

3. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する有効性評価

本発電用原子炉施設は、設計基準としての安全対策を講じており、「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」を想定した解析においても、炉心の著しい損傷に至ること等はなく、安全性は十分確保し得ると考える。ここでは、本発電用原子炉施設において想定する重大事故等に対して、その発生原因と防止対策を説明し、対策の有効性評価を行うことで、重大事故等の発生に対しても対処可能であることを説明する。

有効性評価に当たっては、「2. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」において示す方針に基づいて評価を行った結果を示す。

3.1 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

本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、炉心損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

3.1.1 高圧・低圧注水機能喪失

3.1.1.1 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、「2.2 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，「3.1.3.2 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3.1.1-1図(1)から第3.1.1-1図(3)に，手順の概要を第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 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 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 3.1.1-3 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 S A 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-R H R 注水弁及び F L S R 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（S A），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（S A），サプレッション・チェンバ圧力（S A），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、N G C 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。また、F C V S 排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。

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、N G C 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、ドライウエル圧力（S A）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（S A）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。

3.1.1.2 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、「2.2 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3.1.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

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ることで、原子炉水位の低下が早く、事象初期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。

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 $250\text{m}^3/\text{h}$ 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。

(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、 $120\text{m}^3/\text{h}$ 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 $427\text{kPa}[\text{gage}]$ に

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、「2.3.5 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 3.1.1-4 図から第 3.1.1-9 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との関係を第 3.1.1-10 図から第 3.1.1-15 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 3.1.1-16 図から第 3.1.1-19 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 3.1.1-10 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 3.1.1-4 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°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 3.1.1-5 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。

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「3.1.6 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、5 mSv 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、「2.2.1.2 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。

3.1.1.3 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、「2.7 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。

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。

(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3.1.1-2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。

(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。

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。

(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。

(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、「3.1.1.2(3) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSvを下回る。

また、第3.1.1-20図から第3.1.1-22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經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5mSv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「3.2.1 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。

(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。

3.1.1.4 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、「3.1.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「3.5.2 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、「3.5.1(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。

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最大負荷で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、保守的に事象発生後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，保守的に事象発生直後から最大負荷で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日間の運転継続が可能である。

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。

3.1.1.5 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3.1.1-1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 (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】※ 【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 (S A) 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 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 (S A) 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3.1.1-1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)

		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	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 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	可搬型設備 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※	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3.1.1-1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	ドライウェル圧力 (SA) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウェル) ※ 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3.1.1-2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/4)

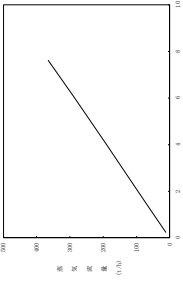
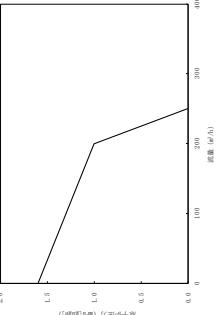
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最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
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	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3.1.1-2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值として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gauge]	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

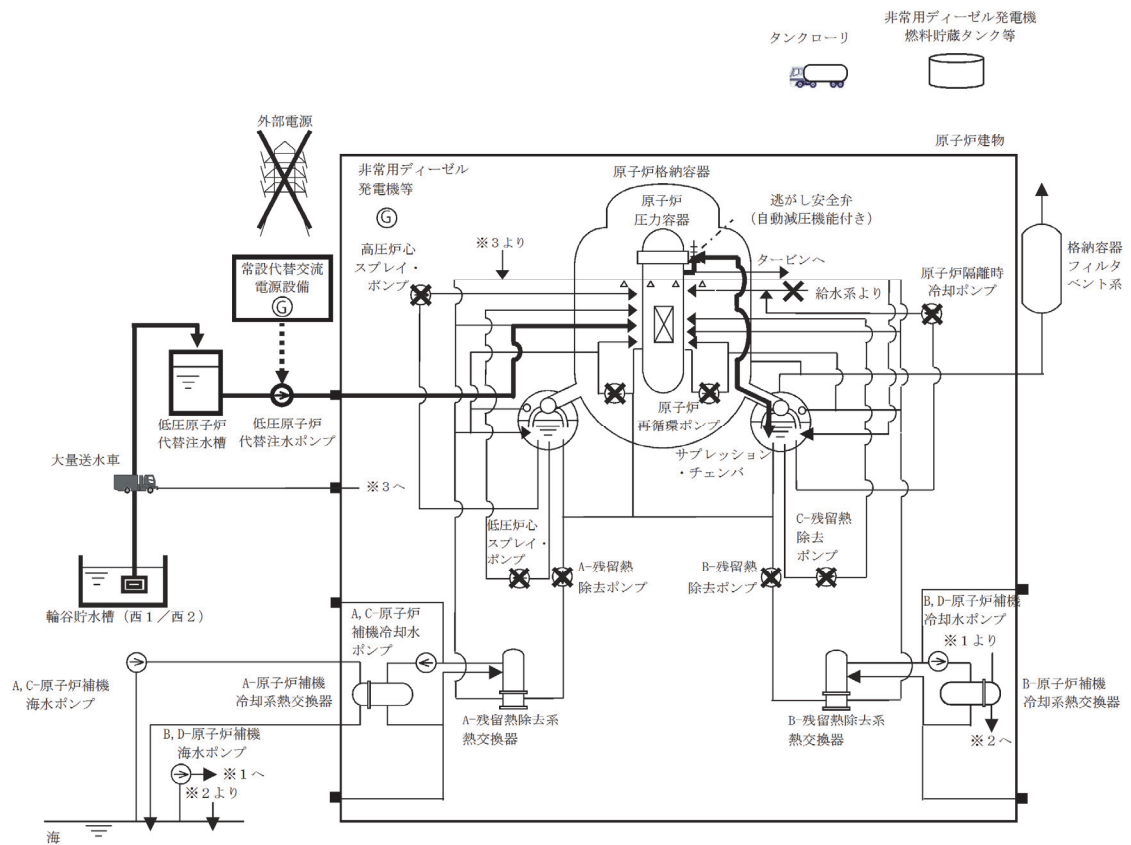
第3.1.1-2表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (3/4)

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) 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	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1個当たりの蒸気流量の関係) 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
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

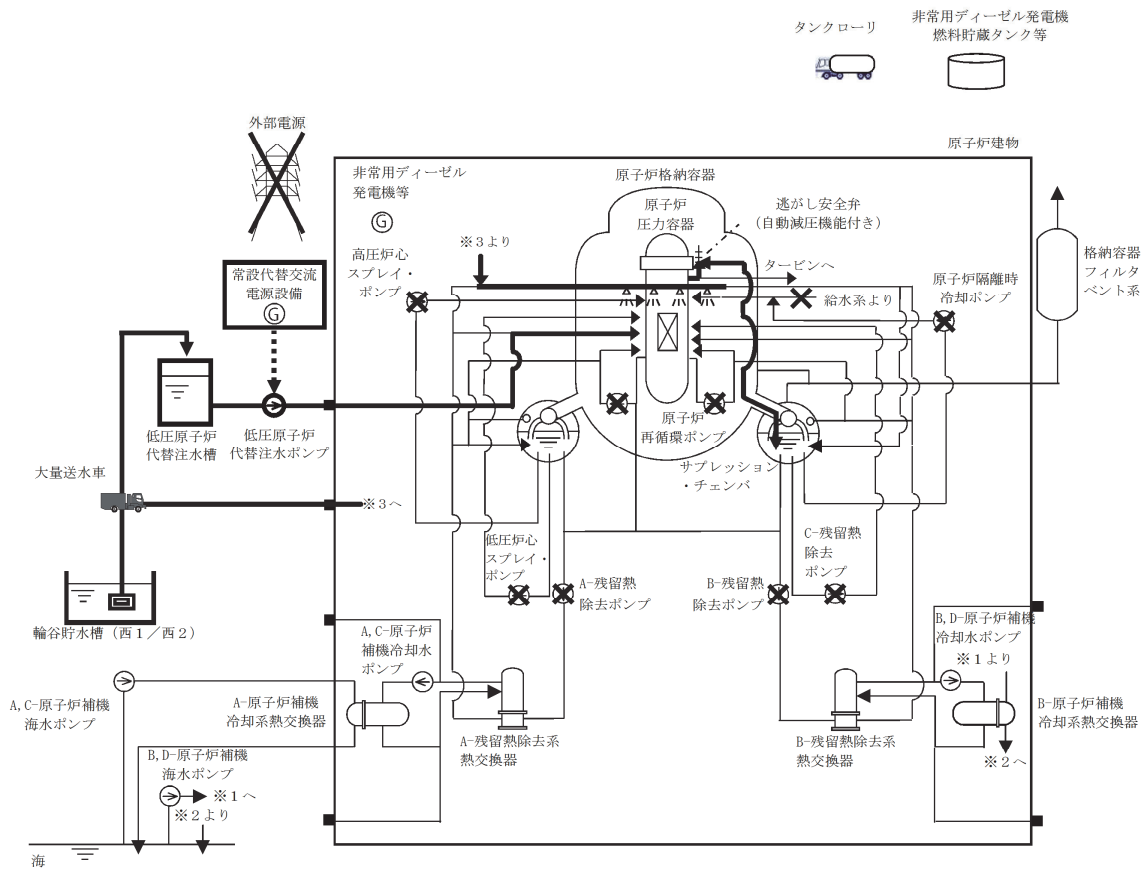
重大事故等対策に関連する機器条件

第3.1.1-2表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4 / 4）

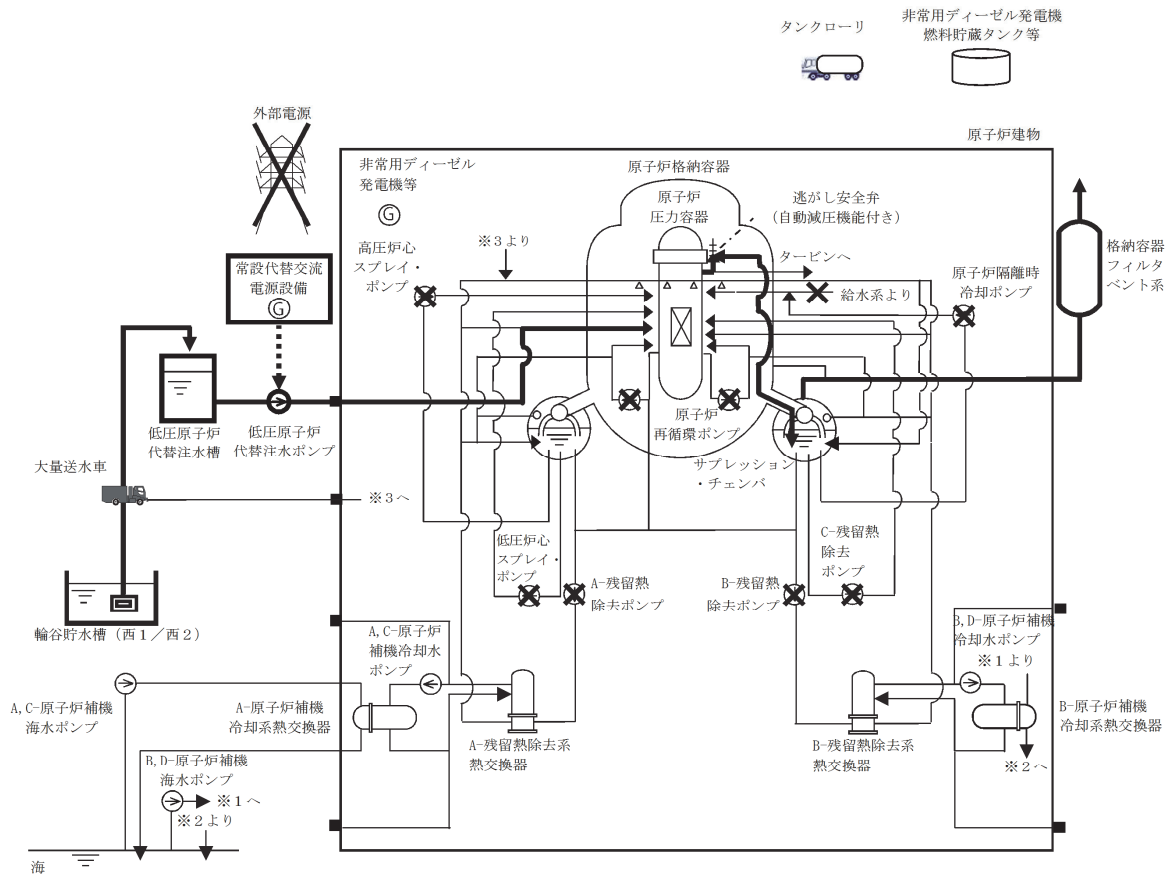
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>常設代替交流電源設備の起動，受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）起動，系統構成</p>	<p>事象発生から10分後</p>	<p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から10分後に開始し，操作時間は20分間として設定</p>
<p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作</p>	<p>事象発生から30分後</p>	<p>低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作</p>	<p>格納容器圧力384kPa[gage]到達時384～334kPa[gage]の範囲で維持</p>	<p>格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定</p>
<p>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</p>	<p>サブレシジョン・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</p>	<p>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</p>
<p>重大事故等対策に関連する操作条件</p>		



第3.1.1-1図(1) 「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)

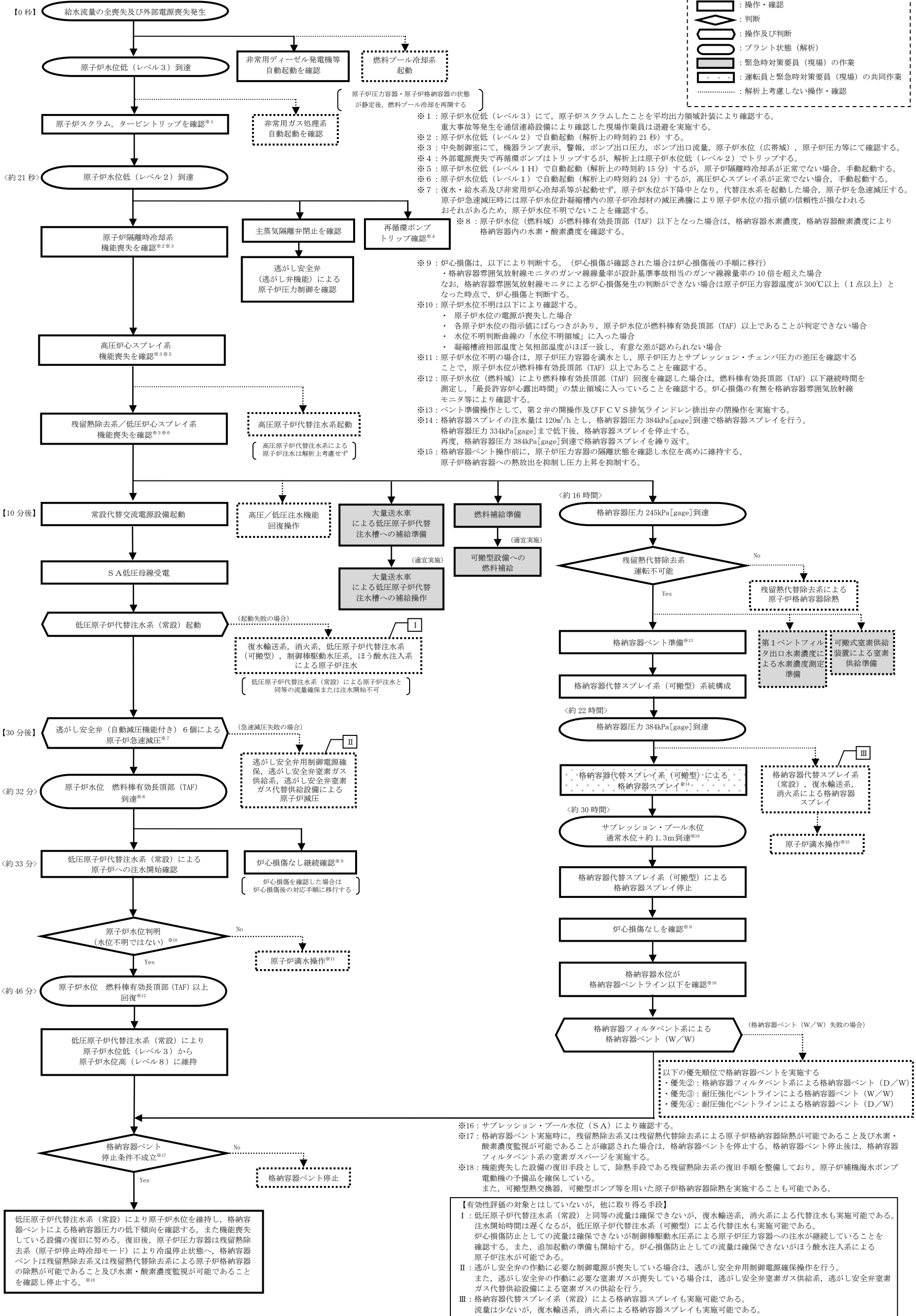
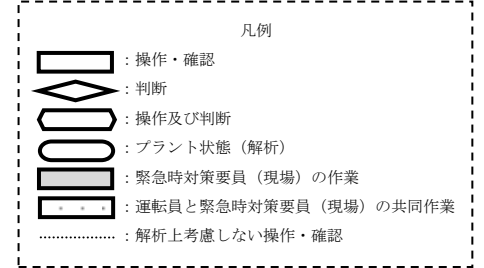


第3.1.1-1図(2) 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

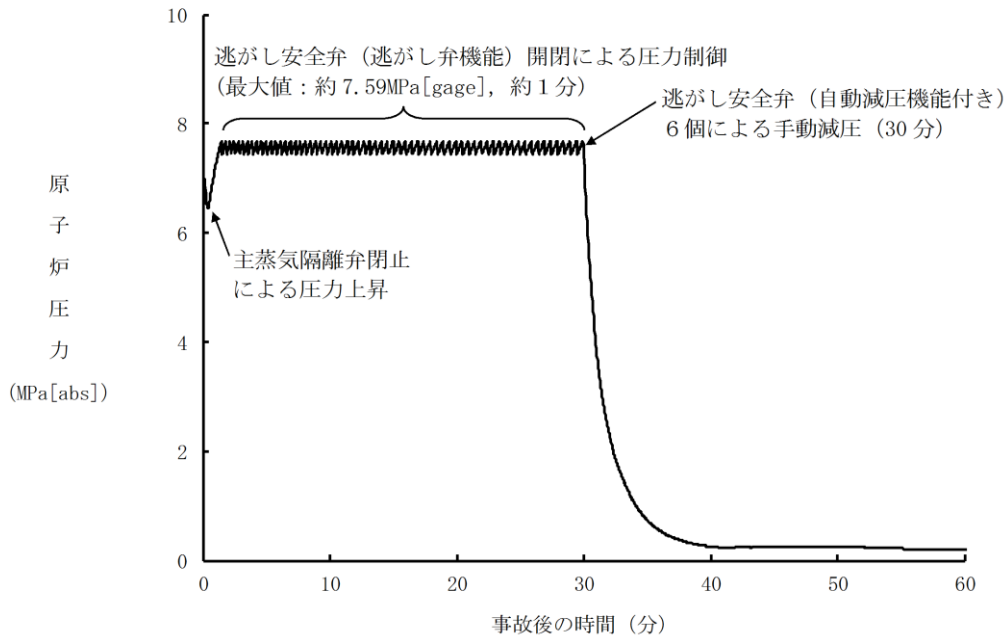


第3.1.1-1図(3) 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

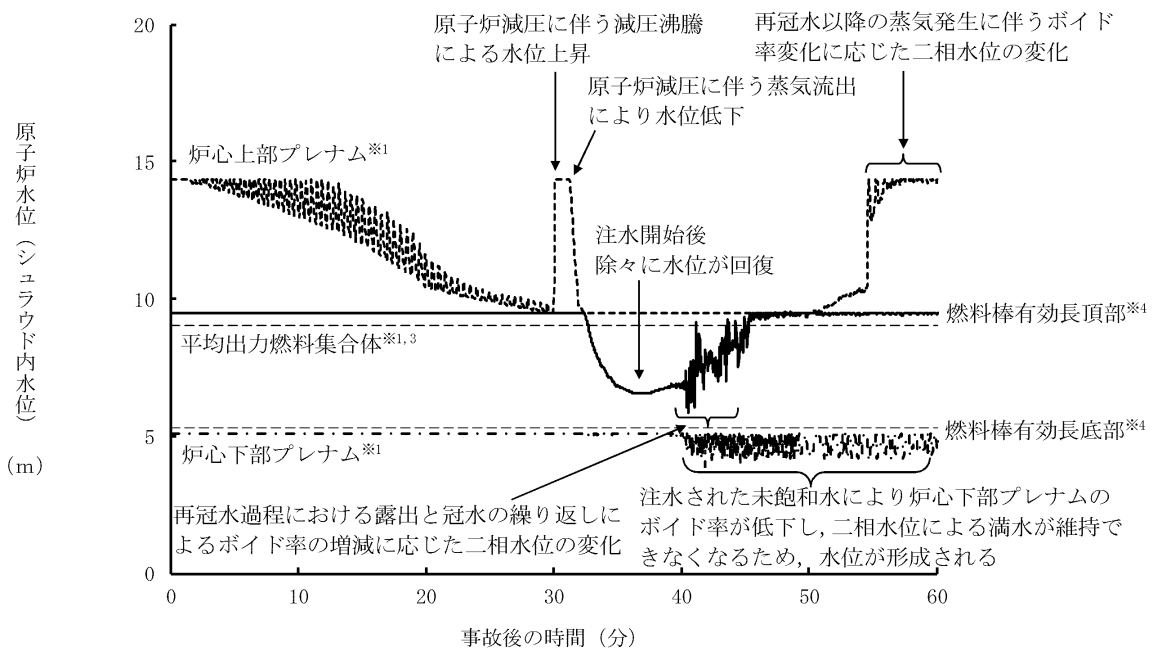
【 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）



第3.1.1-2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要



第3.1.1-4図 原子炉圧力の推移



第3.1.1-5図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

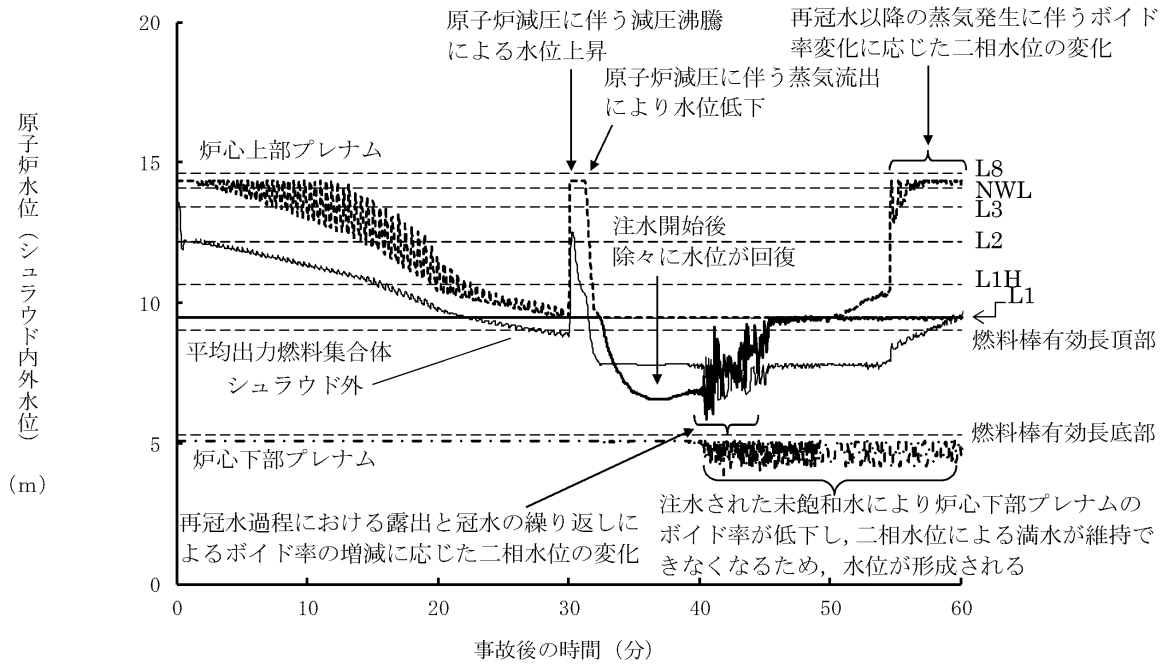
※1 SAFERでは、炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態）、平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。

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。

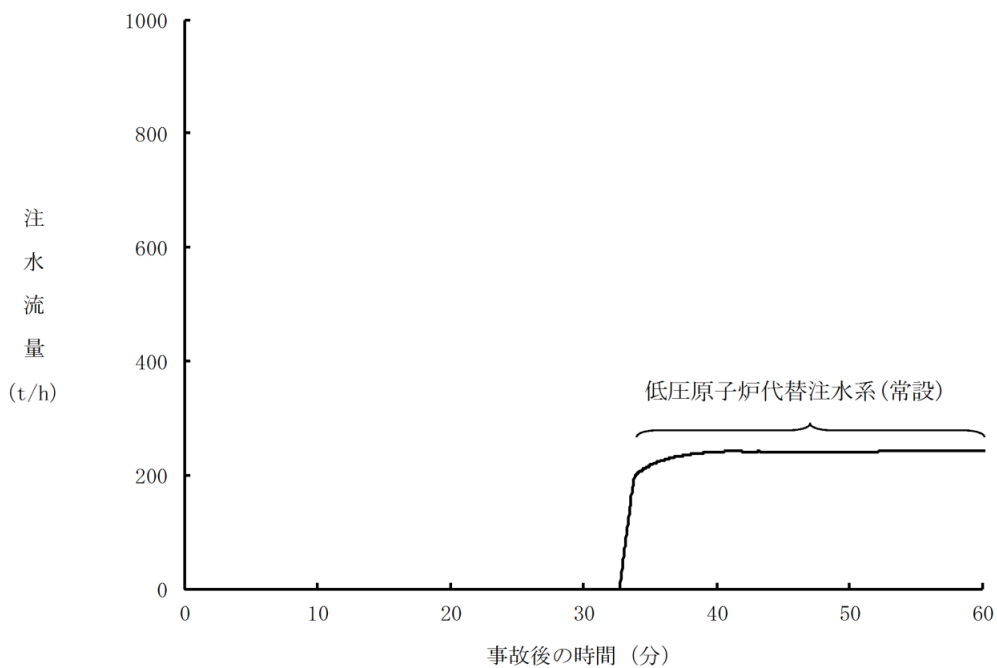
※2 シュラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率が0.9と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率1.0となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高く評価することとなる。）

※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。

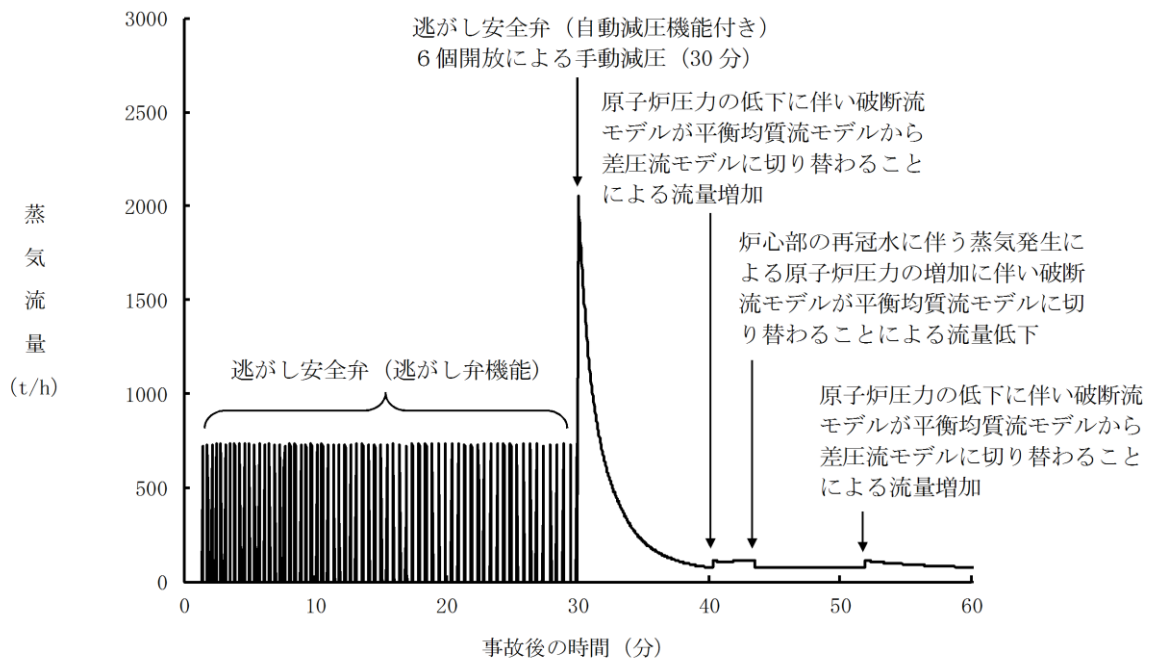
※4 燃料棒有効長頂部及び燃料棒有効長底部にあたる位置を図に破線で示す。



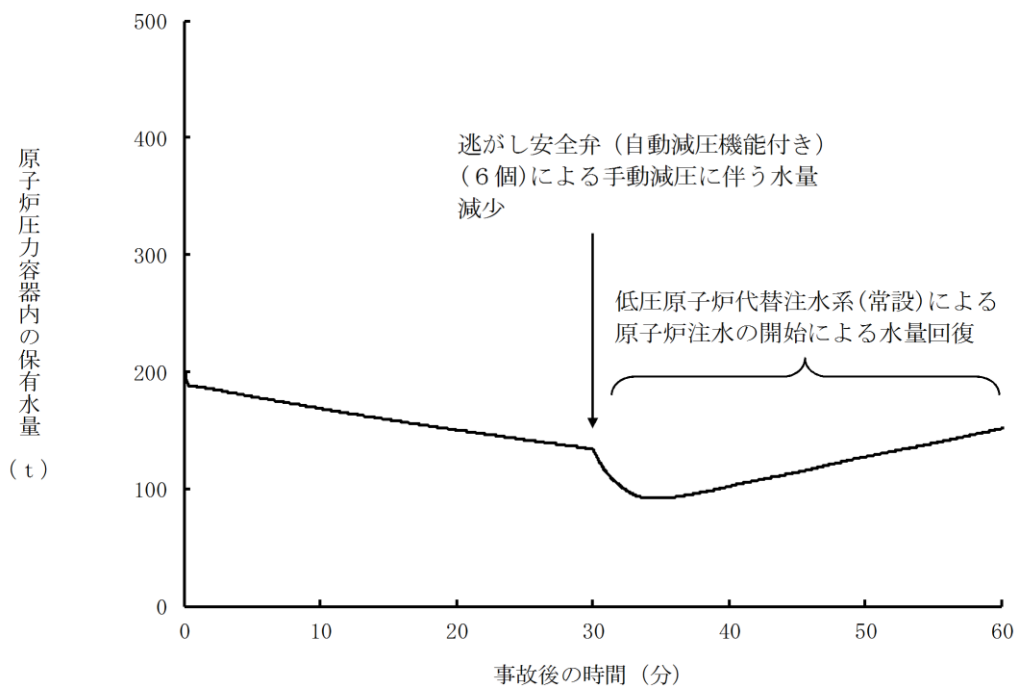
第3. 1. 1-6図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



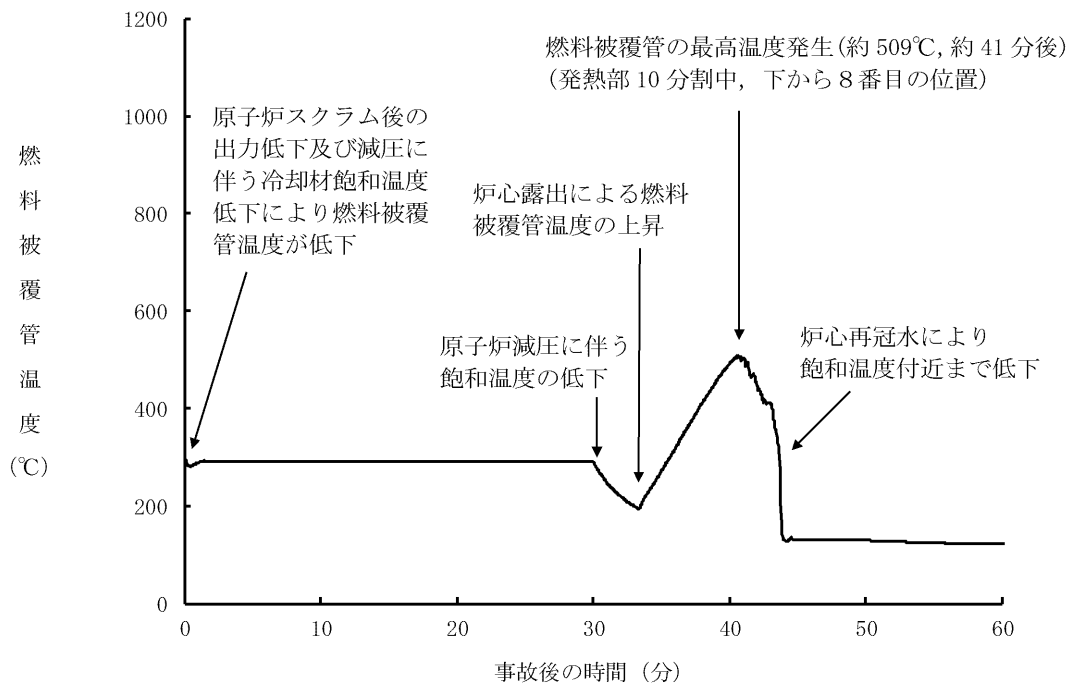
第3. 1. 1-7図 注水流量の推移



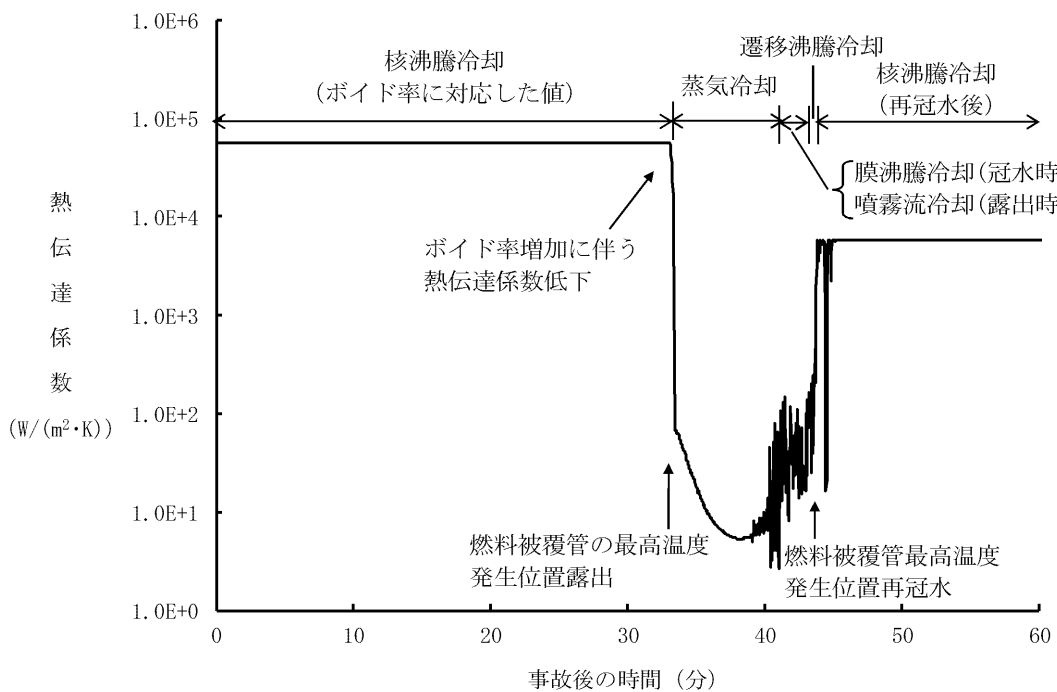
第3. 1. 1-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



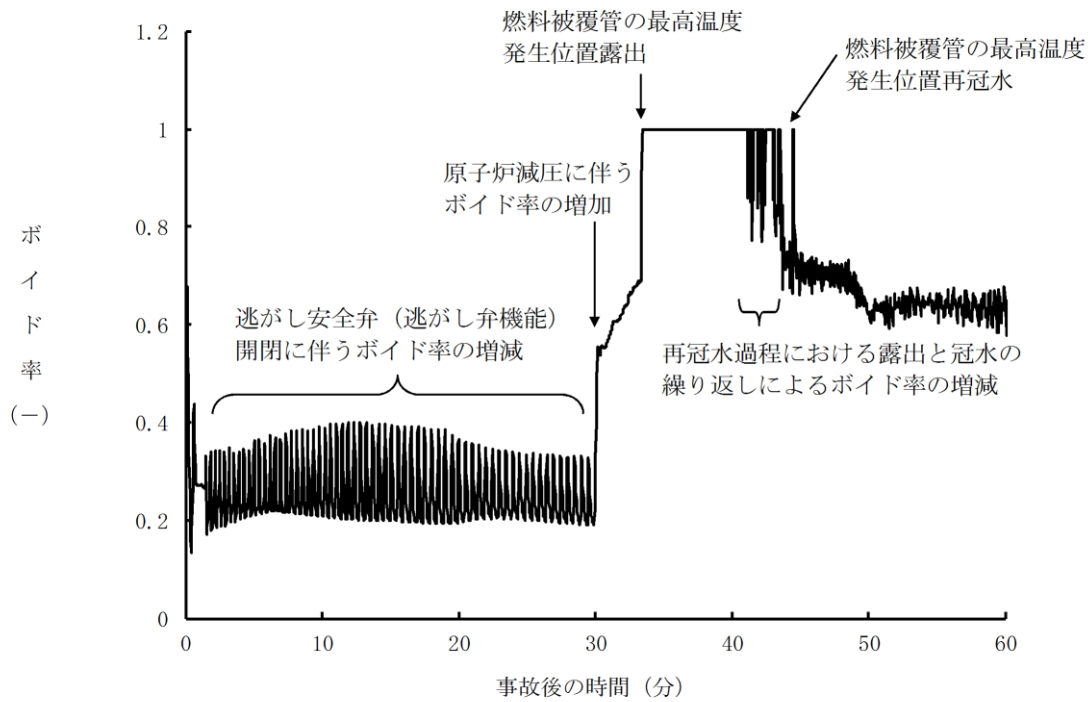
第3. 1. 1-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



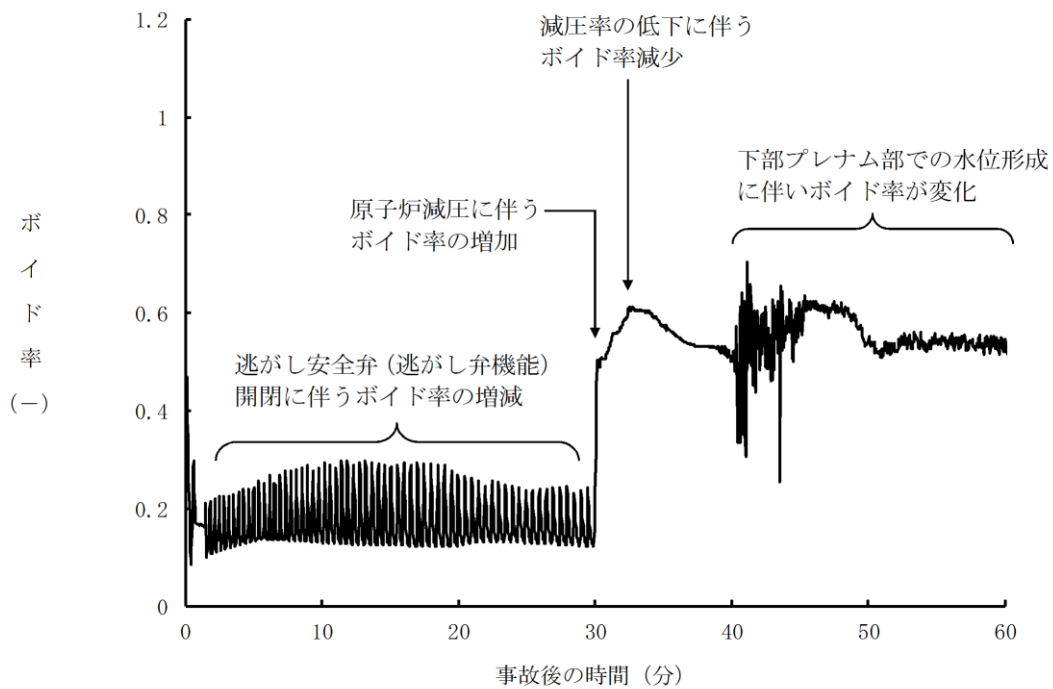
第3.1.1-10図 燃料被覆管温度の推移



第3.1.1-11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

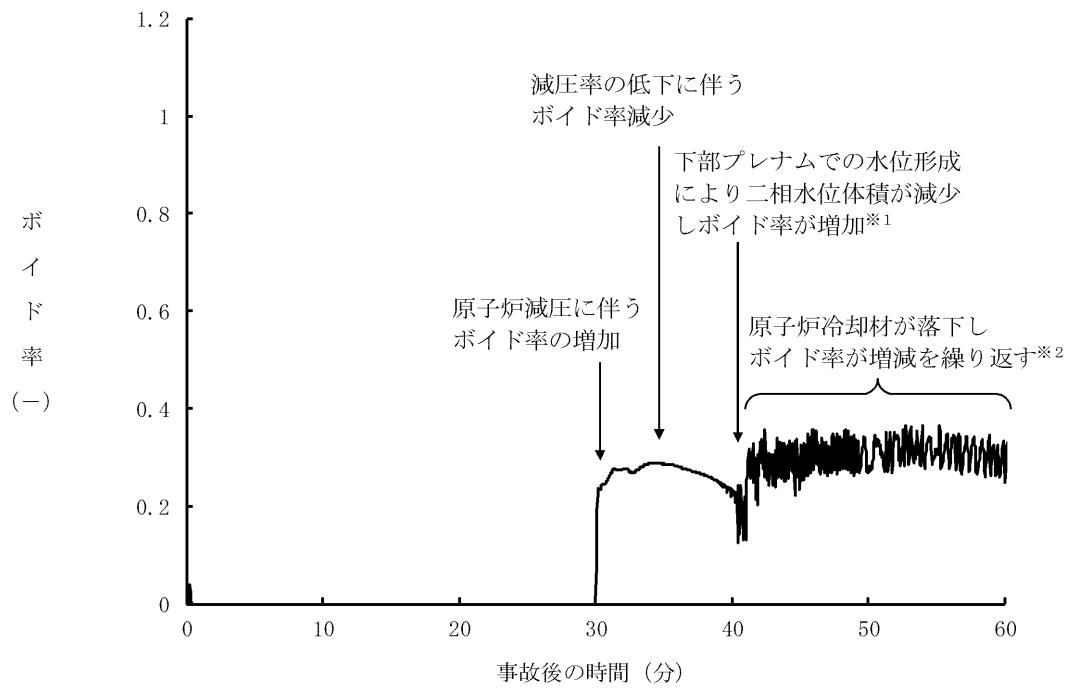


第3.1.1-12図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



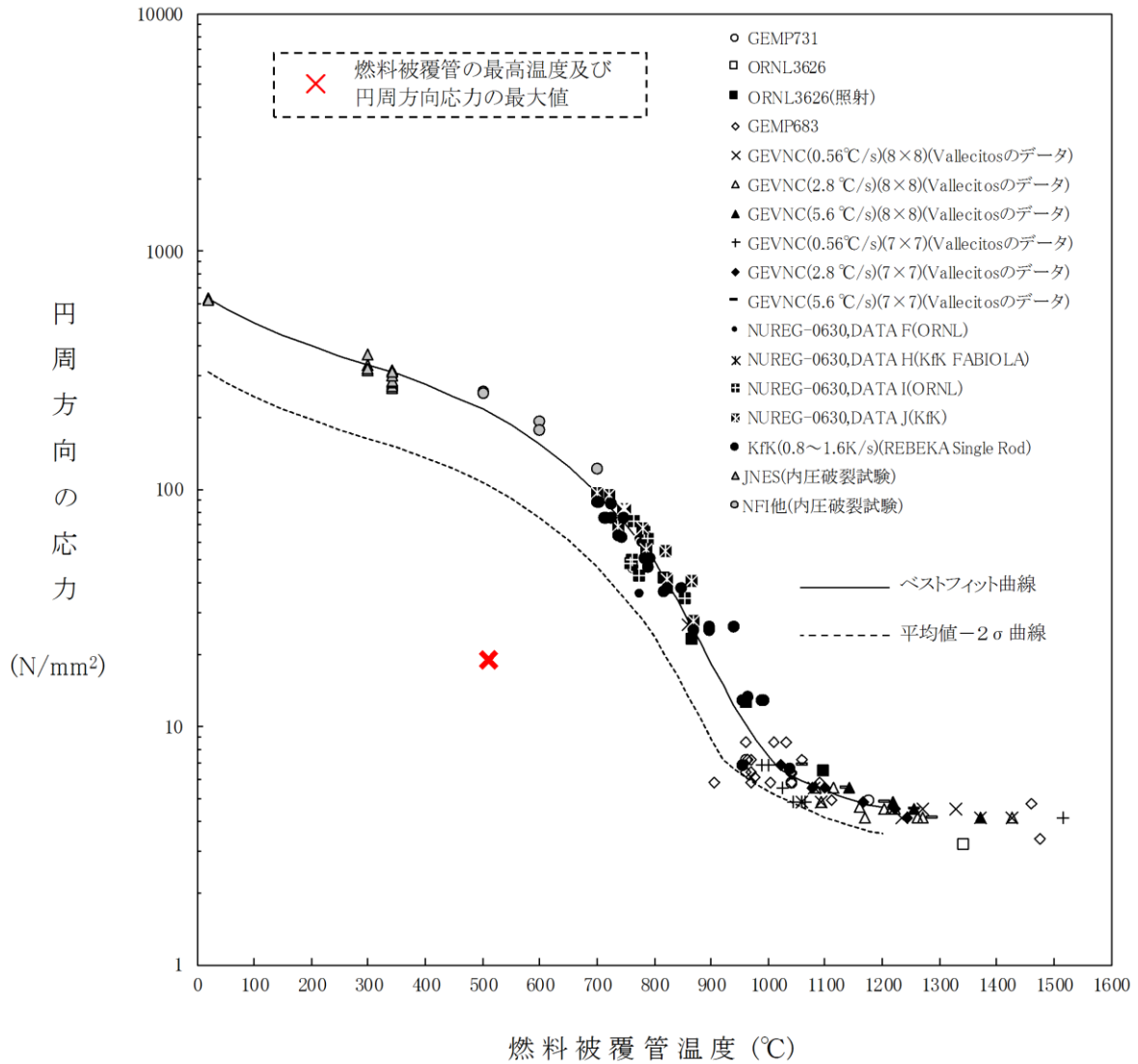
第3.1.1-13図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移*

*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。

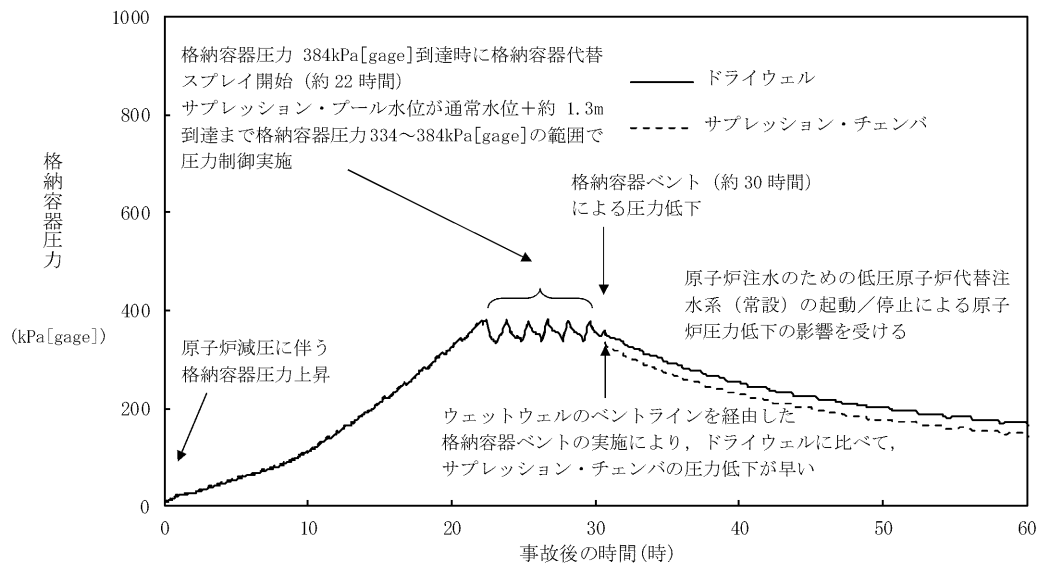


第3.1.1-14図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

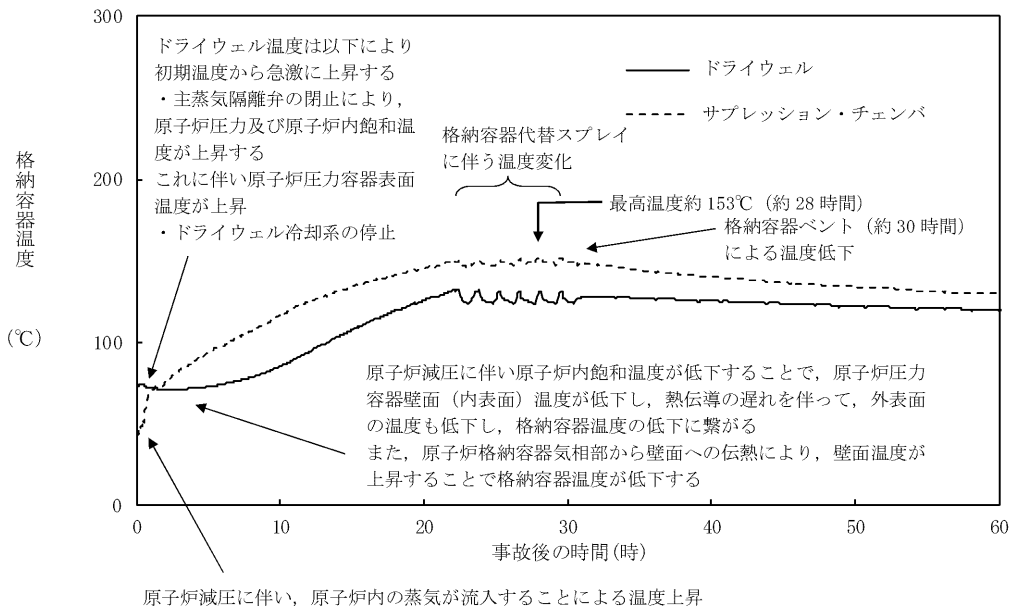
- ※1 炉心下部プレナム水位形成により水位以下の体積が減少していること、及び炉心下部プレナムでのボイド上昇が抑えられたことから、ボイド率が相対的に増加している。
- ※2 炉心下部プレナム部ではCCFL（気液対向流制限）が発生しており、炉心部からの原子炉冷却材の落下が断続的に繰り返されるためボイド率が増減する。



