

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価 成立性確認

(崩壊熱除去機能喪失, 原子炉停止機能喪失,

LOCA時注水機能喪失,

格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

平成 27 年 1 月 13 日

東北電力株式会社

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
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 LOCA時注水機能喪失
 - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
3. 重大事故
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
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
6. 必要な要員及び資源の評価

下線部：本日提示資料

添付資料 目次

(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)

添付資料 2.1.1 安定停止状態について

添付資料 2.1.2 水源，燃料評価結果について

(2.2 高圧注水・減圧機能喪失)

添付資料 2.2.1 安定停止状態について

添付資料 2.2.2 燃料評価結果について

(2.3 全交流動力電源喪失)

添付資料 2.3.1 蓄電池による給電時間評価結果について

添付資料 2.3.2 RCIC 運転継続時間 24 時間の妥当性について

添付資料 2.3.3 安定停止状態について

添付資料 2.3.4 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(2.4 崩壊熱除去機能喪失)

添付資料 2.4.1.1 安定停止状態について（取水機能が喪失した場合）

添付資料 2.4.1.2 水源，燃料，電源負荷評価結果について

（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（残留熱除去系が故障した場合）

添付資料 2.4.2.2 水源，燃料評価結果について

（残留熱除去系が故障した場合）

添付資料 2.4.2.3 注水温度の違いによる解析結果への影響について

(2.5 原子炉停止機能喪失)

添付資料 2.5.1 解析に使用する動的ボイド係数について

添付資料 2.5.2 安定停止状態について

添付資料 2.5.3 低温低圧状態までの移行手順について

添付資料 2.5.4 水源，燃料評価結果について

添付資料 2.5.5 外部電源喪失を想定した場合の感度解析

添付資料 2.5.6 復水器水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプが

トリップしない場合の感度解析

添付資料 2.5.7 注水温度に関する感度解析

(2.6 L O C A時注水機能喪失)

添付資料 2.6.1 敷地境界外の実効線量率評価について

添付資料 2.6.2 安定停止状態について

添付資料 2.6.3 水源，燃料，電源負荷評価結果について

(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))

添付資料 2.7.1 安定停止状態について

添付資料 2.7.2 燃料評価結果について

下線部：本日提示資料

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、「給水流量の全喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」、「給水流量の全喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗し，崩壊熱除去機能が喪失する事故」、「手動停止時に崩壊熱除去機能喪失する事故」、「手動停止時に逃がし安全弁の再閉に失敗し，崩壊熱除去機能喪失する事故」、「サポート系喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」、「サポート系喪失時に逃がし安全弁の再閉に失敗し，崩壊熱除去機能が喪失する事故」、「中小破断LOCA時に崩壊熱除去機能喪失する事故」及び「大破断LOCA時に崩壊熱除去機能喪失する事故」であり，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において「給水流量の全喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

なお，「中小破断LOCA時に崩壊熱除去機能喪失する事故」及び「大破断LOCA時に崩壊熱除去機能喪失する事故」はLOCAから派生したシーケンスであり，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事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」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設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後，取水機能の喪失に

より崩壊熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合、格納容器の圧力上昇が抑制できなくなり、格納容器破損に至る。その後、原子炉注水が継続できなくなり、炉心損傷に至る。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等も機能喪失し、合わせて外部電源が喪失することにより全交流動力電源喪失となる。

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、ガスタービン発電機により給電を実施し、原子炉補機代替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破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」における機能喪失に対して、格納容器の健全性を長期的に維持するため、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 2.4.1.1 図及び第 2.4.1.2 図に、手順の概要を第 2.4.1.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.4.1.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 29 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 16 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.4.1.4 図に示す。

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し，原子炉水位低（レベル3）により原子炉がスクラムすることを確認する。

全給水喪失による原子炉スクラム確認に必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉補機冷却海水系機能喪失確認（取水機能喪失）

原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。

原子炉補機冷却海水系機能喪失の確認に必要な計装設備は，原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力である。

c. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

非常用交流母線の低電圧信号により，非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが，機能喪失することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等機能喪失の確認に必要な計装設備は，M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

d. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は，高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

e. 原子炉隔離時冷却系自動起動確認

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自動起動し，原子炉への注水が開始することにより，原子炉水位が回復することを確認する。原子炉水位はレベル2～レベル8で制御する。

原子炉隔離時冷却系自動起動の確認に必要な計装設備は，原子炉隔離時冷

却系ポンプ出口圧力等である。

f. 全交流動力電源喪失を判断（除熱機能喪失）

外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

g. ガスタービン発電機による非常用交流電源の回復を確認

ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。

ガスタービン発電機による非常用交流電源の回復の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C、2D 母線電圧等である。

h. 低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動

低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。

低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動に必要な計装設備は、復水移送ポンプ出口圧力である。

i. 復水貯蔵タンク補給

可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。

復水貯蔵タンク補給に必要な計装設備は、復水貯蔵タンク水位である。

j. 逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧

低圧代替注水系（常設）の準備完了後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

k. 低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御

原子炉の減圧後、1 台の復水移送ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉水位の制御を行う。

低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

1. 残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動

サプレッションプール水温度を確認し、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系によるサプレッションプール水冷却モード運転を行う。

残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動に必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

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、過渡事象として水位低下が厳しく事象進展が早い給水流量の全喪失、また、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移の観点で厳しい「給水流量の全喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」である。

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等も機能喪失する。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するため、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、炉心からの崩壊熱、燃料集合体から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水

系（常設）による注水並びに原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を熱水力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、これらの現象による格納容器挙動を一貫して評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，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主要な解析条件を第 2.4.1.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。ただし、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（レベル 2）の信号でトリップするものとする。また、取水機能が喪失することにより、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「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）により自動起動し、

90.8m³/h (7.86 ~1.04MPa[gage]において)の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁2弁を使用するものとし、容量として、逃がし安全弁1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系 (常設)

原子炉の減圧後に、108.5 m³/h (0.427MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。

(e) 原子炉補機代替冷却系

除熱量は18.6MW (海水温度26°Cにおいて)とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 逃がし安全弁による原子炉手動減圧及び低圧代替注水系 (常設) による

原子炉注水は、事象発生8時間後から開始されるものとする。

(b) 原子炉補機代替冷却系による残留熱除去系サブプレッションプール水冷

却モードの運転は、事象発生24時間後から開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第2.4.1.3図に示すとともに、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、蒸気流出流量及び原子炉内保有水量の推移を第2.4.1.5図から第2.4.1.10図に、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との関係を第2.4.1.11図から第2.4.1.14図に、格納容器圧力、格納容器気相部の温度、サブプレッションプール水位、サブプレッションプール水温及び真空破壊装置流量の推移を第2.4.1.15図から第2.4.1.19図に示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。「原子炉水位低（レベル3）」信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して、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2）でトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生から8時間経過した時点で、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する。原子炉の減圧は、逃がし安全弁2弁による手動操作にて実施する。

減圧を開始すると、冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始すると回復し、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。

高出力燃料集合体のボイド率は、原子炉隔離時冷却系の起動及び停止に伴い増減する。その後、逃がし安全弁による原子炉減圧により増加する。

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。

※SAFERにより計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。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、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、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第2.4.1.11図に示すとおり、初期値を上回ることなく、1200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しく

なる前の燃料被覆管厚さの1%以下である。

原子炉圧力は第2.4.1.5図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.38MPa [gage] 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、事象発生から約24時間経過した時点で、原子炉補機代替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0.294MPa [gage] 及び約141℃に抑えられる。

炉心は安定して冷却されており、事象発生から約24時間後に格納容器圧力及び温度は低下傾向を示していることから、安定停止状態に至る。その後も、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を行うことにより、安定停止状態を維持できる。（添付資料2.4.1.1）

2.4.1.3 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確保

(1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.4.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり29名であ

り、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

事故シナシスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 2.4.1.2)

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,608m³ 必要となる。

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有しており、事象発生約 49 時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから、7 日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

ガスタービン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、事象発生後 7 日間で使用する軽油量は、約 283.7kL である。

復水貯蔵タンクへの補給等へ使用する可搬型大容量送水ポンプについては、事象発生 6 時間後からの運転を想定し、事象発生後 7 日間で使用する軽油量は、約 30.5kL である。

原子炉補機代替冷却系に用いる可搬型大容量送水ポンプ及び電源車については、事象発生 23 時間後からの運転を想定し、事象発生後 7 日間で使用する軽油量は、合わせて約 41.8kL である。

以上を合計して、事象発生後 7 日間で使用する軽油量は、約 356.0kL であるが、2 号炉に備蓄している軽油量は約 841.2kL であることから、7 日

間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

ガスタービン発電機の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約 4,060kW 必要となるが、給電容量である 7,200kW 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。

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、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、崩壊熱除去機能が喪失することから、格納容器破損に至り、その後、原子炉注水が継続できなくなることで、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する対策としては、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による除熱手段を整備している。

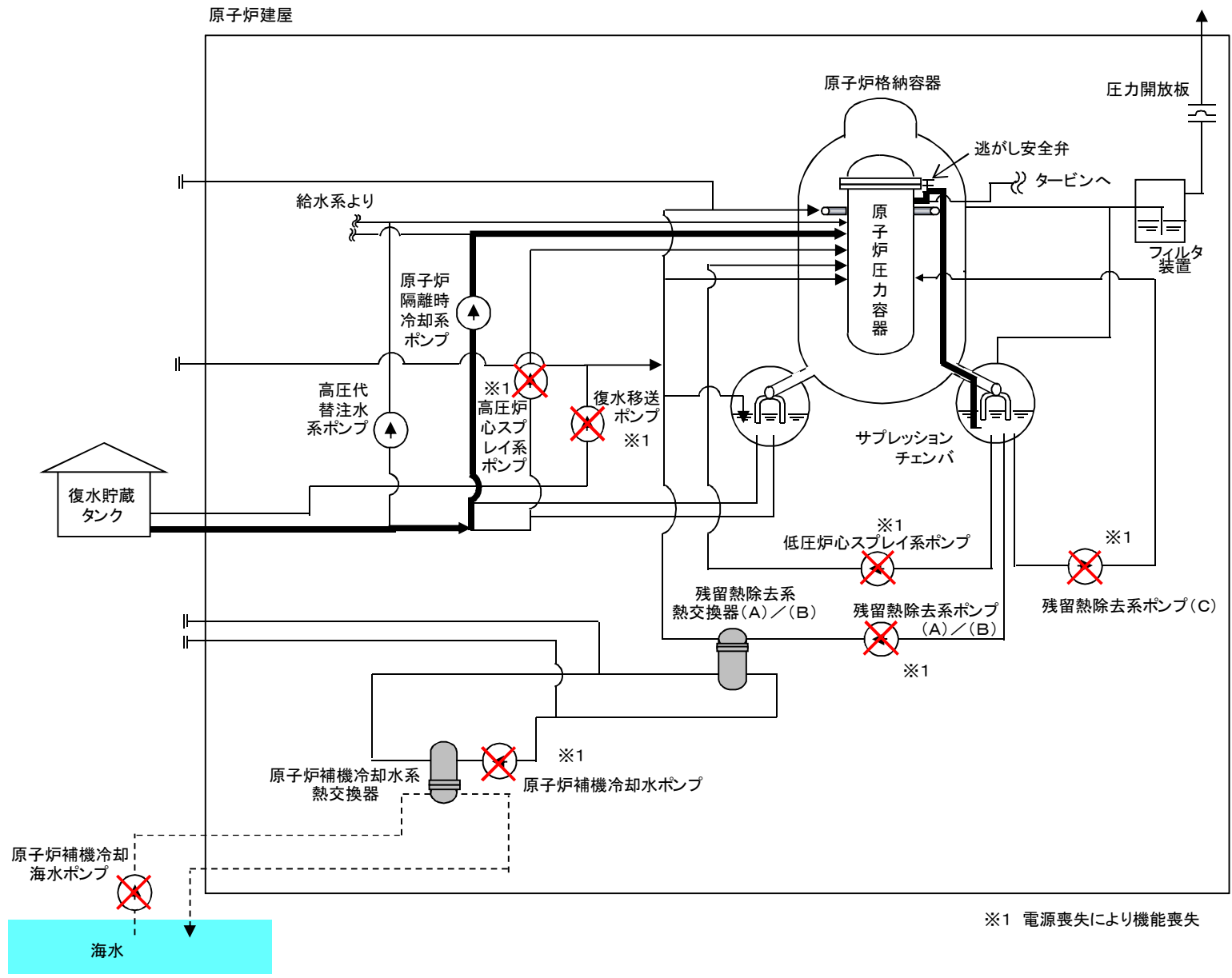
事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「給水流量の全喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉補機代替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、格納容器破損は生じず、原子炉への注水の継続が可能である。

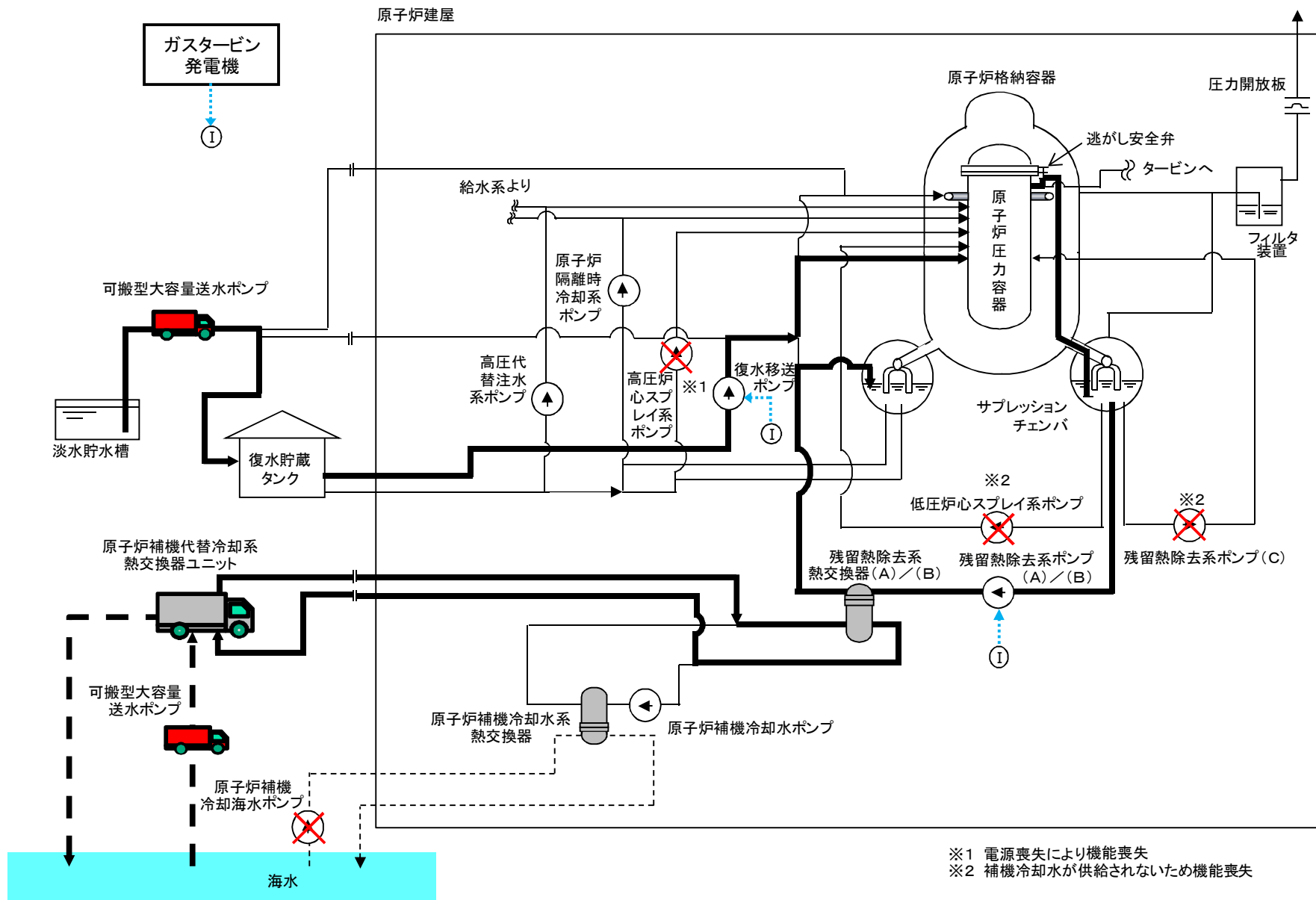
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している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。

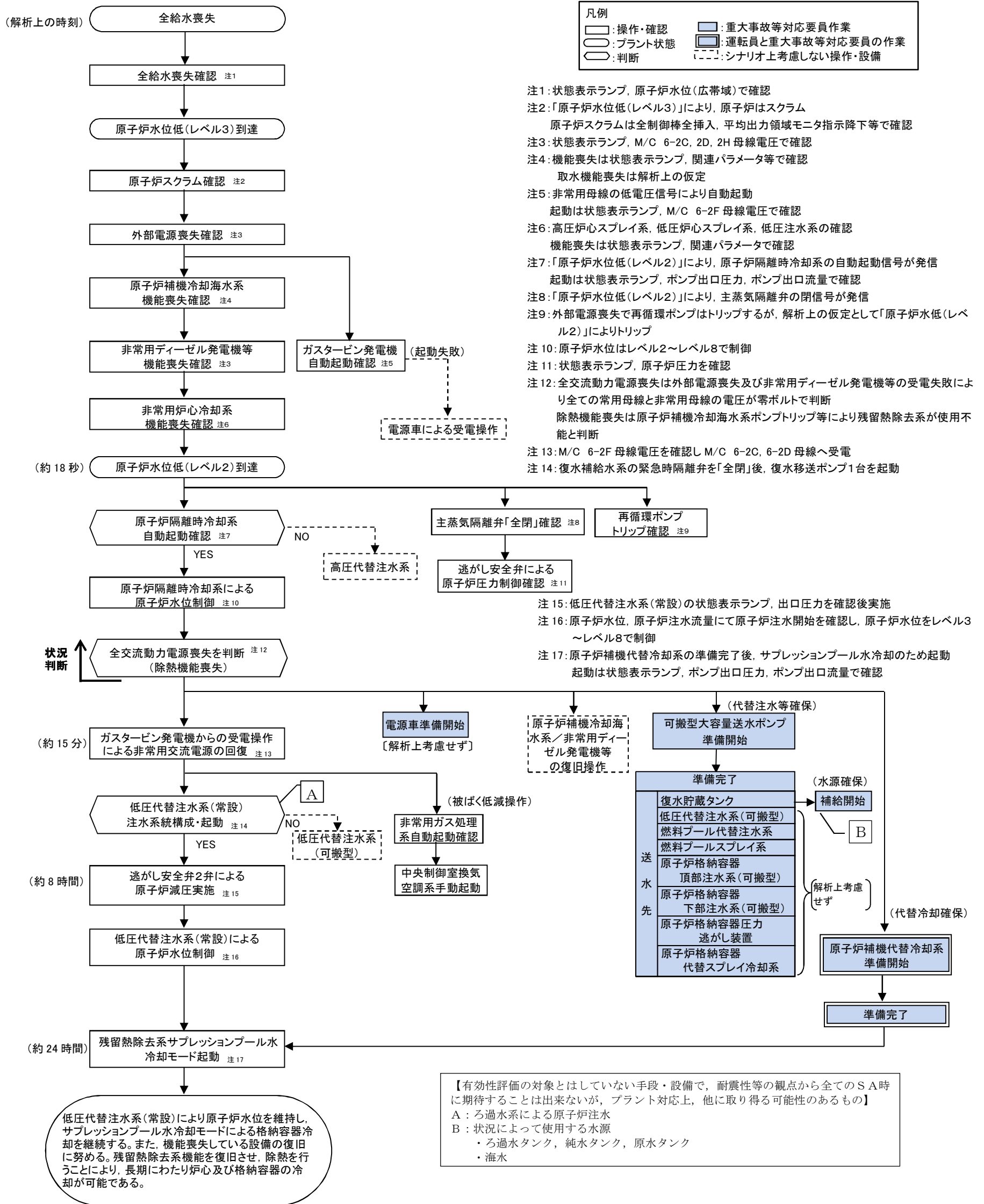
以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、原子炉補機代替冷却系等の格納容器破損防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対して有効である。



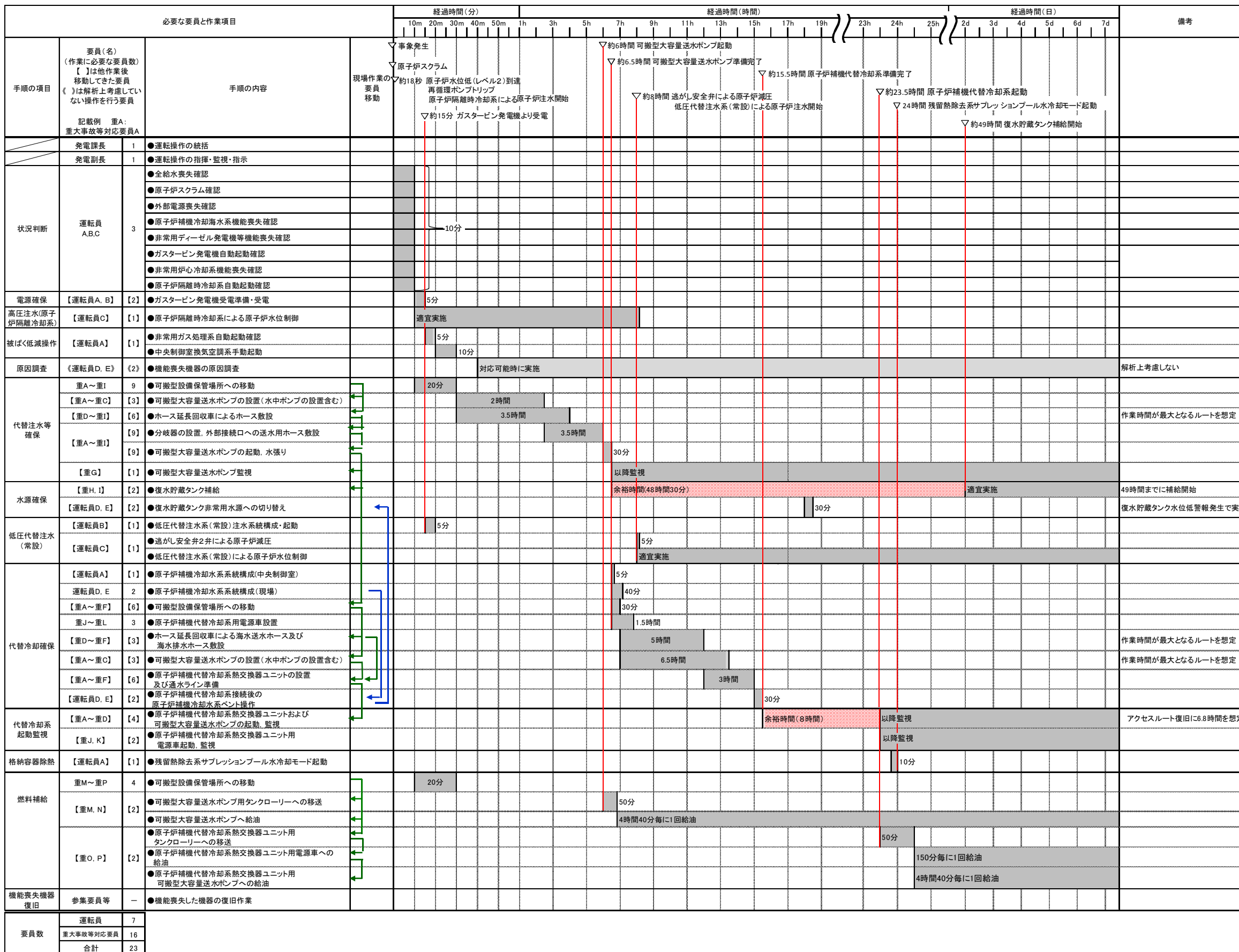
第 2.4.1.1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の使用系統概要（原子炉隔離時冷却系）



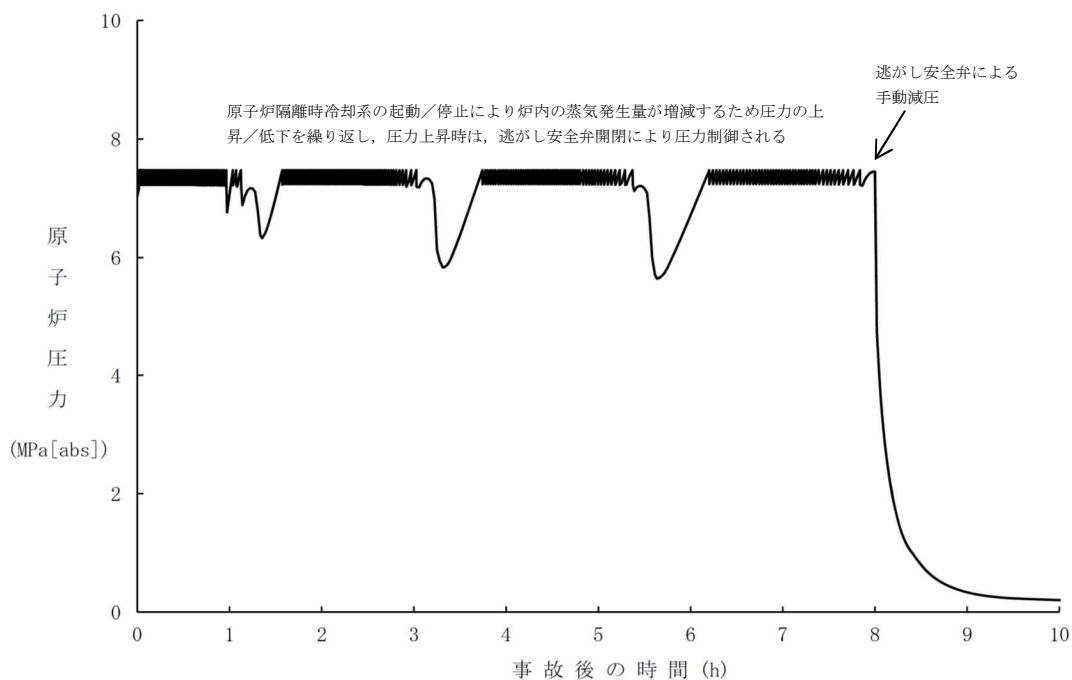
第 2.4.1.2 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の使用系統概要
（低圧代替注水系（常設）・残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード））



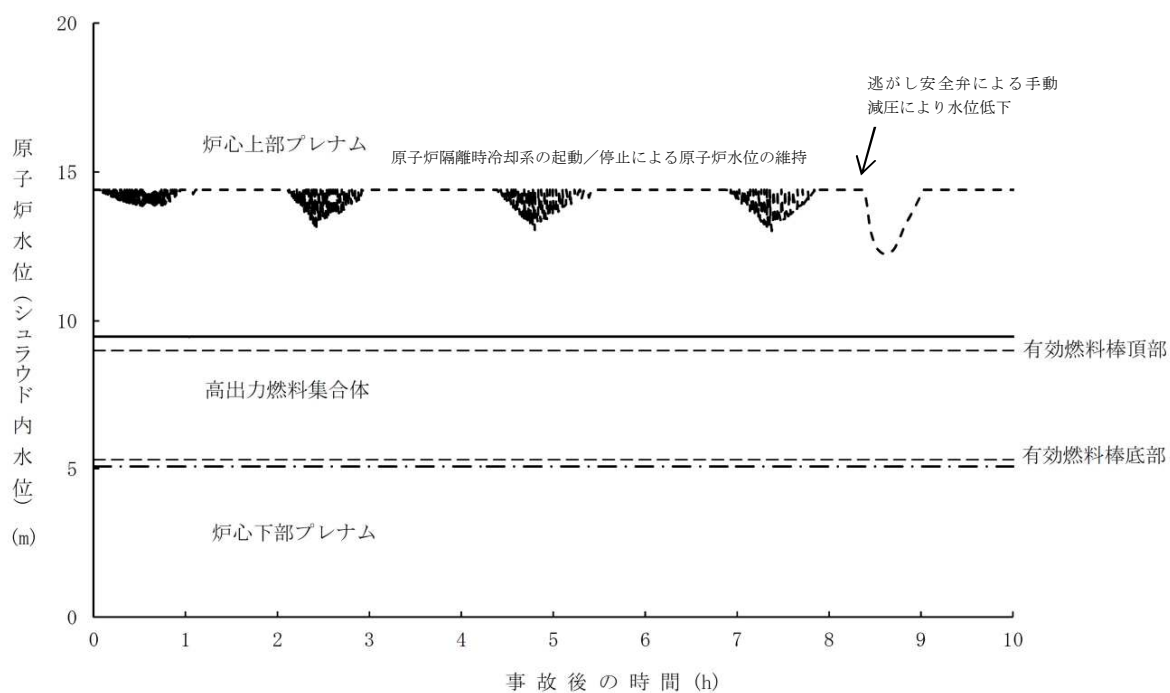
第 2.4.1.3 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の対応手順の概要



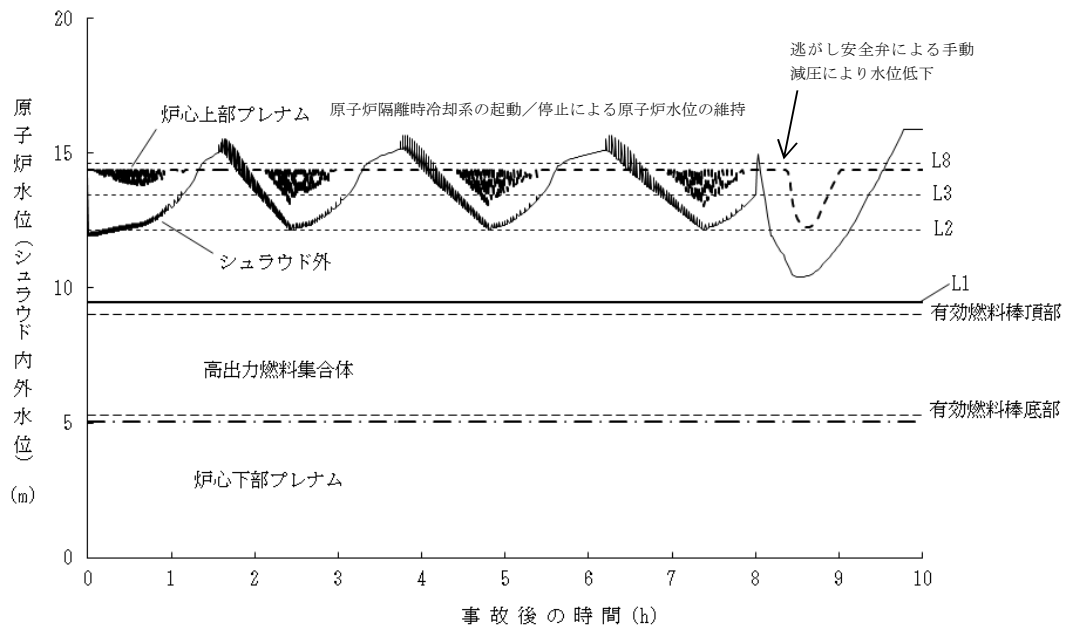
第 2. 4. 1. 4 図 崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)時の作業と所要時間



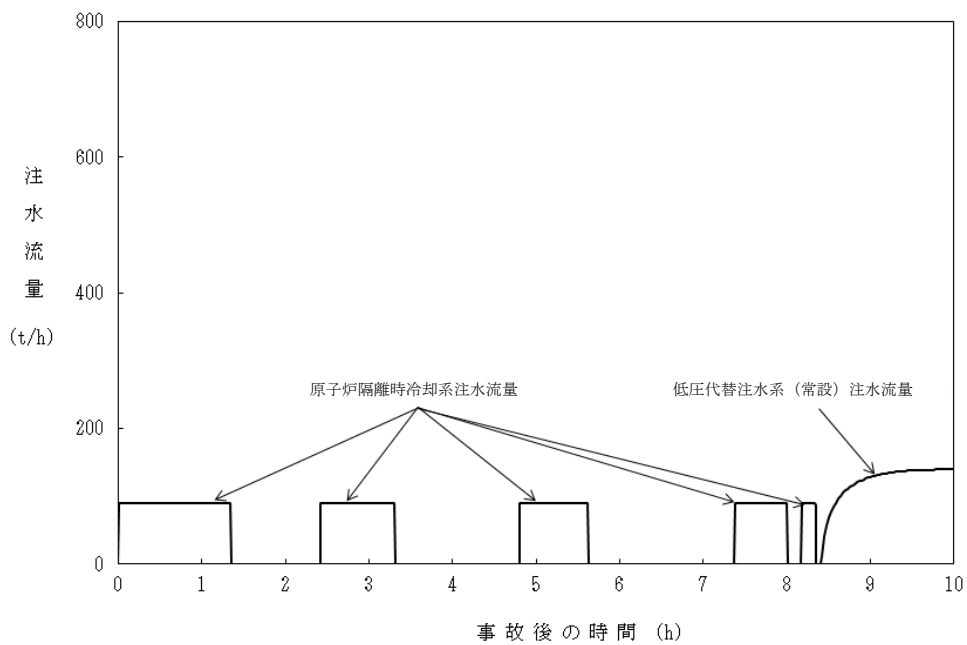
第 2.4.1.5 図 原子炉圧力の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



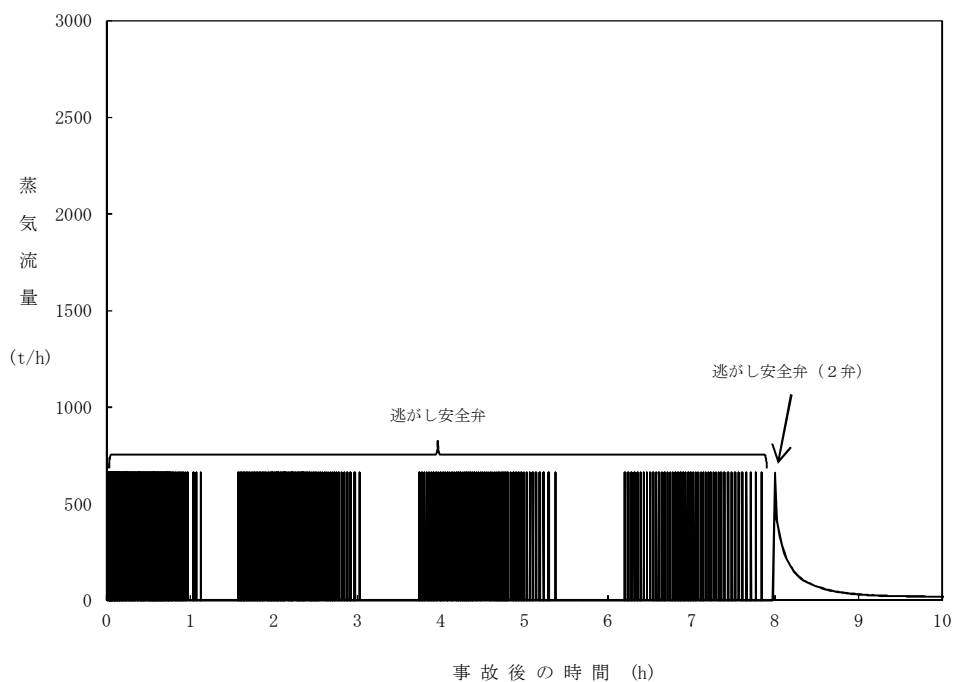
第 2.4.1.6 図 原子炉水位の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



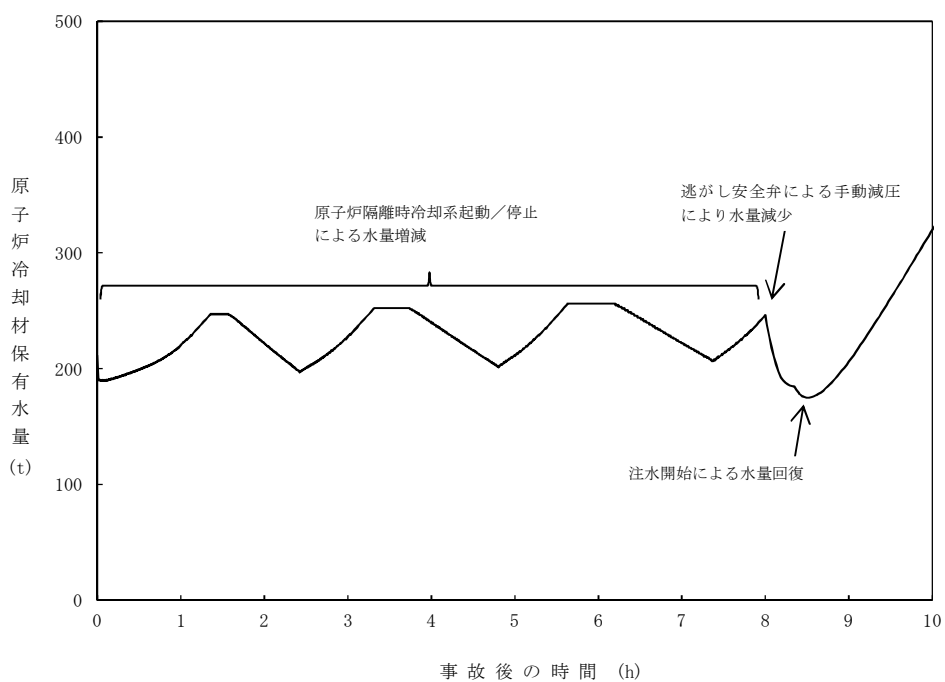
第 2.4.1.7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））



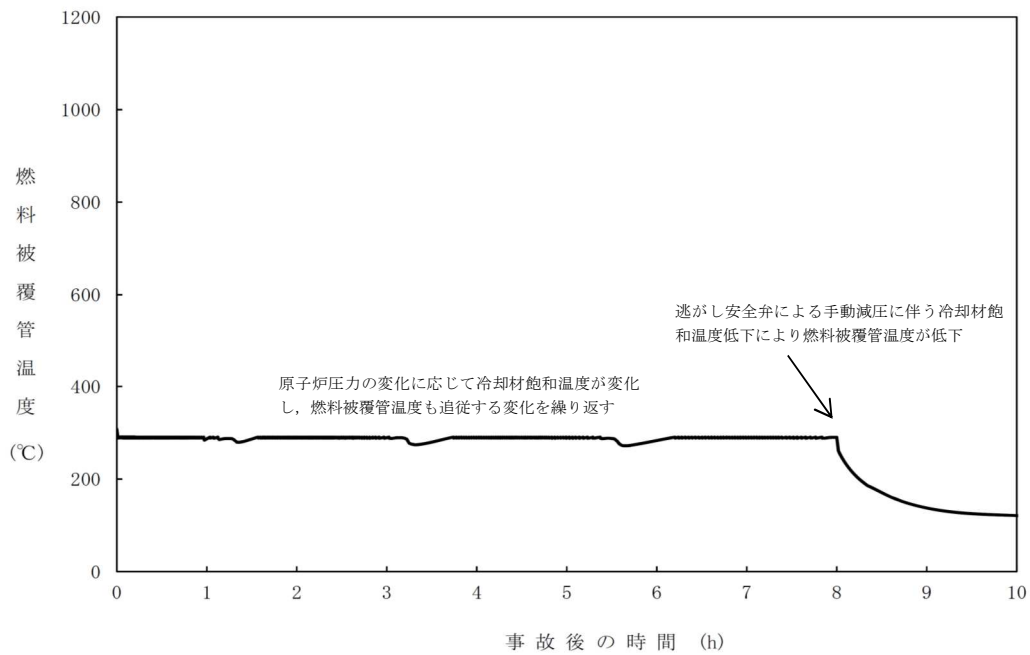
第 2.4.1.8 図 注水流量の推移
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））



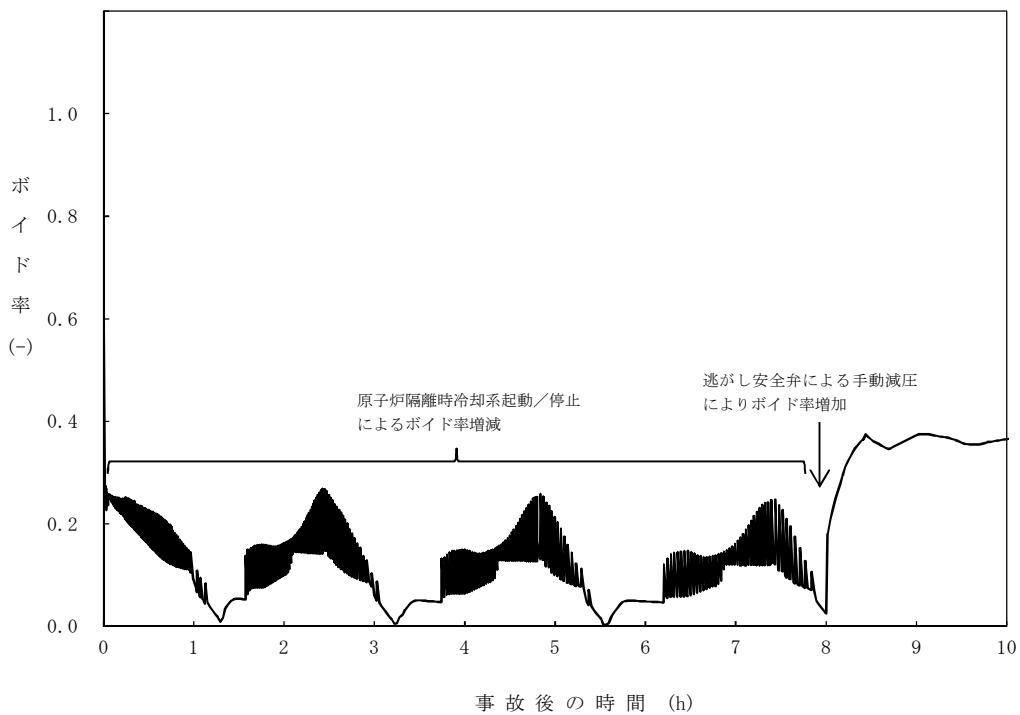
第 2.4.1.9 図 蒸気流出流量の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



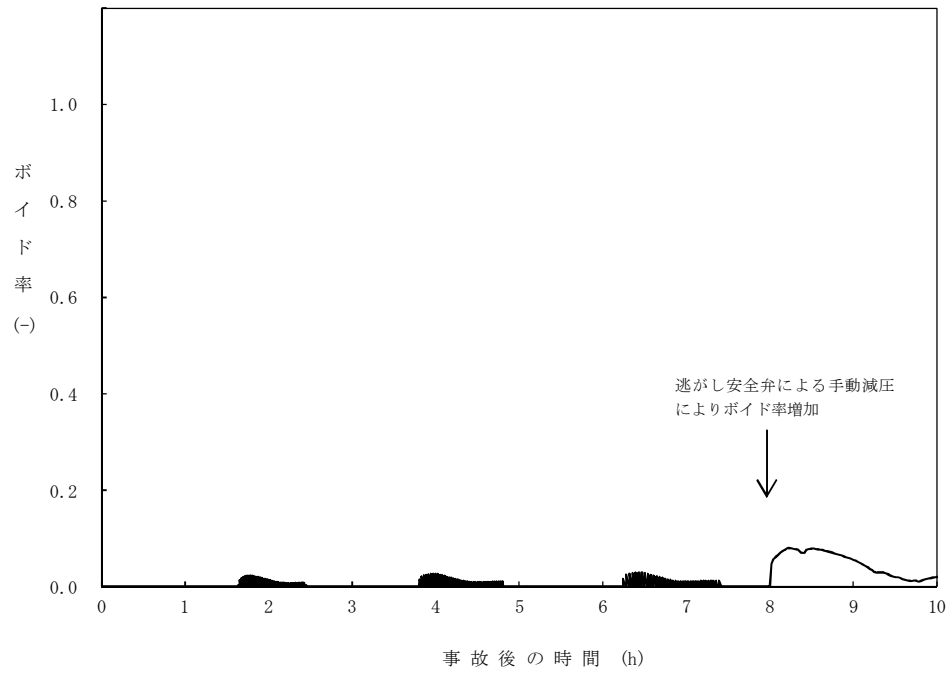
第 2.4.1.10 図 原子炉内保有水量の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



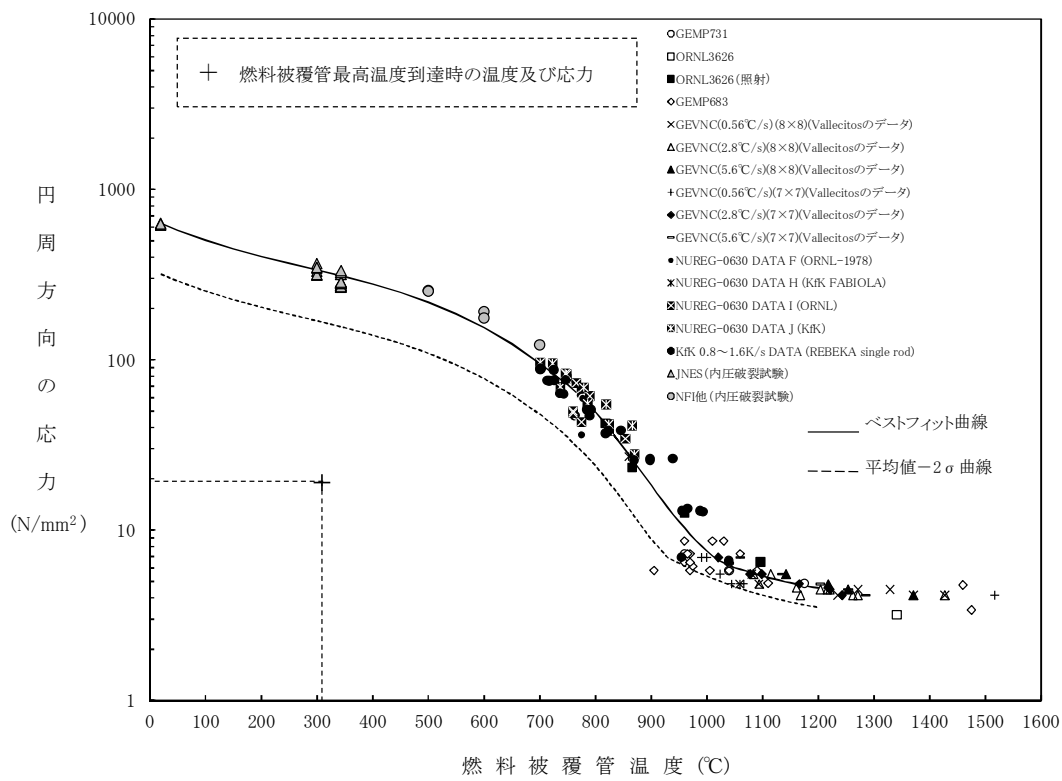
第 2.4.1.11 図 燃料被覆管温度の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



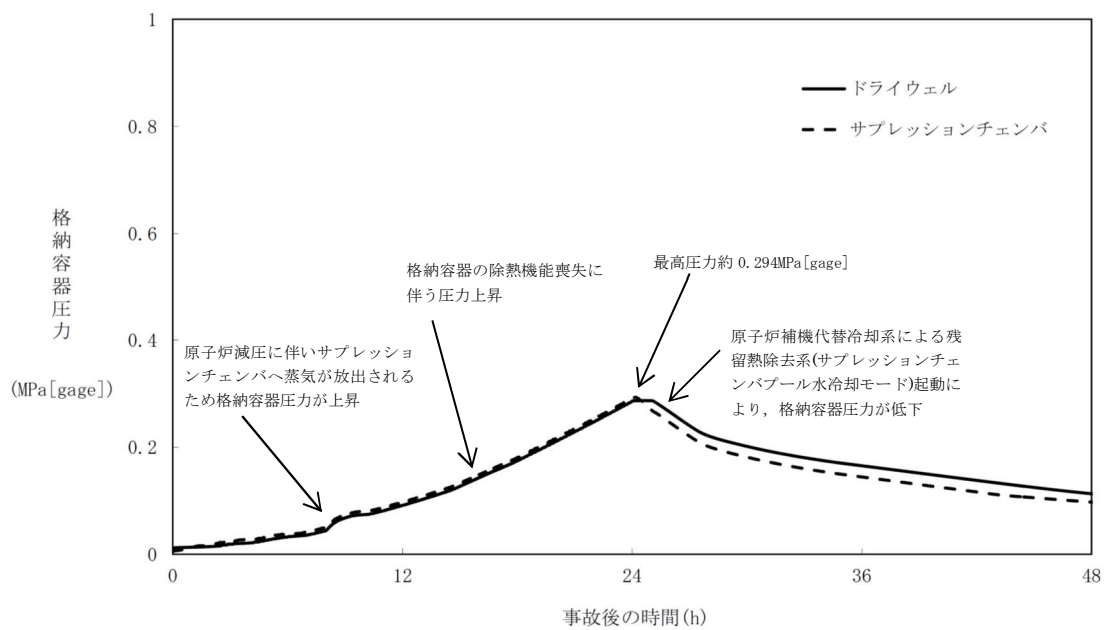
第 2.4.1.12 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



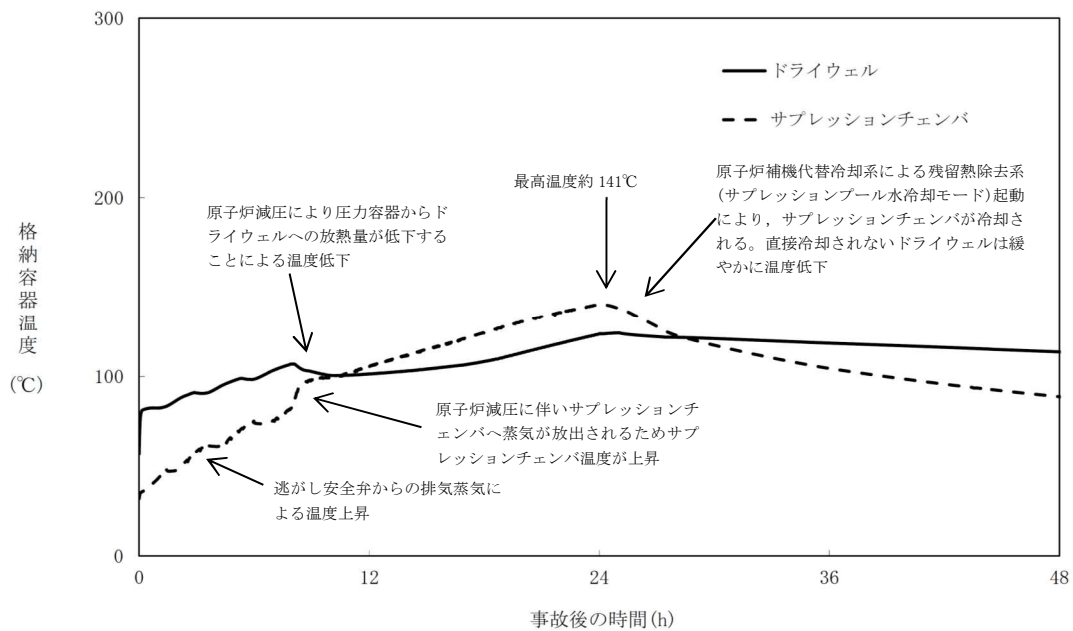
第 2. 4. 1. 13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移
 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



