

2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，④「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては，全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり，「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBU）」において主に高圧原子炉代替注水系の有効性を確認している。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.1.1-1(1)図から第 2.1.1-1(3)図に、手順の概要を第 2.1.1-2 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操作手順の関係を第 2.1.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 28 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、当直長 1 名、当直副長 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 5 名、緊急時対策要員（現場）は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28 名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、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及び手動起動に失敗する。その後、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の手動起動にも失敗しすべて機能喪失していることを確認する。

高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動し SA 低圧母線に給電後、低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR 注水弁及び FLSR 注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制

御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力である。

d. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。

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

e. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力（SA）、サブプレッション・チェンバ圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量等である。

f. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、NGC非常用ガス処理入口隔離弁（以下「第2弁」という。）を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が、通常水位＋約1.3mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、NGC N2 トーラス出口隔離弁（以下「第1弁」という。）を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力（SA）等である。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウェル）等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位（SA）である。

以降、炉心冷却は、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系により

継続的に行う。

2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器気相部温度（以下「格納容器温度」という。）等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、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、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(c) 低圧原子炉代替注水系（常設）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に、最大250m³/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、120m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 格納容器フィルタベント系

格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系（常設）起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から10分後に開始するものとし、操作時間は20分間とする。

(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から30分後に開始する。

(c) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サブプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達した場合に停止する。

(d) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サブプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）到達から10分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.1.2-1(1)図から第2.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、平均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被覆管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2.1.2-1(7)図から第2.1.2-1(12)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.1.2-1(13)図から第2.1.2-1(16)図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、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、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

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がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、その後、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の起動にも失敗する。これにより低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の遮断器閉が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台すべてトリップする。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30分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

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

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約5.3m）及びベントラ

イン（約9.1m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.1.2-1(7)図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約509℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、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%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.59MPa[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、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器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384kPa[gage]及び約153℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.1.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.1.1）

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「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となり、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。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び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ないことについて、対策の有効性を確認した。

2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器

フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管

の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、対策の成立性、必要燃料量の観

点から厳しい外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されるため、低圧原子炉代替注水系（常設）の起動操作時間は早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、対策の成立性、必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプが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ことで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.1.2）

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因

に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、解析上の操作開始時間として事象発生から 30 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が 384kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m)に到達するのは、事象発生約 30 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作(原子炉急速減圧操作開始)は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操

作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.1.2)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から 50 分後（操作開始時間 20 分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから、「2.1.2(3) 有効性評価の結果」と同等となり、5 mSv を下回る。

また、第 2.1.3-1(1)図から第 2.1.3-1(3)図に示すとおり、事象発生から 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧が開始できれば、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、燃料被覆管の最高温度は約 902℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 4.8×10^{-2} mSv であり 5 mSv を下回る。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 22 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 30 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は

384kPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり、約 5 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.1.2, 2.1.3, 3.1.3.8)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）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 3,600m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 2 時間 30 分以降に輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）の水を、大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。

(添付資料 2.1.4)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の運転継続が可能である。

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m³

の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計約711m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク（以下「非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等」という。）にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

（添付資料 2.1.5）

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷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。

常設代替交流電源設備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354kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.1.6）

2.1.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足して

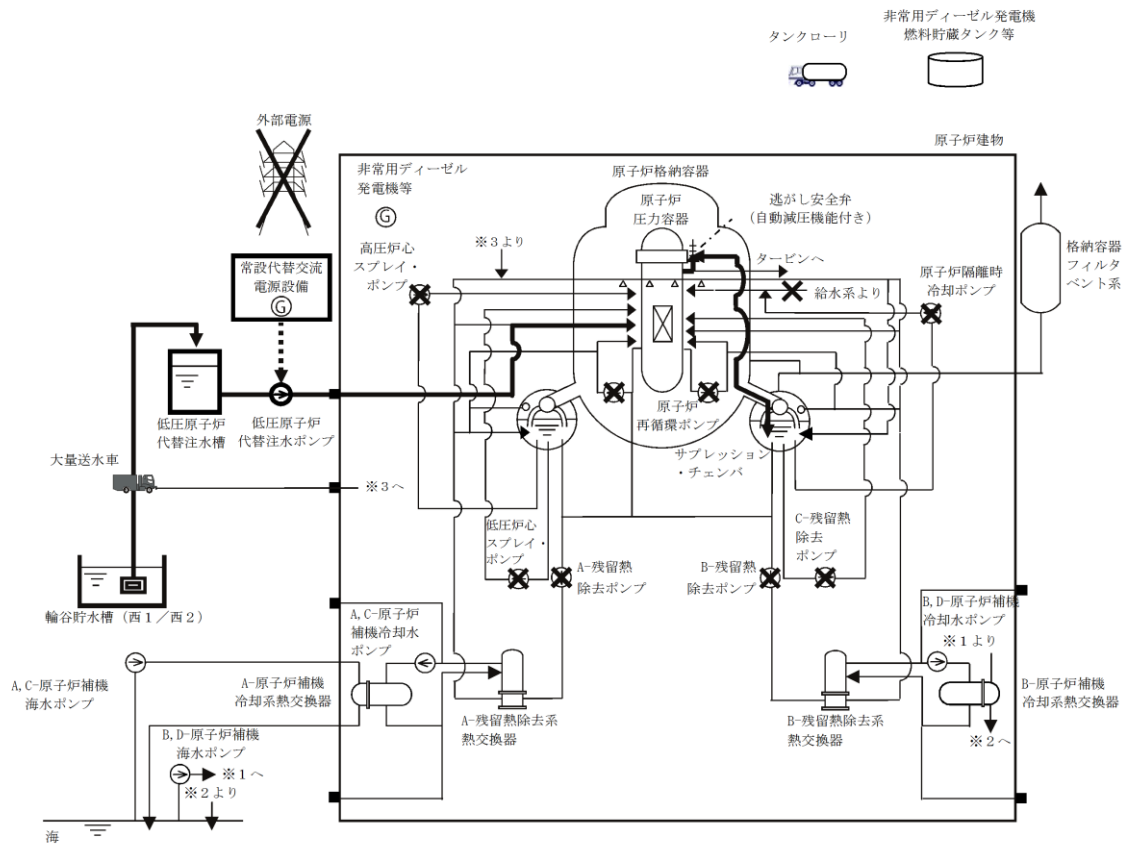
いる。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は、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。

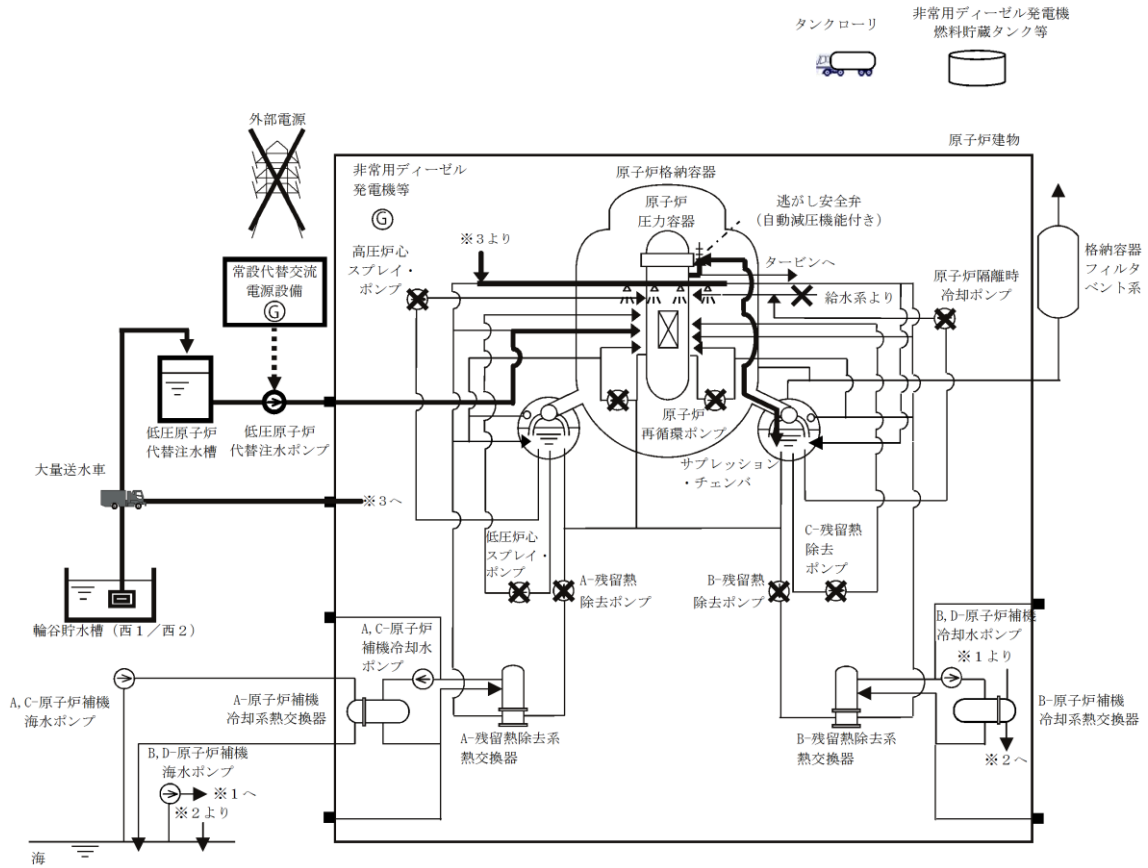
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

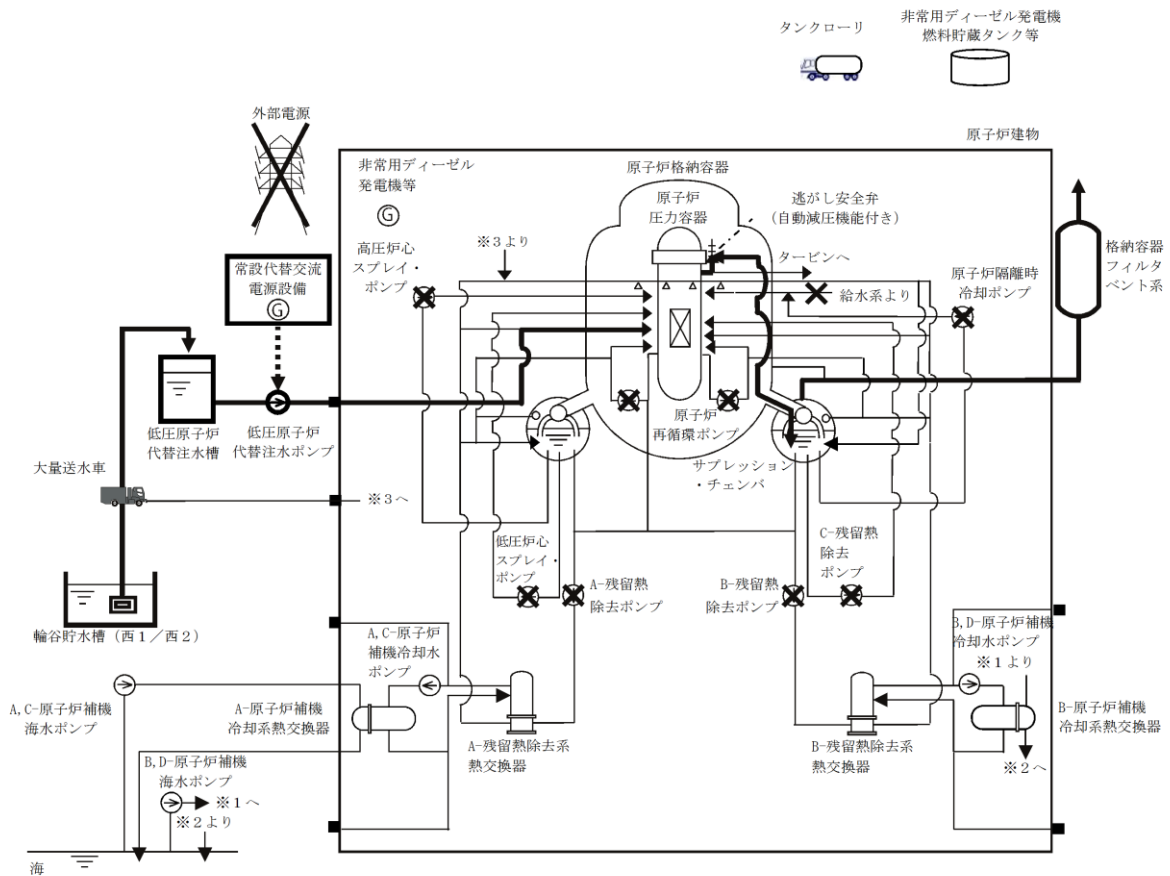
以上のことから、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。



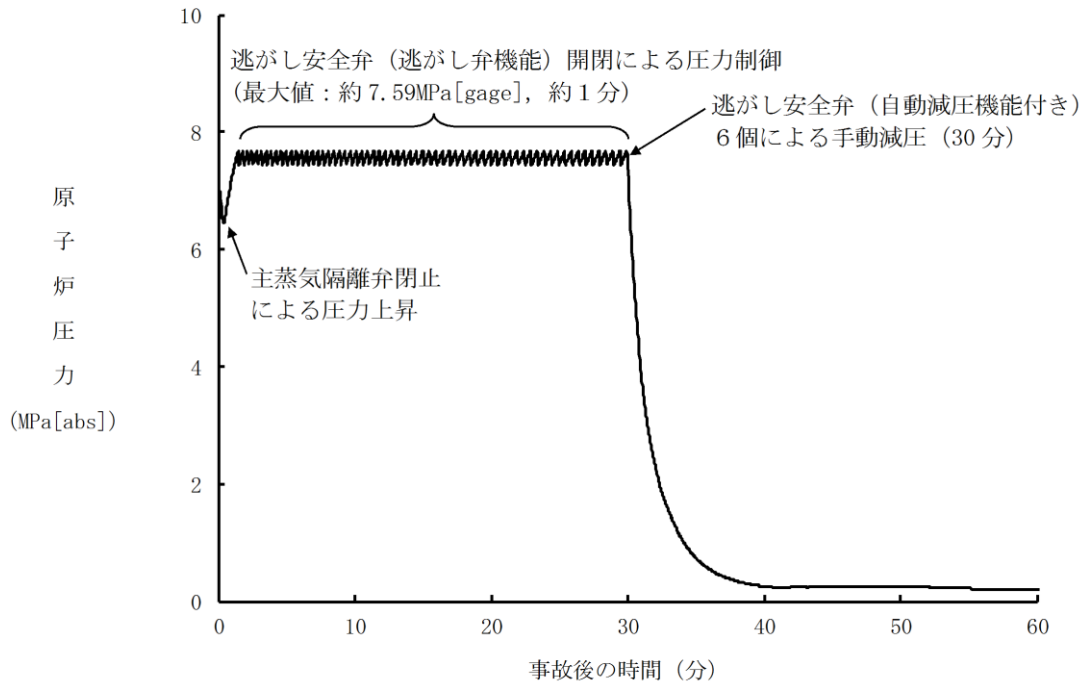
第 2. 1. 1-1(1) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



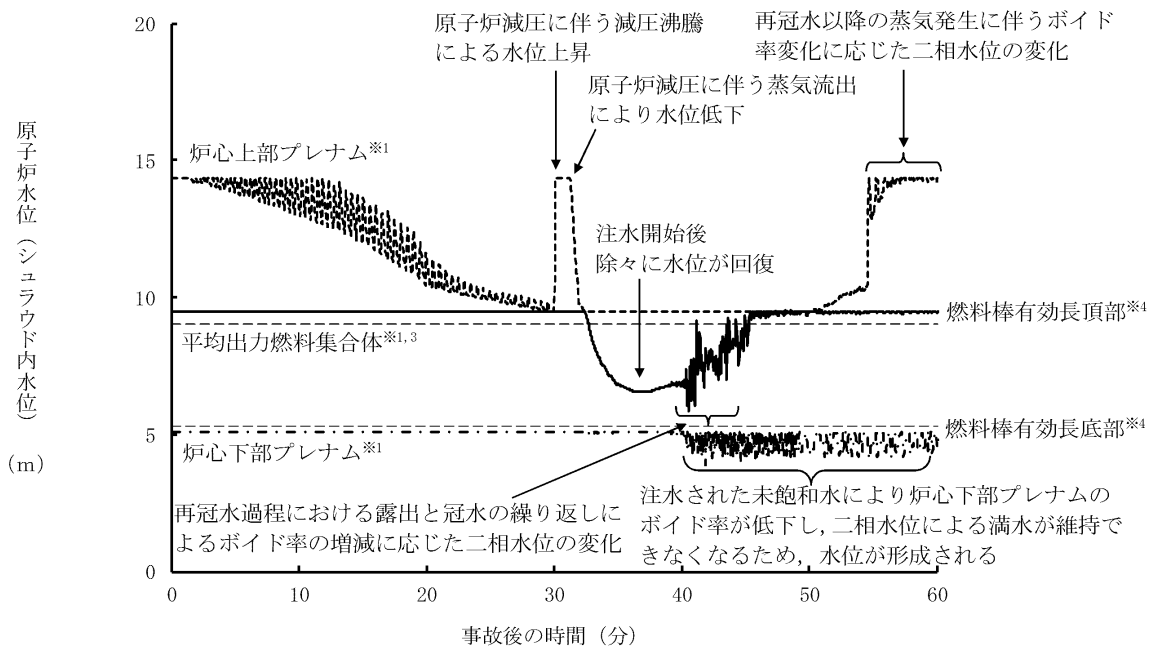
第 2.1.1-1(2) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2. 1. 1-1 (3) 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



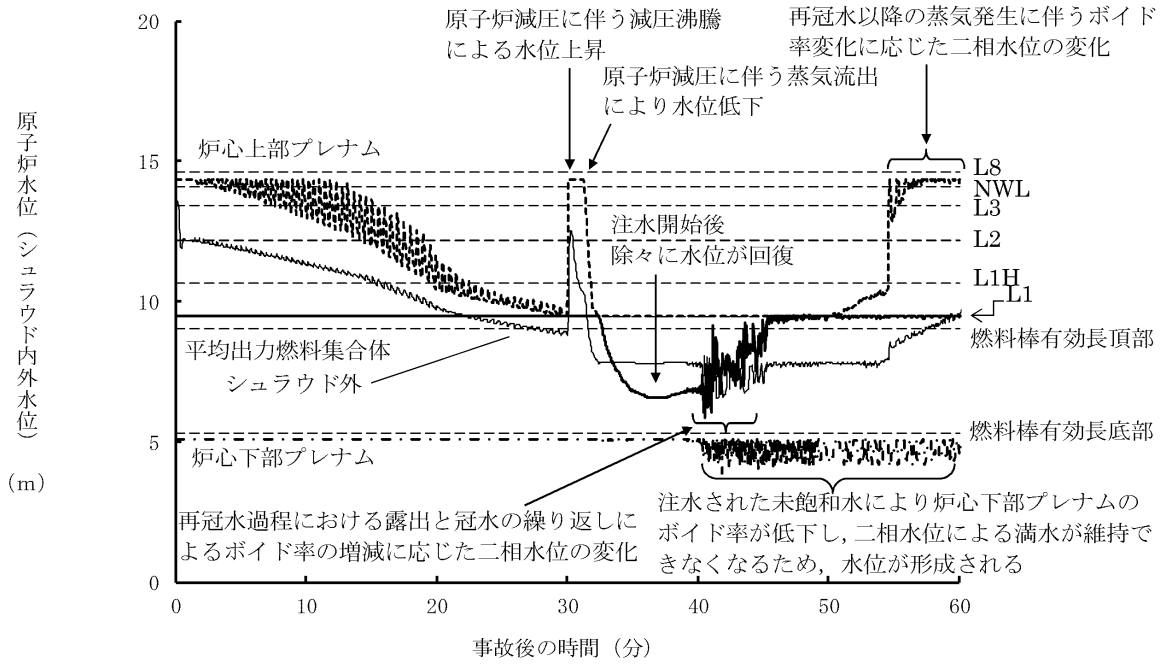
第 2.1.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移^{※2}

※1 SAFERでは、炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位 (ノード内水位なしの状態)、平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位 (ノード内の満水状態) が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の推移を示す。

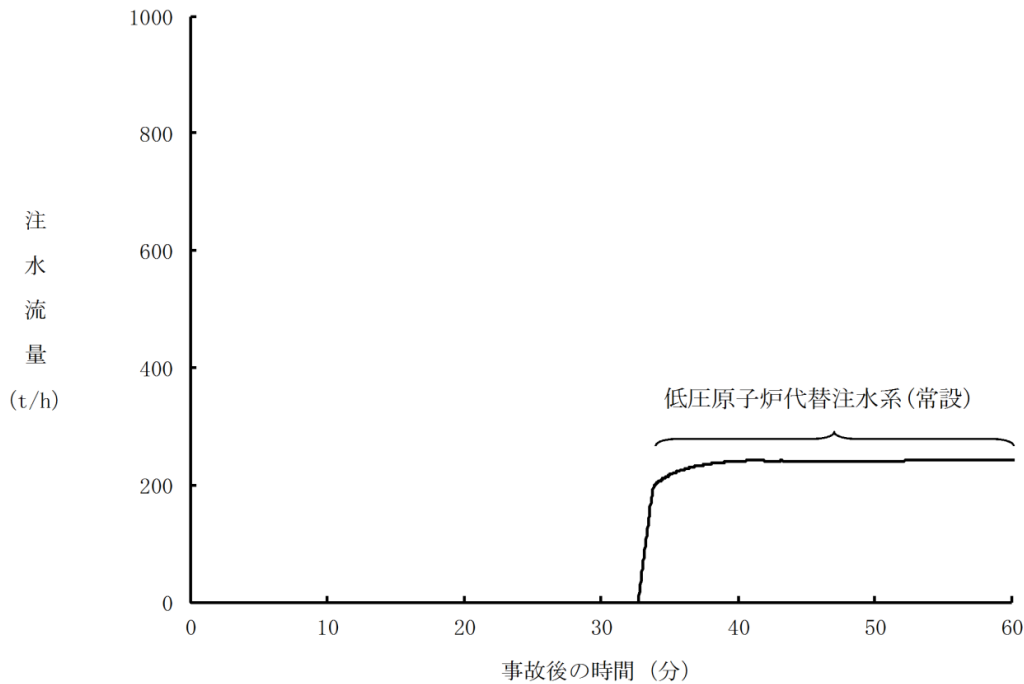
※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積 (水位) として扱われるため水位を高めに評価することとなる。)

※3 平均出力燃料集合体とは、「炉心の平均的な出力を設定した燃料集合体」を言う。

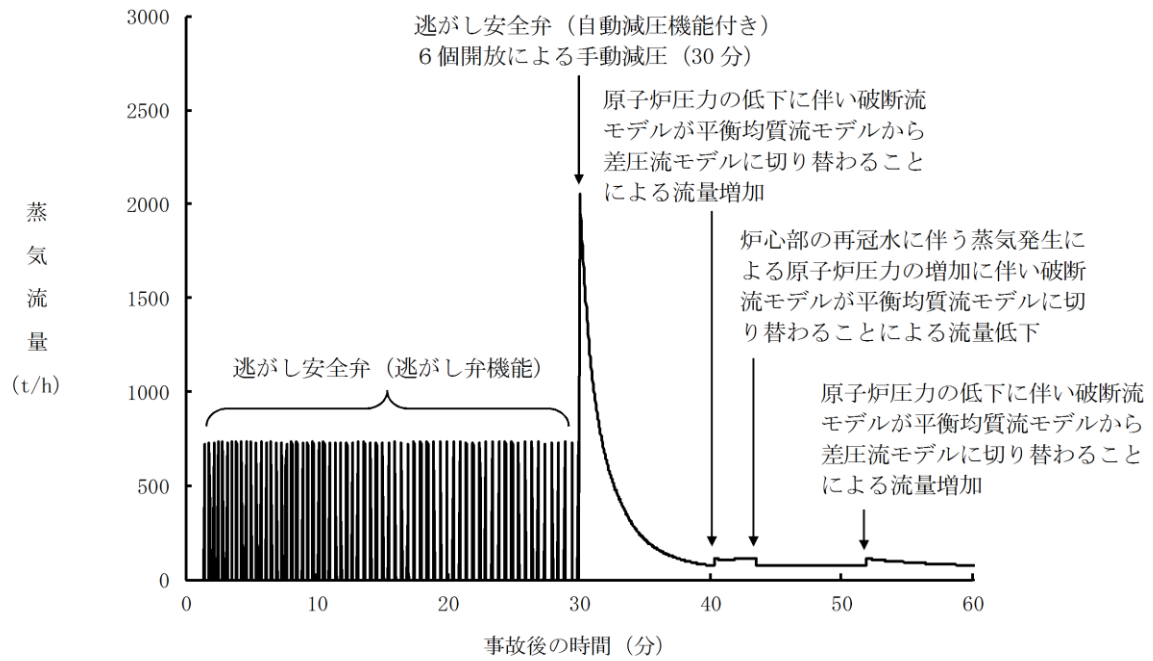
※4 燃料棒有効長頂部及び燃料棒有効長底部にあたる位置を図に破線で示す。



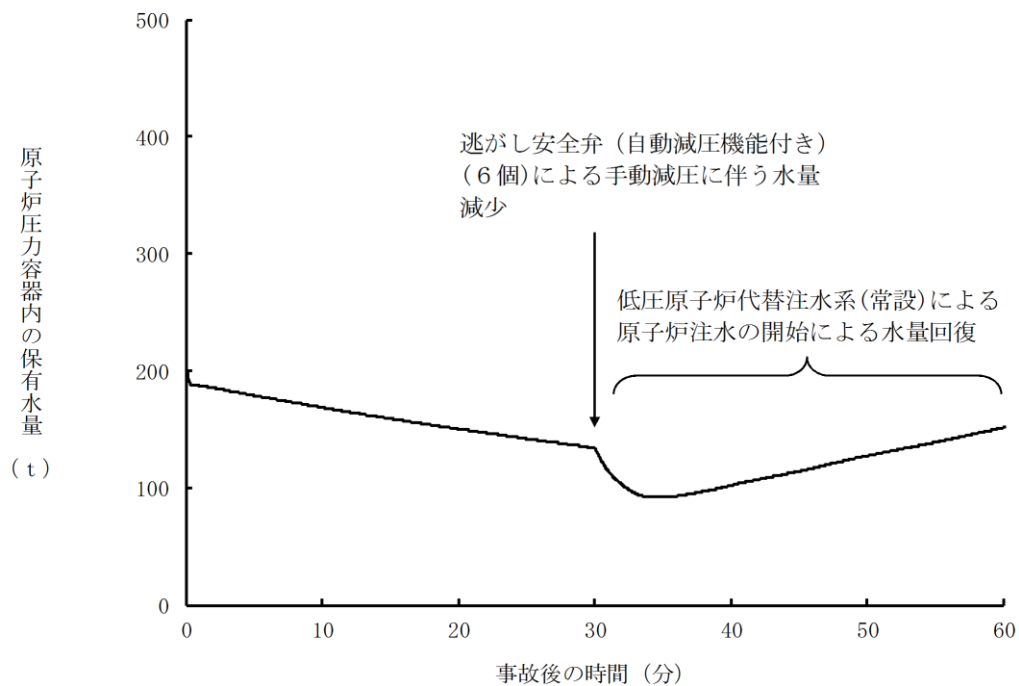
第 2. 1. 2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



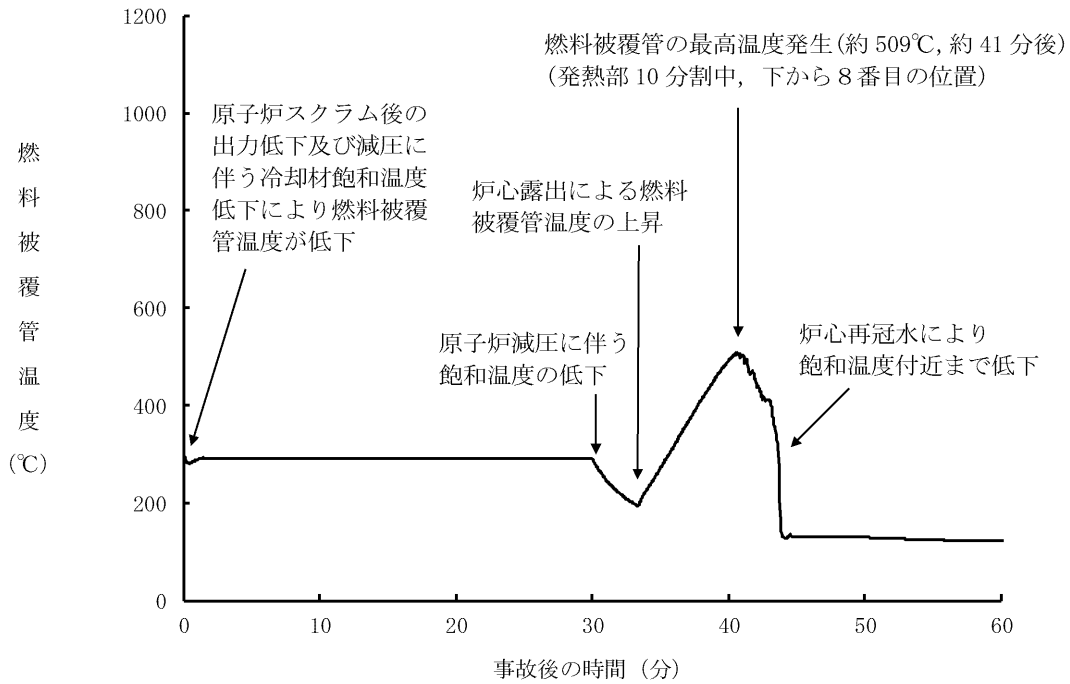
第 2. 1. 2-1(4) 図 注水流量の推移



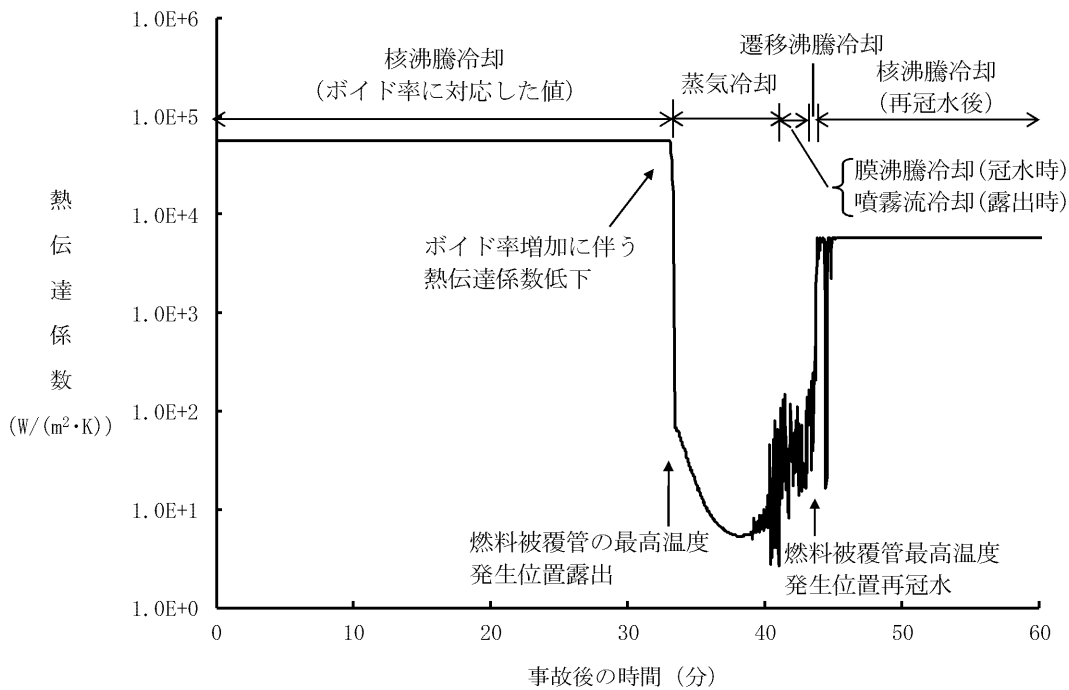
第 2.1.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



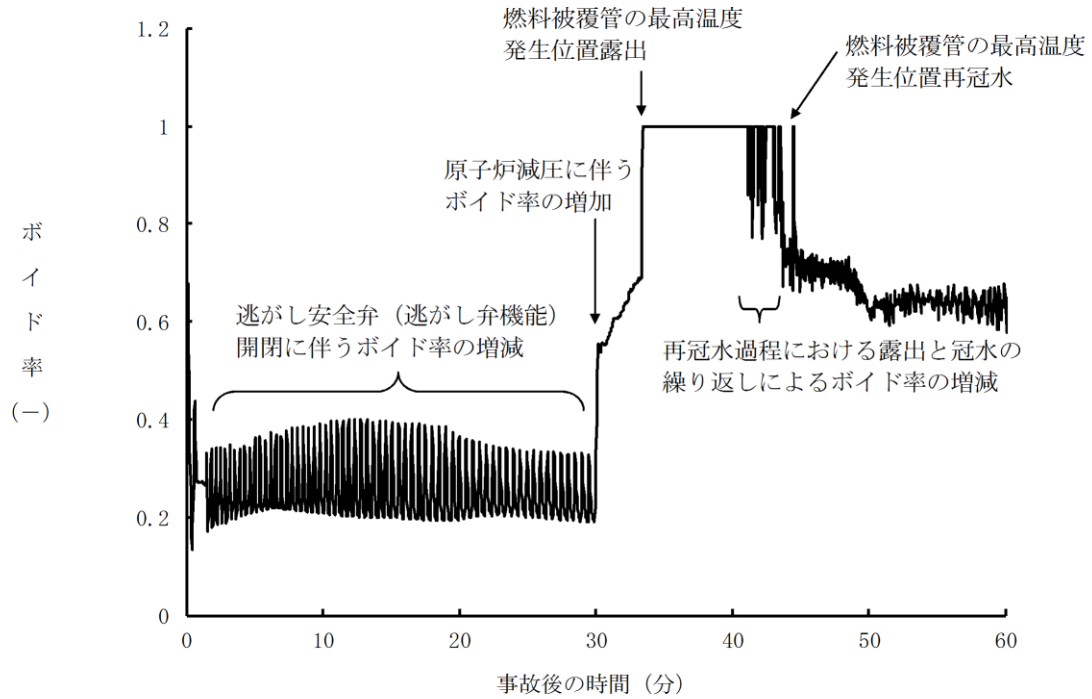
第 2.1.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



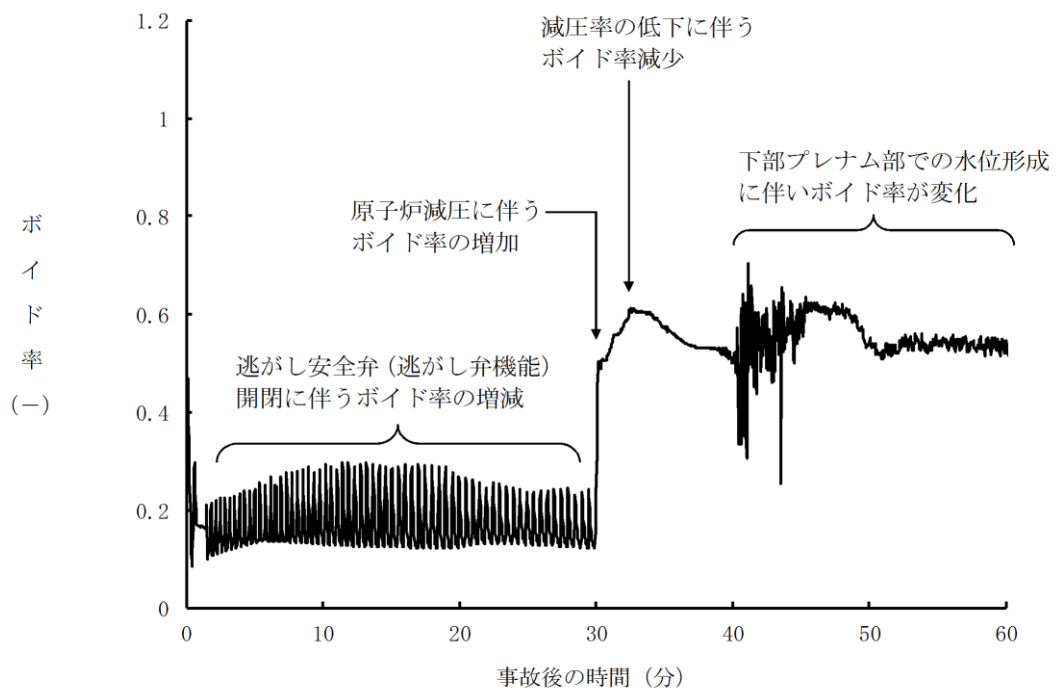
第 2.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.1.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

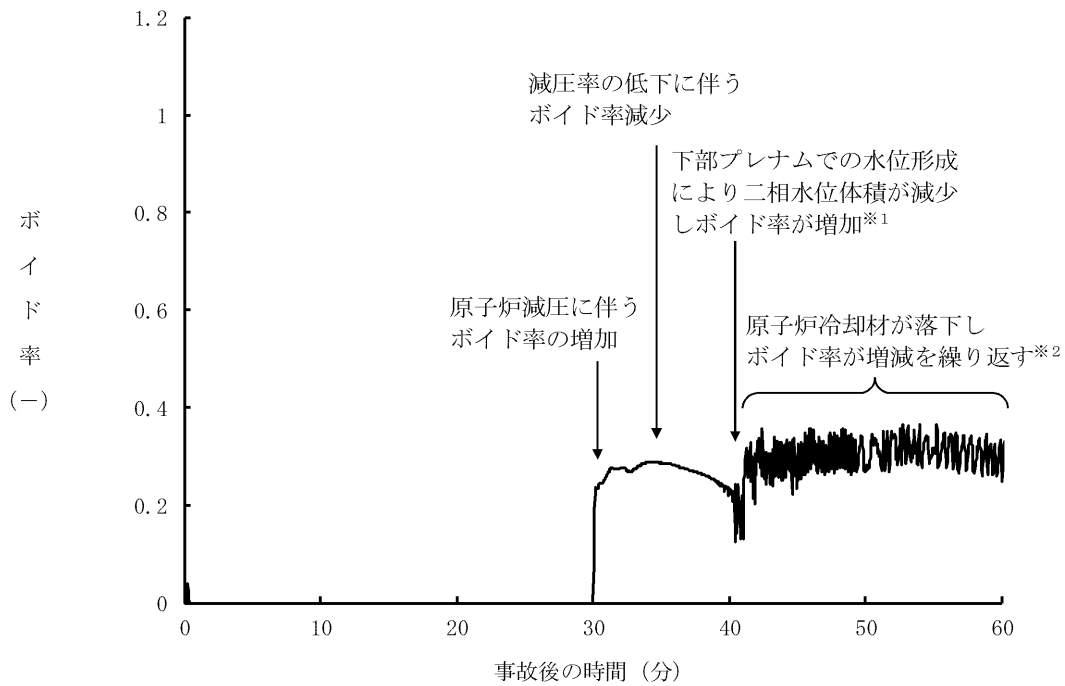


第 2.1.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.1.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移*

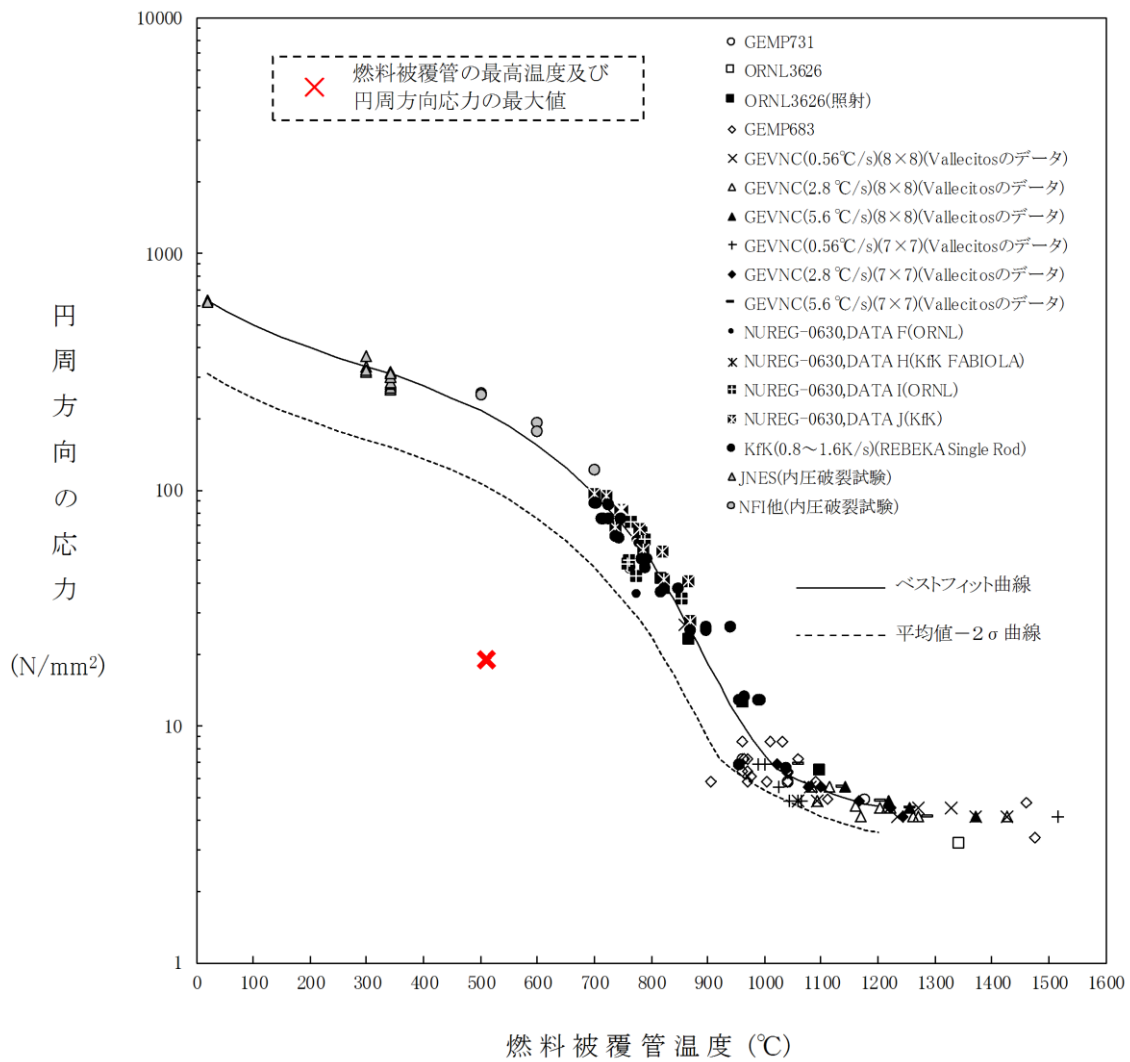
*平均出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。



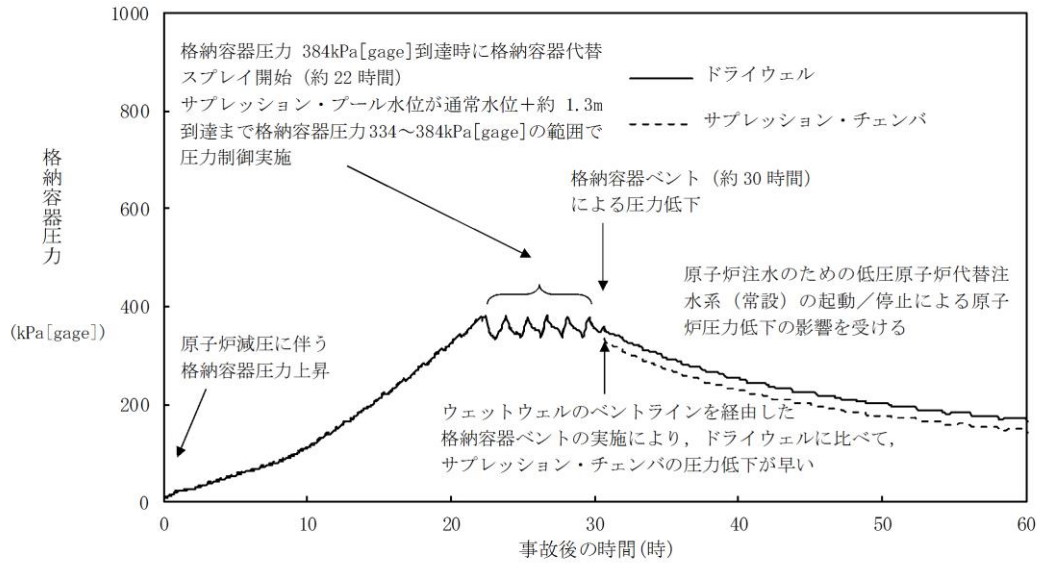
第 2. 1. 2-1(11)図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

※1 炉心下部プレナム水位形成により水位以下の体積が減少していること、及び炉心下部プレナムでのボイド上昇が抑えられたことから、ボイド率が相対的に増加している。

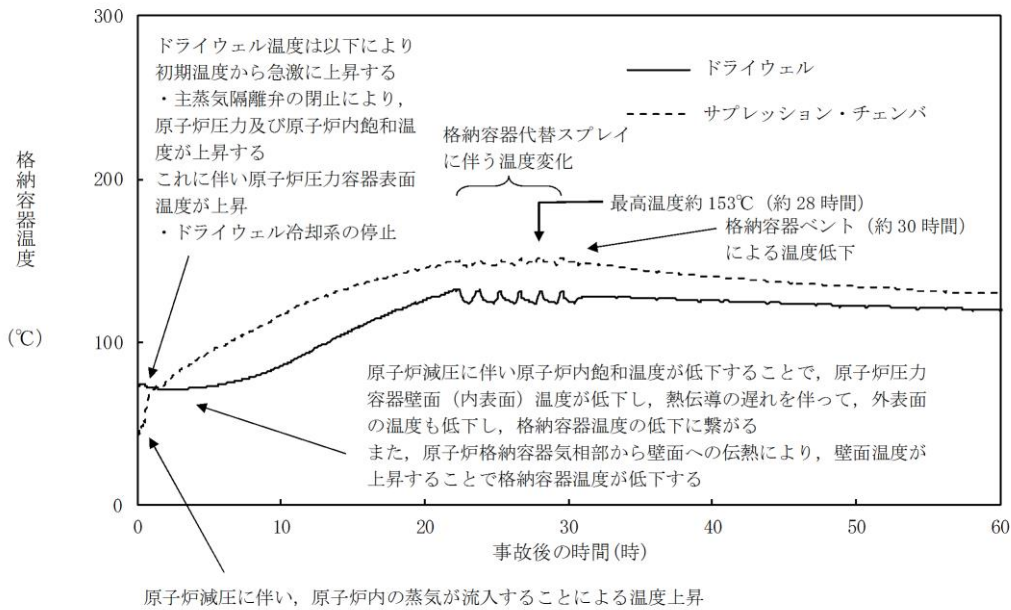
※2 炉心下部プレナム部ではCCFL（気液対向流制限）が発生しており、炉心部からの原子炉冷却材の落下が断続的に繰り返されるためボイド率が増減する。



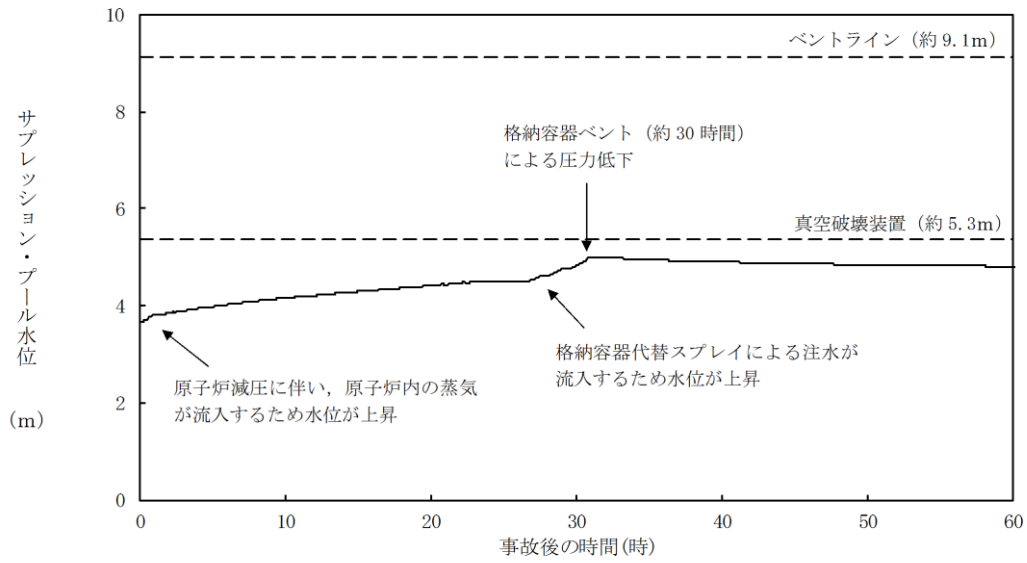
第 2. 1. 2-1 (12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



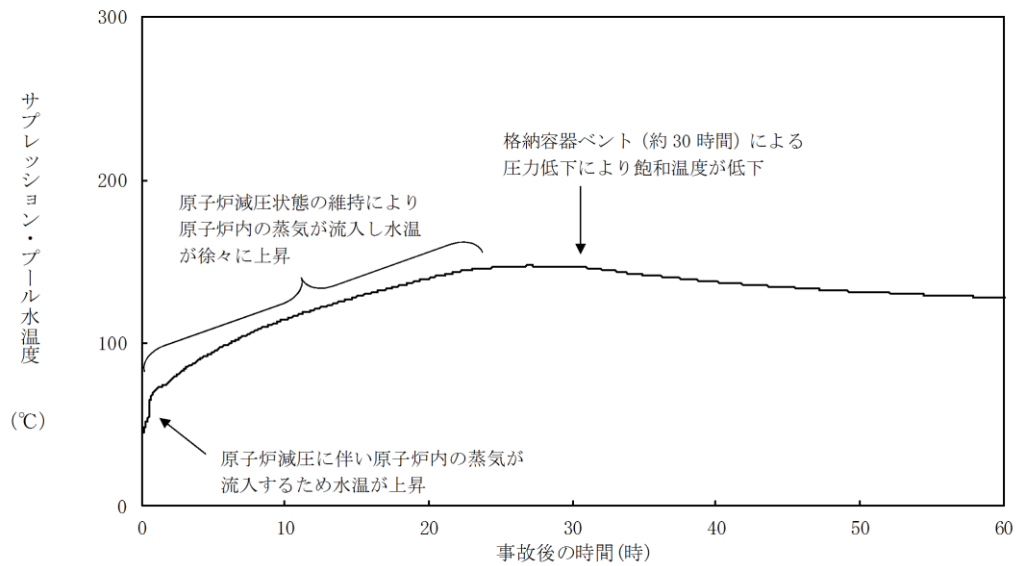
第 2.1.2-1(13) 図 格納容器圧力の推移



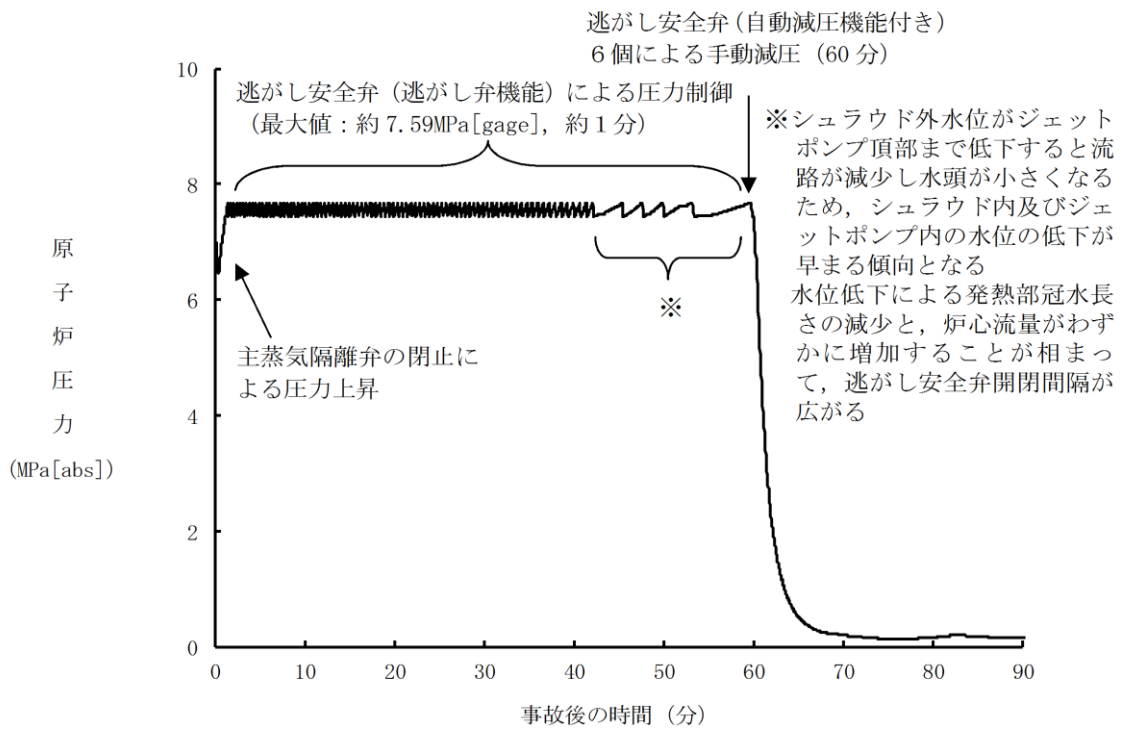
第 2.1.2-1(14) 図 格納容器温度の推移



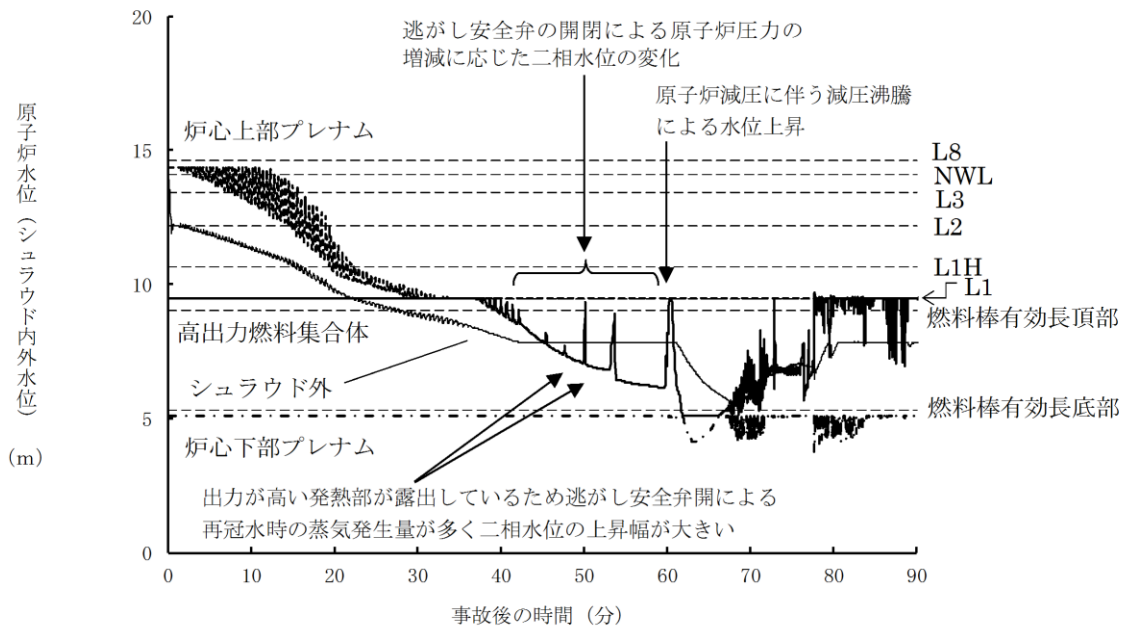
第 2.1.2-1(15) 図 サプレッション・プール水位の推移



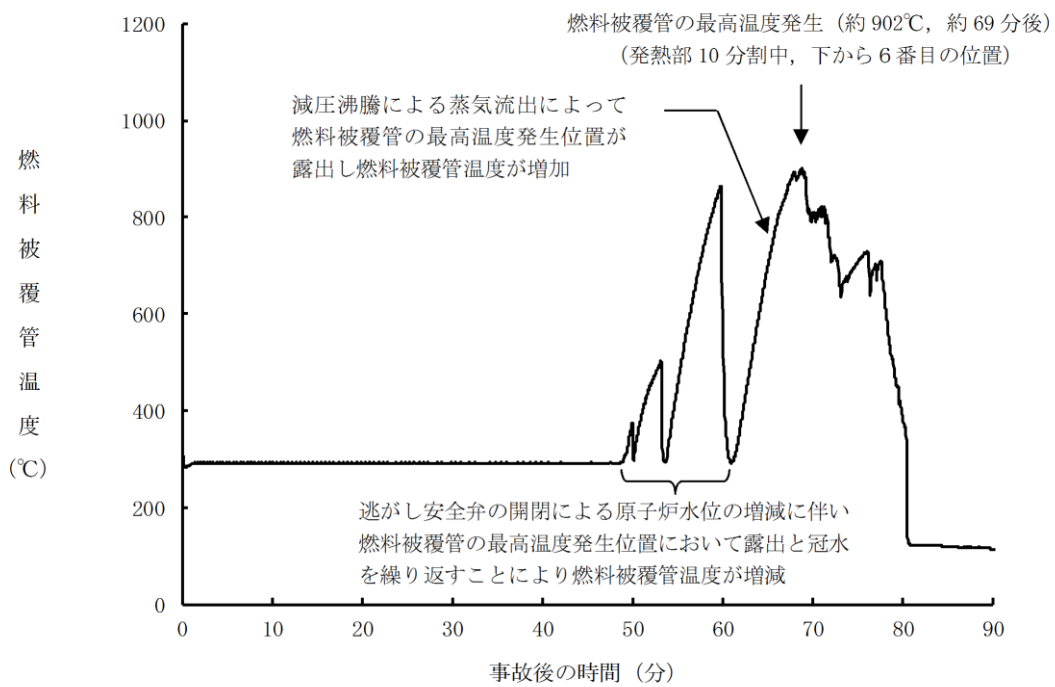
第 2.1.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2. 1. 3-1(1) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移



第 2. 1. 3-1(2) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



第 2.1.3-1(3) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける
 燃料被覆管温度の推移

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	平均出力領域計装※
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※ 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※ 【低圧炉心スプレイポンプ出口圧力】※
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ※	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※ 高圧原子炉代替注水流量
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧原子炉代替注水系 (常設) を起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) ※	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

■ 有効性評価上考慮しない操作

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が334kPa[gage]まで降下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器代替スプレイを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	ドライウェル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 格納容器代替スプレイ流量 サブプレッション・プール水位（SA）

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.1.1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウエル圧力 (SA) サブレーション・チェンバ圧力 (SA) サブレーション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) ※ 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブレーション・チェンバ) ※ スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第 2.1.2-1 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1 / 4)

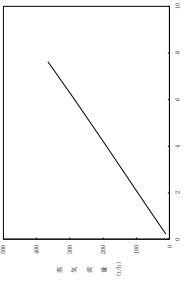
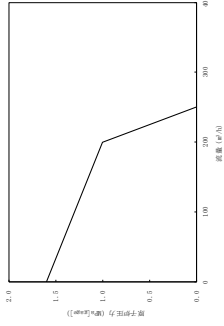
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 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	通常運転時の熱的制限値 (高出力燃料集合体)
原子炉停止後の崩壊熱	ANS I / ANS -5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除外した値) を設定
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除外した値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値

初期条件

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえ て設定
	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
事故条件	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	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ス の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス及び残留 熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は、対策の成立性、必要燃料量の観点で厳し くなることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外 部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップ は、原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4個, 377t/h/個 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開ることによる原子炉急速減圧 <small>〈原子炉圧力と逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量の関係〉</small> 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大 250m ³ /h にて原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
格納容器フィルタバント系	格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して, 第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタバント系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.1.2-1表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備の起動, 受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動, 系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低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 20 分間として設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から 30 分後	低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時 384~334kPa [gage] の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
格納容器フィルタバント系による原子炉格納容器除熱操作	サプレッション・プールの水位が通常水位+約 1.3m (真空破壊装置下端-0.45m) 到達から 10 分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
重大事故等対策に関連する操作条件		

安定状態について（高圧・低圧注水機能喪失）

高圧・低圧注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」での約 1.7×10^{-2} mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，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く，敷地境界での実効線量評価は 5 mSv を十分に下回る。また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（別紙 1）

安定状態の維持について

1. 安定状態の維持に関する定量評価

サブプレッション・プール水温度に関する長期間解析及び残留熱除去系の復旧に関する定量評価について示す。

(1) サプレッション・プール水温度に関する長期間解析

残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系を使用した場合のサブプレッション・プール水温度の挙動を確認するため、有効性評価の対象とした事故シーケンスのうち、サブプレッション・プール水温度が高く推移する重大事故として「格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）」及び「格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）」について、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として、格納容器ベントを行う事故シーケンスのサブプレッション・プール水温度最大値は同程度となることから、代表的に「高圧・低圧注水機能喪失」について、サブプレッション・プール水温度が約 100℃に低下するまでの長期間解析を実施した。

図 1.1 から図 1.3 に、格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）における格納容器圧力・温度及びサブプレッション・プール水温度の解析結果を示す。同様に、図 1.4 から図 1.6 に、格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用しない場合）の解析結果を、図 1.7 から図 1.9 に、高圧・低圧注水機能喪失の解析結果を示す。

図 1.3、図 1.6 及び図 1.9 に示すように、いずれの解析結果においても事故後 7 日時点では、サブプレッション・プール水温度は最高使用温度の 104℃（原子炉格納容器設計条件を決定するための冷却材喪失事故時の解析結果での最高温度に余裕をもたせた温度）を上回っているが、事故発生 7 日以降は、100℃に低下するまでの全期間にわたって 150℃を下回っている。トップヘッドフランジや機器搬入用のハッチに使用されている改良 E P D M 製シール材は一般特性として耐温度性は 150℃であることから、原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能は維持される。

したがって、事故発生 7 日間以降にサブプレッション・プール水温度が最高使用温度を上回っていても原子炉格納容器の健全性が問題となることはない。

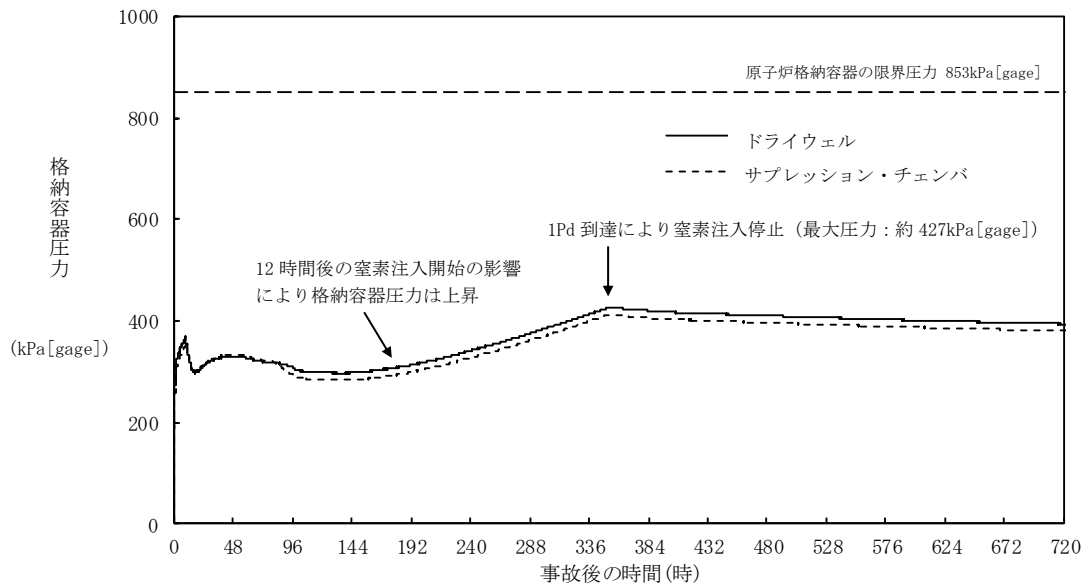


図 1.1 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

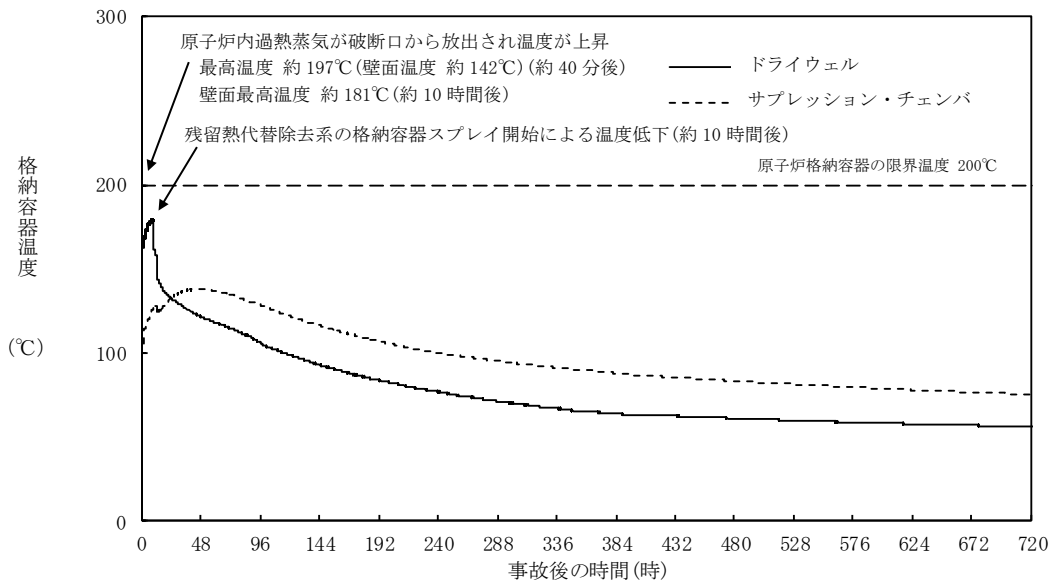


図 1.2 格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

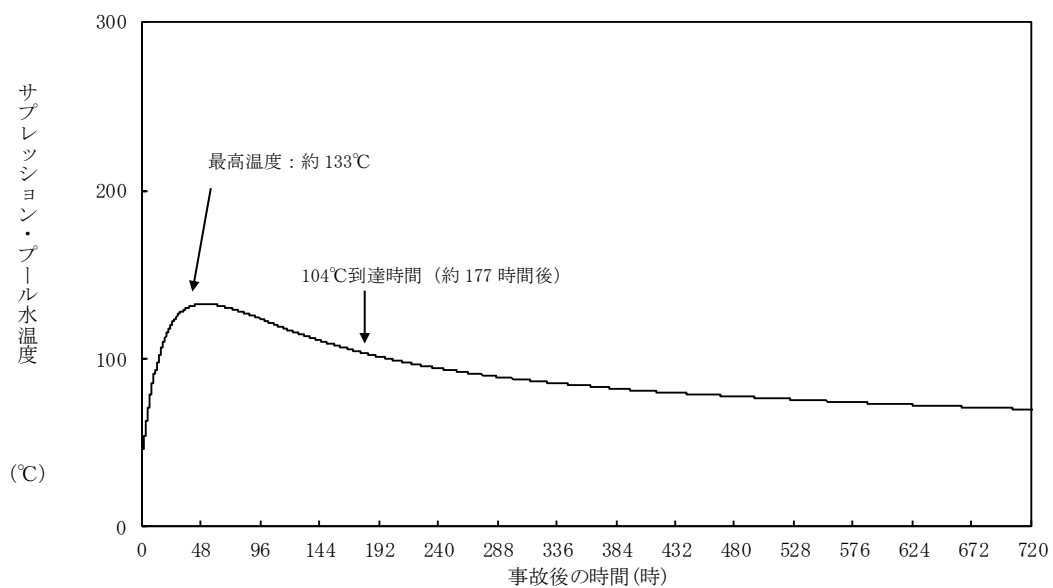


図 1.3 サプレッション・プール水温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用する場合）

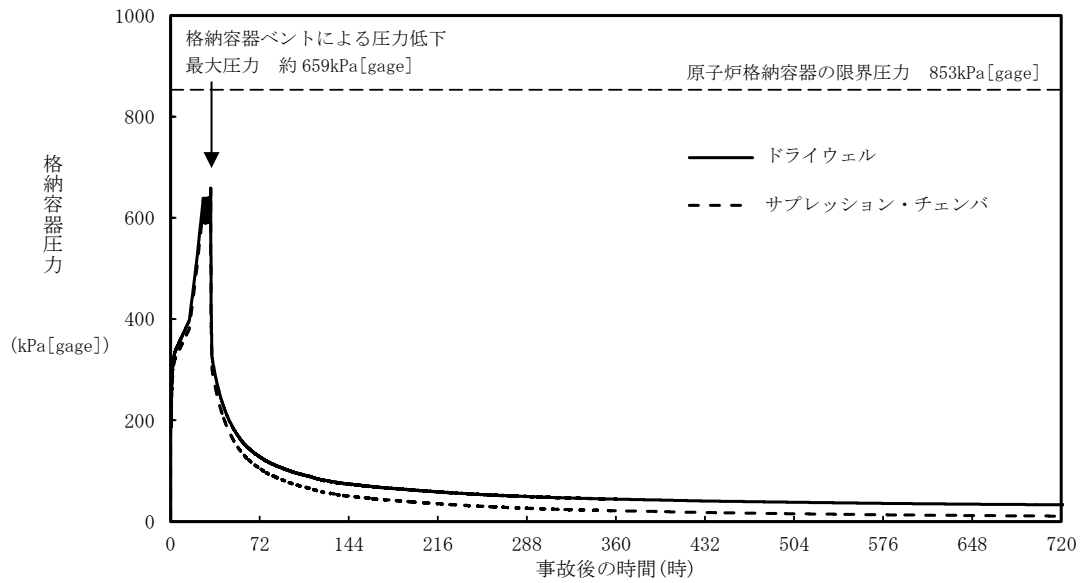


図 1.4 格納容器圧力の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用しない場合）

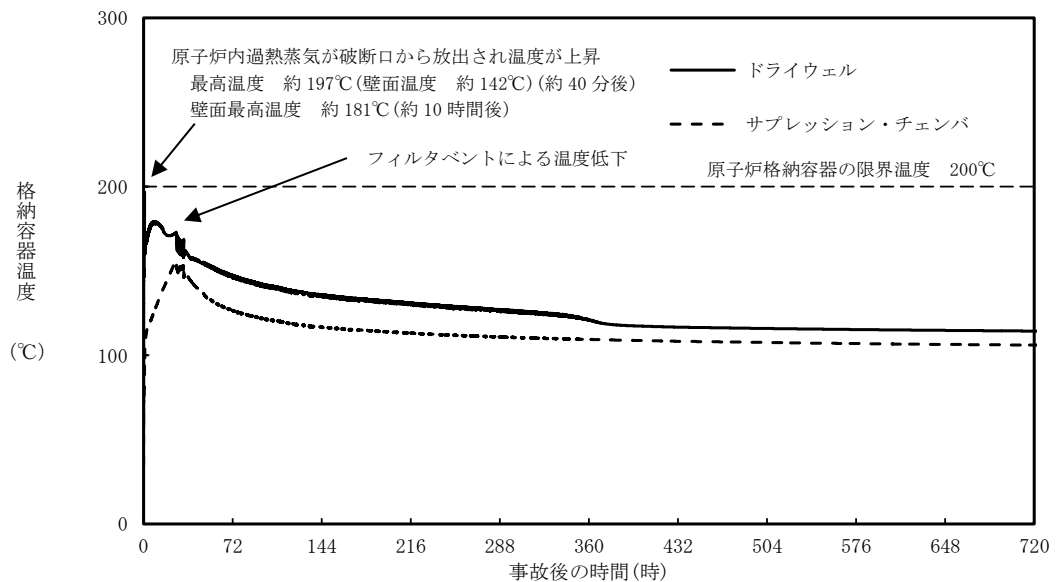


図 1.5 格納容器温度の推移（格納容器過圧・過温破損）
（残留熱代替除去系を使用しない場合）

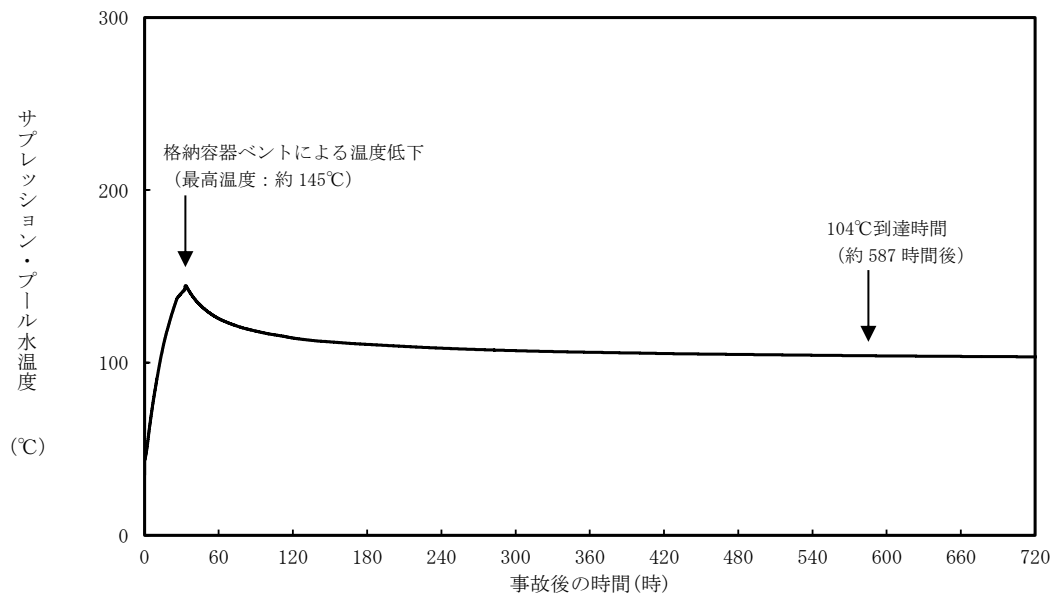


図 1.6 サプレッション・プール水温度 (格納容器過圧・過温破損)
(残留熱代替除去系を使用しない場合)

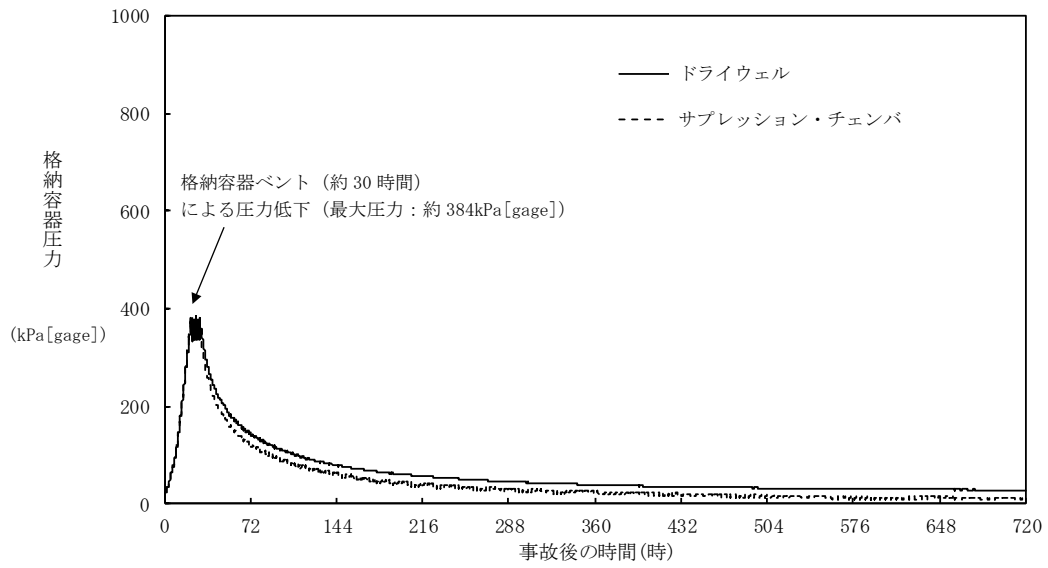


図 1.7 格納容器圧力の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

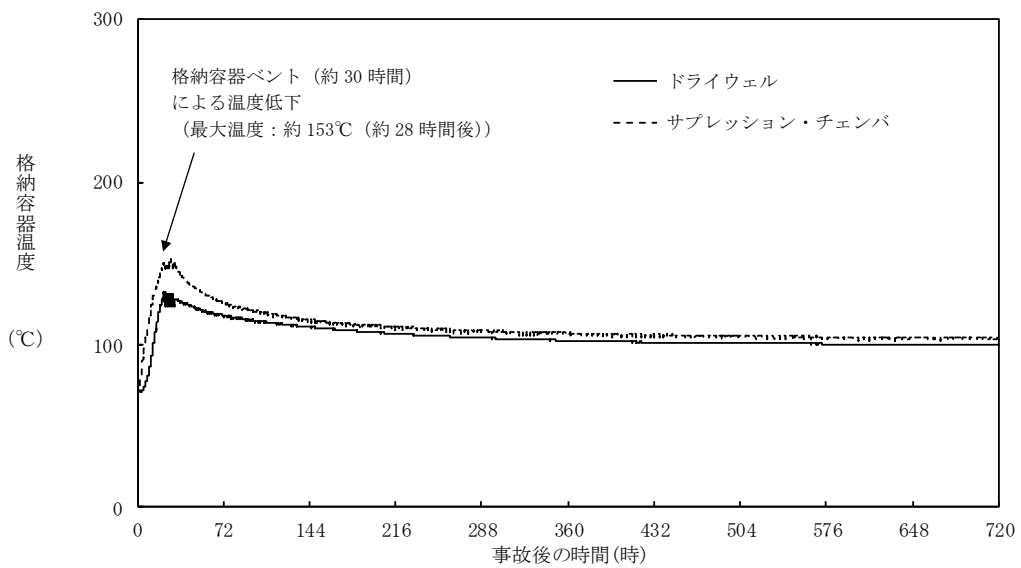


図 1.8 格納容器気相部温度の推移 (高圧・低圧注水機能喪失)

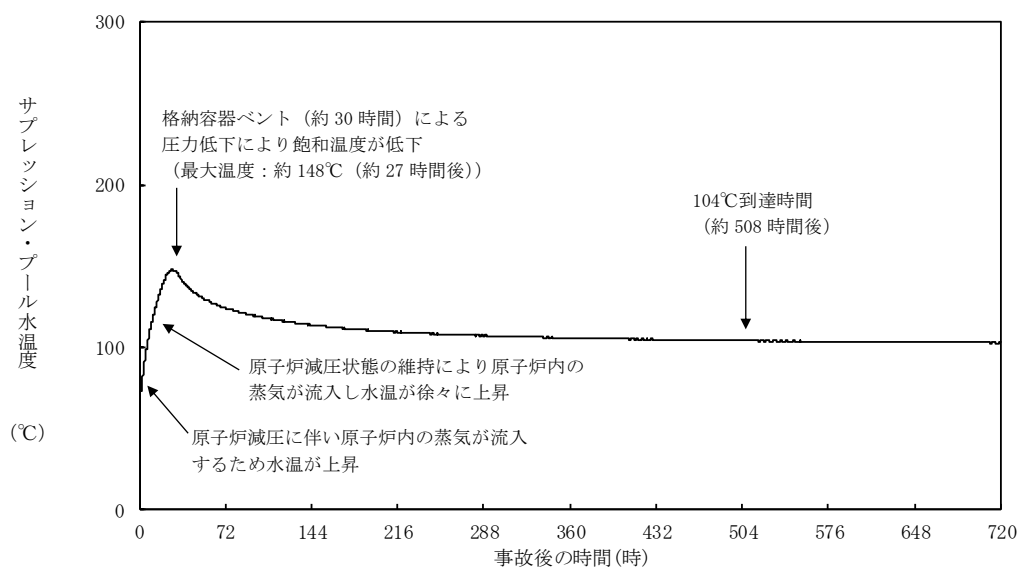


図 1.9 サプレッション・プール水温度の推移
(高圧・低圧注水機能喪失)

(2) 残留熱除去系の復旧に関する定量評価

ここでは、残留熱除去系の復旧による安定状態の評価として、安定状態は確立し、炉心の冷却は維持され、格納容器圧力及び温度が低下傾向に向かう崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)を例に評価を行った。

図 1.10 から図 1.12 に、格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッション・プール水温度の時間変化を、図 1.13 及び図 1.14 に、注水流量及びサプレッション・プール水位の時間変化を、それぞれ事故発生後 14 日間について示す。

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により、原子炉格納容器の冷却を行いつつ、サプレッション・プール水を水源とする残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水を行うことで、図 1.14 に示すようにサプレッション・プール水位の上昇は抑制される。

また、図 1.12 に示すように、サプレッション・プール水温度は事象発生 8 時間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の運転を開始して以降、低下が継続し、事故発生 7 日後までには最高使用温度(104℃)を下回る。事故発生 7 日後に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)で運転することにより、除熱能力が改善され、図 1.10 及び図 1.12 に示すように、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は大幅に低下する。

以上から、残留熱除去系の復旧により安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能である。

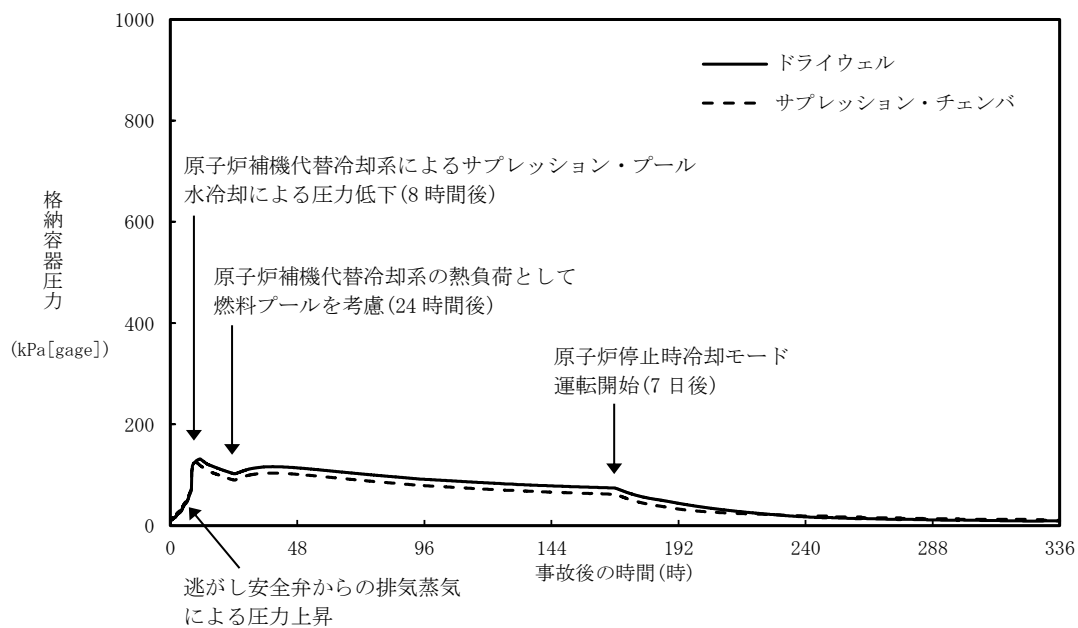


図 1.10 格納容器圧力の推移

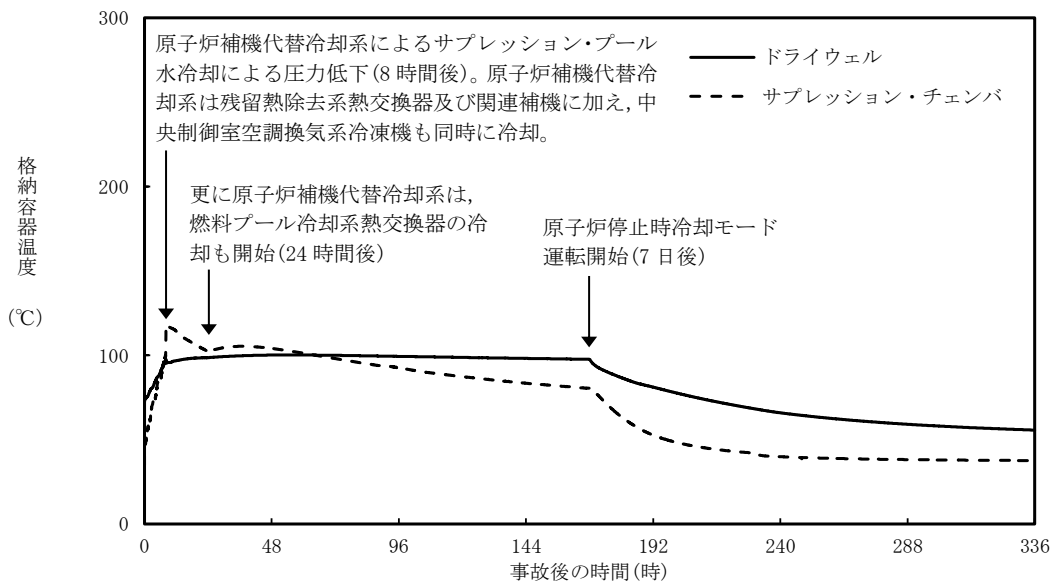


図 1.11 格納容器温度の推移

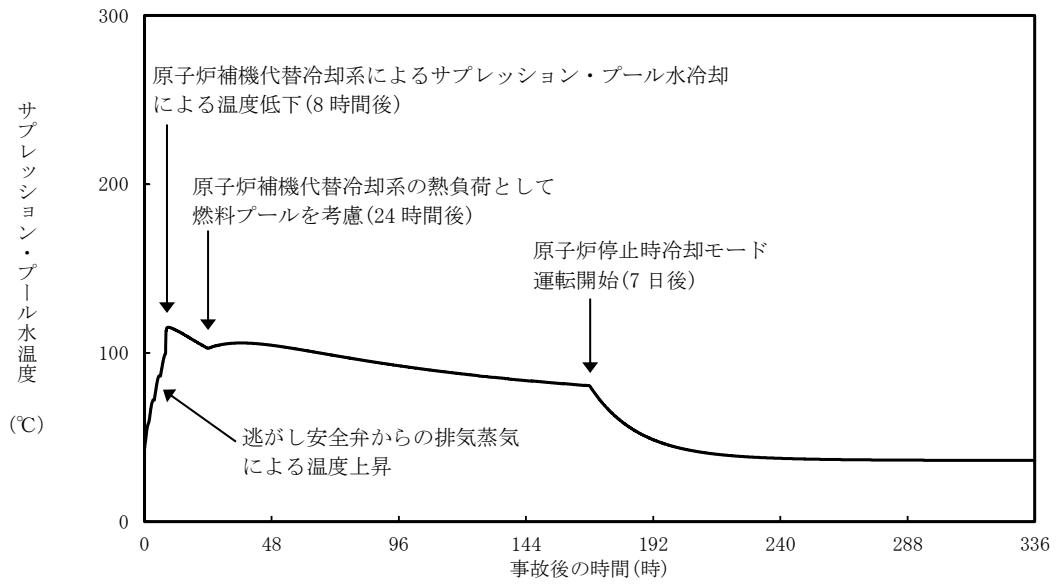


図 1.12 サプレッション・プール水温度の推移

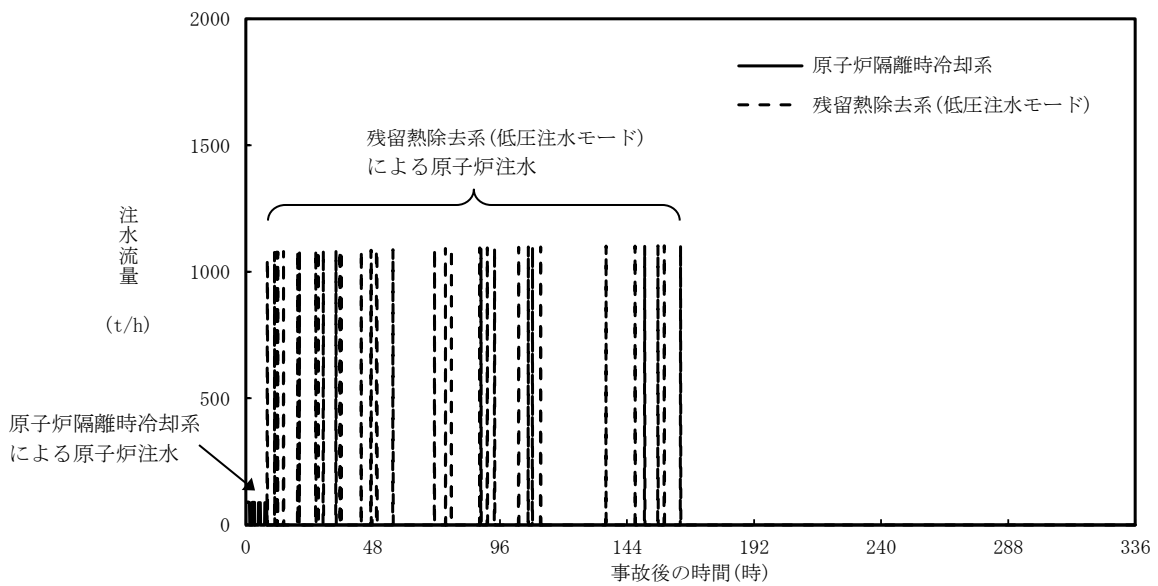


図 1.13 注水流量の推移

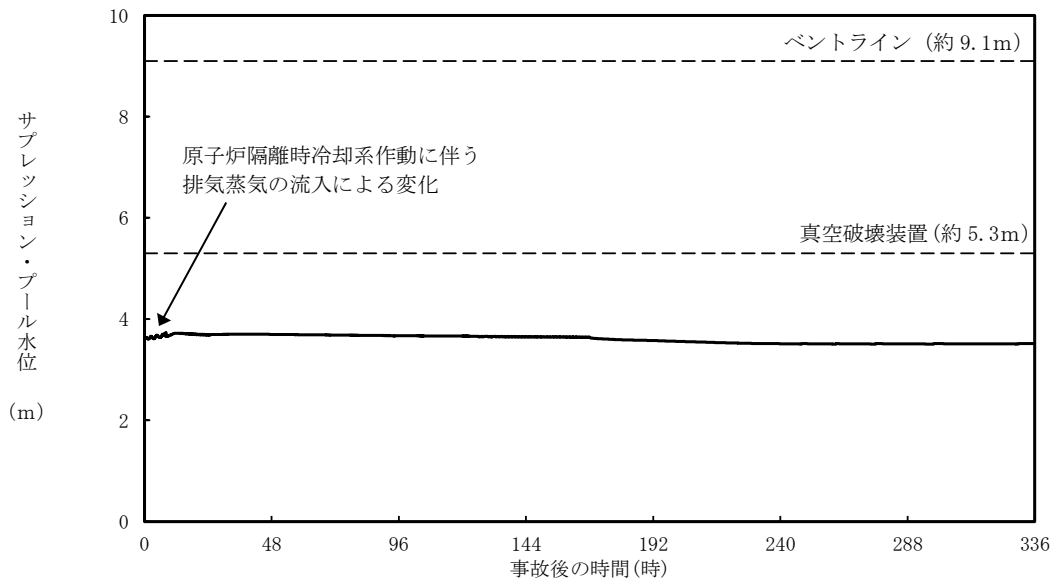


図 1.14 サプレッション・プール水位の推移

2. 残留熱除去系の復旧方法について

(1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について

残留熱除去系の機能喪失の原因によっては、大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが、予備品の活用やサイト外からの支援などを考慮すれば、1ヶ月程度で残留熱除去系を復旧させることが可能であると考えられる。

残留熱除去系の復旧にあたり、原子炉補機海水系については、予備品を保有することで復旧までの時間が短縮でき、成立性の高い作業で機能回復できる機器として、電動機を重大事故等により同時に影響を受けない場所に予備品として確保している。

一方、残留熱を除去する機能を有する残留熱除去系は2系統（残留熱除去系3系統のうち1系統は注水機能のみ）あり、防波壁等の津波対策及び原子炉建物内の内部溢水対策により区分分離されていることから、東日本大震災のように複数の残留熱除去系が同時浸水により機能喪失することはないと考えられる。

なお、ある1系統の残留熱除去系の電動機が浸水し、当該の残留熱除去系が機能喪失に至った場合において、他系統の残留熱除去系の電動機を接続することにより復旧する手順を準備する。（「1.0 重大事故対策における共通事項 添付資料 1.0.15 格納容器の長期にわたる状態維持に係わる体制の整備について」参照）。

(2) 残留熱除去系の復旧手順について

炉心損傷又は格納容器破損に至る可能性のある事象が発生した場合に、緊急時対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備してきている。

本手順では、機器の故障箇所、復旧に要する時間、炉心損傷又は格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」、「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択するものとしている。

具体的には、故障箇所の特定制と対策の選択を行い、故障箇所に応じた復旧手順にて復旧を行う。図 2.1 に手順書の記載例を示す。

恒久対策の例（1 / 3）

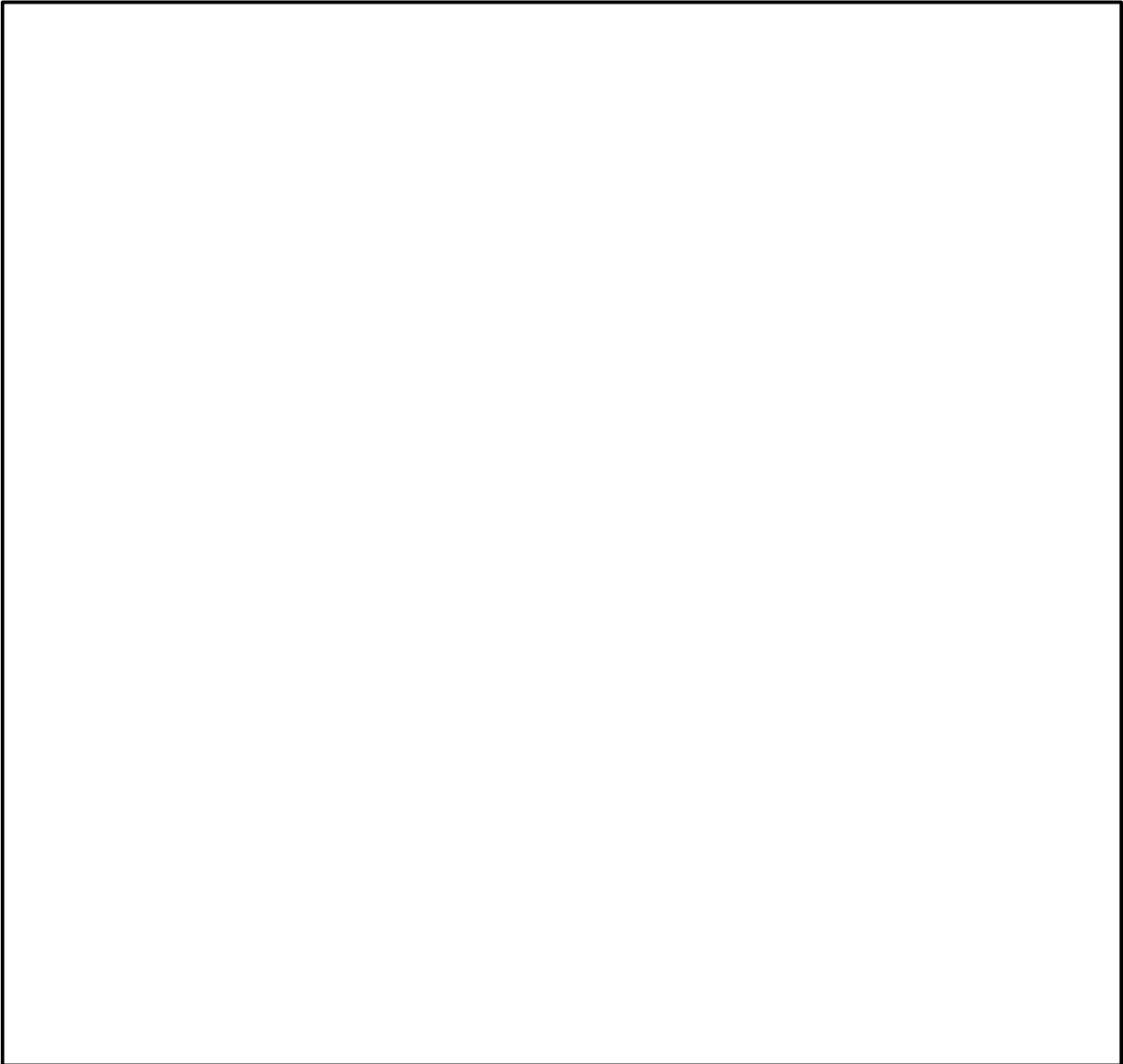


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

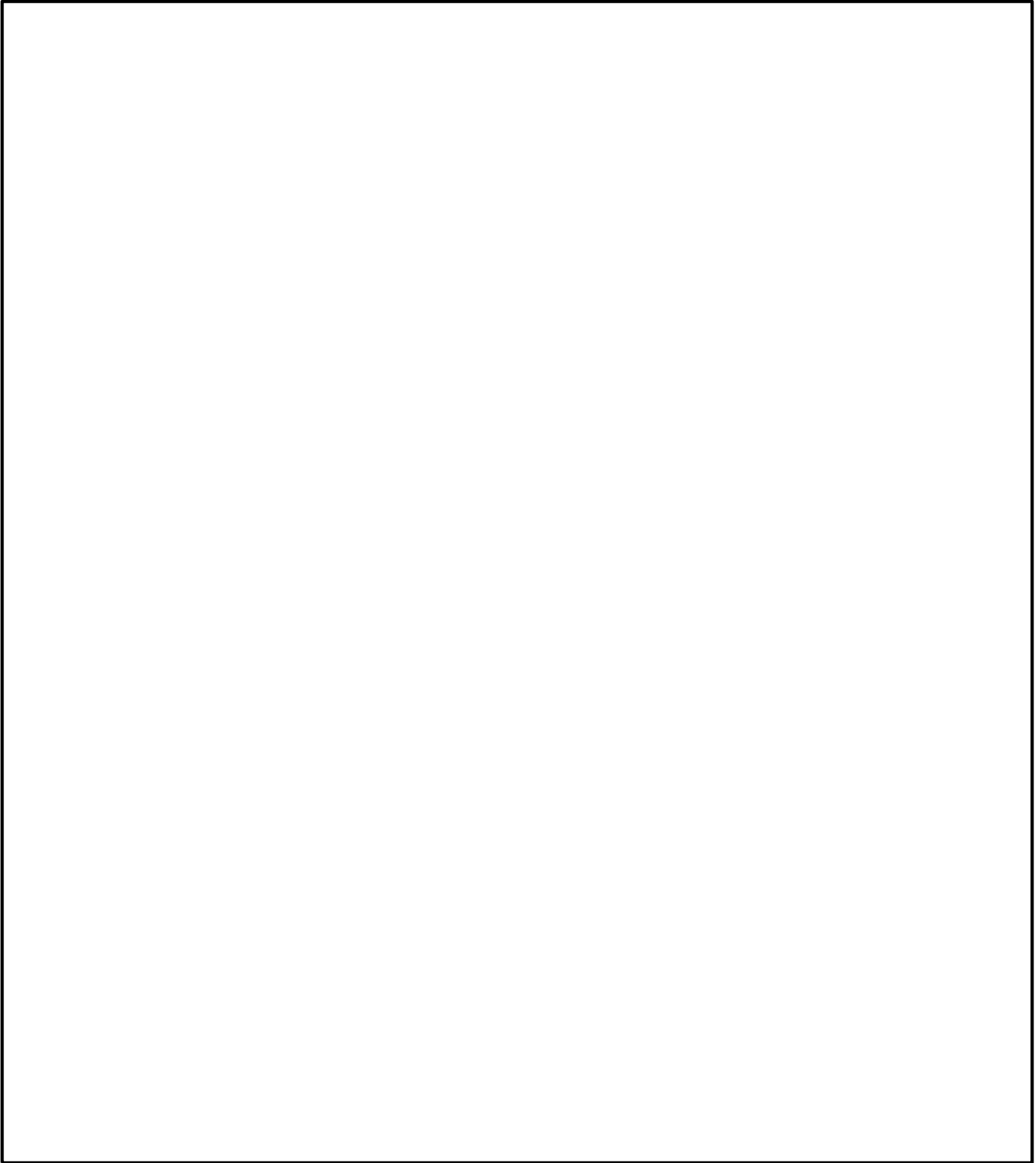


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

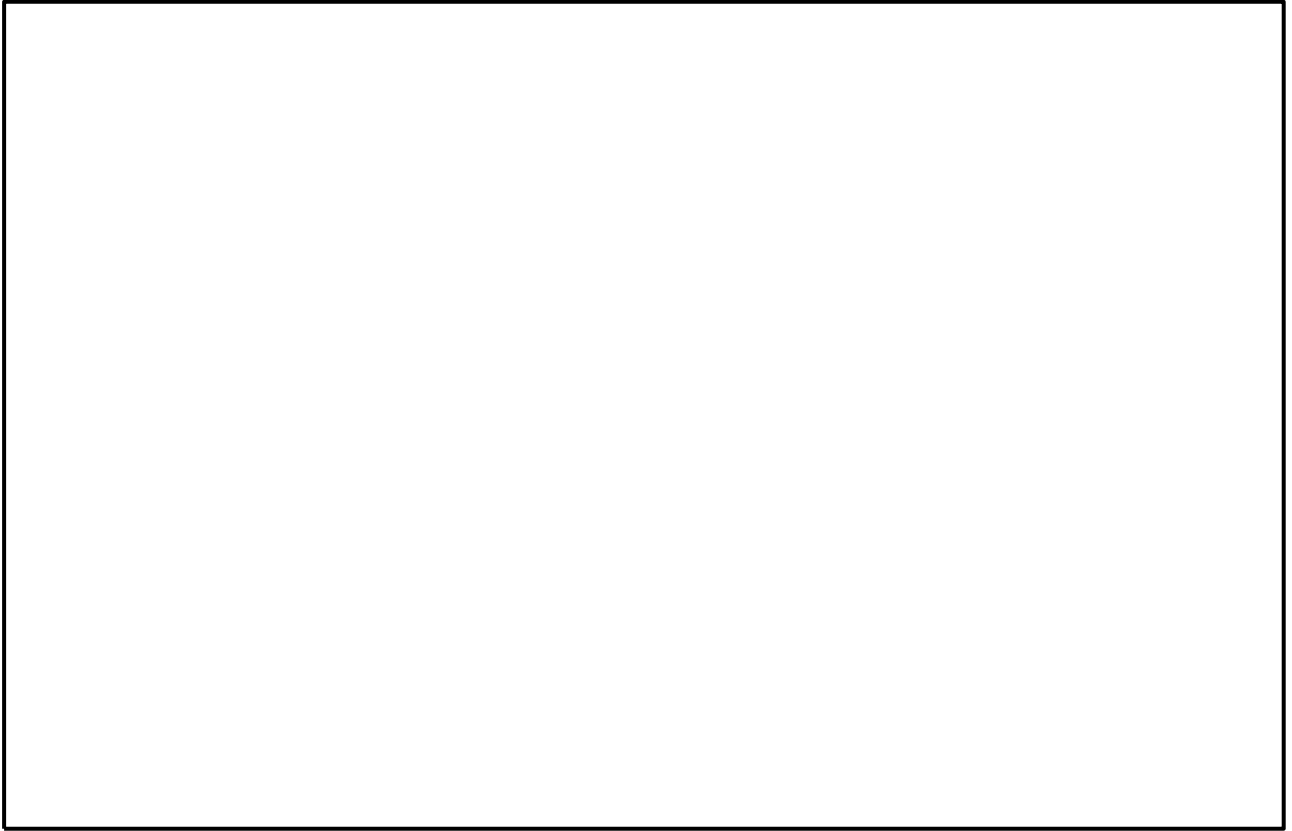


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（3 / 8）

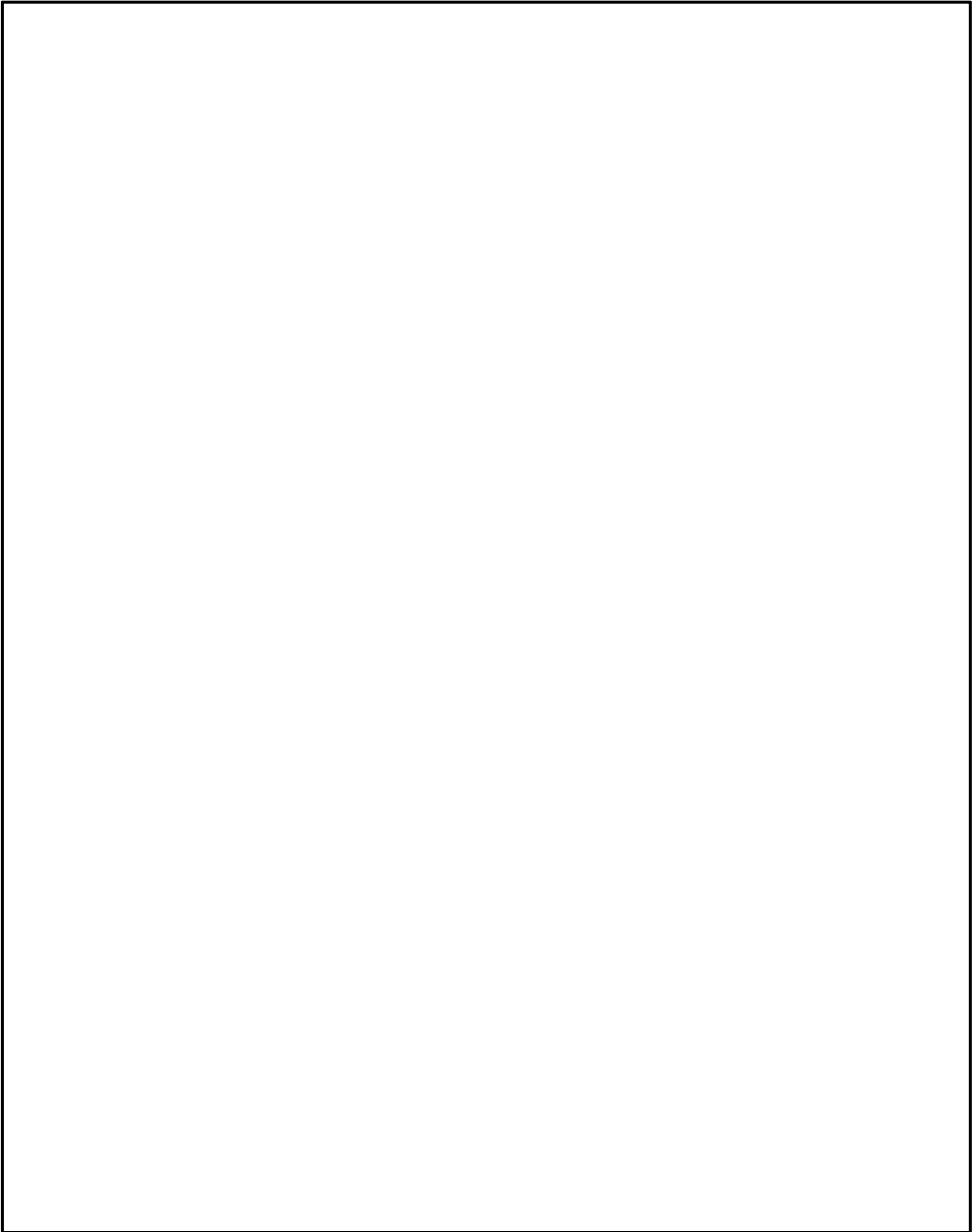


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

応急対策の例（2 / 3）

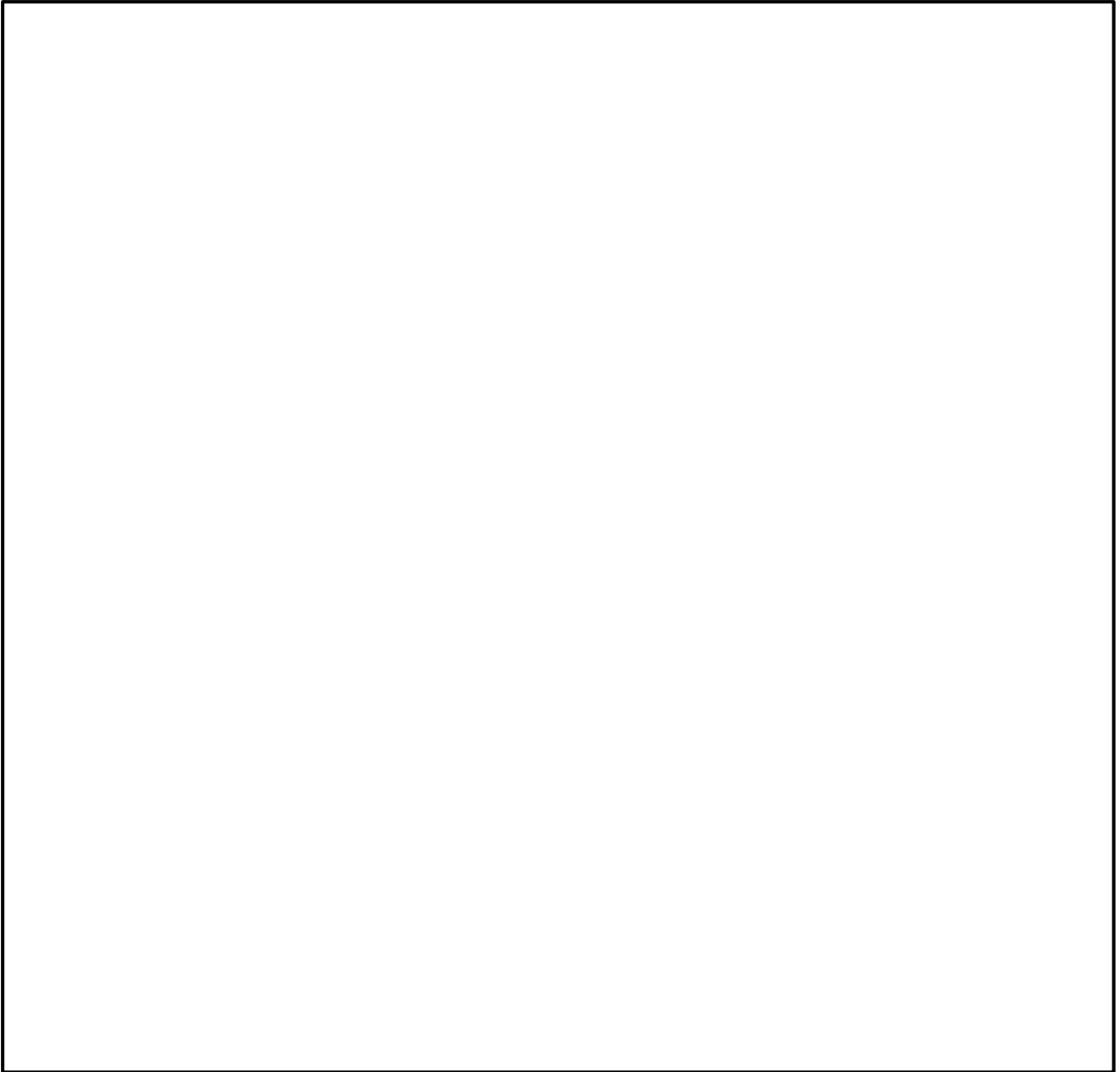


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

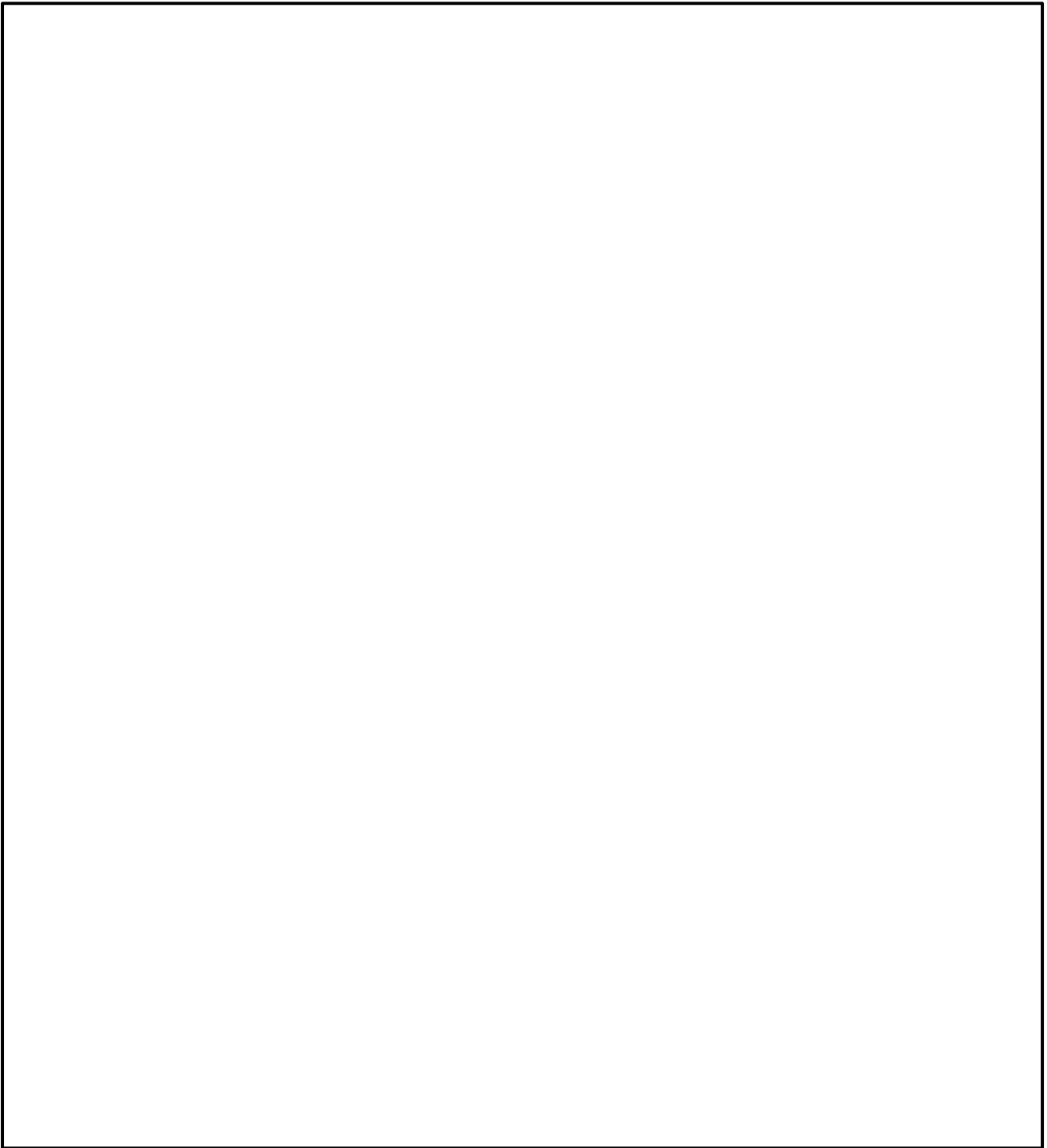


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

代替対策の例（1 / 2）

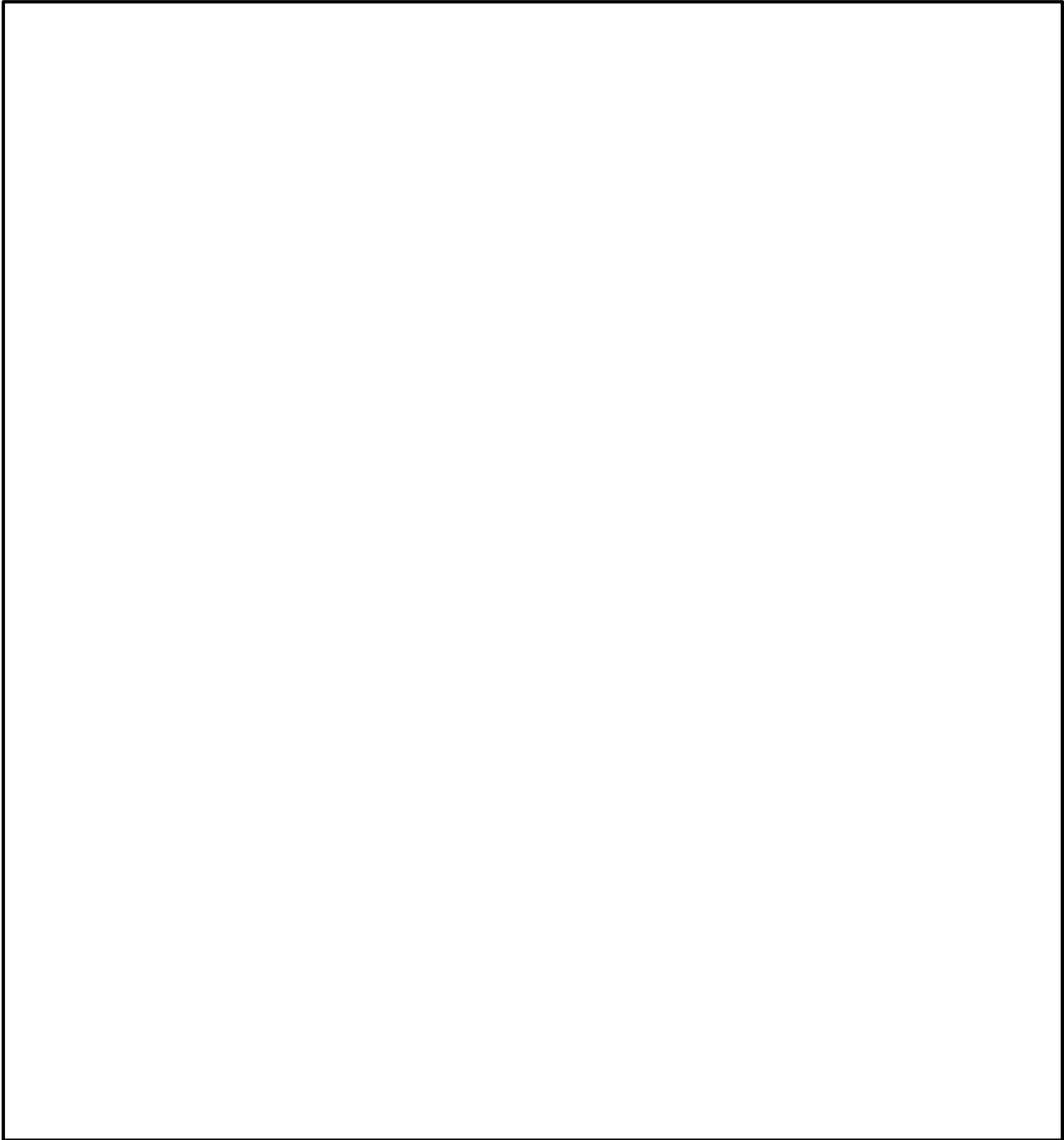


図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（7 / 8）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図 2.1 残留熱除去系の復旧手順書の記載例（8 / 8）

3. 原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度制御

(1) 格納容器ベントの場合

重大事故時において格納容器ベントにより原子炉格納容器除熱を実施している場合は、事象発生前に原子炉格納容器内に封入されていた窒素等及び炉心損傷に伴うジルコニウム-水反応によって発生した水素等が格納容器ベント時に原子炉格納容器外に排出された後、原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気及び水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスが継続的に排出されている状態である。このため、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱機能が使用可能な状態になり、長期にわたり原子炉格納容器の冷却が可能であること、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度測定が可能であり、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の水の放射線分解等によって発生する水素ガス及び酸素ガスを可燃限界濃度に到達することなく制御が可能である*ことが確認された場合に、格納容器ベントを停止することができる。

※可燃性ガス濃度制御系の処理能力は、定格値（吸込流量 255m³/h[normal]、再結合率 95%）では、初期酸素濃度 2.5vol%において 0.06mol/s の酸素ガスを処理可能である。重大事故時において、水の放射線分解により原子炉格納容器内で発生する酸素ガスは、「3.4 水素燃焼」の条件で 0.02mol/s(事象発生 24 時間後)であることから、可燃性ガス濃度制御系が使用可能となった場合、原子炉格納容器内の酸素濃度の制御が可能である。

残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は、格納容器スプレイ又はサブプレッション・プール水冷却運転により実施する。しかし、長期安定停止状態における格納容器ベント停止後の原子炉格納容器除熱は、崩壊熱が低下しているためサブプレッション・プール水冷却運転のみで実施可能である。

なお、格納容器スプレイを実施するような場合においては、原子炉格納容器内の急激な蒸気凝縮により格納容器圧力が負圧になることを防止するため、格納容器圧力高スクラム設定点を格納容器スプレイ停止設定値としている。運転員は格納容器スプレイ停止設定値に至らないように格納容器スプレイ流量の調整及び格納容器スプレイ停止操作を行う。残留熱除去系による格納容器スプレイは運転員の操作により実施され、自動的に動作するものではない。

格納容器ベント停止後の格納容器可燃性ガス濃度制御は、可燃性ガス濃度制御系により原子炉格納容器内の酸素及び水素を再結合することにより、可燃限界濃度に到達することなく長期安定停止状態を維持することが可能である。

残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し、原子炉格納容器内での水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サブプレッション・プール水温度 100℃以下）に対して余裕を見込んだサブプレッション・プール水温度においては、格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。

(2) 残留熱代替除去系の場合

残留熱代替除去系により原子炉及び原子炉格納容器の除熱を実施している場合は、格納容器過圧破損防止としての格納容器ベントを実施することはないが、可燃性ガス濃度制御系が使用できない場合には、格納容器水素爆発防止として格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガス（水素ガス及び酸素ガス）の排出を

実施する。可燃性ガス排出時は残留熱代替除去系運転継続のために急激な圧力低下を招かないように格納容器圧力を制御する。原子炉格納容器内水素ガス濃度及び原子炉格納容器内酸素ガス濃度が十分に低下し、低下傾向が確認できなくなった時点で、格納容器フィルタベント系を用いた可燃性ガスの排出を停止する。

残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱が継続し、原子炉格納容器内の水蒸気発生がなくなる状態（例えば、サプレッション・プール水温度 100℃以下）に対して余裕を見込んだサプレッション・プール水温度においては、酸素濃度可燃限界到達防止及び格納容器負圧破損防止のために窒素注入を実施する。

(3) 原子炉格納容器への窒素ガス注入について

原子炉格納容器への窒素ガス注入は、可搬式窒素供給装置又は窒素ガス制御系による窒素ガス注入により実施する。

可搬式窒素供給装置による窒素ガス注入は、格納容器フィルタベント系で使用する設備と同様に空気中から窒素を抽出し、直接原子炉格納容器へ窒素ガスを注入する。

窒素ガス制御系による窒素ガス封入は、通常運転時に原子炉格納容器を不活性化する恒設設備で実施する。液体窒素で保管している貯槽から気化する設備を通して窒素ガスとして原子炉格納容器に供給される。この設備を使用する場合は、タンクローリ等による貯槽への補給体制、気化する設備への加熱源復旧、貯槽から原子炉格納容器までの配管健全性確認及び計装用空気・電源等のユーティリティ復旧が必要となる。

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒表面最高温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧原子炉代替注水系(常設)による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料棒表面熱伝達係数に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きく燃料棒表面熱伝達係数は低くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒表面熱伝達を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料棒表面熱伝達係数を高め、評価し、有効性評価解析でも燃料棒表面熱伝達係数を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管酸化は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管酸化を高め、評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料被覆管温度を高め、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内腐蝕放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィードバック系による格納容器除熱操作の起点が、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、格納容器除熱操作は本解析においても約30時間後の操作であり、十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高め、評価することから、おおむね保守的な結果を与えるものと考えられる。	
沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位変動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早める可能性が示されており、解析上、低圧注水での系統的に圧力低下を早める可能性が示されており、LPCSSブレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したため、低圧原子炉代替注水系(常設)を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要がある不確かさである。このため、燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系(常設)の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し、水位変動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが、有効性評価における燃料被覆管最高温度は約509℃であり、評価項目に対して余裕があることから、その影響は小さい。	

