

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 45
提出年月日	平成 29 年 9 月 6 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 9 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方
 - 1.1 概 要
 - 1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定
 - 1.3 評価に当たって考慮する事項
 - 1.4 有効性評価に使用する計算プログラム
 - 1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針
 - 1.6 解析の実施方針
 - 1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針
 - 1.8 必要な要員及び資源の評価方針
 - 付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について
 - 付録2 原子炉格納容器の限界温度・圧力
 - 付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて
-
2. 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
 - 2.1 高圧・低圧注水機能喪失
 - 2.2 高圧注水・減圧機能喪失
 - 2.3 全交流動力電源喪失
 - 2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）
 - 2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）
 - 2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「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＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，③「手動停止／サポート系喪失（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／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，⑤「サポート系喪失（自動停止）＋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（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋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」は，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）の発生後，高圧及び低圧注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため，原子炉圧力制御に伴い原子炉圧力容器内の蒸気が流出し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。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の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは，高圧及び低圧の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，

重大事故等対処設備の有効性評価としては、高圧又は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。高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合、重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が、より早期に原子炉注水を開始することが可能となり、原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水を実施した場合でも、中長期的にはサブプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため、事象進展は同じとなる。このため、本事故シーケンスグループに対しては、代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により、本事故シーケンスグループでは、原子炉減圧後に低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び自動減圧機能付きの逃がし安全弁（以下「逃がし安全弁（自動減圧機能）」という。）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.1-1 図に、対応手順の概要を第 2.1-2 図に示すとともに、対

策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員 19 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 5 名である。

初動対応要員の内訳は、発電長 1 名、副発電長 1 名、運転操作対応を行う運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名、現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

招集要員の内訳は、燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名、現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し必要な要員数を確認した結果、初動対応要員 19 名及び招集要員 5 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（原子炉冷却材喪失事故を除く。）が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるが、これにも失敗したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがト

リップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統の流量等である。

c. 高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお、高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。

高圧代替注水系による原子炉注水に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量等である。

d. 低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが、これにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統の流量等である。

e. 高圧・低圧注水機能の回復操作

対応可能な要員にて高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。

f. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。

g. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、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）7弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

炉心損傷がないことを継続的に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（D/W，S/C）である。

i. 原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。

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

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

j. 代替循環冷却系の起動操作

格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

k. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため，格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は，ドライウェル圧力，サブプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サブプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い，サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・プール水位が，通常水位+5.5mに到達した時点で，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として，中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに，サブプレッション・プール水位が，通常水位+6.5mに到達した場合，中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容

器冷却を停止する。

また、格納容器ベント操作前に、原子炉満水操作として、原子炉压力容器の隔離状態を確認し、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する。なお、原子炉満水操作は、解析上考慮しない。

1. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。格納容器圧力が 310kPa[gage]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圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）等である。

また、サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認する。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位等である。

m. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等を実施し、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。

n. タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

o. 使用済燃料プールの冷却

使用済燃料プールの冷却を実施する。

以降、炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁により原子炉圧力が高圧状態に制御される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋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、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びE C C S注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構

造材との熱伝達及び内部熱伝導，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S A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより，原子炉圧力，原子炉水位，燃料被覆管温度，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお，本有効性評価では，S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は，ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから，燃料被覆管温度が高温となる領域において，燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.1-2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高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系，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（低圧注水系）が機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発生する。このため、原子炉水位の低下が大きくなることで、燃料被覆管温度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

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

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

(c) ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

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

(d) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(e) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし、注水流量は、原子炉注水のみを実施する場合、機器設計上の最小要求値である最小

流量特性（注水流量：0～378m³/h，注水圧力：0～2.38MPa[dif] ※）とし，原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合，230m³/h（一定）を用いるものとする。また，原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(f) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプ2台を使用するものとし，スプレイ流量は，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し，130m³/h（一定）を用いるものとする。また，サブプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合に停止し，279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(g) 格納容器圧力逃がし装置

サブプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]において，13.4kg/sの排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は，外部電源がない場合も考慮し，状況判断，高圧注水機能喪失の確認，解析上考慮しない高圧代替注水系の起動，低圧注水機能喪失の確認，常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電，

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施する。

- (b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に停止する。
- (c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、サブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内外水位）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.1-4 図から第 2.1-8 図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管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破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.1-9 図から第 2.1-14 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.1-15 図から第 2.1-18 図に示す。

※：炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し，運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお，シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから，原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。その後、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが、機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが、機器故障等により失敗し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。このため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し、事象発生約25分後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁による原子炉減圧を実施することで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで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増減する。

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の格納容器冷却を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生の約 27 時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達した時点でサブプレッション・チェンバベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ、事象発生の約 28 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお、格納容器除熱実施時のサブプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.1-9 図に示すとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、事象発生の

約 35 分後に最高温度の約 338℃に到達するが、評価項目である 1,200℃を下回る。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体で発生している。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、評価項目である 15%を下回る。

(添付資料 2.1.1)

原子炉圧力は、第 2.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁(安全弁機能)の作動により、約 7.79MPa[gage]以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(0.3MPa 程度)を考慮しても、約 8.09MPa[gage]以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍(10.34MPa[gage])を下回る。

格納容器圧力は、第 2.1-15 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍(0.62MPa[gage])を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.1-16 図に示すとおり、事象発生約 28 時間後に最高値の約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。

第 2.1-5 図に示すように、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.1-15 図及び第 2.1-16 図に示すように、事象発生約 28 時間後に、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱実施時の敷地境界外での

実効線量は、ベントタイミングに有意な差はないが、原子炉冷却材圧力バウンダリの破断箇所からドライウェルに放出された核分裂生成物がドライウェルベントによりサプレッション・プールでのスクラビング効果による除染を見込まずに環境へ放出される評価としているため、敷地境界外の実効線量が厳しくなる「2.6 LOCA時注水機能喪失」の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

(添付資料 2.1.2)

安定状態が確立した以降は、残留熱除去系を復旧した後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。また、代替循環冷却系又は残留熱除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、高圧・低圧注水機能喪失に伴い原子炉水位が低下するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動後に原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機

能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作及び事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

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、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度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ることで、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する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料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する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが、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不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱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、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.3)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして，解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し，有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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，燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，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不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気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雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.1.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.1-2表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、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する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、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。また、同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、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、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、外部電源ありを想定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）から自動的に受電され、また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

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

(添付資料 2.1.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、

同様に格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、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，炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については，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，外部電源ありを想定している。外部電源がない場合は，外部電源喪失に伴い原子炉スクラム，再循環ポンプトリップ等が発生するため，外部電源がある場合と比較して原子炉水位の低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

（添付資料 2.1.3）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、解析上の操作開始時間として、事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間として、サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。本操作は、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、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作とは同一の制御盤による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、解析上の操作開始時間として、サブプレッション・チェンバ圧力 310kPa[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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は、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、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、並列して実施する場合がある原子炉水位の調整操作と

は異なる運転員による対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。なお、遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも、異なる要員により対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

(添付資料 2.1.3)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）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操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、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。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、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操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベ

ント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、75分程度操作開始時間は遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、この場合でも620kPa[gage]を十分に下回ると考えられることから、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

(添付資料 2.1.3)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水）は、同様に高圧・低圧注水機能が喪失し、原子炉減圧操作も25分であることから事象進展が同等となる「LOCA時注水機能喪失」において、10分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、25分の減圧操作遅れを想定した場合には、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、格納容器ベント時の敷地境界外線量も約4.4mSvとなり5mSvを下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い、炉心損傷後のマネジメントに移行するため、重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、事象発生約14時間後に実施するものであり、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圧力逃がし装置による格納容器除熱は、事象発生の約 28 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は 310kPa[gage]から上昇するが、過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、スプレイを実施しない場合に格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達してから 620kPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり、現場操作に要する時間は 75 分程度であることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.1.3, 2.6.6)

(4) まとめ

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

2.1.4 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」の重大事故等対策に必要な初動対応要員は、「2.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり

19名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の39名で対処可能である。

また、事象発生2時間以降に必要な招集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に招集可能な要員の71名で対処可能である。

(2) 必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については、7日間の対応を考慮すると、合計約5,350m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約4,300m³、北側淡水池に約2,500m³及び高所淡水池に約2,500m³の水を保有しており、可搬型代替注水大型ポンプを用いて、北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、7日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

(添付資料 2.1.4)

b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継

続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については、事象発生からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる給水について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 2.1.5)

c. 電 源

外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量内に収まることから、電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの、電源供給を考慮する負荷については約 982kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.1.6)

