

## 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

### 2.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

#### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。））」（ISLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）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「格納容器バイパス（ISLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、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、ISLOCAが発生したことによって、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、ISLOCAに対する重大事故等対処設備及びISLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。

ここで、ISLOCAが生じた際の状況を想定すると、原子炉を減圧した後、低圧注水機能による原子炉注水を実施することも考えられるが、本事故シーケンスグループにおいては、低圧注水機能による原子炉への注水には期待せず、高圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。

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高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びISLOCAの発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

#### (3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」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及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段、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運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.7.1-1(1)図から第2.7.1-1(3)図に、手順の概要を第2.7.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.7.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策

に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、合計 10 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直長 1 名、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 2.7.1-3 図に示す。

a. I S L O C A 発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、I S L O C A が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放する。

b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

事象発生後に外部電源喪失が発生し、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。

c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル 1 H)で高圧炉心スプレイ系が自動起動する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水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。

d. I S L O C A 発生確認

原子炉水位及び原子炉圧力の低下により L O C A 事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉格納容器外での漏えい事象であることを確認し、残留熱除去ポンプ出口圧力指示の上昇(破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、I S L O C A が発生したことを確認する。

I S L O C A の発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域)、ドライウェル圧力(S A)、残留熱除去ポンプ出口圧力等である。

なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災警報等により原子炉建物原子炉棟内の状況を参考情報として得ることが可能である。

e. 中央制御室での残留熱除去系隔離失敗

中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注水弁の閉操作に失敗する。

残留熱除去系の隔離失敗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(S A)等である。

f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため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. 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水

原子炉急速減圧後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、破断箇所の隔離が終了するまで原子炉水位は原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持する。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイポンプ出口流量等である。

h. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）運転

原子炉急速減圧によりサブプレッション・プール水温度が35℃を超えた時点で、健全側の残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）の運転を開始する。

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

i. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転

破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインターロック解除の設定値以下（0.8MPa[gage]）であること及び原子炉水位の安定を確認後、残留熱除去系をサブプレッション・プール水冷却モード運転から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）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。

j. 現場操作での残留熱除去系隔離操作

破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。

残留熱除去系の隔離を確認するための計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

k. 残留熱除去系隔離後の水位維持

残留熱除去系の隔離が成功した後は、高圧炉心スプレイ系により、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。

原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイポンプ出口流量等である。

以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。

## 2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

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、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「ISLOCA」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、三次元効果並びに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）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により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

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

### (2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

#### a. 事故条件

##### (a) 起因事象

破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、ISLOCAが発生する可能性が最も高い残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管とする（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及び低圧炉心スプレイ系注水ラインについても原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であるが、運転中定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮した発生確率の観点から、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管に比べてISLOCAの発生頻度は低くなる）。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、保守的に以下を設定する。

(i) 残留熱除去系熱交換器フランジ部（破断面積 16cm<sup>2</sup>）

(ii) 残留熱除去系機器等（破断面積 1cm<sup>2</sup>）

（添付資料 2.7.2）

##### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

ISLOCAが発生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとする。

##### (c) 外部電源

外部電源なしの場合は、復水・給水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、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、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、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) 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系が原子炉水位低（レベル1<sub>H</sub>）で自動起動し、 $318\sim 1,050\text{m}^3/\text{h}$ （ $8.14\sim 1.38\text{MPa}[\text{dif}]$ において）（最大 $1,050\text{m}^3/\text{h}$ ）の流量で注水するものとする。

(d) 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. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、ISLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間を考慮して事象発生から30分後に開始するものとする。

(b) 残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、ISLOCA発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から9時間後に開始するものとし、現場移動、操作等に要する時間を考慮して事象発生から10時間後に完了するものとする。

（添付資料2.7.2）

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.7.2-1(1)図から第2.7.2-1(6)図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移を第2.7.2-1(7)図から第2.7.2-1(10)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、水位が燃料棒有効長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。原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を計測している。

#### a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で再循環ポンプ2台すべてがトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル1<sub>H</sub>）で高圧炉心スプレー系による原子炉注水を開始する。

事象発生20分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、事象発生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、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、高圧炉心スプレー系による注水を再開することで原子炉水位が回復する。また、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10時間後、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、高圧炉心スプレー系により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部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心スプレー系による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。

その後は、健全側の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手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。

#### b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第2.7.2-1(7)図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第2.7.2-1(1)図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.89MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の原子炉格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、ISLOCAとは異なり、事象開始から原子炉格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも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330kPa[gage]及び約145℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウ

ンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

中央制御室からの遠隔操作による残留熱除去系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて残留熱除去系の破断箇所を隔離し、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

(添付資料2.7.3)

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

### 2.7.3 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。

格納容器バイパス（ISLOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出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急速減圧操作及び残留熱除去系の破断箇所隔離操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合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及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、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、原子炉注水は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により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料2.7.4)

##### 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、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、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評価するが、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、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。

（添付資料 2.7.4）

## (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 2.7.2-1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、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るが、操作手順（炉心冠水操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、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、事象進展を厳しくする観点から、復水・給水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる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、復水・給水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系は、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。

(添付資料 2.7.4)

(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、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、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。

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が、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、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、事象進展を厳しくする観点から、復水・給水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる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、復水・給水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展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。

機器条件の原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系は、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は大きくなる。

(添付資料 2.7.4)

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 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、破断箇所の隔離操作の失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間は変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生から 9 時間後に開始し 10 時間後の完了を設定している。

運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあり、漏えいの影響を受けにくいとため、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。

(添付資料 2.7.4)

(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が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の有無にかかわらず、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.7.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の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及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。

操作条件の現場での残留熱除去系の破断箇所隔離操作は、隔離操作の有無にかかわらず、高圧炉心スプレイ系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。

(添付資料 2.7.4)

(4) まとめ

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

## 2.7.4 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「格納容器バイパス (ISLOCA)」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の45名で対処可能である。

## (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (ISLOCA)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

### a. 水源

ISLOCA発生後の隔離までの流出量は、約 600m<sup>3</sup>となる。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の水源は、サプレッション・チェンバのプール水であり、約 2,800m<sup>3</sup>の水を保有していることから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、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日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約 700m<sup>3</sup>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 730m<sup>3</sup>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 8m<sup>3</sup>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 45m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 2.7.5)

### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

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

## 2.7.5 結論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (ISLOCA)」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、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「格納容器バイパス (ISLOCA)」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及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段、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運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去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「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重要事故シー

ケンス「ISLOCA」について有効性評価を行った。

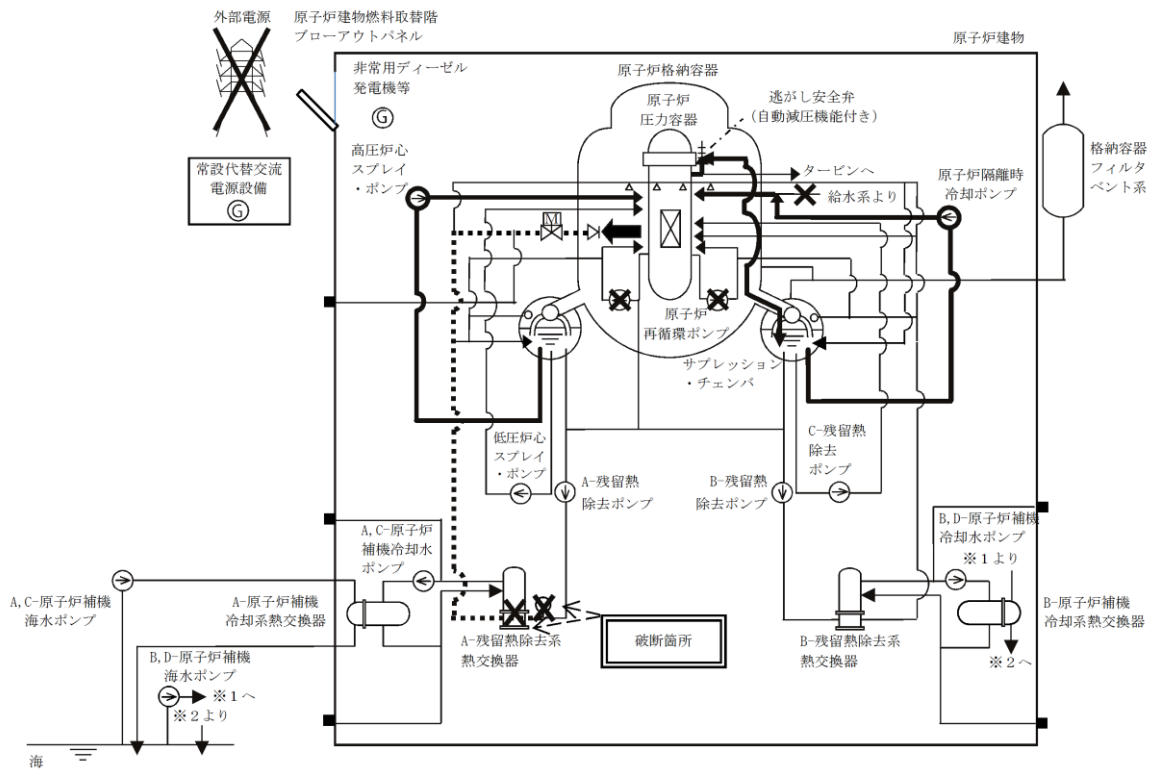
上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

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。

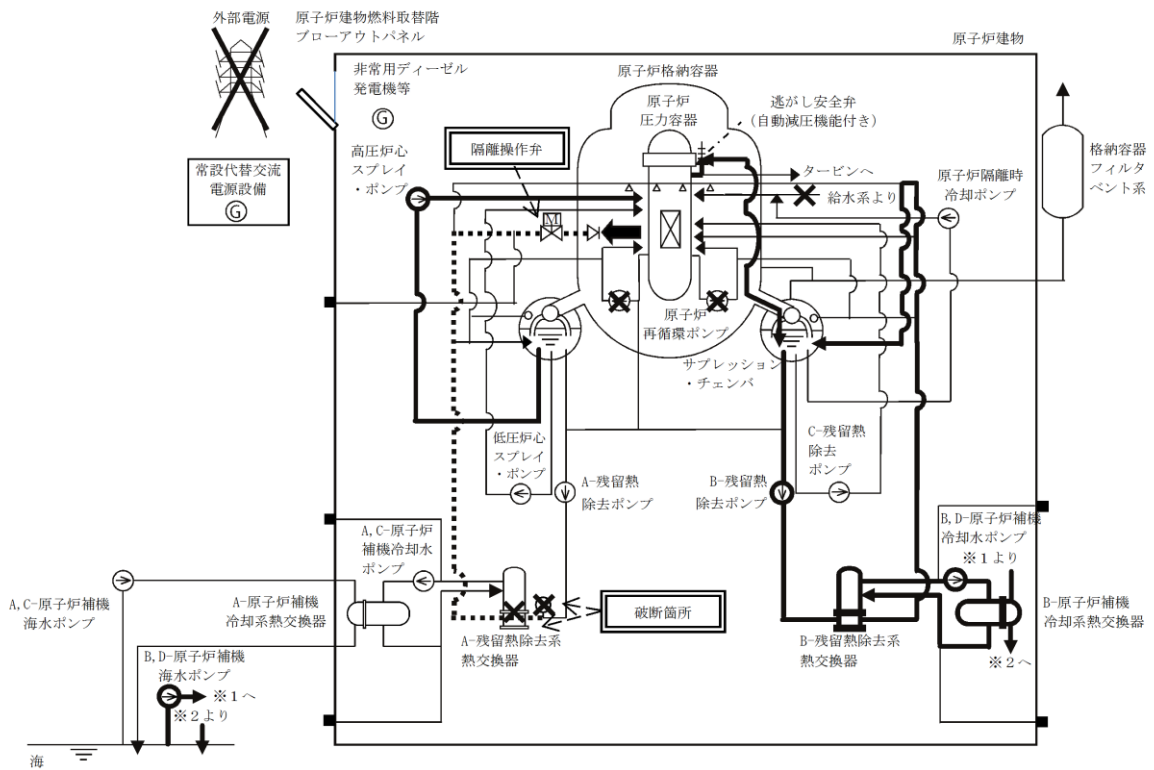
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

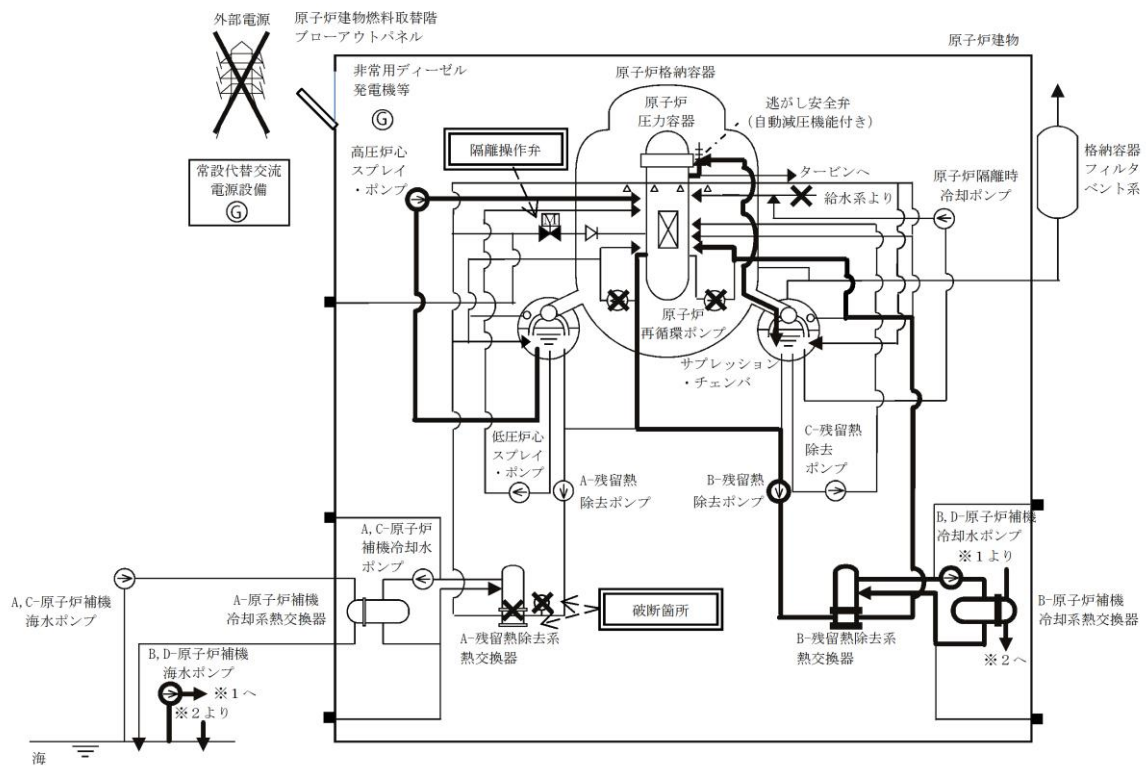
以上のことから、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ISLOCA）」に対して有効である。



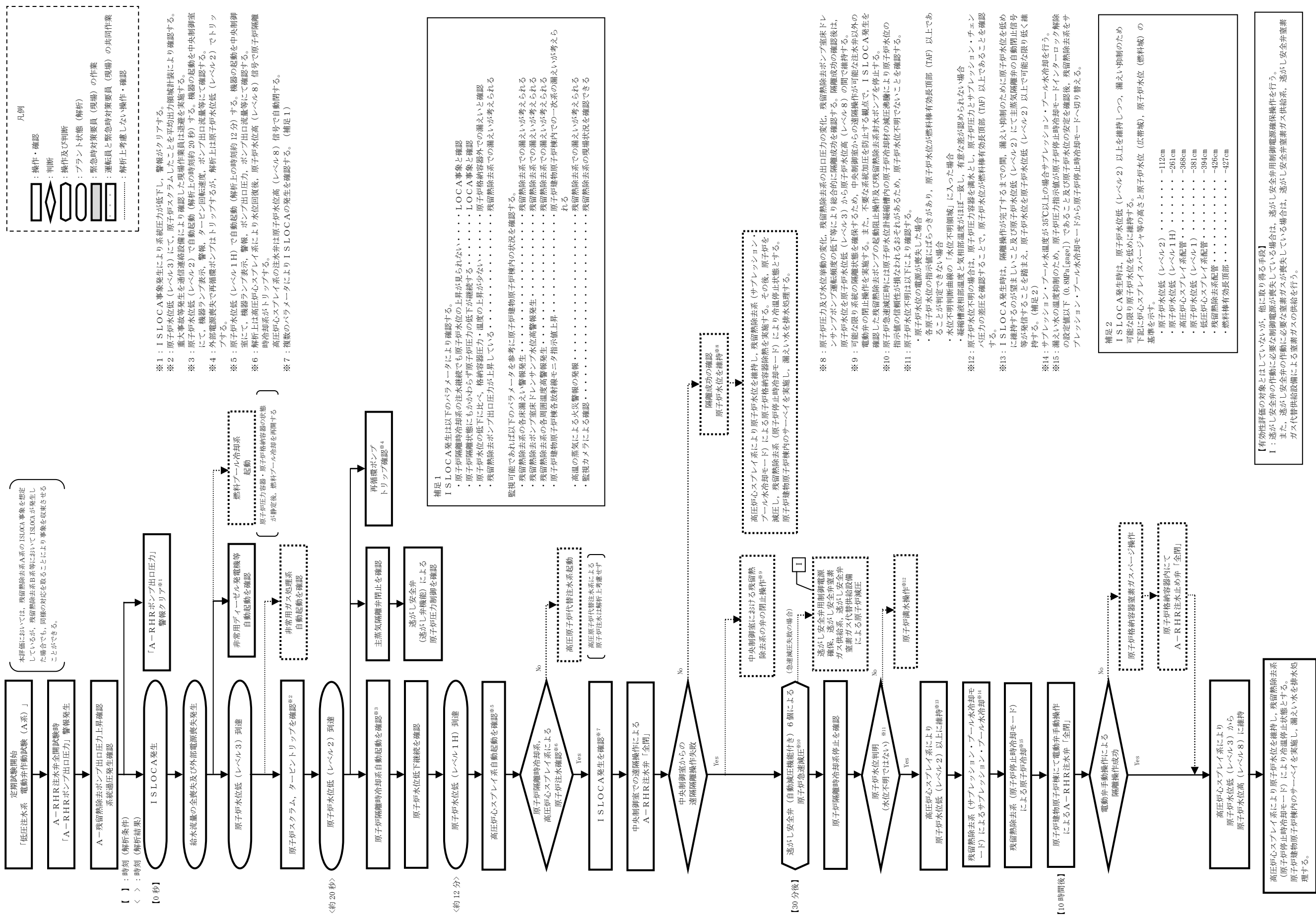
第 2.7.1-1(1) 図 「格納容器バイパス (I S L O C A)」 の重大事故等対策の概略系統図  
(原子炉急速減圧及び原子炉注水)



第 2.7.1-1(2) 図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図  
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



第 2.7.1-1(3) 図 「格納容器バイパス (I S L O C A)」の重大事故等対策の概略系統図  
(原子炉注水及び原子炉冷却)



第 2.7.1-2 図 「格納容器バイパス (I S L O C A)」の対応手順の概要

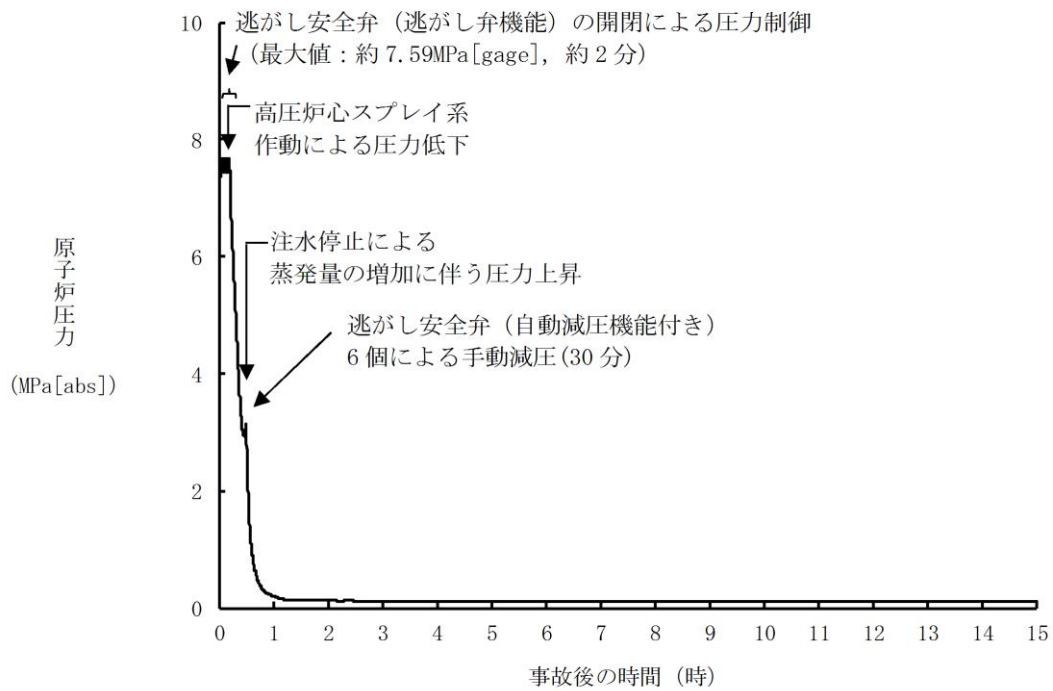


格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

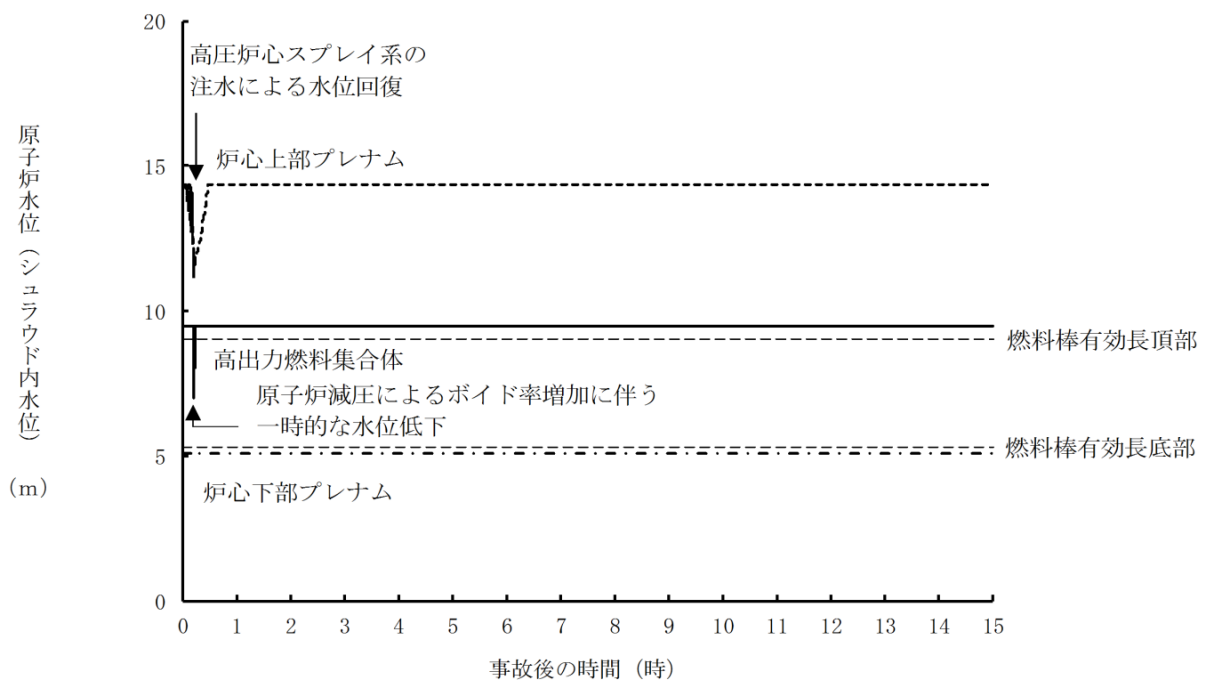
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間 (分)										経過時間 (時間)					備考			
	責任者	当直長	1人		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	8	9		10	11	12
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	事象発生 原子炉スクラム 約20秒 原子炉水位低 (レベル2) ▽ プラント状況判断 ▽ 約12分 原子炉水位低 (レベル1 H) ▽ 30分 原子炉急減圧 ▽ 2時間 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転 ▽ 10時間 残留熱除去系からの漏えい停止																		
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮																			
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡																			
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策要員 (現場)																				
状況判断	1人 A	—	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部電源喪失確認</li> <li>給水流量の全喪失確認</li> <li>原子炉スクラム確認、タービントリップ確認</li> <li>非常用ディーゼル発電機等自動起動確認</li> <li>再循環ポンプトリップ確認</li> <li>主蒸気隔離弁全閉/逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による原子炉圧力制御確認</li> <li>原子炉隔離時冷却系自動起動確認</li> <li>原子炉水位低下継続確認</li> <li>高圧炉心スプレイ系自動起動確認</li> <li>ISLOCA発生を確認</li> <li>非常用ガス処理系自動起動確認</li> </ul>	10分																		
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	原子炉隔離時冷却系 原子炉注水確認	適宜実施																		
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	高圧炉心スプレイ系 原子炉注水確認	適宜実施																		
原子炉水位調整操作	(1人) A	—	—	高圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作												漏えい抑制のため原子炉水位をレベル2以上で低めに維持							
原子炉水位調整操作	(1人) A	—	—													原子炉水位をレベル3～レベル8に維持							
残留熱除去系の漏えい停止操作 (中央制御室)	(1人) A	—	—	残留熱除去系 注水弁隔離操作 (中央制御室) 残留熱除去ポンプ起動阻止操作 残留熱除去系封水ポンプ停止操作 残留熱除去系 熱交換器入口弁等の閉止操作	10分	注水弁全閉失敗を想定										適宜実施						解析上考慮せず	
原子炉急減圧操作	(1人) A	—	—	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) 6個 手動開放操作	10分																		
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	(1人) A	—	—	残留熱除去系起動操作	10分																		
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	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) サプレッション・プール水冷却弁操作												残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) 運転を継続							
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) から残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 切替え	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 系統構成												20分							
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 起動												10分							
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転	(1人) A	—	—	原子炉冷却材温度調整												残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 運転継続							
残留熱除去系からの漏えい停止準備操作	—	2人 B, C	—	放射線防護具準備												10分							
残留熱除去系からの漏えい停止準備操作	—	2人 B, C	—	残留熱除去系隔離準備 (電源ロック)												30分							
残留熱除去系からの漏えい停止操作 (現場操作)	—	(2人) B, C	—	保護具装着												30分							
残留熱除去系からの漏えい停止操作 (現場操作)	—	(2人) B, C	—	残留熱除去系 注水弁隔離操作 (現場)												1時間							
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	燃料プール冷却系再起動												燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。	適宜実施						解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	—																				

( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

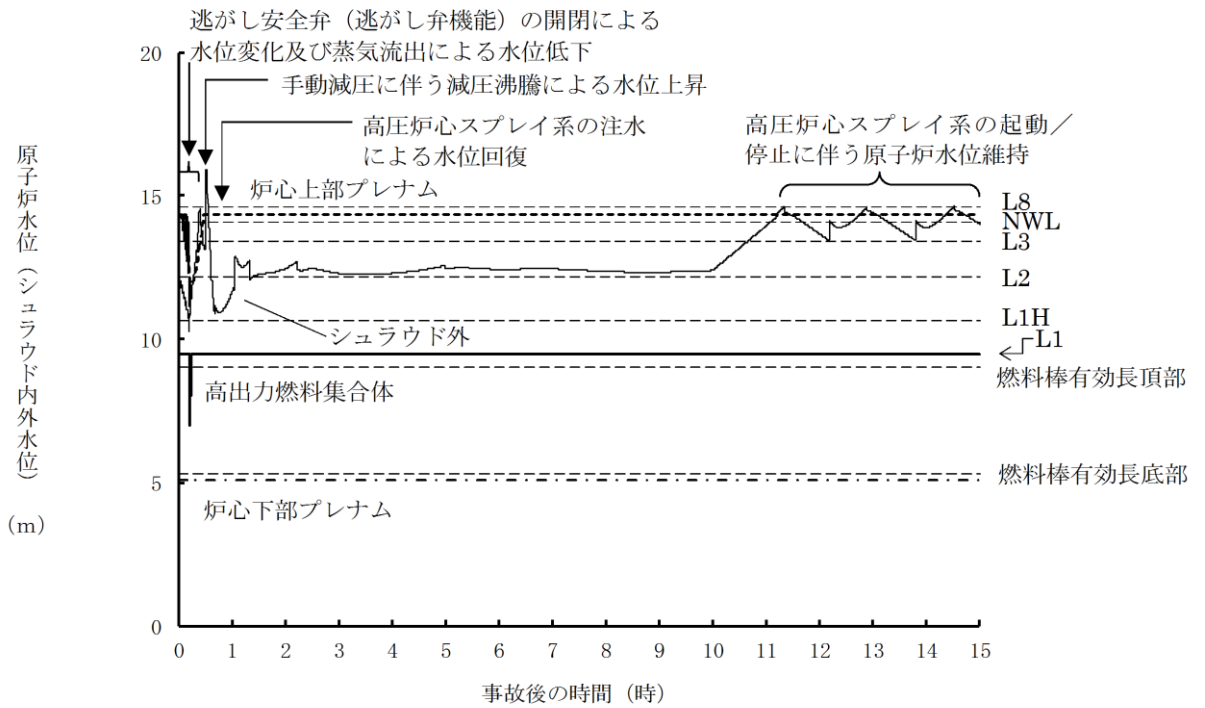
第 2.7.1-3 図 「格納容器バイパス (ISLOCA)」 の作業と所要時間



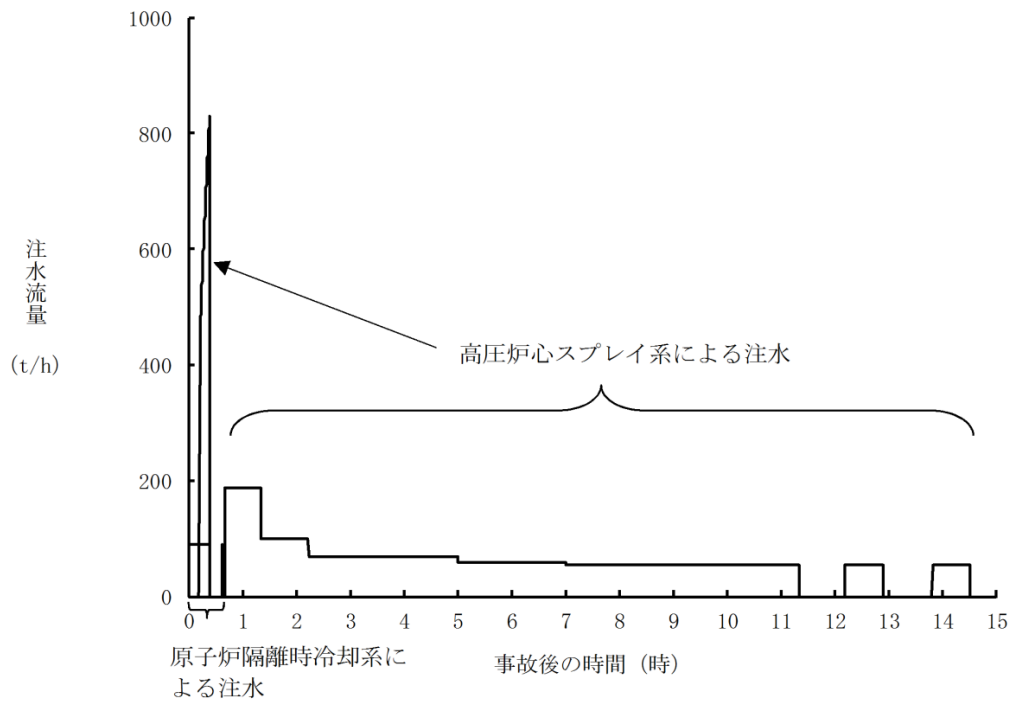
第 2.7.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



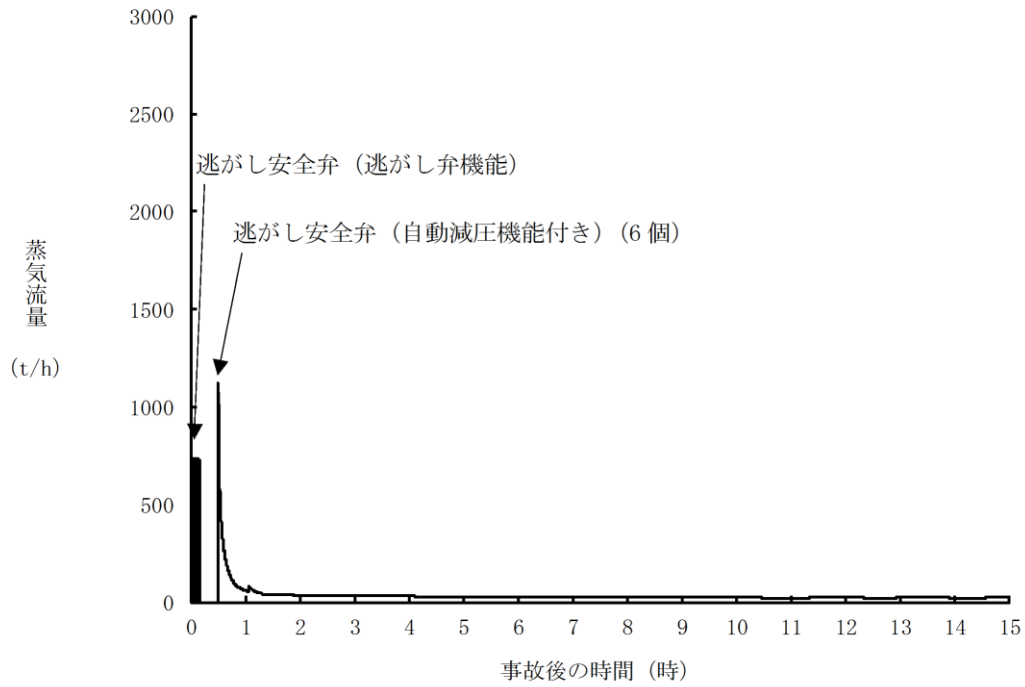
第 2.7.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



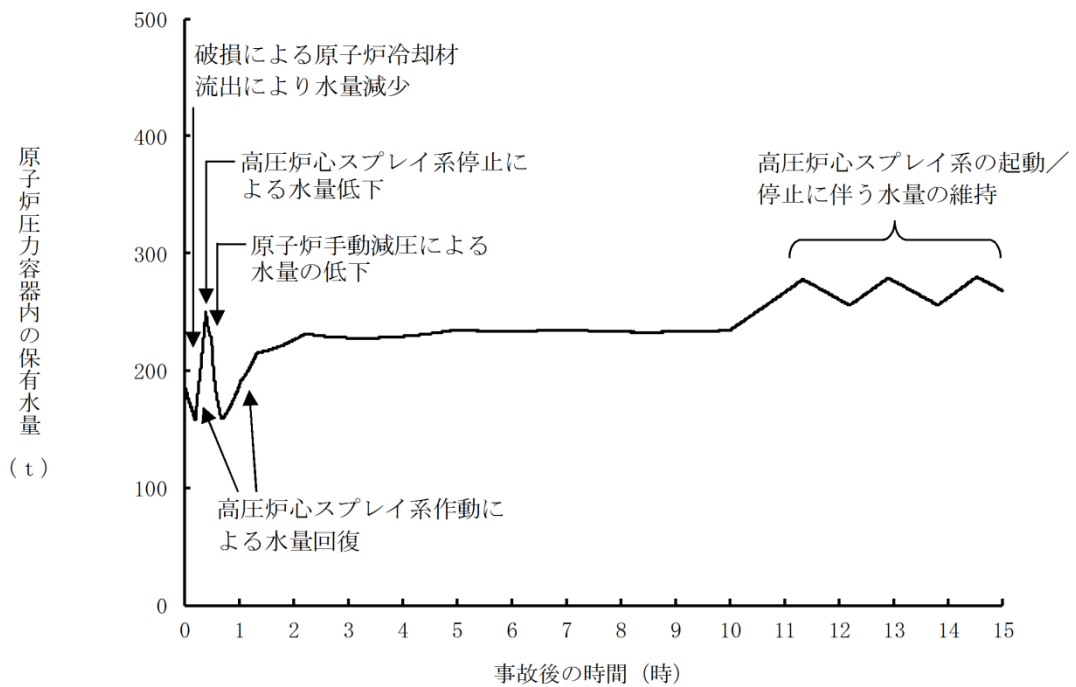
第 2.7.2-1(3) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移



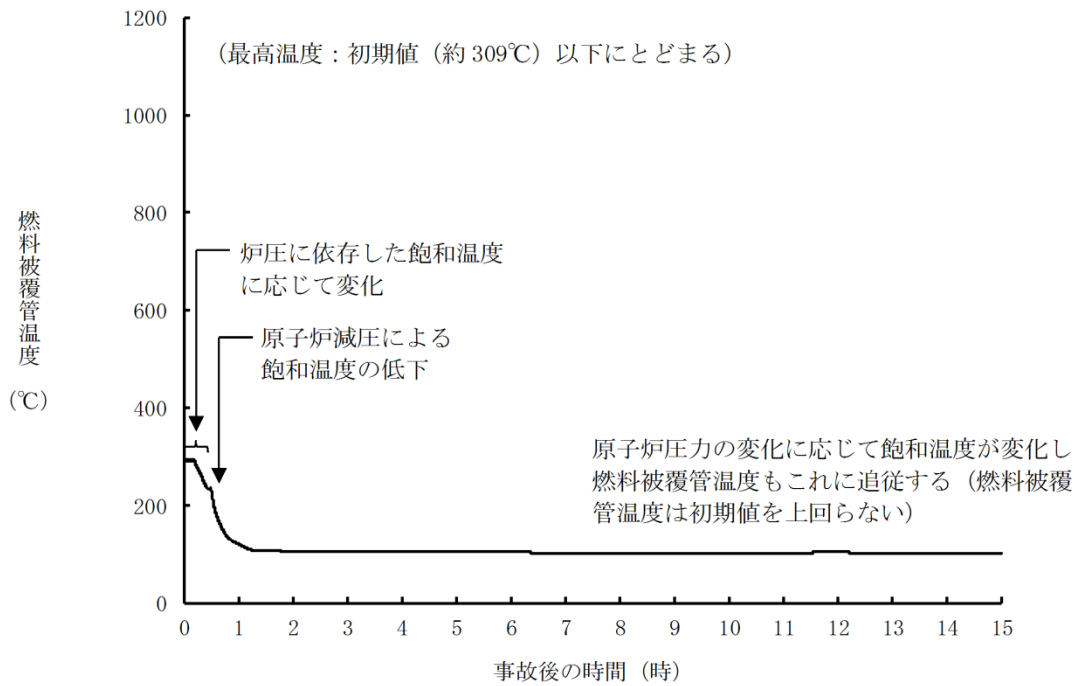
第 2.7.2-1(4) 図 注水流量の推移



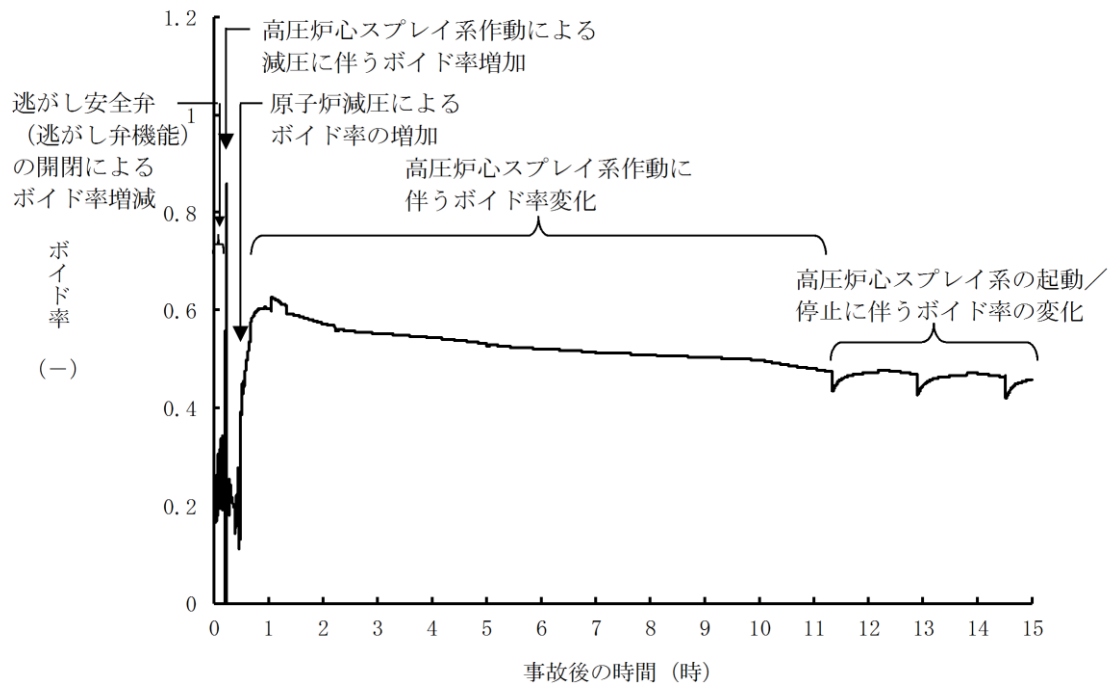
第 2.7.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



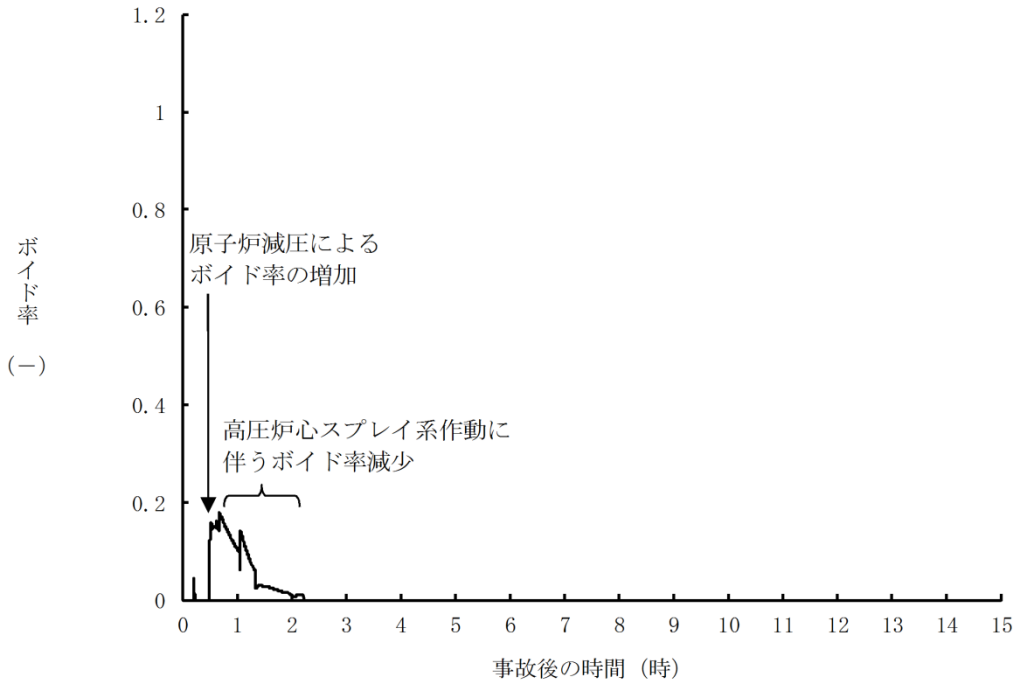
第 2.7.2-1(6) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



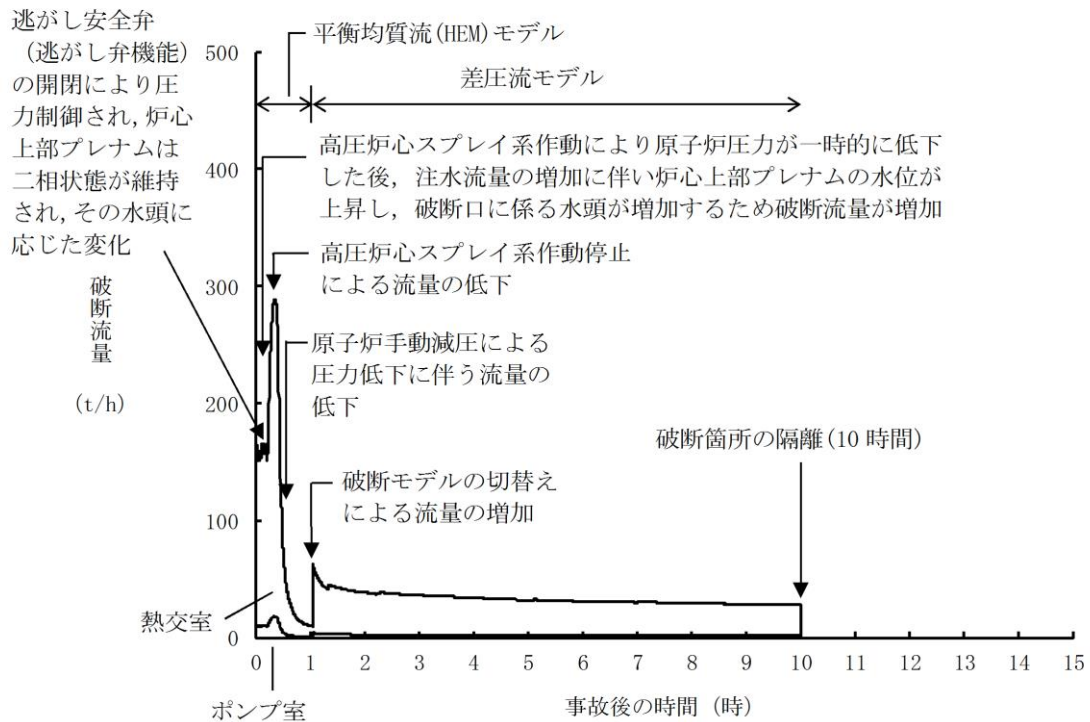
第 2.7.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.7.2-1(8) 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.7.2-1(9) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.7.2-1(10) 図 破断流量の推移

第2.7.1-1 表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」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
ISLOCA発生	原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、ISLOCAが発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建筒燃料取替階ブローアウトパネルが開放する。	原子炉建筒燃料取替階ブローアウトパネル*	—
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失が発生し、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及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し、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するが、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低(レベル1H)で高圧炉心スプレイ系が自動起動する。	【原子炉隔離時冷却系】* 【高圧炉心スプレイ系】* サブプレッション・チェンバ*	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 【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】*
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 サブプレッション・チェンバ*	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 高圧原子炉代替注水流量

※：既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

■ 有効性評価上考慮しない操作

第2.7.1-1 表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」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
ISLOCA発生確認	原子炉水位及び原子炉圧力の低下によりLOCA事象を確認し、格納容器温度、格納容器圧力の上昇がないことから原子炉圧力容器外での漏えい事象であること を確認し、残留熱除去ポンプ出口圧力指示の上昇(破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある)により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、ISLOCAが発生したことを確認する。	—	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)* ドライウエル圧力 (SA) ドライウエル温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口圧力】*
中央制御室での残留熱除去系隔離失敗	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の隔離操作を実施するが、残留熱除去系注水弁の開操作に失敗し、残留熱除去系の隔離に失敗する。	—	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)*
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	残留熱除去系の隔離に失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため原子炉を急速減圧する。	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*
高圧炉心スプレイ系による原子炉注水	原子炉水位回復後は、破断箇所からの漏えい抑制のため、原子炉水位低(レベル2)以上で低めに維持する。	【高圧炉心スプレイ系】* サブレーション・チェンバ*	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】*
残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)運転	原子炉急速減圧によりサブレーション・プール水温度が35℃を超えた時点で、健全側の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。	【残留熱除去系(サブレーション・プール水冷却モード)】*	サブレーション・プール水温度 (SA) 【残留熱除去ポンプ出口流量】*

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



第2.7.1-1 表 「格納容器バイパス (ISLOCA)」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
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード) 運転	破断箇所からの漏えい水の温度抑制のため、原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードインタロック解除の設定値以下 (0.8MPa [gage]) であること及び原子炉水位の安定を確認後、残留熱除去をサブレーション・プールの冷却モード運転から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)】※	—
現場操作での残留熱除去系隔離操作	破断箇所からの漏えい抑制を継続し、現場操作により残留熱除去系注水弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系を隔離する。	【残留熱除去系注水弁】※	—
残留熱除去系隔離後の水位維持	残留熱除去系の隔離が成功した後は、高圧炉心スプレイスにより、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。	【高圧炉心スプレイス・チェンバ】※	—

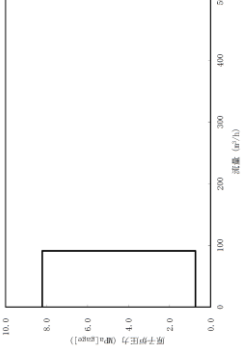
※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの  
 【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (1/4)

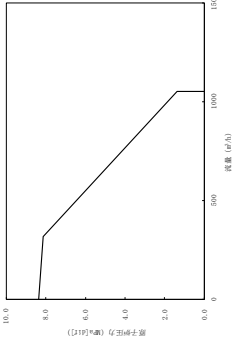
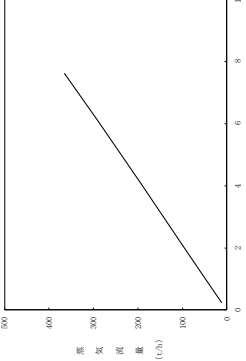
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	SAFER	-
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	$35.6 \times 10^3 \text{ t/h}$	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278°C	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9°C	熱平衡計算による値
燃料	9 × 9 燃料 (A型)	9 × 9 燃料 (A型), 9 × 9 燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, 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
水源温度	49°C	サブプレッション・チェンバからの注水における代表温度を設定

初期条件

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	残留熱除去系 (低圧注水モード) の破断 破断面積 残留熱除去系熱交換器フランジ部: 16cm <sup>2</sup> 残留熱除去系機器等: 1 cm <sup>2</sup>	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち, 低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対する実耐力を踏まえた影響評価結果を踏まえて設定
安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系の機能喪失	インターフェイスシステムLOCAが発生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとして設定
外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し, 外部電源なしの場合には復水・給水系による給水がなく, 原子炉水位の低下が早くなることから, 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, 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
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 <sup>3</sup> /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 
重大事故等対策に関連する機器条件		

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>高圧炉心スプレイス</p>	<p>原子炉水位低 (レベル 1 H) にて自動起動 318~1,050 m<sup>3</sup>/h (8.14~1.38MPa[dif]におい て) (最大 1,050 m<sup>3</sup>/h) にて注水</p>	<p>高圧炉心スプレイス系の設計値として設定</p> 
<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 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 &lt;原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係&gt;</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> <hr style="border-top: 1px dashed black;"/> <p>逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関 係から設定</p>
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p>		

第2.7.2-1表 主要解析条件 (格納容器バイパス (ISLOCA)) (4/4)

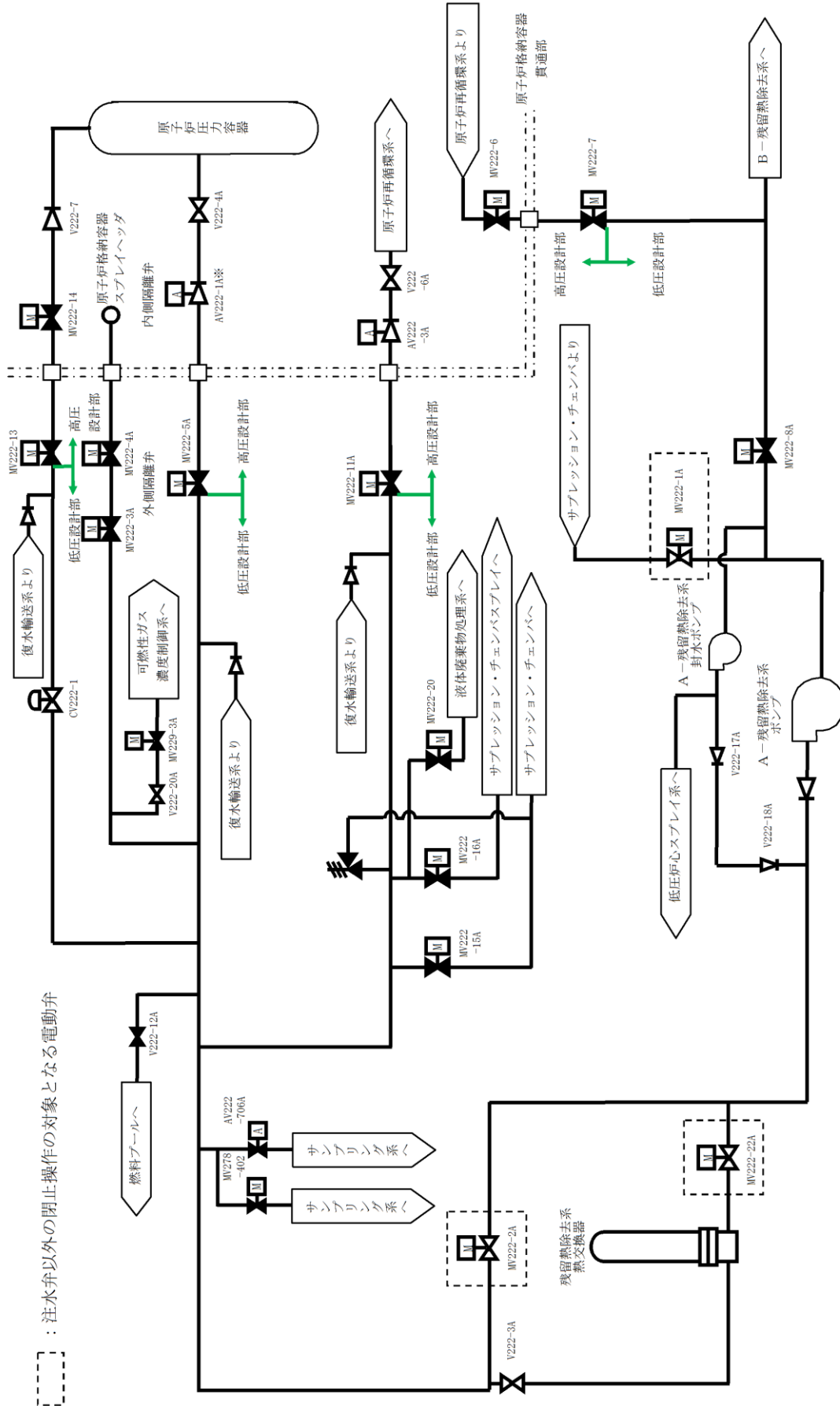
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 30 分後	ISLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間を考慮して事象発生30分後を設定
残留熱除去系の破断箇所隔離操作	事象発生 10 時間後に隔離完了	破断面積合計 17cm <sup>2</sup> の ISLOCA 発生時における原子炉建物原子炉棟の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

### インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作について

A-残留熱除去系にてインターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）が発生した場合の対応操作について、以下に示す。

ISLOCAの発生を確認した場合には、中央制御室からの遠隔操作によりA-残留熱除去系注水弁の閉止操作を実施することで低圧設計部への加圧を停止する。これに失敗した場合には、中央制御室からの遠隔操作により原子炉を減圧することで漏えい量を抑制するとともに、可能な限り系統の隔離状態を確保するため、中央制御室からの遠隔操作が可能な注水弁以外の電動弁の閉止操作を実施するとともに、現場操作によりA-残留熱除去系注水弁を閉止する。

また、不要な系統加圧を防止する観点で、A-残留熱除去ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに、A-残留熱除去系封水ポンプを停止する。



：注水弁以外の閉止操作の対象となる電動弁

第1図 I S L O C A時に中央制御室からの遠隔操作により閉止する電動弁 (A-残留熱除去系の場合)

## インターフェイスシステムLOCA発生時の 破断面積及び現場環境等について

### 1. 評価対象系統について

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA（以下、「ISLOCA」という。））」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し原子炉格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され、原子炉格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し原子炉格納容器外に敷設された配管を図1に示す。

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し、原子炉格納容器外に系統配管があるラインは下記のとおりである。

- ・ 高圧炉心スプレイ系注入ライン
- ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン
- ・ 残留熱除去系炉頂部ライン
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン
- ・ 残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン
- ・ 低圧炉心スプレイ系注入ライン
- ・ 原子炉隔離時冷却系蒸気ライン
- ・ ほう酸水注入系注入ライン
- ・ 原子炉浄化系系統入口ライン
- ・ 制御棒駆動系挿入ライン
- ・ 制御棒駆動系引抜ライン
- ・ 主蒸気系ライン
- ・ 給水系注入ライン
- ・ 試料採取系サンプリングライン
- ・ 圧力容器計装系ライン

高圧バウンダリのみで構成されている圧力容器計装系ラインは、ISLOCAの対象としない。影響の観点から、配管の口径が小さい制御棒駆動系挿入ライン、制御棒駆動系引抜ライン及び試料採取系サンプリングラインは、評価の対象としない。

さらに、ISLOCA発生頻度の観点から、高圧炉心スプレイ系注入ライン、残留熱除去系炉頂部ライン、原子炉隔離時冷却系蒸気ライン、ほう酸水注入系注入ライン、原子炉浄化系系統入口ライン、主蒸気系ライン及び給水系注入ラインは低圧設計部が3弁以上の弁で隔離等されていることから評価の対象とし



ない。

発生頻度の分析について、PRAにおいては、主に原子炉压力容器から低圧設計配管までの弁数及び定期試験時のヒューマンエラーによる発生可能性の有無を考慮し、ISLOCAの発生確率が高いと考えられる配管（残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン、残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン、残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン、低圧炉心スプレイ系注入ライン）について、各々の箇所でのISLOCA発生確率を算出している。（付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別添 島根原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について）

表1の整理のとおり、PRA上は低圧設計配管までの弁数が少なく、定期試験時のヒューマンエラーによる発生が考えられる残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインでのISLOCA発生確率が最も高い。各配管におけるISLOCAの発生頻度は、定期試験のある残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおいては $6.0 \times 10^{-8}$  [/炉年]、低圧炉心スプレイ注入ラインにおいては $2.0 \times 10^{-8}$  [/炉年]、定期試験のない残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインにおいては $5.8 \times 10^{-10}$  [/炉年]、残留熱除去系停止時冷却モード拔出ラインにおいては $2.1 \times 10^{-10}$  [/炉年]である。

以上により、ISLOCAの評価対象の配管は、運転中に開閉試験を実施する系統のうち、ISLOCAが発生する可能性が最も高く、ISLOCAが発生した場合の影響が最も大きい残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインを選定する。

この評価対象に対して構造健全性評価を実施し、その結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。

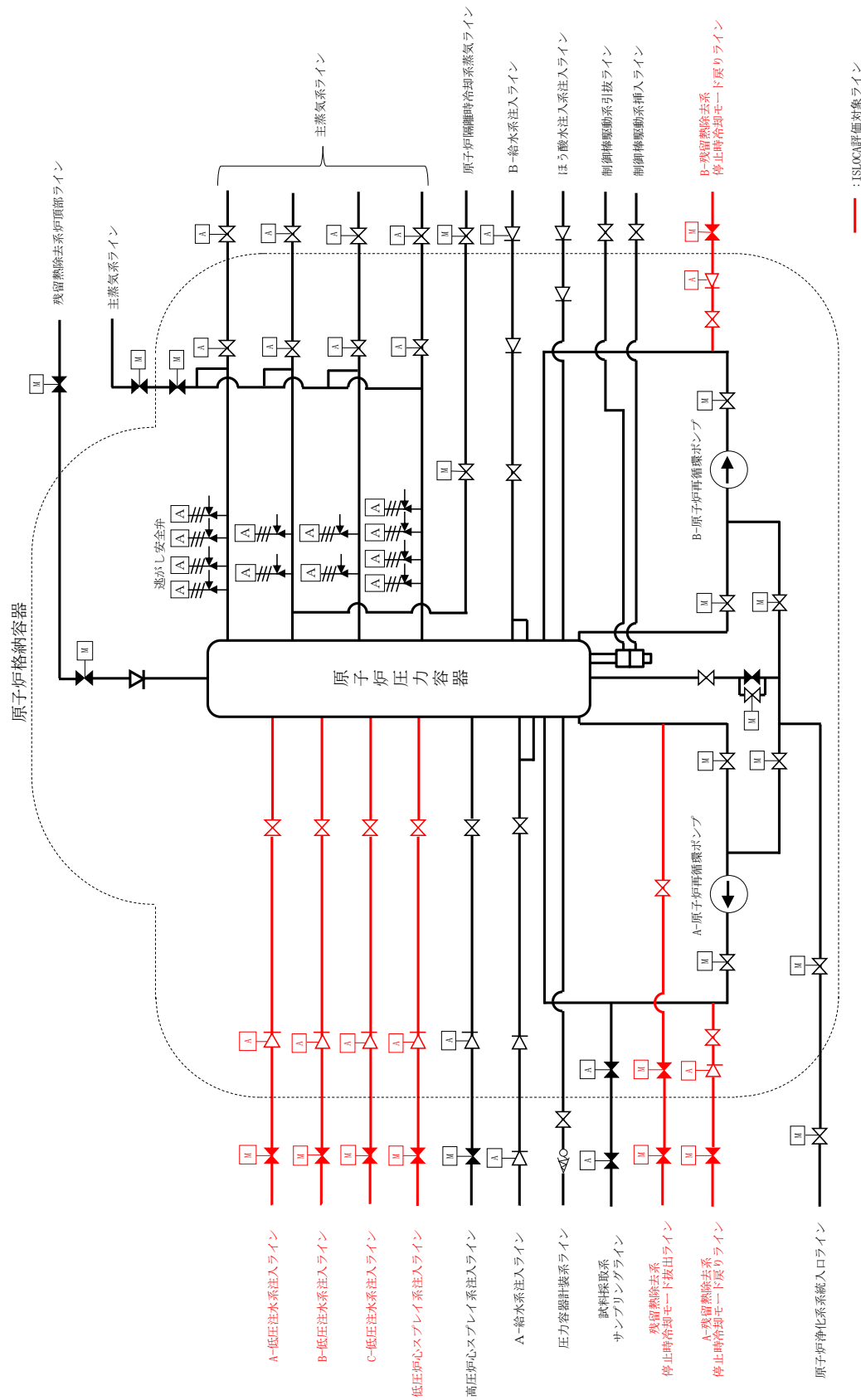


図1 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し、格納容器外に敷設されている配管

表1 低圧設計配管までの弁数，運転中定期試験の有無及び

I S L O C A発生頻度

系統	低圧設計配管までの弁数	運転中定期試験の有無	I S L O C A発生頻度[/炉年]
残留熱除去系(低圧注水モード) 注入ライン※1	2弁	有	$6.0 \times 10^{-8}$
残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン※2	2弁	無	$5.8 \times 10^{-10}$
残留熱除去系停止時冷却モード拔出ライン※3	2弁	無	$2.1 \times 10^{-10}$
低圧炉心スプレイ系注入ライン	2弁	有	$2.0 \times 10^{-8}$

※1：残留熱除去系（低圧注水モード）の注入ラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（8.62MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計（3.92MPa）の配管で構成されており，3弁目は中圧設計のラインに設置されている。中圧設計の配管は低圧設計の配管よりも破断確率が低いが，3弁目までは考慮の対象とせず，2弁目までを考慮の対象とした。

※2：残留熱除去系停止時冷却モード戻りラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（10.4MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吐出までの範囲は中圧設計（3.92MPa）の配管で構成されている。

※3：残留熱除去系停止時冷却モード拔出ラインは，原子炉圧力容器から数えて2弁目までの範囲が高圧設計（8.62MPa）の配管で構成され，2弁目以降から残留熱除去ポンプの吸込みまでの範囲は低圧設計（1.37MPa）の配管で構成されている。

## 2. ISLOCA発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定されたISLOCAの評価対象に対して、実機の系統構成、各機器の特徴を踏まえて隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価の内容について示す。なお、A-残留熱除去系（低圧注水モード）とB-残留熱除去系（低圧注水モード）の系統構成に大きな相違はないため、代表としてA-残留熱除去系（低圧注水モード）について評価を行った。

残留熱除去系（低圧注水モード）の系統概要図を図2に示す。残留熱除去系（低圧注水モード）は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部分と低圧設計部分とを内側隔離弁（逆止弁）及び外側隔離弁（電動仕切弁）の2弁により隔離されている。内側隔離弁（逆止弁）も運転中に弁の開閉試験を行うが、弁の前後に差圧がある場合には弁が開放しない構造であるため、外側隔離弁（電動仕切弁）が開放する事象を想定する。評価においては、厳しい想定として、内側隔離弁（逆止弁）が全開した状態で外側隔離弁（電動仕切弁）が全開とした。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部分と低圧設計部分が物理的に分離されている状態から隔離弁を開放すると、高圧設計部分から低圧設計部分に水が移動し、配管内の圧力は最終的に原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する場合があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

電動仕切弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため、機械的要因では急開となり難い。また、電動での開弁速度は、約8秒（全ストローク217mm）となっており、電氣的要因では急開とならないことから、誤開を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とならない。

文献\*<sup>1</sup>によると、配管端に設置された弁の急開、急閉により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間もしくは閉鎖時間(T)において、圧力波が長さ(L)の管路内を往復するのに要する時間( $\mu$ )より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

- $\theta$  : 弁の時間定数
- T : 弁の開放時間もしくは閉鎖時間(s)
- $\mu$  : 管路内を圧力が往復する時間(s)
- L : 配管長(m)
- $\alpha$  : 圧力波の伝播速度(m/s)

ここで、 $\alpha$ は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、配管長(L)を実機の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水配管の配管長<sup>\*2</sup>を元に保守的に 200m<sup>\*3</sup>とし、水の音速( $\alpha$ )を 1,500m/s<sup>\*4</sup>とすると、管路内を圧力波が往復する時間( $\mu$ )は約 0.27 秒となる。即ち、弁開放時間(T)を残留熱除去系（低圧注水モード）の電動仕切弁の約 8 秒とすると水撃作用による大きな圧力変化は生じることなく、低圧設計部分の機器に原子炉圧力を大きく上回る荷重がかかることはないこととなる。

なお、次項にて示す強度評価において、例えば配管で最も厳しい No. 23 配管の最小厚さ (ts) 13.21mm における許容圧力（1次一般膜応力 0.6Su 適用値）は 10MPa を超えており、十分な余裕がある。さらに、設計引張強さ (Su) までの余裕を考えると、さらなる余裕が含まれることとなる。

- \* 1 : 水撃作用と圧力脈動〔改訂版〕第 2 編「水撃作用」（財）電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三
- \* 2 : 残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉圧力容器開口部から低圧設計部分の末端の逆止弁までの長さは約 150m
- \* 3 : 配管長を実機より長く設定することは相対的に弁の開放時間を短く評価することになり、水撃作用の発生条件に対し保守的となる。
- \* 4 : 圧力 7.2 MPa[abs]、水温 38°C の場合、水の音速は約 1540m/s となる。

以上より、残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても、原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが、残留熱除去系の外側隔離弁（電動仕切弁）が 8 秒で全閉から全開することにより、図 3 に示す低圧設計部の範囲が過圧された場合の圧力推移を T R A C G コードにより評価した。

残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の各部の圧力最大値を表 2 に、圧力推移図を図 4 に示す。

表 2 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の各部の圧力最大値

位置*	圧力最大値 (MPa[abs])
注水弁入口 (①)	7.7
逃がし弁入口 (②)	7.4
残留熱除去系熱交換器 (③)	7.9
ポンプ出口逆止弁出口 (④)	8.0

※数字は図 3 における位置を表す。

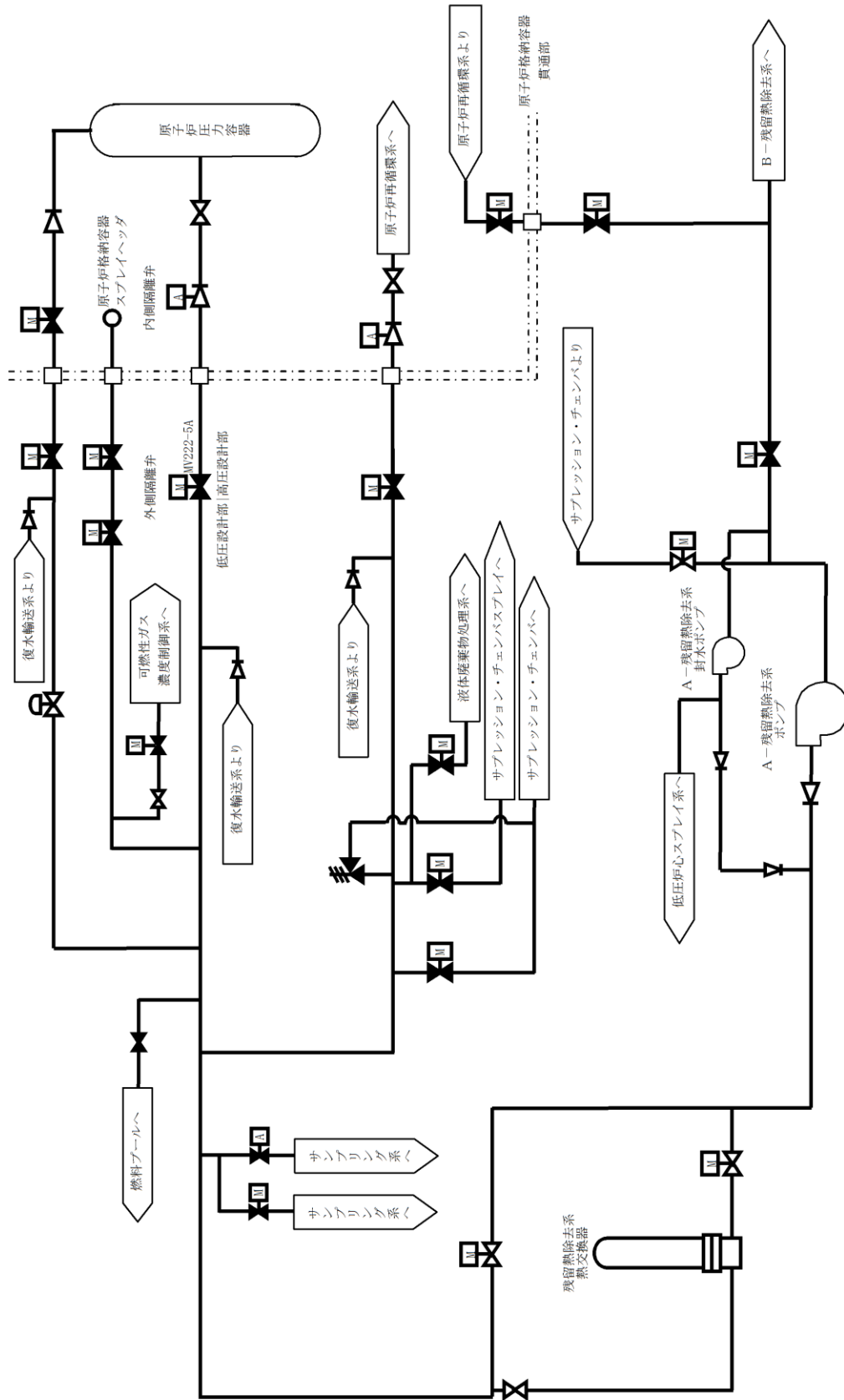
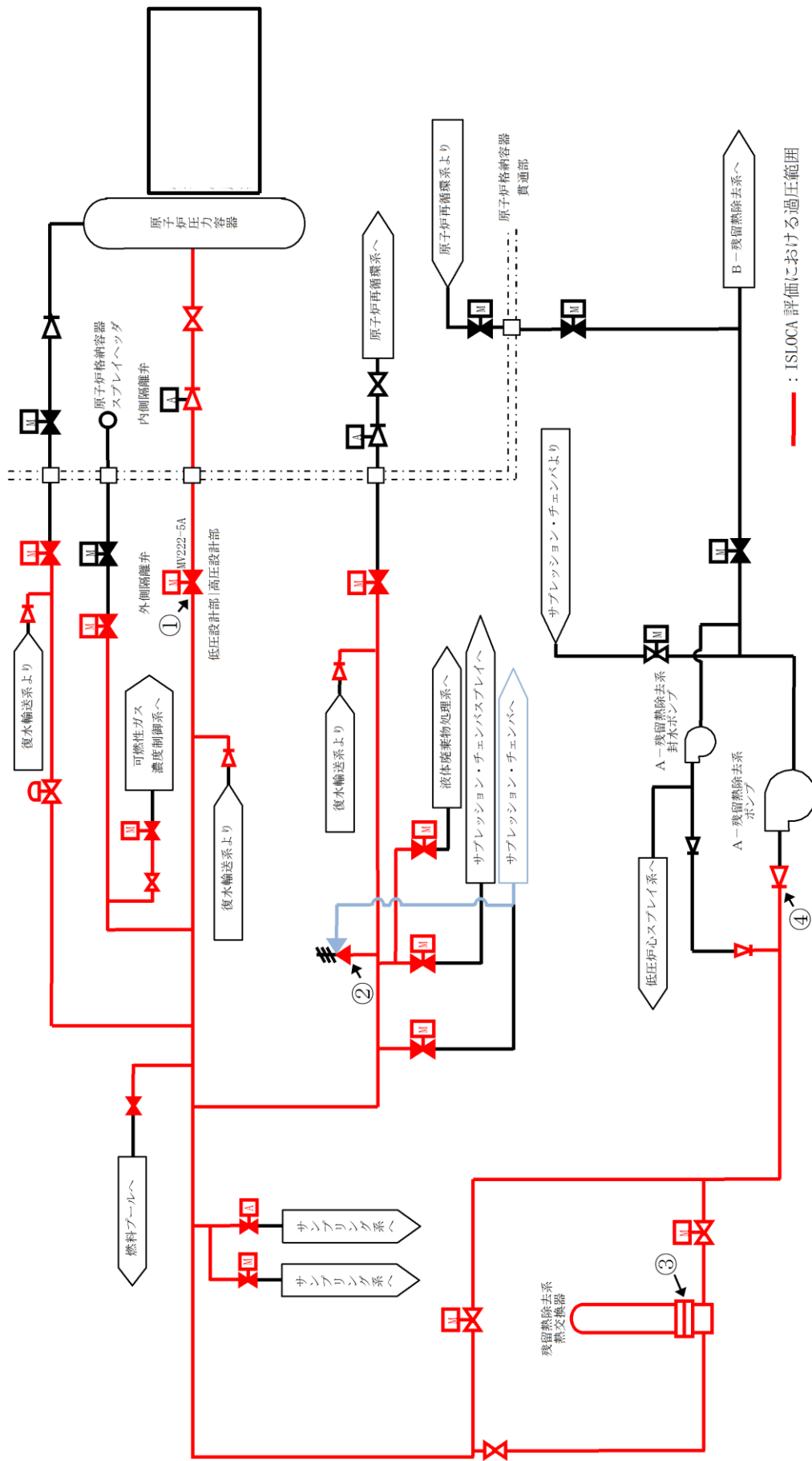


図2 A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン概要図



— : ISLOCA 評価における過圧範囲

図3 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時評価概要図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

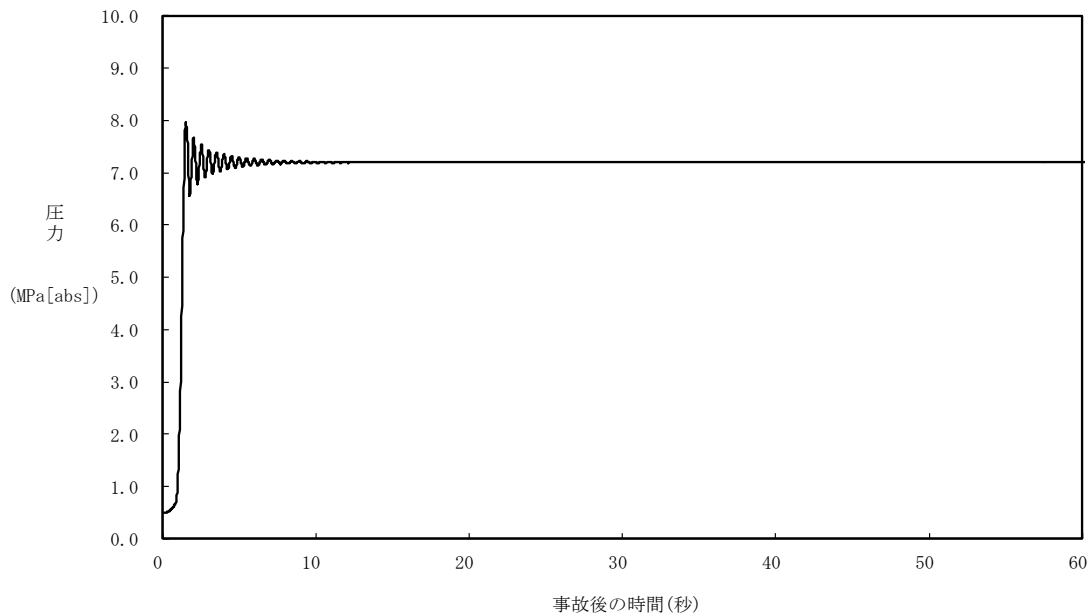


図4 残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の圧力推移例  
（ポンプ出口逆止弁出口位置）

弁開放直後は、定格運転状態の残留熱除去系の注水弁出口（原子炉圧力容器側）の圧力  に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力  まで上昇し、その後、上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価にあたっては、TRACGの解析結果を踏まえ、隔離弁開放直後の最大圧力と系統待機水の温度（室温程度）との組み合わせ、隔離弁開放から 10 秒程度以降の静定圧力と静定温度（炉圧及び炉水温度相当）との組み合わせを考慮して評価圧力・温度を設定し、評価対象機器の構造健全性評価を実施した。

として評価を実施した。

また、破断面積の算出においては、隔離弁開放直後の最大圧力と漏えい発生後の静定温度を保守的に組み合わせることで評価を実施した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



### 3. 構造健全性評価

#### 3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力(7.4MPa [gage]), 温度(288°C)の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

- ① 熱交換器
- ② 逃がし弁
- ③ 弁
- ④ 計器
- ⑤ 配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を図 5 及び表 3 に示す。

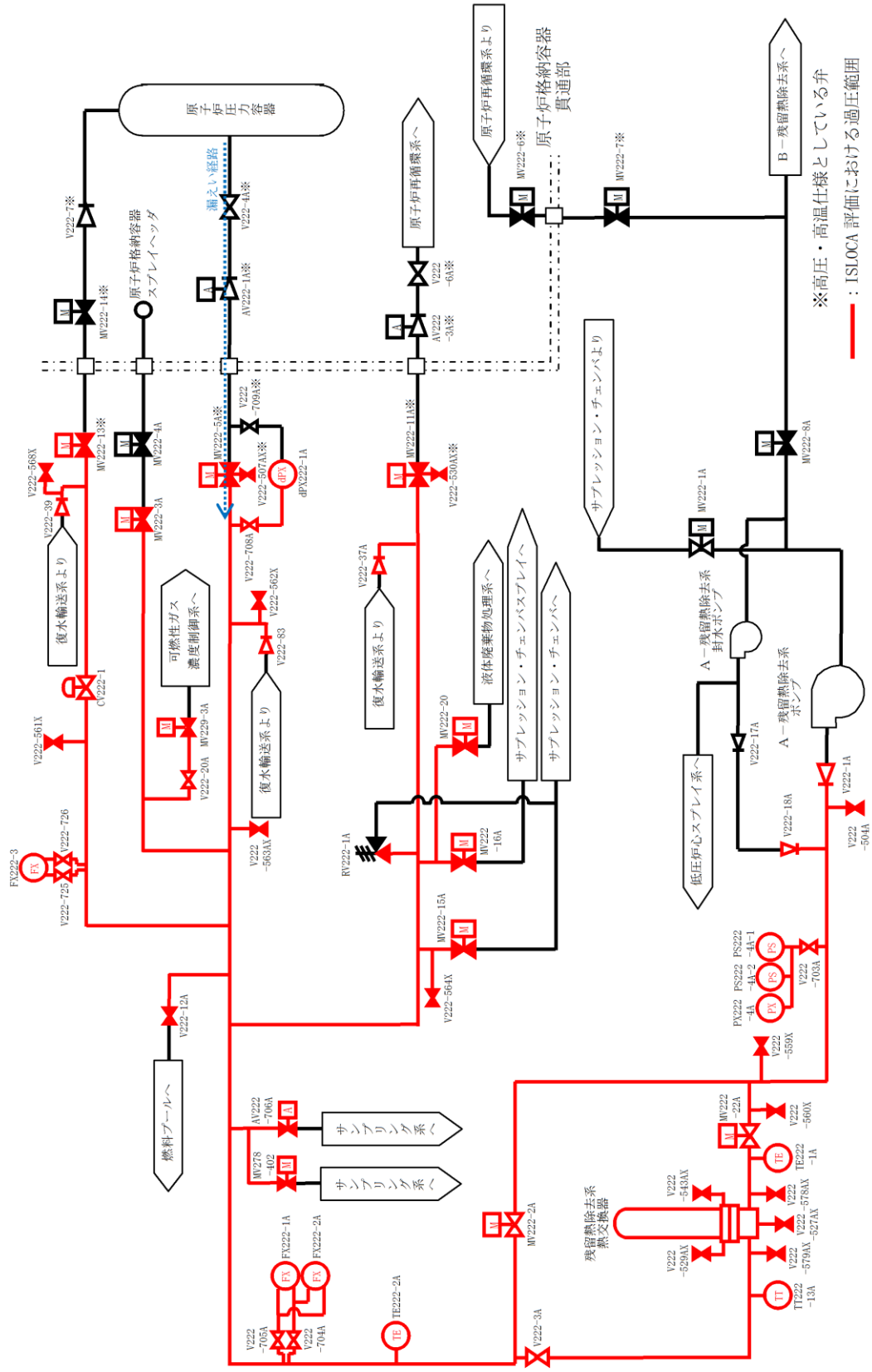


図5 評価対象範囲系統図

※高圧・高温仕様としている弁  
 — : ISLOCA 評価における過圧範囲

表3 評価対象範囲に設置された機器

機器		弁番号, 個数等	
残留熱除去系熱交換器		1 個	
逃がし弁		1 台 RV222-1A	
弁	プロセス弁	19 台 V222-1A, V222-3A, V222-12A, V222-18A, V222-20A, V222-39, V222-37A, V222-83, MV222-2A, MV222-3A, MV222-5A, MV222-11A, MV222-13, MV222-15A, MV222-16A, MV222-20, MV222-22A, MV229-3A, CV222-1	
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	15 台 V222-504A, V222-507AX, V222-527AX, V222-529AX, V222-530AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX
		計器 隔離弁	6 台 V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726
		サンプル 弁	2 台 AV222-706A, MV278-402
計器		10 個 PS222-4A-1, PS222-4A-2, PX222-4A, FX222-1A, FX222-2A, FX222-3, dPX222-1A, TE222-1A, TE222-2A, TT222-13A	
低圧注水系配管		1 式	

### 3.2 構造健全性評価の結果

#### (1) 熱交換器 (別紙2)

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧、加温される熱交換器の各部位について、「島根原子力発電所 工事計画認可申請書」(以下「既工認」という。)を基に設計上の裕度を確認し、裕度が2以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板及び伝熱管について評価した。

##### a. 水室フランジ、水室フランジボルト

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上、かつ発生応力は許容応力以下であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の値	判定基準	判定※
水室フランジ	120MPa (発生応力)	438MPa (許容応力)	○
水室フランジボルト	64,029 (ボルトの総断面積)	26,161 (ボルトの必要な断面積)	○

※水室フランジについては、発生応力が許容応力以下であること、水室フランジボルトについては、ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であること

##### b. 管板

設計・建設規格「PVC-3510 管穴の中心間距離および管板の厚さ規定」を適用し、管板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [ $t$ ] (mm)	判定※ ( $t_s \geq t$ )
管板	SFVC2B		163	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

##### c. 伝熱管

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用し、管板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材料	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [ $t$ ] (mm)	判定※ ( $t_s \geq t$ )
伝熱管	SUS304TB			○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 逃がし弁 (別紙3)

a. 弁座

設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さが必要厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判定※
弁座	<input type="text"/>	0.8	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁体

弁体下面にかかる圧力 (7.4MPa) がすべて弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果、発生せん断応力は許容せん断応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判定※
弁体	41	88	○

※発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

c. 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要な最小厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)	判定※
弁本体の耐圧部	<input type="text"/>	0.3	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. 弁耐圧部の接合部

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定*
ボンネットナット座面	68	632	○
ボンネットフランジと リフト制限板の合わせ面	52	438 (ボンネットフランジ) 392 (リフト制限板)	○

※発生応力が許容応力以下であること

(3) 弁 (別紙4)

a. 弁本体

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは計算上必要な最小厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ [ $t_s$ ] (mm)	計算上必要な厚さ [ $t$ ] (mm)	判定※ ( $t_s \geq t$ )
弁本体の耐圧部		0.2~3.3	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁耐圧部の接合部

ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジと弁箱フランジがメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の発生応力が許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
ボンネットナット座面	36~280	524~865	○
ボンネットフランジと 弁箱フランジの合わせ面	45~92	438 (ボンネットフランジ) 407~438 (弁箱フランジ)	○

※発生応力が許容応力以下であること

なお、以下の弁は加圧時の温度、圧力以上で設計していることから、破損は発生せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁		MV222-5A	8.62MPa	302℃
		MV222-11A	10.4MPa	302℃
		MV222-13	8.62MPa	302℃
その他の弁	ドレン弁	V222-507AX	8.62MPa	302℃
	ベント弁	V222-530AX	10.4MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第I編 別表1にて温度300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生せず漏えいが発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		V222-18A, V222-20A	9.97MPa
その他の弁	ドレン弁 ベント弁	V222-507AX	14.97MPa
		V222-527AX, V222-529AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX	9.97MPa
	計器隔離弁	V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726	9.97MPa



(4) 計器 (別紙 5)

a. 圧力計, 差圧計

以下の圧力計及び差圧計のうち PS222-4A-1, PS222-4A-2 については, 漏えいが想定されるため, 株部のプロセス取合い (外径: 5mm) の断面積から, 破断面積を下表のとおり評価した。

以下の圧力計及び差圧計のうち, PS222-4A-1, PS222-4A-2 以外の計器は, 隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており, 破損は発生しないことを確認した。なお, 構造材の温度上昇に伴う耐力低下 (温度  $-30\sim 40^{\circ}\text{C}$  における設計引張強さに対する  $288^{\circ}\text{C}$  における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%) を考慮しても, 計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

計器番号	計器設備耐圧 (MPa)	判定	破断面積 ( $\text{mm}^2$ )
PS222-4A-1	5.4	×	19.63
PS222-4A-2	4.4	×	19.63
PX222-4A	14.7	○	—
FX222-1A	22.1	○	—
FX222-2A	22.1	○	—
FX222-3	22.1	○	—
dPX222-1A	15	○	—

b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」(JSME S012-1998) を適用し, 同期振動発生回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果, 換算流速  $V_r$  が 1 より小さく, 組合せ応力が許容値以下, かつ応力振幅が設計疲労限以下であることから, 評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

(同期振動発生回避又は抑制評価)

計器番号	流速 $V$ (m/sec)	換算流速 $V_r$	換算減衰率 $C_n$	判定*
TE222-1A	1.26	0.03	0.21	○ ( $V_r < 1$ のため)
TE222-2A	1.26	0.03	0.21	○ ( $V_r < 1$ のため)
TE222-13A	1.26	0.03	0.21	○ ( $V_r < 1$ のため)

\*  $V_r < 1$ ,  $C_n > 64$  又は  $V_r < 3.3$  かつ  $C_n > 2.5$  のいずれかを満足すること

(流体振動に対する強度評価)

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の許容値 (MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の設計疲労限 $\sigma_F$ (MPa)	判定*
TE222-1A	17.0	145	0.07	84	○
TE222-2A	17.0	145	0.07	84	○
TE222-13A	17.0	165	0.07	84	○

※組合せ応力が組合せ応力の許容値以下であること, かつ応力振幅が応力振幅の設計疲労限以下であること

(5) 配管 (別紙6)

a. 管

設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用し、必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは、必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ (mm)	判定*
管	7.53~16.63	1.04~3.24	○

※実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し、フランジボルトの伸び量を評価した。その結果、伸び量がマイナスであり、フランジ部が圧縮されることになるが、ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ガスケットの 初期圧縮量 (mm)	ガスケットの 合計圧縮量 (mm)【最大値】	ガスケットの 許容圧縮量 (mm)	判定*
フランジ部	-0.02				○
	-0.08				○

※伸び量がマイナスの場合は、ガスケットの合計圧縮量が許容圧縮量以下であること

#### 4. 破断面積の設定について（別紙7）

3. の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧され、計器が破損する可能性があることを確認した。

上記評価に基づき、有効性評価では、計器の破断面積として保守的に約 1cm<sup>2</sup> を想定する。

さらに、残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力（7.9MPa[gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 (cm <sup>2</sup> )
			+	+	-			
			△L1	△L2	△L3			
熱交換器 フランジ部	7.9	288	0.204	1.452	1.415	1,965	0.241	14.88

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

上記評価に基づき、有効性評価では、残留熱除去系熱交換器フランジ部の破断面積として保守的に約 16cm<sup>2</sup> を想定する。

なお、評価対象のうちA－残留熱除去系（低圧注水モード）及びB－残留熱除去系（低圧注水モード）以外の低圧炉心スプレイ系及びC－残留熱除去系（低圧注水モード）には、加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

## 5. 現場の環境評価

I S L O C Aが発生した場合、事象を収束させるために、健全な原子炉注水系統による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却を実施する。また、漏えい箇所の隔離は、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水弁を現場にて閉止する想定としている。

I S L O C A発生に伴い原子炉冷却材が原子炉建物原子炉棟（以下「原子炉棟」という。）内に漏えいすることで、建物下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建物内の雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の上昇が想定されることから、設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、I S L O C AはA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにて発生するものとする。

なお、I S L O C AがB-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにて発生することを想定した場合、破断面積（約 17 cm<sup>2</sup>）及び破断箇所（残留熱除去系熱交換器フランジ部及び残留熱除去系機器等）はA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインの場合と同等であり、原子炉建物における雰囲気温度等は同程度上昇する。

C-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ラインにて発生することを想定した場合、漏えい箇所が圧カスイッチ（各ポンプ室）のみであり、漏えい量がA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのI S L O C Aより小規模となるため、原子炉建物における雰囲気温度等の上昇は、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインのI S L O C A発生時よりも小さくなる。

### （1）設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、A-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインにおけるI S L O C A発生時に期待する設備は、隔離操作を行う注水弁、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、B-残留熱除去系及び逃がし安全弁並びに関連する計装設備である。

漏えい量が最も多く環境条件の厳しくなるA-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ラインでのI S L O C A発生時の原子炉棟内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について、以下のとおり評価した。なお、有効性評価で想定した以外の系統（B-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン、C-残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ライン）においてI S L O C A発生時の原子炉棟内環境を想定した場合でも、表 4-1～4-4 に示すとおり、I S L O C A対応に必要な設備の健全性に影響がないことを確認している。

a. 溢水による影響（別紙8）

I S L O C Aによる原子炉冷却材の漏えいのうち、A－残留熱除去系圧力スイッチからの溢水は、漏えい発生区画と隣接する原子炉隔離時冷却系のポンプ室との境界に水密扉を設置し区画化されているため、原子炉隔離時冷却系のポンプ室は溢水の影響を受けない。また、A－残留熱除去系熱交換器からの溢水は、漏えい発生区画で滞留したのちに、隣接区画へ伝播し、最終滞留箇所であるトーラス室に排出されるが、高圧炉心スプレイ系及びB－残留熱除去系のポンプ室は、トーラス室との境界に水密扉を設置し区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。また、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も溢水の影響を受けないため、系統の機能は維持される。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装設備も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

b. 雰囲気温度・湿度による影響（別紙8）

原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及びB－残留熱除去系のポンプ室等の溢水の流入がない区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇はないため、系統の運転に必要な補機冷却系等を含め、これらの系統機能は維持される。また、隔離操作を行う注水弁（MV222-5A）は、I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有していることから、機能維持される。さらに、逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

c. 放射線による影響（別紙9）

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉棟内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、東側PCVペネトレーション室における吸収線量率は最大でも約8.0mGy/h程度であり、設計基準事故対象設備の設計条件である1.76kGyと比較しても十分な余裕があるため、期待している機器の機能維持を妨げることはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、A－残留熱除去系におけるI S L O C A発生時に必要な現場操作は、A－残留熱除去系の注水弁の閉止操作である。B－残留熱除去系、C－残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系でI S L O C Aが発生した場合も現場操作は、注水弁の閉止操作である。

I S L O C A発生時における原子炉棟内状況概要を図6に、A－残留熱除去系の注水弁の操作場所、アクセスルート及び漏えい水が伝播する範囲を図7に示す。

また、漏えい水が伝播する範囲の溢水水位を表6に示す。A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時は、原子炉棟内の環境を考慮して、漏えいが発生している階より上階を移動することとしている。

漏えい量が最も多いA-残留熱除去系でのISLOCA発生時の原子炉棟内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

なお、有効性評価で想定した以外の系統(B-残留熱除去系(低圧注水モード)注入ライン、C-残留熱除去系(低圧注水モード)注入ライン及び低圧炉心スプレイ系注入ライン)においてISLOCA発生時の原子炉棟内環境を想定した場合でも、表4-1~4-4に示すとおり、漏えい隔離操作に影響がないことを確認している。

a. 溢水による影響(別紙8)

図6及び図7に示すとおり、ISLOCAによる原子炉冷却材漏えいが発生する階より上階を移動することから、溢水によるアクセス性への影響はない。また、注水弁は原子炉棟内中1階(EL19.0m)の床面上に設置されており、この場所において注水弁の現場閉止操作を実施するが、事象発生から評価上、現場隔離操作の完了時間として設定している10時間までの原子炉冷却材の流出量は約600m<sup>3</sup>であり、原子炉冷却材がすべて水として存在すると仮定してもアクセスルート上に溢水はなく、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響(別紙8)

アクセスルート及び操作場所となる原子炉棟内において、原子炉減圧後に原子炉棟内環境が静定する事象発生の約9時間後から現場隔離操作の完了時間として設定している10時間後までの温度及び湿度は、最大で約44℃及び約100%である。A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作での原子炉棟内の滞在時間は約38分(表5参照)であるため、操作場所へのアクセス及び操作は可能である。<sup>※1</sup>

なお、操作場所への移動及び現場操作を実施する場合は、保護具(汚染防護服、耐熱服、個人線量計、作業用長靴、酸素呼吸器、綿手袋、ゴム手袋)を着用する。

※1 想定している作業環境(約44℃)においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は、44℃で3時間~4時間として知られている。(出典：消費者庁 News Release(平成25年2月27日))

c. 放射線による影響(別紙9)

原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉棟内に瞬時に移行するという、保守的な条件で評価した結果、線量率は最大で

約 8.0mSv/h である。A-残留熱除去系の注水弁の閉止操作での原子炉棟内の滞在時間は約 38 分であるため、作業時間を保守的に 1 時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は最大で約 8.0mSv となる。また、有効性評価において現場操作を開始する事象発生の約 9 時間後における線量率は約 1.3mSv/h であり、この場合に作業員の受ける実効線量は約 1.3mSv となる。

なお、事故時には原子炉棟内に漏えいした放射性物質の一部は原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが、これらの事故時においては原子炉棟排気放射線高の信号により中央制御室換気系は系統隔離運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。



表 4-1 I S L O C A 時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果 (A-残留熱除去系における I S L O C A 発生時)

対応手順	逃げし安全弁による 原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイスによる原子炉注水	残留熱除去系 (サブレ 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	残留熱除去系 (原子炉 停止時冷却モード) に よる原子炉除熱	漏えい箇所隔離操作
機器	逃げし安全弁	原子炉隔離時冷却系	B-残留熱除去系	B-残留熱除去系	注水弁 (MV222-5A)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建物 (ELI.3m)	原子炉建物 (ELI.3m)	原子炉建物 (ELI.3m)	東側 P C V 制御室 (ELI9.0m)
時間	事象発生 30 分後	事象発生から減圧まで	事象発生 40 分後	事象発生 2 時間後	事象発生 9 時間
溢水評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> <li>逃げし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> </ul>	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>隔離操作場所及びそのアクセスルートについては、I S L O C A により漏えいが発生する機器の設置されているフロアよりも上層に位置しているため、溢水の影響を受けず、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
雰囲気温度・湿度 評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>逃げし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> </ul>	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉建物内温度は約 44℃のため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
放射線量 評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> <li>逃げし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> </ul>	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>線量率約 1.3mSv/h に対して、操作時間 (移動時間含む。) を約 1 時間と想定した場合でも、実効線量は約 1.3mSv であるため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表4-2 I S L O C A 時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果 (B-残留熱除去系における I S L O C A 発生時)

対応手順	逃がし安全弁による 原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイス系による原子炉注水	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	残留熱除去系 (原子炉 停止時冷却モード) に よる原子炉除熱	漏えい箇所隔離操作
機器	逃がし安全弁	原子炉隔離時冷却系	A-残留熱除去系	A-残留熱除去系	注水弁 (MV222-5B)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	西側 P C V 補償室 (EL23.8m)
時間	事象発生 30 分後	事象発生から減圧まで	事象発生 40 分後	事象発生 2 時間後	事象発生 9 時間
溢水評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> <li>逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> </ul>	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>隔離操作場所及びそのアクセスルートについては、I S L O C A により漏えいが発生する機器の設置されているフロアよりも上層に位置しているため、溢水の影響を受けず、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
雰囲気温度・湿度 評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> </ul>	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉建物内温度は約 44°C のため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
放射線量 評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> <li>逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> </ul>	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>線量率 1 mSv/h 未満であり、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>

上段：機器の操作性  
下段：機器の機能維持

表4-3 I S L O C A 時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果 (C-残留熱除去系における I S L O C A 発生時)

対応手順	逃がし安全弁による 原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイスによる原子炉注水		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	残留熱除去系 (原子炉 停止時冷却モード) に よる原子炉除熱	漏えい箇所隔離操作
	機器	逃がし安全弁	原子炉心スプレイス系	A (B)-残留熱除去系	A (B)-残留熱除去系	注水弁 (MV222-5C)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	西側 P C V <sup>h</sup> ネットジョン室 (EL23.8m)
	時間	事象発生 30 分後	事象発生後	事象発生 40 分後	事象発生 2 時間後	事象発生 9 時間
溢水評価	中央制御室からの操作の ため、操作可能である。	同左	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>隔離操作場所及びそのアクセスルートについては、I S L O C A により漏えいが発生する機器の設置されているフロアよりも上層に位置しているため、溢水の影響を受けず、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
	逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系が設置されている区画で溢水は発生しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧炉心スプレイスが設置されている区画で溢水は発生しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A (B)-残留熱除去系が設置されている区画で溢水は発生しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A (B)-残留熱除去系が設置されている区画で溢水は発生しない。</li> </ul>	
雰囲気温度・湿度 評価	中央制御室からの操作の ため、操作可能である。	同左	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉建物内温度は約 44°C 未満で推移するため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
	逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系の耐性が十分にあるため、機能維持される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>雰囲気温度・湿度に対して高圧炉心スプレイス系の耐性が十分にあるため、機能維持される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>雰囲気温度・湿度に対して A (B)-残留熱除去系の耐性が十分にあるため、機能維持される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>雰囲気温度・湿度に対して A (B)-残留熱除去系の耐性が十分にあるため、機能維持される。</li> </ul>	
放射線量 評価	中央制御室からの操作の ため、操作可能である。	同左	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>線量率 1 mSv/h 未満であり、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
	逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。	<ul style="list-style-type: none"> <li>放射線量に対して原子炉隔離時冷却系の耐性が十分にあるため、機能維持される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>放射線量に対して高圧炉心スプレイス系の耐性が十分にあるため、機能維持される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>放射線量に対して A (B)-残留熱除去系の耐性が十分にあるため、機能維持される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>放射線量に対して A (B)-残留熱除去系の耐性が十分にあるため、機能維持される。</li> </ul>	

上段：機器の操作性  
下段：機器の機能維持

表4-4 I S L O C A時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果 (低圧炉心スプレイス系における I S L O C A発生時)

対応手順	逃がし安全弁による 原子炉減圧	原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイス系による原子炉注水	残留熱除去系 (サブレス ジョン・プール水冷 却モード) による原子 炉格納容器除熱	残留熱除去系 (原子炉 停止時冷却モード) に よる原子炉除熱	漏えい箇所隔離操作
機器	逃がし安全弁	原子炉隔離時冷却系	A (B)-残留熱除去系	A (B)-残留熱除去系	注水弁 (MV223-2)
設置場所	原子炉格納容器内	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	原子炉建物 (EL1.3m)	南側 P C V へ 接続室 (EL19.5m)
時間	事象発生 30 分後	事象発生から減圧まで	事象発生 40 分後	事象発生 2 時間後	事象発生 9 時間
溢水評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> <li>逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> </ul>	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>隔離操作場所及びそのアクセスルートについては、I S L O C A により漏えいが発生する機器の設置されているフロアよりも上層に位置しているため、溢水の影響を受けず、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
雰囲気温度・湿度 評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> </ul>	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>高圧炉心スプレイス系が設置されている区画で溢水は発生しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A (B)-残留熱除去系が設置されている区画で溢水は発生しない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉建物内温度は約 44℃未滿で推移するため、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>
放射線量 評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室からの操作のため、操作可能である。</li> <li>逃がし安全弁は原子炉格納容器内に設置されており、関連計装品も含め影響はない。</li> </ul>	同左	同左	同左	<ul style="list-style-type: none"> <li>線量率 1 mSv/h 未滿であり、隔離操作及び操作場所へのアクセスは可能である。</li> </ul>

上段：機器の操作性  
下段：機器の機能維持

表5 I S L O C A発生時の現場滞在時間及び操作の想定時間

注水弁の閉止操作での 原子炉棟内の滞在時間 想定時間 (所要時間目安)	Aー残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合 約38分※2 1時間 (所要時間目安40分)	Bー残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合 約37分※2 1時間 (所要時間目安39分)	Cー残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合 約37分※2 1時間 (所要時間目安39分)	低圧炉心スプレイ系注水弁 隔離操作の場合 約35分※2 1時間 (所要時間目安36分)
	(1)移動： 所要時間目安2分(移 動経路：原子炉棟1階 (第2チェックポイント) から原子炉棟2階(東側 エアロック)) (2)移動： 所要時間目安7分(移 動経路：原子炉棟2階 (東側エアロック)から 原子炉棟中1階(東側P CVペネトレーション室) の往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間目安31分(操作 対象1弁：原子炉棟中1 階(東側PCVペネトレ ーション室))	(1)移動： 所要時間目安2分(移 動経路：原子炉棟1階 (第2チェックポイント) から原子炉棟2階(東側 エアロック)) (2)移動： 所要時間目安6分(移 動経路：原子炉棟2階 (東側エアロック)から 原子炉棟2階(西側PC Vペネトレーション室)の 往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間目安31分(操作 対象1弁：原子炉棟2階 (西側PCVペネトレ ーション室))	(1)移動： 所要時間目安2分(移 動経路：原子炉棟1階 (第2チェックポイント) から原子炉棟2階(東側 エアロック)) (2)移動： 所要時間目安6分(移 動経路：原子炉棟2階 (東側エアロック)から 原子炉棟2階(西側PC Vペネトレーション室)の 往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間目安31分(操作 対象1弁：原子炉棟2階 (西側PCVペネトレ ーション室))	(1)移動： 所要時間目安1分(移 動経路：原子炉棟1階 (第2チェックポイント) から原子炉棟1階(東側 エアロック)) (2)移動： 所要時間目安4分(移 動経路：原子炉棟1階 (東側エアロック)から 原子炉棟1階(南側PC Vペネトレーション室)の 往復) (3)注水弁隔離操作： 所要時間目安31分(操作 対象1弁：原子炉棟1階 (南側PCVペネトレ ーション室))

※2 以下作業時間のうち、(2)及び(3)を足した時間が、原子炉棟内の滞在時間となる。

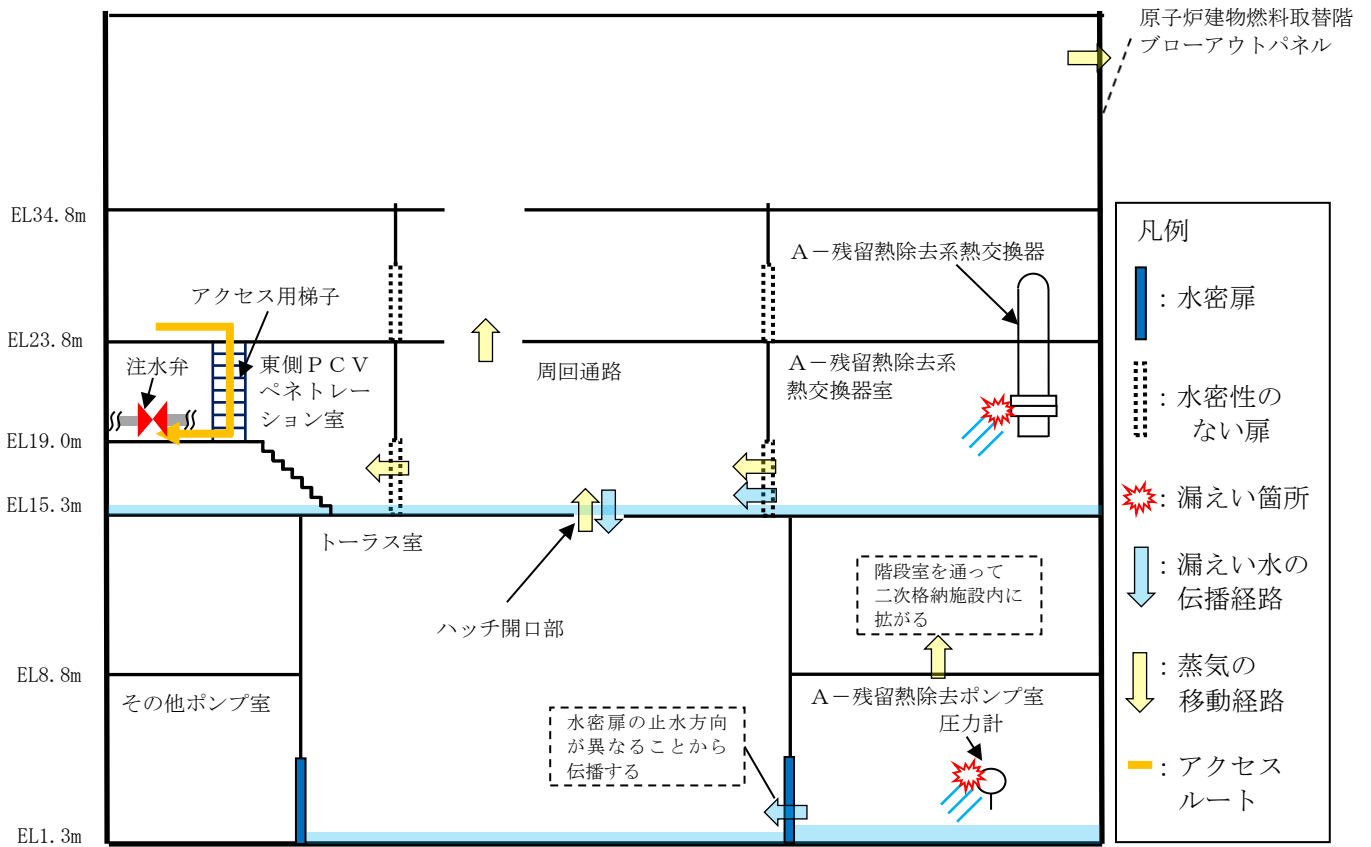


図6 A-残留熱除去系 原子炉棟内状況概要

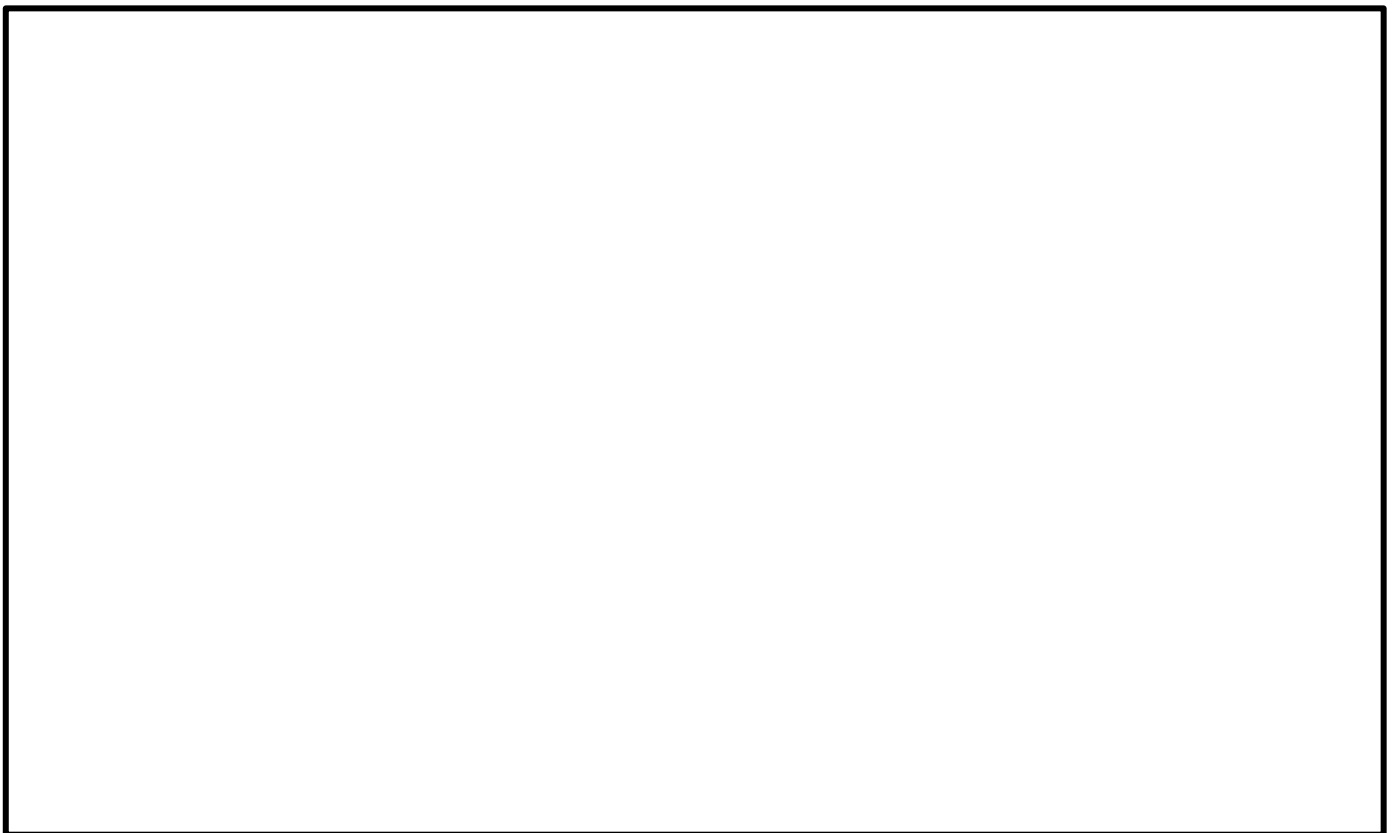


図7 A-残留熱除去系 溢水範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

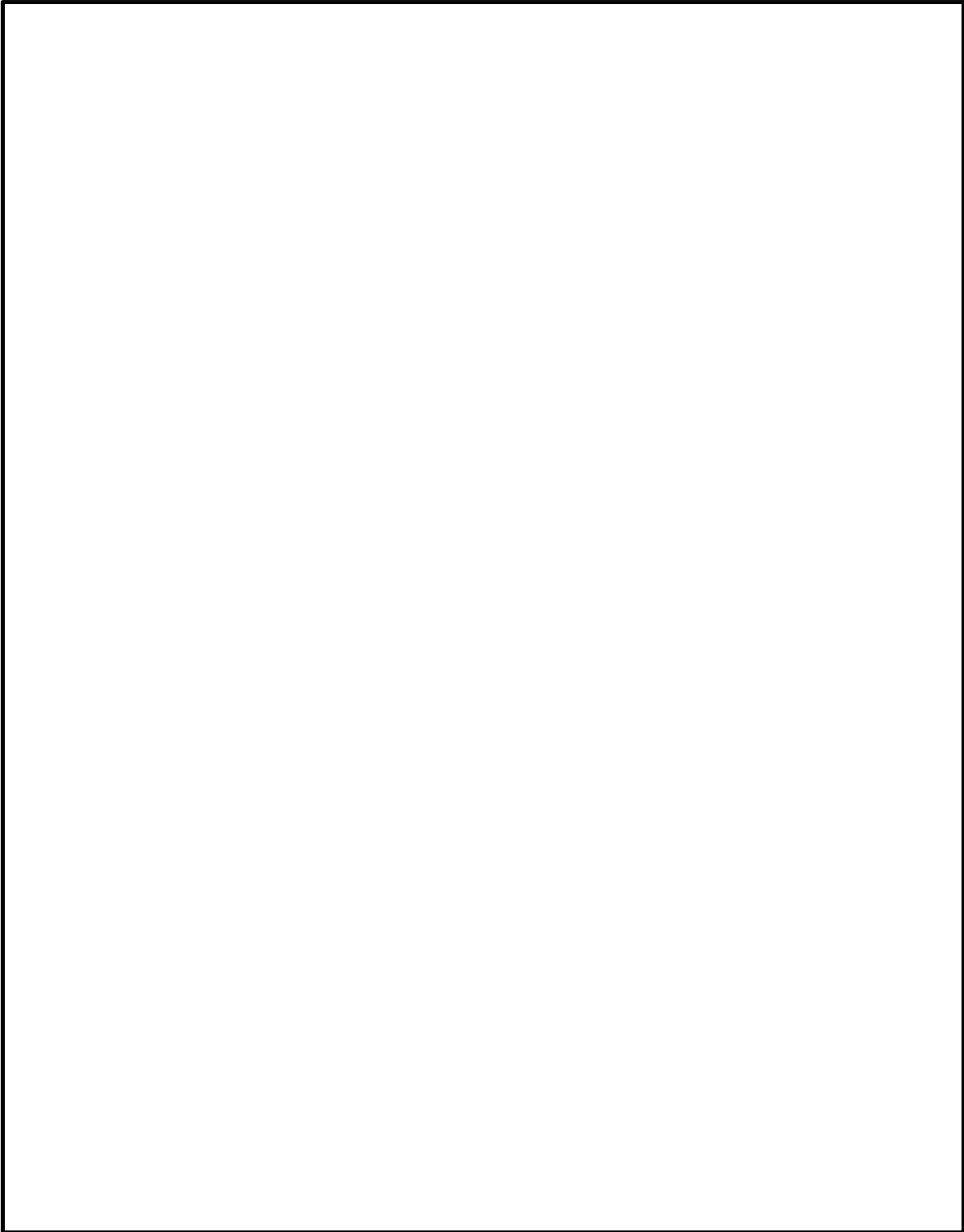


図7 A-残留熱除去系 溢水範囲 (2 / 2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

表6 A-残留熱除去系 溢水水位

破断箇所	漏えい量[m <sup>3</sup> ] <sup>※1</sup>	伝播する区画 (EL[m])	溢水水位 (FL+[m]) <sup>※2</sup>
A-残留熱除去系 熱交換器	560	1階 (15.3[m])	0.17 <sup>※3</sup>
		地下2階 (1.3[m])	0.65
A-残留熱除去系 圧力スイッチ	35		

※1 事象発生10時間後の溢水量

※2 伝播を考慮した水位

※3 ハッチからの排出評価を実施

### (3) 結 論

I S L O C A発生時の原子炉棟内環境を想定した場合でも、I S L O C A対応に必要な設備の健全性は維持される。また、中央制御室の確認操作に失敗した場合でも、現場での隔離操作が可能であることを確認した。



## 6. 敷地境界の実効線量評価について

I S L O C A の発生後、原子炉棟が加圧され原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放された場合、原子炉棟内に放出された核分裂生成物が原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルから大気中に放出されるため、この場合における敷地境界の実効線量を評価した。

その結果、敷地境界における実効線量は約 3.9mSv となった。

A, B - 残留熱除去系電動弁作動試験について

この試験は、保安規定第 39 条に基づく試験であり、原子炉の状態が運転、起動又は高温停止において 1 箇月に 1 回の頻度で実施する。

保安規定第39条（抜粋）

低圧注水系（格納容器冷却系）の注水弁，ドライウェルスプレイ弁，トーラススプレイ弁，残留熱除去系テスト弁および試験可能逆止弁が開することを確認する。また，動作確認後，動作確認に際して作動した弁の開閉状態および主要配管が満水であることを確認する。

## 熱交換器からの漏えいの可能性について

既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2 以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板、伝熱管について、I S L O C A 発生時の圧力（7.4MPa[gage]\*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

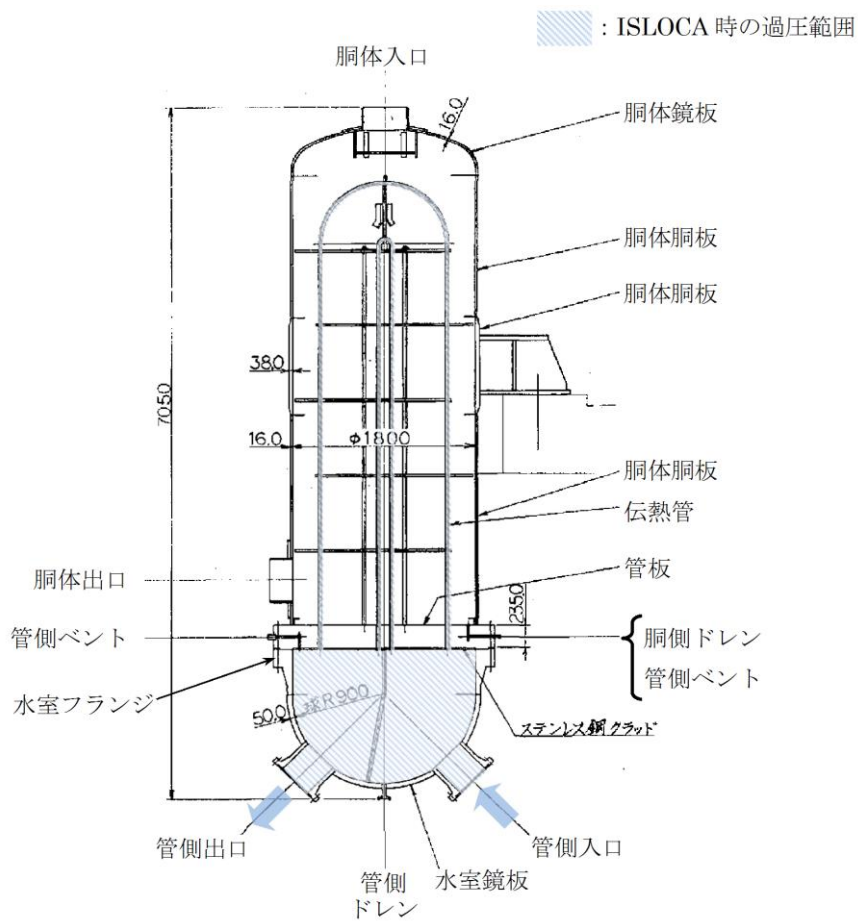
既工認から設計上の裕度を算出し、裕度が 2 以上の部位を除く水室フランジ、水室フランジボルト、管板、伝熱管について評価した。別表 2-1 に既工認強度計算結果の設計裕度、別図 2-1 に残留熱除去系熱交換器構造図を示す。

別表 2 - 1 既工認強度計算結果の設計裕度 (40kg/cm<sup>2</sup>, 185°C)

評価部位	実機の値	判定基準	裕度※	備考
水室鏡板	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥14.80mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側出入口管台	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥6.47mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側ベント/ ドレン管台	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥1.70mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	
管側出入口管台 (補強計算)	12483mm <sup>2</sup> (補強に有効な面積)	≥5038mm <sup>2</sup> (補強に必要な面積)	2.47	
水室フランジ	6.5kg/mm <sup>2</sup> (発生応力)	≤12.2kg/mm <sup>2</sup> (許容応力)	1.87	
水室フランジ ボルト	64029mm <sup>2</sup> (ボルト総断面積)	≥59796mm <sup>2</sup> (ボルトの所要 総断面積)	1.07	
管側出入口管台 フランジ	6.1kg/mm <sup>2</sup> (発生応力)	≤12.2kg/mm <sup>2</sup> (許容応力)	2.00	
管側出入口管台 フランジボルト	13480mm <sup>2</sup> (ボルト総断面積)	≥4401mm <sup>2</sup> (ボルトの所要 総断面積)	3.06	
管板	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥226.02mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	最小裕 度部位
伝熱管	<input type="text"/> (最小厚さ)	≥0.65mm (必要厚さ)	<input type="text"/>	