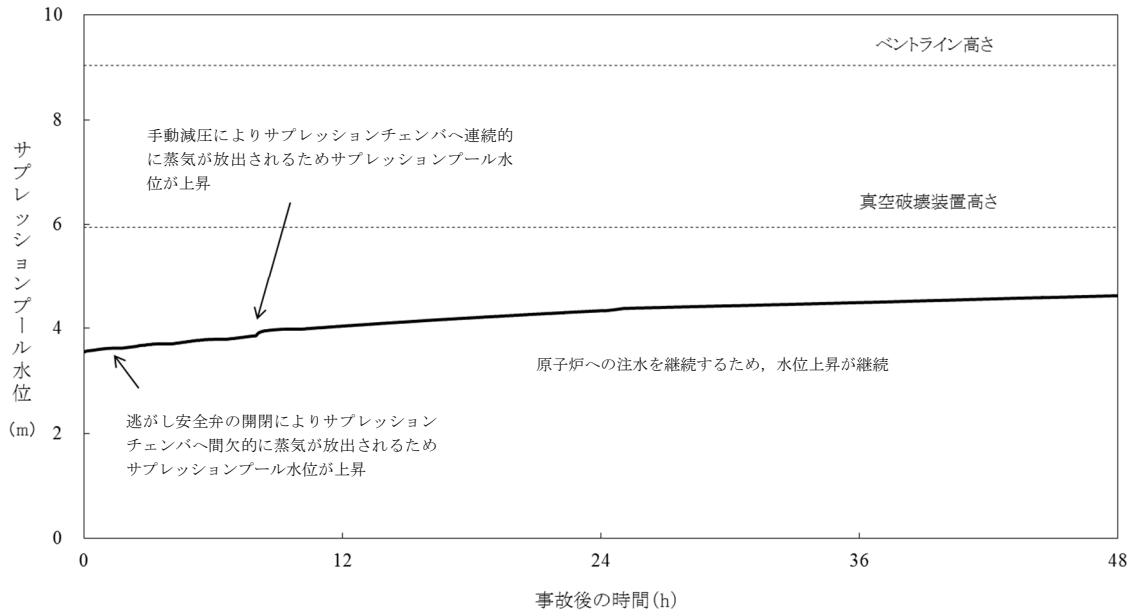
第 2. 4. 1. 14 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



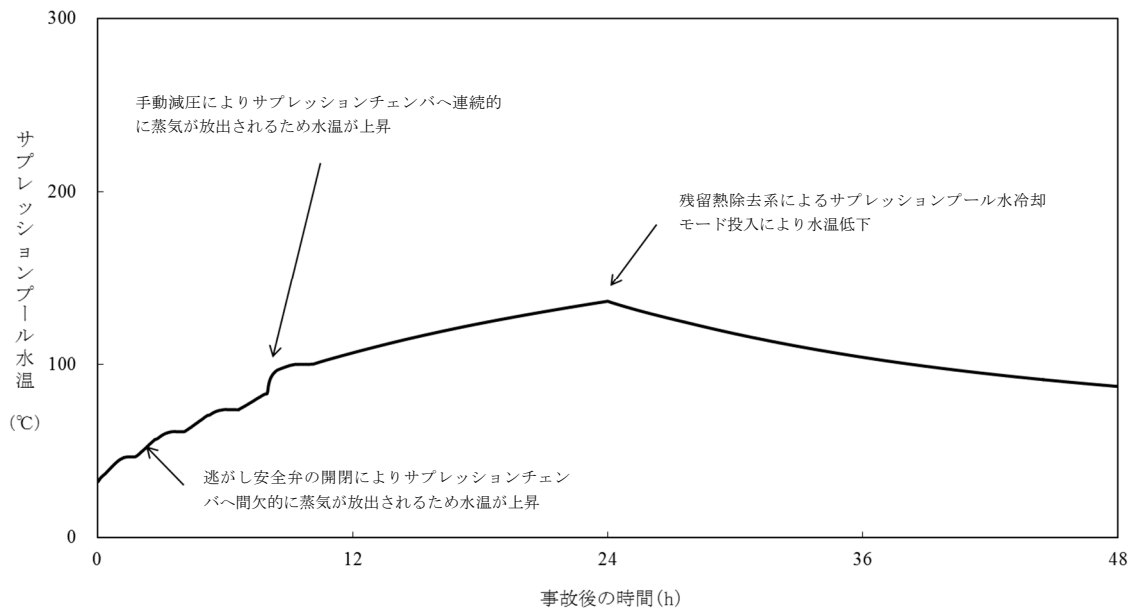
第 2. 4. 1. 15 図 格納容器圧力の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



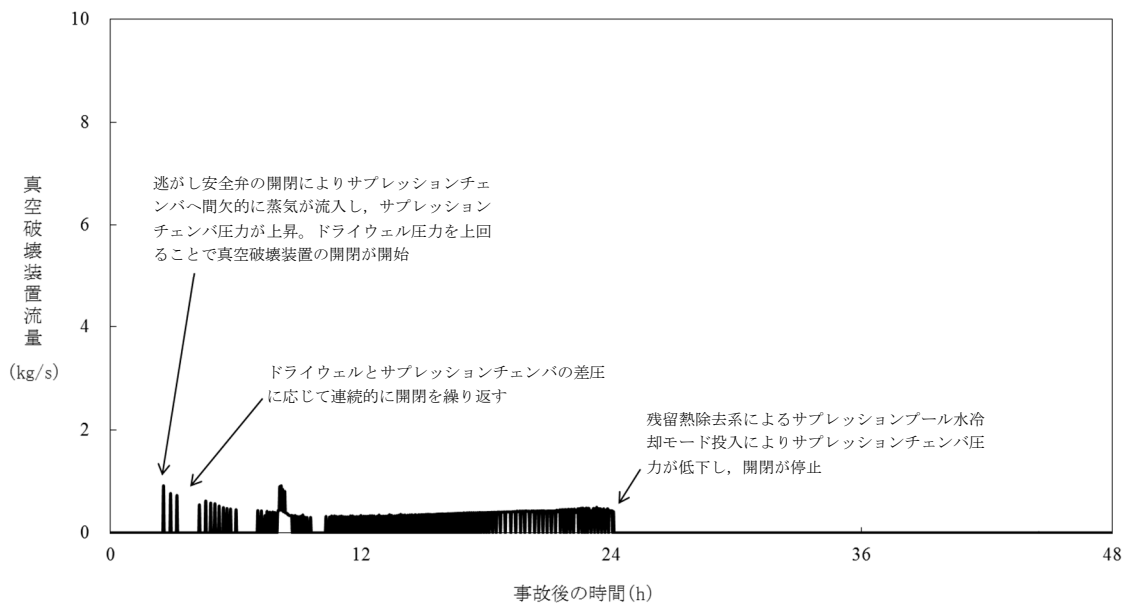
第 2. 4. 1. 16 図 格納容器気相部の温度の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



第 2. 4. 1. 17 図 サプレッションプール水位の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



第 2. 4. 1. 18 図 サプレッションプール水温の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))



第 2.4.1.19 図 真空破壊装置流量の推移
 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

第 2.4.1.1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時における重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル3）により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
原子炉補機冷却海水系機能喪失確認（取水機能喪失）	・原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。	—	—	原子炉補機冷却海水系ポンプ 出口圧力
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等の起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。	—	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系の機能喪失を確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
主蒸気隔離弁全閉確認	・原子炉水位低（レベル2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）

第 2.4.1.1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時における重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系自動起動確認	<ul style="list-style-type: none"> 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自動起動し、原子炉への注水が開始することにより、原子炉水位が回復することを確認する。 原子炉水位はレベル 2～レベル 8 で制御する。 	原子炉隔離時冷却系ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
全交流動力電源喪失を判断（除熱機能喪失）	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。 ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。 	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—
ガスタービン発電機による非常用交流電源の回復を確認	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。 	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧
中央制御室換気空調系手動起動	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室換気空調系を手動起動する。 	中央制御室換気空調系	—	—
低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。 	復水移送ポンプ（SA）	—	復水移送ポンプ出口圧力
復水貯蔵タンク補給	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。 	復水貯蔵タンク（SA） 淡水貯水槽（SA）	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	復水貯蔵タンク水位（SA）

第 2.4.1.1 表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時における重大事故等対策について（3/3）

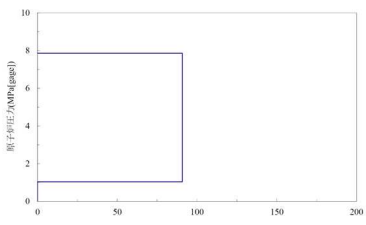
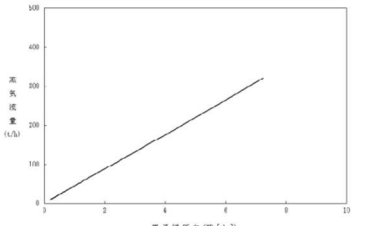
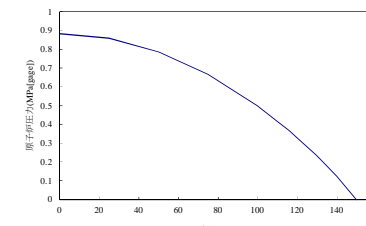
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧	・ 低圧代替注水系（常設）の準備完了後，逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御	・ 原子炉の減圧後，1 台の復水移送ポンプにより原子炉へ注水し，原子炉水位の制御を行う。	復水移送ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量（SA） 復水貯蔵タンク水位（SA）
残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード起動	・ サプレッションプール水温度を確認する。 ・ 原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系によるサブプレッションプール水冷却モード運転を行う。	残留熱除去系ポンプ（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	サブプレッションプール水温度（SA） サブプレッションチェンバ圧力（SA）

第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))
(1/2)

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	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード
初期条件	原子炉熱出力	2.436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウエル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウエル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置		設計値として設定
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク温度として設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	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が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。ただし、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(レベル2)の信号でトリップするものとする。 また、取水機能が喪失することにより、非常用ディーゼル発電機等についても機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るものとする。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.4.1.2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))
(2/2)

	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)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	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 90.8m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	手動開弁数: 2 弁 7.37MPa[gage] × 2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3 弁, 367t/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流量の関係
	低圧代替注水系(常設)	108.5m ³ /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	原子炉補機代替冷却系	18.6MW(海水温度 26°Cにおいて)	原子炉補機代替冷却系の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作	事象発生8時間後	高圧注水の維持時間として設定
	原子炉補機代替冷却系による残留熱除去系サブレーションプール水冷却モード運転	事象発生 24 時間後	運転操作手順書等を踏まえて設定

安定停止状態について（取水機能が喪失した場合）

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）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】

第 2.4.1.6 図及び第 2.4.1.7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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。

【原子炉補機代替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】

第 2.4.1.15 図及び第 2.4.1.16 図に示すとおり、原子炉補機代替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 24 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。

水源，燃料，電源負荷評価結果について
(取水機能が喪失した場合)

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク使用可能量
：約 1,192m³
- ・淡水貯水槽 : 約 5,000m³ × 2 基

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

事象発生以降，定格流量で注水する。

(原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で水位制御する。)

②低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 8 時間以降，崩壊熱相当の注水を継続する。

③可搬型大容量送水ポンプによる，淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

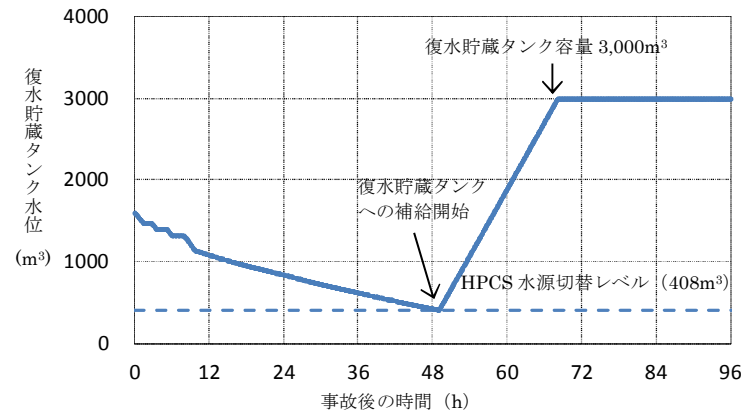
復水貯蔵タンク水位が HPCS 水源切替レベルに到達する約 49 時間後，可搬型大容量送水ポンプにより 150m³/h の流量で補給するものとする。

○時間評価

事象発生後約 49 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 49 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源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 2,608m³ 必要となるが，復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。



2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：全交流動力電源喪失の発生後，ガスタービン発電機から給電する場合を想定する。

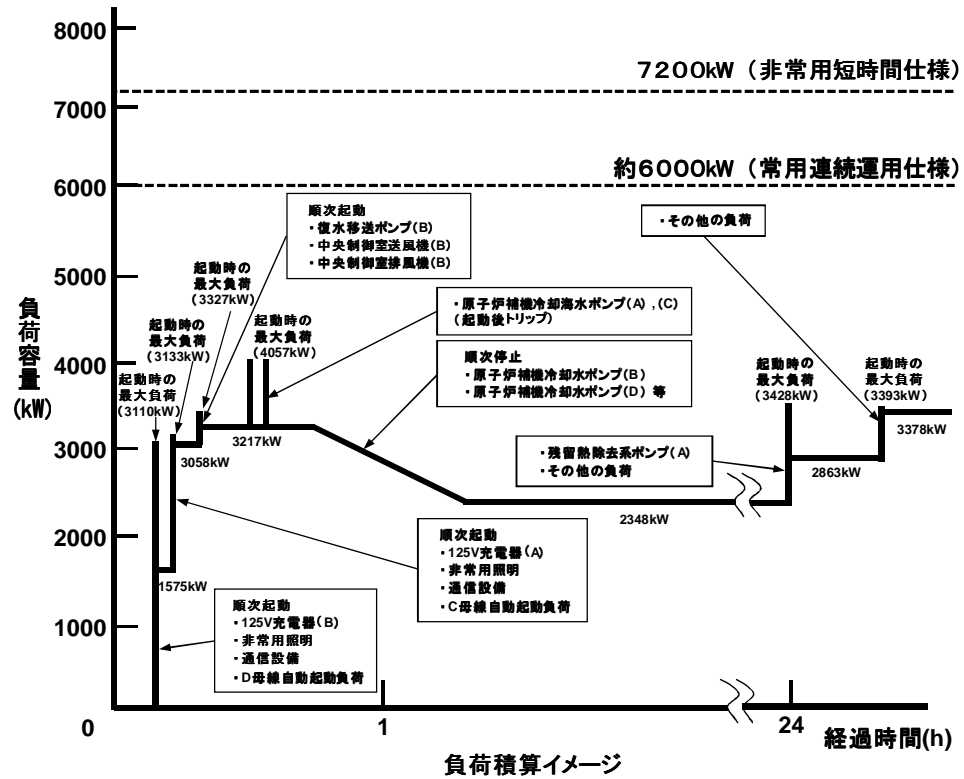
燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動） 事象発生直後～事象発生2時間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×2h=約3.4kL 事象発生2時間後～事象発生24時間後 燃費約740L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×22h=約32.6kL 事象発生24時間後～事象発生7日間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） ×2台×144h=約247.7kL 計 約283.7kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） （事象発生6時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×162h=約30.5kL
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	可搬型大容量送水ポンプ（原子炉補機代替冷却系） （1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×145h=約27.3kL
	事象発生23時間後～ 事象発生後7日間 (=145h)	電源車（原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニットポンプ 駆動用）（1台起動） （事象発生23時間後からの起動を想定） 燃費約100L/h（定格負荷） ×1台×145h=約14.5kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約356.0kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2kLであることから，7日間は十分に対応可能

3. 電源に関する評価

主要負荷リスト 女川2号炉 ガスタービン発電機 (9,000kVA (給電容量: 7,200kW))

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW)
残留熱除去系ポンプ (A)	512
復水移送ポンプ (B)	45
中央制御室送風機 (B)	110
中央制御室排風機 (B)	4
125V 充電器 (A), (B)	140
非常用照明	270
通信設備	9
C 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (A) ・無停電交流電源用 CVCF (A) ・計測制御用電源 等	993
D 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機 (B) ・無停電交流電源用 CVCF (B) ・計測制御用電源 等	638
その他の負荷	517
合計 (kW)	3378



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

「2.4.1.1 (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス」と同じ。

(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設計基準事故（L O C Aを除く。）の発生後，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から，緩和措置がとられない場合，格納容器の圧力上昇が抑制できなくなり，格納容器破損に至る。その後，原子炉注水が継続できなくなり，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，高圧炉心スプレイ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，原子炉格納容器圧力逃がし装置により格納容器の除熱を行うことによって格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」における機能喪失に対して，格納容器の健全性を長期的に維持するため，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却手段及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。

本重要事故シーケンスにおける対策の系統概要図を第 2.4.2.1 図及び第 2.4.2.2 図に，手順の概要を第 2.4.2.3 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と手順の関係を第

2.4.2.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 11 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.4.2.4 図に示す。

a. 全給水喪失による原子炉スクラム確認

全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

全給水喪失による原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。

外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系自動起動確認

原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。原子炉水位はレベル 2～レベル 8 で制御する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系自動起動確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

d. 残留熱除去系 (A), (B) の機能喪失により除熱機能喪失を判断

サプレッションプール水温度を確認して、残留熱除去系 (A), (B) 手動起動する。残留熱除去系 (A), (B) の機能喪失 (手動起動失敗) により除熱機能喪失を判断する。

これにより、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

残留熱除去系 (A), (B) の機能喪失による除熱機能喪失の判断に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口圧力である。

e. 高圧炉心スプレイ系水源自動切り替え確認

「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクよりサプレッションプール側へ自動で切り替わることを確認する。

高圧炉心スプレイ系水源自動切替の確認に必要な計装設備は、サプレッションプール水位等である。

f. 低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系自動起動失敗確認

「ドライウェル圧力高」信号により、低圧炉心スプレイ系/低圧注水系の起動信号が発信されるが、自動起動失敗することを確認する。

低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系自動起動失敗の確認に必要な計装設備は、低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

g. 高圧炉心スプレイ系水源切り替え操作 (中央制御室)

サプレッションプール水温度 80℃ 到達を確認し、高圧炉心スプレイ系の水源をサプレッションプールから復水貯蔵タンク側へ切り替える。

高圧炉心スプレイ系水源切り替え操作 (中央制御室) に必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

h. 復水貯蔵タンク補給

可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。

復水貯蔵タンク補給に必要な計装設備は、復水貯蔵タンク水位である。

i. 高圧炉心スプレイ系による注水可能を確認

原子炉減圧前に高圧炉心スプレイ系の運転状態を確認し注水可能であることを確認する。

高圧炉心スプレイ系による注水可能を確認するために必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

j. 逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧

高圧炉心スプレイ系状態確認後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

k. 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）

格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達により、可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）に必要な計装設備は、サプレッションチェンバ圧力等である。

l. 格納容器スプレイ停止

外部水源注水量が 3,800m³に到達したことを確認し、格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイ停止に必要な計装設備は、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。

m. 炉心損傷なしを判断

格納容器内 γ 線線量率を確認し、炉心損傷が発生していないことを判断する。

炉心損傷なしの判断に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

n. 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

格納容器圧力 0.427MPa[gage] (1 Pd) 到達により、原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。

原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントに必要な計装設備は、サプレッションチェンバ圧力等である。

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、過渡事象として水位低下が厳しく事象進展が早い給水流量の全喪失、また、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まず圧力推移の観点で厳しい「給水流量の全喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、燃料集合体から冷却材への熱伝達、逃がし安全弁による減圧、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却並びに原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等が重要な現象となる。よって、これらの現象を熱水力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、これらの現象による格納容器挙動を一貫して評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、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主要な解析条件を第 2.4.2.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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。また、全交流動力電源喪失時において崩壊熱除去機能喪失するシーケンス (TBWシーケンス) を模擬するため、低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系 (C) の機能喪失を想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。ただし、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 (レベル 2) の信号でトリップするものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「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) により自動起動し、 $90.8\text{m}^3/\text{h}$ (7.86 ~ 1.04MPa[gage]において) の流量で注水するものとする。

(c) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系が原子炉水位低 (レベル 2) により自動起動し、318

～1,050m³/h (7.79～1.38MPa[dif]において)の流量で注水するものとする。

(d) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁2弁を使用するものとし、容量として、逃がし安全弁1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(e) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系

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、88m³/hにて格納容器へスプレイする。

(f) 原子炉格納容器圧力逃がし装置

原子炉格納容器圧力逃がし装置により10.0kg/s (0.427MPa[gage]において)の流量にて除熱を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 高圧炉心スプレイ系の水源切り替え操作は、サブプレッションチェンバのプール水温度が100℃到達時に開始されるものとする。

(b) 逃がし安全弁による原子炉手動減圧は、事象発生8時間後から開始されるものとする。

(c) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力0.384MPa[gage]到達時に開始し、0.284MPa[gage]まで降下後に停止するものとする。また、外部水源からの総注水量が3,800m³に到達した時点で格納容器スプレイを停止するものとする。

(d) 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、格納容器圧力0.427MPa[gage]到達時に開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第2.4.2.3図に示すとともに、原子炉圧力、原子炉水位(シ

ユラウド内及びシュラウド内外) ※, 注水流量, 蒸気流出流量及び原子炉内保有水量の推移を第 2.4.2.5 図から第 2.4.2.10 図に, 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第 2.4.2.11 図から第 2.4.2.16 図に, 格納容器圧力, 格納容器スプレイ流量, 格納容器気相部の温度, サプレッションプール水位, サプレッションプール水温, ドライウェル水位及び真空破壊装置流量の推移を第 2.4.2.17 図から第 2.4.2.23 図に示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失後, 原子炉水位は急速に低下する。「原子炉水位低 (レベル 3)」信号が発生して原子炉はスクラムするが, 原子炉水位低 (レベル 2) で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が起動して, 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 2) でトリップする。主蒸気隔離弁については, 原子炉水位低 (レベル 2) で全閉する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は, 高圧炉心スプレイ系の起動及び停止に伴い増減を繰り返す。また, 一時的な炉心露出により, 熱伝達係数は一時的に低下する。

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が, 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子

炉格納容器圧力逃がし装置による除熱を行う。なお、格納容器除熱開始時のサプレッションプール水位は、約 7.4m であり、ベントライン（約 9.0m）に対して余裕がある。

※SAFER により計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。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、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、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第 2.4.2.11 図に示すとおり、炉心の上部が一時的に露出するため、燃料被覆管の最高温度は約 310℃となるが、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下である。

原子炉圧力は第 2.4.2.5 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.38MPa [gage] 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、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器圧力逃がし装置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 0.427MPa [gage] 及び約 154℃に抑えられる。原子炉格納容器圧力逃がし装置による除熱は、事象発生から約 68 時間経過した時点で実施する。原子炉格納容器圧力逃がし装置による除熱

による敷地境界外での実効線量の評価結果は、事象発生から原子炉格納容器圧力逃がし装置による除熱までの時間が本事象より短い「2.6 L O C A時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下である。

炉心は安定して冷却されており、事象発生から約 68 時間後に格納容器圧力及び温度は低下傾向を示していることから、安定停止状態に至る。その後も、高圧炉心スプレー系による原子炉注水、原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことにより、安定停止状態を維持できる。(添付資料 2.4.2.1)

2.4.2.3 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確保

(1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.4.2.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

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、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。(添付資料 2.4.2.2)

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水並びに

原子炉格納容器代替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 5,035m³ 必要となる。

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有しており、事象発生約 24 時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約 616.8kL である。

ガスタービン発電機については、外部電源喪失により自動起動するものの、非常用母線への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われることから無負荷運転を想定し、事象発生後1日間で使用する軽油量は、約 22.1kL である。

復水貯蔵タンクへの補給等へ使用する可搬型大容量送水ポンプについては、事象発生6時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約 30.5kL である。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約 669.4kL であるが、2号炉に備蓄している軽油量は約 841.2kL であることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電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、設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲に含まれることから、非常用ディーゼル発電機

等による電源供給が可能である。

2.4.2.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、崩壊熱除去機能が喪失することから、格納容器破損に至り、その後、原子炉注水が継続できなくなることで、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する対策としては、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンス「給水流量の全喪失時に崩壊熱除去機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

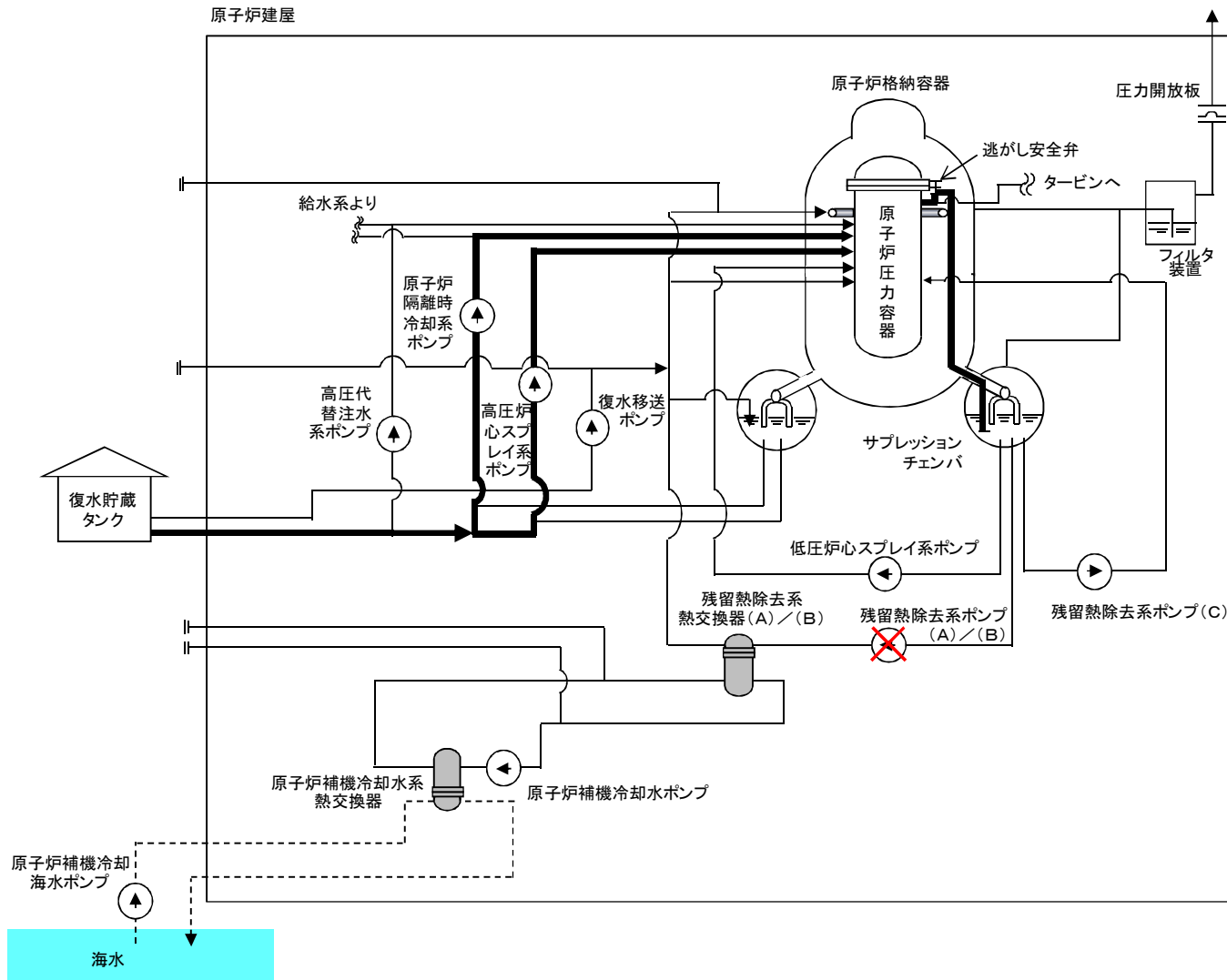
上記の場合においても、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより、格納容器破損は生じず、原子炉への注水の継続が可能である。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、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。

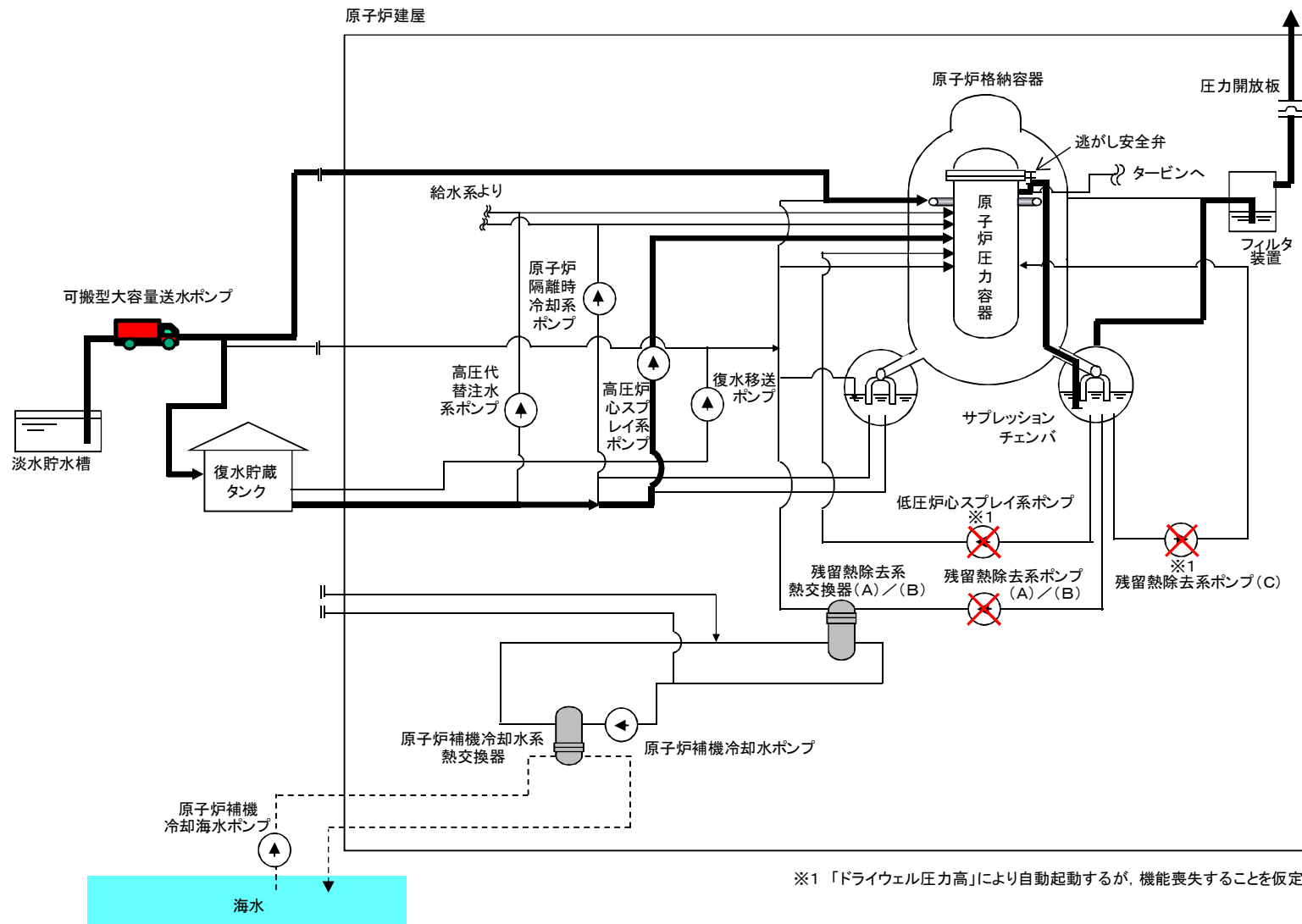
なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても判断基準を満足することを確認している。（添付資料 2.4.2.3）

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している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。

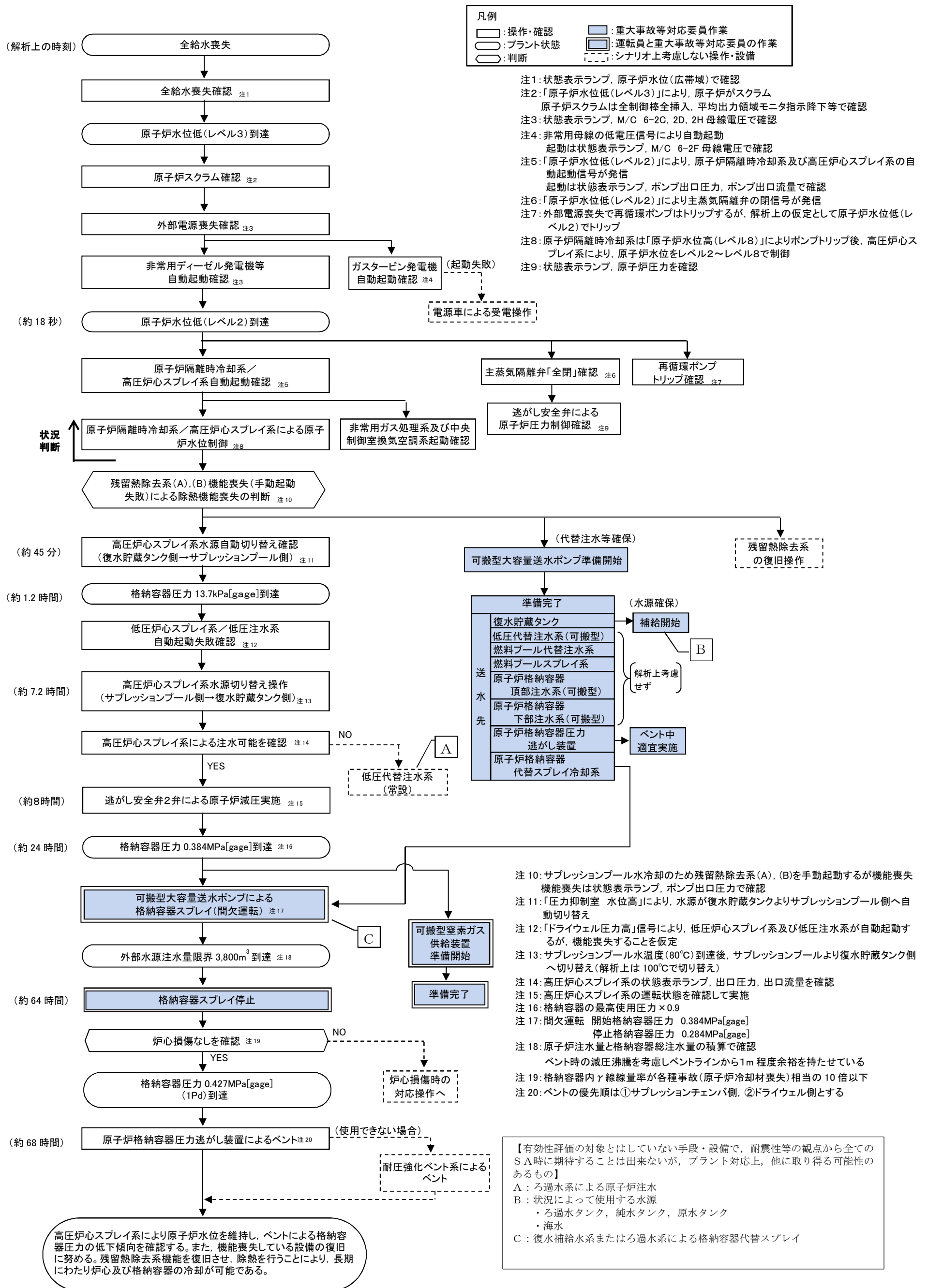
以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」において、原子炉格納容器圧力逃がし装置等の格納容器破損防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対して有効である。



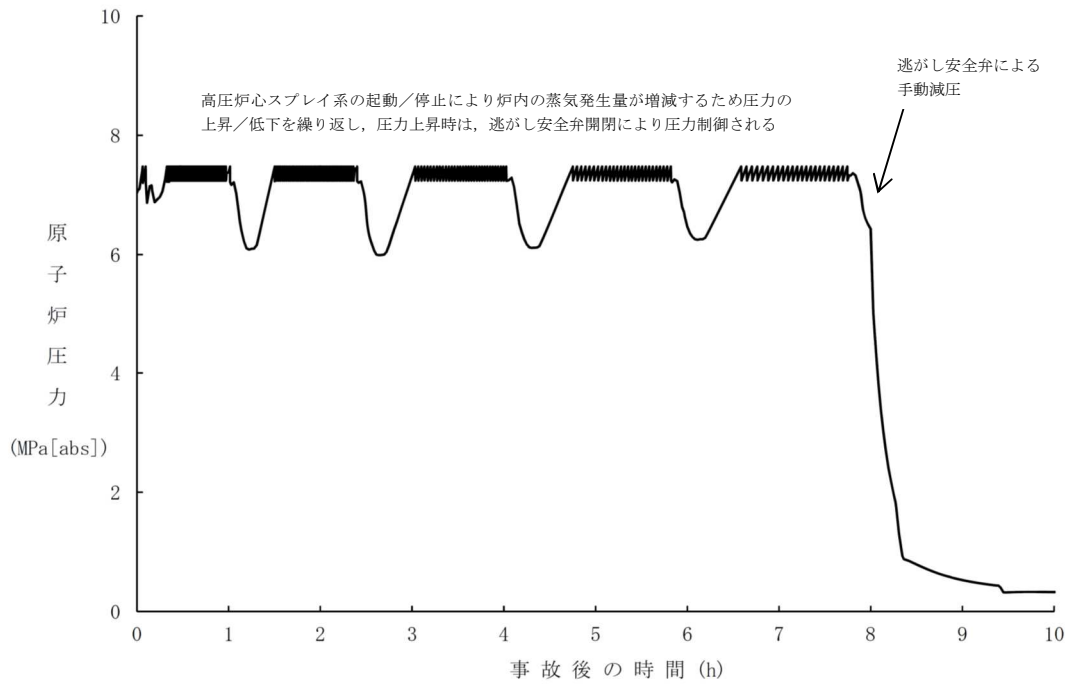
第 2.4.2.1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の使用系統概要（高圧炉心スプレイ系・原子炉隔離時冷却系）



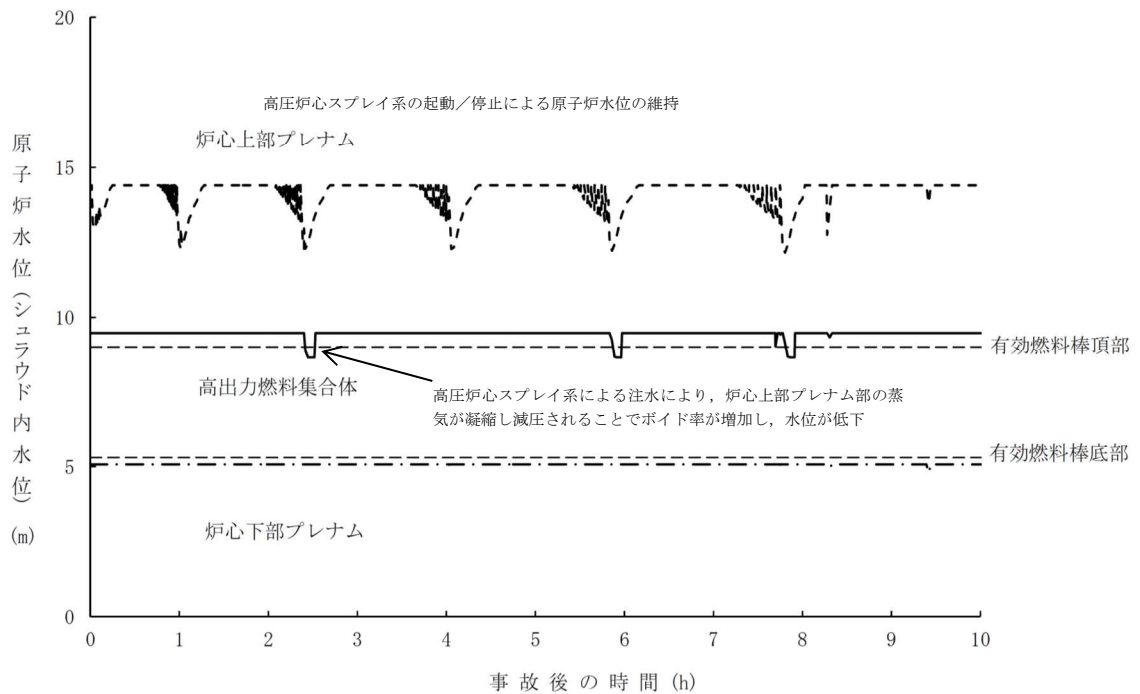
第 2.4.2.2 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の使用系統概要
 （高圧炉心スプレイ系・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系・原子炉格納容器圧力逃がし装置）



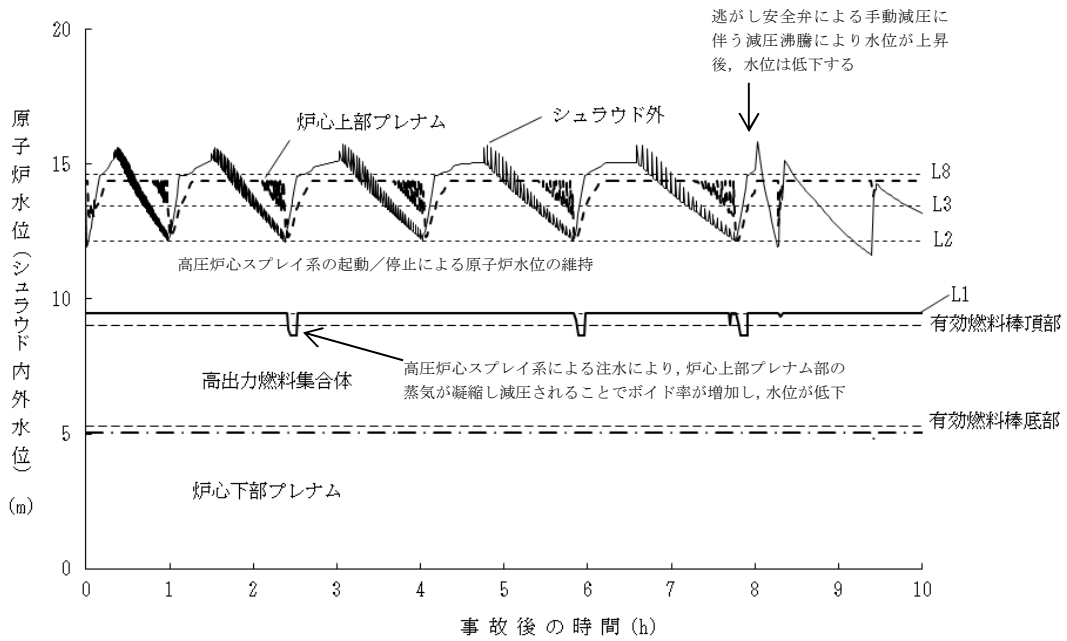
第 2.4.2.3 図 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)時の対応手順の概要



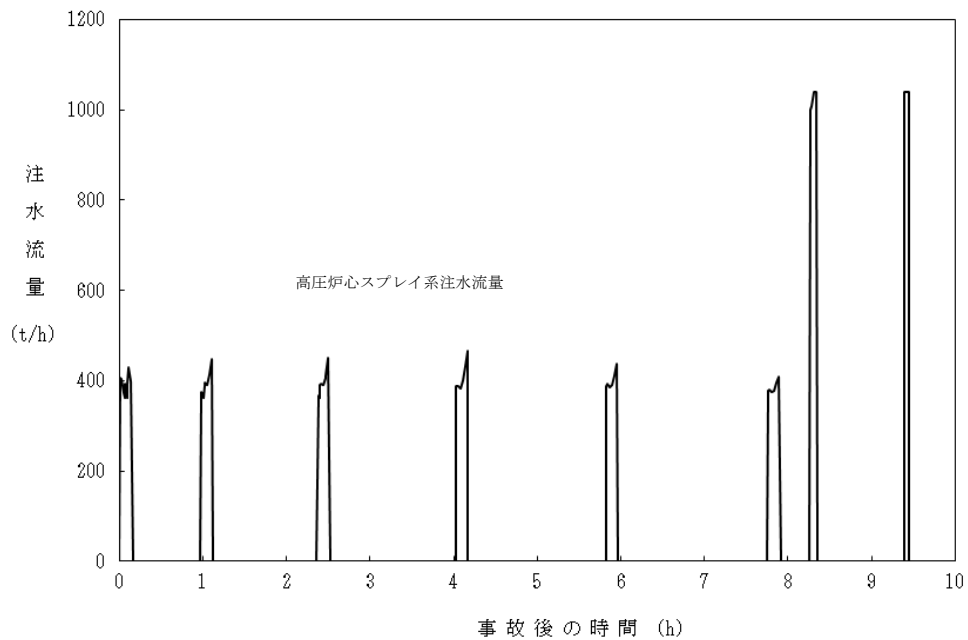
第 2.4.2.5 図 原子炉圧力の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



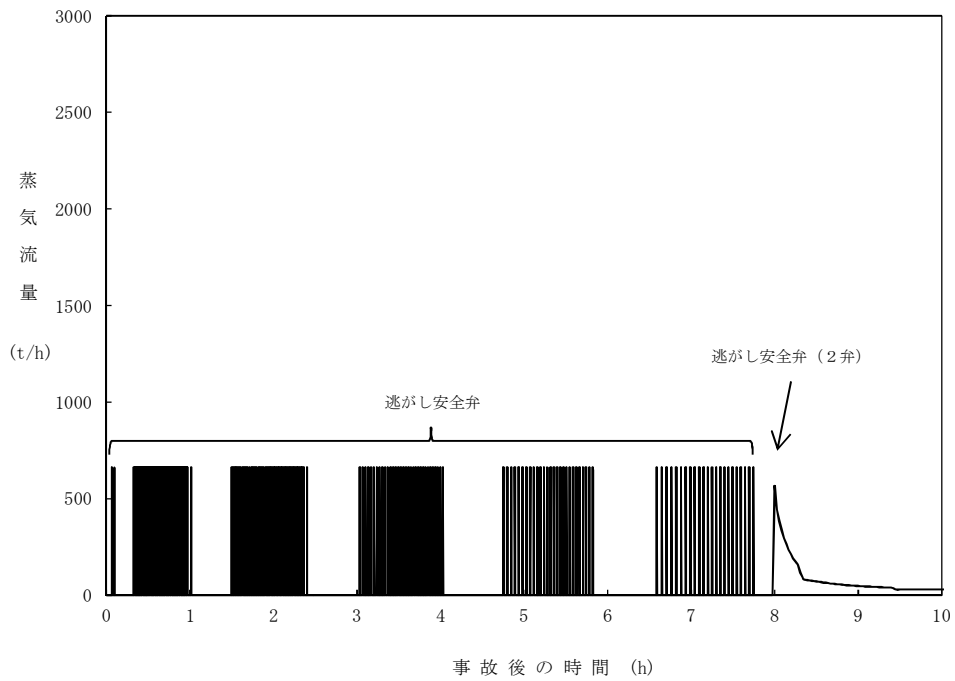
第 2.4.2.6 図 原子炉水位の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



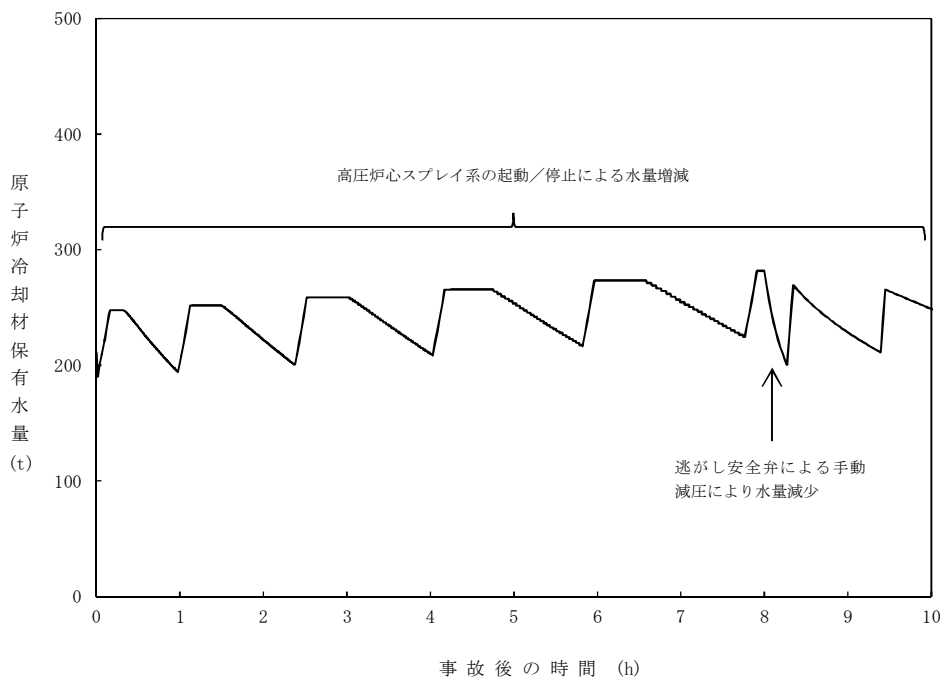
第 2.4.2.7 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