2.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧・低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、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、初期の対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋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）による原子炉減圧、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

その結果、燃料被覆管最高温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

なお、格納容器圧力逃がし装置の使用による敷地境界外での実効線量は、周辺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の影響について確認した結果、運転員

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、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、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。

第2.1-1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (1/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	-	-	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 主蒸気隔離弁が閉止したことを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	主蒸気隔離弁 ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	-	原子炉水位（広帯域、燃料域） 原子炉水位（SA広帯域、SA燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。 	高圧代替注水系	-	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 	-	-	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力

■：有効性評価上考慮しない操作

第2.1-1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (2/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧／低圧注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 対応可能な要員にて高圧炉心スプレイス系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水系）の回復操作を実施する。 	—	—	—
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失の確認後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。 	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放することにより、原子炉減圧操作を実施する。 原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）	—	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C)

■：有効性評価上考慮しない操作

第2.1-1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (3/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域、燃料域） 原子炉水位（SA広帯域、SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流 量 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 245kPa [gage] に到達したことを確認する。 代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。 	残留熱除去系海水 代替循環冷却ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 残留熱除去系海水系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

■：有効性評価上考慮しない操作

第2.1-1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (5/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> 水源補給のための可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等を実施する。 代替淡水貯槽の残量に応じて，可搬型代替注水ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。 	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリによる燃料補給操作を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
使用済燃料プールの冷却	<ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料プールの冷却を実施する。 	—	—	—

■：有効性評価上考慮しない操作

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (1/5)

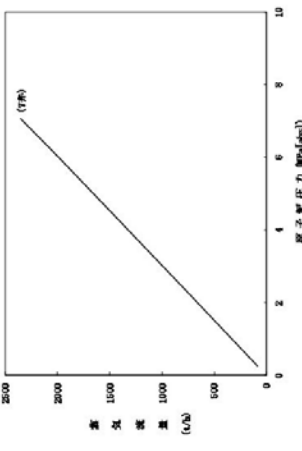
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
原子炉熱出力	3, 293MW	定格熱出力を設定
原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa [gage]	定格圧力を設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータ スカート下端から +126 cm)	通常運転水位を設定
炉心流量	48, 300t/h	定格流量を設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃 料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型) と 9 × 9 燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9 × 9 燃料 (A型) を設定
燃料棒最大線出力密度	44. 0kW/m	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度 33Gwd/t)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
格納容器圧力	5kPa [gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
格納容器雰囲気温度	57°C	ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度を設定

初期条件

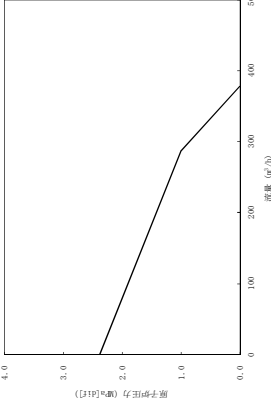
第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (2/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル)	設計値を設定
	格納容器体積 (ウエットウエル)	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブレーション・プール水位	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブレーション・プール水温度	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	設計値を設定
外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、代替淡水貯槽、北側淡水池及び高所淡水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
起因事象	給水流量の全喪失	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉炉水位の低下が早く、炉心損傷までの余裕時間が短い給水流量の全喪失を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、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 (低圧注水系) の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり

第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (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	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	設計値を設定
主蒸気隔離弁	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号	設計値を設定
A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプ リッブ機能)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号で全台トリ ップ (原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7. 79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h/個 8. 10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h/個 8. 17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h/個 8. 24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h/個 8. 31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h/個 (原子炉減圧操作時)	設計値を設定 なお, 安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され, 原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため, 事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナリオにおいては, 評価項目に対して厳しい条件となる
逃がし安全弁	(原子炉減圧操作時) 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁を開放することによる原子炉減圧 < 原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係 > 	設計値を設定 逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
重大事故等対策に関連する機器条件		

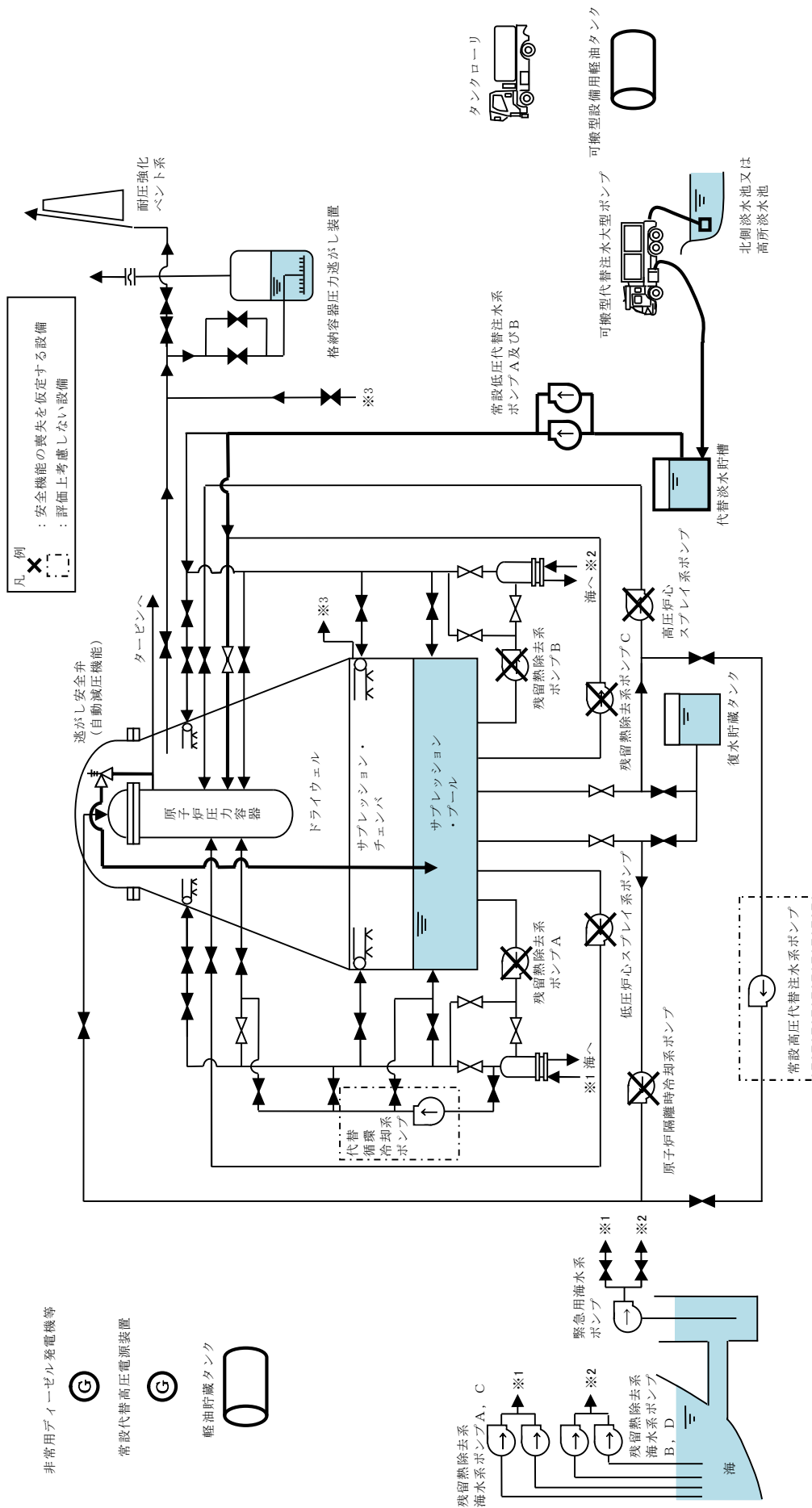
第 2.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>原子炉水位が原子炉水位高 (レベル 8) 設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持</p> <p>(原子炉注水単独時)</p> <p>最小流量特性 (2 台)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水流量 : 0~378m³/h ・注水圧力 : 0~2.38MPa[dif] 	<p>炉心冷却性の観点で厳しい設定として, 機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定</p> <p>< 常設低圧代替注水ポンプ 2 台による注水特性 ></p> 
<p>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</p>	<p>(原子炉注水と格納容器スプレイ併用時)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・注水流量 : 230m³/h (一定) <p>サブレーション・チェンババ圧力が 217kPa[gage] に到達した場合は停止し, 279kPa[gage] に到達した場合に再開</p> <p>スプレイ流量 : 130m³/h (一定)</p> <p>排気流量 : 13.4kg/s</p> <p>(格納容器圧力 310kPa[gage] において)</p>	<p>併用時の系統評価に基づき, 保守的な流量を設定</p> <p>格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として, 運転手順に基づき設定</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置</p>		<p>格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として, 機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定</p>