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（2/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウカンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料破砕管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は、給水喪失に伴う原子炉炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として、ECCS注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり、水位低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシュラウド外水位が現実的に評価されることから不確かさは小さい。	解析コードは、ダウカンカマ部の二相水位（シュラウド外水位）を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。破断口及び迷がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を適用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目に与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータを与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	6. 93MPa [gauge]	約 6. 77~6. 79MPa [Gauge] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約+83cm~約+85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4. 6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	35. 6×10 ³ t/h	定格流量の 85~104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒同最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料について、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）によりは、燃料被覆管温度を操作開始の時点としている運転員等操作時間ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (線燃度336Wd/t)	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度約306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくとも、原子炉水位の低下が緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力上昇及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）によりは、格納容器圧力の上昇が抑制されることにより、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくとも、原子炉水位の低下が緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧・低圧注水機能喪失）（2 / 3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積（ドライウエール）	7,900m ³	7,900m ³ （設計値）	ドライウエール内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器容積（サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ （設計値）	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サブプレッション・プール水位	3.61m （通常運転水位）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブプレッション・プール水温	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサブプレッション・プール水温の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力	5kPa[gage]	約5kPa[gage]～約7kPa[gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約18kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間あたり約18kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度が飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度が飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 （実績値）	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器圧力上昇の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力上昇は遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³ 以上 （合計貯水量）	低圧原子炉代替注水槽及び輪台貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕は大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕は大きくなるため、また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員の運転員等操作時間となるパラメータと評価項目となるパラメータによる影響 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/3)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	-	原子炉水位の低下の観点で厳しい過渡事象を設定	-	-
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	-	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炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定	対策の成立性, 必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定している。なお, 外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されるため, 低圧原子炉代替注水系 (常設) の起動操作時間は早まる可能性があり, 原子炉への注水開始時間も早まることから, 運転員等操作時間に与える影響も小さい。	対策の成立性, 必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定しているが, 炉心冷却上厳しくする観点から, 事象発生と同時に再循環ポンプが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ことで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は, 原子炉水位の低下が遅くなり, 炉心露出時間も短くなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしの場合は, 対策の成立性, 必要燃料量の観点で厳しくなることから, 外部電源なしを設定	対策の成立性, 必要燃料量の観点から厳しい外部電源がない状態を設定している。また, 原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 再循環ポンプトリップは, 原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする	実際の解析上の想定より早くスクラムした場合, 燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実際の解析上の想定より早くスクラムした場合, 事象進展は緩やかになり, 原子炉注水開始までの運転員等操作時間に与える余裕が大きくなる。	実際の解析上の想定より早くスクラムした場合, 燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。
	逃がし安全弁 (自動減圧機能付) の6個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁 (自動減圧機能付) の6個を開ることによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大250m ³ /hにて原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大250m ³ /hにて原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後の流量調整操作であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後の流量調整操作であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /h以上にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ, その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの, 格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことより, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ, その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの, 格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことより, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器フィルター系	格納容器圧力427kPa [gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して, 第1弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa [gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して, 第1弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルター系として設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (2 / 3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ	解析上の操作開始時間	不確かさ条件設定の考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
低圧原子炉代替注水槽への水補給	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解析条件で想定しているが、解析条件に必要ない作業連続に必要ない作業連続を踏まえ設定	事象発生から2時間30分後	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後から開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	操作の不確かさ要因	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後としており、このうち、輪谷貯水槽への補給の系統構成は、所要時間2時間10分想定しているが、訓練実績では約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
低圧原子炉代替注水槽への大量送水車への燃料補給	大量送水車への燃料補給は解析条件ではないが、解析条件で想定しているが、解析条件に必要ない作業連続に必要ない作業連続を踏まえ設定	事象発生から2時間50分後	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間50分後から開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約21時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	操作の不確かさ要因	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約2時間50分後としており、このうち、大量送水車への給油作業は、所要時間2時間30分想定しているが、訓練実績では約2時間12分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	格納容器圧力384kPa [Gage] 到達時	格納容器圧力384kPa [Gage] 到達後、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できず、格納容器圧力の上昇を十分に認知できなかったため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器代替スプレイ系(可搬型)による注水のためのボース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員(現場)が配置されているが、本操作は事象発生から約22時間後までに行う作業であり、格納容器代替スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系(可搬型)による注水準備操作は、格納容器圧力384kPa [Gage] 到達を確認し、中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 現場にて緊急時対策要員(現場)が格納容器代替スプレイ系(可搬型)による注水のためのボース敷設等の注水準備操作を行ったのち、中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、緊急時対策要員(現場)に注水開始時に他の並列操作はなし。 【操作の確実性】 緊急時対策要員(現場)の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa [Gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間与え、操作所要時間は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないうえ、他の操作に与える影響はない。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa [Gage] 到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間与え、操作所要時間は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。	格納容器代替スプレイ系による注水準備操作開始から約22時間後、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	訓練実績等より、格納容器代替スプレイ系による注水準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧・低圧注水機能喪失) (3 / 3)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ 解析上の操作開始時間	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
格納容器系原炉格納容器による格納容器操作	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空中破壊装置下端-0.45m)到達から10分後	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m) に到達するのは、事象発生の約30時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器ファイラタベント系による格納容器ベント操作は、中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 格納容器ファイラタベント系による格納容器ベント操作は、格納容器圧力245kPa[gage]到達時に操作対象弁 (第2弁) の開操作を行い、格納容器ベント実施基準 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m) 到達時には隔離弁 (第1弁) のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントは開始し、それまでに十分な時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤での操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合現場にて格納容器ベントを行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上している。ただし、この場合、現場操作に移動を含め約90分の操作開始時間遅れが発生する。</p>	<p>実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器基準 (サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m) に到達するの約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことができる。また、格納容器ベントの操作時間を短縮していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。仮に、格納容器ベントの操作開始時間とほぼ同等であることからも、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、遠隔操作の失敗による格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は384kPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原炉格納容器の限界圧力 (853kPa[gage]) に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 零囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」においても事象発生約35時間後であり、約5時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる1弁の操作に約8分の操作時間、格納容器ベントによる1弁の操作に約3分の操作時間を要した。また、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場操作にて対応するが、運転員 (現場) の遠隔手動弁操作機構を用いた第1弁の手動操作は、移動時間を合わせて約1時間9分で完了する見込みを得た。想定している遠隔操作が実施可能なことを確認した。</p>		
操作条件						

減圧・注水操作が遅れる場合の影響について (高圧・低圧注水機能喪失)

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動による原子炉減圧操作が遅れることで、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。

なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱う S A F E R コードを使用している。

1. 燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 20 分及び 30 分遅れた場合の感度解析結果を表 1 に示す。

また、燃料被覆管最高温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を図 1 に、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動による原子炉減圧操作が 30 分遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化量の推移を図 2 から図 5 に示す。

図 1 に示すとおり、20 分の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも 20 分程度の時間余裕は確保されている。

2. 燃料被覆管に破裂が発生した場合の敷地境界での実効線量評価

炉心損傷防止対策の有効性評価においては、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を考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。

一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、敷地境界での実効線量が評価項目である 5 mSv 以下となることが考えられる。よって、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも 30 分遅れ、線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の敷地境界における実効線量を評価した。具体的には、燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し、許認可で想定する代表的な 9 × 9 燃料（A 型）平衡炉心において、破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し、この破裂発生割合を考慮した敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を表 2 及び表 3 に示す。

評価の結果、30分の減圧操作遅れを仮定した場合には、燃料棒線出力密度が約41.0kW/mを超える燃料棒に破裂が発生し、その割合は全燃料棒の約1%となる。これを踏まえて、実効線量の評価においては、保守的に全燃料棒の1%に破裂が発生するものとする。敷地境界での実効線量の最大値は約 4.8×10^{-2} mSvとなり、評価項目である5mSvを下回る。なお、この場合には、格納容器内空間線量率が格納容器雰囲気放射線モニタにおける炉心損傷の判断基準を上回る。

表1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

解析上の操作開始時間 からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度 (高出力燃料集合体)	燃料被覆管酸化率
20分	約 845°C	1%以下
30分	約 902°C	約 3%

表2 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合 (遅れ時間 30分)

燃料棒初期線出力密度	燃料被覆管温度 の最大値	燃料破裂の 有無	燃料本数* (1/4 炉心)
44.0 kW/m (13.4kW/ft)	約 902°C	有	
42.65 kW/m (13.0kW/ft)	約 884°C	有	
41.0 kW/m (12.5kW/ft)	約 865°C	有	
39.37 kW/m (12.0kW/ft)	約 850°C	無	

※サイクル中で最大線出力密度が最大となるサイクル燃焼度において、当該燃焼度における最大線出力密度が 44.0kW/m であると仮定し、各燃料棒の線出力密度を補正した場合の燃料棒本数。

評価上、燃料棒初期線出力密度が 41.0kW/m 以上の燃料棒は破裂すると想定する。41.0 kW/m 以上の燃料棒本数は 本であり、1 / 4 炉心での全燃料本数 10,360 本の約 1%である。

表3 敷地境界での実効線量評価結果 (遅れ時間 30分)

項目		評価結果
フィルタベント時の 放出量	希ガス (Bq) (γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	約 7.1×10^{13}
	よう素 (Bq) (I - 131 等価量—小児実効線量係数換算)	約 3.0×10^{10}
大気拡散条件	相対線量 D/Q (Gy/Bq)	約 4.9×10^{-19}
	相対濃度 χ /Q (s/m ³)	約 3.1×10^{-5}
実効線量	希ガスの γ 線外部被ばくによる実効線量 (mSv)	約 3.5×10^{-2}
	よう素の内部被ばくによる実効線量 (mSv)	約 1.3×10^{-2}
	合計 (mSv)	約 4.8×10^{-2}

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

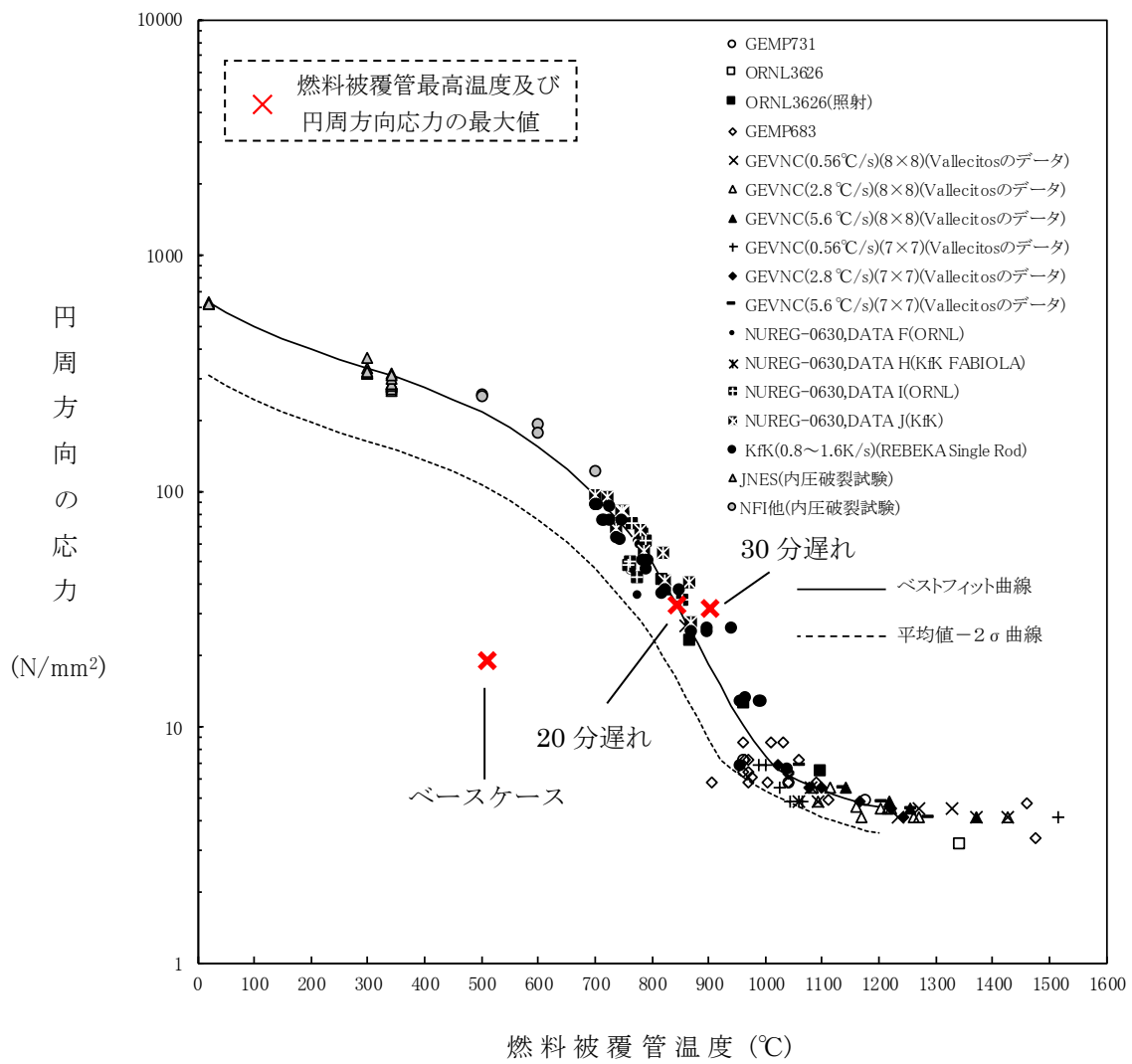


図1 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力^{*}の関係

※：燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について

燃料被覆管の破裂については，S A F E Rの解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。

燃料被覆管の円周方向応力 σ については，次式により求められる。

$$\sigma = \frac{D}{2t} (P_{in} - P_{out})$$

ここで，

D : 燃料被覆管内径

t : 燃料被覆管肉厚

P_{in} : 燃料被覆管内側にかかる圧力

P_{out} : 燃料被覆管外側にかかる圧力 (=原子炉圧力)

である。

燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{in} は，燃料棒プレナム部とギャップ部の温度及び体積より，次式で計算される。

$$P_{in} = \left(\frac{\frac{V_P T_F}{V_F T_P}}{1 + \frac{V_P T_F}{V_F T_P}} \right) \frac{NRT}{V_P}$$

ここで，

V : 体積

T : 温度

N : ガスモル数

R : ガス定数

P : 燃料プレナム部

F : ギャップ部

である。

燃料棒に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係図に示される実験は，LOCA条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり，燃料被覆管内にガスを封入して圧力をかけた状態で加熱することによりLOCA条件を模擬している。このため，これらの実験ではペレット-被覆管の接触圧を考慮していない。

また，燃料被覆管内側にかかる圧力のうち，ペレット-被覆管の接触圧は，設計用出力履歴において最大線出力密度を維持する最大燃焼度，すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値をとるものの，スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため，燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。

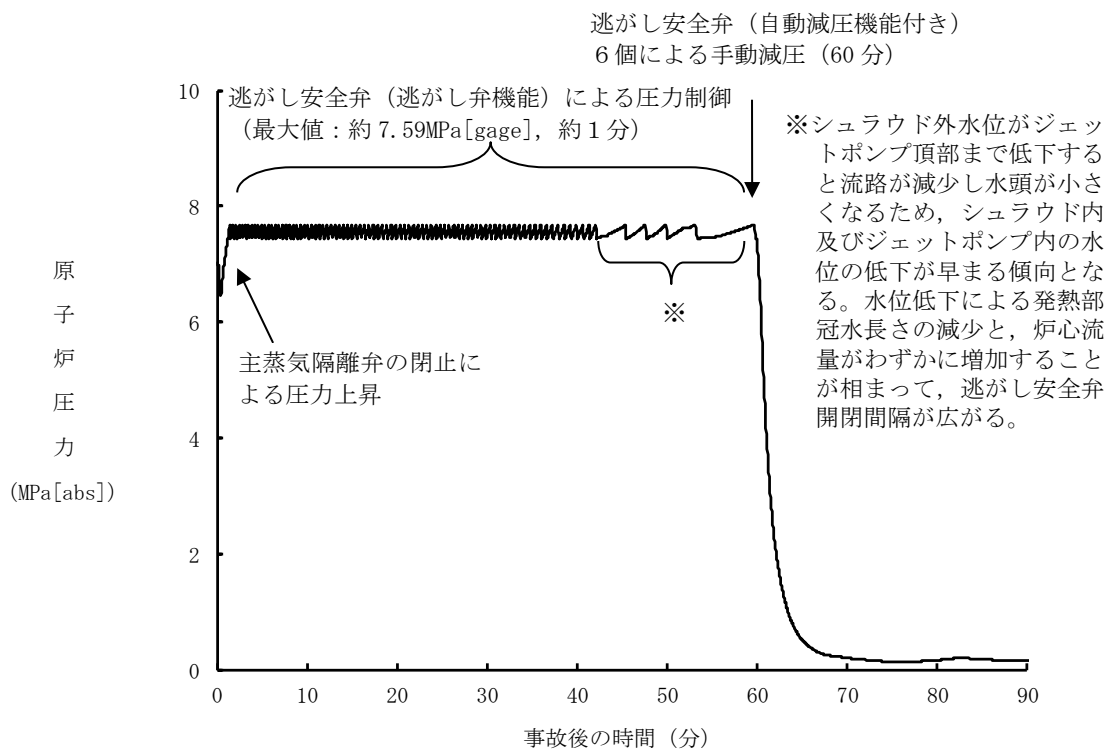


図2 操作開始時間 30 分遅れの場合における原子炉圧力の推移

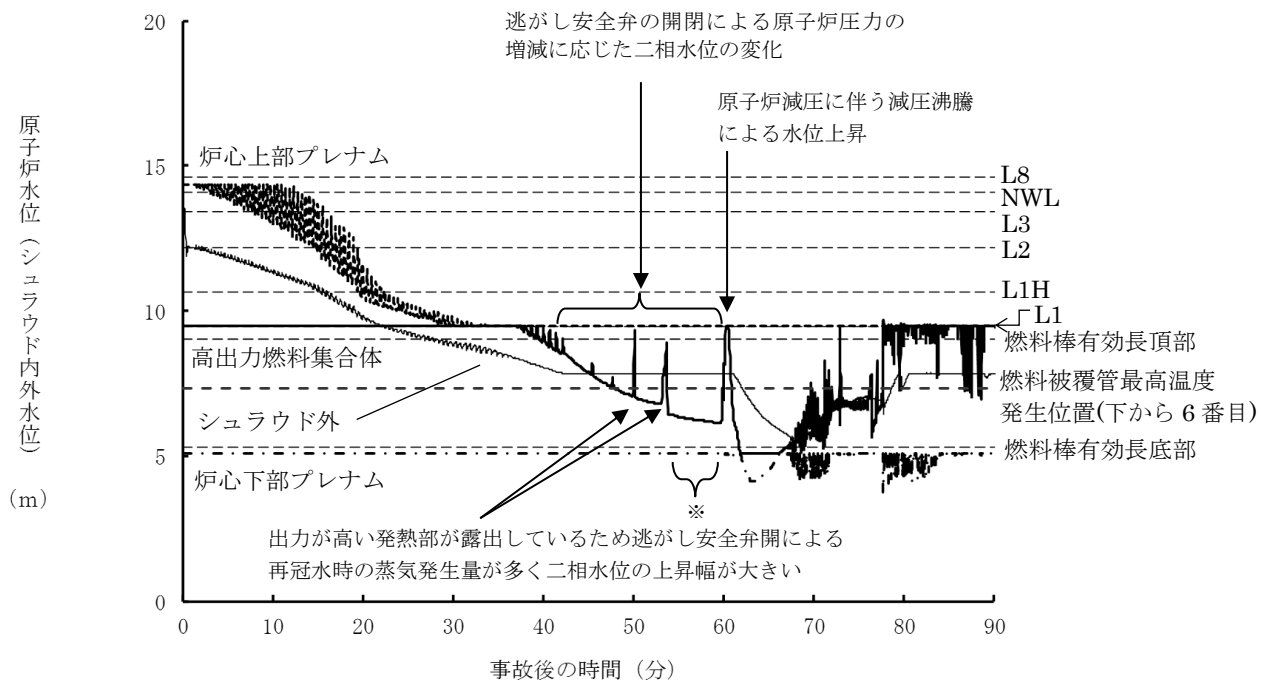


図3 操作開始時間 30 分遅れの場合における原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移

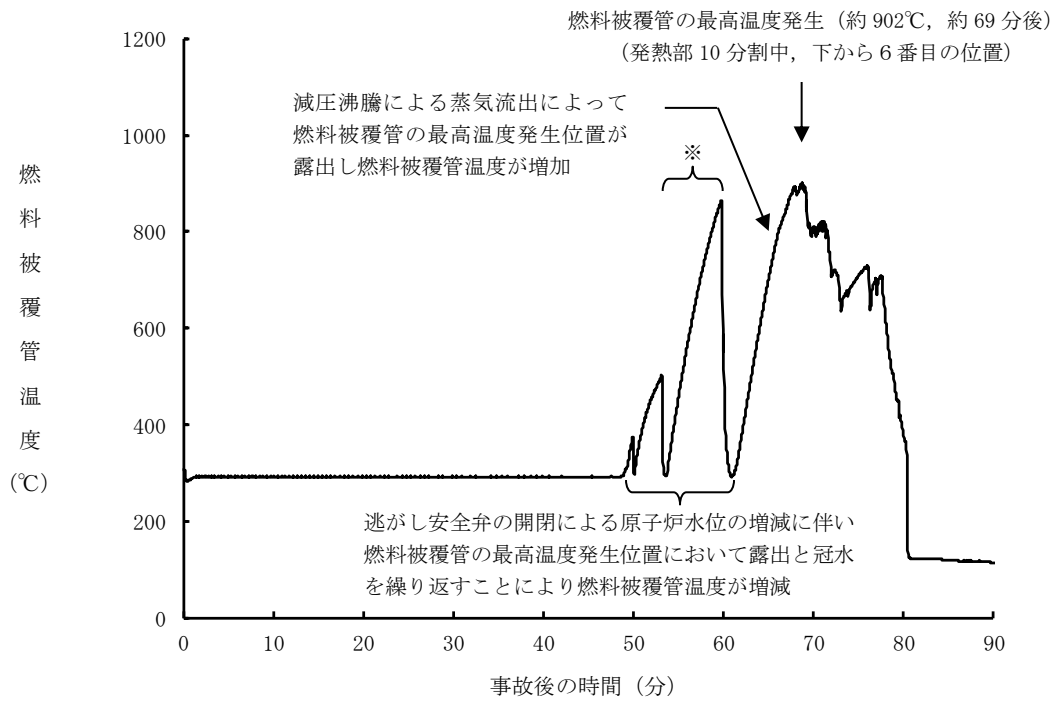


図 4 操作開始時間 30 分遅れの場合における燃料被覆管温度の推移
※ 燃料被覆管の最高温度発生位置の露出に伴う燃料被覆管温度の上昇。

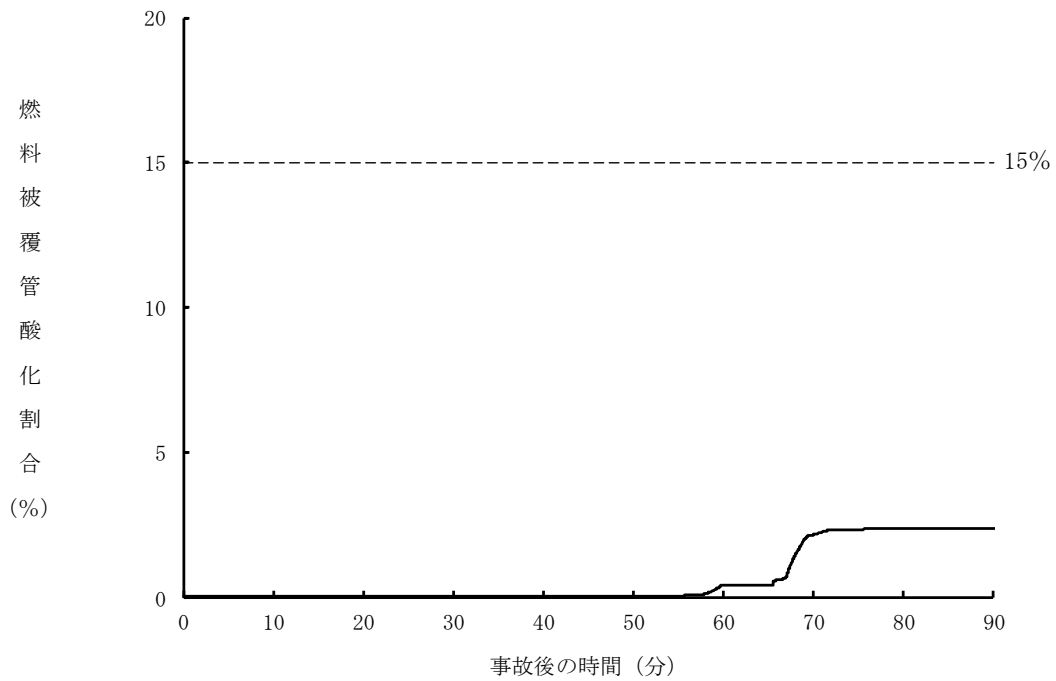


図 5 操作開始時間 30 分遅れの場合における燃料被覆管酸化量の推移

7日間における水源の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

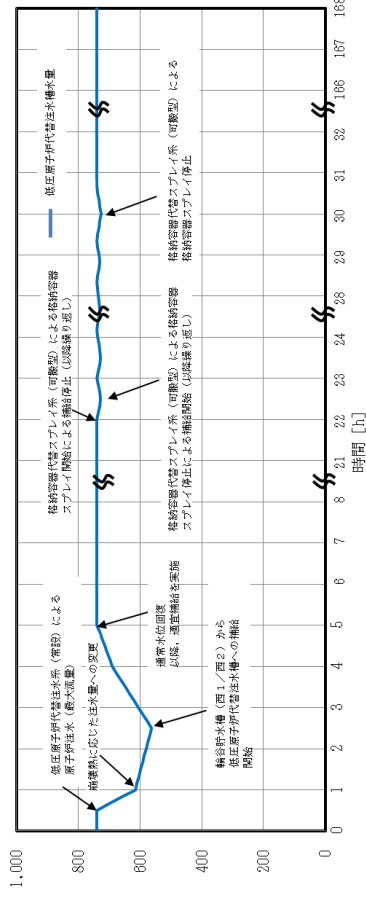
○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m³

輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）※：約 7,000m³（約 3,500m³ × 2）

※設置許可基準規則 56 条【解釈】 1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

〔単位〕
㎥



○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後、炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替注水系（可搬型）による格納容器スプレイ

事象発生 22 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生後 2 時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生 22 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、約 3,600m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。

7日間における燃料の対応について（高圧・低圧注水機能喪失）

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 711m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

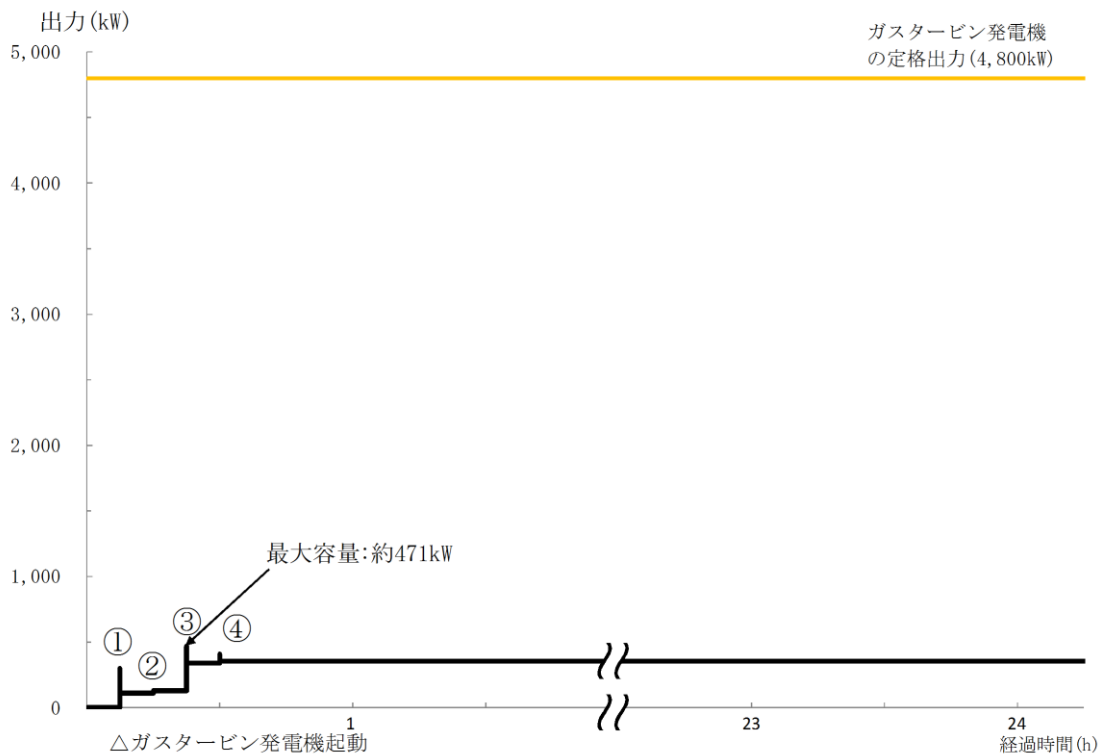
※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（高圧・低圧注水機能喪失）

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動 順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の 最大負荷容量 (kW)	定常時の 最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，②「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCAを除く）の発生後，高圧注水機能が喪失し，かつ，原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため，原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に，重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ，重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水に期待する事故シーケンスとして，全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり，「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBD）」において主に高圧原子炉代替注水系の有効性を確認している。

したがって，本事故シーケンスグループでは，代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧手段及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付

き)を開維持することで、残留熱除去系(低圧注水モード)による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード)による原子炉压力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.2.1-1(1)図及び第2.2.1-1(2)図に、手順の概要を第2.2.1-2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操作手順の関係を第2.2.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計10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、当直長1名、当直副長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5名である。必要な要員と作業項目について第2.2.1-3図に示す。

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

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 高圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系の自動起動信号が発生するが機能喪失していることを確認し、高圧炉心スプレイ系を起動するが機能喪失していることを確認する。

高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

原子炉水位はさらに低下するため、残留熱除去系(低圧注水モード)を起動する。

c. 代替自動減圧機能動作確認

原子炉水位低(レベル1)到達の10分後及び残留熱除去ポンプ運転時に代替自動減圧機能により、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)2個が自動で開放し、原子炉が急速減圧される。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、原子炉圧力(SA)、原子炉圧力等である。

d. 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水

代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁(自動減圧機能付き)による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系(低圧注水モード)の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び残留熱除去ポンプ出口流量等である。

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

e. 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モード運転を開始する。

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水温度（SA）等である。

f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転により、サプレッション・プール水温度が静定することを確認後、サプレッション・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。

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

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.2.2

-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、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、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧が失敗するものとする。

(c) 外部電源

外部電源なしの場合は、必要燃料量の観点で厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。

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

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 原子炉減圧機能

逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧は、原子炉水位低（レベル1）到達から10分後に開始し、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個により原子炉減圧する。容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(c) 残留熱除去系（低圧注水モード）

原子炉水位低（レベル1）到達後、残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に、1,136m³/h(0.14MPa[dif]において)(最大1,193m³/h)にて原子炉注水する。なお、低圧炉心スプレイ系による注水については期待しないものとする。

(d) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サブプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、原子炉水位高（レベル8）確認後、開始する。

- (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は、原子炉圧力が 0.8MPa [gage] まで低下したことを確認後、事象発生12時間後に開始する。
(添付資料2.2.1)

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.2.2-1(1) 図から第 2.2.2-1(6) 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、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被覆管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 2.2.2-1(7) 図から第 2.2.2-1(12) 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.2.2-1(13) 図から第 2.2.2-1(16) 図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、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、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

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がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、さらに高圧炉心スプレイ系の起動に失敗することから、残留熱除去系（低圧注水モード）1系統を起動する。原子炉水位低（レベル1）到達の10分後に代替自動減圧機能により、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個が開き、原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台すべてトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料棒有効長頂部を下回るが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝

達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また、炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 2.2.2-1(7) 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 728℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高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%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第 2.2.2-1(1) 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 7.59MPa[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、約 7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

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 54kPa[gage]及び約 85℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 2.2.2-1(2) 図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、12 時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料 2.2.2）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられられる操作として、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて +50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒

表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.2.3)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙

動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.2.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.2.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプが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ことで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は外部電源により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプが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ことで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.2.3)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生から約1時間後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサプレッション・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから、サプレッション・プール水冷却モードの操作開始時間は変

動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.2.3)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転操作については、サプレッション・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約 1 時間後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が 384kPa[gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約 22 時間であり、約 21 時間以上の時間余裕がある。また、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり、約 34 時間以上の時間余裕がある。

(添付資料 2.2.3)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水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、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料2.2.4)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷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。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

2.2.5 結論

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モー

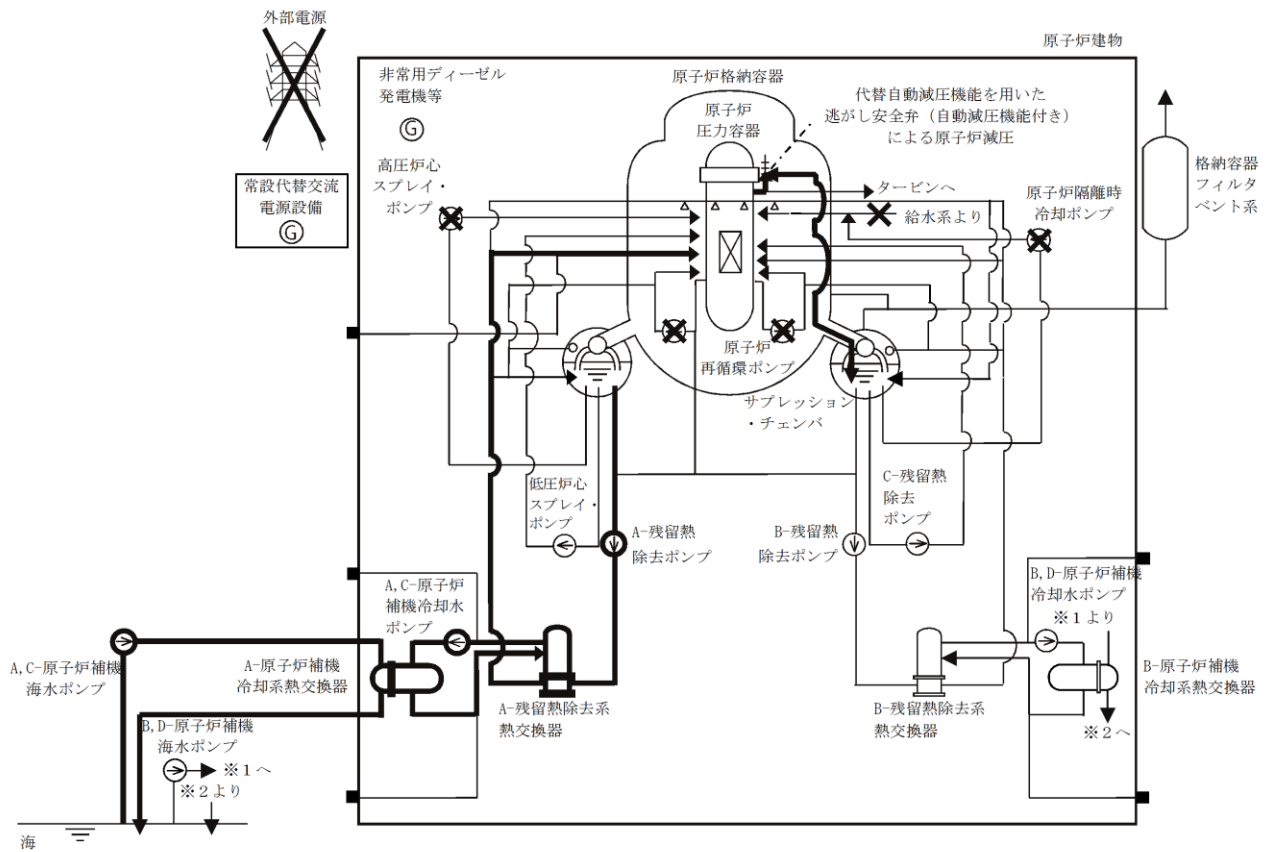
ド) による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

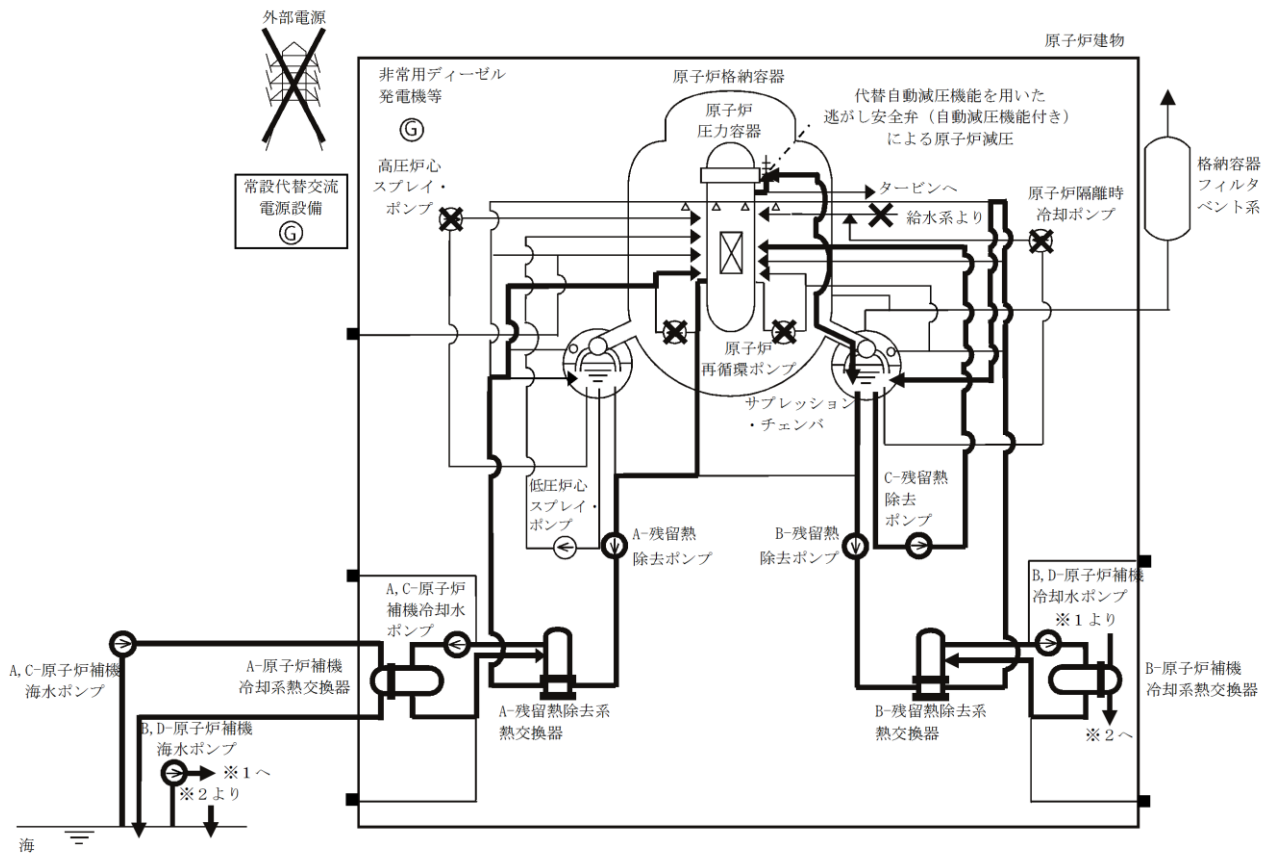
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサプレッション・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱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「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。



第 2. 2. 1-1(1) 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



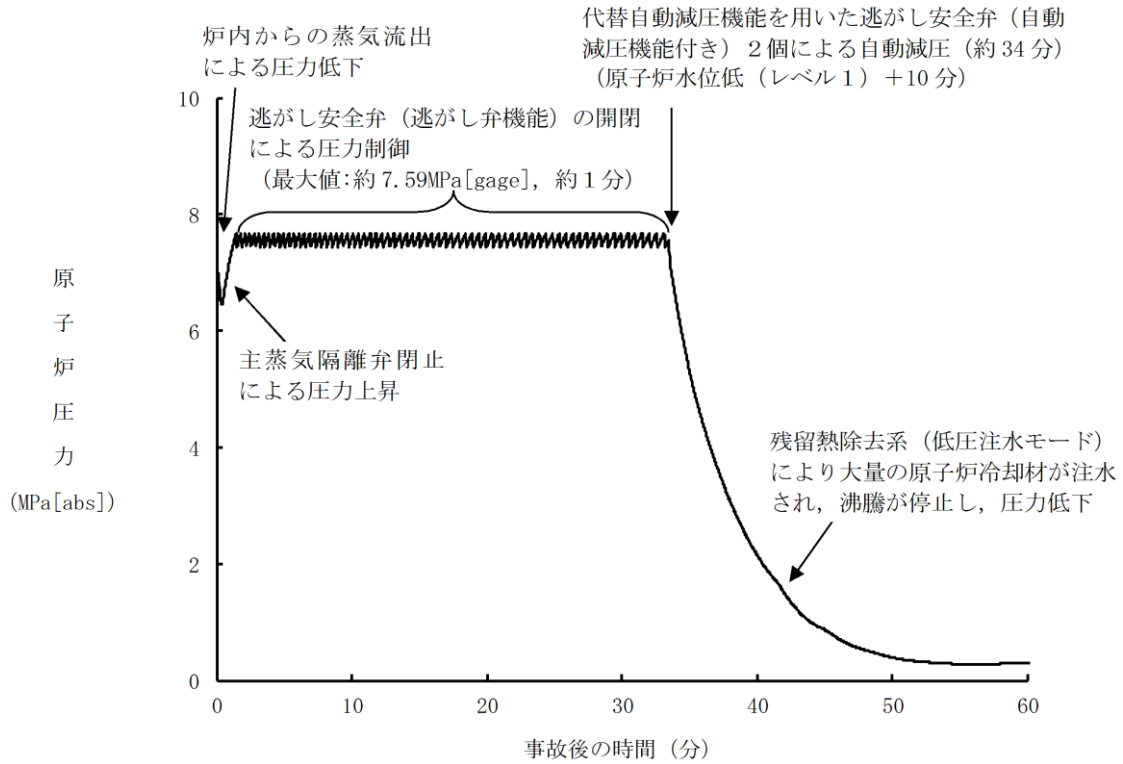
第 2.2.1-1(2) 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

高圧注水・減圧機能喪失

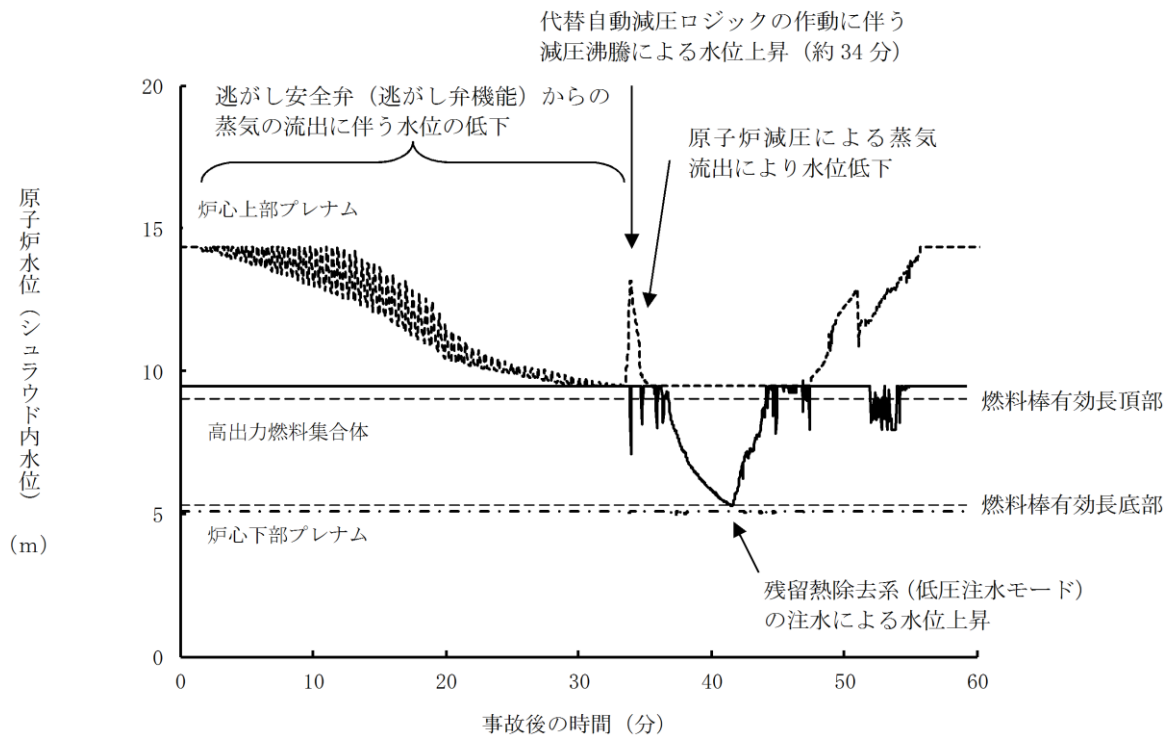
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間(分)						経過時間(時間)							経過時間(日)			備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	8	9	10	11	12	13	
操作項目	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	操作の内容 事象発生 原子炉スクラム 約21秒 原子炉水位低(レベル2) プラント状況判断 約15分 原子炉水位低(レベル1H) 約24分 原子炉水位低(レベル1) 約34分 代替自動減圧作動回路動作 約36分 原子炉水位燃料棒有効長頂部到達※ 約42分 残留熱除去系(低圧注水モード) 原子炉注水確認 約45分 原子炉水位燃料棒有効長頂部回復※ 約54分 原子炉水位高(レベル8) 約1時間 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転開始 12時間 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転開始																	※シュラウド内水位に基づく時間
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																		
	通報連絡者	緊急時対策 本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡																		
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)																		
状況判断	1人 A	—	—	—	10分																	
				<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉スクラム、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 再循環ポンプトリップ確認 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁(逃がし弁機能)による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 高圧炉心スプレイ系機能喪失確認 高圧原子炉代替注水系起動操作 残留熱除去系(低圧注水モード)起動 非常ガス処理系自動起動確認 																	解析上考慮せず*	
高圧注水機能喪失調査, 復旧操作	—	—	—	—																	解析上考慮せず* 対応可能な要員により対応する	
原子炉減圧確認	(1人) A	—	—	—		適宜確認																
残留熱除去系 (低圧注水モード) 注水操作	(1人) A	—	—	—							原子炉水位を レベル3 ~レベル8 で維持											
残留熱除去系(低圧注水モード)から 残留熱除去系(サブプレッション・プール水 冷却モード)への切替え	(1人) A	—	—	—							残留熱除去系 (サブプレッション・プール水 冷却モード) 運転を継続											
残留熱除去系(低圧注水モード)から 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード) への切替え	(1人) A	—	—	—							20分											
	—	2人 B, C	—	—							10分											
	—	—	—	—							20分											
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	—							10分											
	(1人) A	—	—	—							残留熱除去系 (原子炉停止時冷却 モード) 運転継続											
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—							適宜実施										解析上考慮せず* 燃料プール水温66℃以下維持	
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	—	—																		

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

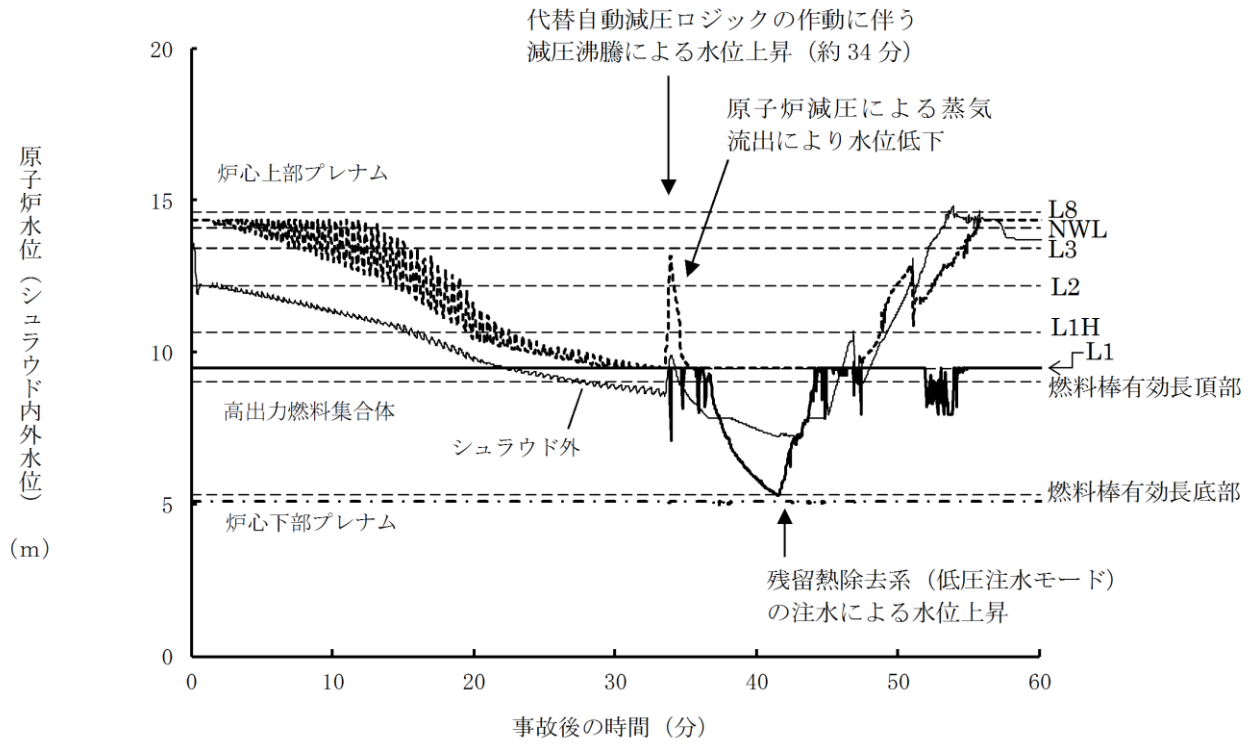
第 2.2.1-3 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間



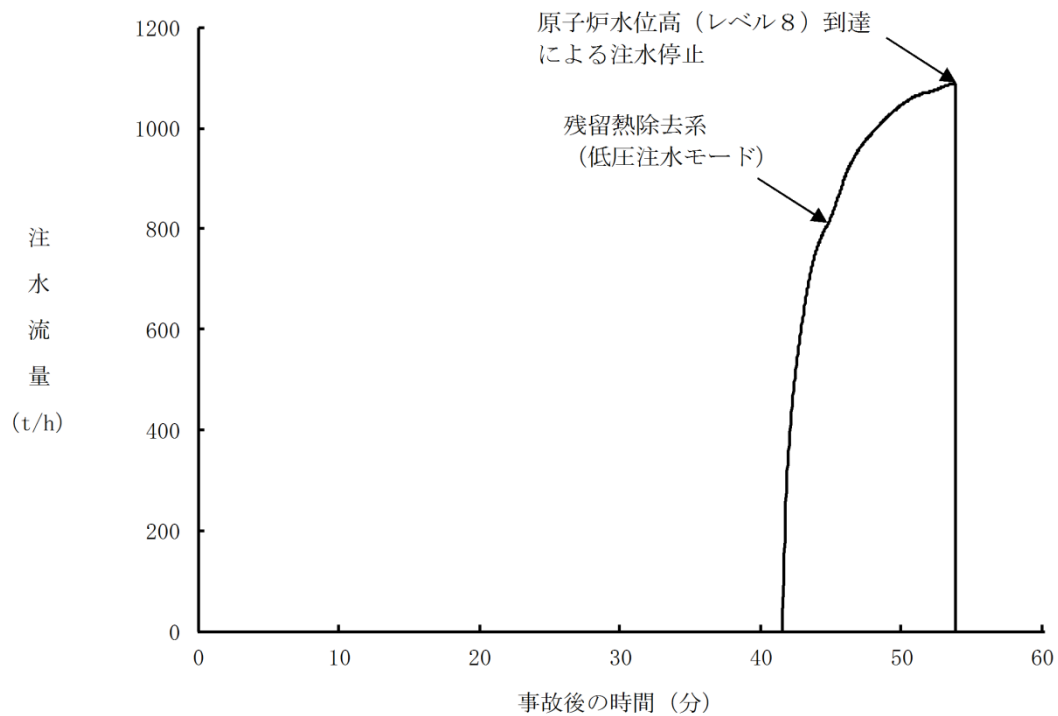
第 2.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



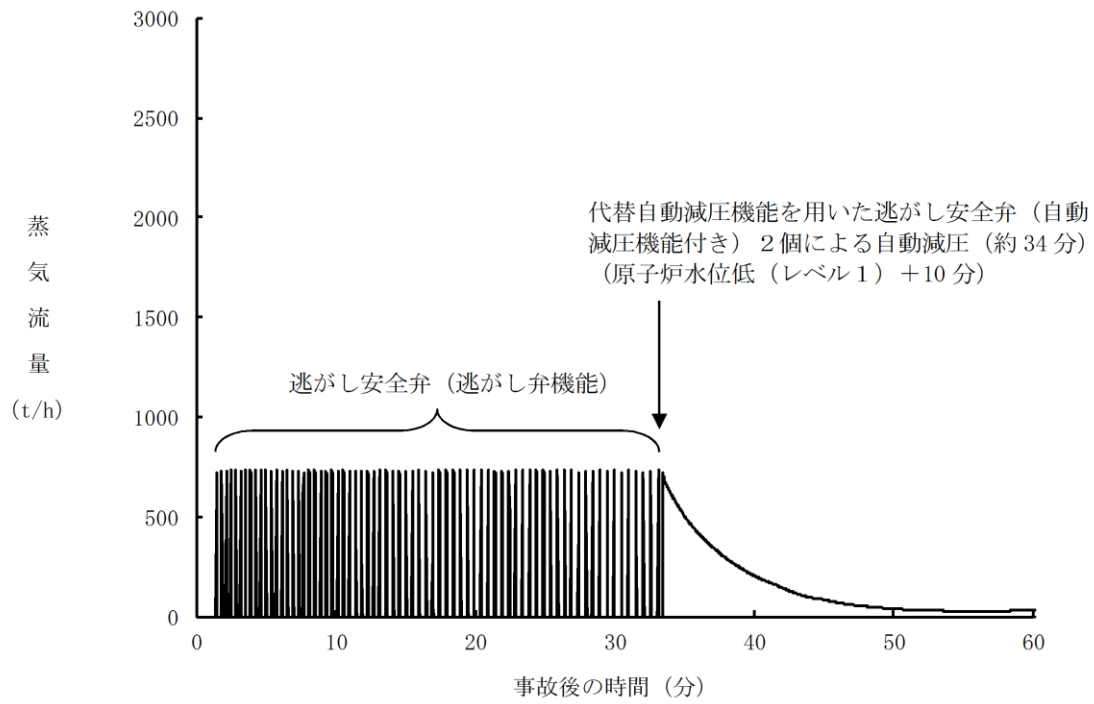
第 2.2.2-1(2) 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



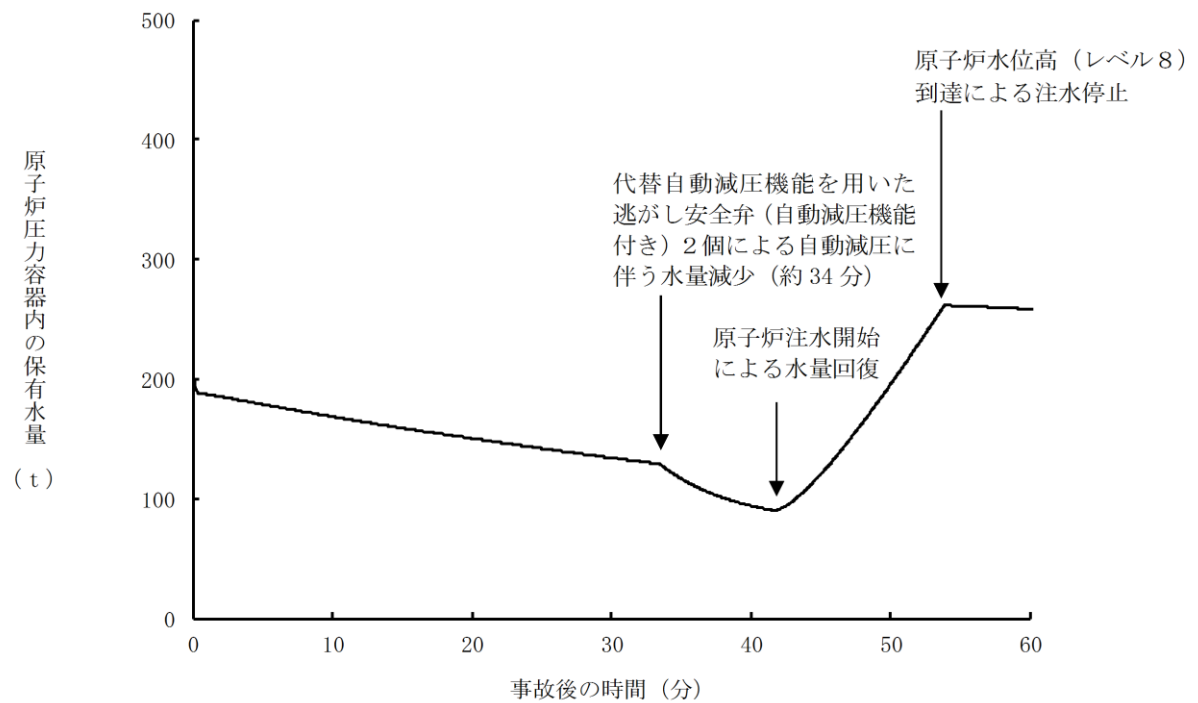
第 2.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



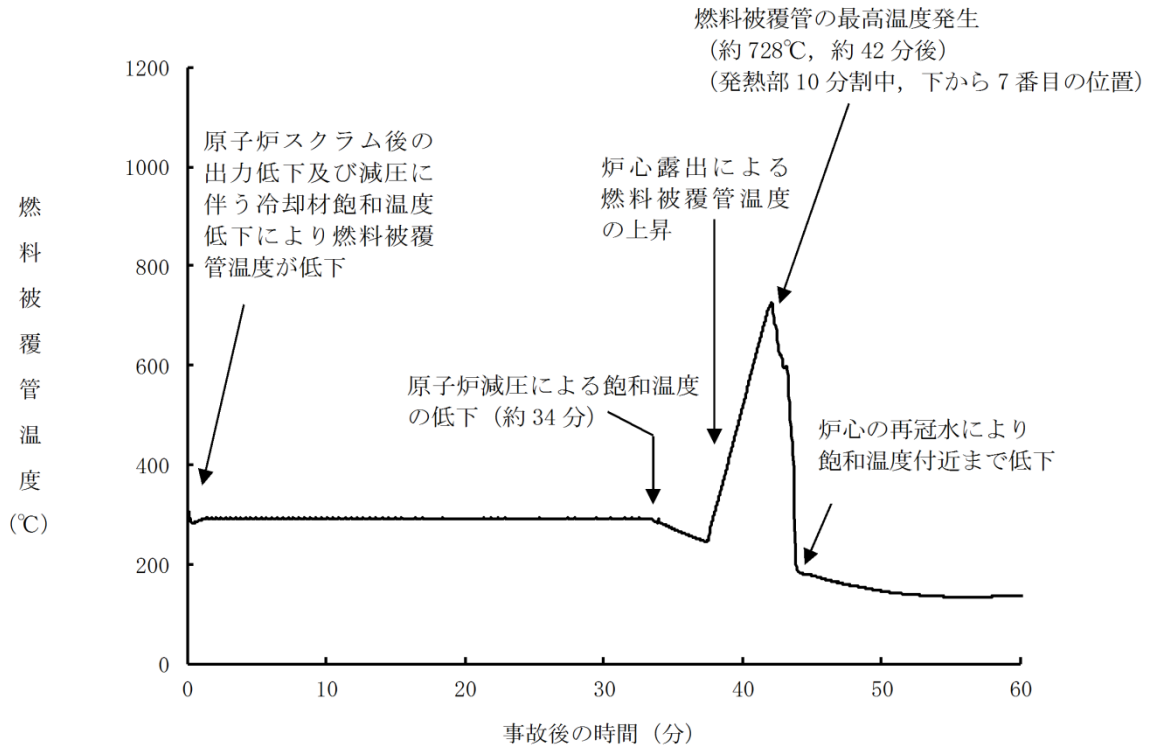
第 2.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



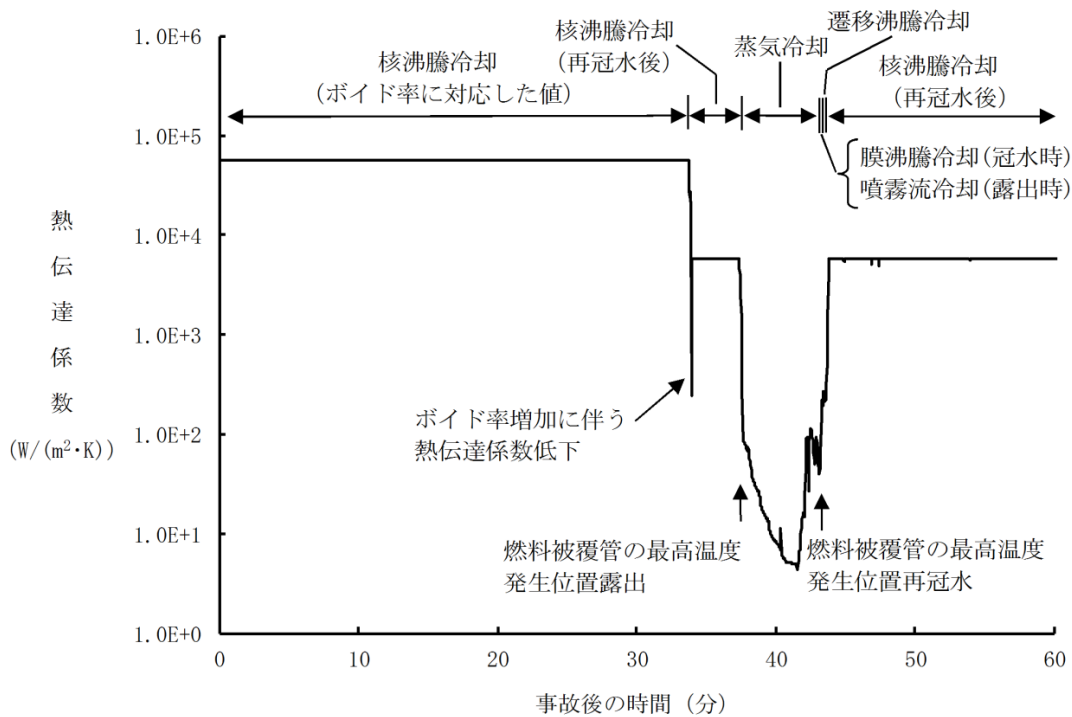
第 2. 2. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



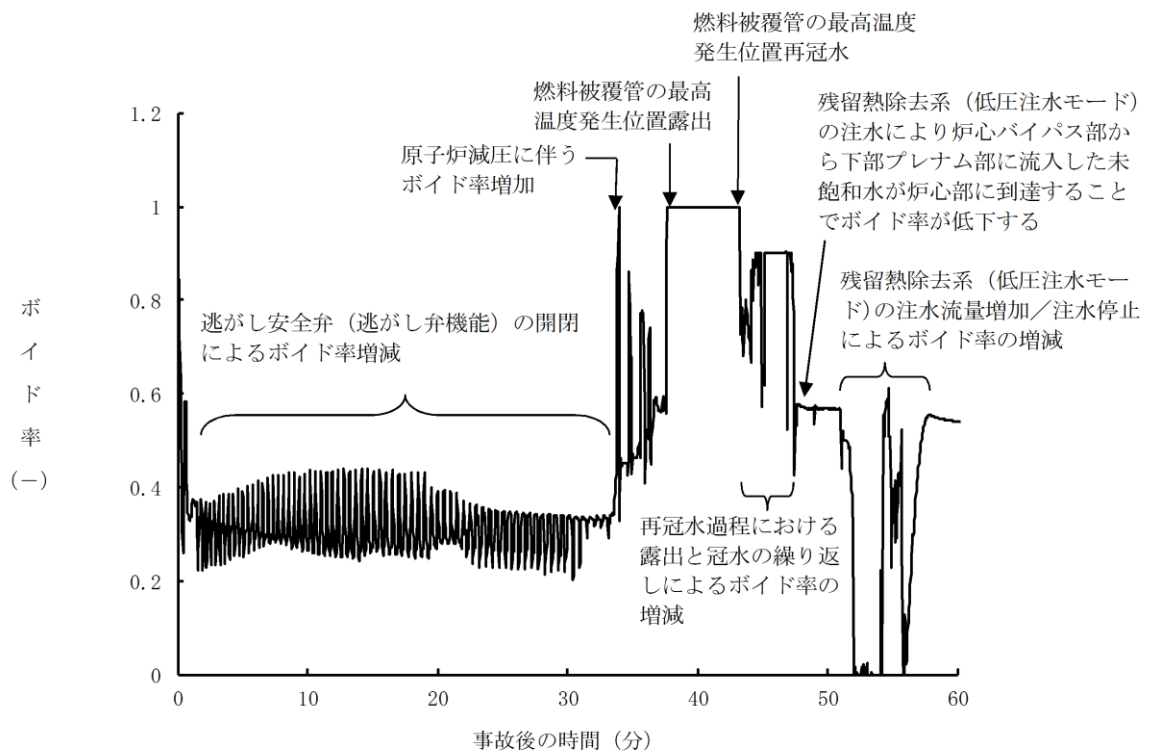
第 2. 2. 2-1(6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



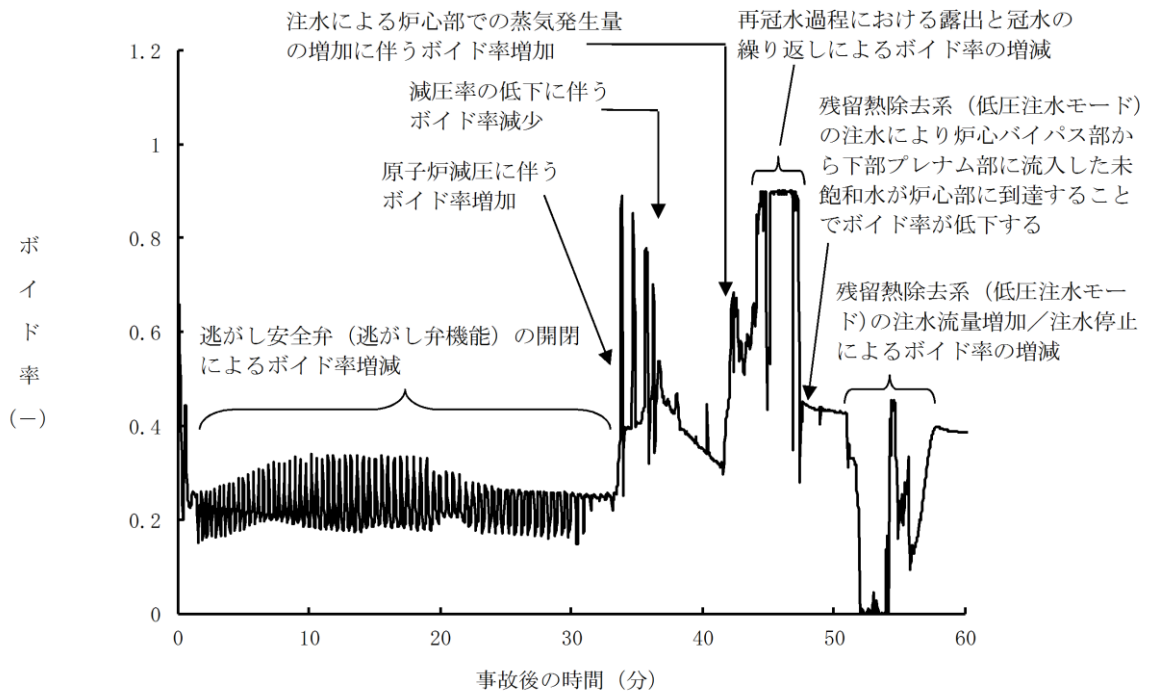
第 2. 2. 2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



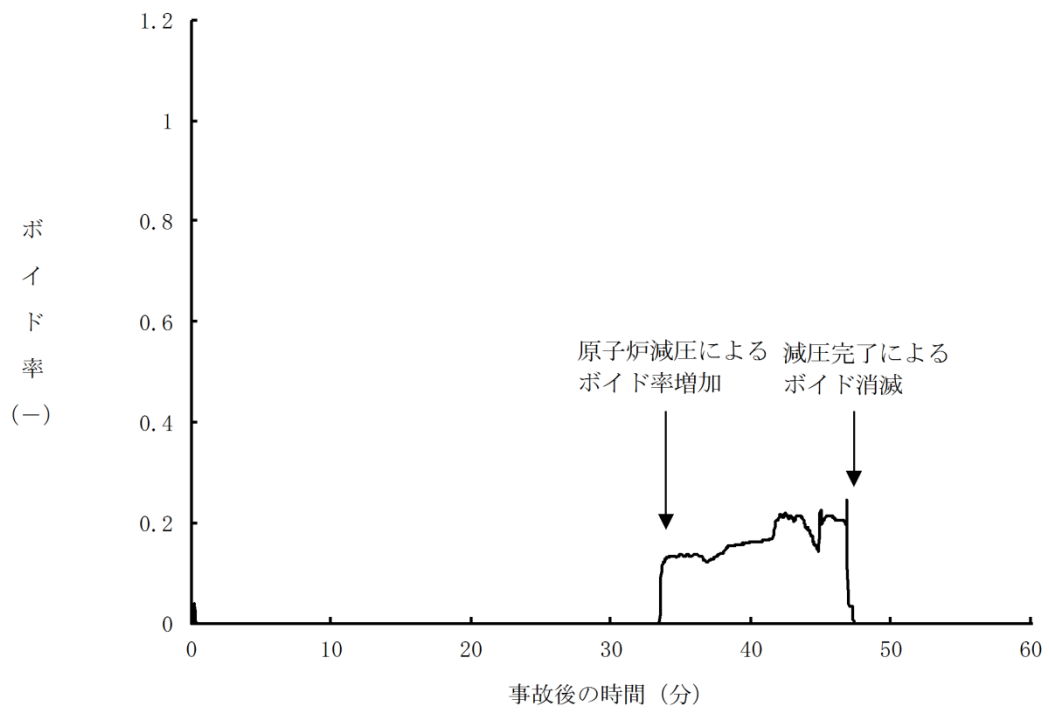
第 2. 2. 2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



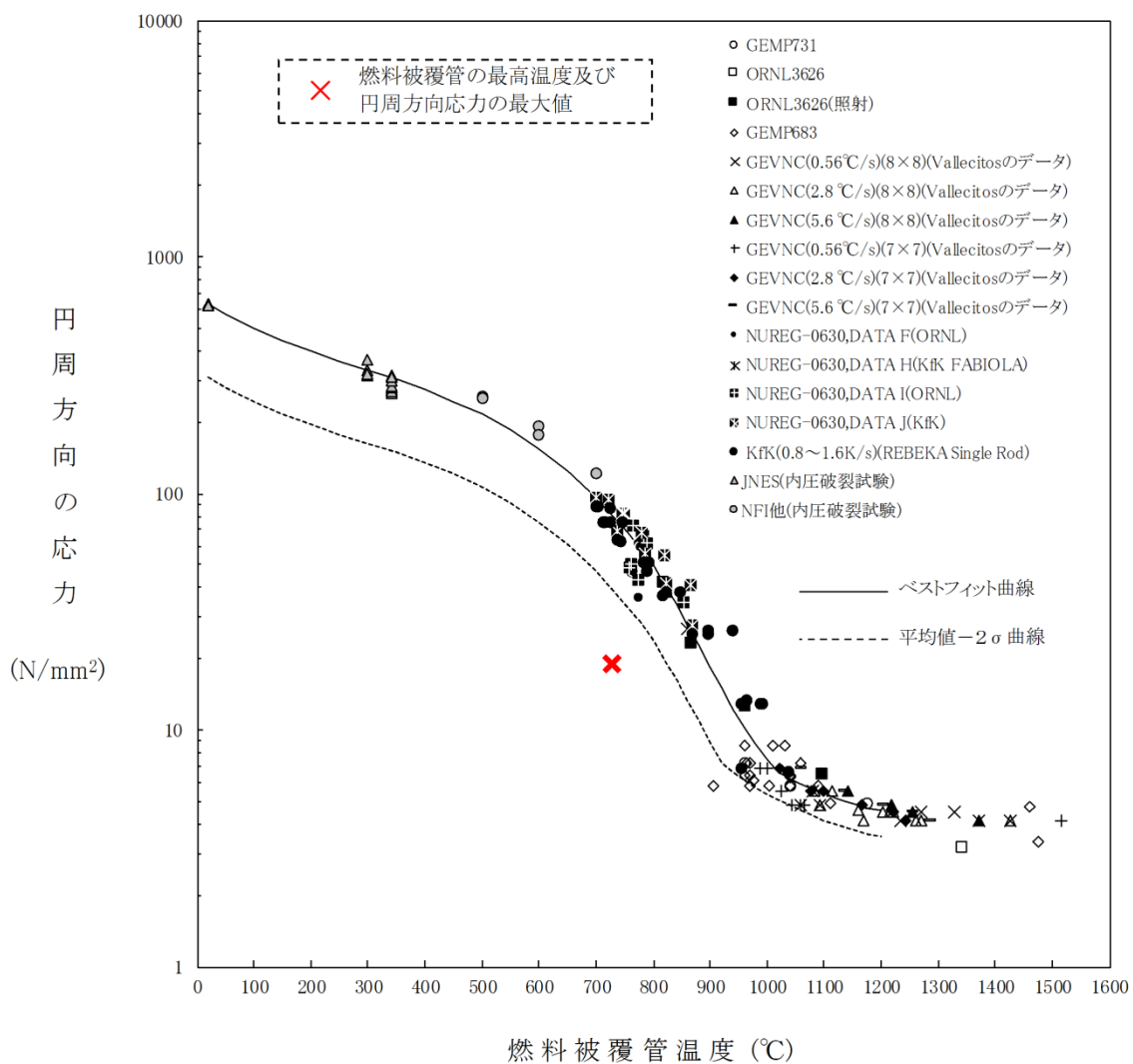
第 2.2.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



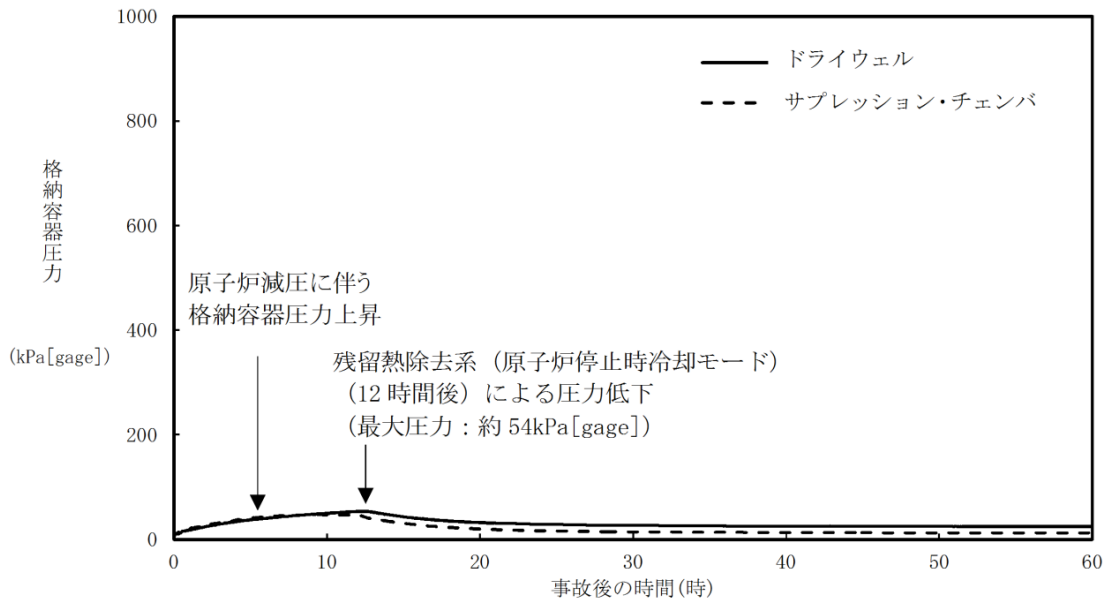
第 2.2.2-1(10) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



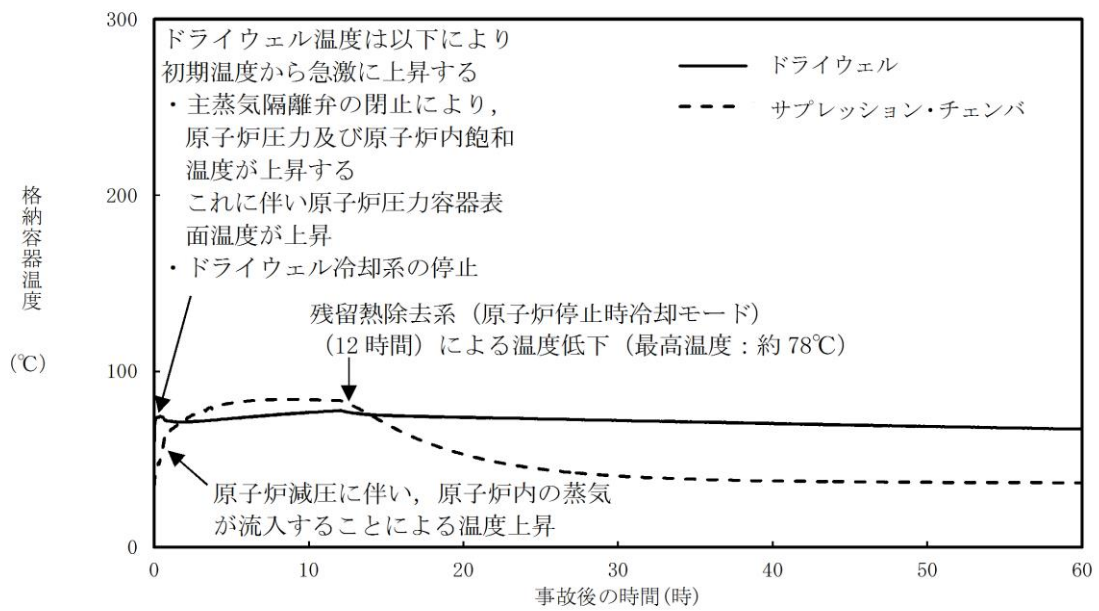
第 2. 2. 2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



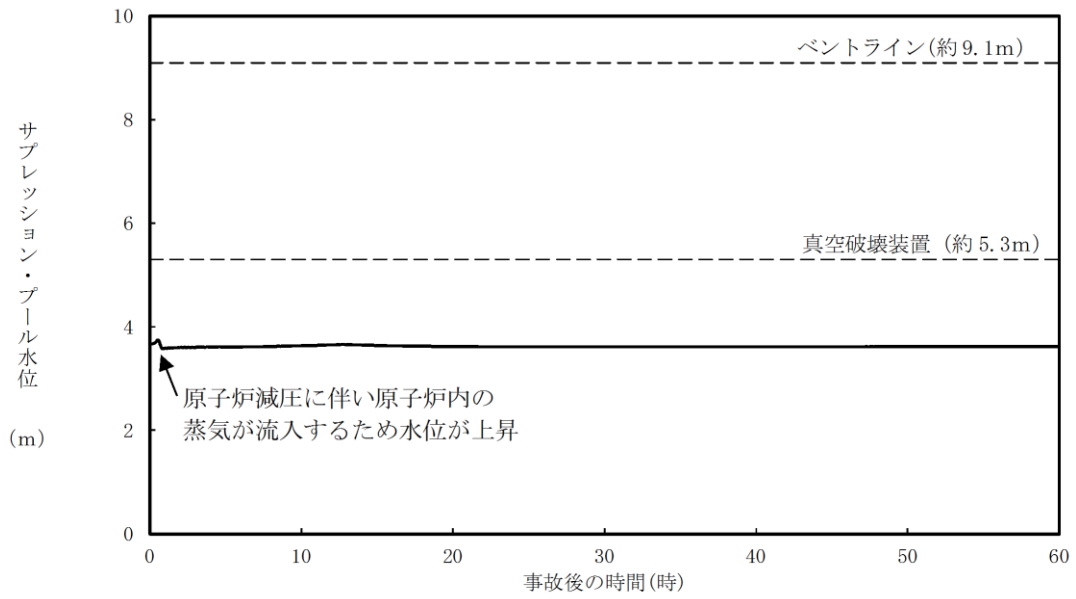
第 2. 2. 2-1 (12) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



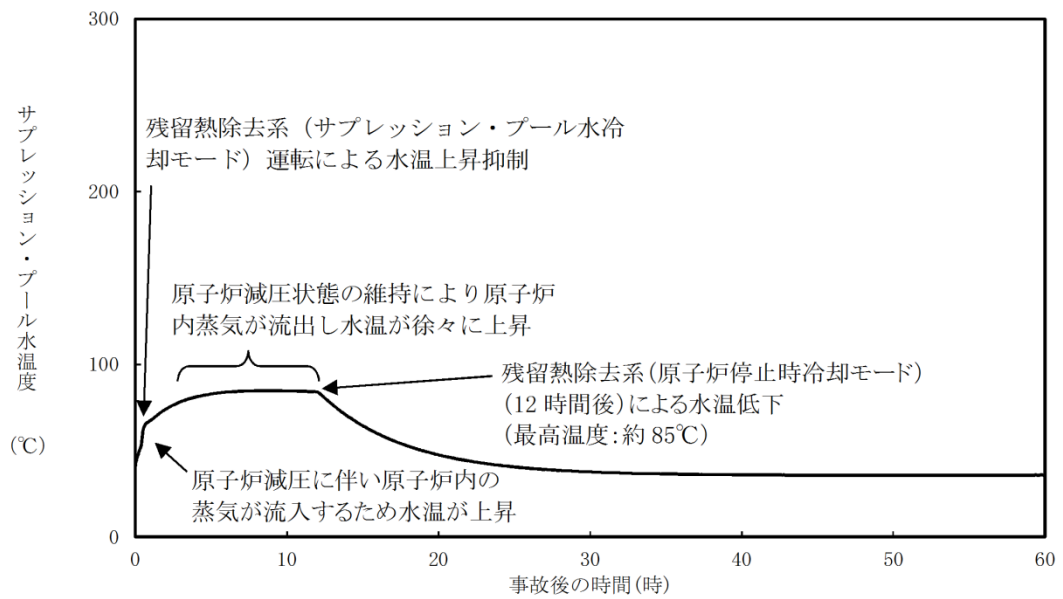
第 2. 2. 2-1 (13) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 2. 2-1 (14) 図 格納容器温度の推移



第 2. 2. 2-1 (15) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2. 2. 2-1 (16) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.2.1-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について (1 / 2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	—	平均出力領域計装※
高圧注水・減圧機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）を起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】※	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※ 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 ※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※ 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※
高圧原子炉代替注水による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ※	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※ 高圧原子炉代替注水流量
代替自動減圧機能動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去ポンプ運転時に代替自動減圧機能により、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個が開き、原子炉急速減圧する。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ 代替自動減圧機能	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 ※ 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■ 有効性評価上考慮しない操作

第 2.2.1-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について（2 / 2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】※ サブレーション・チェンバ※	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※
残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブレーション・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）】※	【残留熱除去ポンプ出口流量】※ サブレーション・プール水温度（SA）
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）の運転により、プール水温度が静定することを確認後、サブレーション・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】※	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※ 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.2.2-1表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (1 / 4)

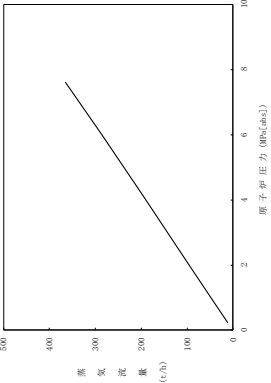
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44.0 kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)
原子炉停止後の崩壊熱	ANS I / ANS -5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブレーション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値

初期条件

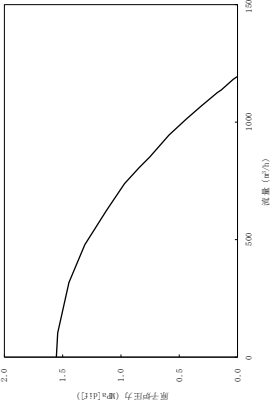
第2.2.2-1表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高压注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の手動減圧の失敗を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は, 必要燃料量の観点で厳しくなることから, 外部電源なしを設定 また, 原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり, 外部電源がある場合を包含する条件として, 再循環ポンプトリップは, 原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする

第2.2.2-1表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（3／4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4個, 377t/h/個	代替自動減圧機能による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の2個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位低（レベル1）到達10分後 作動数：2個 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係>	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件 原子炉減圧機能		逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

第 2.2.2-1 表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (4 / 4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>原子炉水位低 (レベル 1) にて自動起動</p> <p>1, 136m³/h(0.14MPa[dif])において (最大 1, 193m³/h) にて注水</p>	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p> 
<p>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード)</p>	<p>熱交換器 1 基あたり約 9MW (サブプレッション・プール水温度又は原子炉冷却材温度 52℃, 海水温度 30℃において)</p>	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>
<p>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱開始</p>	<p>原子炉水位高 (レベル 8) 到達後</p>	<p>原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) を踏まえ, 原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定</p>
<p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転操作</p>	<p>事象発生から 12 時間後</p>	<p>サブプレッション・プール水温度上昇が緩やかになるか, 静定した後の操作として設定</p>

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について

1. はじめに

事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」においては、原子炉圧力が0.80MPa[gage]まで低下したことを確認した後、事象発生12時間後に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を開始することとしている。これは、過去の運転経験に基づき設定したものである。ここでは、平成7年1月30日に発生した島根2号炉の原子炉自動スクラム事象時の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転実績について示す。

2. 事象発生時の実績

以下に原子炉自動スクラム事象発生時の島根2号炉における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転開始までの時系列を示す。

1/30	9:29	事象発生, 原子炉スクラム
	23:05~1:05	A-RHR起動(フラッシング) - 残留熱除去系の起動準備操作
1/31	3:23~	A-RHR原子炉停止時冷却モードによる冷却開始

上記に示すとおり、起動準備から約4.3時間で残留熱除去系（停止時冷却モード）の運転を開始している。

3. まとめ

2. に示したとおり、原子炉自動スクラム事象発生時においても、島根2号炉においては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の起動準備から約4.3時間で運転を開始している実績がある。

したがって、本解析で操作開始時間として設定している事象発生12時間以内に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転操作は行えるものと考えられる。

以上

安定状態について（高圧注水・減圧機能喪失）

高圧注水・減圧機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

逃がし安全弁を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）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，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約 12 時間後に残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
崩壊熱	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさもあいまってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却の場合には実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却の場合には実験結果に比べて、10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気相相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードでは実験結果の燃料棒被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料棒被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた過熱除去系(自動減圧機能付き)による原子炉減圧及び残留熱除去系の起動により行われ、燃料棒被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料棒被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料棒被覆管温度を高める余裕は大きくなる。
	燃料棒被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性はあるが、操作手順(冠水後の流量調整操作)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒被覆管温度を高める余裕は大きくなる。
燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を予測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・プール水位が通常水位+1.3mに到達した時点となる。しかしながら、本解析においてはサブプレッション・プール水冷却モード運転により原子炉格納容器除熱を行い、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	破裂発生前の燃料棒被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は、伝熱面積やギャップ熱伝達係数、破裂後の金属-水反応熱に影響を与え、燃料棒被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードは前述の判定を行うための燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、おおむね保守的な結果を与えるものと考えられる。	
沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果		二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、実験結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気相相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉炉力の評価において、ROSA-IIIでは2MPaより低い炉力で系統的に炉力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で炉力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、低圧注水系を注水手段として用いる事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧注水系の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシミュラウ外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉炉力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部ブレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアブラス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。 なお、原子炉減圧及び注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを用いている。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は、圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通して、平衡均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平衡均質流モデルを用可能である。

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

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉压力容器	E C C S注水 代替注水設備 含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。 格納容器温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を認めているが、BWRの原子炉格納容器内とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている。また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を認めているが、BWRの原子炉格納容器内とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できている。また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液界面の熱伝達		格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。		
	サブプレッション・プールの冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (1/3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される、最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	評価項目となるパラメータを与える影響 最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータを与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	6. 93MPa[gage]	約6. 77~6. 79MPa[gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約+85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4. 6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2 cmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム25分後まで崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4. 6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2 cmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	35. 6×10 ³ t/h	定格流量の85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、その相連は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型)を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料については、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることとなるが、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることとなる。MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料については、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることとなる。MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	44. 0kW/m	約40. 6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧機能を用いた逃がし安全弁により原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動に先行し、燃料被覆管温度を操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度336Wd/t)	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度約306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷モード)への移行は炉心注水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (高圧注水・減圧機能喪失) (2 / 3)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ (設計値)	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m～約3.63m (実測値)	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなるため、サブレーション・プール冷却モード運転への移行は冠水後の操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、最確条件は解析条件で設定している水温度よりも低くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5 kPa [gauge]	約5 kPa [gauge]～約7 kPa [gauge] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は12時間あたり約49kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は12時間あたり約49kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、サブレーション・プール冷却モードにより格納容器は十分に除熱されるため、初期温度が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（高圧注水・減圧機能喪失）（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	給水流量の全喪失	-	原子炉水位の低下で厳しい事象を設定 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ス系の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失及び原子炉の自動減圧の失敗を設定	-	-
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	-	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプが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ことによって原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプが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ことによって原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部電源	外部電源なし	-	外部電源なしの場合は、必要燃料量の観点で厳しくすることから、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号によって発生するものとする	必要燃料量の観点で厳しい外部電源がない状態を設定しているが、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプが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ことによって原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を包含する条件を設定している。仮に事象発生と同時に再循環ポンプがトリップする条件を設定した場合は、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
事故条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[Gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[Gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設定として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	残留熱除去系（低圧注水モード）	代替自動減圧機能による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の2個を開することによる原子炉急速減圧 原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1.136m ³ /h(0.14MPa[di f])において（最大1,193m ³ /h）にて注水	代替自動減圧機能による逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の2個を開することによる原子炉急速減圧 原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 1.136m ³ /h(0.14MPa[di f])において（最大1,193m ³ /h）にて注水	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の間係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	熱交換器1基あたり約9MW（サブレーション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約9MW（サブレーション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなることかから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）及び原子炉停止時冷却モード	熱交換器1基あたり約9MW（サブレーション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	熱交換器1基あたり約9MW（サブレーション・プール水温度又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (高圧注水・減圧機能喪失)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考案					
残留熱除去系 (サブプレッシャー) による原子炉水位の上昇を継続監視することができず、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 残留熱除去系 (サブプレッシャー) による原子炉水位の上昇を継続監視することができず、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。電動弁の操作が必要ではあるが、サブプレッシャーによる原子炉水位の上昇に対して操作所要時間は十分に短い。よって、操作開始時間に与える影響は低い。 【他の並列操作の有無】 異なる区分の残留熱除去系の低圧注水モードで原子炉水位維持操作を実施しており、同じ運転員が低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッシャーによる原子炉水位の上昇を監視することかから、サブプレッシャーによる原子炉水位の上昇による影響は低い。 【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。操作開始時間から12時間あり、十分な時間余裕がある。	原子炉水位制御 (レベル3) 以上、原子炉水位の上昇が認められることによる影響はなし。 原子炉水位の上昇が認められることによる影響はなし。 原子炉水位の上昇が認められることによる影響はなし。 原子炉水位の上昇が認められることによる影響はなし。	原子炉水位の上昇が認められることによる影響はなし。 原子炉水位の上昇が認められることによる影響はなし。 原子炉水位の上昇が認められることによる影響はなし。 原子炉水位の上昇が認められることによる影響はなし。	操作の不確かさ要因	複数の残留熱除去系 (サブプレッシャー) による原子炉水位の上昇を継続監視することができず、認知遅れにより操作開始時間に与える影響は低い。 運転員が操作することから、サブプレッシャーによる原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 その結果、操作開始時間に与える影響は低い。 操作開始時間は変動するが、実態の操作開始時間は短く、影響は小さい。 運転員等操作時間に与える影響は小さい。 当該操作は、解析条件 (操作条件) を除く (操作条件) により操作開始時間が短くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることと、他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間と操作所要時間はほぼ同等であるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	サブプレッシャーモードの運転開始から約1時間後、運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。	中央制御室における操作のため、訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 3分後に残留熱除去系 (サブプレッシャー) による原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。
残留熱除去系 (原子炉停止時) による原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。	サブプレッシャーモードの運転開始から約1時間後、運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。	サブプレッシャーモードの運転開始から約1時間後、運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。	操作の不確かさ要因	複数の残留熱除去系 (サブプレッシャー) による原子炉水位の上昇を継続監視することができず、認知遅れにより操作開始時間に与える影響は低い。 運転員が操作することから、サブプレッシャーによる原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 その結果、操作開始時間に与える影響は低い。 操作開始時間は変動するが、実態の操作開始時間は短く、影響は小さい。 運転員等操作時間に与える影響は小さい。 当該操作は、解析条件 (操作条件) を除く (操作条件) により操作開始時間が短くなる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることと、他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間と操作所要時間はほぼ同等であるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	サブプレッシャーモードの運転開始から約1時間後、運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。	中央制御室における操作のため、訓練実績を取得。訓練では、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 3分後に残留熱除去系 (サブプレッシャー) による原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。 運転員が操作を開始し、約21時間以上経過し、原子炉水位の上昇が認められることによる影響は低い。

7日間における燃料の対応について（高圧注水・減圧機能喪失）

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 700m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）

2.3.1.1 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「全交流動力電源喪失（長期TB）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源（DG-A，B）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」では，全交流動力電源喪失後，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの，その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，所内常設蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生8時間後まで炉心を冷却し，その後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」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，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。

また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.1.1-1(1)図から第2.3.1.1-1(3)図に，手順の概要を第

2.3.1.1-2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操作手順の関係を第2.3.1.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計31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、当直長1名、当直副長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5名、緊急時対策要員（現場）は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.1.1-3図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、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、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

d. 直流電源負荷切離し及び切替え

原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切離し及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施することにより24時間にわたって直流電源の供給を行う。また、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。

屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）である。

g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧原子炉代替注水流量等である。

h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（A-RHRドライウエル第2スプレイ弁）の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。

なお、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水と格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は同時に実施する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量等である。

i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。

原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を再開する。

また、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱に切り替える。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、すべての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「外部電源喪失+交流電源(DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却(HPCS) 失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及び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。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部

- 電源を喪失するものとする。
- (b) 安全機能の喪失に対する仮定
すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。
 - (c) 外部電源
外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。
- b. 重大事故等対策に関連する機器条件
- (a) 原子炉スクラム信号
原子炉スクラムは原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービントリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。
 - (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）で自動起動し、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}$ [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
逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。
 - (d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）
逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $70\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉へ注水する。
 - (e) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）
格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。
 - (f) 残留熱除去系（低圧注水モード）
残留熱除去系（低圧注水モード）は、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ 0.14MPa [dif]において）（最大 $1,193\text{m}^3/\text{h}$ ）の流量で注水するものとする。
 - (g) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）
原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サブプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°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
- 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。
- (a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。

- (b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サブプレッション・プール水温度が100°Cに到達する事象発生から8時間後に開始する。
- (c) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (d) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{*}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.1.2-1(1)図から第2.3.1.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.1.2-1(7)図から第2.3.1.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.1.2-1(10)図から第2.3.1.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、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、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台すべてがトリップする。

所内常設蓄電式直流電源設備は、事象発生から8.5時間経過するまでに現場にて不要な負荷の切離し及び直流電源切替え（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））を実施することにより、24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。

事象発生8時間までの間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。

（添付資料2.3.1.1, 2.3.1.2）

事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から24時間30分経過した時点で実施する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.3.1.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）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1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.3.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.59MPa[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、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却と残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行うことによって、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384kPa[gage]及び約151℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

（添付資料2.3.1.3）

第2.3.1.2-1(2)図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.3.1.4）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

全交流動力電源喪失（長期TB）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。

また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの原子炉格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝

縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはいないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めめに評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはいないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.1.5)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開

始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.3.1.5）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.3.1.5）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））は、解析上の操作開始時間として事象発生から8.5時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であるが、原子炉水位等の重要パラメータは停電しないSA用115V系蓄電池電源にて監視可能であり、停電は問題とならない。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備操作は、事象発生から2時間30分後までに実施できることから解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温度を確認し、逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点では他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生約19時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.3.1.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設

定と同等であり、直流電源は枯渇することはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.1.5）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の直流電源の負荷切離し操作及び所内常設蓄電式直流電源設備切替え操作（B-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池（SA））については、事象発生8時間後から操作時間30分で実施するものとしており、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離しの対象となる負荷について8.5時間給電を継続する条件としていることから、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための逃がし安全弁手動開操作までは8時間の時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.1.5）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シナシスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）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1,100m³の水が必要となる。水源として、輪谷貯水槽（西1／西2）に約7,000m³の水を保有している。これにより必要な水源は確保可能である。輪谷貯水槽（西1／西2）は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽（西1／西2）を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。

原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。

（添付資料2.3.1.6）

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについて、7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

（添付資料2.3.1.7）

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約4,268kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、緊急用対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離し、蓄電池の切替えを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

（添付資料2.3.1.1, 2.3.1.8）

2.3.1.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉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「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」について有効性評価を行った。

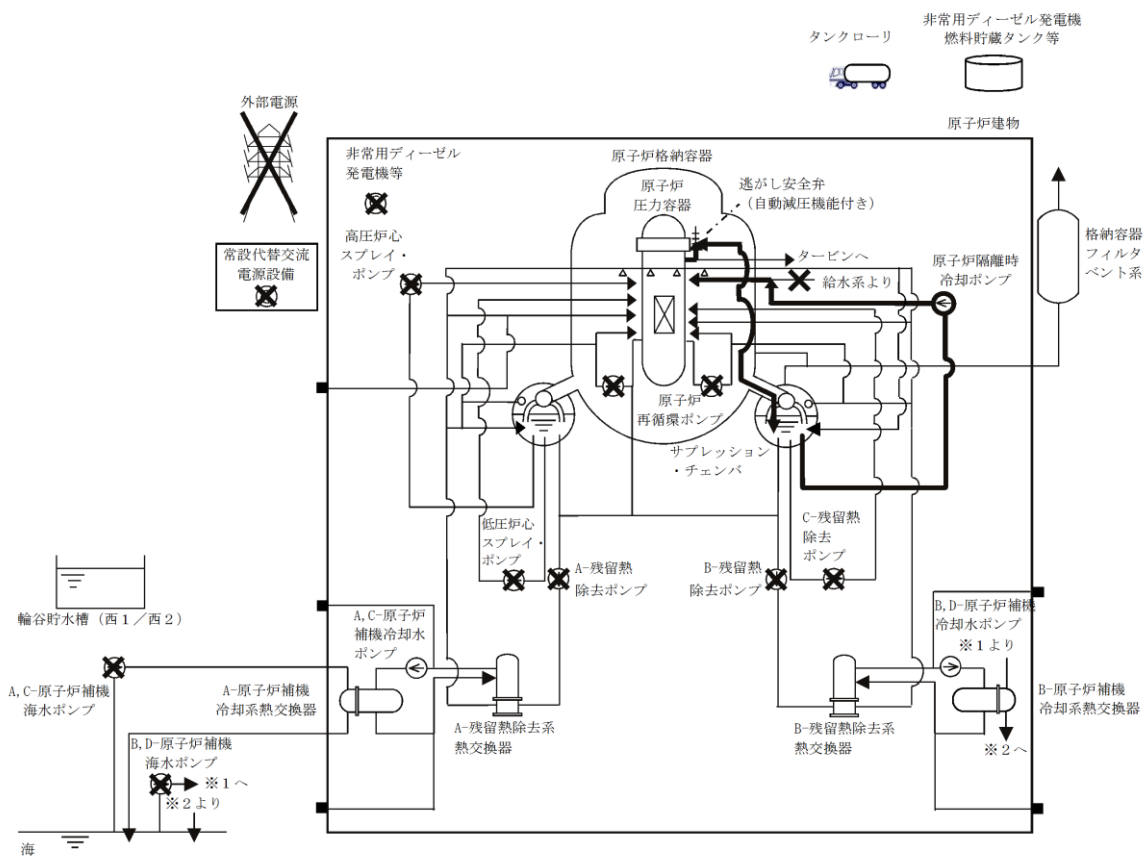
上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

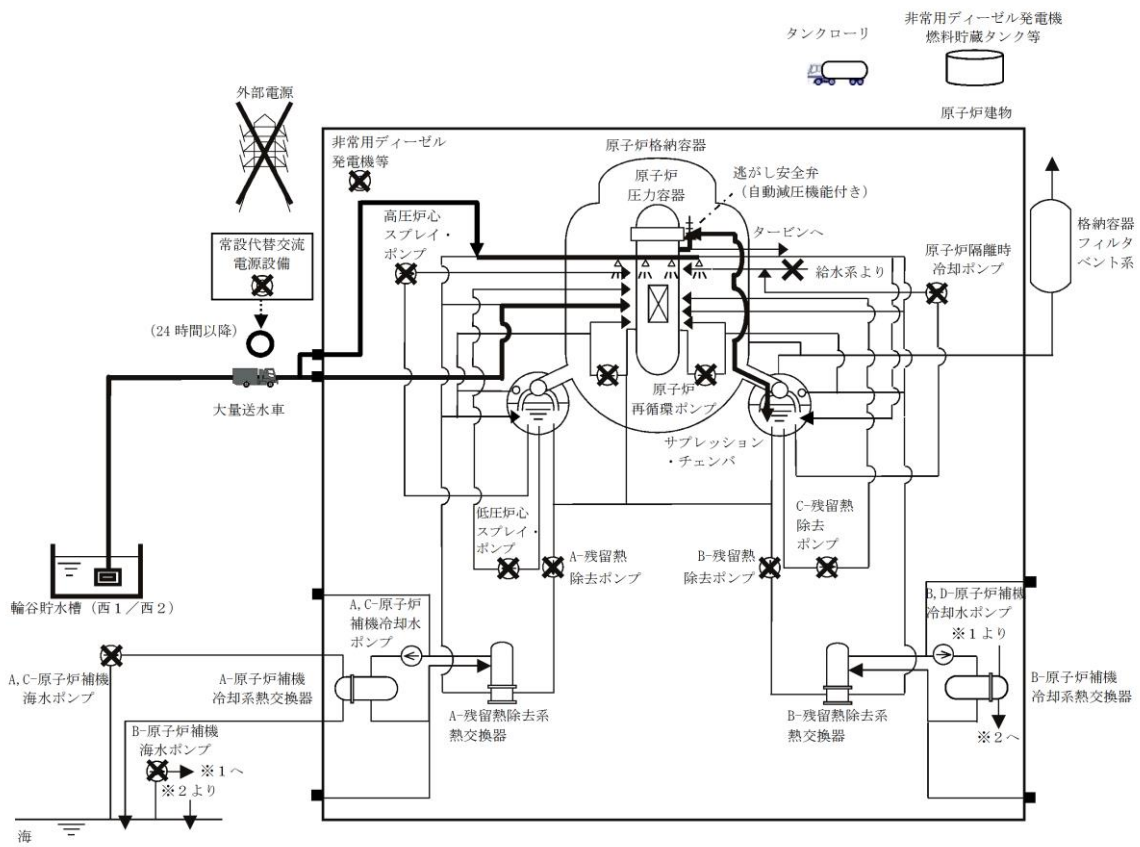
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

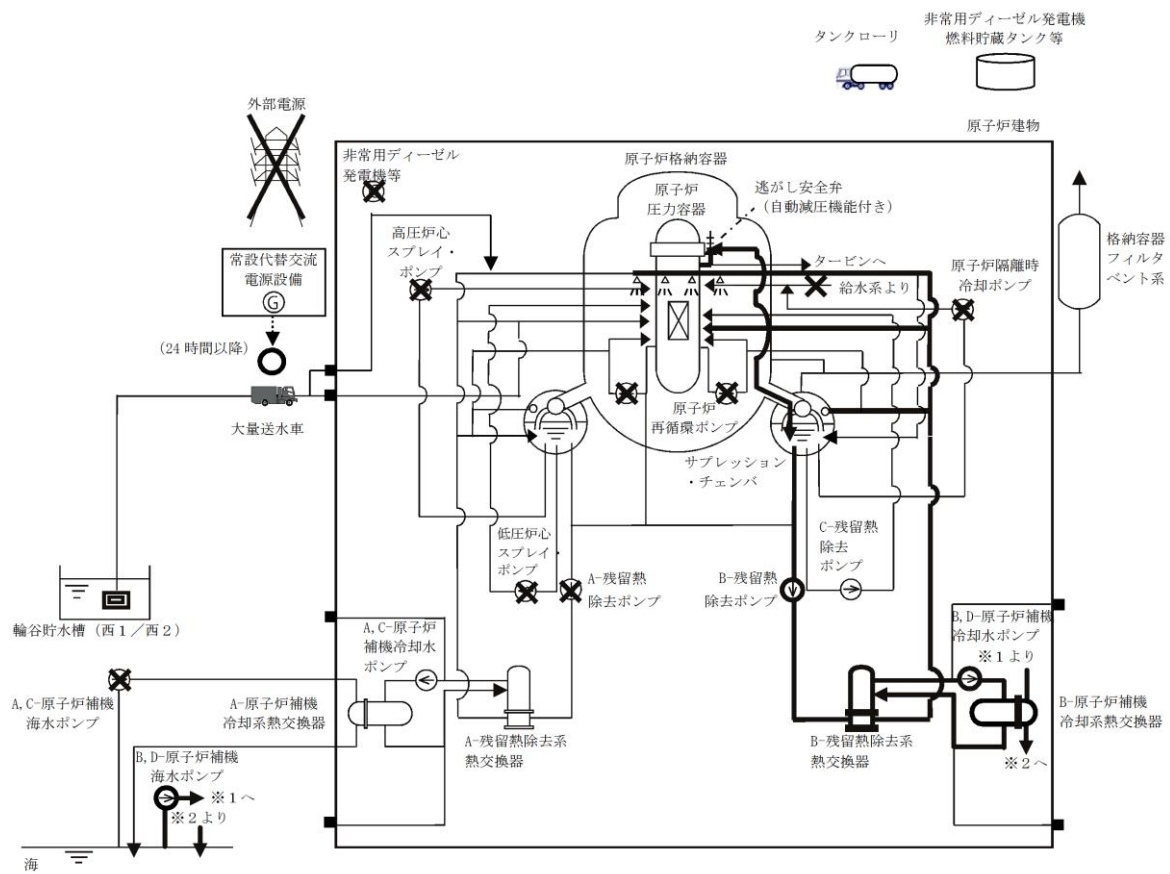
以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」に対して有効である。



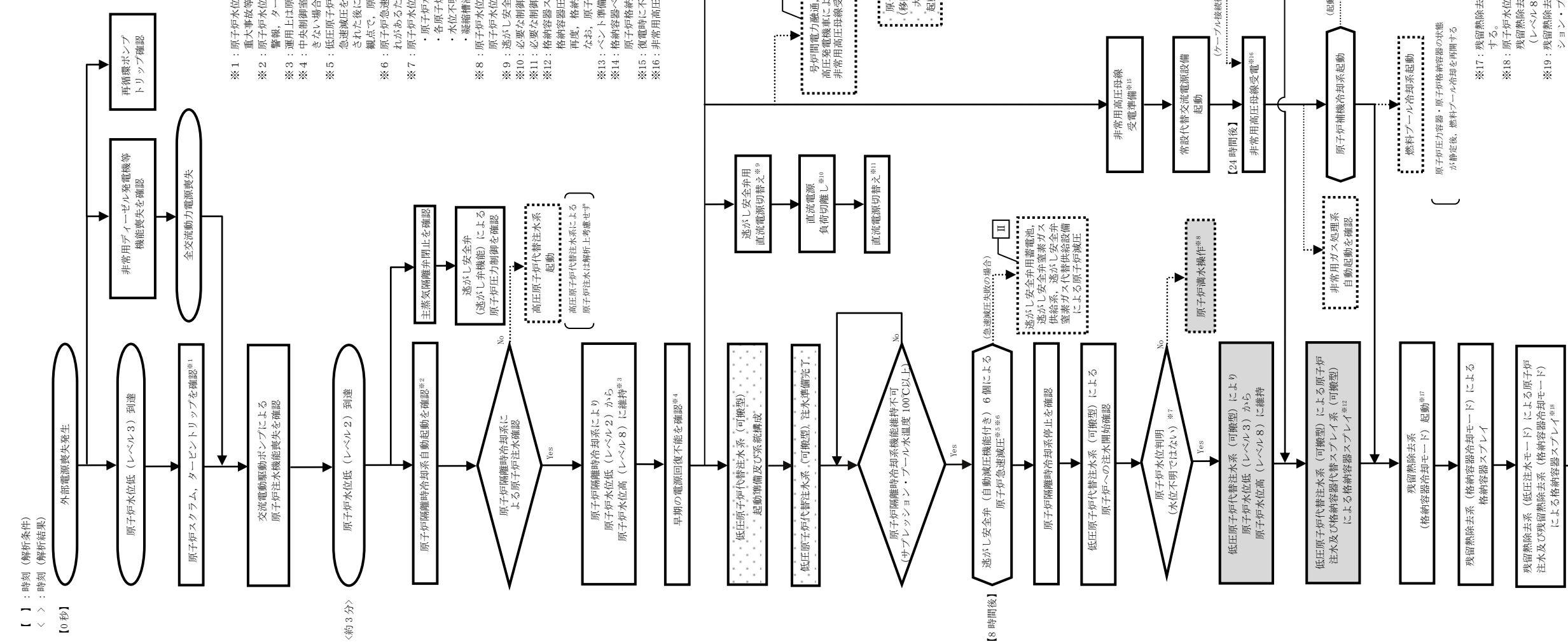
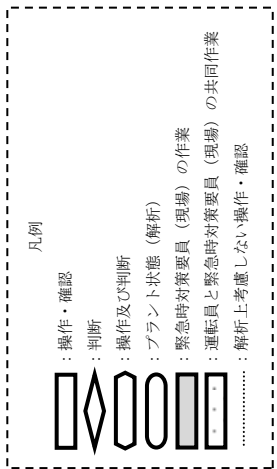
第 2.3.1.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水）



第 2.3.1.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失（長期 T.B）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2.3.1.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



- ※1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※2：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約3分) する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3：運用上は原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※4：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※5：低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、解析上は低圧原子炉代替注水系 (可搬型) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する態様としている。
- ※6：原子炉急速減圧時には原子炉水位計継續槽内の原子炉冷却材の減圧消滅により原子炉水位の指示電の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
- ※7：原子炉水位不明は以下により確認する。
 - ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 - ・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 - ・各原子炉水位の指示値の「水位不明領域」に入った場合
 - ・燃料棒液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
- ※8：原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバの圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※9：逃がし安全弁用直流通電を B-115V 系蓄電池から SA 用 115V 系蓄電池へ切り替える。
- ※10：必要な制御電源を B-115V 系蓄電池以外の負荷を切離す。
- ※11：必要な制御電源を B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池 (SA) へ切り替える。
- ※12：格納容器スプレいの注水量は 120m³/h とし、格納容器圧力 384kPa [gage] 到達で格納容器スプレイを行う。
再度、格納容器圧力 384kPa [gage] 到達で格納容器スプレイを繰り返す。
- ※13：ベン・ベント準備操作として、第 2 弁の開操作を実施する。
なお、原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大容量送水車を使用し、格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
- ※14：格納容器ベント操作前、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
- ※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
- ※16：非常用高圧母線 2 系列のうち、1 系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得する手段】

- I：常設代替交流電源設備が使用できない場合は、発電機電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
(電源容量により使用できる設備に限られる。)
- II：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は、逃がし安全弁窒素ガス供給系、逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
- III：原子炉隔離時冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

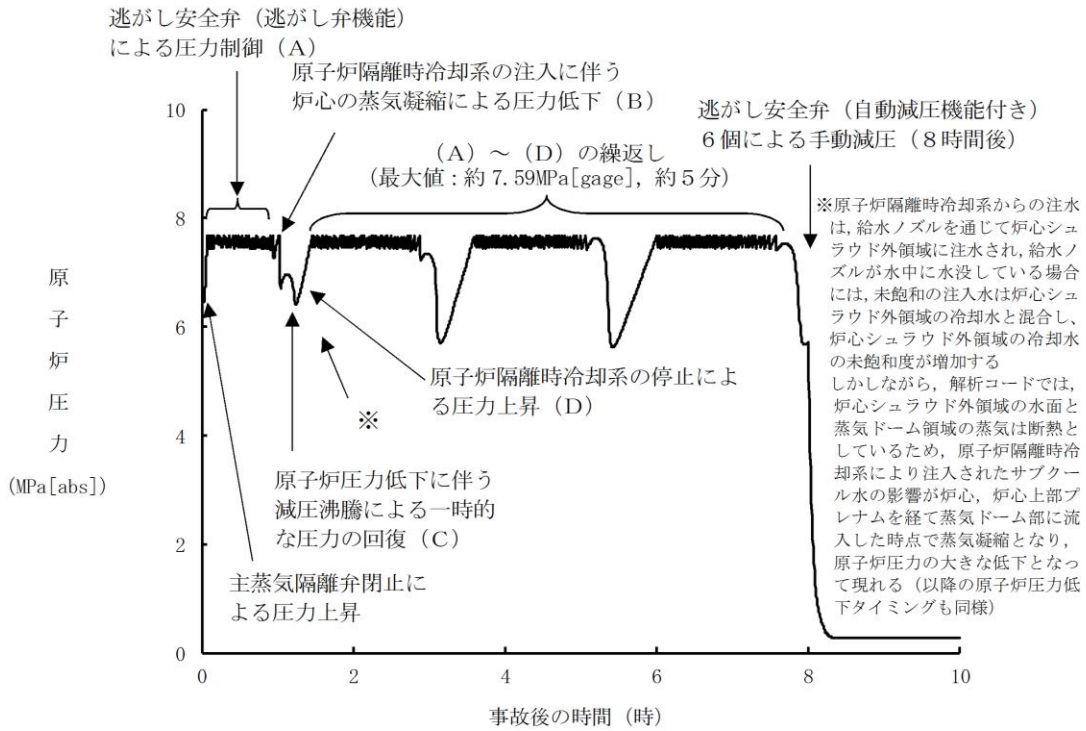
残留熱除去系 (低圧注水モード) により原子炉水位を維持し、残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) によるサブプレッション・プール水冷却を継続する。また機能喪失している設備の復旧に努める。
原子炉圧力容器は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) により冷温停止状態とする。^{※9}

第 2.3.1.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (長期 T B)」 の対応手順の概要

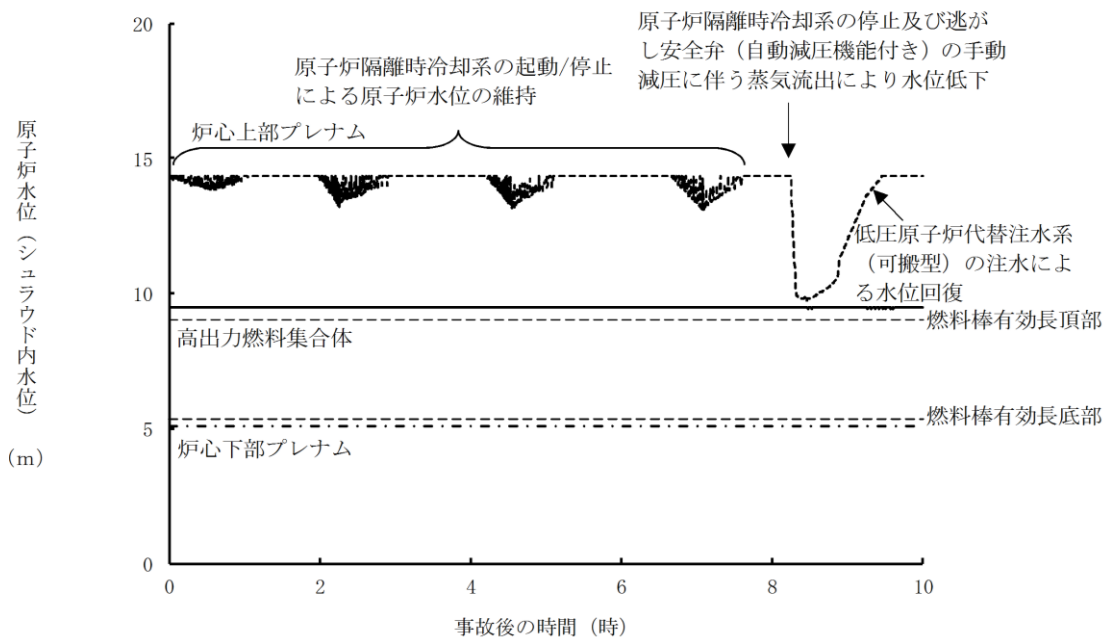
				経過時間 (分)																								経過時間 (日)			備考								
				10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		22	23	24	25	26	27	5	6
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (分)																								経過時間 (日)			備考							
	責任者	当直長	1人		中央制御室 緊急時対策本部準備	▼ 事象発生 原子炉スタム ▼ 約3分 原子炉水位低 (レベル2) ▼ プラント状況確認																																	
	指揮者	当直副長	1人		運転操作指揮	▼ 約8時間 オブレーション・プール水温度100℃到達 直営電源切替 原子炉急降 原子炉隔離時冷却系停止 低圧原子炉代替注水 (可搬型) 原子炉注水開始																																	
	通報連絡者	緊急時対策本部委員	5人		初期での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡	▼ 約14時間 格納容器圧力344kPa[gage]到達																								▼ 約10時間 格納容器圧力344kPa[gage]到達					▼ 2時間 常設代替交流電源設備による給電				
運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策委員 (現場)																																					
状況判断	1人 A	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 原子炉スタム確認、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ・ 再稼働システムトリップ確認 ・ 交流電動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 主変圧機断相・全閉鎖止/過熱し安全弁 (過熱し弁機能) による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 ・ 早期の電源回復不能確認	10分																																		
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位をレベル2～レベル3で維持																																		
交流電源回復操作	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機等 機能回復																														解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する					
常設代替交流電源設備 起動操作	(1人) A	—	—	・ 常設代替交流電源設備起動、受電操作																									10分										
D系非常用高圧自給受電準備	(1人) A	—	—	・ D系非常用高圧自給受電準備 (中央制御室)																									25分										
—	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧自給受電準備 (現場)																									10分										
C系非常用高圧自給受電準備	(1人) A	—	—	・ C系非常用高圧自給受電準備 (中央制御室)																									25分					解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない					
—	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧自給受電準備 (現場)																									25分										
D系非常用高圧自給受電操作	(1人) A	—	—	・ D系非常用高圧自給受電操作 (中央制御室)																									3分										
—	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧自給受電操作 (現場)																									9分										
C系非常用高圧自給受電操作	(1人) A	—	—	・ C系非常用高圧自給受電操作 (中央制御室)																									3分										
—	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧自給受電操作 (現場)																									3分										
電源切替え操作	—	(2人) B,C	—	・ 過熱し安全弁用電源切替え操作	10分																											B-110V系蓄電池からS-A用110V系蓄電池へ切り替える							
所内用蓄電池切替え操作	—	(2人) B,C	—	・ 負荷切替し/所内用蓄電池切替え操作	30分																												B-110V系蓄電池からB-110V系蓄電池 (S-A) へ切り替える						
原子炉急凍風圧操作	(1人) A	—	—	・ 過熱し安全弁 (自動減圧機能付き) 6個 手動閉鎖操作	10分																																		
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 準備操作	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																								2時間10分										
—	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備 (大量注水準備、ホース接続、接続)																																			
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 系統構成	—	2人 B,C	—	・ 放射線防護具準備	10分																								30分										
—	—	—	—	・ 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備																																			
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 注水操作	—	(2人) a,b	—	・ 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 注水操作	原子炉水位をレベル3～レベル4で維持																																		
格納容器代替スプレイス系 (可搬型) 系統構成	—	(2人) D,E	—	・ 格納容器代替スプレイス系 (可搬型) 系統構成																									10分										
格納容器代替スプレイス系 (可搬型) スプレイス操作	—	—	—	・ 格納容器代替スプレイス系 (可搬型) スプレイス操作 (現場)																									適宜実施										
原子炉注水操作	—	—	(2人) a,b	・ 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水流量の増加	格納容器圧力が344kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する																													解析上考慮せず					
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	(12人) a~1	・ 資機材配置及びホース敷設、系統水張り	7時間20分																														解析上考慮せず				
	—	—	3人 a,b,c	・ 放射線防護具準備	10分																											解析上考慮せず							
	—	—	—	・ 電源ケーブル接続	1時間40分																												解析上考慮せず						
	—	2人 D,E	—	・ 放射線防護具準備	10分																													解析上考慮せず					
—	(4人) B,C,D,E	—	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成	1時間40分																														解析上考慮せず				
—	(2人) B,E	—	—	・ 格納容器ベント準備 (第2準備)																									1時間20分			解析上考慮せず							
格納容器ベント準備操作	—	—	(2人) a,b	・ 第1ベントフィルタ出口水温度 (可搬型) 準備																									2時間				解析上考慮せず						
—	—	—	(2人) c,d	・ 可搬式窒素供給装置準備																									2時間					解析上考慮せず					
燃料補給準備	—	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																														タンクローリ機能に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給				
燃料補給作業	—	—	2人 d,e	・ 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分																											解析上考慮せず							
—	—	—	—	・ 大量注水への補給																									適宜実施				解析上考慮せず						
原子炉補機冷却系起動操作	(1人) A	—	—	・ 原子炉補機冷却系 起動操作																									10分					解析上考慮せず					
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作																									10分						解析上考慮せず 原子炉水位低 (レベル3) にて原子炉注水への切替え操作を実施し、原子炉水位高 (レベル4) にて格納容器スプレイスへの切替え操作を実施				
残留熱除去系による原子炉注水および原子炉格納容器冷却操作	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器スプレイス																									適宜実施			解析上考慮せず							
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	・ 非常用ガス処理系自動起動確認																									5分				解析上考慮せず						
燃料プール冷却系 準備操作	—	(2人) D,E	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成																									30分					解析上考慮せず 燃料プール冷却系熱交換器への冷却水供給準備					
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																									10分						解析上考慮せず 燃料プール水温60℃以下維持を実施する。				
—	—	—	—	・ 燃料プール冷却ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・ 必要に応じてスキマージタンクへの補給を実施する。																												解析上考慮せず							
必要人員数 合計	1人 A	4人 B,C,D,E	19人 a~e																																				

