「過渡事象＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」「通常停止＋崩壊熱除去失敗」「通常停止＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」「サポート系喪失＋SRV再閉失敗＋崩壊熱除去失敗」「小LOCA＋崩壊熱除去失敗」「中LOCA＋RHR失敗」及び「大LOCA＋RHR失敗」である。但し，「小LOCA＋崩壊熱除去失敗」「中LOCA＋RHR失敗」及び「大LOCA＋RHR失敗」はLOCAから派生したシーケンスであって，崩壊熱除去機能喪失に対する対策の有効性を確認するシーケンスとしては適切でないと考えことから，LOCAを起因とするシーケンスについては崩壊熱除去機能の代替手段も含めて他のシーケンスで炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は事故（LOCAを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水，また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.4.2.1 から図 2.4.2.3 に，手順の概要を図 2.4.2.4 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2.4.2.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央監視・指示を行う当直長 1 名（6/7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転員 8 名，緊急時対策要員（現場）8 名の合計 19 名である。必要な要員と作業項目について図 2.4.2.5 に示す。

a. 原子炉スクラム確認

給水流量の全喪失により原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムする。

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

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が起動、原子炉水位は回復する。

原子炉隔離時冷却系の起動を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 残留熱除去系機能喪失確認

原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッションプール水温度が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを起動するが、残留熱除去系故障によりサブプレッションプール水冷却は失敗する。

残留熱除去系故障を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力計等である。

d. 高圧炉心注水系による原子炉注水

給水流量の全喪失により、主復水器が使用不可能なため、主蒸気隔離弁を手動全閉し、逃がし安全弁 1 弁により原子炉減圧操作を開始する。

原子炉圧力が低下するため、原子炉隔離時冷却系系統流量が低下し原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が起動、原子炉水位は回復する。

高圧炉心注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心注水系系統流量等である。

高圧炉心注水系による原子炉水位回復確認後、原子炉隔離時冷却系は停止する。

e. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器の圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水流量計である。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を継続しても、格納容器圧力は上昇する。事象発生後 22 時間後に代替格納容器スプレイを停止すると、23 時間後に格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」に到達するため、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び格納容器内雰囲気放射線レベル計及びサブプレッション・チェンバ水

位計等である。

2.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象の中で水位低下が厳しく事象進展が早い給水流量の全喪失を起因事象とし、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移が厳しい「過渡事象(給水流量の全喪失)+崩壊熱除去失敗」を選定した。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心注水系を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R、シビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.4.2.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量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

残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると仮定する。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できるものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉水位低の信号でトリップするため、外部電源が喪失し、同時にスクラム及び再循環ポンプが全台トリップする事象に比べ、原子炉水位低下が早く、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。なお、本評価では、初期の炉心冠水維持は高压注水系にて行うこととなるため、その後に低压注水系の注水に移行する際の減圧過程では、崩壊熱は十分減衰しており外部電源の有無の影響は小さい。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、残留熱除去機能の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であることから、外部電源の有無によって、常設代替交流電源設備等更なる重大事故等対策が必要となることはない。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル 2）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(c) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し、727m³/h（0.69MPa[dif]において）の流量で給水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

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

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/hにて格納容器へスプレイする。

(f) 格納容器圧力逃がし装置等

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

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧は、サブプレッションプール水温度が49℃に到達した場合に実施する。

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

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

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出量、原子炉内保有水量、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図2.4.2.6から図2.4.2.14に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッション・チェンバ水位及び水温の推移を図2.4.2.15から図2.4.2.18に示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムする。原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が起動して、水位は適切に維持される。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし、原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。

原子炉水位が回復した時点で、残留熱除去系の早期復旧が期待できないことを考慮して、手動操作により逃がし安全弁 1 弁を開き、原子炉を減圧する。原子炉減圧後も原子炉隔離時冷却系による注水を継続し、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が起動した後、原子炉隔離時冷却系を手動で停止する。その後は、高圧炉心注水系の停止及び起動操作を繰り返すことによって、水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉圧力が減圧されることにより、一時的に増加する。

炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心注水系による注水時に原子炉減圧の影響を受け、一時的に増加する。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。ベントは、事象発生から約 23 時間経過した時点で実施する。

※シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は図 2.4.2.12 に示すとおり初期値を上回ることはない。

燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.4.2.6 に示すとおり初期値以下であり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 145°Cに抑えられる。

図 2.4.2.7 に示すとおり、高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され、約 23 時間後に格納容器圧力逃がし装置による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.4.2.1)

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

2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり19名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系による炉心注水及び代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約5,900m³の水が必要となる。

復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約19,700m³の水を保有しており、12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした注水が可能となることから、7日間の注水継続実施が可能である。なお、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備の使用を12時間以降と想定しているものである。

また、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

(添付資料 2.4.2.2)

b. 燃料

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

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

（添付資料 2.4.2.3）

c. 電源

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

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、長期対策として代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、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「崩壊熱除去機能喪失」に対して有効である。

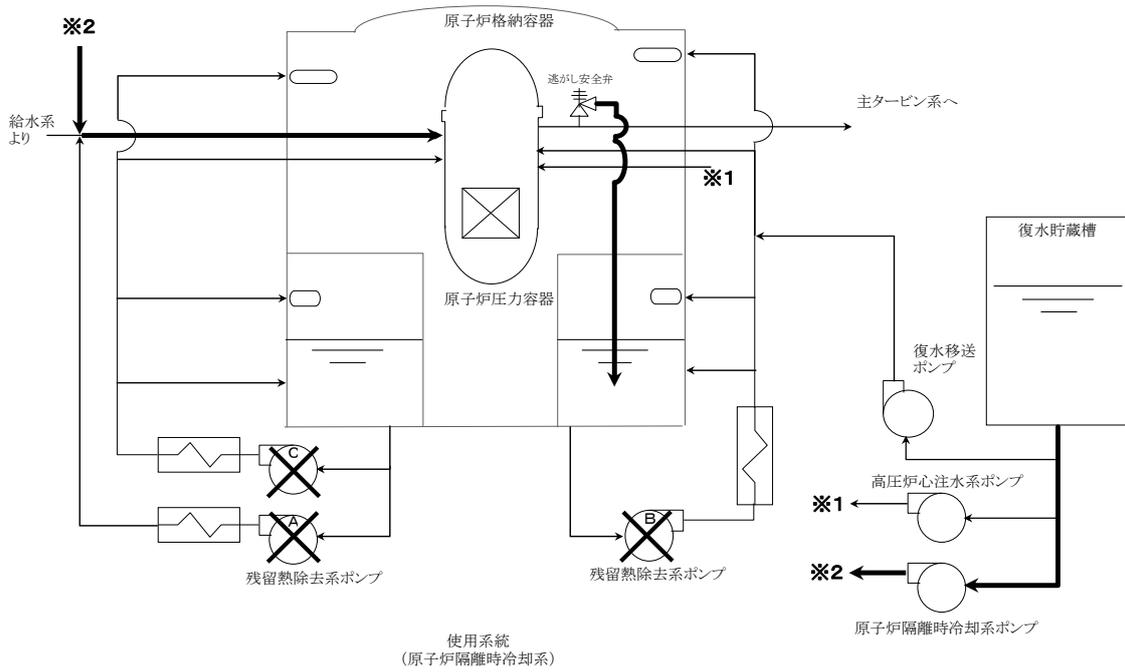


図 2.4.2.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)

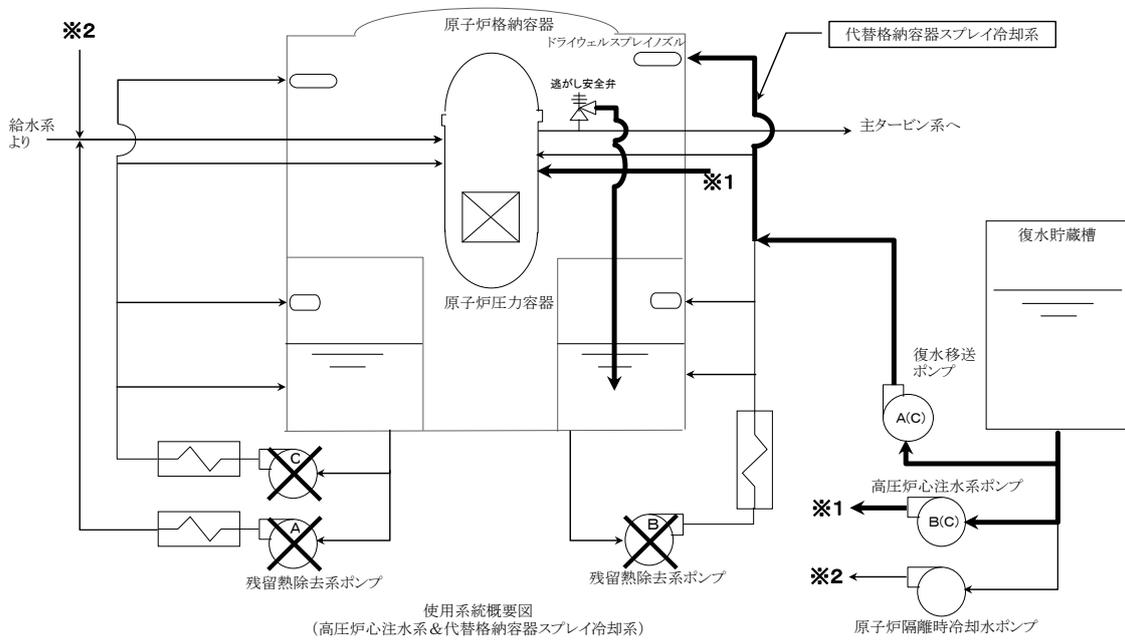
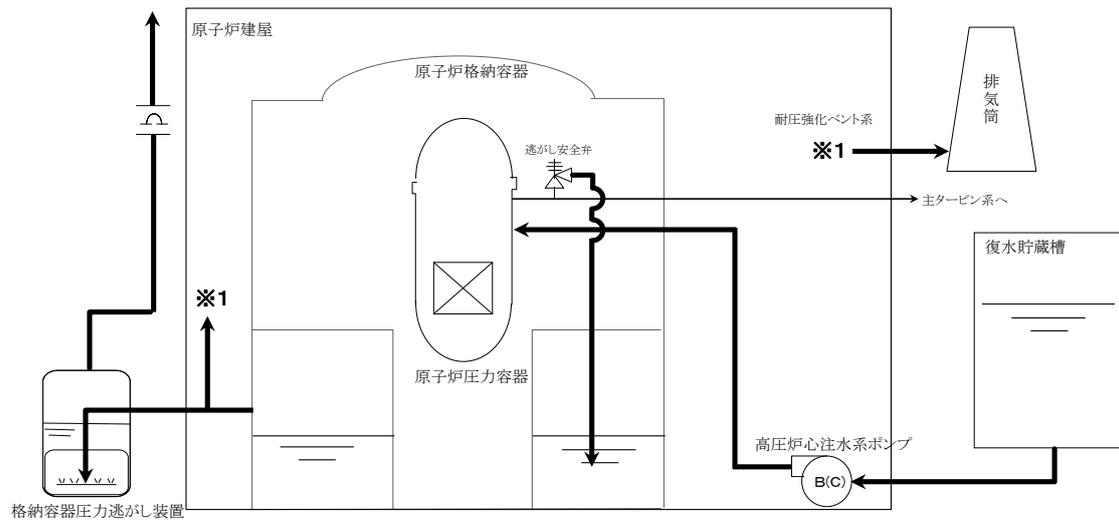


図 2.4.2.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)



使用系統概要図
(高圧炉心注水系&格納容器圧力逃がし装置)

図 2.4.2.3 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）

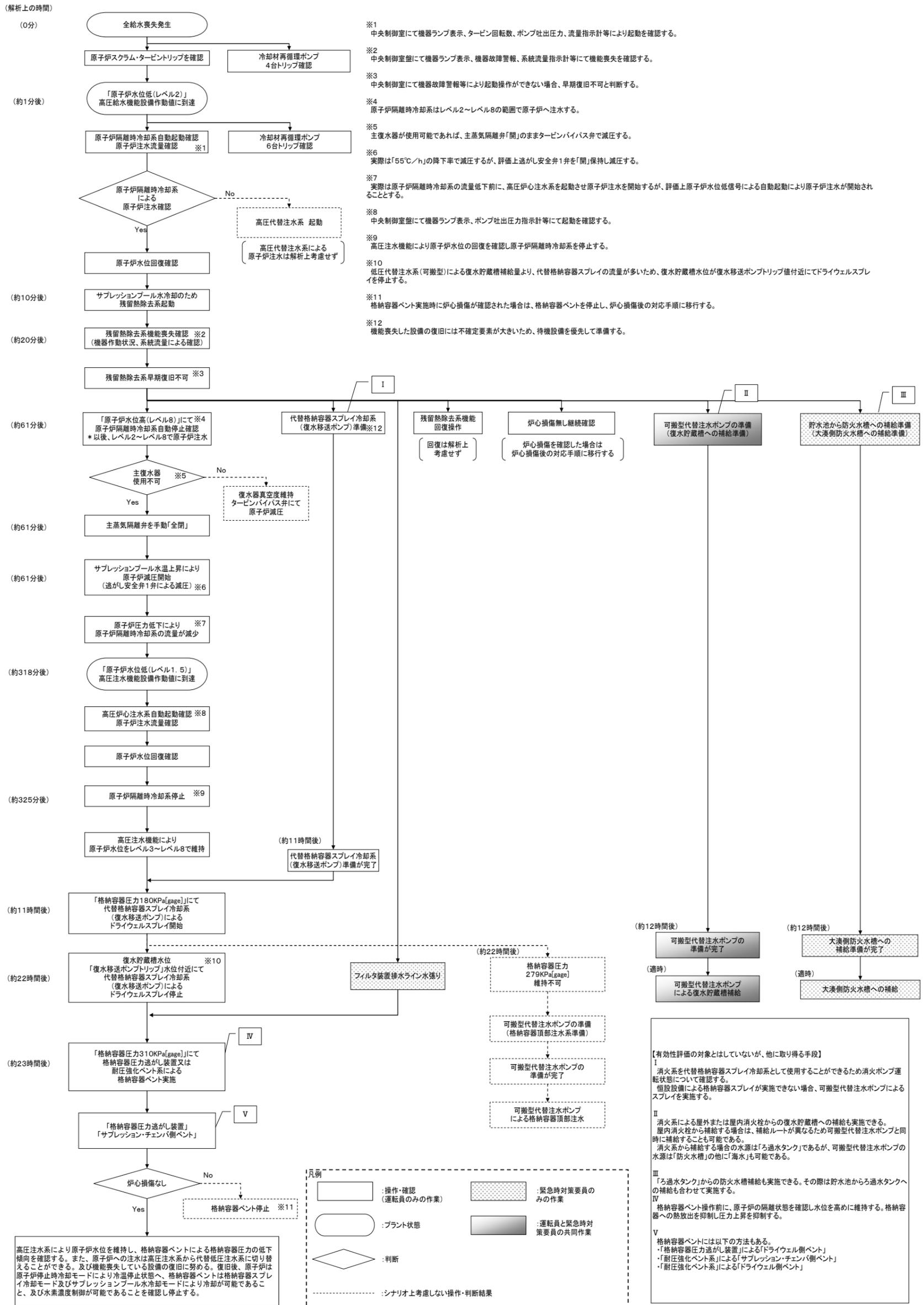


図 2.4.2.4 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)時の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）		経過時間（時間）				備考					
	運転員（中操）		運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			10	20	2	4	6	8		10	12	20	22	24
	6号	7号	6号	7号	6号	7号													
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	・全給水喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認	10分											
原子炉注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認		原子炉水位「レベル2～レベル8」で 原子炉注水										
残留熱除去系機能喪失確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系（A）（B）（C） 手動起動操作／機能喪失確認	10分											
残留熱除去系機能喪失調査、復旧操作 （解析上考慮せず）	-	-	-	-	-	-	・残留熱除去系 機能回復											対応可能な要員により、対応する	
原子炉減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・逃がし安全弁 1弁 手動開放操作			適宜									
高圧注水機能 起動確認	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧炉心注水系 自動起動確認						原子炉水位「レベル3～レベル8」維持						
代替格納容器スプレイ冷却系 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・復水移送ポンプ起動／運転確認 ・代替格納容器スプレイ冷却系 ラインアップ					5分							
	-	-	2人 C,D	2人 c,d	-	-	・現場移動 ・代替格納容器スプレイ冷却系 現場ラインアップ ※復水貯蔵槽吸込ライン切替					20分							
代替格納容器スプレイ冷却系 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・代替格納容器スプレイ操作												
消防車による防火水槽から 復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	2人 ※1、※2	2人 ※1、※2	・消防車による復水貯蔵槽への注水準備 （消防車移動、ホース敷設（防火水槽から消防車、消防車 から接続口）、ホース接続）					60分							
	-	-	-	-	※1 (1人)	※1 (1人)	・消防車による復水貯蔵槽への補給											適宜実施 一時待避	
貯水池から大湊側防火水槽への補給	-	-	-	-	2人 ※3	-	・現場移動 ・貯水池～防火水槽への系統構成、ホース水張り ・貯水池から防火水槽への補給					90分						適宜実施 一時待避 一時待避前に防火水槽が枯渇しないように補給量を調整する	
格納容器ベント準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ベント準備											10分	
	-	-	-	-	※2、※3 (2人)	※2、※3 (2人)	・フィルタ装置水位調整準備 （排水ライン水張り）											60分	
格納容器ベント操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・格納容器ベント操作 ・ベント状態監視											格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視	
	-	-	-	-	(2人)	(2人)	・フィルタ装置水位調整											適宜実施 中操からの連絡を受けて現場操作を実施する	
燃料供給準備	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリーへの補給					90分						タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
燃料給油作業	-	-	-	-	2人		・消防車への給油											適宜実施 一時待避 一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する	
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 c,d	8人														

（ ）内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.4.2.5 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の作業と所要時間