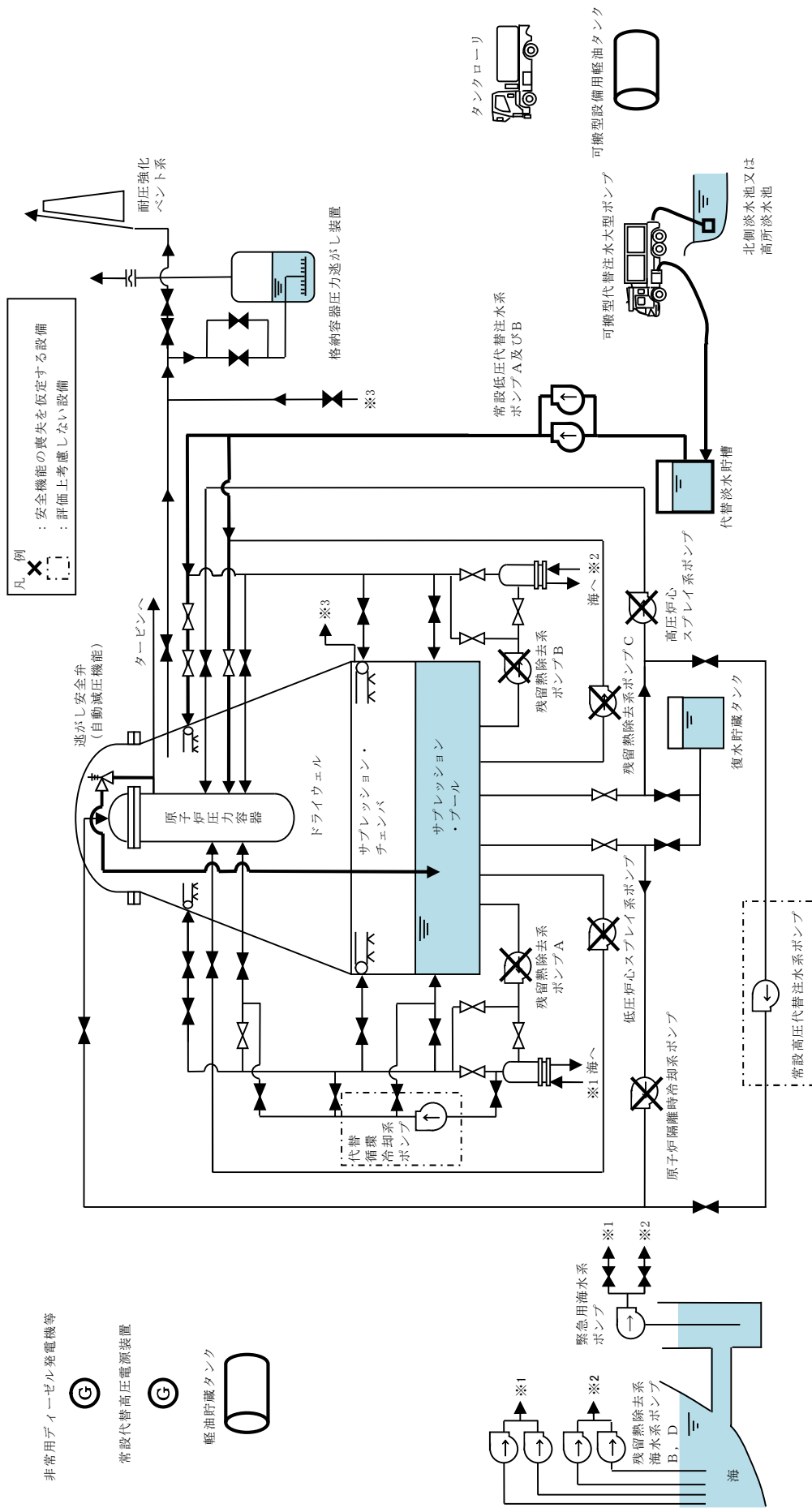
第 2.1-2 表 主要解析条件 (高压・低压注水機能喪失) (5/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水)</p>	<p>事象発生から 25 分後</p>	<p>運転手順に基づき、高压・低压注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高压注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高压代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高压電源装置による緊急用母線受電操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作及び逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定</p>
<p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却器による格納容器冷却</p>	<p>サプレッション・チェンババ圧力 279kPa [gage] 到達時</p>	<p>運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力 (310kPa [gage]) に対する余裕を考慮して設定</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 (サプレッション・チェンババ側)</p>	<p>サプレッション・チェンババ圧力 310kPa [gage] 到達時</p>	<p>運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定</p>