1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

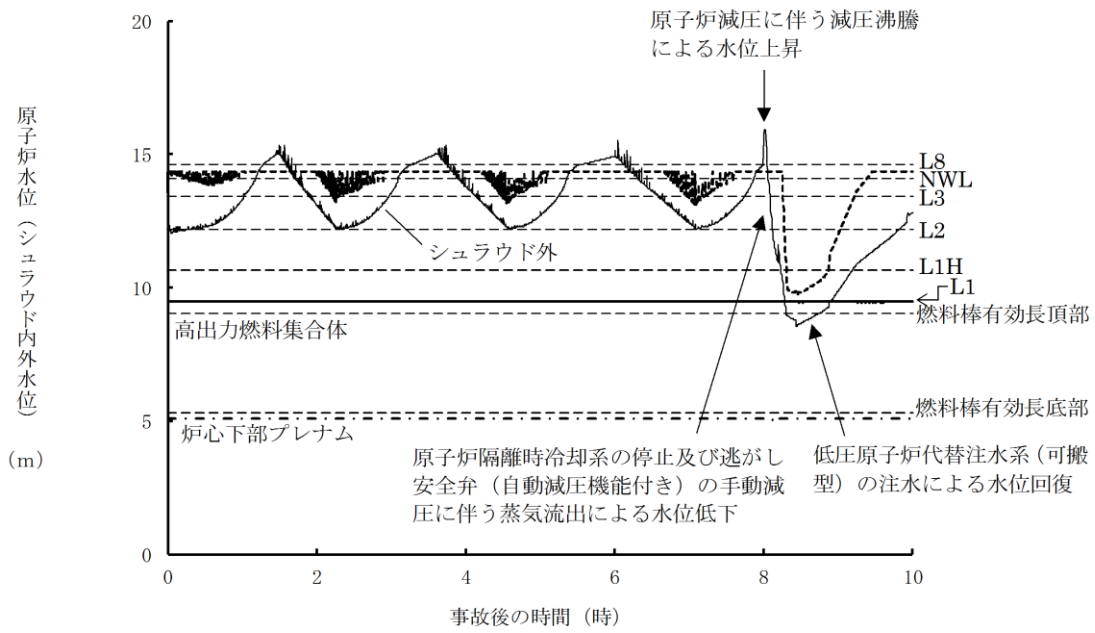
第2.3.1.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (長期TB)」 の作業と所要時間



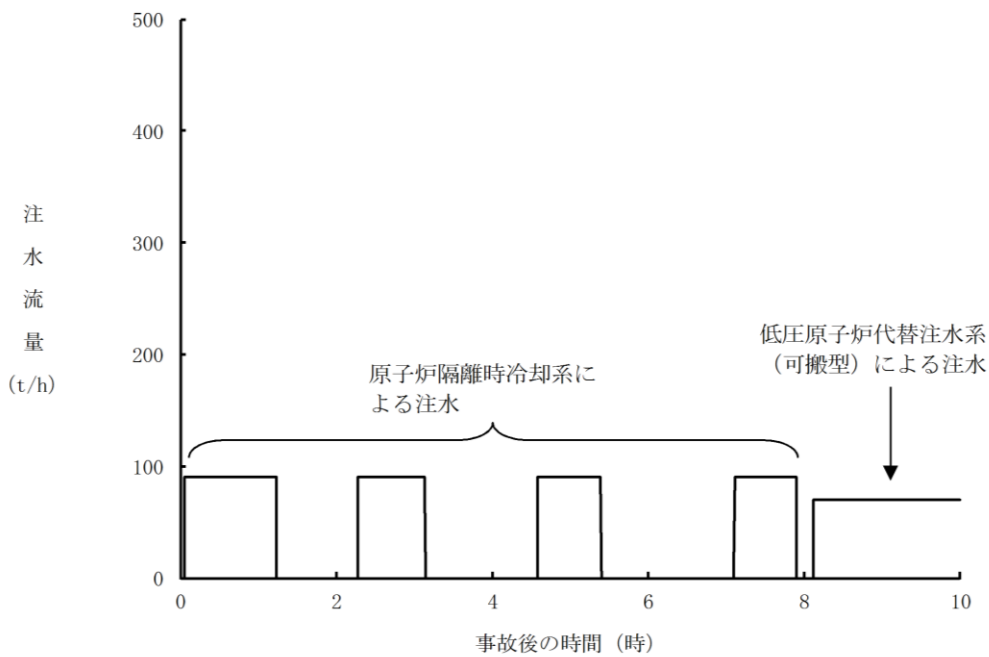
第 2.3.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



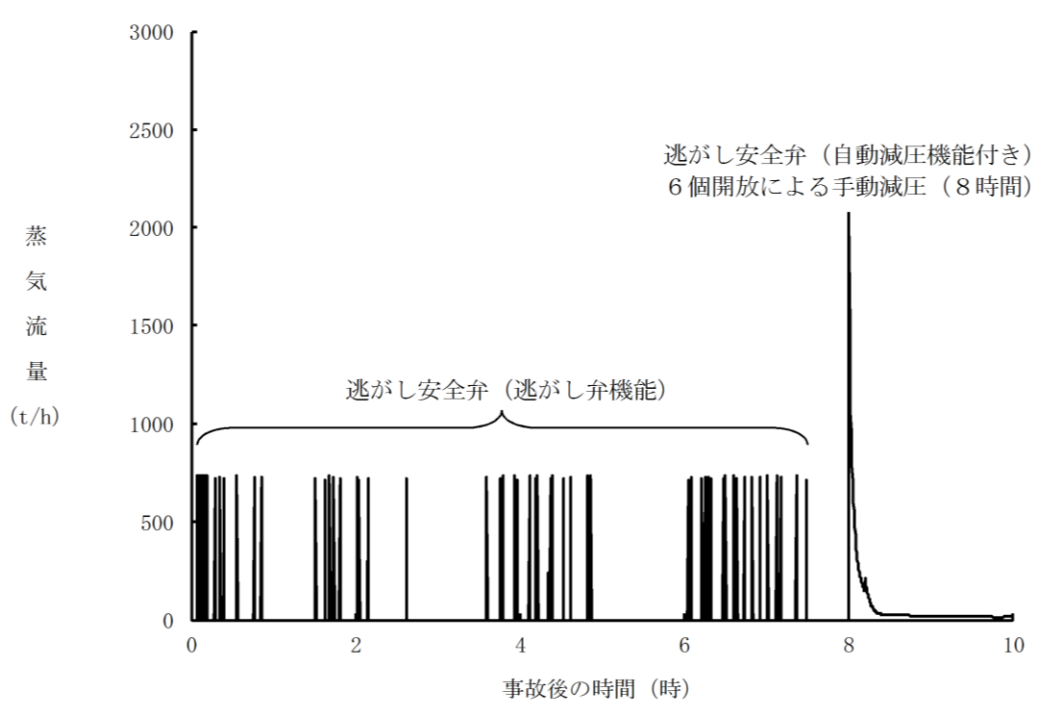
第 2.3.1.2-1(2) 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



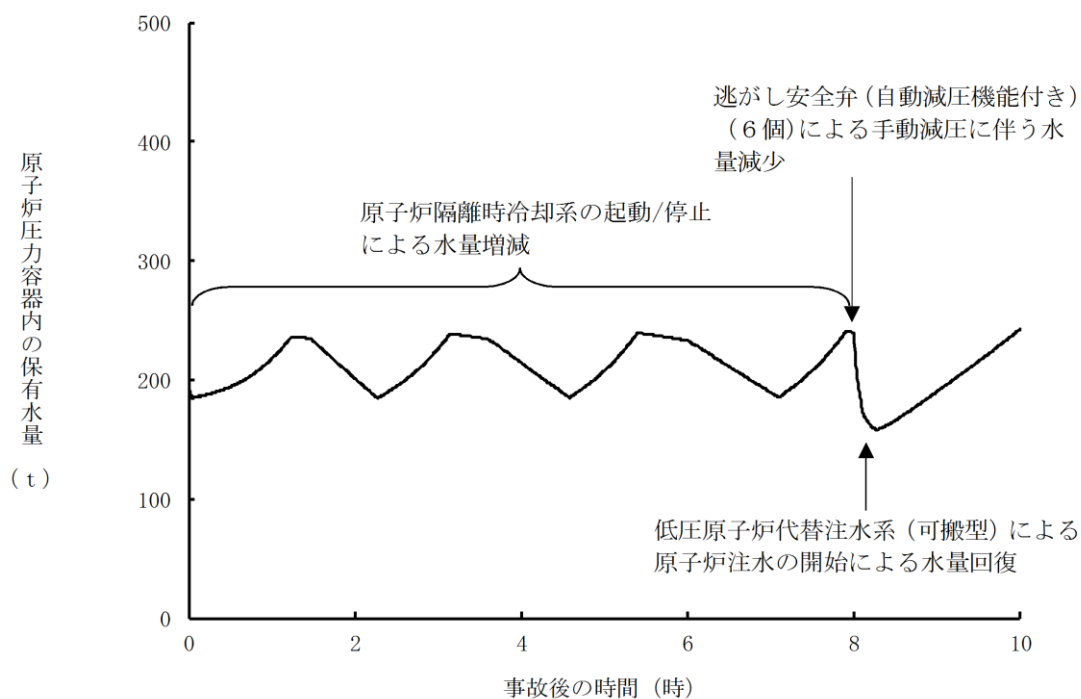
第 2.3.1.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



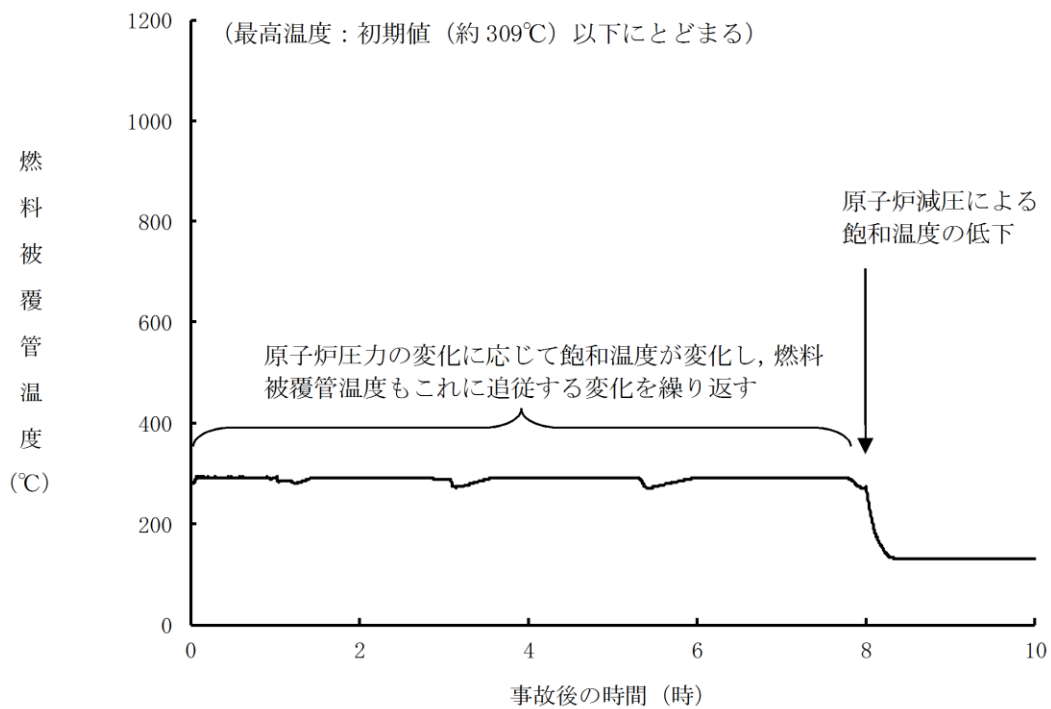
第 2.3.1.2-1(4) 図 注水流量の推移



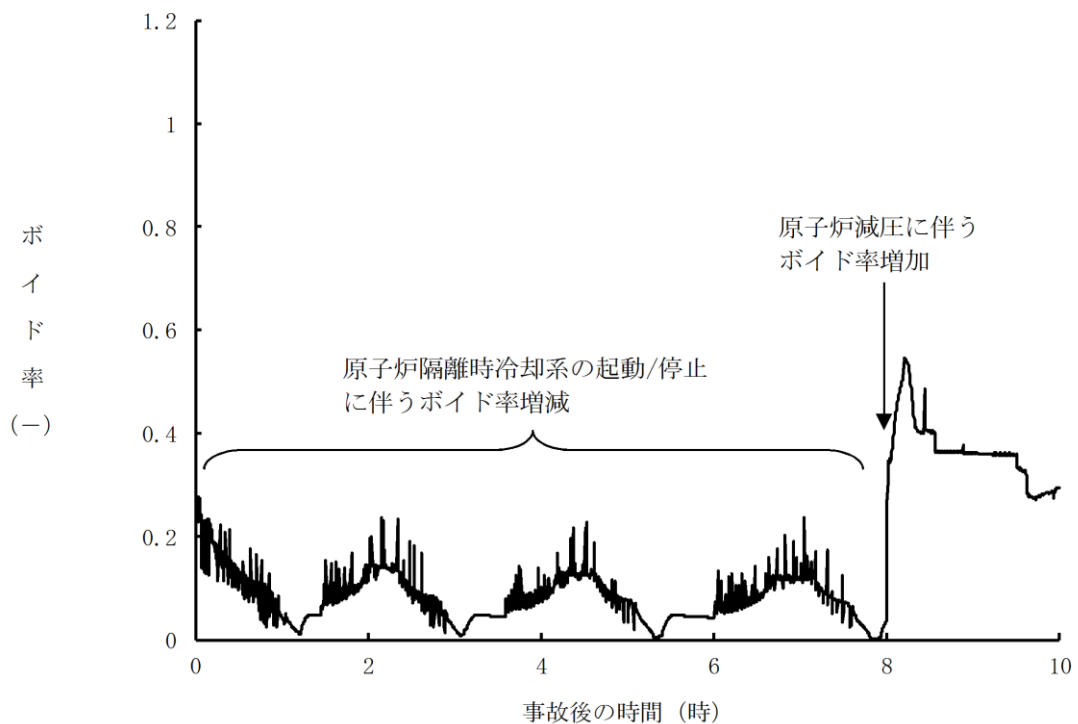
第 2. 3. 1. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



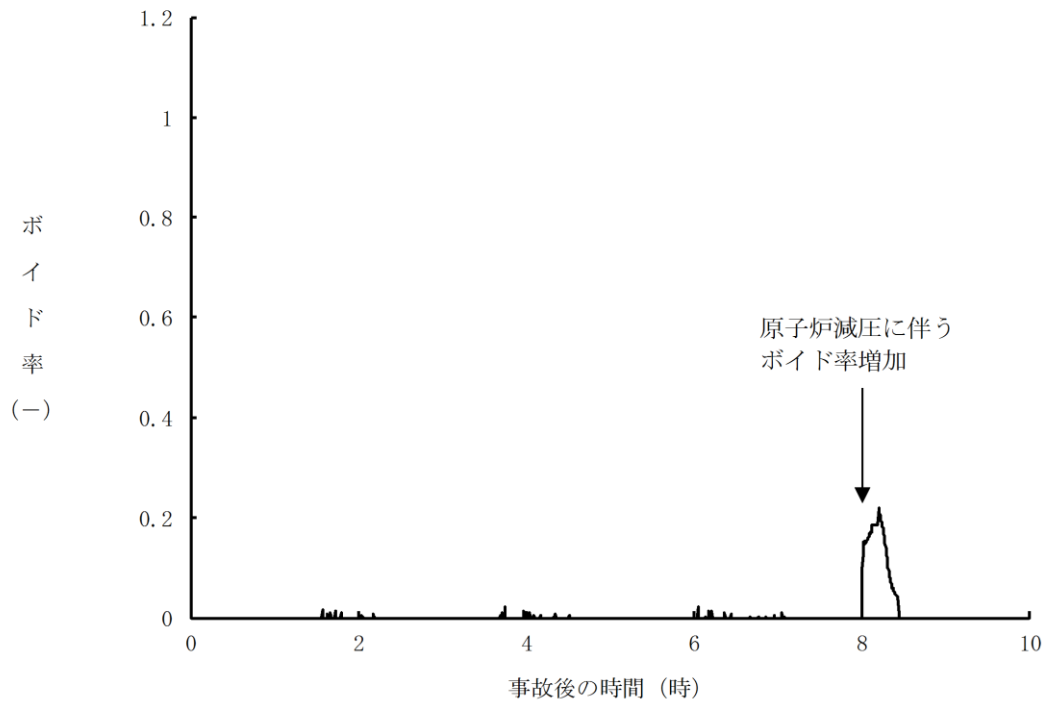
第 2. 3. 1. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



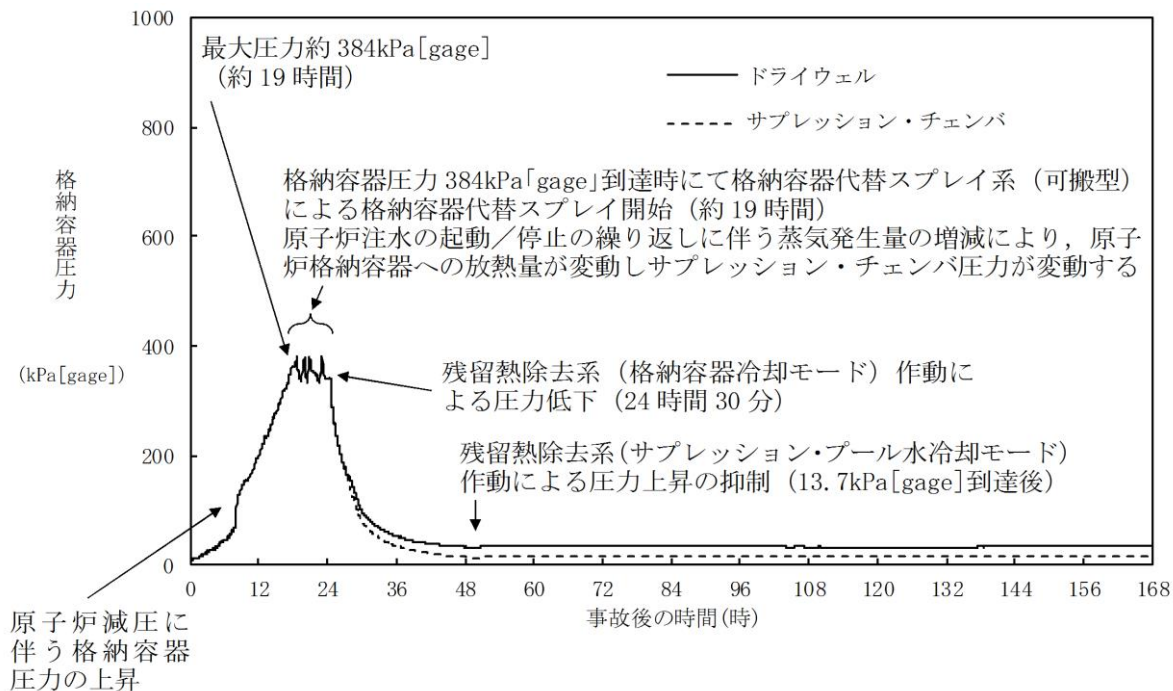
第 2.3.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



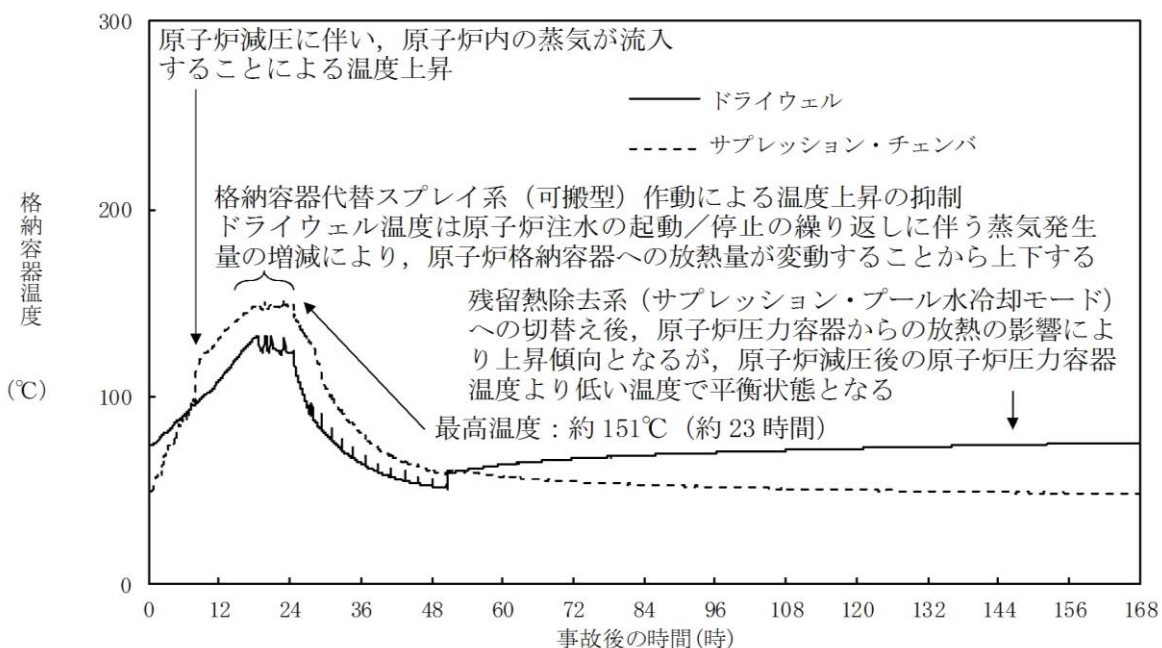
第 2.3.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



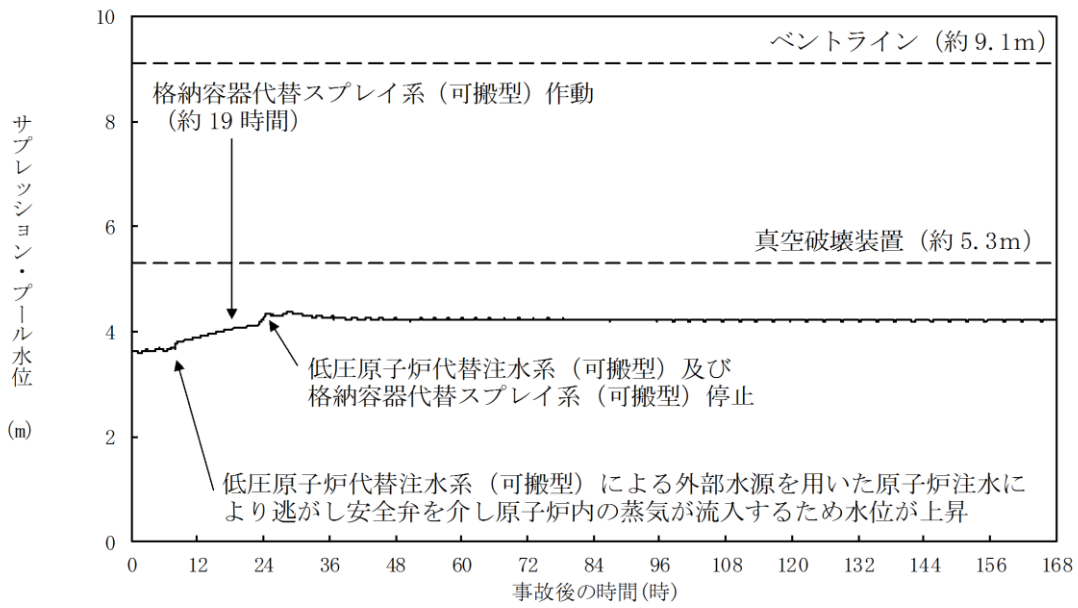
第 2.3.1.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



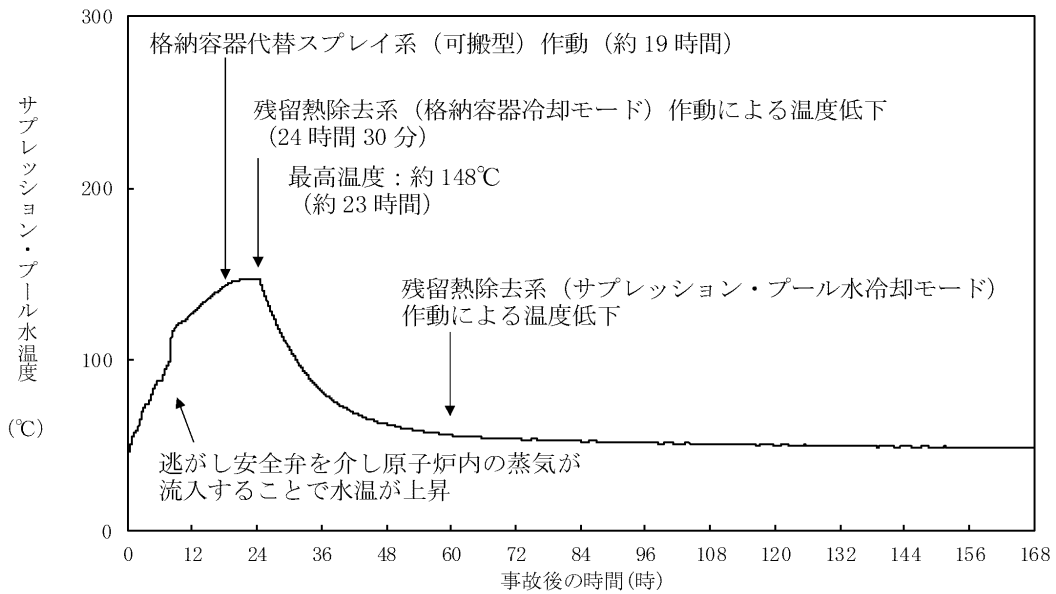
第 2.3.1.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2.3.1.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2.3.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.3.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の重大事故等対策について（1 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	B-115V 系蓄電池*	—	平均出力領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	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原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】* サブレーション・チェンバ* B-115V 系蓄電池* 230V 系蓄電池（R C I C） S A 用 115V 系蓄電池	—	原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】*
直流電源負荷切離し及び切替え	直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替えを実施し 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。また、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧操作を実施する前には、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。	B-115V 系蓄電池* B 1-115V 系充電器（S A） S A 用 115V 系蓄電池	—	—
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（R H R 注水弁及び F L S R 注水隔離弁）の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	—

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の重大事故等対策について（2 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度 100℃で、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6 個による手動減圧を行う。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ B 1-115V 系充電器（S A） S A 用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力（S A） 原子炉圧力※ サブプレッション・プール水温度（S A）
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	B 1-115V 系充電器（S A） S A 用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリー	原子炉圧力（S A） 原子炉圧力※ 原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	B 1-115V 系充電器（S A） S A 用 115V 系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリー	ドライウェル圧力（S A） サブプレッション・チェンババ圧力（S A） 原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 2.3.1.1-1 表 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の重大事故等対策について（3 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	
<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p>	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】※ 【原子炉補機冷却系】※ サプレッション・チェンバ※</p>	<p>—</p>	<p>ドライウェル温度（S A） ドライウェル圧力（S A） サプレッション・チェンバ圧力（S A） サプレッション・プール水温度（S A） 【残留熱除去ポンプ出口流量】※</p>
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】※ 【原子炉補機冷却系】※ サプレッション・チェンバ※</p>	<p>—</p>	<p>原子炉圧力（S A） 原子炉圧力※ 原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※</p>

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

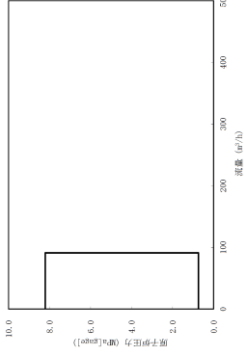
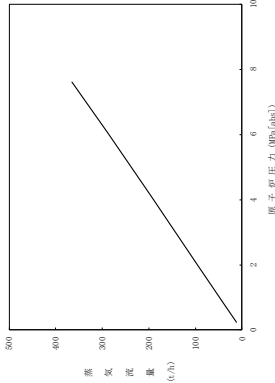
第2.3.1.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（1/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
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
燃料	9×9燃料（A型）	9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積（ドライウエル）	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
格納容器容積（サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値として設定
初期条件		

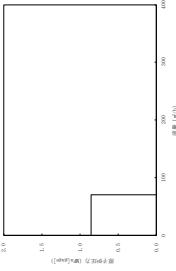
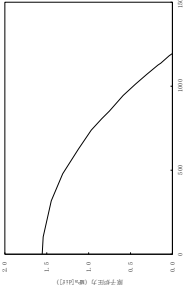
第2.3.1.2-1 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（2／5）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限值として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	
事故条件			

第2.3.1.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（3/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	保有水量の低下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 91m ³ /h（8.21～0.74MPa[gage]） にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2個，367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3個，370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3個，373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4個，377t/h/個	逃がし弁機能（逃がし弁機能）の設計値として設定
逃がし弁安全弁	逃がし弁安全弁（自動減圧機能付き）の6 個を開ることによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし弁安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし弁安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
重大事故等対策に関連する機器条件		

第2.3.1.1.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（4/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>低圧原子炉代替注水系（可搬型）</p>	<p>70m³/hにて注水 （格納容器スプレイ実施前）</p>	<p>低圧原子炉代替注水系（可搬型）の設計値として設定</p> 
	<p>30m³/hにて注水 （格納容器スプレイ実施後）</p>	<p>設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</p>	<p>120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p>	<p>格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定</p>
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）</p>	<p>1, 136m³/h(0.14MPa[diff]において)（最大） 1, 193 m³/h)にて注水</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定</p> 
<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、1, 218m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9 MW（サブプレッション・プール水温度52℃、海水温度30℃において） 	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.1.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（5/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生から24時間後	本事故シナケンスの前提条件として設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から8時間後 (サブレーション・プール水温度100℃到達)	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa [gage]到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作	事象発生24時間30分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル3～レベル8）が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

蓄電池による給電時間評価結果について

非常用の常設直流電源設備として、直流230V蓄電池 1 系統、直流115V蓄電池 3 系統、直流±24V蓄電池 2 系統及び常設代替直流電源設備として、直流115V蓄電池 1 系統を有している。

原子炉隔離時冷却系の運転に係る動力負荷は230V系直流盤（R C I C）に、制御負荷はB-115V系直流盤にそれぞれ接続されており、所内常設蓄電式直流電源設備である、230V系蓄電池（R C I C）及びB-115V系蓄電池より給電される。

全交流動力電源喪失時においては、同蓄電池からの電源供給により、原子炉隔離時冷却系が起動し、原子炉注水が行われる。

230V系蓄電池（R C I C）については、負荷制限及び電源切替なしで24時間電源供給が可能な設計としている。B-115V系蓄電池については、電源供給開始から8時間後に、負荷制限を実施して電源を所内常設蓄電式直流電源設備であるB1-115V系蓄電池（S A）に切替えて16時間稼働する。

また、高圧原子炉代替注水系の運転操作に係る負荷は、常設代替直流電源設備に接続されており、全交流動力電源喪失時においては、SA用115V系蓄電池からの電源供給により、高圧原子炉代替注水系が起動し、24時間にわたり原子炉への注水が行われる。

上記運転方法に必要な負荷容量が230V系蓄電池（R C I C）で約1,429Ah^{※1}、B-115V系蓄電池で約2,956Ah^{※1}、B1-115V系蓄電池（S A）で約1,462Ah^{※1}、SA用115V系蓄電池で約1,474Ah^{※2}であることに対し、230V系蓄電池（R C I C）で約1,500Ah^{※3}、B-115V系蓄電池で約3,000Ah^{※3}、B1-115V系蓄電池（S A）で約1,500Ah^{※3}、SA用115V系蓄電池で1,500Ah^{※3}であることから、電源供給開始から24時間にわたって全交流動力電源喪失時の対応に必要な設備に電源供給が可能である。

※1 全交流動力電源喪失（長期T B）においては事象発生約8時間後、全交流動力電源喪失（T B P）においては事象発生約2時間20分後に、大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始し、原子炉隔離時冷却系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、原子炉隔離時冷却系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。

※2 全交流動力電源喪失（T B U / T B D）においては事象発生約8.3時間後、大量送水車を用いた低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始し、高圧原子炉代替注水系は停止するが、蓄電池の容量を保守的に評価するため、高圧原子炉代替注水系が24時間運転継続した想定で評価を実施している。

※3 蓄電池については、使用開始から寿命までの間、使用年数を経るに従い容量が低下する。蓄電池容量の算出に当たっては、「据置蓄電池の容量算出法」(SBA S 0601-2014) による保守率0.8を採用していること及び各負荷の電流値を実負荷電流ではなく、設計値を用いていることで、余裕を持った容量を設定している。

(1) 所内常設蓄電式直流電源設備仕様

名称：230V系蓄電池 (R C I C)

型式：鉛蓄電池

容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下中1階 (EL. 12.3m)

名称：B-115V系蓄電池

型式：鉛蓄電池

容量：約3,000Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下中1階 (EL. 12.3m)

名称：B1-115V系蓄電池 (S A)

型式：鉛蓄電池

容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物地下中1階 (EL. 12.3m)

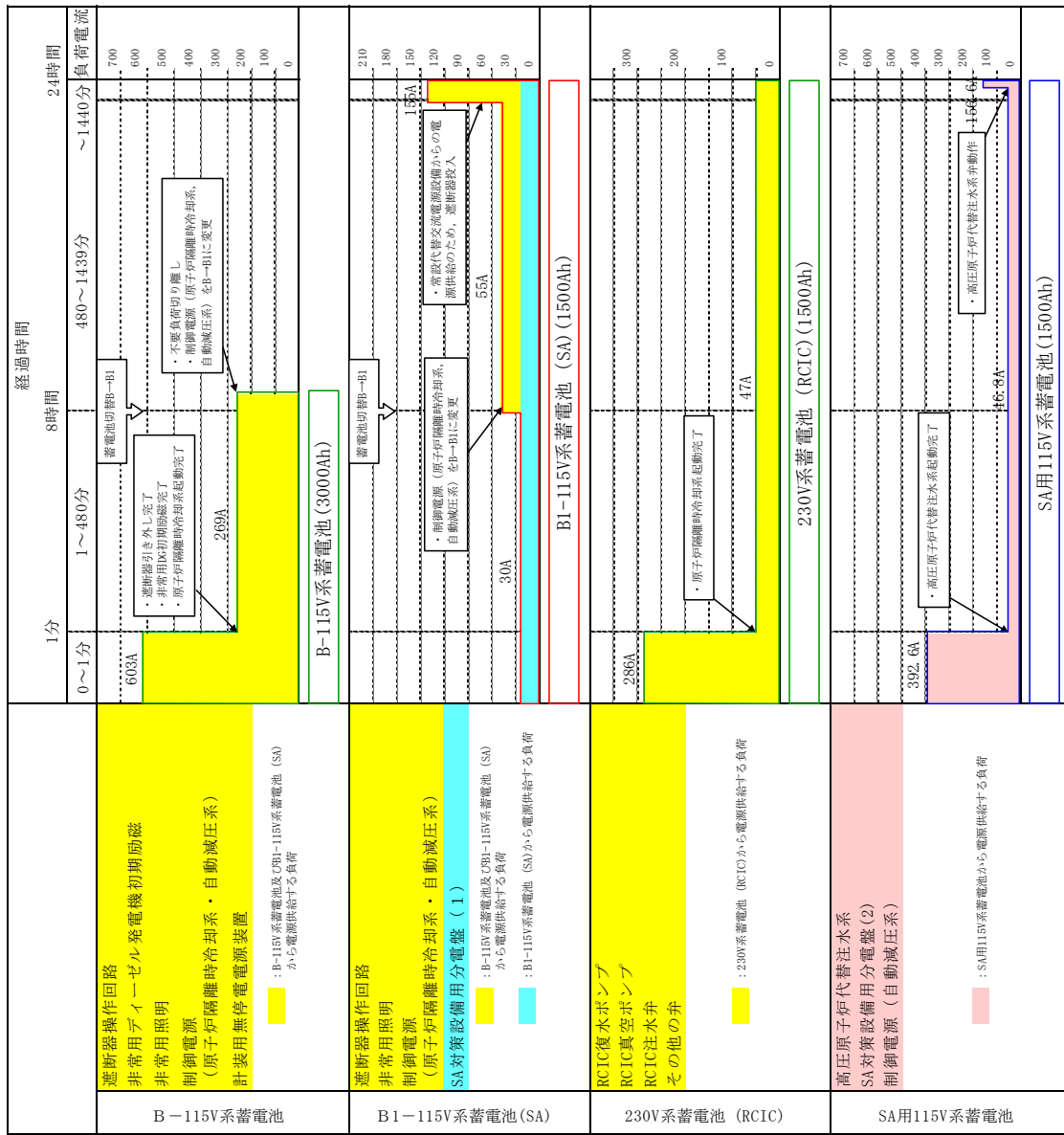
(2) 常設代替直流電源設備仕様

名称：SA用115V系蓄電池

型式：鉛蓄電池

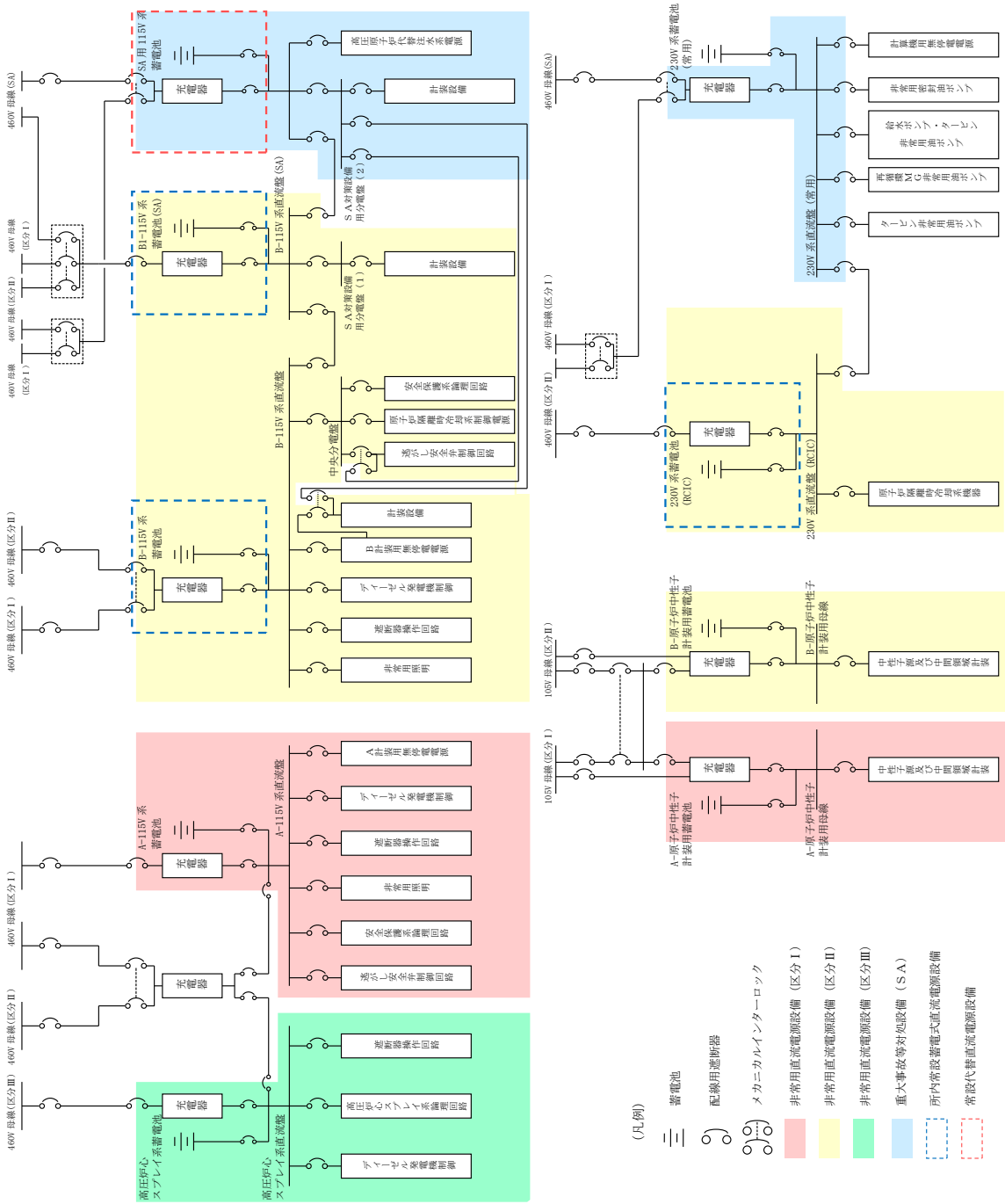
容量：約1,500Ah

設置場所：廃棄物処理建物1階 (EL. 15.3m)



※B-115V系蓄電池, B1-115V系蓄電池(SA), SA用115V系蓄電池の
制御電源(自動減圧系)は同じ負荷を示す。
必要時に給電元を切り替えて使用し、各蓄電池の必要容量には
制御電源(自動減圧系)を含んでいる。

第1図 B-115V系蓄電池, B1-115V系蓄電池(SA), SA用115V系蓄電池, 230V蓄電池(RCIC) 負荷曲線



第2図 直流電源単線結線図

全交流動力電源喪失（長期TB）時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について

有効性評価の全交流動力電源喪失（長期TB）時において、交流電源が喪失している8時間、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）を用いた原子炉注水に期待している。

RCICの起動から8時間の継続運転のために直流電源を必要とする設備は、計測制御設備の他、電動弁、真空ポンプ及び復水ポンプの電動機である。図1及び図2にRCICの系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサブプレッション・チェンバの圧力及び水温の上昇、中央制御室及びRCICポンプ室温の温度上昇がRCICの継続運転に影響することも考えられるため、その影響についても確認した（表1参照）。

表1に記載したそれぞれの要因はRCICの8時間継続運転上の制約とならないことから、本有効性評価においてこの機能に期待し、水温の測定計器の誤差（±2.0℃）を考慮しても水温が100℃到達まで運転する手順は妥当と考える。

表1 全交流動力電源喪失（長期TB）時におけるRCICの継続運転への影響評価（1/2）

評価項目	概要	評価結果
サブプレッション・プール水温上昇	<p>サブプレッション・プールの水温上昇により，RCICポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され，RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブプレッション・プールの水温の上昇により，復水器が機能停止に至り，RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブプレッション・プールの水温の上昇により，制御油の温度が上昇し，粘性低下が速度制御に影響を及ぼすことによって，RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p> <p>サブプレッション・プールの水温の上昇により，軸受が機能喪失し，RCICポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。</p>	<p>全交流動力電源喪失（長期TB）時のサブプレッション・プール水温を評価した結果，事象発生から8時間後の水温は約100℃となる。（図3）水温の上昇に伴い，有効NPSHは約8.7mとなるが，ポンプの必要NPSH <input type="text"/> mに対して十分余裕があるため，キャビテーションは発生しない。また，水温上昇に伴う潤滑油温度上昇は，最大でも約110℃までであり，この温度では軸受の油膜形成に影響はなく，油膜切れによる軸受の焼付きは発生しない。</p> <p>したがって，サブプレッション・プール水温上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>タービングラント部からの蒸気の微小漏えいにより室内温度が悪化するが，制御系は原子炉隔離時冷却ポンプとは別区画に設置している。</p> <p>したがって，サブプレッション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>制御油の粘性低下により制御器からの指示信号と実速度に際が生じる可能性はあるが，差はごくわずかであること及び速度制御は実際のポンプ吐出量によって決定されることから，ガバナ機能は維持される。したがって，サブプレッション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。</p> <p>ポンプ軸受及びタービン軸受の許容温度はそれぞれ約 <input type="text"/>℃及び約 <input type="text"/>℃であり，許容温度に至るサブプレッション・プール水温はそれぞれ約110℃及び約124℃である。</p>

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表1 全交流動力電源喪失（長期TB）時におけるRCICの影響評価（2/2）

評価項目	概要	評価結果
サプレッション・チェンバ圧力上昇	RCICタービン保護のため、サプレッション・チェンバ圧力0.177MPa[gage]にて、RCICタービン排気圧力高トリップインタロックが動作し、RCICの運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期TB）時のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から8時間後の圧力は約0.07MPa[gage]であり、RCICタービン排気圧力高トリップインタロック設定圧力を下回る。（図4） したがって、サプレッション・チェンバ圧力上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。
RCICポンプ室温度上昇	RCICのポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から8時間後では66℃を想定している。全交流動力電源喪失では空調換気系が停止しているため、RCICポンプ室温度が66℃を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期TB）時のRCICポンプ室温度を評価した結果、事象発生から8時間後の室温は約60℃（初期温度40℃）であり、RCICの設計上想定している66℃を下回る。したがって、RCICポンプ室温度上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では空調換気系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（長期TB）時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から24時間後の室温は約35℃（初期温度26℃）であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によってRCICの8時間継続運転は阻害されない。

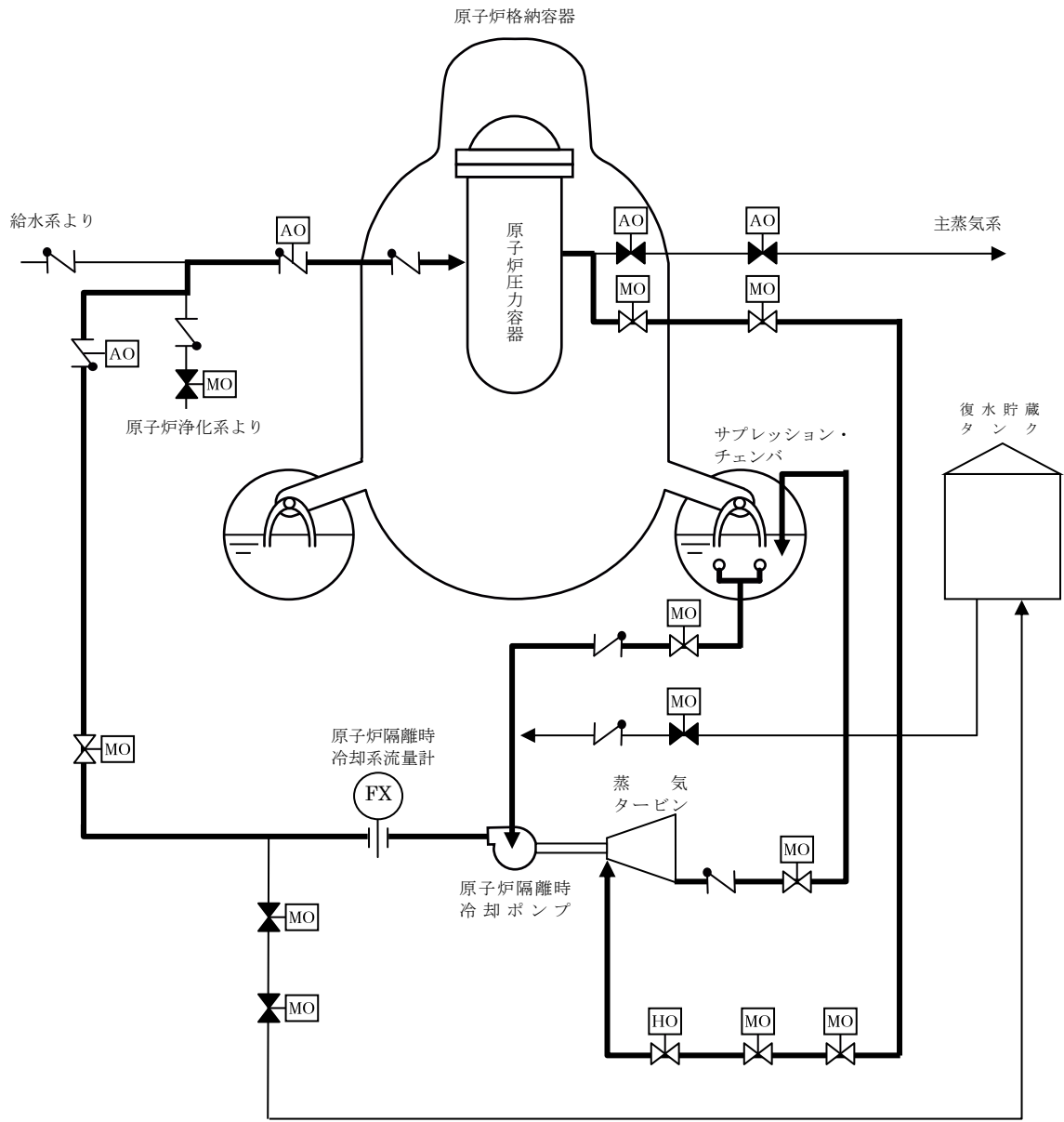


図1 RCIC系統概要図 (サブプレッション・チェンバを水源とした場合)

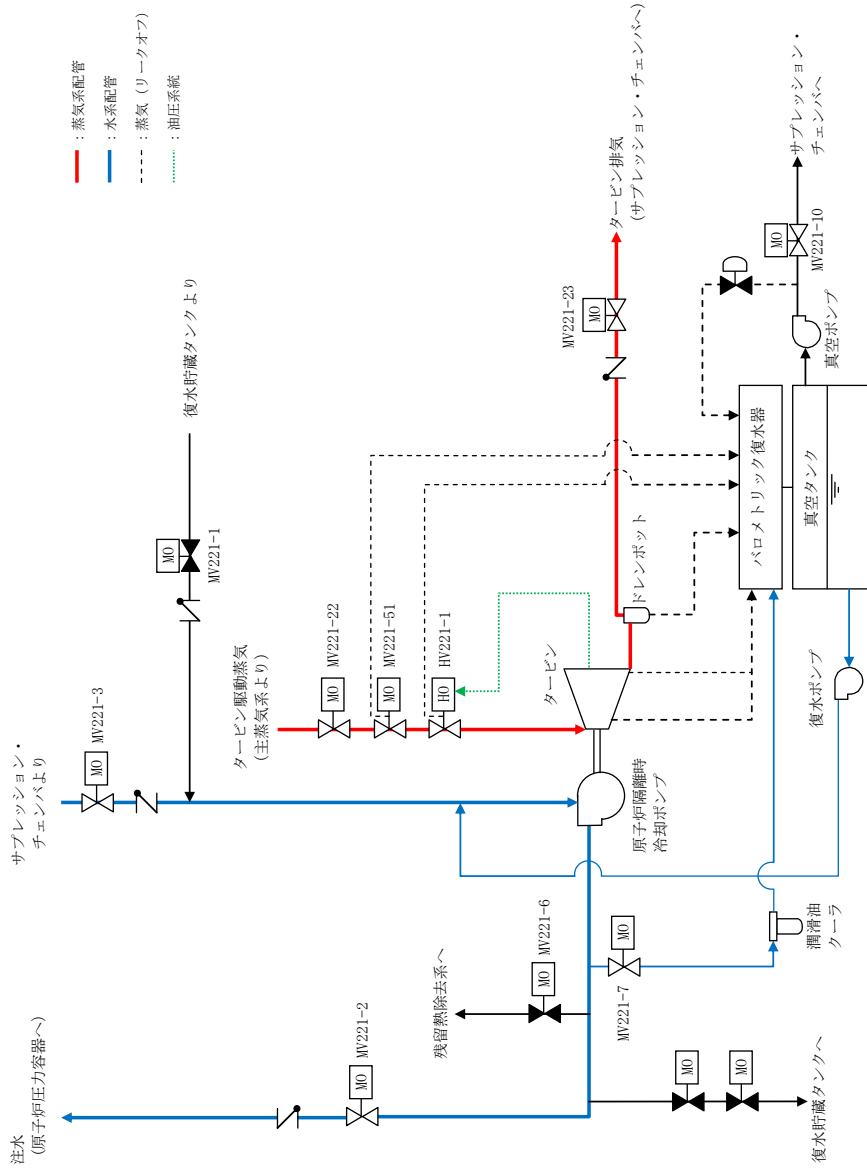


図2 RCIポンプ周り系統図

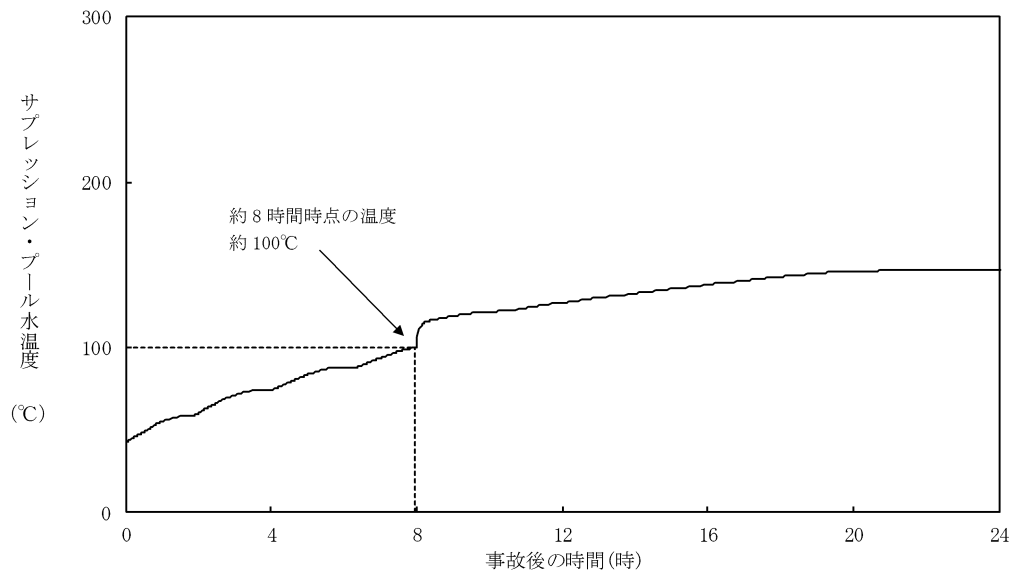


図3 サプレッション・プール水温度の推移

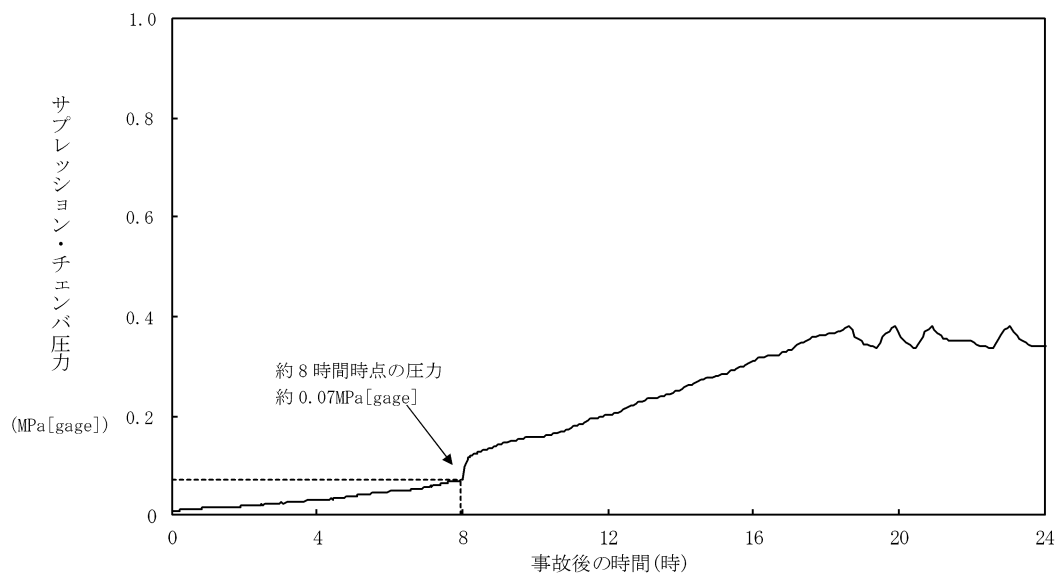


図4 サプレッション・チェンバ圧力の推移

全交流動力電源喪失（長期TB）時におけるRCICポンプ室及び中央制御室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には、空調換気系による除熱が行われないため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図1参照）。

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

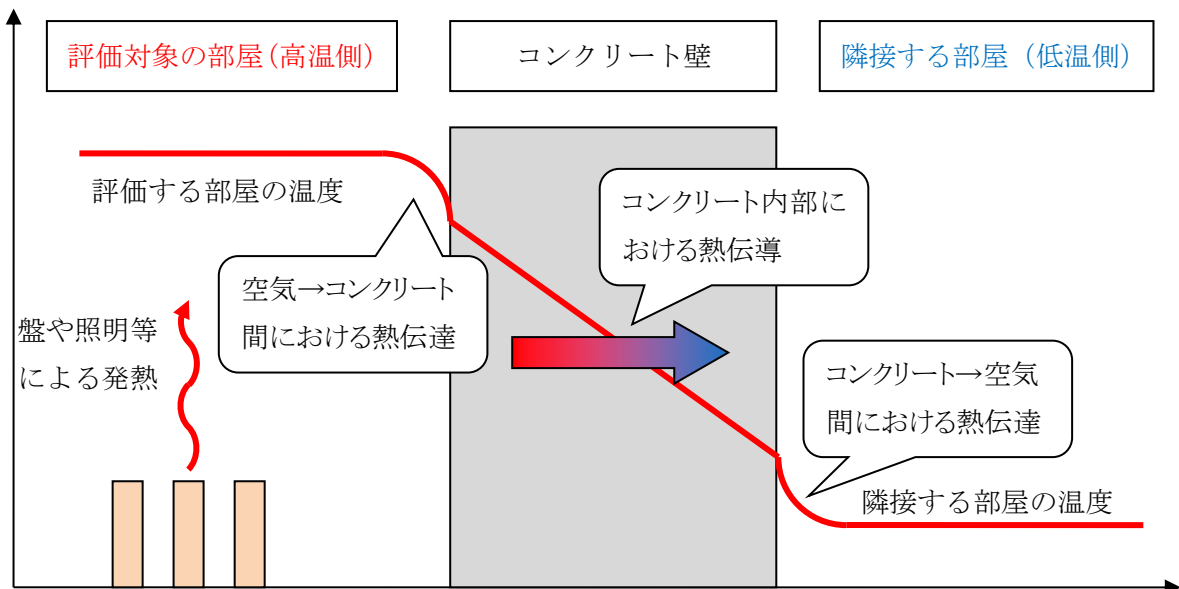


図1 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

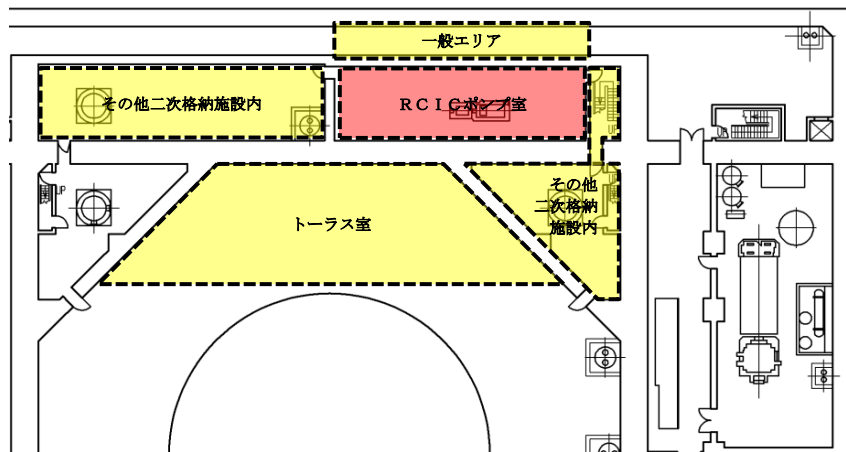
a. 評価対象とする部屋の条件：表 1 参照

b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

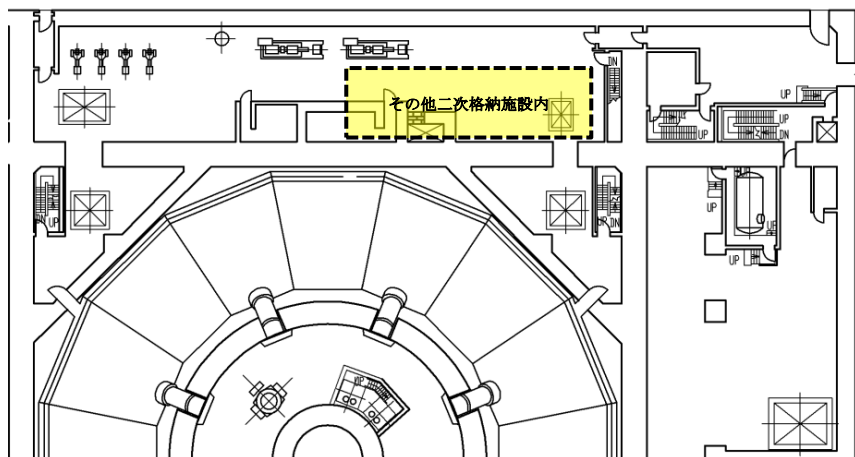
- ・一般エリア : 40℃
- ・屋外 : 32℃ (夏季設計外気温)
- ・トールス室 : 75℃ (有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度)
- ・その他二次格納施設内 : 66℃
- ・地中 : 18℃

図 2 及び図 3 に評価対象の部屋と隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。



原子炉建物地下 2 階※1



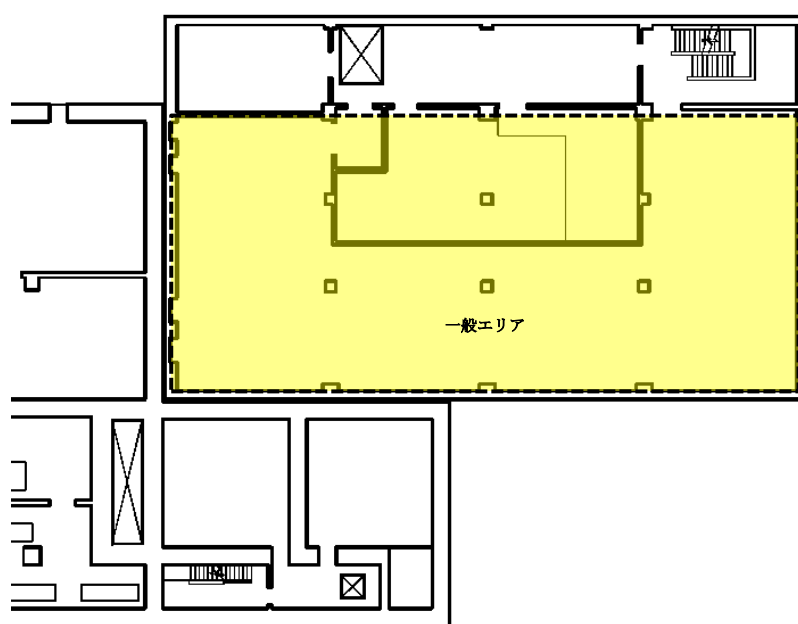
原子炉建物地下 1 階

※1 地下 2 階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

図 2 RCICポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図



制御室建物 4 階※1



制御室建物 3 階

※1 制御室建物 4 階より上は、躯体コンクリートを介して「屋外」である。

図3 中央制御室及び隣接する部屋の位置関係図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

c. 壁-空気の熱伝達率（無換気状態）[出典：日本機械学会 伝熱工学資料]

- ・鉛直壁面 : W/m²・°C
- ・天井面 : W/m²・°C
- ・床面 : W/m²・°C

d. コンクリート熱伝導率 : W/m・°C [出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件

	中央制御室	R C I C ポンプ室
発熱負荷[W] ^{※1, 2}		
容積[m ³]		
熱容量[kJ/°C]		
初期温度[°C]	26	40

※1 中央制御室の熱負荷は設計値に余裕を考慮した値とする。

なお、今後の詳細設計により、発熱負荷が変化する場合が考えられるが、評価で設定した発熱負荷を超過した場合においても設計値である40°Cを超過しないように設計されるため、R C I C の8時間継続運転に悪影響を及ぼすことはない。

※2 中央制御室の熱負荷は直流電源の負荷制限を考慮する。

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（長期T B）時において、事象発生後8時間のR C I C ポンプ室の最高温度は約60°C、事象発生後24時間の中央制御室の最大温度は約35°Cとなり、設計で考慮している温度^{*}を超過しないため、R C I C 運転継続に与える影響はない。

※R C I C ポンプ室（R C I C ポンプ、弁、タービン、計装品等）

: 66°C（初期6時間まで100°C、それ以降は66°Cの設計）

中央制御室（制御盤等）: 40°C

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

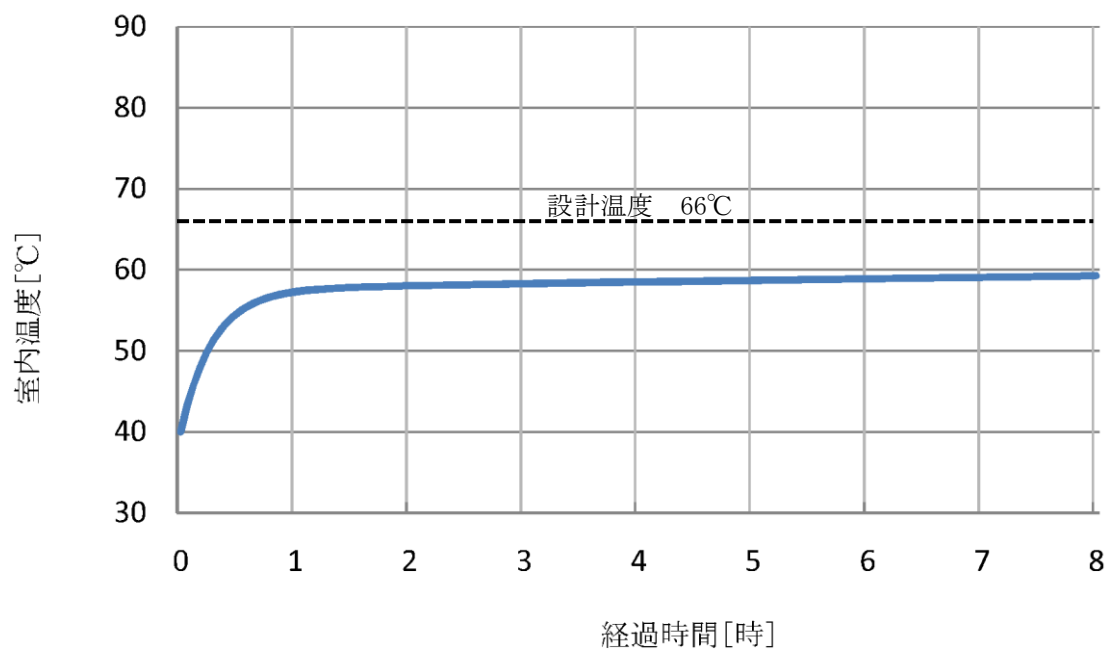


図4 R C I Cポンプ室温の推移図

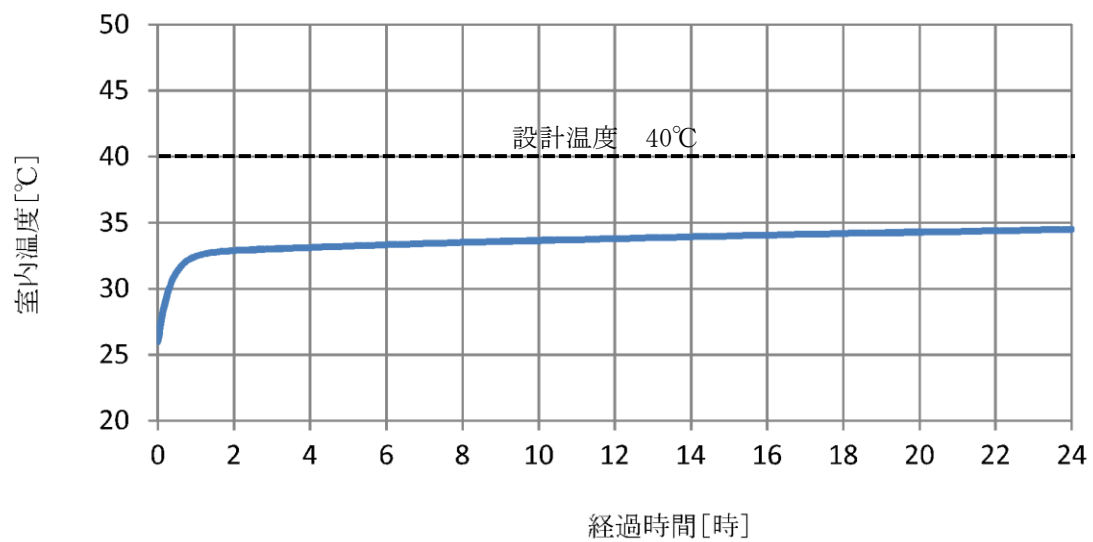


図5 中央制御室室温の推移図

逃がし安全弁に係る解析と実態の違い及びその影響について

1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を防止するため原子炉格納容器内の主蒸気管に設置されている。排気は、排気管により、サブレーション・プール水面下に導かれ凝縮されるようにしている。逃がし安全弁は、バネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁は、バネ式の安全弁に、外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 12 個からなり、次の機能を有している。

(1) 逃がし弁機能

本機能における逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるため、原子炉圧力高の信号によりアクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。12 個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

(2) 安全弁機能

本機能における逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力の上昇に伴いスプリングに打勝って自動開放されることにより、通常運転時及び原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化の場合にも原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。12 個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

(3) 自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ADS 機能」という）は、非常用炉心冷却系の一部であり、原子炉水位低（レベル 1）及び格納容器圧力高の同時信号により、ピストンを駆動して逃がし安全弁を強制的に開放し、LOCA 時等に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧炉心スプレイ系、低圧注水系の早期の注水を促す。12 個の逃がし安全弁のうち、6 個がこの機能を有している。

(4) その他の機能

原子炉停止後、除熱機能を有する復水器が何らかの原因で使用不能な

場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で逃がし安全弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。12個の逃がし安全弁は、すべてこの機能を有している。

表1に逃がし安全弁の吹き出し圧力を示す。

表1 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹き出し圧力
(逃がし弁機能の吹出圧力及び吹出量)

吹出圧力 [MPa (gage)]	弁個数	吹出量／個 [t/h]	備考
7.58	2	367	A, J
7.65	3	370	C, F, L
7.72	3	373	<u>D</u> , H, <u>M</u>
7.79	4	377	<u>B</u> , <u>E</u> , <u>G</u> , <u>K</u>

(安全弁機能の吹出圧力及び吹出量)

吹出圧力 [MPa (gage)]	弁個数	吹出量／個 [t/h]	備考
8.14	2	407	A, J
8.21	3	410	C, F, L
8.28	3	413	<u>D</u> , H, <u>M</u>
8.35	4	417	<u>B</u> , <u>E</u> , <u>G</u> , <u>K</u>

※囲み文字は、ADS機能付きの逃がし安全弁を示す。

2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、「ADS機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のためにアクチュエータを作動するため、窒素ガスを消費する。表2に逃がし安全弁（ADS機能付き）及び逃がし安全弁（ADS機能無し）の動作回数及びアキュムレータ容量を示す。

表2 逃がし安全弁の動作回数及びアキュムレータ容量
(外部からの窒素供給なしの場合)

	動作回数	使用するアキュムレータ
逃がし安全弁 (ADS機能付き)	1回 (事故時ピーク圧力(<input type="text"/> kPa[gage])) 又は <input type="text"/> 回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	ADS機能用アキュムレータ (170L)
	1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)
逃がし安全弁 (ADS機能無し)	1回 (通常最大圧力(13.7kPa[gage]))以下)	逃がし弁機能用アキュムレータ (15L)

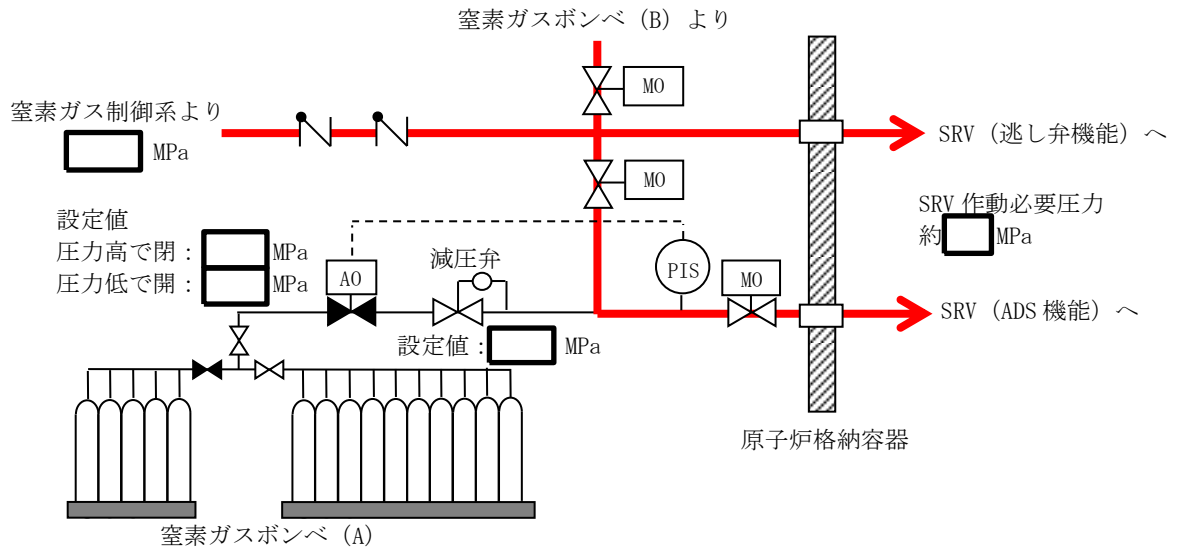
逃がし安全弁のアキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、窒素ガス制御系からの供給ラインと窒素ガスボンベからの供給ラインから構成されている。窒素ガス制御系からの供給ラインは、フィルタ、減圧弁等により構成される。窒素ガスボンベからの供給ラインは、独立したA系、B系の2系列から成る窒素ガスボンベ、減圧弁等から構成される。

通常時は、窒素ガス制御系からの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへ窒素供給されている。窒素ガス制御系が機能喪失した場合は、圧力低下の信号により窒素ガスボンベからの供給ラインからADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへ窒素供給を行う。さらに、ADS起動信号が作動した場合は、窒素ガスボンベからの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータへ選択的に窒素ガス供給するために、逃がし弁機能用アキュムレータの窒素供給ラインは隔離される。一方、系統の過圧を防止するため、圧力高の信号により窒素ガスボンベからの窒素供給は隔離される。

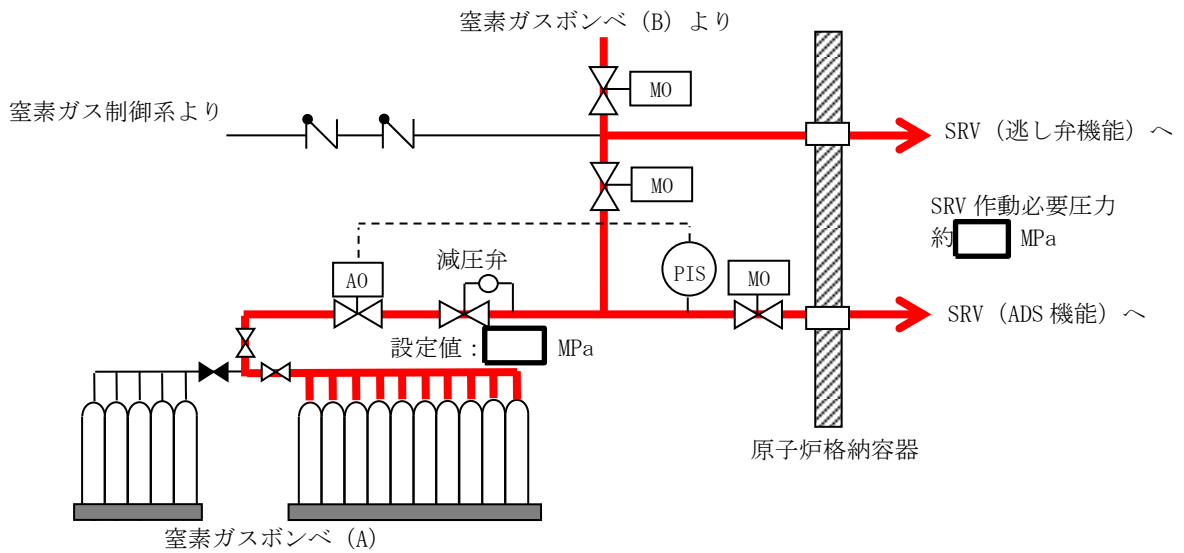
また、格納容器圧力が上昇した場合の逃がし安全弁駆動部に作用する背圧を考慮し、炉心損傷後の格納容器圧力が2Pdになった場合においても、アクセス及び現場操作が可能な二次格納施設外に設置する減圧弁の調整を行うことにより、窒素ガスボンベから逃がし安全弁の動作に必要な圧力にて窒素ガスを供給する。図1に系統概要図を、図2に窒素ガス供給概要図を示す。

有効性評価のシナリオにおいては、ADS起動信号が作動することはないため、上述のとおり、窒素ガス制御系が機能喪失した場合においても、窒素ガスボンベからの供給ラインにより、ADS機能用アキュムレータ及び逃がし弁機能用アキュムレータへの窒素供給を維持することが可能である。

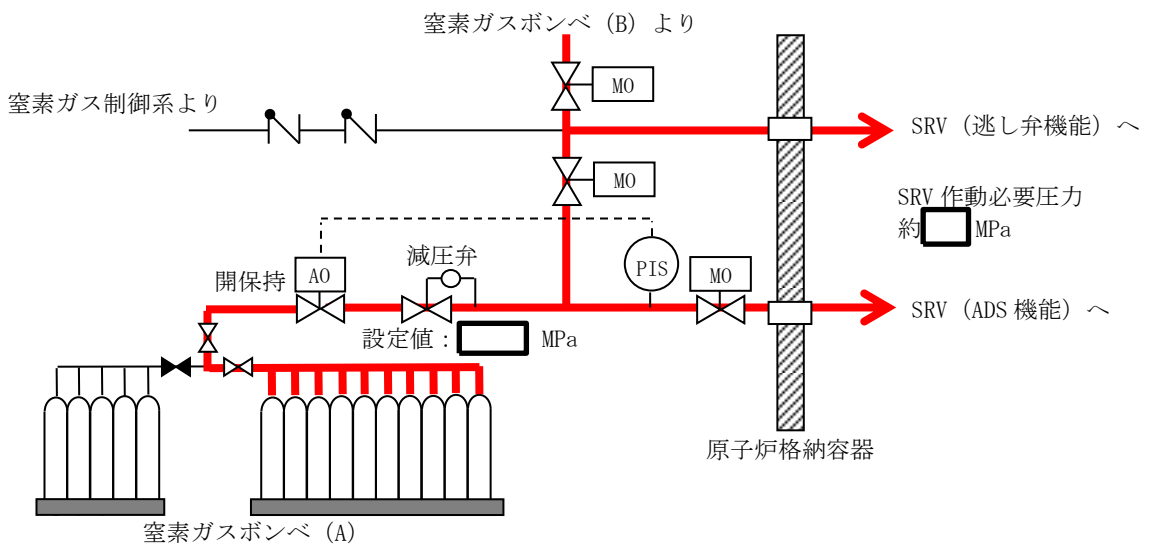
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



a. 通常時の窒素ガス制御系による窒素ガス供給



b. システム圧力低下時又はSA時（炉心損傷前）の窒素ガスポンベによる窒素ガス供給



c. SA時（炉心損傷後）の窒素ガスポンベによる窒素ガス供給

図2 逃がし安全弁への窒素ガス供給概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

3. 窒素ガスポンベの数量について

窒素ガスポンベは、窒素ガス制御系が機能喪失したことを想定して、重大事故等の対処に必要な窒素ガス量を確保する設計とする。必要となる窒素ガス量を検討する上で、原子炉高压注水時の逃がし安全弁（逃がし機能）の作動による圧力制御及び、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持を考慮する。原子炉高压注水時の逃がし安全弁（逃がし機能）の圧力制御時間が最も長い全交流動力電源喪失シナリオを選定し、事故発生から原子炉隔離時冷却ポンプ又は高压原子炉代替注水ポンプが約8時間運転している間に逃がし弁機能による動作に必要な窒素ガス量を考慮する。

一方、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持については、手順上の弁数である6個を考慮することとし、7日間開保持させるために必要な窒素ガス量を考慮する。

なお、手順に従い、原子炉高压注水を想定より長い期間実施する場合を考慮して、窒素ガスを必要とする逃がし安全弁（逃がし機能）に加えて、窒素ガスを必要としない逃がし安全弁（安全弁機能）をバックアップとする設計とするとともに、原子炉低压注水時の逃がし安全弁の開保持に必要な窒素を確保することを目的として、主蒸気逃がし安全弁6個により7日間減圧維持可能な容量以上である5本以上を手動弁により隔離した状態で保管し、必要により当該手動弁を開する設計とする。

以下に、必要な窒素ガス量及びポンベ本数の根拠を示す。

【窒素ガス消費量】

a. 逃がし弁機能を動作するための消費量 : m³[normal]

$$\begin{aligned} Q1 &= Q [\text{m}^3[\text{normal}]/\text{回}] \times A [\text{回}] \\ &= \text{} [\text{m}^3[\text{normal}]/\text{回}] \times \text{} [\text{回}] \\ &= \text{} \div \text{} \text{m}^3[\text{normal}] \end{aligned}$$

b. 逃がし安全弁6個を7日間開保持するための消費量 : m³[normal]

$$\begin{aligned} Q2 &= \lambda [\text{L}/\text{min}/\text{個}] \times D [\text{day}] \times 24 [\text{hr}] \times 60 [\text{min}] \times N [\text{個}] \\ &= \text{} \times 7 \times 24 \times 60 \times 6 \\ &= \text{} \div \text{} \text{m}^3[\text{normal}] \end{aligned}$$

ここで、各設計値は下記のとおりとなる。

Q : 1回あたりの標準状態における窒素ガス消費量 = [m³[normal]/回]

A : 全交流動力電源喪失シナリオにおける最も作動回数の多い

SRV 作動回数 = [回]

λ : 逃がし安全弁1個あたりの系統漏えい量 = [L/min/個]

D : 開保持期間（7日間） = 7 [day]

【窒素ガスポンベによる供給量】

m1：逃がし弁機能を動作するためのポンベ本数

m2：逃がし安全弁6個を7日間開保持するためのポンベ本数

Q1：逃がし弁機能を動作するための窒素ガス消費量：□ m³[normal]

Q2：逃がし安全弁6個を7日間開保持するための窒素ガス消費量：□ m³[normal]

P1：窒素ガスポンベ初期圧力：14.7 [MPa]

P2：窒素ガスポンベ必要圧力：□ [MPa]

Pa：大気圧：0.101325[MPa]

V：ポンベ容量：46.7[L/本]

a. 逃がし弁機能を動作するためのポンベ本数

$$\begin{aligned} m1 &= Q1 \div \{ (P1 + Pa) - (P2 + Pa) \} \times Pa \div V \times 1000 \\ &= \square \div \{ (14.7 + 0.101325) - (\square + 0.101325) \} \times 0.101325 \div \\ &\quad 46.7 \times 1000 \\ &= \square \div \square \text{ [本]} \end{aligned}$$

b. 逃がし安全弁6個を7日間開保持するためのポンベ本数

$$\begin{aligned} m2 &= Q2 \div \{ (P1 + Pa) - (P2 + Pa) \} \times Pa \div V \times 1000 \\ &= \square \div \{ (14.7 + 0.101325) - (\square + 0.101325) \} \times 0.101325 \div \\ &\quad 46.7 \times 1000 \\ &= \square \div \square \text{ [本]} \end{aligned}$$

c. 必要ポンベの本数

$$m1 + m2 = \square + \square = \square \div 15 \text{ [本]}$$

以上より、必要ポンベ本数は15本（46.7 L/本）である。この15本に加えて、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップを確保する。

本設備は、最大で5本同時に保守点検を実施する運用としたうえで、故障時のバックアップ及び保守点検による待機除外時のバックアップとして、5本以上を確保する。

以上から、合計で20本以上を確保することとし、余裕を見て30本保有する。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

4. 逃がし安全弁の原子炉圧力制御に係る実態と解析の違い

常用系の高圧窒素ガス供給系が使用可能であれば、逃がし安全弁の逃がし弁機能のアクキュムレータに、逃がし安全弁窒素ガス供給系から窒素が供給され、逃がし弁機能の最低設定圧力の7.58MPa[gage]で原子炉の圧力は制御される。地震等により、常用系が使用不可の場合でも、逃がし安全弁用窒素ガスボンベから逃がし弁機能のアクキュムレータに窒素ガスを供給することが可能である。

有効性評価では、逃がし弁機能の最低設定圧力（7.58MPa[gage]）で原子炉を圧力制御することを前提に解析しているが、実態の運用としては、事故時操作要領書（徴候ベース）に定めるとおり、逃がし安全弁による圧力制御にあたっては、サブプレッション・プール水温度の上昇を均一にするため、水温を監視しながら、なるべく離れた排気管の位置の弁を順次開放することとしている。

なお、逃がし安全弁のうち逃がし弁機能の最低設定圧力7.58MPa[gage]、安全弁機能の最低設定圧力8.14MPa[gage]を有する弁は2個あり、図3に示すように当該弁はサブプレッション・プールの対角位置に設置されていることから、逃がし弁機能又は安全弁機能による原子炉圧力制御のため繰り返し動作しても、原子炉から放出される水蒸気が1箇所に偏らないよう考慮されている。

5. 原子炉圧力制御に係るサブプレッション・プールの温度成層化の影響

解析コード（MAAPコード）^[1]にて、温度成層化の発生可能性について福島事故を踏まえた考察を纏めており、これを踏まえ、逃がし安全弁での原子炉圧力を制御する場合のサブプレッション・プールの温度成層化の影響について、以下に述べる。

解析コード資料で参照した福島第二4号炉の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパージャの位置関係は図4と同様な位置関係であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を行う場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サブプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉の減圧状態を維持して低圧原子炉代替注水系（可搬型）を用いた原子炉注水を行う場合には、サブプレッション・プール水温度の成層化が発生する可能性はあるが、逃がし安全弁の排気口はサブプレッション・チェンバの底部から約1.5m程度の下部に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サブプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

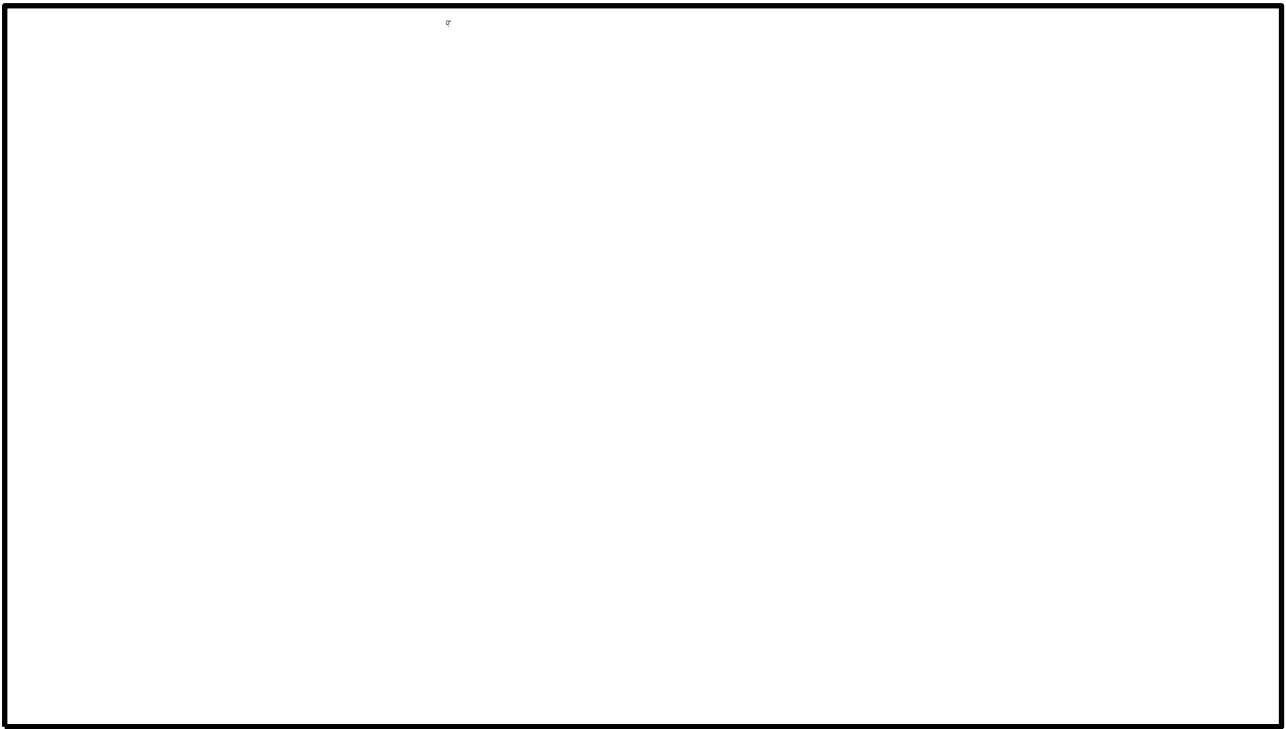


図3 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁排気管の配置図

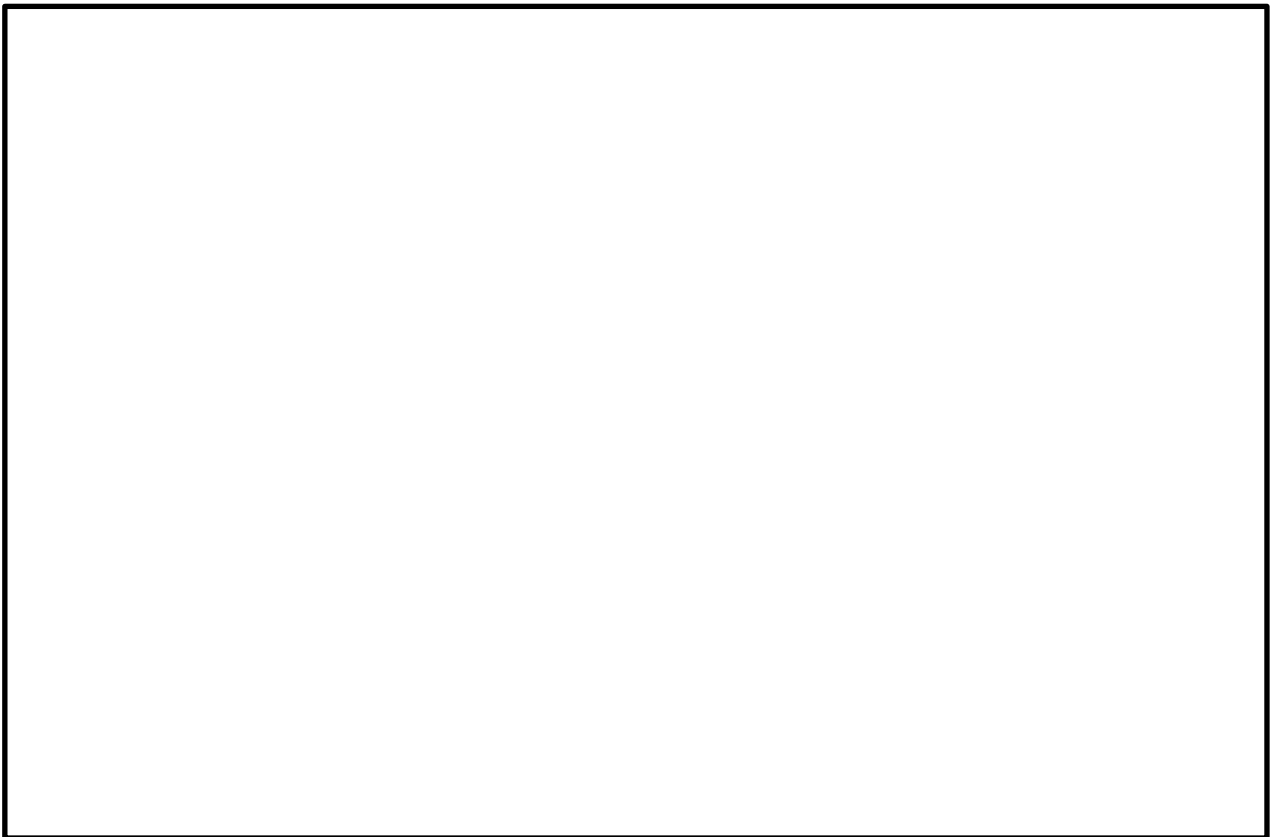


図4 サプレッション・チェンバ内の逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系排気スパー ज्याの配置図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

参考文献

- [1] 「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(MAAP)について」, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-094, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-123, 平成30年5月

安定状態について（全交流動力電源喪失（長期TB））

「全交流動力電源喪失（長期TB）」時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却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る。そして，事象発生から8時間後に原子炉減圧し，その後，逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定*又は低下傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウエル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は，残留熱除去系（低圧注水モード）にて実施する。

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

- ※ 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度より低い温度（100℃程度）で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (1 / 2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
【S A F E R】	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	T B L, R O S A - I I I の実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料棒覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合には、F I S T - A B W R の実験解析において燃料棒覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは炉心が冠水維持する場合は燃料棒覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはない。燃料棒覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
炉心	燃料棒覆管酸化	ジュールニコニコム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる B a k e r - J u s t 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果と与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果と与えるため、解析結果は燃料棒覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	解析コードは燃料棒覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果と与え、燃料棒覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはない。ことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
	燃料棒覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは、燃料棒覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果と与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ (C A M S) を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	燃料棒覆管温度を高めに評価することから、破裂判定は厳しめの結果と与える。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
	沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位変化) ・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	T B L, R O S A - I I I, F I S T - A B W R の実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却 (蒸気単相冷却又は噴霧流冷却) の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉圧力の評価において、R O S A - I I I では2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、L P C S スプレイの液滴で冷却された原子炉炉代替注水系 (可搬型) を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の注水タイミングに差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシミュラウド外水位 (原子炉水位計) に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離 (水位変化) ・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位 (シユウラウド外水位) に関する不確かさを取り扱う。シユウラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位 (シユウラウド外水位) の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合には操作においては現実に評価されることから不確かさは小さい。	シユウラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	臨界流モデル	T B L, R O S A - I I I, F I S T - A B W R の実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね「同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
E C C S 注水 (給水系・代替注水設備含む)		原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータに与える時間（全交流動力電源喪失（長期 T B））

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉压力容器	E C C S 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動		HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。格納容器温度を十数度高めに評価すること、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価の不確かさは小さくなるものと推定される。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数度程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価の不確かさは小さくなるものと推定される。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数度程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価の不確かさは小さくなるものと推定される。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価の不確かさは小さくなるものと推定される。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液界面の熱伝達	安全系モデル (格納容器スプレイ) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさは小さい。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	サブレーション・ブール冷却	安全系モデル (非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (全交流動力電源喪失 (長期T B)) (I / 4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータを与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6. 93MPa [gauge]	約 6. 77 ~ 6. 79MPa [gauge] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるため、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与える得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から +83 cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約 +85 cm ~ +88 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えるが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与える得るが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることはなく、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心流量	35. 6 × 10 ⁴ t/h	定格流量の 85 ~ 104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	装荷炉心毎	9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型)、MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A型)、9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m 以下 (実績値)	通常運転時の熱制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、炉心は冠水を維持されるため、燃料被覆管温度は初期値を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 336Wd/t	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度約 300Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉格却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されること) に変わりなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉格却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されること) から、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータと与える影響
(全交流動力電源喪失(長期T B)) (2/4)

項目	解析条件(初期条件,事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積(ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器容積(サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	サブレーション・チェンバ内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m~約3.63m (実績値)	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃~約35℃ (実績値)	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器スプレイに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa[Gage]	約5kPa[Gage]~約7kPa[Gage] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率(平均)は1時間あたり約20kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率(平均)は1時間あたり約20kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度 (実績値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度の上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイ開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響
(全交流動力電源喪失(長期T B))(3/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	7,000m ³	輪谷貯水槽(西1/西2)の水量を参考に,最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は,解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため,水源が枯渇しないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	1,180m ³	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に,最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は,解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため,燃料が枯渇しないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって,外部電源を喪失するものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	起因事象として,外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから,外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから,外部電源がある場合については考慮しない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータに与える影響
(全交流動力電源喪失(長期T B)) (4/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間:1.05秒)	原子炉水位低(レベル3)等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになるものの、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
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 91m ³ /h(8.21~0.74MPa[gage]において)にて注水	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 91m ³ /h(8.21~0.74MPa[gage]において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁(逃がし弁機能)の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系(可搬型)	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の6個を開することによる 原子炉急速減圧 70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の6個を開することによる 原子炉急速減圧 70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器代替スプレイ系(可搬型)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	低圧原子炉代替注水系(可搬型)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136m ³ /h(0.14MPa[diff]において)にて注水	1,136m ³ /h(0.14MPa[diff]において)にて注水(最大1,193 m ³ /h)にて注水	格納容器温度及び圧力抑圧に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
残留熱除去系(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サブレーション・プールの水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9 MW(サブレーション・プールの水温度52℃、海水温度30℃において)	原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9 MW(サブレーション・プールの水温度52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (1 / 4)

項目	解析条件 (操作条件) の 不確かさ 解析上の操作 開始時間	解析条件 (操作条件) の 不確かさ 条件設定の考 え	操作の不確かさ要因		運転員等操作時間に与 える影響	評価項目となる パラメータに与 える影響	操作時間余裕	訓練実績等
			運転員等操作時間に与 える影響	評価項目となる パラメータに与 える影響				
操作条件	逃がし安全原 子炉急速減 圧操作	【認知】 中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に緊急時対策要員 (現場) を 招集することとしており、全交流動力電源喪失を判断した場合には直ちに低 圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備操作に着手すること としている。この認知に係る時間として 10 分間を想定している。そのため、 認知遅れ等による操作時間に与える影響はなし。	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与 える影響	評価項目となる パラメータに与 える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	【要員配置】 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水のために、中央制御室及 び現場にて弁操作を行う運転員と、現場にて可搬型による注水のためのホー ス敷設等の注水準備操作を行う緊急時対策要員 (現場) が配置されている。 注水準備操作は現場にて緊急時対策要員 (現場) が実施することとなるが、 本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要 員配置が操作開始時期に与える影響はなし。	【移動・操作所要時間】 現場にて緊急時対策要員 (現場) によるホース敷設等の注水準備操作は移動 時間等の緊急時 2 時間 10 分で行い、また、並行して運転員が現場 (原子炉建物 内) にて注水弁開操作 (操作時間 50 分 (移動時間を含む)) を行うことによ り、事象発生から 2 時間 30 分 (認知や放射線保護員準備を含む) で注水準備 を完了することを想定している。この後、サブプレッジョン・プールの温度を 確認し、事象発生から 8 時間程度経過後中央制御室での逃がし安全弁の手 動操作を行うことにより低圧原子炉代替注水系 (可搬型) により原子炉注水 を開始することとなる。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与 える影響はなし。	【他の並列操作有無】 上記のとおり、現場にて緊急時対策要員 (現場) が行うホース敷設等の注水 準備操作と運転員 (現場) が原子炉建物内にて行う注水弁開操作は並行操作 となるが、これらは独立して行える操作であり、それを加味して操作の所要 時間を設定している。また、この後、中央制御室にて運転員が逃がし安全弁 の手動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが、原子炉注水開始時 点で当該操作を行う運転員、緊急時対策要員 (現場) に他の並列操作はなく、 操作開始時間に与える影響はなし。	【操作の確実さ】 緊急時対策要員 (現場)、運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の 安全のため 2 人で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤 操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操 作は操作継ぎの簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのため誤 操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	【認知】 中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に緊急時対策要員 (現場) を 招集することとしており、全交流動力電源喪失を判断した場合には直ちに低 圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備操作に着手すること としている。この認知に係る時間として 10 分間を想定している。そのため、 認知遅れ等による操作時間に与える影響はなし。	【要員配置】 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水のために、中央制御室及 び現場にて弁操作を行う運転員と、現場にて可搬型による注水のためのホー ス敷設等の注水準備操作を行う緊急時対策要員 (現場) が配置されている。 注水準備操作は現場にて緊急時対策要員 (現場) が実施することとなるが、 本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要 員配置が操作開始時期に与える影響はなし。	【移動・操作所要時間】 現場にて緊急時対策要員 (現場) によるホース敷設等の注水準備操作は移動 時間等の緊急時 2 時間 10 分で行い、また、並行して運転員が現場 (原子炉建物 内) にて注水弁開操作 (操作時間 50 分 (移動時間を含む)) を行うことによ り、事象発生から 2 時間 30 分 (認知や放射線保護員準備を含む) で注水準備 を完了することを想定している。この後、サブプレッジョン・プールの温度を 確認し、事象発生から 8 時間程度経過後中央制御室での逃がし安全弁の手 動操作を行うことにより低圧原子炉代替注水系 (可搬型) により原子炉注水 を開始することとなる。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与 える影響はなし。	【他の並列操作有無】 上記のとおり、現場にて緊急時対策要員 (現場) が行うホース敷設等の注水 準備操作と運転員 (現場) が原子炉建物内にて行う注水弁開操作は並行操作 となるが、これらは独立して行える操作であり、それを加味して操作の所要 時間を設定している。また、この後、中央制御室にて運転員が逃がし安全弁 の手動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが、原子炉注水開始時 点で当該操作を行う運転員、緊急時対策要員 (現場) に他の並列操作はなく、 操作開始時間に与える影響はなし。
燃料補給	大量送水車への 燃料補給は解析 条件ではない が、解析で想定 している操作の 成立や継続に必 要な作業 作業成立性を踏 まえ設定	低圧原子炉 代替注水系 (可搬型) である大量 送水車への 燃料補給	大量送水車への 燃料補給は解析 条件ではない が、解析で想定 している操作の 成立や継続に必 要な作業 作業成立性を踏 まえ設定	運転員等操作時間に与 える影響	評価項目となる パラメータに与 える影響	操作時間余裕	訓練実績等	

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (3 / 4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ 操作開始時間	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時	<p>【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイ実施基準 (格納容器圧力 384kPa [Gage]) に到達するのは事象発生から約 19 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び緊急時対策要員 (現場) が配置されているが、本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり、格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替システム (可搬型) による注水準備操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達を確認し、現場での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】 現場にて緊急時対策要員 (現場) が格納容器代替システム (可搬型) による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、現場にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、緊急時対策要員 (現場) に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 緊急時対策要員 (現場) の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>操作条件の格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間の遅れによる影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準 (格納容器圧力 384kPa [Gage]) に到達するのは、事象発生から約 19 時間後であり、格納容器代替システム (可搬型) の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間から、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合において、格納容器の限界圧力は 853kPa [Gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件 (操作条件を除く。) の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もなないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>操作条件の格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作条件の格納容器代替システム (可搬型) による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間から約 19 時間後までに行う作業であり、準備時間から、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、格納容器代替システム (可搬型) による準備操作に要する時間は約 1 時間 41 分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。</p>

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕
(全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (4 / 4)

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因 (全交流動力電源喪失 (長期 T B)) (4 / 4)	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え					
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナリオの前提条件として設定	操作の不確かさ要因 常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、約 48 分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器始動モード) による格納容器熱除操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	操作の不確かさ要因 常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ (模擬操作含む。) にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱は所要時間を 10 分想定しているところ、訓練実績では、約 7 分。想定で意図している運転操作が実施可能なることを確認した。
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水操作	残留熱除去系 (格納容器始動モード) による格納容器熱除開始後に、原子炉水位が原子炉水位 (レベル 3) に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御 (レベル 3 ~ レベル 8) が継続的に可能な条件として設定	操作の不確かさ要因 残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作までの時間は、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ (模擬操作含む。) にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納容器始動モードから低圧注水モードへの切替えに約 3 分。想定で意図している運転操作が実施可能なることを確認した。

7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（長期T B））

○水源

輪谷貯水槽（西1／西2）※：約7,000m³（約3,500m³×2）

※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生から8時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで定格流量で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイス

事象発生19時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。

○時間評価

事象発生8時間後まではサブプレッション・チェンバのプール水を水源として原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、輪谷貯水槽（西1／西2）水量は減少しない。事象発生8時間後から低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、事象発生19時間後から格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイスを実施する。水源はいずれも輪谷貯水槽（西1／西2）であり、枯渇することなく安定して冷却が可能である。また、事象発生24時間30分後から残留熱除去系の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から輪谷貯水槽（西1／西2）が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約1,100m³が必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

$$(70\text{m}^3/\text{h} \times 1\text{h}) + (32\text{m}^3/\text{h} \times 1\text{h}) + (28\text{m}^3/\text{h} \times 10\text{h}) + (25\text{m}^3/\text{h} \times 7\text{h}) + 526\text{m}^3 \div 1,100\text{m}^3$$

7日間における燃料の対応について
 (全交流動力電源喪失(長期TB))

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

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 11m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
(全交流動力電源喪失 (長期 T B))

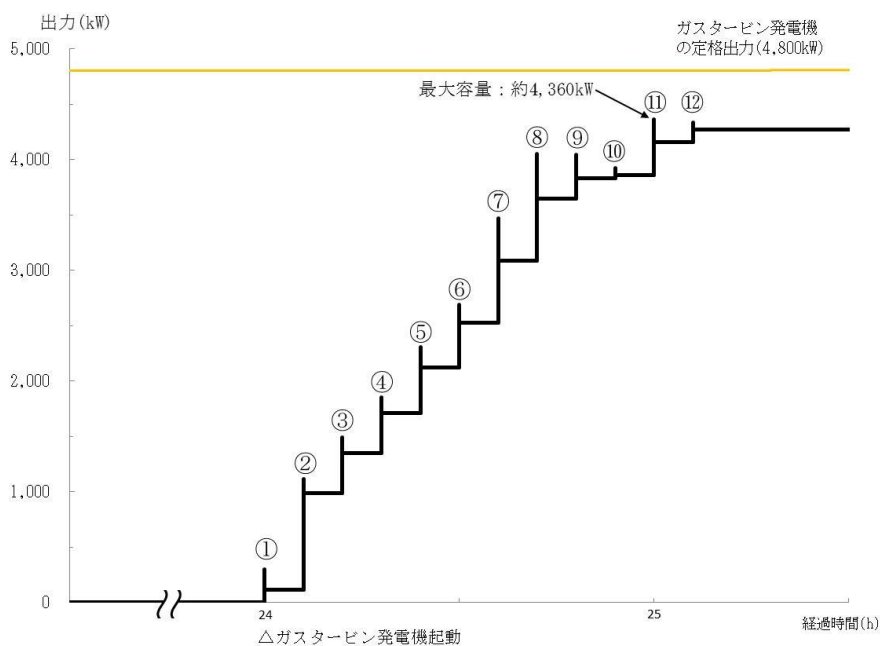
主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他 (自動投入負荷)	約 877	約 1,116	約 988
③	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,489	約 1,348
④	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,849	約 1,708
⑤	B-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,303	約 2,118
⑥	D-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,689	約 2,528
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,471	約 3,088
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,052	約 3,648
⑨	B-中央制御室送風機	約 180	約 4,043	約 3,828
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,920	約 3,858
⑪	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 4,360	約 4,158
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,333	約 4,268

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.3.2 全交流動力電源喪失（TBU）

2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源（DG-A，B）失敗＋高圧炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」では，全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧原子炉代替注水系による原子炉注水によって事象発生約8.3時間後まで炉心を冷却し，その後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。

また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」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，初期の対策として高圧原子炉代替注水系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.2.1-1(1)図から第2.3.2.1-1(3)図に，手順の概要を第2.3.2.1-2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操作手順の関係を第2.3.2.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計31

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、当直長1名、当直副長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5名、緊急時対策要員（現場）は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.2.1-3図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、設計基準事故対処設備の注水機能をすべて喪失する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

原子炉隔離時冷却系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量である。

b. 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、中央制御室からの遠隔操作によって高圧原子炉代替注水系を手動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉水位回復後は、運転員による高圧原子炉代替注水系の蒸気入口弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお、原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。事象発生から24時間にわたって常設代替直流電源設備により直流電源の供給は可能である。

高圧原子炉代替注水系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び高圧原子炉代替注水流量等である。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

早期の電源回復不能判断及び対応準備については、「2.3.1.1(3)c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備」と同じ。

d. 直流電源切替え

逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については「2.3.1.1(3)e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。

- g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。
- h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却については、「2.3.1.1(3)h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却」と同じ。
- i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、「2.3.1.1(3)i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。
- j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。

2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、すべての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、そのうえ、原子炉隔離時冷却系の機能喪失（本体故障）を想定し、すべての注水機能を喪失する「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋高圧炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及び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。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第

2.3.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、原子炉隔離時冷却系についても機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービントリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。

(b) 高圧原子炉代替注水系

運転員による高圧原子炉代替注水系の蒸気入口弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である93m³/h（原子炉圧力8.21MPa[gage]において）～70m³/h（原子炉圧力0.74MPa[gage]において）に対し、保守的に20%減の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、70m³/hの流量にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また、原子炉注水と格納容器スプレーを同時に実施する場合は、30m³/hにて原子炉へ注水する。

(e) 格納容器代替スプレー系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、120m³/hにて原子炉格納容器内にスプレーする。

(f) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、1,136m³/h（0.14MPa [dif]において）（最大1,193m³/h）の流量で注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除

去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°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

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

- (a) 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間を考慮して事象発生から10分後に開始し、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して10分間とする。
- (b) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、サプレッション・プール水温度が 100°C に到達する事象発生から約8.3時間後に開始する。
- (d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (f) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.2.2-1(1)図から第2.3.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.2.2-1(7)図から第2.3.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.2.2-1(10)図から第2.3.2.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、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、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水

位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後、高圧原子炉代替注水系を手動起動することにより原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台すべてがトリップする。

（添付資料2.3.2.1）

事象発生から約8.3時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から24時間30分経過した時点で実施する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.3.2.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）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1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は第2.3.2.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.74MPa[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、約8.04MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却と残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行

うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約151°Cに抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.3.2.2-1(2)図に示すとおり、高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.3.2.2）

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

全交流動力電源喪失（TBU）では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料2.3.2.3）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.3.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものであり、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解

析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧原子炉代替注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.2.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約 309°C)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目に与える影響は小さい。

機器条件の高圧原子炉代替注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧原子炉代替注水系

(可搬型)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.2.3)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定していることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。また、当該操作は中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から約8.3時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水のための準備操作は、事象発生から2時間30分後までに実施できることから解析での設定に対して十分な余裕があり、サプレッション・プール水温度を確認し、逃がし安全弁の手動開により原子炉を減圧することにより原子炉注水を開始することから、実態の原子炉減圧時間は解析上の設定と同等であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉減圧開始時点では他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準(格納容器圧力384kPa [gage])に到達するのは、事象発生から約19時間後であり、格納容器代替スプレイ系(可搬型)の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析

コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.3.2.3）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下回らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.2.3）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

第 2.3.2.3-1(1) 図から第 2.3.2.3-1(3) 図に示すとおり、操作条件の高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作については、事象発生から 60 分後（操作開始時間の 40 分程度の時間遅れ）までに高圧原子炉代替注水系による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 859℃となり 1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水手段切替えのための逃がし安全弁手動開操作までは約 8.3 時間の時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 19 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.2.3, 2.3.2.4）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水並びに格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイに必要な水量は、「2.3.1.4(2) a. 水源」の必要水量と同じであり、必要な水源は確保可能である。

b. 燃料

「2.3.1.4(2) b. 燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備による電源供給、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ及び緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

c. 電源

「2.3.1.4(2) c. 電源」と同じであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料 2.3.1.2, 2.3.1.8)

2.3.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「全交流動力電源喪失（TBU）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉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「全交流動力電源喪失（T B U）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源（D G－A， B）失敗＋高圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

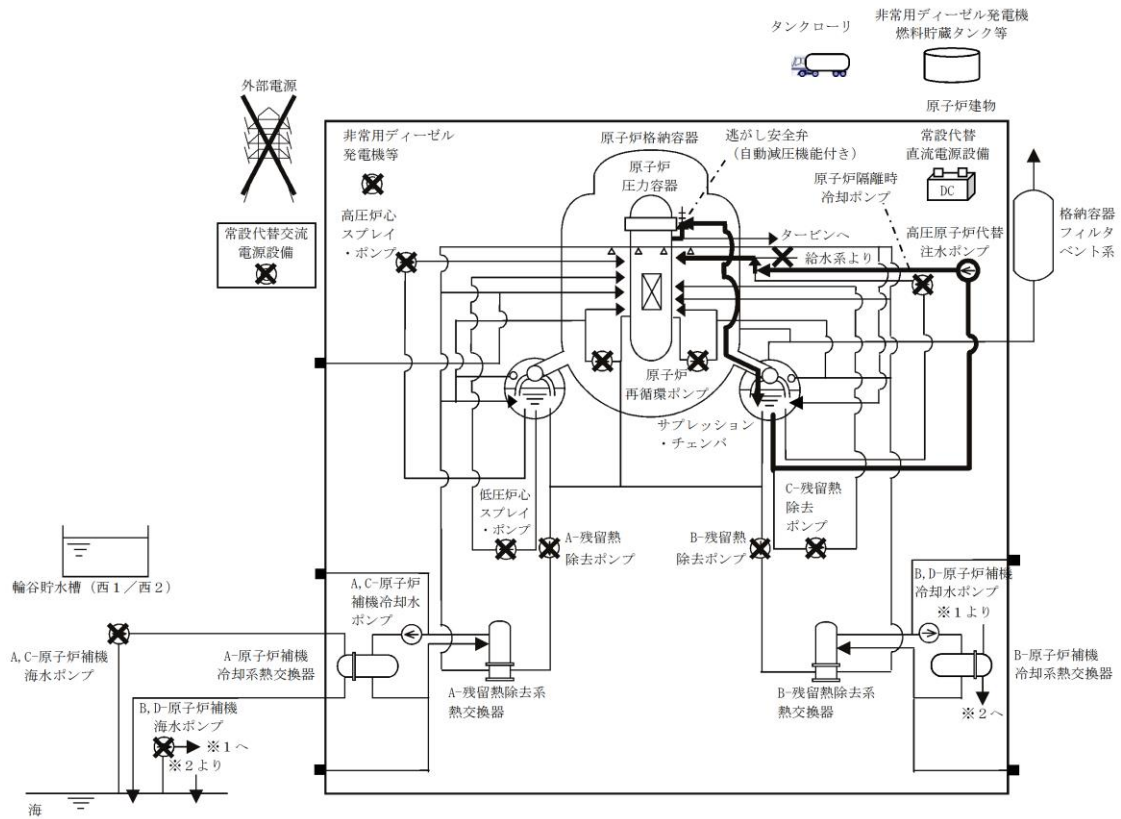
上記の場合においても，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

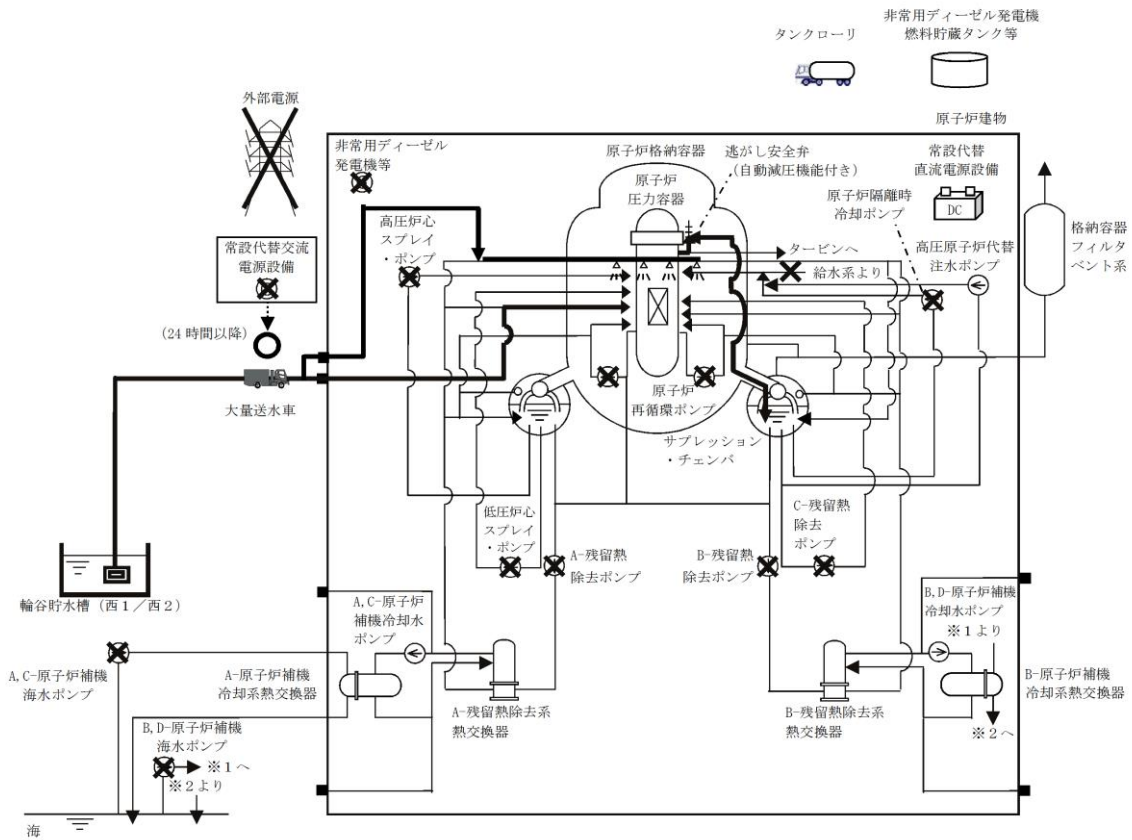
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

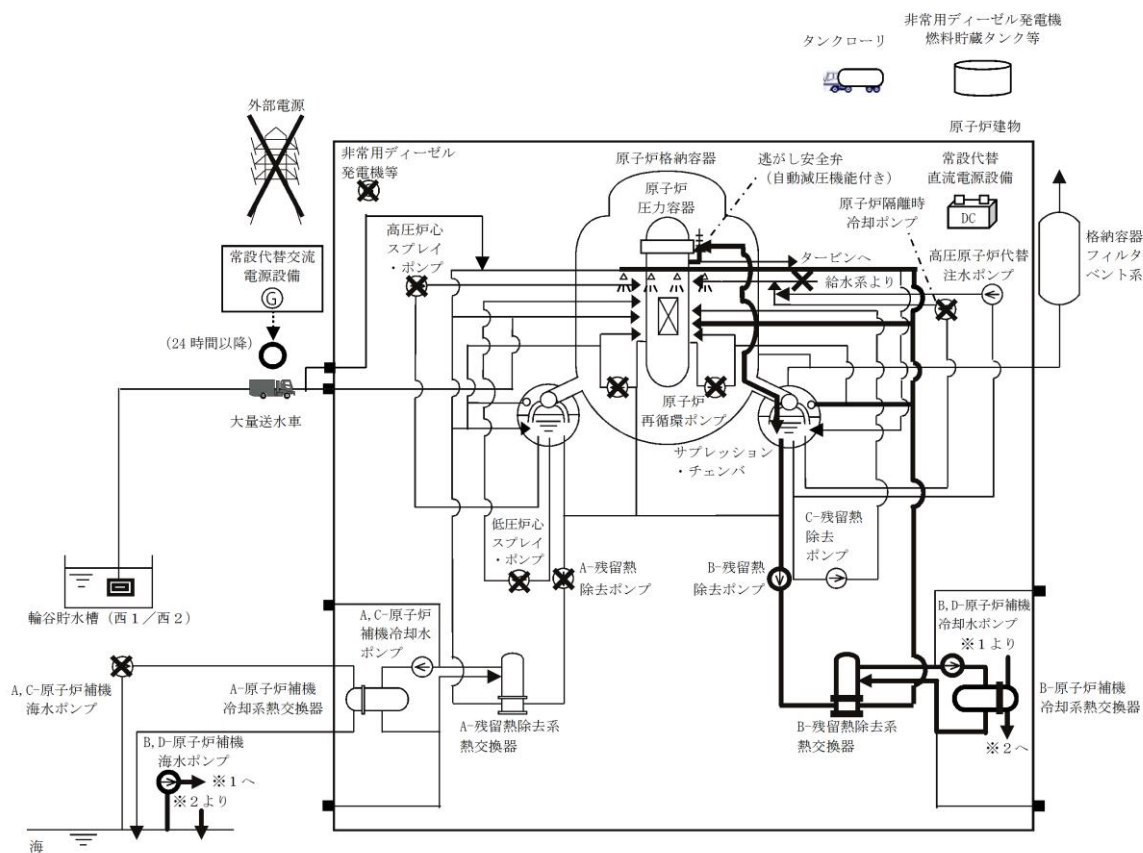
以上のことから，高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水，残留熱除去系（格納容器冷却モード）等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B U）」に対して有効である。



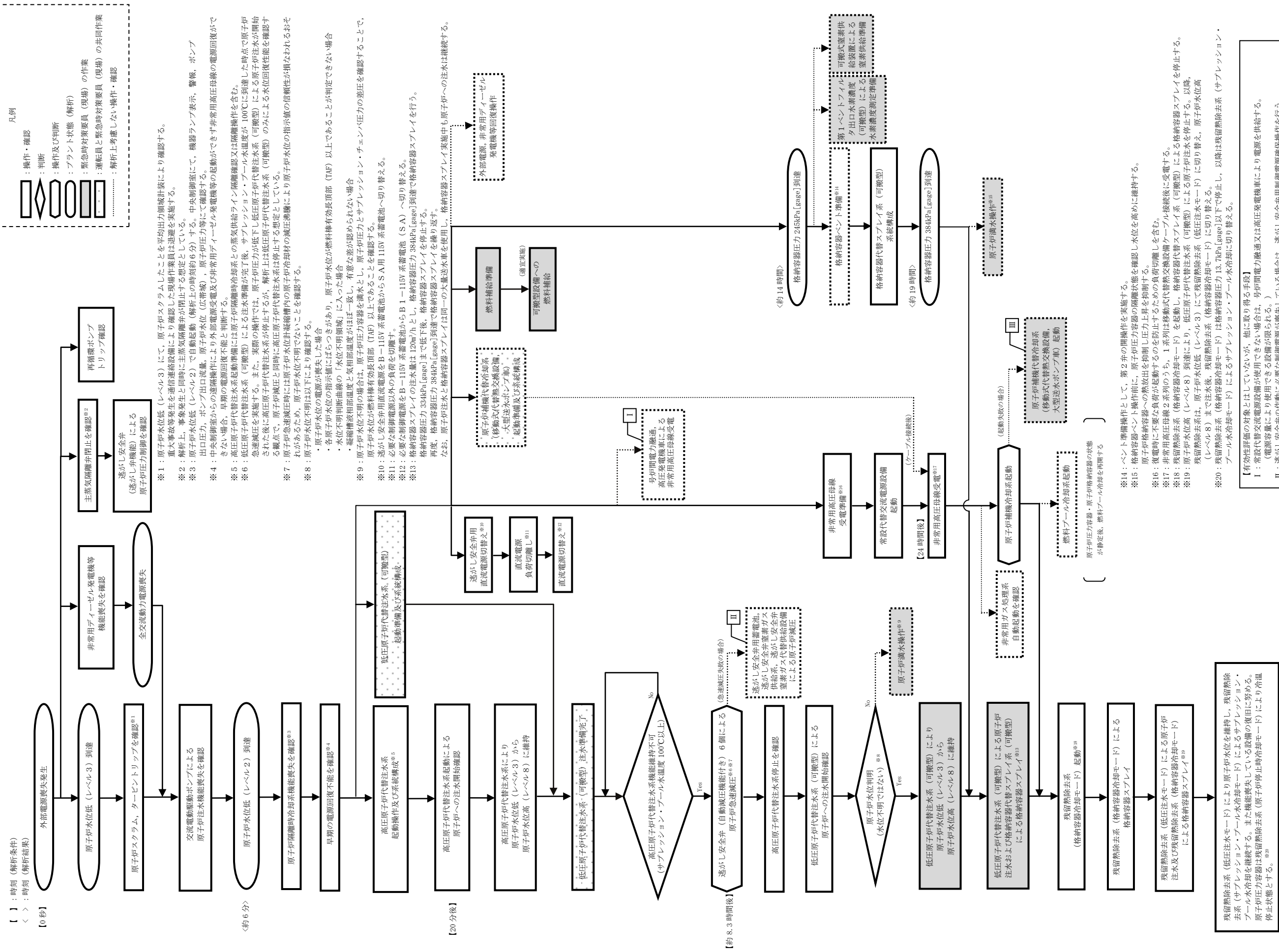
第 2.3.2.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



第 2.3.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2.3.2.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