※小数点第3位切り捨て

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



別図 2 - 1 残留熱除去系熱交換器構造図

## 1.2 評価方法

### (1) 水室フランジ (ボルト含む。)

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用してボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ発生応力が許容応力以下であることを確認した。

### (2) 管板

管板は、JSME 設計・建設規格 PVC-3510「管穴の中心間距離および管板の厚さの規定」の手法を適用して評価を行い、管板の必要な厚さは、実機の最小厚さより小さいため、問題ないことを確認した。

$$t = \frac{FD}{2} \sqrt{\frac{P}{Su}} = 163(\text{mm}) < \text{実際の最小厚さ} (= \square (\text{mm}))$$

t : 管板の必要な厚さ

F : 管板の支え方による係数 (=1.25)

D : パッキンの中心円の径 (=1997.18 (mm))

Su : 管板の設計引張強さ (=438 (MPa) 【SFVC2B (288°C)】)

### (3) 伝熱管

伝熱管の評価は、JSME 設計・建設規格 PVC-3610「管台の厚さの規定」の手法を適用して評価を行い、伝熱管の必要な厚さは、実機の最小厚さより小さいため、問題ないことを確認した。

a. 内圧に圧力を受ける管台の必要厚さ  $t_1$

$$t_1 = \frac{PD_0}{2 \times Su \times \eta + 0.8 \times P} = \square < \text{実機の最小厚さ} (= \square (\text{mm}))$$

$D_0$  : 伝熱管の外径 (=  $\square$  (mm))

Su : 伝熱管の設計引張強さ (=392 (MPa) 【SUS304TB (288°C)】)

$\eta$  : 継手効率 (=1.0)

## 1.3 評価結果

残留熱除去系熱交換器の各部位について評価した結果、別表 2-2 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 2 - 2 評価結果

評価部位	実機の値	判定基準	備考
水室フランジ	120MPa (発生応力)	$\leq 438\text{MPa}$ (許容応力)	
水室フランジ ボルト	64029mm <sup>2</sup> (ボルト総断面積)	$\geq 26161\text{mm}^2$ (ボルトの所要 総断面積)	
管板	<input type="text"/> (最小厚さ)	$\geq 163\text{mm}$ (必要厚さ)	
伝熱管	<input type="text"/> (最小厚さ)	<input type="text"/> (必要厚さ)	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 逃がし弁からの漏えいの可能性について

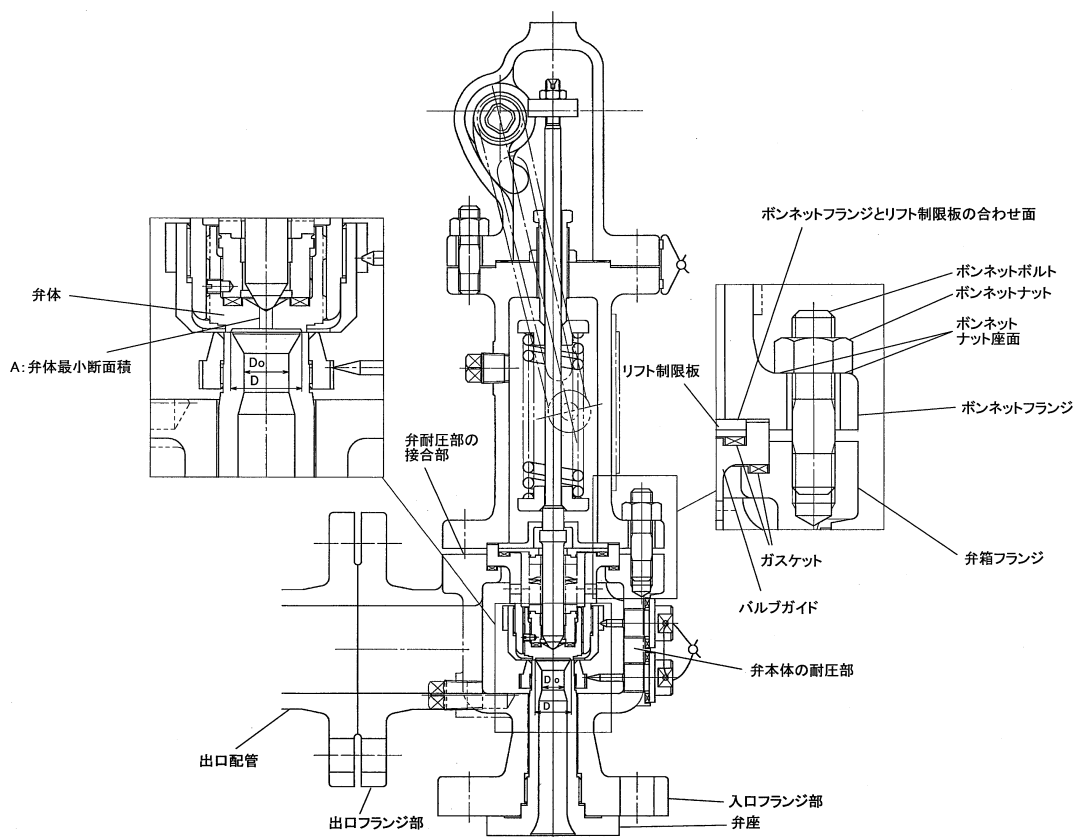
逃がし弁について、ISLOCA発生時の圧力（7.4MPa [gage]\*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\*弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位

逃がし弁については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時において吹き出し前に加圧される弁座、弁体及び入口配管並びに吹き出し後に加圧される弁耐圧部及び弁耐圧部の接合部について評価した。別図3-1に逃がし弁の構造を示す。



別図 3 - 1 逃がし弁構造図



## 1.2 評価方法

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時には 7.4MPa [gage] になる前に逃がし弁が吹き出し、圧力は低下すると考えられるが、ここでは、逃がし弁の吹き出し前に加圧される箇所と吹き出し後に加圧される箇所ともに 7.4MPa [gage]、288℃ になるものとして評価する。

### (1) 弁座の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁座は円筒型の形状であることから、設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を準用し、計算上必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2S\eta + 0.8P}$$

t : 管台の計算上必要な厚さ (mm)

P : I S L O C A 発生時の圧力 (=7.4MPa)

D<sub>0</sub> : 管台の外径 (mm)

S : 使用温度における許容引張応力 (MPa)

η : 継手効率※

※ 弁座は溶接を実施していないため、1.0 を使用

### (2) 弁体の評価

設計・建設規格には安全弁に関する強度評価手法の記載がない。弁体の中心部を弁棒で支持されており、外周付近は構造上拘束されていることから、弁体下面にかかる圧力 (7.4MPa [gage]) がすべて弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を算出し、許容せん断応力以下であることを確認した。

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$F = 1.05 \times \frac{\pi}{4} \times D^2 \times P$$

σ : せん断応力 (MPa)

F : せん断力 (N)

A : 弁体最小断面積 (mm<sup>2</sup>)

D : 弁座口の径 (mm)

P : I S L O C A 発生時の圧力 (=7.4MPa)

(3) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t : 弁箱の必要な厚さ (mm)

P : I S L O C A発生時の圧力 (=7.4MPa)

d : 内径 (mm)

S : 設計引張強さ (Su=438 (MPa), at288°C, )

(4) 弁耐圧部の接合部の評価

弁本体の耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラス側の場合とマイナスの場合について評価した。

・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量\*以下であることを確認した。

※ ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカー試験によって確認した値。

・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は圧縮されることになる。弁耐圧部の接合部については、ボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面及びボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の発生応力が材料の許容応力を下回ることを確認した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 7.4 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付けトルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 7.4MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦ : ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

④：ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

- ・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \textcircled{7} + \textcircled{8} - \textcircled{9}$$

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

b. ボンネット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'をボンネットナット座面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットナット座面を別図3-2に示す。

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$$S = (\sqrt{3} / 16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

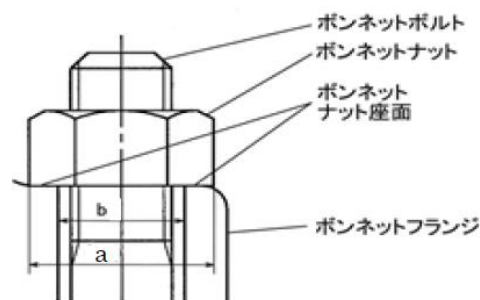
- ・ボンネットナット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (MPa)



別図3-2 ボンネットナット座面

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧' を合わせ面の面積 S で除し面圧を算出する。ボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面を別図 3-3 に示す。

・ボンネットフランジ及びリフト制限面の合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

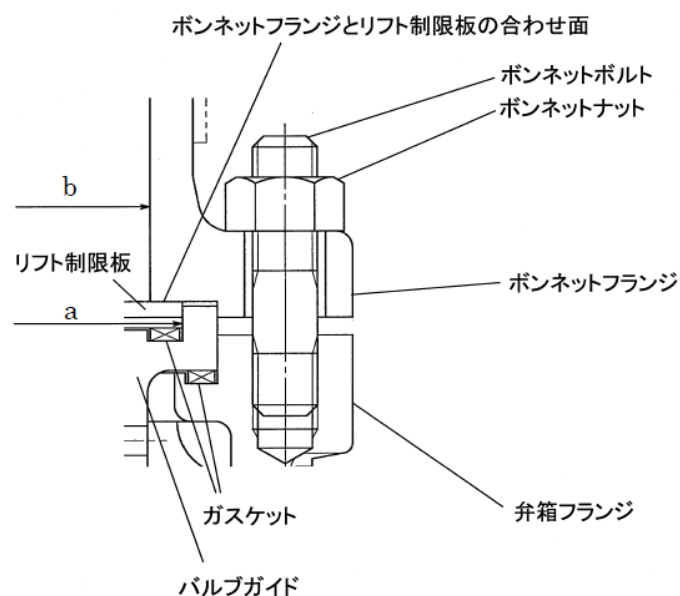
S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

・ボンネットフランジ及びリフト制限板の合わせ面の面圧

$$d = \text{⑧}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)



別図 3-3 ボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面

### 1.3 評価結果

逃がし弁の各部位について評価した結果、別表 3-1 から 3-7 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、ISLOCA発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288℃) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。

別表3-1 評価結果 (弁座)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	D <sub>0</sub> : 外径 (mm)	S : 使用温度における 許容引張応力 (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
RV222-1A 弁座		7.4		110		0.8

別表3-2 評価結果 (弁体)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	A : 弁体最小断面積 (mm <sup>2</sup> )	D : 弁座口の径 (mm)	許容せん断応力* (MPa)	発生せん断応力 (MPa)
RV222-1A 弁体		7.4	60.04		88	41

\* : ボイラー構造規格より設計の許容値として0.8Sを適用した。

別表3-3 評価結果 (弁本体の耐圧部)

評価部位	材料	P : 内圧 (MPa)	d : 内径 (mm)	S : 設計引張強さ (MPa)	実機最小厚さ (mm)	必要最小厚さ (mm)
RV222-1A 弁本体の耐圧部		7.4		438		0.3

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表3-4 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットボルトの伸び量)

弁番号	①ボンネットフランジの厚さ(ふた) (mm)	②弁箱フランジの厚さ (mm)	③縦弾性係数 (ボンネットボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボンネットボルト) (mm/mm°C)	ボンネットボルトの材料	⑤線膨張係数 (ボンネットフランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数 (弁箱フランジ) (mm)	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	⑦ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)	⑧ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)	⑨ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)	⑩ボンネットボルトの発生応力 (MPa)	伸び量 (mm)
RV222-1A			183960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.003	0.131	0.131	-16	-0.003

別表3-5 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットボルトの発生応力)

弁番号	①縮付トルク値 (N・m)	②ボンネットボルト本数 (本)	③ボンネットボルト外径 (mm)	④ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ボルト反力円の直径 (mm)	⑥ボルトの有効幅 (mm)	⑦ボルト係数	⑧7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨不足する荷重 (N)	⑩ボンネットボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ボンネットボルト径面積 (mm <sup>2</sup> )	⑫ボンネットボルトの発生応力 (MPa)
RV222-1A		6	12.0	62525				54531	7994	1332	84.30	-16

別表3-6 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットナット座面の面圧)

弁番号	ボンネットナットの呼び径	ボンネットナットの材料	a ボンネットナット直径 (mm)	b ボンネット穴径 (mm)	S ボンネットナット座面の面積 (mm <sup>2</sup> )	c ボンネットボルト本数 (本)	⑧7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットナット締付部の発生応力 (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (MPa)
RV222-1A	M12				134.8	6	54531	68	632

別表3-7 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットフランジとリフト制限板の合せ面の面圧)

弁番号	ボンネットフランジの材料	リフト制限板の材料	a 金属ナット部の外径 (mm)	b 金属ナット部の内径 (mm)	S 金属ナット部の面積 (mm <sup>2</sup> )	⑧7.4MPa加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットフランジとリフト制限板の合せ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジの許容応力 (MPa)	リフト制限板の許容応力 (MPa)
RV222-1A						54531	52	438	392

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



弁（逃がし弁を除く。）からの漏えいの可能性について

逃がし弁を除く弁について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] \*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\*弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から10秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

ここで、以下の弁については隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力、温度以上で設計していることから破損が発生しないことを確認した。

別表 4 - 1 弁の設計圧力・温度

機器等		弁番号	設計圧力	設計温度	
弁	プロセス弁	MV222-5A	8.62MPa	302℃	
		MV222-11A	10.4MPa	302℃	
		MV222-13	8.62MPa	302℃	
	その他の弁	ベント弁	V222-507AX	8.62MPa	302℃
		ドレン弁	V222-530AX	10.4MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第 I 編 別表 1 にて温度 300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生しないことを確認した。

別表 4-2 弁の許容圧力

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		V222-18A, V222-20A	9.97MPa
その他の弁	ドレン弁 ベント弁	V222-507AX	14.97MPa
		V222-527AX, V222-529AX, V222-543AX, V222-559X, V222-560X, V222-561X, V222-562X, V222-563AX, V222-564X, V222-568X, V222-578AX, V222-579AX	9.97MPa
	計器隔離弁	V222-703A, V222-704A, V222-705A, V222-708A, V222-725, V222-726	9.97MPa

### 1. 強度評価

評価対象弁の構成部品のうち、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に破損が発生すると想定される部位として、弁箱及び弁蓋からなる弁本体の耐圧部並びに弁本体耐圧部の接合部について評価した。

#### (1) 弁本体の耐圧部の評価

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し必要な最小厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{Pd}{2S - 1.2P}$$

t : 弁箱の必要な厚さ

P : I S L O C A 発生時の圧力 (=7.4MPa)

d : 内径 (mm)

S : 設計引張強さ (Su=438, 407, 379, 420 及び 357 (MPa), at288°C,  
 )

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## (2) 弁耐圧部の接合部の評価

弁本体の耐圧部の接合部については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱の熱による伸び量を評価し、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスの場合とマイナスの場合について評価した。

### ・伸び量がプラスの場合

ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がガスケットの復元量<sup>※3</sup>を下回ることを確認した。

※3 ガスケットに締付面圧を加えていくと弾性変形が生じ、更に締付面圧を加えていくと塑性変形が生じる。塑性変形したガスケットの締付面圧を緩和した場合、弾性領域分のみが復元する性質がある。弁耐圧部の接合部のシールのため、ガスケットには塑性領域まで締付面圧を加えており、締付面圧緩和時に弾性領域分の復元が生じ、復元量以下であればシール性は確保される。ガスケットの復元量は、メーカー試験によって確認した値。

### ・伸び量がマイナスの場合

伸び量がマイナスの場合は、弁耐圧部の接合部は増し締めされることから、ボンネットナット座面の発生応力が材料の許容応力を下回ることで、ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面がメタルタッチする弁については合わせ面の発生応力が材料の許容応力を下回ることを確認した。

a. 伸び量によるフランジの評価

(a) 内圧による伸び量

・ボンネットボルトの発生応力

$$\textcircled{4}' = (1000 \times \textcircled{1}' \times \textcircled{2}') / (0.2 \times \textcircled{3}')$$

$$\textcircled{8}' = (\pi \times \textcircled{5}' \times 7.4 / 4) \times (\textcircled{5}' + 8 \times \textcircled{6}' \times \textcircled{7}')$$

$$\textcircled{9}' = \textcircled{4}' - \textcircled{8}'$$

$$\textcircled{10}' = \textcircled{9}' / \textcircled{2}'$$

$$\textcircled{12}' = \textcircled{10}' / \textcircled{11}'$$

①' : 締付トルク値 (N・m)

②' : ボンネットボルト本数 (本)

③' : ボンネットボルト外径 (mm)

④' : ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)

⑤' : ガスケット反力円の直径 (mm)

⑥' : ガスケット有効幅 (mm)

⑦' : ガスケット係数

⑧' : 7.4MPa の加圧に必要な最小荷重 (N)

⑨' : 不足する荷重 (N)

⑩' : ボンネットボルト 1 本あたりに発生する荷重 (N)

⑪' : ボンネットボルト径面積 (mm<sup>2</sup>)

⑫' : ボンネットボルトの発生応力 (MPa)

・ボンネットボルトの内圧による伸び量

$$\textcircled{7} = (\textcircled{12}' \times (\textcircled{1} + \textcircled{2})) / \textcircled{3}$$

① : ボンネットフランジ厚さ (mm)

② : 弁箱フランジ厚さ (mm)

③ : ボンネットボルト材料の縦弾性係数 (MPa at 288°C)

⑦ : ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

(b) 熱による伸び量

- ・ボンネットボルトの熱による伸び量

$$\textcircled{8} = \textcircled{4} \times (\textcircled{1} + \textcircled{2}) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

④：ボンネットボルト線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

- ・ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量

$$\textcircled{9} = \textcircled{5} \times \textcircled{1} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}) + \textcircled{6} \times \textcircled{2} \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}^*)$$

①：ボンネットフランジ厚さ (mm)

②：弁箱フランジ厚さ (mm)

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑥：弁箱フランジ線膨張係数 (mm/mm°C at 288°C)

⑨：ボンネットフランジ及び弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

※ 伸び量を大きく見積もるため、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生前後の温度差を大きくするように保守的に低めの温度を設定

(c) 伸び量

$$\text{伸び量 (mm)} = \textcircled{7} + \textcircled{8} - \textcircled{9}$$

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)

⑨：ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)

b. ボンネットナット座面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'をボンネットナット座面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットナット座面を別図4-1, 4-2に示す。

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面丸面の場合）

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

- ・ボンネットナット座面の面積（ナット座面平面の場合）

$$S = (\sqrt{3} / 16 \times a^2 \times 6) - (b^2 \times \pi / 4)$$

a : ボンネットナット面外径 (mm)

b : ボンネット穴径 (mm)

S : ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)

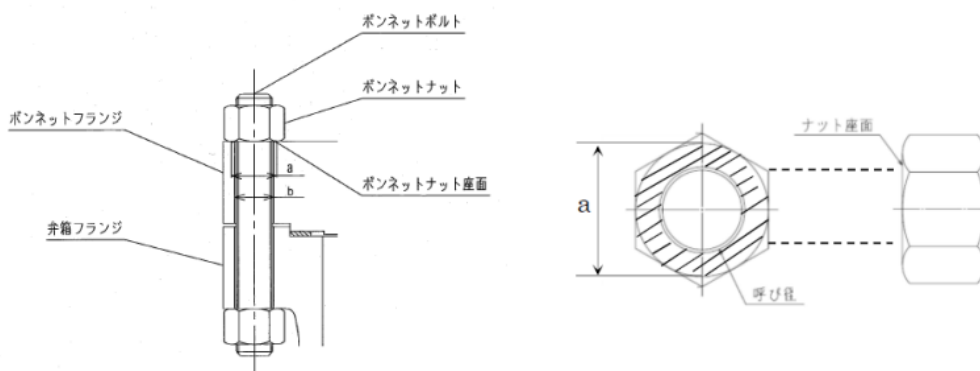
- ・ボンネットナット座面の面圧

$$d = \text{⑧}' / (S \times c)$$

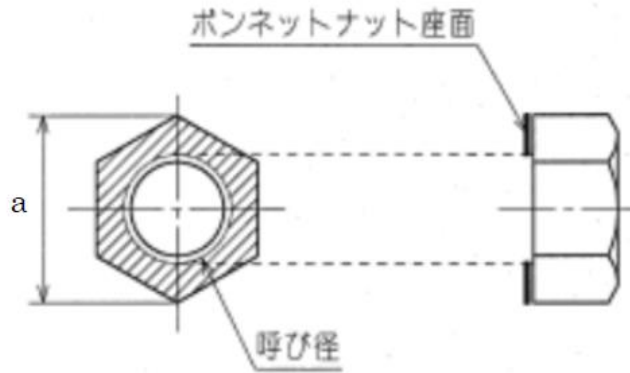
c : ボンネットボルト本数 (本)

d : ボンネットナット応力 (MPa)

S : ボンネットナット面面積 (mm<sup>2</sup>)



別図4-1 ボンネットナット座面<ナット座面丸面>



別図4-2 ボンネットナット座面<ナット座面平面>

c. ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧

ボンネットボルト締付荷重として評価された荷重⑧'を合わせ面の面積Sで除し面圧を算出する。ボンネットボルト締付時のボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面を別図4-3, 別図4-4に示す。

・ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面積

$$S = (a^2 - b^2) / 4 \times \pi$$

a : メタルタッチ部外径 (mm)

b : メタルタッチ部内径 (mm)

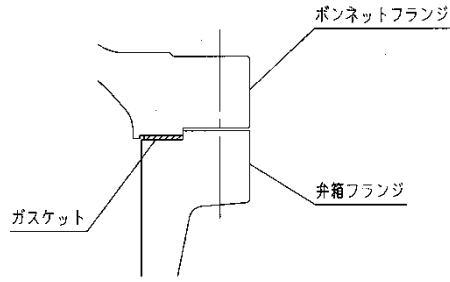
S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)

・ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧

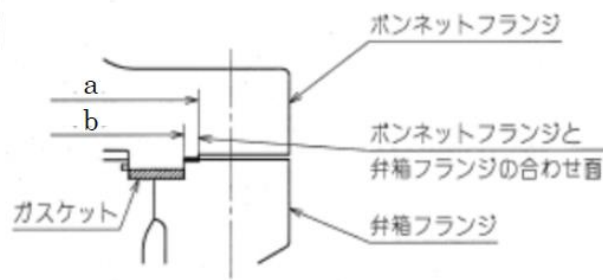
$$d = \text{⑧}' / S$$

d : メタルタッチ部応力 (MPa)

S : メタルタッチ部面積 (mm<sup>2</sup>)



別図 4-3 ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面 <パターン 1>



別図 4-4 ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面 <パターン 2>

## 2. 評価結果

弁（逃がし弁を除く。）の各部位について評価した結果、別第 4-3 表から別第 4-7 表に示すとおり実機の値は判定基準を満足し、I S L O C A 発生時の圧力（7.4MPa [gage]）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損せず、漏えいは発生しないことを確認した。



別表 4-3 弁耐圧部の強度評価結果

【プロセス弁】

弁番号	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計引張強さ Su (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
V222-1A		7.4		407		2.9
V222-3A		7.4		407		3.0
V222-12A		7.4		407		1.8
V222-39		7.4		438		0.9
V222-37A		7.4		438		0.9
V222-83		7.4		438		0.9
V222-504A		7.4		438		0.9
MV222-2A		7.4		407		3.3
MV222-3A		7.4		407		3.0
MV222-15A		7.4		407		2.3
MV222-16A		7.4		438		0.9
MV222-20		7.4		438		0.9
MV222-22A		7.4		407		3.0
MV229-3A		7.4		379		0.4
CV222-1		7.4		438		0.8

【サンプル弁】

弁番号	材料	P：内圧 (MPa)	d：内径 (mm)	S：設計引張強さ Su (MPa)	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ (mm)
AV222-706A		7.4		420		0.2
MV278-402		7.4		357		0.2

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-4 弁耐圧部の強度評価結果 (ボンネットボルトの伸び量)

【プロセス弁】

弁番号	①ボンネットフランジの厚さ(ふた) (mm)	②弁箱フランジの厚さ (mm)	③弾性係数 (ボンネットボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボンネットボルト) (mm/mm°C)	ボンネットボルトの材料	⑤線膨張係数 (ボンネットフランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数(弁箱フランジ) (mm/mm°C)	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	⑦ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)	⑧ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)	⑨ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)	⑩ボンネットボルトの発生応力 (MPa)	⑪伸び量 (mm)
V222-1A			186960	1.291E-05		1.269E-05	1.291E-05			-0.062	0.404	0.400	-99	-0.058
V222-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
V222-12A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.005	0.318	0.318	-11	-0.005
V222-39			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
V222-37A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
V222-83			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.036	0.193	0.193	-120	-0.036
MV222-504A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.001	0.249	0.249	-2	-0.001
MV222-2A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.014	0.304	0.304	-30	-0.014
MV222-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
MV222-15A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.041	0.339	0.339	-79	-0.041
MV222-16A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.001	0.249	0.249	-2	-0.001
MV222-20			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.016	0.166	0.166	-61	-0.016
MV222-22A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.022	0.401	0.401	-35	-0.022
MV229-3A			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.052	0.197	0.197	-172	-0.052
CV222-1			186960	1.291E-05		1.291E-05	1.291E-05			-0.028	0.249	0.249	-72	-0.028

【サンプル弁】

弁番号	①ボンネットフランジの厚さ(ふた) (mm)	②弁箱フランジの厚さ (mm)	③弾性係数 (ボンネットボルト) (MPa)	④線膨張係数 (ボンネットボルト) (mm/mm°C)	ボンネットボルトの材料	⑤線膨張係数 (ボンネットフランジ) (mm/mm°C)	⑥線膨張係数(弁箱フランジ) (mm/mm°C)	ボンネットフランジの材料	弁箱フランジの材料	⑦ボンネットボルトの内圧による伸び量 (mm)	⑧ボンネットボルトの熱による伸び量 (mm)	⑨ボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量 (mm)	⑩ボンネットボルトの発生応力 (MPa)	⑪伸び量 (mm)
AV222-706A			176480	1.171E-05		1.711E-05	1.711E-05			-0.027	0.151	0.220	-100	-0.096
MV278-402			186960	1.291E-05		1.711E-05	1.711E-05			-0.038	0.173	0.229	-142	-0.094

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-5 弁耐圧部の接合部評価結果 (ボンネットの発生応力)

【プロセス弁】

弁番号	① 締付トルク値 (N・m)	② ボンネットボルト本数 (本)	③ ボンネットボルト外径 (mm)	④ ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ ガスケット反力円の直径 (mm)	⑥ ガスケットの有効幅 (mm)	⑦ ガスケット係数	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨ 不足する荷重 (N)	⑩ ボンネットボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ ボンネットボルト径面積 (mm <sup>2</sup> )	⑫ ボンネットボルトの発生応力 (MPa)
V222-1A		12	30.0	1938000				1270431	667569	55631	562.1	-99
V222-3A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
V222-12A		12	23.8	814286				770592	43694	3641	331.7	-11
V222-39		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-37A		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-83		8	16.0	360000				216228	143772	17972	150.3	-120
V222-504A		12	15.85	370978				366883	4095	341	146.5	-2
MV222-2A		20	29.75	2305882				1973260	332622	16631	551.6	-30
MV222-3A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
MV222-15A		16	32.75	2274198				1413592	860606	53788	683.5	-79
MV222-16A		12	15.85	370978				366883	4095	341	146.5	-2
MV222-20		8	19.85	394962				282693	112269	14034	230.8	-61
MV222-22A		16	29.75	1844706				1533466	311240	19453	551.6	-35
MV229-3A		8	15.85	247319				45897	201422	25178	146.5	-172
CV222-1		8	24.0	490333				287681	202652	25332	353.0	-72

【サンプル弁】

弁番号	① 締付トルク値 (N・m)	② ボンネットボルト本数 (本)	③ ボンネットボルト外径 (mm)	④ ボンネットボルト締付トルクによる全締付荷重 (N)	⑤ ガスケット反力円の直径 (mm)	⑥ ガスケットの有効幅 (mm)	⑦ ガスケット係数	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨ 不足する荷重 (N)	⑩ ボンネットボルト1本あたりに発生する荷重 (N)	⑪ ボンネットボルト径面積 (mm <sup>2</sup> )	⑫ ボンネットボルトの発生応力 (MPa)
AV222-706A		4	16.0	107875				45282	62593	15648	157.0	-100
MV278-402		4	15.85	123659				40172	83487	20872	146.5	-142

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-6 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットナット座面の面圧評価結果)

【プロセス弁】

弁番号	ボンネットナットの材料	ボンネットナットの呼び径	ボンネットナットの外径 (mm)	ボンネットナットの穴径 (mm)	S ボンネットナット面の面積 (mm <sup>2</sup> )	c ボンネットナットの本数 (本)	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットナット締付部の発生応力 (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (MPa)
V222-1A		M30			576.7	12	1270431	184	759
V222-3A		M30			665.2	16	1533466	145	604
V222-12A		M24			377.0	12	770592	171	604
V222-39		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-37A		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-83		M16			96.60	8	216228	280	759
V222-504A		M16			161.0	12	366883	190	604
MV222-2A		M30			665.2	20	1973260	149	604
MV222-3A		M30			665.2	16	1533466	145	604
MV222-15A		M33			791.7	16	1413592	112	604
MV222-16A		M16			161.0	12	366883	190	604
MV222-20		M20			280.4	8	282693	127	604
MV222-22A		M30			665.2	16	1533466	145	604
MV229-3A		M16			161.0	8	45897	36	604
CV222-1		M24			551.4	8	287681	66	524

【サンプル弁】

弁番号	ボンネットナットの材料	ボンネットナットの呼び径	ボンネットナットの外径 (mm)	ボンネットナットの穴径 (mm)	S ボンネットナット面の面積 (mm <sup>2</sup> )	c ボンネットナットの本数 (本)	⑧ 7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	d ボンネットナット締付部の発生応力 (MPa)	ボンネットナットの許容応力 (MPa)
AV222-706A		M16			214.9	4	45282	53	865
MV278-402		M16			131.9	4	40172	77	604

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 4-7 弁耐圧部の接合部の評価結果 (ボンネットフランジ及び弁箱フランジの合わせ面の面圧)

【プロセス弁】

弁番号	ボンネット フランジの材料	弁箱 フランジの材料	a マタルッチ部 外径 (mm)	b マタルッチ部 内径 (mm)	S マタルッチ部 面積 (mm <sup>2</sup> )	⑧' 7.4MPa 加圧に 必要な最小荷重 (N)	d ボンネットフランジと 弁箱フランジの 合わせ面の応力 (MPa)	ボンネットフランジ の許容応力 (MPa)	弁箱フランジ の許容応力 (MPa)
V222-1A					1.640E+04	1270431	78	438	407
V222-39					4.850E+03	216228	45	438	438
V222-37A					4.850E+03	216228	45	438	438
V222-83					4.850E+03	216228	45	438	438
CV222-1					3.148E+03	287681	92	438	438

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 計器からの漏えいの可能性について

計器について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] \*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

## 1. 圧力計，差圧計

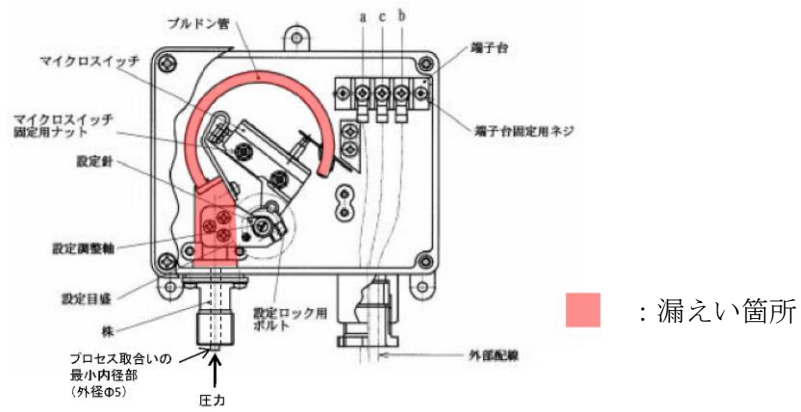
別表 5 - 1 に示す圧力計及び差圧計が、I S L O C A時に過圧される範囲に設置されており、そのうち PS222-4A-1 及び PS222-4A-2 については、計器耐圧値が I S L O C A時の圧力（7.4MPa [gage]）よりも低いため、漏えいするとした。別図 5 - 1 に示すように計器内部のブルドン管やその接続部で漏えいすることが想定されるため、漏えい面積は株部のプロセス取合い（外径：5mm）の断面積とした。

別表 5 - 1 に示す圧力計及び差圧計のうち PS222-4A-1 及び PS222-4A-2 以外の計器については、隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており、破損は発生しないことを確認した。なお、構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度 - 30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても、計装設備耐圧値は加圧時における圧力以上となる。

別表 5 - 1 計器健全性評価結果

計器番号	計器耐圧*	漏えい有無	漏えい想定箇所	漏えい面積
PS222-4A-1	5.4MPa	漏えい	プロセス取合の Φ5 導圧口	$\pi \times 5^2 / 4$ =19.63mm <sup>2</sup>
PS222-4A-2	4.4MPa	漏えい	プロセス取合の Φ5 導圧口	$\pi \times 5^2 / 4$ =19.63mm <sup>2</sup>
PX222-4A	14.7MPa	漏えいなし	—	—
FX222-1A	22.1MPa	漏えいなし	—	—
FX222-2A	22.1MPa	漏えいなし	—	—
FX222-3	22.1MPa	漏えいなし	—	—
dPX222-1A	15MPa	漏えいなし	—	—

\* 計器耐圧は計器単品の耐圧試験で印加する圧力値。



別図 5 - 1 計器内部構造図 (例)

## 2. 温度計

### 2.1 評価方針

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧される温度計について、耐圧部となる温度計ウエルの健全性を評価した。評価手法として、日本機械学会「配管内円柱状構造物の流力振動評価指針 (JSME S 012-1998)」に従い、同期振動発生回避又は抑制評価、一次応力評価並びに疲労評価を実施し、破損の有無を確認した。評価条件を別表 5 - 2 に示す。

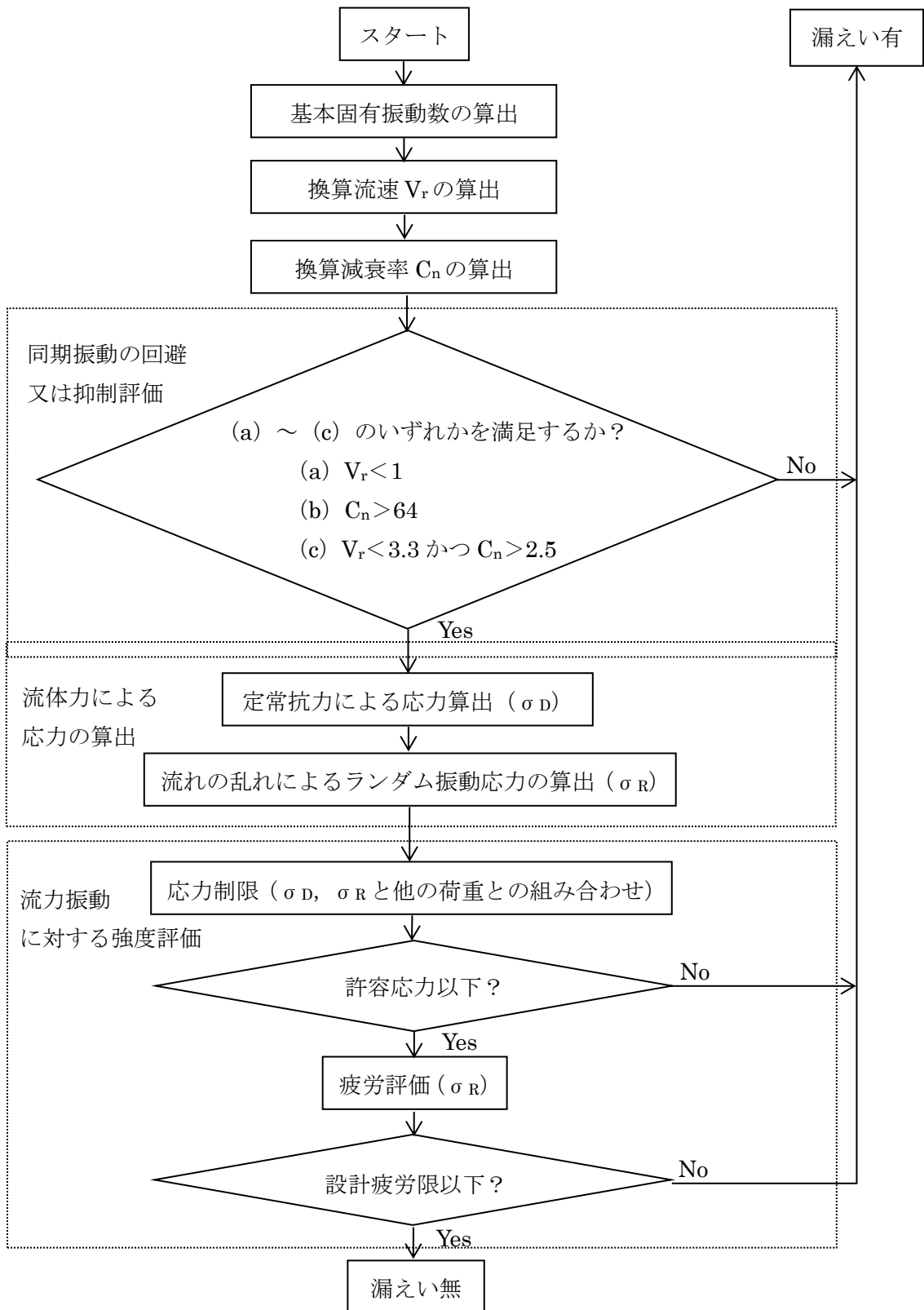
別表 5 - 2 温度計評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
7.4MPa	288℃	200m <sup>3</sup> /h	736kg/m <sup>3</sup>	1.25×10 <sup>-7</sup> m <sup>2</sup> /s

## 2.2 評価方法

### (1) 評価手順

流力振動評価指針に従った評価手順を別図5-2に示す。



別図5-2 配管内円柱状構造物の流力振動評価フロー



(2) 評価式

流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する評価式を別表5-3に示す。

別表5-3 評価式 (その1)

項目	評価式							
<p>1. 各種パラメータの算定</p>	<p>・基本固有振動数 <math>f_0</math></p> $f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}} \dots\dots\dots (3.1)$ $I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_o^4 - d_i^4) \dots\dots\dots (3.2)$ $\lambda_0 = 1.875$ $m = \frac{\pi}{4} \cdot \{ \rho_s \cdot (d_o^2 - d_i^2) + \rho \cdot d_o^2 \} \dots\dots\dots (3.3)$ <p>・換算流速 <math>V_r</math></p> $V_r = \frac{V}{f_0 \cdot d_o} \dots\dots\dots (3.4)$ <p>流速 <math>V</math> には流速分布が非一様(通常、管中心部で管壁部よりも流速は大きい。)の場合は、構造物周辺平均流速 <math>\bar{V}</math> を用いる。</p> $\bar{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+1} - \frac{n}{2 \cdot n+1} \left( \frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+2} \right\}}{1 - \left\{ 1 - \left( \frac{L_e}{D/2} \right) \right\}^2} \cdot \frac{(n+1)(2 \cdot n+1)}{2 \cdot n^2} \cdot V_m \dots\dots\dots (3.5)$ <p>また、流速 <math>V</math> はエルボ等による偏流の影響を考慮して構造物周辺平均流速 <math>\bar{V}</math> に以下の割増係数を乗じた値とするが、今回は十分な保守性が確保されていることを確認するために割増係数を「2」として計算する。</p> <table border="1" data-bbox="558 1608 1364 1758"> <tr> <td>割増係数</td> <td>—</td> <td rowspan="3">x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径</td> </tr> <tr> <td>1.5</td> <td><math>x/D \leq 3</math></td> </tr> <tr> <td>1.25</td> <td><math>3 &lt; x/D \leq 5</math></td> </tr> </table> <p>・換算減衰率 <math>C_n</math></p> $C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \delta}{\rho \cdot d_o^2} \dots\dots\dots (3.6)$ $\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi \dots\dots\dots (3.7)$ <p><math>\xi = 0.002</math> (ねじ接合), <math>0.0005</math> (溶接接合)</p>	割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径	1.5	$x/D \leq 3$	1.25	$3 < x/D \leq 5$
割増係数	—	x : 偏流発生源から構造物までの距離 D : 配管内径						
1.5	$x/D \leq 3$							
1.25	$3 < x/D \leq 5$							

別表5-3 評価式 (その2)

項目	評価式
2. 流体力による 応力の算出	<p>・ 定常抗力による応力 <math>\sigma_D</math></p> $\sigma_D = \frac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z} \dots\dots\dots (3.8)$ $F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o \cdot C_D \dots\dots\dots (3.9)$ $C_D = 1.2$ $Z = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d_o^4 - d_i^4)}{d_o} \dots\dots\dots (3.10)$ <p>・ ランダム振動応力振幅 <math>\sigma_R</math></p> $\sigma_R = \frac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \frac{\lambda_0^2}{L^2} \dots\dots\dots (3.11)$ $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\frac{\beta_0^2 \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^3 \cdot (\xi + \xi_f)}} \dots\dots (3.12)$ $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0 \dots\dots\dots (3.13)$ $\eta_0 = -\{ \sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0) \} + \tau_0 \cdot \{ \cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0) \} \dots\dots (3.14)$ $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot (1 - \frac{L_e}{L}) \dots\dots\dots (3.15)$ $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = (C' \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o)^2 \cdot \Phi(\bar{f}_0) \cdot \frac{d_o}{V} \dots\dots\dots (3.16)$ $C' = 0.13$ $\Phi(\bar{f}_0) = \frac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \bar{f}_0^2} \dots\dots\dots (3.17)$ $\bar{f}_0 = \frac{f_0 \cdot d_o}{V} \dots\dots\dots (3.18)$ <p>・ 外圧により円柱状構造物に発生する応力 <math>\sigma_G</math></p> <p>厚肉円筒において、外圧がかかっている場合の円周方向の応力式を使用する。</p> $\sigma_G = \frac{2 \cdot P \cdot d_o^2}{d_o^2 - d_i^2} \dots\dots\dots (3.19)$

(3) 記号説明

$B_1, B_2$	応力係数 (－)
$C_0$	二乗平均値からピーク値への換算係数 (－)
$C_D$	定常抗力係数 (－)
$C_n$	換算減衰率 (－)
$C'$	ランダム励振力係数 (－)
$d_o$	構造物の代表外径 (m)
$d_i$	構造物の代表内径 (m)
$E$	構造物の縦弾性係数 (Pa)
$f_0$	円柱状構造物の基本固有振動数 (Hz)
$F_D$	単位長さ当たりの流体抗力 (N/m)
$G$	単位長さ当たりのランダム励振力のパワースペクトル密度 ( $N^2 \cdot s / m^2$ )
$I$	構造物の断面二次モーメント ( $m^4$ )
$K$	応力集中係数 (－)
$L$	構造物の長さ (m)
$L_e$	流体中に突き出た構造物長さ (m)
$m$	付加質量を含む構造物の単位長さ当たり質量 (kg/m)
$n$	Re 数に基づく係数 (－)
$P$	配管の最高使用圧力 (MPa)
$S_m$	設計応力強さ (MPa)
$V$	流速 (m/s)
$V_m$	断面平均流速 (m/s)
$\bar{V}$	構造物周辺平均流速 (m/s)
$V_r$	換算流速 (－)
$y_R(L)$	ランダム振動変位振幅 (m)
$Z$	構造物の断面係数 ( $m^3$ )
$\beta_0$	基本振動モードの刺激係数 (－)
$\delta$	空気中における構造物の対数減衰率 (－)
$\xi$	空気中における構造物の臨界減衰比 (－)
$\xi_f$	流体減衰 (－)
$\rho$	流体の密度 ( $kg/m^3$ )
$\rho_s$	構造物の密度 ( $kg/m^3$ )
$\sigma_D$	定常抗力による応力 (MPa)
$\sigma_F$	設計疲労限 (MPa)
$\sigma_R$	ランダム振動応力振幅 (MPa)
$\sigma_G$	外圧により構造物に発生する応力 (MPa)
$\Phi$	ランダム励振力の規格化パワースペクトル密度 (－)

(4) 判定基準

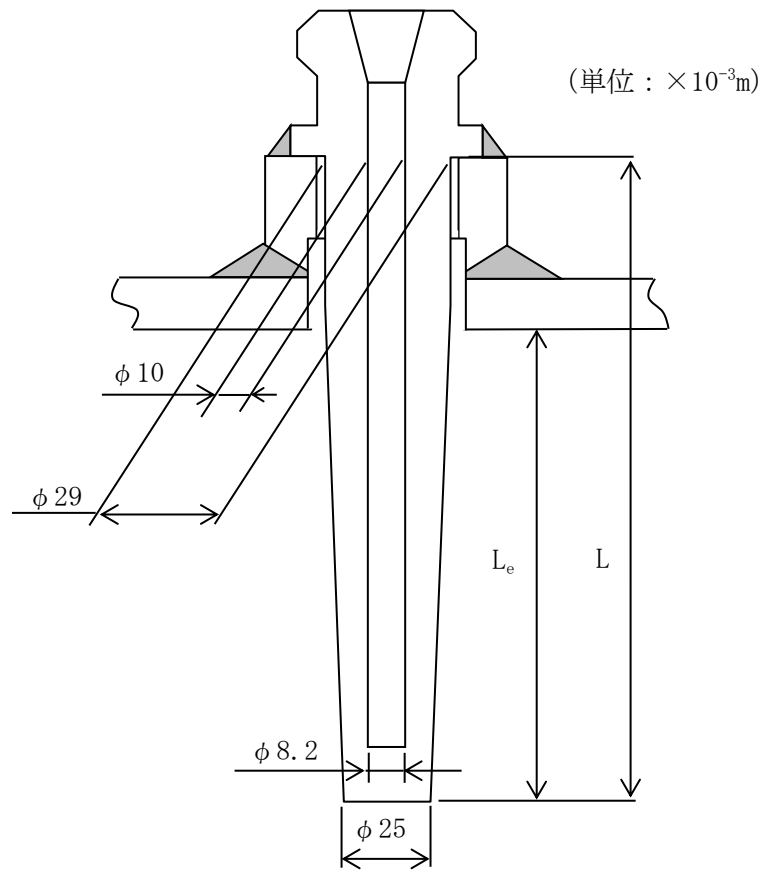
流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する判定基準を別表5-4に示す。

別表5-4 判定基準

項目	判定基準
1. 同期振動の回避又は抑制評価	<p>下記のいずれかを満足すること。</p> <p>(a) <math>V_r &lt; 1</math></p> <p>(b) <math>C_n &gt; 64</math></p> <p>(c) <math>V_r &lt; 3.3</math> かつ <math>C_n &gt; 2.5</math></p>
2. 流力振動に対する強度評価	<p>・応力制限</p> <p>組合せ応力は、発電用原子力設備規格（設計・建設規格 J S M E S N C 1 - 2005）（日本機械学会 2005 年 8 月）（以下「設計・建設規格」という。）より PPB-3520（クラス1）を準用した以下の条件を満足すること。</p> <p style="text-align: center;">(クラス1) <math>\dots\dots B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leq \min(1.5 \cdot S_m, 1.5 \cdot S)</math></p> <p style="text-align: center;"><math>B_1 = 1.0</math>（ねじ接合），<math>0.75</math>（溶接接合）</p> <p style="text-align: center;"><math>B_2 = 4.0</math>（ねじ接合），<math>1.5</math>（溶接接合）</p> <p>・疲労評価</p> <p>応力集中係数 <math>K</math> を考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。</p> <p style="text-align: center;"><math>K \cdot \sigma_R \leq \sigma_F</math></p> <p style="text-align: center;"><math>K = 4.0</math>（ねじ接合），<math>4.2</math>（溶接接合）</p>

(5) 構造図の形状

構造物の形状を別図 5 - 3 に示す。



材料 : SUS316L, SUS304

別図 5 - 3 温度計ウェル形状図

### 2.3 評価結果

計器について評価した結果, 別表 5 - 5 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し, I S L O C A発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず, 漏えいは発生しないことを確認した。

別表 5-5 評価結果

構造物	計器番号	流体条件			配管仕様			構造物仕様							同期振動評価			
		流体種別	V (m/s)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (°C)	タイプ	材料	d <sub>1</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	d <sub>2</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	L (×10 <sup>-3</sup> m)	L <sub>c</sub> (×10 <sup>-3</sup> m)	$\sigma_{\text{max}}$ (×10 <sup>3</sup> kg/m <sup>2</sup> )	I (×10 <sup>-3</sup> m <sup>4</sup> )	m (kg/m)	E*1 (×10 <sup>11</sup> Pa)	f <sub>n</sub> (Hz)
温度計ウエル	TE222-1A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS316L	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09
	TE222-2A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS316L	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09
	TT222-13A	水	1.26	736	-	7.40	288	ねじ接合	SUS304	27.0	9.1	110	66.9	7.91	2.58	4.44	1.76	1480.09

構造物	番号	同期振動評価				応力耐限							疲労評価				総合評価	
		V <sub>r</sub>	C <sub>s</sub>	(a) V <sub>r</sub> < 1	(b) C <sub>s</sub> > 64	(c) V <sub>r</sub> < 3.3 C <sub>s</sub> > 2.5	評価	F <sub>0</sub> (N/m)	Z (×10 <sup>-6</sup> m <sup>3</sup> )	$\sigma_0$ (MPa)	$\gamma_R$ (L) (×10 <sup>-3</sup> m)	$\sigma_R$ (MPa)	$\sigma_G$ (MPa)	組合せ応力 (MPa)	$\sigma_{\text{min}}^{(1.5 \cdot S)} \cdot S_{\text{max}}^{*2}$ (MPa)	応力振幅 (MPa)		$\sigma_{F*3}$ (MPa)
温度計ウエル	TE222-1A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	145	0.07	84	○
	TE222-2A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	145	0.07	84	○
	TT222-13A	0.03	0.21	○	×	×	○	18.9	1.91	0.05	2.59	0.02	16.7	17.0	165	0.07	84	○

注記\*1：設計・建設規格 付録材料図表 Part6 表 1 におけるオーステナイト系ステンレス鋼の 288°C の値

\*2：Sm は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 1 における SUS316L, SUS304 の 288°C の値

\*3：S は設計・建設規格 付録材料図表 Part5 表 5 における SUS316L, SUS304 の 288°C の値

\*4：C は設計・建設規格 付録材料図表 Part8 図 2 における C 線図の繰返しピーク応力強さを 288°C の縦弾性係数で補正した値

## 配管からの漏えいの可能性について

配管及び配管フランジ部について、I S L O C A発生時の圧力（7.4MPa [gage] \*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

\* 弁開放直後の圧力上昇に比べ、弁開放から 10 秒程度以降の構造材の温度上昇に伴う耐力低下の方が、系統全体への影響が大きいため、静定圧力を採用した。

## 1. 強度評価

## 1.1 評価部位の選定

配管の構成部品のうち漏えいが想定される部位は、高温・高圧の加わる配管と、配管と配管をつなぐフランジ部があり、それらについて評価を実施した。評価対象配管を別図 6-1 に示す。

## 1.2 評価方法

## (1) 配管の評価

クラス 2 配管の評価手法である設計・建設規格「PPC-3411(1)内圧を受ける直管」を適用して必要な厚さを算出し、実機の最小厚さが計算上必要な厚さを上回ることを確認した。

$$t = \frac{PD_0}{2Su\eta + 0.8P} \quad (\text{PPC-1.3 準用})$$

t : 管の計算上必要な厚さ (mm)

P : I S L O C A発生時の圧力 (=7.4MPa)

D<sub>0</sub> : 管の外径 (mm)

Su : 設計引張強さ (MPa)

η : 長手継手効率

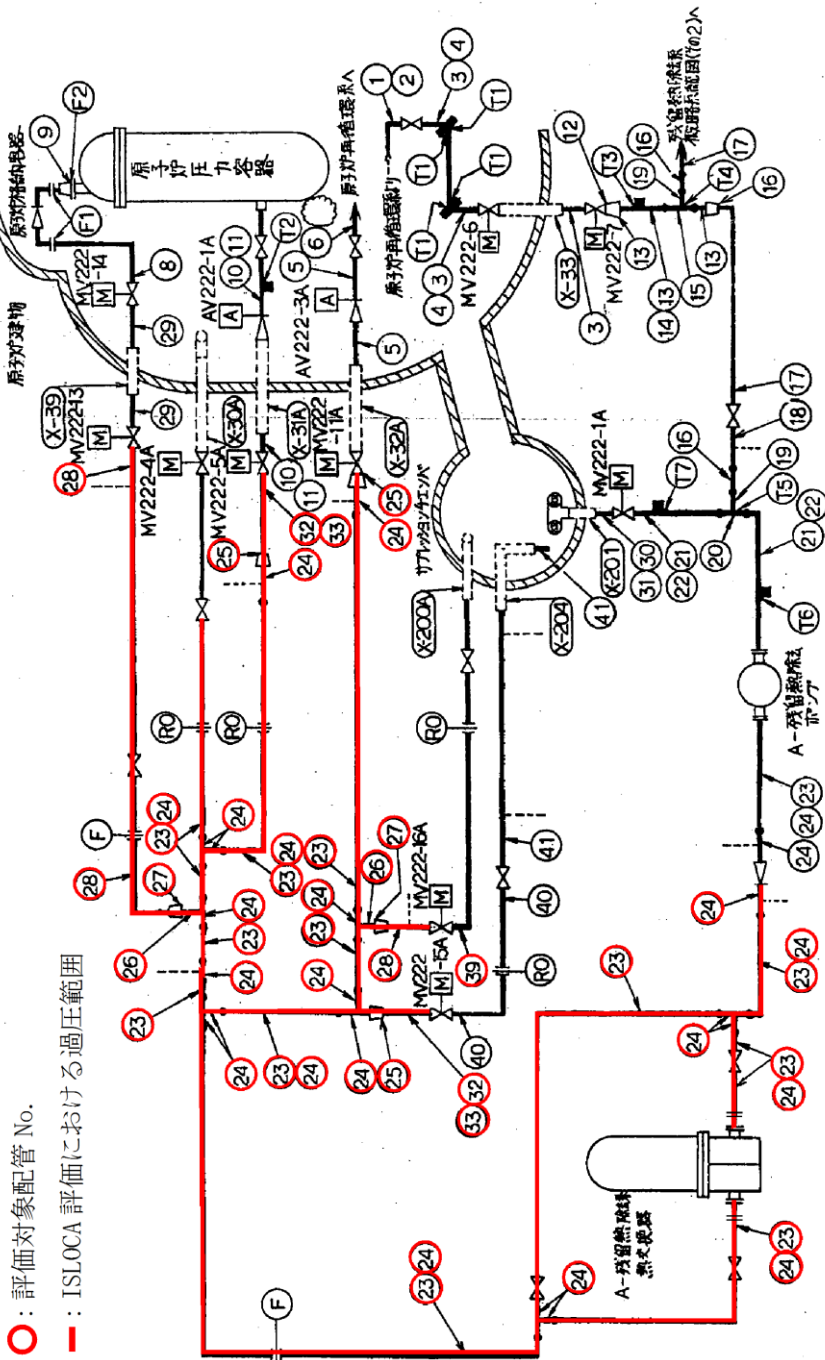
## (2) フランジ部の評価

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」の手法を適用してフランジ応力算定用圧力からフランジボルトの伸び量を算出したところ、伸び量がマイナスの場合は、フランジ部が増し締めされるため、ガスケットの最大圧縮量を下回ることを確認した。

なお、熱曲げモーメントの影響については、設計・建設規格で規定されている (PPC-1.7) 式を使用し、フランジ部に作用するモーメントを圧力に換算して評価を実施した。



1. 配管系統図



82 (3) N-2-1-4-2-1 R3

残留熱除去系配管系統図 (その1)

別図6-1 A-低圧注水系 必要板厚評価対象配管 (既工認系統図)

別表6-1 必要厚さ評価結果

配管 No.	クラス区分	外径 [D <sub>0</sub> ] (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (°C)	$\eta$	公差 (%)	最小厚さ (mm)	Su (MPa)	必要厚さ [t] (mm)
23	2	355.6	15.1	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	3.24
24	2	355.6	19.0	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	16.63	404	3.24
25	2	267.4	15.1	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	2.44
26	2	216.3	12.7	STS42 (STS410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	1.97
27	2	216.3	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	1.97
28	2	114.3	8.6	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	7.53	404	1.04
32	2	267.4	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	2.44
33	2	267.4	15.1	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	13.21	404	2.44
39	2	114.3	8.6	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	7.53	404	1.04
40	2	267.4	12.7	STPT42 (STPT410)	7.4	288	1.00	12.5	11.11	404	2.44

別表6-2 フランジ部評価結果

フランジ用途	S-3A	S-4A	FE-3	RV-1A	FE-1A	RHRK 分解フラジ	RHRK 雷動・シ 分離フラジ	S-8A
フランジ口径	350A	350A	100A	25A	350A	350A	20A	200A
評価温度(°C)	288	288	288	288	288	288	288	288
評価圧力(MPa)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
ガスケット仕様	ボルト材質 ボルトサイズ 本数							
ボルト仕様	ボルト材質 ボルトサイズ 本数							
内圧(MPa)	30	30	22	16	30	30	16	24
フランジに作用する自重・曲げモーメント <sup>注1</sup> M(N・mm)	16	16	8	4	16	16	4	12
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント <sup>注2</sup> M(N・mm)	186960	186960	186960	186960	186960	186960	186960	186960
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント <sup>注3</sup> M(N・mm)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
曲げモーメントによる等価圧力 $P_{eq}$ <sup>注4</sup> (MPa)	5.32E+05	1.86E+06	1.10E+05	1.75E+04	4.84E+06	1.57E+06	2.19E+03	1.98E+05
内圧・等価圧力 $P_{eq}$ <sup>注5</sup> (MPa)	2.98E+07	1.98E+07	4.48E+04	4.34E+05	5.95E+07	5.81E+07	2.26E+05	9.29E+06
有効断面積 $A_0$ (mm <sup>2</sup> )	2.81	2.01	0.37	13.44	13.44	5.54	25.97	3.69
有効断面積 $A_0$ (mm <sup>2</sup> )	10.21	9.41	7.77	20.84	13.01	12.94	33.37	11.09
養生荷重 $F(N) = (P + P_{eq}) \cdot A_0$	380.1	380.1	128.5	55.5	380.1	380.1	35.5	235.7
ボルト1本あたりの荷重 $F/N$	1.13E+05	1.13E+05	1.01E+05	2.42E+03	1.13E+05	1.13E+05	9.00E+02	4.36E+04
ボルト断面高 $A_2$ (mm)	1.18E+06	1.07E+06	1.01E+05	5.04E+04	1.48E+06	1.47E+06	3.30E+04	4.84E+05
ボルト1本あたりの応力 $F/A_2$ (MPa)	7.24E-04	6.67E-04	1.28E-04	1.26E-04	9.22E-04	9.17E-04	8.26E-03	4.03E-04
ボルト1本あたりの応力 $F/A_2$ (MPa)	582.00	562.00	292.25	150.44	562.00	562.00	150.44	338.23
ボルト長さ $L$ (mm)	126.81	118.87	43.10	83.77	164.09	163.22	54.90	119.25
荷重によるボルト伸び $\Delta L$ (mm)	6.89E-04	6.35E-04	2.31E-04	4.48E-04	8.78E-04	8.73E-04	2.84E-04	6.38E-04
初期締付荷重 $N$	130.0	127.0	110.0	47.5	126.0	117.5	43.5	116.0
初期締付によるボルト伸び $\Delta L$ (mm)	0.09	0.08	0.03	0.02	0.11	0.10	0.01	0.07
初期締付による応力 $F/N$	89281	89281	50580	21943	97241	89281	12885	58513
初期締付によるボルト伸び $\Delta L$ (mm)	158.9	158.9	173.1	145.9	173.0	158.9	85.6	173.0
初期締付によるボルト伸び $\Delta L$ (mm)	0.11	0.11	0.10	0.04	0.12	0.09	0.02	0.11
フランジ熱膨張係数 $\alpha$ (1/mm/°C)	1.28E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
フランジ熱膨張係数 $\alpha$ (1/mm/°C)	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
フランジ熱膨張係数 $\alpha$ (1/mm/°C)	1.70E-05	1.70E-05	1.71E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05
フランジ熱膨張係数 $\alpha$ (1/mm/°C)	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05	1.70E-05
ボルト熱伸び対象長さ $L_1$ (mm)	130.0	127.0	110.0	47.5	126.0	117.5	43.5	116.0
フランジ熱伸び対象長さ $L_2$ (mm)	108.0	108.0	100.0	44.0	114.0	108.0	40.0	84.0
ボルト熱伸び対象長さ $L_3$ (mm)	15.0	12.0	3.0	5.0	5.0	5.0	3.00	25.0
ボルト熱伸び対象長さ $L_4$ (mm)	6.0	6.0	6.0	3.00	6.0	6.0	3.00	6.0
フランジ熱伸び $\Delta L_1 = \alpha \cdot L_1 \cdot \Delta T$ (mm)	0.45	0.44	0.38	0.16	0.44	0.39	0.15	0.40
フランジ熱伸び $\Delta L_2 = \alpha \cdot L_2 \cdot \Delta T$ (mm)	0.37	0.37	0.35	0.15	0.39	0.37	0.14	0.29
フランジ熱伸び $\Delta L_3 = \alpha \cdot L_3 \cdot \Delta T$ (mm)	0.07	0.05	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.11
フランジ熱伸び $\Delta L_4 = \alpha \cdot L_4 \cdot \Delta T$ (mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.03	0.03	0.01	0.03
ガスケット内外熱伸び $\Delta L_{L5} = \alpha \cdot L_5 \cdot \Delta T$ (mm)	0.03	0.03	0.03	0.01	0.03	0.03	0.01	0.03
伸び量 $\Delta L_1 - \Delta L_0 - \Delta L_2 - \Delta L_3 - \Delta L_4 - \Delta L_5$ (mm)	-0.04	-0.04	-0.08	-0.02	-0.01	0.00	-0.01	-0.06
ガスケットの初期圧縮量・最大量 (mm)	ガスケットの初期圧縮量・最大量 (mm)							
ガスケットの許容圧縮量 (mm)	ガスケットの許容圧縮量 (mm)							

(注1) 該当するフランジを含んだ配管モデルにて応力解析を実施し、算出した値にて評価。

(注2) 設計・建設規格による機械的荷重による曲げモーメントを等価圧力に換算する式  $P_{eq} = 16M / (\pi G_3)$  により算出。今回は、熱伸びによる曲げモーメントも本計算式により等価圧力換算した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

### 1.3 評価結果

配管の各部位について評価した結果, 別表 6 - 1 及び別表 6 - 2 に示すとおり実機の値は判定基準を満足し, I S L O C A 発生時の圧力 (7.4MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷された条件下で破損せず, 漏えいは発生しないことを確認した。

## 破断面積の設定について

## 1. 評価部位の選定と破断面積の評価方法

別紙 2～別紙 6 の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧され、計器が破損する可能性があることを確認した。

さらに、隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の加圧範囲のうち最も大きなシール構造であり、損傷により原子炉冷却材が流出した際の影響が最も大きい熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後のピーク圧力 (7.9MPa [gage]) 及び原子炉冷却材温度 (288°C) が同時に継続して負荷され、かつガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

## a. 内圧による伸び量

- ・フランジのボルト荷重  $\Delta W$

$$\Delta W = \frac{\pi}{4} \times G^2 \times (P_2 - P_1)$$

$G$  : ガスケット反力円の直径 ( $=D_0 - 2b = 2,000\text{mm}$ )

$$b = 2.5 \sqrt{\frac{1}{2} \times \left( \frac{D_0 - D_i}{2} - 2 \right)}$$

$D_0$  : ガスケット接触面の外径 ( $=2,017.5\text{mm}$ )

$D_i$  : ガスケット接触面の内径 ( $=1,965\text{mm}$ )

$P_1$  : 設計条件における圧力 (5.88MPa)

$P_2$  : 隔離弁の誤開放による加圧事象発生時の圧力 ( $=7.9\text{MPa}$ )

- ・内圧による伸び量  $\Delta L1$

$$\Delta L1 = H_b \times \frac{\Delta W}{N_b \cdot A} \times \frac{1}{E}$$

$H_b$  : ボルト長さ (ナット間) ( $=415.4\text{mm}$ )

$N_b$  : ボルト本数 ( $=76$ )

$A$  : ボルト有効径における断面積 ( $=\pi/4 \times 34.051^2 = 911\text{mm}^2$ )

$E$  : ボルトのヤング率 ( $=187,000\text{N/mm}^2$  at 288°C [SNB23-1])

## b. 熱による伸び量

- ・ボルトの熱による伸び量  $\Delta L2$

$$\Delta L2 = \alpha_1 \times H_b \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

$\alpha_1$  : ボルトの熱膨張係数 ( $=13.04 \times 10^{-6} \text{mm/mm}^\circ\text{C}$  at 288°C [SNB23-1])

$N_b$  : ボルト長さ ( $=415.4\text{mm}$ )

- ・管板及びフランジの熱による伸び量 $\Delta L3$

$$\Delta L3 = \alpha_2 \times (h_1 + h_2) \times (288^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})$$

$\alpha_2$  : 管板及び水室フランジの熱膨張係数 (=  $12.91 \times 10^{-6} \text{ mm/mm}^\circ\text{C}$  at  $288^\circ\text{C}$  [SFVC2B])

$h_1$  : 水室フランジ厚さ (=170mm)

$h_2$  : 管板厚さ (=239mm)

- c. 破断面積 A

$$A = \pi \times D_i \times (\Delta L1 + \Delta L2 - \Delta L3)$$

$D_i$  : ガスケット接触面の内径 (=1,965mm)

## 2. 破断面積の評価結果

熱交換器フランジの破断面積について評価した結果、別表 7-1 に示すとおり破断面積は約  $14.88 \text{ cm}^2$  となる。

別表 7-1 破断面積の評価結果

評価部位	圧力 (MPa)	温度 ( $^\circ\text{C}$ )	伸び量			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断 面積 ( $\text{cm}^2$ )
			+	+	-			
			$\Delta L1$	$\Delta L2$	$\Delta L3$			
フランジ部	7.9	288	0.204	1.452	1.415	1,965	0.241	14.88

$\Delta L1$  : ボルトの内圧による伸び量

$\Delta L2$  : ボルトの熱による伸び量

$\Delta L3$  : 管板及びフランジ部の熱による伸び量

ISLOCA発生時の原子炉冷却材漏えい量評価  
及び原子炉建物原子炉棟内環境評価

1. A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の評価

1.1 評価条件

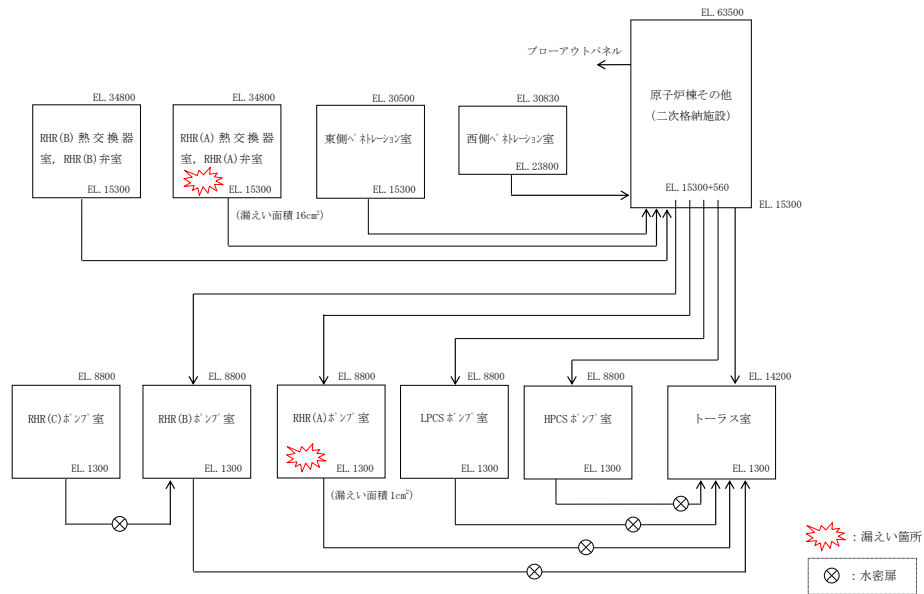
A-残留熱除去系におけるISLOCA発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度，湿度，圧力及び溢水による影響）を評価した。

原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件を別表 8-1 に，原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-1 に示す。

別表 8-1 原子炉建物原子炉棟内の環境評価特有の評価条件

項目	解析条件	条件設定の考え方
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は復水・給水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所及び漏えい面積	A-残留熱除去ポンプ室：1 cm <sup>2</sup> A-残留熱除去系熱交換器室：16cm <sup>2</sup>	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位低（レベル3）で自動スクラム	保有水量の低下を保守的に評価する条件を設定
	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1H）で高圧炉心スプレイ系が自動起動	インターロック設定値
	事象発生から30分後に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）6個を手動開放	中央制御室における破断箇所の隔離操作失敗の判断時間を考慮して事象発生から30分後を設定
	原子炉急速減圧後，漏えい箇所の隔離が終了するまで原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）以上で低めに維持	漏えい量低減のために実施する操作を想定
	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は事象発生から40分後に開始	サブプレッション・プール水の温度上昇を抑えるための操作を想定
	残留熱除去系のサブプレッション・プール水冷却モードによる原子炉格納容器除熱を事象発生から1時間40分後に停止し，原子炉停止時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事象発生から2時間後に開始	原子炉建物内の環境を改善するための操作を想定 なお，事象発生後の状況確認及び原子炉減圧操作等に余裕を加味し，操作可能な時間として2時間後を設定
	事象発生10時間後にインターフェイスシステムLOCA発生箇所隔離	運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定
原子炉建物への流出経路条件	原子炉格納容器から原子炉建物への漏えいあり。原子炉建物から環境への漏えいなし	原子炉建物内の雰囲気温度を保守的に評価する条件を設定
評価コード	MAAP4	—
原子炉建物モデル	分割モデル（別図8-1参照）	現実的な伝播経路を想定
原子炉建物壁から環境への放熱	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉建物換気系	考慮しない	雰囲気温度，湿度及び圧力の観点から厳しい想定として設定
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）	インターロック設定値
主蒸気隔離弁	原子炉水位低（レベル2）	インターロック設定値
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の水源	サブプレッション・プール水	—
サブプレッション・プールの水源初期水温	35℃	通常運転時の制限値を設定
原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放圧力	7.0kPa[gage]	安全要求値

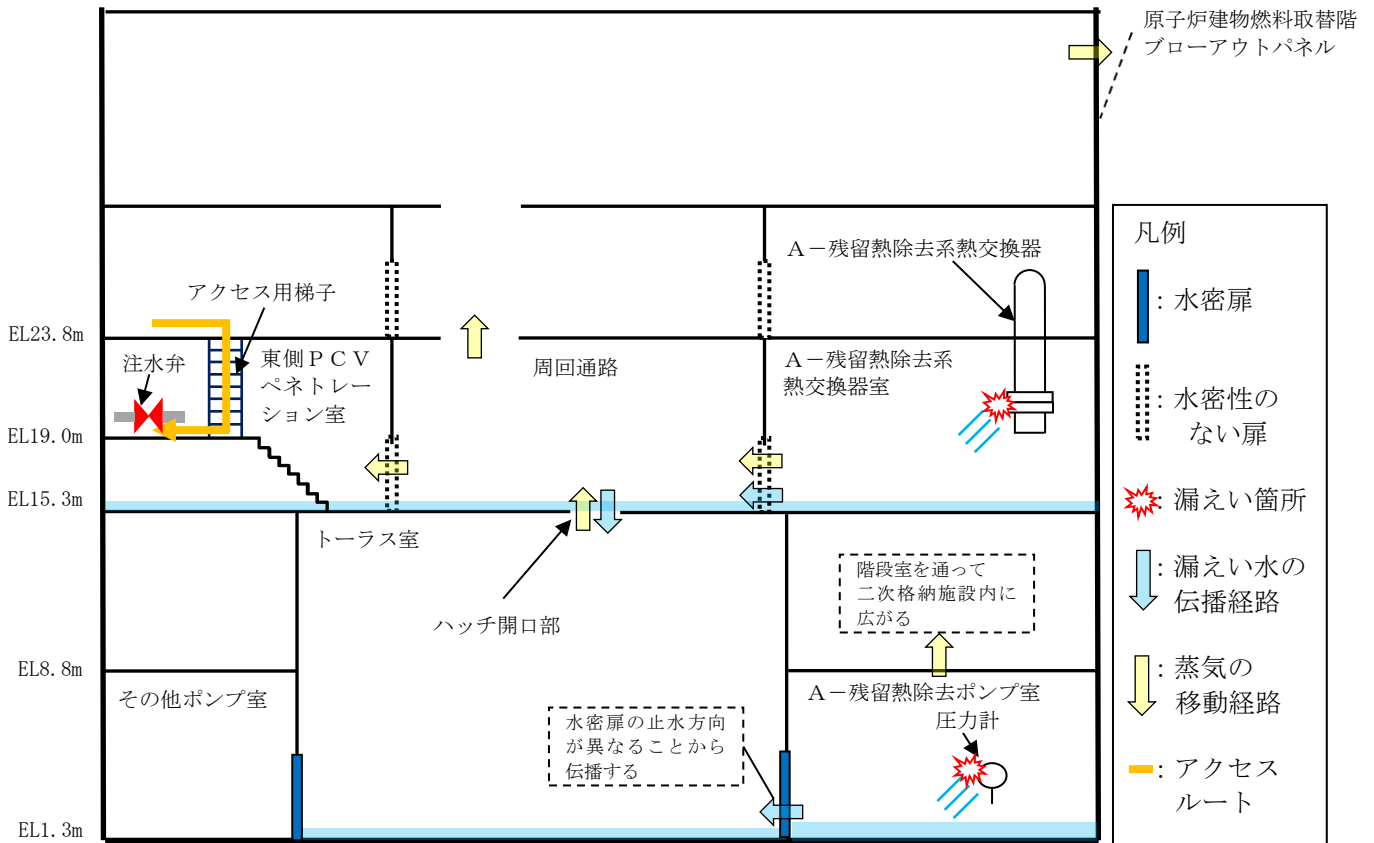




別図 8-1 原子炉建物ノード分割モデル

## 1.2 評価結果

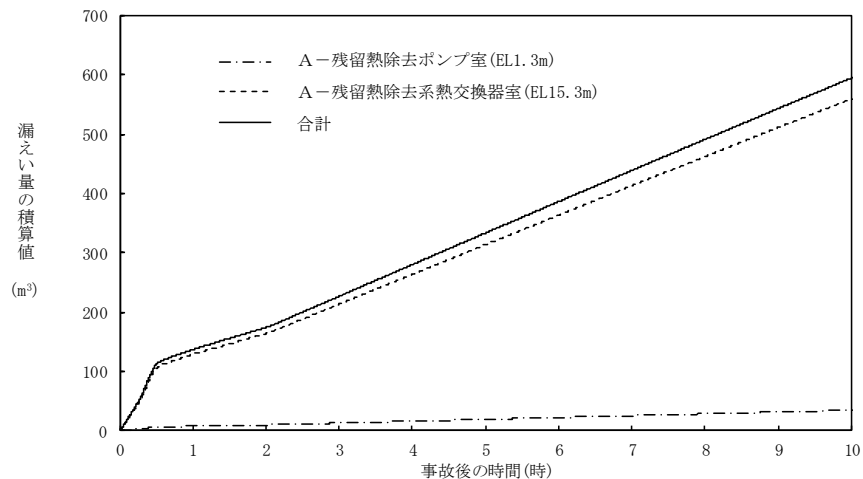
解析結果に基づく、I S L O C A発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要を別図 8-2 に、各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-3 に、原子炉建物内の雰囲気温度、湿度及び圧力の推移を別図 8-4 から別図 8-6 に示す。



別図 8-2 I S L O C A発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要

### ○各漏えい発生区画における漏えい量

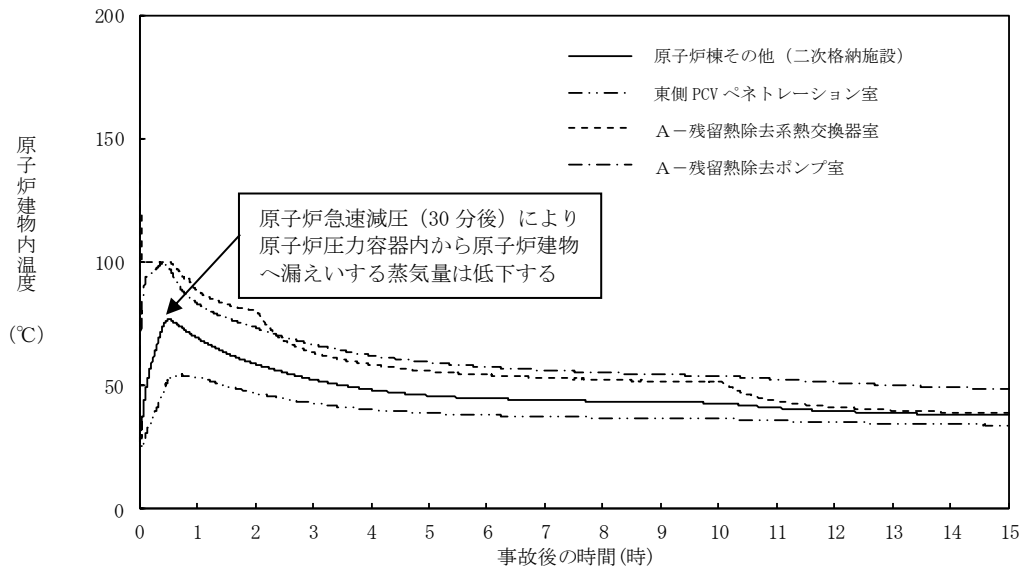
別図 8-3 に示すとおり、現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 10 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 600m<sup>3</sup> である。



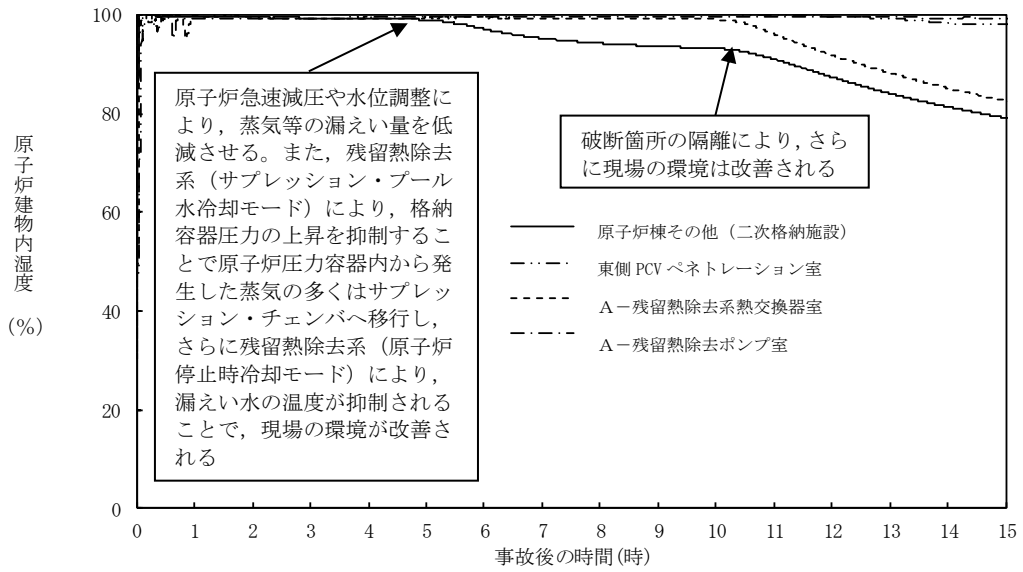
別図 8-3 各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

### ○温度・湿度・圧力の想定

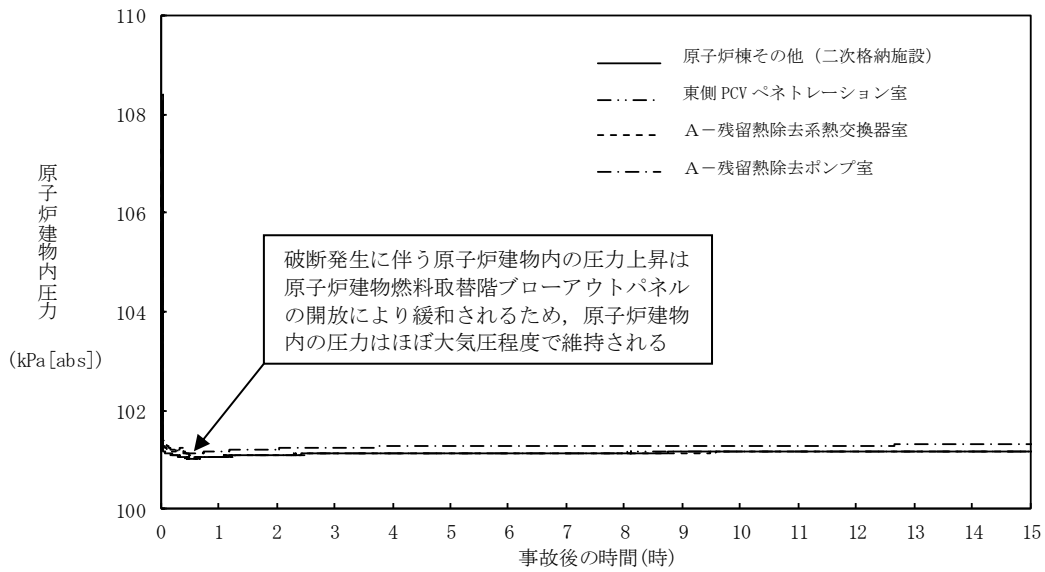
別図 8-4 から別図 8-6 に示すとおり、アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」及び操作場所である「東側 P C V ペネトレーション室」における雰囲気温度の最大値は約 78℃となるが、原子炉減圧操作後は漏えい箇所からの高温水及び蒸気の流出量が減少するため、雰囲気温度は低下傾向となり、建物内環境が静定する事象発生 9 時間後から 10 時間後までの雰囲気温度の最大値は約 44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、破断箇所隔離操作を実施することで約 10 時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。



別図 8-4 原子炉建物内の雰囲気温度の推移



別図 8-5 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-6 原子炉建物内の圧力の推移

### 1.2.1 溢水による影響

別図 8-2 に示すとおり、「A-残留熱除去系熱交換器室」で発生した漏えい水は、原子炉建物 1 階 (EL15.3m) に伝播し、ハッチ開口部を通じて最終滞留箇所である「トーラス室」に排出される。

「A-残留熱除去ポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に水密扉を設置していることから「原子炉隔離時冷却ポンプ室」へ伝播しないが、「トーラス室」に対しては、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから伝播する。

溢水範囲を別図 8-7 に、想定する漏えい量を別表 8-2 に示す。

#### (1) 注水弁 (MV222-5A) へのアクセス性に対する影響

A-残留熱除去系の隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、原子炉建物中 1 階 (EL19.0m) の床面上に設置されており、I S L O C A により漏えいが発生する機器は、1 階 (EL15.3m) 及び地下 2 階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない 2 階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

#### (2) I S L O C A 時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

A-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界、トーラス室と B-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されてお

り，関連計装部品も含め溢水の影響はなく，逃がし安全弁の機能は維持される。

漏えい水が伝播する区画において I S L O C A 時に必要となる系統の溢水評価結果を別表 8-3 に示す。

別図 8-7 A－残留熱除去系 溢水範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-87

別図 8-7 A-残留熱除去系 溢水範囲 (2/2)

別表 8-2 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m <sup>3</sup> ]	
	A-残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-02N)	A-残留熱除去系熱交換器室 (R-1F-05N)
0.5	約 7	約 107
1.0	約 9	約 130
2.0	約 11	約 165
3.0	約 14	約 214
4.0	約 17	約 265
5.0	約 20	約 315
6.0	約 23	約 364
7.0	約 26	約 414
8.0	約 29	約 463
9.0	約 32	約 512
10.0	約 35	約 560

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 8-3 溢水評価結果

建物	EL [m]	評価区画	流入を考慮する他区画	溢水量 [m <sup>3</sup> ] <sup>※1</sup>	滞留面積 [m <sup>2</sup> ]	床勾配 [m]	① 溢水水位 FL+[m] <sup>※2</sup>	機器番号	ISLOCA 時に必要となる系統の溢水防護対象設備 <sup>※3</sup>	② 機能喪失高さ FL+[m] <sup>※2</sup>	影響評価	備考
原子炉建物	15.3	R-1F-03N R-1F-22N	R-1F-05N	560	808	0.075	0.17 <sup>※4</sup>	2-RIR-1-8D	D-原子炉圧力容器計器ラック	0.59	①<②	
			R-1F-04N									
		R-1F-07-1N	R-1F-05N	560	860	0.075	0.17 <sup>※4</sup>	MV227-3	逃がし弁 N <sub>2</sub> 供給弁	0.55	①<②	
			R-1F-04N									
			R-1F-03N									
			R-1F-22N									
	R-1F-10N	R-1F-05N	560	827	0.075	0.17 <sup>※4</sup>	MV222-15B	B-RHR テスト弁	1.99	①<②		
		R-1F-04N										
	1.3	R-B2F-31N	R-1F-05N	595	1041	0.025	0.60	MV224-9	HPCS ポンプ CST 側第 2 ミニマムロー弁	7.63	①<②	
			R-1F-04N									
			R-1F-03N									
			R-1F-22N									
		R-B2F-02N										

: 溢水源のある区画

※1 事象発生 10 時間後の溢水量

※2 基準床からの高さ

※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器

※4 ハッチからの排出評価を実施

### 1.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

別図 8-2 に示すとおり、「A-残留熱除去系熱交換器室」、「A-残留熱除去ポンプ室」において漏えいした蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて原子炉建物原子炉棟内を移動し、原子炉建物原子炉棟内の圧力や温度を一時的に上昇させる。原子炉建物原子炉棟内の圧力上昇に伴い原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放し、環境へ蒸気が放出されるとともにハッチ開口部等を通じてガス流動が発生することで、原子炉建物原子炉棟内の環境条件はほぼ一様になる。なお、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放された以降は、原子炉建物原子炉棟から環境への蒸気の放出の流れが支配的となるため、その他ポンプ室等への蒸気の入流はない。蒸気の滞留範囲を別図 8-8 に示す。

#### (1) 注水弁 (MV222-5A) への影響

隔離操作を行う注水弁 (MV222-5A) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度 100%、温度 100℃以上の耐性を有していることから機能維持される。

ISLOCA 発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV222-5A) の隔離操作を除いては、すべて中央制御室からの操作による。注水弁 (MV222-5A) の



隔離操作については、事象発生9時間後から行うこととしており、その際の原子炉建物内雰囲気温度及び湿度は約44℃及び約100%である。防護具等の着用により現場へのアクセス及び隔離操作は可能であり、注水弁の隔離操作における原子炉建物原子炉棟内の滞在時間は約38分である。

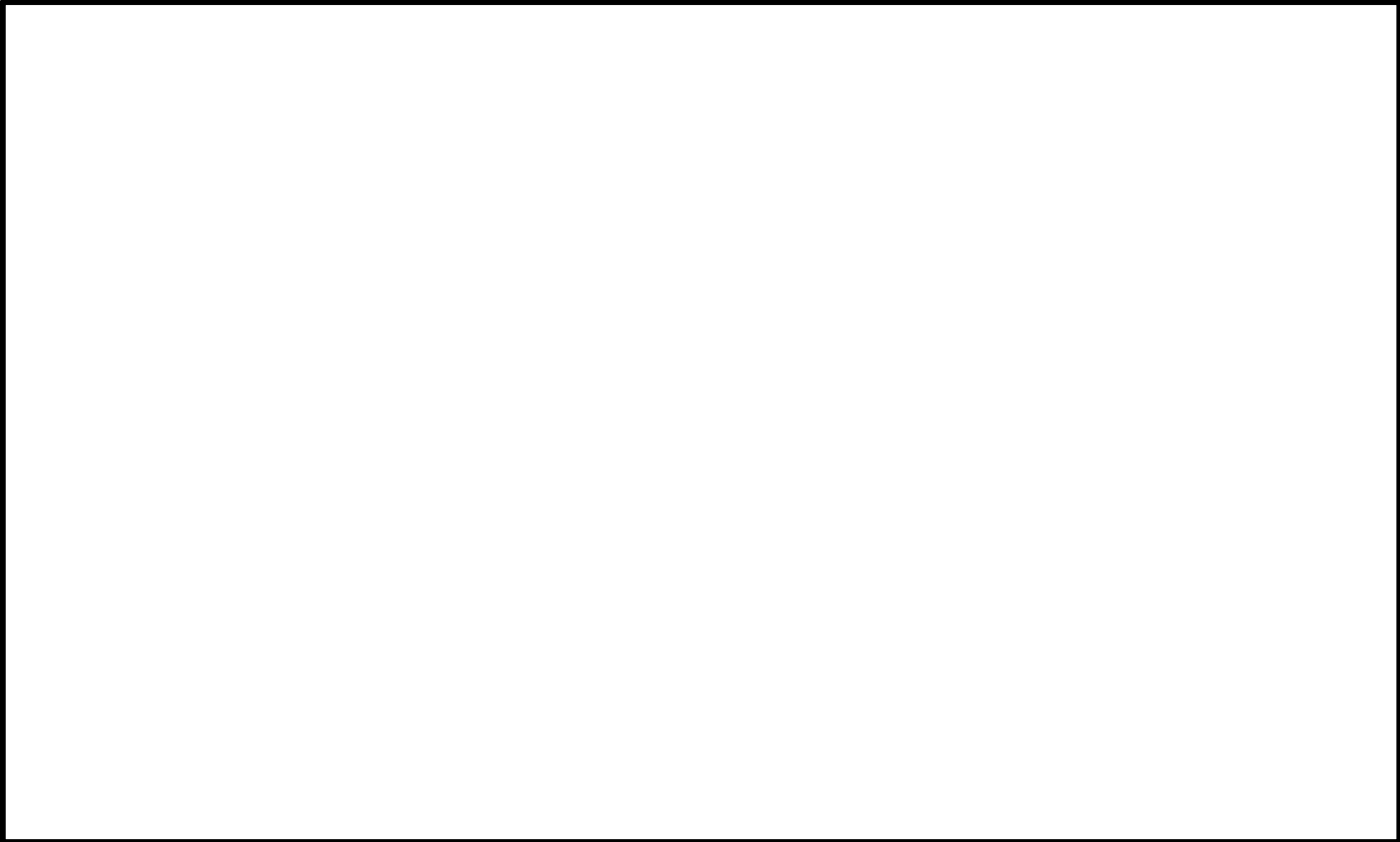
(2) I S L O C A時に必要となる系統（原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレ  
イ系，残留熱除去系及び逃がし安全弁）への影響

A-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界，トーラス室とB-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため，これらのポンプ室には溢水の流入がなく，蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため，系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて，系統の機能は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及びB-残留熱除去系のポンプ，弁及び計器等は，I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有している。

逃がし安全弁は，区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており，関連計装部品も含め，原子炉建物内及びトーラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく，逃がし安全弁の機能は維持される。

別図 8-8 A-残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



別図 8-8 A－残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (2/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

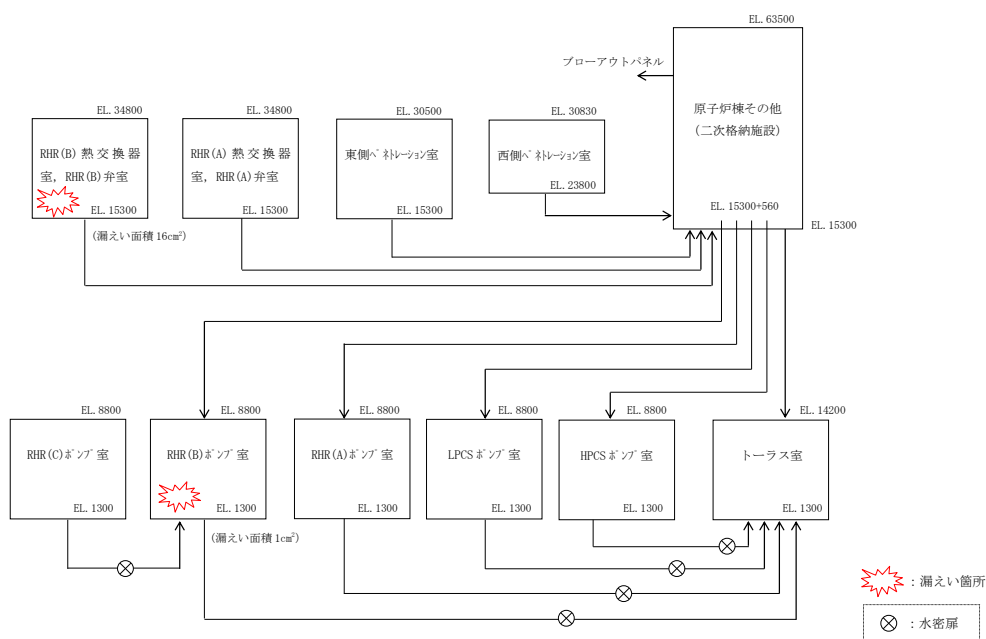
添 2.7.2-92

## 2. B-残留熱除去系における ISLOCA発生時の評価

### 2.1 評価条件

B-残留熱除去系における ISLOCA発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度，湿度，圧力及び溢水による影響）を評価した。

B-残留熱除去系における ISLOCA発生時の漏えい箇所及び漏えい面積は，別表 8-1 に示す A-残留熱除去系の評価条件と同等（B-残留熱除去ポンプ室：1 cm<sup>2</sup>，B-残留熱除去系熱交換器室：16 cm<sup>2</sup>）であり，その他評価条件も同等となる。原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-9 に示す。



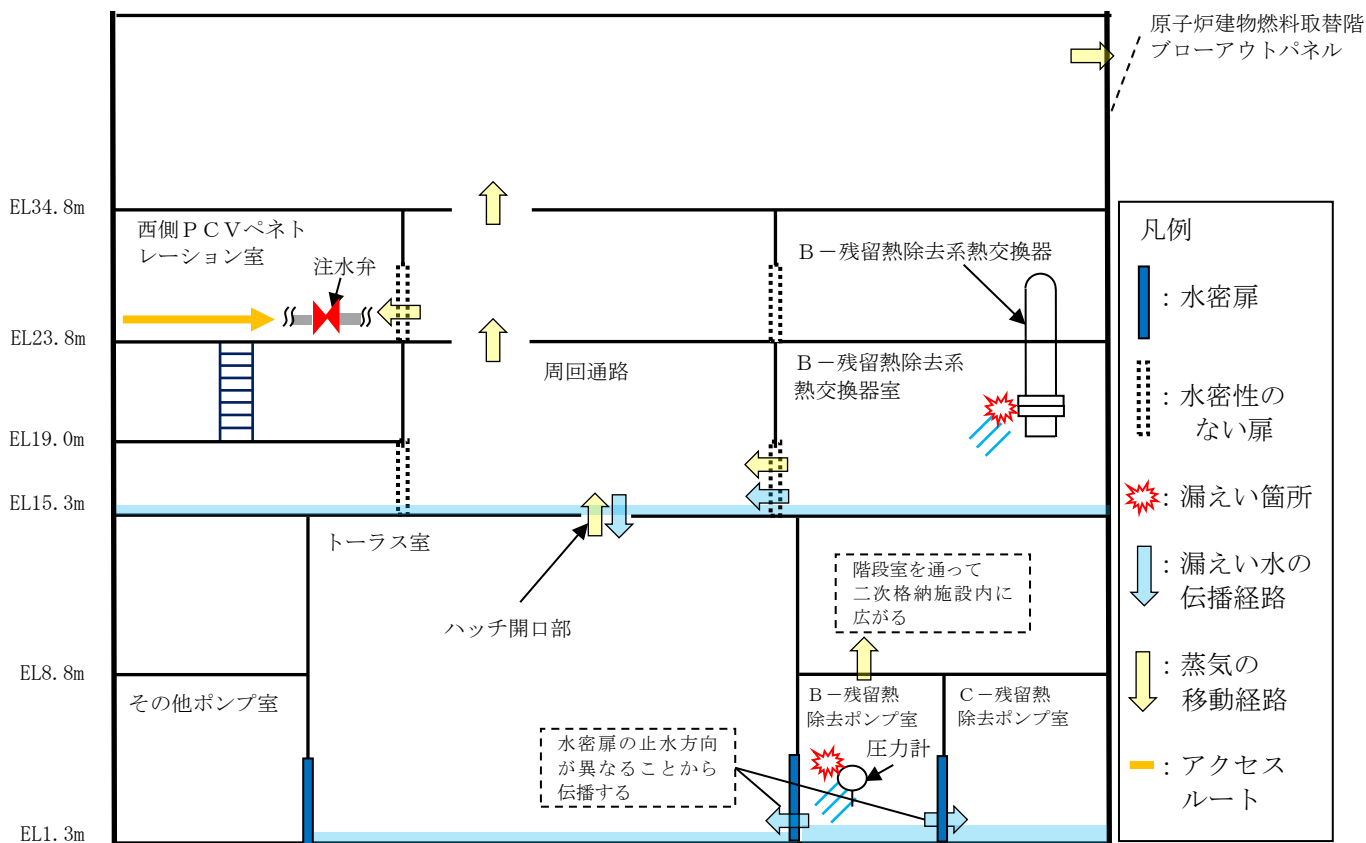
別図 8-9 原子炉建物ノード分割モデル

### 2.2 評価結果

解析結果に基づく，ISLOCA発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要を別図 8-10 に，各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-11 に，原子炉建物内の雰囲気温度，湿度及び圧力の推移を別図 8-12 から別図 8-14 に示す。

#### ○事象進展

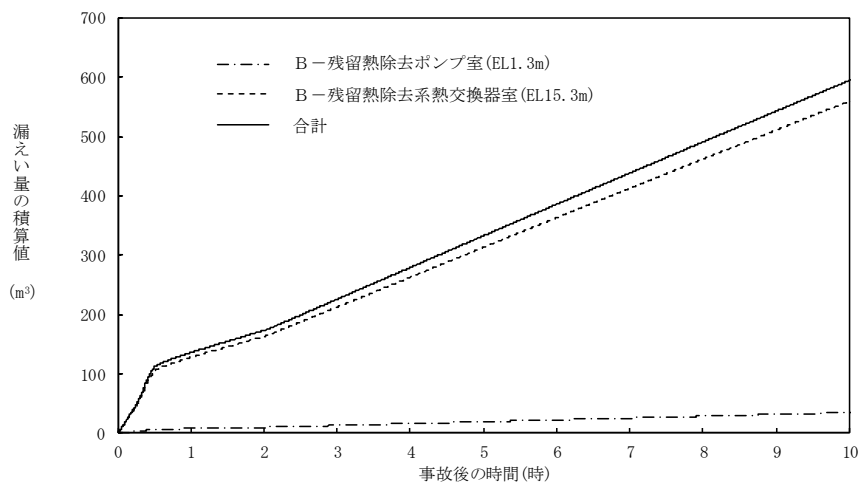
事象進展は，「2.7 格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」に示す，A-残留熱除去系にて ISLOCAが発生した場合と同様である。



別図 8-10 ISLOCA発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要

○各漏えい発生区画における漏えい量

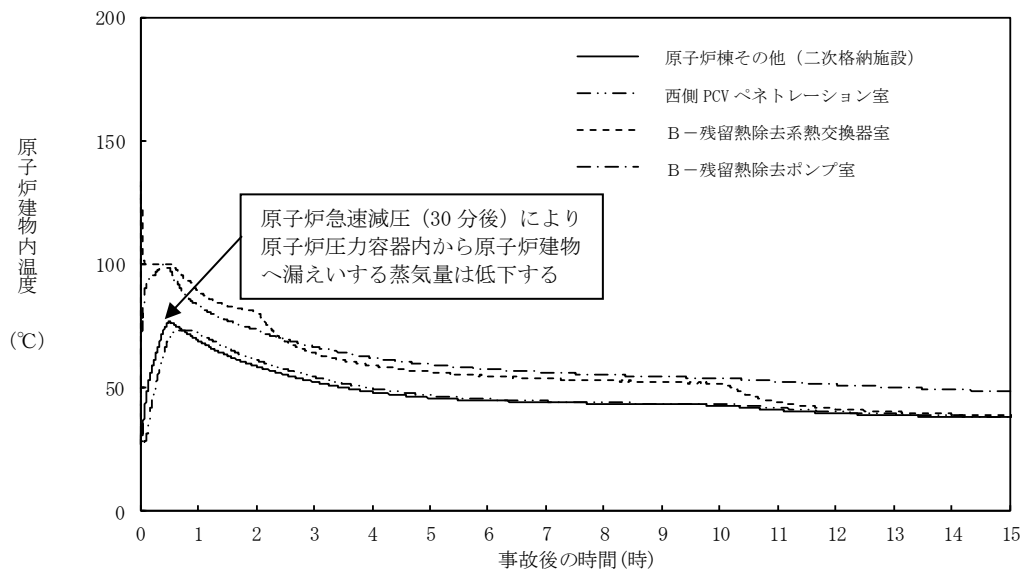
別図 8-11 に示すとおり，現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 10 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 600m<sup>3</sup> である。



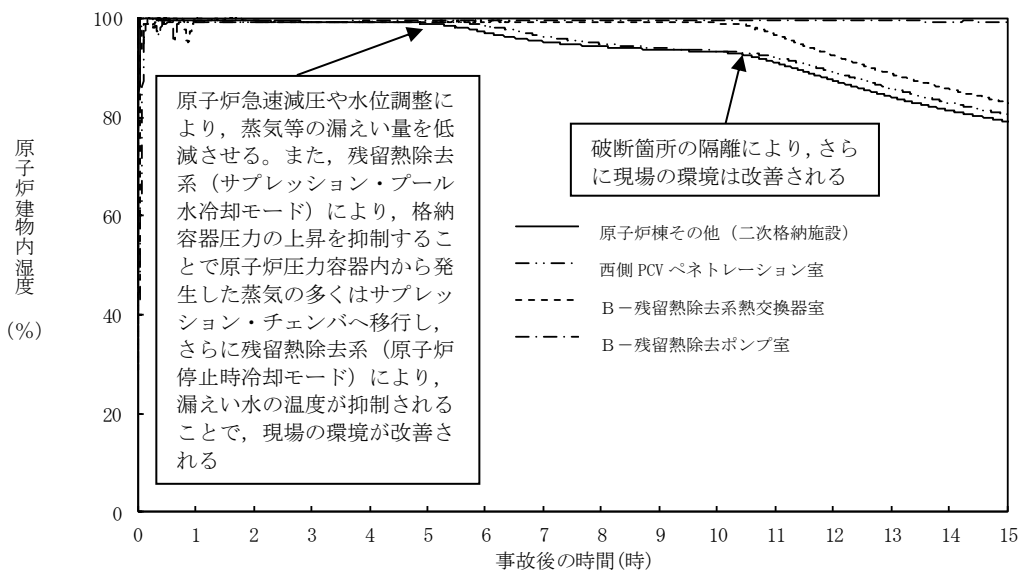
別図 8-11 各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

### ○温度・湿度・圧力の想定

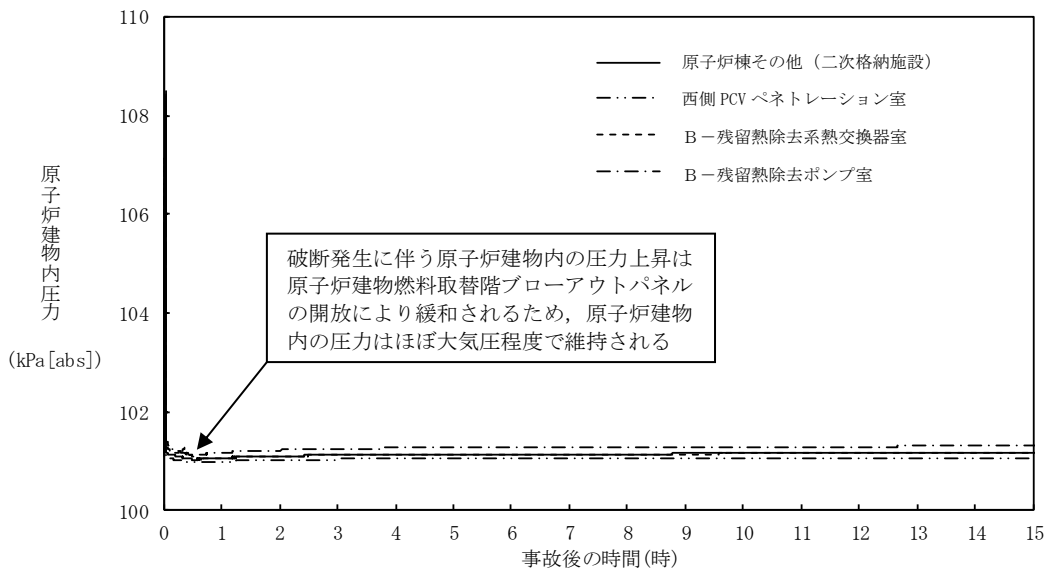
別図 8-12 から別図 8-14 に示すとおり、アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」及び操作場所である「西側 PCV ペネトレーション室」における雰囲気温度の最大値は約 77℃となるが、原子炉減圧操作後は漏えい箇所からの高温水及び蒸気の流出量が減少するため、雰囲気温度は低下傾向となり、建物内環境が静定する事象発生 9 時間後から 10 時間後までの雰囲気温度の最大値は約 44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの、破断箇所隔離操作を実施することで約 10 時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放され、その後は大気圧相当となる。



別図 8-12 原子炉建物内の雰囲気温度の推移



別図 8-13 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-14 原子炉建物内の圧力の推移

### 2.2.1 溢水による影響

別図 8-10 に示すとおり、「B-残留熱除去系熱交換器室」で発生した漏えい水は、原子炉建物 1 階 (EL15.3m) に伝播し、ハッチ開口部を通じて最終滞留箇所である「トーラス室」に排出される。

「B-残留熱除去ポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから「トーラス室」及び「C-残留熱除去ポンプ室」に伝播する。

溢水範囲を別図 8-15 に、想定する漏えい量を別表 8-4 に示す。

#### (1) 注水弁 (MV222-5B) へのアクセス性に対する影響

B-残留熱除去系の隔離操作を行う注水弁 (MV222-5B) は、原子炉建物 2 階 (EL23.8m) の床面上に設置されており、I S L O C A により漏えいが発生する機器は、1 階 (EL15.3m) 及び地下 2 階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない 2 階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

#### (2) I S L O C A 時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

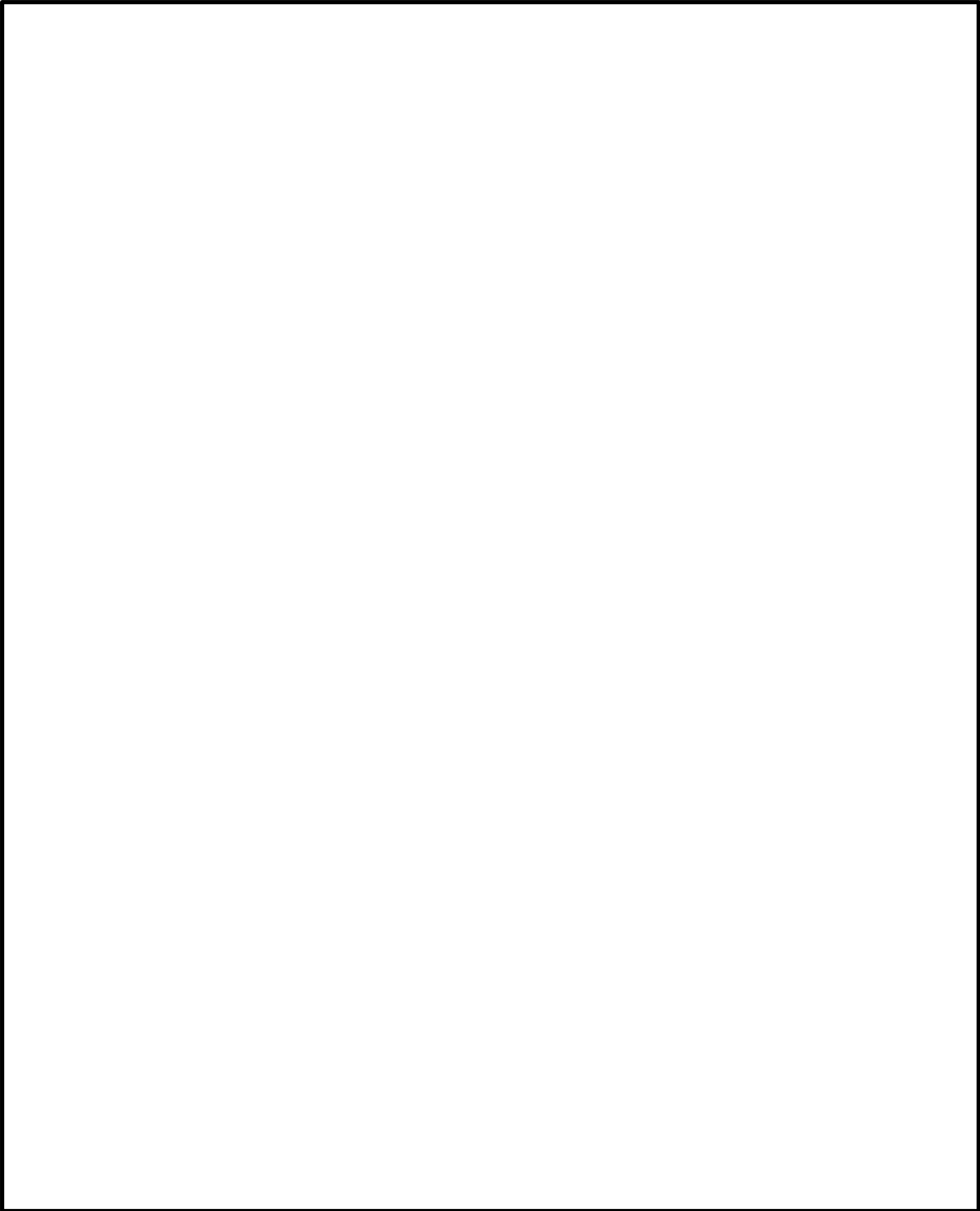
トーラス室と A-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

原子炉隔離時冷却ポンプ室は、隣接する区画に漏えい水が伝播しないため、溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

漏えい水が伝播する区画において I S L O C A 時に必要となる系統の溢水評価結果を別表 8-5 に示す。





別図 8-15 B - 残留熱除去系 溢水範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別図 8-15 B-残留熱除去系 溢水範囲 (2/2)

別表 8-4 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m <sup>3</sup> ]	
	B-残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-15N)	B-残留熱除去系熱交換器室 (R-1F-11N)
0.5	約 7	約 106
1.0	約 9	約 129
2.0	約 11	約 164
3.0	約 14	約 213
4.0	約 17	約 264
5.0	約 20	約 314
6.0	約 23	約 364
7.0	約 26	約 414
8.0	約 29	約 463
9.0	約 32	約 512
10.0	約 35	約 560

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 8-5 溢水評価結果

建物	EL [m]	評価区画	流入を考慮する他区画	溢水量 [m <sup>3</sup> ] <sup>※1</sup>	滞留面積 [m <sup>2</sup> ]	床勾配 [m]	① 溢水水位 FL+[m] <sup>※2</sup>	機器番号	ISLOCA時に必要となる系統の溢水防護対象設備 <sup>※3</sup>	② 機能喪失高さ FL+[m] <sup>※2</sup>	影響評価	備考
原子炉建物	15.3	R-1F-03N R-1F-22N	R-1F-11N	560	802	0.075	0.17 <sup>※4</sup>	2-RIR-1-8D	D-原子炉圧力容器計器ラック	0.59	①<②	
			R-1F-10N									
		R-1F-07-1N	R-1F-11N	560	854	0.075	0.17 <sup>※4</sup>	MV227-3	逃がし弁 N <sub>2</sub> 供給弁	0.55	①<②	
			R-1F-10N									
			R-1F-03N									
			R-1F-22N									
	1.3	R-B2F-31N	R-1F-11N	595	1041	0.025	0.60	MV224-9	HPCSポンプ CST側第2ミニマムロー弁	7.63	①<②	
			R-1F-10N									
			R-1F-03N									
			R-1F-22N									
			R-B2F-15N									

■ : 溢水源のある区画

- ※1 事象発生10時間後の溢水量
- ※2 基準床からの高さ
- ※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器
- ※4 ハッチからの排出評価を実施

### 2.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

別図 8-10 に示すとおり、「B-残留熱除去系熱交換器室」、「B-残留熱除去ポンプ室」において漏えいした蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて原子炉建物原子炉棟内を移動し、原子炉建物原子炉棟内の圧力や温度を一時的に上昇させる。原子炉建物原子炉棟内の圧力上昇に伴い原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放し、環境へ蒸気が放出されるとともにハッチ開口部等を通じてガス流動が発生することで、原子炉建物原子炉棟内の環境条件はほぼ一様になる。なお、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放された以降は、原子炉建物原子炉棟から環境への蒸気の放出の流れが支配的となるため、その他ポンプ室等への蒸気の流入はない。蒸気の滞留範囲を別図 8-16 に示す。

#### (1) 注水弁 (MV222-5B) への影響

隔離操作を行う注水弁 (MV222-5B) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度 100%、温度 100℃以上の耐性を有していることから機能維持される。

ISLOCA発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV222-5B) の隔離操作を除いては、すべて中央制御室からの操作による。注水弁 (MV222-5B) の隔離操作については、事象発生9時間後から行うこととしており、その際の原子炉建物内雰囲気温度及び湿度は約 44℃及び約 100%である。防護具等の着用により現場へのアクセス及び隔離操作は可能であり、注水弁の隔離操作における原子

炉建物原子炉棟内の滞在時間は約 37 分である。

(2) I S L O C A時に必要となる系統（原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，残留熱除去系及び逃がし安全弁）への影響

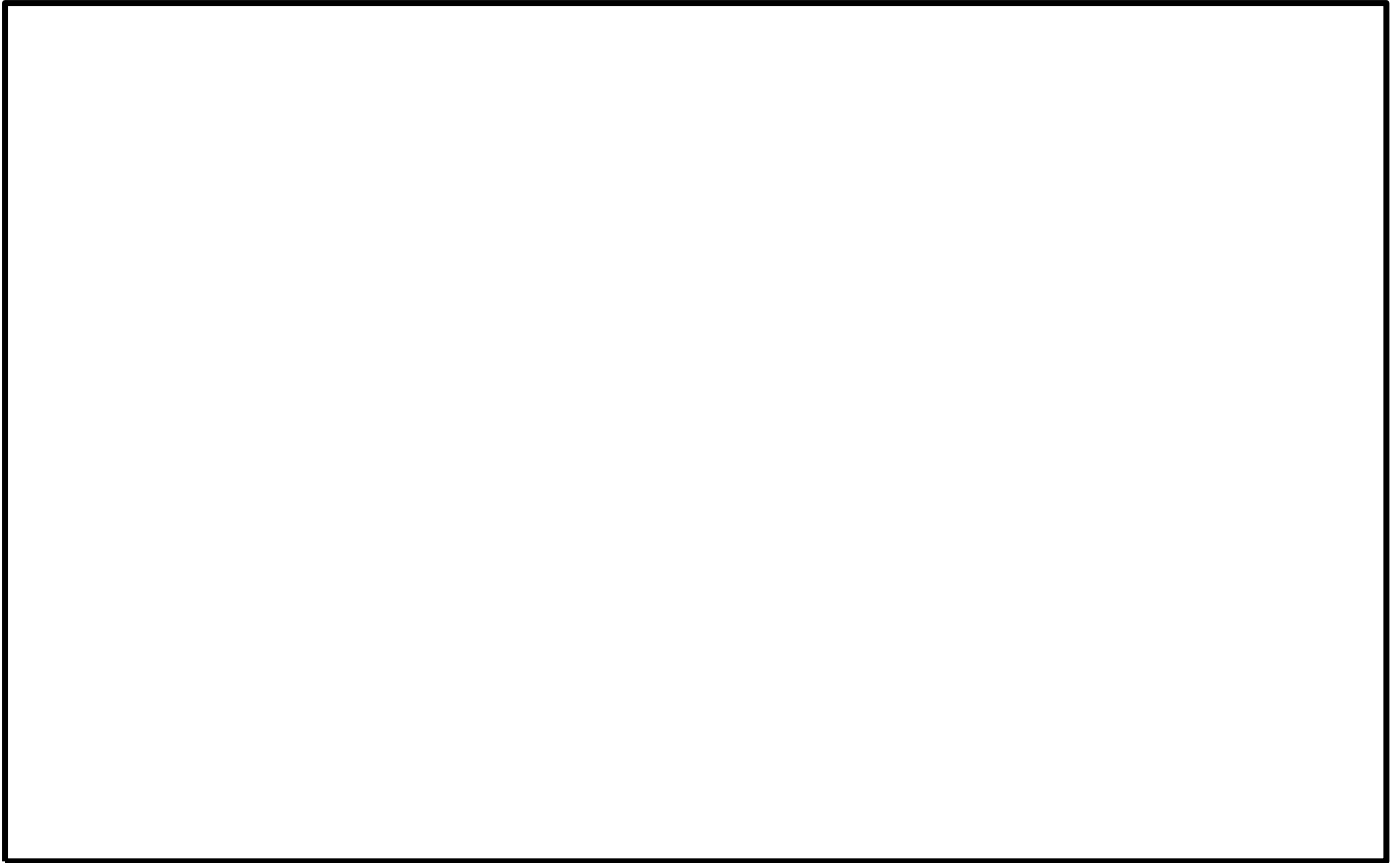
A-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界，トーラス室とA-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため，これらのポンプ室には溢水の流入がなく，蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため，系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて，系統の機能は維持される。なお，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系及びA-残留熱除去系のポンプ，弁及び計器等は，I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有している。

逃がし安全弁は，区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており，関連計装部品も含め，原子炉建物内及びトーラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく，逃がし安全弁の機能は維持される。

別図 8-16 B - 残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

添 2.7.2-102



別図 8-16 B - 残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (2/2)

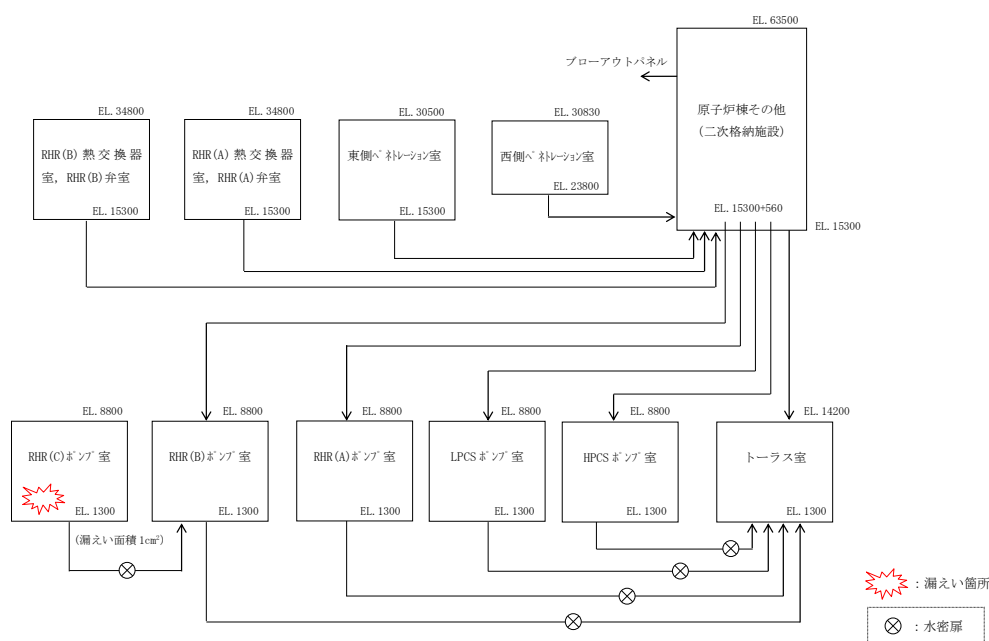
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

### 3. C-残留熱除去系における ISLOCA 発生時の評価

#### 3.1 評価条件

C-残留熱除去系における ISLOCA 発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境（雰囲気温度，湿度，圧力及び溢水による影響）を評価した。

C-残留熱除去系において ISLOCA が発生した場合の漏えい箇所は圧力スイッチ（C-残留熱除去ポンプ室）のみであり，漏えい面積は  $1\text{ cm}^2$ （圧力応答評価に基づき評価された，圧力スイッチ 2 台分の漏えい面積に余裕をとった値）となる。その他の評価条件は，別表 8-1 において設定した評価条件と同様とした。原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-17 に示す。



別図 8-17 原子炉建物ノード分割モデル

#### 3.2 評価結果

解析結果に基づく，ISLOCA 発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要を別図 8-18 に，漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-19 に，原子炉建物内の雰囲気温度，湿度及び圧力の推移を別図 8-20 から別図 8-22 に示す。