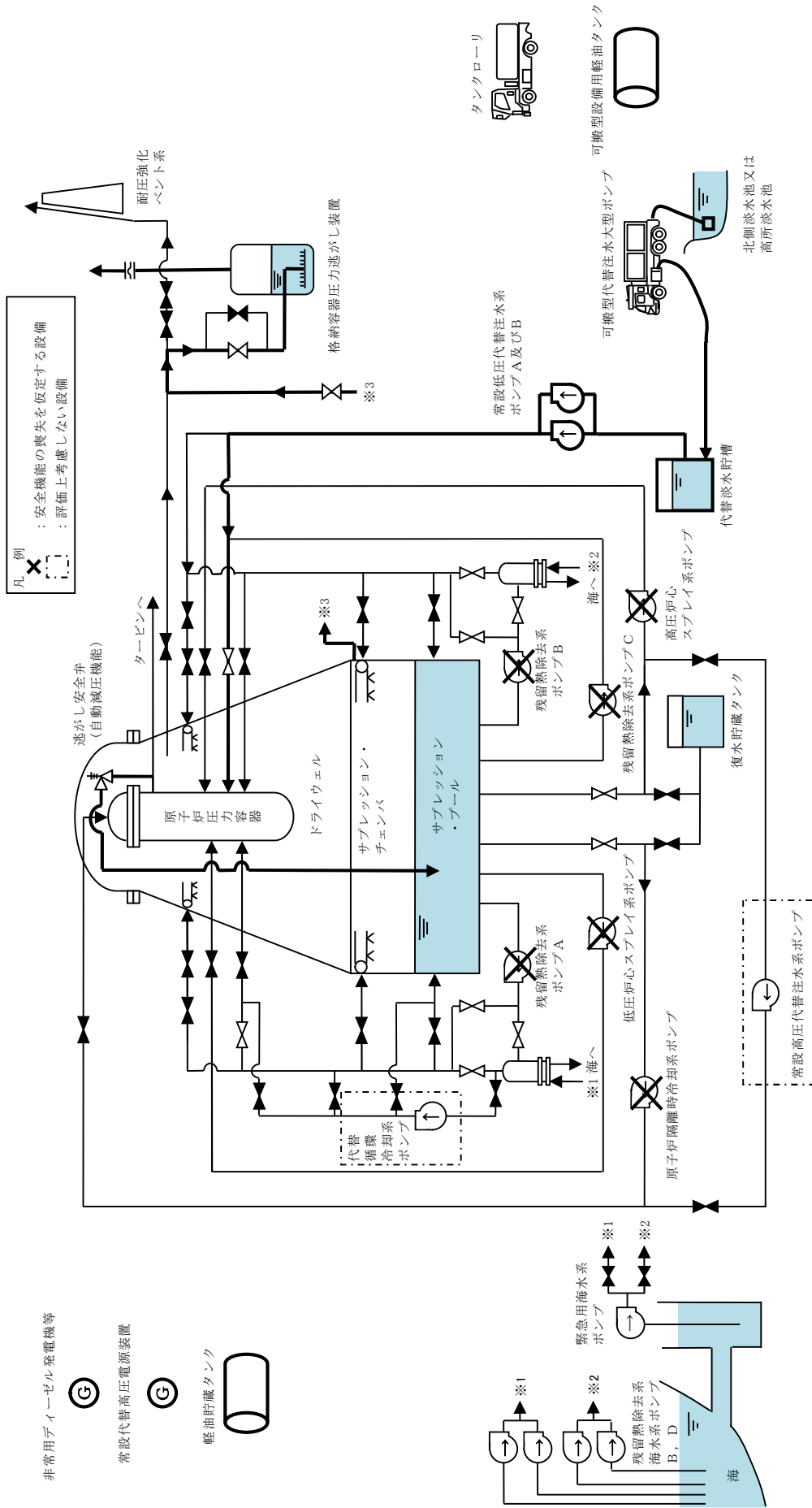
重大事故等対策に関連する操作条件



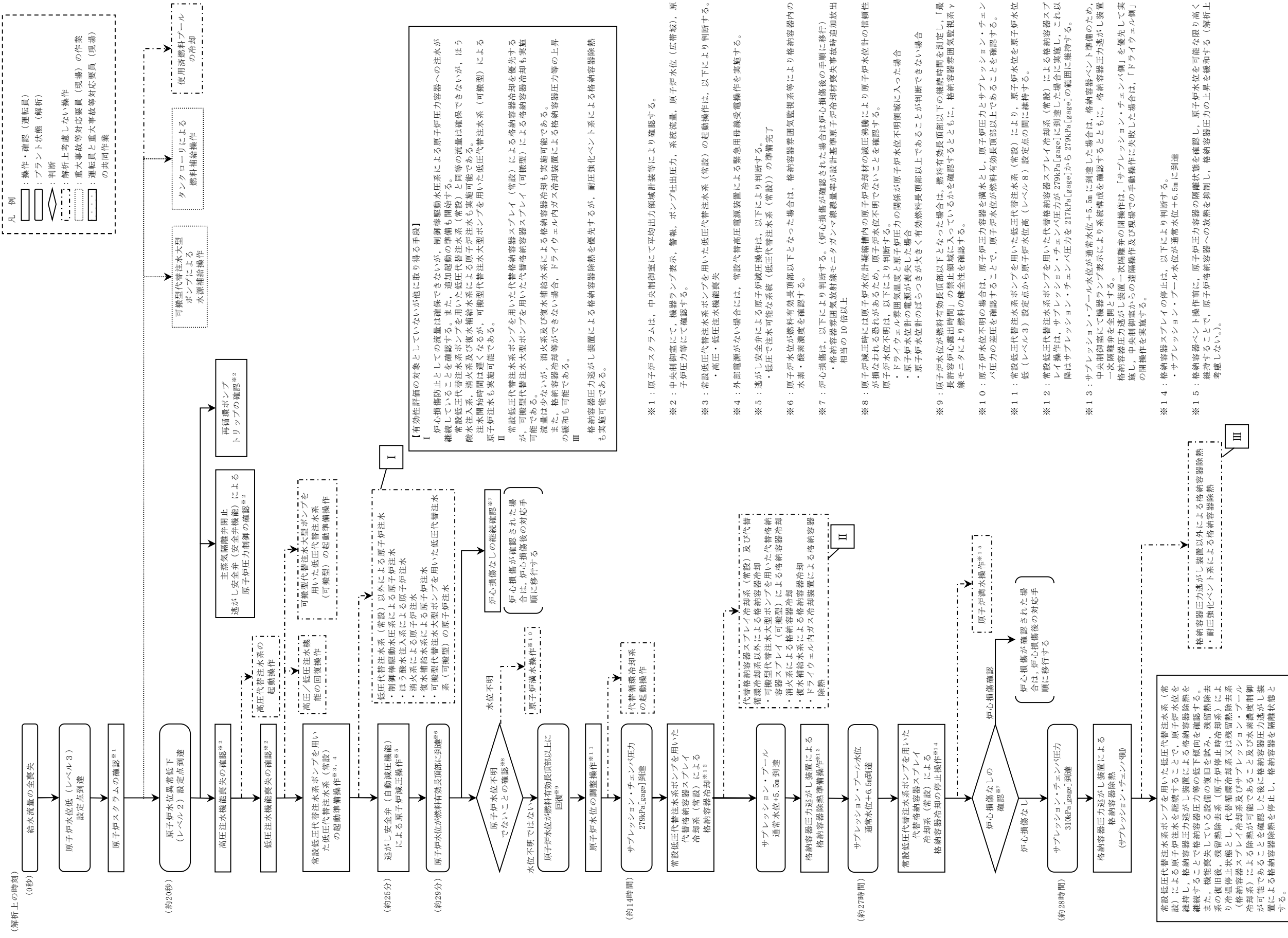
第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び
 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階)



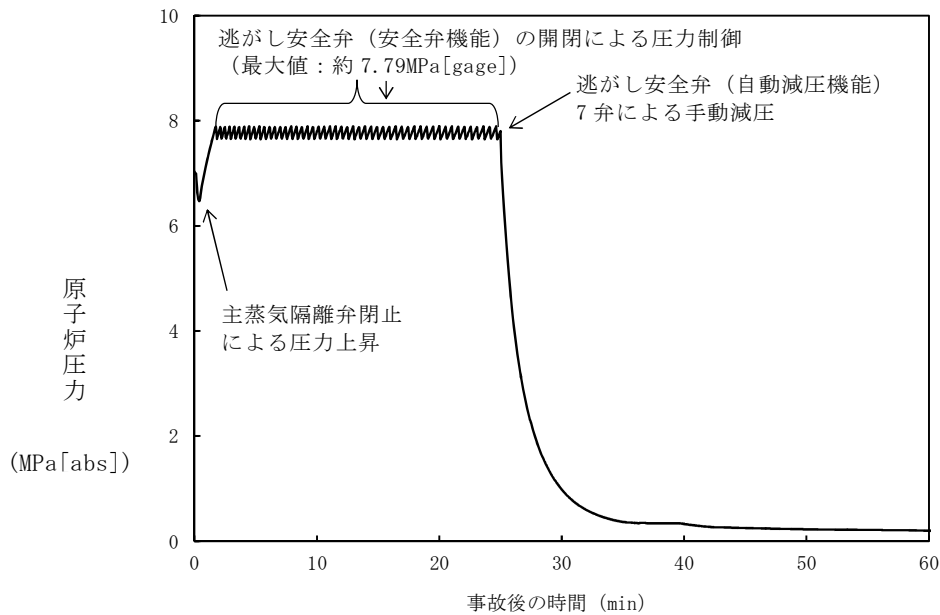
第 2.1-2 図 高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要

高圧・低圧注水機能喪失					経過時間(分)											備考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	事象発生 原子炉スクラム 約20秒 原子炉水位異常低下(レベル2)設定点到達 プラント状況判断 約21分 原子炉水位異常低下(レベル1)設定点到達 25分 原子炉減圧開始											
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮													
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐													
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡													
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作(失敗)	2分												
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分											外部電源がない場合に実施する	
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系の起動操作	4分											解析上考慮しない	
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作(失敗)	4分												
高圧/低圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	●高圧/低圧注水機能の回復操作, 失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動準備操作	【1人】 B	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水 系統構成	3分												
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	10人 a~j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備, ホース敷設等	170分											解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む	
逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁の開放操作	1分												
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持												

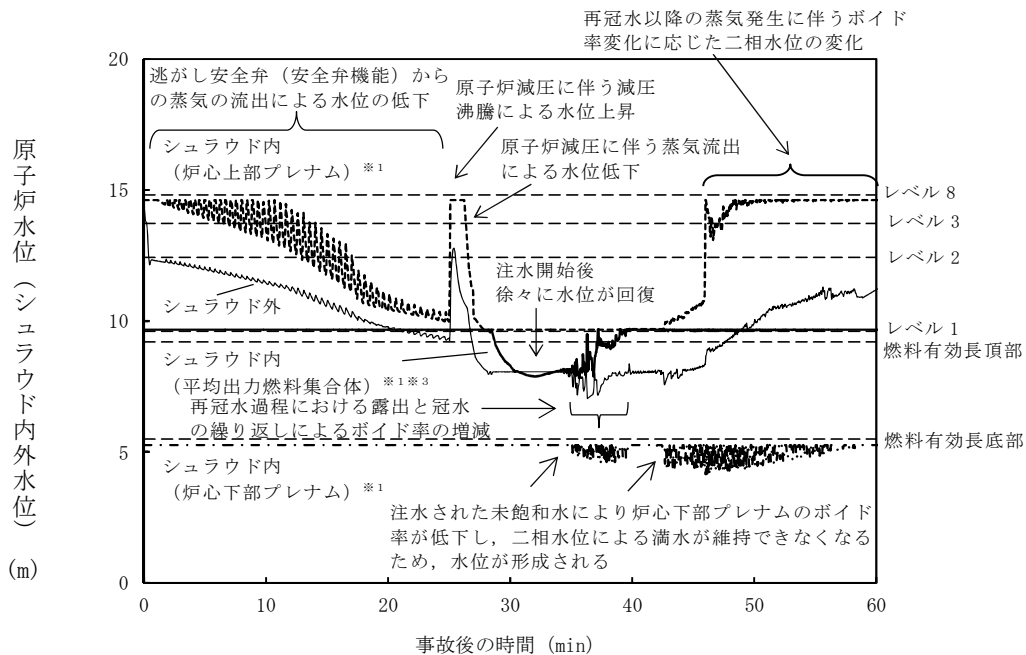
第 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間 (時間)											備考	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44		48
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	事象発生 25分 原子炉減圧開始 約14時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa [gage] 到達 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 約28時間 サプレッション・チェンバ圧力310kPa [gage] 到達 原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持												
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視												
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整											解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による注水を停止する	
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持											解析上考慮しない	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作	適宜実施											解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器ベント準備(系統構成) ●現場移動(第一弁) ●格納容器ベント準備(系統構成)	5分											125分	解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●中央制御室からの格納容器ベント操作 ●現場手動による格納容器ベント操作	75分											解析上考慮しない	
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	10人 a~j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	170分											解析上考慮しない アクセスルート復旧時間等含む	
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	【8人】 c~j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	220分											代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある アクセスルート復旧時間等含む	
タンクローリによる燃料補給操作	-	-	【2人】 c, d	●ポンプ起動及び水源補給操作	適宜実施											代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する	
タンクローリによる燃料補給操作	-	-	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油	90分											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	10人 a~j 及び招集5人														