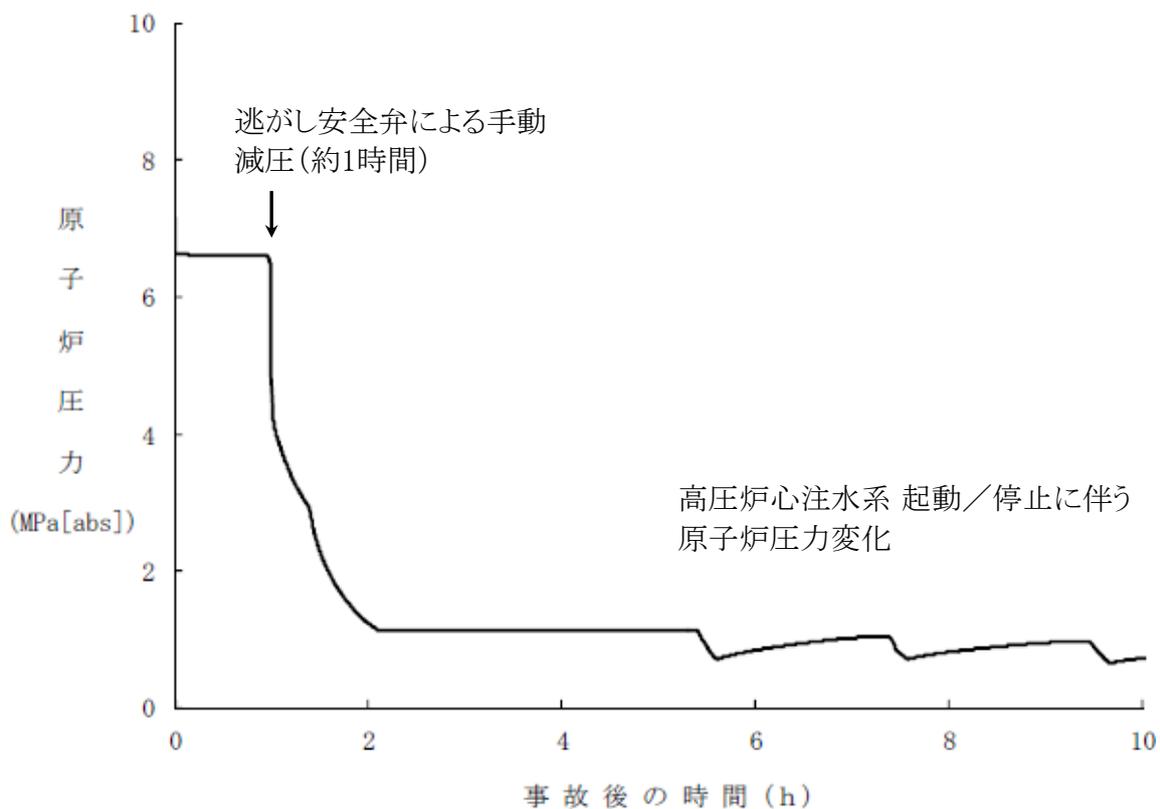


図 2.4.2.6 原子炉圧力の推移

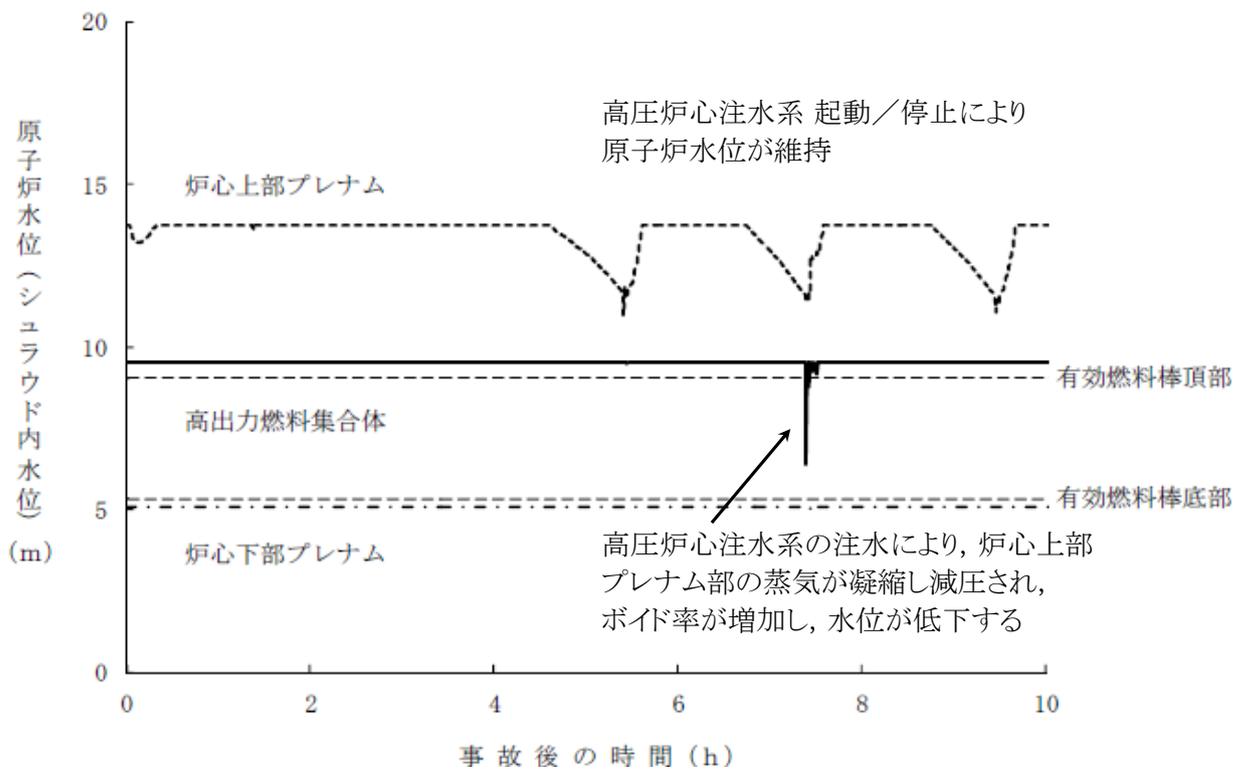


図 2.4.2.7 原子炉水位の推移

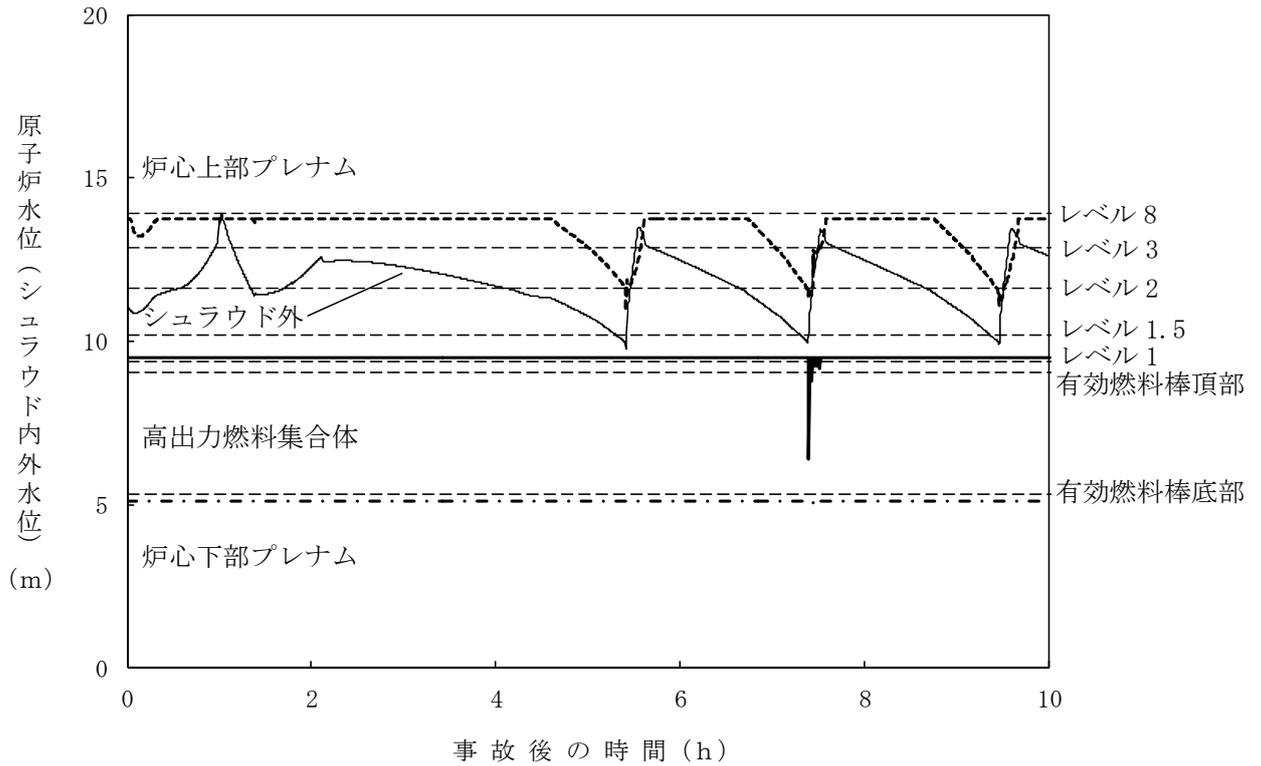


図 2.4.2.8 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

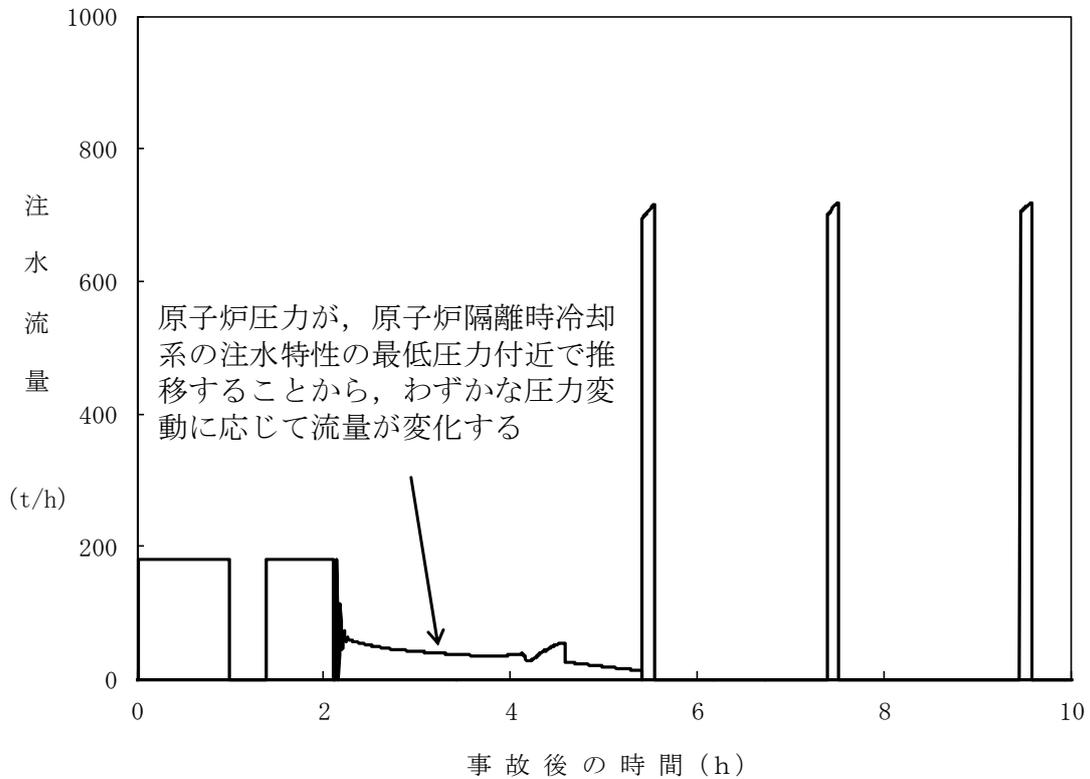


図 2.4.2.9 注水流量の推移

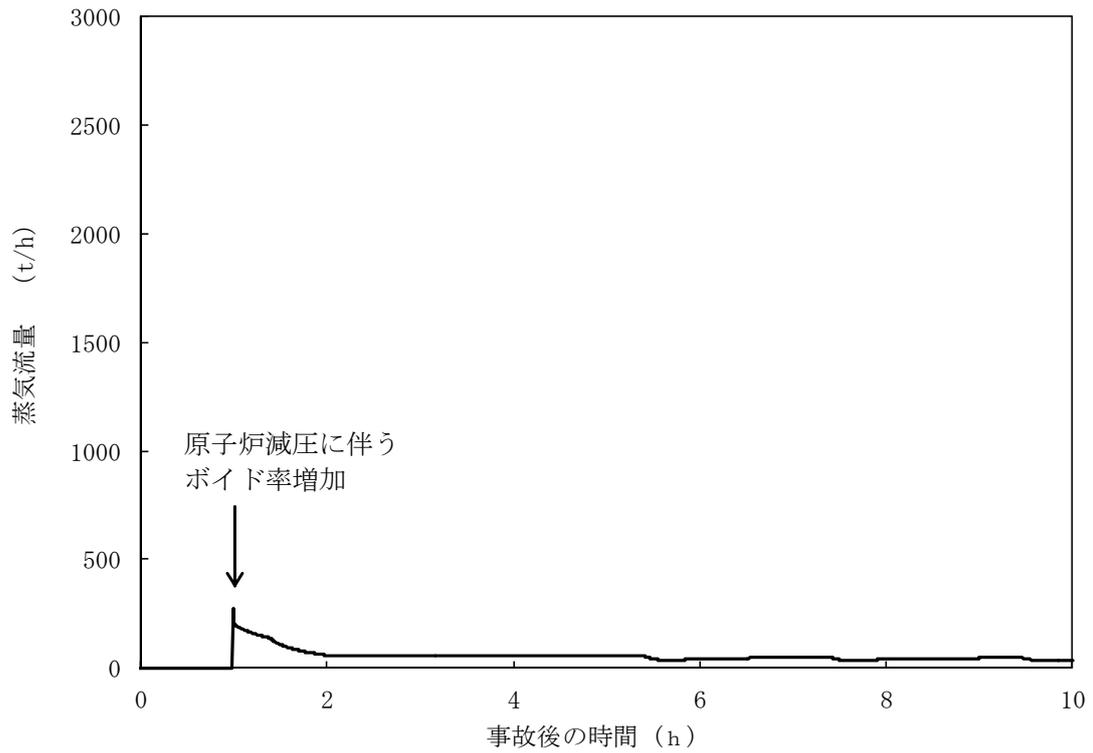


図 2.4.2.10 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

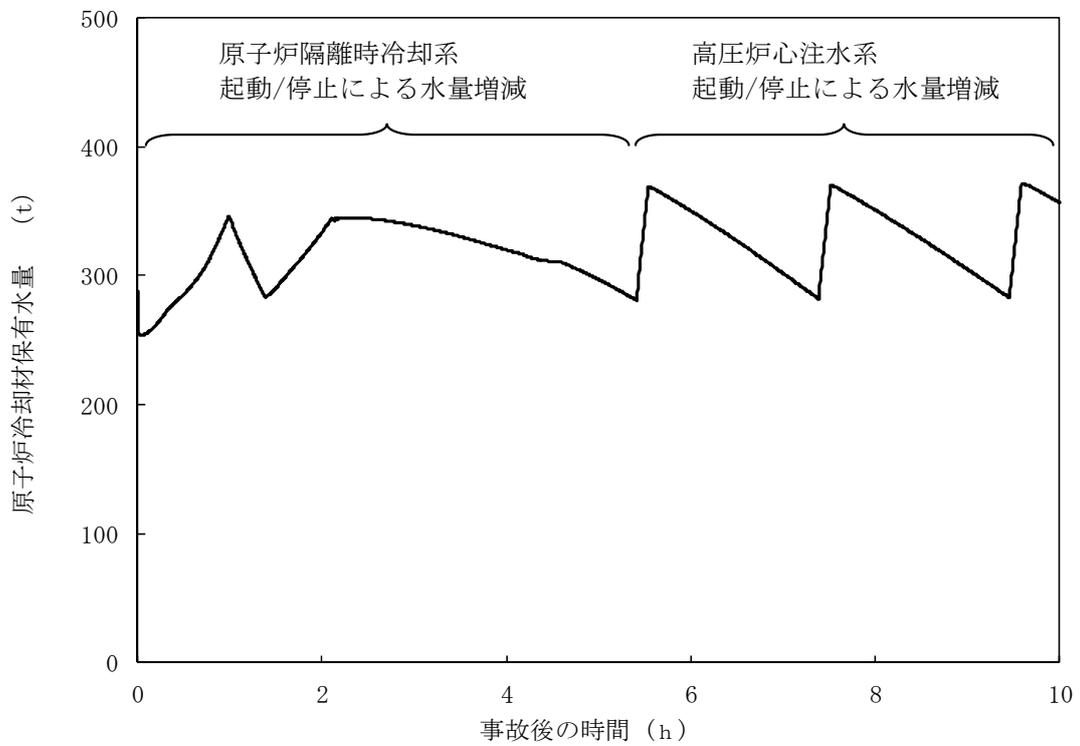


図 2.4.2.11 原子炉内保有水量の推移

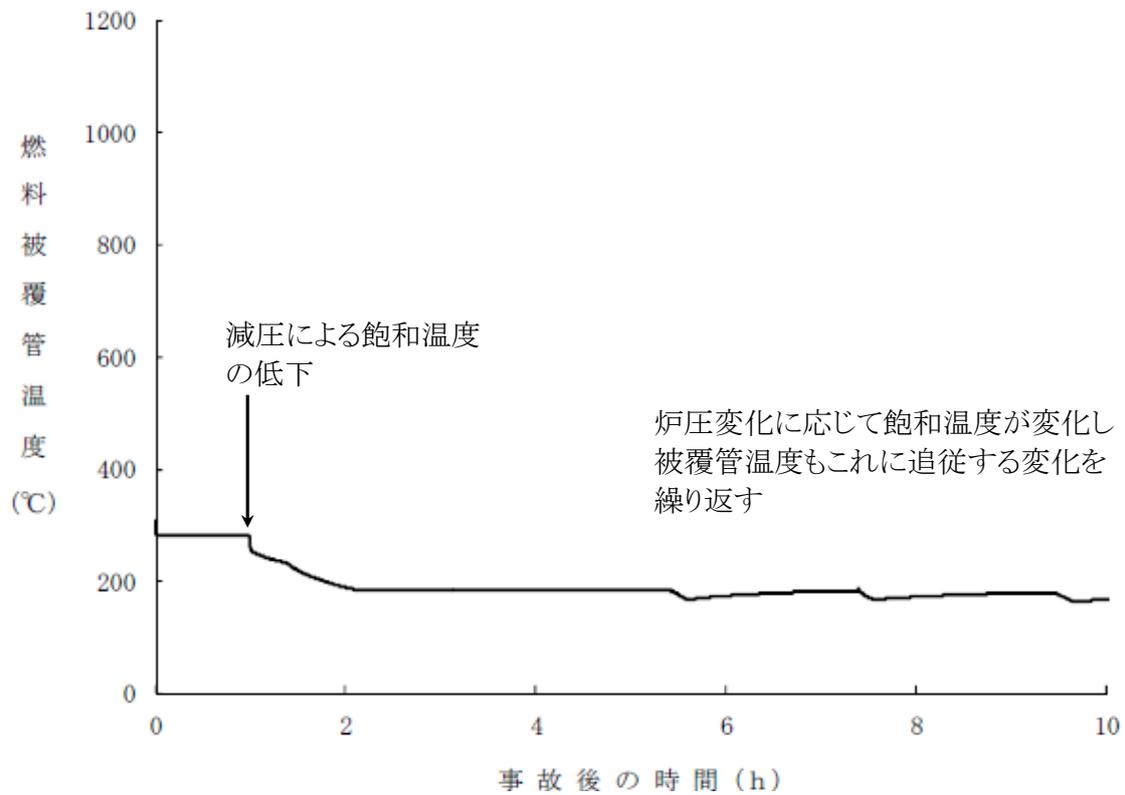


図 2.4.2.12 燃料被覆管温度の推移

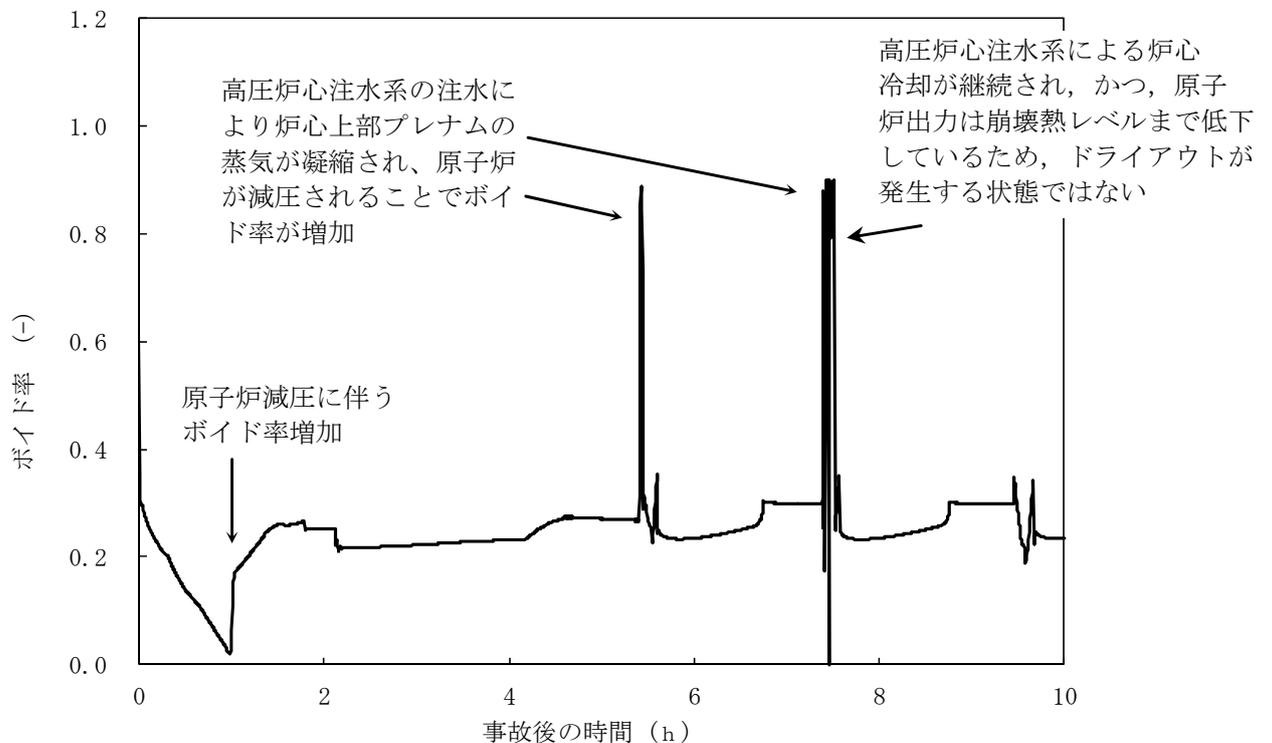


図 2.4.2.13 高出力燃料集合体のボイド率の推移

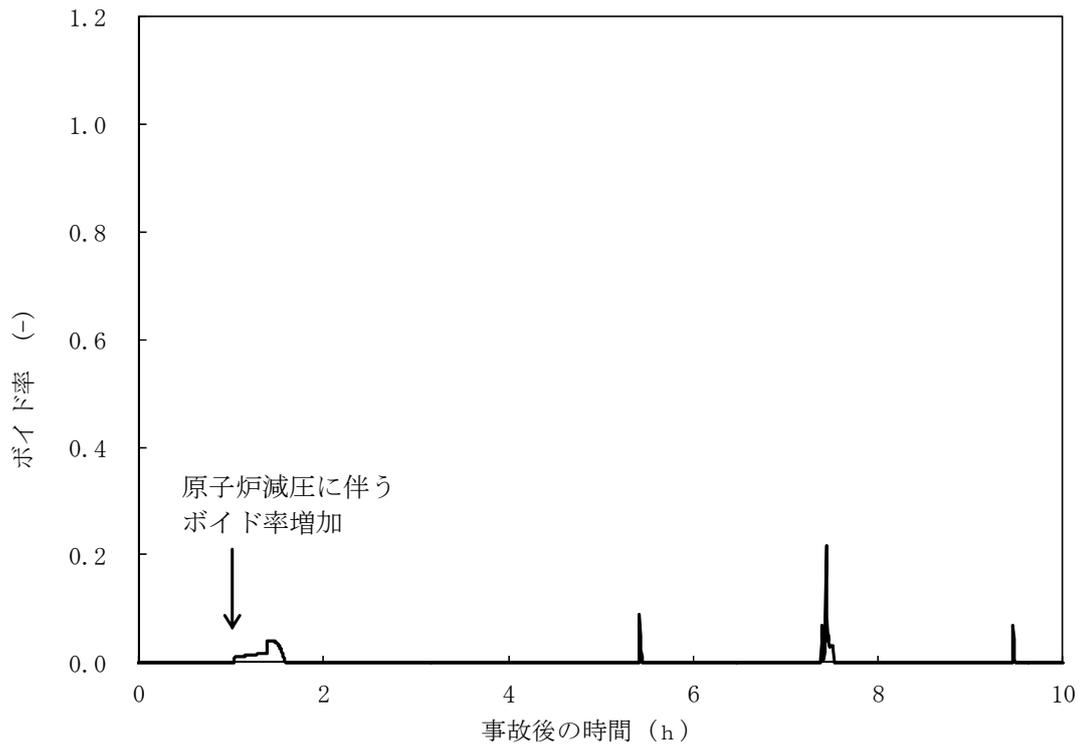


図 2.4.2.14 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

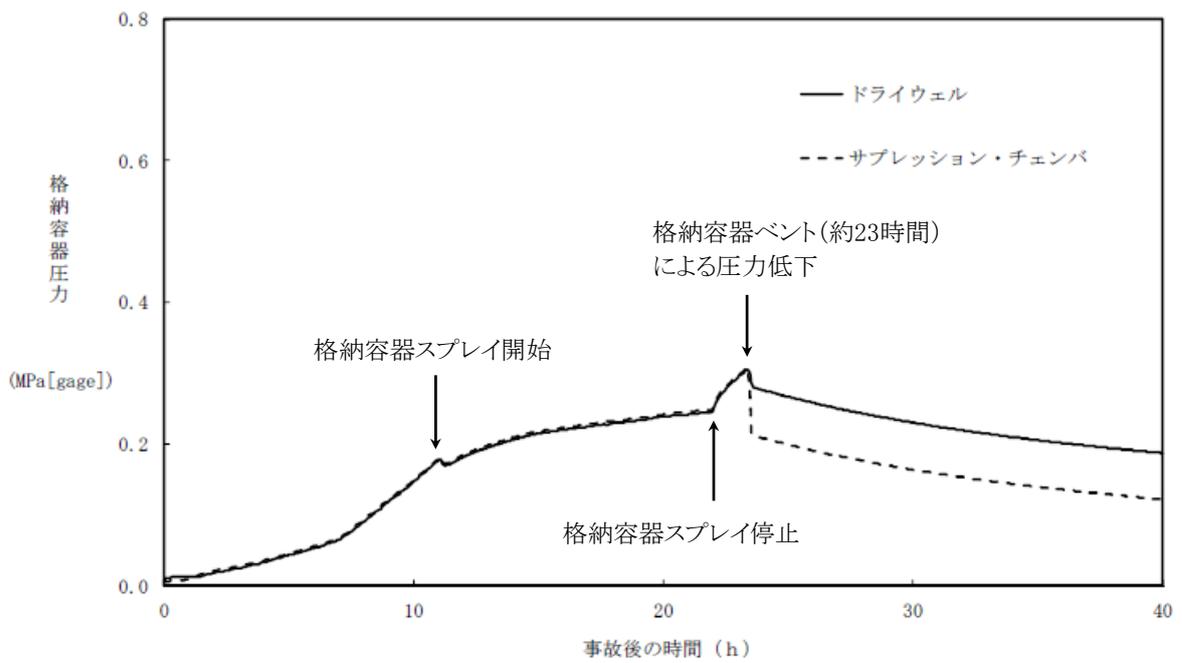


図 2.4.2.15 格納容器圧力の推移

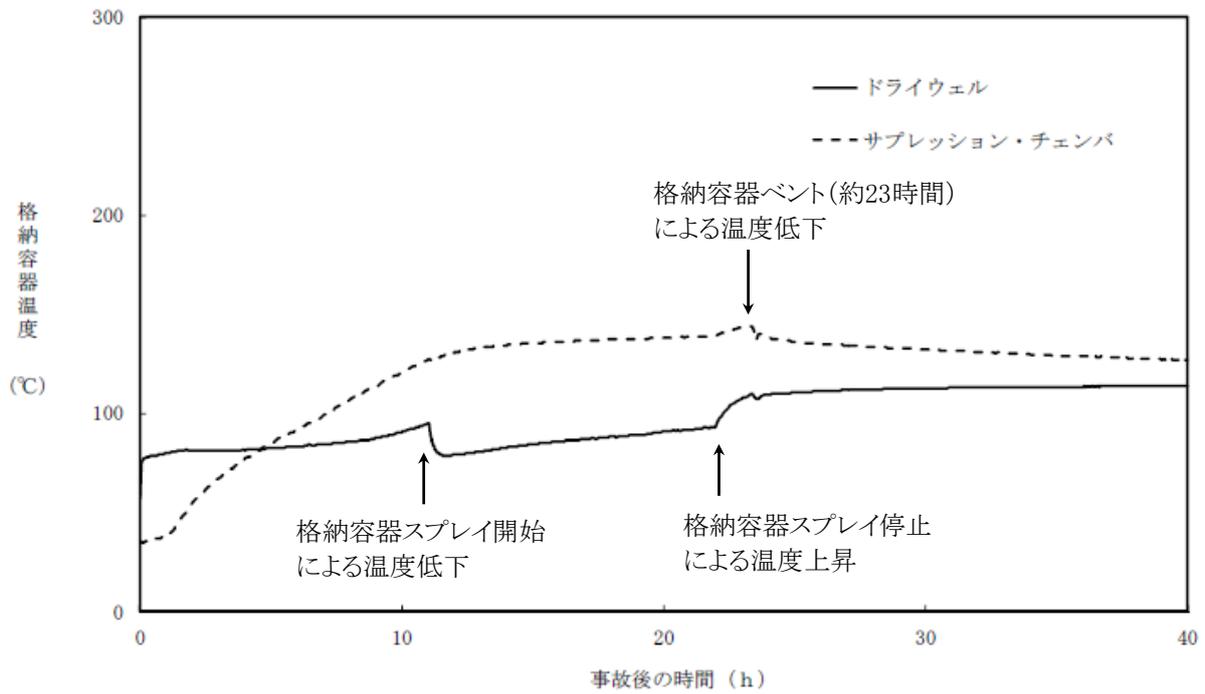


図 2. 4. 2. 16 格納容器気相部の温度の推移

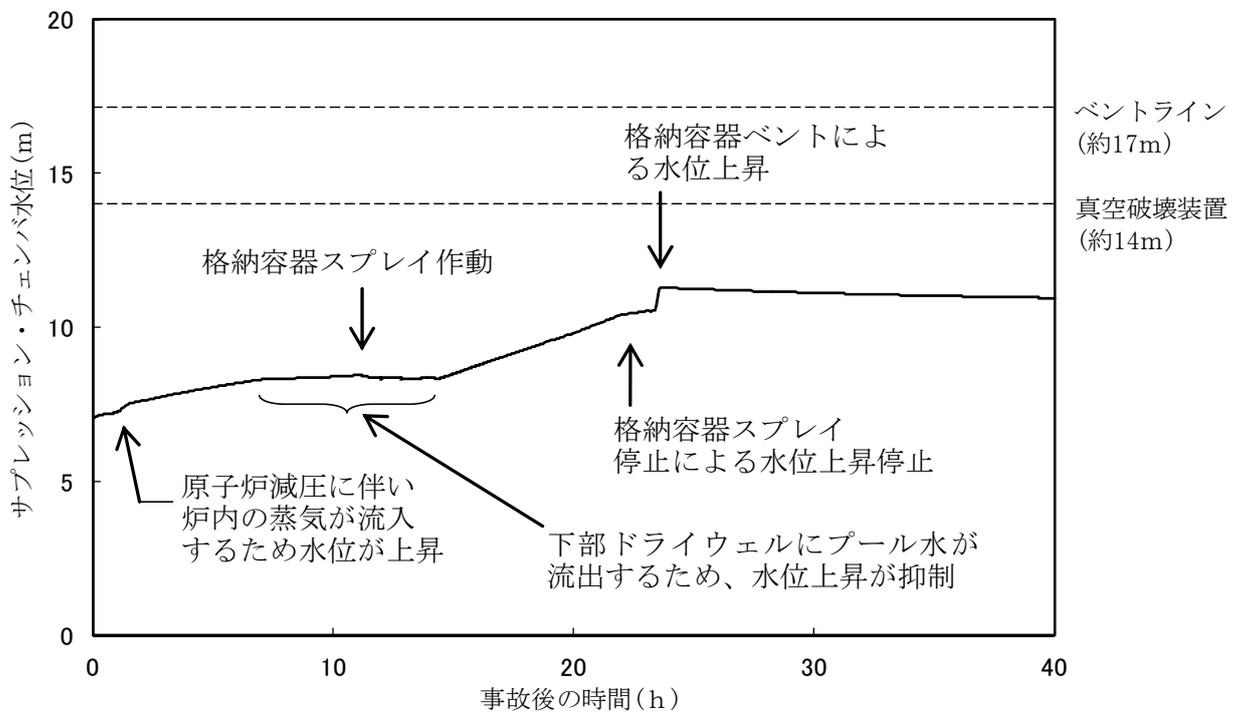


図 2. 4. 2. 17 サプレッション・チェンバ水位の推移

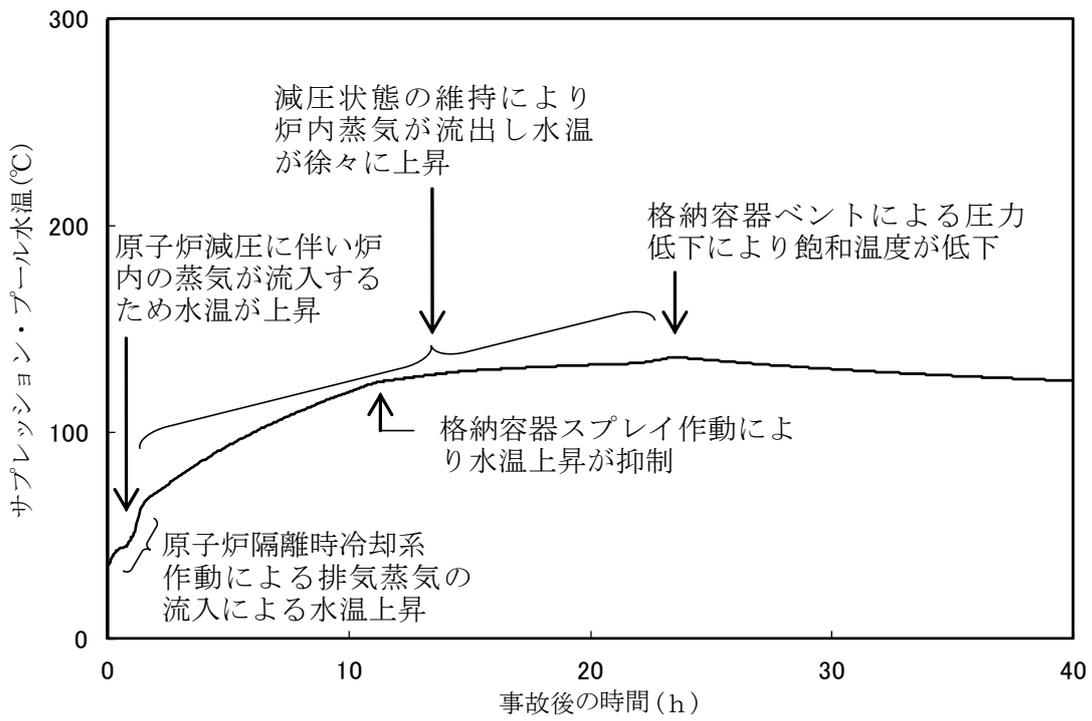


表 2.4.2.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	給水流量全喪失により原子炉水位が急激に低下し、原子炉水位低（レベル3）にて原子炉スクラムすることを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉水位回復確認	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が起動し原子炉へ注水を開始する。これにより原子炉水位は回復する。	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系系統流量計
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブプレッションプール水温度が上昇するため、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転のため起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	—	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力計 サブプレッションプール水温計
高圧炉心注水系による原子炉注水	残留熱除去系機能喪失によりサブプレッションプール水温度上昇が継続し、逃がし安全弁による原子炉減圧が必要になる。原子炉減圧に伴い原子炉隔離時冷却系の流量が低下し原子炉水位が低下する。原子炉水位低（レベル1.5）にて高圧炉心注水系が起動し、原子炉水位は回復する。	逃がし安全弁 高圧炉心注水ポンプ		サブプレッションプール水温計 原子炉圧力計 原子炉水位計 高圧炉心注水系系統流量計
代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却確認	格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。	復水移送ポンプ	—	格納容器内圧力計 復水補給水系流量計（原子炉格納容器）
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱確認	格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力 格納容器内雰囲気放射線レベル計 サブプレッション・チェンバ水位計

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	内部機器，構造物体積を除く全体積
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサプレッション・チェンバ間差圧）	—
	サプレッションプール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサプレッションプール水位として設定
	サプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	32℃	通常運転時の復水貯蔵槽温度として設定	

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2/5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	給水流量全喪失	全給水の喪失が発生するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，再循環ポンプは，事象発生と同時にトリップせず，原子炉水位低の信号でトリップするため，事象初期の炉心冷却上厳しくなる

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/5）

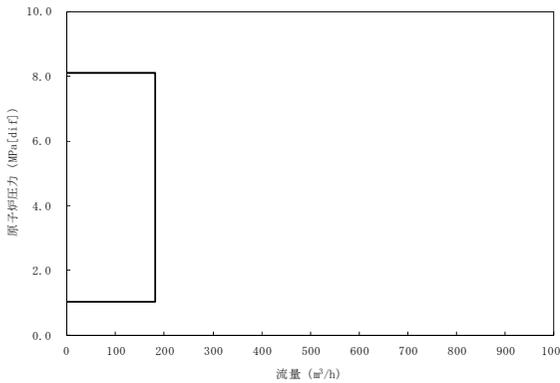
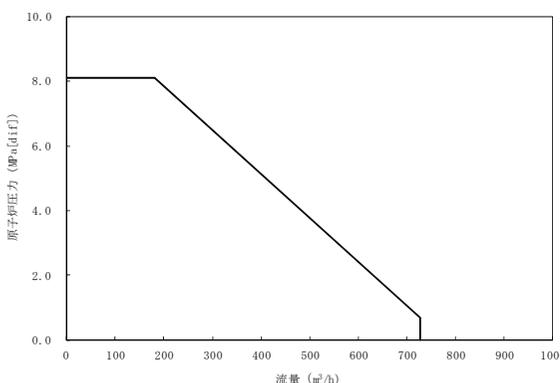
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （応答時間：0.05秒）	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	高圧炉心注水系	原子炉水位低（レベル1.5）にて自動起動 727m ³ /h（0.69MPa[dif]において）にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（4/5）

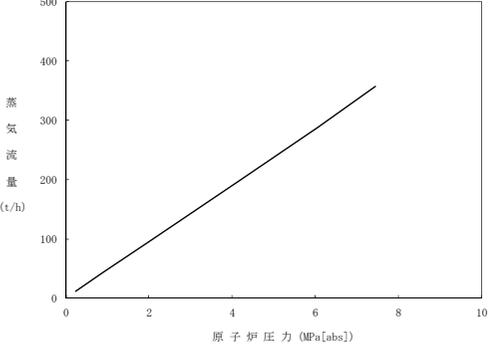
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁	1 個 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係> 
	代替格納容器スプレィ冷却系	130m ³ /h にてスプレィ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレィ流量を考慮し、設定
	格納容器圧力逃がし装置等	14.3kg/s の流量にて除熱	—

表 2.4.2.2 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（5/5）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による手動原子炉減圧	サプレッションプール水温度 49℃到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定

安定停止状態について

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定停止状態については以下のとおり。

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

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.4.2.7 及び図 2.4.2.8 に示すとおり、高圧炉心注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について

図 2.4.2.15 及び図 2.4.2.16 に示すとおり、格納容器圧力 0.31MPa[gage]に到達後、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約 23 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

残留熱除去系による除熱での長期安定状態の維持について

残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、長期にわたり炉心及び格納容器の冷却が可能である。また、冷却に必要な外部電源等のサポート系は使用可能であることから、原子炉及び格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

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

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

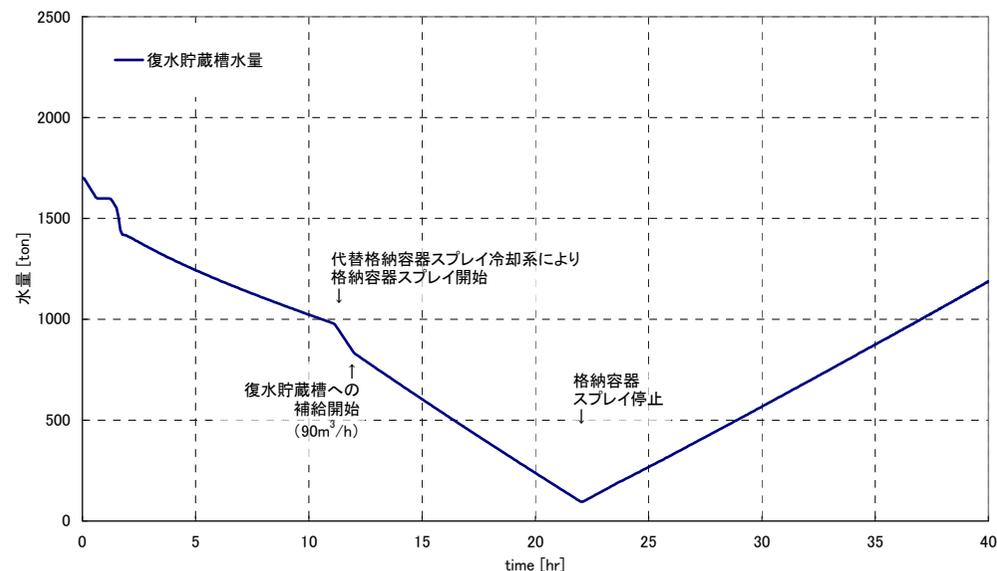
淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系， 高圧炉心注水系による原子炉注水
事象発生後に原子炉隔離時冷却系， 高圧炉心注水系により注水する。

②代替格納容器スプレィ冷却系による代替原子炉格納容器スプレィ
格納容器圧力が0.18MPa[gage]となった以降に代替格納容器スプレィ
冷却系による代替原子炉格納容器スプレィを実施する(130m³/h)。

③淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送
12時間後から， 淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて90m³/hで復水貯蔵槽
へ移送する。



○時間評価 (右上図)

12時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレィを実施するため， 復水貯蔵槽水量は減少する。12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため， 水量の減少割合は低下する。スプレィ停止後にベントし， その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し， 以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また， 7日間の対応を考慮すると， 合計約5,900m³必要となるが， 復水貯蔵槽及び淡水貯水池， 合計で約19,700m³保有することから必要水量を確保可能であり， 安定して冷却を継続することが可能である。

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

プラント状況:6,7号機運転中。1~5号機停止中。

事象:崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)は6,7号機を想定。保守的に全ての設備が,事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

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

号機	時系列		合計	判定
7号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 757,008L	7号機軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり, 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
6号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 757,008L	6号機軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり, 7日間対応可能。
	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L		
1号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号機	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後~事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1~7号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 673,264L であり, 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが,保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが,保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「過渡事象+原子炉停止失敗」，「小 LOCA+原子炉停止失敗」，「中 LOCA+原子炉停止失敗」及び「大 LOCA+原子炉停止失敗」である。但し，「小 LOCA+原子炉停止失敗」「中 LOCA+原子炉停止失敗」及び「大 LOCA+原子炉停止失敗」は LOCA から派生したシーケンスであって，反応度制御が重要となる原子炉停止機能喪失事象への対策の有効性を確認するシーケンスとしては適切でないと考える。また，LOCA 時の代表的なパラメータ変動である水位低下の影響については他のシーケンスで炉心損傷防止対策の有効性を確認している。このため，反応度投入に伴う出力抑制の観点で厳しい「過渡事象+原子炉停止失敗」について，炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

(2) 事故シーケンスグループの特徴

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，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷に至る可能性がある。

したがって，本事故シーケンスグループでは，代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって原子炉の出力を低下させること等によって炉心の著しい損傷の防止を図り，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって原子炉を停止するとともに，残留熱除去系によるサブプレッションプール水の冷却によって格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水注入，代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能を整備し，原子炉圧力容器の水位制御には高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系を用いる。また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，残留熱除去系を用いたサブプレッションプール水からの除熱を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.5.1 及び図 2.5.2 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に，操作概要を図 2.5.3 に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を表 2.5.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央監視・指示を行う当直長 1 名(6/7 号炉兼任)，当直副長 2 名，運転員 4 名の合計 7 名である。

必要な要員と作業項目について図 2.5.4 に示す。

a. 原子炉スクラム失敗確認

主蒸気隔離弁の誤閉止が発生し、主蒸気隔離弁閉のスクラム信号が発生するが、この信号による原子炉スクラムに失敗する。また、代替制御棒挿入機能及び手動スクラムにも期待しないものとする。原子炉スクラム失敗は、平均出力領域モニタ等で確認する。

また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により冷却材再循環ポンプ 4 台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。

主蒸気隔離弁の閉止により駆動蒸気が失われるため、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。

b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認

逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウェル圧力高(13.7 kPa[gage])により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持

主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウェル水位が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心冠水は維持される。

なお、ここでの原子炉水位低下に伴い、原子炉水位低(レベル 2)信号により冷却材再循環ポンプ 6 台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。

この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の流量を調整することにより原子炉水位低(レベル 1.5)付近で水位を維持する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水の継続を各系統流量計等により確認し、原子炉水位を原子炉水位計により確認する。

d. 自動減圧系自動起動阻止

ドライウェル圧力高(13.7 kPa[gage])信号と原子炉水位低(レベル 1)信号の両方が 30 秒継続した場合であって、高圧炉心注水系もしくは低圧注水系ポンプが 1 台以上運転している(各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている)場合、自動減圧系が自動起動する。

原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。

本評価では、自動減圧系の自動起動条件の内、事象発生から最も遅く発生する信号は原子炉水位低(レベル 1)であり、事象発生から約 4 分後に発生する。この信号の発生を確認後、30 秒の時間遅れの間に中央制御室にて自動減圧系自動起動阻止の操作を実

施する。

- e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転による格納容器除熱

事象発生直後からの逃がし安全弁の作動によりサブプレッションプールの水温が上昇し、プール水温度高(49℃)に到達し、その後もサブプレッションプールの水温は上昇し続ける。このため、事象発生から約 11 分後に、ほう酸水注入系を手動起動し、炉心へのほう酸水注入を開始する。ほう酸水注入により、中性子束が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。原子炉の未臨界確保は起動領域モニタ等を用いて確認する。

ほう酸水注入系の手動起動と同時に、残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始し、格納容器除熱を開始する。サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転は残留熱除去系系統流量計及びサブプレッションプール水温度計により確認する。

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

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+原子炉停止失敗」を選定した。また、過渡事象としては、急激な原子炉圧力の上昇に伴う原子炉出力上昇の観点で厳しい事象である主蒸気隔離弁の誤閉止を起因事象として選定した。また、重大事故等対策である代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないと仮定する。

本重要事故シーケンスでは、事故発生に伴う原子炉出力の変化、燃料棒表面熱流束、燃料被覆管温度、給水及び非常用炉心冷却系による注水量、逃がし安全弁からのサブプレッションプールへの冷却材の流出及び原子炉への注水による原子炉水位の変化、逃がし安全弁からの冷却材の流入に伴うサブプレッションプールの水温の変化、格納容器圧力の変化等が重要な現象となる。よって、これらの現象の適切な評価が可能であるプラント動特性解析コード REDY、単チャンネル熱水力学解析コード 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、格納容器圧力等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表2.5.2に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

- a. 事故条件

- (a) 起因事象

- 運転時の異常な過渡変化のうち、原子炉圧力の上昇が厳しい事象である主蒸気隔離弁の誤閉止の発生を想定する。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

- 1) 原子炉停止機能喪失としてスクラム失敗を仮定する。
- 2) 原子炉の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は保守的に作動しないものとする。

(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。これは、サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。

(添付資料 2.5.1)

(d) 外部電源

外部電源は使用できるものと仮定する。このため、冷却材再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉圧力高及び原子炉水位低の信号でトリップするものとする。これは、外部電源が使用できる場合、冷却材再循環ポンプ(RIP)は事象発生と同時にトリップしないため、原子炉出力が高く維持されることから、原子炉格納容器の圧力、サブプレッションプールの水温上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定したものである。

b. 重大事故等対策等に関連する機器条件

(a) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能

代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能に期待するものとする。代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は、原子炉圧力高(7.48 MPa[gage])又は原子炉水位低(レベル 3)で4台の冷却材再循環ポンプがトリップし、原子炉水位低(レベル 2)で残り6台の冷却材再循環ポンプがトリップするものとする。なお、4台以上の冷却材再循環ポンプがトリップした際に残りの冷却材再循環ポンプの運転速度を5%/秒で速やかに低下させる高速ランバック機能については、保守的に期待しないものとする。また、冷却材再循環ポンプが2台以上トリップしている状態で運転点がP-Fマップ上の高出力-低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても期待しないものとする。

(b) 逃がし安全弁

原子炉の圧力制御には逃がし安全弁の逃がし弁機能に期待するものとする。

(c) 電動駆動給水ポンプ

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプの駆動蒸気が喪失した後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。

(d) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル 2)又はドライウエル圧力高(13.7 kPa[gage])で自動起動し、182 m³/h(8.12~1.03 MPa [dif]において)の流量で給水す

るものとする。

(e) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系は原子炉水位低(レベル 1.5)又はドライウェル圧力高(13.7 kPa[gage])で自動起動し、182～727 m³/h(8.12～0.69 MPa [dif]において)の流量で給水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 自動減圧系の自動起動阻止

自動減圧系の自動起動阻止は、原子炉が停止できない場合に原子炉水位低(レベル 1)によって自動減圧系の自動起動信号が発信された場合に実施することを手順に定めている。本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

(添付資料2.5.2)

(b) ほう酸水注入系及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの手動起動

本評価では、ほう酸水注入系及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードは、サプレッションプール水の平均温度が49℃に到達することをもって実施することとしており、サプレッションプール水温度高(49℃)に到達した時点から、10分間経過した時点でほう酸水注入系及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを手動起動することとしている。

(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、非常用炉心冷却系注水量、原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド外)^{※1}、逃がし安全弁流量、燃料被覆管温度、熱伝達係数、クオリティ及びボイド率の推移を図 2.5.5 から図 2.5.19 に、格納容器圧力、サプレッションプールの水温の推移を図 2.5.20 に示す。

※1 非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることからシュラウド外側の水位を示した。

a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、「主蒸気隔離弁閉」のスクラム信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると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投入され、中性子束及び平均表面熱流束は上昇する。約 2 秒後に原子炉圧力高信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により冷却材再循環ポンプ 4 台がトリップする。なお、本評価では保守的に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(7.48 MPa[gage])で作動する。主蒸気隔離弁の閉止により駆動蒸気を喪失するた

め、タービン駆動給水ポンプは約 5 秒後にトリップするが、電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、冷却材再循環ポンプの運転速度が最低となり、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されているため、給水温度が低下し、サブクールの大い冷却材が給水される給水加熱喪失の状態となるためである。また、出力上昇の過程では逃がし安全弁の開閉が生じるため、これに伴い中性子束及び平均表面熱流束が変動する。

逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、サブプレッションプールの水位が上昇し、事象発生から約 24 秒後に高圧炉心注水系の水源が復水貯蔵槽からサブプレッションプールへと自動で切り替わる。合わせて原子炉格納容器の圧力も上昇するため、事象発生から約 34 秒後にドライウェル圧力高信号(13.7 kPa[gage])によって原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッションプールへと自動で切り替わるとともに、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。サブプレッションプールの水温も上昇し、事象発生から約 43 秒後にサブプレッションプール水温度高(49°C)に到達し、その後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 173 秒後に復水器水位低下により電動駆動給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、原子炉水位低信号(レベル 2)で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り 6 台の冷却材再循環ポンプがトリップする。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による注水が継続しているため、炉心は冠水維持される。その後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の運転員操作により、レベル 1.5 付近で水位を維持する。

事象発生から約 11 分後(サブプレッションプール水温度高到達から 10 分後)に、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入を開始する。この時、残留熱除去系ポンプ 3 台によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に低下し、未臨界に至る。その後は、原子炉水位及びサブプレッションプール水の冷却を維持する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の温度は図 2.5.10 に示すとおり、給水加熱喪失の状態によって出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 175 秒で最高の約 920°C となるが、1,200°C 以下に維持される。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 1% 以下であり、15% 以下に維持される。原子炉圧力は、逃がし安全弁の作動により、約 8.92 MPa[gage](原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 9.08 MPa[gage])以下に抑えられ、最高使用圧力の 1.2 倍(10.34 MPa[gage])を下回る。

また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサプレッションプールの水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約 0.19 MPa[gage]、約 113℃以下に抑えられ、原子炉格納容器バウンダリの限界圧力(0.62 MPa[gage])及び限界温度(200℃)を下回る。

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、未臨界に至る。その後は、原子炉水位及びサプレッションプール水の冷却を維持することで安定停止状態を維持できる。

(添付資料 2.5.3)

2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.5.4 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」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.5.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり7名である。

(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った。その結果を以下に示す。

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による炉心注水については、サプレッションプールを水源とした注水継続が可能であり、7日間の継続実施が可能である。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。

b. 燃料

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

軽油タンクで軽油約 1,020,000 L(発電所内で軽油約 5,344,000 L)の使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷

は非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

2.5.5 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の発生後、原子炉停止機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「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、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、高圧の非常用炉心冷却系注水機能を用いた原子炉水位の維持、ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系を用いたサプレッションプール水からの除熱を整備している。また、今回は期待しないこととしたものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動スクラムの手順を整備している。

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＋原子炉停止失敗」について重大事故等対策の有効性評価を行った。

上記の場合においても、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、高圧の非常用炉心冷却系注水機能を用いた原子炉水位の維持、ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系を用いたサプレッションプール水の除熱を実施することにより、炉心損傷には至らない。

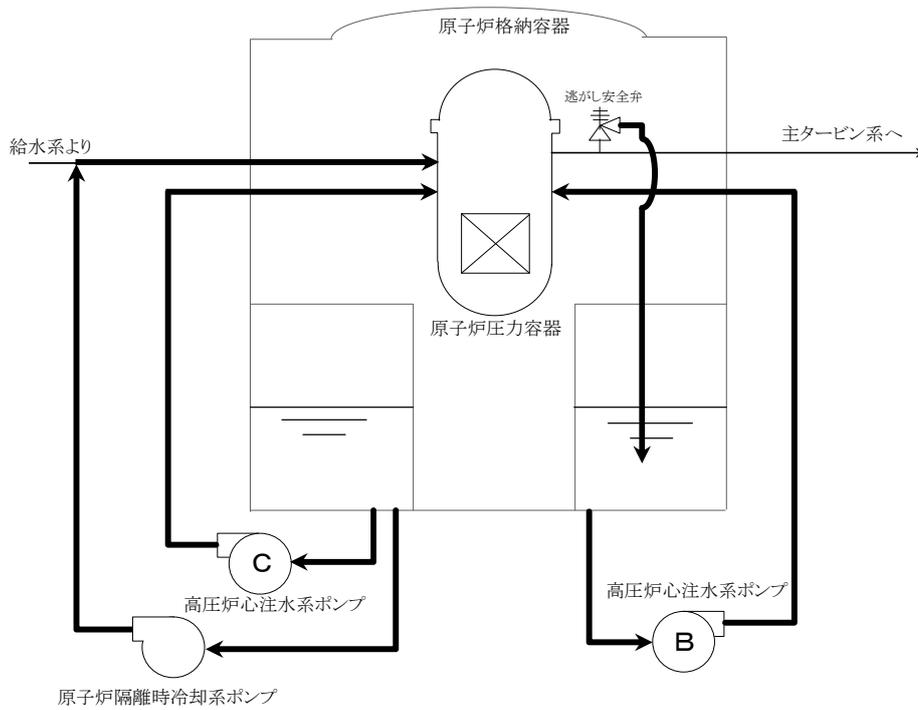
評価の結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的な安定停止状態を維持できる。

なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても判断基準を満足することを確認している。

(添付資料2.5.4, 添付資料2.5.5, 添付資料2.5.6, 添付資料2.5.7)

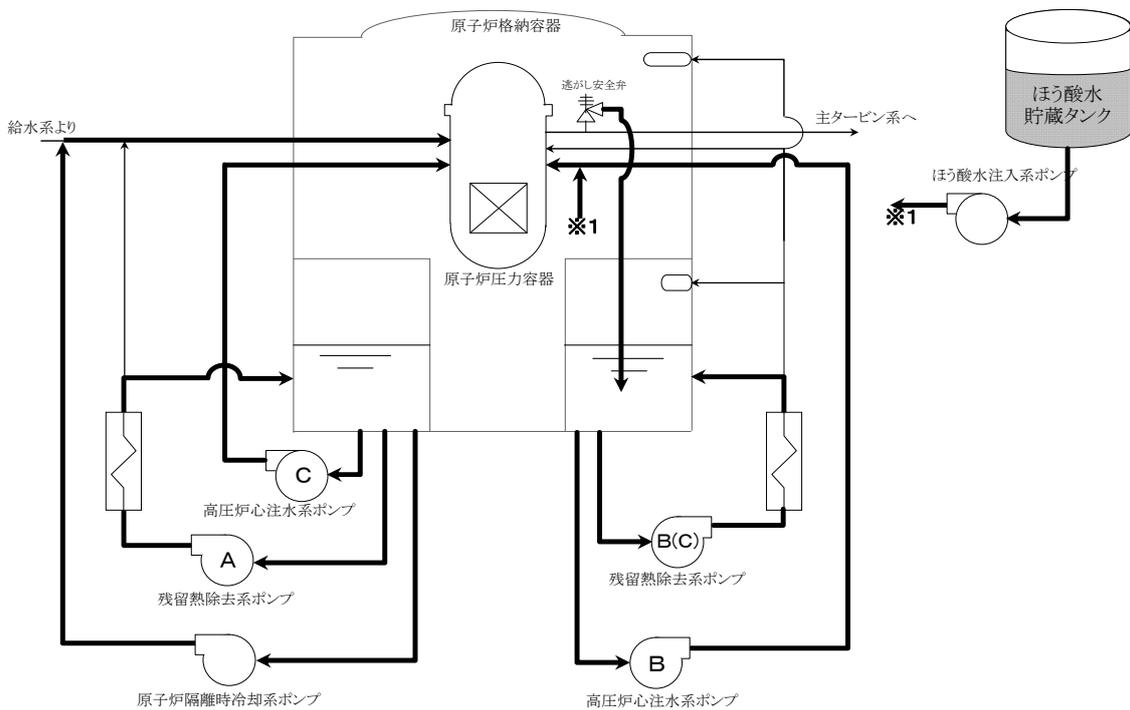
重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長及び運転員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を確保可能であり、仮に外部電源喪失時を想定しても確保可能である。

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」の中から選定した重要事故シーケンスに対して炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。これを以って事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して、炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。



使用系統
(逃がし安全弁&高圧炉心注水系&原子炉隔離時冷却系)

図 2.5.1 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策等の概略系統図(1/2)



使用系統
(ほう酸水注入系&逃がし安全弁&高圧炉心注水系&原子炉隔離時冷却系
&残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード))

図 2.5.2 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策等の概略系統図(2/2)

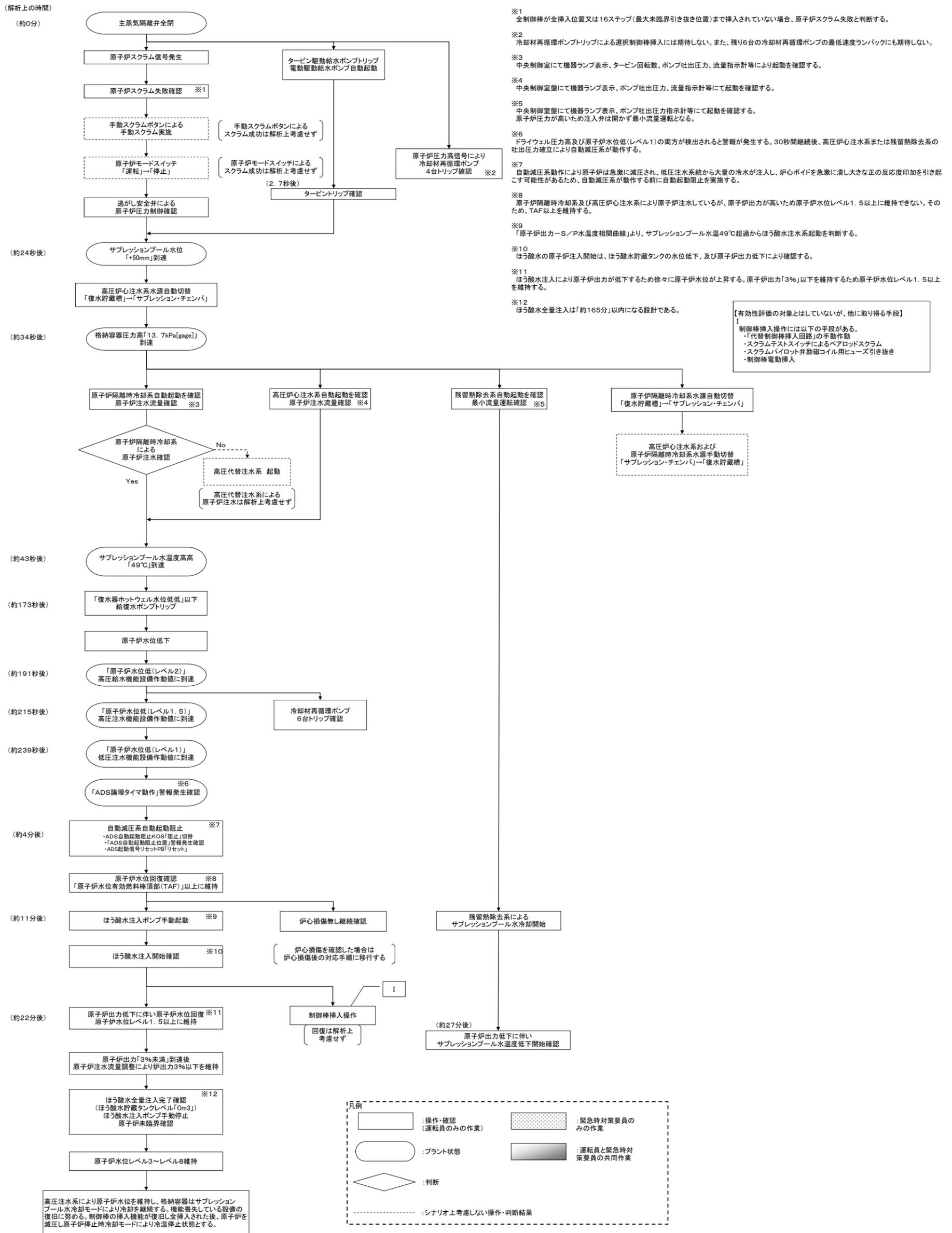


図 2.5.3 原子炉停止機能喪失(TC)における操作概要

原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)												備考	
								2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
								運転員 (中操)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)									
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁 全閉確認 原子炉スクラム失敗確認 タービントリップ確認 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、低圧注水系 自動起動確認 給復水ポンプトリップ、原子炉水位低下確認 	10分													
自動減圧系 自動起動阻止	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ADS自動起動阻止KOS「阻止」 ADS起動信号リセットPB「リセット」 	30秒													
残留熱除去系 運転モード切替操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	低圧注水モード→サブプレッションプール水冷却モード	3系統ともサブプレッションプール水冷却モードへ切り替え													
	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	サブプレッションプール冷却状況監視														
ほう酸水注入系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入系 起動 注入状況監視 	ほう酸水全量注入完了まで運転継続													
制御棒手動挿入、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能起動 制御棒電動挿入操作 													対応可能な要員により、対応する	
	-	-	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 現場移動 スクラムパイロット弁電磁弁の電源切 														
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	原子炉隔離時冷却系	有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持													
							高圧炉心注水系	有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持													
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	0人	0人	0人	0人															

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.5.4 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

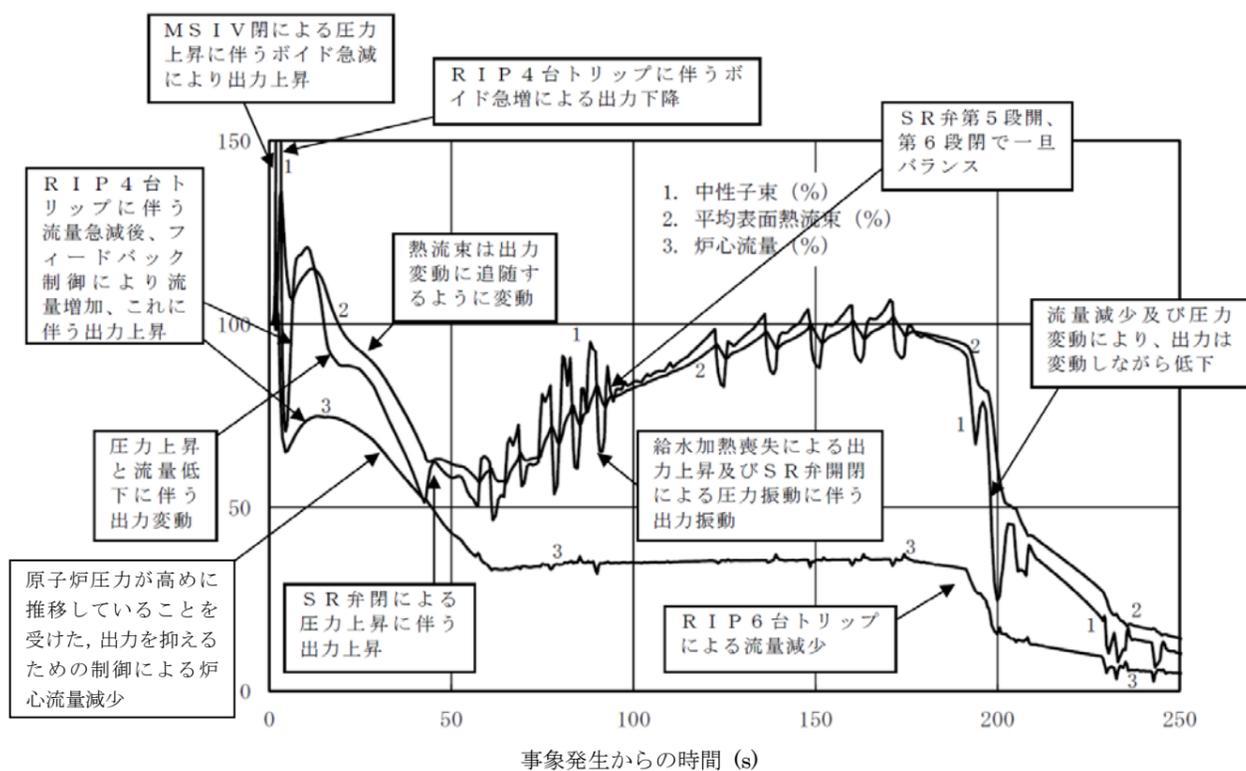


図 2.5.5 中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の時間変化(事象発生から 250 秒後まで)

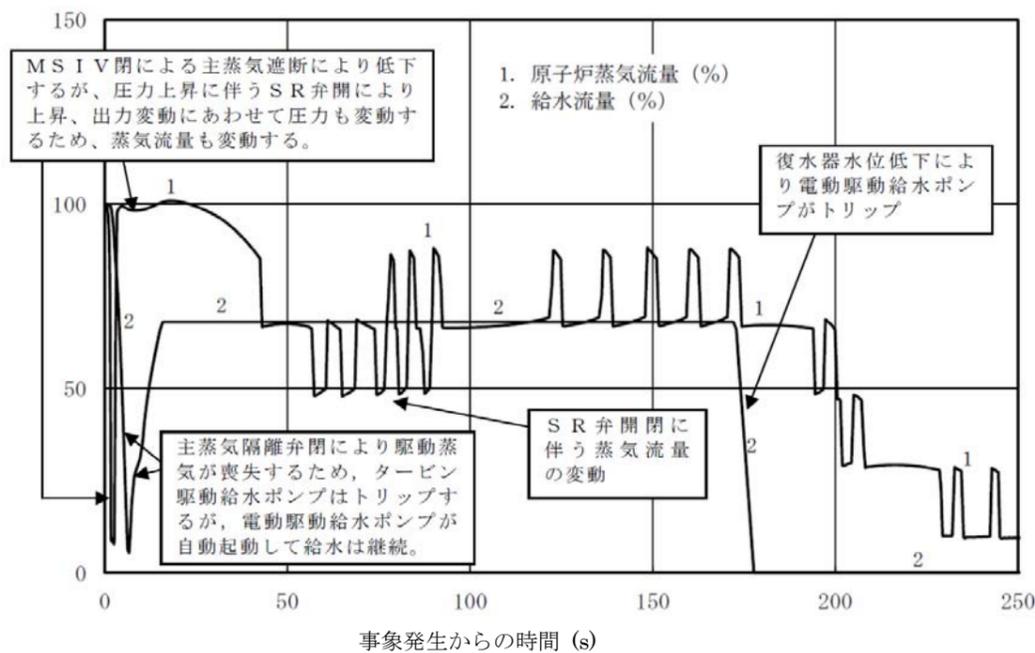


図 2.5.6 原子炉蒸気流量, 給水流量の時間変化(事象発生から 250 秒後まで)

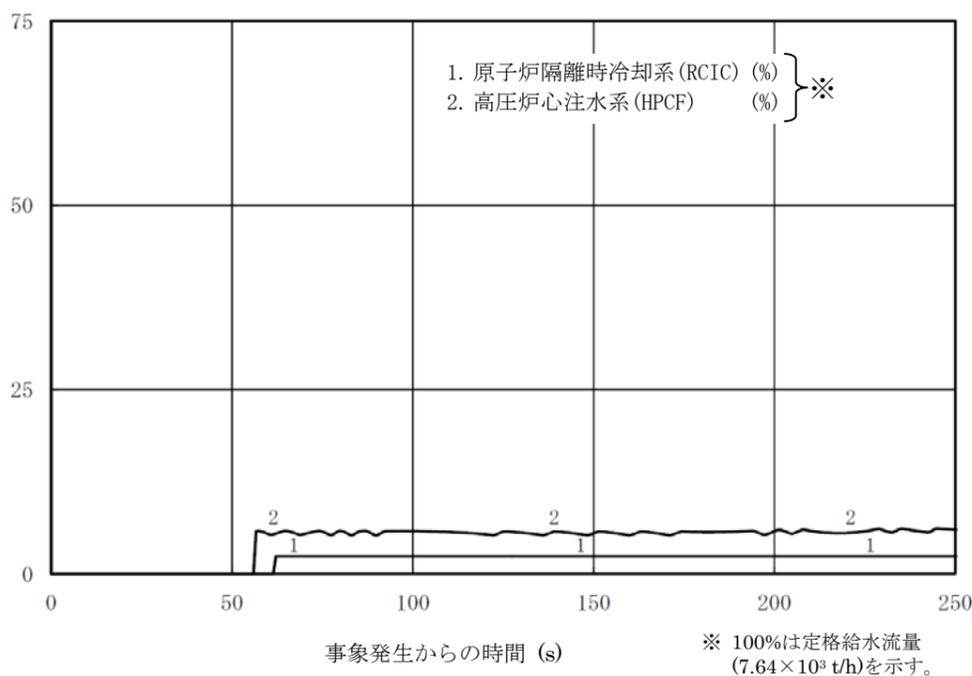


図 2.5.7 原子炉隔離時冷却系 (RCIC), 高圧炉心注水系 (HPCF) の流量の時間変化 (事象発生から 250 秒後まで)

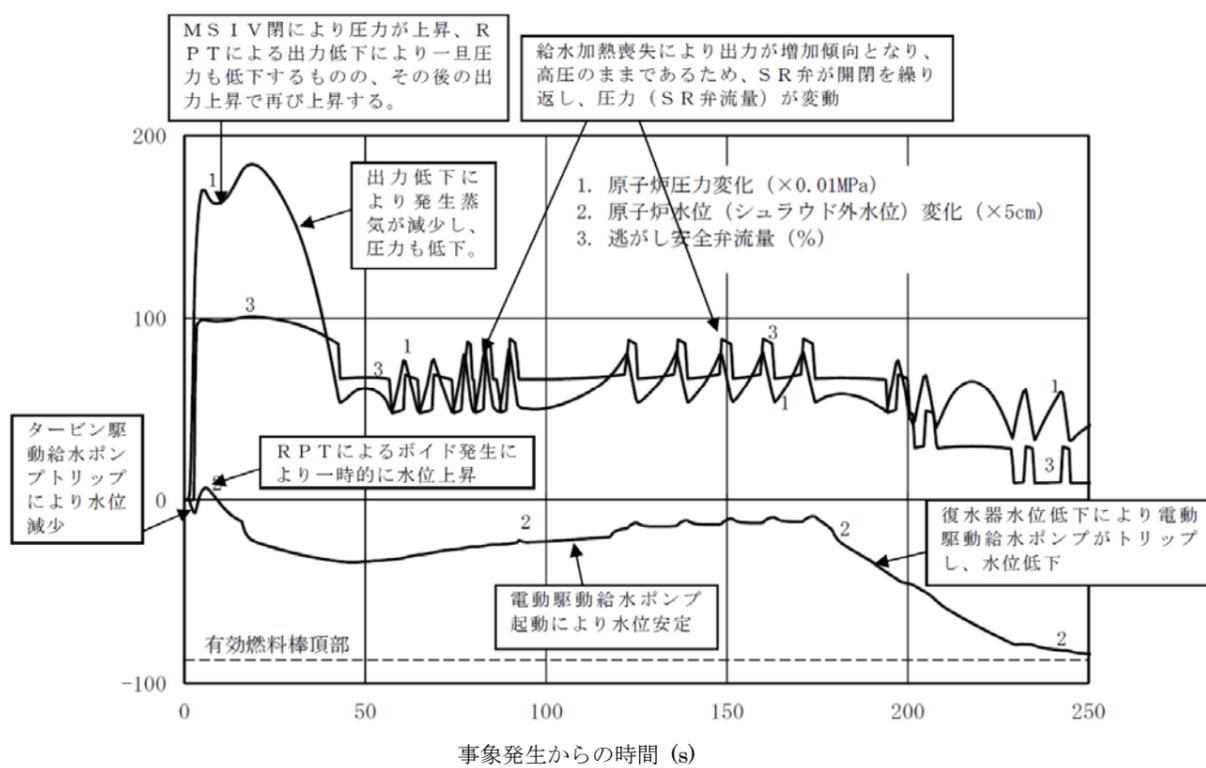


図 2.5.8 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位), 逃がし安全弁の流量の時間変化 (事象発生から 250 秒後まで)

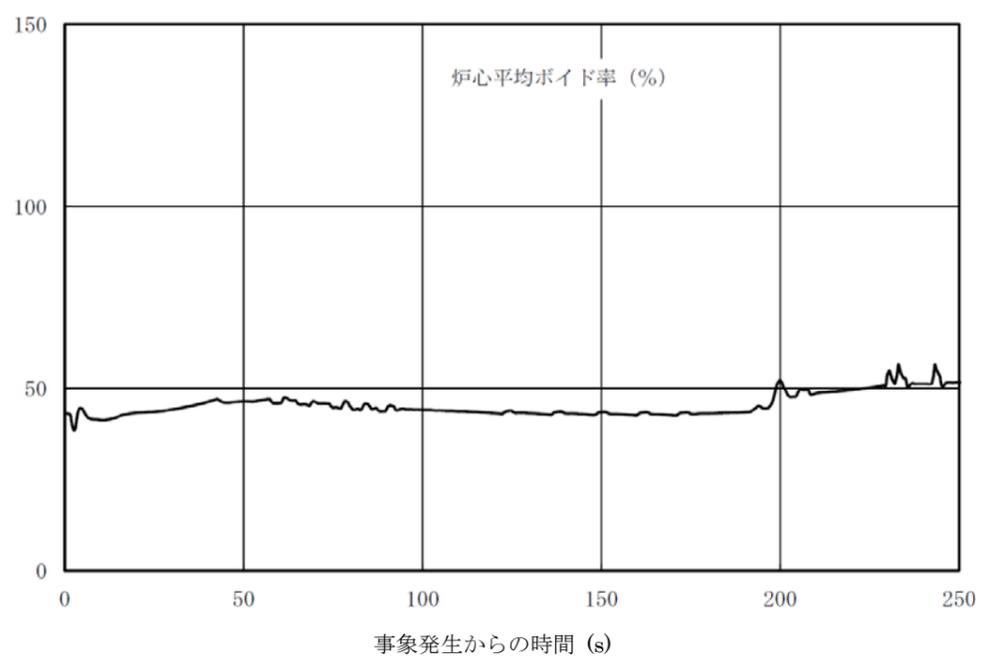


図 2.5.9 炉心平均ボイド率の時間変化(事象発生から 250 秒後まで)