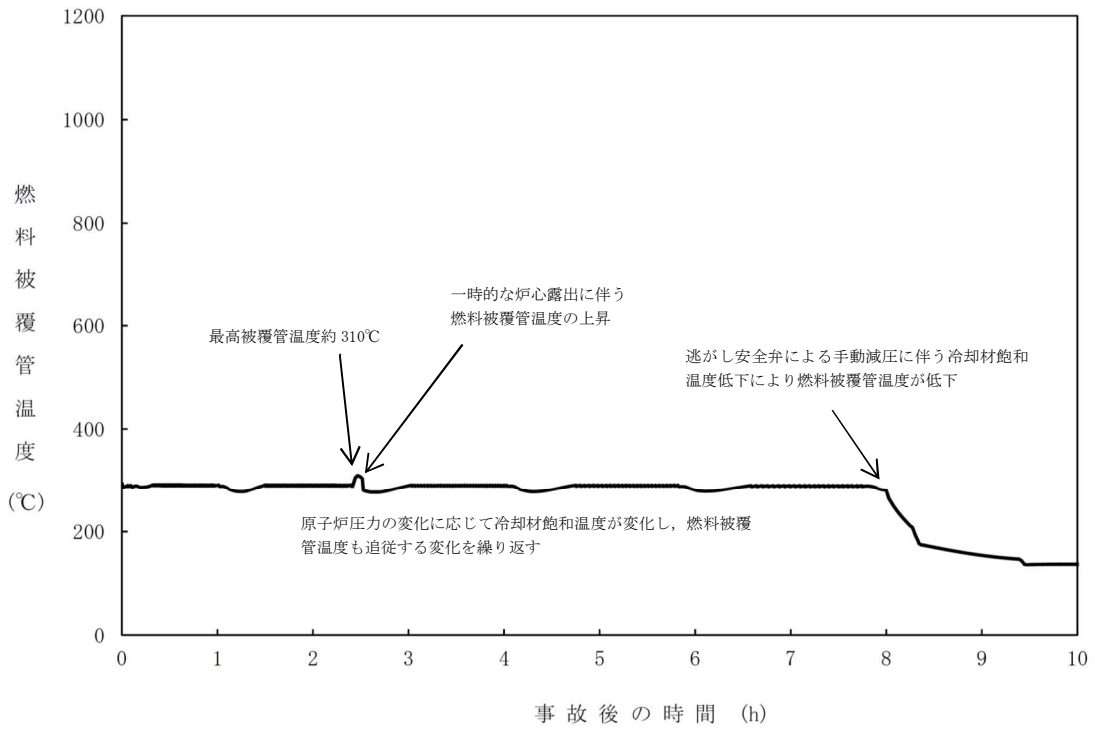
第 2.4.2.8 図 注水流量の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



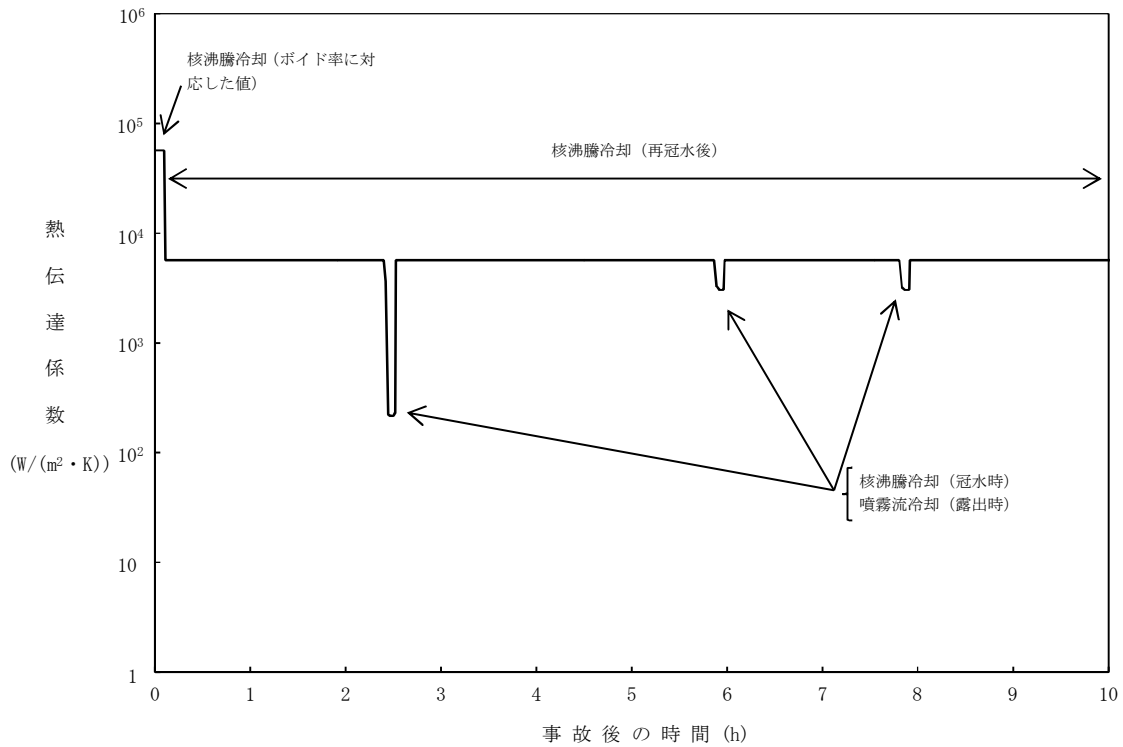
第 2.4.2.9 図 蒸気流出流量の推移
 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



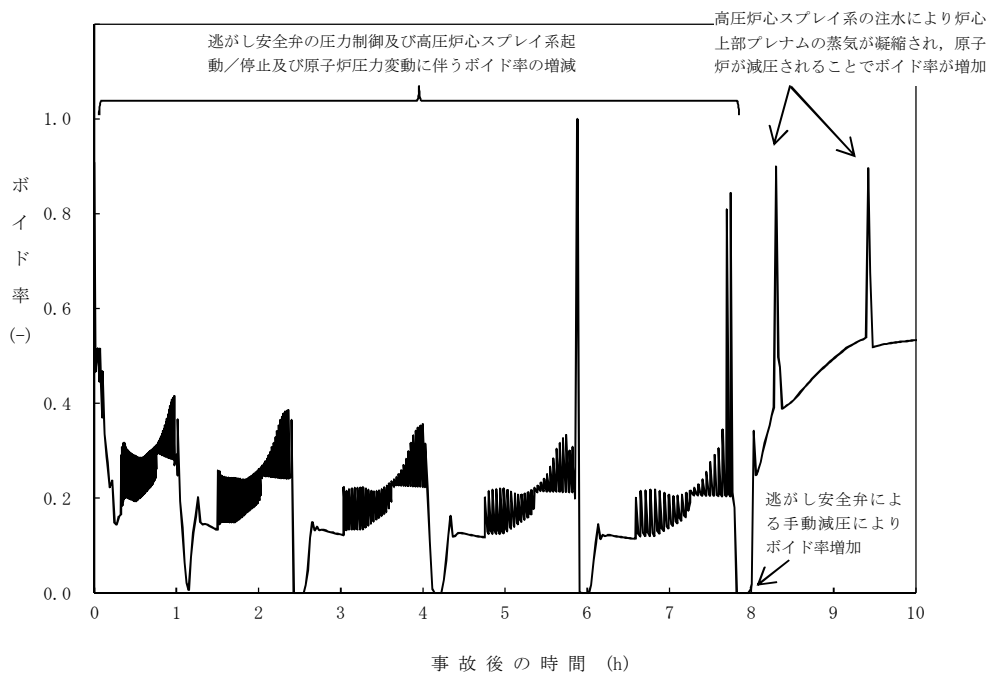
第 2.4.2.10 図 原子炉内保有水量の推移
 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



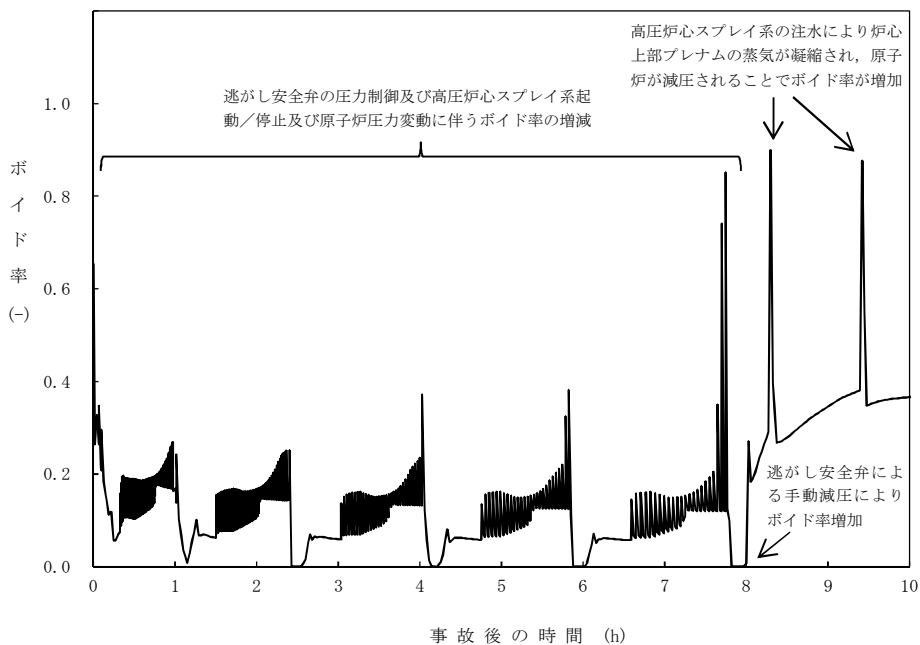
第 2.4.2.11 図 燃料被覆管温度の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



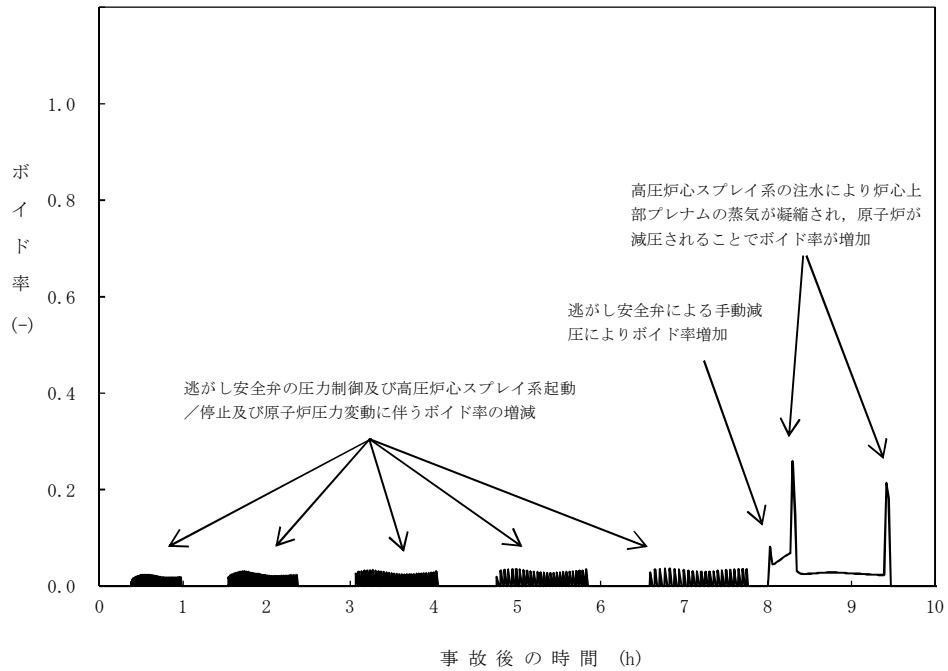
第 2.4.2.12 図 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



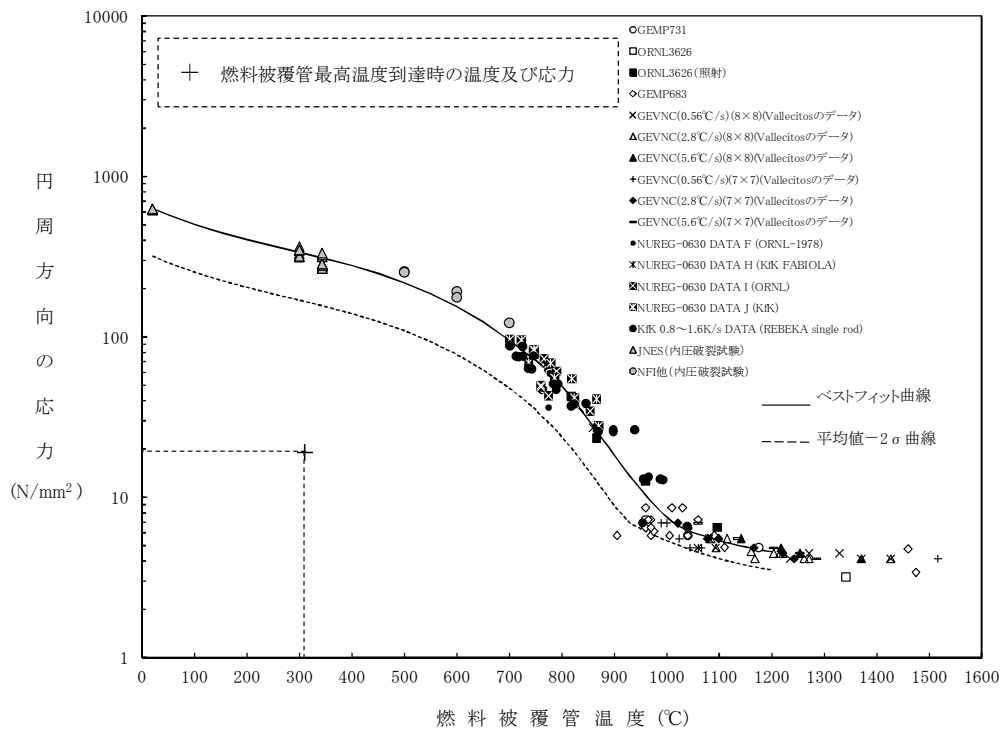
第 2.4.2.13 図 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



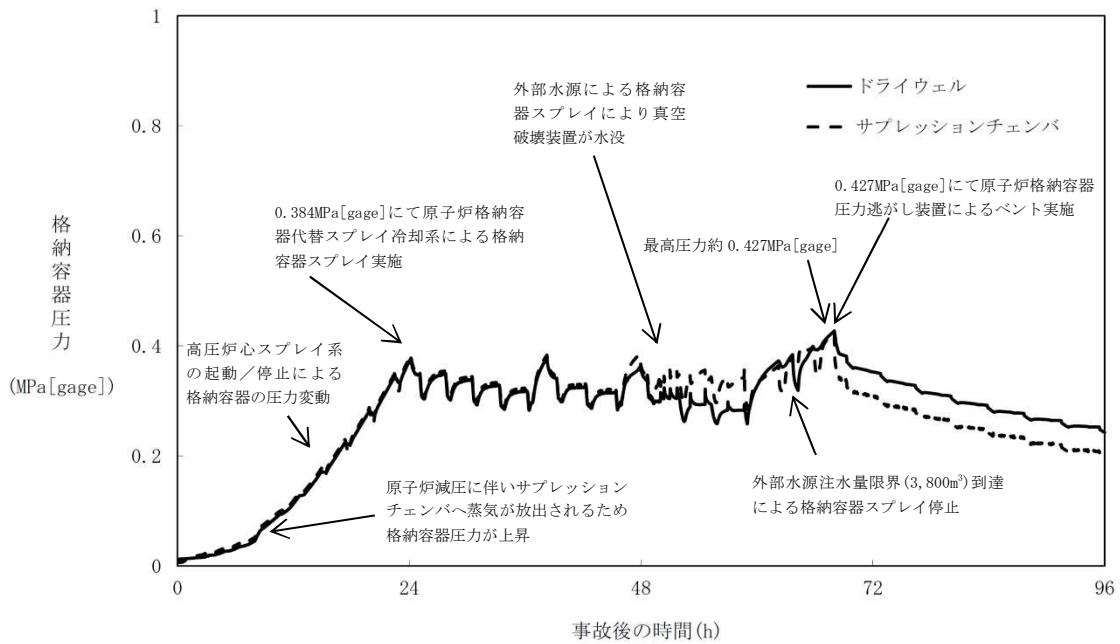
第 2.4.2.14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



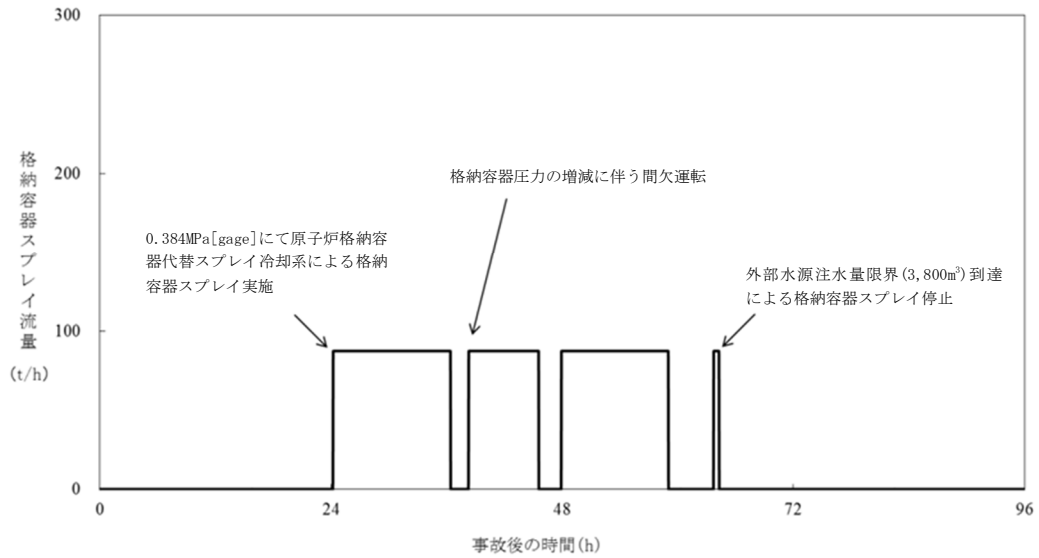
第 2. 4. 2. 15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移
 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



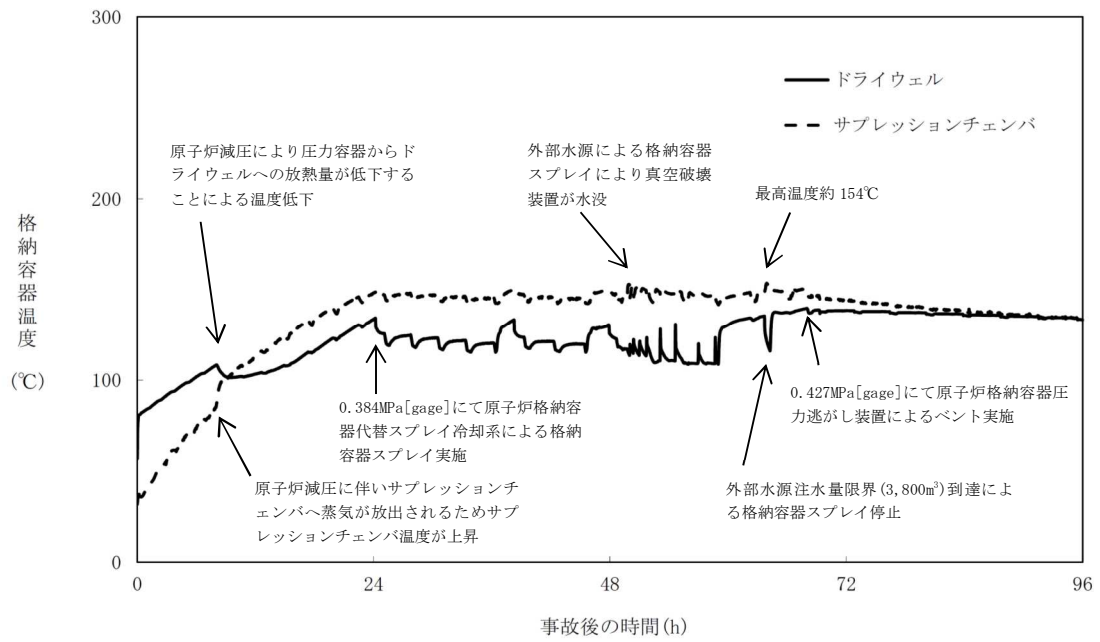
第 2. 4. 2. 16 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



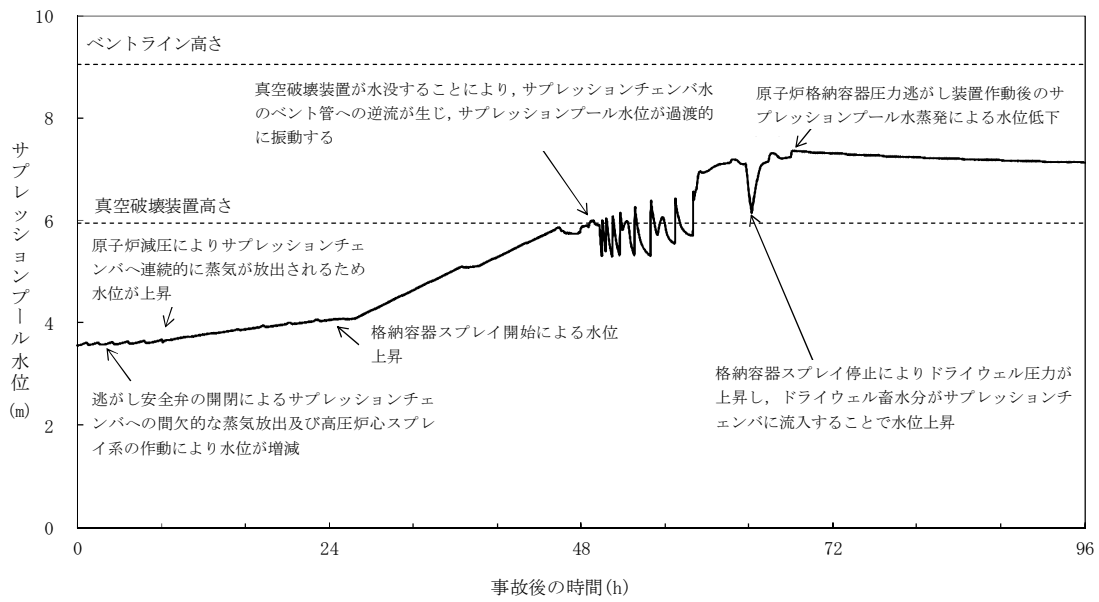
第 2.4.2.17 図 格納容器圧力の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



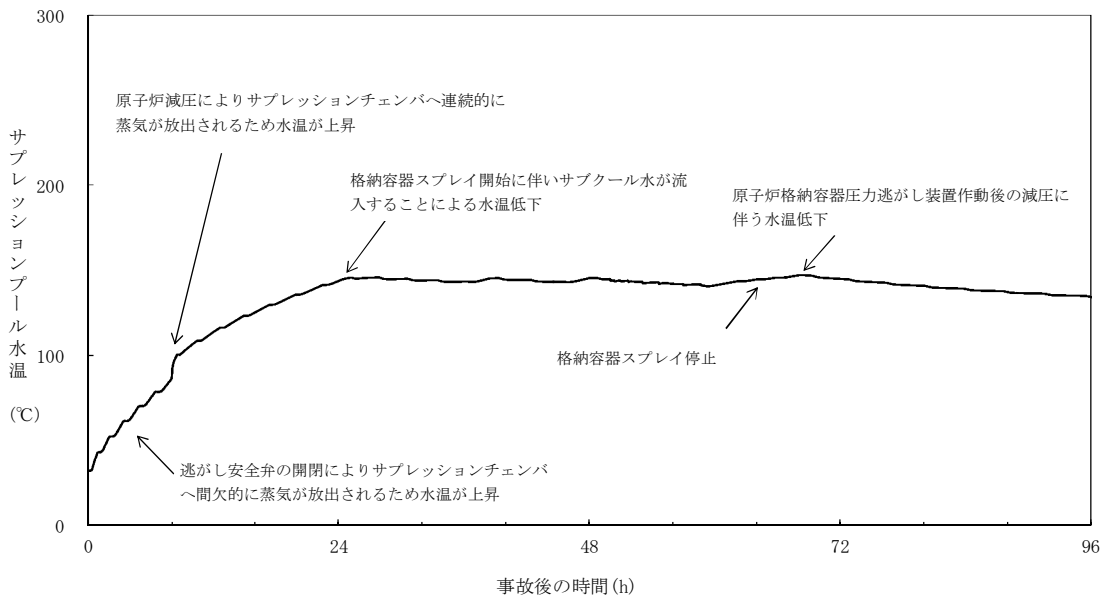
第 2.4.2.18 図 格納容器スプレイ流量の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



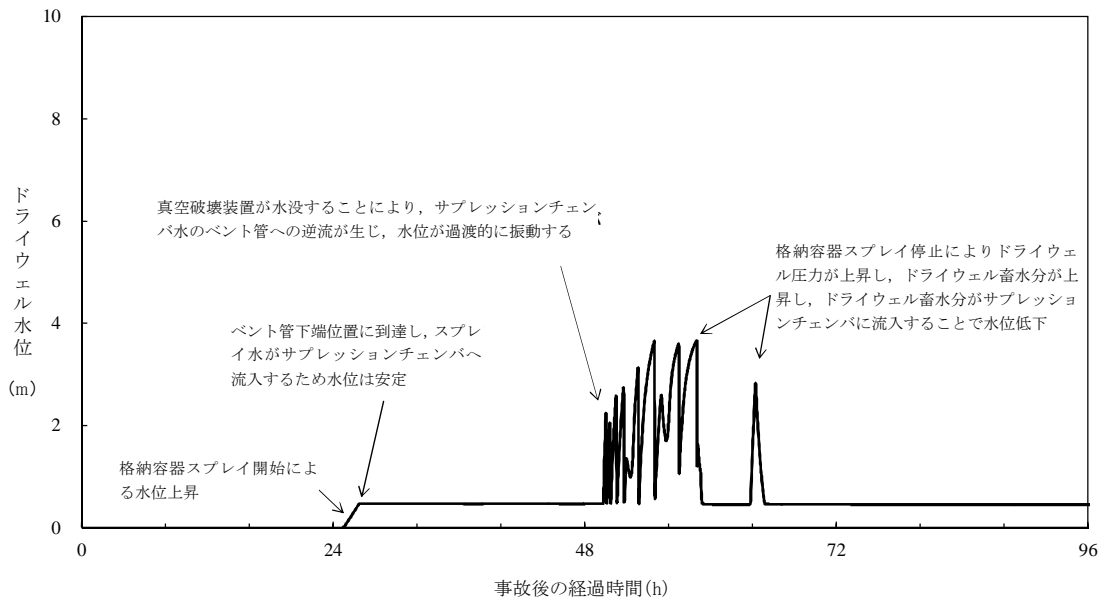
第 2.4.2.19 図 格納容器気相部の温度の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



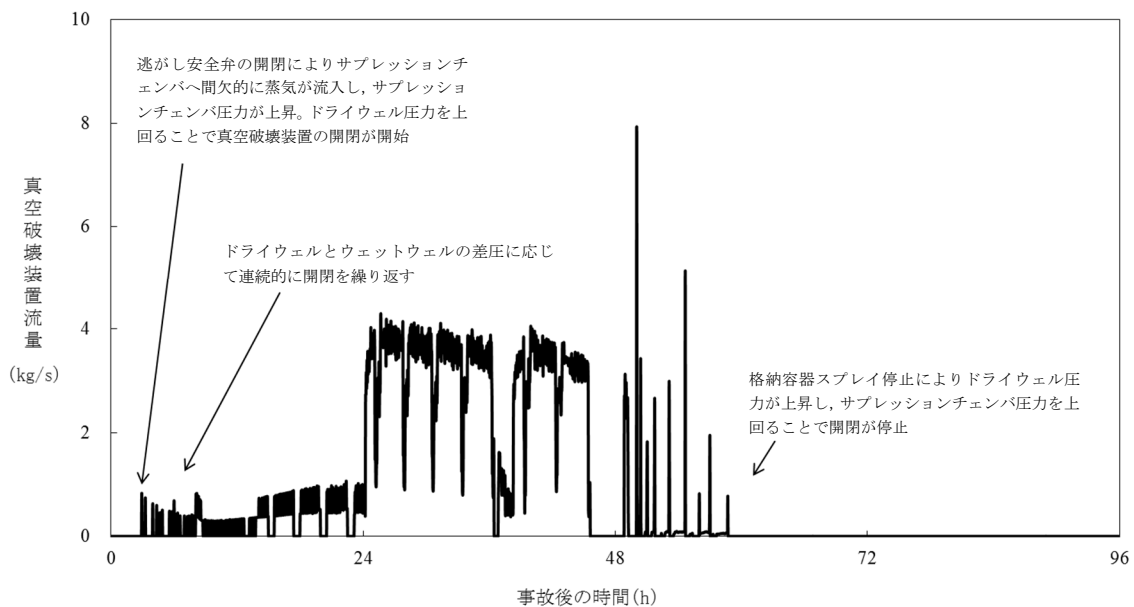
第 2.4.2.20 図 サプレッションプール水位の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第 2.4.2.21 図 サプレッションプール水温の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第 2. 4. 2. 22 図 ドライウエル水位の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))



第 2. 4. 2. 23 図 真空破壊装置流量の推移
(崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合))

第 2.4.2.1 表 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時における重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全給水喪失による原子炉スクラム確認	・全給水喪失により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系自動起動確認	・原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。 ・原子炉水位はレベル2～レベル8で制御する。	原子炉隔離時冷却系ポンプ（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ 出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ 出口流量（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ 出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ 出口流量
中央制御室換気空調系自動起動確認	・中央制御室換気空調系が自動起動することを確認する。	中央制御室換気空調系	—	—
主蒸気隔離弁全閉確認	・原子炉水位低（レベル2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）

第 2.4.2.1 表 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時における重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（A）、（B）の機能喪失により除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> ・サブプレッションプール水温度を確認して、残留熱除去系（A）、（B）手動起動する。 ・残留熱除去系（A）、（B）の機能喪失（手動起動失敗）により除熱機能喪失を判断する。 ・可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。 	—	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	残留熱除去系ポンプ出口圧力
高圧炉心スプレイ系水源自動切り替え確認	<ul style="list-style-type: none"> ・「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクよりサブプレッションプール側へ自動で切り替わることを確認する。 	—	—	サブプレッションプール水位（SA） 復水貯蔵タンク水位（SA）
低圧炉心スプレイ系／低圧注水系自動起動失敗確認	<ul style="list-style-type: none"> ・「ドライウエル圧力高」信号により、低圧炉心スプレイ系／低圧注水系の起動信号が発信されるが、自動起動失敗することを確認する。 	—	—	ドライウエル圧力（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
高圧炉心スプレイ系水源切り替え操作（中央制御室）	<ul style="list-style-type: none"> ・サブプレッションプール水温度 80℃到達を確認し、高圧炉心スプレイ系の水源をサブプレッションプールから復水貯蔵タンク側へ切り替える。 	—	—	サブプレッションプール水温度（SA） サブプレッションプール水位（SA） 復水貯蔵タンク水位（SA）
復水貯蔵タンク補給	<ul style="list-style-type: none"> ・可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。 	復水貯蔵タンク（SA） 淡水貯水槽（SA）	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	復水貯蔵タンク水位（SA）
高圧炉心スプレイ系による注水可能を確認	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉減圧前に高圧炉心スプレイ系の運転状態を確認し注水可能であることを確認する。 	高圧炉心スプレイ系	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量
逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧炉心スプレイ系状態確認後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）

第 2.4.2.1 表 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時における重大事故等対策について（3/3）

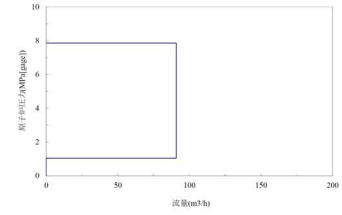
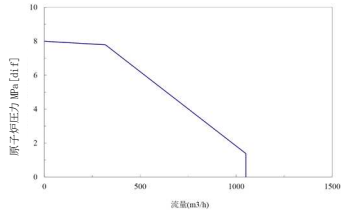
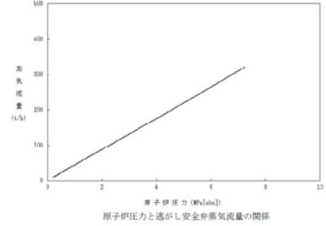
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント準備開始	・格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達により，可搬型窒素ガス供給装置の準備を開始する。	—	可搬型窒素ガス供給装置	ドライウエル圧力（SA） サブプレッションチェンバ圧力（SA）
可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）	・格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達により，可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。	淡水貯水槽（SA）	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	ドライウエル圧力（SA） サブプレッションチェンバ圧力（SA） 原子炉格納容器代替スプレイ流量（SA） サブプレッションプール水温度（SA）
格納容器スプレイ停止	・外部水源注水量が 3,800m ³ に到達したことを確認し，格納容器スプレイを停止する。	—	可搬型大容量送水ポンプ（SA）	原子炉格納容器代替スプレイ流量（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 サブプレッションプール水位（SA）
炉心損傷なしを判断	・格納容器内γ線線量率を確認し，炉心損傷が発生していないことを判断する。	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ（SA）
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	・格納容器圧力 0.427MPa[gage]（1Pd）到達により，原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。	原子炉格納容器圧力逃がし装置（SA）	—	ドライウエル圧力（SA） サブプレッションチェンバ圧力（SA） フィルタ装置入口圧力（SA） フィルタ装置出口圧力（SA） フィルタ装置出口放射線モニタ（SA）

第 2.4.2.2 表 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))
(1/2)

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	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウエル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウエル)	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32°C	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置		設計値として設定
水源の温度	40°C	通常運転時の復水貯蔵タンク温度として設定	
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	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伴い、崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
		低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系(C)の機能喪失	全交流動力電源喪失時において崩壊熱除去機能喪失するシーケンス(TBWシーケンス)を模擬するため機能喪失を想定
外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。ただし、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(レベル2)の信号でトリップするものとする	

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.4.2.2 表 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))
(2/2)

	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)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	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 90.8m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 318~1,050m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.79 ~1.38MPa[diff]において)	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	手動開弁数: 2 弁 7.37MPa[gage] × 2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	88m 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
	原子炉格納容器圧力逃がし装置	10.0 kg/s (0.427MPa[gage]において)	原子炉格納容器圧力逃がし装置の設計値として設定
	重大事故等対策に関連する操作条件	高圧炉心スプレイ系水源切替操作	サプレッションプール水温 100°C到達時
逃がし安全弁による原子炉減圧		事象発生8時間後	高圧注水の維持時間として設定
原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作		(開始条件) 格納容器圧力 0.384MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.284MPa[gage]まで 降下後又は外部水源注水量 3,800m ³	運転操作手順書等を踏まえて設定
原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作		格納容器圧力 0.427MPa[gage] 到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定

安定停止状態について（残留熱除去系が故障した場合）

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）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】

第 2.4.2.6 図及び第 2.4.2.7 図に示すとおり、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水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】

第 2.4.2.17 図及び第 2.4.2.19 図に示すとおり、格納容器圧力 0.427MPa[gage]に到達後、原子炉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 68 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。

水源，燃料評価結果について
(残留熱除去系が故障した場合)

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク使用可能量
: 約 1,192m³
- ・淡水貯水槽 : 約 5,000m³ × 2 基

○水使用パターン

①原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水

事象発生以降，定格流量で注水する。

(原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で水位制御する。)

②高压炉心スプレイ系による原子炉注水

事象発生 8 時間以降，崩壊熱相当の注水を継続する。

③可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ

格納容器圧力が 0.384MPa [gage] に到達する事象発生約 24 時間以降，可搬型大容量送水ポンプによる，格納容器スプレイ (間欠運転) を行う。外部水源注水量限界 (3,800m³) 到達後，スプレイを停止する。

④可搬型大容量送水ポンプによる，淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

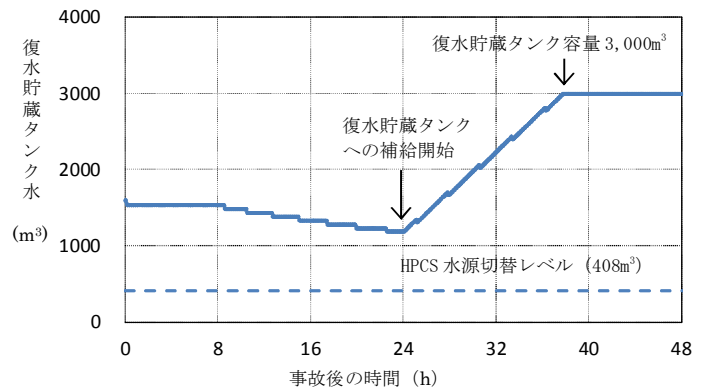
事象発生約 24 時間以降，可搬型大容量送水ポンプにより 150m³/h の流量で補給するものとする。

○時間評価

事象発生後約 24 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 24 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源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 5,035m³ 必要となるが，復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。



2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機（(A)，(B)の2台起動） (外部電源喪失後に自動起動) 非常用ディーゼル発電機（A） 燃費約1,601L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約269.0 kL 非常用ディーゼル発電機（B） 燃費約1,420L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (外部電源喪失後に自動起動) 燃費約649.3L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間=約109.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後1日間 (=24h)	ガスタービン発電機（2台起動） (外部電源喪失後に自動起動) 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約460L/h（無負荷） ×2台×24h=約22.1 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） (事象発生6時間後からの起動を想定) 燃費約188L/h（定格負荷） ×1台×162h=約30.5 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約669.4 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2kLであることから，7日間は十分に対応可能

注水温度の違いによる解析結果への影響について

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時には、高圧炉心スプレイ系の水源として、「圧力抑制室水位高」に到達する事象発生約 45 分以降、サプレッションチェンバのプール水を使用する。事象の進展に伴いサプレッションチェンバのプール水温度が上昇することから、注水温度の事象進展への影響について検討するため、表 1 に示す解析条件により評価を実施し、結果を比較した。

表 1 解析条件

	注水温度	備考
ケース 1	100℃	高圧炉心スプレイ系の水源切替温度（サプレッションチェンバから復水貯蔵タンク）
ケース 2 (ベースケース)	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク温度

原子炉圧力の最大値及び燃料被覆管の最高温度を表 2 に、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内水位）及び燃料被覆管温度の推移を図 1 から図 3（赤線：ケース 1，黒線：ケース 2）に、それぞれ示す。

注水温度が 100℃であるケース 1 の場合、ケース 2 と比べて注水のサブクール度が小さく、注水時の減圧が小さくなること等により原子炉圧力及び原子炉水位の挙動が多少異なるが、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力及び燃料被覆管の最高温度等の評価項目にほとんど影響はないことから、炉心冷却性評価上、問題となることはない。

表 2 評価結果

解析ケース	ケース 1	ケース 2 (ベースケース)
原子炉圧力の最大値 (MPa[gage])	7.38	7.38
燃料被覆管の最高温度 (℃)	309 (初期値を上回らない)	310

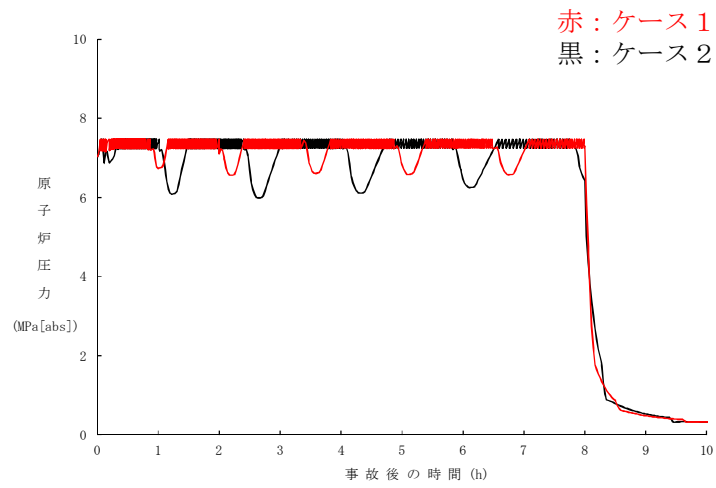


図 1 原子炉圧力の推移

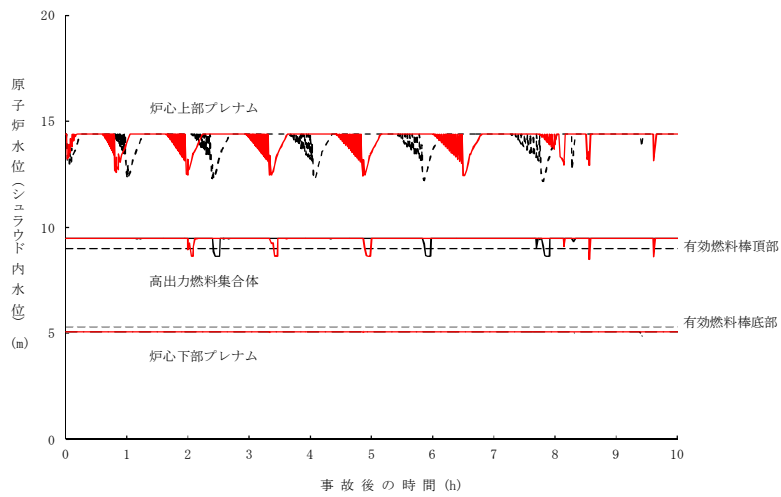


図 2 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移

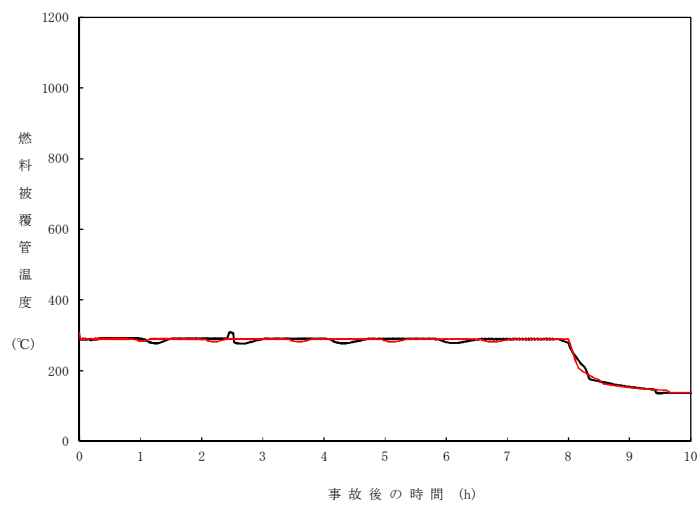


図 3 燃料被覆管温度の推移

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、「主蒸気隔離弁の誤閉止時に原子炉停止機能が喪失する事故」、「中小破断LOCA時に原子炉停止機能が喪失する事故」及び「大破断LOCA時に原子炉停止機能が喪失する事故」であり、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において「主蒸気隔離弁の誤閉止時に原子炉停止機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失するため、原子炉出力が維持し、逃がし安全弁からサブプレッションプールへの蒸気の流出が継続することから、緩和措置がとられない場合、格納容器破損に至る。その後、原子炉注水が継続できなくなり、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、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能及び制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能によって炉心の著しい損傷の防止を図り、また、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入及び残留熱除去系によるサブプレッションチェンバのプール水の除熱によって格納容器破損の防止を図る。

なお、LOCA時に原子炉停止機能が喪失する事故については、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能及び代替制御棒挿入機能によって炉心の著し

い損傷の防止を図る。また、LOCAに伴う水位低下の影響については、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」で炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

(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、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能及びほう酸水注入系を整備し、原子炉への注水には原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系を用いる。また、残留熱除去系による除熱手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第2.5.1図及び第2.5.2図に、手順の概要を第2.5.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.5.1表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計22名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長1名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長1名、運転操作対応を行う運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名、重大事故等対応要員は11名である。この必要な要員と作業項目について第2.5.4図に示す。

a. 原子炉スクラム失敗を判断

主蒸気隔離弁全閉により、原子炉スクラム信号が発信するが全制御棒全挿入とならないことで原子炉スクラム失敗と判断する。

原子炉スクラム失敗の判断に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 再循環ポンプトリップ確認

「原子炉圧力高」信号により、再循環ポンプトリップ機能が動作し再循環ポンプがトリップすることを確認する。

c. 代替制御棒挿入機能動作失敗確認

「原子炉圧力高」信号により代替制御棒挿入機能が動作するが、失敗することを確認する。

d. 非常用炉心冷却系自動起動確認

「ドライウェル圧力高」信号により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系が自動起動する。

非常用炉心冷却系自動起動の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

e. 原子炉隔離時冷却系自動起動確認

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自動起動する。

原子炉隔離時冷却系自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

f. 自動減圧系作動阻止機能作動確認

「中性子束高（10%以上）」かつ「原子炉水位低（レベル2）」信号により自動減圧機能及び代替自動減圧機能の作動が阻止されることを確認する。

自動減圧系作動阻止機能作動の確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

g. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水確認

自動起動した原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉

へ注水されていることを確認する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

h. 高圧炉心スプレイ系水源自動切り替え確認

「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレイ系の水源が復水貯蔵タンクよりサプレッションプール側へ自動で切り替わることを確認する。

高圧炉心スプレイ系水源自動切り替え確認に必要な計装設備は、サプレッションプール水位等である。

i. 給復水系全停確認

復水器水位低下により給復水系が全停することを確認する。

給復水系全停確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）である。

j. 原子炉停止機能喪失を判断

全制御棒の「全挿入」又は「0.2ポジション」（最大未臨界引抜位置）までの挿入が確認できないことで判断する。

原子炉停止機能喪失の判断に必要な計装設備は、制御棒位置である。

k. ほう酸水注入系手動起動

サプレッションプール水温度が49℃到達を確認し、ほう酸水注入系を手動起動する。

ほう酸水注入系手動起動に必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

1. 残留熱除去系（A），（B）サプレッションプール水冷却モード切り替え操作開始

サプレッションプール水温度の上昇を確認し、残留熱除去系をサプレッションプール水冷却モードへ切り替える。

残留熱除去系 (A) , (B) サプレッションプール水冷却モード切り替え操作開始に必要な計装設備は, サプレッションプール水温度等である。

m. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位をレベル2付近で維持する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御に必要な計装設備は, 原子炉水位 (広帯域) 等である。

n. 復水貯蔵タンクへの水源補給が必要と判断

原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系で注水を継続するため復水貯蔵タンクの低下を確認し復水貯蔵タンクへの水源補給が必要と判断する。

復水貯蔵タンクへの水源補給が必要と判断するために必要な計装設備は, 復水貯蔵タンク水位である。

o. 高圧炉心スプレイ系水源切り替え (中央制御室)

サプレッションプール水温度 80℃到達を確認し, 高圧炉心スプレイ系の水源をサプレッションプールから復水貯蔵タンク側へ切り替える。

高圧炉心スプレイ系水源切り替え (中央制御室) に必要な計装設備は, サプレッションプール水温度等である。

p. ほう酸水全量注入完了を確認し, ほう酸水注入系停止

ほう酸水注入系貯蔵タンク水位 (0%) を確認し, ほう酸水の全量注入が完了後, ほう酸水注入系ポンプを停止する。

ほう酸水全量注入完了を確認し, ほう酸水注入系の停止に必要な計装設備は, ほう酸水注入系貯蔵タンク水位である。

q. 原子炉未臨界を確認

ほう酸水の全量注入かつ起動領域モニタレンジ「0」かつ起動領域モニタ

指示が 10^3cps 以下で指示値が上昇傾向にないことにより未臨界を確認する。

原子炉未臨界を確認に必要な計装設備は，起動領域モニタである。

r. 原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉水位制御

原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系により原子炉水位をレベル3～レベル8で制御する。

原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉水位制御に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域）等である。

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，過渡事象として原子炉圧力の上昇が厳しい「主蒸気隔離弁の誤閉止時に，原子炉停止機能が喪失する事故」である。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ものとする。

本重要事故シーケンスでは，事故発生に伴う原子炉圧力の変化，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プレッションプール水温の変化，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解析コード SCAT により中性子束，燃料被覆管温度，炉心流量，原子炉圧力，原子炉水位，サ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主要な解析条件を第 2.5.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

原子炉停止機能として、スクラム失敗を仮定し、原子炉の手動スクラムには期待しないものとする。また、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。(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する。給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくすることから、外部電源は使用できるものとして設定した。また、再循環ポンプは、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、格納容器の圧力、サプレッションチェンバのプール水温度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。

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「主蒸気隔離弁閉」信号によるものとする。ただし、スクラムに失敗するものとする。

(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

代替原子炉再循環ポンプトリップ機能は、原子炉圧力高到達時に作動するものとする。

(c) 給水系

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、電動機駆動原子炉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が原子炉水位低（レベル2）により自動起動し、 $90.8\text{m}^3/\text{h}$ （ $7.86 \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で注水するものとする。

(e) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系がドライウェル圧力高により自動起動し、 $318 \sim 1,050\text{m}^3/\text{h}$ （ $7.79 \sim 1.38\text{MPa}[\text{dif}]$ において）の流量で注水するものとする。

(f) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁全弁（11弁）を使用するものとし、容量として、逃がし安全弁1弁あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(g) 制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能

制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能は、中性子束高及び原子炉水位低（レベル2）にて作動するものとする。

(h) ほう酸水注入系

ほう酸水注入系は $1631/\text{min}/\text{個}$ の流量で注入するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードによる格納容器除熱操作は、事象発生10分後に開始されるものとする。

- (b) ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入は、サプレッションチェンバのプール水温度高 (49°C) 到達から 10 分後に開始されるものとする。
- (c) 高圧炉心スプレイ系の水源切り替え操作は、サプレッションチェンバのプール水温度 100°C 到達前に開始されるものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第 2.5.3 図に示すとともに、中性子束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、逃がし安全弁流量、HPCS+RCIC 流量、原子炉圧力変化、原子炉水位変化（シュラウド外）、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第 2.5.5 図から第 2.5.14 図に、サプレッションチェンバのプール水温度及び格納容器圧力の推移を第 2.5.15 図に示す。

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が、この信号による原子炉スクラムは失敗する。主蒸気流量が遮断されると原子炉圧力は上昇し、ボイド減少によって正の反応度が投入され、中性子束は上昇する。約 2 秒後に原子炉圧力高信号で再循環ポンプがトリップするが、この信号による代替制御棒挿入機能の作動は保守的に期待しない。また、主蒸気隔離弁の閉止により駆動蒸気が喪失するため、タービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水は継続される。主蒸気が遮断されているため、給水温度が低下し、給水加熱喪失の状態となり、徐々に出力は増加する傾向となる。出力増加の過程では逃がし安全弁の開閉に伴い、中性子束は変動する。