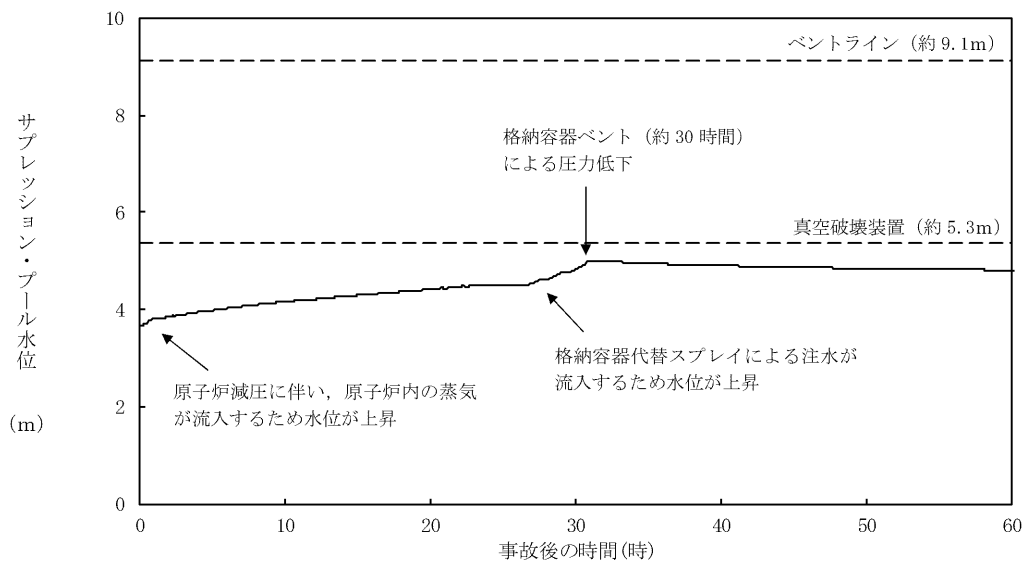
第3.1.1-15図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



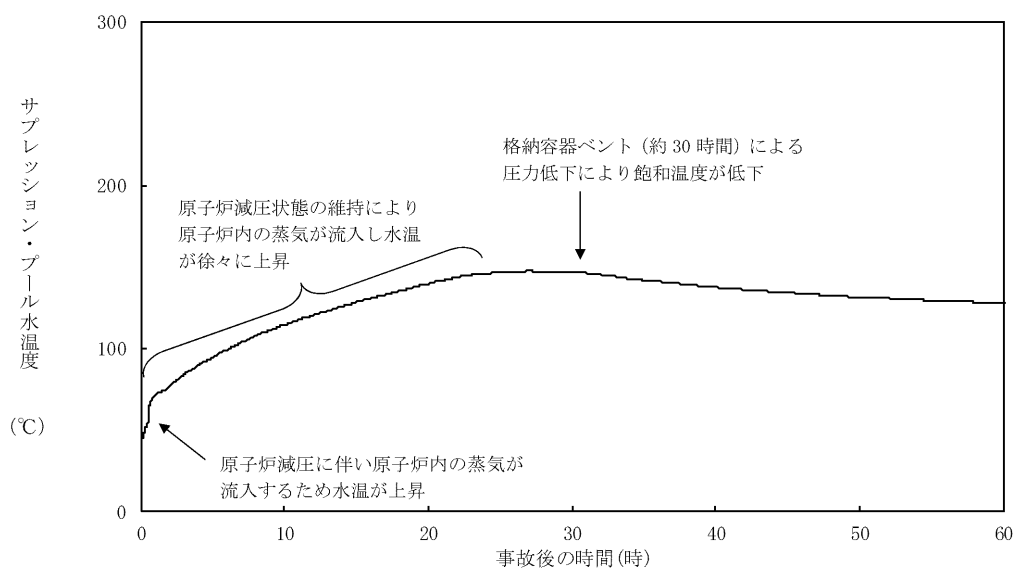
第3.1.1-16図 格納容器圧力の推移



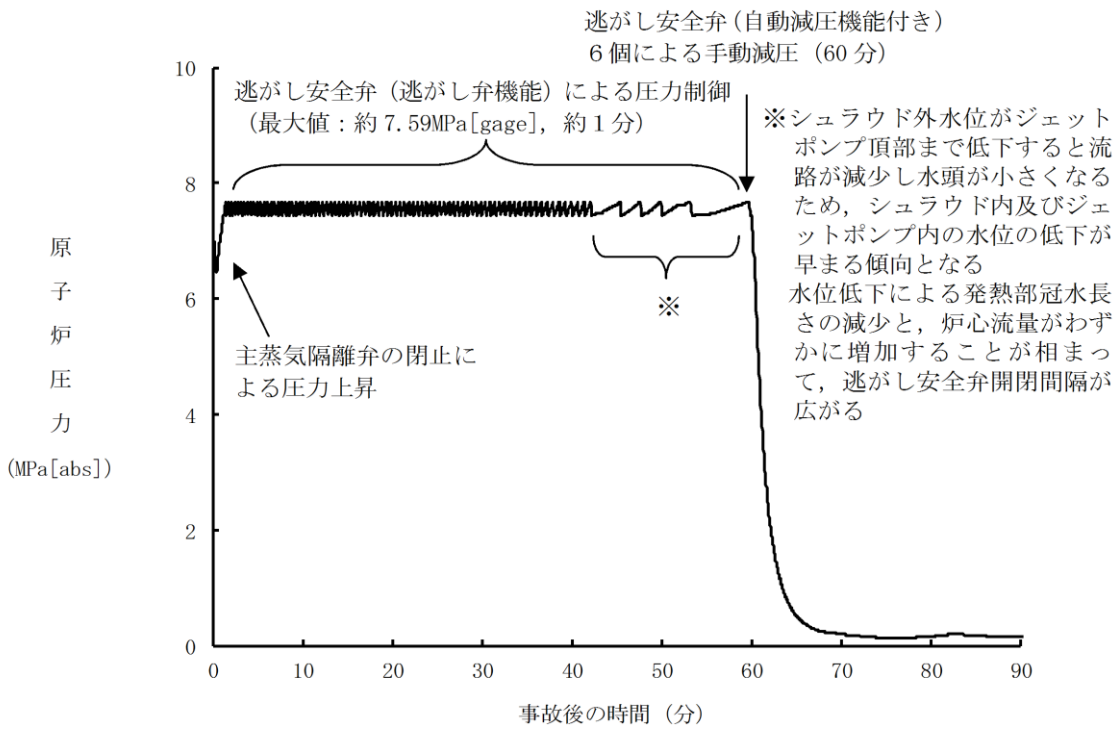
第3.1.1-17図 格納容器温度の推移



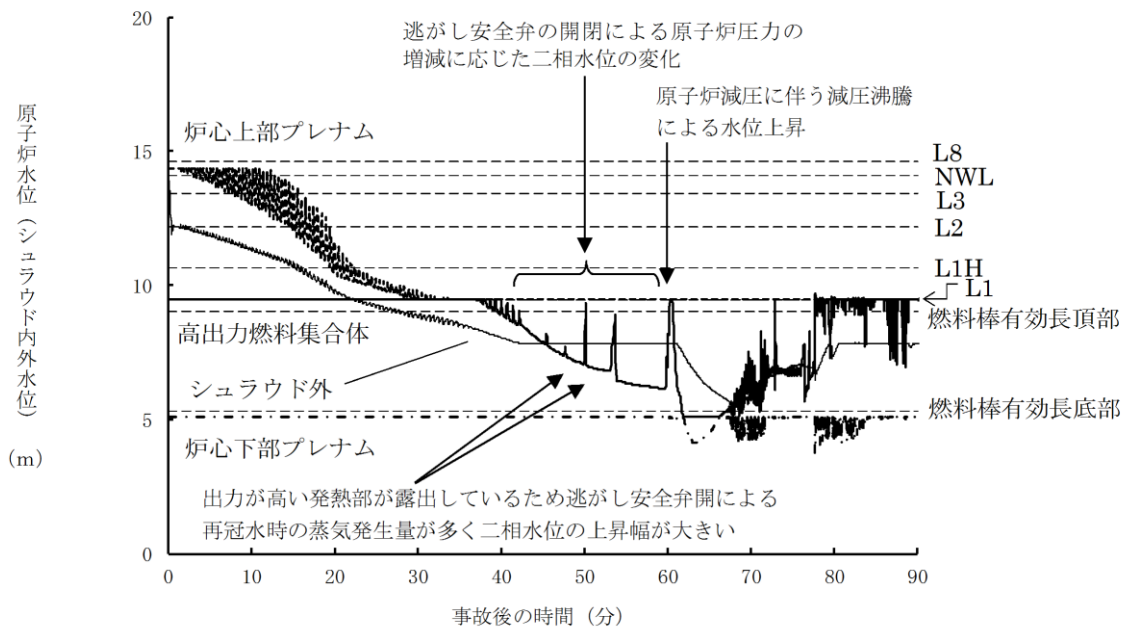
第3.1.1-18図 サプレッション・プール水位の推移



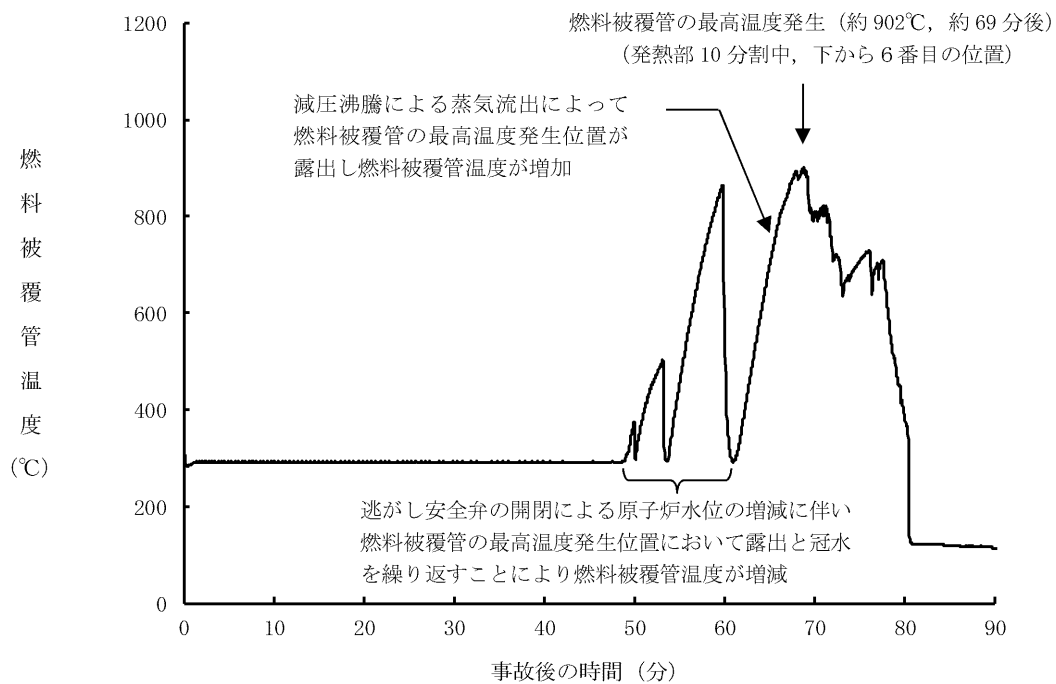
第3.1.1-19図 サプレッション・プール水温度の推移



第3.1.1-20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3.1.1-21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3.1.1-22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

3.1.2 高圧注水・減圧機能喪失

3.1.2.1 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、「2.2 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で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、「3.1.3.3 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）による原子炉圧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3.1.2-1図(1)及び第3.1.2-1図(2)に、手順の概要を第3.1.2-2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3.1.2-1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 3.1.2-3 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（サブプレッション・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）の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。

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（サブプレッション・プール水冷却モード）の運転により，サブプレッション・プール水温度が静定することを確認後，サブプレッション・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。

3.1.2.2 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、「2.2 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3.1.2-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、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ることで，原子炉水位の低下が早く，事象初期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。

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， $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ 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 9 MW（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、「2.3.5 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。

(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 3.1.2-4 図から第 3.1.2-9 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 3.1.2-10 図から第 3.1.2-15 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 3.1.2-16 図から第 3.1.2-19 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 3.1.2-10 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 3.1.2-4 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 3.1.2-5 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。

本評価では、「2.2.1.2 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。

3.1.2.3 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ると考えられる操作として、残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)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、「2.7 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。

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。

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。

(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3.1.2-2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。

(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。

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(サブプレッション・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ブプレッション・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、サブプレッション・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。

(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(サブプレッション・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。

(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(サブプレッション・プール水冷却モード)運転操作については、サブプレッション・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「3.1.1 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「3.2.1 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。

(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。

3.1.2.4 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、「3.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名である。「3.5.2 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、「3.5.1(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については、サブプレッション・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、保守的に事象発生後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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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。

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。

3.1.2.5 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3.1.2-1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（S.A） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 原子炉圧力（S.A） 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（S.A） 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（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）※

※：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3.1.2-1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	計装設備
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）】※ サブプレッジョン・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（サブプレッジョン・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プレッジョン・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッジョン・プール水冷却モード）】※	—	【残留熱除去ポンプ出口流量】※ サブプレッジョン・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（サブプレッジョン・プール水冷却モード）の運転により、プール水温度が安定することを確認後、サブプレッジョン・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3.1.2-2表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (1/4)

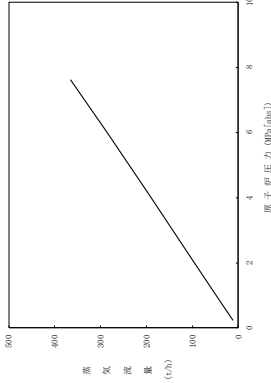
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最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を設定 (高出力燃料集合体)
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) を設定
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

初期条件

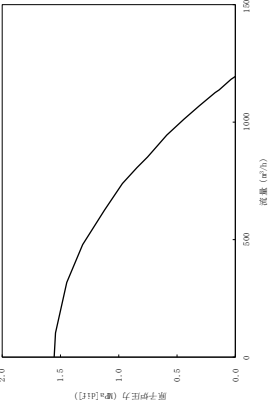
第3.1.2-2表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (2 / 4)

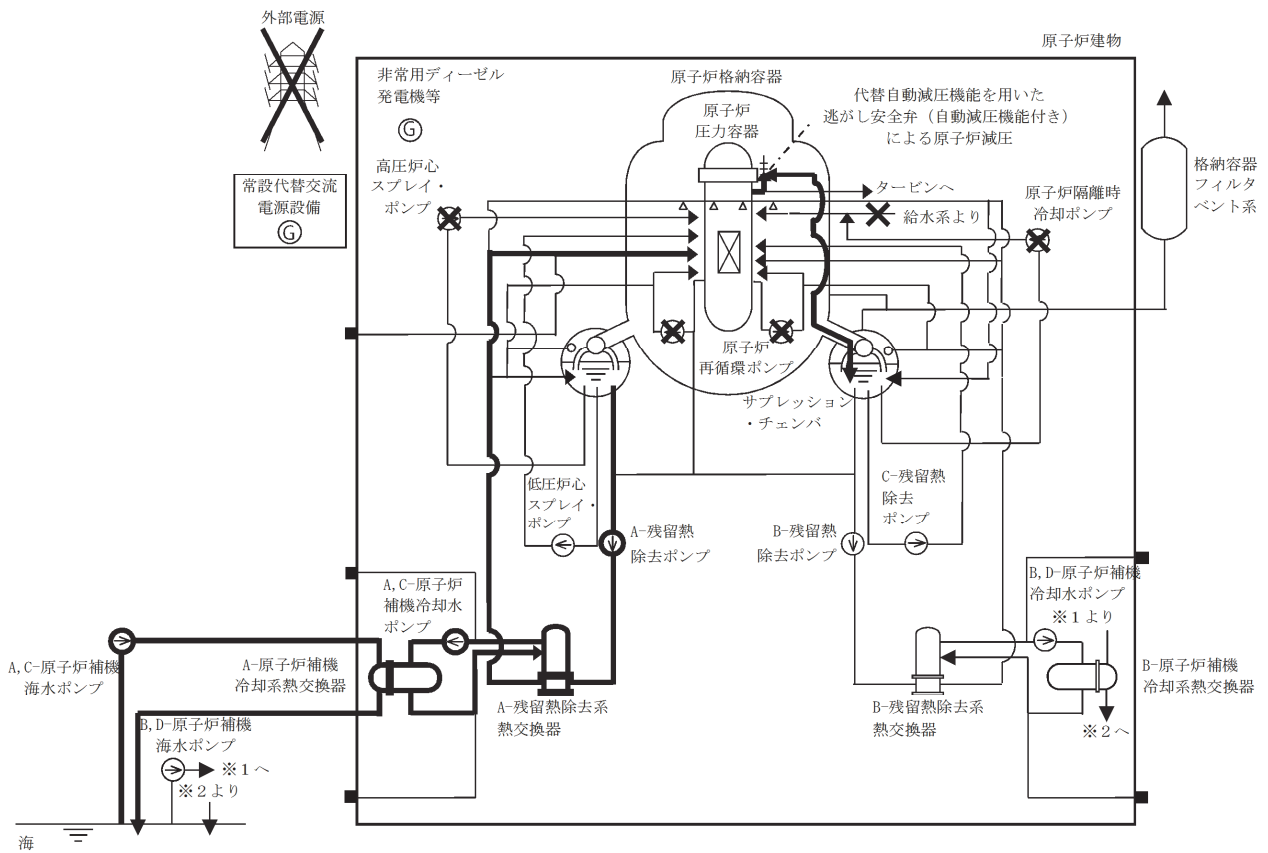
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	5 kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高压注水機能喪失 原子炉減圧機能喪失	高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉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3.1.2-2表 主要解析条件 (高压注水・減圧機能喪失) (3 / 4)

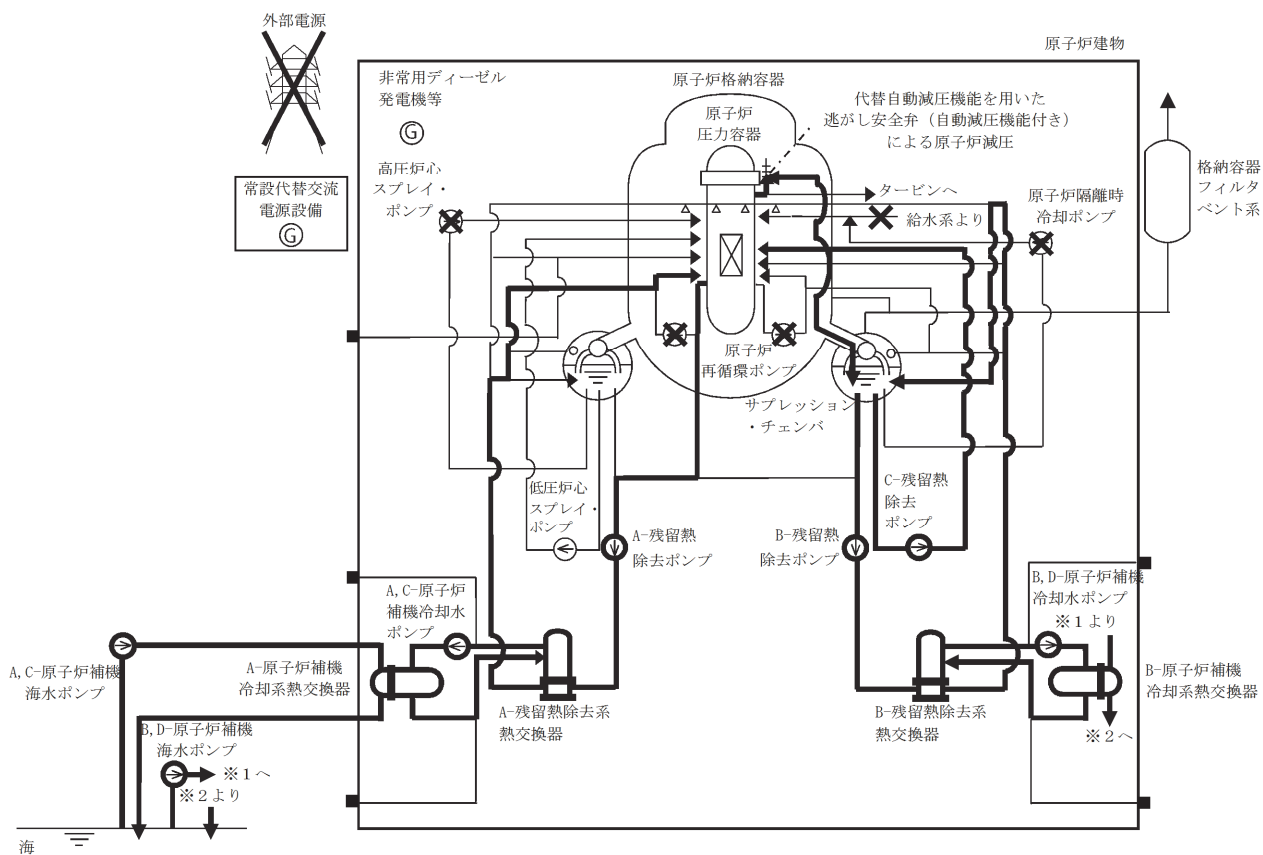
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>原子炉スクラム信号</p>	<p>原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)</p> <p>逃がし弁機能 7. 58MPa [gage] × 2 個, 367t/h/個 7. 65MPa [gage] × 3 個, 370t/h/個 7. 72MPa [gage] × 3 個, 373t/h/個 7. 79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個</p> <p>代替自動減圧機能による逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の2 個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間: 原子炉水位低 (レベル1) 到達10分後 作動数: 2 個 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉</p>	<p>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</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く蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定</p>
<p>原子炉減圧機能</p>		
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p>		

第3.1.2-2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>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 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°C, 海水温度30°C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>
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p>		
<p>重大事故等対策に関連する操作条件</p>		

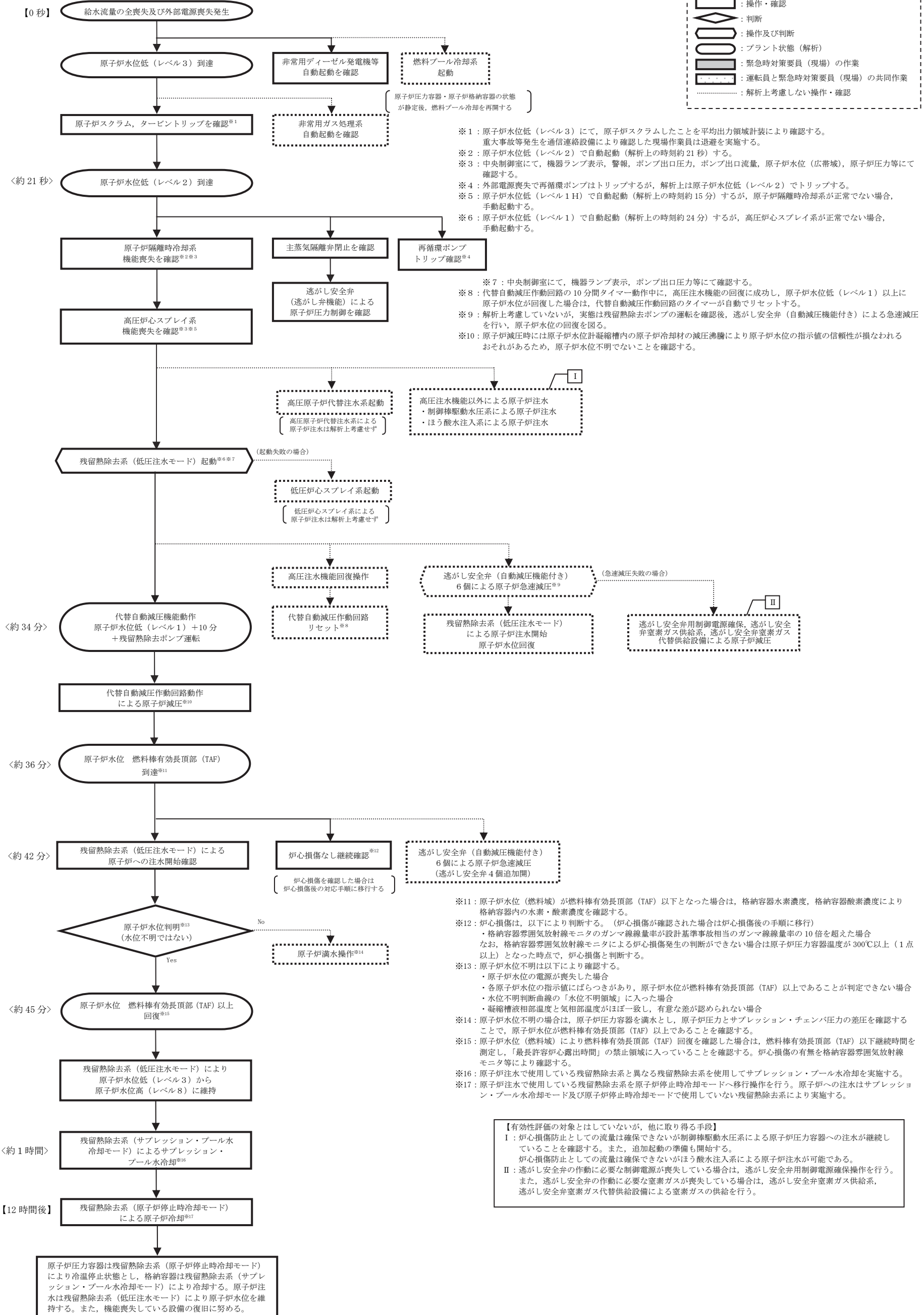
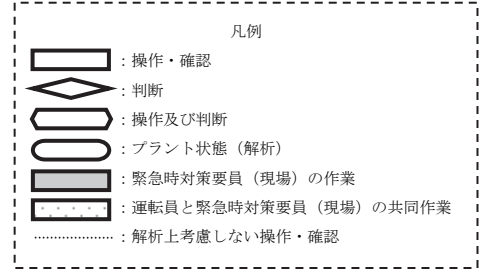


第3.1.2-1図(1) 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概要系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第3.1.2-1図(2) 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概要系統図
(原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

【 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）



※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装により確認する。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退避を実施する。

※2：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約21秒）する。

※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、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等にて確認する。

※4：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低（レベル2）でトリップする。

※5：原子炉水位低（レベル1H）で自動起動（解析上の時刻約15分）するが、原子炉隔離時冷却系が正常でない場合、手動起動する。

※6：原子炉水位低（レベル1）で自動起動（解析上の時刻約24分）するが、高圧炉心スプレイ系が正常でない場合、手動起動する。

※7：中央制御室にて、機器ランプ表示、ポンプ出口圧力等にて確認する。

※8：代替自動減圧作動回路の10分間タイマー動作中に、高圧注水機能の回復に成功し、原子炉水位低（レベル1）以上に原子炉水位が回復した場合は、代替自動減圧作動回路のタイマーが自動でリセットする。

※9：解析上考慮していないが、実態は残留熱除去ポンプの運転を確認後、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による急速減圧を行い、原子炉水位の回復を図る。

※10：原子炉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。

※11：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。

※12：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）
 ・格納容器雰囲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
 なお、格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生時の判断が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。

※13：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
 ・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

※14：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。

※15：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は、燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し、「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。

※16：原子炉注水で使用している残留熱除去系と異なる残留熱除去系を使用してサブプレッション・プール水冷却を実施する。

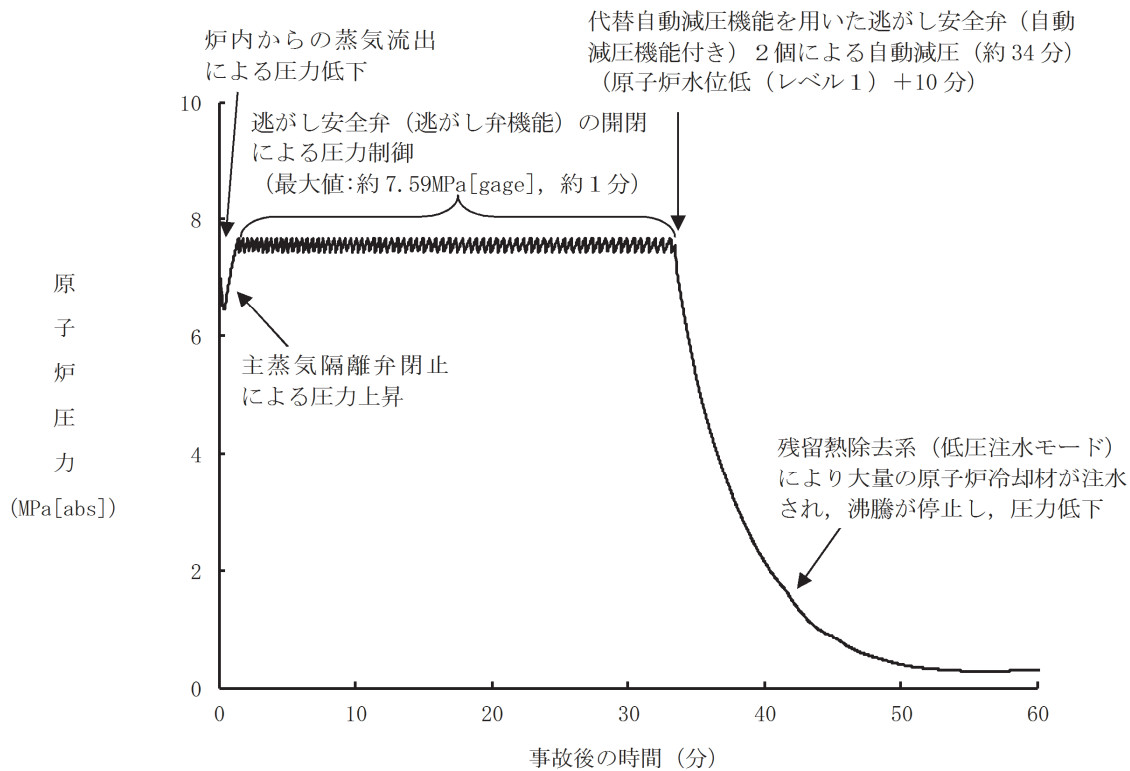
※17：原子炉注水で使用している残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードへ移行操作を行う。原子炉への注水はサブプレッション・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モードで使用していない残留熱除去系により実施する。

【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】

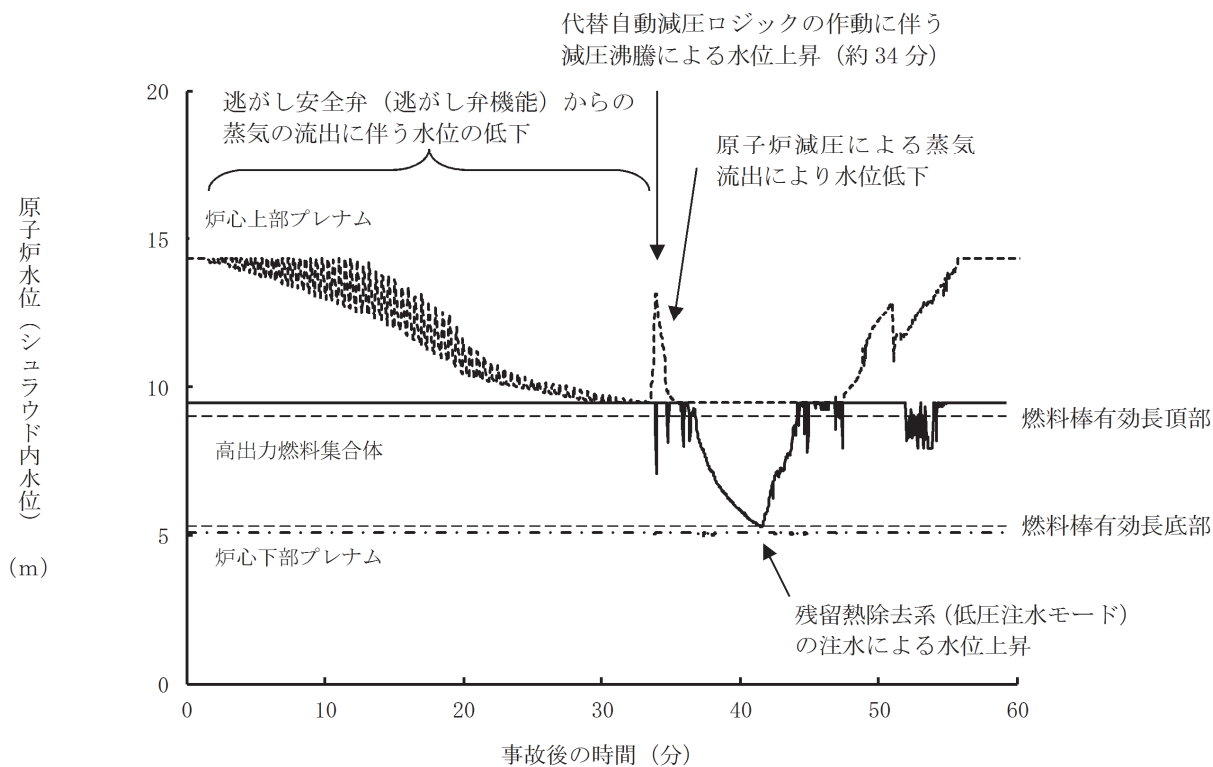
I：炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また、追加起動の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。

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。

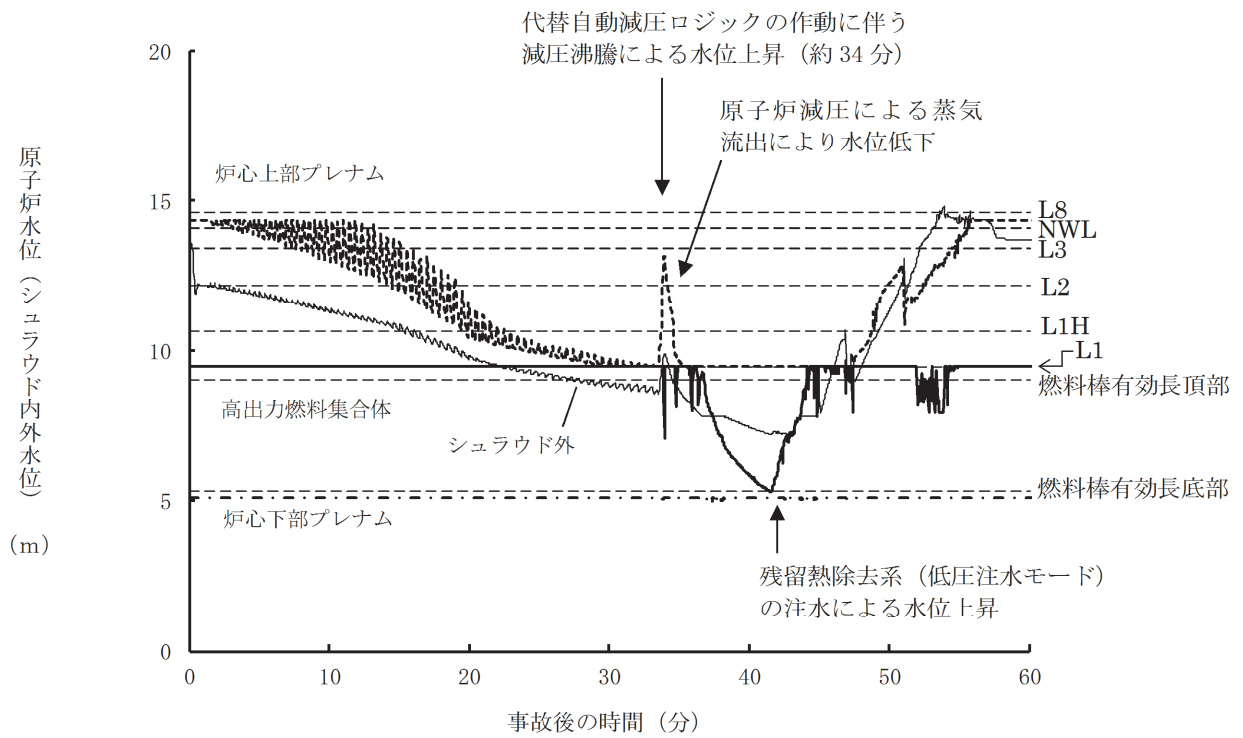
第3.1.2-2 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の対応手順の概要



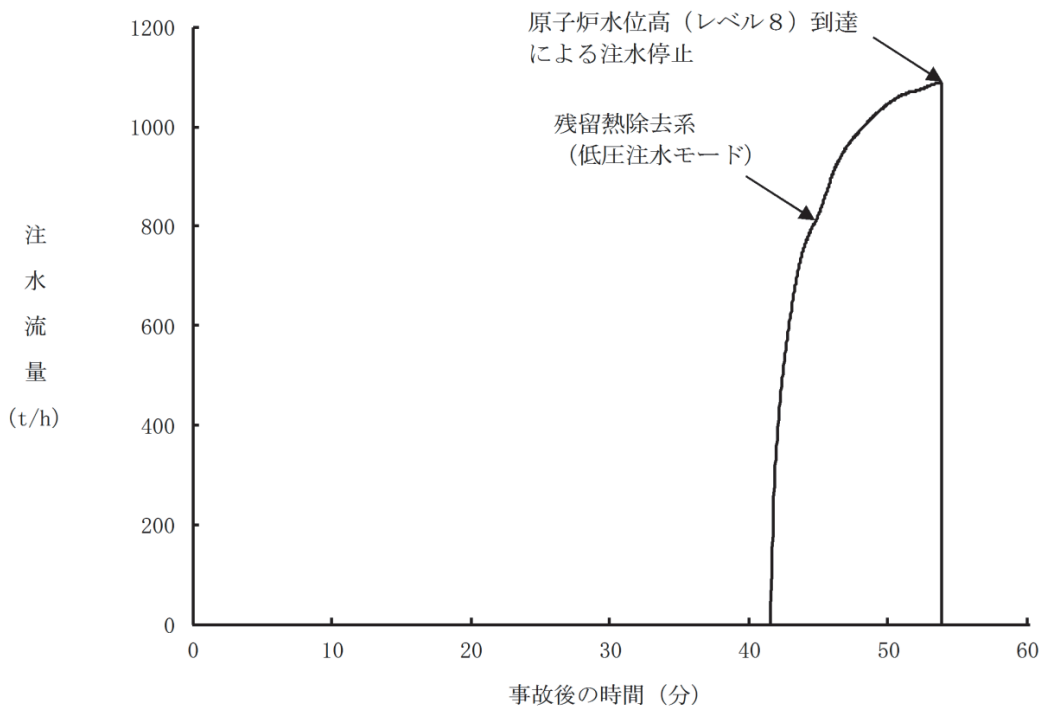
第3.1.2-4図 原子炉圧力の推移



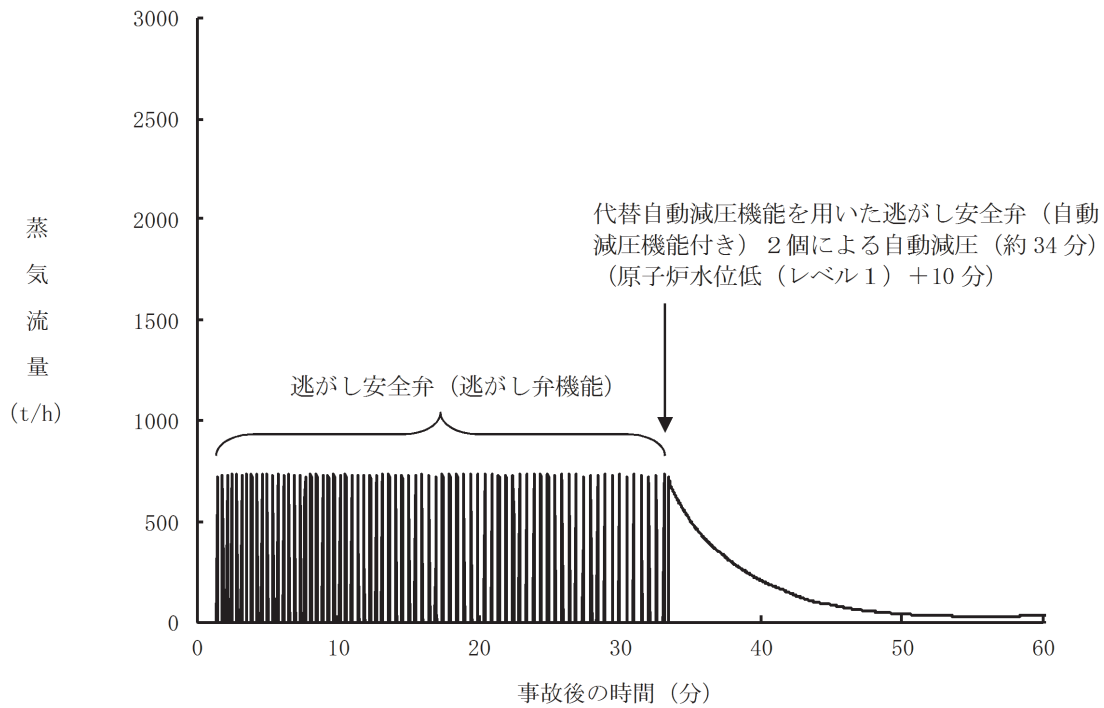
第3.1.2-5図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



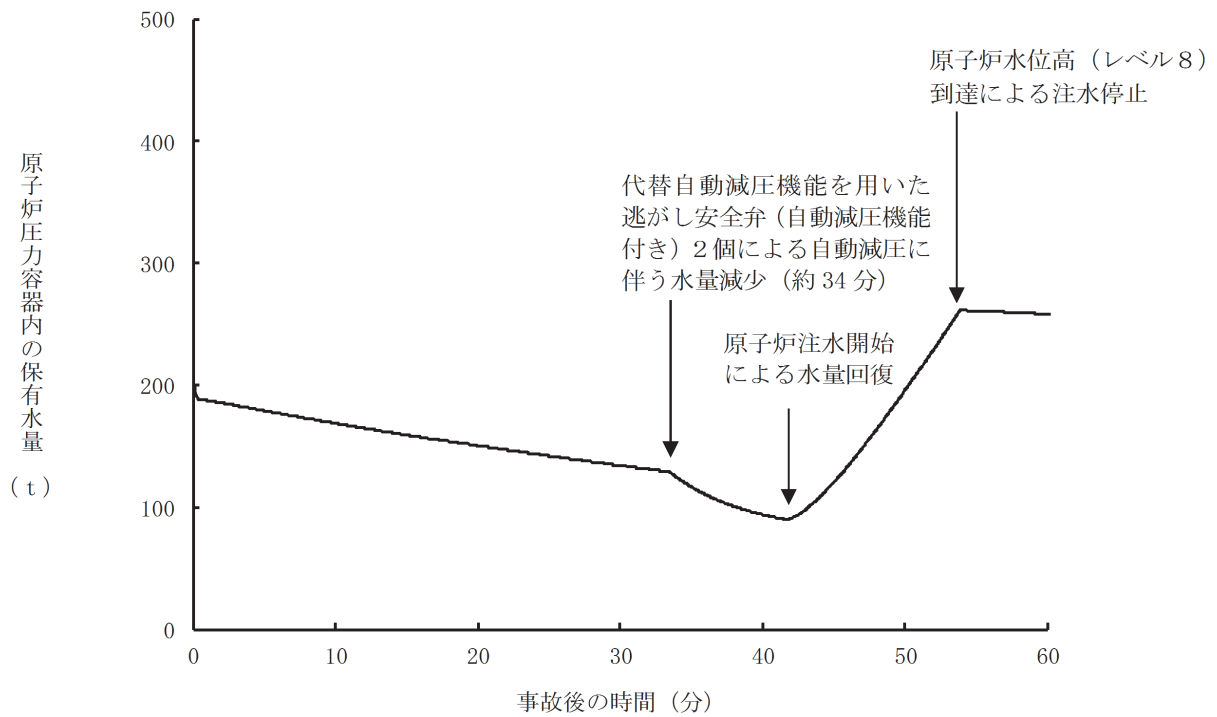
第3. 1. 2-6図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



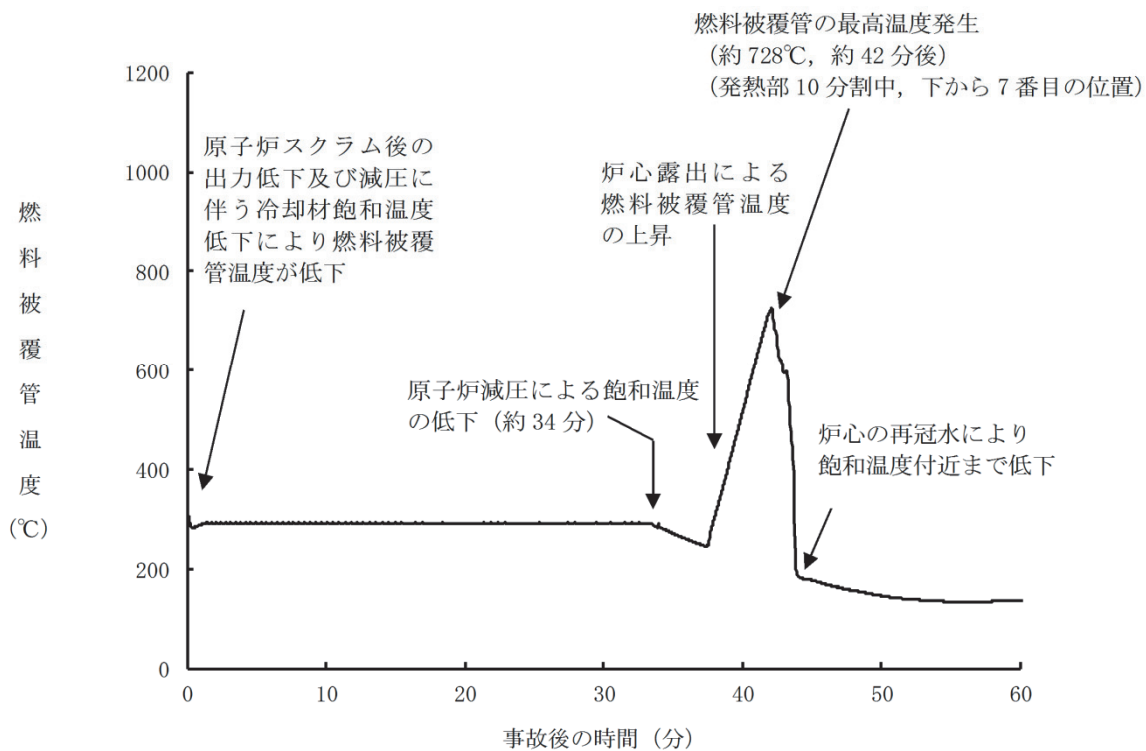
第3. 1. 2-7図 注水流量の推移



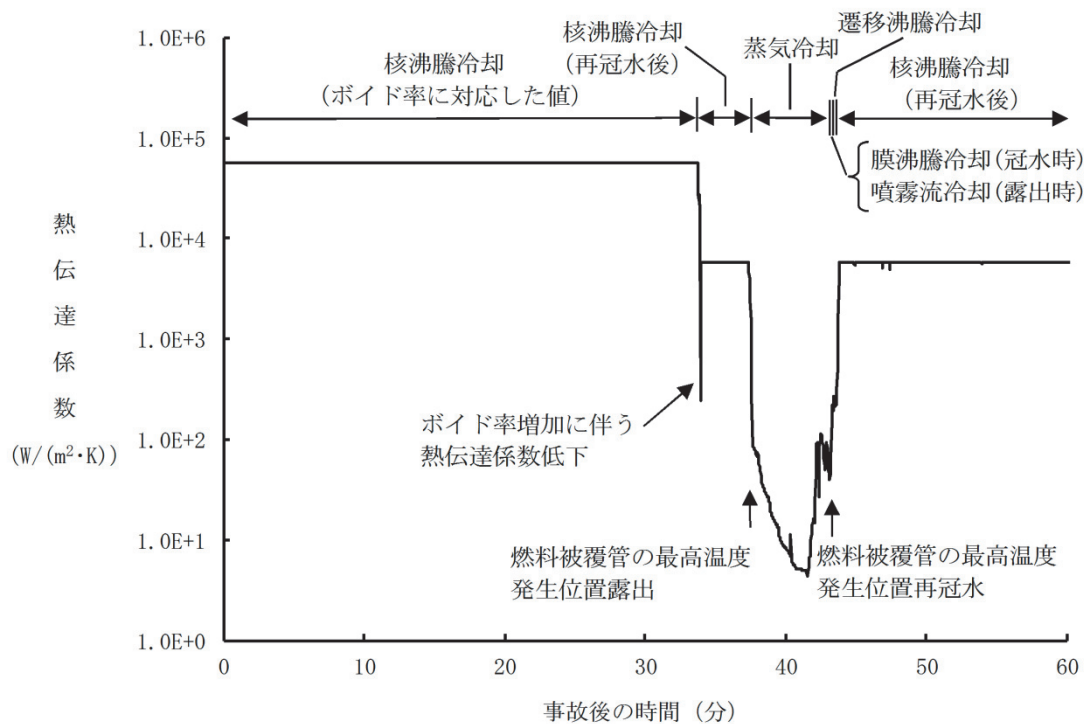
第3.1.2-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