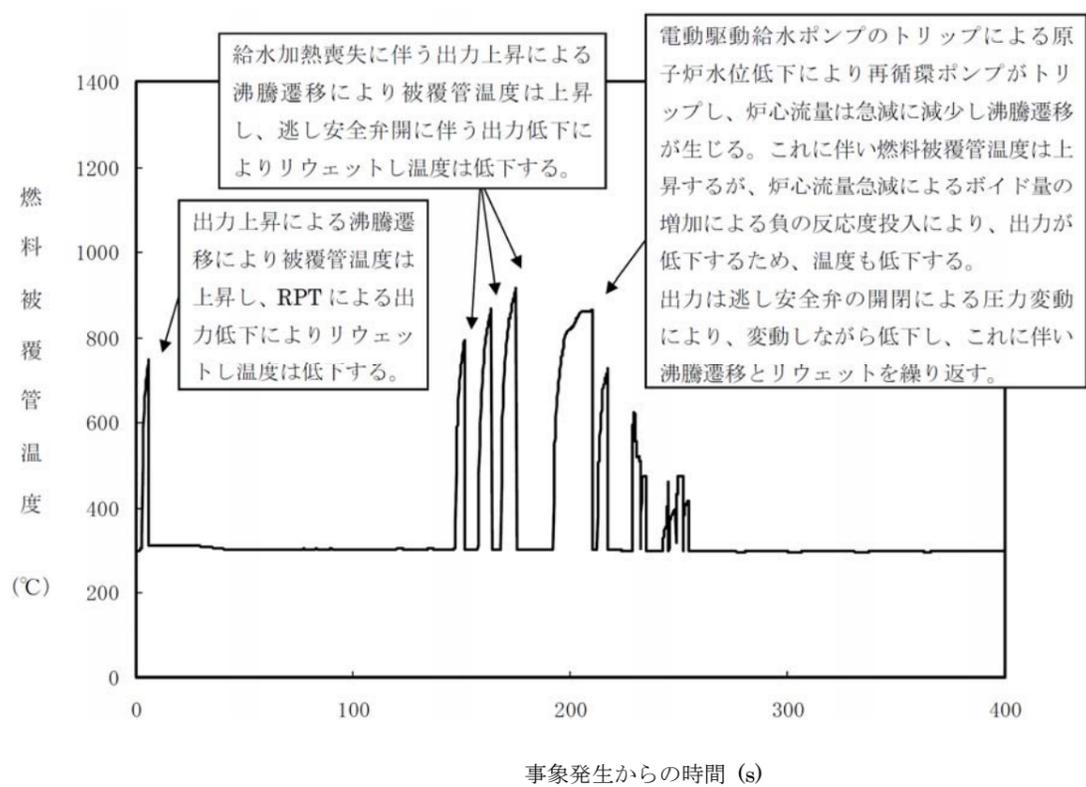


図 2.5.10 燃料被覆管温度(PCT)の時間変化(第4 スペーサ, 事象発生から 400 秒後まで)

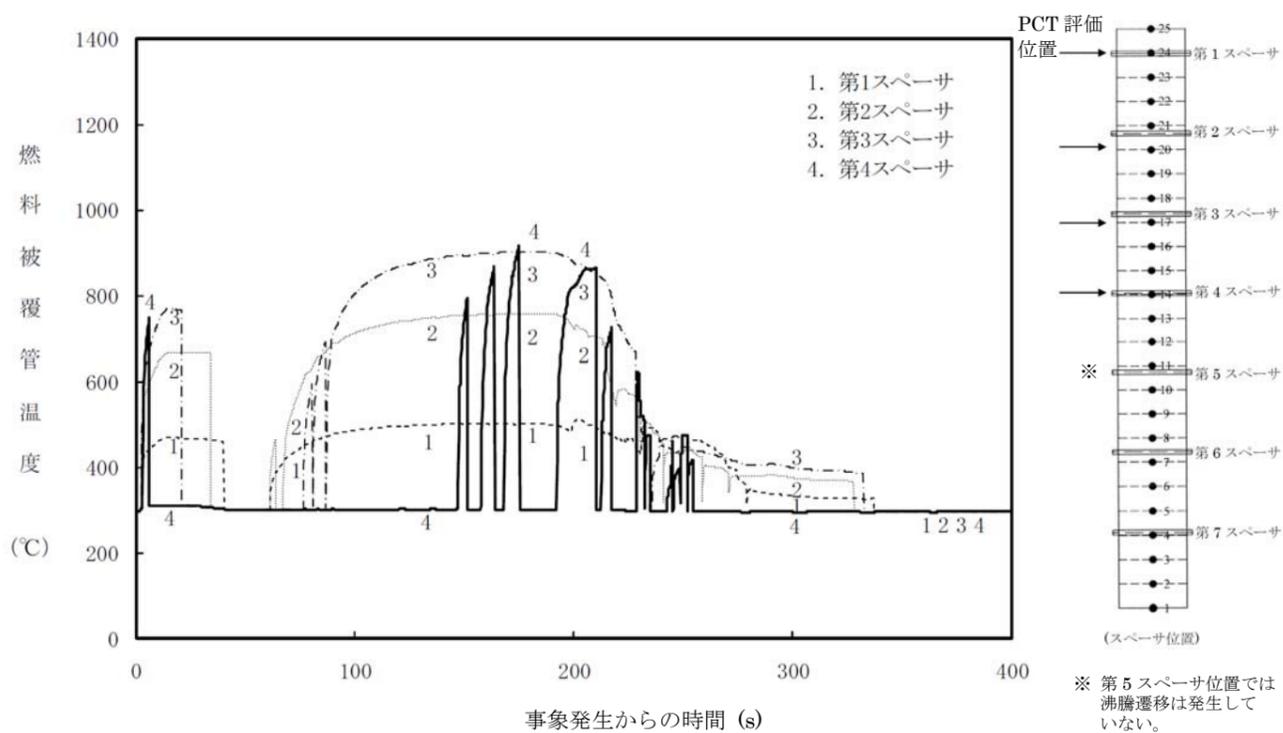


図 2.5.11 燃料被覆管温度(PCT)の時間変化(第1~4 スペーサ, 事象発生から 400 秒後まで)

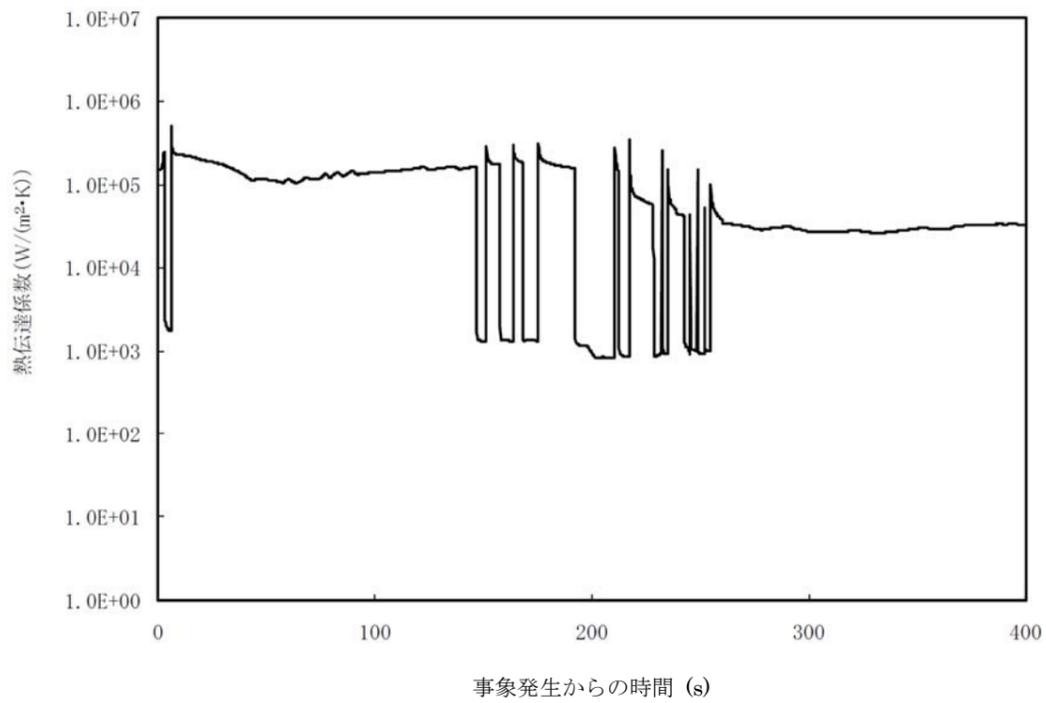


図 2.5.12 熱伝達係数(PCT 発生位置)の時間変化(事象発生から 400 秒後まで)

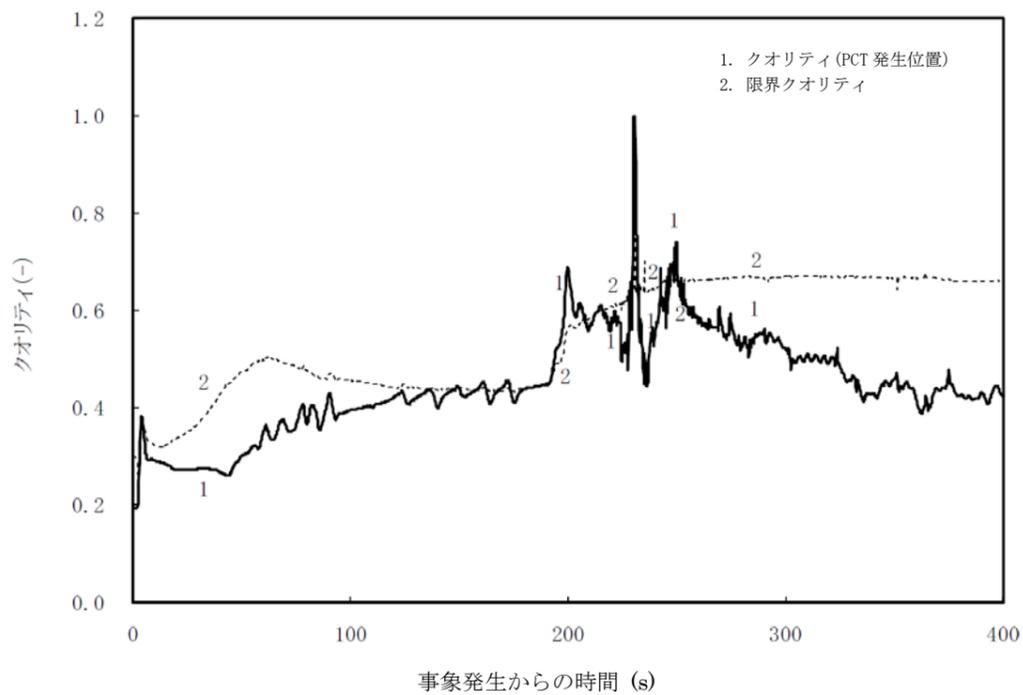


図 2.5.13 クオリティ(PCT 発生位置)の時間変化(事象発生から 400 秒後まで)

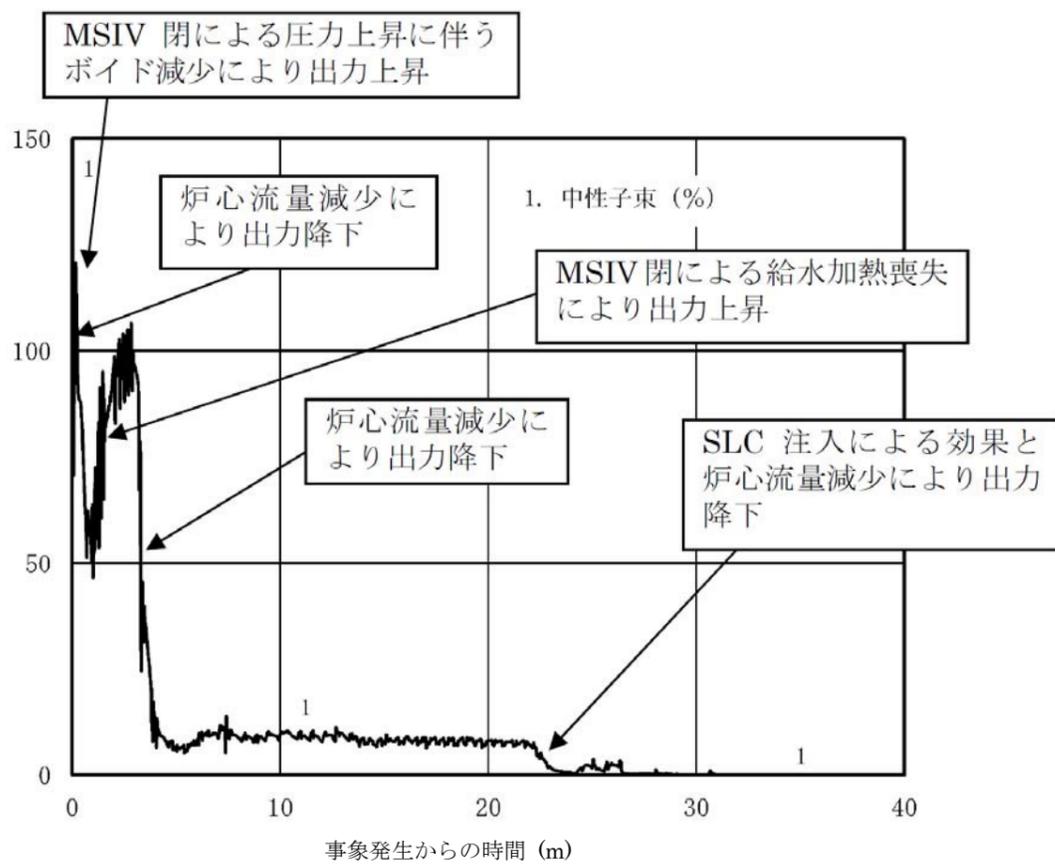


図 2.5.14 中性子束の時間変化(事象発生から 40 分後まで)

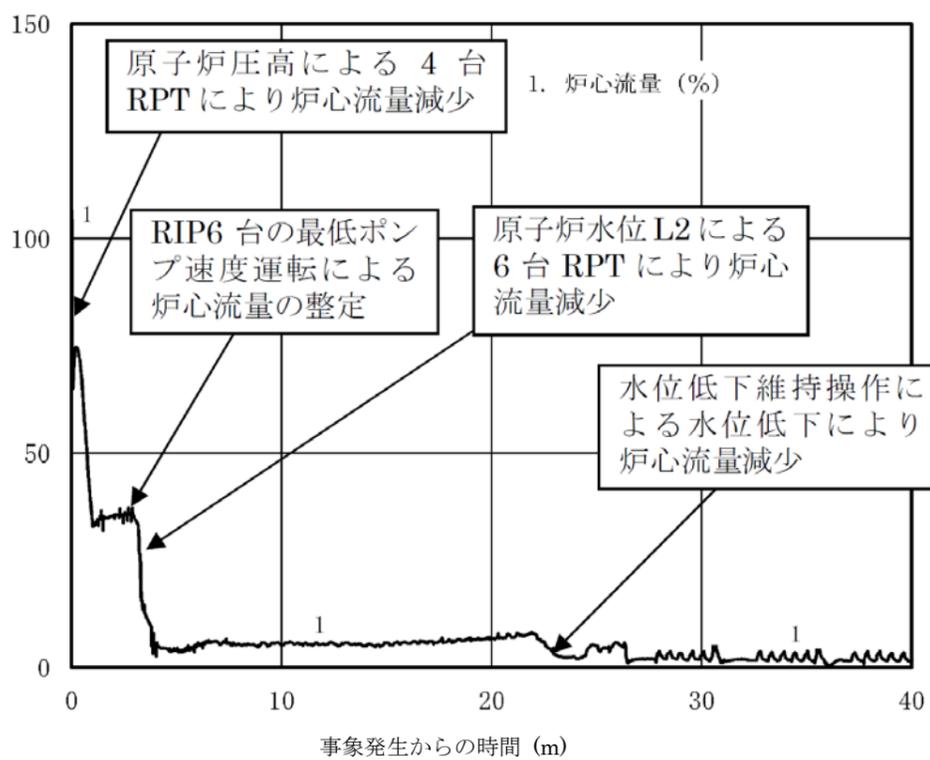


図 2.5.15 炉心流量の時間変化(事象発生から 40 分後まで)

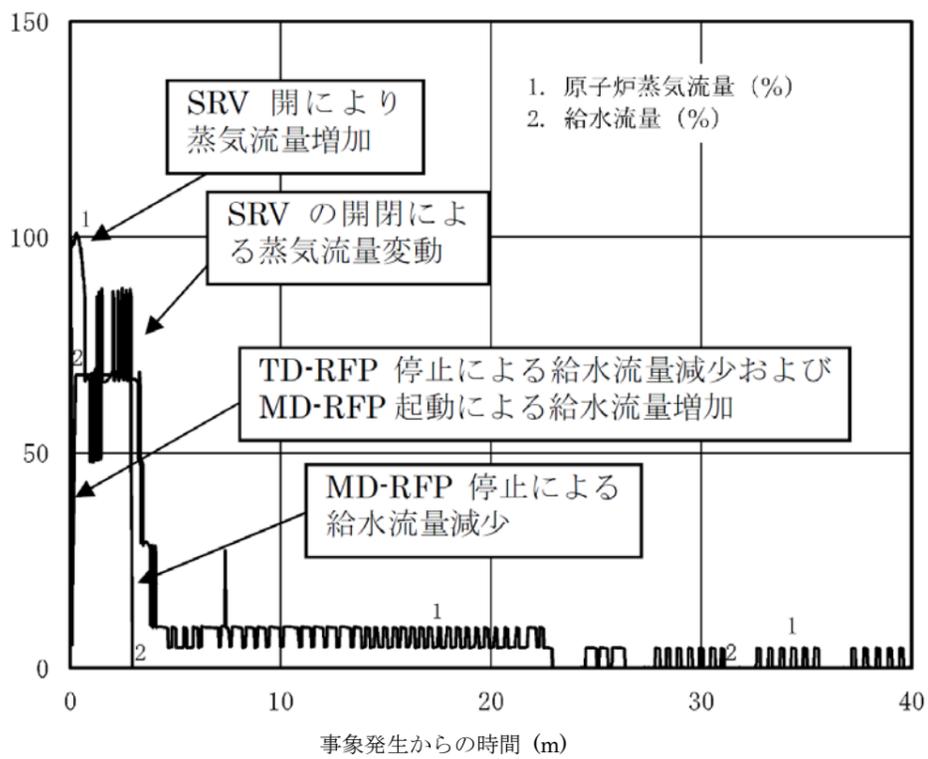


図 2.5.16 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から 40 分後まで)

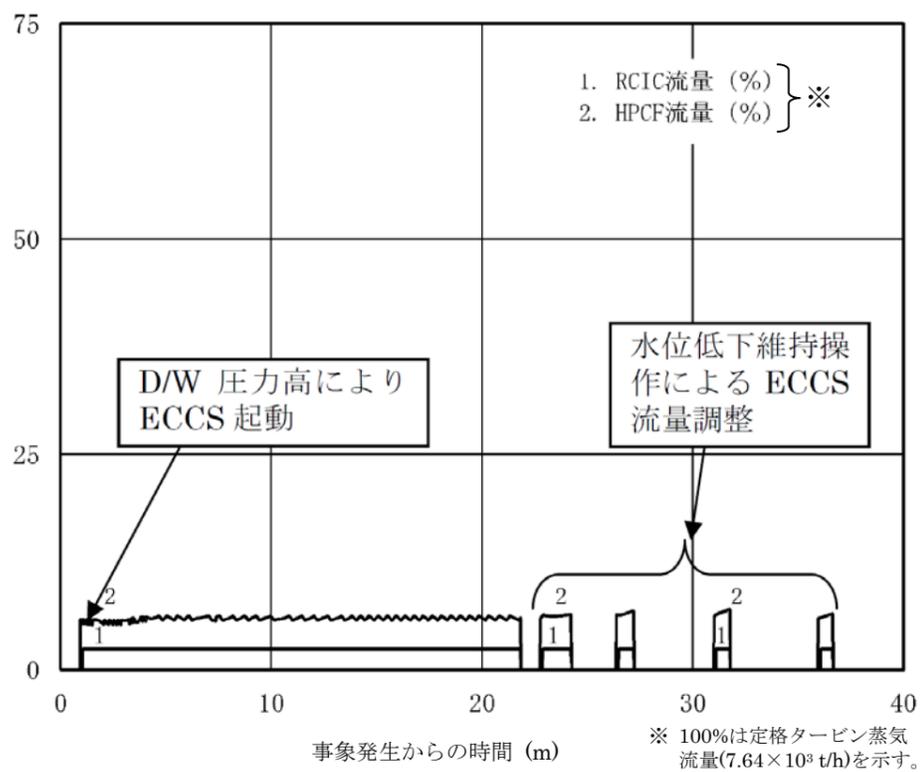


図 2.5.17 原子炉隔離時冷却系(RCIC)，高圧炉心注水系(HPCF)の流量の時間変化(事象発生から 40 分後まで)

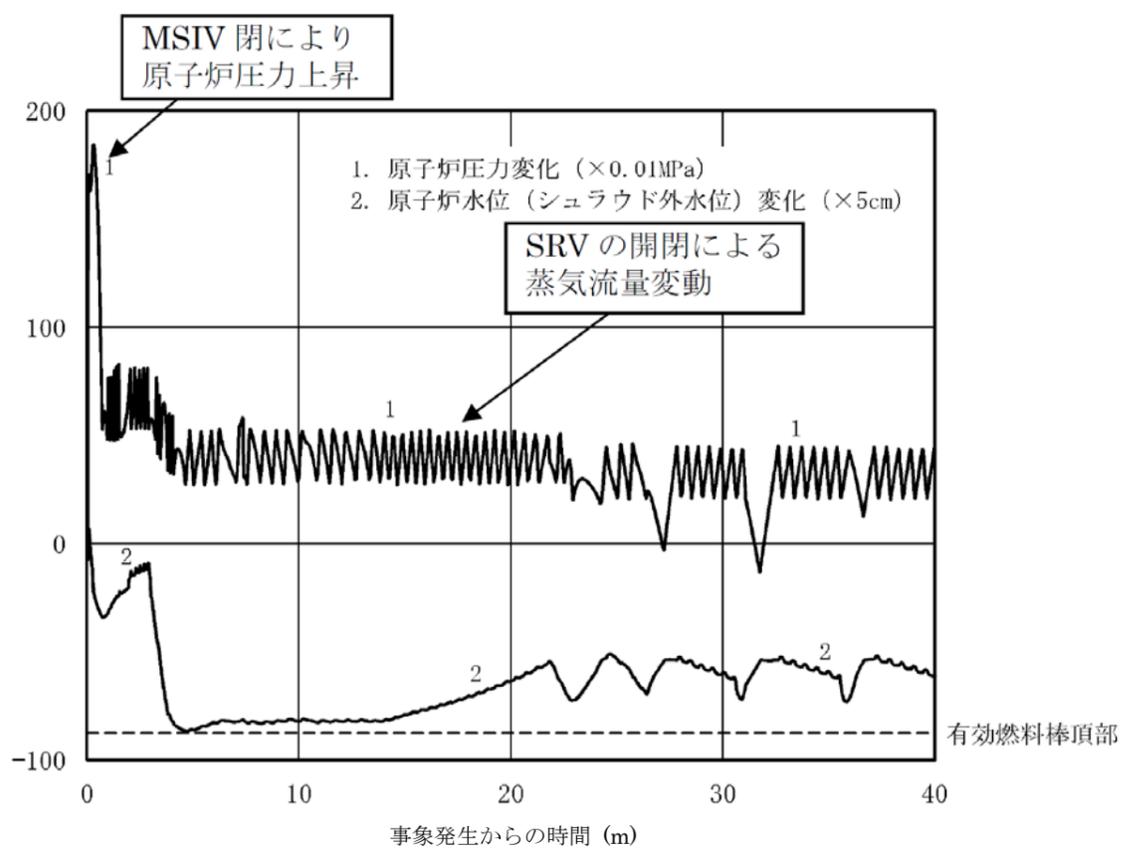


図 2.5.18 原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から 40 分後まで)

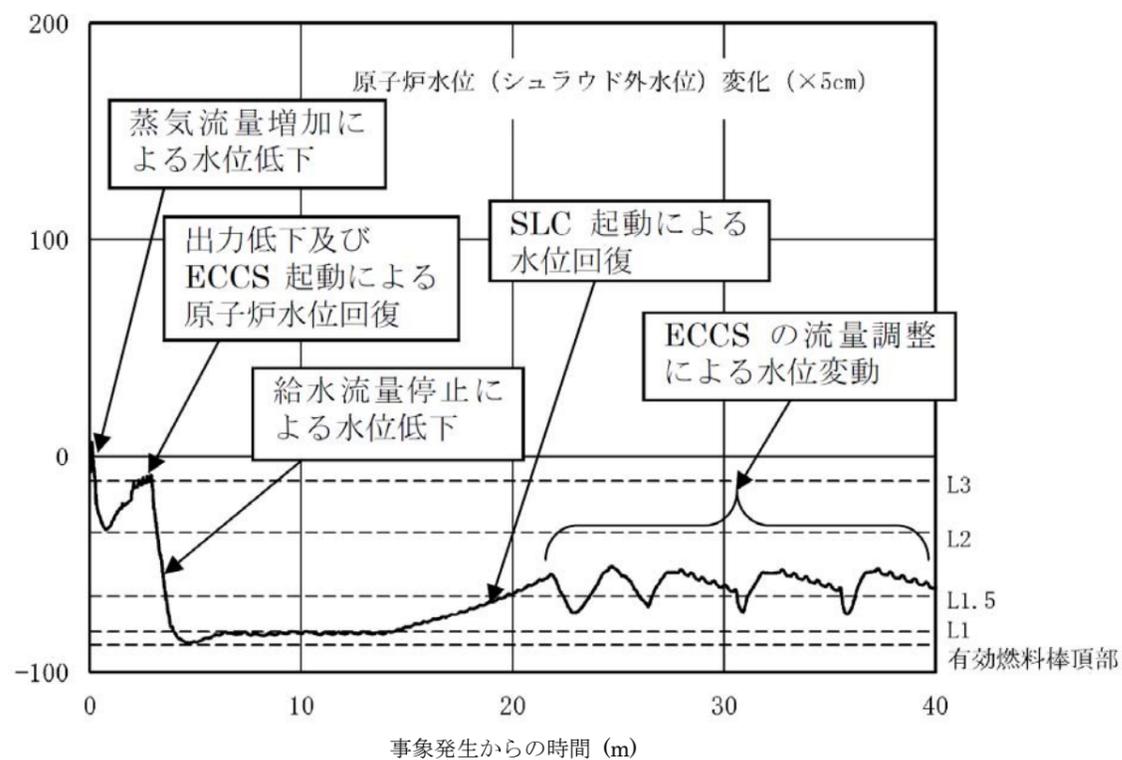


図 2.5.19 原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化(事象発生から 40 分後まで)

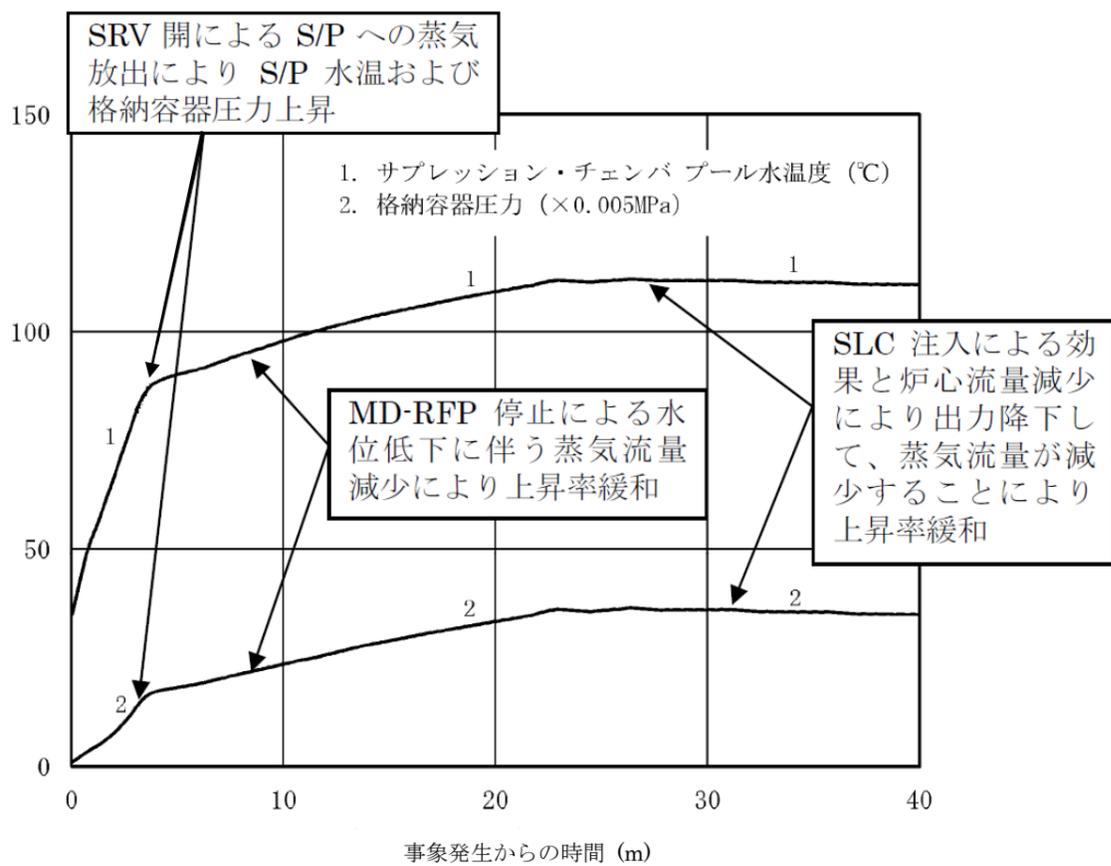


図 2.5.20 サプレッションプールの水温、格納容器圧力の時間変化(事象発生から 40 分後まで)

表 2.5.1 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	主蒸気隔離弁誤閉止によるスクラム信号が発生するが、この信号によるスクラムに失敗する。	—	—	平均出力領域モニタ
高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により格納容器圧力が上昇し、ドライウエル圧力高(13.7 kPa[gage])信号が発生し、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉水位は回復する。	逃がし安全弁 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系 残留熱除去系(低圧注水モード)	—	格納容器内圧力計 原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計 残留熱除去系ポンプ吐出圧力計
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気遮断により復水器ホットウエル水位が低下し給復水ポンプがトリップする。給水流量全喪失により原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水は継続されるため炉心は冠水維持し、原子炉水位低(レベル 1.5)付近で水位を維持される。	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水系	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計
自動減圧系自動起動阻止	自動減圧系の動作による高圧炉心注水系及び低圧注水系からの大量の冷水注入を防止するため、自動減圧系の起動阻止スイッチを設けている。原子炉水位低(レベル 1)信号を確認後、中央制御室にて自動減圧系の起動阻止操作を実施する。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	格納容器内圧力計 原子炉水位計
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作及びサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転	逃がし安全弁の作動により、サプレッションプールの水温が上昇するため、ほう酸水注入を実施する。ほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し未臨界に至る。合わせて、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を実施する。	ほう酸水注入系 残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)	—	平均出力領域モニタ サプレッションプール水温計 起動領域モニタ 残留熱除去系系統流量計

表 2.5.2 主要解析条件(原子炉停止機能喪失)(1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	プラント動特性：REDY	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926 MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	セパレータスカート 下端から+119 cm	通常運転時原子炉水位として設定 (セパレータスカート下端は圧力容器底部から+1223 cm)
	炉心流量	52.2×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
	主蒸気流量	7.64×10 ³ t/h	定格主蒸気流量として設定
	給水温度	215 °C	初期温度 215°Cから MSIV 閉に伴う給水加熱喪失の後、200 秒程度で 57°Cまで低下し、その後は 57°C一定に設定
	燃料及び炉心	9×9 燃料(A 型)(単一炉心)	—
	核データ(ボイド係数)	サイクル末期の値の 1.25 倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることから、サイクル末期として設定
	核データ(ドブプラ係数)	サイクル末期の値の 0.9 倍	—
	ドライウエル空間容積	7,350 m ³	内部機器、構造物体積を除く全体積
	サプレッション・チェンバ容積	空間部：5,960 m ³ 液相部：3,580 m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	サプレッションプール水温	35 °C	通常運転時の水温の上限値
復水貯蔵槽水温	32 °C	—	
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の全弁閉止	炉心への反応度投入の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動スクラム 代替制御棒挿入機能(ARI)	バックアップも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	外部電源が使用できる場合、冷却材再循環ポンプ(RIP)は事象発生と同時にトリップしないため、原子炉出力が高く維持されることから、原子炉格納容器の圧力、サプレッションプールの水温上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定

表 2.5.2 主要解析条件(原子炉停止機能喪失)(2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	—
主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3 秒	設計上の下限値(最も短い時間)として設定
原子炉圧力高設定点	7.48 MPa[gage]	冷却材再循環ポンプ 4 台トリップの設計値
ドライウェル圧力高設定点	13.7 kPa[gage]	非常用炉心冷却系ポンプの起動信号等の設計値
原子炉水位低(レベル 2)設定点	セパレータスカート下端から-58 cm	冷却材再循環ポンプ 6 台トリップ等の設計値 (セパレータスカート下端は压力容器底部から+1223 cm)
原子炉水位低(レベル 1.5)設定点	セパレータスカート下端から-203 cm	高圧炉心注水系起動信号等の設計値 (セパレータスカート下端は压力容器底部から+1223 cm)
原子炉水位低(レベル 1)設定点	セパレータスカート下端から-287 cm	自動減圧系起動信号等の設計値 (セパレータスカート下端は压力容器底部から+1223 cm)
冷却材再循環ポンプトリップの作 動遅れ時間	0.2 秒	—
重大事故等対策に関連する機器条件 逃がし安全弁(逃がし弁機能)の動 作設定値	7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉

表 2.5.2 主要解析条件(原子炉停止機能喪失) (3/5)

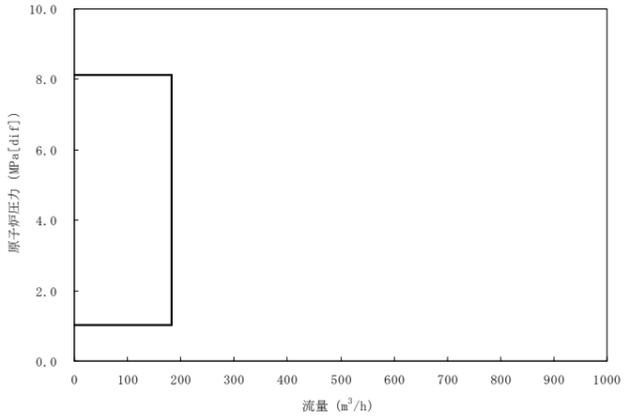
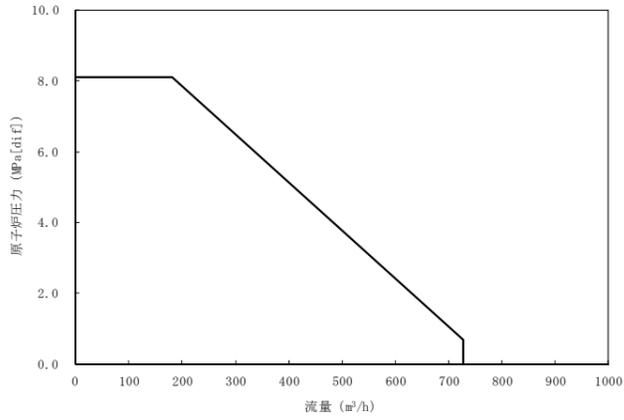
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低(レベル 2)又はドライウェル圧力高信号 (13.7 kPa[gage])によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 182 m³/h(8.12~1.03MPa[dif]において) 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	高圧炉心注水系 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低(レベル 1.5)又はドライウェル圧力高信号 (13.7 kPa[gage])によって自動起動 注水遅れ時間 24 秒(設計値の 37 秒から D/G の起動遅れ 13 秒を除いた値) 注水流量 182~727 m³/h(8.12~0.69MPa[dif]において) 	高圧炉心注水系の設計値として設定 
ほう酸水注入系	注水流量 190 リットル/分	ほう酸水注入系の設計値

表 2.5.2 主要解析条件(原子炉停止機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系起動阻止操作	・自動減圧系起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない ・訓練実績を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系起動阻止操作に期待できるものとする。
	ほう酸水注入系運転操作	・サブプレッションプールの水温が49℃に到達した後から10分後に起動 ・サブプレッションプール水温高警報設定値(49℃)到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作	・サブプレッションプールの水温が49℃に到達した後から10分後に起動 ・サブプレッションプール水温高警報設定値(49℃)到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

表 2.5.2 主要解析条件(原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析条件：SCAT	—
最小限界出力比(MCPR)	1.22	通常運転時のMCPRの下限值
最大線出力密度(MHGR)	44 kW/m	通常運転時のMHGRの上限值
BT判定(時刻)	GEXL相関式	—
BT後の被覆管表面熱伝達率	修正Dougall-Rohsenow式	—
リウエット相関式	学会標準における相関式2	—

評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性

今回の評価では、評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期としている。この評価条件とした理由を以下に示す。

プラントの動特性の評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。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、炉心に印可される正の反応度が大きくなり、出力増加量を厳しくする。

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(β 値)で除した値であり、動的ボイド係数は一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。また、今回の評価ではボイド率が40%から55%程度で推移することから、動的ボイド係数は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(β 値)を表1に、今回の評価におけるボイド率の推移を図1に、減速材ボイド係数を図2に、動的ボイド係数を図3に示す。

上記の通り、サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮し、評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とした。

以上

表1 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)	0.0060	0.0053

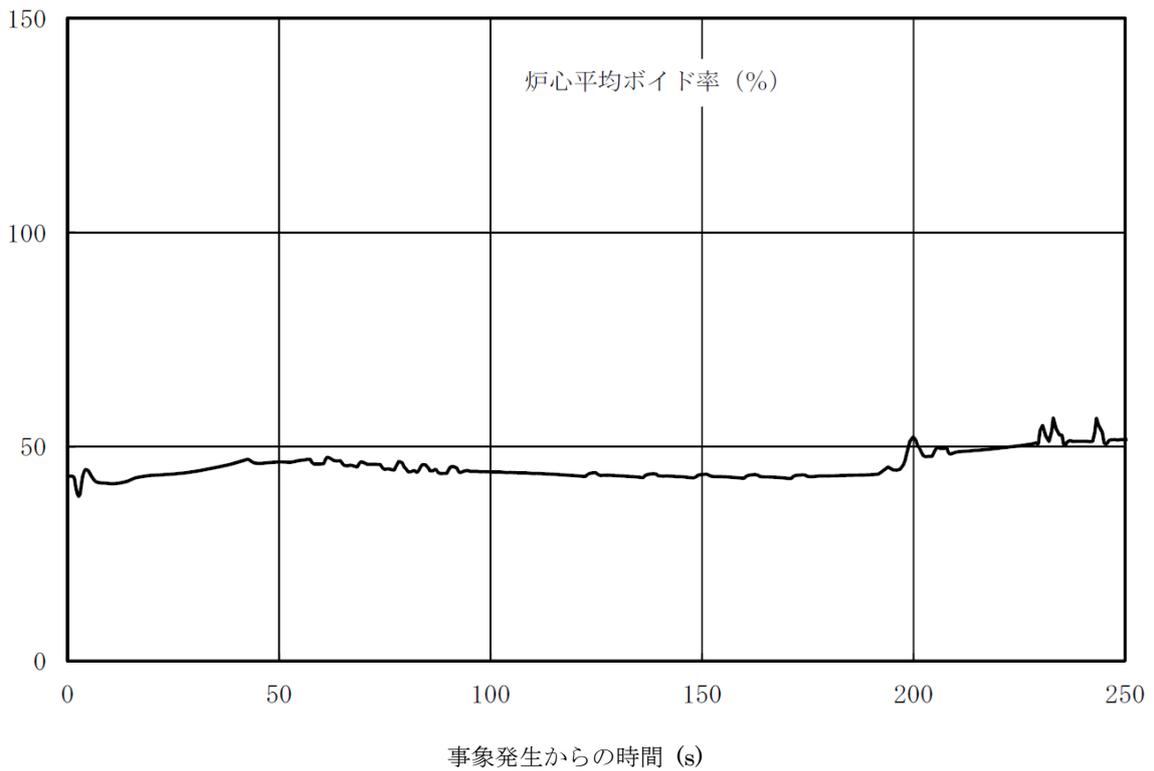


図1 申請解析における炉心平均ボイド率の時間変化(事象発生から 250 秒後まで)

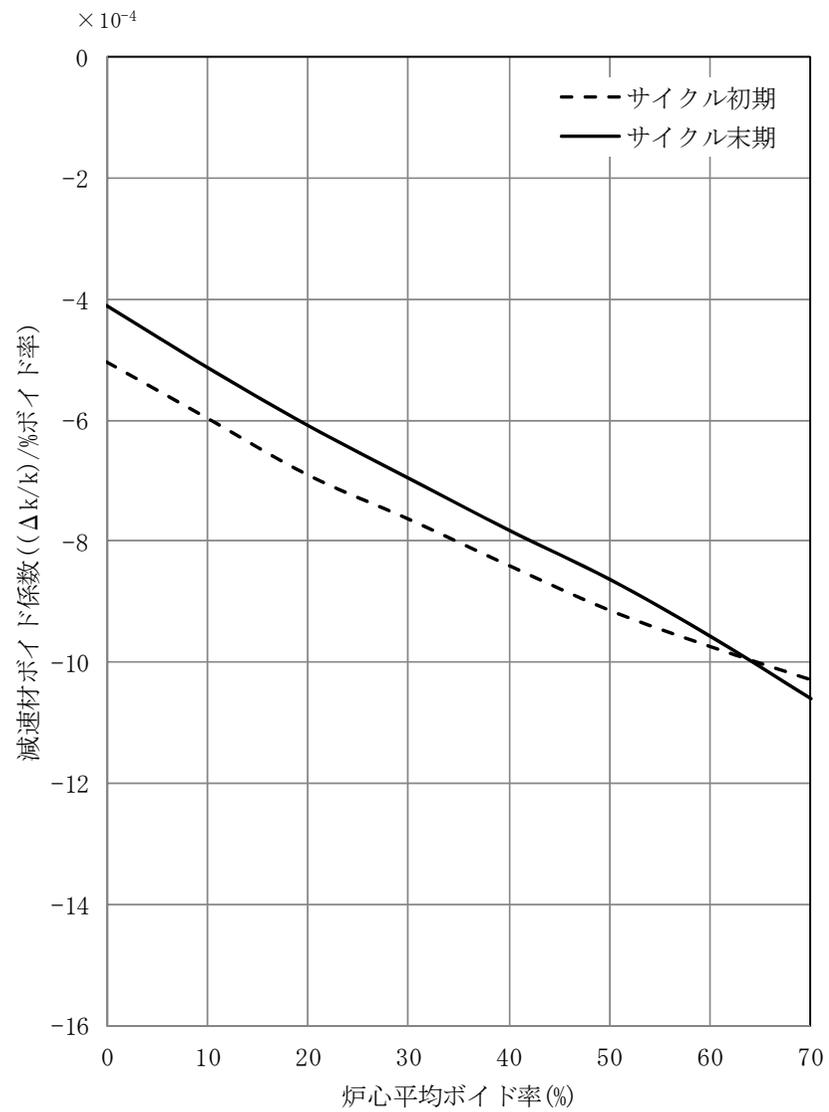


図2 減速材ボイド係数(9×9燃料(A型)取替炉心)

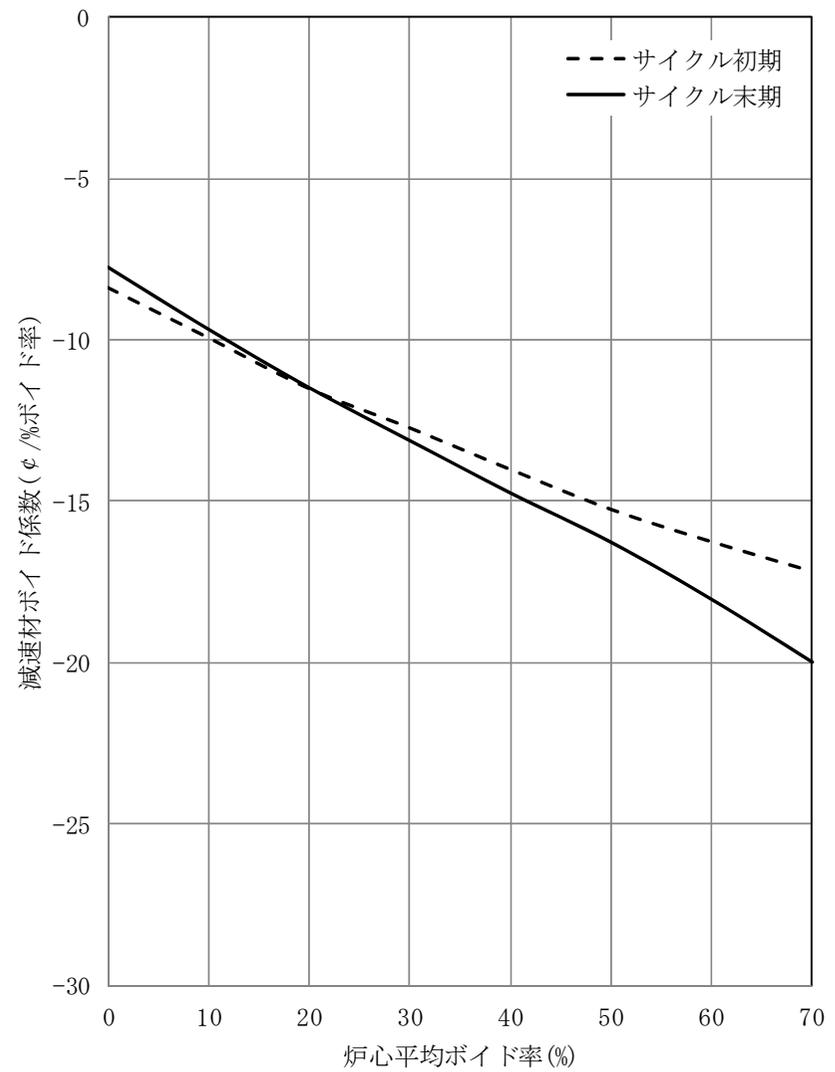


図3 動的ボイド係数(9×9燃料(A型)取替炉心)

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、ドライウェル圧力高(13.7 kPa)信号が発生し、原子炉水位低(レベル1)信号が発生すると自動起動信号が発信され、発信から30秒の時間遅れの後、高圧炉心注水ポンプ又は低圧注水ポンプの吐出圧力が確立している場合に作動する。

自動減圧系の作動によって急激に原子炉圧力容器が減圧された場合、高圧炉心注水系、低圧注水系によって、炉心に大量の低温の水が注入される。これは、制御棒等による未臨界が確保されていない原子炉に対しては、炉心のボイドの急激な潰れに伴う急激な出力上昇をもたらすこととなる。