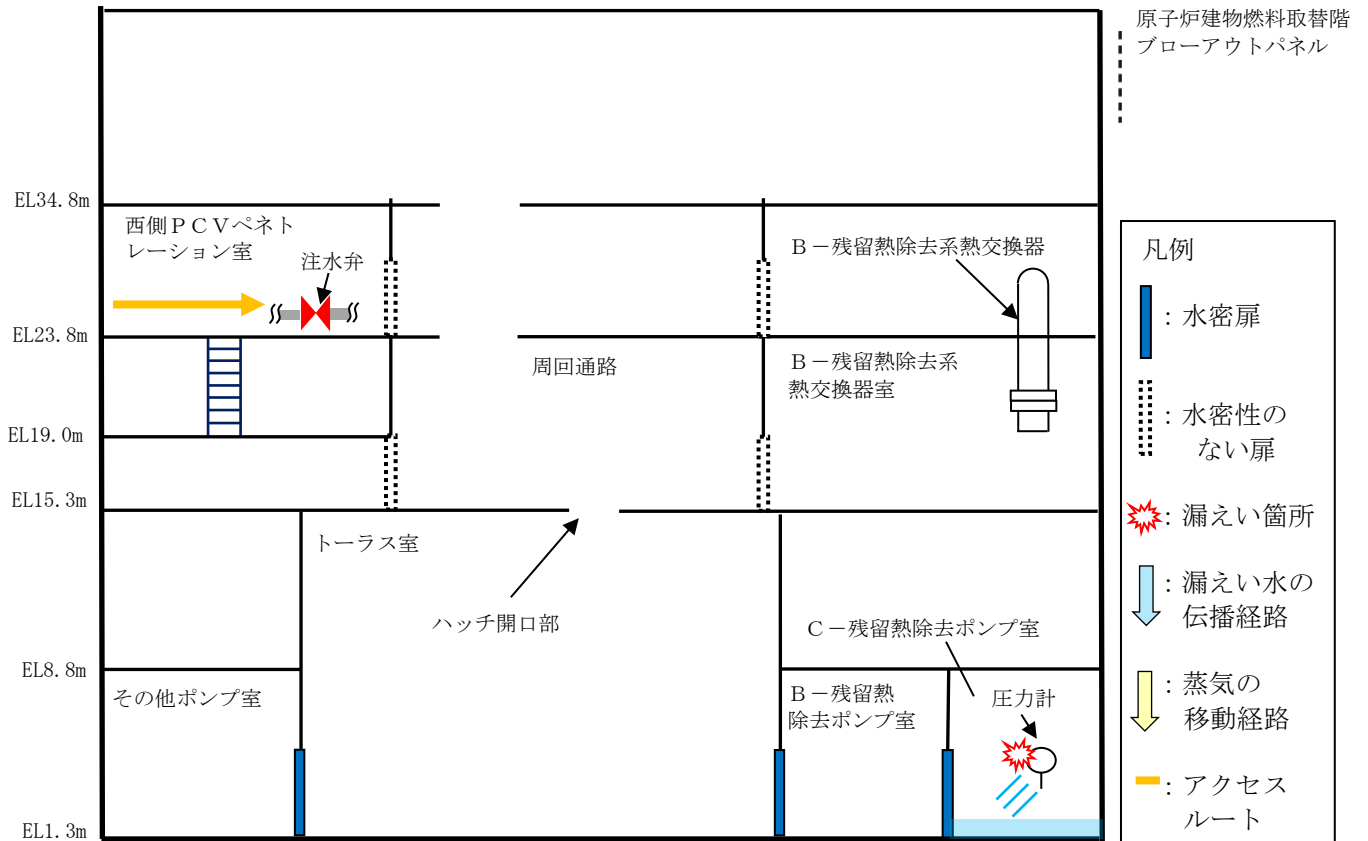
#### ○事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムし，また，原子炉水位低（レベル 2）で再循環ポンプ 2 台すべてがトリップするとともに，原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

事象発生 20 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため，事象発生 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、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復する。また、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 10 時間後、現場操作により残留熱除去系の破断箇所を隔離した後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。



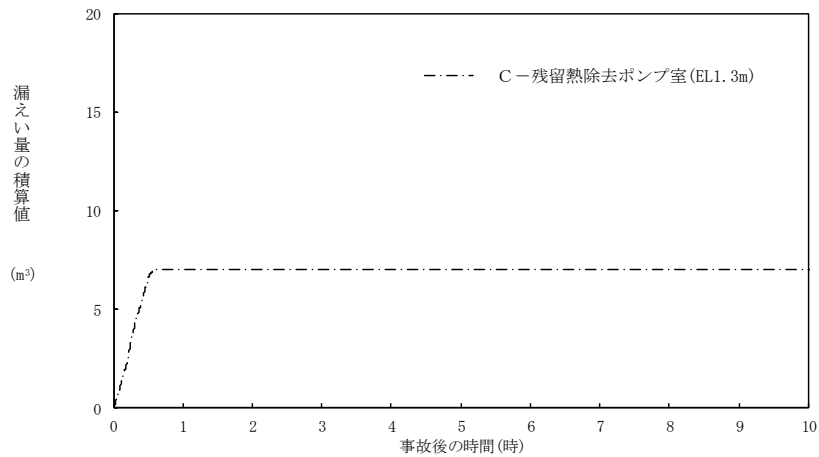
別図 8-18 ISLOCA 発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要

### ○漏えい発生区画における漏えい量

別図 8-19 に示すとおり、C-残留熱除去系における漏えいは、事象発生 30 分後の原子炉急速減圧によって停止し、原子炉冷却材の漏えい量は約  $7 \text{ m}^3$  となる。これは、破断箇所からの漏えいは原子炉圧力と漏えい発生区画の圧力の関係に応じて発生するが、漏えい発生区画である「C-残留熱除去ポンプ室」は水密扉により他室と区切られているため、漏えい水や蒸気はこの区画内に留まっており、また評価上、原子炉建物から環境への漏えいを考慮しない条件としていることから、原子炉減圧操作によって原子炉圧力が「C-残留熱除去ポンプ室」の圧力を下回るためである。

なお、「C-残留熱除去ポンプ室」から隣接する区画への伝播を仮定した場合には、隔離操作完了まで漏えいが継続することとなるが、この場合でも漏えいは A-残留熱除去系に比べ小規模となる。

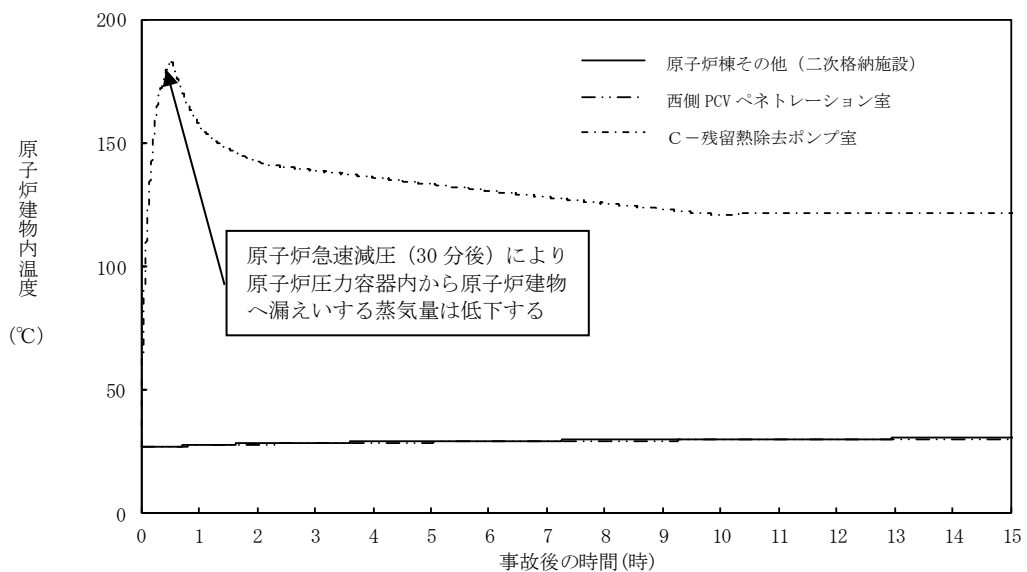




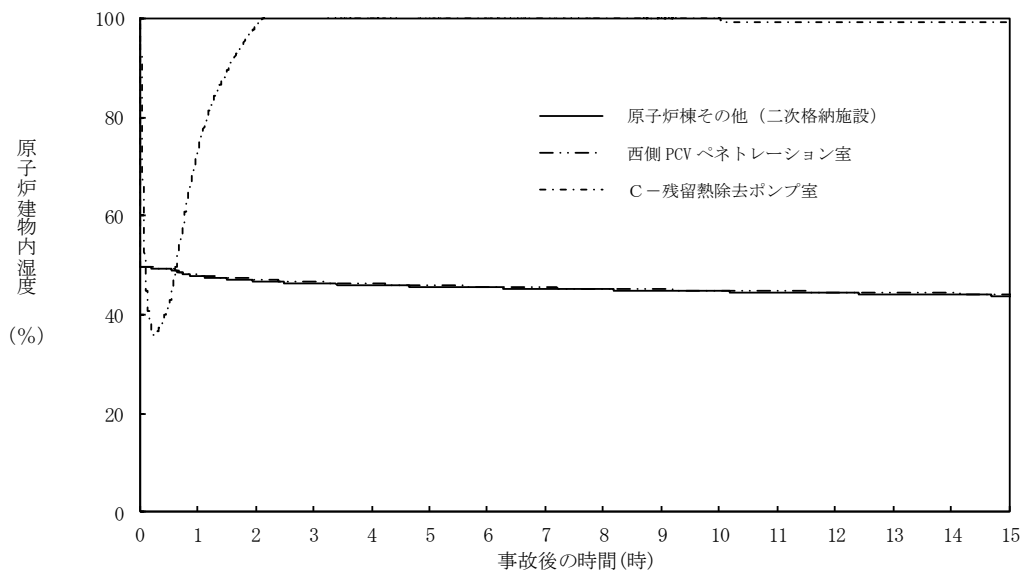
別図 8-19 漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

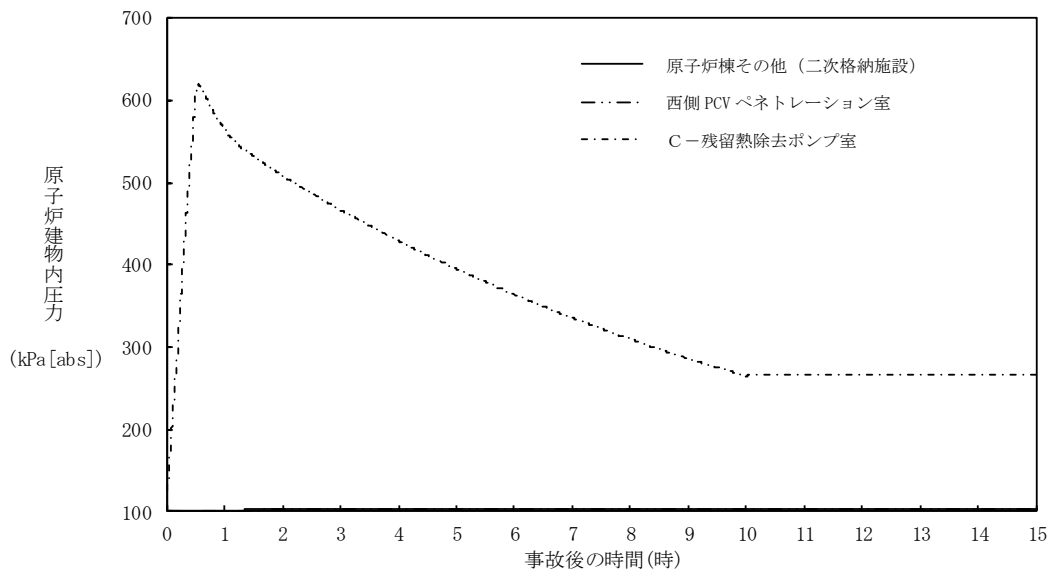
別図 8-20 から別図 8-22 に示すとおり、アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設）」及び操作場所である「西側 PCV ペネトレーション室」における雰囲気気温度は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転によるトラス室の温度上昇に伴って初期温度から僅かに上昇するが、現場隔離操作の完了までの最大値は約 31℃であり、想定している作業環境（約 44℃）未満で推移する。また、原子炉急速減圧まで破断箇所からの漏えいが継続するものの、湿度、圧力においてその影響は軽微であり低い値で維持される。なお、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放圧力には到達しない。



別図 8-20 原子炉建物内の雰囲気気温度の推移



別図 8-21 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-22 原子炉建物内の圧力の推移

### 3.2.1 溢水による影響

「C-残留熱除去ポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に水密扉を設置していることから、隣接する「B-残留熱除去ポンプ室」及び「原子炉隔離時冷却ポンプ室」へ伝播しない。

溢水範囲を別図 8-23 に、想定する漏えい量を別表 8-6 に示す。

#### (1) 注水弁 (MV222-5C) へのアクセス性に対する影響

C-残留熱除去系の隔離操作を行う注水弁 (MV222-5C) は、原子炉建物 2 階 (EL23.8m) の床面上に設置されており、I S L O C Aにより漏えいが発生する機器は、地下 2 階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない 2 階 (EL23.8m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

#### (2) I S L O C A時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

C-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界、C-残留熱除去ポンプ室とB-残留熱除去ポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

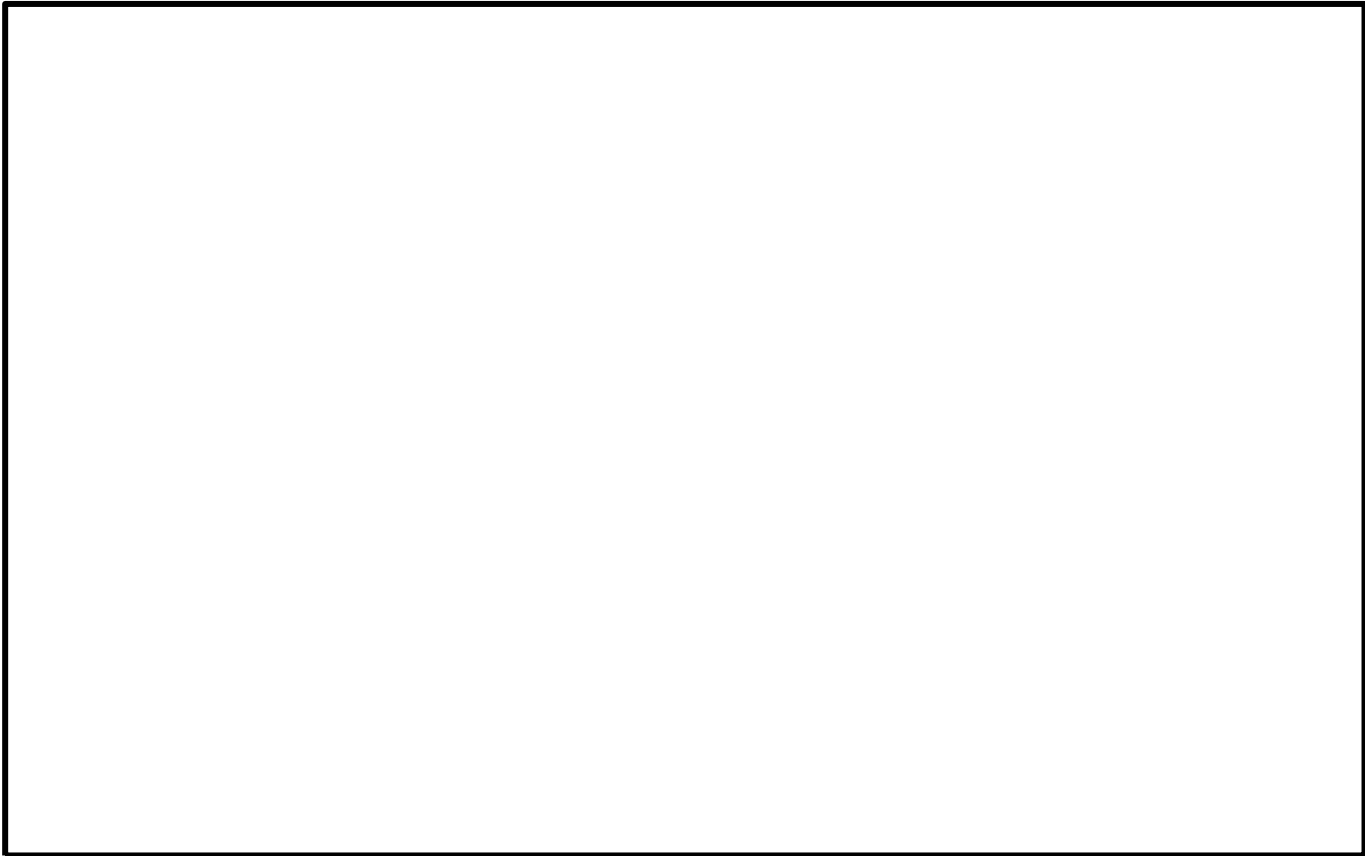
A-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室については、漏えい水が伝播しないため、溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

なお、漏えい発生区画であるC-残留熱除去ポンプ室にはI S L O C A時に必要となる系統の溢水防護対象設備はない。

別図 8-23 C－残留熱除去系 溢水範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



別図 8-23 C－残留熱除去系 溢水範囲 (2/2)

別表 8-6 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m <sup>3</sup> ]
	C－残留熱除去ポンプ室 (R-B2F-03N)
0.5	約 6.7
1.0	約 7.1
2.0	約 7.1
3.0	約 7.1
4.0	約 7.1
5.0	約 7.1
6.0	約 7.1
7.0	約 7.1
8.0	約 7.1
9.0	約 7.1
10.0	約 7.1

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

### 3.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

別図 8-18 に示すとおり、「C-残留熱除去ポンプ室」において漏えいした蒸気は、境界に設置した水密扉により隣接する区画に伝播せず、「C-残留熱除去ポンプ室」内に留まる。蒸気の滞留範囲を別図 8-24 に示す。

#### (1) 注水弁 (MV222-5C) への影響

隔離操作を行う注水弁 (MV222-5C) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度 100%、温度 100℃以上の耐性を有していることから機能維持される。

I S L O C A発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV222-5C) の隔離操作を除いては、すべて中央制御室からの操作による。注水弁 (MV222-5C) の隔離操作において、原子炉建物内雰囲気温度は想定している作業環境 (約 44℃) 未満で推移するため、防護具等の着用により現場へのアクセス及び隔離操作は可能である。なお、注水弁 (MV222-5C) の隔離操作における原子炉建物原子炉棟内の滞在時間は、約 37 分である。

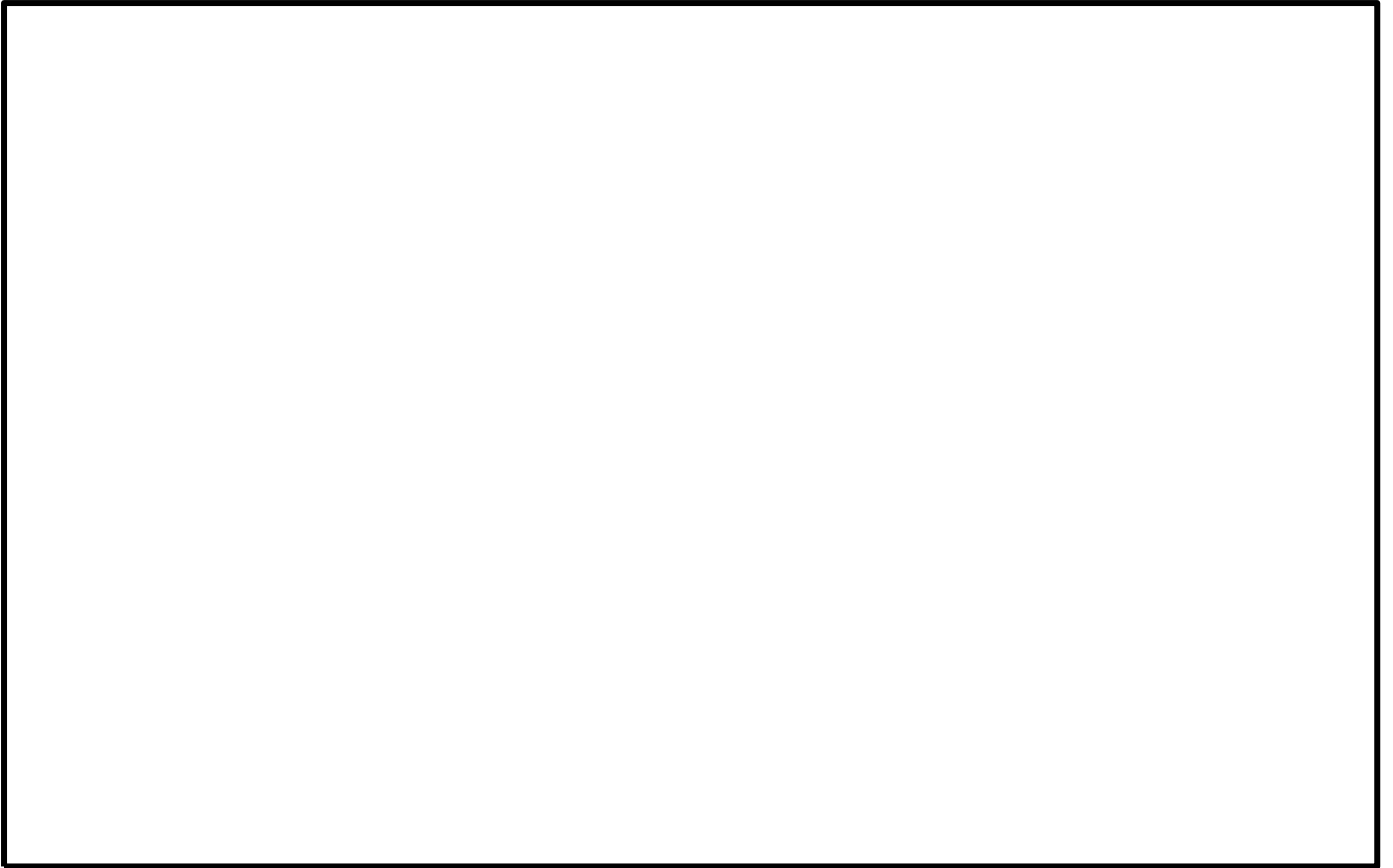
#### (2) I S L O C A時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

C-残留熱除去ポンプ室と原子炉隔離時冷却ポンプ室の境界、C-残留熱除去ポンプ室とB-残留熱除去ポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されており、またA-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室については、漏えい水が伝播する区画に隣接していないため、これらのポンプ室には溢水の流入がなく、蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて、系統の機能は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及びA-残留熱除去系 (又はB-残留熱除去系) のポンプ、弁及び計器等は、I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有している。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、原子炉建物内及びトラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

別図 8-24 C-残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (1/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



別図 8-24 C－残留熱除去系 蒸気滞留範囲 (2/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

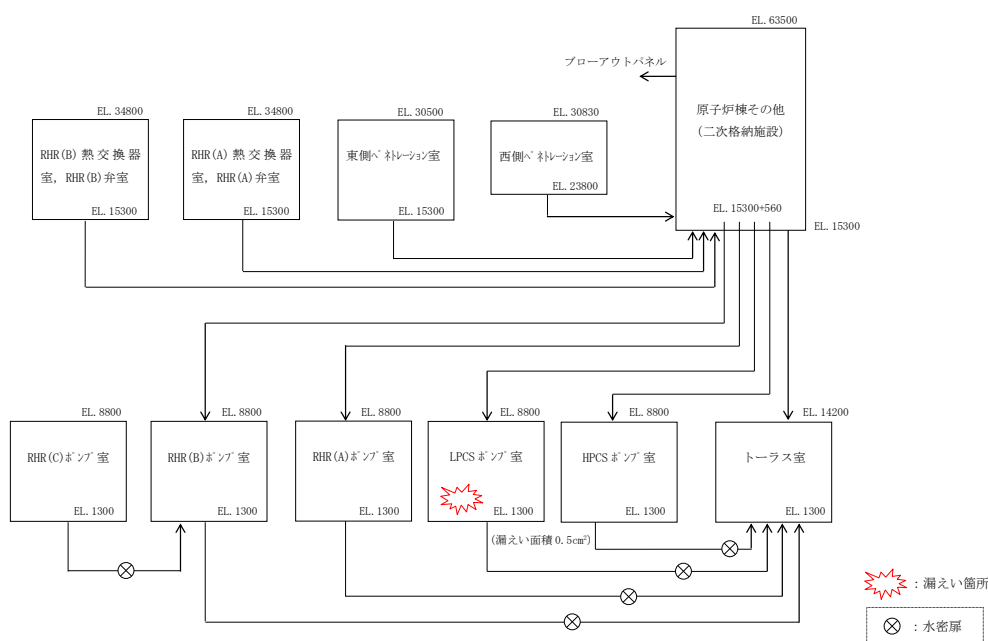


## 4. 低圧炉心スプレイ系における I S L O C A 発生時の評価

### 4.1 評価条件

低圧炉心スプレイ系における I S L O C A 発生時の原子炉冷却材の漏えい量及び原子炉建物原子炉棟内の環境(雰囲気温度, 湿度, 圧力及び溢水による影響)を評価した。

低圧炉心スプレイ系において I S L O C A が発生した場合の漏えい箇所は圧カスイッチ (低圧炉心スプレイポンプ室) のみであり, 漏えい面積は  $0.5\text{cm}^2$  (圧力応答評価に基づき評価された, 圧カスイッチ 1 台分の漏えい面積に余裕をとった値) となる。その他の評価条件は, 別表 8-1 において設定した評価条件と同様とした。原子炉建物ノード分割モデルを別図 8-25 に示す。



別図 8-25 原子炉建物ノード分割モデル

### 4.2 評価結果

解析結果に基づく, I S L O C A 発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要を別図 8-26 に, 漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-27 に, 原子炉建物内の雰囲気温度, 湿度及び圧力の推移を別図 8-28 から別図 8-30 に示す。

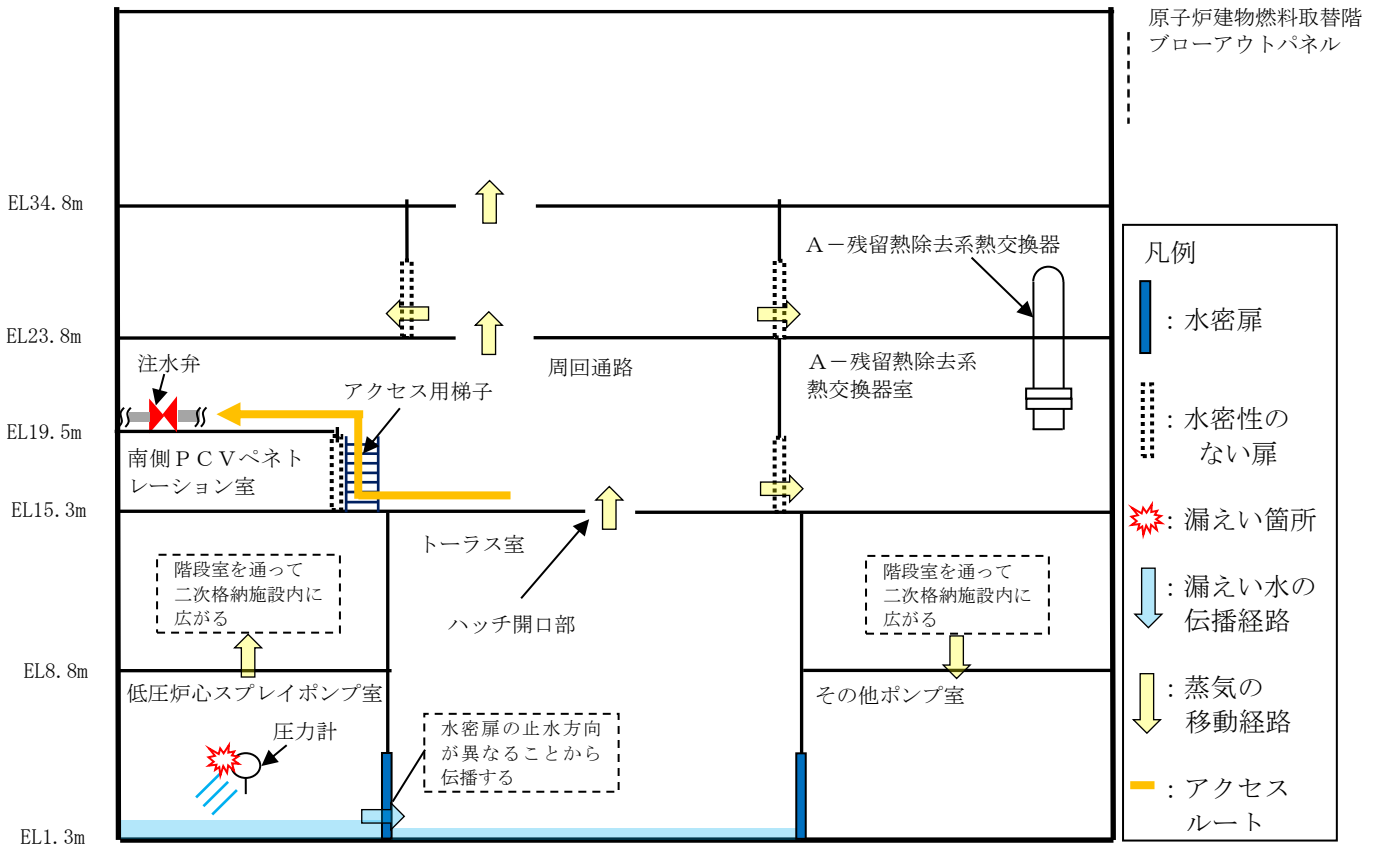
#### ○事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり, 給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低 (レベル 3) 信号が発生して原子炉はスクラムし, また, 原子炉水位低 (レベル 2) で再循環ポンプ 2 台すべてがトリップするとともに, 原子炉隔離時冷却系が自動起動する。

事象発生 20 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため, 事象

発生 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、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものの、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。

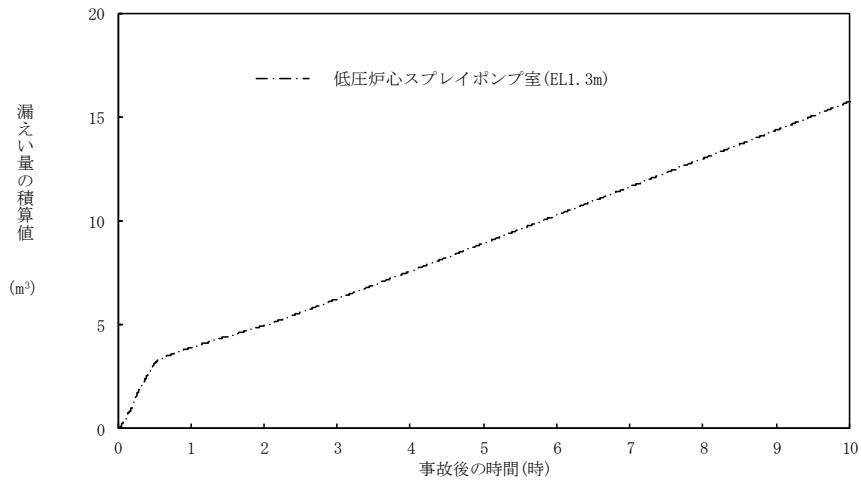
事象発生 10 時間後、現場操作により低圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離した後は、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。



別図 8-26 I S L O C A 発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要

○漏えい発生区画における漏えい量

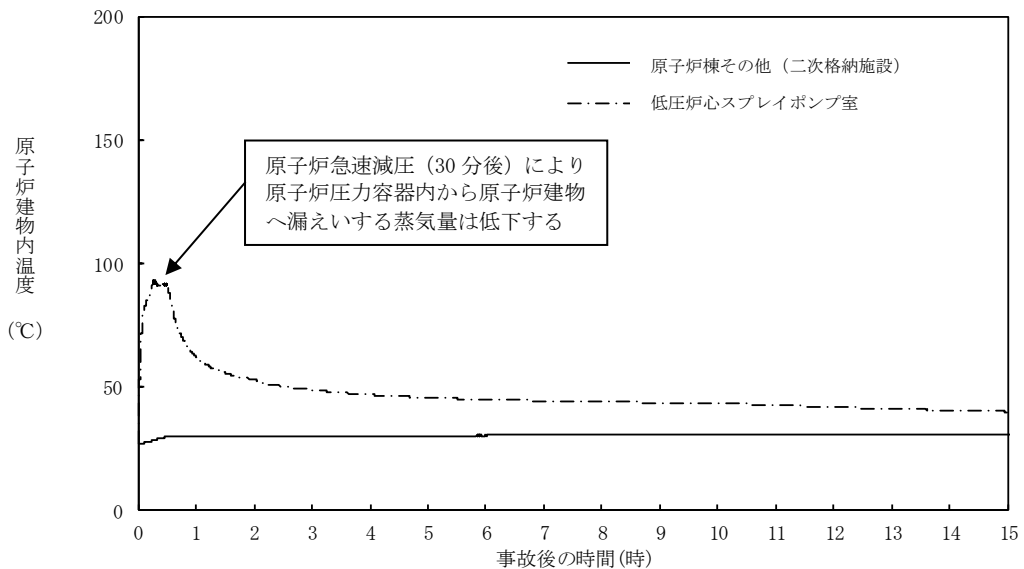
別図 8-27 に示すとおり、低圧炉心スプレイ系における漏えいは A-残留熱除去系に比べ小規模となるため、現場での隔離操作は比較的早期に実施可能と考えられるが、事象発生 10 時間後まで隔離が実施できないことを想定した場合、原子炉冷却材の漏えい量は約 16m<sup>3</sup> である。



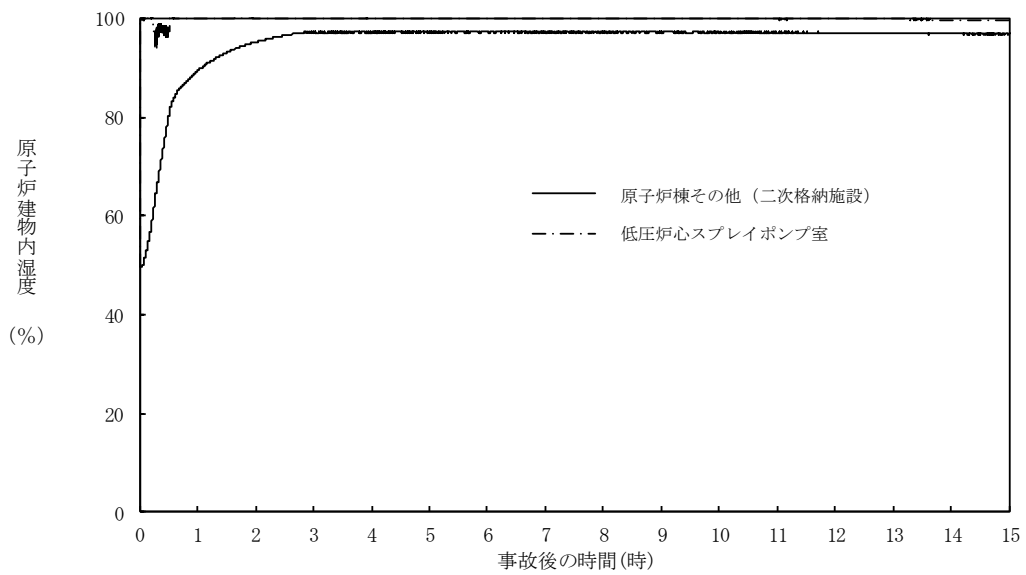
別図 8-27 漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

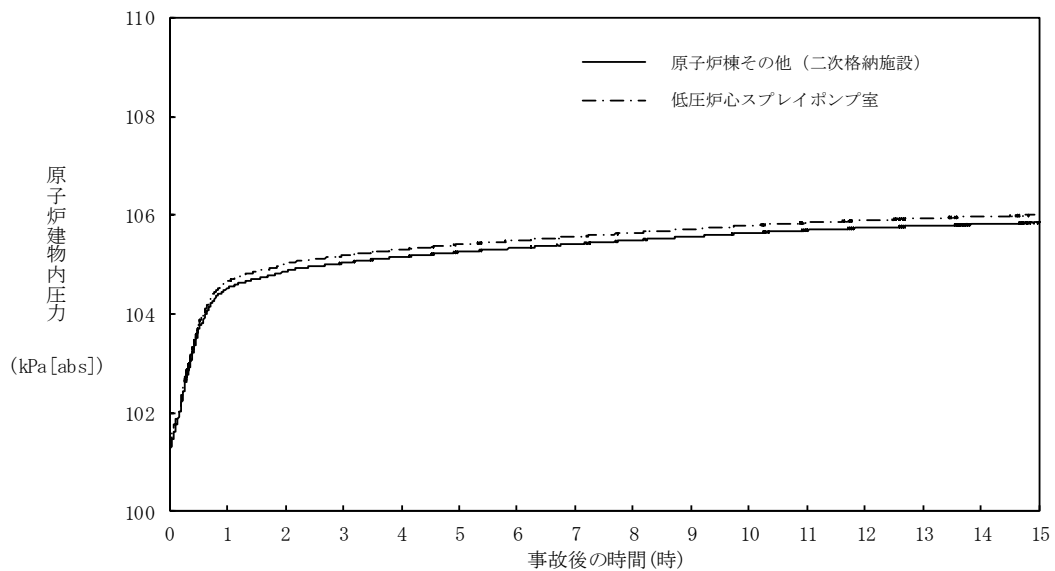
別図8-28 から別図8-30 に示すとおり、アクセスルート及び操作場所である「原子炉棟その他（二次格納施設）」における雰囲気温度は、初期温度から僅かに上昇するが、現場隔離操作の完了までの最大値は約 31℃であり、想定している作業環境（約 44℃）未満で推移する。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため、ゆっくりと上昇を続けた後、高い値で維持される。圧力については漏えい発生後から上昇傾向となるものの、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放圧力には到達しない。



別図 8-28 原子炉建物内の雰囲気温度の推移



別図 8-29 原子炉建物内の湿度の推移



別図 8-30 原子炉建物内の圧力の推移

#### 4.2.1 溢水による影響

「低圧炉心スプレイポンプ室」で発生した漏えい水は、境界に設置している水密扉の止水方向が異なることから「トーラス室」に伝播する。

溢水範囲を別図 8-31 に、想定する漏えい量を別表 8-7 に示す。

(1) 注水弁 (MV223-2) へのアクセス性に対する影響

低圧炉心スプレイ系の隔離操作を行う注水弁 (MV223-2) は、原子炉建物中 1 階 (EL19.5m) の床面上に設置されており、I S L O C A により漏えいが発生する機器は、地下 2 階 (EL1.3m) に設置されている。隔離操作場所へは溢水影響のない 1 階 (EL15.3m) からアクセスするため、アクセス性への影響はない。

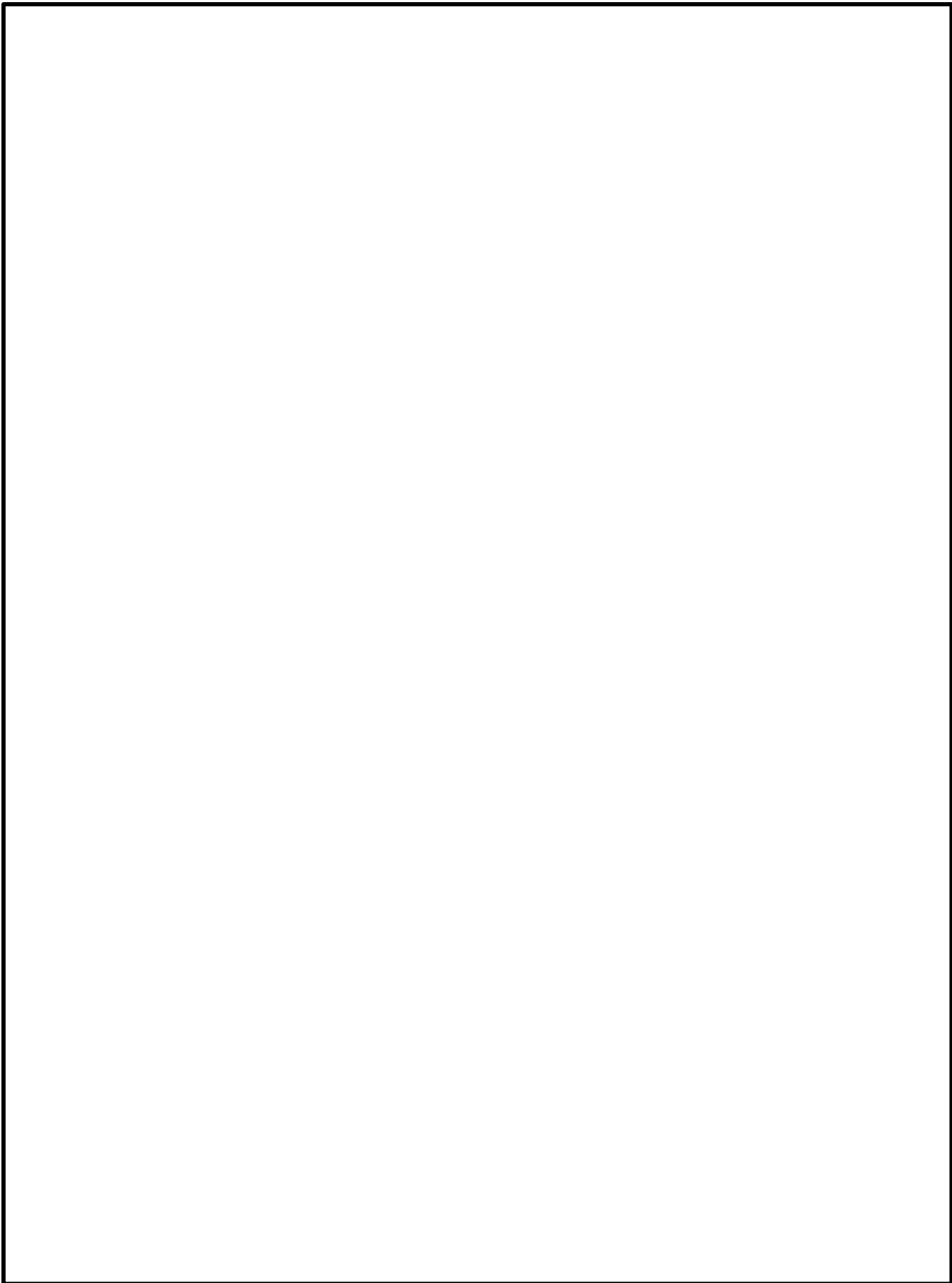
(2) I S L O C A 時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

トーラス室と A-残留熱除去ポンプ室、B-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されているため、これらのポンプ室は溢水の影響を受けない。

原子炉隔離時冷却ポンプ室は、隣接する区画に漏えい水が伝播しないため、溢水の影響を受けない。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め溢水の影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。

漏えい水が伝播する区画において I S L O C A 時に必要となる系統の溢水評価結果を別表 8-8 に示す。



別図 8-31 低圧炉心スプレイ系 溢水範囲

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

別表 8-7 想定する漏えい量

事故後の時間[h]	漏えい量[m <sup>3</sup> ]
	低圧炉心スプレイポンプ室 (R-B2F-09N)
0.5	約 3.2
1.0	約 4.0
2.0	約 5.0
3.0	約 6.3
4.0	約 7.7
5.0	約 9.0
6.0	約 10.4
7.0	約 11.7
8.0	約 13.1
9.0	約 14.4
10.0	約 15.8

別表 8-8 溢水評価結果

建物	EL [m]	評価 区画	流入を 考慮する 他区画	溢水量 [m <sup>3</sup> ] <sup>※1</sup>	滞留 面積 [m <sup>2</sup> ]	床勾 配 [m]	① 溢水水位 FL+[m] <sup>※2</sup>	機器番号	ISLOCA時に必要となる系統 の溢水防護対象設備 <sup>※3</sup>	② 機能喪失 高さ FL+[m] <sup>※2</sup>	影響 評価	備考
原子炉 建物	1.3	R-B2F-31N	R-B2F-09N	15.8	1039	0.025	0.05	MV224-9	HPCSポンプ CST側第2ミニマムフロー弁	7.63	①<②	

: 溢水源のある区画

※1 事象発生 10 時間後の溢水量

※2 基準床からの高さ

※3 評価対象区画で機能喪失高さが最も低い機器

#### 4.2.2 漏えいした蒸気の回り込みに伴う雰囲気温度・湿度上昇の影響

別図 8-26 に示すとおり、「低圧炉心スプレイポンプ室」において漏えいした蒸気及び溢水の伝播区画において発生した蒸気は、各隣接区画の圧力差に応じて原子炉建物原子炉棟内に伝播する。蒸気の滞留範囲を別図 8-32 に示す。

##### (1) 注水弁 (MV223-2) への影響

隔離操作を行う注水弁 (MV223-2) は、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」時の環境条件に耐性を有する設備であり、湿度 100%、温度 100℃以上の耐性を有していることから機能維持される。

I S L O C A発生時において必要な対応操作のうち、注水弁 (MV223-2) の隔離操作を除いては、すべて中央制御室からの操作による。注水弁 (MV223-2) の隔離操作において、原子炉建物内雰囲気温度は想定している作業環境 (約 44℃) 未満で推移するため、防護具等の着用により現場へのアクセス及び隔離操作は可能である。なお、注水弁 (MV223-2) の隔離操作における原子炉建物原子炉棟内の滞在時間は、約 35 分である。

##### (2) I S L O C A時に必要となる系統 (原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び逃がし安全弁) への影響

トーラス室と A-残留熱除去ポンプ室、B-残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室の境界は水密扉の設置により区画化されており、また原子炉隔離時冷却ポンプ室については、漏えい水が伝播する区画に隣接していないため、これらのポンプ室には溢水の流入がなく、蒸気による有意な雰囲気温度の上昇もないため、系統の運転に必要な補機冷却系等の設備も含めて、系統の機能は維持される。なお、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及び A-残留熱除去系 (又は B-残留熱除去系) のポンプ、弁及び計器等は、I S L O C A発生時の雰囲気温度・湿度に対し耐性を有している。

逃がし安全弁は、区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されており、関連計装部品も含め、原子炉建物内及びトーラス室の雰囲気温度上昇に伴う影響はなく、逃がし安全弁の機能は維持される。



別図 8-32 低圧炉心スプレィ系 蒸気滞留範囲

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

I S L O C A 発生時の原子炉建物原子炉棟内線量率評価  
及び敷地境界の実効線量評価

1. 原子炉建物原子炉棟内線量率について

(1) 評価の想定

A－残留熱除去系の破断口から原子炉建物原子炉棟に漏えいした原子炉冷却材中の放射性物質のうち気相に移行する放射性物質及び燃料から追加放出される放射性物質について原子炉建物原子炉棟から環境への漏えいを考慮せずに原子炉建物原子炉棟内に均一に分布するものとして原子炉建物原子炉棟内の線量率を評価した。

評価上考慮する核種は現行設置許可と同じものを想定し、線量評価の条件となる I-131 の追加放出量は、実績データから保守的に設定した。

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の最大値は約  $8.1 \times 10^7$  Bq 「平成元年 1 月 18 日(起動試験)」であり、評価に使用する I-131 の追加放出量は、実績値を包絡する値として  $100\text{Ci}$  ( $3.7 \times 10^{12}$  Bq) と設定した。(別表 9-1 参照)

また、放出される放射性物質には、冷却材中に含まれる放射性物質があるが、追加放出量と比較すると数%程度であり、追加放出量で見込んだ余裕分に含まれるため考慮しないものとする。

原子炉建物原子炉棟内の作業の被ばく評価においては、放射線防護具(酸素呼吸器)を装備することにより内部被ばくの影響が無視できるため、外部被ばくのみを対象とする。

別表 9-1 評価条件 (追加放出量)

項 目	評価値	実績値 (最大)
I-131 追加放出量 (Bq)	$3.7 \times 10^{12}$	約 $8.1 \times 10^7$ (平成元年 1 月 18 日 (起動試験))
希ガス及びハロゲン等の追加放出量 ( $\gamma$ 線 0.5MeV 換算値) (Bq)	$2.3 \times 10^{14}$	—

各系統において I S L O C A が発生した場合の、原子炉建物原子炉棟へ漏えいした冷却材からの気相部への移行割合は別表 9-2 のとおり、A-残留熱除去系及び B-残留熱除去系に包絡される。また、評価対象エリアの体積は A-残留熱除去系（東側 P C V ペネトレーション室気相部）が B-残留熱除去系（西側 P C V ペネトレーション室気相部）より大きいことから、線量率は A-残留熱除去系に包絡される。

別表 9-2 原子炉建物原子炉棟へ漏えいした冷却材からの追加放出 F P の気相部への移行割合

項目	漏えい面積 (cm <sup>2</sup> )	追加放出の気相部への 移行割合 (%)
A-残留熱除去系	17	約 11.4
B-残留熱除去系	17	約 11.4
C-残留熱除去系	1	約 0.4
低圧炉心スプレイ系	0.5	約 0.2

なお、線量率評価においては保守的に A-残留熱除去系における I S L O C A 時の追加放出 F P の気相部への移行割合を全量として評価する。

(2) 評価の方法

原子炉建物原子炉棟内の空間線量率は、以下のサブマージョンモデルにより計算する。サブマージョンモデルの概要を別図 9-1 に示す。

$$D = 6.2 \times 10^{-14} \cdot \frac{Q_{\gamma}}{V_{R/B}} \cdot E_{\gamma} \cdot (1 - e^{-\mu \cdot R}) \cdot 3600$$

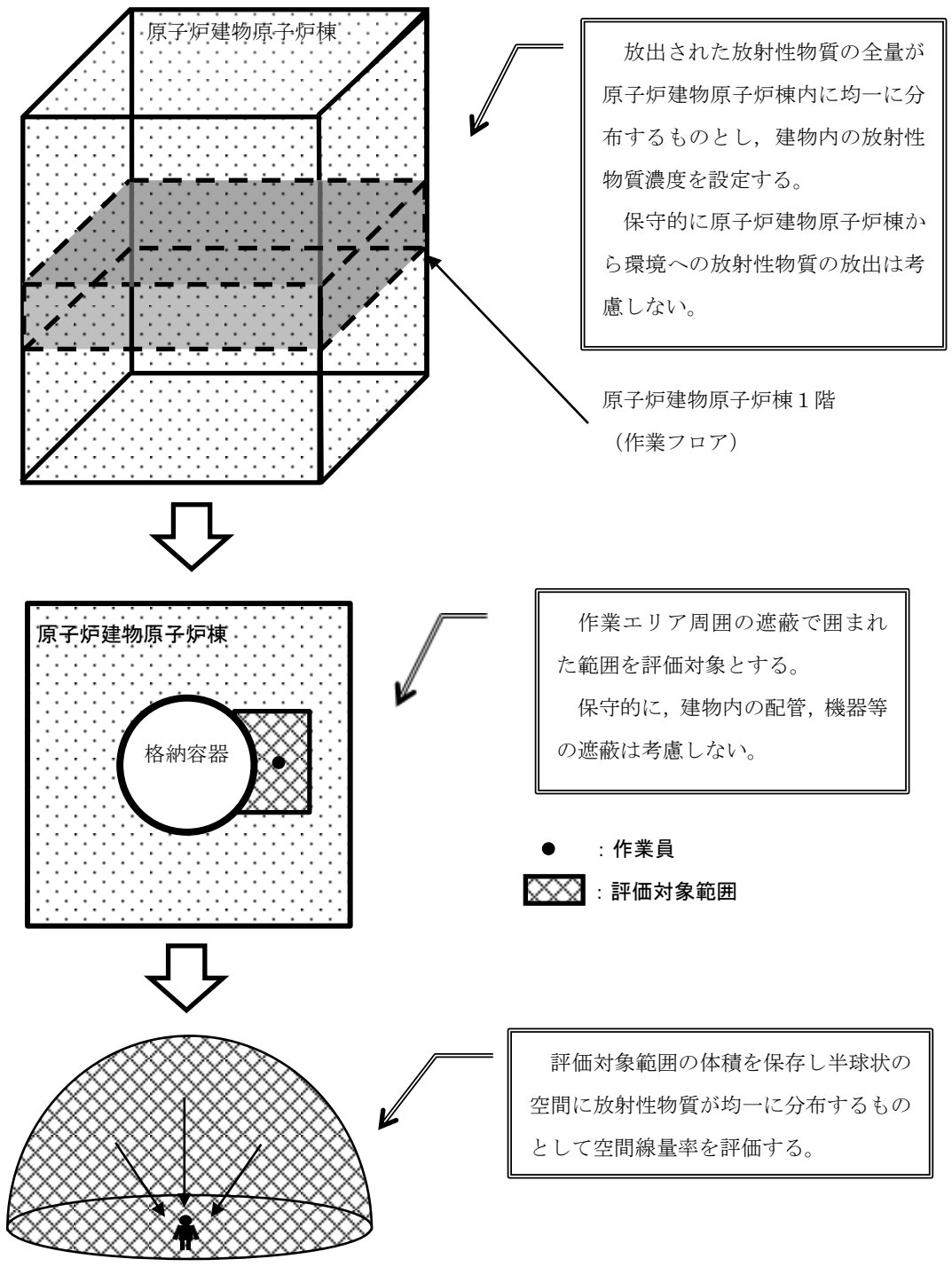
ここで、

- D : 放射線量率 (Gy/h)
- $6.2 \times 10^{-14}$  : サブマージョンモデルによる換算係数  
( (dis·m<sup>3</sup>·Gy) / (MeV·Bq·s) )
- $Q_{\gamma}$  : 原子炉建物原子炉棟内放射性物質質量  
(Bq :  $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
- $V_{R/B}$  : 原子炉建物原子炉棟内空間体積  
(  m<sup>3</sup> )
- $E_{\gamma}$  :  $\gamma$  線エネルギー (0.5MeV/dis)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

- $\mu$  : 空気に対する  $\gamma$  線のエネルギー吸収係数  
( $3.9 \times 10^{-3}/\text{m}$ )
- R : 評価対象エリア (東側PCVペネトレーション室気相部) の空間体積と等価な半球の半径 (m)
- $$R = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot V}{2 \cdot \pi}}$$
- V : 評価対象エリア (東側PCVペネトレーション室気相部) の体積 ( m<sup>3</sup>)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



サブマージョンモデル概要図

別図 9-1 サブマージョンモデルの概要

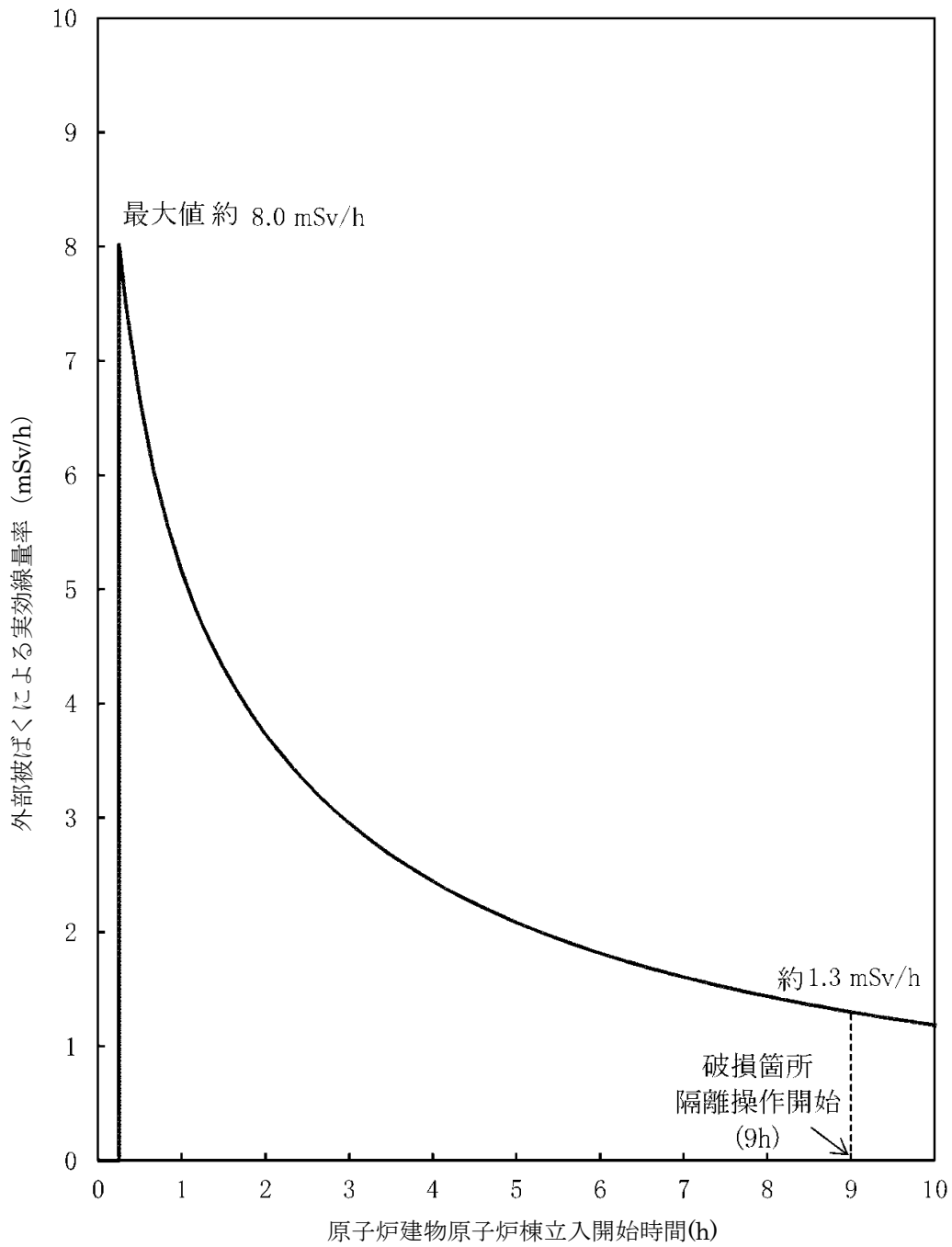
(3) 評価の結果

評価結果を別図 9-2 に示す。線量率の最大は約 8.0mSv/h 程度であり、時間減衰によって低下するため、線量率の上昇が現場操作に影響を与える可能性は小さく、期待している機器の機能は維持される。

なお、事故時には原子炉建物原子炉棟内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが、中央制御室換気系の給気口の位置はプルームの広がりを取り込みにくい箇所であり、中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる（別図 9-3）。さらに、これらの事故時においては原子炉棟排気放射線高の信号により中央制御室換気系が系統隔離運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

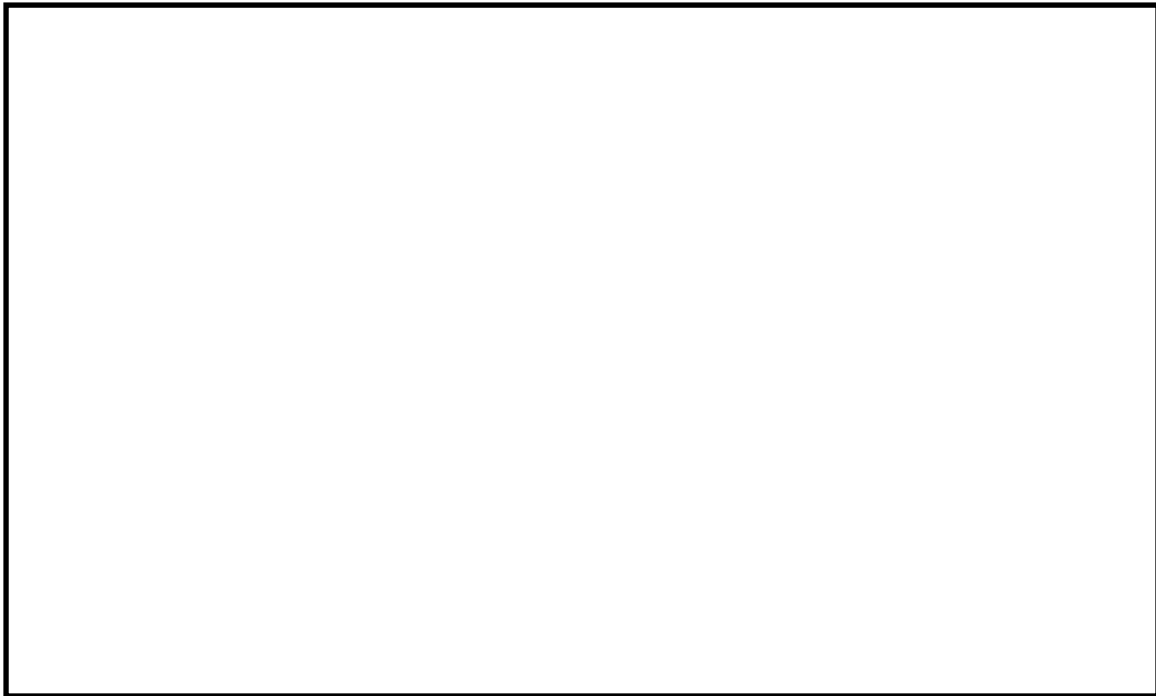
別表 9-3 I S L O C A 時の放出量

核種	収率 (%)	崩壊定数 (d <sup>-1</sup> )	γ線実効エネルギー (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.750	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	6.96	0.0075	6.90E+11	1.04E+10
Br-84	0.97	3.14E+01	1.742	1.26E+12	4.40E+12
Mo-99	6.13	2.49E-01	0.16	7.99E+12	2.56E+12
Tc-99m	5.40	2.76	0.13	7.04E+12	1.83E+12
ハロゲン等 合計	—	—	—	5.32E+13	1.29E+14
Kr-83m	0.53	9.09	0.0025	1.38E+12	6.90E+09
Kr-85m	1.31	3.71	0.159	3.41E+12	1.09E+12
Kr-85	0.29	1.77E-04	0.0022	2.25E+11	9.91E+08
Kr-87	2.54	1.31E+01	0.793	6.62E+12	1.05E+13
Kr-88	3.58	5.94	1.950	9.33E+12	3.64E+13
Xe-131m	0.040	5.82E-02	0.020	1.04E+11	4.17E+09
Xe-133m	0.19	3.08E-01	0.042	4.95E+11	4.16E+10
Xe-133	6.77	1.31E-01	0.045	1.76E+13	1.59E+12
Xe-135m	1.06	6.38E+01	0.432	2.76E+12	2.39E+12
Xe-135	6.63	1.83	0.250	1.73E+13	8.64E+12
Xe-138	6.28	7.04E+01	1.183	1.64E+13	3.87E+13
希ガス合計	—	—	—	7.56E+13	9.93E+13
ハロゲン等 +希ガス 合計	—	—	—	1.29E+14	2.28E+14

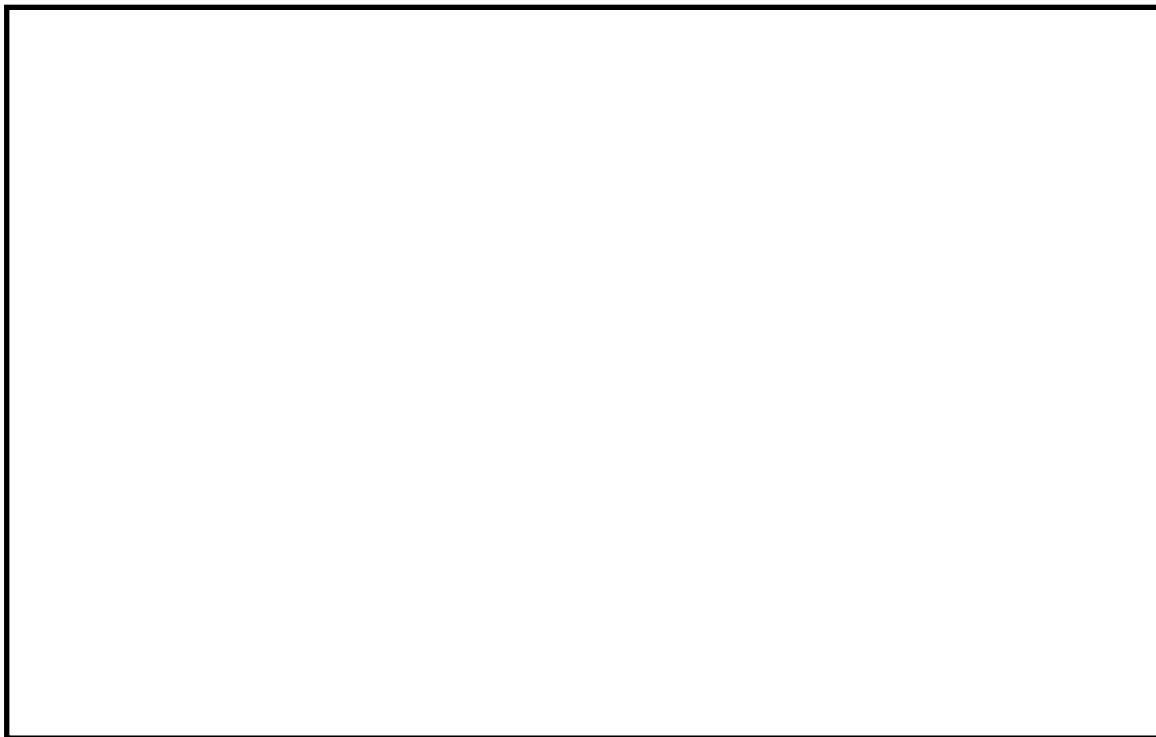


別図 9-2 原子炉建物原子炉棟立入開始時間と線量率の関係





(a) 平面概略図



(b) 断面概略図

別図 9-3 原子炉建物／中央制御室の配置と給気口・原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの位置関係 (ISLOCA)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 2. 敷地境界の実効線量評価について

### (1) 評価想定

敷地境界の実効線量評価では、I S L O C Aにより原子炉建物原子炉棟内に放出された核分裂生成物が原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルを経由して大気中に放出されることを想定し、敷地境界の実効線量を評価した。

評価条件は別表 9-1 から別表 9-6 に従うものとする。

破断口から漏えいする原子炉冷却材が原子炉建物原子炉棟内に放出されることに伴う減圧沸騰によって気体となる蒸気量に対応する放射性物質が建物内の気相部へ移行するものとし、破断口から漏えいする冷却材中の放射性物質が気相部へ移行する割合は、運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉建物原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。燃料から追加放出される放射性物質が気相へ移行する割合は、燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、同様に運転時の原子炉冷却材量に対する原子炉減圧に伴う減圧沸騰による蒸発量の割合から算定した。また、破断口及び逃がし安全弁から放出される蒸気量は、各々の移行率に応じた量が流出するものとした。(別図 9-4 参照)

原子炉建物原子炉棟内の気相部に移行した放射性物質は、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開口部より大気中に徐々に放出されることとなるが、被ばく評価上は、事象発生直後に大気中に放出されるものとし、放出高さは地上放出として評価した。その結果、放出量は別表 9-5 に示すとおりとなった。

### (2) 評価方法

敷地境界外における実効線量は、次に述べる内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算する。

#### a. よう素による内部被ばく

よう素の内部被ばくによる実効線量 $H_I$ は次の式で計算する。

$$H_I = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I$$

ここで

R : 呼吸率 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の活動時の呼吸率  $0.31 (\text{m}^3/\text{h})$  を用いる。

$H_{\infty}$  : よう素 (I-131) を 1 Bq 吸入した場合の小児の実効線量係数 ( $1.6 \times 10^{-7} \text{Sv/Bq}$ )

$\chi/Q$  : 相対濃度 ( $\text{s/m}^3$ ) (別表 9-6 のとおり)

$Q_I$  : よう素の放出量 (Bq)

(I-131 等価量—小児実効線量係数換算) (別表 9-5 のとおり)

b.  $\gamma$  線による外部被ばく

敷地境界外における希ガス及びハロゲン等の  $\gamma$  線外部被ばくによる実効線量  $H_{\gamma}$  は次の式で計算する。

$$H_{\gamma} = K \cdot D/Q \cdot Q_{\gamma}$$

ここで、

$K$  : 空気カーマから実効線量への換算係数 ( $K=1\text{Sv/Gy}$ )

$D/Q$  : 相対線量 ( $\text{Gy/Bq}$ ) (別表 9-6 のとおり)

$Q_{\gamma}$  : 希ガス及びハロゲン等の大気放出量 (Bq)

( $\gamma$  線実効エネルギー 0.5MeV 換算値) (別表 9-5 のとおり)

(3) 評価結果

敷地境界における実効線量は約 3.9mSv となり事故時線量限度の 5 mSv を下回った。

本事象は、放射性物質の放出に際し格納容器フィルタベント系や非常用ガス処理系による放射性物質の捕集効果及び高所放出による大気希釈に期待できないため、敷地境界における実効線量評価において、設計基準事故や他の炉心損傷防止シナリオにおける評価条件に比べて厳しい評価結果となっていると考えられる。また、I S L O C A 発生後、30 分後に急速減圧を実施する評価としているため、それまでの間に、高圧炉心スプレイ系の自動起動に伴う蒸気凝縮により原子炉圧力低下が起きており、この期間における燃料棒内ギャップ部の放射性物質の追加放出が大きくなっている。この期間は破断口からの冷却材漏えい量も大きいため、大気中への放射性物質の放出量が大きくなる結果となる。

なお、評価に使用した I-131 追加放出量の 100Ci ( $3.7 \times 10^{12} \text{Bq}$ ) は、運転開始からの I-131 追加放出量の実測値の最大値である約  $8.1 \times 10^7 \text{Bq}$  「平成元年 1 月 18 日 (起動試験)」に対し保守性を有した設定となっている。

また、評価上は考慮していないものの、原子炉建物原子炉棟に放出された放射性物質は外部に放出されるまでの建物内壁への沈着による放出量の低

減に期待できること、冷却材中の放射性物質の濃度は運転時の原子炉冷却材量に応じた濃度を用いているが、実際は原子炉注水による濃度の希釈に期待できること及び破断口から放出されるまでの時間減衰により、さらに実効線量が低くなると考えられる。

別表 9-4 放出評価条件

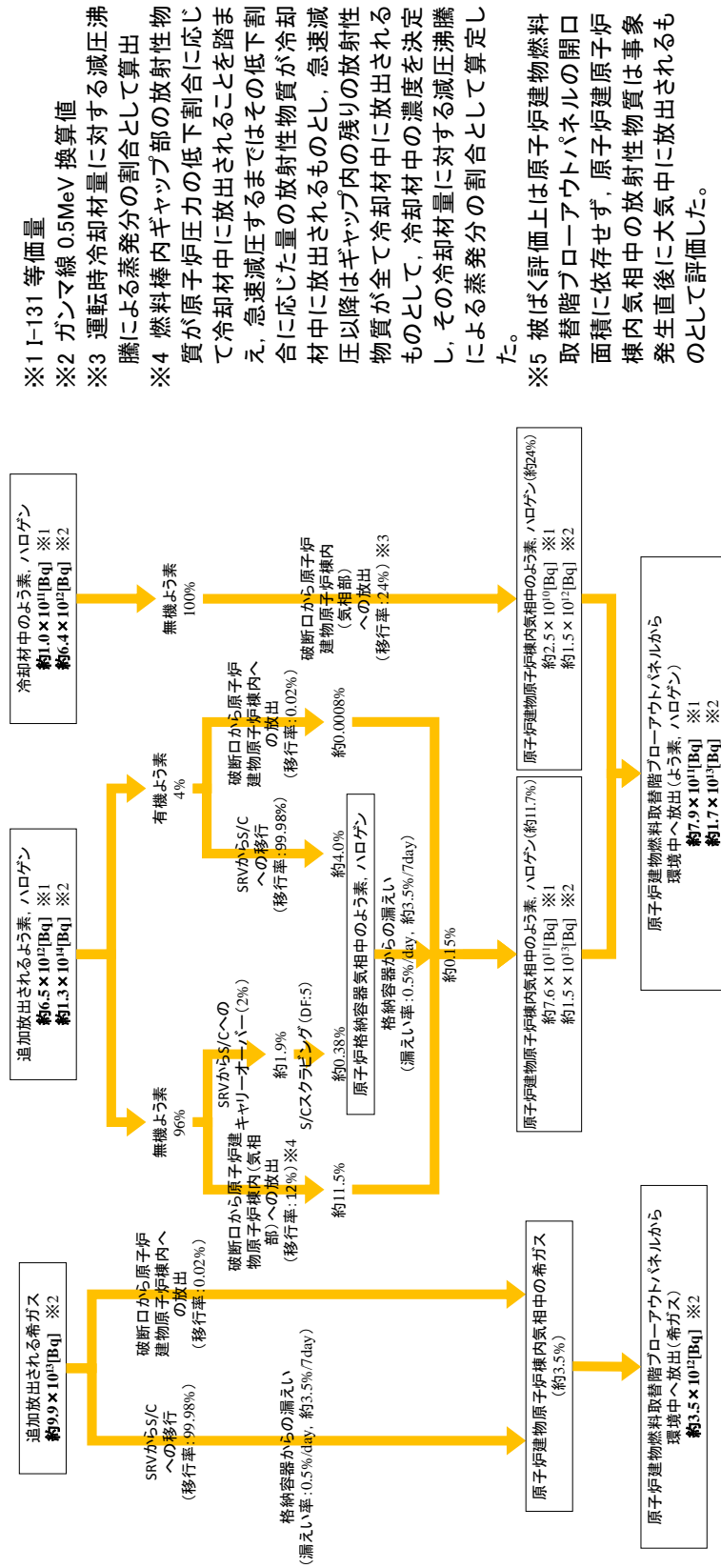
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数 (日)	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量 (I-131) (Bq)	$3.7 \times 10^{12}$	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し、その他の核種はその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度 (I-131) (Bq/g)	$1.4 \times 10^2$	全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し、その組成を拡散組成とする。
燃料から追加放出されるよう素の割合 (%)	無機よう素 : 96 有機よう素 : 4	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 2 有機よう素 : 99.98	無機よう素, ハロゲン等については「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定 有機よう素については S A F E R 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
破断口から原子炉建物原子炉棟への移行率 (%)	無機よう素, ハロゲン等 : 100 有機よう素 : 0.02	無機よう素, ハロゲン等については保守的に全量が破断口から原子炉建物原子炉棟へ移行するものとして設定。 有機よう素については S A F E R 解析の積算蒸気量の割合に基づき設定
サプレッション・チェンバのプール水のスクラビング等による除去係数	5	Standard Review Plan 6.5.5 に基づき設定
冷却水から気相への放出割合 (冷却材中の放射性物質) (%)	24	原子炉冷却材量に対する原子炉建物原子炉棟放出に伴う減圧沸騰による蒸気量の割合を設定
冷却材から気相への放出割合 (追加放出される放射性物質) (%)	12	原子炉減圧により燃料棒内ギャップ部から冷却材中へ放出されることを踏まえ、原子炉冷却材量に対する減圧沸騰による蒸気量から算出
格納容器からの漏えい率 (%/d)	0.5	格納容器の設計漏えい率から設定
原子炉建物原子炉棟の気密性	考慮しない	原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開口部の面積に依存せず、原子炉建物原子炉棟内気相部の放射性物質が事象発生直後に大気中に放出されるものとする。

別表9-5 放出量

核種	放出量 (Bq)
希ガス+ハロゲン等 (ガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)	$2.0 \times 10^{13}$
よう素 (I-131 等価量 (小児実効線量係数換算))	$7.9 \times 10^{11}$

別表 9-6 大気拡散条件 (地上放出)

大気拡散条件	敷地境界
相対濃度 ( $\chi / Q$ ) ( $s / m^3$ )	$3.5 \times 10^{-4}$
相対線量 ( $D / Q$ ) ( $Gy / Bq$ )	$2.1 \times 10^{-18}$



別図 9-4 希ガス、よう素、ハロゲン等の環境への放出過程

- ※1 I-131 等価量
- ※2 ガンマ線 0.5MeV 換算値
- ※3 運転時冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算出
- ※4 燃料棒内ギャップ部の放射性物質が原子炉圧力の低下割合に応じて冷却材中に放出されることを踏まえ、急速減圧するまではその低下割合に応じた量の放射性物質が冷却材中に放出されるものとし、急速減圧以降はギャップ内の残りの放射性物質が全て冷却材中に放出されるものとして、冷却材中の濃度を決定し、その冷却材量に対する減圧沸騰による蒸発分の割合として算定した。
- ※5 被ばく評価上は原子炉建物燃料取替階プロローアウトパネルの開口面積に依存せず、原子炉建物原子炉棟内気相中の放射性物質は事象発生直後に大気中に放出されるものとして評価した。

I-131 追加放出量の測定結果について

運転開始から施設定期検査による原子炉停止時等に測定している I-131 の追加放出量の測定値は以下のとおり。

定検回数	停止年月日	増加量 (Bq)
<u>(起動試験)</u>	<u>H1. 1. 18</u>	<u><math>8.10 \times 10^7</math></u>
第1回	H2. 2. 5	$2.22 \times 10^7$
第2回	H3. 5. 7	$7.67 \times 10^6$
第3回	H4. 9. 7	$2.0 \times 10^7$
第4回	H6. 1. 12	$1.7 \times 10^7$
第5回	H7. 4. 27	$1.9 \times 10^7$
中間停止	H8. 5. 13	$2.3 \times 10^7$
第6回	H8. 9. 6	$2.3 \times 10^7$
第7回	H10. 1. 5	$2.4 \times 10^7$
第8回	H11. 5. 11	$2.2 \times 10^7$
第9回	H12. 9. 17	$1.4 \times 10^7$
第10回	H14. 1. 8	$2.0 \times 10^7$
第11回	H15. 4. 15	$3.6 \times 10^7$
第12回	H16. 9. 7	$2.6 \times 10^7$
第13回	H18. 2. 28	$2.9 \times 10^7$
第14回	H19. 5. 8	$3.9 \times 10^7$
第15回	H20. 9. 7	$1.9 \times 10^7$
第16回	H22. 3. 18	$2.2 \times 10^7$



安定状態について  
(格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A))

格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A) 時の安定状態については以下のとおり。

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

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

**【安定状態の確立について】**

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生 10 時間後に残留熱除去系の破断箇所を現場操作にて隔離されることで漏えいが停止し，高圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し，健全側の残留熱除去系による炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

残留熱除去系による炉心の冷却を継続することで，冷温停止状態に移行することができ，格納容器圧力及び温度も安定又は低下傾向となり，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。（添付資料 2. 1. 1 別紙 1 参照）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCCA)) (1/2)

【SAFER】

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCCA)) (1/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最悪条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	TBL, ROSA-IIIの実験解析において、熱伝達係数を低めに評価する可能性があり、他の解析モデルの不確かさも相まってコード全体としては実験結果の燃料棒覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し、スプレッド冷却の場合には実験結果に比べて10℃~150℃高めに評価する。また、炉心が冠水維持する場においては、FIST-T-ABWRの実験解析において燃料棒覆管温度の上昇はないため、不確かさは小さい。また、低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気单相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃~40℃程度である。	解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料棒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及び高圧炉心スプレッド系の自動起動により行われ、燃料棒覆管温度を操作開始の起点としている。運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料棒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、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料棒覆管酸化	ジルコニウム-水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もる Baker-Justice による計算モデルを採用しており、保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒覆管温度は低くなり、原子炉水位奉動に影響を与える可能性はあるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレッド系の自動起動により行われることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料棒覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料棒覆管温度を高く評価するが、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
燃料棒覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は、燃料棒覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され、燃料棒覆管温度は上述のように高めに評価され、円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。従って、ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードは燃料棒覆管温度を高め、破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考えられる。仮に格納容器内雰囲気モニタ (CAMS) を用いて、設計基準事故相当の発熱量の10倍を超える大量の燃料棒覆管破裂を計測した場合には、炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり、格納容器フィルタシステムによる格納容器除熱操作の起点が、サブプレッション・ブール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点となる。しかしながら、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料棒覆管温度を高め、破裂の判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	
沸騰・ボイド率変化、気液分離 (水位変化)・対向流、三次元効果	二相流体の流動モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、二相水位変化は、解析結果に重畳する水位振動成分を除いて、実験結果とおおむね同等の傾向が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却 (蒸気单相冷却又は噴霧流冷却) の不確かさは20℃~40℃程度である。	運転操作はシュラウド外水位 (原子炉水位計) に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の種類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料棒覆管の最高温度は初期値 (約309℃) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（格納容器バイパス（インターフェースシステムLOCA））（2/2）

【SAFER】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉压力容器	沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流	二相流体の流動モデル	下部プレナムの二相水位を除き、ダウンカマの二相水位（シュラウド外水位）に関する不確かさを取り扱う。シュラウド外水位については、燃料被覆管温度及び運転員操作のどちらに対しても二相水位及びこれを決定する二相流動モデルの妥当性の有無は重要でなく、質量及び水頭のバランスだけで定まるコアプス水位が取り扱えれば十分である。このため、特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	シュラウド外水位を適切に評価することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	TBL, ROSA-III, FIST-ABWRの実験解析において、圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており、臨界流モデルに關して特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水開始は自動起動であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は、設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し、原子炉への注水のタイミンク及び注水流量を適切に評価するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、原子炉水位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影響を与えない。
	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づき原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており、実験設備仕様に対して注水流量を少なめに与え、燃料被覆管温度を高めめに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータに関する影響 (インターステームLOCA) (1/2)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に関する影響	評価項目となるパラメータに関する影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW 以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに関する影響は、最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	6, 93MPa [gage]	約 6, 77~6, 79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、運転員等操作時間に関する影響は小さいことから、運転員等操作時間に関する影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため、運転員等操作時間に関する影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに関する影響は小さい。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器 下端から +83 cm)	通常水位 (気水分離器 下端から 約 +83 cm ~ 約 +85 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、運転員等操作時間に関する影響は小さいことから、運転員等操作時間に関する影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、ゆらぎの幅は現象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約 2 cm であり非常に小さい。従って、運転員等操作時間に関する影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに関する影響は小さい。
炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格流量の 85 ~ 104% (実績値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に関する影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、現象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに関する影響は小さい。
燃料	9 × 9 燃料 (A 型)	9 × 9 燃料 (A 型), 9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しかったため、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に 9 × 9 燃料 (A 型) を設定		最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A 型), 9 × 9 燃料 (B 型), MOX 燃料について、9 × 9 燃料 (A 型), 9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、また、MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡され、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に関する影響は小さい。	最確条件とした場合は、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である 9 × 9 燃料 (A 型), 9 × 9 燃料 (B 型), MOX 燃料のうち、9 × 9 燃料 (A 型), 9 × 9 燃料 (B 型) は熱水力的な特性は同等であり、現象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに関する影響は小さい。MOX 燃料の評価は 9 × 9 燃料 (A 型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余剰は大きくなる。
燃料棒最大線出力密度	44, 0kW/m	約 40, 6kW/m 以下 (実績値)	通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力 燃焼集合体)	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スラブの起点としていない運転員等操作時間に関する影響は小さい。	最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また、原子炉水位はおおむね燃料棒有効長頂部を下回ることで、炉心はおおむね冠水維持するため、燃料被覆管温度の最高値は初期値 (約 309°C) を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに関する影響は小さい。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5, 1-1979 燃焼度 330Wd/t	ANSI/ANS-5, 1-1979 平均的燃焼度 約 306Wd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順 (炉心冠水操作) に変わりはならないことから、運転員等操作時間に関する影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している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が、本重要事故シナケンスは格納容器パイプバース事象であることから、評価項目となるパラメータに関する影響は小さい。
水源温度	49°C	約 19°C ~ 約 35°C (実績値)	サブレーション・チェーンからの注水における代表温度を設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉注水による炉心冷却効果は高くなるが、操作手順 (炉心を冠水維持する操作) に変わりはならないことから、運転員等操作時間に関する影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため、原子炉水位回復までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに関する影響は小さい。
燃料の容量	1, 180m <sup>3</sup>	1, 180m <sup>3</sup> 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余剰は大きくなる。また、現象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に関する影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余剰は大きくなる。また、現象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に関する影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (格納容器バイパス (インタフェースシステムLOCA)) (2/2)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	残留熱除去系 (低圧注水モード) の破断	-	運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に對する実耐力を踏まえた影響評価結果を踏まえて設定	-	-
	安全機能の喪失に對する仮定	残留熱除去系機器等: 1 cm <sup>2</sup> インタフェースシステムLOCAが發生した側の残留熱除去系の機能喪失	-	インタフェースシステムLOCAが發生した側の残留熱除去系が機能喪失するものとして設定	-
事故条件	外部電源なし	-	外部電源の有無を比較し、外部電源なしの場合は復水・給水系による給水が早くなることから、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、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号にて發生し、再循環ポンプは、原子炉水位低 (レベル2) 信号にて發生するものとする	事象進展を厳しくする観点から、復水・給水系による給水が早くなる観点から、復水・給水系による外部電源がない状態を設けている。なお、外部電源がある場合は、復水・給水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに對する余裕は大きくなる。	事象進展を厳しくする観点から、復水・給水系による給水が早くなる観点から、復水・給水系による外部電源がない状態を設けている。なお、外部電源がある場合は、復水・給水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに對する余裕は大きくなる。
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、事象進展は緩やかになり、運転員等操作時間に對する余裕は大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも、事象進展は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m <sup>3</sup> /h (8.21~0.74MPa [gage]において) にて注水	原子炉水位低 (レベル2) にて自動起動 91m <sup>3</sup> /h (8.21~0.74MPa [gage]において) にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
高圧炉心スプレイス	原子炉水位低 (レベル1) にて自動起動 318~1,050m <sup>3</sup> /h (8.14~1.38MPa [dif]において) (最大1,050m <sup>3</sup> /h) にて注水	原子炉水位低 (レベル1) にて自動起動 318~1,050m <sup>3</sup> /h (8.14~1.38MPa [dif]において) (最大1,050m <sup>3</sup> /h) にて注水	高圧炉心スプレイス系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため、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) でも、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を閉することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の6個を閉することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕  
(格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA))

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	案件設定の考え方					
操作条件	逃がし安全弁による原子炉急減圧操作	ISLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間を考慮して事象発生30分後を設定	<p>【認知】 残留熱除去系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり、隔離箇所の認知及びその隔離操作の失敗の認知についても容易であり、認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は制御盤の操作スイッチによる操作のため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉減圧操作時に、当該操作に対応する操作員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>破断箇所の隔離操作失敗の認知により原子炉減圧の操作開始時間には変動する可能性があるが、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイス系により原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されるため、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まった場合、原子炉減圧時点の崩壊熱が大きくなるが、原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイス系により、炉心はおおむね冠水維持されるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイス系による原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されること、時間余裕がある。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレートにて訓練実績を取得、訓練では、逃がし安全弁による原子炉急減圧操作開始まで約2分。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>
	残留熱除去系の破断箇所隔離操作	<p>破断面積合計 17cm<sup>2</sup>のISLOCA発生時ににおける原子炉建物原子炉棟の現場環境条件を考慮し、運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定</p> <p>事象発生10分後に隔離完了</p>	<p>【認知】 残留熱除去系の電動弁の開閉試験にて発生した事象であり、隔離箇所を認知することは容易である。運転員の遅れから操作開始時間に与える影響なし。</p> <p>【要員配置】 現場操作のため、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員(現場)を配置している。運転員(現場)は、残留熱除去系の破断箇所の隔離操作を行っての間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 隔離操作を行う運転員(現場)は、現場環境を踏まえて9時間後から現場へ移動することとし、その移動前の防護具装着は30分、9時間後からの操作所要時間(移動時間を含む)は1時間を想定している。このため、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 隔離操作時に、当該操作に対応する操作員に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>隔離操作の有無にかかわらず、高压炉心スプレイス系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されること、時間余裕がある。</p>	<p>隔離操作の有無にかかわらず、高压炉心スプレイス系の原子炉注水継続により、炉心はおおむね冠水維持されること、時間余裕がある。</p>	<p>訓練実績等より、残留熱除去系注水弁の電動弁手動開操作に、防護具装着及び移動時間を含め約54分で完了する見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

7日間における燃料の対応について  
 (格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA))

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

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

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

- 3. 運転中の原子炉における重大事故
- 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）
- 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

- (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV, TQUX, LOCA, 長期TB, TBU, TBP及びTBDである。

- (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって，原子炉格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，損傷炉心の冷却のための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，また，残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。また，原子炉格納容器の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止するために，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。

本格納容器破損モードは，原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり，残留熱代替除去系の使用可否により，格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため，残留熱代替除去系を使用する場合と使用しない場合の両者について，格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。残留熱代替除去系が使用できる場合には，格納容器フィルタベント系よりも優先して使用する。

なお，本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており，原子炉圧力容器破損に至ることはないが，重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については，「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。



### 3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合

#### 3.1.2.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱手段及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入手段を整備する。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第 3.1.2.1-1(1)図及び第 3.1.2.1-1(2)図に、対応手順の概要を第 3.1.2.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 3.1.2.1-1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける評価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 3.1.2.1-3 図に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価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。

#### (1) 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認

運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失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。

非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。

非常用炉心冷却系等の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。

なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。

#### (2) 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

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。

中央制御室にて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、早期の電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、低圧原子炉代替注水系（常設）及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。

#### (3) 炉心損傷確認

大破断 LOCA 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失する

ため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は、ドライウエル又はサブプレッション・チェンバ内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倍を超えた場合とする。

炉心損傷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）及び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）である。

（添付資料 3.1.3.1）

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内のpH制御のため薬品注入の準備を行う。サブプレッション・チェンバのプール水のpHを7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。

#### (4) 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、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。これにより、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。

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、代替注水流量（常設）等である。

なお、大破断LOCAにより格納容器温度が上昇し、ドライウエル温度（SA）の指示が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。

水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力、原子炉圧力（SA）及びドライウエル温度（SA）である。

水位不明と判断した場合、原子炉水位は、崩壊熱及び原子炉注水流量から推定して把握することができる。具体的には、原子炉底部から原子炉水位LOまで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。

#### (5) 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生し、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。

原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器水素濃度（SA）及び格納容器酸素濃度（SA）である。

#### (6) 残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱

原子炉補機代替冷却系の準備が完了し、残留熱代替除去系を起動した後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替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。残留熱代替除去系の循環流量は、残留熱代替除去系原子炉注水流量及び残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を用いて、原子炉注水弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。

残留熱代替除去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、残留熱代替除去系原子炉注水流量等であり、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、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量、ドライウェル圧力（S A）、サブプレッション・プール水温度（S A）等である。

また、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。

原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器酸素濃度（S A）等である。

#### (7) 可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入

残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱を実施した場合、可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。

可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入を確認するために必要な計装設備は、格納容器酸素濃度（S A）である。

### 3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態をL O C Aに全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断L O C Aに比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断L O C Aを起因とする、「冷却材喪失（大破断L O C A）+ E C C S注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器におけるE C C S注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、原子炉圧力容器内F P挙動、原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内F P挙動が重要事象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより原子炉水位、燃料最高温度、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、本評価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

本評価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3.1.2.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケン

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、大破断LOCAが発生するものとする。破断箇所は、原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し、かつ、原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として、再循環配管（出口ノズル）とする。

(添付資料 1.5.2)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心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。

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とともに、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。

(d) 水素ガスの発生

水素ガスの発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

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、事象発生と同時に発生するものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。

(d) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

最大 250m<sup>3</sup>/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) 残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱

残留熱代替除去系の循環流量は、全体で 150m<sup>3</sup>/h とし、原子炉注水へ 30m<sup>3</sup>/h、格納容器スプレイへ 120m<sup>3</sup>/h にて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。

(f) 原子炉補機代替冷却系

残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき約 7MW（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。

(g) 可搬式窒素供給装置

可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素注入は、ガス温度 35℃、純度 99.9vol % にて 100m<sup>3</sup>/h[normal]（窒素 99.9m<sup>3</sup>/h[normal] 及び酸素 0.1m<sup>3</sup>/h[normal]）で原子炉格納容器内に注入する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 30 分後から開始する。原子炉への注水量は、注水開始後 30 分までは最大流量とし、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、原子炉注水は、残留熱代替除去系の運転開始時に停止する。
- (b) 原子炉補機代替冷却系の運転操作及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作は、原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去系の準備時間等を考慮し、事象発生 10 時間後から開始する。
- (c) 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入操作は、原子炉補機代替冷却系の準備完了後の可搬式窒素供給装置の準備時間等を考慮し、12 時間後からドライウェル内へ窒素注入を開始する。

(3) 有効性評価（ $Cs-137$  の放出量の評価）の条件

- a. 事象発生直前まで、定格出力の 100% で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1 / 4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高 50,000 時間とする。
- b. 残留熱代替除去系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出<sup>\*1</sup>されるものとする。

※1 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シナリオにおいては解析コード MAAP の評価結果の方が NUREG-1465 より大きく算出する。

- c. 原子炉格納容器内に放出された  $Cs-137$  については、格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。

- d. 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

- (a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。なお、エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから、原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果 ( $DF=10$ ) を考慮する。

- (b) 原子炉建物から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、非常用ガス処理系により原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建物原子炉棟内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 1 回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。

非常用ガス処理系は、事象発生 60 分後から、常設代替交流電源設備か

らの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後 10 分間で設計負圧が達成されることを想定する。

- (c) 原子炉建物内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5)

#### (4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.2.2-1(1) 図から第 3.1.2.2-1(3) 図に、燃料最高温度の推移を第 3.1.2.2-1(4) 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 3.1.2.2-1(5) 図から第 3.1.2.2-1(8) 図に示す。

##### a. 事象進展

大破断 L O C A 時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。

水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 5 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 10 分後に 1,200℃に到達し、また、事象発生から約 28 分後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 30 分後、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、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ことによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。

事象発生から 10 時間経過した時点で、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を開始する。残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱により、格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。

また、事象発生から 12 時間後に、可搬式窒素供給装置を用いたドライウエルへの窒素供給を実施するため、窒素供給を実施している期間においては格納容器圧力の低下は抑制される。

(添付資料 3.1.2.1)

##### b. 評価項目等

格納容器圧力は、第 3.1.2.2-1(5) 図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約 370kPa[gage]となり、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]を超えない。なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約 10 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは、原子炉格納容器内の非凝縮ガスに占める割合の 1%以下<sup>\*2</sup>であるため、その影響は無視し得る程度である。

※2 格納容器圧力が最大値の約 370kPa[gage]を示す事象発生から約 10 時間後の原子炉格納容器内の非凝縮性ガス（水素ガス、酸素ガス及び窒素ガ

ス)の物質量は約 $6 \times 10^5 \text{ mol}$ であり、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスの物質量の和は約 $3 \times 10^3 \text{ mol}$ 以下である。これが仮にドライウェルよりも体積の小さいサブプレッション・チェンバの気相部に集中するものとしても、そのサブプレッション・チェンバでの分圧は $10 \text{ kPa[abs]}$ 未満であることから、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスが格納容器圧力に与える影響は無視し得る程度と考えられる。

格納容器温度は、第3.1.2.2-1(6)図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、格納容器雰囲気温度の最大値は約 $197^\circ\text{C}$ 、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度(壁面温度)の最大値は約 $181^\circ\text{C}$ となり、原子炉格納容器の限界温度 $200^\circ\text{C}$ を超えない。

第3.1.2.2-1(1)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、第3.1.2.2-1(5)図及び第3.1.2.2-1(6)図に示すとおり、10時間後に開始する残留熱代替除去系の運転により、原子炉格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制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。事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達せず、格納容器フィルタベント系を使用することなく、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、ジルコニウム-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、原子炉格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。

また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。

(添付資料 3.1.2.2, 3.1.2.3, 3.1.3.2)

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建物への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着すると考えられるためである。原子炉建物内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約 $1.1 \text{ TBq}$ (7日間)となり、 $100 \text{ TBq}$ を下回る。

事象発生からの7日間以降、 $\text{Cs-137}$ の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ、約 $1.1 \text{ TBq}$ (30日間)及び約 $1.1 \text{ TBq}$ (100日間)であり、 $100 \text{ TBq}$ を下回る。

(添付資料 3.1.2.4, 3.1.2.5)

### 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。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」（残留熱代替除去系を使用する場合）では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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、原子炉補機代替冷却系運転操作及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入操作とする。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及びCOR A 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であり、注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているが、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、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、その差異は小さいが、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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはT M I 事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(F P) 挙動モデルはP H E B U S - F P 実験解析により原子炉圧力容器内へのF P 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。P H E B U S - F P 実験解析では、燃料被覆管破裂後のF P 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内F P 放出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。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内F P 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(F P) 挙動モデルはA B C O V E 実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内F P 挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料3.1.2.6)

#### 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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、T M I 事故についての再現性及びC O R A 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードS A F E R の評価結果との比較により水位低下幅は解析コードM A A P の評価結果の方が保守的であり、注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードS A F E R の評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、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おり、その差異は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、残留熱代替除去系の運転により格納容器ベントを回避できることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料3.1.2.6)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第3.1.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の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、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上昇が遅くなるが、本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び温度を起点に操作開始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、解析条件の不確かさとして、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。

事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、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。

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。

機器条件の残留熱代替除去系は、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）、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順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。

（添付資料3.1.2.6, 3.1.2.7）

機器条件の可搬式窒素供給装置は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。35℃より高い場合は、格納容器温度が上昇する可能性があるが、本評価事故シーケンスでは、格納容器温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが、操作手順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小さい。

#### (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残留熱代替除去系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、解析条件の不確かさとして、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。

事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは

大破断 L O C A の場合と同程度であり，第 3.1.2.3-1(1) 図及び第 3.1.2.3-1(2) 図に示すとおり，格納容器圧力は 853kPa[gage]，原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回っていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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り，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが，格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

機器条件の残留熱代替除去系は，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，原子炉水位の回復は早くなり，格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから，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 3.1.2.6，3.1.2.7）

機器条件の可搬式窒素供給装置は，解析条件の不確かさとして，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。35℃より高い場合は，格納容器温度が上昇する可能性があるが，窒素温度は格納容器温度よりも低いことから，窒素注入によって格納容器温度が上昇することはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は，注入される窒素の密度が大きくなり窒素注入開始後の格納容器圧力の上昇が速くなるが，操作手順に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

## 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，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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について，早期の電源回復不可の判断，常設代替交流電源設備の起動，受電操作，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を，実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作開始時間に与える影響はない。

操作条件の原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去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事象発生から 10 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，原子炉補機代替冷却系の操作開始は，実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから，運転員等操作開始時間に与える影響はない。また，本操作の操作開始時間は，原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり，原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば，本操作の操作開始時間も早まる可能性があり，残留熱代替除去系の運転開始

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。

操作条件の可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 12 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、可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作開始は、実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから、運転員等操作開始時間に与える影響はない。また、本操作の操作開始時間は、原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があり、残留熱代替除去系の運転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。

(添付資料3.1.2.6)

(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は、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（常設）による原子炉注水操作について、実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始時間が解析上の設定よりも早くなった場合に、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジルコニウム-水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去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、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作は、実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定していることから、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3.1.2.6)

(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については、第 3.1.3.3-1(1)図から第 3.1.3.3-1(3)図に示すとおり、事象発生から 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、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及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作については、原子炉補機代替冷却系運転開始までの時間は、事象発生から 10 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、原子炉格納容器の限界圧力に到達しないよう低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の

継続及び格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達した場合に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行うこととなる。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は、サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m 到達時点で格納容器スプレイを停止し、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施する。サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達するまでの時間は、事象発生から約 32 時間あり、約 22 時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。

操作条件の可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給開始までの時間は、事象発生から 12 時間あり、準備時間が確保できることから、本操作には時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、酸素濃度が可燃限界に到達しないよう監視し、酸素ベント基準に到達した場合には格納容器ベントにより水素ガス及び酸素ガスの排出を行うこととなる。

(添付資料3.1.2.6, 3.1.3.7)

#### (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

格納容器破損モード「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、重大事故等対策時における必要な要員は「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「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、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、約 500m<sup>3</sup>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 740m<sup>3</sup>及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m<sup>3</sup>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。

残留熱代替除去系による原子炉注水及び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注水することから、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。  
(添付資料 3.1.2.8)

#### 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 352m<sup>3</sup>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 450m<sup>3</sup>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。

大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については、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 12m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。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 53m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入については、保守的に事象発生直後からの可搬式窒素供給装置の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 8m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。合計約 73m<sup>3</sup>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 730m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水、原子炉補機代替冷却系の運転、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入について、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 8m<sup>3</sup>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 45m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.2.9)

#### 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 1,941kW 必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

(添付資料 3.1.2.10)

#### 3.1.2.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策と

して残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱手段，長期的な格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可搬式窒素供給装置を用いた格納容器内への窒素供給手段を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」について，残留熱代替除去系を使用する場合の有効性評価を行った。

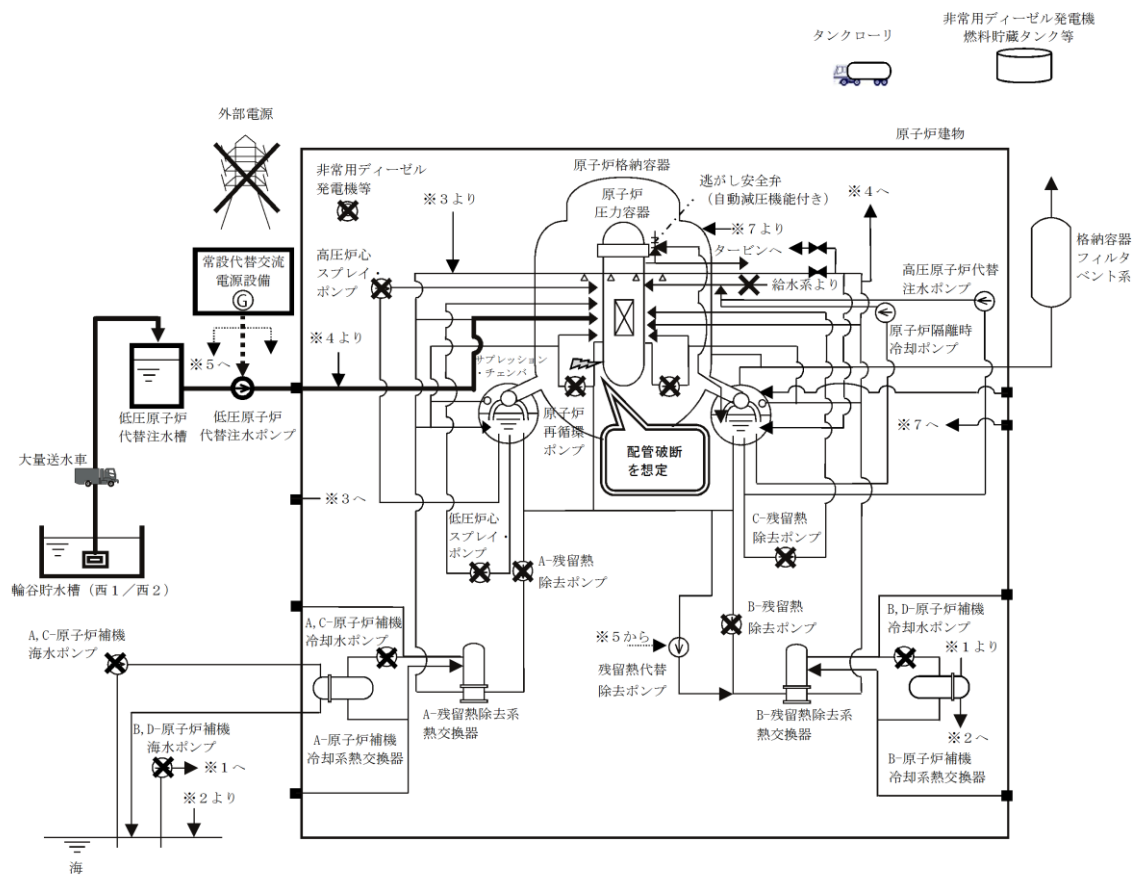
上記の場合においても，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入を実施することにより，格納容器内酸素濃度の上昇を抑制しつつ，原子炉格納容器冷却及び除熱が可能である。

その結果，格納容器フィルタベント系を使用せず，事象を通じて原子炉格納容器の限界圧力に到達することはなく，ジルコニウム－水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても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。

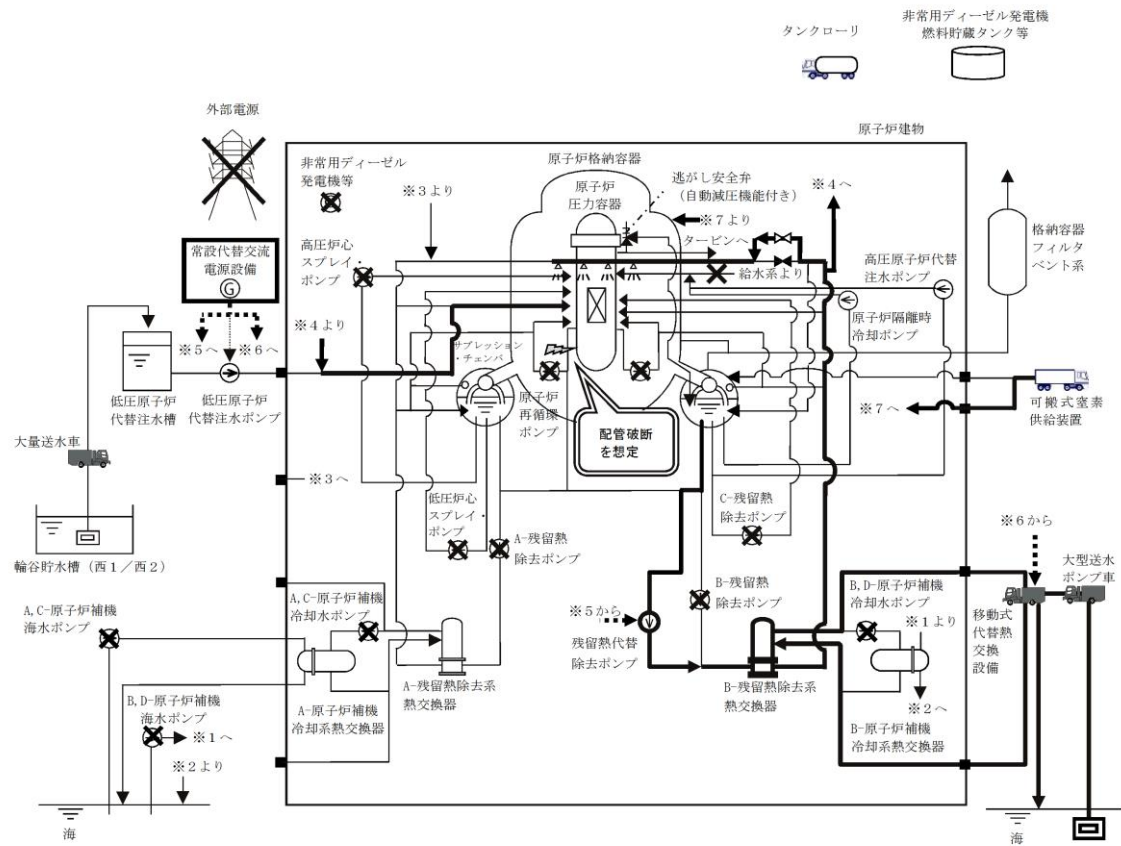
重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源も供給可能である。

以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱，可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素供給手段等の格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

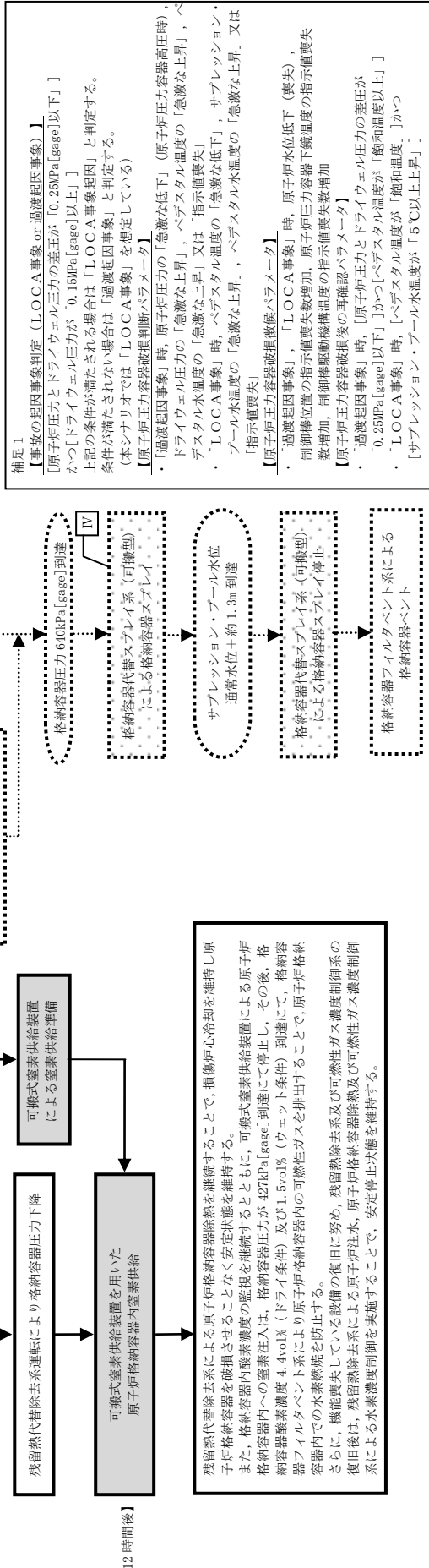
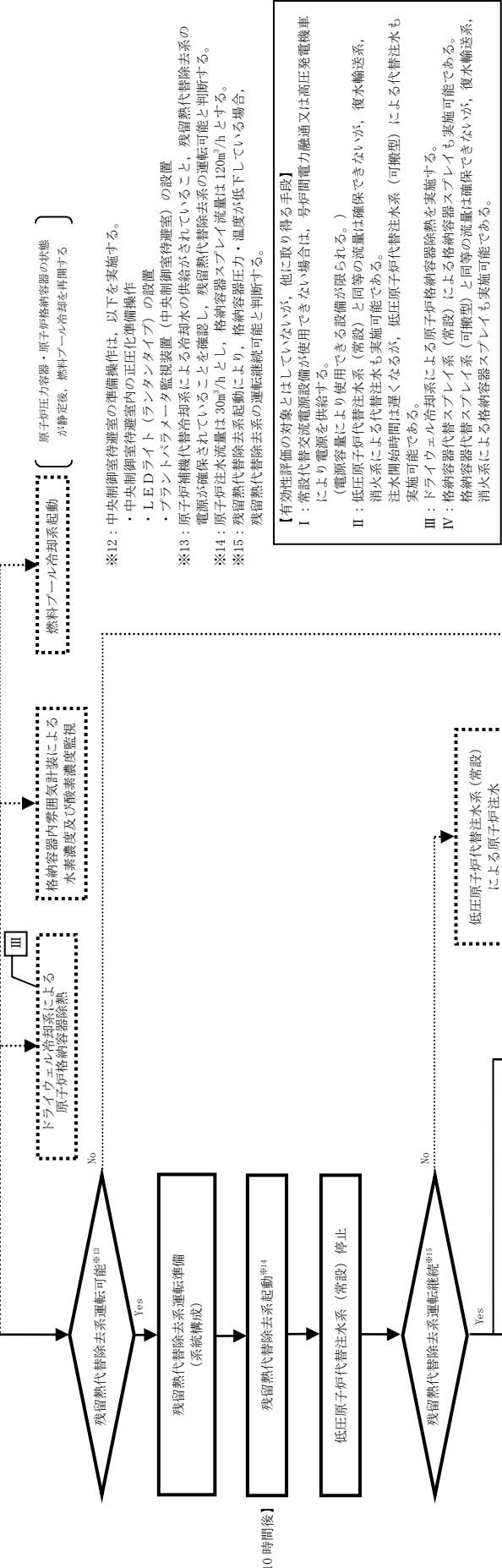
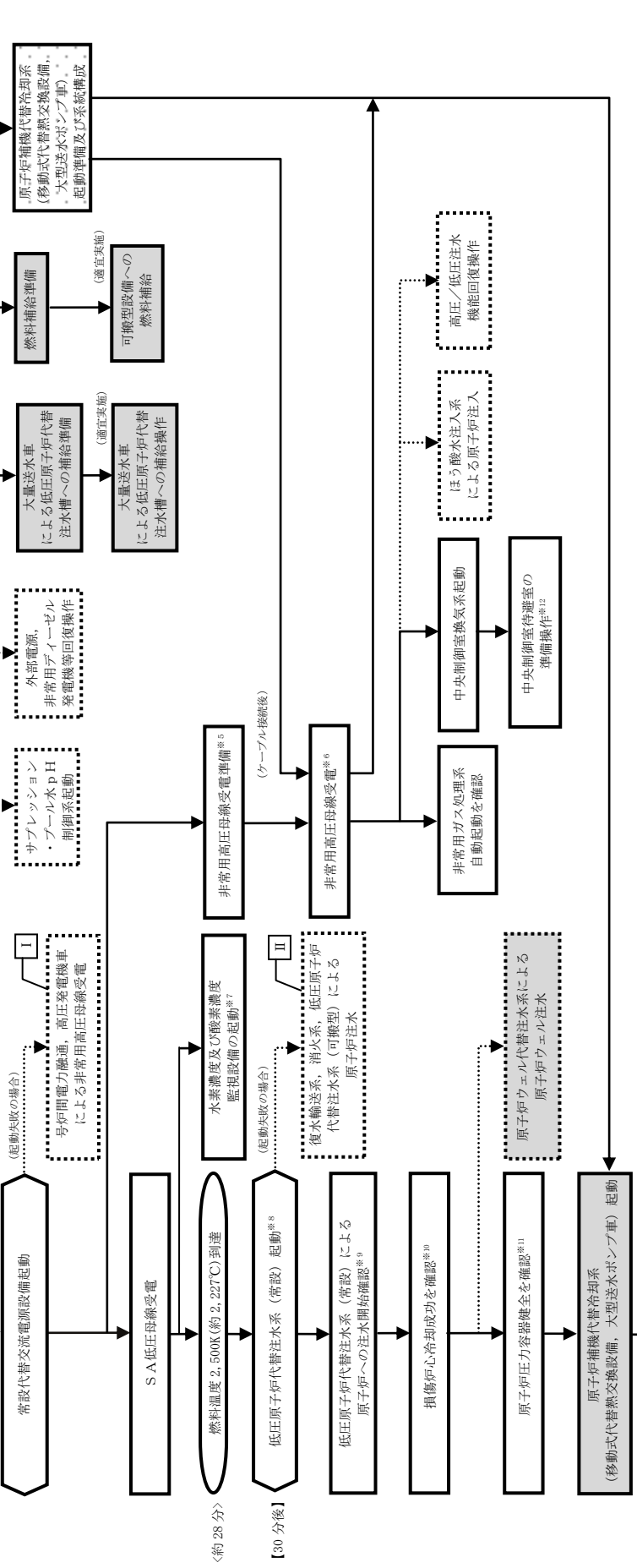
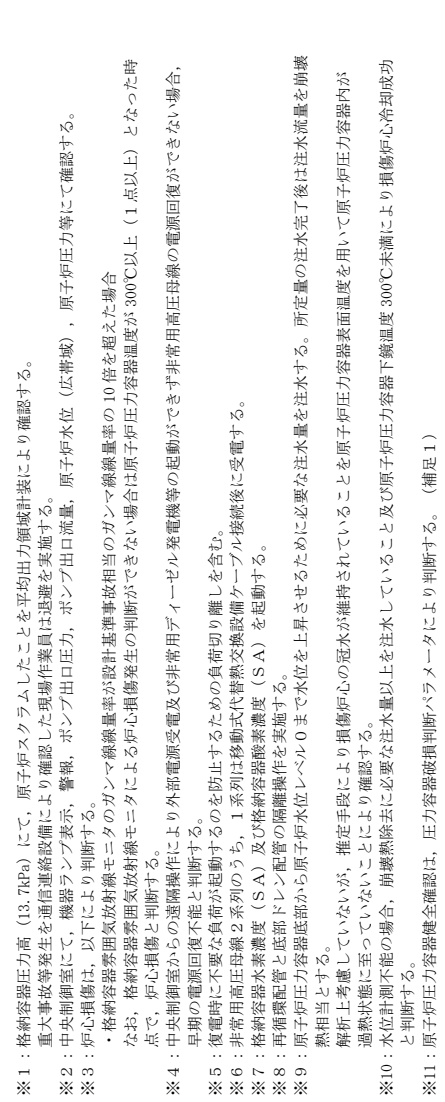
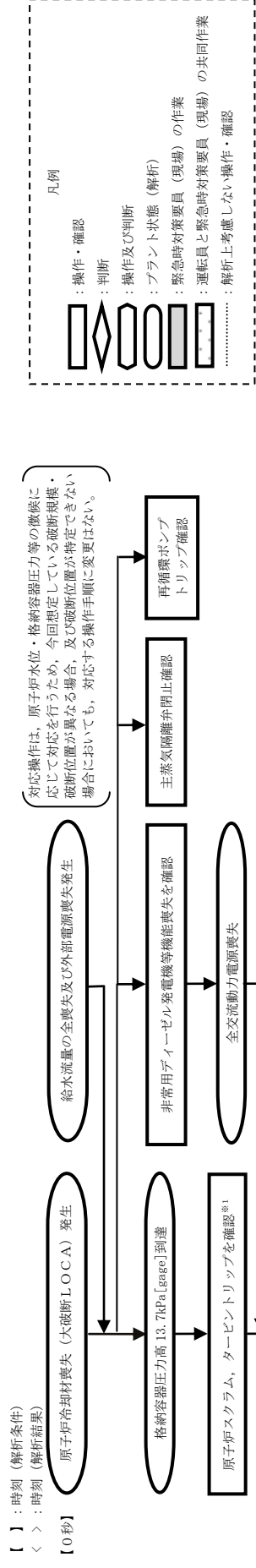




第 3.1.2.1-1(1) 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図  
 （残留熱代替除去系を使用する場合）  
 （原子炉注水）



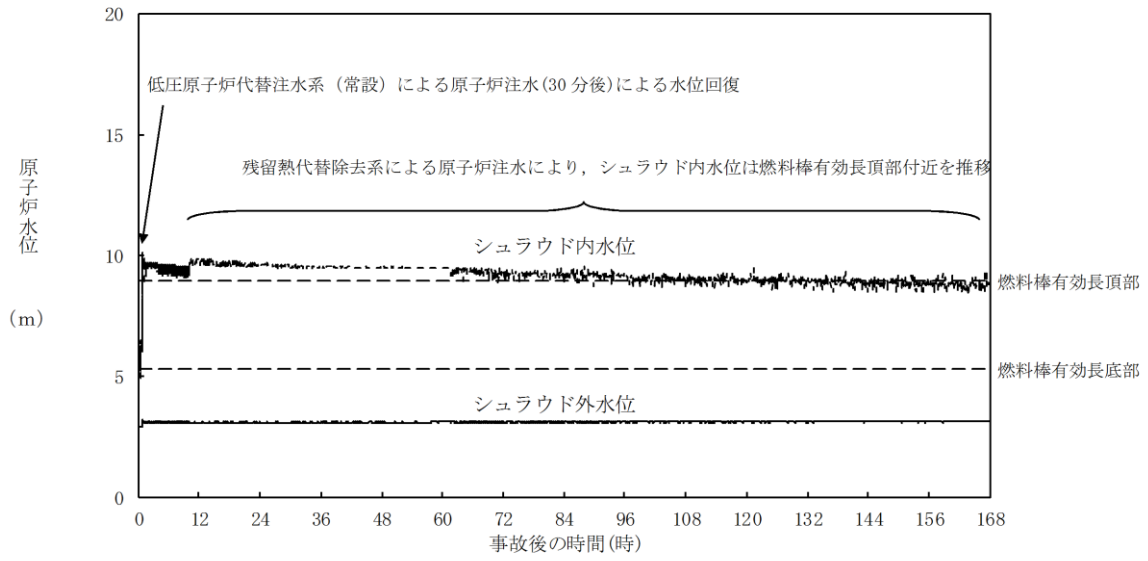
第 3.1.2.1-1(2) 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図  
 （残留熱代替除去系を使用する場合）  
 （原子炉格納容器除熱及び可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内窒素供給）



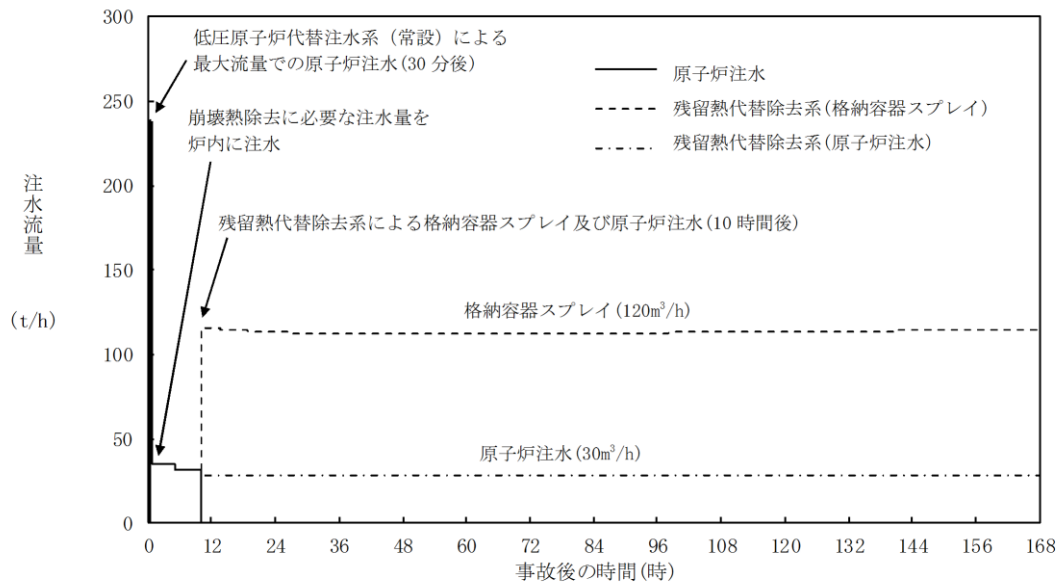
第 3.1.2.1-2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の対応手順の概要 (残留熱代替除去系を使用する場合)

Table with columns for '必要人員と作業項目' (Required Personnel and Work Items), '経過時間(分)' (Elapsed Time in Minutes), '経過時間(時)' (Elapsed Time in Hours), '経過時間(日)' (Elapsed Time in Days), and '備考' (Remarks). The table details various operational tasks such as '炉心監視', '燃料棒挿入', and '燃料棒冷却', with associated personnel (e.g., '責任者', '当直長') and time allocations. A Gantt-style chart shows the sequence and duration of these tasks over a 7-day period. Key milestones include the start of operations at approximately 10:00 and the completion of various tasks by the following day.