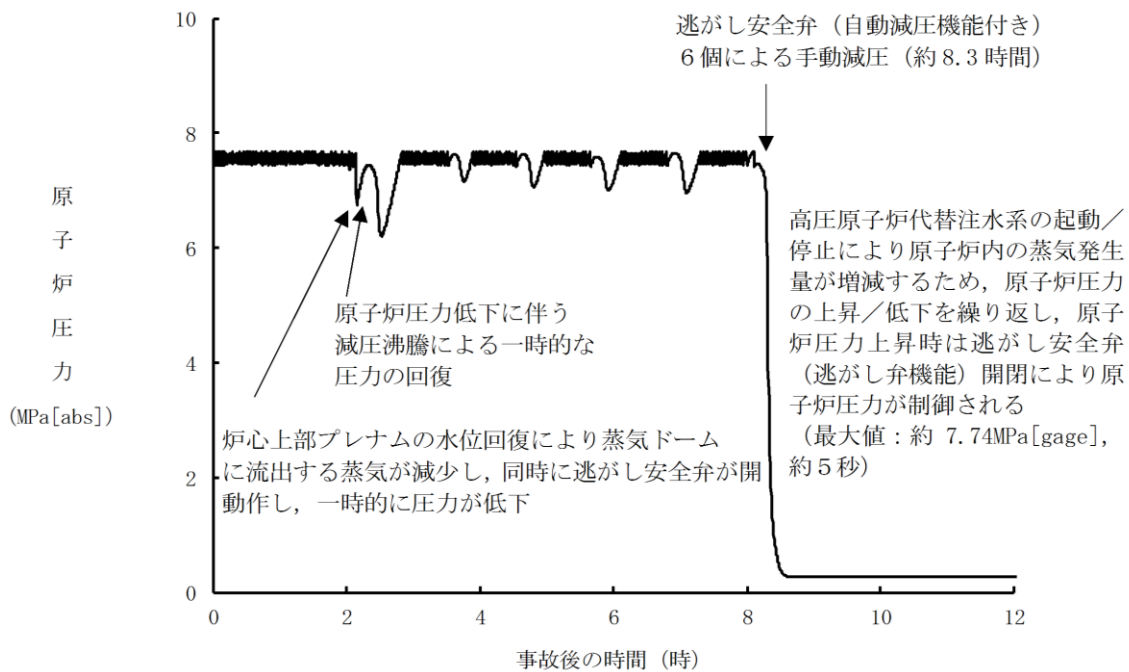


全交流動力電源喪失 (TBU)

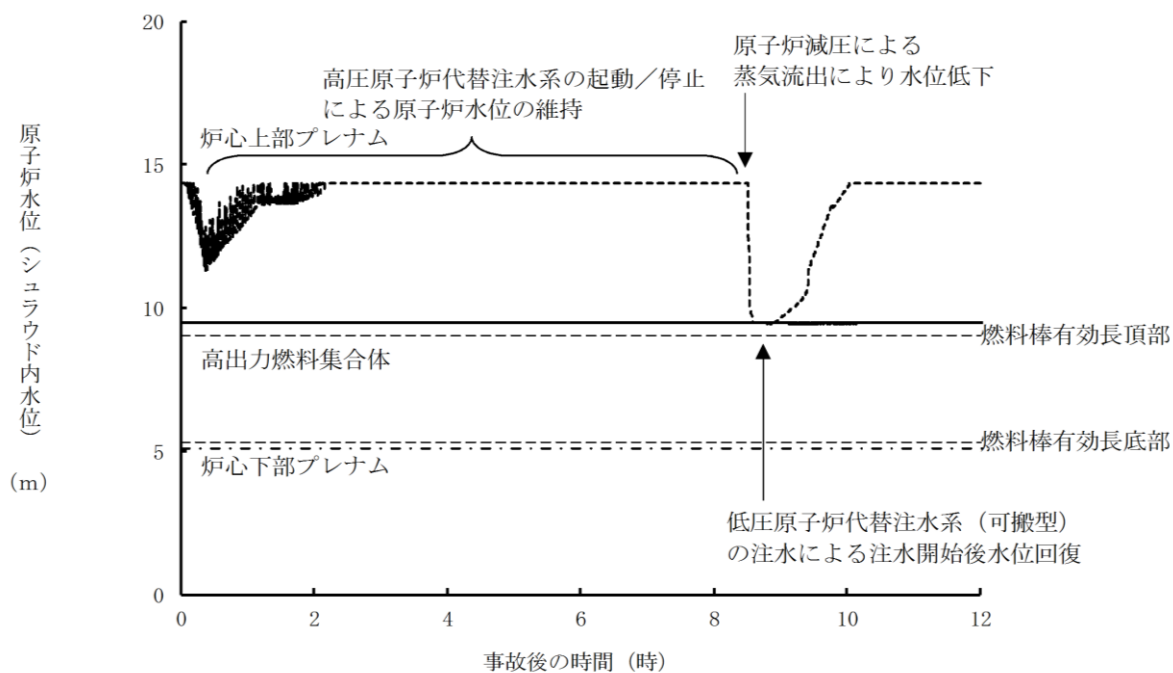
操作項目	実施場所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)																											備考								
	責任者	当直員	1人		10	20	30	40	50	60	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		25	26	27	0	1	2	3	4
状況判断	1人 A	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 原子炉スクラム確認、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ 交流電動駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 ・ 早期の電源回復準備確認	10分																																					
高压原子炉代替注水系統起動操作	(1人) A	—	—	・ 高压原子炉代替注水系統起動操作/系統構成	30分																																					
高压原子炉代替注水系統による原子炉注水	(1人) A	—	—	・ 高压原子炉代替注水系統 起動/停止操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																																					
交流電源回復操作	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機等 機能回復 ・ 外部電源 回復																												解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する										
事故代替交流電源設備 起動操作	(1人) A	—	—	・ 事故代替交流電源設備起動、受電操作																												10分										
D系非常用高压自給受電準備	(1人) A	—	—	・ D系非常用高压自給受電準備 (中央制御室)																												25分										
D系非常用高压自給受電準備	—	(2人) B, C	—	・ D系非常用高压自給受電準備 (現場)																												35分										
C系非常用高压自給受電準備	(1人) A	—	—	・ C系非常用高压自給受電準備 (中央制御室)																												25分										
C系非常用高压自給受電準備	—	(2人) B, C	—	・ C系非常用高压自給受電準備 (現場)																												25分										
D系非常用高压自給受電準備	(1人) A	—	—	・ D系非常用高压自給受電準備 (中央制御室)																												5分										
D系非常用高压自給受電準備	—	(2人) B, C	—	・ D系非常用高压自給受電準備 (現場)																												5分										
C系非常用高压自給受電準備	(1人) A	—	—	・ C系非常用高压自給受電準備 (中央制御室)																												5分										
C系非常用高压自給受電準備	—	(2人) B, C	—	・ C系非常用高压自給受電準備 (現場)																												5分										
電源切替え操作	—	(2人) B, C	—	・ 逃がし安全弁電源切替え操作																												10分										
炉内異常電圧切替え操作	—	(2人) B, C	—	・ 負荷切離し/炉内異常電圧切替え操作																												30分										
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	・ 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6個 手動開放操作																												10分										
低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) 準備操作	—	—	14人 A~N	・ 放射線防護具準備																												30分										
低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) 系統構成	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水準備 (大量送水車配置、ホース展開、接続)																												2時間10分										
低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) 注水準備	—	2人 B, C	—	・ 放射線防護具準備																												30分										
低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) 注水操作	—	—	—	・ 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系統 注水準備																												50分										
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 系統構成	—	(2人) B, E	—	・ 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) 系統構成																												40分										
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) スプレイ準備	—	—	—	・ 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) スプレイ準備 (現場)																												1時間										
原子炉注水準備	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系統 (可搬型) による原子炉注水準備の増加	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する																																					
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	(12人) A~L	・ 資機材配置及びホース敷設、系統水張り																												1時間20分										
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	3人 A, B, C	・ 放射線防護具準備																												30分										
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	—	・ 電源ケーブル接続																												1時間40分										
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	2人 B, E	—	・ 放射線防護具準備																												10分										
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	(4人) B, C, D, E	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成																												1時間40分										
格納容器ベント準備操作	—	(2人) B, E	—	・ 格納容器ベント準備 (第2弁操作)																												1時間20分										
格納容器ベント準備操作	—	(2人) A, P	—	・ 第1ベントフィルタ出口水素濃度 (可搬型) 準備																												2時間										
格納容器ベント準備操作	—	(2人) C, D	—	・ 可搬式窒素供給装置準備																												2時間										
燃料補給準備	—	—	—	・ 放射線防護具準備																												30分										
燃料補給作業	—	—	2人 A, B	・ 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリーへの補給																												2時間30分										
燃料補給作業	—	—	—	・ 大量送水車への補給																												1時間										
原子炉補機冷却系起動操作	(1人) A	—	—	・ 原子炉補機冷却系 起動操作																												30分										
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作																												30分										
残留熱除去系による原子炉注水および原子炉格納容器冷却操作	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器スプレイ																												1時間										
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	・ 非常用ガス処理系自動起動確認																												5分										
燃料プール冷却系 準備操作	—	(2人) B, E	—	・ 原子炉補機代替冷却系 系統構成 (現場)																												30分										
燃料プール冷却系 再開	(1人) A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																												10分										

必要人員数 合計
1人 A
4人 B, C, D, E
19人 A~N, P

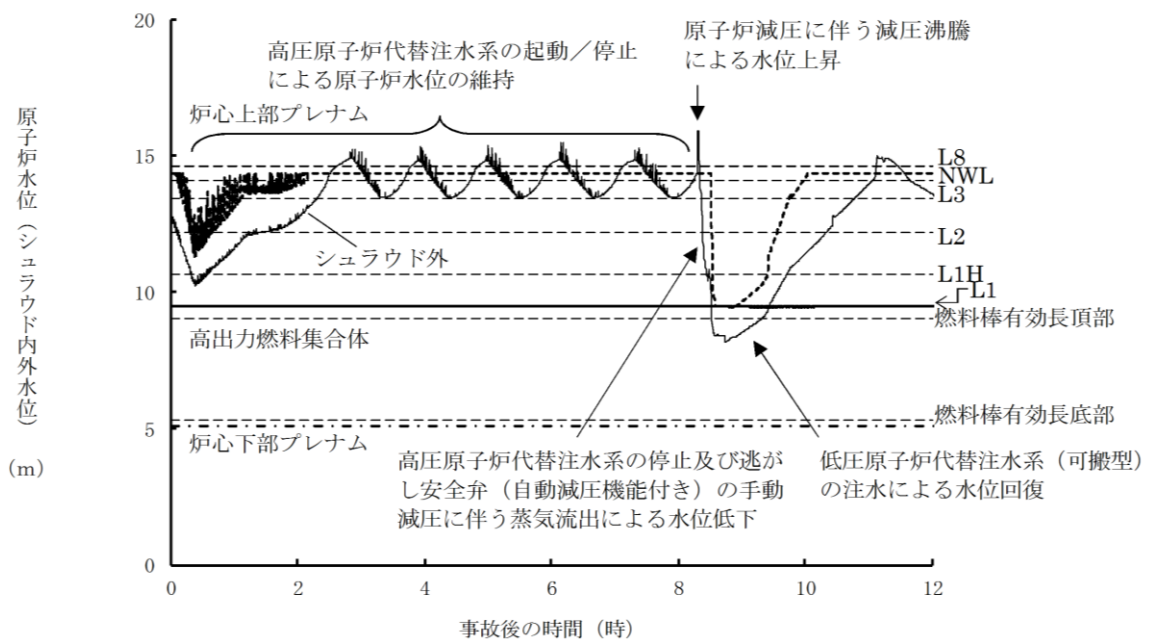
第 2.3.2.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」 の作業と所要時間



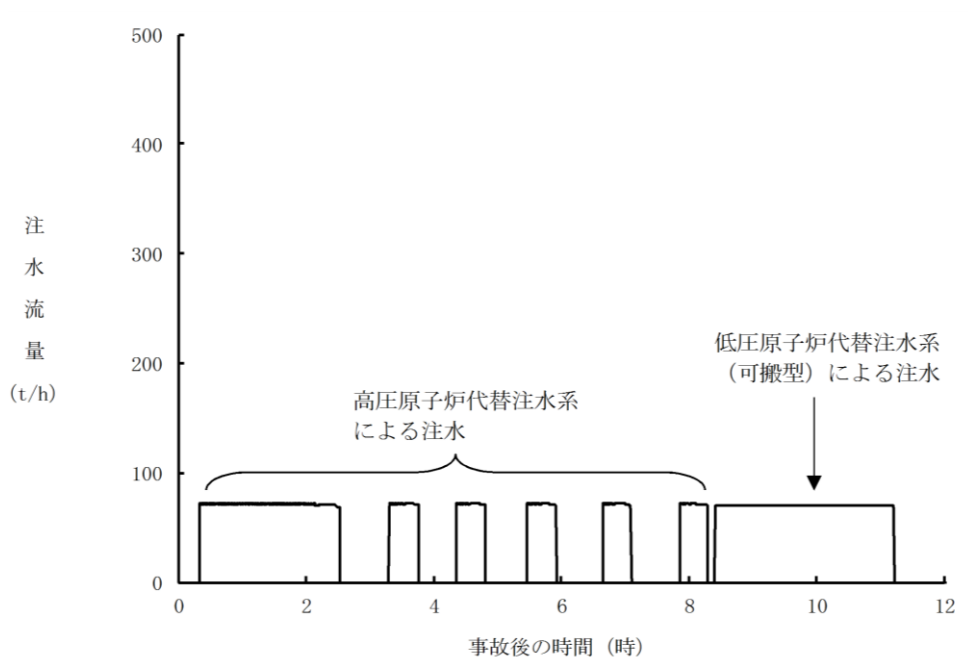
第 2.3.2.2-1(1)図 原子炉圧力の推移



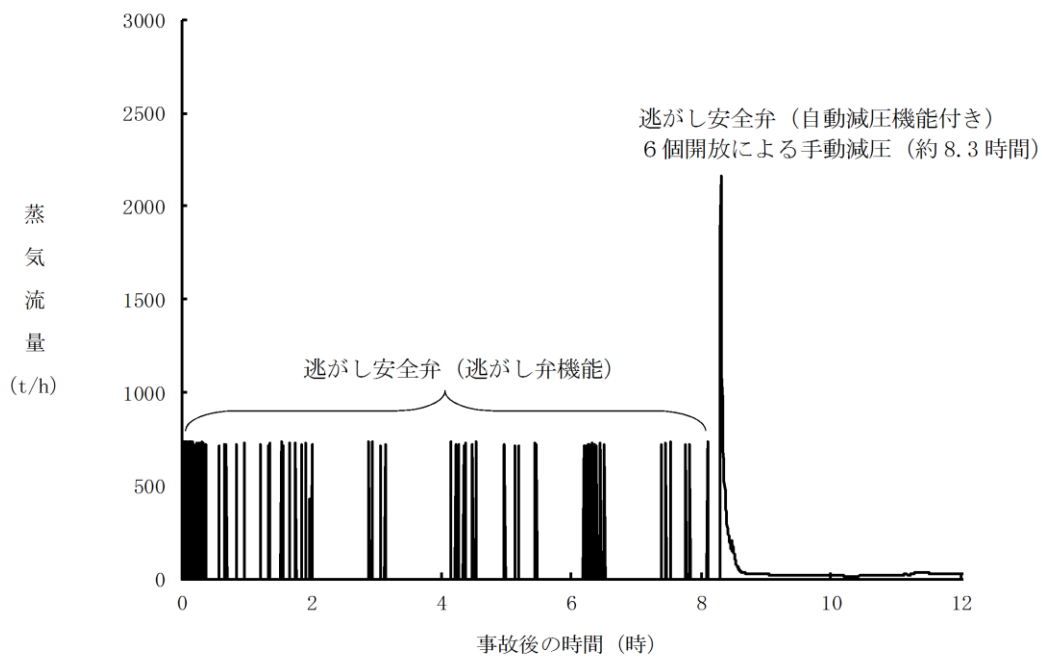
第 2.3.2.2-1(2)図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



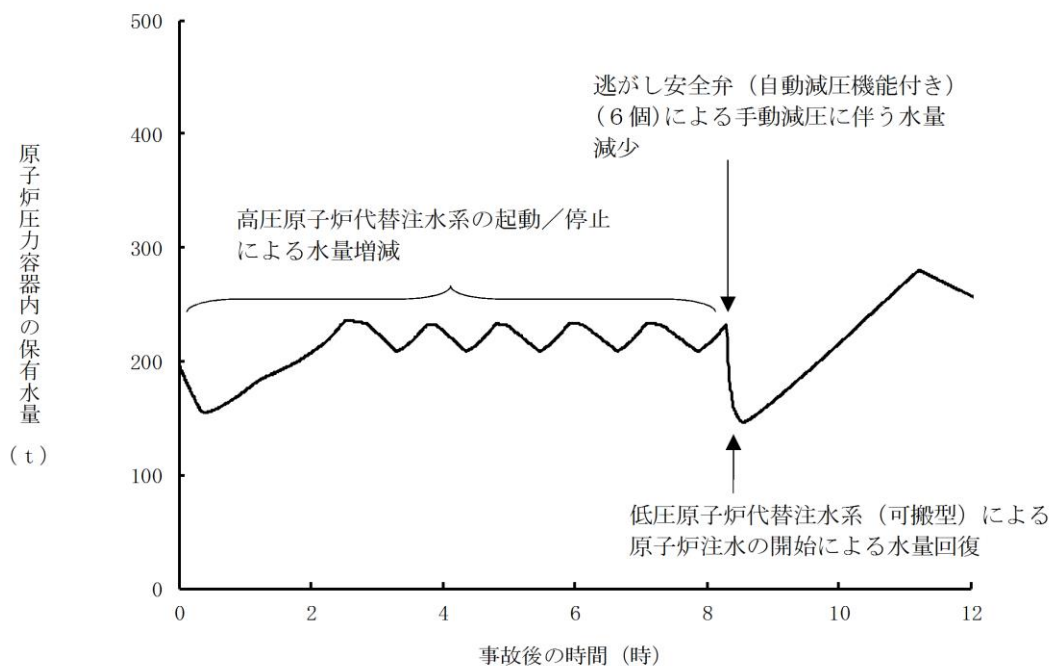
第 2.3.2.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



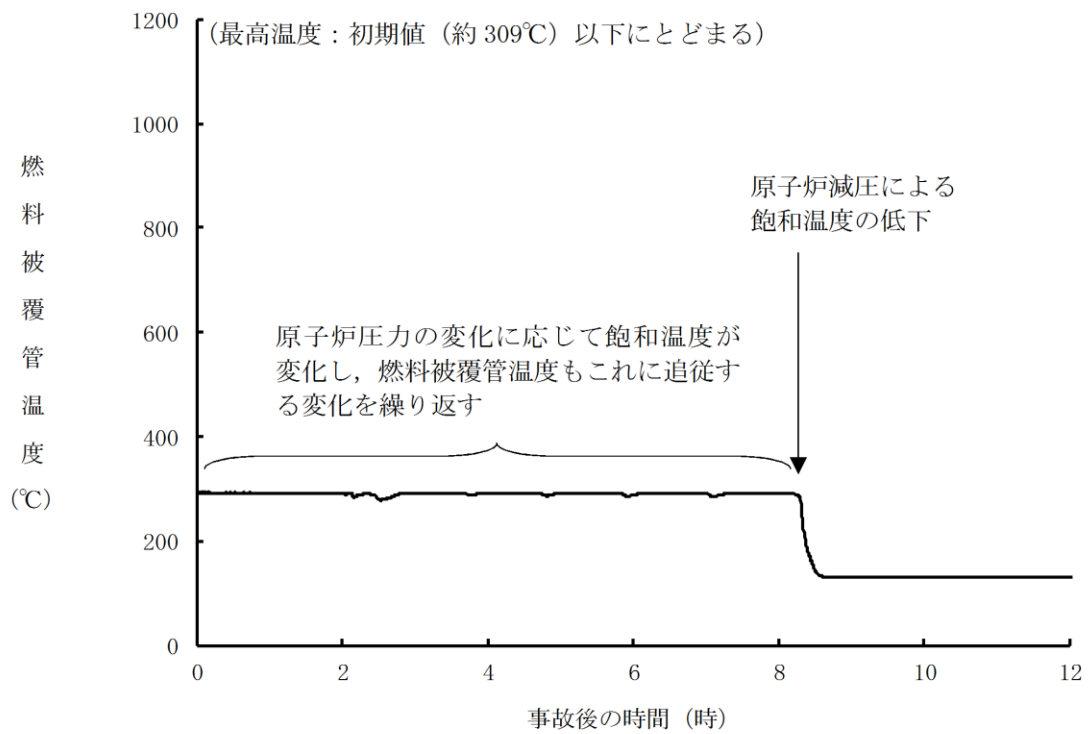
第 2.3.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



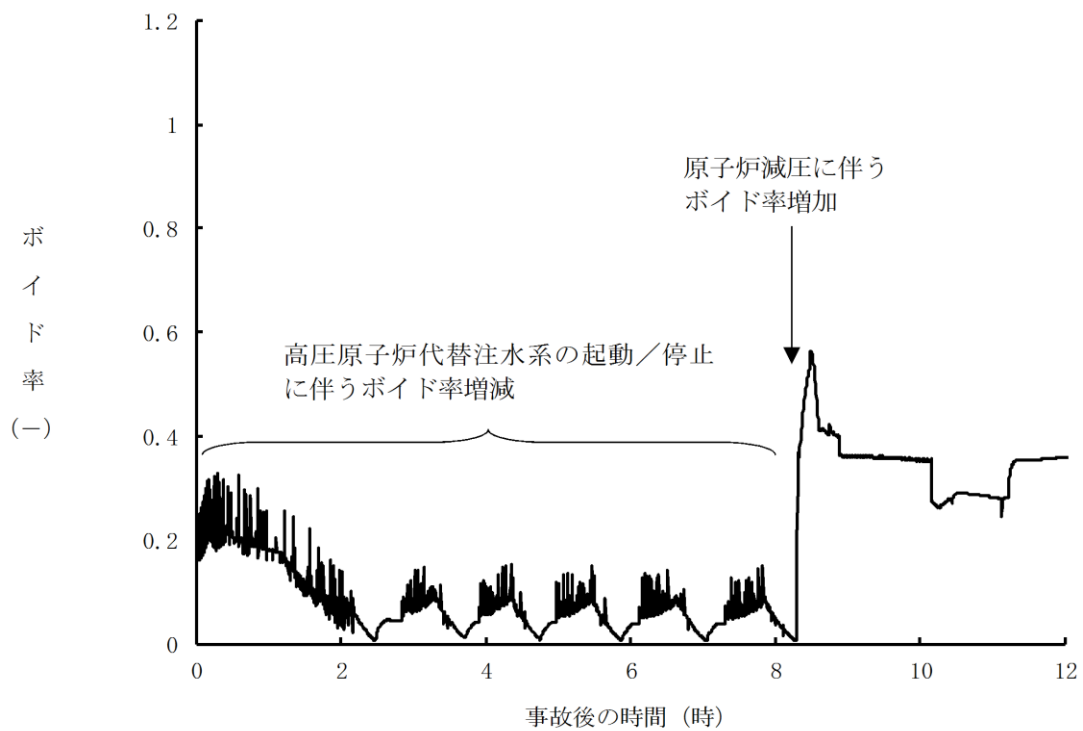
第 2. 3. 2. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



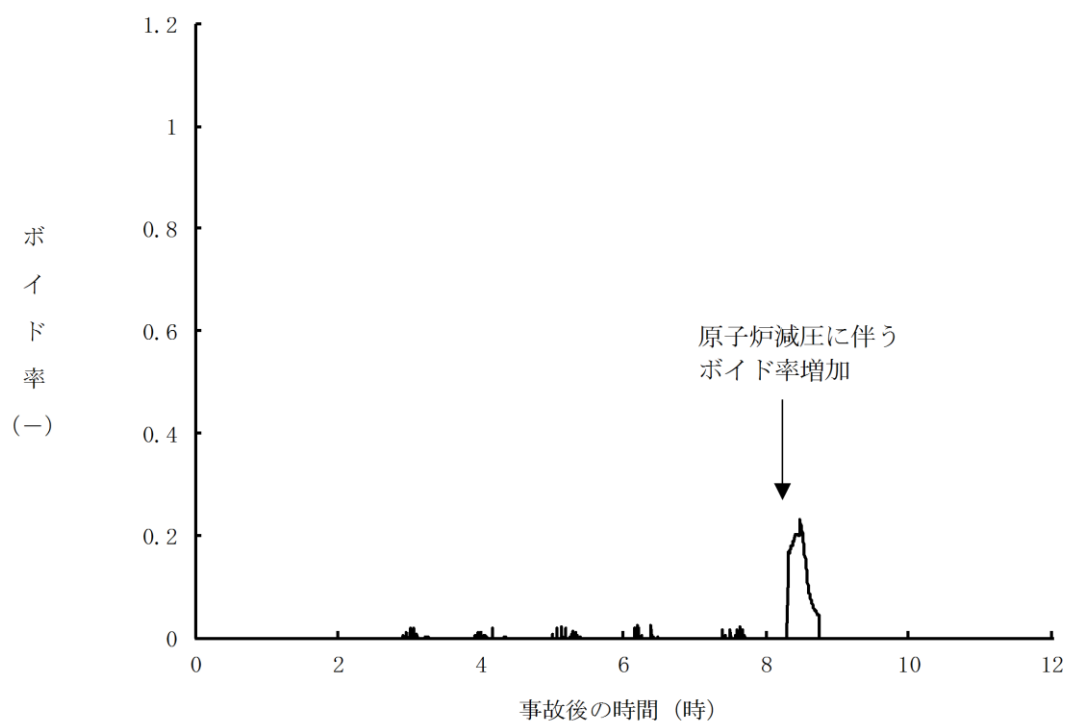
第 2. 3. 2. 2-1(6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



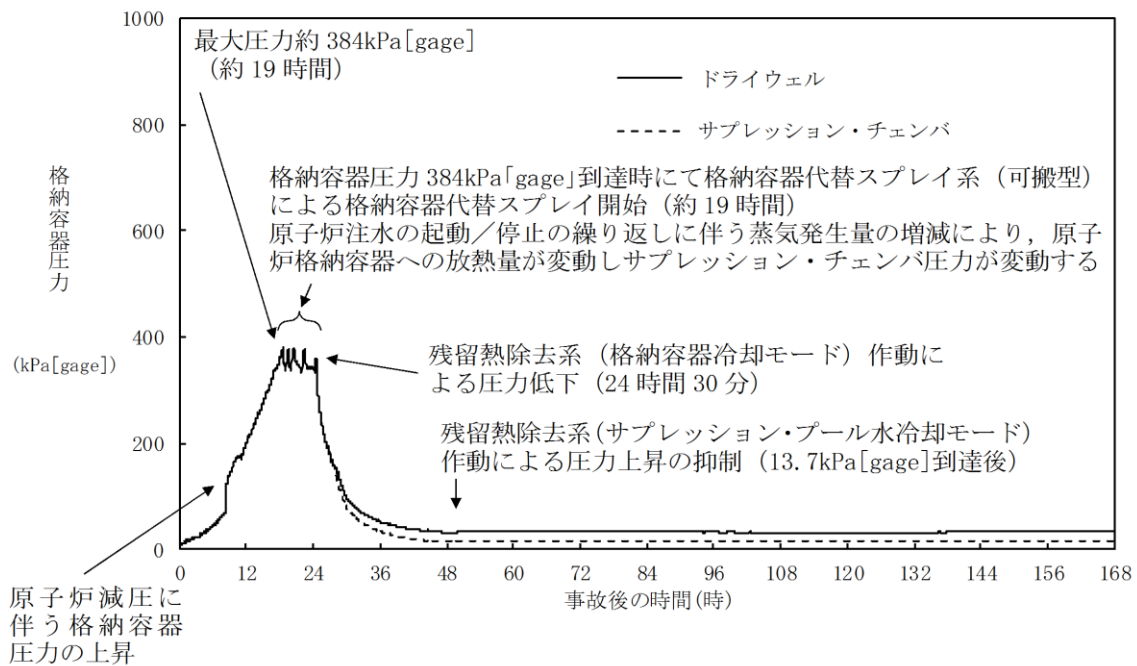
第 2.3.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



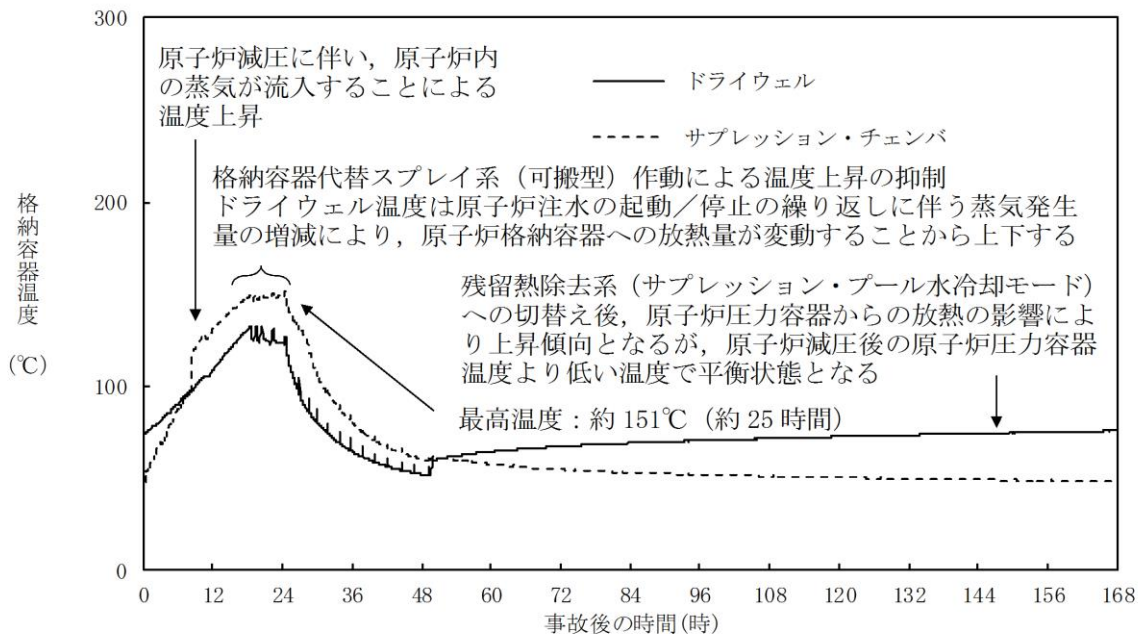
第 2.3.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



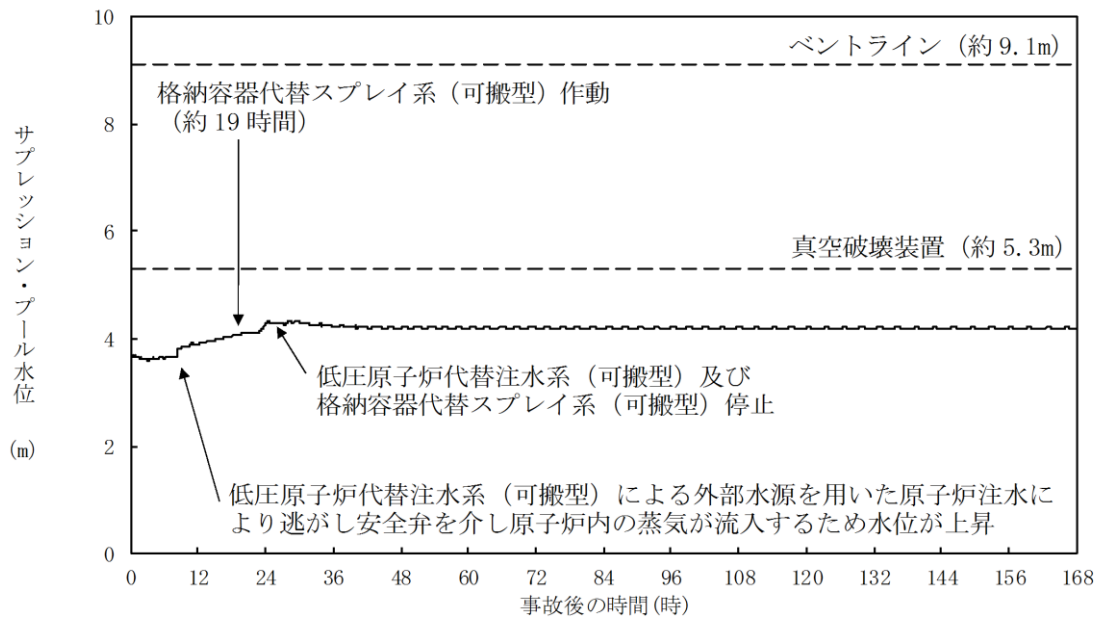
第 2.3.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



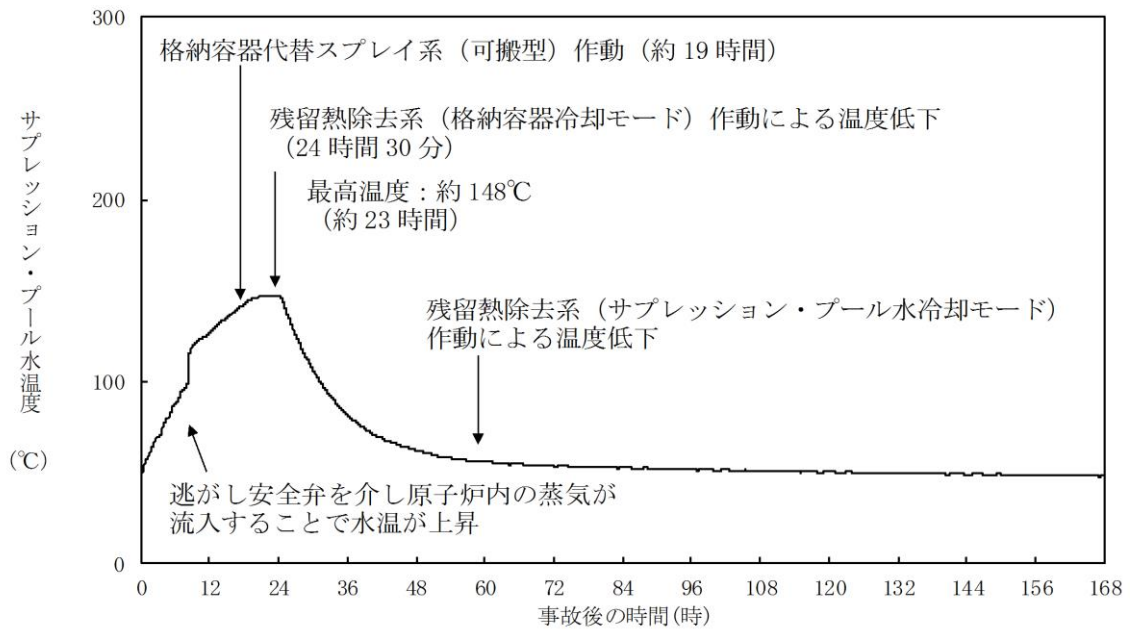
第 2.3.2. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



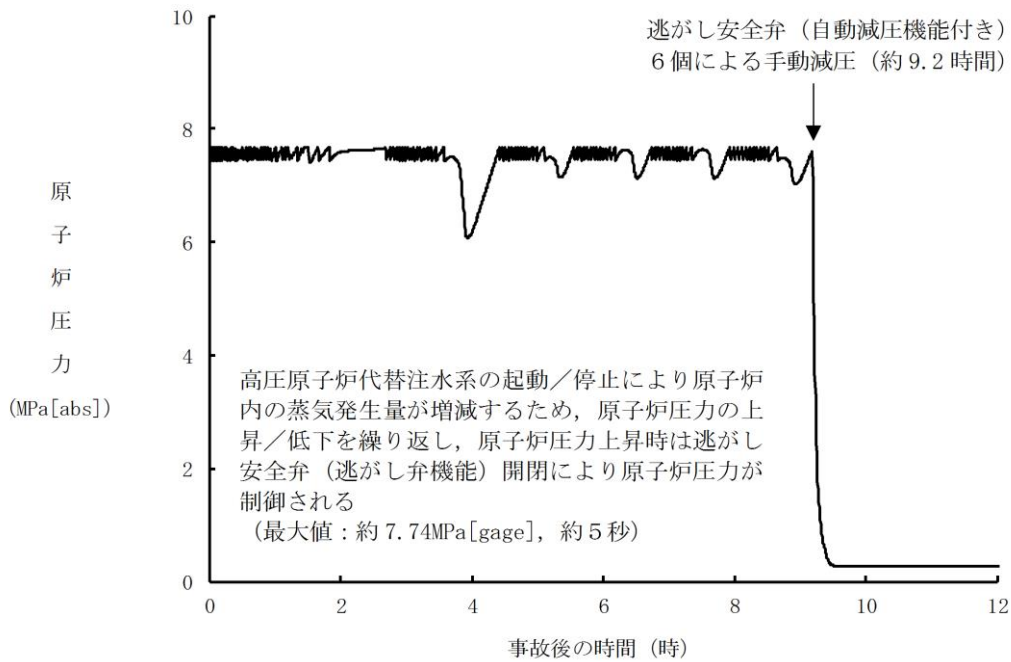
第 2.3.2. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移



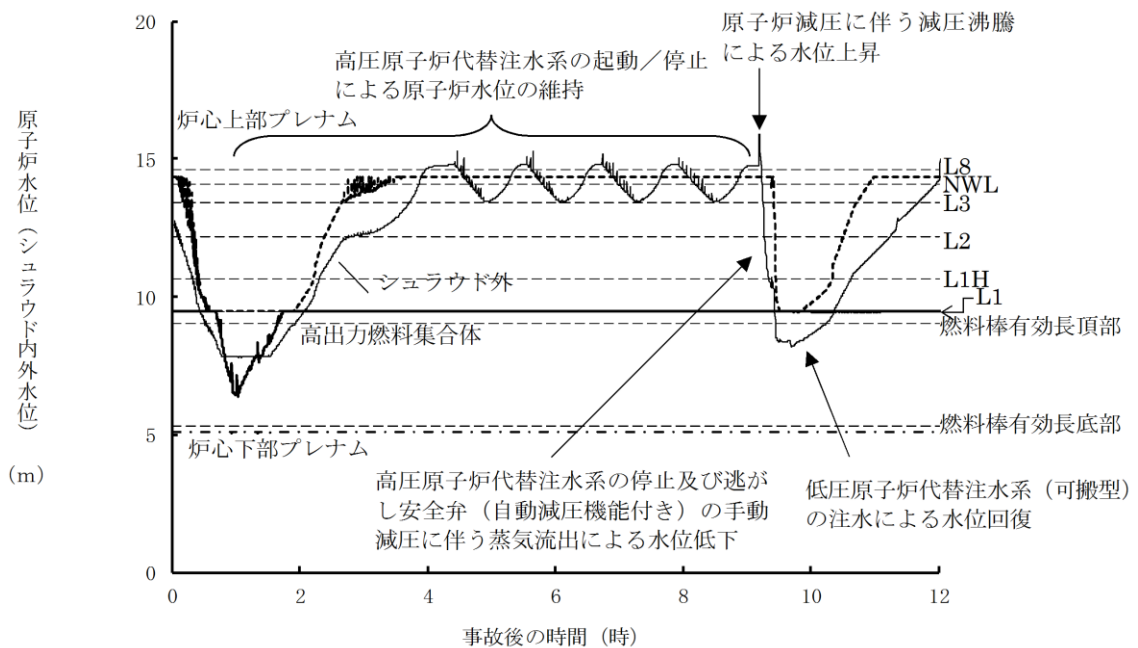
第 2.3.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



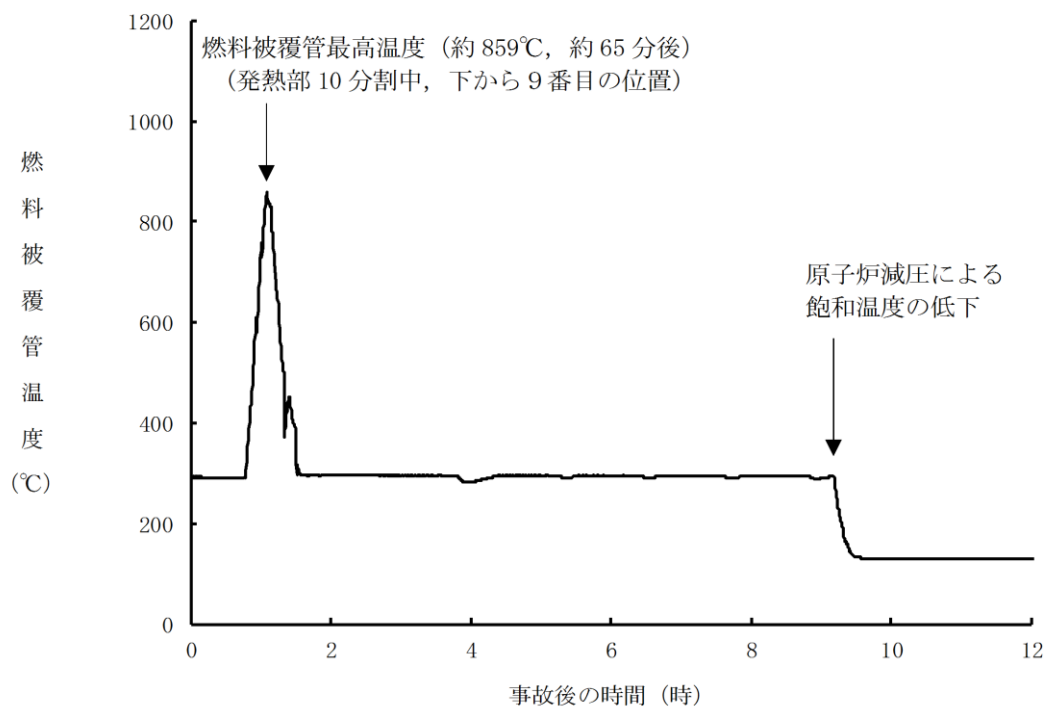
第 2.3.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.2.3-1(1) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移



第 2.3.2.3-1(2) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2.3.2.3-1(3) 図 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移

第2.3.2.1-1表 「全交流動力電源喪失（TBU）」の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	B-115V系蓄電池※	—
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ※ B-115V系蓄電池※ SA用115V系蓄電池	—
直流電源切替え	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。	B-115V系蓄電池※ B1-115V系充電器（SA） SA用115V系蓄電池	—
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）の手動開操作を実施する。屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.2.1-1表 「全交流動力電源喪失（TBU）」の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブレーション・プールの水温度100℃で、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個による手動減圧を行う。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ B1-115V系充電器（SA） SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ サブレーション・プール水温度（SA）
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	B1-115V系充電器（SA） SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa [gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	B1-115V系充電器（SA） SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	ドライウエル圧力（SA） サブレーション・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.2.1-1表 「全交流動力電源喪失（TBU）」の重大事故等対策について（3/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱</p>	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】※ 【原子炉補機冷却系】※ サプレッション・チェンバ※</p>	<p>—</p>	<p>ドライウエル温度（SA） ドライウエル圧力（SA） 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） 【残留熱除去ポンプ出口流量】※</p>
<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】※ 【原子炉補機冷却系】※ サプレッション・チェンバ※</p>	<p>—</p>	<p>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※</p>

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (1/5)

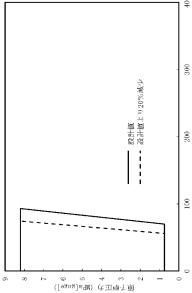
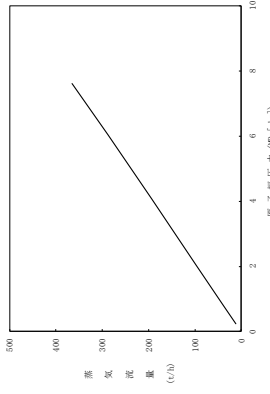
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値

初期条件

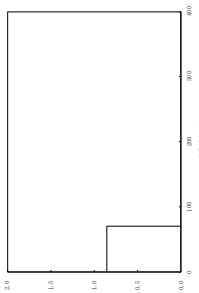
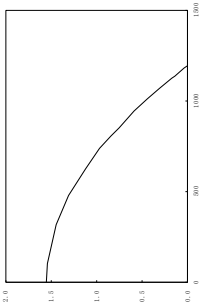
第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (2/5)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の制限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 原子炉隔離時冷却系機能喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定 本事故シナシスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第2.3.2.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
高圧原子炉代替注水系	原子炉水位低 (レベル3)にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8)にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa[gage])に おいて) ~70m ³ /h (0.74MPa[gage])におい て) に対し, 保守的に 20%減の流量にて 注水	高圧原子炉代替注水系の設計値に対し, 保守的に 20%減の流 量を設定 
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定
逃がし安全弁	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の 6 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関 係から設定
重大事故等対策に関連する機器条件		

第 2.3.2.2-1 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	設計に基づき、併用時の注水先圧力及びシステム圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h(0.14MPa[diff]において) (最大) 1, 193m ³ /h)にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブレーション・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、1, 218m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 9 MW (サブレーション・プール水温度 52°C, 海水温度 30°Cにおいて) 	残留熱除去系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.3.2.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBU））（5/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 20 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始し、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生から 24 時間後	操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 10 分間を設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 8.3 時間後 （サブプレッション・プール水温度 100℃到達）	本事故シーケンスの前提条件として設定
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	高圧原子炉代替注水系が機能維持できる時間として設定
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）に到達	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
		原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル 3～レベル 8）が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関連する操作条件

全交流動力電源喪失（TBU）時において高圧原子炉代替注水系の8時間運転継続に期待することの妥当性について

有効性評価「全交流動力電源喪失（TBU）」では、高圧原子炉代替注水系（以下「HPAC」という。）を用いた8時間の原子炉注水に期待している。

HPACが起動から8時間運転を継続するために必要な直流電源は、SA用115V系蓄電池より供給され、その容量は「添付資料2.3.1.1」にて確認している。図1にHPACの系統構成の概略を示す。事故時には直流電源の容量以外にもサプレッション・チェンバの圧力及び水温の上昇や中央制御室、C-RHRポンプ室の温度上昇がHPACの運転継続に影響することも考えられるため、ここではそれら影響についても確認した（表1参照）。

表1に記載したそれぞれの要因はHPACの8時間運転継続の制約とならないことから、本有効性評価においてHPACに期待することは妥当と考える。

以上

表1 HPA C運転継続の制約要因の評価

評価項目	概要	評価結果
サブプレッション・プール水温上昇	サブプレッション・プールの水温上昇により、高圧原子炉代替注水ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、高圧原子炉代替注水ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（TBU）時のサブプレッション・プール水温を評価した結果、HPACポンプの8時間運転継続後の水温は約100℃となる。水温の上昇に伴い、有効NPSHは約10.4mとなるが、ポンプの必要NPSH <input type="text" value=""/> m に対して十分余裕があるため、キャビテーションは発生しない。また、HPACポンプの軸受冷却は水源による自己冷却であるが、HPACポンプの最高使用温度は120℃のため、サブプレッション・プール水が約100℃まで上昇しても影響はない。したがって、サブプレッション・プール水温上昇によってHPACの8時間運転継続は阻害されない。
サブプレッション・チェンバ圧力上昇	サブプレッション・チェンバ圧力上昇は、HPACタービン排気圧上昇に関係するが、事故時の予期せぬトリップを防止するため、HPACはタービン排気圧高による自動停止のインターロックを持たない設計としている。	左記の理由により、評価不要である。
中央制御室の温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失時では空調換気系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の全交流動力電源喪失（TBU）時の中央制御室温度を評価した結果、事象発生から24時間後の温度は約35℃（初期温度26℃）であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室温度上昇によってHPACの8時間運転継続は阻害されない。
C-RHRポンプ室の温度上昇	HPACのポンプ、弁、タービン、計装品等の設計で想定している環境の最高温度は、66℃（初期6時間まで100℃、それ以降は66℃の設計）を想定している。全交流動力電源喪失時では空調換気系が停止しているため、C-RHRポンプ室温度が66℃を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失（TBU）時のC-RHRポンプ室温度を評価した結果、HPACポンプの8時間運転継続後の温度は約55℃（初期温度40℃）であり、HPACの設計上想定している66℃を下回る。したがって、C-RHRポンプ室温度上昇によってHPACの8時間運転継続は阻害されない。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

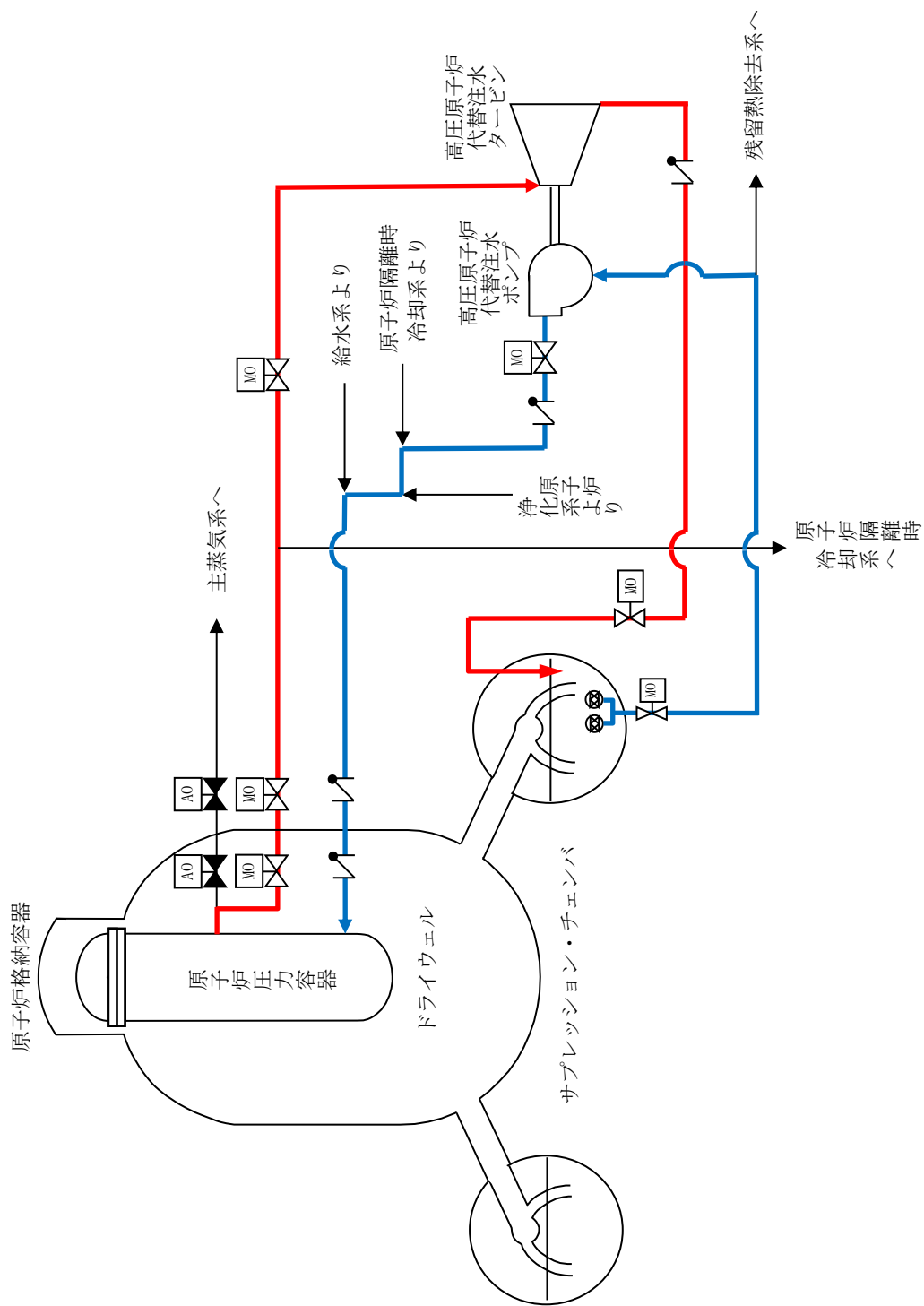


図1 HPAC系統概要図

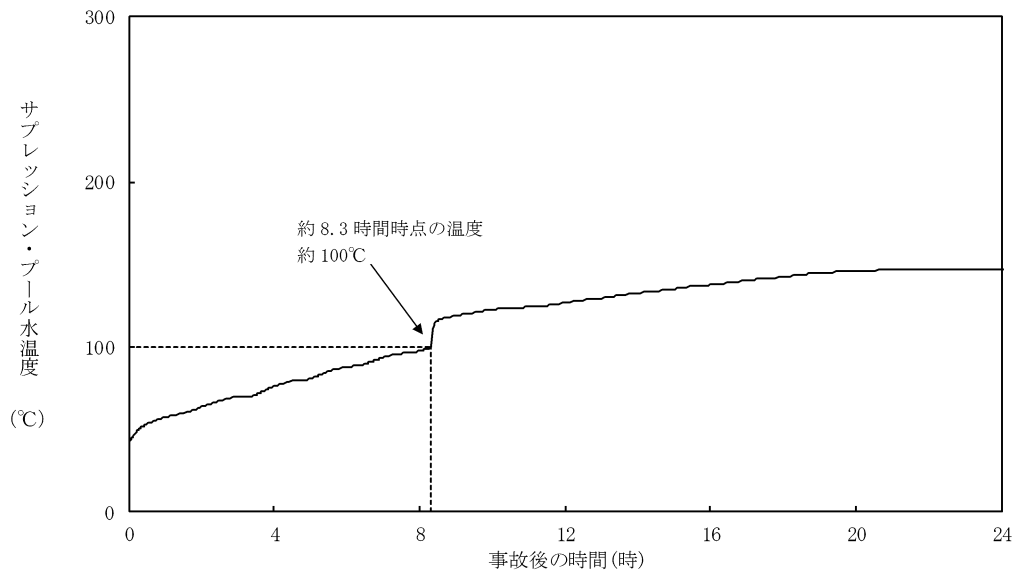


図2 サプレッション・プール水温度の推移

全交流動力電源喪失（TBU）時におけるC-RHRポンプ室の室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

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

ここでは、添付資料2.3.1.2 補足資料と同様の方法を用いてC-RHRポンプ室の温度を評価した。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

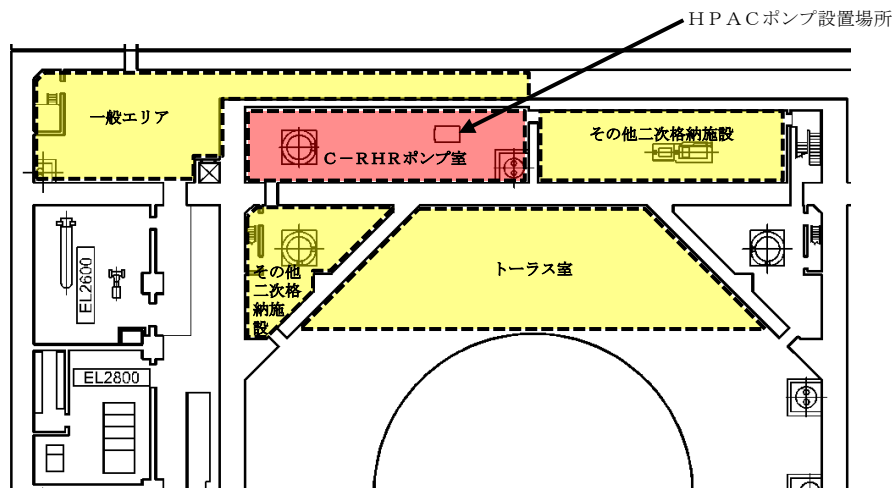
a. 評価対象とする部屋の条件：表1 参照

b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

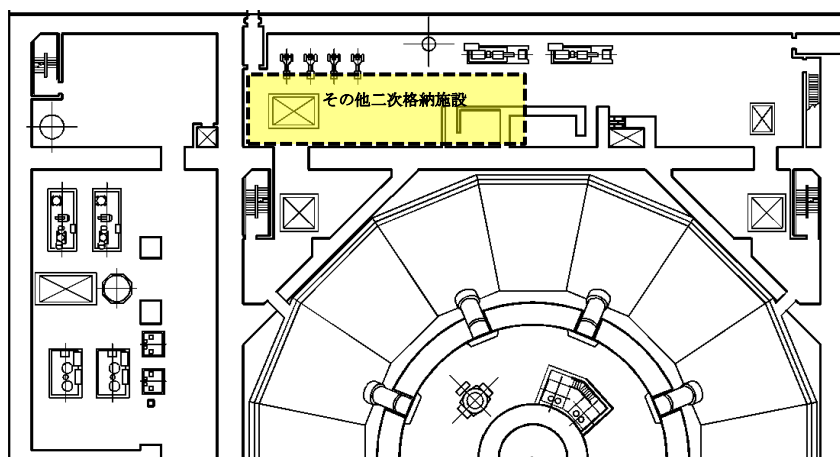
- | | |
|--------------|-----------------------------|
| ・ 一般エリア | : 40℃ |
| ・ トーラス室 | : 75℃（有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度） |
| ・ その他二次格納施設内 | : 66℃ |
| ・ 地中 | : 18℃ |

図1にC-RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係を示す。

なお、当該温度条件は、保守的に事象初期から評価期間の間、継続するものとして評価を行う。



原子炉建物地下2階※¹



原子炉建物地下1階

※¹ 地下2階より下は、躯体コンクリートを介して「地中」と隣接している。

図1 C-RHRポンプ室及び隣接する部屋の位置関係図

c. 壁-空気の熱伝達率（無換気状態）[出典：日本機械学会 伝熱工学資料]

- ・鉛直壁面 : W/m²°C
- ・天井面 : W/m²°C
- ・床面 : W/m²°C

d. コンクリート熱伝導率 : W/m°C [出典：空気調和衛生工学便覧]

表1 評価する部屋の条件

	C-RHRポンプ室
発熱負荷[W] ※	<input type="text"/>
容積[m ³]	
熱容量[kJ/°C]	
初期温度[°C]	40

※発熱負荷は機器や配管からの伝熱を考慮

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失（TBU）時において、事象発生後約8.3時間のC-RHRポンプ室の最高温度は約55℃となり、設計で考慮している温度*を超過しないため、HPAC運転継続に与える影響はない。

※C-RHRポンプ室（C-RHRポンプ，HPACポンプ，弁，タービン，計装品等）
：66℃（初期6時間まで100℃，それ以降は66℃の設計）

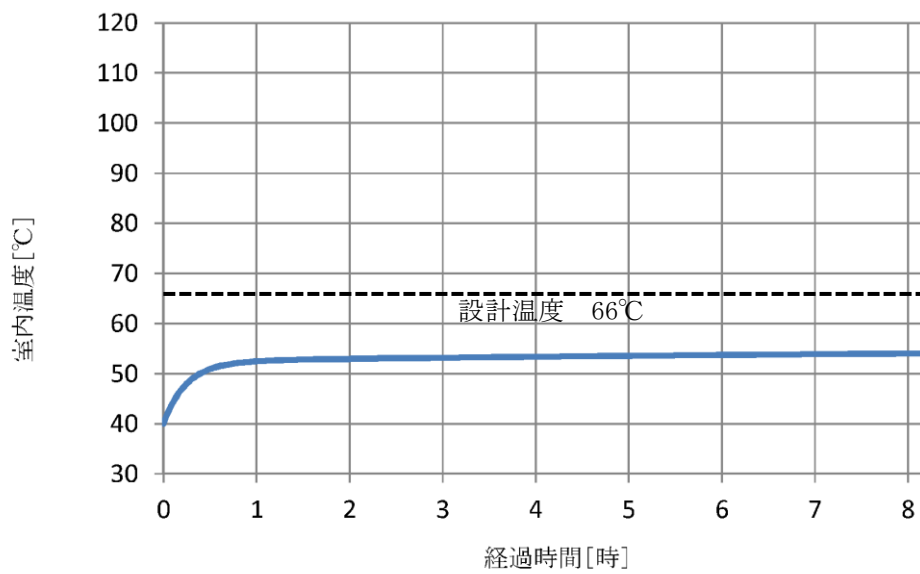


図2 C-RHRポンプ室温の推移

以上

安定状態について（全交流動力電源喪失（TBU））

「全交流動力電源喪失（TBU）」時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

高压原子炉代替注水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る。そして，事象発生から約 8.3 時間後に原子炉減圧し，その後，逃がし安全弁を開維持することで，低压原子炉代替注水系（可搬型）による注水継続により引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定※又は低下傾向となり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウエル温度は低压注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は，残留熱除去系（低压注水モード）にて実施する。

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

※ 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度よりも低い温度（100℃程度）で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
【SAFER】	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレイ冷却のない実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧原子炉代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは炉心が冠水維持する場合では燃料棒被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料棒被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒被覆管酸化	ジュール・コニウム・水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Just式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒被覆管温度を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベスタフイット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは、燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベスタフイット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えている。仮に格納容器内帯電放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィルトペンタ系による格納容器除熱熱作の起点が、サブプレッション・プールの水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、運転員等の判断・操作に与える影響はない。	燃料棒被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
沸騰・ボイド率変化、気液分離位置・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位変動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃～40℃程度である。	運転操作はシミュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部ブレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	高圧原子炉代替注水系の起動操作は、給水喪失に伴う原子炉水位の低下開始を起点として、原子炉隔離時冷却系機能喪失確認後に速やかに開始することとなり、水位低下（シュラウド外水位）の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水操作は、原子炉水位（シュラウド外水位）の低下挙動が遅い場合であっても、これら操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードはシュラウド外水位が現実的に評価することから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることにはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があり、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）		原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間（全交流動力電源喪失（TBU））

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	ECS注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられる。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
			構造材との熱伝達及び内部熱伝導	また、格納容器各領域間の流動、構造材及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点として格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
	気液界面の熱伝達	安全系モデル(格納容器スプレイ)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	サブレーション・プールの冷却	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (1/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	約6.77~6.79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転水位 (気水分離器下端から約+83cm~約+85cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、事象発生後に起動する高圧原子炉代替注水系により炉心は冠水を維持するため、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム25分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位から約4.6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmである。したがって、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格流量の85~104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料は9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料について、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、事象進展に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料は9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、事象発生後に起動する高圧原子炉代替注水系により炉心の冠水は維持され、また、操作手順 (原子炉減圧後速やかに注水手段に移行すること) に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作時間にはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回る事となり、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順 (格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施すること) に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³ (設計値)	サブレーション・チェンバ内体積の設計値及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
サブレーション・チェンバ水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m～約3.63m (実績値)	通常運転時のサブレーション・チェンバ水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m) の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実績値)	通常運転時のサブレーション・プール水温度の制限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器スプレイングの操作の開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器圧力・温度上昇が遅くなるが、格納容器圧力上昇は格納容器スプレイングにより抑制されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力	5 kPa [Gage]	約5 kPa [Gage]～約7 kPa [Gage] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約20kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約20kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (実績値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度の上昇に対する格納容器スプレイングによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、間欠スプレイングの間隔に影響するが、スプレイング間隔は格納容器圧力に依存していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイングによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、運転員等操作に変わりはなく、格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器スプレイング開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（全交流動力電源喪失（TBU））（3/4）

項目	解析条件（初期条件、事故条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	7,000m ³	輪谷貯水槽（西1/西2）の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	1,180m ³	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定	—	—
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シナリオにおける前提条件	—	—
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (4/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	評価項目となるパラメータと与える影響
高圧原子炉代替注水系	原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa [gage]において) ~70m ³ /h (0.74MPa [gage]において) に対し, 保守的に20%減の流量にて注水	原子炉水位低 (レベル3) にて手動起動, 原子炉水位高 (レベル8) にて手動停止 設計値である 93m ³ /h (8.21MPa [gage]において) ~70m ³ /h (0.74MPa [gage]において) に対し, 保守的に20%減の流量にて注水	高圧原子炉代替注水系の設計値に対し, 保守的に20%減の流量を設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後の流量調整操作であることから, 運転員等操作時間に対する影響はない。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため, 実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになるものの, 評価項目となるパラメータと与える影響はない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はなく, 運転員等操作時間に対する影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はなく, 評価項目となるパラメータと与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前) 30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開することによる原子炉急速減圧 70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前) 30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	逃がし安全弁の設計値に基づき, 併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はなく, 運転員等操作時間に対する影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はなく, 評価項目となるパラメータと与える影響はない。
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif]において) (最大1,193m ³ /h) にて注水	1,136m ³ /h (0.14MPa [dif]において) (最大1,193m ³ /h) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後の流量調整操作であるため, 運転員等操作時間に対する影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復が早くなることから, 評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系 (サブプレッショントーン・ブール水冷却モード)	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ ・伝熱容量は, 熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッショントーン・ブール水温度52℃, 海水温度30℃)において	原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ ・伝熱容量は, 熱交換器1基当たり約9MW (サブプレッショントーン・ブール水温度52℃, 海水温度30℃)において	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はなく, 運転員等操作時間に対する影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから, 事象進展に与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（TBU）（2/5）

項目	解折条件（操作条件）の不確かさ 解折上の操作開始時間	解折条件の不確かさ 条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	副練実績等
逃がし安原 子炉急減 速操作	事象発生か ら約8.3時 間後 (サブレン ション・水 温100℃到達)	高圧原子炉代 替注水系が機 能維持でき る時間として設 定	操作の不確かさ要因 【認知】 中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に緊急時対策要員（現場）を招集することとしており、全交流動力電源喪失を判断した場合には直ちに低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水準備操作に着手することとしている。この認知に係る時間を想定している。そのため、認知遅れ等による操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水のために、中央制御室及び現場にて弁操作を行う運転員と、現場にて可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行う緊急時対策要員（現場）が配置されている。注水準備操作は現場にて緊急時対策要員（現場）が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での緊急時対策要員（現場）によるホース敷設等の注水準備操作は移動時間を含め2時間10分で行い、また、並行して運転員が現場（原子炉建物内）にて注水弁開操作（操作時間50分（移動時間を含む））を行うことにより、事象発生から2時間30分（認知や放射線保護具準備を含む）で注水準備を完了することを想定している。この後、サブレンション・プール水温度を確認し、事象発生から約8.3時間程度経過後に中央制御室での逃がし安全弁注水を開始することとなる。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 上記のとおり、現場にて緊急時対策要員（現場）が行うホース敷設等の注水準備操作と運転員（現場）が原子炉建物内にて行う注水弁開操作は並行操作となるが、これらは独立して行える操作であり、それを加味して操作の所要時間を設定している。また、この後、中央制御室にて運転員が逃がし安全弁の手動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員、緊急時対策要員（現場）に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。	美態の操作開始時間は解折上であり、高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系への切り替えは約8.3時間以内である。高圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水準備（ホース敷設等）は、所要時間2時間10分程度である。所要時間41分である。想定している作業が実施可能なことを確認した。	高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系への注水準備（ホース敷設等）は、所要時間2時間10分程度である。所要時間41分である。想定している作業が実施可能なことを確認した。	副練実績等
操作条件			低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備操作は、事象発生から約2時間30分後までに実施できるとして十分な余裕があり、サブレンション・プール水温度を確認し、逃がし安全弁注水を開始することとなる。この後、高圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水準備（ホース敷設等）は、所要時間2時間10分程度である。所要時間41分である。想定している作業が実施可能なことを確認した。	美態の操作開始時間は解折上であり、高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系への切り替えは約8.3時間以内である。高圧原子炉代替注水系（可搬型）への注水準備（ホース敷設等）は、所要時間2時間10分程度である。所要時間41分である。想定している作業が実施可能なことを確認した。	高圧原子炉代替注水系から低圧原子炉代替注水系への注水準備（ホース敷設等）は、所要時間2時間10分程度である。所要時間41分である。想定している作業が実施可能なことを確認した。	副練実績等
低圧原子炉代替注水系（可搬型）送水車への燃料補給	事象発生約8.3時間後	大圧送水車への燃料補給は解折条件ではないが、解折で想定している操作の成立や継続に必要な作業、作業成立性を踏まえ設定	評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	副練実績等

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（TBU））（4/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に考慮して設定	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 384kPa [Gage]）に到達するのは事象発生から約 19 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できず時間があるため、認知遅れにより操作時間と与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び緊急時対策要員（現場）が配置されているが、本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり、格納容器代替スプレイの操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達を確認し、現場での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり、移動・操作・操作所要時間が操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】 現場にて緊急時対策要員（現場）が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、現場にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、緊急時対策要員（現場）に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場）の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>運転員等操作時間と与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時を想定している。運転員等操作時間と与える影響として、実際の運転操作において、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 384kPa [Gage]）に到達するのは、事象発生から約 19 時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。</p> <p>また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）操作も同様で格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実際の操作開始時間は格納容器の設置とほぼ同等であり、操作開始時間と与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は 853kPa [Gage] であることより、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時を想定している。運転員等操作時間と与える影響として、実際の操作開始時間は格納容器の設置とほぼ同等であり、操作開始時間と与える影響は小さい。</p>	<p>操作余裕時間</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作については、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [Gage] 到達時を想定している。運転員等操作時間と与える影響として、実際の操作開始時間は格納容器の設置とほぼ同等であり、操作開始時間と与える影響は小さい。</p>	<p>訓練実績等</p> <p>訓練実績等より、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による準備操作に要する時間は約 1 時間 41 分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(全交流動力電源喪失(TBU))(5/5)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生24時間後	本事故シナシエンスの前提条件として設定	操作の不確かさ要因 常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等より, 運転員による常設代替交流電源設備の起動操作, 並びに現場及び中央制御室に現転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し, 約48分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作及び残留熱除去系(格納容器冷却モード)による格納容器冷却操作	事象発生24時間30分後	常設代替交流電源設備からの受電後, 残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	操作の不確かさ要因 常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として, 事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため, シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却は所要時間を10分想定しているところ, 訓練実績では, 約7分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水操作	残留熱除去系(格納容器冷却モード)による格納容器冷却開始後に, 原子炉水位が原子炉低水位(レベル3)に到達	格納容器冷却水及び原子炉水位制御(レベル3~レベル8)が継続的に可能な条件として設定	操作の不確かさ要因 残留熱除去系(低圧注水モード)運転操作までの時間は, 事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため, シミュレータ(模擬操作含む。)にて訓練実績を取得。残留熱除去系による格納容器冷却モードからの低圧注水モードへの切替えに約3分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

注水開始操作の時間余裕について

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」及び「全交流動力電源喪失（TBD）」では，全交流動力電源喪失に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳することから，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは，高圧原子炉代替注水系による注水が遅れ，事象発生 60 分後に開始した場合の影響について評価した。

表 1 に示すとおり，高圧原子炉代替注水系による原子炉注水が事象発生 60 分後から開始された場合においても，燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足する。

そのため，高圧原子炉代替注水による注水操作については，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBU）」及び「全交流動力電源喪失（TBD）」においては 40 分程度の時間余裕がある。

表 1 注水遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

注水開始時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量
事象発生 60 分後	約 859℃	1 %以下

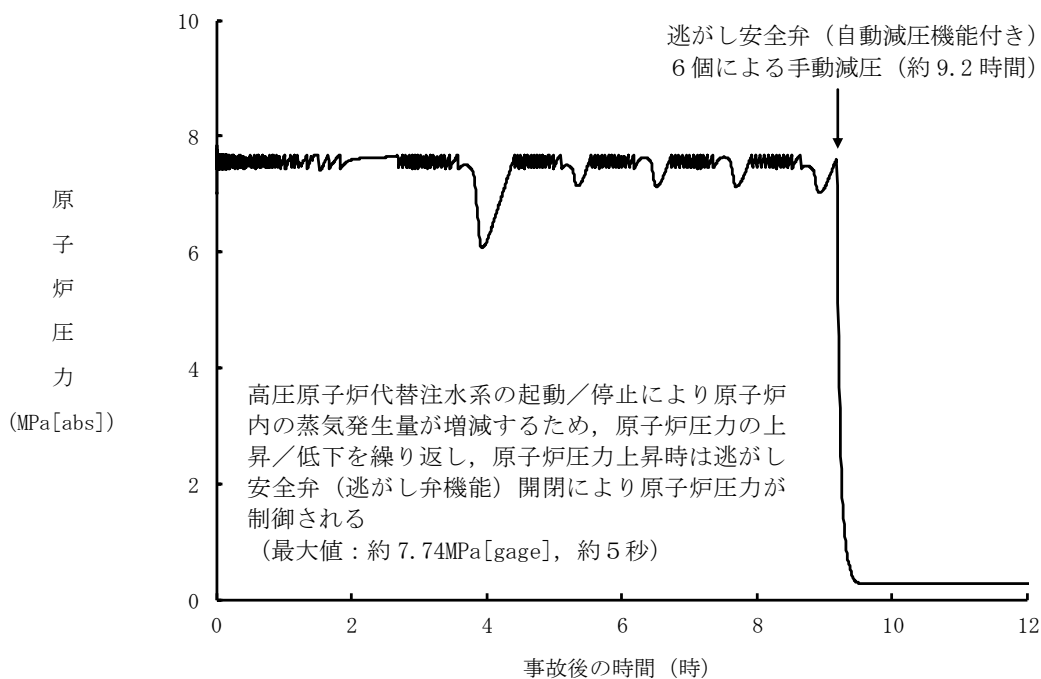


図1 事象発生60分後に注水を開始したケースにおける原子炉圧力の推移

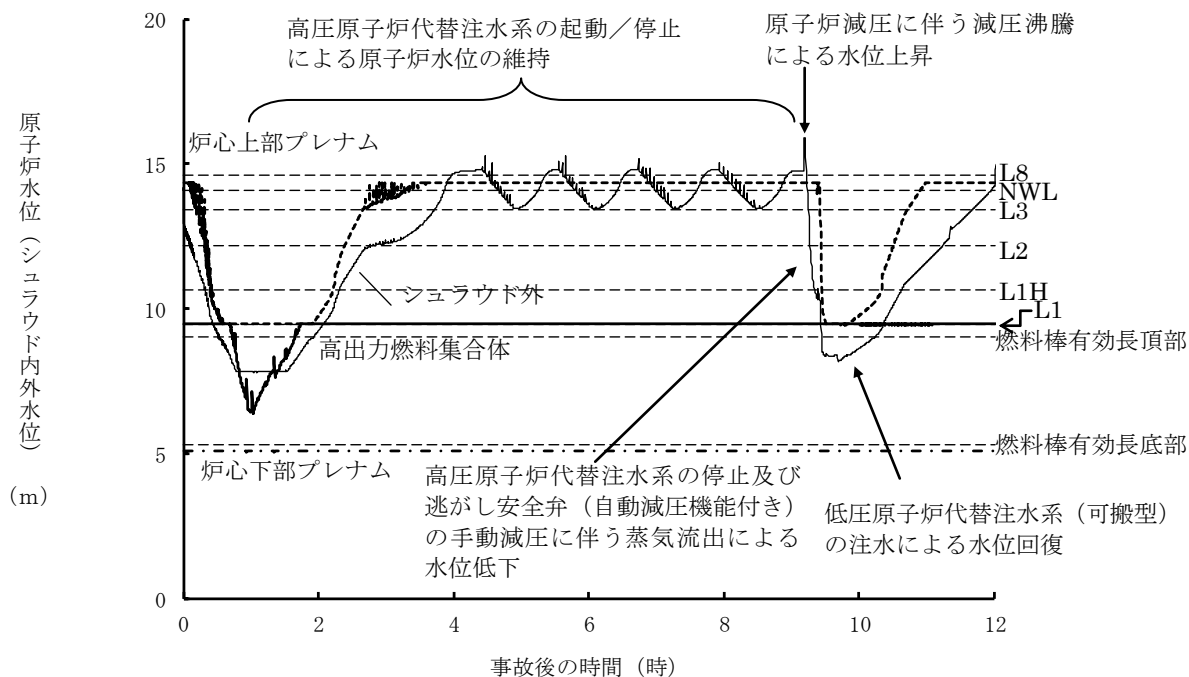


図2 事象発生60分後に注水を開始したケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

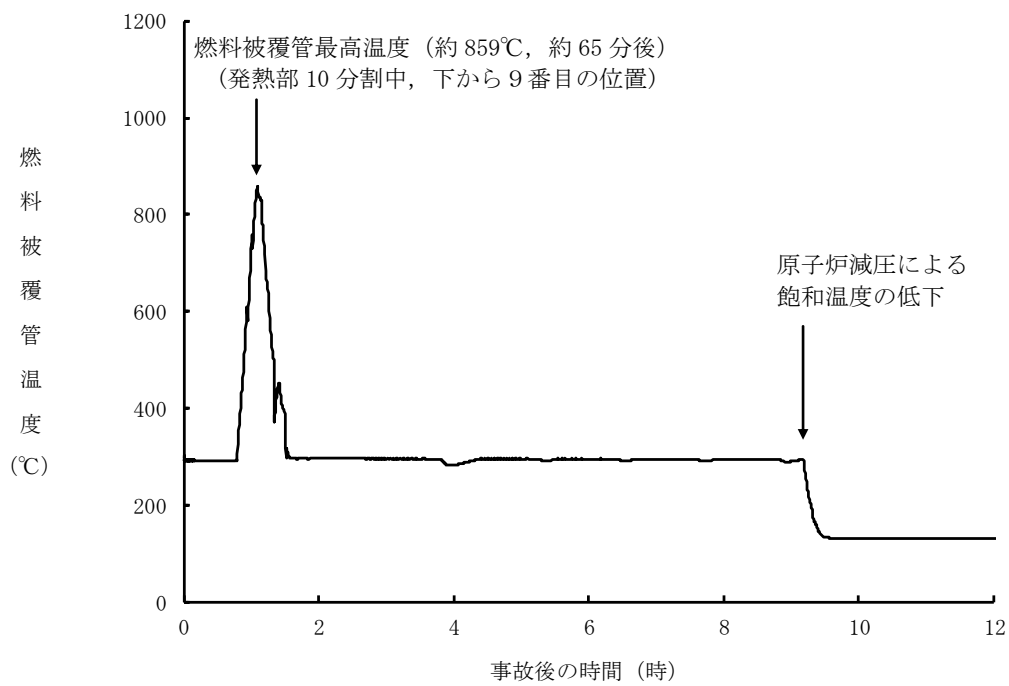


図 3 事象発生 60 分後に注水を開始したケースにおける燃料被覆管温度の推移

2.3.3 全交流動力電源喪失（TBD）

2.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋直流電源（区分1，2）失敗^{※1}＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

※1 区分1，2の直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機が起動できなくなる。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD）」では，全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため，直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧原子炉代替注水系による原子炉注水によって事象発生約8.3時間後まで炉心を冷却し，その後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生24時間30分後まで炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD）」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，初期の対策として高圧原子炉代替注水系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.3.1-1(1)図から第2.3.3.1-1(3)図に，手順の概要を第2.3.3.1-2

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操作手順の関係を第2.3.3.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計31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、当直長1名、当直副長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5名、緊急時対策要員（現場）は19名である。必要な要員と作業項目について第2.3.3.1-3図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{※2}

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失^{※3}する。これにより非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。

全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能をすべて喪失する。

※2 直流電源喪失時には平均出力領域計装による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。

※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「外部電源喪失+直流電源（区分1，2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」であるが、すべての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機等を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。

b. 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水

高圧原子炉代替注水系による原子炉注水については、「2.3.2.1(3)b. 高圧原子炉代替注水系による原子炉注水」と同じ。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

d. 直流電源切替え

直流電源切替えについては、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替え」と同じ。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については、

「2.3.1.1(3)e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。

g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。

h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却については、「2.3.1.1(3)h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却」と同じ。

i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱

残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、「2.3.1.1(3)i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。

j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3)j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。

2.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、すべての直流電源を喪失することによりすべての非常用ディーゼル発電機等及びすべての注水機能を喪失する「外部電源喪失+直流電源（区分1，2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及び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。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラ

メータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件は第2.3.2.2-1表と同じ。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

すべての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、すべての非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

重大事故等対策に関連する機器条件は、「2.3.2.2(2)b. 重大事故等対策に関連する機器条件」と同じ。*

※ 逃がし安全弁の機器条件については、直流電源喪失時には、逃がし安全弁用直流電源切替えまで逃がし弁機能による圧力制御はできないため、安全弁機能による圧力制御となるが、原子炉から発生する崩壊熱が蒸気として格納容器に排気されるタイミングに差異が生じるのみで、崩壊熱に差異はなく、原子炉の圧力制御を目的とした逃がし安全弁の開閉による原子炉格納容器側への影響は軽微と考え、解析においては逃がし弁機能による原子炉圧力制御で代表させた。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

重大事故等対策に関連する操作条件は、「2.3.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。

(3) 有効性評価の結果

有効性評価の結果は、「2.3.2.2(3) 有効性評価の結果」と同じ。

2.3.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

全交流動力電源喪失(TBD)では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では「2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」

と同じ。

2.3.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

必要な資源の評価結果は、「2.3.1.4(2) 必要な資源の評価」と同じ。

2.3.3.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD）」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「全交流動力電源喪失（TBD）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧原子炉代替注水系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉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「全交流動力電源喪失（TBD）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源（区分1, 2）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」について有効性評価を行った。

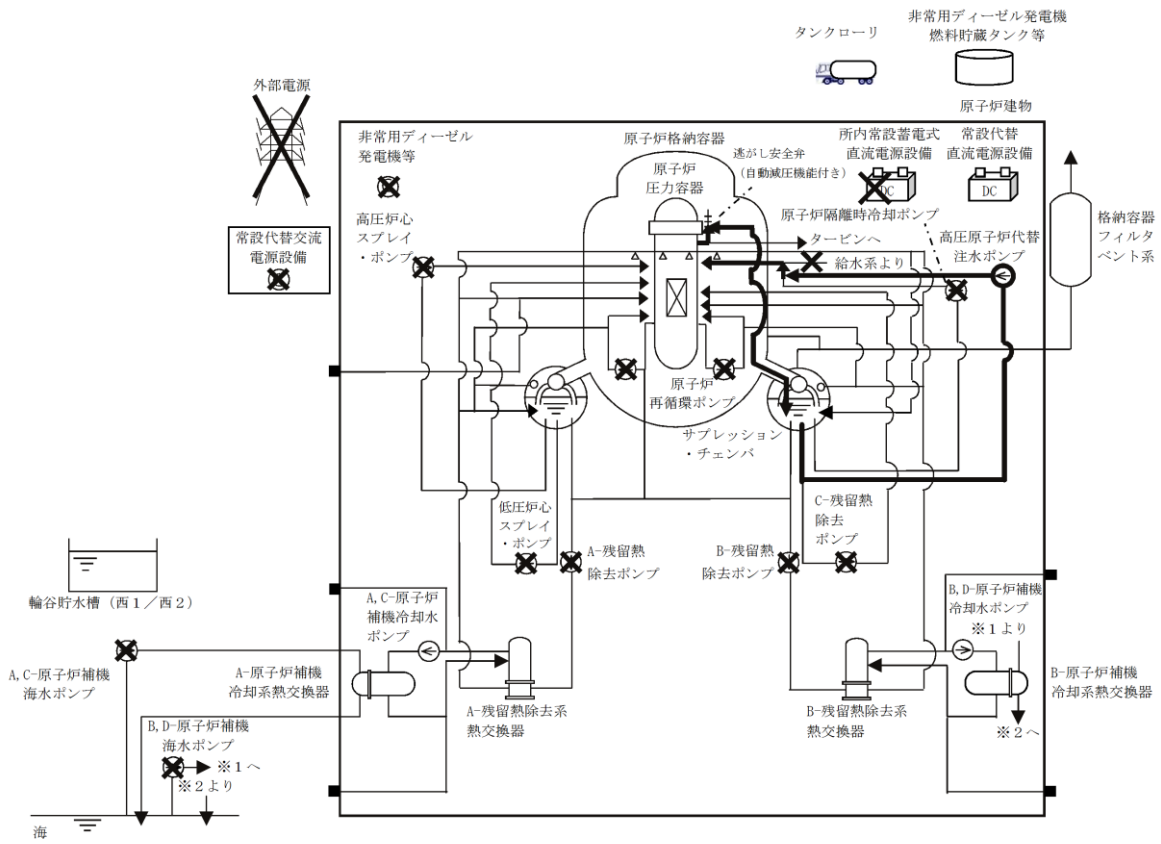
上記の場合においても、高圧原子炉代替注水系による原子炉注水、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

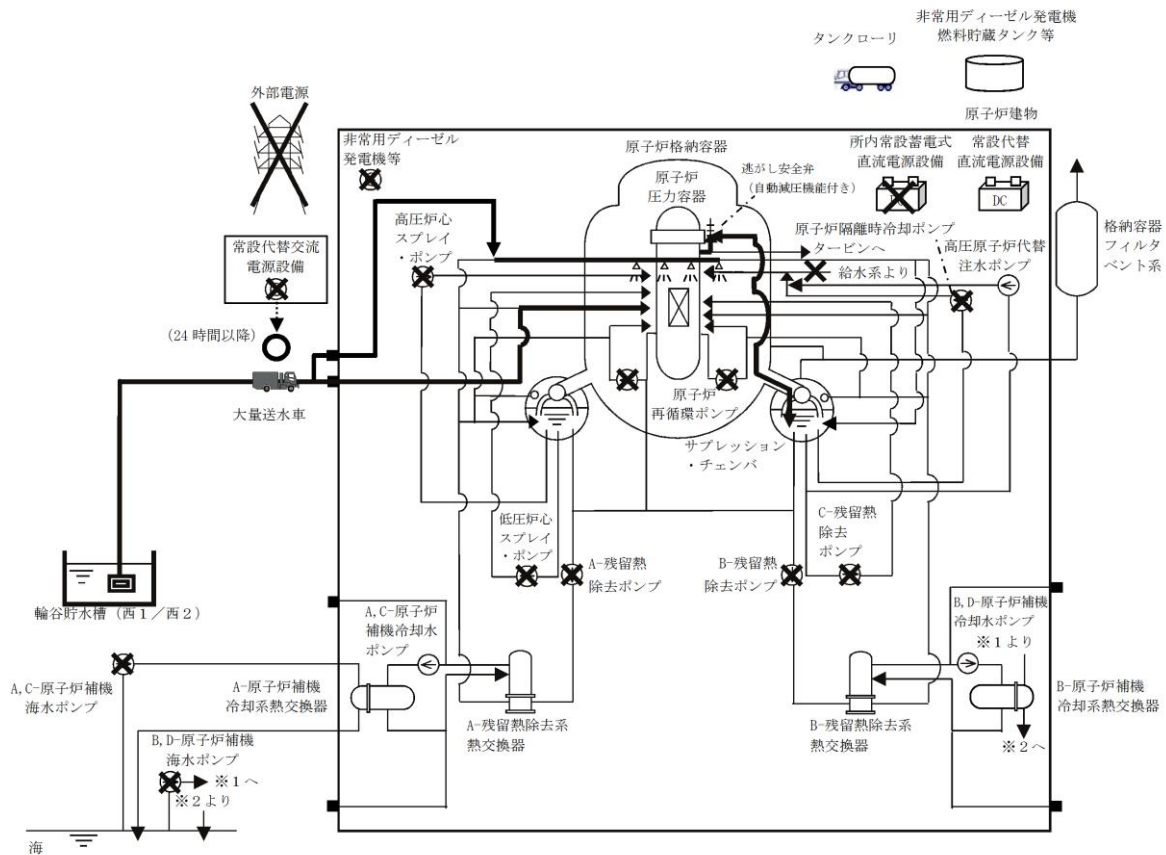
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

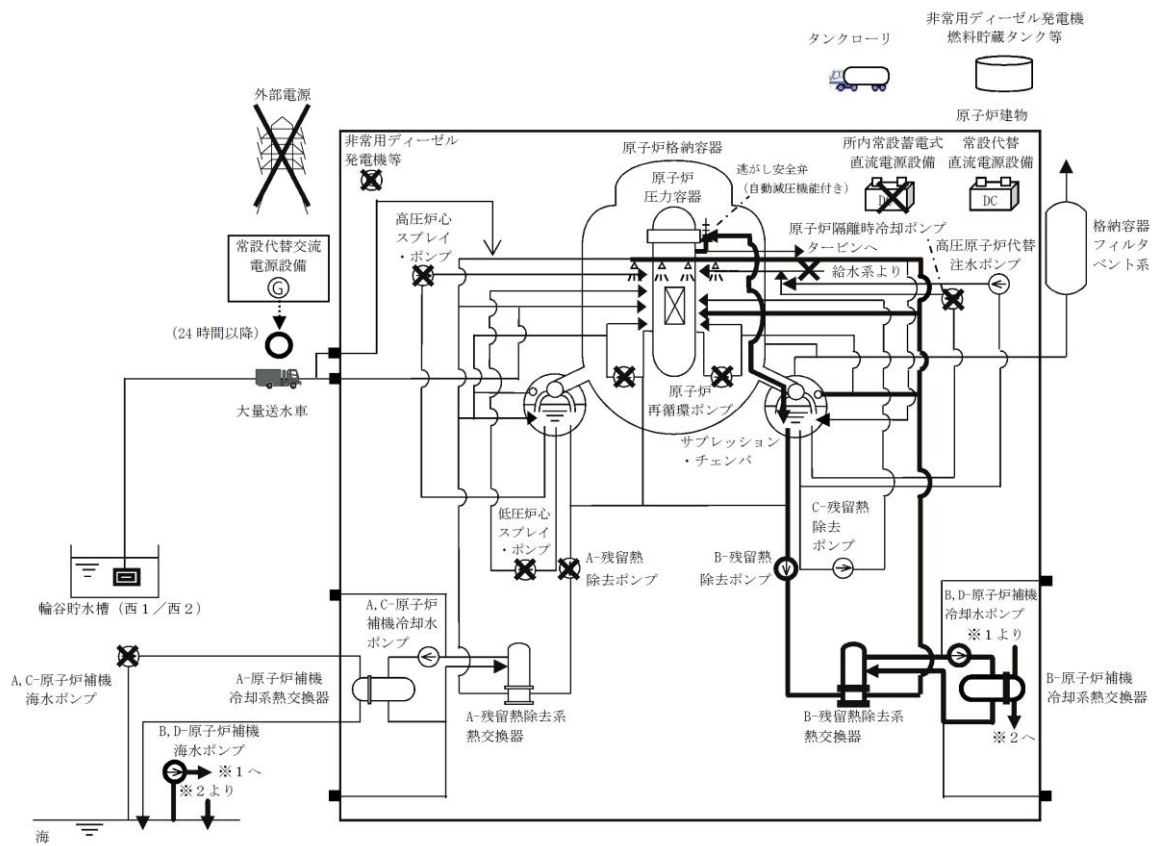
以上のことから、高圧原子炉代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器冷却モード）等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD）」に対して有効である。



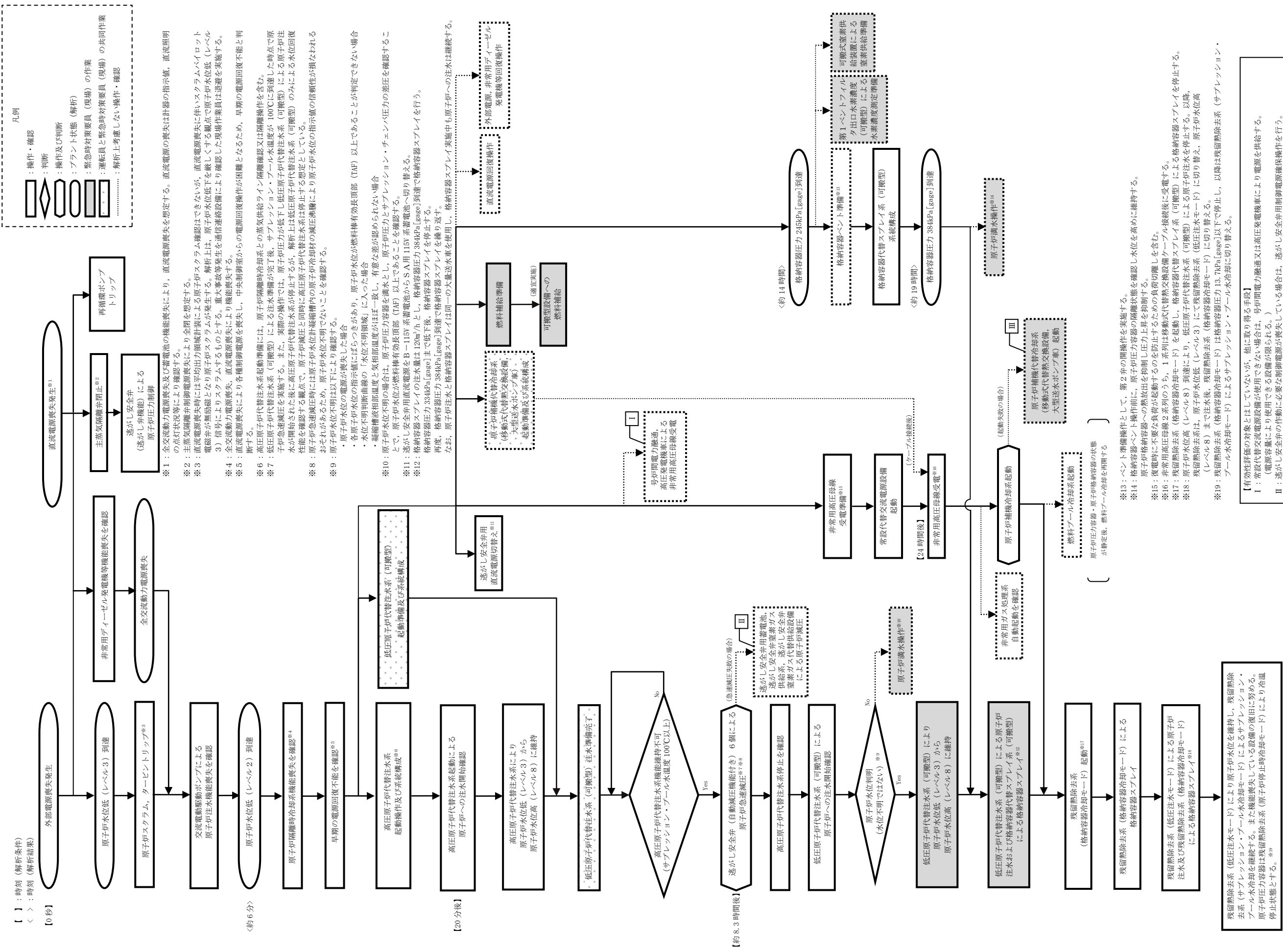
第 2.3.3.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



第 2.3.3.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2.3.3.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得可能な手段】
 I：常設代替交流電源設備が使用できない場合は、号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
 II：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
 III：原子炉補機代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

第 2.3.3.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」 の対応手順の概要

凡例
 ◻ : 時刻 (解析条件)
 < > : 時刻 (解析結果)
 [] : 時刻 (解析条件)
 ◻ : 時刻 (解析結果)
 ◻ : 時刻 (解析条件)
 ◻ : 時刻 (解析結果)

- ※1：全交流動力電源喪失及び蓄電池の機能喪失により、直流電源喪失を想定する。直流電源喪失は計器の指示値、直流照明の点灯状況等により確認する。
- ※2：主蒸気隔離弁制御電源喪失により全閉を想定する。
- ※3：直流電源喪失時には平均出力領域計装による原子炉炉水水位低下を厳しくする観点で原子炉炉水水位低 (レベル3) 信号によりスクラムするものとする。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※4：全交流動力電源喪失、直流電源喪失により機能喪失する。
- ※5：直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復操作が困難となるため、早期の電源回復不能と判断する。
- ※6：高圧原子炉代替注水系起動準備には、原子炉隔離時冷却系との蒸気供給ライン隔離確認又は隔離操作を含む。
- ※7：低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水準備が完了後、サブプレッジョン・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始された後に高圧原子炉代替注水系が停止するが、解析上は低圧原子炉代替注水系 (可搬型) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に高圧原子炉代替注水系は停止する想定としている。
- ※8：原子炉急速減圧時には原子炉炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧消滅により原子炉炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉炉水位不明でないことを確認する。
- ※9：原子炉炉水位の電源が喪失した場合
 - ・各原子炉炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉炉水位が燃料棒有効長直部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 - ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 - ・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
- ※10：原子炉炉水位不明の場合は、原子炉炉圧力と原子炉炉圧力とサブプレッジョン・チェンバの圧力の差圧を確認することとで、原子炉炉水位が燃料棒有効長直部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※11：逃がし安全弁用直流電源を B-115V 系蓄電池から S.A. 用 115V 系蓄電池へ切り替える。
- ※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし、格納容器圧力 384kPa [gage] を停止する。
 格納容器圧力 334kPa [gage] まで低下後、格納容器スプレイを停止する。
 再度、格納容器圧力 384kPa [gage] に到達して格納容器スプレイを繰り返す。
 なお、原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し、格納容器スプレイ車庫中も原子炉への注水は継続する。

残置熱除去系 (低圧注水モード) により原子炉炉水位を維持し、残置熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) によるサブプレッジョン・プール水冷却を継続する。また機能喪失している設備の復旧に努める。原子炉炉圧力容器は残置熱除去系 (原子炉炉停止時冷却モード) により冷温停止状態とする。^{※19}

- ※13：ベント準備操作として、第2弁の開操作を実施する。
- ※14：格納容器ベント操作前に、原子炉炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めめに維持する。原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
- ※15：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
- ※16：非常用高圧母線 2 系列のうち、1 系列は移動式代替熱交換設備 ケーブル接続後に受電する。
- ※17：残置熱除去系 (格納容器冷却モード) を起動し、格納容器代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。以降、原子炉炉水位高 (レベル8) に到達により、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。以降、残置熱除去系は、原子炉炉水位低 (レベル3) にて残置熱除去系 (格納容器冷却モード) に切り替える。
- ※18：残置熱除去系 (格納容器冷却モード) は格納容器圧力 13.7kPa [gage] 以下で停止し、以降は残置熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) によるサブプレッジョン・プール水冷却に切り替える。

全交流動力電源喪失 (TBD)

操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間 (分)		経過時間 (時間)																				備考													
	責任者	当直員	1人	中央制御室監視 緊急時対応要員		10	20	30	40	50	60	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	5	6	7
	指揮者	当直員	1人	運転操作指揮		運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対応要員 (現場)																																	
状況判断	(1人) A	—	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 直流電源喪失確認 ・ 原子炉システム確認、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等機能喪失確認 ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ 交流電動機動ギャップによる原子炉注水機能喪失確認 ・ 主要監視機能不全確認/遠がし安全弁 (遠がし弁機能) による原子炉注水機能喪失確認 ・ 原子炉降圧時冷却系機能喪失確認 ・ 早期の電源回復不能確認	10分																																			
低圧原子炉代替注水系統動作	(1人) A	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系統起動/系統構成	10分																																			
低圧原子炉代替注水系統による原子炉注水	(1人) A	—	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系統 起動/停止操作	原子炉水位をレベル3レベル8で維持																																			
直流電源機能喪失調査、復旧操作	—	—	—	—	・ 直流電源 機能回復																												解放上考慮せず 対応可能な要員により対応する								
交流電源回復操作	—	—	—	—	・ 非常用ディーゼル発電機等 機能回復 ・ 外部電源 回復																												解放上考慮せず 対応可能な要員により対応する								
事故代替交流電源設備起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 事故代替交流電源設備起動、受電操作																												10分								
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																												25分								
D系非常用高圧母線受電準備	—	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備 (現場)																												25分								
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																												25分								
C系非常用高圧母線受電準備	—	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備 (現場)																												25分								
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																												10分								
D系非常用高圧母線受電準備	—	(2人) B,C	—	—	・ D系非常用高圧母線受電準備 (現場)																												5分								
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																												5分								
C系非常用高圧母線受電準備	—	(2人) B,C	—	—	・ C系非常用高圧母線受電準備 (現場)																												5分								
電源切替準備	—	(2人) B,E	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																																			
電源切替準備	—	(2人) B,E	—	—	・ 遠がし安全弁電源切替準備	10分																												B-110V高電圧からS-A用110V高電圧へ切り替える							
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	—	・ 遠がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6個 手動開放操作	10分																																			
低圧原子炉代替注水系統 (可動型) 準備操作	—	—	—	(1人) A	・ 放射線防護具準備	10分																																			
低圧原子炉代替注水系統 (可動型) 準備操作	—	—	—	(1人) A	・ 低圧原子炉代替注水系統 (可動型) による原子炉注水準備 (大量送水装置、ホース展開、接続)	2時間10分																																			
低圧原子炉代替注水系統 (可動型) 注水準備	—	(2人) B,C	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																																			
低圧原子炉代替注水系統 (可動型) 注水準備	—	(2人) B,C	—	—	・ 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系統 注水準備	50分																																			
低圧原子炉代替注水系統 (可動型) 注水操作	—	(2人) B,C	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系統 (可動型) 注水操作	原子炉水位をレベル3レベル8で維持																																			
格納容器代替スプレイ系 (可動型) 系統構成	—	(2人) B,E	—	—	・ 格納容器代替スプレイ系 (可動型) 系統構成																												10分								
格納容器代替スプレイ系 (可動型) スプレイ準備	—	(2人) B,E	—	—	・ 格納容器代替スプレイ系 (可動型) スプレイ準備 (現場)																												適宜実施								
原子炉注水準備	—	(2人) B,C	—	—	・ 低圧原子炉代替注水系統 (可動型) による原子炉注水準備 (格納容器圧力が384kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を抑制するため、原子炉への注水流量を確保して原子炉水位をできるだけ高く維持する)																												解放上考慮せず								
原子炉降圧準備	—	(12人) A~J	—	—	・ 管線材配置及びホース敷設、系統水張り	7時間20分																											解放上考慮せず								
原子炉降圧準備	—	(3人) A,B,C	—	—	・ 放射線防護具準備	10分																												解放上考慮せず							
原子炉降圧準備	—	(1人) A	—	—	・ 電源ケーブル接続	1時間40分																												解放上考慮せず							
原子炉降圧準備	—	(1人) A	—	—	・ 原子炉降圧準備 系統構成	1時間40分																												解放上考慮せず							
格納容器ベント準備	—	(2人) B,E	—	—	・ 格納容器ベント準備 (第2準備)																												1時間20分								
格納容器ベント準備	—	(2人) B,E	—	—	・ 第1ベントフィルタ出口水準備 (可動型) 準備																												2時間								
格納容器ベント準備	—	(2人) C,D	—	—	・ 可動型緊急供給装置準備																												2時間								
燃料補給準備	—	—	—	(2人) A	・ 放射線防護具準備	10分																																			
燃料補給準備	—	—	—	(2人) A	・ 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分																											タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給								
燃料補給作業	—	—	—	—	・ 大量送水車への補給																												適宜実施								
原子炉降圧準備	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉降圧準備 系統構成																												10分								
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作																												10分								
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 注水準備	(1人) A	—	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器スプレイ																												適宜実施								
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	—	・ 非常用ガス処理系自動起動確認																												5分								
燃料プール冷却系 準備操作	—	(2人) B,E	—	—	・ 原子炉降圧準備 系統構成																												10分								
燃料プール冷却系 再開	(1人) A	—	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動																												10分								

必要人員数 合計

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 2.3.3.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」 の作業と所要時間

第2.3.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域計装による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	S A用 115V 系蓄電池 逃がし安全弁 (逃がし弁機能) *	—	原子炉圧力 (S A)
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧原子炉代替注水系を起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧原子炉代替注水系 サブレーション・チェンバ** S A用 115V 系蓄電池	—	原子炉水位 (S A) 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替え	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。	S A用 115V 系蓄電池	—	—
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁 (RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁) の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵 タンク等**	大量送水車 タンクローリ	—

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.3.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（TBD）」の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブレーション・プール水温度100℃で、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6弁による手動減圧を行う。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） サブレーション・プール水温度（SA）
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉水位（SA） 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	ドライウエル圧力（SA） サブレーション・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
<p>残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱</p>	<p>常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による原子炉格納容器除熱を開始する。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】※ 【原子炉補機冷却系】※ サプレッション・チェンバ※</p>	<p>可搬型設備</p> <p>計装設備</p> <p>ドライウエル温度 (SA) ドライウエル圧力 (SA) 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) 【残留熱除去ポンプ出口流量】※</p>
<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水</p>	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転から残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 運転に切り替える。</p>	<p>常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】※ 【原子炉補機冷却系】※ サプレッション・チェンバ※</p>	<p>可搬型設備</p> <p>計装設備</p> <p>原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力※ 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) ※ 原子炉水位 (燃料域) ※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※</p>

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

2.3.4 全交流動力電源喪失（T B P）

2.3.4.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「外部電源喪失＋交流電源（D G－A， B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（S R V再閉）失敗＋高圧炉心冷却（H P C S）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「（T B P）」では，全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで，原子炉注水機能を喪失することを想定する。このため，開状態のまま固着した逃がし安全弁からの蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失した状態において，逃がし安全弁 1 個が開固着し，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで原子炉注水機能を喪失したことによって，炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，直流電源及び交流電源供給機能に加えて高圧注水機能及び低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁 1 個の開固着によって，蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間は所内常設蓄電式直流電源設備より電源を給電した原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却し，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了した後，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心を冷却し，常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水系）による注水の準備が完了した以降は残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」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，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.3.4.1-1(1)図から第 2.3.4.1-1(3)図に，手順

の概要を第 2.3.4.1-2 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操作手順の関係を第 2.3.4.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 31 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、当直長 1 名、当直副長 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 5 名、緊急時対策要員（現場）は 19 名である。必要な要員と作業項目について第 2.3.4.1-3 図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、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、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁 1 個の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。

また、逃がし安全弁 1 個の開固着により原子炉圧力が低下し、原子炉隔離時冷却系による継続した原子炉水位維持が困難となることが想定されることから、低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備を開始する。

逃がし安全弁開固着による原子炉圧力低下を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）及び原子炉圧力である。

d. 直流電源切替え

直流電源切替えについては、「2.3.2.1(3)d. 直流電源切替え」と同じ。

e. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備として、原子炉

建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁（A－R HR注水弁及びF L S R注水隔離弁）の手動開操作を実施する。

屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展張を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）5個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（S A）及び原子炉圧力である。

g. 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（可搬型）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧原子炉代替注水流量等である。

h. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉格納容器冷却に必要な電動弁（A－R HRドライウエル第2スプレイ弁）の手動開操作を実施することで原子炉格納容器冷却が開始される。

なお、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水と格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却は同時に実施する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（S A）、格納容器代替スプレイ流量等である。

i. 残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱

常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

j. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。

残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。

原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転を再開する。

また、残留熱除去系（格納容器冷却モード）の運転時に、格納容器圧力が13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱に切り替える。

以降、炉心の冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.3.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、外部電源喪失を起因事象とし、すべての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失し、逃がし安全弁の再閉失敗により蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下した後は、原子炉隔離時冷却系を喪失し、すべての注水機能を喪失する「外部電源喪失+交流電源（D G - A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（S R V再閉）失敗+高圧炉心冷却（H P C S）失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びE C C S注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.4.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケン

ス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源を喪失するものとする。さらに、逃がし安全弁1個の開固着が発生するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービントリップによる主蒸気止め弁閉スクラム信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（5個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、 $70\text{m}^3/\text{h}$ で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水するものとする。また、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却と併せて行う場合は、 $30\text{m}^3/\text{h}$ の流量で原子炉注水するものとする。

(e) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f) 残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）

原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器冷却モード）を使用する場合は、 $1,218\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW（サブプレッション・プール水温度 52°C 、海水温度 30°C において）とする。

(g) 残留熱除去系（低圧注水モード）

残留熱除去系（低圧注水モード）は、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ (0.14MPa [dif] において)（最大 $1,193\text{m}^3/\text{h}$ ）の流量で注水するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。
- (b) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、事象発生2時間20分後から開始する。
- (c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で開始する。
- (d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する前に停止する。
- (e) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間30分後に実施する。
- (f) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作は、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達した場合に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.4.2-1(1)図から第2.3.4.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.4.2-1(7)図から第2.3.4.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.3.4.2-1(10)図から第2.3.4.2-1(13)図に示す。

※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、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、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに全台がトリップする。

逃がし安全弁（1個）が開固着しているため、蒸気の流出が継続し、事象発生から約1.4時間が経過した時点で原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲まで原子炉圧力が低下する。このため、原子炉隔離時冷却系が停止する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了した時点で原子炉急速減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、開固着した1個に加えて中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）5個を手動開することで実施する。逃がし安全弁（1個）の開固着及び原子炉急速減圧による原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を行う。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、事象発生から24時間30分後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）を起動し原子炉格納容器除熱を開始するが、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合に、残留熱除去系（低圧注水モード）に切り替え、原子炉注水を行うものとする。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.3.4.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）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1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.3.4.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.59MPa[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、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行うことによって、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384kPa[gage]及び約151℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.3.4.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（可搬型）によ

る注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、24時間30分後に残留熱除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料 2.3.4.1)

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

全交流動力電源喪失(TBP)では、事象発生直後の原子炉隔離時冷却系による炉心冷却には成功するが、逃がし安全弁の再閉失敗による原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の注水機能を喪失することが特徴である。

また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作、低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水操作及び格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小

さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.4.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは、燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めて評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.3.4.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.3.4.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速

やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.3.4.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.3.4.2)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から2時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、当該操作は中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から2時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。また、当該操作は中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力384kPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約21時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。

また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は853kPa [gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.3.4.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.3.4.2）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

第 2.3.4.3-1(1) 図から第 2.3.4.3-1(3) 図に示すとおり、操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作については、事象発生から 3 時間 5 分後（操作開始時間の 45 分程度の遅れ）までに逃がし安全弁による原子炉減圧操作を開始し低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 805℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 21 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.3.4.2, 2.3.4.3）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.3.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBP）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）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 1,000m³の水が必要となる。水源として、輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）は十分な水を保有しており、輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。

原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。

（添付資料 2.3.4.4）

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の運転継続が可能である。

低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後の大量送水車の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 11m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについて、7 日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

（添付資料 2.3.4.5）

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 4,268kW 必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.3.4.6）

2.3.4.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBP）」では、全交流動力電源喪失と同時に逃がし安全弁 1 個が開状態のまま固着し、蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下することで、原子炉注水機能を喪失し、原子炉水位の低下により炉心が露出し、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「全交流動力電源喪失（TBP）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段、安定

状態に向けた対策として、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉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「全交流動力電源喪失（T B P）」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源（D G－A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（S R V再閉）失敗＋高圧炉心冷却（H P C S）失敗」について有効性評価を行った。

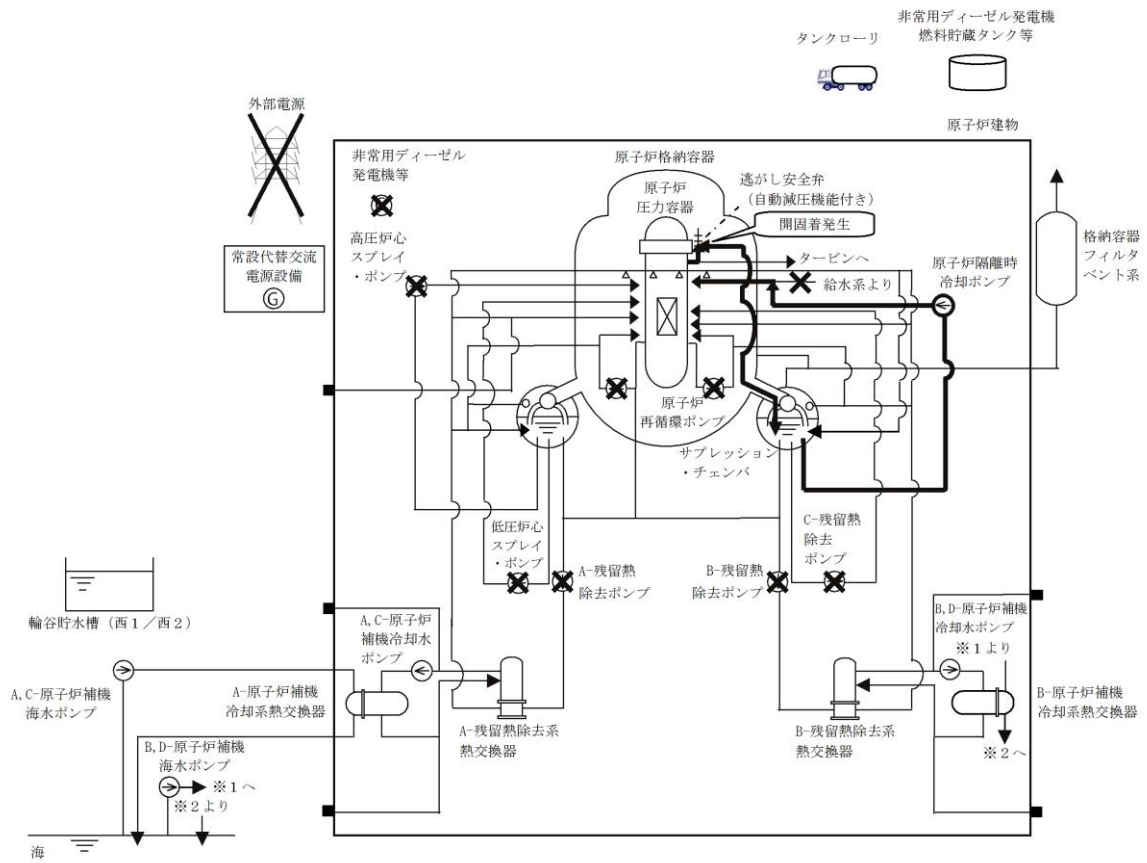
上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

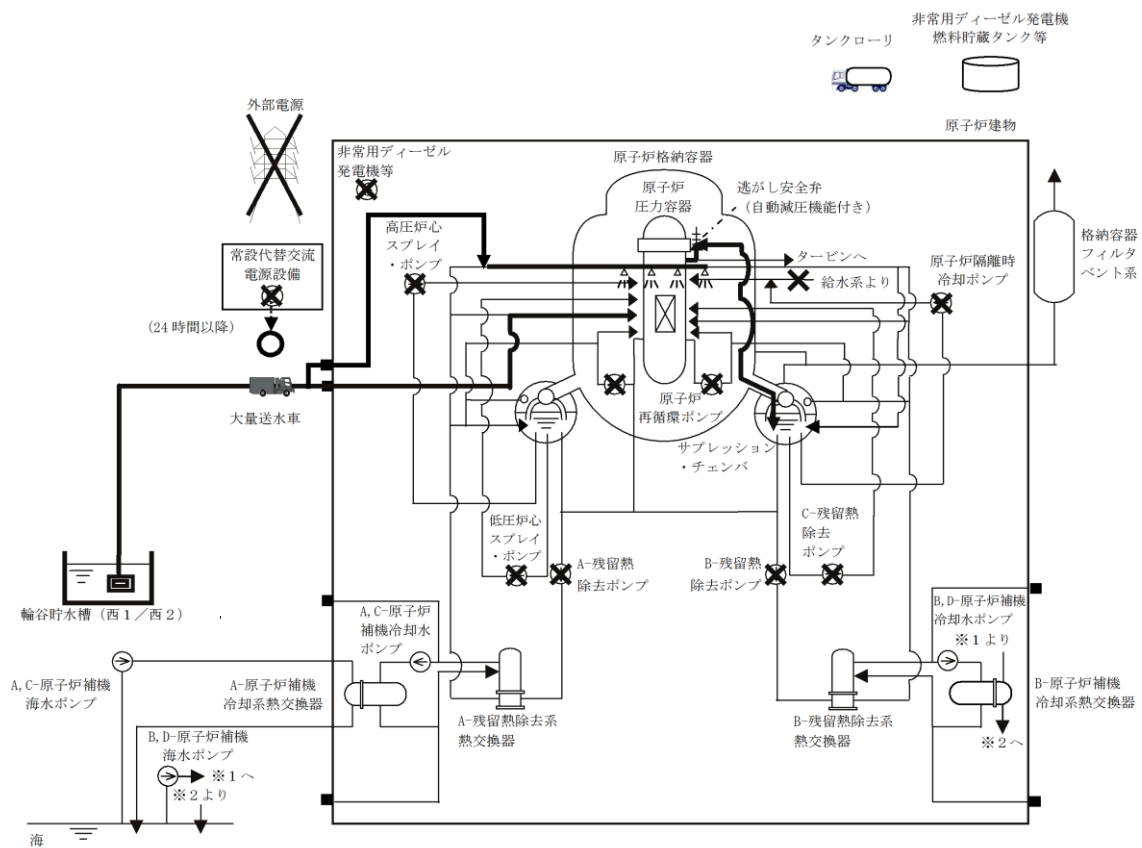
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

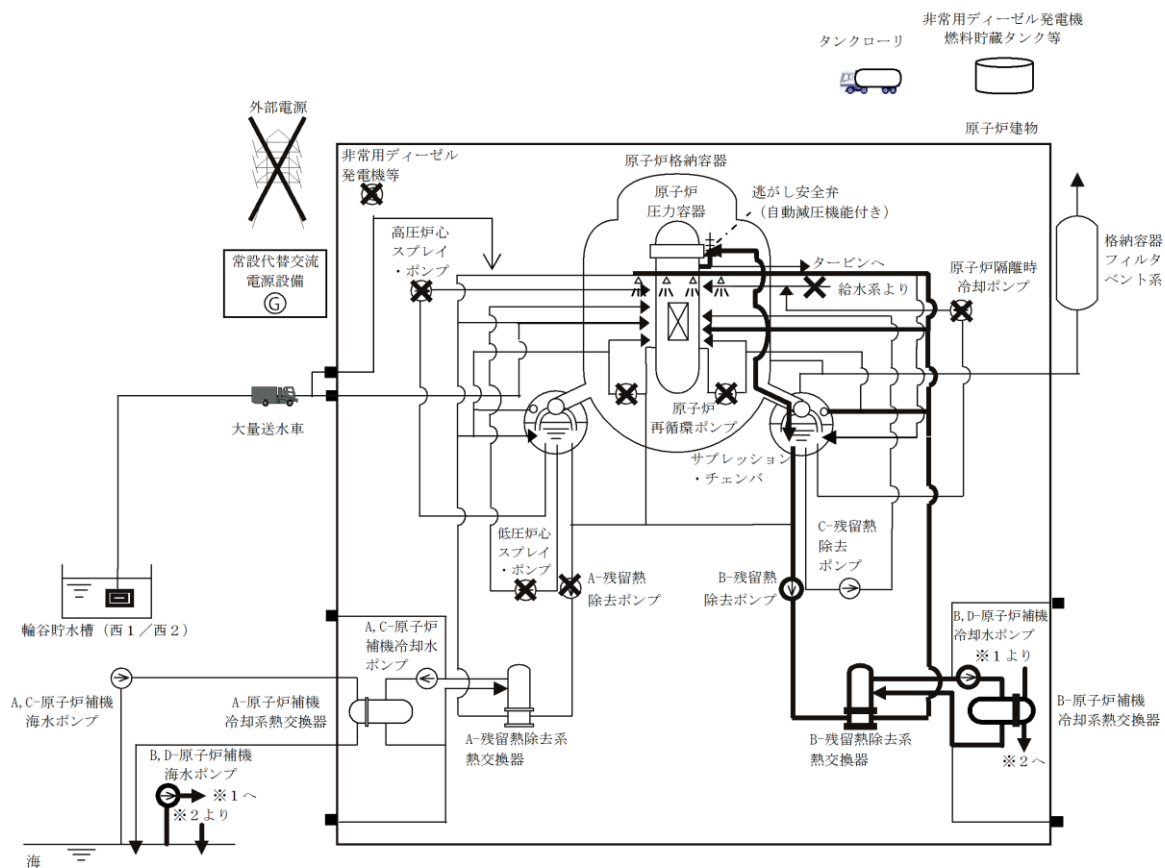
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B P）」に対して有効である。



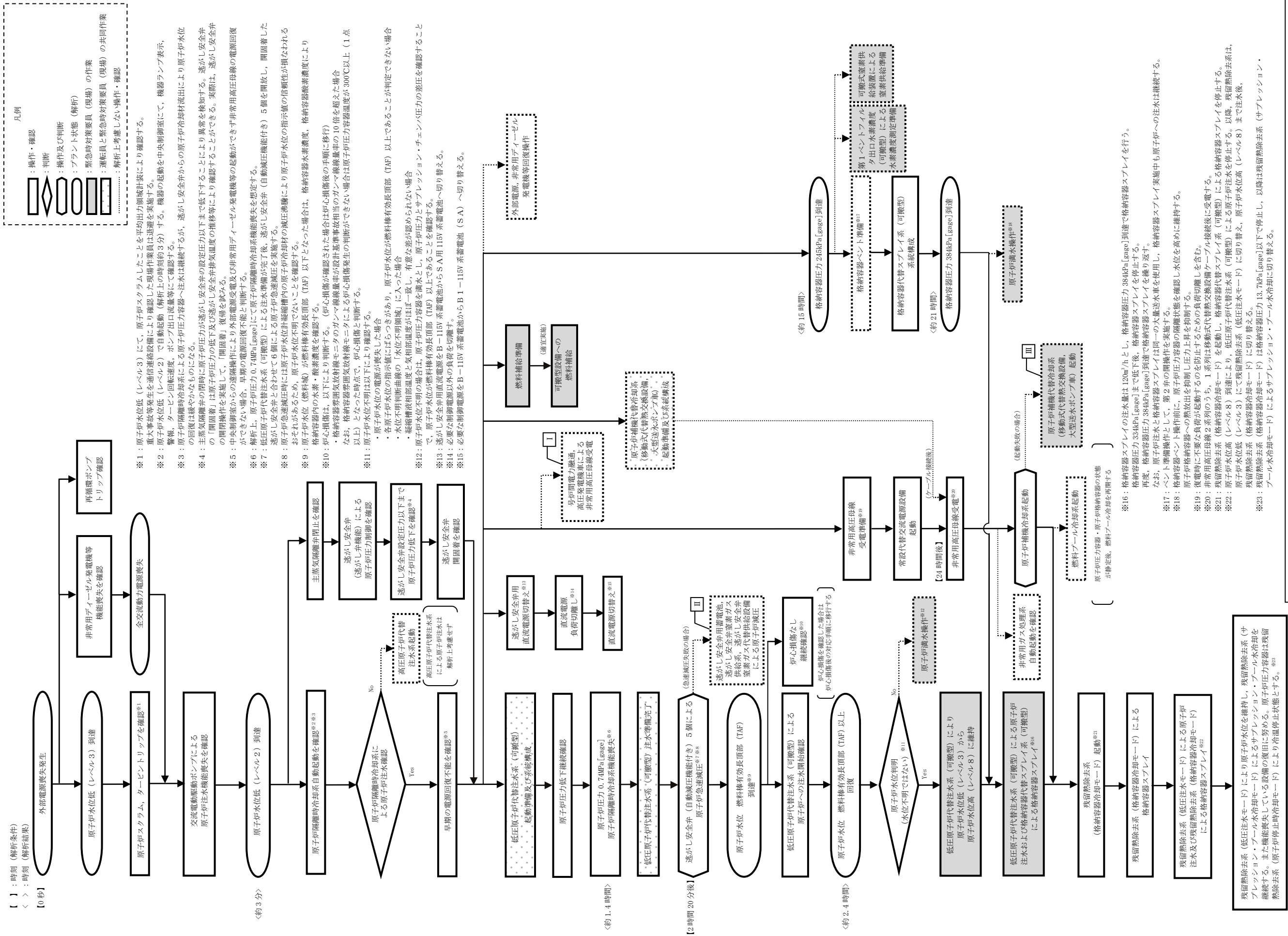
第 2.3.4.1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」 の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



第 2.3.4.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 2.3.4.1-1(3) 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



【 Ⅰ 】：時刻 (解析条件)
 < >：時刻 (解析結果)

凡例
 ◻：操作・確認
 ◻：判断
 ◻：操作及び判断
 ◻：プラント状態 (解析)
 ◻：緊急時対策要員 (現場) の作業
 ◻：運転員と緊急時対策要員 (現場) の共同作業
：解析上考慮しない操作・確認