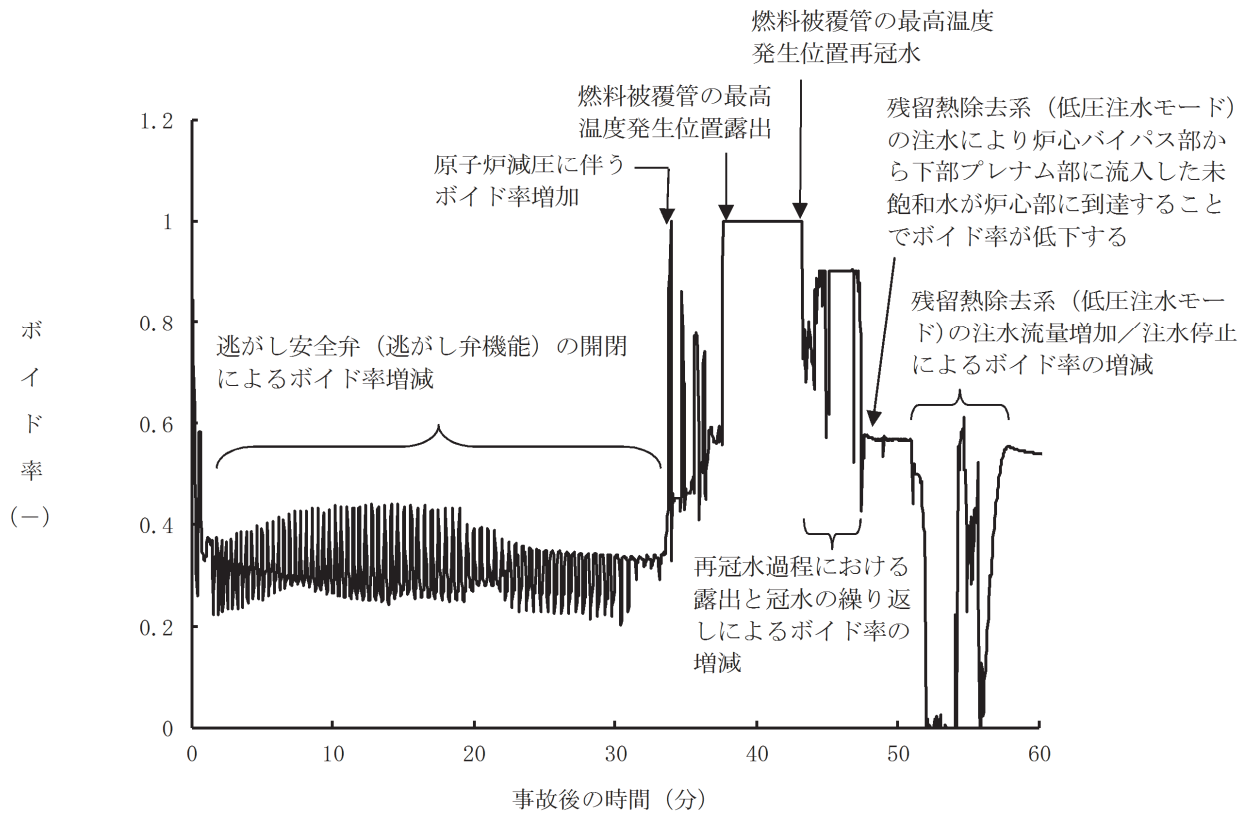
第3.1.2-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



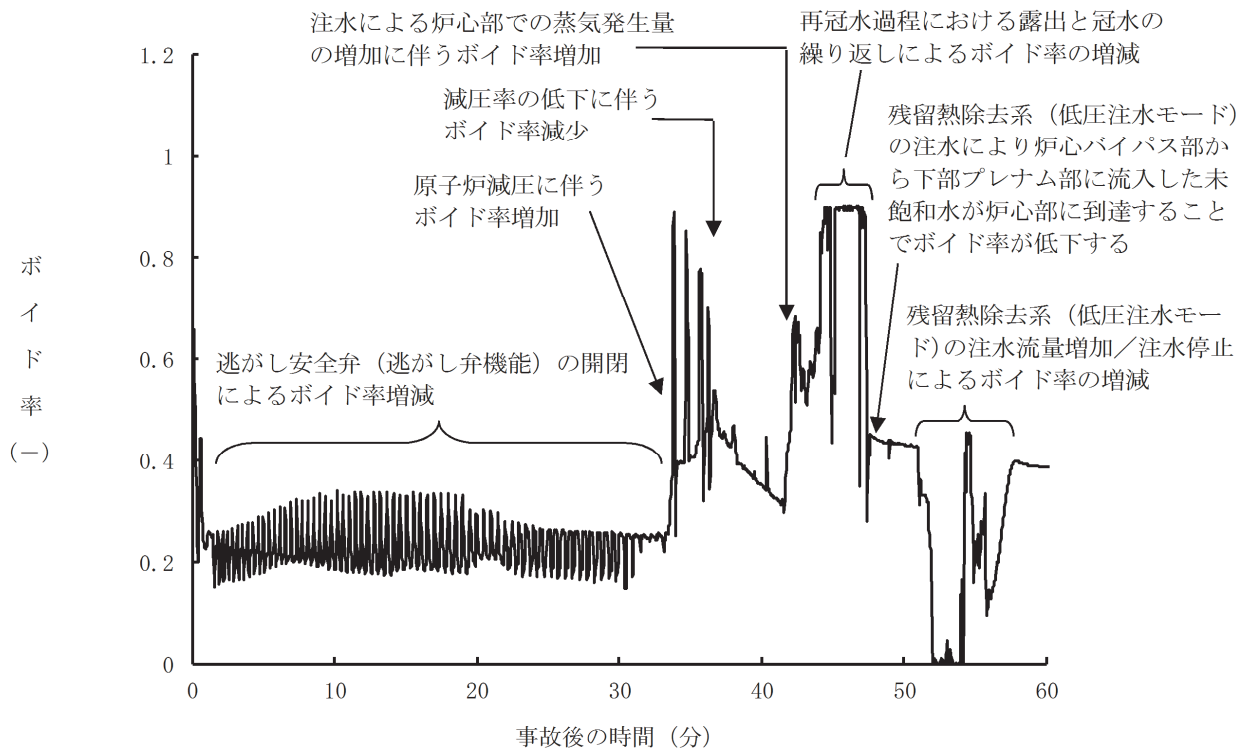
第3.1.2-10図 燃料被覆管温度の推移



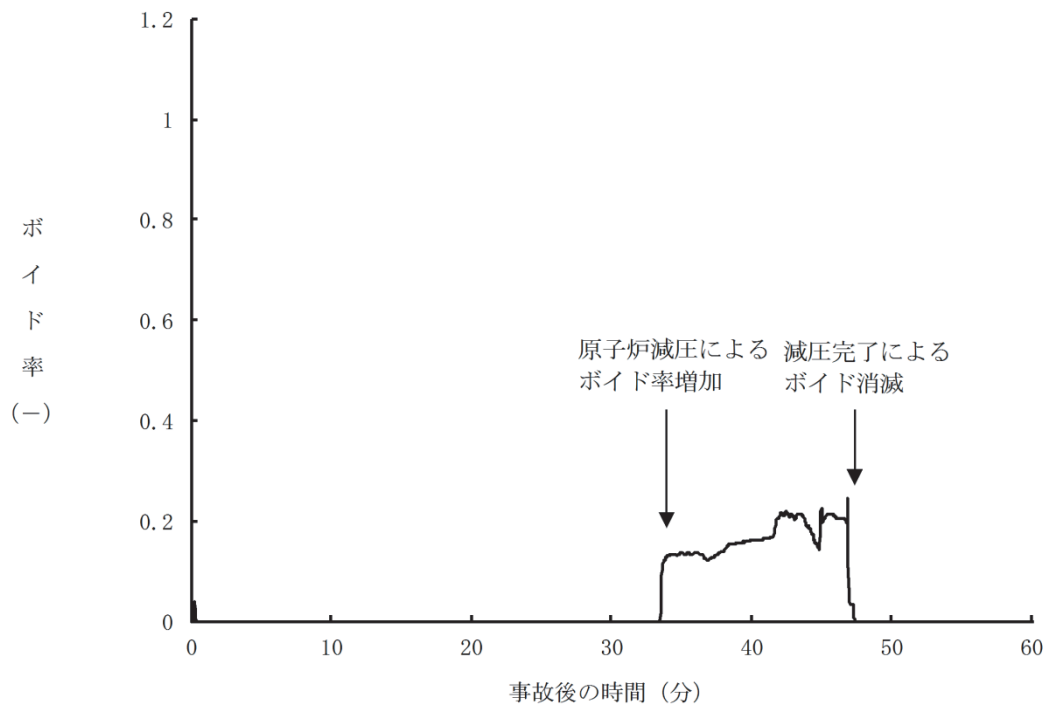
第3.1.2-11図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



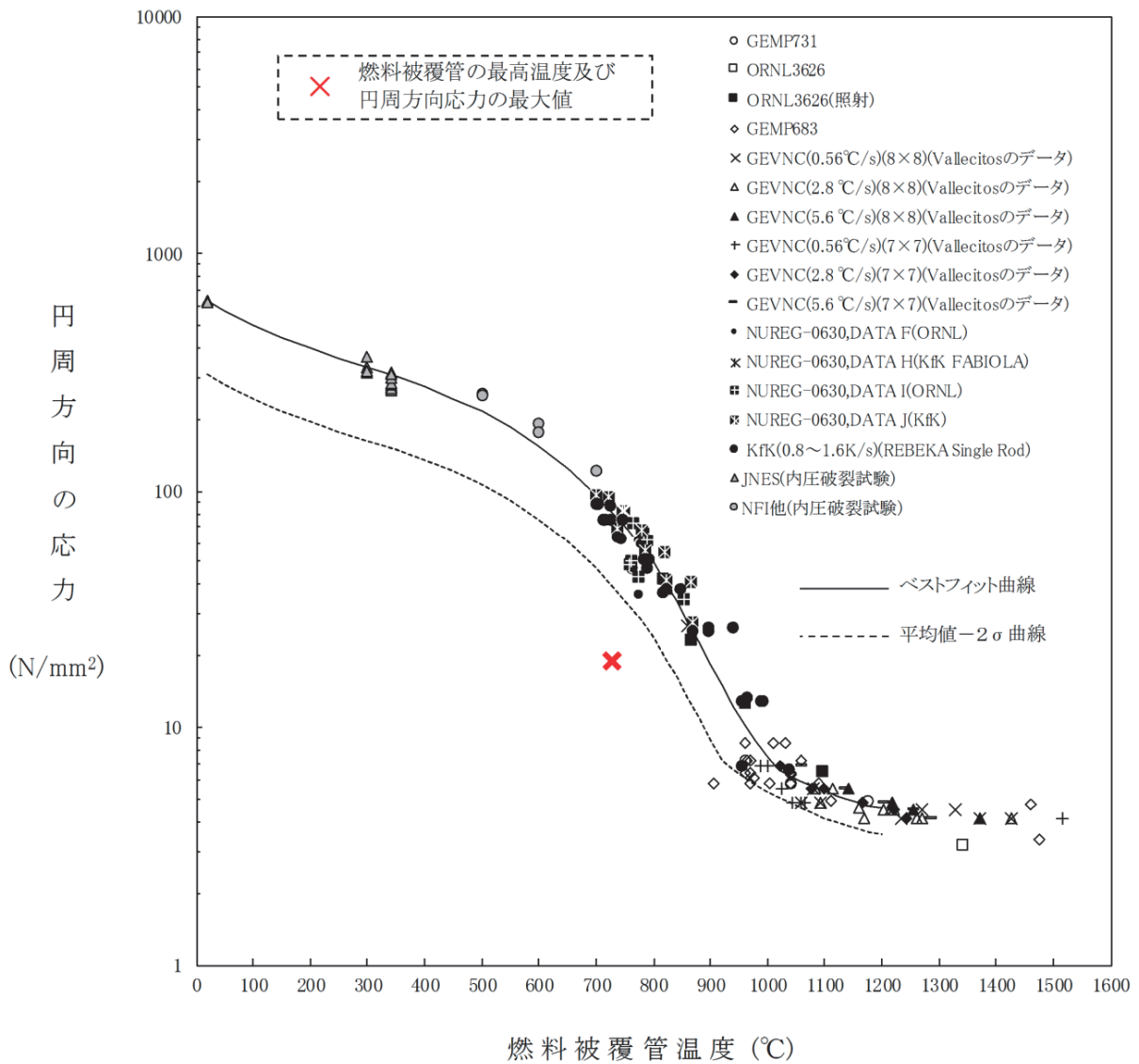
第3.1.2-12図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



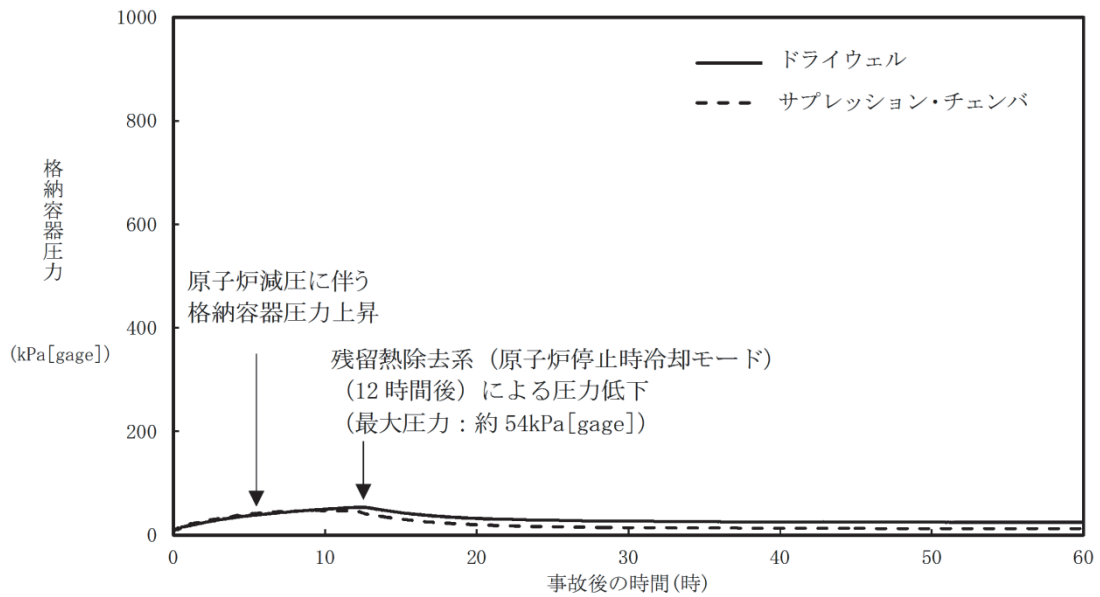
第3.1.2-13図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



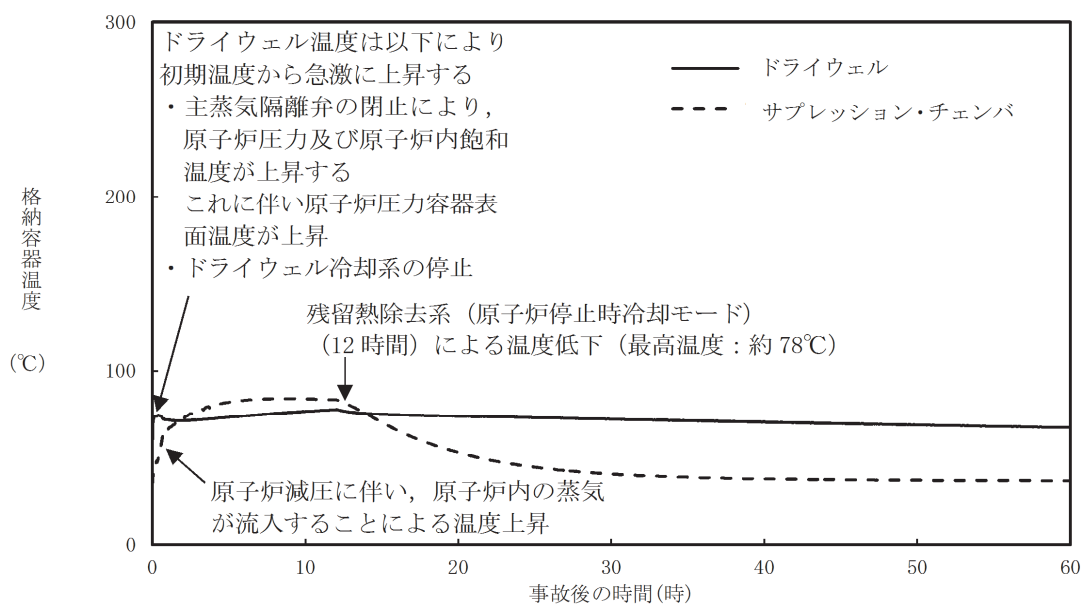
第3.1.2-14図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



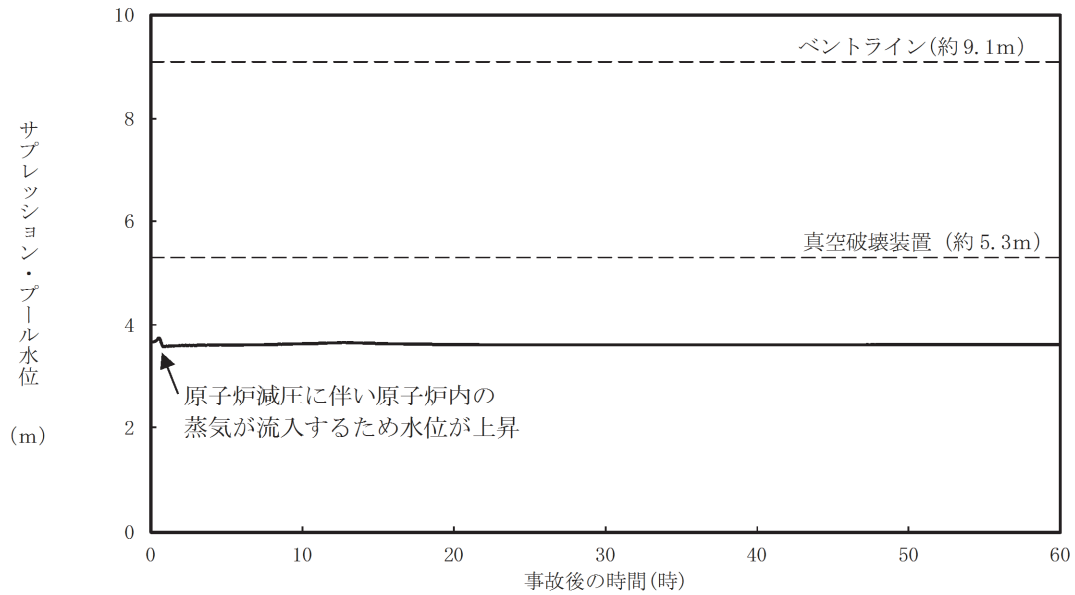
第3.1.2-15図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



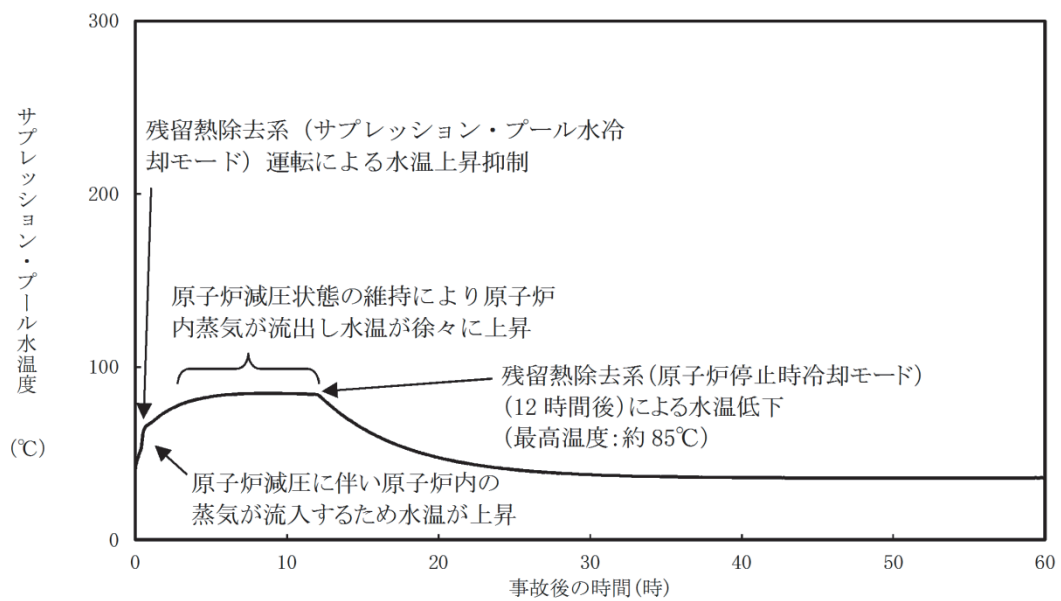
第3. 1. 2-16図 格納容器圧力の推移



第3. 1. 2-17図 格納容器温度の推移



第3.1.2-18図 サプレッション・プール水位の推移



第3.1.2-19図 サプレッション・プール水温度の推移

3.1.3 全交流動力電源喪失

3.1.3.1 全交流動力電源喪失（長期 T B）

3.1.3.1.1 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 T B）」に含まれる事故シーケンスは，「2.2 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＋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「全交流動力電源喪失（長期 T B）」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（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 3.1.3.1-1 図(1)から第 3.1.3.1-1 図(3)に、手順の概要を第 3.1.3.1-2 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 3.1.3.1-1 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 3.1.3.1-3 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

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等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。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))を実施する前に、計装設備の直流電源切替え操作(B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池)を実施する。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

ウェル雰囲気温度が 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ドライウェル第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、ドライウェル圧力（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。

3.1.3.1.2 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、「2.2 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）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3.1.3.1-2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

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、 $91\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.21\sim 0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ 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（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、 $1,136\text{m}^3/\text{h}$ （ $0.14\text{MPa}[\text{dif}]$ 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（サブレーション・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 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) 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、「2.3.5 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℃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 3.1.3.1-4 図から第 3.1.3.1-9 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 3.1.3.1-10 図から第 3.1.3.1-12 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 3.1.3.1-13 図から第 3.1.3.1-16 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 B 1-115V 系蓄電池（S A））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。

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3.1.3.1-10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3.1.3.1-4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。

第 3.1.3.1-5 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。

本評価では、「2.2.1.2 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。

3.1.3.1.3 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 T B）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 B 1-115V 系蓄電池（S A））、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、「2.7 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に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，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。

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H D R 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割程度高めめに評価する傾向を確認しているが，B W R 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。

(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3.1.3.1-2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られら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。

(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。また、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。

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））より前に実施する計装設備の直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）により、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、事象発生の約 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。

(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 B 1-115V 系蓄電池（S A））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。

(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いる。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が，事象発生8.5時間後までに直流電源の負荷切離し操作を開始すれば，給電が必要な負荷に対して事象発生9時間後まで給電が可能であることから，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については時間余裕がある。

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。

(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。

3.1.3.1.4 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 T B)」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「3.1.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「3.5.2 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(長期 T B)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「3.5.1(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、サブプレッション・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。

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最大負荷で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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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。

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。

所内常設蓄電式直流電源設備の容量については、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、所内常設蓄電式直流電源設備の切替え（B-115V 系蓄電池から B1-115V 系蓄電池（SA））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。

常設代替直流電源設備の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定し、計装設備及び逃がし安全弁の直流電源切替え操作（B-115V 系蓄電池から SA 用 115V 系蓄電池）を考慮しても、事象発生後 24 時間の直流電源供給が可能である。

3.1.3.1.5 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 T B）」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（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，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 T B）」に対して有効である。

第3.1.3.1-1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。 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（S A））を実施する前に、計装設備の直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からS A用115V系蓄電池）を実施する。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* B1-115V系蓄電池（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）の手动開操作を実施する。 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3.1.3.1-1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。	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ B1-115V系蓄電池（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系蓄電池（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系蓄電池（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3.1.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（長期TB）」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	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 【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※</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 【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※</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）

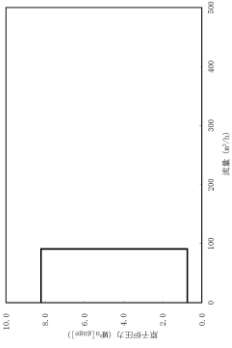
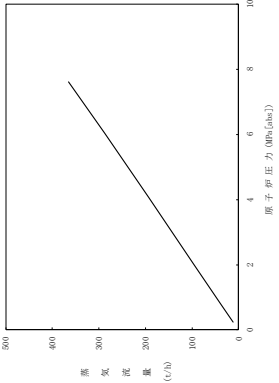
第3.1.3.1-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (1/5)

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+83cm)	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		

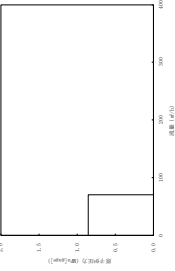
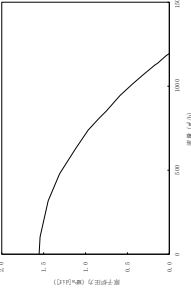
第3.1.3.1-2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（2/5）

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3.1.3.1-2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	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3.1.3.1-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (長期TB)) (4 / 5)

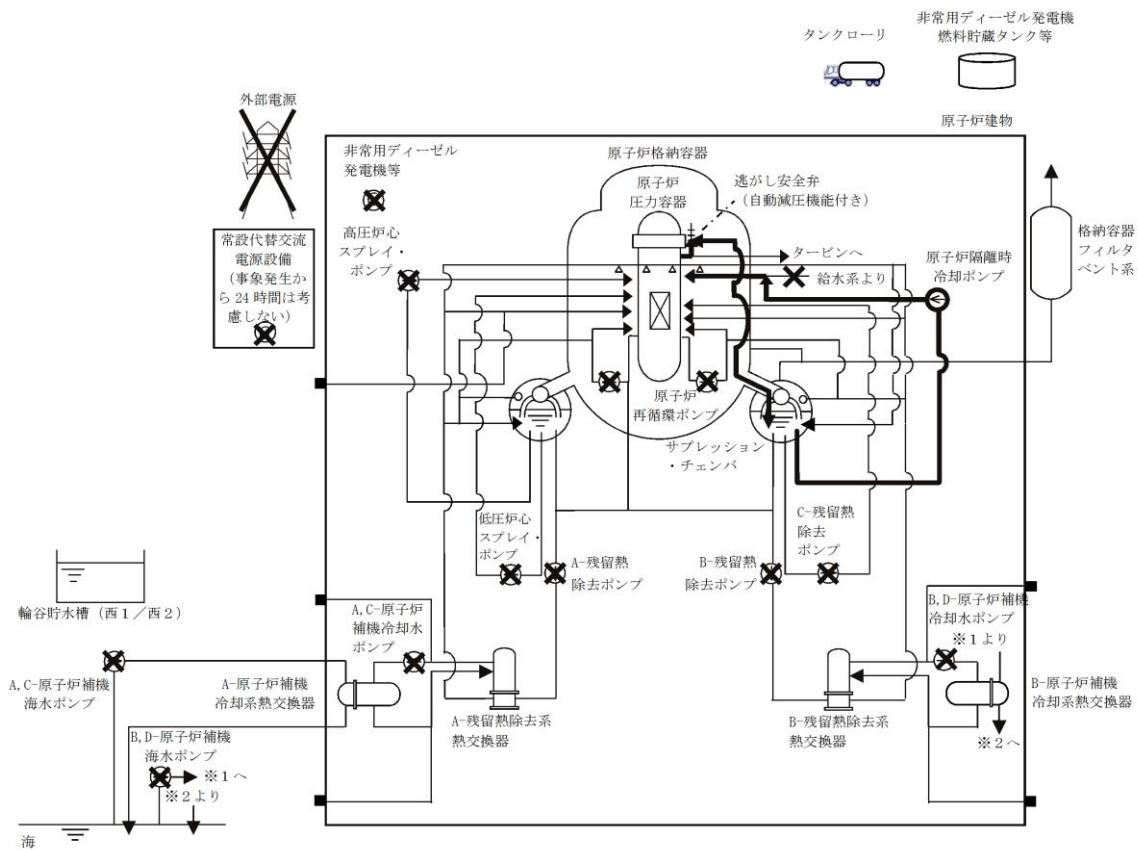
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	<p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p> 
	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa[diff]において) (最大) 1, 193 m ³ /hにて注水	<p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</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・プールの水冷却モード)	<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

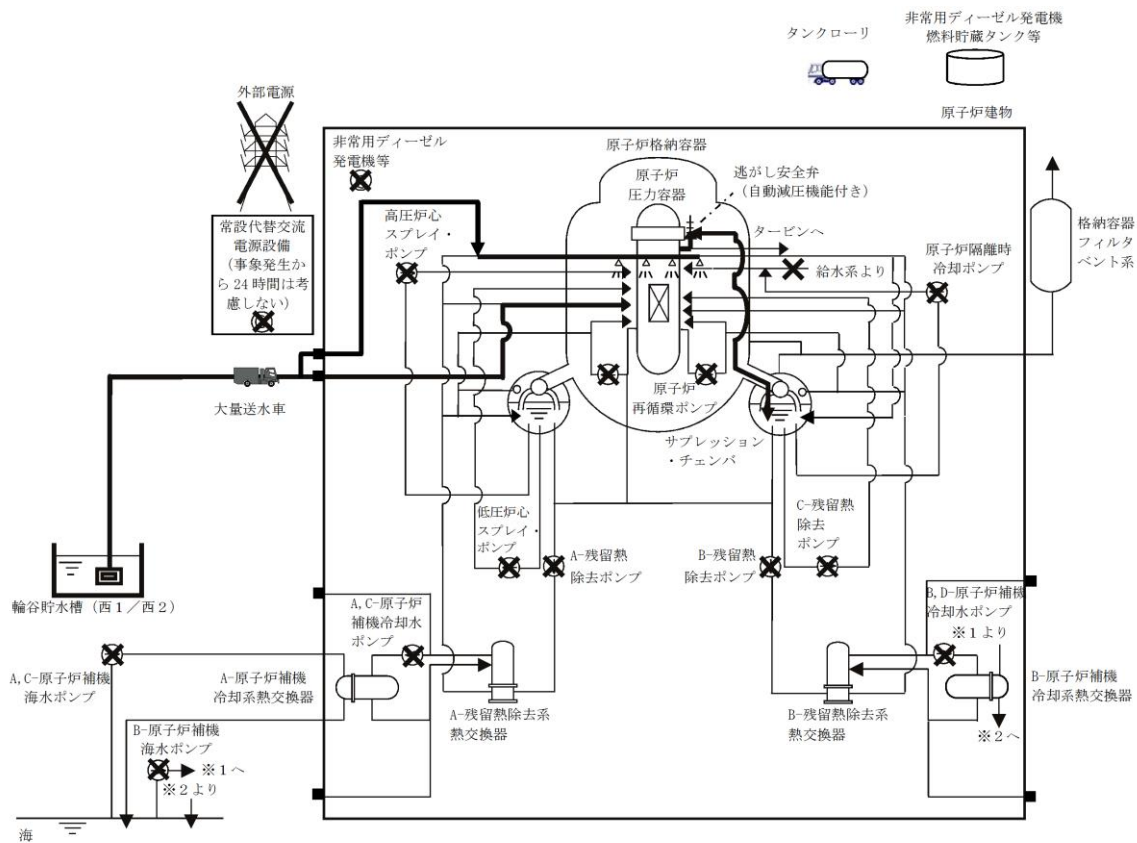
第3.1.3.1-2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（5／5）

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	本事故シナジェ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 (サブプレッション・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

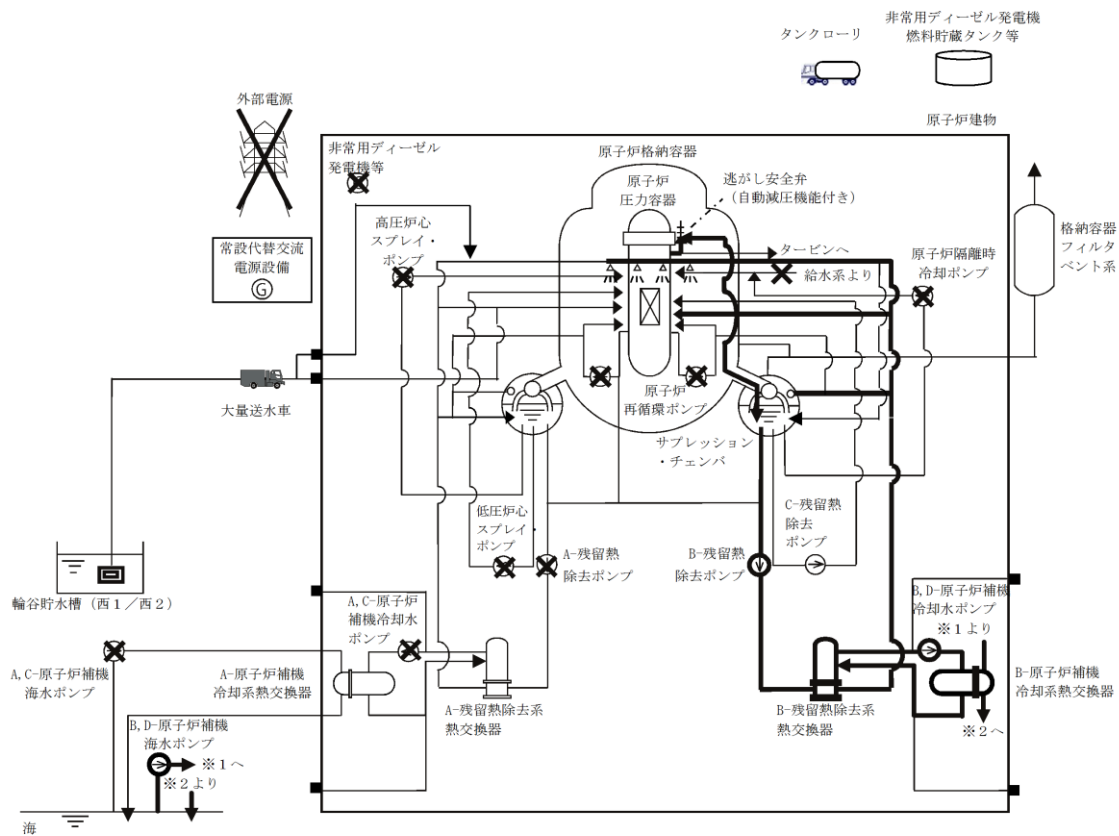
重大事故等対策に関連する操作条件



第3. 1. 3. 1-1図(1) 「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)

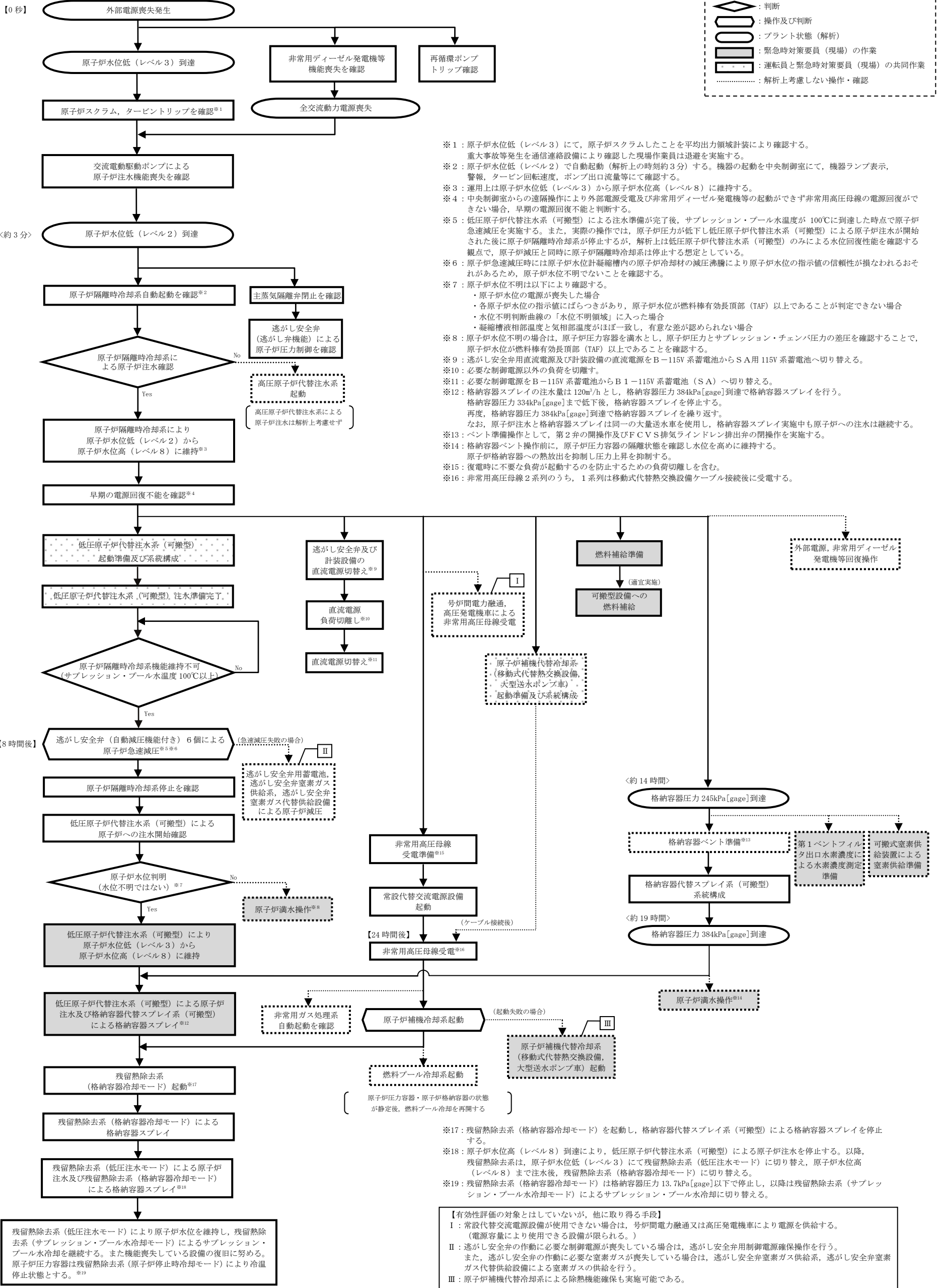
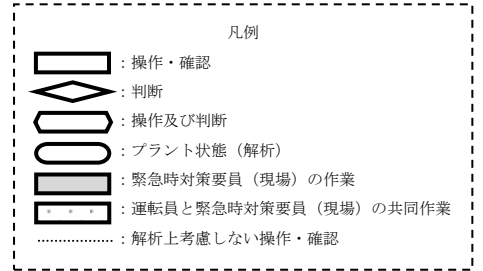


第3. 1. 3. 1-1図(2) 「全交流動力電源喪失（長期T B）」の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

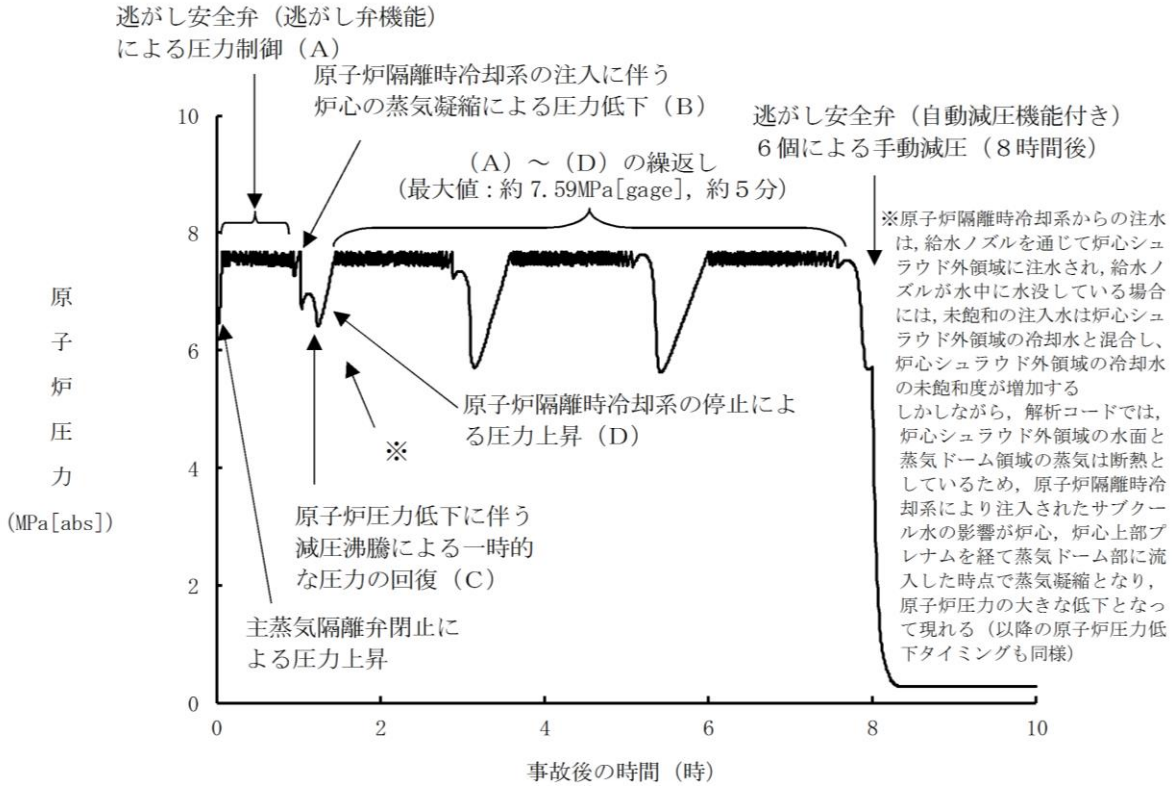


第3. 1. 3. 1-1図(3) 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の重大事故等対策の概略系統図（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

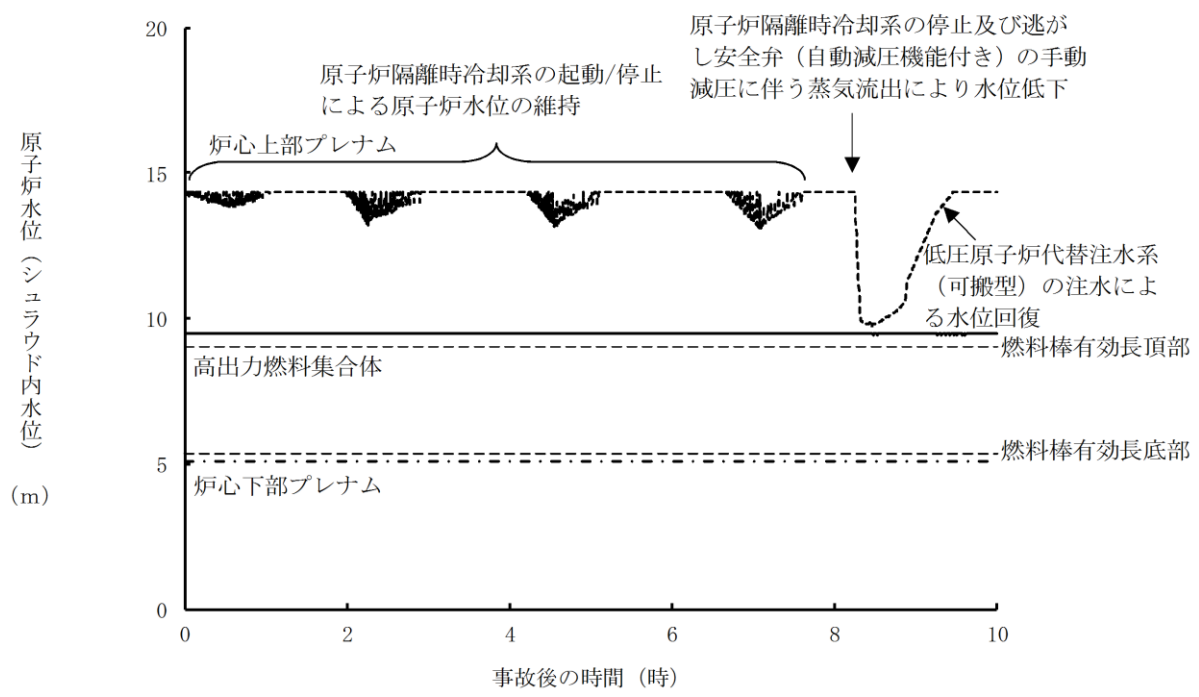
【 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）