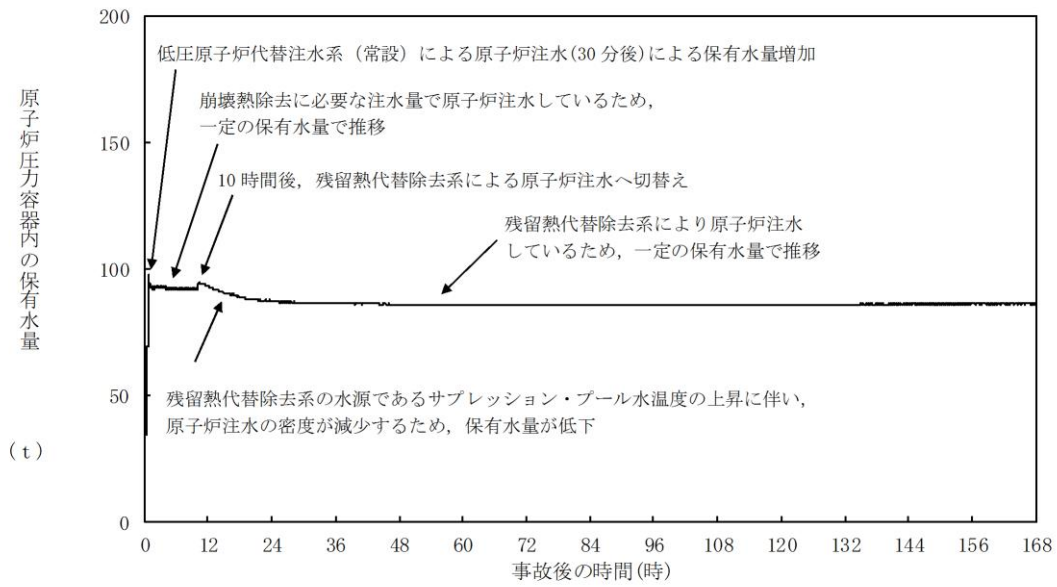
第3.1.2.1-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）の作業と所要時間（残留熱代替除去系を使用する場合）



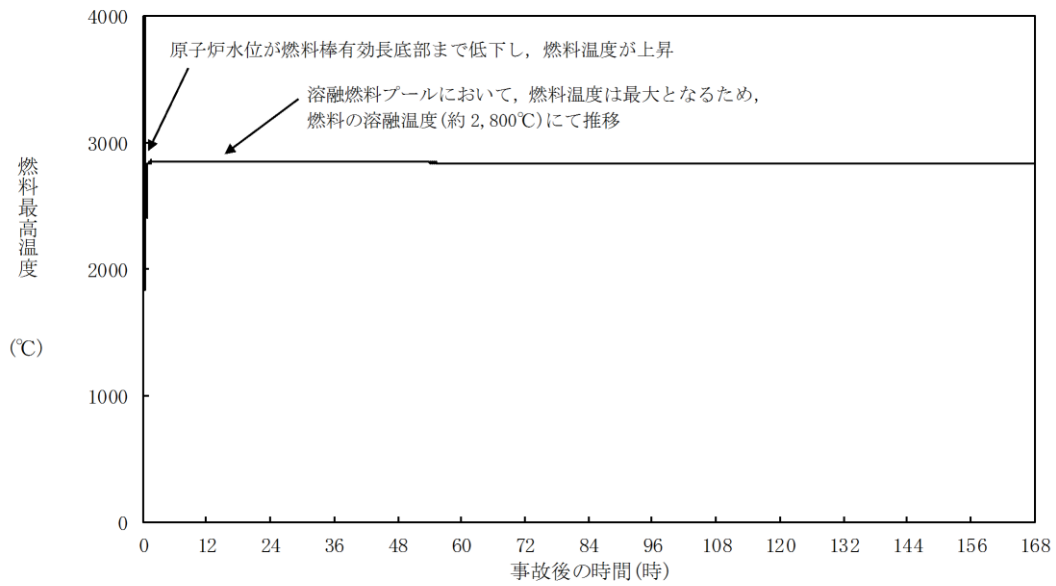
第 3. 1. 2. 2-1(1) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



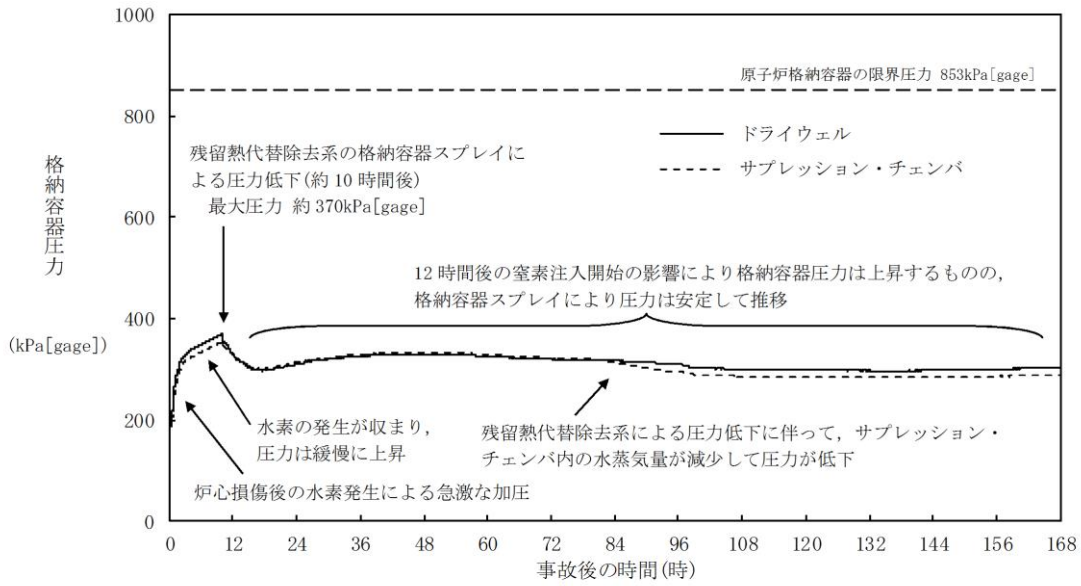
第 3. 1. 2. 2-1(2) 図 注水流量の推移



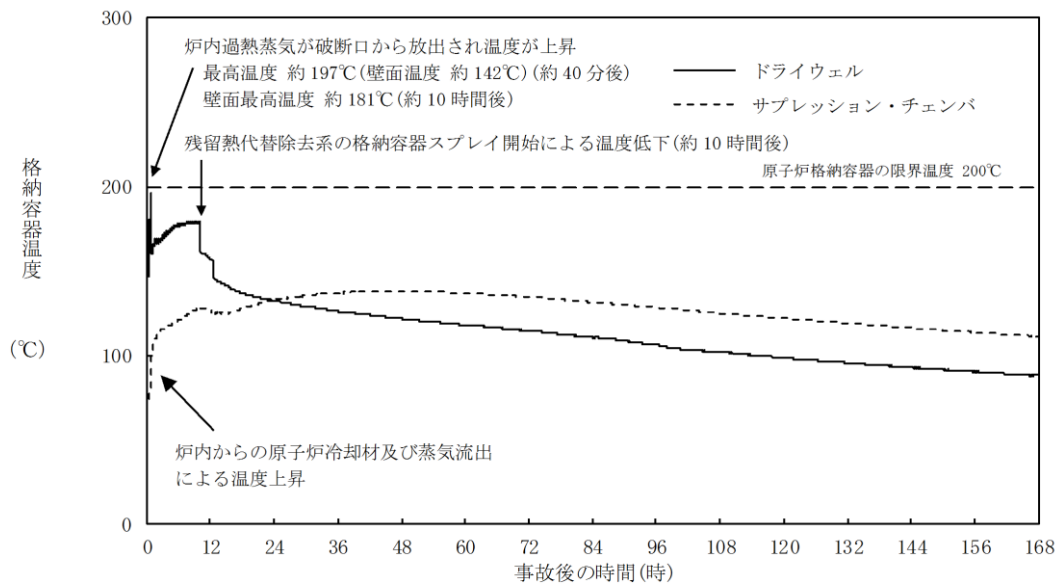
第 3. 1. 2. 2-1 (3) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



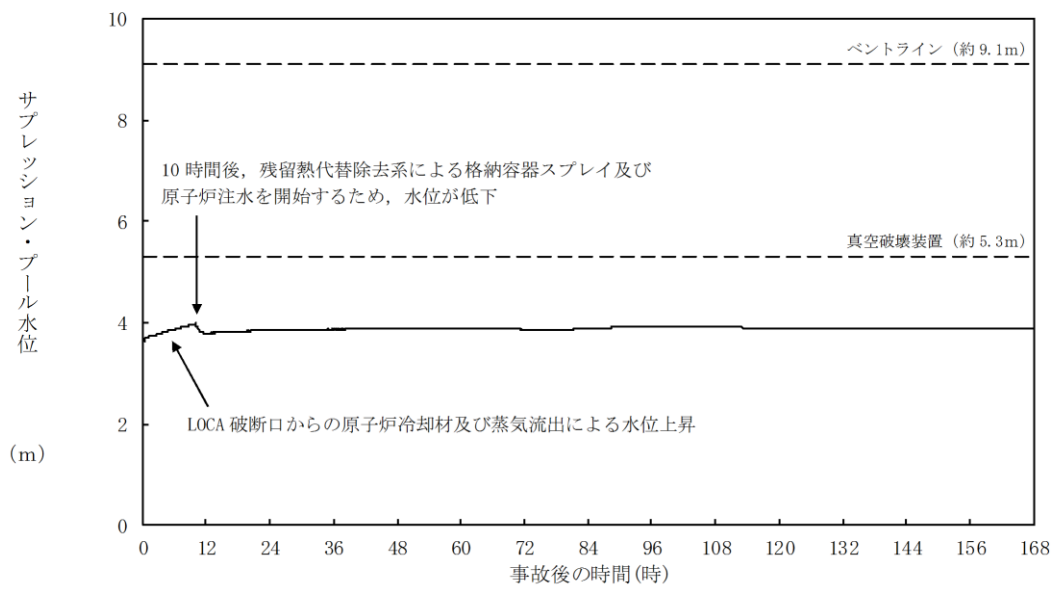
第 3. 1. 2. 2-1 (4) 図 燃料最高温度の推移



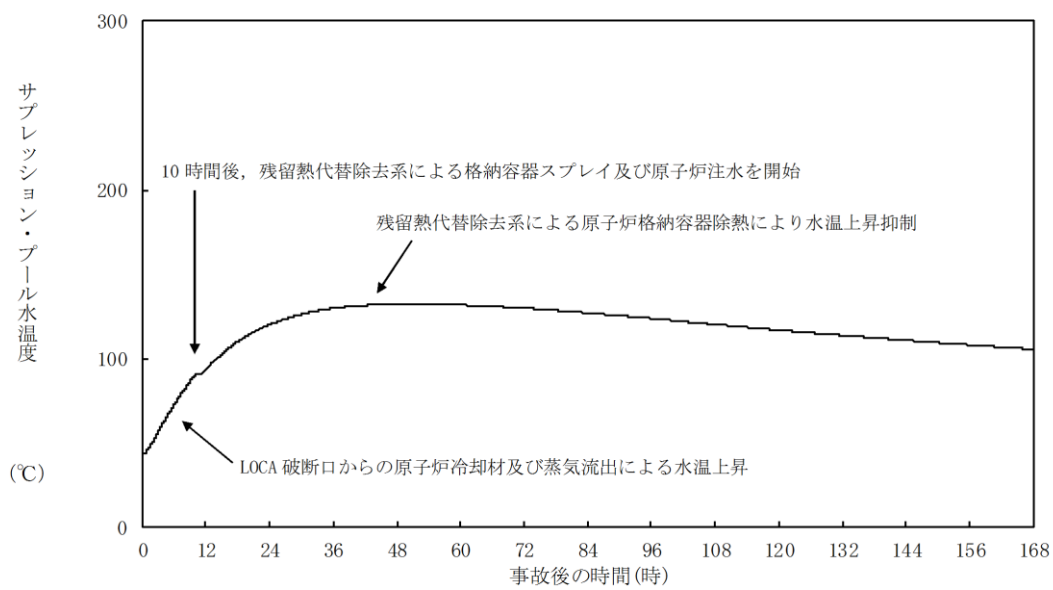
第 3. 1. 2. 2-1 (5) 図 格納容器圧力の推移



第 3. 1. 2. 2-1 (6) 図 格納容器温度の推移

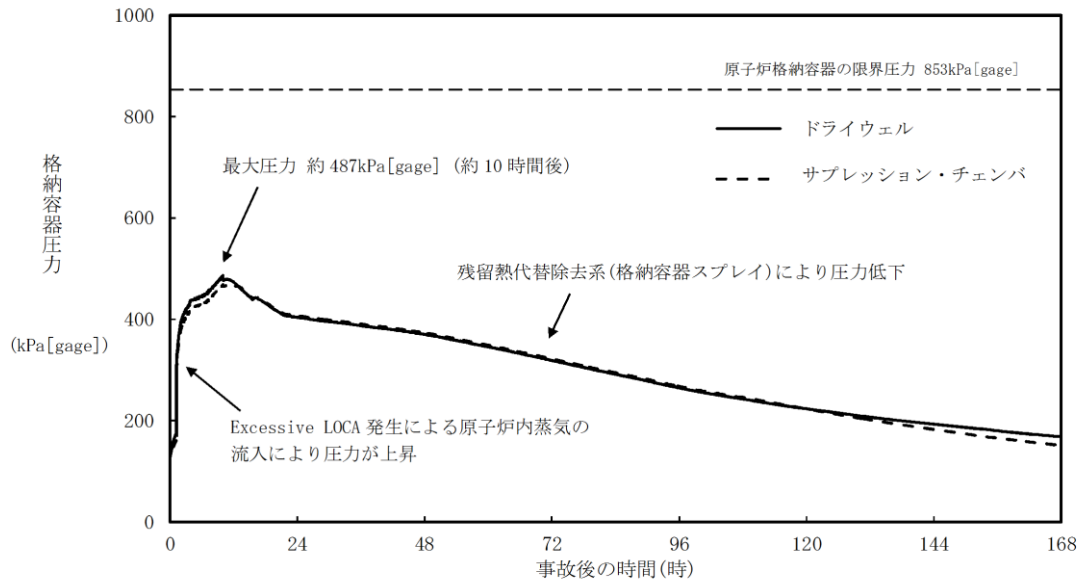


第 3. 1. 2. 2-1 (7) 図 サプレッション・プール水位の推移

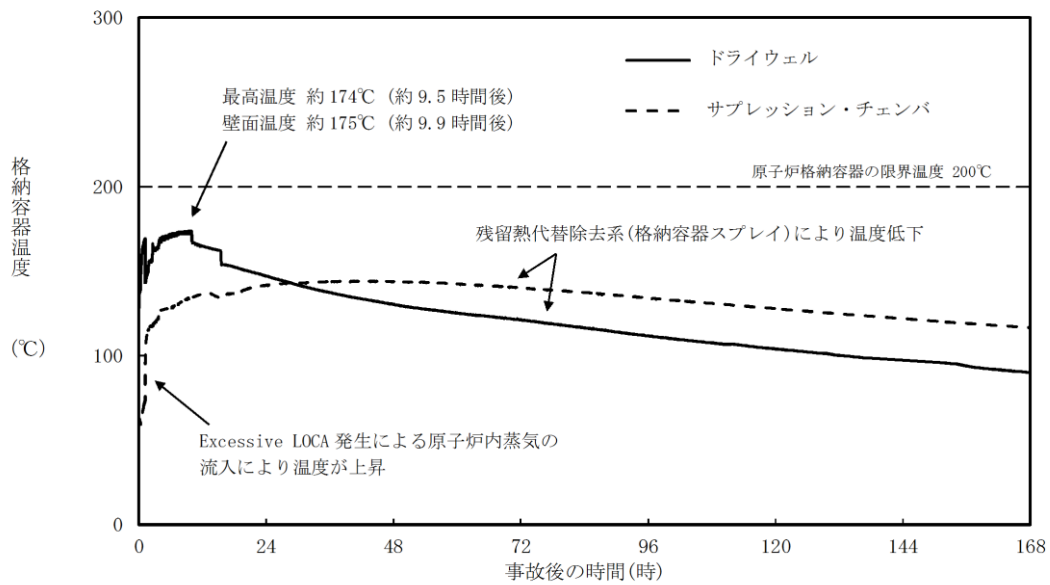


第 3. 1. 2. 2-1 (8) 図 サプレッション・プール水温度の推移





第 3. 1. 2. 3-1 (1) 図 格納容器圧力の推移  
(Excessive LOCA の発生を考慮した場合)



第 3. 1. 2. 3-1 (2) 図 格納容器温度の推移  
(Excessive LOCA の発生を考慮した場合)

第 3.1.2.1-1 表 「券囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 （残留熱代替除去系を使用する場合）（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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して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*
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	B-115V 系蓄電池* 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】* 【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流量】* 【低圧炉心スプレイポンプ出口流量】*
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	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。 中央制御室にて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、低圧原子炉代替注水系 (常設) 及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	-	-

※：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 3.1.2.1-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
（残留熱代替除去系を使用する場合）（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
炉心損傷確認	大破断 L O C A 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	B-115V 系蓄電池*	—	格納容器雰囲気放射線モニタ (ドラワイエール) * 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) *
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、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。 ドラワイエール温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位 L 0 まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	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	大量送水車 タンクローリ	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) * 代替注水流量 (常設) 低圧原子炉代替注水槽水位 ドラワイエール温度 ( S A )
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生し、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備	—	格納容器水素濃度 ( S A ) 格納容器酸素濃度 ( S A )

※：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 3.1.2.1-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 （残留熱代替除去系を使用する場合）（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
残留熱代替除去系による原子炉注水及び原子炉格納容器除熱	原子炉補機代替冷却系の準備が完了し、残留熱代替除去系を起動した後、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替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。残留熱代替除去系の循環流量は、残留熱代替除去系原子炉注水流量及び残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を用いて、原子炉注水弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。また、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	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※ 残留熱代替除去系サプレッション・チェンバ※	残留熱代替除去系原子炉注水流量 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 ドライウエル温度（S A） 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） サプレッション・プール水温度（S A） 格納容器水素濃度（S A） 格納容器酸素濃度（S A）
可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入	残留熱代替除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施した場合、可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	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※	可搬式窒素供給装置 タンクローリ 格納容器酸素濃度（S A）

※：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3.1.2.2-1表 主要解析条件 ( 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) )  
( 残留熱代替除去系を使用する場合 ) ( 1 / 4 )

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 ( 気水分離器下端から +83 cm )	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6 × 10 <sup>3</sup> t/h	定格炉心流量として設定
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
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% の保守性を考慮して設定
格納容器容積 ( ドライウエル )	7,900m <sup>3</sup>	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 ( サプレッション・チェンバ )	空間部 : 4,700m <sup>3</sup> 液相部 : 2,800m <sup>3</sup>	サプレッション・チェンバ内体積の設計値 ( 内部機器及び構造物の体積を除いた値 ) を設定
真空破壊装置	3.43kPa ( ドライウエル- サプレッション・チェンバ間差圧 )	真空破壊装置の設定値
サプレッション・プール水位	3.61m ( NWL )	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定
サプレッション・プール水温度	35°C	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa [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
外部水源の温度	35°C	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定

第3.1.2.2-1表 主要解析条件 ( 雰囲気圧力・温度による静的負荷 ( 格納容器過圧・過温破損 ) )  
 ( 残留熱代替除去系を使用する場合 ) ( 2 / 4 )

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断LOCA 再循環配管 ( 出口ノズル ) の破断	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり、原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として、原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管 ( 出口ノズル ) の両端破断を設定
安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 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、設定高圧注水機能として高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 ( 低圧注水モード ) の機能喪失を設定
外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態であるLOCAに全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定
水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

事故条件

第3.1.2.2-1表 主要解析条件 ( 雰囲気圧力・温度による静的負荷 ( 格納容器過圧・過温破損 ) )  
( 残留熱代替除去系を使用する場合 ) ( 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	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	主蒸気が原子炉格納容器内に保持される厳しい条件として設定
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
低圧原子炉代替注水系 ( 常設 )	最大 250m <sup>3</sup> /h で注水, 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
残留熱代替除去系	循環流量は, 全体で 150m <sup>3</sup> /h とし, 原子炉注水へ 30m <sup>3</sup> /h, 格納容器スプレイへ 120m <sup>3</sup> /h に流量を分配	残留熱代替除去系の設計値として設定
原子炉補機代替冷却系	残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量: 約 7MW ( サプレッション・プール水温度: 100°C, 海水温度 30°C において )	原子炉補機代替冷却系の設計値として設定
可搬式窒素供給装置	総注入流量: 100m <sup>3</sup> /h [normal] ・窒素: 99.9m <sup>3</sup> /h [normal] ・酸素: 0.1m <sup>3</sup> /h [normal] ガス温度: 35°C	総注入流量は格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度 99.9% を考慮して残りすべてを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第3.1.2.2-1表 主要解析条件 ( 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) )  
( 残留熱代替除去系を使用する場合 ) ( 4 / 4 )

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 ( 常設 ) による原子炉注水操作	事象発生から 30 分後	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 ) の準備時間を考慮して設定
原子炉補機代替冷却系及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から 10 時間後	原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して設定
可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給操作	事象発生から 12 時間後	原子炉補機代替冷却系の準備完了後の可搬式窒素供給装置の準備時間を考慮して設定



## 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）における炉心の損傷状態及び損傷炉心の位置について

### 1. はじめに

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスでは、事象発生約 5 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 10 分後に 1,200°C に到達し、また、事象発生から約 28 分後に燃料温度は約 2,500K (約 2,227°C) に到達する。事象発生 30 分後からの低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により、炉心は再冠水される。上記により、炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉圧力容器内に保持される。ここでは、本事象における炉心の損傷状態、損傷炉心の位置及びシュラウドへの熱影響について評価結果を示す。

### 2. 評価結果

#### (1) 炉心の損傷状態

図 1 に事象発生 30 分後、事象発生約 100 分後（最大状態）及び終状態（事象発生 7 日後）の炉心損傷状態を示す。終状態以降には炉心損傷は拡大しない。

#### (2) 損傷炉心の位置

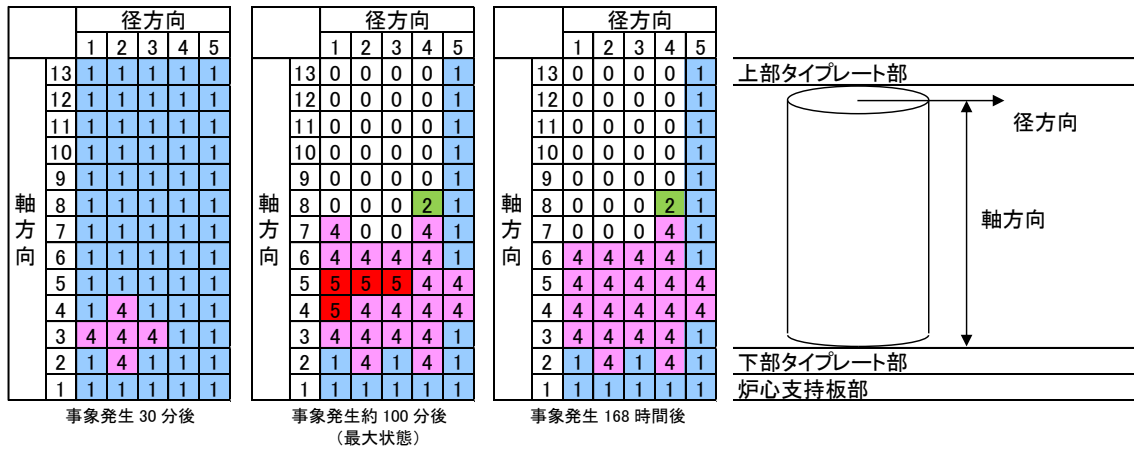
図 2 に各部（炉心位置、下部プレナム）における炉心重量の時間変化の推移を示す。図 2 に示すとおり、損傷炉心は炉心位置に保持される。

#### (3) シュラウドへの熱影響

終状態においても、熔融プールは炉心の外周部に至っておらず、シュラウドへの熱影響はない（シュラウドの最高温度は約 500°C であり、融点 (1400°C 程度) を下回る）。

### 3. まとめ

有効性評価の「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスにおいて、炉心損傷に至るものの、再冠水により炉心は下部プレナム部に移行することなく、原子炉圧力容器内に保持される。



- 損傷状態のモデル
- 0 : 空洞
  - 1 : 燃料が自立した状態
  - 2 : 燃料が崩壊した状態
  - 3 : 流路が減少した状態
  - 4 : 流路が閉塞した状態
  - 5 : 溶融プール状態

図1 炉心の損傷状態

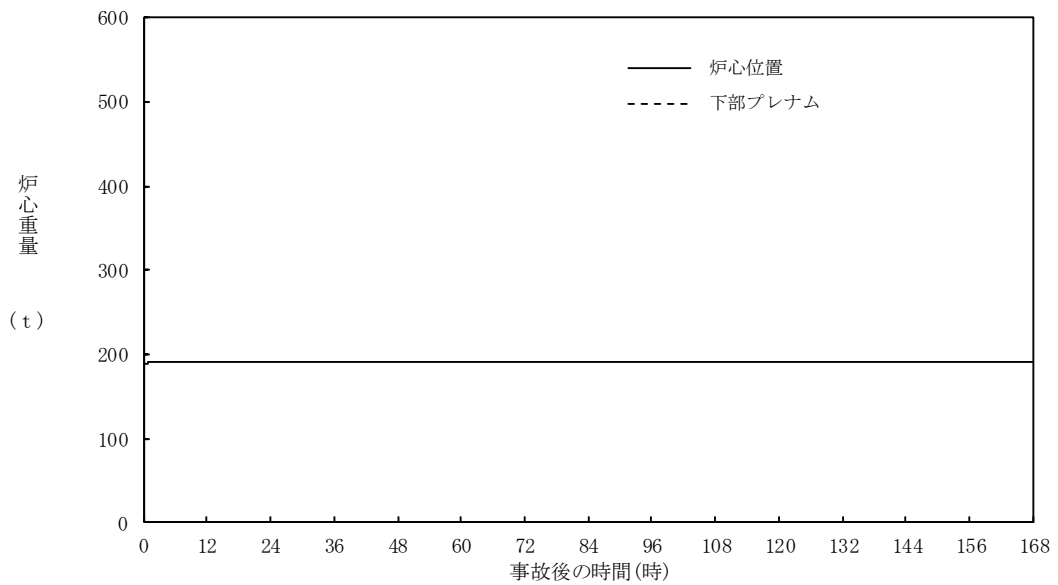


図2 各部（炉心位置，下部プレナム）における炉心重量の時間変化

## 安定状態について（残留熱代替除去系を使用する場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用する場合における安定状態については以下のとおり。

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

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

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，事象発生から 10 時間後に残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。格納容器圧力については，原子炉格納容器内の水素燃焼の防止のため原子炉格納容器内への窒素封入を実施する運用としていることから，低下傾向とならないが，上記の除熱機能により最高使用圧力以下に維持される。また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

## 【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。

残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系を復旧させ，除熱を行うことにより，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として残留熱代替除去系の使用又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素ガス注入（ページ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムの反応により  
発生する水素ガスの影響について

1. はじめに

BWRにおいて事故時に可燃性ガスが発生する事象として主にジルコニウム-水反応があるが、他事象によっても可燃性ガスの発生が想定される。

平成23年3月11日の東北地方太平洋沖地震後、福島第二原子力発電所1,2,4号炉の原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が確認されており、これは原子炉格納容器内のグレーチングに塗布しているローバル(常温亜鉛めっき)が水蒸気と反応し発生した水素ガスの影響によるものと推定されている。また、重大事故時、炉心から原子炉格納容器に放出されるよう素の環境への放出低減を目的に、原子炉格納容器内の水をアルカリ性に維持するため、水酸化ナトリウムを注入するが、これにより、炉内構造物の金属腐食(亜鉛及びアルミニウム)による水素ガスの発生も考えられる。

ここでは、島根原子力発電所2号炉において、上記事象により水素ガスが発生した場合の影響評価を実施する。

2. 影響評価

2.1 亜鉛の反応による水素ガスの発生について

原子炉格納容器内のグレーチングの亜鉛めっきの反応により、水素ガスが発生する可能性がある。前述のよう素の環境への放出低減のための水酸化ナトリウム注入によりサプレッション・チェンバのpHは約11程度となると考えられるが、金属腐食反応はpH依存性があることから、保守的にグレーチングの亜鉛めっきがすべて反応することを想定して、水素ガス発生総量を概略評価した。

a. 亜鉛量の計算条件

- ・ドライウェル グレーチング表面積 : 3,135m<sup>2</sup>
- ・サプレッション・チェンバ グレーチング表面積: 930m<sup>2</sup>
- ・亜鉛めっき膜厚: 80 μm

(JIS H8641-2007 記載の溶融亜鉛めっき厚判定基準値(最大値)76 μmより設定、島根原子力発電所2号炉においても本JISに基づき亜鉛めっきを実施)

- ・亜鉛密度: 7.2g/cm<sup>3</sup> (JIS H8641-2007 記載値)

b. 評価結果

<亜鉛量>

原子炉格納容器内のグレーチングに用いられる亜鉛量は、約2,350 kgとなる。

- ・ドライウエル部：約 1,806 kg ( $=3,135\text{m}^2 \times 80\ \mu\text{m} \times 7.2\text{g}/\text{cm}^3$ )
- ・サプレッション・チェンバ部：約 536 kg ( $=930\text{m}^2 \times 80\ \mu\text{m} \times 7.2\text{g}/\text{cm}^3$ )

#### <水素ガス発生量>

亜鉛は、以下の化学反応によって水素ガスを発生する可能性がある。

- ・ $\text{Zn} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{ZnO} + \text{H}_2 \uparrow$  (亜鉛-水蒸気反応)
- ・ $\text{Zn} + \text{NaOH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NaHZnO}_2 + \text{H}_2 \uparrow$  (金属腐食反応)

亜鉛-水蒸気反応及び亜鉛の金属腐食反応のいずれにおいても、亜鉛 1mol より水素ガスが 1mol 発生するため、発生する水素ガス量は約 73kg ( $\cong 56+17$ )、水素ガス体積(標準状態)は約  $803\text{m}^3$  [normal] ( $\cong 619+184$ )となる。

・ドライウエル部:

56kg ( $=1,806,000\text{g}/65.4\text{g}/\text{mol} \times 2.016\text{g}/\text{mol}$ )

$619\text{m}^3$  [normal] ( $=1,806,000\text{g}/65.4\text{g}/\text{mol} \times 0.0224\text{m}^3$  [normal]/mol)

・サプレッション・チェンバ部:

17kg ( $=536,000\text{g}/65.4\text{g}/\text{mol} \times 2.016\text{g}/\text{mol}$ )

$184\text{m}^3$  [normal] ( $=536,000\text{g}/65.4\text{g}/\text{mol} \times 0.0224\text{m}^3$  [normal]/mol)

## 2.2 アルミニウムの反応による水素ガスの発生について

原子炉格納容器内の主なアルミニウムの使用箇所は、保温材の外装材やドライウエルクーラー (DWC) のアルミフィンである。前述のような素の環境への放出低減のための水酸化ナトリウム注入によりサプレッション・チェンバの pH は約 11 程度となると考えられるが、金属腐食反応は pH 依存性があることから、保守的にアルミニウムの全量がすべて反応することを想定して、水素ガス発生総量を概略評価した。

### a. アルミニウム量の計算条件

- ・保温材に含まれるアルミニウムの体積: 約  $0.5843\text{m}^3$
- ・アルミニウム密度:  $2.7\text{g}/\text{cm}^3$
- ・DWCに含まれるアルミニウムの質量: 約 1,761kg

### b. 評価結果

#### <アルミニウム量>

原子炉格納容器内に存在するアルミニウム量は、約 3,339 kgとなる。

- ・保温材：約 1,578 kg ( $=0.5843\text{m}^3 \times 2,700\text{kg}/\text{m}^3$ )
- ・DWC：約 1,761 kg

#### <水素ガス発生量>

アルミニウムは、以下の化学反応によって水素ガスを発生する。

- ・ $\text{Al} + \text{NaOH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NaAlO}_2 + 3/2\text{H}_2 \uparrow$  (金属腐食反応)

アルミニウム 1mol より水素ガスが 3/2mol 発生するため、以下のとおり、発生する水素ガス量は約 374kg、水素ガス体積(標準状態)は約 4,156m<sup>3</sup> [normal]となる。

$$374\text{kg} \quad (\cong 3,339,000\text{g}/27\text{g/mol} \times 2.016\text{g/mol} \times 3/2)$$

$$4,156\text{m}^3[\text{normal}] \quad (\cong 3,339,000\text{g}/27\text{g/mol} \times 0.0224\text{m}^3[\text{normal}]/\text{mol} \times 3/2)$$

なお、格納容器過圧・過温破損シナリオにて発生する水素ガス量は約 198kg であり、これと比較すると、原子炉格納容器内に存在する亜鉛及びアルミニウムにより発生する水素ガス量の合計約 450kg は 2 倍程度の値である。

## 2.3 亜鉛及びアルミニウムによる水素ガス発生による影響について

### (1) 格納容器圧力への影響について

発生する水素による格納容器圧力上昇の影響を確認するため、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(残留熱代替除去系を使用する場合)」シーケンスにおいて、事象初期から 450kg の水素が格納容器内に存在するものと保守的に仮定し、格納容器圧力を評価した。

図 1 に示すとおり、事象発生 10 時間後に残留熱代替除去系の起動によって、格納容器圧力は降下し、限界圧力 853kPa[gage]に到達することはない。このように、事象初期における格納容器圧力の挙動は、亜鉛及びアルミニウムの化学反応により発生する水素を考慮しない場合と大きな違いはない。これは、格納容器圧力が水蒸気の影響を大きく受けているためであると考えられる。このことから、アルミニウム及び亜鉛が水酸化ナトリウムと反応し発生する水素による格納容器圧力への有意な影響はない。また、炉心損傷前も影響は同様である。

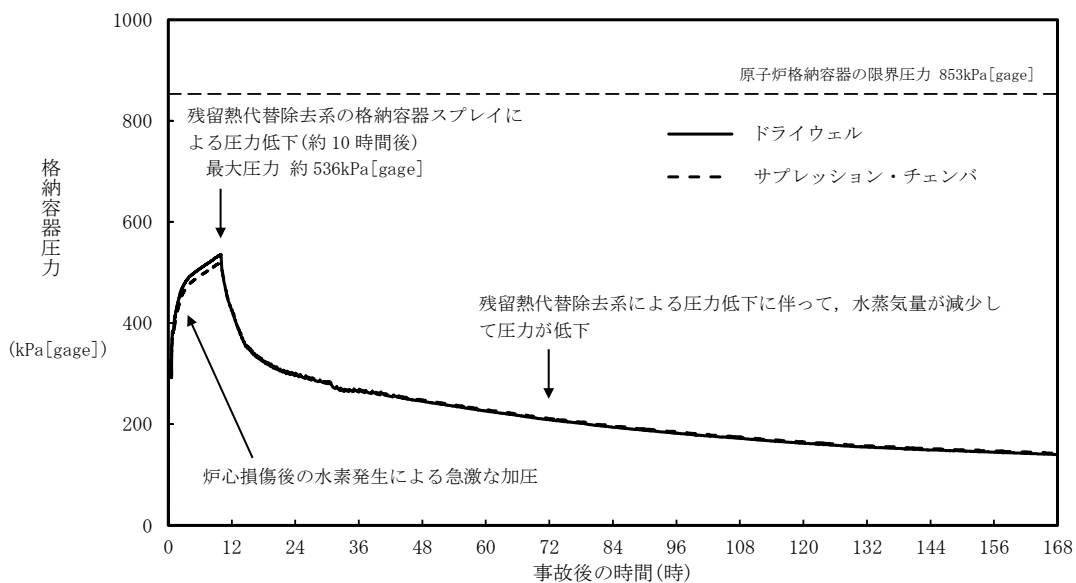


図 1 格納容器圧力の推移

## (2) 水素燃焼への影響について

水素ガス及び酸素ガスの可燃限界は、水素濃度 4 vol%以上かつ酸素濃度 5 vol%以上である。BWRの原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素ガスの発生はないことから、本反応単独での水素ガスの燃焼は発生しないものとする。

## 3. まとめ

原子炉格納容器内のグレーチングの垂鉛めっきに含まれる垂鉛がすべて反応することを想定すると約 73kg の水素ガス、アルミニウムがすべて反応することを想定すると約 374kg の水素ガス（合計約 450kg の水素ガス）が発生する可能性がある。しかし、BWRの事故時における格納容器圧力は、ほぼ窒素ガスと崩壊熱により発生する蒸気の影響に左右されるため、垂鉛及びアルミニウムの反応により発生する水素ガスは、格納容器圧力に対して有意な影響はないと考えられる。

また、水素燃焼の観点においても、BWRの原子炉格納容器内は窒素ガスにより不活性化されており、本反応では酸素ガスの発生はないことから有意な影響はないと考えられる。

なお、文献<sup>[1]</sup>においても、金属腐食反応による水素ガス発生はジルコニウム-水反応等による水素ガス発生に比べ反応速度が遅く、水素ガス発生量も小さいことが述べられており、本反応による水素ガス発生が有意な影響を与えることはないと考えられる。

[1] 日本原子力研究所「炉心損傷に関する研究の現状と課題」JAERI-M82-039, 1982年5月

原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

格納容器破損防止対策の有効性評価では、通常運転時に用いている原子炉建物原子炉棟の換気系が全交流動力電源喪失により停止し、交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで、原子炉建物原子炉棟の換気系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し、非常用ガス処理系によって原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまで事象発生から70分かかると想定している。

本格納容器破損モードの重大事故対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建物内で凝縮され、原子炉建物空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建物内の換気系は停止しているため、原子炉建物内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建物内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建物に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉建物原子炉棟の換気系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、原子炉建物内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

本評価では、上述の状況にかかわらず、非常用ガス処理系が起動し、原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまでの間、原子炉格納容器から原子炉建物原子炉棟に漏えいした放射性物質は、保守的に全量原子炉建物から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。

#### 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「冷却材喪失（大破断 L O C A）+ E C C S 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」に対し、残留熱代替除去系によって格納容器除熱を実施する場合について評価する。
- (2) 原子炉格納容器からの漏えい量は、M A A P 解析上で格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。（添付資料 3.1.2.5 参照）



- ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.5%/日 相当
  - ・ 1 ~ 2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当
- (3) エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果を考慮する (DF=10) <sup>※1</sup>。
- (4) 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについては、非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生 70 分後までは原子炉建物原子炉棟内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし (換気率無限)、非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 1 回/日相当を考慮する。
- (5) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉建物原子炉棟内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが、本評価では保守的に期待しないこととする (DF=1)。
- (6) 原子炉建物内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

※1 「原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集効果の設定について」 東北電力株式会社, 東京電力ホールディングス株式会社, 中部電力株式会社, 北陸電力株式会社, 中国電力株式会社, 日本原子力発電株式会社, 電源開発株式会社, 2019 年 12 月

## 2. 評価結果

原子炉建物から大気中へ漏えいする Cs-137 の評価結果を表 1 に示す。

原子炉建物から大気中へ漏えいする Cs-137 は 7 日間で約 1.1TBq であり、基準の 100TBq を下回っている。

また、事象発生 7 日間以降の影響を確認するため評価した、事象発生 30 日間、100 日間における大気中への Cs-137 の漏えい量はともに約 1.1TBq であり、いずれの場合においても 100TBq を下回っている。

なお、事象発生 7 日以降の長期解析においては、事象発生約 66 日後<sup>\*</sup>に原子炉格納容器内水素燃焼防止の観点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し、事象発生 100 日ま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継続しているが、原子炉格納容器の除熱機能、原子炉格納容器への窒素注入機能及び原子炉格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には、格納容器ベントを停止する運用とする。

※ ベースケースでは、原子炉格納容器の圧力を高く評価するために原子炉格納容器からの漏えいを考慮しておらず、100 日後の酸素濃度はドライ条件で 4.4vol%及びウェット条件で 1.5vol%に到達しないため格納容器ベントは実施していない。

表1 原子炉建物から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量

(単位：TBq)

	漏えい量 (7日間)	漏えい量 (30日間)	漏えい量 (100日間)
大破断 LOCA(残留熱代替除去系を使用する場合)	約 1.1	約 1.1	約 1.1

※ 格納容器フィルタベント系から大気中への放出量を含む(事象発生約66日後から100日まで格納容器ベント実施)

以上

## 原子炉格納容器漏えい率の設定について

中央制御室の居住性に係わる被ばく評価及び有効性評価の環境へのCs-137漏えい評価において、原子炉格納容器からの放射性物質等の漏えいは、MAAP内で模擬した漏えい孔の等価漏えい面積及び原子炉格納容器の圧力に応じて漏えい流量を評価している。

模擬する漏えい孔の等価漏えい面積は以下に示す格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合と最高使用圧力を超過した後の場合の2種類を設定する。

## 1. 格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合

格納容器圧力が最高使用圧力以下の場合、設計漏えい率（0.9Pd で0.5%/日）をもとに算出した等価漏えい面積（ドライウエル及びウェットウエルの総面積は約  $3.2 \times 10^{-6} \text{m}^2$ ）を設定し、MAAP内で圧力に応じた漏えい量を評価している。

## 2. 格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合

格納容器圧力が最高使用圧力を超過した場合、853kPa[gage]で1.3%/日となる等価漏えい面積（ドライウエル及びウェットウエルの総面積は約  $8.5 \times 10^{-6} \text{m}^2$ ）を設定し、

1. と同様にMAAP内で圧力に応じた漏えい量を評価している。

853kPa[gage]での1.3%/日の設定は以下のAECの評価式及びGEの評価式によって評価した漏えい率の結果を包絡する値として設定した。

○AECの評価式<sup>※1</sup>

$$L = L_0 \sqrt{\frac{(P_t - P_a) \times R_t \times T_t}{(P_d - P_a) \times R_d \times T_d}} = 1.28\% / \text{日}$$

L : 事故時の格納容器漏えい率

L0 : 設計漏えい率（圧力Pd に対して（ここでは0.9Pd）） 【0.5%/日】

Pt : 事故時の格納容器内圧力 【954.325kPa[abs]】

Pd : 設計圧力 【485.625kPa[abs]】

Pa : 格納容器外の圧力 【101.325kPa[abs]】

Rt : 事故時の気体定数 <sup>※2</sup> 【523.7J/Kg・K】

Rd : 空気の気体定数 【287J/Kg・K】

Tt : 事故時の格納容器内温度 【473.15K】

Td : 設計格納容器内温度 【293.15K】

○GEの評価式 (General Electric 社の漏えいモデル式)

$$L=L_0 \sqrt{\frac{1-\left(\frac{P_a}{P_t}\right)^2}{1-\left(\frac{P_a}{P_d}\right)^2}}=0.508\%/日$$

L : 事故時の格納容器漏えい率

L0 : 設計漏えい率 (圧力 Pd に対して (ここでは 0.9Pd)) 【0.5%/日】

Pt : 事故時の格納容器内圧力 【954.325kPa[abs]】

Pd : 設計圧力 【485.625kPa[abs]】

Pa : 格納容器外の圧力 【101.325kPa[abs]】

※1 United States Atomic Energy Commission report "reactor containment leakage testing and surveillance report USAEC technical safety guide Dec. 1996"

※2 事故時の気体定数は水素ガス(2.016) : 窒素ガス(28.01) : 水蒸気(18.02)のガス組成 34% : 33% : 33%より計算している。AECの評価式は事故時の気体定数に依存し、水素ガス等のように気体定数が大きい気体の割合が大きい場合に漏えい率が高くなるため、燃料有効部被覆管がすべてジルコニウム-水反応した場合の水素ガス発生量(約 1,000kg)を考慮して保守的に設定している。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））  
 表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響  
 （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（残留熱代替除去系を使用する場合）））（1/2）

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル 炉心出力及び崩壊熱	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	
	燃料棒内温度変化	炉心モデル (炉心熱水力モデル)	TMI事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生、炉心領域での溶融進展状態について、CORAX実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びピッチャネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、炉心溶融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等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。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。	
	燃料棒表面熱伝達	炉心モデル (炉心熱水力モデル)	炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な激しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等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。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。	
	燃料被覆管酸化	炉心モデル (炉心ヒートアップ)	・TOUV、大破断 LOCA シーンとともに炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。	
	燃料被覆管変形	炉心モデル (炉心ヒートアップ)	TOUXシーケンス及び中破断LOCAシーケンスに対して、MAAPコードとSAFERコードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAPコードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないことから水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。	
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル (炉心ヒートアップ)	炉心モデル (炉心ヒートアップ)	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
気液分離（水位変化）・対向流	炉心モデル (炉心ヒートアップ)	炉心モデル (炉心ヒートアップ)	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。		
ECCS注水系・代替注水設備含む	炉心モデル (炉心ヒートアップ)	炉心モデル (炉心ヒートアップ)	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数について）では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。		
原子炉压力容器	ECCS注水系・代替注水設備含む	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなるパラメータと与える影響  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(残留熱代替除去系を使用する場合)) (2/2)

【MAAP】		重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できていることを確認した。格納容器雰囲気温度を十数°C程度高めに、格納容器内気温度を十数°C程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験系に起因するものと考えられ、実験系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	HDR実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験系に起因するものと考えられ、実験系においてはこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。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運転員等操作時間と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ついては、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。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導					運転員等操作時間と与える影響は小さい。
原子炉格納容器(炉心損傷後)	スプレッド冷却	安全系モデル(格納容器/レイ)安全系モデル(代替注水設備)	入力値に含まれる(スプレッド注入特性)スプレッドの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさは小さい。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	
	コア・レクレーション・ブロー冷却	安全系モデル(非常用炉心冷却系)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	
原子炉格納容器(炉心損傷後)	リロケーション	溶融炉心の挙動モデル(リロケーション)	・TMI事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TM事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQUV、大破断LOCAシナシナにも、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。	溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時刻と与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認。	
	原子炉格納容器内PP挙動	核分裂生成物(FP)挙動モデル	PHIBUS-PP実験解析により、PP放出の開始時間を良く再現できているもの、燃料被覆管温度を高め評価することにより、急激なPP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実験の大規模な炉心体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。	核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHIBUS-PP実験解析により原子炉圧力容器内へのPP放出の開始時間を適切に再現できていることを確認している。PHIBUS-PP実験解析では、燃料被覆管破綻後のPP放出については実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模な炉心体系の模擬が原因と推測され、実験の大規模な炉心体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと考えられる。本評価項目として、残留熱代替除去系を操作開始の起点としている運転員等操作時間と与える影響は小さい。	核分裂生成物(FP)挙動モデルは、ABCOVE実験解析により原子炉格納容器内へのエアロゾル沈着挙動を適切に評価できていることが確認されている。本評価項目では、炉心損傷後の格納容器内PPを操作開始の起点としている運転員等操作時間と与える影響は小さい。	
原子炉格納容器(炉心損傷後)	原子炉格納容器内PP挙動	核分裂生成物(FP)挙動モデル	ABCOVE実験解析により、格納容器内へのエアロゾル沈着挙動を適切に評価できていることを確認した。	核分裂生成物(FP)挙動モデルは、ABCOVE実験解析により原子炉格納容器内へのエアロゾル沈着挙動を適切に評価できていることが確認されている。本評価項目では、炉心損傷後の格納容器内PPを操作開始の起点としている運転員等操作時間と与える影響は小さい。	核分裂生成物(FP)挙動モデルは、ABCOVE実験解析により原子炉格納容器内へのエアロゾル沈着挙動を適切に評価できていることが確認されている。本評価項目では、炉心損傷後の格納容器内PPを操作開始の起点としている運転員等操作時間と与える影響は小さい。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響  
 (零囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(残留熱代替除去系を使用する場合)))(1/4)

項目	解析条件(初期条件、事故条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件		運転員等操作時間に与える影響		
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。		最確条件とした場合は、原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約6.77~6.79MPa[gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える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。		最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える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。
原子炉水位	通常水位(気水分離器下端から+83cm)	通常運転水位(気水分離器下端から約+83cm~約+85cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約8秒で通常運転水位-約6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmである。したがって、事象進展に及ぼす影響はなく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。		最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、大破断 LOCA 発生後の原子炉水位の低下量は約8秒で通常運転水位-約6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmである。したがって、事象進展に及ぼす影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量の85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。		炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料(A型)	装荷炉心毎	9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大輸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、MOX 燃料の評価は9×9燃料(A型)の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)のうち、9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料(B型)の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。		最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)のうち、9×9燃料(A型)、9×9燃料(B型)は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料(B型)の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 炉心平均燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、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残留熱代替除去系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対する余裕は大きい。		最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、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残留熱代替除去系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対する余裕は大きい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータに与える影響  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(残留熱代替除去系を使用する場合))) (2/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積(ド ライウエル)	7,900m <sup>3</sup>	7,900m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積 を除いた値)を設定	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える 影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器容積(サ プレッション・チ ェンバ)	空間部：4,700m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup>	空間部：4,700m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup> (設計値)	サプレッション・チェンバ内体 積の設計値(内部機器及び構造 物の体積を除いた値)を設定	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与 える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に与える 影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
真空破壊装置	3,43kPa(ドライウエル -サプレッション・チ ェンバ間差圧)	3,43kPa(ドライウエル -サプレッション(設計値) 間差圧)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影 響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影 響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
サプレッショ ン・プールの水位	3,61m(NWL)	約3,59m~約3,63m (実測値)	通常運転時のサプレッショ ン・プールの水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変 動を与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プールの水 位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例え ば、通常水位の熱容量は約2800m <sup>3</sup> 相当であるのに対し て、ゆらぎによる水位低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は 約20m <sup>3</sup> 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と 非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さ いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を 与え得るが、ゆらぎによるサプレッション・プールの水位低下 分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位 の熱容量は約2800m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位 低下分(通常水位-0.02m分)の熱容量は約20m <sup>3</sup> 程度であり、そ の低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがっ て、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となる パラメータに与える影響は小さい。
サプレッショ ン・プールの温度	35℃	約19℃~約35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッショ ン・プールの温度の上限値として 設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より も低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなるが、本評価 事故シナリオでは、格納容器圧力及び温度を起点に操作 開始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。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低 くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、格納容器内温度 の上昇は遅くなるが、その影響は小さいことから、評価項目と なるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa[Gage]	約5kPa[Gage]~約 7kPa[Gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力と して設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変 動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与え る影響は小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初 期ピーク値に到達するまでの圧力上昇率(平均)は1時間 あたり約40kPa(約10時間で約370kPa)であるのに対し て、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPaであり非常に小さい。し たがって、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作 時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を 与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は 小さい。例えば、事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に 到達するまでの圧力上昇率(平均)は1時間あたり約40kPa(約 10時間で約370kPa)であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇 率は約2kPaであり非常に小さい。したがって、事象進展に与え る影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える 影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃~約54℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度と して設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変 動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイにより 飽和温度となり、初期温度が事象進展に与える影響は小さ いことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を 与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度 となり、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実測値)	屋外貯水槽の水源温度として 実測値及び夏季の外気温度を 踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温より も低くなる可能性があるが、格納容器圧力及び温度上昇が遅 くなるが、本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び温 度を起点に操作開始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。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低 くなる可能性があるが、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能 性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度の上 昇に与える影響は小さい。また、格納容器の熱容量が大きくな り、格納容器圧力・温度上昇が遅くなるが、その影響は小さく、 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
外部水源の容量	7,740m <sup>3</sup>	7,740m <sup>3</sup> 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪 谷貯水槽の水量を参考に、最確 条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕 が大きくなるため、水源が枯渇することはない。運転員等 操作時間に与える影響はない。	—
燃料の容量	1,180m <sup>3</sup>	1,180m <sup>3</sup> 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合 計容量を参考に、最確条件を包 絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件より燃料容量の余裕が 大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操 作時間に与える影響はない。	—

初期条件



表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響  
 (雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(残留熱代替除去系を使用する場合))) (3/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象 大破断LOCA 再循環配管(出口ノズル)の破断	-	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり、原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として、原子炉圧力容器バウナダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管(出口ノズル)の両端破断を設定	Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断LOCAの場合と同程度であり、原子炉格納容器圧力は853kPa [gage]を下回っていることから、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3.1.2.7)	Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断LOCAの場合と同程度であり、原子炉格納容器圧力は853kPa [gage]を下回っていることから、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3.1.2.7)
	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 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、設定 高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系の機能喪失を設定	Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、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。 (添付資料3.1.2.7)	-
	外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、フラント損傷状態であるLOCAに全交流電源喪失を重量することから、外部電源が喪失するものとして設定	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、運転員等操作時間に与える影響は大きくなくなる。	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の挙動は低く推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなくなる。
	水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり、運転員等操作時間に与える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。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響は異なる影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損(残留熱代替除去系を使用する場合)))(4/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	事象発生と同時にスクラム	事象発生と同時にスクラム	事象発生と同時にスクラムするものとして設定	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える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。	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える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。
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉水位低(レベル2)	主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として設定	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、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。	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、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。
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える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。	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える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。
低圧原子炉代替注水系(常設)	最大250m <sup>3</sup> /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大250m <sup>3</sup> /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系(常設)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
残留熱代替除去系	循環流量は、全体で150m <sup>3</sup> /hとし、原子炉へ30m <sup>3</sup> /h、格納容器スプレイトへ120m <sup>3</sup> /hにて流量を分配	循環流量は、全体で150m <sup>3</sup> /hとし、原子炉へ30m <sup>3</sup> /h、格納容器スプレイトへ120m <sup>3</sup> /hにて流量を分配	残留熱代替除去系の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉補機代替冷却系	残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量:約7MW(サブプレッション・プール水温度:100℃、海水温度30℃において)	残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量:約7MW(サブプレッション・プール水温度:100℃、海水温度30℃において)	原子炉補機代替冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える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。	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える影響はない。
可搬式薬素供給装置	総注入流量:100m <sup>3</sup> /h ・薬素:99.9m <sup>3</sup> /h ・酸素:0.1m <sup>3</sup> /h ガス温度:35℃	総注入流量:100m <sup>3</sup> /h ・薬素:99.9m <sup>3</sup> /h ・酸素:0.1m <sup>3</sup> /h ガス温度:0~60℃	総注入量は格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定 薬素注入流量は純度99.9%を考慮して残りすべてを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	機器条件の可搬式薬素供給装置は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。35℃より高い場合は、格納容器温度が上昇する可能性があるが、薬素温度は格納容器温度よりも低いことから、薬素注入による格納容器温度が上昇することはない。35℃未満の場合は、注入される薬素の密度が大きくなり薬素注入開始後の格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順に変わりはなく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	機器条件の可搬式薬素供給装置は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得る。35℃より高い場合は、格納容器温度が上昇する可能性があるが、薬素温度は格納容器温度よりも低いことから、薬素注入による格納容器温度が上昇することはない。35℃未満の場合は、注入される薬素の密度が大きくなり薬素注入開始後の格納容器圧力の上昇が遅くなるが、操作手順に変わりはなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

（残留熱代替除去系を使用する場合）（1/4）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
常設代替交流電源設備の起動、受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）起動、系統構成	事象発生 30 分後	<p>【認知】</p> <p>中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、常設代替交流電源設備を起動し、原子炉注水手段が確保されていないことを確認した場合には低圧原子炉代替注水系（常設）による注水準備をする手順としている。この全交流動力電源喪失等の認知に係る時間として 10 分間を想定している。そのため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】</p> <p>低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のために、中央制御室および現場にて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）の系統構成を行う運転員が配置されている。現場にて注水弁の電源切替操作を行う運転員はそれぞれ操作を行っている期間、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】</p> <p>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備として、中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動、受電、漏えい箇所隔離操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成をしたのち、注水弁の開操作をすることにより原子炉への注水を行う。この間、現場にて注水弁の電源切替を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>中央制御室における常設代替交流電源設備の起動、受電に 10 分程度、漏えい箇所隔離操作、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を 10 分程度と想定。</li> <li>現場にて行う注水弁の電源切替操作を 20 分程度と想定。</li> </ul> <p>現場にて行う電源切替操作は、常設代替交流電源設備の起動、受電後行う操作であるが、中央制御室での漏えい箇所隔離操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成と並行して行える操作であり、また、操作時間が短いことから本操作により中央制御室での操作所要時間が影響を受けることはない。</p> <p>よって、認知時間及び操作所要時間を考慮して、事象発生から 30 分後に原子炉注水を開始することとしている。</p> <p>【他の並列操作有無】</p> <p>上述のとおり、原子炉注水までに行う操作は並列操作となるが、それを加味して操作所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>早期の電源回復不可の判断、常設代替交流電源設備の起動、受電操作、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を、実態の運転操作時間に基づき解析上での想定時間を設定していることから、運転員等操作開始時間に与える影響は少ない。</p>	<p>実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始時間も早くなった場合には、原子炉水位の回復は早くながる可能性があるが、シミュレーション水反応量により発生熱量が増加するため、格納容器圧力及び温度は上昇に大きき差異はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>事象発生から 60 分後（操作開始時間の遅れ）まで常設代替交流電源設備からの受電操作を行い、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、評価項目を満足する結果となる。時間余裕がある。（添付資料 3.1.3.7）</p>	<p>解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から 30 分後としており、このうち、注水弁の電源切替操作は、所要時間 20 分程度のところ、訓練実績では約 8 分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（蒸気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

(残留熱代替除去系を使用する場合) (2/4)

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
低圧原子炉代 替注水槽への 水補給	事象発生2時間 30分後	低圧原子炉代替注水槽 への水補給は解析条件 ではないが、解析で想定 している操作の成立や 継続に必要な作業 作業成立性を踏まえ設 定	評価上は作業成立性を踏ま え事象発生から2時間30分 後から開始としているが、低 圧原子炉代替注水槽の水源 枯渇までに実施すれば良い 作業であり、低圧原子炉代替 注水槽の保有水のみで事象 発生から約21時間後まで注 水可能であることから十分 な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏ま え事象発生から2時間30分 後としており、このうち、輪 谷貯水槽から低圧原子炉代 替注水槽への補給の系統構 成は、所要時間2時間10分 想定のところ、訓練実績では 約1時間41分である。想定 で意図している作業が実施 可能なことを確認した。
	操作条件	送水車等への燃料補給 は解析条件ではないが、 解析で想定している操 作の成立や継続に必要 な作業 作業成立性を踏まえ設 定	評価上は作業成立性を踏ま え事象発生から2時間50分 後から開始としているが、低 圧原子炉代替注水槽の水源 枯渇までに実施すれば良い 作業であり、低圧原子炉代替 注水槽の保有水のみで事象 発生から約21時間後まで注 水可能であることから十分 な時間余裕がある。	-	-	-	評価上は作業成立性を踏ま え事象発生から約2時間50 分後としており、このうち、 大量送水車への給油作業は、 所要時間2時間30分想定 のところ訓練実績では約2時 間12分である。想定で意図 している作業が実施可能な ことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

（残留熱代替除去系を使用する場合）（3/4）

項目	解析条件 （操作条件）の 不確かさ	操作の不確か要因		運転員等操作 時間に与える 影響	評価項目と なるパラメ ータに与え る影響	操作時間余裕	訓練実績等
		条件設定 の考え方	操作開始 時間				
原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 及 び 残 留 熱 代 替 冷 却 系 による 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 準備 時間 後 の 操 作 時間 余裕	原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 準備 時間 後 事 象 発 生 後 10 時 間 後	【認 知】 中 央 制 御 室 に て 外 部 電 源 受 電 及 び 非 常 用 D E I - Z E L 発 電 機 の 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 可 と 判 断 し 、 こ れ に よ り 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 及 び 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 準 備 を 開 始 す る 手 順 と し て い る た め 、 認 知 遅 れ に よ り 操 作 開 始 時 間 に 与 え る 影 響 は な し 。	【要 員 配 置】 残 留 熱 代 替 冷 却 系 及 び 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 による 格 納 容 器 除 熱 の た め に 、 中 央 制 御 室 で の 操 作 及 び 現 場 に て 弁 操 作 を 行 う 運 転 員 と 、 大 型 送 水 ポンプ 車 による 移 動 式 代 替 熱 交 換 設 備 へ の 海 水 補 給 、 移 動 式 代 替 熱 交 換 設 備 による 冷 却 水 供給 の ホース 敷 設 、 接 続 等 を 行 う 緊 急 時 対 策 要 員 （ 現 場 ） が 配 置 さ れ て い る 。 ホース 敷 設 、 接 続 等 は 現 場 に て 緊 急 時 対 策 要 員 （ 現 場 ） が 実 施 す る こ と と な る が 、 本 操 作 を 行 う 要 員 は 、 操 作 が 終 わ る ま で 他 の 操 作 は 行 わ ない 。 こ の た め 、 要 員 配 置 が 操 作 開 始 時 期 に 与 え る 影 響 は な し 。	解 析 上 の 操 作 開 始 時 間 と し て 事 象 発 生 か ら 10 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 操 作 開 始 時 間 は 解 析 上 の 想 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 。 ま た 、 本 操 作 の 操 作 開 始 時 間 は 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 準 備 期 間 を 考 慮 し て 設 定 し た も の で あ り 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 操 作 開 始 時 間 が 早 ま れ ば 、 本 操 作 の 操 作 開 始 時 間 も 早 ま る こ と が 可 能 性 が あ り 、 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 運 転 開 始 時 間 も 早 ま る こ と と な り 、 運 転 員 等 操 作 時 間 に 対 す る 余 裕 は 大 き く な 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 想 定 と ほぼ 同 等 で あ り 、 運 転 員 等 操 作 時 間 に 与 え る 影 響 は 小 さ い 。	原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 運 転 開 始 時 間 は 10 時 間 あり 、 準 備 時 間 が 確 保 で き る た め 、 余 裕 時 間 が 大 幅 に 違 っ て い る よ う な 事 態 に な ら な い と 思 っ っ 場 合 で も 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 格 納 容 器 の 除 熱 界 限 圧 力 （ 常 態 ） に よ り 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 注 水 の 繼 続 及 び 格 納 容 器 圧 力 が 640kPa[gage] に 到 達 し た 場 合 に は 格 納 容 器 代 替 ス プ レ イ 系 （ 可 搬 型 ） による 格 納 容 器 代 替 ス プ レ イ 系 （ 可 搬 型 ） による 格 納 容 器 ス プ レ イ は 、 サ プ レ シ ョ ン ・ プ ール 水 位 が 常 常 水 位 + 約 1.3m に 通 常 水 位 + 約 1.3m に 達 し て い る 時 間 は 、 事 象 発 生 か ら 約 32 時 間 あり 、 約 22 時 間 以 上 の 余 裕 が あ る こ と か ら 、 時 間 余 裕 が あ る 。	訓 練 実 績 等 操 作 上 は 事 象 踏 ま せ 事 象 発 生 か ら 10 時 間 後 と し て あり 、 こ の うち 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 準 備 操 作 （ 資 機 材 配 置 及 び ホ ース 敷 設 、 起 動 ） 及 び 系 統 水 戻 り ） は 、 所 要 時 間 7 時 間 20 分 想 定 の と こ ろ で は 約 5 時 間 41 分 、 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 準 備 操 作 （ 中 央 制 御 室 系 統 構 成 ） は 、 所 要 時 間 30 分 想 定 の と こ ろ で 約 12 分 である 。 想 定 で 意 図 し て い る 運 転 操 作 が 実 施 可 能 で あ る こ と を 確 認 し た 。
原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 及 び 残 留 熱 代 替 冷 却 系 による 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 準備 時間 後 の 操 作 時間 余裕	原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 準備 時間 後 事 象 発 生 後 10 時 間 後	【認 知】 中 央 制 御 室 に て 外 部 電 源 受 電 及 び 非 常 用 D E I - Z E L 発 電 機 の 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 可 と 判 断 し 、 こ れ に よ り 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 及 び 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 準 備 を 開 始 す る 手 順 と し て い る た め 、 認 知 遅 れ に よ り 操 作 開 始 時 間 に 与 え る 影 響 は な し 。	【要 員 配 置】 残 留 熱 代 替 冷 却 系 及 び 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 による 格 納 容 器 除 熱 の た め に 、 中 央 制 御 室 で の 操 作 及 び 現 場 に て 弁 操 作 を 行 う 運 転 員 と 、 大 型 送 水 ポンプ 車 による 移 動 式 代 替 熱 交 換 設 備 へ の 海 水 補 給 、 移 動 式 代 替 熱 交 換 設 備 による 冷 却 水 供給 の ホース 敷 設 、 接 続 等 を 行 う 緊 急 時 対 策 要 員 （ 現 場 ） が 配 置 さ れ て い る 。 ホース 敷 設 、 接 続 等 は 現 場 に て 緊 急 時 対 策 要 員 （ 現 場 ） が 実 施 す る こ と と な る が 、 本 操 作 を 行 う 要 員 は 、 操 作 が 終 わ る ま で 他 の 操 作 は 行 わ ない 。 こ の た め 、 要 員 配 置 が 操 作 開 始 時 期 に 与 え る 影 響 は な し 。	解 析 上 の 操 作 開 始 時 間 と し て 事 象 発 生 か ら 10 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 操 作 開 始 時 間 は 解 析 上 の 想 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 。 ま た 、 本 操 作 の 操 作 開 始 時 間 は 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 準 備 期 間 を 考 慮 し て 設 定 し た も の で あ り 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 操 作 開 始 時 間 が 早 ま れ ば 、 本 操 作 の 操 作 開 始 時 間 も 早 ま る こ と が 可 能 性 が あ り 、 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 運 転 開 始 時 間 も 早 ま る こ と と な り 、 運 転 員 等 操 作 時 間 に 対 す る 余 裕 は 大 き く な 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 想 定 と ほぼ 同 等 で あ り 、 運 転 員 等 操 作 時 間 に 与 え る 影 響 は 小 さ い 。	原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 運 転 開 始 時 間 は 10 時 間 あり 、 準 備 時 間 が 確 保 で き る た め 、 余 裕 時 間 が 大 幅 に 違 っ て い る よ う な 事 態 に な ら な い と 思 っ っ 場 合 で も 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 格 納 容 器 の 除 熱 界 限 圧 力 （ 常 態 ） に よ り 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 注 水 の 繼 続 及 び 格 納 容 器 圧 力 が 640kPa[gage] に 到 達 し た 場 合 に は 格 納 容 器 代 替 ス プ レ イ 系 （ 可 搬 型 ） による 格 納 容 器 代 替 ス プ レ イ 系 （ 可 搬 型 ） による 格 納 容 器 ス プ レ イ は 、 サ プ レ シ ョ ン ・ プ ール 水 位 が 常 常 水 位 + 約 1.3m に 通 常 水 位 + 約 1.3m に 達 し て い る 時 間 は 、 事 象 発 生 か ら 約 32 時 間 あり 、 約 22 時 間 以 上 の 余 裕 が あ る こ と か ら 、 時 間 余 裕 が あ る 。	訓 練 実 績 等 操 作 上 は 事 象 踏 ま せ 事 象 発 生 か ら 10 時 間 後 と し て あり 、 こ の うち 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 準 備 操 作 （ 資 機 材 配 置 及 び ホ ース 敷 設 、 起 動 ） 及 び 系 統 水 戻 り ） は 、 所 要 時 間 7 時 間 20 分 想 定 の と こ ろ で は 約 5 時 間 41 分 、 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 準 備 操 作 （ 中 央 制 御 室 系 統 構 成 ） は 、 所 要 時 間 30 分 想 定 の と こ ろ で 約 12 分 である 。 想 定 で 意 図 し て い る 運 転 操 作 が 実 施 可 能 で あ る こ と を 確 認 し た 。
原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 及 び 残 留 熱 代 替 冷 却 系 による 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 準備 時間 後 の 操 作 時間 余裕	原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 準備 時間 後 事 象 発 生 後 10 時 間 後	【認 知】 中 央 制 御 室 に て 外 部 電 源 受 電 及 び 非 常 用 D E I - Z E L 発 電 機 の 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 可 と 判 断 し 、 こ れ に よ り 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 及 び 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 準 備 を 開 始 す る 手 順 と し て い る た め 、 認 知 遅 れ に よ り 操 作 開 始 時 間 に 与 え る 影 響 は な し 。	【要 員 配 置】 残 留 熱 代 替 冷 却 系 及 び 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 による 格 納 容 器 除 熱 の た め に 、 中 央 制 御 室 で の 操 作 及 び 現 場 に て 弁 操 作 を 行 う 運 転 員 と 、 大 型 送 水 ポンプ 車 による 移 動 式 代 替 熱 交 換 設 備 へ の 海 水 補 給 、 移 動 式 代 替 熱 交 換 設 備 による 冷 却 水 供給 の ホース 敷 設 、 接 続 等 を 行 う 緊 急 時 対 策 要 員 （ 現 場 ） が 配 置 さ れ て い る 。 ホース 敷 設 、 接 続 等 は 現 場 に て 緊 急 時 対 策 要 員 （ 現 場 ） が 実 施 す る こ と と な る が 、 本 操 作 を 行 う 要 員 は 、 操 作 が 終 わ る ま で 他 の 操 作 は 行 わ ない 。 こ の た め 、 要 員 配 置 が 操 作 開 始 時 期 に 与 え る 影 響 は な し 。	解 析 上 の 操 作 開 始 時 間 と し て 事 象 発 生 か ら 10 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 操 作 開 始 時 間 は 解 析 上 の 想 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 。 ま た 、 本 操 作 の 操 作 開 始 時 間 は 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 準 備 期 間 を 考 慮 し て 設 定 し た も の で あ り 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 操 作 開 始 時 間 が 早 ま れ ば 、 本 操 作 の 操 作 開 始 時 間 も 早 ま る こ と が 可 能 性 が あ り 、 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 運 転 開 始 時 間 も 早 ま る こ と と な り 、 運 転 員 等 操 作 時 間 に 対 す る 余 裕 は 大 き く な 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 想 定 と ほぼ 同 等 で あ り 、 運 転 員 等 操 作 時 間 に 与 え る 影 響 は 小 さ い 。	原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 運 転 開 始 時 間 は 10 時 間 あり 、 準 備 時 間 が 確 保 で き る た め 、 余 裕 時 間 が 大 幅 に 違 っ て い る よ う な 事 態 に な ら な い と 思 っ っ 場 合 で も 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 格 納 容 器 の 除 熱 界 限 圧 力 （ 常 態 ） に よ り 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 注 水 の 繼 続 及 び 格 納 容 器 圧 力 が 640kPa[gage] に 到 達 し た 場 合 に は 格 納 容 器 代 替 ス プ レ イ 系 （ 可 搬 型 ） による 格 納 容 器 代 替 ス プ レ イ 系 （ 可 搬 型 ） による 格 納 容 器 ス プ レ イ は 、 サ プ レ シ ョ ン ・ プ ール 水 位 が 常 常 水 位 + 約 1.3m に 通 常 水 位 + 約 1.3m に 達 し て い る 時 間 は 、 事 象 発 生 か ら 約 32 時 間 あり 、 約 22 時 間 以 上 の 余 裕 が あ る こ と か ら 、 時 間 余 裕 が あ る 。	訓 練 実 績 等 操 作 上 は 事 象 踏 ま せ 事 象 発 生 か ら 10 時 間 後 と し て あり 、 こ の うち 、 原 子 炉 補 機 代 替 冷 却 系 の 準 備 操 作 （ 資 機 材 配 置 及 び ホ ース 敷 設 、 起 動 ） 及 び 系 統 水 戻 り ） は 、 所 要 時 間 7 時 間 20 分 想 定 の と こ ろ で は 約 5 時 間 41 分 、 残 留 熱 代 替 冷 却 系 の 準 備 操 作 （ 中 央 制 御 室 系 統 構 成 ） は 、 所 要 時 間 30 分 想 定 の と こ ろ で 約 12 分 である 。 想 定 で 意 図 し て い る 運 転 操 作 が 実 施 可 能 で あ る こ と を 確 認 し た 。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))  
(残留熱代替除去系を使用する場合)(4/4)

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作	事後	原子炉補機代替冷却系及び可搬式窒素供給装置の準備時間等を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>原子炉補機代替冷却系の準備が完了後準備を開始する手順として、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】</p> <p>可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給のために、現場にて可搬式窒素供給装置の準備、起動を行う緊急時対策要員(現場)が配置されている。現場にて緊急時対策要員(現場)が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】</p> <p>現場での緊急時対策要員(現場)によるホース敷設等の格納容器内窒素供給準備操作は移動時間を含め2時間で行うことにより、事後発生から12時間で窒素供給準備を完了することを想定している。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】</p> <p>現場にて緊急時対策要員(現場)が可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給のための準備操作を行ったのち、現場にて緊急時対策要員(現場)が弁操作を行うことにより窒素供給は開始される。当該操作を行う緊急時対策要員(現場)に窒素供給開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>緊急時対策要員(現場)の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>運転員等操作時間と与える影響</p> <p>解析上の操作開始時間として、事後発生から12時間後を想定している。運転員等操作の操作開始時間は解析上の想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。また、本操作の操作開始時間は、原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して設定したものであり、原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性がある。残留熱代替除去系の運転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。</p>	<p>操作時間余裕</p> <p>可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給開始までの時間は、事後発生から12時間あり、準備時間が確保でき、余裕がある。なお、本操作には時間余裕がある。また、本操作が大幅に遅れるような事態になつた場合でも、酸素濃度が可燃限界に到達しないよう監視し、酸素ベント基準に到達した場合には格納容器ベントにより水素ガスの排出及び酸素ガスの排出を行うこととなる。</p>	<p>訓練実績等</p> <p>評価上は作業成立性を踏まえ、この後としており、このうち、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内窒素供給準備は、所要時間2時間想定のとおり、訓練実績では約1時間42分で実施可能なことを確認している。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

## 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について

地震により大破断LOCAを上回る規模のLOCA（以下「Excessive LOCA」という。）が発生した場合には、原子炉冷却材の流出による原子炉水位の低下が早く、かつ、非常用炉心冷却系が使用できない場合は、早期に炉心損傷に至ることとなり、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。

Excessive LOCAは、原子炉冷却材圧力バウンダリとなる複数の配管が同時に破断する場合を想定するが、破断箇所により事象進展は大きく変わる。

炉心や原子炉格納容器への影響の観点から、破断箇所は、大きく以下の2通りに分類できる。

- ・注水系配管破断の有無（注水可否）

非常用炉心冷却系や低圧原子炉代替注水系等による原子炉への注水が不可能となるため、原子炉水位低下による炉心損傷後は、原子炉圧力容器破損に至ることとなる。

- ・TAF下配管破断の有無

TAFより下に設置している配管が破断した場合、液相配管破断であることから原子炉冷却材の流出量が多く、原子炉水位の低下が早くなる。また、炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失することから、原子炉注水に成功した場合でも破断面積や注水流量によっては炉心冠水を維持できない可能性がある。

上記をふまえ、事故の想定にあたり破断配管の選定を表1のとおり整理した。

表1 配管破断の選定

		T A F 下配管破断	
		無	有
注水配管破断	無	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失しないため Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水が行われると、大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。	炉心の冠水を維持するためのバウンダリは喪失するが、Excessive LOCA 発生後の原子炉への注水を考慮すると、冠水するまでに要する時間は左記に比べて長くなるものの、大破断 LOCA と同等程度の事象進展になると考えられる。
	有	原子炉水位の低下は早まるが、「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+炉心損傷後の原子炉注水(重大事故等対策を含む)失敗+デブリ冷却失敗」と同等程度の事象進展になると考えられる。	原子炉水位の低下は早まり、原子炉注水による炉心冷却もできず、かつ、炉心の冠水を維持するためのバウンダリが喪失するため、事象進展は極端に早くなる。

表1より、破断箇所は包絡的な条件である注水系配管及びT A F 下配管の両方が同時に破断した場合を想定した評価を実施することとする。

以上のように、破断箇所が異なることで事象進展は変わると考えられるものの、原子炉圧力容器から原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーは同じであり、長期的な挙動は大破断 LOCA と同等と考えられるため、「冷却材喪失(大破断 LOCA) + E C C S 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。

ここでは、「Excessive LOCA + E C C S 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失 + 炉心損傷後の原子炉注水(重大事故等対策を含む)失敗 + デブリ冷却失敗」について、格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認するため、保守的に以下の配管が同時に破断することを想定した解析を実施する。

<破断想定箇所>

注水配管 (T A F 上配管)	主蒸気配管 給水配管 高圧炉心スプレイ系配管 低圧炉心スプレイ系配管 低圧注水系配管
T A F 下配管	再循環配管 底部ドレン配管 計装配管

なお、本評価にて扱う Excessive LOCA は、注水系配管の破断による注水系の機能喪失のみを仮定しており、それ以外の重大事故等対処設備



(格納容器代替スプレイ系(常設)等)は使用できるとの前提としている。

一方で、大規模損壊事象として整理した「格納容器・圧力容器損傷」及び「原子炉建物損傷」は、建物・構築物の損壊により Excessive LOCA が発生することを考慮しており、大破断 LOCA で講じる対策に期待できず、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できない場合においても、事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建物全体が崩壊するような深刻な事故の場合にも可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図ることとしている。

## 1. 解析結果について

Excessive LOCA 発生後、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 18 秒後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K (約 727°C) に到達し、炉心損傷が開始する。また、事象発生から約 21 分後に燃料温度は約 2,500K (約 2,227°C) に到達する。事象発生から 30 分後、原子炉注水を開始するが、原子炉圧力容器へは入らず破断口から原子炉格納容器へ漏えいするため、原子炉水位は回復することなく、約 1.2 時間後には炉心支持板破損と同時に原子炉圧力容器が破損する。原子炉圧力容器の破損後は、原子炉注水を停止してペDESTAL への注水に切り替え、格納容器圧力及び温度上昇を抑制するための格納容器代替スプレイを実施する。事象発生から 10 時間後には残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を開始し、格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。格納容器圧力、格納容器温度並びに熔融炉心・コンクリート相互作用によるペDESTAL 床面及び壁面のコンクリート侵食量の推移を図 1 から図 3 に示す。

原子炉格納容器内に崩壊熱が蒸気として放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器スプレイによる原子炉格納容器冷却及び残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱により、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、限界圧力 853kPa [gage] を超えることはない。また、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度(壁面温度)の最高値は約 175°C となり、限界温度 200°C を超えない。

原子炉水位の低下が早いことから事象進展が早くなり、約 1.2 時間後に炉心支持板破損と原子炉圧力容器破損が同時に発生している。このため、ペDESTAL の初期水張りは実施できず、熔融炉心落下時に格納容器圧力の上昇は見られるが、その影響は小さく、原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

ペDESTAL に落下した熔融炉心は、ペDESTAL の初期水張りは実施していないが、熔融炉心落下後のペDESTAL への注水により熔融炉心は冷却され、ペDESTAL 壁面及び床面に有意な侵食は発生しない。

したがって、Excessive LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性は確保できる。

## 2. 水素燃焼に関する考察

大破断 LOCA と Excessive LOCA の双方で、ブローダウン過程で原子炉圧力容器内の水が短時間で流出する点で変わりはない。Excessive LOCA を想定した場合、炉心損傷が早まり、露出炉心への水蒸気供給が減少するため、原子炉圧力容器内の水素ガス生成量は少なくなることが考えられるものの、炉心損傷に伴う水素ガス生成挙動にも大きな差は生じないと考えられ

る。

水素燃焼に係る有効性評価では、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は13vol%を大きく上回るため、原子炉格納容器の破損を防止する上では、酸素濃度が可燃限界に到達しない、又は到達することを防止することが重要となる。水の放射線分解によって長期的に発生する酸素ガスは、その発生量は崩壊熱に依存することから「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+原子炉注水失敗+DCH発生」に示した発生量と同程度となると考える。なお、「水素燃焼」と同様に、G値の不確かさにより、仮に水の放射線分解による酸素ガスの発生が増加した場合であっても、格納容器フィルタベント系を使用し、原子炉格納容器内のガスを排出することが可能である。

以上から、E x c e s s i v e L O C Aの場合においても原子炉格納容器の健全性を確保できる。

### 3. まとめ

感度解析結果から、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」、「原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」及び「熔融炉心・コンクリート相互作用」において、E x c e s s i v e L O C A発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できることを確認した。また、「水素燃焼」についても、大破断L O C AとE x c e s s i v e L O C Aで有意な差はないことから、原子炉格納容器の健全性が確保できる。

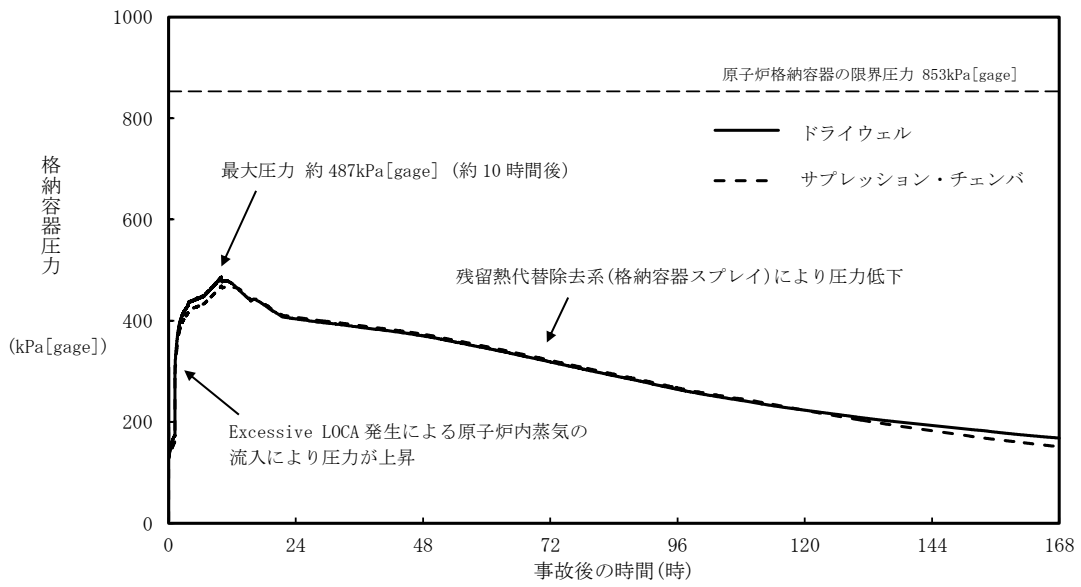


図1 格納容器圧力の推移

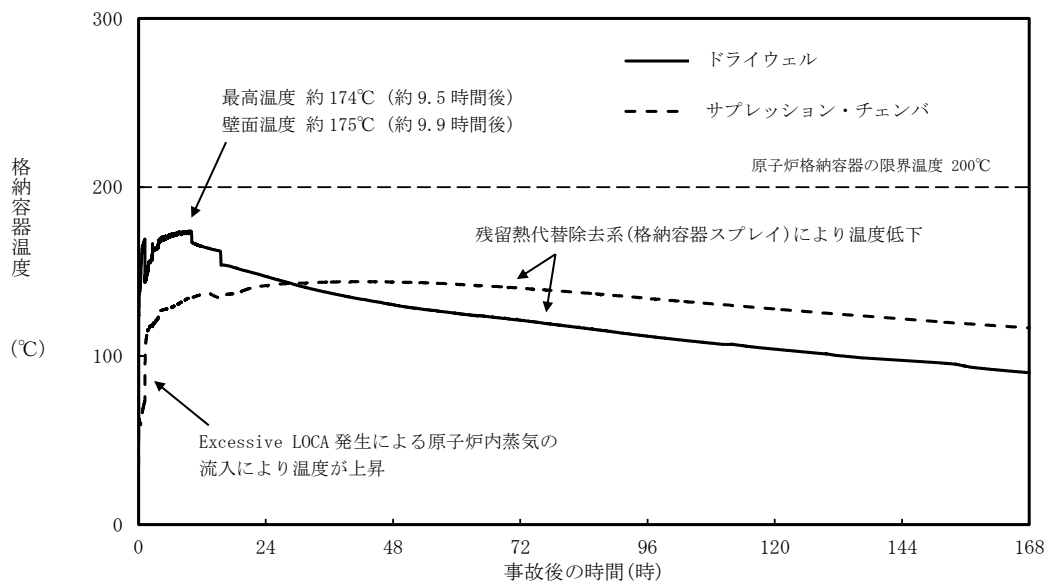


図2 格納容器温度の推移

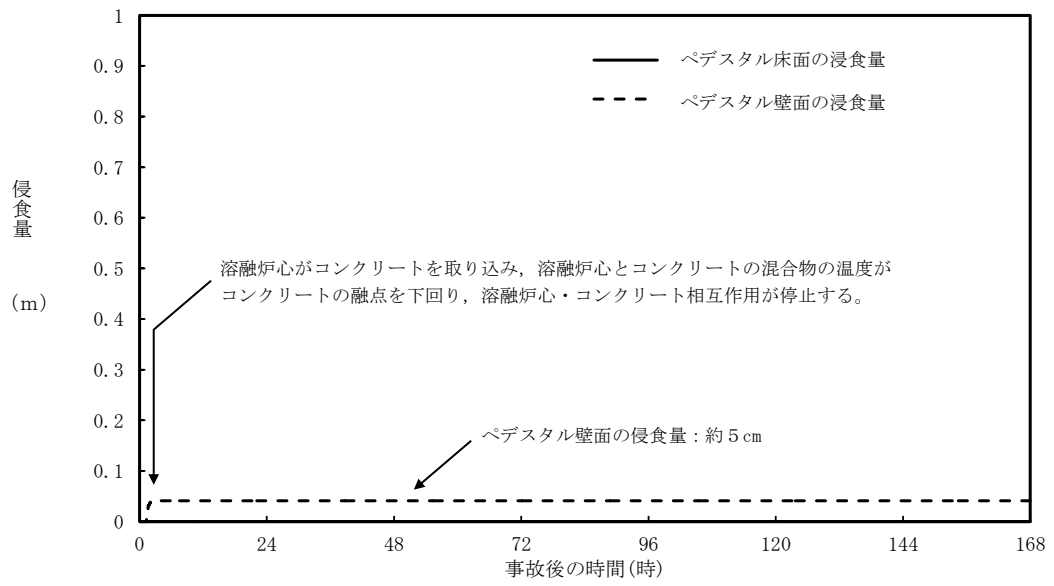


図3 ペDESTAL床面及び壁面の侵食量の推移

7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
（残留熱代替除去系を使用する場合）

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m<sup>3</sup>

輪谷貯水槽（西1／西2）※：約 7,000 m<sup>3</sup>（約 3,500m<sup>3</sup> × 2）

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

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後，最大流量（250m<sup>3</sup>/h）で注水する。

冠水後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西1／西2）から低圧原子炉代替注水槽への移送

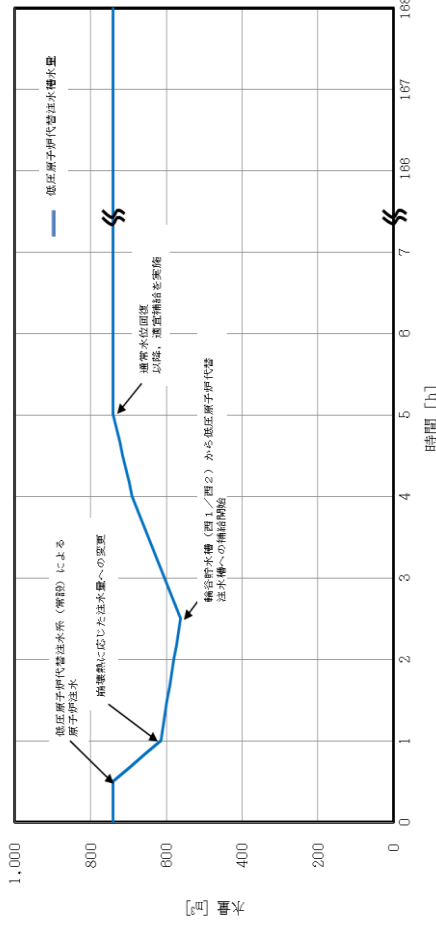
事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m<sup>3</sup>/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

○時間評価（右上図）

事象発生後 2 時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため，低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生後約 10 時間後から，残留熱代替除去系の運転を開始し，以降は原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱により安定して冷却することが可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，約 500m<sup>3</sup> 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m<sup>3</sup> 及び輪谷貯水槽（西1／西2）に約 7,000m<sup>3</sup> の水を保有することから，必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について  
 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
 (残留熱代替除去系を使用する場合)

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

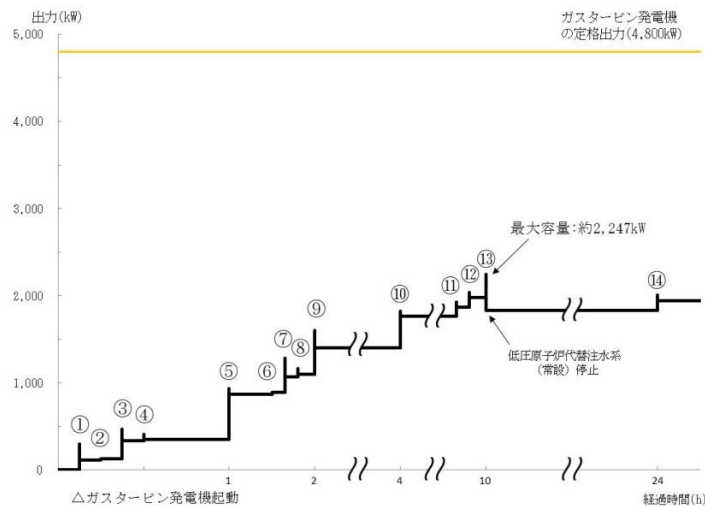
時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 $0.0677\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 11.3736\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $73\text{m}^3$	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 $730\text{m}^3$ であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 $0.31\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 52.08\text{m}^3$		
可搬式窒素供給装置 1台起動 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $352\text{m}^3$	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 $450\text{m}^3$ であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $8\text{m}^3$	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 $45\text{m}^3$ であり、7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷  
 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
 (残留熱代替除去系を使用する場合)

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354
⑤	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他 (D系高圧母線自動投入負荷)	約 518	約 938	約 872
⑥	格納容器水素濃度 (SA), 格納容器酸素濃度 (SA) 監視設備	約 20	約 892	約 892
⑦	B-中央制御室送風機	約 180	約 1,287	約 1,072
⑧	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 1,164	約 1,102
⑨	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 1,604	約 1,402
⑩	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (C系高圧母線自動投入負荷)	約 359	約 1,823	約 1,761
⑪	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,931	約 1,871
⑫	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 2,041	約 1,981
⑬	残留熱代替除去ポンプ	約 75	約 2,247	約 1,831
⑭	B-燃料プール冷却ポンプ	約 110	約 2,006	約 1,941



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

### 3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合

#### 3.1.3.1 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、残留熱代替除去系を使用しない場合を想定し、残留熱代替除去系以外の設備による格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第 3.1.3.1-1(1) 図から第 3.1.3.1-1(3) 図に、対応手順の概要を第 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手順の関係を第 3.1.3.1-1 表に示す。

本格納容器破損モードにおける評価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。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価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。

#### (1) 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認

原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認については、「3.1.2.1 (1) 原子炉スクラム確認及び非常用炉心冷却系等機能喪失確認」と同じ。

#### (2) 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備については、「3.1.2.1 (2) 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備」と同じ。

#### (3) 炉心損傷確認

炉心損傷確認については、「3.1.2.1 (3) 炉心損傷確認」と同じ。

#### (4) 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については、「3.1.2.1 (4) 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。

#### (5) 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動

水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動については、「3.1.2.1 (5) 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動」と同じ。

#### (6) 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

原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度が徐々に上昇する。原子炉格納容器の雰囲気を冷



却するため、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。ドライウエル温度（S A）を用いて格納容器温度が約 190℃超過を確認した場合又はドライウエル圧力（S A）等を用いて格納容器圧力が 640kPa[gage] に到達を確認した場合、格納容器代替スプレイ系（可搬型）により格納容器冷却を実施する。また、格納容器圧力 640kPa[gage]到達によって開始した場合、格納容器圧力が 588kPa[gage]以下となった時点で停止する。

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を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力（S A）、格納容器代替スプレイ流量等である。

格納容器スプレイを継続することによりサブプレッション・プール水位が上昇するため、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、中央制御室からの遠隔操作により格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイの停止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（S A）である。

#### (7) 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、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、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（S A）等である。

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

以降、損傷炉心の冷却は、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。

### 3.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態を L O C A に全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断 L O C A に比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断 L O C A を起因とする、「冷却材喪失（大破断 L O C A）+ E C C S 注水機能喪失+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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（炉心水位）・対向流、原子炉圧力容器における E C C S 注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、原子炉圧力容器内 F P 挙動、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，格納容器ベント並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内F P挙動が重要事象となる。

よって，これらの現象を適切に評価することが可能であり，原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え，かつ，炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位，燃料最高温度，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，本評価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

本評価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3.1.3.2-1表に示す。また，主要な解析条件について，本評価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，大破断LOCAが発生するものとする。破断箇所は，原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し，かつ，原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として，再循環配管（出口ノズル）とする。

（添付資料 1.5.2）

#### (b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。さらに非常用炉心冷却系が機能喪失するものとする。なお，残留熱代替除去系は使用しないものとする。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

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とともに，非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。

#### (d) 水素ガスの発生

水素ガスの発生については，ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお，解析コードMAAPの解析結果では水の放射線分解等による水素ガス発生は考慮していないため，「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

### 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，事象の発生と同時に発生するものとする。

#### (b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は，事象発生と同時に閉止するものとする。

#### (c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは，事象発生と同時に停止するものとする。

- (d) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水  
最大 250m<sup>3</sup>/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）による原子炉格納容器冷却  
格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、120 m<sup>3</sup>/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り、格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8 kg/s に対して、第 1 弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 30 分後から開始する。原子炉への注水量は、注水開始後 30 分までは最大流量とし、その後は炉心を冠水維持するように注水する。
- (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、格納容器圧力が最高使用圧力 427kPa[gage]の 1.5 倍である 640kPa[gage]に到達した場合に開始し、640kPa[gage]以下になるよう制御（640～588kPa[gage]の範囲で維持）する。なお、サブプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達した以降は格納容器スプレイを停止する。
- (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、サブプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）到達から 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量の評価）の条件

a. 事象発生直前まで、定格出力の100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約 1 / 4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高50,000時間とする。

b. 格納容器フィルタベント系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出<sup>\*1</sup>され、サブプレッション・チェンバ又はドライウエルのベントラインを通じて格納容器フィルタベント系に至るものとする。

格納容器フィルタベント系に到達した核分裂生成物は、格納容器フィルタベント系内のフィルタによって除去された後、格納容器フィルタベント系排気管から放出される。

※ 1 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シナリオにおいては解析コードMAAPの評価結果の方がNUREG-1465より大きく算出する。

- c. 格納容器フィルタベント系を用いた場合のCs-137放出量は、以下の式で計算される。

$$Cs-137の放出量 (Bq) = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1 / DF)$$

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I / M_{Cs}) \times (W_{Cs} / W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH})$$

- f<sub>Cs</sub> : 原子炉格納容器からのセシウム放出割合  
 f<sub>CsI</sub> : 原子炉格納容器からのCsIの放出割合 (MAAPコードでの評価値)  
 f<sub>CsOH</sub> : 原子炉格納容器からのCsOHの放出割合 (MAAPコードでの評価値)  
 M<sub>I</sub> : よう素の初期重量 (kg)  
 M<sub>Cs</sub> : セシウムの初期重量 (kg)  
 W<sub>I</sub> : よう素の分子量 (kg/kmol)  
 W<sub>Cs</sub> : セシウムの分子量 (kg/kmol)  
 Bq<sub>Cs-137</sub> : Cs-137の炉内内蔵量 (Bq)  
 DF : 格納容器フィルタベント系の除染係数

- d. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、格納容器スプレーやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。

- e. 格納容器フィルタベント系を介して大気中へ放出されるCs-137の放出量評価条件は以下のとおりとする。

- (a) 格納容器内から原子炉建物への漏えいはないものとする。  
 (b) 格納容器フィルタベント系による粒子状放射性物質に対する除染係数は1,000とする。

- f. 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについても考慮する。  
 漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

- (a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。なお、エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから、原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果 (DF=10) を考慮する。  
 (b) 原子炉建物から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積るため、非常用ガス処理系により原子炉建物原子炉棟内の負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建物内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率1回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系ガス処理装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。  
 非常用ガス処理系は、事象発生後60分後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後10分間で設計負圧が達成されることを想定する。  
 (c) 原子炉建物内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シナリオにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）、注水流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 3.1.3.2-1(1) 図から第 3.1.3.2-1(3) 図に、燃料最高温度の推移を第 3.1.3.2-1(4) 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 3.1.3.2-1(5) 図から第 3.1.3.2-1(8) 図に示す。

a. 事象進展

大破断 L O C A 時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。

水位低下により炉心は露出し、事象発生から約 5 分後に燃料被覆管の最高温度は 1,000K（約 727℃）に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約 10 分後に 1,200℃に到達し、また、事象発生から約 28 分後に燃料温度は約 2,500K（約 2,227℃）に到達する。事象発生から 30 分後、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、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ことによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する。

原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器スプレイを間欠的に実施することによって、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

事象発生から約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達した時点で格納容器スプレイを停止する。

格納容器スプレイを停止後、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、格納容器圧力及び温度を低下させる。

格納容器圧力及び温度は、格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱実施後、徐々に低下する。

なお、格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、約 4.9m であり、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。

(添付資料3.1.2.1)

b. 評価項目等

格納容器圧力は、第 3.1.3.2-1(5) 図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、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サプレッション・プール水位が通常運転水位＋約 1.3m に到達し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した場合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の最大値は約 659kPa[gage]となり、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]を超えない。なお、原子炉格納容器圧力が最大となる事象発生約 32 時間後において、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスは、原子炉格納容器の非凝縮性ガスに占める割合の 2%

以下であるため、その影響は無視し得る程度である。

格納容器温度は、第3.1.3.2-1(6)図に示すとおり、原子炉格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため徐々に上昇するが、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、格納容器雰囲気温度の最大値は約197℃、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度）の最大値は約181℃となり、原子炉格納容器の限界温度200℃を超えない。

サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は約 $2.1 \times 10^{-3}$  TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。

ドライウエルのベントラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は約3.4TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。

なお、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建物への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着すると考えられるためである。原子炉建物内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約1.4TBq（7日間）となる。原子炉建物から大気中へのCs-137の漏えい量に、ドライウエルからのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系によるCs-137の放出量を加えた場合でも、約4.8TBq（7日間）であり、100TBqを下回る。

事象発生からの7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系による総放出量は、約 $4.0 \times 10^{-3}$  TBq（30日間）及び約 $6.5 \times 10^{-3}$  TBq（100日間）である。ドライウエルのベントラインを経由した場合には、約5.3TBq（30日間）及び約5.4TBq（100日間）である。原子炉建物から大気中へのCs-137の漏えい量にドライウエルのベントラインを経由した格納容器フィルタベント系によるCs-137の放出量を加えた場合でも、約6.8TBq（30日間）及び約6.9TBq（100日間）であり、100TBqを下回る。

（添付資料3.1.3.3, 3.1.3.4）

第3.1.3.2-1(1)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、第3.1.3.2-1(5)図に示すとおり、約32時間後にサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で、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し、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。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」のうち、(1)、(2)及び(3)の評価項目について対策の有効性を確認した。

（添付資料3.1.3.5）

### 3.1.3.3 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。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」（残留熱代替除去系を使用しない場合）では、原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積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、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

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

##### a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員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、格納容器スプレイ操作については、炉心ヒートアップの感度解析では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であり、注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、非常用炉心冷却系等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容

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

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP放出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。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCOVE実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内FPを操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料3.1.3.6)

#### 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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析)では、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)では、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が



保守的であり、注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解析コードS A F E Rの評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器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された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、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おり、その差異は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはT M I事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内F P挙動の不確かさとして、核分裂生成物(F P)挙動モデルはP H E B U S - F P実験解析により原子炉圧力容器内へのF P放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。P H E B U S - F P実験解析では、燃料被覆管破裂後のF P放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。

炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内F P挙動の不確かさとして、核分裂生成物(F P)挙動モデルはA B C O V E実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。したがって、大気中へのC s -137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シーケンスにおける格納容器フィルタベント系によるC s -137の総放出量は、評価項目(100TBqを下回っていること)に対して、サプレッション・チェンバのベントラインを経由した場合は約 $2.1 \times 10^{-3}$  TBq(7日間)、ドライウェルのベントラインを経由した場合は約3.4TBq(7日間)であり、評価項目に対して余裕がある。

(添付資料3.1.3.6)

## (2) 解析条件の不確かさの影響評価

### a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第3.1.3.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評

価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の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、その最確条件は炉心平均燃焼度約 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、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（格納容器スプレイを格納容器圧力が 640kPa[gage]以下になるよう制御（640～588kPa[gage]の範囲で維持）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、解析条件の不確かさとして、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。

事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、E x c e s s i v e L O C A を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、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。

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を制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料3.1.3.6, 3.1.2.7）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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及び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、解析条件の不確かさとして、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。

事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、E x c e s s i v e L O C A を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 L O C A の場合と同程度であり、第 3.1.2.3-1(1) 図及び第 3.1.2.3-1(2) 図に示すとおり、格納容器圧力は 853kPa[gage]、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は 200℃を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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り、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料3.1.3.6, 3.1.2.7）

#### 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、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、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作について、早期の電源回復不可の判断、常設代替交流電源設備の起動、受電操作、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を、実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を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。

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640kPa[gage]に到達した時点を設定している。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640kPa[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、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、事象発生から約32時間後である。また、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能であり、格納容器ベント操作の操作所要時間は時間余裕を含めて設定されていることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達時に確実に原子炉格納容器除熱操作をすることが可能であるため、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。

（添付資料3.1.3.6）

(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は、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（常設）による原子炉注水操作について、実態の操作開始時間に基づき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始時間が解析上の設定よりも早くなった場合に、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジルコニウム-水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はないことから、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、格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力が 640kPa[gage]に到達時となり、実態の操作開始時間は解析上の設定時間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ため、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3.1.3.6)

(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。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、第 3.1.3.3-(1) 図から第 3.1.3.3-(3) 図に示すとおり、事象発生から 60 分後（操作開始時間 30 分程度の遅れ）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時における Cs 放出量は炉心損傷の程度の影響を受けるが、格納容器ベント開始時間はほぼ同等であることから、放出量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 27 時間後の操作であり、準備時間が確保できるため、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 32 時間後の操作であり、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は、格納容器圧力は 659kPa[gage]から上昇するが、原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るのは、事象発生から約 35 時間後以降であり、約 3 時間の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料3.1.3.6, 3.1.3.7, 3.1.3.8)

#### (4) まとめ

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

### 3.1.3.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「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、重大事故等対策時における必要な要員は「3.1.3.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「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、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

##### a. 水源

低圧原子炉代替注水系（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 3,200m<sup>3</sup>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 740m<sup>3</sup>及び輪谷貯水槽（西1／西2）に約 7,000m<sup>3</sup>の水を保有している。これにより必要な水源は確保可能である。また、事象発生2時間30分以降に輪谷貯水槽（西1／西2）の水を、大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。

（添付資料 3.1.3.9）

##### 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 352m<sup>3</sup>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 450m<sup>3</sup>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。

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 12m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。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 53m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。合計約 65m<sup>3</sup>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 730m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから大量送水車

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，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8m<sup>3</sup>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45m<sup>3</sup>の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7日間の継続が可能である。

(添付資料 3.1.3.10)

#### 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2,091kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

(添付資料 3.1.3.11)

#### 3.1.3.5 結論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では，原子炉格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって，格納容器内雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，原子炉格納容器の過圧・過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する原子炉格納容器破損防止対策としては，初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）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。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について，残留熱代替除去系を使用しない場合を想定し，格納容器フィルタベント系を使用する場合の有効性評価を行った。

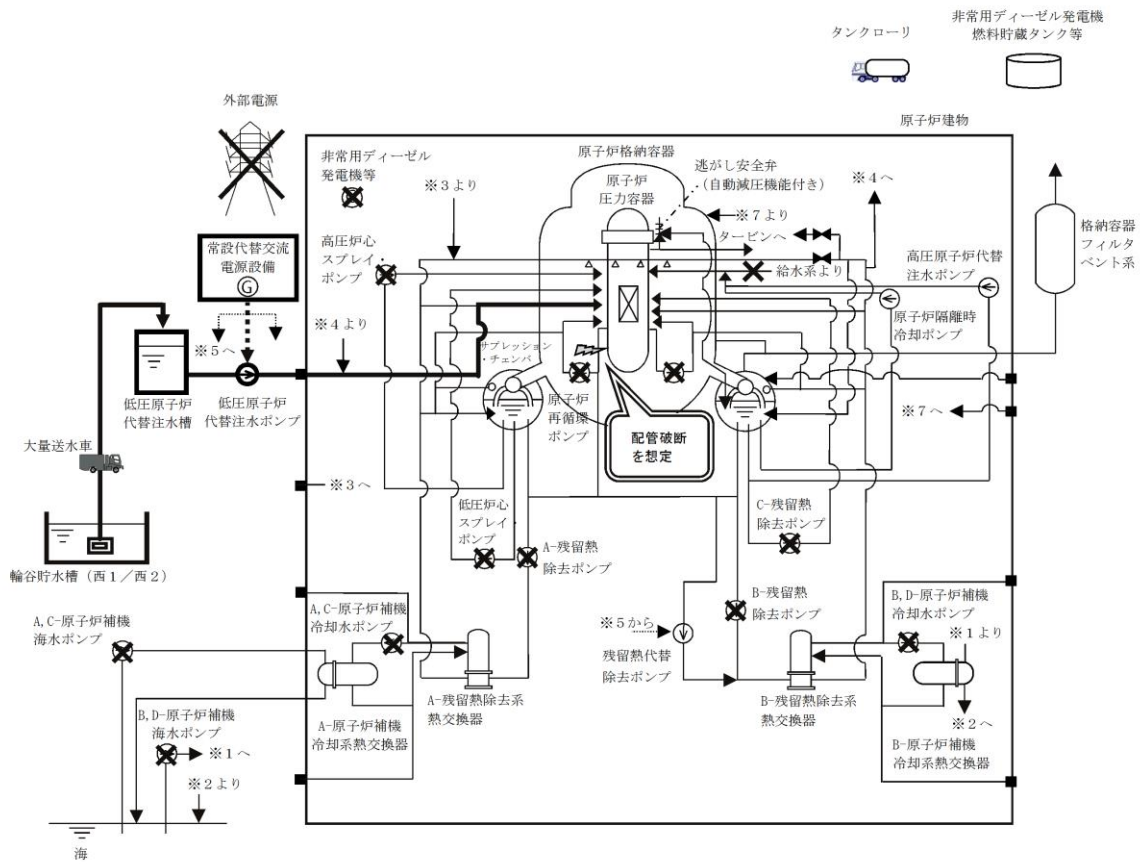
上記の場合においても，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することにより，原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果，ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度，放射性物質の総放出量は，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。

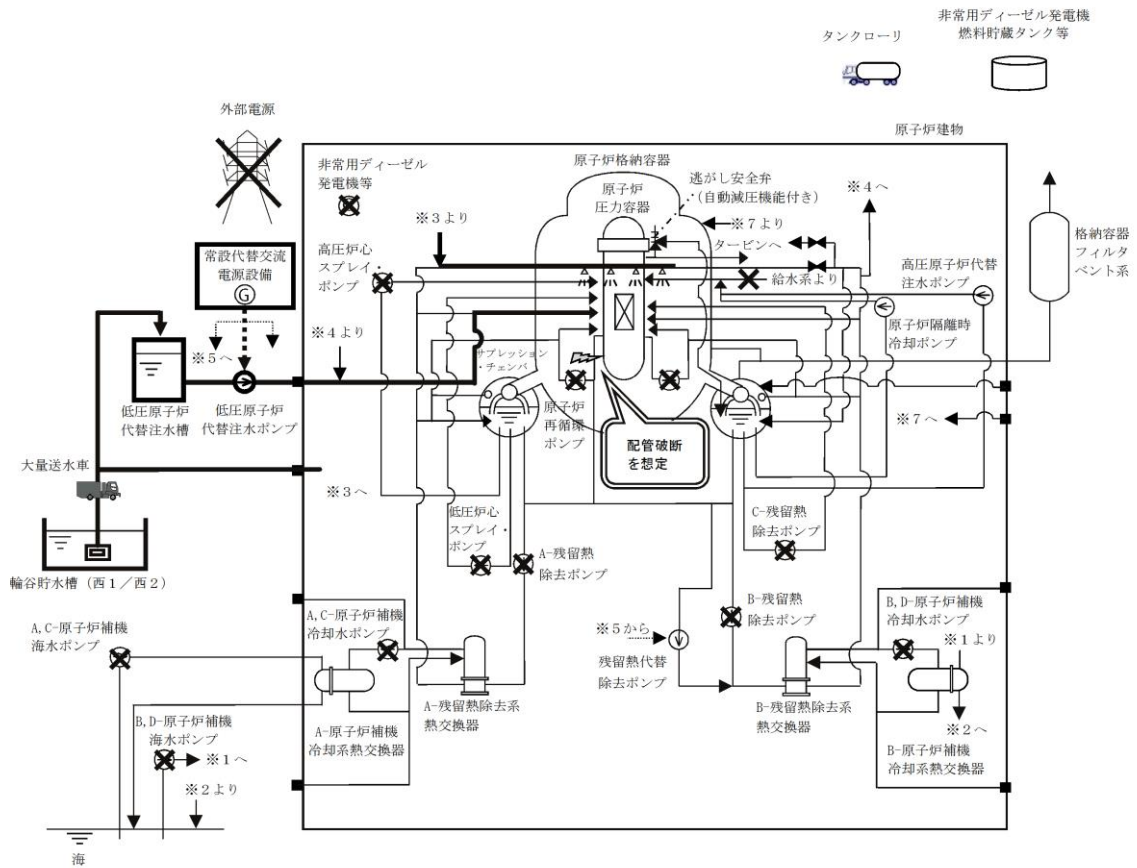
重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、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，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による格納容器破損防止対策は，選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。

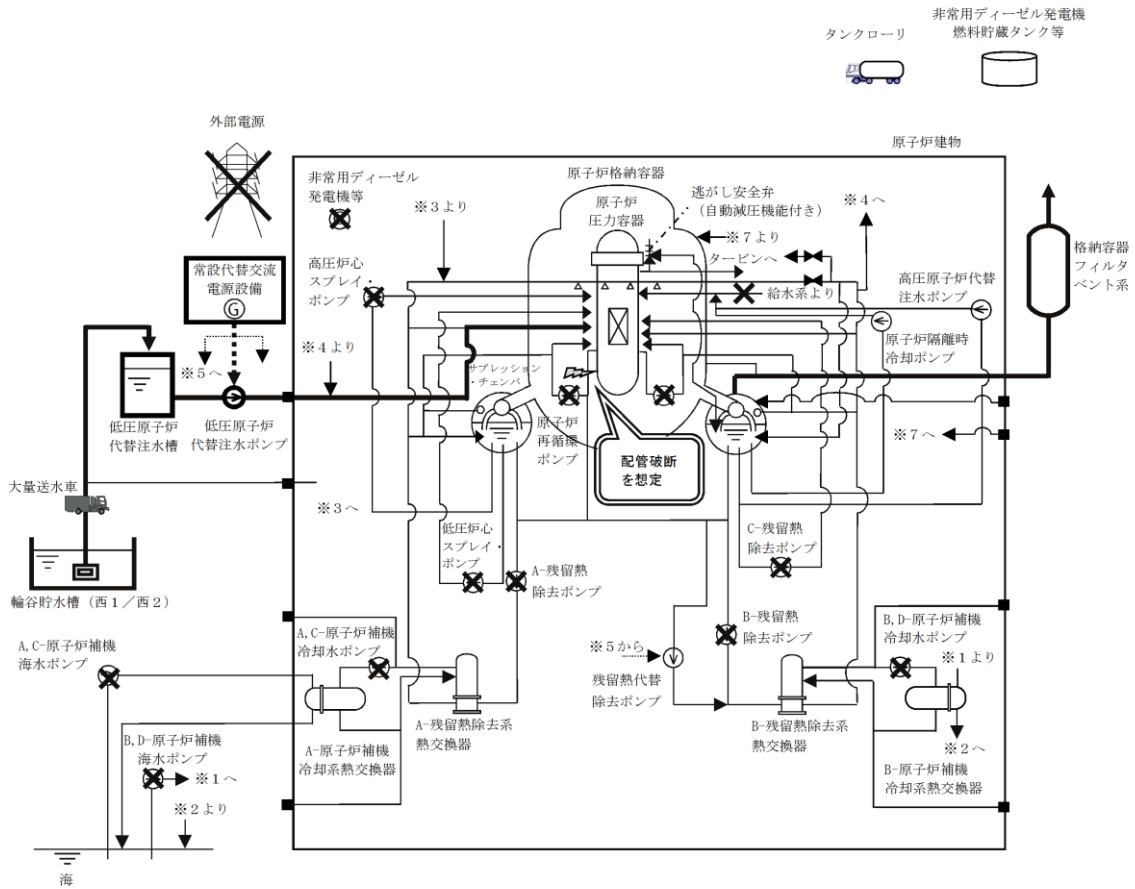


第 3. 1. 3. 1-1(1) 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷  
 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図  
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)  
 (原子炉注水)

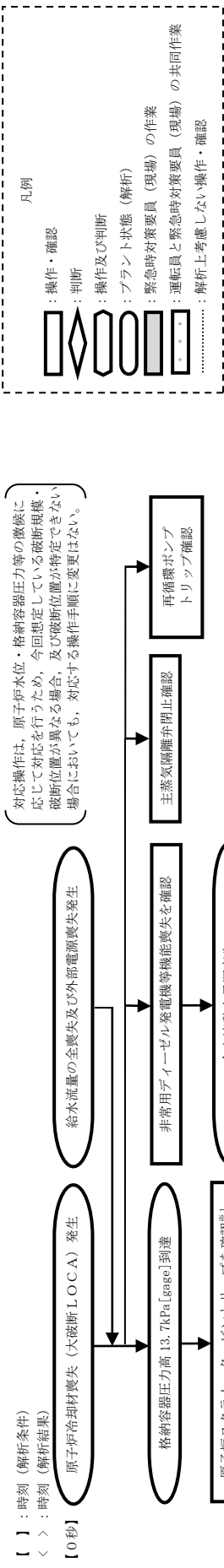




第 3. 1. 3. 1-1(2) 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷  
 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図  
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)  
 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



第 3. 1. 3. 1-1 (3) 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図  
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)  
 (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



対応操作は、原子炉水位・格納容器圧力等の徴候に応じて対応を行うため、今回想定している破断規模・破断位置が異なる場合、及び破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。

凡例

◇ : 操作・確認  
 ◊ : 判断  
 ▭ : 操作及び判断  
 ○ : プラント状態 (解析)  
 ● : 緊急時対策要員 (現場) の作業  
 ○ : 運転員と緊急時対策要員 (現場) の共同作業  
 ..... : 解析上考慮しない操作・確認

※1: 格納容器圧力高 (13.7kPa) 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: 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。

※3: 炉心損傷は、以下により判断する。

- ・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が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。

※4: 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。

※5: 復電時に必要な負荷が起動するのを防止するための負荷切り離しを含む。

※6: 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ール接続後に受電する。

※7: 格納容器水素濃度 (SA) 及び格納容器酸素濃度 (SA) を起動する。

※8: 再循環配管と底部ドレン配管の隔離操作を実施する。

※9: 原子炉圧力容器底部から原子炉水位レベル0まで水位を上昇させるために必要な注水量を注入する。所定量の注水完了後は注水流量を崩壊相当とする。

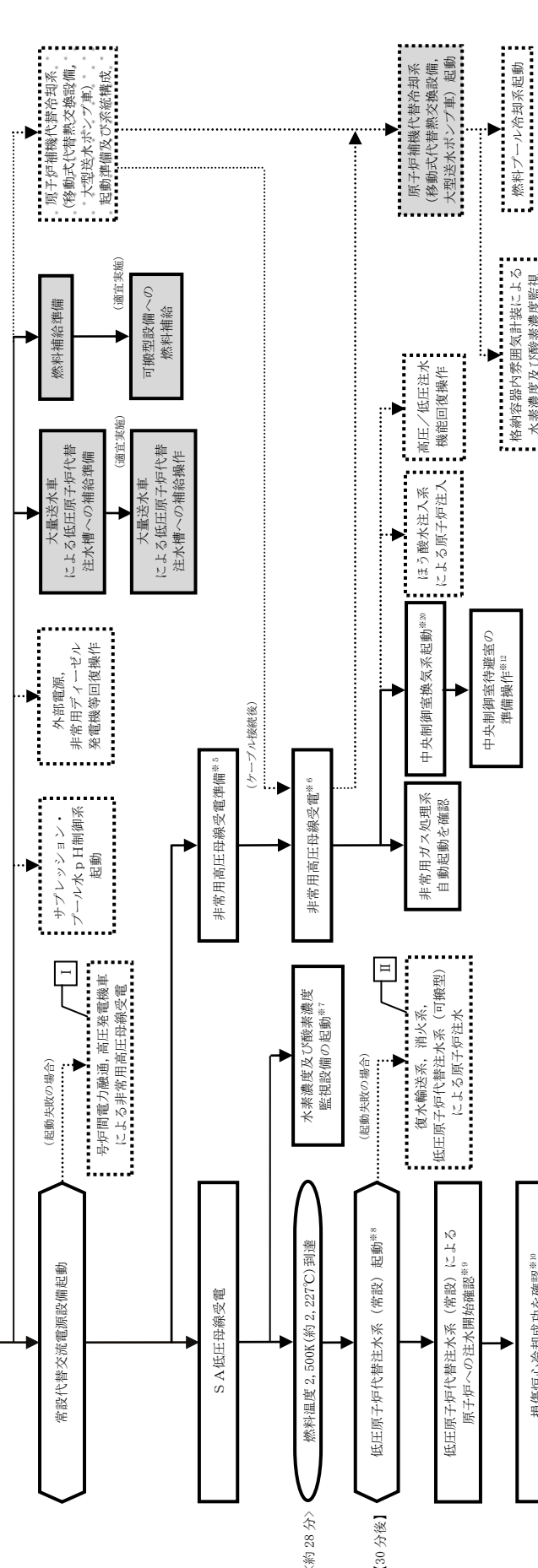
※10: 水位計測不能の場合、崩壊除去に必要な注水量以上を注入すること及び原子炉圧力容器下線温度300℃未満により損傷炉心冷却成功と判断する。

※11: 原子炉圧力容器健全確認は、圧力容器破損判断パラメータにより判断する。(補足1)

※12: 中央制御室待避室の準備操作は、以下を実施する。

- ・中央制御室待避室内の正圧化準備操作
- ・LEDライト (ランタンタイプ) の設置
- ・プラントパラメータ監視装置 (中央制御室待避室) の設置

なお、中央制御室待避室内の正圧化は、格納容器ベントを実施する約20分前に開始する。



※13: 格納容器スプレイの注水量は120m<sup>3</sup>/hとし、格納容器圧力640kPa [gage]まで低下後、格納容器スプレイを停止する。格納容器圧力588kPa [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640kPa [gage]到達で格納容器スプレイを繰り返し。

※14: 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。

※15: サプレッション・プール水位 (SA) により確認する。

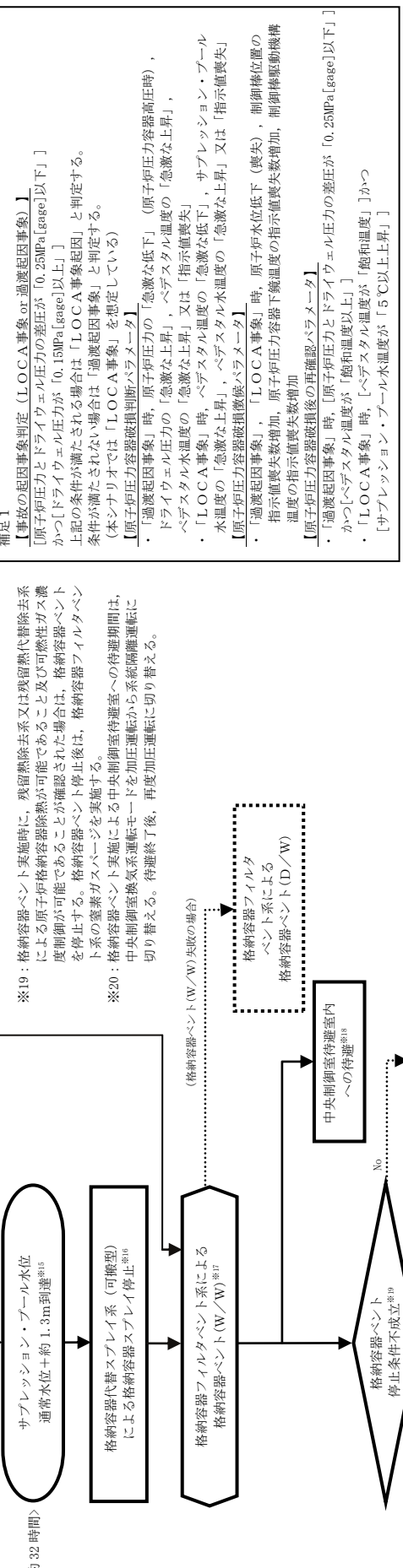
※16: 炉心冷却のため、低圧原子炉代替注水系 (常設) により、崩壊熱による蒸発量相当の原子炉注水は継続する。第1弁 (D/W) の開操作を優先して実施し、中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、第1弁 (D/W) の開操作を実施する。