※1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。
 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
 ※2：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約3分) する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
 ※3：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが、逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
 ※4：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「閉着」は原子炉圧力の低下及び逃がし安全弁排気温度の推移等により確認することができる。実際は、逃がし安全弁の閉着操作を実施して、「閉着」復帰を試みる。
 ※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼルの電源受電等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
 ※6：解析上、原子炉圧力0.74MPa [gauge]にて原子炉隔離時冷却系機能喪失を想定する。
 ※7：低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による注水準備が完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 5個を開放し、閉着した逃がし安全弁と合わせて6個による原子炉急速減圧を実施する。
 ※8：原子炉急速減圧時には原子炉水位計補償槽内の原子炉冷却材の減圧補償により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
 ※9：原子炉水位 (燃料域) が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以下となった場合は、格納容器水素濃度、格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
 ※10：炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
 ・格納容器透明気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合
 ・格納容器透明気放射線モニタによる炉心損傷発生が判断できない場合は原子炉圧力容器温度が300℃以上 (1点以上) となった時点で、炉心損傷と判断する。
 ※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
 ・原子炉水位の電源が喪失した場合
 ・原子炉水位の指示値にばらつきがあり、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることが判定できない場合
 ・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
 ・補償槽液相温度と気相温度がほぼ一致し、有意な差が認められない場合
 ※12：原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を排水とし、原子炉圧力とサブプレッジョン・チェンバ圧力の差圧を確認すること
 で、原子炉水位不明の場合に燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
 ※13：逃がし安全弁直流電源をB-115V系蓄電池からS A用115V系蓄電池へ切り替える。
 ※14：必要な制御電源をB-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池 (S A) へ切り替える。
 ※15：必要な制御電源をB-115V系蓄電池からB1-115V系蓄電池 (S A) へ切り替える。

※16：格納容器スプレイの注水量は120m³/hとし、格納容器圧力384kPa [gauge]到達で格納容器スプレイを行う。
 格納容器圧力334kPa [gauge]まで低下後、格納容器スプレイを停止する。
 再度、格納容器圧力384kPa [gauge]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
 なお、原子炉注水と格納容器スプレイは同一の大量送水車を使用し、格納容器スプレイ実施中も原子炉への注水は継続する。
 ※17：ベント制御操作として、第2弁の開閉操作を実施する。
 ※18：格納容器ベント操作前に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
 ※19：発電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離を含む。
 ※20：非常用高圧母線2系列のうち、1系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。
 ※21：残留熱除去系 (格納容器冷却モード) を起動し、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉注水を停止する。
 ※22：原子炉水位高 (レベル8) にて残留熱除去系 (低圧注水モード) に切り替え、原子炉水位高 (レベル8) まで注水後、残留熱除去系 (格納容器冷却モード) に切り替える。
 ※23：残留熱除去系 (格納容器冷却モード) は格納容器圧力13.7kPa [gauge]以下で停止し、以降は残留熱除去系 (サブプレッジョン・プールの冷却モード) によるサブプレッジョン・プール冷却に切り替える。

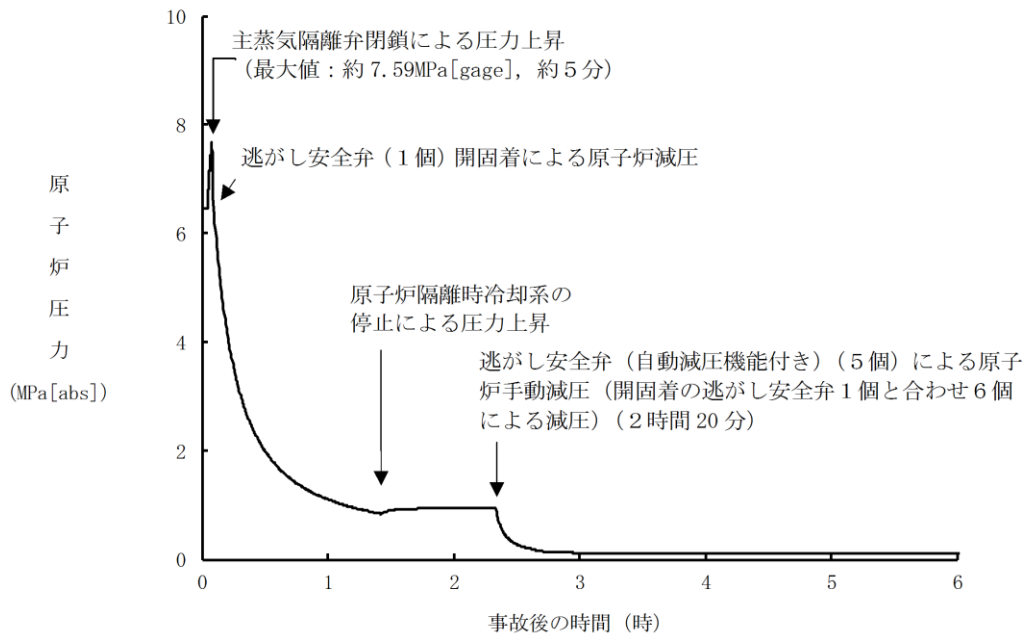
【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】
 I：常設代替交流電源設備が使用できない場合は、号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。(電源容量により使用できる設備に限られる。)
 II：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は、逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
 また、逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガス供給系は、逃がし安全弁窒素ガス供給系、逃がし安全弁窒素ガス供給設備による窒素ガスの供給を行う。
 III：原子炉補償代替冷却系による除熱機能確保も実施可能である。

第2.3.4.1-2 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の対応手順の概要

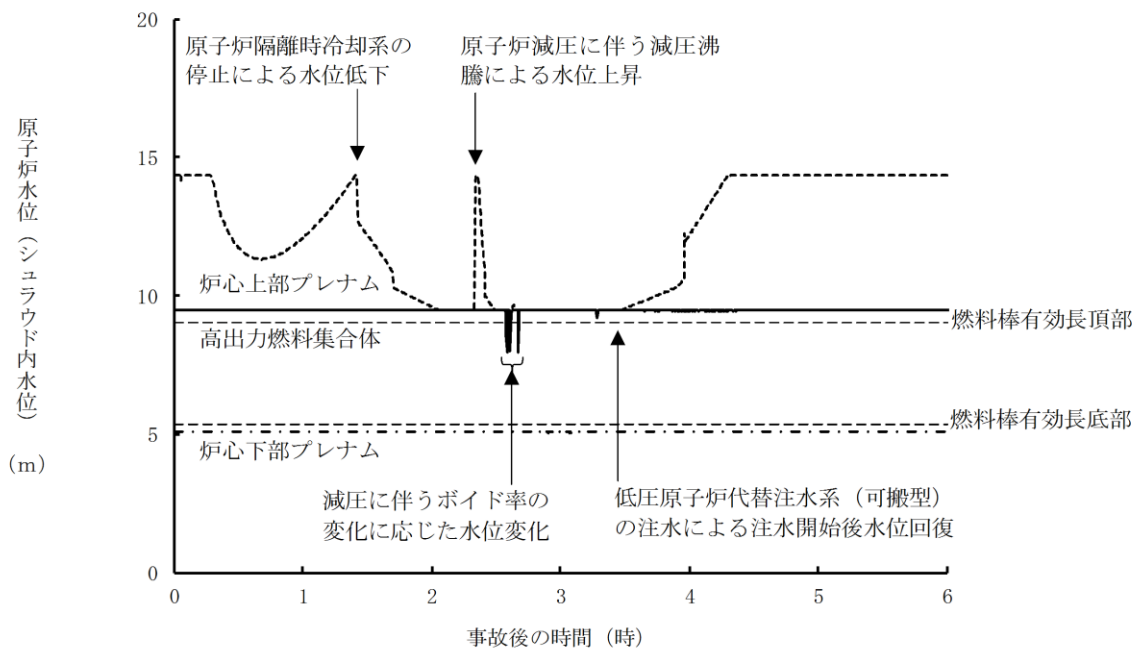
				全交流動力電源喪失 (TBP)																																			
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (分)																											経過時間 (日)	備考						
	責任者	当直長	1人		中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			21	22	23	24	25	26
状況判断	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	事象発生 原子炉スクラム 約3分 原子炉水位低 (レベル2) プラント状況判断 約1.4時間 原子炉圧力0.74MPa[expt] 原子炉隔離時冷却系再稼働失敗 約2.4時間 原子炉急減圧 低圧原子炉代替注水系 (可動型) 原子炉注水開始 原子炉水位制御系緊急起動準備 原子炉水位制御系再稼働確認 約8時間 交流電源切替 約15時間 格納容器圧力284kPa[expt]到達 約24時間 格納容器圧力384kPa[expt]到達																																		
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																																			
	通報連絡者	緊急時対策本部委員	5人	初期での連絡 中央制御室連絡 発電所外部連絡																																			
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策委員 (現場)																																				
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉隔離時冷却系での原子炉注水は 原子炉圧力0.74MPa[expt]まで実施																																		
交流電源回復操作	—	—	—	非常用ディーゼル発電機等 機能回復 外部電源 回復																														解析上考慮せず 対応可能な員により対応する					
常設代替交流電源自動 起動操作	(1人) A	—	—	常設代替交流電源設備起動、受電操作																														10分					
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	D系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																														25分					
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	D系非常用高圧母線受電準備 (現場)																														35分					
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	C系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																														25分					
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	C系非常用高圧母線受電準備 (現場)																														25分					
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	D系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																														5分					
D系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	D系非常用高圧母線受電準備 (現場)																														5分					
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	—	—	C系非常用高圧母線受電準備 (中央制御室)																														5分					
C系非常用高圧母線受電準備	(1人) A	(2人) B,C	—	C系非常用高圧母線受電準備 (現場)																														5分					
所内用蓄電池切替え操作	—	(2人) B,C	—	負荷切離し/所内用蓄電池切替え操作																														30分					
電源切替え操作	—	2人 B,E	—	放射線防護準備 逃がし安全弁電源切替え操作																														10分					
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 5 開 手動開放操作																														10分					
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 準備操作	—	—	14人 a~s	放射線防護準備 低圧原子炉代替注水系 (可動型) による原子炉注水準備 (大量送水配管、ホース展開、接続)																														2時間10分					
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 系統構成	—	2人 B,C	—	放射線防護準備 残留熱除去系及び低圧原子炉代替注水系 注水準備																														10分					
低圧原子炉代替注水系 (可動型) 注水操作	—	—	(2人) a,b	低圧原子炉代替注水系 (可動型) 注水操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																																		
格納容器代替スプレイ系 (可動型) 系統構成	—	(2人) B,E	—	格納容器代替スプレイ系 (可動型) 系統構成																														30分					
格納容器代替スプレイ系 (可動型) スプレイ操作	—	—	(2人) a,b	格納容器代替スプレイ系 (可動型) スプレイ操作 (現場)																														適宜実施					
原子炉注水準備	—	—	—	低圧原子炉代替注水系 (可動型) による原子炉への注水流量の増加	格納容器圧力が384kPa[expt]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、 原子炉への注水流量を抑制して原子炉水位をできるだけ高く維持する																													解析上考慮せず					
原子炉機械代替冷却系準備 操作	—	—	(12人) a~1	管機材配置及びホース敷設、系統水張り																														7時間20分					
原子炉機械代替冷却系準備 操作	—	—	3人 a,b,c	放射線防護準備																														10分					
原子炉機械代替冷却系準備 操作	—	—	—	電源ケーブル接続																														1時間40分					
原子炉機械代替冷却系準備 操作	—	—	(4人) B,C,D,E	原子炉機械代替冷却系 系統構成																														1時間40分					
格納容器ベント準備操作	—	(2人) B,E	—	格納容器ベント準備 (第2準備)																														1時間20分					
格納容器ベント準備操作	—	—	(2人) a,b	第1ベントフィルタ出口水素濃度 (可動型) 準備																														2時間					
格納容器ベント準備操作	—	—	(2人) c,d	可動式酸素供給装置準備																														2時間					
燃料補給準備	—	—	—	放射線防護準備																														10分					
燃料補給作業	—	—	2人 r,s	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリーへの補給 大量送水車への補給																														2時間30分					
燃料補給作業	—	—	—	大量送水車への補給																														適宜実施					
原子炉機械冷却系起動操作	(1人) A	—	—	原子炉機械冷却系 起動操作																														10分					
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 起動操作																														10分					
残留熱除去系による原子炉注 水および原子炉格納容器冷却 操作	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水及び残留熱除去系 (格納容器冷却モード) による格納容器スプレイ																														適宜実施					
非常用ガス処理系 運転確認	(1人) A	—	—	非常用ガス処理系自動起動確認																														5分					
燃料プールの冷却系 準備操作	—	(2人) B,E	—	原子炉機械代替冷却系 系統構成																														30分					
燃料プールの冷却系 再開	(1人) A	—	—	燃料プールの冷却系再起動																														10分					
必要人員数 合計	1人 A	4人 B,C,D,E	19人 a~s																																				

(1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

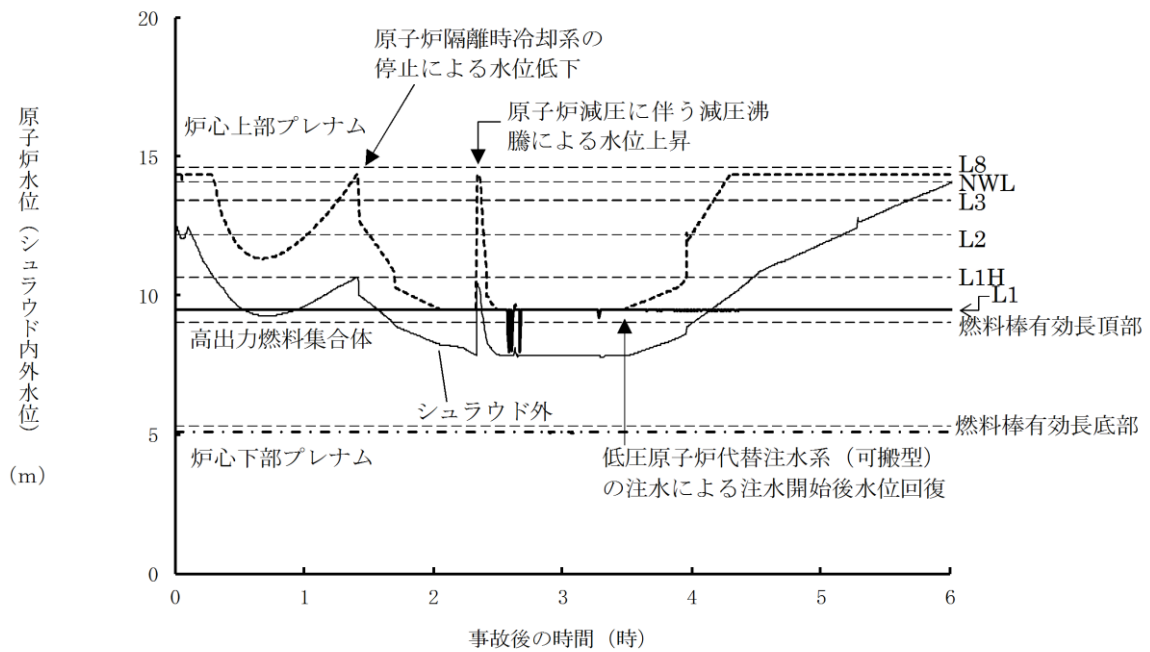
第 2.3.4.1-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」 の作業と所要時間



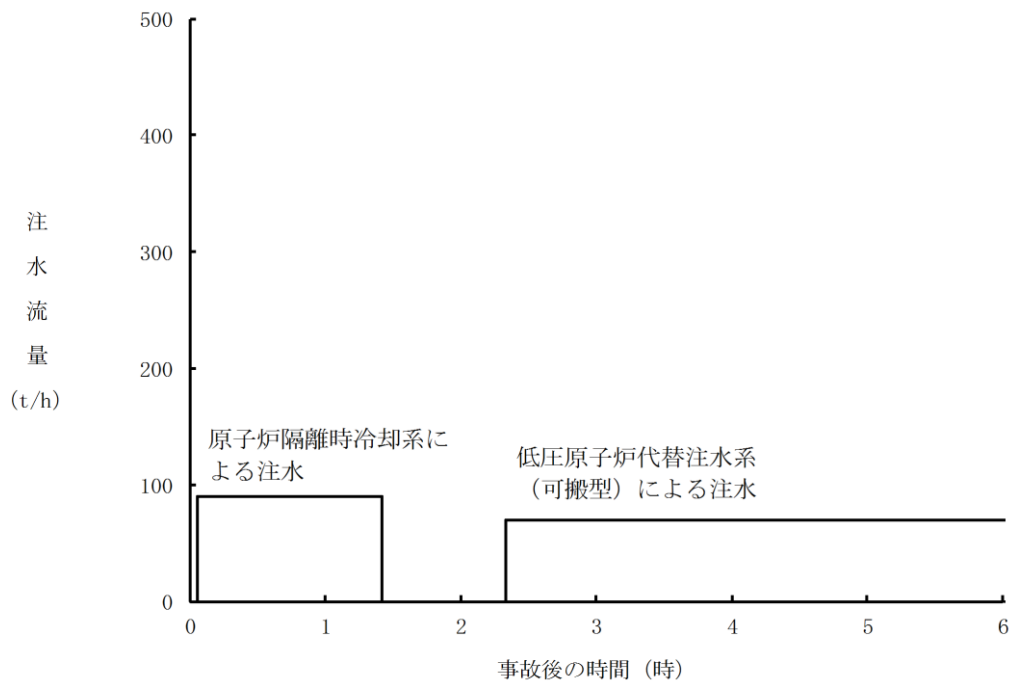
第 2.3.4.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



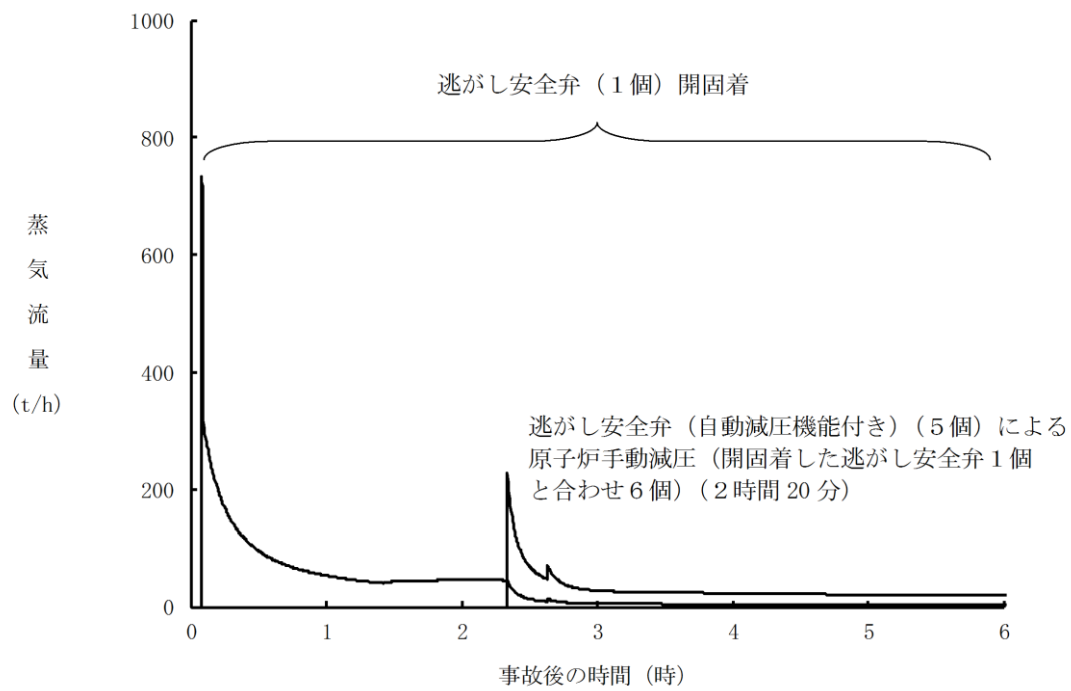
第 2.3.4.2-1(2) 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



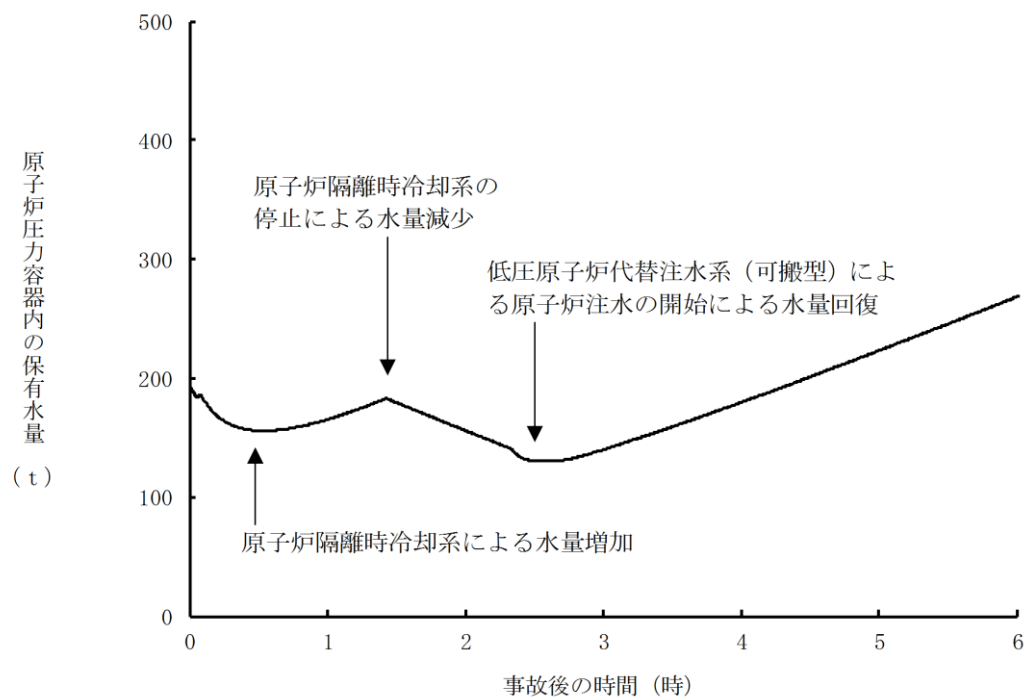
第 2.3.4.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



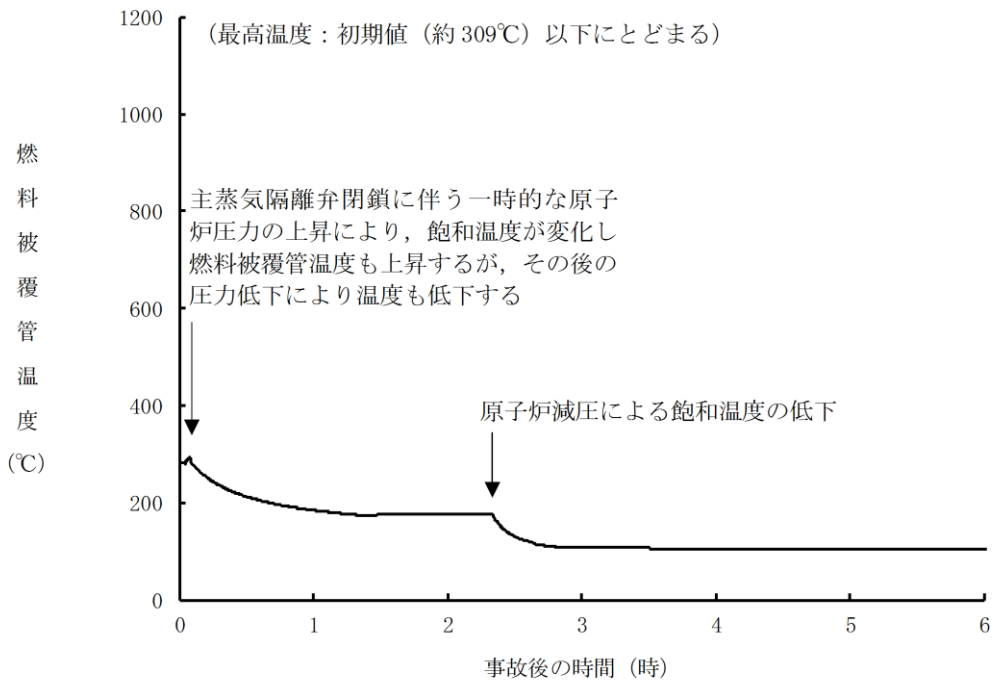
第 2.3.4.2-1(4) 図 注水流量の推移



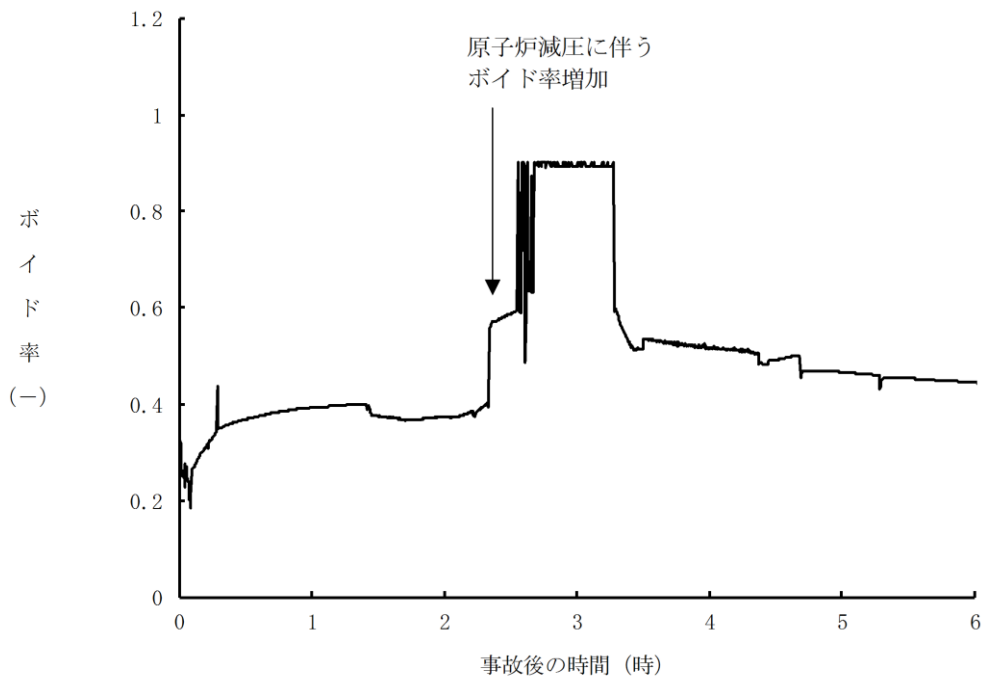
第 2.3.4.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



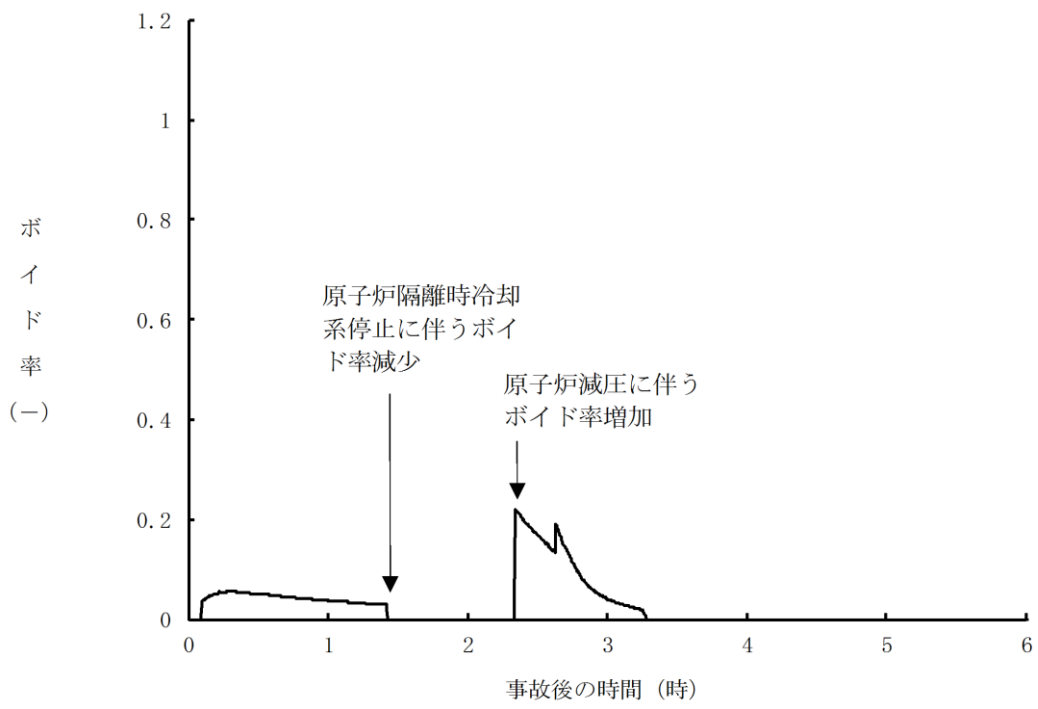
第 2.3.4.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



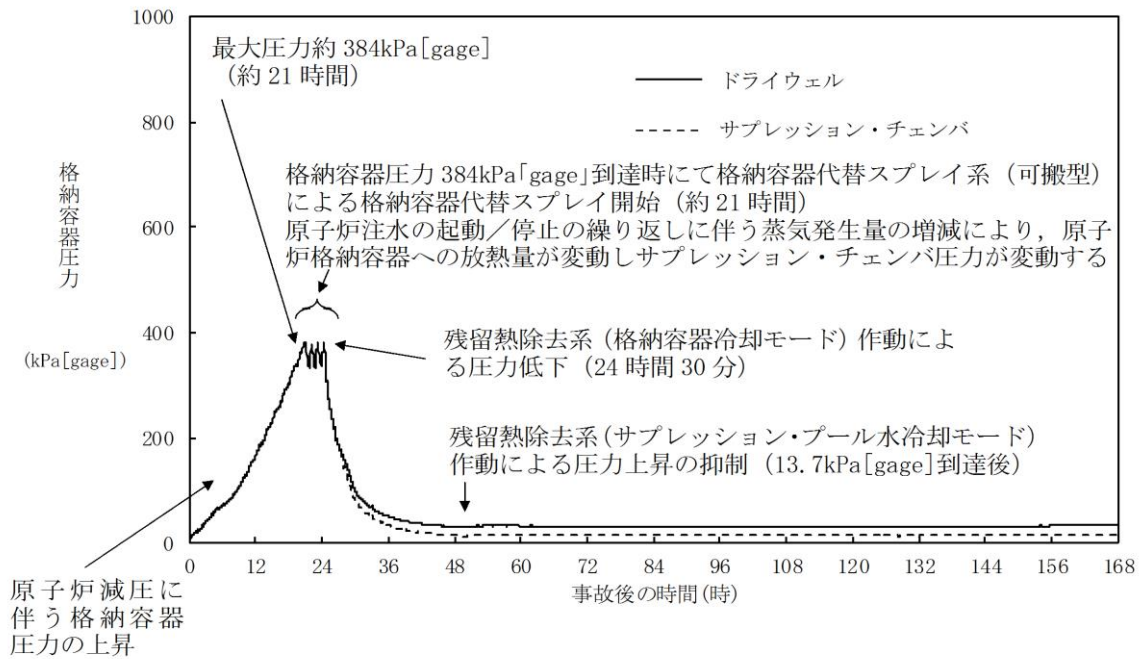
第 2.3.4.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



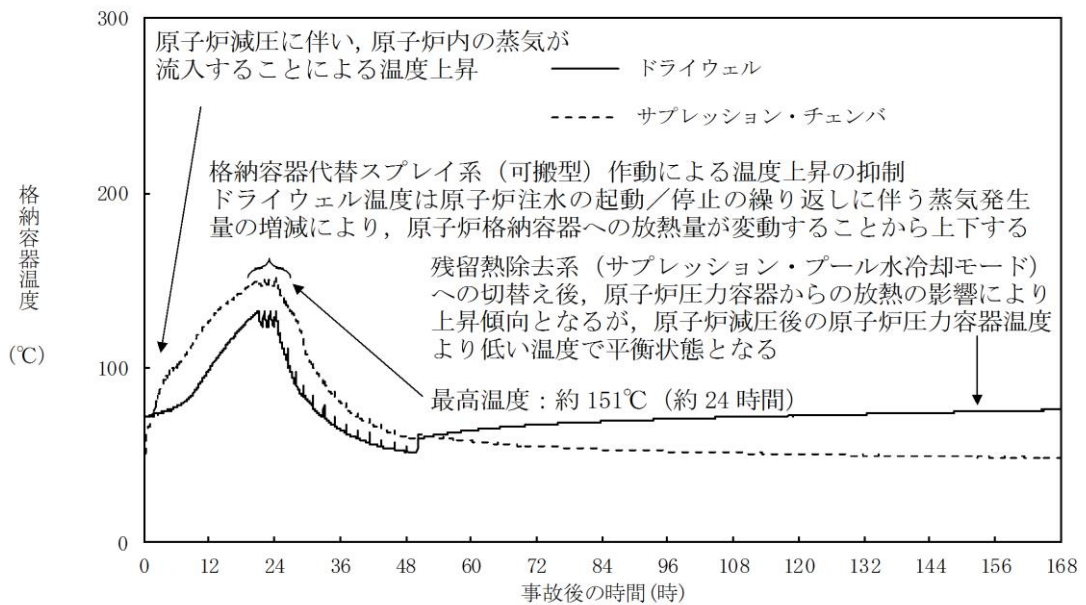
第 2.3.4.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



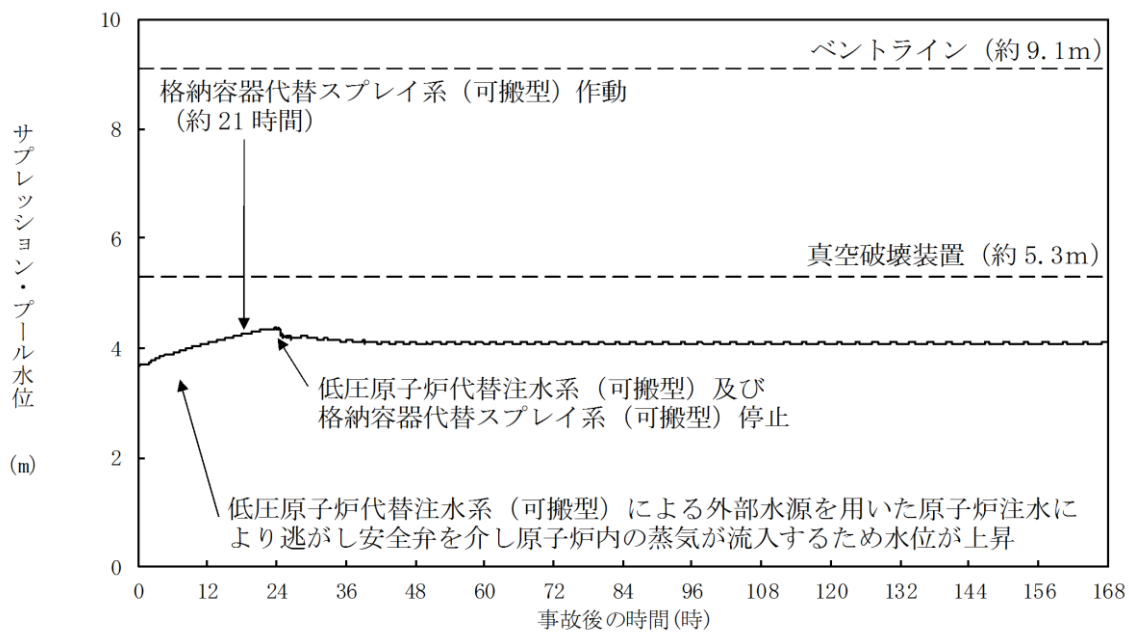
第 2. 3. 4. 2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



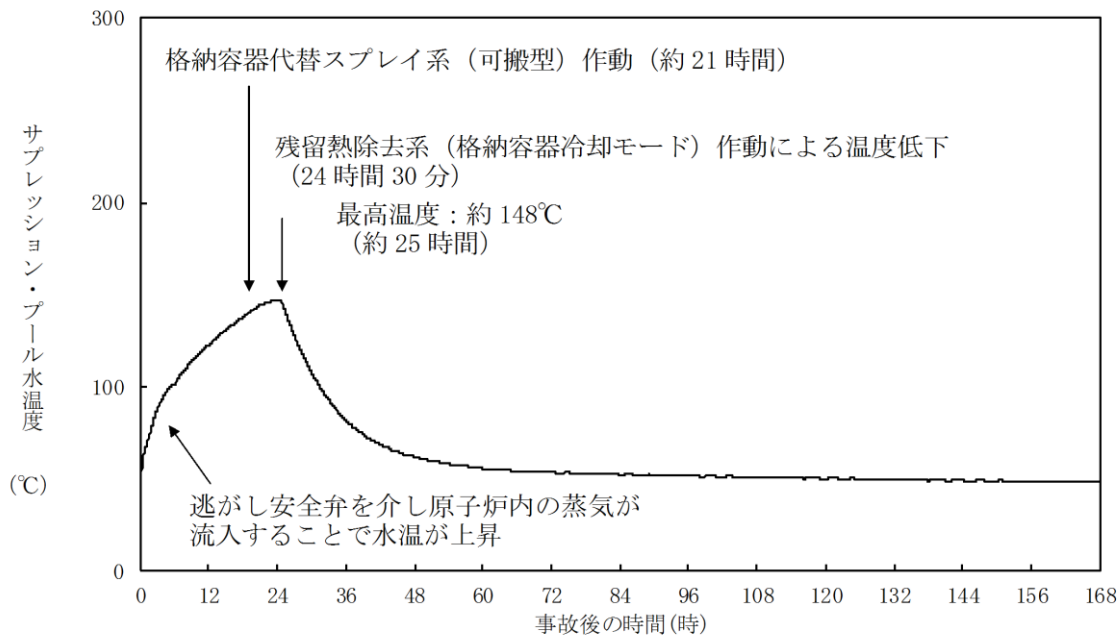
第 2.3.4.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



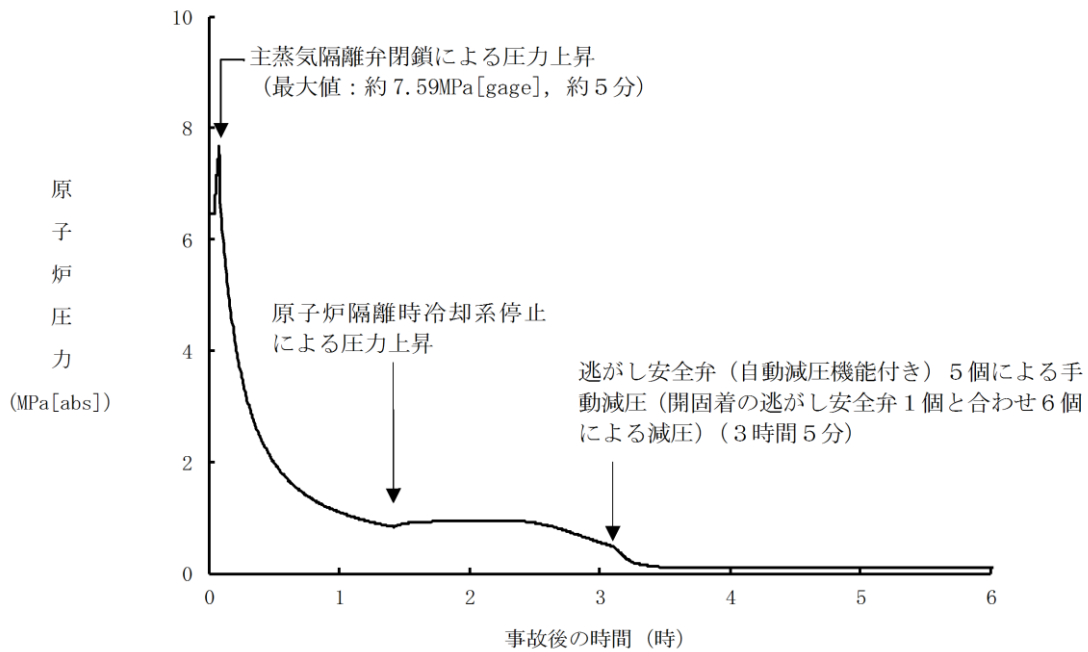
第 2.3.4.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



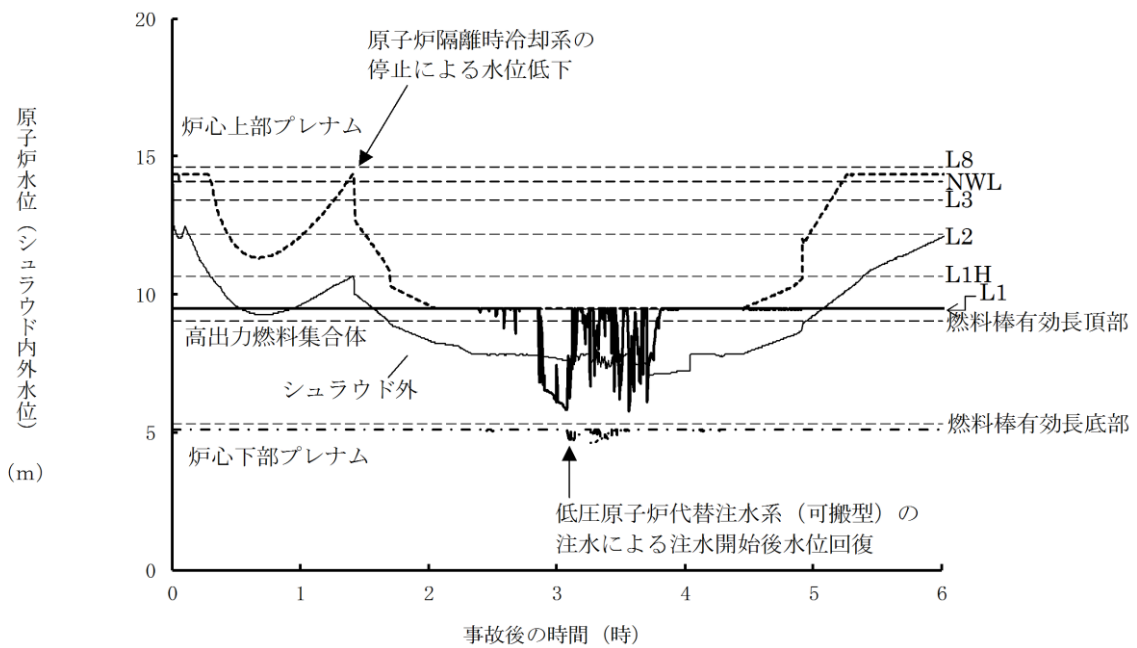
第 2. 3. 4. 2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



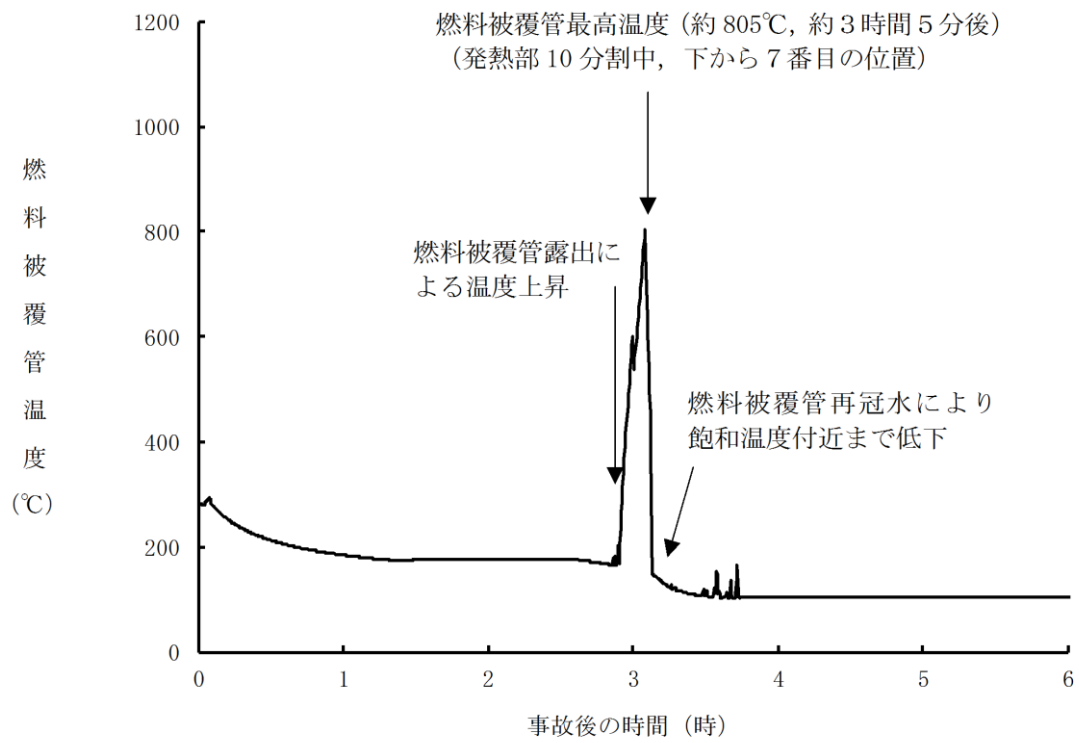
第 2. 3. 4. 2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 2.3.4.3-1(1) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移



第 2.3.4.3-1(2) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



第 2. 3. 4. 3-1 (3) 図 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	B-115V系蓄電池*	—	平均出力領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	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原子炉注水を開始する。これにより水位は回復する。原子炉注水は、逃がし安全弁1個の開固着によって、動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。	【原子炉隔離時冷却系】* サブレーション・チェンバ* B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池 (R C I C) S A用115V系蓄電池	—	原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】*
直流電源切替え	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による原子炉急速減圧操作を実施する前に、逃がし安全弁用直流電源切替え操作を実施する。	B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池 (R C I C) S A用115V系蓄電池	—	—
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁 (R H R注水弁及びF L S R注水隔離弁) の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵 タンク等*	大量送水車 タンクローリ	—

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策について (2/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了後、再閉鎖に失敗した1個に加えて逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 5個による手動減圧を行う。	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) * B1-115V系充電器 (SA) SA用115V系蓄電池	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力*
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水が開始される。以後原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間で維持する。	B1-115V系充電器 (SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa [gage] に到達した場合、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。 また、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	B1-115V系充電器 (SA) SA用115V系蓄電池 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	ドライウェル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 格納容器代替スプレイ流量 低圧原子炉代替注水流量 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.3.4.1-1表 「全交流動力電源喪失（TBP）」の重大事故等対策について（3/3）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	可搬型設備
残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱の準備操作として、中央制御室からの遠隔操作により原子炉補機冷却系を手動起動し残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（格納容器冷却モード）】※ 【原子炉補機冷却系】※ サプレッション・チェンババ※	可搬型設備 ドライウェル温度（SA） ドライウェル圧力（SA） サプレッション・チェンババ圧力（SA） サプレッション・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】※
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を停止する。 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水モード）運転から残留熱除去系（格納容器冷却モード）運転に切り替える。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 【残留熱除去系（低圧注水モード）】※ 【原子炉補機冷却系】※ サプレッション・チェンババ※	可搬型設備 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.3.4.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（1/5）

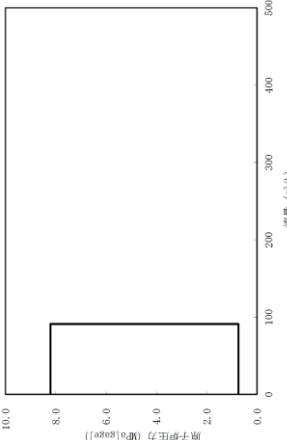
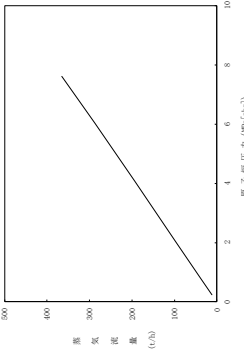
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料（A型）	9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
格納容器容積（ドライウエル）	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
格納容器容積（サブプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
初期条件		

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (2/5)

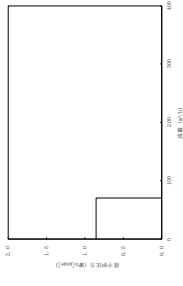
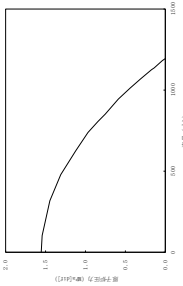
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 逃がし安全弁1個開固着*	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定 本事故シナリケンスにおける前提条件
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

※ 開固着を想定する逃がし安全弁1個の設定については、逃がし弁機能の設定圧力が最も低い7.58MPa[gage]の2個のうち1個が閉止せず開固着するものとしている。(吹出量については、重大事故等対策に関連する機器条件を参照。)

第2.3.4.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（3/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	保有水量の低下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）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa [gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4個, 377t/h/個	逃がし安全弁（逃がし弁機能）の設計値として設定
逃がし安全弁	開固着した1個に加えて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の5個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
重大事故等対策に関する機器条件		

第2.3.4.2-1表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</p>	<p>70m³/hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)</p>	<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p> 
	<p>30m³/hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)</p>	<p>設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</p>	<p>120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p>	<p>格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定</p>
<p>残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>1,136m³/h(0.14MPa[diff]において) (最大) 1,193m³/hにて注水</p>	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p> 
<p>残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サプレッション・プールの冷却モード)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、1,218m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW (サプレッション・プール水温度 52°C, 海水温度 30°C)において 	<p>残留熱除去系の設計値として設定</p>

重大事故等対策に関する機器条件

第2.3.4.2-1表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（TBP））（5/5）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シナジェンスの前提条件として設定
低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作	事象発生 2 時間 20 分後	低圧原子炉代替注水系（可搬型）の準備時間を考慮して設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後発生から 2 時間 20 分後	低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後として設定
格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 30 分後	常設代替交流電源設備からの受電後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	残留熱除去系（格納容器冷却モード）による原子炉格納容器除熱開始後に，原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）に到達	原子炉格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル3～レベル8）が継続的に可能な条件として設定

重大事故等対策に関する操作条件

安定状態について（全交流動力電源喪失（T B P））

「全交流動力電源喪失（T B P）」時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）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る。その後も引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始後に残留熱除去系（格納容器冷却モード）及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定*又は低下傾向になり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウエル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱開始後の原子炉注水は，残留熱除去系（低圧注水モード）にて実施する。

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

※ 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）に切り替えると，原子炉圧力容器からの放熱の影響によりドライウエル温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による原子炉格納容器除熱は確立しており，長期的には減圧後の原子炉圧力容器温度より低い温度（100℃程度）で平衡状態となることから，この状態も含め安定傾向とする。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できている。崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレッド冷却の無い場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心においては実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、低圧代替燃料棒表面熱伝達モデルにおいては、炉心が上昇しないため、低圧代替燃料棒表面熱伝達モデルにおける蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードは、炉心がおおむね冠水維持する場合では燃料棒表面熱伝達係数は上昇しないため不確かさは小さい。炉心注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)により行われ、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒表面熱伝達モデルの起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒表面熱伝達係数はほぼ同等に評価する。有効性評価解析においては、炉心注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)により行われ、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒表面熱伝達モデルの起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Just 式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒表面熱伝達係数を低めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面熱伝達係数があるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒表面熱伝達係数について酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒表面熱伝達係数を高めに評価するが、炉心注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)により行われ、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒表面熱伝達モデルの起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面熱伝達と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面熱伝達係数は上記のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の膨れ・破裂を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。	膨れ・破裂は、燃料棒表面熱伝達と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面熱伝達係数は上記のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の膨れ・破裂を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。	燃料棒表面熱伝達係数を高めに評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。炉心注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)により行われ、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒表面熱伝達モデルの起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面熱伝達と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面熱伝達係数は上記のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の膨れ・破裂を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。	膨れ・破裂は、燃料棒表面熱伝達と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面熱伝達係数は上記のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の膨れ・破裂を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。	燃料棒表面熱伝達係数を高めに評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。炉心注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)により行われ、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒表面熱伝達モデルの起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。
沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉注水圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早める傾向を示しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持棒等の構造材からの液滴が燃料棒表面から放射状に蒸気が発生したためであり、低圧原子炉代替注水系(新設)を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要がある。このため、燃料棒表面熱伝達に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水タイミングに特徴的な差を生じる可能性はないと考えられる。	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は解析結果に重量する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却(蒸気単相冷却又は噴霧流冷却)の不確かさは20℃~40℃程度である。また、原子炉注水圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早める傾向を示しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持棒等の構造材からの液滴が燃料棒表面から放射状に蒸気が発生したためであり、低圧原子炉代替注水系(新設)を注水手段として用いる本事故シナリオでは考慮する必要がある。このため、燃料棒表面熱伝達に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系(可搬型)の注水タイミングに特徴的な差を生じる可能性はないと考えられる。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。炉心注水は原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)により行われ、操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはなく、燃料棒表面熱伝達モデルの起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及評価項目となるパラメータに与える影響 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化・気液分離(水位変化)・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位(シュワウド外水位)に関する不確かさを取り扱う。シュワウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコーパス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始(シュワウド外水位)の低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順(原子炉減圧後速やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュワウド外水位が現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュワウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは、原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、燃料被覆管温度への影響は小さい。
	ECCS注水(給水系・代替注水設備含む)	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を一時的に下回るが、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータに与える時間（全交流動力電源喪失（TBP））

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	
	E C C S 注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高めに評価する傾向に、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの種の不確かさは小さく考えられる。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さく推定できている。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度を操作開始の時点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さく推定できている。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度を操作開始の時点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
						また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響はない。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。		
	気液界面の熱伝達	また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系(可搬型)に係る運転員等操作時間に与える影響はない。	また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。		
原子炉格納容器	スプレイ冷却	安全系モデル(格納容器スプレイ)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさは小さい。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	
	サブレーション・ブール冷却	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響（全交流動力電源喪失（T B P）（1/4））

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	評価項目となるパラメータと与える影響 最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータと与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6. 93MPa [gauge]	約 6. 77~6. 79MPa [gauge] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から +83 cm)	通常水位 (気水分離器下端から約 +83cm~約 +85 cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水により炉心は概ね冠水を維持するため、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水により炉心は概ね冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはなく、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
炉心流量	35. 6×10 ³ t/h	定格流量の 85~104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料（A型）	炉心中心部 装荷炉心毎	9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料のうち、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料のうち、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44. 0kW/m	約 40. 6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはない。燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度上昇は緩和されるが、原子炉水位は概ね燃料棒有効長頂部を下回る程度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度336Wd/t	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱より炉心水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順（格納容器に依って格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱より炉心水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響(全交流動力電源喪失(TBP))(2/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方		運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件	ドライウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)	ドライウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)		
格納容器容積(ドライウエル)	7,900m ³	7,900m ³ (設計値)	ドライウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)	ドライウエル内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
格納容器容積(サプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ (設計値)	サプレッション・チェンバ内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)	サプレッション・チェンバ内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値)	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa(ドライウエル・サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa(ドライウエル・サプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サプレッション・プール水位	3.61m(通常運転水位)	約3.59m~約3.63m(実績値)	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃~約35℃(実績値)	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が速くなり、格納容器サプレッションの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量が大きくなり、格納容器サプレッションに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器圧力	5 kPa [gauge]	約5 kPa [gauge] ~ 約7 kPa [gauge] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率(平均)は1時間あたり約18kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率(平均)は1時間あたり約18kPaであるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇量は約2 kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度(実績値)	通常運転時の格納容器温度として設定	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の温度	35℃	31℃以下(実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器サプレッションによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、間欠サプレッションの間隔に影響するが、サプレッションの間隔は格納容器圧力に依存していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器サプレッションによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、運転員等操作に変わりはない。格納容器圧力の最高値はおおむね格納容器サプレッション開始時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響(全交流動力電源喪失(TBP)) (3/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
外部水源の容量	7,000m ³	7,000m ³ 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽(西1/西2)の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇しないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	—
起因事象	外部電源喪失	—	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	—	すべての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定	—	—
	逃がし安全弁1個開固着	—	本事故シーケンスにおける前提条件	—	—
外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから、外部電源がある場合については考慮しない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響(全交流動力電源喪失(TBP)) (4/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間:1.05秒)	原子炉水位低(レベル3) (遅れ時間:1.05秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、現象進展は緩やかになり、原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
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 91m ³ /h(8.21~0.74MPa[gage]において)にて注水	原子炉水位低(レベル2)にて自動起動 91m ³ /h(8.21~0.74MPa[gage]において)にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa[gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁(逃がし弁機能)の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。
逃がし安全弁	閉固着した1個に加えて逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の5個を開することによる 原子炉急速減圧	閉固着した1個に加えて逃がし安全弁(自動減圧機能付き)の5個を開することによる 原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき、蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。
低圧原子炉代替注水系(可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	低圧原子炉代替注水系(可搬型)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響は大きくない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
格納容器代替スプレイ系(可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。
残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136m ³ /h(0.14MPa[diff]において) (最大1,193m ³ /h)にて注水	1,136m ³ /h(0.14MPa[diff]において) (最大1,193m ³ /h)にて注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であるため、運転員等操作時間に与える影響は大きくない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
残留熱除去系(格納容器冷却モード)及び残留熱除去系(サブレーション・ブール水冷却モード)	・原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW(サブレーション・ブール水温度52℃、海水温度30℃において)	・原子炉水位を原子炉水位高(レベル8)まで上昇させた後に1,218m ³ /hにて原子炉格納容器内にスプレイ ・伝熱容量は、熱交換器1基当たり約9MW(サブレーション・ブール水温度52℃、海水温度30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響は大きくない。	解析条件と最確条件は同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は大きくない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（T B P P））（2 / 3）

項目	解析条件（操作条件）の 不確かさ 条件設定の考 え方		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに与 える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作 開始時間	格納容器圧力 384kPa [gage]到達時					
格納容器 代替スプレ イ系(可搬 型)による 格納容器 冷却操作 条件		格納容器最高 使用圧力に 対する余裕を 考慮して設定	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 炉心損傷前の格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 384kPa [gage]）に到達するのは事象発生から約 21 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作は、現場での弁操作と可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は運転員及び緊急時対策要員（現場）が配置されているが、本操作は事象発生から約 21 時間後までに行う作業であり、格納容器代替スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は、格納容器圧力 384kPa [gage]到達を確認し、現場での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。本操作は事象発生から約 21 時間後までに行う作業であり、移動・操作・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】 現場にて緊急時対策要員（現場）が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、現場にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、緊急時対策要員（現場）に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場）の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い</p>	<p>運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [gage]到達時を設定的にしている。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作において、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 384kPa [gage]）に到達するのは、事象発生から約 21 時間後であり、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）の準備操作は、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実際の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は 853kPa [gage]であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力 384kPa [gage]到達時を設定的にしている。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作については、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作から、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等</p> <p>訓練実績等より、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による準備操作に要する時間は約 1 時間 41 分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（全交流動力電源喪失（TBP））（3/3）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生24時間後	本事故シナジェンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	訓練実績等より、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及びび中央制御室に現転員による受電前準備及びび受電操作を並行して実施し、約48分で常設代替交流電源設備からの受電が実施可能であることを確認した。
残熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及びび残熱（格納容器冷却系）による格納容器冷却操作	事象発生24時間30分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定	常設代替交流電源設備からの受電までの時間想定として、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残熱除去系による原子炉注水及びび格納容器冷却系（格納容器冷却モード）による格納容器冷却操作に要する時間を10分想定しているところ、訓練実績では、約7分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
残熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作	残熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器冷却開始後に、原子炉水位が低位（レベル3）に到達	格納容器除熱及び原子炉水位制御（レベル8）が継続的に可能な条件として設定	残熱除去系（低圧注水モード）運転操作までの時間は、事象発生から十分な時間余裕がある。	-	-	-	中央制御室における操作のため、シミュレータ（模擬操作含む。）にて訓練実績を取得。残熱除去系による格納容器冷却モードから低圧注水モードへの切替えに約3分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

減圧・注水開始操作の時間余裕について (全交流動力電源喪失 (T B P))

1. はじめに

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (T B P)」では、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注水を開始し、原子炉圧力の低下によって注水が停止する。その後、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の起動準備が完了した後、事象発生 of 2 時間 20 分後に逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の手動操作による原子炉減圧を実施する。

ここでは、実際の運転員操作を考慮した場合の減圧・注水開始操作の時間余裕を評価した。

2. 評価条件

逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の手動操作による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) は、事象発生 of 3 時間 5 分後 (45 分遅れ) 及び事象発生 of 3 時間 10 分後 (50 分遅れ) に実施する場合を評価する。なお、その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

3. 評価結果

逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の手動による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) が 45 分遅れた場合 (事象発生 of 3 時間 5 分後に減圧を実施) 及び 50 分遅れた場合 (事象発生 of 3 時間 10 分後に減圧を実施) の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド内外水位)、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図 1 から図 8 に、燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (時間遅れ 45 分及び 50 分) を図 9 に示す。また、原子炉注水が 45 分遅れた場合と 50 分遅れた場合の評価結果のまとめを表 1 に示す。

45 分遅れの場合では、燃料被覆管温度及び酸化量は評価項目を満足し、燃料被覆管の破裂も発生していないが、50 分遅れの場合では燃料被覆管の破損が発生している。以上より、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の手動による原子炉減圧操作 (低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作) は、少なくとも 45 分程度の時間余裕があることを確認した。

なお、解析では、原子炉隔離時冷却系の運転継続の不確かさを踏まえ、原子炉圧力が設計圧力 (0.74MPa (gage)) まで低下した時点で原子炉隔離時冷却系を停止し再起動はしない条件としているが、実際の手順では、原子炉隔離時冷却系の停止以降においても、原子炉圧力が設計圧力 (0.74MPa (gage)) まで再上昇した場合には、原子炉隔離時冷却系を再起動し原子炉水位を回復させる手順としている。このため、再起動を行った場合及び設計値よりも低い圧力まで原子炉隔離時冷却系の運転継続が可能である場合には原子炉水位の回復が見込めることから、余裕時間は上記評価結果の 45 分よりも長くなるものと考えられる。

表1 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

解析上の操作開始時間からの遅れ時間	燃料被覆管の最高温度	燃料被覆管酸化量	燃料被覆管の破裂有無
45分 (事象発生3時間5分後に原子炉急速減圧開始)	約805℃ (高出力燃料集合体)	約1%	無
50分 (事象発生3時間10分後に原子炉急速減圧開始)	約984℃ (高出力燃料集合体)	約4%	有

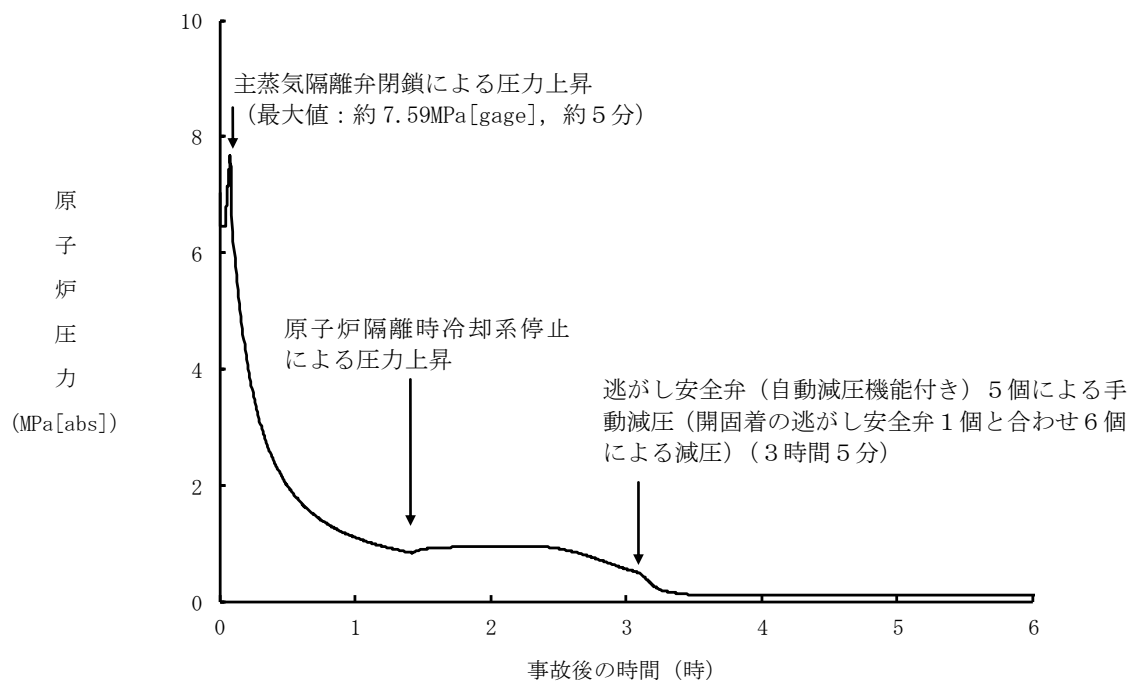


図1 操作 45 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

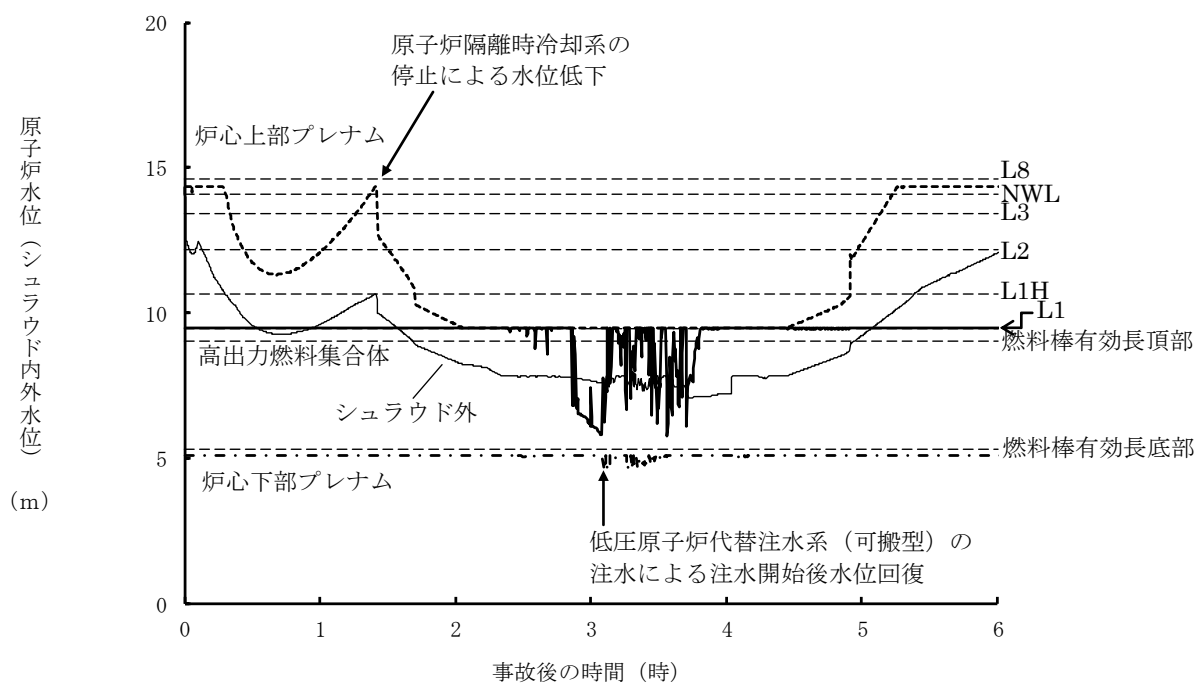


図2 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

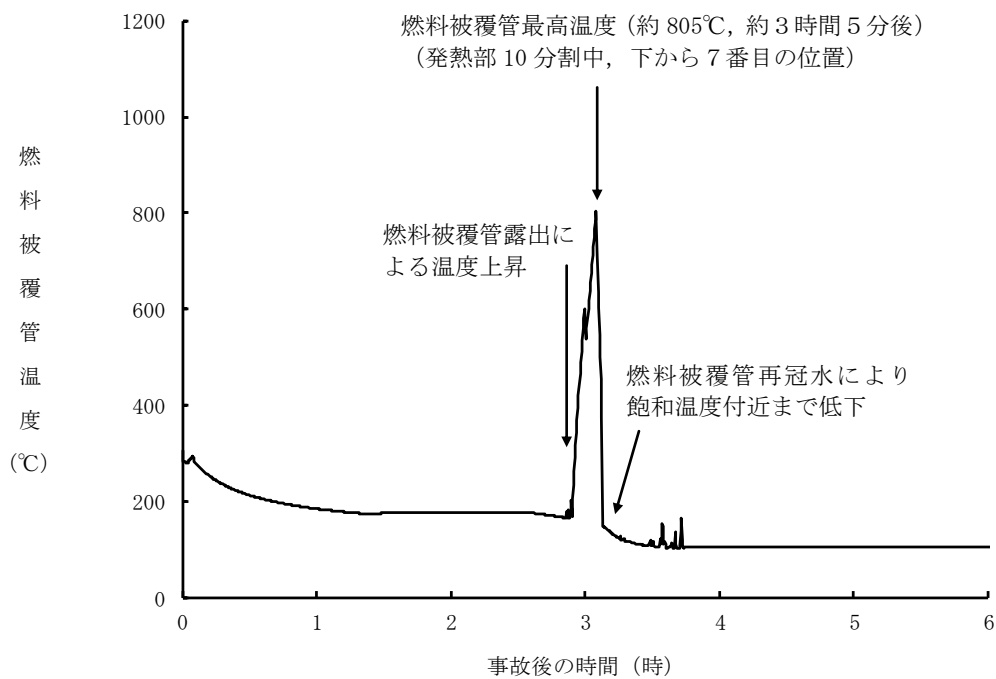


図 3 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

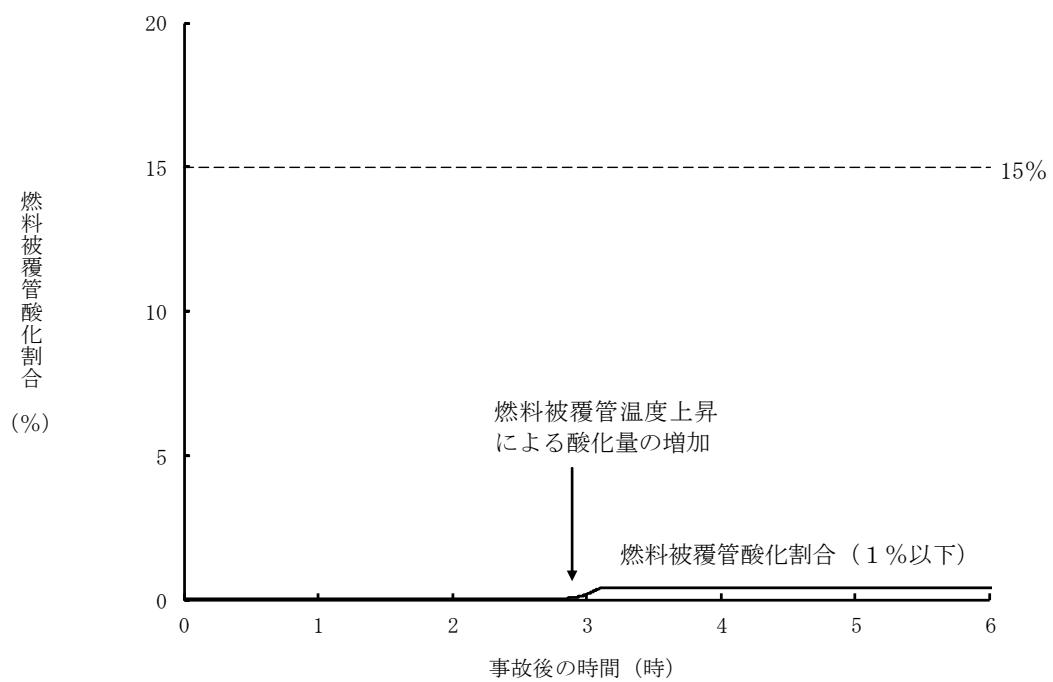


図 4 操作開始時間 45 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

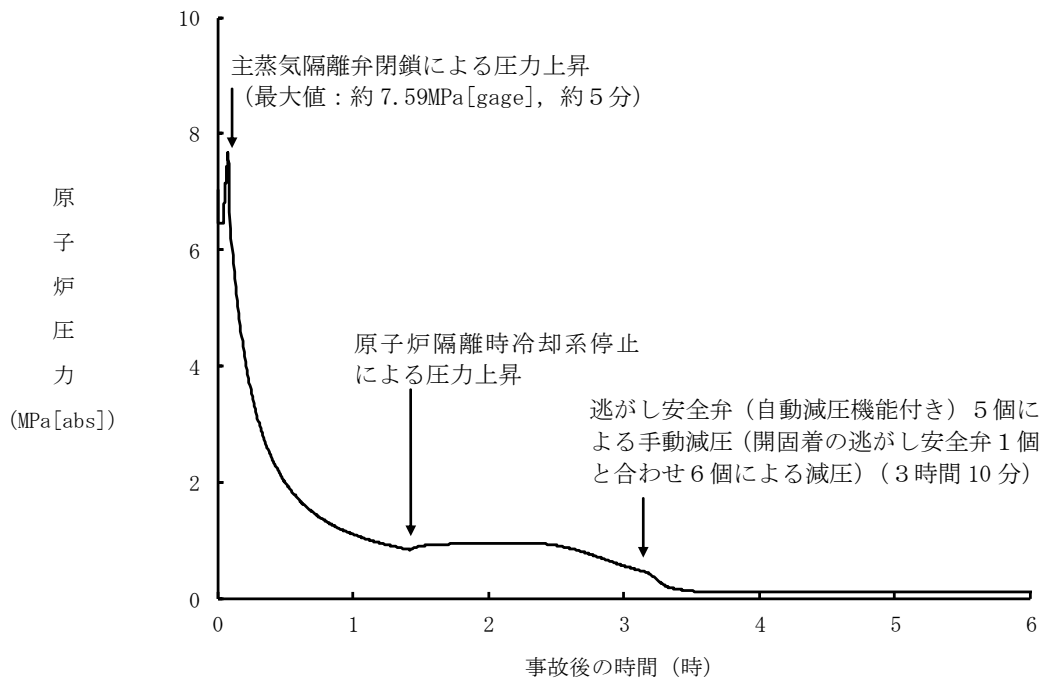


図5 操作50分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移

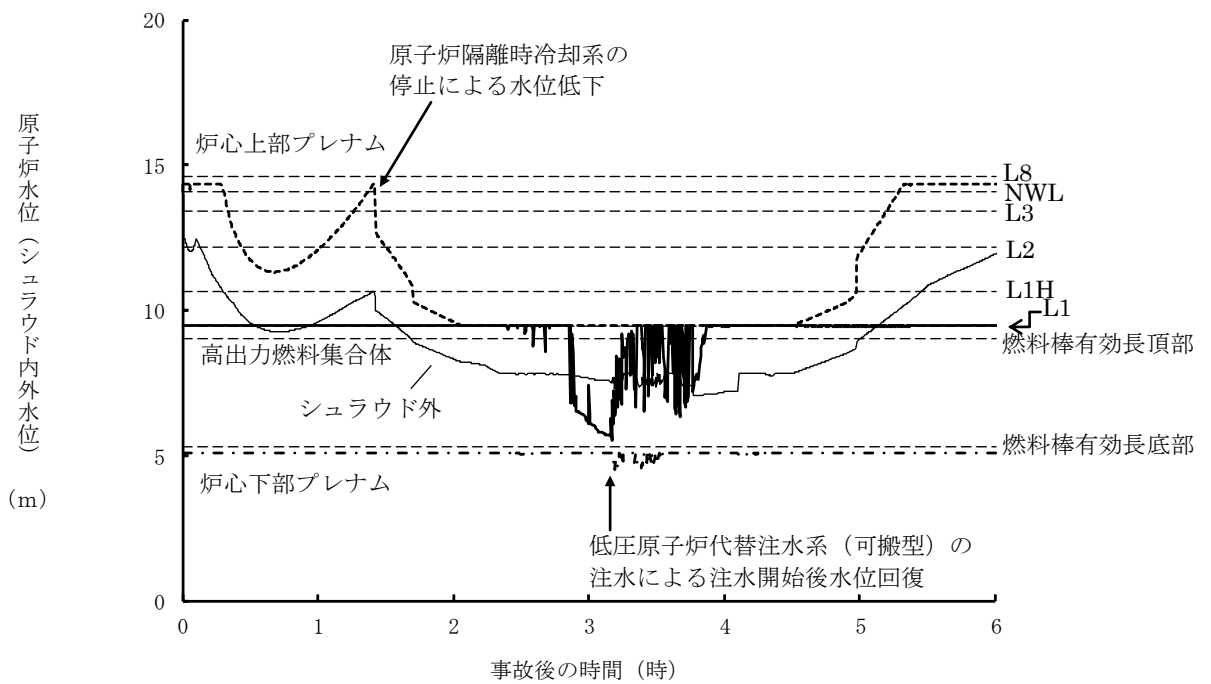


図6 操作開始時間50分遅れのケースにおける原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

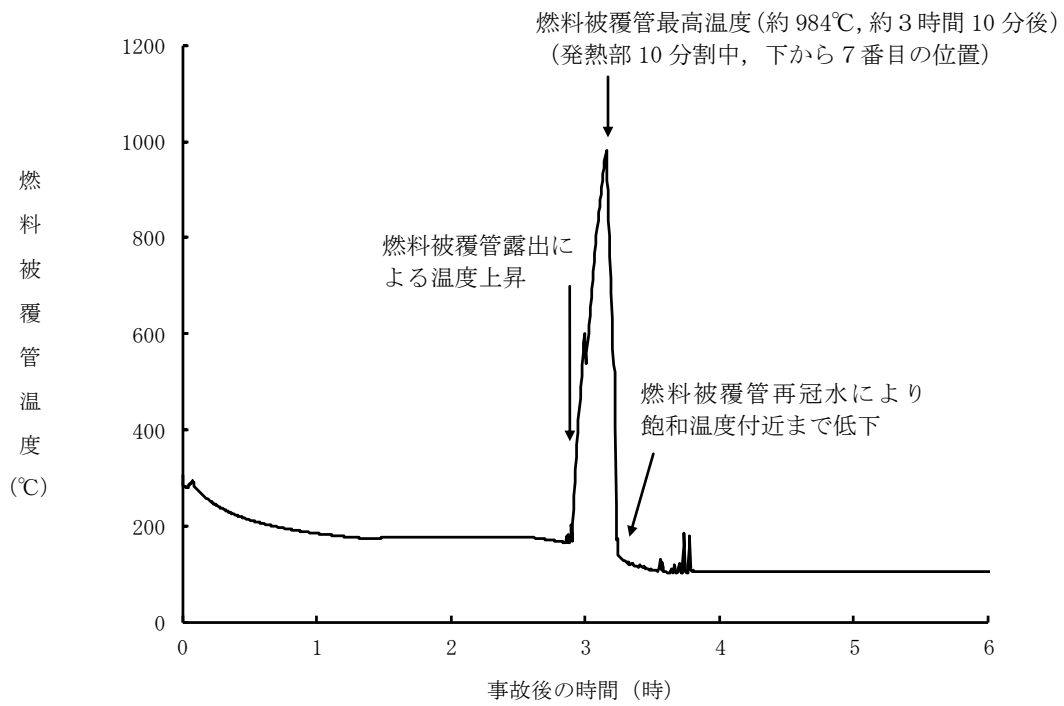


図 7 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移

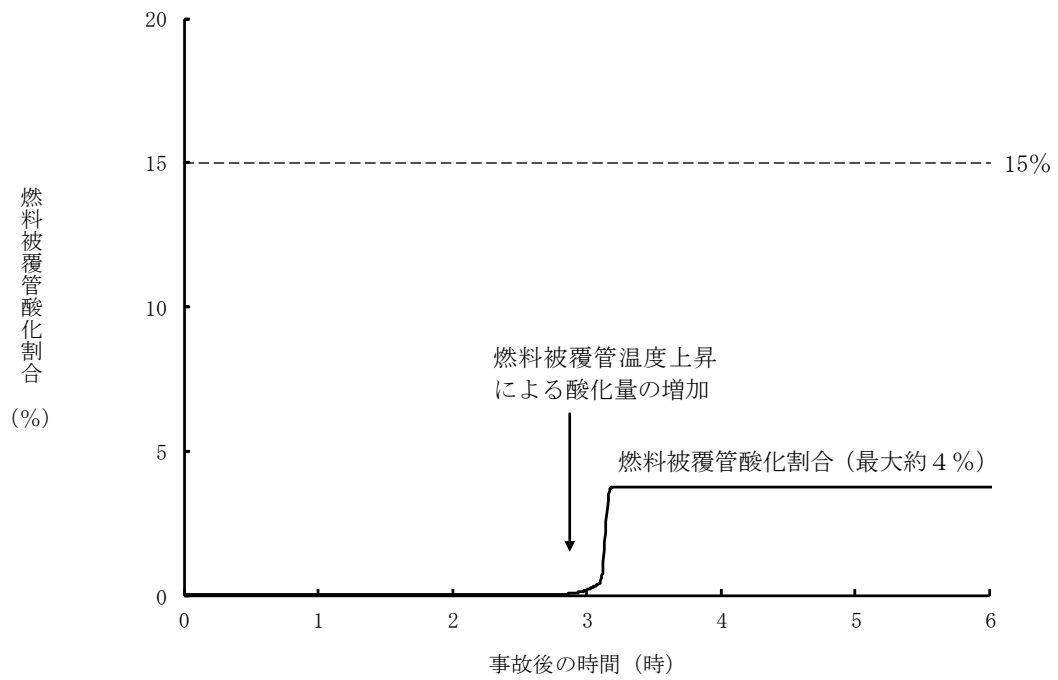


図 8 操作開始時間 50 分遅れのケースにおける燃料被覆管酸化量の推移

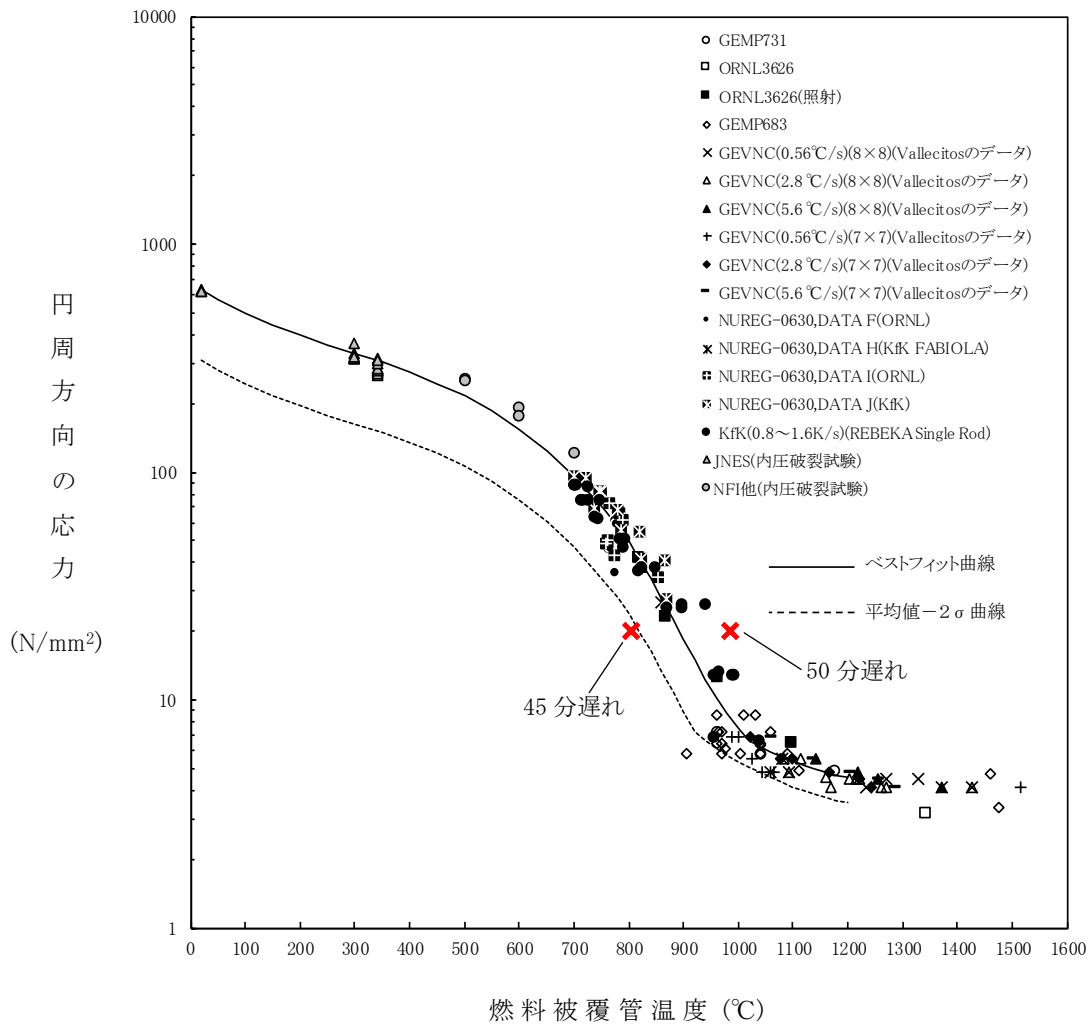


図9 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (操作遅れ時間 45 分及び 50 分)

7日間における水源の対応について（全交流動力電源喪失（TBP））

○水源

輪谷貯水槽（西1／西2）※：約7,000m³（約3,500m³×2）

※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水

事象発生2時間20分後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで定格流量で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイス

事象発生21時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/hで間欠運転を実施。

○時間評価

事象発生1.4時間後まではサプレッション・チェンバのプール水を水源として原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、輪谷貯水槽（西1／西2）水量は減少しない。事象発生2時間20分後から低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水、事象発生21時間後から格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイスを実施する。水源はいずれも輪谷貯水槽（西1／西2）であり、枯渇することなく安定して冷却が可能である。また、事象発生24時間30分後から残留熱除去系の運転を開始し、以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から輪谷貯水槽（西1／西2）が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約1,000m³必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

$$(70\text{m}^3/\text{h} \times 1\text{h}) + (35\text{m}^3/\text{h} \times 1.8\text{h}) + (32\text{m}^3/\text{h} \times 5\text{h}) + (28\text{m}^3/\text{h} \times 10\text{h}) + (25\text{m}^3/\text{h} \times 4\text{h}) + 245\text{m}^3 \approx 1,000\text{m}^3$$

7日間における燃料の対応について
(全交流動力電源喪失 (T B P))

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

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 11m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
(全交流電源喪失 (T B P))

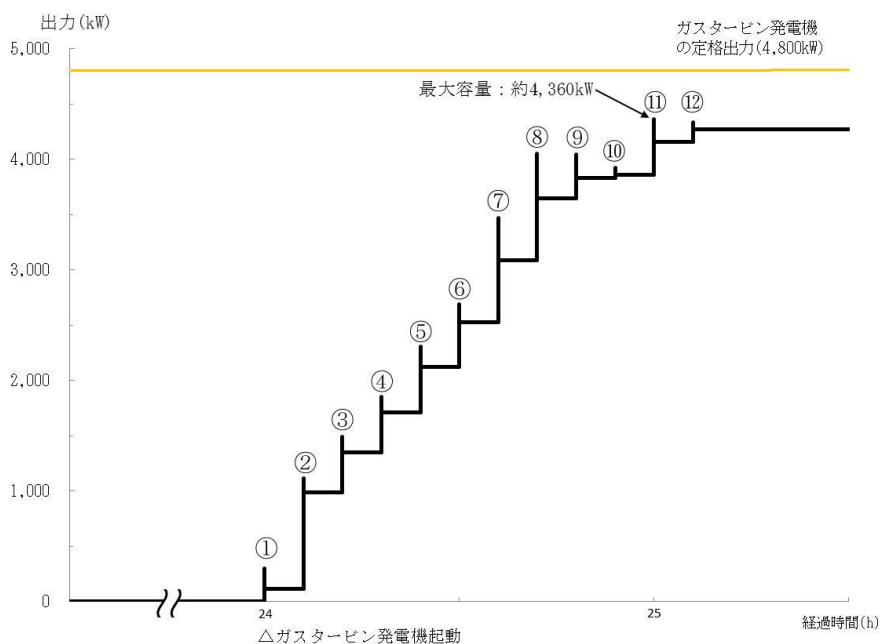
主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他 (自動投入負荷)	約 877	約 1,116	約 988
③	B-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,489	約 1,348
④	D-原子炉補機冷却水ポンプ	約 360	約 1,849	約 1,708
⑤	B-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,303	約 2,118
⑥	D-原子炉補機海水ポンプ	約 410	約 2,689	約 2,528
⑦	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 3,471	約 3,088
⑧	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 4,052	約 3,648
⑨	B-中央制御室送風機	約 180	約 4,043	約 3,828
⑩	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 3,920	約 3,858
⑪	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 4,360	約 4,158
⑫	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 4,333	約 4,268

※電源復旧後起動が想定される機器



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

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」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」、⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑬「冷却材喪失（小破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑭「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑮「冷却材喪失（中破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑯「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑰「冷却材喪失（大破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」、⑱「冷却材喪失（大破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」、⑲「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗」、⑳「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が上昇することから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、取水機能の喪失を想定することから、併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで、対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から、外部電源の喪失を設定し、全交流動力電源喪失が生じるものとした。

本事故シーケンスグループは、取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ、常設代替交流電源設備によ

る給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了したところで、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。

また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1-1(1)図及び第2.4.1.1-1(2)図に、手順の概要を第2.4.1.1-2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操作手順の関係を第2.4.1.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計31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、当直長1名、当直副長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5名、緊急時対策要員（現場）は19名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、31名で対処可能である。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより、非常用高圧母線（6.9kV）が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、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、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去ポンプを手動起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（C-RHR注水弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）である。

e. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

f. 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

原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転を開始する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度（SA）等である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

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

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原

子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定)を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象+崩壊熱除去失敗」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ことから、本評価では、より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し、取水機能喪失に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、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a) 事象の進展に対する影響

外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b) 重大事故等対策に対する影響

本解析においては、取水機能の喪失を仮定しており、非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって、外部電源なしを仮

定することにより，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し， $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で注水するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個）を使用するものとし，容量として，1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 残留熱除去系（低圧注水モード）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に， $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ において）（最大 $1,193\text{m}^3/\text{h}$ ）にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e) 原子炉補機代替冷却系

伝熱容量は，事象発生後8時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（サブプレッション・プール水温度 100°C ，海水温度 30°C において）とする。

(f) 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器1基あたり事象発生後8時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（サブプレッション・プール水温度 100°C ，海水温度 30°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

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，原子炉補機代替冷却系起動後に実施する残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後，サブプレッション・プール水温度が 100°C に到達する事象発生から8時間後に開始する。

(b) 原子炉補機代替冷却系運転操作は，事象発生から8時間後に開始する。

(c) 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は，原子炉補機代替冷却系起動後の事象発生から8時間後に開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）*，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2-1(1)図から第2.4.1.2-1(6)図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2-1(7)図から第2.4.1.2-1(9)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移

を第2.4.1.2-1(10)図から第2.4.1.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、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、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a. 事象進展

取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台すべてがトリップする。

事象発生から20分経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、事象発生から8時間経過した時点で、原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開することで実施する。

原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが、燃料棒有効長頂部は下回らず、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心の冠水は維持される。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により上昇する。その後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、事象発生から8時間経過した時点での原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.4.1.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）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1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.4.1.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.59MPa[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、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧

力及び温度は徐々に上昇するが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、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132kPa[gage]及び約117°Cに抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.4.1.2-1(2)図に示すとおり、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水維持し、炉心の冷却が維持される。その後は、8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料2.4.1.1)

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では、炉心冷却には成功するが、取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは炉心が冠水維持する場合は燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）にわりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十

数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいこと、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.4.1.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.1.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.4.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中

で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.4.1.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、炉心部の冠水は維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定してい

る崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.4.1.2）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の残留熱除去系の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は、運転員等操作時間に与える影響として、

実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始については、初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（8時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については、原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は、事象発生から8時間あり、準備時間が確保できることから、実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また、本操作が解析上の設定より遅れ、格納容器圧力が上昇した場合においても、格納容器代替スプレイの実施基準である 384kPa[gage]に至るまでの時間は、同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」において事象発生から約19時間後であり、約11時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.4.1.2）

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり31名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については，サプレッション・チェンバのプール水を水源として循環することから，水源が枯渇することはないため，7日間の運転継続実施が可能である。

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており，この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について，7日間の運転継続が可能である。

原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，7日間の運転継続に約53m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており，この使用が可能であることから原子炉補機代替冷却系の運転について，7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.1.3)

c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約2,948kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，緊急時対策所用発電機についても，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料2.4.1.4)

2.4.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して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（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉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（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

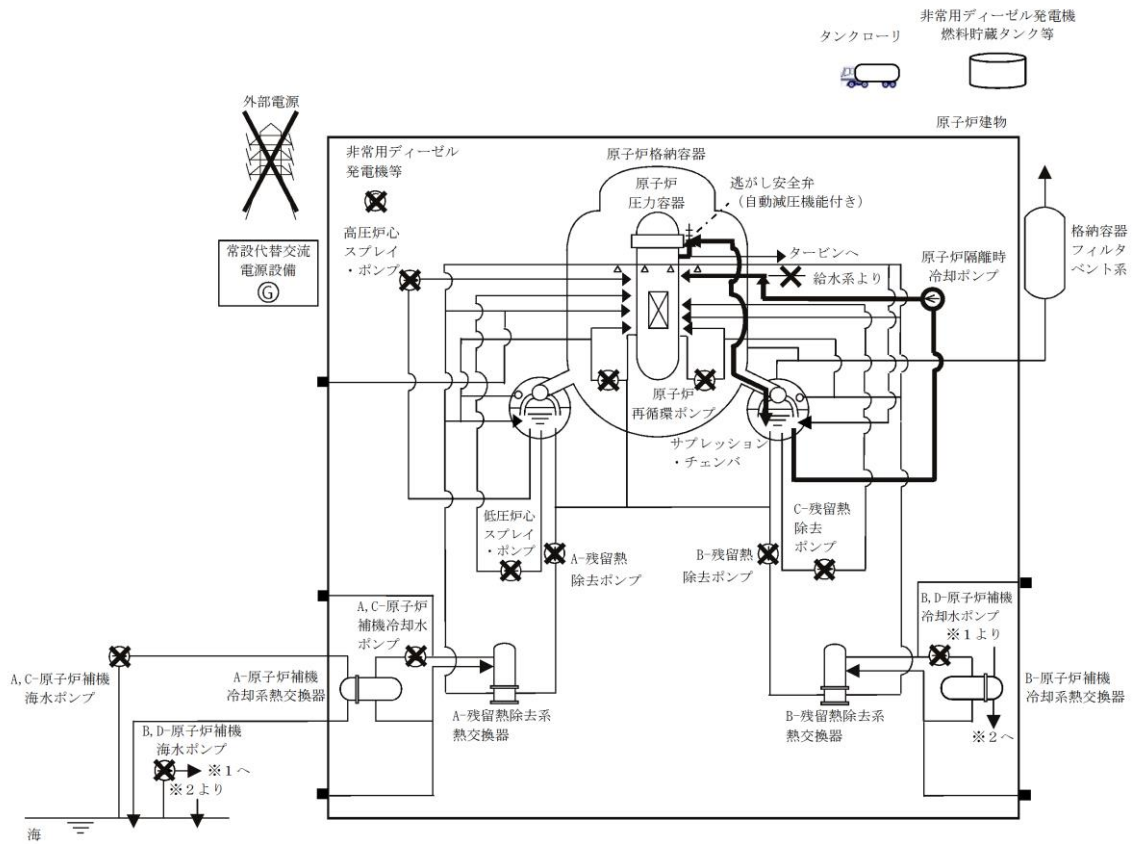
上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

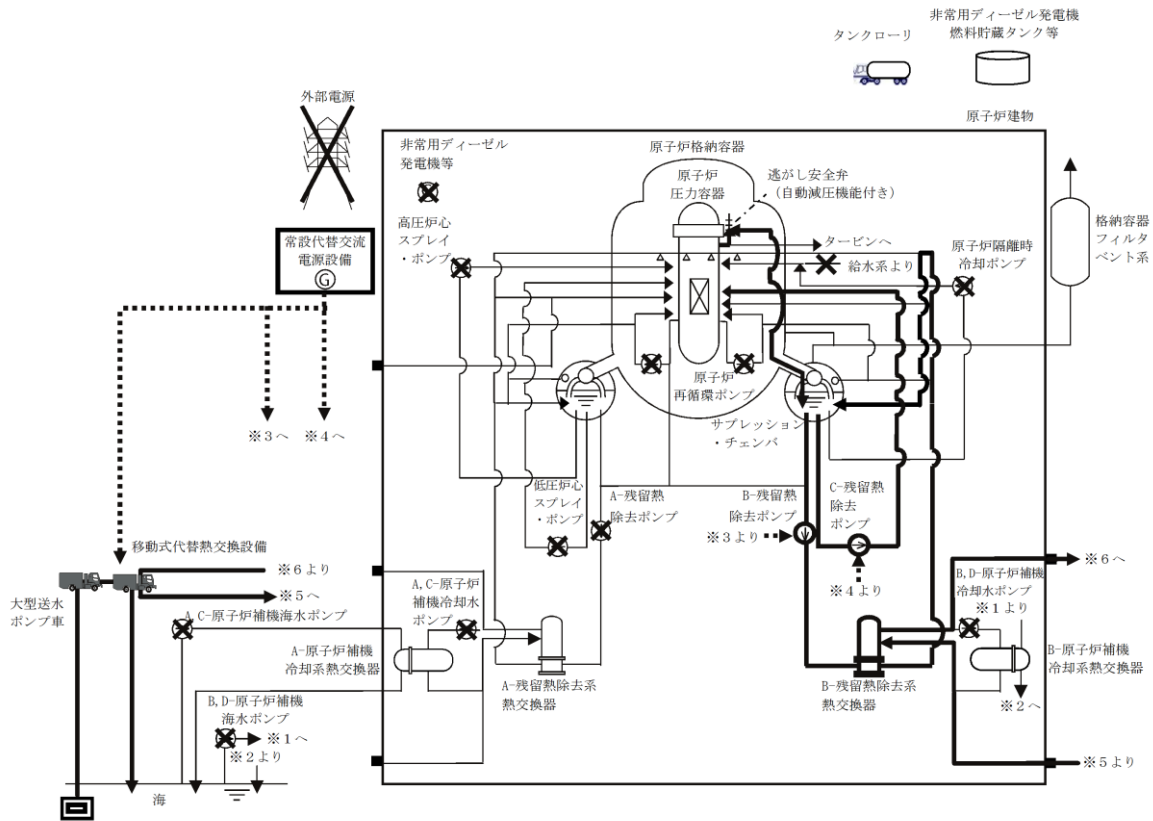
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

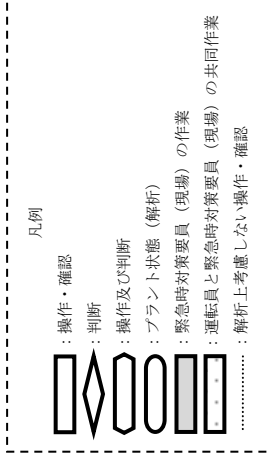
以上のことから、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。



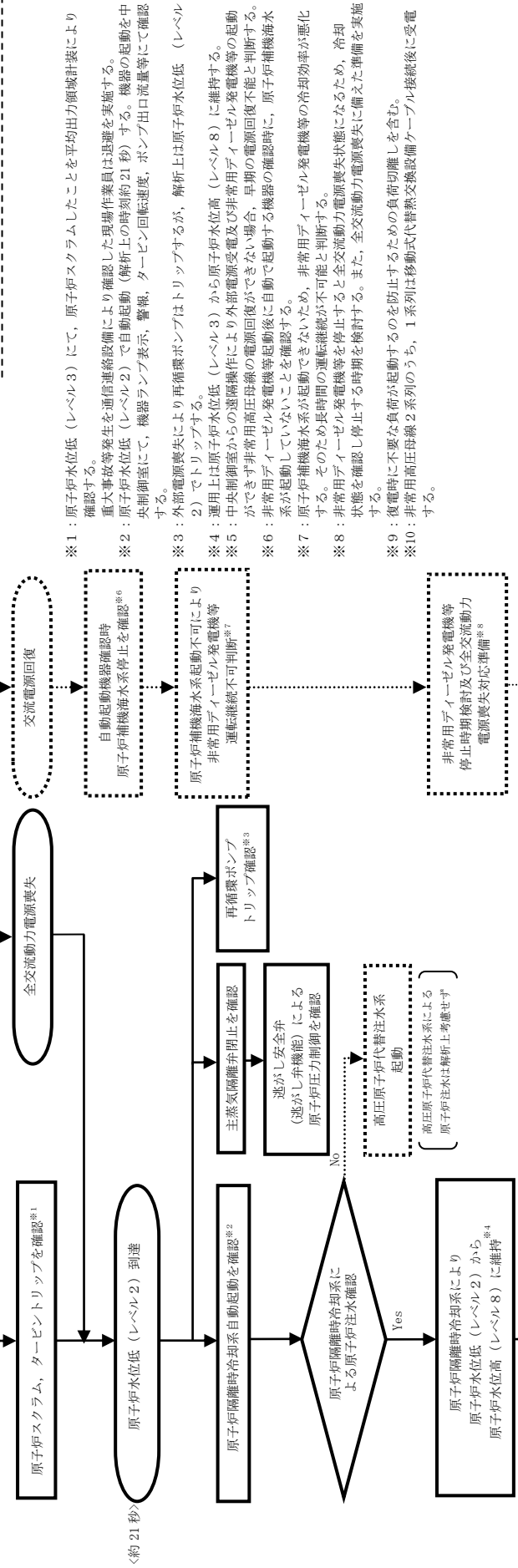
第 2. 4. 1. 1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」 の
 重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び原子炉急速減圧)



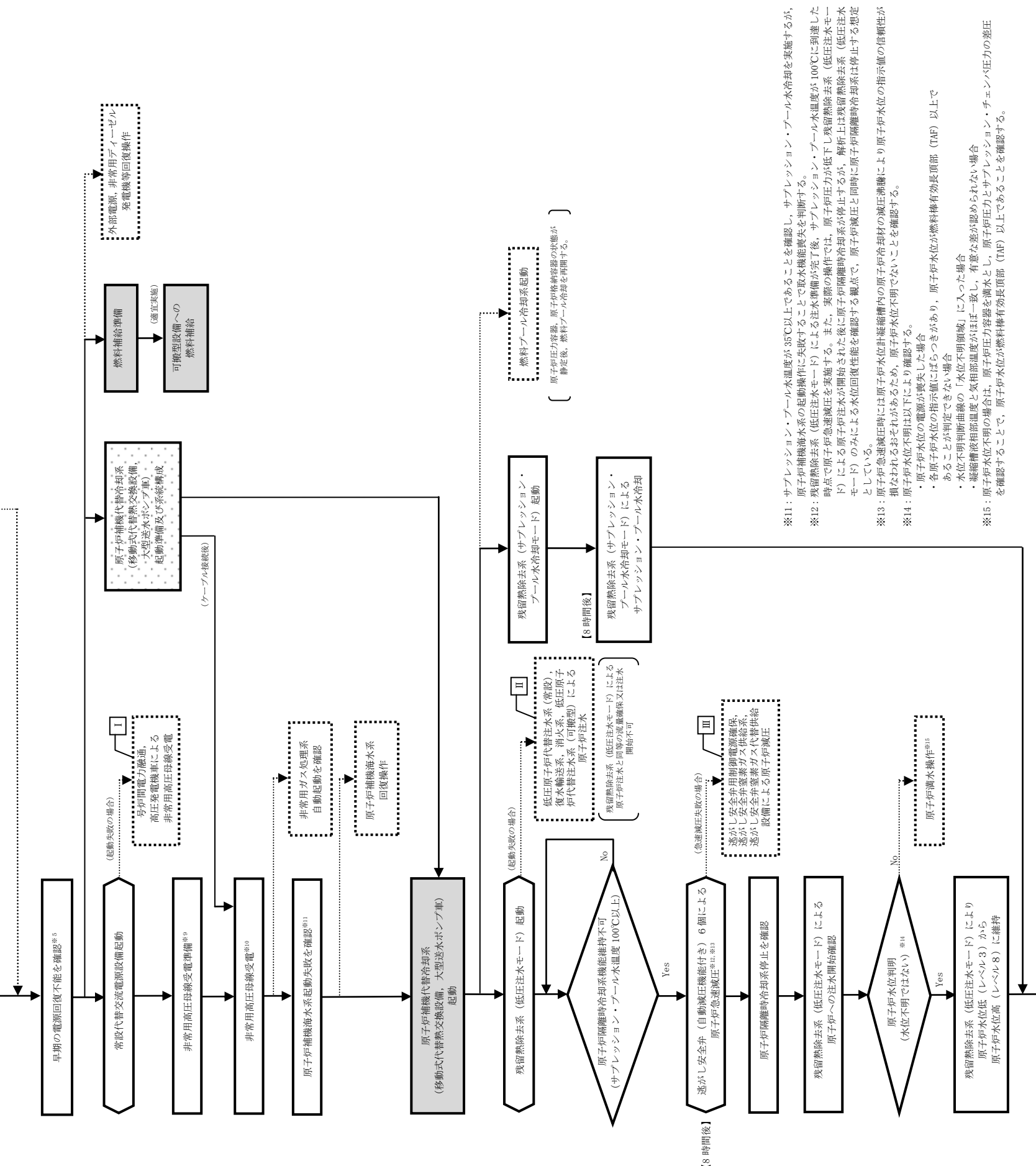
第 2.4.1.1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



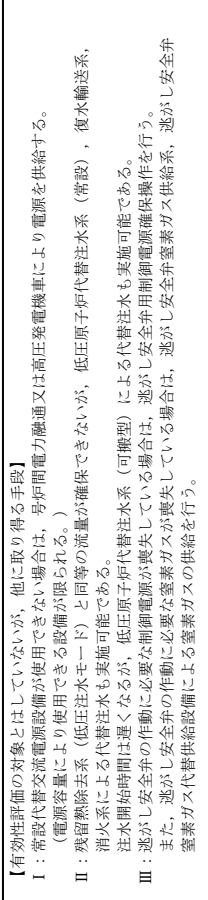
【 1 】：時刻 (解折条件)
 < >：時刻 (解折結果)
 [0 秒]



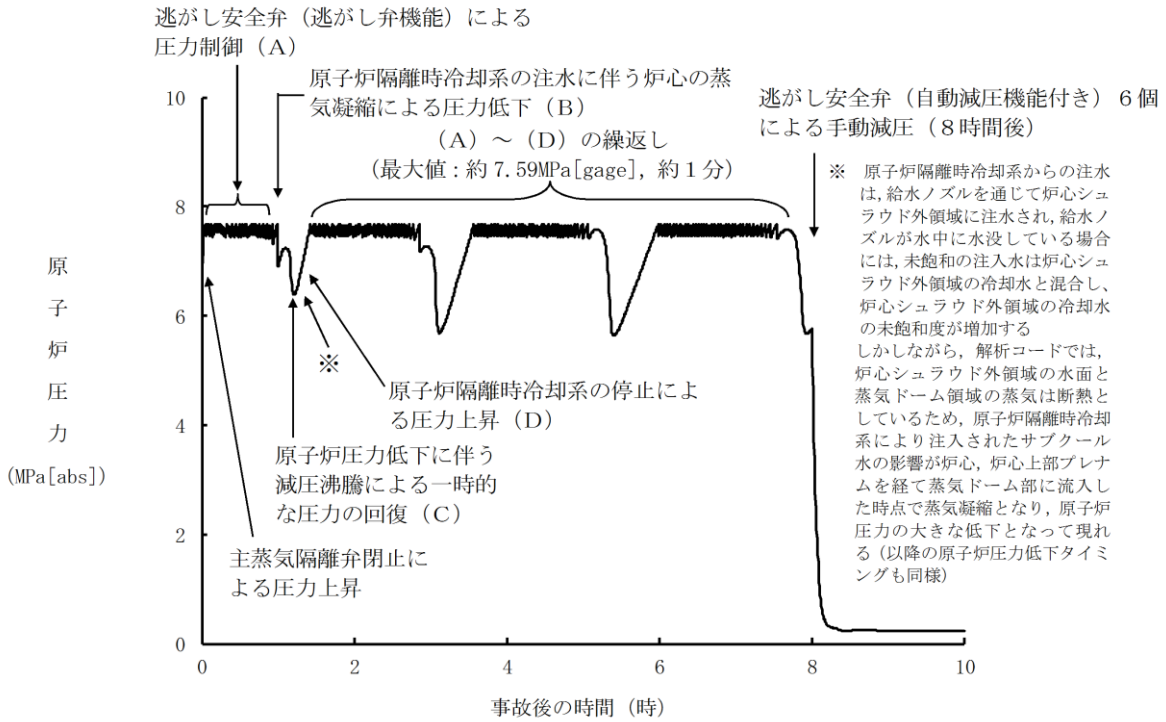
- ※1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計表により確認する。
- ※2：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解折上の時刻約 21 秒) する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3：外部電源喪失により再循環ポンプがトリップするが、解折上は原子炉水位低 (レベル2) でトリップする。
- ※4：運用上は原子炉水位高 (レベル8) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※6：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に、原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
- ※7：原子炉補機海水系が起動できないため、非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
- ※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため、冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また、全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
- ※9：復電時に不運な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
- ※10：非常用高圧母線 2 系列のうち、1 系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。



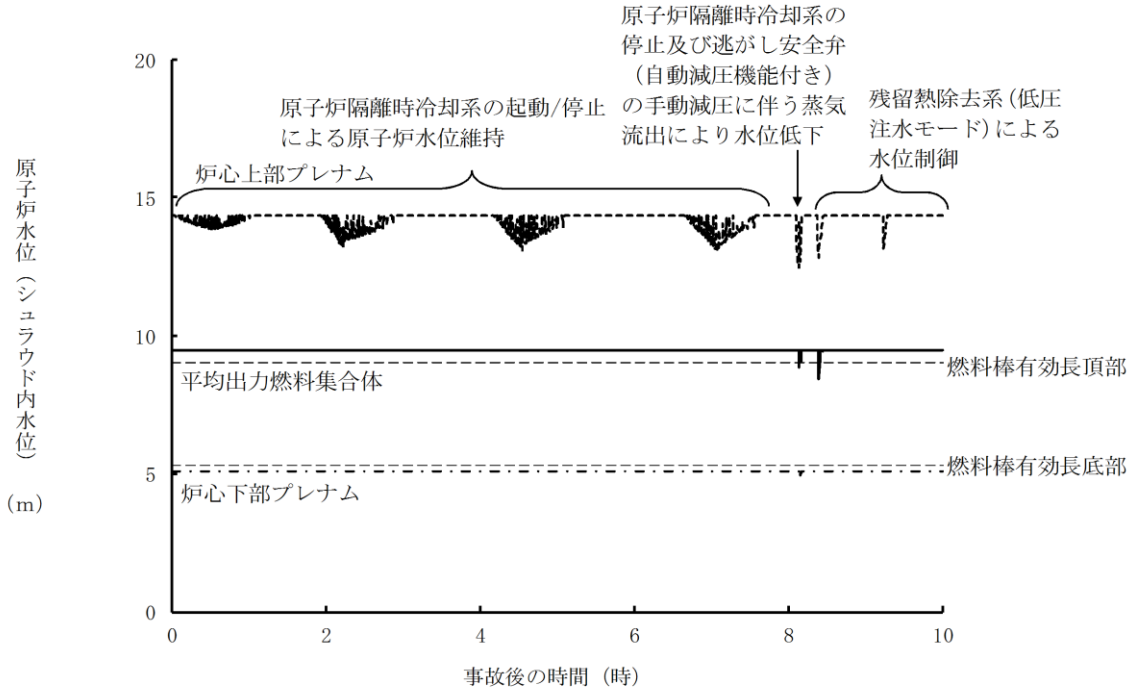
- ※11：原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) に維持する。
- ※12：残留熱除去系 (サブプレッション・プールの水冷却モード) による原子炉注水を開始するが、解折上は残留熱除去系 (低圧注水モード) のみによる水位回復性能を確認する観点で、原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※13：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
- ※14：原子炉水位不明の場合、原子炉水位が燃料棒が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。
- ※15：原子炉水位不明の場合、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上であることを確認する。



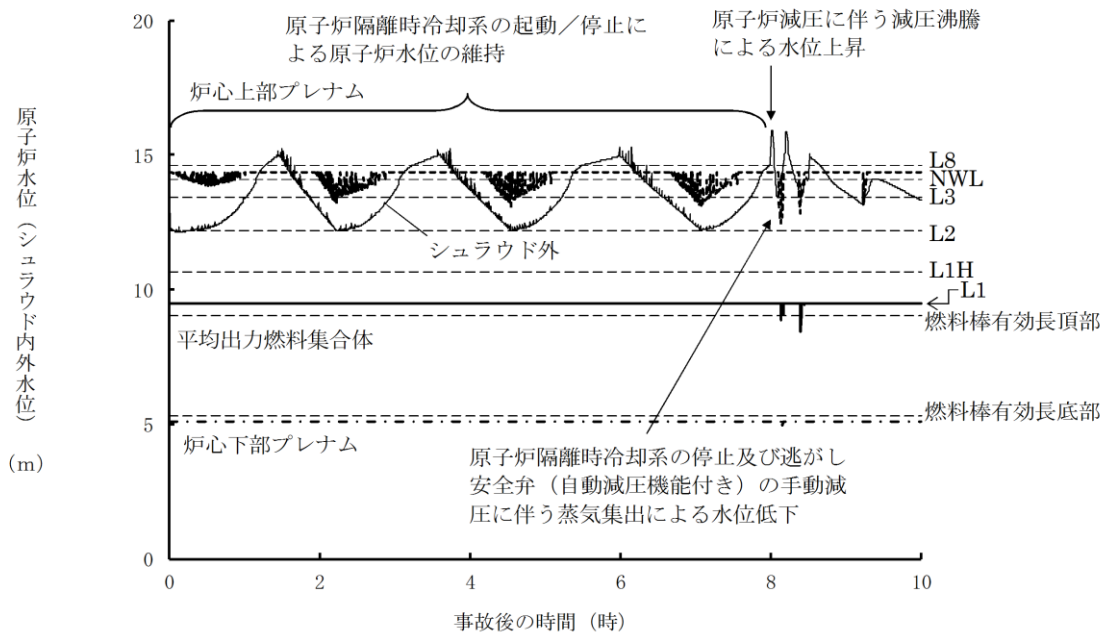
第 2.4.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)」 の対応手順の概要



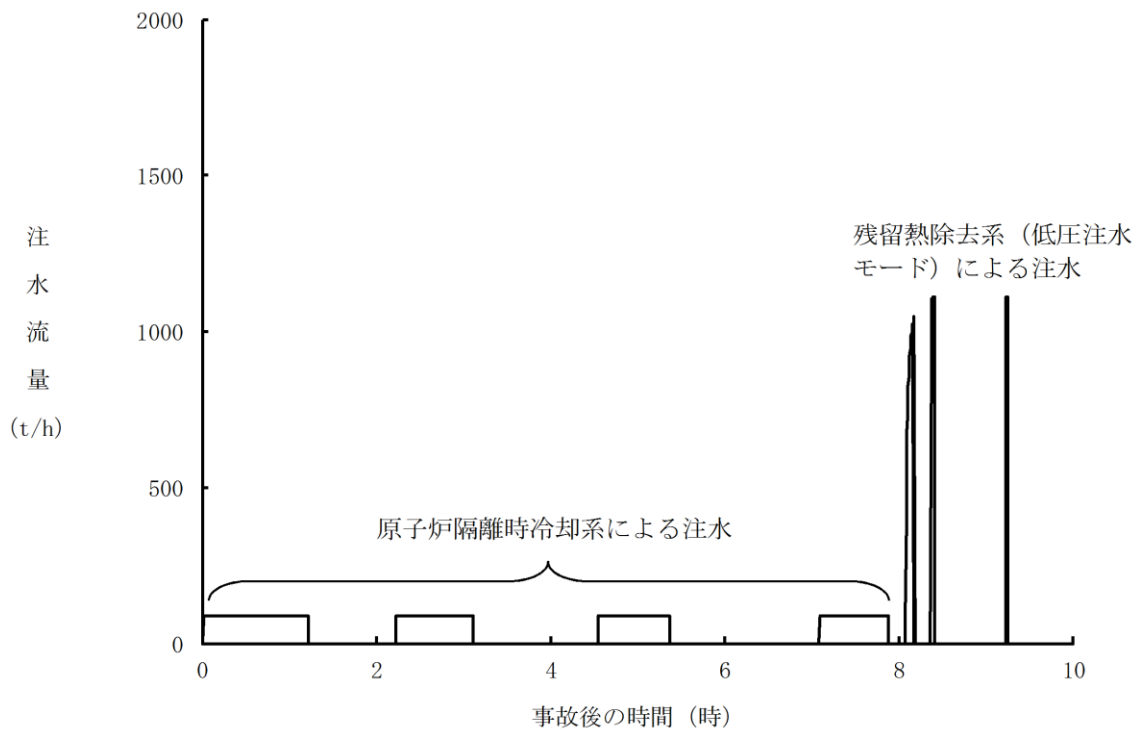
第 2.4.1.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



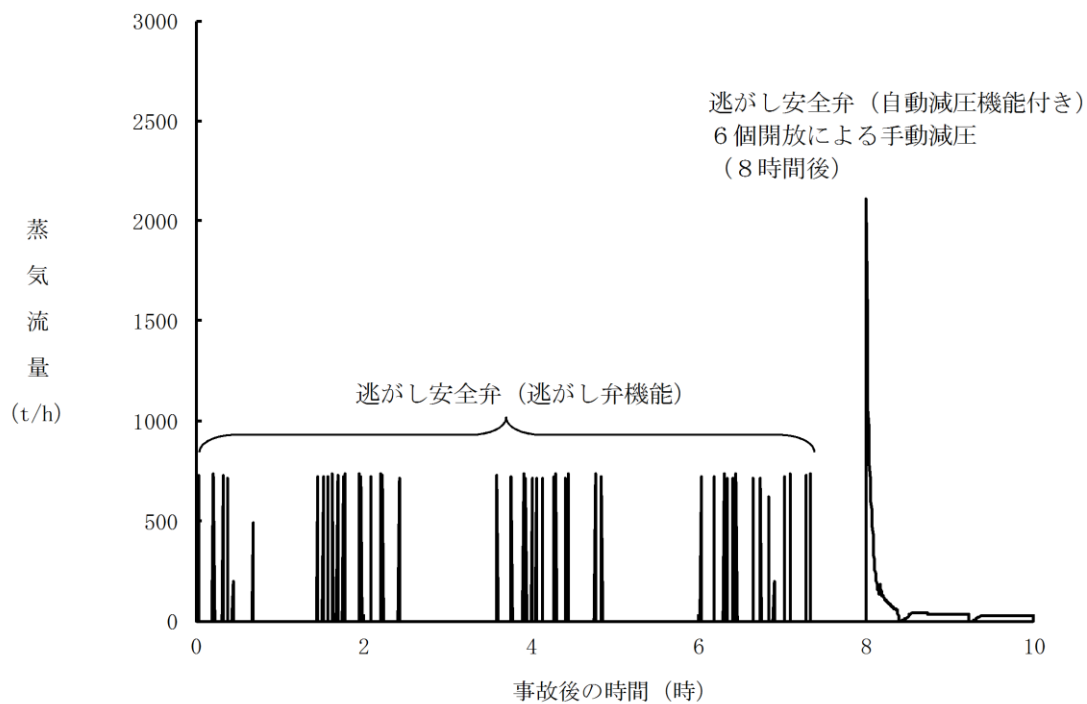
第 2.4.1.2-1(2) 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



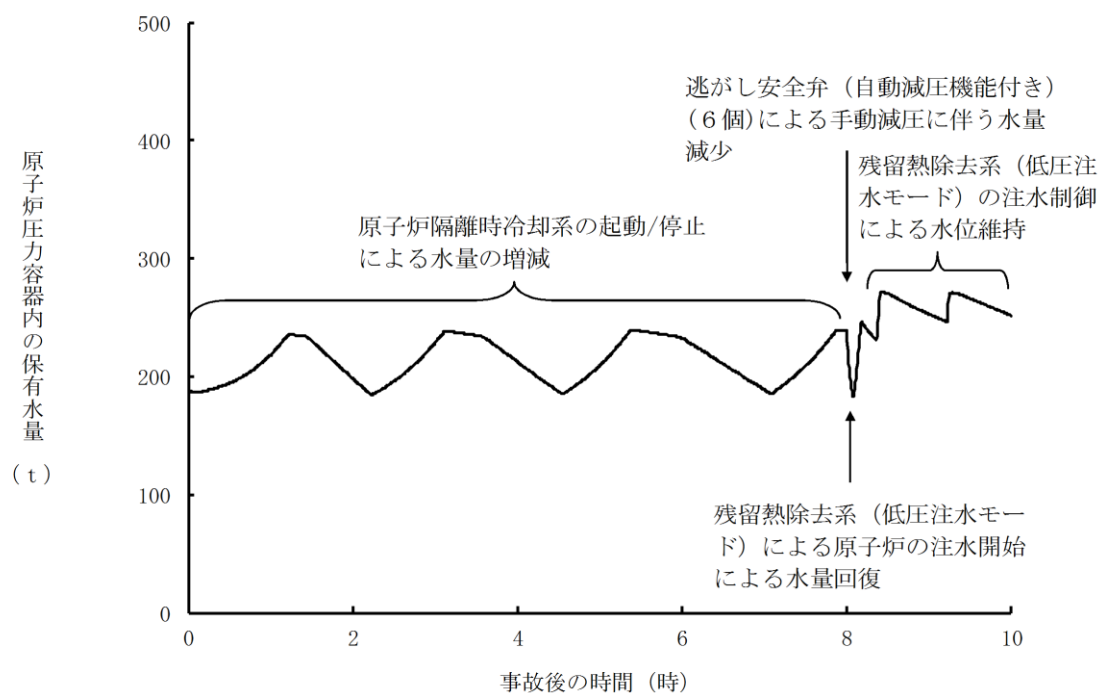
第 2.4.1.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



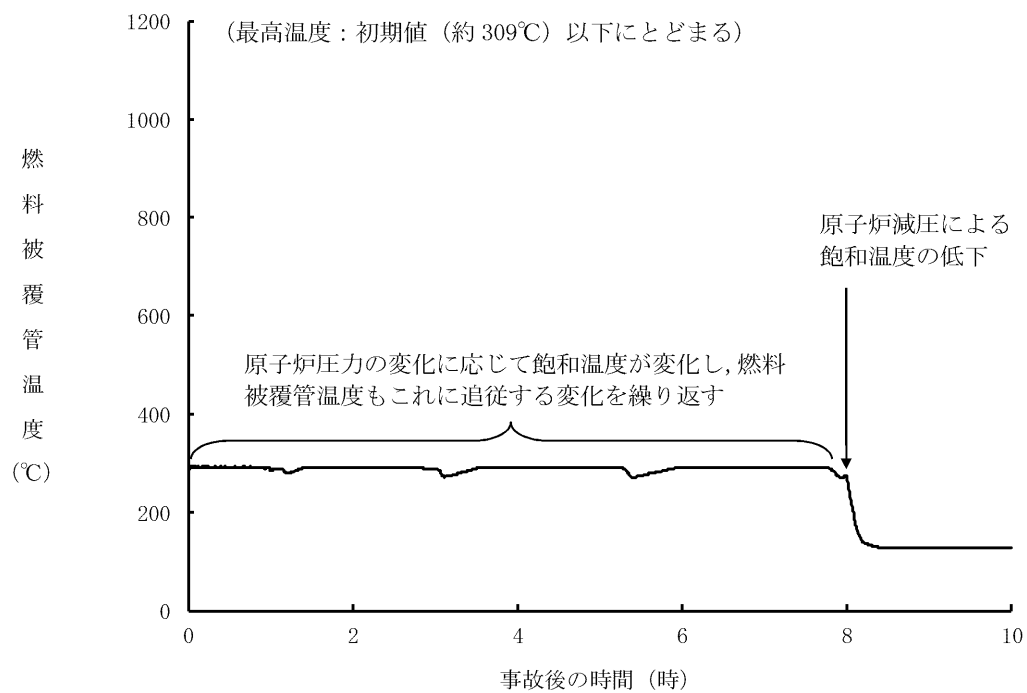
第 2.4.1.2-1(4) 図 注水流量の推移



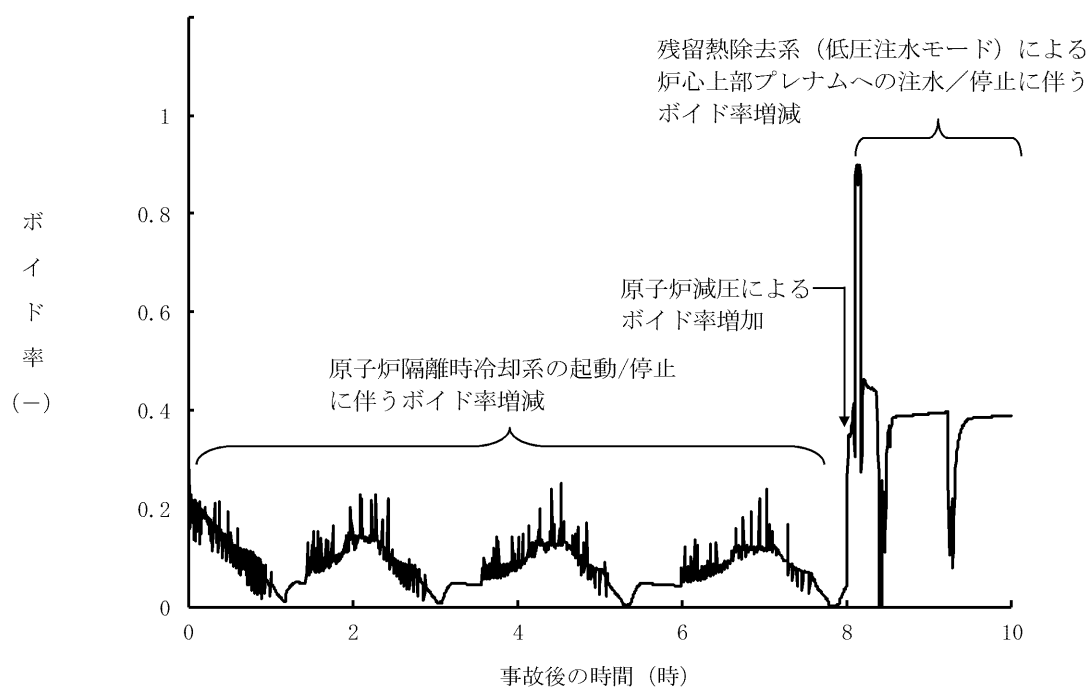
第 2. 4. 1. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