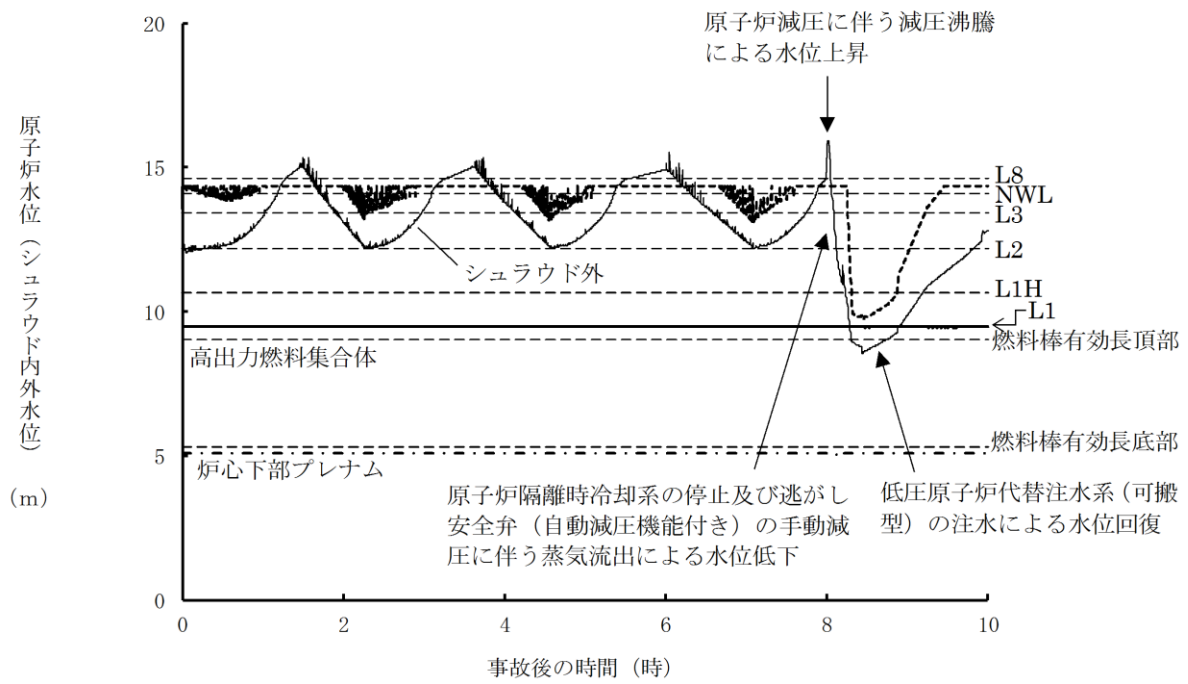
第3.1.3.1-2 図 「全交流動力電源喪失（長期TB）」の対応手順の概要



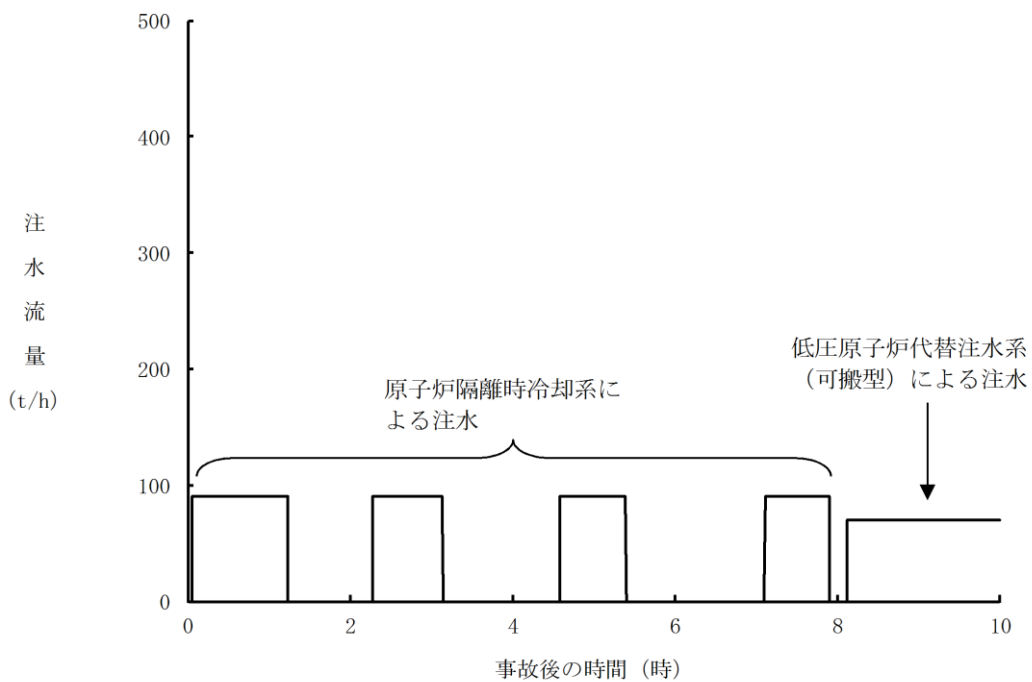
第3.1.3.1-4図 原子炉圧力の推移



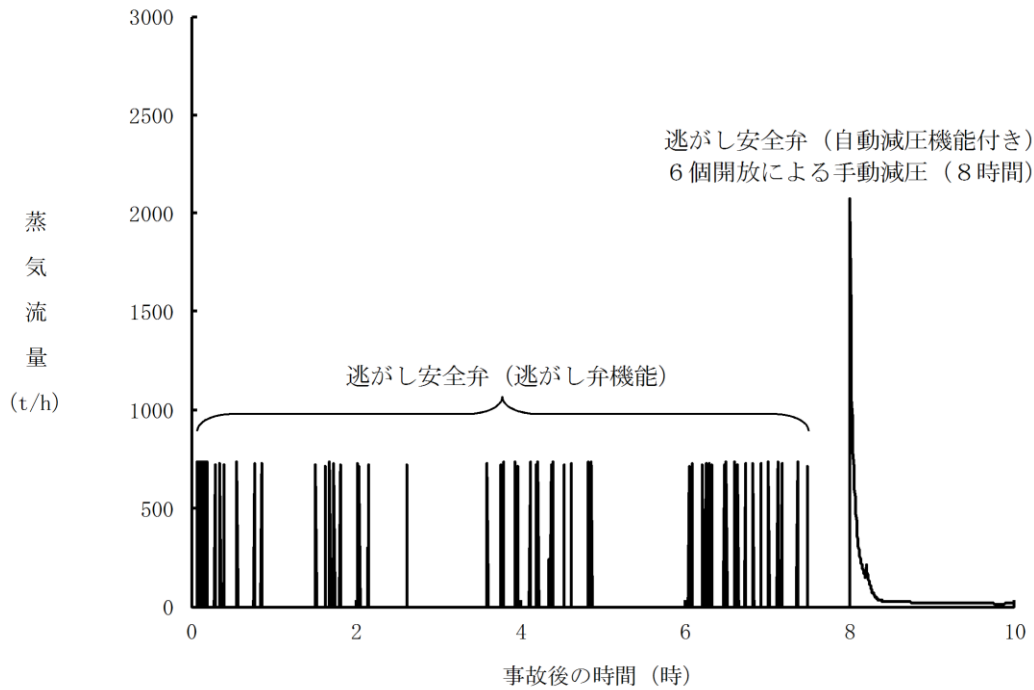
第3.1.3.1-5図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



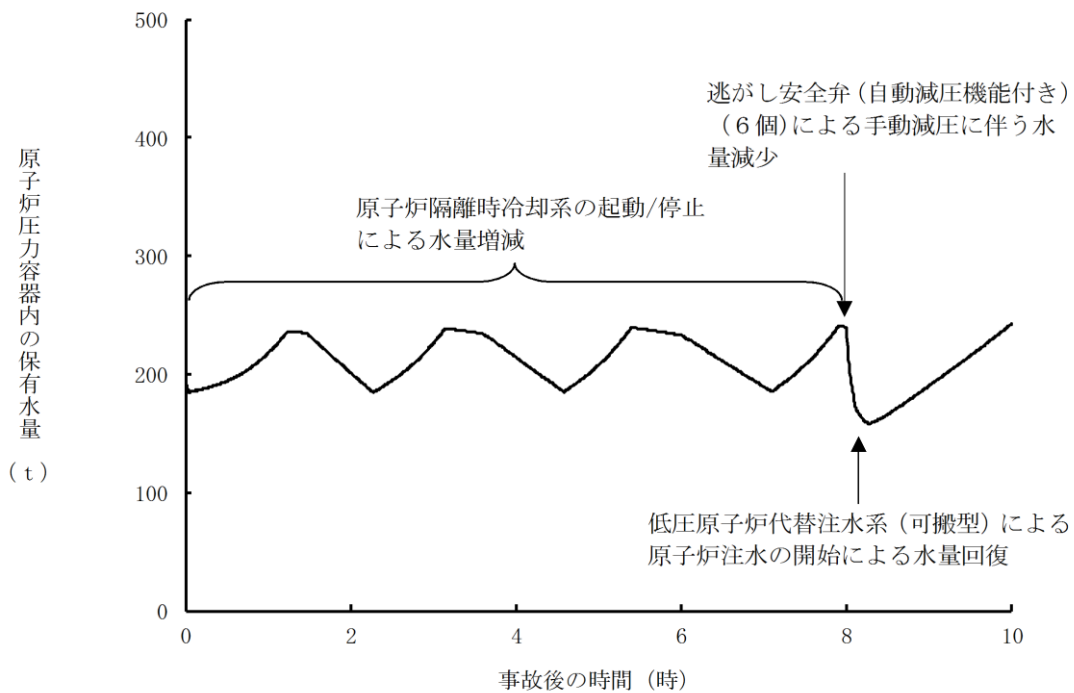
第3. 1. 3. 1-6図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



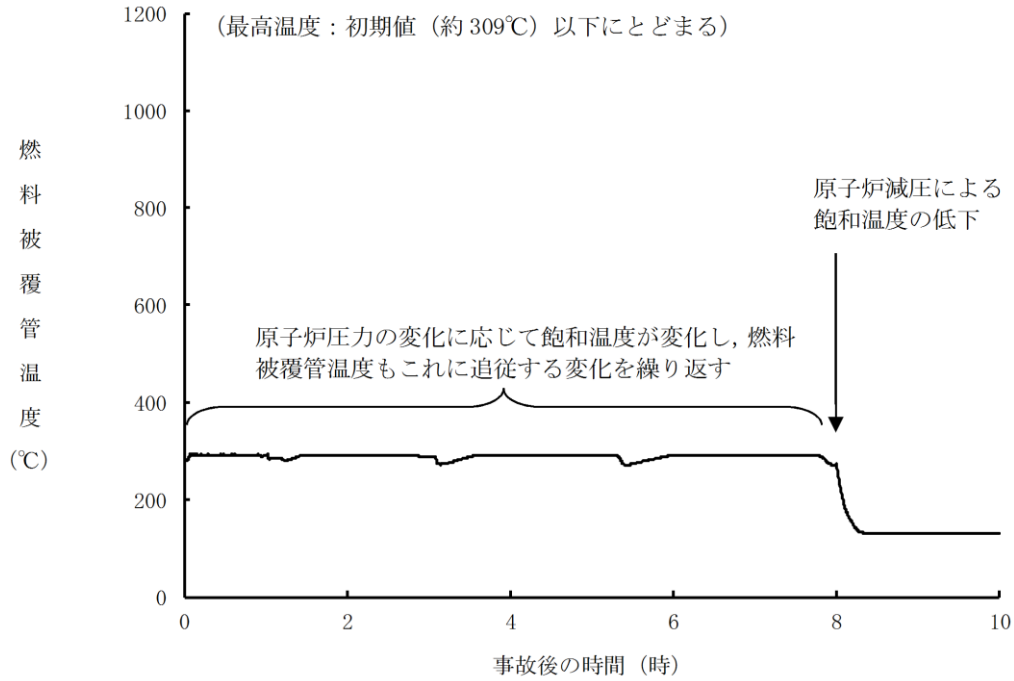
第3. 1. 3. 1-7図 注水流量の推移



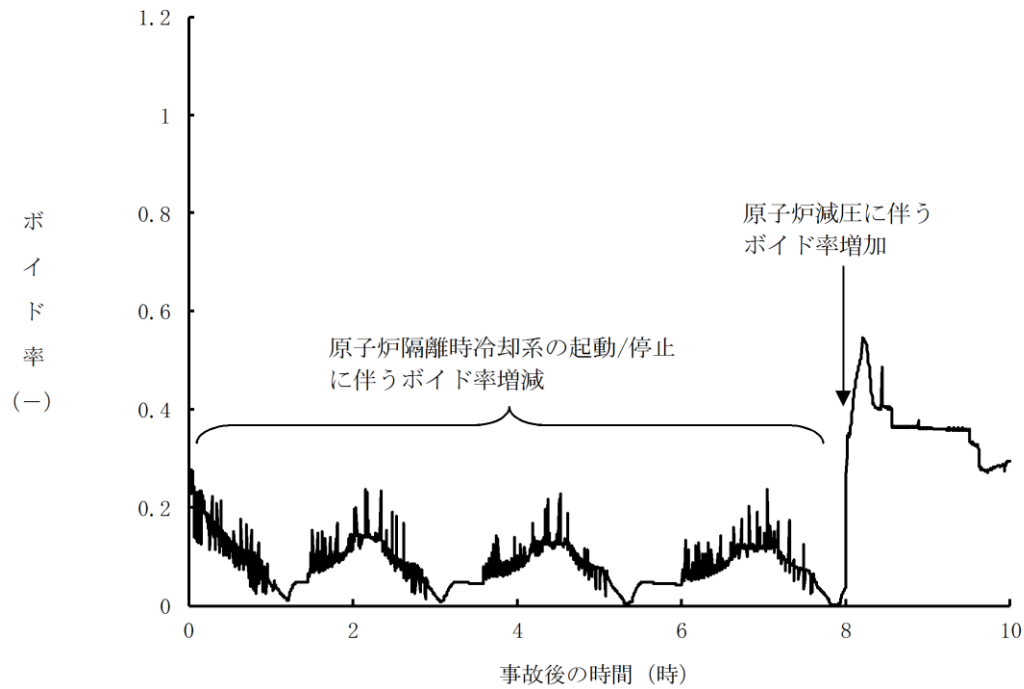
第3.1.3.1-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



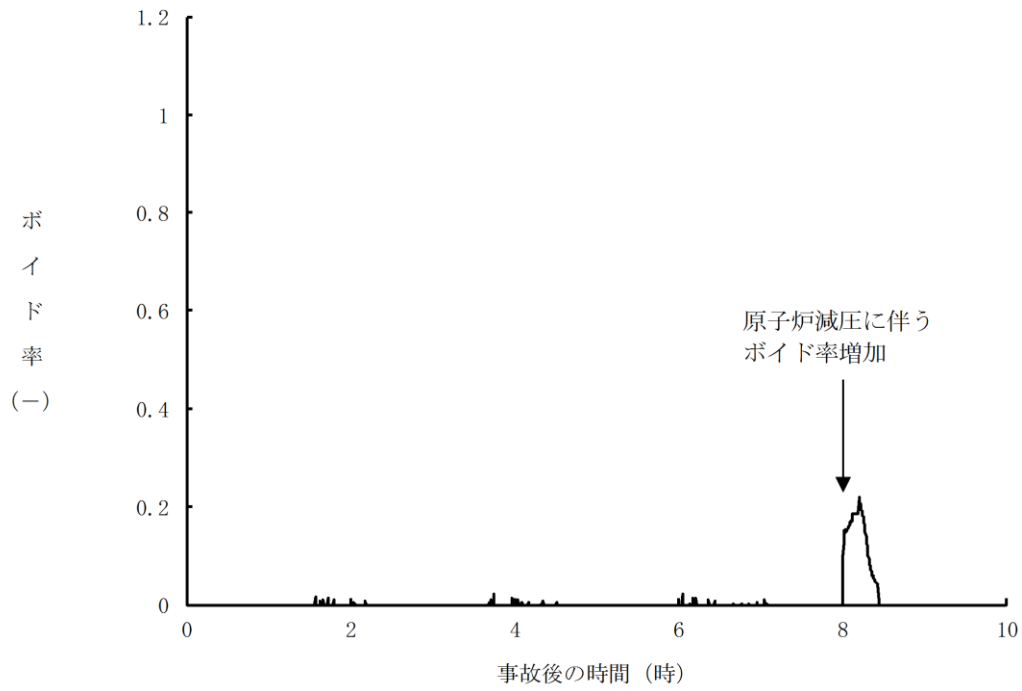
第3.1.3.1-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



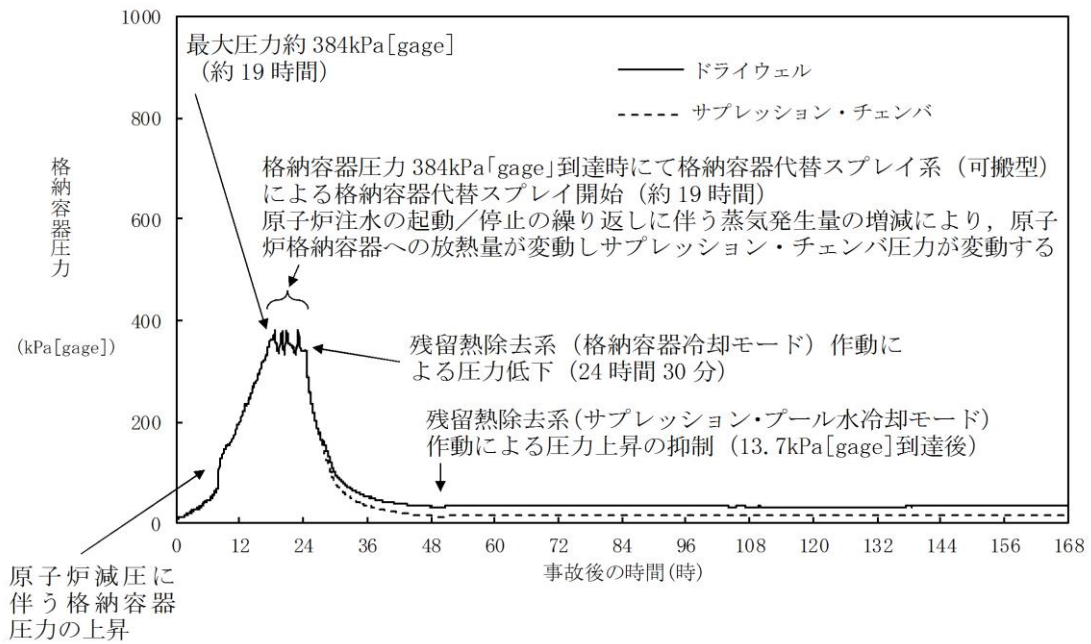
第3.1.3.1-10図 燃料被覆管温度の推移



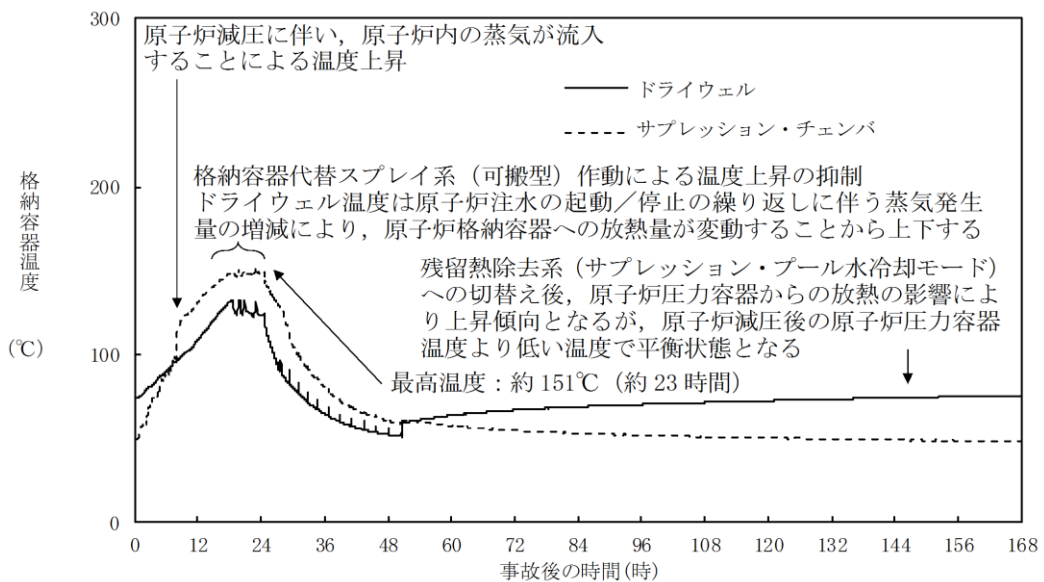
第3.1.3.1-11図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



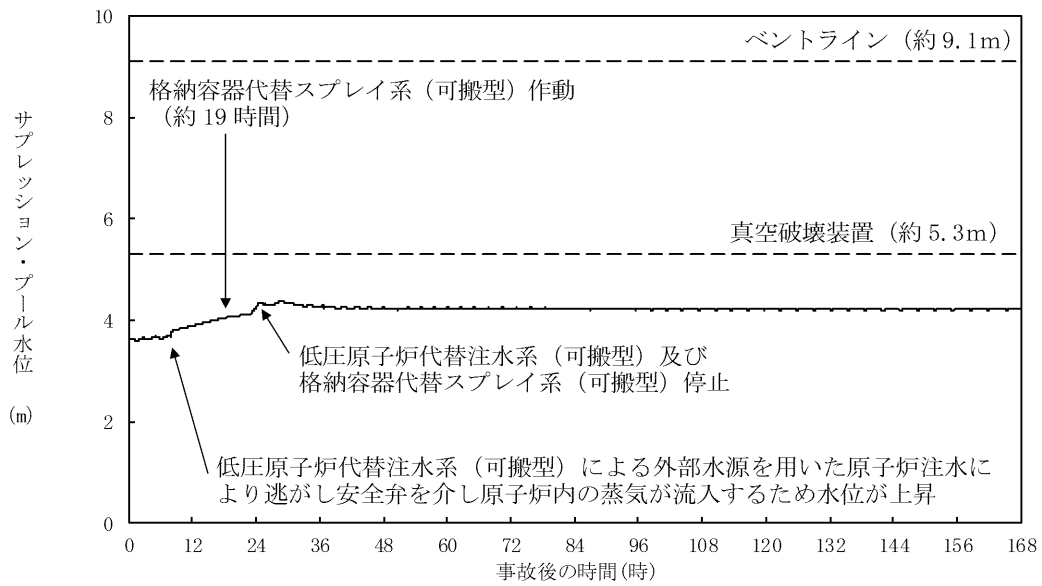
第3.1.3.1-12図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



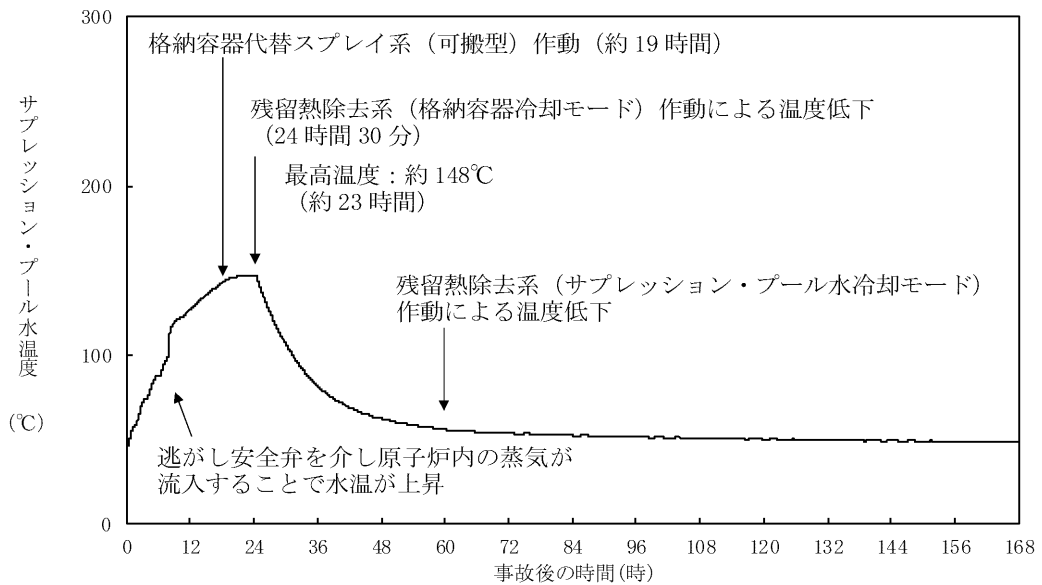
第3. 1. 3. 1-13図 格納容器圧力の推移



第3. 1. 3. 1-14図 格納容器温度の推移



第3.1.3.1-15図 サプレッション・プール水位の推移



第3.1.3.1-16図 サプレッション・プール水温度の推移

3.1.3.2 全交流動力電源喪失（T B U）

3.1.3.2.1 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（T B U）」に含まれる事故シーケンスは、「2.2 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＋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（T B U）」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 U）」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 3.1.3.2-1 図(1)から第 3.1.3.2-1 図(3)に、手順の概要を第 3.1.3.2-2 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 3.1.3.2-1 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 3.1.3.2-3 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、「3.1.3.1.1(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

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 B 1-115V 系蓄電池（S A））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。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 B 1-115V

系蓄電池(SA))を実施する前に、計装設備の直流電源切替え操作(B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池)を実施する。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)による原子炉注水準備については「3.1.3.1.1(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、「3.1.3.1.1(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、「3.1.3.1.1(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、「3.1.3.1.1(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、「3.1.3.1.1(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、「3.1.3.1.1(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。

3.1.3.2.2 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、「2.2 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、スプレー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3.1.3.2-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、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 $93\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $8.21\text{MPa}[\text{gage}]$ において）～ $70\text{m}^3/\text{h}$ （原子炉圧力 $0.74\text{MPa}[\text{gage}]$ 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、 $70\text{m}^3/\text{h}$ 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、「2.3.5 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 3.1.3.2-4 図から第 3.1.3.2-9 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 3.1.3.2-10 図から第 3.1.3.2-12 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 3.1.3.2-13 図から第 3.1.3.2

－16 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。

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 3.1.3.2-10 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 3.1.3.2-4 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℃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 3.1.3.2-5 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。

本評価では、「2.2.1.2 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。

3.1.3.2.3 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、「3.1.3.1.3(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。

(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3.1.3.2-2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。

(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。また、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。

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、事象発生の約 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。

(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。

(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 3.1.3.2-17 図から第 3.1.3.2-19 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。

(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。

3.1.3.2.4 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，「3.1.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「3.5.2 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，「3.5.1(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

高压原子炉代替注水系及び低压原子炉代替注水系（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，全交流動力電源喪失（長期TB）よりも低压原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する時間が遅いため，必要となる水量はわずかに少なくなるが，「3.1.3.1.4(2) a. 水源」の必要水量と同等であり，必要な水源は確保可能である。

b. 燃料

「3.1.3.1.4(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，低压原子炉代替注水系（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

「3.1.3.1.4(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。

3.1.3.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（T B U）」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（T B U）」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（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（TBU）」に対して有効である。

第3.1.3.2-1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)

		重大事故対処設備		
判断及び操作	手順	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*
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、以降降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 サブプレッション・チェンバ* B-115V系蓄電池* 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) * 高圧原子炉代替注水流量
直流電源切替え	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時間以内において直流電源の供給を行う。所内常設蓄電池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))を実施する前に、計装設備の直流電源切替え操作(B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池)を実施する。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、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系蓄電池(SA) SA用115V系蓄電池	—	—

※：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3.1.3.2-1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	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧原子炉代替注水系 (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 タンクローリー	—
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系蓄電池 (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 タンクローリー	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系蓄電池 (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 タンクローリー	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)

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

第3.1.3.2-1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)

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	計装設備
		可搬型設備	
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。 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系蓄電池 (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*	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ス流量 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)
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 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】 * 【原子炉補機冷却系】 * サブレーション・チェンバ**	ドライウエル温度 (SA) 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・プールの水温度 (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 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 * 【原子炉補機冷却系】 * 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)

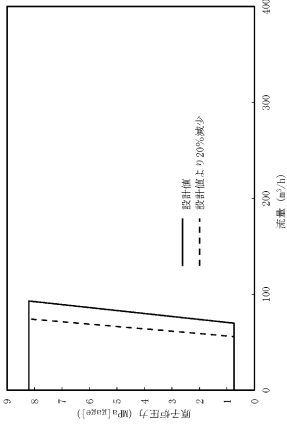
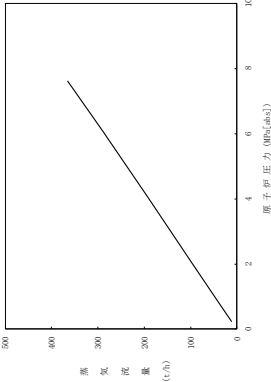
第3.1.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (1/5)

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		

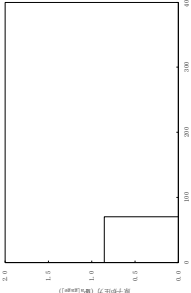
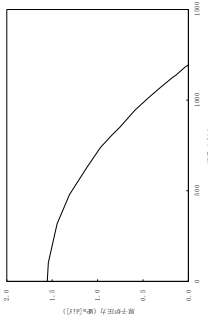
第3.1.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水位	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	通常運転時のサプレッション・プール水温度の制限値として設定
	格納容器圧力	通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	屋外貯水槽の水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	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	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
事故条件	外部電源	本事故シナリクスにおける前提条件
	外部電源	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定

第3.1.3.2-2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3.1.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (4/5)

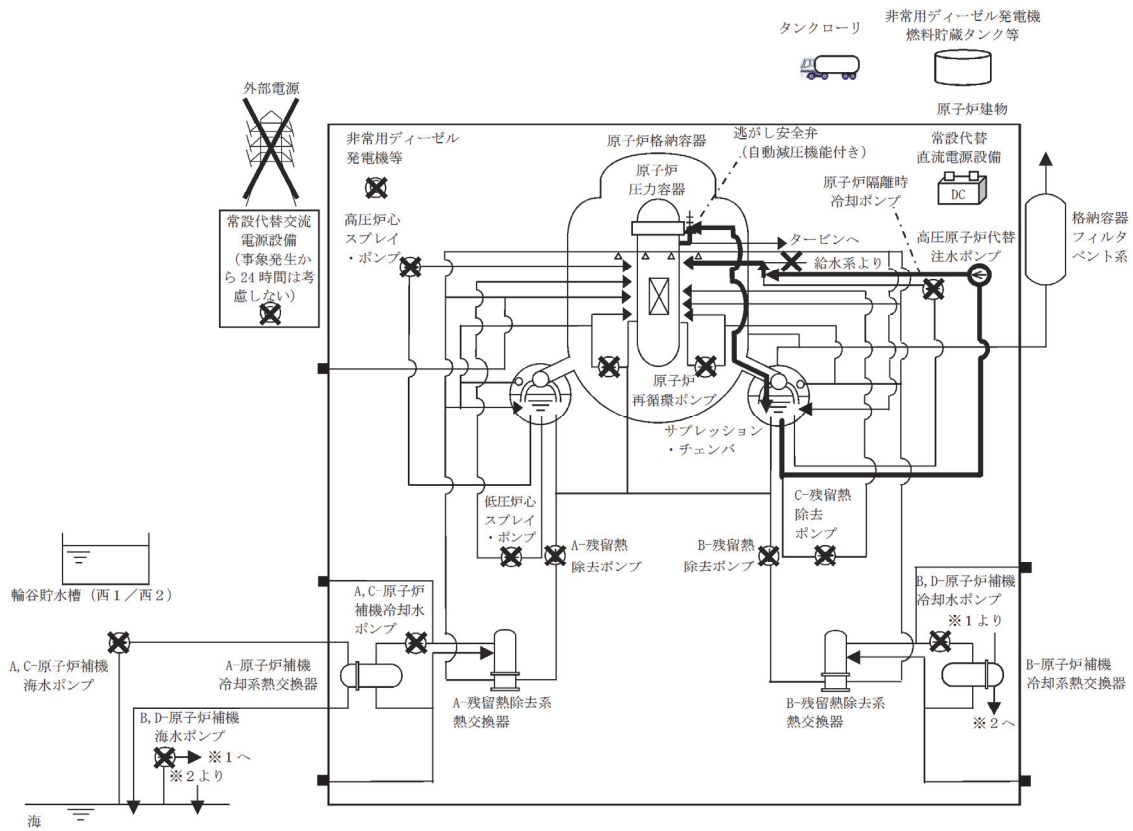
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
低圧原子炉代替注水系 (可搬型)	70m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施前)	 <p>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の設計値として設定</p>
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	30m ³ /hにて注水 (格納容器スプレイ実施後)	設計に基づき、併用時の注水先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m ³ /h (0.14MPa[dif]において) (最大) 1, 193m ³ /hにて注水	 <p>残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定</p>
残留熱除去系 (格納容器冷却モード) 及び残留熱除去系 (サブレーション・プールの水冷却モード)	<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 伝熱量は、熱交換器1基当たり約9MW (サブレーション・プールの水温度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

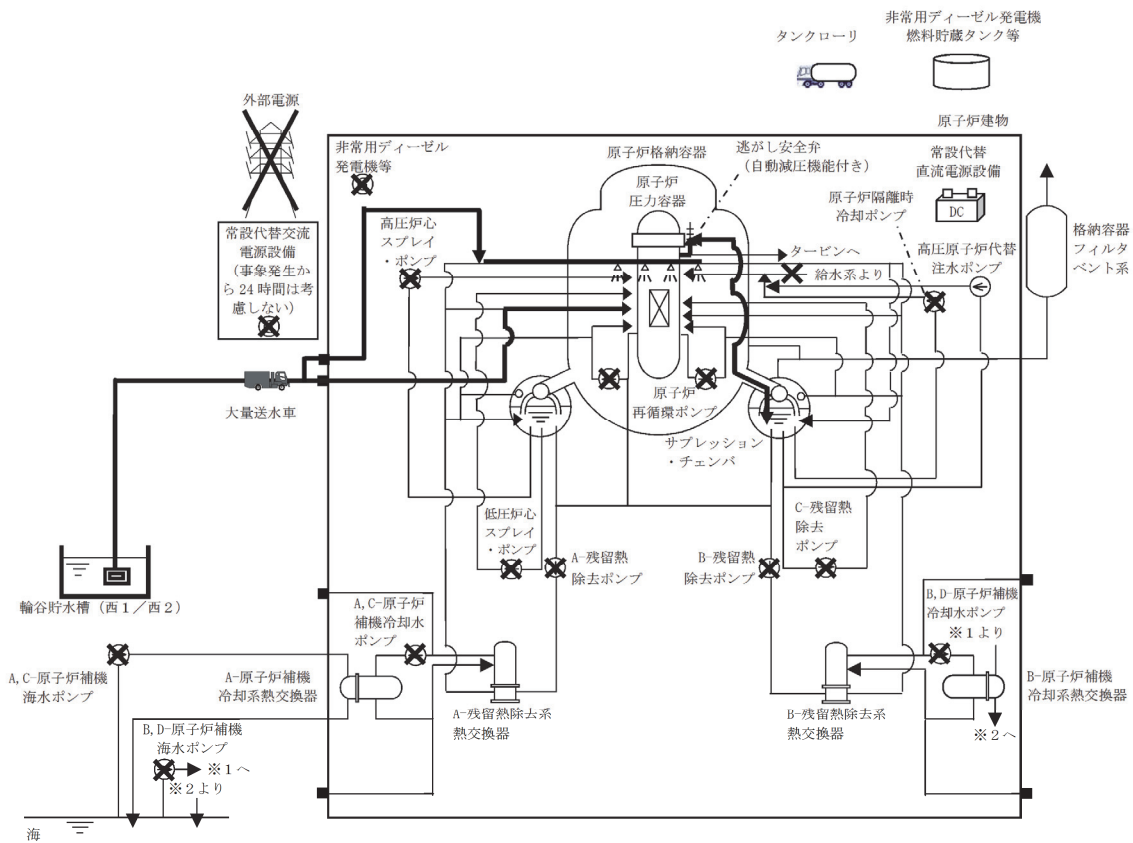
第3.1.3.2-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBU)) (5 / 5)

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 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
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	本事故シナジェ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	事象発生から約 8.3 時間後 (サブレーション・プール水温度 100°C 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
格納容器代替スプレイス系 (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

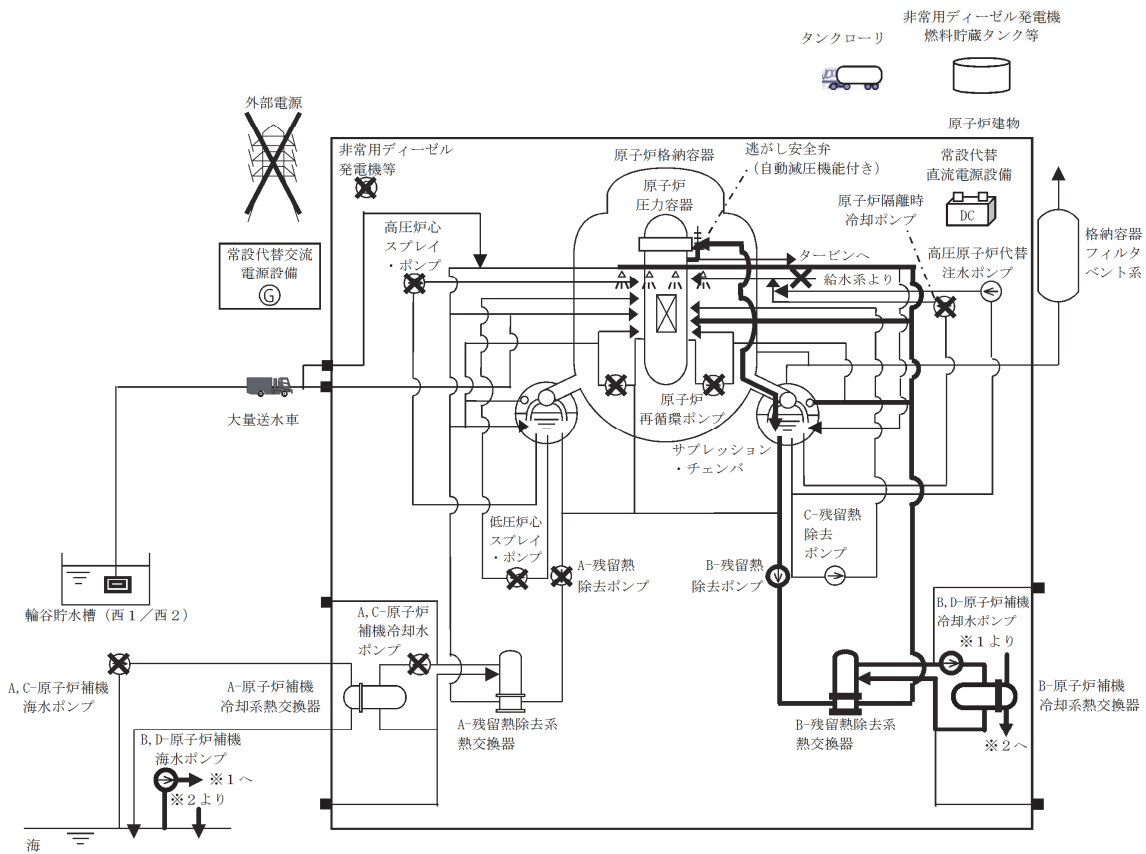
重大事故等対策に関連する操作条件



第3.1.3.2-1図(1) 「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)

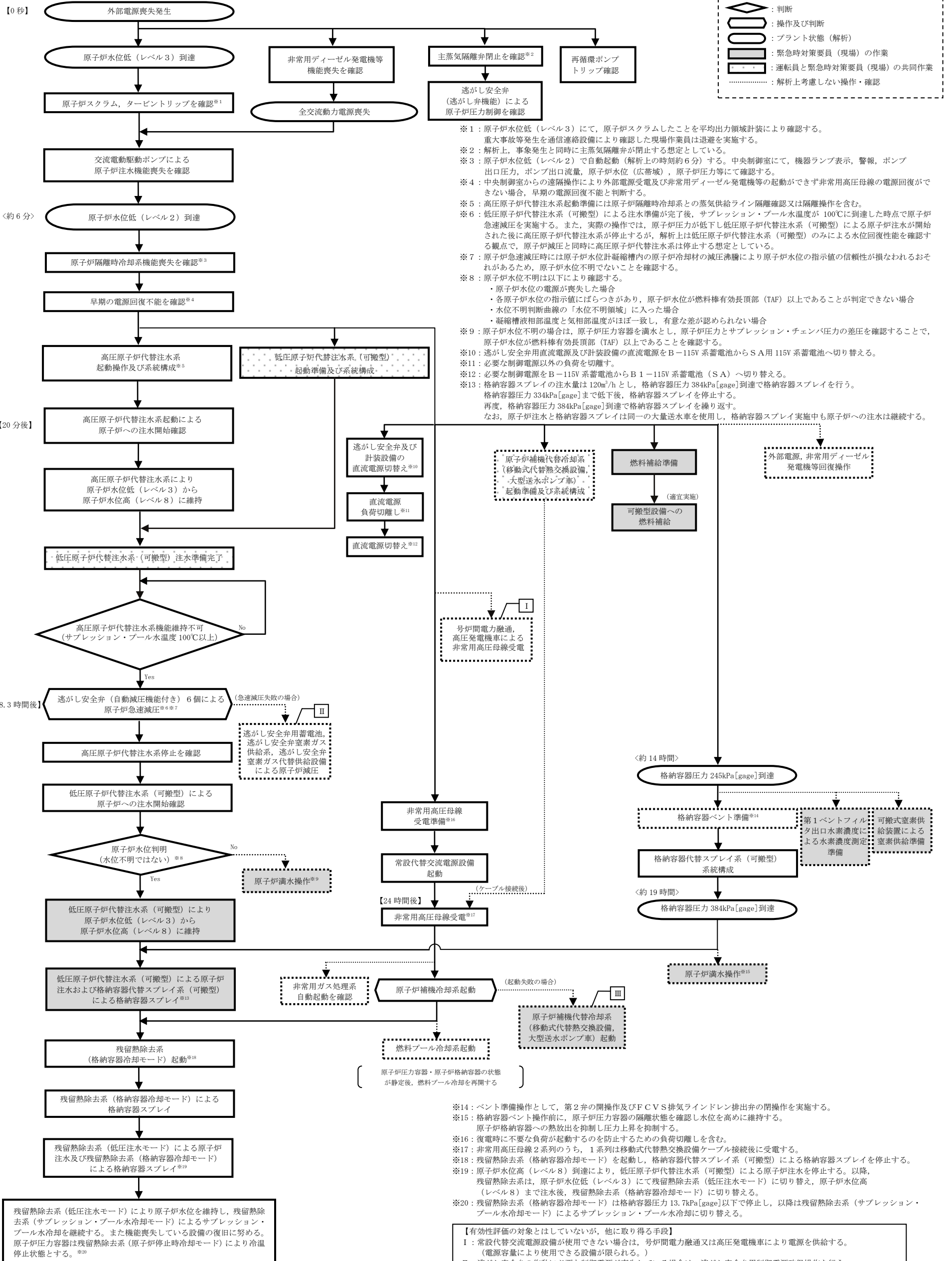
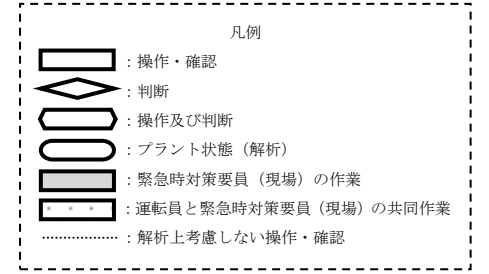


第 3.1.3.2-1 図(2) 「全交流動力電源喪失 (TBU)」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第3.1.3.2-1図(3) 「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)

【 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）

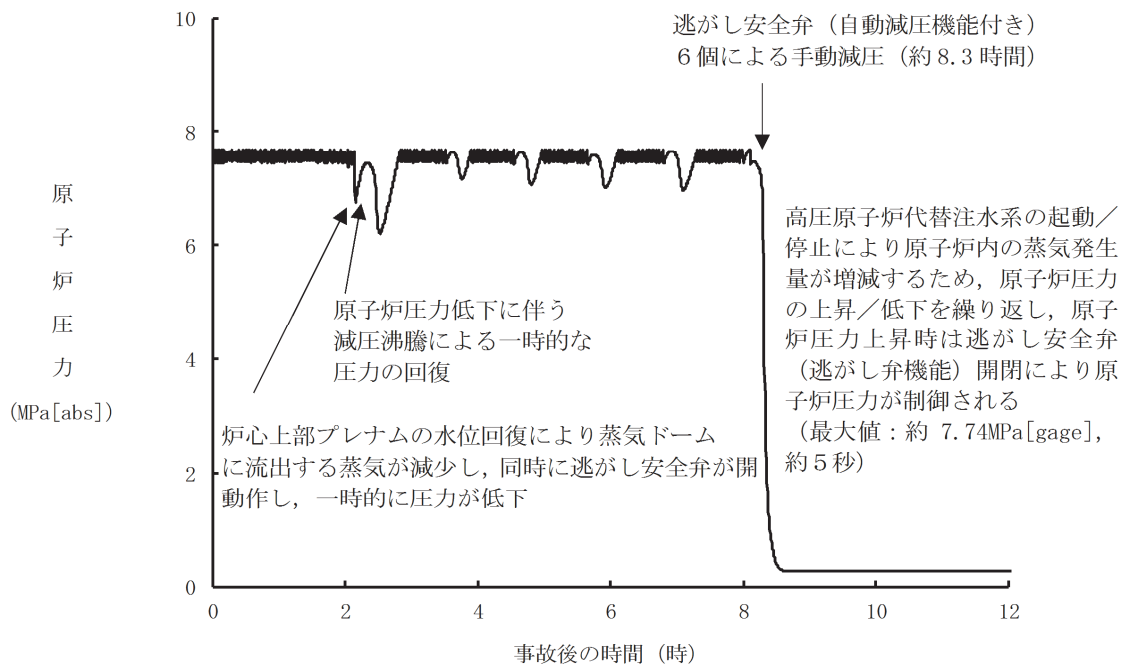


第 3. 1. 3. 2-2 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」 の対応手順の概要

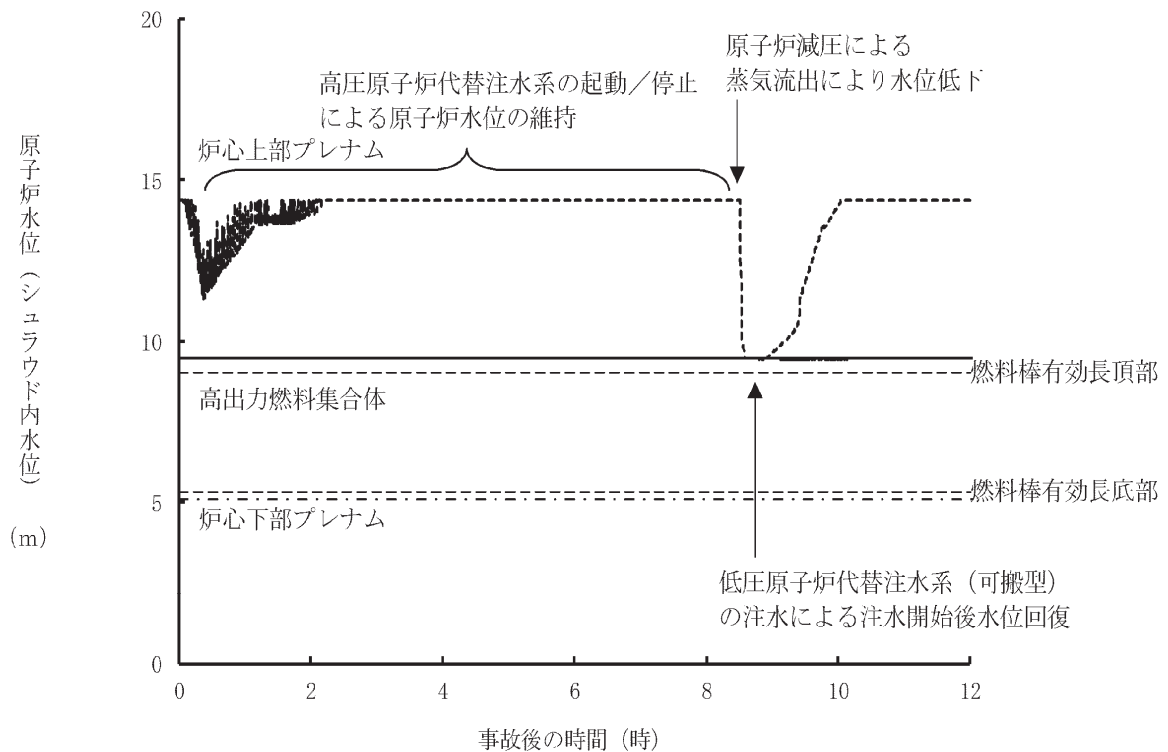
全交流動力電源喪失 (TBU)

機中項目	業務計画・必要人員数			経過時間 (分)																								備考										
	責任者	担当	必要人員数	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240		250	260	270	280	290	300				
機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考									
	機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考								
		機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考							
			機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考						
				機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考					
					機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考				
						機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考			
							機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考		
								機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考	
									機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																								備考
										機中項目	機中項目	責任者	担当	必要人員数	経過時間 (分)																							

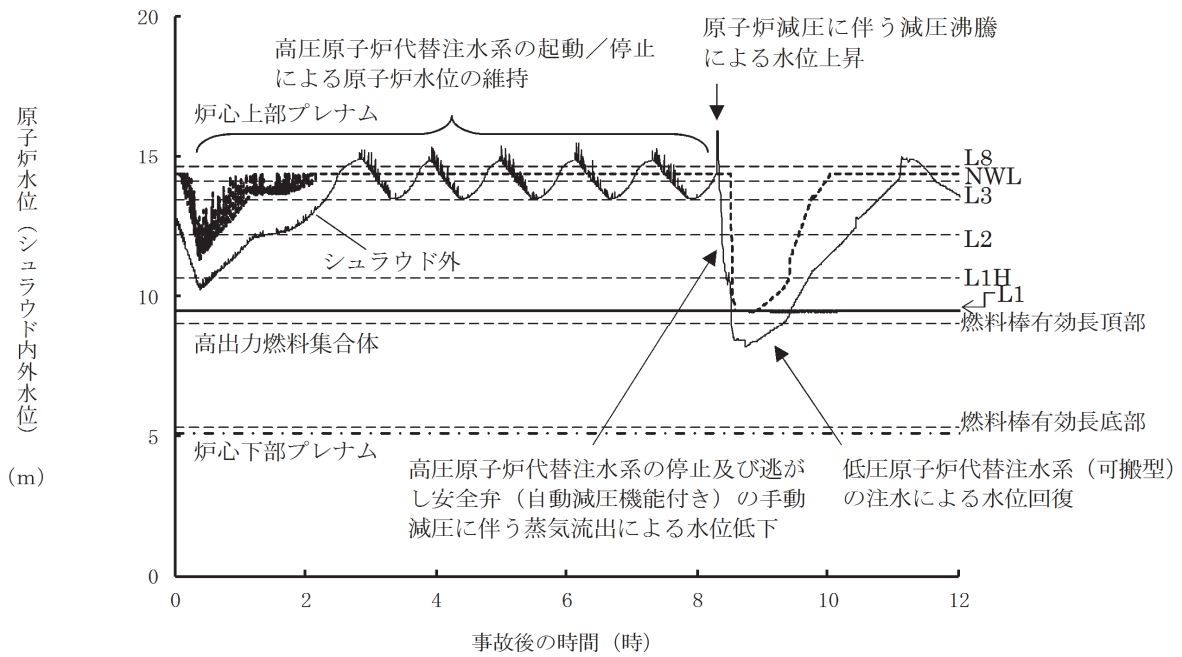
第 3.1.3.2-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBU)」 の作業と所要時間