逃がし安全弁から放出される蒸気により、格納容器圧力が上昇し、事象発

生から約 46 秒後に「ドライウェル圧力高」（高圧炉心スプレイ系起動）信号により高圧炉心スプレイ系が起動し，原子炉への注水を開始する。原子炉水位が一時的に低下することから，事象発生から約 50 秒後に，原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系も起動する。また，サプレッションチェンバのプール水温度も上昇する。事象発生から約 89 秒後にサプレッションチェンバのプール水温度高（49℃）に達し，その後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 135 秒後に復水器水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップするため，原子炉水位が低下して，原子炉水位低（レベル 1）に到達するが，自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動は阻止される。その後は，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により，水位を維持する。

事象発生から 10 分後に，残留熱除去系のサプレッションプール水冷却モードを手動起動する。また，約 11 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。ほう酸水注入を開始すると，中性子束は徐々に低下し，未臨界に至る。

b. 評価項目等

サプレッションチェンバのプール水温度及び格納容器圧力は第 2.5.15 図に示すとおり，ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も緩やかに上昇するが，それぞれ約 113℃，約 0.19MPa[gage]に抑えられる。

燃料被覆管の最高温度は第 2.5.11 図及び第 2.5.12 図に示すとおり，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力上昇によるボイド減少で，炉心に正の反応度が投入されることにより沸騰遷移が生じ，事象発生から約 23 秒で最も厳しく，燃料被覆管最高温度は約 961℃となるが，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下である。

原子炉圧力は第 2.5.8 図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約

9.26MPa[gage]（原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約9.42MPa[gage]）以下に抑えられる。

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チェンバの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2.5.2, 2.5.3）

2.5.3 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確保

(1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.5.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり22名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員39名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、水源、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。（添付資料2.5.4）

a. 水源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,677m³必要となる。

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約11,192m³保有しており、事象発生約45時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで、復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを

水源とした注水が可能となることから、7日間の継続実施が可能である。

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を事象発生直後から運転すると想定した場合、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約616.8kLである。

ガスタービン発電機については、同様に外部電源喪失により自動起動するものの、非常用母線への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われることから無負荷運転を想定し、事象発生後1日間で使用する軽油量は、約22.1kLである。

復水貯蔵タンクへの補給等へ使用する可搬型大容量送水ポンプについては、事象発生6時間後からの運転を想定し、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約30.5kLである。

以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約669.4kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電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、設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

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、原子炉停止機能が喪失するため、原子炉出力が維持し、逃がし

安全弁からの蒸気の流出が継続することから、緩和措置がとられない場合、格納容器破損に至り、その後、原子炉注水が継続できなくなることで、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能及びほう酸水注入系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系を整備している。また、残留熱除去系による除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「主蒸気隔離弁の誤閉止時に原子炉停止機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

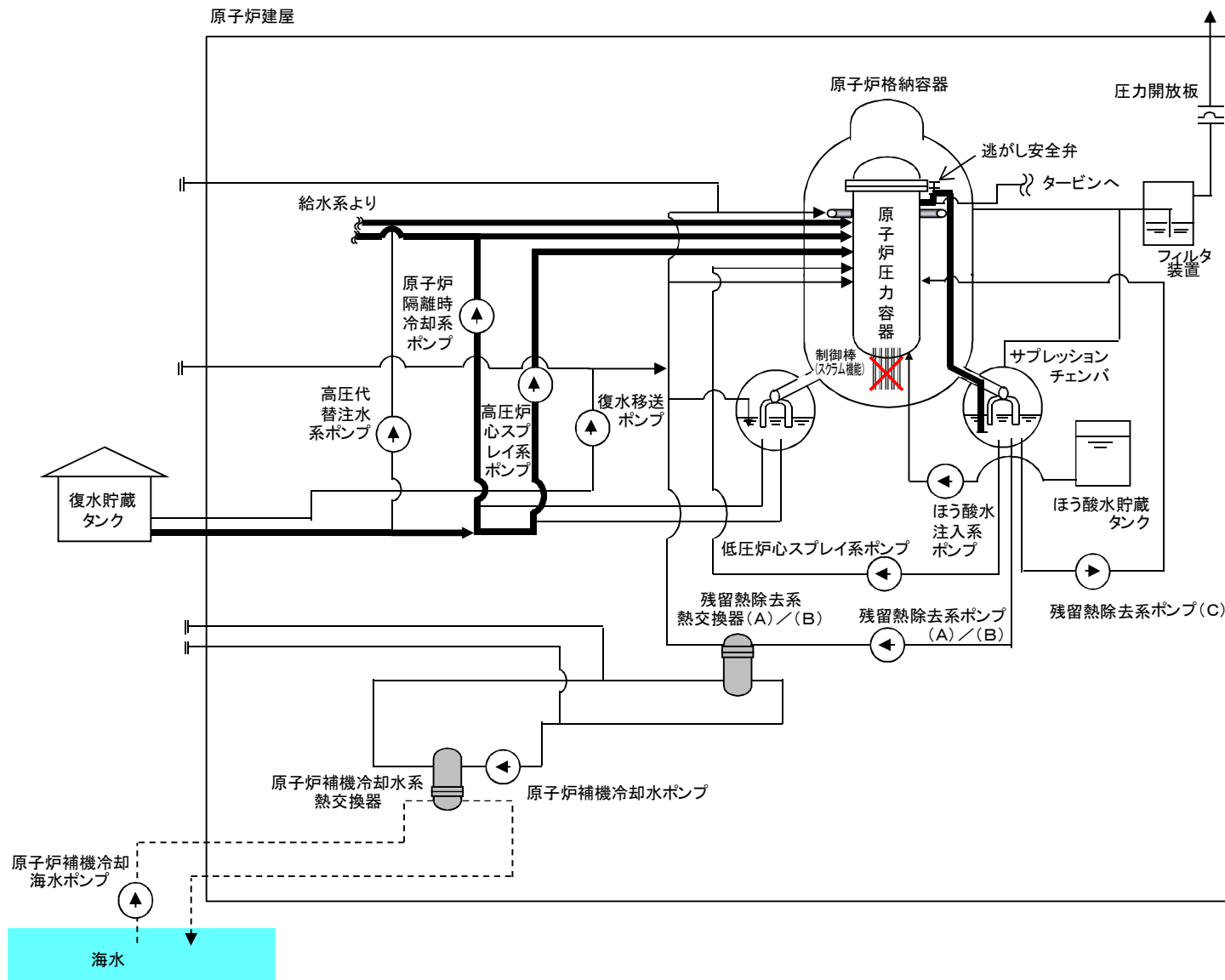
上記の場合においても、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能及びほう酸水注入系による出力抑制、制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能による減圧阻止、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水並びに残留熱除去系による除熱を実施することにより、炉心の冠水は維持される。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、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。

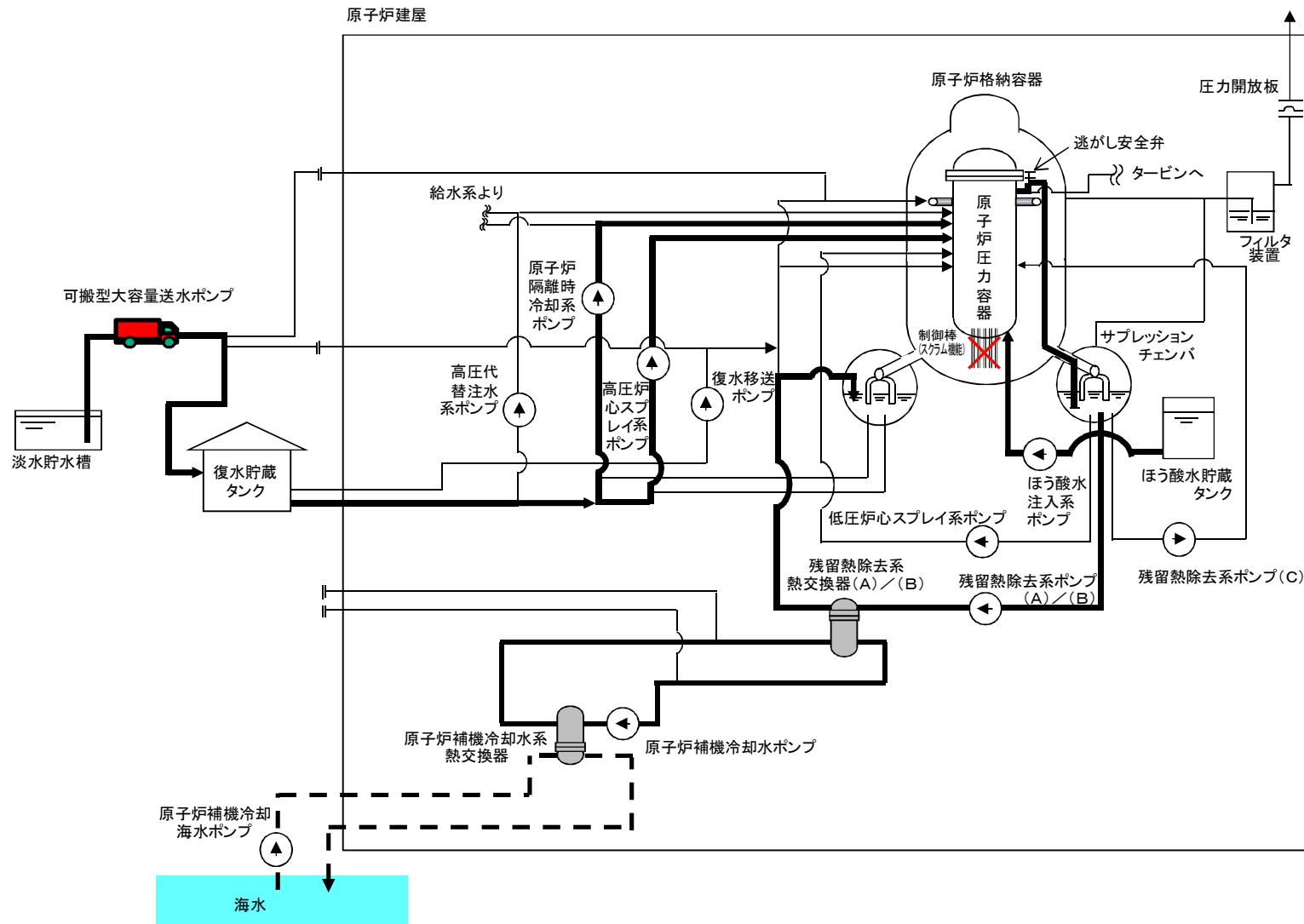
なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても判断基準を満足することを確認している。(添付資料 2.5.5, 2.5.6, 2.5.7)

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している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、仮に外部電源喪失を想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「原子炉停止機能喪失」において、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

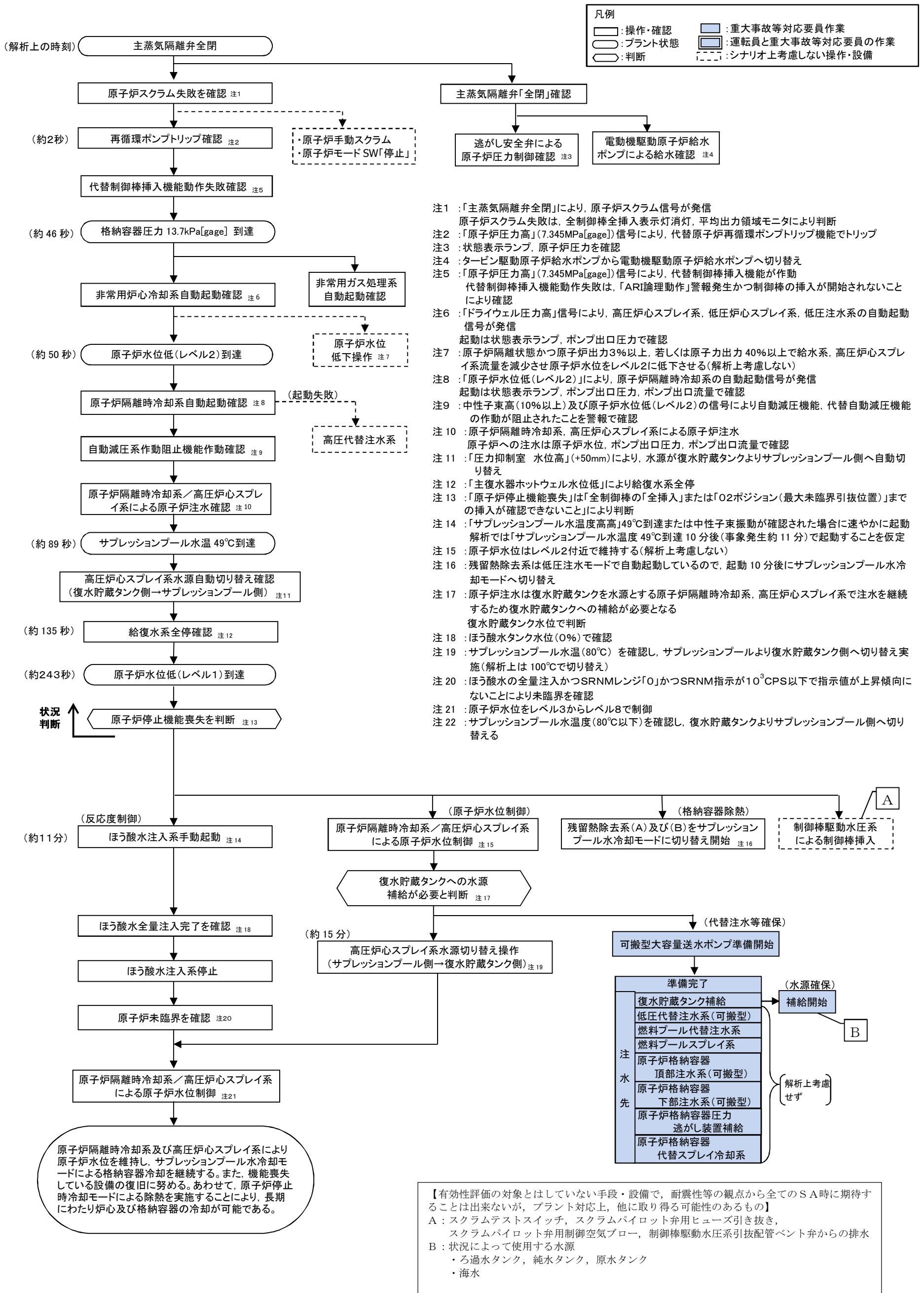


第 2.5.1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の使用系統概要
(高圧炉心スプレイ系・原子炉隔離時冷却系)

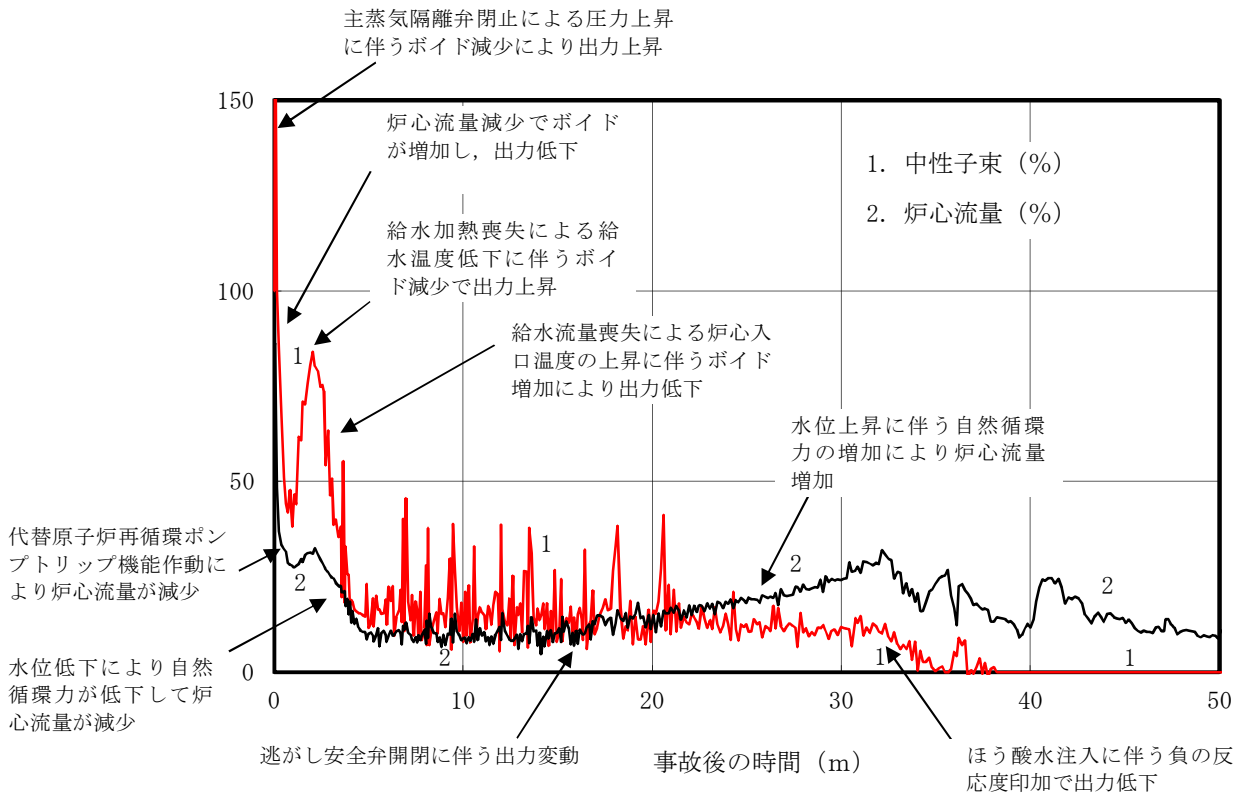


第 2.5.2 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の使用系統概要

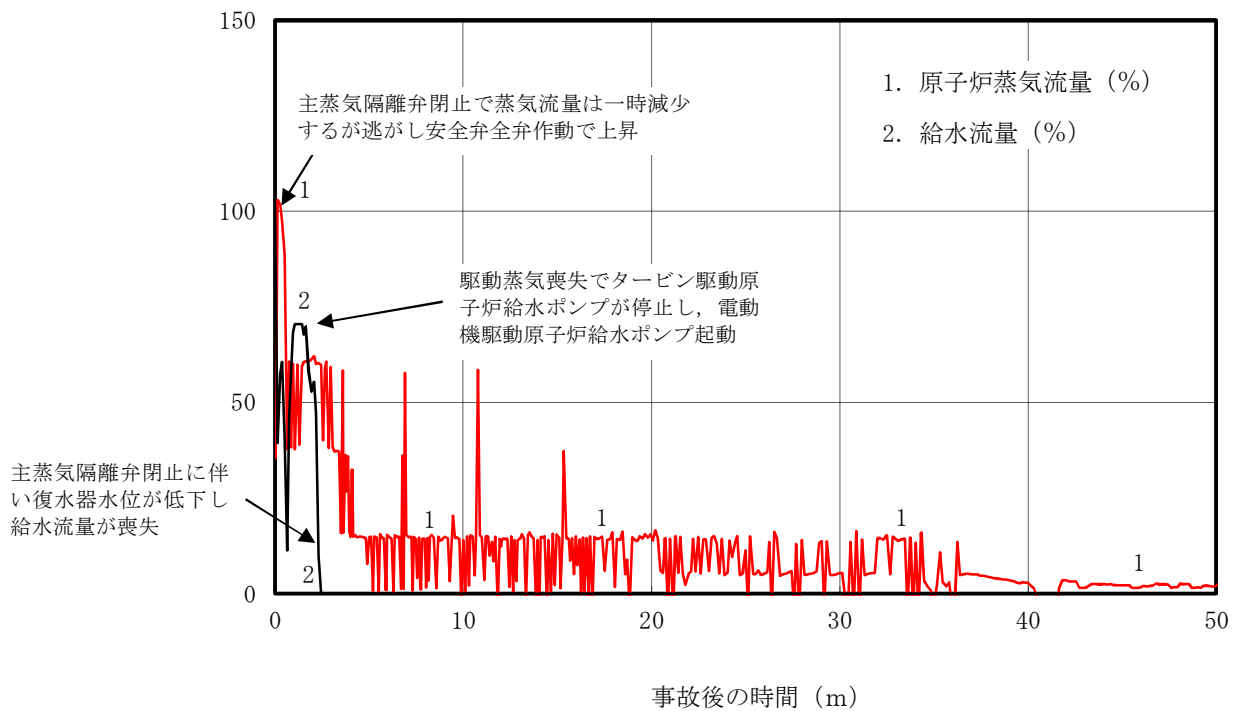
(高圧炉心スプレイ系・原子炉隔離時冷却系・ほう酸水注入系・残留熱除去系 (サプレッションプール水冷却モード))



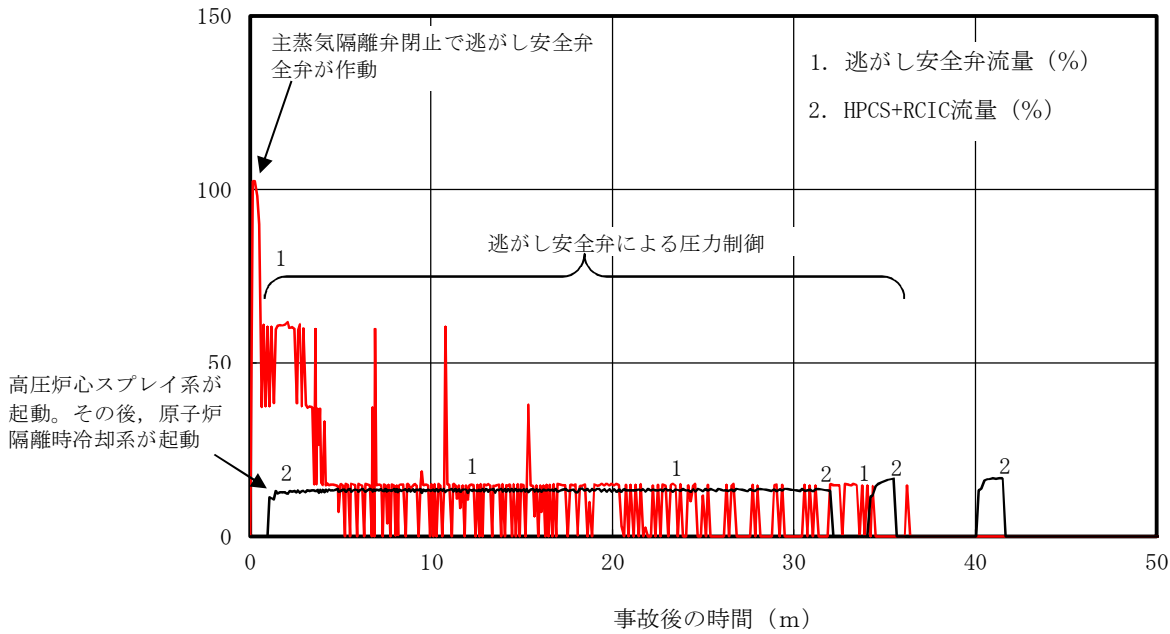
第 2.5.3 図 原子炉停止機能喪失時の対応手順の概要



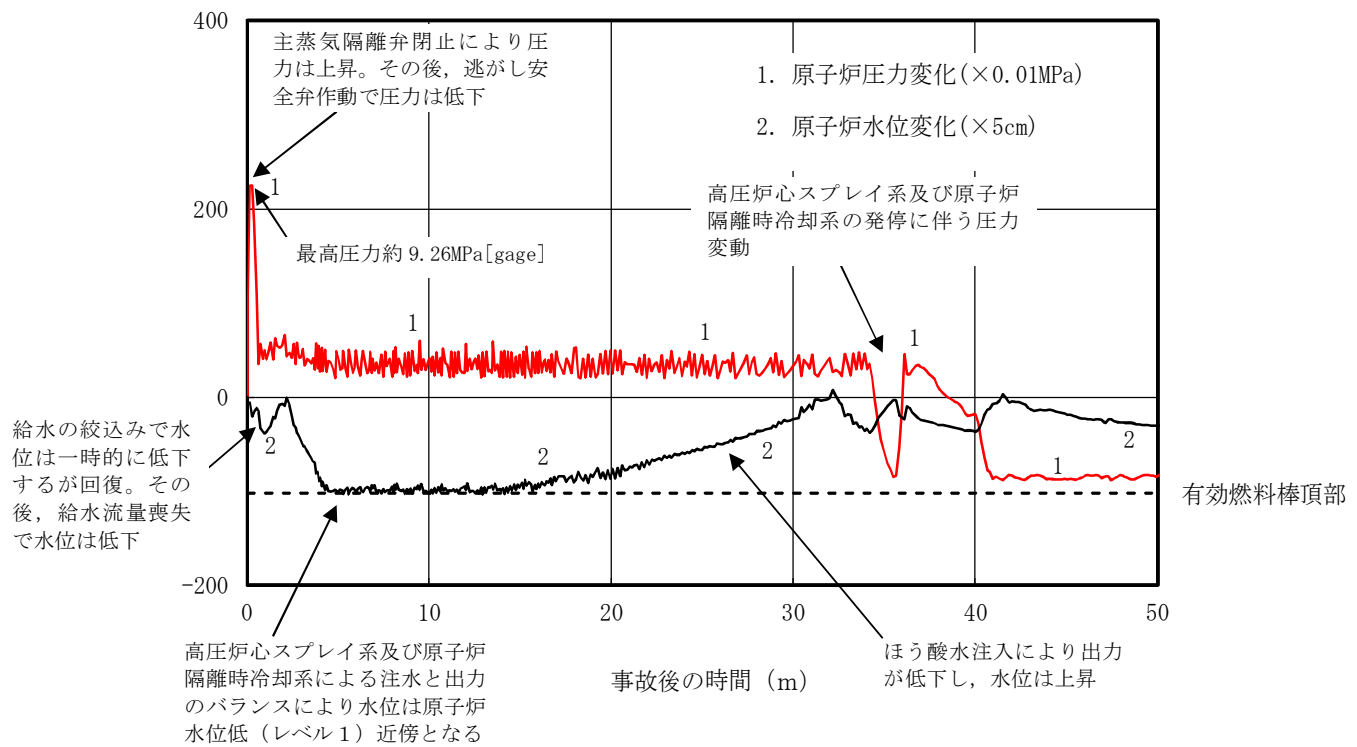
第 2.5.5 図 中性子束及び炉心流量の推移



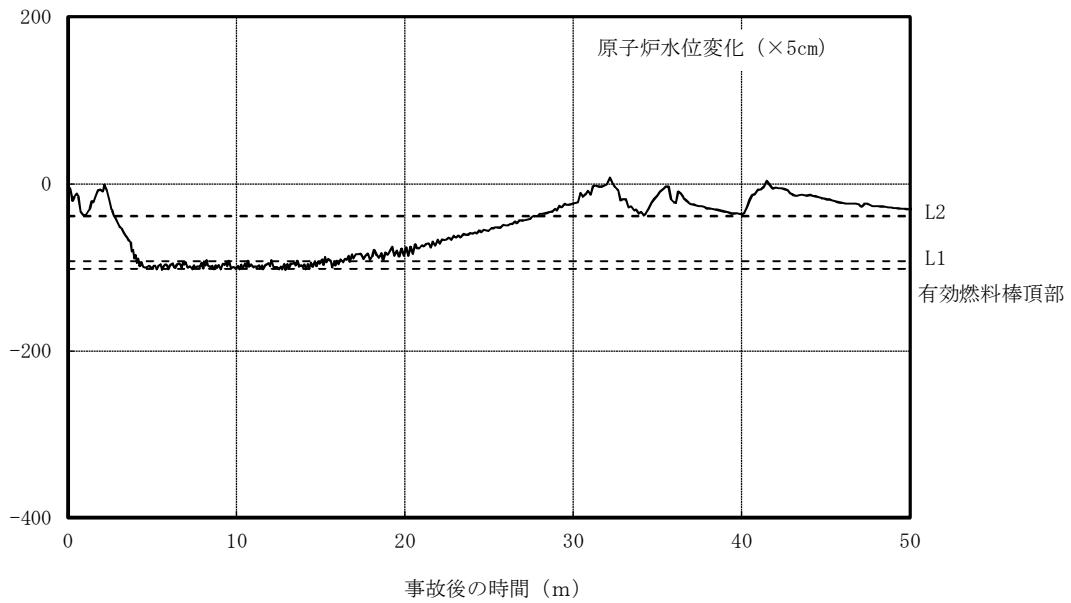
第 2.5.6 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移



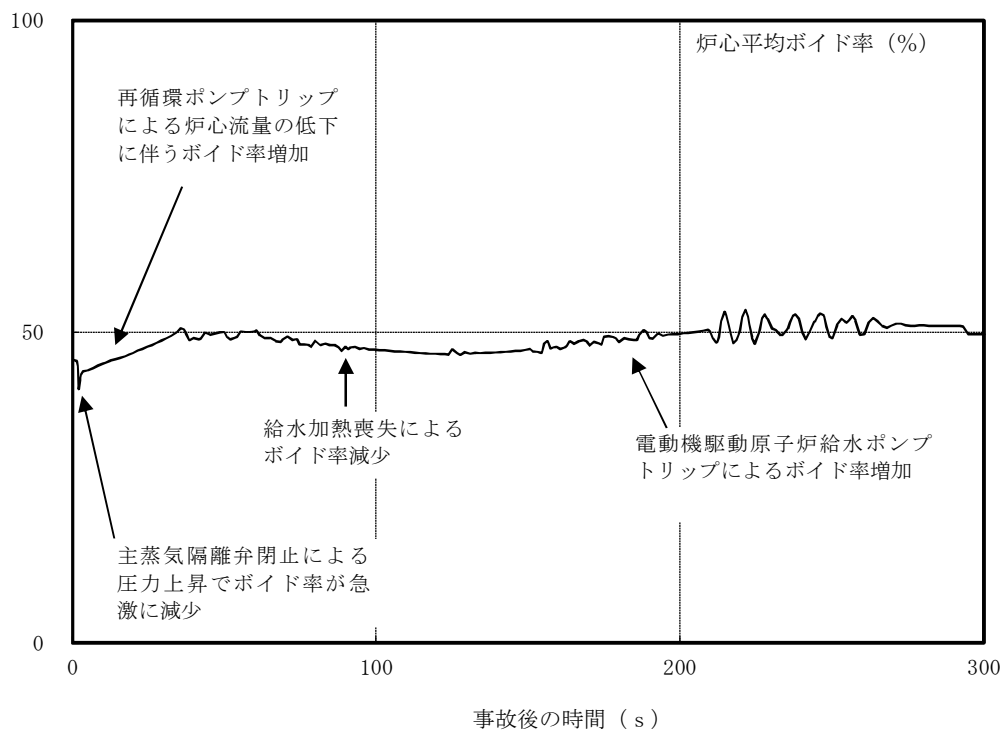
第 2.5.7 図 逃がし安全弁流量及び HPCS+RCIC 流量の推移



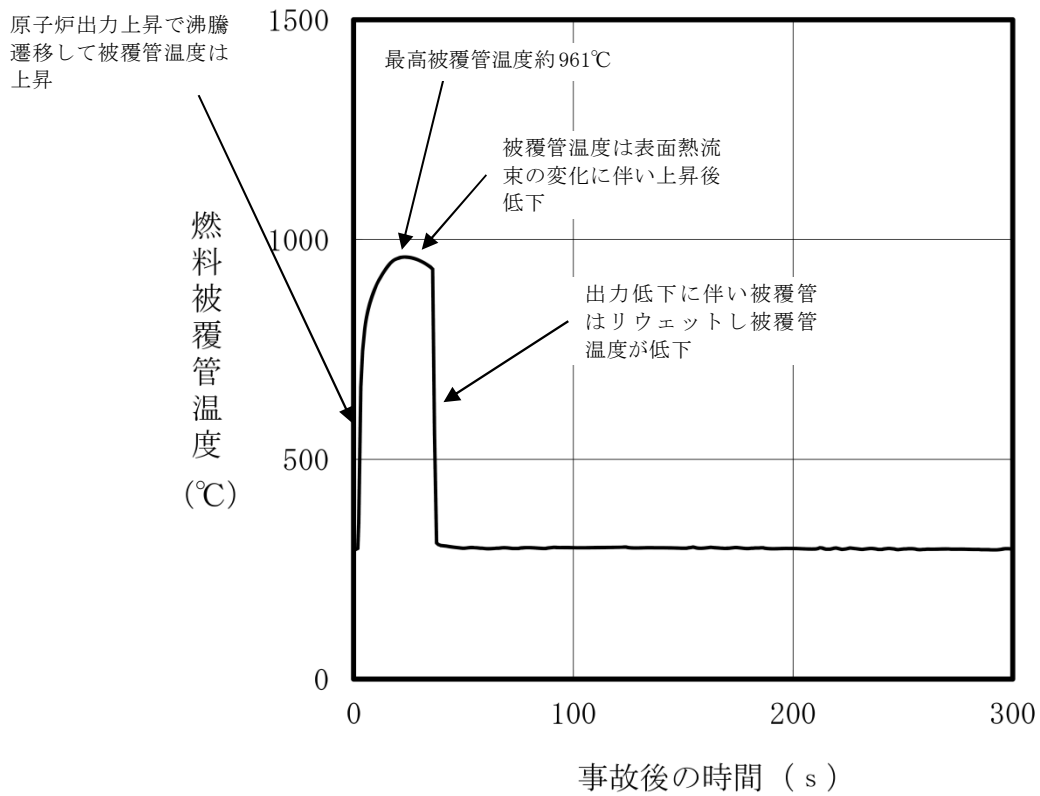
第 2.5.8 図 原子炉圧力変化及び原子炉水位変化（シュラウド外）の推移



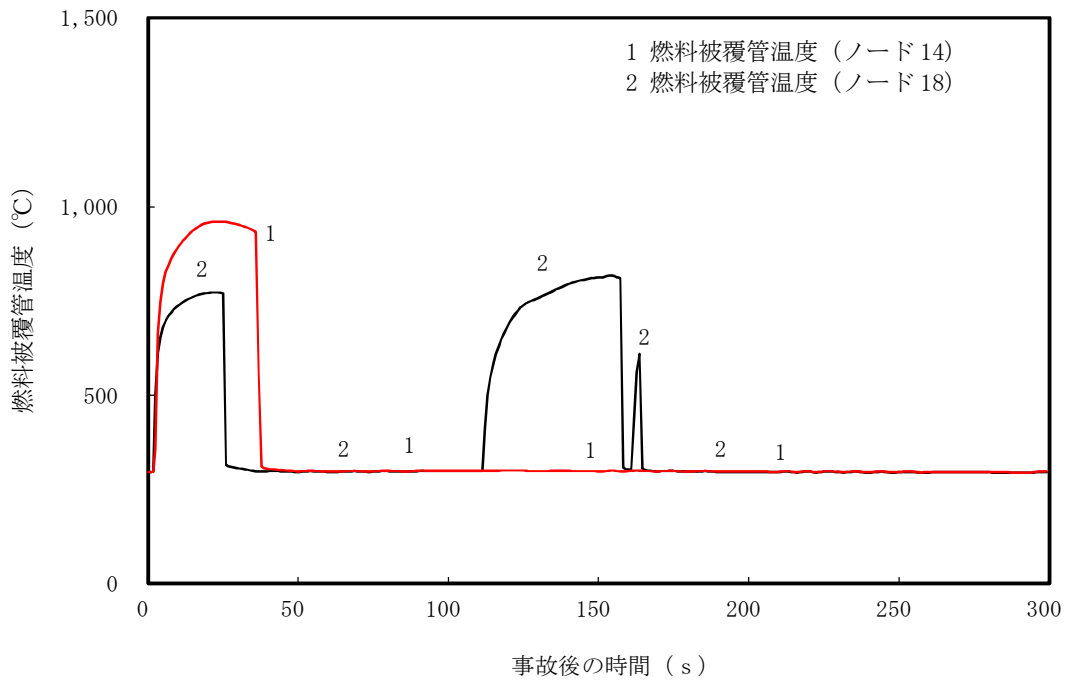
第 2.5.9 図 原子炉水位変化 (シュラウド外) の推移



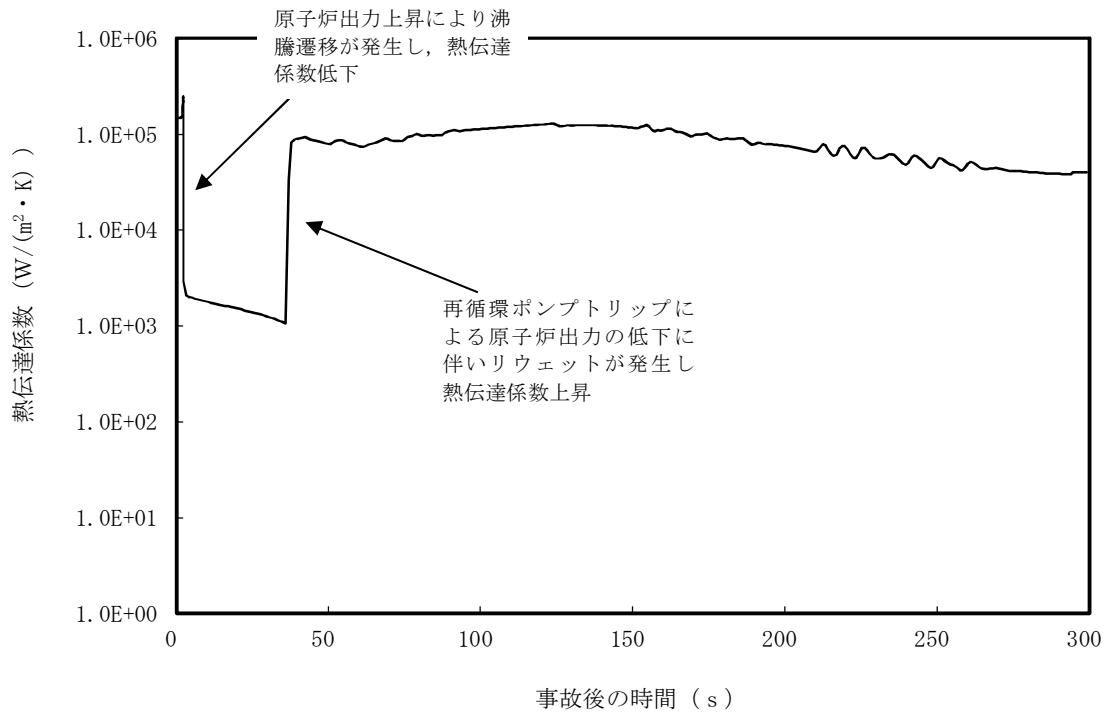
第 2.5.10 図 炉心平均ボイド率の時間変化



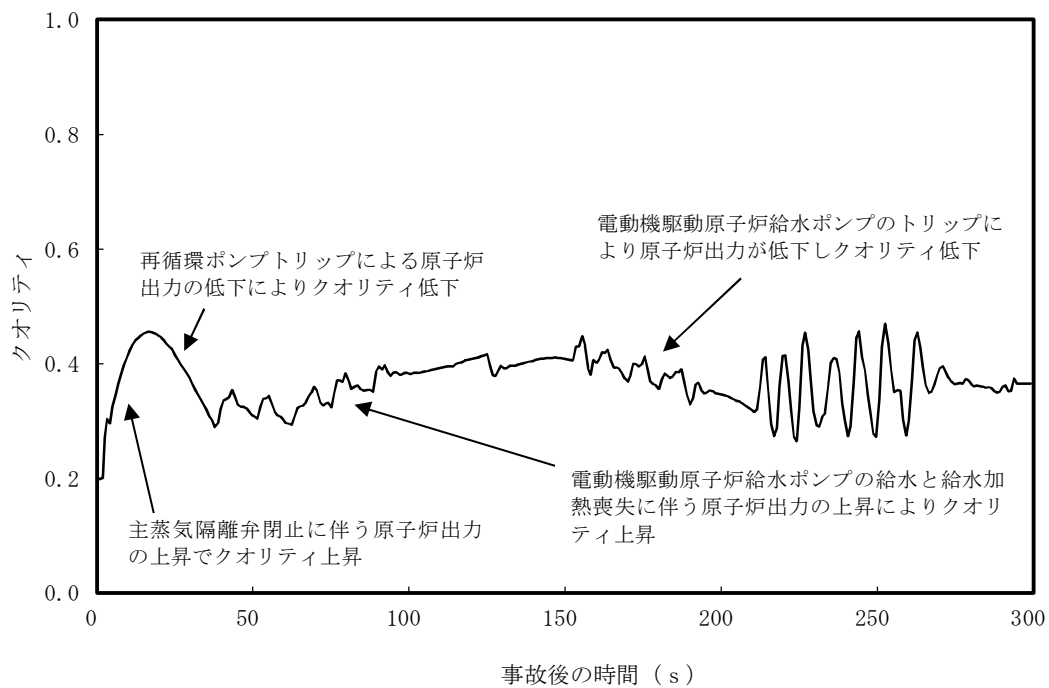
第 2.5.11 図 燃料被覆管温度の推移 (ノード 14)



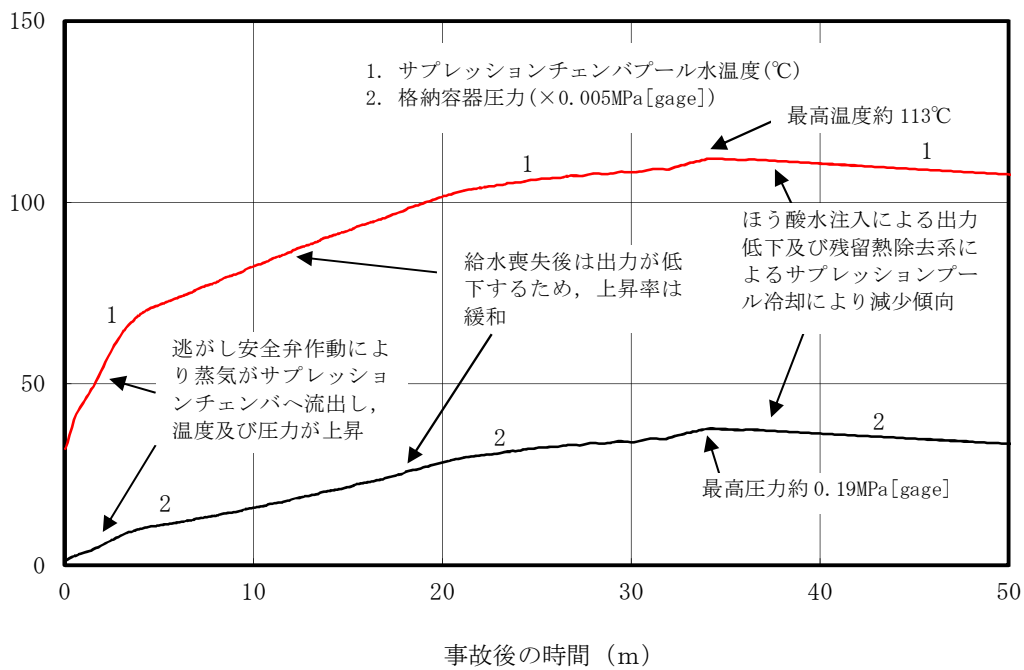
第 2.5.12 図 燃料被覆管温度の推移 (ノード 14, ノード 18)



第 2.5.13 図 熱伝達係数 (PCT 発生位置) の時間変化



第 2.5.14 図 クオリティ (PCT 発生位置) の時間変化



第 2.5.15 図 サプレッションチェンバプール水温度及び格納容器圧力の推移

第 2.5.1 表 原子炉停止機能喪失時における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗を判断	・主蒸気隔離弁全閉により、原子炉スクラム信号が発信するが全制御棒全挿入とならないことで原子炉スクラム失敗と判断する。	—	—	平均出力領域モニタ (SA) 制御棒位置
再循環ポンプトリップ確認	・「原子炉圧力高」信号により、再循環ポンプトリップ機能が動作し再循環ポンプがトリップすることを確認する。	代替再循環ポンプトリップ機能 (SA)	—	—
主蒸気隔離弁全閉確認	・原子炉水位低 (レベル2) 信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉圧力 (SA)
代替制御棒挿入機能動作失敗確認	・「原子炉圧力高」信号により代替制御棒挿入機能が動作するが、失敗することを確認する。	代替制御棒挿入機能 (SA)	—	—
非常用炉心冷却系自動起動確認	・「ドライウェル圧力高」信号により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系が自動起動する。	高圧炉心スプレイ系ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ 残留熱除去系ポンプ 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉圧力 (SA) 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位 (SA)

第 2.5.1 表 原子炉停止機能喪失時における重大事故等対策について (2/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系自動起動確認	・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自動起動する。	原子炉隔離時冷却系ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
自動減圧系作動阻止機能作動確認	・「中性子束高（10%以上）」かつ「原子炉水位低（レベル 2）」信号により自動減圧機能及び代替自動減圧機能の作動が阻止されることを確認する。	自動減圧系作動阻止機能（SA）	—	平均出力領域モニタ（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA）
原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系による原子炉注水確認	・自動起動した原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系により原子炉へ注水されていることを確認する。	原子炉隔離時冷却系ポンプ（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ		原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量
高圧炉心スプレイ系水源自動切り替え確認	・「圧力抑制室水位高」信号により高圧炉心スプレイ系の水源地が復水貯蔵タンクよりサプレッションプール側へ自動で切り替わることを確認する。	—	—	サプレッションプール水位（SA） 復水貯蔵タンク水位（SA）
給復水系全停確認	・復水器水位低下により給復水系が全停することを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA）
原子炉停止機能喪失を判断	・全制御棒の「全挿入」又は「0 2 ポジション」（最大未臨界引抜位置）までの挿入が確認できないことで判断する。	—	—	制御棒位置

第 2.5.1 表 原子炉停止機能喪失時における重大事故等対策について (3/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ほう酸水注入系手動起動	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッションプール水温度が 49°C 到達を確認し、ほう酸水注入系を手動起動する。 	ほう酸水注入系ポンプ (SA)	—	サブプレッションプール水温度 (SA) ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位
残留熱除去系 (A), (B) サプレッションプール水冷却モード切り替え操作開始	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッションプール水温度の上昇を確認し、残留熱除去系をサブプレッションプール水冷却モードへ切り替える。 	残留熱除去系ポンプ	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量 サプレッションチェンバ圧力 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA)
原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系により原子炉水位をレベル 2 付近で維持する。 	原子炉隔離時冷却系ポンプ (SA) 高圧炉心スプレイ系ポンプ 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 (SA) 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位 (SA)

第 2.5.1 表 原子炉停止機能喪失時における重大事故等対策について(4/4)

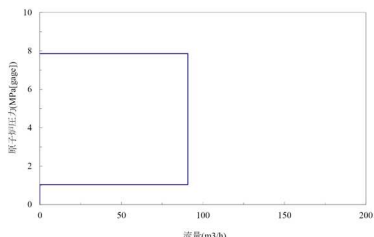
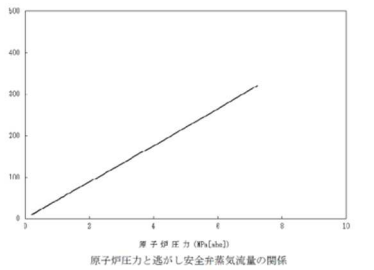
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
復水貯蔵タンクへの水源補給が必要と判断	・原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系で注水を継続するため復水貯蔵タンクの低下を確認し復水貯蔵タンクへの水源補給が必要と判断する。	復水貯蔵タンク (SA) 淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	復水貯蔵タンク水位 (SA)
高圧炉心スプレイ系水源切り替え (中央制御室)	・サブレーションプール水温度 80℃到達を確認する。 ・高圧炉心スプレイ系の水源をサブレーションプールから復水貯蔵タンク側へ切り替える。	—	—	サブレーションプール水温度 (SA) サブレーションプール水位 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)
ほう酸水全量注入完了を確認し、ほう酸水注入系停止	・ほう酸水注入系貯蔵タンク水位 (0%) を確認し、ほう酸水的全量注入が完了後、ほう酸水注入系ポンプを停止する。	ほう酸水注入系ポンプ (SA)	—	ほう酸水注入系貯蔵タンク水位
原子炉未臨界を確認	・ほう酸水的全量注入かつ起動領域モニタレンジ「0」かつ起動領域モニタ指示が 10 ³ cps 以下で指示値が上昇傾向にないことにより未臨界を確認する。	—	—	起動領域モニタ (SA)
原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系による原子炉水位制御	・原子炉隔離時冷却系／高圧炉心スプレイ系により原子炉水位をレベル 3～レベル 8 で制御する。	原子炉隔離時冷却系ポンプ (SA) 高圧炉心スプレイ系ポンプ 復水貯蔵タンク (SA)	—	原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 (SA) 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 復水貯蔵タンク水位 (SA)

第 2.5.2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	REDY	本重要事故シナリオの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2,436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 277°C	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	30.3 × 10 ³ t/h	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による出力抑制効果が小さく、また、初期ボイド率が大きいことで圧力上昇時の出力上昇が大きくなる低流量側(定格炉心流量の 85%)を設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	給水温度	216°C	初期温度 216°C から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、400 秒程度で 33°C まで低下し、その後は 33°C 一定に設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	減速材ボイド係数	平衡サイクル末期の値 × 1.25	主蒸気隔離弁全閉直後と給水加熱喪失時にボイドが減少し出力が上昇する。これを踏まえ、ボイド減少時の反応度印加が大きく結果を厳しくするようサイクル末期の値を使用し、ボイドフィードバックを大きく見積もる保守因子(1.25)を考慮し設定
	ドップラ係数	平衡サイクル末期の値 × 0.9	減速材ボイド係数の解析条件を与える炉心の値を使用し、負のドップラ反応度フィードバックを小さめに評価する保守因子(0.9)を考慮し設定
	格納容器空間体積(ドライウェル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水量	2,800m ³	サブプレッションプール水温を厳しく評価するため、通常運転時のサブプレッションプール水量の下限を設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32°C	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
外部水源の温度	40°C	通常運転時の復水貯蔵タンク温度として設定	
事故条件	起回事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	過渡事象のうち、原子炉圧力の上昇が厳しい起回事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失として、スクラム失敗を仮定し、原子炉の手動スクラムには期待しないものとする。また、代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものとする。
	外部電源	外部電源あり	給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくすることから、外部電源は使用できるものと設定 また、再循環ポンプは、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、サブプレッションチェンバのプール水温度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