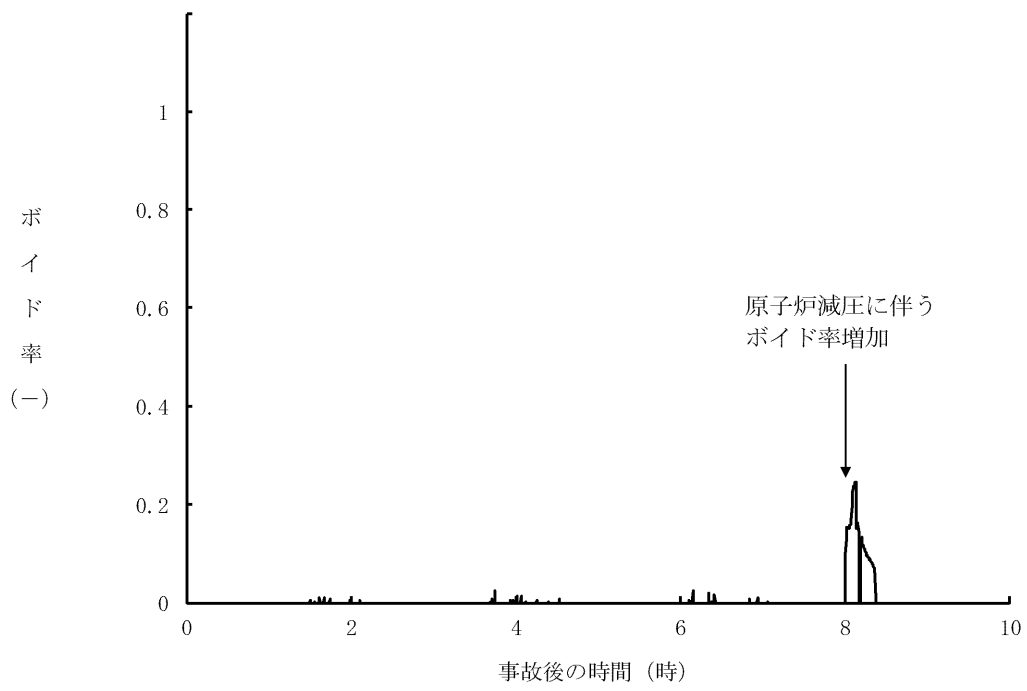
第 2. 4. 1. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



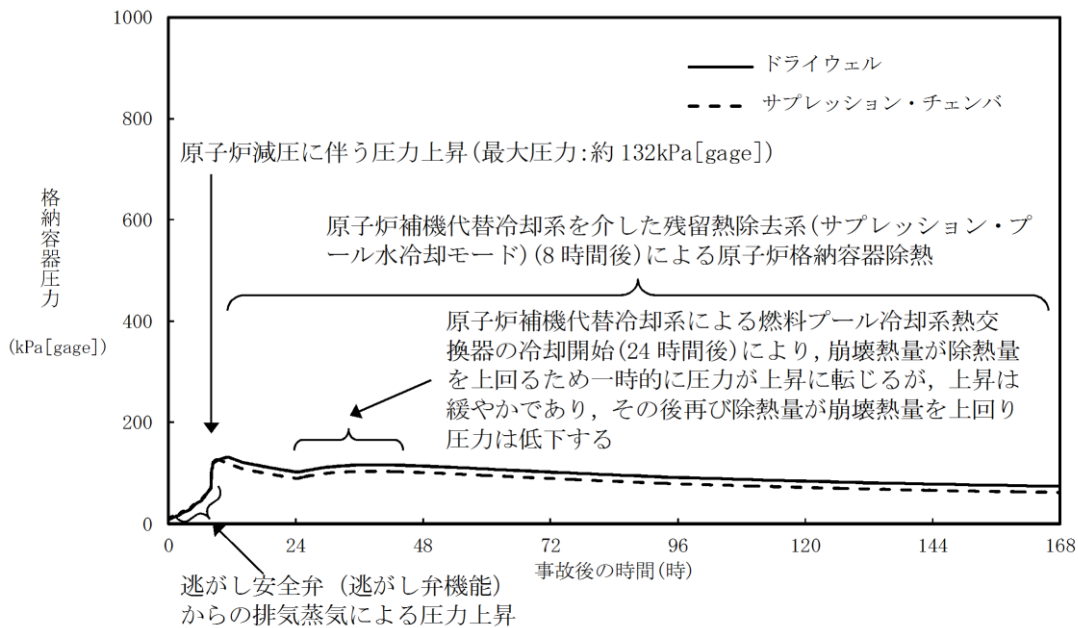
第 2.4.1.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



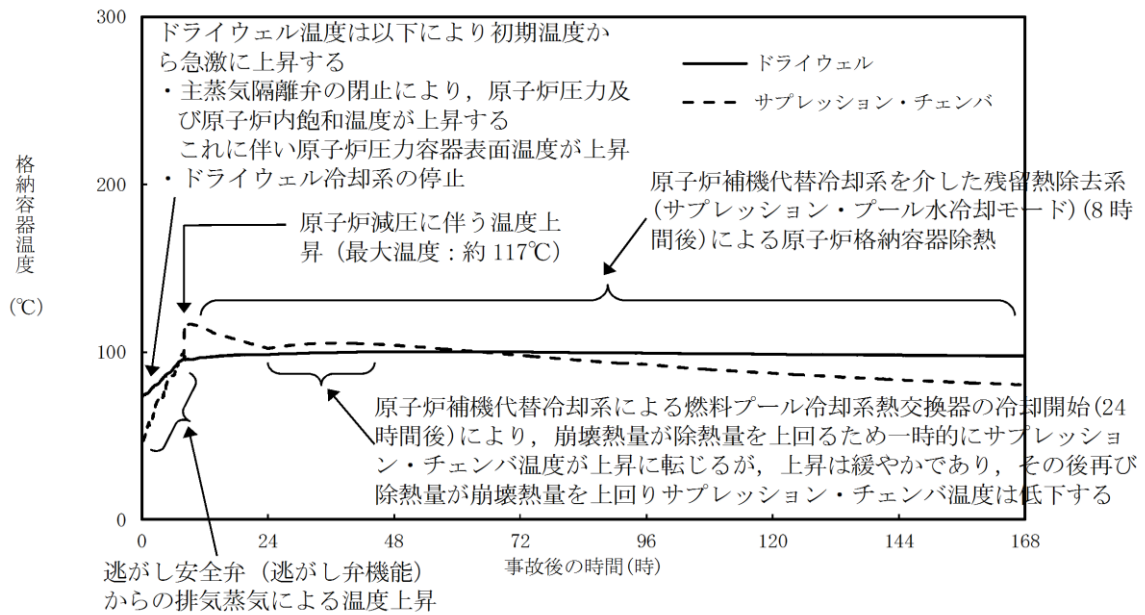
第 2.4.1.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



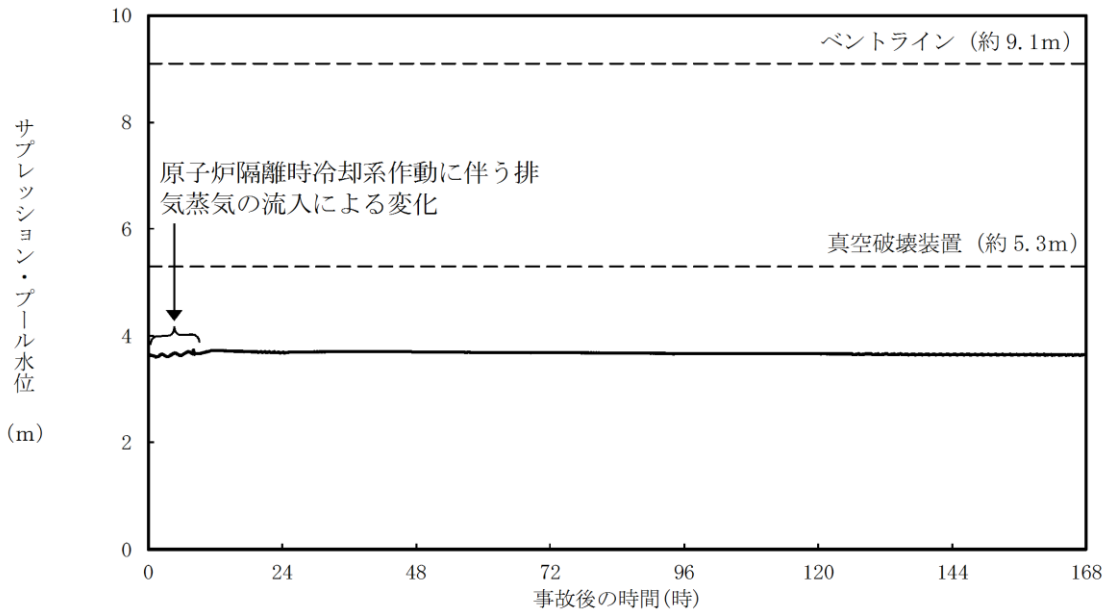
第 2. 4. 1. 2-1(9) 図 炉心下部プレナムのボイド率の推移



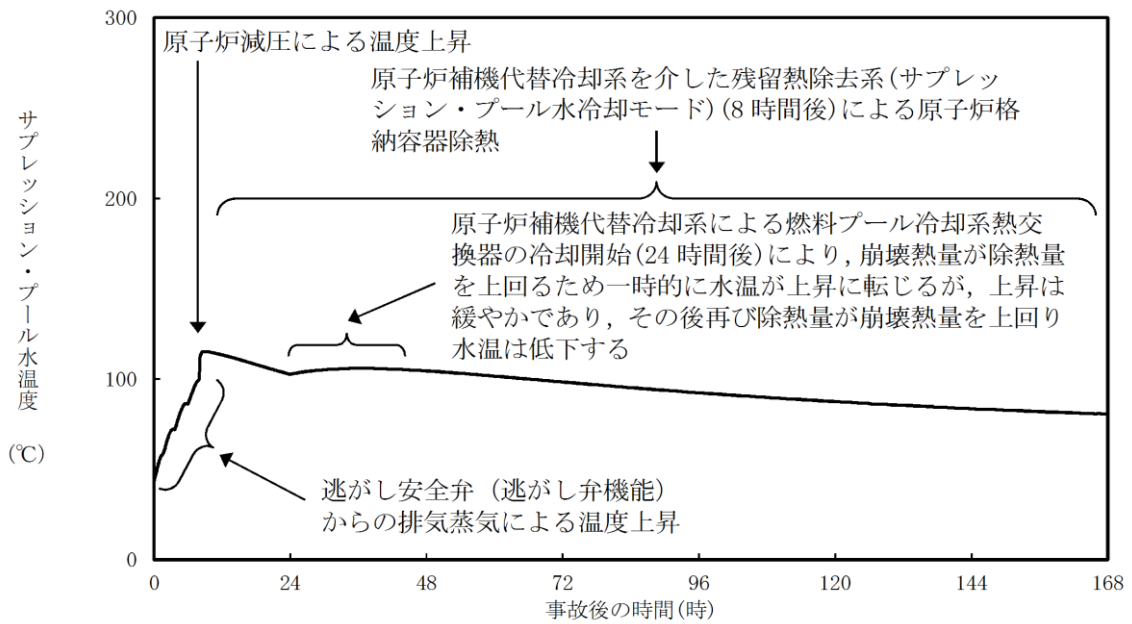
第 2. 4. 1. 2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2. 4. 1. 2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2.4.1.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.1.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

第2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（1/2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	B-115V系蓄電池*	平均出力領域計装*
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	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原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】* サブレーション・チェンバ* B-115V系蓄電池* 230V系蓄電池（RCIC） SA用115V系蓄電池	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】*
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後、残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブレーション・プールの水温100℃で、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）* 【残留熱除去系（低圧注水モード）】*	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等* 【残留熱除去系（低圧注水モード）】* サブレーション・チェンバ*	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 【残留熱除去ポンプ出口流量】*

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.1.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重大事故等対策について（2/2）

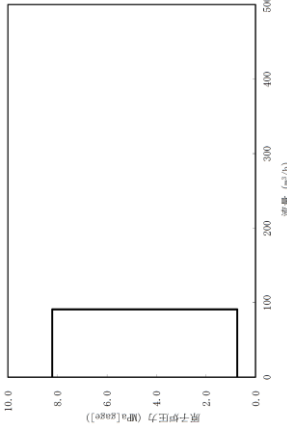
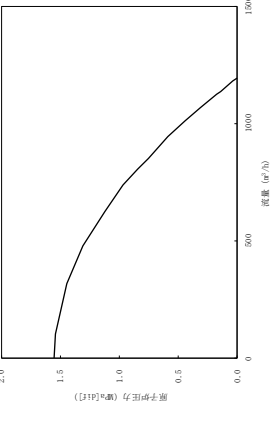
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	
残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系によるサブレーション・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 【残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）】※	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	【残留熱除去ポンプ出口流量】※ サブレーション・プール水温度 (SA)

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

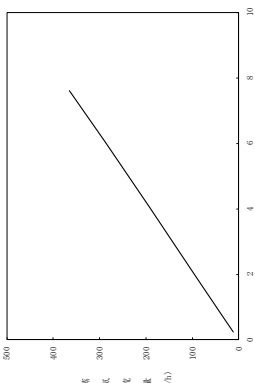
第2.4.1.2-1表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
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
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (サブプレッジョン・チェンバ)	空間部: 4,700m ³ 液相部: 2,800m ³	サブプレッジョン・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッジョン・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッジョン・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッジョン・プール水位として設定
サブプレッジョン・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッジョン・プール水温度の上限値として設定

第2.4.1.2-1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)) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
条 件 期	格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
事 故 条 件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能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	評価上、非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから、外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり、要員、資源等の観点で厳しい条件となる
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重 大 事 故 等 対 策 に 関 連 す る 機 器 条 件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa [gage]において) にて注水	
	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa [dif]において) (最大 1, 193m ³ /h) にて注水	

第2.4.1.2-1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)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	<p>逃がし弁機能</p> <ul style="list-style-type: none"> 7. 58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7. 65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7. 72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7. 79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p>
逃がし安全弁	<p>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6 個を開することによる原子炉急速減圧 <small>〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉</small></p> 	<p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
原子炉補機代替冷却系	<p>伝熱容量は、事象発生後8 時間から24 時間において約16MW、事象発生24 時間以降において約11MW (サブレーション・プール水温度100℃、海水温度30℃において) とする。</p>	<p>原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定</p>
残留熱除去系 (サブレーション・プール水冷却モード)	<p>伝熱容量は、熱交換器1 基あたり事象発生後8 時間から24 時間において約16MW、事象発生24 時間以降において約11MW (サブレーション・プール水温度100℃、海水温度30℃において) とする。</p>	<p>原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定</p>

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.4.1.2-1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)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による注水操作	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

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

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から8時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下*傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

（※）事象発生から24時間後に，原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより，崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り，格納容器温度は低下傾向となる。

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる。

(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータ及び評価項目となるパラメータが喪失した場合(崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)) (1/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
崩壊熱	崩壊熱モデル	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータによる影響」にて確認。
燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレッド冷却のない場合には実験結果の燃料棒表面最高温度に比べて50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃~150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒表面温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気单相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合は燃料棒表面温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)により変わりはなく、燃料棒表面温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間による影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒表面温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることもなく、炉心冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータによる影響はない。
燃料棒表面酸化	ジルコニウム-水反応モデル	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積り、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒表面酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面酸化は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び残留熱除去系(低圧注水モード)により行われ、また、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)により変わりはなく、運転員等操作時間による影響はない。	解析コードは燃料棒表面酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒表面温度を下回ることもなく、炉心冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータによる影響はない。
燃料棒表面変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒表面温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒表面温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは、燃料棒表面温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ(CAMS)を用いて、設計基準事故相当の線量率の10倍を超える大量の燃料棒表面破裂を予測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要がある。原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら、格納容器圧力が限界圧力に到達するまでには本解析においても8時間後の操作であり、十分な余裕があることから、運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	燃料棒表面温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることもなく、炉心冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータによる影響はない。
沸騰・ボイド率変化、気液分離(水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重量する水位変動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。また、原子炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等、LPCSスプレッドの液滴で冷却された際に蒸気が発生し持上りし、LPCSスプレッドの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、LPCSによる注水は行うものの、炉心冠水維持される本事故シナリオでは考慮する必要がある不確かさである。このため、燃料棒表面温度に大きな影響を及ぼすLPCSの注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位(原子炉水位計)に基づく操作であることから運転操作による影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータによる影響は小さい。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく、炉心冠水維持されるため、燃料棒表面の最高温度は初期値(約309℃)を上回ることはないことから評価項目となるパラメータによる影響はない。

炉心

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）(2/2)

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸腾・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカンマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコーラス水位が取り扱えれば十分ではない。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外）低下奉動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下奉動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることとはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。逃がし安全弁流量の変動により、原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが、その影響は小さく運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響は小さい。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。逃がし安全弁からの流出量は、压力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通して、平均均質流に達するのに十分な長さであることから、管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ、平均均質臨界流モデルを適用可能である。なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることとはなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから影響を与えない。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータに与える時間（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉压力容器	E C C S 注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できると確認した。格納容器温度を十数℃程度高め、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくならない。また、非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくならない。また、非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においては小さくならない。また、非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F実験解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の差動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
	気液界面の熱伝達		入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータと与える影響（崩壊熱除去機能喪失した場合）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.77~6.79MPa [gase] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から+83 cm）	通常水位（気水分離器下端から約+85 cm） (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さく、事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値を上回ることはなく、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格流量の85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料（A型） 装荷炉心毎		9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料について、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料のうち、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行している）に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作時間ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることでなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309°C）を上回ることにはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度336Wd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なく、原子炉水位の低下が緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響（崩壊熱除去機能喪失した場合）（2/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積（ド ライウエル）	7,900m ³	7,900m ³ （設計値）	ドライウエル内体積の設計値 （内部機器及び構造物の体積 を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器容積（サ プレッション・チ ェンバ）	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ （設計値）	サプレッション・チェンバ内体 積の設計値（内部機器及び構造 物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル-サ プレッション・チ ェンバ間差 圧）	3.43kPa（ドライウエル-サ プレッション・チ ェンバ間差 圧） （設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
サプレッショ ン・プール水位	3.61m （通常運転水位）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサプレッショ ン・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サプレッショ ン・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッショ ン・プール水温度の上限値として 設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなるため、サプレッション・プールの温度上昇が選ばれるが、実施する運転員等操作（準備が出来れば原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ ン・プール水冷却モード）による格納容器除熱を行う）は変わらないことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなるため、サプレッショ ン・プールの温度上昇が選ばれるが、実施する運転員等操作（準備が出来れば原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ ン・プール水冷却モード）による格納容器除熱を行う）は変わらないことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
格納容器圧力	5 kPa [gauge]	約5 kPa [gauge]～約7 kPa [gauge] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力と して設定	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、本評価事象では格納容器圧力を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ ン・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 （実測値）	通常運転時の格納容器温度と して設定	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、本評価事象では格納容器温度を起点とする運転員等操作はないため、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッショ ン・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合 計容量を参考に、最確条件を包 絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。

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

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

時系列	合計	判定
大型送水ポンプ車 1台起動 $0.31\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 52.08\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 53m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり、7日間対応可能
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり、7日間対応可能

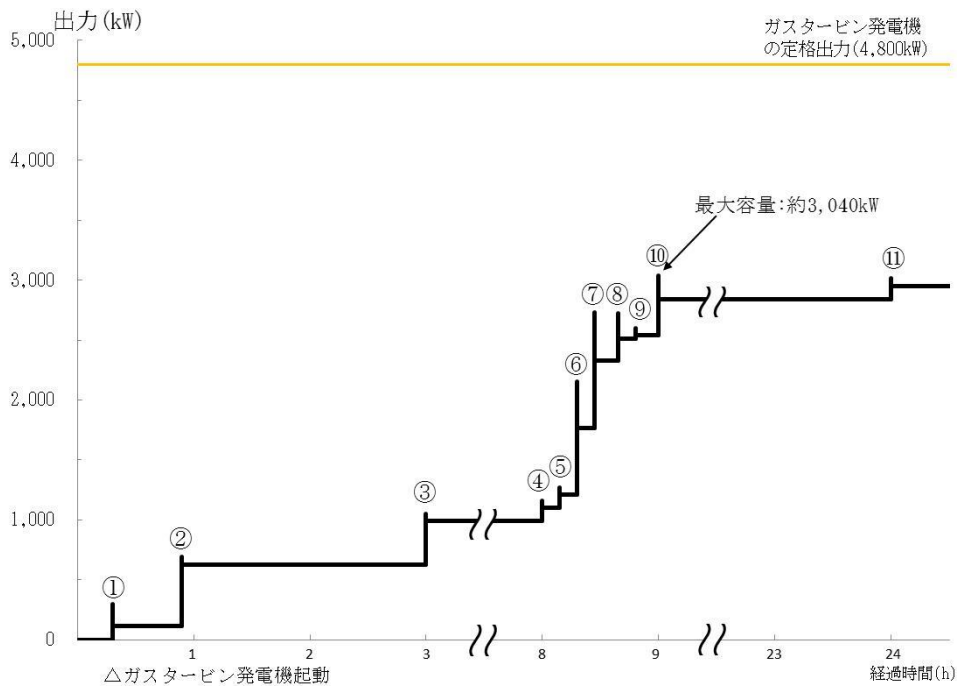
常設代替交流電源設備の負荷
(崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合))

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他 (D系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 518	約 695	約 629
③	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (C系高圧母線受電時の自動投入負荷)	約 359	約 1,050	約 988
④	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,158	約 1,098
⑤	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,268	約 1,208
⑥	C-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,151	約 1,768
⑦	B-残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,732	約 2,328
⑧	B-中央制御室送風機	約 180	約 2,723	約 2,508
⑨	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,600	約 2,538
⑩	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 3,040	約 2,838
⑪	B-燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 3,013	約 2,948



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.4.2 残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」，⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋高圧炉心冷却（HPCS）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑬「冷却材喪失（小破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」，⑭「冷却材喪失（小破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑮「冷却材喪失（中破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」，⑯「冷却材喪失（中破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑰「冷却材喪失（大破断LOCA）＋崩壊熱除去失敗」，⑱「冷却材喪失（大破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑲「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗」，⑳「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで、低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。

また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.2.1-1(1)図から第2.4.2.1-1(3)図に、手順の概要を第2.4.2.1-2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操作手順の関係を第2.4.2.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計28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、当直長1名、当直副長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5名、緊急時対策要員（現場）は18名である。必要な要員と作業項目について第2.4.2.1-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、28名で対処可能である。

a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、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、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量等である。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。

c. 残留熱除去系機能喪失確認

原子炉隔離時冷却系運転により、サブプレッション・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブプレッション・プール冷却は失敗する。

残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量等である。

d. 逃がし安全弁による原子炉減圧

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備*として、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動しSA低圧母線に給電後、低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（A-RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブプレッション・プール水温度100℃で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力、サブプレッション・プール水温度（SA）である。

※ 本事故シーケンスでは、低圧で注水可能な系統として、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系又はC-残留熱除去系（低圧注水モード）に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。

e. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）等である。

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

f. 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を実施する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（SA）、サブプレッション・チェンバ圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量等である。

g. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として、第2弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が、通常水位+約1.3mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止する。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、第1弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（SA）等である。

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器フィルタベント系のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位（SA）である。

以降、炉心冷却は、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系により継続的に行う。

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

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、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ものとする。
 - (c) 外部電源
外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。
 - i 事象の進展に対する影響
外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いため、事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。
 - ii 重大事故等対策に対する影響
本解析においては、残留熱除去系の喪失を仮定しており、非常用交流電源設備は使用可能であるが、外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しくなる。
- b. 重大事故等対策に関連する機器条件
- (a) 原子炉スクラム信号
原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。
 - (b) 原子炉隔離時冷却系
原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ において）の流量で注水するものとする。
 - (c) 逃がし安全弁
逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能付き）（6個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。
 - (d) 低圧原子炉代替注水系（常設）
逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に最大 $250\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。
 - (e) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）
格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレイする。
 - (f) 格納容器フィルタベント系
格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力 $427\text{kPa}[\text{gage}]$ における最大排出流量 $9.8\text{kg}/\text{s}$ に対して、第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。
- c. 重大事故等対策に関連する操作条件
- 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。
- (a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は、事象発生8時間後から開始し、減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するもの

とする。なお、低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

- (b) 格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)に到達した場合に停止する。
- (c) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m(真空破壊装置下端-0.45m)到達から10分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.2.2-1(1)図から第2.4.2.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.2.2-1(7)図から第2.4.2.2-1(9)図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.4.2.2-1(10)図から第2.4.2.2-1(13)図に示す。

※ シュラウド内は、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、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域・狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。

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がスクラムし、また、原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉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2台すべてがトリップする。

低圧原子炉代替注水系(常設)を起動し、事象発生から8時間経過した時点で、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個を手動開することで、原子炉を減圧する。その後は、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水によって、原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉減圧により増加する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空

破壊装置（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）に対して、低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第2.4.2.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）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1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.4.2.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.59MPa[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、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、それぞれ約384kPa[gage]及び約153℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.4.2.2-1(2)図に示すとおり、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

（添付資料2.4.2.1）

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「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となり、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。

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び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ないことについて、対策の有効性を確認した。

2.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作、格納容器代替スプレイ系

(可搬型)による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CS TF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.2.2)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値(約309°C)を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.4.2.2)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.4.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約40.6kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系(常設)により行われ、また、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する)に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものであり、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順(サブプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること)に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.4.2.2）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、常設代替交流電源設備の起動が必要となり、要員、資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また、原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお、外部電源がある場合は、事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され、また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）

により炉心冷却が維持されるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

機器条件の低圧原子炉代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.4.2.2）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生8時間後から開始し、減圧後に注水を開始するものとしている。運転員等操作時間に与える影響として、実際の運転操作においては、事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力が384kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m）に到達するのは、事象発生約30時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与え

る影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.4.2.2)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、90分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は384kPa[gage]より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(添付資料 2.4.2.2)

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作については、逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から8時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約19時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 30 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 384kPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 853 kPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり、約 5 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.4.2.2, 3.1.3.8)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）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 3,600m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 8 時間以降に輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）の水を、低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能となる。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから、水源が枯渇することはない。

(添付資料 2.4.2.3)

b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては、保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。合計約711m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて7日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.4.2.4)

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷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。

常設代替交流電源設備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354kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.4.2.5)

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（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して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（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉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（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

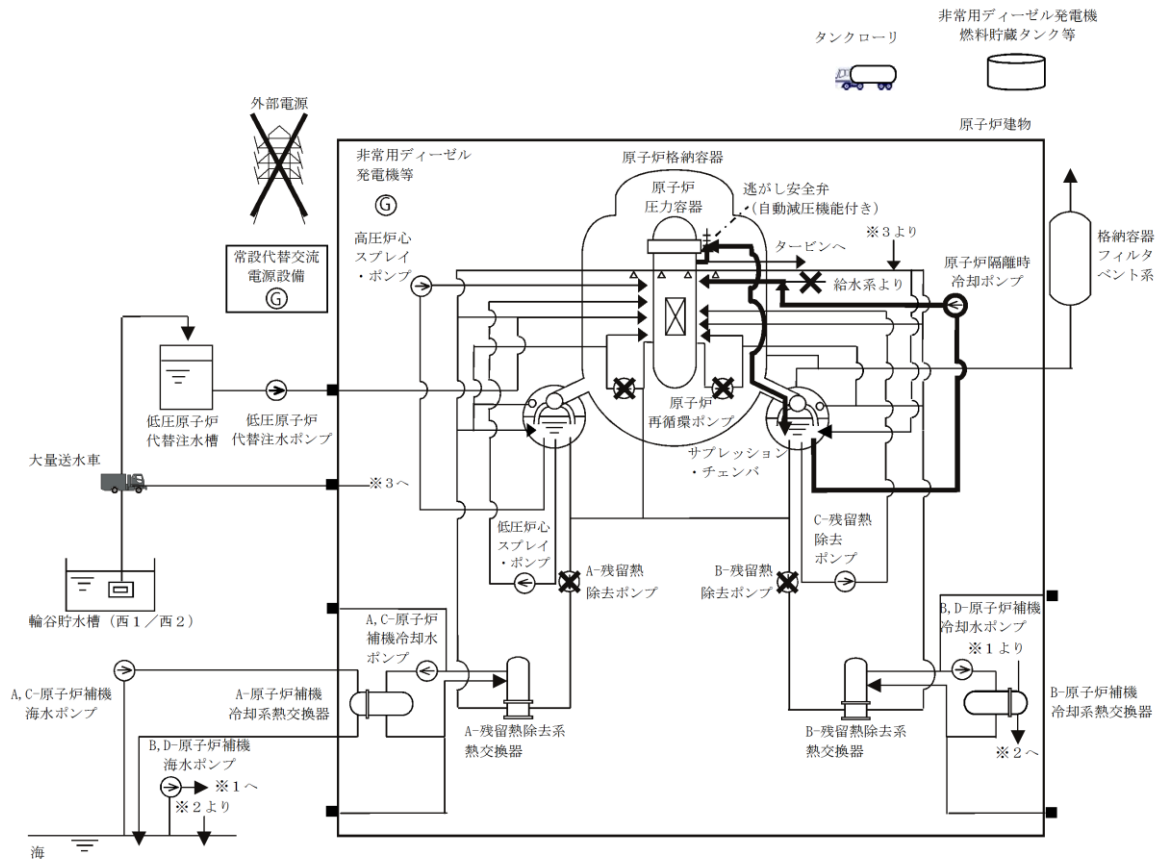
その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は、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。

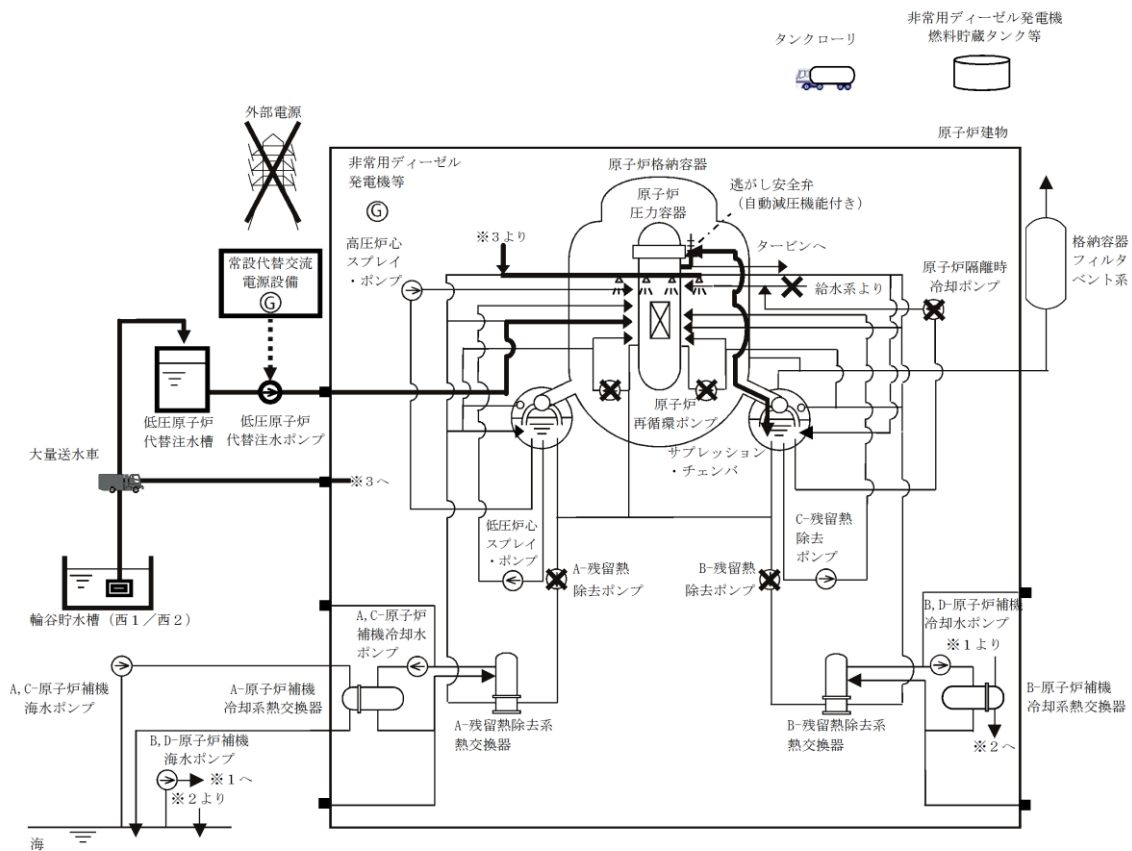
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効である。



第 2. 4. 2. 1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)」の
 重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉減圧及び原子炉注水)



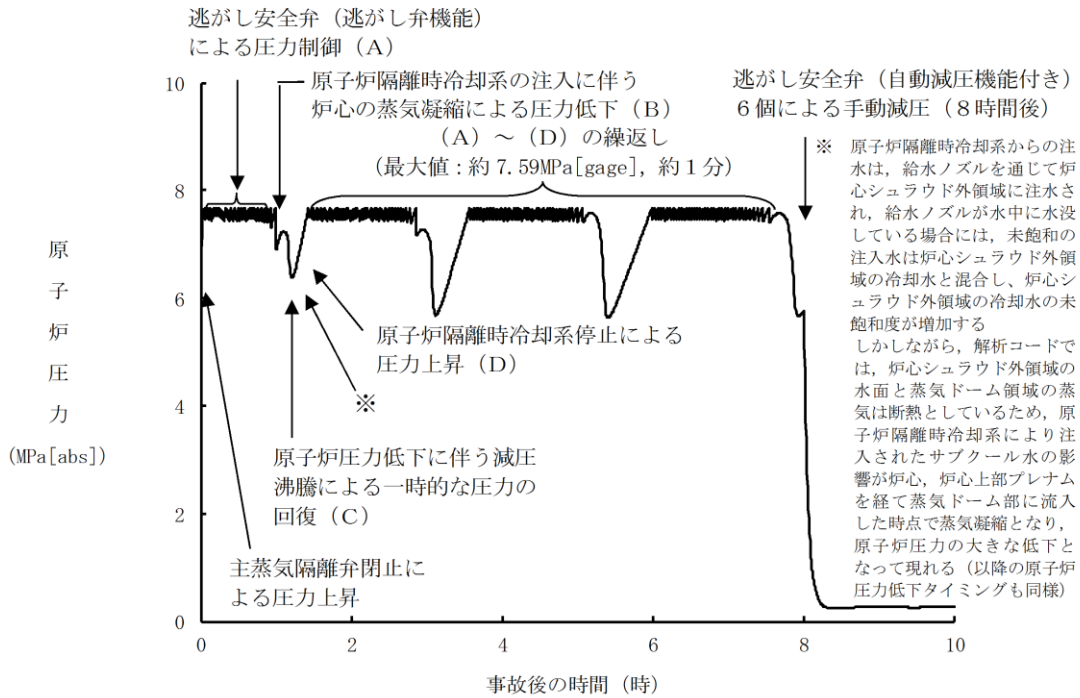
第 2. 4. 2. 1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

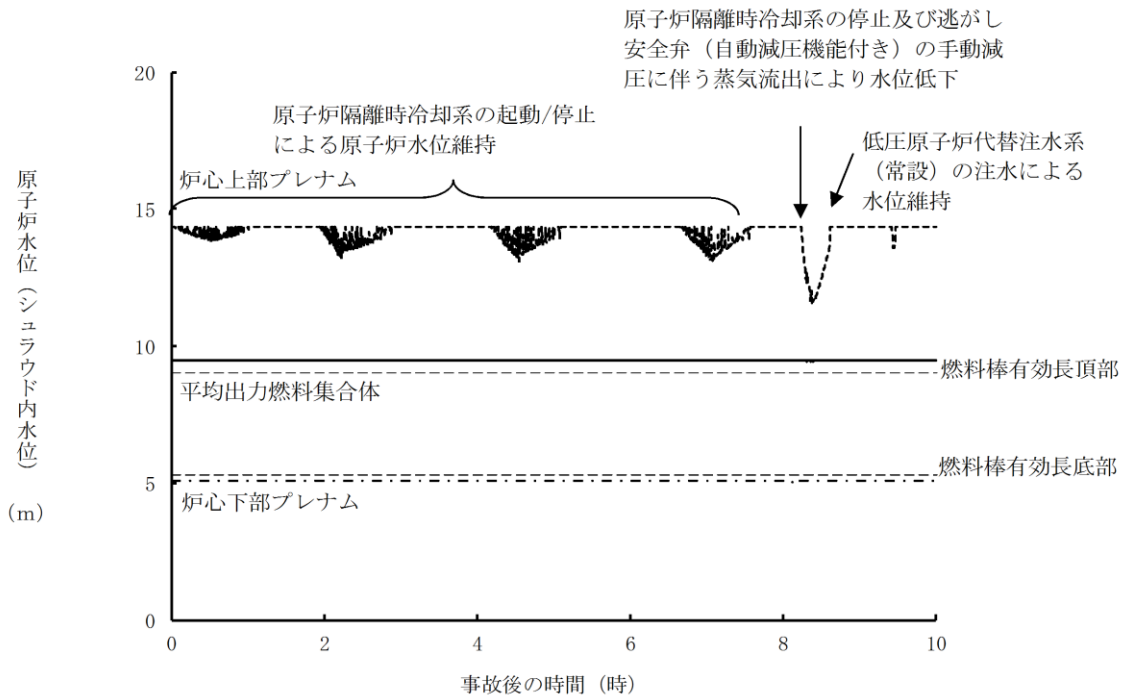
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間（分）										経過時間（時間）							経過時間（日）			備考																							
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	14	15	16	17		18	19	20	30	31	32	5	6	7														
操作項目	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	操作の内容 約21秒 原子炉水位低（レベル2） ▼ プラント状況判断																																	8時間	サブプレッション・プール水温100℃到達 原子炉急速減圧 原子炉隔離時冷却系停止 低圧原子炉代替注水系（常設）原子炉注水開始										
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																																		約14時間	格納容器圧力245kPa[gage]到達										
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡																																		約19時間	格納容器圧力384kPa[gage]到達										
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策要員 (現場)																																			約30時間	サブプレッション・プール水位 通常水位+約1.3m到達										
状況判断	1人 A	—	—	—	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失確認 給水流量の全喪失確認 原子炉スクラム、タービントリップ確認 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 再循環ポンプトリップ確認 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御確認 原子炉隔離時冷却系自動起動確認 残留熱除去系機能喪失確認 非常用ガス処理系自動起動確認 	10分																																									解析上考慮せず		
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	—	原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	原子炉水位をレベル2～レベル8で維持																																											
残留熱除去系機能喪失調査、 復旧操作	—	—	—	—	残留熱除去系 機能回復	10分																																									解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する		
常設代替交流電源設備起動操作	(1人) A	—	—	—	常設代替交流電源設備起動、受電操作	10分																																											
原子炉急速減圧操作	(1人) A	—	—	—	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個 手動開放操作	10分																																											
低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動操作	(1人) A	—	—	—	低圧原子炉代替注水系（常設）起動/運転確認/系統構成	10分																																											
低圧原子炉代替注水系 (常設) 注水操作	(1人) A	—	—	—	低圧原子炉代替注水系（常設）注水弁操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持																																											
輪谷貯水槽（西1/西2）から 低圧原子炉代替注水への 補給	—	—	—	14人 n~n	放射線防護具準備	10分																																											
	—	—	—	—	大量送水車による低圧原子炉代替注水への補給準備 (大量送水車配置、ホース展開・接続)	2時間10分																																											
	—	—	—	(2人) a, b	大量送水車による低圧原子炉代替注水への補給	適宜実施																																											
格納容器代替スプレィ系 (可搬型) 系統構成	(1人) A	—	—	—	格納容器代替スプレィ系（可搬型）系統構成	10分																																											
格納容器代替スプレィ系 (可搬型) スプレィ操作	—	—	—	(2人) a, b	格納容器代替スプレィ系（可搬型）スプレィ弁操作（現場）	適宜実施																																											
	(1人) A	—	—	—	格納容器代替スプレィ系（可搬型）スプレィ弁操作	適宜実施																																											
原子炉満水操作	(1人) A	—	—	—	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水流量の増加	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する																																										解析上考慮せず	
格納容器ベント準備操作	(1人) A	—	—	—	格納容器ベント準備（第2弁操作）	10分																																											
	—	2人 B, C	—	—	放射線防護具準備	10分																																										解析上考慮せず	
	—	—	—	—	格納容器ベント準備（第2弁操作）	1時間20分																																											
	—	—	2人 o, p	—	放射線防護具準備	10分																																										解析上考慮せず	
	—	—	—	—	第1ベントフィルタ出口水素濃度（可搬型）準備	2時間																																										解析上考慮せず	
格納容器ベント操作	(1人) A	—	—	—	可搬式窒素供給装置準備	2時間																																										解析上考慮せず	
	—	(2人) B, C	—	—	格納容器ベント操作（第1弁操作）	10分																																											
	—	—	—	—	格納容器ベント操作（第1弁操作）	適宜実施																																										解析上考慮せず	
燃料補給準備	—	—	—	2人 q, r	放射線防護具準備	10分																																											
	—	—	—	—	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分																																										タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給	
燃料補給作業	—	—	—	—	大量送水車への補給	適宜実施																																											
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	—	燃料プール冷却系再起動	燃料プール冷却ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。																																										解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持	
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	18人 d~r	—																																													

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

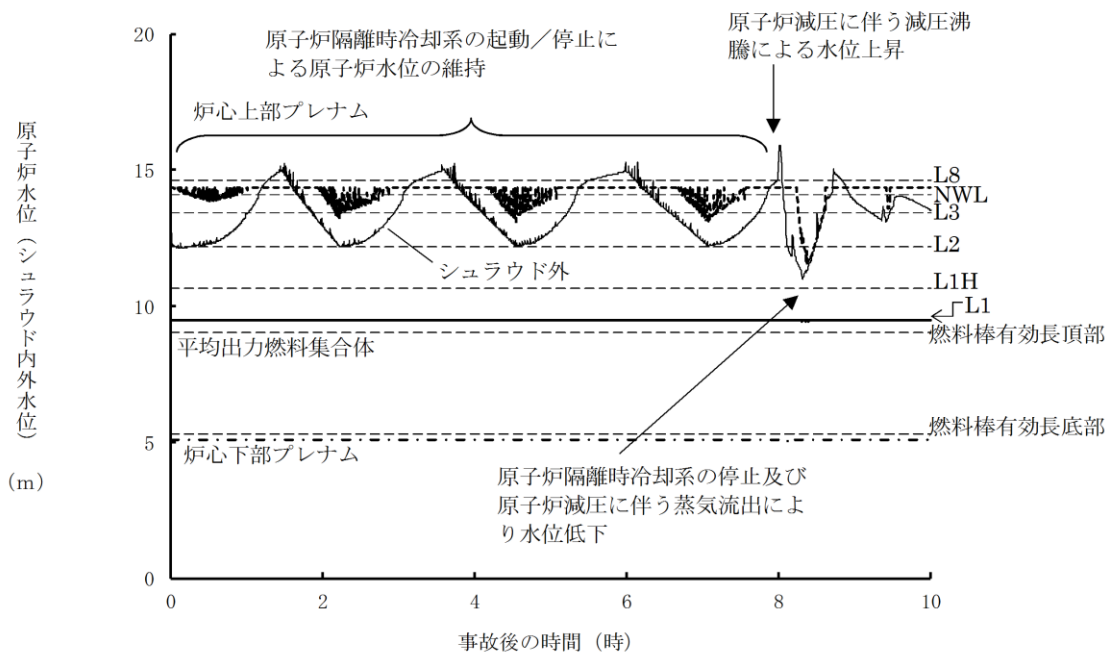
第 2.4.2.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間



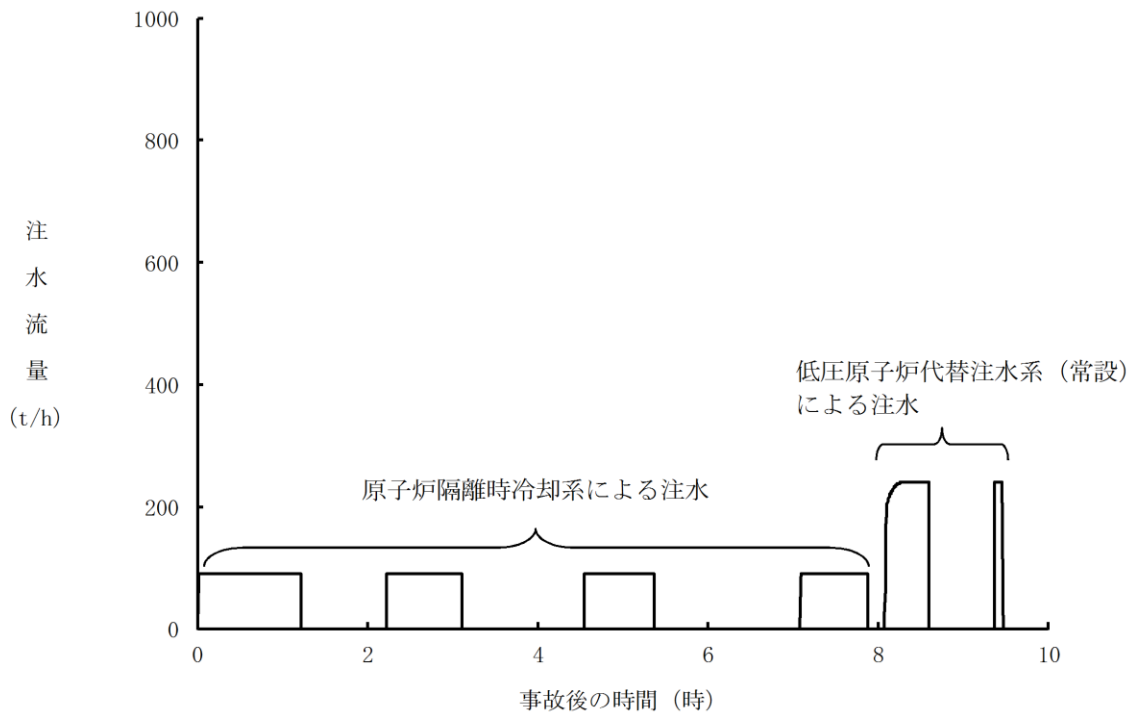
第 2.4.2.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



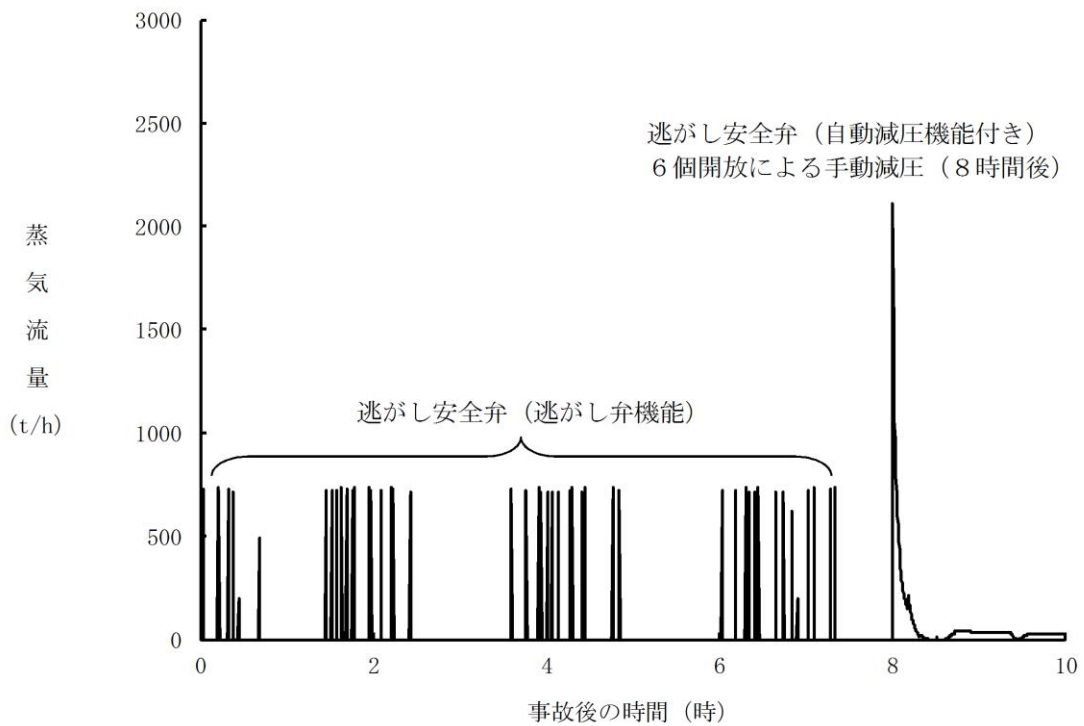
第 2.4.2.2-1(2) 図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



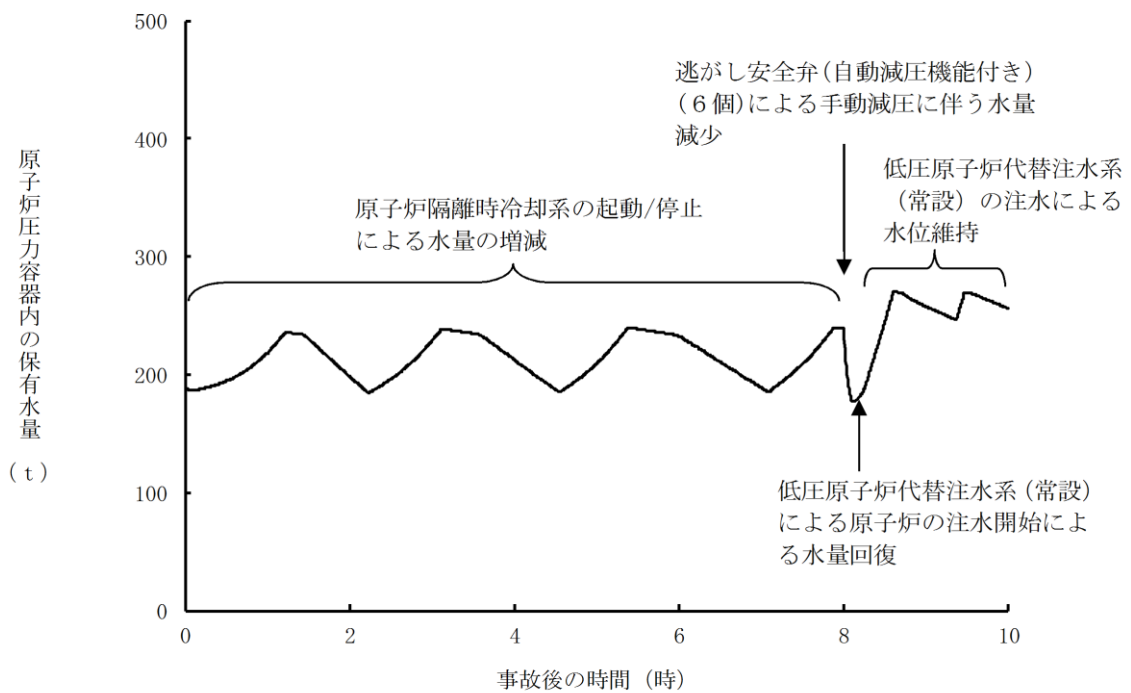
第 2.4.2.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



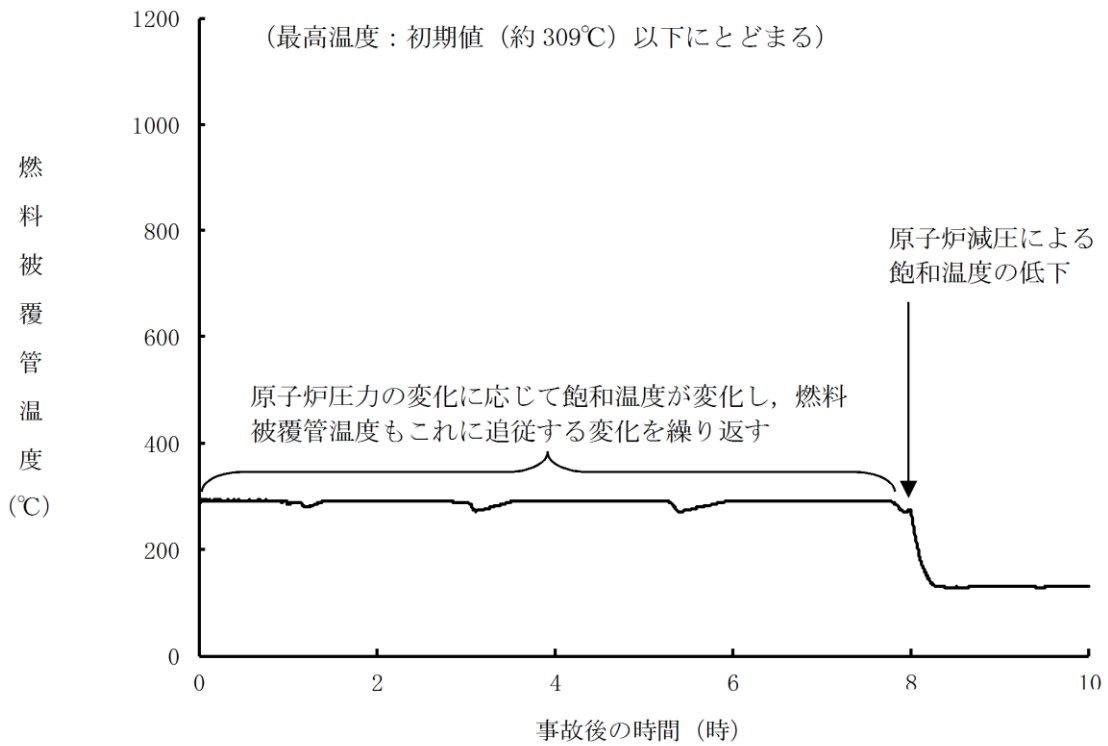
第 2.4.2.2-1(4) 図 注水流量の推移



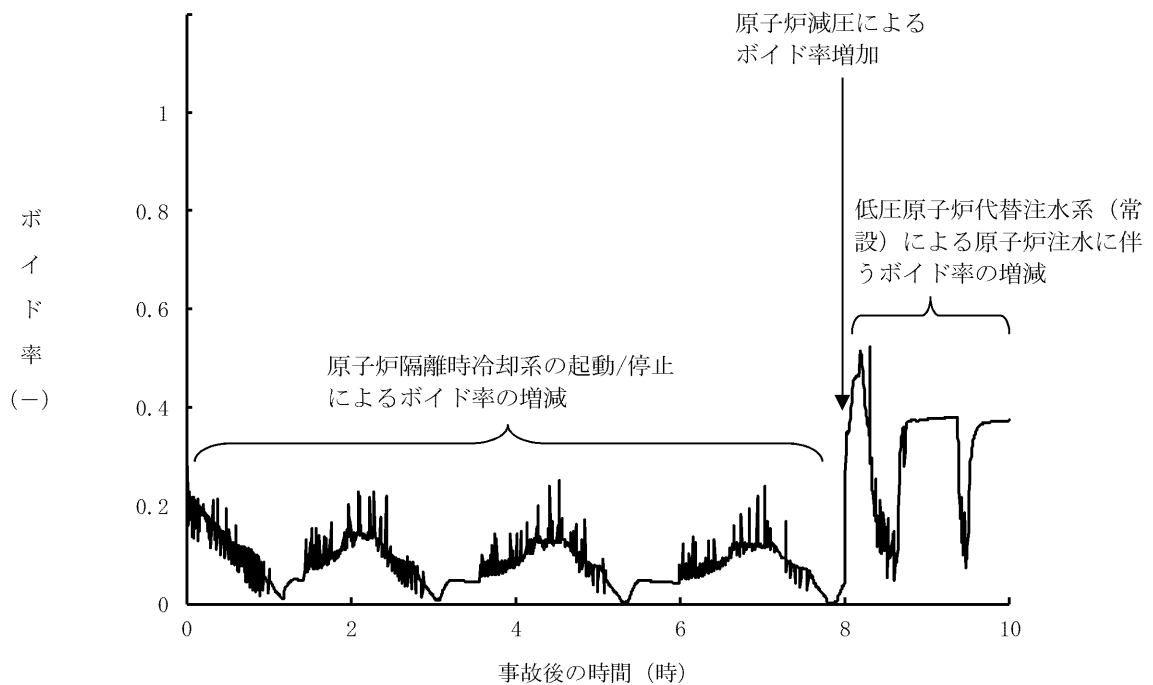
第 2. 4. 2. 2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



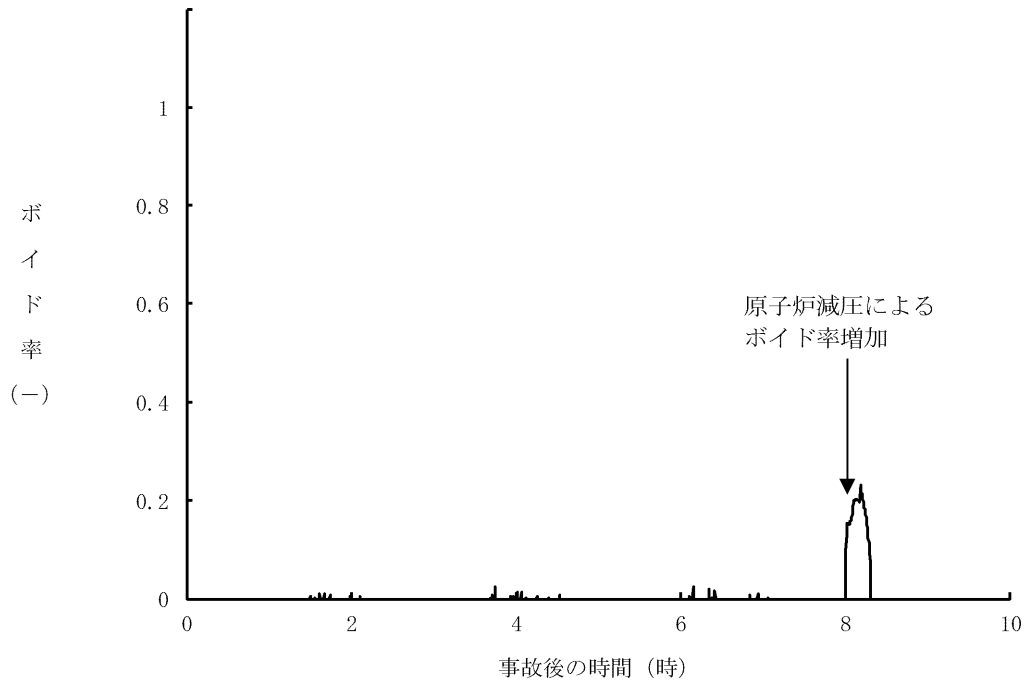
第 2. 4. 2. 2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



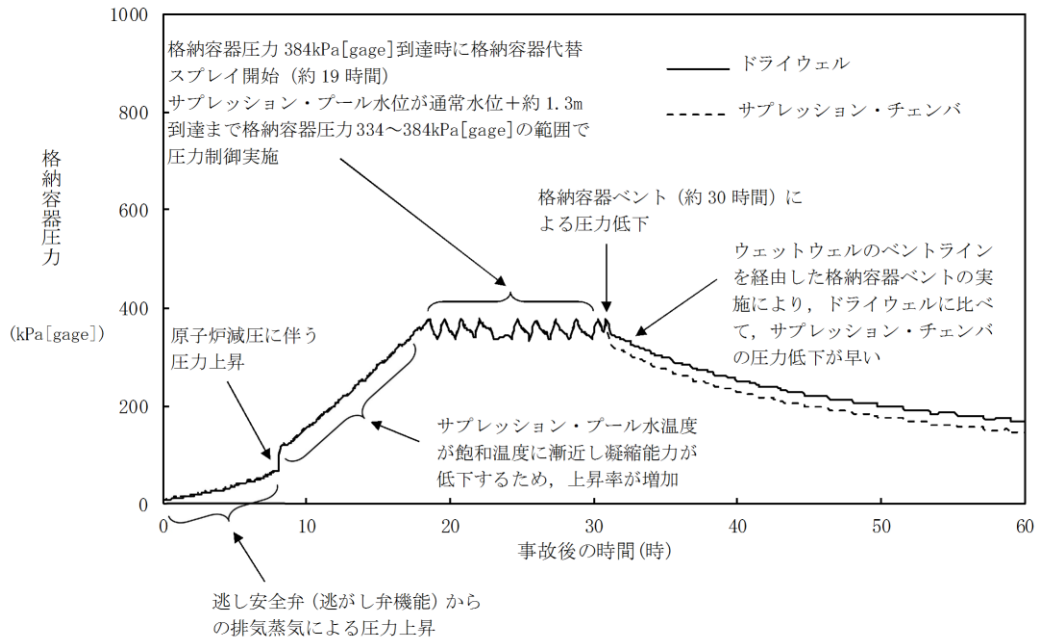
第 2.4.2.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



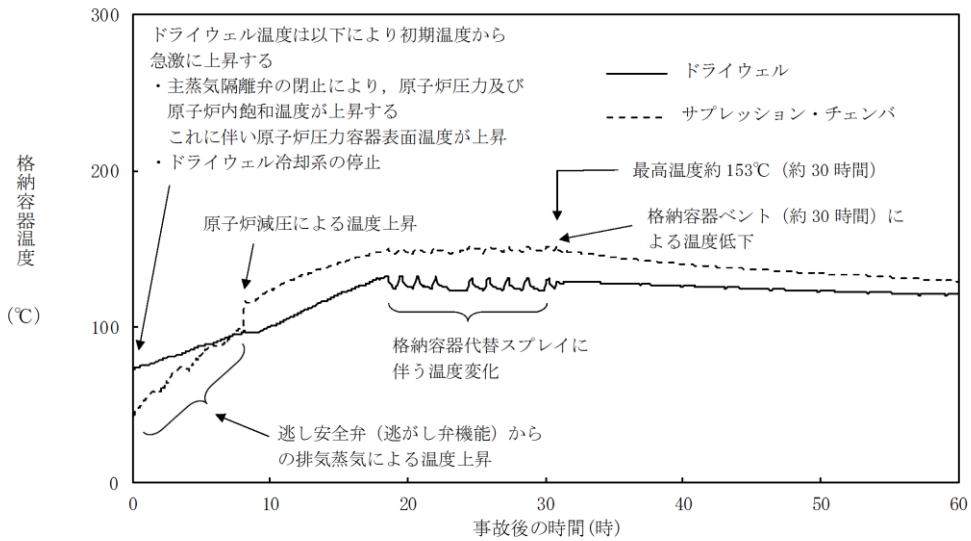
第 2.4.2.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



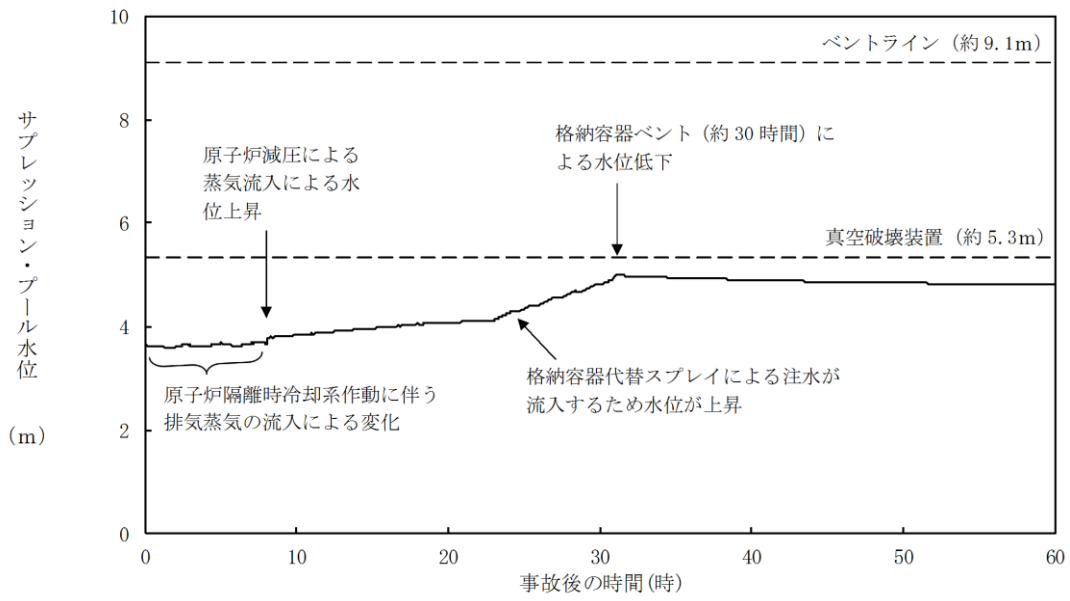
第 2.4.2.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



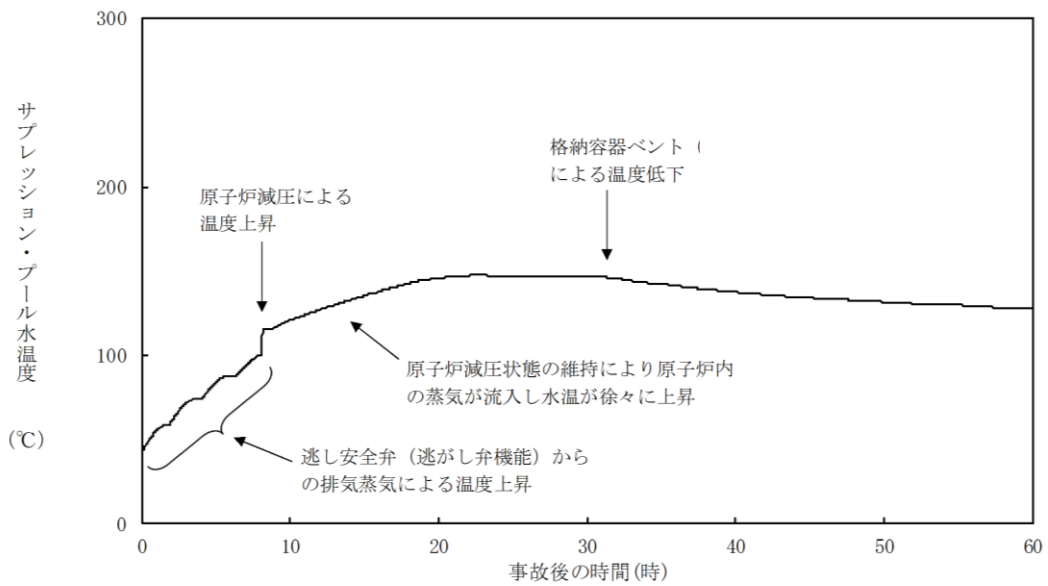
第 2.4.2.2-1(10) 図 格納容器圧力の推移



第 2.4.2.2-1(11) 図 格納容器温度の推移



第 2.4.2.2-1(12) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.2.2-1(13) 図 サプレッション・プール水温度の推移

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

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	平均出力領域計装※
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	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原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】※ サブレーション・チェンバ※	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサブレーション・チェンバのプール水温が上昇するため、残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）運転のための起動操作を実施するが、残留熱除去系故障により起動失敗する。	—	【残留熱除去ポンプ出口流量】※ サブレーション・プール水温度（SA）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し、原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサブレーション・プール水温度100℃で、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ サブレーション・プール水温度（SA）

※：既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.2.1-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 低圧原子炉代替注水ポンプ 低圧原子炉代替注水槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※ 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達した場合、格納容器代替スプレイス系（可搬型）により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が334kPa[gage]まで降下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合は、格納容器代替スプレイス系（可搬型）による格納容器スプレイスを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	大量送水車 タンクローリ	ドライウエル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 格納容器代替スプレイス流量 サブプレッション・プール水位（SA）

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) サブプレッション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) ※ 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) ※ スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

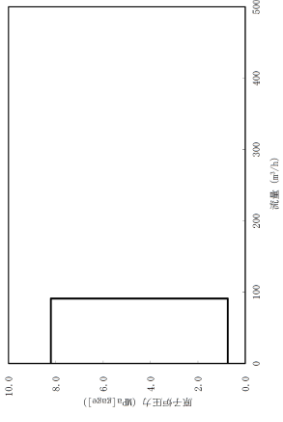
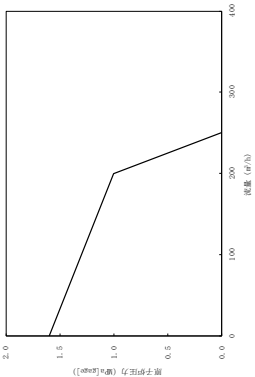
※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.4.2.2-1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)) (1/4)

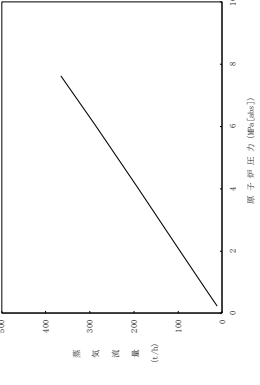
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型)は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため, MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型)の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に9×9燃料 (A型)を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し, 10%の保守性を考慮
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m ³	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サブプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
格納容器圧力	5 kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

初期条件

第2.4.2.2-1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)) (2/4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57°C	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35°C	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しい条件となる。
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05 秒)	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号により自動起動 91m ³ /h (8.21~0.74MPa[gage]において)にて注水	
	低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大 250m ³ /h にて原子炉注水, その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	

第2.4.2.2-1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)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>逃がし安全弁</p>	<p>逃がし弁機能 7. 58MPa[gage] × 2個, 367t/h/個 7. 65MPa[gage] × 3個, 370t/h/個 7. 72MPa[gage] × 3個, 373t/h/個 7. 79MPa[gage] × 4個, 377t/h/個</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係></p> 	<p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定</p> <p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</p>	<p>120m³/hにて原子炉格納容器内へスプレイ</p>	<p>格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定</p>
<p>格納容器フィルタバント系</p>	<p>格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8 kg/s に対して, 第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱</p>	<p>格納容器フィルタバント系の設計値として設定</p>
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p>		

第2.4.2.2-1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)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による注水操作	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定
	格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

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

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から8時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり，格納容器温度は150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6 LOCA時注水機能喪失」の実効線量約 1.7×10^{-2} mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，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なく，敷地境界での実効線量評価は5 mSv を十分に下回る。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また、残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータにおいて (崩壊熱除去系が故障した場合) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達, 気液熱非平衡, 沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体として、炉心が露出し、スプレッド冷却のない場合には実験結果の燃料棒被覆管最高温度に比べて50℃高めに評価し、スプレッド冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場合においては、FIST-ABWRの実験解析において燃料棒被覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料棒被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変更はあり、燃料棒被覆管温度を操作開始の時点としている運転員等操作時間ではない。ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることもなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないこと、評価項目となるパラメータに影響を与えない。
	燃料棒被覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるBaker-Jung式による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性はあるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系 (常設) により行われ、また、操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変更はない。ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料棒被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることもなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないこと、評価項目となるパラメータに影響を与えない。
燃料棒被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒被覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ (CAMS) を用いて、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料棒被覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があるが、格納容器フィルトバントシステムによる格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・ブール水位が通常水位+約1.5mに到達した時点となる。しかしながら、本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないこと、運転員等操作時間による影響はない。	燃料棒被覆管温度を高めに評価することから、破裂判定は厳しめの結果を与える。本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないこと、評価項目となるパラメータに影響を与えない。	
沸騰・ボイド率変化, 気液分離 (水位変化)・対向流, 三次元効果		二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位変動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却 (蒸気単相冷却又は噴霧流冷却) の不確かさは20℃～40℃程度である。また、原子炉炉圧力の評価において、ROSA-IIIでは、2 MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており、解析上、低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし、実験で圧力低下が遅れた理由は、水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料棒被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し、LPCSスプレッドの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり、LPCSによる注水は行わないものの、炉心は冠水維持される本事故シナリオでは考慮する必要のない不確かさである。このため、燃料棒被覆管温度に大きな影響を及ぼすLPCSの注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュワウド外水位 (原子炉水位計) に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることもなく、炉心は冠水維持されるため、燃料棒被覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないこと、評価項目となるパラメータに影響を与えない。

表 1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（2 / 2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアラブス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は、原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても、これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお、解析コードでは、シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として逃がし安全弁による急速減圧後の注水操作があるが、注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり、原子炉圧力及び原子炉水位の変動の影響は小さく運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	なお、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから影響を与えない。

表 1-2 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉压力容器	E C C S 注水(給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル(非常用炉心冷却系)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	HDR 実験解析では、格納容器圧力及び温度については、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレッド系(可搬型)及び格納容器フィラメント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレッド系(可搬型)及び格納容器フィラメント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		また非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析では、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている格納容器代替スプレッド系(可搬型)及び格納容器フィラメント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。		
原子炉格納容器	気液界面の熱伝達	安全系モデル(格納容器スプレッド)	解析では、格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	スプレッド冷却		入力値に含まれる。スプレッドの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。		
格納容器ベント	格納容器ベント	格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
			MAAP コードでは、格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。		

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去系が故障した場合）（1/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大輸出密度及び原子炉停止後の崩壊熱によることから、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	約6.77~6.79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常水位 (気水分離器下端から約+85 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は小さく、現象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため、ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心流量	35.6×10 ⁴ t/h	定格流量の85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料（A型）	装荷炉心毎	9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料について、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡されることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）、MOX燃料のうち、9×9燃料（A型）、9×9燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料（A型）の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
最大線出力密度	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心は冠水を維持されるため、燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順（サブプレッション・プールの水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件で設定している崩壊熱よりも少なくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（崩壊熱除去系が故障した場合）（2 / 3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積（ド ライウエル）	7,900m ³	7,900m ³ （設計値）	ドライウエル内体積の設計値 （全体積から内部機器及び構 造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響 はない。
格納容器容積（サ プレッション・チ ェンバ）	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³ （設計値）	サブレーション・チェンバ内体 積の設計値（内部機器及び構造 物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響 はない。
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル サブレーション・チェンバ 間差圧）	3.43kPa（ドライウエル・サ プレッション・チェンバ間差 圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響 はない。
サブレーション・ プール水位	3.61m （通常運転水位）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサブレーション ・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変 動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水 位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例え ば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、 ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は 約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非 常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいこと から、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変 動を与え得るが、ゆらぎによるサブレーション・プール水 位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例え ば、通常水位の熱容量は約2,800m ³ 相当であるのに対して、 ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は 約20m ³ 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非 常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいこと から、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サブレーション・ プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサブレーション ・プール水温度の上限値として 設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より も低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器 ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転 員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より も低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容 器ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さ い。
格納容器圧力	5kPa [Gage]	約5kPa [Gage]～約7kPa [Gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力と して設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して 変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与 える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が 初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間 あたり約20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量 は約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与え る影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さ い。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して 変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与 える影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が 初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は1時間 あたり約20kPaであるのに対し、ゆらぎによる圧力上昇量は 約2kPaであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影 響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小 さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 （実測値）	通常運転時の格納容器温度と して設定	最確条件とした場合には、解析条件に対して 変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移す ることとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響 は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して 変動を与え得るが、格納容器温度は飽和温度として推移す ることとなることから、初期温度が事象進展に及ぼす影響 は小さいこととなる。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 （実測値）	屋外貯水槽の水源温度として 実測値及び夏季の外気温度を 踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より も低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器 ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さく、運転 員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より も低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなるが、格納容器 圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため、評価項 目となるパラメータに与える影響はない。
外部水源の容量	7,740m ³	7,740m ³ 以上 （合計貯水量）	低圧原子炉代替注水槽及び輪 谷貯水槽の水量を参考に、最確 条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が 大きくなるため、水源が枯渇することはなく、運転員等操 作時間に与える影響はない。	—
燃料の容量	1,180m ³	1,180m ³ 以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合 計容量を参考に、最確条件を包 絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大 きくなるため、燃料が枯渇することはなく、運転員等操 作時間に与える影響はない。	—

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/3）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下が厳しい過渡現象を設定	—	—	
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定	外部電源がある場合を包含することから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含することから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから、要員、資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含することから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含することから、外部電源ありを想定する場合でも、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル3）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになるものの、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa [gage] において）にて注水	原子炉水位低（レベル2）信号により自動起動 91m ³ /h（8.21～0.74MPa [gage] において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
機器条件	低圧原子炉代替注水系（常設）	最大250m ³ /hにて原子炉注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa [gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa [gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の6個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の6個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順に変りはないこと、容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないこと、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないこと、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa [gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、第1弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa [gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、第1弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1/3）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え					
逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧注水開始	発生から8時間後、注水開始	原子炉隔離時冷却系が起動し、維持可能であること	<p>【認知】 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始するのは事象発生時の約8時間後であり、それまでにサブレーション・プール水温度の上昇を十分に認知できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備として、常設代替交流電源設備の起動、受電操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を行ったのち、逃がし安全弁による原子炉の減圧操作を行うが、これらは何れも制御盤での操作である。常設代替交流電源設備の起動、受電操作に10分程度、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成の弁操作に10分程度と想定している。その後、サブレーション・プールの水温度を確認し、事象発生から8時間後に中央制御室で原子炉注水を開始する操作を行うこととなる。以上より、操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】 中央制御室にて運転員が逃がし安全弁の自動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	低圧原子炉代替注水系（常設）の操作時間、解析条件の不確かさによる影響はない。	運転員等が逃がし安全弁の自動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが、原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。	原子炉隔離時冷却系から低圧注水へのための逃がし安全弁の自動操作時間は8時間以内である。	訓練実績等により、低圧（常設）原子炉代替注水系（常設）の操作が実施可能であることを確認した。
操作条件							

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去系が故障した場合）（2/3）

項目	解析条件（操作条件）の 不確かさ の 考慮 方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となる パラメータに与 える影響	操作時間余裕	訓練実績等
低圧原子炉 代替注水槽 への水補給	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解析条件ではないが、解析条件で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は、作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後から開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源地まで実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約31時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後としており、このうち、輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は、所要時間2時間10分想定である。訓練実績では約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
低圧原子炉 代替注水槽 への水補給 を行う大量 の送水車への 燃料補給	大量送水車への燃料補給は解析条件ではないが、解析条件で想定している操作の成立や継続に必要な作業を踏まえ設定	評価上は、作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後から開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源地まで実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約31時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から8時間後としており、このうち、大量送水車への給油作業は、所要時間2時間30分想定である。訓練実績では約2時間12分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
格納容器 圧力 384kPa [Lgage] 到 達時 384～334 kPa[Lgage] の範囲で 維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 格納容器圧力384kPa[Lgage]に到達するのは事象発生から約19時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できるため、認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器代替スプレイ系は、中央制御室での弁操作と現場での可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員（現場）が配置されているが、本操作は事象発生から約19時間後までに行う作業であり、格納容器代替スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は、格納容器圧力384kPa[Lgage]到達を確認し、中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 現場にて緊急時対策要員（現場）が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員、緊急時対策要員（現場）に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場）の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、格納容器圧力384kPa[Lgage]到達時に操作を速やかに実施可能であり、操作開始点で速やかに操作を実施可能である。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員の操作との重複もないうえ、他の操作に与える影響は小さい。	格納容器代替スプレイ系による注水準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。		

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（3/3）

項目	解折条件（操作条件）の不確かさ 解折上の操作開始時間	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
格納容器 イタルタベ ント系による 原子炉格納 容器除熱 操作条件	サブプレッショ ン・プールの水 位が通常水位 （約1.3m）（真 空破壊装置下 端-0.45m）到 達から10分 後	【移動・操作所要時間】 格納容器イタルタベント系による格納容器ベント操作は、格納容 器圧力245kPa[gage]到達時に操作対象弁（第2弁）の開操作を 行い、格納容器ベント実施基準（サブプレッション・プール水位が 通常水位+約1.3m）到達時には隔離弁（第1弁）のみの開操作 を行う。隔離弁開操作を開始することでベントは開始し、それま でに十分な時間余裕を確保している。よって、操作所要時間が操 作開始時間に与える影響はなし。	実態の運転操作においては、 炉心損傷前の格納容器ベント の操作実施基準（サブプレッ ション・プール水位が通常水位 +約1.3m）に到達するのは、 事象発生の約30時間後であ り、格納容器ベントの準備操 作は格納容器圧力の上昇傾向 を監視しながらあらかじめ操 作を行うことが可能である。 また、格納容器ベントの操作 時間は時間余裕を含めて設定 していることから、実態の操 作開始時間は解折上の設定時 間とほぼ同等であり、操作開 始時間に与える影響は小さい ことから、運転員等操作時間 に与える影響も小さい。ただ し、格納容器ベント実施時に 遠隔操作に失敗した場合は、 90分程度操作時間が遅れる 可能性があるが、原子炉格納 容器の限界圧力は、原子炉格 納容器の限界圧力（3.1 853kPa[gage]）であることか ら、原子炉格納容器の健全性 という点では問題とならな い。当該操作は、解折コンド 及び解折条件（操作条件を除 く）の不確かさにより操作開 始時間が遅れる可能性がある が、中央制御室で行う操作で あり、他の操作との重複もな いことから、他の操作に与え る影響はない。なお、格納容 器ベント実施時に遠隔操作に 失敗した場合においても現場 操作にて対応することから、 他の操作に与える影響はな い。	実態の操作開始時間は 解折上の設定とほぼ同 等であることから、評価 項目となるパラメータ に与える影響は小さい。 仮に、格納容器ベント実 施時に遠隔操作に失敗 した場合は、現場操作に て対応するため、90分程 度操作時間が遅れる可 能性がある。格納容器ベ ントの操作開始時間が 遅くなった場合、格納容 器圧力は384kPa[gage] より若干上昇するた め、評価項目となるパラ メータに影響を与える が、原子炉格納容器の 限界圧力は853kPa [gage]であることか ら、原子炉格納容器の 健全性という点では 問題とならない。	格納容器ベント開始 までの時間は事象発 生から約30時間あ り、準備時間が確保 できるところから、時 間余裕がある。また、 遠隔操作の失敗によ り、格納容器ベント 操作開始時間が遅れ る場合、格納容器 圧力（384kPa[gage]） から上昇するが、格 納容器圧力の上昇は 緩やかであるため、 原子炉格納容器の 限界圧力（3.1853 kPa[gage]）に至る までの時間は、過 圧の観点で厳しい [3.1853kPa[gage]]による静的圧力（ 格納容器の過 圧・過温破損）に おいても事象発生 後35時間後であり、 約5時間の準備時間 が確保できること から、時間余裕が ある。	訓練実績等より、中央制 御室における格納容 器ベント準備操作は 操作スライツチによ り約8分の操作時間 を、格納容器ベント 操作は、操作スライ ツチにより約3分 の操作時間を要した。 また、格納容器ベ ント実施時に遠隔 操作に失敗した場 合は、現場操作に て対応するが、運 転員（現場）の遠 隔手動弁操作機 構を用いた第1弁 の移動時間は、移 動時間を含め約 1時間9分で完了 する見込みを得た。 想定している運 転操作が実施可 能なことを 確認した。

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

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m³

輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）※：約 7,000m³（約 3,500m³ × 2）

※設置許可基準規則 56 条【解釈】 1b) 項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 8 時間後の原子炉減圧後は、炉心冠水まで最大流量（250m³/h）で注水する。

炉心冠水後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）から低圧原子炉代替注水槽への移込

事象発生 8 時間後から大量送水車を用いて 120m³/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ

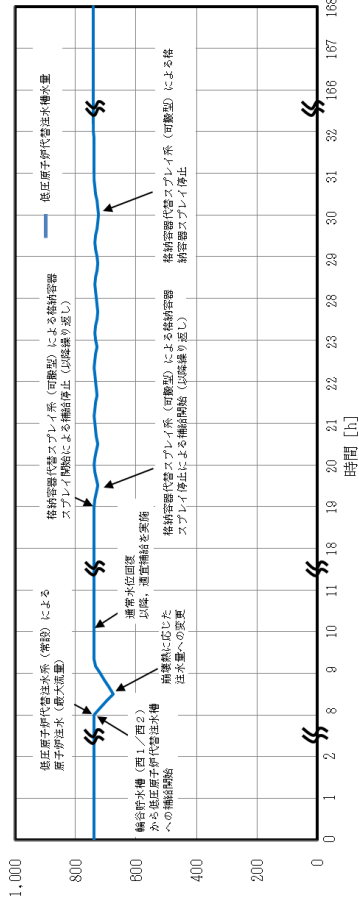
事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じ、120m³/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生 8 時間後まではサプレッション・チェンバのプール水を水源とした原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生 8 時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため、低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが、格納容器スプレイは間欠運転であるため、格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し、以降安定して冷却可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、約 3,600m³ 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m³ 及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³ の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。



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

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約711 m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730 m^3 であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
大量送水車 1台起動 $0.0652\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 10.9536\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 （燃費は保守的に最大負荷時を想定） $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約352 m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450 m^3 であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約8 m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45 m^3 であり、7日間対応可能

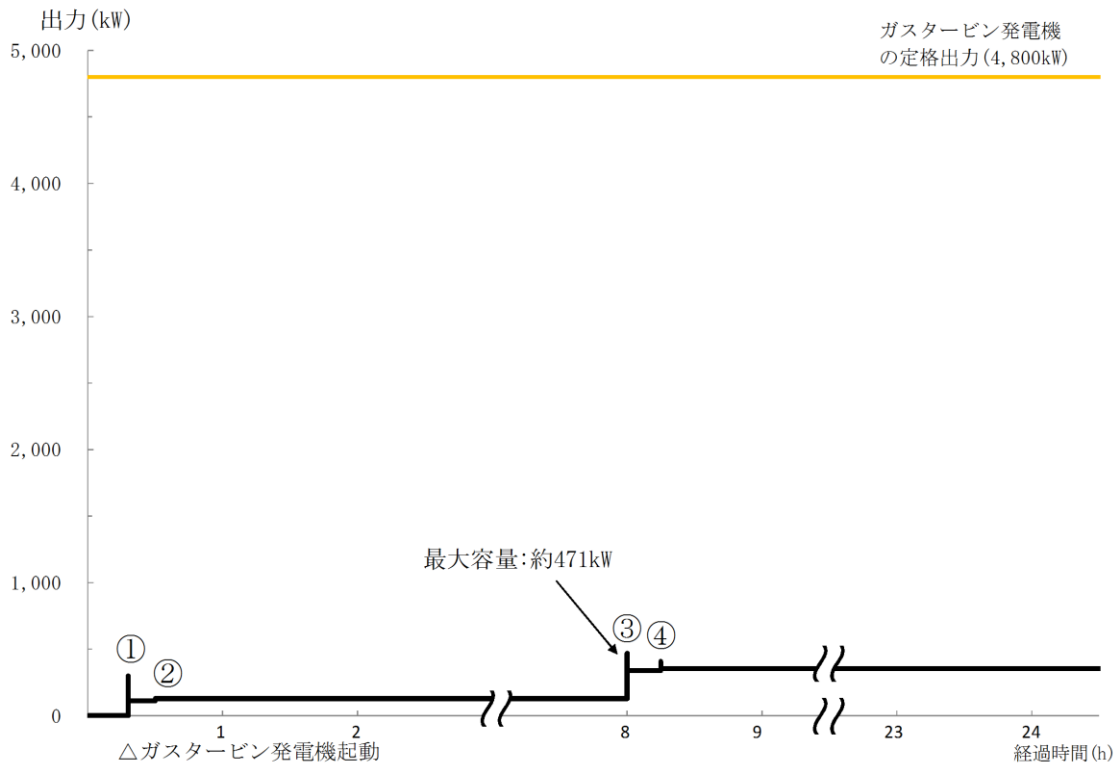
※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

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

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.5 原子炉停止機能喪失

2.5.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象＋原子炉停止失敗」、②「冷却材喪失（小破断LOCA）＋原子炉停止失敗」、③「冷却材喪失（中破断LOCA）＋原子炉停止失敗」及び④「冷却材喪失（大破断LOCA）＋原子炉停止失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止機能に対する重大事故等対策設備に期待することが考えられる。

したがって、本事故シーケンスグループでは、ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による原子炉停止又はATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策としてATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）又はATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的にATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第2.5.1-1(1)図から第2.5.1-1(3)図に、手順の概要を第2.5.1-2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操作手順の関係を第2.5.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計11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、当直長1名、当直副長1名、運転操作対応を行う運転員4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5名である。必要な

要員と作業項目について第2.5.1-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、11名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム失敗確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。

原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装である。

また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ2台すべてがトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。

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

b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認

逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、格納容器圧力高(13.7kPa[gage])により、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)が自動起動する。

高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、各ポンプの出口流量等である。

c. 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維持

主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し復水・給水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下し、原子炉水位低(レベル2)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及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。

この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量を調整することにより原子炉水位低(レベル1H)以上に水位を維持する。

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の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、各ポンプの出口流量等である。

d. 自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止

格納容器圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位低(レベル1)信号の両方が120秒継続した場合であって、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系(低圧注水モード)のポンプが1台以上運転している(遮断器が閉)場合、自動減圧系が自動起動する。

原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の

起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また、代替自動減圧機能の起動阻止スイッチ操作により、代替自動減圧機能による自動減圧を未然に阻止する。

e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作

原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。

原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、中性子源領域計装等である。

f. 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、サプレッション・プール水温度が上昇する。サプレッション・プール水温度が49℃を超えて上昇する場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去ポンプ出口流量及びサプレッション・プール水温度（S A）である。

以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気がすべて原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象＋原子炉停止失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブプラ／ボロン）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、冷却材放出（臨界流・差圧流）、E C C S注水（給水系・代替注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードR E D Y及び単チャンネル熱水力解析コードS C A Tにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サプレッション・プール水温度、格納容器圧力等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.5.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

i) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。

ii) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。

iii) A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）は保守的に作動しないものと仮定する。

(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、 9×9 燃料（A型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心のサイクル末期とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。

（添付資料2.5.1, 2.5.2）

(d) 外部電源

外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合、事象発生と同時に復水・給水系及び再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブレーション・プール水温度の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。

(b) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は、原子炉圧力高（7.41MPa[gage]）又は原子炉水位低（レベル2）信号により再循環ポンプ2台がすべてトリップするものとする。

また、再循環ポンプが1台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力ー低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁（12個）は、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。

(d) 電動機駆動給水ポンプ

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする。また、復水器ホットウエル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップするものとする。

(e) 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）で自動起動し、91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で給水するものとする。また、サプレッション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の高温耐性（110℃）に余裕を考慮した温度である100℃に到達した時点で停止するものとする。

(f) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系は原子炉水位低（レベル1H）又は格納容器圧力高（13.7kPa [gage]）で自動起動し、318～1,050m³/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大1,050m³/h）の流量で給水するものとする。

(g) ほう酸水注入系

ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動し、162L/分の流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。

(h) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器1基あたり約9MW（サプレッション・プール水温度52℃、海水温度30℃において）とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 自動減圧系等の起動阻止操作

原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生5分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。

（添付資料2.5.3）

(b) ほう酸水注入系の起動操作

本評価では、ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動することとしている。

(c) 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作

事象発生の約80秒後に格納容器圧力高信号が発信してから240秒間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生11.6分後に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作を実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系流量、高圧炉心スプレイ系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{*1}、逃がし安全弁の流量、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2.5.2-1(1)図から第2.5.2-1(15)図に、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5.2-1(16)図に示す。

※1 非常用炉心冷却系等の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。

a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約818℃まで上昇する。約2.5秒後に原子炉圧力高信号でA T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）により再循環ポンプ2台すべてがトリップする。なお、本評価では保守的に期待していないA T W S緩和設備（代替制御棒挿入機能）は、本来この原子炉圧力高信号（7.41MPa[gage]）で作動する。

主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、電動機駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約598℃まで上昇する。

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、格納容器圧力が上昇し、事象発生から約80秒後に格納容器圧力高信号（13.7kPa [gage]）により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。サブプレッション・プール水温度も上昇し、事象発生から約96秒後にサブプレッション・プール水温度が49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約230秒後に復水器ホットウェルの水位低下により復水・給水系のポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約266秒後に原子炉水位低（レベル2）信号で原子炉隔離時冷却系が起動する。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が継続しているため、炉心冷却は維持される。

その後は、サブプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系を停止する。

事象発生から11.6分後（原子炉スクラムの失敗確認から10分後）、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の注入を開始する。同時（サブプレッション・プール水温度高から10分後）に残留熱除去ポンプ2台によるサブプレッション・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。これに伴い、原子炉出力の上昇が抑制されるため、原子炉水位は上昇し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の運転員操作により、原子炉水位低（レベル1H）以上に原子炉水位を維持する^{※2}とともに、サブプレッション・プール水の冷却を維持する。

※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル1H）以上に原子炉水位を維持する。

b. 評価項目等

燃料被覆管の温度は、第2.5.2-1(6)図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約5秒で最高の約818°Cに到達するが、1,200°C以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.5.2-1(4)図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約8.68MPa[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、約8.98MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は緩やかに上昇するが、それぞれ約167kPa[gage]、約110°C以下に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサブプレッション・プール水の冷却を維持することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料2.5.4)

本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系等の起動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コード（SCATコード）では保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高めめに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてMCPRに関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなるが、これらのパラメータの上昇が遅れる側であること、また、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.5.5）

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コード（SCATコード）は保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することにより燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高めに評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高めに評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.5.5, 2.5.6)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.5.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件の 35,600t/h (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の約 85%～約 104%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり、事象進展に影響を与えるが、事象発生約 2.5 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが 2 台すべてトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、炉心流量が少ない場合 (定格流量の 85%) の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件の 1.25 に対して最確条件は 1.35 以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ (動的ボイド係数) は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25×1.02 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している。(「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード (REDY) について」、日立 GE ニュークリア・エナジー株式会社、

HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成 30 年 5 月)

初期条件の核データ(動的ドップラ係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9×0.99 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ(動的ボイド係数)に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している。「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(REDY)について」、日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成 30 年 5 月)

初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器圧力及びサブレーション・プール水温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度, 格納容器圧力及びサブレーション・プール水温度の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は3秒以上5秒以下であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生の約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべてトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.5.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件の35,600t/h(定格流量(100%))に対して最確条件は定格流量の約85%~約104%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、事象発生の約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台すべてトリップするため、この影響は小さい。なお、炉心流量が少ない場合(定格流量の85%)の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.25に対して最確条件は1.35

以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25×1.02 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、その影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。

初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9×0.99 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。（「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード（REDY）について」、日立GEニュークリア・エナジー株式会社、HLR-121、東芝エネルギーシステムズ株式会社、TLR-092、平成 30 年 5 月）

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力及びサブレーション・プール水温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず、また、電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブレーション・プール水温度の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、第 2.5.3-1(1)図から第 2.5.3-1(5)図に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の 3 秒に対して最確条件は 3 秒以上 5 秒以下であり、解析条件の不確かさとして、主蒸

気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生約 2.5 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが 2 台すべてトリップするため、この影響は小さい。

(添付資料 2.5.2, 2.5.5, 2.5.7, 2.5.8)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 5 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は、時間余裕を含めて設定しており、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間としてサブプレッション・プール水温度 49°C 到達後 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報し、また、中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメー

タを起点としている操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.5.5)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、操作の不確かさが操作開始時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなり、その場合、格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.5.5)

(3) 感度解析

解析条件の不確かさとして、初期条件の炉心流量が少ない場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて炉心流量を定格流量の85%とした感度解析を行う。その結果、第2.5.3-1(6)図から第2.5.3-1(9)図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約820℃となり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約818℃に比べてわずかに上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの1%以下と同様に15%を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約8.94MPa[gage]^{*3}であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を下回っている。なお、その他の評価項目である、サプレッション・プール水温度及び原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力はそれぞれ111℃、170kPa[gage]となる。「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す温度及び圧力110℃、167kPa[gage]に比べわずかに上昇するものの、限界温度、限界圧力を十分に下回る。

解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、初期条件の炉心流量が定格流量の場合には、第2.5.3-1(10)図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約1,080℃であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約818℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの3.1%以下であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの1%以下に比べて増加するものの、15%を下回っている。

また、初期条件の炉心流量が少ない場合（定格流量の 85%）には、第 2.5.3-1(11)図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,155℃であり、リウエットを考慮した場合における最高温度約 820℃に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 4.3%以下であり、リウエットを考慮した場合における燃料被覆管厚さの 1%以下に比べて上昇するものの、15%を下回っている。

※3 解析コードによる評価結果を示す。一方、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」では、原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「2.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合、その最高値は、原子炉圧力の最高値（8.74MPa）に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値の 9.04MPa となるが、この値は最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa）を下回っている。

（添付資料 2.5.6, 2.5.8）

(4) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、解析上、格納容器圧力高（13.7kPa [gage]）及び原子炉水位低（レベル 1）の設定点に到達し自動減圧系等のタイマーが作動するのは事象発生の約 7.9 分後であり、仮に、自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には、この自動減圧系のタイマー作動後の 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに自動減圧系等の起動阻止操作を実施し、自動開放した逃がし安全弁を閉止することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系等からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6 個で減圧する場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 130 秒で約 2MPa [gage] まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生の 5 分後から約 7.1 分程度の時間余裕がある。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作については、手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系等の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から 10 分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため、10 分以上の操作時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、操作が遅れた場合にはサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても、サプレッション・プール水温度の最高値は約 110℃から上昇するが、サプレッション・

プール水温度の上昇は緩やかであるため、限界温度 200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。

(添付資料2.5.5, 2.5.9, 2.5.10)

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

2.5.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 11 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

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

a. 水源

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、サプレッション・チェンバのプール水を水源として循環することから、水源が枯渇することはないため、7 日間の注水継続実施が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7 日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8 m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約 45m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料2.5.13)

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷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。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

2.5.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、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「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてA T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、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の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとしてA T W S緩和設備（代替制御棒挿入機能）、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象+原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、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の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

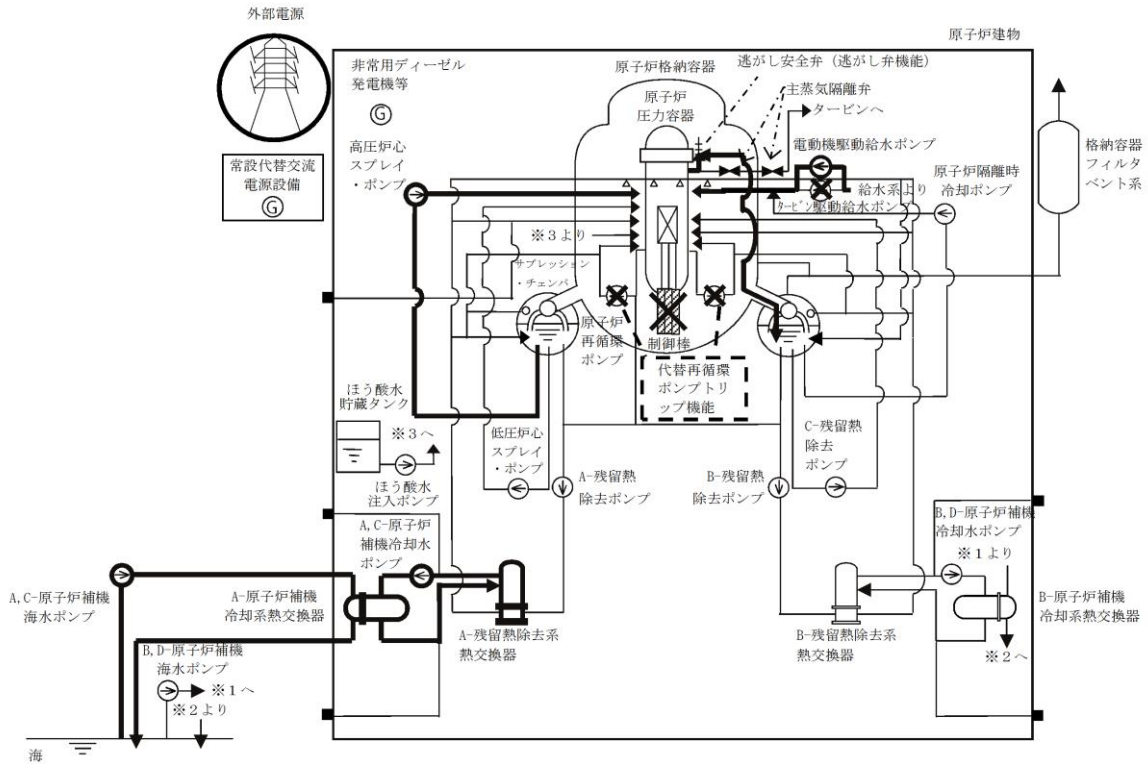
なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。

（添付資料2.5.7, 2.5.8, 2.5.9, 2.5.11, 2.5.12）

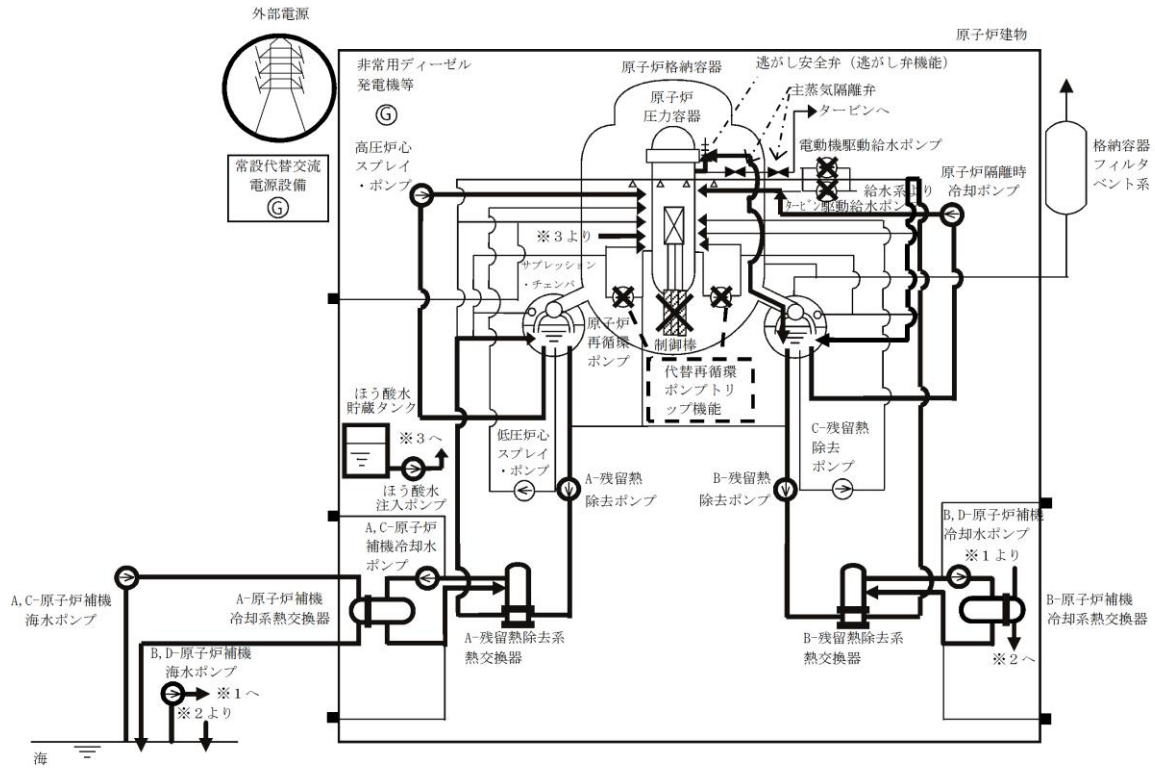
重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源も供給可能である。

以上のことから、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、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の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱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

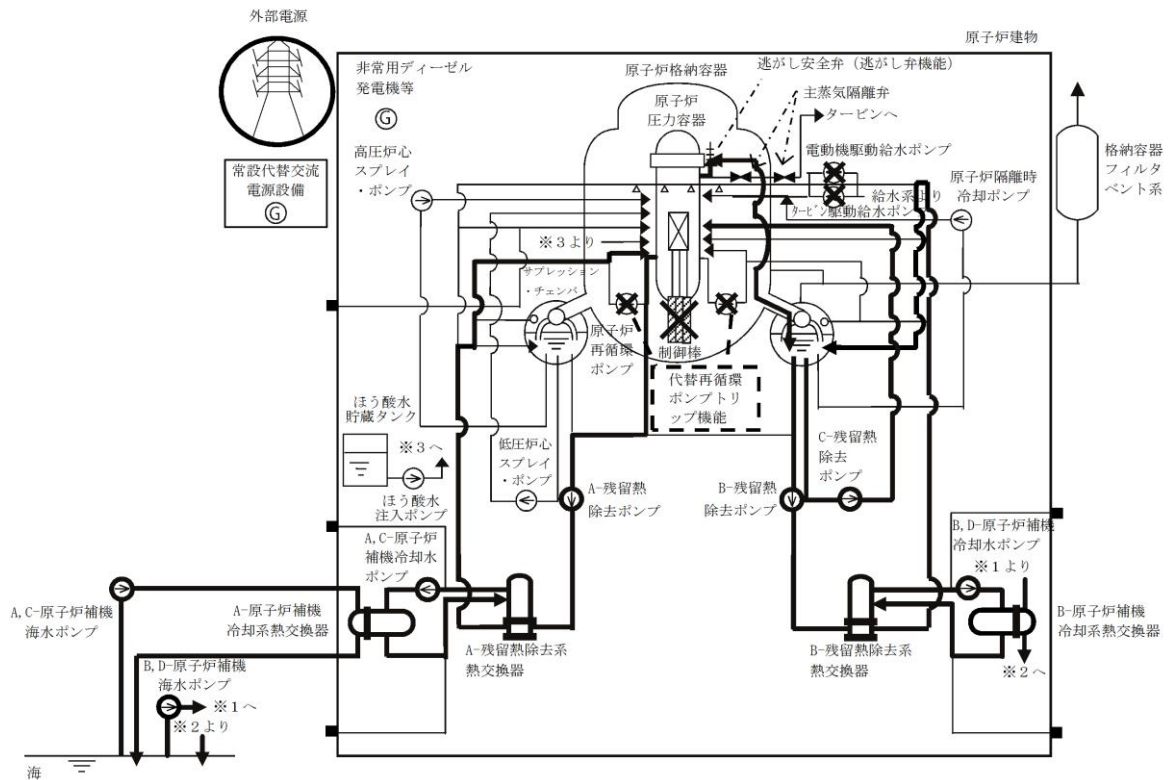
故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。



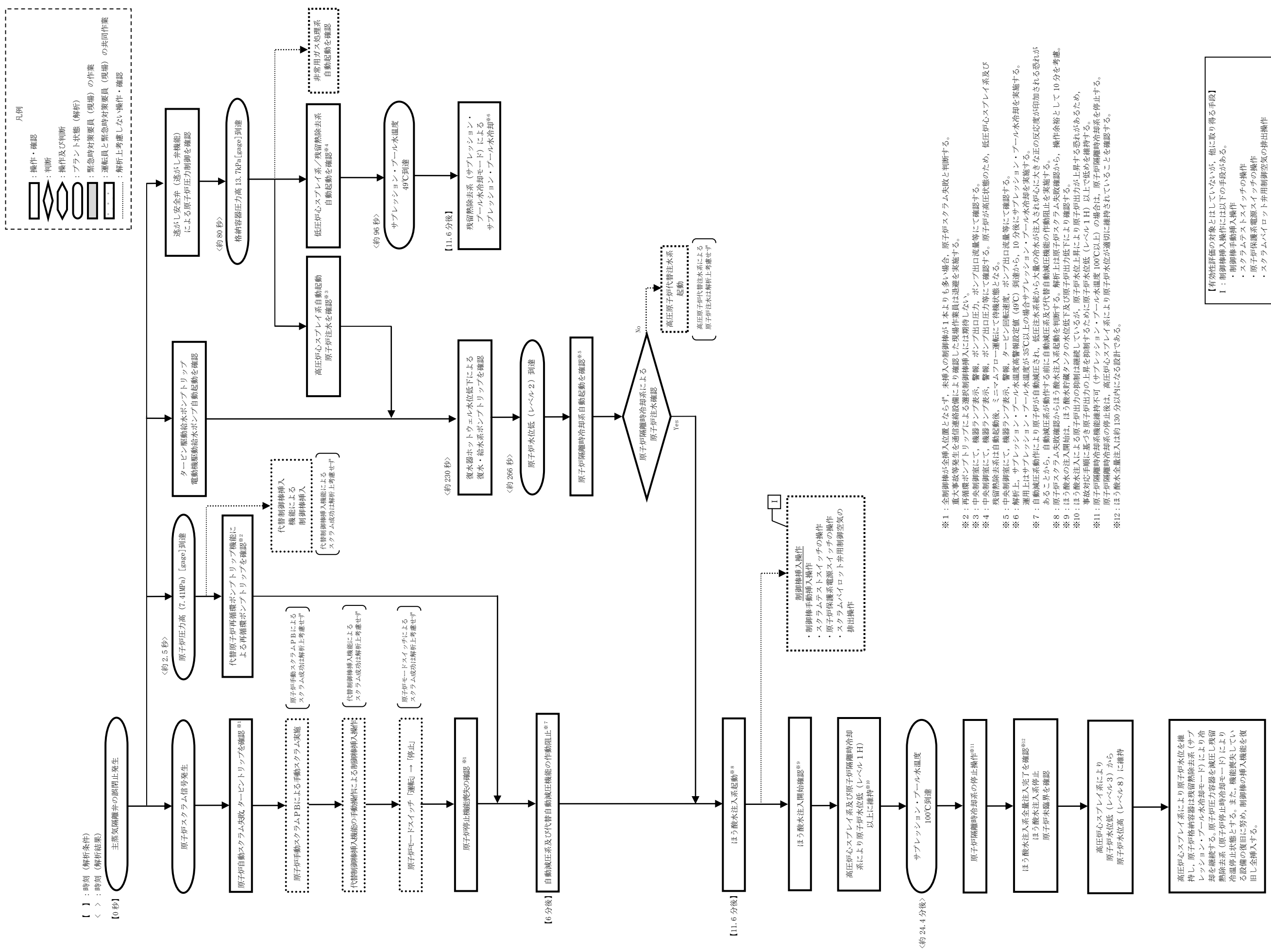
第 2.5.1-1(1) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉減圧及び原子炉注水)



第 2.5.1-1(2) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉未臨界操作，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.5.1-1(3) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



※1 : 全制御棒が全挿入位置とならず、未挿入の制御棒が1本よりも多い場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
 重大事故等発生による通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
 ※2 : 再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。
 ※3 : 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等にて確認する。原子炉が高温状態のため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系は自動起動後、ミニマムフロー運転にて待機状態となる。
 ※4 : 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
 ※5 : 運用上、サブプレッション・プール水温度高警報設定値 (49°C) 到達から、10分後にサブプレッション・プール水冷却を実施する。
 ※6 : 運用上、サブプレッション・プール水温度が35°C以上の場合サブプレッション・プール水冷却を実施する。
 ※7 : 自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を実施する。
 ※8 : 原子炉スクラム失敗確認からほう酸水注入系起動を判断する。解析上は原子炉スクラム失敗確認から、操作余裕として10分を考慮。
 ※9 : ほう酸水の注入開始は、ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力が上昇する恐れがあるため、事故対応手順に基づき原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇を抑制するために低圧炉心水位低 (レベル1 H) 以上に低めを維持する。
 ※10 : 原子炉隔離時冷却系維持不可 (サブプレッション・プール水温度100°C以上) の場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。
 ※11 : ほう酸水注入系停止後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。
 ※12 : ほう酸水全量注入は約130分以内になる設計である。

第2.5.1-2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

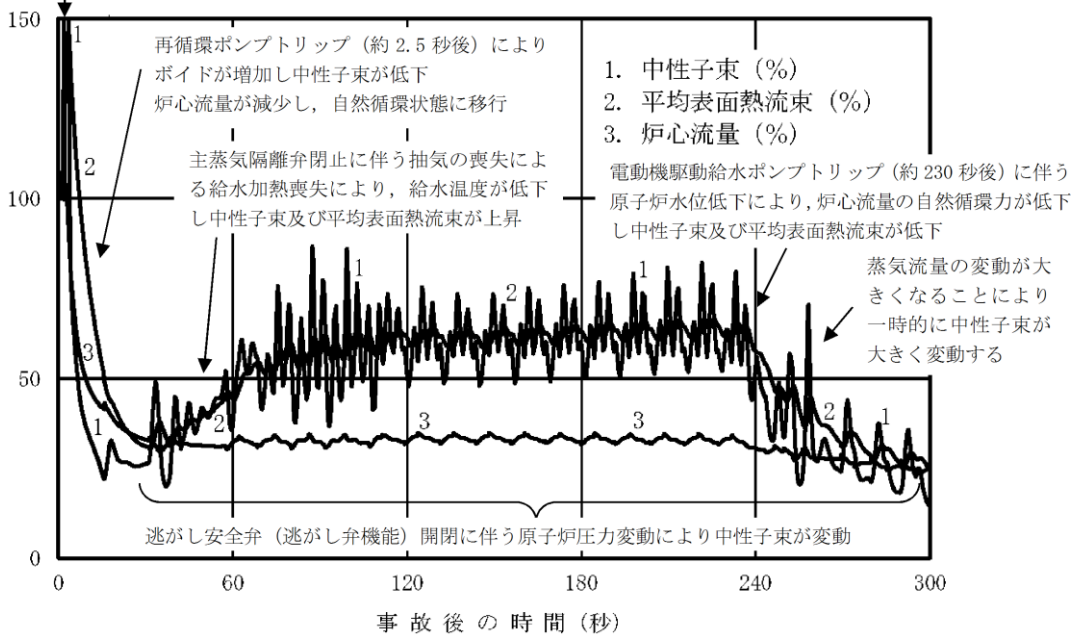
原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間 (分)																			備考																						
	責任者	当直長	1人		中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36		38	40	42	44	46	48	50															
操作項目	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮	事象発生 原子炉スクラム ▽ 約80秒 格納容器圧力高 (13.7kPa [gauge]) 到達 ▽ 約96秒 サプレッション・プール水温度高 (49℃) 到達 ▽ 約230秒 電動機駆動給水ポンプトリップ (復水器水位低下による) ▽ 約266秒 原子炉水位低 (レベル2) ▽ プラント状況判断 ▽ 約7.9分 原子炉水位低 (レベル1) ▽ 11.6分 ほう酸水注入系起動 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転開始 ▽ 約13.1分 炉心部へのほう酸水注入開始 ▽ 約24.4分 サプレッション・プール水温度100℃到達																																									
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡																																										
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策要員 (現場)																																											
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡																																										
状況判断	1人 A	-	-	・ 主蒸気隔離弁全閉確認/逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による原子炉圧力制御確認	5分																																									
				・ 原子炉自動スクラム失敗、タービントリップ確認																																										
				・ 原子炉手動スクラム P B による手動スクラム																																										
				・ 代替制御棒挿入機能の手動操作による制御棒挿入操作																																										
	1人 B	-	-	・ 原子炉モードスイッチ「停止」による原子炉スクラム																																										
				・ 再循環ポンプトリップ確認																																										
				・ タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動機駆動給水ポンプ自動起動確認																																										
				・ 復水・給水系ポンプトリップ確認																																										
自動減圧系等の起動阻止	(1人) A	-	-	・ 高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系自動起動確認	5分																																									
				・ 原子炉隔離時冷却系自動起動確認																																										
残留熱除去系 運転モード切替え操作	(1人) B	-	-	・ 代替自動減圧起動阻止スイッチ「阻止」	1分																																									
				・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) から 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 切替え																																										
ほう酸水注入系起動操作	(1人) A	-	-	・ 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 状況監視	6分																			2系統とも残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) へ切替え	解析上、11.6分後に起動 (サブプレッション・プール水温度高 (49℃) 到達から10分の操作余裕時間を考慮)																					
				・ ほう酸水注入系起動																																										
制御棒挿入操作	(1人) A	-	-	・ ほう酸水注入系監視	3分																			ほう酸水全量注入完了まで適宜状態を監視し、全量注入を確認した後にほう酸水注入系を停止	解析上、11.6分後に起動 (原子炉スクラム失敗確認から10分の操作余裕時間を考慮)																					
				・ 注入状況監視																																										
				・ 制御棒手動挿入操作																						10分																			全制御棒全挿入又は1本のみ制御棒未挿入の状態まで挿入	解析上考慮せず
				・ スクラムテストスイッチの操作																																										
				・ 原子炉保護系電源スイッチの操作																																										
・ 放射線防護具準備																																														
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	(1人) A	-	-	・ スクラムパイロット弁用制御空気の排出操作	10分																			15分																						
				・ 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の監視 ・ 原子炉隔離時冷却系の停止操作																																										
高圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作	(1人) A	-	-	・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の監視 ・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の流量調整	サプレッション・プール水温度が100℃に到達した場合、原子炉隔離時冷却系を停止 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1H以上維持																																									
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 C,D	-																																											

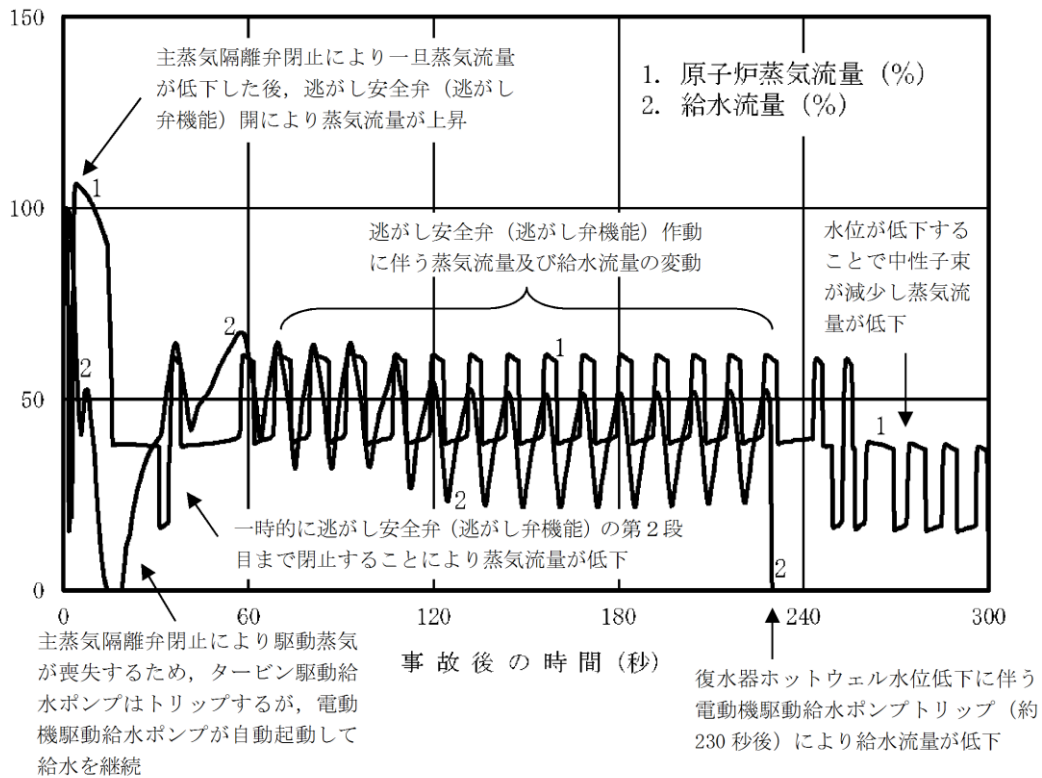
() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 2.5.1-3 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間

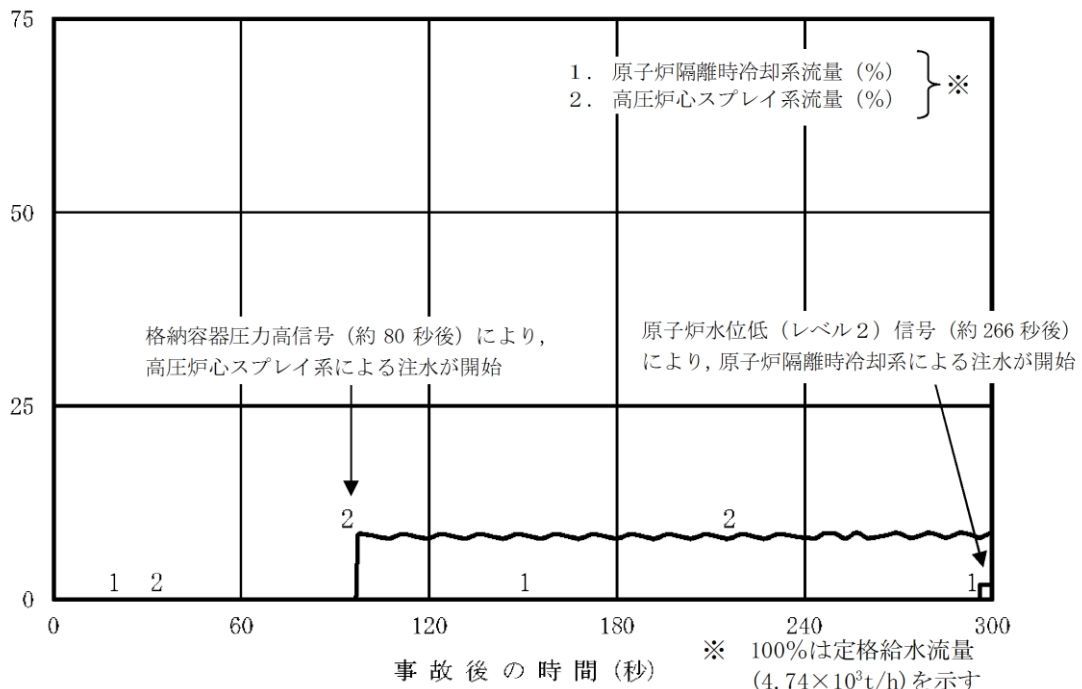
主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇により、
ボイドが減少し中性子束が上昇
中性子束最大値：約 948% (約 2.1 秒)



