

<縮小版>

柏崎刈羽原子力発電所
発電用原子炉設置許可申請書

(6号及び7号炉完本)

本文及び添付書類

2020年5月現在

東京電力ホールディングス株式会社

7. 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対策の有効性評価

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、「6. 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。

7.1 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。

7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失

7.1.1.1 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、「6.2 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＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、②「過渡事象＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、③「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、④「通常停止＋SRV再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注

水失敗」，⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」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，あわ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のみ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、「7.1.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+RCIC 失敗」において主に高圧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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化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代替注水系（常設）及び逃がし安全弁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、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（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代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置等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 7.1.1-1 図から第 7.1.1-3 図に、手順の概要を第 7.1.1-4 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 7.1.1-1 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、事象発生

10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の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 24 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 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 8 名である。

また、事象発生 10 時間以降に追加で必要な要員は、フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.1-5 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、24 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム確認

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、平均出力領域モニタ等である。

b. 高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全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、各系統の流量指示等である。

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復水移送ポンプ 1 台を追加起動し、2 台運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。

低圧代替注水系（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 8 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、原子炉圧力である。

d. 低圧代替注水系（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、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）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. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171°Cに接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作によ

り代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）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、格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）である。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。

f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置等による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、格納容器内圧力等である。

格納容器圧力逃がし装置等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、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等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・チェンバ・プール水位である。

以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（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、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。

7.1.1.2 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、「6.2 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（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレー冷却、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、炉心ヒートアップ解析コード CHASTE 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

(以降、格納容器温度とは原子炉格納容器気相部の温度を指す。)等の過渡応答を求める。

本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮される CHASTE により燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。

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 7.1.1-2 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

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系、低圧注水機能として残留熱除去系（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

外部電源は使用できるものとする。

外部電源がある場合、事象発生と同時に原子炉冷却材再循環ポンプ（以下「再循環ポンプ」という。）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、炉心冷却上厳しくな

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) ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）

ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）（以下「代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能」という。）は、原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル 3）信号により再循環ポンプ 4 台を自動停止し、原子炉水位低（レベル 2）信号により残りの再循環ポンプ 6 台を自動停止するものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、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、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8 個）を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 5%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大 300m³/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。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

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、140m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。なお、格納容器スプレイは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて

実施する。

(f) 格納容器圧力逃がし装置等

格納容器圧力逃がし装置等により，格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開^{※1}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。

※1 操作手順においては，原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが，格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は，増開操作を実施する。
なお，耐圧強化ベント系を用いた場合は，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して，排出流量は大きくなり，格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから，格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。

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，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は，高圧・低圧注水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，操作時間は約 4 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代替注水系（常設）の準備時間を考慮して，事象発生から約 14 分後に開始する。

(c) 代替格納容器スプレー冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は，格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。

なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。

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

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※2}、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 7.1.1-6 図から第 7.1.1-11 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 7.1.1-12 図から第 7.1.1-17 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.1-18 図から第 7.1.1-21 図に示す。

※2 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計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7 号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測して

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、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）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。

再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル 3）で 4 台トリップし、原子炉水位低（レベル 2）で残り 6 台がトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。

事象発生から約 14 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 8 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、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始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。

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、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等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 17 時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約 14m）及びベントライン（約 17m）に対して、十分に低く推移するため、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 7.1.1-12 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 874℃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 7.1.1-6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.51MPa[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 7.81MPa[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、代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等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 0.31MPa[gage]及び約 144°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 7.1.1-7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等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。

格納容器圧力逃がし装置等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圧力逃がし装置等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

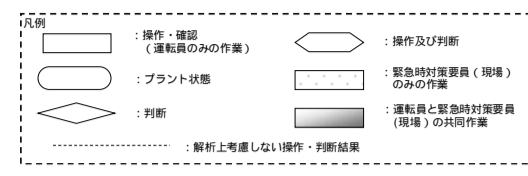
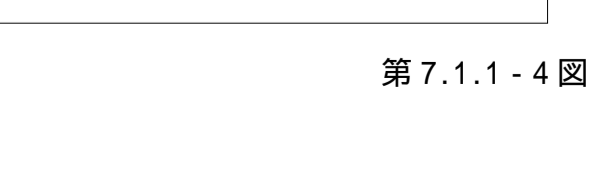
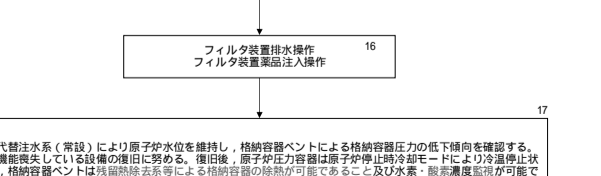
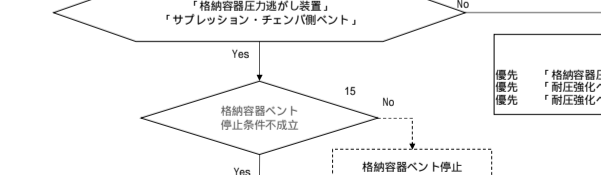
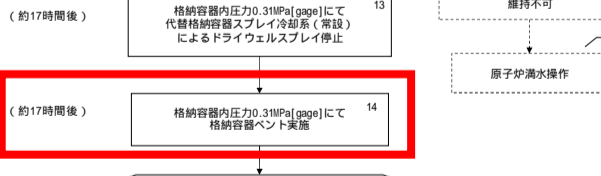
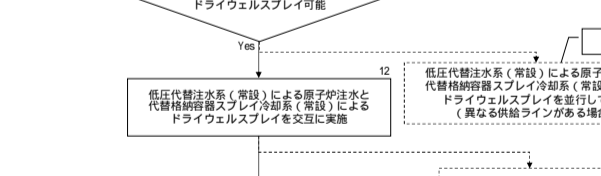
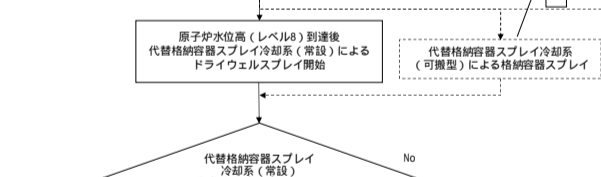
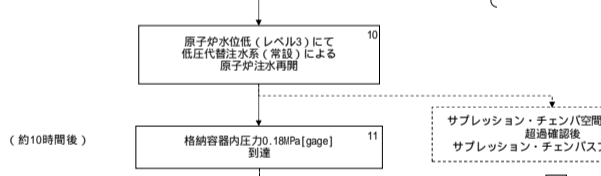
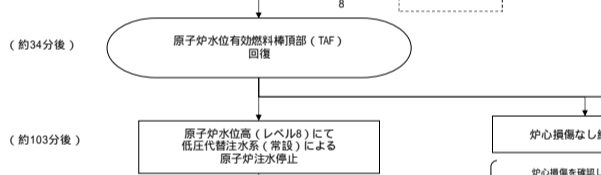
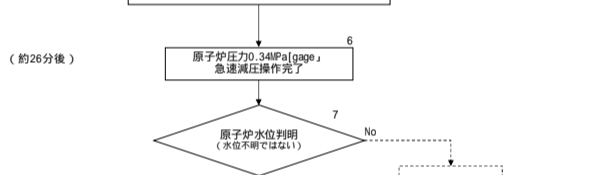
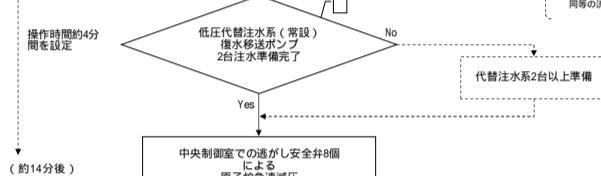
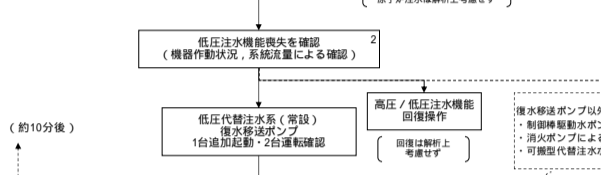
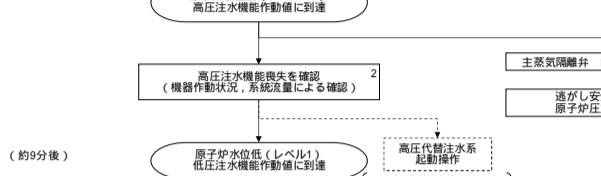
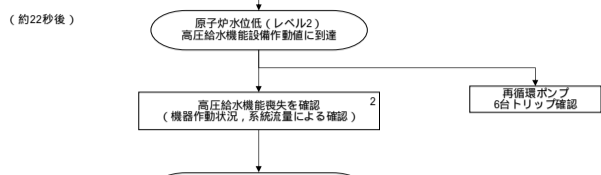
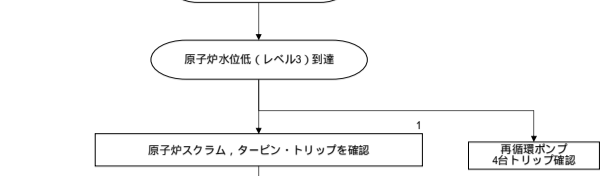
「7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「6.2.1.2 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。