※17: 格納容器ベント操作は、第1弁 (W/W) の開操作を実施する。その後、中央制御室待避室へ待避する。

※18: 格納容器ベント操作実施後、中央制御室待避室が低下したことを確認し、中央制御室待避室へ待避する。その後、中央制御室待避室外の雰囲気線量率が低下したことを確認し、中央制御室待避室へ待避する。

※19: 格納容器ベント実施時に、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱が可能であること及び可燃性ガス濃度制御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、格納容器フィルタベンダの蒸素ガススベージを実施する。

※20: 格納容器ベント実施による中央制御室待避室への待避期間中、中央制御室除熱系運転モードを加圧運転から系統隔離運転に切り替える。待避終了後、再度加圧運転に切り替える。



【有効性評価の対象とはしていないが、他に取付得る手段】

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ない設備が限られる。)

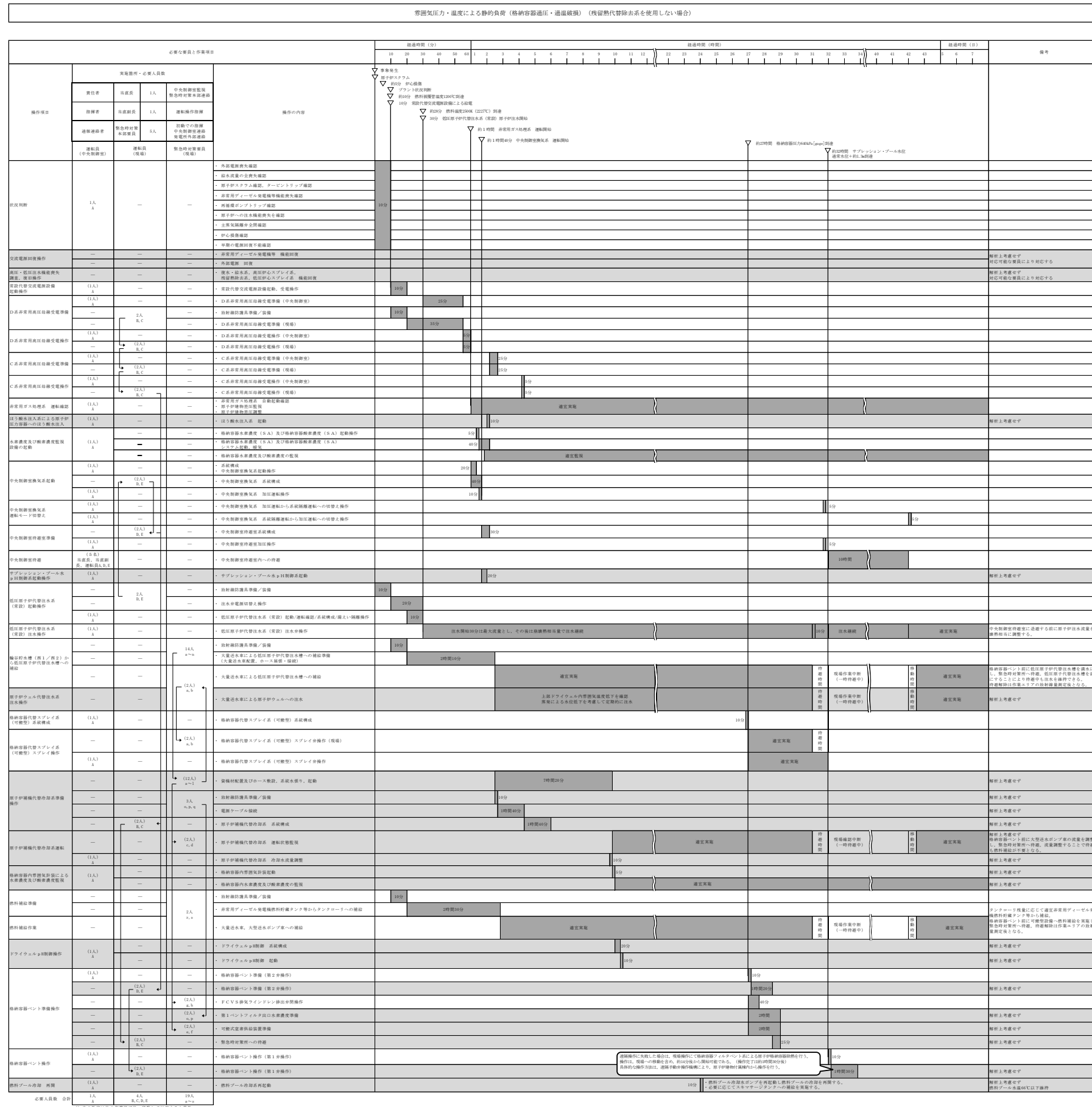
II: 低圧原子炉代替注水系 (常設) と同等の流量は確保できないが、復水輸送系、消火系による代替注水も実施可能である。注水開始時待避室に入る。格納容器圧力 (可搬型) による代替注水も実施可能である。

III: 残留熱代替除去系又は残留熱代替除去系以外の除熱機能が回復しないことを確認し残留熱代替除去系運転を開始する。

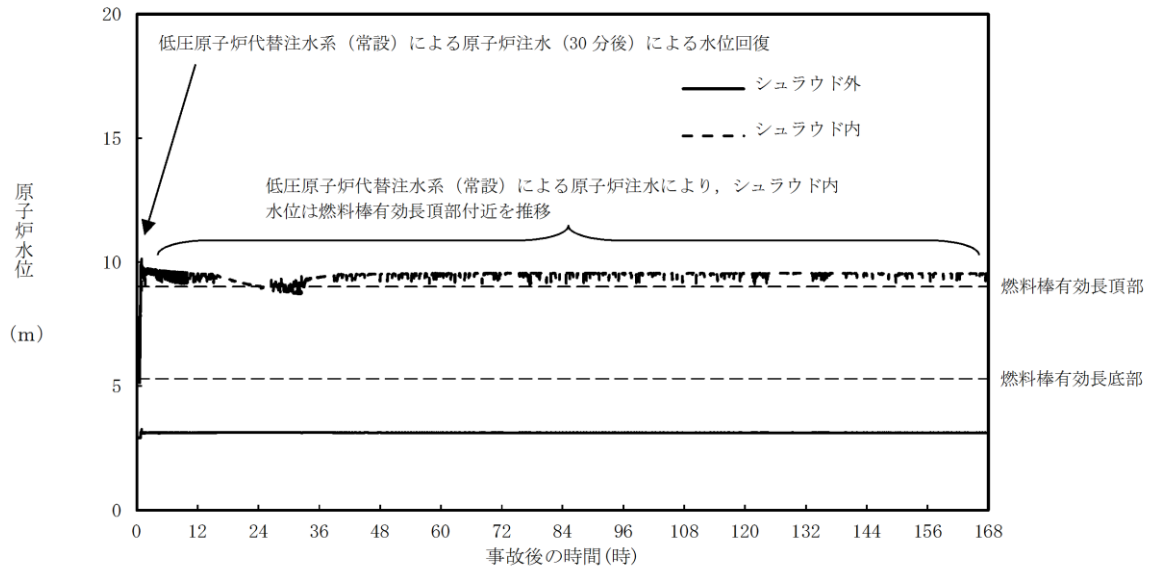
IV: ドライウエル冷却系による原子炉格納容器除熱を実施する。

V: 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) と同等の流量は確保できないが、復水輸送系、消火系による格納容器スプレイも実施可能である。

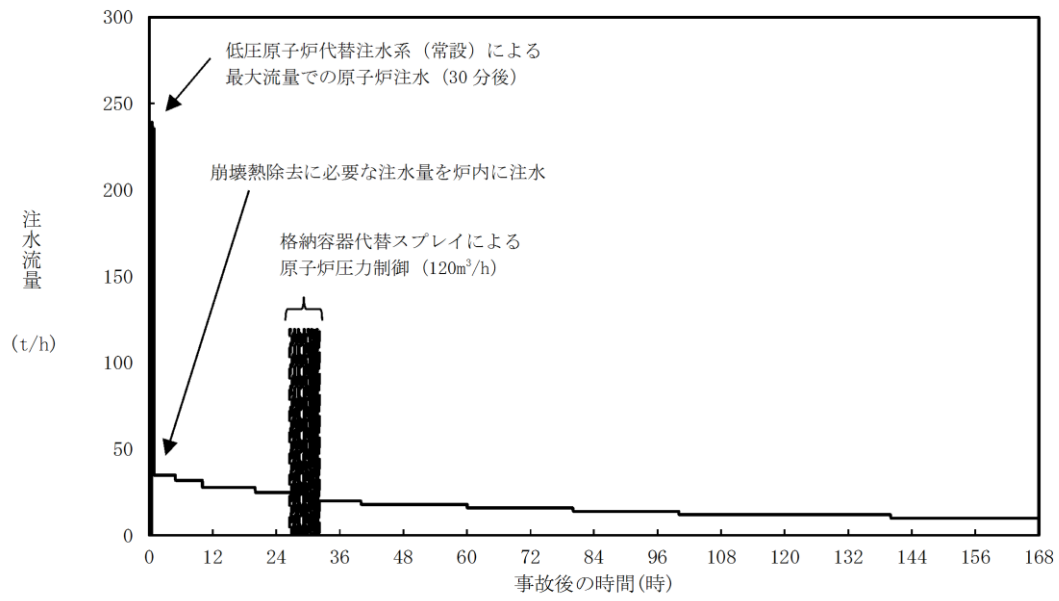
第 3.1.3.1-2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」 の対応手順の概要 (残留熱代替除去系を使用しない場合)



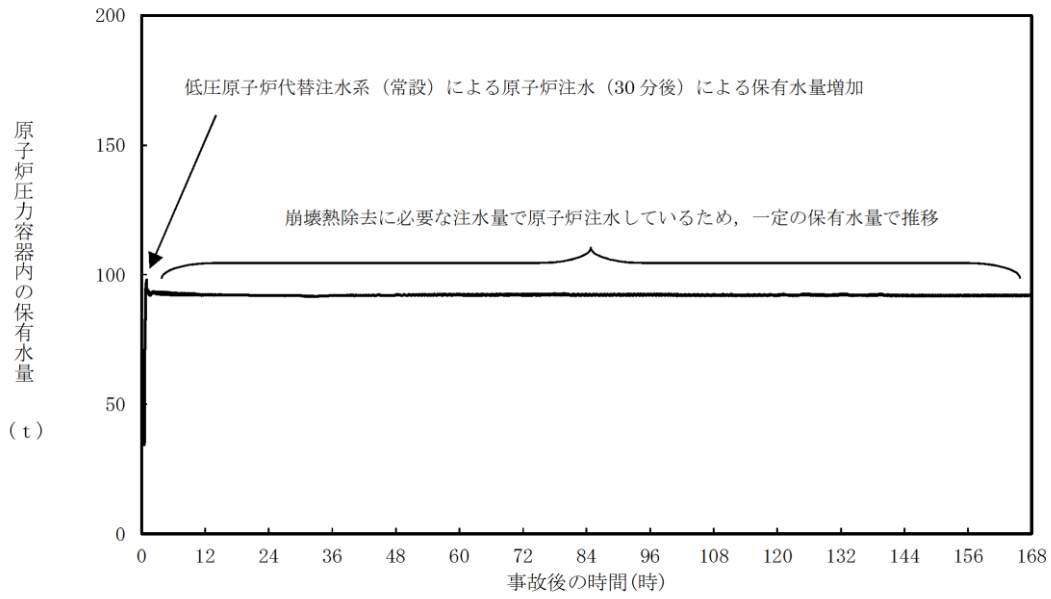
第 3.1.3.1-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（残留熱代替除去系を使用しない場合）



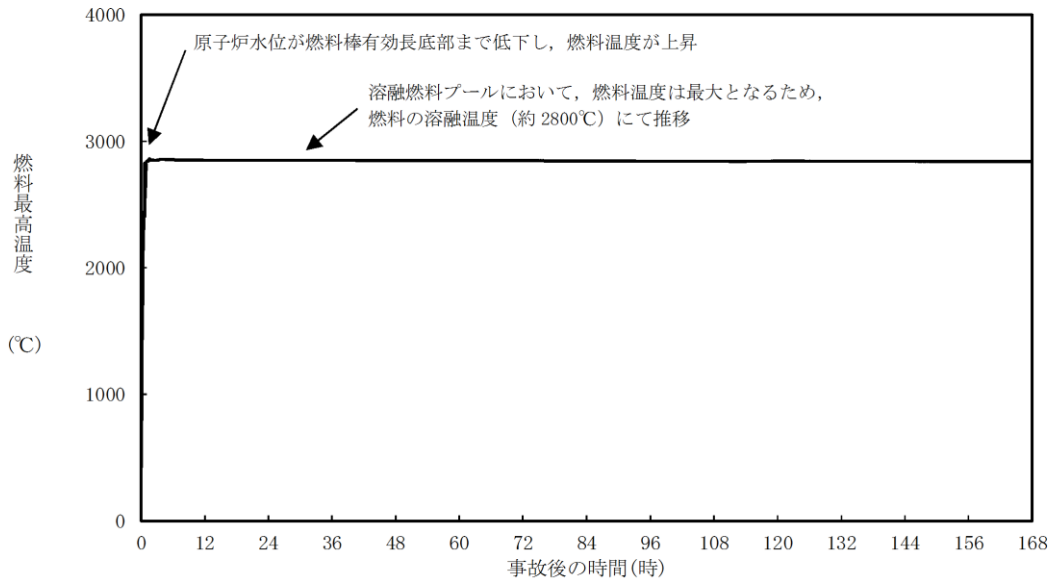
第 3. 1. 3. 2-1(1) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



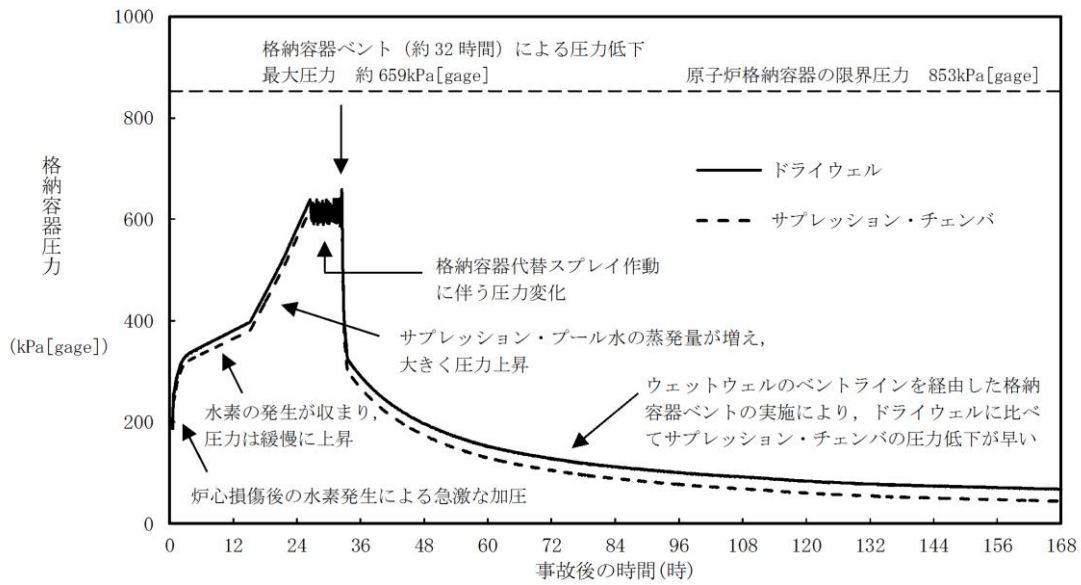
第 3. 1. 3. 2-1(2) 図 注水流量の推移



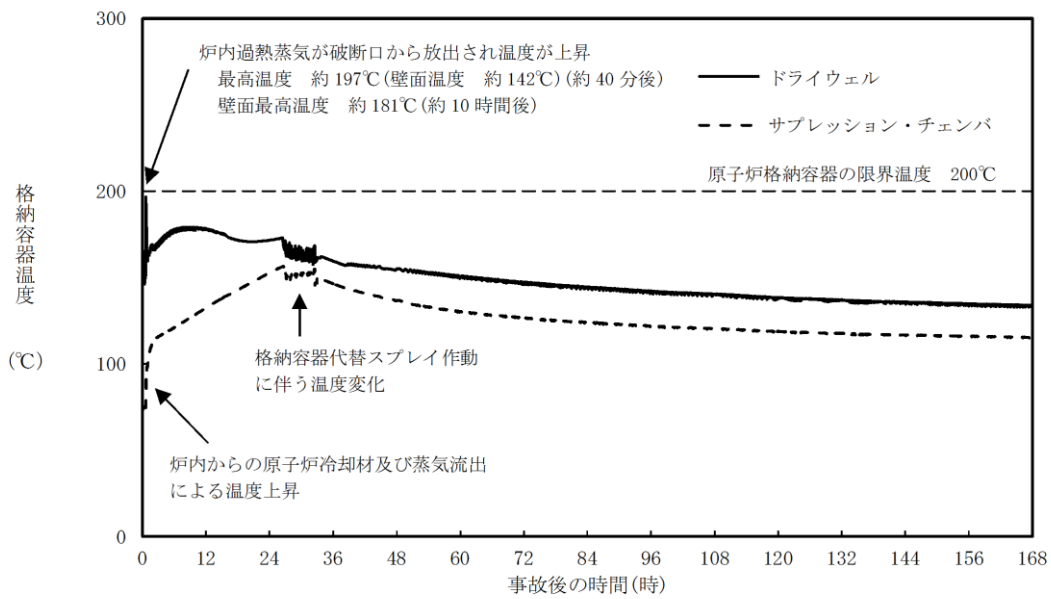
第 3. 1. 3. 2-1 (3) 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移



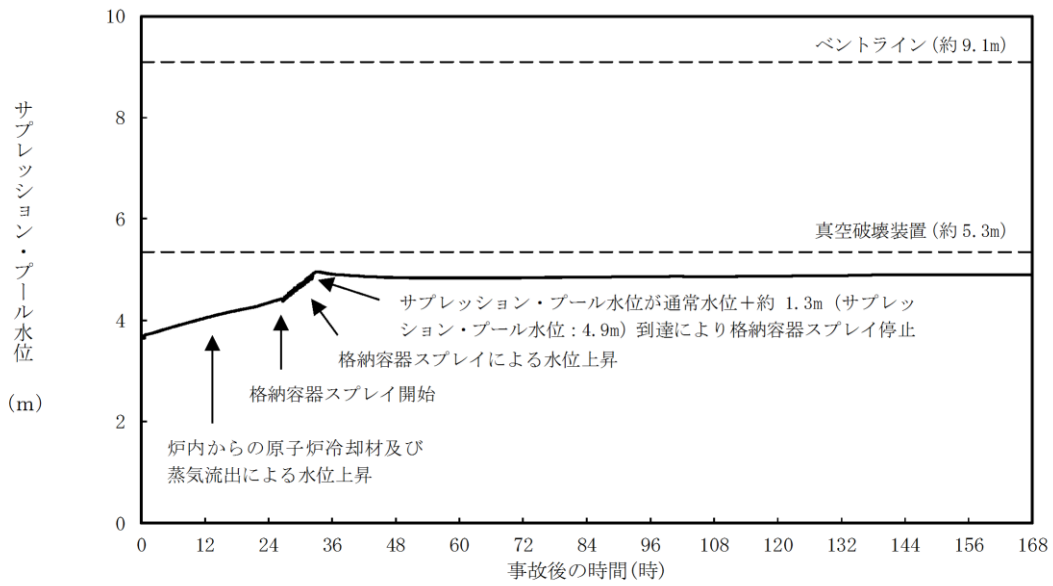
第 3. 1. 3. 2-1 (4) 図 燃料最高温度の推移



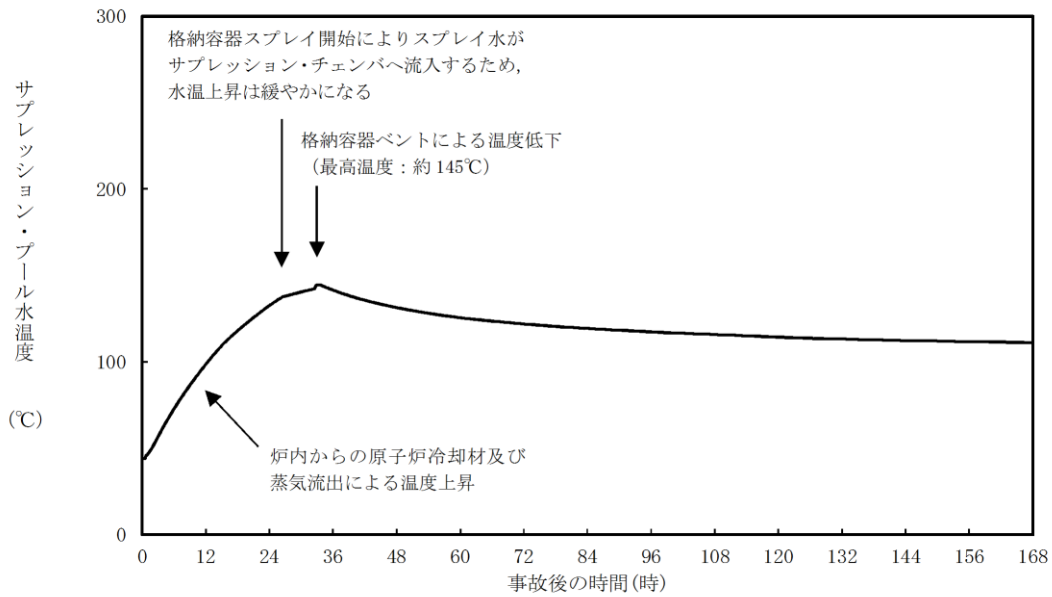
第 3. 1. 3. 2-1 (5) 図 格納容器圧力の推移



第 3. 1. 3. 2-1 (6) 図 格納容器温度の推移

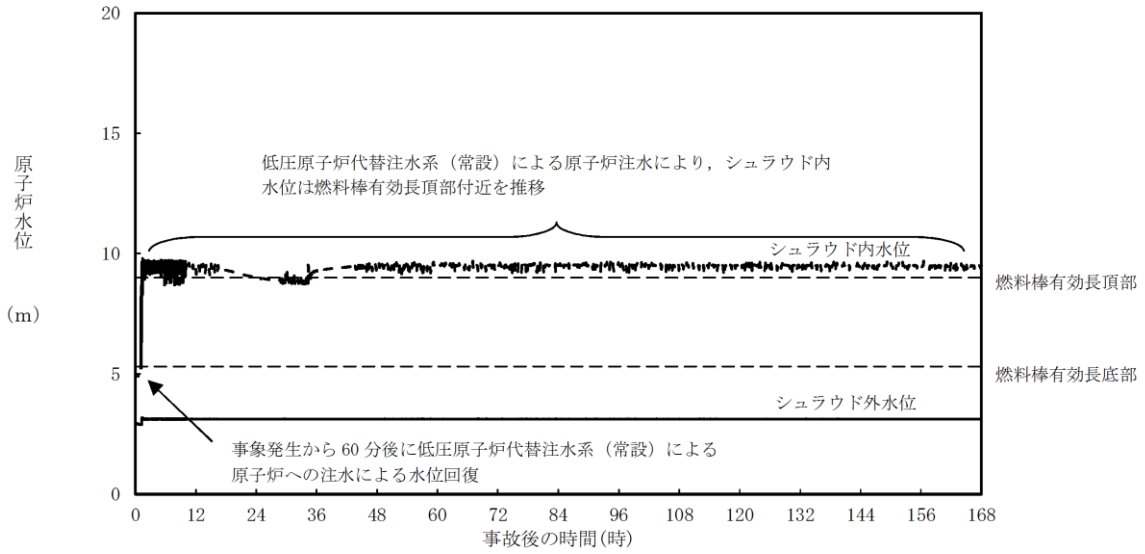


第 3. 1. 3. 2-1 (7) 図 サプレッション・プール水位の推移

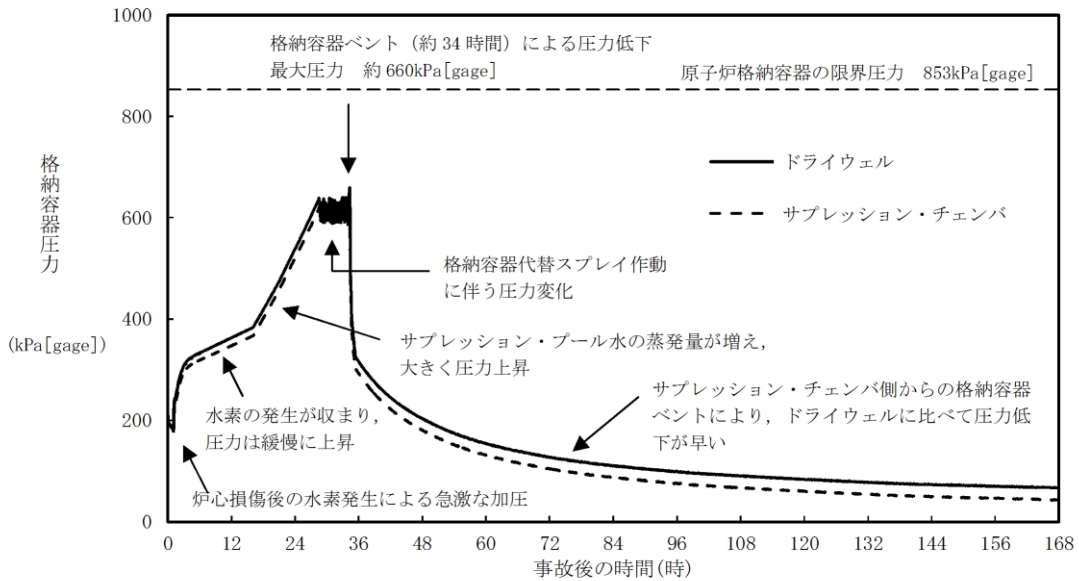


第 3. 1. 3. 2-1 (8) 図 サプレッション・プール水温度の推移

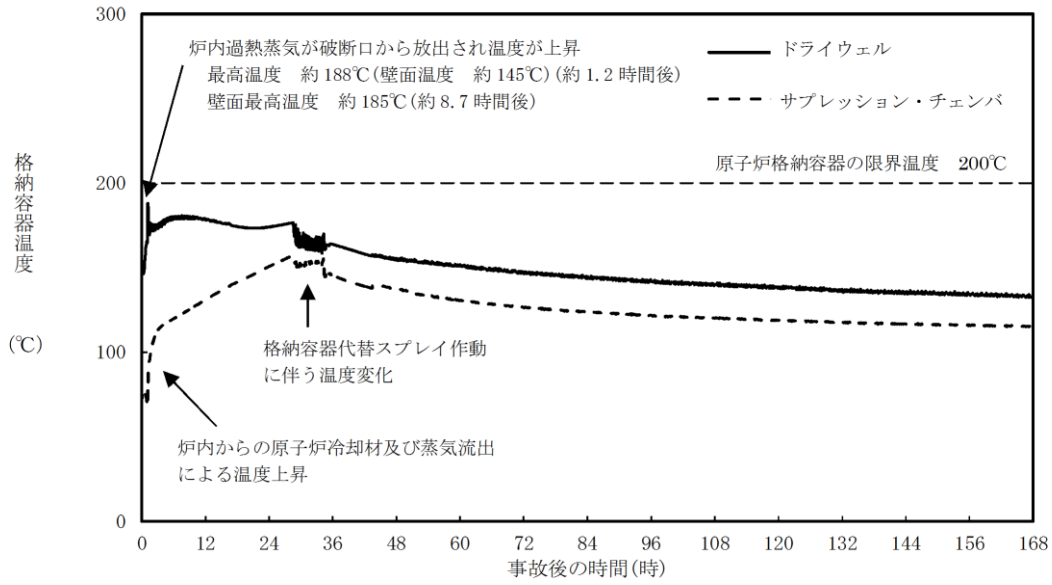




第 3. 1. 3. 3-1 (1) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 3. 1. 3. 3-1 (2) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移



第 3.1.3.3-1(3) 図 操作開始時間 30 分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

第 3.1.3.1-1 表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 (残留熱代替除去系を使用しない場合) (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
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失又は全交流動力電源喪失が発生して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*
非常用炉心冷却系機能喪失確認	非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失を確認する。	B-115V 系蓄電池* 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】* 【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流量】* 【低圧炉心スプレイポンプ出口流量】*
全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備	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。 中央制御室にて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、低圧原子炉代替注水系 (常設) 及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。	-	-

※：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 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 (残留熱代替除去系を使用しない場合) (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
炉心損傷確認	大破断 L O C A 時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し炉心が露出することで炉心損傷に至ることを確認する。	B-115V 系蓄電池*	-	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 (サプレッション・チェンバ) *
常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、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。 ドライウエル温度が原子炉圧力の飽和温度を超えた場合水位不明と判断し、原子炉底部から原子炉水位 L O まで冠水させるために必要な注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水流量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施する。	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	大量送水車 タンクローリ	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) * 代替注水流量 (常設) 低圧原子炉代替注水槽水位 ドライウエル温度 ( S A )
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動	炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生し、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。	常設代替交流電源設備	-	格納容器水素濃度 ( S A ) 格納容器酸素濃度 ( S A )

※：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 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策について  
 （残留熱代替除去系を使用しない場合）（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ト系（可搬型）による原子炉格納容器冷却	格納容器温度が約 190℃ 超過を確認した場合又は格納容器圧力が 640kPa [gage] 到達を確認した場合、格納容器代替スプレイト系（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 588kPa [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ト系（可搬型）による格納容器スプレイトを停止する。	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※	ドライウエル温度（SA） ドライウエル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 格納容器代替スプレイト流量 サブプレッション・プール水位（SA）
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した場合、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器フィルタベント系	ドライウエル圧力（SA） サブプレッション・チェンバ圧力（SA） サブプレッション・プール水位（SA） 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3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (1/4)

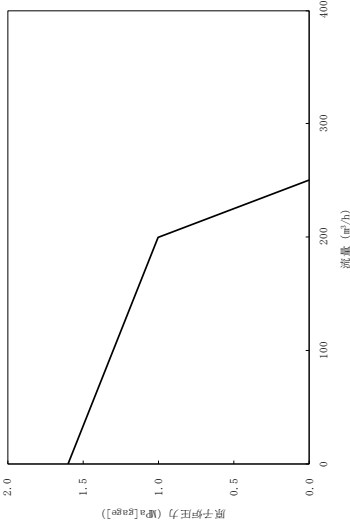
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格炉心流量として設定
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型), 9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり, その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること, また, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 燃料被覆管温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
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%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> 液相部: 2,800m <sup>3</sup>	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
サブプレッション・プール水位	3.61m (NWL)	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
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

第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (2/4))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	大破断LOCA 再循環配管 (出口ノズル) の破断	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり、原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として、原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管 (出口ノズル) の両端破断を設定
安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失 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、設定高圧注水機能として高圧炉心スプレイス系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) の機能喪失を設定
外部電源	外部電源なし	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態であるLOCAに全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定
水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度に与える影響が軽微であることから考慮していない

事故条件

第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (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	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	主蒸気が原子炉格納容器内に保持される厳しい条件として設定
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
重大事故等対策に関連する機器条件  低圧原子炉代替注水系 (常設)	最大250m <sup>3</sup> /hで注水, 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)	120 m <sup>3</sup> /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定
格納容器フィルタバント系	格納容器圧力 427kPa [gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して, 第1弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタバント系の設計値として設定



第3.1.3.2-1表 主要解析条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
(残留熱代替除去系を使用しない場合) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件 低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	事象発生から 30 分後	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) の準備時間を考慮して設定
格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 640kPa [gage] 到達時 640～588kPa [gage] の範囲で維持	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定
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	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえて設定

## 炉心損傷の判断基準及び炉心損傷判断前後の運転操作の差異について

## 1. 炉心損傷の判断基準

## 1. 1 炉心損傷の判断基準について

炉心損傷に至るケースとしては、注水機能喪失により原子炉水位が燃料棒有効長頂部（T A F）以上に維持できない場合において、原子炉水位が低下し、炉心が露出し冷却不全となる場合が考えられる。

事故時操作要領書（徴候ベース）では、原子炉への注水系統を十分に確保できず原子炉水位がT A F未満となった際に、格納容器雰囲気放射線モニタを用いて、ドライウェル内又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率の状況を確認し、図1、図2に示す設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合を、炉心損傷開始の判断としている。

炉心損傷等により燃料被覆管から原子炉内に放出される希ガス等の核分裂生成物が、逃がし安全弁等を介して原子炉格納容器内に流入する事象進展を踏まえて、原子炉格納容器内のガンマ線線量率の値の上昇を、運転操作における炉心損傷の判断及び炉心損傷の進展割合の推定に用いているものである。

また、東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故時に原子炉水位計、格納容器雰囲気放射線モニタ等の計装設備が使用不能となり、炉心損傷を迅速に判断できなかったことに鑑み、格納容器雰囲気放射線モニタに頼らない炉心損傷の判断基準について検討しており、その結果、格納容器雰囲気放射線モニタの使用不能の場合は、「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上（1点以上）」を炉心損傷の判断基準として手順に追加する。なお、300℃以上の判断に当たっては、近接の原子炉圧力容器表面温度との比較、炉心への注水状況により、計器の単一故障による指示値の上昇でないことを確認する。

原子炉圧力容器表面温度は、炉心が冠水している場合には、逃がし安全弁の動作圧力（安全弁機能の最大8.35MPa [gage]）における飽和温度約299℃を超えることはなく、300℃以上にはならない。一方、原子炉水位の低下により炉心が露出した場合には過熱蒸気雰囲気となり、温度は飽和温度を超えて上昇するため、300℃以上になると考えられる。上記より、炉心損傷の判断基準を300℃以上としている。なお、炉心損傷判断は格納容器雰囲気放射線モニタが使用可能な場合は、当該の計装設備にて判断を行う。

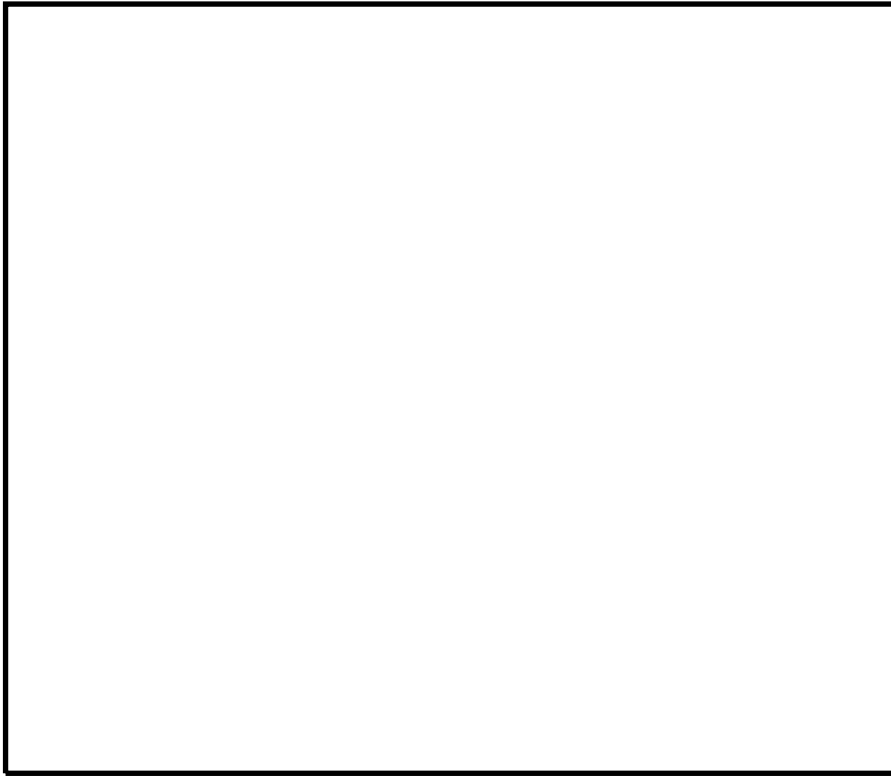


図1 ドライウェルのガンマ線線量率

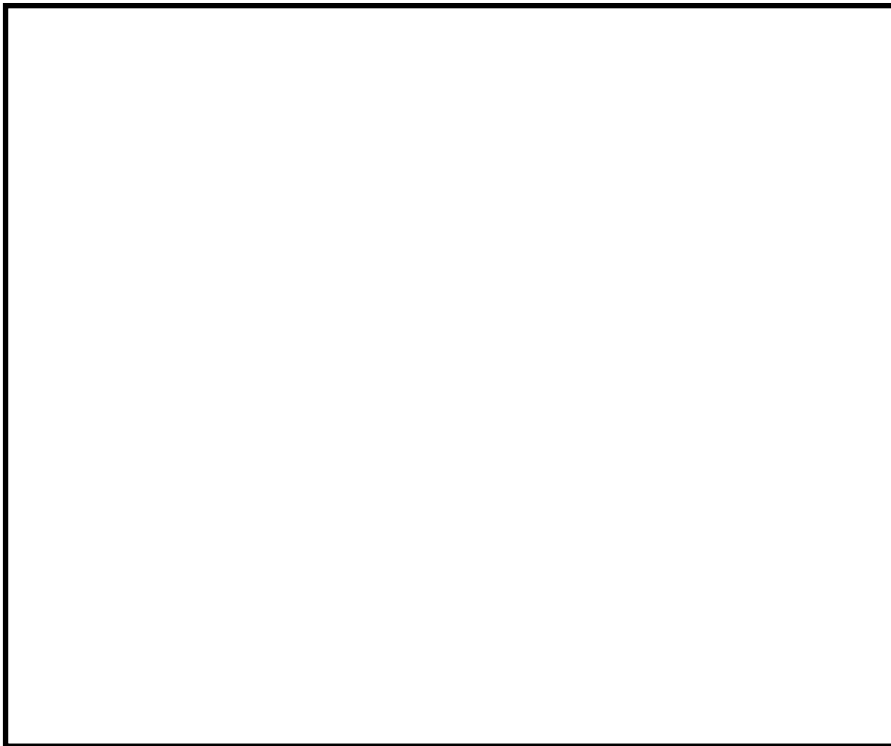


図2 サプレッション・チェンバのガンマ線線量率

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## 1. 2 炉心損傷の判断基準の根拠について

炉心損傷の判断基準は、設計基準事故時の格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率（追加放出時）以上でなければならない。一方、基準を高め設定すると判定が遅れることが懸念されるため、高すぎる設定値は判断基準として適さない。

炉心損傷開始の判断は、上述のとおり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（追加放出）の10倍を越えた場合であり、この設定値は、全燃料中に含まれる希ガスの0.1%相当が原子炉格納容器内に放出された場合のガンマ線線量率よりも低い、余裕のある値となっている。

上記より炉心損傷判断としては、設計基準事故を超える事象について、設計基準事故のガンマ線線量率より高く、かつ判定遅れが生じない基準として、設計基準事故（追加放出）の10倍を判断目安としている。

なお、設計基準事故としては原子炉冷却材喪失を想定しており、破裂の発生する燃料棒はない。D/WとW/Wの設計基準事故時の格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率（追加放出時）は、燃料棒から追加放出される希ガスがD/W及びW/Wに各100%移行すると仮定し、時間による減衰を考慮して算出した。

## 1. 3 格納容器雰囲気放射線モニタについて

格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率の測定レンジは、 $10^{-2}$ ～ $10^5$ Sv/hであり、この測定レンジにおいて、「設計基準事故における燃料からの追加放出による放射線量率」、「重大事故時の炉心損傷の判断目安（追加放出の10倍）」及び「冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失のシーケンスにおける最大放射線量率」を測定可能である。（表1参照）

格納容器雰囲気放射線モニタは、連続計測しており、計装設備の指示値は換算不要で図1の炉心損傷の判断目安と対比可能であるため、指示値が上昇すれば、すぐに炉心損傷を判断可能と考える。格納容器雰囲気放射線モニタの検出器は、ドライウェル内の対角位置に2箇所、サプレッション・チェンバ内の気相部の対角位置に2箇所の合計4箇所に設置している。炉心損傷後の核分裂生成物の原子炉内から原子炉格納容器への移行は、大破断LOCA等、直接ドライウェル側に放出される場合と、原子炉圧力容器が健全で逃がし安全弁を介してサプレッション・チェンバ側に放出される場合があるが、いずれの場合においても、炉心損傷時は希ガス等が急激に放出されるため、格納容器雰囲気放射線モニタにて炉心損傷に伴うガンマ線線量率の上昇を測定可能と考える。

また、炉心の損傷割合と燃料被覆管から放出される希ガス等の放出割合は比例すると仮定し、手順では原子炉停止後の経過時間とガンマ線線量率により炉心損傷の進展割合を推定することとしている。

表1 格納容器内雰囲気放射線モニタによる炉心損傷の判断

検出パラメータ及び検出方法		格納容器	炉心損傷の判断	格納容器ベント
設計基準事故の追加放出	$10^{-2} \sim 10^0$ 程度 [Sv/h] 〔原子炉停止後の経過時間が、0 時間後から 100 時間後の値〕	格納容器雰囲気放射線モニタ※	無	サブレーション・プールの通常水位+約 1.3m
炉心損傷の判断目安 (設計基準事故の 10 倍)	$10^{-1} \sim 10^1$ 程度 [Sv/h] 〔原子炉停止後の経過時間が、0 時間後から 100 時間後の値〕	格納容器雰囲気放射線モニタ※	有	サブレーション・プールの通常水位+約 1.3m
審査ガイドによる制限	敷地境界での実効線量を評価し、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 (発生事故あたり概ね 5 mSv 以下)	—	—	—
格納容器雰囲気放射線モニタ使用不能時の炉心損傷判断の基準	300℃以上	原子炉压力容器表面温度	有	サブレーション・プールの通常水位+約 1.3m
「冷却材喪失 (大破断 LOCA) + ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」のシナシスにおける最大放射線量率 (早期に炉心損傷した方が核分裂生成物の減衰が少なく放射線量率は高くなる傾向にあり、シビアアクシデントの中でも早期に炉心損傷する例)	$1.5 \times 10^4$ Sv/h 程度 (事故後の最大値)	格納容器雰囲気放射線モニタ※	有	サブレーション・プールの通常水位+約 1.3m

※格納容器雰囲気放射線モニタ計測レンジ (計器の仕様) :  $10^{-2} \sim 10^5$  Sv/h

## 2. 炉心損傷判断前後における運転操作の差異

### 2. 1 原子炉への注水について

BWRの場合、事故時の対応は、原子炉注水が最優先であり、炉心損傷の判断の前後でその対応のマネジメントが大きく変わるものではない。原子炉に注水することで、炉心損傷前であれば、冷却による炉心損傷の発生防止が図られ、また、炉心損傷後であれば、冷却による炉心損傷の進展の抑制及び原子炉圧力容器破損防止が図られる。

### 2. 2 格納容器ベント及び格納容器スプレイについて

格納容器スプレイについては、炉心損傷を判断基準に運転操作を変更し、格納容器ベントについては炉心損傷の有無によらず、運転操作の変更はない（表2）。

炉心損傷前の格納容器スプレイは、格納容器圧力が384kPa[gage]から334kPa[gage]の範囲で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（間欠）を実施し、サプレッション・プール通常水位+約1.3mに到達すれば格納容器スプレイを停止後にベントを実施する。炉心損傷前は環境へ放出される核分裂生成物の放出量が低く、原子炉格納容器の健全性を確保することを目的としている。炉心損傷を判断した場合は、格納容器スプレイの運転操作が変更となり、640kPa [gage] から588kPa [gage] の範囲で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（間欠）を実施し、サプレッション・プール通常水位+約1.3mに到達すれば格納容器スプレイを停止後にベントを実施する。

原子炉スクラム後における、炉心損傷の前後の格納容器ベント及び格納容器スプレイの実施基準の差異を表2に示す。

表 2 炉心損傷判断前後における格納容器スプレイ及び格納容器ベントの実施基準の差異

	炉心損傷前	炉心損傷後
格納容器スプレイ	<p>(圧力基準)</p> <p>炉心損傷前の格納容器スプレイは、原子炉格納容器最高使用圧力の427kPa[gage]以下に制御することを目的に、原子炉格納容器圧力が384kPa[gage]<sup>※2</sup>に到達した時点で開始し、334kPa[gage]<sup>※2</sup>に低下した場合、又はサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で停止する。間欠運転とするのは、格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで、原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間が早まるためである。</p> <p>(温度基準)</p> <p>格納容器最高使用温度は、ドライウェル：171℃であり、空間温度がこれらの温度に到達する前に格納容器スプレイを行い、150℃以下に低下した場合、又はサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で停止する。</p>	<p>(圧力基準)</p> <p>炉心損傷後の格納容器スプレイは、原子炉格納容器限界圧力の853kPa[gage]未満に制御することを目的に、原子炉格納容器圧力が640kPa[gage]<sup>※1</sup>に到達した時点で開始し、588kPa[gage]<sup>※1</sup>に低下した場合、又はサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で停止する。間欠運転とするのは、格納容器スプレイにより原子炉格納容器内の水位を上昇させることで、原子炉格納容器の空間容積を減少させ圧力の上昇を早めることから、結果として、格納容器ベントに至る時間が早まるためである。</p> <p>(温度基準)</p> <p>原子炉格納容器の限界温度の200℃に至らないように、ドライウェル及びサプレッション・チェンバの空間温度が190℃以上となった場合に開始し、171℃以下に低下した場合、又はサプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した時点で停止する。</p>
格納容器ベント	<p>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達により格納容器スプレイを停止した時点で、格納容器の健全性を維持することを目的に、ウェットウェルベントを優先として格納容器フィルタベント系により格納容器ベントを行う。</p>	<p>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達により格納容器スプレイを停止した時点で、格納容器の過圧による破損を防止することを目的に、ウェットウェルベントを優先として格納容器フィルタベント系により格納容器ベントを行う。</p>

※1 炉心損傷後における格納容器スプレイの間欠運転幅は外部水源注水量の抑制及び運転操作間隔を考慮（約30分）し設定

※2 炉心損傷前における格納容器スプレイの間欠運転幅は炉心損傷後と同等な圧力差を設定

### 3. MAA P解析における炉心損傷の開始と運転操作における炉心損傷判断基準について

有効性評価のうち、シビアアクシデント総合解析コードMAA Pを用いた解析においては、炉心損傷の開始を、1,000K (約 727°C) に到達した時点としており、有効性評価の評価項目（「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」を踏まえた要件）の1,200°C (約 1,473K) よりも低い温度としている。

この1,000Kは、PHEBUS-FPT0 実験で、燃料被覆管温度が約1,000Kに達したときに核分裂生成物(FP)の放出開始が観察されたことを踏まえ、被覆管温度が1,000Kに到達すると、被覆管の破裂によりFPが放出され、物理現象モデルによりFP挙動の計算が開始される温度である。なお、燃料温度上昇によるヒートアップ・熱水力モデルの内部処理切替え等の特段の処置は行われるわけではない。

一方、実際の運転操作においては、炉心損傷の状況を直接的に監視可能な計装設備は原子炉内に設置されておらず、このため、燃料の損傷により放出される希ガス等のガンマ線線量率の上昇を、格納容器雰囲気放射線モニタによって監視し、運転操作における炉心損傷の判断に用いている。

よって、解析において炉心損傷の開始を1,000K (約 727°C) に到達した時点としていることは、運転操作の炉心損傷の判断に影響を与えるものではない。



(補足) 炉心損傷の判定時間に係る解析結果について

「冷却材喪失(大破断LOCA) + ECCS注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」における事象発生後の燃料被覆管温度推移の解析結果を表3に示す。

MAAP解析において、約727℃(MAAP解析における炉心損傷判定温度)から1,200℃(審査ガイドにおける炉心の著しい損傷の評価項目における要件)に上昇するまでの時間は5分程度であり、炉心損傷判断の時間に有意な差異が生じることはない。

また、MAAP解析による炉心損傷の判定時間は約5分であるが、これはSAFER解析の結果と比較しても、炉心損傷の判定時間として早期すぎる結果とはなっていない。

表3 炉心損傷の判定時間に係る解析結果

燃料被覆管温度	事象発生後の時間		備考
	MAAP解析	SAFER解析	
約727℃ (1,000K)	約5分	約2分	MAAP解析における炉心損傷判定温度 (PHEBUS-FPTO実験にて核分裂生成物が放出された温度)
—	約5～10分 (参考)	約2～4分 (参考)	手順上の炉心損傷判断 (CAMSのガンマ線線量率が設計基準事故相当の10倍を超えた場合)
1,200℃	約10分	約4分	審査ガイド上における炉心の著しい損傷の評価項目における要件
約2,227℃ (2,500K)	約28分	—*	炉心溶融

※高出力燃料集合体集合体において、燃料被覆管温度が1,200℃を大きく超過するため、SAFERでは計算できない。

## 非凝縮性ガスの影響について

## 1. はじめに

格納容器過圧・過温破損を防止するための対策の確認においては、MAAPコードを使用して「冷却材喪失（大破断LOCA）+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」を仮定したシナリオにて評価を実施している。MAAPコードの水素ガス発生量に関する妥当性については、TMI及びPHEBUS試験により確認しており、当該解析にMAAPコードを用いることは妥当である<sup>[1]</sup>。

ただし、MELCORコードのように、流路閉塞が発生しにくい（水素ガスが発生しやすい）と仮定した場合においても、評価に有意な影響がないことを確認するため、感度解析を実施した。

## 2. 解析条件

- ・流体が流路減少部分を通過できなくなるとするノードの空隙率（ポロシティ）：0.0（申請解析ではポロシティ：0.1以下）

図1に示すように、炉心内でデブリの移行が発生し、それが冷却材流路に堆積して流路が減少した場合、MAAP解析では流路減少を起こしたノードの空隙率（ポロシティ）が0.1以下になるとそのノードは閉塞したものとみなされ、それ以降は流体が閉塞部分を通過することができなくなる。一方MELCOR解析の場合、流路減少を起こしたノードの空隙率の最小値は0.05に設定されており、閉塞は発生しない。

したがって、炉心で発生する非凝縮性ガスはMAAPの方が少なくなる傾向にある。このため、上記の条件にて、水素ガス発生量を多めに見積もる感度解析を行うこととする。なお、ポロシティの設定以外については申請解析と同様とした。

## 3. 解析結果

図2から図6に解析結果を示す。図2より、申請解析でのジルコニウム-水反応による水素ガス発生量が約198kgに対して感度解析では約283kgと水素ガス発生量は約43%増加しているが、図3に示すとおり格納容器圧力の制御は可能であり、保守的な条件として非凝縮性ガスが増加するような場合においても、評価結果に対する当該操作に大きな影響はない。

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

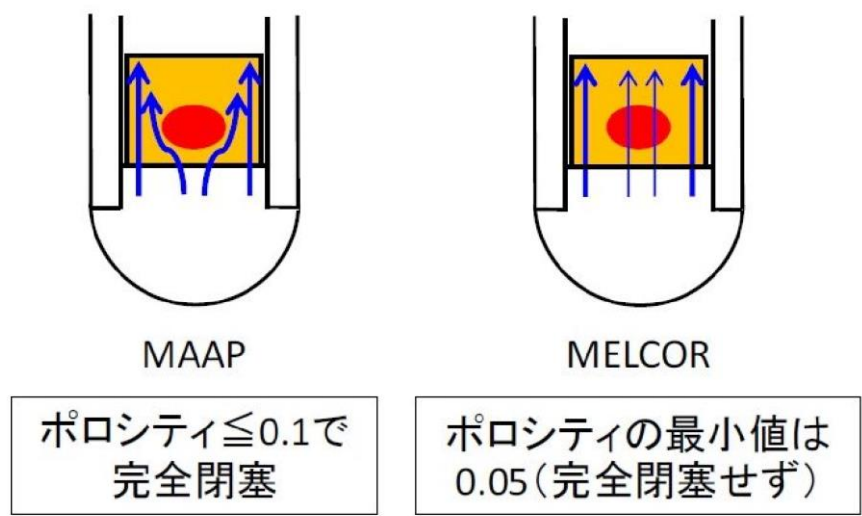
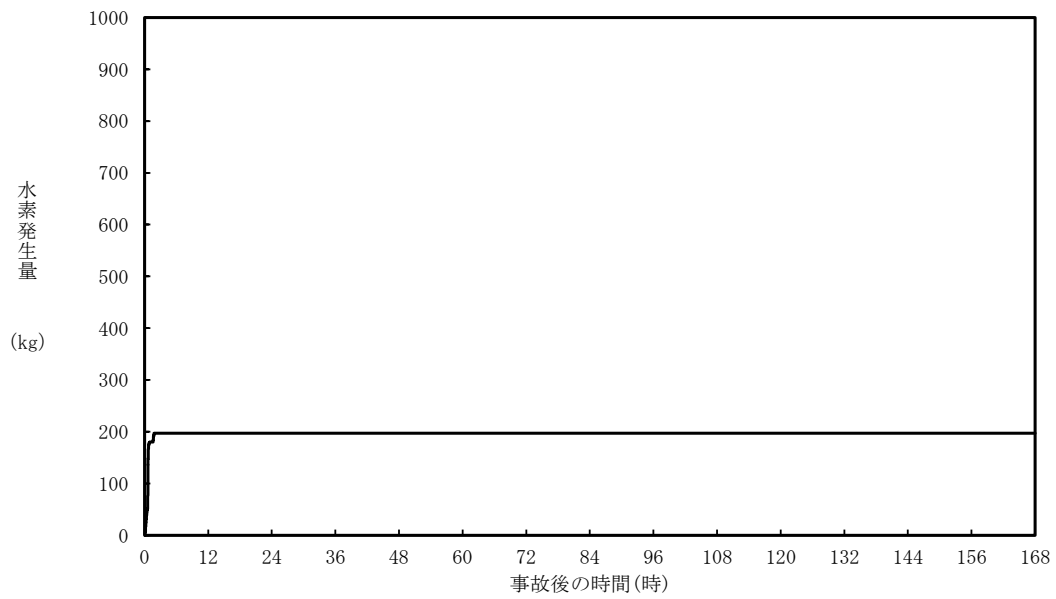
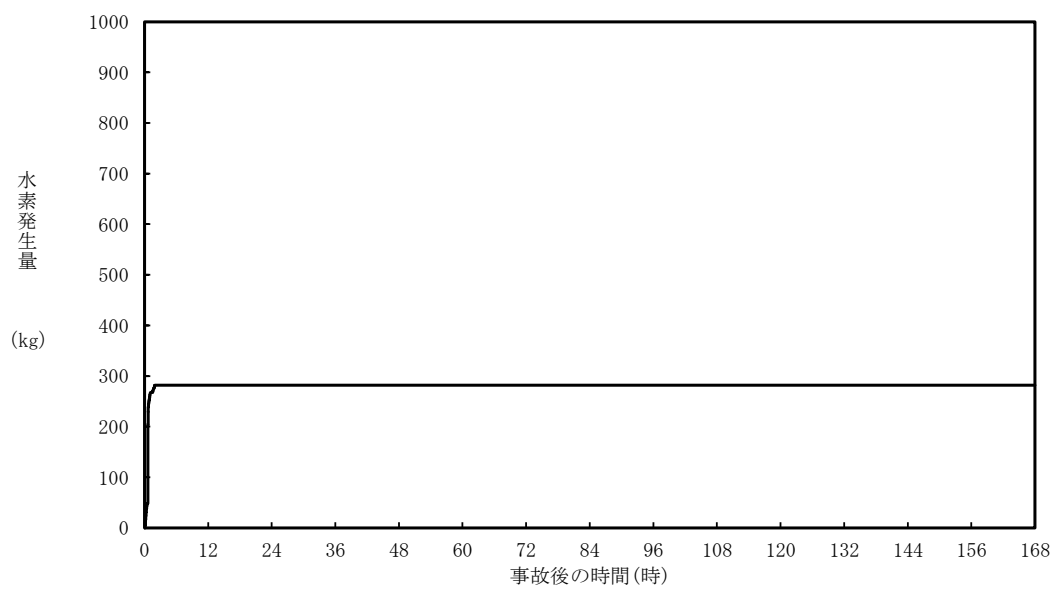


図1 炉心内流路閉塞モデルの概念図  
 (「MAAP5.01 及び MELCOR2.1 を用いた軽水炉代表プラントの過酷事故解析」,  
 電力中央研究所, 平成 26 年 6 月 抜粋)

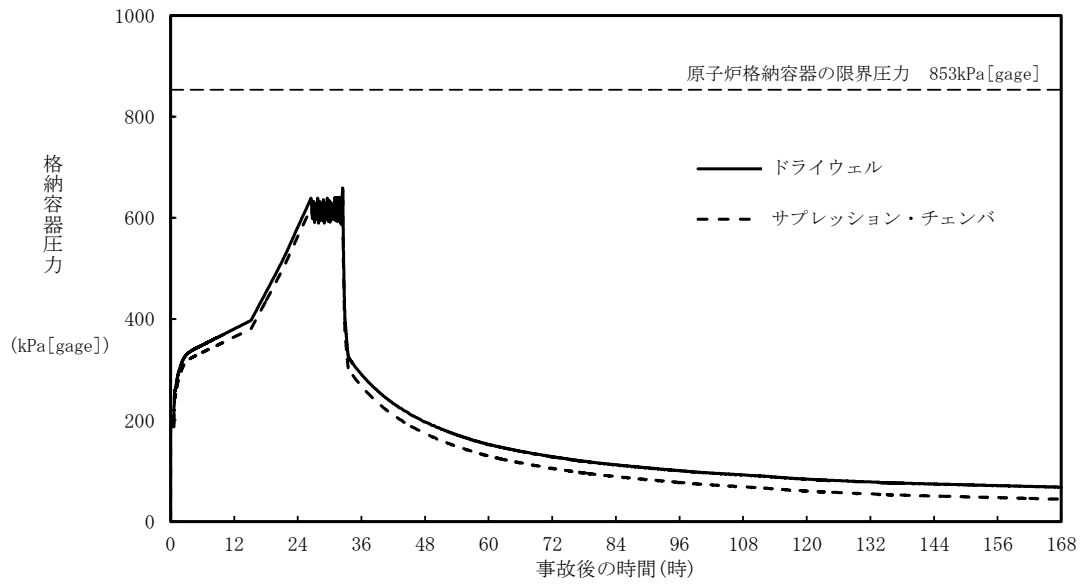


大破断LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

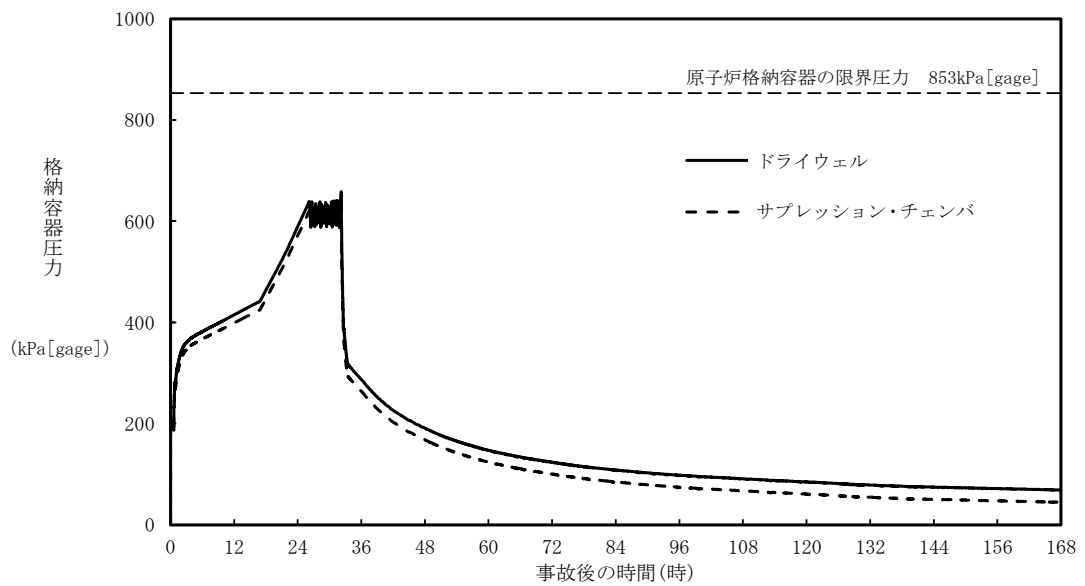


大破断LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

図2 水素発生量比較

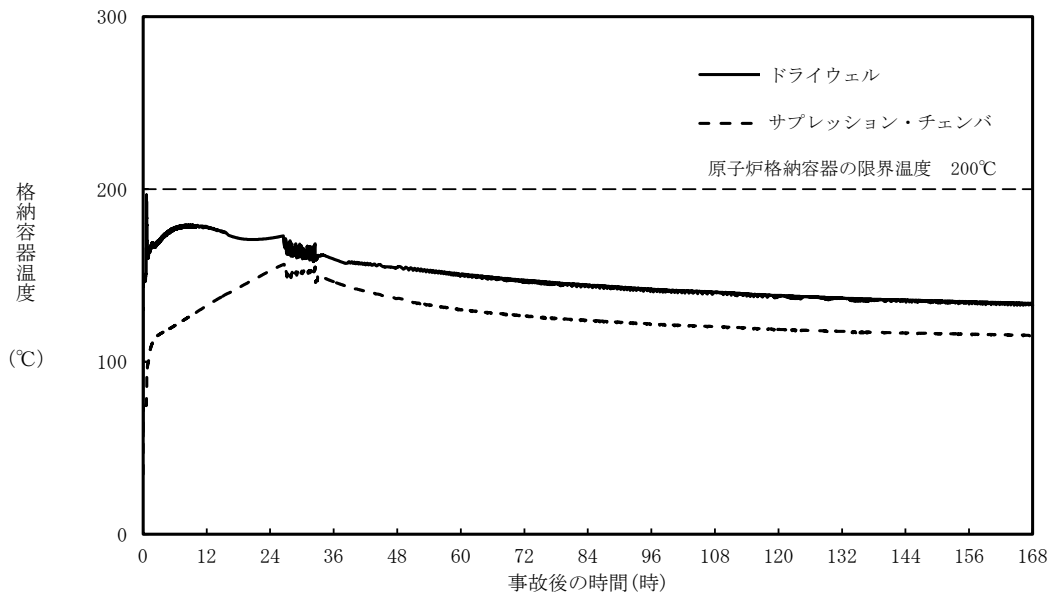


大破断LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

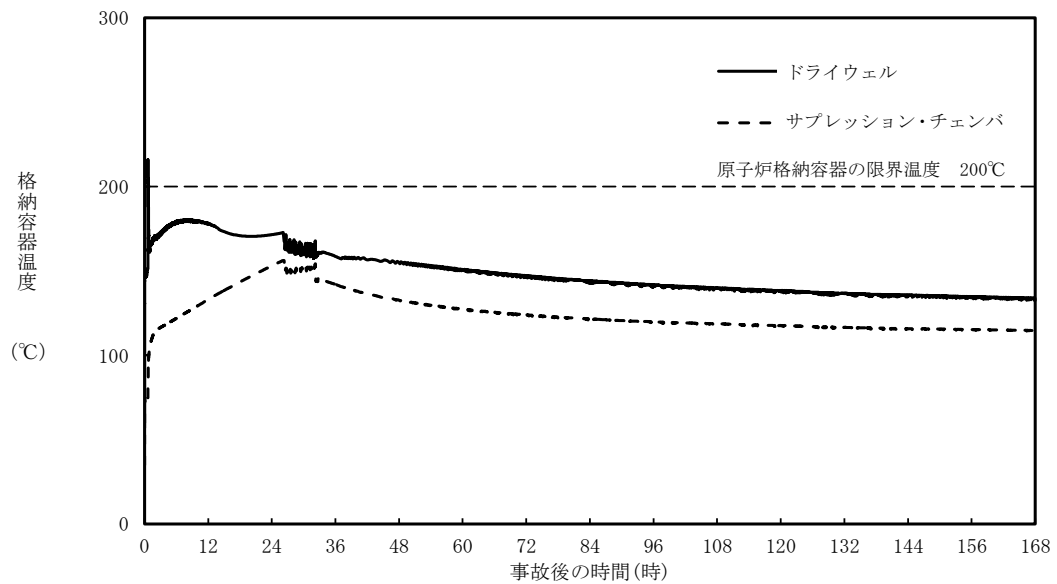


大破断LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

図3 格納容器圧力の比較

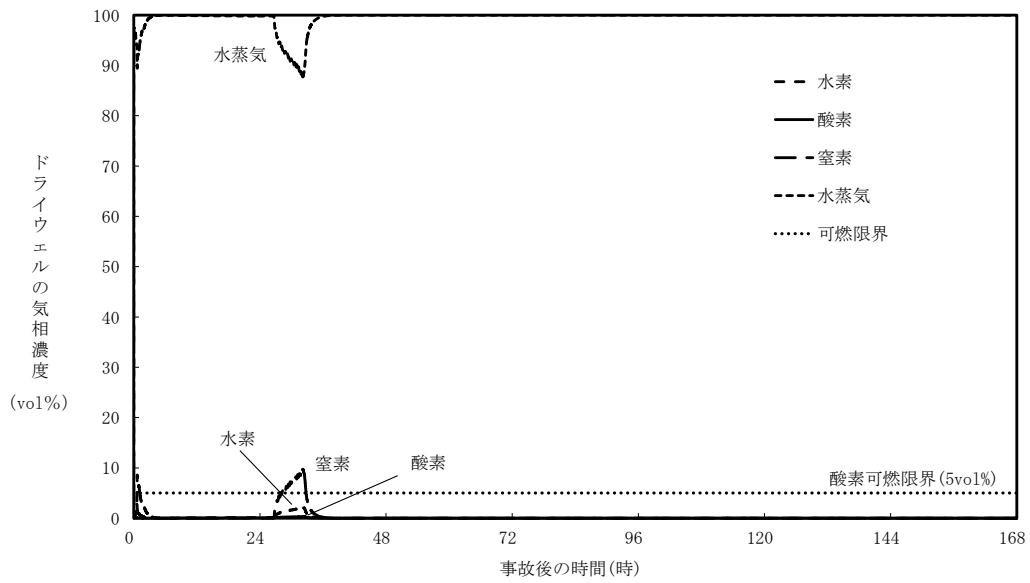


大破断LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

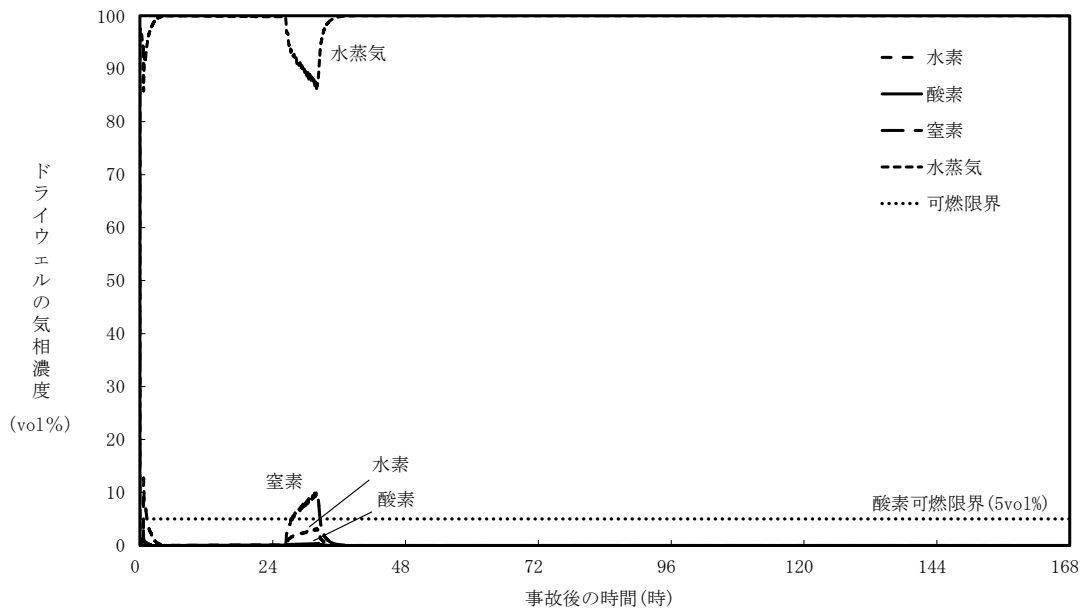


大破断LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

図4 格納容器温度の比較

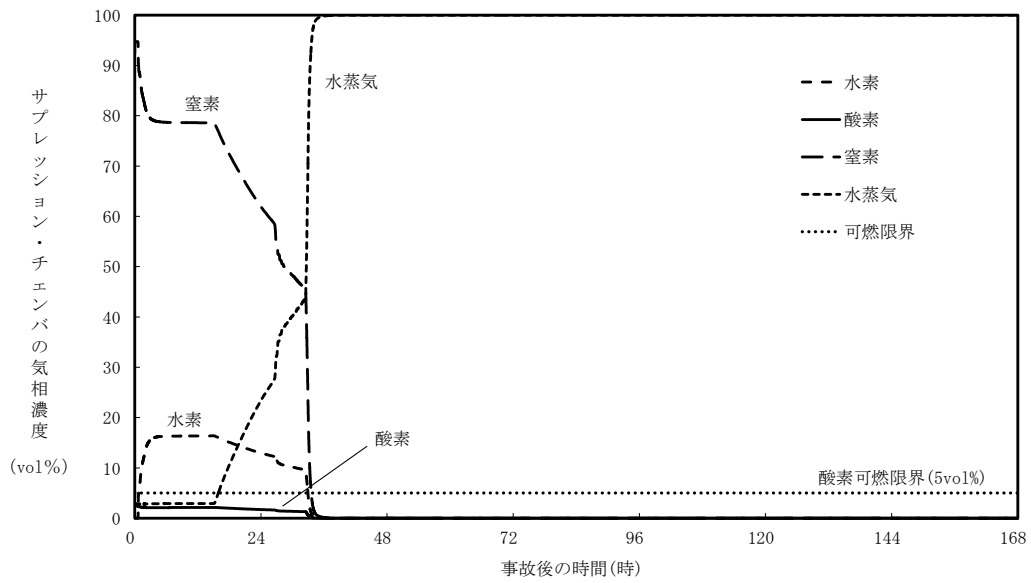


大破断LOCA（申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞）

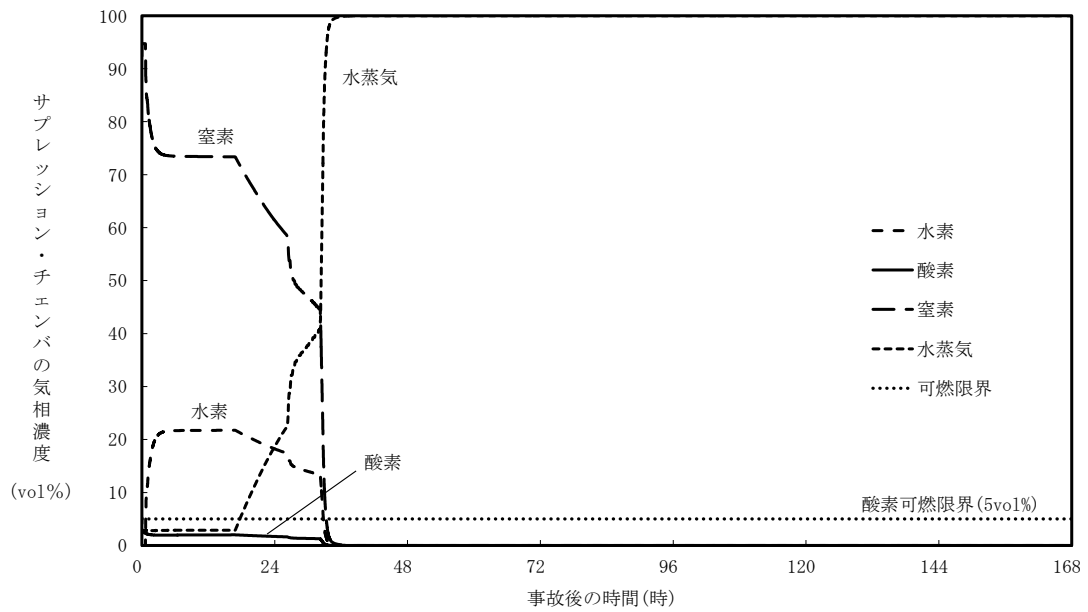


大破断LOCA（感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞）

図5 ドライウェル気相濃度の比較



大破断LOCA (申請解析：空隙率 0.1 以下で完全閉塞)



大破断LOCA (感度解析：空隙率 0.0 で完全閉塞)

図6 サプレッション・チェンバ気相濃度の比較



雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における格納容器フィルタベント系からのCs-137放出量評価について

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合におけるCs-137の放出量は以下のとおりとなる。

なお、Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件を表1に、Cs-137の放出量評価条件を表2に示す。

#### 1. Cs-137の放出量(TBq)の算出

Cs-137の放出量は、以下の式により算出される。

$$\text{大気中へのCs-137の放出量(Bq)} = f_{Cs} \times Bq_{Cs-137} \times (1/DF) \dots (1)$$

一方、原子炉格納容器からのセシウムの放出割合( $f_{Cs}$ )は、CsI及びCsOHの放出割合より、以下の式により算出される。なお、Cs-137の炉内内蔵量はORIGENコード、原子炉格納容器からのCsI及びCsOHの放出割合はMAAPコードにて算出している。

$$f_{Cs} = (M_{CsI} + M_{CsOH}) / M_{Cs} \dots (2)$$

$$M_{CsI} = W_{Cs} \times (M_I/W_I) \times f_{CsI} \dots (3)$$

$$M_{CsOH} = (M_{Cs} - W_{Cs} \times (M_I/W_I)) \times f_{CsOH} \dots (4)$$

(2) ~ (4) 式より

$$f_{Cs} = f_{CsOH} + (M_I/M_{Cs}) \times (W_{Cs}/W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH}) \dots (5)$$

$f_{Cs}$	: 格納容器からのセシウムの放出割合
$f_{CsI}$	: 格納容器からのCsIの放出割合*
$f_{CsOH}$	: 格納容器からのCsOHの放出割合*
$M_{CsI}$	: CsIに含まれるCs量
$M_{CsOH}$	: CsOHに含まれるCs量
$M_I$	: よう素の初期重量 = 18.1 (kg)
$M_{Cs}$	: セシウムの初期重量 = 237.6 (kg)
$W_I$	: よう素の分子量 = 131 (kg/kmol)
$W_{Cs}$	: セシウムの分子量 = 133 (kg/kmol)
$Bq_{Cs-137}$	: Cs-137の原子炉圧力容器内内蔵量 = $3.22 \times 10^{17}$ (Bq)
DF	: 格納容器フィルタベント系による粒子状放射性物質に対する除染係数 = 1000

※格納容器内のエアロゾル状の放射性物質の低減効果（サプレッション・チェンバのスクラビングによる除染係数等）を考慮したMAAPコードでの評価値（別紙参照）

## 2. 計算結果

サブプレッション・チェンバのラインを經由し、格納容器フィルタベント系を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned}f_{Cs} &= f_{CsOH} + (M_I/M_{Cs}) \times (W_{Cs}/W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH}) \\f_{Cs} &= 6.54 \times 10^{-6} \\&\quad + (18.1/237.6) \times (133/131) \times (3.51 \times 10^{-6} - 6.54 \times 10^{-6}) \\&= 6.31 \times 10^{-6}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} &= f_{Cs} \times Bq_{Cs137} \times (1/DF) \\&= 6.31 \times 10^{-6} \times 3.22 \times 10^{17} \times (1/1000) \\&= 2.03 \times 10^9 \text{ [Bq]} \\&= \text{約 } 2.1 \times 10^{-3} \text{ [TBq]}\end{aligned}$$

ドライウエルのラインを經由し、格納容器フィルタベント系を用いた場合の7日間のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned}f_{Cs} &= f_{CsOH} + (M_I/M_{Cs}) \times (W_{Cs}/W_I) \times (f_{CsI} - f_{CsOH}) \\f_{Cs} &= 1.11 \times 10^{-2} \\&\quad + (18.1/237.6) \times (133/131) \times (2.62 \times 10^{-3} - 1.11 \times 10^{-2}) \\&= 1.05 \times 10^{-2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} &= f_{Cs} \times Bq_{Cs137} \times (1/DF) \\&= 1.05 \times 10^{-2} \times 3.22 \times 10^{17} \times (1/1000) \\&= 3.38 \times 10^{12} \text{ [Bq]} \\&= \text{約 } 3.4 \text{ [TBq]}\end{aligned}$$

同様に、30日間及び100日間のCs-137の放出量は(1)，(5)式より以下のとおりとなる。

サブプレッション・チェンバのラインを經由し、格納容器フィルタベント系を用いた場合

$$Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = \text{約 } 4.0 \times 10^{-3} \text{ TBq (30日間)}$$

$$Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = \text{約 } 6.5 \times 10^{-3} \text{ TBq (100日間)}$$

ドライウエルのラインを經由し、格納容器フィルタベント系を用いた場合

$$Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = \text{約 } 5.3 \text{ TBq (30日間)}$$

$$Cs-137 \text{ の放出量 (Bq)} = \text{約 } 5.4 \text{ TBq (100日間)}$$

表1 Cs-137の炉内内蔵量の評価の前提条件

項目	評価条件	選定理由
運転時間 (h)	1 サイクル：10,000h (416 日) 2 サイクル：20,000h 3 サイクル：30,000h 4 サイクル：40,000h 5 サイクル：50,000h	1 サイクル 13 ヶ月 (395 日) を考慮して、燃料の最高取出燃焼度に余裕を持たせ長めに設定
取替炉心の燃料装荷割合	1 サイクル：0.229 (200 体) 2 サイクル：0.229 (200 体) 3 サイクル：0.229 (200 体) 4 サイクル：0.229 (200 体) 5 サイクル：0.084 (72 体)	取替炉心の燃料装荷割合に基づく

表2 放出量評価条件

項目	評価条件	選定理由
炉内内蔵量 (Cs-137)	$3.22 \times 10^{17}$	「単位熱出力あたりの炉内蓄積量 (Bq/MW)」に「2,436MW (定格熱出力)」を乗じて算出
放出開始時間	事象発生から約 32 時間 (格納容器フィルタベント使用時)	MAAP 解析結果
格納容器内での除去効果	MAAP 解析に基づく (沈着, ドライウェルスプレイ及びサブプレッション・プールにおけるスクラビング)	MAAP のFP 挙動モデル
格納容器内 pH 制御の効果	考慮しない	保守的に考慮しないものとした
格納容器から原子炉建物への漏えい	考慮しない	保守的に考慮しないものとした
格納容器フィルタベント系への放出割合	【S/Cベント】 Cs I 類： $3.51 \times 10^{-6}$ Cs OH 類： $6.54 \times 10^{-6}$ 【D/Wベント】 Cs I 類： $2.62 \times 10^{-3}$ Cs OH 類： $1.11 \times 10^{-2}$	MAAP 解析結果
格納容器フィルタベント系における粒子状放射性物質の除去係数	粒子状物質：1,000	設計値に基づき設定

大破断LOCA時における放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について

大破断LOCA時における環境中へのセシウムの放出量の評価では、原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合としてMAAP解析結果を適用している。

原子炉格納容器内への放射性物質の放出割合は米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465<sup>※1</sup>においても整理されており、NUREG-1465で整理された値を使用することでも環境中へのセシウムの放出量を評価することができると考えられる。

以下では、原子炉格納容器内へのセシウムの放出割合についてMAAP解析結果とNUREG-1465を比較し、MAAP解析結果の適用性を検討した。

※1 NUREG-1465では、NUREG-1150(米国の代表プラントのPRA)で検討されたすべての事故シーケンスについてレビューを行い、更にいくつかのシーケンスに対するソースタームコードパッケージ(STCP)やMELCORコードによる追加解析が行われて、ソースタームが検討されている(別表1参照)。検討された事故シーケンスは、本評価で対象としている「冷却材喪失(大破断LOCA)+ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオと同様、炉心が溶融し原子炉圧力容器が低圧で破損する事故シーケンスである。

また、NUREG-1465では、当該文書中に示された原子炉格納容器への放出割合は、保守的に選ばれた損傷燃料からの放射性物質の初期放出を除いて、低圧での炉心溶融事故に関する保守的又は限界的な値を意図しているものではなく、代表的又は典型的な値を意図しているものとしている。

別表1 NUREG-1465で検討された事故シーケンス(BWR)

プラント	シーケンス	説明
Peach Bottom	TC1	ATWS(原子炉減圧なし)
	TC2	ATWS(原子炉減圧あり)
	TC3	TC2(ウェットウェルベントあり)
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)
	TB2	TB1(ベッセル破損時に格納容器破損)
	S2E1	LOCA(2"), ECCS及びADS不動作
	S2E2	S2E1、玄武岩系コンクリート
	V	格納容器外RHR配管破断
	TBUX	SBO(全DC電源喪失)
LaSalle	TB	SBO(後期格納容器破損)
Grand Gulf	TC	ATWS(早期格納容器破損によるECCS故障)
	TB1	SBO(バッテリー枯渇)
	TB2	TB1、H <sub>2</sub> 燃焼による格納容器破損
	TBS	SBO(ECCS不動作、原子炉減圧あり)
	TBR	TBS、ベッセル破損後のAC復旧

SBO	全交流電源喪失
RCP	原子炉冷却系ポンプ
ADS	自動減圧系
LOCA	冷却材喪失事故
RHR	残留熱除去系
ATWS	スクラム失敗

Station Blackout  
Transients  
LOCA  
ATWS  
Total Mean Core Damage Frequency: 4.5E-6  
Peach Bottomの内の事象の炉心損傷頻度平均値の内訳(NUREG-1150)

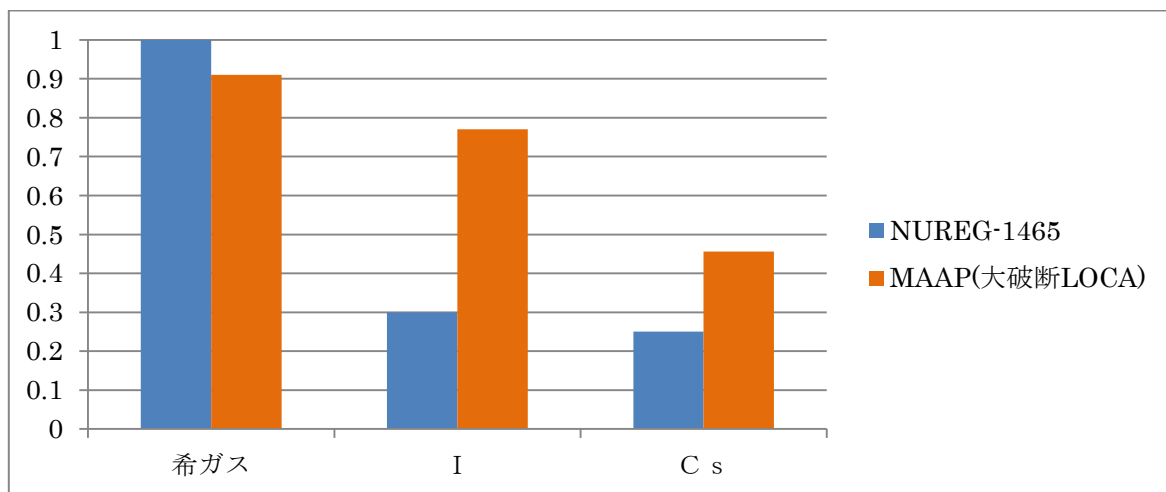
(1) NUREG-1465 との比較

放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合について、NUREG-1465 に示された値（BWRプラント、Gap Release と Early In-Vessel の和）と、「冷却材喪失（大破断LOCA）+ ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオのMAAP解析結果<sup>※2</sup>を別図1に示す。

※2 放射性物質の原子炉格納容器内への放出割合は、残留熱代替除去系を用いて事象収束に成功する場合と格納容器ベントを実施する場合とでほとんど同じMAAP解析結果となる。別図1では、格納容器フィルタベント系を用いて事象収束に成功する場合のMAAP解析結果を代表として示した。

別図1より、セシウム及びヨウ素の原子炉格納容器内への放出割合については、MAAP解析とNUREG-1465 とともに数割程度となっており、MAAP解析結果の方が大きくなっている。また、希ガスについては両者に差はあまりなく、NUREG-1465 では全量、MAAP解析結果においてもほぼ全量となっている。

仮にセシウムの原子炉格納容器内への放出割合としてNUREG-1465 の値を参照した場合、セシウムの放出量として代表的又は典型的な値が評価されると考えられるが、本評価では、評価対象とする事故シナリオ「冷却材喪失（大破断LOCA）+ ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」シナリオのMAAP解析結果が得られており、また、その値がNUREG-1465 と比べて大きいことから、MAAP解析結果を参照することは適切であると考えられる。



別図1 原子炉格納容器内への放出割合の比較（MAAP解析結果は格納容器フィルタベント系を用いて事象収束に成功する場合のものを参照）

原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

格納容器破損防止対策の有効性評価では、通常運転時に用いている原子炉棟の換気系が全交流動力電源喪失により停止し、交流電源が回復した後に非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで、原子炉棟の換気系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し、非常用ガス処理系によって原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまで事象発生から 70 分かかると想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建物内で凝縮され原子炉建物空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉建物内の換気系は停止しているため、原子炉建物内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建物内外での空気のやりとりはほとんどないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建物に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉棟の換気系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、原子炉建物内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

本評価では、上述の状況にかかわらず、非常用ガス処理系が起動し、原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまでの間、原子炉格納容器から原子炉建物に漏えいした放射性物質は、保守的に全量原子炉建物から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。

#### 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「冷却材喪失（大破断 L O C A）＋ E C C S 注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」に対し、格納容器ベントによって原子炉格納容器除熱を実施する場合について評価する。
- (2) 原子炉格納容器からの漏えい量は、M A A P 解析上で原子炉格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。（添付資料 3.1.2.5 参照）

- ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.5%/日 相当
- ・ 1 ~ 2Pd : 2.0Pd で 1.3%/日 相当

- (3) エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果を考慮する (DF = 10) ※<sup>1</sup>。
- (4) 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについては、非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生 70 分後までは原子炉建物原子炉棟内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし (換気率無限) , 非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 1 回/日相当を考慮する。
- (5) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉建物原子炉棟内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが、本評価では保守的に期待しないこととする (DF = 1)。
- (6) 原子炉建物内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

※1 「原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集効果の設定について」 東北電力株式会社, 東京電力ホールディングス株式会社, 中部電力株式会社, 北陸電力株式会社, 中国電力株式会社, 日本原子力発電株式会社, 電源開発株式会社, 2019 年 12 月

## 2. 評価結果

「格納容器フィルタベント系を用いて大気中へ放出される Cs-137」及び「原子炉建物から大気中へ漏えいする Cs-137」の放出量評価結果を表 1 に示す。

原子炉建物から大気中への Cs-137 の漏えい量 (約 1.4TBq) にサプレッション・チェンバのラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系から大気への放出量 (約  $2.1 \times 10^{-3}$  TBq) を加えた場合の放出量は約 1.4TBq であり、評価項目である 100TBq を下回っている。なお、ドライウエルのラインを経由した場合の格納容器フィルタベント系から大気への放出量 (約 3.4TBq) を加えた場合でも約 4.8TBq であり、100TBq を下回っている。

また、事象発生 7 日間以降の影響について、原子炉建物から大気中への Cs-137 の漏えい量に格納容器フィルタベント系 (サプレッション・チェンバのライン経由) から大気中へ放出する Cs-137 の放出量を加えた場合の放出量は、事象発生 30 日間で約 1.5TBq、事象発生 100 日間で約 1.5TBq であり、いずれの場合においても 100TBq を下回っている。

表 1 大気中への放射性物質 (Cs-137) の放出量

(単位 : TBq)

	事象発生 7 日間	事象発生 30 日間	事象発生 100 日間
建物漏えい	約 1.4	約 1.5	約 1.5
ベント放出 <sup>※1</sup>	約 $2.1 \times 10^{-3}$ <sup>※2</sup> (約 3.4) <sup>※3</sup>	約 $4.0 \times 10^{-3}$ <sup>※2</sup> (約 5.3) <sup>※3</sup>	約 $6.5 \times 10^{-3}$ <sup>※2</sup> (約 5.4) <sup>※3</sup>
合計	約 1.4 <sup>※2</sup> (約 4.8) <sup>※3</sup>	約 1.5 <sup>※2</sup> (約 6.8) <sup>※3</sup>	約 1.5 <sup>※2</sup> (約 6.9) <sup>※3</sup>

※1 ベント放出量においては、保守的に格納容器からの漏えいをしない場合のMAAP解析により算出している。

※2 サプレッションチェンバのラインを経由した場合の評価結果

※3 ドライウェルのラインを経由した場合の評価結果



## 安定状態について（残留熱代替除去系を使用しない場合）

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において残留熱代替除去系を使用しない場合における安定状態については以下のとおり。

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

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

## 【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により損傷炉心が冠水し，損傷炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。

原子炉格納容器安定状態の確立について

炉心冷却を継続し，格納容器圧力 853kPa [gage] 到達までに格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃ を下回り，原子炉格納容器安定状態が確立される。

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

## 【安定状態の維持について】

上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。

残留熱代替除去系又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。

- ① 原子炉格納容器除熱機能として残留熱代替除去系又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行
- ② 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び原子炉格納容器内への窒素ガス注入（パージ）
- ③ 上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源），冷却水系等の復旧
- ④ 長期的に維持される原子炉格納容器の状態（温度・圧力）に対し，適切な地震力に対する原子炉格納容器の頑健性の確保

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (1/3))

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル	TMI事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心傾域での溶融進展状態について、TMI事故分析結果と良く一致することを確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての感度解析では、感度解析 (ジルコニウム-水反応速度の係数) については、炉心ヒートアップの感度解析 (炉心溶融時間) に対する感度は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水 (電源の確保含む) を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作時間 (常設) による原子炉注水 (電源の確保含む) を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての感度解析 (ジルコニウム-水反応速度の係数) については、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。
	燃料棒表面熱伝達	炉心モデル	CORA実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。	炉心ヒートアップ速度の増加 (燃料被覆管酸化の促進) を想定し、反相的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての感度解析 (ジルコニウム-水反応速度の係数) については、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。
	燃料被覆管酸化	炉心モデル (炉心の挙動モデル)	炉心ヒートアップ	・TQUV、大破断LOCAシナリオにも炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての感度解析 (ジルコニウム-水反応速度の係数) については、格納容器圧力及び温度への影響は小さい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。
	燃料被覆管変形	炉心モデル (炉心の挙動モデル)	炉心ヒートアップ	・TQUV、大破断LOCAシナリオにも炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての感度解析 (ジルコニウム-水反応速度の係数) については、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル (炉心水位計算モデル)	TQUVシナリオ及び中破断LOCAシナリオに対して、MAAPコードとSAFERコードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAPコードではSAFERコードで考慮しているCCFLを取り扱っていないことから水位変化に差異が生じたものの水位低下幅はMAAPコードの方が保守的であることから、その後の注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解りコードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解りコードMAAPの評価結果の方が保守的であり、注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解りコードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、ECCSによる原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水 (電源の確保含む) を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解りコードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解りコードMAAPの評価結果の方が保守的であり、注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は解りコードSAFERの評価結果との差異は小さい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。
	ECCS注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (2/3)

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	HDR実験解析では、格納容器圧力及び温度について、温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。 格納容器雰囲気温度を十数°C程度高めに、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されたが、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。また、非凝縮性ガス濃度の挙動について、解析結果が測定データと良く一致することを確認した。 格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの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、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、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、CSIF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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	HDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価しているが、BWRの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、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、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、CSIF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、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導				
原子炉压力容器 (炉心損傷後)	格納容器ベント	格納容器モデル (格納容器の熱水力モデル)	入力値に含まれる。 MAAPコードでは格納容器ベントについては、設計流量に基づいて流路面積を入力値として与え、格納容器各領域間の流動と同様の計算方法が用いられている。 ・TMI事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQW、大破断LOCAシナシナケンスとともに、炉心溶融時刻、原子炉压力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	リロケーション 構造材との熱伝達	溶融炉心の挙動モデル (リロケーション)	溶融炉心の挙動モデル (リロケーション)	溶融炉心の挙動もではTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	溶融炉心の挙動もではTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉压力容器	原子炉压力容器挙動	核分裂生成物 (FP) 挙動モデル	PHEBUS-FP実験解析により、FP放出の開始時間を良く再現できているものの、燃料被覆管温度を高めに評価することにより、急激なFP放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験における小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な炉心体系においてこの種の不確かさは小さくなると思われる。	核分裂生成物 (FP) 挙動モデルは、PHEBUS-FP実験解析により原子炉压力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できていることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模な炉心体系の模擬により急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な炉心体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと推定される。本評価シナシナケンスでは、炉心損傷後の原子炉压力容器内FP放出を操作開始の起点としていることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	核分裂生成物 (FP) 挙動モデルは、PHEBUS-FP実験解析により原子炉压力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できていることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な炉心体系においてこの種の不確かさは小さくなるものと推定される。本評価シナシナケンスでは、炉心損傷後の原子炉压力容器内FP放出を操作開始の起点としていることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (3/3)

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉格納容器 (炉心損傷後)	原子炉格納容器内PP拳動	核分裂生成物 (FP) 拳動モデル	ABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着拳動を適正に評価できることを確認した。	核分裂生成物 (FP) 拳動モデルはABCOVE実験解析により、原子炉格納容器内のエアロゾル沈着拳動を適正に評価できることを確認している。本評価開始の起点としている運転員等操作時間には与える影響はない。	核分裂生成物 (FP) 拳動モデルは、ABCOVE実験解析により原子炉格納容器内のエアロゾル沈着拳動を適正に評価できることが確認されている。したがってCs-137の総放出量の観点で評価項目となるパラメータに与える影響はない。なお、本評価事故シナリオにおける格納容器フィルタベント系による大気中へのCs-137の総放出量は、評価項目 (100TBqを下回っていること) に対して、サブレーション・チェンバのベントラインを経由した場合は、約 $2.1 \times 10^3$ TBq (7日間)、ドライウェルのベントラインを経由した場合は約3.4TBq (7日間) であり、評価項目に対して余裕がある。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及評価項目となるパラメータと与える影響  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (1/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、原子炉停止後の崩壊熱が緩和され、最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータと与える影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6.93MPa [gage]	約6.77~ 6.79MPa [gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える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。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、大破断 LOCA に伴い原子炉は急速に減圧されるため事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から約+83cm) 下端から+83cm)	通常水位 (気水分離器下端から約+83cm~約+85cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、大破断LOCA発生後の原子炉水位の低下量は約8秒で通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、大破断LOCA発生後の原子炉水位の低下量は約8秒で通常運転水位-約4mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2cmであり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量の85~104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度336Wd/t)	ANSI/ANS-5.1-1979 炉心平均燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度上昇が速くなるが、格納容器プレイトにより抑制されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなる。格納容器圧力及び温度上昇が速くなるが、格納容器プレイトにより抑制されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。
格納容器容積 (ドライウエル)	7,900m <sup>3</sup>	7,900m <sup>3</sup> (設計値)	ドライウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。
格納容器容積 (サブレーション・チェンバ)	空間部：4,700m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup>	空間部：4,700m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup> (設計値)	サブレーション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間となるパラメータとなる静的負荷 (霧閉気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) (2/4)

項目	解析条件 (初期条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	事故条件の不確かさ 最確条件			
真空破壊装置	3.43kPa (ドラライウエール・サプレッション・チェンバ間差圧)	3.43kPa (ドラライウエール・サプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。
サプレッション・プール水位	3.61m (NWL)	約3.59m～約3.63m (実測値)	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによりサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2800m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m <sup>3</sup> 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによりサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば、通常水位の熱容量は約2800m <sup>3</sup> 相当であるのに対して、ゆらぎによる水位低下分 (通常水位-0.02m分) の熱容量は約20m <sup>3</sup> 程度であり、その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器圧力上昇が遅くなり、格納容器スプレイ及び格納容器ベントの操作開始が遅くなるが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなるため、格納容器の熱容量は大きくなり、ベントに至るまでの時間が長くなるが、その影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
格納容器圧力	5kPa [gage]	約5kPa [gage]～約7kPa [gage] (実測値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が発生から格納圧力が初期ピーク値 (約640kPa [gage]) に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約24kPa [gage] (約27時間) で640kPa [gage] であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPa [gage] であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器圧力の上昇量が格納容器ベント時間に与える影響は小さい。例えば、発生から格納圧力が初期ピーク値 (約640kPa [gage]) に達するまでの圧力上昇率 (平均) は1時間あたり約24kPa [gage] (約27時間) で640kPa [gage] であるのに対して、ゆらぎによる圧力上昇率は約2kPa [gage] であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さい。
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器温度は格納容器スプレイにより飽和温度となり、初期温度が事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
外部水源の温度	35℃	31℃以下 (実測値)	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、間欠スプレイの間隔に影響するが、スプレイ間隔は格納容器圧力に依存していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、炉心の再冠水までの挙動に影響する可能性はあるが、この顕熱分の影響は小さく、燃料被覆管温度上昇に対する影響は小さい。また、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなり、格納容器フィルター系の操作開始時間が遅くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
外部水源の容量	7,740m <sup>3</sup>	7,740m <sup>3</sup> 以上 (合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。
燃料の容量	1,180m <sup>3</sup>	1,180m <sup>3</sup> 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料が枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料が枯渇しないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))(3/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象	大破断LOCA 再循環配管(出口ノズル) の破断	—	原子炉圧力容器から原子炉格納容器への冷却材流量を大きく見積もり、原子炉格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点から厳しい設定として、原子炉圧力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である再循環配管(出口ノズル)の両端破断を設定	Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、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、運転員等操作時間に与える影響はない。 (添付資料3.1.2.7)	Excessive LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは大破断LOCAの場合と同程度であり、格納容器圧力は853kPa[gage]を下回っていることから、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3.1.2.7)
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 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、設定 高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の機能喪失を設定	—	—
外部電源	外部電源なし	—	過圧及び過温への対策の有効性を総合的に判断する観点から、プラント損傷状態であるLOCAに全交流動力電源喪失を重畳することから、外部電源が喪失するものとして設定	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の差動は低く推移することから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	仮に、外部電源がある場合は、注水開始時間が早くなり、格納容器圧力・温度の差動は低く推移することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
水素ガスの発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	水の放射線分解等による水素ガス発生については、格納容器圧力及び温度による影響が軽微であることから考慮していない	解析条件と最確条件は同様であり、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、運転員等操作時間に与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響  
(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)) (4/4)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
機器条件	原子炉スクラム信号	事故発生と同時に原子炉スクラム	事故発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える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。	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える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。
	主蒸気隔離弁	事故発生と同時に閉止	主蒸気が格納容器内に保持される厳しい条件として設定	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、格納容器圧力及び温度の上昇が速くなるが、操作手順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小さい。	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、格納容器圧力及び温度の上昇が速くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	再循環ポンプ	事故発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える影響はない。
	低圧原子炉代替注水系(常設)	最大250m <sup>3</sup> /hで注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系(常設)の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合(注水時性の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の流して冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合(注水時性の保守性)、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器代替スプレイ系(可搬型)	120m <sup>3</sup> /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器代替スプレイ系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える影響はない。
	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弁を全開操作にて格納容器除熱	格納容器フィルタバント系の設計値として設定	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であり、事象進展に与える影響はない。



表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（1/3）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
<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（常設）起動、系統構成</p> <p>操作条件</p>	<p>事象発生 30 分後</p>	<p>全交流動力電源喪失等を確認後、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>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、常設代替交流電源設備を起動し、原子炉注水手段が確保されていないことを確認した場合には低圧原子炉代替注水系（常設）による注水準備をする手順としている。この全交流動力電源喪失等の認知に係る時間として 10 分間を想定している。そのため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のために、中央制御室および現場にて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）の系統構成を行う運転員が配置されている。現場にて注水弁の電源切替操作を行う運転員はそれぞれ操作を行っている期間、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備として、中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動、受電、漏えい箇所隔離操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成をしたのち、注水弁の電源切替を行う。この間、現場にて注水弁の電源切替を行う。 ・中央制御室における常設代替交流電源設備の起動、受電に 10 分程度、漏えい箇所隔離操作、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を 10 分程度と想定。 ・現場にて行う注水弁の電源切替操作を 20 分程度と想定。 現場にて行う電源切替操作は、常設代替交流電源設備の起動、受電後行う操作であるが、中央制御室での漏えい箇所隔離操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成と並行して行える操作であり、また、操作時間が短いことから本操作により中央制御室での操作所要時間が影響を受けることはない。 よって、認知時間及び操作所要時間を考慮して、事象発生から 30 分後に原子炉注水を開始することとしている。</p> <p>【他の並列操作有無】 上述のとおり、原子炉注水までに行う操作は並列操作となるが、それを加味して操作所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>早期の電源回復不可の判断、常設代替交流電源設備の起動、受電操作、低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を、実態の運転操作時間に基づき解析上の想定時間を設定していること、運転員等操作時間に与えない。</p>	<p>実態の操作開始時間に基つき解析上の想定時間を設定している。実態の操作開始設定よりも早く原子炉水位の回復性があるが、ジルコニウム-水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>事象発生から 60 分後（操作開始時間の 30 分程度）までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始できれば、評価項目を満足する結果となり、時間余裕がある。なお、格納容器ベント時における Cs 放出量については、燃料損傷の程度が格納容器ベント開始時間にはほぼ同じであるため、放出量に与える影響は小さい。（添付資料 3.1.3.7）</p>	<p>解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から 30 分後としており、このうち、注水弁の電源切替操作は、所要時間 20 分程度のところ、訓練実績では約 8 分である。想定で意図してはいるが、格納容器ベント開始時間は小</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））(2/3)

項目	解析上の操作開始時間	解析条件（操作条件）の不確かさ	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生から2時間30分後	低圧原子炉代替注水槽への水補給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業作業成立性を踏まえ設定	操作の不確かさ要因	—	—	—	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間30分後としており、このうち、輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は、所要時間2時間10分想定のとおり、訓練実績では約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
低圧原子炉代替注水槽への大量送水車等への燃料補給	事象発生から2時間50分後	大量送水車等への燃料補給は解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業作業成立性を踏まえ設定	—	—	—	—	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から約2時間50分後としており、このうち、大量送水車への給油作業は、所要時間2時間30分想定のとおり、訓練実績では約2時間12分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
格納容器代替レイ系（可搬型）による格納容器圧力640kPa[gage]到達時（約27時間）	格納容器圧力640kPa[gage]到達時（約27時間）	原子炉格納容器の限界圧力到達防止を踏まえ設定	<p>【認知】格納容器代替レイ系（可搬型）による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640kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間と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。</p> <p>【移動・操作所要時間】現場での格納容器代替レイ系（可搬型）による注水準備操作は、格納容器圧力640kPa[gage]到達を確認し、中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】現場にて緊急時対策要員（現場）が格納容器代替レイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員（現場）に注水開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】緊急時対策要員（現場）の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	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640kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間と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。	実態の操作開始時間は想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。	格納容器代替レイ系（可搬型）による注水準備操作は、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640kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、操作開始時間と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。	訓練実績等より、格納容器代替レイ系による注水準備操作に要する時間は約1時間41分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（素因気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））(3/3)

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
格納容器 フィルタ ベント系 による格 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	原子炉格納 容器の限界 圧力到達防 止を踏まえ て設定	操作の不確かさ要因  【認知】 炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準（サブプレッショ ン・プール水位が通常水位 + 約 1.3m）に到達するのは、事象発生の約 32 時間後であり、それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知 できる時間があるため、認知遅れにより操作時間に与える影響 はなし。 【要員配置】 格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作は、中央 制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐してい ることから、操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作は、格納 容器圧力 640kPa [gage] 到達時に操作対象弁（第 2 弁）の開操作 を行い、格納容器ベント実施基準（サブプレッショ ン・プール水 位が通常水位 + 約 1.3m）到達時には隔離弁（第 1 弁）のみの開 操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントを開始し、 それまでに十分な時間余裕を確保している。よって、操作所要 時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作】 格納容器ベント操作時に、当該操作に対応する運転員に他の並 列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室における操作は、制御盤での操作スイツチによる簡 易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等に より操作時間が長くなる可能性は低い。なお、格納容器ベント 実施時に遠隔操作に失敗した場合は現場にて格納容器ベント を行うこととしており、格納容器ベント操作の信頼性を向上し ている。ただし、この場合、中央制御室でのベント失敗確認時 間約 10 分に加え、現場操作と移動を含めて約 1 時間 30 分、合 計約 1 時間 40 分の時間の増分が発生する。	サブプレッショ ン・プール水位が通常 水位 + 約 1.3m に到達するのは、事 象発生から約 32 時間後である。ま た、格納容器ベントの準備操作は格 納容器圧力の上昇傾向を監視しな がらあらかじめ操作が可能であり、 格納容器ベント操作の操作所要時 間は時間余裕を含めて設定されて 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、 サブプレッショ ン・プールの水位が通常 水位 + 約 1.3m に到達時に確実に原 子炉格納容器除熱操作をすること が可能であるため、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。	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。	格納容器ベント開始 までの時間は事象発 生から約 32 時間後の 操作であり、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 場合には、格納容器圧 力は 659kPa [gage] か ら上昇するが、原子炉 格納容器の限界圧力 853kPa [gage] に至る のは、事象発生から約 35 時間後以降であ り、約 3 時間の準備時 間が確保できること から、時間余裕があ る。	訓練実績等より、中央制御 室における格納容器ベ ント準備操作は操作スイツ チによる 1 弁の操作に約 8 分の操作時間を、格納容 器ベント操作は操作スイ ツチによる 1 弁の操作に 約 3 分の操作時間を要し た。また、格納容器ベ ント操作は、格納容器 実施時に遠隔操作に失敗 した場合は現場操作にて 対応するが、運転員（現場） の遠隔手動弁操作機構を 用いた第 1 弁の手動操作 は、移動時間を含め約 1 時 間 9 分で完了する見込み を得た。想定で意図してい る運転操作が実施可能な ことを確認した。

## 注水操作が遅れる場合の影響について

## 1. はじめに

評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断LOCA）＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」では、大破断LOCA時に非常用炉心冷却系等の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低下により炉心は露出し、事象発生約5分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K（約727℃）に到達し、炉心損傷が開始する。有効性評価では、事象発生から30分経過した時点で、常設代替交流電源設備による電源供給を開始し、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ことによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位は回復し、炉心は再冠水する評価結果となっている。

本事象進展について、運転員による原子炉注水操作が有効性評価よりも遅れた場合の評価項目への影響について評価した。

## 2. 評価項目への影響

操作遅れを想定し、注水開始時間を有効性評価における設定よりも30分遅延（事象発生60分後に原子炉注水を開始）した場合について、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性に係る感度解析を行った。

## (1) 原子炉圧力容器の健全性への影響

原子炉圧力容器の健全性の観点から、炉心内でのデブリの移行（リロケーション）\*の発生有無を評価した。表1に感度解析の評価結果を示す。また、操作30分遅れのケースの原子炉水位及び注水流量の推移を図1、2に示す。

操作30分遅れの場合においても、損傷炉心は炉心位置に保持され、リロケーションは発生しないことから、原子炉圧力容器の健全性は確保される。

※ここで言うリロケーションとは、炉心損傷後、熔融炉心が炉心下部プレナムに移行した状態を指す。

## (2) 格納容器破損防止対策の有効性への影響

格納容器破損防止対策の有効性の観点から、格納容器スプレイ開始時間及び格納容器ベント開始時間を評価した。表2に感度解析の評価結果を示す。また、操作30分遅れケースにおける格納容器圧力及び格納容器温度の推移を図3、4に示す。

操作30分遅れの場合においても、原子炉注水開始の遅れに伴い格納容器スプレイの開始時間は遅くなるが、図3、4に示すとおり、格納容器スプレイ開始後は原子炉格納容器の圧力及び温度は制御される。また、操作30分遅れの場合においても、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）に到達する時間は、約34時間後であり、格納容器圧力及び温度の上昇傾向への影響はほぼない。

### 3. まとめ

操作 30 分遅れの場合においても、有効性評価のケースと同様に、原子炉圧力容器の健全性及び格納容器破損防止対策の有効性は維持される。したがって、原子炉注水操作は、有効性の確認された申請解析ケースに対して 30 分程度の遅れの余裕がある。

表 1 原子炉圧力容器の健全性に関する感度解析結果

ケース	損傷炉心の位置
有効性評価のケース (事象発生 30 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)
操作 30 分遅れのケース (事象発生 60 分後に原子炉注水開始)	炉心位置に保持 (リロケーションは発生しない)

表 2 格納容器破損防止対策の有効性に関する感度解析結果

ケース	格納容器代替 スプレイ開始時間	格納容器ベント開始時間 (サブプレッション・プール水位 が通常水位+約 1.3m 到達)
有効性評価ケース (事象発生 30 分後に原 子炉注水開始)	約 27 時間後	約 32 時間後
操作 30 分遅れのケース (事象発生 60 分後に原 子炉注水開始)	約 29 時間後	約 34 時間後

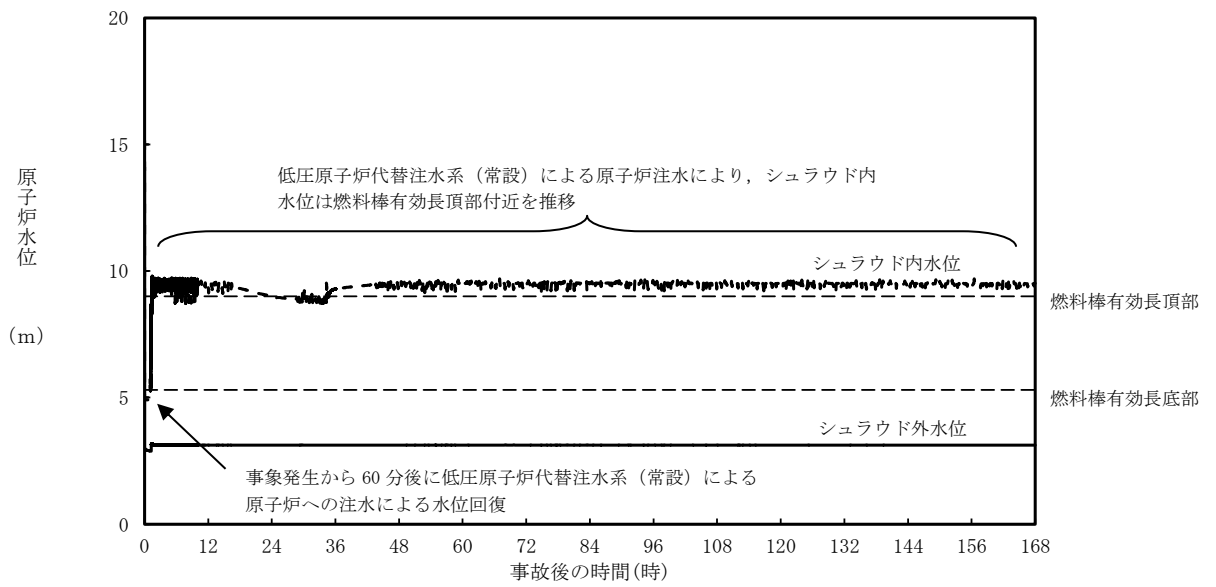


図1 操作30分遅れのケースにおける原子炉水位の推移

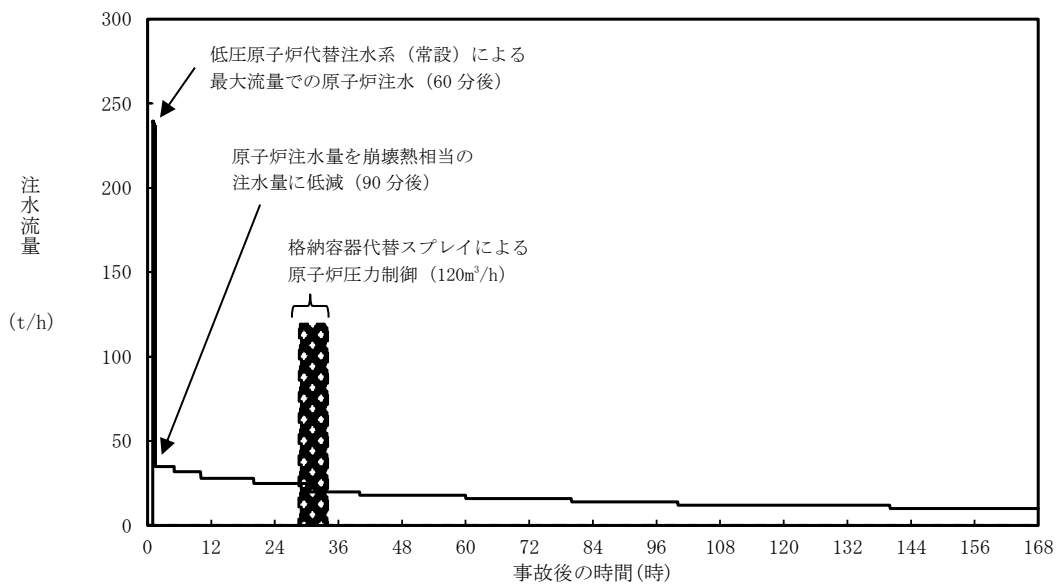


図2 操作30分遅れのケースにおける注水流量の推移

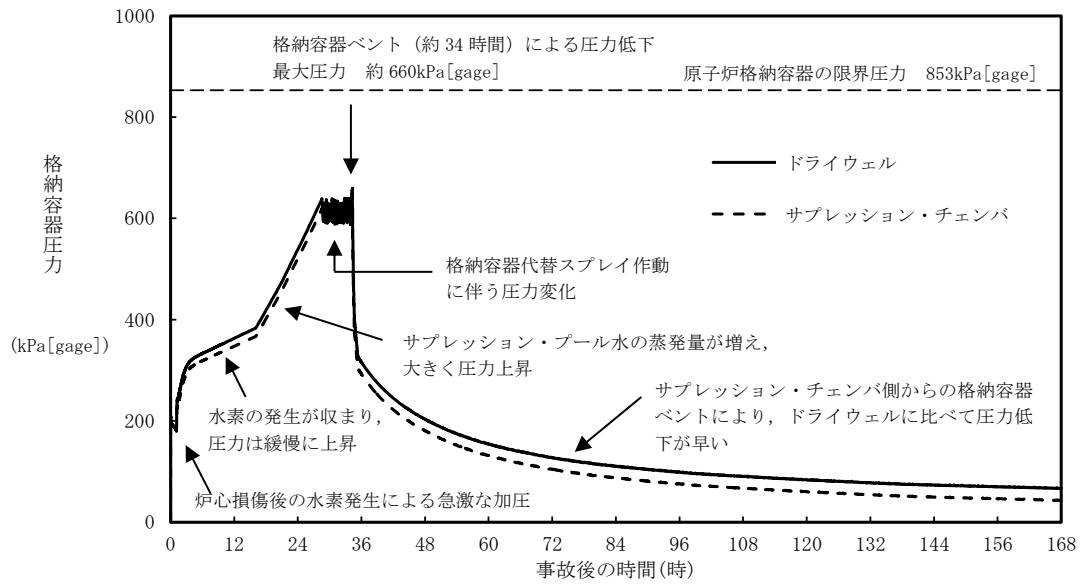


図3 操作30分遅れのケースにおける格納容器圧力の推移

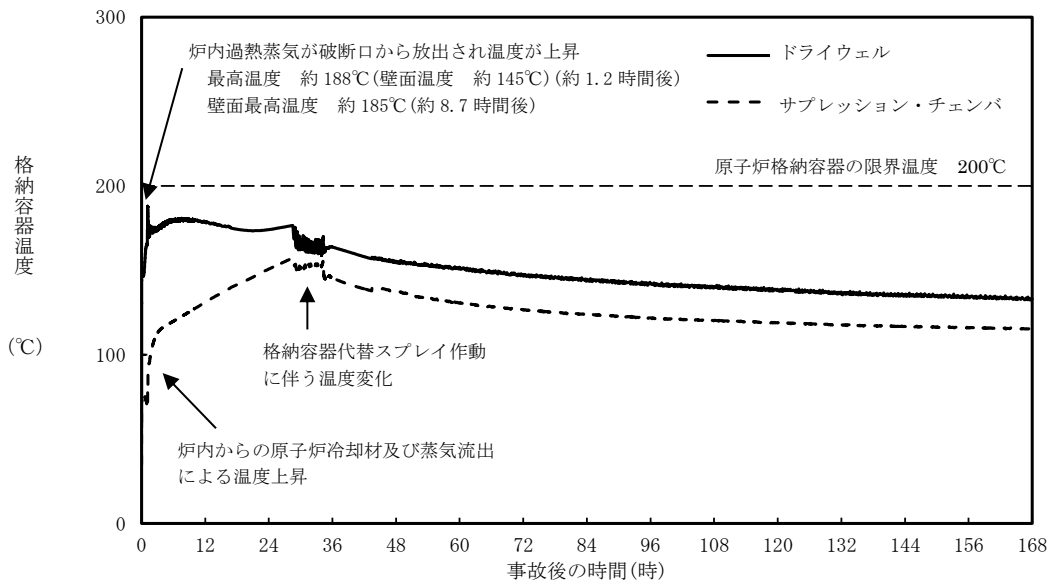


図4 操作30分遅れのケースにおける格納容器温度の推移

## 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開始を 限界圧力接近時とした場合の影響

### 1. はじめに

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では、事象発生約 32 時間後にサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）に到達する。手順上、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）到達により格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施することから、第 1 弁の中央制御室からの遠隔操作にかかる時間を踏まえ、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を実施している。

ここでは、格納容器圧力が限界圧力 853kPa[gage]に近接した場合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操作を実施しても、格納容器過圧及び過温破損にかかる評価項目が判断基準を満足することを以下のとおり確認した。

### 2. 評価条件

ベースケースの評価条件に対する変更点は以下のとおり。このほかの評価条件は、ベースケースの評価条件と同等である。

- ・格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が限界圧力 853kPa[gage]に接近した場合に実施する。

### 3. 評価結果

図 1 から図 3 に格納容器圧力、格納容器温度及びサプレッション・プール水位の推移を示す。

事象発生約 32 時間後にサプレッション・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、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ことから、格納容器圧力は上昇する。その後、事象発生約 35 時間後に格納容器圧力が限界圧力 853kPa[gage]に接近したときに、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作を実施することで格納容器圧力は低下するため、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]を超えない。また、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は約 197℃となり、原子炉格納容器の限界温度 200℃を超えない。なお、図 3 のサプレッション・プール水位の推移は、格納容器ベント実施後のベントクリア（ダウンカマ部からサプレッション・チェンバへの水の移行）及びサプレッション・チェンバ圧力の低下による体積膨張によるサプレッション・プール水位上昇を考慮した結果となっており、サプレッション・プール水位は最大で約 5.03m となる。

以上により、格納容器圧力が限界圧力 853kPa[gage]に近接した場合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操作を実施しても、格納容器過圧及び過温破損にかかる評価項目が判断基準を満足することを確認した。