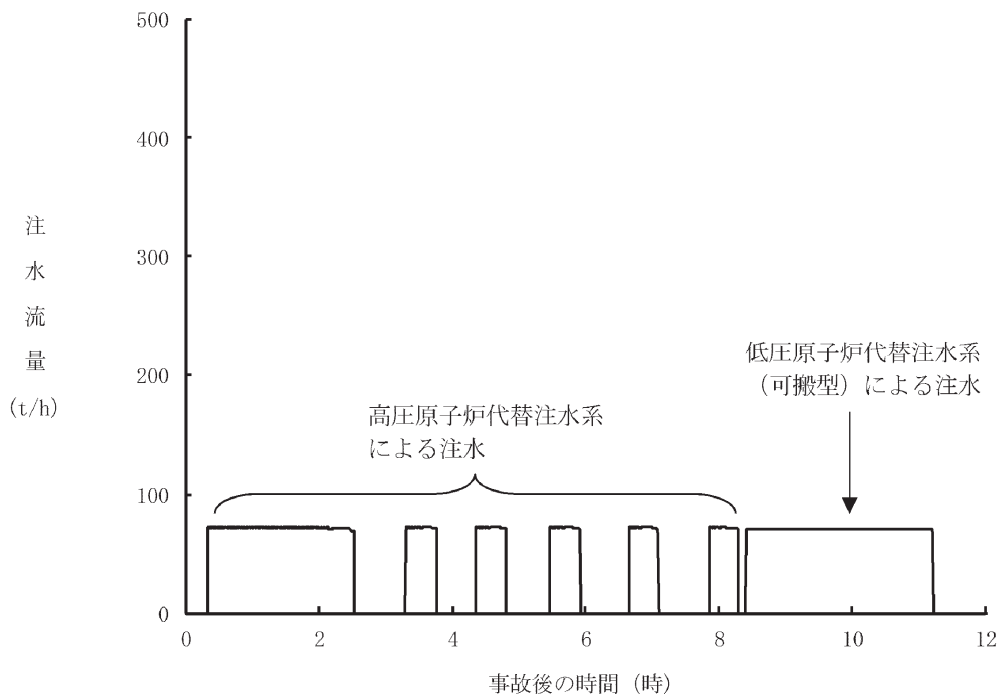
第3.1.3.2-4図 原子炉圧力の推移



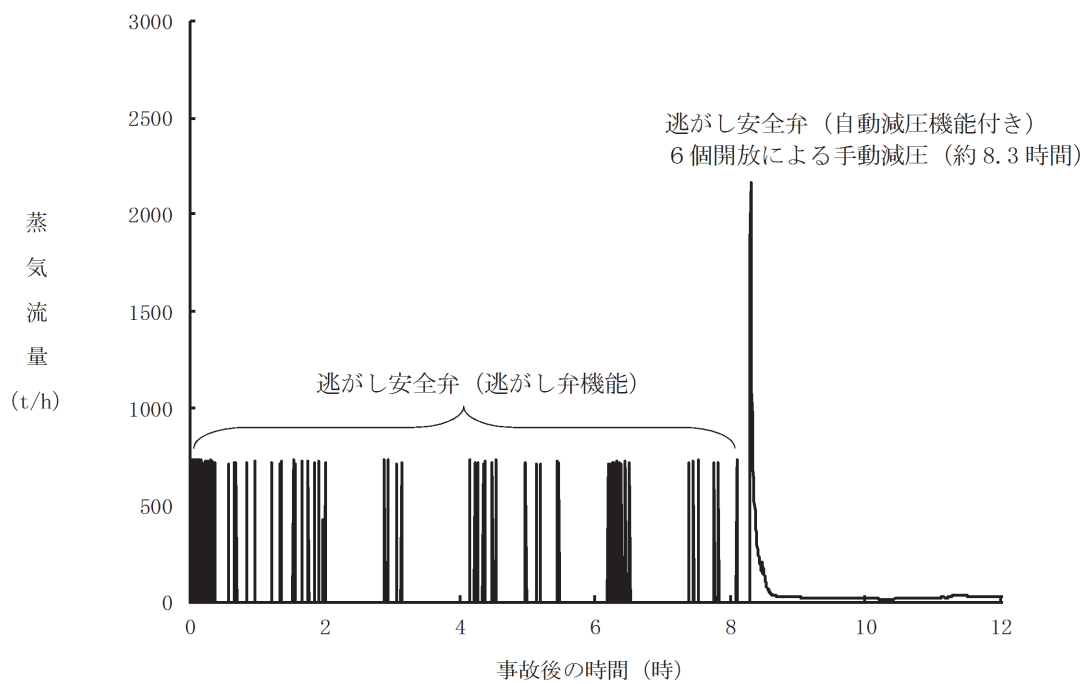
第3.1.3.2-5図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



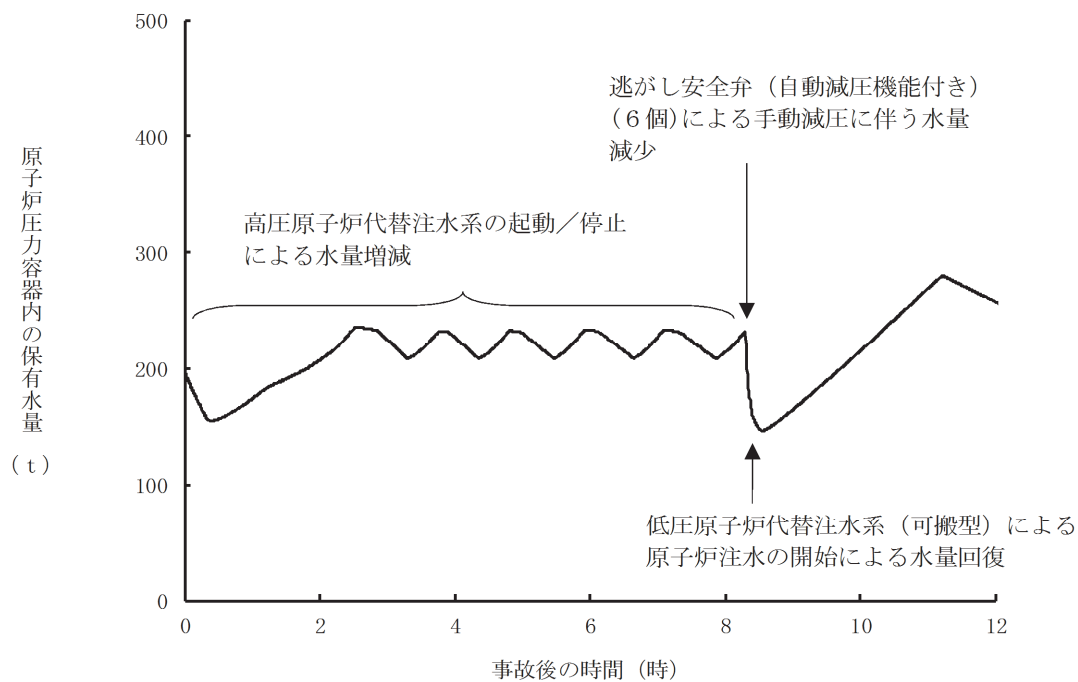
第3.1.3.2-6図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



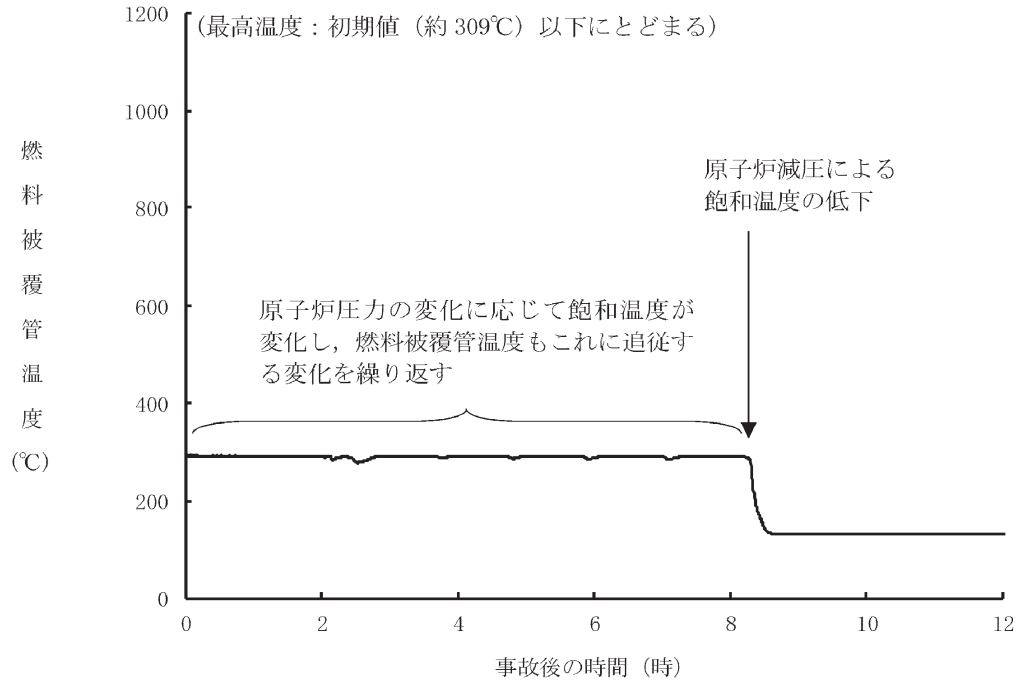
第3.1.3.2-7図 注水流量の推移



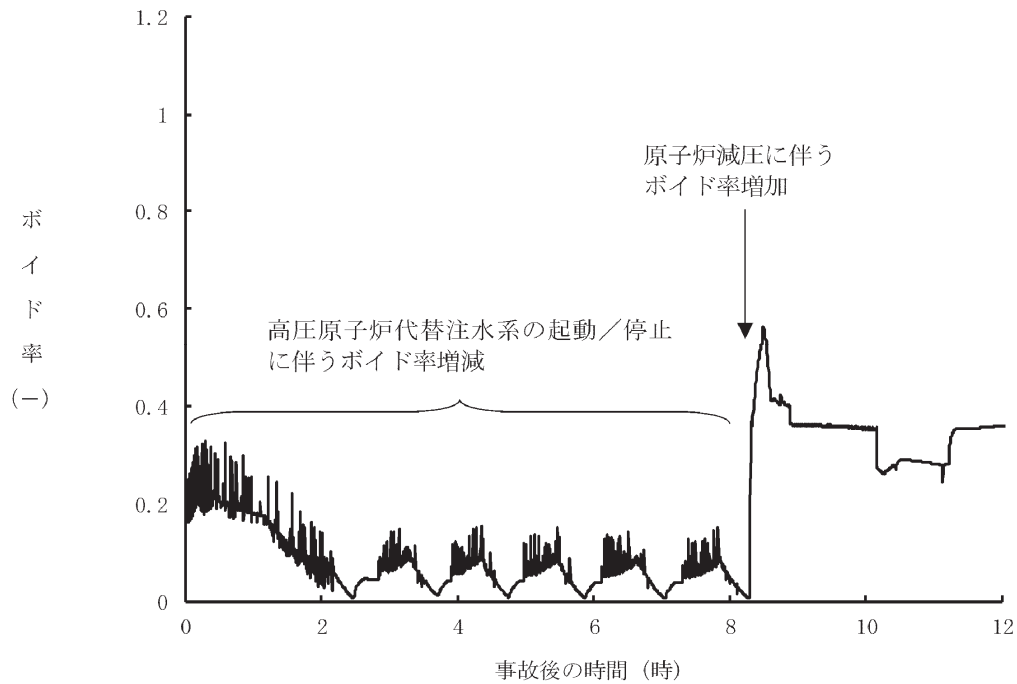
第3. 1. 3. 2-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



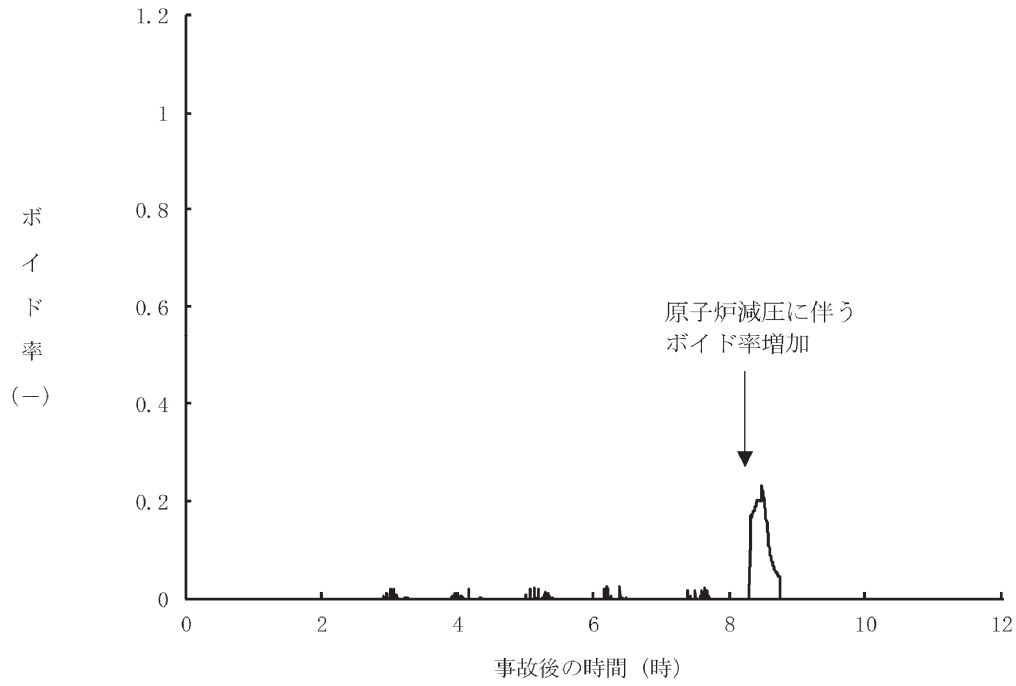
第3. 1. 3. 2-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



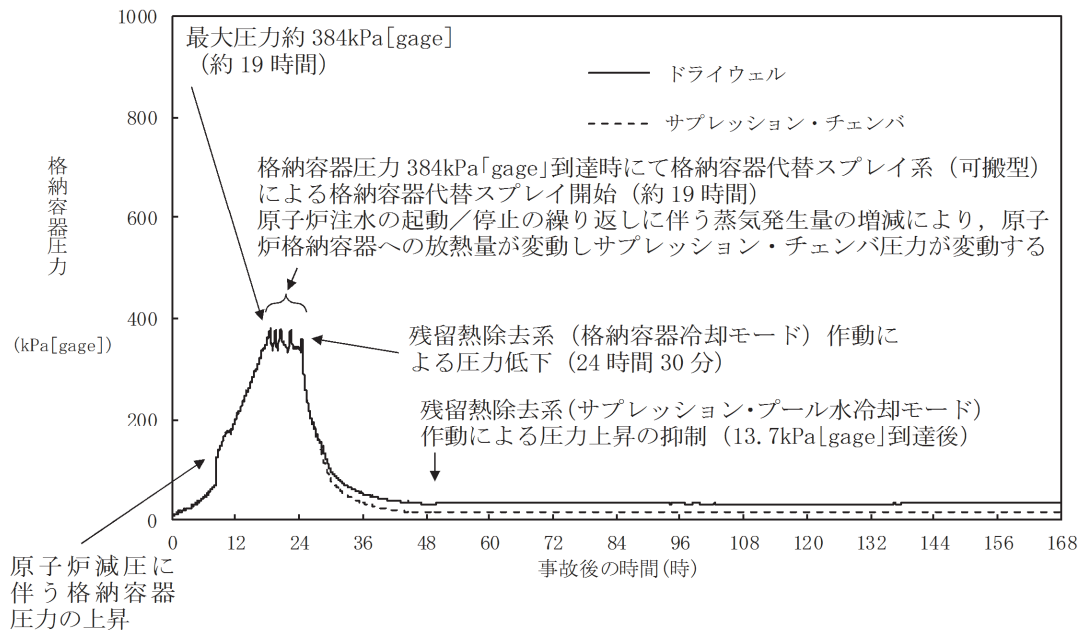
第3.1.3.2-10図 燃料被覆管温度の推移



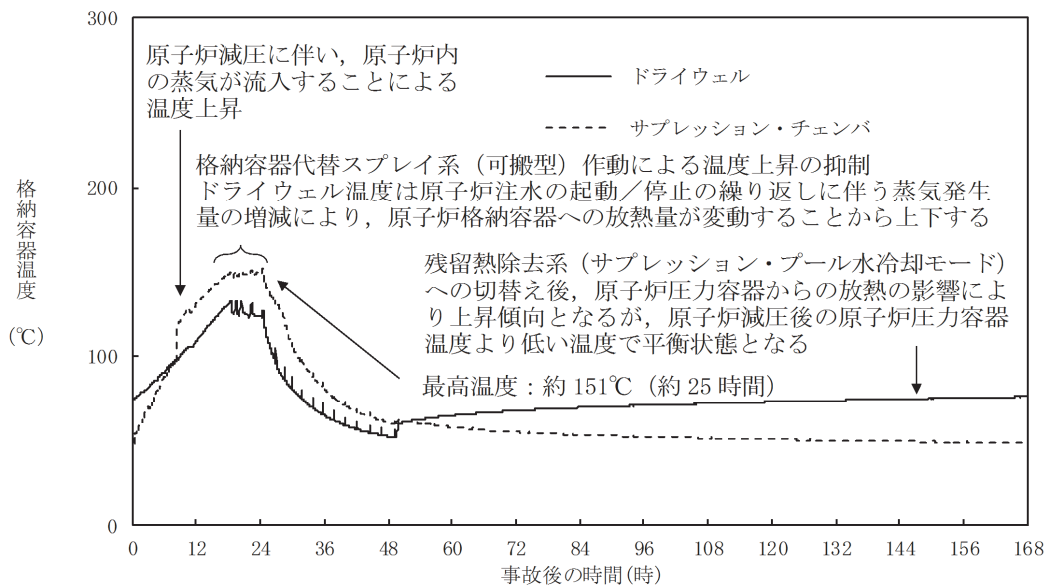
第3.1.3.2-11図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



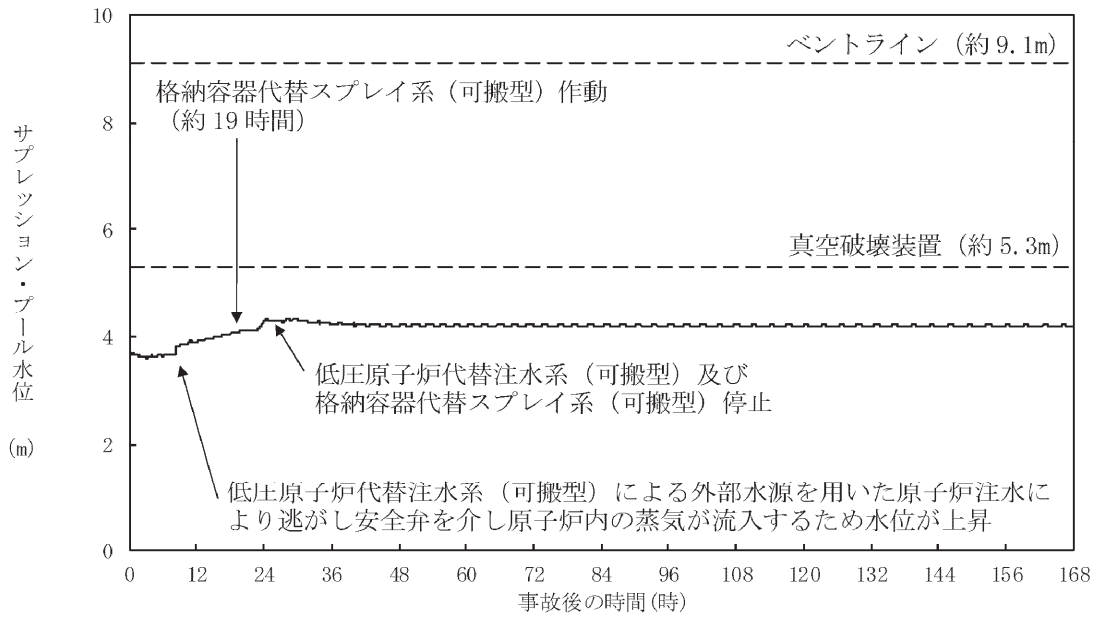
第3.1.3.2-12図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



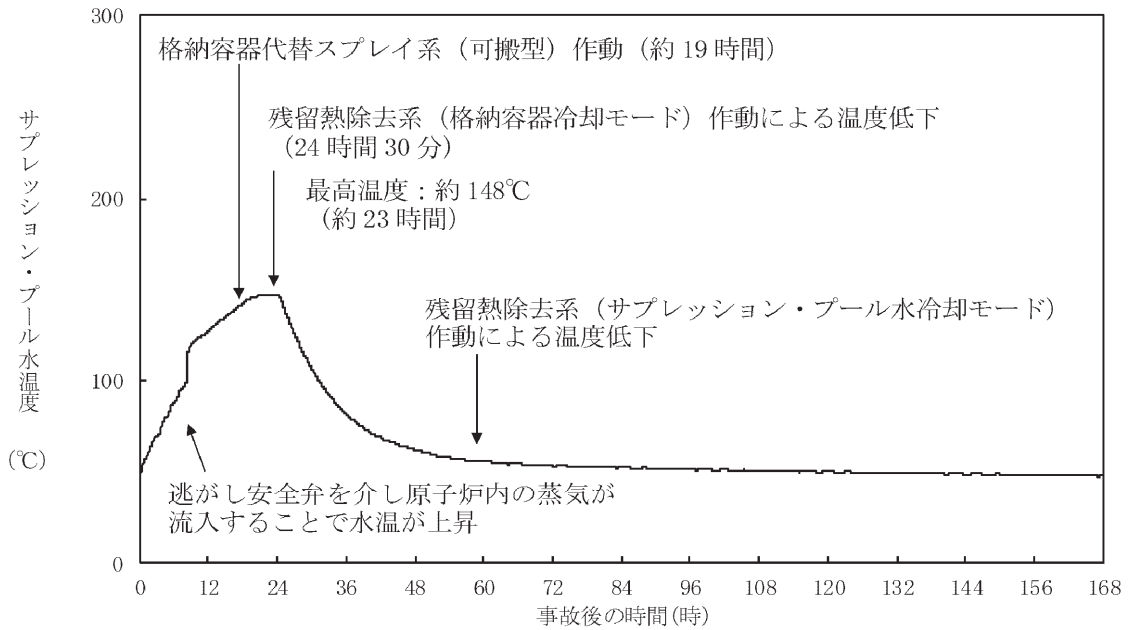
第3.1.3.2-13図 格納容器圧力の推移



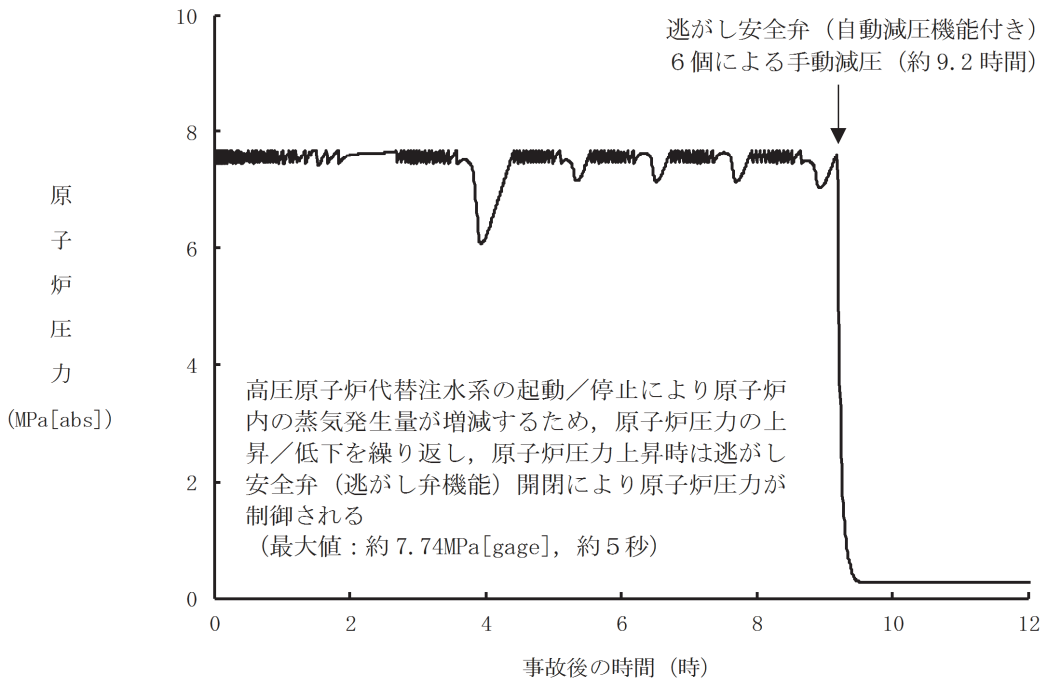
第3.1.3.2-14図 格納容器温度の推移



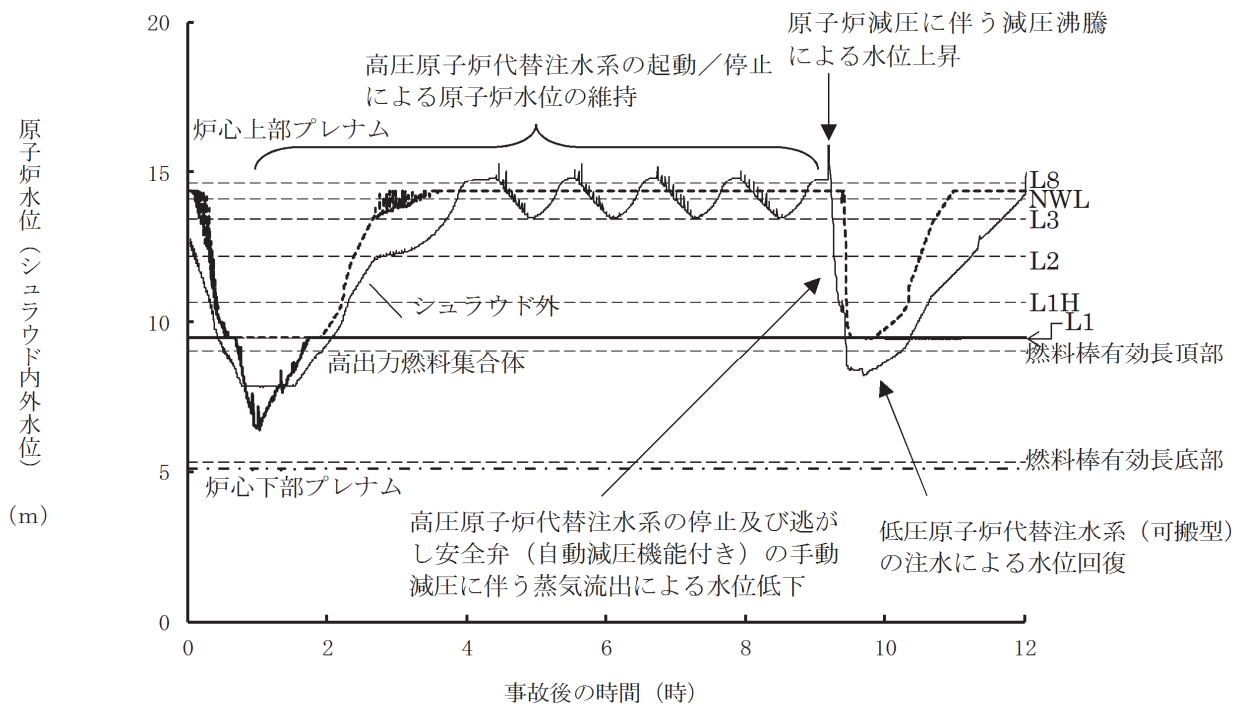
第3.1.3.2-15図 サプレッション・プール水位の推移



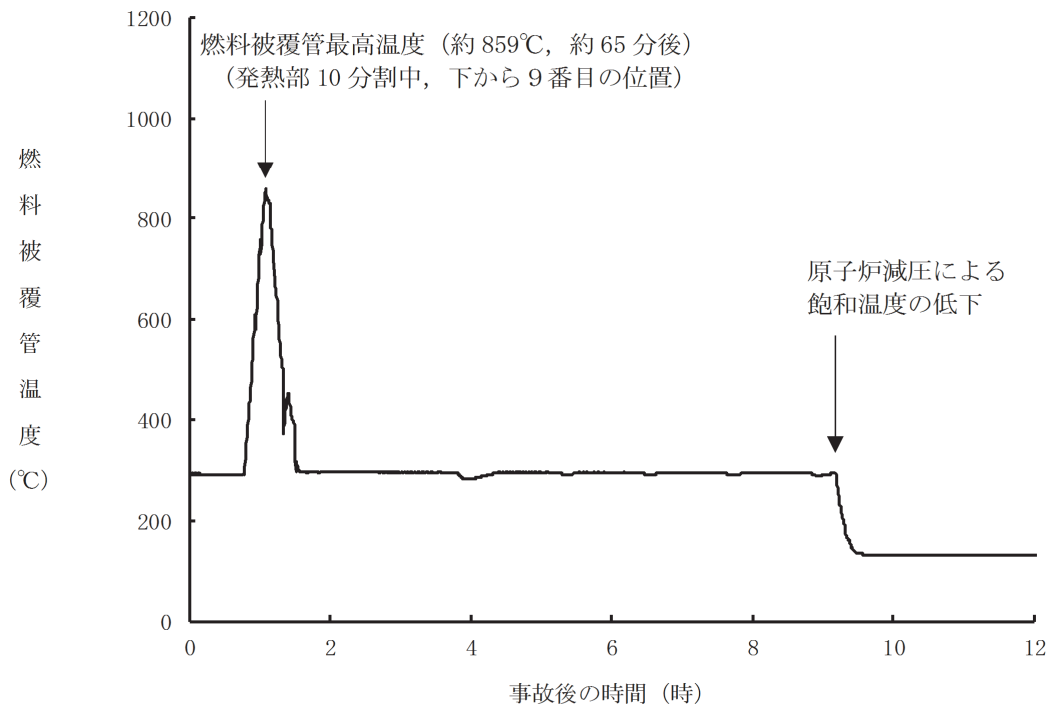
第3.1.3.2-16図 サプレッション・プール水温度の推移



第3.1.3.2-17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3.1.3.2-18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3. 1. 3. 2-19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

3.1.3.3 全交流動力電源喪失（TBD）

3.1.3.3.1 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，「2.2 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（T B D）」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 3.1.3.3-1 図(1)から第 3.1.3.3-1 図(3)に、手順の概要を第 3.1.3.3-2 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 3.1.3.3-1 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 3.1.3.3-3 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「3.1.3.3.2 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、「3.1.3.2.1 (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

直流電源喪失を確認後、計装設備の直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）を実施する。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）による原子炉注水準備については、「3.1.3.1.1(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、「3.1.3.1.1(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、「3.1.3.1.1(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ー系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

格納容器代替スプレー系（可搬型）による原子炉格納容器冷却については、「3.1.3.1.1(3)h. 格納容器代替スプレー系（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、「3.1.3.1.1(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、「3.1.3.1.1(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。

3.1.3.3.2 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、「2.2 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）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は第3.1.3.2-2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、「3.1.3.2.2(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、「3.1.3.2.2(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、「3.1.3.2.2(3) 有効性評価の結果」と同じ。

3.1.3.3.3 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「3.1.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。

3.1.3.3.4 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、「3.1.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「3.5.2 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（TBD）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「3.5.1(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、全交流動力電源喪失（長期TB）よりも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時間が遅いため、必要となる水量はわずかに少なくなるが、「3.1.3.1.4(2) a. 水源」の必要水量と同等であり、必要な水源は確保可能である。

b. 燃料

「3.1.3.1.4(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

常設代替交流電源設備及び緊急時対策所用発電機の電源負荷については、「3.1.3.1.4(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。

常設代替直流電源設備の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定し、計装設備及び逃がし安全弁の直流電源切替え操作（B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池）を考慮しても、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

3.1.3.3.5 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3.1.3.3-1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	直流電源喪失を確認後、計装設備の直流電源切替え操作 (B —115V系蓄電池からS A用115V系蓄電池) を実施する。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、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	—	—

※：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3.1.3.3-1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)

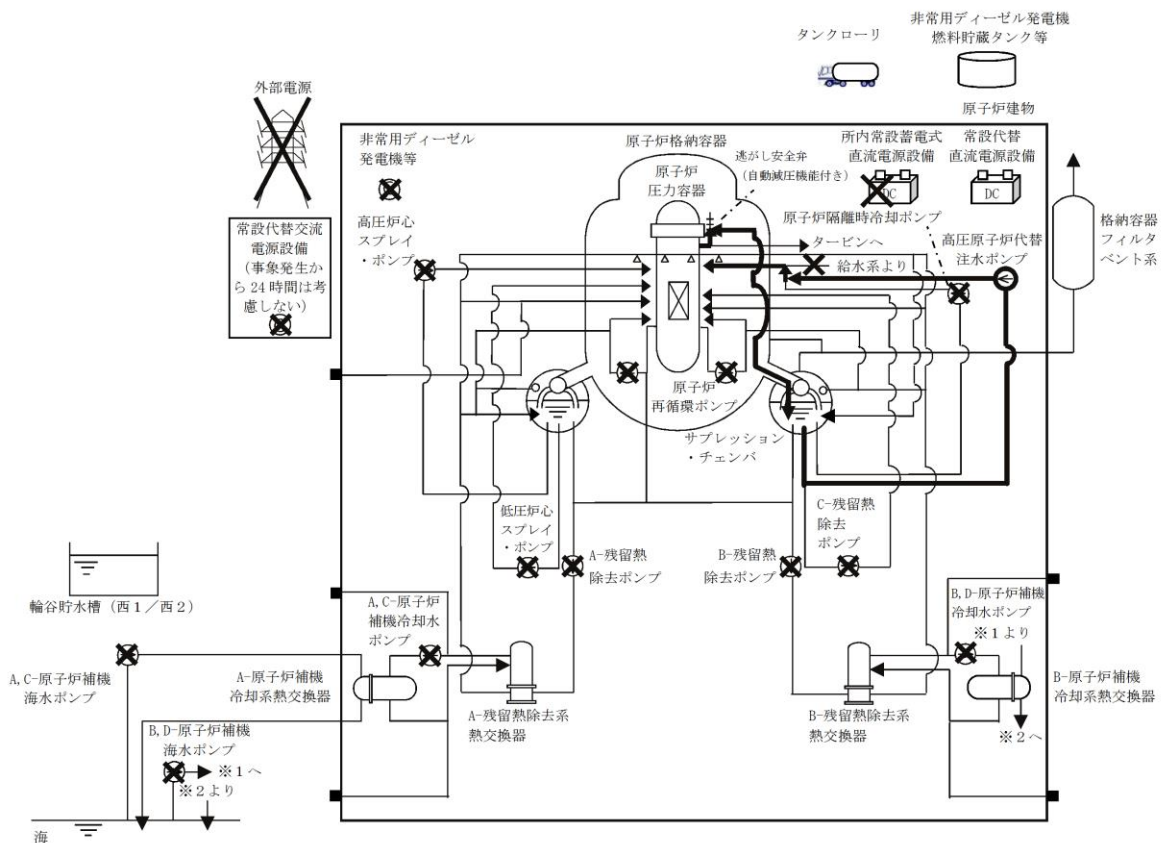
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	原子炉建物原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁 (RHR注水弁及びFLSR注水隔離弁) の手動開操作を実施する。 屋外操作にて大量送水車の準備及びホース展開を実施する。 また、大量送水車の燃料補給準備を実施する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等*	大量送水車 タンクローリ	—
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度100℃で、逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 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) 原子炉圧力* サブプレッション・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)

※：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)

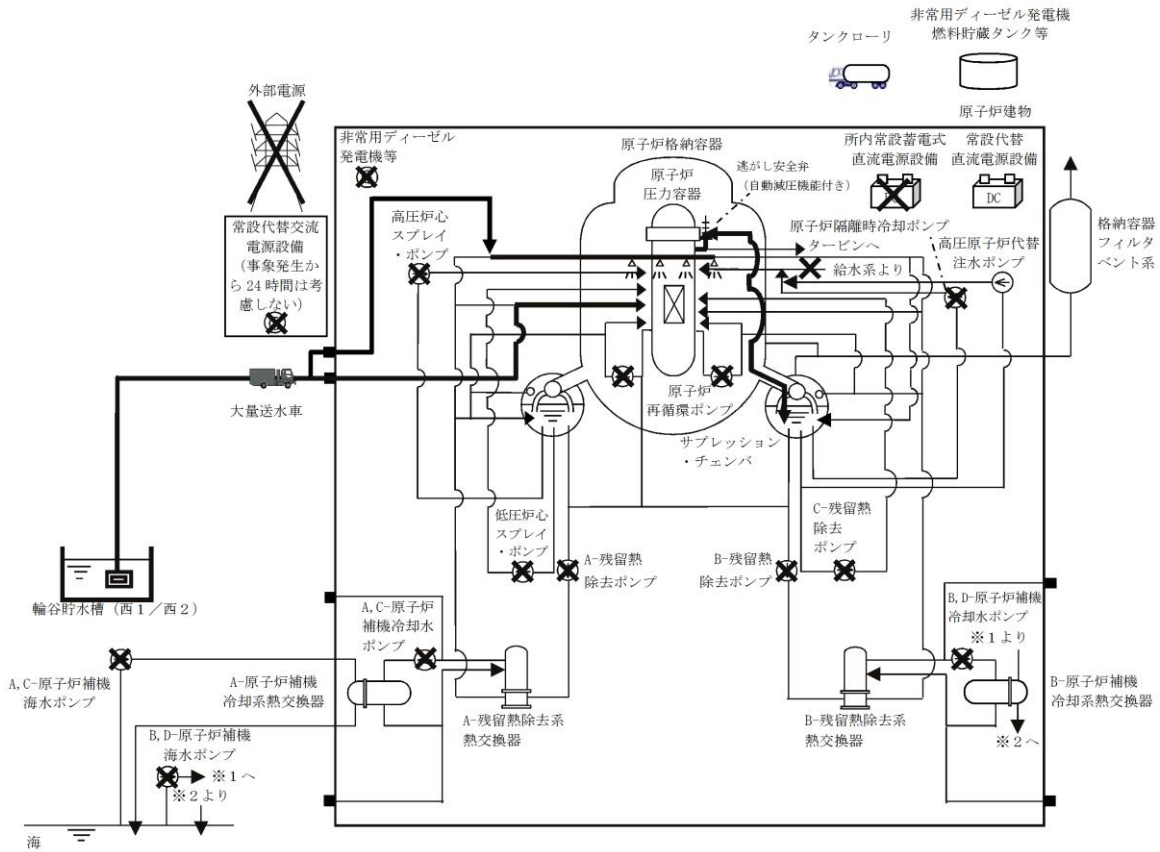
第3.1.3.3-1表 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策について (3/3)

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	計装設備
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。	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	ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (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)
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 【残留熱除去系 (格納容器冷却モード)】* 【原子炉補機冷却系】* サブプレッション・チェンバ*	—	ドライウエル温度 (S A) ドライウエル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A) サブプレッション・ブール水温度 (S A) 【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 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】* 【原子炉補機冷却系】* サブプレッション・チェンバ*	—	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】*

※：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)

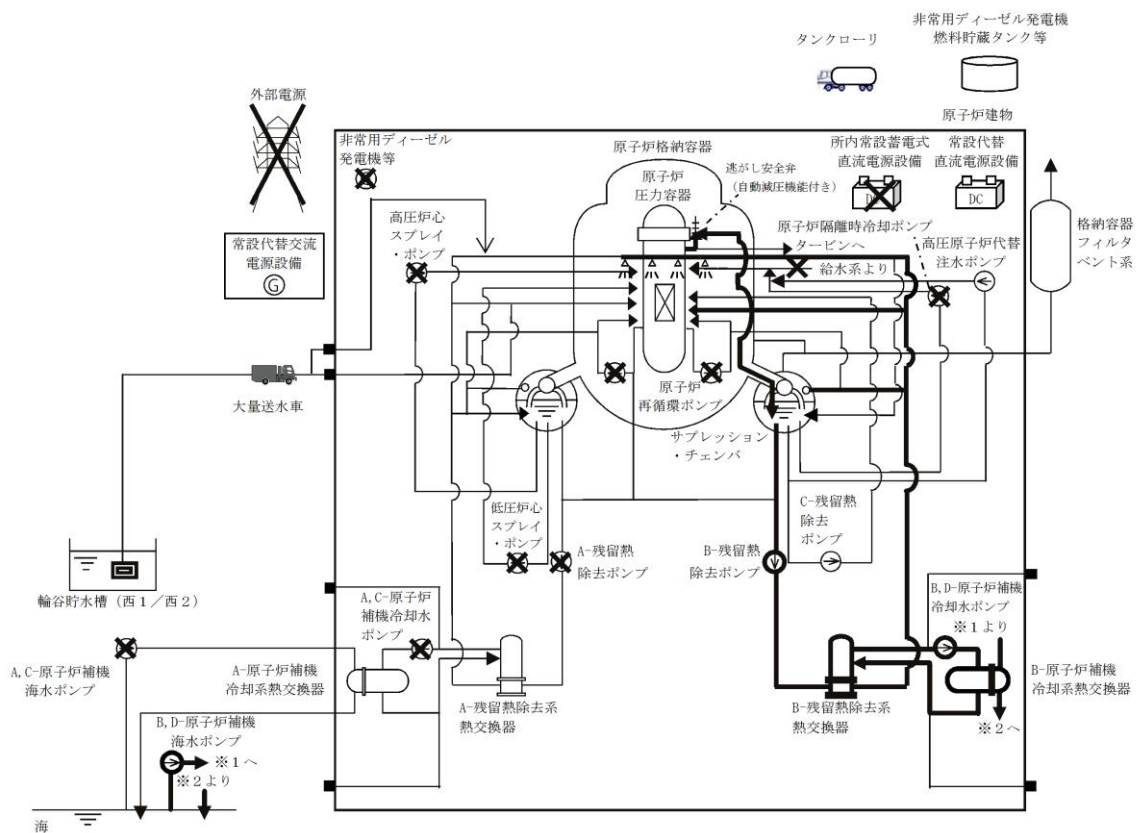


第3.1.3.3-1図(1) 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水)



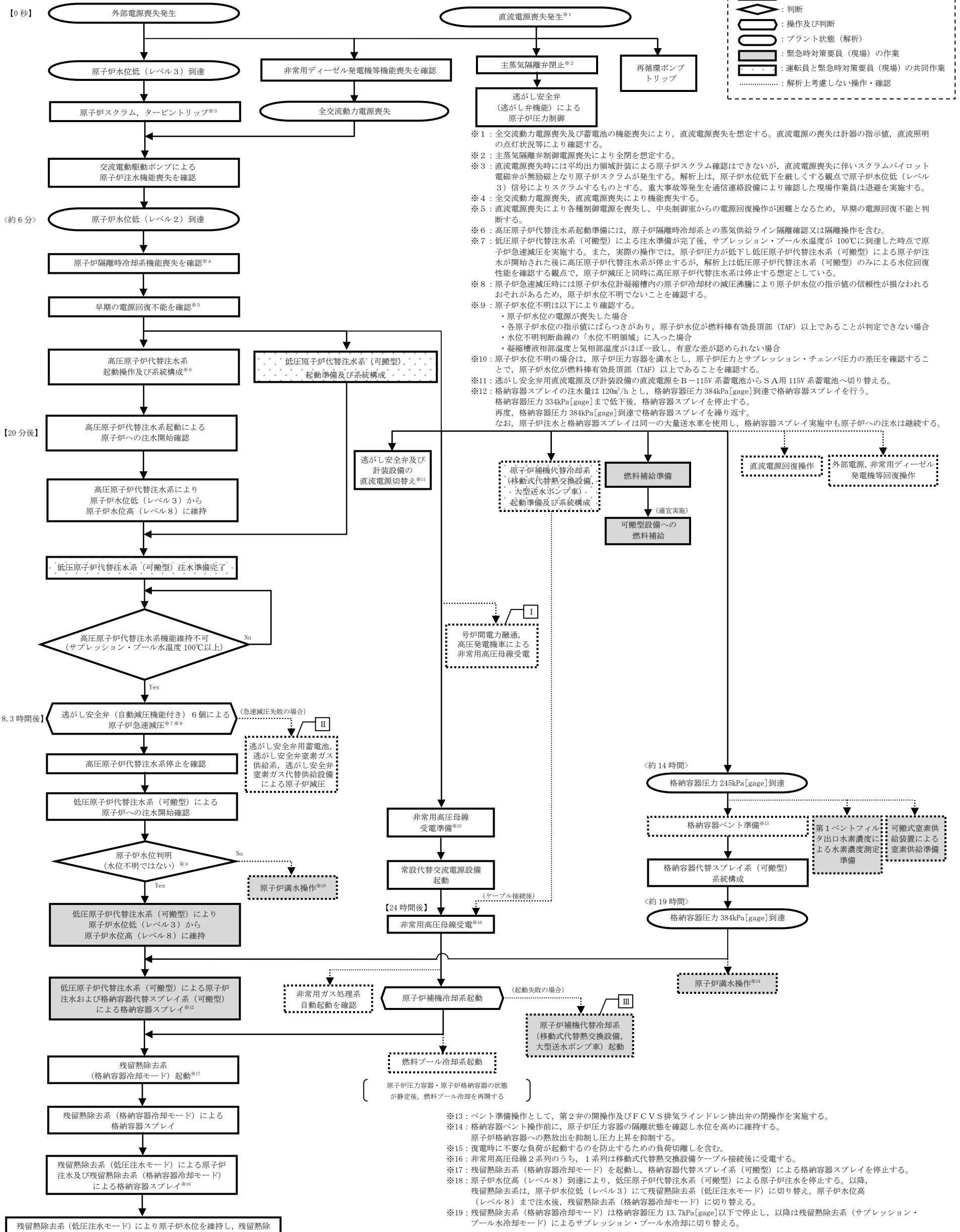
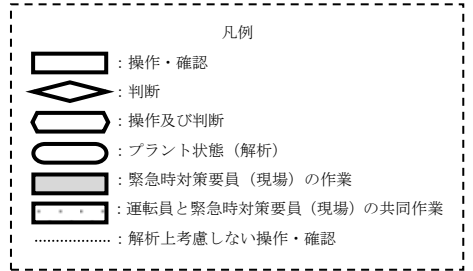
第3. 1. 3. 3-1図(2) 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図

(原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

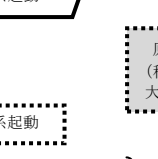
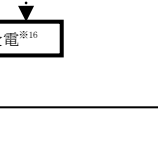
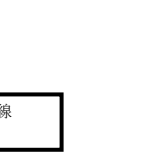
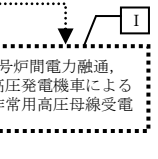
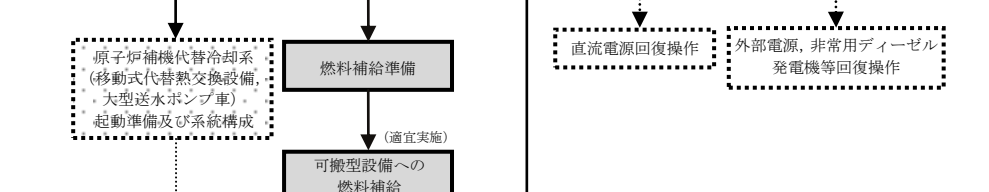


第3.1.3.3-1図(3) 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

【 】：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。直流電源の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スクラム確認はできないが、直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。解析上は、原子炉水位低下を厳しくする観点で原子炉水位低（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退避を実施する。
- ※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。
- ※9：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
 - ・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
- ※10：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。
- ※11：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源をB-115V系蓄電池からSA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]到達で格納容器スプレイを行う。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]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。



- ※13：ベント準備操作として、第2弁の開操作及びFCVS排気ラインドレン排出弁の開操作を実施する。
- ※14：格納容器ベント操作前に、原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。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）による格納容器スプレイを停止する。
- ※18：原子炉水位高（レベル8）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、残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）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。
- ※19：残留熱除去系（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。（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代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
 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 3. 1. 3. 3-2 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」 の対応手順の概要

機組項目	実施担当者・必要人員数			機組の概要	稼働時間 (分)	稼働時間 (時間)	稼働時間 (日)	備考				
	責任者	担当人数	1人									
機組項目	責任者	1人	1人	<ul style="list-style-type: none"> ・ 内装機器点検 ・ 電気機器点検 ・ 電子制御システム点検、ソフトウェア更新 ・ 冷却ファン・冷却機等点検 ・ 何れかのソフトウェア更新 ・ 交流電源制御システムによる電子制御装置点検 ・ 空気圧制御装置点検/冷却水圧検出装置(冷却水圧検出)による電子制御装置点検 ・ 電子制御装置点検 ・ 冷却水の循環確認 		<ul style="list-style-type: none"> 機組点検 機組点検 機組点検 機組点検 機組点検 機組点検 機組点検 機組点検 機組点検 機組点検 						
	担当者	1人	1人									
	緊急対応	3人	3人									
	連絡員	連絡員	連絡員									
	機組項目	機組項目	機組項目				機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目
	機組項目	機組項目	機組項目				機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目
	機組項目	機組項目	機組項目				機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目
	機組項目	機組項目	機組項目				機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目
	機組項目	機組項目	機組項目				機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目
	機組項目	機組項目	機組項目				機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目	機組項目