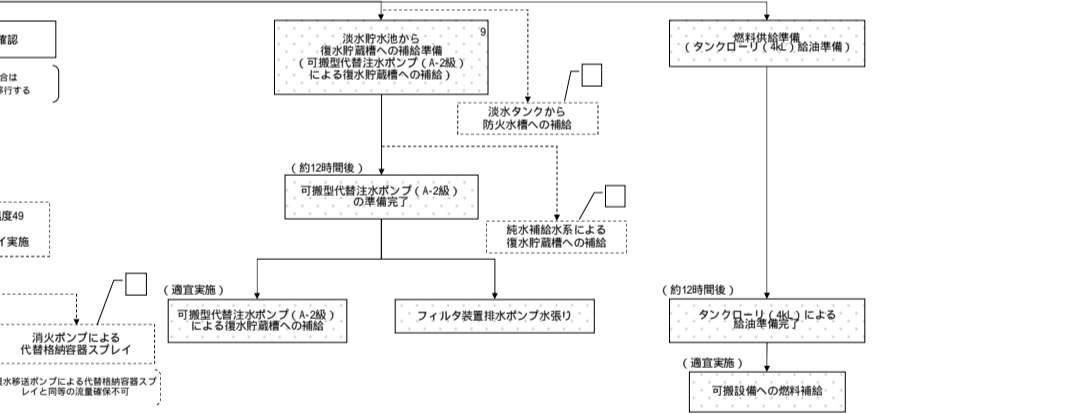
7.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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。

(解析上の時刻)
(分)



- 1 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 中央制御室にて機器ランプ表示、機器故障警報、流量指示計等にて機能喪失を確認する
- 3 原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する
復水補給水系バイパス流防止のため負荷遮断弁全閉操作を実施する
- 4 急速減圧中は「水位不明判断曲線」による原子炉圧力と格納容器温度から水位不明領域に入っていないことを確認する
- 5 原子炉水位計（燃料域）により有効燃料棒頂部（TAF）到達を確認した場合は、格納容器内雰囲気モニタ（CAMS）等により格納容器水素・酸素濃度の確認を実施する
- 6 原子炉圧力計指示0.34MPa[gage]以下により、原子炉急速減圧完了を確認する
- 7 水位不明判断は以下により確認する
・水位計の電源が喪失
・指示計のパラッキが大きく有効燃料棒頂部（TAF）以上であることが判定できない
・水位不明判断曲線の水位不明領域
・凝縮液相部温度と気相部温度がほぼ一致し、有意な差が認められない
- 8 原子炉水位計（燃料域）指示により有効燃料棒頂部（TAF）回復を確認した場合は、有効燃料棒頂部（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。燃料の健全性を格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認する
- 9 防火水櫃を用いた可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への補給も可能である
- 10 原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3到達確認後、原子炉注水を開始し、原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止する。解析上、注水流量は約90m³/hとする。以後、本操作を繰り返す
- 11 格納容器内圧力計指示0.18MPa[gage]到達により、格納容器スプレー操作を開始する
- 12 ドライウェルスプレー実施中に原子炉水位計（広帯域）指示によりレベル3到達確認後、ドライウェルスプレーを停止し原子炉注水を開始する。原子炉水位がレベル8到達確認後、原子炉注水を停止しドライウェルスプレーを再開する。以後、本操作を繰り返す
- 13 格納容器内圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、格納容器ベント操作前に格納容器スプレーを停止する
- 14 格納容器内圧力計指示0.31MPa[gage]到達（格納容器最高使用圧力到達）により、炉心損傷がないことを格納容器内雰囲気放射線レベル計等により確認し、格納容器ベント操作を開始する
- 15 格納容器ベント実施時に、残留熱除去系等による格納容器の除熱が可能であること及び水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は、格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスバージを実施する
- 16 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置には、原子炉格納容器からの蒸気が凝縮することにより水位が上昇することが考えられる。フィルタ装置の水位を監視し、上限水位に到達した場合にサブプレッション・チェンバ・プールへのドレン移送によりフィルタ装置水位を制御する。また、フィルタ装置への薬品注入を適宜実施する
- 17 機能喪失した設備の回復手段として、除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており、原子炉補機冷却水ポンプ電動機及び原子炉補機冷却水ポンプの予備品を確保している
また、可搬型格納容器除熱系や可搬型交換器等を用いた除熱手段を実施することも可能である



【有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段】

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ポンプ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
復水移送ポンプと同等の流量は確保できないが、消火ポンプ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、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による代替注水も実施可能である

残留熱除去系Bラインを優先して使用するが、残留熱除去系Aラインからの原子炉注水も可能である
現場操作により洗浄水弁を開することにより、残留熱除去系Cライン、高圧炉心注水系B、Cラインからの原子炉注水も可能である

防火水櫃を用いた復水貯蔵槽への補給の場合は、「ろ過タンク」からの防火水櫃補給も実施できる。その際は淡水貯水池からろ過水タンクへの補給もあわせて実施する

純水補給水系による復水貯蔵槽への補給も実施できる
純水補給水系から補給する場合は、補給ルートが異なるため可搬型代替注水ポンプ（A-2級）と同時に補給することも可能である
純水補給水系から補給する場合の水源は「純水タンク」であるが、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の水源は「淡水貯水池」以外に「海水」も可能である

代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器スプレーも可能である
流量が少ないが消火ポンプによる代替格納容器スプレーも実施可能である

残留熱除去系Bライン以外に復水移送ポンプによる代替注水可能な系統がある場合、原子炉注水と格納容器スプレーを同時に実施できる

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

第7.1.1-4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

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(分)												備考
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作項目	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡													シュラウド内水位に基づく時間	
	指揮者	6号 7号	当直副長	1人		各号炉運転操作指揮														
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5人		中央制御室連絡 発電所外部連絡														
	運転員 (中央制御室)	6号 7号	運転員 (現場)	6号 7号	緊急時対策要員 (現場)															6号 7号
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	10分													解析上考慮せず
高圧・低圧注水機能喪失調査, 復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	-													対応可能な要員により対応する
低圧代替注水系(常設) 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	4分													
原子炉急速減圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	5分													
低圧代替注水系(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	格納容器スプレイ実施までレベル3~レベル8維持													
低圧代替注水系(常設) 準備操作	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	10分													
	-	-	-	-	-	-	30分													