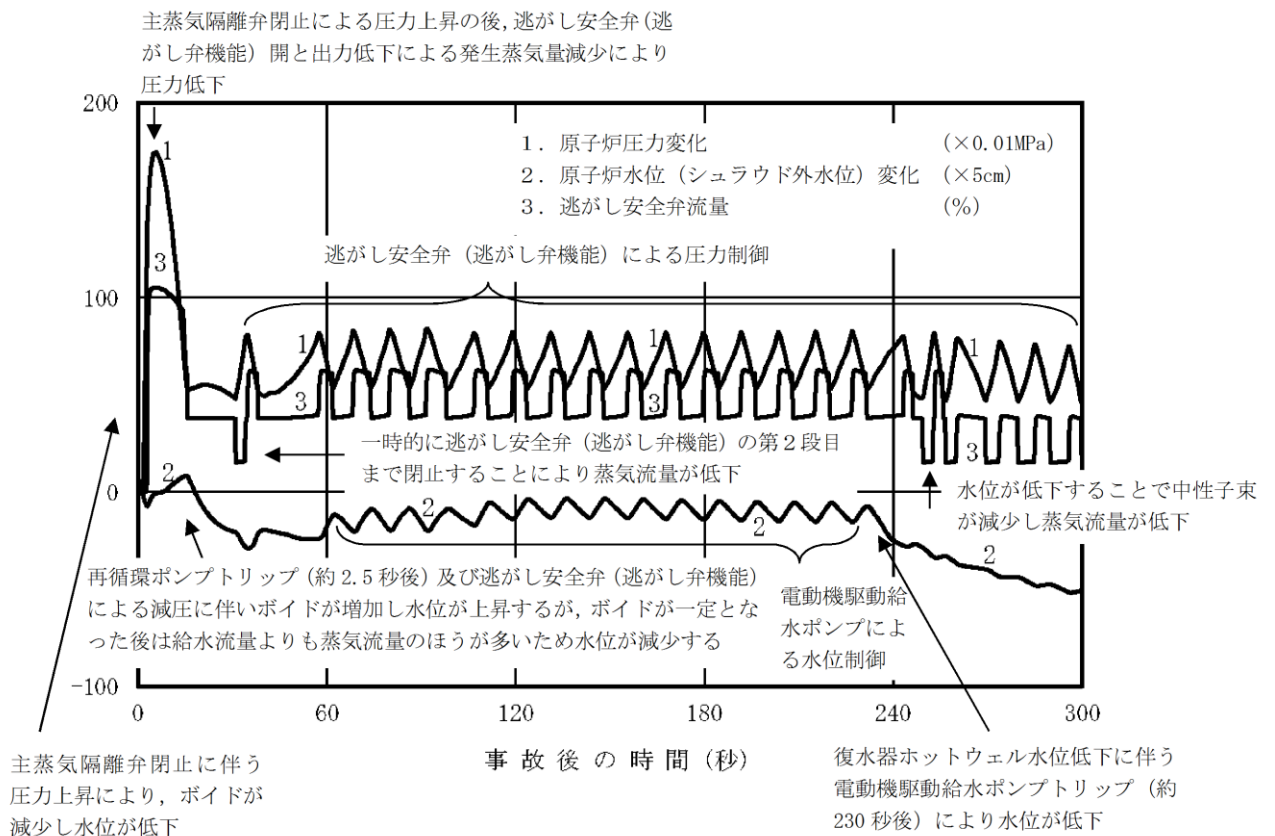
第 2.5.2-1(1) 図 中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



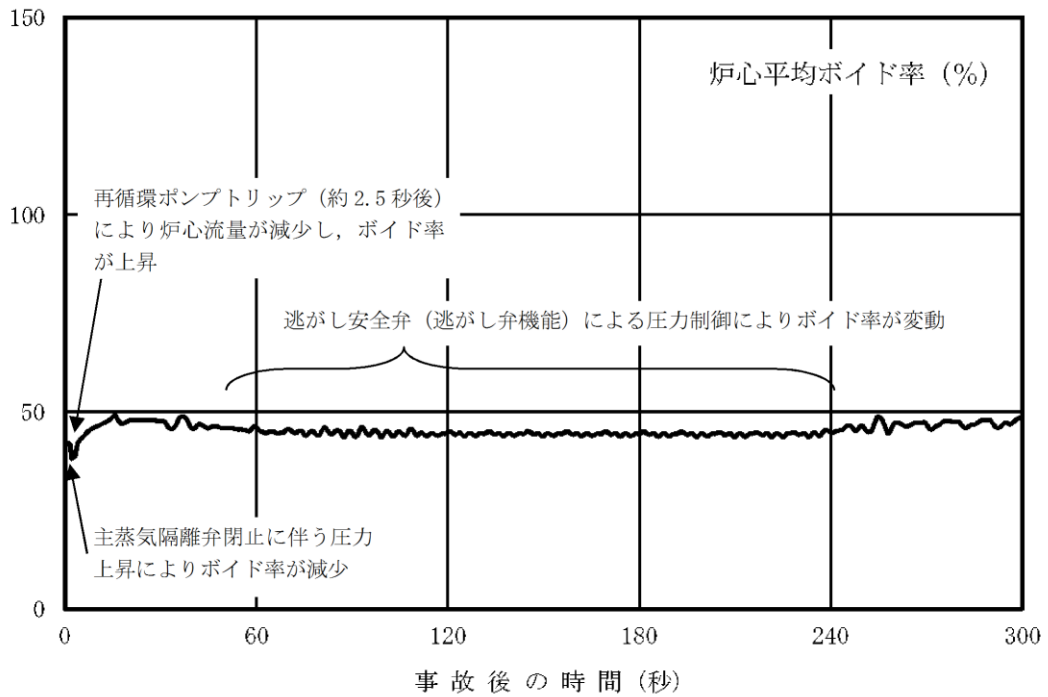
第 2.5.2-1(2) 図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



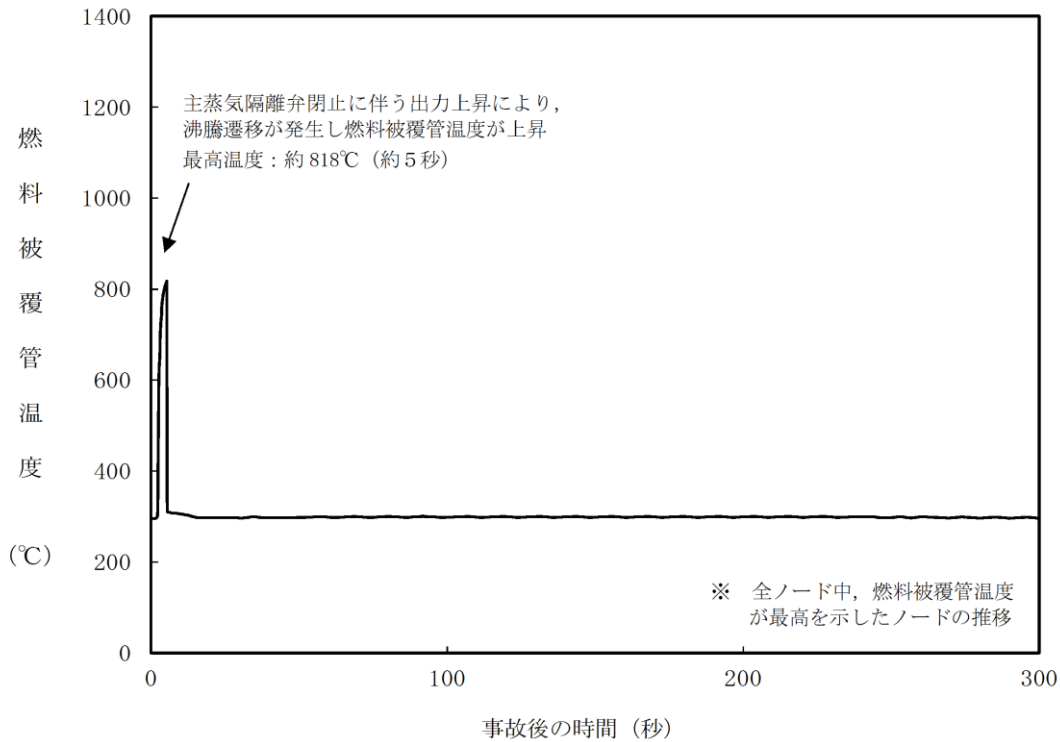
第 2.5.2-1(3) 図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレー系の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



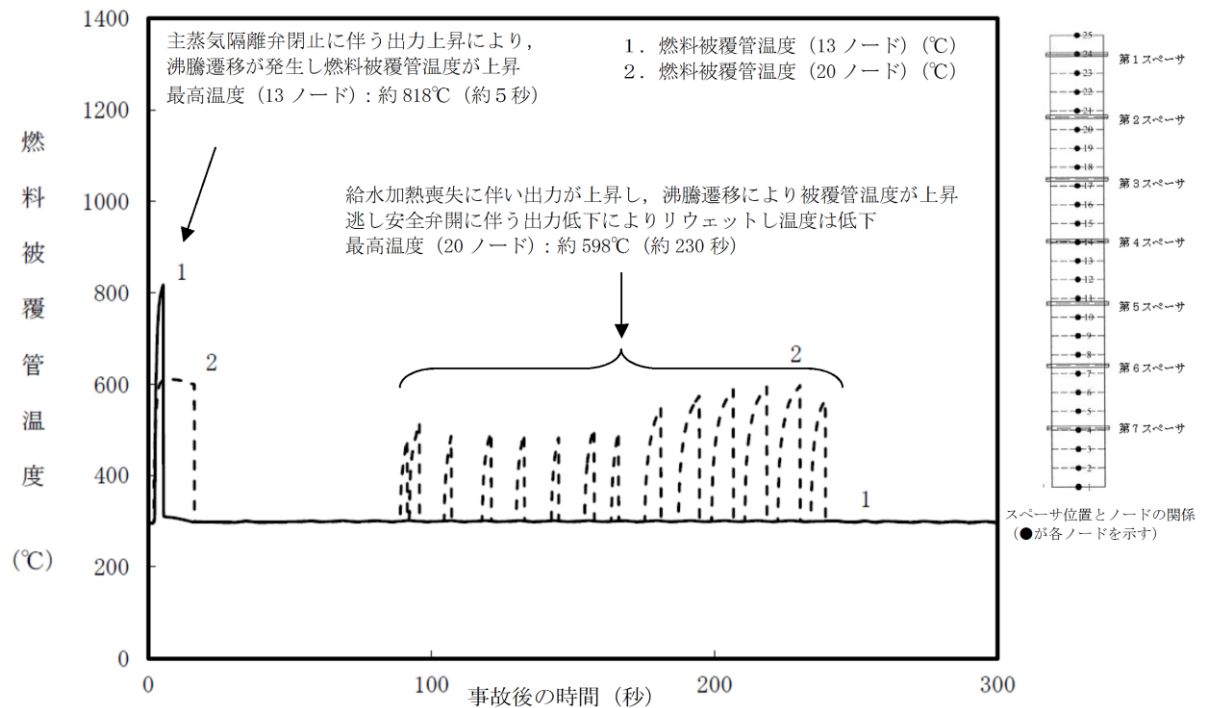
第 2.5.2-1(4) 図 原子炉圧力，原子炉水位 (シュラウド外水位)， 逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



第 2.5.2-1(5) 図 炉心平均ボイド率の推移
(事象発生から 300 秒後まで)

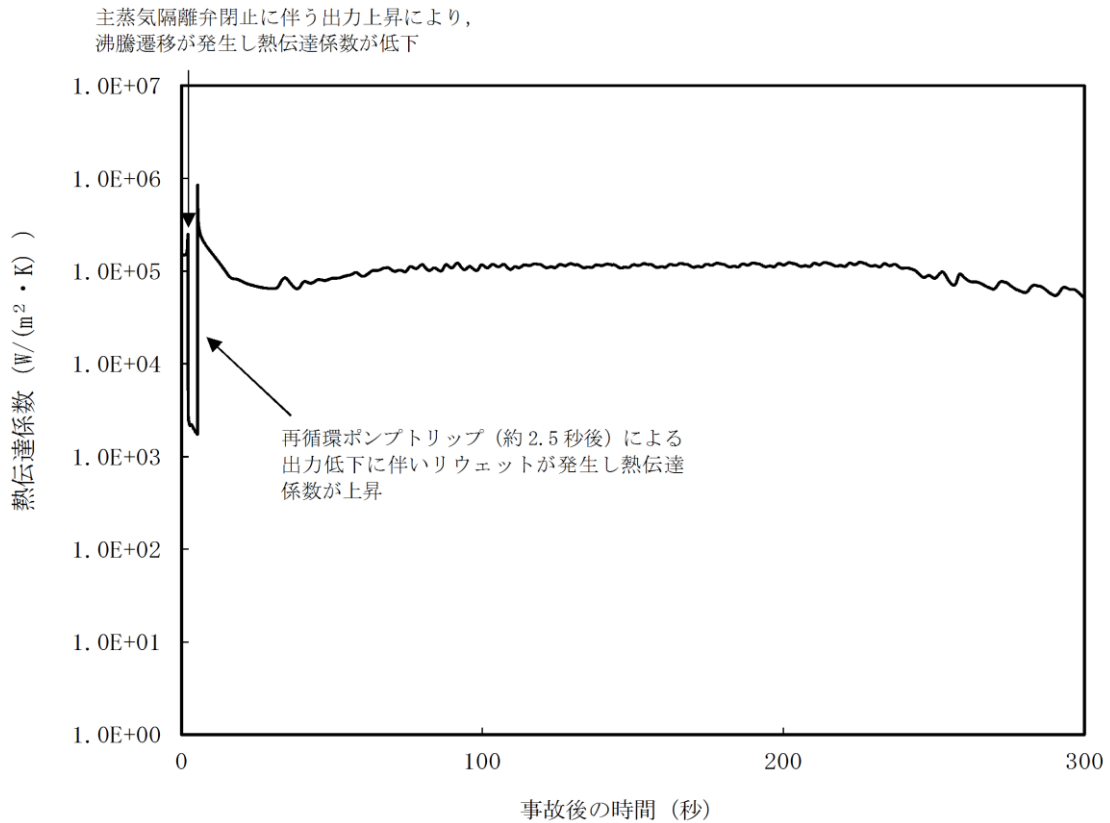


第 2.5.2-1(6) 図 燃料被覆管温度*の推移
(13 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

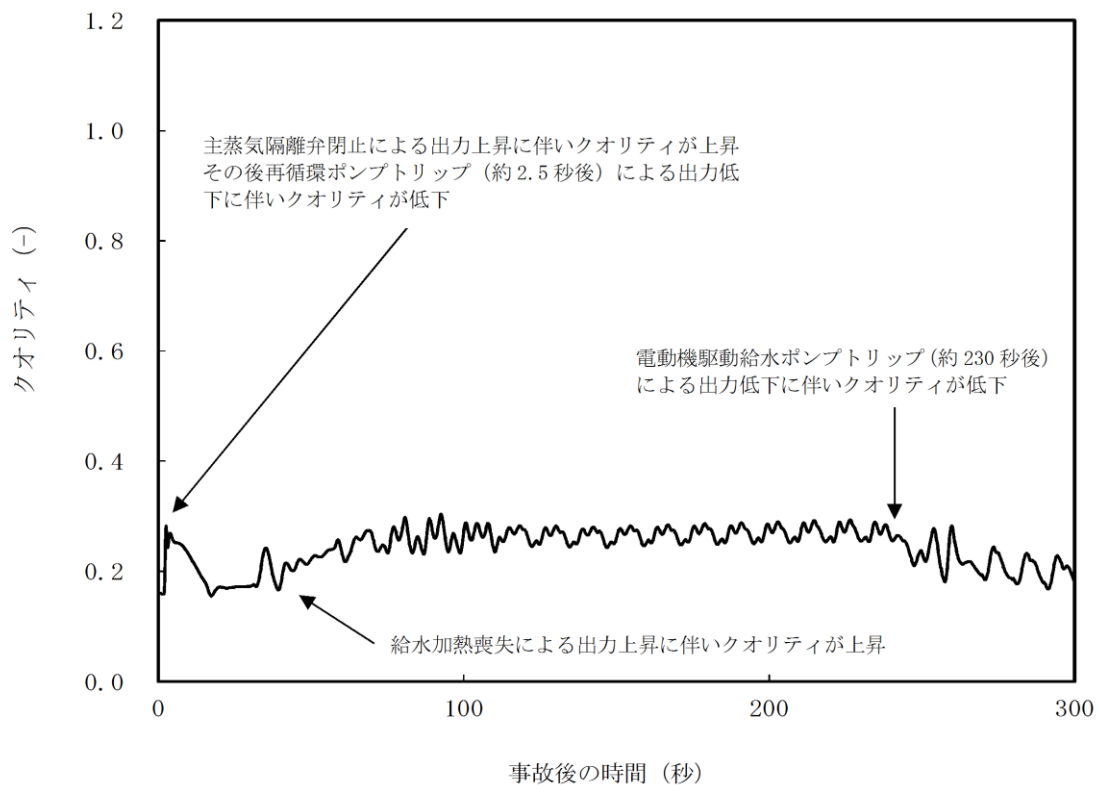


第 2.5.2-1(7) 図 燃料被覆管温度*の推移
(13 ノード及び 20 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

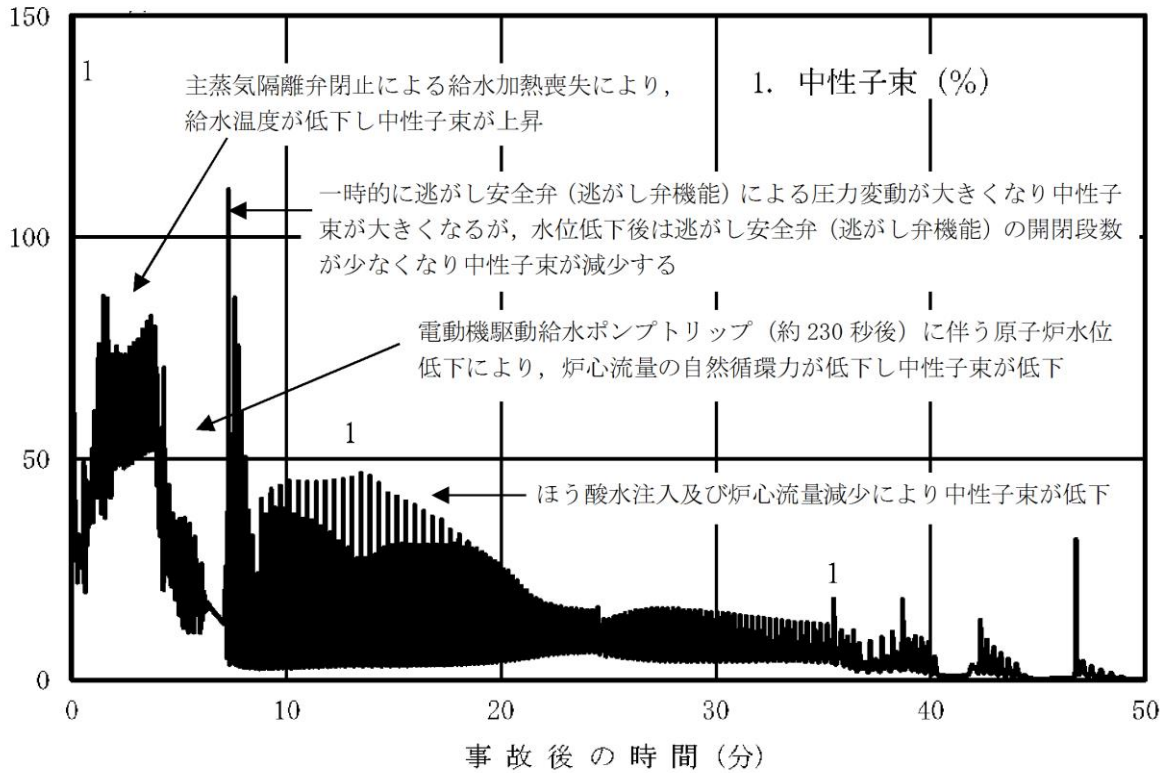
※燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している



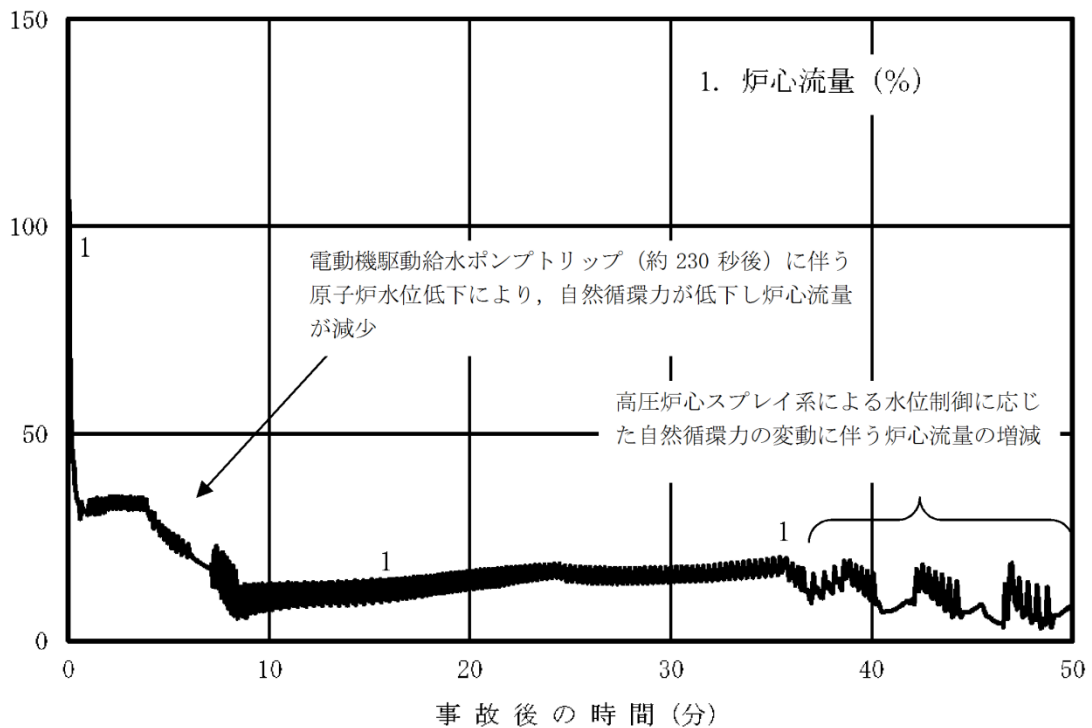
第 2.5.2-1(8) 図 熱伝達係数 (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



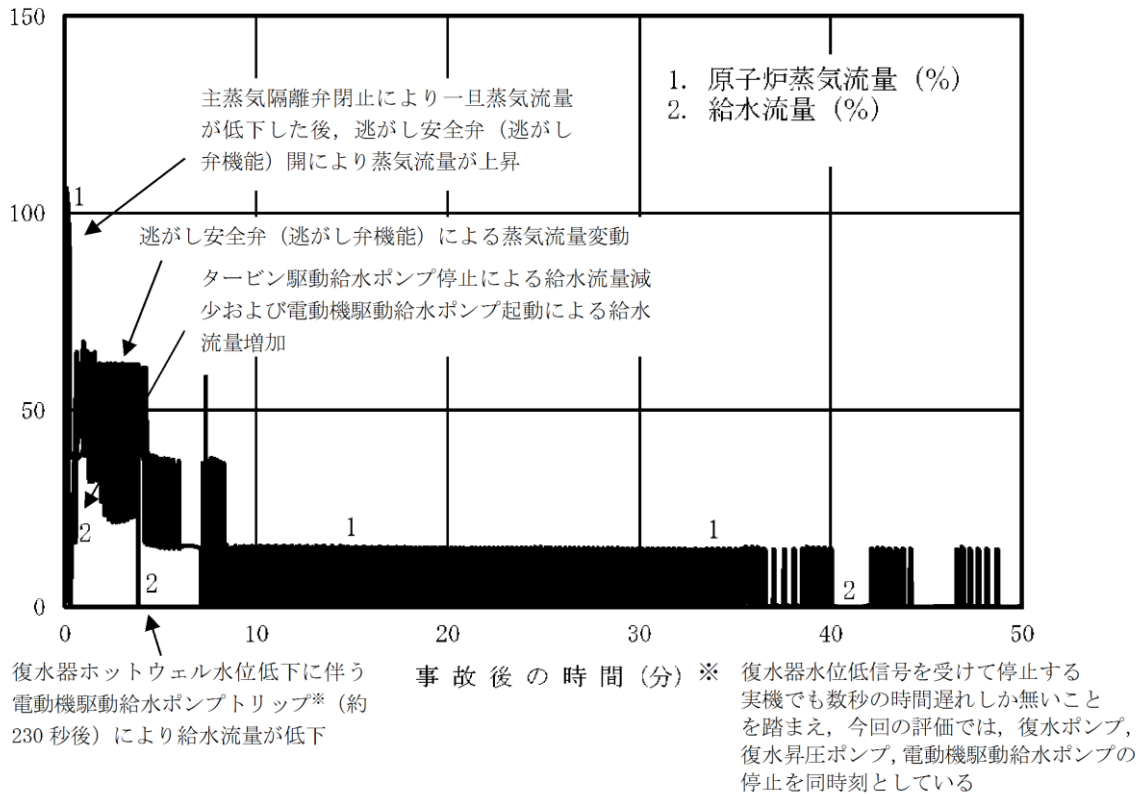
第 2.5.2-1(9) 図 クオリティ (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



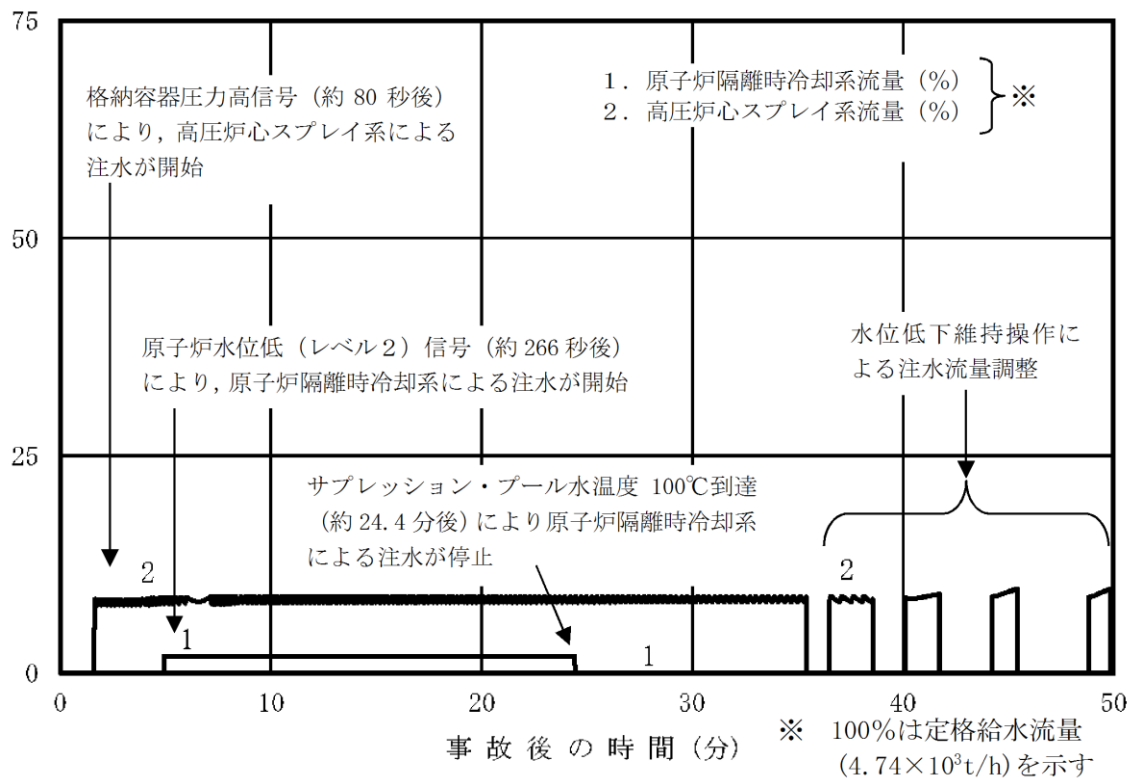
第2.5.2-1(10)図 中性子束の推移(事象発生から50分後まで)



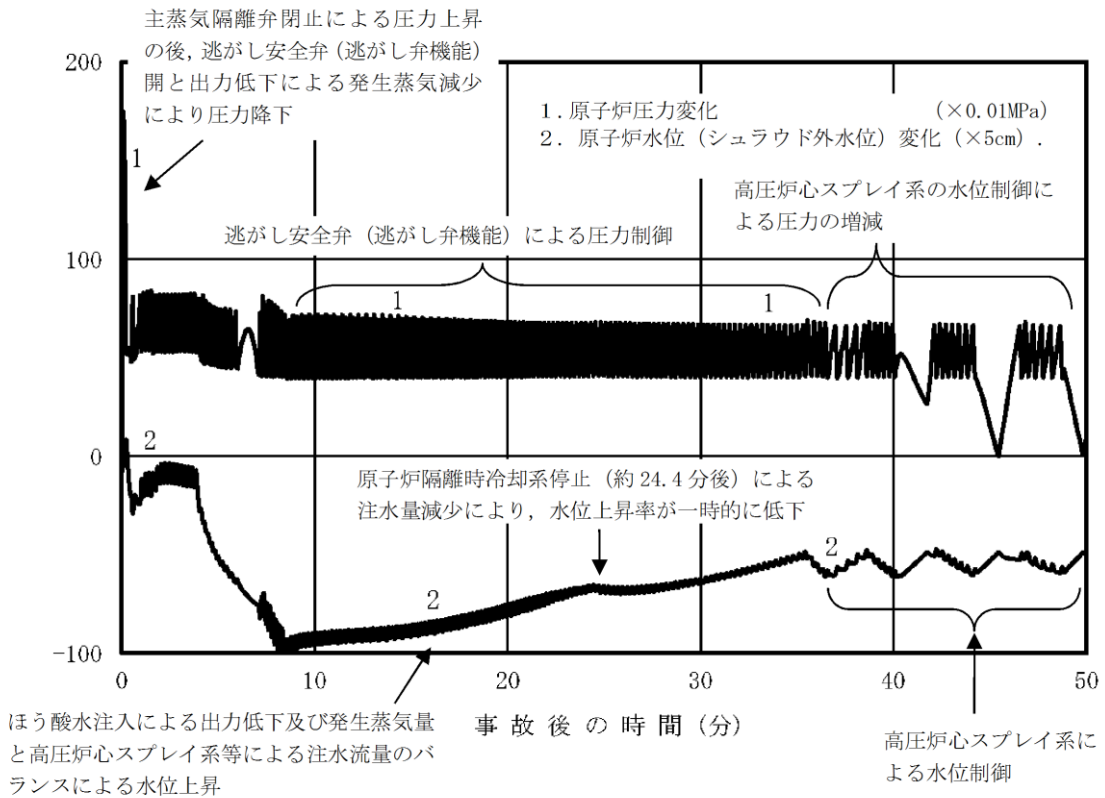
第2.5.2-1(11)図 炉心流量の推移(事象発生から50分後まで)



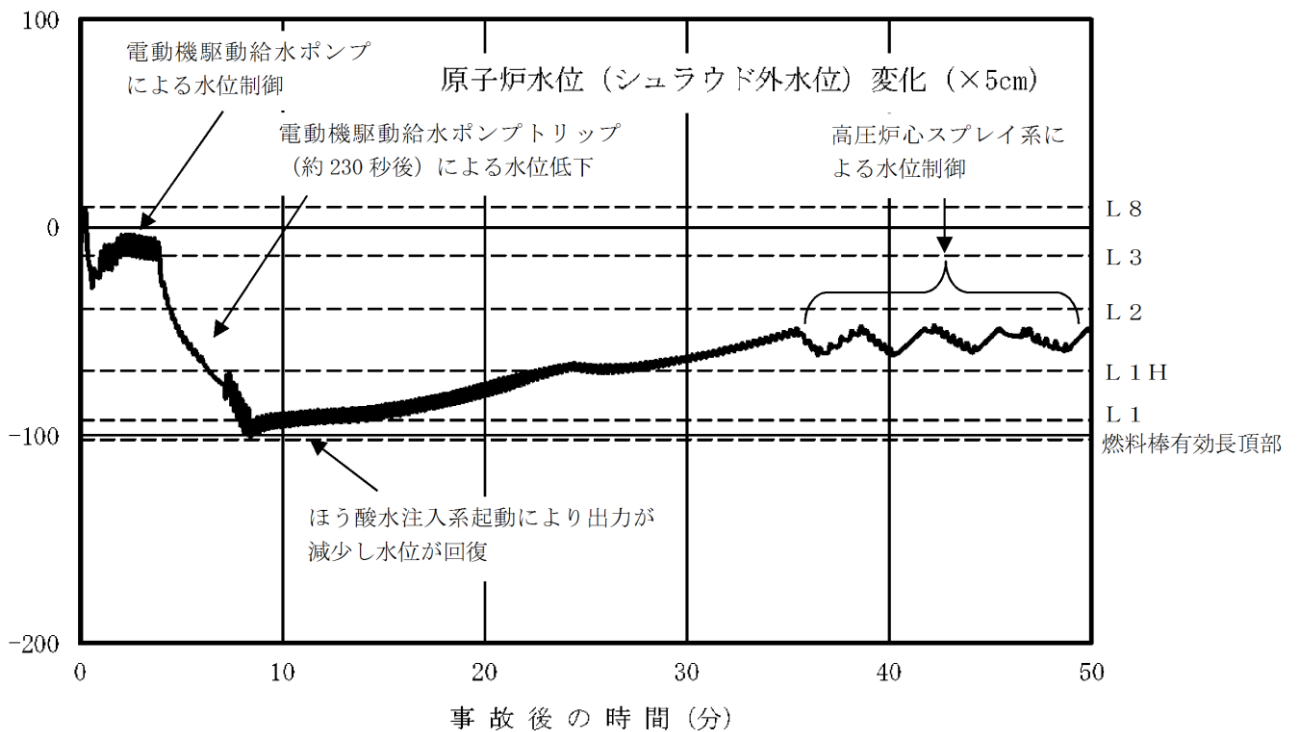
第 2.5.2-1(12) 図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 50 分後まで)



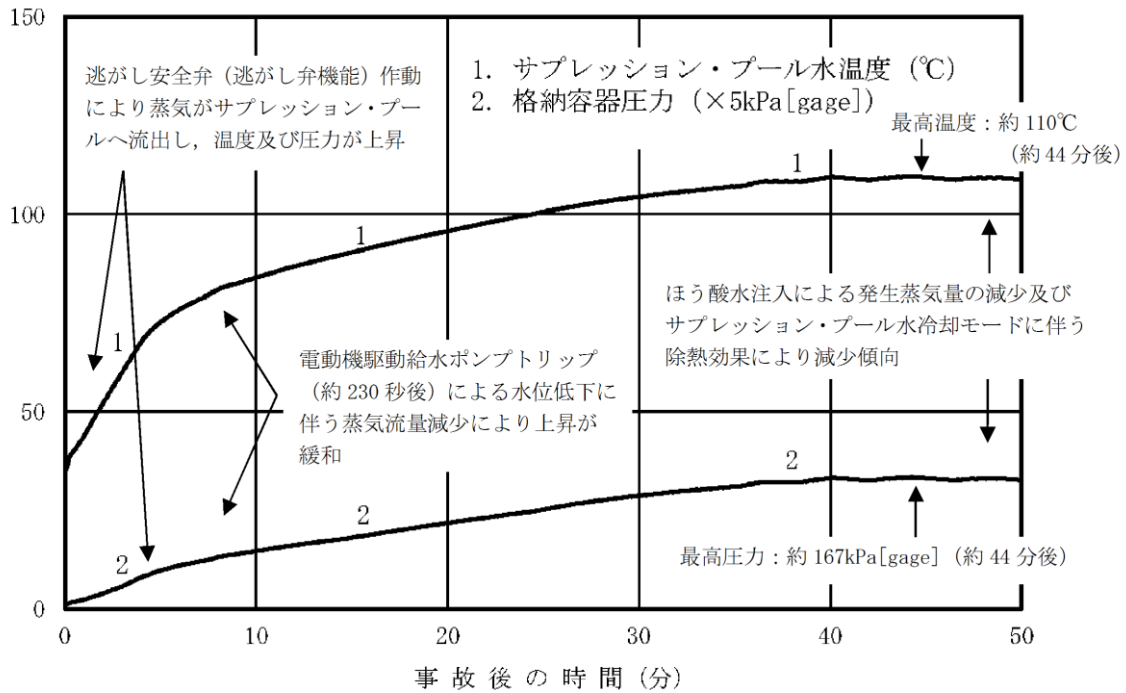
第 2.5.2-1(13) 図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレー系の流量の推移
(事象発生から 50 分後まで)



第 2.5.2-1(14) 図 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

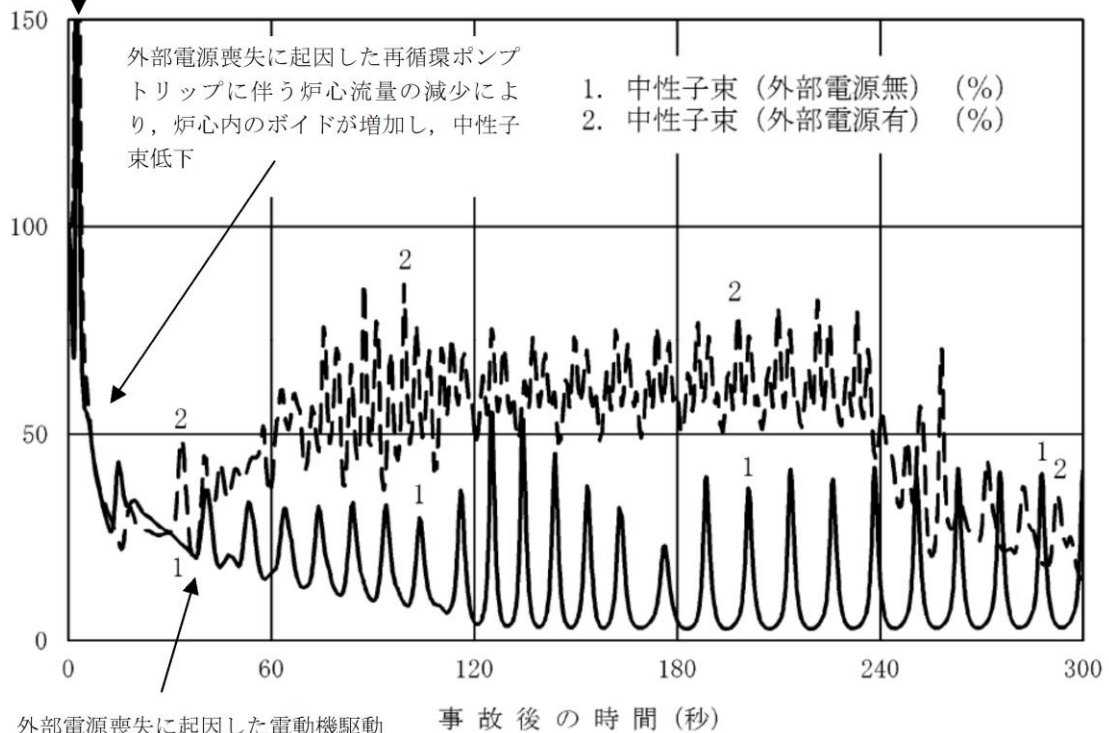


第 2.5.2-1(15) 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

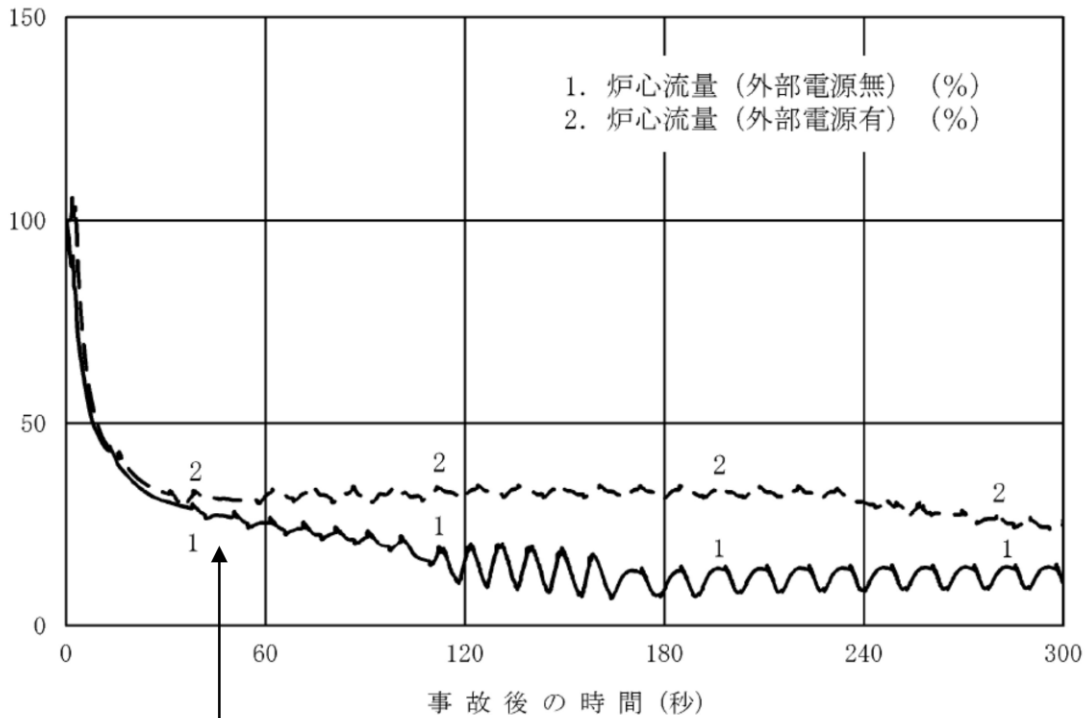


第 2.5.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

主蒸気隔離弁の閉止に伴う圧力上昇によりボイドが減少し中性子束が上昇
中性子束最大値: 約 562% (約 2.3 秒)



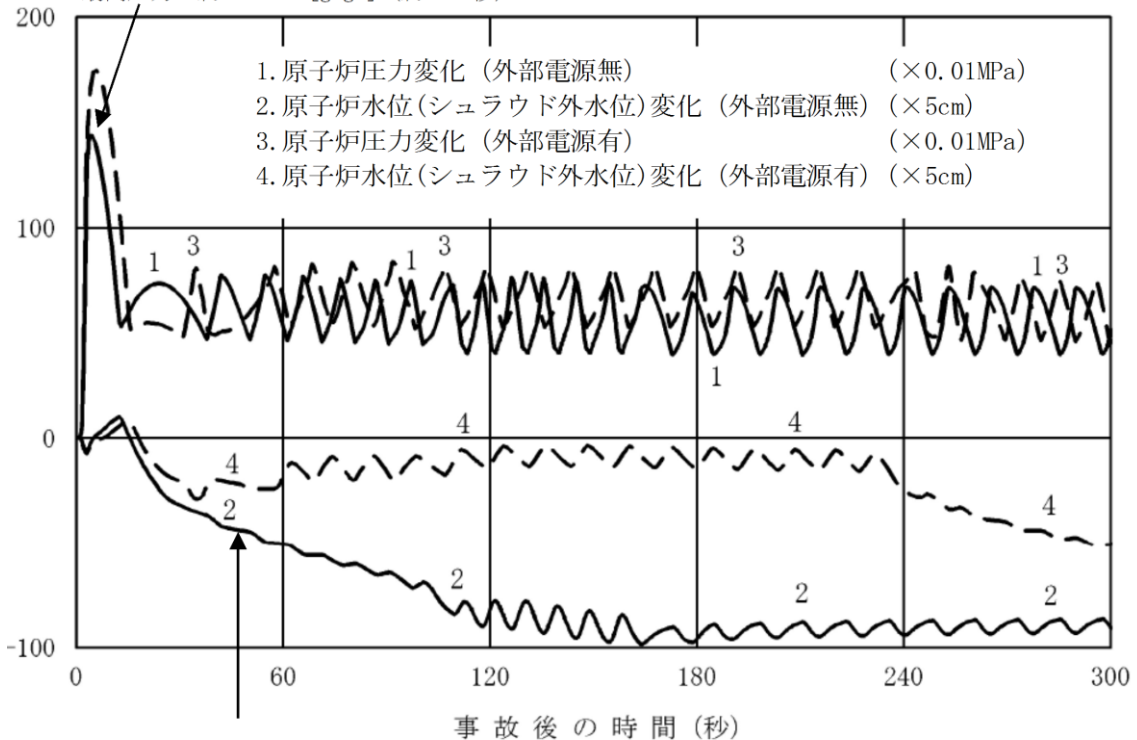
第 2.5.3-1(1) 図 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



外部電源喪失に起因した再循環ポンプのトリップに伴う炉心流量の減少

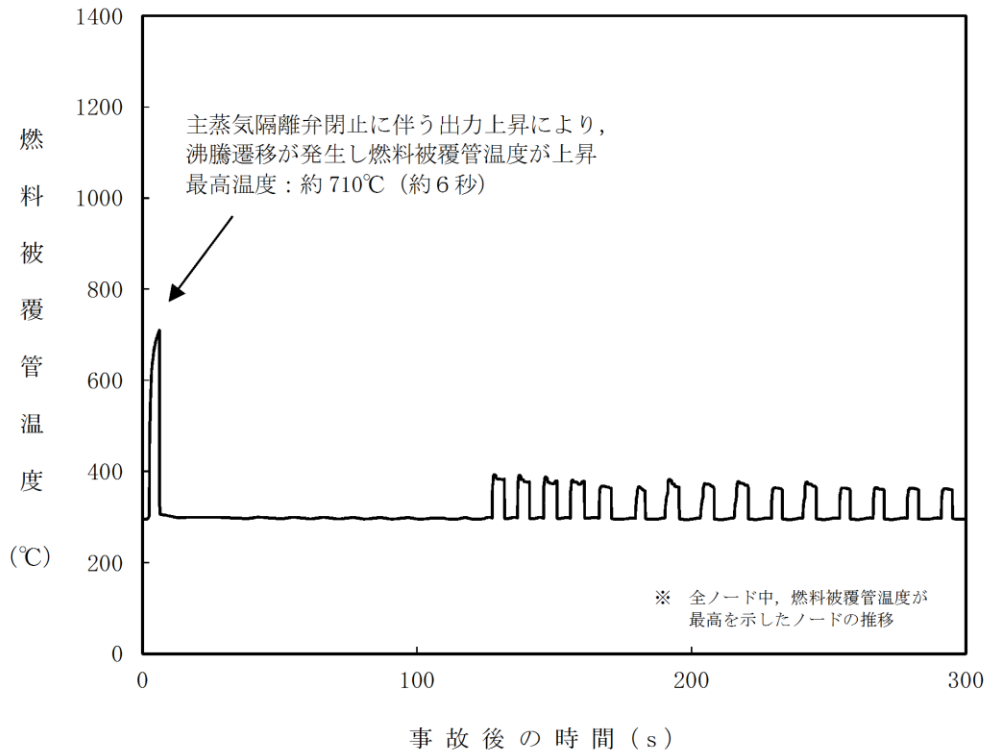
第 2.5.3-1(2) 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

主蒸気隔離弁全閉により原子炉圧力が上昇
最高圧力：約 8.38MPa[gage] (約 4.2 秒)

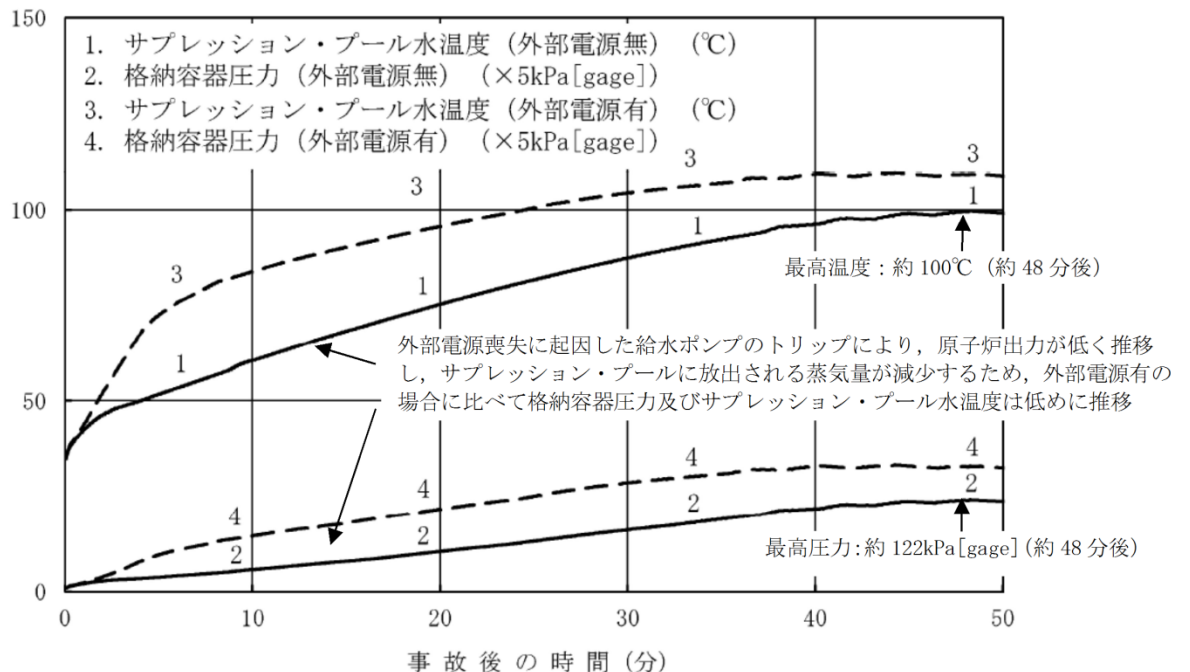


外部電源喪失に伴う復水・給水系の停止により、給水が喪失して原子炉水位は低下するが、
原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により水位維持

第 2.5.3-1(3) 図 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

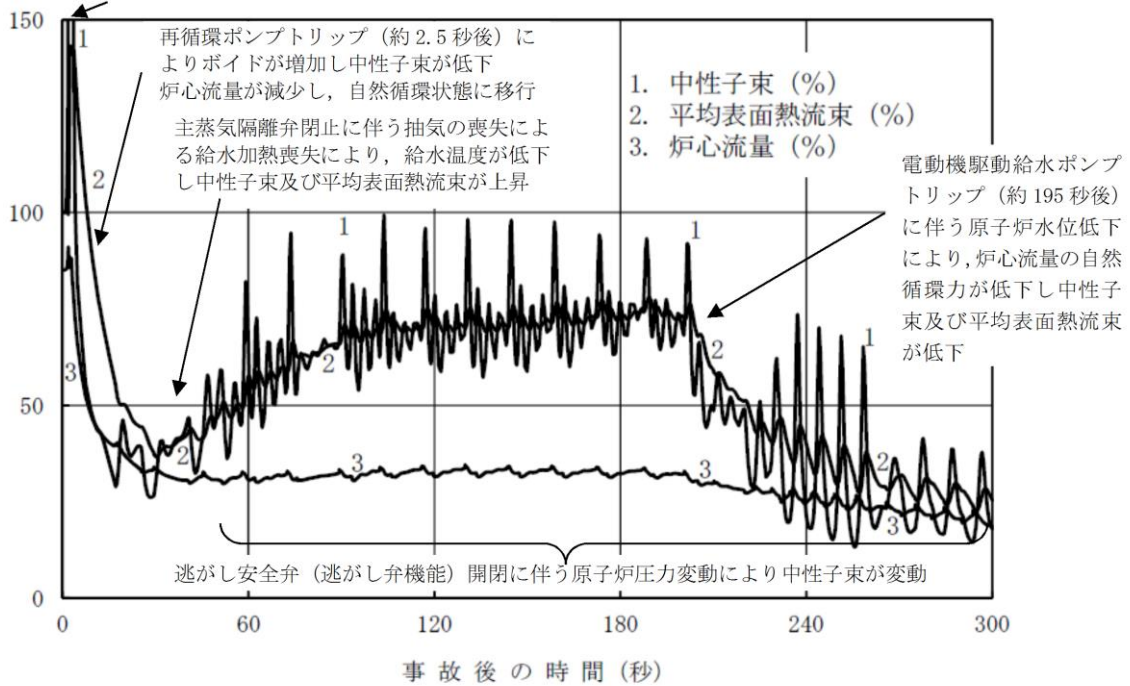


第 2.5.3-1(4) 図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度※の推移 (15 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

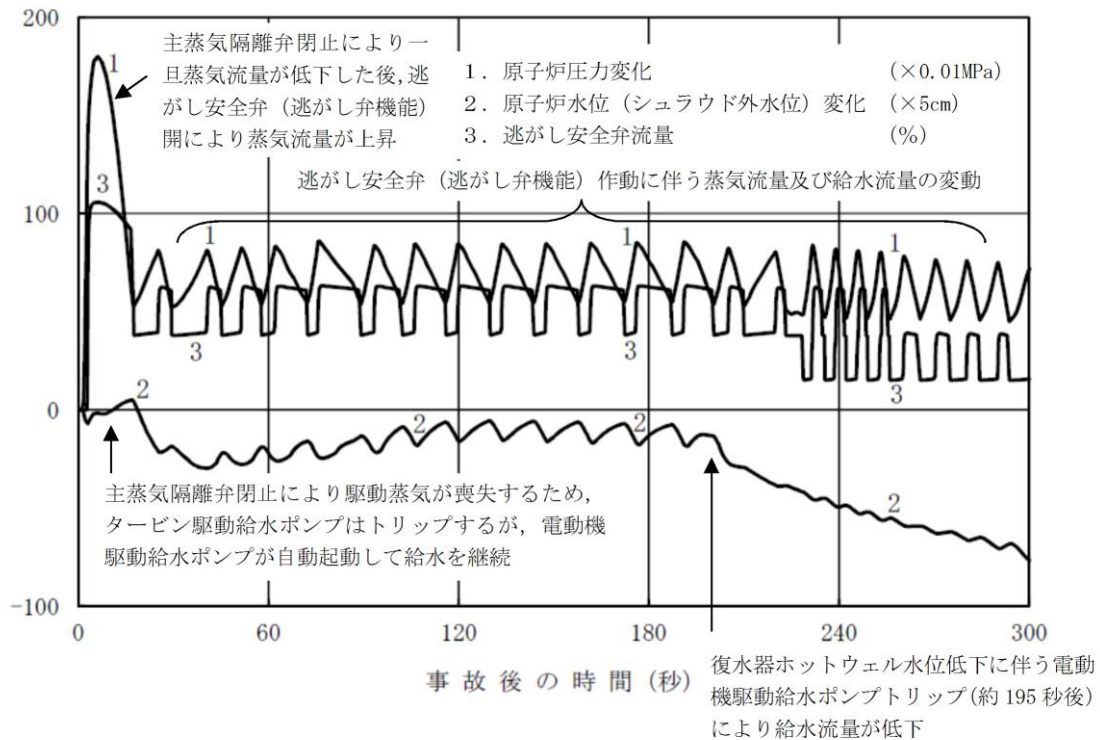


第 2.5.3-1(5) 図 外部電源がない場合のサプレッション・プール水温度, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

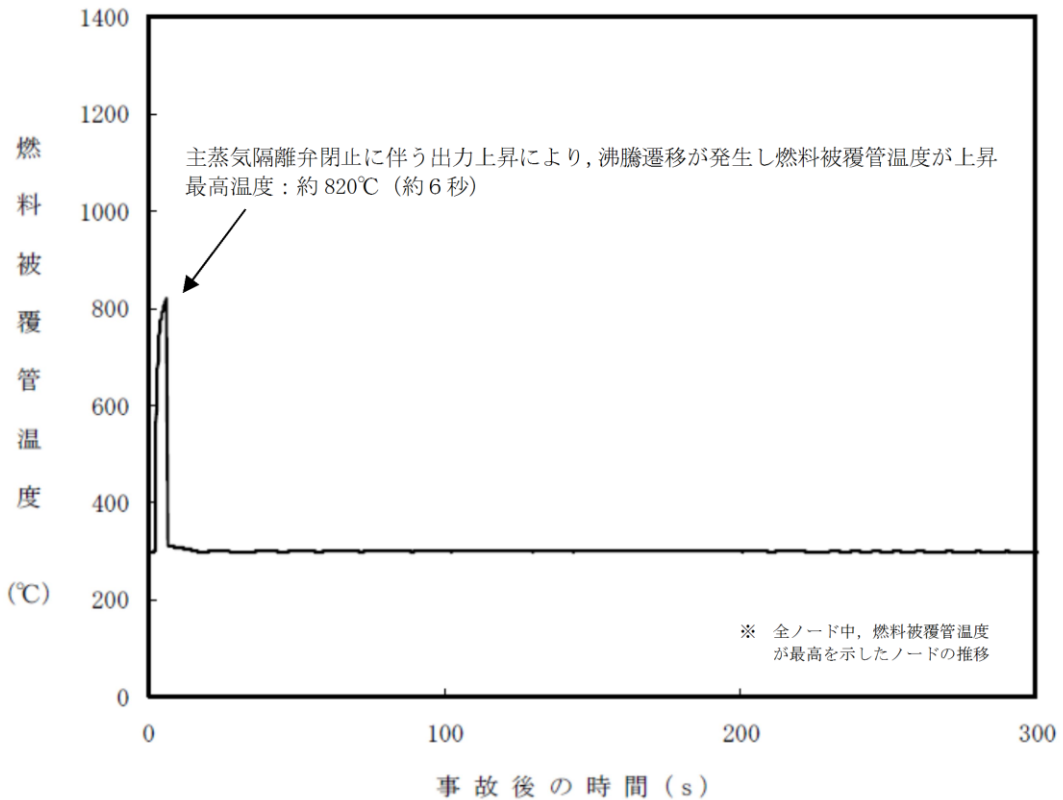
主蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇により、ボイドが減少し中性子束が上昇
 中性子束最大値：約 917% (約 2.1 秒)



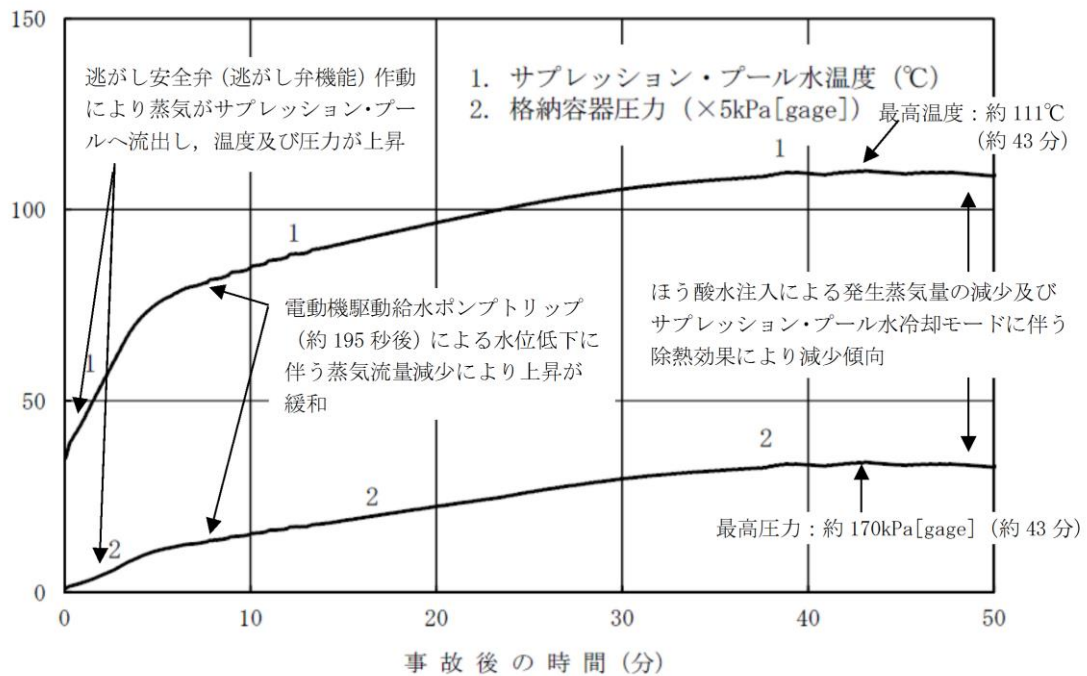
第 2.5.3-1(6) 図 初期炉心流量 85% の場合の中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



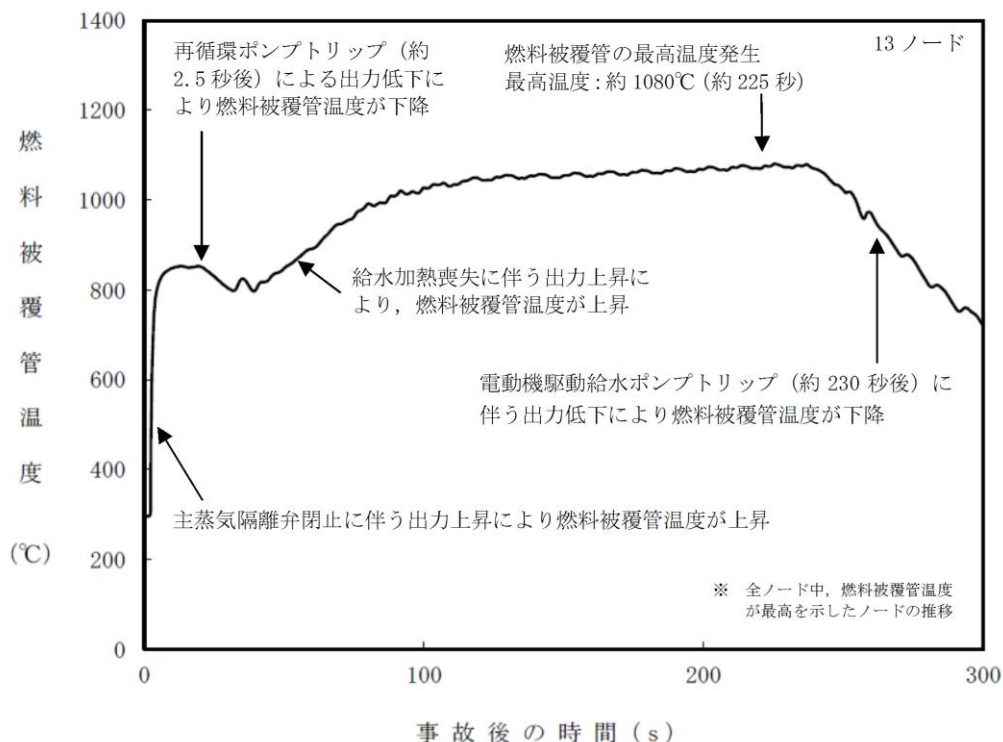
第 2.5.3-1(7) 図 初期炉心流量 85% の場合の原子炉圧力，原子炉水位 (シュラウド外水位)，逃がし安全弁流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



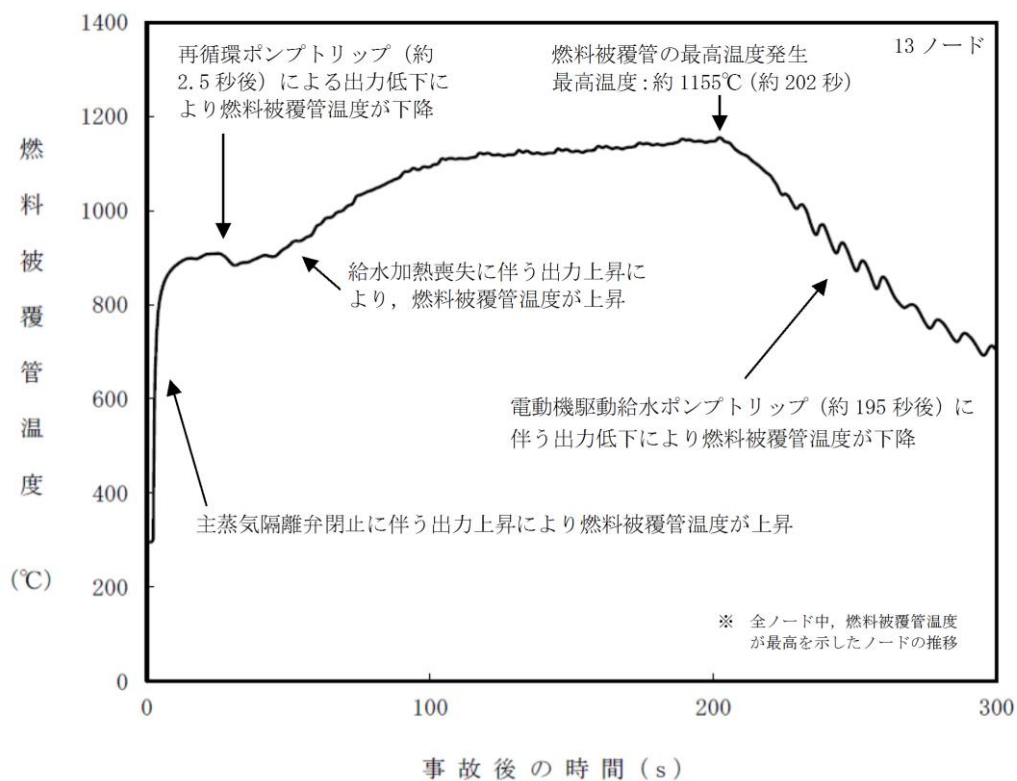
第 2.5.3-1(8) 図 初期炉心流量 85% の場合の燃料被覆管温度^{*}の推移 (14 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)



第 2.5.3-1(9) 図 初期炉心流量 85% の場合のサブプレッション・プール水温度, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)



第 2.5.3-1(10) 図 燃料被覆管温度*の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%) (事象発生から 300 秒後まで)



第 2.5.3-1(11) 図 燃料被覆管温度*の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 85%) (事象発生から 300 秒後まで)

第2.5.1-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について（1/2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	平均出力領域計装*
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）により、高圧炉心スプレイス系、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。	逃がし安全弁（逃がし弁機能）* 【高圧炉心スプレイス系】* 【低圧炉心スプレイス系】* 【残留熱除去系（低圧注水モード）】*	ドライウェル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 【高圧炉心スプレイスポンプ出口流量】* 【低圧炉心スプレイスポンプ出口圧力】* 【残留熱除去ポンプ出口圧力】*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウェルの水位が低下し給水・復水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【高圧炉心スプレイス系】* 【原子炉隔離時冷却系】* サブプレッション・チェンバ*	原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 【高圧炉心スプレイスポンプ出口流量】* 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】*

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第2.5.1-1表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について（2/2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、低圧炉心スプレイス及び残留熱除去系（低圧注水モード）から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また、代替自動減圧機能の起動阻止スイッチ操作により、代替自動減圧機能による自動減圧に未然に阻止する。	自動減圧起動阻止スイッチ 代替自動減圧起動阻止スイッチ	ドライウェル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系※	平均出力領域計装※ 中性子源領域計装※
残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転による原子炉格納容器除熱	中央制御室からの遠隔操作により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開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）】※	サブプレッション・プール水温度（SA） 【残留熱除去ポンプ出口流量】※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

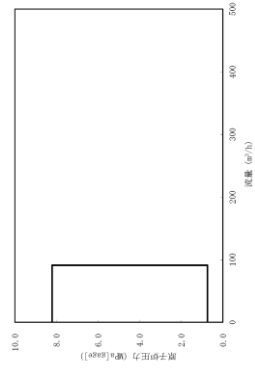
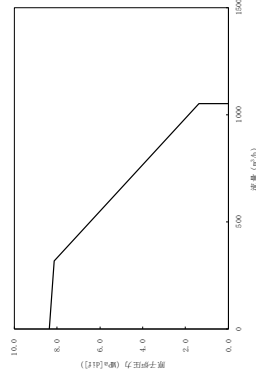
第 2.5.2-1 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性：RE DY	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から +83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6 × 10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
主蒸気流量	4.74 × 10 ³ t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	214℃	初期温度 214℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失後 230 秒程度で約 55℃まで低下し、その後は 55℃一定に設定
燃料及び炉心	9 × 9 燃料 (A型) 及び MOX 燃料 228 体を装荷した平衡炉心	圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため、絶対値の大きい 9 × 9 燃料 (A型) 及び MOX 燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期を設定
核データ (動的ボイド係数)	9 × 9 燃料 (A型) 及び MOX 燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期時点を 1.25 × 1.02 倍した値	
核データ (動的ドブアラ係数)	9 × 9 燃料 (A型) 及び MOX 燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期時点を 0.9 × 0.99 倍した値	
格納容器容積 (ドラウエル)	7,900m ³	ドラウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部：4,700m ³ 液相部：2,800m ³	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
サブレーション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定
格納容器圧力	5 kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

第2.5.2-1表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失 手動での原子炉スクラム失敗 A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入機能) 作動失敗	バックアップも含めたすべての制御棒挿入機能の喪失を設定
評価対象とする炉心の状態	9 × 9 燃料 (A 型) 及び M O X 燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期	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設定
外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力は高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度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
原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	-
主蒸気隔離弁閉止に要する時間	3 秒	設計上の下限値 (最も短い時間) として設定
A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉圧力高 (7.41MPa [gage]) 信号により原子炉再循環ポンプトリップ	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) の設計値として設定
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定
	自動減圧ロジックによる逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) による原子炉急速減圧作動時間: 格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 及び原子炉水位低 (レベル 1) 到達から 120 秒後	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の設計値として設定

第 2.5.2-1 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3 / 5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
電動機駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> ・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 ・復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ 	電動機駆動給水ポンプの設計値として設定
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位低 (レベル 2) 信号によって自動起動 ・注水遅れ時間 30 秒 ・注水流量 91m³/h (8.21~0.74MPa [gage]において), サプレッション・プール水温度 100°C 到達後は停止 	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	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位低 (レベル 1_H) 又は格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号によって自動起動 ・注水遅れ時間 17 秒 (設計値の 30 秒から D/G の起動遅れ 13 秒を除いた値) ・注水流量 318 ~ 1,050m³/h (8.14 ~ 1.38MPa [dif] において) (最大 1,050m³/h) 	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> ・注水流量 162L/分 ・ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定
残留熱除去系 (サプレッション・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> ・熱交換器 1 基あたり約 9 MW (サプレッション・プール水温度 52°C, 海水温度 30°C において) 	残留熱除去系の設計値として設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.5.2-1表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する操作条件に関連	自動減圧系等の自動起動阻止操作	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮した値
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード (2系統)) 運転操作	サブプレッション・プール水温度高 (49°C) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

第2.5.2-1表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析：SCAT	-
初期条件	燃料	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型), MOX燃料の熱水力特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
	最小限界出力比 (MCPR)	通常運転時 (MOX燃料を装荷したサイクル以降におけるサイクル初期から、サイクル末期より遡って炉心平均燃焼度で2,000MWd/t手前までの期間) の熱的制限値を設定
	燃料棒最大線出力密度 (MLHGR)	通常運転時の熱的制限値を設定
BT判定 (時刻)	GEXL 相関式	-
BT後の被覆管表面熱伝達率	修正 Dougal1-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における相関式2	-

評価対象の炉心を平衡炉心サイクル末期とすることの妥当性

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

動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（ β 値）で除した値であり一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（ β 値）を表 1 に、主な核種の遅発中性子発生割合（ β 値）を表 2 に、今回の評価におけるボイド率の推移を図 1 に、減速材ボイド係数を図 2 に、動的ボイド係数を図 3 に示す。

遅発中性子発生割合（ β 値）は、燃焼に伴って下記のとおり変化する。

- ・ウラン燃料は燃焼に伴い ^{239}Pu と ^{241}Pu の核分裂寄与割合は大きくなるが、遅発中性子発生割合（ β 値）の大きい ^{235}U の核分裂寄与割合が小さくなるので、ウラン燃料の遅発中性子発生割合（ β 値）は燃焼に伴い減少する。
- ・MOX燃料は燃焼に伴い ^{239}Pu の核分裂寄与割合は小さくなり、遅発中性子発生割合（ β 値）の大きい ^{241}Pu の核分裂寄与割合が大きくなるので、MOX燃料の遅発中性子発生割合（ β 値）は燃焼に伴い大きくなる。

1 / 3 MOX燃料装荷炉心では、ウラン燃料が 2 / 3、MOX燃料が 1 / 3 で構成される炉心であることから、ウラン燃料による変化割合が支配的であり、サイクル初期から末期へかけて遅発中性子発生割合（ β 値）は単調に減少する。また、今回の評価ではボイド率が40%から50%程度で推移することから、図 3 に示すとおり、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり、ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。

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

表1 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（ β 値）

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合（ β 値）	0.0053	0.0049

表2 主要核種の遅発中性子発生割合（ β 値）

	^{235}U	^{239}Pu	^{241}Pu
遅発中性子発生割合（ β 値）	0.00656	0.00216	0.00546

[出典] 軽水炉燃料のふるまい（平成 25 年 3 月 公益財団法人原子力安全研究協会）

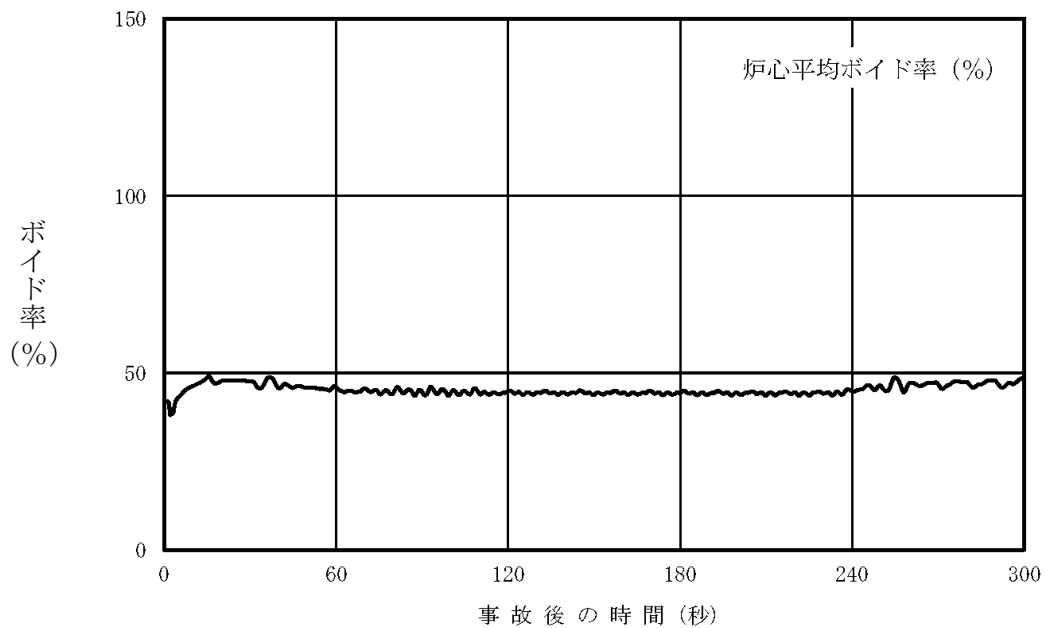


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移
（事象発生から 300 秒後）

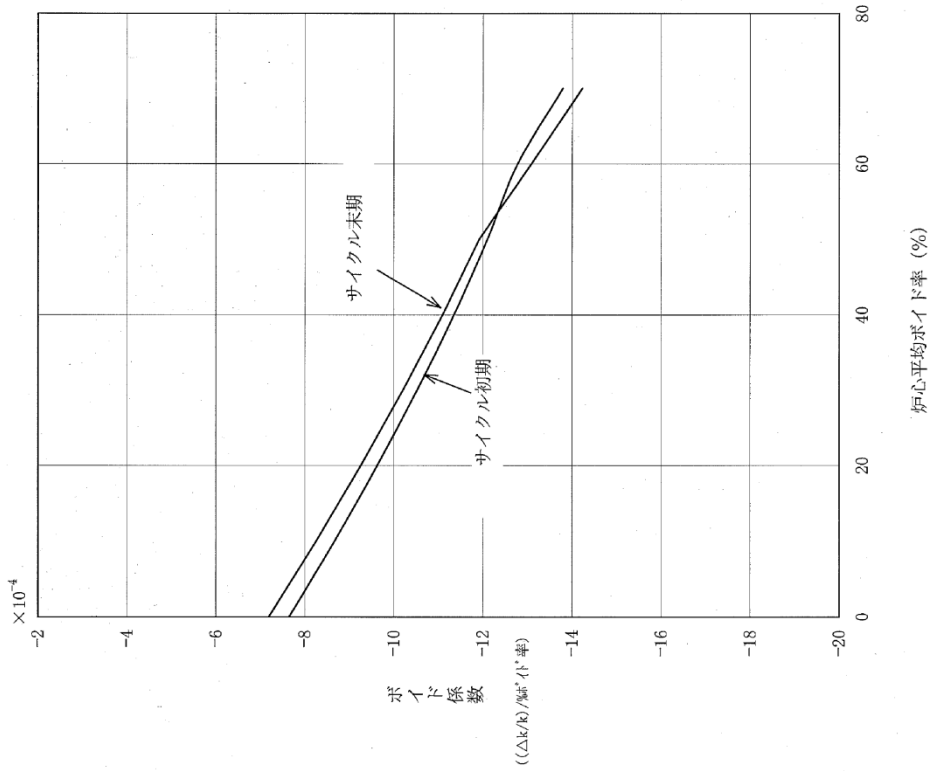


図2 ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 及JMOX燃料228体を装荷した平衡炉心)

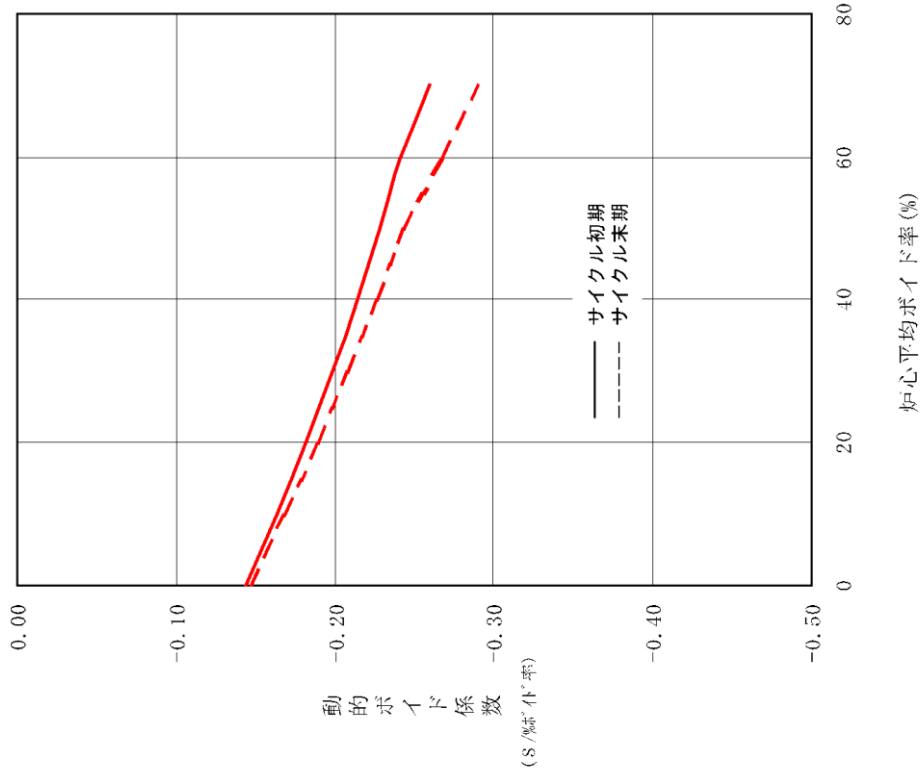


図3 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 及JMOX燃料228体を装荷した平衡炉心)

P u 同位体組成による動的ボイド係数，動的ドップラ係数への影響

MOX燃料に使用するP u組成は，再処理される燃料の初期²³⁵U濃縮度，燃焼度，冷却期間等に依存して変化する。さらに，P u中に含まれる核分裂性の核種である²⁴¹P uは，比較的短い寿命（半減期約14年）で非核分裂性の²⁴¹Amに壊変するため，再処理後，装荷までの時間経過に伴い，P u組成は変化する。

以下に，P u同位体組成による動的ボイド係数（ボイド係数／実効遅発中性子割合）及び動的ドップラ係数（ドップラ係数／実効遅発中性子割合）への影響，解析条件の妥当性について説明する。

(1) 解析において想定している初期P u組成の範囲

MOX燃料の原料として想定される初期P u組成の範囲を表1及び図1に示す。

(2) 初期P u組成による影響

初期P u組成による動的ボイド係数及び動的ドップラ係数への影響を以下に示す。ここでは炉心のMOX燃料すべての初期P u組成が変化すると仮定して評価を行う。

a. 動的ボイド係数

動的ボイド係数に及ぼす初期P u組成の影響評価を図2に示す。なお，図2は標準組成（表1のB2）の動的ボイド係数を基準とした相対変化であり，負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味している。

初期P u組成のP u f 割合が低いほどP u含有率が大きくなり，共鳴吸収物質である²⁴⁰P u量が多くなるため，動的ボイド係数の絶対値は大きくなる。しかし，²⁴⁰P uは自己遮蔽効果により中性子吸収が飽和傾向にあることから，初期P u組成が動的ボイド係数に及ぼす影響は小さい。

b. 動的ドップラ係数

動的ドップラ係数に及ぼす初期 P u 組成の影響評価を図 3 に示す。図 3 で示した炉心状態は、反応度投入事象において燃料エンタルピの増分が厳しくなる減速材温度 20°Cでの状態としている。なお、図 3 は、標準組成（表 1 の B 2）の動的ドップラ係数を基準とした相対変化であり、負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味している。

初期 P u 組成の P u f 割合が低いほど P u 含有率が大きくなり共鳴吸収物質である ^{240}Pu 量が多くなるため、動的ドップラ係数の絶対値は大きくなる。しかし、 ^{240}Pu は自己遮蔽効果により中性子吸収が飽和傾向にあることから、初期 P u 組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響は小さい。

(3) 装荷時期の遅れによる影響

MOX燃料の製造後、装荷時期が想定より遅れた場合、 ^{241}Pu が半減期約 14 年で ^{241}Am に壊変し、P u 組成が時間とともに変化するため、核特性が若干変化する。

MOX燃料を装荷した炉心に対して、5年までの装荷時期の遅れによる P u 組成変化の反応度係数に対する影響評価を以下に示す。炉内には複数バッチの MOX燃料が存在するが、ここでは、炉心の MOX燃料すべてに同一の装荷遅れを仮定して評価を行う。

a. 動的ボイド係数

動的ボイド係数に及ぼす装荷遅れ時間の影響評価を図 4 に示す。図 4 は、標準組成（表 1 の B 2）の動的ボイド係数を基準とした相対変化であり、負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味する。装荷遅れに伴い共鳴吸収断面積の大きい ^{241}Am が増加するため、動的ボイド係数はわずかに負側に変化する。

b. 動的ドップラ係数

動的ドップラ係数に及ぼす装荷遅れ時間の影響評価を図 5 に示す。図 5 は、標準組成（表 1 の B 2）の動的ドップラ係数を基準とした相対変化であり、負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味する。重要な共鳴吸収核種である ^{238}U と ^{240}Pu の量は装荷遅れにより変化しないので、ほとんど変化しない。

(4) 解析入力条件への影響

「原子炉停止機能喪失」では、原子炉圧力上昇による出力上昇を厳しく見積もる解析を実施しており、ボイド係数については標準組成のMOX燃料を装荷した炉心のボイド係数を 1.02 倍した値を、またドップラ係数については標準組成のMOX燃料を装荷した炉心のドップラ係数を 0.99 倍した値を用いている。

ここでは、初期 P u 組成及び装荷遅れを合わせて考慮した場合の反応度係数への影響を示すことにより、解析入力条件の設定が妥当であることを説明する。

a. 動的ボイド係数

初期 P u 組成及び5年の装荷遅れを合わせて考慮した場合の動的ボイド係数の影響評価結果を図6に示す。動的ボイド係数の絶対値が標準組成(表1のB2)に比べて増加する割合は1%程度であり、2%より小さいことから、解析で標準組成のMOX燃料を装荷した炉心の動的ボイド係数を 1.02 倍した値を用いることは妥当であると考えられる。

b. 動的ドップラ係数

初期 P u 組成及び5年の装荷遅れを合わせて考慮した場合の動的ドップラ係数の影響評価結果を図7に示す。動的ドップラ係数の絶対値が標準組成(表1のB2)に比べて減少する割合は1%より少ないことから、解析で標準組成のMOX燃料を装荷した炉心の動的ドップラ係数を 0.99 倍した値を用いることは妥当であると考えられる。

表1 原料として想定される初期Pu組成の範囲

組成		Pu組成(wt%)					Pu f (wt%)	再処理される燃料の 初期 ²³⁵ U 濃縮度及び 燃焼度
		²³⁸ Pu	²³⁹ Pu	²⁴⁰ Pu	²⁴¹ Pu	²⁴² Pu		
ガ ス 炉	G1							
	G2							
	G3							
	G4							
	G5							
P W R	P1							
	P2							
	P3							
	P4							
	P5							
B W R	B1							
	B2							
	B3							
	B4							

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



図1 原料として想定される初期P u 組成の範囲

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

サイクル末期，炉心平均ボイド率 40%

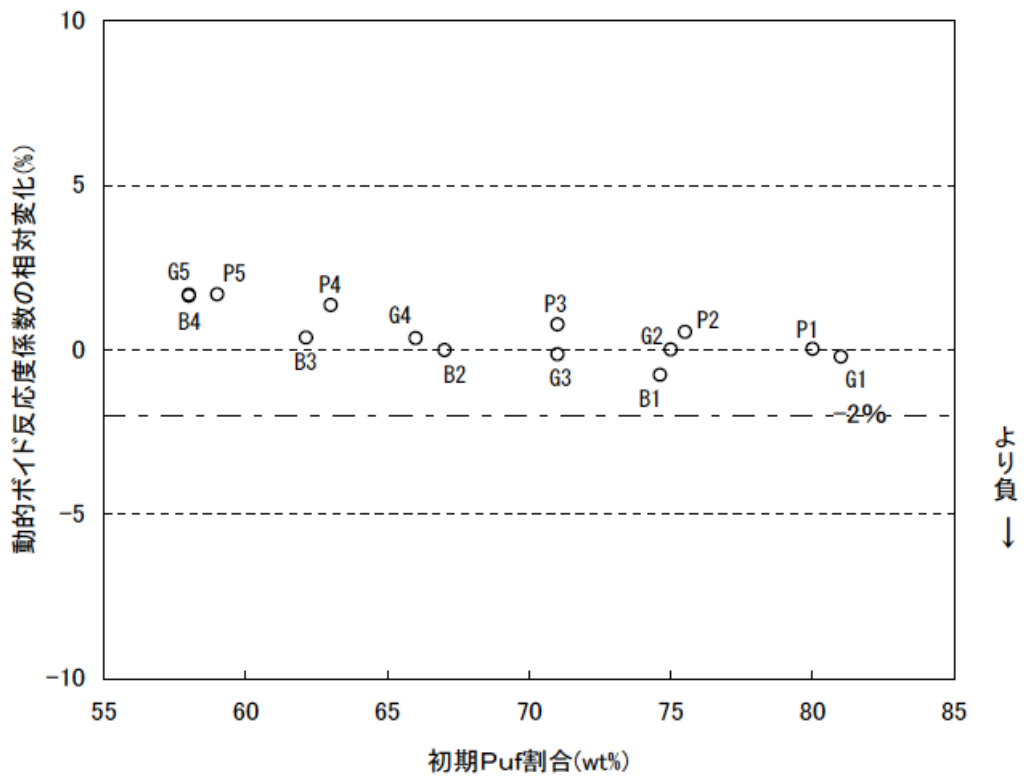


図2 初期P u組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価
(実効遅発中性子割合は各組成の値)
(基準は標準組成)

サイクル末期，減速材温度 20°C

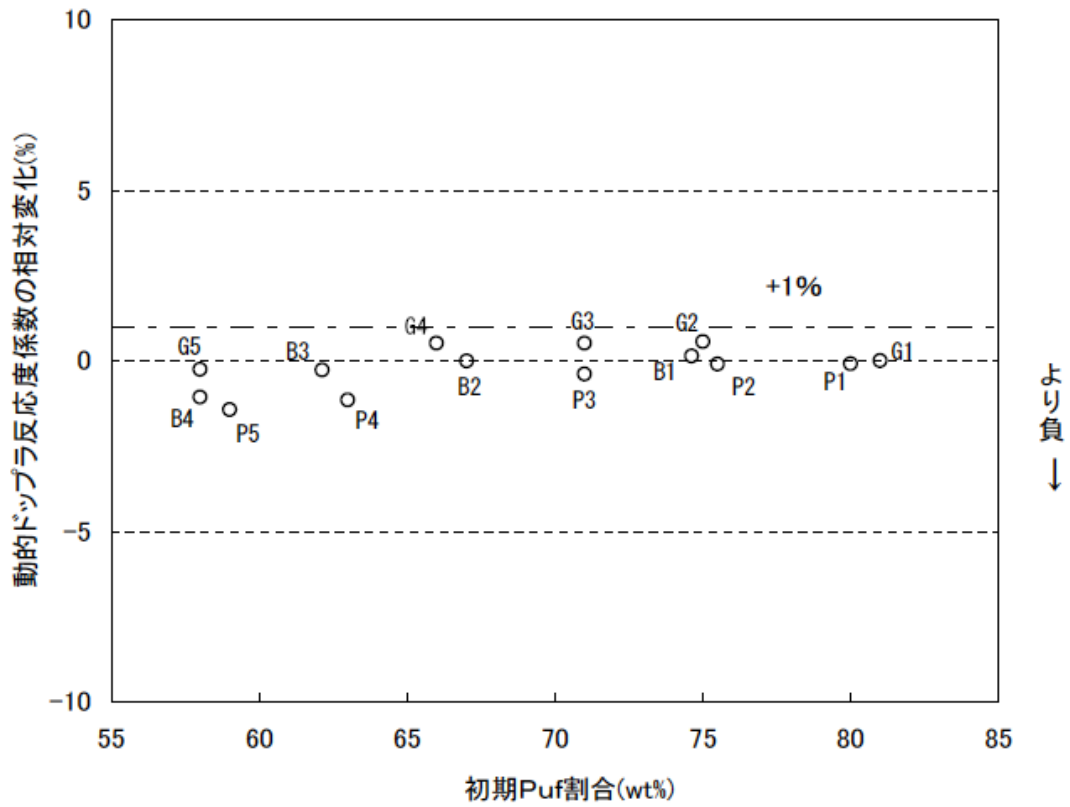


図3 初期Pu組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
(実効遅発中性子割合は各組成の値)
(基準は標準組成)

サイクル末期，炉心平均ボイド率 40%

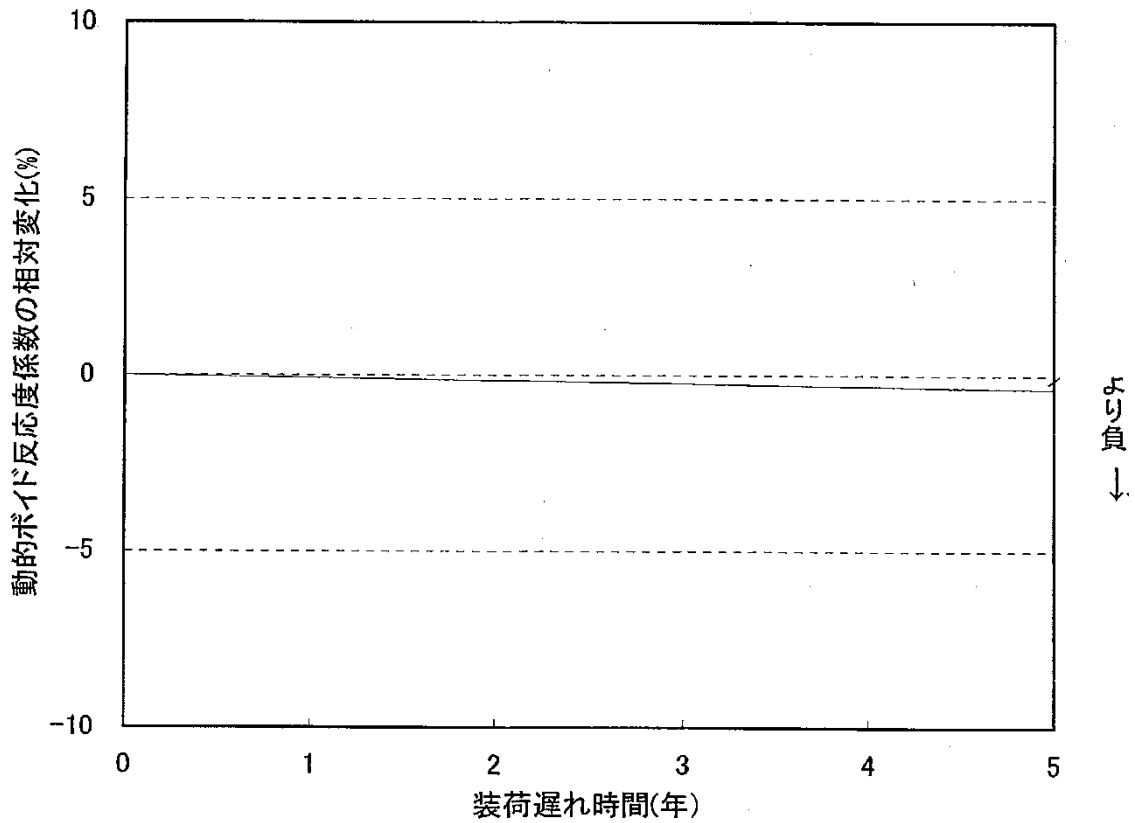


図4 装荷遅れが動的ボイド係数に及ぼす影響評価
(遅発中性子割合の変動考慮*)
(基準は標準組成)

※ 装荷遅れによるPu組成の変動 (^{241}Pu の減少と ^{241}Am の増加) により，遅発中性子割合が変動することを考慮していることをいう。

サイクル末期，減速材温度 20℃

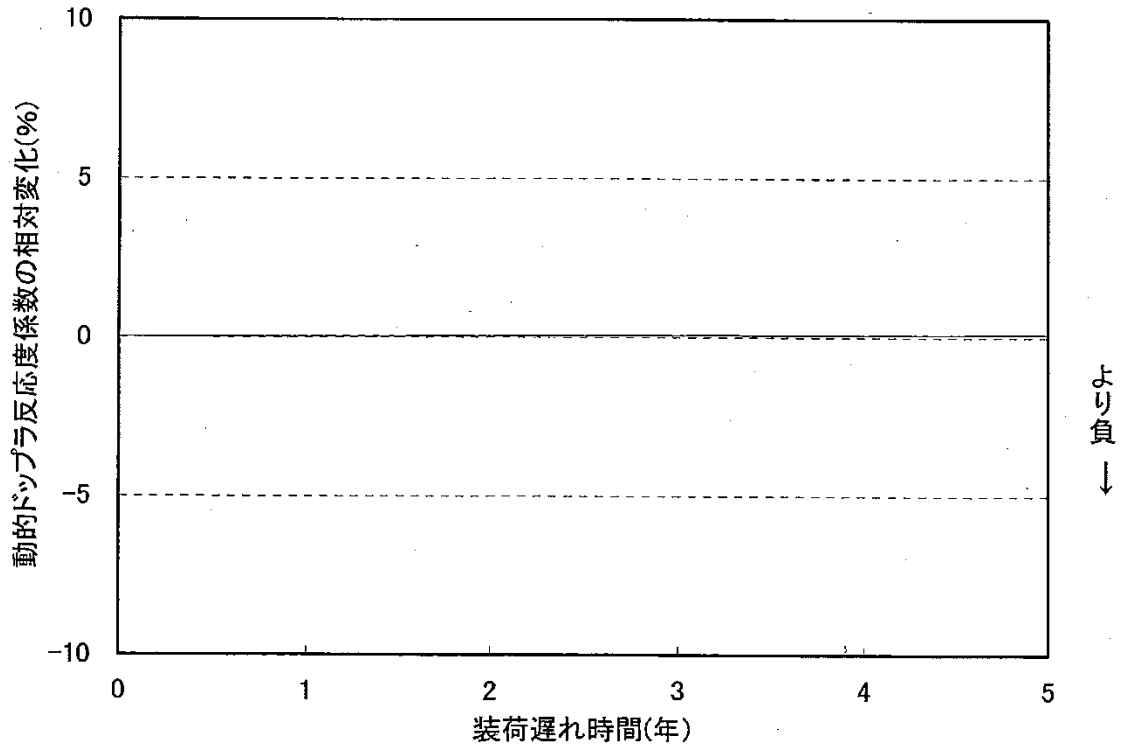


図5 装荷遅れが動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
(遅発中性子割合の変動考慮)
(基準は標準組成)

サイクル末期，炉心平均ボイド率 40%

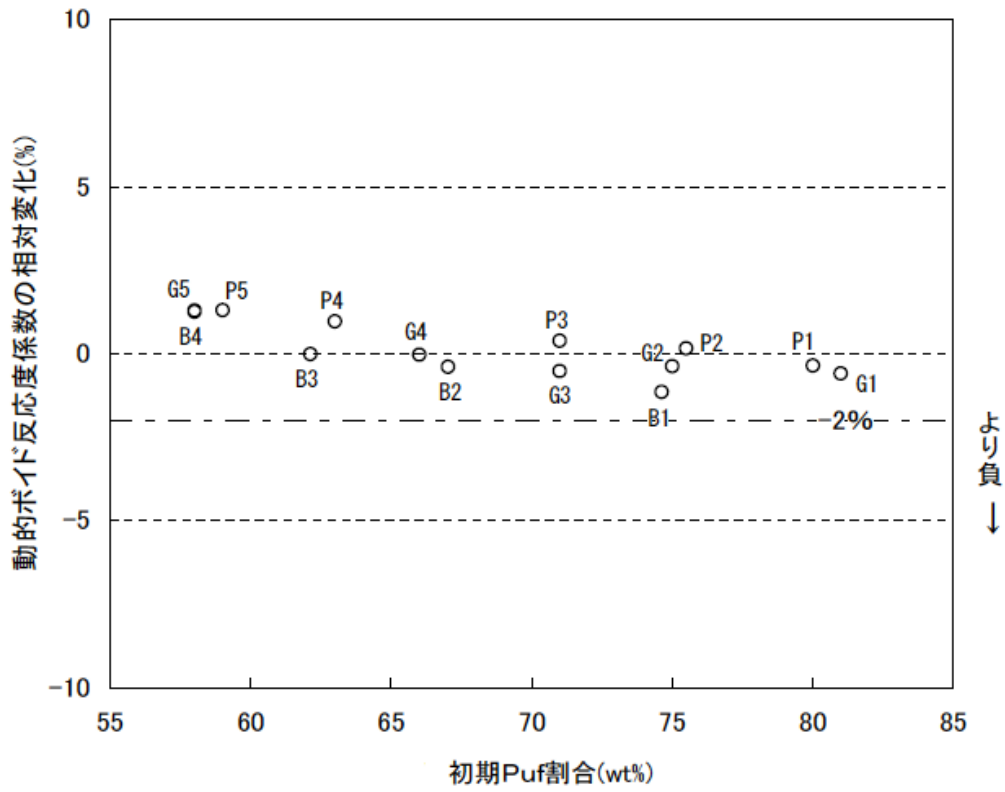


図6 初期組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価
 (実効遅発中性子割合は各組成の値,
 全MOX燃料5年の装荷遅れ考慮)
 (基準は標準組成)

サイクル末期，減速材温度 20°C

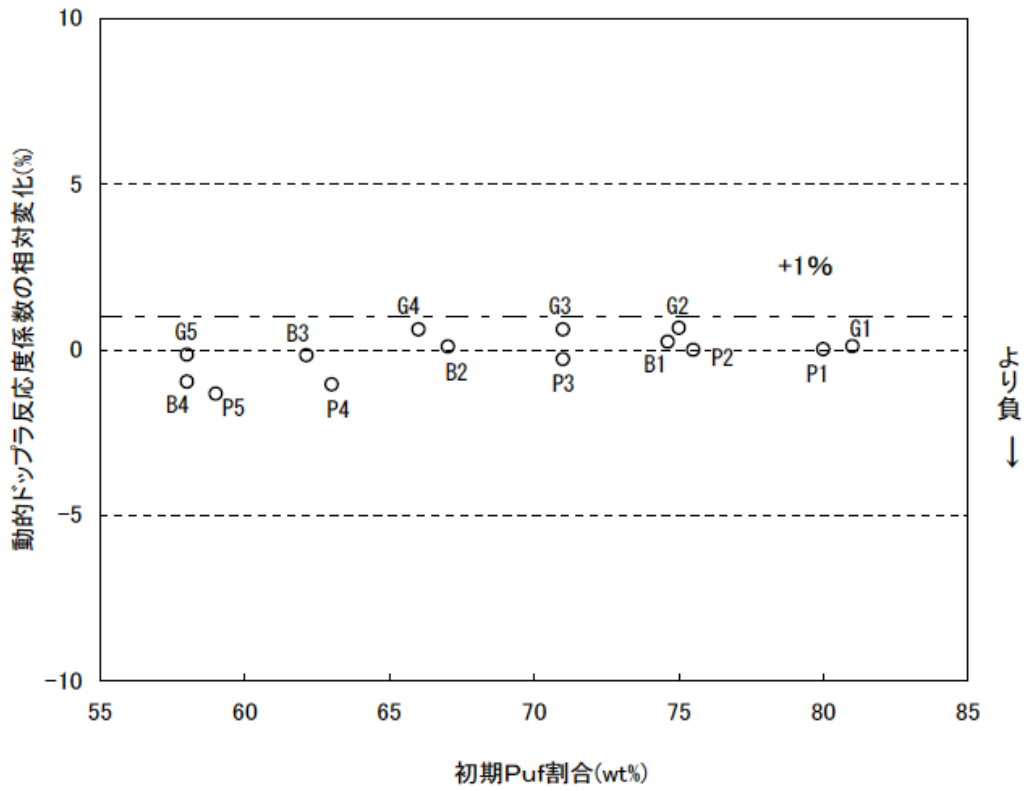


図7 初期組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
 (実効遅発中性子割合は各組成の値,
 全MOX燃料5年の装荷遅れ考慮)
 (基準は標準組成)

(5) 解析結果へ及ぼす影響

解析コード (REDYコード) ^[1] (以下、本補足では「コード説明資料」という。) では、原子炉圧力、燃料被覆管温度が注目パラメータとなる短時間領域をサブ時間領域 1 (出力変動期)、サブ時間領域 2 (出力抑制期)、サブ時間領域 3 (出力再上昇期) の 3つのサブ時間領域に細分化した上で動的反応度係数の保守因子の評価をしており、その結果は下表のとおりである。

表 2 原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象中の動的反応度係数の保守因子 (平衡サイクル末期)

反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域 1						
サブ時間領域 2						
サブ時間領域 3						

MOX燃料を装荷した炉心では標準組成MOX燃料装荷炉心を想定しているため、これに加えて、初期P_u組成変動、及び装荷遅れの影響を考慮し、更に動的ボイド係数で 倍、動的ドップラ係数で 倍を見込む必要がある。このため、島根 2 号炉について、表 2 の動的ボイド係数、動的ドップラ係数の上限値/下限値に P_u 組成による変動を組み合わせた場合の感度解析を実施した。なお、サブ時間領域 1 は事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加は小さいと考えられるため、表 2 の (※) はコード説明資料の「その他の要因による安全余裕」を含まず記載しているが、感度解析では保守的に「その他の要因による安全余裕」として動的ボイド係数 %、動的ドップラ係数 % を考慮した。

感度解析結果によると、有効性評価結果からの上昇幅は最大でも原子炉圧力で約 0.09MPa、燃料被覆管温度で約 12℃であり、いずれの場合においても判断基準に対して十分な余裕があることを確認した。

参考文献

- [1] 「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(REDY)について」、日立GEニュークリア・エナジー株式会社、HLR-121、東芝エネルギーシステムズ株式会社、TLR-092、平成 30 年 5 月

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

自動減圧系等の自動起動阻止操作の考慮について

1. 自動減圧系等の自動起動阻止操作について

自動減圧系は、中小破断LOCA時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。

自動減圧系は、格納容器圧力高(13.7kPa[gage])信号及び原子炉水位低(レベル1)信号により自動起動信号が発信され、発信から120秒の時間遅れの後、低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去ポンプの遮断機が閉となっている場合に、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)6個が開放する。

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

このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の起動を阻止することを明確にしており、起動阻止用の操作スイッチを設けている。また、代替自動減圧機能についても同じタイミングで起動を阻止することとしており、別に起動阻止用の操作スイッチを設けている。

2. 自動減圧系等の自動起動阻止操作に関する訓練について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、事象発生から約7.9分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため、起動阻止操作をしない場合には、120秒後に逃がし安全弁が開放する。このため、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生の5分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から10分以内の操作であり、他の事象で見込んでいる事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シーケンスグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。

以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10分間の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生の5分後に自動減圧系等の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。

なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系等の自動起動阻止操作の完了まで約1分で実施可能である。

安定状態について（原子炉停止機能喪失）

原子炉停止機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。また，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し，未臨界が達成され，その後も高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

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による原子炉格納容器の除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。制御棒挿入機能の復旧後は，制御棒を挿入することで，ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

表 1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (1/2)

【RE DY】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	核分裂出力	核特性モデル	考慮しない	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル (ボイド・ドップラ)	動的ボイド係数 : 動的ドップラ係数 :	反応度モデル等の仮定の不確かさについては、「表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータに与える影響」の核データ (動的ボイド係数) 及び核データ (動的ドップラ係数) の項にて述べる。	反応度モデル等の仮定の不確かさについては、「表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータ (動的ボイド係数) 及び核データ (動的ドップラ係数) の項にて述べる。
		反応度モデル (ボロン)	高温停止に必要なボロン反応度: $-3\% \Delta k$	ほう酸水の拡散の違いにより、ボロン反応度印加割合が変わり、未臨界までの時間に影響するが、ほう酸水注入系の操作開始時間に与える影響はない。	高温停止に必要なボロン反応度が小さい方が格納容器圧力とサブプレッション・プール水温度を厳しく評価するが、ボロン反応度の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。(解析コード (RE DY Yコード) ¹⁾)
原子炉压力容器	崩壊熱	崩壊熱モデル	1秒後+0.8%/ -0.1%	崩壊熱モデルによる不確かさは小さく、挙動が大幅に変わることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	崩壊熱が大きい方が格納容器圧力とサブプレッション・プール水温度を厳しく評価するが、崩壊熱モデルの感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。(解析コード (RE DY Yコード) ¹⁾)
	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心流量補正: 補正無し/最大補正二次関数	炉心ボイドモデル等の影響は、原子炉出力変化に影響を及ぼし、燃料被覆管温度、サブプレッション・プール温度や水位変化に影響すると考えられる。しかしながら、その影響は小さく、多少の挙動の変化は運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ボイドモデル等の仮定の不確かさにより、補正量が大きい方が、炉心流量が小さくなる場合炉心ボイド率を少なめに模擬することから、原子炉出力を高め評価し、燃料被覆管温度を厳しく評価するが、炉心流量補正の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。(解析コード (RE DY Yコード) ¹⁾)
	冷却材流量変化 (強制循環時)	再循環モデル	再循環ポンプ慣性時定数 : +10%/ -10%	再循環ポンプ慣性時定数の影響は、再循環ポンプトリップ時の炉心流量、原子炉出力変化に影響するが、事象発生初期短時間の影響であり、運転員操作の起点となるサブプレッション・プール水温度や原子炉水位変化に影響を与えるものではないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	冷却材流量変化 (強制循環時) 速度が小さいと原子炉バウンダリ圧力が高く評価され、大きいと燃料被覆管温度が高く評価されるが、再循環ポンプ慣性時定数の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。(解析コード (RE DY Yコード) ¹⁾)
原子炉压力容器	冷却材流量変化 (自然循環時)	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる。	自然循環流量は、再循環ポンプトリップ後の炉心流量変化として、原子炉出力変化に影響し、サブプレッション・プール水温度や水位変化に影響する可能性があるが、実験試験との比較による妥当性評価において挙動は良く再現されていることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	冷却材流量変化 (自然循環時) が大きいと燃料被覆管温度が高くなる可能性があるが、実験試験との比較による妥当性評価において挙動は良く再現されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認している。
	冷却材 (臨界流・差圧流)	逃がし安全モデル	逃がし弁流量 : +16.6%	逃がし安全弁流量が多くなると、原子炉水位の低下やサブプレッション・プール水温度の上昇が早くなるなどの影響が考えられるが、逃がし安全弁流量の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	逃がし安全弁流量が多くなると、原子炉水位の低下やサブプレッション・プール水温度の上昇が早くなるなどの影響が考えられるが、逃がし弁流量の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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

【REDY】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	給水系モデル	給水エンタルピー (1) 給水温度（主蒸気流量零で）：-60kJ/kg (-14℃) (2) 遅れ時間：+50秒	給水エンタルピーの低下が早くなると、給水加熱喪失による出力上昇が早くなり、サブレーション・プールの水温度の上昇が早くなることから考えられるが、給水エンタルピーの感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	事象発生初期の給水温度低下による出力上昇により燃料被覆管温度が高くなる可能性がある。また、給水流量や非常用炉心冷却系の流量が多いと格納容器圧力とサブレーション・プール水温度に影響を与える可能性はあるが、感度解析（解析コード（REDYコード） ^[1] ）結果より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
			高圧炉心スプレイス流量：+137%	高圧炉心スプレイ系の流量が増加すると原子炉炉水位が高めに維持されることで、発生蒸気量が増加し、サブレーション・プール水温度の上昇が早くなることから考えられるが、高圧炉心スプレイ系流量の感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
			サブレーション・プールの初期エンタルピー：-104kJ/kg (-25℃)	初期のサブレーション・プール水温度（初期エンタルピー）が低いと、サブレーション・プール水温度高に到達する時間が遅れることが考えられるが、サブレーション・プール水温度の初期エンタルピーの感度解析より、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認しており、事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的値を使用	解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、未臨界までの時間を速く評価し、サブレーション・プール水温度及び格納容器圧力を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。	
原子炉格納容器	サブレーション・プール水冷却	格納容器モデル	モデルの仮定に含まれる	表 2「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	表 2「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

[1] 「沸騰水型原子炉発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード（REDY）」について、日立GEニュークリア・エナジー株式会社、HLR-121、東芝エネルギーシステムズ株式会社、TLR-092、平成30年5月

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	出力分布変化	出力分布モデル	入力値に含まれる。解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため、燃料被覆管温度は高く評価される。	解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため、燃料被覆管温度は高く評価される。このため、実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力することにより燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル、燃料ベレット-被覆管ギヤップ熱伝達モデル	入力値に含まれる。解析コードでは燃料ベレットと燃料被覆管間のギヤップ熱伝達係数を高めに入力するため、過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高く評価される。このため、実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料ベレットと燃料被覆管間のギヤップ熱伝達係数を高めに入力することにより過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなるもの有意ではない。	解析コードでは燃料ベレットと燃料被覆管間のギヤップ熱伝達係数を高めに入力することにより過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなるもの有意ではない。
	燃料棒表面熱伝達	被覆管表面熱伝達モデル、リウエットモデル	解析コードは燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式 (修正Douglas-Rohsenow式) を採用し、放射熱伝達を無視しているため、実際の燃料棒表面ではおおむね小さく評価される。このため、実際の燃料棒表面の熱伝達は解析コードによる評価結果よりも低めとなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式 (修正Douglas-Rohsenow式) を採用し、放射熱伝達を無視しているため、燃料棒表面の熱伝達係数はおおむね小さく評価される。このため、実際の燃料棒表面の熱伝達は解析コードによる評価結果よりも低めとなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは、燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式の採用及び放射熱伝達を無視した取扱いにより燃料被覆管温度をおおむね高く評価することから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。なお、燃料被覆管温度がおおむね高く評価されるため、リウエット時刻は速く評価されるが、更に保守的な扱いとして、リウエットを考慮しない場合を仮定しても評価項目となるパラメータは評価項目の要件を満足する。(添付資料2.5.6)
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	入力条件に含まれる。解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として、初期条件を運転制限MCPRとなるバンドル出力、バンドル流量とし、SLMCPRを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度をおおむね高めに評価される。	解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として、初期条件を運転制限MCPRとなるバンドル出力、バンドル流量とし、SLMCPRを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため、燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。このため、実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度をおおむね高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	気液熱非平衡	被覆管表面熱伝達モデル、リウエットモデル	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式 (修正Douglas-Rohsenow式) を適用し、加えて放射熱伝達を無視しているため、蒸気温度を飽和として熱伝達を取り扱っても燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。このため、燃料被覆管温度に対する気液の熱的非平衡の影響をおおむね保守的に取り扱っているとしてよい。	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式 (修正Douglas-Rohsenow式) を適用し、加えて放射熱伝達を無視しているため、気液の熱的非平衡の影響をおおむね保守的に取り扱うことができ、燃料被覆管温度をおおむね高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。	解析コードではおおむね保守的に評価する相関式 (修正Douglas-Rohsenow式) を適用し、放射熱伝達を無視することで、気液の熱的非平衡の影響をおおむね保守的に取り扱うことができ、燃料被覆管温度をおおむね高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (原子炉停止機能喪失) (1/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	原子炉熱出力の影響は最大線出力密度によることから、「最大線出力密度」の項目にて説明する。	原子炉熱出力の影響は最大線出力密度によることから、「最大線出力密度」の項目にて説明する。
原子炉圧力	6.95MPa[gage]	約6.77~ 6.79MPa[gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常水位 (気水分離器下端から約+85cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、事象発生後8分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位から約4.6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmである。従って、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、事象発生後8分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位から約4.6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmである。従って、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格流量の約85~ 104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化し、炉心流量が少ない場合は初期状態におけるボイド率が相対的に高くなるため、主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるが、静定原子炉水位等は炉心流量により大きく変わることはなく、その後の事象推移の差は小さいため運転員等操作時間と与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化し、炉心流量が少ない場合は初期状態におけるボイド率が相対的に高くなるため、主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなること等により、燃料被覆管温度等の評価結果が激しくなるが、判断基準に対しては十分な余裕がある。
主蒸気流量	4.74×10 ³ t/h	4.74×10 ³ t/h (設計値)	定格主蒸気流量として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
給水温度	214℃	約216℃ (実績値)	初期温度214℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失後230秒程度で約55℃まで低下し、その後は55℃一定に設定	最確条件とした場合は、給水温度が高くなることから、反応度投入量が小さくなり出力が低くなるが、その影響は小さいため事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、給水温度が高くなることから、反応度投入量が小さくなり出力が低くなるが、その影響は小さい。
燃料及び炉心	9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装着した平衡炉心	装着炉心毎	圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため、絶対値の大きい9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装着した平衡サイクル末期を設定	最確条件とした場合、炉心に印加された反応度が印加されることとなるが、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に与える影響は大きくないことから、運転員等操作に与える影響は有意とならない。	最確条件とした場合、炉心に印加された反応度が印加されることとなる。いずれも型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、評価項目となるパラメータと与える影響は有意とならない。
最小限界出力比(MCPR)	1.25	約1.35以上 (実績値)	通常運転時(MOX燃料)を装着したサイクル以降におけるサイクル初期から、サイクル末期よりさかのぼって炉心平均燃焼度で2,000MWd/t手前までの期間)の熱的制限値を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作は与える影響はない。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
燃料棒最大線出力密度(MLLHR)	44.0kW/m	約40.6kW/m以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値を設定	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作は与える影響はない。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕が評価結果より大きくなる。

初期条件

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（3/4）

項目	解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	—	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定	—	—
	原子炉停止機能喪失 手動での原子炉スクラム失敗 代替制御棒挿入機能作動失敗	—	バックアップも含まれたすべての制御棒挿入機能の喪失を設定		
	9×9 燃料（A型）及びSMO X 燃料 228 体を装荷した平衡 サイクル末期	—	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設定		
事故条件	外部電源	—	外部電源がある場合、原子炉再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力は高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度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	仮に、事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、電動機駆動給水ポンプによる原子炉への注水が行われず、原子炉出力が低くなるため、評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕が評価結果より大きくなる。 (添付資料 2.5.7)	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (原子炉停止機能喪失) (4/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	主蒸気隔離弁閉	—	—	—
主蒸気隔離弁閉止に要する時間	3秒	3秒以上5秒以下	設計値の下限値(最も短い時間)として設定	解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが、昇により印加される反応度は小さくなるため、運転員等発生からごく短時間の動作であり、運転員等操作時間を与える影響は小さい。	解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
代替原子炉再循環ポンプトリップ信号	原子炉圧力高 (7.4MPa [gage]) 信号により原子炉再循環ポンプトリップ	原子炉圧力高 (7.4MPa [gage]) 信号により原子炉再循環ポンプトリップ	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
逃がし弁安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
電動機駆動給水ポンプ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする 復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする 復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ	電動機駆動給水ポンプの設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) 信号によって自動起動 注水遅れ時間 30秒 注水流量 91m ³ /h (8.21~0.74 MPa [gage] において)、サブプレッション・プールの水温度 100℃到達後は停止し、高圧炉心スプレイ系にて原子炉水位維持	原子炉水位低 (レベル2) 信号によって自動起動 注水遅れ時間 30秒 注水流量 91m ³ /h (8.21~0.74 MPa [gage] において) サプレッション・プールの水温度 100℃到達後は停止し、高圧炉心スプレイ系にて原子炉水位維持	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 (添付資料2.5.12)
高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低 (レベル1 _H) 又は格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号によって自動起動 注水遅れ時間 17秒 (設計値の30秒からD/Gの起動遅れ13秒を除いた値) 注水流量 318~1,050m ³ /h (8.14~1.38MPa [dif] において) (最大1,050m ³ /h)	原子炉水位低 (レベル1 _H) 又は格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号によって自動起動 注水遅れ時間 17秒 (設計値の30秒からD/Gの起動遅れ13秒を除いた値) 注水流量 318~1,050m ³ /h (8.14~1.38MPa [dif] において) (最大1,050m ³ /h)	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定	実際の注水流量が解析より多い場合 (注水流量 (設計値) の保守性) であっても、反応度印加として寄与する給水流量に対する割合は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	実際の注水流量が解析より多い場合 (注水流量 (設計値) の保守性) であっても、反応度印加として寄与する給水流量に対する割合は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料2.5.12)
ほう酸水注入系	注流入量 162L/m ほう酸濃度 13.4wt %	注流入量 162L/m ほう酸濃度 13.4wt %	ほう酸水注入系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW (サブプレッション・チェンバのプール水温度 52℃, 海水温度 30℃において)	熱交換器1基あたり約9MW (サブプレッション・チェンバのプール水温度 52℃, 海水温度 30℃において)	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、現象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（原子炉停止機能喪失）（1/2）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさの考え方		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え				
自動減圧系等の自動停止操作 操作条件	解析上の操作開始時間 事象発生5分後	<p>【認知】 事故時には重要監視事項である原子炉スクラムの成否を最初に確認することから認知を助けるために原子炉が生じることは考えにくい。さらさら運転員からの認知は消灯したままとなる。この事象初期の状況判断に余裕時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作時間と与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作時間と与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 自動減圧系等起動阻止は制御盤での簡単な操作であるため、操作所要時間が操作開始時間と与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作の有無】 原子炉停止機能喪失の初期は、パラメータ監視とともに、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作が並行して行われているため、操作開始時間は変動しない。</p> <p>【操作の確かさ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>中央制御室の制御盤のスクラムにより不確かさ要因に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間も操作手順が変わり操作がなくなる、という点で操作時間と与える影響は小さいことと見なす。</p>	<p>美態の操作開始時間とほぼ同等であることと見なす。</p>	<p>解析上、格納容器圧力高（13.7kPa [gage]）及び原子炉水位低下（レベル1）の発生は、自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合、タイマー作動後の120秒後に逃がし安全弁（自動減圧系が機能付）が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレッドに注水開始圧力に低下するまで、自動減圧系等の起動阻止操作を実施し、安全弁を閉止した後に逃がし安全弁を閉止する。原子炉水位低下に伴う急激な反応度増加は防止でき、逃がし安全弁（自動減圧系）機能付（レベル1）を参照すると、約2MPa [gage]まで低下している。操作開始後から約130秒で減圧開始後から約130秒で約2MPa [gage]まで低下している。操作開始後から約7.1分程度の時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレーションにて訓練実績を期待。訓練では、原子炉水位低（レベル1）より喪失及び格納容器圧力高で自動減圧系起動阻止操作を意図していることと確認した。</p>

リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響

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

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

2. 評価条件

リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合について評価した。その他の条件については、今回の有効性評価において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)と同じである。

3. 評価結果

リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合の燃料被覆管温度の評価結果を図1及び図2に、ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図3に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

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

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

また、リウエットを考慮しない場合について、初期炉心流量の違いの影響を

確認すると、初期炉心流量が85%の場合の方が、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量のいずれも厳しい結果となったが、その幅は燃料被覆管の最高温度において約75℃、燃料被覆管の酸化量において約1.2%であり、リウエットを考慮しないことで燃料被覆管の最高温度が約262℃、燃料被覆管の酸化量が最大でも約3.1%増加したことに比べるとその変化幅は小さく、いずれも評価項目を満たしていることから、特別な対応が必要となるものではないと考える。

以上の結果より、リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合について、原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって、リウエットモデルの精度に係らず、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。

表1 リウエット考慮の有無による評価項目への影響

項目	感度解析		ベースケース	評価項目
リウエット	考慮せず		相関式2	-
初期炉心流量 (%)	85	100	100	-
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 1,155	約 1,080	約 818	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	約 4.3	約 3.1	1%以下	15%以下

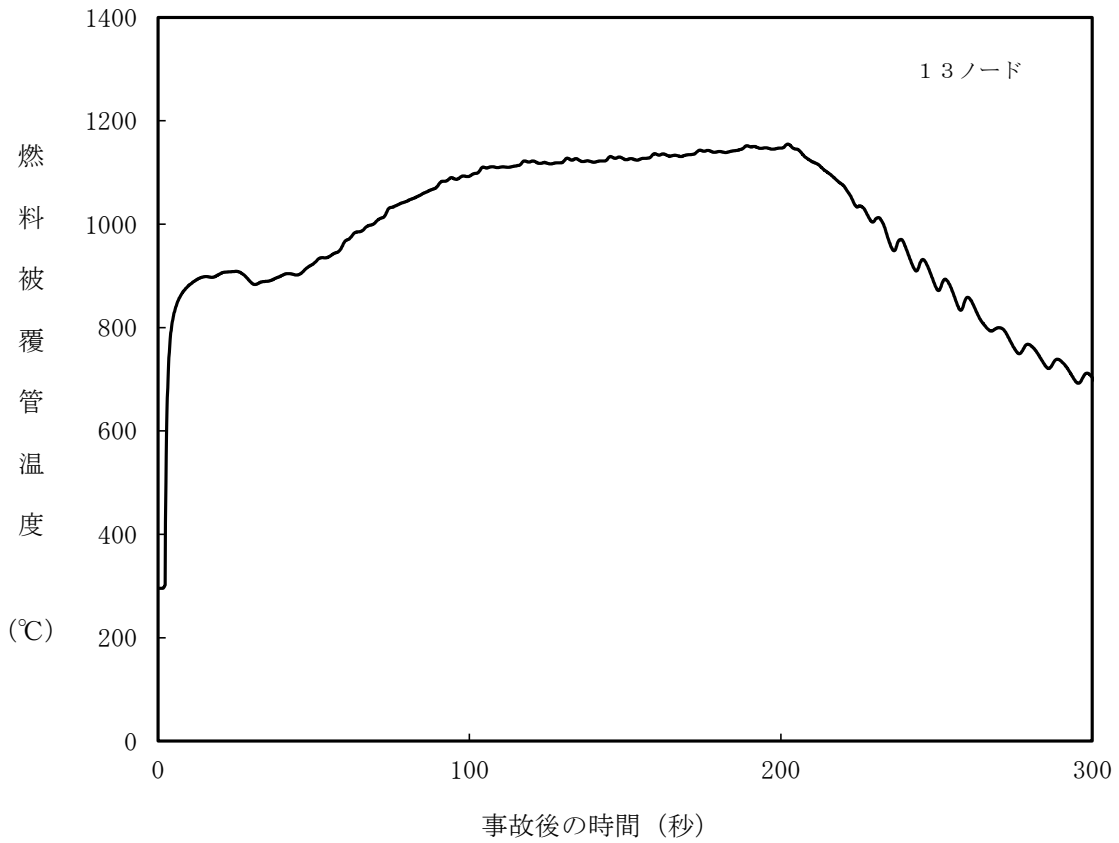


図1 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 85%)