第 3.1.3.3-3 図 「全交流動力電源喪失 (TBD)」の作業と所要時間

3.1.3.4 全交流動力電源喪失（T B P）

3.1.3.4.1 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，「2.2 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「全交流動力電源喪失（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 3.1.3.4-1 図(1)から第 3.1.3.4-1 図(3)に、手順の概要を第 3.1.3.4-2 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 3.1.3.4-1 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3.1.3.4-3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（S A）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、「3.1.3.2.1(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 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

ウェル雰囲気温度が 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ドライウェル第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、ドライウェル圧力（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。

3.1.3.4.2 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、「2.2 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（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）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3.1.3.4-2表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，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ー系（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、 $120\text{m}^3/\text{h}$ にて原子炉格納容器内にスプレーする。

- (f) 残留熱除去系（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，「2.3.5 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3.1.3.4-4図から第3.1.3.4-9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3.1.3.4-10図から第3.1.3.4-12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3.1.3.4-13図から第3.1.3.4-16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

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 3.1.3.4-10 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 3.1.3.4-4 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°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 3.1.3.4-5 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。

本評価では、「2.2.1.2 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。

3.1.3.4.3 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（T B P）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、「2.7 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に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

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。

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めに評価するが、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H D R 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、B W R 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。

(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 3.1.3.4-2 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。

(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。

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。

(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。

(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 3.1.3.4-17 図から第 3.1.3.4-19 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。

(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。

3.1.3.4.4 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（T B P）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「3.1.3.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「3.5.2 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（T B P）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「3.5.1(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、サブプレッション・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。

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最大負荷で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12m³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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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。

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。

所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備の容量については、「3.1.3.1.4(2)c. 電源」と同じであり、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。

3.1.3.4.5 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（T B P）」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3.1.3.4-1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 (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】*
直流電源切替え	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)) を実施する前に、計装設備の直流電源切替え操作 (B-115V系蓄電池からSA用115V系蓄電池) を実施する。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、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系蓄電池 (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 (RR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3.1.3.4-1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系蓄電池 (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系蓄電池 (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系蓄電池 (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	ドライヴェル圧力 (SA) サプレッション・チェンババ圧力 (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3.1.3.4-1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	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 【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 (SA) ドライウェル圧力 (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 【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3.1.3.4-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (1/5)

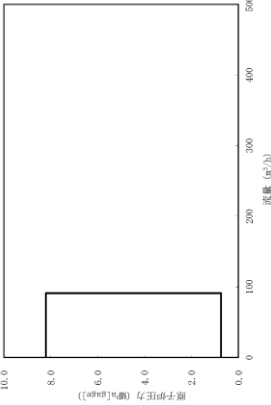
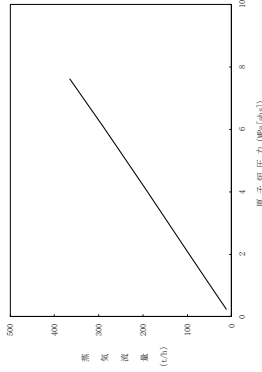
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線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	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3.1.3.4-2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	サブレーション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定
	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
	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

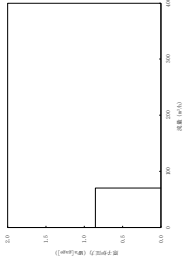
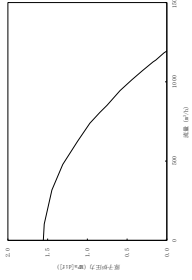
※ 開固着を想定する逃がし安全弁 1 個の設定については、逃がし弁機能の設定圧力が最も低い 7.58MPa [gage] の 2 個のうち 1 個が閉止せず開固着するものとしている。(吹出量については、重大事故等対策に関連する機器条件を参照。)

第3.1.3.4-2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	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 (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連する機器条件

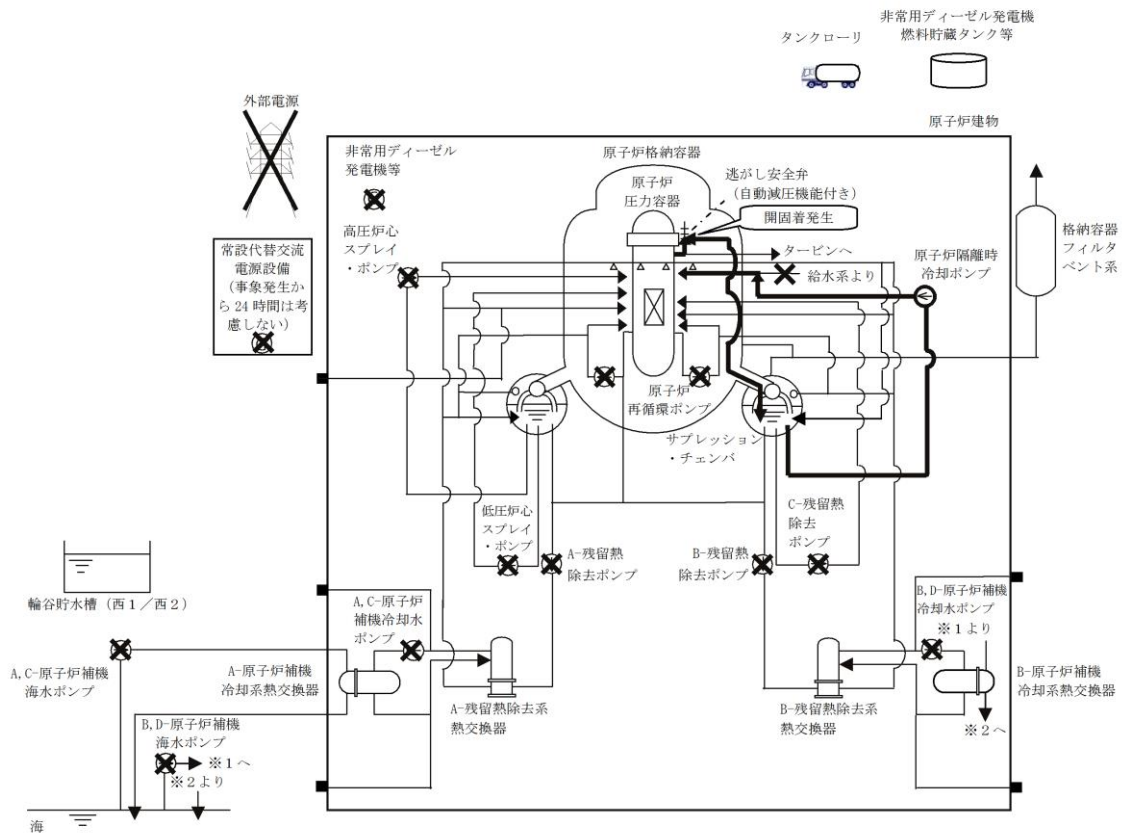
第3.1.3.4-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
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) 120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	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 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 [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 
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・プールの水冷却モード)	<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9MW (サブプレッション・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

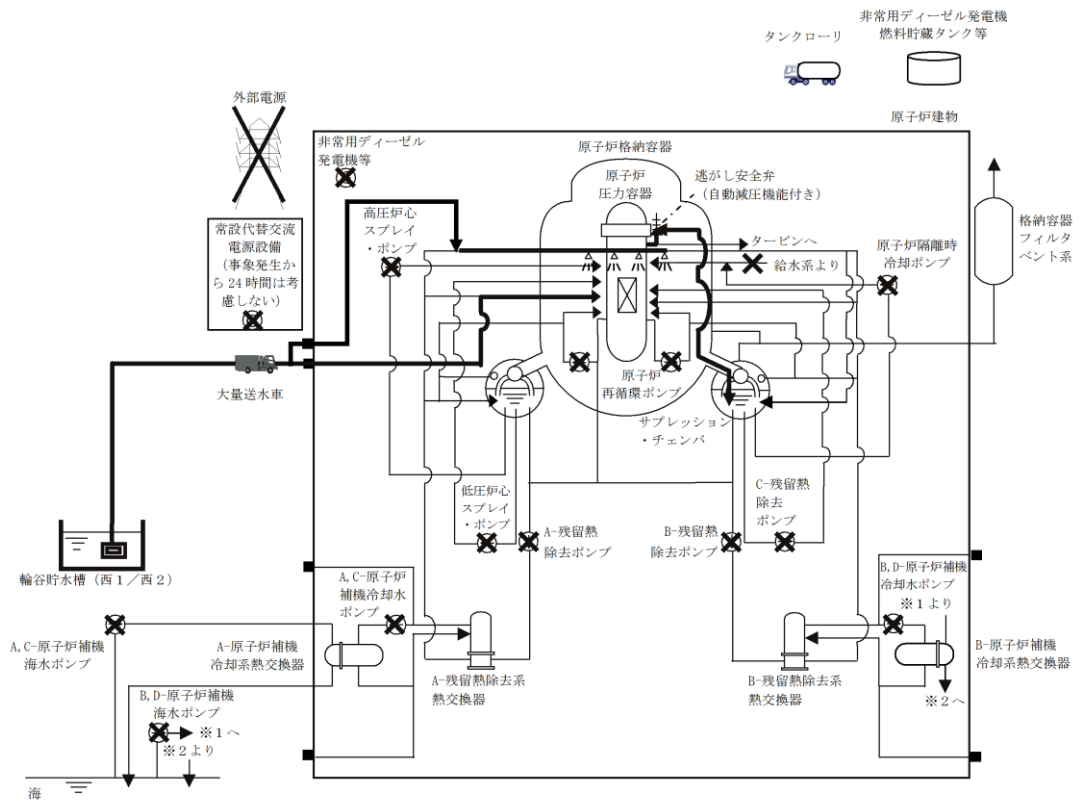
重大事故等対策に関する機器条件

第3.1.3.4-2表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBP)) (5 / 5)

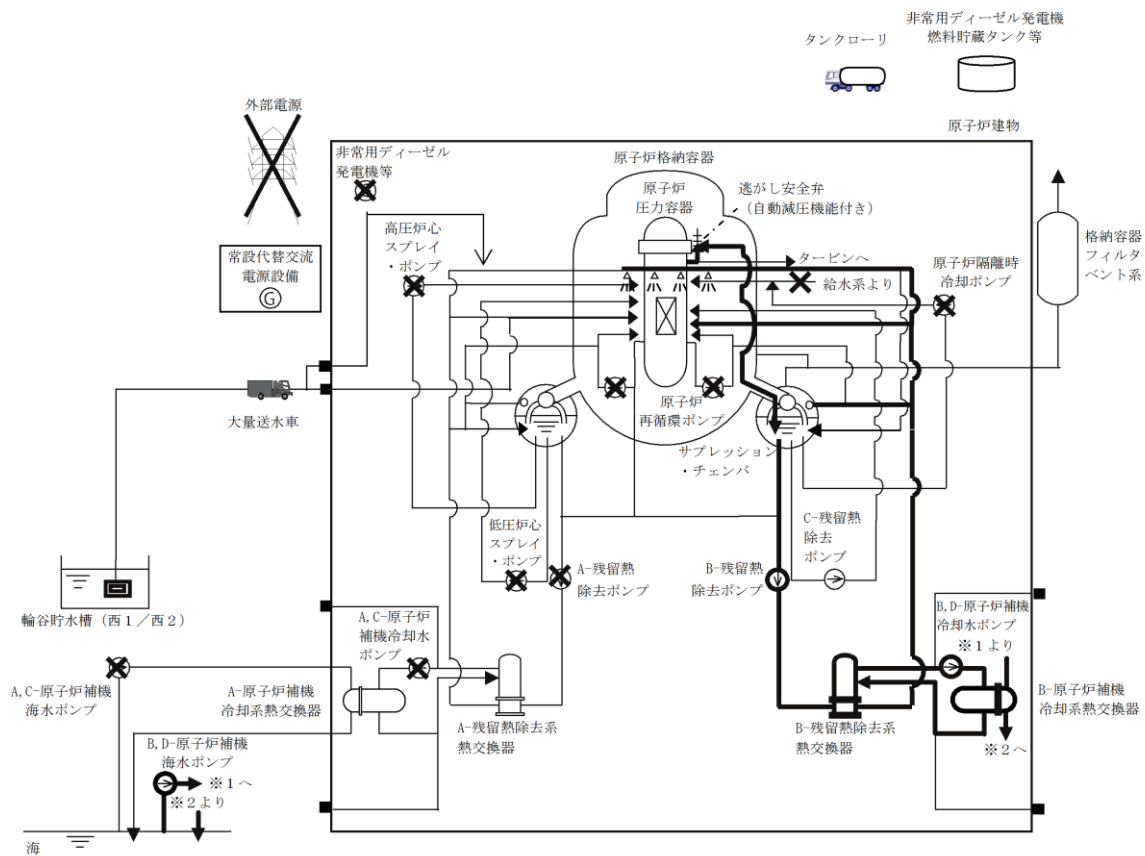
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
常設代替交流電源設備からの受電	事象発生24時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作	事象発生 2 時間20分後	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) の準備時間を考慮して設定
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後 (事象発生から 2 時間20分後)	低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後として設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器冷却操作	格納容器圧力384kPa[gage]到達時	格納容器最高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連する操作条件		



第3.1.3.4-1図(1) 「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)

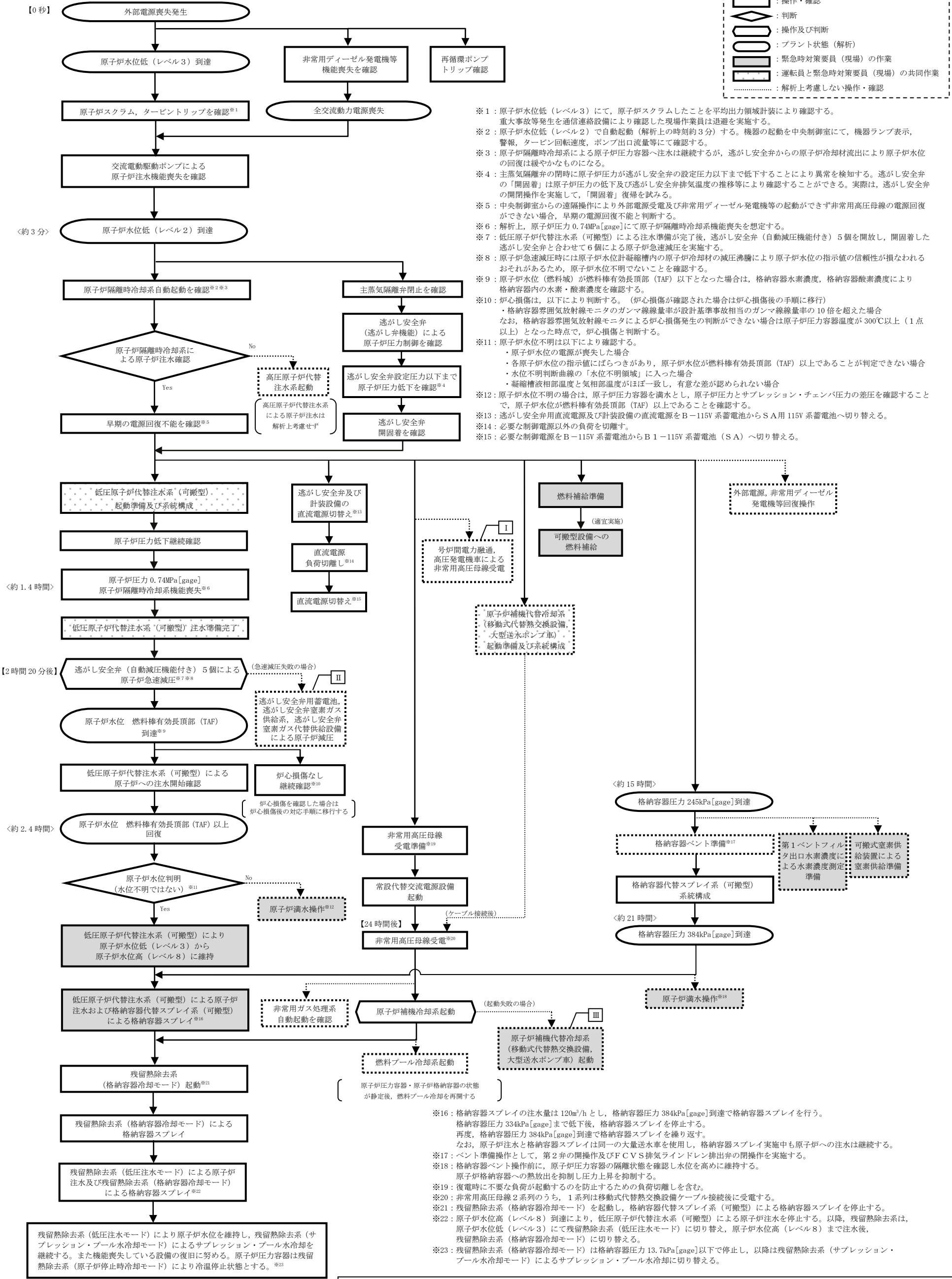
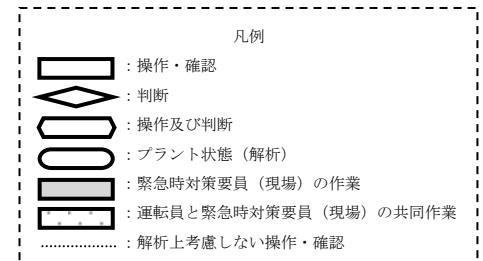


第3.1.3.4-1図(2) 「全交流動力電源喪失 (TBP)」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第3.1.3.4-1図(3) 「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)

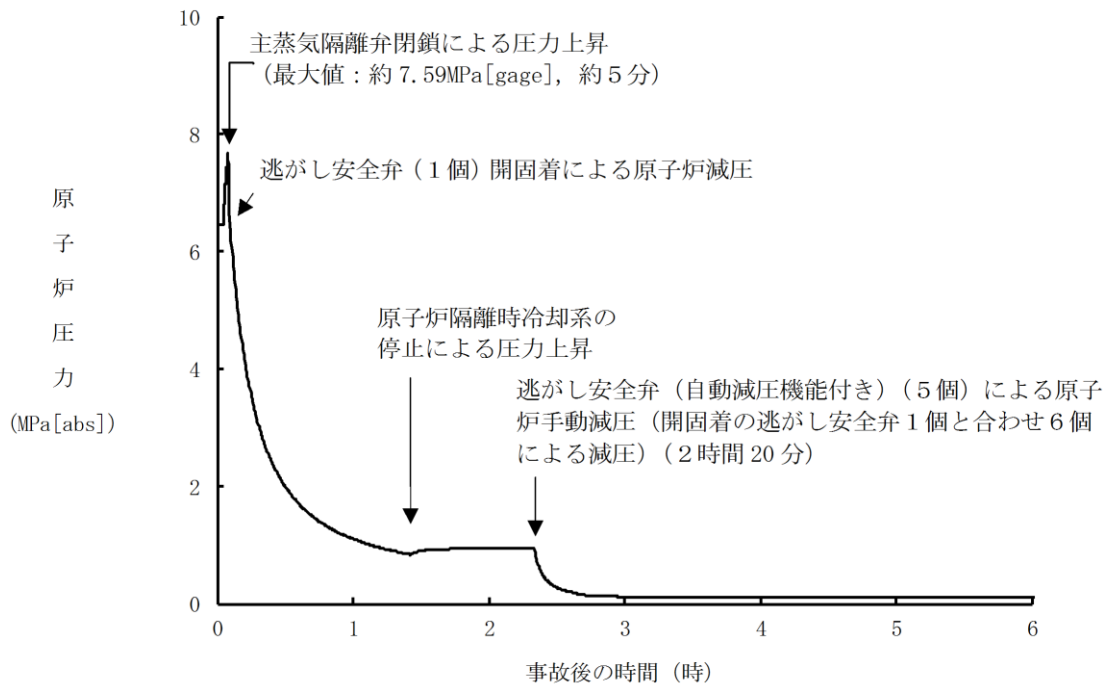
【 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）



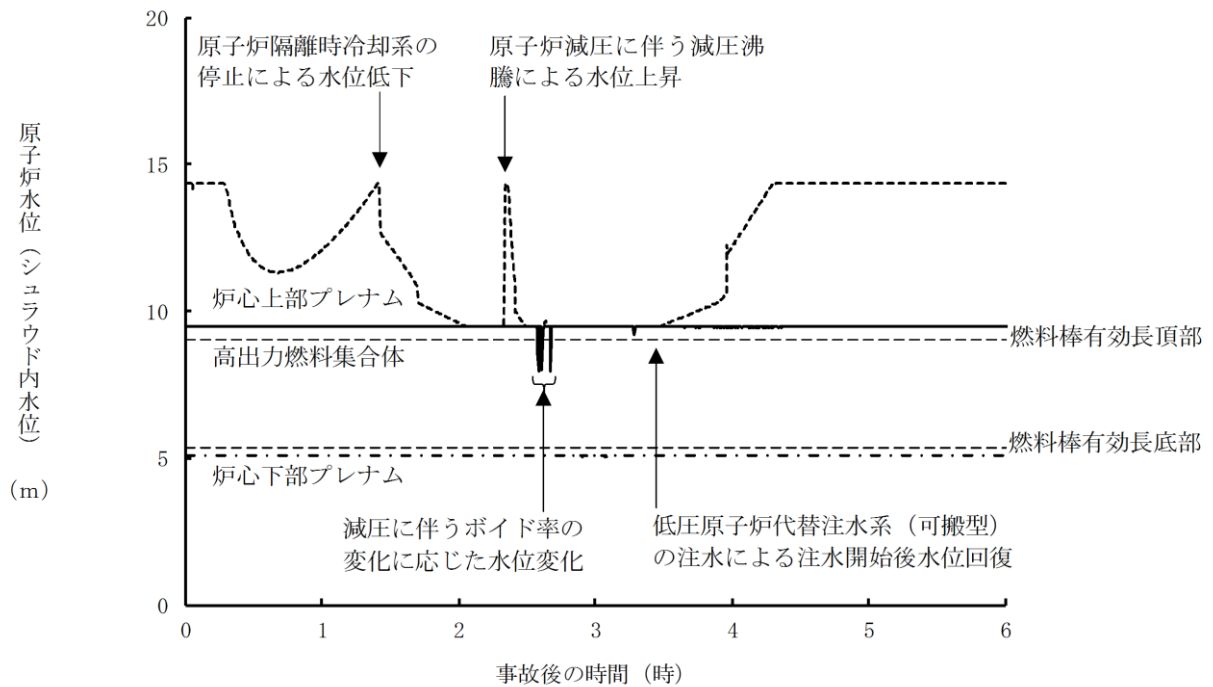
- ※1：原子炉水位低 (レベル3) にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※2：原子炉水位低 (レベル2) で自動起動 (解析上の時刻約3分) する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3：原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器へ注水は継続するが、逃がし安全弁からの原子炉冷却材流出により原子炉水位の回復は緩やかなものになる。
- ※4：主蒸気隔離弁の閉時に原子炉圧力が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知する。逃がし安全弁の「開固着」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、逃がし安全弁の開閉操作を実施して、「開固着」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：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、開固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。
- ※9：原子炉水位 (燃料棒) 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。
- ※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)
 ・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線量率が設計基準事故相当のガンマ線量率の10倍を超えた場合
 ・格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生判断が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
 ・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
 ・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、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ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。
- ※13：逃がし安全弁用直流電源及び計装設備の直流電源を B-115V 系蓄電池から SA 用 115V 系蓄電池へ切り替える。
- ※14：必要な制御電源以外の負荷を切離す。
- ※15：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。

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取れる手段】
 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。

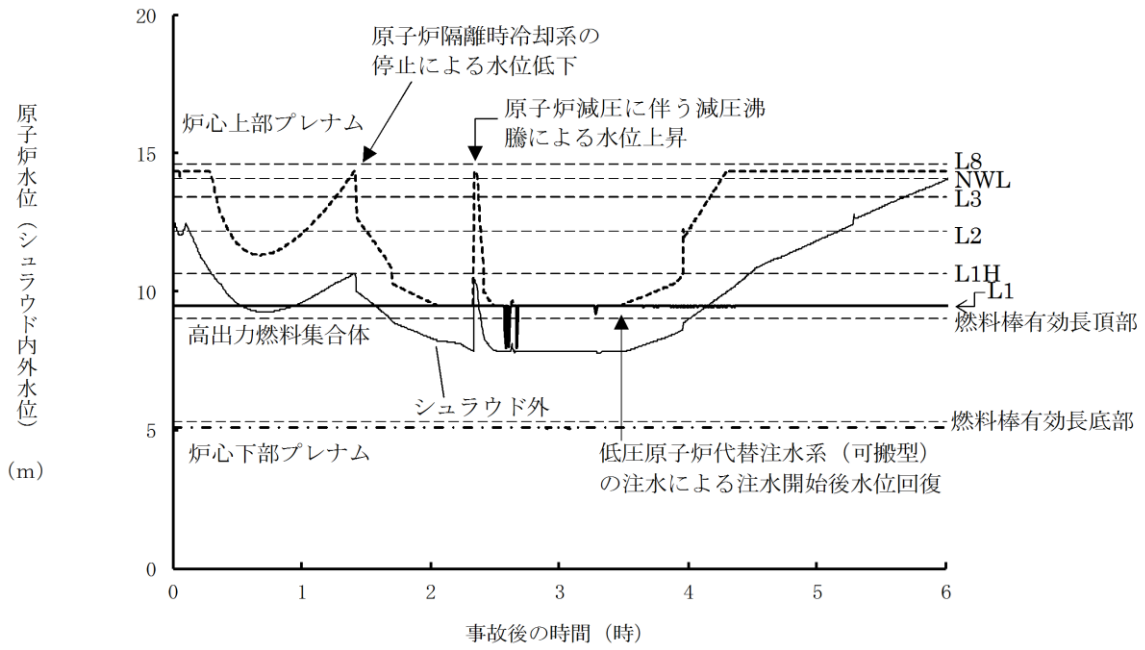
第 3.1.3.4-2 図 「全交流動力電源喪失 (TBP)」 の対応手順の概要



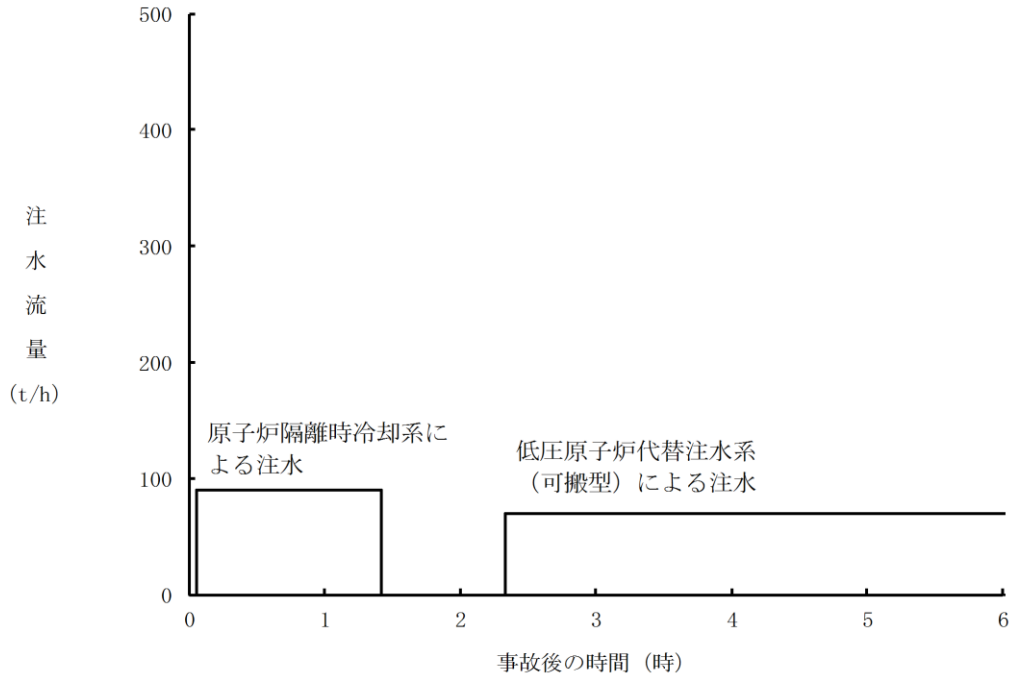
第3.1.3.4-4図 原子炉圧力の推移



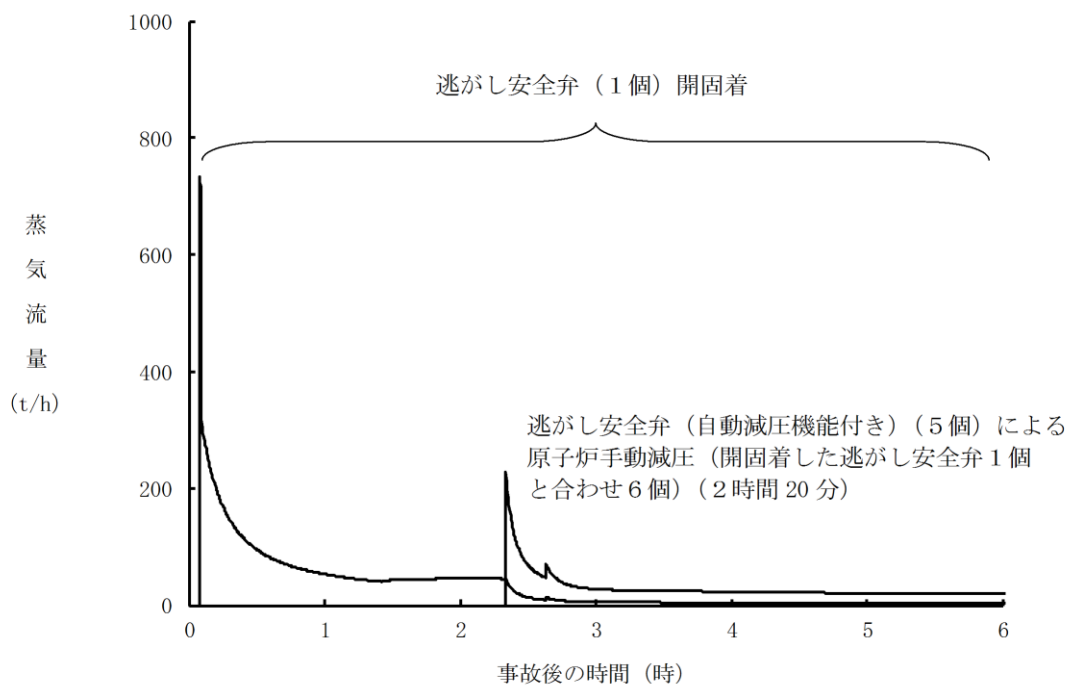
第3.1.3.4-5図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移



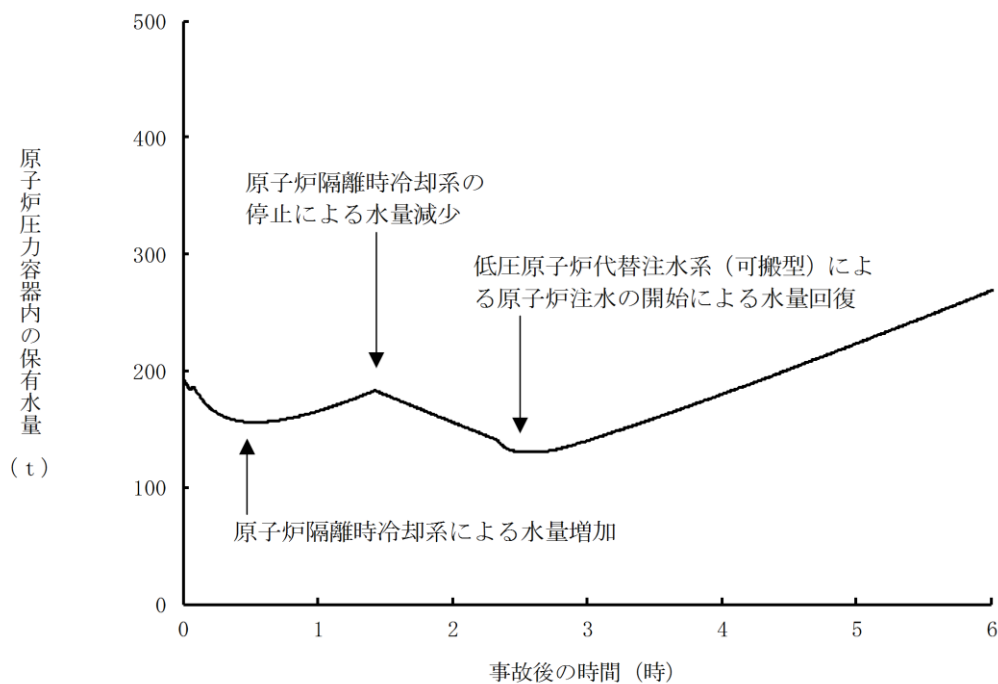
第3. 1. 3. 4-6図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



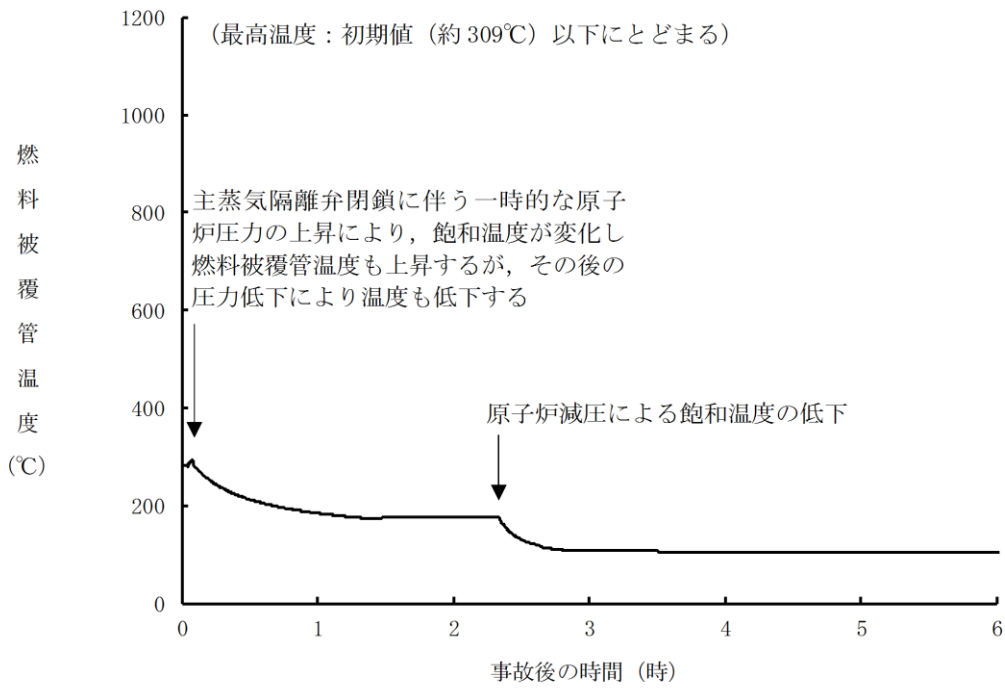
第3. 1. 3. 4-7図 注水流量の推移



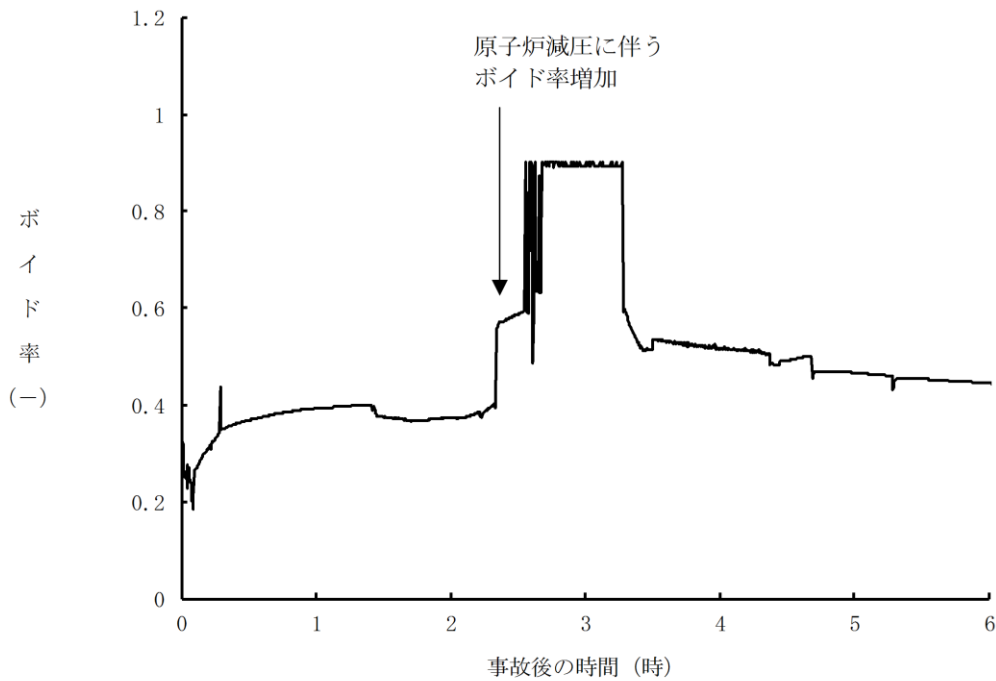
第3.1.3.4-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



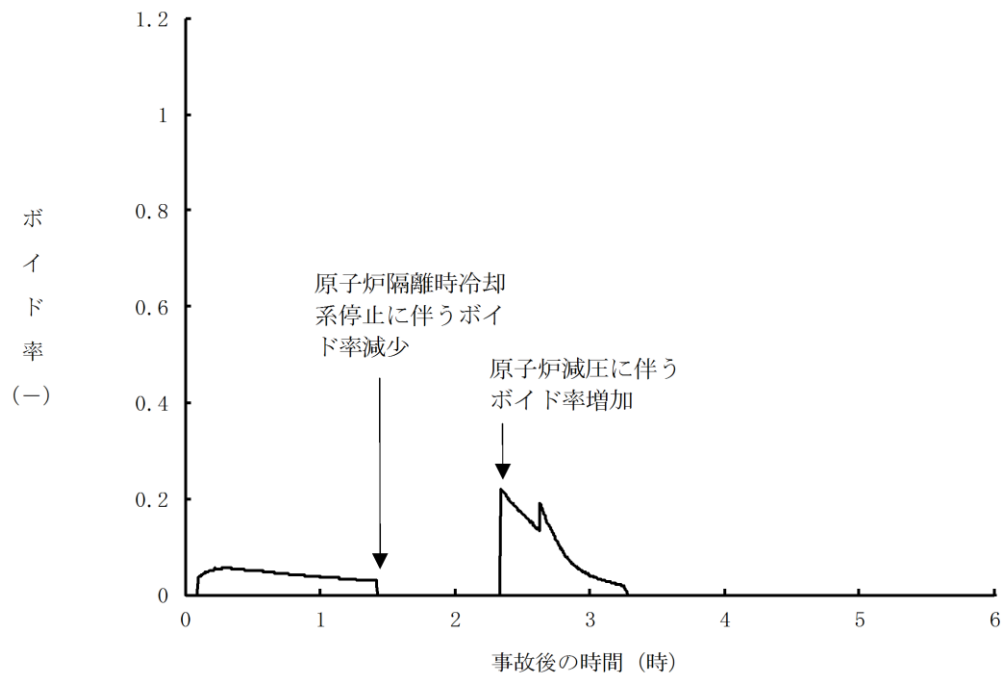
第3.1.3.4-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



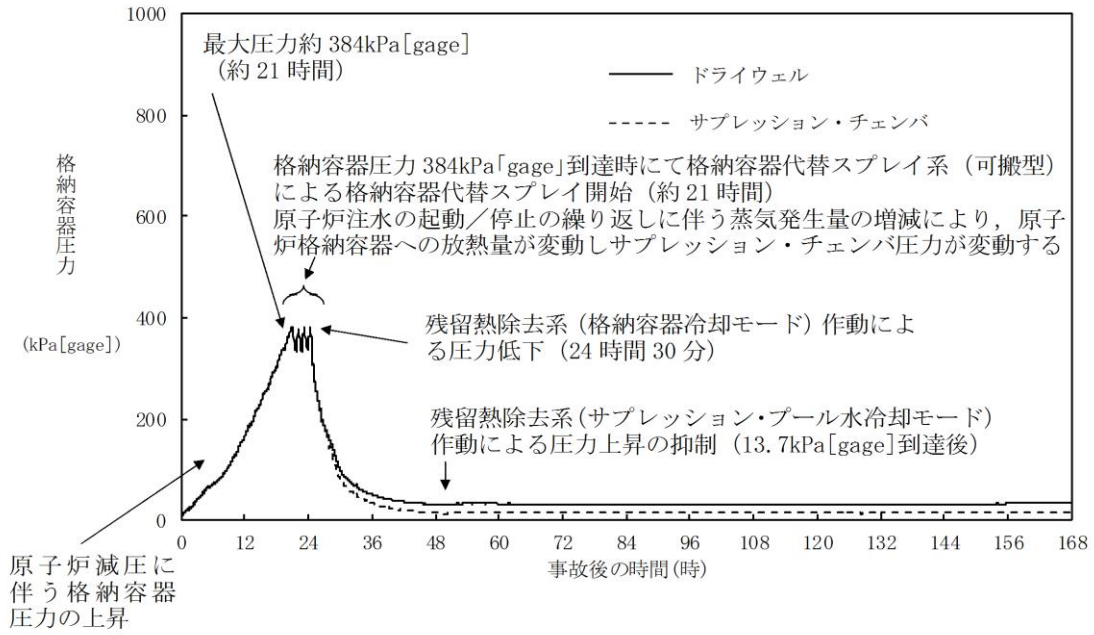
第3.1.3.4-10図 燃料被覆管温度の推移



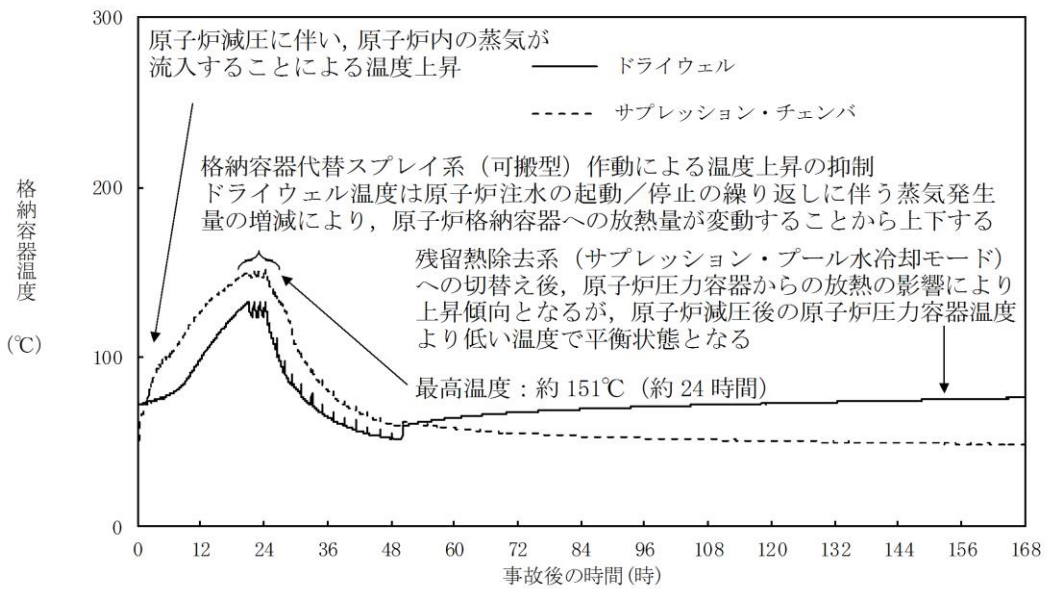
第3.1.3.4-11図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



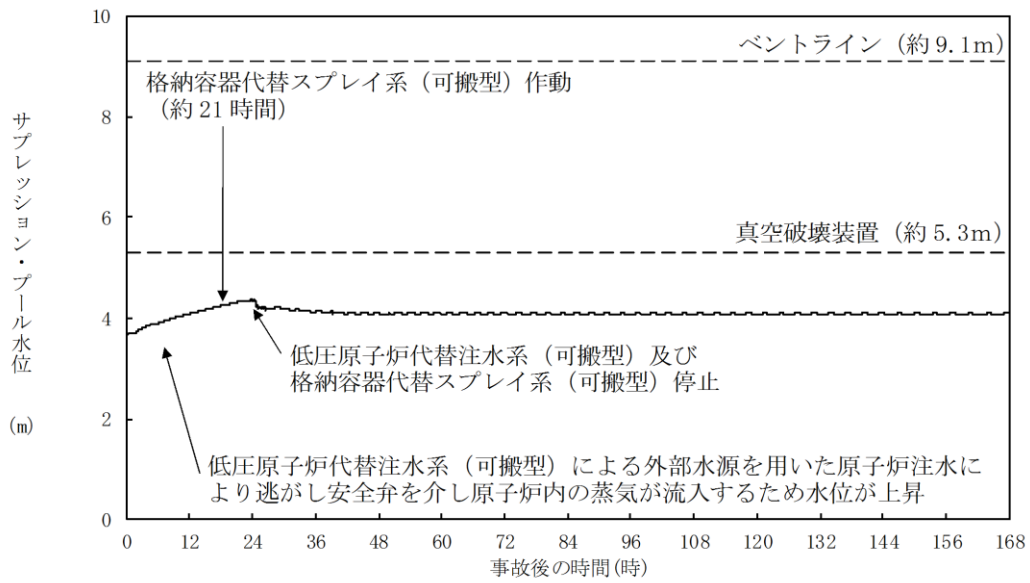
第3. 1. 3. 4-12図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