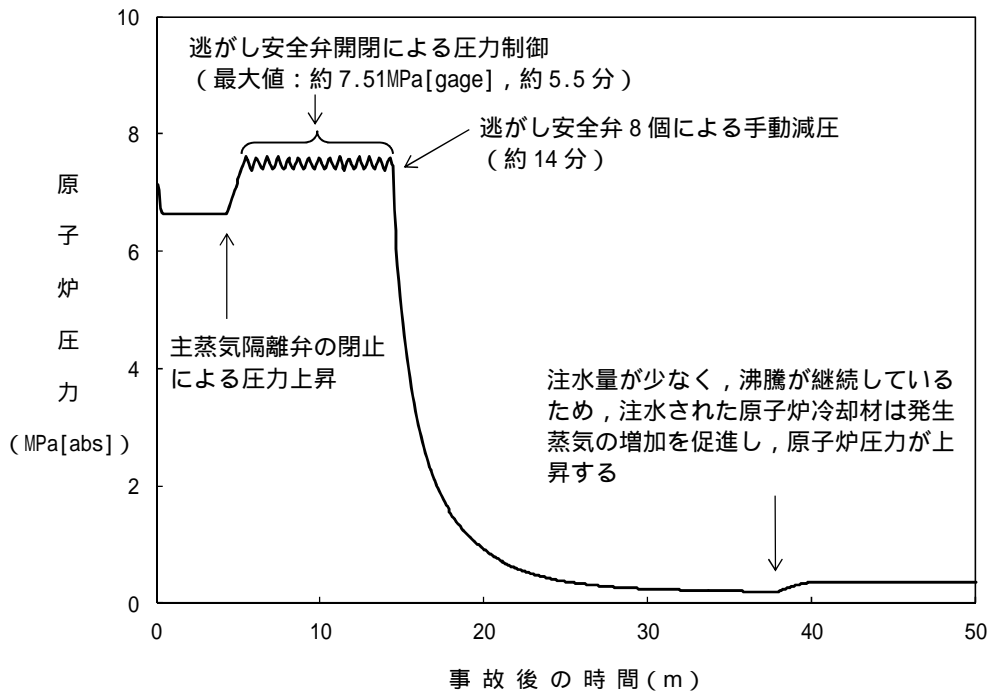
第 7.1.1 - 5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間(1/2)

高圧・低圧注水機能喪失

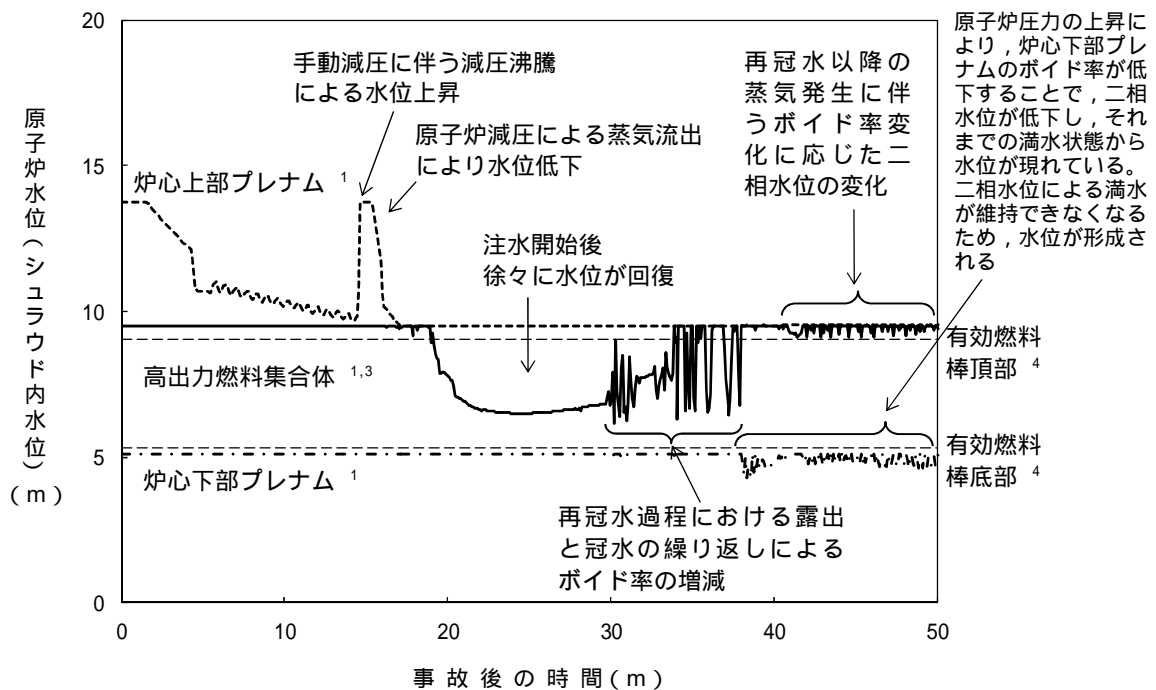
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)												備考	
	運転員 (中央制御室)		運転員 (現場)		緊急時対策要員 (現場)			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
	6号	7号	6号	7号	6号	7号															
低圧代替注水系(常設) 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 注入弁操作	約20分 低圧代替注水系(常設) 原子炉注水開始 約10時間 格納容器圧力0.18MPa[gage]到達 約17時間 格納容器圧力0.31MPa[gage]到達													
代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル3～レベル6維持 レベル8到達後格納容器スプレイ切替え レベル3到達後原子炉注水切替え													
原子炉満水操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉注水量の増加	格納容器圧力0.27MPa[gage]以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間部への熱の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する												解析上考慮せず	
代替格納容器スプレイ冷却系(常設) サプレッション・チェンバースプレイ操作 (解析上考慮せず)	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・残留熱除去系 スプレイ弁操作	サプレッション・チェンバースプレイ温度49 超過確認後 サプレッション・チェンバースプレイを実施する												解析上考慮せず	
可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による淡水貯水池から復水貯蔵槽への補給	-	-	-	-	6人 ↓ (6人) ↓ 1	-	・放射線防護装備準備 ・現場移動 ・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への注水準備 (可搬型代替注水ポンプ(A-2級)移動、ホース敷設(淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)から接続口)、ホース接続、ホース水張り)	10分													
							・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への補給	適宜実施 現場確認中断 (一時待避中) 適宜実施													
格納容器ベント準備操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント準備(パウンドリ構成)	60分													
	-	-	(2人) C,D	(2人) c,d	-	-	・放射線防護装備準備	10分													
	-	-	-	-	-	-	・現場移動 ・格納容器ベント準備(格納容器一次隔離弁操作、パウンドリ構成)	90分													
	-	-	-	-	1 ↓ (2人)	-	・6号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り) ・7号炉フィルタ装置水位調整準備 (排水ポンプ水張り)	60分													
格納容器ベント操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント操作(格納容器二次隔離弁操作)	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視													
	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・格納容器ベント状態監視	格納容器ベント操作後、適宜ベント状態監視												解析上考慮せず	
	-	-	(2人) C,D	(2人) c,d	-	-	・格納容器ベント操作(格納容器二次隔離弁操作)	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器ベントを行う 操作は、現場への移動を含め、約5分後から開始可能である(操作完了は、約20分後) 具体的な操作方法は、弁駆動部に設置された遠隔手動弁操作設備により、原子炉建屋内の原子炉区域外から操作を行う												解析上考慮せず	
	(1人) B	(1人) b	-	-	10人 (参集)	10人 (参集)	・フィルタ装置水位調整 ・フィルタ装置pH測定 ・フィルタ装置薬液補給 ・ドレン移送ライン窒素パージ	20分												中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する	
給油準備	-	-	-	-	2人		・放射線防護装備準備	10分													
	-	-	-	-	2人		・軽油タンクからタンクローリ(4kL)への補給	140分												タンクローリ(4kL)残量に応じて適宜軽油タンクから補給	
給油作業	-	-	-	-	2人		・可搬型代替注水ポンプ(A-2級)への給油	適宜実施 作業中断 (一時待避中) 適宜実施												一時待避前に燃料が枯渇しないように補給する	
必要人員数 合計	2人 A,B	2人 a,b	2人 C,D	2人 c,d	8人 (参集要員20人)																

()内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7.1.1 - 5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間(2/2)