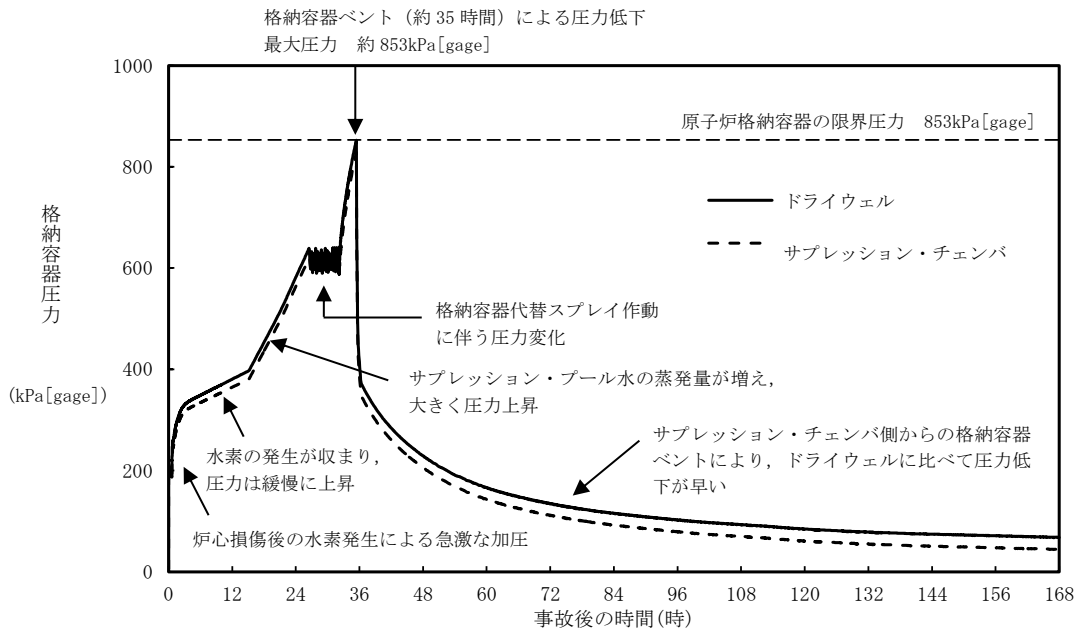


図1 格納容器圧力の推移

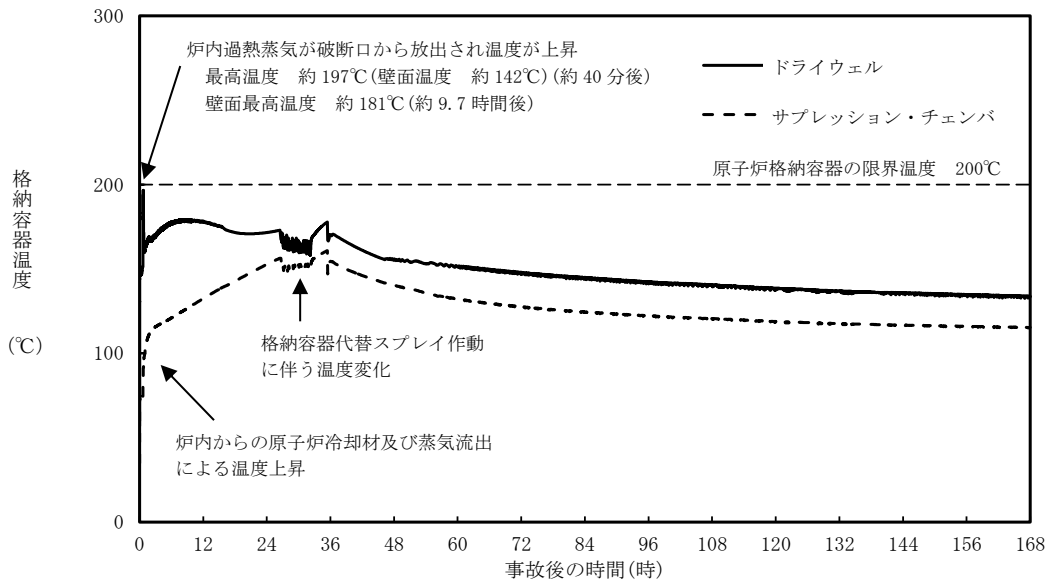


図2 格納容器温度の推移

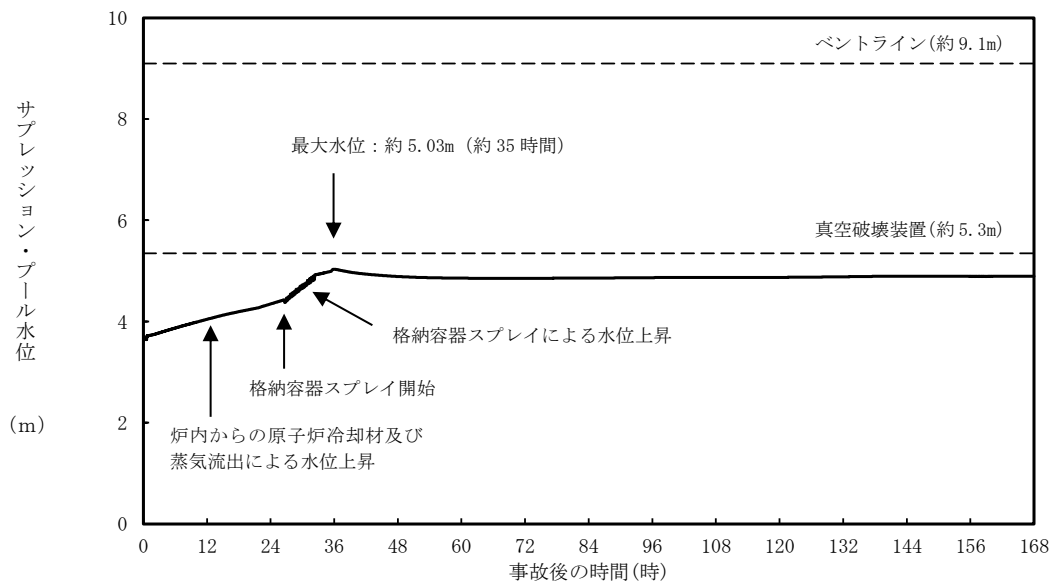


図3 サプレッション・プール水位の推移

7日間における水源の対応について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）  
（残留熱代替除去系を使用しない場合）

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m<sup>3</sup>

輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）※：約 7,000 m<sup>3</sup>（約 3,500m<sup>3</sup> × 2）

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

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生後，最大流量（250m<sup>3</sup>/h）で注水する。

冠水後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m<sup>3</sup>/h で

低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ

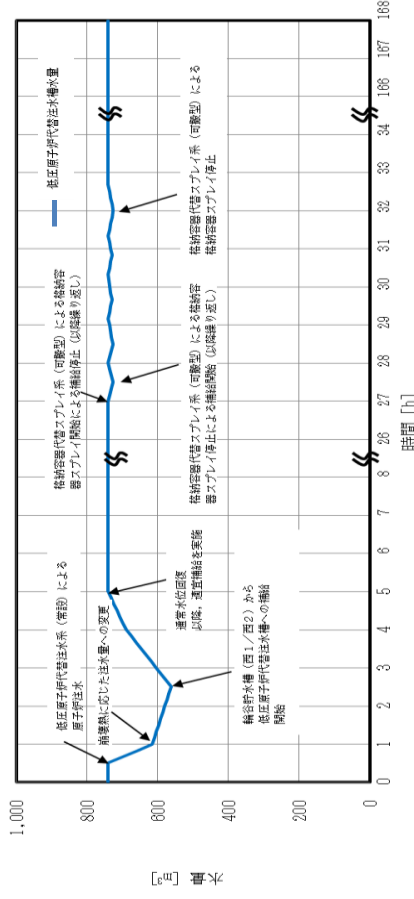
事象発生 27 時間後から格納容器圧力に応じ，120 m<sup>3</sup>/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生後から 2 時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため，低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生 27 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため，低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが，格納容器スプレイは間欠運転であるため，格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し，以降，安定して冷却が可能である。

○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また，7 日間の対応を考慮すると，約 3,200m<sup>3</sup> 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m<sup>3</sup> 及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m<sup>3</sup> の水を保有することから，必要水量は確保可能であり，安定して冷却を継続することが可能である。



7日間における燃料の対応について  
 (雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))  
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)

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

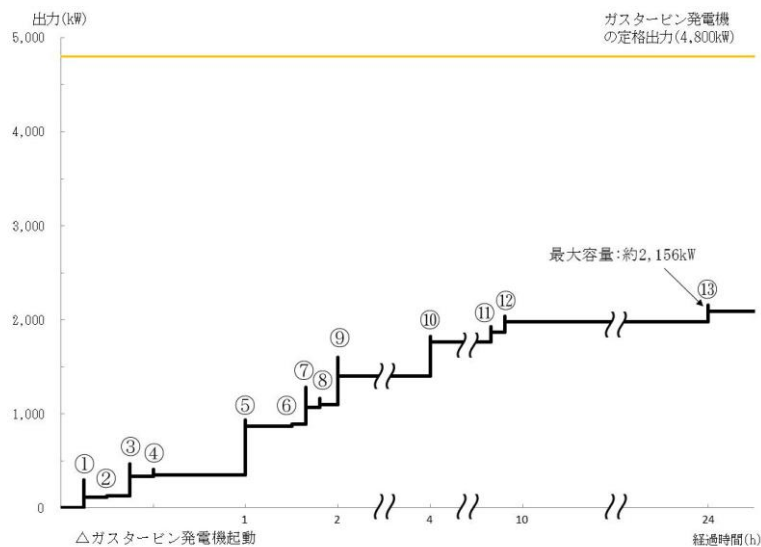
時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 $0.0677\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 11.3736\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約65 $\text{m}^3$	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730 $\text{m}^3$ であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 $0.31\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 52.08\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約352 $\text{m}^3$	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450 $\text{m}^3$ であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約8 $\text{m}^3$	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45 $\text{m}^3$ であり、7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷  
 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))  
 (残留熱代替除去系を使用しない場合)

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷 (自動投入負荷)	約 18	約 129	約 129
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 471	約 339
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 409	約 354
⑤	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系, モニタリング・ポスト他 (D系高圧母線自動投入負荷)	約 518	約 938	約 872
⑥	格納容器水素濃度 (S A), 格納容器酸素濃度 (S A) 監視設備	約 20	約 892	約 892
⑦	B-中央制御室送風機	約 180	約 1,287	約 1,072
⑧	B-中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 1,164	約 1,102
⑨	B-中央制御室冷凍機	約 300	約 1,604	約 1,402
⑩	充電器, 非常用照明, 非常用ガス処理系他 (C系高圧母線自動投入負荷)	約 359	約 1,823	約 1,761
⑪	A-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 1,931	約 1,871
⑫	B-淡水ポンプ (移動式代替熱交換設備)	約 110	約 2,041	約 1,981
⑬	B-燃料プール冷却ポンプ	約 110	約 2,156	約 2,091



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

### 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

#### 3.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，TQUX，長期TB，TBU及びTBDである。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより，急速に格納容器圧力が上昇する等，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，溶融炉心，水蒸気及び水素ガスの急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため，原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施することによって，原子炉格納容器の破損を防止する。

また，原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに，格納容器代替スプレイ系（可搬型）によって原子炉格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに格納容器冷却を実施する。溶融炉心の落下後は，コリウムシールド及びペデスタル代替注水系（可搬型）によって溶融炉心の冷却を実施する。その後，残留熱代替除去系又は格納容器フィルタベント系によって原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。

さらに，原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至るまでに，原子炉格納容器内へ窒素を注入することによって，原子炉格納容器内における水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。

なお，本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では，重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し，原子炉圧力容器破損に至るものとする。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して，原子炉圧力が高い状況で原子炉圧力容器が損傷し，溶融炉心，水蒸気，水素ガス等が急速に放出され，原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して，原子炉減圧を可能とするため，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動開操作による原子炉減圧手段を整備する。

また，原子炉圧力容器破損前における格納容器温度の上昇を抑制し，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の環境条件を緩和する観点から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を整備し，原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から，残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱手段並び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手段を整備する。

さらに，長期的な原子炉格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する観点から，可

搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入手段を整備する。

なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対する手順及び重大事故等対策は「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）」と同じである。

本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応を含めた重大事故等対策の概要を以下の a. から k. に示すとともに、a. から k. の重大事故等対策についての設備と手順の関係を第 3.2.1-1 表に示す。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は以下の a. から f. 及び h. である。

本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を第 3.2.1-1(1) 図から第 3.2.1-1(4) 図に、対応手順の概要を第 3.2.1-2 図に示す。このうち、本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は、第 3.2.1-1(1) 図及び第 3.2.1-1(2) 図である。

本格納容器破損モードにおける評価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 3.2.1-3 図に示す。

なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価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. 原子炉スクラム確認

運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失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るが、すべての非常用炉心冷却系等が機能喪失<sup>※1</sup>していることを確認する。

非常用炉心冷却系等の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。

※1 非常用炉心冷却系等による注水が出来ない状態。高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水ができない場合を想定。

c. 全交流動力電源喪失及び早期の電源回復不能判断並びに対応準備

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。

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及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。準備完了後、常設代替交流電源設備を起動し、SA低圧母線に給電する。

d. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧

原子炉水位の低下が継続し、燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、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）2個を手動で開放し、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、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA）、原子炉圧力及び原子炉圧力（SA）である。

原子炉急速減圧後は、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の開状態を保持し、原子炉圧力を低圧状態に維持する。

e. 炉心損傷確認

原子炉水位が更に低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する。炉心損傷の判断は、ドライウエル又はサプレッション・チェンバ内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倍を超えた場合とする。

炉心損傷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）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（サプレッション・チェンバ）である。

また、炉心損傷判断後は、原子炉格納容器内のpH制御のため薬品注入の準備を行う。サプレッション・チェンバのプール水のpHを7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。

f. 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動

炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生し、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。

原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器水素濃度（SA）及び格納容器酸素濃度（SA）である。

g. 原子炉格納容器下部への注水

原子炉への注水手段がないため、炉心が溶融して炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行する。

炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度（SA）である。

原子炉圧力容器下鏡温度300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合、原子炉圧力容器破損に備え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下部への注水<sup>※2</sup>を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、ペDESTAL水位が2.4m(注水量約225m<sup>3</sup>)に到達していることを確認した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。

原子炉格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は、格納容器代替スプレイ流量及びペDESTAL水位である。

※2 原子炉格納容器下部注水を格納容器代替スプレイ系(可搬型)にて実施することにより、原子炉格納容器内の温度を低下させ、逃がし安全弁の環境条件を緩和する効果がある。

なお、本操作に期待しない場合であっても、評価上、原子炉圧力容器底部破損に至るまでの間、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)は原子炉減圧機能を維持できる。

#### h. 原子炉圧力容器破損確認

原子炉圧力容器破損を直接確認する計装設備はないため、複数のパラメータの変化傾向により判断する。

原子炉圧力容器破損の徴候として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉圧力容器下鏡温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化を確認する。原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した場合には、原子炉圧力容器破損を速やかに判断するためにペDESTAL水温度等を継続監視する。

ペDESTAL水温度の急激な上昇又は指示値喪失、原子炉圧力の急激な低下、ドライウェル圧力の急激な上昇、原子炉格納容器下部の雰囲気温度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器破損を判断する。

これらにより原子炉圧力容器破損を判断した後は、原子炉圧力とドライウェル圧力の差圧が0.25MPa[gage]以下であること及び原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度以上であることで原子炉圧力容器破損を再確認する。

原子炉圧力容器の破損判断に必要な計装設備は、ペDESTAL水温度(SA)等である。

#### i. 溶融炉心への注水

溶融炉心の冷却を維持するため、原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、ペDESTAL代替注水系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水を崩壊熱相当に余裕を見た流量にて継続して行う。

ペDESTAL代替注水系(可搬型)による原子炉格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は、ペDESTAL代替注水流量等である。

ペDESTAL代替注水系(可搬型)により溶融炉心の冷却が継続して行われていることは、ペDESTAL代替注水流量のほか、ペDESTAL水位によっても確認することができるが、原子炉圧力容器破損時の影響により、ペDESTAL水位による監視ができない場合であっても、以下の条件の一部又はすべてから総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。

- 原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- ドライウェルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること

- ・原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること  
これらは、短時間ではなく数時間の推移を確認する。
- j. 残留熱代替除去系による熔融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱  
原子炉補機代替冷却系の準備及び残留熱代替除去系の運転の準備が完了した後、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替除去系による熔融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。残留熱代替除去系の循環流量は、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を用いて格納容器スプレイ弁を中央制御室から遠隔操作することで、格納容器スプレイによる原子炉格納容器下部注水を実施する。  
残留熱代替除去系による熔融炉心冷却及び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、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量、ドライウエル圧力（SA）、サプレッション・プール水温度（SA）等である。
- k. 可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入  
残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を実施した場合、可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内へ窒素を注入することで、原子炉格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。  
可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入を確認するために必要な計装設備は、格納容器酸素濃度（SA）である。

### 3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態をTQUXとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が維持される「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋DCH発生」である。

本評価事故シーケンスは「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから、炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため、前提とする事故条件として、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系等）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含むすべての原子炉注水機能が使用できないものと仮定した。また、高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から、原子炉圧力容器破損に至る前提とした。

仮に炉心損傷後の原子炉注水に期待できる場合には、原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れや原子炉格納容器下部への落下量の抑制等、事象進展の緩和に期待できると考えられるが、本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。

さらに、本評価事故シーケンスにおいては、電源の復旧、注水機能の確保等、必要となる事故対処設備が多く、原子炉格納容器への注水・除熱を実施するまでの対応時間を厳しく評価する観点から、全交流動力電源喪失の重畳を考慮する。

なお、格納容器過圧・過温破損の観点については、「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）」にて示したとおり、LOCAをプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは、過圧の観点ではLOCAによるドライウェルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり、過温の観点では、事故初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また、本格納容器破損モードを評価する上では、原子炉圧力容器が高圧の状態に破損に至る事故シーケンスを選定する必要があることから、LOCAをプラント損傷状態とする事故シーケンスは、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。

本格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される、炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し、炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては、炉心損傷前の段階で非常用炉心冷却系である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系のみならず、重大事故等対処設備である低圧原子炉代替注水系（常設）等を含むすべての低圧注水機能が失われることで「2.2 高圧注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧機能が作動せず、すべての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。

手順上、すべての低圧注水機能が失われている状況では、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達する時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは、原子炉水位が燃料棒有効長頂部以下となった場合、原子炉減圧を遅らせた方が、原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため、原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で、ジルコニウム-水反応等が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素ガスの発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また、代替自動減圧機能は残留熱除去系（低圧注水モード）又は低圧炉心スプレイ系の起動が作動条件の1つであるため、残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が失われている状況では作動しない。

これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えてすべての低圧注水機能も失われている状況を想定した。

なお、この評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は、「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じものとなる。

本格納容器破損モードではプラント損傷状態をTQUXとし、「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」ではプラント損傷状態をTQUVとしており、異なるプラント状態を選定している。TQUXとTQUVでは喪失する設計基準事故対処設備が異なり、原子炉減圧について、TQUVでは設計基準事故対処設備である逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の機能に期待し、TQUXでは重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合、TQUVでは原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また、TQUXは高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であ

るが、重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能付き）に期待し、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の 20%上の位置に到達した時点で逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動開操作によって原子炉を減圧することにより、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。

以上のとおり、どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり、運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については、1つの評価事故シーケンスへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損防止対策の有効性を評価する。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、原子炉圧力容器内 F C I（溶融炉心細粒化）、原子炉圧力容器内 F C I（デブリ粒子熱伝達）、構造材との熱伝達、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達並びに原子炉圧力容器破損が重要現象となる。

よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する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、本評価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

本評価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. 2. 2-1 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価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) 安全機能等の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失<sup>※3</sup>を想定する。

また、非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。

さらに重大事故等対処設備による原子炉注水にも期待しない<sup>※4</sup>ものとする。

※3 逃がし安全弁（逃がし弁機能）は健全だが、自動減圧機能作動条件

(低圧ECCSポンプ運転)を満たしていないため、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)は作動しない。

- ※4 低圧原子炉代替注水弁(残留熱除去系注入弁)制御不能による低圧原子炉代替注水系機能喪失を想定。ペデスタル代替注水系(可搬型)等、大量送水車を用いた原子炉注水以外の緩和機能には期待する。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

電源復旧のための対応時間を厳しく見積もるため、全交流動力電源喪失を想定する。

(d) 高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等による影響

原子炉圧力を厳しく評価するため、高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等は、考慮しないものとする。

(e) 水素ガス及び酸素ガスの発生

水素ガスの発生については、ジルコニウム-水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用を考慮するものとする。なお、解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生を考慮していない。このため、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生量は「3.4 水素燃焼」と同様に、解析コードMAAPで得られる崩壊熱をもとに評価するものとし「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。

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、事象の発生と同時に発生するものとする。

(b) 主蒸気隔離弁

主蒸気隔離弁は、事象発生と同時に閉止するものとする。

(c) 再循環ポンプ

再循環ポンプは、事象発生と同時に停止するものとする。

(d) 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)2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。

(e) 格納容器代替スプレイ系(可搬型)

原子炉圧力容器破損前に、格納容器代替スプレイ系(可搬型)により120m<sup>3</sup>/hで原子炉格納容器内にスプレイし、ペデスタル水位が2.4mに到達するまで水張りを実施するものとする。

(f) ペデスタル代替注水系(可搬型)

原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、ペデスタル代替注水系(可搬型)により崩壊熱相当に余裕を見た流量の注水を行うものとする。

(g) 残留熱代替除去系

残留熱代替除去系により循環流量120m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内に連続スプレイを実施する。

(h) 原子炉補機代替冷却系

残留熱代替除去系から原子炉補機代替冷却系への伝熱容量は、残留熱代替除去系による格納容器スプレイ流量  $120\text{m}^3/\text{h}$  とした場合の熱交換器の設計性能に基づき約  $6\text{MW}$  (サブプレッション・プール水温度  $100^\circ\text{C}$ , 海水温度  $30^\circ\text{C}$  において) とする。

(i) 可搬式窒素供給装置

可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素注入は、ガス温度  $35^\circ\text{C}$ , 純度  $99.9\text{vol}\%$  にて  $100\text{m}^3/\text{h}[\text{normal}]$  (窒素  $99.9\text{m}^3/\text{h}[\text{normal}]$  及び酸素  $0.1\text{m}^3/\text{h}[\text{normal}]$ ) で原子炉格納容器内に注入する。

(j) コリウムシールド

材料は、熔融炉心のドライウェル機器ドレンサンプ及びドライウェル床ドレンサンプ (以下「ドライウェルサンプ」という。) への流入を防止する観点から、ジルコニア耐熱材を設定する。侵食開始温度は、ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき、 $2,100^\circ\text{C}$  を設定する。

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) 原子炉急速減圧操作は、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能 (非常用炉心冷却系等) のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含むすべての原子炉注水機能が喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の  $20\%$  上の位置に到達した時点で開始する。

(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下部への注水操作 (原子炉圧力容器破損前の初期水張り) は、原子炉圧力容器下鏡温度が  $300^\circ\text{C}$  に到達したことを確認して開始し、ペデスタル水位が  $2.4\text{m}$  (注水量約  $225\text{m}^3$ ) に到達したことを確認した場合に停止する。

(c) ペデスタル代替注水系 (可搬型) による原子炉格納容器下部への注水操作 (原子炉圧力容器破損後の注水) は、原子炉圧力容器破損を確認した場合に開始する。

(d) 残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱操作は、原子炉補機代替冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生から  $10$  時間後から開始するものとする。

(e) 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入操作は、原子炉補機代替冷却系の準備完了後の可搬式窒素供給装置の準備時間等を考慮し、 $12$  時間後からドライウェル内へ窒素注入を開始する。

(3) 有効性評価 ( $\text{Cs-137}$  の放出量の評価) の条件

a. 事象発生直前まで、定格出力の  $100\%$  で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約  $1/4$  ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高  $50,000$  時間とする。

b. 残留熱代替除去系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、原子炉格納容器内に放出<sup>\*5</sup>されるものとする。

※5 セシウムの原子炉格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コードMAAP の評価結果の方がNUREG-1465 より大きく算出する。

- c. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、格納容器スプレイやサプレッション・チェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。
- d. 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。
- (a) 原子炉格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率をもとに評価する。なお、エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから、原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果(D F = 10)を考慮する。
  - (b) 非常用ガス処理系による原子炉建物原子炉棟の設計負圧が維持されていることを想定し、設計換気率1回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。
  - (c) 原子炉建物内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

(添付資料3.2.3)

#### (4) 有効性評価の結果

本評価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)、格納容器圧力、格納容器温度、サプレッション・プール水位及び注水流量の推移を第3.2.2-1(1)図から第3.2.2-1(6)図に示す。

##### a. 事象進展

事象発生後、すべての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能(非常用炉心冷却系等)が機能喪失し、重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用出来ないものと仮定することから、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点(事象発生から約1.0時間後)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)2個を手動で開放することで、原子炉急速減圧を実施する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約1.1時間後に炉心損傷に至る。原子炉減圧後の低圧原子炉代替注水系(常設)等による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約5.4時間後に原子炉圧力容器破損に至る。

事象発生から約3.1時間後、原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で、格納容器代替スプレイ系(可搬型)による原子炉圧力容器破損前の原子炉格納容器下部への水張りを開始する。格納容器代替スプレイ系(可搬型)による注水流量を120m<sup>3</sup>/hとし、約1.9時間の注水を実施することでペDESTAL水位2.4m分の水量を確保し、事象発生から約5.0時間後に原子炉格納容器下部への水張りを停止する。

原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心がペDESTAL水位 2.4m の水中に落下する際に、溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱が起これ、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。

溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、ペDESTAL代替注水系（可搬型）により原子炉格納容器下部に崩壊熱相当に余裕を見た流量の注水を継続的に行い、溶融炉心を冷却する。

崩壊熱が原子炉格納容器内に蒸気として放出されるため、格納容器圧力は急激に上昇するものの、格納容器スプレイの実施基準には到達しない。

事象発生から 10 時間が経過した時点で、原子炉補機代替冷却系による残留熱代替除去系の運転を開始する。残留熱代替除去系により、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下するとともに、原子炉格納容器下部の溶融炉心は安定的に冷却される。

また、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱の開始後は、ドライウエル内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、原子炉格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇するが、事象発生から 12 時間後に、可搬式窒素供給装置を用いたドライウエルへの窒素供給を実施することで、原子炉格納容器内酸素濃度の上昇が抑制されるとともに、窒素供給を実施している期間においては格納容器圧力の低下が抑制される。

なお、事象発生から約 5.4 時間後の原子炉圧力容器の破損までは、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）によって原子炉圧力を 2.0MPa[gage]以下に維持することが必要となるが、炉心損傷後の原子炉圧力容器から逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を通過してサブプレッション・チェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）は確実に開状態を維持することが可能である。

(添付資料3.2.1)

#### b. 評価項目等

原子炉圧力容器破損直前の原子炉圧力は約 0.1MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目について、原子炉圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目については「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。また、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。

なお、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目については「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、選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

ここで、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の



評価項目については、原子炉格納容器が健全であるため、原子炉格納容器から原子炉建物への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着すると考えられるためである。原子炉建物内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約 0.56TBq（7日間）となり、100TBq を下回る。

事象発生からの7日間以降、Cs-137の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ、約0.57TBq（30日間）及び約0.58TBq（100日間）であり、100TBqを下回る。

（添付資料3.5.1, 3.2.2, 3.2.3）

### 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。

格納容器破損モード「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（非常用炉心冷却系等）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含むすべての原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至り、原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。

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、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下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）とする。

本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては、熔融炉心落下流量、熔融ジェット径、熔融炉心粒子化割合、冷却材とデブリ粒子の伝熱、炉心ヒートアップ、炉心崩壊挙動、熔融炉心と上面水プールとの伝熱、熔融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達、原子炉圧力容器破損判定が挙げられる。

これらの不確かさに対して、燃料ペレットが崩壊する時間及び温度、熔融ジェット径、エントレインメント係数、デブリ粒子径、ジルコニウム-水反応速度、限界熱流束に係る係数、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数、溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。

また、原子炉水位を監視し、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴候を捉えた対応を図ることによって、炉心下部プレナムへの熔融炉心移行が発生する前に速やかに2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本格納容器破損モードにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりで

あり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCOR A実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心熔融時間及び炉心下部プレナムへの熔融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シナリオでは、重大事故等対処設備を含むすべての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初に実施すべき操作は原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点の原子炉減圧操作であり、また、燃料被覆管温度等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、原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施するが、炉心下部プレナムへの熔融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ熔融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡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）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が大きく、解析コードSAFERに対して保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で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下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの熔融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ熔融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡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）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FCI（熔融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとし

て、下部プレナムでの熔融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉压力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉压力容器内FCI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。

炉心損傷後の原子炉压力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉压力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉压力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で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下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの熔融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ熔融炉心が移行した際の原子炉压力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉压力容器下鏡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）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉压力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉压力容器破損を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料3.2.4）

#### 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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORAX実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心熔融時間及び炉心下部プレナムへの熔融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点での運転員等操作による原子炉急速減圧によって原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減し、原子炉压力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持しているため、運転員等操作時間に与える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。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉压力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が大きく、解析コードSAFERに対して保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であり、原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラ

メータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内FCI（熔融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、下部プレナムでの熔融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと熔融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さい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。

炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約5.4時間後）に対して早まる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料3.2.4)

## (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3.2.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

#### (a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の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、本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るが、操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）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。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが、操作手順（原子炉圧力容器下鏡温度に応じて原子炉格納容器下部への注水

操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）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、原子炉水位及び炉心流量は、解析条件の不確かさとして、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。

（添付資料3.2.4）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器破損も遅くなり、原子炉急速減圧操作開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び炉心流量は、解析条件の不確かさとして、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。

（添付資料3.2.4）

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

操作条件の原子炉急速減圧操作は、解析上の操作時間として原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達時（事象発生から約1.0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、原子炉水位が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達するまでに事象発生から約1.0時間の時間余裕があり、また、原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、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遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、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下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は、解析上の操作開始時間として原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に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、原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達するまでには事象発生から約3.1時間の時間余裕がある。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下部への注水操作

は原子炉圧力容器下鏡温度を監視しながらあらかじめ準備が可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、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遅れる可能性があるが、当該操作に対応する運転員、対策要員に他の並列操作はなく、また、現場操作における評価上の所要時間には余裕を見込んで算定していることから、他の操作に与える影響はない。

(添付資料3.2.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の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下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料3.2.4)

(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。

操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約 5.4 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代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）については、原子炉圧力容器破損前の格納容器冷却を兼ねる操作であり、原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃に到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉圧力容器破損前は、本操作が実施できないと仮定しても、格納容器圧力及び温度が原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧機能維持も可能であることから、時間余裕がある。

(添付資料3.2.4)

(4) まとめ

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

### 3.2.4 必要な要員及び資源の評価

#### (1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、重大事故等対策時における必要な要員は「3.2.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

#### (2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

##### a. 水源

格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 600m<sup>3</sup>の水が必要である。水源として、輪谷貯水槽（西 1／西 2）に約 7,000m<sup>3</sup>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。

残留熱代替除去系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て注水することから、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。

(添付資料 3.2.5)

##### 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 352m<sup>3</sup>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 450m<sup>3</sup>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。

格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水については、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 12m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。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、約 53m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給については、保守的に事象発生直後からの可搬式窒素供給装置の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 8 m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。合計約 73m<sup>3</sup>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 730m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから格納容器代替スプレイ系（可搬型）及びペDESTAL代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水、原子炉補機代替冷却系の運転、可搬式窒素供給装置による格納容器への窒素供給について、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 8 m<sup>3</sup>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 45m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 3.2.6)

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及びその他負荷として、約 1,941kW 必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

(添付資料3.2.7)

3.2.5 結論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、非常用炉心冷却系等の安全機能の喪失が重畳する。このため、原子炉圧力容器が高い圧力の状態で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素ガスが急速に放出され、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧手段を整備している。

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋DCH発生」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）の手動開操作による原子炉減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を 2.0MPa [gage] 以下に低減することが可能である。また、安定状態を維持できる。

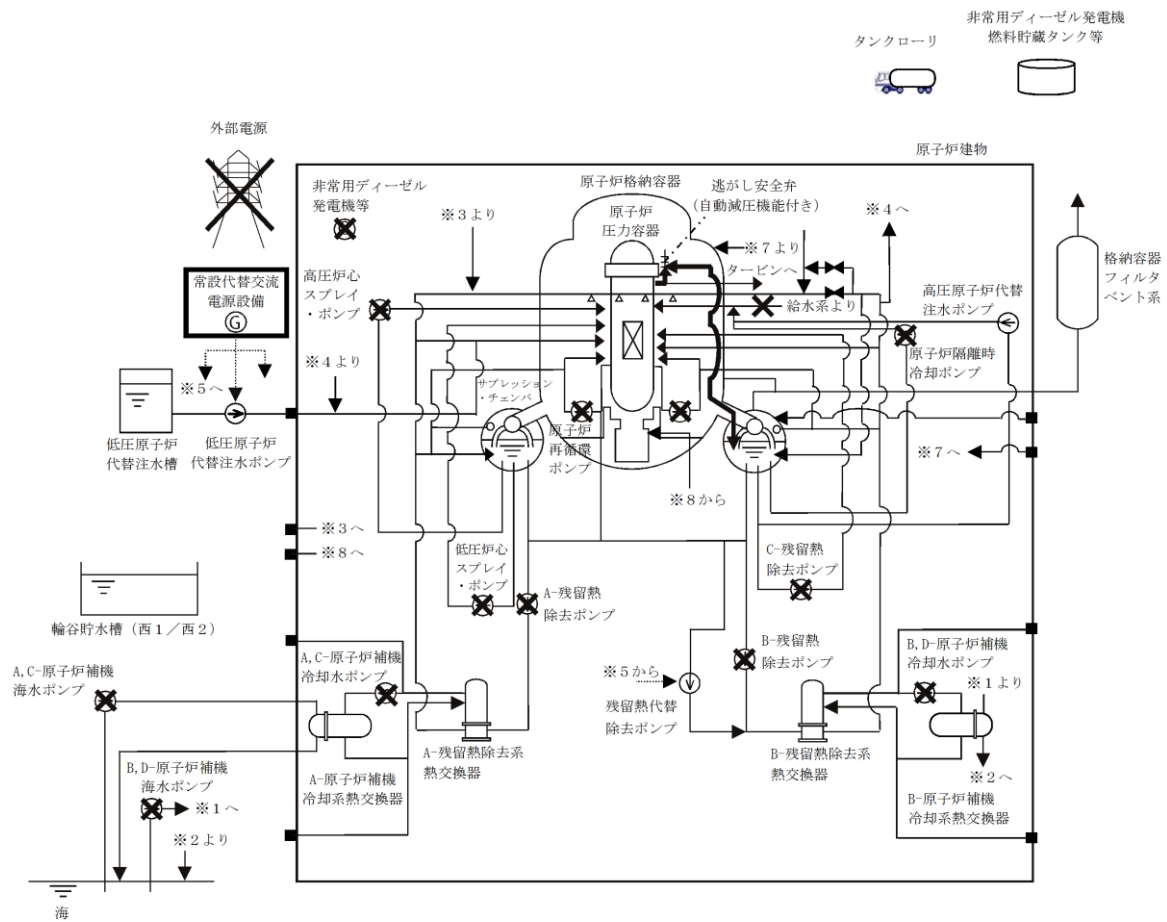
(添付資料3.5.1)

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。

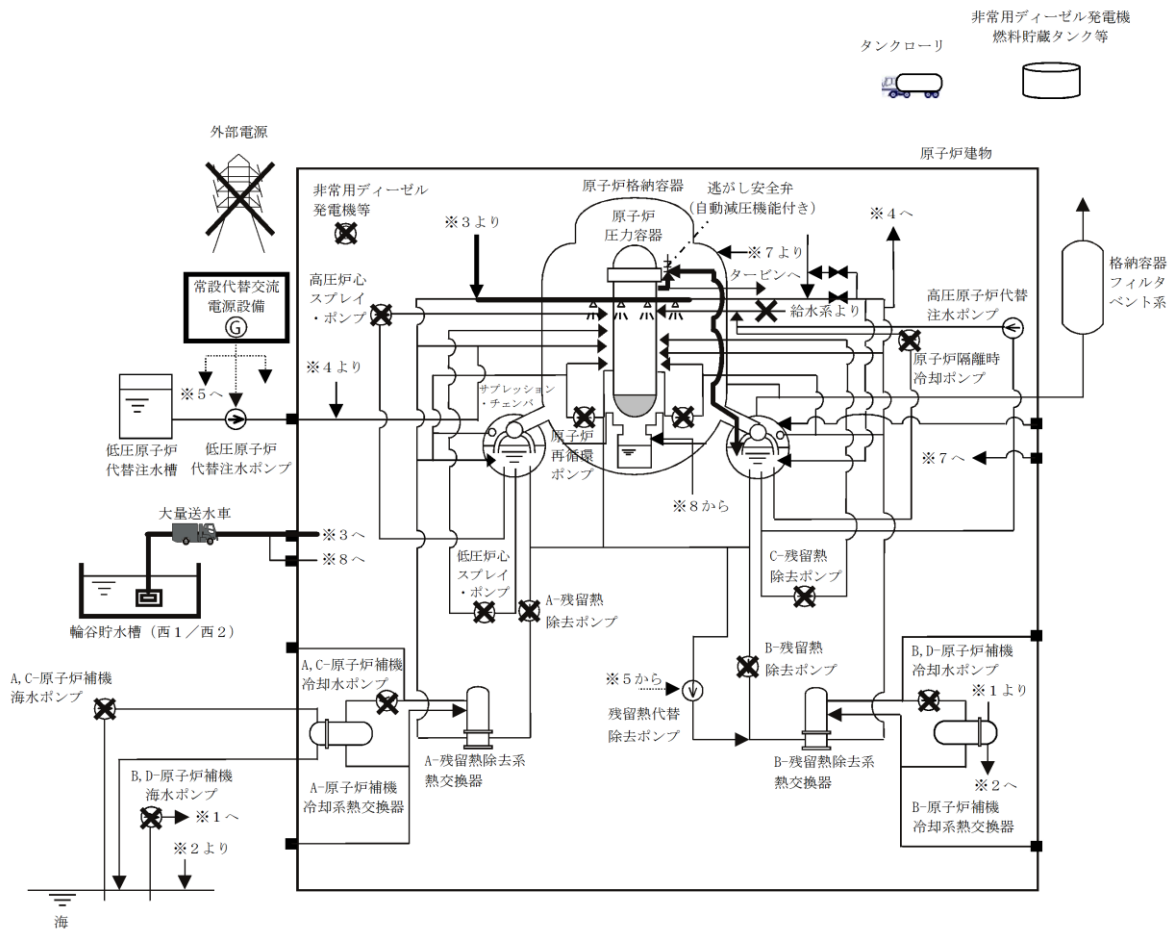
重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源も供給可能である。

以上のことから、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動開操作による原子炉減圧の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

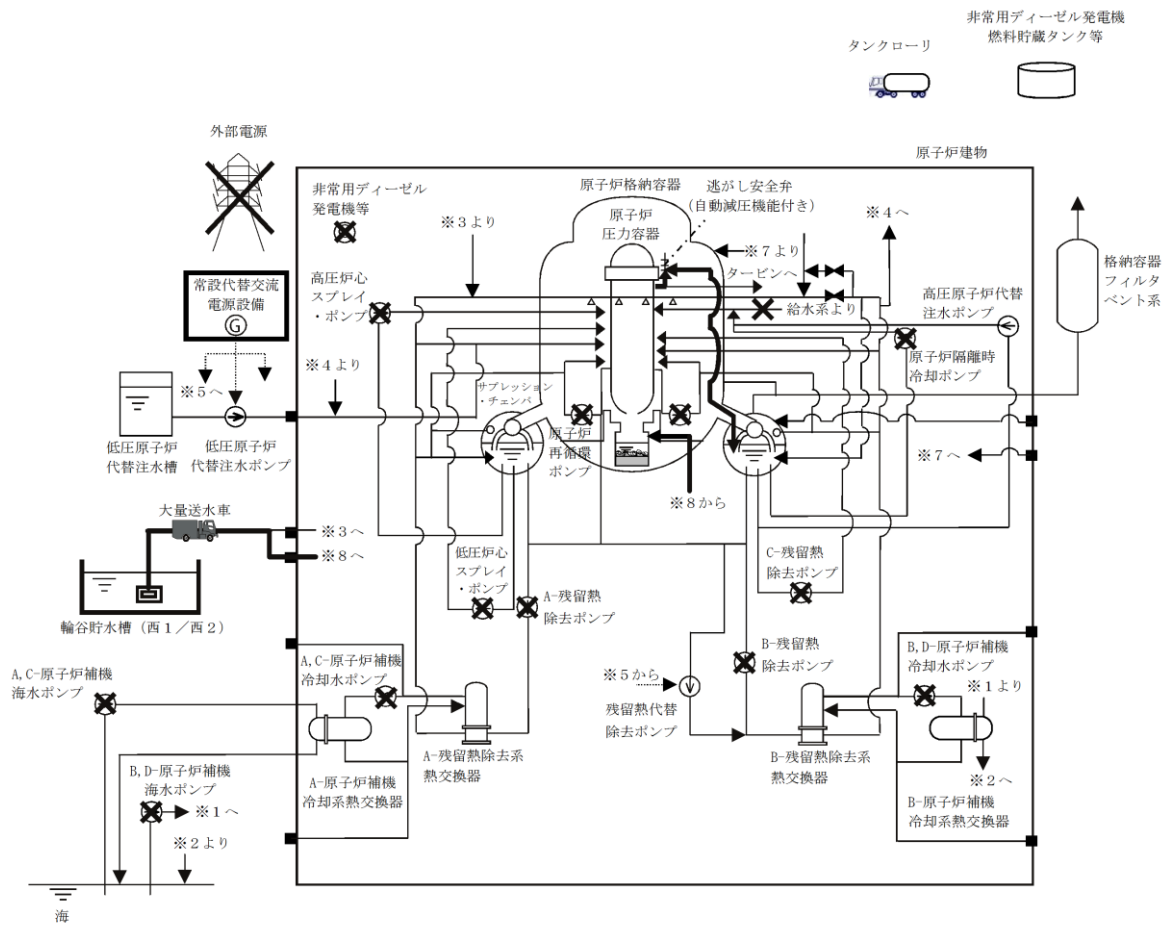




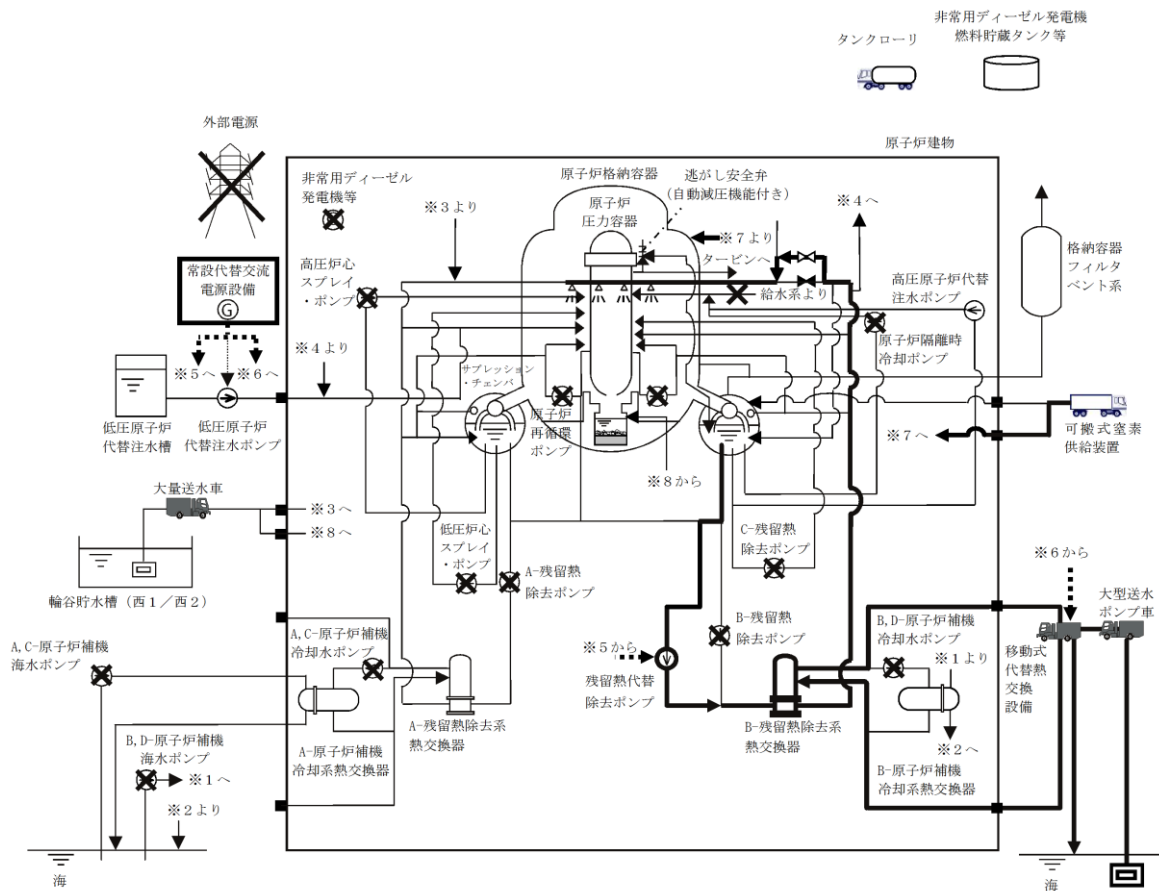
第 3.2.1-1(1) 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図  
(原子炉減圧)



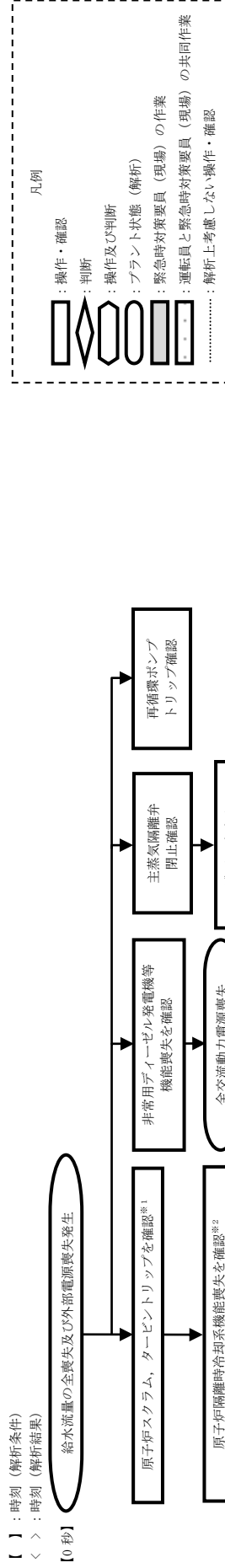
第 3. 2. 1-1 (2) 図 「高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図  
 (原子炉圧力容器破損前の原子炉減圧, 原子炉格納容器下部注水)



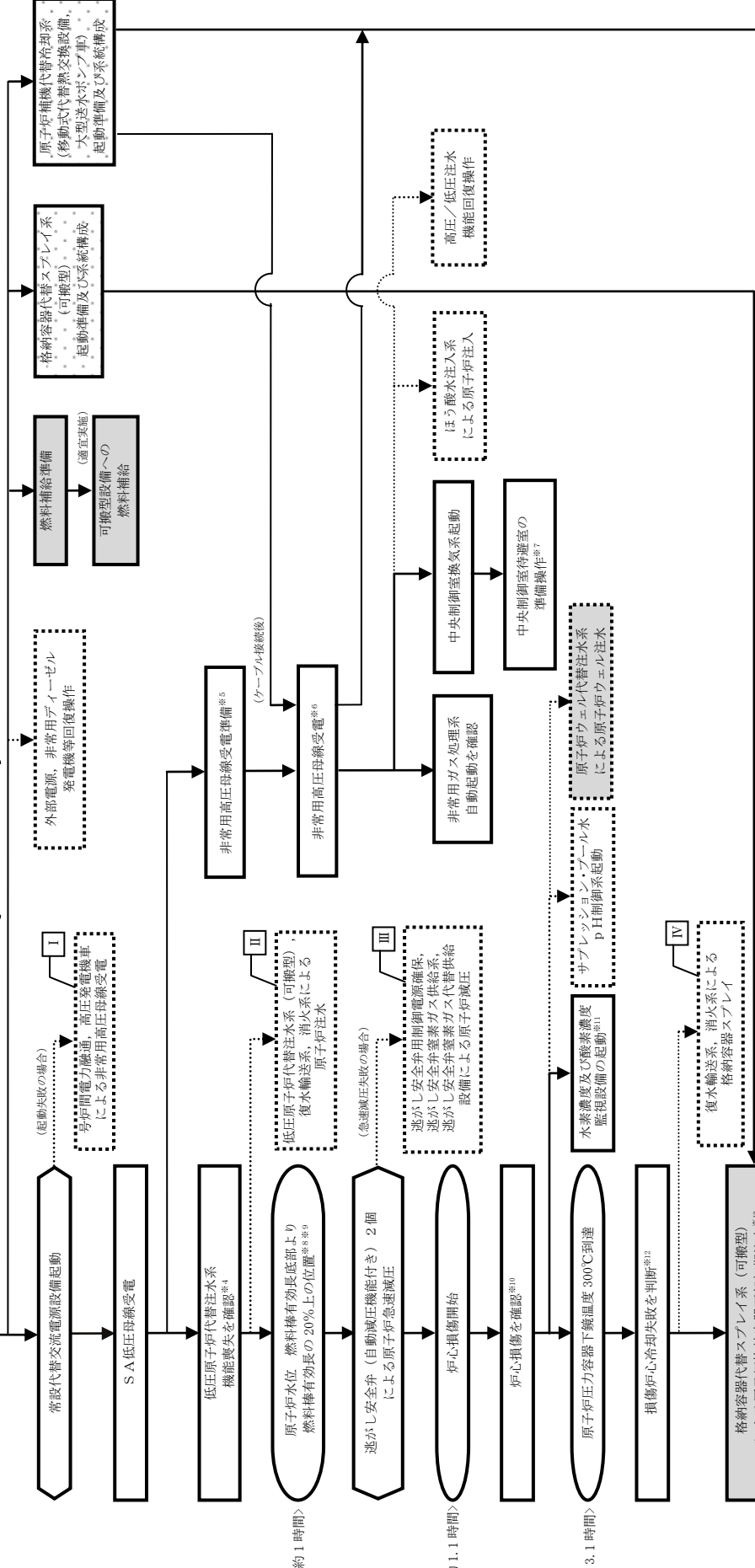
第 3. 2. 1-1 (3) 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図  
 (原子炉压力容器破損後の原子炉格納容器下部注水)



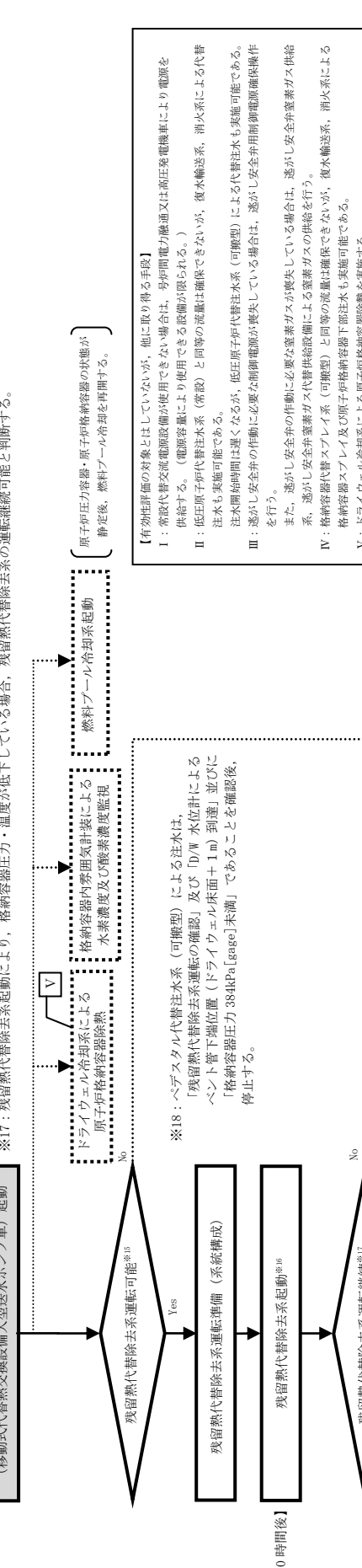
第 3. 2. 1-1(4) 図 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図  
 (残留熱代替除去系による溶融炉心冷却，格納容器除熱及び可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内窒素供給)



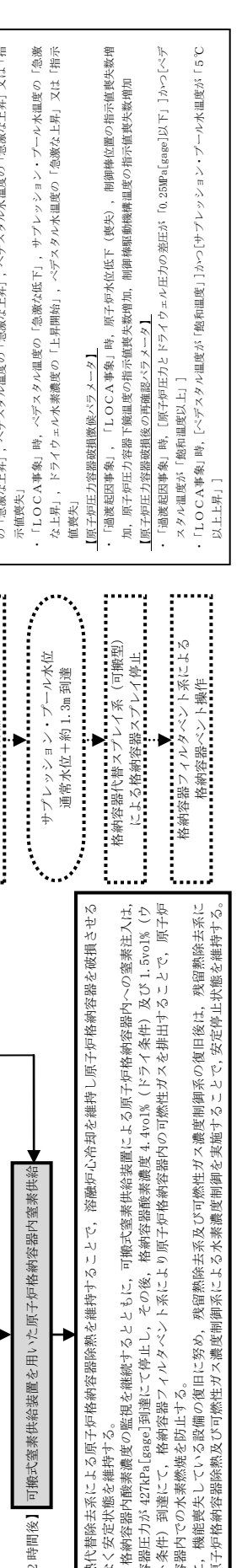
※1：外部電源喪失にて原子炉システムを平均出力領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。  
 ※2：原子炉水位低（レベル2）で自動起動（解析時、時刻約6分）する。中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量、原子炉水位（広帯域）等にて確認する。  
 ※3：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。  
 ※4：格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器閉気直接加熱」の有効性評価を実施する上で、重大事故等対処設備による原子炉注水機能については考慮しないものと仮定する。  
 ※5：復電時に不要な負荷が起動することを防止するための負荷切り離しを含む。



※6：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。  
 ※7：中央制御室待避室の準備操作は、以下を実施する。  
 ・中央制御室待避室内の正圧化準備操作  
 ・LEDライト（ランタンタイプ）の設置  
 ・プラントパラメータ監視装置（中央制御室待避室）の設置  
 ※8：原子炉減圧時における炉心の蒸気冷却効果及び水素発生量増加の観点から、適切な時期で原子炉減圧を行う水位として設定。  
 ※9：原子炉注水の手段が全くない場合、シュワウク内水位が燃料棒有効長さより燃料棒有効長さの20%以上の位置に到達した時点で原子炉減圧を行う。  
 ※10：炉心損傷以下により判断する。  
 ・燃料棒有効長さ底部より燃料棒有効長さの20%以上の位置とは、原子炉水位計（燃料域）で-72cmを示す。  
 ・格納容器閉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  
 ・なお、格納容器閉気放射線モニタによる炉心損傷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。  
 ※11：格納容器水素濃度（SA）及び格納容器酸素濃度（SA）を起動する。  
 ※12：原子炉圧力容器下線温度300℃到達により予備炉心冷却失敗と判断する。  
 なお、原子炉圧力容器下線温度の300℃到達は原子炉圧力容器温度（SA）により確認し、いずれか1点が300℃に達した時点で判断する。  
 ※13：格納容器スプレイレイン流量は120m<sup>3</sup>/hとし、コリウムシールド上から2.4m（注水量約22m<sup>3</sup>）まで初期水爆りを実施後、格納容器スプレイレインを停止する。  
 原子炉圧力容器破損後は原子炉格納容器下部注水に切り替え、前線熱相当に余裕を見ながら注水する。  
 ※14：原子炉圧力容器破損確認は、圧力容器破損制御パラメータにより判断する。（補足1）  
 ※15：原子炉補機代替冷却系による冷却水の供給がされていること、残留熱代替除去系の電源が確保されていることを確認し、残留熱代替除去系の運転可能判断をする。  
 ※16：残留熱代替除去系により循環流量120m<sup>3</sup>/hにて原子炉格納容器内にスプレイレインを行う。  
 ※17：残留熱代替除去系起動により、格納容器圧力・温度が低下している場合、残留熱代替除去系の運転継続可能と判断する。



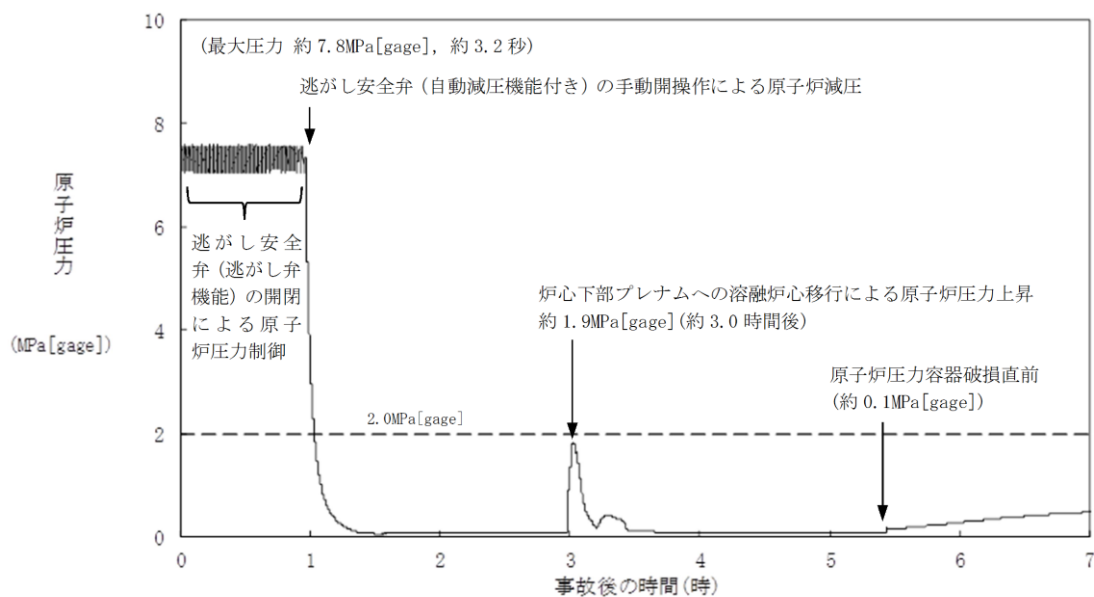
※18：ベデスタル代替注水系（可搬型）による注水は、「残留熱代替除去系運転の確認」及び「D/W水位計によるベント管下端位置（ドライウエル床面+1m）到達」並びに「格納容器圧力384kPa [gage]未満」であることを確認後、停止する。



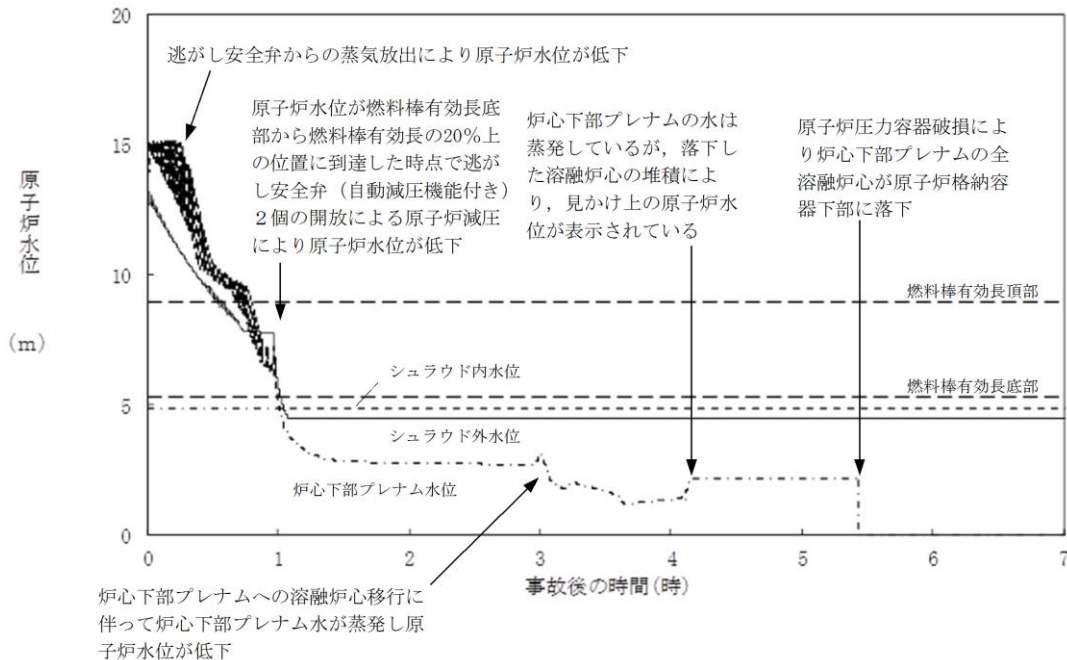
残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を維持することで、溶融炉心冷却を維持し原子炉格納容器を破損させることなく安定状態を維持する。  
 また、格納容器内酸素濃度の監視を継続するとともに、可搬式酸素供給装置による原子炉格納容器内への酸素注入は、格納容器圧力が427kPa [gage]到達にて停止し、その後、格納容器酸素濃度4.4vol%（ドライウエル条件）及び1.5vol%（ウエット条件）到達にて、格納容器フィッティングからの可燃性ガスを排出することで、原子炉格納容器内での水素燃焼を防止する。  
 格納容器内での水素燃焼を防止する。  
 さらに、機能喪失している設備の復旧に努め、残留熱除去系及び可燃性ガス濃度制御系の復旧後は、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱及び可燃性ガス濃度制御系による水素濃度制御を実施することで、安定停止状態を維持する。

第3.2.1-2 図 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の対応手順の概要

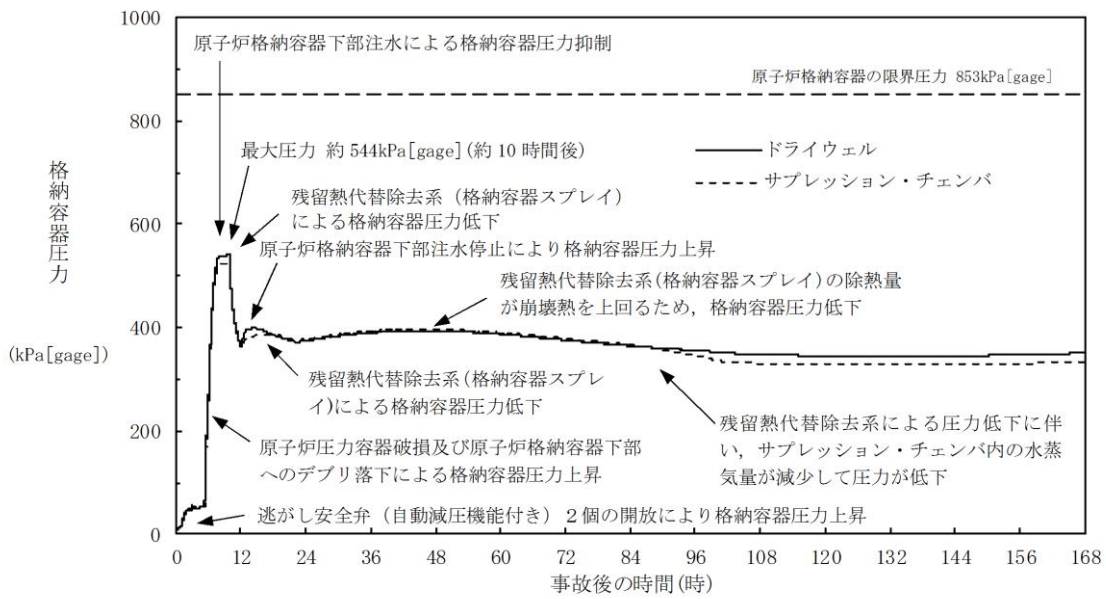




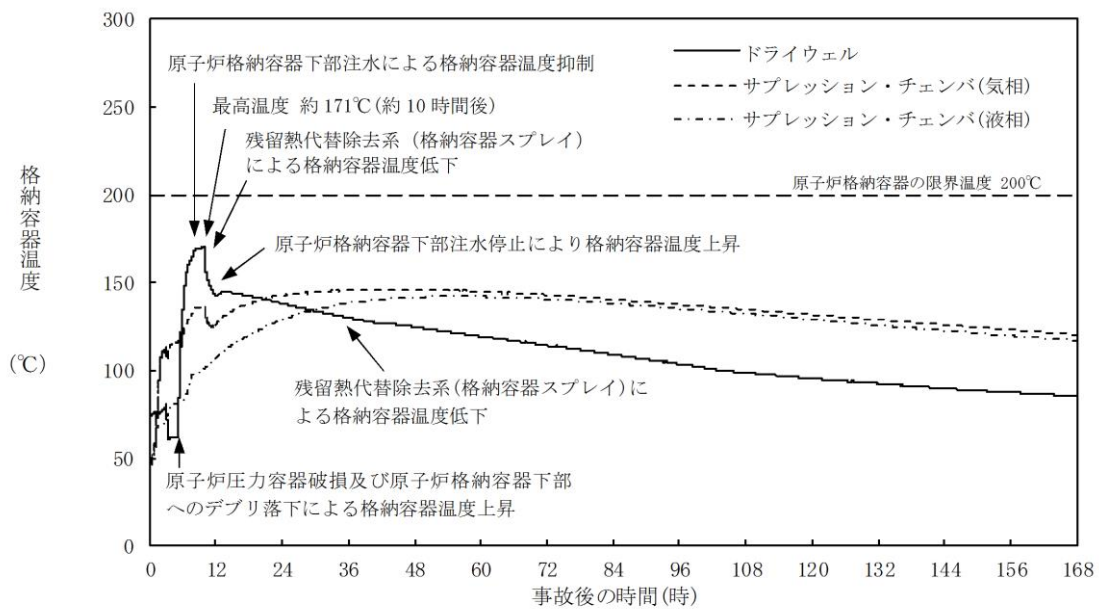
第 3. 2. 2-1 (1) 図 原子炉圧力の推移



第 3. 2. 2-1 (2) 図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移

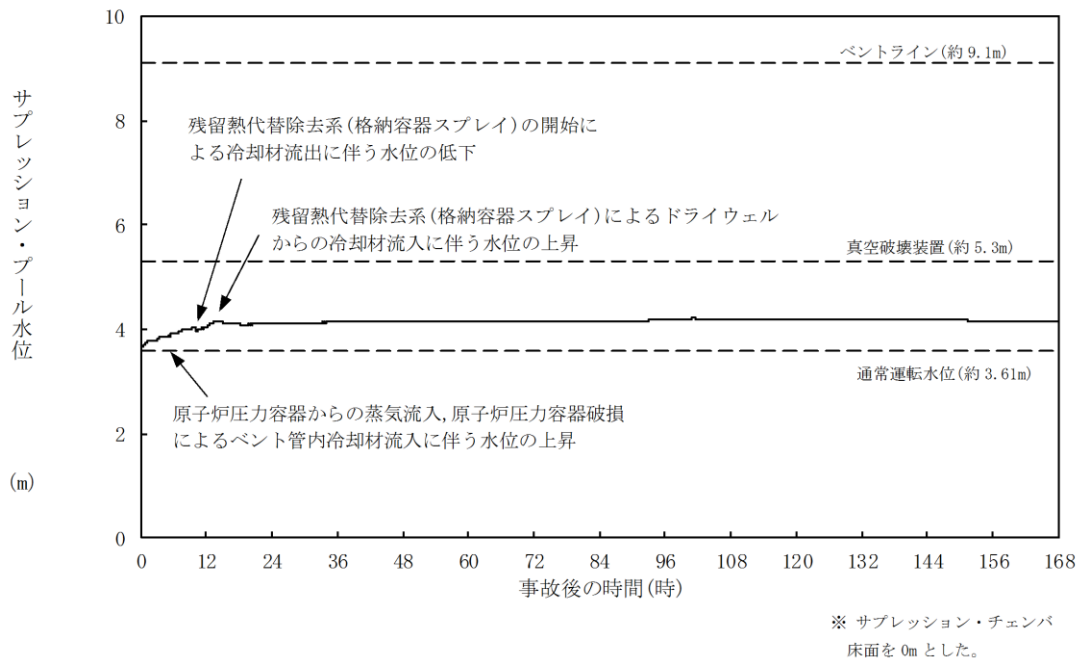


第 3. 2. 2-1(3) 図 格納容器圧力の推移

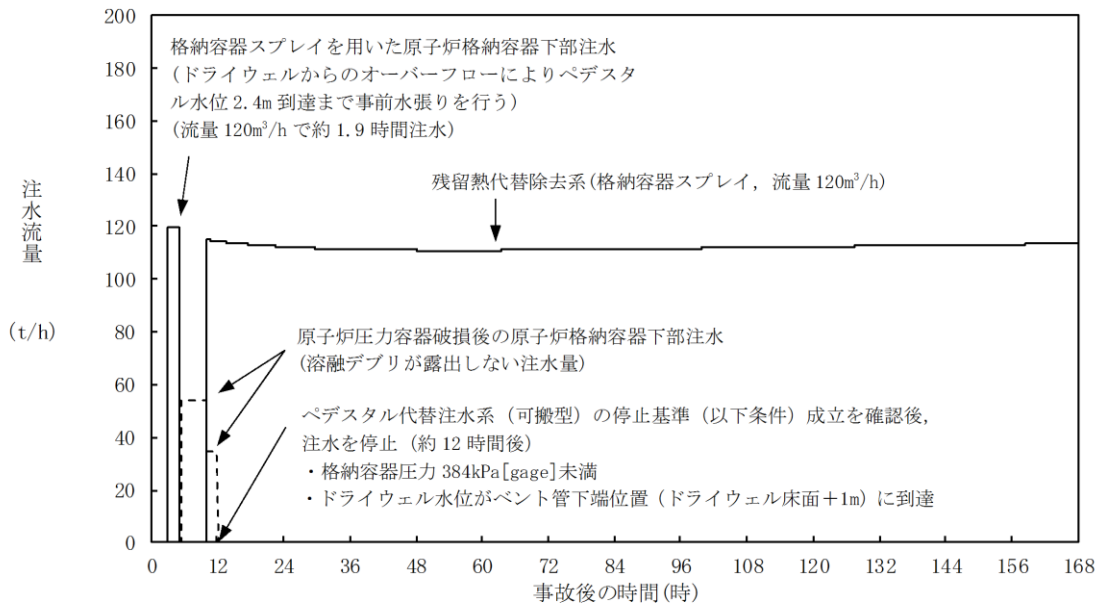


第 3. 2. 2-1(4) 図 格納容器温度の推移





第 3. 2. 2-1 (5) 図 サプレッション・プール水位の推移



第 3. 2. 2-1 (6) 図 注水流量の推移

第3.2.1-1表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備 計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は全交流動力電源喪失が発生し、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・低圧注水機能喪失確認※ <sup>1</sup>	原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続けるが、すべての非常用炉心冷却系等が機能喪失していることを確認する。	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) ※ 【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※ 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

※：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

※1 非常用炉心冷却系等による注水が出来ない状態。高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系（低圧注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系及び自動減圧系の機能喪失に伴い低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水ができない場合。

第 3.2.1-1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>外部電源が喪失するとともに、すべての非常用ダイオードが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。中央制御室にて外部電源受電及び非常用ダイオード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及び原子炉補機代替冷却系の準備を開始する。準備完了後、常設代替交流電源設備を起動し、SA低圧母線に給電する。</p>	—	—	—	
<p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p>	<p>原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点で、原子炉注水の手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能付き）2個を開放し、原子炉を急速減圧する。</p>	<p>逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※</p>	—	<p>原子炉水位（SA） 原子炉水位（燃料域）※ 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力※</p>
<p>炉心損傷確認</p>	<p>高圧・低圧注水機能喪失により原子炉水位がさらに低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する。</p>	—	—	<p>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）※</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 3.2.1-1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動</p>	<p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素ガスが発生し、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、中央制御室からの遠隔操作により水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。</p>	<p>常設代替交流電源設備</p>	<p>—</p>	<p>格納容器水素濃度 (S A) 格納容器酸素濃度 (S A)</p>
<p>原子炉格納容器下部への注水</p>	<p>原子炉圧力容器下鏡温度 300℃到達により炉心下部プレナムへの溶融炉心移行を確認した場合、原子炉圧力容器破損に備え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下部への注水を実施する。この場合の注水は、原子炉格納容器下部への水張りが目的であるため、ペデスタル水位が 2.4m（注水量約 225m<sup>3</sup>）に到達した後、原子炉格納容器下部への注水を停止する。</p>	<p>非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等**</p>	<p>大量送水車 タンクローリ</p>	<p>原子炉圧力容器温度 (S A) 格納容器代替スプレイ流量 ペデスタル水位</p>
<p>原子炉圧力容器破損確認</p>	<p>原子炉圧力容器下鏡部温度が 300℃に到達した場合には、原子炉圧力容器の破損を速やかに判断するためペデスタル水温等を継続監視する。 ペデスタル水温の急激な上昇又は指示値喪失、原子炉圧力の急激な低下、ドライウエル圧力の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉圧力容器破損を判断する。</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>原子炉圧力容器温度 (S A) 原子炉圧力 (S A) 原子炉圧力* ドライウエル圧力 (S A) ペデスタル温度 (S A) ペデスタル水位 (S A)</p>

※：既許可の対象となつ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 3.2.1-1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（4／4）

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
溶融炉心への注水	原子炉圧力容器が破損し、溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後は、ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水を崩壊熱に余裕を見た流量にて継続して行う。 <sup>※2</sup>	コリウムシールド 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	ペデスタル代替注水流量 ペデスタル代替注水流量（狭帯域用）
残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱	原子炉補機代替冷却系の準備が完了した後、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱を開始する。格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により開操作し、格納容器スプレイを実施する。	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※ 残留熱代替除去系 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	残留熱代替除去系格納容器スプレイ 流量 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・プール水温度（SA）
可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入	残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を実施した場合、可搬式窒素供給装置を用いて原子炉格納容器内へ窒素を注入することで、格納容器内酸素濃度の上昇を抑制する。	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※	可搬式窒素供給装置 タンクローリ	格納容器酸素濃度（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）

※2 原子炉圧力容器破損時の影響により、ペデスタル水位による監視ができな場合であっても、以下の条件の一部又はすべてから総合的に溶融炉心の冷却が継続して行われていることを把握することができる。

- ・原子炉格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- ・ドライウエルの雰囲気温度が飽和温度程度で推移していること
- ・原子炉格納容器内の水素濃度の上昇が停止すること

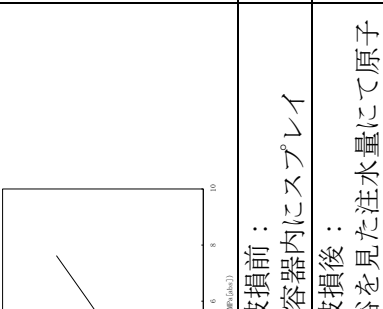
第3.2.2-1表 主要解析条件（高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	—
原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35.6×10 <sup>3</sup> t/h	定格炉心流量として設定
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
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%の保守性を考慮して設定
格納容器容積（ドライウエル）	7,900m <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup>	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
サブプレッション・プール水位	3.61m（NWL）	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

第3.2.2-1表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
初期条件	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m <sup>2</sup> 相当（圧力依存あり）	過去の知見に基づき初期水張りの効果を考慮して設定
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定
	コンクリート以外の構造材の扱い	内側鋼板及びリブ鋼板は考慮しない	内側鋼板及びリブ鋼板については、コンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない
	原子炉圧力容器下部の構造物の扱い	原子炉格納容器下部に落下する溶融物とは扱わない	発熱密度を下げないよう保守的に設定
	原子炉格納容器下部床面積	原子炉格納容器下部床面積を設定	コリウムシールドを床面に設置するため、その設置面積を用いるものとする。
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	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スの機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モーター）及び低圧炉心スプレイス系の機能喪失を設定するとともに、重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定
		重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定
		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設定
外部電源	外部電源なし	全交流動力電源喪失を想定するため、外部電源なしを設定	
高温ガスによる配管等のクリープ破損や漏えい等	考慮しない	原子炉圧力を厳しく見積もるものとして設定	

第3.2.2-1表 主要解析条件 (高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (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	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	主蒸気が原子炉格納容器内に保持される厳しい条件として設定
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7. 58MPa[gage] × 2 個, 367t/h/個 7. 65MPa[gage] × 3 個, 370t/h/個 7. 72MPa[gage] × 3 個, 373t/h/個 7. 79MPa[gage] × 4 個, 377t/h/個 逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の2個を開することによる原子炉急速減圧 (原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気量の関係) 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	逃がし安全弁 (自動減圧機能付き) の2個を開することによる原子炉急速減圧 (原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気量の関係)	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
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	原子炉圧力容器破損前: 120m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ	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て設定
ベダスタル代替注水系 (可搬型)	原子炉圧力容器破損後: 崩壊熱相当に余裕を見た注水量にて原子炉格納容器下部に注水	溶融炉心冷却が継続可能な流量として設定
残留熱代替除去系	120m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ	残留熱代替除去系の設計値として設定
原子炉補機代替冷却系	残留熱代替除去系からの原子炉補機代替冷却系への伝熱容量: 約6 MW (サブプレッション・プール水温度 100°C, 海水温度 30°Cにおいて)	原子炉補機代替冷却系の設計値 (残留熱代替除去系による格納容器スプレイ流量 120m <sup>3</sup> /hとした場合) として設定

重大事故等対策に関連する機器条件



第3.2.2-1表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>可搬式窒素供給装置</p>	<p>総注入流量：100m<sup>3</sup>/h[normal]                      ・窒素：99.9m<sup>3</sup>/h[normal]                      ・酸素：0.1m<sup>3</sup>/h[normal]                      ガス温度：35℃</p>	<p>総注入量は格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定                      酸素注入流量は純度99.9%を考慮して残りすべてを酸素として設定                      ガス温度は気象条件を考慮して設定</p>
<p>コリウムシールド</p>	<p>材料：ジルコニア耐熱材                      侵食開始温度：2, 100℃</p>	<p>材料は、溶融炉心のドライウェルサンプルへの流出を防止する観点から、ジルコニア耐熱材を設定                      侵食開始温度は、ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定</p>
<p>原子炉急速減圧操作</p>	<p>原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点</p>	<p>炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定</p>
<p>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）</p>	<p>原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始し、ペダスタル水位が2.4mとなる注水量（約225m<sup>3</sup>）が注水されたことをもって停止する</p>	<p>格納容器温度の抑制効果及び炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定</p>
<p>ペダスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損後の注水）</p>	<p>原子炉圧力容器の破損を確認した場合</p>	<p>炉心損傷後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定</p>
<p>残留熱代替除去系による溶融炉心冷却及び原子炉格納容器除熱操作</p>	<p>事象発生から10時間後</p>	<p>原子炉補機代替冷却系の準備時間を考慮して設定</p>
<p>可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作</p>	<p>事象発生から12時間後</p>	<p>原子炉補機代替冷却系の準備完了後の可搬式窒素供給装置の準備時間を考慮して設定</p>

## 高温環境下での逃がし安全弁の開保持機能維持について

原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下回り、炉心損傷に至るような状況では、原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）内の気相温度は飽和蒸気温度を大きく超える。高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（以下「DCH」という。）を防止するためには、その様な環境下でも逃がし安全弁（以下「SRV」という。）を開保持し、RPV内の圧力を2MPa以下の低圧に維持する必要がある。

図1から図3に示すとおり、SRVは本体部と電磁弁、空気シリンダからなる補助作動装置から構成されている。「4. 本体部の温度上昇による影響」に示すとおり、本体部では温度上昇は問題にならないが、補助作動装置の温度が上昇すると、電磁弁又はピストンのシール部が熱によって損傷し、SRVの機能維持に影響を及ぼすおそれがある。

SRVについては以下の環境条件における機能維持を確認している。

- ・171℃において3時間継続の後160℃において3時間継続

ここでは、SRVの環境条件を厳しく評価する観点から、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期待しない場合を仮定し、事象発生からRPV破損直前までの約5.4時間においてDCH防止のために原子炉の減圧を継続している環境下で想定されるSRVの温度を評価し、上記の条件と比較することで、SRVの健全性を評価する。

## 1. 評価方法

MAAP解析によって得られたDCH対応シナリオでのRPV内気相温度とドライウェル（以下「D/W」という。）内気相温度を環境温度条件として、三次元熱流動解析コード(STAR-CCM+)により、SRVの温度を評価した。

三次元熱流動解析では、RPV内気相温度とD/W内気相温度の温度条件が厳しくなる評価点を2点設けて定常解析を実施した。

## 2. 評価条件

## (1) 温度条件

図4にRPV内気相温度及びD/W内気相温度のMAAP解析結果を示す。MAAP解析結果を踏まえ、以下に示すとおり評価条件を設定した。

- ① 事象発生からRPV破損直前までの範囲を代表する温度条件として、同範囲内でのRPV内気相温度が最も厳しい温度を適用し、定常解析によって評価する。
- ② 事象発生からRPV破損直前までの範囲を代表する温度条件として、同範囲

内でのD/W内気相温度が最も厳しい温度を適用し、定常解析によって評価する。

## (2) 評価部位

SRVの開保持には、電磁弁コイルを励磁することで、補助作動装置のピストン部へ窒素を供給し、SRV本体スプリングの閉止力を上回る駆動力を発生させ、ピストンを押し上げた状態とする必要がある。SRVの開保持機能維持の観点では、高温影響を受けやすい以下の部位について評価する必要がある。

### ① 電磁弁（下部コイルハウジング）

電磁弁のコイルは熱容量が小さく、高温影響を受けやすい。電磁弁のコイルが熱によって損傷した場合、電磁弁のコイルが消磁することで、補助作動装置のピストンへの窒素供給が遮断されるとともに、流路が排気側へ切り替わることから、ピストンを押し上げていた窒素が排出され、SRV本体スプリングの閉止力によってSRVが閉止する。このため、電磁弁を評価の対象とするが、その中でも高温配管に近く、最も温度が高くなりやすい下部コイルハウジングの温度を評価する。

### ② ピストン（シール部）

ピストンのシール部にはフッ素ゴム製のOリングを用いており、高温影響を受けやすい。ピストンのシール部が熱によって損傷した場合、シール部よりピストンを押し上げていた窒素が排出され、SRV本体スプリングの閉止力によってSRVが閉止する。このため、ピストンの温度を評価する。

## (3) 評価モデル

SRVの中で、電磁弁やピストンのシール部の温度条件が厳しい弁を評価する観点から、電磁弁の設置角度が排気管に最も近い弁を評価対象弁とした。また、図5及び図6のように開状態と閉状態を交互に並べた形でモデル化している。実機では離れた位置のSRV2個を操作することを基本とするが、解析では評価体系の側面を周期境界としており、保守的に1個おきに開動作するモデルとしている。

## 3. 評価結果

評価結果を表2及び図7及び図8に示す。事象発生からRPV破損直前までの範囲でRPV内気相温度が最も厳しい温度を適用した①の温度条件では、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は160℃を約20℃下回った。また、①と同範囲でD/W内気相温度が最も厳しい温度を適用した②の温度条件では、補助作動装置の電磁弁及びピストンのシール部の温度は160℃を約20℃下回った。

なお、SRV環境試験では、160℃以上の温度条件において6時間の機能維持が確認されている。

SRVに対する機能確認試験では、初期の熱負荷として171℃を与えており、この試験実績を踏まえると、DCH防止のために原子炉減圧を継続している状況下

でもSRVの機能を継続可能である。①、②は厳しい温度を設定して実施した定常解析であり、実際にSRVが経験する温度は更に低い値になるものと考えられる。

以上のとおり、炉心損傷後、DCH防止のために原子炉の減圧を継続している状況を想定した環境下でも、SRVの機能を維持できると考える。

#### 4. 本体部の温度上昇による影響

閉状態のSRVが強制開するためには、補助作動装置の駆動力がSRV本体の抵抗力を上回る必要がある。SRV本体の抵抗力に対する温度上昇の影響は表3のとおり、いずれも温度上昇によって抵抗力が低下するよう設計上配慮されており、温度上昇が強制開の妨げとなることはない。

以上

表1 三次元熱流動解析での温度条件

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から熔融炉心落下直前までのRPV内気相平均温度が最高となる温度条件)	温度条件②【定常解析】 (事象発生から熔融炉心落下直前までのD/W内気相平均温度が最高となる温度条件)
RPV内気相温度	約 521℃	約 469℃
D/W内気相温度	約 85℃	約 90℃

表2 三次元熱流動解析での評価結果

	温度条件①【定常解析】 (事象発生から熔融炉心落下直前までのRPV内気相平均温度が最高となる温度条件)	温度条件②【定常解析】 (事象発生から熔融炉心落下直前までのD/W内気相平均温度が最高となる温度条件)
下部コイルハウジング最高温度*	約 141℃	約 136℃
ピストン部最高温度	約 136℃	約 132℃

※電磁弁設置位置

表3 SRV本体の抵抗力に対する温度上昇の影響

項目	温度上昇の影響
SRVスプリング閉止力	温度上昇に伴い、低下する方向にある。また、補助作動装置の駆動力はスプリング閉止力に対して十分な力量を有している。
弁棒・アジャスタリング摺動抵抗	主蒸気流路から離れた位置にあり、温度上昇幅は小さく、SRV強制開機能には影響を及ぼさない。
弁棒・ネッキブッシュ摺動抵抗	弁棒は [ ]、ネッキブッシュは [ ] と、入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており、ネッキブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
バランスピストン・ブッシュ摺動抵抗	バランスピストンは [ ]、ブッシュは [ ] と、入熱時に隙間が拡大する材料の組み合わせとなっており、ブッシュによる弁棒拘束は発生しない。
弁体ソケット・弁体ガイド摺動抵抗	主蒸気温度上昇に伴い拡大するため、温度上昇に伴う弁体ガイドの弁体ソケット拘束は発生しない。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

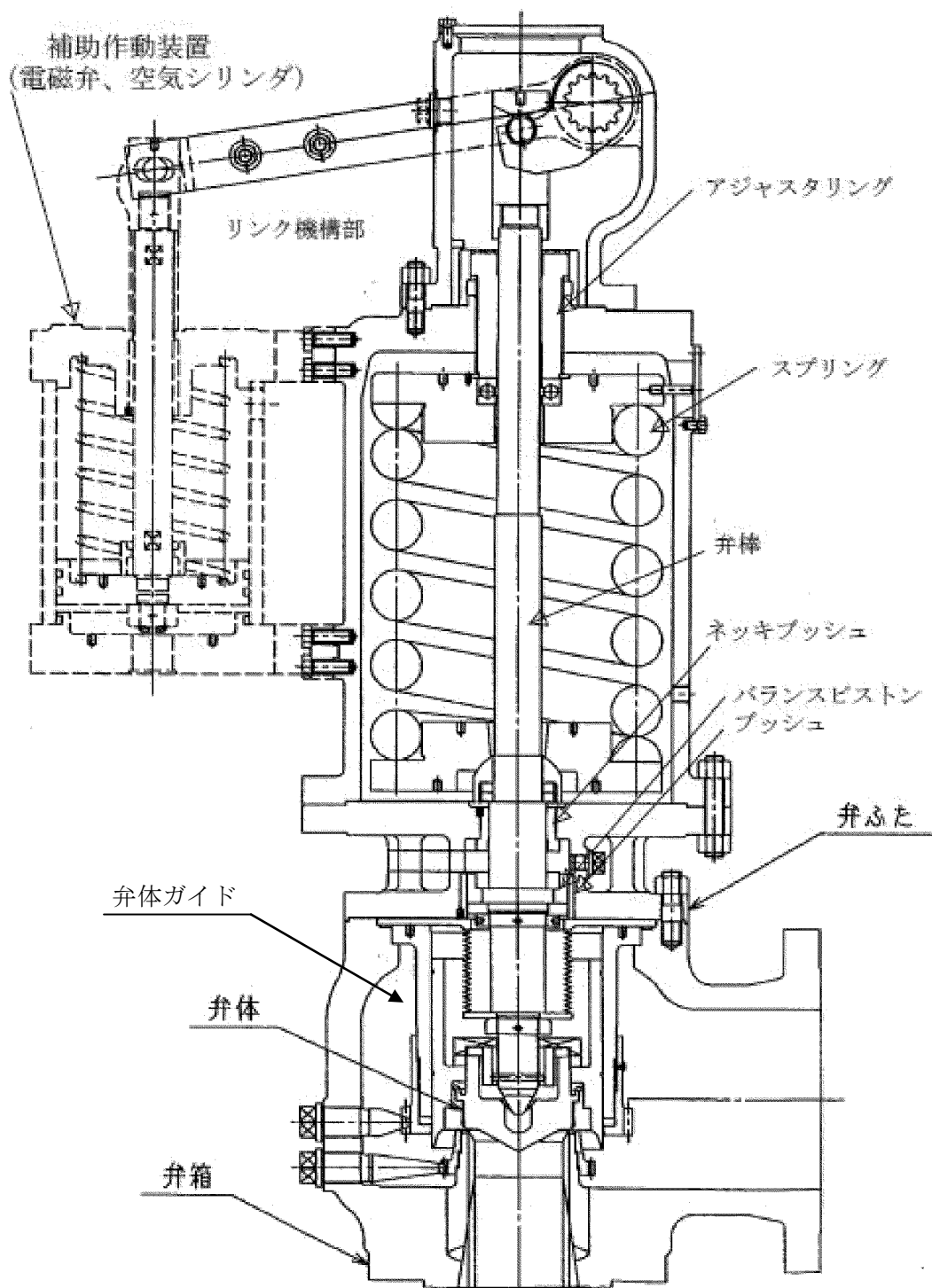


図1 SRV構造図

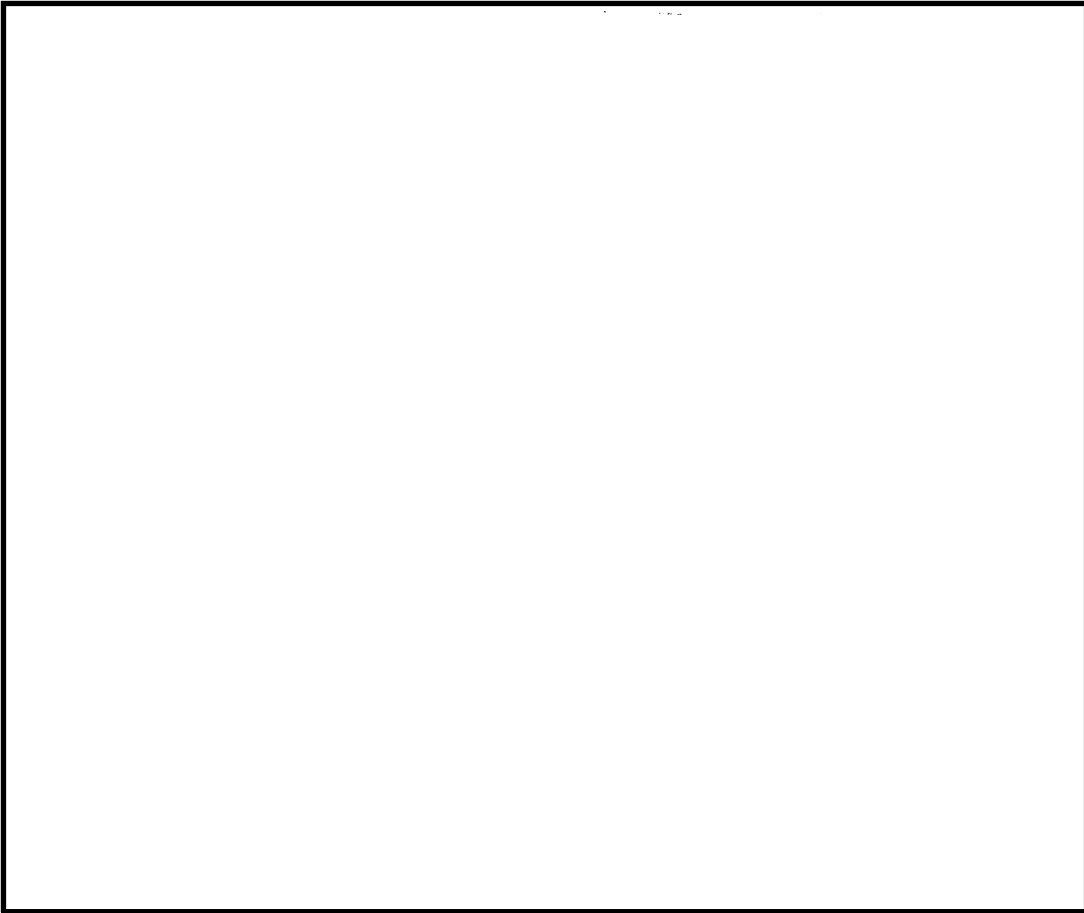


図2 SRV構造図（側面図詳細）

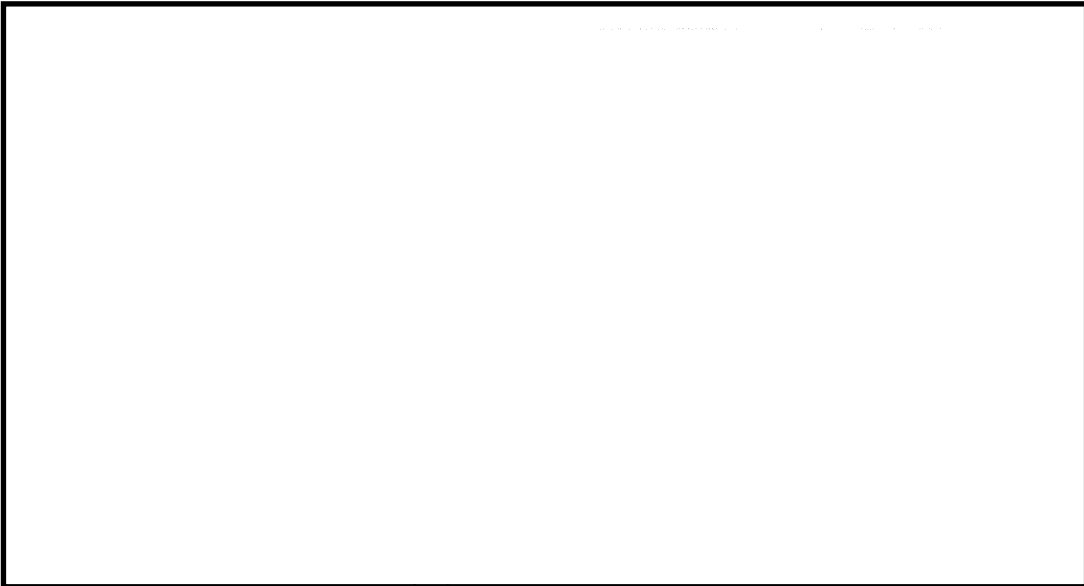


図3 SRV構造図（平面図詳細）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

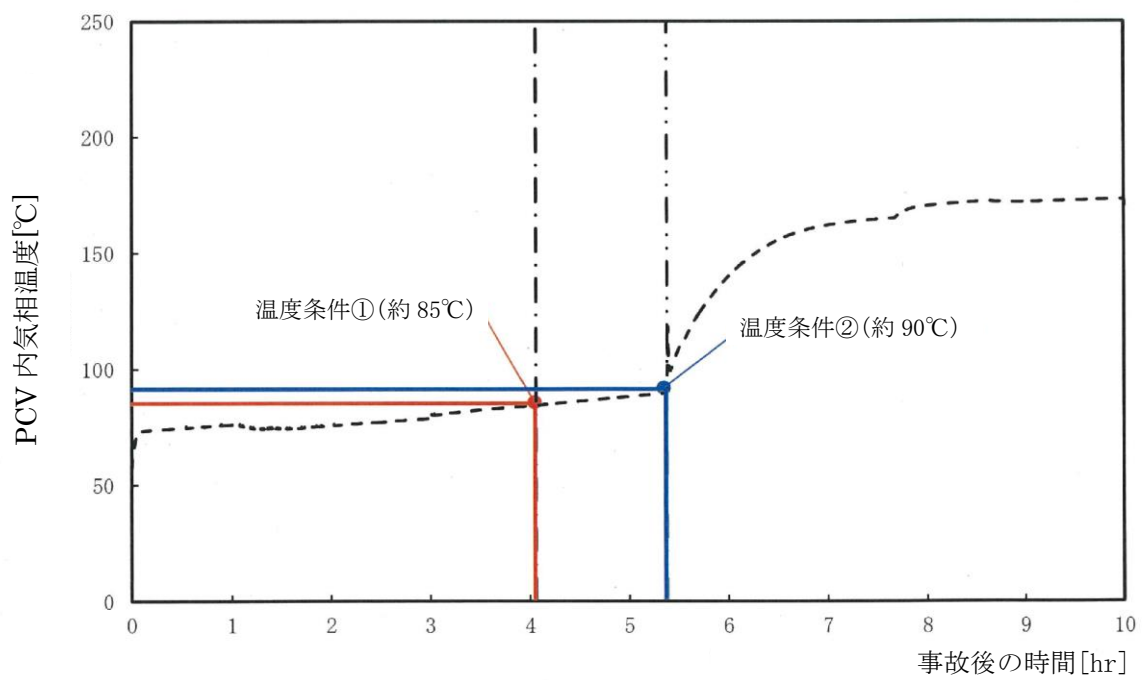
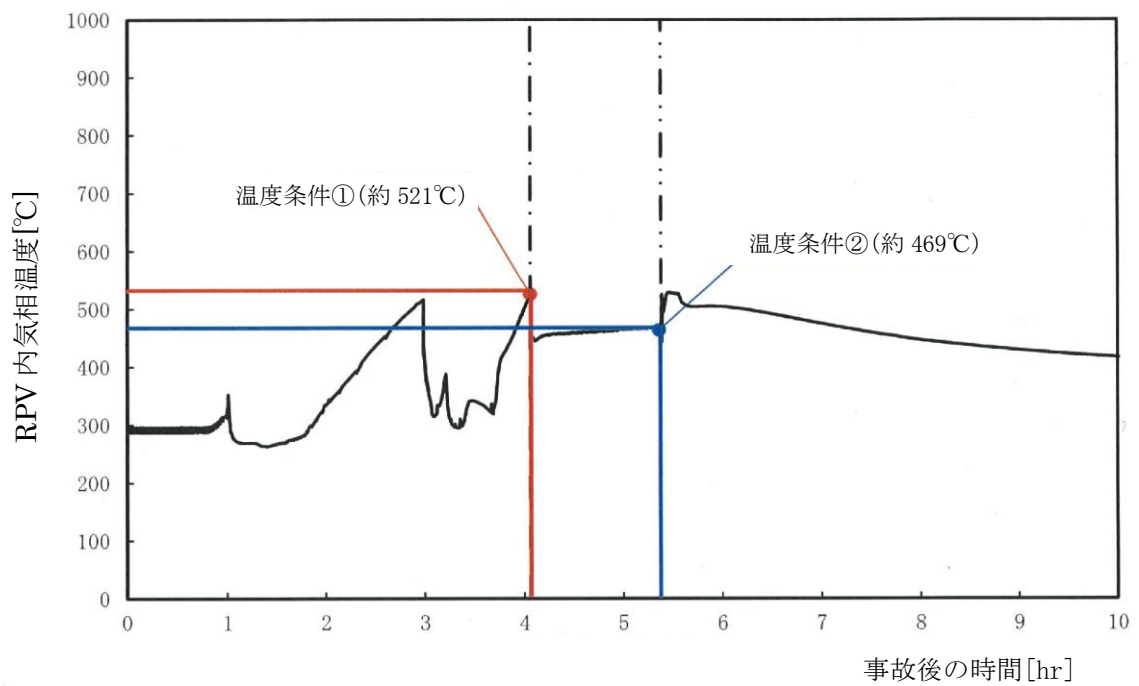


図4 R P V内気相平均温度及びD/W内気相平均温度の推移



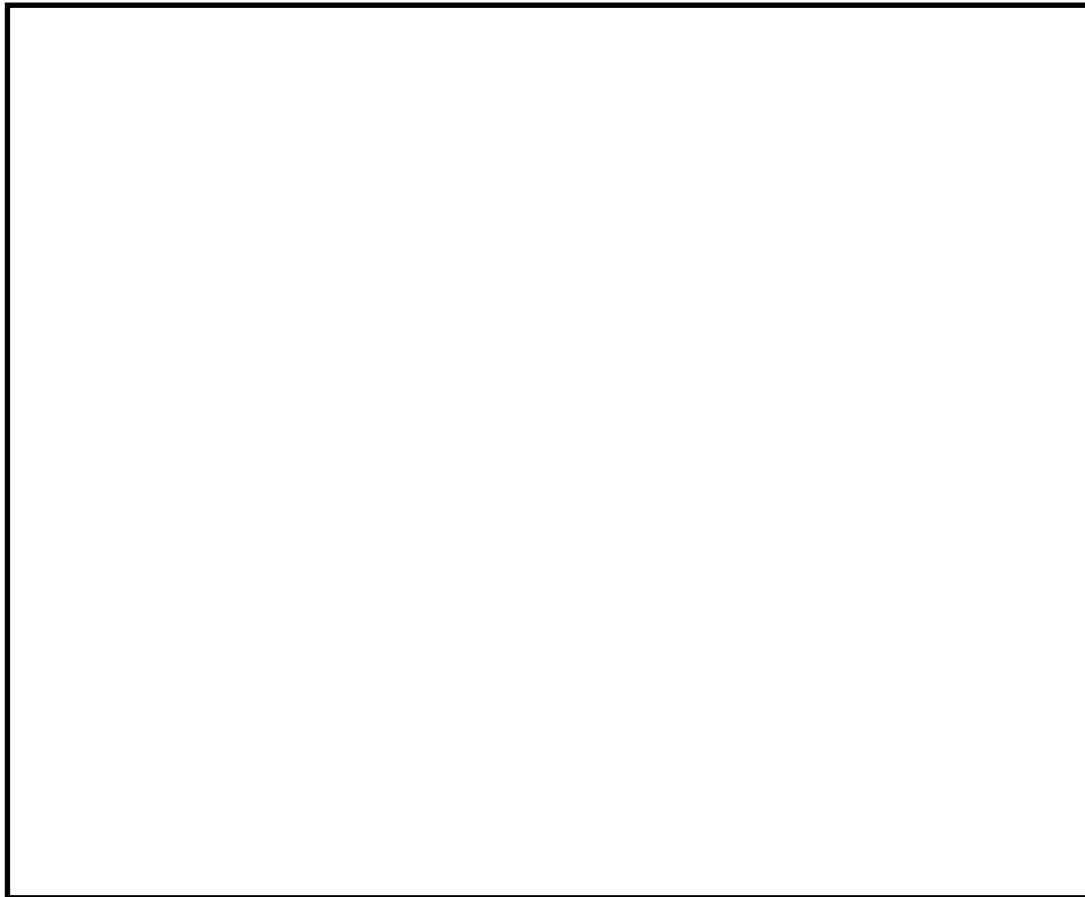


図5 モデル化範囲と境界条件



図6 モデル図と断面メッシュ図

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

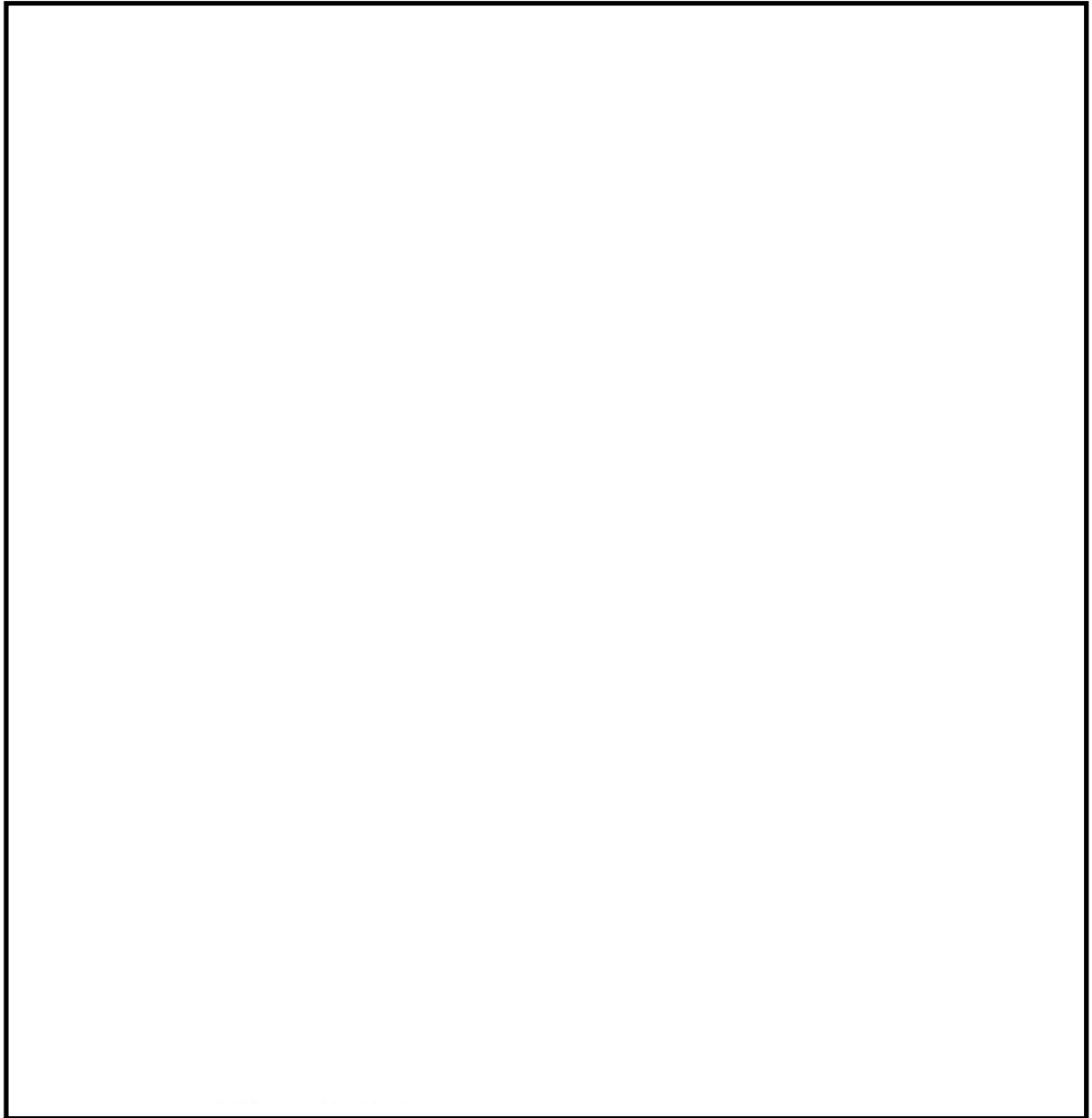


図 7 解析結果 (温度条件①: R P V内気相温度 521°C, P C V内気相温度 85°C)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

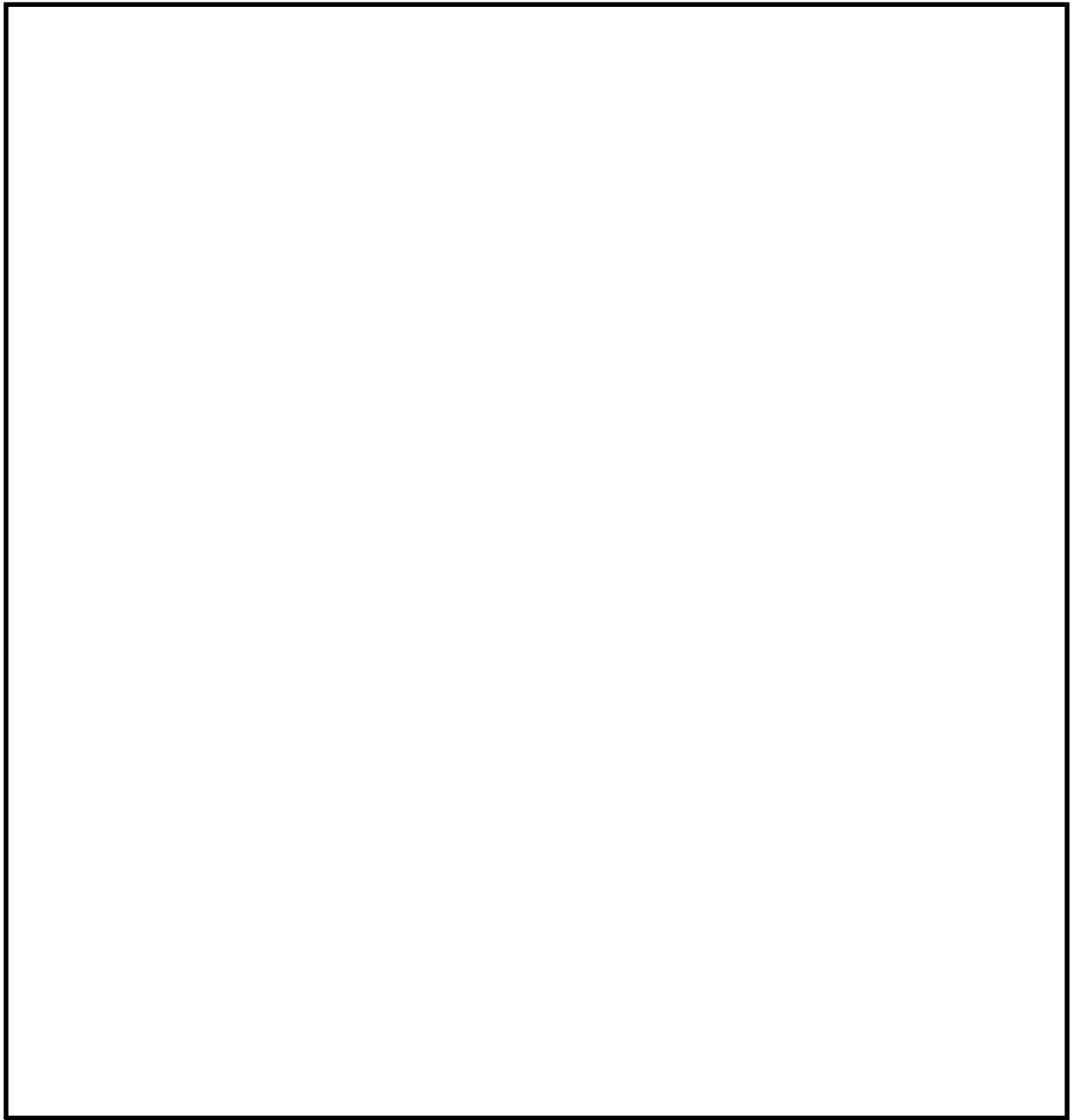


図 8 解析結果(温度条件②): R P V内気相温度 469°C, P C V内気相温度 90°C)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

格納容器破損モード「DCH」、「FCI」及び「MCCI」の  
評価事故シーケンスの位置づけ

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱(DCH)」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用(FCI)」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)」については、各プラント損傷状態(PDS)に対応する各重要事故シーケンス及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価事故シーケンスへの重大事故等防止対策の有効性評価の結果等から、重大事故等対処設備に期待する場合、炉心損傷あるいは炉心下部プレナムへの溶融炉心移行までに事象の進展を停止し、これらの現象の発生を防止することができる。

しかしながら、格納容器破損モード「DCH」、「FCI」及び「MCCI」は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(以下、「解釈」という。)第37条2-1(a)において、「必ず想定する格納容器破損モード」として定められている。このため、今回の評価では重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして、各物理化学現象に伴う格納容器破損が懸念される状態に至る評価事故シーケンスを設定している。

一方、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」については、事故シーケンス選定のプロセスにおいて、国内外の先進的な対策と同等な対策を講じても炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出された、「冷却材喪失(大破断LOCA)＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」を評価事故シーケンスとして選定し、重大事故等対策の有効性を評価している。

以上のとおり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」は重大事故等対策に期待して評価し、解釈第37条2-3(a)～(c)の評価項目に対する重大事故等対策の有効性を評価しており、格納容器破損モード「DCH」、「FCI」及び「MCCI」は、評価を成立させるために、重大事故等対処設備の一部に期待しないものとして、解釈第37条2-3(d),(e),(i)の評価項目に対する重大事故等対策の有効性を評価している。

以 上

原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量について  
(高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では、厳しい事象を想定した場合でも、原子炉格納容器が破損することなく安定状態に至る結果が得られている。この評価結果に照らして原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えい量を考える。

格納容器破損防止対策の有効性評価では、通常運転時に用いている原子炉建物原子炉棟内の換気系が全交流動力電源喪失により停止し、交流電源が回復した後、非常用ガス処理系が起動する状況を想定している。ここで、原子炉建物原子炉棟内の換気系の停止から非常用ガス処理系が起動するまでの時間遅れを考慮し、非常用ガス処理系によって原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまで事象発生から 70 分かかると想定している。

本格納容器破損モードの重大事故等対策の有効性評価では原子炉格納容器の閉じ込め機能は健全であると評価していることから、原子炉格納容器から漏えいした水蒸気は原子炉建物内で凝縮され、原子炉建物空間部が加圧されることはないと考えられる。また、原子炉棟内の換気系は停止しているため、原子炉建物内空間部と外気との圧力差が生じにくく、原子炉建物内外での空気のやりとりは殆どないものと考えられる。さらに、原子炉格納容器内から原子炉建物に漏えいした粒子状放射性物質は、原子炉建物内での重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建物内に沈着するものと考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器の健全性が維持されており、原子炉建物原子炉棟内の換気系が停止している場合は、原子炉格納容器から原子炉建物内に漏えいした放射性物質は、原子炉建物内で時間減衰し、また、原子炉建物内で除去されるため、大気中へは殆ど放出されないものと考えられる。

本評価では、上述の状況にかかわらず、非常用ガス処理系が起動し、原子炉建物原子炉棟の設計負圧が達成されるまでの間、原子炉格納容器から原子炉建物に漏えいした放射性物質は、保守的に全量原子炉建物から大気中へ漏えいすることを想定した場合の放出量を示す。

#### 1. 評価条件

- (1) 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスである「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗＋原子炉注水失敗＋DCH発生」について評価する。
- (2) 原子炉格納容器からの漏えい量は、MAAP解析上で原子炉格納容器圧力に応じて漏えい率が変化するものとし、開口面積は以下のように設定する。(添付資料 3.1.2.5 参照)

- ・ 1Pd 以下 : 0.9Pd で 0.5% / 日 相当
  - ・ 1 ~ 2Pd : 2.0Pd で 1.3% / 日 相当
- (3) エアロゾル粒子は原子炉格納容器外に放出される前に貫通部内で捕集されることが実験的に確認されていることから原子炉格納容器の漏えい孔におけるエアロゾルの捕集の効果を考慮して評価する (DF=10)。
  - (4) 原子炉建物から大気中への放射性物質の漏えいについては、非常用ガス処理系により負圧が達成される事象発生 70 分後までは原子炉建物原子炉棟内の放射性物質の保持機能に期待しないこととし (換気率無限)、非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は設計換気率 1 回 / 日相当を考慮する。
  - (5) 非常用ガス処理系はフィルタを通して原子炉建物原子炉棟内の空気を外気に放出するためフィルタの放射性物質の除去性能に期待できるが、本評価では保守的に期待しないこととする (DF=1)。
  - (6) 原子炉建物内での放射エネルギーの時間減衰は考慮せず、また、原子炉建物内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。

## 2. 評価結果

原子炉建物から大気中へ漏えいする Cs-137 の評価結果を表 1 に示す。

原子炉建物から大気中への放射性物質 (Cs-137) の漏えい量は約 0.56TBq (7日間) であり、基準の 100TBq を下回っている。

なお、事象発生 7 日間以降の影響を確認するため、事象発生 30 日間、100 日間における環境への Cs-137 の放出量を確認している。

事象発生後 30 日間及び 100 日間での放出量においても 100TBq を下回る。

なお、事象発生 7 日以降の長期解析においては、事象発生約 81 日後<sup>\*</sup>に原子炉格納容器内水素燃焼防止の観点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し、事象発生 100 日ま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継続しているが、原子炉格納容器の除熱機能、原子炉格納容器への窒素注入機能及び原子炉格納容器内の可燃性ガスの濃度制御系機能が確保できた場合には、格納容器ベントを停止する運用とする。

※ ベースケースでは、原子炉格納容器の圧力を高く評価するために原子炉格納容器からの漏えいを考慮していないが、約 96 日後に酸素濃度がドライ条件で 4.4vol% 及びウェット条件で 1.5vol% に到達するため格納容器ベントを実施する。

表1 原子炉建物から大気中への放射性物質(Cs-137)の漏えい量

(単位：TBq)

	漏えい量（7日間）	漏えい量（30日間）	漏えい量（100日間）
高圧溶融物放出／ 格納容器雰囲気直 接加熱	約 0.56	約 0.57	約 0.58*

※ 格納容器フィルタベント系から大気中への放出量を含む（事象発生約 81 日後から 100 日まで格納容器ベント実施）

以上

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1/2）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響	
炉心	崩壊熱 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 燃料棒覆管酸化	炉心モデル(原子炉出力及び崩壊熱) 炉心モデル(炉心熱水力モデル) 溶融炉心の挙動モデル(炉心ヒートアップ)	入力値に含まれる。	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認	「解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響」にて確認	
			TMI事故解析における炉心ヒートアップ時の水素発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI事故分析結果と良く一致することを確認した。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についてRA実験に関する再現性を確認している。	炉心ヒートアップの再現性及びCOR A実験についての再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数)についての感度(シムコ)解析では、炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり、最新の実施すべき操作は原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、重大事故等対処設備を含むすべての原子炉への注水機能が喪失することから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCOR A実験に関する再現性が確認されている。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数)についての感度(シムコ)解析では、炉心溶融時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり、最新の実施すべき操作は原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、重大事故等対処設備を含むすべての原子炉への注水機能が喪失することから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
			COR A実験解析における、燃料棒覆管、制御棒及びチャランネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。	本評価シナリオでは、燃料棒覆管温度等を操作開始の時点としている。燃料棒覆管温度が300℃に到達した時点で格納容器代替スプレイト系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)を実施することから、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡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ト系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)に係る運転員等操作時間と与える影響は小さい。	炉心下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない。	本評価シナリオでは、燃料棒覆管有効長が燃料棒有効長底部から燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点で運転員等操作による原子炉急減速圧力を低減し、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa(Legage)以下に維持しているため、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
			・TQUV、大破断LOCAシナリオにも炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。	原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で格納容器代替スプレイト系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)を実施することから、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡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ト系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)に係る運転員等操作時間と与える影響は小さい。	TQXシナリオ及び中破断LOCAシナリオの比較を行い、以下の傾向を確認した。	原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa(Legage)以下に維持しているため、運転員等操作時間と与える影響は小さい。
			・下部プレナムへのリロケーション開始時刻は、ほぼ変化しない。	原子炉圧力容器下鏡温度が300℃に到達した時点で格納容器代替スプレイト系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)を実施することから、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡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ト系(可搬型)による原子炉格納容器下部への注水操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)に係る運転員等操作時間と与える影響は小さい。	・MAAPコードではSAFERコードで考慮しているCCFLを取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅はMAAPコードの方が保守的であり、その後の注水操作による燃料棒有効長頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であるSAFERコードとの比較により、水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が燃料棒有効長の20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから運転員等操作時間と与える影響は小さい。
沸騰・ボイド率変化 気液分離(水位変化)・対向流	炉心モデル(炉心水位計算モデル)	原子炉圧力容器モデル	逃がし安全弁からの流量は、設計に基づいて計算されていることから不確かさは小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻であるSAFERコードとの比較により、水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が保守的であることを確認している。このため、原子炉水位が燃料棒有効長の20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから運転員等操作時間と与える影響は小さい。	逃がし安全弁からの流量は、設計に基づいて計算されていることから不確かさは小さい。このため、原子炉急減速圧操作後の原子炉圧力の低下挙動に対する影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。	
原子炉圧力容器	冷却材放出(臨界流・差圧流)	原子炉圧力容器モデル(破断流モデル)	逃がし安全弁からの流量は、設計に基づいて計算されていることから不確かさは小さい。	原子炉急減速圧操作後の原子炉圧力の低下挙動に対する影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。	逃がし安全弁からの流量は、設計に基づいて計算されていることから不確かさは小さい。このため、原子炉急減速圧操作後の原子炉圧力の低下挙動に対する影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。	



表 1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／2）

【MAAP】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
原子炉 圧力容 器(炉心 損傷後)	リロケ ーション	溶融炉心の挙 動モデル(リロ ケーション)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。</li> <li>・ リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。</li> <li>・ TQUV、大破断 L O C A シーンケケンスともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。</li> </ul>	<p>溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間と与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受け可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃ に到達した時点で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下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナム溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡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ス系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間と与える影響は小さい。</p>	<p>溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融時間と与える影響は小さいことを確認している。本評価項目となるパラメータと与える影響は小さいこととから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。</p>
	構造材と の熱伝達				
原子炉 圧力容 器内 F C I (溶 融炉心 粒化)	原子炉 圧力容 器内 F C I (溶 融炉心 粒化)		<p>原子炉圧力容器内 F C I に影響する項目として溶融ジュエツト径、イベントレイメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、いずれについても、原子炉圧力容器破損時点での原子炉圧力に対する感度は小さいことを確認した。</p>	<p>下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力と与える影響は小さいことを確認している。本評価項目となるパラメータと与える影響は小さいこととから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。</p>	<p>下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力と与える影響は小さいことを確認している。本評価項目となるパラメータと与える影響は小さいこととから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。</p>
	原子炉 圧力容 器内 F C I (デ ブリ粒子 熱伝達)	溶融炉心の挙 動モデル(下部 プレナムでの 溶融炉心の挙 動)		<p>溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間と与える影響は小さいことを確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力と与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性はある操作としては、原子炉圧力容器下鏡温度が 300℃ に到達した時点で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下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへの注水操作（原子炉圧力容器下鏡温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡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ス系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間と与える影響は小さい。</p>	<p>溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力と与える影響は小さいことを確認していることとから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。</p>
原子炉 圧力容 器破 損	原子炉 圧力容 器破 損		<p>原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における解析への影響は十分小さいと判断される。</p>	<p>制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認している。本評価項目となるパラメータと与える影響は小さいこととから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。</p>	<p>制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に対する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損が早まることを確認しているが、原子炉圧力容器破損(事象発生から約 5.4 時間後)に対して早まる時間はわずかなこととから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。</p>