第 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

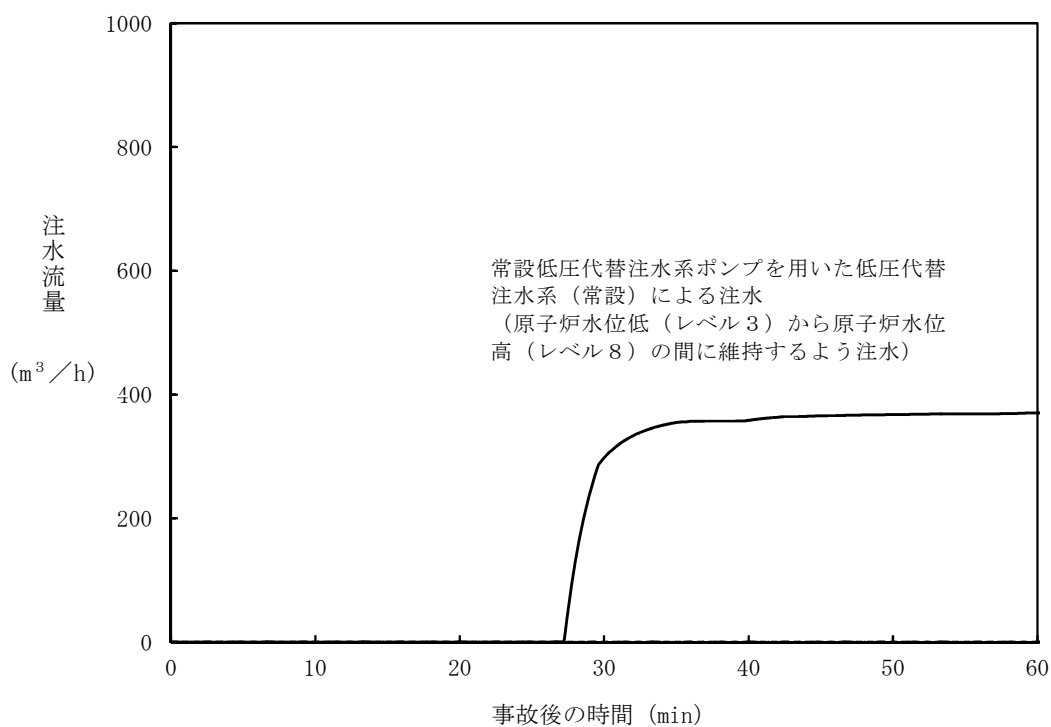


第 2.1-4 図 原子炉圧力の推移

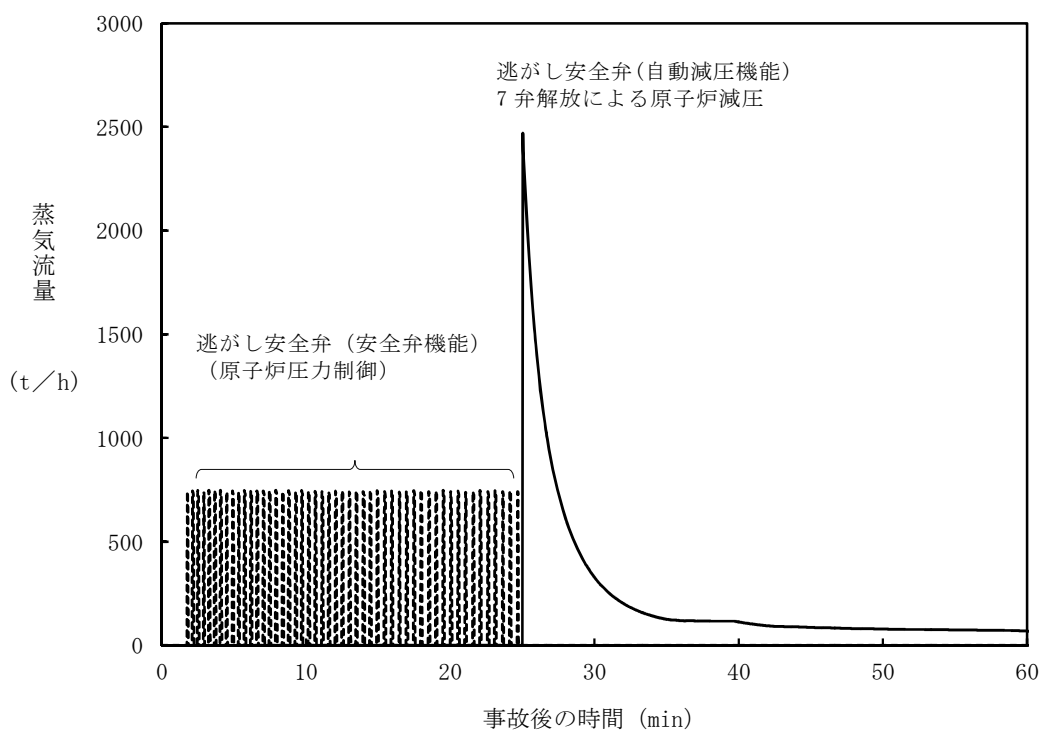


第 2.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移^{※2}

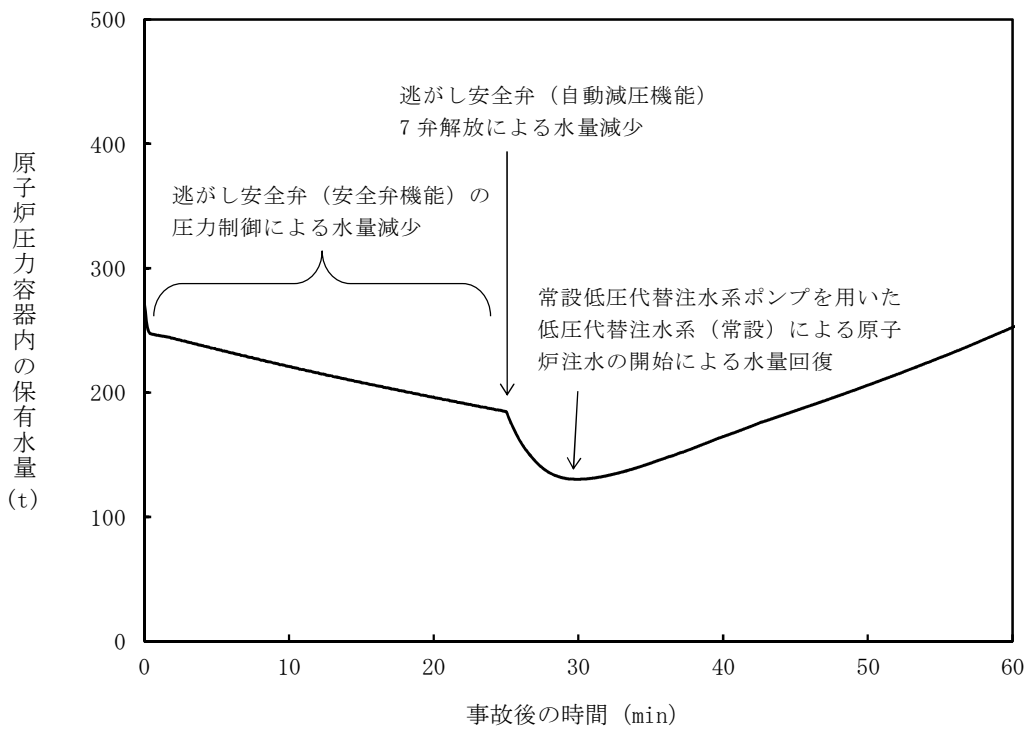
- ※1 SAFERでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは炉心上部プレナムについては下限の水位 (ノード内水位なしの状態)、平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位 (ノード内の満水状態) が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部または平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの領域の水位を示す。
- ※2 シュラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を0.9と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が1.0となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積 (水位) として扱われるため水位を高めめに評価することとなる。)
- ※3 「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。
(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFERコード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード9: 燃料集合体 参照)