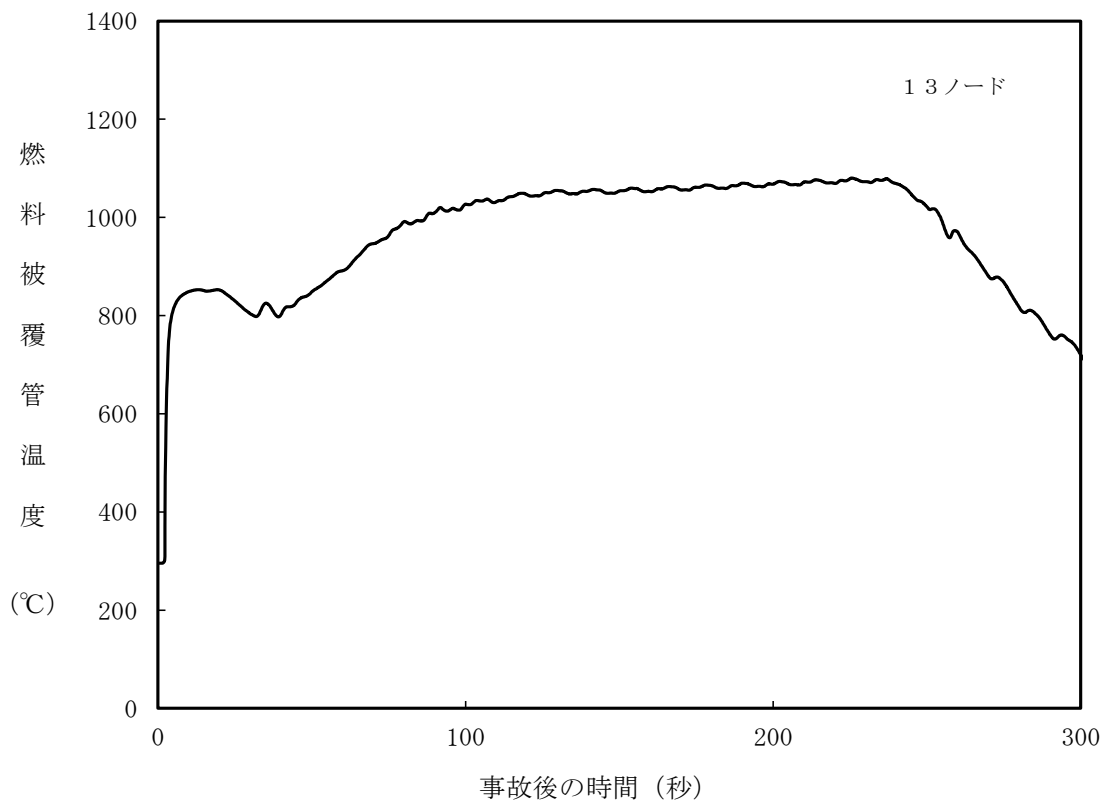


図2 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%)

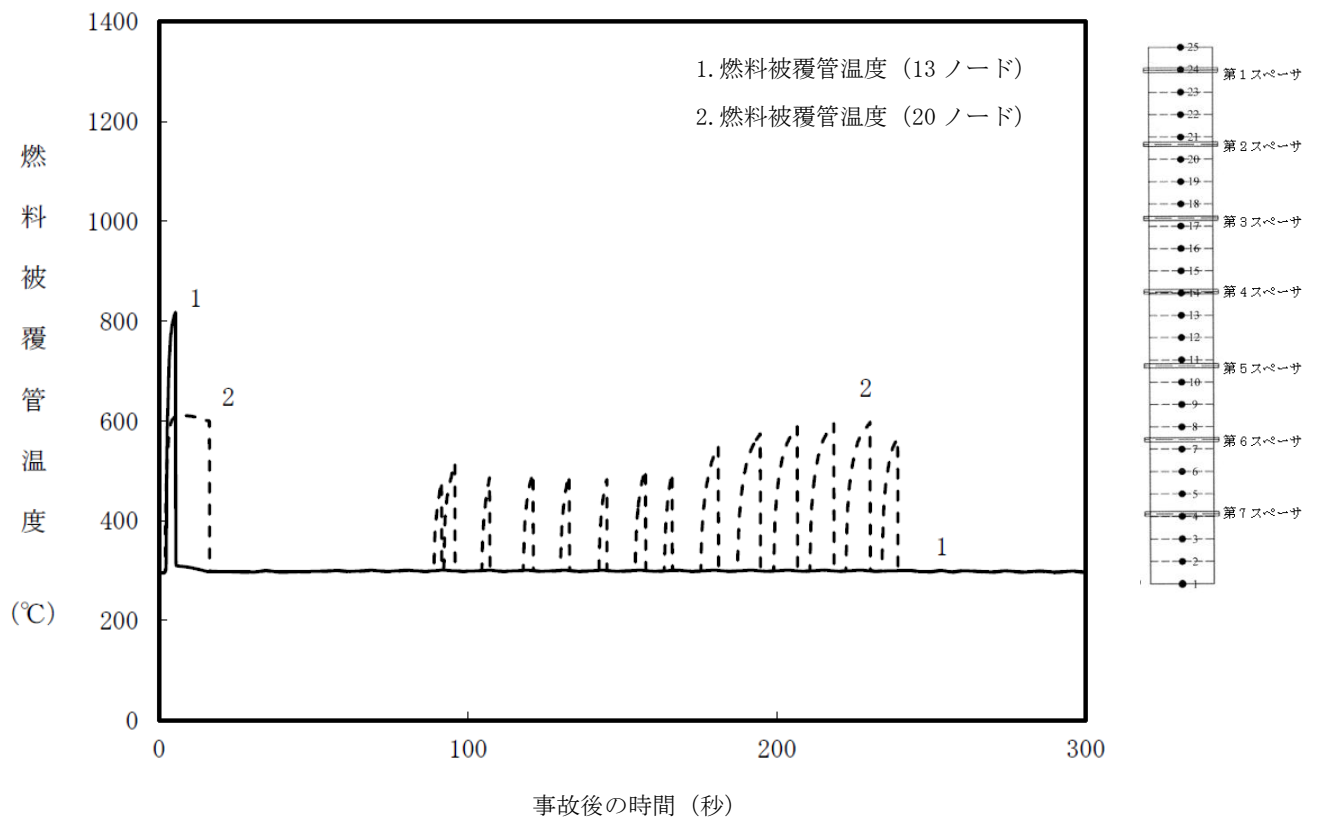


図3 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース)

外部電源の有無による評価結果への影響

1. はじめに

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

2. 評価条件

外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。

3. 評価結果

評価結果を図 1 から図 12 に示す。また、評価結果のまとめを表 1 に示す。

事象発生と同時に外部電源が喪失するため、原子炉再循環ポンプMGセットがトリップし、その後、原子炉圧力高 (7.41MPa[gage]) 信号により原子炉再循環ポンプはトリップする。これにより、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇は、ベースケースの最高値(約 818°C)に比べて低めとなる。同様に、サプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値はベースケースと比べて低くなる。

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

4. まとめ

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

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

表1 外部電源の有無による評価項目への影響

項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 710	約 818	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1 %以下	1 %以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる 圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.60	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使 用圧力の 1.2 倍) 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の 最大値 (kPa[gage])	約 122	約 167	853kPa[gage] (格納容器 限界圧力) 未満
原子炉格納容器バウンダリの温度の最大値 (サプレッション・プール水温度 (°C))	約 100	約 110	200°C (格納容器限界温 度) 未満

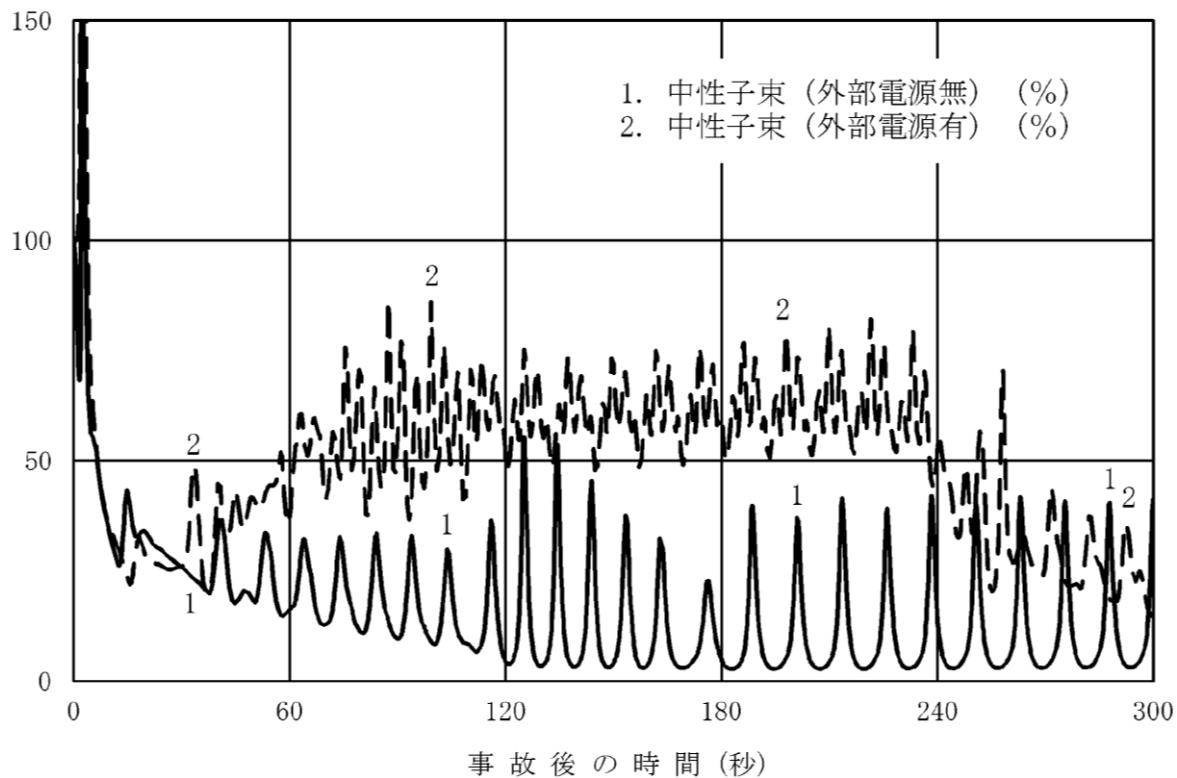


図1 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

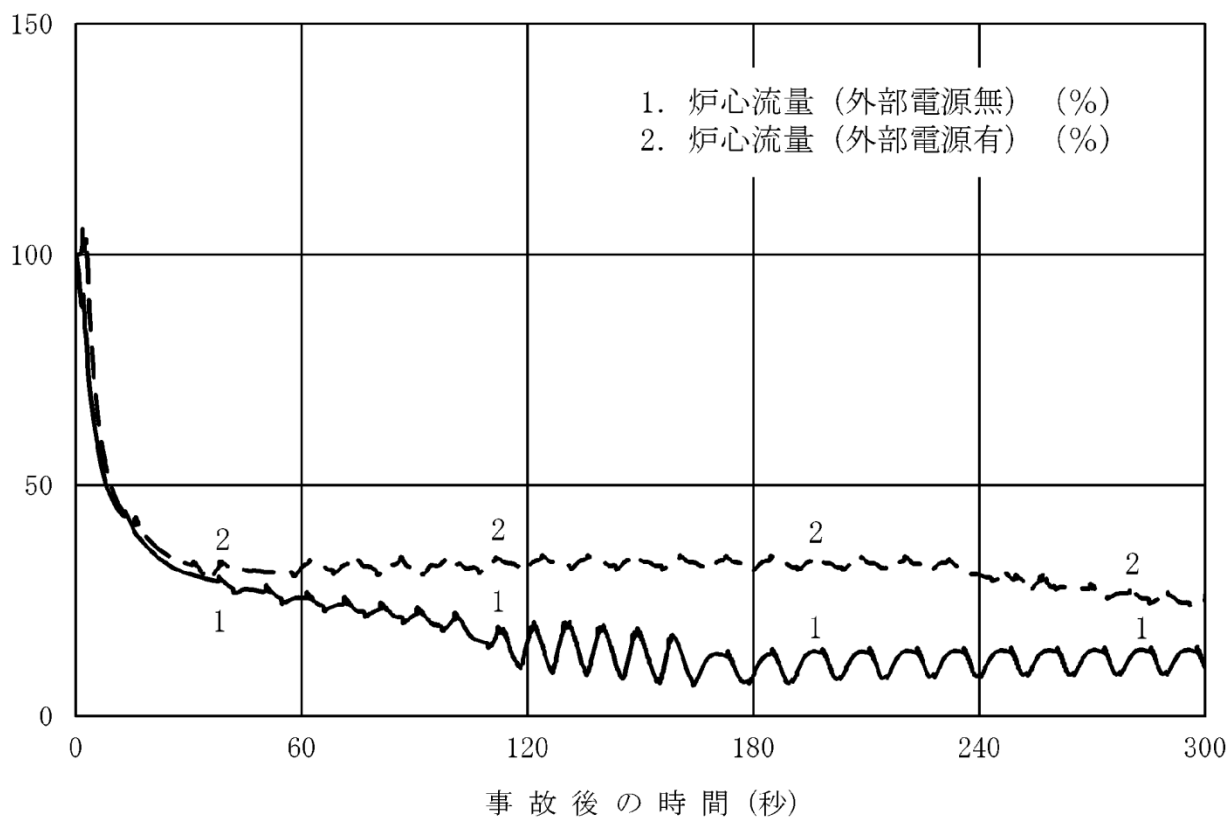


図2 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

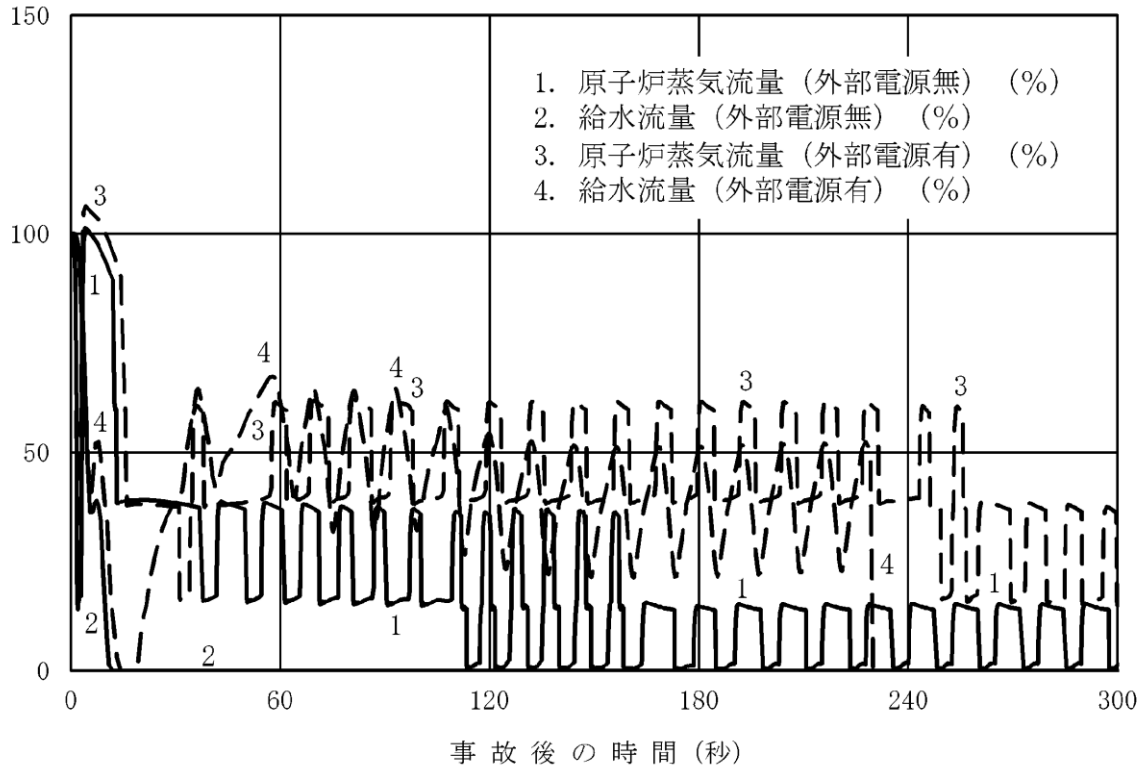


図3 外部電源がない場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から300秒後まで）

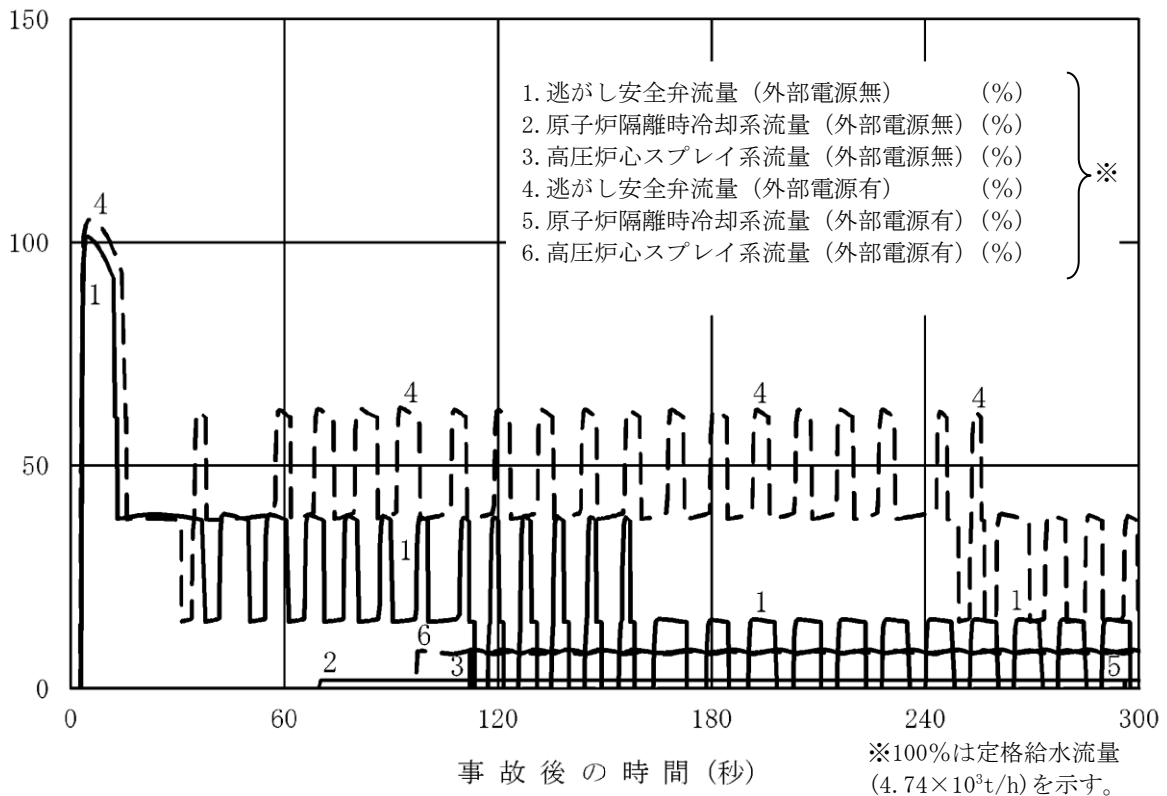


図4 外部電源がない場合の逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移（事象発生から300秒後まで）

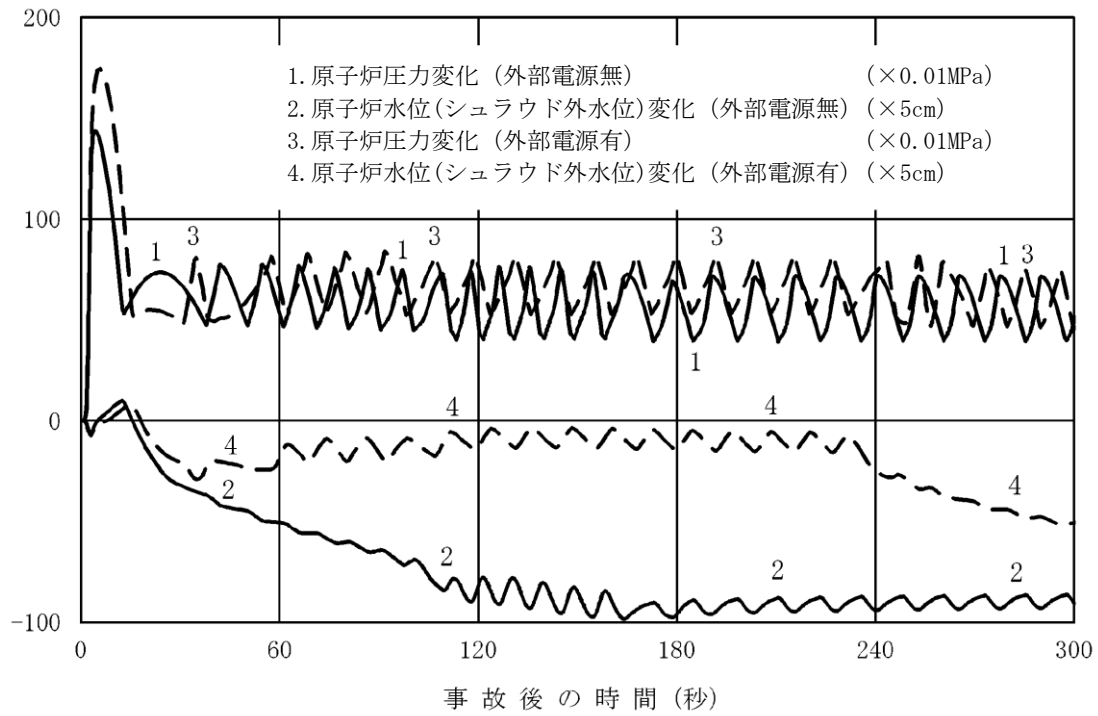


図5 外部電源がない場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から300秒後まで）

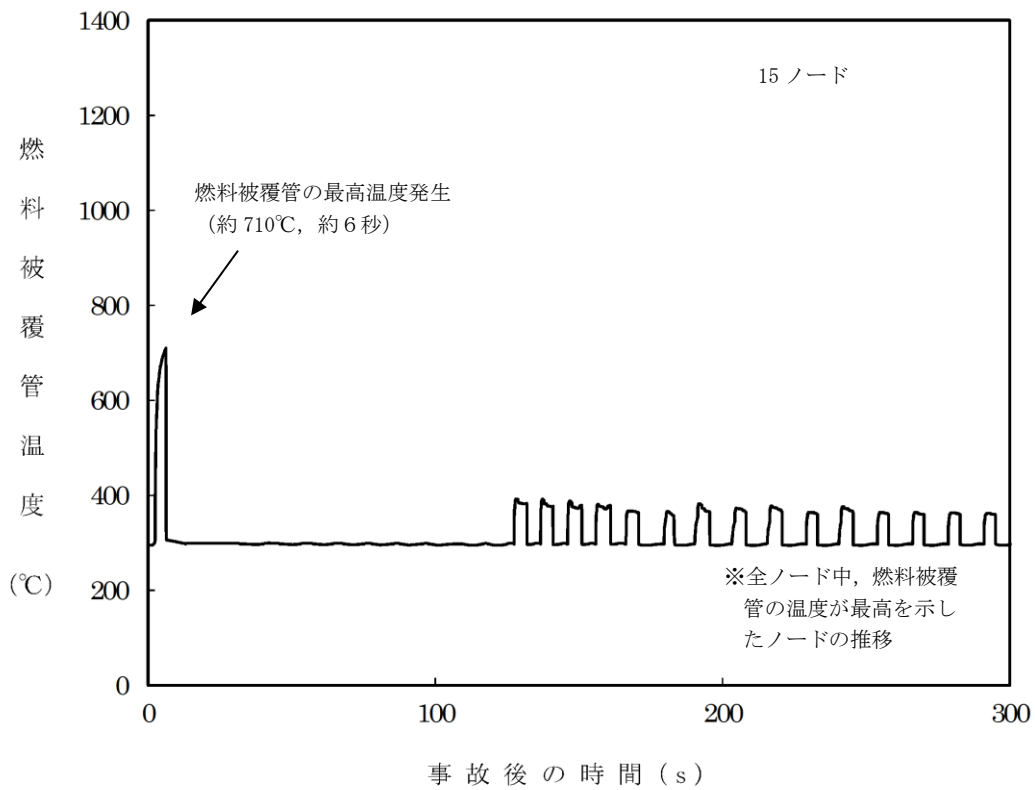


図6 外部電源がない場合の燃料被覆管温度^{*}の推移（15ノード，事象発生から300秒後まで）

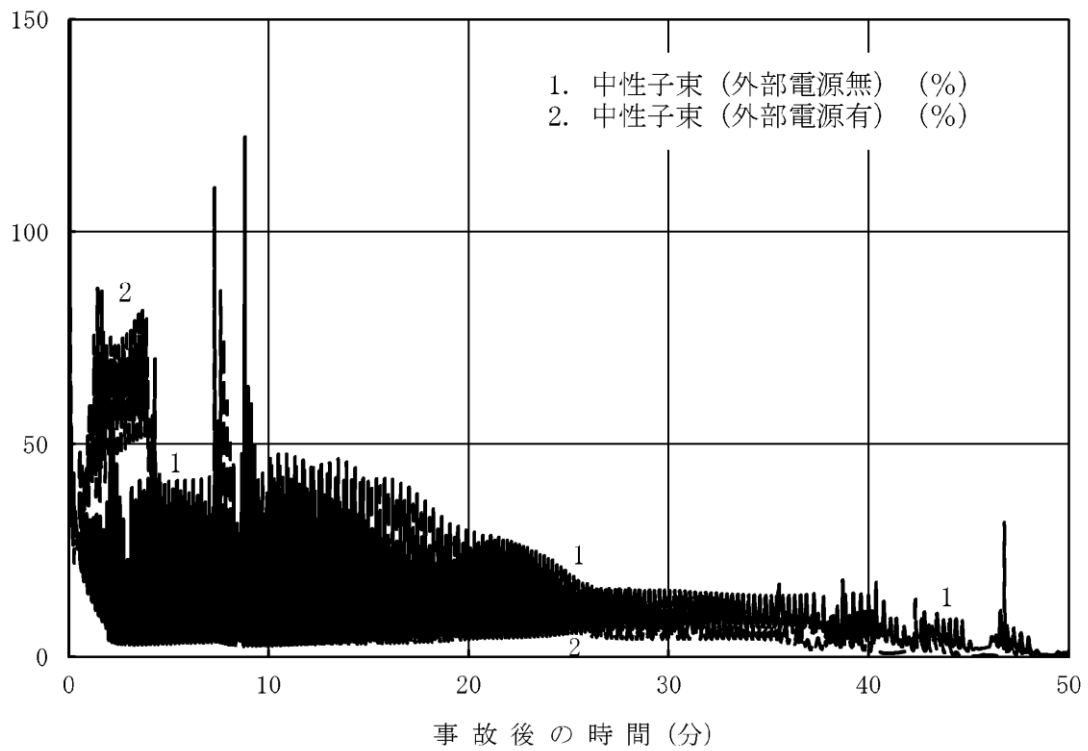


図7 外部電源がない場合の中性子束の推移
(事象発生から50分後まで)

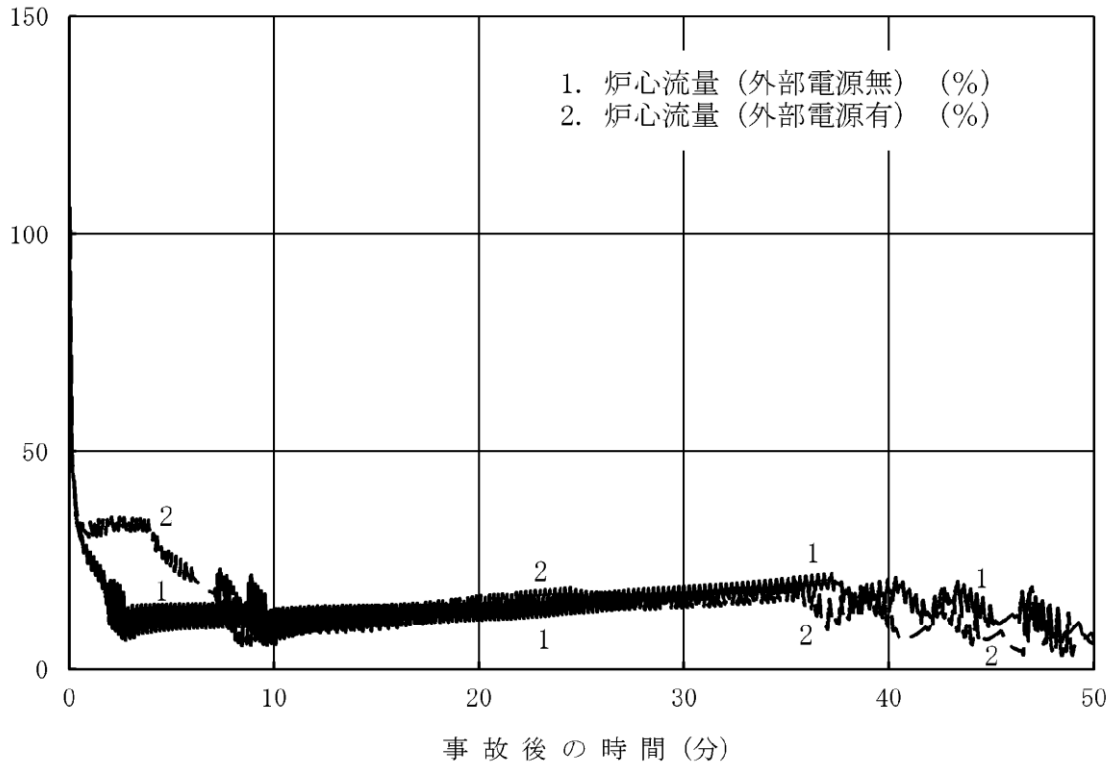


図8 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(事象発生から50分後まで)

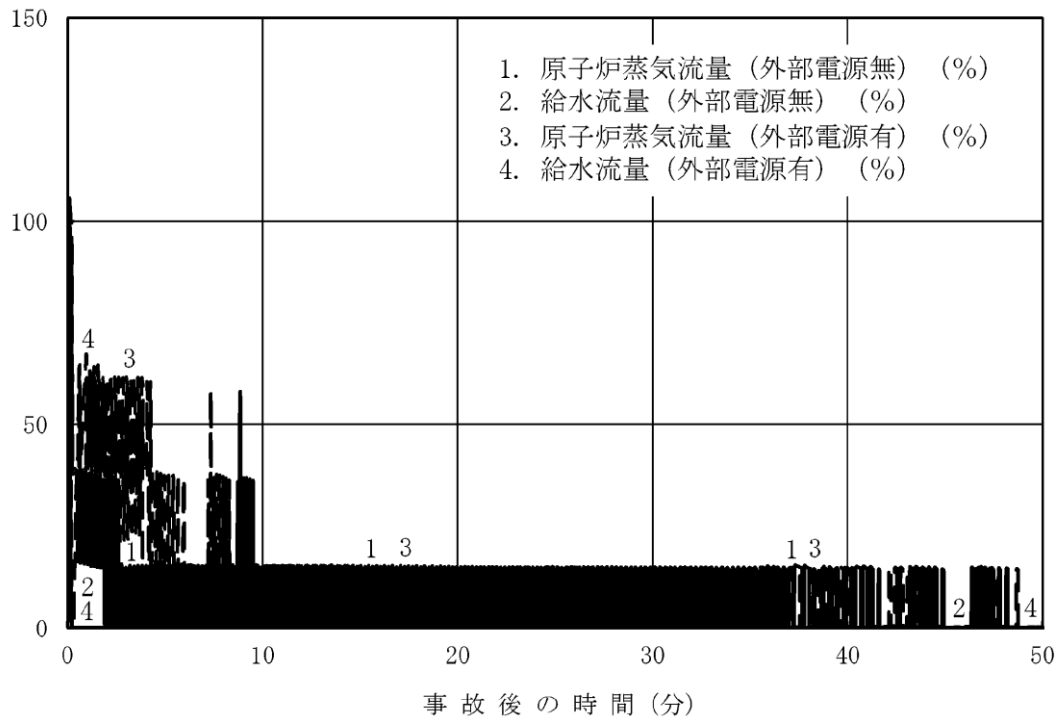


図9 外部電源がない場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移
 (事象発生から50分後まで)

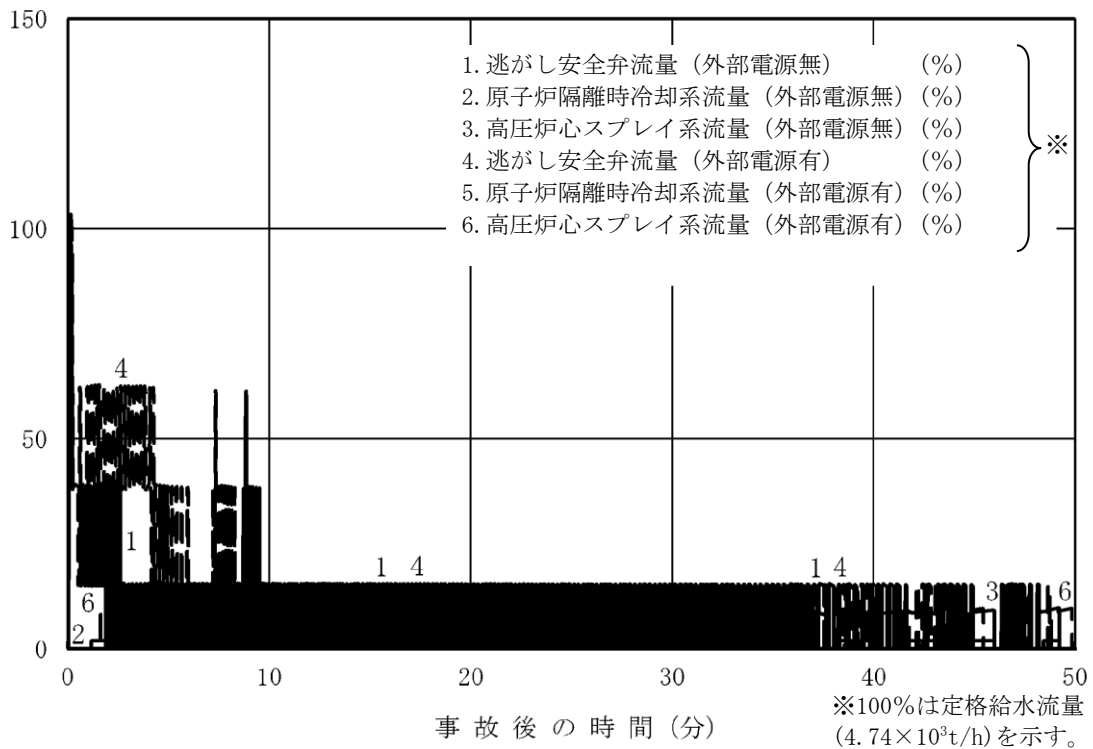


図10 外部電源がない場合の逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から50分後まで)

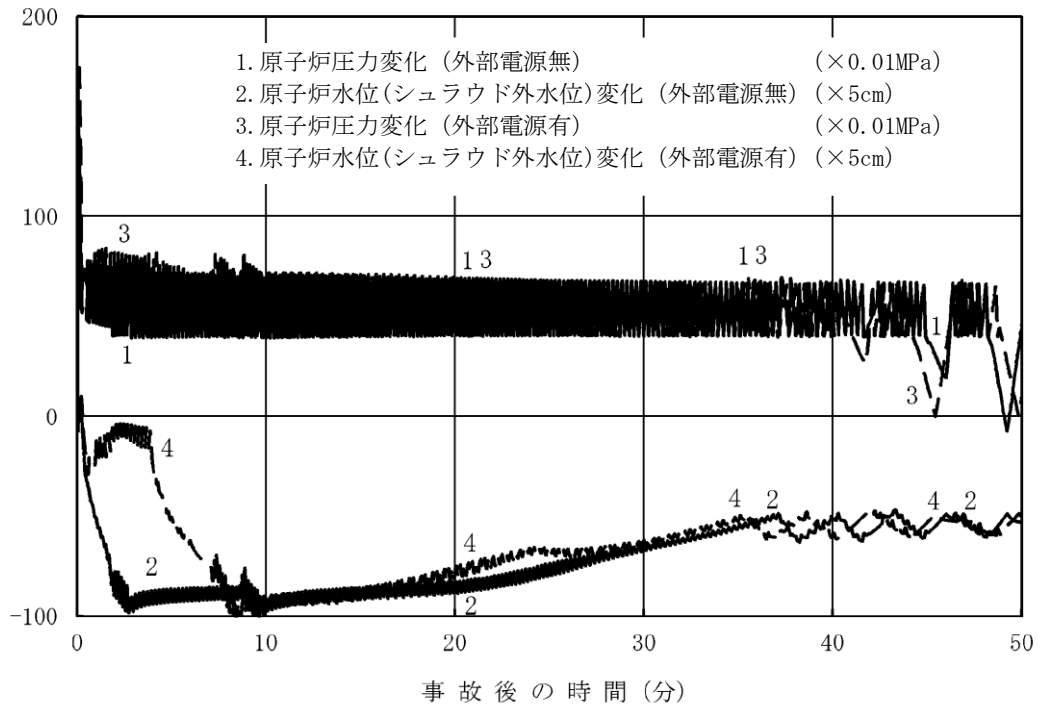


図 11 外部電源がない場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

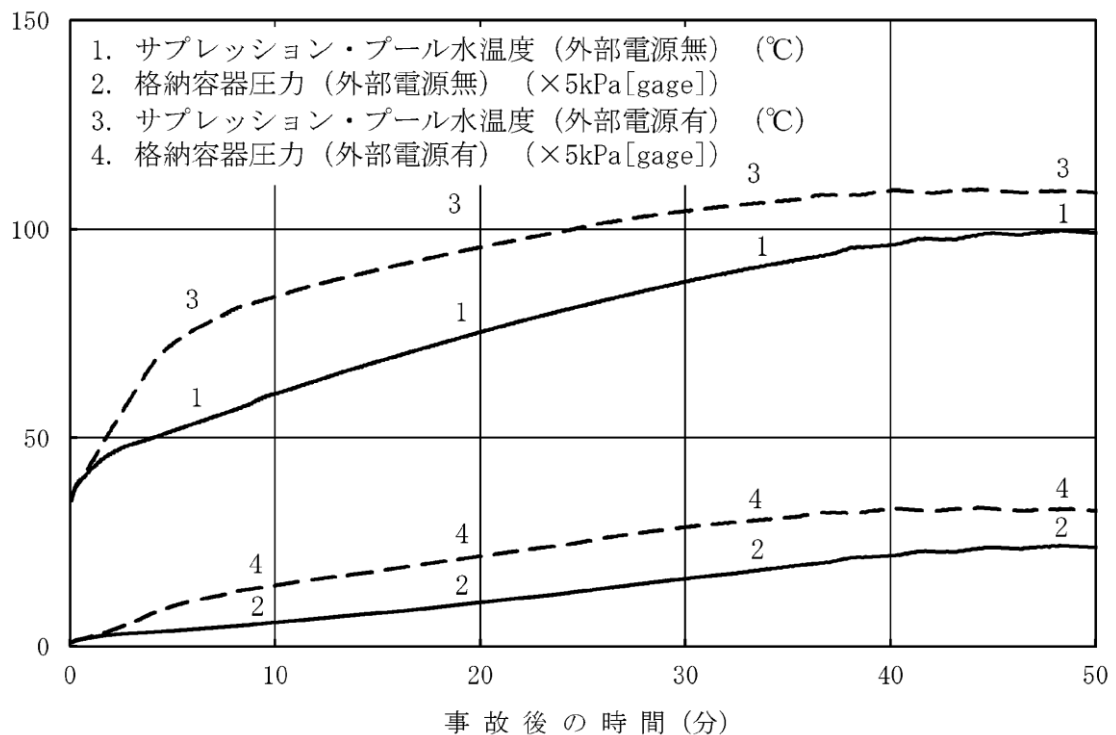


図 12 外部電源がない場合のサプレッション・プールの水温度，格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）

初期炉心流量の相違による評価結果への影響

1. はじめに

今回の有効性評価では、通常運転時における代表的な状態として、初期炉心流量を100%として解析を実施している。一方、島根原子力発電所2号炉では炉心流量を85%まで下げて運転することができる。

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

このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から、今回の有効性評価と同等の条件で、初期炉心流量を85%とした場合の評価を実施した。

2. 評価条件

今回の有効性評価において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対して、初期炉心流量を85%に変更した以外は、ベースケースの評価条件と同じである。

3. 評価結果(再循環ポンプの回転速度(初期炉心流量)が与える影響)

ベースケースと同等の条件で初期炉心流量を85%とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

炉心流量を85%としたケースでは、炉心流量が多い場合に比べ相対的にボイド率が高く、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力の上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり、炉心で発生する蒸気量が増加し、原子炉冷却材圧力バウンダリに係る圧力の最高値が高くなる。その後の出力上昇時(約30秒から約200秒の間)も、逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際、炉心流量が低い方が印加される正のボイド反応度が大きいことから、中性子束が高めに推移する。また、85%炉心流量の場合の方が、中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり、水位低下が早くなるため、原子炉水位低(レベル2)の到達タイミングが早まる。

ベースケースと比較すると燃料被覆管の最高温度に違いが見られるが、これは上述のとおり、ボイド反応度による影響と考える。

なお、初期炉心流量の相違は、再循環ポンプトリップ後の原子炉出力に多少の差が生じるものの、電動機駆動給水ポンプにより水位制御されており、静定水位や静定炉心流量等が初期炉心流量により大きく変わることはないため、その後の事象推移に大きな相違はない。

4. まとめ

初期炉心流量を85%とした場合、燃料被覆管の最高温度及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが、評価項目となるパラメータの最大値は評価項目を満足することを確認した。

表1 初期炉心流量の相違による評価項目への影響

評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目
初期炉心流量 (%)	85	100	—
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 820	約 818	1, 200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1 %以下	1 %以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8. 94	約 8. 91	10. 34MPa[gage] (最高使用圧力の 1. 2 倍) 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 170	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力) 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度) 未満

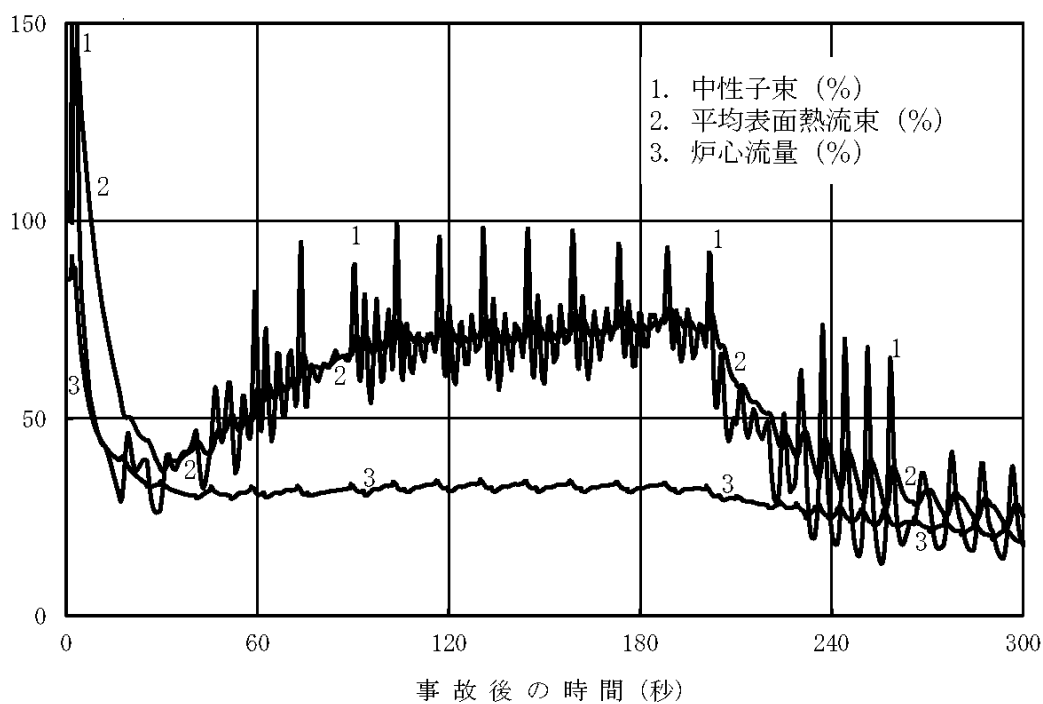


図1 初期炉心流量 85% の場合の中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

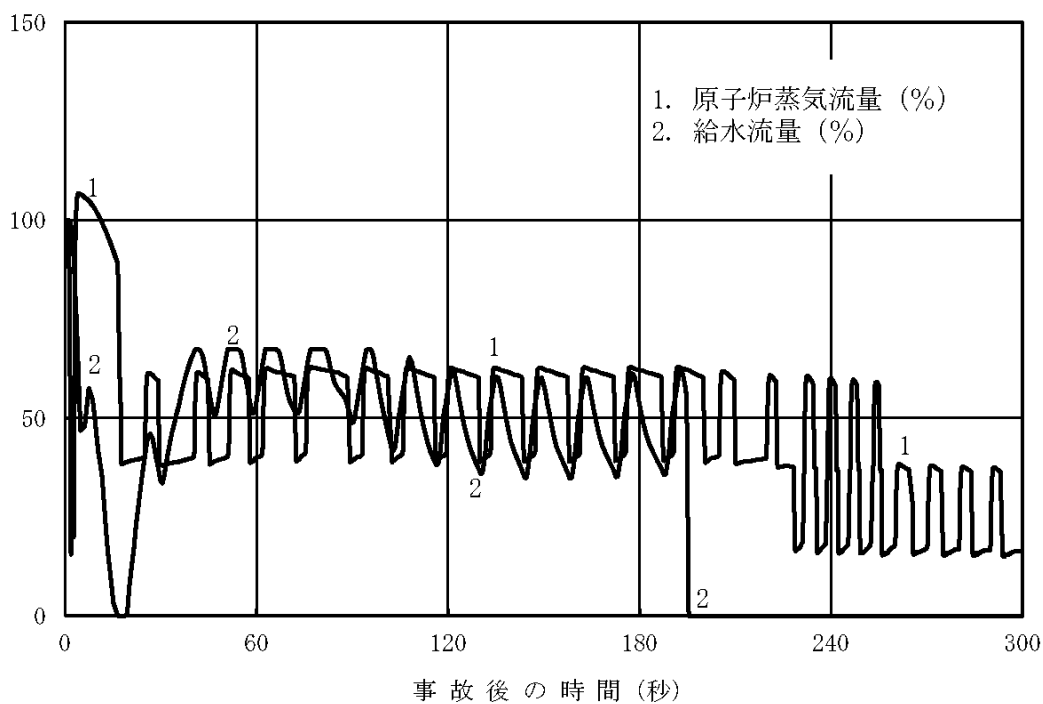


図2 初期炉心流量 85% の場合の原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

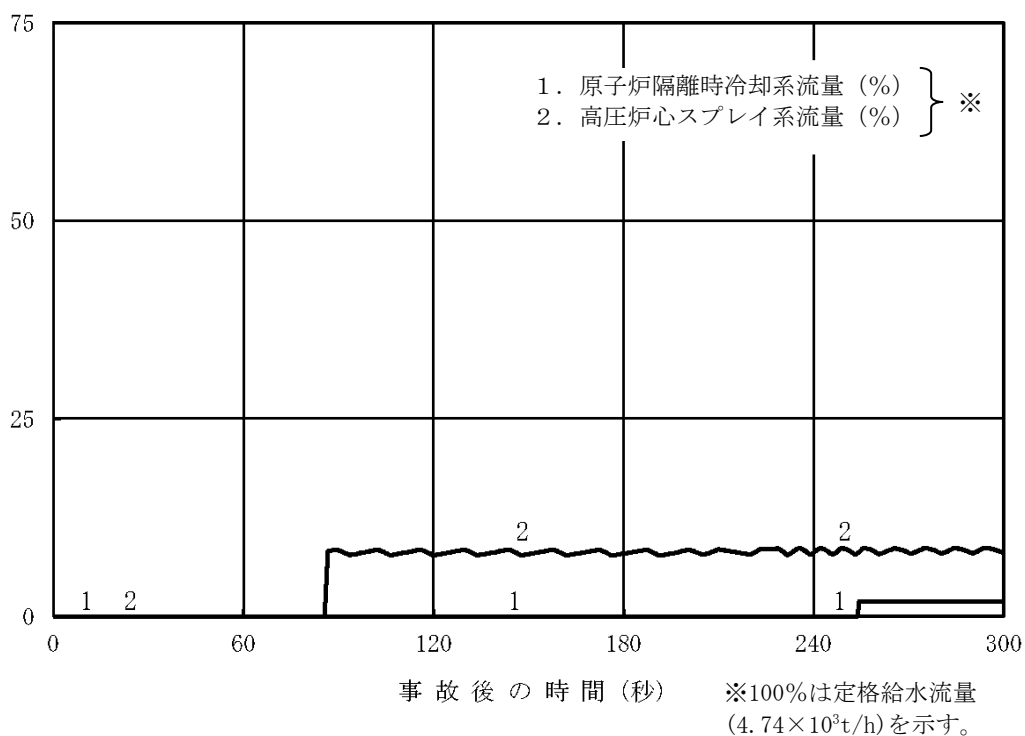


図3 初期炉心流量85%の場合の原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

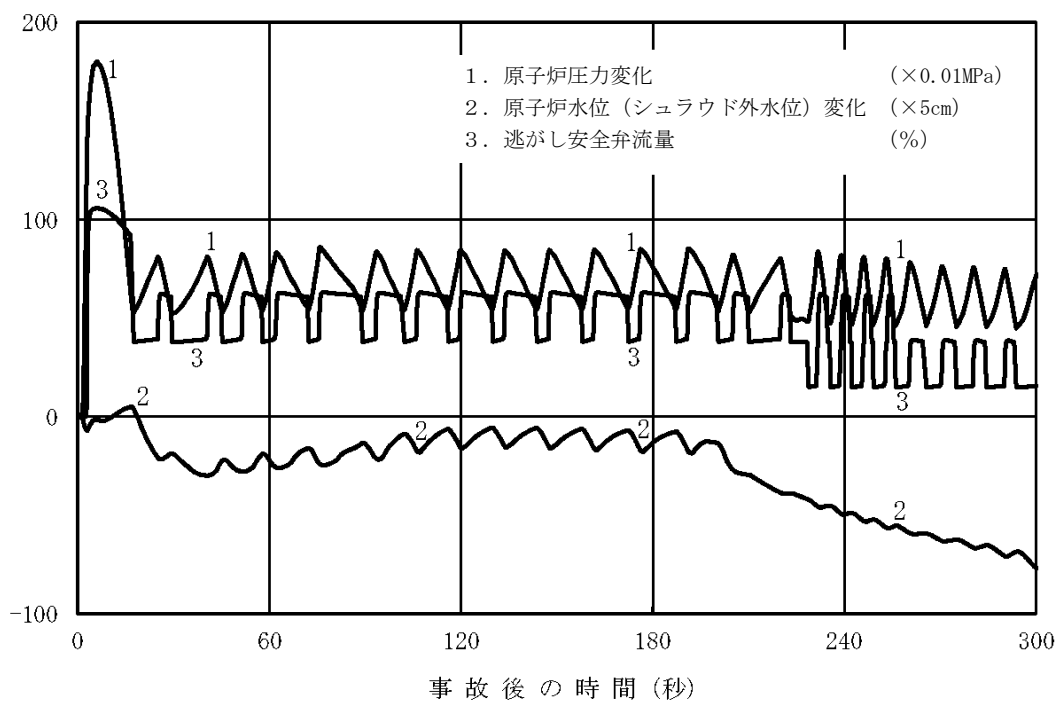


図4 初期炉心流量85%の場合の原子炉圧力，原子炉水位 (シュラウド外水位)，逃がし安全弁流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

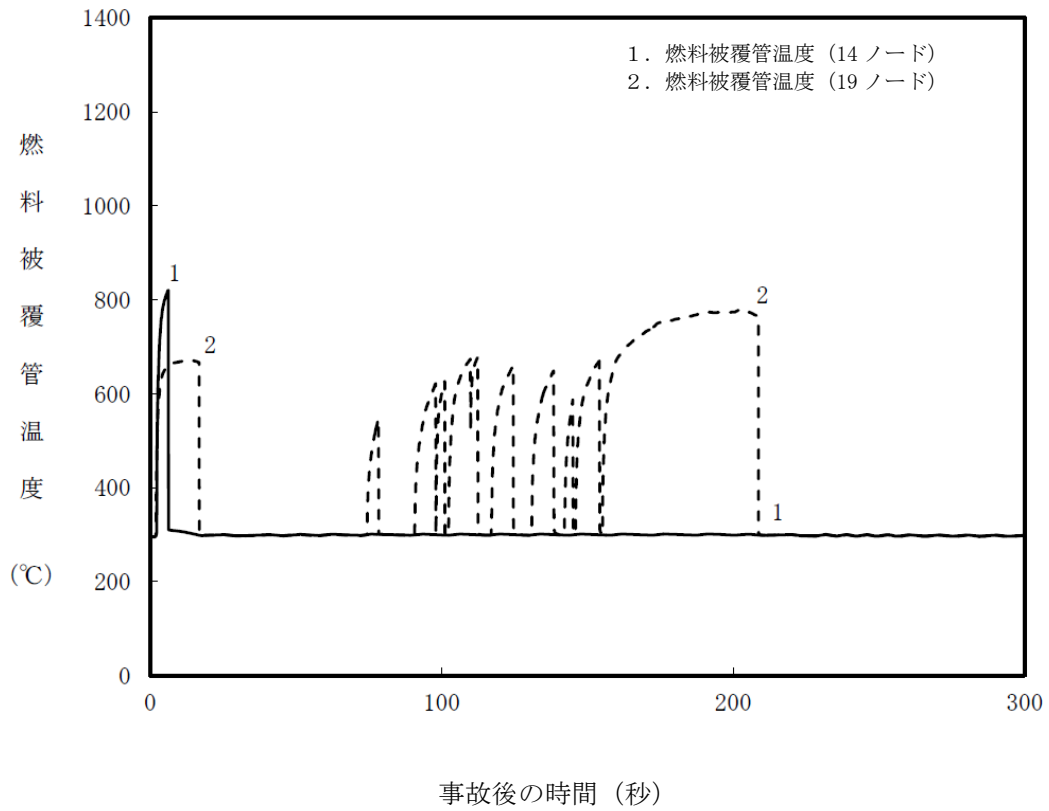


図5 初期炉心流量 85% の場合の燃料被覆管温度の推移 (14・19 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

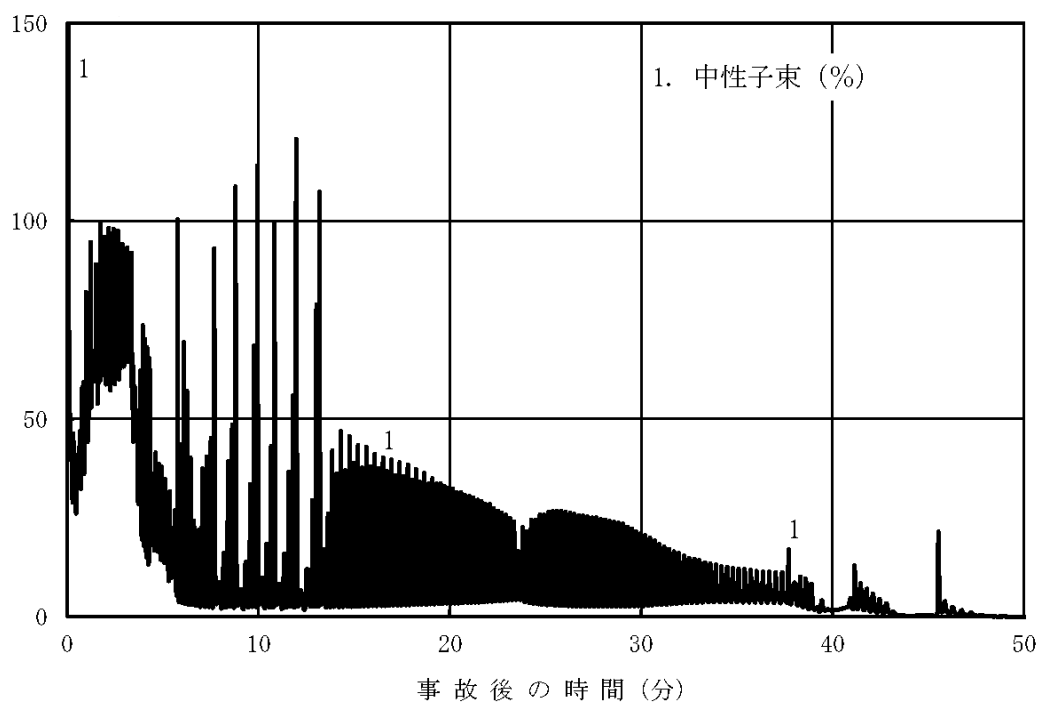


図6 初期炉心流量 85% の場合の中性子束の推移 (事象発生から 50 分後まで)

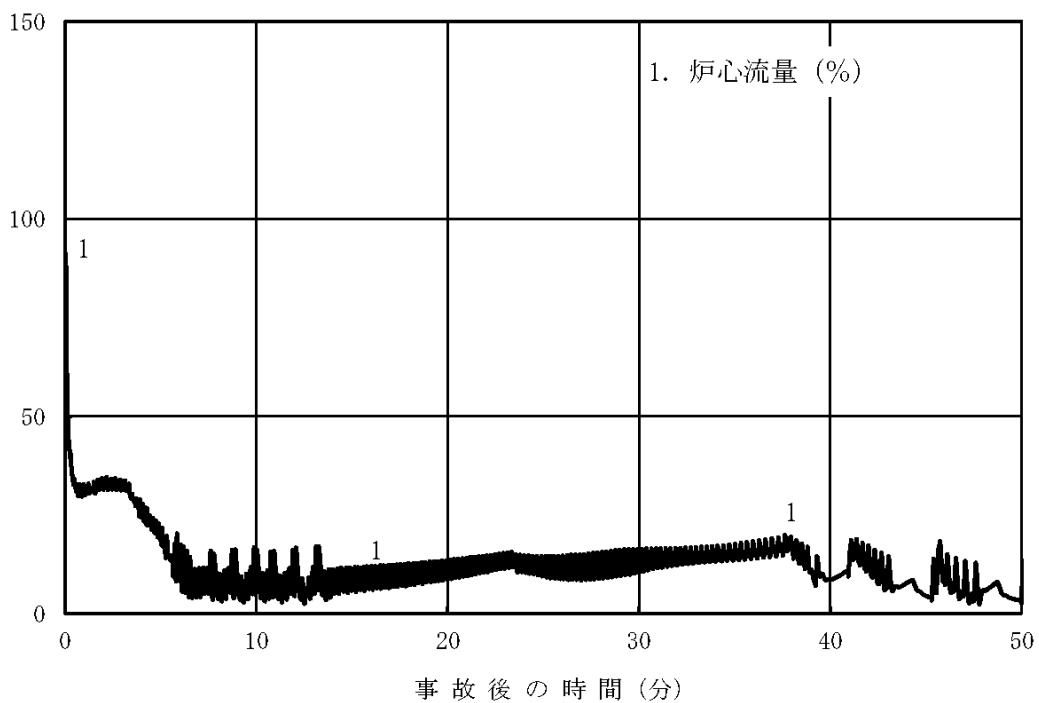


図7 初期炉心流量 85% の場合の炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

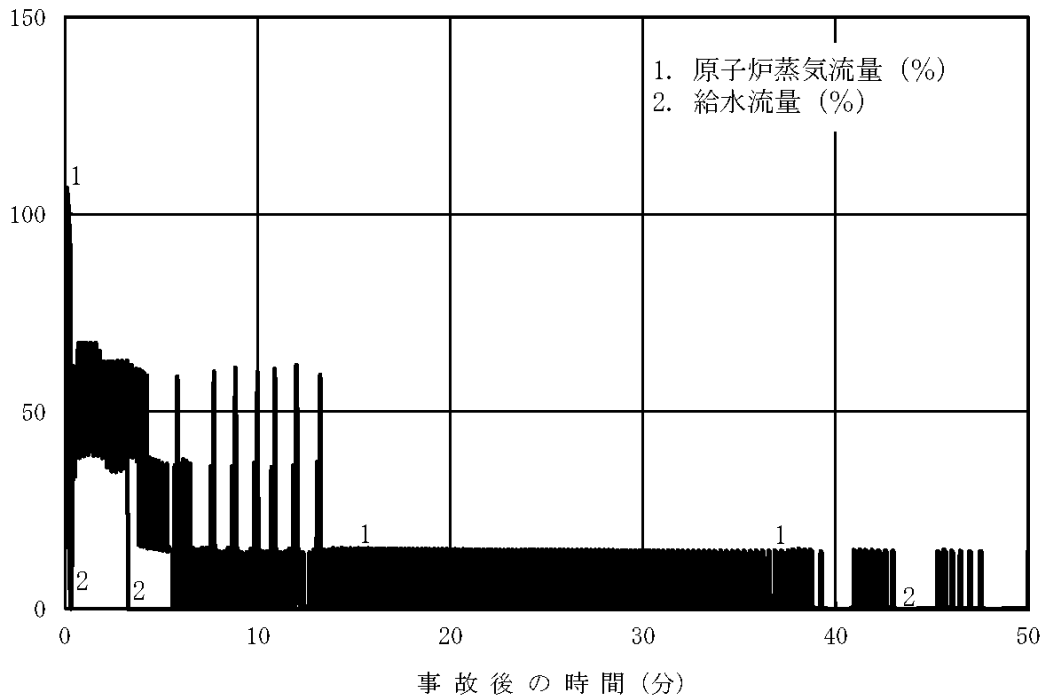


図8 初期炉心流量 85% の場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 50 分後まで)

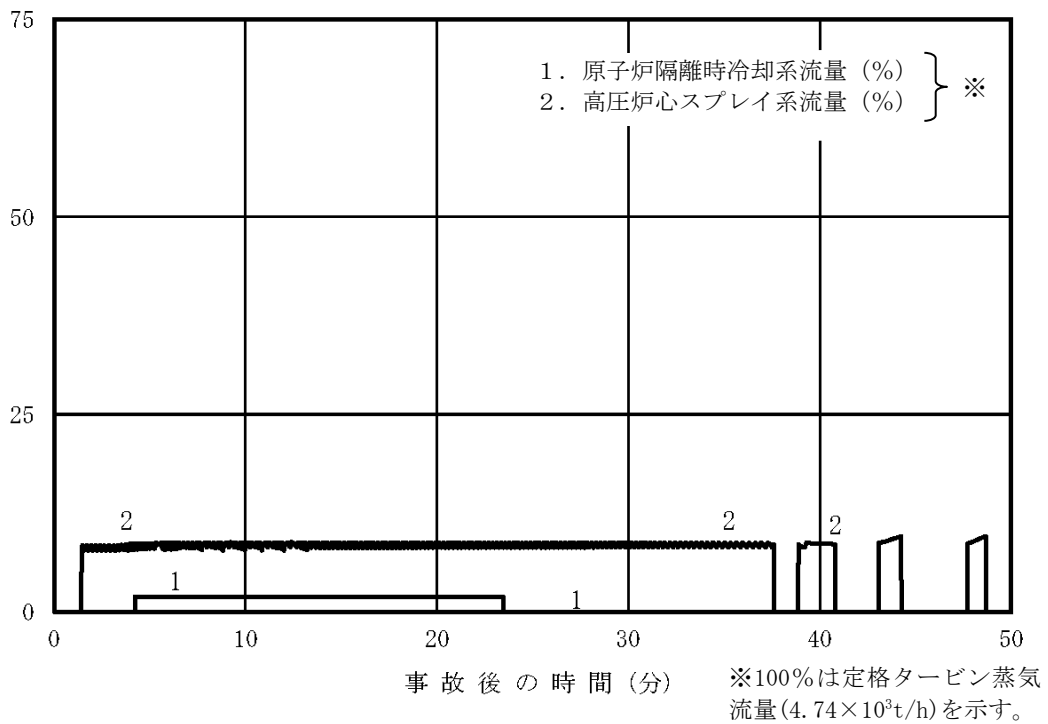


図9 初期炉心流量 85% の場合の原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流
量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

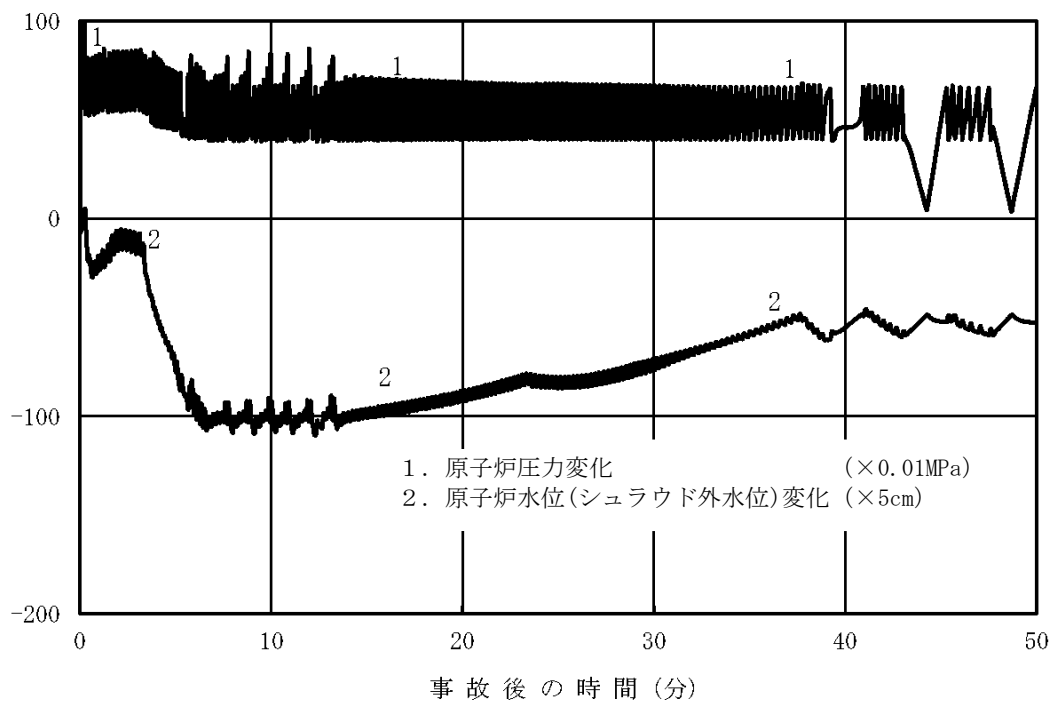


図 10 初期炉心流量 85% の場合の原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 50 分後まで)

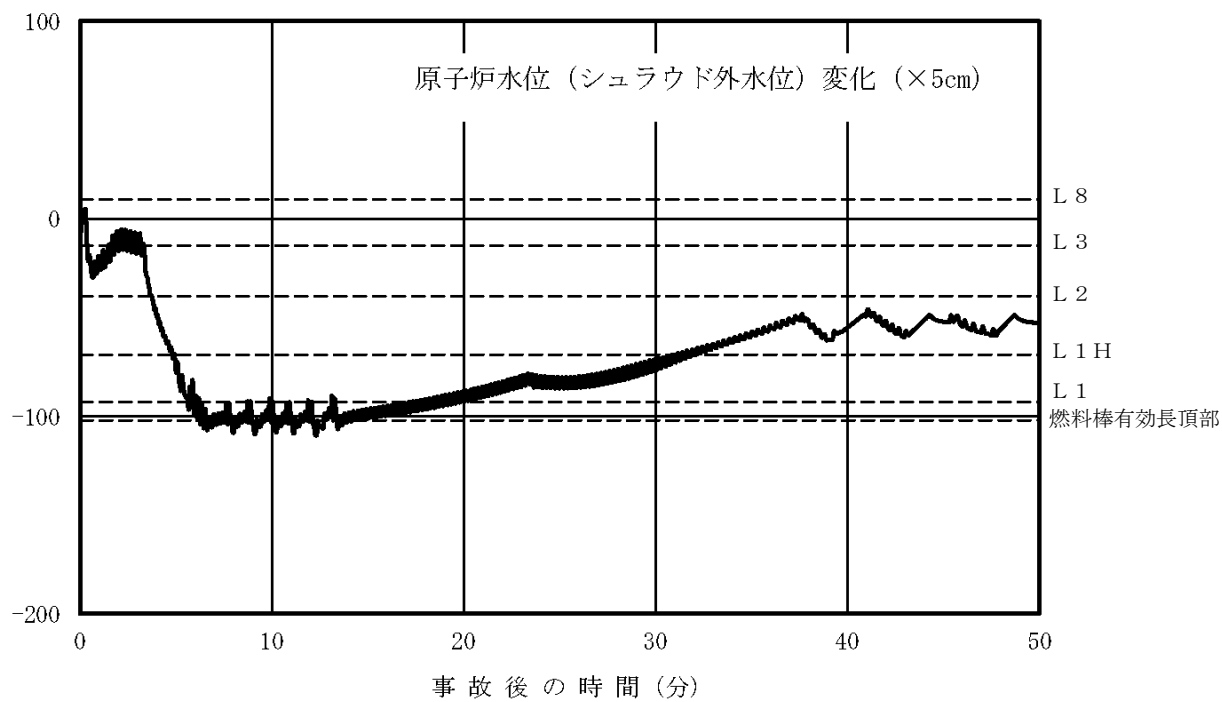


図 11 初期炉心流量 85% の場合の原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 50 分後まで)

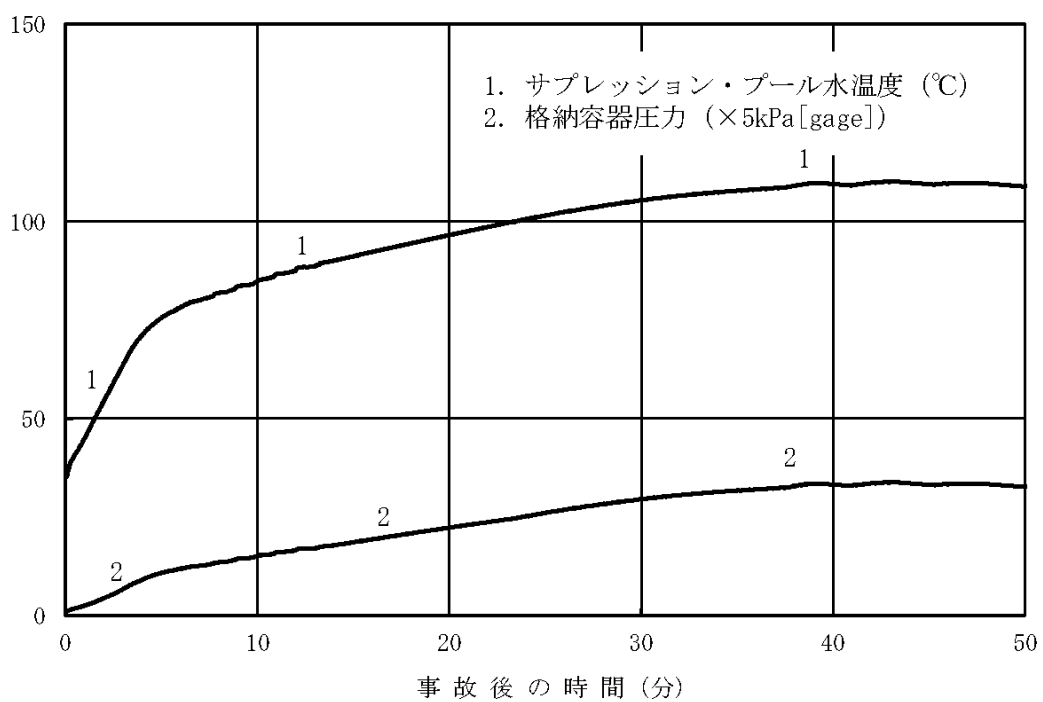


図 12 初期炉心流量 85% の場合のサプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）

残留熱除去系の起動操作遅れの影響について

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」以外では事象判断時間として10分を考慮しているが、「原子炉停止機能喪失」は原子炉スクラムに失敗する事象であり、原子炉スクラムの成否は事象発生後に速やかに行う確認であることから、本重要事故シーケンスでは事象判断時間は5分を想定し、ほう酸水注入系によるほう酸水注入は原子炉スクラムの失敗確認から10分、また残留熱除去系による原子炉格納容器除熱はサブプレッション・プール水温度高到達から10分までに操作を行うことを想定し、解析を行っている。

ほう酸水注入系起動操作は、原子炉スクラムの失敗を確認した後、速やかに行う操作であり、上記10分はほう酸水注入系起動に対しては余裕時間を含めて設定しており、操作が遅れることは考えにくいことから、ここでは残留熱除去系の起動操作が遅れた場合の影響を評価した。

感度解析では、原子炉スクラムの失敗確認から10分でほう酸水注入系を起動した後、残留熱除去系を起動することを想定し、サブプレッション・プール水温度高到達から15分で残留熱除去系を起動することを想定した。その他の評価条件は有効性評価と同じとした。

評価結果を図1～図7に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。

残留熱除去系起動遅れによりサブプレッション・プール水温、格納容器圧力の最大値はわずかに上昇するものの、影響は小さいことを確認した。

表1 残留熱除去系の起動遅れを想定した感度解析結果

評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる温度の最大値 (MPa[gage])	約 8.91	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 171	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力) 未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度) 未満

※ 残留熱除去系の起動遅れは長期の原子炉格納容器除熱に対して影響を及ぼすものであるため、燃料被覆管の最高温度、燃料被覆管の酸化量は有効性評価の解析結果と同じとなる。

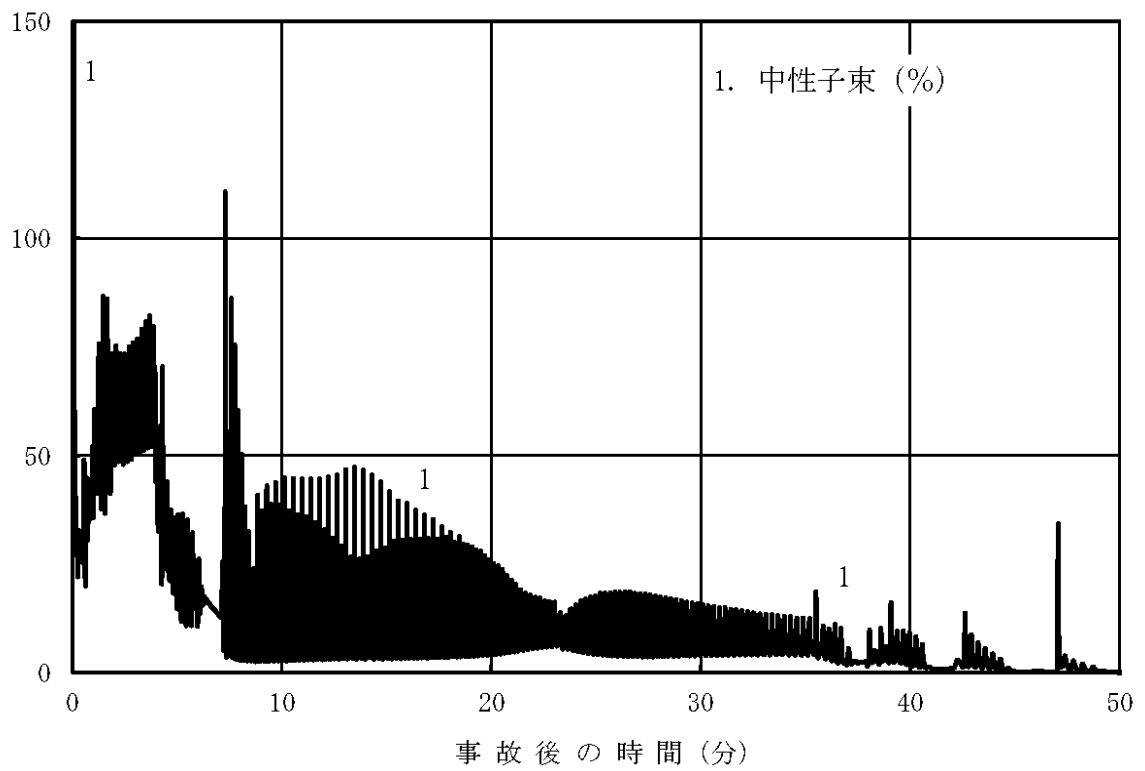


図1 中性子束の推移 (事象発生から50分後まで)

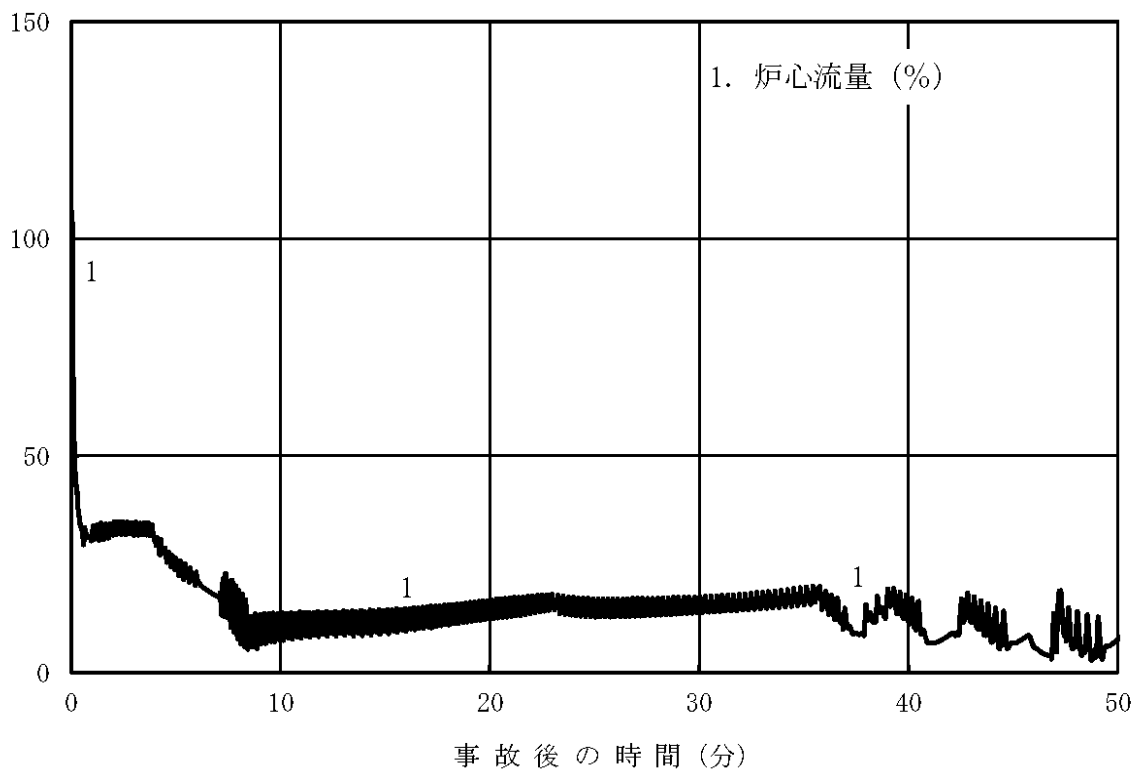


図2 炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

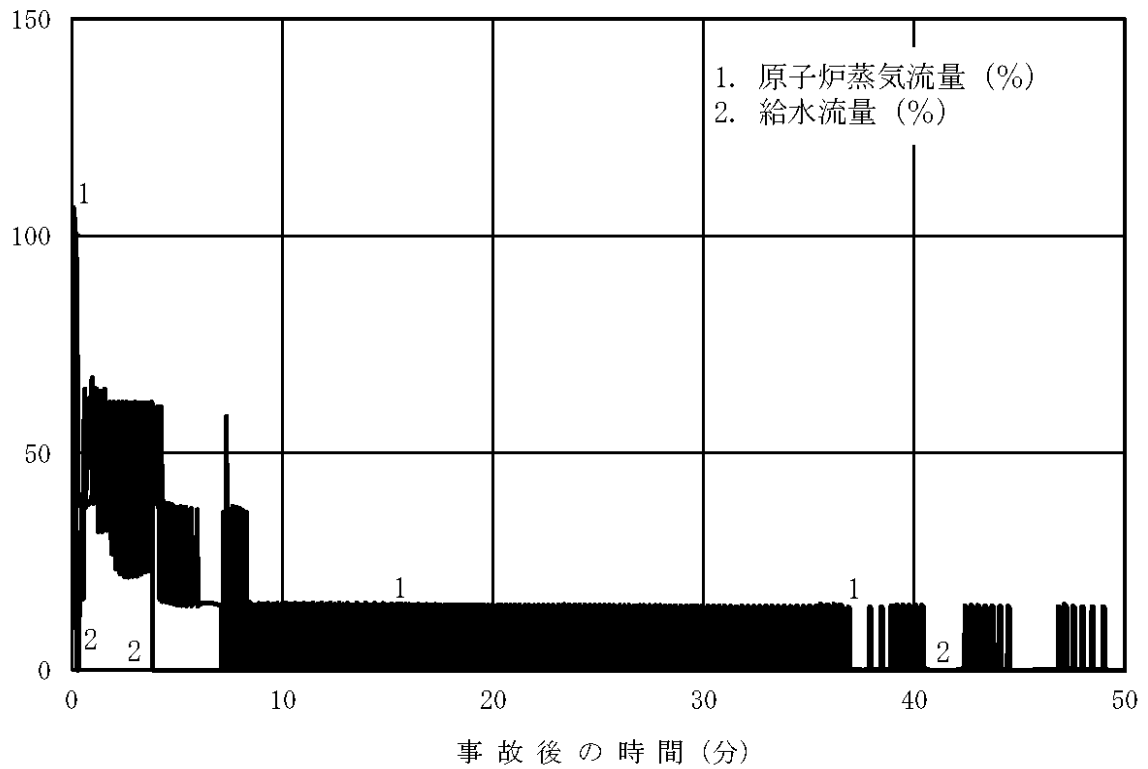


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から50分後まで）

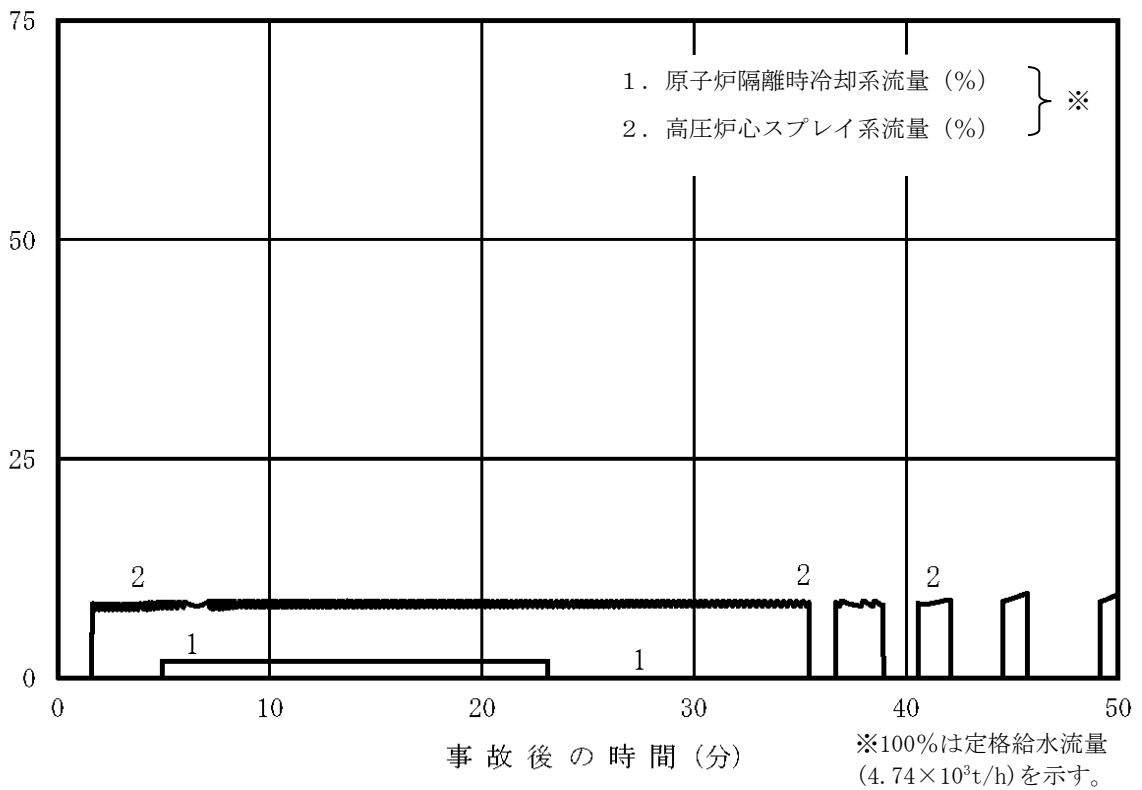


図4 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（事象発生から50分後まで）

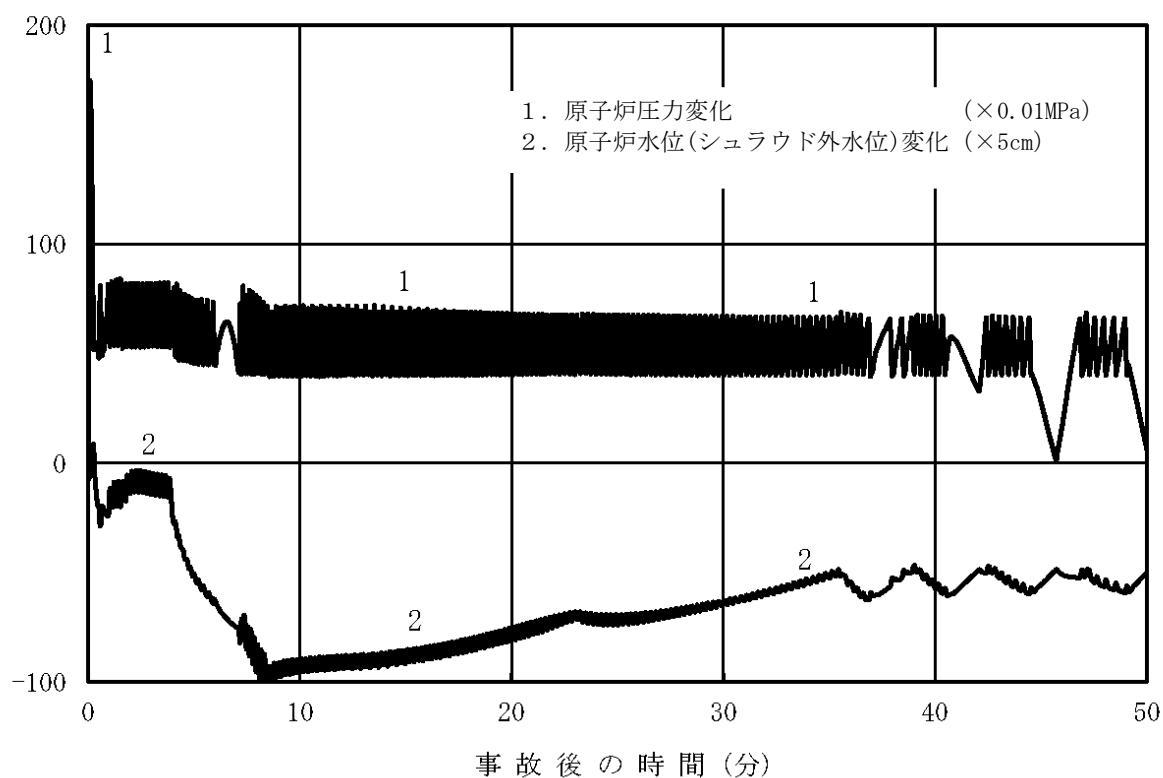


図5 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から50分後まで）

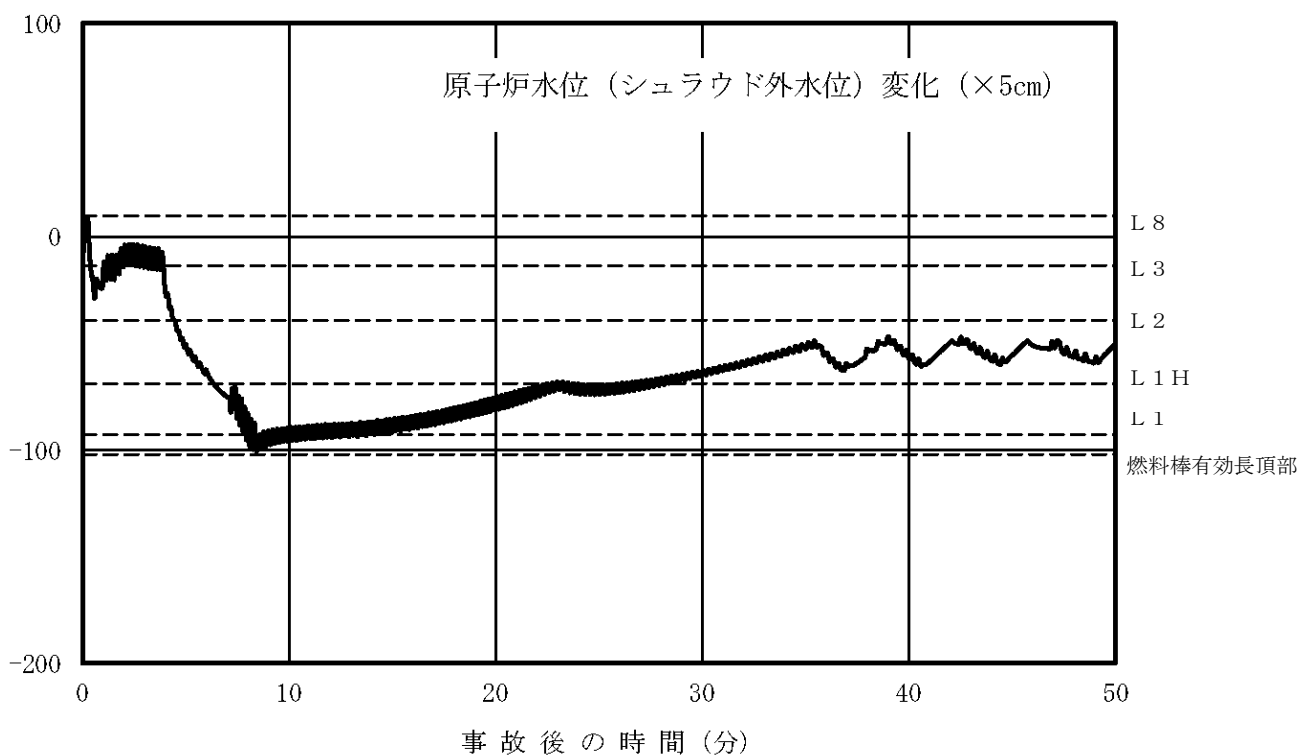


図6 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から50分後まで）

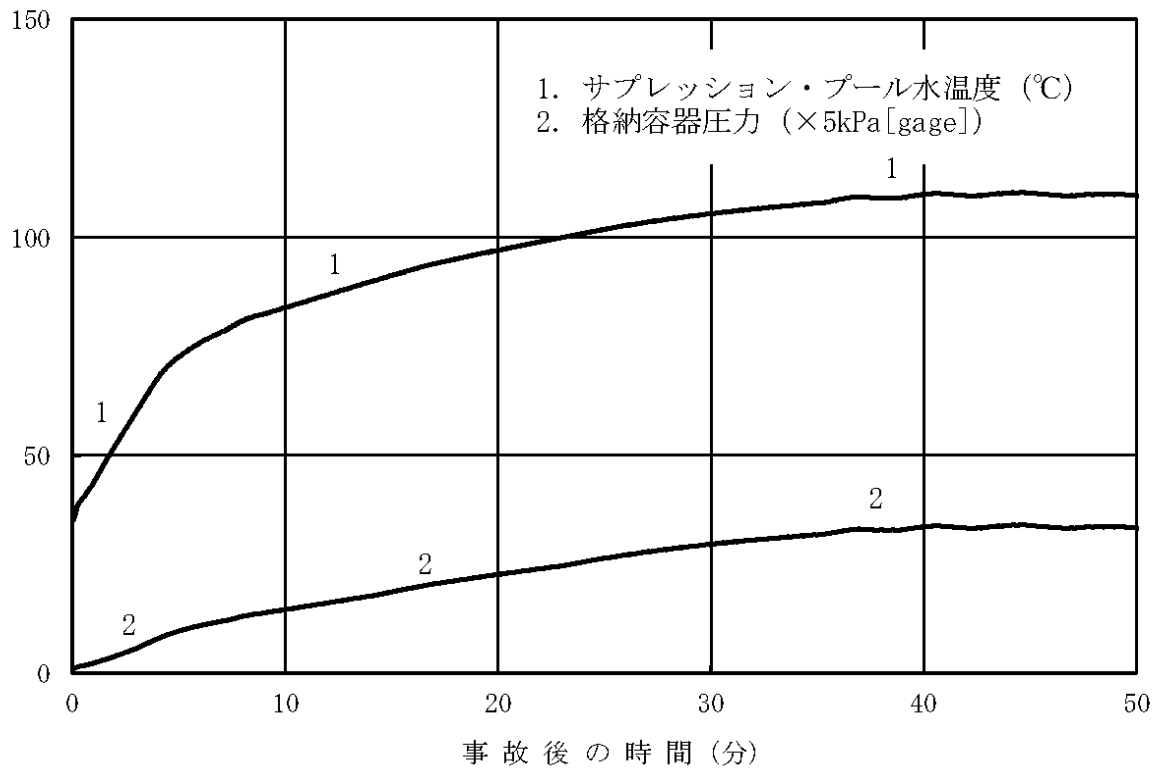


図7 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移
(事象発生から50分後まで)

ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

1. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について

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

SLCは炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため、起動時には炉水中の不純物をろ過脱塩装置により除去する原子炉浄化系は自動で隔離される。仮にSLC起動時に原子炉浄化系が自動隔離されない場合、ろ過脱塩装置により炉心部のほう酸が希釈され、反応度抑制に支障をきたすおそれがある。このため、運転手順において、SLC起動時は原子炉浄化系の自動隔離を確認し、自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。

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

2. SLC自動起動により期待される効果について

SLCによる反応度抑制効果は図1に示すとおり、約20分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、手動起動の場合とでその効果に大きな違いはないと考えられる。

また、SLCを自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、図2に示すとおりSLC起動操作に約10分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサプレッション・プール水温度の最高値は約110℃であり、評価項目である200℃に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。

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

3. 【参考】SLC自動起動に関する海外の状況

SLCの自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国ABWRのDesign Control Documentによると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

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

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

4. 結論

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

以上

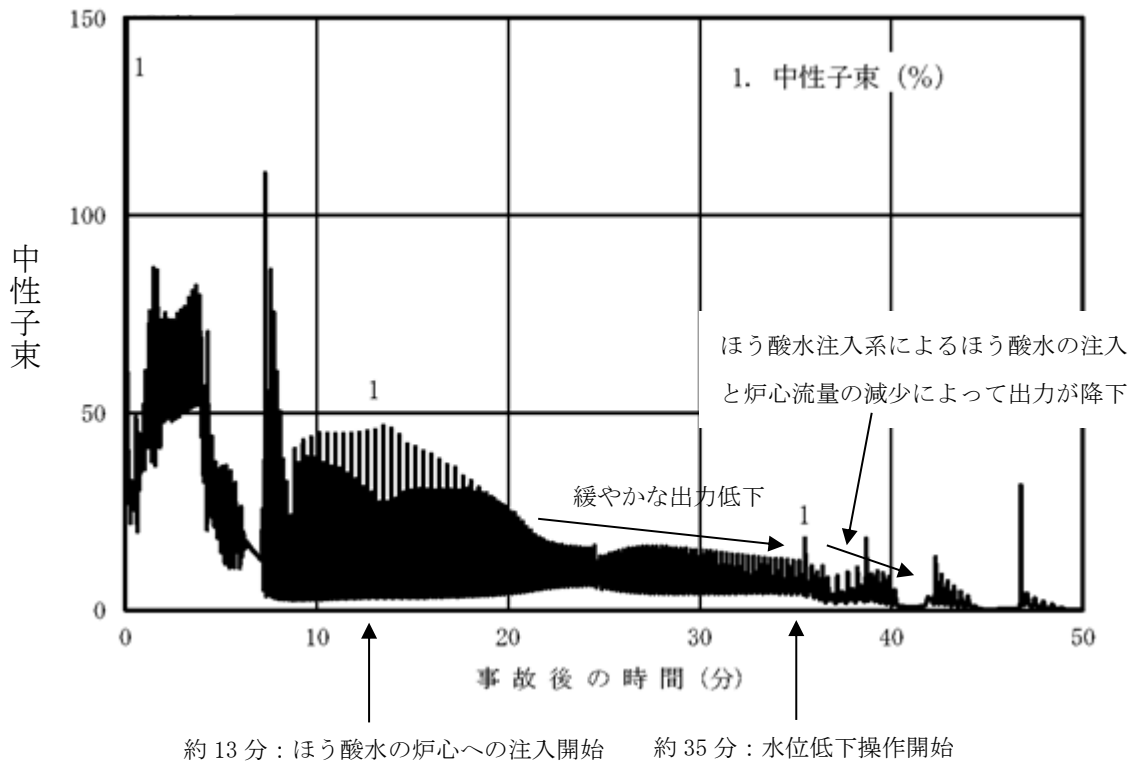


図1 SLCによる原子炉出力の抑制効果

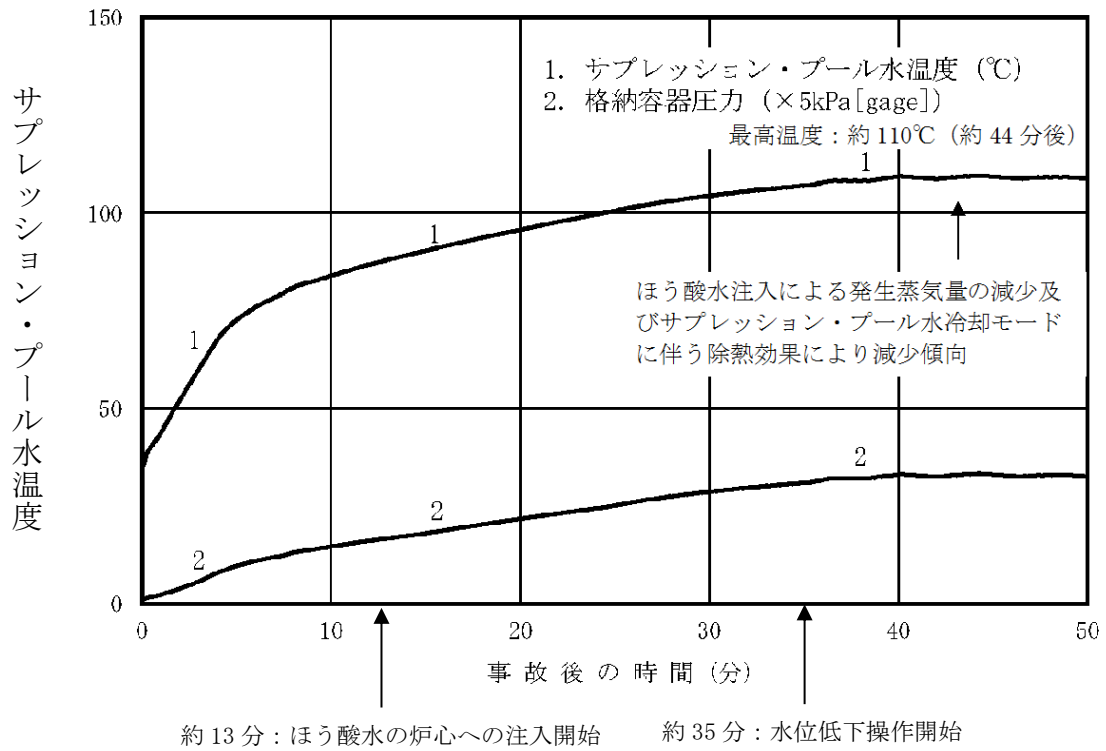


図2 SLCによるサプレッション・プール水温度の抑制効果

原子炉注水に使用する水源とその水温の影響

1. はじめに

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

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

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

2. 評価条件

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

3. 評価結果

評価結果を図 1 から図 8 に示す。また、評価結果のまとめを表 1 に示す。

炉心に注水する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクール度が高くなり、出力が高めに推移する。

ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サブプレッション・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから、サブプレッション・プール水量が大きくなる。このため、サブプレッション・プール水温度の上昇は抑制されるものと考えているが、ベースケースの場合との差はわずかである。

なお、燃料被覆管の温度は、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の注水に限らず、事象初期に燃料被覆管の最高温度に到達するため、ベースケースと変わらない。燃料被覆管の酸化量についても同様である。

4. まとめ

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

表1 水温の差異による評価項目への影響

評価項目	感度解析 (水温 10℃)	ベースケース (初期水温 35℃)	評価項目
燃料被覆管最高温度 (℃)	約 818	約 818	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリに かかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.91	約 8.91	10.34MPa[gage] (最 高使用圧力の 1.2 倍) 未満
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 161	約 167	853kPa[gage] (格納 容器限界圧力) 未満
原子炉格納容器バウンダリ にかかる温度の最大値 (サプレッション・プール水温度) (℃)	約 108	約 110	200℃ (格納容器限界 温度) 未満

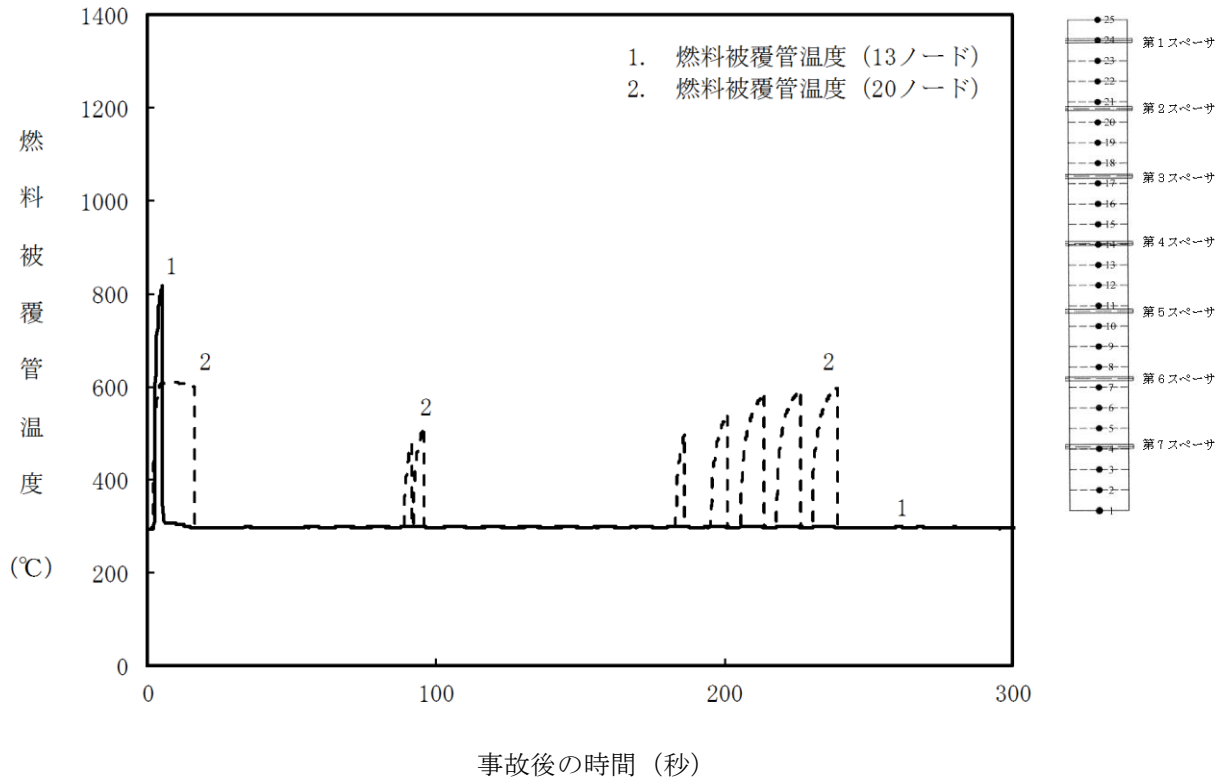


図1 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度位置）の推移（事象発生から300秒後まで）

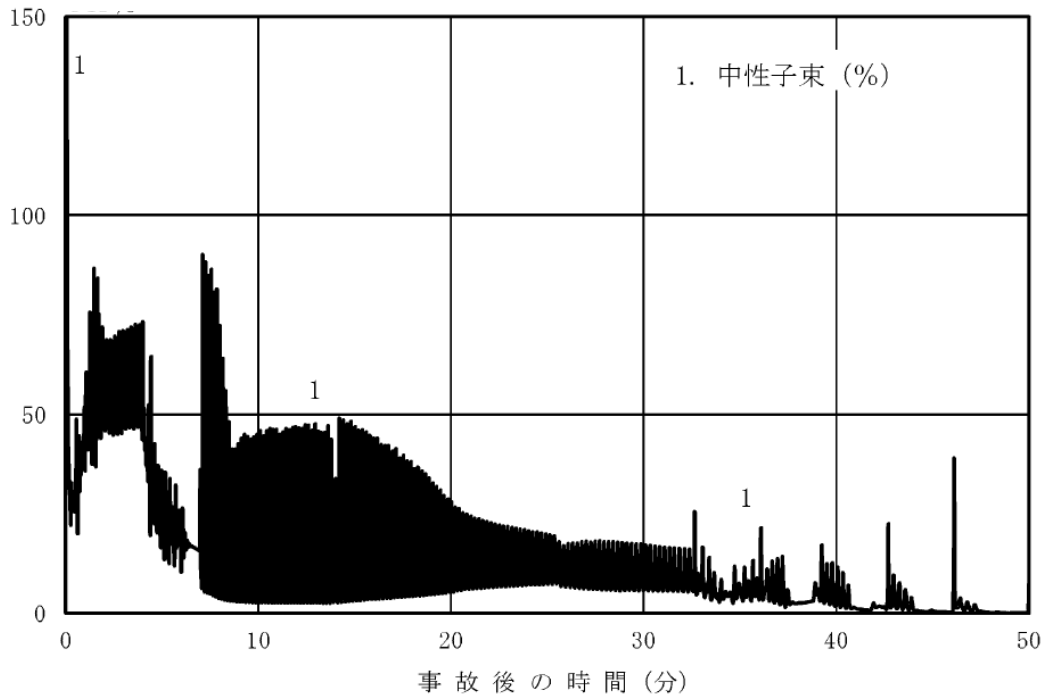


図2 中性子束の推移（事象発生から50分後まで）

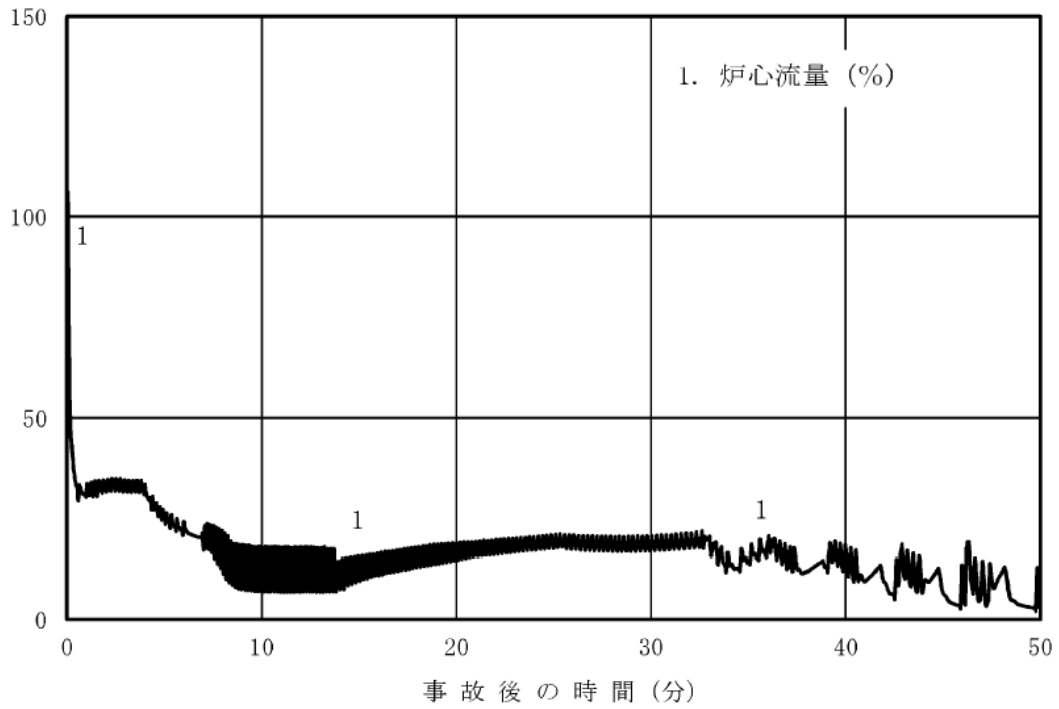


図3 炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

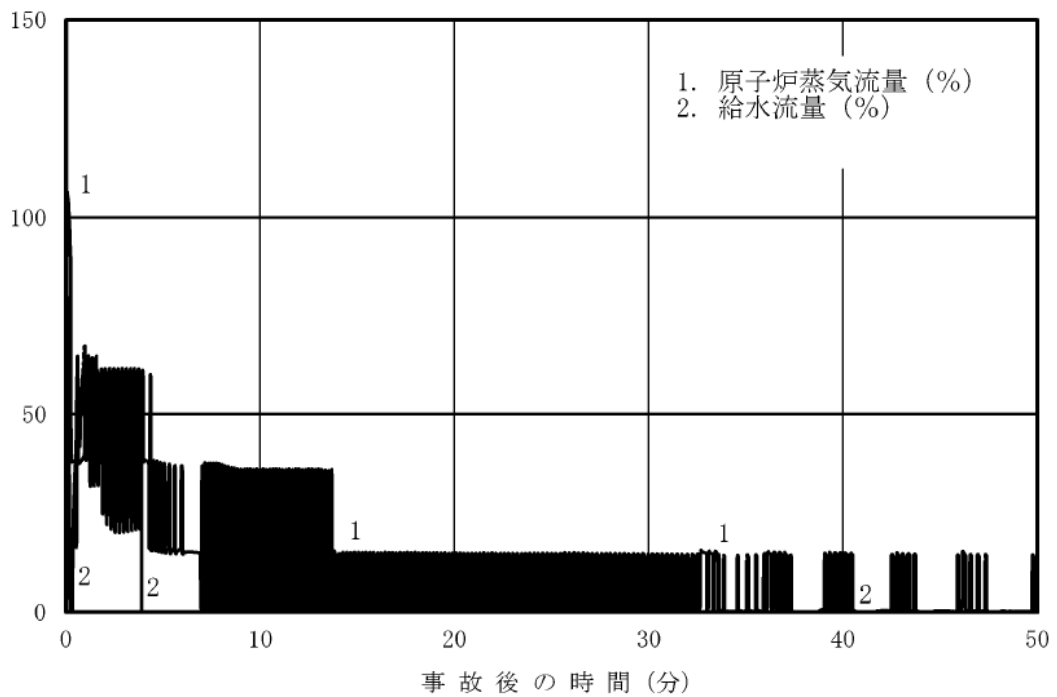


図4 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から50分後まで)

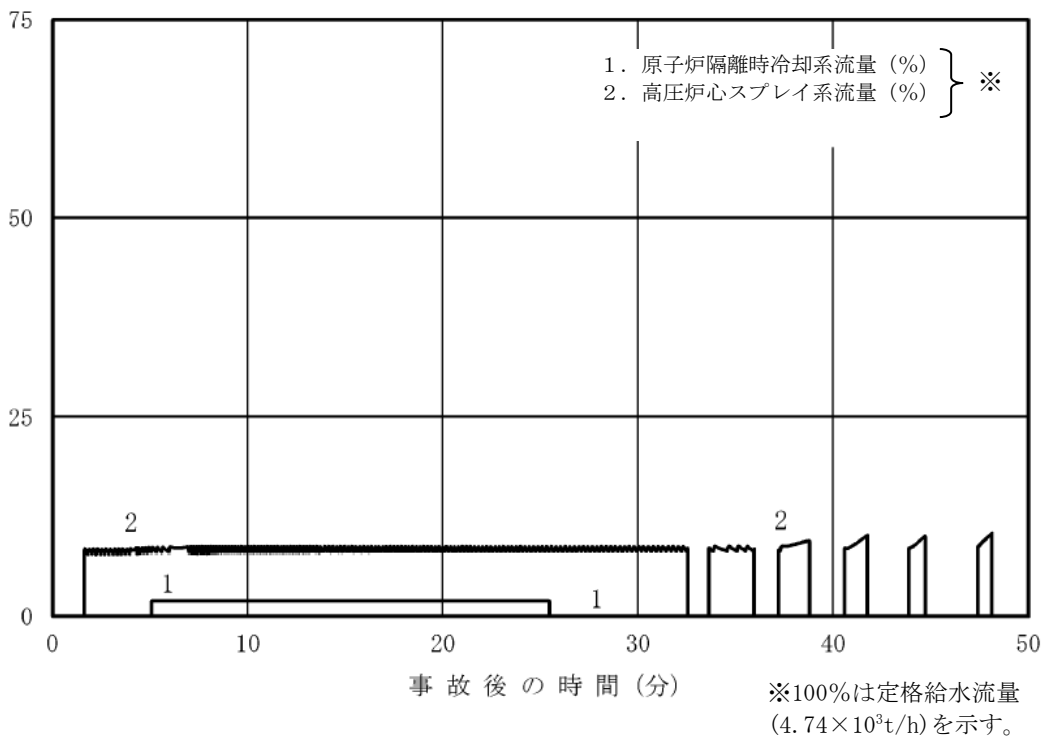


図5 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
(事象発生から50分後まで)

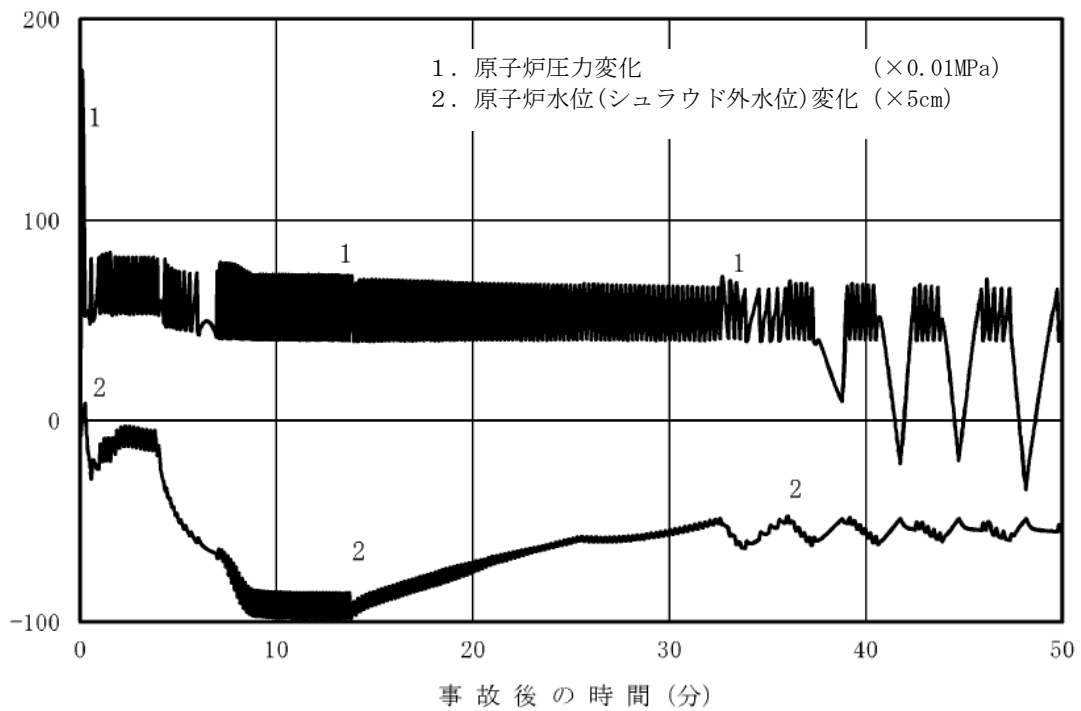


図6 原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
(事象発生から50分後まで)

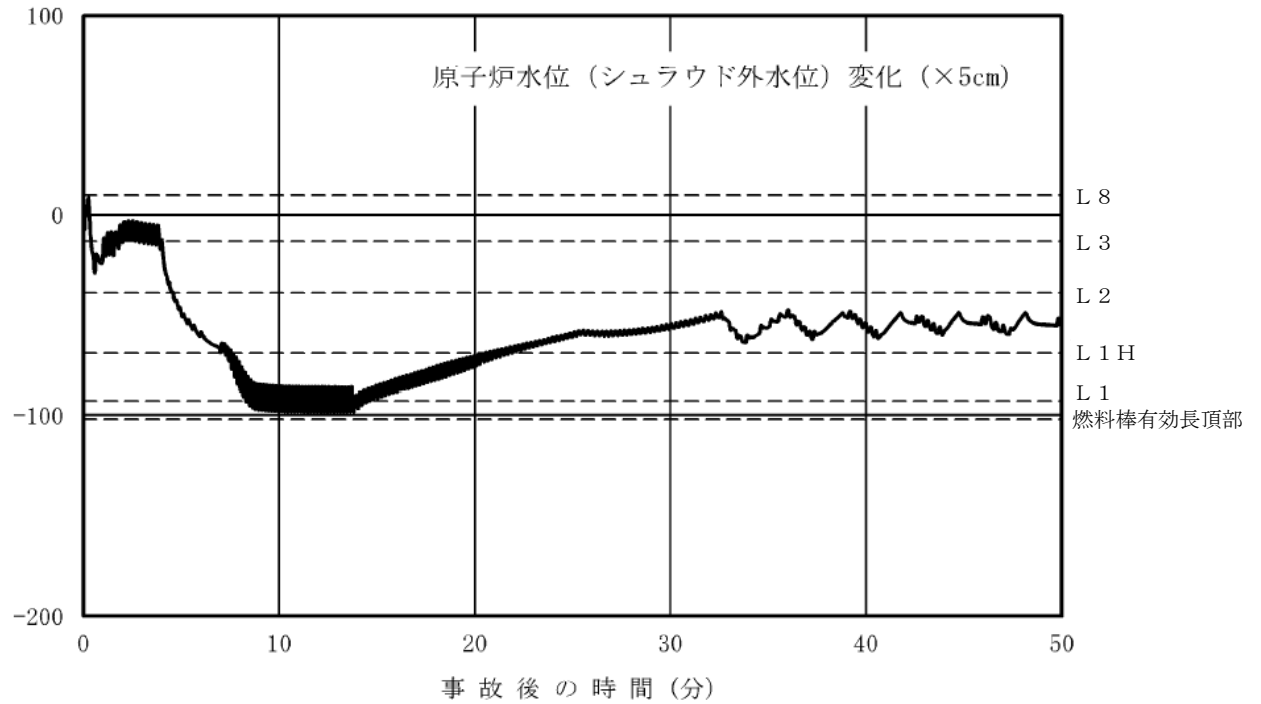


図7 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から50分後まで）

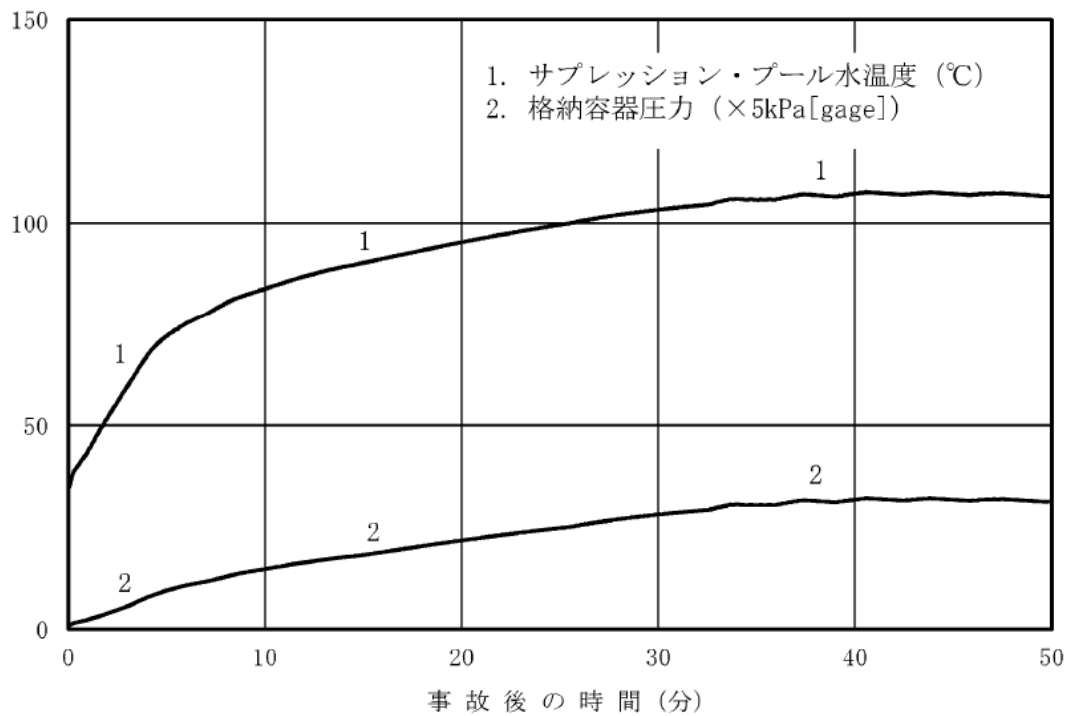


図8 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移
（事象発生から50分後まで）

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

1. はじめに

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

有効性評価解析では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため、原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を経由して、サブプレッション・プールに流入することでサブプレッション・プールの水温は上昇し、事象発生から4分程度で66℃、24分程度で100℃を上回り、最高で約110℃まで上昇する。このため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について、運転継続性について以下に述べる。

2. 高圧炉心スプレイ系の運転可能性に関する検討

サブプレッション・プール水温の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプのキャビテーションの発生が懸念されるが、サブプレッション・チェンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、有効NPSHは確保され、運転継続に問題ない。

また、高圧炉心スプレイ系には、高圧炉心スプレイ補機冷却系を用いたポンプメカニカルシール冷却器及び高圧炉心スプレイポンプ室空調が設置されており、配管及びポンプの内部流体（サブプレッション・プール水温度）が110℃になった場合でも運転継続性に問題はない。

3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性

原子炉隔離時冷却系については、水源温度（サブプレッション・プール水温度）100℃までの運転継続性を確認（添付資料 2.3.1.2「全交流動力電源喪失（長期TB）時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について」）しており、また、今回の有効性評価では、サブプレッション・プール水温度が100℃に到達後は原子炉隔離時冷却系を停止する条件で評価を行っているため、本設備の運転継続性が今回の評価に与える影響はない。

7日間における燃料の対応について（原子炉停止機能喪失）

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $1.618\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 2\text{台} = 543.648\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 700m^3	ディーゼル燃料 貯蔵タンクの容 量は約 730m^3 で あり、7日間対 応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) $0.927\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 155.736\text{m}^3$		
緊急時対策所用発電機 1台 $0.0469\text{ m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 8m^3	緊急時対策所用 燃料地下タンク の容量は約 45m^3 であり、7日間 対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。