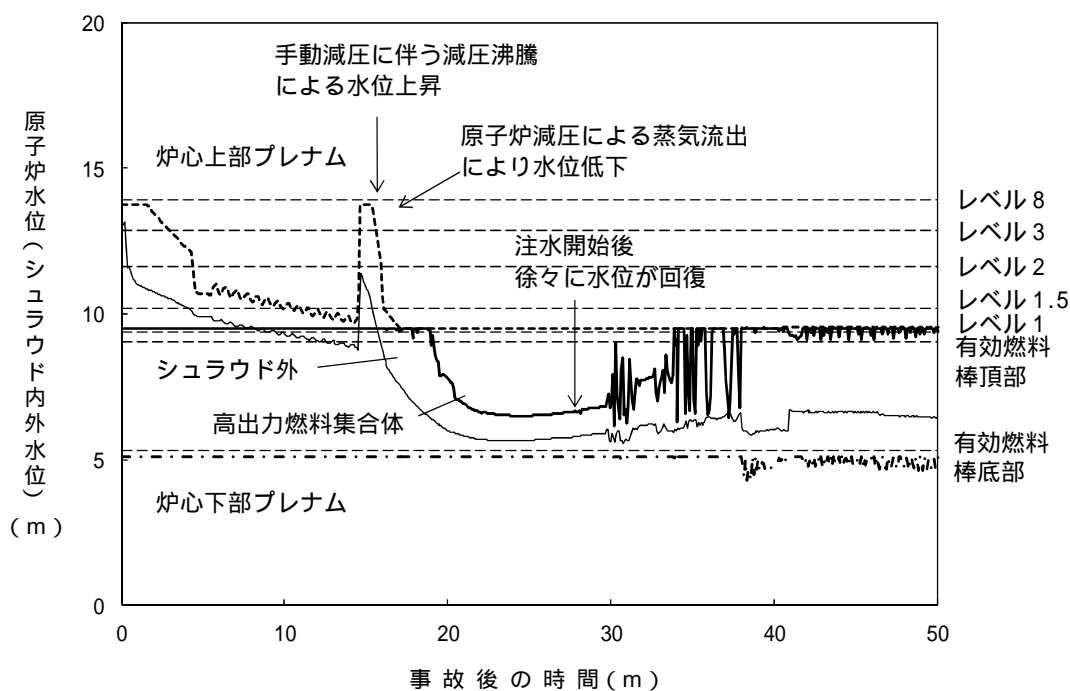


第 7.1.1 - 6 図 原子炉圧力の推移

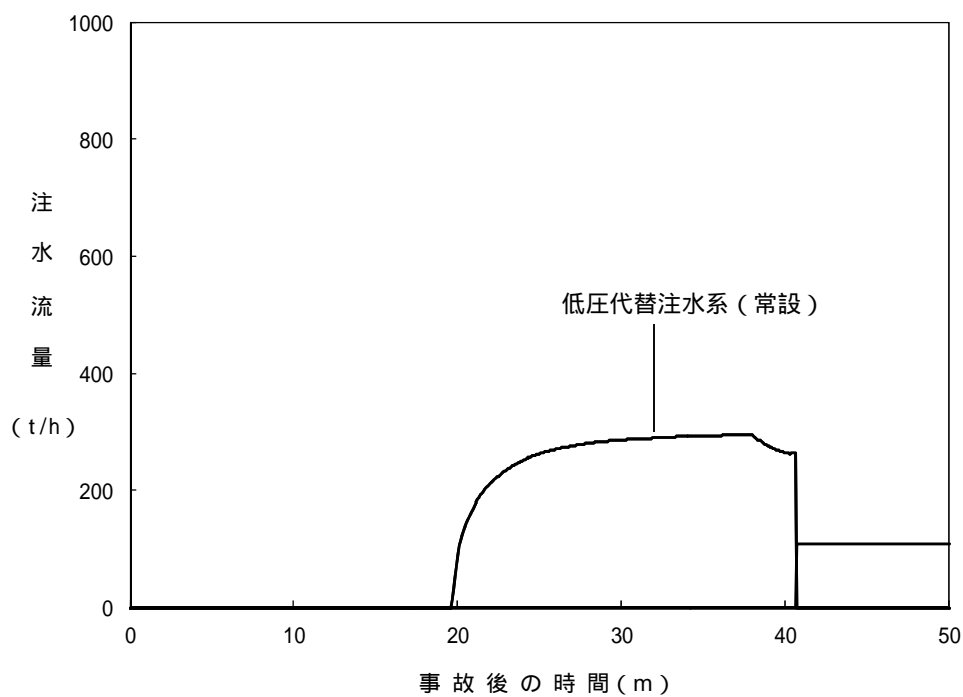


第 7.1.1 - 7 図 原子炉水位(シユラウド内水位)の推移²

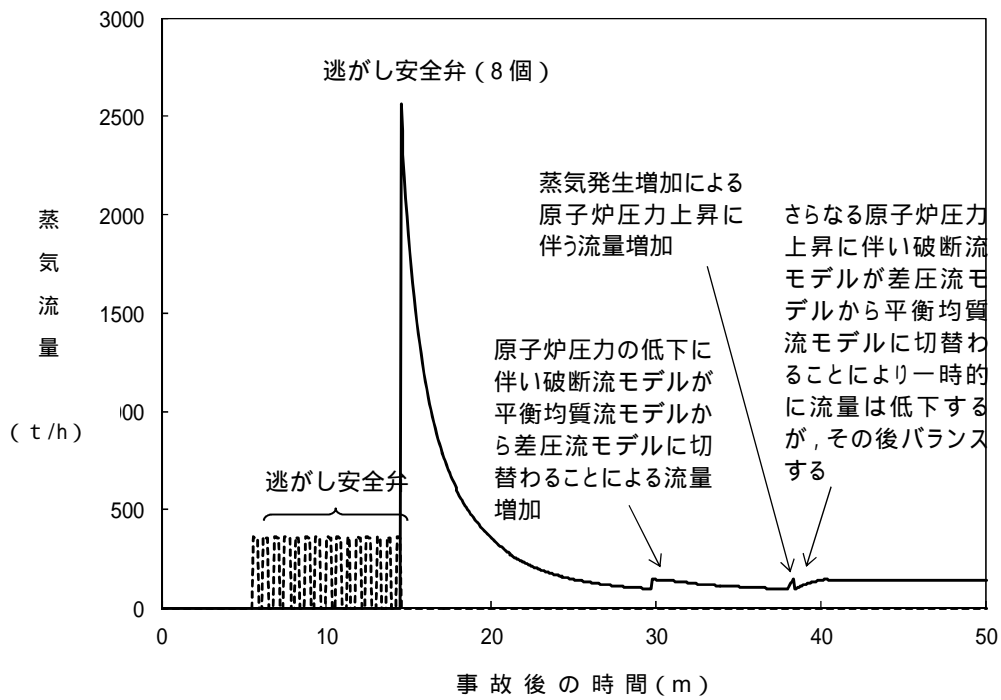
- 1 SAFER では、炉心シユラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは、炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なしの状態)、高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位(ノード内の満水状態)が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の原子炉冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。
なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は高出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムのそれぞれの領域の水位を示す。
- 2 シユラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。
(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 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に評価することとなる。)
- 3 高出力燃料集合体とは、「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」をいう。
(追補 2. 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 ノード 9: 高出力燃料集合体 参照)
- 4 有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部にあたる高さ位置を図に破線で示す。



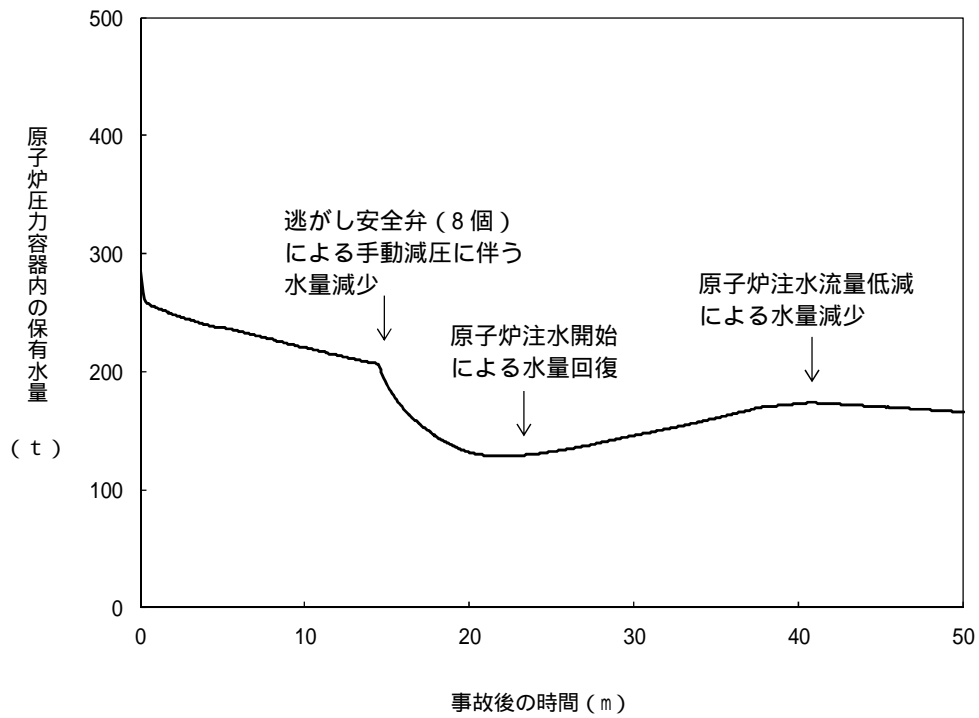
第 7.1.1 - 8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