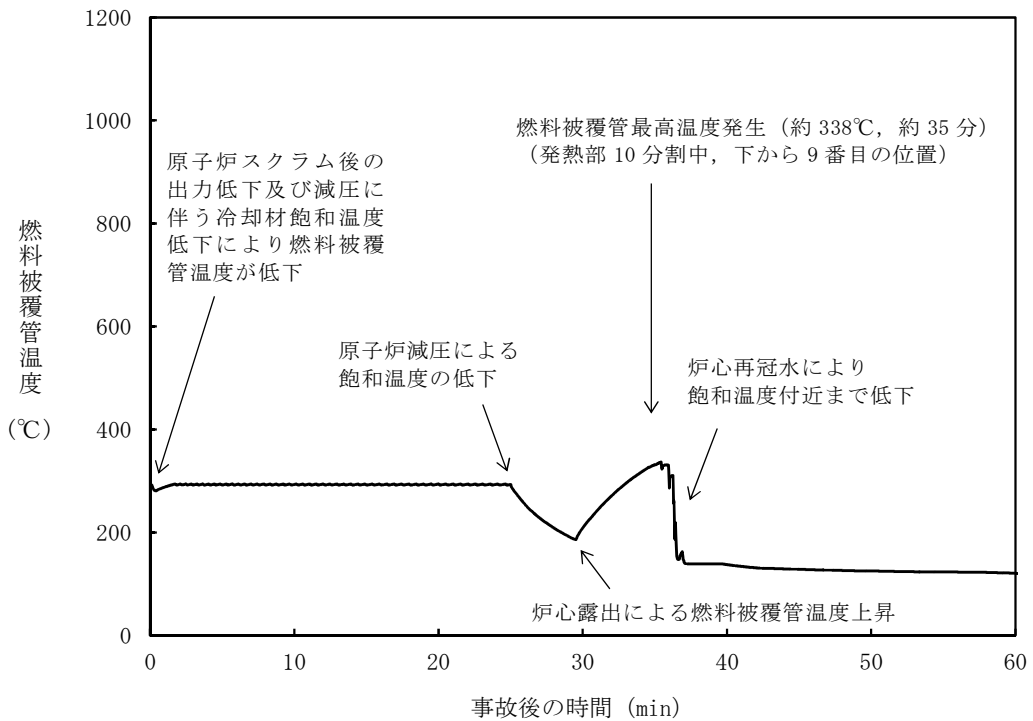
第 2.1-6 図 注水流量の推移



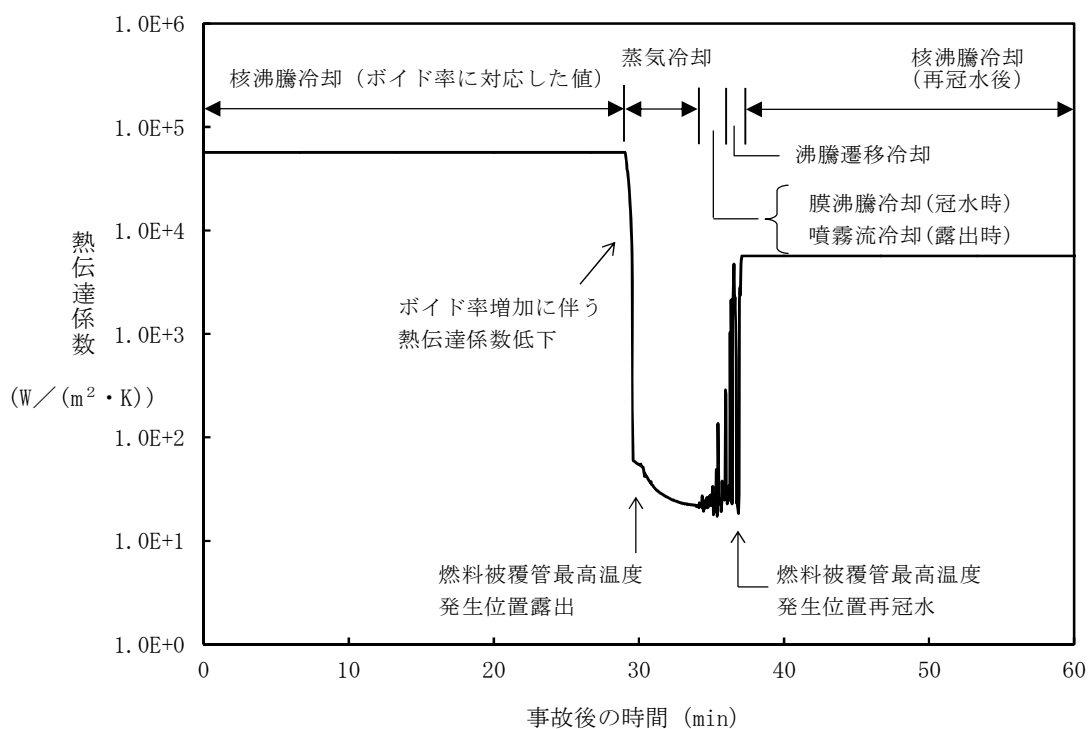
第 2.1-7 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



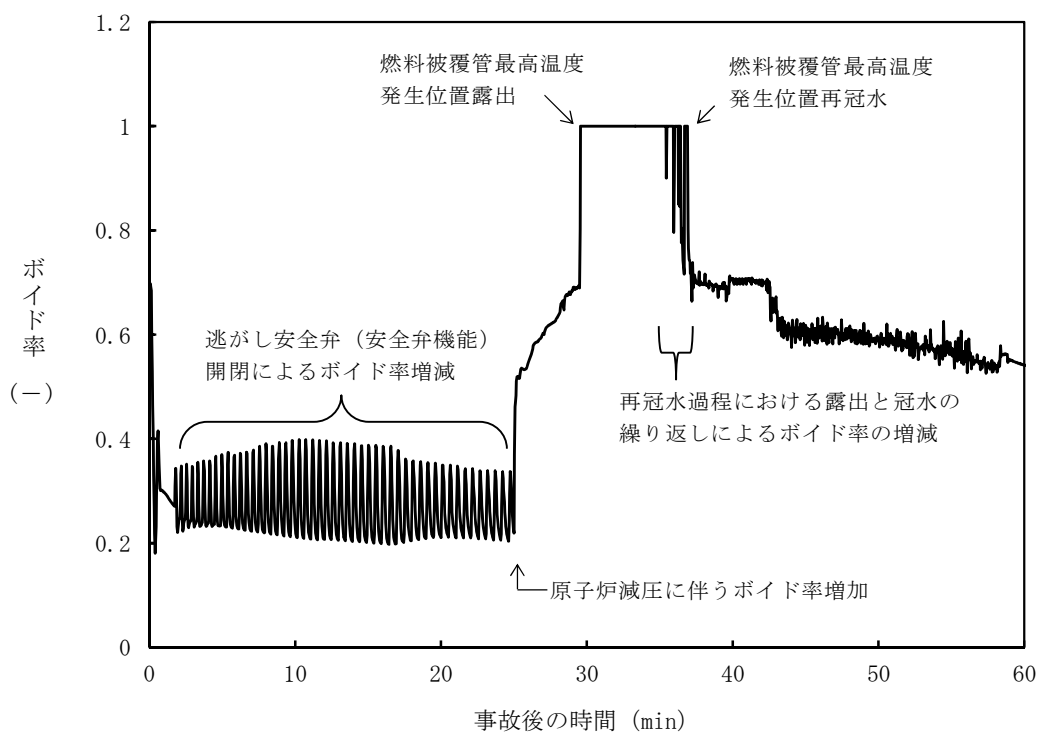
第 2.1-8 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