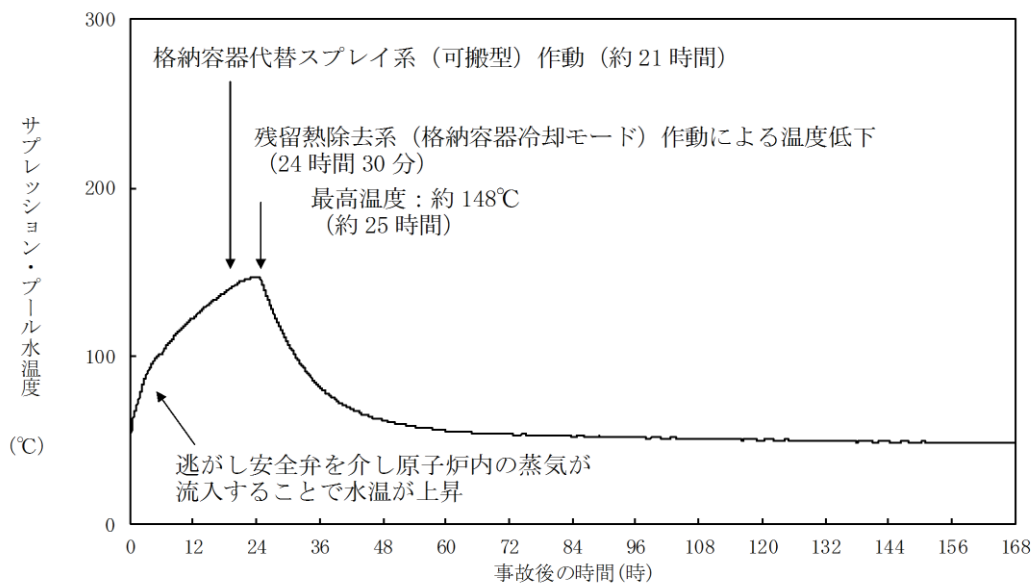
第3.1.3.4-13図 格納容器圧力の推移



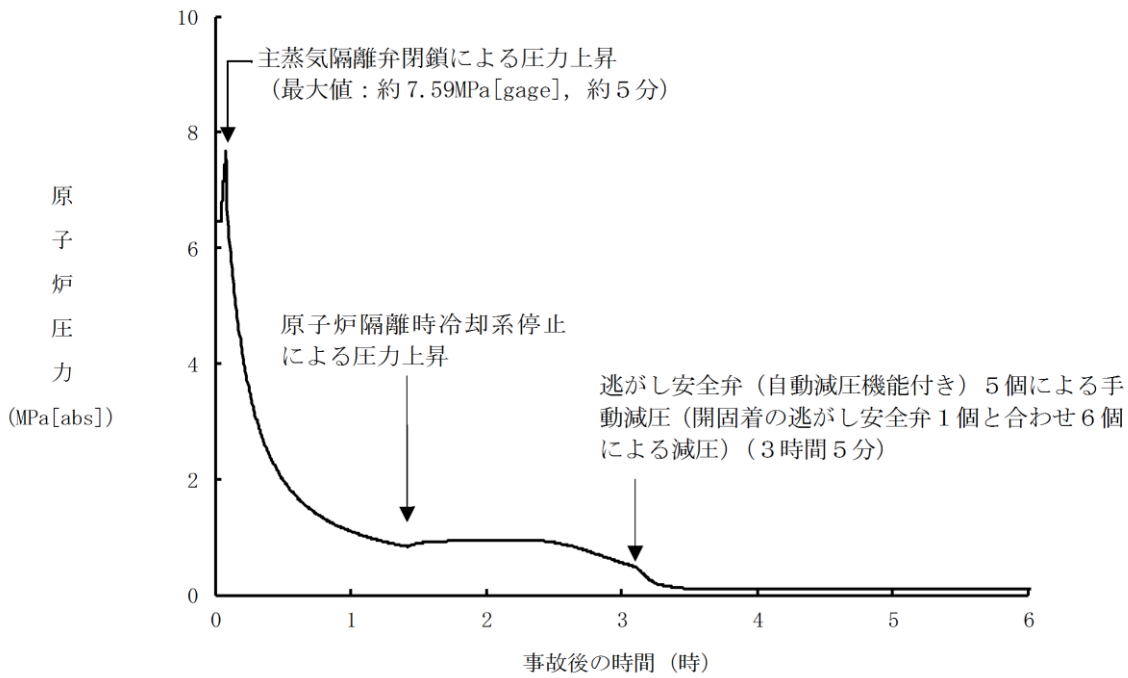
第3.1.3.4-14図 格納容器温度の推移



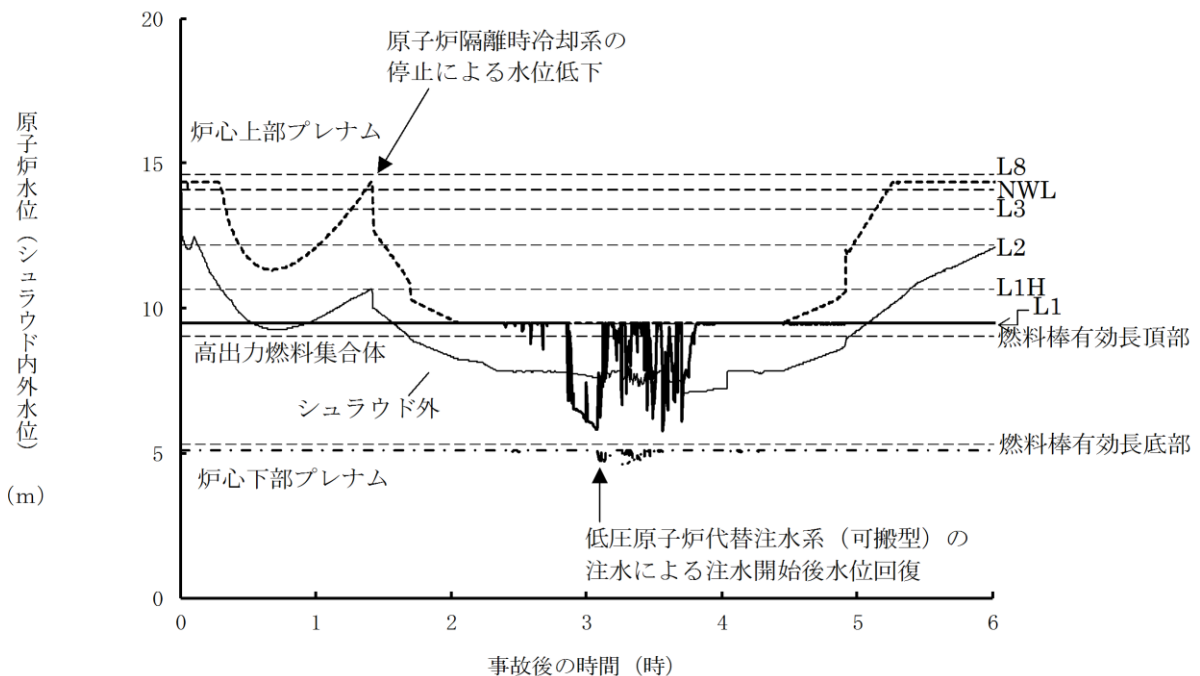
第3.1.3.4-15図 サプレッション・プール水位の推移



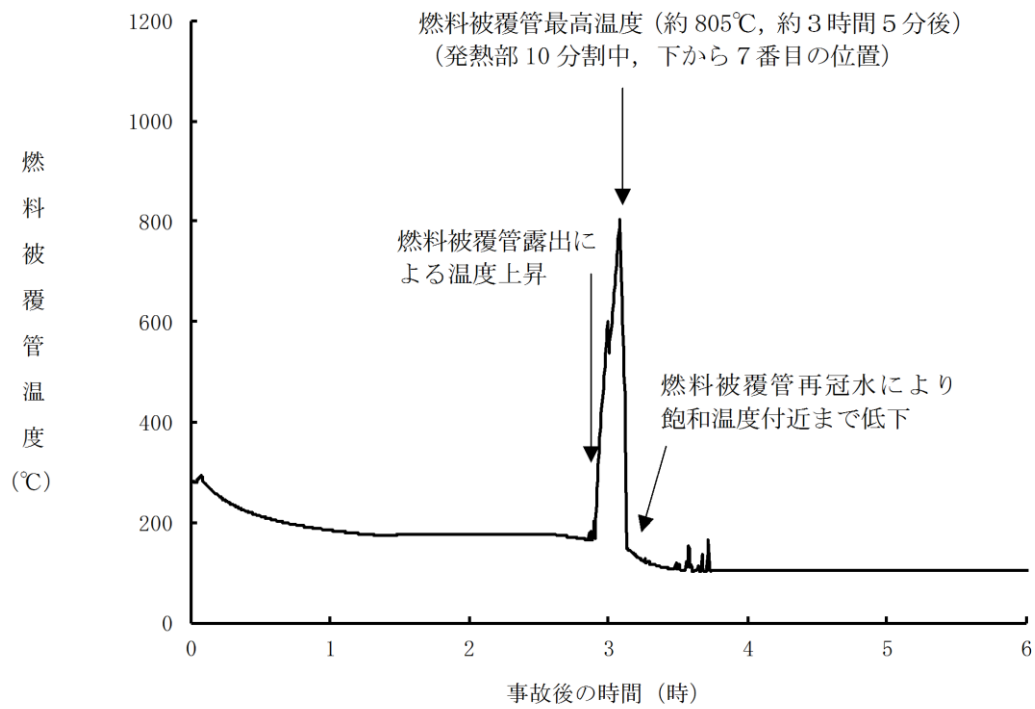
第3.1.3.4-16図 サプレッション・プール水温度の推移



第3. 1. 3. 4-17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3. 1. 3. 4-18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3.1.3.4-19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

3.1.4 崩壊熱除去機能喪失

3.1.4.1 取水機能が喪失した場合

3.1.4.1.1 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、「2.2 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（L O C A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 3.1.4.1-1 図(1)及び第 3.1.4.1-1 図(2)に、手順の概要を第 3.1.4.1-2 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 3.1.4.1-1 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 3.1.4.1-3 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）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。

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。

3.1.4.1.2 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、「2.2 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、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3.1.4.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

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。

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

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、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、
91m³/h（8.21～0.74MPa[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、
1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）（最大1,193m³/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℃、海水温度 30℃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℃、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、「2.3.5 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℃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 3.1.4.1-4 図から第 3.1.4.1-9 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 3.1.4.1-10 図から第 3.1.4.1-12 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 3.1.4.1-13 図から第 3.1.4.1-16 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3.1.4.1-10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3.1.4.1-4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℃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3.1.4.1-5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。

本評価では、「2.2.1.2 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。

3.1.4.1.3 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(サブプレッション・プール水冷却モード)による格納容器除熱操作とする。

(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、「2.7 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、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。

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。

(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3.1.4.1-2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られ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（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。

(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。また、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。

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。

(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（サブレーション・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。

(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「3.1.3.1 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。

(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。

3.1.4.1.4 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、「3.1.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「3.5.2 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、「3.5.1(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最大負荷で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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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。

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。

3.1.4.1.5 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3.1.4.1-1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）

		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	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 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	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* サブレーション・プールの水温（SA）
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 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*	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 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）* 【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3.1.4.1-1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	計装設備
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 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）】※	移动式代替熱交換設備 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)

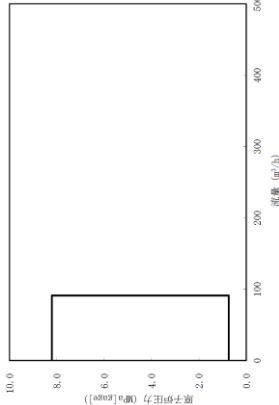
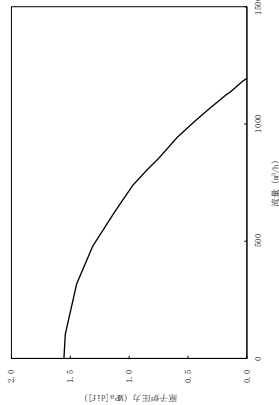
※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第3.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (1/4))

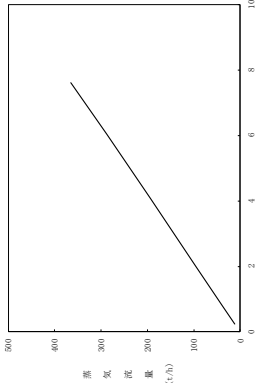
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：S A F E R 原子炉格納容器側：M A A P	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 ³ t/h	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, そ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	A N S I / A N S - 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

初期条件

第3.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (2/4)

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
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (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 
	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	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定 

第3.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (3/4)

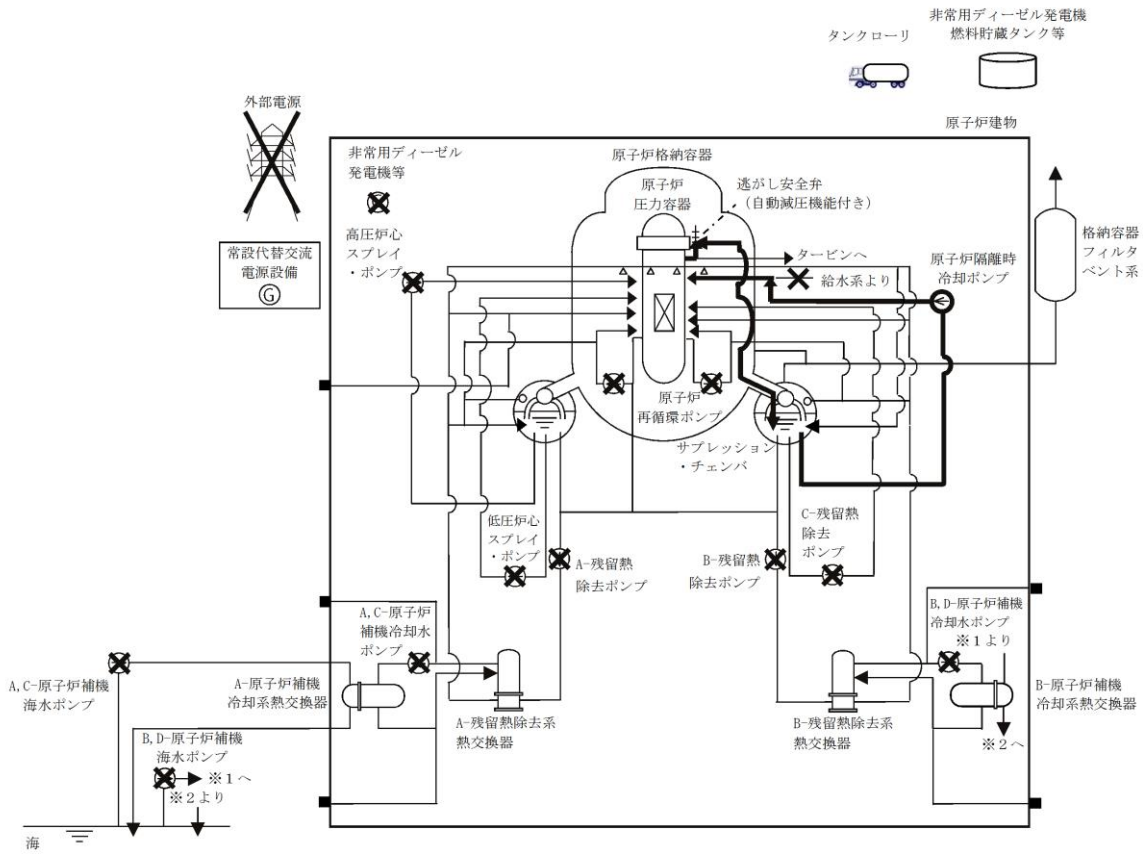
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	逃がし弁機能 7. 58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7. 65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7. 72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7. 79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の 6 個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
原子炉補機代替冷却系	伝熱容量は、事象発生後 8 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℃、海水温度 30℃において) とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定
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℃、海水温度 30℃において) とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定

重大事故等対策に関連する機器条件

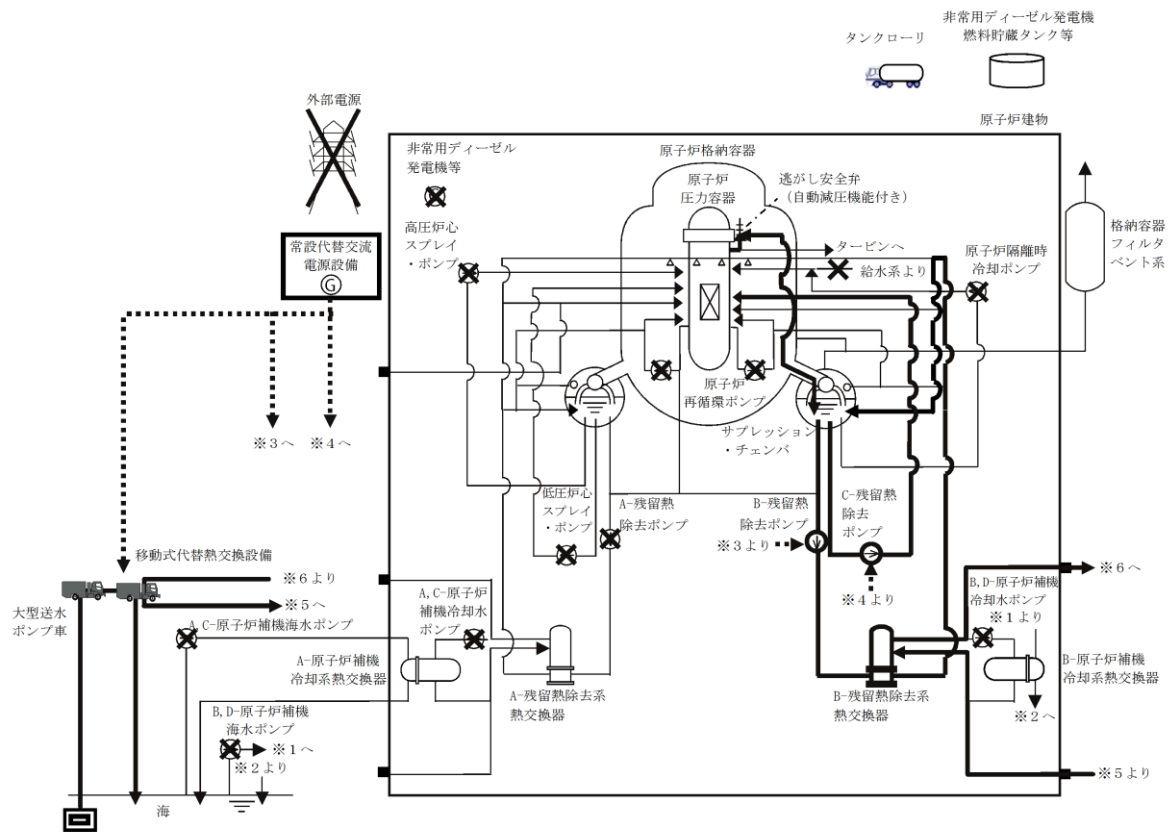
第3.1.4.1-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
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	事象発生から8時間後に原子炉減圧後、注水開始	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・プールの水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から8時間後	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

重大事故等対策に
関連する操作条件



第3.1.4.1-1図(1) 「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3.1.4.1-1図(2) 「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）

【 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）

【0 秒】

給水流量の全喪失及び外部電源喪失発生

原子炉水位低（レベル3）到達

原子炉スクラム、タービントリップを確認^{※1}

（約 21 秒）

原子炉水位低（レベル2）到達

原子炉隔離時冷却系自動起動を確認^{※2}

主蒸気隔離弁閉止を確認

再循環ポンプトリップ確認^{※3}

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水確認

逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御を確認

原子炉隔離時冷却系により原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）に維持^{※4}

高圧原子炉代替注水系起動
 （高圧原子炉代替注水系による原子炉注水は解析上考慮せず）

早期の電源回復不能を確認^{※5}

常設代替交流電源設備起動

号炉間電力融通、高圧発電機車による非常用高圧母線受電

非常用高圧母線受電準備^{※9}

非常用高圧母線受電^{※10}

原子炉補機海水系起動失敗を確認^{※11}

非常用ガス処理系自動起動を確認

原子炉補機海水系回復操作

原子炉補機代替冷却系（移动式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車）起動

残留熱除去系（低圧注水モード）起動

低圧原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉注水
 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水と同等の流量確保又は注水開始不可

原子炉隔離時冷却系機能維持不可（サブプレッション・プール水温度 100℃以上）

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）起動

燃料プール冷却系起動
 （原子炉圧力容器、原子炉格納容器の状態が安定後、燃料プール冷却を再開する。）

【8 時間後】
 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

【8 時間後】

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6 個による原子炉急速減圧^{※12、※13}

逃がし安全弁制御電源確保、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原子炉減圧

原子炉隔離時冷却系停止を確認

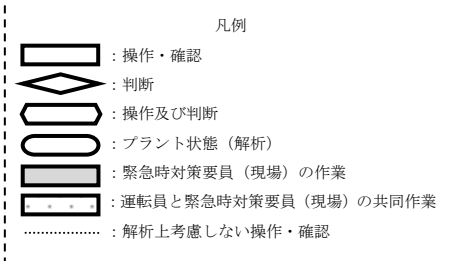
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉への注水開始確認

原子炉水位判明（水位不明ではない）^{※14}

原子炉満水操作^{※15}

残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）に維持

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。



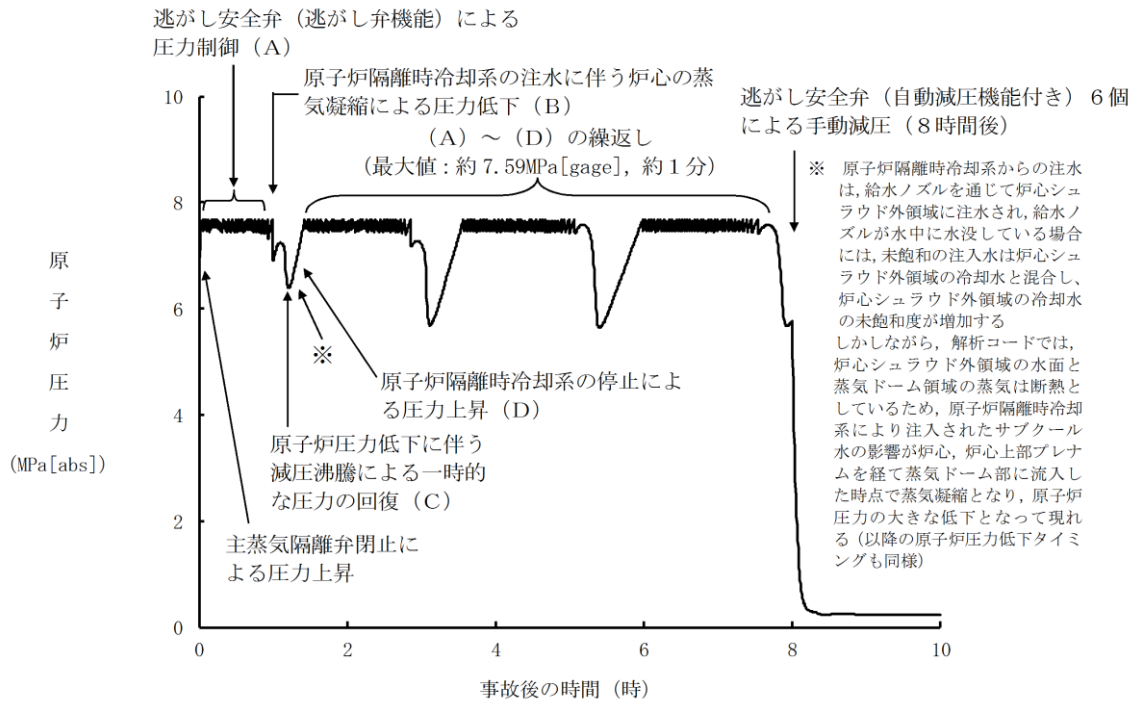
- ※1：原子炉水位低（レベル3）にて、原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※2：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析上の時刻約 21 秒）する。機器の起動を中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、タービン回転速度、ポンプ出口流量等にて確認する。
- ※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが、解析上は原子炉水位低（レベル2）でトリップする。
- ※4：運用上は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）に維持する。
- ※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用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。
- ※10：非常用高圧母線 2 系列のうち、1 系列は移动式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

- ※11：サブプレッション・プール水温度が 35℃以上であることを確認し、サブプレッション・プール水冷却を実施するが、原子炉補機海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
- ※12：残留熱除去系（低圧注水モード）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た後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、解析上は残留熱除去系（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
 - 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
- ※15：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。

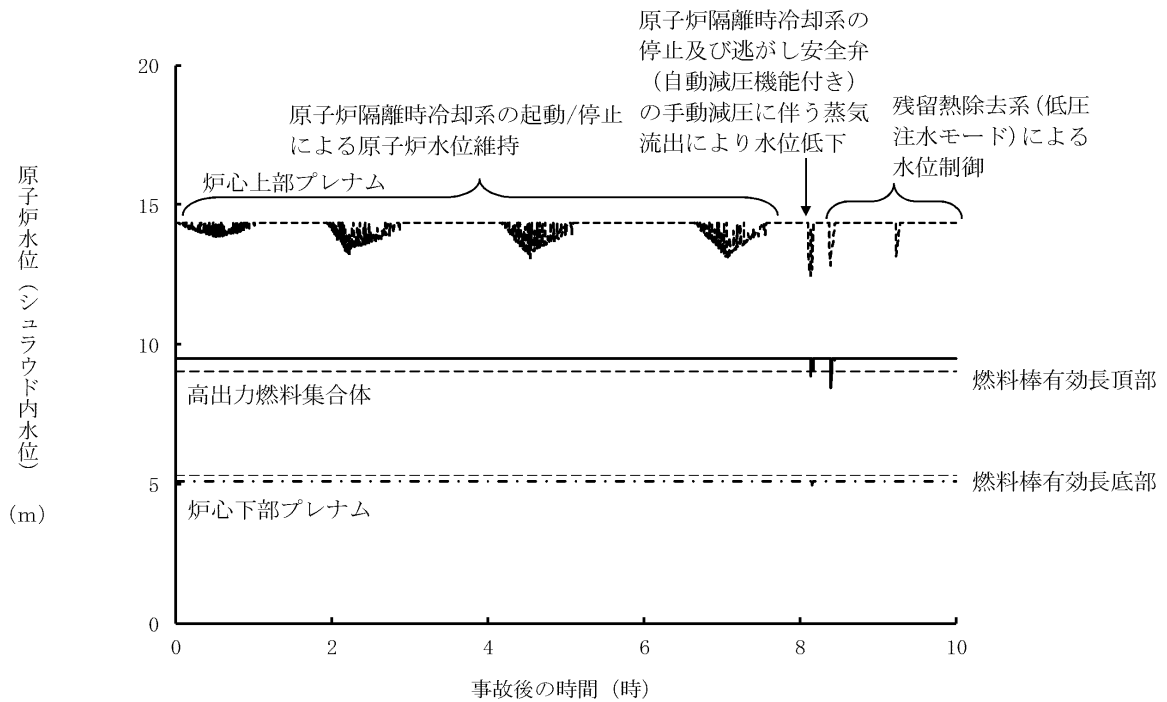
【有効性評価の対象とはしていないが、他に取り得る手段】

- 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：残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量が確保できないが、低圧原子炉代替注水系（常設）、復水輸送系、消火系による代替注水も実施可能である。注水開始時間は遅くなるが、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
- III：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代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

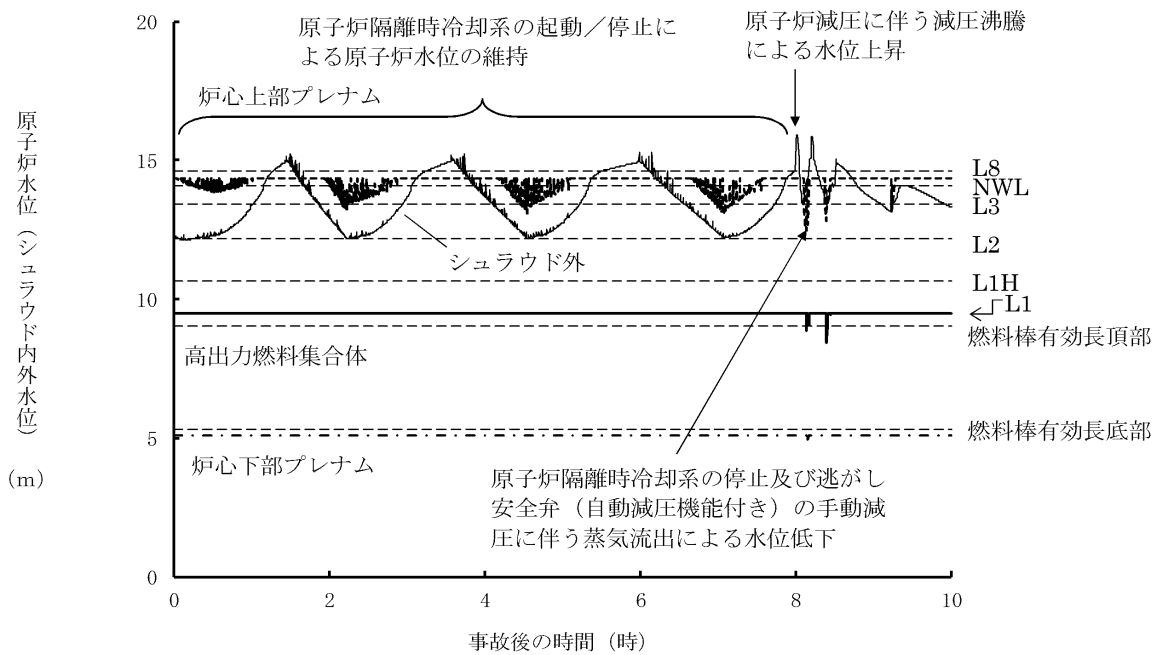
第 3.1.4.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要



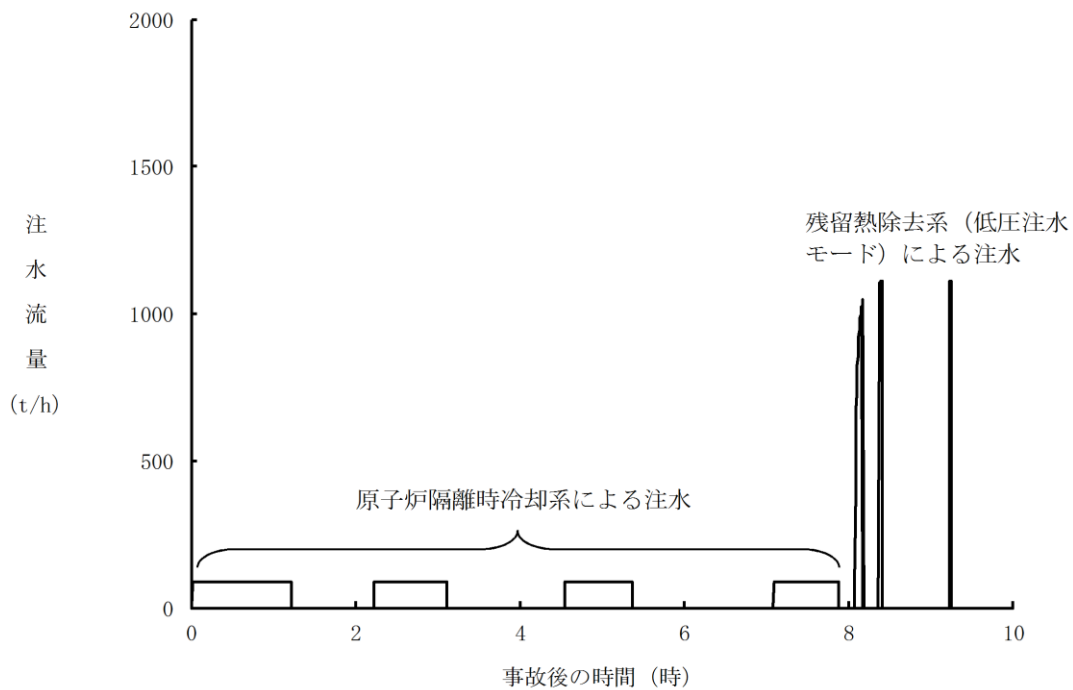
第3.1.4.1-4図 原子炉圧力の推移



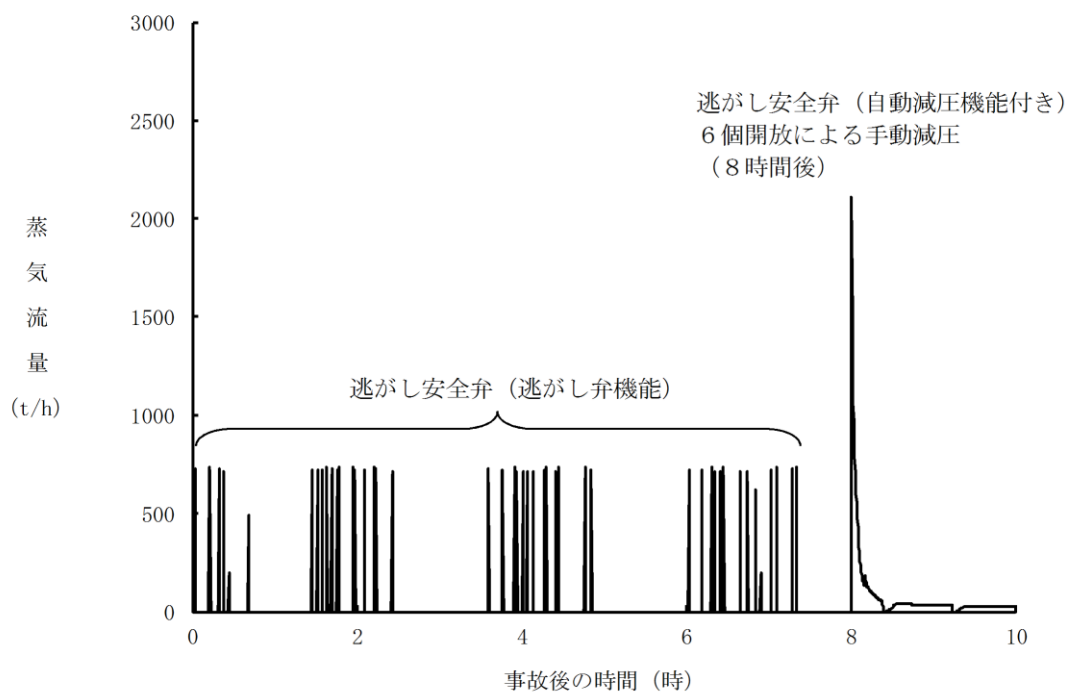
第3.1.4.1-5図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



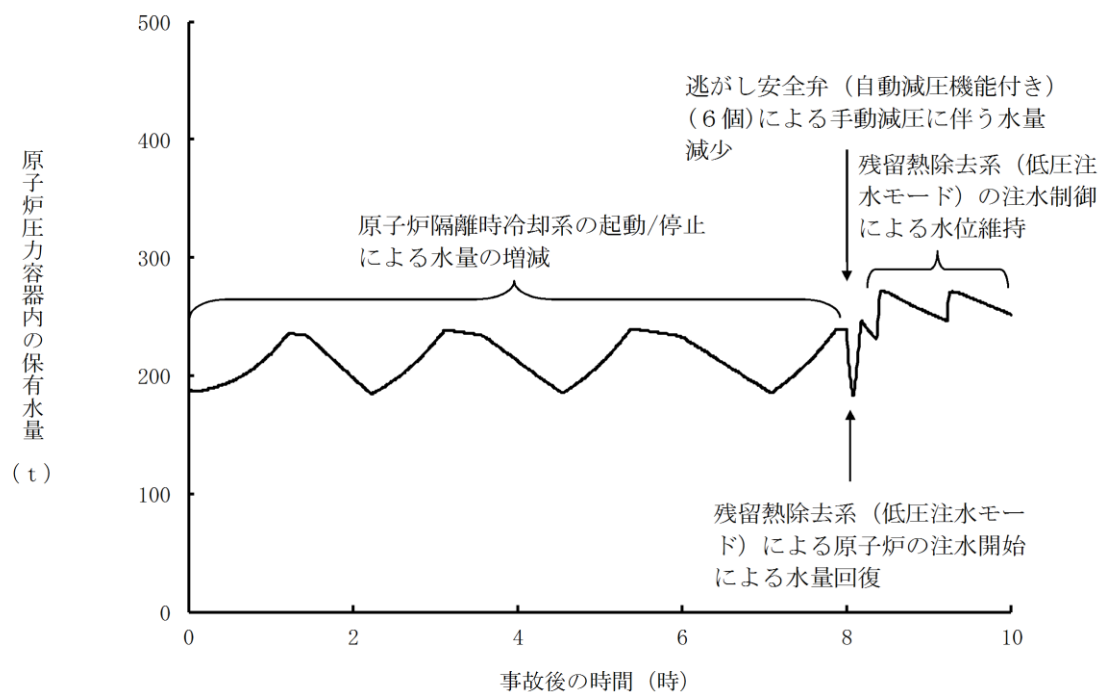
第3.1.4.1-6図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移



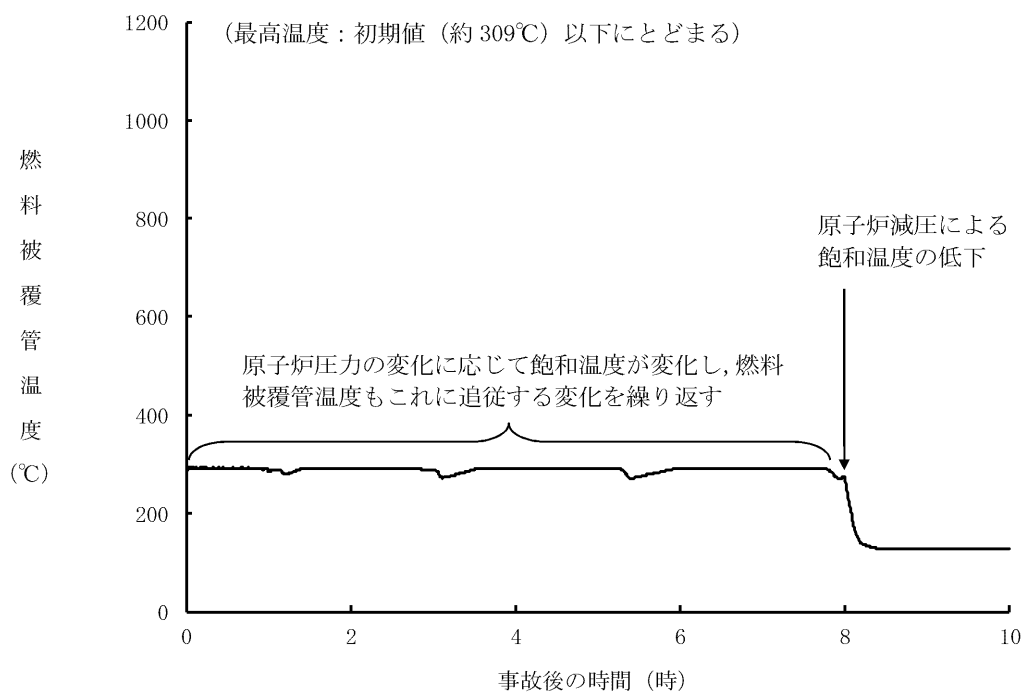
第3.1.4.1-7図 注水流量の推移



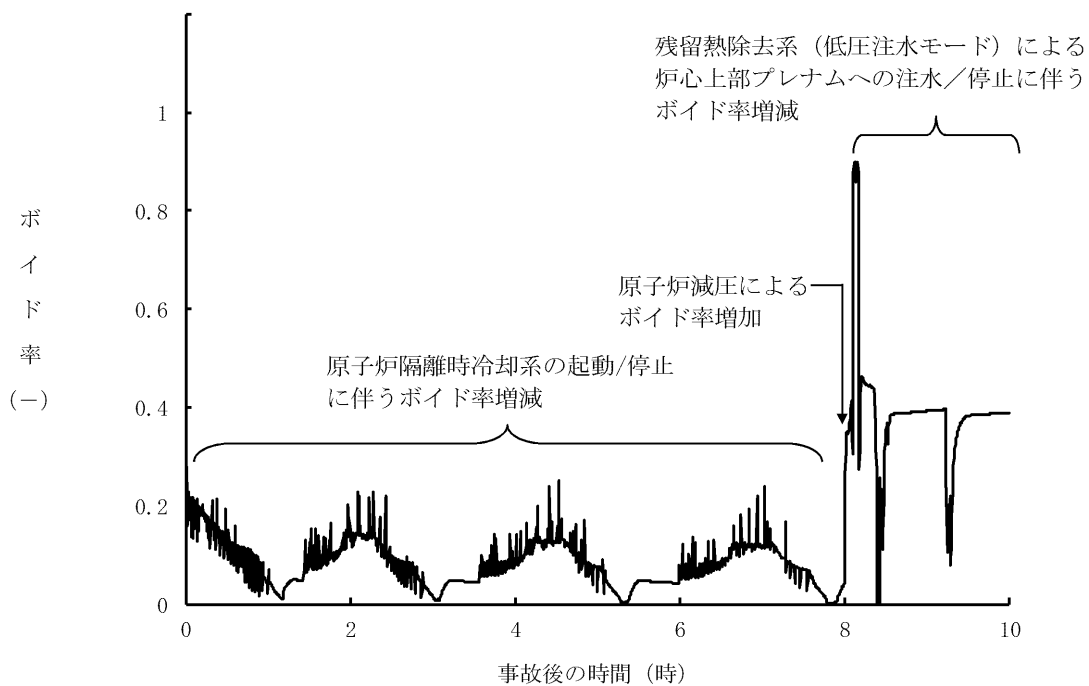
第3.1.4.1-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



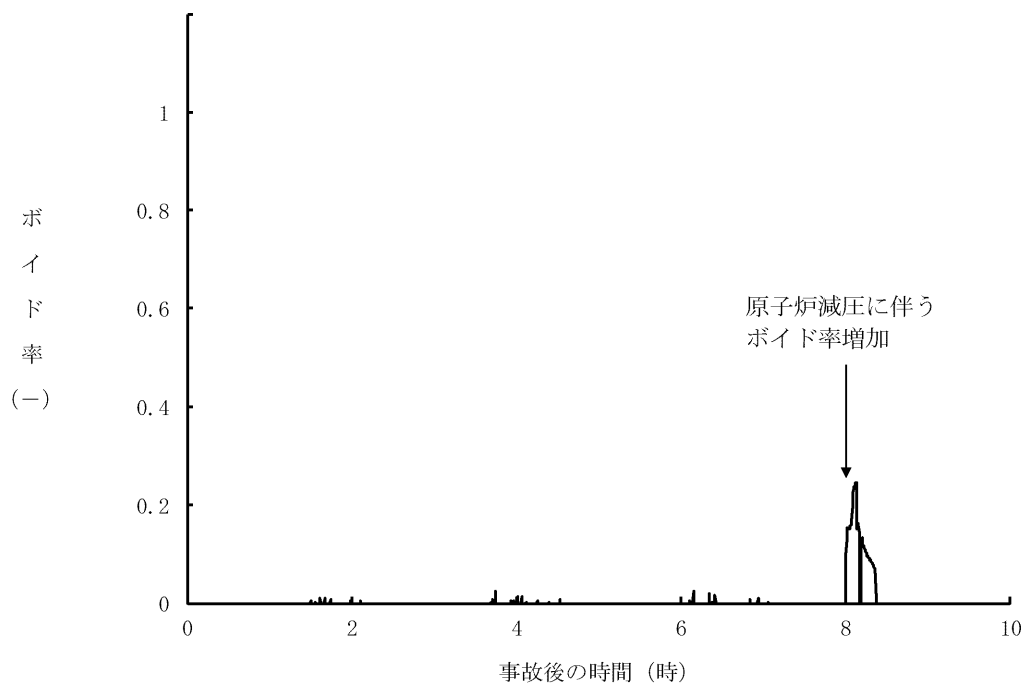
第3.1.4.1-9図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



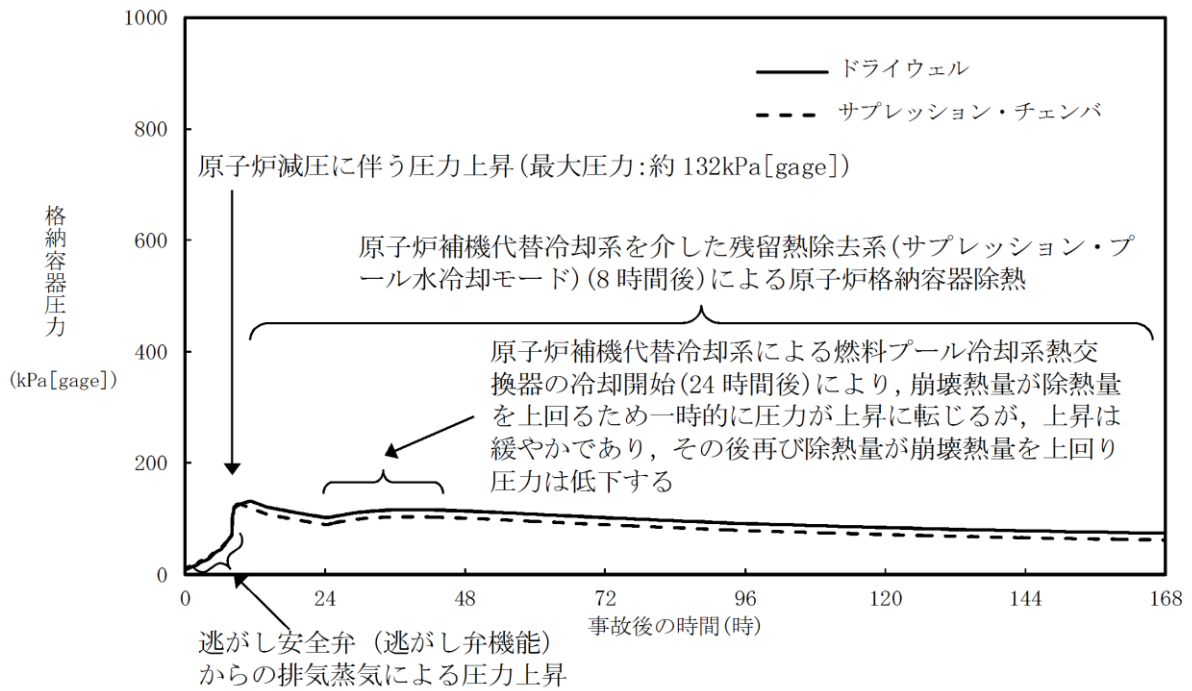
第3.1.4.1-10図 燃料被覆管温度の推移



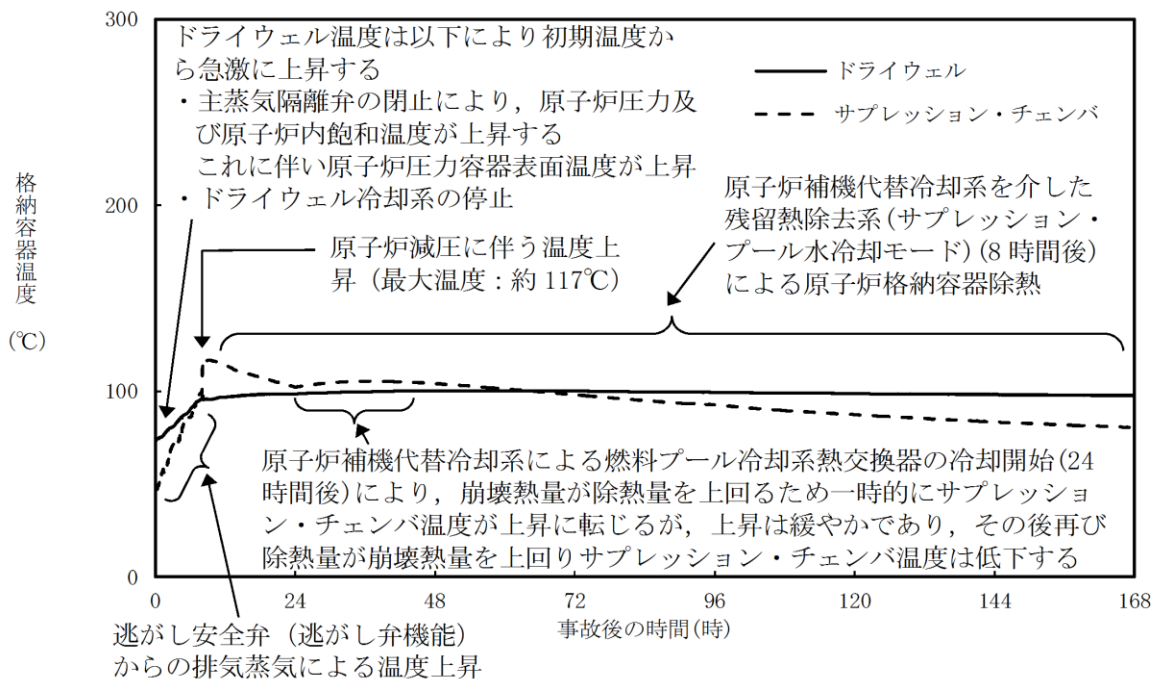
第3.1.4.1-11図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



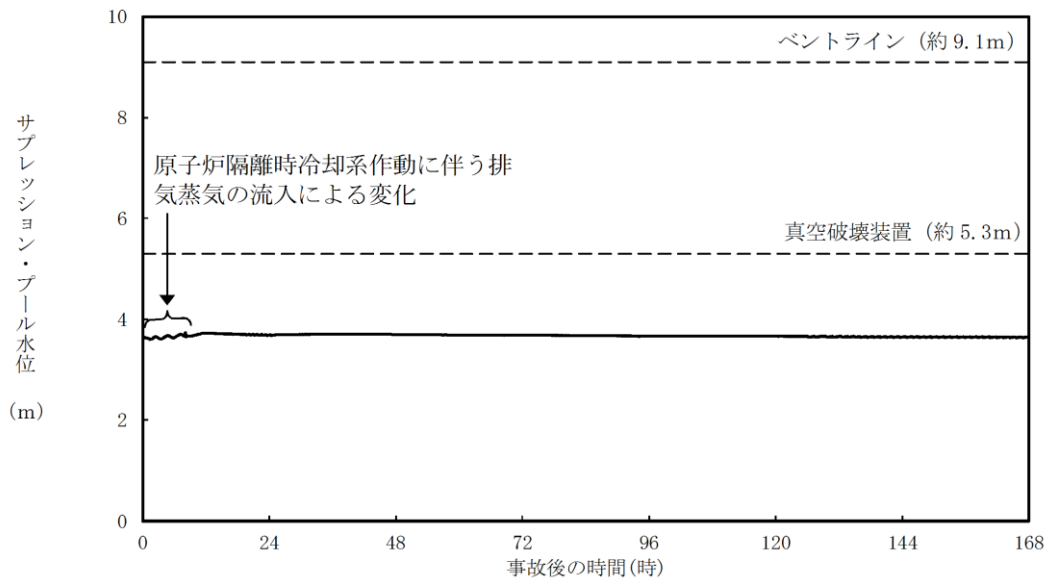
第3.1.4.1-12図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



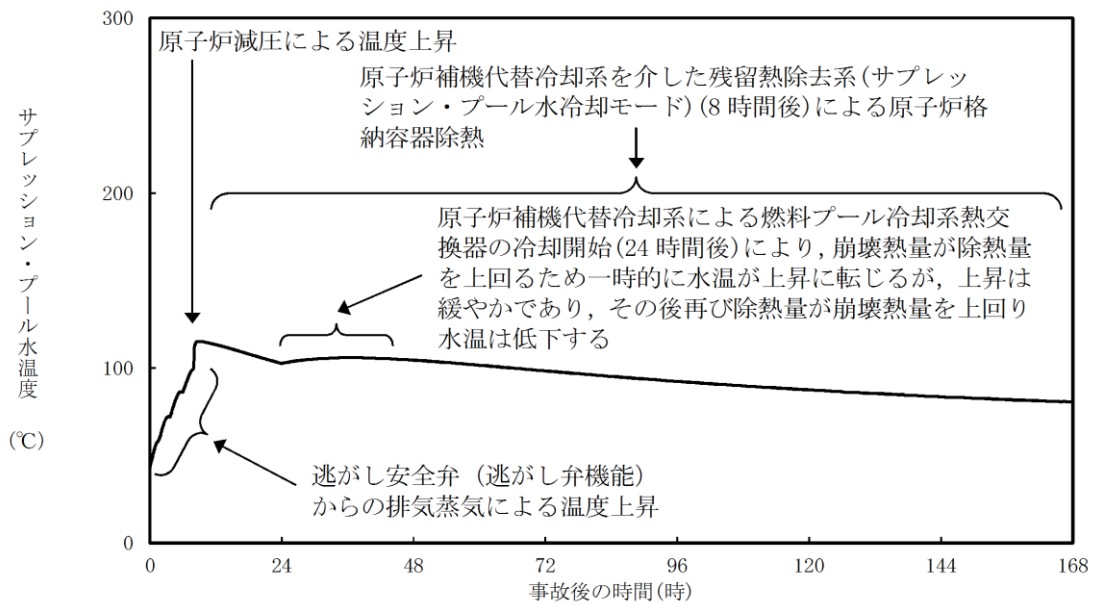
第3.1.4.1-13図 格納容器圧力の推移



第3.1.4.1-14図 格納容器温度の推移



第3.1.4.1-15図 サプレッション・プール水位の推移



第3.1.4.1-16図 サプレッション・プール水温度の推移

3.1.4.2 残留熱除去系が故障した場合

3.1.4.2.1 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，「2.2 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（L O C A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 3.1.4.2-1 図(1)から第 3.1.4.2-1 図(3)に、手順の概要を第 3.1.4.2-2 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 3.1.4.2-1 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 3.1.4.2-3 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、サブレーション・プール水温度が上昇するため、残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）を起動するが、残留熱除去系の故障によりサブレーション・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レーション・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、サブレーション・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ー系（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ー系（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ー系（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）、サプレッション・チェンバ圧力（SA）、格納容器代替スプレー流量等である。