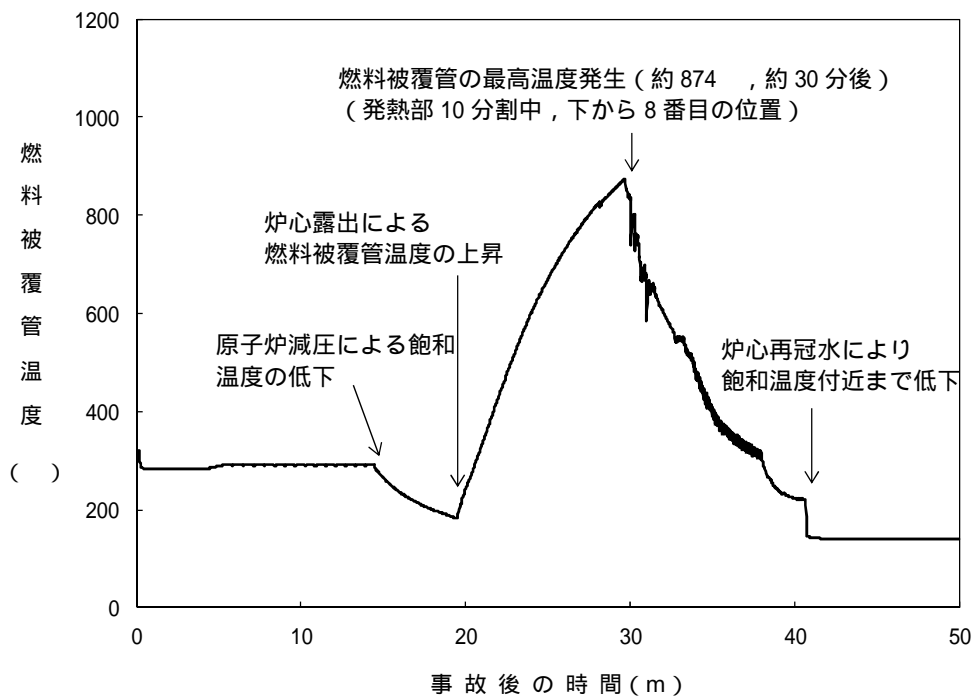
第 7.1.1 - 9 図 注水流量の推移



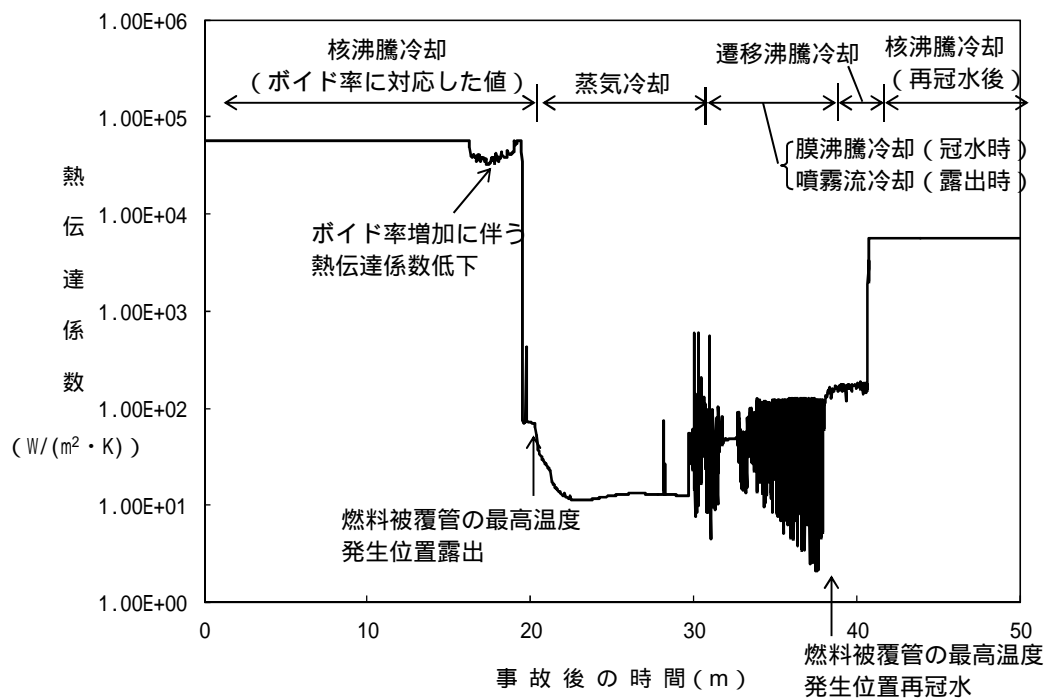
第 7.1.1 - 10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



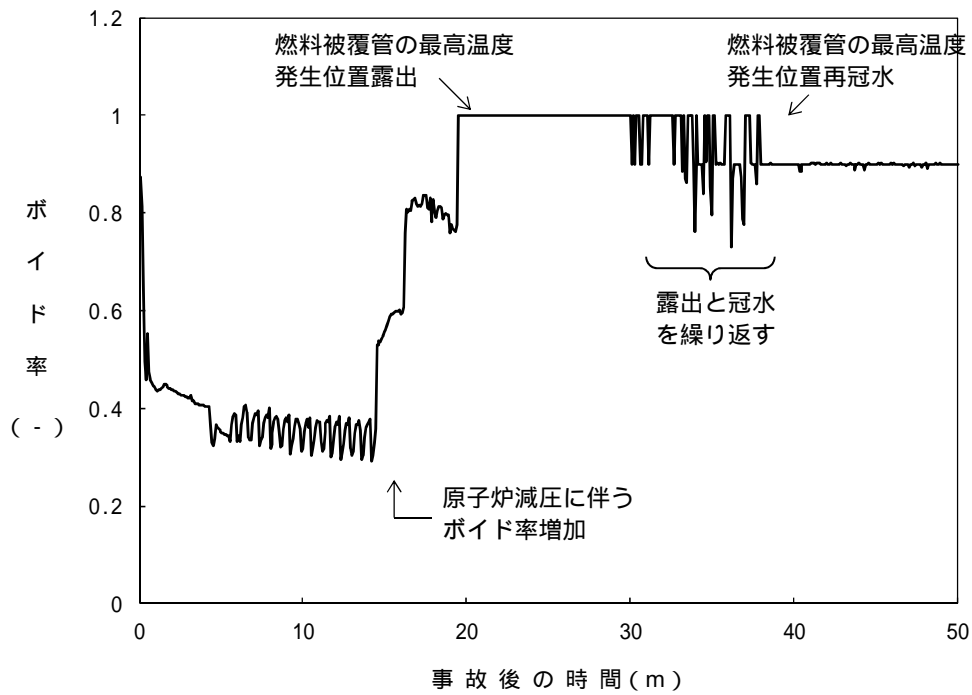
第 7.1.1 - 11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