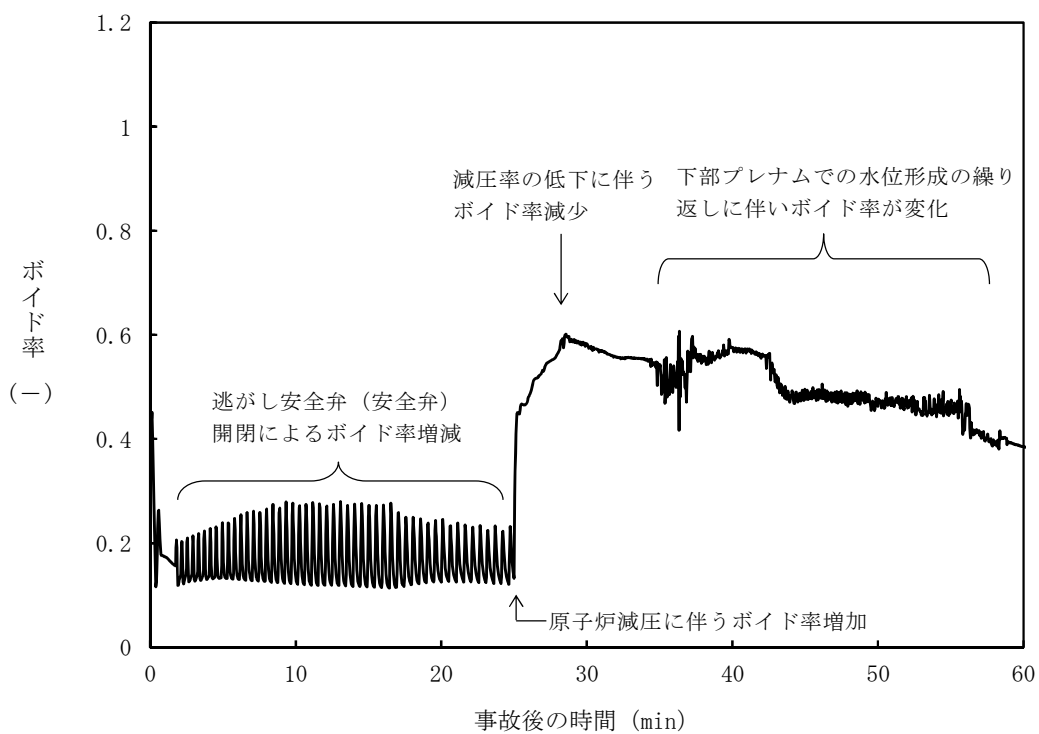
第 2.1-9 図 燃料被覆管温度の推移



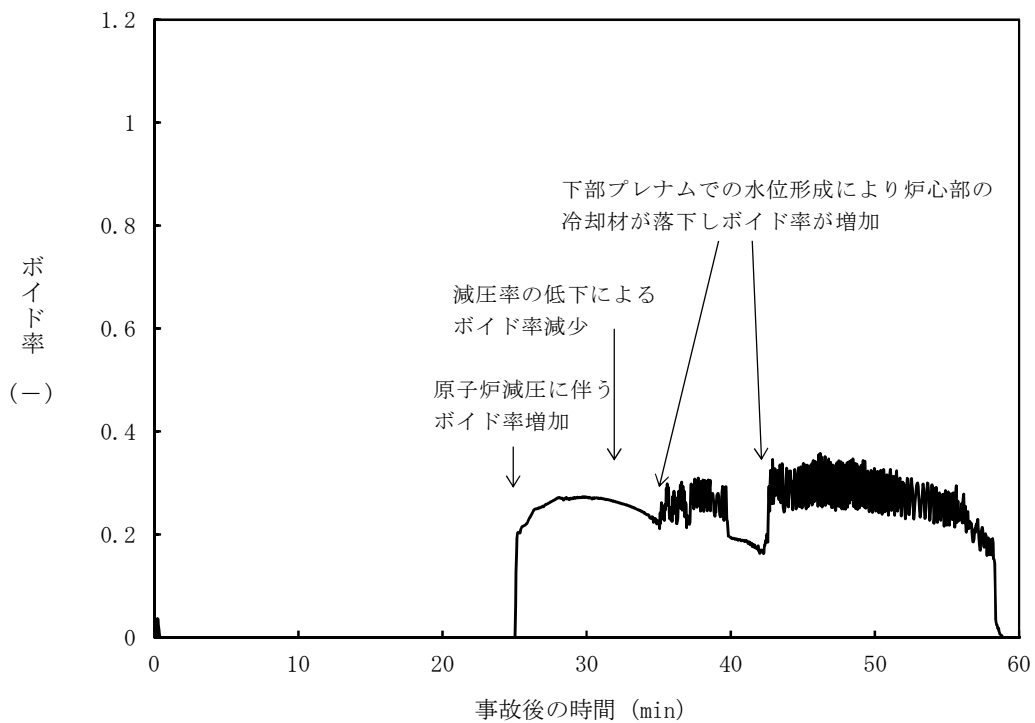
第 2.1-10 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



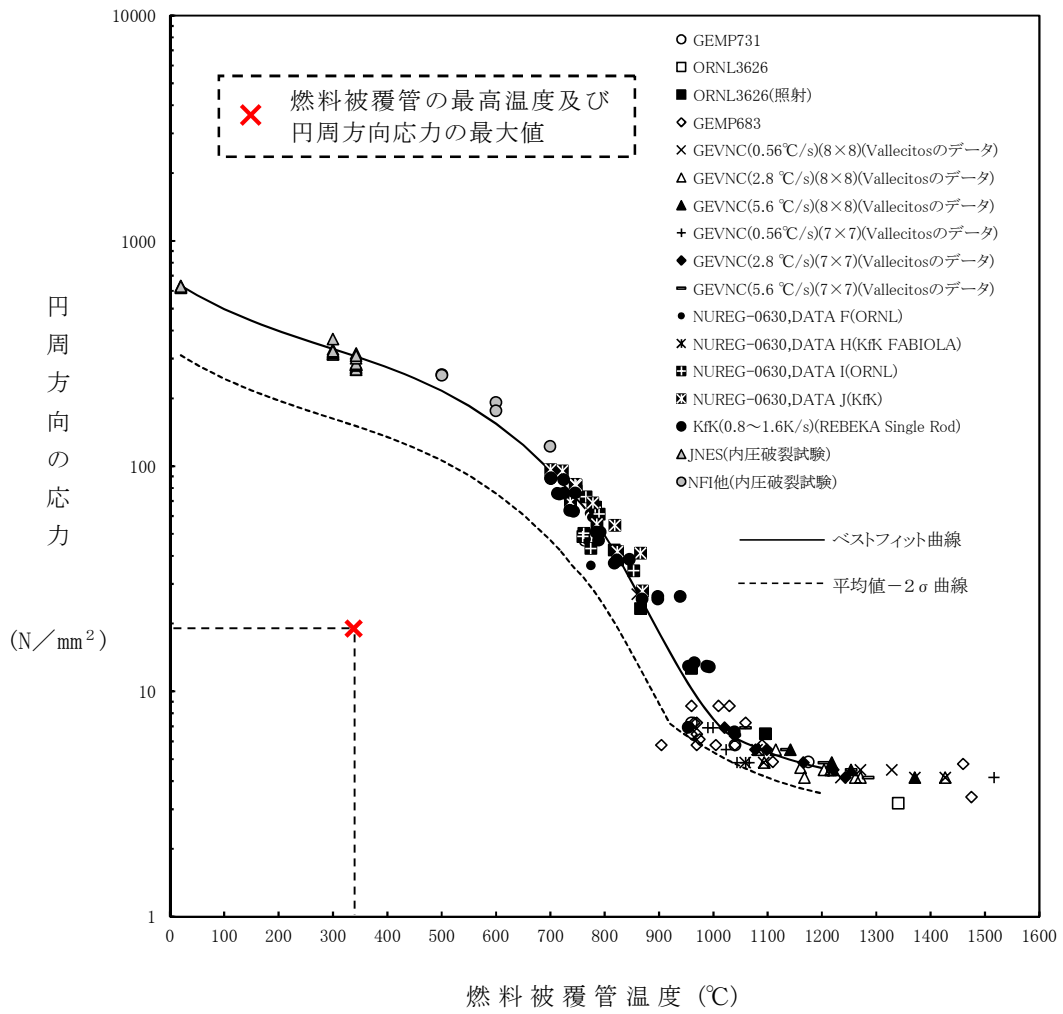
第 2.1-11 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.1-12 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