この急激な出力上昇を防ぐために、原子炉スクラム失敗時に自動減圧系の自動起動を阻止するための起動阻止スイッチを設けており、手順書の整備及び継続的な訓練を実施している。これを考慮し、本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作に期待している。

2. 自動減圧系の自動起動阻止操作に関する訓練について

本事象では、事象発生から約4分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため、その後30秒の間に自動減圧系の自動起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、他の操作では見込んでいる運転員操作までの10分の時間余裕を考慮していない。

本操作は制御棒挿入失敗事象が発生した場合の重要な操作であり、運転員の訓練を重ねている操作であるが、他の操作と同様に10分の時間余裕を条件とすると評価に組み込むことができず、重大事故等防止の手順に沿った有効性評価とならない。

このため、本操作に関しては、その操作が容易なスイッチ操作であること、本操作の重要性を訓練で繰り返し運転員に周知していること等を考慮し、事象発生から10分以内の操作であるものの、成功するものとして評価を実施した。

以上

安定停止状態について

原子炉停止機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：原子炉が未臨界を確保し，炉心が冠水し，炉心の冷却が維持されている及び格納容器圧力・温度が上昇傾向にない

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.5.14 に示すとおり，ほう酸水注入系によるほう酸水注入後，中性子束が低下した状態及び図 2.5.18 及び図 2.3.19 に示すとおり，高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始後，炉心が冠水し，炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

格納容器の安定状態の維持について

図 2.5.20 に示すとおり，サプレッション・チェンバ・プール水冷却モードによる除熱を実施することにより，格納容器圧力が限界圧力以下，格納容器温度が限界温度以下で，かつ，低下に転じたことを以って格納容器の安定状態とした。

中長期的な安定状態について

上記の対応により安定状態を確保した後の中長期的な対応としては，制御棒挿入機能の復旧を試みることとなる。

初期炉心流量の相違による評価結果への影響

1. はじめに

今回の申請においては、通常運転時における代表的な状態として、初期炉心流量を100%として解析を実施している。一方、定格熱出力100%の場合、柏崎刈羽原子力発電所6号炉及び7号炉では炉心流量を90%まで下げて運転することができる。

初期炉心流量が少ない場合、初期炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高いため、主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇時に投入される正のボイド反応度が大きくなる等の影響が考えられる。

このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から、今回の申請と同等の条件で、初期炉心流量を90%とした場合の評価を実施した。

2. 評価条件

申請解析の評価条件に対して、初期炉心流量を90%に変更した以外は、申請解析における評価条件と同等である。

3. 評価結果

申請解析と同等の条件で初期炉心流量を90%とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

初期炉心流量を90%としたケースでは、初期ボイド率が高く、主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇時に投入される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり、炉心で発生する蒸気量が増加し、圧力ピークが高くなる。その後の出力上昇時(約50秒から約180秒の間)も、逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際、炉心流量が低い方が投入される正のボイド反応度が大きいことから、中性子束が高めに推移する。また、90%炉心流量の場合の方が、中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり、水位低下が早くなるため、原子炉水位低(L2)による冷却材再循環ポンプ6台トリップのタイミングが早まる。

申請解析と比較すると燃料被覆管最高温度に大きな違いが見られるが、これは上述の通り、出力上昇時(約50秒から約180秒の間)に中性子束が高めに推移することによる影響と考える。

4. まとめ

初期炉心流量を90%とした場合、燃料被覆管最高温度及び原子炉バウンダリ圧力は、初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが、判断基準となるパラメータの最大値は判断基準を下回ることを確認した。

以上

表1 初期炉心流量の相違による判断基準への影響

項目	申請解析 (REDY-SCAT)		判断基準
	90	100	
初期炉心流量(%)	90	100	—
燃料被覆管最高温度(°C)	約 1060	約 920	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])	9.12	9.08	10.34 MPa[gage](最高使用圧力の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])	0.19	0.19	0.62 MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッションプール水温(°C))	113	113	200°C(限界温度)を下回る

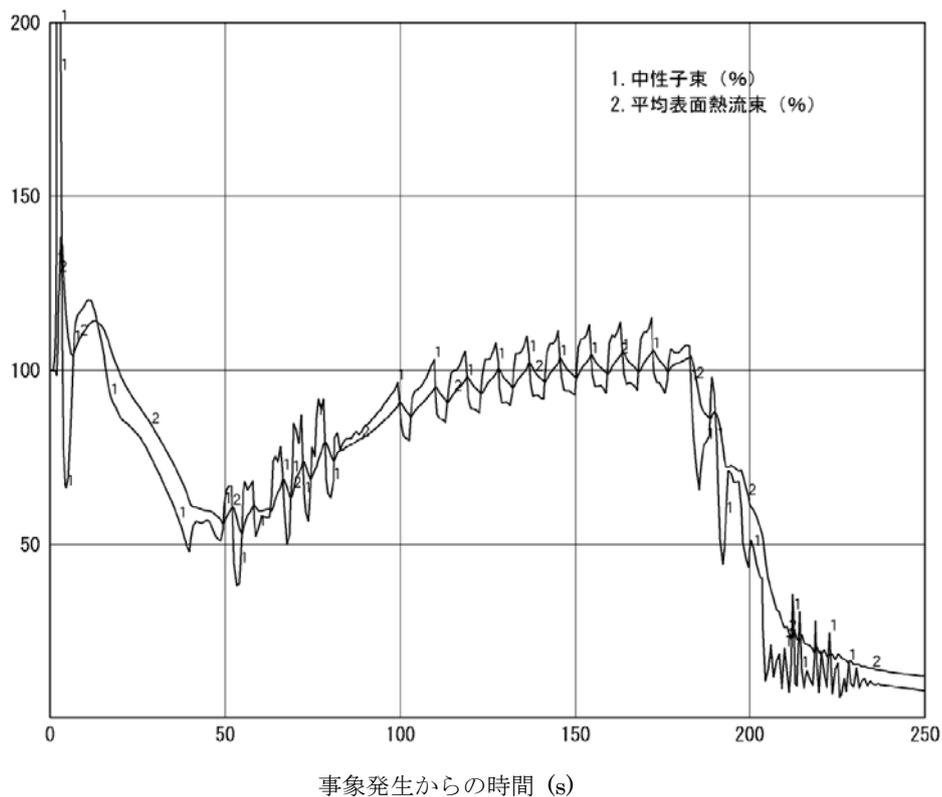


図1 中性子束，平均表面熱流束の時間変化(事象発生から250秒後まで)

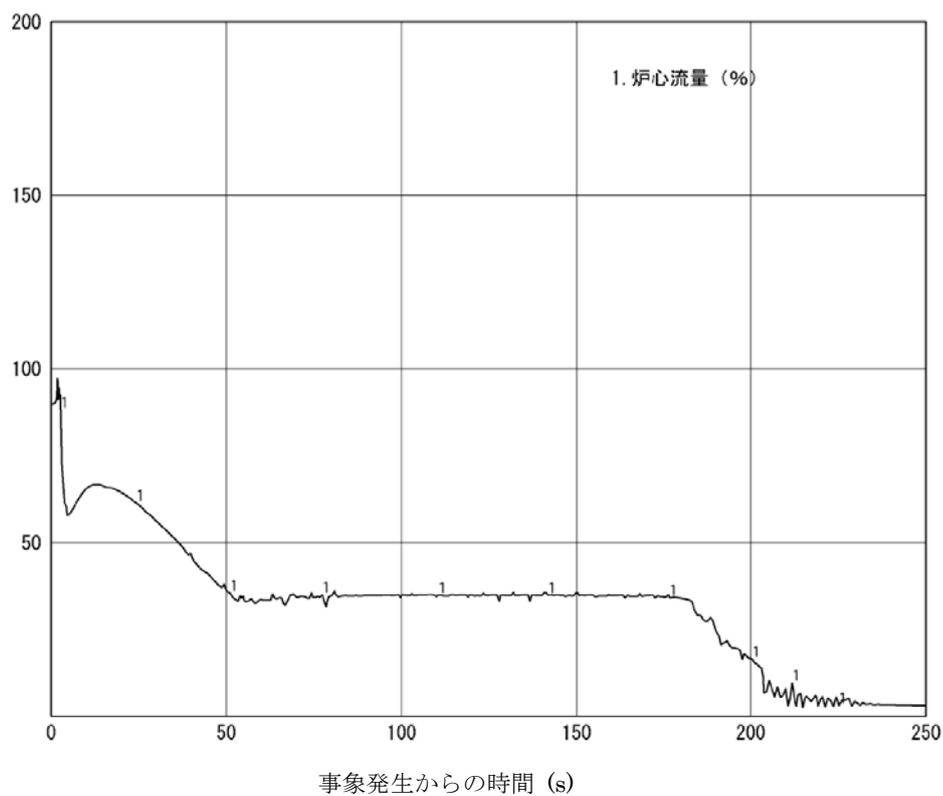


図2 炉心流量の時間変化(事象発生から250秒後まで)

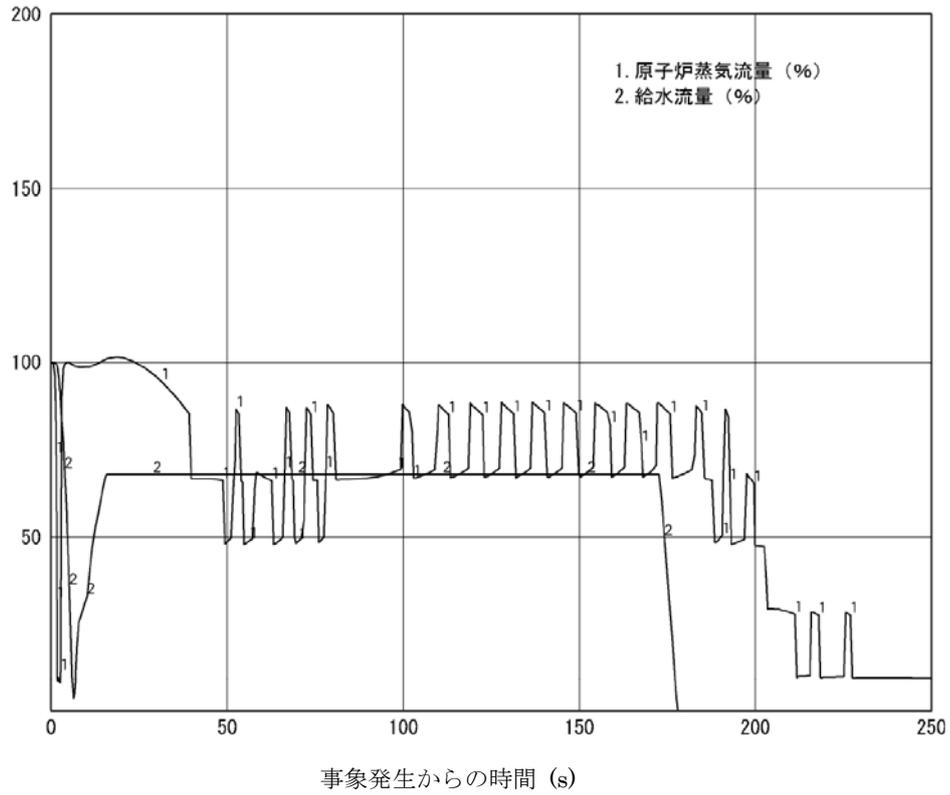


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から250秒後まで)

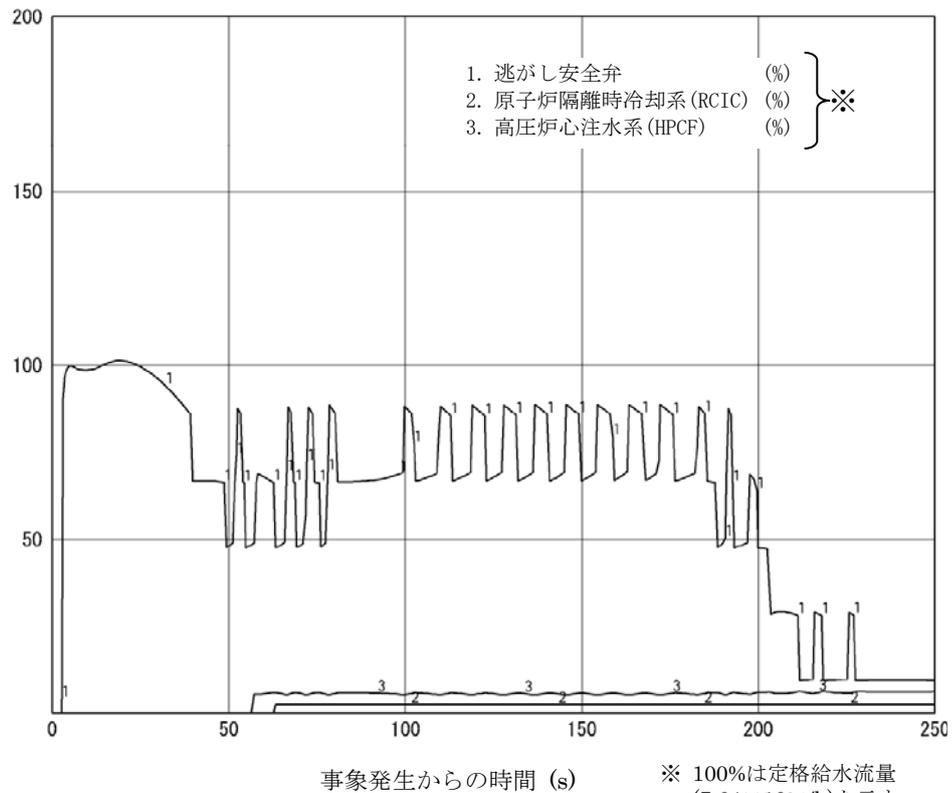


図4 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系(RCIC)，高圧炉心注水系(HPCF)の流量の時間変化(事象発生から250秒後まで)

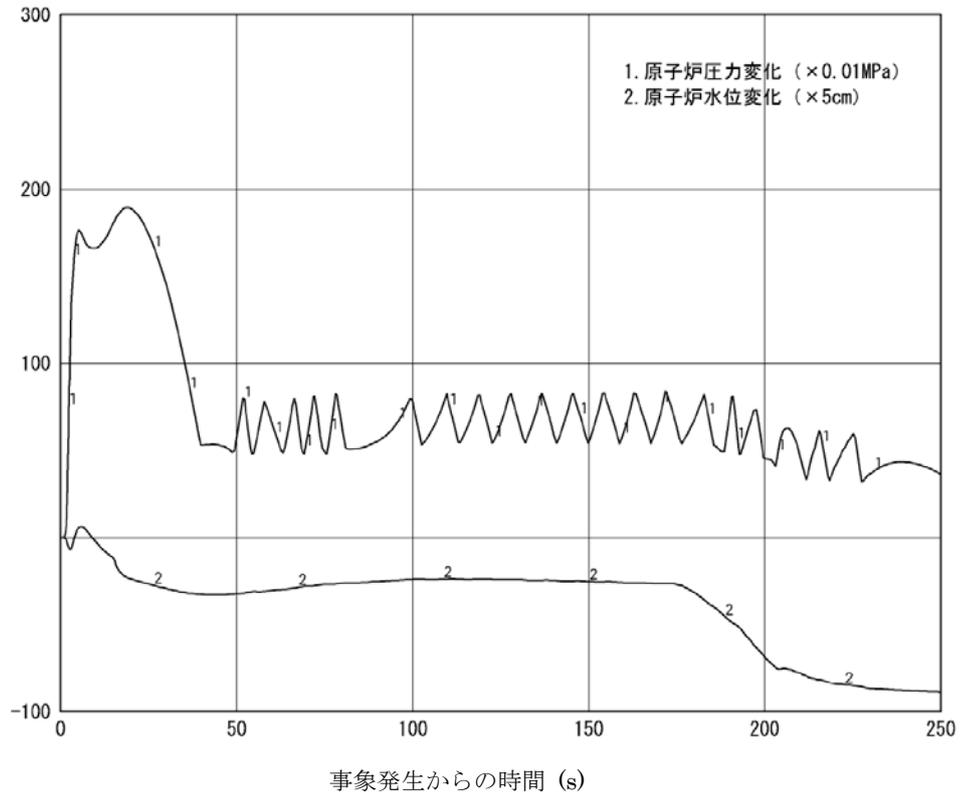


図5 原子炉圧力，原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から 250 秒後まで)

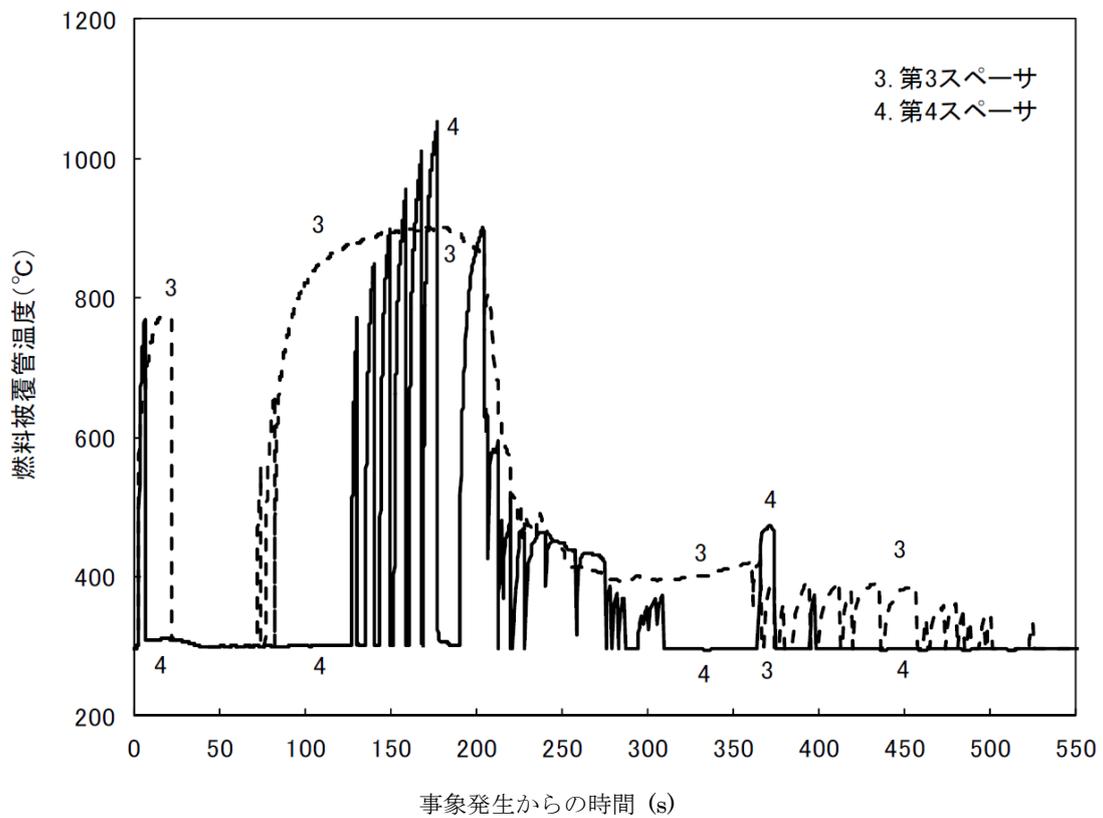


図6 燃料被覆管温度(PCT)の時間変化(事象発生から 550 秒後まで)

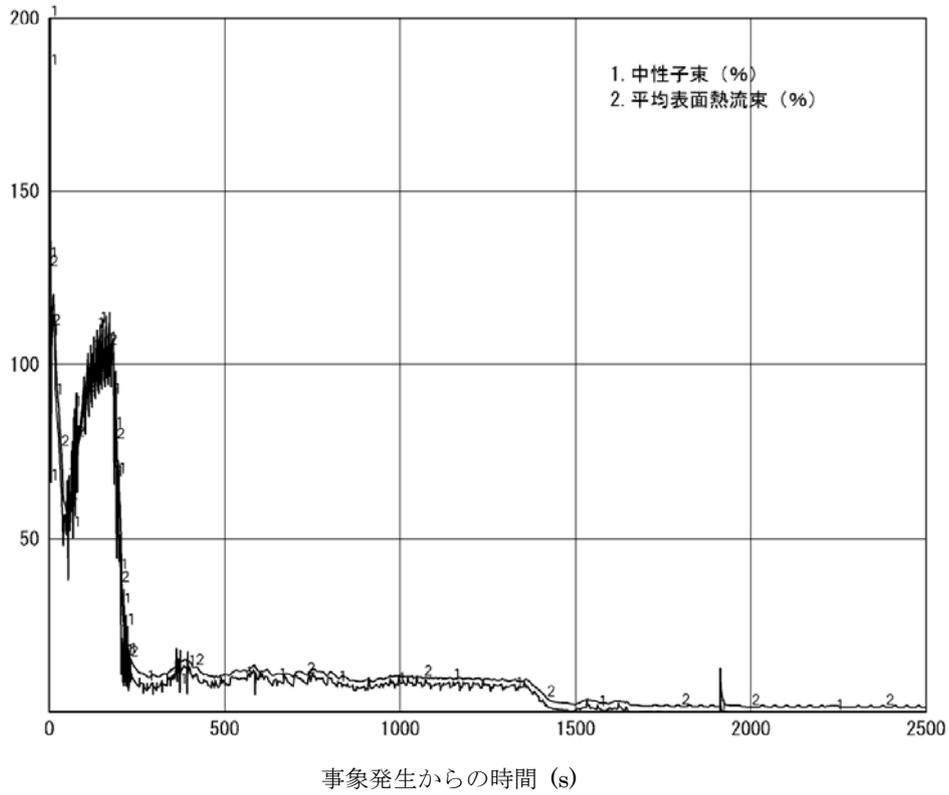


図7 中性子束, 平均表面熱流束の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

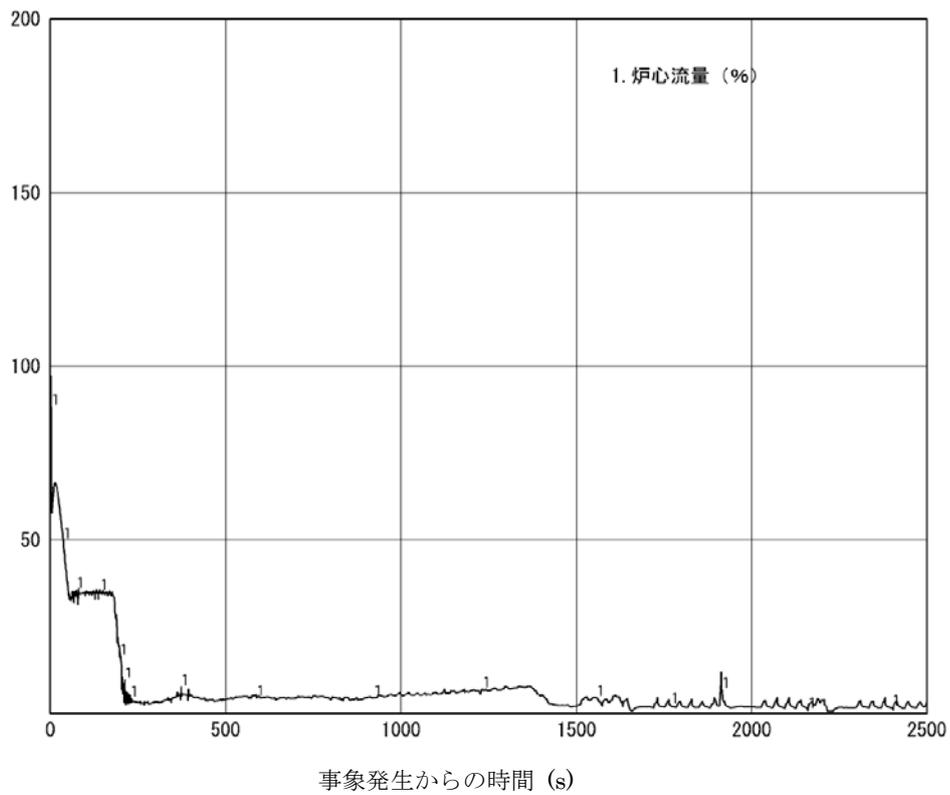


図8 炉心流量の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

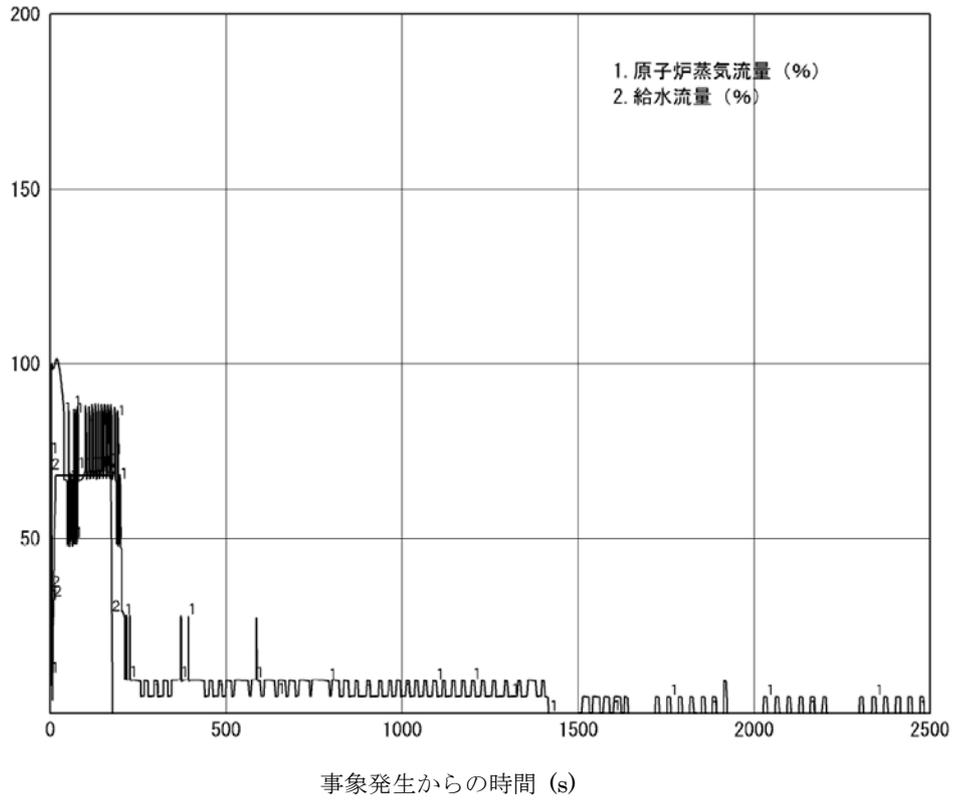


図9 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から2500秒後まで)

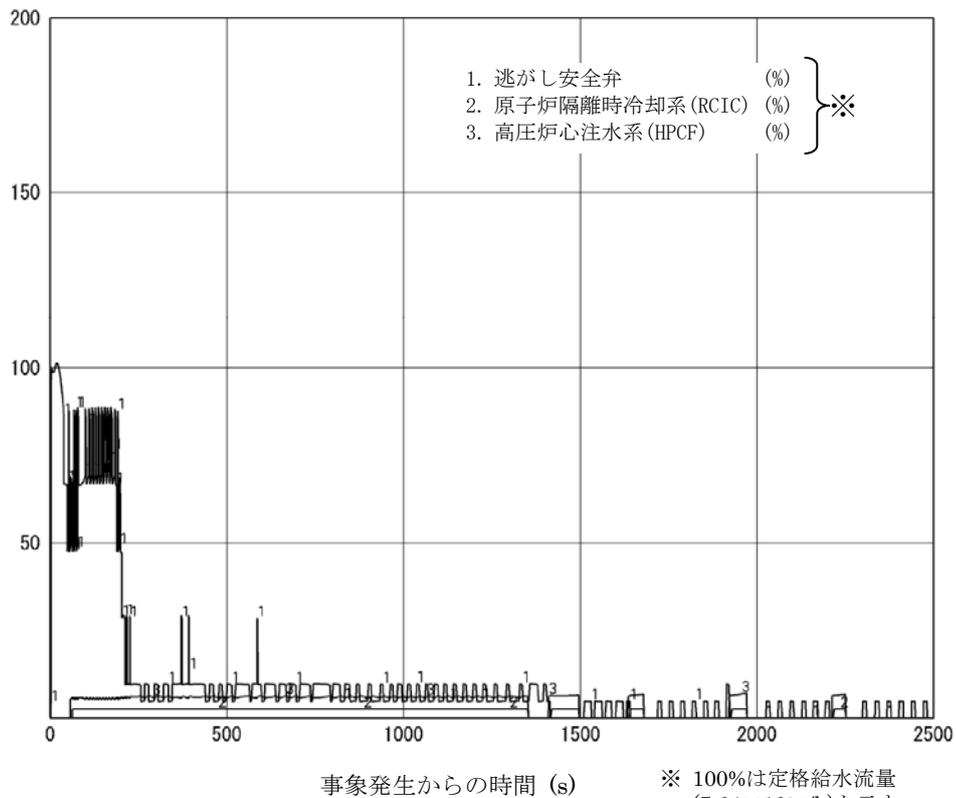


図10 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系 (RCIC)，高圧炉心注水系 (HPCF) の流量の時間変化(事象発生から2500秒後まで)

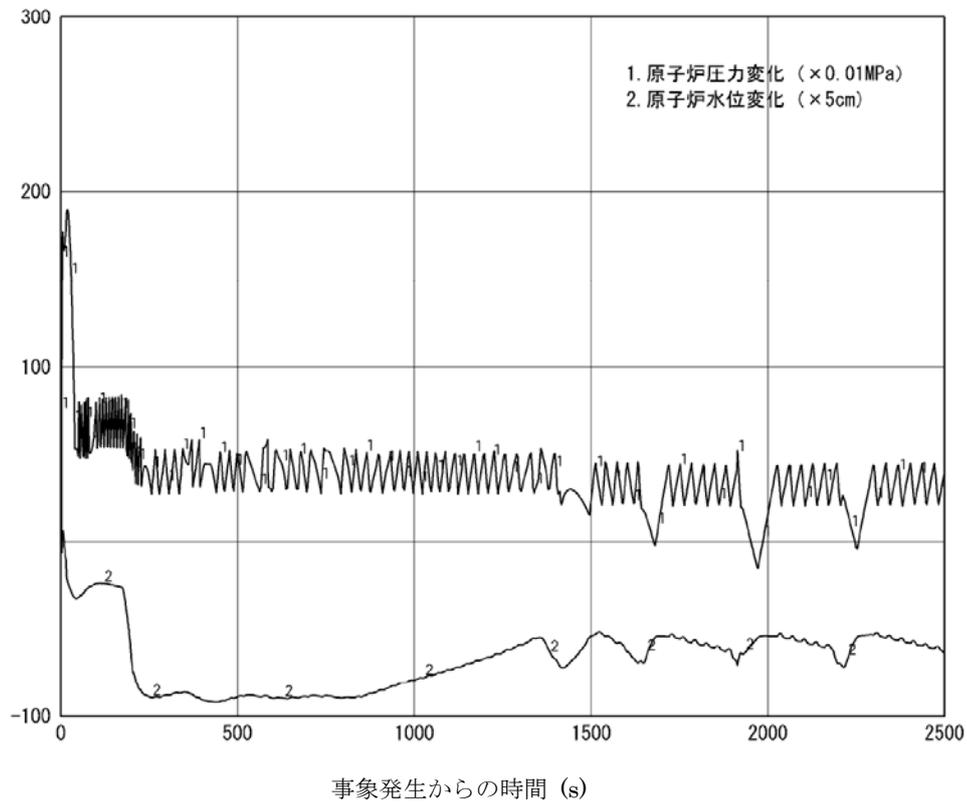


図 11 原子炉圧力，原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から 2500 秒後まで)

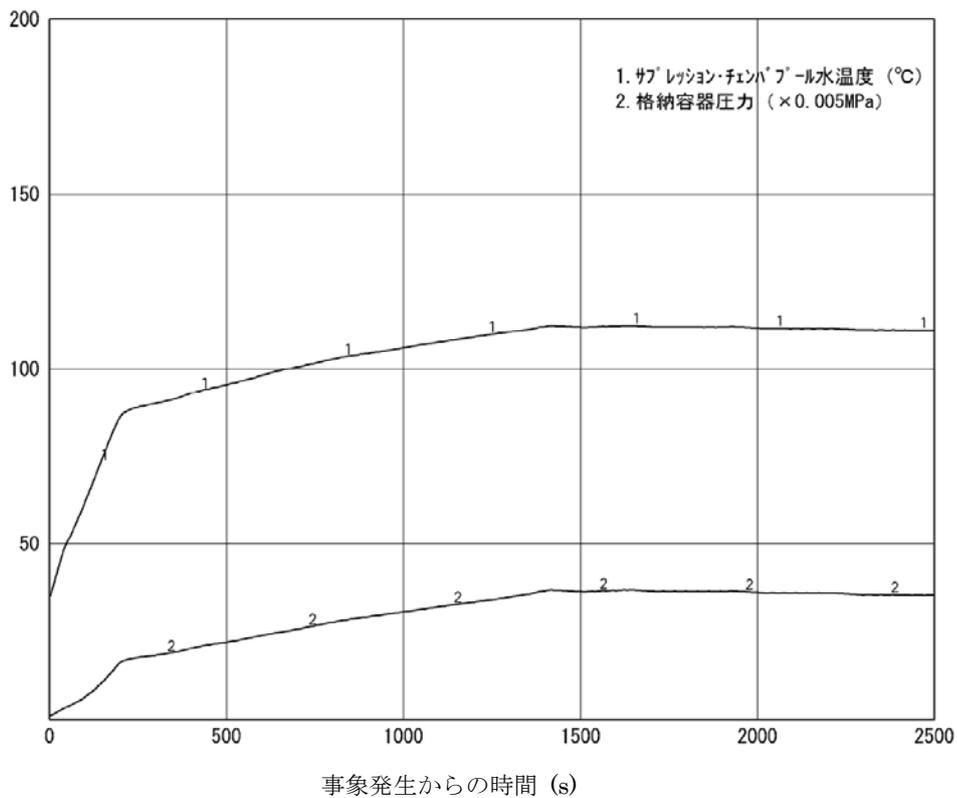


図 12 サプレッションプールの水温，格納容器圧力の時間変化
(事象発生から 2500 秒後まで)

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

今回の評価では、事象発生から24秒後に高圧炉心注水系の水源がサプレッションプール水位上昇によって、34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサプレッションプール水位上昇及びドライウェル圧力高信号(13.7 kPa[gage])によって、復水貯蔵槽からサプレッションプールに自動で切り替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッションプールとして評価している。

一方、今回の評価では期待していないが、一旦自動で復水貯蔵槽からサプレッションプールに切り替わった高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源は、中央制御室における運転員の操作によって復水貯蔵槽に戻すことができる。サプレッションプールの水温は逃がし安全弁を介した原子炉からの蒸気流入により上昇していくが、復水貯蔵槽の水温は常温程度であるため、反応度投入の観点では水源を復水貯蔵槽とする場合の方が厳しい。

このため、サプレッションプール水位高到達から10分後に中央制御室における運転員の操作によって、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッションプールから復水貯蔵槽に切り替える場合を想定した場合について評価し、復水貯蔵槽の水温が各パラメータの挙動に与える影響を確認した。

2. 評価条件

申請解析の評価条件に対して、サプレッションプール水位高から600秒後に、サプレッションプールから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作を追加した以外は、申請解析における評価条件と同等である。

3. 評価結果

評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

サプレッションプール水位高から600秒後(事象発生から624秒)で高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッションプールから復水貯蔵槽に切り替えると、炉心に注入する水の温度が低くなるため、申請解析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。

申請解析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、サプレッションプール水を水源として使用しないため、サプレッションプールの水量が多く維持される。このため、サプレッションプールの水温上昇が抑制されたものと考えられるが、申請解析の場合との差は僅かである。

なお、燃料被覆管の温度は、サプレッションプールから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作の前に燃料被覆管最高温度に到達するため、申請解析と変わらない。燃料被覆管の酸化量

についても同様である。また、原子炉冷却材圧力バウンダリの圧力も、水源を切り替える操作の前にピークに達するため、申請解析と変わらない。

4. まとめ

サプレッションプール水位高から600秒後に、サプレッションプールから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作を追加した場合について評価した結果、判断基準となるパラメータの最大値は申請解析とほぼ同じであり、判断基準を下回ることを確認した。

以上

表1 水源切替操作の有無による判断基準への影響

項目	感度解析 (水源切替操作有)	申請解析 (水源切替操作無)	判断基準
燃料被覆管最高温度(°C)	—※	約 920	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量(%)	—	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])	—※	9.08	10.34 MPa[gage](最高使用圧力の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])	0.19	0.19	0.62 MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッションプール水温(°C))	112	113	200°C(限界温度)を下回る

※ 水源切り替え操作前に最大値を示すパラメータであることから、評価を省略した。

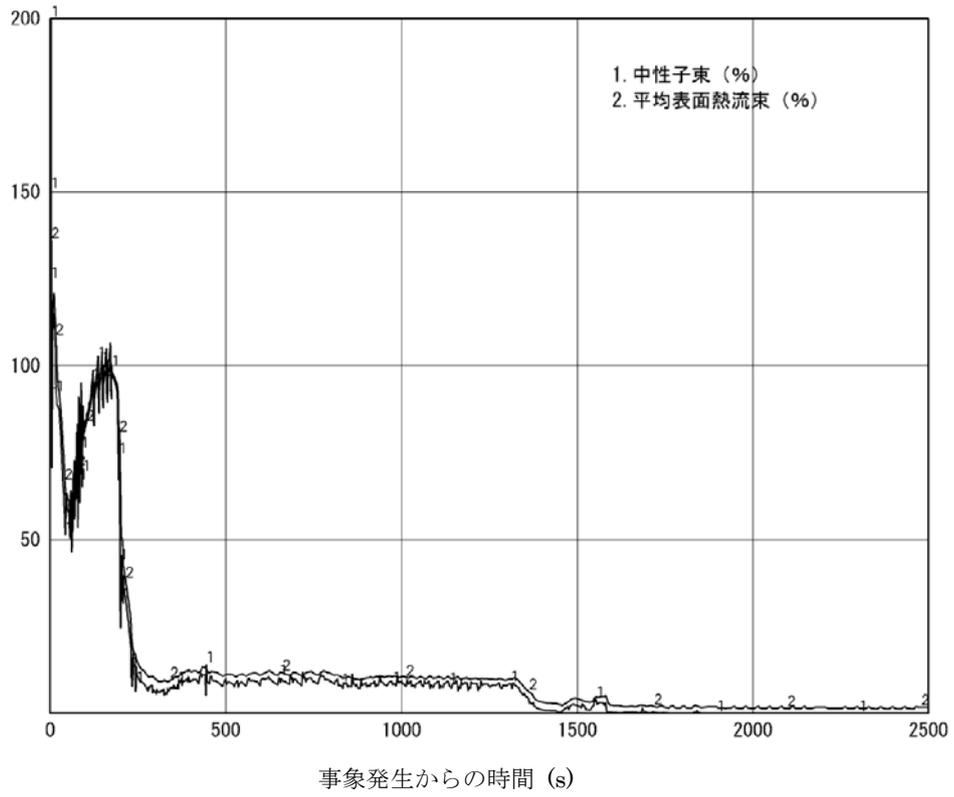


図1 中性子束, 平均表面熱流束の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

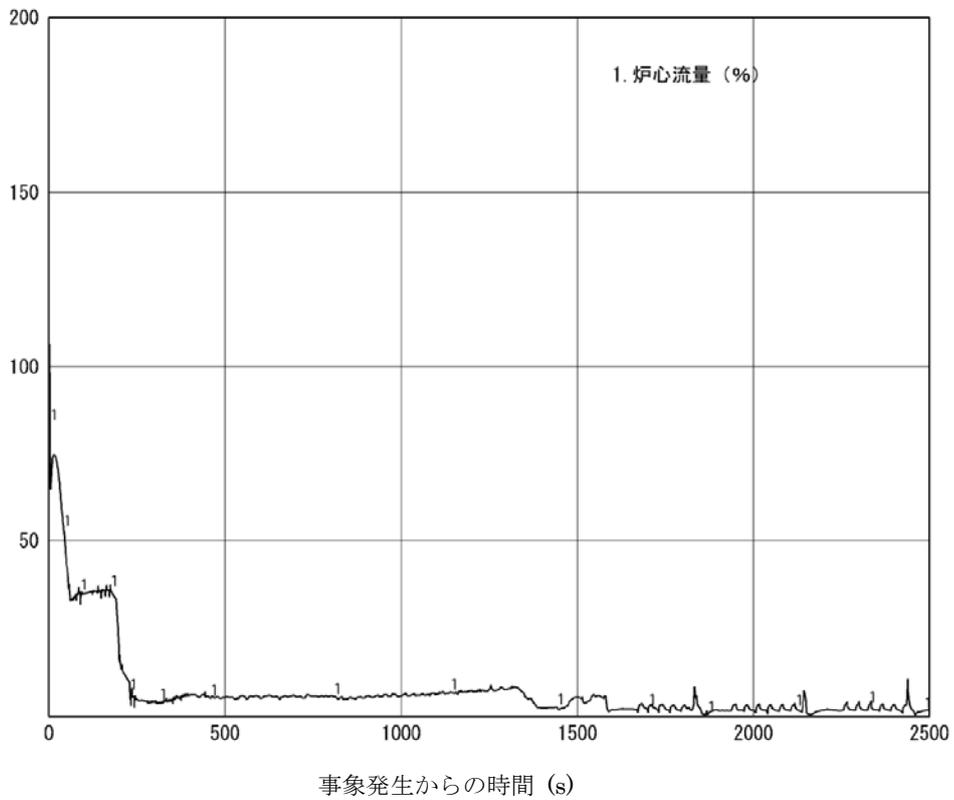


図2 炉心流量の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

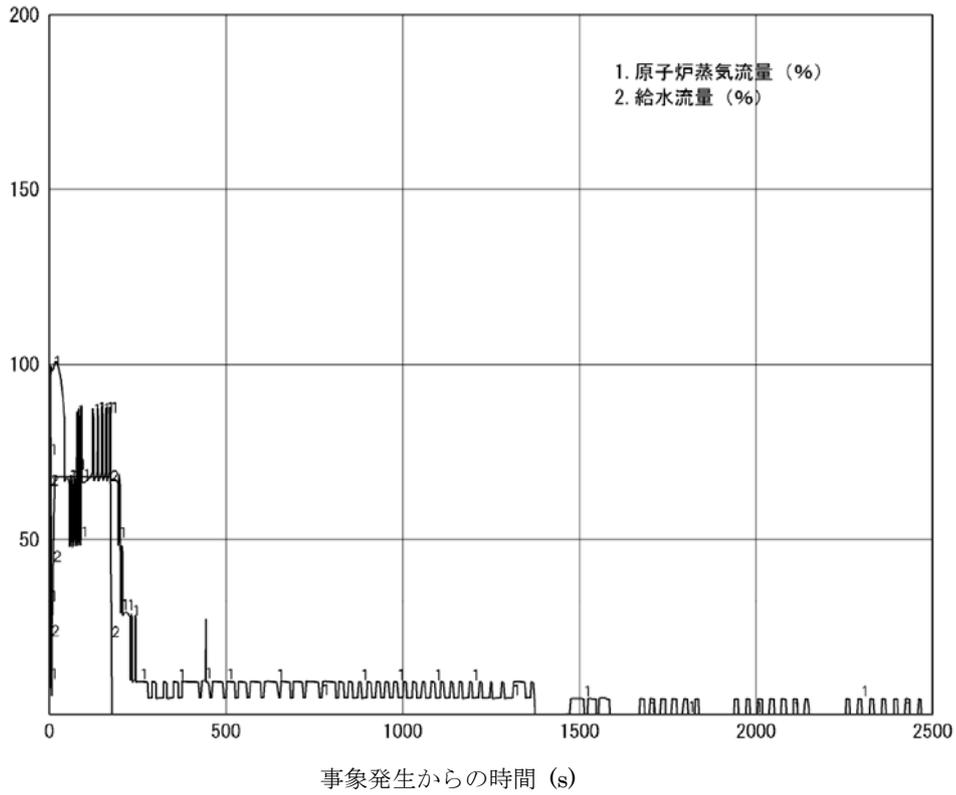


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から2500秒後まで)

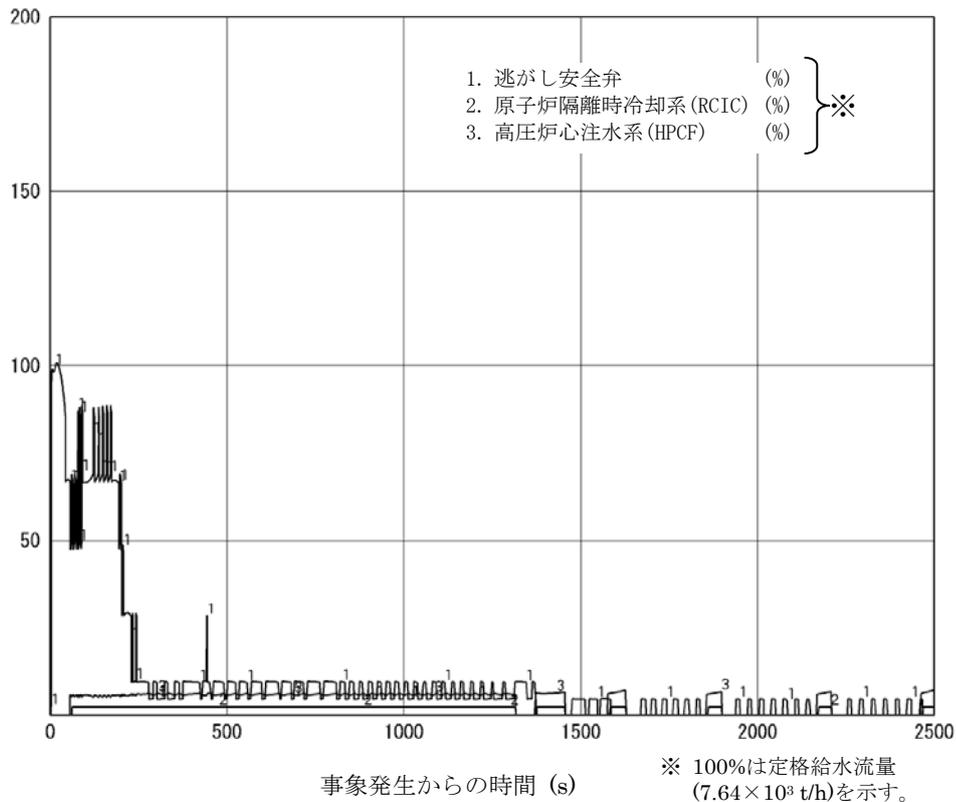


図4 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系(RCIC)，高圧炉心注水系(HPCF)の流量の時間変化(事象発生から2500秒後まで)