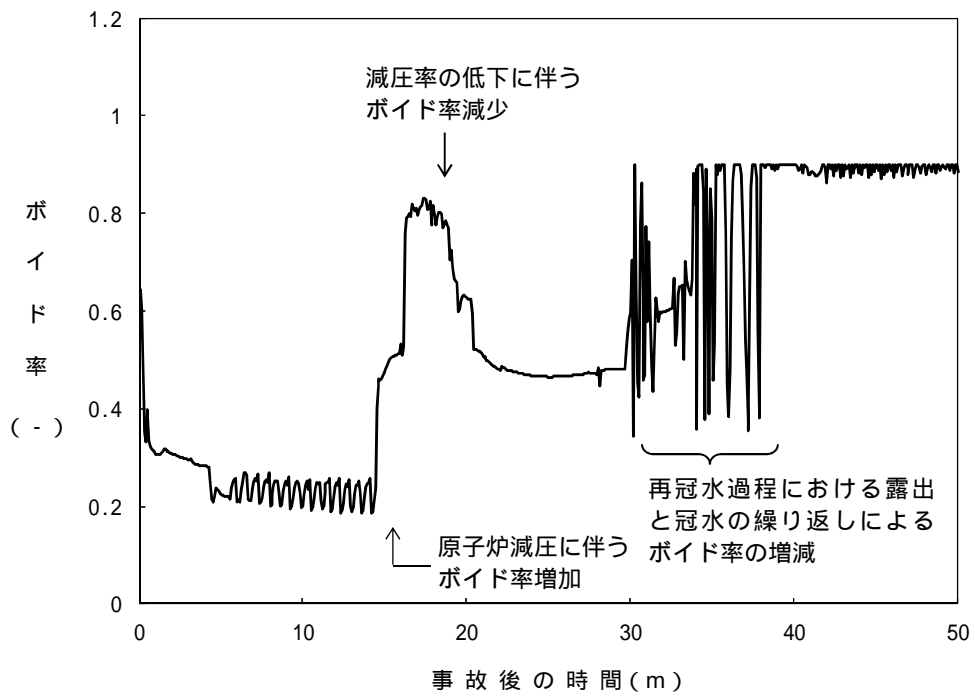
第 7.1.1 - 12 図 燃料被覆管温度の推移



第 7.1.1 - 13 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

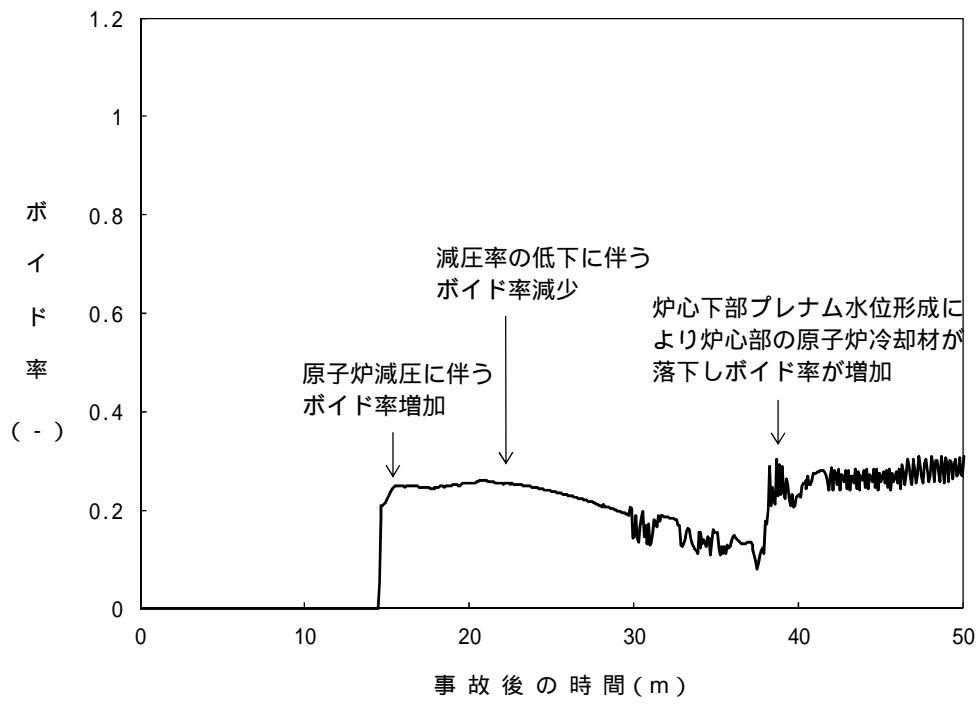


第 7.1.1 - 14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

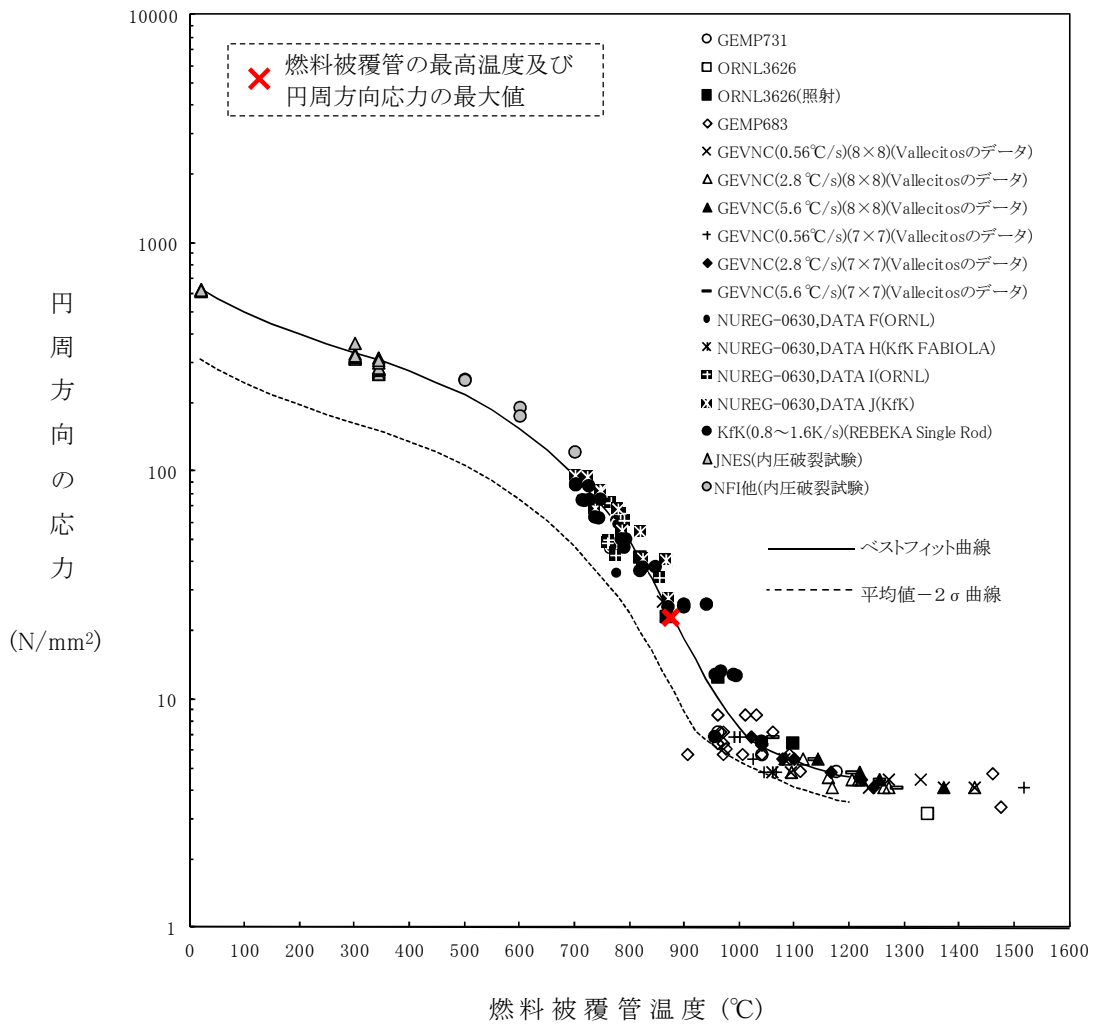


第 7.1.1 - 15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移