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響 (高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (1 / 4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉熱出力	2, 436MW	2, 435MW以下 (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は、原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は、原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータと与える影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
原子炉圧力	6. 93MPa[gage]	約6. 77～6. 79MPa[gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合には、運転中の圧力変動により解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響はない。
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常水位 (気水分離器下端から約+83cm～約+85 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4. 6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2 cmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、原子炉スクラム25分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約4. 6mであるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約2 cmであり非常に小さい。従って、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
炉心流量	35. 6×10 <sup>3</sup> t/h	定格流量の85～104% (実測値)	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間と与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化したが、事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。
燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心毎	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、MOX燃料の評価値は9×9燃料 (A型) の評価値に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料について、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) の燃料の組成は同等であり、また、MOX燃料の評価値は9×9燃料 (A型) の評価値に包絡され、事象進展に及ぼす影響は小さい。	最確条件とした場合には、炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが、装荷される燃料である9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型)、MOX燃料のうち、9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) の燃料の組成は同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータと与える影響は小さい。MOX燃料の評価値は9×9燃料 (A型) の評価値に包絡され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 (燃焼度33GWd/t)	ANSI/ANS-5. 1-1979 炉心平均燃焼度約30GWd/t (実績値)	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、操作手順 (原子炉水位に応じた急速減圧を実施すること) に変わりはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが、操作手順 (原子炉圧力容器下鏡温度に応じて原子炉格納容器下部への注水操作 (原子炉圧力容器破損前の初期水張り) を実施すること) に変わりはなく、運転員等操作時間と与える影響はない。	最確条件とした場合は、解析条件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、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器破損は遅くなくなり、原子炉急速減圧操作開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータと与える影響はない。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（高压熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱）（2/4）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器容積（ドライウエル）	7,900m <sup>3</sup>	7,900m <sup>3</sup> （設計値）	ドライウエル内体種の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	<p>本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。</p> <p>本シナリオは原子炉圧力容器内挙動を対象としているため、原子炉格納容器側の条件による直接的な影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、解析条件で設定している水温度よりも低くなる可能性があり、格納容器圧力及び温度上昇に対する格納容器スプレイによる圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、運転員等操作時間を与える影響は小さい。</p>
格納容器容積（サブレーション・チェンバ）	空間部：4,700m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup>	空間部：4,700m <sup>3</sup> 液相部：2,800m <sup>3</sup> （設計値）	サブレーション・チェンバ内体種の設計値（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）	3.43kPa（ドライウエル・サブレーション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値		
サブレーション・プール水位	3.61m（NWL）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサブレーション・プール水位として設定		
サブレーション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサブレーション・プール水温度の上限値として設定		
格納容器圧力	5 kPa [gage]	約5 kPa [gage]～約7 kPa [gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定		
格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 （実測値）	通常運転時の格納容器温度として設定		
外部水源の温度	35℃	31℃以下 （実測値）	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		
外部水源の容量	7,000m <sup>3</sup>	7,000m <sup>3</sup> 以上 （合計貯水量）	輪谷貯水槽の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	<p>最確条件とした場合には、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇することはない。</p>	
燃料の容量	1,180m <sup>3</sup>	1,180m <sup>3</sup> 以上 （合計貯水量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	<p>最確条件とした場合には、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。</p>	<p>最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。</p>

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (3 / 4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起回事象	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	起回事象として、原子炉水位の低下の観点で厳しい事象であるLOCA等の原子炉冷却材圧力パウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる。	起回事象として、原子炉水位の低下の観点で厳しい事象であるLOCA等の原子炉冷却材圧力パウンダリ喪失を仮定した場合は減圧操作が不要となる。
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 重大事故等対処設備による 原子炉注水機能の喪失 全交流動力電源喪失	-	高圧注水機能として原子炉 隔離時冷却系及び高圧炉心 スプレイ系の機能喪失を、低 圧注水機能として残留熱除 去系 (低圧注水モード) 及び 低圧炉心スプレイ系の機能 喪失を設定するとともに、重 大事故等対処設備による原 子炉注水機能の喪失を設定 また、すべての非常用デー ゼル機等の機能喪失を設定	-	-
外部電源	外部電源なし	-	全交流動力電源喪失を想定 するため、外部電源なしを設 定	-	-
高温ガスによる 配管等のクリー プ破損や漏えい 等	考慮しない	発生する可能性は否定できない	原子炉圧力を厳しく見積も るものとして設定	東京電力福島第一原子炉発電所の事故に対する炉心・格納容器の推定の評価において、炉内核計装配管のドライチューブ、逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合、原子炉圧力を減圧させることとなるため、減圧の規模によっては原子炉減圧操作を回避する可能性もある。放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。	東京電力福島第一原子炉発電所の事故に対する炉心・格納容器の推定の評価において、炉内核計装配管のドライチューブ、逃がし安全弁のフランジガスケット部等からの気相漏えいの可能性について言及されている。本仮定を本シナリオに対して考慮した場合、原子炉圧力を減圧させることとなるため、減圧の規模によっては原子炉減圧操作を回避する可能性もある。放出/格納容器雰囲気直接加熱を回避する可能性がある。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなるパラメータによる影響（高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱）（4 / 4）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
	解析条件	最確条件			
原子炉スクラム信号	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラム	事象発生と同時に原子炉スクラムとするものとして設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉水位低（レベル2）	主蒸気が原子炉格納容器内に保持される厳しい条件として設定	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて原子炉格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、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。	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて原子炉格納容器内に放出される蒸気量が減少することから、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。
再循環ポンプ	事象発生と同時に停止	事象発生と同時に停止	全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [Gage] 367~377t/h/個	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [Gage] 367~377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の2個を開すことによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の2個を開すことによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。
格納容器代替スプレイ系（可搬型）	原子炉圧力容器破損前：120m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ	原子炉圧力容器破損前：120m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ	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て設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。
残留熱代替冷却系	原子炉圧力容器破損後：崩壊熱相当に余裕を見た注水量にて原子炉格納容器下部に注水 120m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ	原子炉圧力容器破損後：崩壊熱相当に余裕を見た注水量にて原子炉格納容器下部に注水 120m <sup>3</sup> /hにて格納容器内にスプレイ	残留熱代替冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。
原子炉補機代替冷却系	残留熱代替冷却系からの原子炉補機代替冷却系への伝熱容量：約6MW（サブレーション・ブール水温度：100℃、海水温度30℃において）	残留熱代替冷却系からの原子炉補機代替冷却系への伝熱容量：約6MW（サブレーション・ブール水温度：100℃、海水温度30℃において）	原子炉補機代替冷却系の設計値（残留熱代替冷却系による格納容器スプレイ流量 120m <sup>3</sup> /hとした場合）として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。
可搬式窒素供給装置	総注入流量：100m <sup>3</sup> /h [normal] ・窒素：99.9m <sup>3</sup> /h [normal] ・酸素：0.1m <sup>3</sup> /h [normal] ガス温度：35℃	総注入流量：100m <sup>3</sup> /h [normal] ・窒素：99.9m <sup>3</sup> /h [normal] ・酸素：0.1m <sup>3</sup> /h [normal] ガス温度：35℃	総注入量は原子炉格納容器内の酸素濃度の上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99.9%を考慮して残りすべてを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。
コリウムシールド	材料：ジルコニア耐熱材 侵食開始温度：2,100℃	材料：ジルコニア耐熱材 侵食開始温度：2,100℃	材料は、溶融炉心のドライウェルサンブへの流入を防止する観点から、ジルコニア耐熱材を設定 侵食開始温度は、ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展による影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	解析上の操作開始時間の考え方					
原子炉急速減圧操作 操作条件	原子炉水位が燃料棒有効長燃料棒より燃料棒有効長の20%上の位置に到達した時点（事象発生から約1.0時間後）	炉心損傷後の酸化反応の影響緩和を考慮し設定	<p>【認知】 原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置に到達するまでには事象発生から約1.0時間の時間余裕があり、原子炉水位は事故時の重要監視パラメータとして継続監視しているため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れが操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作所要時間】 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧操作は、中央制御室の制御盤での簡単な操作であるため、操作所要時間が減圧開始に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作有無】 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）手動開放操作時には、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はななく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置に到達するまでには事象発生から約1.0時間の時間余裕があり、また、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であり、実態の操作開始時間は解析上の操作と同等であるため、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。 <p>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、他の作業に与える影響はない。</p>	実態の操作開始時間とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	原子炉急速減圧操作については、原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約5.4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。	訓練実績等により、原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%上の位置に到達後、速やかに逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による減圧操作を開始、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
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下部への注水操作	原子炉圧力容器下部鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始し、ペデスタル水位が2.4mとなる注水量（225m <sup>3</sup> ）が注水されたことを停止する	炉心損傷後の原子炉圧力容器破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響緩和を考慮し設定	原子炉圧力容器下部鏡温度が300℃に到達するまでは、事象発生から約3.1時間の時間余裕がある。また、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下部への注水操作は、原子炉圧力容器下部鏡温度を監視しながら溶融炉心の炉心下部ブレードへの移行を判断し、水張り操作を実施するため、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が遅れる可能性があるが、当該操作に対応する運転員、緊急時対策要員（現場）に他の並列操作はなく、また、現場操作における評価上の所要時間には余裕を見込んで算定していることから、他の操作に与える影響はない。	原子炉圧力容器下部鏡温度が300℃に到達するまでは、事象発生から約3.1時間の時間余裕がある。また、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下部への注水操作は、原子炉圧力容器下部鏡温度を監視しながら溶融炉心の炉心下部ブレードへの移行を判断し、水張り操作を実施するため、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が遅れる可能性があるが、当該操作に対応する運転員、緊急時対策要員（現場）に他の並列操作はなく、また、現場操作における評価上の所要時間には余裕を見込んで算定していることから、他の操作に与える影響はない。	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下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）については、原子炉圧力容器破損前の格納容器冷却を兼ねる操作であり、原子炉圧力容器下部鏡温度が300℃に到達後、速やかに実態の操作が望ましいが、原子炉圧力容器破損前は、本操作が実施できないと仮定しても、格納容器圧力及び温度が原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧機能維持も可能である。	解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から約3.1時間後としており、このうち、格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉圧力容器破損前の初期水張りの系統構成は、所要時間2時間10分想定のとおり、訓練実績では約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。
操作条件			【認知】 中央制御室にて原子炉スクラムを確認した場合に緊急時対策要員（現場）を招集することとしており、高圧・低圧注水機能喪失を判断した場合には直ちに可搬型による注水準備操作に着手することとしている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため、認知遅れ等による操作時間に与える影響はない。 原子炉格納容器下部への注水操作は、原子炉圧力容器下部鏡温度が300℃に到達したことを確認して開始するが、損傷炉心への注水による冷却性を確認するため、原子炉圧力容器下部鏡温度は継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉圧力容器破損前の初期水張りは、中央制御室にて弁操作を行う運転員と、現場にて可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行う緊急時対策要員（現場）が各々配置されている。注水準備操作は現場にて緊急時対策要員（現場）が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイス系（可搬型）による注水準備操作は、移動時間を含め、事象発生から2時間10分で行うことを想定している。この後、原子炉圧力容器下部鏡温度300℃到達を確認し、中央制御室で常設代替交流電源設備により確保した電源により弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 現場にて緊急時対策要員（現場）が格納容器代替スプレイス系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち、中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作に対応する運転員、緊急時対策要員（現場）に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室内における操作は、操作盤での簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また緊急時対策要員（現場）の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	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。	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下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）については、原子炉圧力容器破損前の格納容器冷却を兼ねる操作であり、原子炉圧力容器下部鏡温度が300℃に到達後、速やかに実態の操作が望ましいが、原子炉圧力容器破損前は、本操作が実施できないと仮定しても、格納容器圧力及び温度が原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧機能維持も可能である。	解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から約3.1時間後としており、このうち、格納容器代替スプレイス系（可搬型）による原子炉圧力容器破損前の初期水張りの系統構成は、所要時間2時間10分想定のとおり、訓練実績では約1時間41分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気気直接加熱）（3/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
ペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部への注水操作（原子炉破損後の注水）  操作条件	解析上の操作開始時間 原子炉圧力容器の破損を確認した場合（事象発生から約5.4時間後）	原子炉破損後の原子炉圧力容器の破損による溶融炉心・コンクリート相互作用の影響和を考慮し設定	操作の不確かさ要因  【認知】 溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下した後、原子炉格納容器下部に崩壊熱に余裕を見た流量の注水を行うが、溶融炉心の落下はベデスタル温度、格納容器圧力等の監視により認知可能である。これらのパラメータは原子炉圧力容器破損判断のため継続監視しており、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 溶融炉心落下前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下部への初期水張りに引き続いて行う操作であり、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 溶融炉心落下前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下部への初期水張りに引き続いて行う操作であり、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列作業有無】 溶融炉心落下前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下部への初期水張りに引き続いて行う操作であり、当該操作を行う運転員、緊急時対策要員（現場）に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場）の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約5.4時間の時間余裕があり、また、溶融炉心落下後に原子炉格納容器下部注水が行われなかった場合でも、溶融炉心落下前に張られた水が蒸発し、溶融炉心が露出するまでには約1.4時間の時間余裕がある。また、溶融炉心落下後の原子炉格納容器下部への注水操作はベデスタル温度、格納容器圧力等の傾向を監視しながら原子炉圧力容器破損を判断して実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上と同等であることとほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響も小さい。	原子炉圧力容器が破損するまでの時間は事象発生から約5.4時間あり、また、溶融炉心落下後に、原子炉格納容器下部注水が行われなかった場合でも、溶融炉心落下前に張られた水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム-水反応による発熱により蒸発し、溶融炉心が露出するまでには約1.4時間の時間余裕がある。	訓練実績等により、条件成立を前提として約6分間でベデスタル代替注水系（可搬型）による注水操作を開始可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。	



表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4/5）

項目	解析条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目とパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
残留熱除去による溶融炉冷却及び原子炉格納容器熱操作 操作条件	解析上の操作開始時間 事象発生から10時間後	原子炉補機冷却系準備時間を考慮し設定	<p>【認知】</p> <p>中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の非常用高圧系統の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより原子炉補機冷却系及び残留熱代除去系の準備を開始する手順としているため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】</p> <p>残留熱代除去系及び原子炉補機冷却系による格納容器除熱のために、中央制御室での操作及び現場にて弁操作を行う運転員と、大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水補給、移動式代替熱交換設備への冷却水供給のホース敷設、接続等を行う緊急時対策要員（現場）が配置されている。ホース敷設、接続等は現場にて緊急時対策要員（現場）が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】</p> <p>残留熱代除去系及び原子炉補機冷却系による格納容器除熱開始では、常設代替交流電源設備による電源確保、原子炉補機冷却系連動のための大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水補給、移動式代替熱交換設備による冷却水供給を行うことにより、電源及び冷却水を確保したうえで残留熱代除去系の起動操作を行う。</p> <p>[常設代替交流電源設備による電源確保]</p> <p>中央制御室及び現場にて運転員が行う操作であり、常設代替交流電源設備の起動、受電操作に10分、非常用高圧母線への受電操作に1時間10分（準備1時間、操作10分）の合計1時間20分で実施すると設定した。</p> <p>[原子炉補機冷却系準備操作]</p> <p>原子炉補機冷却系を通じて崩壊熱の除去、補機冷却のための冷却水を供給するための操作である。移動式代替熱交換設備の冷却水として大型送水ポンプ車にて海水を供給するためのホース敷設、接続、崩壊熱の除去、補機冷却のための冷却水供給のためのホース敷設、接続等を現場にて緊急時対策要員（現場）が行うものであり、本操作は7時間20分（移動含む）で実施すると設定し、冷却ポンプのためのケーブル接続、受電に1時間40分（移動含む）を設定した。また、現場（原子炉建物内）にて運転員が弁操作を1時間40分（移動含む）にて行うことを設定した。緊急時対策要員（現場）によるホース敷設、ケーブル接続、運転員による系統構成は並列操作であるが、独立して行える操作であることから並列操作を行うことにより操作時間が長くなることはないと設定した。</p> <p>移動式代替熱交換設備による冷却水供給の準備を行うと設定した。</p> <p>常設代替交流電源設備による電源確保、原子炉補機冷却系準備操作は独立して行える操作であることから並列操作を行うことにより操作時間が長くなることはないと設定し、10時間後から中央制御室にて運転員が10分程度で残留熱代除去系を起動し、10時間後から残留熱代除去系により格納容器除熱を開始するものとして設定した。</p> <p>【他の並列操作】</p> <p>上述のとおり、残留熱代除去系の起動操作までに行う操作は並列操作となるが、それを加味して操作所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確かさ】</p> <p>緊急時対策要員（現場）、運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとし、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>解析上の操作開始時間として事後発生から10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、実際の操作開始時間は解析上の想定と同等であり、操作開始時間に与える影響は小さい。また、本操作の操作開始時間は、原子炉補機冷却系準備期間を考慮して設定したものであり、原子炉補機冷却系（可搬型）であれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があるが、残留熱代除去系（可搬型）の運転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。</p>	<p>原子炉補機冷却系準備期間が確保されるため、時間余裕がある。なお、本操作は大幅に遅れるような事態になつた場合でも、格納容器の限界圧力に到達しないよう継続してペデスタル代替注水系（可搬型）による原子炉格納容器下部注水、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を行うこととなる。</p>	<p>原子炉補機冷却系準備期間が確保されるため、時間余裕がある。また、本操作も早まる可能性があるが、格納容器圧力及び温度を早期に低下させることができることとから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>解析上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としており、このうち、原子炉補機冷却系準備操作（資機材配置及びホース施設、起動及び系統水張り）は、所要時間7時間20分想定であるところ、訓練実績では約5時間41分、また、残留熱代除去系の準備操作（中央制御室系統構成）は、所要時間30分想定のところ、訓練実績では約9分である。想定で意図している作業が実施可能なことを確認した。</p>

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（5/5）

項目	解析条件（操作条件）の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作	解析上の操作開始時間から12時間後	<p>【認知】 原子炉補機代替冷却系の準備が完了後準備を開始する手順としていたため、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【要員配置】 可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給のために、現場にて可搬式窒素供給装置の準備、起動を行う緊急時対策要員（現場）が配置されている。現場にて緊急時対策要員（現場）が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまで他の操作は行わない。このため、要員配置が操作開始時期に与える影響はなし。</p> <p>【移動・操作所要時間】 現場での緊急時対策要員（現場）によるホース敷設等の格納容器内窒素供給準備操作は移動時間を含め2時間で行うことにより、事象発生から12時間まで窒素供給準備を完了することを想定している。以上より、移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【他の並列操作】 現場にて緊急時対策要員（現場）が可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給のための準備操作を行ったのち、現場にて緊急時対策要員（現場）が弁操作を行うことにより窒素供給は開始される。当該操作を行う緊急時対策要員（現場）に窒素供給開始時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。</p> <p>【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場）の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>解析上の操作開始時間から12時間後を想定している。運転員等操作時間には、実態の操作開始時間とほぼ同等であり、操作開始時間とほぼ同等である。また、本操作の操作開始時間は、原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定したものであり、原子炉補機代替冷却系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があり、残留熱代替除去系の運転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。</p>	<p>可搬式窒素供給装置による格納容器内窒素供給開始までの時間は、事象発生から12時間あり、準備時間が確保できることから、本操作には時間余裕がある。なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、酸素濃度が可燃限界に到達しないよう監視し、酸素ベント基準に到達した場合には格納容器ベントにより水素ガス及び酸素ガスの排出を行うこととなる。</p>	<p>解析上は作業成立性を踏まえ、事象発生から約3.1時間後以降としており、このうち、大量送水車への給油作業は、所要時間2時間30分想定のところ訓練実績等では約2時間12分である。想定で意図している作業が実施可能であることを確認した。</p>	
	操作条件	<p>原子炉補機代替冷却系及び可搬式窒素供給装置の準備時間を考慮して設定</p>	<p>送水車への燃料補給は、解析条件で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定</p>	<p>事象発生から約3.1時間後以降</p>	<p>格納容器下部注水を行う大量送水車への燃料補給</p>	<p>格納容器下部注水を行う大量送水車への燃料補給</p>

7日間における水源の対応について（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

○水源

輪谷貯水槽（西1／西2）※：約7,000m<sup>3</sup>（約3,500m<sup>3</sup>×2）

※設置許可基準規則56条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるペデスタル注水

原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で開始し、ペデスタル水位2.4m（注水量225m<sup>3</sup>）到達後停止

②ペデスタル代替注水系（可搬型）によるペデスタル注水

原子炉圧力容器破損以降、崩壊熱相当に余裕を見た量で注水

○時間評価

事象発生12時間までは輪谷貯水槽（西1／西2）を水源としてペデスタル注水を実施するため、輪谷貯水槽（西1／西2）水位は減少する。事象発生後約10時間後から、サブレッション・チェンバのプール水を水源とした残留熱代替除去系の運転を実施する。

○水源評価結果

時間評価の結果から輪谷貯水槽（西1／西2）が枯渇することはない。また、7日間の対応を考慮すると、約600m<sup>3</sup>必要となり、十分に水量を確保しているため対応可能である。

$$225\text{m}^3 + (55\text{m}^3/\text{h} \times 4.6\text{h}) + (35\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{h}) \div 600\text{m}^3$$

7日間における燃料の対応について  
 (高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱)

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

時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 $0.0677\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 11.3736\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $73\text{m}^3$	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 $730\text{m}^3$ であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 $0.31\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 52.08\text{m}^3$		
可搬式窒素供給装置 1台起動 $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $352\text{m}^3$	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 $450\text{m}^3$ であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 (燃料消費率は保守的に最大負荷(定格出力運転)時を想定) $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $8\text{m}^3$	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 $45\text{m}^3$ であり、7日間対応可能

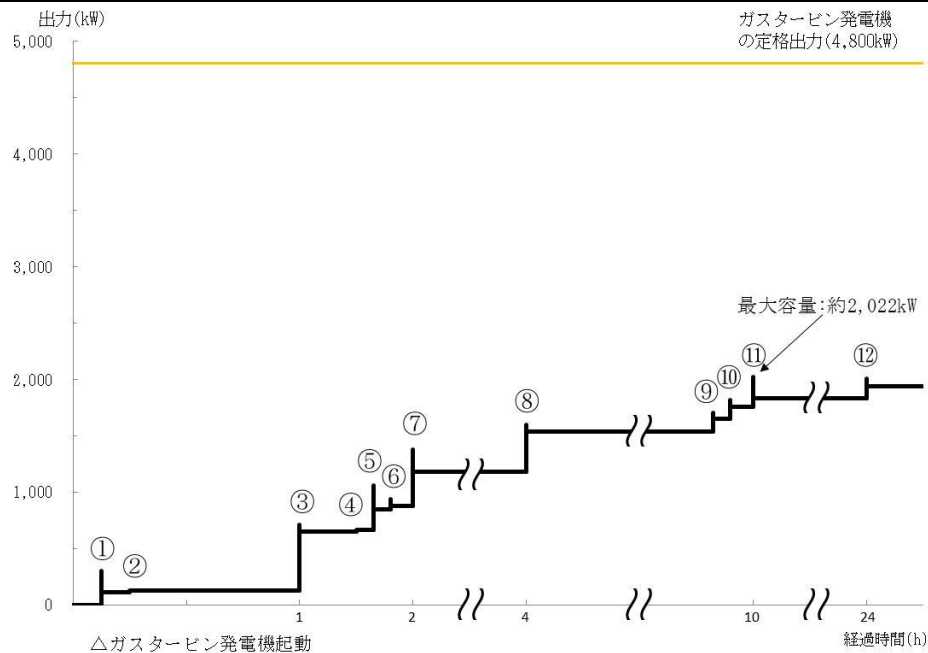
常設代替交流電源設備の負荷（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機

定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（D系高圧母線自動投入負荷）	約 518	約 713	約 647
④	格納容器水素濃度（S A），格納容器酸素濃度（S A）監視設備	約 20	約 667	約 667
⑤	B－中央制御室送風機	約 180	約 1,062	約 847
⑥	B－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 939	約 877
⑦	B－中央制御室冷凍機	約 300	約 1,379	約 1,177
⑧	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（C系高圧母線自動投入負荷）	約 359	約 1,598	約 1,536
⑨	A－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,706	約 1,646
⑩	B－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,816	約 1,756
⑪	残留熱代替除去ポンプ	約 75	約 2,022	約 1,831
⑫	B－燃料プール冷却ポンプ	約 110	約 2,006	約 1,941



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

### 3.4 水素燃焼

#### 3.4.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

##### (1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、確率論的リスク評価の結果からは抽出されない。このため、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「水素燃焼」の観点で評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定する。

##### (2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応、水の放射線分解、金属腐食、熔融炉心・コンクリート相互作用等によって発生する水素ガスによって原子炉格納容器内の水素濃度が上昇し、水の放射線分解によって発生する酸素ガスによって原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇する。このため、緩和措置がとられない場合には、ジルコニウム-水反応等によって発生する水素ガスと原子炉格納容器内の酸素ガスが反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードは、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化に加え、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入によって、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、熔融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生に対しては「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」のとおり、原子炉格納容器下部への注水によって水素ガス発生を抑制する。

なお、2号炉において重大事故が発生した場合、ジルコニウム-水反応によって水素濃度は13vol%<sup>※1</sup>（ドライ条件）を大きく上回る。このため、本格納容器破損モードによる原子炉格納容器の破損を防止するうえでは、水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要であるが、特に酸素濃度が可燃領域に至ることを防止することが重要である。また、水の放射線分解、金属腐食、熔融炉心・コンクリート相互作用等による水素ガス発生の影響は小さい。

※1 原子炉格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して13vol%以下又は酸素濃度が5vol%以下であれば爆轟を防止できると判断される。

##### (3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化に加え、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入により、水素燃焼による原子炉格納容器の破損を防止する。

「3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価」に示すとおり、格納容器破損モード「水素燃焼」において評価対象とした事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、格納容器破損防止対策は「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」と同じである。

### 3.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価するうえで選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている「冷却材喪失(大破断LOCA)＋ECCS注水機能喪失＋全交流動力電源喪失」である。

この事故シーケンスは、「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)」の評価事故シーケンスと同じであることから、本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは、「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)」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じ評価事故シーケンスとした。また、評価事故シーケンスを「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」の評価事故シーケンスとしない理由は、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」では格納容器フィルタベント系に期待することで、原子炉格納容器内の気体が排出され、水素ガス及び酸素ガスの絶対量が減少し、水素ガス及び酸素ガスの分圧が低下するとともに、サプレッション・チェンバのプール水の減圧沸騰等によって発生する水蒸気とともに原子炉格納容器外に排出され続けることで、水素ガス及び酸素ガスの分圧並びに水素濃度及び酸素濃度が低く維持され、原子炉格納容器内での水素燃焼の可能性が無視できる状態となるためである。

(添付資料 3.4.1)

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、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、原子炉圧力容器におけるECCS注水(給水系・代替注水設備含む)、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達、放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生、原子炉圧力容器内FP挙動、原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、サプレッション・プール冷却、スプレイ冷却、放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP挙動が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより格納容器圧力、格納容器温度、原子炉格納容器内の気相濃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、本評価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

本評価事故シーケンスは、「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)」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の条件は「3.1.2.2(2) 有効性評価の条件」と同じである。このほかに、本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき主要な解析条件を第3.4.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 酸素濃度

原子炉格納容器の初期酸素濃度、水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガス並びに可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入に伴い注入される酸素を考慮することとする。原子炉格納容器の初期酸素濃度は、運転上許容される上限の 2.5vol%（ドライ条件）とする。

b. 事故条件

(a) 炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量

炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、解析コードM A A P の評価結果から得られた値を用いた。これは、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化によって運転中の原子炉格納容器内の酸素濃度が低く管理されていること及び解析コードM A A P の評価結果で水素濃度が 13vol%を超えることを考慮すると、酸素濃度の上昇の観点から厳しいシーケンスとすることが適切と考えたためである。仮に全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応し、水素ガスが発生した場合、原子炉格納容器内の水素濃度が増加するため、相対的に水の放射線分解で発生する酸素ガスの濃度は低下する。

(b) 水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合

水の放射線分解によって発生する水素ガス及び酸素ガスの発生量は、解析コードM A A P で得られる崩壊熱をもとに評価する。ここで、水素ガス及び酸素ガスの発生割合（G値(100eVあたりの分子発生量)、以下「G値」という。）は、それぞれ 0.06, 0.03 とする。また、原子炉冷却材による放射線エネルギーの吸収割合は、原子炉圧力容器内については、ベータ線、ガンマ線ともに 0.1, 原子炉圧力容器外の核分裂生成物については、ベータ線、ガンマ線ともに 1 とする。

(添付資料 3.4.2)

(c) 金属腐食等による水素ガス発生量

原子炉格納容器内の亜鉛等の反応や炉内構造物の金属腐食によって発生する水素ガスの発生量は、ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量に比べて多いが、水素ガスの発生は、原子炉格納容器内の水素濃度を上昇させ、酸素濃度を低下させると考えられることから、金属腐食等による水素ガス発生量は考慮しない。

(添付資料 3.1.2.3)

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、有効性評価の結果は「3.1.2.2 (4) 有効性評価の結果」と同じである。このほかに、本評価事故シーケンスを評価する上で着目すべき評価結果として、格納容器圧力、格納容器温度、ドライウェル及びサプレッション・チェンバ気相濃度（ウェット条件、ドライ条件）の推移を第 3.4.2-1(1) 図から第 3.4.2-1(6) 図に、事象発生から 7 日後（168 時間後）の酸素濃度を第 3.4.2-2 表に示す。



#### a. 事象進展

事象進展は「3.1.2.2(4)a. 事象進展」と同じである。

上記の事象進展に伴い、主に炉心の露出から炉心再冠水までの間に、全炉心内のジルコニウム量の約7.8%が水と反応して水素ガスが発生する。また、炉心再冠水に伴い、事象発生から約1.8時間後にジルコニウム-水反応は停止する。発生した水素ガスは原子炉圧力容器内で発生する蒸気とともに、破断口からドライウエルに流入する。また、原子炉圧力容器内及びサプレッション・チェンバ内における核分裂生成物による水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生する。残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱の開始後は、ドライウエル内で蒸気の凝縮が進むことに伴い、原子炉格納容器内の酸素濃度が相対的に上昇するが、事象発生から12時間後に、可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入操作を実施することで、原子炉格納容器内酸素濃度の上昇が抑制される。

#### b. 評価項目等

原子炉格納容器内の水素濃度は、ウェット条件においても事象発生直後から13vol%を上回るが、ウェット条件における酸素濃度は、事象発生から7日後までの間、可燃限界を上回ることなく、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から7日後においても約1.9vol%であり、可燃限界を下回る。

ドライ条件では、事象発生約4時間後から約12時間後までの間、ドライウエルにおける酸素濃度が可燃限界である5vol%を上回る。この間、ウェット条件では、LOCA後のブローダウンによって、ドライウエルに存在する非凝縮性ガスが水蒸気と共にサプレッション・チェンバに送り込まれ、破断口から供給される水蒸気でドライウエル内が満たされるため、ドライウエル内のほぼ100%が水蒸気となっている。そのため、この間のドライ条件でのドライウエル内の気体組成は、ほぼ水の放射線分解によって生じる水素ガス及び酸素ガスの割合となり、そのウェット条件での酸素ガス濃度は1vol%未満(約0.1vol%)である。また、ドライウエル内の非凝縮性ガス(水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス)の分圧の和は大気圧よりも低く、0.006MPa[abs]未満(水素及び酸素の分圧の和は0.002MPa[abs]未満)である。この間のサプレッション・チェンバ内のウェット条件での水蒸気の濃度は約3vol%であり、サプレッション・チェンバ内の全圧が0.43MPa[abs]以上であることから、非凝縮性ガス(水素ガス、酸素ガス及び窒素ガス)の分圧は少なくとも0.42MPa[abs]以上である。このため、仮にドライウエル内の水蒸気が凝縮してドライウエル内の圧力が低下し、相対的に水素濃度及び酸素濃度が上昇しても、ドライウエル内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界を上回る前に、サプレッション・チェンバから酸素濃度が5.0vol%未満の気体が流入する。このため、この間においてドライウエルの酸素濃度が現実に可燃限界である5vol%を上回ることはない。事象発生約12時間後以降は、ドライ条件を仮定しても酸素濃度は5.0vol%未満で推移し、事象発生から7日後の酸素濃度は、ドライウエルにおいて約1.2vol%、サプレッション・チェンバにおいて約2.8vol%である。したがって、格納容器スプレイの誤動作等により水蒸気量が低下しても、可燃限界である5vol%に達することはない。

その後も水素濃度及び酸素濃度を監視し、原子炉格納容器内の水素及び酸

素濃度が可燃領域に至る場合については、格納容器ベントによって、その水素濃度及び酸素濃度を低減することで、安定状態を維持できる。

また、原子炉格納容器内は、原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。なお、事象発生後の168時間後における崩壊熱は約7.27MWであるが、これに相当する水蒸気発生量は約 $1.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}[\text{normal}]$ である。このため、水素燃焼の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度において判断することが妥当であると考えられる。

本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について、酸素濃度をパラメータとして対策の有効性を確認した。また、(7)の評価項目について、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積による(1)の評価項目への影響については、「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）」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」にて評価項目を満足することを確認している。

なお、本評価は選定された評価事故シーケンスに対する、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目について対策の有効性を評価するものであり、原子炉格納容器下部に熔融炉心が落下しない場合の評価であるが、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下した場合の熔融炉心・コンクリート相互作用による水素ガス発生の影響については、「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)及び(7)の評価項目について対策の有効性を確認できる。

(添付資料 3.4.3)

### 3.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価は「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」と同様である。よって以下では、格納容器破損モード「水素燃焼」を評価する上で着目すべき不確かさの影響評価結果を示す。

#### (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本評価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は、「3.1.2.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同様である。

#### (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、「3.1.2.3(2)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」と同様であるが、本評価事故シーケンスを評価するうえで、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

初期条件の酸素濃度は、解析条件の 2.5vol%（ドライ条件）に対して最確条件は約 2.5vol%（ドライ条件）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、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃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。

事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 7.8%が水と反応して発生する水素ガス量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が変動する可能性があるが、本評価事故シーケンスにおいては水素ガス発生量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。

事故条件の金属腐食等による水素ガス発生量は、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シーケンスにおいては原子炉格納容器内の酸素濃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。

事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素ガス：0.06、酸素ガス：0.03 に対して最確条件は同じであるが、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器フィルタベント系を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出する必要がある。なお、格納容器フィルタベント系に係る運転員等の操作については、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」において、成立性を確認している。

(添付資料3.4.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の酸素濃度は、解析条件の 2.5vol%（ドライ条件）に対して最確条件は約 2.5vol%（ドライ条件）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、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、解析条件の全炉心内のジルコニウム量の約 7.8%が水と反応して発生する水素ガス量に対して最確条件は事象進展に依存するものであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が変動する可能性がある。炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、運転員等操作である低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2)b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実態の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量に与える影響は小さい。仮

に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が早まった場合、第 3.4.3-1(1)図及び第 3.4.3-1(2)図に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 11.7%が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は 5 割程度増加するが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 1.9vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、仮に低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始が遅れた場合、第 3.4.3-1(3)図及び第 3.4.3-1(4)図に示すとおり、全炉心内のジルコニウム量の約 6.2%が水と反応し、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は 16%程度減少するが、ウェット条件における酸素濃度は、酸素ガスの蓄積が最も進む事象発生から 7 日後においても約 2.1vol%であり、可燃限界を下回る。また、本評価における酸素濃度と同等の値であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の金属腐食等による水素ガス発生量は、最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シナリオにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の水の放射線分解による G 値は、解析条件の水素ガス：0.06、酸素ガス：0.03 に対して最確条件は同じであるが、G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器フィルタベント系を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

G 値の不確かさにより水の放射線分解による酸素ガス発生量が大幅に増加する場合について、設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている G 値（沸騰状態の場合、水素：0.4、酸素：0.2、非沸騰状態の場合、水素：0.25、酸素：0.125）を使用した感度解析を実施した。第 3.4.3-1(5)図から第 3.4.3-1(9)図に示すとおり、原子炉格納容器内の酸素濃度は、ドライ条件において事象発生から約 85 時間で 4.4vol%に到達するが、格納容器フィルタベント系を用いた原子炉格納容器内の気体の排出操作には十分な時間余裕がある。4.4vol%到達時点で原子炉格納容器内の気体の排出操作を実施すると、水蒸気とともに非凝縮性ガスが原子炉格納容器外に押し出され、また、原子炉格納容器内は、減圧沸騰による原子炉冷却材の蒸発によって発生する水蒸気で満たされるため、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度はほぼ 0 vol%まで低下することから、水素燃焼が発生することはない。

格納容器フィルタベント系による対応が生じる場合、その対応フローは「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）」のうち、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」と同じであり、格納容器フィルタベント系の操作が必要となる時間は、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」よりも、本感度解析による評価結果の方が遅いことから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能となる。大気

中へのCs-137の総放出量の観点でも、本感度解析による評価結果の方が、事象発生から原子炉格納容器内の気体の排出操作までの時間が長いことから、「3.1.3 残留熱代替除去系を使用しない場合」の評価結果である約4.8TBqを超えることはなく、評価項目である100TBqを十分に下回る。  
(添付資料3.4.1, 3.4.4, 3.4.5)

#### b. 操作条件

本評価事故シーケンスにおける操作条件は、「3.1.2.3(2)b. 操作条件」と同様である。

#### (3) 操作時間余裕の把握

本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握は、「3.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」と同様である。

#### (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。

#### 3.4.4 必要な要員及び資源の評価

本評価事故シーケンスは、「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）」のうち、「3.1.2 残留熱代替除去系を使用する場合」と同じであることから、必要な要員及び資源の評価は「3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価」と同じである。

#### 3.4.5 結論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、ジルコニウム-水反応等によって発生した水素ガスと、水の放射線分解によって発生した酸素ガスが原子炉格納容器内で反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化に加え、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入手段を整備している。

格納容器破損モード「水素燃焼」では、酸素濃度が他のプラント損傷状態よりも相対的に高くなる可能性が考えられ、炉心損傷を防止できない事故シーケンスとして抽出されている評価事故シーケンス「冷却材喪失（大破断LOCA）+ ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」について、有効性評価を行った。

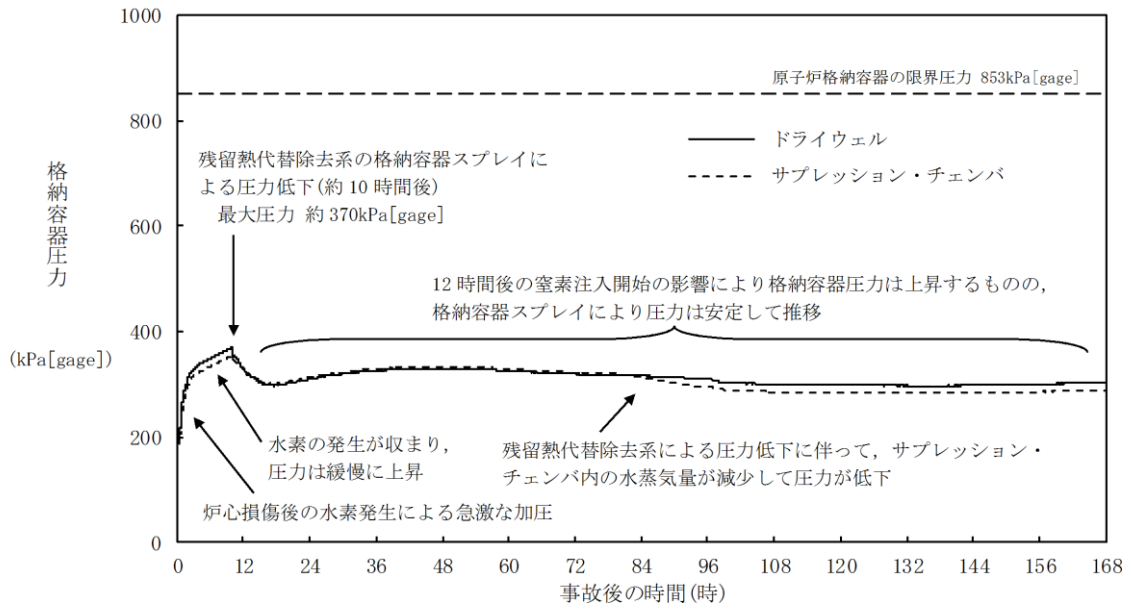
上記の場合においても、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化及び可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入により、酸素濃度が可燃限界である5vol%（ドライ条件）以下となることから、水素燃焼に至ることはなく、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

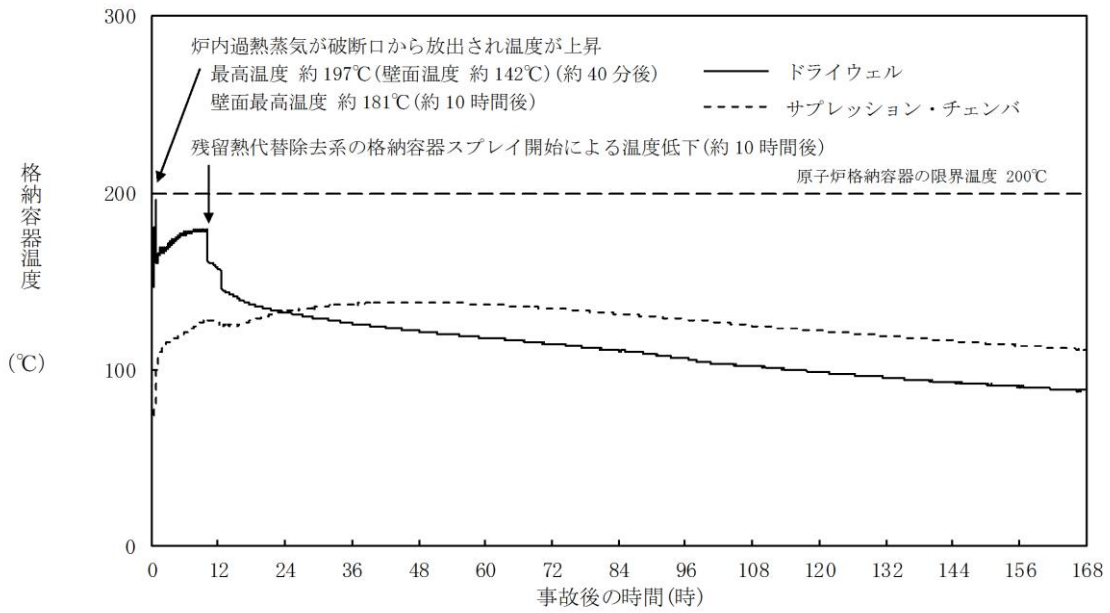
の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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、燃料及び電源も供給可能である。

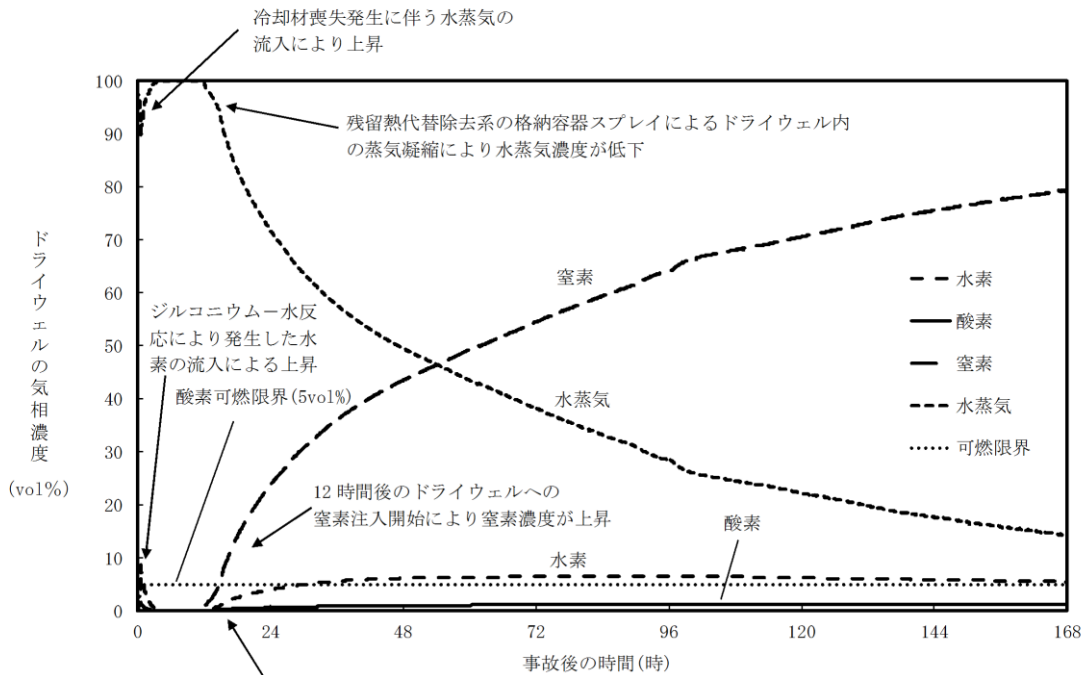
以上のことから、窒素ガス置換による原子炉格納容器内雰囲気の不活性化及び可搬式窒素供給装置を用いた原子炉格納容器内への窒素注入手段等の格納容器破損防止対策は、評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。



第 3.4.2-1(1) 図 格納容器圧力の推移

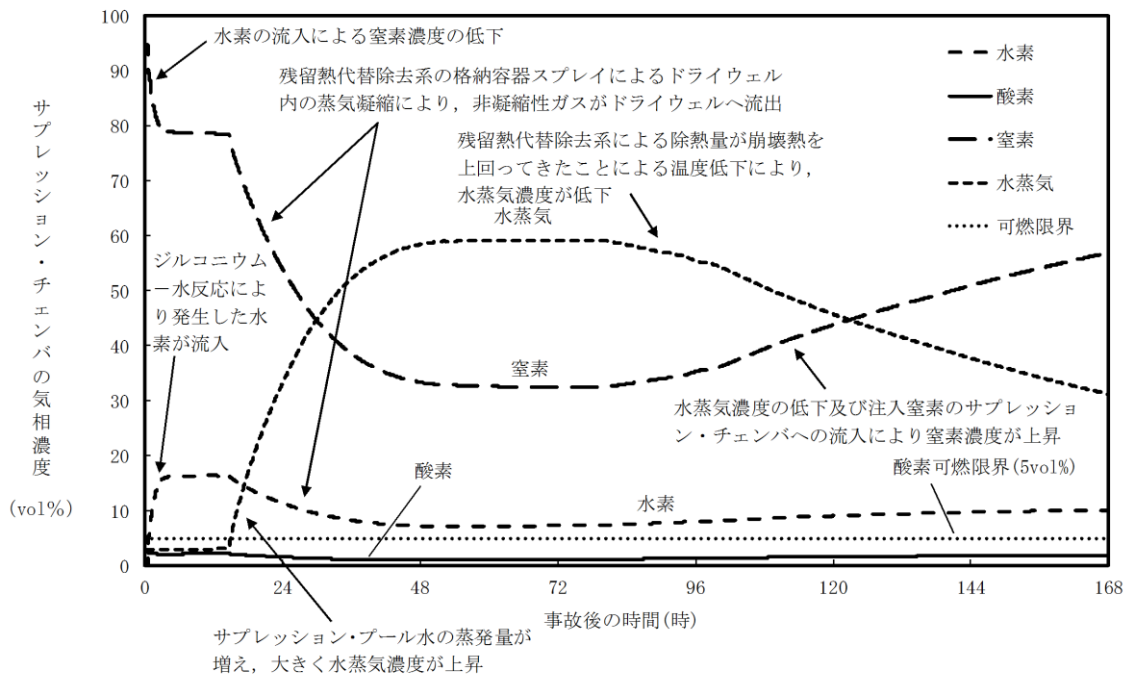


第 3.4.2-1(2) 図 格納容器温度の推移



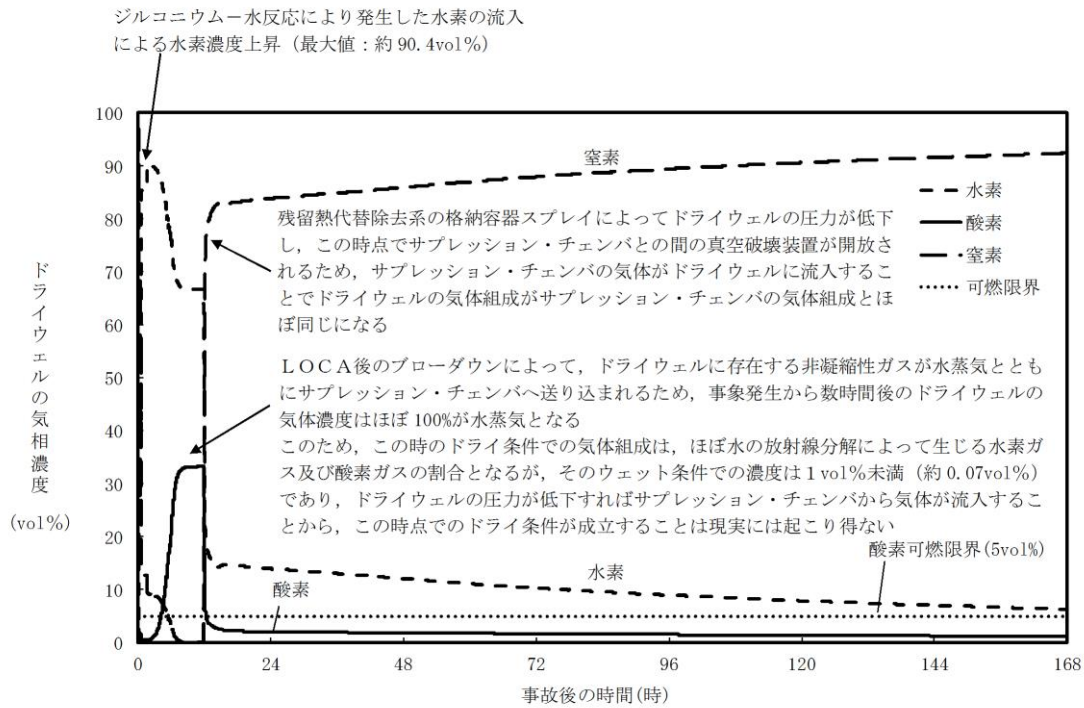
残留熱代替除去系の格納容器スプレイによるドライウェル内の蒸気凝縮により、サブプレッション・チェンバ内の非凝縮性ガスがドライウェルへ流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇

第 3. 4. 2-1 (3) 図 ドライウェル気相濃度の推移 (ウェット条件)

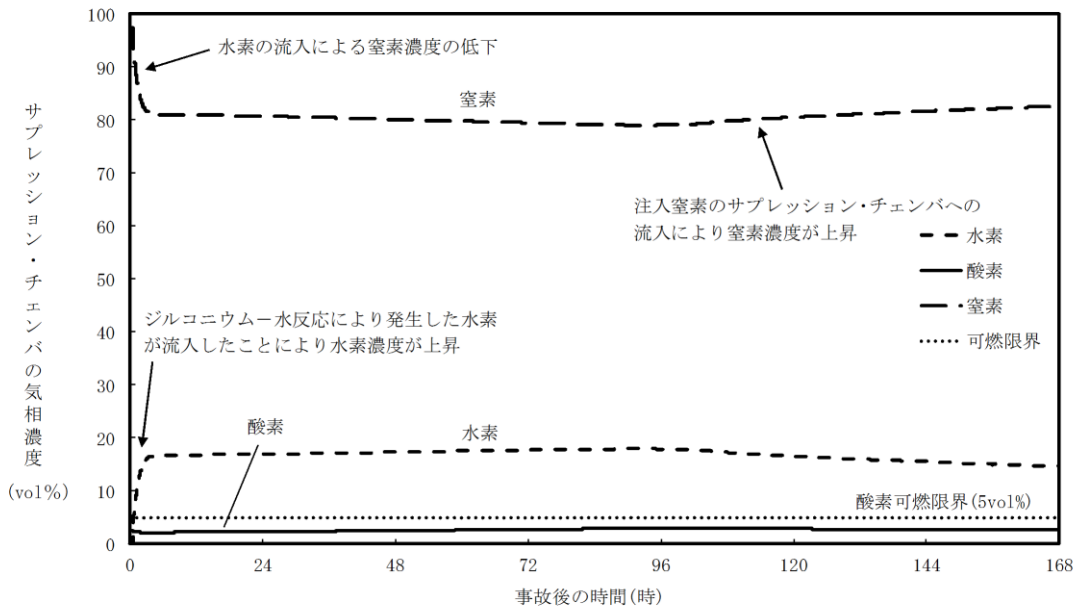


第 3. 4. 2-1 (4) 図 サプレッション・チェンバ気相濃度の推移 (ウェット条件)

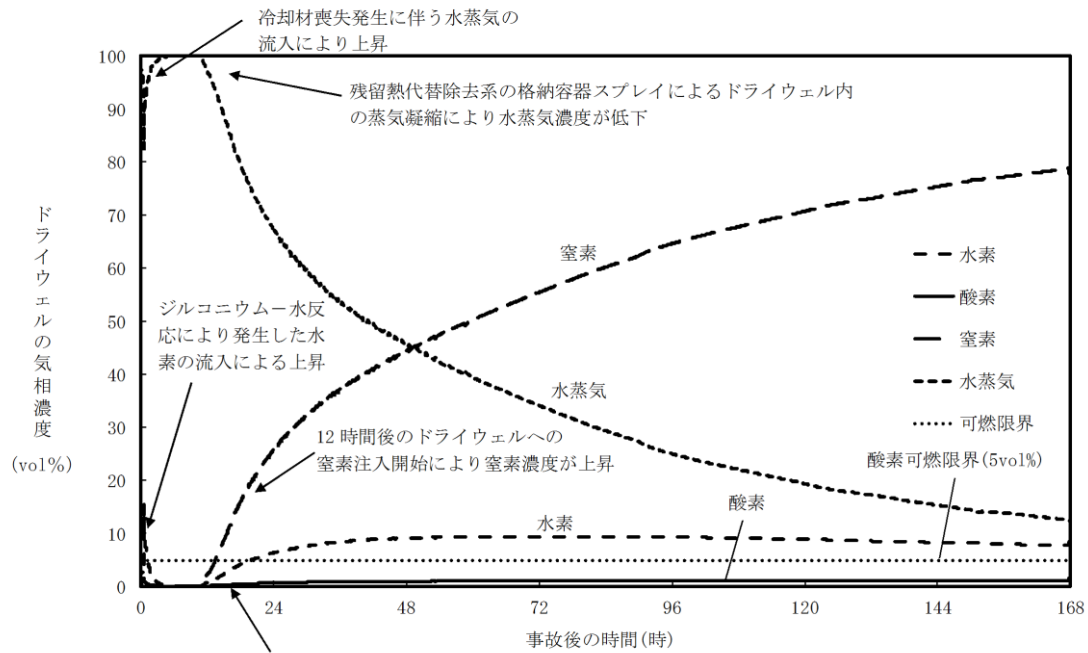




第 3. 4. 2-1 (5) 図 ドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

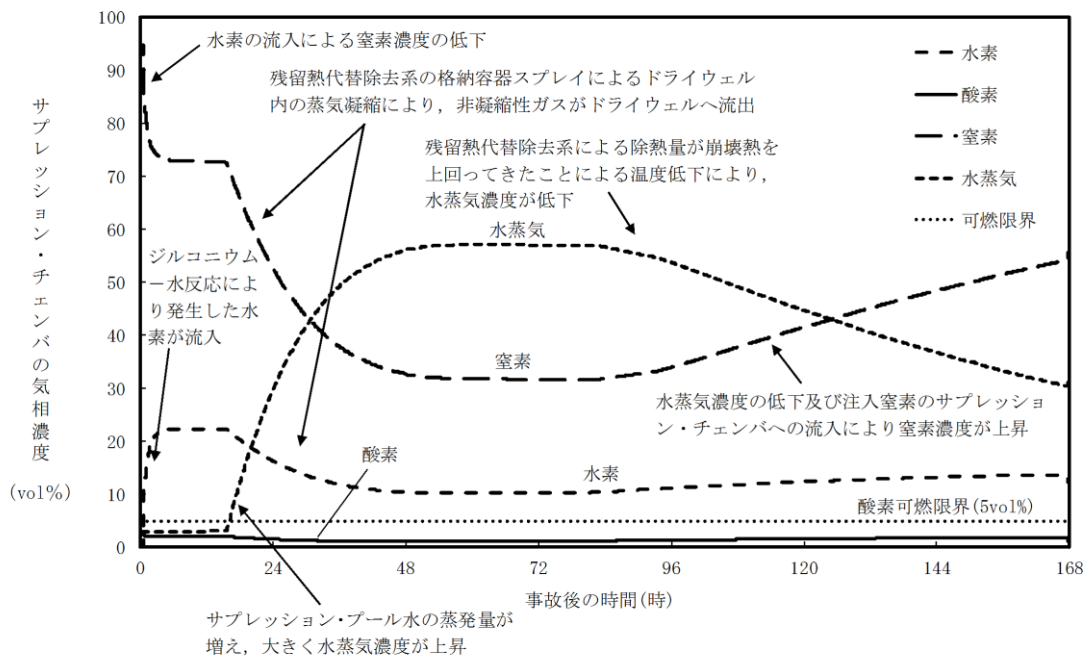


第 3. 4. 2-1 (6) 図 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

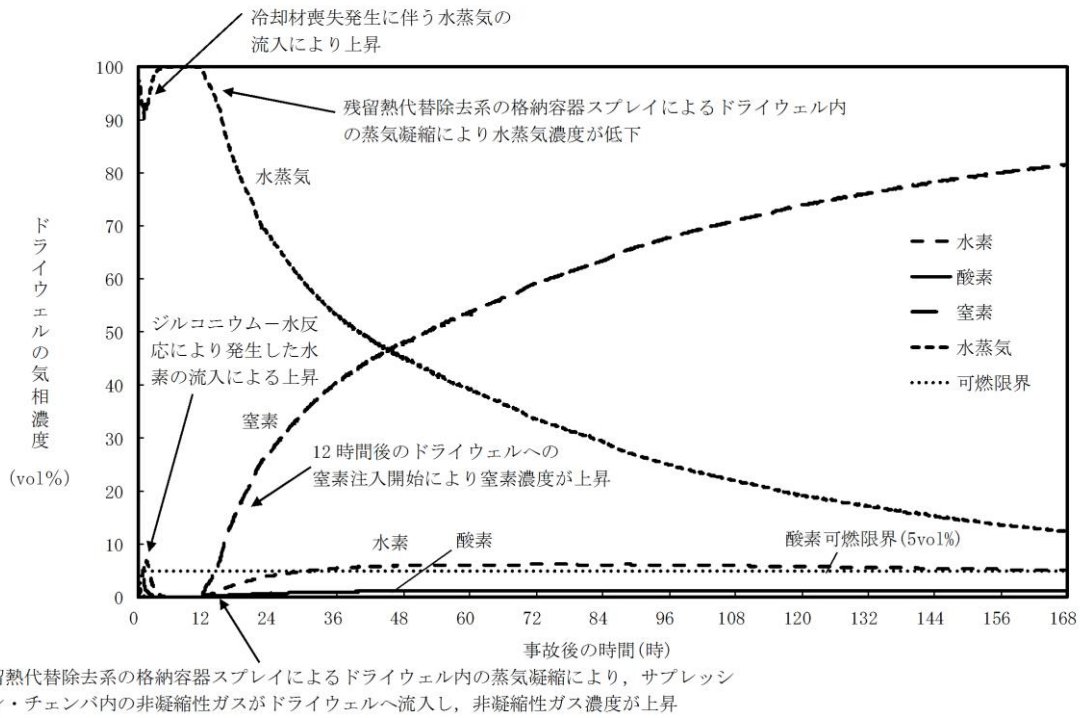


残留熱代替除去系の格納容器スプレイによるドライウェル内の蒸気凝縮により、サブプレッション・チェンバ内の非凝縮性ガスがドライウェルへ流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇

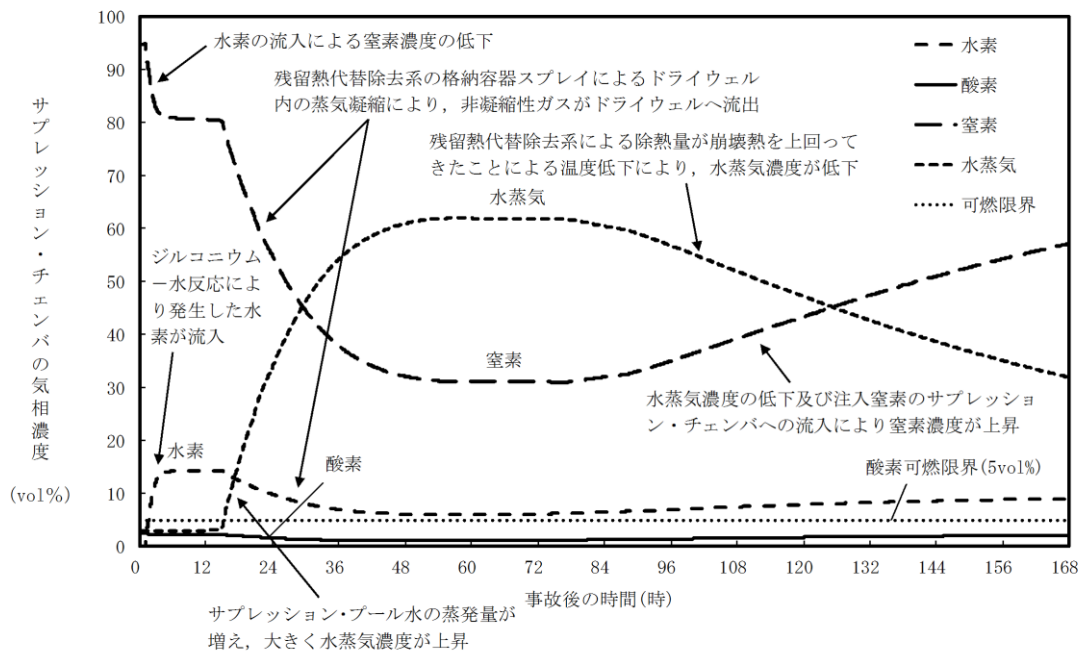
第 3. 4. 3-1(1) 図 事象発生から 25 分後に注水を開始した場合のドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)



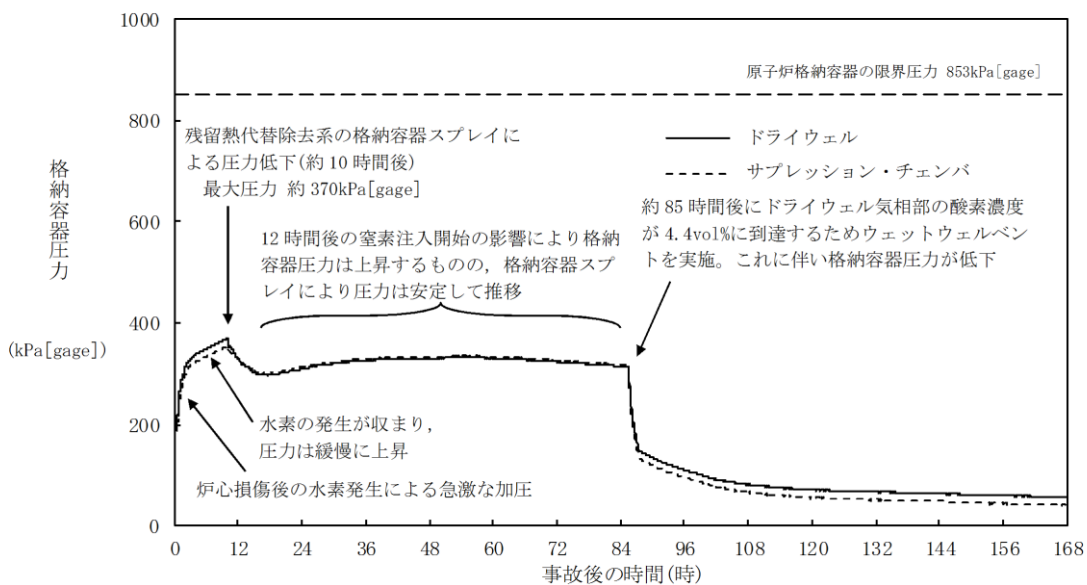
第 3. 4. 3-1(2) 図 事象発生から 25 分後に注水を開始した場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)



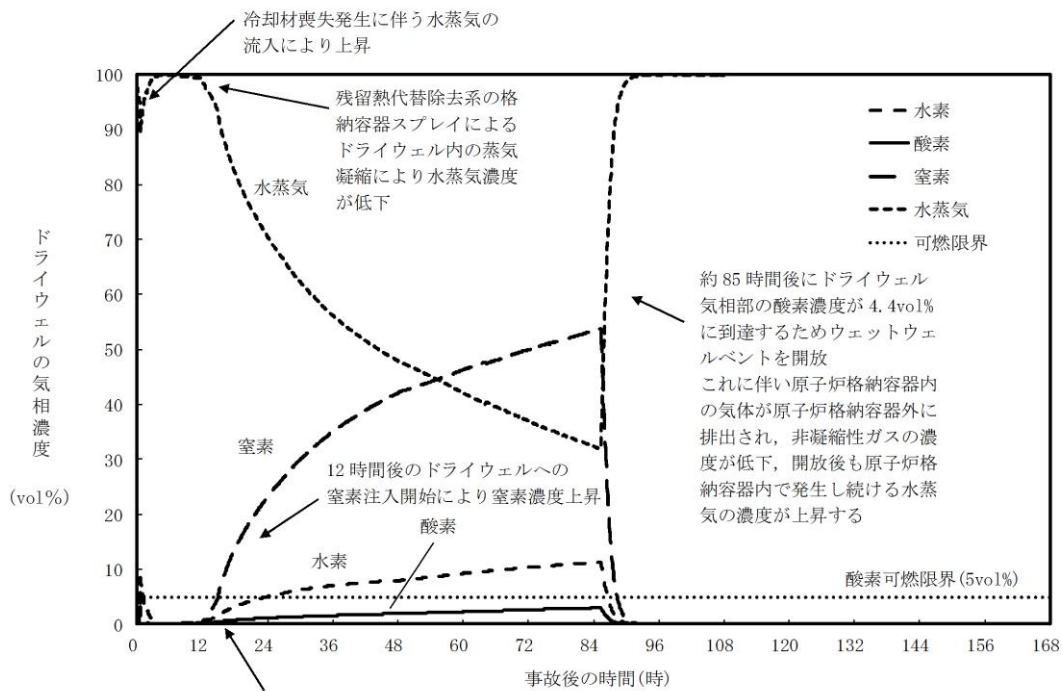
第3.4.3-1(3) 図 事象発生から60分後に注水を開始した場合のドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)



第3.4.3-1(4) 図 事象発生から60分後に注水を開始した場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

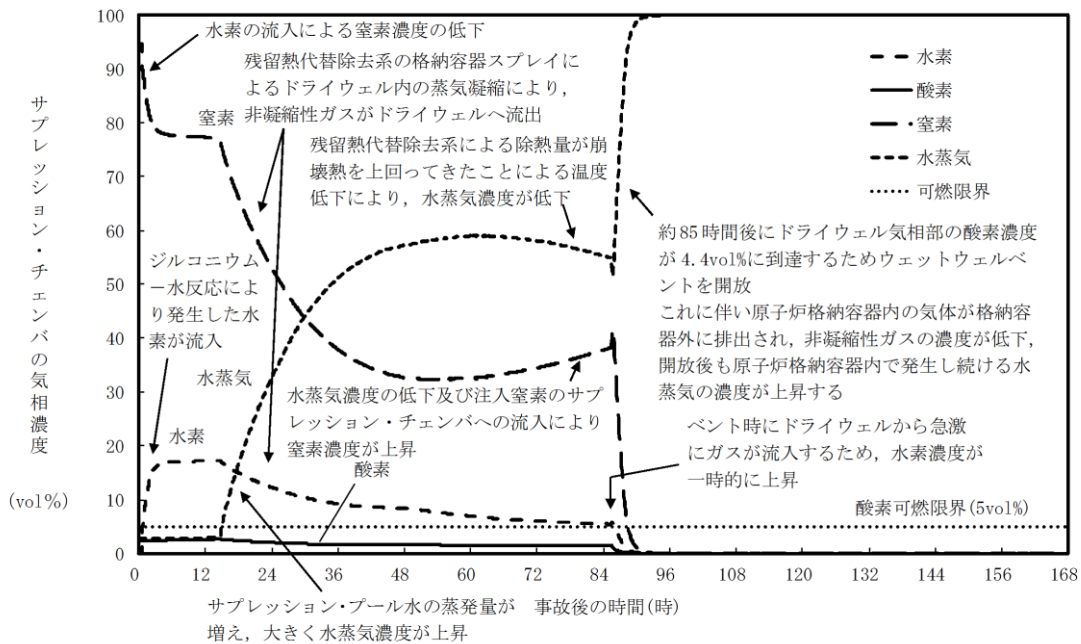


第3.4.3-1(5)図 G値を設計基準事故ベースとした場合の格納容器圧力の推移



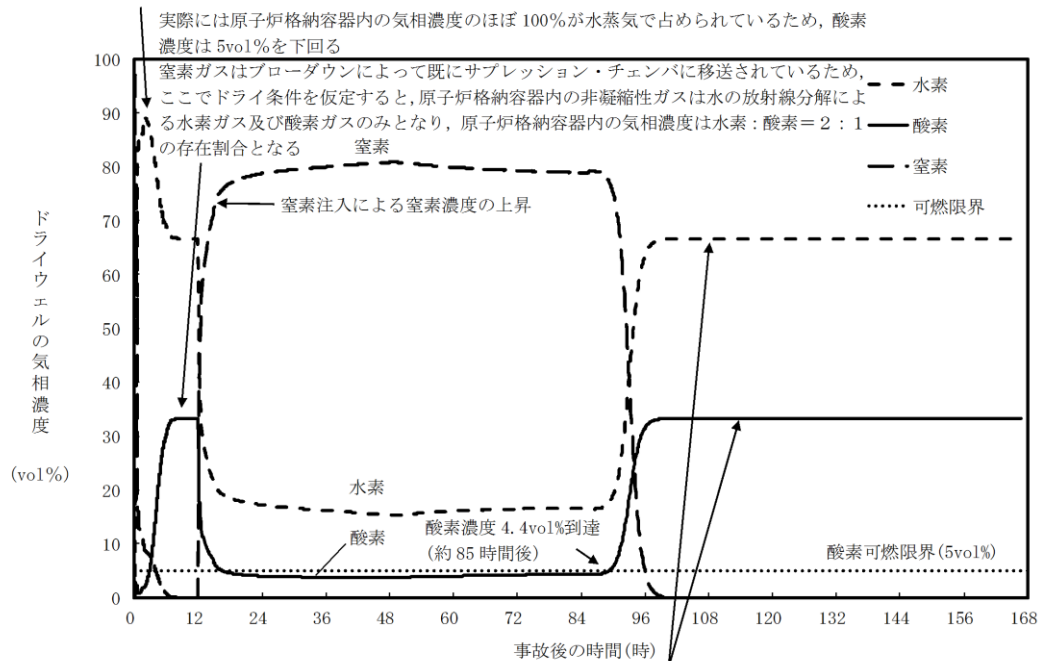
残留熱代替除去系の格納容器スプレイによるドライウェル内の蒸気凝縮により、サブプレッション・チェンバ内の非凝縮性ガスがドライウェルへ流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇

第 3. 4. 3-1 (6) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件)



第 3. 4. 3-1 (7) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

ジルコニウム-水反応により発生した水素の流入による水素濃度上昇



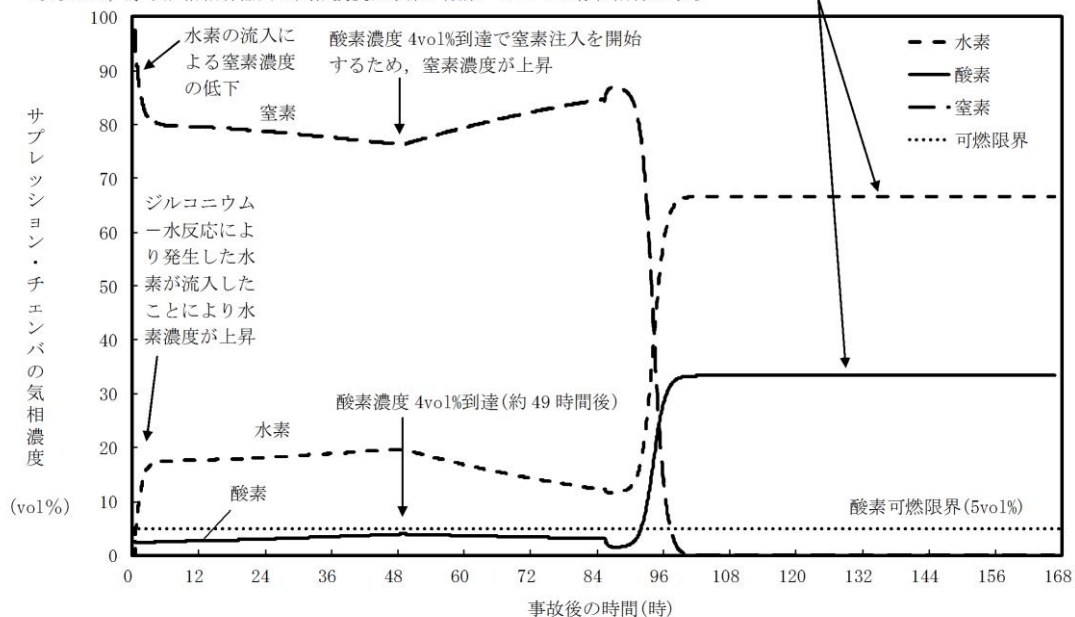
約 85 時間後にドライウエル気相部の酸素濃度が 4.4vol%に到達するため、ウェットウエルベントラインを開放  
これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出される

開放後、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続けるが、ここでドライ条件を仮定すると、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなるため、原子炉格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1の存在割合となる

第 3. 4. 3-1 (8) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のドライウエルの気相濃度の推移(ドライ条件)

約 85 時間後にドライウエル気相部の酸素濃度が 4.4vol%に到達するため、ベントラインを開放  
これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出される

開放後、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続けるが、ここでドライ条件を仮定すると、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなるため、原子炉格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1の存在割合となる



第 3. 4. 3-1 (9) 図 G 値を設計基準事故ベースとした場合のサブプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

第3.4.2-1表 主要解析条件 (水素燃焼)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	2.5vol%	酸素濃度 4.4vol% (ドライ条件) 到達を防止可能な初期酸素濃度として設定 (運転上許容されている値の上限)
事故条件	炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	解析コードMARPによる評価結果
	金属腐食等による水素ガス発生量	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定
	水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合	重大事故時における原子炉格納容器内の条件を考慮して設定

第3.4.2-2表 事象発生から7日後 (168時間後) の酸素濃度※

項目	ウェット条件 (vol%)	ドライ条件 (vol%)
ドライウエル	約 1.1	約 1.2
サブプレッション・チェンバ	約 1.9	約 2.8

※全炉心内のジルコニウム量の約7.8%が反応した場合

## G 値を設計基準事故ベースとした場合の評価結果への影響

## 1. はじめに

今回の評価では、電力共同研究<sup>[1,2]</sup>の結果を踏まえ、水の放射線分解における水素ガス及び酸素ガスのG値を  $G(\text{H}_2)=0.06$ ,  $G(\text{O}_2)=0.03$  としている。今回の評価で用いたG値は過去の複数回の実験によって測定した値であり、重大事故環境下での水の放射線分解の評価に適した値と考えるが、実験においてもG値にはばらつきが確認されたこと及び事故時の原子炉格納容器内の環境には不確かさがあることを考慮すると、G値については不確かさを考慮した取扱いが特に重要となる。

実際の事故対応において、何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合、事象発生から7日が経過する前に酸素濃度が5 vol%を上回る可能性が考えられる。ここでは何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合を想定し、酸素濃度の上昇速度の変化が評価結果及び事故対応に与える影響を確認した。

なお、基本的に、炉心損傷を伴う事故シーケンスでは、原子炉水位の低下や損傷炉心への注水により多量の水蒸気が発生するため、原子炉格納容器内がドライ条件となることは考えにくい。このため、水素燃焼の可能性の有無は、ウェット条件における気相濃度によって判断した。

## 2. 評価条件

今回の申請において示した解析ケース（以下、「ベースケース」という。）の評価条件に対する変更点は以下のとおり。このほかの評価条件は、ベースケースと同等である。

- 水の放射線分解における水素ガス及び酸素ガスのG値を、沸騰状態においては  $G(\text{H}_2)=0.4$ ,  $G(\text{O}_2)=0.2$ , 非沸騰状態においては  $G(\text{H}_2)=0.25$ ,  $G(\text{O}_2)=0.125$  とした。この値は設計基準事故対応設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値であり、設計基準事故環境下に対しても一定の保守性を有する値である。設計基準事故環境下に比べ、重大事故環境下ではG値が低下する傾向にあることから、重大事故環境下におけるG値の不確かさとして考慮するには十分に保守的な値である。
- 事象発生から7日が経過する前に、水素濃度が可燃限界を上回り、酸素濃度がドライ条件で4.4 vol%及びウェット条件で1.5 vol%に到達する場合には、格納容器フィルタベント系によって原子炉格納容器内の気体を環境中に排出し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を低減する。



- ・ サプレッション・チェンバ内の酸素濃度が 4.0vol%（ドライ条件）に到達する場合には、可搬式窒素供給装置を用いた窒素供給をドライウェル側からサプレッション・チェンバ側へ切り替える。

### 3. 評価結果

評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1及び表2に示す。

事象発生約12時間後からドライウェルへの窒素注入を開始し、その後、図6に示すとおり、事象発生約49時間後にサプレッション・チェンバの酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達するため、窒素の注入をドライウェルからサプレッション・チェンバへ切り替える。

ドライ条件において、酸素濃度は事象発生から約85時間後に4.4vol%に到達した。このため、本評価では酸素濃度がドライ条件において4.4vol%に到達した約85時間時点でウェットウェルベントを実施した。その結果、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度は大幅に低下し、水素濃度及び酸素濃度は可燃限界未満に抑制された。実際の手順では、窒素の注入をドライウェルからサプレッション・チェンバへ切り替えた後、ドライウェルの酸素濃度が4.0vol%に到達した場合に、再度窒素の注入をサプレッション・チェンバからドライウェルへ切り替えることから、格納容器ベントは約85時間よりも遅延される。

なお、ドライ条件では、図5及び図6に示すとおり、事象発生の約3時間後から約17時間後までの間、ドライウェルにおける酸素濃度が5vol%を上回る時間帯があるが、図3及び図4に示すとおり、その時間帯には原子炉格納容器内の大部分が水蒸気で占められているため、ドライ条件では放射線分解に伴って発生する水素ガス及び酸素ガスの体積割合が高くなり、酸素濃度が5vol%を超える結果となっているものであり、ウェット条件における酸素濃度は1.5vol%未満である。以上より、仮にG値が設計基準事故ベースであった場合においても、酸素発生量が増え、酸素濃度が5vol%を上回る時間帯がベースケース（約4時間後から約12時間後）よりも長時間となるが、ウェット条件における酸素濃度は1.5vol%未満であることからベースケースと同様に水素燃焼が発生することはない。

### 4. まとめ

何らかの要因によって酸素濃度が今回の評価よりも早く上昇する場合の評価結果への影響を確認した結果、評価項目となる酸素濃度は、事象発生から7日が経過する前に4.4vol%に到達するが、格納容器フィルタベント系による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出によって水素濃度及び酸素濃度を可燃限界未満に抑制できることを確認した。

今回の感度解析に用いたG値は十分に保守的と考えられる値を用いたことから、仮に事故に至った場合でも、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇速度は今回の感度解析の結果を十分下回るものと考えられるが、仮に酸素濃度の上昇速度が今

回の感度解析の結果のとおりであっても、格納容器フィルタベント系による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までに約 85 時間の時間余裕があることを確認した。

格納容器フィルタベント系による対応が生じる場合、その対応フローは大破断 L O C A 後に格納容器フィルタベント系を使用するケースと同じであり、前述のケースよりも格納容器フィルタベント系による環境中への原子炉格納容器内の気体の排出までの時間余裕が確保されることから、水素燃焼を防止する観点での事故対応は十分に可能と考える。環境中に放出される核分裂生成物(C s -137)の観点でも、大破断 L O C A 後により短い時間(事象発生から約 32 時間)で格納容器フィルタベント系による排出を実施する場合について評価し、評価項目である 100TBq を十分に下回ることを確認していることから、格納容器フィルタベント系による対応は可能と考える。

## 5. 参考文献

- [1] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 (BWR 電力共同研究, 平成 12 年 3 月)
- [2] 「事故時放射線分解に関する研究」 (BWR 電力共同研究, 昭和 63 年 3 月)

表1 G値の変更に伴う評価項目への影響（ウェット条件）

項目	感度解析 (沸騰 : $G(H_2)=0.4$ , $G(O_2)=0.2$ 非沸騰 : $G(H_2)=0.25$ , $G(O_2)=0.125$ )	ベースケース ( $G(H_2)=0.06$ , $G(O_2)=0.03$ )	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	事象発生から約 85 時間後に ドライウエルにおいてドライ 条件での酸素濃度が 4.4vol%に到達するが、約 85 時間時点でのウェットウ エルベントラインの開放に よって、ドライウエル及びサ プレッション・チェンバとも に 5 vol%未満に低減。	約 1.1vol% (事象発生から 168 時間後)	5 vol%以下
酸素濃度 (サプレッショ ン・チェンバ)		約 1.9vol% (事象発生から 168 時間後)	

表2 G値の変更に伴う評価項目への影響（ドライ条件）

項目	感度解析 (沸騰 : $G(H_2)=0.4$ , $G(O_2)=0.2$ 非沸騰 : $G(H_2)=0.25$ , $G(O_2)=0.125$ )	ベースケース ( $G(H_2)=0.06$ , $G(O_2)=0.03$ )	評価項目
酸素濃度 (ドライウエル)	事象発生から約 85 時間後に ドライウエルにおいてドライ 条件での酸素濃度 4.4vol%到達に伴い、ウェッ トウエルベントラインを開 放するため、原子炉格納容器 内の非凝縮性ガスは水の放 射線分解による水素ガス及 び酸素ガスのみとなり、ドラ イ条件での原子炉格納容器 内の気相濃度は水素ガス：酸 素ガス= 2 : 1 の存在割合と なるが、現実的には原子炉格 納容器内で発生し続ける水 蒸気が原子炉格納容器内の 気相濃度のほぼ 100%を占め 続ける。	約 1.2vol% (事象発生から 168 時間後)	5 vol%以下
酸素濃度 (サプレッショ ン・チェンバ)		約 2.8vol% (事象発生から 168 時間後)	

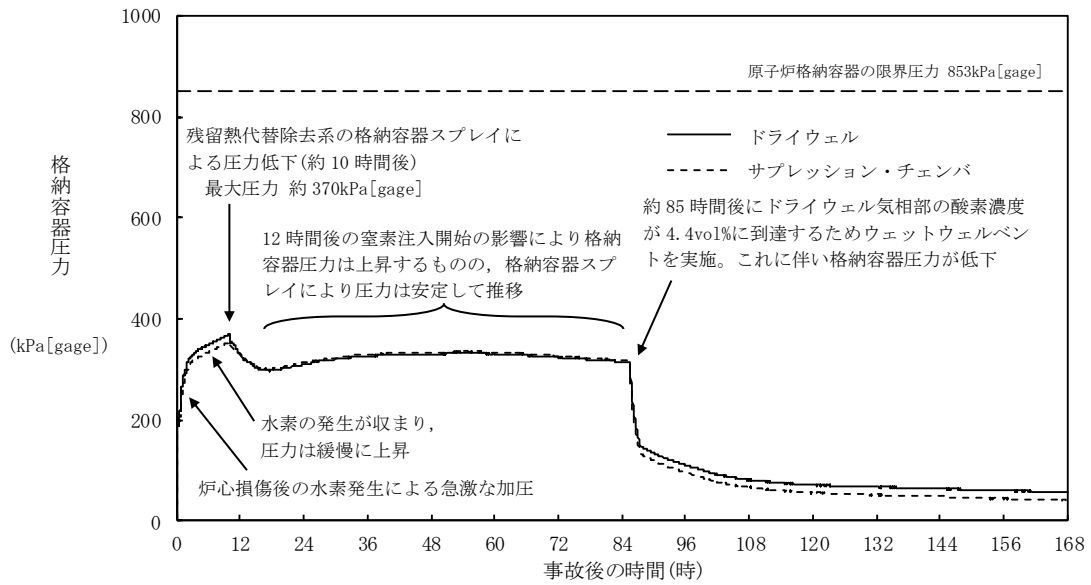


図1 格納容器圧力の推移

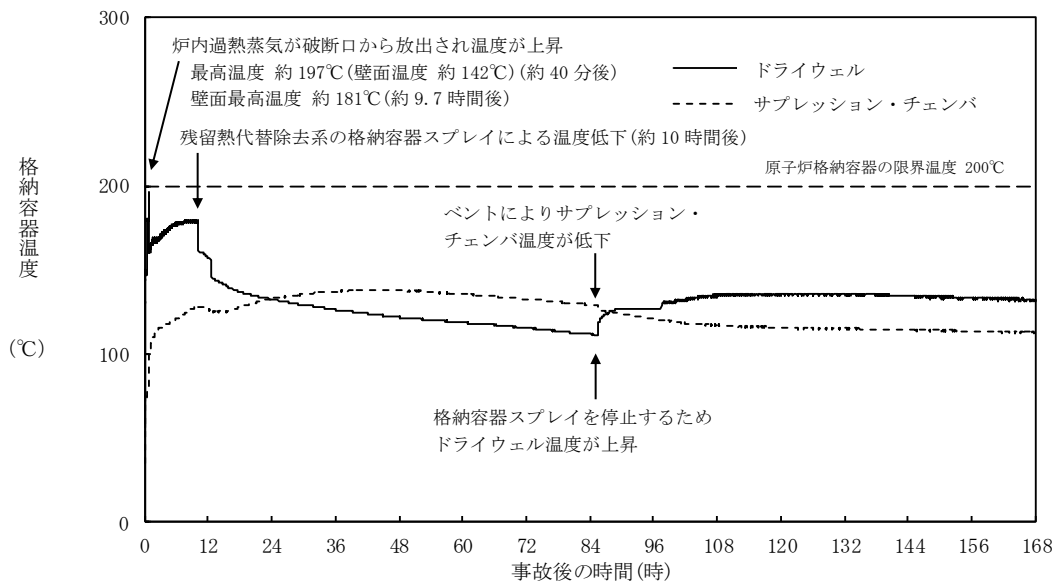
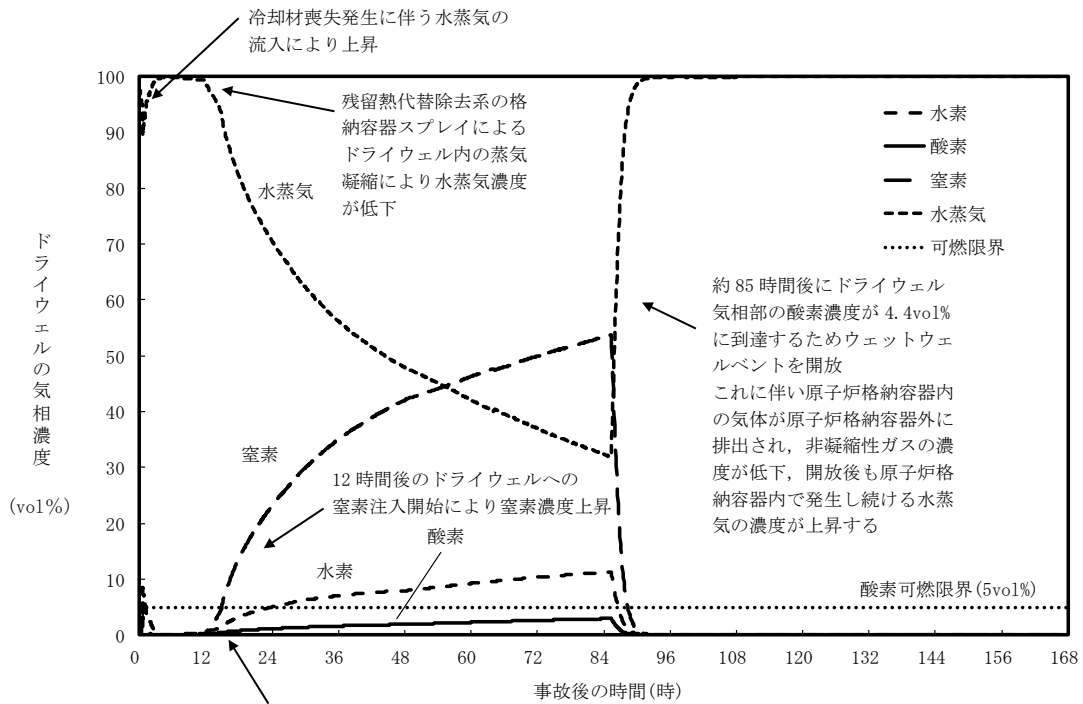


図2 格納容器温度の推移



残留熱代替除去系の格納容器スプレイによるドライウエル内の蒸気凝縮により、サブプレッション・チェンバ内の非凝縮性ガスがドライウエルへ流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇

図3 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件)

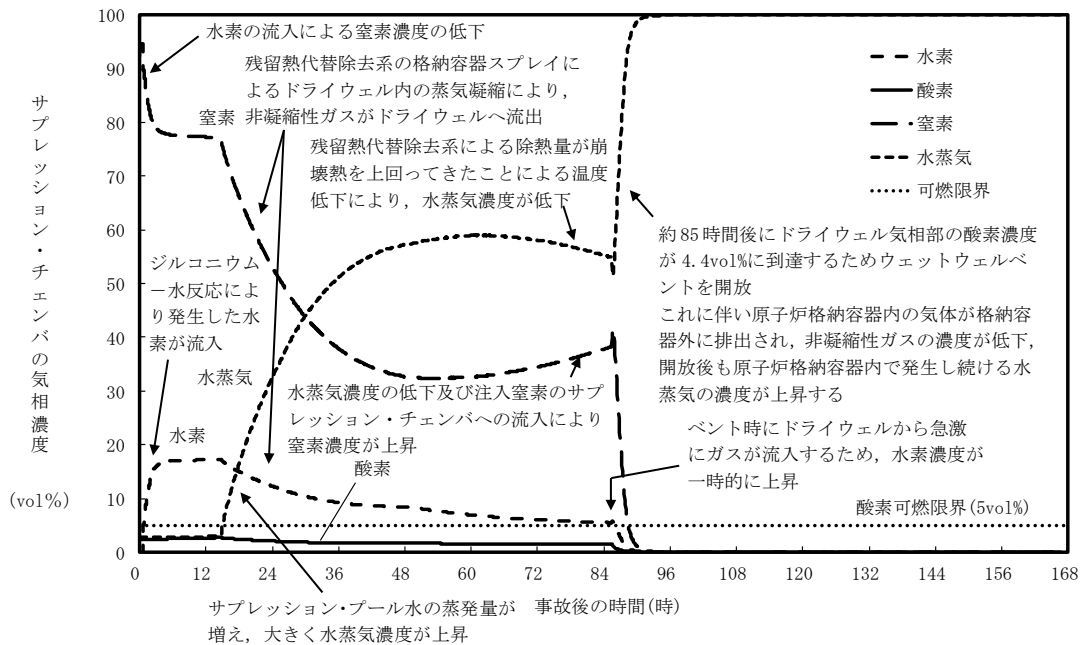
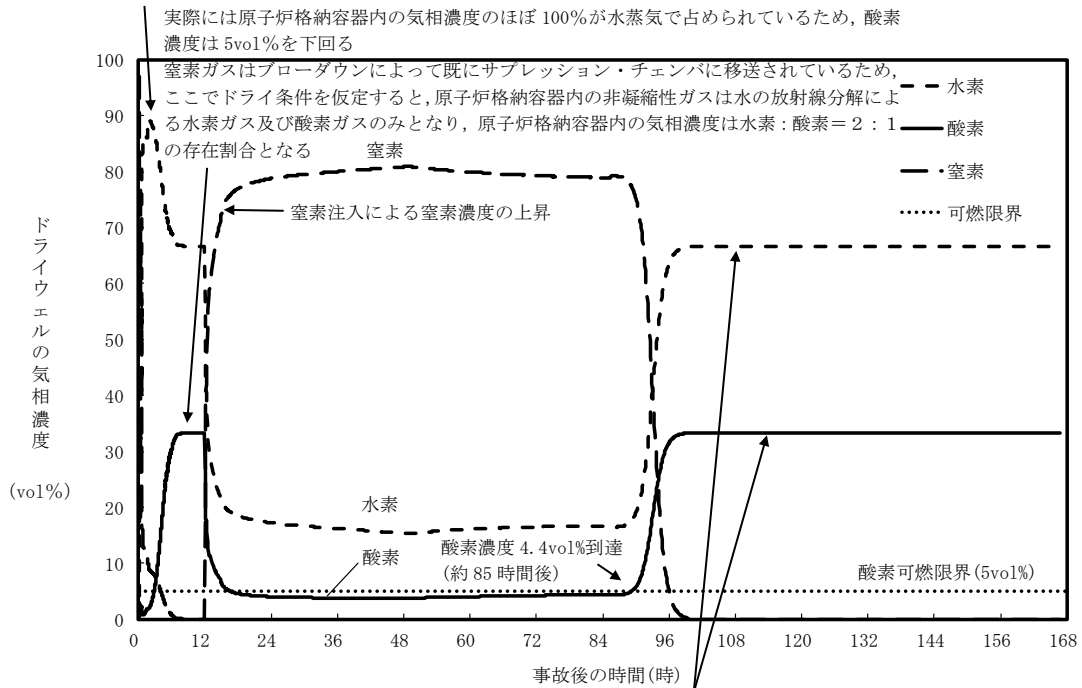


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件)

ジルコニウム-水反応により発生した水素の流入による水素濃度上昇



約 85 時間後にドライウェル気相部の酸素濃度が 4.4vol%に到達するため、ウェットウェルベントラインを開放  
これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出される  
開放後、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続けるが、ここでドライ条件を仮定すると、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなるため、原子炉格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1の存在割合となる

図5 ドライウェルの気相濃度の推移(ドライ条件)

約 85 時間後にドライウェル気相部の酸素濃度が 4.4vol%に到達するため、ベントラインを開放  
これに伴い原子炉格納容器内の気体が原子炉格納容器外に排出される  
開放後、現実的には原子炉格納容器内で発生し続ける水蒸気が原子炉格納容器内の気相濃度のほぼ 100%を占め続けるが、ここでドライ条件を仮定すると、原子炉格納容器内の非凝縮性ガスは水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスのみとなるため、原子炉格納容器内の気相濃度は水素：酸素=2：1の存在割合となる

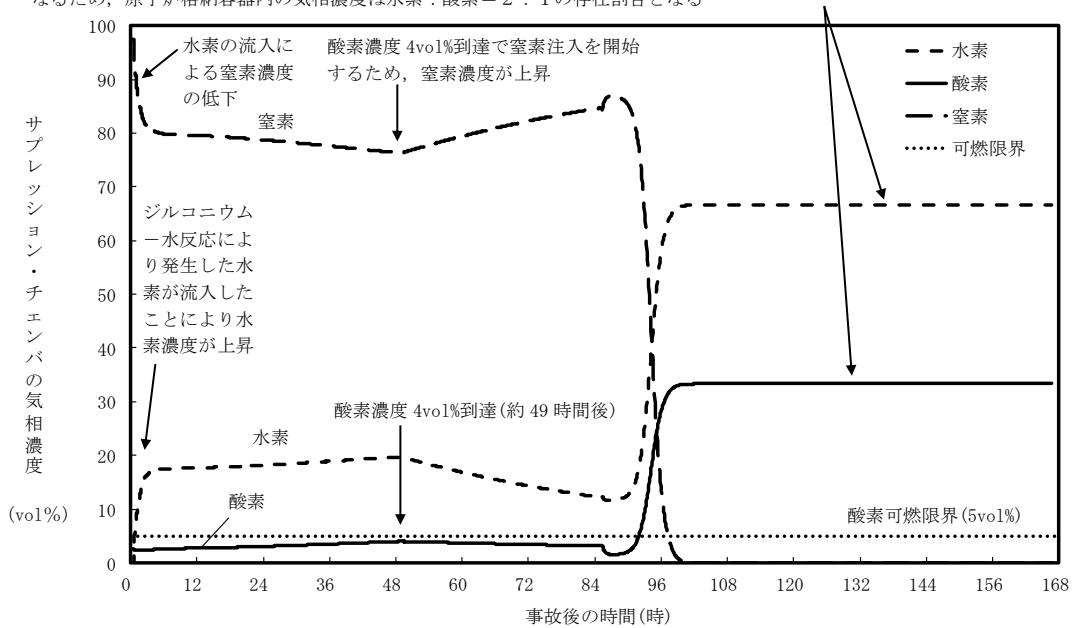
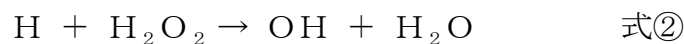
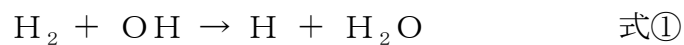


図6 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ドライ条件)

## 水の放射線分解の評価について

## 1. 水の放射線分解の考慮

水が $\gamma$ 線等の放射線エネルギーを吸収すると非常に短時間の間に水の放射線分解が起こり、H（水素原子）、OHラジカル、 $e_{aq}^-$ （水和電子）、 $HO_2$ ラジカル、 $H^+$ （水素イオン）及び分子生成物の $H_2$ 、 $H_2O_2$ （過酸化水素）を生じる。また、これら反応と並行して以下の化学反応が生じ、 $H_2$ がOHラジカルと反応して水に戻る等の再結合反応が起こる。なお、酸素ガスは過酸化水素の分解によって生成される。



格納容器破損モード「水素燃焼」における重大事故等対策の有効性評価では、水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの生成をモデル化している。

島根原子力発電所2号炉は、運転中、原子炉格納容器内が窒素ガスで置換されている。炉心損傷に至った場合及びその後の原子炉圧力容器破損後には、ジルコニウム-水反応やコア・コンクリート反応等、水素ガスについては多量に放出されるメカニズムが考えられるものの、酸素ガスに関しては水の放射線分解が支配的な生成プロセスである。水素ガスに関しては上記の反応によって比較的短時間で可燃限界の濃度を超えることから、原子炉格納容器内の気体の濃度を可燃限界以下に維持する観点では酸素濃度を低く維持することが重要となる。

以下では、この酸素ガスの支配的な生成プロセスである水の放射線分解について、本評価で用いた考え方を示す。

## 2. 水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガス量の計算

水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの生成量は以下の式(1)で算出している。

$$\Delta n = Q_{decay} \times \frac{E}{1.6 \times 10^{-19}} \times \frac{G}{100} \times \frac{1}{6.02 \times 10^{23}} \times \Delta t \quad (1)$$

式(1)のパラメータは以下のとおり。

$\Delta n$  : 水の放射線分解による水素（酸素）ガス発生量[ $mol$ ]

$Q_{decay}$  : 崩壊熱[W]

$E$  : 放射線吸収割合[-]

－炉内 :  $\beta$ 線,  $\gamma$ 線ともに0.1

－炉外のFP :  $\beta$ 線,  $\gamma$ 線ともに1

$G$  : 実効G値[分子/100eV]  
-水素 :  $G(H_2) = 0.06$   
-酸素 :  $G(O_2) = 0.03$   
 $\Delta t$  : タイムステップ[sec]

放射線吸収割合について、炉内については、炉心から放出される放射線が水に吸収される割合を解析によって評価した結果、約1%となったことから、これを保守的に考慮して10%とした。また、炉外のFPについては水中に分散していることを考慮し、保守的に放射線のエネルギーの100%が水の放射線分解に寄与するものとした。<sup>[1]</sup>

今回は $\beta$ 線及び $\gamma$ 線を考慮の対象とし、 $\alpha$ 線については考慮の対象としていない。 $\alpha$ 線については飛程が短いため、大部分が熔融炉心等に吸収されるものと考え、 $\alpha$ 線による水の放射線分解への寄与は無視できるものとした。また、本評価では電力共同研究（以下、「電共研」という。）において求めたG値を用いているが、これは $\gamma$ 線源による照射によって得られた実験結果である。 $\beta$ 線は $\gamma$ 線に比べて飛程が短いことから熔融炉心等に吸収され易く、 $\gamma$ 線源による実験結果のG値を $\beta$ 線に対して適用することは、放射線分解に伴う水素及び酸素濃度を多く見積もる点で保守的な取り扱いと考えられる。

放射線の吸収エネルギー100eVあたりに生成する原子・分子数をG値と呼ぶ。G値には水の放射線による分解作用のみを考慮した初期G値と、これに加えて放射線分解による生成物が再結合して水分子等に戻る化学反応の効果も考慮した実効G値がある。

照射が始まり、放射線分解による生成物が増加すると、その生成物の濃度に応じて生成物が再結合して水に戻る等の化学反応も増加するため、水素分子及び酸素分子の生成割合は照射初期から徐々に低下する。水素濃度や酸素濃度と水の吸収線量との関係の傾向は、一時的に水素濃度や酸素濃度の上昇ピークが現れるのではなく、水素濃度や酸素濃度の上昇が徐々に抑制されていく形の曲線となる。原子炉格納容器内の濃度上昇というマクロな現象を評価する観点では再結合等の化学反応の効果を含めた実効G値を用いることが適切と考えられるため、本評価では実効G値を用いる。また、実効G値には電共研の実験結果<sup>[2]</sup>に基づく値を用いた。これについては次項に示す。

### 3. 実効G値の設定について

#### 3. 1 実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果<sup>[2]</sup>

本評価における実効G値の設定根拠とした電共研「事故時放射線分解に関する研究」<sup>[2]</sup>の実験結果を図1に示す。電共研の実験では、重大事故の際の原子炉格納容器内の環境を想定した。図1は、非沸騰条件において、よう素イオン濃度を炉心インベントリの50%に相当する濃度とし、ジルコニウム-水反応割合は5.5%とした場合の吸収線量と酸素濃度の相関を示している。



実効G値は吸収線量が  $1 \times 10^4 \text{ Gy}$  での傾きから求めた。この吸収線量は事象発生から約 1.5 時間後までのサプレッション・プールでの吸収線量に相当する。実効G値は吸収線量の増加とともに傾きが小さくなる傾向にあることから、事象発生から約 1.5 時間後の実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。

### 3. 2 実効G値に影響を及ぼす因子

水の放射線分解によって生成した水素ガスや過酸化水素は、OHラジカルを介した再結合反応によって水に戻るが、このときOHラジカルと反応し易い物質の存在や、沸騰等による生成物の気相への移行があると、再結合反応が阻害され、水素分子及び酸素分子が生成される。このため、実効G値はこれらの因子によって変化する。

実効G値に影響を及ぼす因子としては、よう素等の不純物濃度、液相中の水素分子の濃度といった化学的因子の他に、ガスの気液移行速度（沸騰、非沸騰の違い）といった物理的因子がある。

本評価における実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果に対して上記の因子の影響を考慮する際に参照した電共研の実験結果を次に示す。また、電共研の実験結果と本評価における各因子の相違と影響をまとめた結果を表1に示す。

#### (1) よう素の影響

体系中によう素等の不純物が存在すると、以下の化学反応が生じ、OHラジカルがOH<sup>-</sup>となるため、OHラジカルを介した式①の再結合反応を阻害し、水素分子の増加と同時に水素原子の生成が減少する。水素原子の減少により式②の反応が減少することで過酸化水素の加水分解が促進され、酸素ガスの生成量が増大するものと考えられる。



水中のよう素濃度を变化させた場合の酸素ガスの発生割合を図2に示す。液相単相条件下において、よう素イオン濃度は炉心インベントリの0~100%に相当する濃度とした。図2のとおり、水中のよう素イオン濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素ガスの発生割合が高い。

よう素以外の不純物として、ほう素、鉄、銅を添加した場合の酸素ガスの発生割合を図3に示す。図3のとおり、不純物の添加による酸素ガスの発生割合への影響は見られない。

以上の結果から、よう素濃度に関して本評価における条件とほぼ同等の実験の結果から求めた実効G値を用いることは妥当と考える。

#### (2) 溶存水素濃度の影響

液相中の水素濃度が増加すると、OHラジカルを介した再結合反応が進み、その結果、水素ガスと酸素ガスの生成量が減少すると考えられる。

水中の水素濃度を变化させた場合の酸素ガスの発生割合を図4に示す。液相単

相条件下において、初期水素濃度はジルコニウム－水反応割合が0～50%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図4のとおり、水中の水素濃度が高いほど、吸収線量に対する酸素ガスの発生割合が低い。

したがって、水の放射線分解が進行し、液相中の水素濃度が上昇すると実効G値は徐々に減少すると考えられる。また、ジルコニウム－水反応によって発生する水素ガスが液相中に溶解し、液相中の水素濃度が上昇する場合にも実効G値は減少すると考えられる。

よって、炉心損傷事故の状況としては比較的少ないと考えられるジルコニウム－水反応割合 5.5%に相当する溶存水素濃度の実験結果から求めた実効G値を用いることは妥当と考える。

### (3) 初期酸素濃度の影響

初期酸素濃度を変化させた場合の酸素ガスの発生割合を図3に示す。図3からは、初期酸素濃度が酸素ガスの実効G値に与える影響は確認できない。このことから、初期酸素濃度は少なくとも数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素ガスの実効G値に影響を及ぼすものではないと考える。

### (4) 沸騰、非沸騰状態の影響

非沸騰の場合には、水素ガス及び酸素ガスが比較的長期間液相に滞在できるため、再結合反応が起こりやすく、水素ガスと酸素ガスの生成量が減少すると考えられる。一方、液相が沸騰している場合には、生成された水素ガス及び酸素ガスがボイドに移行し短期間で気相に放出されるため、再結合反応が非沸騰状態に比べ起こりにくく、水素ガスと酸素ガスの生成量が増加すると考えられる。

沸騰状態における酸素濃度の変化を図5に示す。よう素イオン濃度を炉心インベントリの50%に相当する濃度とし、初期水素濃度はジルコニウム－水反応割合が5.0%で生成した場合の水素濃度に相当する気相中濃度の気液平衡濃度とした。図5のとおり、沸騰状態であっても、吸収線量に対する酸素ガスの発生割合は極めて低い。

上記の結果に加え、本評価条件では、大部分の領域・期間が非沸騰状態であると考えられることから、非沸騰状態の実効G値を採用することは妥当と考える。

### (5) 温度の影響

温度を室温(25℃)から70℃まで変化させた場合の酸素濃度の変化を図6に示す。図6のとおり、温度が高くなるほど再結合反応が促進されるため、実効G値は小さくなる傾向となっている。また、オークリッジ国立研究所(ORNL)による照射試験<sup>[3]</sup>でも、図7のとおり、温度依存性について同様の傾向が示されている。

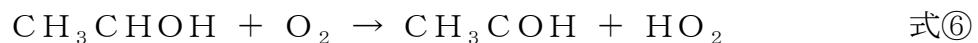
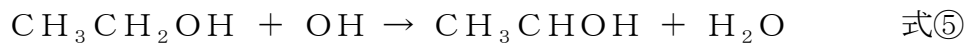
本評価条件では、温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。

## (6) pHの影響

pHを4, 6.5, 10とした場合の酸素濃度の変化を図8に示す。図8からは、中性環境下で酸素ガスの実効G値はわずかに小さい傾向を示していることが分かる。<sup>[2]</sup>しかしながら、その傾きの違いはわずかであることから、中性条件下の試験で求めた実効G値を用いることに問題はないと考える。

### 3. 3 実効G値への不純物の影響についての電共研の追加実験結果<sup>[1]</sup>

電共研「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」<sup>[1]</sup>では、電線被覆材等に起因する有機物の影響について追加実験を行っており、有機物をエタノールで模擬して液相中に添加し、酸素濃度の変化を測定している。実験結果は図9, 10のとおり、実効G値を低減する効果があることが確認されている。これは、エタノールは放射線場ではOHラジカルと反応してエタノールラジカルとなり、還元剤として働いて酸素ガスを消費する反応に寄与するためである。



その他の不純物と合わせて影響をまとめた結果を表2に示す。なお、通常の想定濃度範囲では、OHラジカルの反応速度の観点から、実効G値への影響はよう素イオンが支配的となることから、よう素イオンで不純物を代表させている。

## 4. 原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の評価方法

放射線分解を考慮した原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の評価方法は次のとおり。また、原子炉格納容器内の水素・酸素濃度の評価の流れを図11に示す。

- ・MAAP解析から得られるドライウエル及びサブプレッション・チェンバの窒素ガスモル数から、原子炉格納容器の初期酸素濃度を2.5vol%としたときの酸素ガスモル数と窒素ガスモル数を計算する。
- ・ドライウエル及びサブプレッション・チェンバにおける崩壊熱から、水の放射線分解による酸素ガス発生量と水素ガス発生量を計算する。
- ・水の放射線分解によって生成する水素ガス及び酸素ガスについては、MAAP結果に基づいてドライウエルとサブプレッション・チェンバ間の移行量を評価し、移行量に応じてドライウエルとサブプレッション・チェンバに分配する。
- ・上記を重ね合わせるにより、原子炉格納容器内の気相濃度を計算する。

## 5. 参考文献

- [1] 「シビアアクシデントにおける可燃性ガスの挙動に関する研究」 BWR 電力共同研究, 平成 12 年 3 月
- [2] 「事故時放射線分解に関する研究」 (BWR 電力共同研究, 昭和 63 年 3 月)
- [3] Zittel, H. E., “Boiling water reactor accident radiolysis studies”, ORNL-TM-2412 Part VIII (1970) .
- [4] Przewski, K. I., et. al., “Generation of hydrogen and oxygen by radiolytic decomposition of water in some BWR’ s”, U. S. NRC Joint ANS/ASME Conference, Aug (1984) .