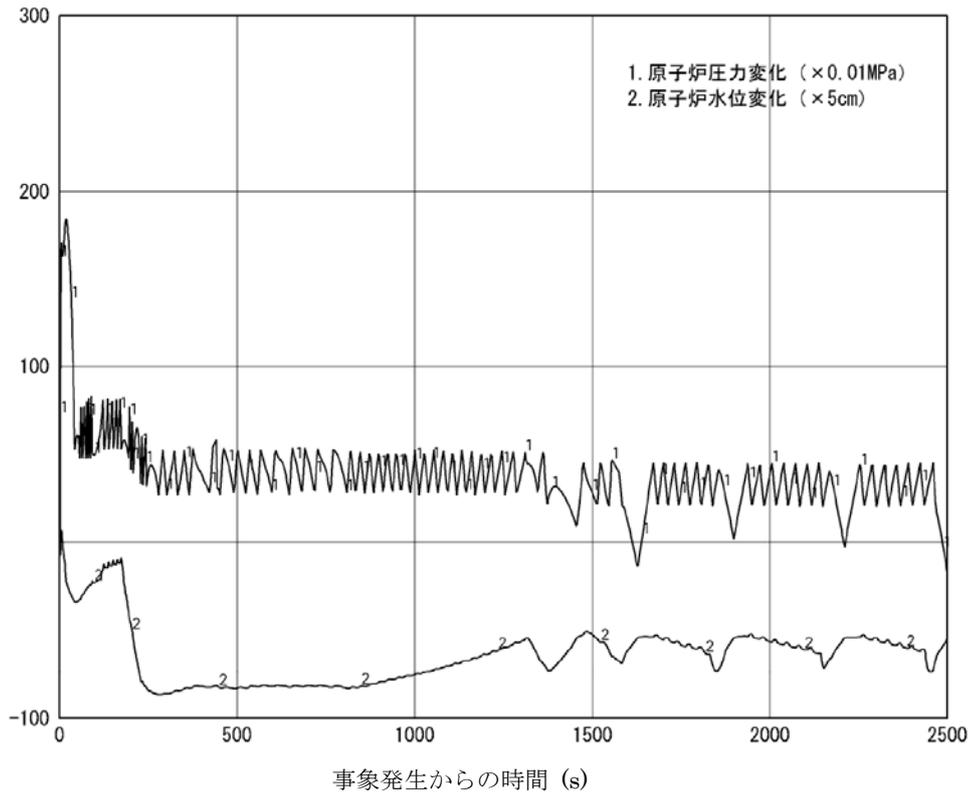


図5 原子炉圧力，原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から2500秒後まで)

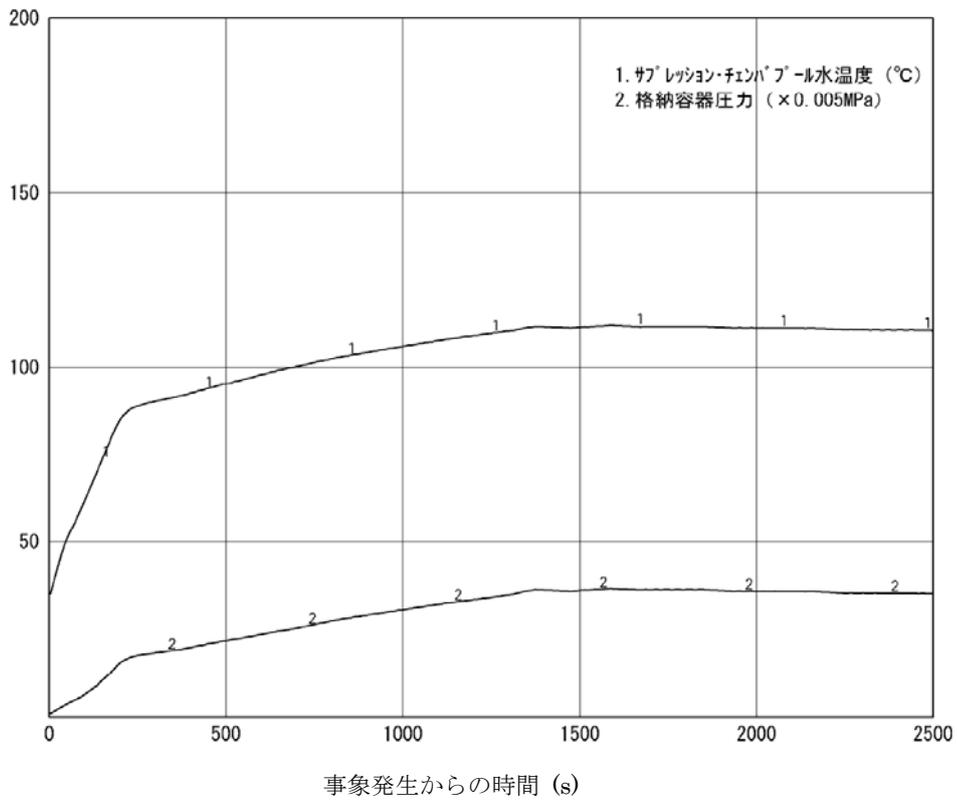


図6 サプレッションプールの水温，格納容器圧力の時間変化
(事象発生から2500秒後まで)

高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響

今回の評価では、事象発生から24秒後に高圧炉心注水系の水源がサプレッションプール水位上昇によって、34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサプレッションプール水位上昇及びドライウェル圧力高信号(13.7 kPa[gage])によって、復水貯蔵槽からサプレッションプールに自動で切り替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッションプールとして評価している。

本事象では、サプレッションプールの水源が事象発生と同時に急激に上昇し、事象発生から3分程度で77℃、11分程度で100℃を上回り、最高113℃まで上昇する。原子炉隔離時冷却系の最高使用温度は77℃、高圧炉心注水系の最高使用温度は100℃であることから、評価上、最高使用温度を上回る温度領域での運転を設定している。このため、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系について、今回の温度領域での運転の健全性を検討する。

(1) 高圧炉心注水系の運転可能性に関する検討

高圧炉心注水系の水源をサプレッションプールとした場合、サプレッションプールの温度上昇に伴うポンプのキャビテーションが想定されるものの、サプレッション・チェンバ内が飽和蒸気圧条件となることから、NPSHの観点では高圧炉心注水系の運転継続に問題ないものとする。

また、今回の評価では、一部を除いて運転員の操作に、起点となる事象の発生から600秒の時間余裕を見込むこととしている。高圧炉心注水系は事象発生から24秒後に水源が復水貯蔵槽からサプレッションプールに自動で切り替わるが、この自動切り替えから600秒後に高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッションプールから復水貯蔵槽に切り替える操作を想定する場合、切り換え時点の温度は100℃未満であるため、高圧炉心注水系を最高使用温度未満運転した場合の評価となる。なお、評価結果は添付資料2.5.5の通りであり、判断基準を下回ることを確認している。

(2) 原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する検討

原子炉隔離時冷却系については、事象発生から3分程度でサプレッションプールの水温が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である77℃を超えるため、サプレッションプールから復水貯蔵槽への水源切り替え操作への期待については考慮していない。

なお、サプレッションプールの水温が77℃を超えた場合に原子炉隔離時冷却系が停止すると仮定した場合について評価したところ、サプレッションプールの水温は原子炉隔離時冷却系が運転を継続するとした場合に比べて緩やかに上昇し、かつ、最高温度も低く抑えられることを確認した。評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表

1に示す。

また、福島第一原子力発電所2号炉では、平成23年3月11日に発生した事故の際、サブプレッションプールを水源とした状態で長時間運転を継続している。福島第一原子力発電所2号炉の原子炉隔離時冷却系がサブプレッションプールを水源として運転していた期間(平成23年3月12日5時から14日9時頃)のサブプレッションプールの温度は、ドライウエル圧力を水蒸気の飽和温度と考える場合、今回の評価での最高温度である113℃を超えていたものと推定され、また、平成23年3月14日7時に計測されたサブプレッションプールの温度も146℃であったことから、原子炉隔離時冷却系は、サブプレッションプールの温度が113℃程度であったとしても、運転を継続できる可能性があると考えられる。

以 上

表1 水源切替操作及び原子炉隔離時冷却系の運転状態による判断基準への影響

項目	感度解析 (水源切替操作有, サプレッションプール 温度77°Cで原子炉隔離 時冷却系の運転停止)	申請解析 (水源切替操作無, 原子炉隔離時冷却 系の運転継続)	判断基準
燃料被覆管最高温度(°C)	約 910	約 920	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量(%)	—	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])	—※	9.08	10.34 MPa[gage](最高使用 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])	0.15	0.19	0.62 MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サプレッションプール水温(°C))	104	113	200°C(限界温度)を下回る

※ 原子炉隔離時冷却系の運転停止前に最大値を示すパラメータであることから,評価を省略した。

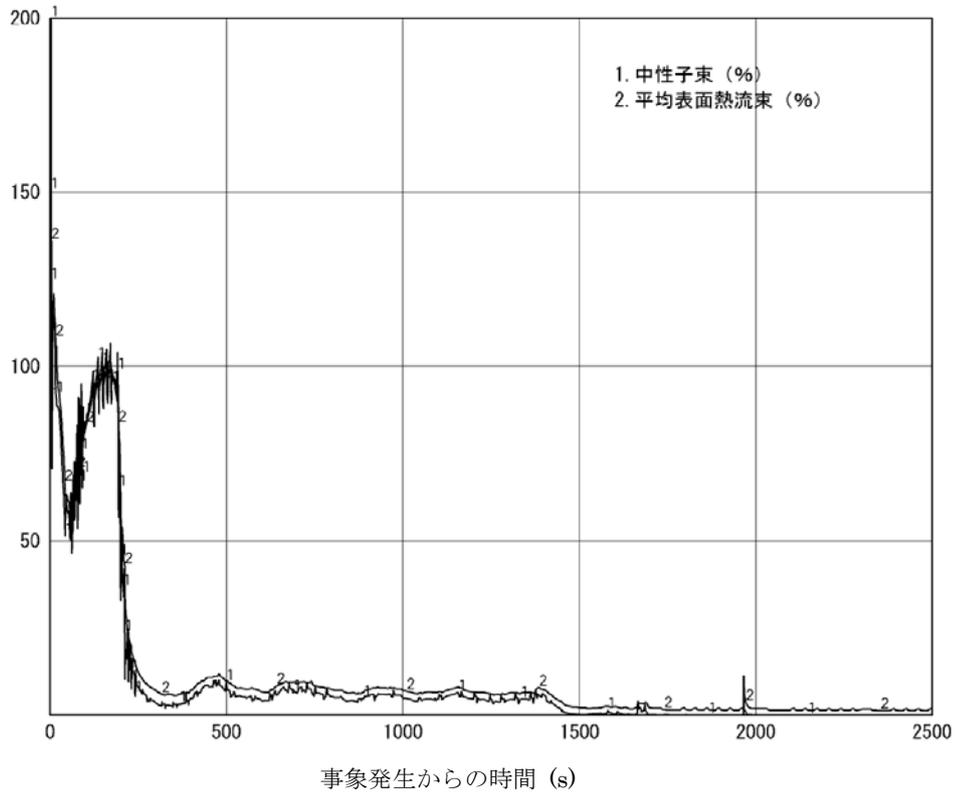


図1 中性子束, 平均表面熱流束の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

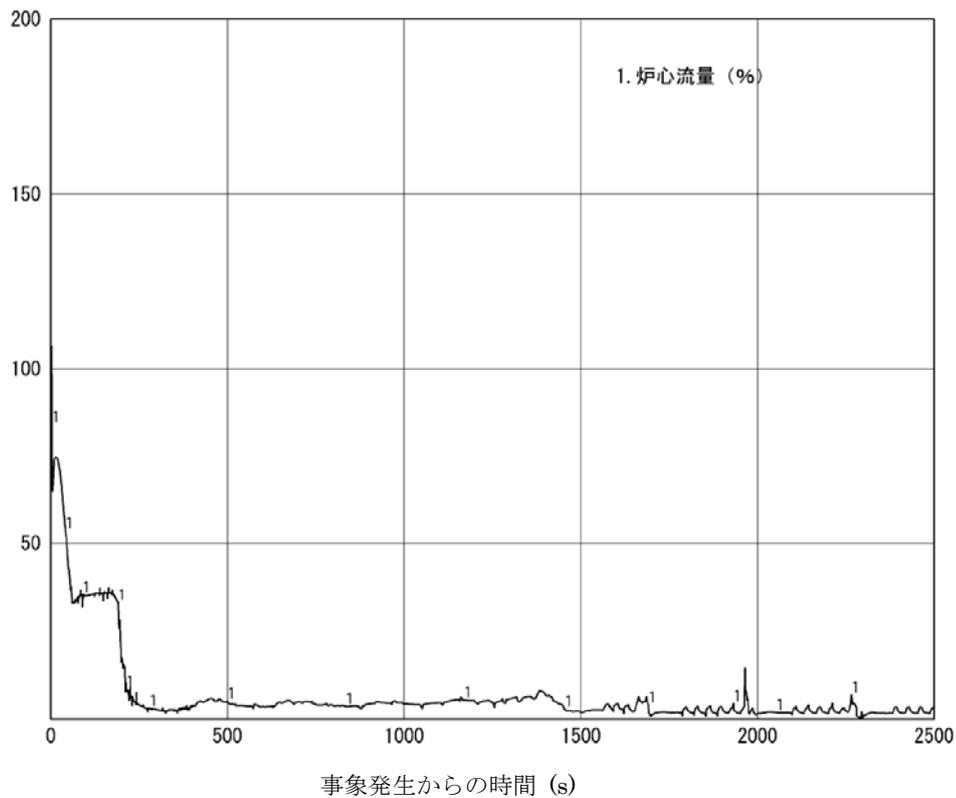


図2 炉心流量の時間変化(事象発生から 2500 秒後まで)

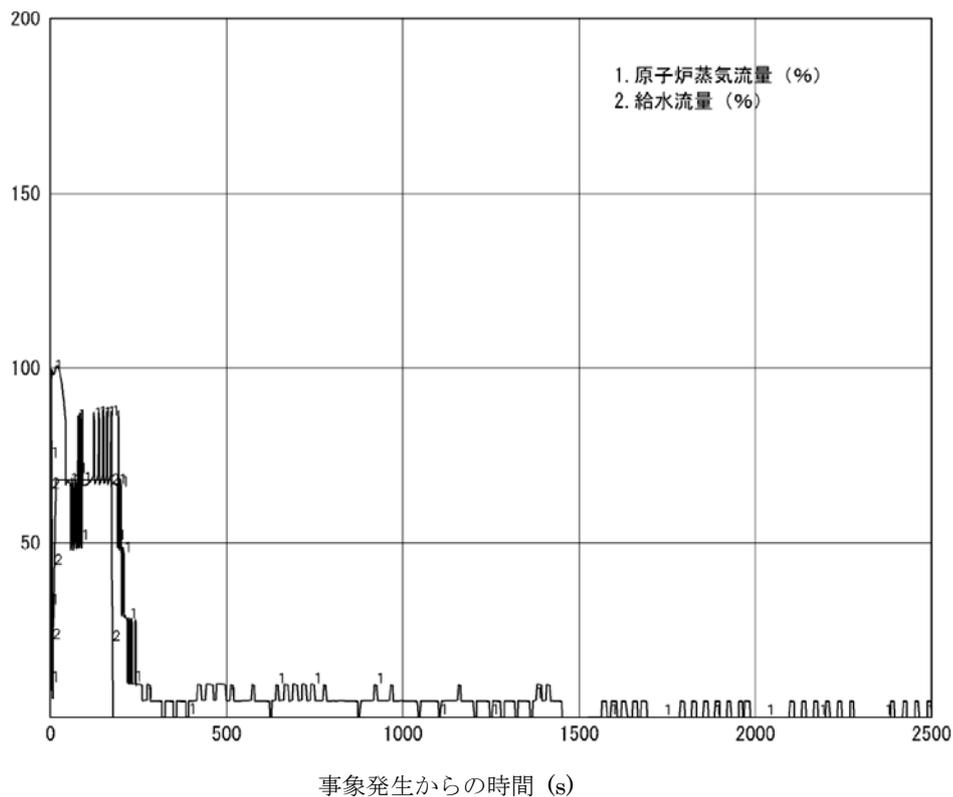


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から2500秒後まで)

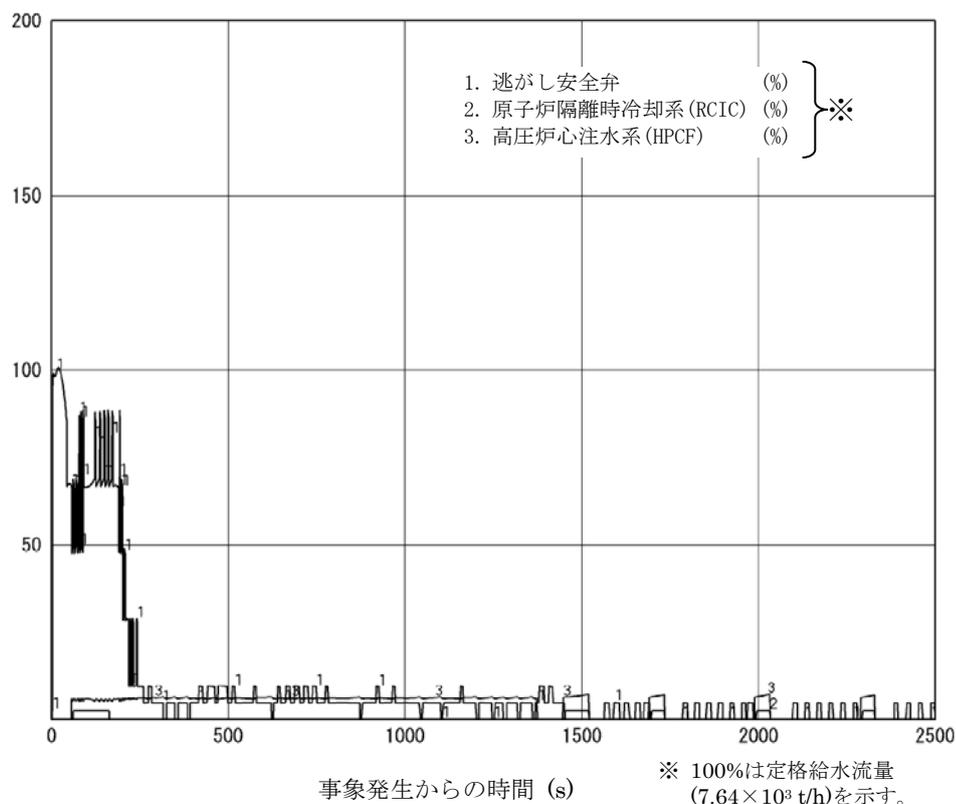


図4 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系(RCIC)，高圧炉心注水系(HPCF)の流量の時間変化(事象発生から2500秒後まで)

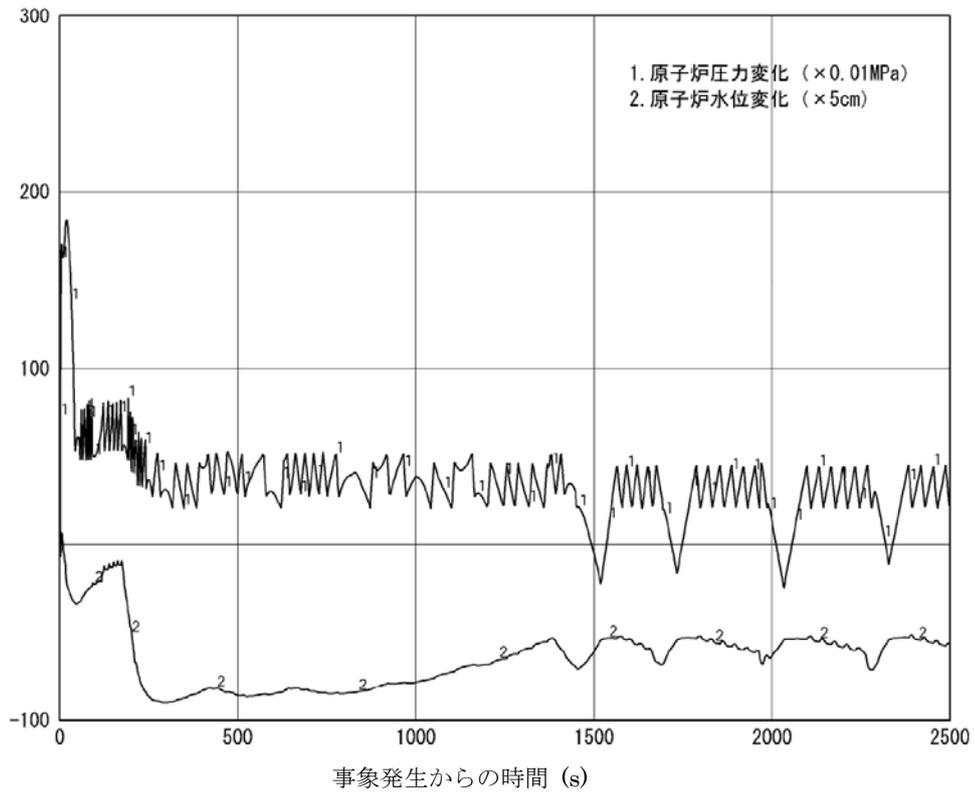


図5 原子炉圧力，原子炉水位(シュラウド外水位)の時間変化
(事象発生から2500秒後まで)

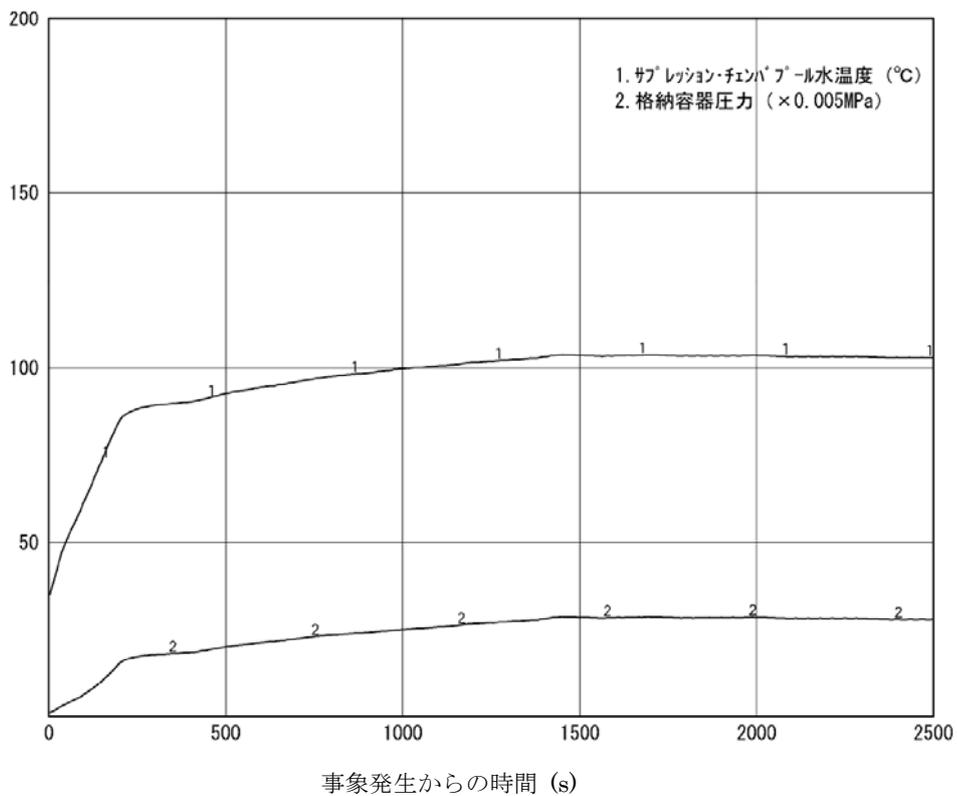


図6 サプレッションプールの水温，格納容器圧力の時間変化
(事象発生から2500秒後まで)

3次元過渡核熱水力解析コード(TRACG)を用いた評価結果

1. はじめに

今回の申請においては、TCシーケンス(ATWS)の事象進展解析に、既に許認可を受けてい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を用いている。ATWS事象では核熱水力不安定による出力振動やSLCのほう酸不混合による局所的な影響も考えられるが、REDYでは炉心を1点近似で模擬していること等の限界から、これらの影響を評価することが出来ない。このため3次元過渡核熱水力解析コード(TRACG)を用いて炉心を3次元でモデル化し、今回の申請と同等と考える条件で、ATWS発生時のプラント挙動の詳細評価を実施した。

2. TRACGについて

TRACGは、原子炉過渡解析コード(TRAC)のGE Hitachi Nuclear Energy社が所有権をもつバージョンである。この解析コードは、運転時の異常な過渡変化、設計基準事故である冷却材喪失事故(LOCA)及び過渡時のスクラム失敗事象(ATWS)を対象とした沸騰水型原子炉(BWR)の過渡変化を解析可能なコードである。

TRACGは、原子炉の熱水力挙動を評価する3次元2流体モデル、及び炉心の中性子動特性を評価する3次元中性子動特性モデルに基づいている。熱水力挙動を取り扱うためにTRACGで用いる2流体モデルでは、気相及び液相に対し、質量、運動量及びエネルギーの保存式を基礎式として解く。炉心の中性子動特性を評価する3次元中性子動特性モデルでは、エネルギー3群の時間依存拡散方程式、及び6群の遅発中性子先行核濃度の動特性方程式を解く。制御棒位置及び熱水力モデルから求められた減速材密度、燃料温度、ほう素濃度に基づき反応度フィードバックが求められる。

TRACGでは、パイプ、ポンプ、弁、T字配管、チャンネル、ジェットポンプ、気水分離器、熱交換機及びベッセルコンポーネントのような基本コンポーネントがモジュール化されており、これらを構成要素として組み合わせることで解析対象を模擬することができる。

3. 評価条件

評価条件を表1に示す。

4. 評価結果

評価結果を図1から図10に示す。また、評価結果のまとめを表2に示す。

図1から図10に示すように、プラントパラメータの全体的な挙動は申請解析(REDY-SCATによる解析)とほぼ同等であるが、出力上昇が申請解析(REDY-SCATによる解析)に比べて低く、判断基準としている各パラメータの最大値は、申請解析(REDY-SCATによる解析)に比べて低くなっている(表2参照)。

また、図1及び図6に示すように中性子束に細かな変動が見られる。これらは逃がし安全弁の開閉による圧力変化をトリガーとする出力振動の兆候であると考えられるものの、中性子束の変化幅は発散せず、また短い時間で収束し、持続していないことから、核熱不安定による出力振動ではないと判断される。

なお、図5に示す燃料被覆管最高温度の時間変化は申請解析(REDY-SCATによる解析)の結果と異なり、事象発生後約100秒以降の給水加熱喪失による出力上昇に起因した温度上昇が現れない結果となっている。これは、給水加熱喪失時の炉心入口サブクール上昇によるボイド率の低下に対し、TRACGの方がREDYと比較して投入される正の反応度が小さく、出力上昇が小さいこと、炉心下部のボイド率が低下することで、沸騰遷移しにくくなることが原因として考えられる。

5. まとめ

3次元過渡核熱水力解析コード(TRACG)を用いたより詳細な評価結果においても、判断基準となるパラメータの最大値は判断基準を下回り、また、判断基準となるパラメータにおいて、申請解析(REDY-SCATによる解析)より低い値を示すことを確認した。

以上

表 1 主要解析条件(TRACG を用いた原子炉停止機能喪失事象の評価) (1/5)

項目	主要解析条件	申請解析 (REDY-SCAT による解析) との相違点	
解析コード(プラント動特性)	TRACG	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926 MWt	なし
	原子炉圧力	7.07 MPa[gage]	なし
	原子炉水位	セパレータスカート 下端から+119 cm	なし
	炉心流量	52.2×10^3 t/h	なし
	主蒸気流量	7.64×10^3 t/h	なし
	燃料及び炉心	9×9 燃料(A型)(単一炉心)	なし
	サイクル条件	平衡サイクル末期	なし※1
	ドライウェル空間容積	7,350 m ³	なし
	サプレッション・チェンバ容積	空間部 : 5,960 m ³ 液相部 : 3,580 m ³	なし
	サプレッションプール水温	35 °C	なし
復水貯蔵槽水温	32 °C	なし	
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の全弁閉止	なし
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 手動スクラム 代替制御棒挿入機能(ARI)	なし
	外部電源	外部電源あり	なし

※1 TRACG では 3 次元炉心解析のデータをそのまま読み込むため, REDY のようにボイド係数やドップラ係数の入力はない。

表1 主要解析条件(TRACGを用いた原子炉停止機能喪失事象の評価)(2/5)

項目	主要解析条件	申請解析(REDY-SCATによる解析)との相違点
原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	なし
主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3秒	なし
原子炉圧力高設定点	7.48 MPa[gage]	なし
ドライウェル圧力高設定点	13.7 kPa[gage]	なし
原子炉水位低(レベル2)設定点	セパレータスカート下端から-58 cm	なし
原子炉水位低(レベル1.5)設定点	セパレータスカート下端から-203 cm	なし
原子炉水位低(レベル1)設定点	セパレータスカート下端から-287 cm	なし
冷却材再循環ポンプトリップの作動遅れ時間	0.2秒	なし
重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁(逃がし弁機能)の動作設定値 7.51 MPa[gage]×1個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4個, 380 t/h/個	<p>逃がし安全弁の設計値 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉</p>

表1 主要解析条件(TRACG を用いた原子炉停止機能喪失事象の評価) (3/5)

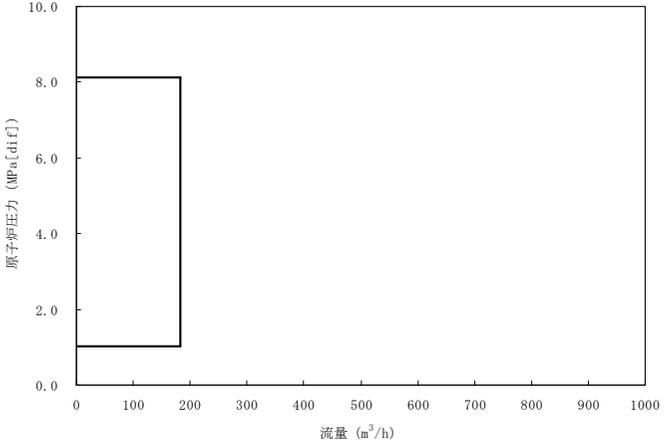
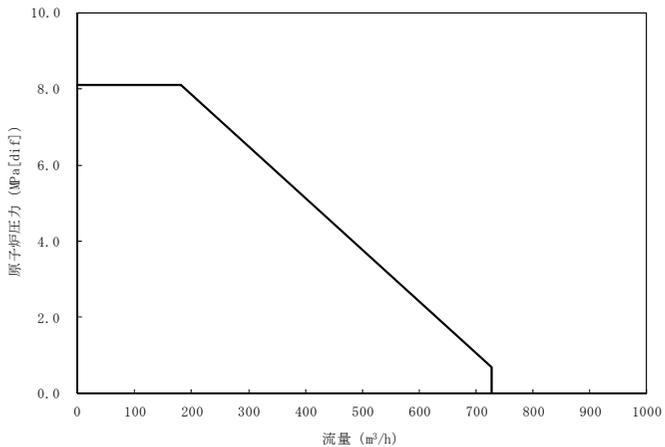
項目	主要解析条件	申請解析(REDY-SCAT による解析)との相違点
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低(レベル 2)又はドライウェル圧力高信号(13.7 kPa[gage])によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 182 m³/h(8.12~1.03MPa[dif]において) 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	高圧炉心注水系 <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低(レベル 1.5)又はドライウェル圧力高信号(13.7 kPa[gage])によって自動起動 注水遅れ時間 24 秒(設計値の 37 秒から D/G の起動遅れ 13 秒を除いた値) 注水流量 182~727 m³/h(8.12~0.69MPa[dif]において) 	高圧炉心注水系の設計値として設定 
	ほう酸水注入系 <ul style="list-style-type: none"> 注水流量 190 リットル/分 	なし

表 1 主要解析条件 (TRACG を用いた原子炉停止機能喪失事象の評価) (4/5)

項目	主要解析条件	申請解析 (REDY-SCAT による解析) との相違点	
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系起動阻止操作	・自動減圧系起動阻止操作に成功するものとし、自動減圧系は動作しない	なし
	ほう酸水注入系運転操作	・サプレッションプール水温が 49°C に到達した後から 10 分後に起動	なし
	残留熱除去系 (サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) 運転操作	・サプレッションプール水温が 49°C に到達した後から 10 分後に起動	なし

表 1 主要解析条件 (TRACG を用いた原子炉停止機能喪失事象の評価) (5/5)

項目	主要解析条件	申請解析 (REDY-SCAT による解析) との相違点
解析コード (ホットバンドル解析条件)	TRACG	—
最小限界出力比 (MCPR)	1.22	なし
最大線出力密度 (MLHGR)	44 kW/m	なし
BT 判定 (時刻)	高流量: GEXL 相関式 低流量: 修正 Zuber 相関式	SCAT では GEXL 相関式
BT 後の被覆管表面熱伝達率	高ボイド率: Sun-Gonzalez-Tien 相関式 低ボイド率: 修正 Bromley 相関式	SCAT では修正 Dougall-Rohsenow 式
リウエット相関式	Shumway 相関式	SCAT では学会標準の相関式 2 学会標準

表2 TRACGによる解析結果と申請解析(REDY-SCATによる解析)との比較

項目	TRACG	REDY/SCAT	判断基準
燃料被覆管最高温度(°C)	約 540	約 920	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量(%)	—※	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])	8.52	9.08	10.34 MPa[gage](最高使用圧力の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])	0.14	0.19	0.62 MPa[gage](限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サプレッションプール水温(°C))	103	113	200°C(限界温度)を下回る

※ 燃料被覆管最高温度が十分に低く、燃料被覆管の露出時間が十分に短いことから、判断基準を十分に下回ると判断し、評価を省略した。

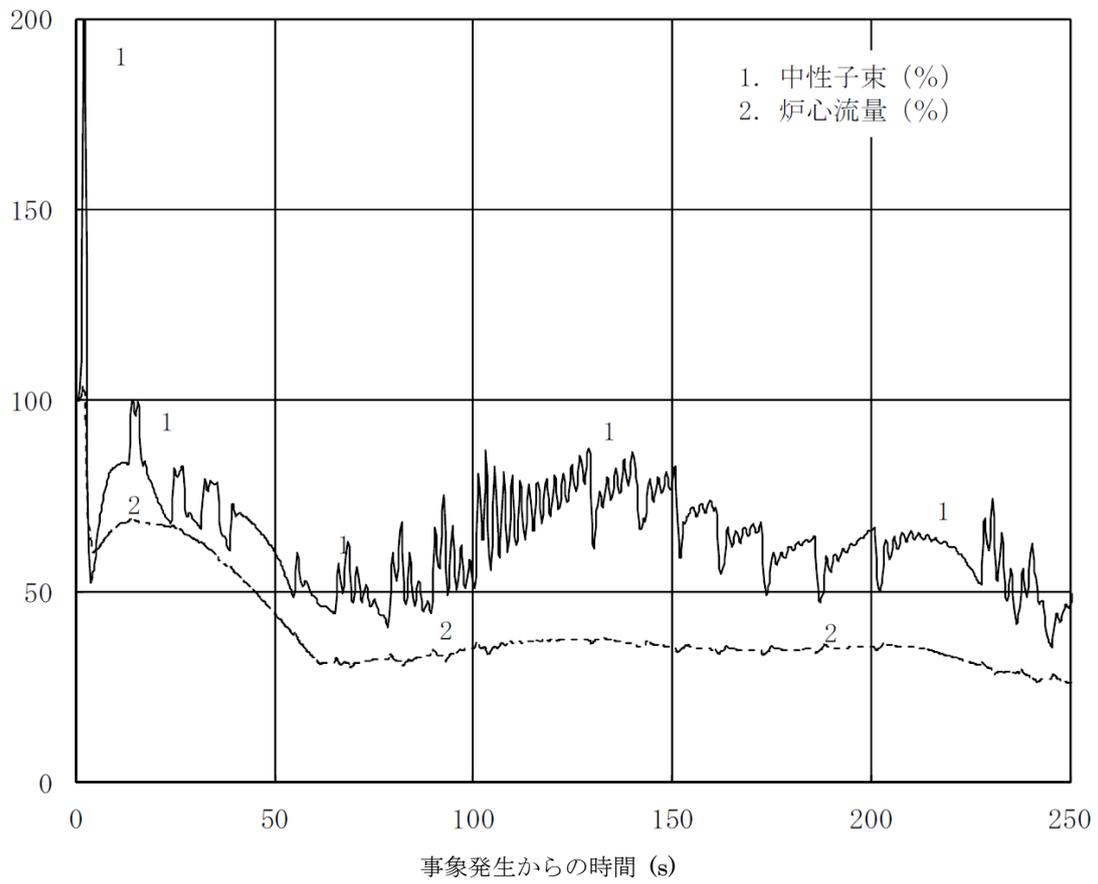


図1 中性子束，炉心流量の時間変化(事象発生から250秒後まで)

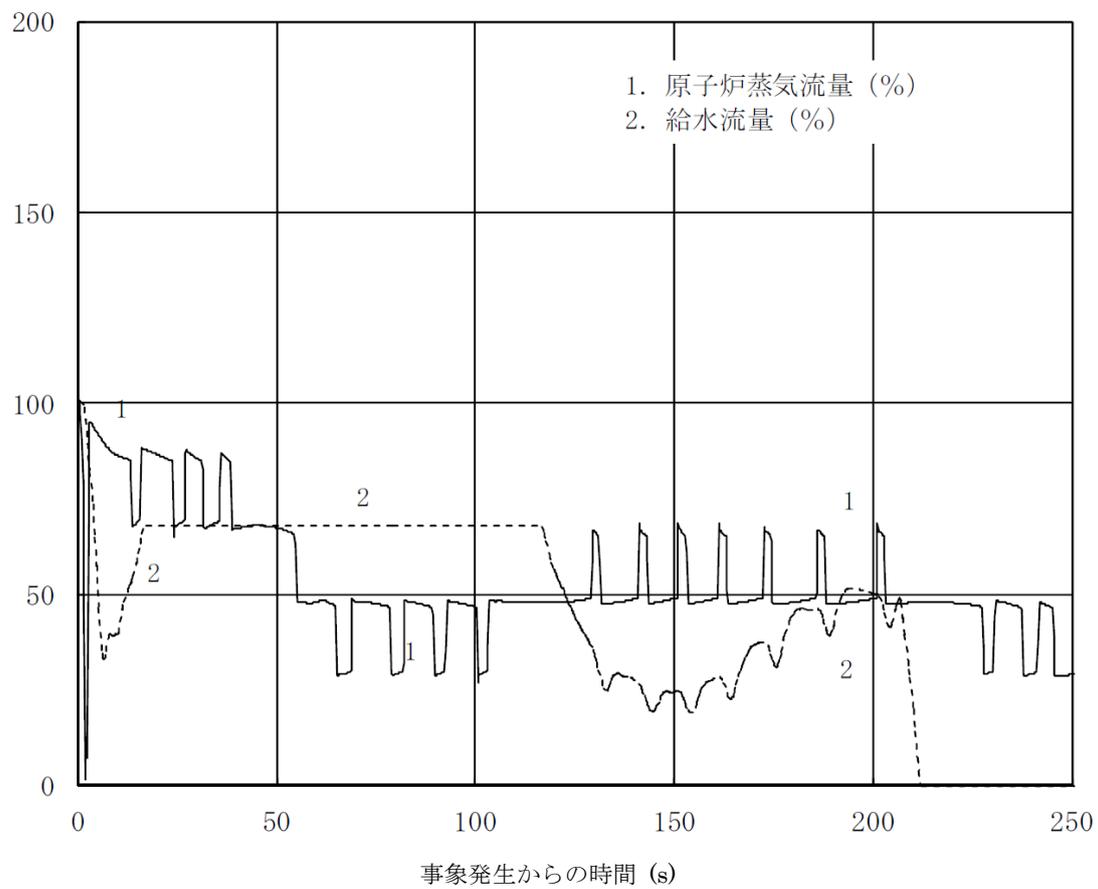


図2 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から250秒後まで)

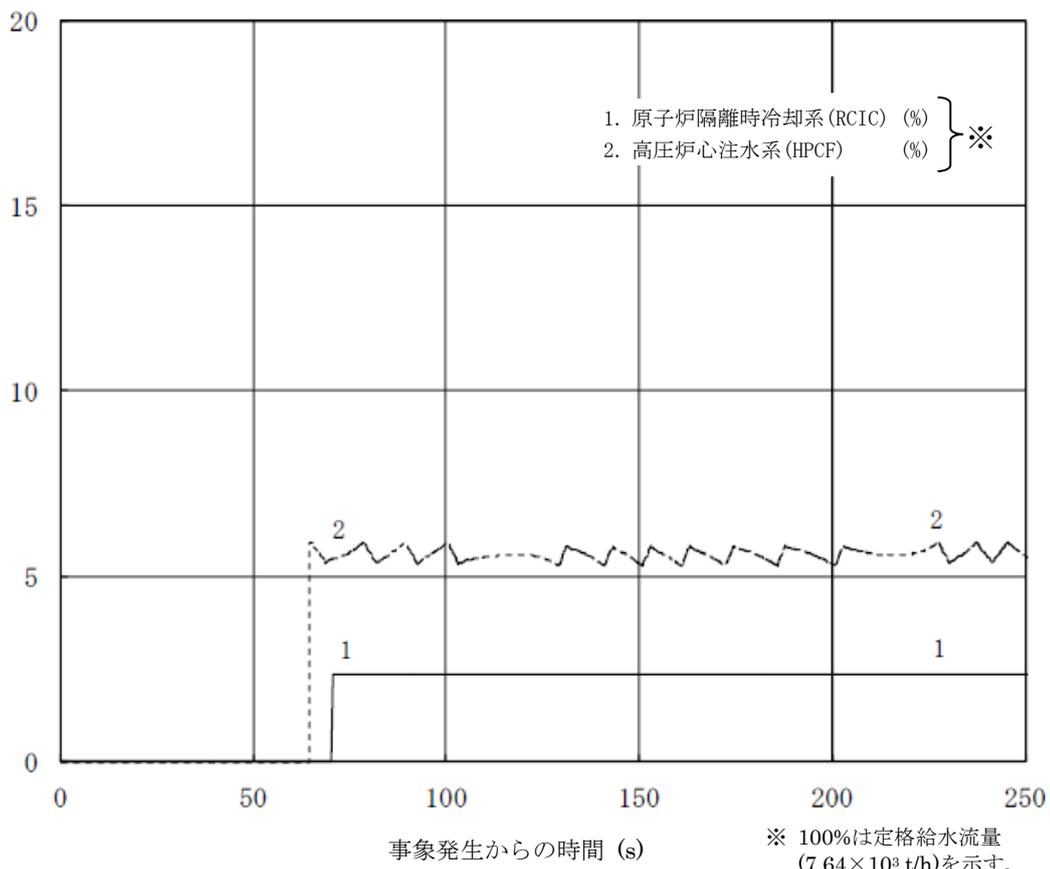


図3 原子炉隔離時冷却系 (RCIC), 高圧炉心注水系 (HPCF) の
流量の時間変化 (事象発生から250秒後まで)

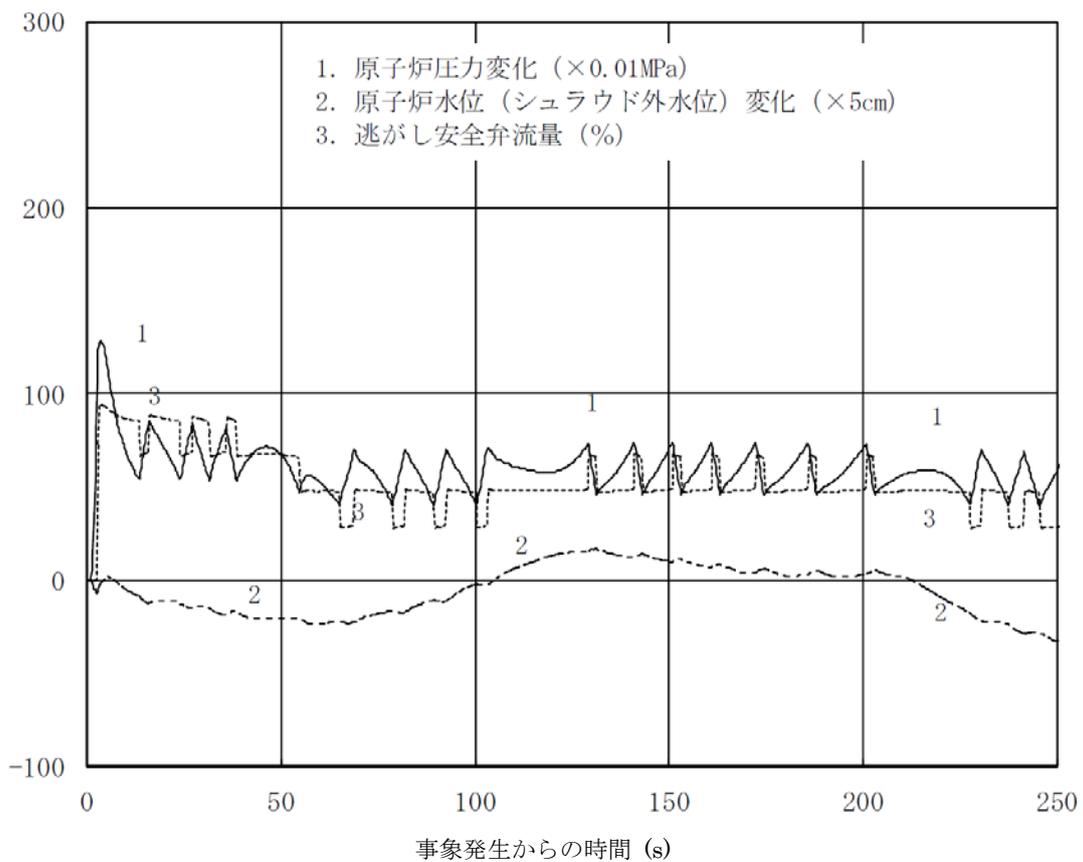


図4 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位), 逃がし安全弁の
流量の時間変化 (事象発生から250秒後まで)

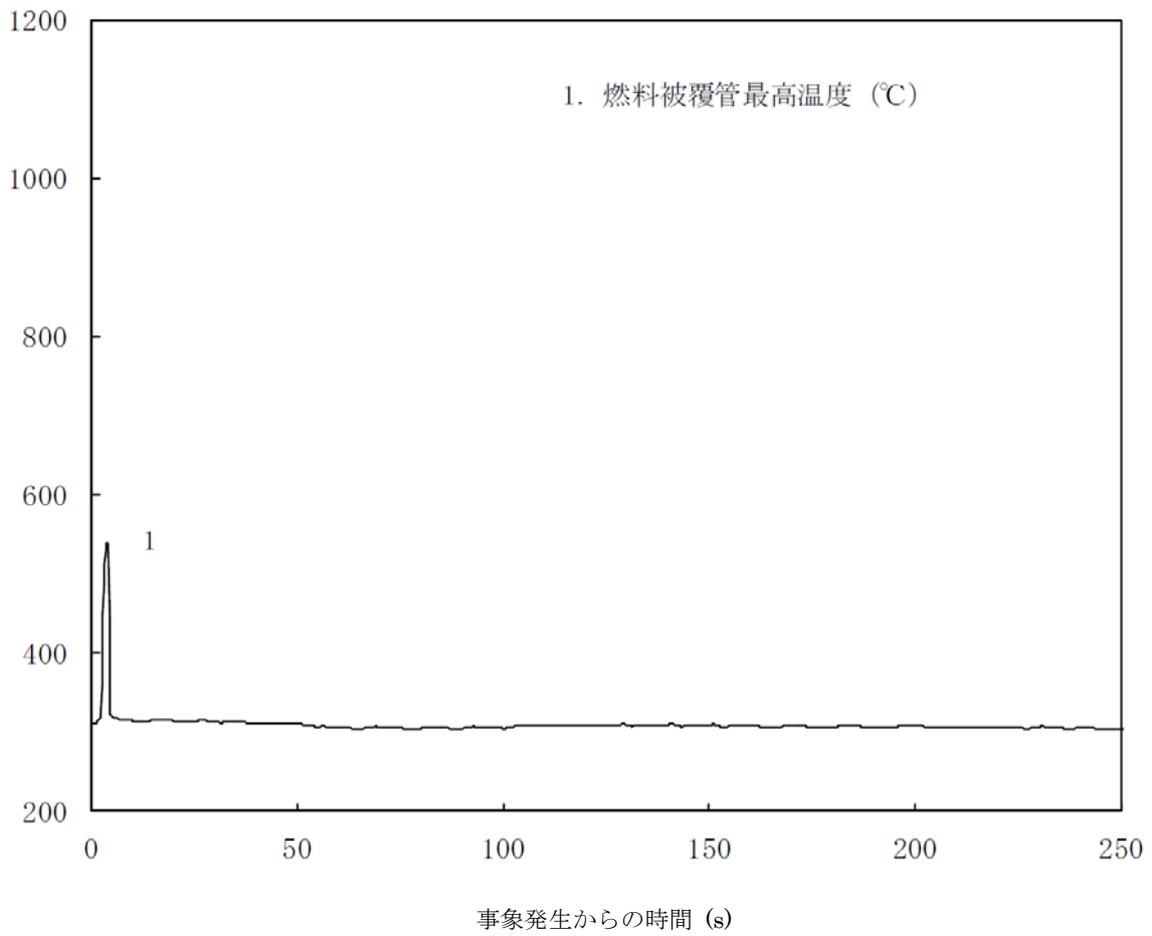


図5 燃料被覆管温度(PCT)の時間変化(事象発生から250秒後まで)