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.5.2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	過渡事象のうち、原子炉圧力の上昇が厳しいスクラム条件を設定。ただし、スクラムに失敗することを設定。
代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	原子炉圧力高にて作動	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の設計値
給水系	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、電動機駆動原子炉給水ポンプが自動起動。その後、復水器水位低により停止。(給水量: 約 97m ³)	給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなり、評価を厳しくすることから電動機駆動原子炉給水ポンプが自動起動するものとして設定 また、トリップ機能の設計値で停止するものとして設定
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 90.8m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.86~1.04MPa[gage]において) 注水遅れ: 起動信号後 30 秒	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
高圧炉心スプレイ系	ドライウェル圧力高にて自動起動 設計値 318~1,050m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.79 ~1.38MPa[dif]において)を満足する機器の性能特性を考慮した注水流量 注水遅れ: 起動信号後 14 秒	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定
逃がし安全弁	7.37MPa[gage] × 2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能	中性子束高及び原子炉水位低(レベル2)にて作動	制御棒挿入機能喪失時の自動減圧系作動阻止機能の設計値として設定
ほう酸水注入系	163l/min/個の流量で注入 ほう酸水濃度 12.1wt%	ほう酸水注入系の設計値として設定 ほう酸水濃度は、ほう酸水貯蔵タンクの低液位と高液位のうち、投入反応度が遅くなる高液位の濃度を設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第 2.5.2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（3/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
関連する操作条件に重大事故等対策に	残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作	事象発生 10 分後	運転員操作に必要な操作時間等を考慮し設定
	ほう酸水注入系による原子炉へのほう酸水注入操作	サブプレッションチェンバのプール水温度高(49℃)から 10 分後	運転操作手順書等を踏まえ、運転員操作に必要な操作時間等を考慮して設定
	高圧炉心スプレイ系の水源切替操作	サブプレッションチェンバのプール水温度 100℃到達前	運転操作手順書等を踏まえて設定

第 2.5.2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（4/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SCAT	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード
最小限界出力比	1.23	通常運転中の MCPR の下限値
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転中の MLHGR の上限値
沸騰遷移判定(時刻)	GEXL 関連式	—
沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達率	修正 Dougall-Rohsenow 式	—
リウエット関連式	「BWR における過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における関連式2	—

解析に使用する動的ボイド係数について

原子炉停止機能喪失の解析では、動的ボイド係数（減速材ボイド係数を実効遅発中性子割合で除した値）が重要なパラメータとなる。動的ボイド係数は、負の絶対値が大きいほうが、ボイド減少時の反応度印加が大きくなる。

表 1 に実効遅発中性子割合、図 1 に減速材ボイド係数、図 2 に動的ボイド係数を示す。図 2 に示すとおり、サイクル末期のほうが、負の絶対値が大きい。

原子炉停止機能喪失では、主蒸気隔離弁全閉直後と給水加熱喪失時にボイドが減少し出力が上昇する。これを踏まえ、ボイド減少時の反応度印加が大きく結果を厳しくするようサイクル末期の値を使用し、ボイドフィードバックを大きく見積もる保守因子（1.25）を乗じている。

また、図 3 に 9 × 9 燃料（A 型）平衡炉心における制御棒密度の変化を示す。サイクル末期は全制御棒全引抜であるものの、制御棒密度が大きいほうが減速材ボイド係数の負の絶対値は大きくなることから、減速材ボイド係数の評価にあたっては余裕のある値（制御棒密度 %）を設定している。

表 1 サイクル初期とサイクル末期の実効遅発中性子割合
(9 × 9 燃料 (A 型) 平衡炉心)

	サイクル初期	サイクル末期
実効遅発中性子割合	0.0060	0.0053

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

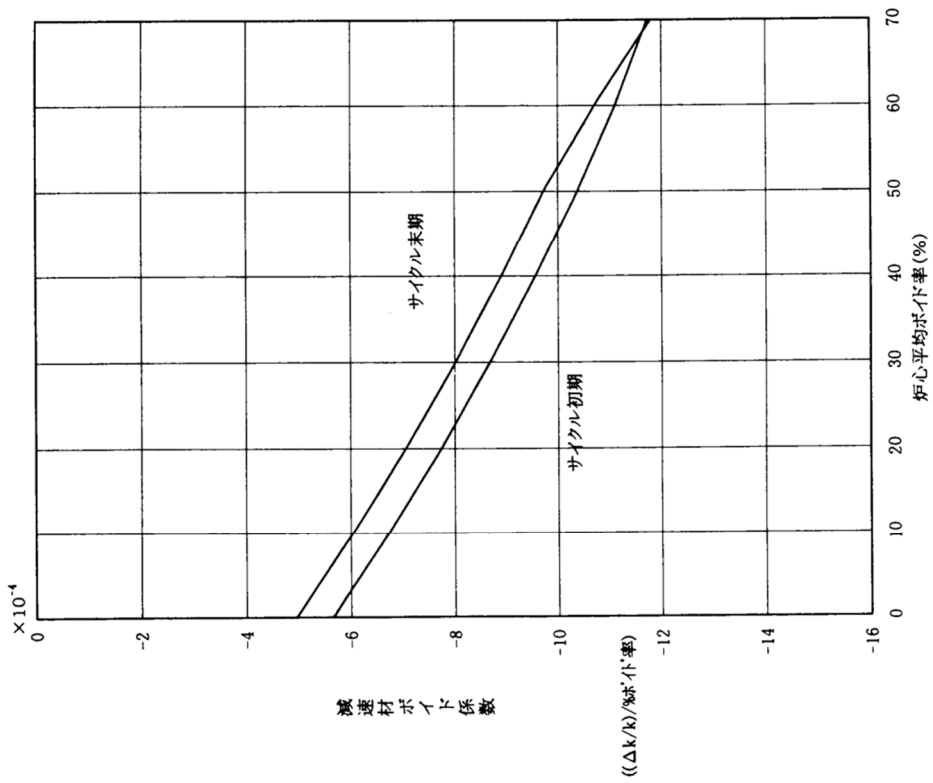


図1 減速材ポイド係数 (9×9燃料 (A型) 平衡炉心)

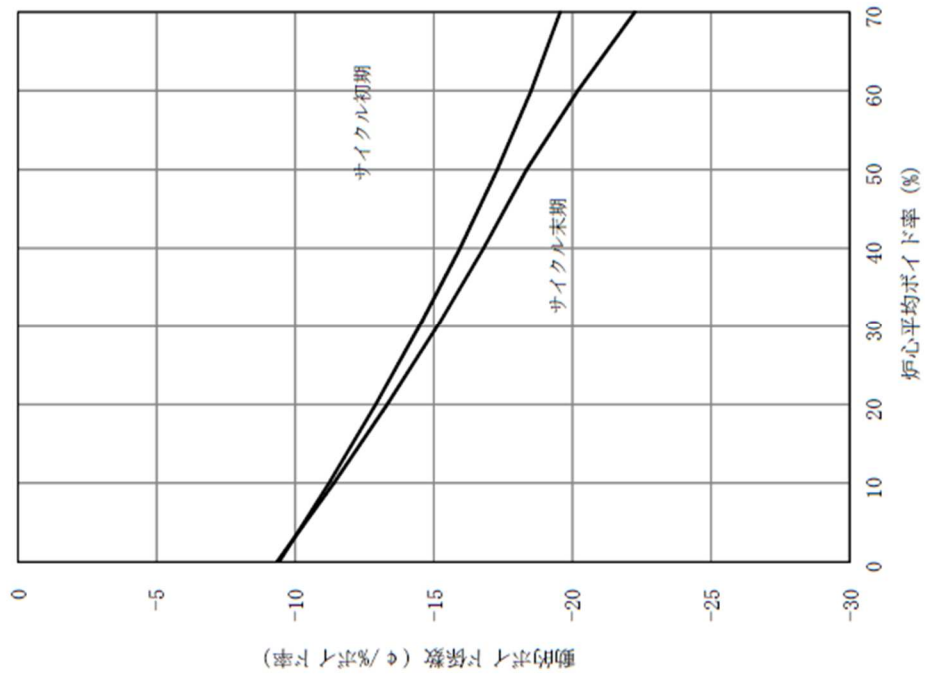


図2 動的ポイド係数 (9×9燃料 (A型) 平衡炉心)

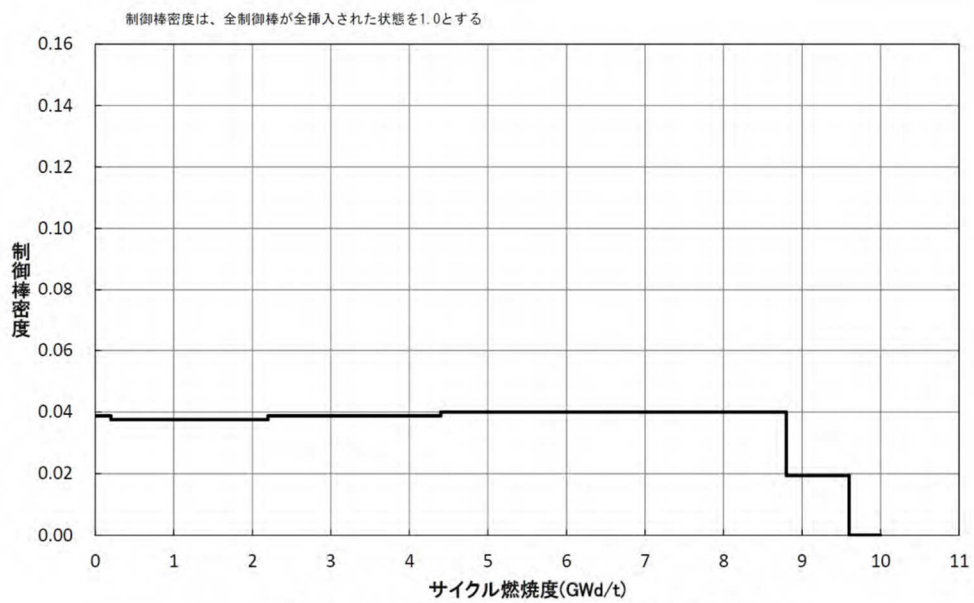


図3 制御棒密度変化 (9×9燃料 (A型) 平衡炉心)

安定停止状態について

原子炉停止機能喪失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について】

第 2.5.5 図に示すとおり、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入後、中性子束が低下した状態及び第 2.5.8 図及び第 2.5.9 図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水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。

【格納容器の安定状態の維持について】

第 2.5.15 図に示すとおり、サプレッション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・温度が限界圧力・限界温度以下で、かつ、低下に転じたことをもって格納容器安定状態とした。

【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。あわせて、原子炉停止時冷却モードによる除熱を実施することにより、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。

低温低圧状態までの移行手順について

原子炉停止機能喪失では、原子炉へほう酸水を全量注入し未臨界を維持する。原子炉水位は、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系によりレベル3からレベル8で制御され、格納容器冷却は、残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードにより継続される。

この状態から以下の手順により低温低圧状態へ移行させることができる。

1. 制御棒挿入機能復旧操作

原子炉停止機能喪失では、制御棒挿入に失敗しているが、有効性評価の対象としていない以下のいずれかの手段により制御棒挿入を行う。

- ・制御棒駆動水圧系による制御棒挿入
- ・スクラムテストスイッチ
- ・スクラムパイロット弁用ヒューズ引き抜き
- ・スクラムパイロット弁用制御空気ブロー
- ・制御棒駆動水圧系引抜配管ベント弁からの排水

2. 残留熱除去系原子炉停止時冷却モードによる除熱

制御棒挿入後は、残留熱除去系原子炉停止時冷却モードによる除熱を行い、低温低圧状態へ移行させることができる。

なお、制御棒挿入機能が復旧できない場合でも、ほう酸水貯蔵タンクに貯蔵しているほう素は、ほう素の混合の不完全さ及び残留熱除去系配管等の希釈に対する余裕を考慮しているため、ほう酸水全量注入後に、原子炉停止時冷却モードにより炉内ほう素が希釈されても未臨界を維持しながら低温低圧状態へ移行させることができる。

図1に原子炉停止時冷却モードによる希釈を考慮した三次元解析による実効増倍率の温度依存性の評価例を示す。原子炉停止時冷却モードによる希釈によっても実効増倍率は三次元解析のSLC停止余裕基準である0.985以下となり未臨界は維持される。

(評価条件)

評価炉心 : 9 × 9 燃料 (A型) 平衡炉心サイクル初期

ほう素濃度 : 600ppm (20℃換算, RHR 作動後)

キセノン状態 : キセノンなし

制御棒状態 : 定格制御棒パターン

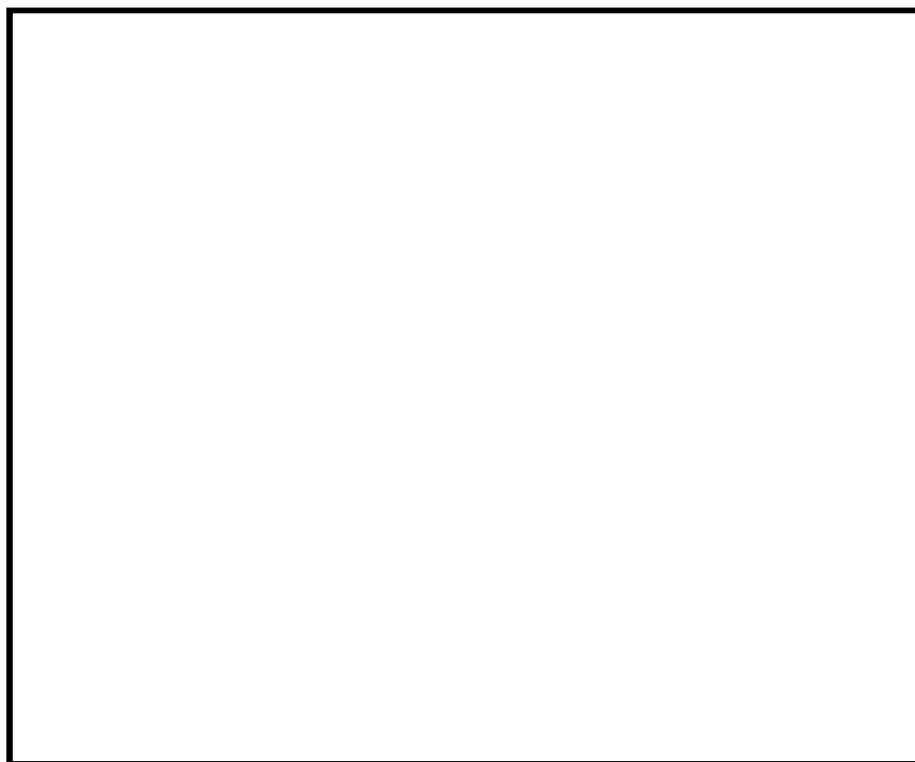


図1 S L C 作動時における実効増倍率の温度依存性

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

水源，燃料評価結果について

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク使用可能量
：約 1,192m³
- ・淡水貯水槽　：約 5,000m³ × 2 基

○水使用パターン

- ①原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系による原子炉注水

事象発生以降，定格流量で注水する。

(原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で水位制御する。)

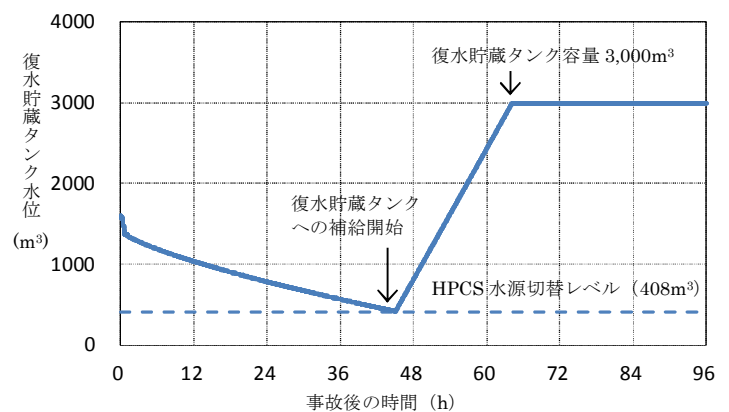
- ②可搬型大容量送水ポンプによる，淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給
復水貯蔵タンク水位が HPCS 水源切替レベルに到達する約 45 時間後，可搬型大容量送水ポンプにより 150m³/h の流量で補給するものとする。

○時間評価

事象発生後約 45 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 45 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源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 2,677m³ 必要となるが，復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。



2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機 ((A), (B) の2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 非常用ディーゼル発電機 (A) 燃費約 1,601L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 269.0 kL 非常用ディーゼル発電機 (B) 燃費約 1,420L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (外部電源喪失後に自動起動) 燃費約 649.3L/h (最大負荷) ×1台×24h×7日間=約 109.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後1日間 (=24h)	ガスタービン発電機 (2台起動) (外部電源喪失後に自動起動) 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約 460L/h (無負荷) ×2台×24h=約 22.1 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給>	可搬型大容量送水ポンプ (1台起動) (事象発生6時間後からの起動を想定) 燃費約 188L/h (定格負荷) ×1台×162h=約 30.5 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 669.4 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク (2基)，燃料デイトンク (3基)，地下軽油タンク (3基) の合計より約 841.2 kL であることから，7日間は十分に対応可能

外部電源喪失を想定した場合の感度解析

原子炉停止機能喪失（申請解析）では、給水を継続するほうが、出力上昇が大きくなるため、外部電源は喪失しないと仮定している。

この条件設定の選択が結果に及ぼす影響を定量的に把握するために、事象発生時点で外部電源が喪失した場合の解析評価を行った。

解析条件は、以下の変更以外、申請解析と同等である。

- (1) 事象発生直後に原子炉再循環ポンプがトリップする。
- (2) 事象発生直後にタービン駆動原子炉給水ポンプがトリップし、後備の電動機駆動原子炉給水ポンプは起動しない。
- (3) 高圧炉心スプレイ系は高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の起動を考慮した注水遅れを適用する。

解析結果を表 1 及び図 1 から図 6 に示すが、外部電源がある方が結果は厳しくなる。

表 1 解析結果

評価項目	外部電源	
	なし	あり (申請解析)
原子炉圧力 (MPa[gage])	約 8.98	約 9.26
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.15	約 9.42
格納容器圧力 (MPa[gage])	約 0.15	約 0.19
サプレッションチェンバプール水温度 (°C)	約 103	約 113
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 939 (14 ノード)	約 961 (14 ノード)
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下

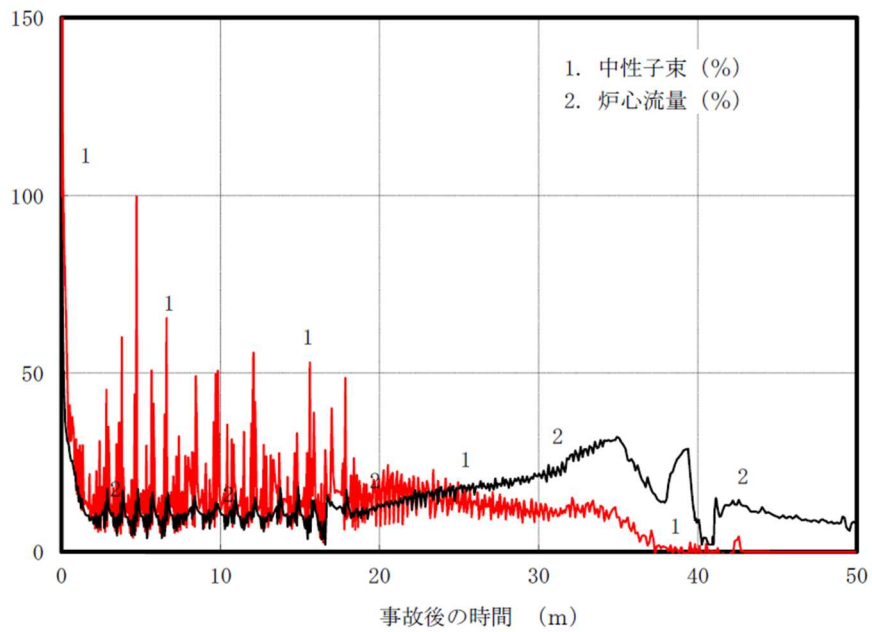


図1 中性子束及び炉心流量の推移

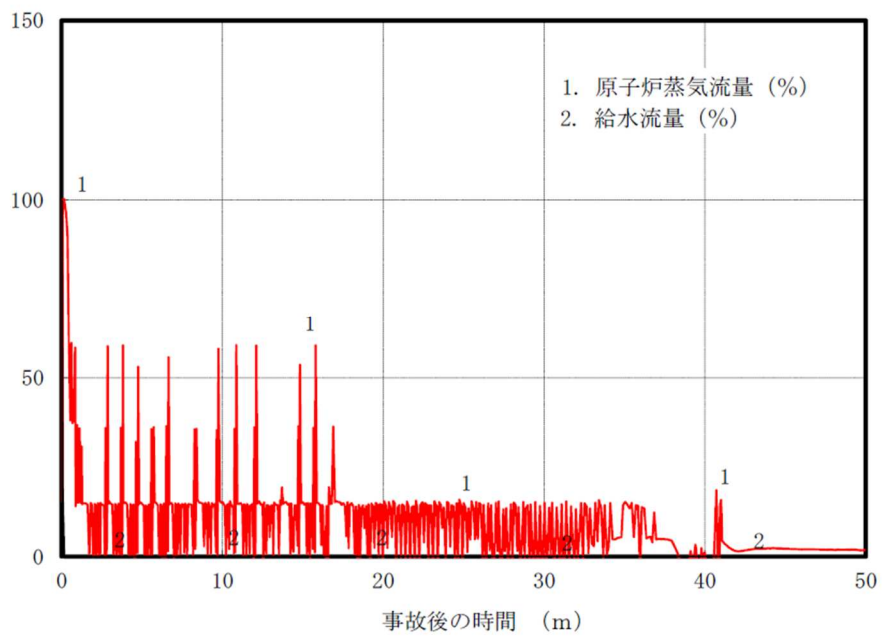


図2 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移

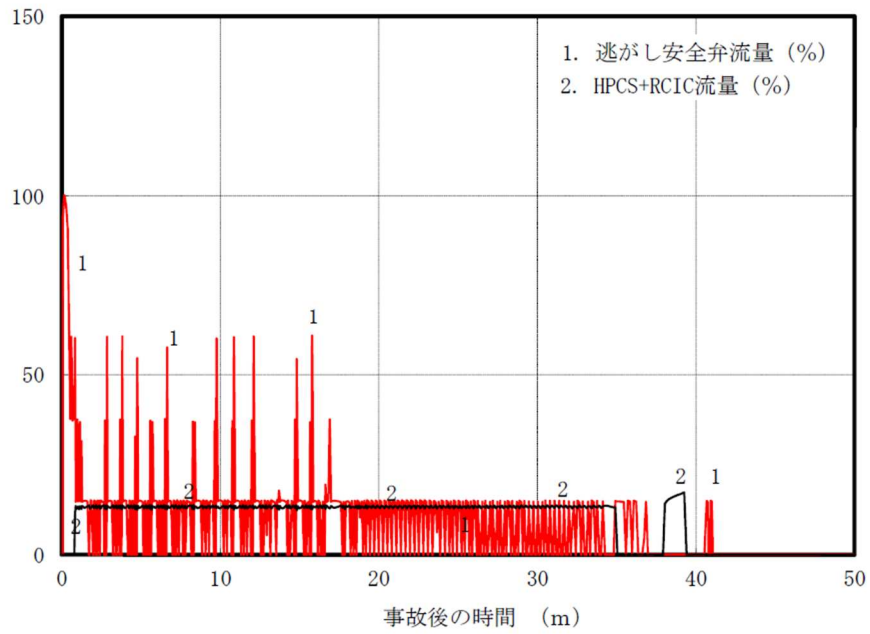


図3 逃がし安全弁流量及びHPCS+RCIC流量の推移

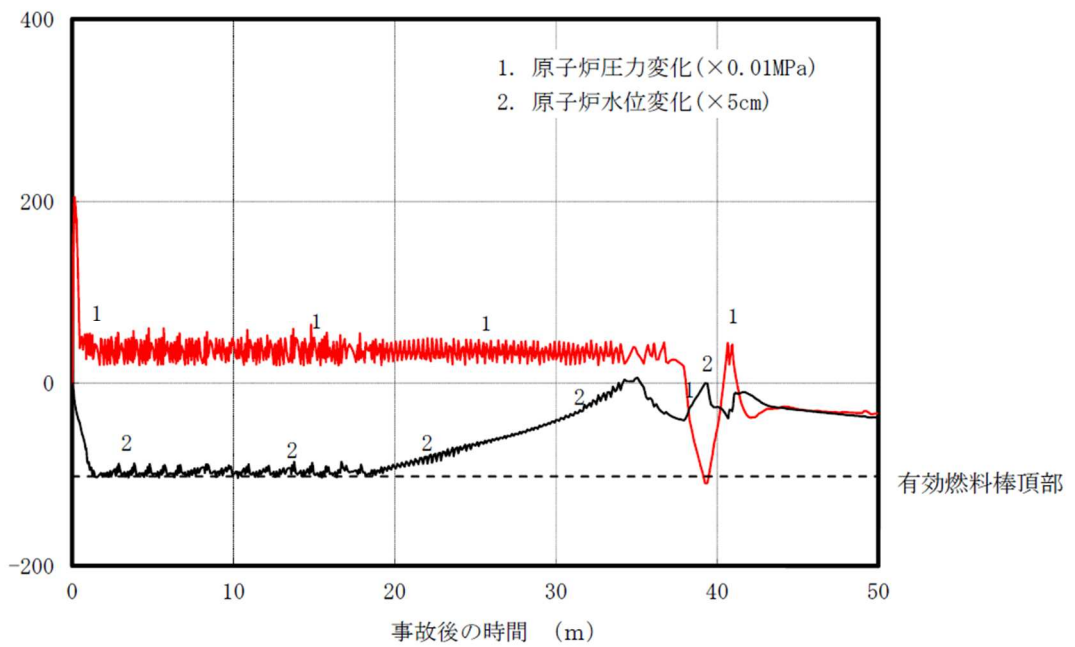


図4 原子炉圧力変化及び原子炉水位変化（シュラウド外）の推移

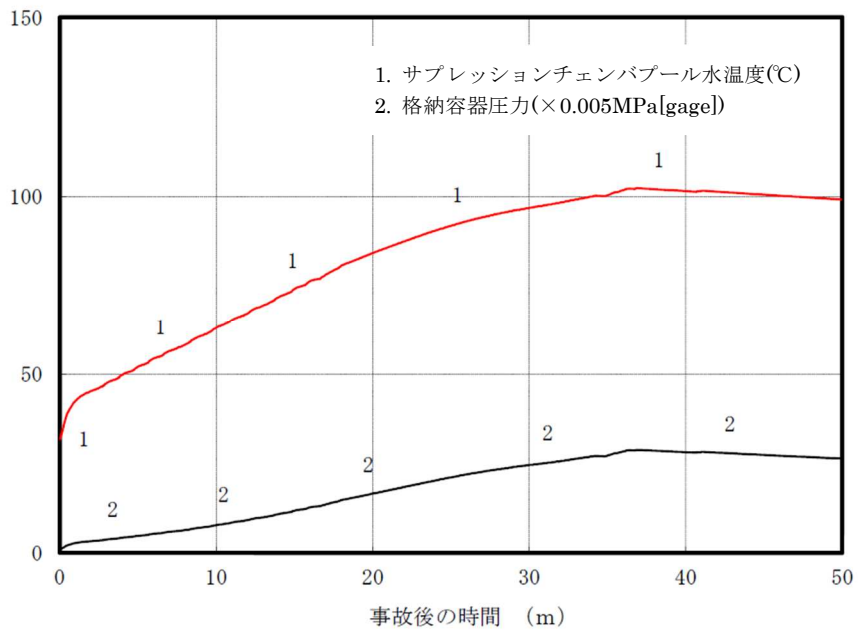


図5 サプレッションチェンバプール水温度及び格納容器圧力の推移

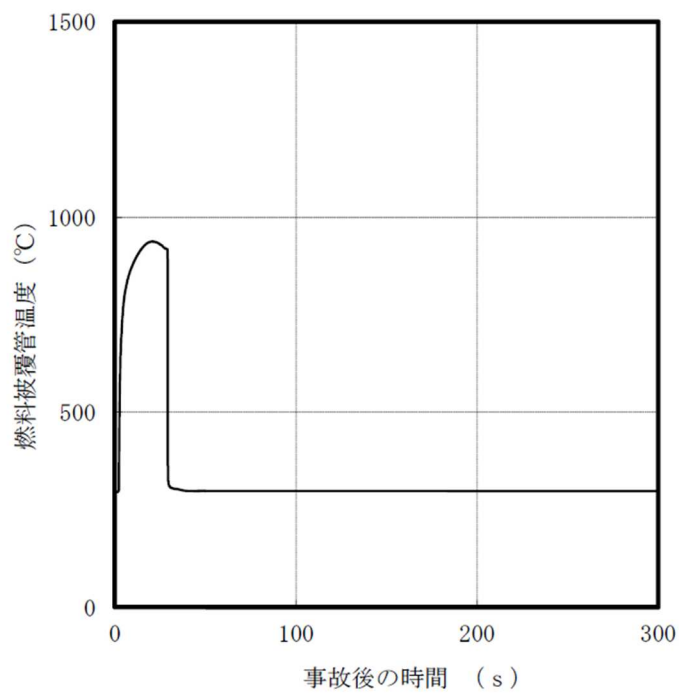


図6 燃料被覆管温度の推移

復水器水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプが トリップしない場合の感度解析

原子炉停止機能喪失（申請解析）では、主蒸気隔離弁の閉止により駆動蒸気が喪失するため、タービン駆動原子炉給水ポンプはトリップするが、電動機駆動原子炉給水ポンプにより給水は継続する。主蒸気が遮断されているため、給水温度が低下し、給水加熱喪失の状態となり、徐々に出力が増加する傾向となるが、復水器水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップし、出力は低下する。

仮に復水器水位低下で電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップせず、給水加熱喪失の状態が継続する影響を確認するための解析評価を行った。

解析条件を表 1 に示す。解析条件は、復水器水位低下により電動機駆動原子炉給水ポンプがトリップせず、復水器の水が全量給水される（約194 m³）とした。なお、それ以外の解析条件は申請解析と同等である。

解析結果を表 2 及び図 1 から図 6 に示す。申請解析に比べ、給水が維持される時間が長くなり、給水加熱喪失時の中性子束は大きくなるため、この時の燃料被覆管温度（セカンドピーク）は高くなるが、最大値（ファーストピーク）である約961℃は超えない。また、サプレッションチェンバプール水温度及び格納容器圧力も高くなるが、限界温度及び限界圧力に対して十分余裕があり、判断基準を満足している。

以上のとおり、給水加熱喪失時の給水量の影響は小さいことを確認した。

表1 解析条件

解析条件	電動機駆動原子炉給水ポンプ トリップ条件	
	トリップせず	復水器 水位低 (申請解析)
給水量 (m ³)	約 194	約 97

表2 解析結果

評価項目	電動機駆動原子炉給水ポンプ トリップ条件	
	トリップせず	復水器 水位低 (申請解析)
原子炉圧力 (MPa[gage])	約 9.26	約 9.26
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.42	約 9.42
格納容器圧力 (MPa[gage])	約 0.29	約 0.19
サブプレッションチェンバプール水温度 (°C)	約 129	約 113
燃料被覆管最高温度 (°C) ファーストピーク	約 961 (14 ノード)	約 961 (14 ノード)
燃料被覆管最高温度 (°C) セカンドピーク	約 872 (17 ノード)	約 818 (18 ノード)
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著 しくなる前の 燃料被覆管厚 さの1%以下	酸化反応が著 しくなる前の 燃料被覆管厚 さの1%以下

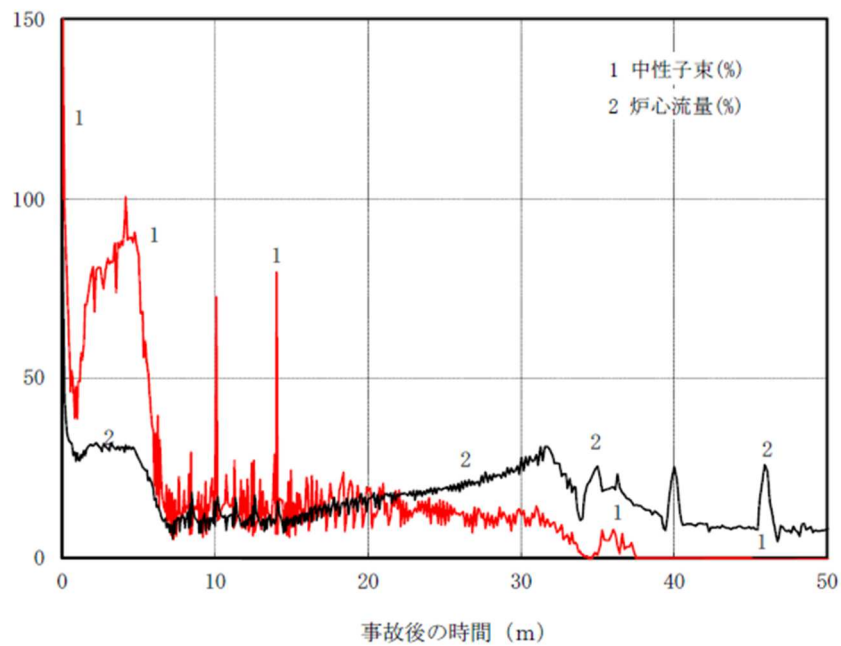


図1 中性子束及び炉心流量の推移

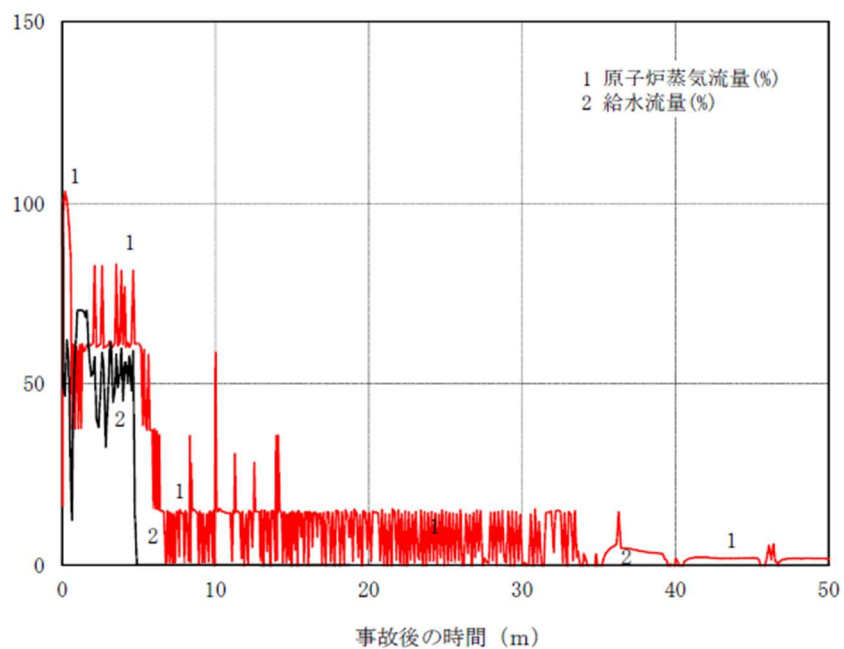


図2 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移

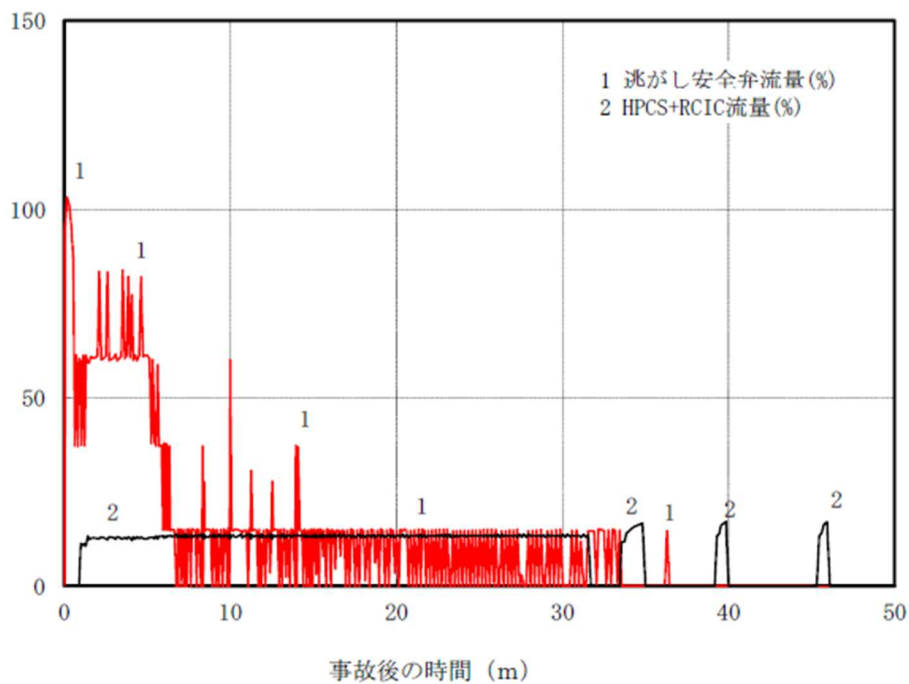


図3 逃がし安全弁流量及びHPCS+RCIC 流量の推移

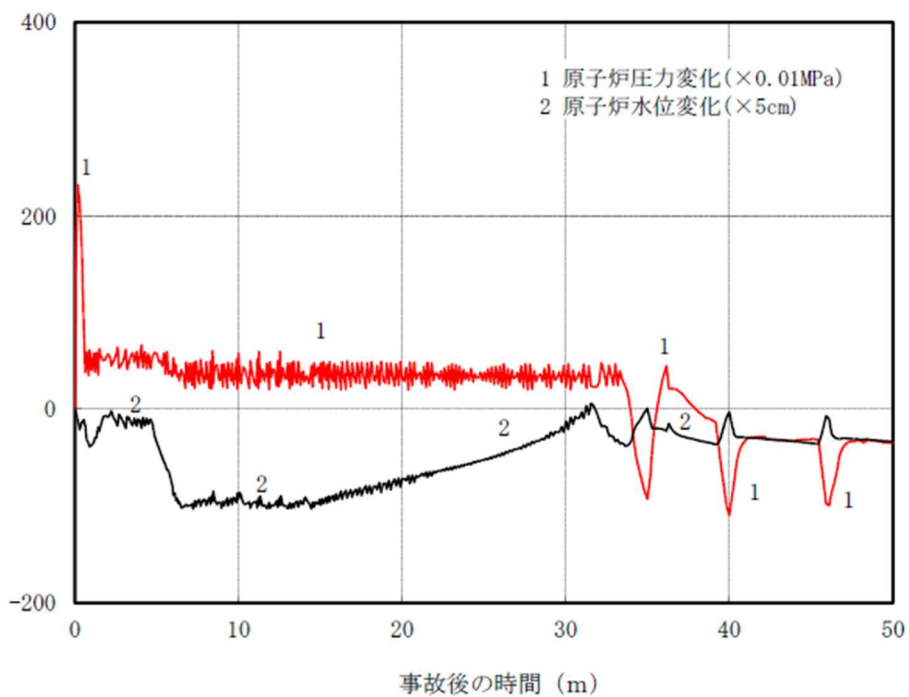


図4 原子炉圧力変化及び原子炉水位変化（シュラウド外）の推移

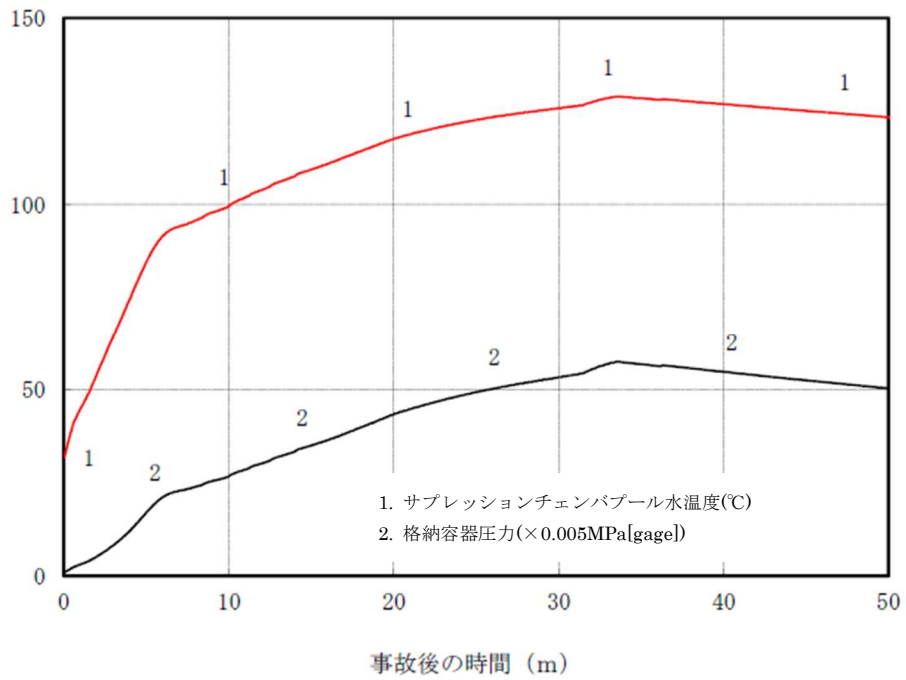


図5 サプレッションチェンバプール水温度及び格納容器圧力の推移

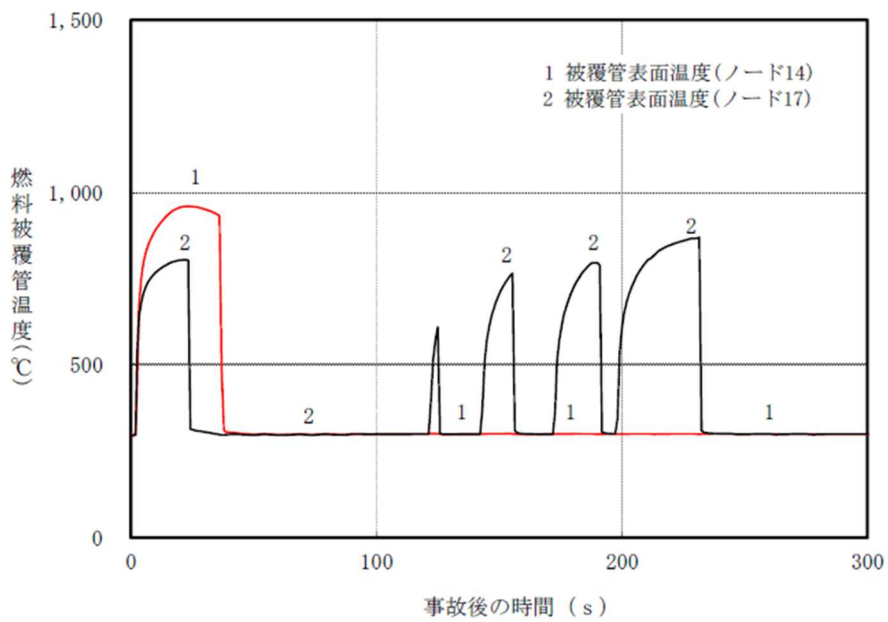


図6 燃料被覆管温度の推移

注水温度に関する感度解析

原子炉停止機能喪失（申請解析）では、水源を復水貯蔵タンクとしている際の注水温度は、通常運転時の復水貯蔵タンク温度として40℃を設定している。

復水貯蔵タンクからの注水温度の影響を確認するため、40℃より低温側での解析評価を行った。復水貯蔵タンクは、水温が15℃になると補助ボイラの蒸気により加熱する管理としているが、表1に示すとおり、解析条件として設計上の最低使用温度である10℃を注水温度とした。なお、注水温度以外の解析条件は申請解析と同等である。

解析結果を表2及び図1から図6に示す。事象初期のドライウェル圧力高で高圧炉心スプレイ系が起動注水されるまでは申請解析と変わらない。したがって、事象初期の出力上昇時にピーク値となる原子炉圧力、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力及び燃料被覆管温度（ファーストピーク）値は申請解析と変わらない。

給水加熱喪失時に発生する被覆管表面温度（セカンドピーク）は、申請解析に比べ低い値となる。復水貯蔵タンク水温10℃の場合は、注入直後の蒸気凝縮効果が大きく働き、一時的に原子炉は減圧する。これにより、ダウンカマ上部の飽和水が減圧沸騰して、水位が上昇するため、給水流量が絞り込まれて炉心入口サブクーリングが小さくなる。その結果、中性子束が減少（表面熱流束も小さい）し、被覆管表面温度が低くなる。

また、格納容器圧力及びサプレッションチェンバプール水温度についても、申請解析より僅かに低い結果である。

以上のとおり、注水温度の影響は小さいことを確認した。

表1 解析条件

解析条件	注水温度に関する感度解析	申請解析
注水温度 (°C)	10	40

表2 解析結果

評価項目	注水温度 (水源：復水貯蔵タンク)	
	10°C	40°C (申請解析)
原子炉圧力 (MPa[gage])	約 9.26	約 9.26
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.42	約 9.42
格納容器圧力 (MPa[gage])	約 0.19	約 0.19
サプレッションチェンバプール水温度 (°C)	約 111	約 113
燃料被覆管最高温度 (°C) ファーストピーク	約 961 (14 ノード)	約 961 (14 ノード)
燃料被覆管最高温度 (°C) セカンドピーク	約 759 (19 ノード)	約 818 (18 ノード)
燃料被覆管の酸化量 (%)	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下