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。また、FCVS排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。

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ー系（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ー系（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（ドライウェル）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（S A）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。

3.1.4.2.2 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、「2.2 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）、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、スプレー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S A F E R、シビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。

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3.1.4.2-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

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 9.8kg/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、「2.3.5 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 3.1.4.2-4 図から第 3.1.4.2-9 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 3.1.4.2-10 図から第 3.1.4.2-12 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 3.1.4.2-13 図から第 3.1.4.2-16 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3.1.4.2-10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 3.1.4.2-4 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°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 3.1.4.2-5 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。

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「3.1.6 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、5 mSv 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、「2.2.1.2 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。

3.1.4.2.3 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，「2.7 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に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）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。

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。

(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3.1.4.2-2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られ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、サプレッション・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、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。

(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。また、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。

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。

(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。

(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853kPa[gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.2.1 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。

(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。

3.1.4.2.4 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、「3.1.4.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「3.5.2 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、「3.5.1(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、サブプレッション・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。

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、事象発生直後から最大負荷で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、保守的に事象発生後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、保守的に事象発生直後から最大負荷で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。

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。

3.1.4.2.5 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3.1.4.2-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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3.1.4.2-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（2/3）

重大事故等対処設備			
判断及び操作	手順	常設設備	計装設備
		可搬型設備	
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 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3.1.4.2-1表 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」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) サプレッション・チェンバ圧力 (SA) サプレッション・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)

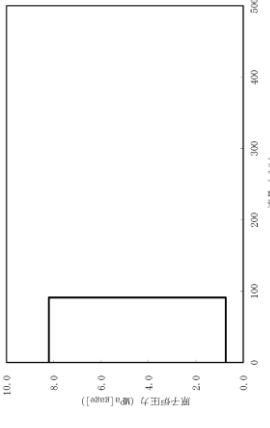
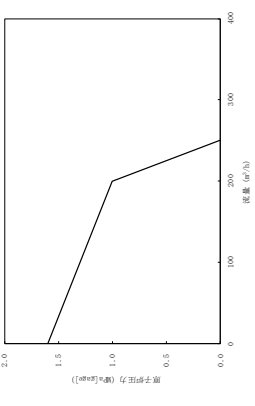
※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第3.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (1/4)

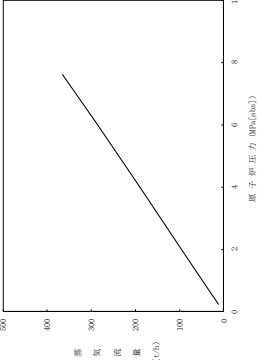
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—
原子炉熱出力		2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力		6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位		通常水位 (気水分離器下端から+83cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量		$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
炉心入口温度		約278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度		約9℃	熱平衡計算による値
燃料		9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) 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敵しいため, 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		5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

初期条件

第3.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (2/4)

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℃	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
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	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	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 

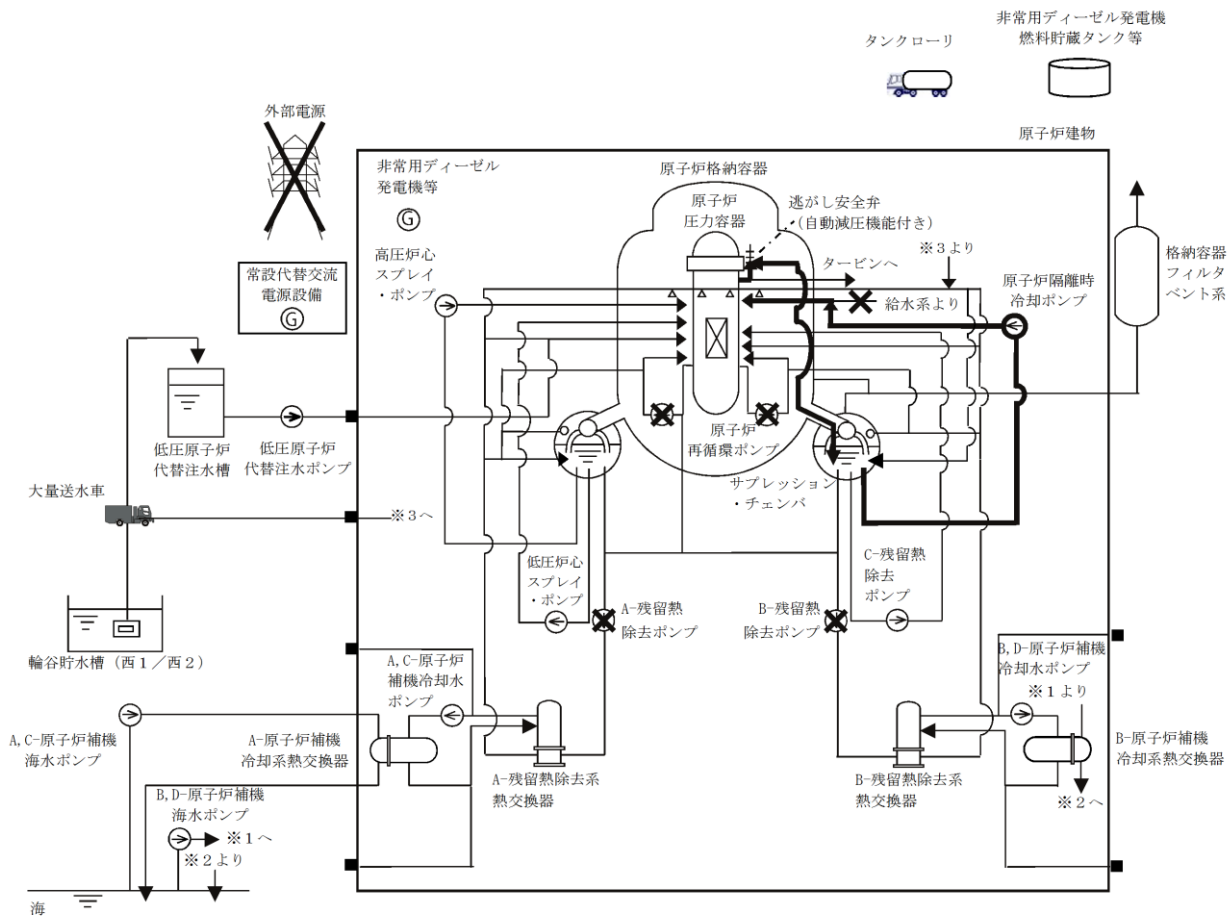
第3.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (3/4)

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</p>	<p>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</p>	<p>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</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>格納容器フィルタベント系</p>	<p>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</p>	<p>格納容器フィルタベ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>		

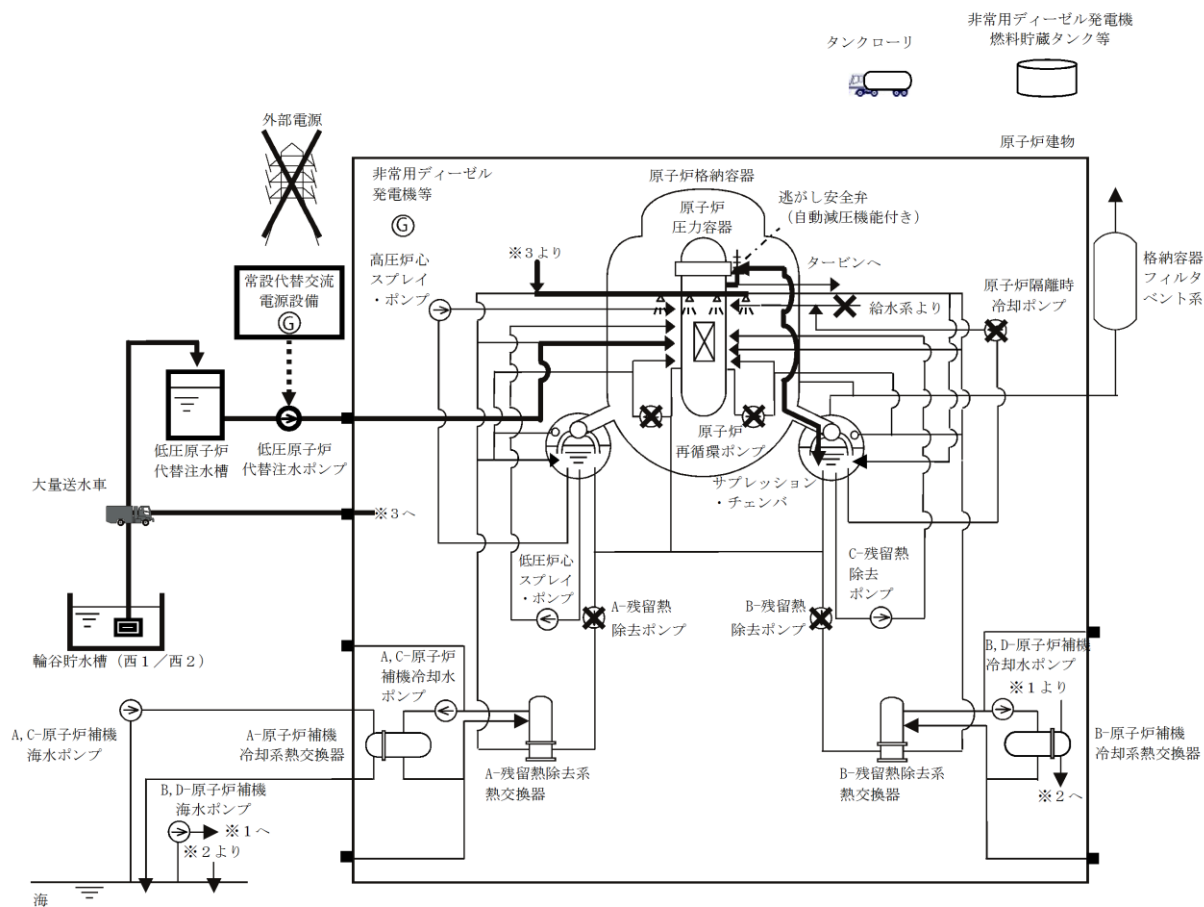
第3.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
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	事象発生から8時間後に原子炉減圧後, 注水開始	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	格納容器圧力384kPa[lgage]到達時384~334kPa[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
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	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	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

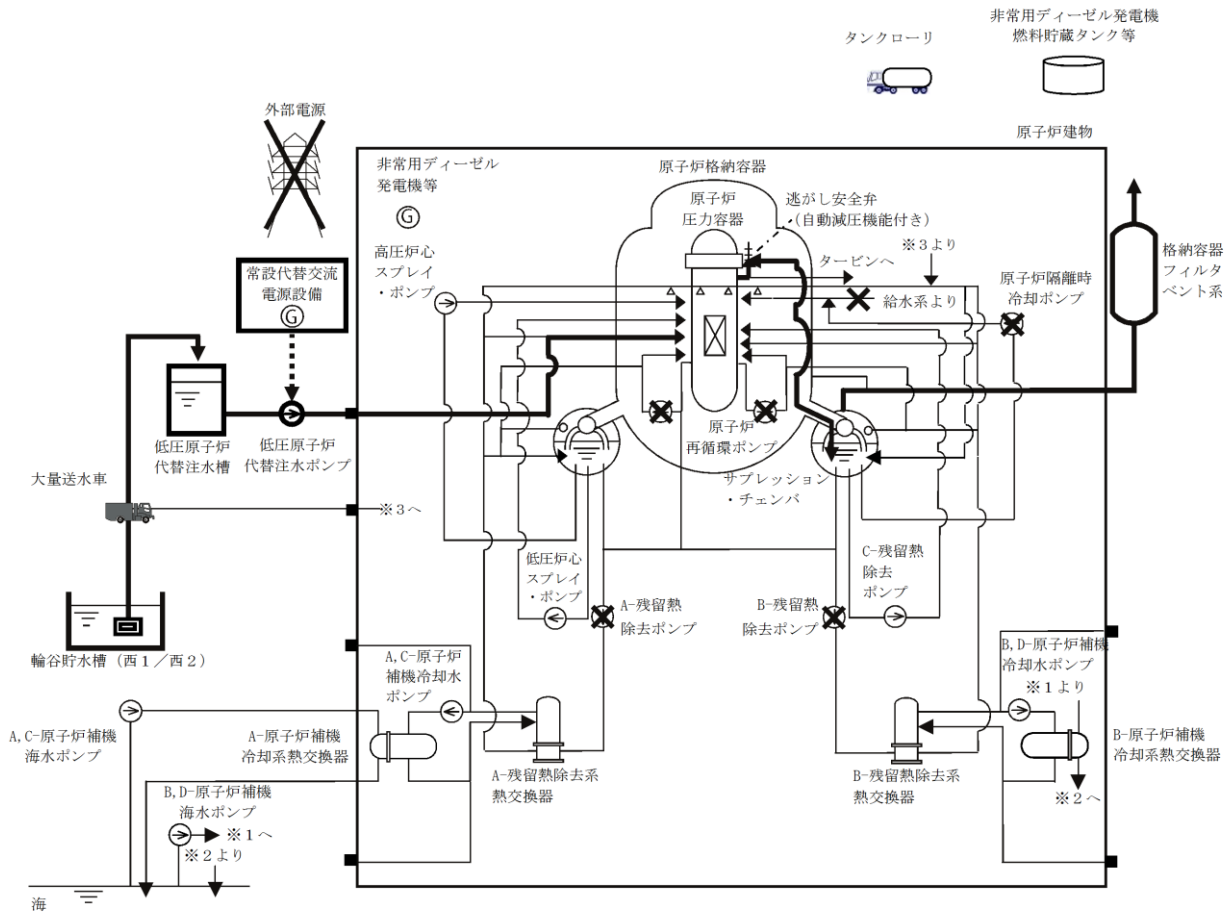
重大事故等対策に
関連する操作条件



第3.1.4.2-1図(1) 「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)

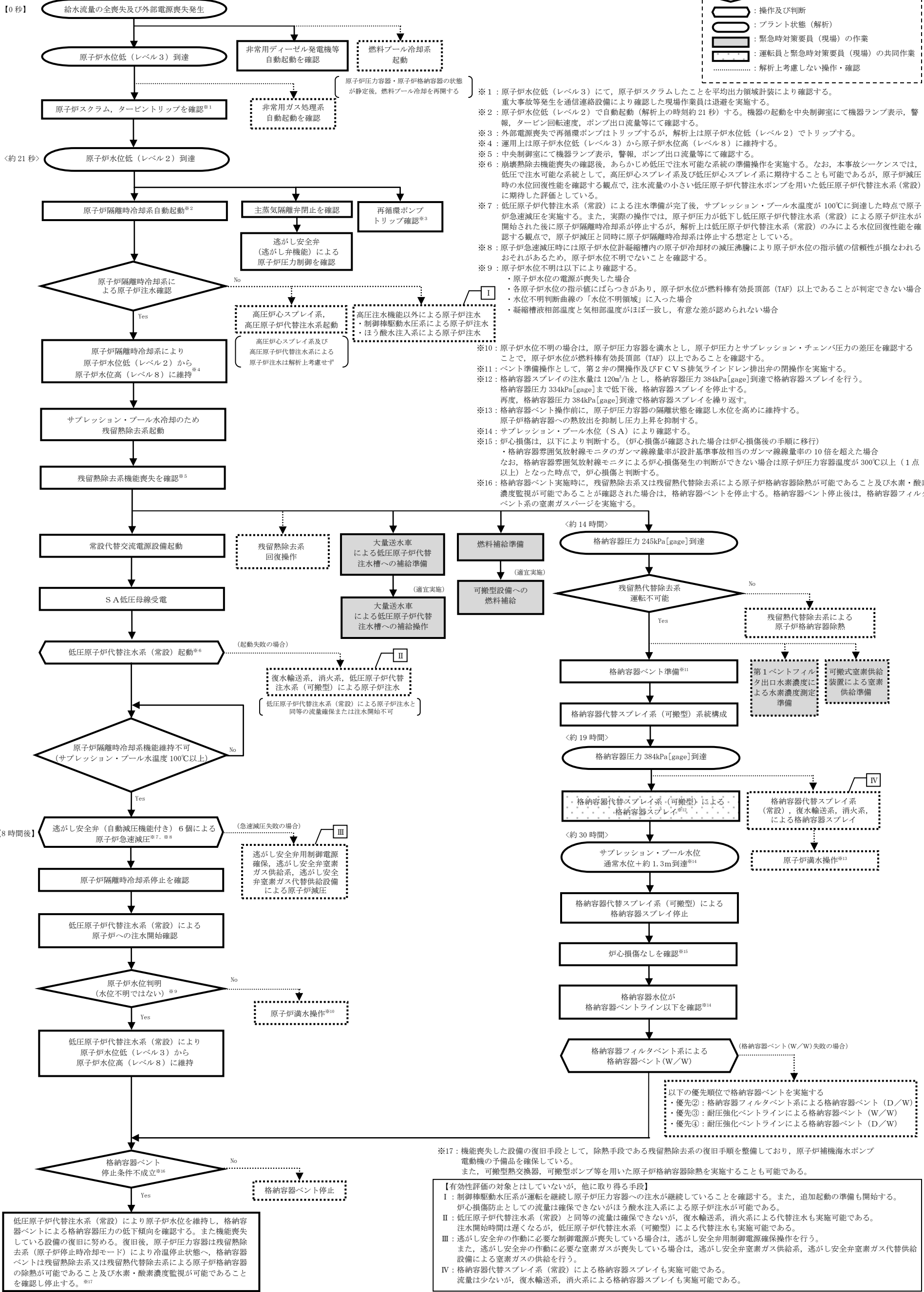
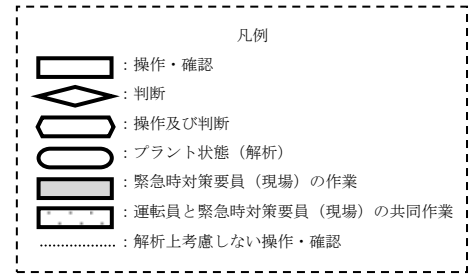


第3.1.4.2-1図(2) 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）

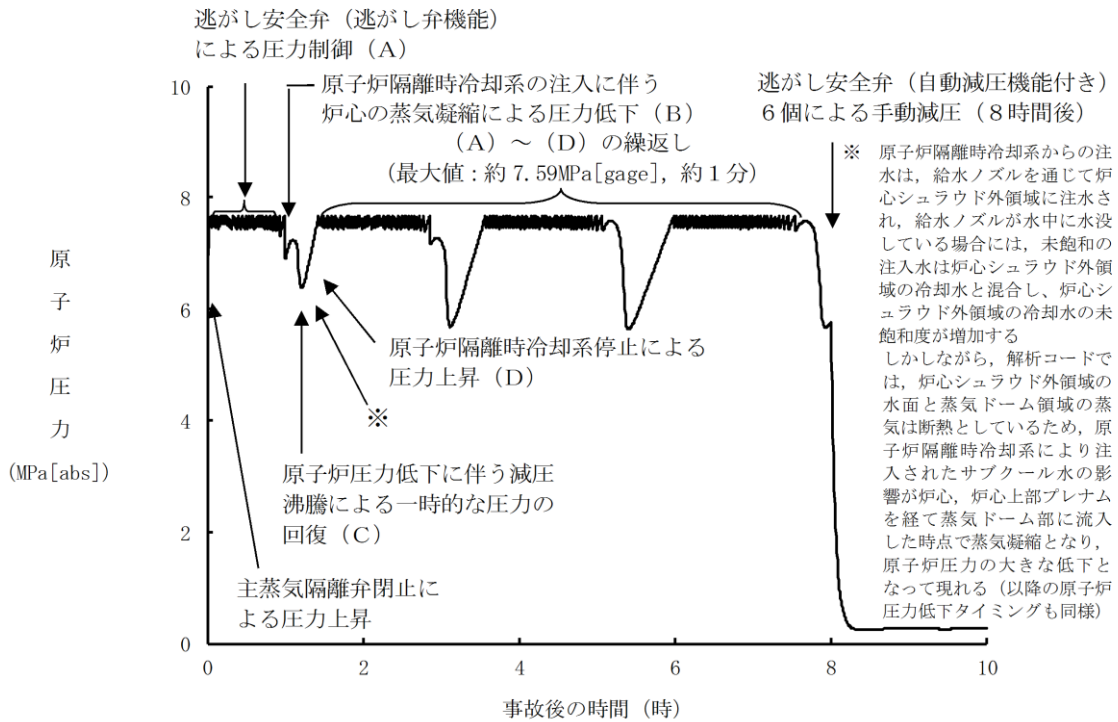


第3.1.4.2-1図(3) 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
 重大事故等対策の概略系統図
 （原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

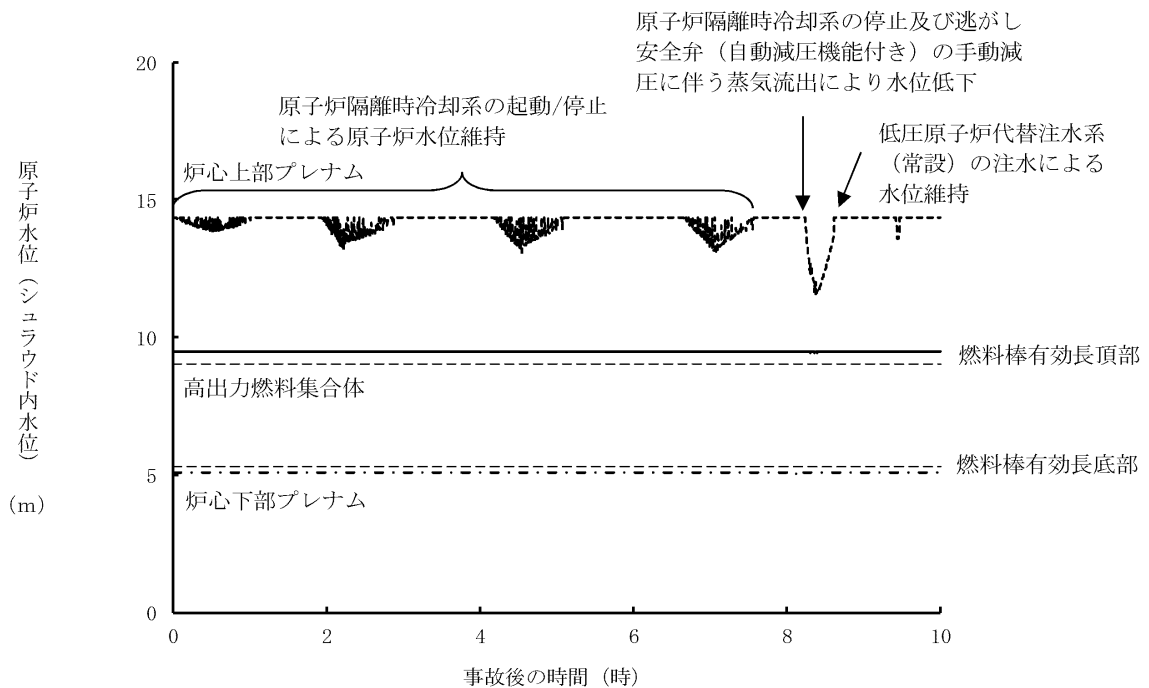
【 】：時刻（解析条件）
 < >：時刻（解析結果）



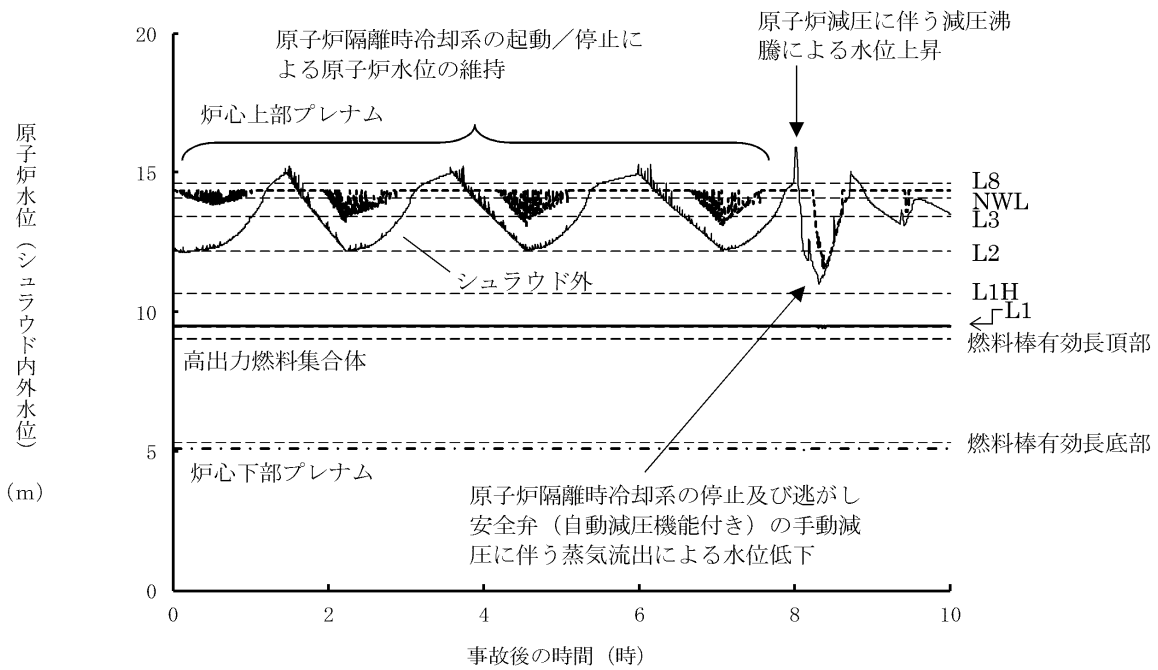
第 3.1.4.2-2 図 「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の対応手順の概要



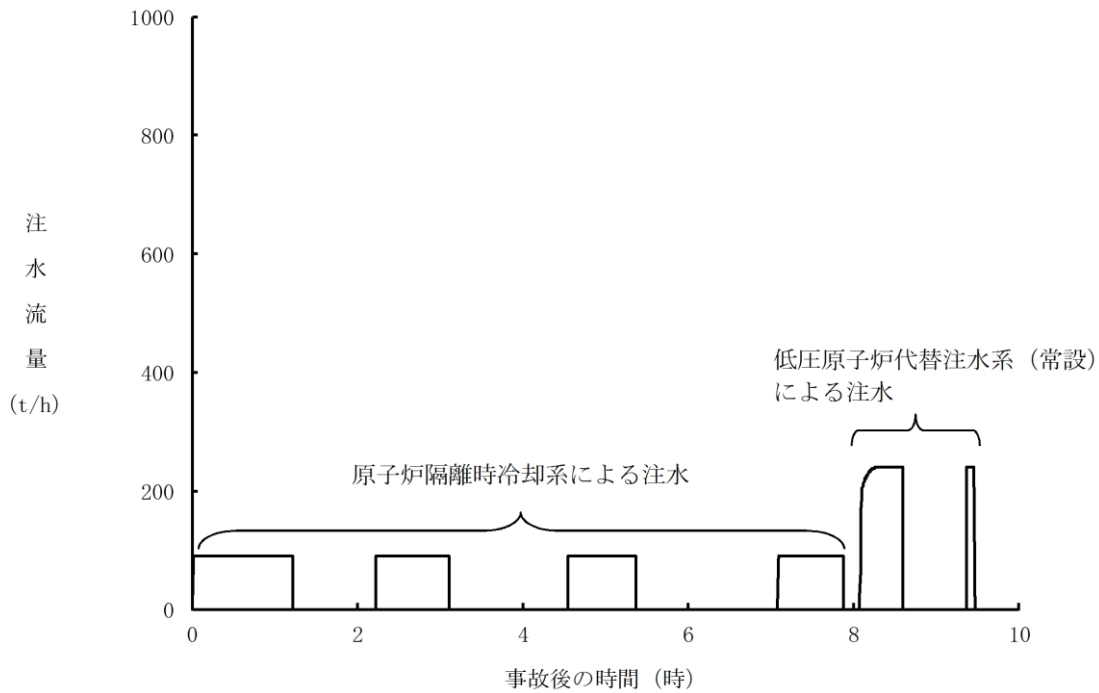
第3. 1. 4. 2-4図 原子炉圧力の推移



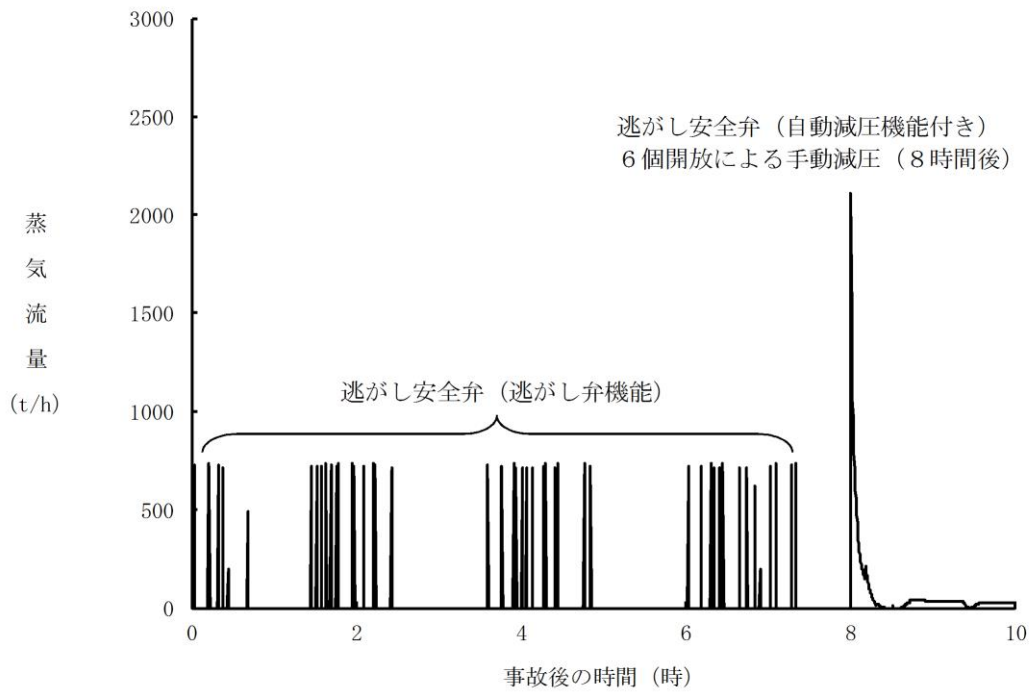
第3. 1. 4. 2-5図 原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



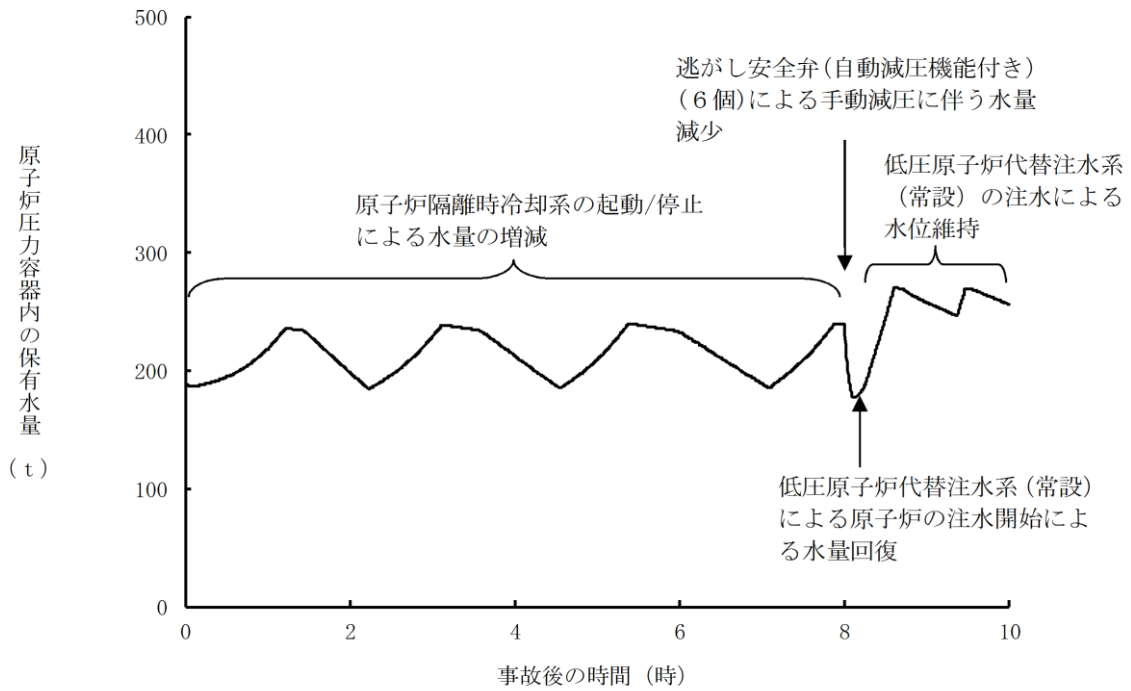
第3.1.4.2-6図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移



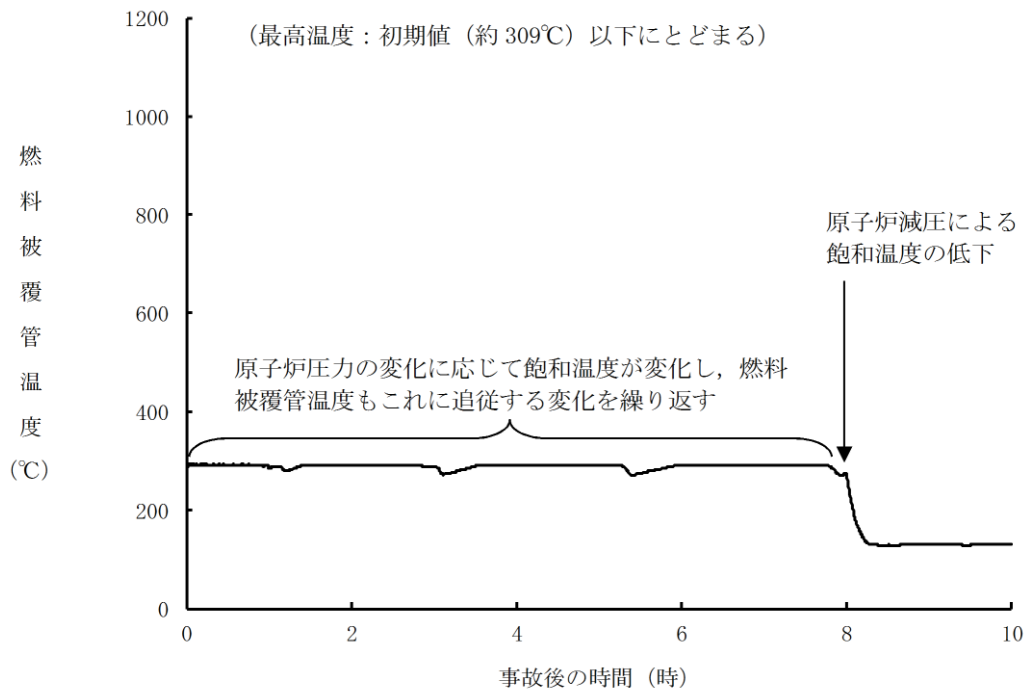
第3.1.4.2-7図 注水流量の推移



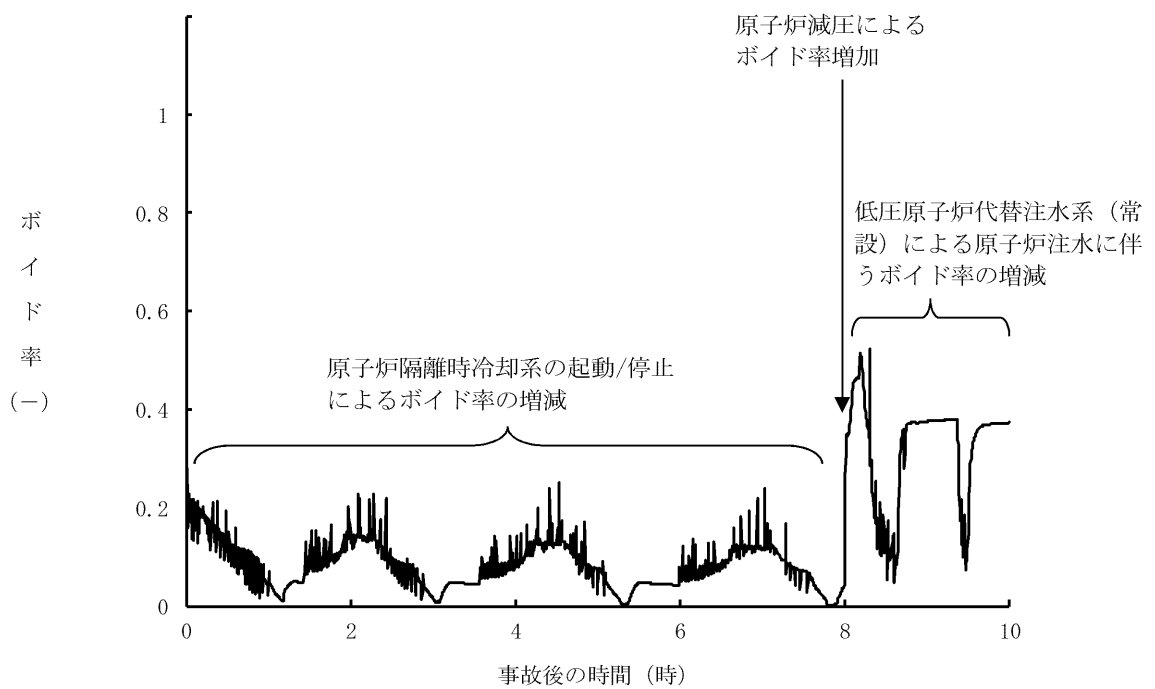
第3. 1. 4. 2-8図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



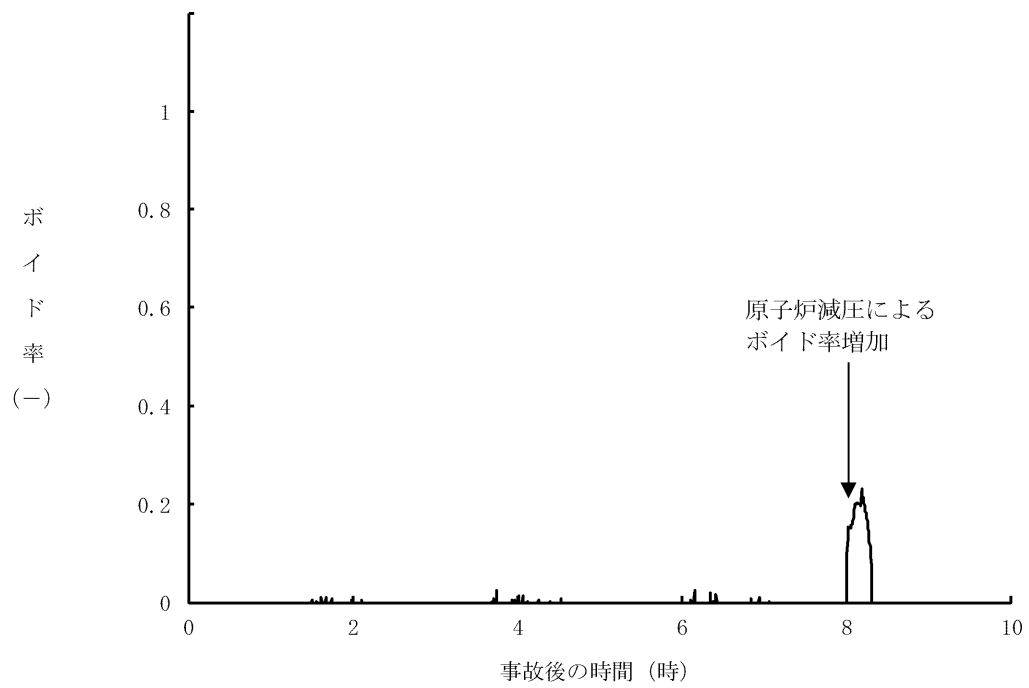
第3. 1. 4. 2-9図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



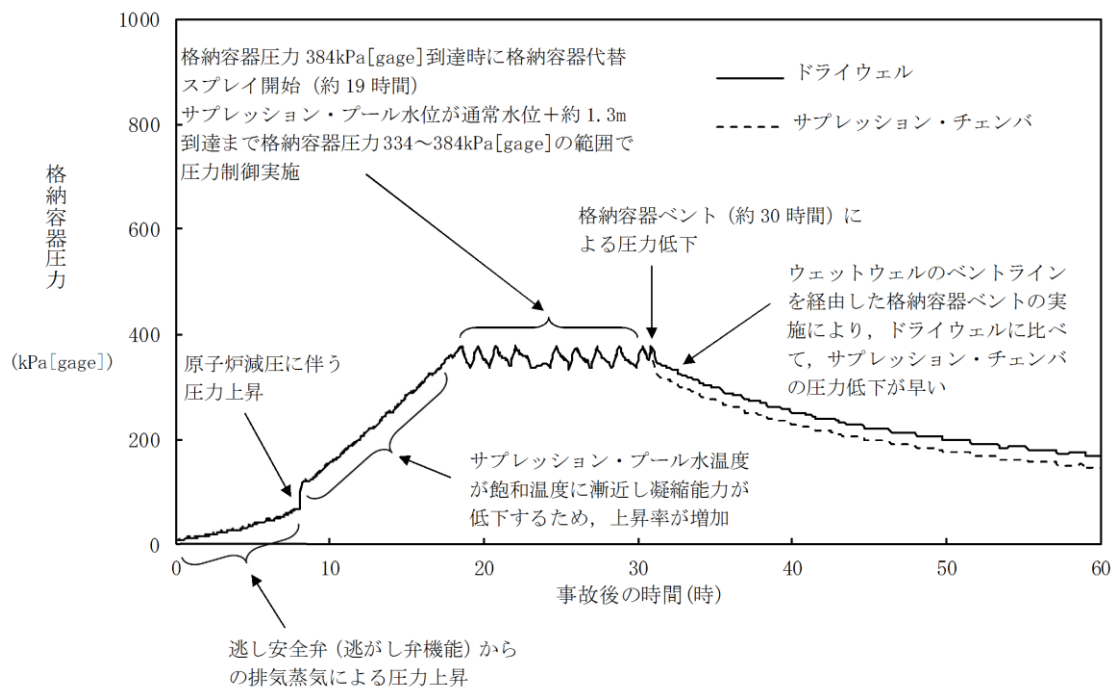
第3.1.4.2-10図 燃料被覆管温度の推移



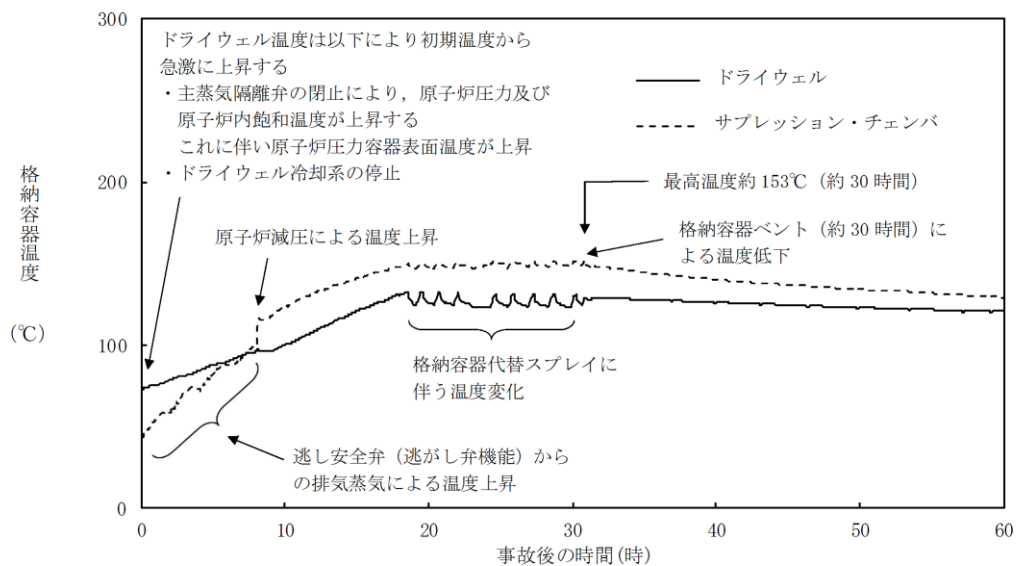
第3.1.4.2-11図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



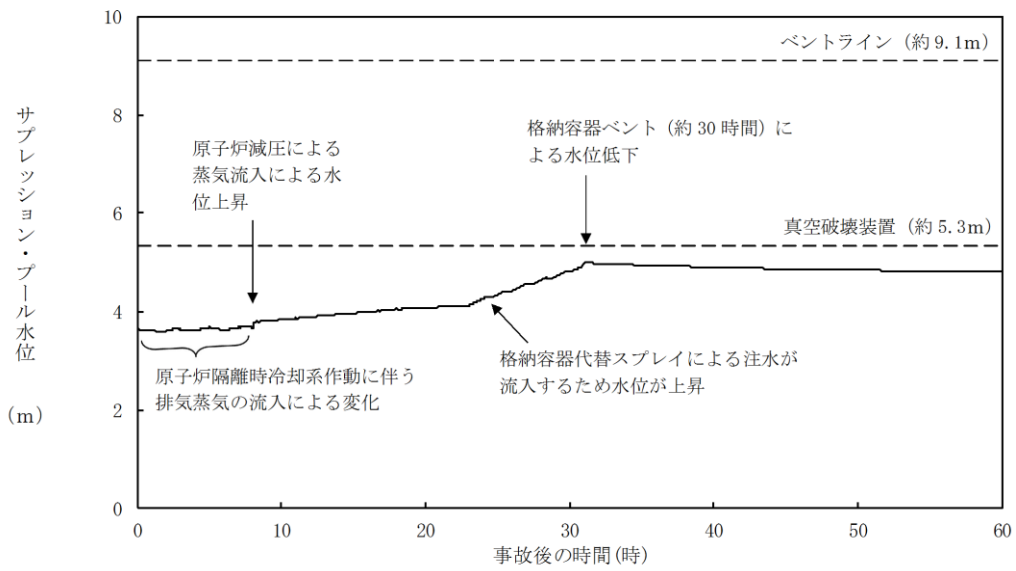
第3.1.4.2-12図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



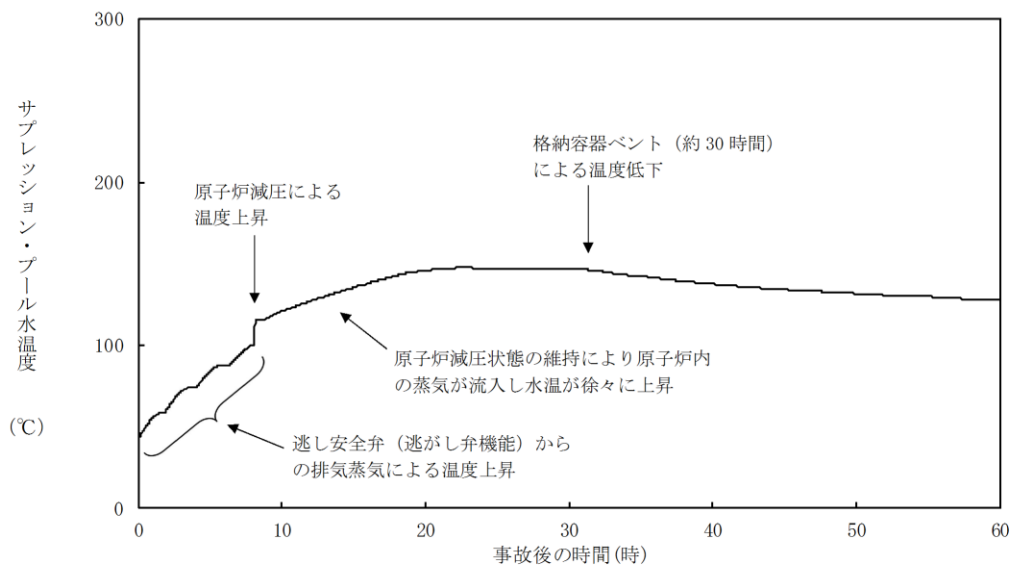
第3.1.4.2-13図 格納容器圧力の推移



第3.1.4.2-14図 格納容器温度の推移



第3.1.4.2-15図 サプレッション・プール水位の推移



第3.1.4.2-16図 サプレッション・プール水温度の推移