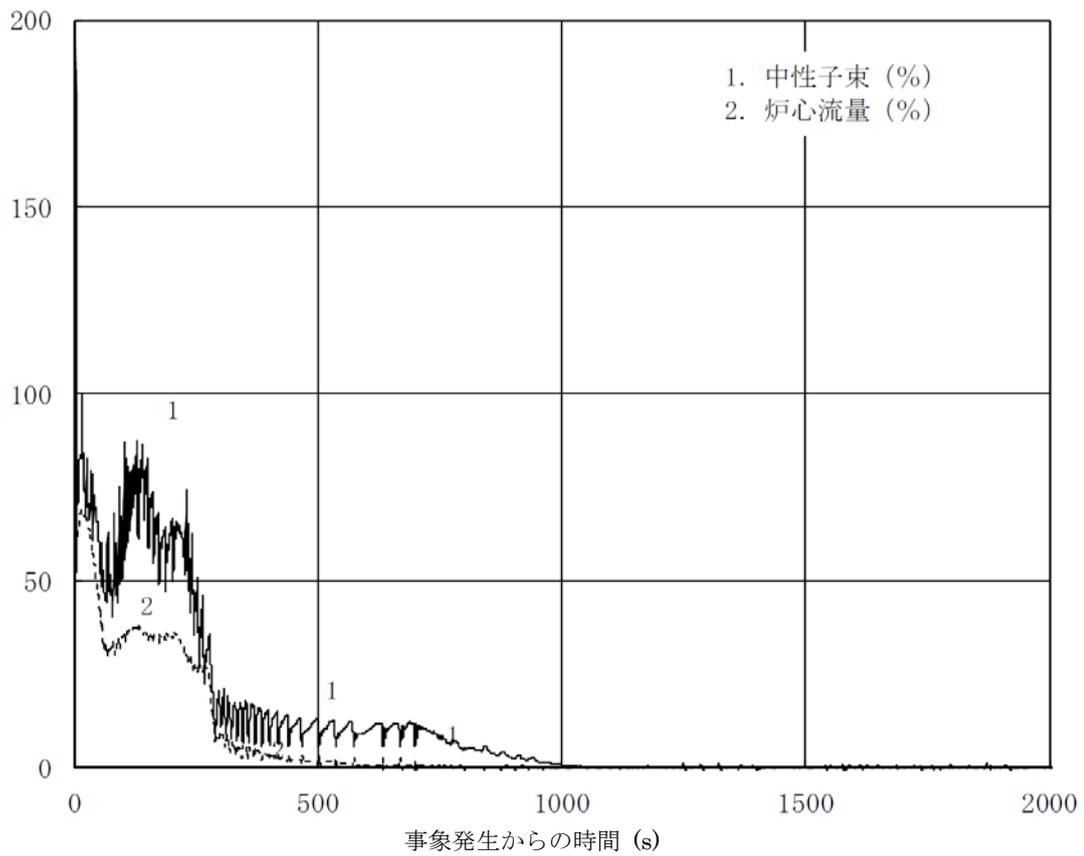


図6 中性子束，炉心流量の時間変化(事象発生から2000秒後まで)

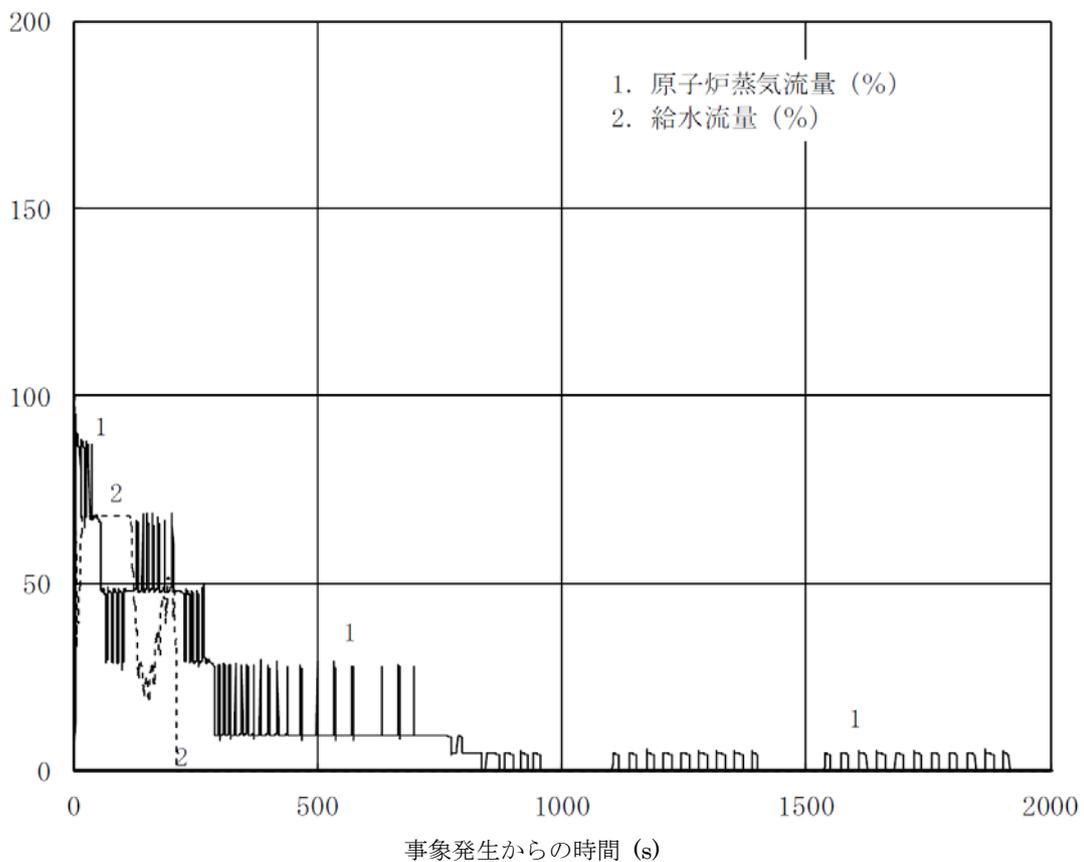


図7 原子炉蒸気流量，給水流量の時間変化(事象発生から2000秒後まで)

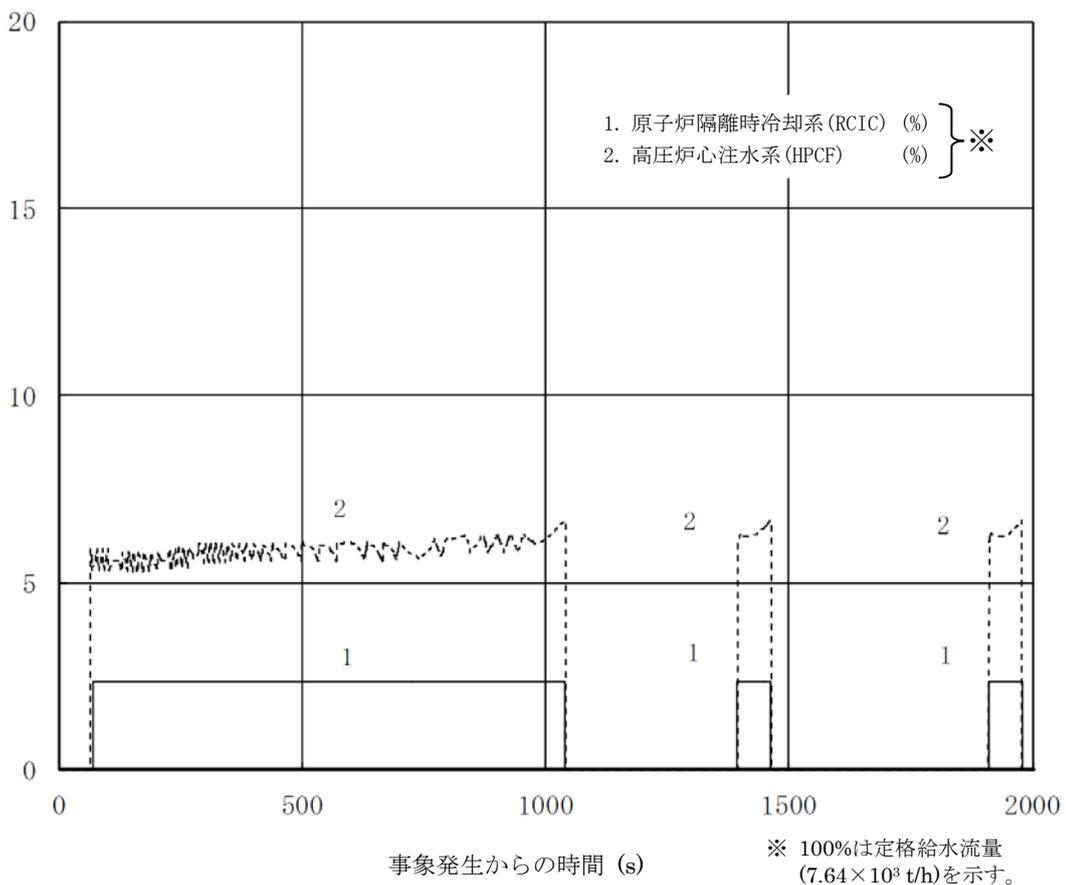


図8 原子炉隔離時冷却系 (RCIC), 高圧炉心注水系 (HPCF) の
流量の時間変化(事象発生から 2000 秒後まで)

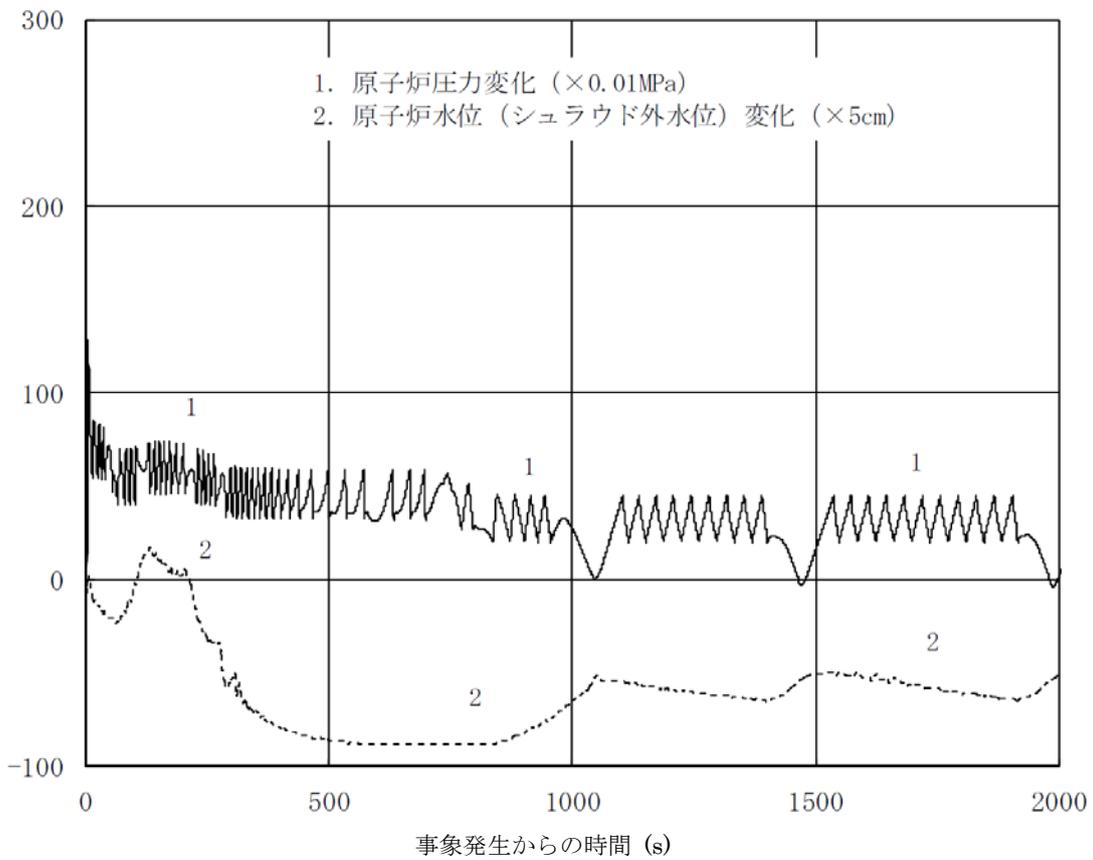


図9 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位)の
時間変化(事象発生から2000秒後まで)

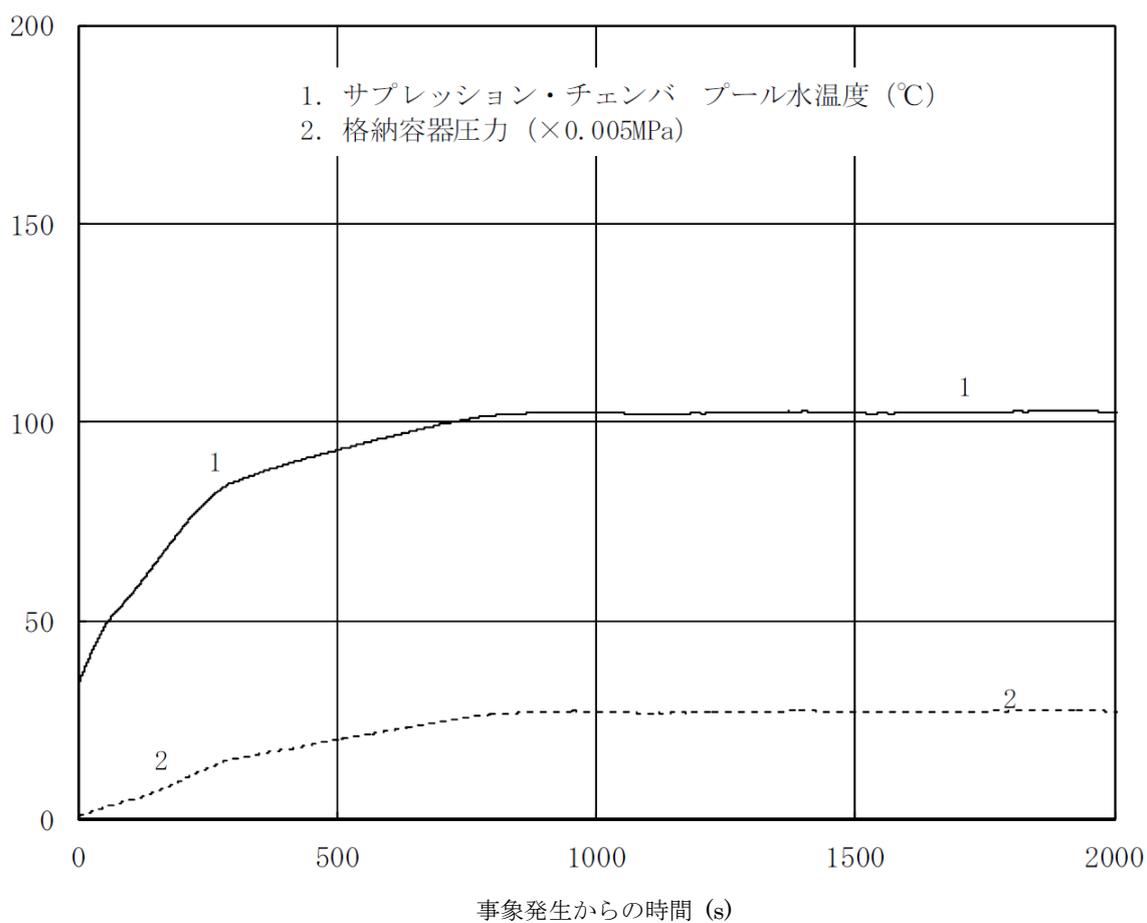


図 10 サプレッションプールの水温，格納容器圧力の時間変化(事象発生から 2000 秒後まで)

2.6 LOCA時注水機能喪失

2.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「小LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」「小LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」「中LOCA+HPCF注水失敗+低圧ECCS注水失敗」及び「中LOCA+HPCF注水失敗+原子炉減圧失敗」である。

なお，大破断LOCAについては，炉心損傷防止対策を有効に実施することはできないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ，自動減圧系が機能喪失することを想定する。このため，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位低下により炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，手動操作により原子炉を減圧し，減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図る。また，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水を整備する。また，原子炉格納容器の健全性を長期的に維持するため，代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を図2.6.1から図2.6.2に，手順の概要を図2.6.3に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を表2.6.1に示す。

本事故シーケンスグループにおける6/7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央監視・指示を行う当直長1名（6/7号炉兼任），当直副長2名，運転員8名，緊急時対策要員（現場）8名の合計19名である。必要な要員と作業項目について図2.6.4に示す。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。

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

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下を継続し、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系、原子炉水位低（レベル1）で低圧注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失する。

高圧・低圧注水系機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統流量指示計等である。

高圧・低圧注水系機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）の追加起動を実施し2台運転とする。

低圧代替注水系（常設）の準備が完了後、原子炉を急速減圧する。

c. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系の圧力を下回ると、原子炉注水が始まり、原子炉水位が回復する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び復水補給水流量計である。

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

d. 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器の圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が「0.18MPa[gage]」到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び復水補給水流量計である。

代替格納容器スプレイ冷却系により格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、代替格納容器スプレイを停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、代替格納容器スプレイを再開する。

e. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱

代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が「0.31MPa[gage]」到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器圧力計及び格納容器内雰囲気放射線レベル計及びサプレッション・チェンバ水位計等である。

2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象進展の厳しさから中小破断LOCA発生時に緩和系である高圧注水機能及び低圧注水機能の喪失を重畳させる「中小LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」を選定した。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、低圧代替注水系（常設）による注水、代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

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

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は原子炉圧力容器下部のドレン配管とし、破断面積を約 1cm^2 とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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

(c) 外部電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う「炉心流量急減」信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

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

(c) 低圧代替注水（常設）による原子炉への注水流量

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

(d) 代替格納容器スプレイ冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/hにて格納容器へスプレイする。

(e) 格納容器圧力逃がし装置等

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

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から14分後に開始し、操作時間は4分間とする。

(b) 原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から18分後に開始する。

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

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

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出流量、原子炉内保有水量の推移を図 2.6.5 から図 2.6.10 に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 2.6.11 から図 2.6.16 に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブレーション・チェンバ水位及び水温の推移を図 2.6.17 から図 2.6.20 に示す。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1）で低圧注水系の起動に失敗する。また、自動減圧系が作動に失敗する。

再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに 10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。

事象発生から約 18 分後に手動操作により逃がし安全弁 8 弁を開き、原子炉を急速減圧し、原子炉の減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

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

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による炉心注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、燃料被覆管温度は低下することから、ボイド率は低下し、熱伝達係数は上昇する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、上記に伴い変化する。また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するため、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行う。ベントは、事象発生から約 19 時間経過した時点で実施する。

※炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 2.6.11 に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、燃料被覆管の最高温度は約 882℃となるが、1,200℃以下となる。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 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.6.5 に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器の圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系による冷却、及び格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 145℃に抑えられる。

図 2.6.6 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 19 時間に格納容器圧力逃がし装置による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

（添付資料 2.6.1）

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

2.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.6.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり19名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

低圧代替注水系（常設）による炉心注水及び代替格納容器スプレー冷却系による格納容器スプレーについては、7日間の対応を考慮すると、合計約 5,300m³の水が必要となる。復水貯蔵槽及び淡水貯水池で合計約 19,700m³の水を保有しており、12時間以降に淡水貯水池の水を防火水槽に移送し、防火水槽から可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水を行うことで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。なお、復水貯蔵槽への補給の開始を12時間としているが、これは、可搬式設備の使用を12時間以降と想定しているものである。

（添付資料 2.6.2）

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約750,960Lの軽油が必要となり、可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約6,048Lの軽油が必要となる。（合計 約757,008L）

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

ある。

(添付資料 2.6.3)

c. 電源

外部電源は事象発生と同時に喪失するが、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

2.6.5 結論

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁を用いた原子炉注水手段、長期対策として代替格納容器スプレイ冷却系を用いた格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」について有効性評価を行った。

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。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「LOCA時注水機能喪失」において、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「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。