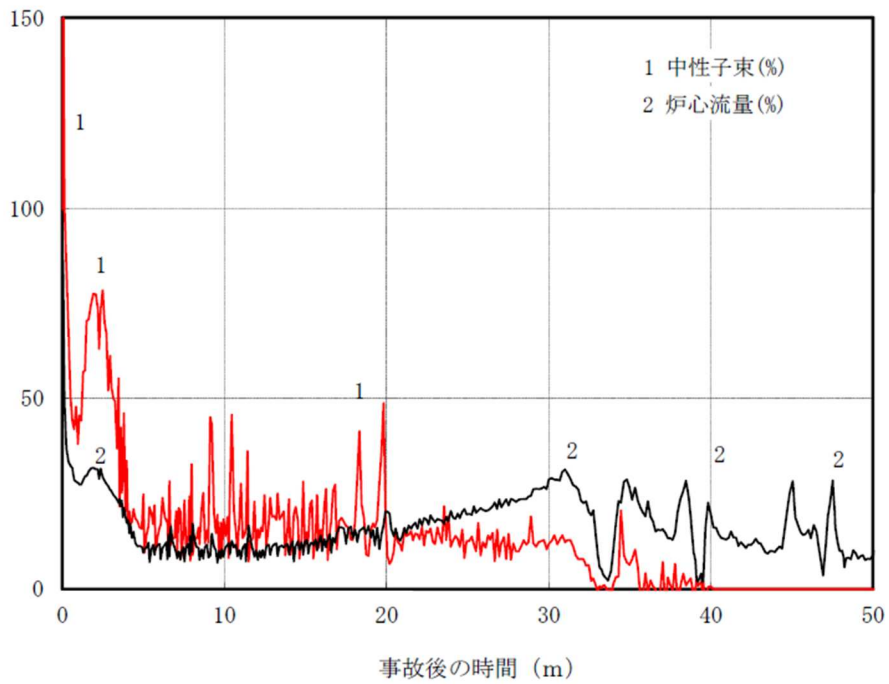


図1 中性子束及び炉心流量の推移

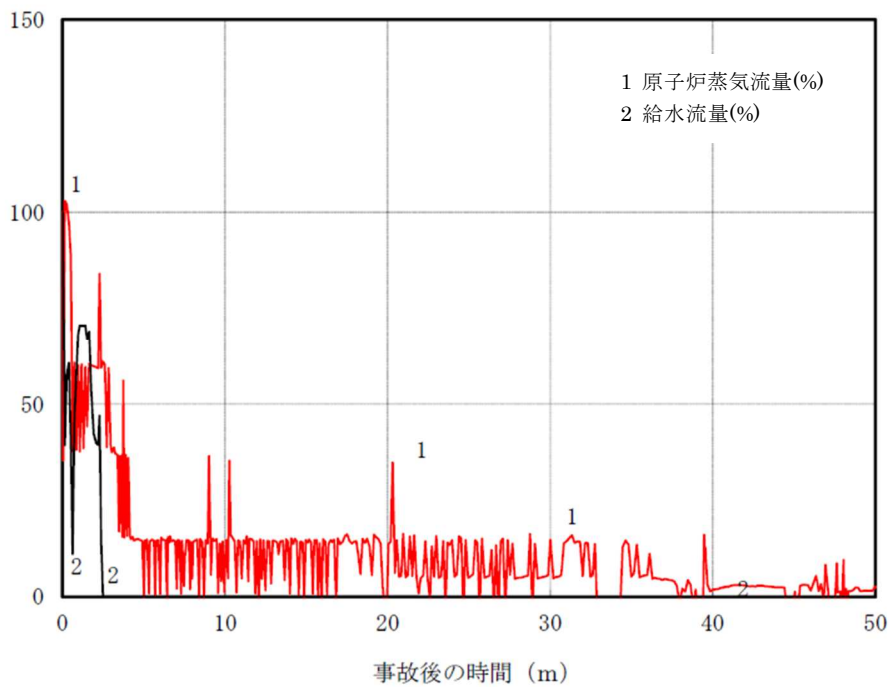


図2 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移

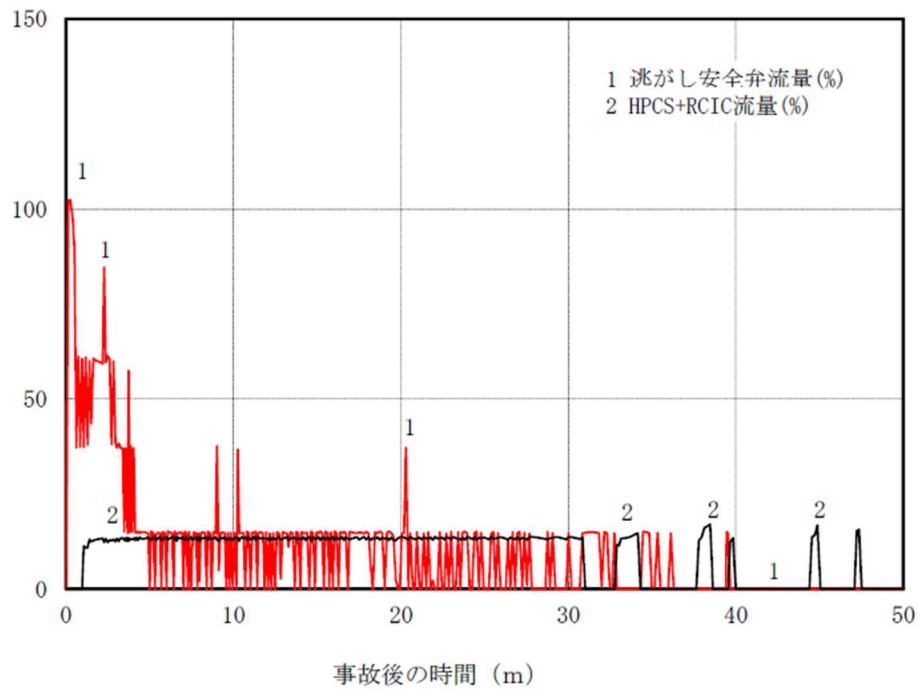


図3 逃がし安全弁流量及びHPCS+RCIC流量の推移

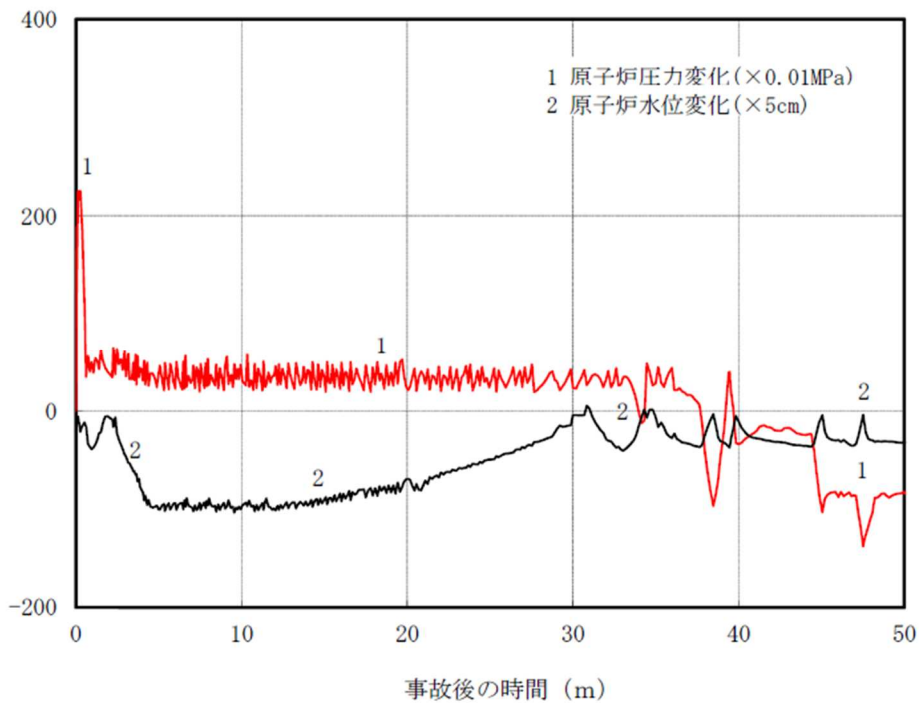


図4 原子炉圧力変化及び原子炉水位変化（シュラウド外）の推移

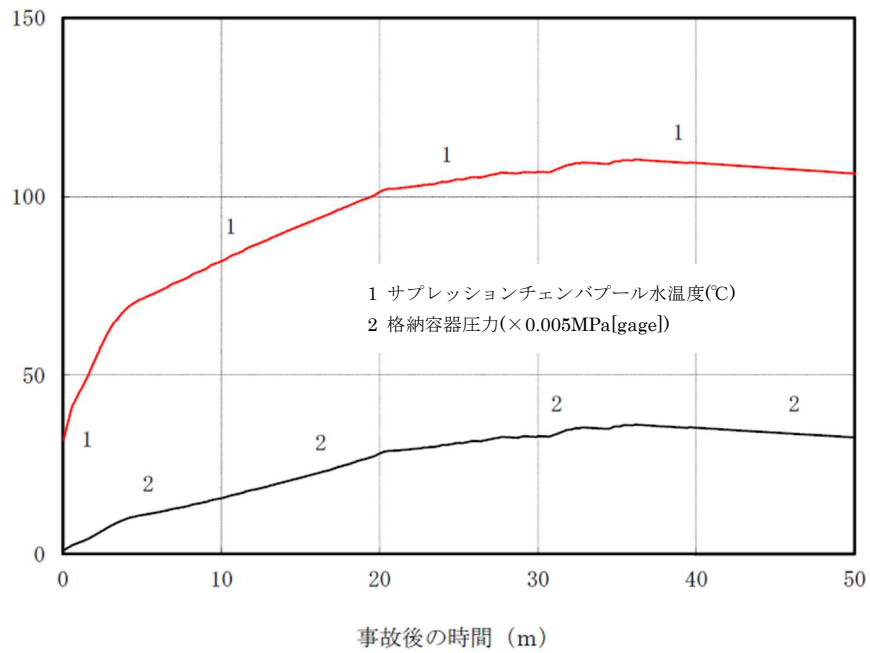


図5 サプレッションチェンバプール水温度及び格納容器圧力の推移

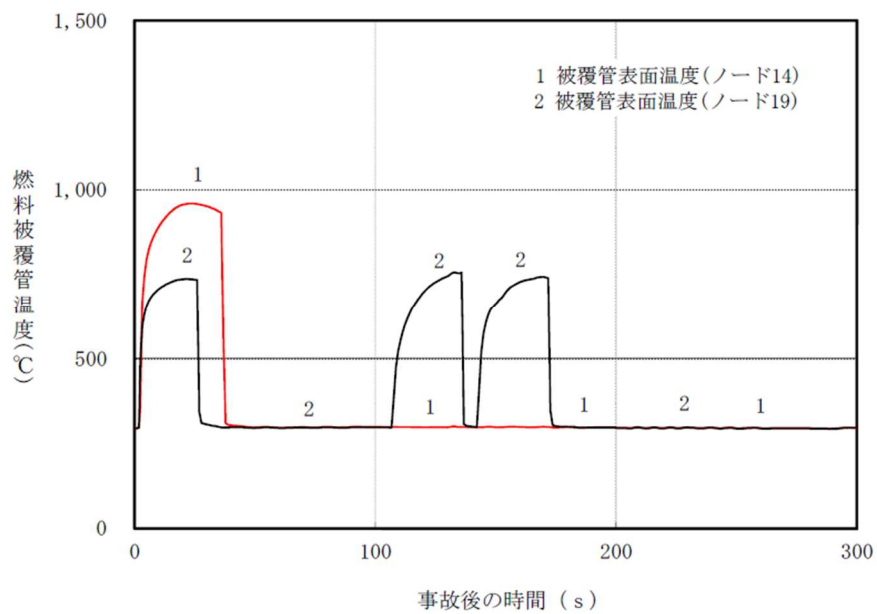


図6 燃料被覆管温度の推移

2.6 L O C A時注水機能喪失

2.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に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、「中小破断L O C A時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」及び「中小破断L O C A時に高圧注水・減圧機能が喪失する事故」であり，L O C A時に崩壊熱除去機能喪失する事故を考慮して，事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」において，崩壊熱除去機能喪失を重畳させた「中小破断L O C A時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして抽出した。

なお，大破断L O C A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「L O C A時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小規模の破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能，かつ，自動減圧機能が喪失することから，緩和措置がとられない場合，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，高圧代替注水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，低圧代替注水系（常設）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。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 2.6.1 図及び第 2.6.2 図に、手順の概要を第 2.6.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.6.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 29 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名、重大事故等対応要員は 16 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.6.4 図に示す。

a. 原子炉スクラム確認

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の小規模な破断により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失確認

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。

原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉補機冷却海水系ポンプ出口圧力等である。

c. 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認

非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。

非常用ディーゼル発電機等機能喪失の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

d. L O C A 発生の確認

格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示により L O C A の発生を確認する。

L O C A 発生の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

e. 非常用炉心冷却系機能喪失確認

非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。

非常用炉心冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

f. 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認

原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系及び起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。

原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

g. 全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断

外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

これにより、ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。

h. 高圧代替注水系手動起動による原子炉水位上昇確認

原子炉隔離時冷却系の喪失を確認後、高圧代替注水系を手動起動し、原子炉への注水を開始することにより、原子炉水位が回復することを確認する。

高圧代替注水系手動起動による原子炉水位上昇の確認に必要な計装設備は、高圧代替注水系ポンプ出口圧力等である。

i. ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復

ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。

ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D 母線電圧等である。

j. 低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動

低圧代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。

低圧代替注水系（常設）注水系統構成・起動に必要な計装設備は、復水移送ポンプ出口圧力である。

k. 復水貯蔵タンク補給

可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。

復水貯蔵タンク補給に必要な計装設備は、復水貯蔵タンク水位である。

l. 逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧

低圧代替注水系（常設）の準備完了後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

m. 低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御

原子炉の減圧後、1台の復水移送ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉水位の制御を行う。

低圧代替注水系（常設）による原子炉水位制御に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

n. 残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動失敗

サプレッションプール水温度を確認し、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードを起動するが失敗する。

残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード起動失敗の確認に必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

o. 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）

格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達により、可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。

可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）に必要な計装設備は、ドライウェル圧力等である。

p. 格納容器スプレイ停止

外部水源注水量が 3,800m³に到達したことを確認し、格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイ停止に必要な計装設備は、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。

q. 炉心損傷なしを判断

格納容器内 γ 線線量率を確認し、炉心損傷が発生していないことを判断する。

炉心損傷なしの判断に必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニターである。

r. 原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント

格納容器圧力 0.427MPa[gage] (1Pd) 到達により，原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。

原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントに必要な計装設備は，ドライウェル圧力等である。

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，事象進展の厳しさの観点から，事象進展が早い「中小破断 L O C A 時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心からの崩壊熱，燃料集合体から冷却材への熱伝達，逃がし安全弁による減圧，高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による注水，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却，原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等が重要な現象となる。

よって，これらの現象を熱水力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，これらの現象による格納容器挙動を一貫して評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力，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（事象進展解析）の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第 2.6.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

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を想定する。また、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。また、保守的に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。

さらにLOCA時に崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスを考慮して原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を想定する。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。ただし、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（レベル2）の信号でトリップするものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「原子炉水位低（レベル3）」信号によるものとする。

(b) 高圧代替注水系

高圧代替注水系は手動起動により、 $90.8\text{m}^3/\text{h}$ （ $7.86 \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉の減圧として逃がし安全弁2弁を使用するものとし、容量として、

1 弁あたり定格主蒸気流量の約 8%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

原子炉の減圧後に、108.5 m³/h (0.427MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。

(e) 原子炉格納容器代替スプレー冷却系

格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し、88 m³/h にて格納容器へスプレーする。

(f) 原子炉格納容器圧力逃がし装置

原子炉格納容器圧力逃がし装置により 10.0kg/s (0.427MPa[gage]において) の流量にて除熱を行うものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(a) 高圧代替注水系による原子炉注水は、高圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は 5 分とする。

(b) 逃がし安全弁による原子炉手動減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、事象発生 8 時間後から開始されるものとする。

(c) 原子炉格納容器代替スプレー冷却系による格納容器冷却は、格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達時に開始し、0.284MPa[gage]まで降下後に停止するものとする。また、外部水源からの総注水量が 3,800m³ に到達した時点で格納容器スプレーを停止するものとする。

(d) 原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、格納容器圧力 0.427MPa[gage]到達時に開始されるものとする。

(3) 有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料棒の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採用しており、敷地境界外での実効線量評価に当たっては、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会，平成2年8月30日）」を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。（添付資料2.6.1）

- a. 事象発生前の冷却材中のよう素濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度である $1.8 \times 10^3 \text{Bq/g}$ に相当するものとし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 $1.3 \times 10^{12} \text{Bq}$ となる。
- b. 事象発生後、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値である $3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$ とし、その他の核分裂生成物については、その組成を平衡組成として求め、希ガスについては、よう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスは γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 $1.0 \times 10^{15} \text{Bq}$ 、よう素は I-131 等価量で約 $6.6 \times 10^{13} \text{Bq}$ となる。
- c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。
- d. 燃料棒から追加放出される希ガスは、すべて瞬時に気相部に移行するものとする。また、有機よう素のうち、10%は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素、無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。
- e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気と共に格納容器内へ移行するものとする。この時、希ガス

および有機よう素は全量が移行し、無機よう素はベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。

- f. サプレッションチェンバ内の無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが格納容器気相部に移行するものとする。希ガスおよび有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、ベント開始までの期間について考慮する。
- g. 敷地境界外における実効線量は、内部被ばくによる実効線量および外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量 H_{I2} は(1)式で、また、希ガスの外部被ばくによる実効線量 H_y は(2)式で、それぞれ計算する。

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

R : 呼吸率 (m³/s)

呼吸率 R は、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の活動時の呼吸率 0.31m³/h を秒当たりに換算して用いる。

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

χ / Q : 相対濃度 (s/m³)

Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)
(I-131 等価量—小児実効線量係数換算)

$$H_y = K \cdot D / Q \cdot Q_y \quad \dots \dots \dots (2)$$

K : 空気カーマから実効線量への換算係数 (1 Sv/Gy)

D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)

Q_{γ} : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)

(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

- h. 大気拡散条件については、原子炉格納容器圧力逃がし装置排気管放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) は 5.6×10^{-4} (s/m³), 相対線量 (D/Q) は 2.7×10^{-18} (Gy/Bq) とする。
- i. 無機よう素に対するサプレッションチェンバ内でのスクラビング等による除染係数は5とする。また、原子炉格納容器圧力逃がし装置による除染係数は、無機よう素に対する除染係数は500とし、有機よう素に対する除染係数は50とする。

(4) 有効性評価の結果

手順の概要を第2.6.3図に示すとともに、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、蒸気流出流量及び原子炉内保有水量の推移を第2.6.5図から第2.6.10図に、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第2.6.11図から第2.6.16図に、格納容器圧力、格納容器スプレイ流量、格納容器気相部の温度、サプレッションプール水位、サプレッションプール水温、ドライウェル水位及び真空破壊装置流量の推移を第2.6.17図から第2.6.23図に示す。

a. 事象進展

事象発生後に給水流量が喪失し、破断口から冷却材が流出するため、原子

炉水位は急速に低下する。「原子炉水位低（レベル3）」信号が発生して原子炉はスクラムするが，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル1）で低压注水系及び低压炉心スプレイ系の起動に失敗する。また，自動減圧系が作動に失敗する。

再循環ポンプは，原子炉水位低（レベル2）でトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

事象発生から15分後に，手動操作により高压代替注水系を起動し原子炉注水を開始するが，炉心の上部が一時的に露出する。事象発生から8時間経過した時点で手動操作により逃がし安全弁2弁を開き，原子炉を減圧し，原子炉の減圧後に，低压代替注水系（常設）による原子炉注水を開始することで炉心は冠水維持される。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は，原子炉水位が低下し，燃料が露出することから1.0となる。その結果，燃料被覆管は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり，熱伝達係数は低下する。その後，高压代替注水系による炉心注水により，炉心が再冠水するとボイド率は低下し，熱伝達係数は増加して，燃料被覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体のボイド率については，原子炉圧力変動に伴い増減する。また，炉心下部プレナム部のボイド率については，逃がし安全弁による原子炉減圧に伴い増加するが，その後低下する。

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，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器圧力逃がし装置による除熱を行う。なお，格納容器除熱時のサブ

レッシュンプール水位は、約 7.5m であり、ベントライン（約 9.0m）に対して余裕がある。

※SAFER により計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。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、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、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第 2.6.11 図に示すとおり、炉心の上部が一時的に露出することで燃料被覆管の温度が上昇し、燃料被覆管の最高温度は約 397℃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 1%以下である。

原子炉圧力は第 2.6.5 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.38MPa [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、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による冷却及び原子炉格納容器圧力逃がし装置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 0.427MPa [gage] 及び約 149℃に抑えられる。原子炉格納容器圧力逃がし装置による除熱は、事象発生から約

62 時間経過した時点で実施する。

炉心は安定して冷却されており，事象発生から約 62 時間後に格納容器圧力及び温度は低下傾向を示していることから，安定停止状態に至る。その後も，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことにより，安定停止状態を維持できる。（添付資料 2.6.2）

サプレッションチェンバのラインを経由した場合の原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界外での実効線量の評価結果は，約 6.8×10^{-2} mSv であり，5mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

2.6.3 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確保

(1) 必要な要員の確保

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」における重大事故等対策に必要な要員は，「2.6.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり 29 名であり，重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

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，燃料及び電源の資源については，以下のとおりである。（添付資料 2.6.3）

a. 水源

高压代替注水系及び低压代替注水系（常設）による原子炉注水，並びに原子炉格納容器代替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7,477m³必要となる。

復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約11,192m³保有しており，事象発生約15時間以降に可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの給水を行うことで，復水貯蔵タンクを枯渇させることなく復水貯蔵タンクを水源とした注水が可能となることから，7日間の継続実施が可能である。

b. 燃料

ガスタービン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，事象発生後7日間で使用する軽油量は，約272.2kLである。

復水貯蔵タンクへの補給等へ使用する可搬型大容量送水ポンプについては，事象発生6時間後からの運転を想定し，事象発生後7日間で使用する軽油量は，約30.5kLである。

以上を合計して，事象発生後7日間で使用する軽油量は，約302.7kLであるが，2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから，7日間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

ガスタービン発電機の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として約3,960kW必要となるが，給電容量である7,200kW未滿となることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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又は自動減圧機能が喪失することで原子炉水位が低下し、炉心損傷に至ることが特徴である。

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中小破断L O C A時に高圧・低圧注水機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

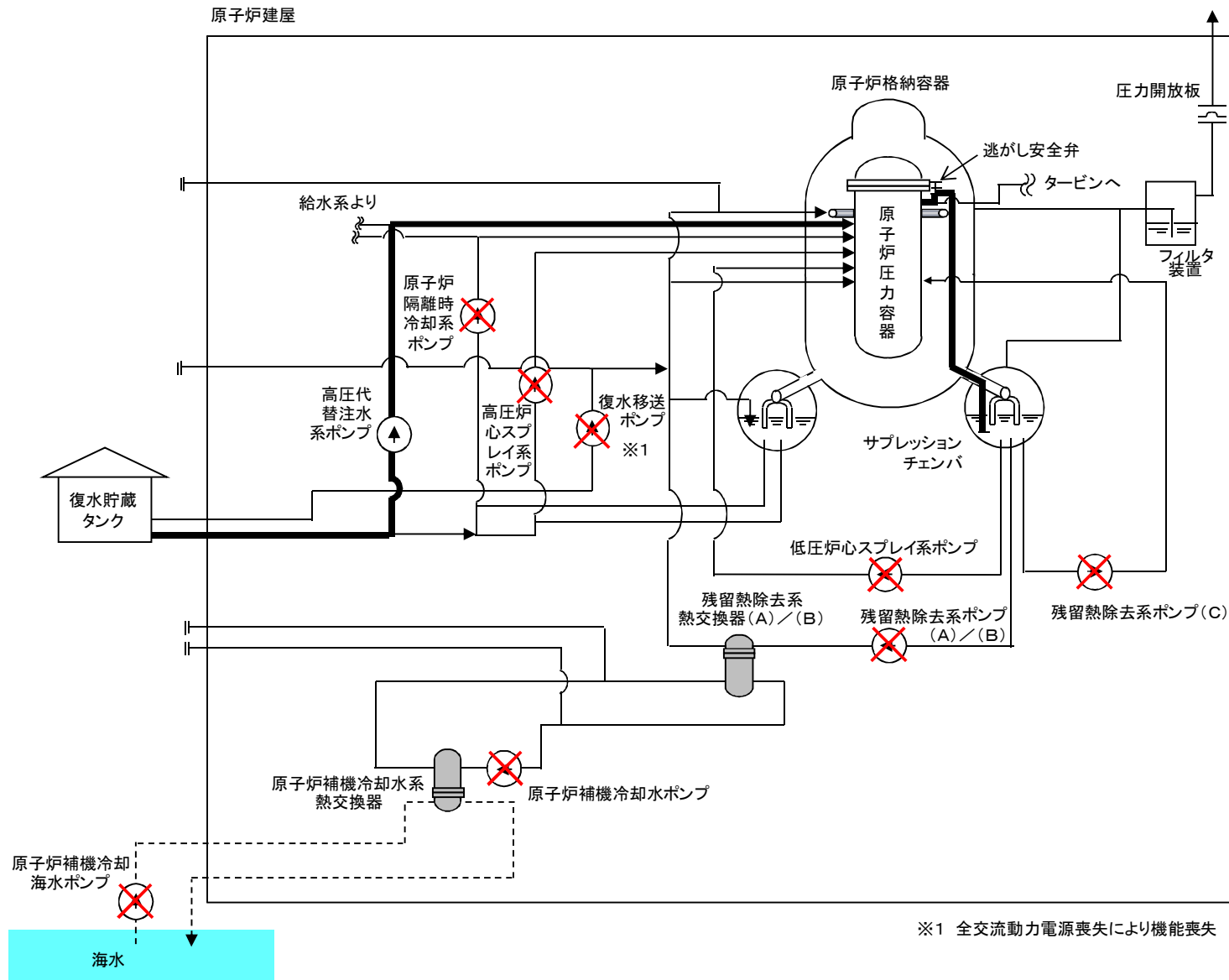
上記の場合においても、一時的に炉心は露出するが、高圧代替注水系による原子炉注水により、原子炉水位は回復し、その後は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、炉心は冠水維持される。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、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、重大事故等対策に備え発電所に常駐している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、外部電源喪失を想定しても供給可能である。

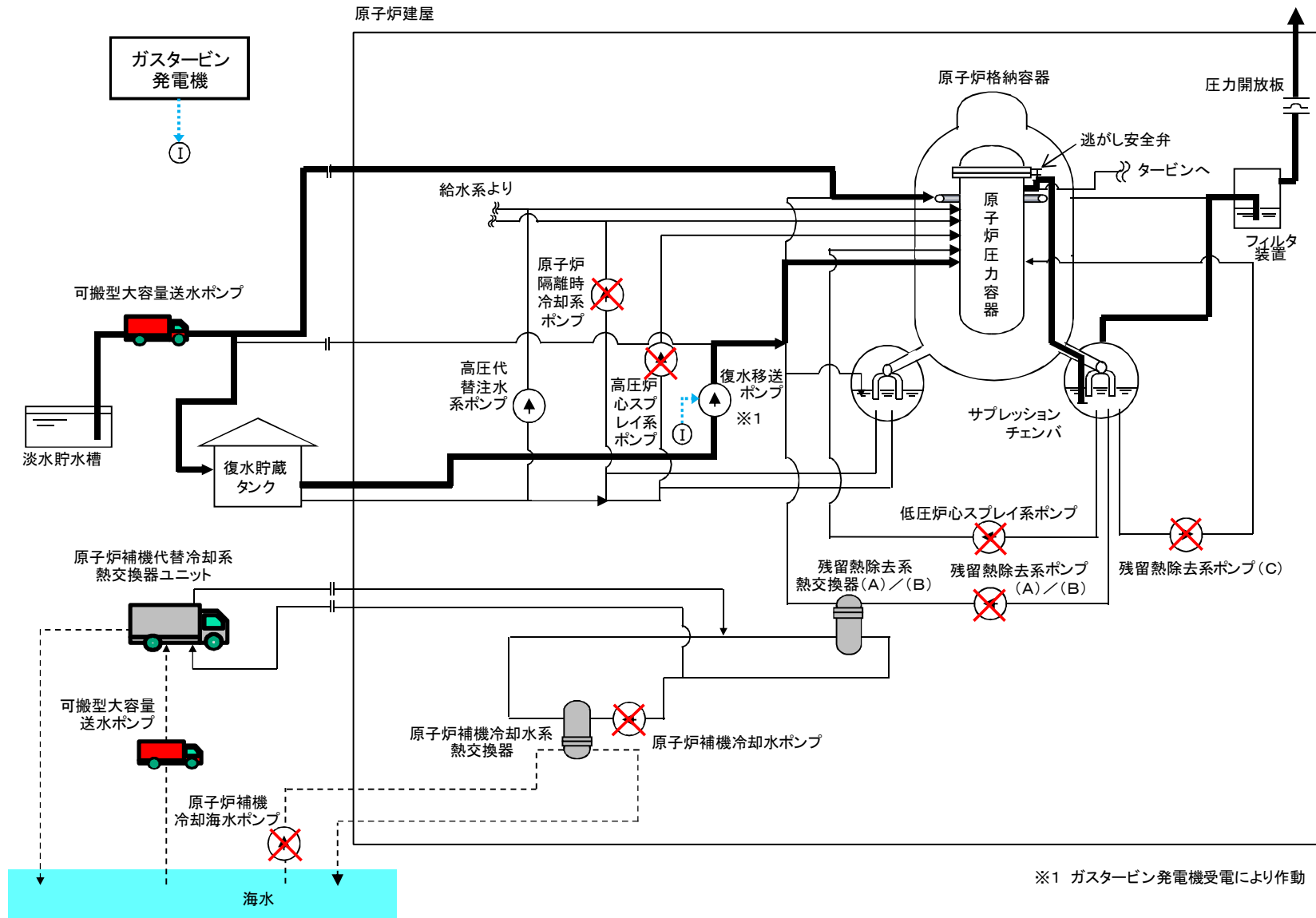
以上のことから、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」において、高圧代替注水系等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンス

に対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。

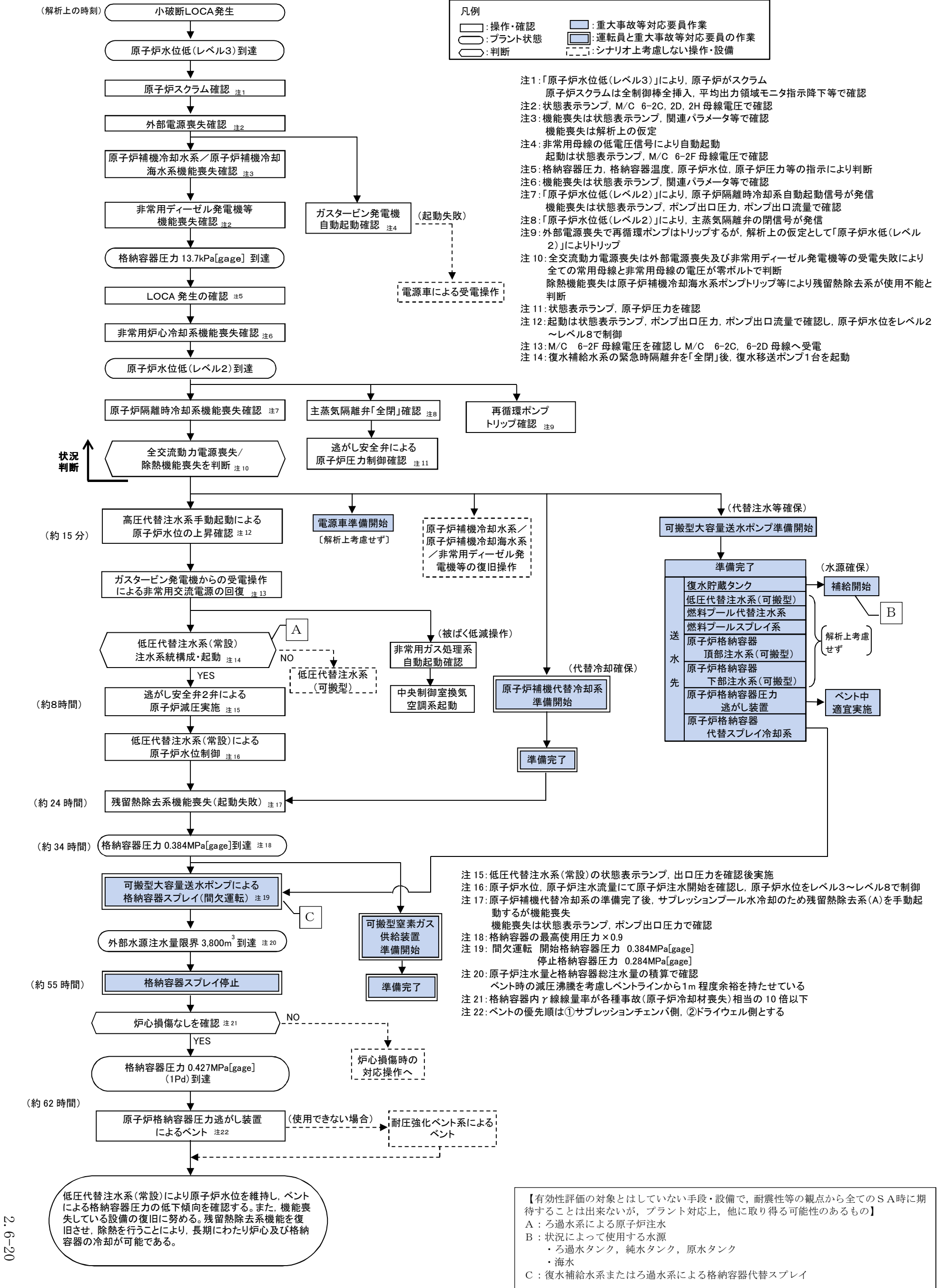


第 2.6.1 図 LOCA時注水機能喪失時の使用系統概要
(高圧代替注水系)

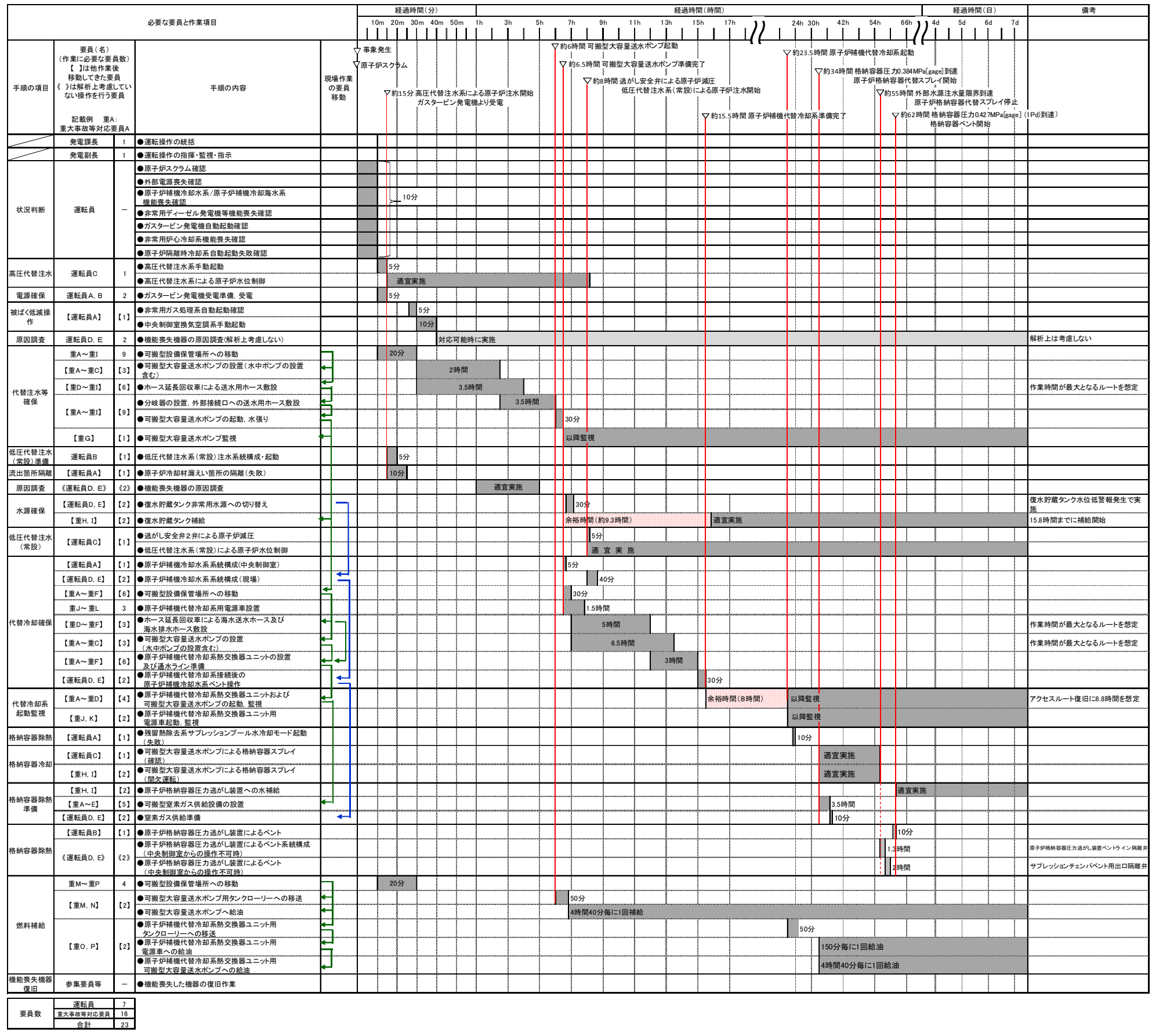
2.6-19



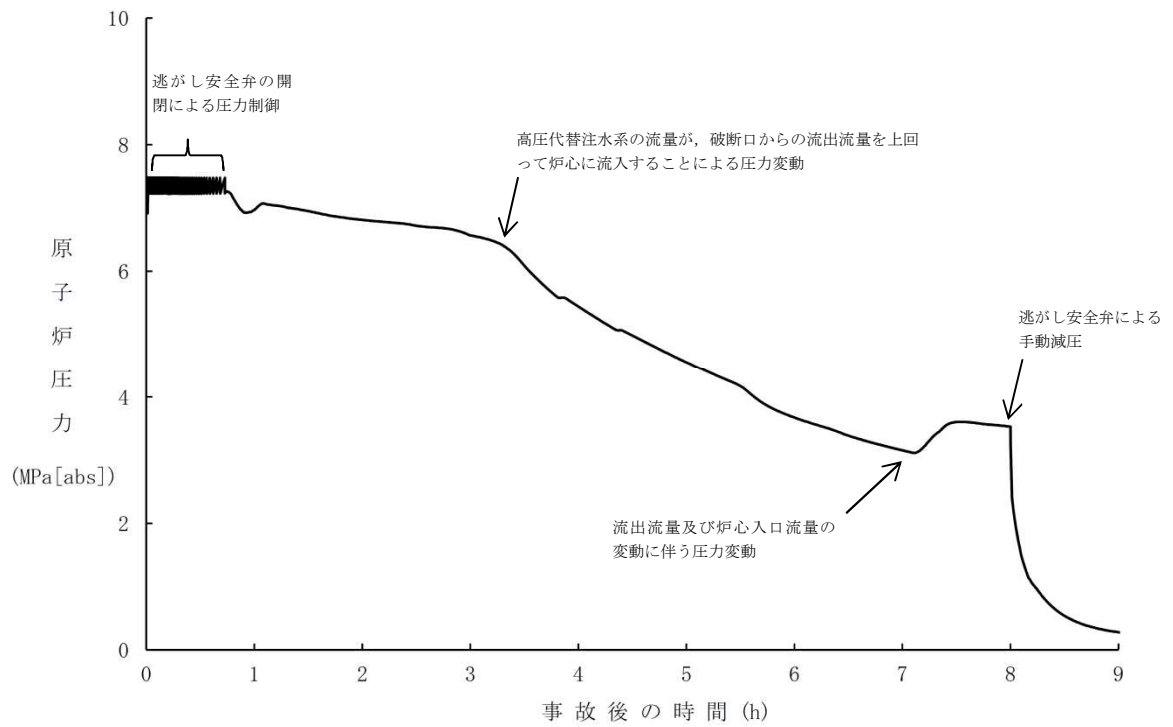
第 2.6.2 図 LOCA時注水機能喪失時の使用系統概要
(低圧代替注水系 (常設)・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系・原子炉格納容器圧力逃がし装置)



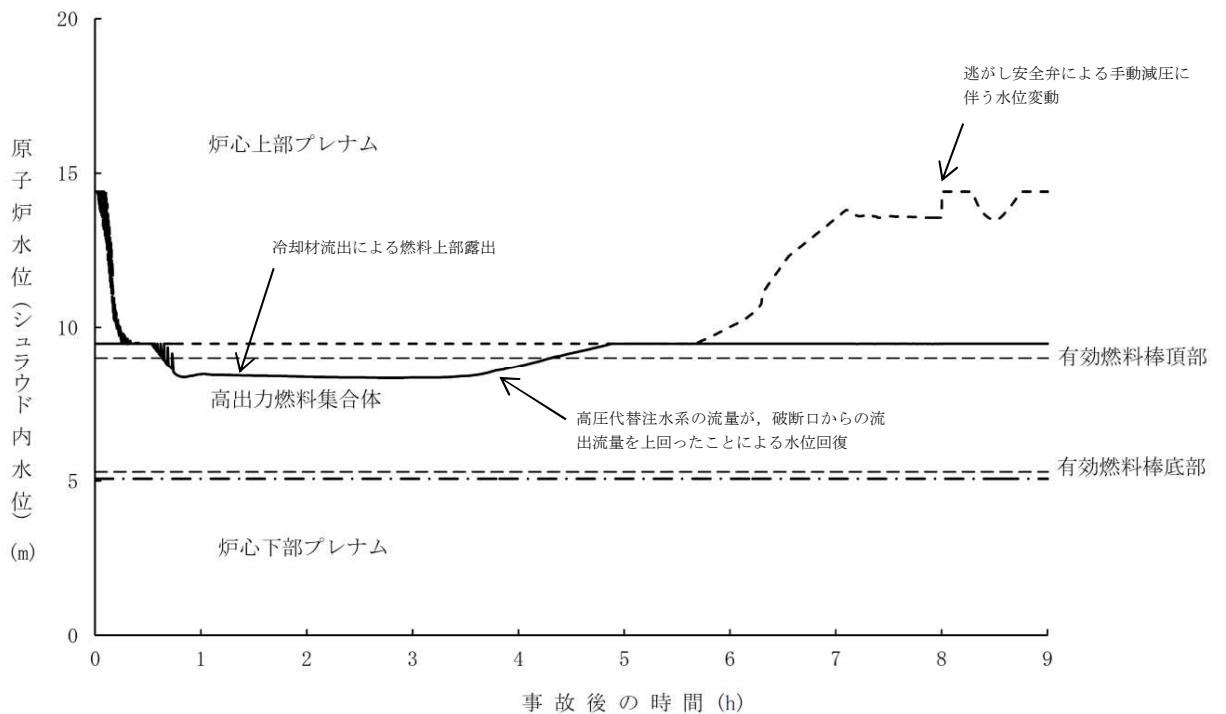
第 2.6.3 図 LOCA時注水機能喪失時の対応手順の概要



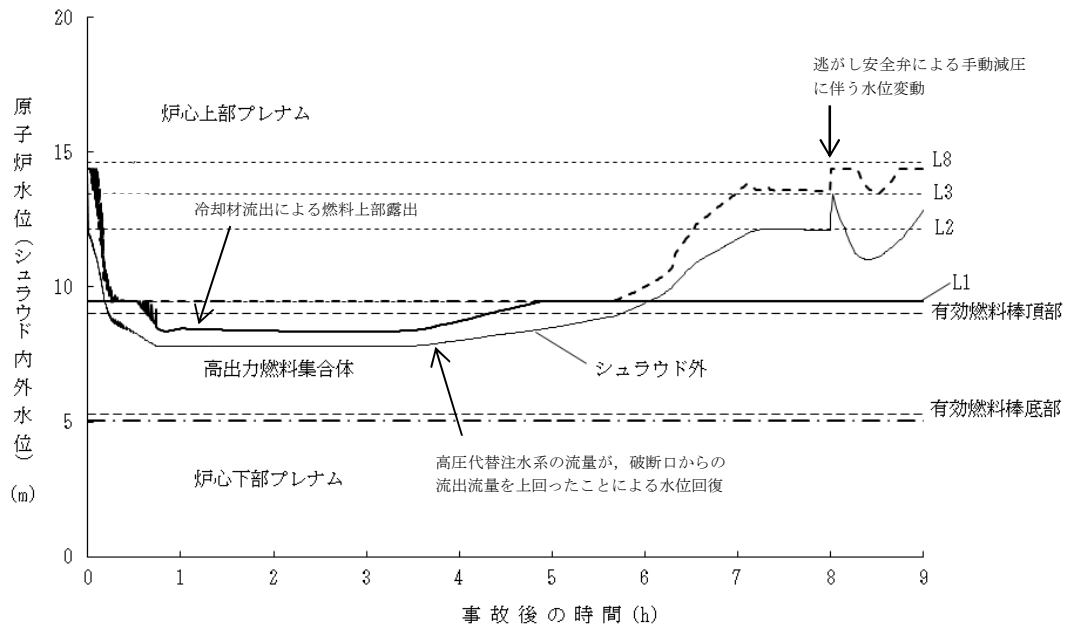
第 2.6.4 図 LOCA時注水機能喪失時の作業と所要時間



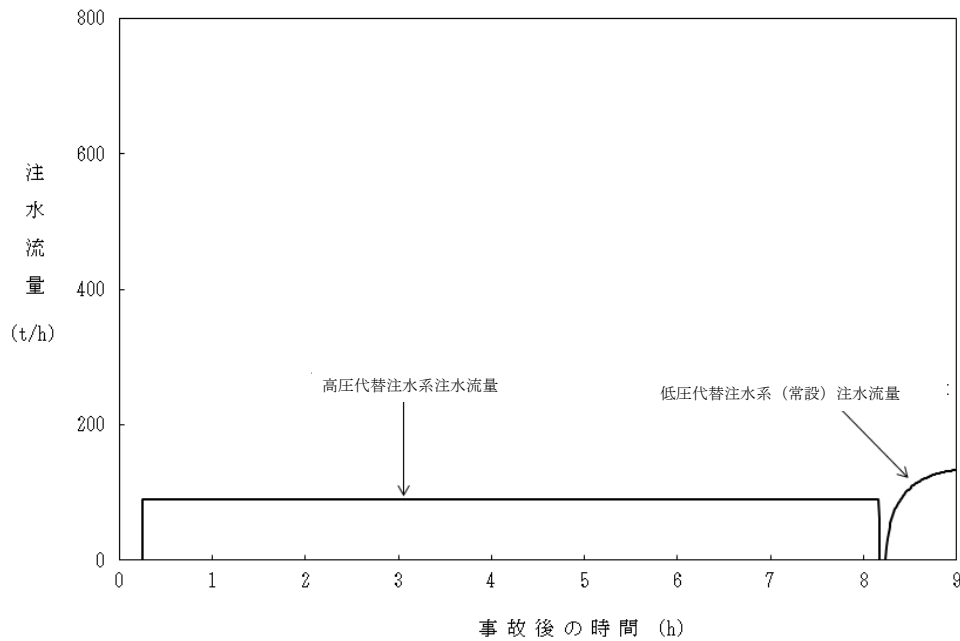
第 2.6.5 図 原子炉圧力の推移



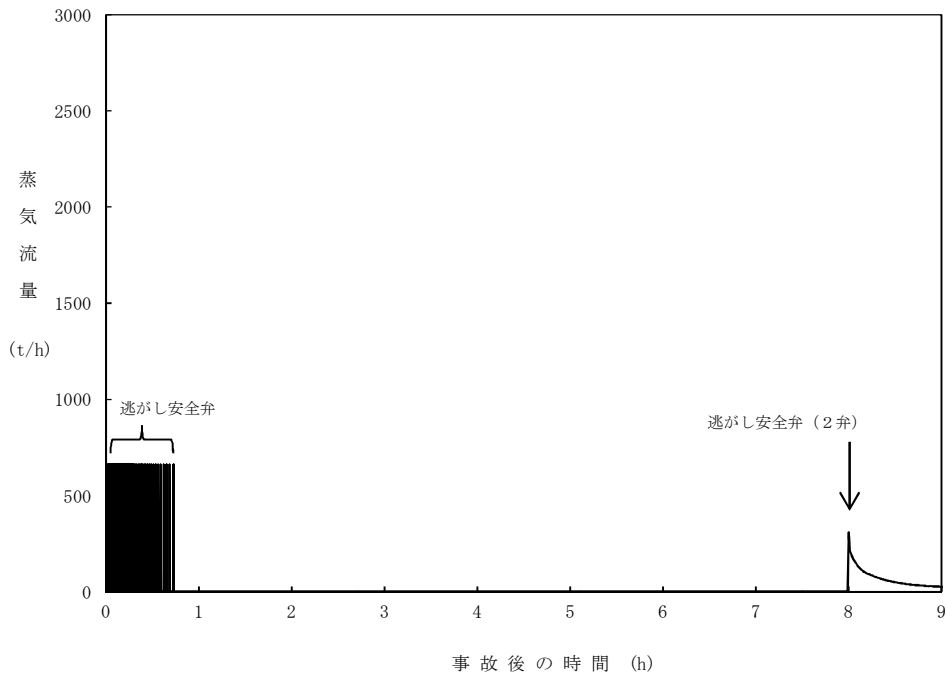
第 2.6.6 図 原子炉水位の推移



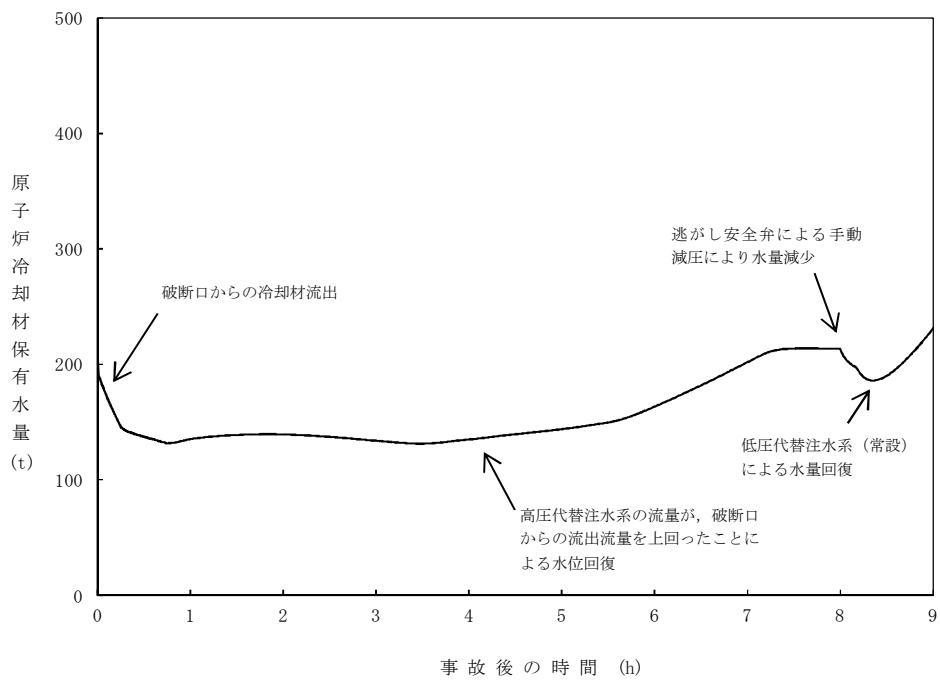
第 2.6.7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