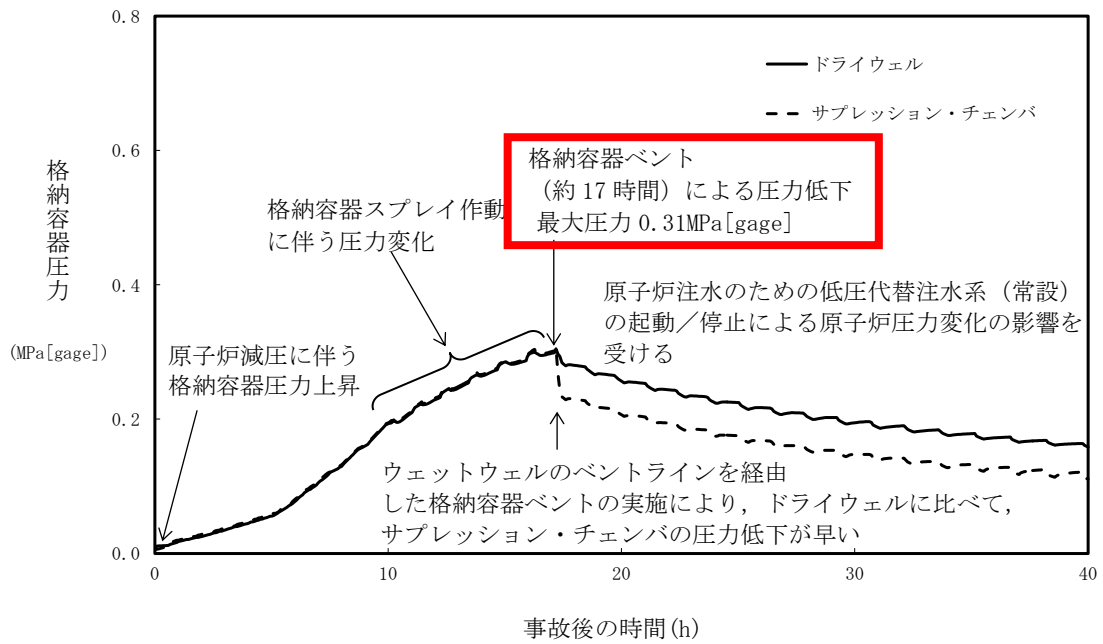
高出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。



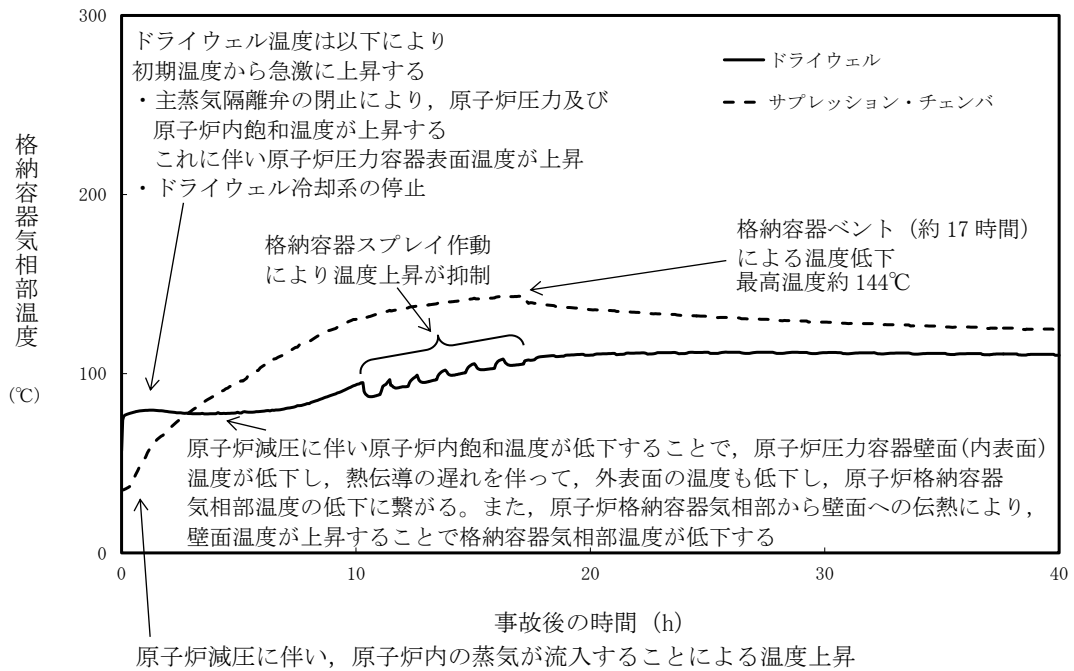
第 7.1.1 - 16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



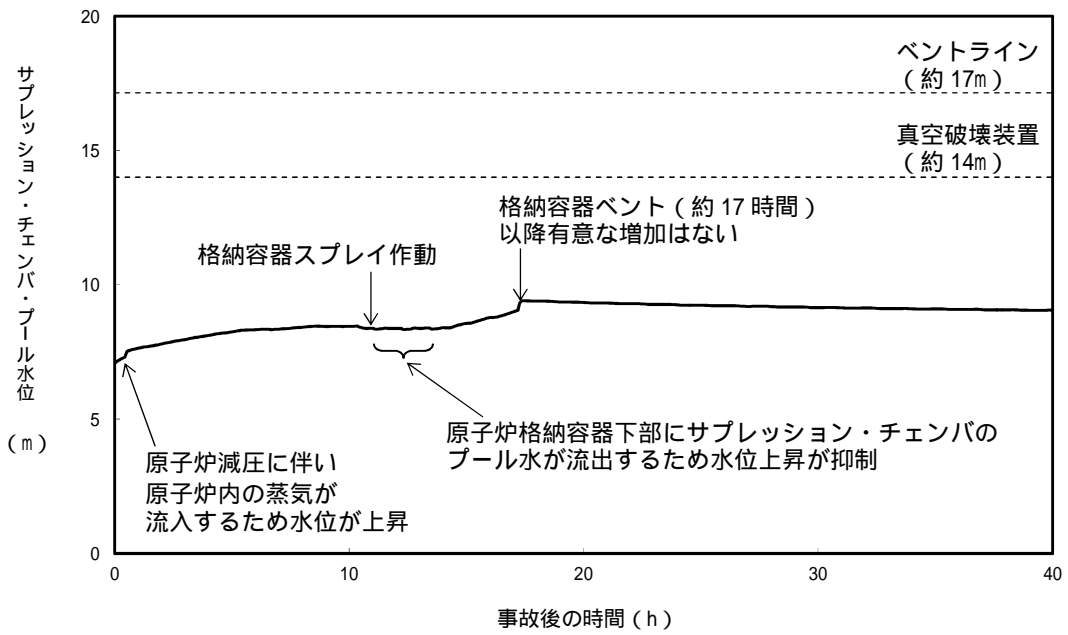
第 7.1.1-17 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