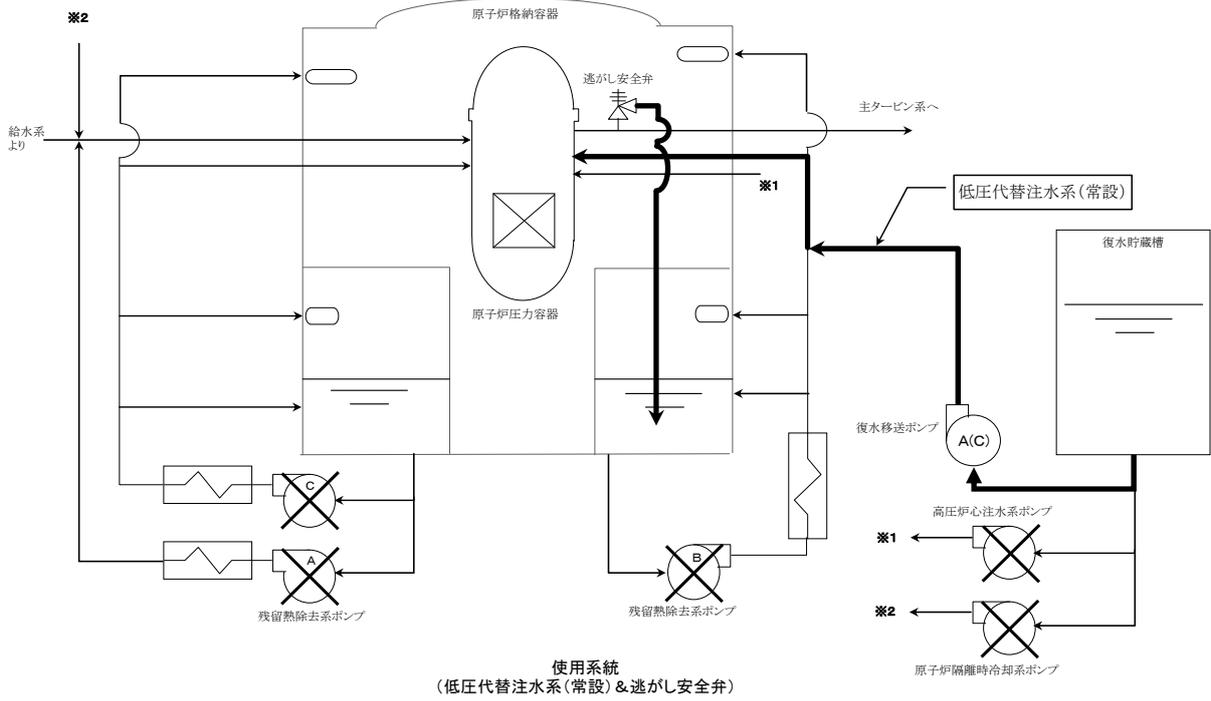


図 2.6.1 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略システム図（1/2）

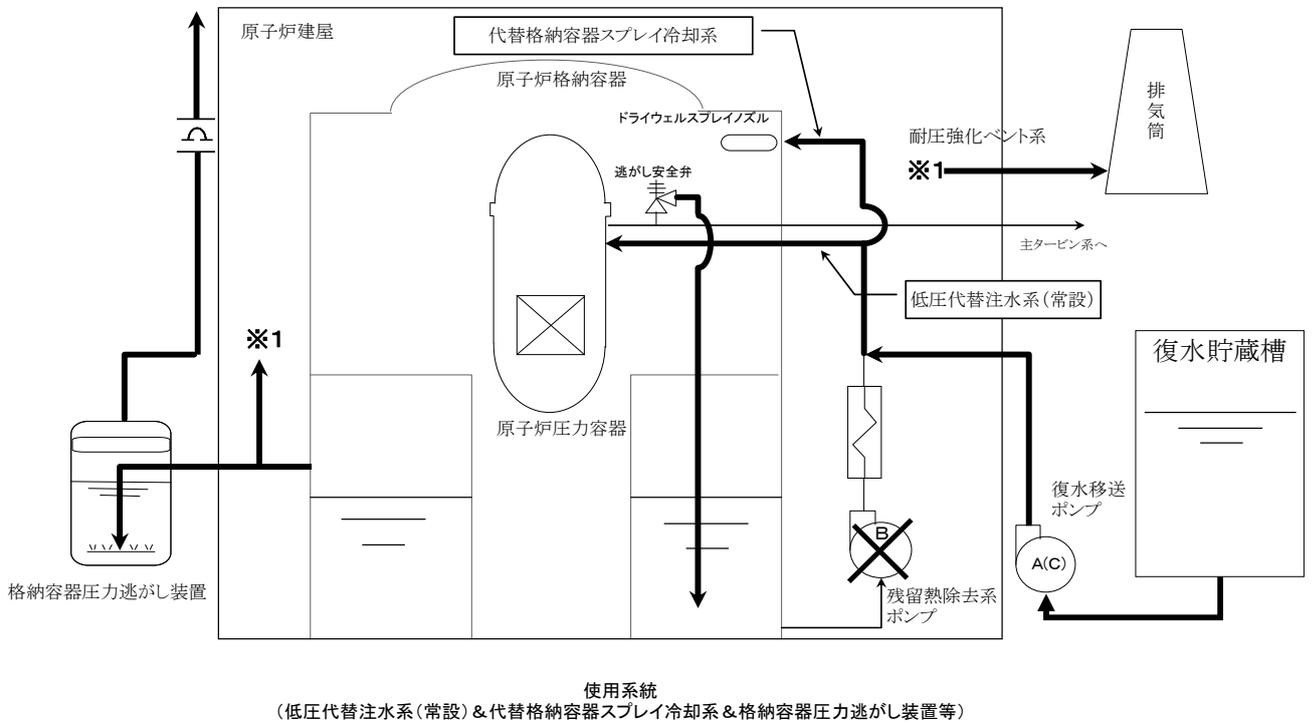


図 2.6.2 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略システム図（2/2）

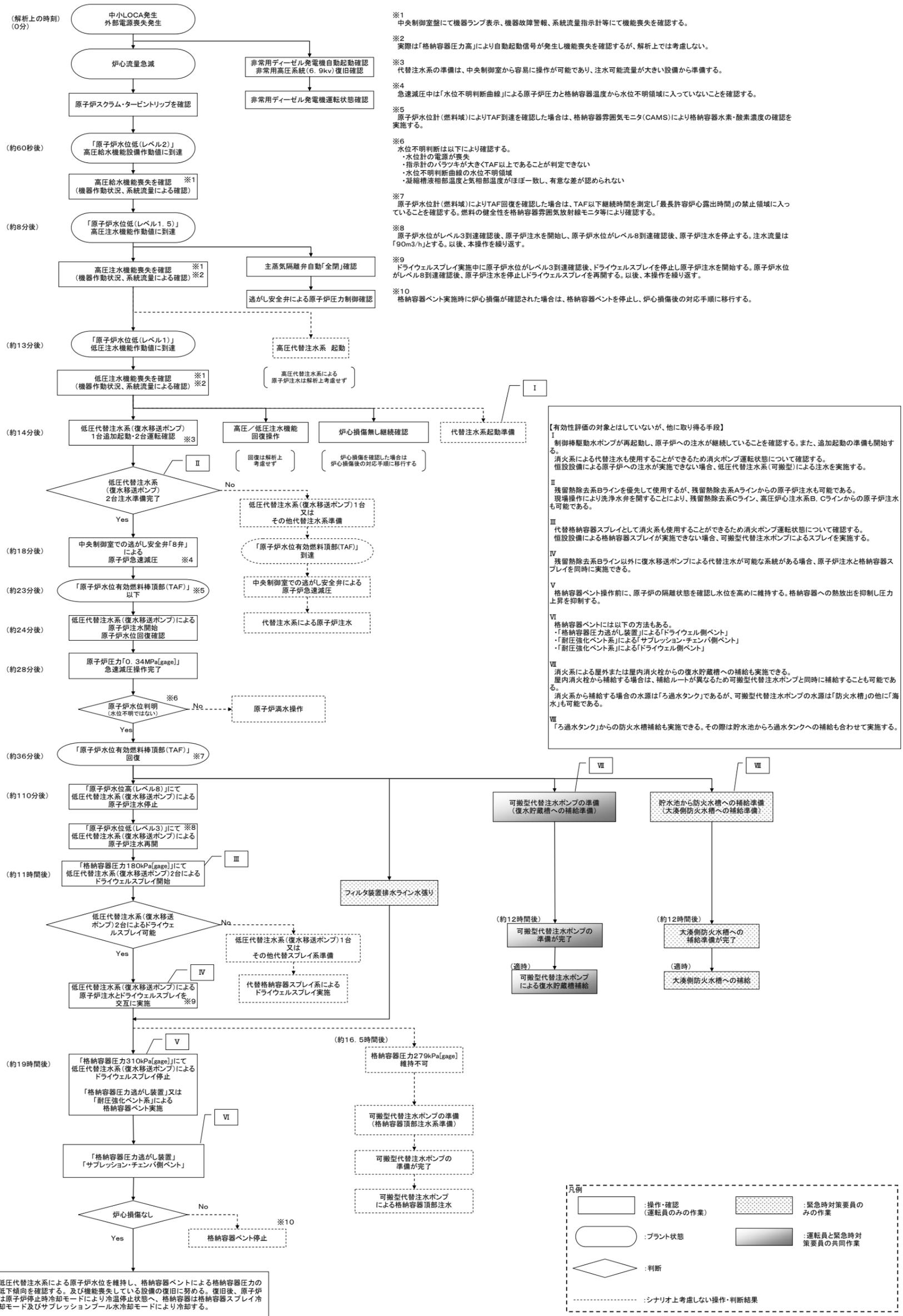


図 2.6.3 LOCAs時注水機能喪失時(中小破断LOCA)時の対応手順の概

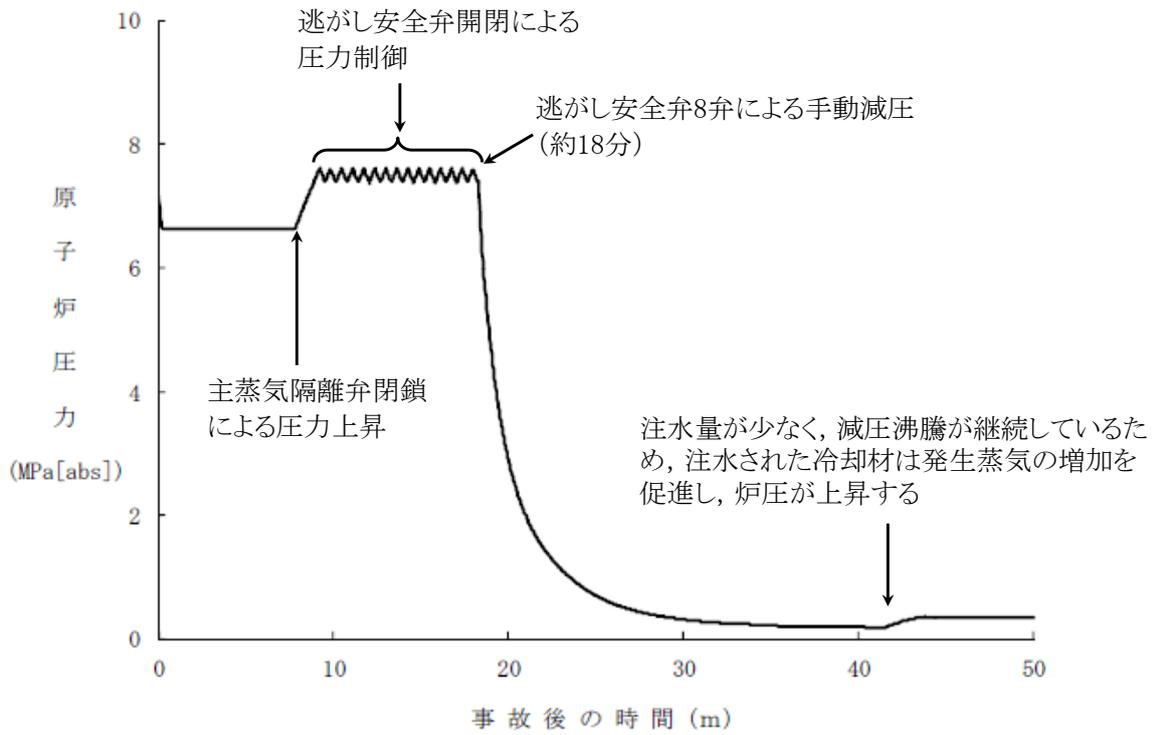


図 2.6.5 原子炉圧力の推移

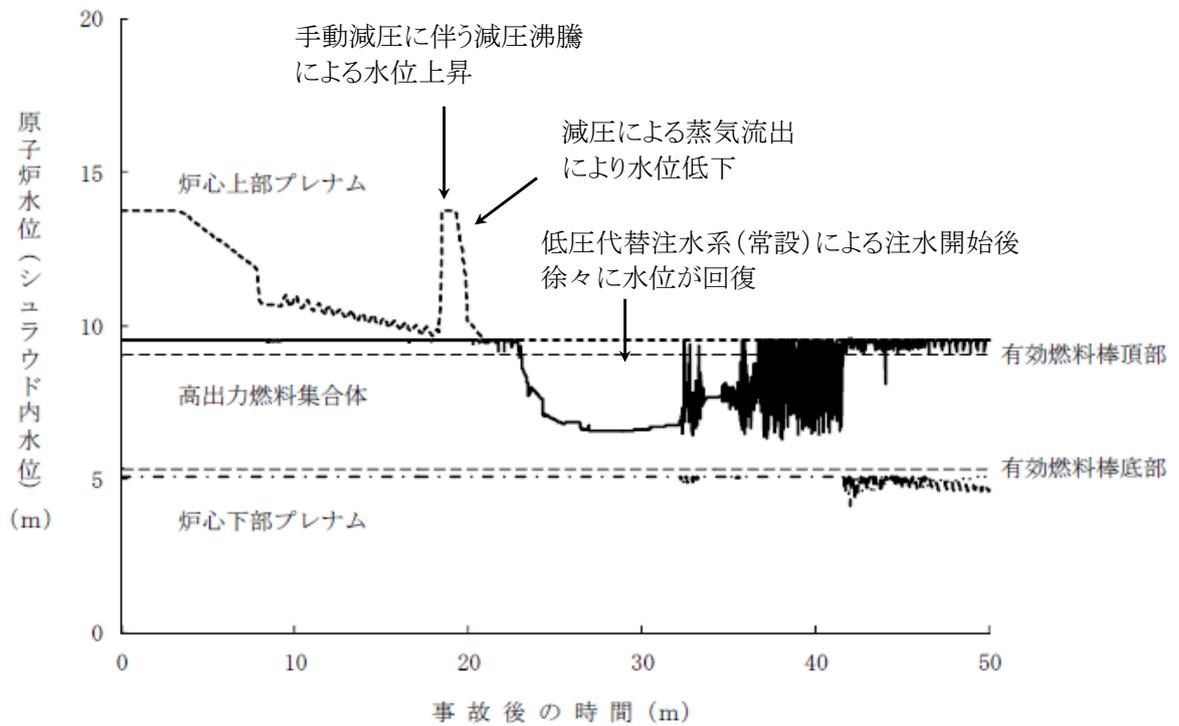


図 2.6.6 原子炉水位の推移

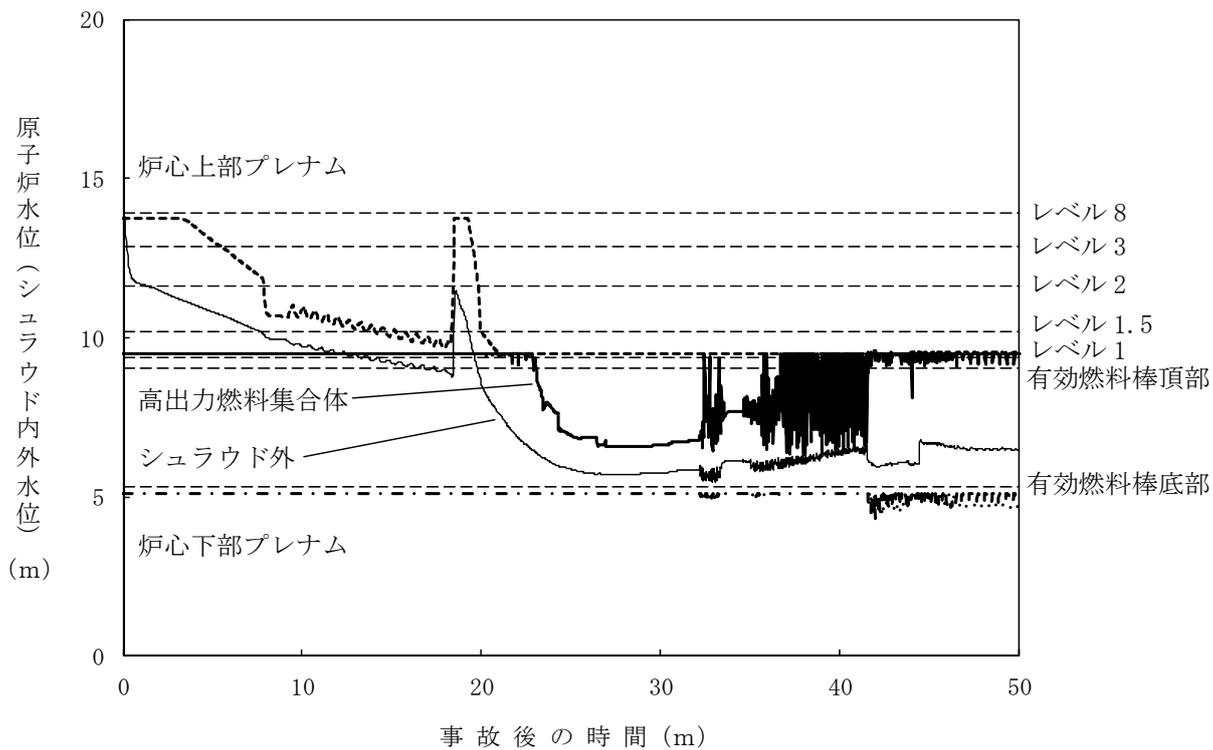


図 2.6.7 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

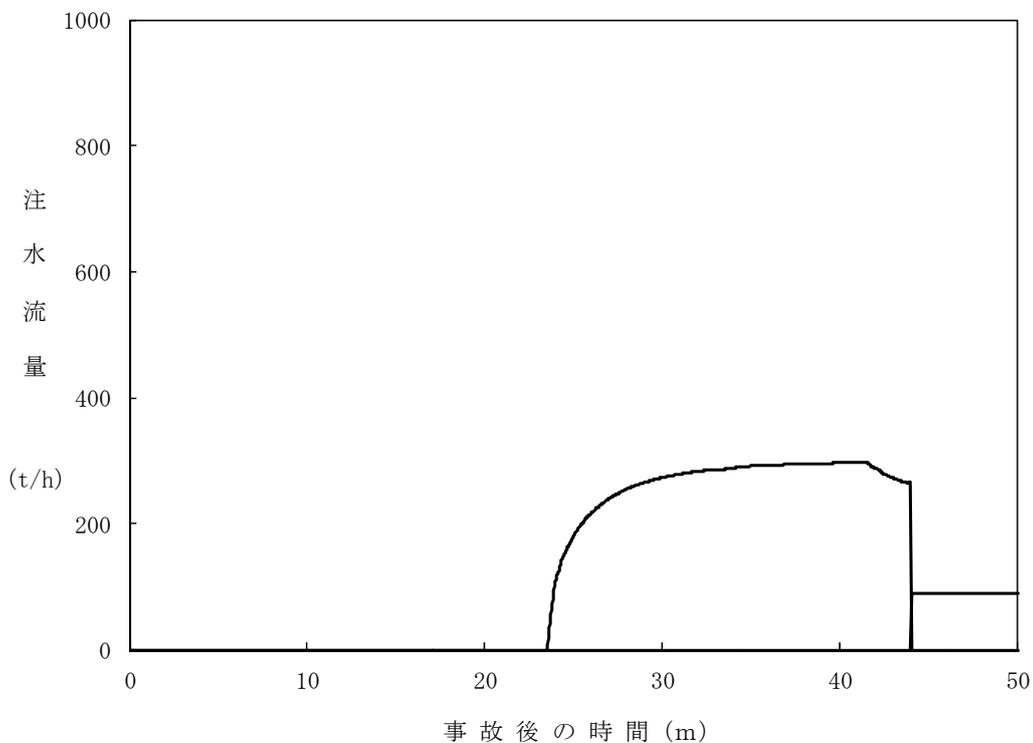


図 2.6.8 注水流量の推移

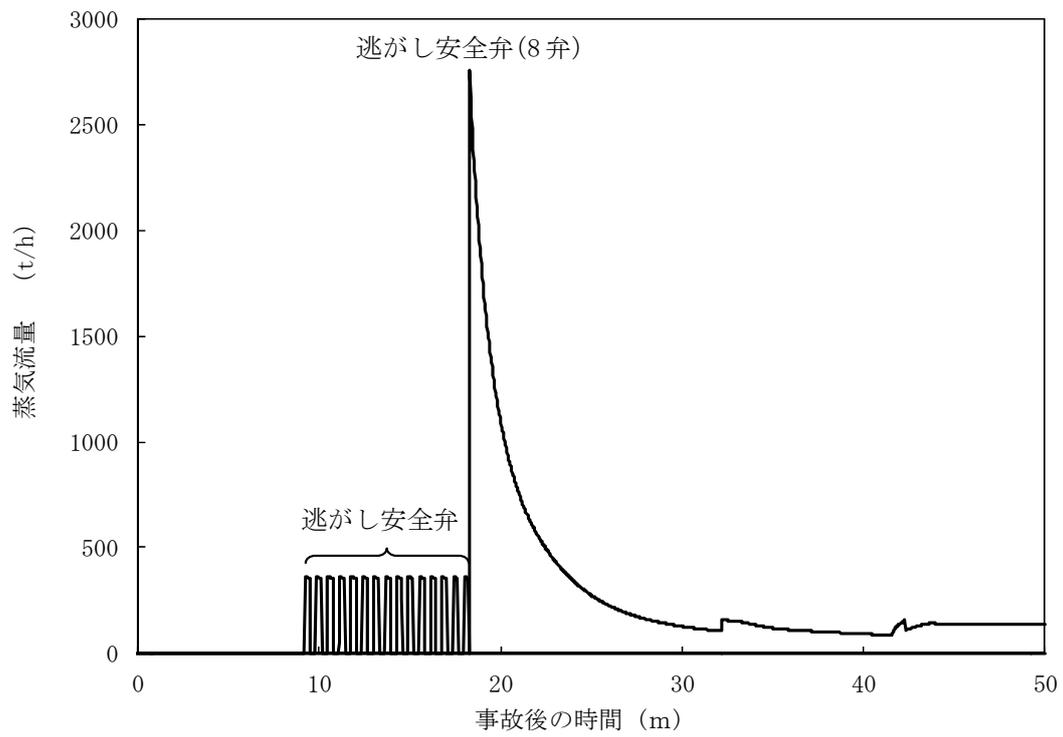


図 2.6.9 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

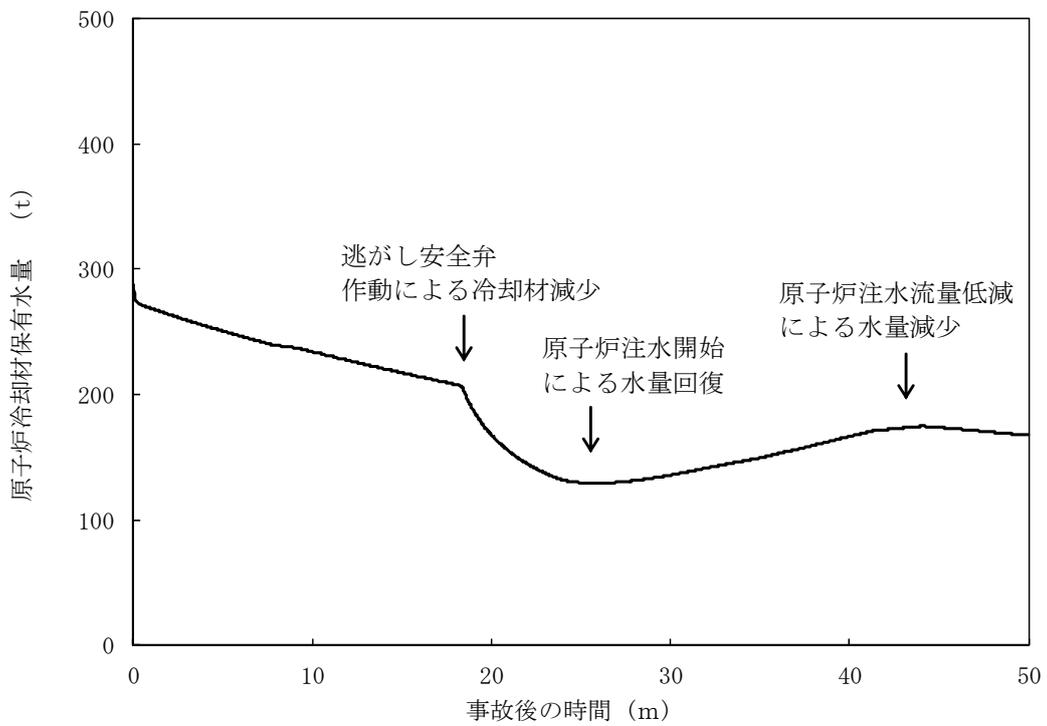


図 2.6.10 原子炉内保有水量の推移

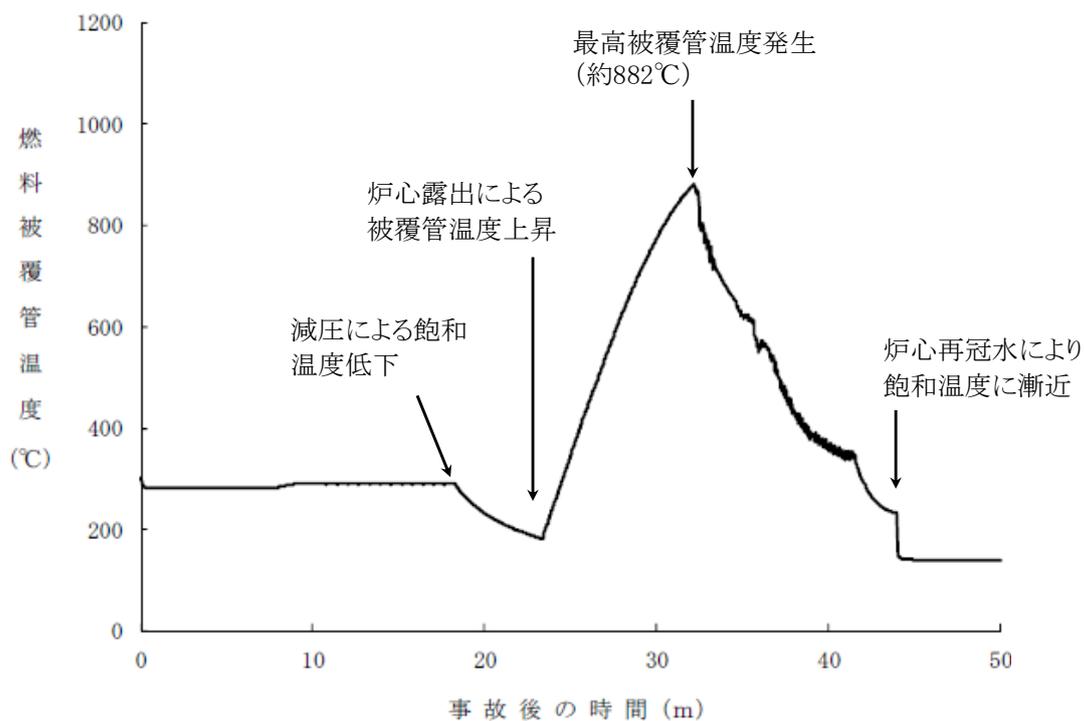


図 2.6.11 燃料被覆管温度の推移

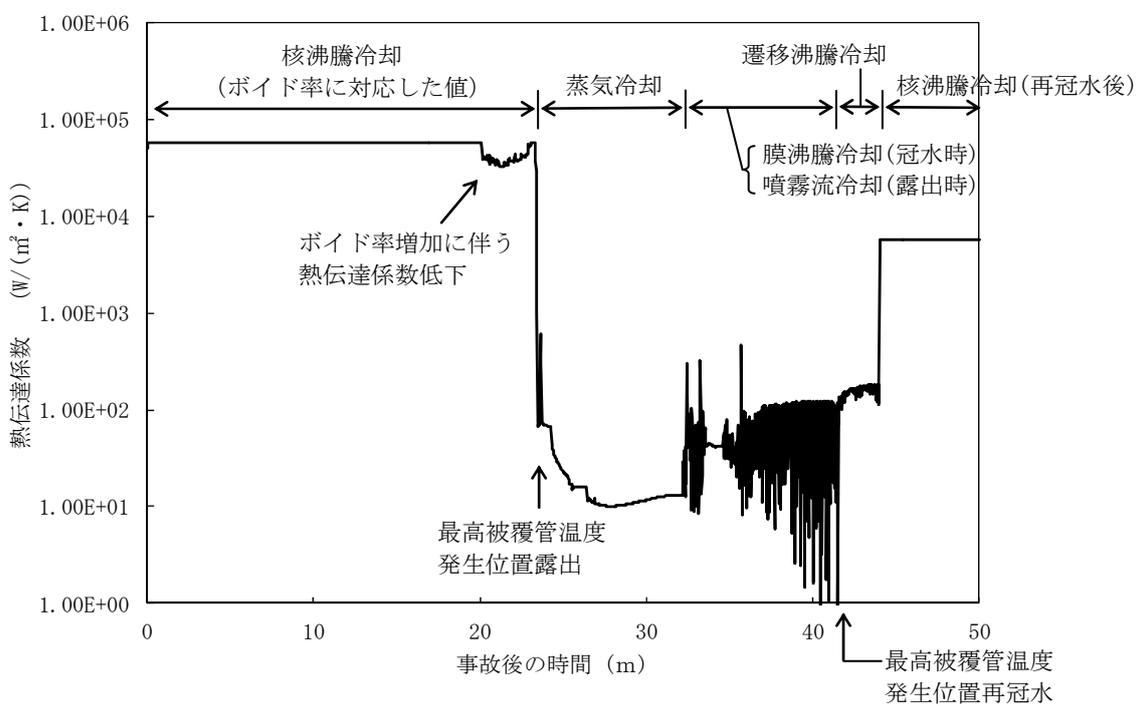


図 2.6.12 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移

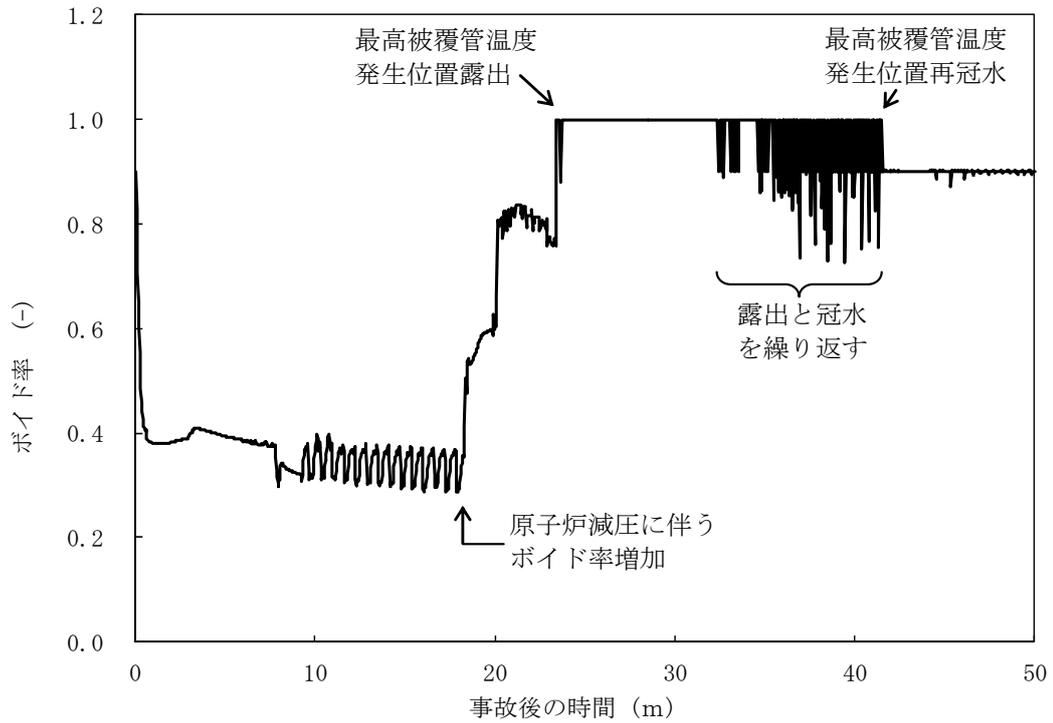


図 2.6.13 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移

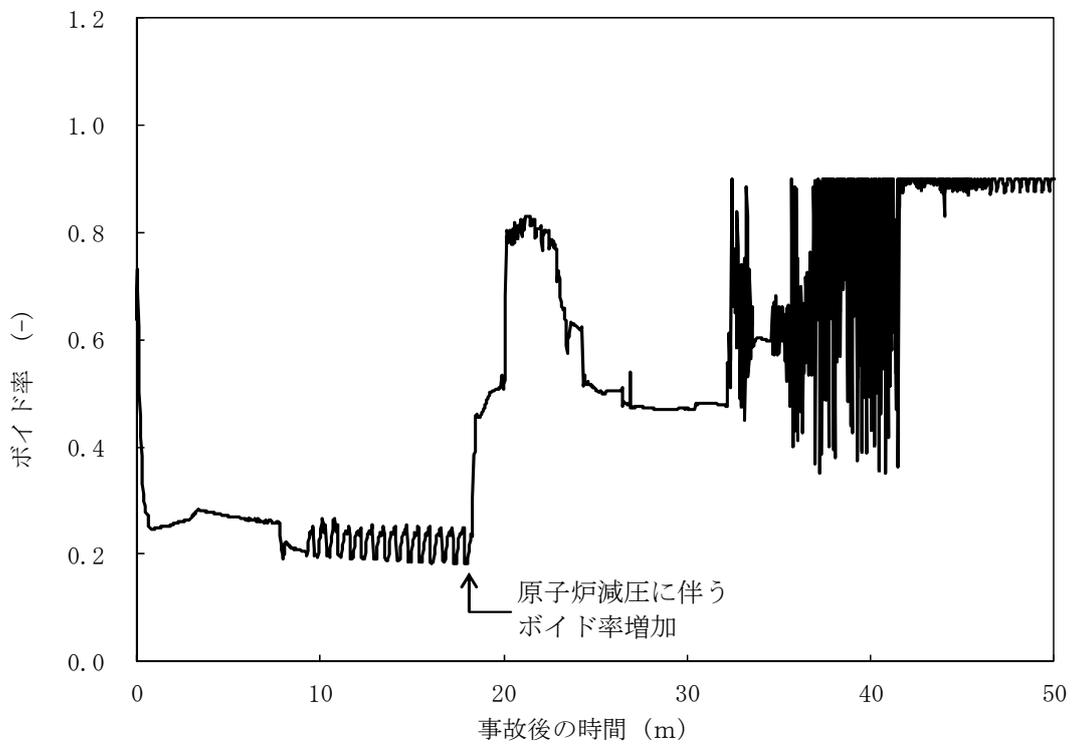


図 2.6.14 高出力燃料集合体のボイド率の推移

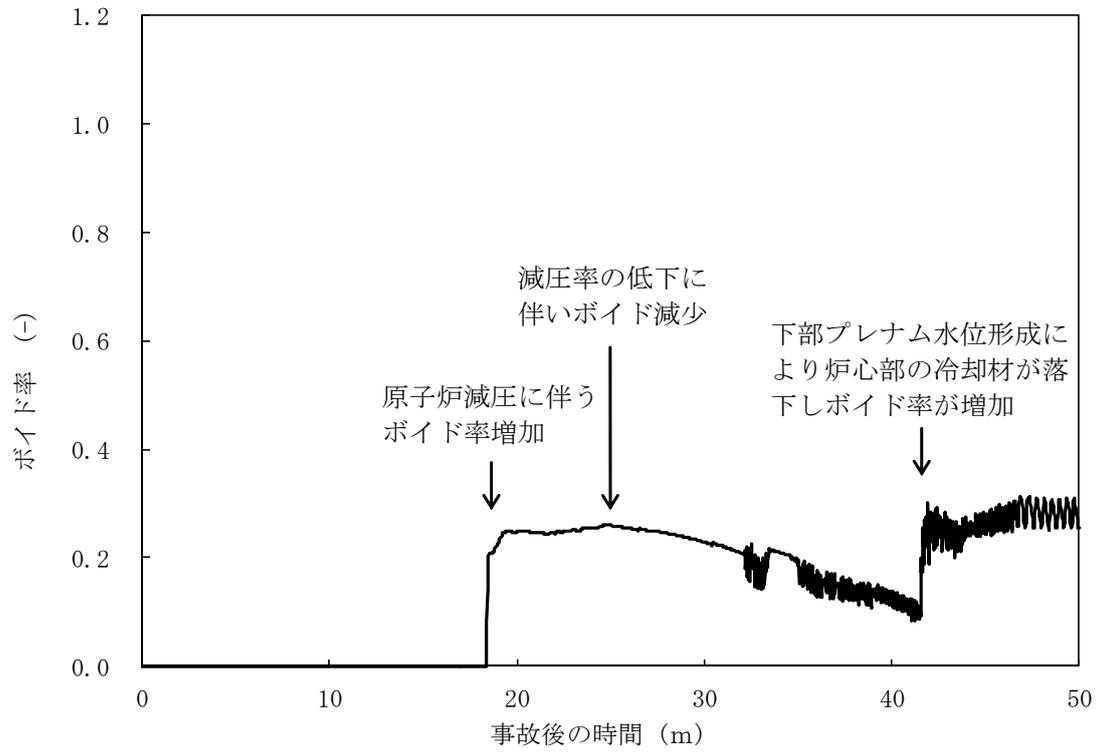


図 2.6.15 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

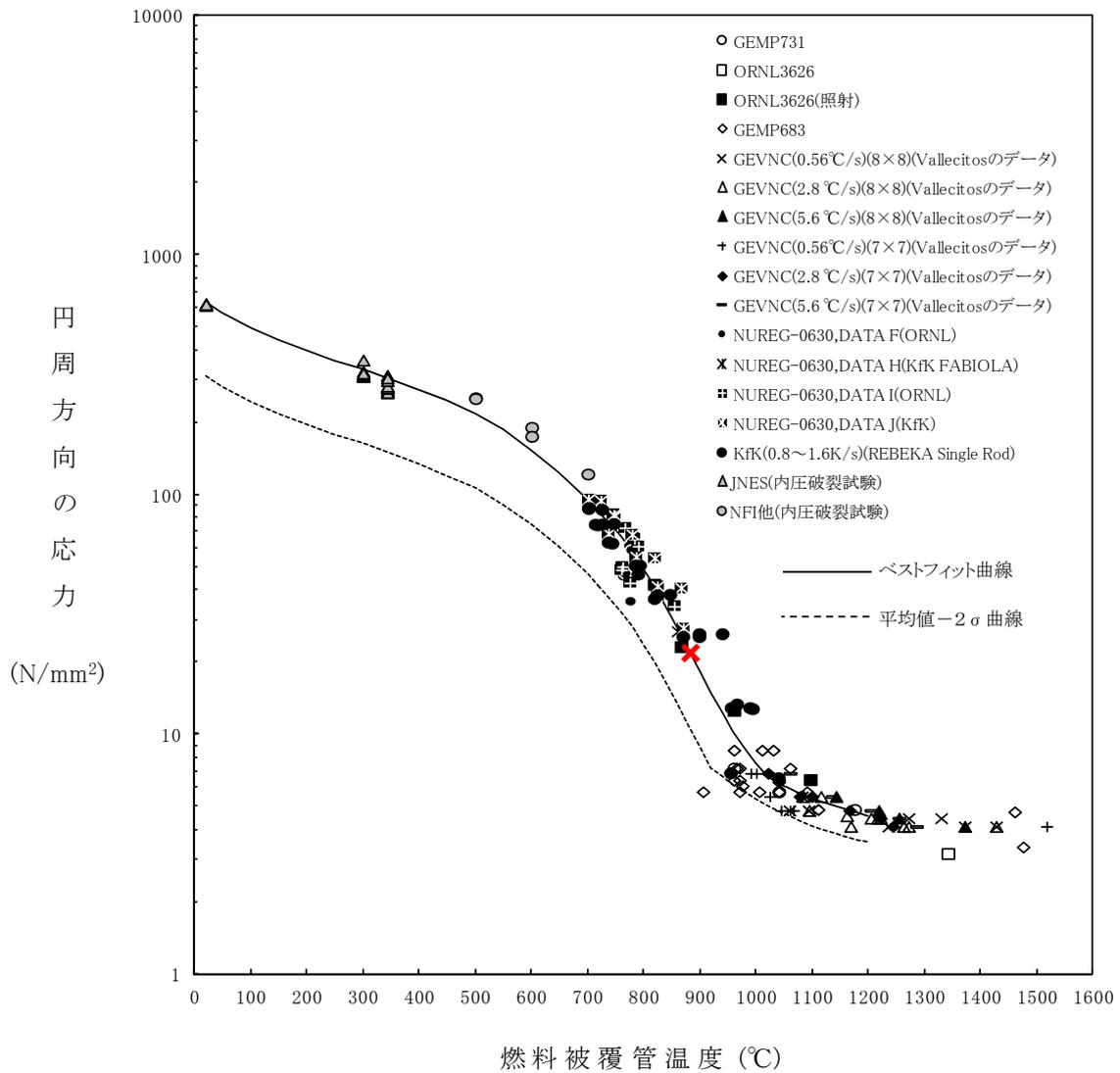


図 2.6.16 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

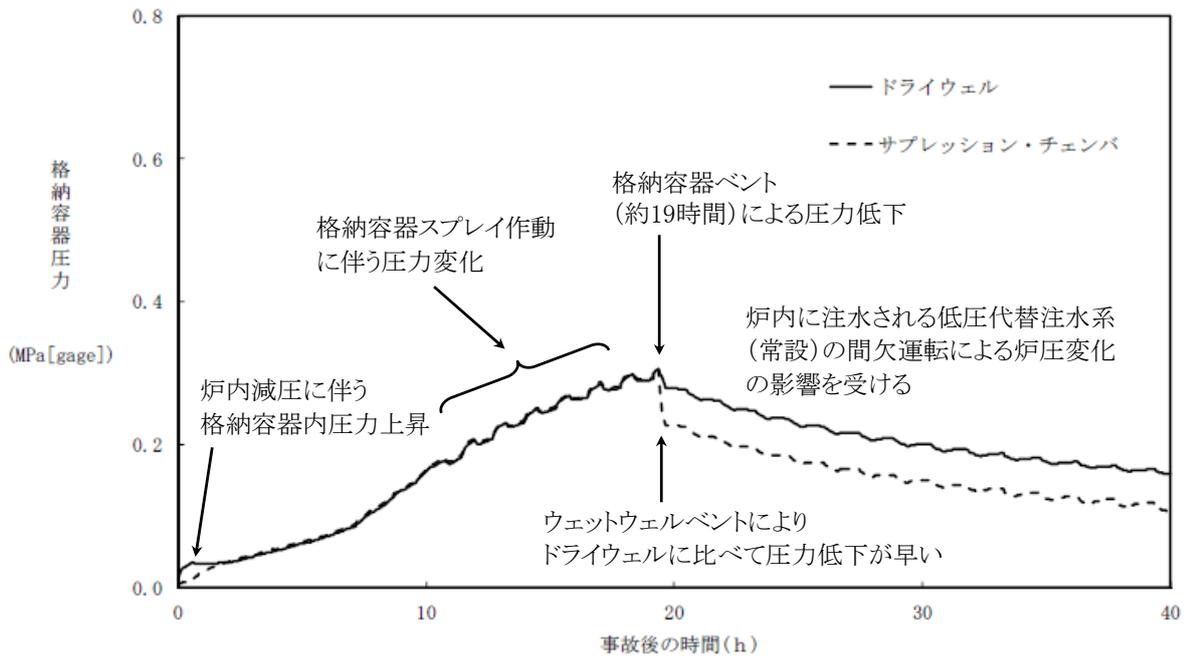


図 2.6.17 格納容器圧力の推移

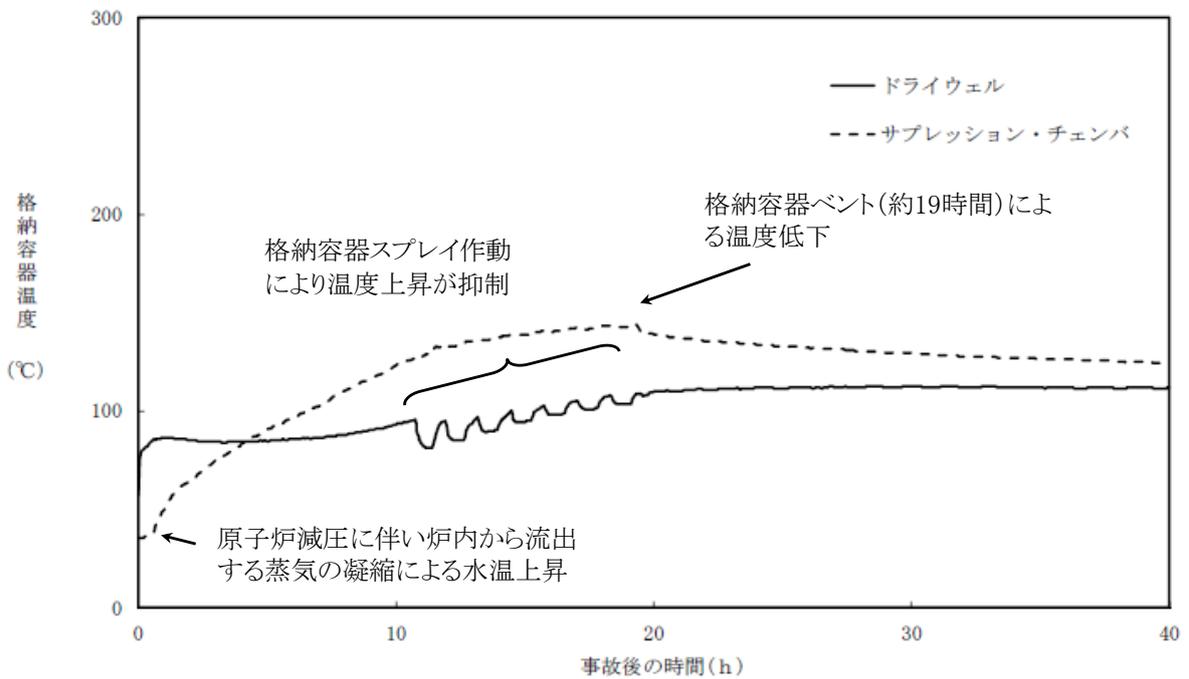


図 2.6.18 格納容器気相部の温度の推移

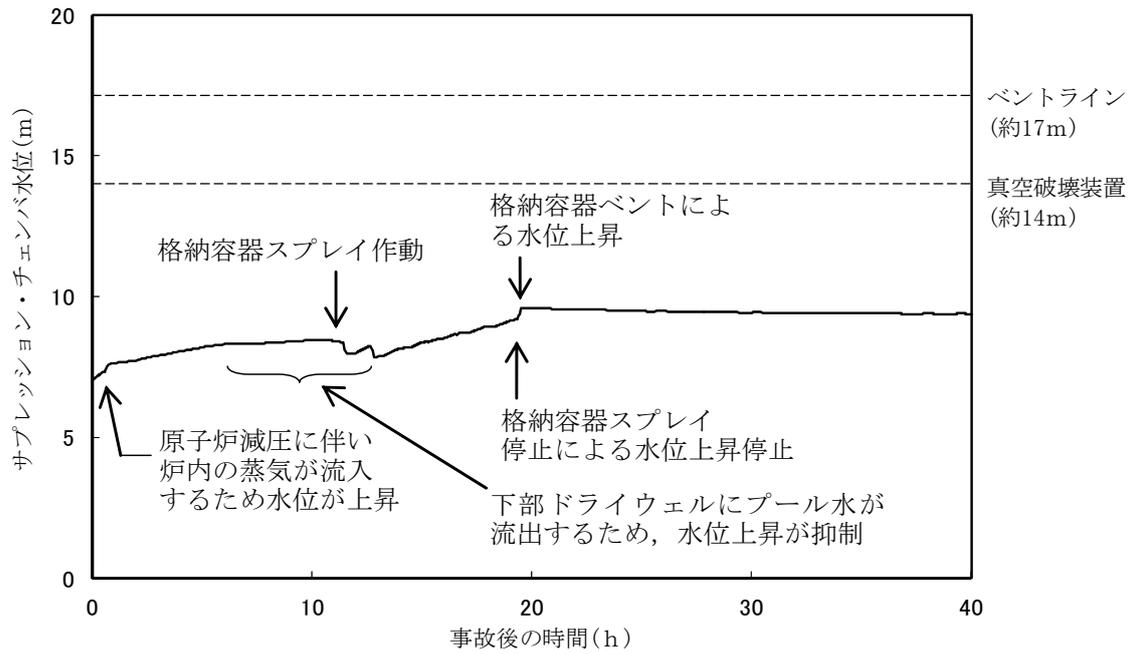


図 2.6.19 サプレッション・チェンバ水位の推移

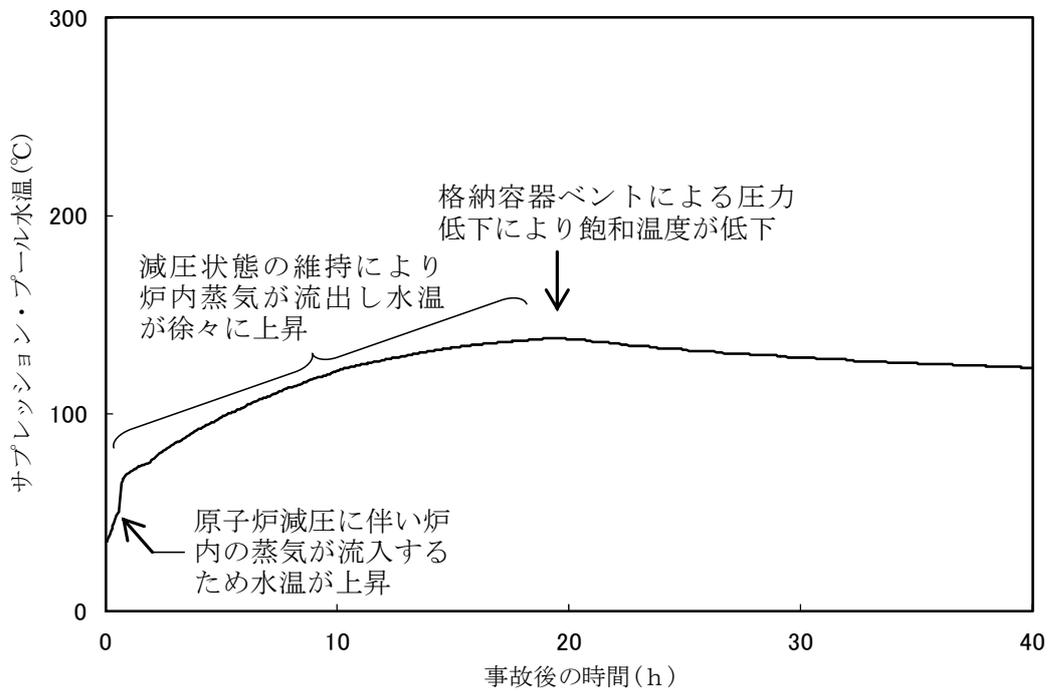


図 2.6.20 サプレッション・チェンバ水温の推移

表 2.6.1 LOCA時注水機能喪失時（中小破断LOCA）における重大事故等対策について

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

表 2.6.2 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失時）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A型）	—
	最大線出力密度	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 （燃焼度 33GWd/t）	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	内部機器，構造物体積を除く全体積
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	必要最小空間部体積 必要最小プール水量
	真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧）	—
	サブプレッションプール水位	7.05m（NWL）	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	サブプレッションプール水温	35℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5kPa	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	32℃	通常運転時の復水貯蔵槽温度として設定	

表 2.6.2 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失時）（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は約 1cm ²	燃料破裂が発生しないことが確認できる破断面積として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	異常な過渡変化（給水流量全喪失）とLOCAの重畳は想定しにくいことから、外部電源なしを設定

表 2.6.2 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失時）（3/4）

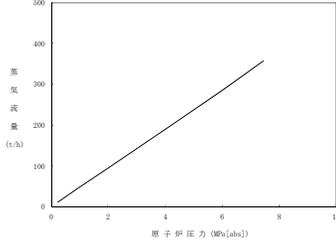
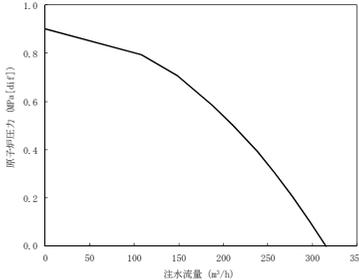
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (応答時間：0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
	逃がし安全弁	8 個 7.51 MPa[gage]×1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa[gage]×1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa[gage]×4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa[gage]×4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa[gage]×4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa[gage]×4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気量の関係〉 
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水，その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として設定 
	代替格納容器スプレイ冷却系	130m ³ /h にてスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器圧力逃がし装置等	14.3kg/s の流量にて除熱	—

表 2.6.2 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失時）（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 14 分後	高圧・低圧注水系機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 14 分後に開始し、操作時間は 4 分間として設定
	原子炉急速減圧操作	事象発生から 18 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却	格納容器圧力「0.18MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力「0.31MPa[gage]」到達時	運転操作手順書を踏まえて設定

安定停止状態について

LOCA時注水機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

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

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.6.6 及び図 2.6.7 に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

格納容器圧力逃がし装置等による除熱での安定状態の維持について

図 2.6.17 及び図 2.6.18 に示すとおり、格納容器圧力 0.31MPa[gage]に到達後、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を実施することにより、格納容器圧力・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じる約 19 時間後を原子炉格納容器安定状態とした。

残留熱除去系による除熱での長期安定状態の維持について

残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、長期にわたり炉心及び格納容器の冷却が可能である。また、冷却に必要な電源等のサポート系は使用可能であることから、原子炉及び格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。

7 日間における水源の対応について(LOCA時注水機能喪失)

○水源

復水貯蔵槽水量：約1,700m³

淡水貯水池：約18,000m³

○水使用パターン

① 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後に原子炉冠水までは定格流量で注水する。冠水後は、原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）の範囲で注水する（約90m³/h）。

② 代替格納容器スプレイ冷却系による代替原子炉格納容器スプレイ

格納容器圧力が0.18MPa[gage]到達後に開始し、原子炉水位高（レベル8）～原子炉水位低（レベル3）までの間、代替原子炉格納容器スプレイを実施する（130m³/h）。

③ 淡水貯水池から復水貯蔵槽への移送

12時間後から、淡水貯水池の水を防火水槽へ移送する。

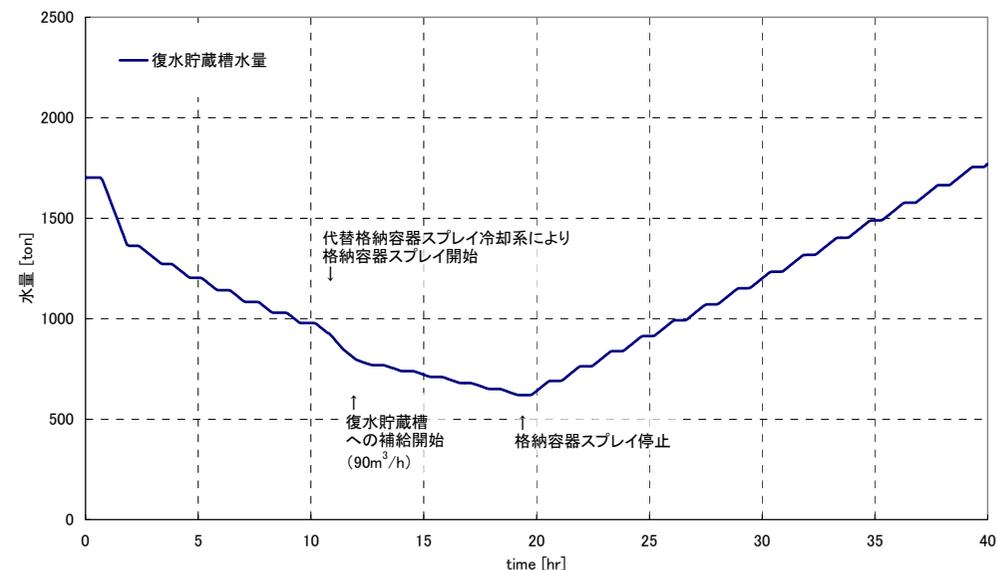
防火水槽からは可搬型代替注水ポンプ2台を用いて90m³/hで復水貯蔵槽へ移送する。

○時間評価（右上図）

12時間前までは復水貯蔵槽を水源として原子炉注水及び代替原子炉格納容器スプレイを実施するため、復水貯蔵槽水量は減少する。12時間後から復水貯蔵槽への補給を開始するため、水量の減少割合は低下する。ベントと同時にスプレイを停止し、その後は崩壊熱相当で注水することから復水貯蔵槽水量は回復し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵槽が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、合計約5,300m³必要となるが、復水貯蔵槽及び淡水貯水池、合計で約19,700m³保有することから必要水量を確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



7 日間における燃料の対応について(LOCA時注水機能喪失)

プラント状況:6, 7号機運転中。1~5号機停止中。

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

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

号機	時系列		合計	判定
7号機	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 757,008L	7号機軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
6号機	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 757,008L	6号機軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,490L/h×24h×7日×3台=750,960L	復水貯蔵槽給水用 可搬型代替注水ポンプ(A-2級) 2台起動。 18L/h×24h×7日×2台=6,048L		
1号機	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
2号機	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
3号機	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
4号機	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
5号機	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり、 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,879L/h×24h×7日×2台=631,344L			
その他	事象発生直後～事象発生後7日間		7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1~7号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 673,264L であり、 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 395L/h×24h×7日=66,360L モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) 9L/h×24h×7日×3台=4,536L			

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが、保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが、保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

2.7.1 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「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「インターフェイスシステムLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後，隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）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「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では，原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で，高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち，隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断する事象を想定する。このため，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により炉心を冷却することによって炉心の著しい損傷の防止を図り，また，インターフェイスシステムLOCAの発生箇所を隔離することによって，格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水，残留熱除去系を用いた除熱を整備する。これらの対策の概略系統図を図 2.7.1 から図 2.7.3 に，手順の概要を図 2.7.4 に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を表 2.7.1 に示す。

本事故シーケンスグループにおける 6/7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央監視・指示を行う当直長 1 名（6/7 号炉兼任），当直副長 2 名，運転員 4 名の合計 7 名である。必要な要員と作業項目について図 2.7.5 に示す。

a. インターフェイスシステムLOCA発生

高圧炉心注水系の電動弁開閉試験にて，原子炉注入逆止弁が故障により開固着しており，原子炉注入電動弁が誤動作した場合，高圧炉心注水系の低圧設計のポンプ吸込配管が過圧され破断することで，インターフェイスシステムLOCAが発生する。

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失となり，炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。

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

c. 高圧注水系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下を継続し、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系が起動する。

高圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、各系統流量指示計等である。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル1.5）で全閉するが、破断口から冷却材の流出が継続しているため、原子炉圧力は低下を継続する。

高圧注水系により原子炉注水は実施されるが、破断口から冷却材の流出が継続しているため原子炉水位は低下を継続し、原子炉水位低（レベル1）で低圧注水系が起動する。

d. 原子炉水位維持及び破断箇所隔離

原子炉圧力低下に伴い、健全側高圧炉心注水系の流量が増加し原子炉水位は回復するが、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は高圧炉心注水系ノズル位置以下で維持する。

原子炉水位維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び各系統流量指示計等である。

破断箇所の隔離は、中央制御室または格納容器外での破断系統の弁閉止操作により実施する。この隔離操作に失敗した場合は、格納容器内を空気で置換した後、運転員が手動で格納容器内の隔離弁を閉止させ隔離する。

e. 破断箇所隔離後の水位維持及び残留熱除去系による除熱

破断箇所の隔離が成功すると、崩壊熱により原子炉圧力は上昇する。高圧注水系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

原子炉水位維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位計及び各系統流量指示計等である。

残留熱除去系によるサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始後、原子炉を減圧する。原子炉減圧後、原子炉停止時冷却モード運転を開始し、原子炉を冷温停止状態に移行する。

サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッションプール水温度計等である。

原子炉停止時冷却モード運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度計等である。

2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子

炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された 2 つの隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損または誤開することで、低圧設計部分が加圧される「インターフェイスシステム LOCA」を選定した。

本重要事故シーケンスでは、炉心崩壊熱、燃料から冷却材への熱伝達、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、残留熱除去系を用いた除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を表 2.7.2 に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち最も配管径が大きい高圧炉心注水系の吸込配管とし、高圧炉心注水系スパーージャから破断口に至る経路のうちで面積の最も小さい高圧炉心注水系スパーージャノズル部において臨界流が生じる。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

インターフェイスシステム LOCA が発生した場合には、冷却材流出の防止のため、原子炉減圧操作を実施する手順としているが、本評価においては、減圧操作は実施しない。

(c) 外部電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は、事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプトリップに伴う「炉心流量急減」信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

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

(c) 高圧炉心注水系

高圧炉心注水系が原子炉水位低（レベル 1.5）で自動起動し、 $727\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.69\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で給水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 解析においては、事象進展の厳しさの観点から、高圧炉心注水系の破断箇所隔離は想定していないが、高圧炉心注水系の破断箇所隔離は、事象発生後10分間のプラント状況確認後とし、操作時間として5分間を想定している。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流出量、原子炉内保有水量、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移を図 2.7.6 から図 2.7.14 に示す。

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が起動する。

再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに 10 台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。

破断口から冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が開始すると回復し、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持される。

炉心を冠水維持しつつ、破断箇所の特定及び隔離を行う。破断箇所の隔離は、中央制御室又は格納容器外での破断系統の弁閉止の操作を実施する。これらの操作に失敗した場合には、格納容器内を空気で置換した後、運転員が手動で格納容器内の隔離弁を閉止させることによって破断箇所の隔離を実施する。

（添付資料 2.7.1）

高出力燃料集合体のボイド率は、配管破断による減圧に伴い増加し、原子炉隔離時冷却系が停止すると、ボイド率は増加する。減圧が完了すると、炉心下部プレナム部から未飽和水が流入し、ボイド率は低下する。その後は、高圧炉心注水系による注水によりボイド率は増減する。

炉心下部プレナム部のボイド率は、配管破断による原子炉減圧に伴い増加し、減圧が完了すると低下する。

その後は、残留熱除去系を用いた除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

※シュラウド内側は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外側の

水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、シュラウド内外の水位を合わせて示した。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は図 2.7.12 に示すとおり、初期値を上回ることなく、また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は図 2.7.6 に示すとおり、初期値以下であり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、通常停止で経験する範囲と同程度であり、限界圧力及び限界温度に対して十分低く抑えられる。

事象発生約 15 分後に漏えいが停止し、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水継続により、炉心の冷却が維持される。その後は、残留熱除去系による除熱を開始することで安定停止状態を維持できる。

（添付資料 2.7.2）

2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

追而

2.7.4 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「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」において、6号炉及び7号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.7.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり7名であり、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員の51名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水源

インターフェイスシステム L O C A の発生後、隔離までの時間を約 15 分とした場合、溢水量は約 180m³であり、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による炉心注水については、復水貯蔵槽及び淡水貯水池で 19,700m³の水を保有していることから注水によって復水貯蔵槽が枯渇することはなく、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約750,960Lの軽油が必要となる。

軽油タンクで軽油約1,020,000L（発電所内で軽油約5,344,000L）の使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料2.7.3）

c. 外部電源

外部電源は事象発生と同時に喪失することとし、非常用ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

2.7.5 結論

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LOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧され破断し、格納容器外への原子炉冷却材の流出が特徴である。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LOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、長期対策として残留熱除去系を用いた除熱を整備している。

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LOCA）」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系を用いた原子炉注水、残留熱除去系を用いた除熱により、炉心損傷することはない。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、当直長、当直副長、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。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「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、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「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。

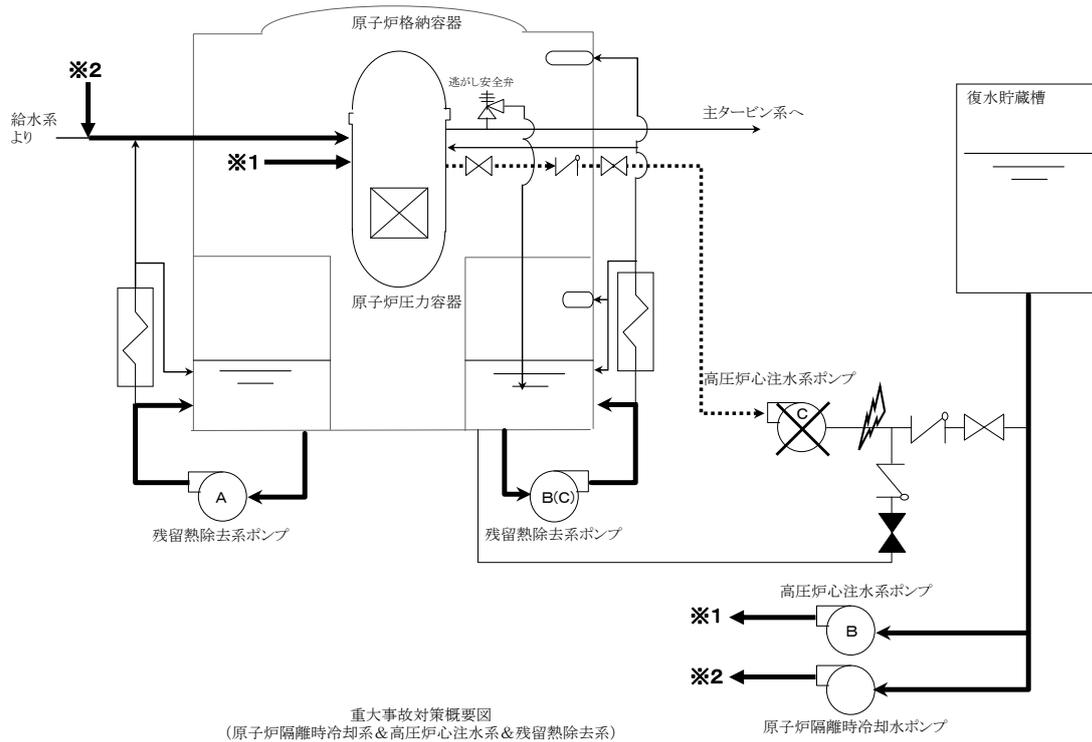


図 2.7.1 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時の重大事故等対策の概略系統図
(1/3)

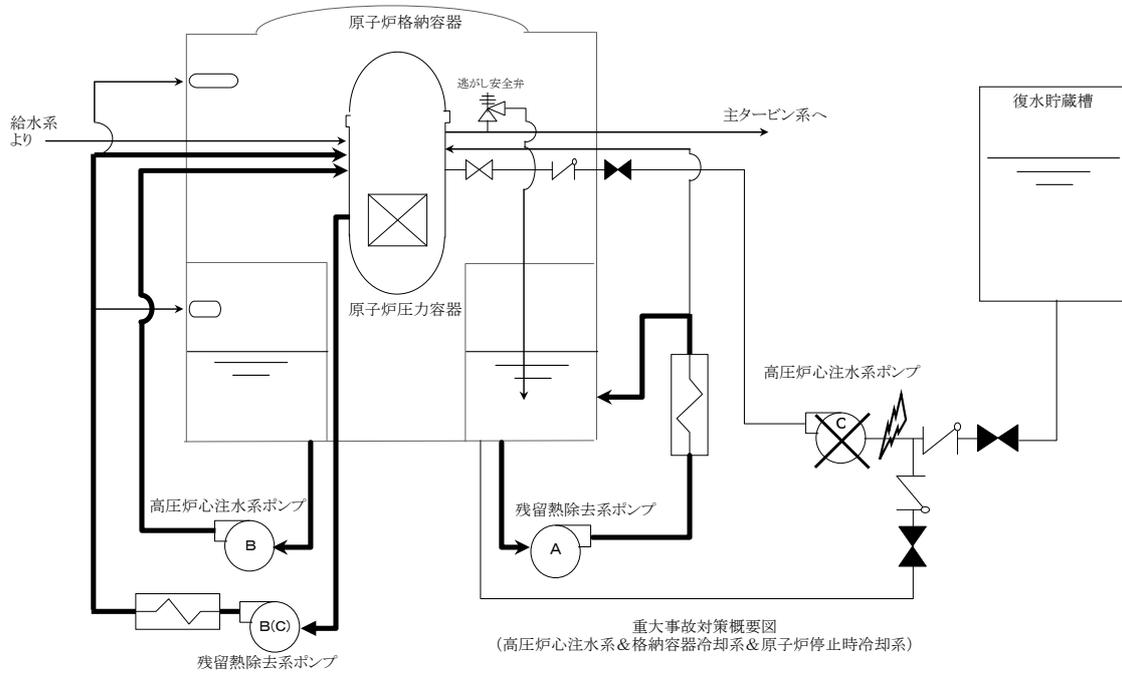


図 2.7.2 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時の重大事故等対策の概略系統図
(2/3)

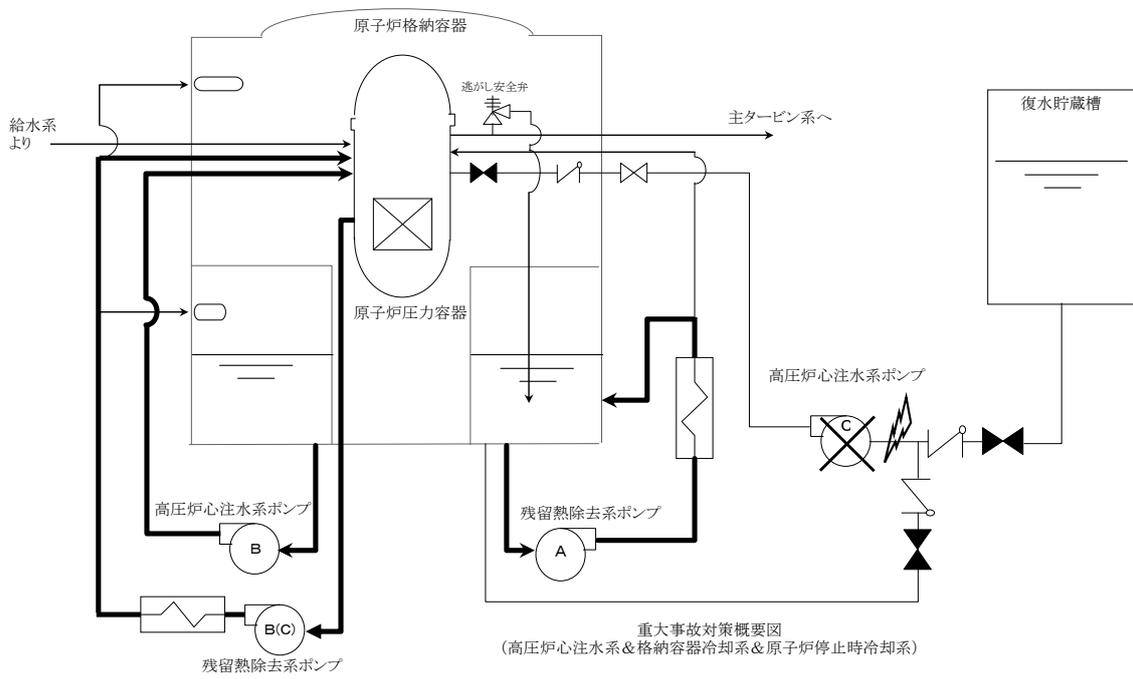


図 2.7.3 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時の重大事故等対策の概略系統図
(3/3)