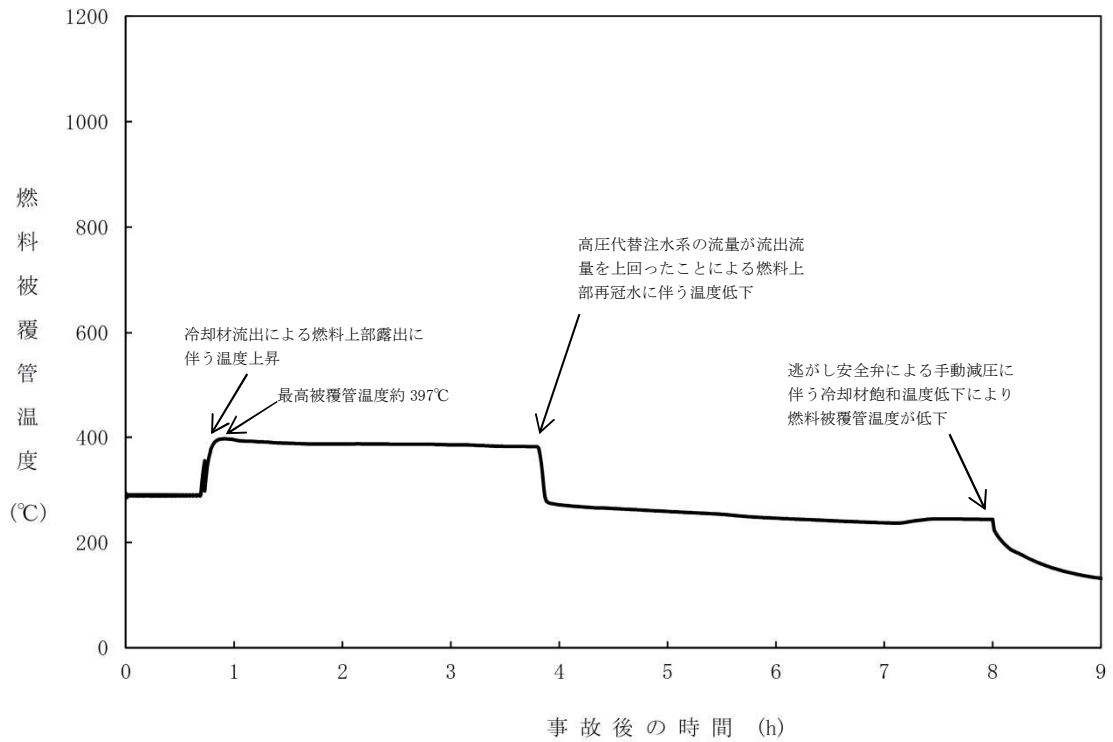
第 2.6.8 図 注水流量の推移



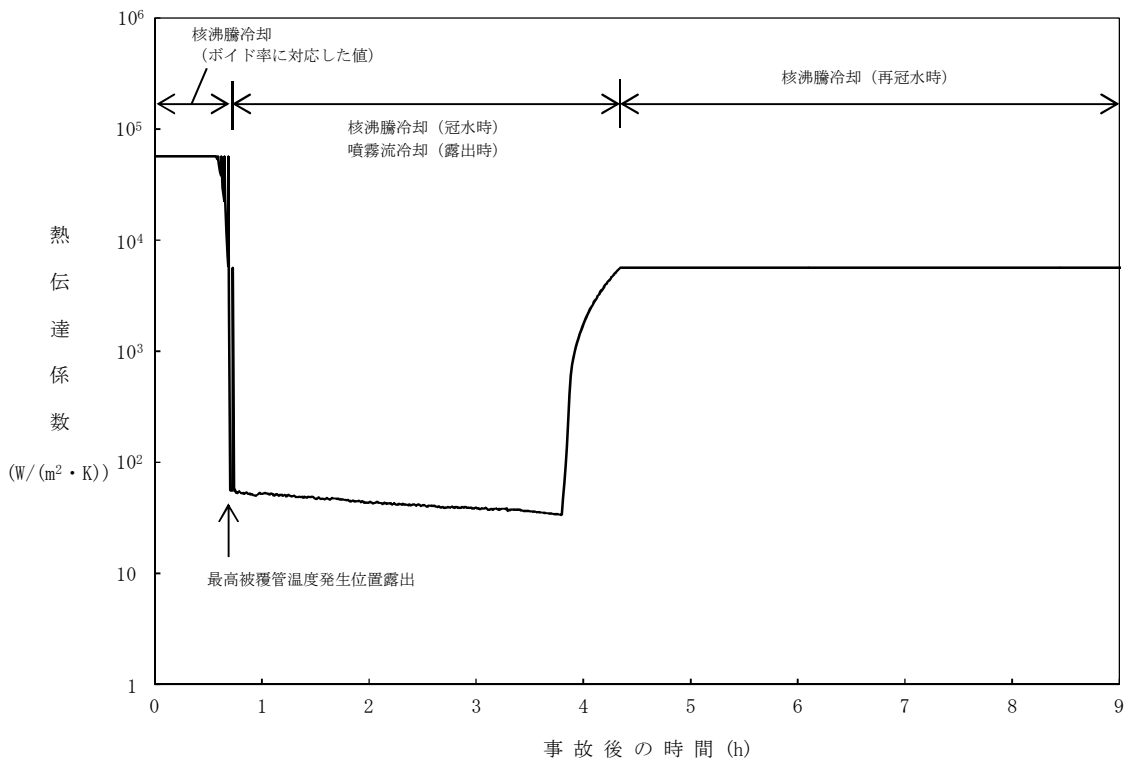
第 2.6.9 図 蒸気流出流量の推移



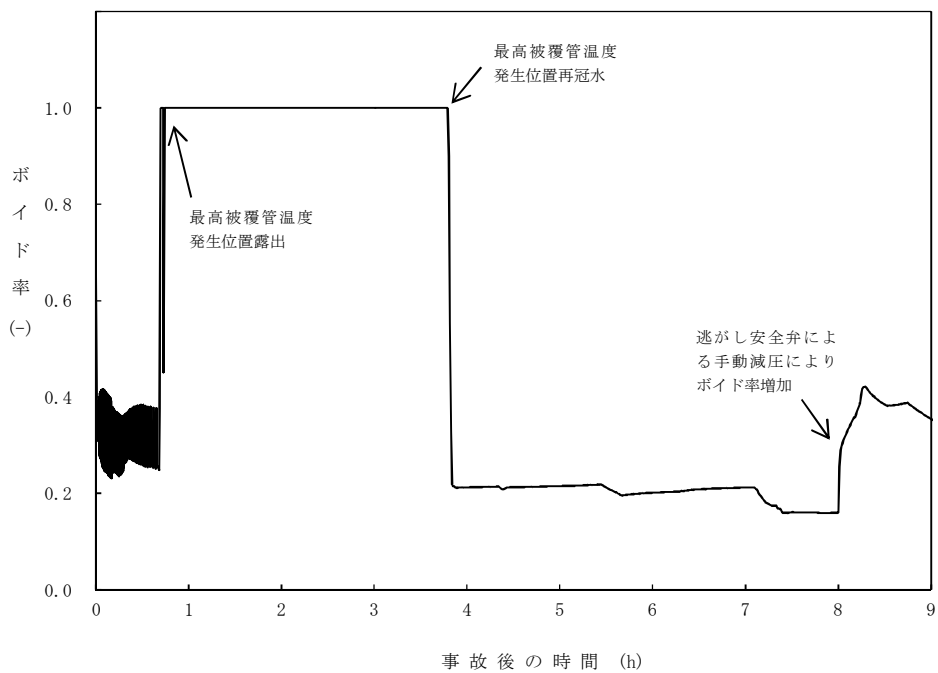
第 2.6.10 図 原子炉内保有水量の推移



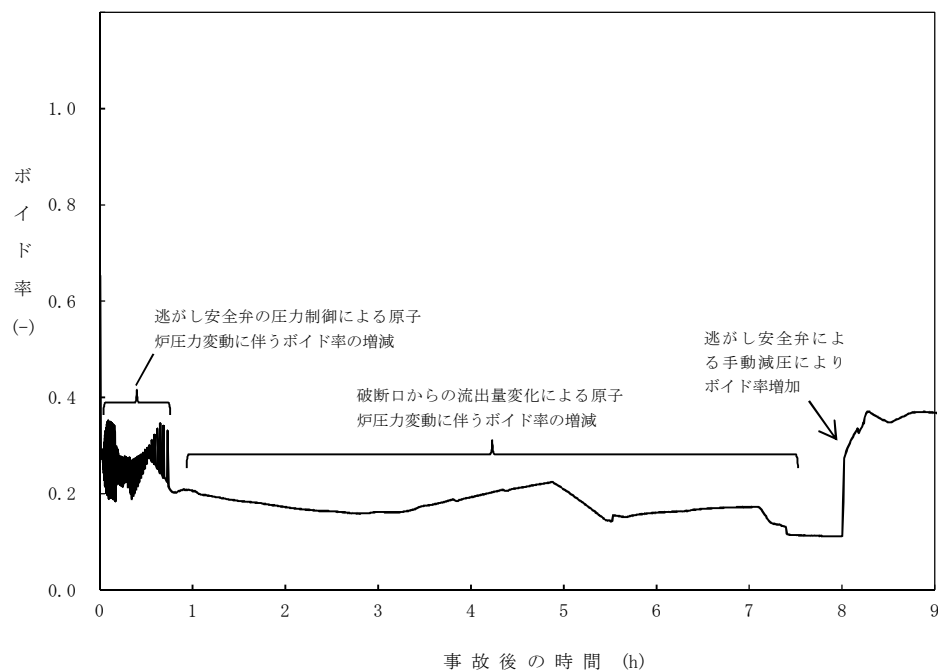
第 2.6.11 図 燃料被覆管温度の推移



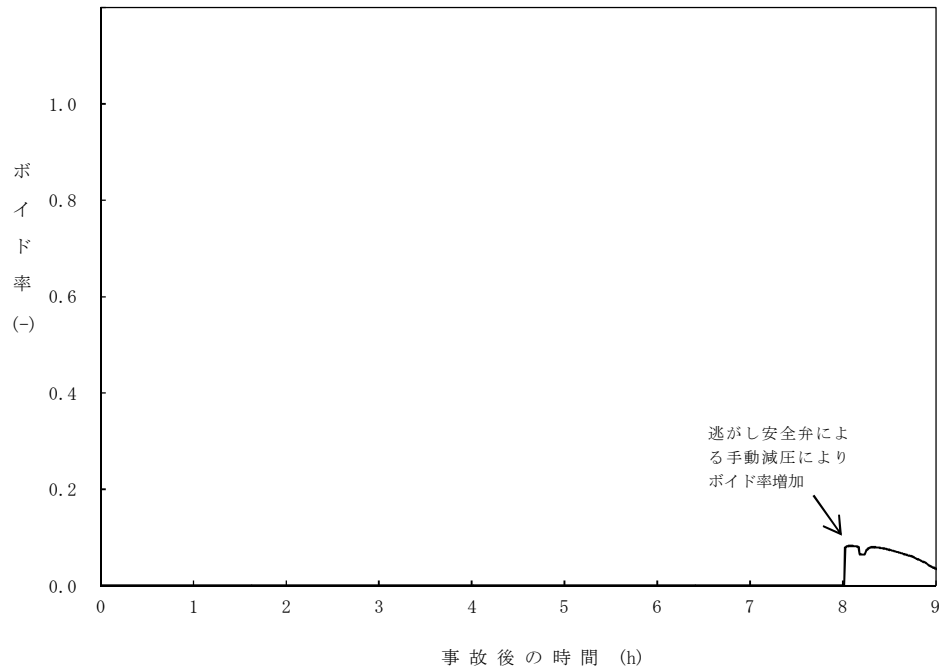
第 2.6.12 図 燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数の推移



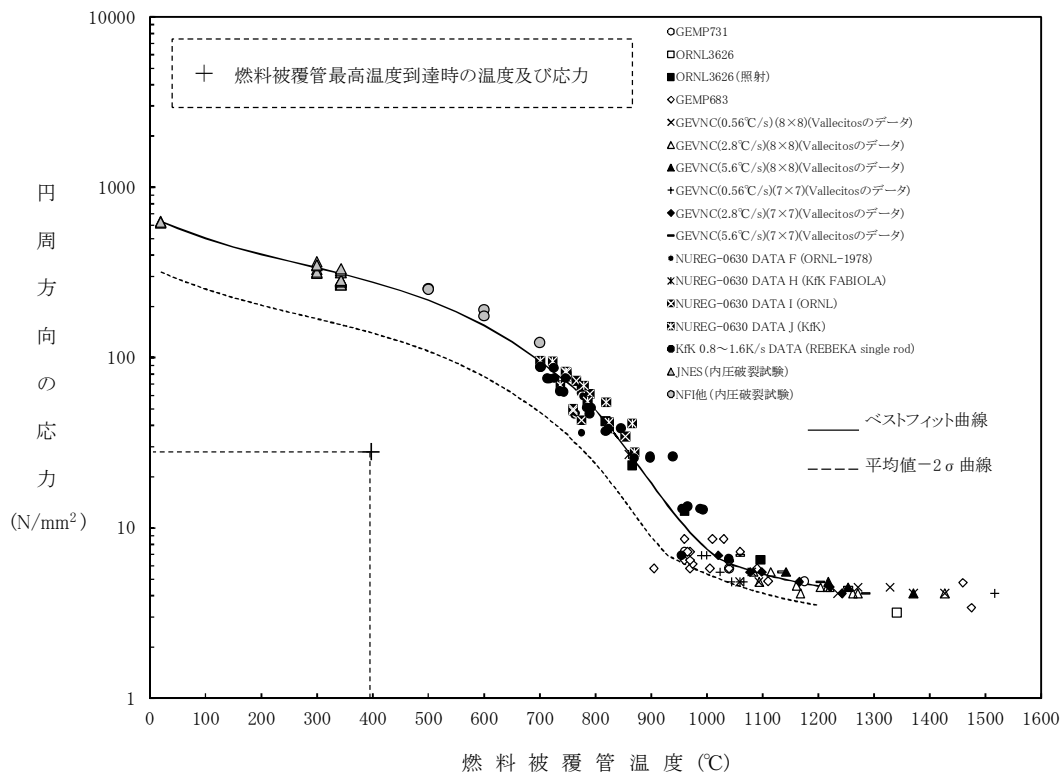
第 2.6.13 図 燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率の推移



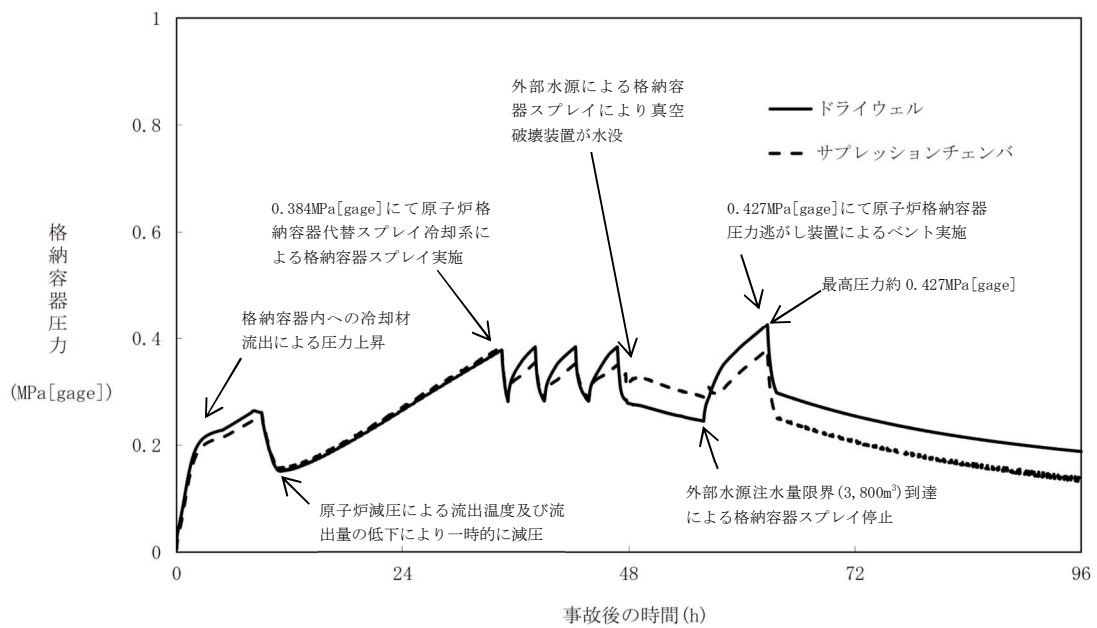
第 2.6.14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



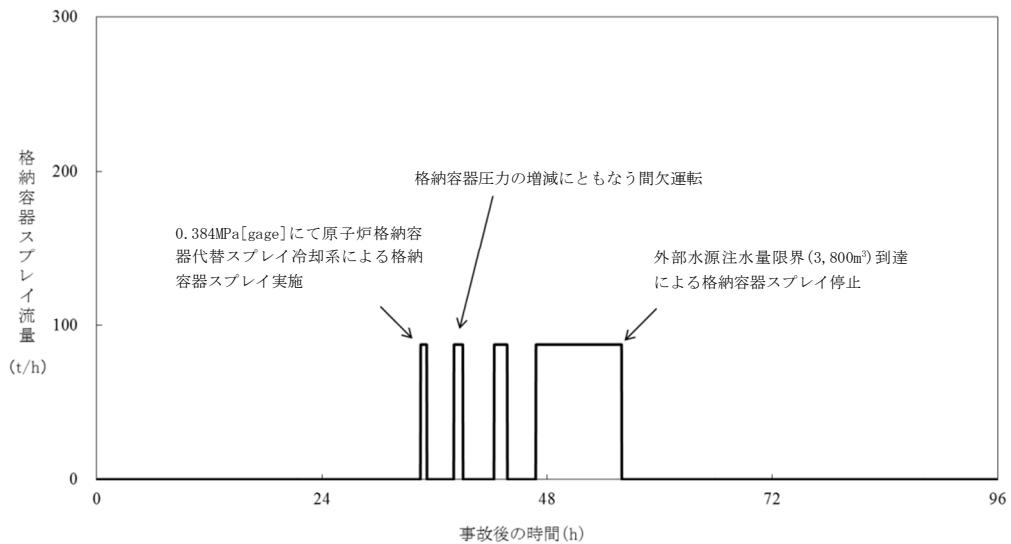
第 2.6.15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



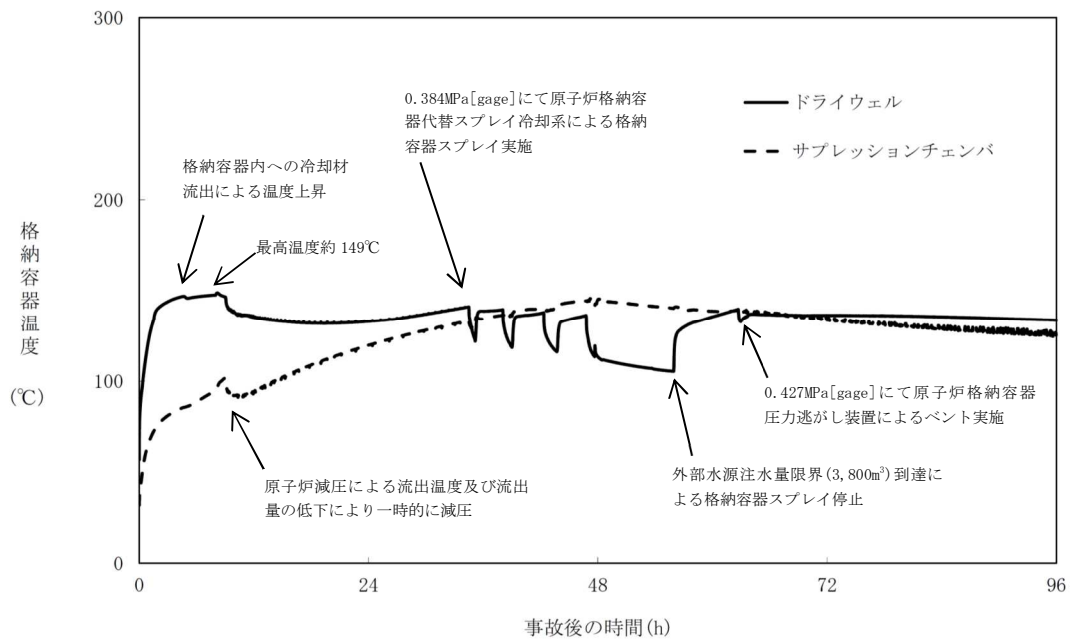
第 2.6.16 図 燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



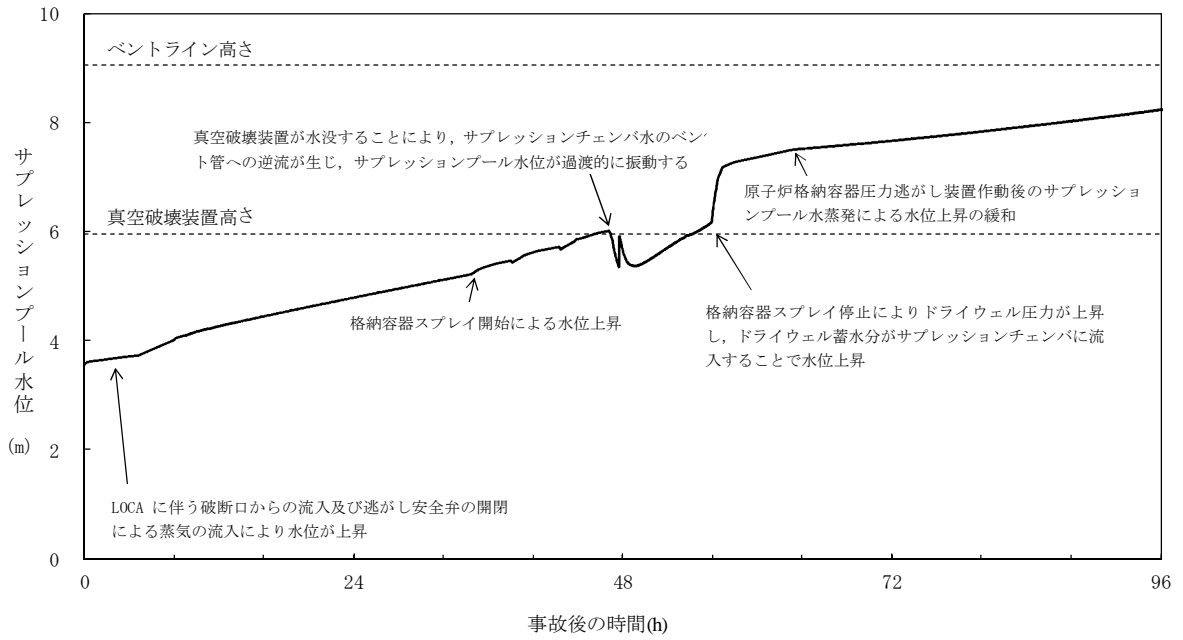
第 2.6.17 図 格納容器圧力の推移



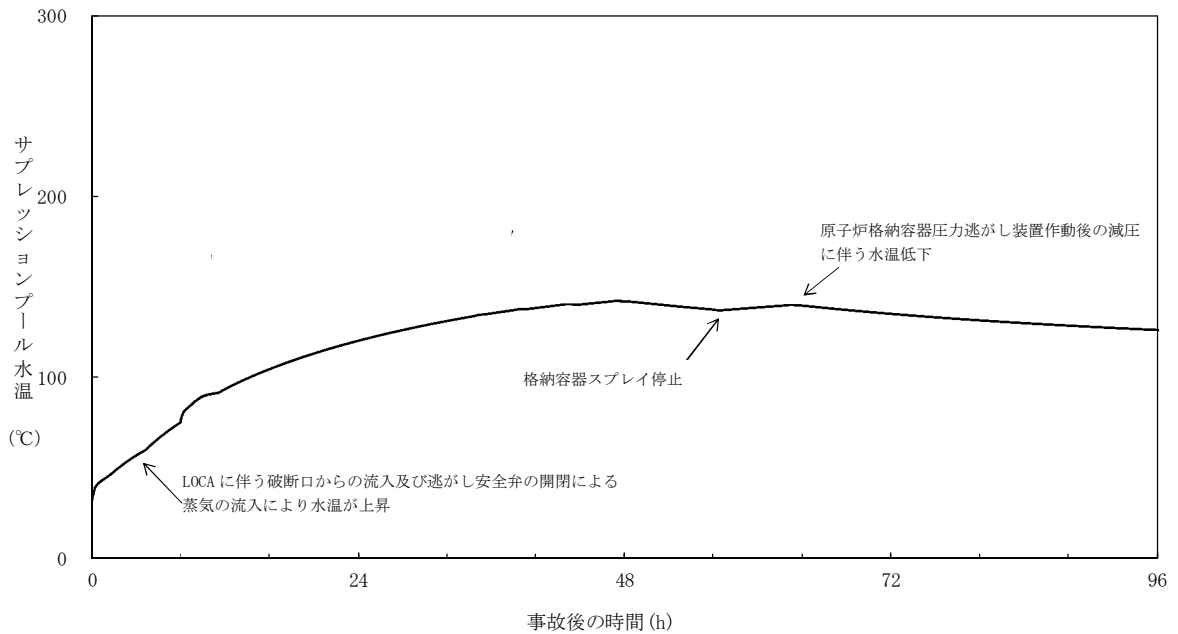
第 2.6.18 図 格納容器スプレイ流量の推移



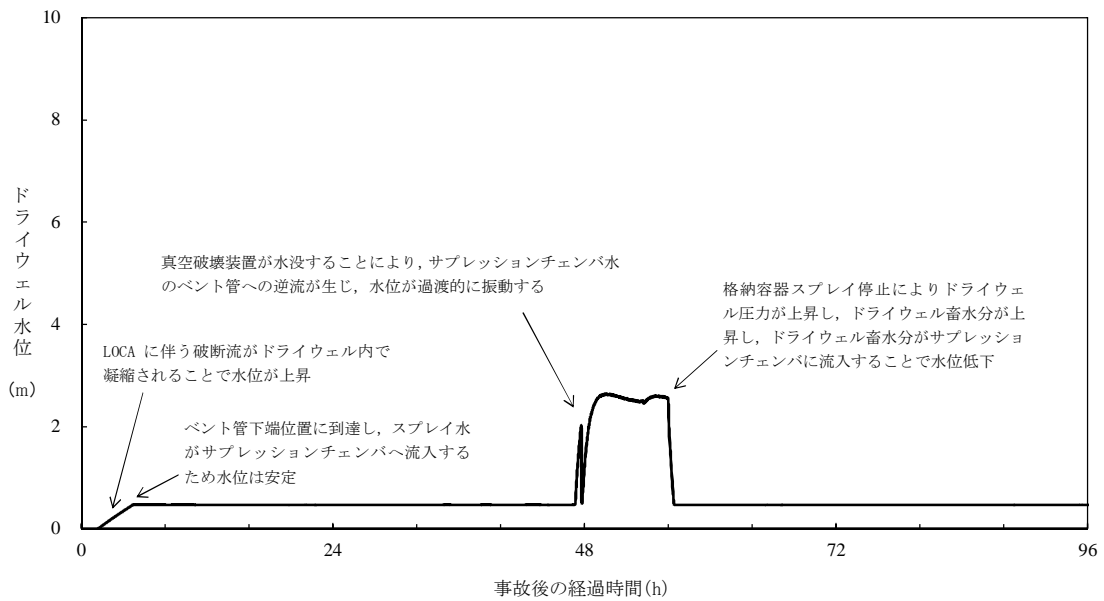
第 2.6.19 図 格納容器気相部の温度の推移



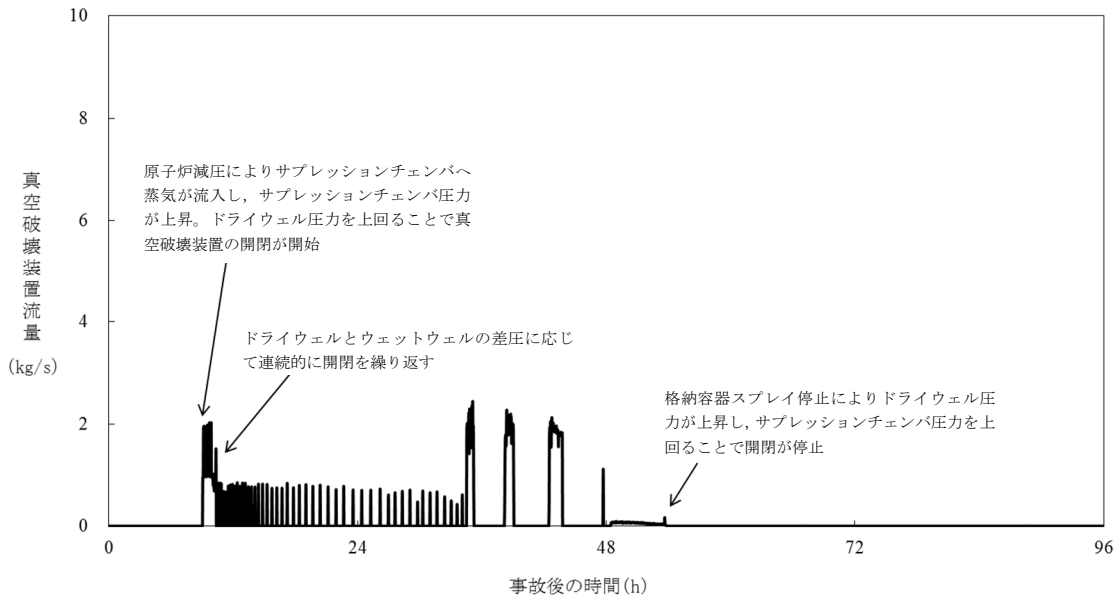
第 2.6.20 図 サプレッションプール水位の推移



第 2.6.21 図 サプレッションプール水温の推移



第 2.6.22 図 ドライウエル水位の推移



第 2.6.23 図 真空破壊装置流量の推移

第 2.6.1 表 L O C A 時注水機能喪失（中小破断 L O C A）時における重大事故等対策について(1/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	・原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の小規模な破断により原子炉水位が低下し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
原子炉補機冷却水系／原子炉補機冷却海水系機能喪失確認	・原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失を確認する。	—	—	原子炉補機冷却水供給圧力 原子炉補機冷却海水系ポンプ 出口圧力
非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認	・非常用交流母線の低電圧信号により非常用ディーゼル発電機等の動作信号が発信されるが、起動失敗することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
L O C A 発生の確認	・格納容器圧力、格納容器温度、原子炉水位、原子炉圧力等の指示により L O C A の発生を確認する。	—	—	格納容器圧力（SA） 格納容器温度（SA） 原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
非常用炉心冷却系機能喪失確認	・非常用炉心冷却系が機能喪失することを確認する。	—	—	高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力

第 2.6.1 表 L O C A 時注水機能喪失（中小破断 L O C A）時における重大事故等対策について (2/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系及び起動信号が発信されるが、機能喪失することを確認する。 	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位（レベル 2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。 	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。 	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
全交流動力電源喪失及び除熱機能喪失を判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することにより、全ての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。 ガスタービン発電機による電源確保、原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱、可搬型大容量送水ポンプによる復水貯蔵タンクへの補給等の準備を開始する。 	ガスタービン発電機（SA）	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット（SA） 可搬型大容量送水ポンプ（SA）	—

第 2.6.1 表 L O C A 時注水機能喪失（中小破断 L O C A）時における重大事故等対策について (3/4)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>高压代替注水系手動起動による原子炉水位上昇確認</p>	<p>・原子炉隔離時冷却系の喪失を確認後、高压代替注水系を手動起動し、原子炉への注水を開始することにより、原子炉水位が回復することを確認する。</p>	<p>高压代替注水系ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)</p>	<p>—</p>	<p>原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉圧力 (SA) 高压代替注水系ポンプ出口圧力 高压代替注水系ポンプ出口流量 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)</p>
<p>ガスタービン発電機からの受電操作による非常用交流電源の回復</p>	<p>・ガスタービン発電機による電源供給により、非常用交流電源が回復したことを確認する。</p>	<p>ガスタービン発電機 (SA)</p>	<p>—</p>	<p>M/C 6-2C, 2D 母線電圧 M/C 6-2F 母線電圧</p>
<p>中央制御室換気空調系手動起動</p>	<p>・中央制御室換気空調系を手動起動する。</p>	<p>中央制御室換気空調系</p>	<p>—</p>	<p>—</p>
<p>低压代替注水系（常設）注水系統構成・起動</p>	<p>・低压代替注水系（常設）の系統構成及び起動を行う。</p>	<p>復水移送ポンプ (SA)</p>	<p>—</p>	<p>復水移送ポンプ出口圧力</p>
<p>復水貯蔵タンク補給</p>	<p>・可搬型大容量送水ポンプにより淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給を実施する。</p>	<p>復水貯蔵タンク (SA) 淡水貯水槽 (SA)</p>	<p>可搬型大容量送水ポンプ (SA)</p>	<p>復水貯蔵タンク水位 (SA)</p>
<p>逃がし安全弁 2 弁による原子炉減圧</p>	<p>・低压代替注水系（常設）の準備完了後、逃がし安全弁 2 弁により原子炉減圧を実施する。</p>	<p>逃がし安全弁</p>	<p>—</p>	<p>原子炉水位 (広帯域) (SA) 原子炉圧力 (SA)</p>
<p>低压代替注水系（常設）による原子炉水位制御</p>	<p>・原子炉の減圧後、1 台の復水移送ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉水位の制御を行う。</p>	<p>復水移送ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク (SA)</p>	<p>—</p>	<p>原子炉水位 (広帯域) (SA) 復水移送ポンプ出口圧力 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) 復水貯蔵タンク水位 (SA)</p>

第 2.6.1 表 L O C A 時注水機能喪失（中小破断 L O C A）時における重大事故等対策について(4/4)

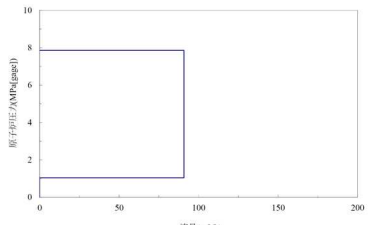
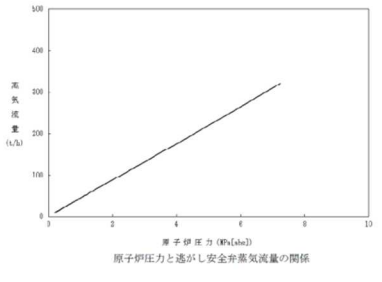
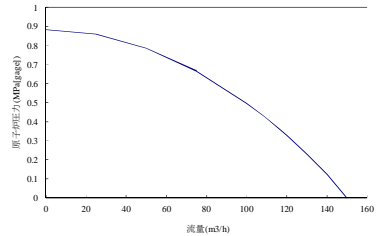
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モード起動失敗	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッションプール水温度を確認する。 原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードを起動するが失敗する。 	—	原子炉補機代替冷却系熱交換器ユニット (SA)	サブプレッションチェンバ圧力 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA) 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量
可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ（間欠運転）	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力 0.384MPa[gage]到達により，可搬型大容量送水ポンプを用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器スプレイを実施する。 	淡水貯水槽 (SA)	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッションチェンバ圧力 (SA) 原子炉格納容器代替スプレイ流量 (SA) サブプレッションプール水温度 (SA)
格納容器スプレイ停止	<ul style="list-style-type: none"> 外部水源注水量が 3,800m³に到達したことを確認し，格納容器スプレイを停止する。 	—	可搬型大容量送水ポンプ (SA)	原子炉格納容器代替スプレイ流量 (SA) 残留熱除去系洗浄ライン流量 (SA) サブプレッションプール水位 (SA)
炉心損傷なしを判断	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内γ線線量率を確認し，炉心損傷が発生していないことを判断する。 	—	—	格納容器内雰囲気放射線モニタ (SA)
原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベント	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力 0.427MPa[gage]（1 Pd）到達により，原子炉格納容器圧力逃がし装置によるベントを実施する。 	原子炉格納容器圧力逃がし装置 (SA)	—	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッションチェンバ圧力 (SA) フィルタ装置入口圧力 (SA) フィルタ装置出口圧力 (SA) フィルタ装置出口放射線モニタ (SA)

第 2.6.2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（1/2）

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	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2.436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	格納容器空間体積(ドライウエル)		格納容器の設計値として設定
	格納容器体積(サブプレッションチェンバ)		格納容器の設計値として設定
	初期サブプレッションプール水位	3.55m	通常運転時のサブプレッションプール水位として設定
	初期格納容器温度(ドライウエル)	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	初期格納容器温度(サブプレッションチェンバ)	32℃	通常運転時のサブプレッションプール水温の上限として設定
	初期格納容器圧力	5.0kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	真空破壊装置		設計値として設定
外部水源の温度	40℃	通常運転時の復水貯蔵タンク温度として設定	
事故条件	起因事象	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を想定 給水流量の全喪失	燃料破断が発生しないことが確認できる破断を設定 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	高圧注水機能喪失、低圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定 また、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
		原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系機能喪失	LOCA時に崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスを考慮して設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源はないものとする。ただし、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(レベル2)の信号でトリップするものとする

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

第 2.6.2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（2/2）

	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)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	高圧代替注水系	90.8m ³ /h(ポンプ1台当たり, 7.86~1.04MPa[gage]において)	高圧代替注水系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	手動開弁数: 2 弁 7.37MPa[gage] × 2 弁, 356t/h/個 7.44MPa[gage] × 3 弁, 360t/h/個 7.51MPa[gage] × 3 弁, 363t/h/個 7.58MPa[gage] × 3 弁, 367t/h/個	逃がし安全弁の設計値として設定 
	低圧代替注水系(常設)	108.5m ³ /h(ポンプ1台当たり, 0.427MPa[dif]において)	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定 
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系	88m 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
	原子炉格納容器圧力逃がし装置	10.0 kg/s(0.427MPa[gage]において)	原子炉格納容器圧力逃がし装置の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	高圧代替注水系 注水開始時間	事象発生 15 分後	高圧注水機能喪失を確認後実施するが, 事象判断時間を考慮して, 事象発生から 10 分後に開始し, 操作時間は 5 分として設定
	逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作	事象発生8時間後	高圧注水の維持時間として設定
	原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却操作	(開始条件) 格納容器圧力 0.384MPa[gage] (停止条件) 格納容器圧力 0.284MPa[gage]まで降下後又は外部水源注水量 3,800m ³	運転操作手順書等を踏まえて設定
	原子炉格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.427MPa[gage] 到達時	運転操作手順書等を踏まえて設定

敷地境界外の実効線量率評価について

表1 主要解析条件（放出放射エネルギー評価条件）（1/2）

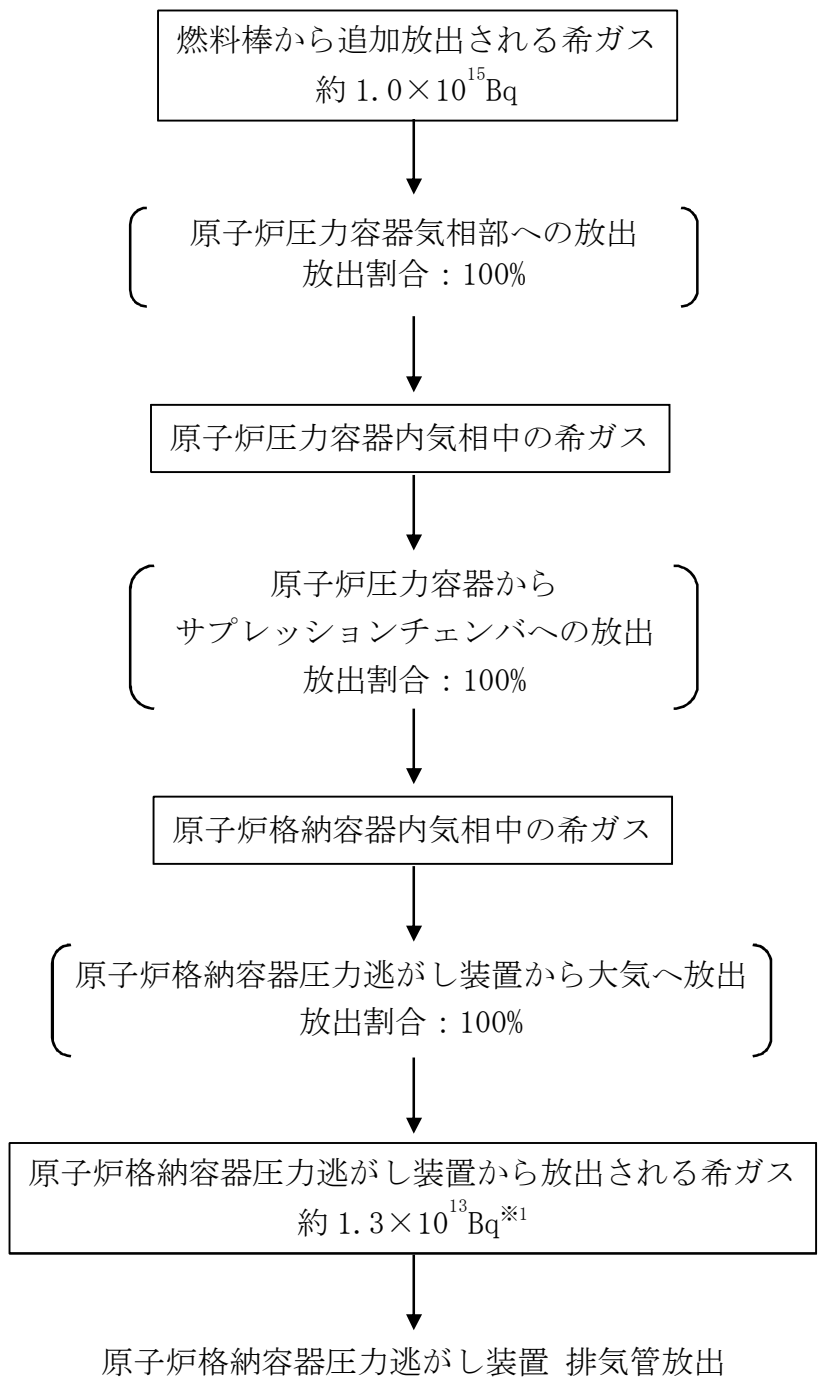
項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
評価事象	中小破断LOCA	原子炉格納容器圧力逃がし装置を介した放出時期が最も早い事故シナリオを選定	2.2.1 (6) 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シナリオグループの有効性評価では、敷地境界外の実効線量率を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと（発生事故当たり概ね 5mSv 以下）を確認する。	
原子炉熱出力	2,436MWt	「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下、「審査ガイド」という）に従い設定	2.2.2 (1) 原子炉は定格熱出力で運転されているものとする。	
事故発生時の冷却材中のよう素濃度	全希ガス漏えい率	1.11×10^{10} Bq/s	運転上許容される最大値（運転実績に基づく値）	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	冷却材保有量	2.0×10^8 g	設計値	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。作動設定点等について計装上の誤差は考慮しない。
	原子炉冷却材浄化系流量	1.97×10^4 g/s	設計値	
	主蒸気流量	1.32×10^6 g/s	設計値	
	原子炉冷却材浄化系の除染係数	10	「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」（以下、「線量目標値評価指針」という）に従い設定	—
	よう素の主蒸気中への移行割合	2%	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下、「安全評価審査指針」という）に従い設定	—

表 1 主要解析条件（放出放射エネルギー評価条件）（2/2）

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載	
燃料棒からの追加放出量	I-131の追加放出量	3.7×10^{13} Bq	安全評価審査指針に従い設定	—
	その他よう素の放出量	I-131の平衡組成として評価		
	希ガスの放出量	I-131の平衡組成とし、よう素の2倍として評価		
	運転時間	2000日	核分裂生成物の蓄積量が平衡に達する運転時間に余裕をみた値	2.2.2 (2) 炉心の出力分布、炉心流量及び崩壊熱等は、設計値等に基づく現実的な値を用いる。
	よう素の化学形態	有機よう素：4% 無機よう素：96%	安全評価審査指針に従い設定	—
有機よう素が気相部に移行する割合	10%	安全評価審査指針に従い設定	—	
原子炉圧力容器からサブプレッションチェンバへ放出される放射性物質の割合	希ガス：100% 有機よう素：100% 無機よう素：崩壊熱相当の蒸気の発生に伴って放出			
サブプレッションチェンバのプール水による無機よう素の除染係数	5	SRP6.5.5に基づき設定	2.2.2 (3) a. 設備の容量は設計値を使用する。設計値と異なる値を使用する場合は、その根拠と妥当性が示されていること。	
原子炉格納容器圧力逃がし装置による除去効率	無機よう素：500 有機よう素：50	設計値		
ベント開始時間	62時間	有効性評価の結果	—	
核分裂生成物の自然減衰	考慮する	ベント開始までの自然減衰を考慮	—	

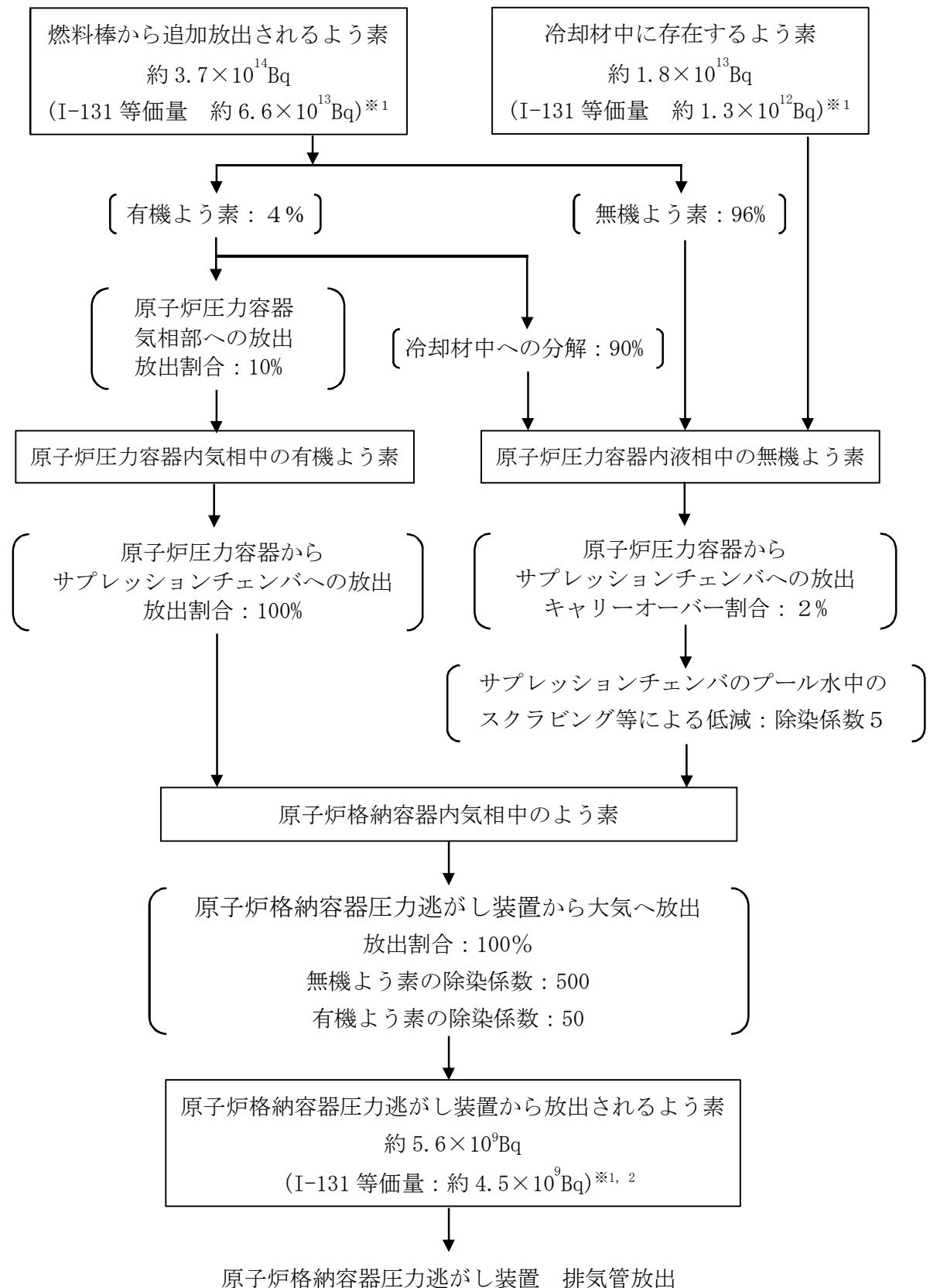
表 2 大気拡散係数の評価条件

項目	評価条件	選定理由	審査ガイドでの記載
気象データ	女川原子力発電所における1年間の気象データ(2012年1月～12月)	F分布検定により代表性が確認された気象データ	—
実効放出継続時間	1時間	保守的に設定	—
放出源高さ	地上放出(0m)		—



※1：ベント開始（事象発生 62 時間）までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図 1 放射性希ガスの大気放出過程
（ γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値）



※1 : 内部被ばくによる実効線量評価に用いるよう素 (小児実効線量係数換算)
 ※2 : ベント開始 (事象発生 62 時間) までの放射性物質の自然減衰を考慮する。

図 2 放射性よう素の大気放出過程

【事象の概要】

1. 中小破断LOCAが発生するが、低圧代替注水系（常設）等により原子炉への注水は継続され、炉心冠水を維持する。
2. 発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサブプレッションチェンバに移行する。
3. 中小破断LOCA発生から約62時間後、格納容器圧力0.427MPa[gage]に到達する前に格納容器ベントを実施する。

【評価結果】

敷地境界外での実効線量は5mSvを下回る。

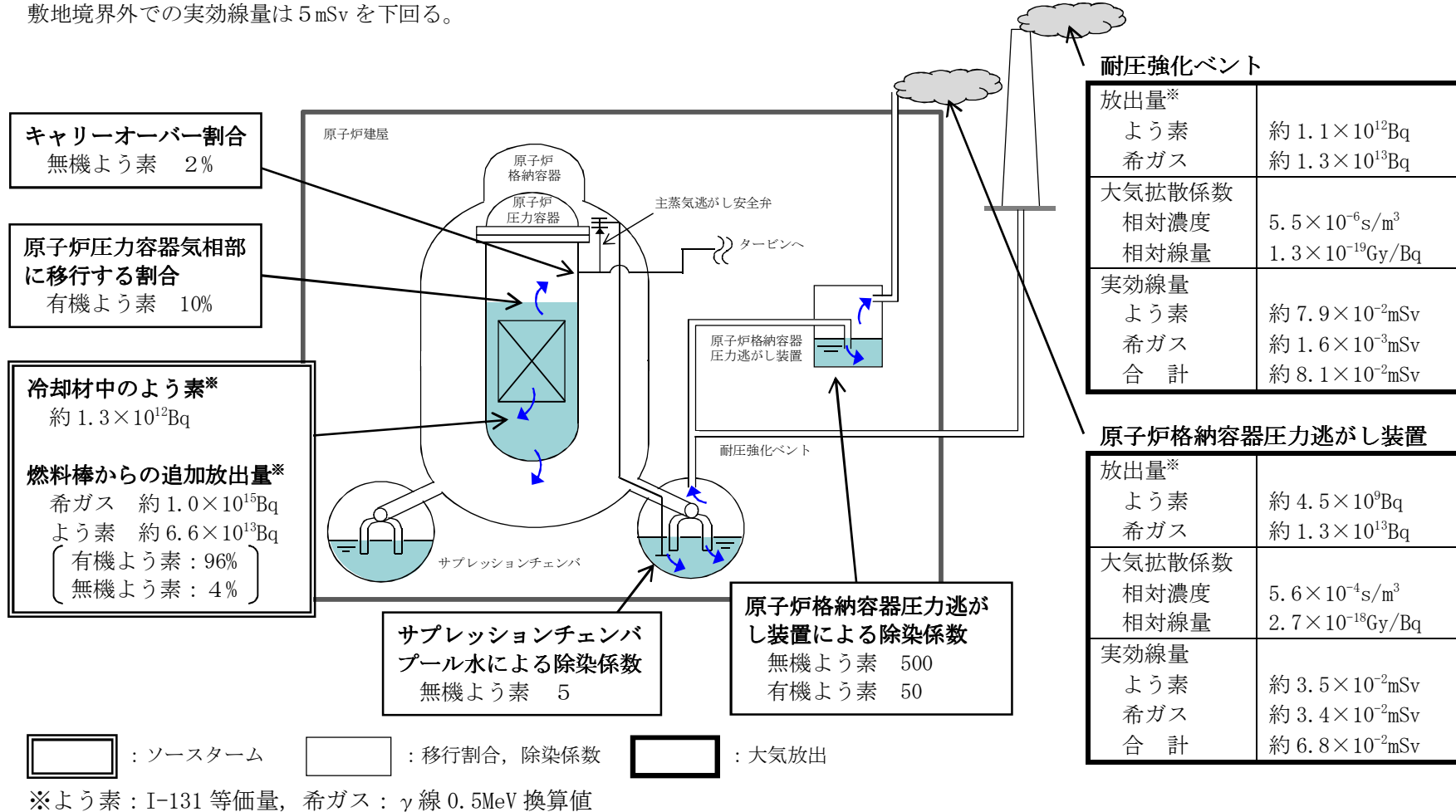


図3 核分裂生成物の放出経路

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】

第2.6.6図及び第2.6.7図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水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】

第2.6.17図及び第2.6.19図に示すとおり、格納容器圧力0.427MPa[gage]に到達後、原子炉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62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。