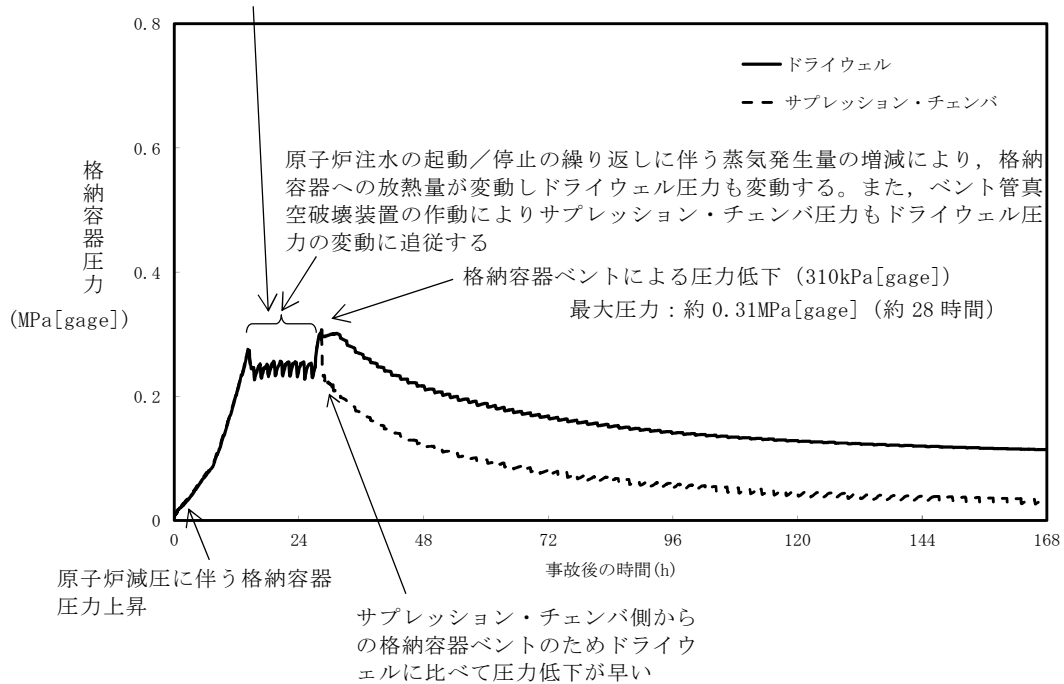


第 2.1-13 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移

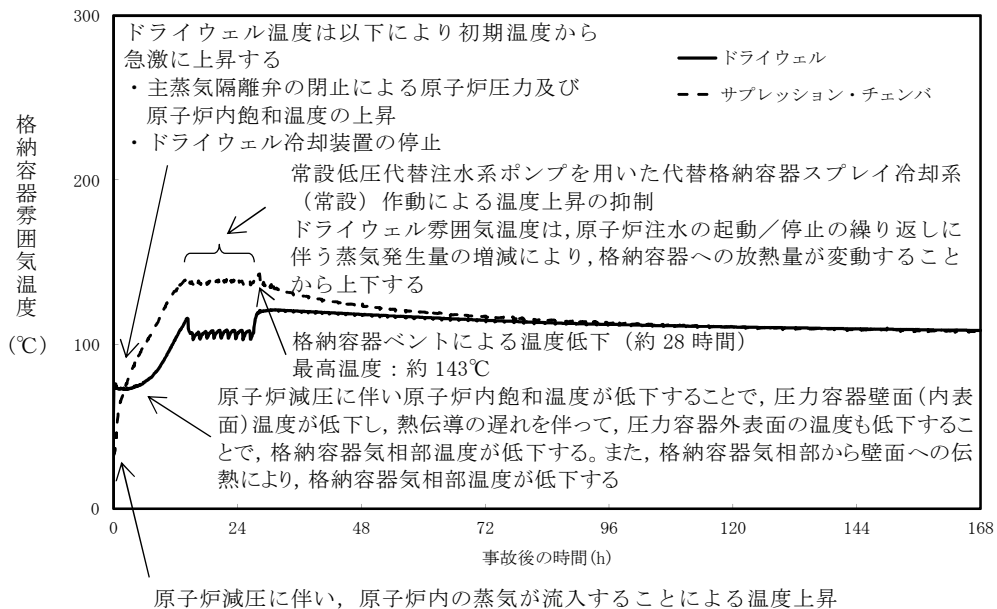


第 2.1-14 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係

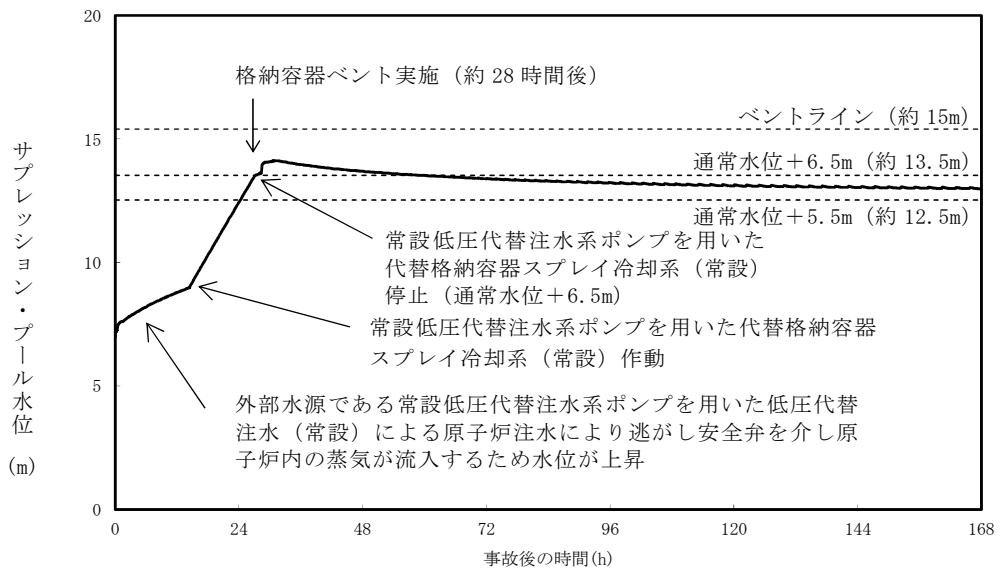
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による圧力上昇の抑制（217 kPa[gage]～279 kPa[gage]に維持）



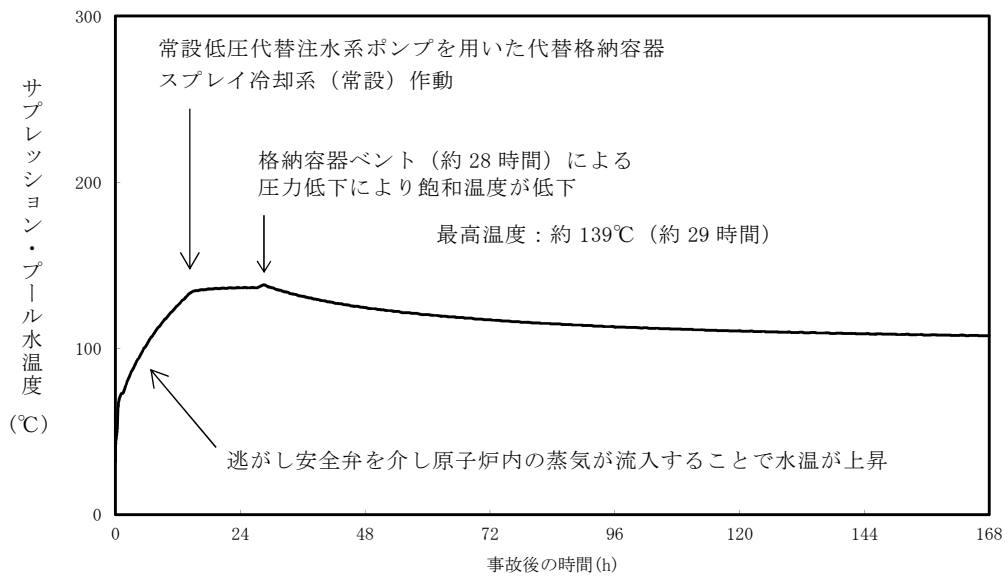
第 2.1-15 図 格納容器圧力の推移



第 2.1-16 図 格納容器雰囲気温度の推移



第 2.1-17 図 サプレッション・プール水位の推移



第 2.1-18 図 サプレッション・プール水温度の推移