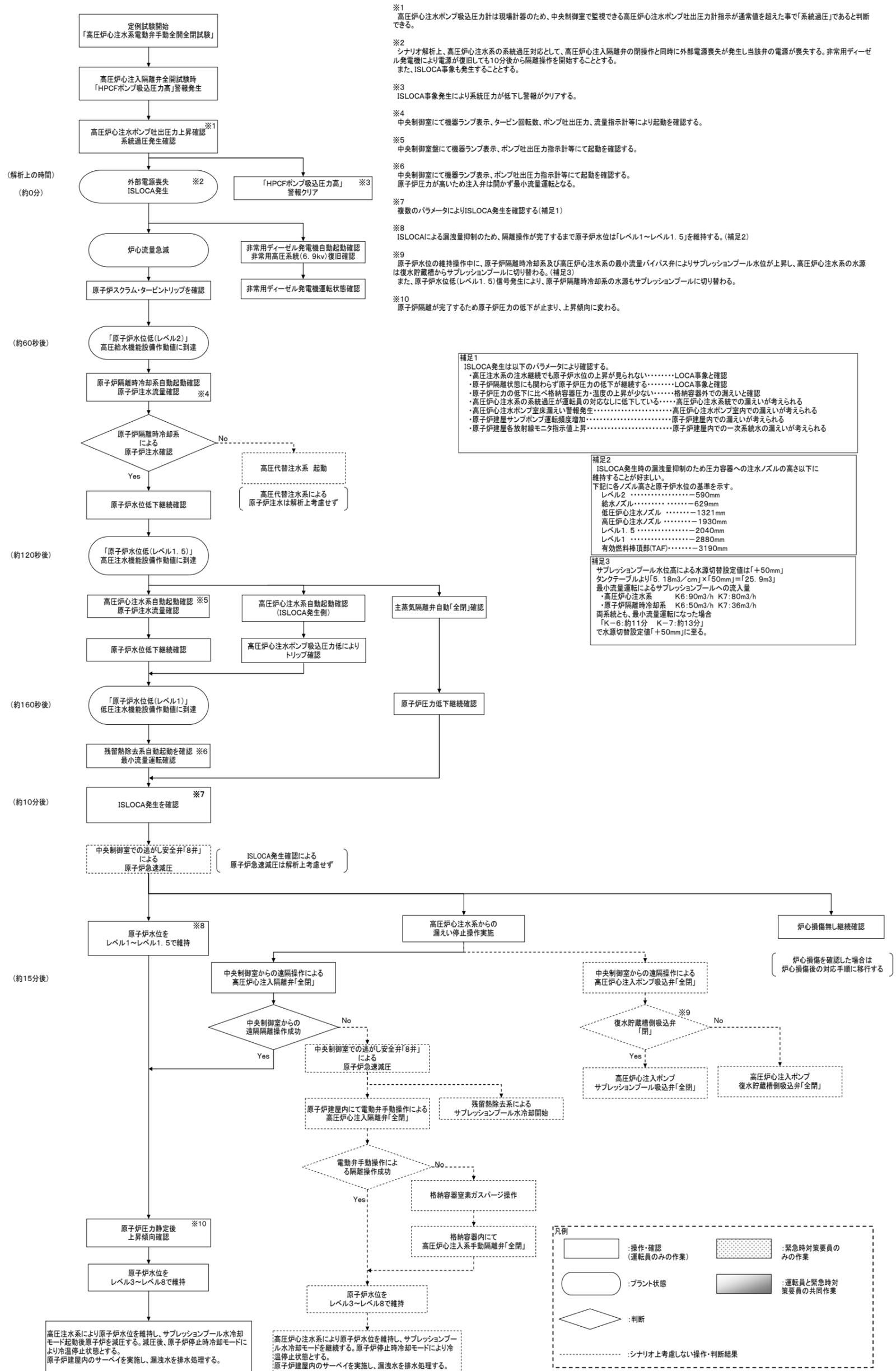


図 2.7.4 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の対応手順の概要

格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）												備考	
	運転員（中操）		運転員（現場）		緊急時対策委員（現場）			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		▽ プラント状況判断													
状況判断	2人 A,B	2人 a,b	-	-	-	-	・高圧炉心注水系吸込配管破断確認 ・外部電源喪失確認 ・原子炉スクラム・タービントリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機 自動起動確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動確認 ・高圧炉心注水系（健全側）自動起動確認 ・高圧炉心注水系（不具合発生側）自動起動/機能喪失確認 ・低圧注水系 自動起動確認	10分												事象発生 原子炉スクラム ▽約60秒 原子炉水位低（レベル2） ▽約120秒 原子炉水位低（レベル1.5） ▽約160秒 原子炉水位低（レベル1）	約15分 高圧炉心注水系からの漏えい停止
高圧炉心注水系からの漏えい停止操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・高圧炉心冷却系 電動弁開操作	5分													
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系	「レベル1～レベル1.5」維持													
							・高圧炉心注水系（健全側）	「レベル1～レベル1.5」維持												「レベル3～レベル8」維持	
残留熱除去系 運転モード切替操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・低圧注水モード →サブプレッションプール水冷却モード	サブプレッションプール水冷却モード													
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	0人	0人	0人																

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

図 2.7.5 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時の作業と所要時間

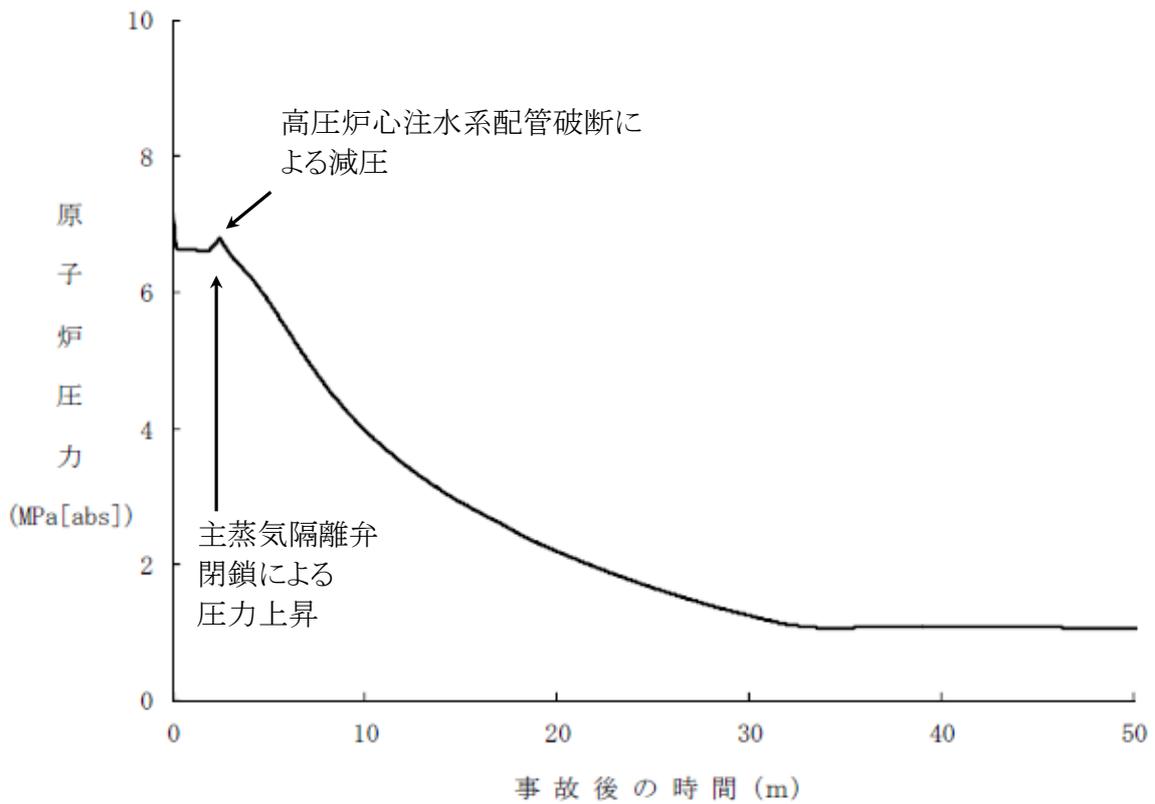


図 2.7.6 原子炉圧力の推移

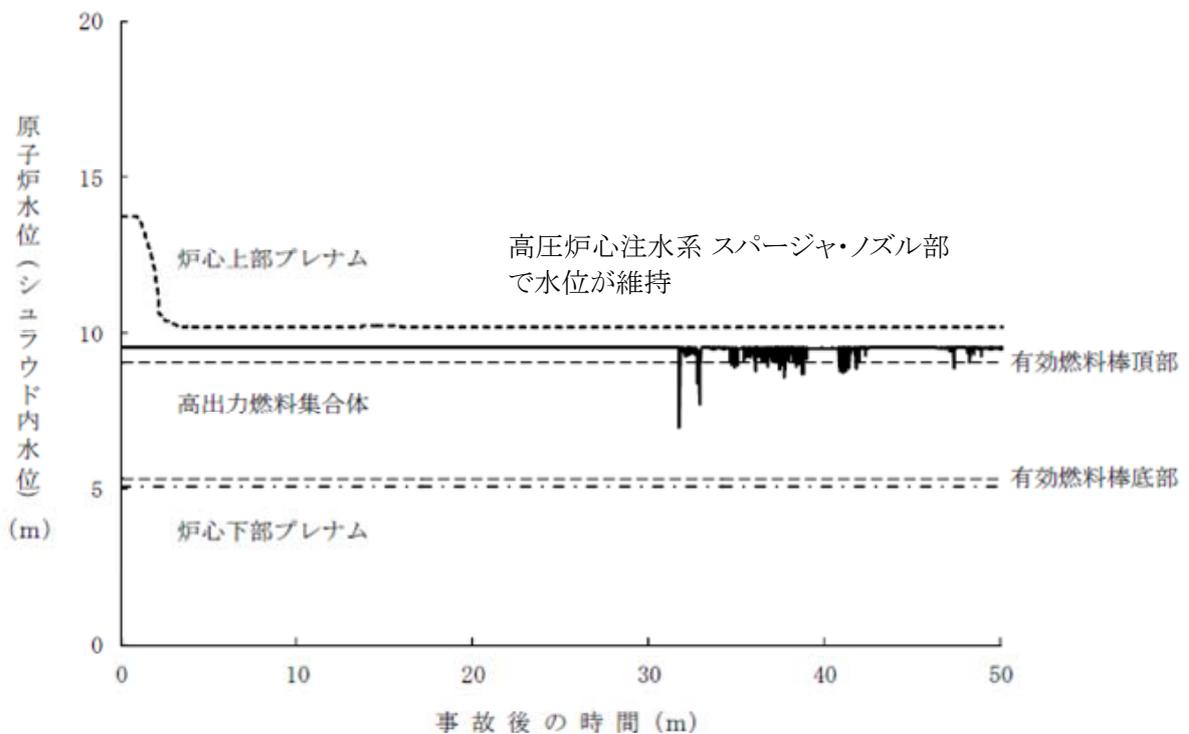


図 2.7.7 原子炉水位の推移

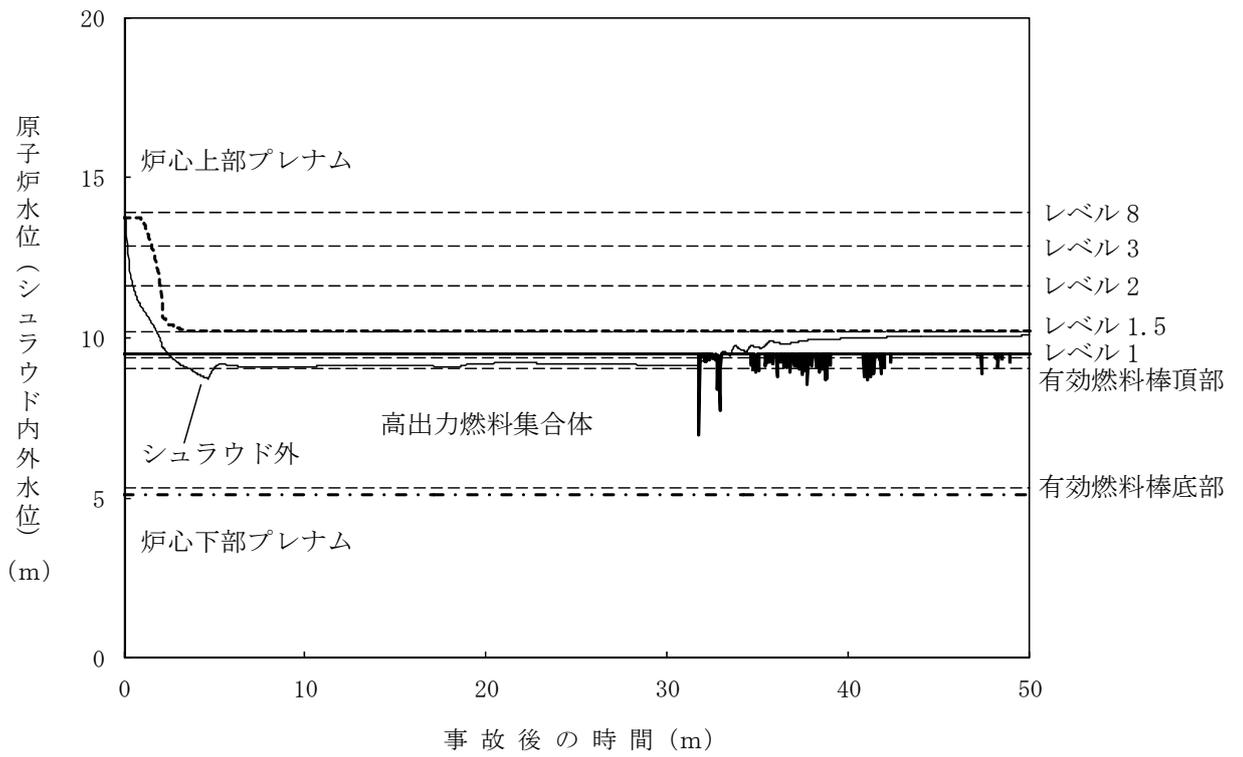


図 2.7.8 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移

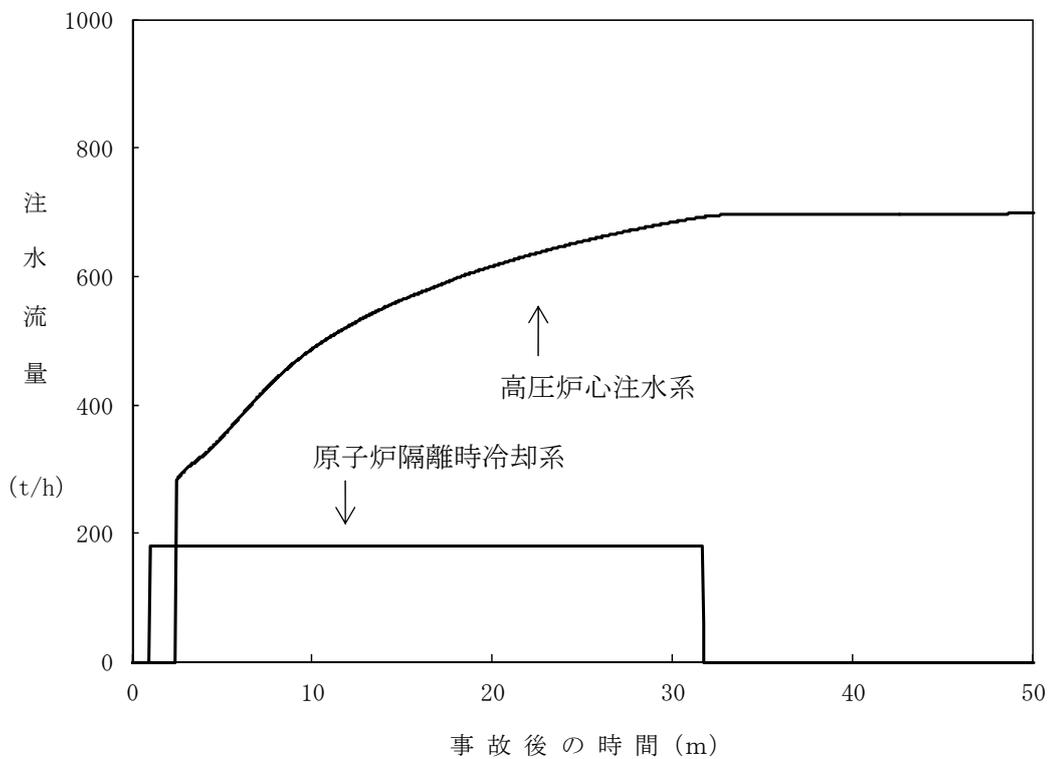


図 2.7.9 注水流量の推移

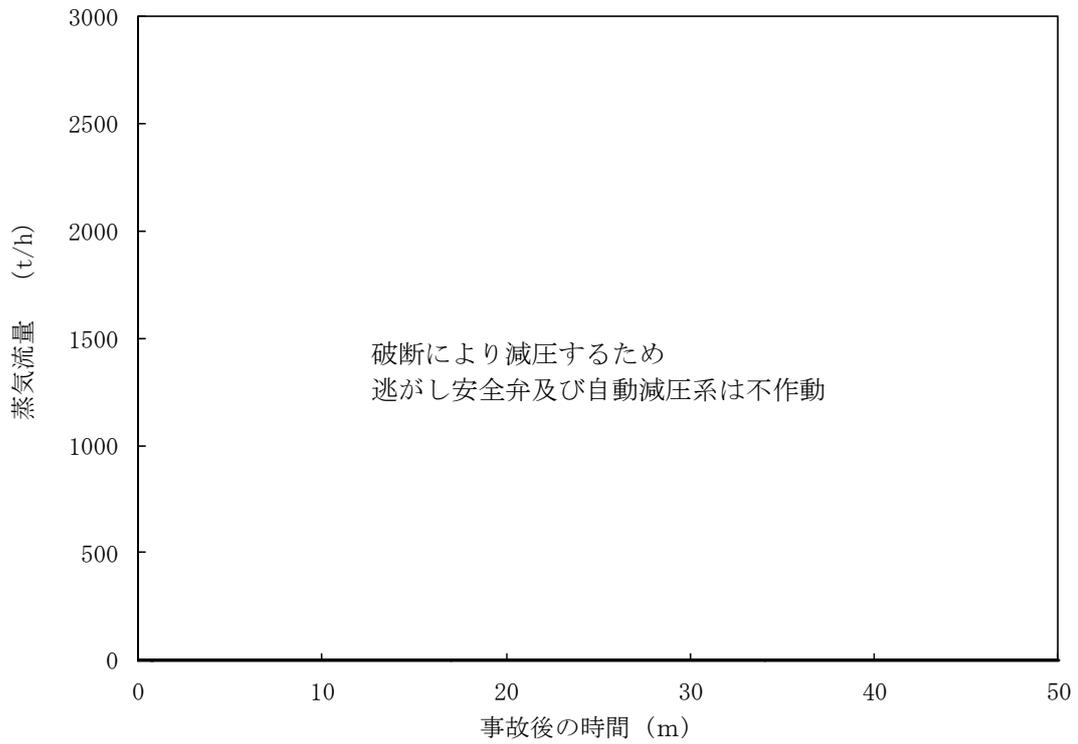


図 2.7.10 逃がし安全弁からの蒸気流出量の推移

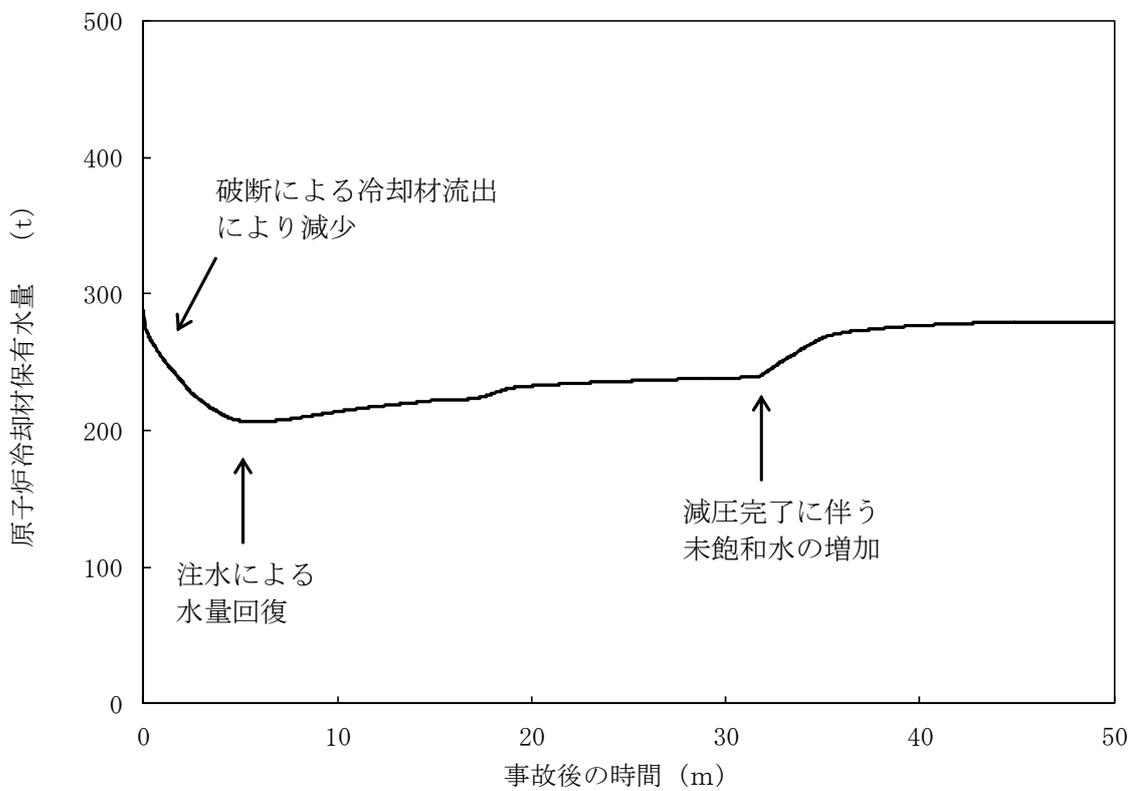


図 2.7.11 原子炉内保有水量の推移

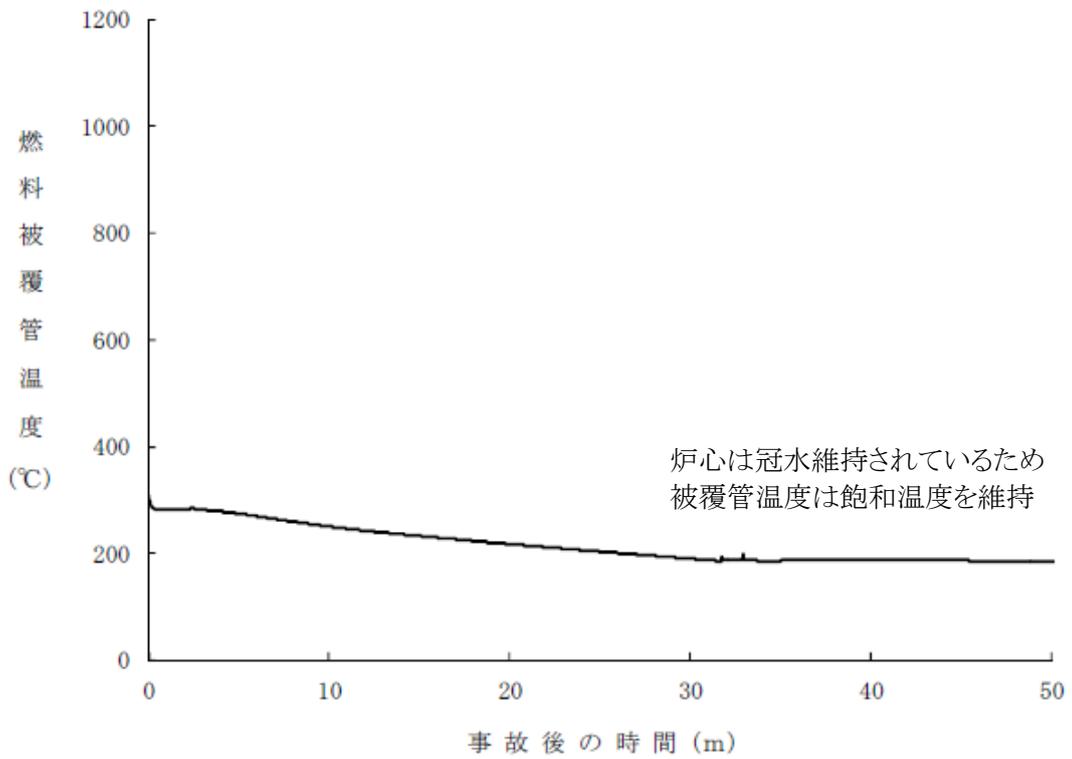


図 2.7.12 燃料被覆管温度の推移

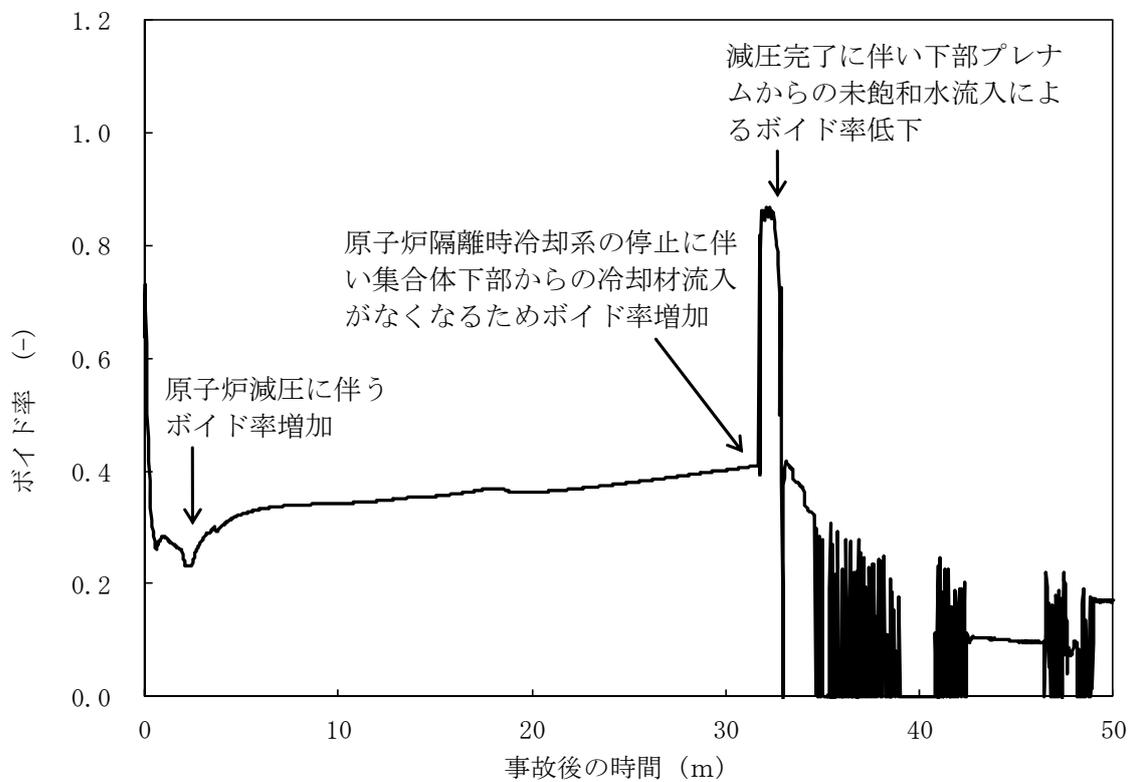


図 2.7.13 高出力燃料集合体のボイド率の推移

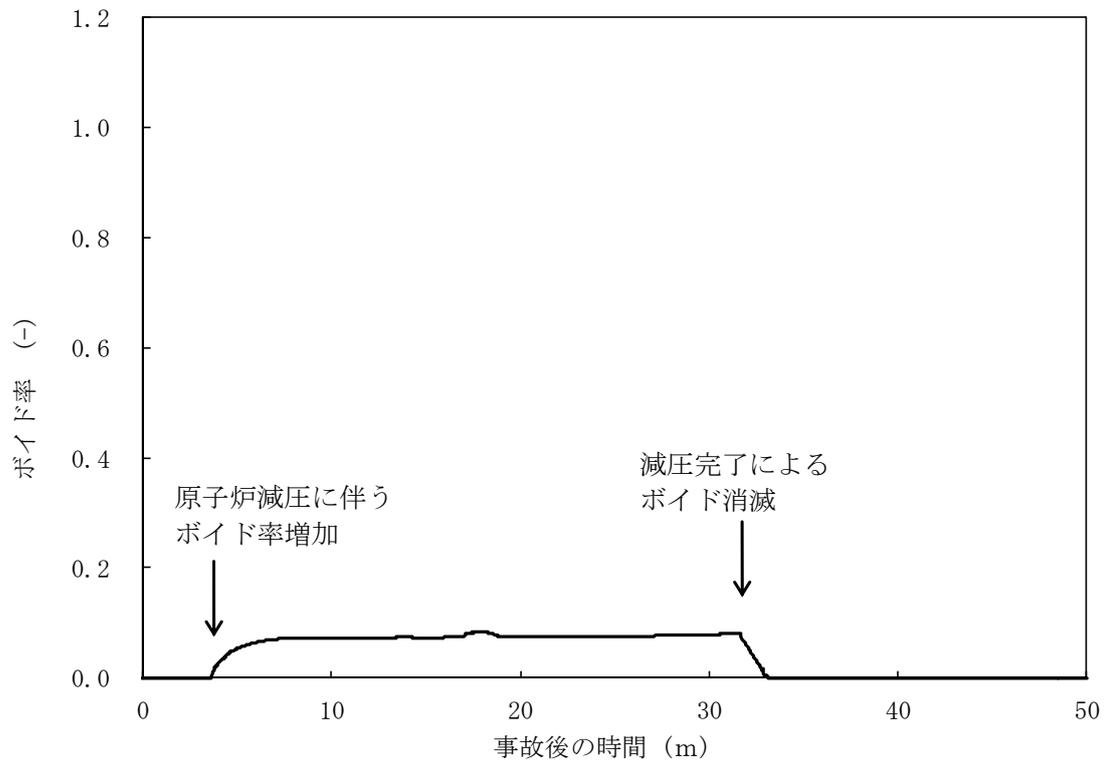


図 2.7.14 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

表 2.7.1 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム確認	外部電源喪失により、炉心流量急減信号が発生して原子炉はスクラムする。	—	—	平均出力領域モニタ
高圧注水系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下を継続し、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系が起動し原子炉注水を開始する。また、主蒸気隔離弁が全閉するが、破断口から冷却材の流出が継続しているため原子炉水位低下及び原子炉圧力低下は継続し、原子炉水位低（レベル 1）にて低圧注水系が起動する。	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水ポンプ 残留熱除去系ポンプ 主蒸気隔離弁	—	原子炉水位計 原子炉圧力計 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計 残留熱除去系ポンプ吐出圧力計
原子炉水位維持及び破断箇所隔離	原子炉圧力低下に伴い、健全側高圧炉心注水系の流量が増加し原子炉水位は回復するが、破断箇所からの漏えい抑制のため高圧炉心注水系ノズル位置以下で維持する。破断箇所の隔離を中央制御室または格納容器外で弁閉止操作により実施する。この操作に失敗した場合は、格納容器内を空気で置換した後に格納容器内の隔離弁を手動で閉止させ隔離する。	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水ポンプ	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計
破断箇所隔離後の水位維持	破断箇所の隔離に成功すると崩壊熱により原子炉圧力は増加する。高圧注水系による原子炉注水を継続し原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系 高圧炉心注水ポンプ	—	原子炉水位計 原子炉隔離時冷却系系統流量計 高圧炉心注水系系統流量計
残留熱除去系による除熱	残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始した後、原子炉を減圧する。原子炉減圧後、原子炉停止時冷却モード運転を開始し原子炉を冷温停止状態へ移行する。	逃がし安全弁 残留熱除去系ポンプ	—	原子炉圧力計 原子炉水位計 残留熱除去系系統流量計 サブプレッションプール水温計 残留熱除去系熱交換器入口温度計

表 2.7.2 主要解析条件格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）（1/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	SAFER	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定
	燃料	9×9 燃料（A型）	—
	最大線出力密度	44.0 kW/m	設計の最大値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮

表 2.7.2 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））（2/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	高压炉心注水系の吸込配管の破断	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち最も配管径が大きいものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉減圧機能喪失	炉心冷却上の事象進展の厳しさから、原子炉減圧操作は実施しないものとして設定
	外部電源	外部電源なし	異常な過渡変化（給水流量全喪失）とインターフェイスシステムLOCAの重畳は想定しにくいことから、外部電源なしを設定

表 2.7.2 主要解析条件 (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)) (3/4)

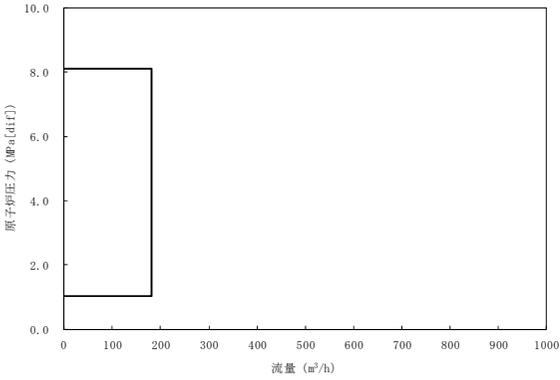
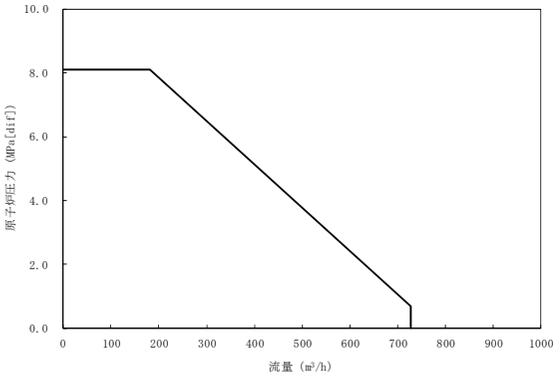
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	炉心流量急減 (応答時間 : 0.05 秒)	安全保護系の遅れ時間を考慮した応答時間を設定
	原子炉水位低 (レベル 2) にて自動起動 182m ³ /h (8.12~1.03MPa[dif]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	原子炉水位低 (レベル 1.5) にて自動起動 727m ³ /h (0.69MPa[dif]において) にて注水	高圧炉心注水系の設計値として設定 

表 2.7.2 主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））（4/4）

	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	高圧炉心注水系の破断箇所隔離	破断箇所の隔離は期待していない	冷却材流出が継続し、炉心冷却上の事象進展が厳しいことから設定

インターフェイスシステムLOCA発生時の現場環境について

インターフェイスシステムLOCAにおいて、配管が全周破断すると破断箇所から大量の冷却材や水蒸気等が原子炉建屋原子炉区域内に漏洩し、現場環境が悪化することが考えられる。そこで現場環境の悪化が操作や設備に与える影響について検討した。

(1) 事象収束に必要な操作及び設備

破断箇所の隔離操作は中操にて実施されるため、これらに成功すれば現場での操作を必須としていない。しかし、なんらかの理由で中操での操作に失敗すれば格納容器内外の隔離の現場での隔離操作が必要となる。

また、原子炉隔離時冷却系や待機していた高圧炉心注水系は水位維持のため、悪化した現場環境においても機能維持が必要となる。

(2) 現場環境の想定

○温度・湿度・圧力の想定

・評価の想定

評価の条件を表1、図1に示す。なお、通常は残留熱除去系により格納容器が除熱されるためベント操作は不要であるが、保守的に機能に期待していない。また、建屋壁の放熱についても保守的に考慮しない。

・評価の結果

図2～4に評価結果を示す。事象発生直後は漏洩した高温の冷却材が水蒸気へと変わり、ダクトや貫通孔の隙間より建屋に広がることで建屋内の圧力や温度が急激に上昇する。原子炉区域の圧力上昇に伴い、ブローアウトパネルが開放され、圧力上昇が抑制される。

原子炉の水位は漏洩する水量を少なくするために漏洩配管の高さ付近で維持され、破断箇所からは隔離するまで崩壊熱に相当する蒸気が漏洩し続けるが、崩壊熱量の低下に伴い、漏洩量も低下する。

原子炉建屋原子炉区域内の温度は、漏洩直後約90℃まで上昇するが、注水系(原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系)の作動、手動減圧、及びブローアウトパネル開放により温度が低下し、5時間程度で約50℃となる。隔離が実施されない場合、湿度は100%付近で維持される。

原子炉建屋原子炉区域内の圧力は漏洩直後に一時的に上昇するものの、ブローアウトパネル開放により、大気圧付近に維持される。

○冷却材漏洩による影響の想定

図5に冷却材流出量の時間変化について示す。隔離が実施できない場合の冷却材の漏

洩量は 55 時間で約 2,200m³ となり、これらが全て水量として存在した場合であっても水密扉等の溢水伝搬防止策により破断した系統と他区分の非常用炉心冷却系の機能喪失には至らない。

○現場の線量率の想定について

・評価の想定

格納容器バウンダリが喪失することで、原子炉から直接的に放射性物質が原子炉建屋原子炉区域内に放出される。

漏洩した冷却材中から気相へと移行される放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質が原子炉建屋から漏洩しないという条件で現場の線量率について評価した。

・評価の結果

外部被ばくは最大でも約 15mSv/h 程度であり、時間減衰によってその線量率も低下するため、線量率の上昇が現場操作や期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(3) まとめ

(2) で示す評価の結果より、インターフェイスシステム LOCA 発生による現場環境（温度、湿度、圧力、水位、線量率）の悪化は、現場操作の妨げとならず、必要な設備の機能も維持される。

なお、有効性評価の想定では保守的に配管低圧部に過剰な圧力が掛かることで全周破断することを想定しているが、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の低圧部であっても十分な圧力に耐える設計となっている。より現実的にそれらの配管の耐力を考慮した場合の現場環境の評価については現在実施中であるが、冷却材流出や水蒸気の漏洩は上記の検討結果より少ないことが考えられる。

表1 インターフェイスシステムLOCA時における温度・湿度・圧力の評価条件

破断箇所	高压炉心注水ポンプ室にてノズル相当の破断発生
事故シナリオ	事象発生後、水位の低下に伴い原子炉隔離時冷却系及び 高压炉心注水系が作動 事象発生から30分後に手動減圧を実施 水位回復後は破断配管の高さにて水位制御を実施 1Pd 到達後はウェットウェルベントを実施
原子炉建屋への流出経路	格納容器からの漏洩なし 原子炉建屋からの漏洩なし
評価コード	MAAP 4
原子炉建屋モデル	1 ノード
原子炉建屋壁からの放熱	考慮しない

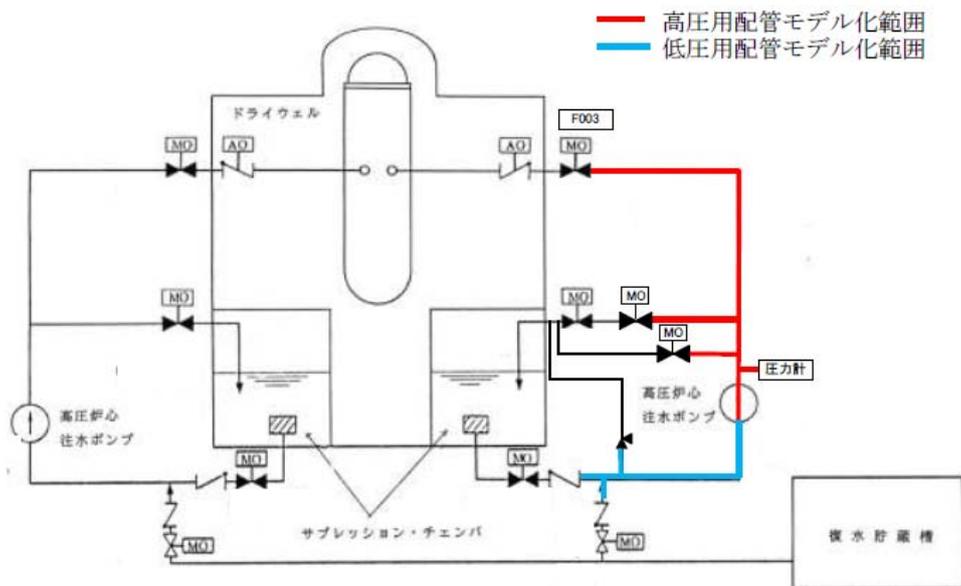


図1 インターフェイスシステムLOCA時の破断箇所の想定

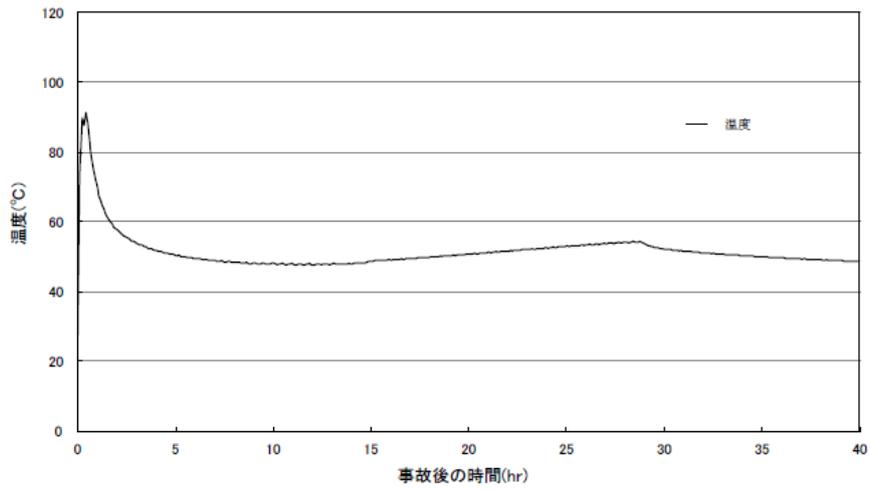


図2 原子炉建屋内の温度の時間変化 (インターフェイスシステムLOCA)

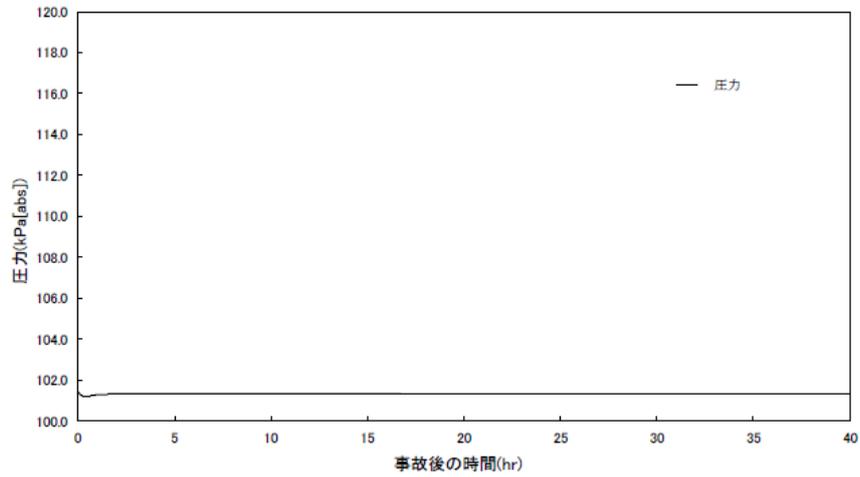


図3 原子炉建屋内の圧力の時間変化 (インターフェイスシステムLOCA)

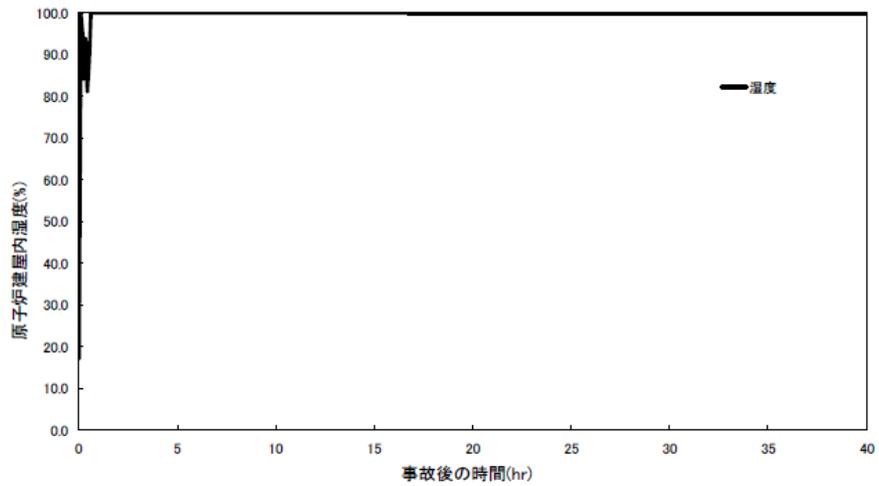


図4 原子炉建屋内の湿度の時間変化 (インターフェイスシステムLOCA)

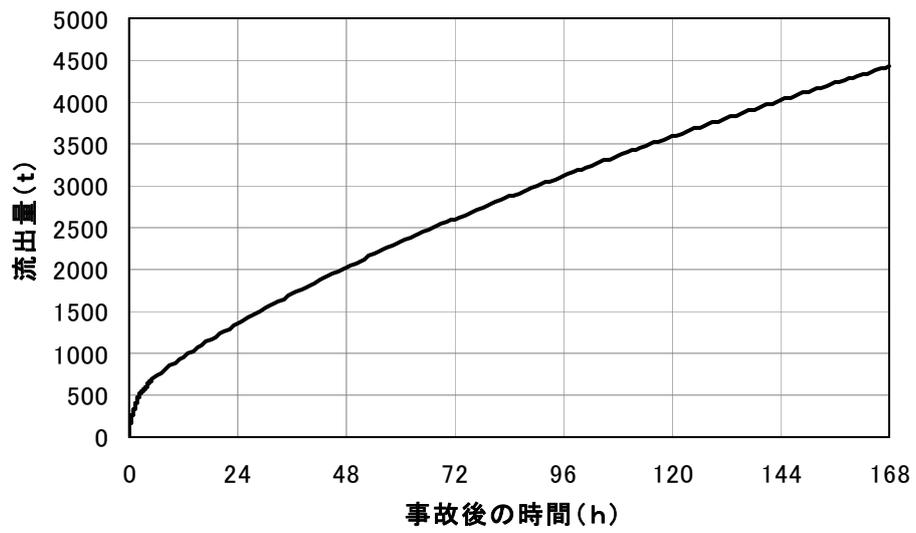


図5 冷却材流出量の時間変化 (インターフェイスシステムLOCA)

安定停止状態について

格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時の安定停止状態については以下のとおり。

安定停止状態：漏えいが停止し，炉心の冠水及び冷却が維持されている状態

原子炉安定停止状態の確立について

図 2.7.7 及び図 2.7.8 に示すとおり，高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持されている状態を原子炉安定停止状態とした。

残留熱除去系による除熱での長期安定状態の維持について

長期冷却は，残留熱除去系を使用し，除熱を実施する。

高圧炉心注水系統からの漏えい停止について

高圧炉心注水系隔離弁及び高圧炉心注水系復水貯蔵槽側吸込弁を全閉とし，漏えい停止する。漏えい停止確認は，原子炉水位と原子炉圧力の挙動から総合的に判断する。

7日間における燃料の対応について(インターフェイスシステムLOCA)

プラント状況:6,7号機運転中。1~5号機停止中。

事象:インターフェイスシステムLOCAは6,7号機を想定。

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

号機	時系列	合計	判定
7号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 750,960L	7号機軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1,490L/h \times 24h \times 7日 \times 3台 = 750,960L$		
6号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 750,960L	6号機軽油タンク容量は 約 1,020,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 3台起動。 ※1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1,490L/h \times 24h \times 7日 \times 3台 = 750,960L$		
1号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	1号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1,879L/h \times 24h \times 7日 \times 2台 = 631,344L$		
2号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	2号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1,879L/h \times 24h \times 7日 \times 2台 = 631,344L$		
3号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	3号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1,879L/h \times 24h \times 7日 \times 2台 = 631,344L$		
4号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	4号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1,879L/h \times 24h \times 7日 \times 2台 = 631,344L$		
5号機	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 631,344L	5号機軽油タンク容量は 約 632,000L であり, 7日間対応可能。
	非常用ディーゼル発電機 2台起動。 ※2 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1,879L/h \times 24h \times 7日 \times 2台 = 631,344L$		
その他	事象発生直後~事象発生後7日間	7日間の 軽油消費量 約 70,896L	1~7号機軽油タンク 及び地下軽油タンクの 残容量(合計)は 約 685,360L であり, 7日間対応可能。
	免震棟ガスタービン発電機 1台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) $395L/h \times 24h \times 7日 = 66,360L$ モニタリングポスト用仮設発電機 3台起動。(燃費は保守的に最大負荷時を想定) $9L/h \times 24h \times 7日 \times 3台 = 4,536L$		

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は2台で足りるが,保守的にディーゼル発電機3台を起動させて評価した。

※2 事故収束に必要なディーゼル発電機は1台で足りるが,保守的にディーゼル発電機2台を起動させて評価した。