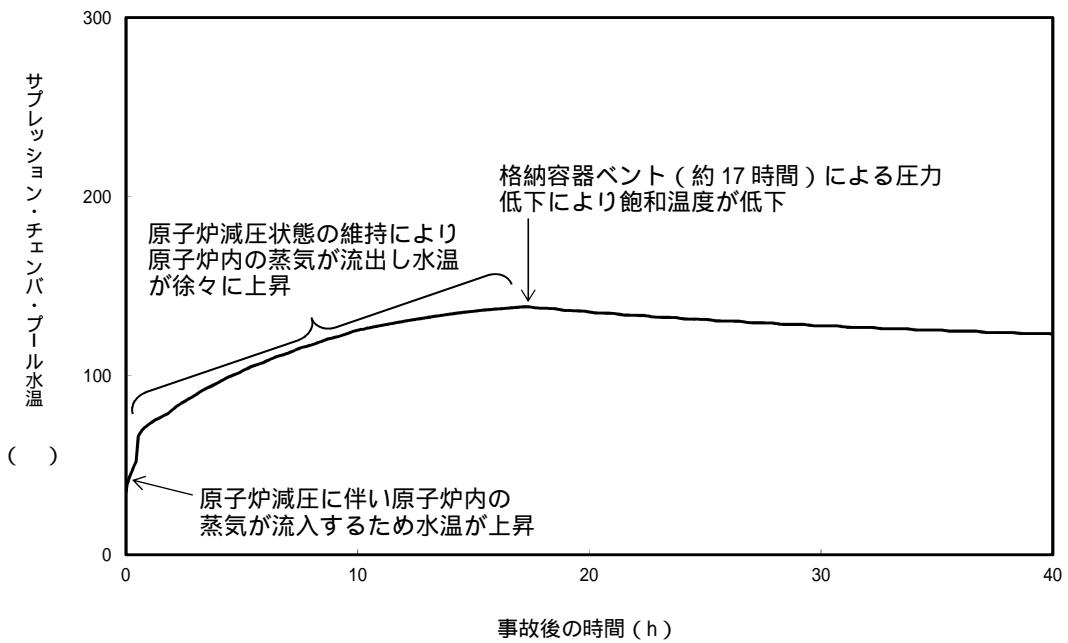
第 7. 1. 1-18 図 格納容器圧力の推移



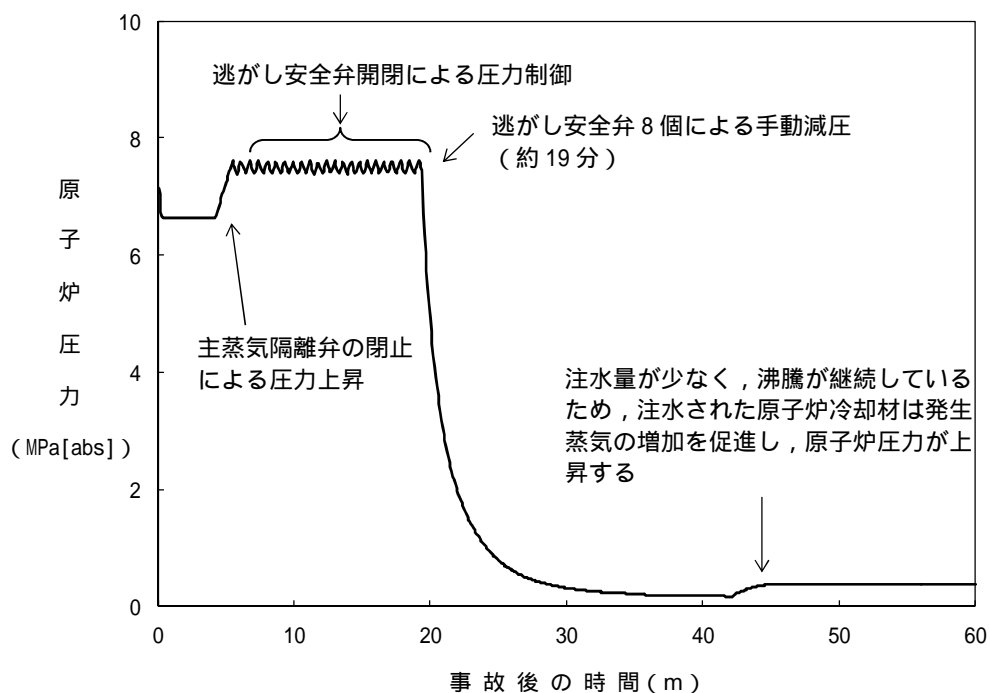
第 7. 1. 1-19 図 格納容器気相部温度の推移



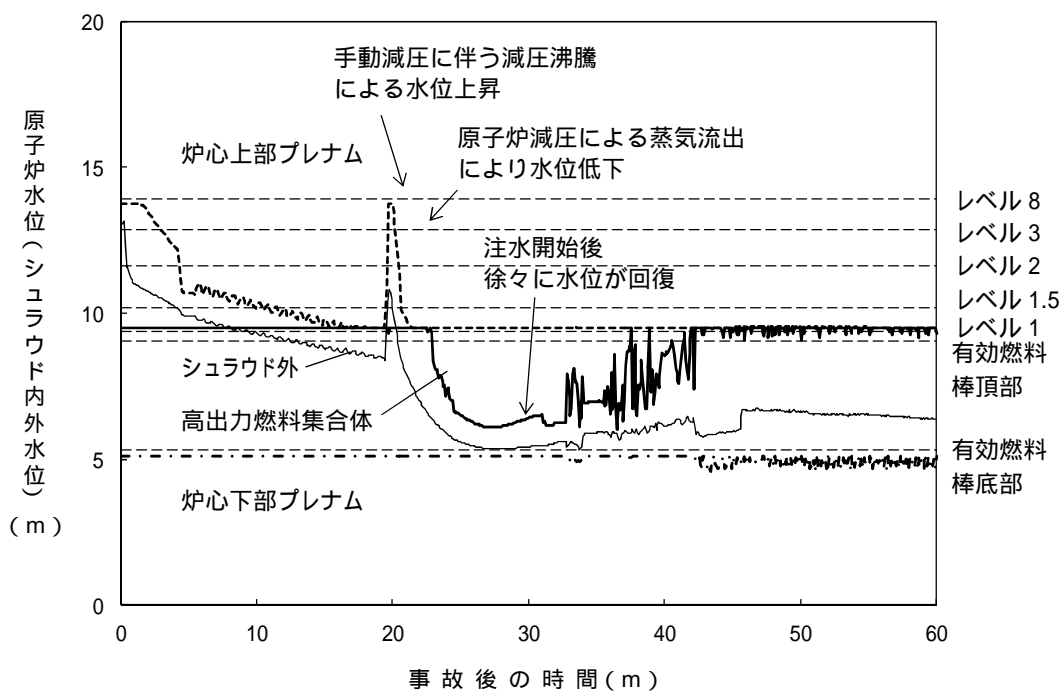
第 7.1.1 - 20 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



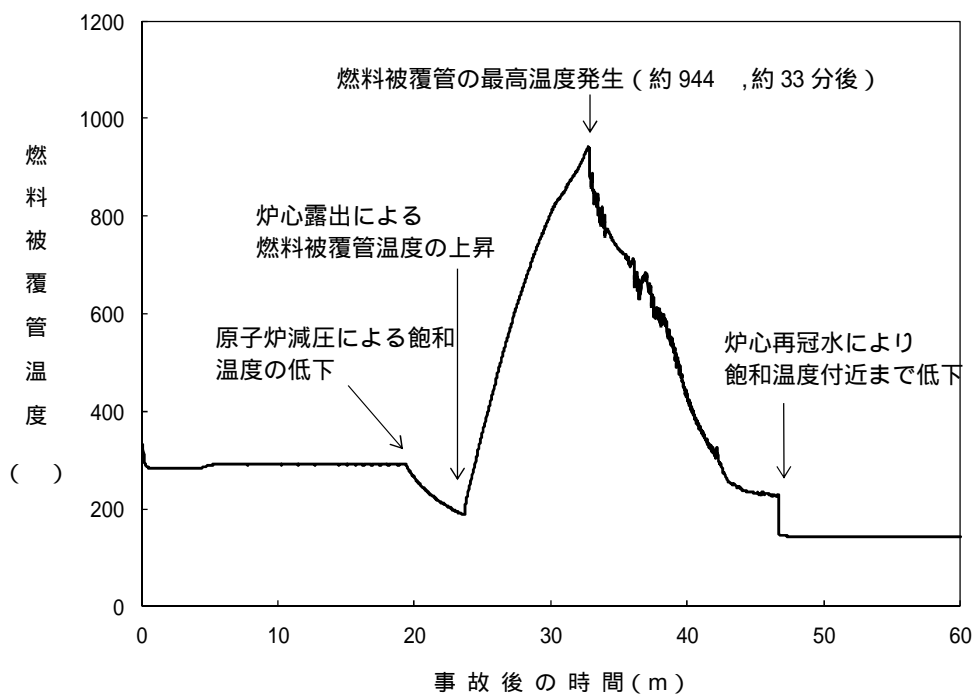
第 7.1.1 - 21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



第 7.1.1 - 22 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移



第 7.1.1 - 23 図 操作開始時間 5 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 7.1.1 - 24 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移