水源，燃料，電源負荷評価結果について

1. 水源に関する評価

○水源

- ・復水貯蔵タンク使用可能量
：約 1,192m³
- ・淡水貯水槽　：約 5,000m³× 2 基

○水使用パターン

① 高压代替注水系による原子炉注水

事象発生 15 分後から定格流量で注水する。

(原子炉水位高 (レベル 8) ~ 原子炉水位低 (レベル 2) の範囲で水位制御する。)

② 低压代替注水系 (常設) による原子炉注水

事象発生 8 時間以降，崩壊熱相当の注水を継続する。

③ 可搬型大容量送水ポンプによる，淡水貯水槽から復水貯蔵タンクへの補給

復水貯蔵タンク水位が HPCS 水源切替レベルに到達する約 15 時間後，可搬型大容量送水ポンプにより 150m³/h の流量で補給するものとする。

④ 可搬型大容量送水ポンプによる格納容器スプレイ

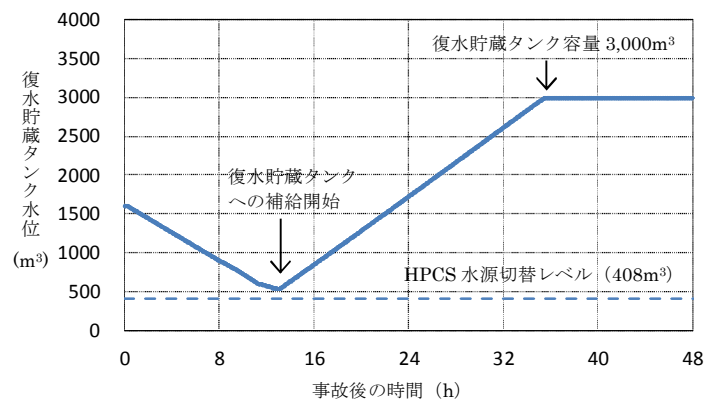
格納容器圧力が 0.384MPa [gage] に到達する事象発生約 34 時間以降，可搬型大容量送水ポンプによる，格納容器スプレイ (間欠運転) を行う。外部水源注水量限界 (3,800m³) 到達後，スプレイを停止する。

○時間評価

事象発生後約 15 時間までは，復水貯蔵タンク水源を用いて原子炉注水を実施するため，復水貯蔵タンク水量は減少する。約 15 時間以降から復水貯蔵タンクへの補給を開始するため，復水貯蔵タンクの水位は回復する。

○評価結果

時間評価の結果から復水貯蔵タンク水源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 7,477m³ 必要となるが，復水貯蔵タンク及び淡水貯水槽で合計約 11,192m³ 保有していることから必要注水量を確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。



2. 燃料消費に関する評価

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：全交流動力電源喪失の発生後，ガスタービン発電機から給電する場合を想定する。

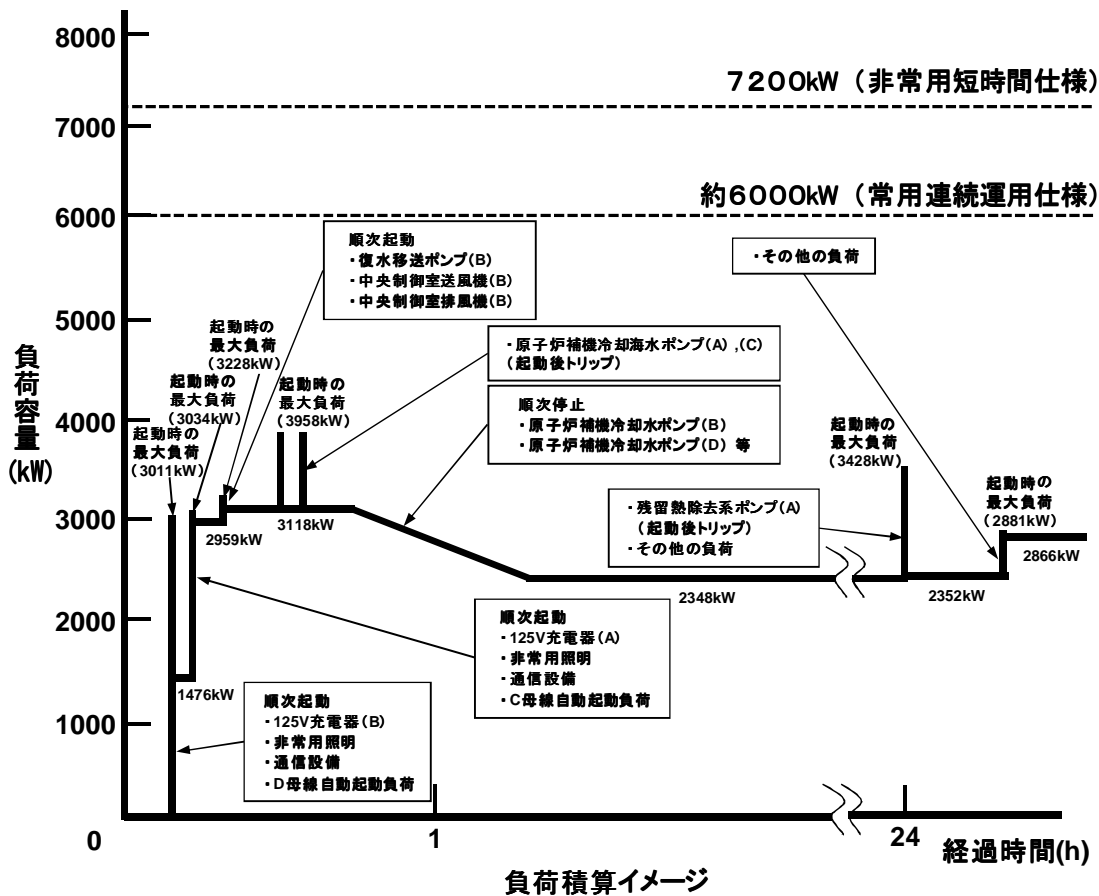
燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動） 事象発生直後～事象発生2時間後 燃費約860L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 2\text{h} = \text{約} 3.4 \text{ kL}$ 事象発生2時間後～事象発生24時間後 燃費約740L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 22\text{h} = \text{約} 32.6 \text{ kL}$ 事象発生24時間後～事象発生7日間後 燃費約820L/h（必要な負荷の積算結果に基づく値） $\times 2 \text{台} \times 144\text{h} = \text{約} 236.2\text{kL}$ 計 約 272.2 kL
	事象発生6時間後～ 事象発生後7日間 (=162h) <復水貯蔵タンクへの補給>	可搬型大容量送水ポンプ（1台起動） （事象発生6時間後からの起動を想定） 燃費約188L/h（定格負荷） $\times 1 \text{台} \times 162\text{h} = \text{約} 30.5 \text{ kL}$
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 302.7 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2 kLであることから，7日間は十分に対応可能

3. 電源に関する評価

主要負荷リスト 女川2号炉 ガスタービン発電機 (9,000kVA (給電容量: 7,200kW))

主要負荷リスト

主要機器名称	容量 (kW)
復水移送ポンプ (B)	45
中央制御室送風機 (B)	110
中央制御室排風機 (B)	4
125V 充電器 (A), (B)	140
	140
非常用照明	270
通信設備	9
C 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機(A) ・無停電交流電源用 CVCF (A) ・計測制御用電源 等	993
D 母線自動起動負荷 ・非常用ガス処理系排風機(B) ・無停電交流電源用 CVCF (B) ・計測制御用電源 等	638
その他の負荷	517
合計 (kW)	2866



添付 2.6.3-3

負荷積算イメージ

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、「インターフェイスシステムLOCA」のみであるため，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「インターフェイスシステムLOCA」を重要事故シーケンスとして抽出した。

(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，原子炉の出力運転中に，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，隔離弁の内部リーク等により低圧設計部分が過圧され破断することにより原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいする。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉冷却材の格納容器外への漏えいが継続し，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 L O C A）」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による原子炉注水手段を整備する。

これらの対策の系統概要図を第 2.7.1 図に、手順の概要を第 2.7.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 2.7.1 表に示す。

本重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対応要員で構成され、合計 13 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作の統括を行う発電課長 1 名、運転操作の指揮、監視及び指示を行う発電副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名である。この必要な要員と作業項目について第 2.7.3 図に示す。

a. 原子炉スクラム確認

インターフェイスシステム L O C A 及び全給水喪失が発生し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。

原子炉スクラム確認に必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。

b. 外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。

外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動の確認に必要な計装設備は、M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧である。

c. 原子炉隔離時冷却系自動起動確認

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自動起動することを確認する。

原子炉隔離時冷却系自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力等である。

d. 低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系自動起動確認

原子炉水位低（レベル1）信号により低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。

低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系自動起動の確認に必要な計装設備は、低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

e. 高圧炉心スプレイ系統のインターフェイスシステムLOCAを判断

弁開閉状態、「HPCSポンプ入口圧力高」、「エリアモニタ」、「床漏えい」警報等により高圧炉心スプレイ系統のインターフェイスシステムLOCAと判断する。

高圧炉心スプレイ系統のインターフェイスシステムLOCAの判断に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

f. 原子炉隔離時冷却系による原子炉水位制御

原子炉隔離時冷却系により原子炉水位をレベル2～レベル8で制御する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉水位制御に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

g. 高圧炉心スプレイ系隔離

原子炉冷却材漏えいを停止するため高圧炉心スプレイ系の隔離を実施する。

高圧炉心スプレイ系隔離に必要な計装設備は、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。

h. 残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード切り替え

サプレッションプール水温度を確認し、残留熱除去系サプレッションプール水冷却モードへ切り替えする。

残留熱除去系サプレッションプール水冷却モード切り替えに必要な計装設備は、サプレッションプール水温度等である。

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、「インターフェイスシステムLOCA」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心からの崩壊熱、燃料集合体から冷却材への熱伝達及び原子炉隔離時冷却系による注水が重要な現象となる。よって、これらの現象を熱水力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主要な解析条件を第 2.7.2 表に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

破断箇所は、運転中に開閉試験を実施する系統のうち高圧炉心スプレイ系の吸込配管とする。また、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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、保守的に減圧操作は行わないものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。ただし、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（レベル2）の信号でトリップするものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉の自動停止は「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は原子炉水位低（レベル2）により自動起動し、 $90.8\text{m}^3/\text{h}$ ($7.86 \sim 1.04\text{MPa}[\text{gage}]$ において)の流量で注水するものとする。

(3) 有効性評価の結果

手順の概要を第2.7.2図に示すとともに、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、蒸気流出流量及び原子炉内保有水量の推移を第2.7.4図から第2.7.9図に、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応力の関係を第2.7.10図から第2.7.13図に示す。

a. 事象進展

事象発生後に給水流量が喪失し、破断口から冷却材が流出するため、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。また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系

が起動する。

再循環ポンプは、原子炉水位低（レベル2）でトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

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。

高出力燃料集合体のボイド率は、原子炉圧力変動に伴い増減し、原子炉減圧に伴う下部プレナムフラッシング開始により炉心入口流量が増加するとボイド率が減少する。その後、下部プレナムフラッシングが終了すると、ボイド率が一時的に増加するが、破断口冠水による原子炉減圧の抑制により、ボイド率は一定で推移する。

炉心下部プレナム部のボイド率は、原子炉減圧に伴い増加するが、破断口冠水による原子炉減圧の抑制により低下する。

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

※SAFERにより計算される原子炉水位の推移の図は、炉心露出から再冠水過程を示すという観点で、シュラウド内側の水位を示した。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、シュラウド外側水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS 起動信号及び運転員が確認を行う原子炉水位はシュラウド外側の水位であることから、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第 2.7.10 図に示すとおり、初期値を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの約1%以下である。

原子炉圧力は第 2.7.4 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.38MPa [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。

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。

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。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。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水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行うことにより、安定停止状態を維持できる。（添付資料 2.7.1）

2.7.3 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確保

(1) 必要な要員の確保

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）」における重大事故等対策に必要な要員は、「2.7.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり 13 名であり、重大事故等対策に備え発電所に常駐している要員 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の確保

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、燃料及び電源の資源について以下のとおりである。（添付資料 2.7.2）

a. 水源

原子炉冷却材破断箇所の隔離操作実施後、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を行うが、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系は、サブプレッションチェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

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、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約616.8kLである。また、ガスタービン発電機については、外部電源喪失により自動起動するものの、非常用母線への電源供給は非常用ディーゼル発電機等により行われることから無負荷運転を想定し、事象発生後1日間で使用する軽油量は、約22.1kLである。以上を合計して、事象発生後7日間で使用する軽油量は、約638.9kLであるが、2号炉に備蓄している軽油量は約841.2kLであることから、7日間の軽油の供給継続が可能である。

c. 電源

外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等からの給電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、設計基準事故時に想定している負荷容量の範囲に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

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、原子炉の出力運転中に、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、隔離弁の内部リーク等により低圧設計部分が過圧され破断することにより原子炉冷却材が格納容器外へ漏えいし、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「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、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備している。

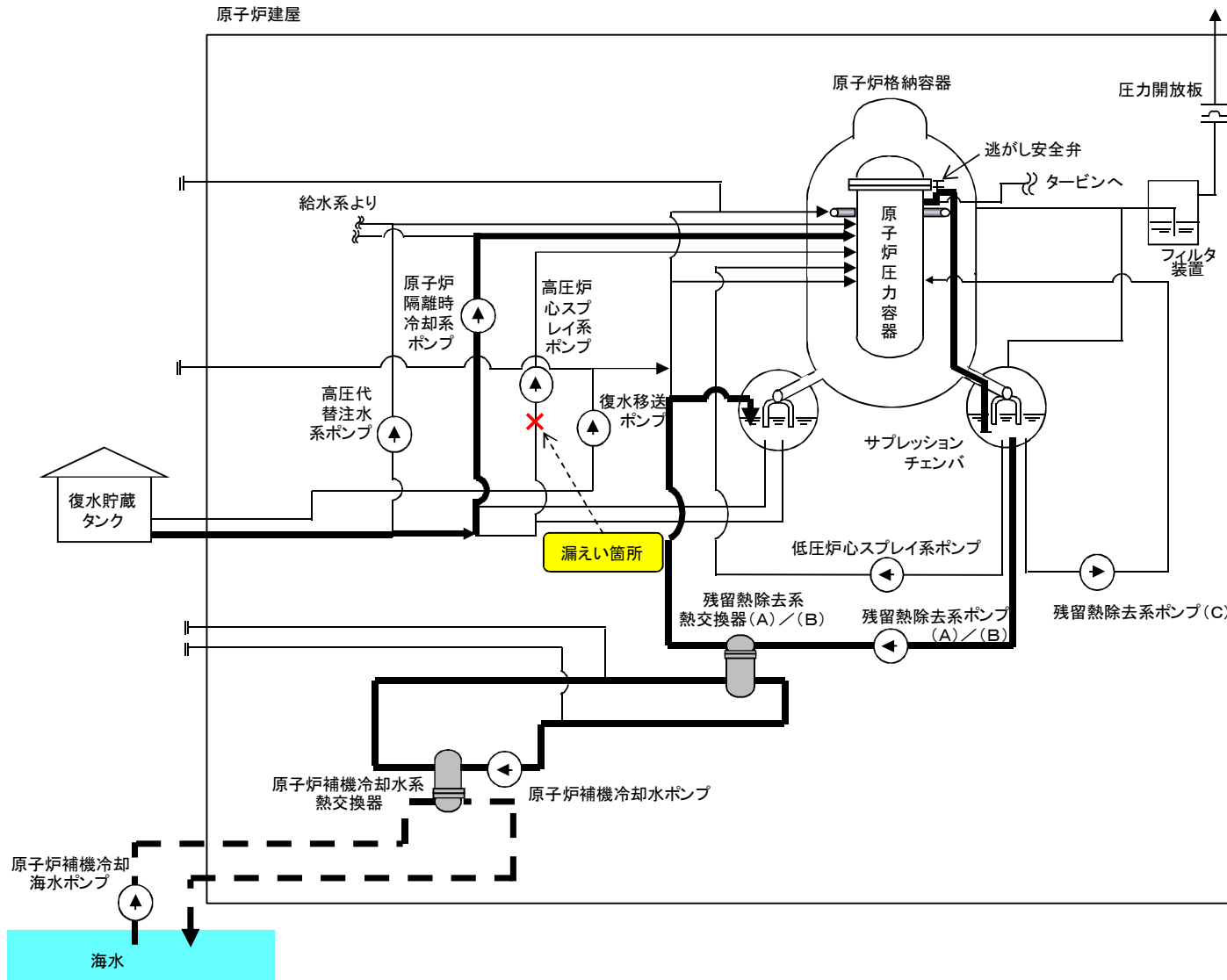
事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により、炉心が露出することはない。

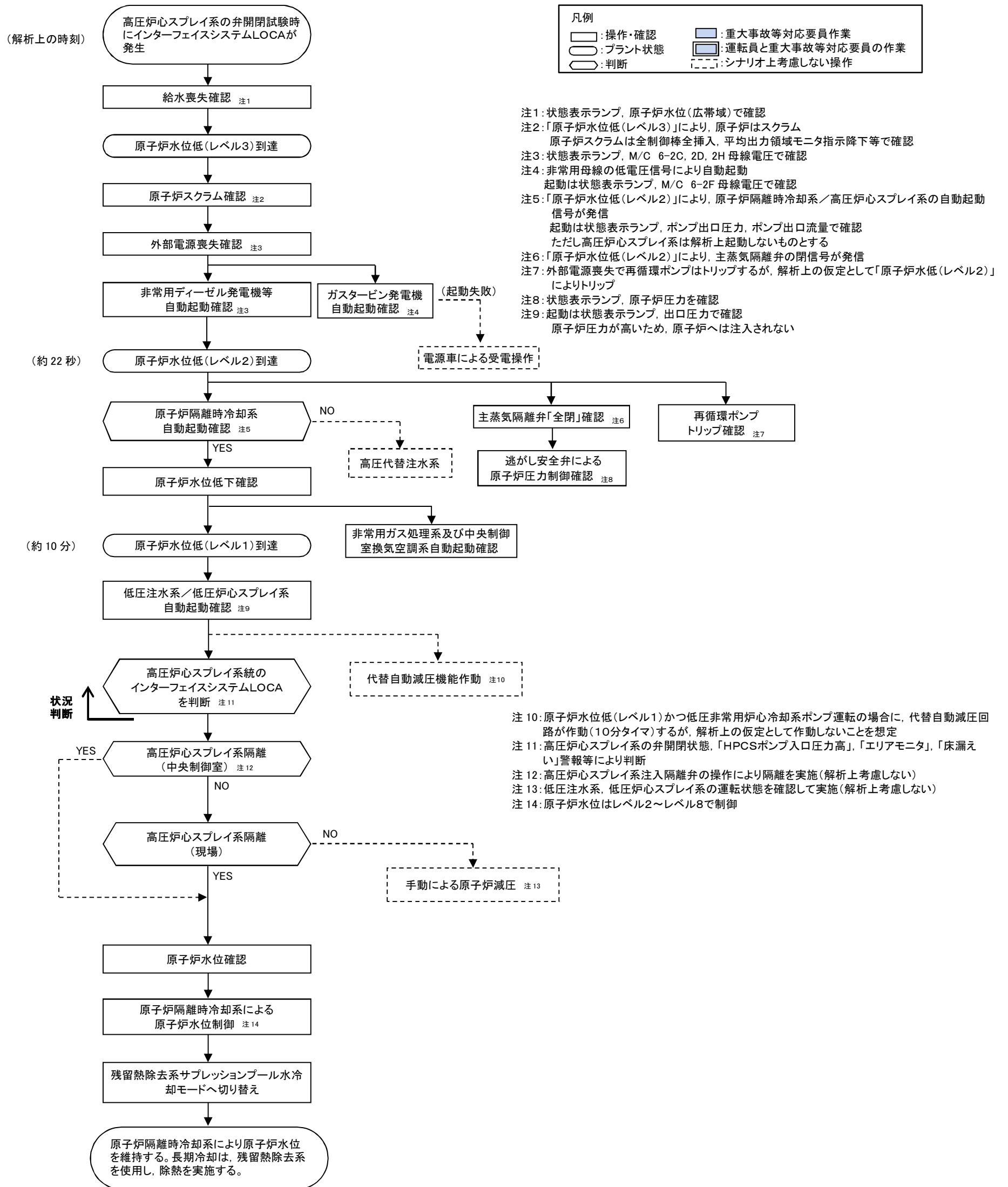
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策に備え発電所に常駐している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、外部電源喪失を想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「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、原子炉隔離時冷却系の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「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。



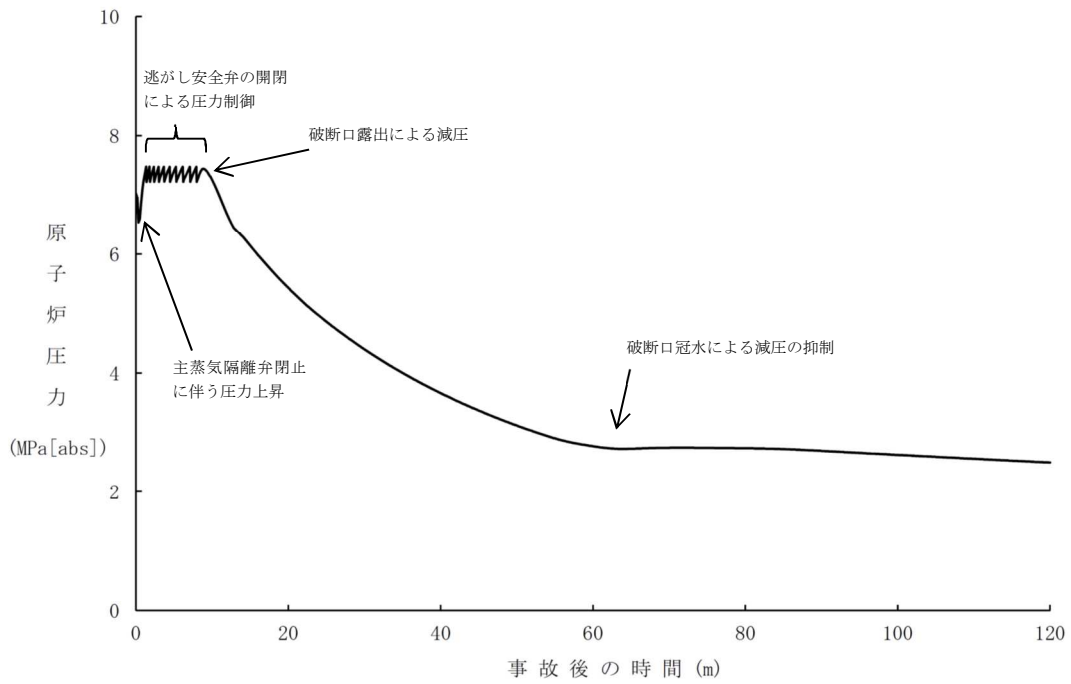
第2.7.1図 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時の使用系統概要
（原子炉隔離時冷却系・残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード））



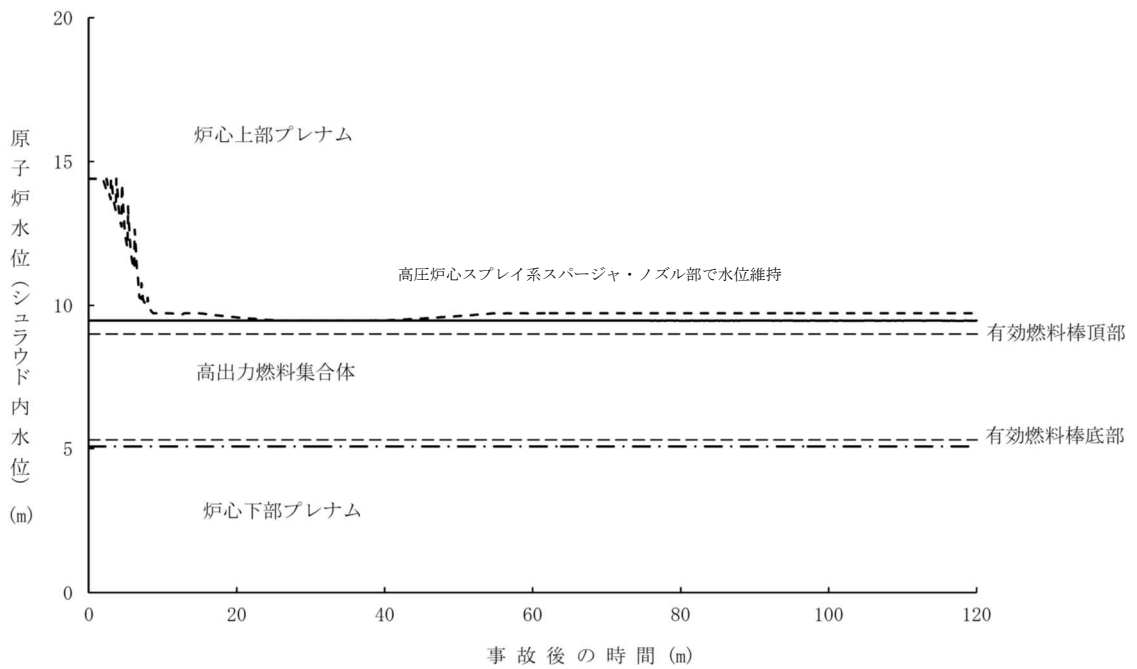
第 2.7.2 図 格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA) 時の対応手順の概要

必要な要員と作業項目			経過時間												備考					
			10分	20分	30分	40分	50分	60分	70分	80分	90分	100分	110分	120分						
手順の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員 《 》は解析上考慮してい ない操作を行う要員 記載例 重A: 重大事故等対応要員A	手順の内容	現場作 業の要 員 移動	▽事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約22秒 原子炉水位低(レベル2)到達 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始 ▽約10分 原子炉水位低(レベル1)到達																
	発電課長	1	●運転操作の統括																	
	発電副長	1	●運転操作の指揮・監視・指示																	
状況判断	運転員 A,B,C	3	●原子炉スクラム確認																	
			●外部電源喪失確認																	
			●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認																	
			●ガスタービン発電機自動起動確認																	
			●原子炉隔離時冷却系自動起動確認																	
			●高圧炉心スプレイ系機能喪失確認																	
			●非常用ガス処理系及び中央制御室換気空調系自動起動 確認																	
●低圧注水系/低圧炉心スプレイ系 自動起動確認																				
流出箇所隔離	【運転員C】	【1】	●高圧炉心スプレイ系の隔離(復水貯蔵タンク吸込弁) (中央制御室) ●高圧炉心スプレイ系の隔離(注入隔離弁) (中央制御室)		5分															
	運転員D, E	2	●高圧炉心スプレイ系の現場調査及び隔離(現場)														隔離時間は10分程度			
高圧注水(原子 炉隔離冷却系)	【運転員A】	【1】	●原子炉隔離時冷却系による原子炉水位制御														適宜実施			
格納容器除熱	【運転員C】	【1】	●残留熱除去系サブレーションプール水冷却モード切り替え					10分												
要員数	運転員	7																		
	重大事故等対応要員	0																		
	合計	7																		

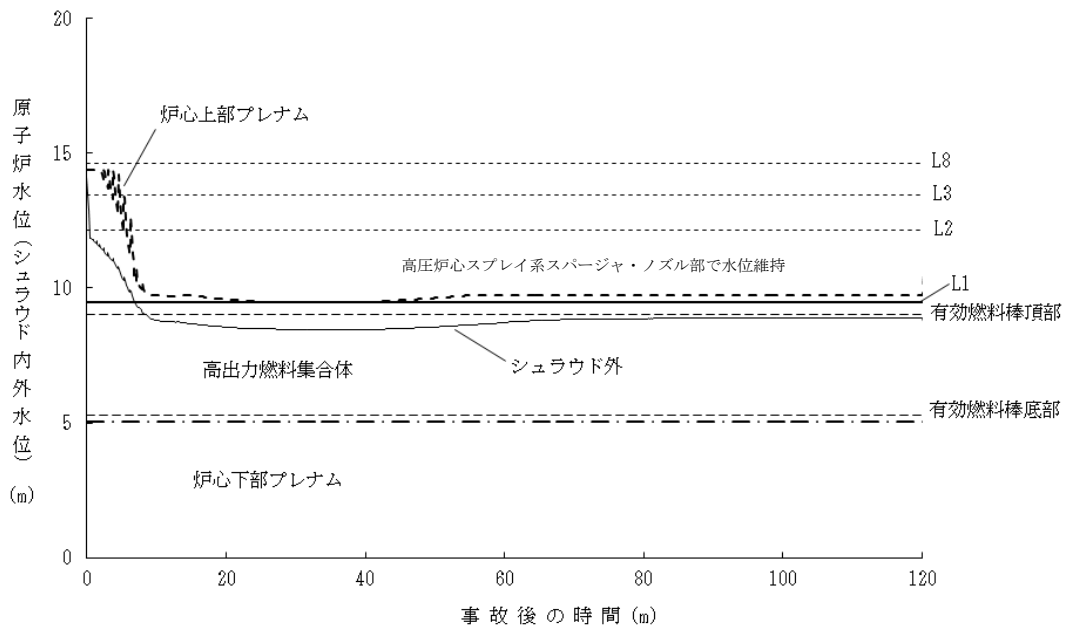
第2.7.3 図 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA) 時の作業と所要時間



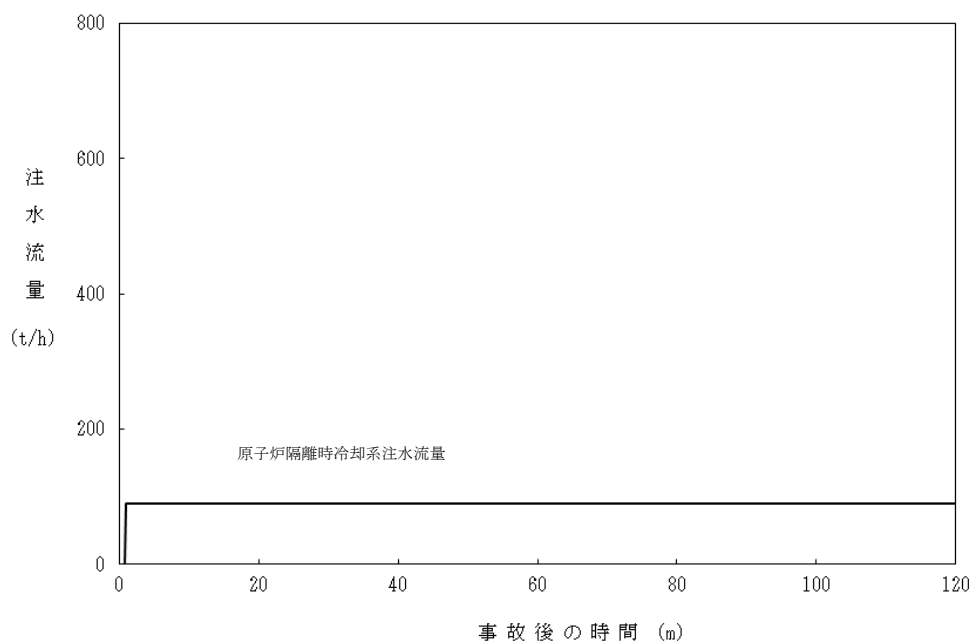
第 2.7.4 図 原子炉圧力の推移



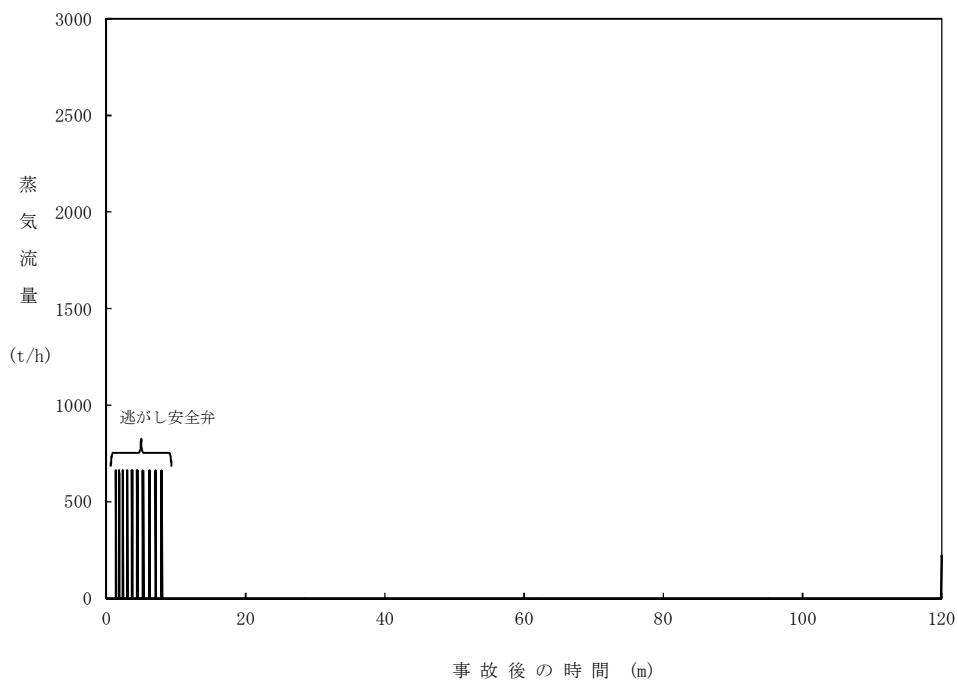
第 2.7.5 図 原子炉水位の推移



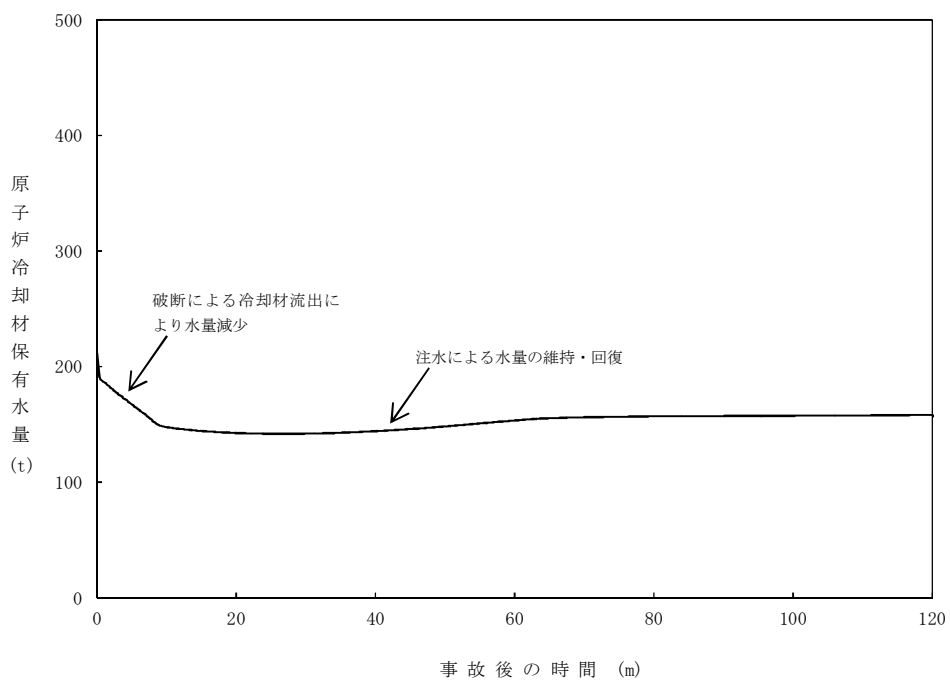
第 2.7.6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



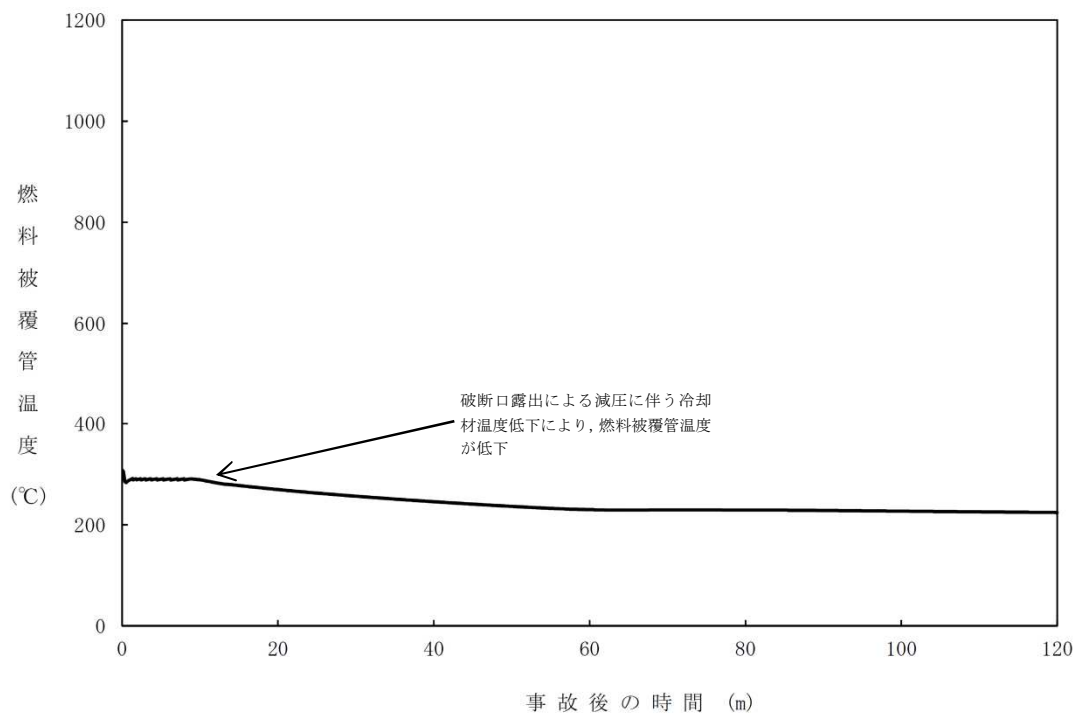
第 2.7.7 図 注水流量の推移



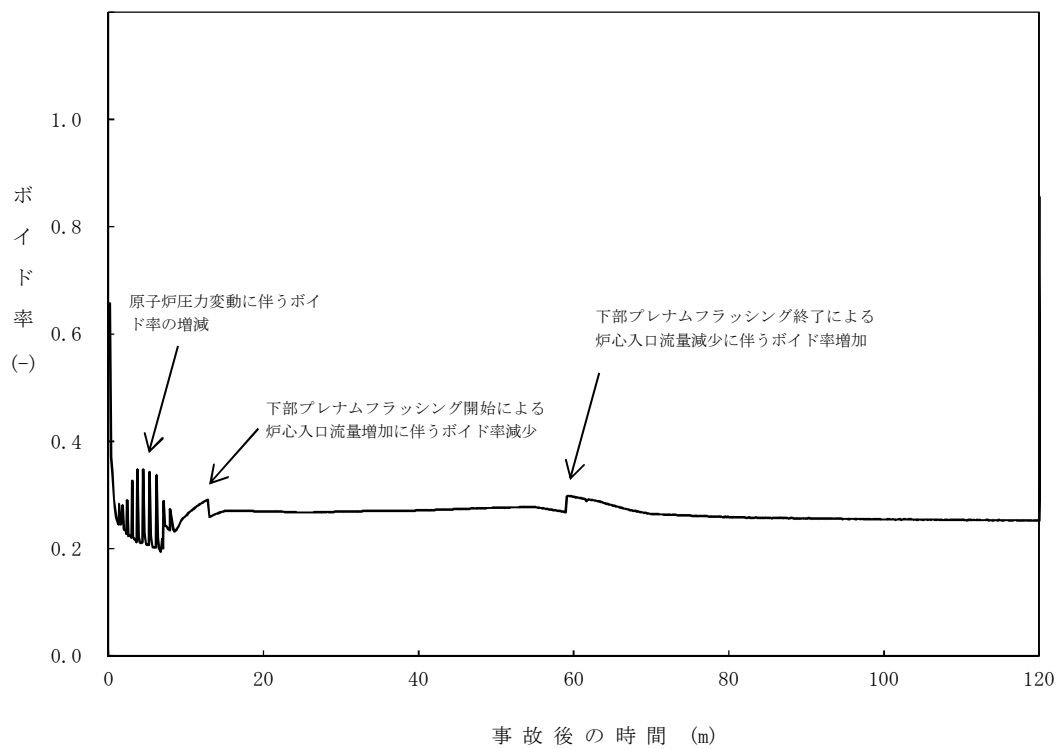
第 2.7.8 図 蒸気流出流量の推移



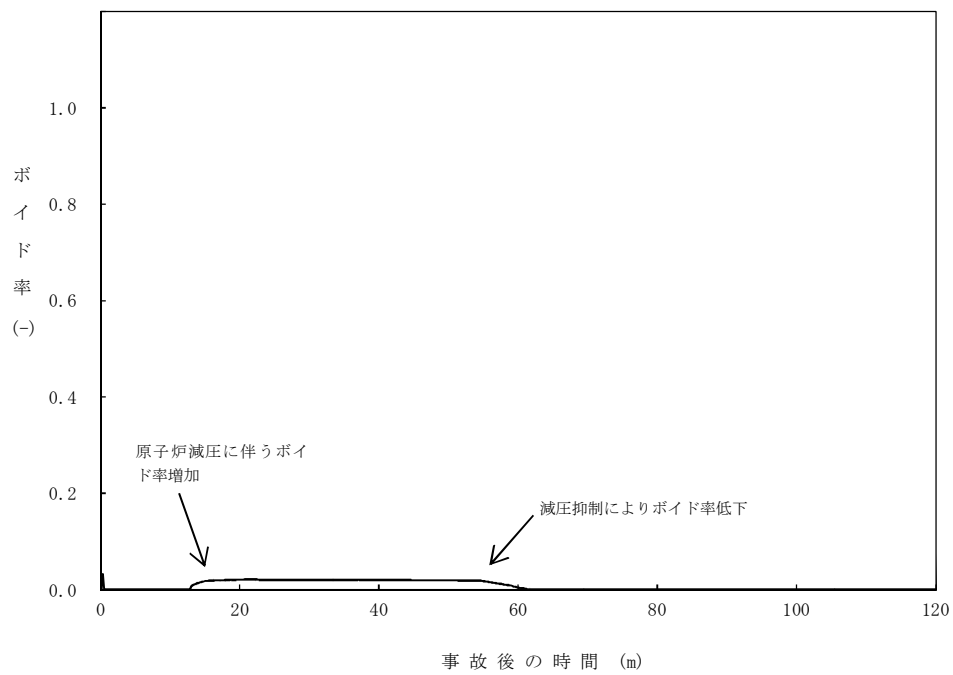
第 2.7.9 図 原子炉内保有水量の推移



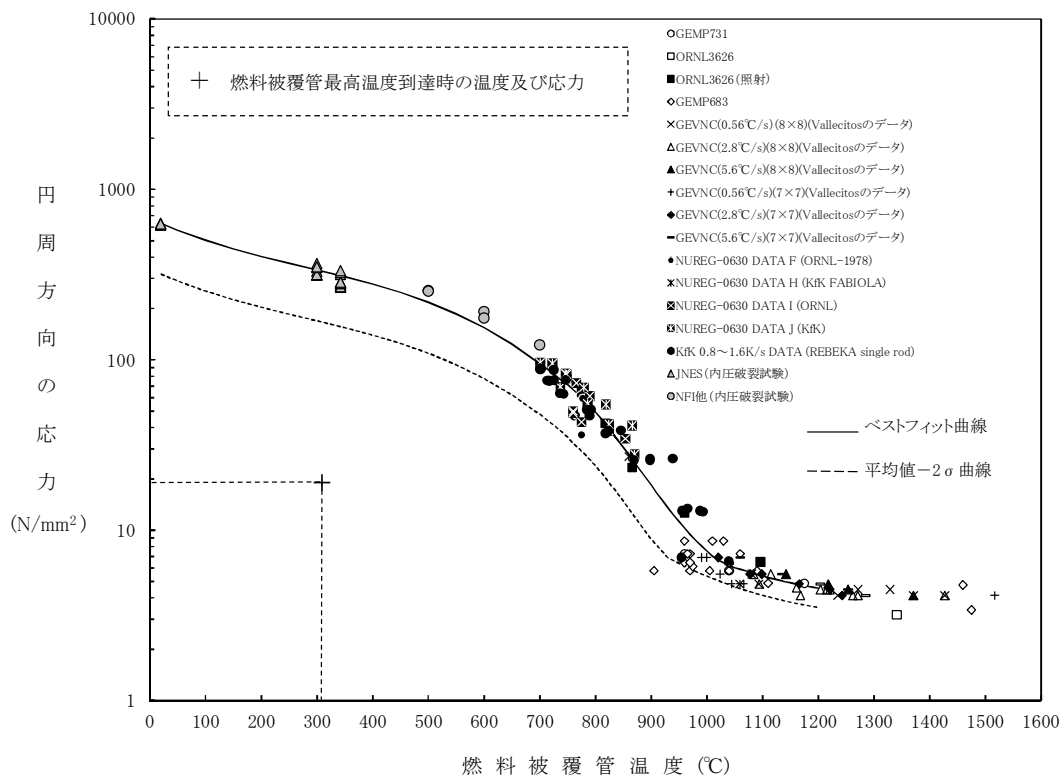
第 2.7.10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.7.11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7.12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7.13 図 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

第 2.7.1 表 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）時における重大事故等対策について(1/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	・インターフェイスシステム L O C A 及び全給水喪失が発生し、原子炉水位低（レベル 3）信号により原子炉がスクラムすることを確認する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 平均出力領域モニタ（SA） 起動領域モニタ（SA） 制御棒位置
外部電源喪失による非常用ディーゼル発電機等自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、非常用ディーゼル発電機等が自動起動することを確認する。	非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	—	M/C 6-2C, 2D, 2H 母線電圧
ガスタービン発電機自動起動確認	・非常用交流母線の低電圧信号により、ガスタービン発電機の起動信号が発信され、自動起動することを確認する。	ガスタービン発電機（SA）	—	M/C 6-2F 母線電圧
原子炉隔離時冷却系自動起動確認	・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自動起動することを確認する。	原子炉隔離時冷却系ポンプ（SA） 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量（SA） 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 復水貯蔵タンク水位（SA）
主蒸気隔離弁全閉確認	・原子炉水位低（レベル 2）信号により主蒸気隔離弁の閉信号が発信され全閉することを確認する。	主蒸気隔離弁	—	—
逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認	・主蒸気隔離弁「全閉」後、原子炉圧力は逃がし安全弁にて制御されていることを確認する。	逃がし安全弁	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA）
中央制御室換気空調系起動確認	・中央制御室換気空調系が起動することを確認する。	中央制御室換気空調系	—	—

第 2.7.1 表 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）時における重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧注水系及び低圧炉心スプレ イ系自動起動確認	・原子炉水位低（レベル1）信号により低圧注水系及び 低圧炉心スプレイ系が自動起動することを確認する。	残留熱除去系ポンプ 低圧炉心スプレイ系ポンプ	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 低圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
高圧炉心スプレイ系統のインタ ーフェイスシステム L O C A を 判断	・弁開閉状態、「H P C S ポンプ入口圧力高」、「エリアモ ニタ」、「床漏えい」警報等により高圧炉心スプレイ系 統のインターフェイスシステム L O C A と判断する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
原子炉隔離時冷却系による原子 炉水位制御	・原子炉隔離時冷却系により原子炉水位をレベル2～レ ベル8で制御する。	原子炉隔離時冷却系ポンプ (SA) 復水貯蔵タンク（SA）	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 (SA)
高圧炉心スプレイ系隔離	・原子炉冷却材漏えいを停止するため高圧炉心スプレイ 系の隔離を実施する。	—	—	原子炉水位（広帯域）（SA） 原子炉圧力（SA） 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力 復水貯蔵タンク水位（SA）
残留熱除去系サブプレッションプ ール水冷却モード切り替え	・サブプレッションプール水温度を確認する。 ・残留熱除去系サブプレッションプール水冷却モードへ切 り替える。	残留熱除去系ポンプ	—	サプレッションチェンバ圧力（SA） サプレッションプール水温度（SA） 残留熱除去系ポンプ出口圧力 残留熱除去系ポンプ出口流量

第 2.7.2 表 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))

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	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できるコード	
初期条件	原子炉熱出力	2.436MWt	定格熱出力として設定
	初期原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力として設定
	炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
	初期炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格流量として設定
	初期原子炉水位	通常水位	通常運転水位として設定
	燃料	9 × 9 燃料(A 型)	燃料の違いによって解析結果に大きな差異は確認されていないことから代表的に 9 × 9 燃料(A 型)を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	設計の最大値として設定
	崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	燃焼度は、定常誤差を考慮し、サイクル末期の燃焼度に 10%の保守性を考慮
	外部水源の温度	40°C	通常運転時の復水貯蔵タンク温度として設定
事故条件	起因事象	高圧炉心スプレイ系の吸込配管の破断	運転中に開閉試験を実施する系統が破断するものとして設定
		給水流量の全喪失	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	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	外部電源はないものとする。ただし、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(レベル2)の信号でトリップするものとする	
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)	保有水量を保守的に評価するスクラム条件を設定
	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 90.8m ³ /h(ポンプ1台当たり、7.86~1.04MPa[gage]において)	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 

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】

第 2.7.5 図及び第 2.7.6 図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持され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。

【高圧炉心スプレイ系からの漏えい停止について】

破断箇所を隔離し、漏えいを停止する。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。

燃料評価結果について

プラント状況：2号炉運転中，1，3号炉停止中（炉内に燃料無し）

事象：外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等から給電する場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	非常用ディーゼル発電機（A），（B）の2台起動 （外部電源喪失後に自動起動） 非常用ディーゼル発電機（A） 燃費約1,601L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間＝約269.0 kL 非常用ディーゼル発電機（B） 燃費約1,420L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間＝約238.7 kL
	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 （外部電源喪失後に自動起動） 燃費約649.3L/h（最大負荷） ×1台×24h×7日間＝約109.1 kL
	事象発生直後～ 事象発生後1日間 (=24h)	ガスタービン発電機（2台起動） （外部電源喪失後に自動起動） 事象発生直後～事象発生24時間後 燃費約460L/h（無負荷） ×2台×24h＝約22.1 kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約638.9 kL
結果		2号炉に備蓄している軽油量は，軽油タンク（2基），燃料デイトンク（3基），地下軽油タンク（3基）の合計より約841.2kLであることから，7日間は十分に対応可能