以 上

表 1 各種パラメータが酸素ガスの実効G値に与える影響

パラメータ	電共研の 実験	有効性評価	酸素の実効G値への影響と保守性
吸収線量	~ $1 \times 10^4$ G y	サプレッション・プールでの吸収線量は事象発生から約 1.5 時間後に $1 \times 10^4$ G y を超える。	水素ガスの実効G値は吸収線量が多いほど小さくなる傾向があり <sup>[2, 3]</sup> 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している <sup>[2]</sup> 。酸素濃度の長期（7日間）の推移を見る観点では、事象進展を考えた上で事象発生から約 1.5 時間後の吸収線量に相当する ( $1 \times 10^4$ G y) で求めた実効G値を用いることは、保守的であり妥当と考える。（図 1 参照）
よう素放出割合	50% (立地審査指針における仮想事故条件を設定)	約 79%	水素ガスの実効G値はよう素濃度が高いほど大きくなる傾向があり <sup>[2, 4]</sup> 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している <sup>[2]</sup> 。しかしながら、図 2 を参照すると、左記の程度の割合の相違であれば、G値（測定データの傾き）に大きな違いは表れないと考えられることから、有効性評価において、電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。
ジルコニウム-水反応割合（溶存水素濃度）	5.5%	約 7.8%	水素ガスの実効G値は溶存水素濃度が高いほど小さくなる傾向があり <sup>[2, 4]</sup> 、酸素ガスの実効G値についても同様の傾向であることを確認している <sup>[2]</sup> 。このことから、ジルコニウム-水反応割合が小さい電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。（図 4 参照）
初期酸素濃度	1.5vol%	2.5vol%	少なくとも初期酸素濃度数 vol%程度では、初期酸素濃度は酸素ガスの実効G値に影響を及ぼすものではないと考える。（図 3 参照） <sup>[2]</sup>
沸騰・非沸騰	非沸騰状態	炉内：沸騰状態 サプレッションプール：非沸騰状態	沸騰状態では酸素ガスの実効G値はほぼ 0 となる傾向がある。このことから、非沸騰状態での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは妥当と考える。（図 5 参照） <sup>[2]</sup> 。
温度	室温	室温以上	温度が高いほど、再結合反応が促進されるため実効G値は小さくなる傾向がある。事故時には温度は室温を上回るため、室温での電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることは保守的であり妥当と考える。（図 6, 7 参照） <sup>[2, 3]</sup>
pH	中性	事故対応の中で変動する可能性がある。	中性環境下では酸素の実効G値はわずかに小さい傾向を示すが、その差は小さい。このため、中性条件下の試験で求めた電共研の実験結果に基づく実効G値を用いることに問題はないと考える。（図 8 参照） <sup>[2]</sup>

表2 よう素以外の不純物が酸素ガスの実効G値に与える影響

物質	発生原因	シビアアクシデント環境下における発生量	酸素ガスの実効G値への影響
金属イオン等 (Fe, Cu)	炉内構造物等	0～2 ppm (TMI-2事故時の冷却材中不純物濃度やBWRプラント通常運転時における金属濃度等の評価を参考に設定)	よう素存在条件下において、金属イオン等(Fe, Cu, B)が添加された場合の結果からは、実効G値へ影響は見られない。 <sup>[2]</sup> (図3参照)
ホウ酸	制御棒材の酸化、MCCI時の化学反応	約 $1 \times 10^{-3}$ mol/l (原子炉格納容器内での想定発生量とS/C液相体積から概算)	水のpHに影響するが、pHの違いによる実効G値への影響は小さい。 <sup>[2]</sup>
コンクリート	主成分のSiO <sub>2</sub> , CaO, Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , MgOなどがMCCI時に放出	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けない	安定な酸化物でエアロゾルとして挙動し、水にはほとんど溶けないので、放射線分解への影響は小さい。また、MCCI時にCO <sub>2</sub> が発生し水のpHに影響するが、pHの変化によるG値への影響は小さい。 <sup>[1, 2]</sup>
有機物	電線被覆材などの熱分解や放射線分解	約 $1.1 \times 10^{-6}$ mol/l (格納容器内での想定発生量とS/C液相体積から概算)	酸素ガスを消費する反応に寄与し、実効G値を低減する。 <sup>[1]</sup> (図9, 10参照)

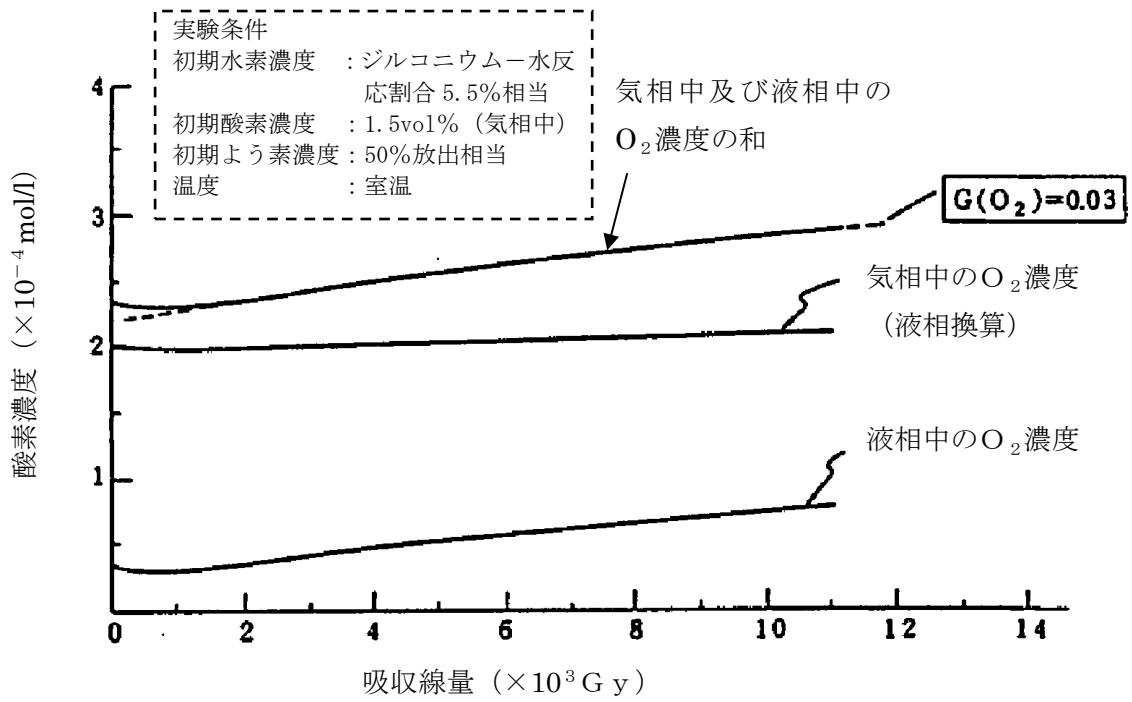


図1 本評価における実効G値の設定根拠とした電共研の実験結果

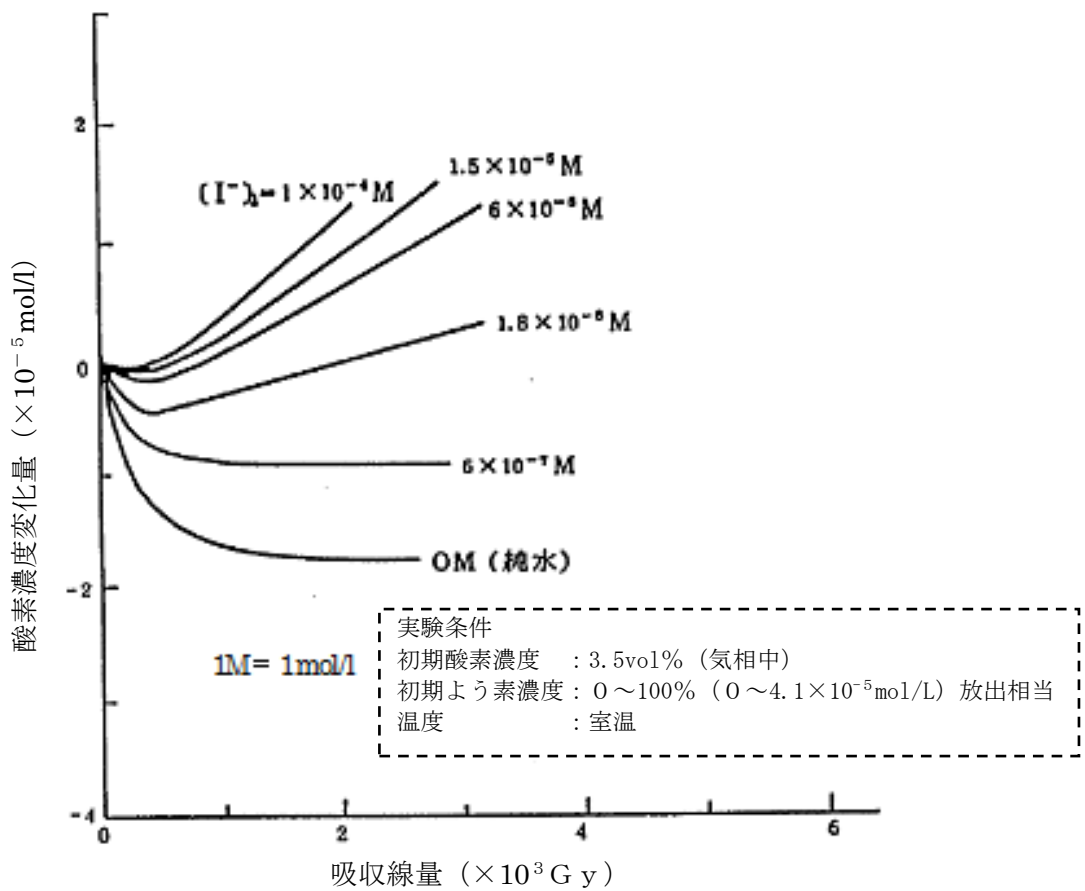


図2 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (よう素濃度を変化させた場合)

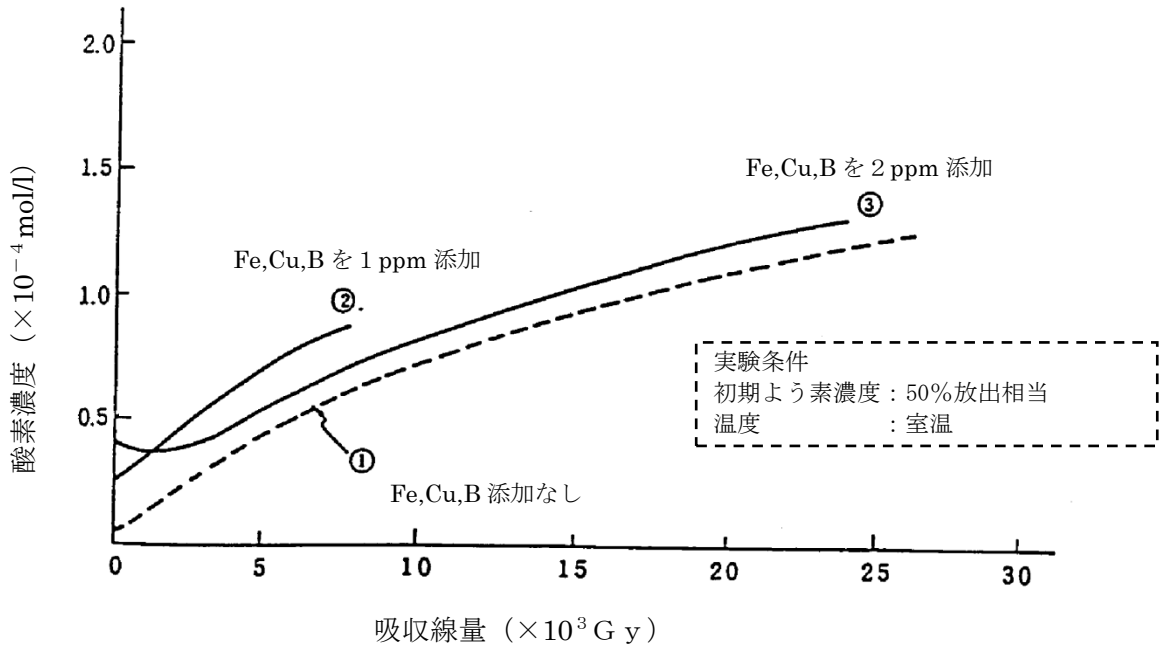


図3 溶存酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の有無と吸収線量の関係  
(酸素濃度及び不純物(Fe, Cu, B)の添加量を変化させた場合)

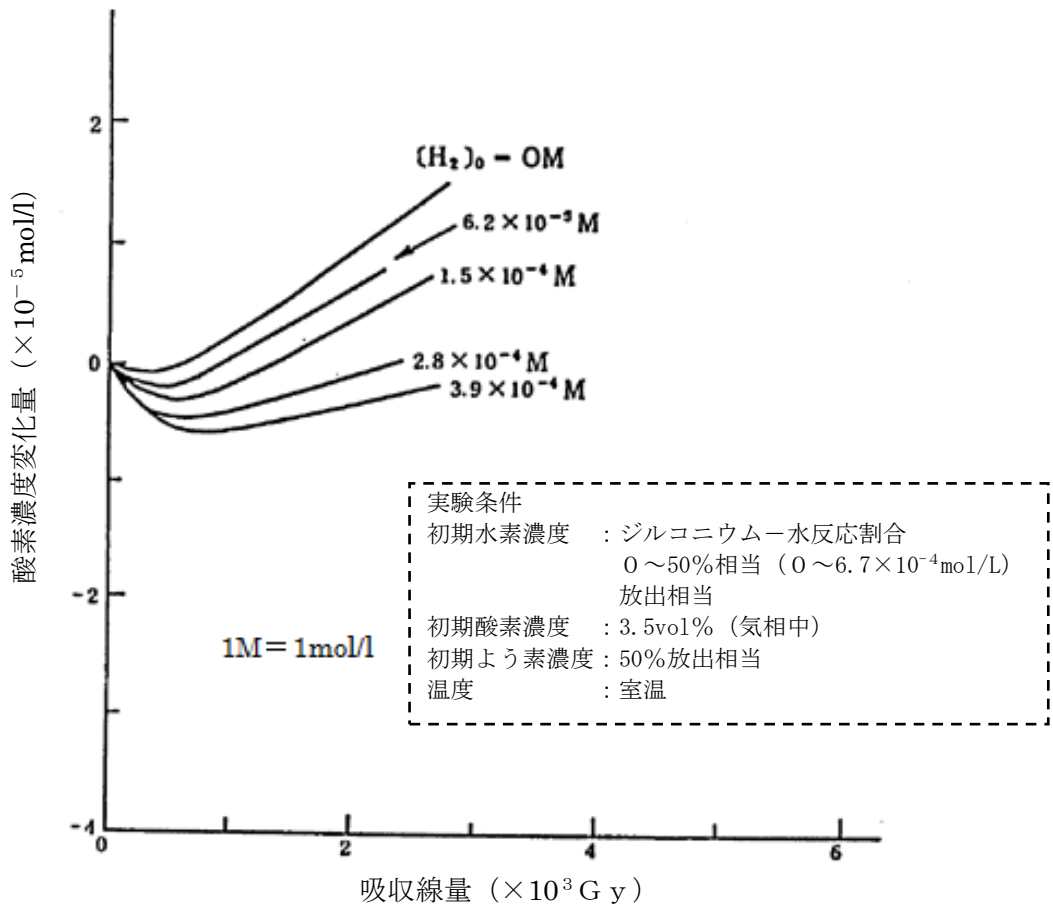


図4 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (溶存水素濃度を変化させた場合)



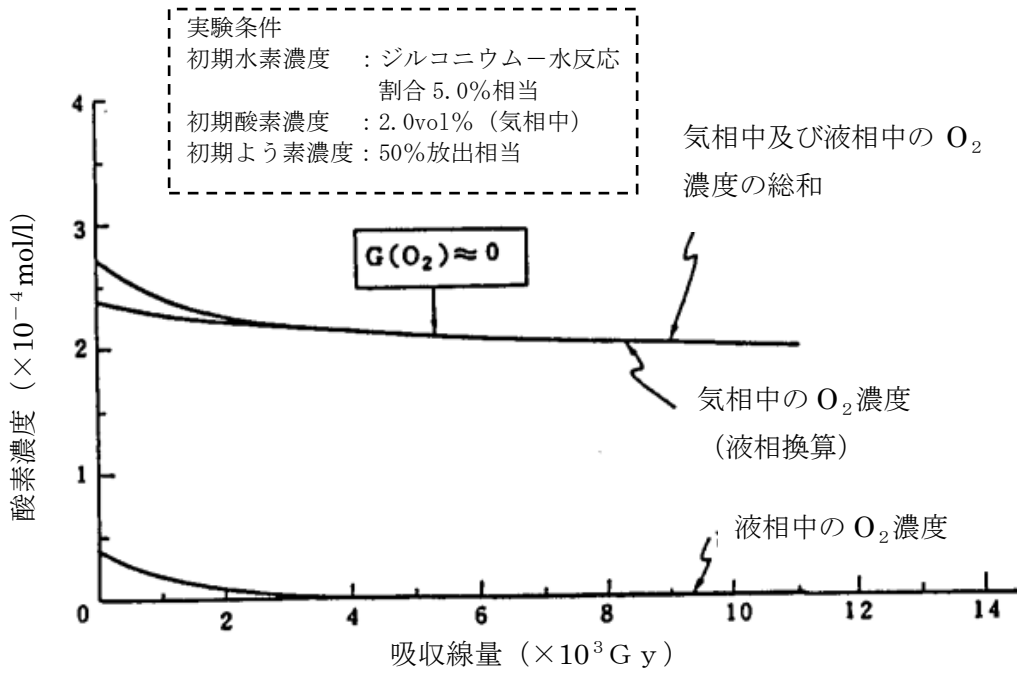


図5 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (沸騰状態)

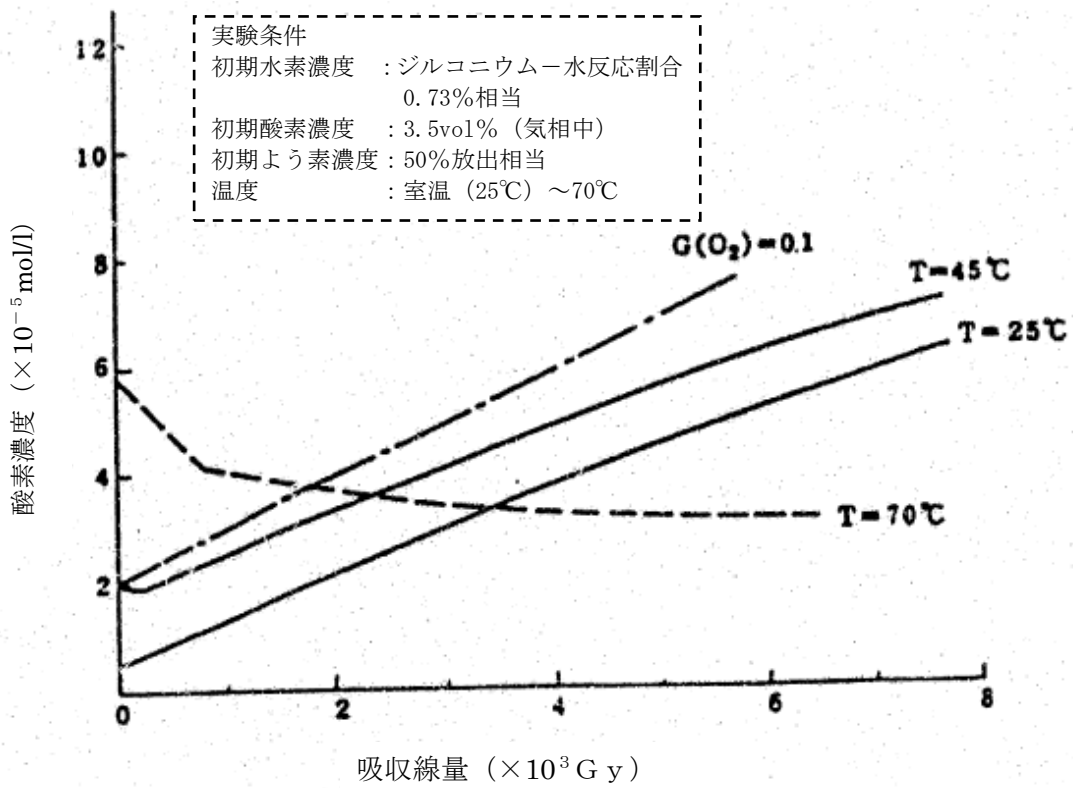


図6 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (温度を変化させた場合)

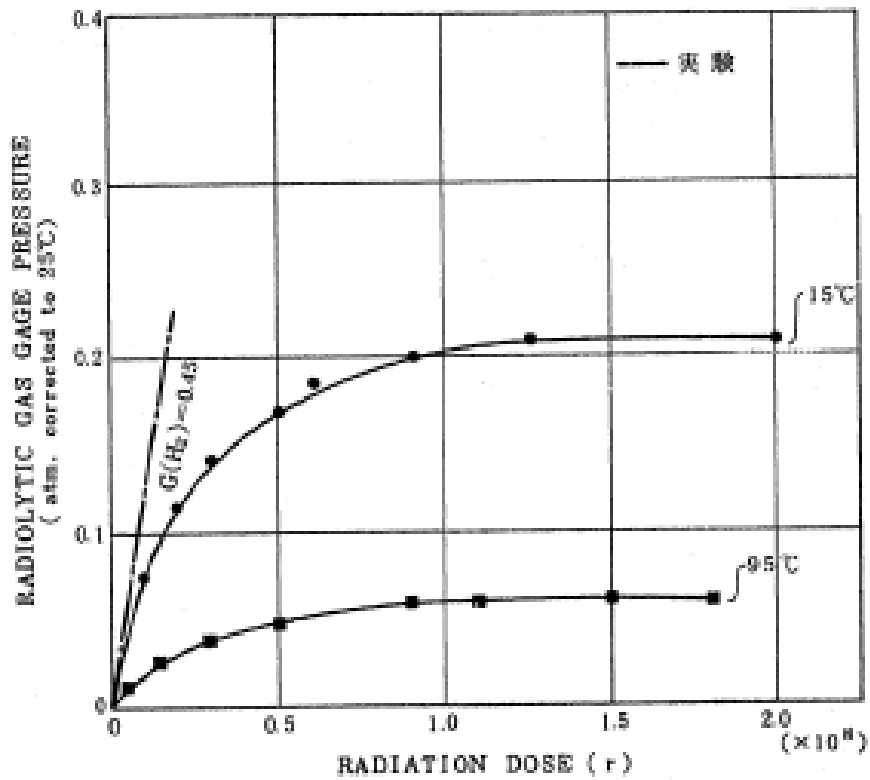


図7 水素ガス発生量と吸収線量の関係 (温度を変化させた場合) -ORNLによる試験

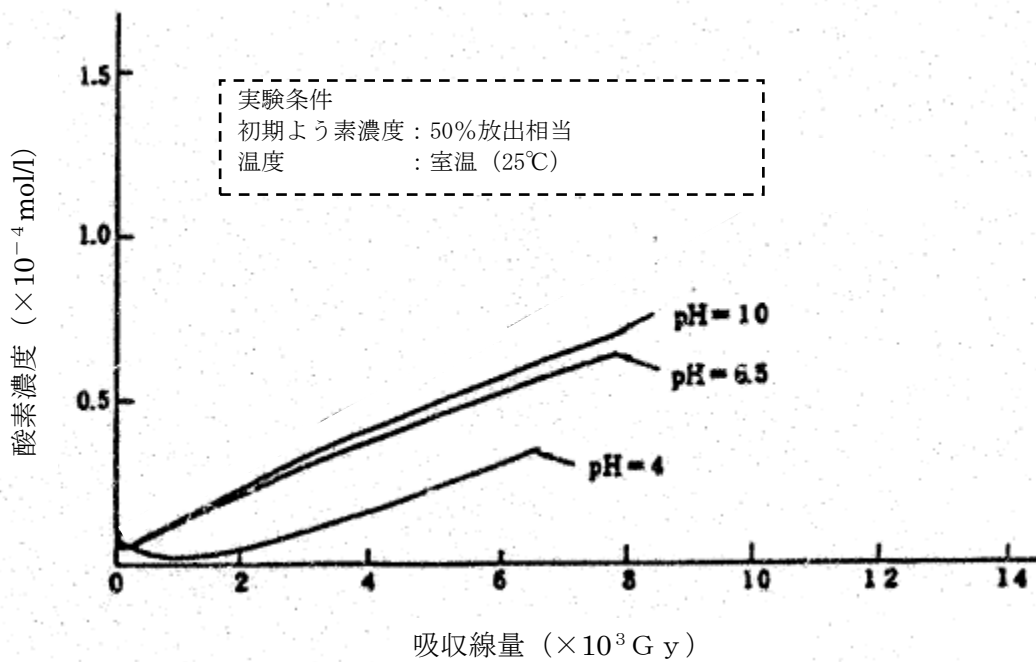


図8 溶存酸素濃度と吸収線量の関係 (pHを変化させた場合)

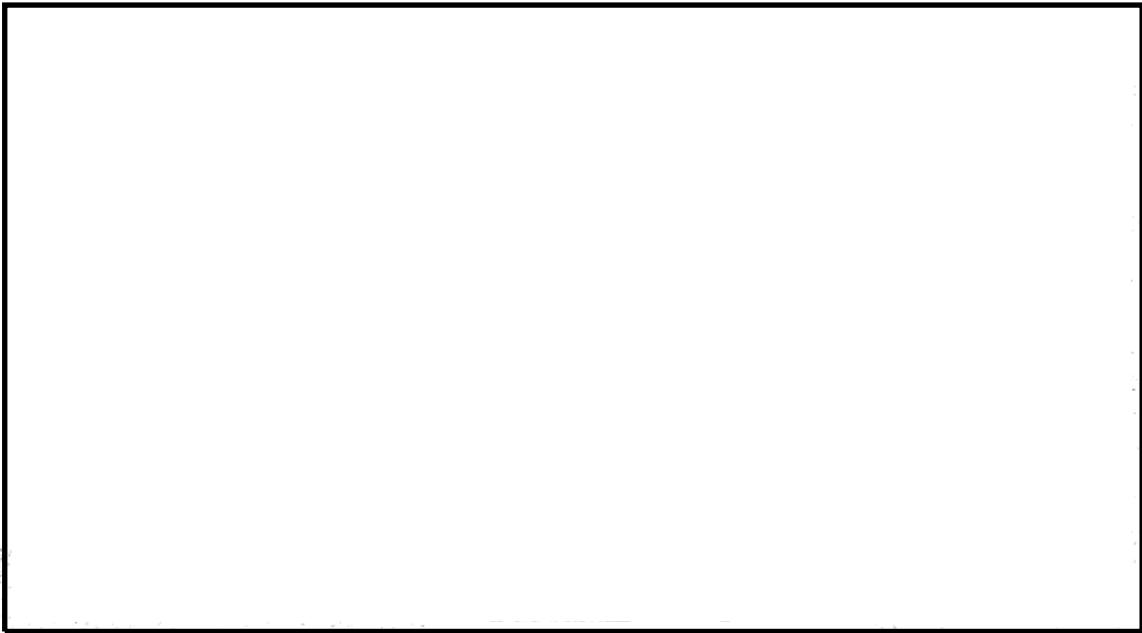


図 9 溶存酸素濃度と吸収線量の関係（エタノール添加なし）



図 10 溶存酸素濃度と吸収線量の関係（エタノール添加あり）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

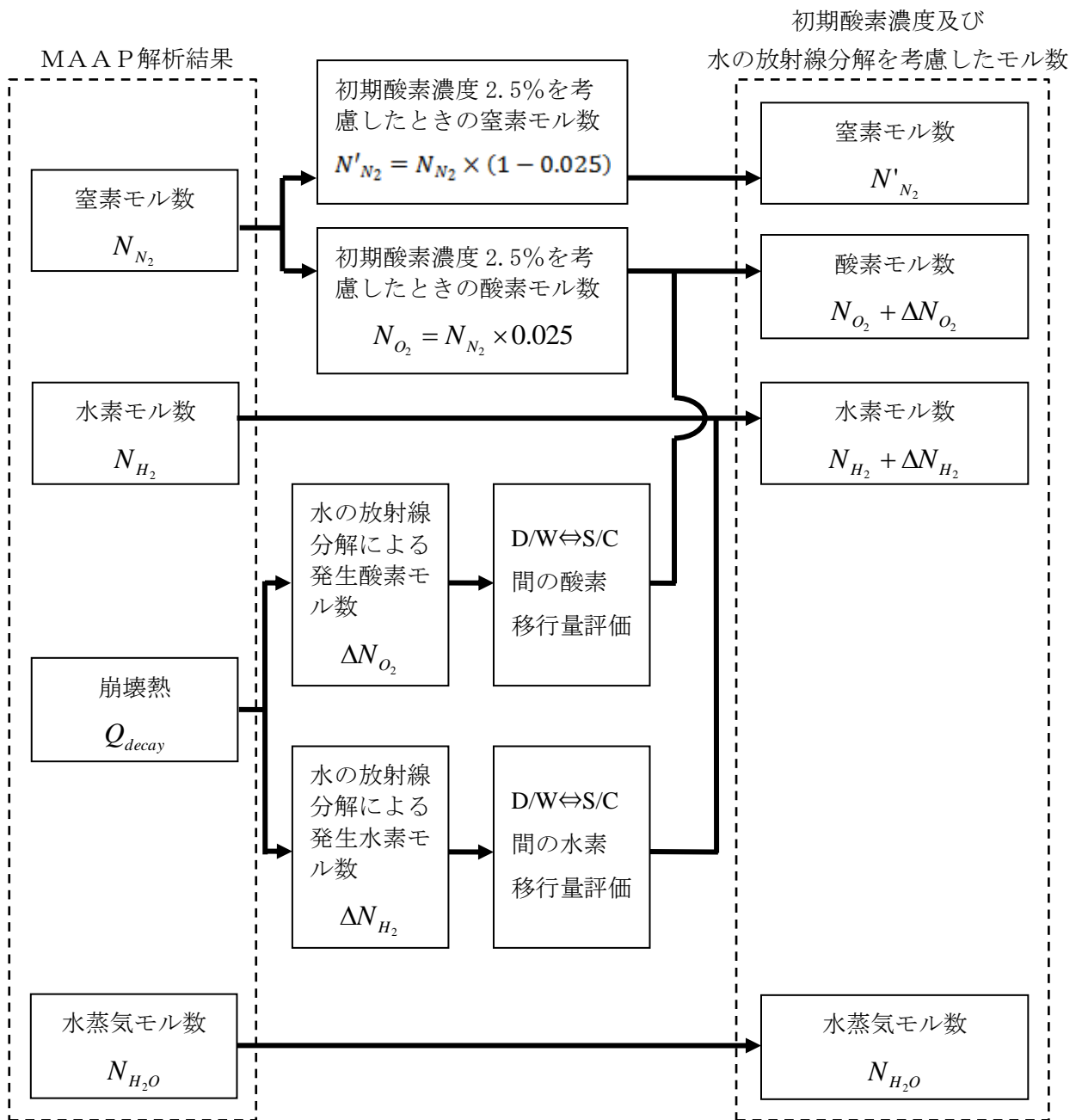


図 11 水素・酸素濃度の評価フロー図

## 安定状態について（水素燃焼）

水素燃焼の安定状態については以下のとおり。

原子炉格納容器安定状態：本評価では、事象発生から約 10 時間で原子炉補機代替冷却系を接続し、残留熱代替除去系による原子炉格納容器除熱を実施し、事象発生から約 12 時間後に可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素注入を実施する。これにより、7 日後まで格納容器ベントを実施しない状態で原子炉格納容器の機能を維持可能な事象進展となっている。

**【安定状態の維持について】**

本評価における格納容器ベントを実施しない状態を 7 日後以降も継続する場合、酸素濃度（ドライ条件）は事象発生から 100 日後時点における酸素濃度はドライ条件を仮定した場合であってもドライウェルで約 1.8vol%，サプレッション・チェンバで約 4.2vol%であり、可燃限界に到達するのは事象発生から 100 日以降である。

このため、事象発生から 7 日間が経過した以降も水素濃度及び酸素濃度を監視するとともに、状況に応じて酸素濃度の低減（可燃性ガス濃度制御系の運転等）を行い、原子炉格納容器内が可燃限界の濃度に到達することを防止する。また、重大事故等対処設備以外の設備の機能の復旧等も考慮し、格納容器圧力及び温度の低下操作や原子炉格納容器内の窒素ガス置換を試みる。これらの対応が困難であり、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が可燃限界に到達する場合については、格納容器ベントにより、その水素及び酸素濃度を低減することにより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の影響評価について（水素燃焼）  
 表1 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（水素燃焼）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件 酸素濃度	2.5vol.%	2.5vol.%以下	酸素濃度 4.4vol.%（ドライ条件）到達を防止可能な初期酸素濃度として設定（運転上許容されている値の上限）	最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シナリオにおいて原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	最確条件とした場合は、初期酸素濃度が低くなるため、本評価事故シナリオにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
事故条件 炉心のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	全炉心内のジルコニウム約7.8%が水と反応して発生する水素量	事象進展による	解析コードMAMPによる評価結果	最確条件とした場合は、水素ガス発生量が変動する可能性があるが、本評価事故シナリオにおいては水素ガス発生量を操作開始の起点としている運転員等操作時間はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、水素ガス発生量が変動する可能性がある。炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量は、運転員等操作である低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間に依存して変動するが、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の操作開始時間については、「3.1.2.3(2)b. 操作条件」にて解析上の操作開始時間と実際の操作開始時間はほぼ同等と評価しており、炉心内のジルコニウム-水反応による水素ガス発生量に与える影響は小さい。
	金属腐食等による水素ガス発生量	考慮しない	酸素濃度を厳しく評価するものとして設定	最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シナリオにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられるが、本評価事故シナリオにおいては原子炉格納容器内の酸素濃度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はない。	最確条件とした場合は、水素ガス発生量が増加するため、本評価事故シナリオにおける原子炉格納容器内の酸素濃度推移が低く抑えられることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
水の放射線分解による水素ガス及び酸素ガスの発生割合	水素：0.06分子/100eV 酸素：0.03分子/100eV	水素：0.06分子/100eV 酸素：0.03分子/100eV	重大事故時における原子炉格納容器内の条件を考慮して設定	G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器フィルタベント系を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	G値の不確かさにより水の放射線分解による酸素発生量が大幅に増加する場合、原子炉格納容器内の酸素濃度が可燃領域又は爆轟領域となる可能性がある。その場合には、格納容器フィルタベント系を使用し、原子炉格納容器内の気体を排出することが可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料3.4.1)

## 原子炉注水開始時間の評価結果への影響

## 1. はじめに

今回の評価では、運転操作手順書等を踏まえ、原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から30分後としている。実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる可能性も想定される。水素燃焼のリスクの観点では、ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量が抑制され、相対的に酸素濃度が高くなることで水素濃度及び酸素濃度がともに可燃領域に至る可能性が考えられる。一方で、注水時点の炉心の状態によっては、ジルコニウム-水反応が促進され、水素ガス発生量が増加する場合も考えられる。この場合には、増加した水素ガスによって相対的に酸素濃度が低下すると考えられる。

ここでは原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れる場合を想定し、原子炉圧力容器への注水開始時刻が評価結果に与える影響を確認した。

## 2. 評価条件

今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対する変更点は以下のとおり。このほかの評価条件は、ベースケースと同等である。

## (1) 感度解析 1（注水開始時刻が早まる場合）

- ・原子炉圧力容器への注水開始時刻を事象発生から25分後とした。25分は今後の更なる事故対応能力の改善を見据えて設定した値である。

## (2) 感度解析 2（注水開始時刻が遅れる場合）

- ・原子炉圧力容器への注水開始時刻をベースケースから30分遅延することとし、事象発生から60分後とした。30分は、原子炉圧力容器への注水が遅れたとしても、熔融炉心が炉心プレナム下部に移行しない時間であることを確認し、設定した値である。

## 3. 評価結果

評価結果を図1から図8に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。各パラメータの推移はベースケースとほぼ同等となり、事象発生から7日後の酸素濃度も5 vol%未満となった。

## 4. まとめ

原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まる又は遅れることによる評価結果への影響を確認した結果、評価項目となるパラメータである酸素濃度は、ベースケースと同等となった。このことから、実際の事故対応においては原子炉圧力容器への注水開始時刻が早まった又は遅れる場合においても水素燃焼のリスクの観点での事故対応への影響はない。

以上

表1 原子炉圧力容器への注水開始時刻の変更に伴う評価項目への影響

項目	原子炉圧力容器への注水開始時刻			評価項目
	感度解析1 (事象発生から 25分後)	感度解析2 (事象発生から 60分後)	ベースケース (事象発生から 30分後)	
全炉心内のジルコニウム量に対する酸化割合	約 11.7%	約 6.2%	約 7.8%	—
ジルコニウム-水反応による水素ガス発生量	約 293kg	約 167kg	約 198kg	
ドライウェル酸素濃度 (ウェット条件)	約 1.1vol%* (事象発生から 168時間後)	約 1.1vol% (事象発生から 168時間後)	約 1.1vol%* (事象発生から 168時間後)	5 vol% 以下
サプレッション・チェンバ 酸素濃度 (ウェット条件)	約 1.9vol%* (事象発生から 168時間後)	約 2.1vol% (事象発生から 168時間後)	約 1.9vol%* (事象発生から 168時間後)	

※ 注水開始時刻の違いにより、水-ジルコニウム反応による水素発生量 (①) や溶融炉心の形状に応じて水蒸気発生量 (②) が変化する。

感度解析1は、ベースケースよりも①が増加し、②が減少している。①の増加は格納容器内の酸素濃度を下げる効果となるが、②の減少は酸素濃度を上げる効果となるため、結果として168時間後の酸素濃度は同等の値となっている。



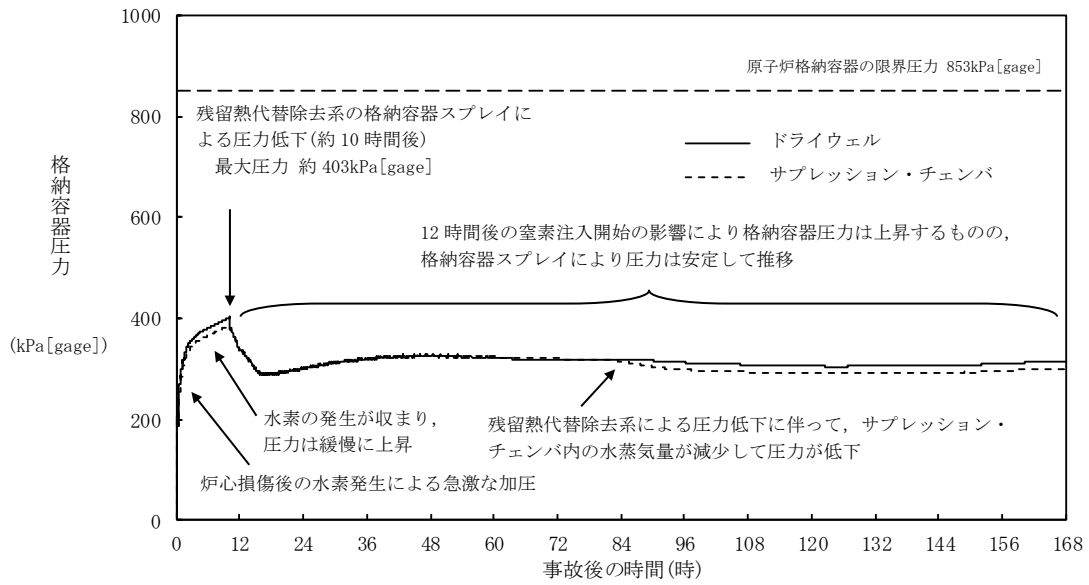


図1 格納容器圧力の推移 (感度解析1)

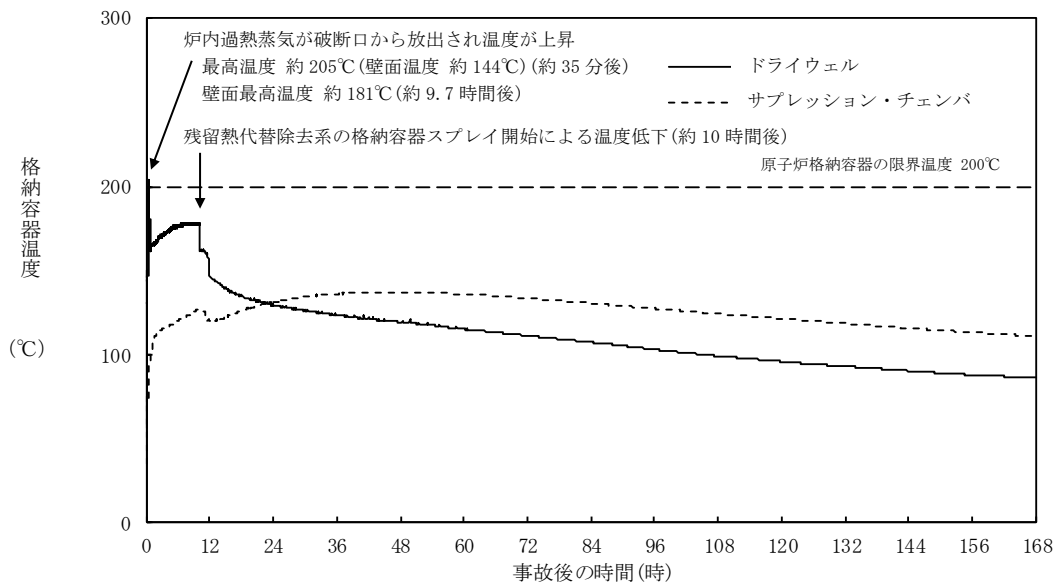
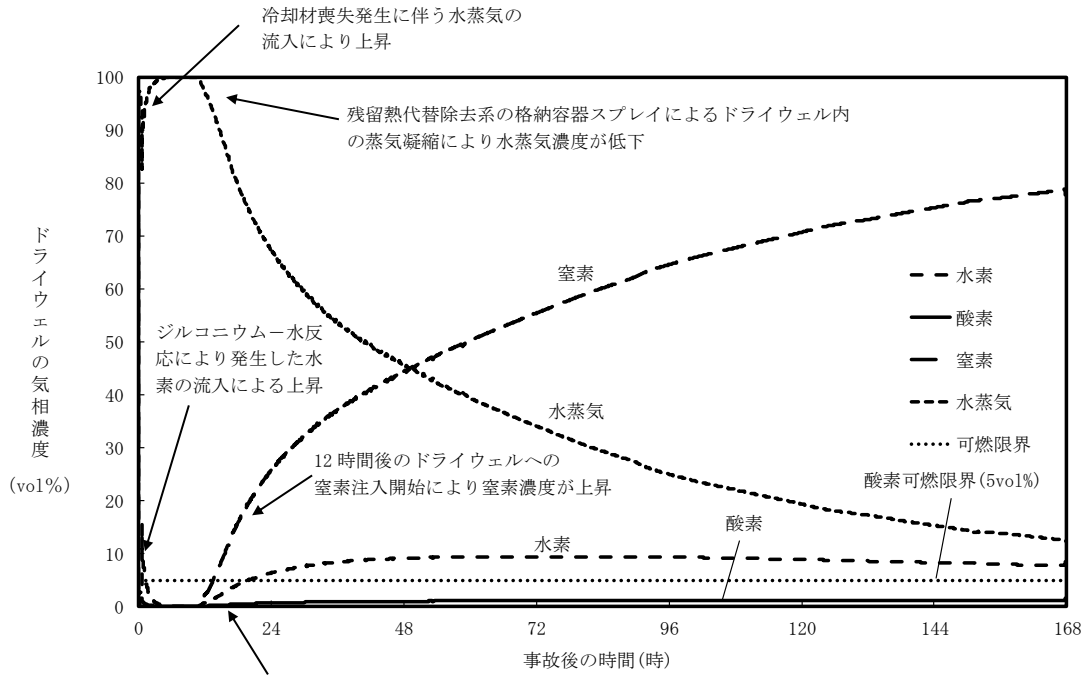


図2 格納容器温度の推移 (感度解析1)



残留熱代替除去系の格納容器スプレイによるドライウェル内の蒸気凝縮により、サブプレッション・チェンバ内の非凝縮性ガスがドライウェルへ流入し、非凝縮性ガスの濃度が上昇

図3 ドライウェルの気相濃度の推移(ウェット条件) (感度解析1)

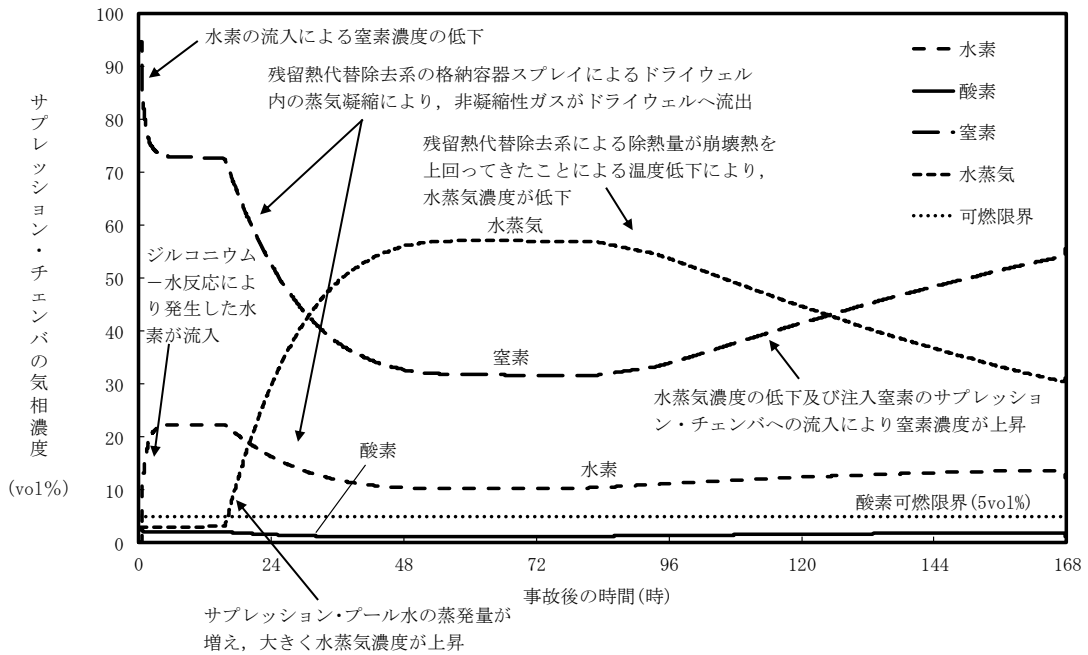


図4 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件) (感度解析1)

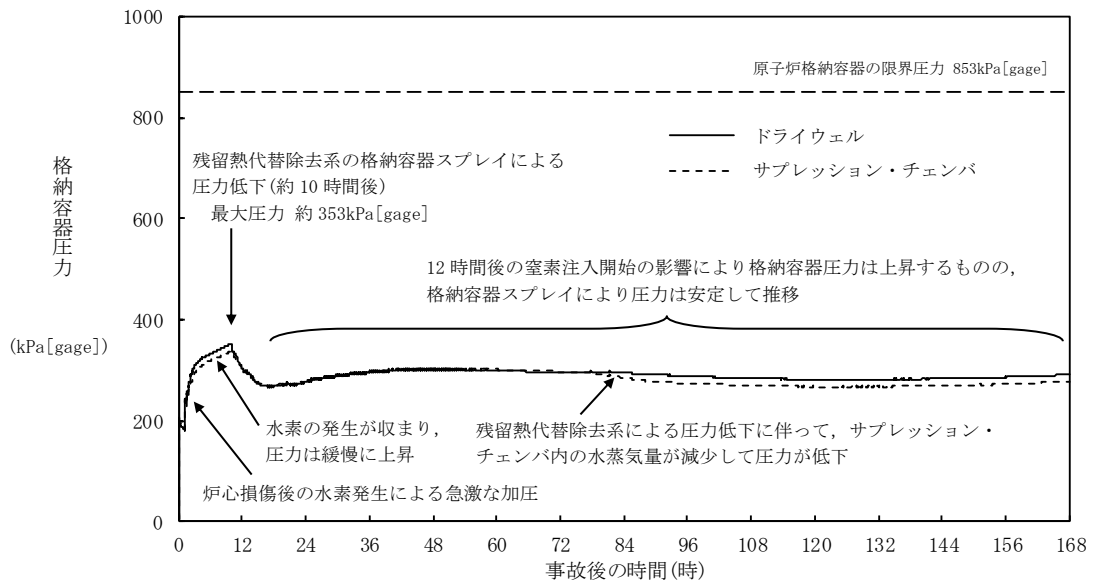


図5 格納容器圧力の推移 (感度解析2)

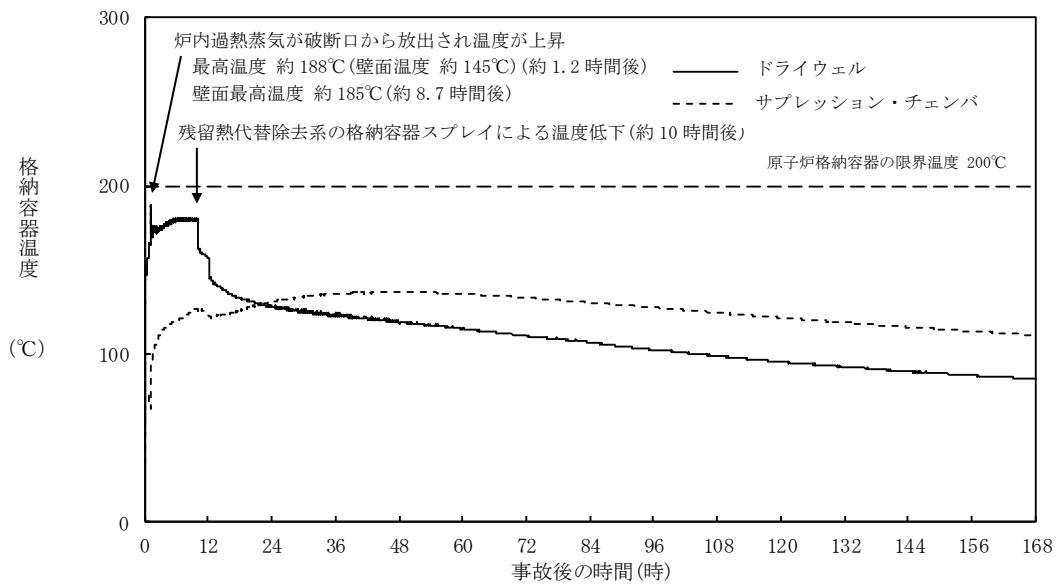


図6 格納容器温度の推移 (感度解析2)

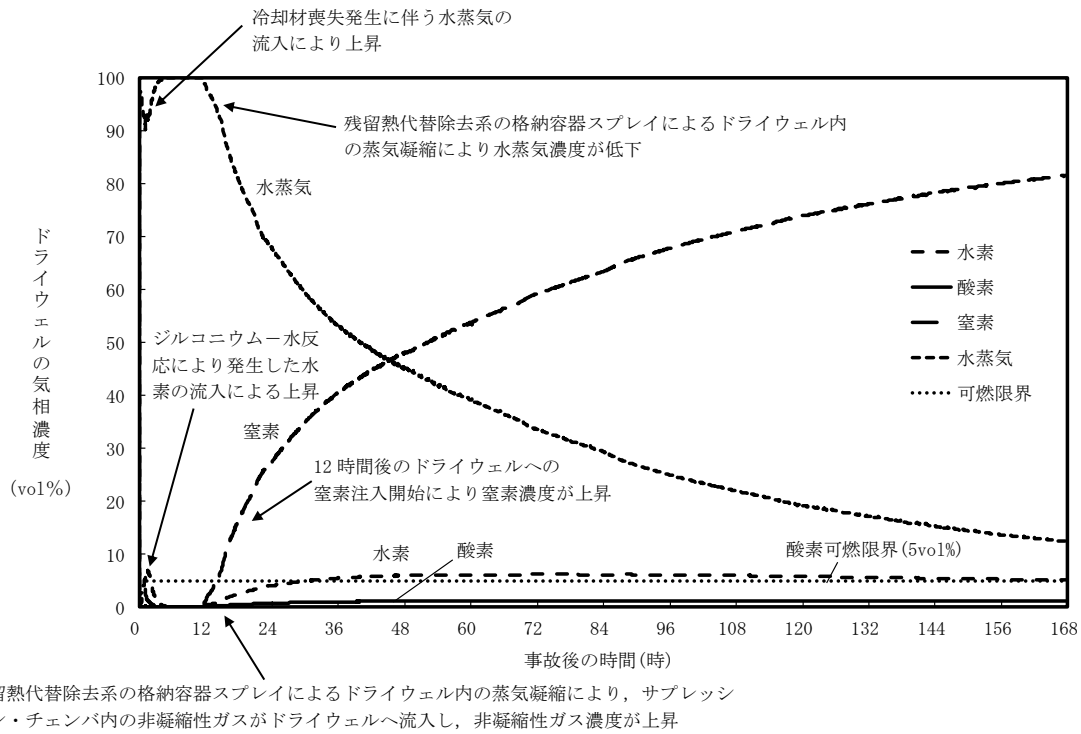


図7 ドライウエルの気相濃度の推移(ウェット条件) (感度解析2)

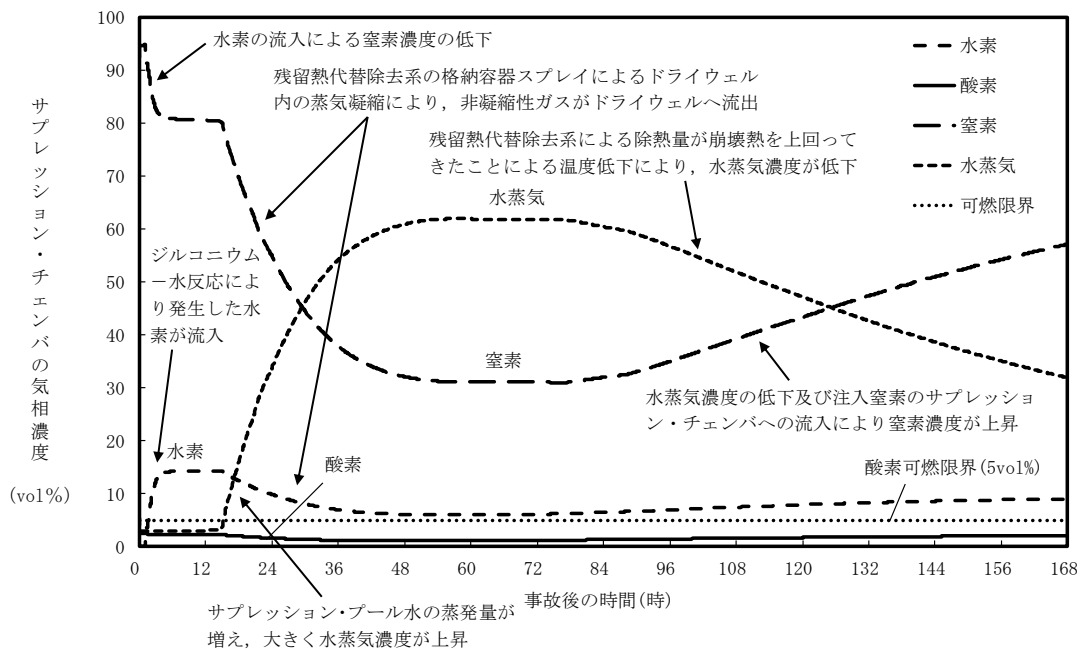


図8 サプレッション・チェンバの気相濃度の推移(ウェット条件) (感度解析2)

## 5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

### 5.1 崩壊熱除去機能喪失

#### 5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

##### (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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び「外部電源喪失＋崩壊熱除去・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燃料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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に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、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、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燃料が露出し燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去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、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことによって燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。

##### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料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、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。また、原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第5.1.1-1(1)図及び第5.1.1-1(2)図に、手順の概要を第5.1.1-2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5.1.1-1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、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5.1.1-3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、10名で対処可能である。

- a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認

原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失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出口温度等である。

- b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、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）1個を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力等である。

- c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水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. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復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。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

## 5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他の

プラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

また、評価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。

(添付資料5.1.1, 5.1.2)

(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評価条件を第5.1.2-1表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約14.0MWである。

なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約23m<sup>3</sup>/hである。

(添付資料5.1.3)

(c) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は52℃とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする<sup>\*1</sup>。

※1 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b) 安全機能喪失に対する仮定

起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）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ないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 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）による原子炉注水流量は  $1,136\text{m}^3/\text{h}$  とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 9 MW（原子炉冷却材温度  $52^\circ\text{C}$ 、海水温度  $30^\circ\text{C}$ において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

- (a) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。

(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水位の推移を第 5.1.2-1 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.1.2-2 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、事象発生から約 0.9 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から 2 時間後に待機中の残留熱除去ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。

原子炉水位回復から約 30 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する<sup>※2</sup>。

- ※2 原子炉冷却材の温度が  $100^\circ\text{C}$  の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1 系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。

実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。



## b. 評価項目等

原子炉水位は、第5.1.2-1図に示すとおり、燃料棒有効長頂部の約4.0m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、第5.1.2-2図に示すとおり、必要な遮蔽<sup>※3</sup>が維持される水位である燃料棒有効長頂部の約1.8m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建物原子炉棟4階からの現場作業員の退避は2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも20mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約1.8m上（通常水位から約3.3m下）の位置である。

（添付資料4.1.2, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6）

## 5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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。

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去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、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。

### (1) 評価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5.1.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14.0MWに対して最確条件は約14.0MW以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場

合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事象発生ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、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は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、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容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象発生ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び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。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の

崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間、燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52°C に対して最確条件は約 29°C ～約 46°C であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事象発生ごとに異なる。原子炉水温が 100°C かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52°C かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから、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は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、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<sup>※4</sup>。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象発生ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

## 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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2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、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、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が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)

(2) 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。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約4.3時間、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間が事象発生から約6.1時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.1.7)

(3) まとめ

評価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、評価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。

5.1.4 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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の43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（残留熱除去系の故障による

停止時冷却機能喪失)」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の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日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m<sup>3</sup>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730m<sup>3</sup>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8m<sup>3</sup>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45m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.1.8)

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。

### 5.1.5 結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失す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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

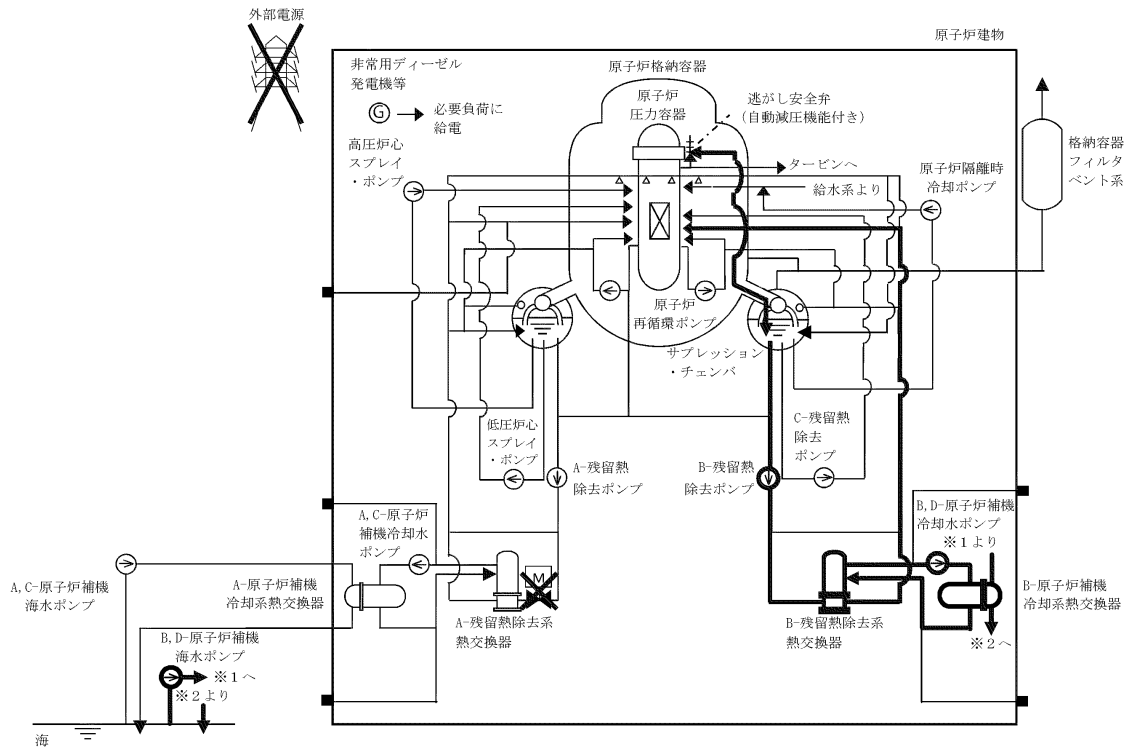
上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料棒有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

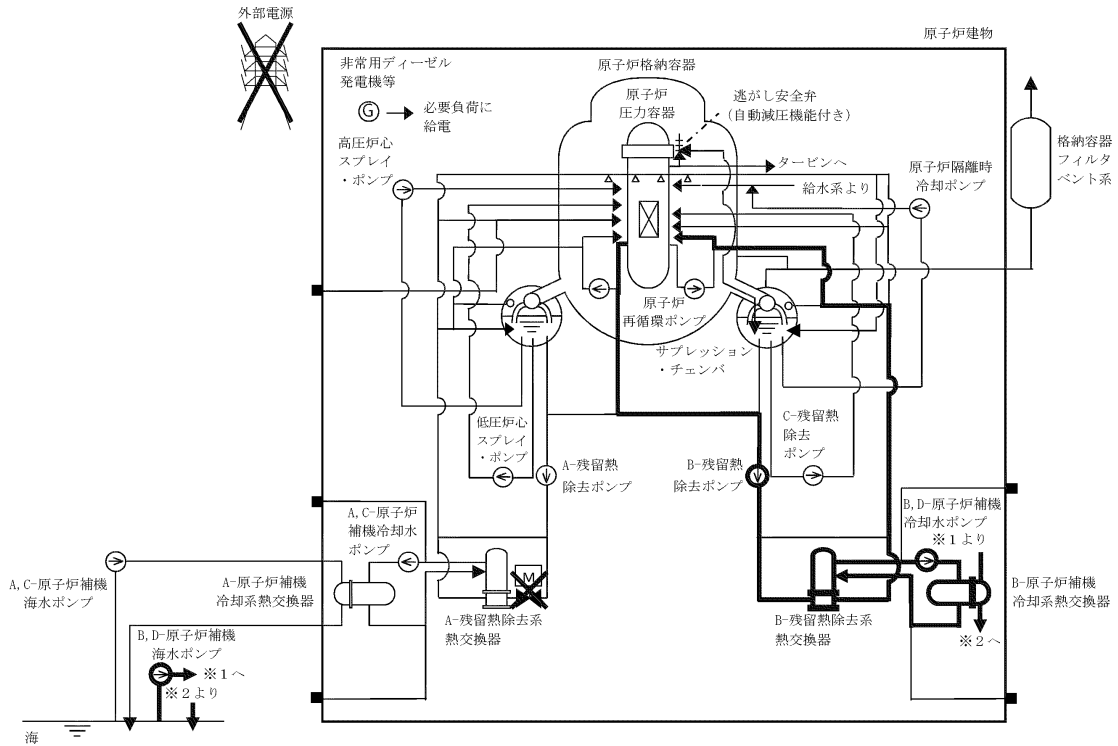
評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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、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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、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（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。

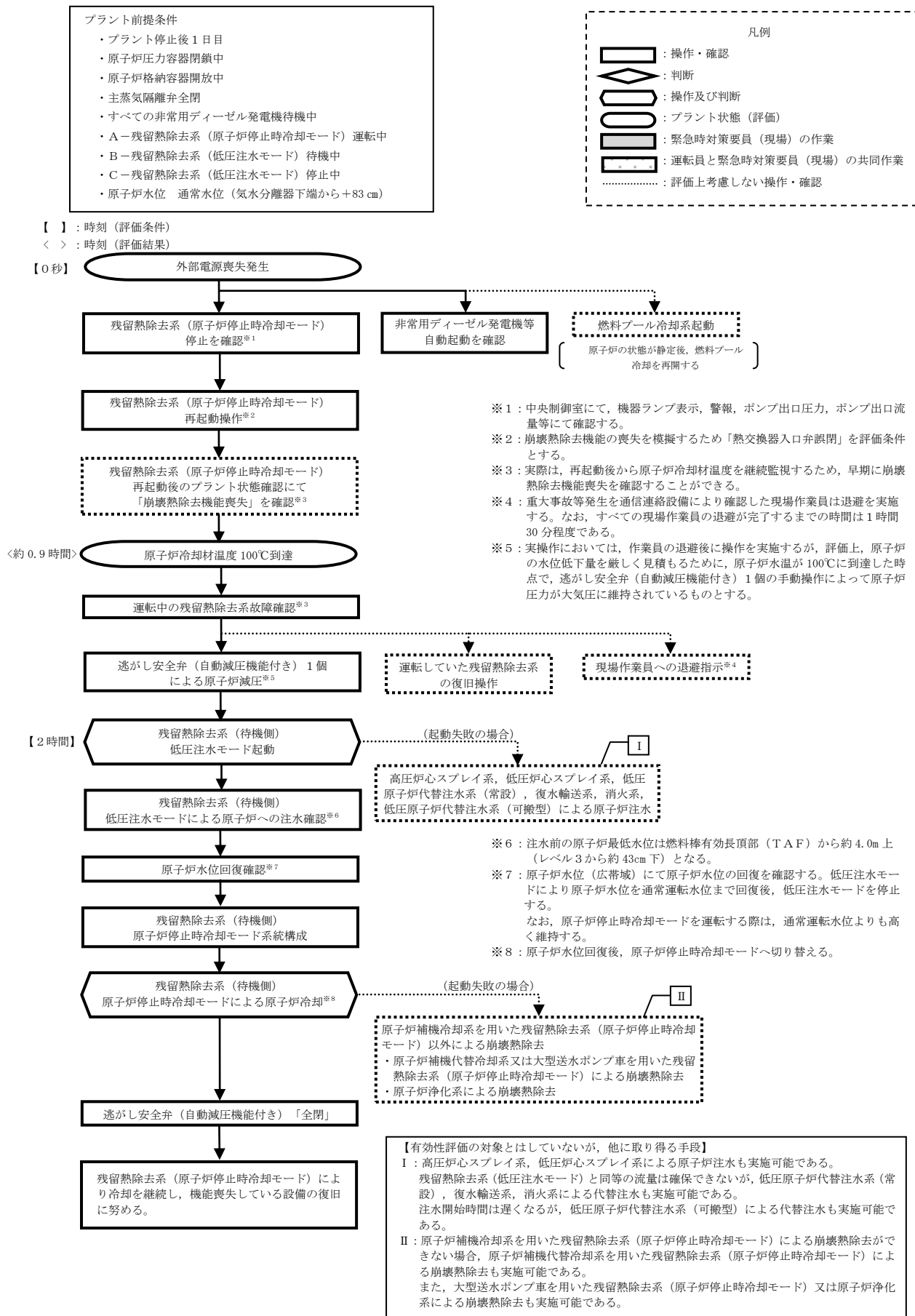


第5. 1. 1-1(1) 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図  
 (原子炉停止時冷却失敗, 原子炉減圧及び原子炉注水)



第5. 1. 1-1(2) 図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却)





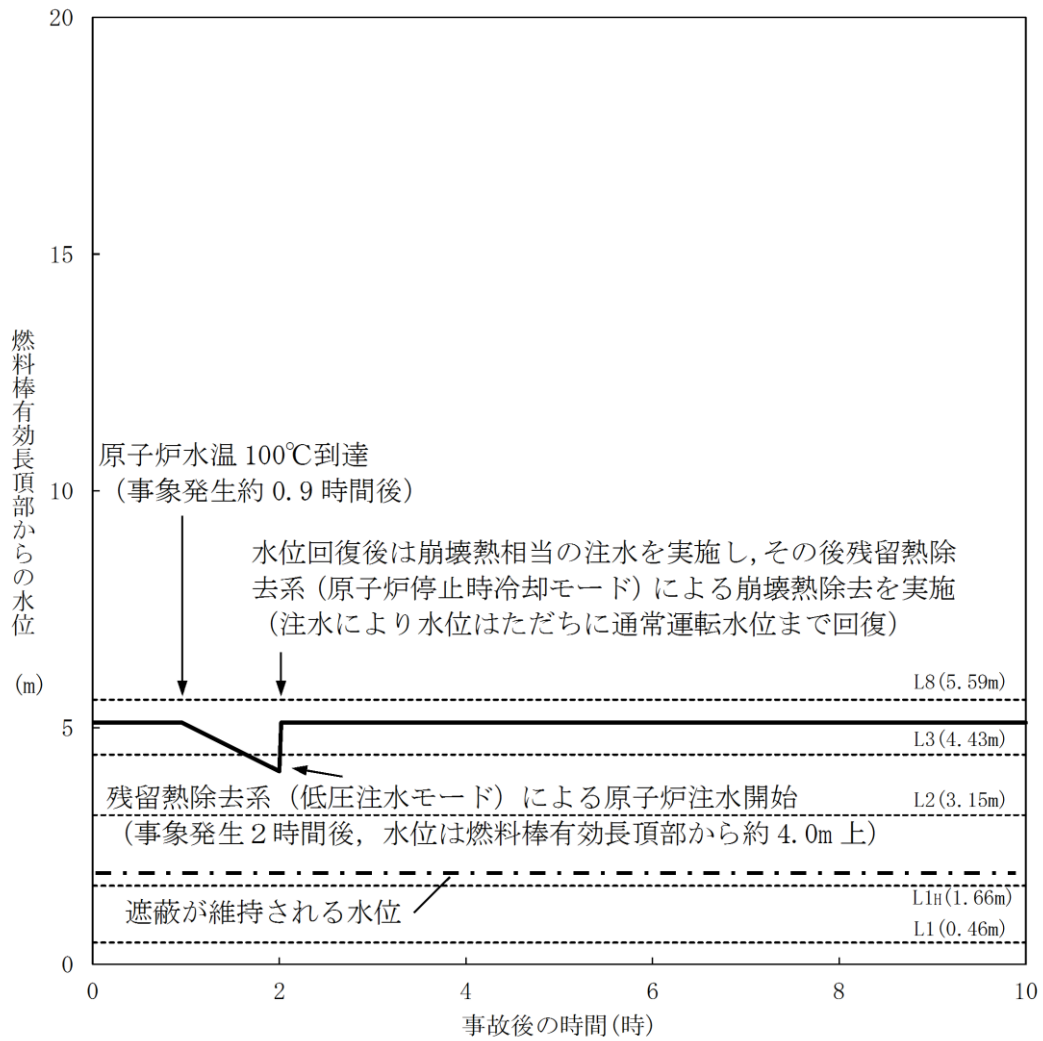
第 5.1.1-2 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要

停止中の崩壊熱除去機能喪失

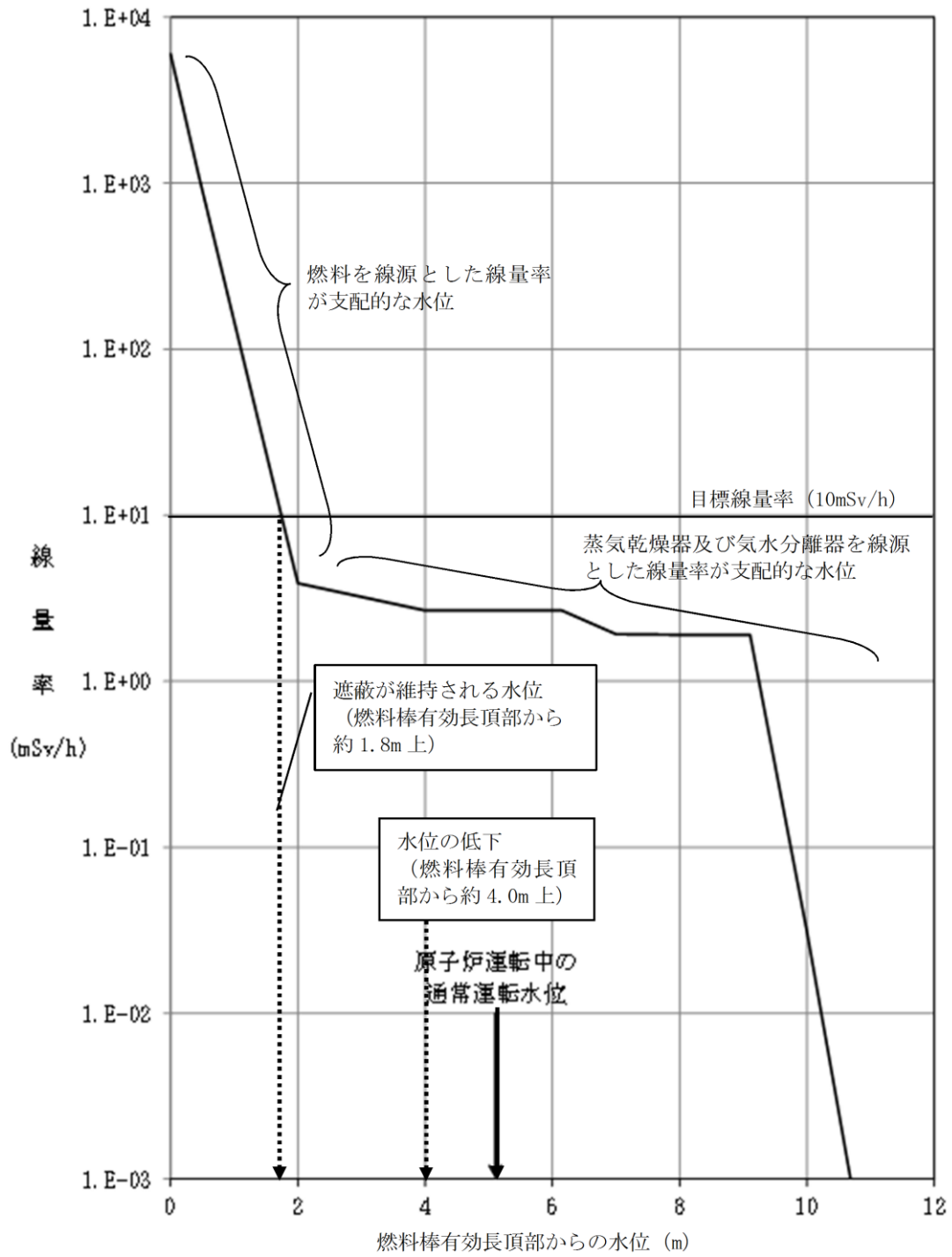
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間 (分)																		経過時間 (日)			備考
	責任者	当直長	1人		中央制御室監視 緊急時対策本部連絡	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	5	6	
状況判断	1人 A	—	—	・ 外部電源喪失確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認 ・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）再起動																						
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）機能喪失調査，機器復旧操作	—	—	—	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）機能回復																						評価上考慮せず 対応可能な要員により対応する
現場作業員への退避指示	—	—	—	・ 当直長による現場作業員への退避指示	1時間30分以内に退避完了																					評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する
原子炉減圧操作	(1人) A	—	—	・ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1個 手動開放操作	10分																					
原子炉水位回復操作	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系（低圧注水モード）（待機側）起動/停止操作	10分																		原子炉水位回復後，残留熱除去系（低圧注水モード）停止			B-残留熱除去ポンプ
残留熱除去系（低圧注水モード）から 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） への切替え	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（中央制御室）	20分																					B-残留熱除去ポンプ
	—	2人 B, C	—	・ 放射線防護具準備	10分																					
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（原子炉停止時冷却モード）（待機側）系統構成（現場）	20分																					B-残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）（待機側）起動	10分																					B-残留熱除去ポンプ
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	・ 原子炉冷却材温度調整	適宜実施																		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転継続			B-残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動	・ 燃料プール冷却水ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・ 必要に応じてスキマサージタンクへの補給を実施する。																					評価上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	—																							

() 内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

第 5.1.1-3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の作業と所要時間



第 5.1.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.1.2-2 図 原子炉水位と線量率

第 5.1.1-1 表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。	<p>【非常用ディーゼル発電機】※</p> <p>【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】※</p>	—
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、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)1個を開操作する。	逃がし安全弁(自動減圧機能付き)※	<p>原子炉圧力(SA)</p> <p>原子炉圧力※</p> <p>【残留熱除去系熱交換器入口温度】※</p> <p>【残留熱除去系熱交換器出口温度】※</p>
残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により、原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	<p>【残留熱除去系(低圧注水モード)】※</p> <p>サブレーション・チェンバ※</p>	—
残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)運転による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系(低圧注水モード)運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁(自動減圧機能付き)を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	<p>【残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)】※</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5.1.2-1表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	平衡炉心燃料の平均燃焼度 $33\text{GWd/t}^{*2}$ を基に, ANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定 また, 原子炉停止1日後においては, $9 \times 9$ 燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 原子炉水位低下の観点で厳しいため, MOX燃料の評価は $9 \times 9$ 燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し, 代表的に $9 \times 9$ 燃料 (A型) を設定
	原子炉水位	原子炉停止1日後の水位
	原子炉水温	原子炉停止1日後の実績を踏まえ, 原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)にて冷却されているため, その設計温度である $52^\circ\text{C}$ を設定
	原子炉圧力	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	起因事象, 安全機能の喪失に対する仮定	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障を仮定
	外部電源	外部電源の有無は, 崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから, 資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
事故条件	原子炉停止1日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが, 崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	
	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	

第5.1.2-1表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）</p> <p>1, 136 m<sup>3</sup>/h で注水</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>
重大事故等対策に関連する機器条件	<p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</p> <p>熱交換器1基あたり約9MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）</p>	<p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値として設定（原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を実施することとで原子炉内の崩壊熱を除去できるため、注水が不要となる）</p>
重大事故等対策に関連する操作条件	<p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作</p> <p>事象発生から2時間後</p>	<p>残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに余裕を考慮して設定</p>

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における  
燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と  
必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位到達までの時間余裕と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱はすべて原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

なお、5. 1. 2及び5. 2. 2の「燃料損傷防止対策の有効性評価」において、「1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて評価を行っており、添付資料5. 1. 7及び添付資料5. 2. 2の「評価条件の不確かさの影響評価について」の一部においては、未開放状態の被ばく影響をより現実に近い想定として評価するため、「2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」を用いた。

1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算

原子炉未開放状態において、原子炉圧力上昇に伴う原子炉冷却材の比エンタルピの上昇により、大気圧下と比べて原子炉冷却材の蒸発量は抑制されるが、ここでは原子炉圧力容器の状態によらず、保守的かつ簡易的な評価として大気圧下の原子炉冷却材の蒸発量を求めた。

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約 0.95 時間である。計算は次の式で行った。

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$$

- $t_1$  : 100℃に至るまでの時間[h]  
 $h_{100}$  : 100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg] = 419.10  
 $h_{52}$  : 52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ/kg] = 217.70  
 $V_c$  : 保有水の体積[m<sup>3</sup>] =   
 $\rho_{52}$  : 52℃の水密度[kg/m<sup>3</sup>] = 987  
 $Q$  : 崩壊熱[kW] =  $1.40 \times 10^4$

(2) 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間

燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時で、それぞれ約 6.1 時間と約 4.3 時間である。計算は次の式で行った。

$$t = t_1 + t_2$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3600)$$

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



- $t$  : 燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h]  
 $t_2$  : 100°C到達から燃料棒有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間[h]  
 $h_{100}$  : 100°Cの飽和水の比エンタルピ[kJ/kg] = 419.10  
 $h_s$  : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57  
 $V_u$  : 保有水の体積[m<sup>3</sup>]  
 (燃料棒有効長頂部までの保有水の体積) =   
 (放射線の遮蔽が維持される水位までの保有水の体積) =   
 $\rho_{52}$  : 52°Cの水密度[kg/m<sup>3</sup>] = 987  
 $Q$  : 崩壊熱[kW] =  $1.40 \times 10^4$

また、注水前の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約 23[m<sup>3</sup>/h]である。計算は次の式で行った。

$$\rho_{100} \text{ (注水前の蒸発量)} = (Q \times 3600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100})$$

$\rho_{100}$  : 100°Cの水密度[kg/m<sup>3</sup>] = 958

### (3) 必要な注水量

崩壊熱によって喪失する原子炉冷却材を補うために必要な注水量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、全交流動力電源喪失時ともに約 21[m<sup>3</sup>/h]である。計算は次の式で行った。

$$f = (Q \times 3600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

- $f$  : 必要な注水量[m<sup>3</sup>/h]  
 $\rho_f$  : 注水(飽和水, 水温 35°C)の密度[kg/m<sup>3</sup>] = 994  
 $h_s$  : 飽和蒸気の比エンタルピ[kJ/kg] = 2675.57  
 $h_f$  : 注水(飽和水, 水温 35°C)の比エンタルピ[kJ/kg] = 146.64  
 $Q$  : 崩壊熱[kW] =  $1.40 \times 10^4$

### (4) 注水中の蒸発量

注水中の蒸発量は、運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時、運転停止中の全交流動力電源喪失時ともに 0[m<sup>3</sup>/h]である。注入された水を 100°Cに上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることから、計算は次の式で行った。

$$Q \times 3600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$$

$$S = (Q \times 3600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$$

- $F$  : 注水量[m<sup>3</sup>/h]  
 (崩壊熱除去機能喪失時) = 1,136 (残留熱除去系定格流量)  
 (全交流動力電源喪失時) = 200 (低圧原子炉代替注水系(常設)の設計値として設定)  
 $S$  : 注水中の蒸発量[m<sup>3</sup>/h] (ただし,  $S \geq 0$ )

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

- $\rho_f$  : 注水 (飽和水, 水温 35°C) の密度 [kg/m<sup>3</sup>] = 994  
 $h_s$  : 飽和蒸気の比エンタルピ [kJ/kg] = 2675.57  
 $h_{100}$  : 100°Cの飽和水の比エンタルピ [kJ/kg] = 419.10  
 $h_f$  : 注水 (飽和水, 水温 35°C) の比エンタルピ [kJ/kg] = 146.64  
 $Q$  : 崩壊熱 [kW] = 1.40 × 10<sup>4</sup>

## 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算 (原子炉圧力容器が閉鎖状態での評価)

### (1) 逃がし安全弁 (SRV) の逃がし弁機能が作動する最低圧力に到達する時間等

5.1.2 及び 5.2.2 の「燃料損傷防止対策の有効性評価」においては原子炉圧力容器未開放状態であるが、原子炉の大気圧状態が維持される想定にて計算を実施している。ただし、実操作において崩壊熱除去機能が喪失した際の逃がし安全弁 (SRV) による減圧操作は原子炉の注水機能が確保された後となるため、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果に期待でき、原子炉冷却材の蒸発量は小さくなる。

閉鎖状態における原子炉の圧力上昇と水位の関係は下の式で計算できる。ここで逃がし安全弁 (SRV) の逃がし弁機能が作動する最低圧力 (7.58MPa [gage]) に到達する時間等を求めた。

$$M_s / \rho_s + M_l / \rho_l = V_{all}$$

$$M_s + M_l = M_{all}$$

$$\Delta (h_s \times V_s \times \rho_s + h_l \times V_l \times \rho_l) = Q \Delta t$$

※初期状態の各変数は[0]、SRV作動圧力到達時の各変数は[1]で表す

$M_s$  ,  $M_l$  : 気相部の蒸発量, 液相部の水量 [kg]

初期 (大気圧, 原子炉水温 52°C) :

$$M_{s0} = \text{約 } \boxed{\phantom{000}} \text{ kg (飽和蒸気圧)}, \quad M_{l0} = \text{約 } \boxed{\phantom{000000}} \text{ kg}$$

$M_{all}$  : 原子炉圧力容器内の蒸気及び原子炉冷却材の総量 [kg] = 約  $\boxed{\phantom{000000}}$  kg

$\rho_s$  ,  $\rho_l$  : 飽和蒸気の密度, 水の密度 [kg/m<sup>3</sup>]

初期 (大気圧, 原子炉水温 52°C) :

$$\rho_{s0} = 0.0912 \text{ kg/m}^3, \quad \rho_{l0} = 987 \text{ kg/m}^3$$

SRV作動圧力到達時 (7.58MPa [gage], 原子炉水温 292°C) :

$$\rho_{s1} = 40.4 \text{ kg/m}^3, \quad \rho_{l1} = 728 \text{ kg/m}^3$$

$V_s$  ,  $V_l$  : 気相部の体積, 液相部の体積 [m<sup>3</sup>]

初期 (大気圧, 原子炉水温 52°C) :

$$V_{s0} = \text{約 } \boxed{\phantom{000}} \text{ m}^3, \quad V_{l0} = \text{約 } \boxed{\phantom{000}} \text{ m}^3$$

$V_{all}$  : 原子炉圧力容器内の体積 [m<sup>3</sup>] = 約  $\boxed{\phantom{000}}$  m<sup>3</sup>

$h_s$  ,  $h_l$  : 飽和蒸気, 水のエンタルピ [kJ/kg]

初期 (大気圧, 原子炉水温 52°C) :

$$h_{s0} = 2594.84 \text{ kJ/kg}, \quad h_{l0} = 217.70 \text{ kJ/kg}$$

SRV作動圧力到達時 (7.58MPa [gage], 原子炉水温 292°C) :

$$h_{s1} = 2763.55 \text{ kJ/kg}, \quad h_{l1} = 1300.63 \text{ kJ/kg}$$

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

Q : 崩壊熱量[kJ/s] =  $1.40 \times 10^4$  kJ/s (原子炉停止 1 日後)  
Δt : 事象発生後の時間[s]

上記式より

S R V 作動圧力到達時 (7.58MPa[gage], 原子炉水温 292°C) の液相部の水量[kg]

$$M_{11} = \text{約 } 2.364 \times 10^5 \text{ kg}$$

S R V 作動圧力到達時 (7.58MPa[gage], 原子炉水温 292°C) の液相部の体積[m<sup>3</sup>]

$$V_{11} = \text{約 } \boxed{\phantom{0000}} \text{ m}^3$$

事象発生後の時間[s]

$$\Delta t = \text{約 } 1.9 \times 10^4 [\text{s}] \rightarrow 5 \text{ 時間以上}$$

となり、事象発生約 5 時間後までに約 2.5t の原子炉冷却材が蒸発する。ただし、熱膨張により原子炉冷却材の体積は約 82.8m<sup>3</sup> 増加し、原子炉水位は燃料棒有効長頂部より約 8.69m 上 (通常運転水位より約 3.59m 高い位置) となる。S R V 作動圧力到達時 (7.58MPa[gage]) においては遮蔽評価に用いている 100°C の時の水の密度と比べて水の密度が約 0.76 倍と減少しているため、同等の遮蔽厚さに換算した場合、燃料棒有効長頂部より約 6.61m 上 (通常運転水位より約 1.51m 高い位置) となり、事象発生前と同様原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

以上より、原子炉圧力容器が閉鎖状態において崩壊熱除去機能が喪失した場合も、逃がし安全弁の作動等により原子炉内の保有水量が減少するまでの間 (5 時間以上)、原子炉冷却材による放射線の遮蔽は維持される。

なお、原子炉停止 12 時間後を想定した際、上記の原子炉停止 1 日後と同様の評価式を用いて算出すると、S R V 作動圧力到達時 (7.58MPa[gage]) までの時間は 4 時間以上となる。

## 重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

## 1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定にあたっては、他の殆どの重要事故シーケンス等の選定と同様に、PRAの結果から抽出された事故シーケンスグループから「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「ガイド」という。）に示された着眼点を考慮し、重要事故シーケンスを選定している。

崩壊熱除去機能喪失の重要事故シーケンスとしては、ガイドに示された着眼点に加えて事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し、次の事故シーケンスを選定した。

- ・崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗

## 2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では、設計基準相当の設備の機能喪失を受けて燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止できることを確認している。この観点では、すべての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を受け、重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止するという評価も考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスと同じ評価を実施することとなる。このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、ガイドの対策例を参照し、待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し、燃料損傷を防止可能であることを確認している。

## 3. プラント状態（POS）の選定

重要事故シーケンスの選定プロセスでは、POSについては選定していないため、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。崩壊熱除去機能の喪失事象が発生した場合、代替の崩壊熱除去機能や炉心への注水機能を用いて燃料損傷を防止することとなる。このため、POSを選定するうえでは崩壊熱が高く、原子炉圧力容器内の保有水量が少ないため、事象発生から燃料損傷までの時間余裕が厳しいPOSを選定することが適切と考える。停止時レベル1 PRAにおけるPOSの分類及び定期事業者検査工程を図1に、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を表1に示す。崩壊熱の観点で最も厳しいPOSは「S 原子炉冷温停止への移行状態」であり、次に「A 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」、その次が「B 原子炉ウェル満水状態」という順となる。保有水の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS「S」、「A」、「C 原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態」、「D 起動準備状態」が厳しい。

次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると、POS「S」及び「D」の原子炉停止直後・起動準備状態において、給水系を除

く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である<sup>\*</sup>。そのため、緩和設備についてはPOS「S」及び「D」以外のPOS「A」～「C」が厳しい条件となる。

なお、原子炉压力容器閉鎖時は原子炉圧力の上昇が考えられるが、トップベントから原子炉の減圧ができること、急激に原子炉圧力が上昇するようなものではないこと、原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁で減圧できることから残留熱除去系（低圧注水モード）が使用できるとしている。また、原子炉格納容器閉鎖時においても同様の考え方である。

このため、本評価においては、POS「S」の次に崩壊熱が高く、原子炉压力容器内の保有水量が少ないことに加え、使用可能な緩和設備が原子炉運転中より少なくなるPOS「A」を選定している。なお本評価では、原子炉压力容器内の保有水量が少なく、放射線の遮蔽が維持される水位に到達するまでの時間余裕の観点から厳しい、原子炉压力容器閉鎖状態を評価条件とした。

※ 一例として後述する「添付資料 5.1.6 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について」で示すとおり、POS「S」及び「D」において原子炉压力容器が閉鎖状態であるため、原子炉圧力が上昇した後に原子炉隔離時冷却系の注水も使用可能となる。一方、POS「A」～「C」のうち原子炉压力容器が開放状態である場合には、原子炉圧力が上昇しないため原子炉隔離時冷却系が使用できなくなる。

#### 4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価では、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の有効性を確認しているが、別の燃料損傷防止対策として、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が考えられるが、これについては「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて、本評価と同じPOS「A」でその有効性を確認している。

項目	プリント状態										C										D																																																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
クリティカル 工程	B-1										B-2										B-3										B-4																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
海水系品検	A→水送点検										C→水送点検										B→水送点検										A→水送点検																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
代表水位	A→水送点検										C→水送点検										B→水送点検										A→水送点検																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
A-RHR	A-RHR										A-RHR										A-RHR										A-RHR																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
B-RHR	B-RHR										B-RHR										B-RHR										B-RHR																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
CUII	CUII										CUII										CUII										CUII																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
FPC	FPC										FPC										FPC										FPC																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
代替除熱	代替除熱										代替除熱										代替除熱										代替除熱																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
HPCS ※1	HPCS ※1										HPCS ※1										HPCS ※1										HPCS ※1																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
LPCS ※1	LPCS ※1										LPCS ※1										LPCS ※1										LPCS ※1																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
LPCI (C-RHR) ※1	LPCI (C-RHR) ※1										LPCI (C-RHR) ※1										LPCI (C-RHR) ※1										LPCI (C-RHR) ※1																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
A-CWT	A-CWT										A-CWT										A-CWT										A-CWT																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
B-CWT	B-CWT										B-CWT										B-CWT										B-CWT																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
C-CWT	C-CWT										C-CWT										C-CWT										C-CWT																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
FHW	FHW										FHW										FHW										FHW																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
A-D/G	A-D/G										A-D/G										A-D/G										A-D/G																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
B-D/G	B-D/G										B-D/G										B-D/G										B-D/G																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									
H-D/G ※1	H-D/G ※1										H-D/G ※1										H-D/G ※1										H-D/G ※1																																									
	燃料供給										燃料供給										燃料供給										燃料供給																																									

A-RHR: 凝縮熱除去系  
 B-RHR: 凝縮熱除去系  
 CUII: 燃料供給系  
 FPC: 燃料供給系  
 D/G: 燃料供給系  
 HPCS: 高圧炉心スプレイス系  
 LPCS: 低圧炉心スプレイス系  
 LPCI: 低圧注水系  
 A-CWT: 復水輸送系ポンプ  
 B-CWT: 復水輸送系ポンプ  
 C-CWT: 復水輸送系ポンプ  
 FHW: 燃料プール補給水系  
 PV: 原子炉圧力容器  
 RPV: 原子炉圧力容器  
 LPM: 高圧出力循環ユニット  
 GRD: 制御棒駆動機構

※1 今回のPRAでは期待していない既備 (RHRは低圧注水モードを期待せず)  
 ■■■■■: 凝縮熱除去に用いている系統  
 □□□□□: 待機中の系統

図1 停止時レベル1 PRAにおけるPOSの分類及び定期事業者検査工程

表 1 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態 (POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目	
				燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系※1</li> <li>非常用炉心冷却系 (LPCI, LPCS, HP(CS)) ※2</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (常設)</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</li> <li>ガスタービン発電機</li> </ul>	閉鎖	原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。(添付資料 5.1.6)	未臨界の確保
A	原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウエル満水への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却系 (LPCI, LPCS, HP(CS)) ※2</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (常設)</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</li> <li>ガスタービン発電機</li> </ul>	閉鎖→開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 有効性評価にて評価項目を満足する。 (添付資料 5.1.6)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。 原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる、又は十分な遮蔽水位が確保されていることから、必要な遮蔽は確保される。(添付資料 5.1.6)
B1					
B2	原子炉ウエル満水状態 (原子炉ウエル水抜き開始まで)	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却系 (LPCI) ※2</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</li> <li>ガスタービン発電機</li> <li>燃料プールのスプレイ系</li> </ul>	開放	POS-S に比べ、崩壊熱が小さく、また保有水量が多いことから余裕時間が長いものの、点検等により緩和設備が少なくなることが考えられる。ただし、低圧原子炉代替注水系 (可搬型) や燃料プールのスプレイ系を用いることで燃料損傷を回避できることから、崩壊熱の観点から厳しい「全交流動力電源喪失 (POS-A) 及び「燃料プール想定事故 1」」に包絡される。	プラント状態 POS-A に同じ。 燃料の取出・装荷に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡。
B3					
B4					
C	原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の閉鎖及び起動準備への移行状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却系 (LPCI, LPCS, HP(CS)) ※2</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (常設)</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</li> <li>ガスタービン発電機</li> </ul>	開放→閉鎖	以下の理由から POS-A を想定した有効性評価の条件に包絡される。 <ul style="list-style-type: none"> <li>崩壊熱が小さい。</li> <li>緩和設備に差がない。</li> <li>保有水量に差がない。</li> <li>余裕時間が長い。</li> </ul>	原子炉を閉鎖中であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる、又は十分な遮蔽水位が確保されていることから、必要な遮蔽は確保される。(添付資料 5.1.6)
D	起動準備状態		閉鎖	原子炉が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。(添付資料 5.1.6)	プラント状態 POS-A に同じ。

※1 原子炉圧力が上昇した後で使用可能となる ※2 停止時レベル 1 PRA では、保守的に期待していない設備

## 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失評価における崩壊熱設定の考え方

## 1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスの有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後<sup>※</sup>の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に定期事業者検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは定期事業者検査期間から見ると保守的な設定であると考えが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

※ 原子炉停止から1日（24時間）後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は、全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ8時間程度前、5時間程度前となっており、実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。

## 2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時を復水器真空破壊からと考えると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間以上後である。仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって原子炉注水までの時間余裕を評価すると、燃料棒有効長頂部到達まで約4.2時間となる。原子炉停止から1日（24時間）後の原子炉注水までの時間余裕が約6.1時間であることから、時間余裕の観点では約2時間短くなるが、本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉注水開始までの対応は2時間であることから十分対応可能な範囲である。

また、必要な遮蔽の確保の観点においても、現場作業員の退避までの時間余裕が原子炉停止から1日（24時間）後の場合では約4.3時間に対して、12時間後の場合では約2.7時間と短くなるものの、十分退避可能な範囲である（添付資料 5.1.6）。

この様に、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし、13ヶ月運転に対して燃焼度を10%増加させた場合の崩壊熱を用いていること及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シーケンスにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

以上



安定状態について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**

原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系（低圧注水モード）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。（添付資料 2. 1. 1 別紙 1 参照）

## 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の 原子炉格納容器の影響について

運転停止中の有効性評価は、審査ガイドの評価項目<sup>\*</sup>に基づき原子炉への注水を行うことで燃料の冠水が維持されていることをもって、燃料の冷却が維持され燃料損傷が防止できていることを確認している。

### ※＜審査ガイドの評価項目＞

- (a) 燃料有効長頂部が冠水していること。
- (b) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (c) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつわずかな出力上昇を伴う臨界は除く。）

この際、格納容器内圧力及び温度の挙動は評価対象とはしていないが、原子炉補機代替冷却系又は格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱により対応することとなる。

### 1. プラント停止中における崩壊熱除去機能喪失時の原子炉格納容器の影響

プラント停止中の有効性評価において、崩壊熱除去機能を喪失している期間は「崩壊熱除去機能喪失」の事象発生約2時間後まで、「全交流動力電源喪失」の事象発生から原子炉補機代替冷却系等による崩壊熱除去機能復旧の事象発生約10時間後までである。

ここでは、代表として「全交流動力電源喪失」を前提に考察する。

崩壊熱除去機能が喪失すると原子炉水温は上昇し、冷却機能喪失後0.9時間程度で沸騰を開始した後、水位が低下する。原子炉注水により燃料の冷却は維持されるが、原子炉内の圧力が徐々に上昇するため、原子炉の減圧が必要となる。減圧により原子炉内の熱量がサプレッション・チェンバへと移行し、格納容器内の温度上昇や圧力上昇に至る。格納容器内の圧力上昇が384kPa[gage]に到達する時間は約47時間であり、原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。

また、仮に原子炉補機代替冷却系による崩壊熱除去機能の復旧ができない場合は格納容器ベントによる除熱を実施することとなるが、追加放出においては、既に原子炉停止後の減圧操作により原子炉内へ放出されて気体廃棄物処理系で処理されるため、格納容器内の放射性物質の量は、運転中の事故時と比べて非常に小さく、考慮不要である。

なお、原子炉圧力容器が閉鎖状態かつ原子炉格納容器開放状態で、全交流動力電源喪失が発生する頻度は大きなものではないが、これらについても考察する。

所員用エアロック等の開放により原子炉格納容器が開放されている場合、所員用エアロック等を速やかに閉止することで、上記と同様の対応となる。

原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、状況により速やかに原子炉格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が原子炉格納容器を經由して原子炉建物内に放出されることも考えられる。ただし、原子炉建物壁面への吸熱及びブローアウトパネル開放等による環境への放熱により、原子炉建物内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく、原子炉補機代替冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善

される。また、現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について、原子炉冷却材中に含まれる放射性物質は微少であり、かつ、時間減衰による低減効果もあるため、有意なものとはならない。

原子炉圧力容器を開放している場合は、原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建物内に放出され、原子炉建物壁面への吸熱、または環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量がさらに低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

#### <参考>

運転停止中における全交流動力電源喪失が発生した際の原子炉格納容器の圧力をMAAPコードにより求めた。解析条件は表1、解析結果は表2及び表3となる。格納容器代替スプレイに期待するケース及び期待しないケースの2ケースの評価を実施し、その結果、格納容器代替スプレイに期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約47時間となった。

表 1 解析条件（停止時ベントタイミングの確認）

分類	項目	解析条件
事故発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止 1 日後
	原子炉压力容器の想定	未開放
	原子炉初期水温	約51℃（残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計温度52℃とほぼ同値）※
	原子炉の初期圧力	大気圧相当
	原子炉格納容器の想定	未開放
	原子炉格納容器内の初期温度	サプレッション・プール水温：約35℃ 気相部：約64℃（通常運転時の温度57℃を包絡する値）※
	原子炉格納容器の初期圧力	大気圧相当
	低圧原子炉代替注水槽の水温	35℃
事象進展	事象開始	<ul style="list-style-type: none"> <li>・全交流動力電源喪失発生</li> <li>・水位低下に伴う非常用炉心冷却系の起動は期待しない</li> </ul>
	事象発生 2 時間後	<ul style="list-style-type: none"> <li>・常設代替交流電源設備による電源供給開始</li> <li>・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による減圧</li> <li>・低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始</li> </ul>
	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水	200m <sup>3</sup> /h
	格納容器代替スプレイ	実施に期待しない，又は格納容器代替スプレイ系（可搬型）によるD/Wスプレイ実施（120m <sup>3</sup> /h）
	ベントタイミング	格納容器圧力384kPa[gage]到達，又はサプレッション・プール水位通常水位＋約1.3m到達

※：有効性評価で想定する原子炉停止 1 日後の状態をMAAPにて評価するため，詳細な設定が困難なパラメータは有効性評価で想定する設定値等と同等な値となるようにした。

表 2 解析結果 (停止時ベントタイミングの確認)

分類	ベントタイミング	備考
格納容器代替スプレイに期待するケース	事象発生後 約60時間	サプレッション・プール水位 通常水位+約1.3m到達
格納容器代替スプレイに期待しないケース	事象発生後 約47時間	格納容器圧力384kPa[gage] 到達

表 3 解析結果 (格納容器圧力及び温度\*)

分類	事象発生10時間後		ベントタイミング時	
	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (°C)	格納容器圧力 (kPa[gage])	格納容器温度 (°C)
格納容器代替スプレイに期待するケース	S/C : 約22	D/W : 約74	S/C : 約351 (事象発生後 約60時間)	S/C : 約149 (事象発生後 約60時間)
格納容器代替スプレイに期待しないケース	S/C : 約22	D/W : 約74	S/C : 約384 (事象発生後 約47時間)	S/C : 約150 (事象発生後 約47時間)

※：格納容器圧力及び温度はドライウェルとサプレッション・チェンバのうち、より値が大きい側の結果を記載

以 上

## 運転停止中 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における 放射線の遮蔽維持について

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h<sup>※</sup>）が維持されることを確認したため、その結果を以下に示す。

また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物及び原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。

※ 必要な遮蔽の目安とする線量率は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」における原子炉建物原子炉棟 4 階からの現場作業員の退避は 2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため、緊急作業時の被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある 10mSv/h とした。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟 4 階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル使用）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟 4 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。

### 1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

①原子炉圧力容器開放作業の開始前、コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し（図 1 中の 1, 2, 3）

原子炉を停止後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは、原子炉は主蒸気系を介して、復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を開始した後、復水器真空破壊を経て、復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して、コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し作業を実施する。

②原子炉圧力容器蓋取り外し（図 1 中の 4）

原子炉が冷温停止状態になった後、原子炉の水位を徐々に上昇させ、原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下 0.5m 程度）。

③蒸気乾燥器取り外し（図 1 中の 5）

水位を徐々に上昇させながら、蒸気乾燥器を蒸気乾燥器・気水分離器ピット（以下「D S P」という。）へと移動する（蒸気乾燥器は空中移動）。

④気水分離器取り外し（図1中の6）

気水分離器をD S Pへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお、原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ、原子炉停止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。

（添付資料 5.1.2）

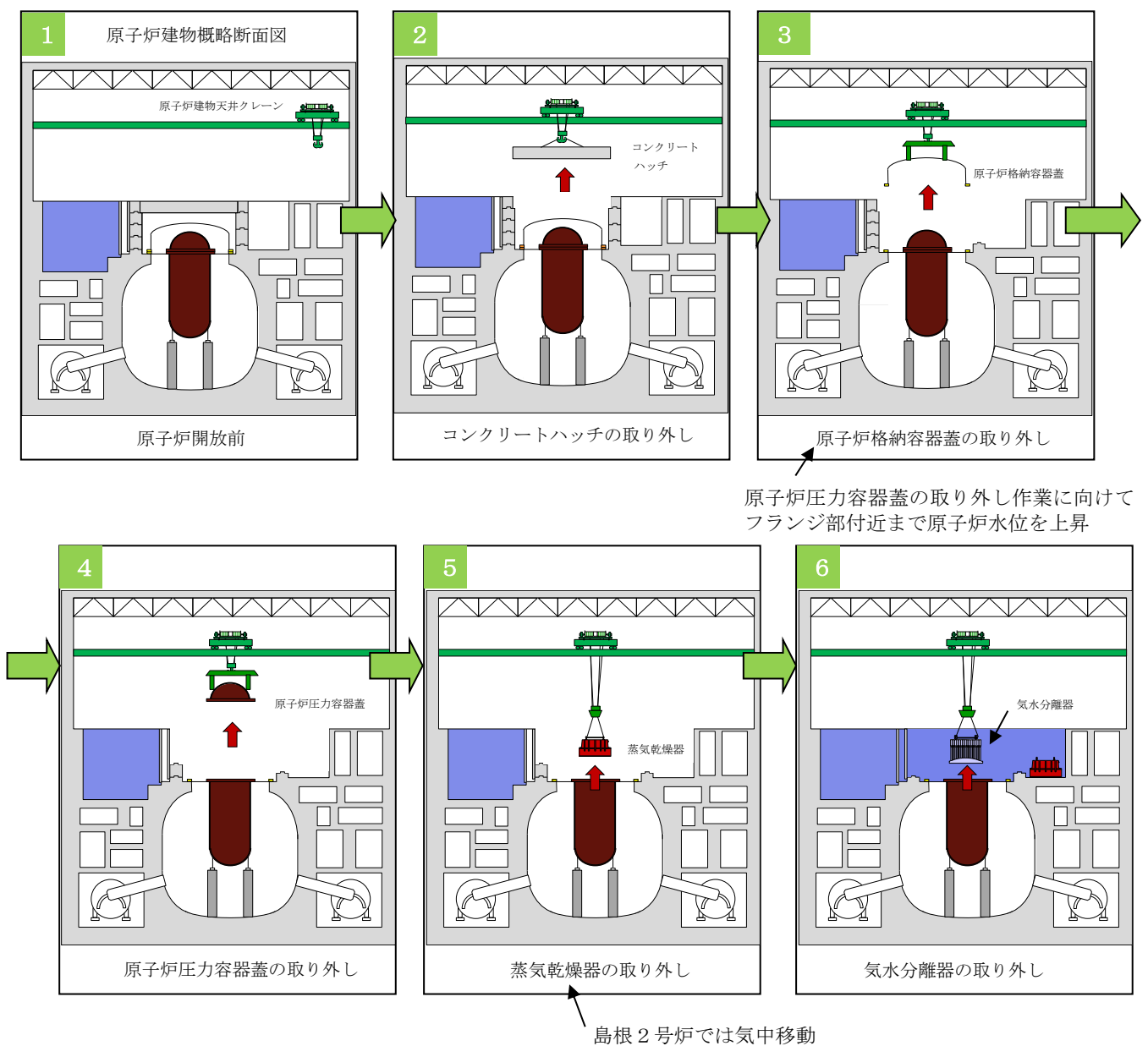


図1 原子炉圧力容器開放作業の流れ

## 2. 原子炉圧力容器等構造物

評価点 (燃料取替機台車床 (後述するコンクリートハッチ取り外し, 原子炉格納容器蓋取り外し状態の作業現場を想定))

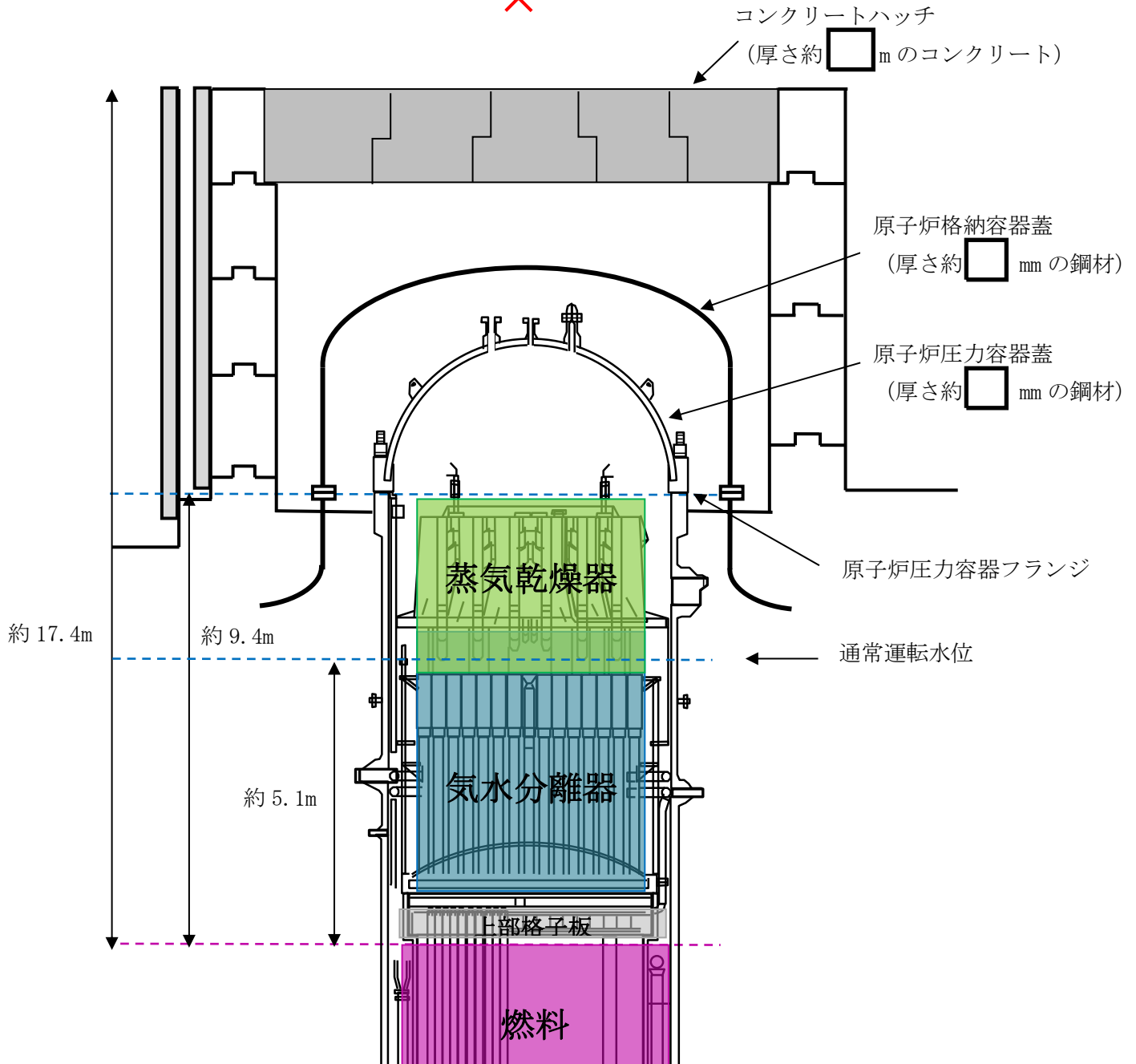


図2 原子炉圧力容器等構造物の概要

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



### 3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

#### ①-1 原子炉圧力容器開放作業の開始前（図1中の1）

原子炉運転中，原子炉停止直後等はコンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており，また，蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在するため，炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建物原子炉棟4階での線量率は十分小さくなる。そのため，原子炉圧力容器開放作業の開始前において，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてC o -60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約  $8.2 \times 10^{-2}$ ，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約  $4.1 \times 10^{-7}$  と非常に小さくなる。

（参考：放射線施設の遮蔽計算実務（放射線）データ集 2012 公益財団法人 原子力安全技術センター）

#### ①-2 コンクリートハッチ取り外し，原子炉格納容器蓋取り外し（図1中の2，3）

コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取り外し後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の取り外し作業に向けて原子炉の水位の上昇操作を実施するため，定期事業者検査ごとに高さは異なるが原子炉の水位は徐々に上昇することになる。この状態で原子炉建物原子炉棟4階にて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えるため，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。

#### ② 原子炉圧力容器蓋取り外し（図1中の4）

原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 0.5m 程度まで原子炉の水位を上昇させた後，開放作業を実施する。この際，原子炉の水位上昇により炉心燃料及び上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，原子炉の保有水量が多くなるため，100℃に至るまでの時間はさらに長くなる（約 1.2 時間程度）。

仮に原子炉圧力容器蓋を取り外し中に全交流動力電源喪失事象等が発生した際を考えると，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，その遮蔽に期待できる。

また，原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態にて後述する全交流動力電源喪失事象の水位低下（フランジ付近から約 1.1m 低下）を仮定した場合も，原子炉水位がフランジよりさらに高い水位である可能性があること，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉冷却材の流出の原子炉水位と線量率の関係（5.3 原子炉冷却材の流出 第5.3.2-2 図）に包絡できることから，必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を超えることはない。

なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響においても線源強度が大きくないこと，約 1.1m の水位低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから，これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。

以上より，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。（上記の①-2 での

評価に包絡)。

③ 蒸気乾燥器取り出し (図 1 中の 5) 及び④ 気水分離器取り外し (図 1 中の 6)

蒸気乾燥器の取り外しに併せ、水位を上昇させていく状態であり、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象が発生した場合においても、沸騰開始及び水位低下までに十分に時間余裕があるため、原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位 (目安と考える 10mSv/h) は、3. の検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取り外し、原子炉格納容器蓋取り外し (図 1 中の 2, 3)」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は、「添付資料 4.1.2 「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP2R コードを用いて計算し、評価条件は以下に示すものを用いた。

なお、評価点は燃料取替機台車床\*とした。

※ 原子炉停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチ取り外し及び原子炉格納容器蓋取り外し作業時において作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため、より線源に近い燃料取替機台車床を代表としている。なお、停止作業中においては作業員が原子炉格納容器内 (D/W 含む) に入って作業することも考えられるが、炉心燃料からの放射線は遮蔽物 (原子炉圧力容器、シュラウド、生体遮蔽 (原子炉遮蔽壁) 等) により減衰されること、原子炉建物原子炉棟 4 階と同様に事故時に作業員が退避することから、作業員の退避に関する被ばく影響は本評価に包絡される。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料、上部格子板、気水分離器及び蒸気乾燥器をモデル化した。

a. 炉心燃料

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源 (炉心のすべてに燃料がある状態)
- 燃料棒有効長 (mm)：
- ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、エネルギー 5 群
- 線源材質：燃料及び水 (密度： g/cm<sup>3</sup>)
- 線源強度：文献値\*<sup>1</sup>に記載のエネルギーあたりの線源強度を基に、9×9 燃料 (A 型) の体積あたりの線源強度を式①で算出

$$\text{線源強度 (cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV)} \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3 \text{/体)}} \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している文献値は、燃料照射期間 10<sup>6</sup>時間 (約 114 年) と、島根 2 号炉の実績を包絡した条件で評価されており、

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

島根 2 号炉に関する本評価においても適用可能である。

- ・燃料照射期間： $10^6$  時間（無限照射）
- ・原子炉停止後の期間<sup>※2</sup>：停止後 12 時間（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値）
- ・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW/体（9×9 燃料（A 型））
- ・燃料集合体体積：約  $7.1 \times 10^4 \text{ cm}^3$ （9×9 燃料（A 型））

※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な評価条件となっている。

○ 評価モデル：円柱線源

線量率評価モデルを図3に示す。また、式①で算出した体積あたりの線源強度を表1に示す。

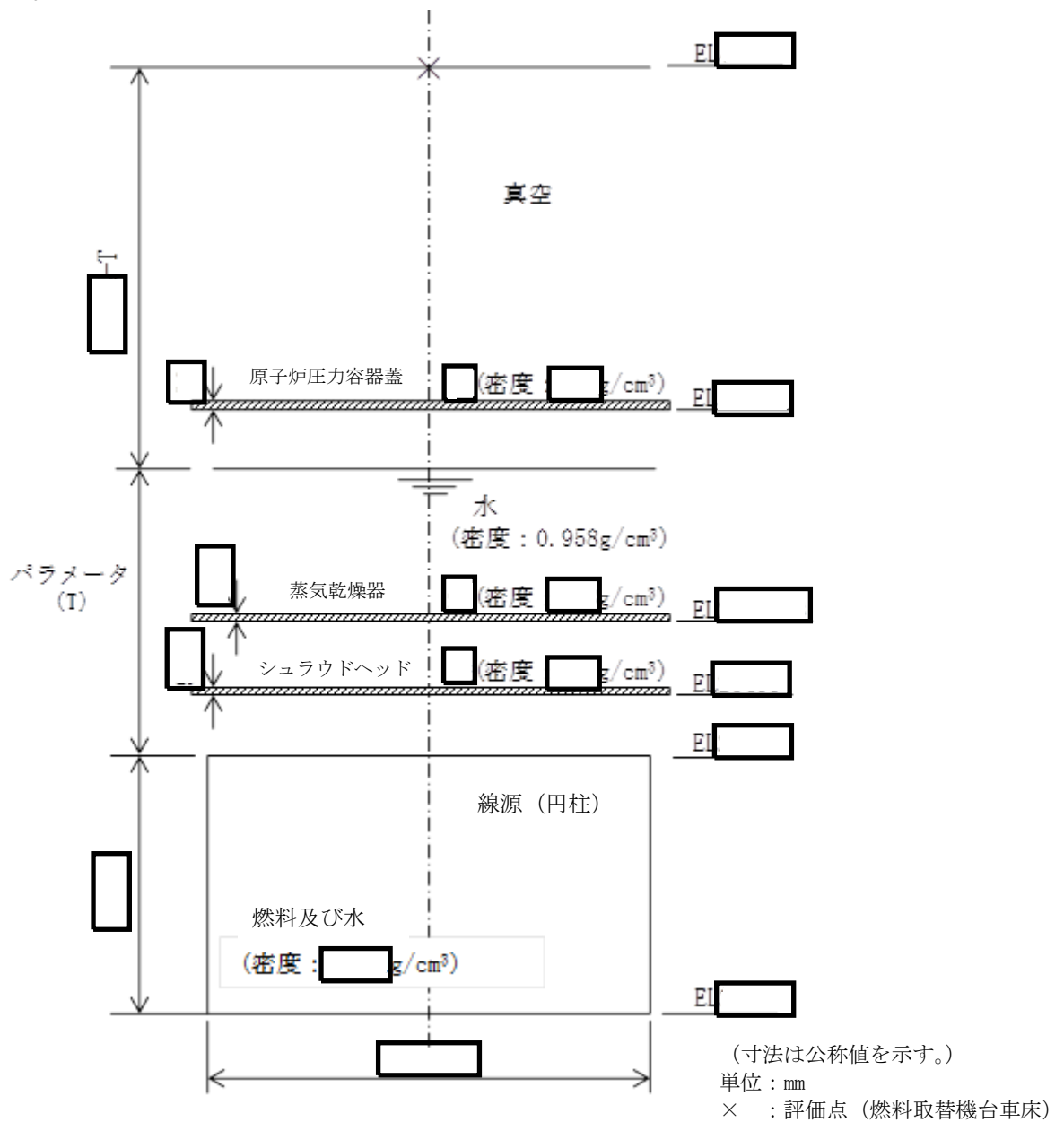


図3 燃料の線量率評価モデル

表1 燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギー (MeV)	線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1.0	$9.8 \times 10^{11}$
2.0	$1.6 \times 10^{11}$
3.0	$4.7 \times 10^9$
4.0	$7.3 \times 10^7$
5.0	$2.0 \times 10^7$

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

b. 上部格子板

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源としてモデル化

○ 線源の高さ (mm)：

○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種  $^{60}\text{Co}$  を想定して 1.5MeV

○ 線源材質：水と同等 (密度： $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ )

※  $52^\circ\text{C}$  から  $100^\circ\text{C}$  までの飽和水の密度のうち、最小となる  $100^\circ\text{C}$  の値を採用

○ 線源強度は、機器表面の実測値 ( Sv/h) より  $8.7 \times 10^9 \text{ Bq}/\text{cm}^3$  と算出線量率評価モデルを図 4 に示す。

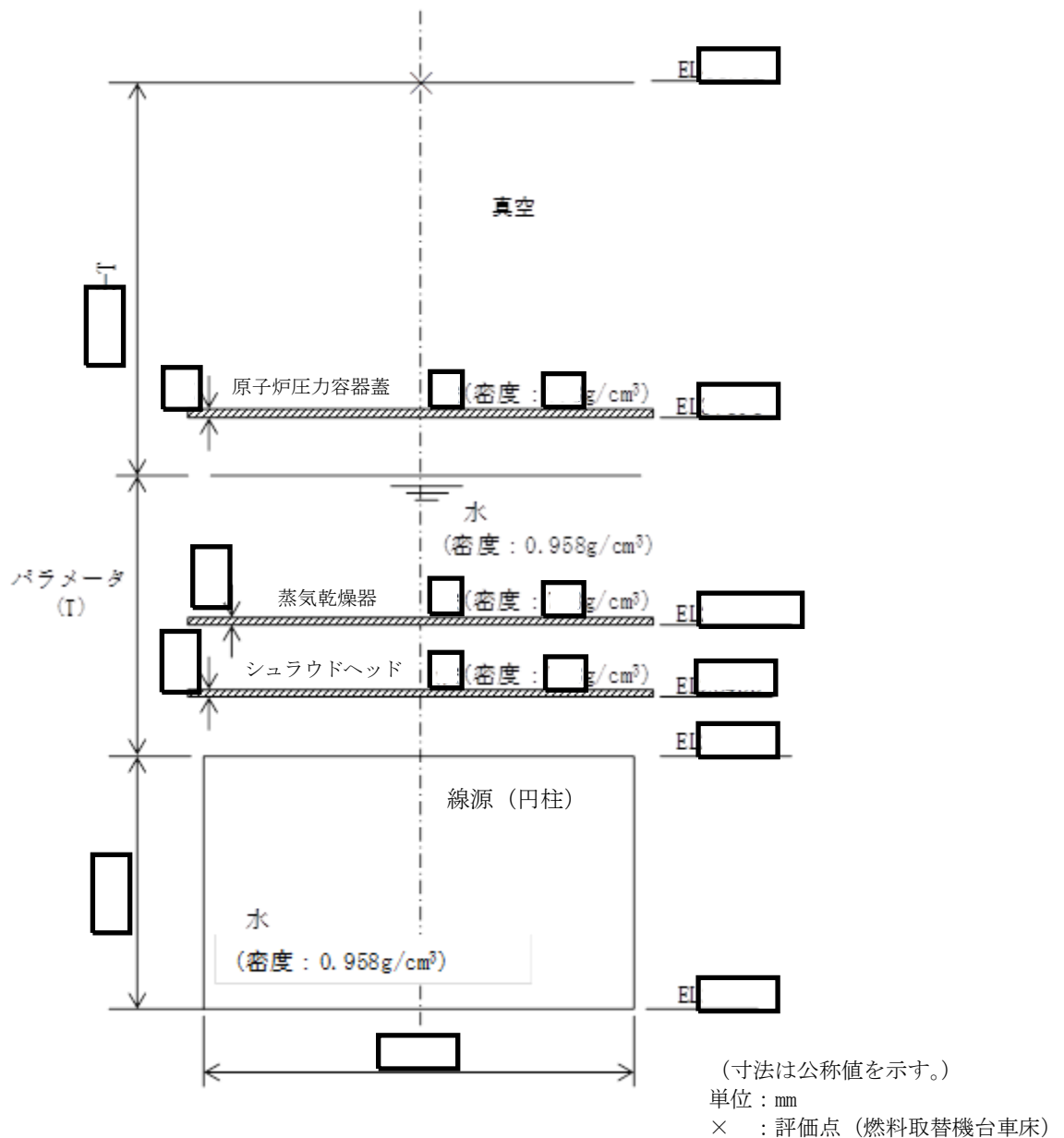


図 4 上部格子板の線量率評価モデル

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

c. 気水分離器

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源としてモデル化

○ 線源の高さ (mm)：

○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種  $^{60}\text{Co}$  を想定して 1.5MeV

○ 線源材質：水と同等 (密度： $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ )

※ 52°Cから 100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる 100°Cの値を採用

○ 線源強度は、機器表面の実測値 ( mSv/h) より  $1.3 \times 10^6 \text{ Bq}/\text{cm}^3$  と算出線量率評価モデルを図5に示す。

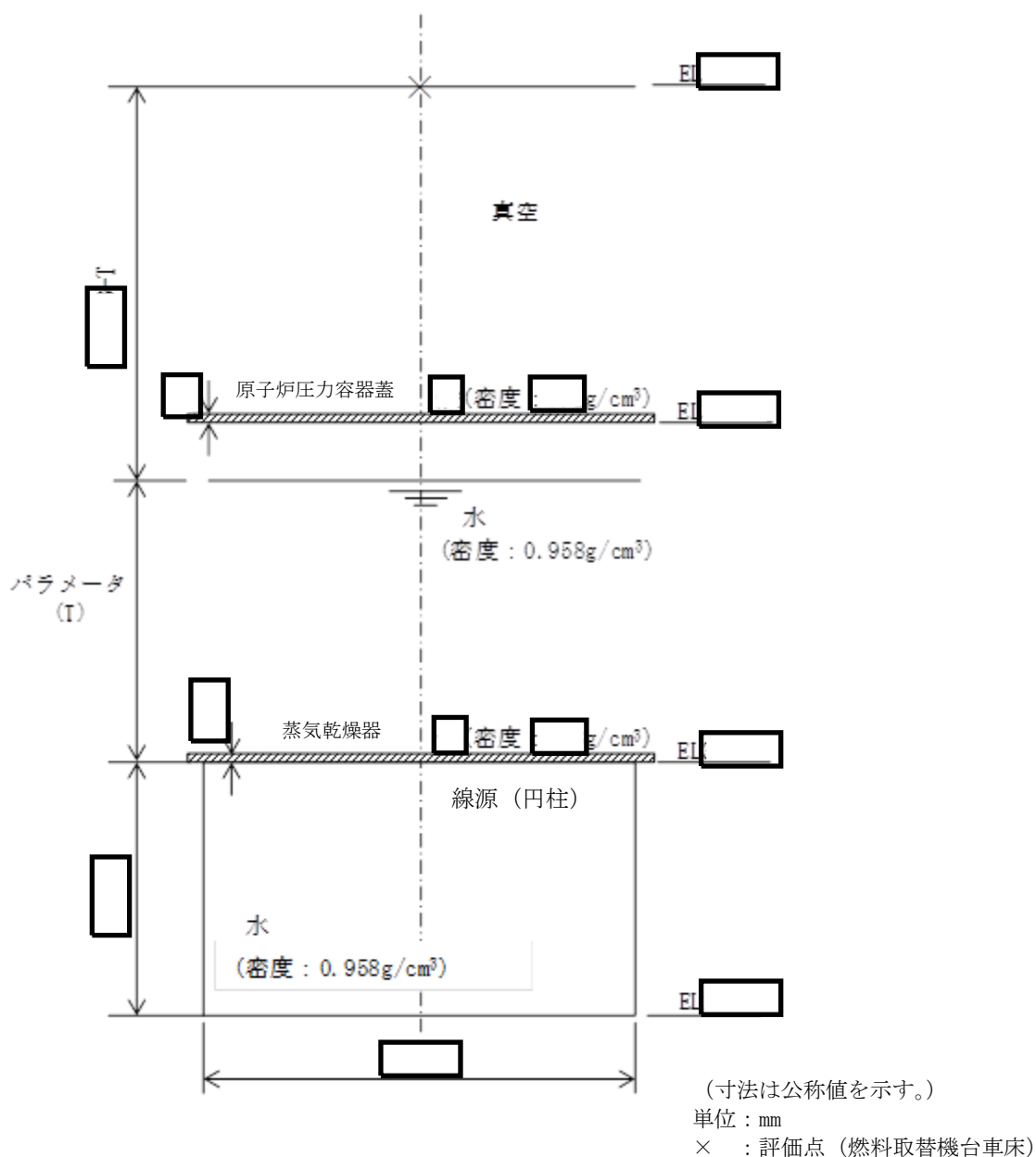


図5 気水分離器の線量率評価モデル

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

d. 蒸気乾燥器

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源としてモデル化
- 線源の高さ (mm)：
- ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は，主要核種  $^{60}\text{Co}$  を想定して 1.5MeV
- 線源材質：水と同等 (密度：0.958g/cm<sup>3</sup>※)
- ※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を採用
- 線源強度は，機器表面の実測値 (  mSv/h ) より  $1.3 \times 10^6$  Bq/cm<sup>3</sup> と算出線量率評価モデルを図 6 に示す。

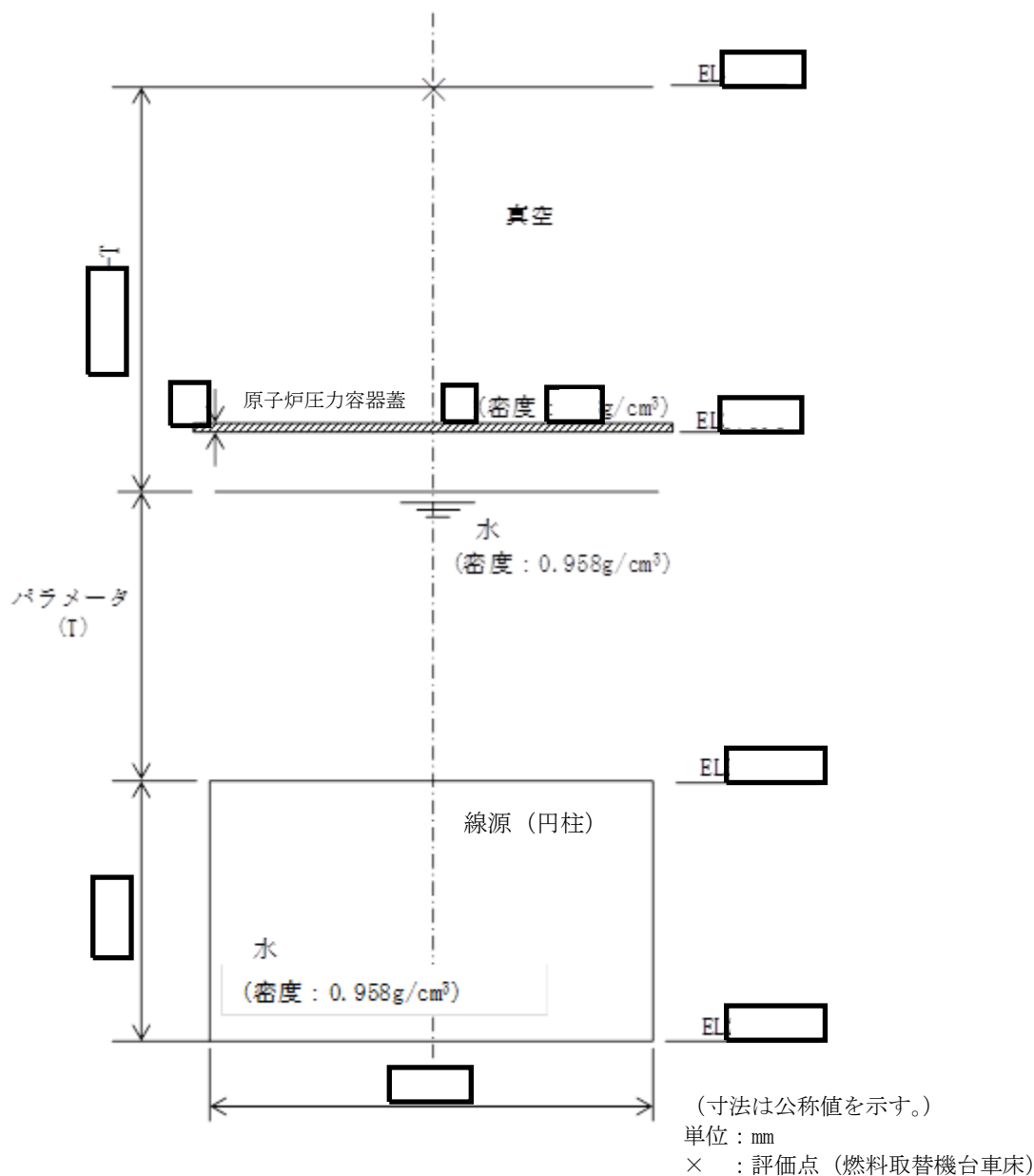


図 6 蒸気乾燥器の線量率評価モデル

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

## (2) 遮蔽物の評価モデル

原子炉圧力容器内の原子炉冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器をモデル化した。なお、蒸気乾燥器及び気水分離器は構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするとストリーミング(放射線漏れ)の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。

### a. 原子炉圧力容器蓋

評価条件を以下に示す。

- 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化
- 遮蔽物の高さ (mm)： (圧力容器蓋の最薄部厚さ)
- 遮蔽物材質： 平板 (密度： g/cm<sup>3</sup>) ※
- ※ 原子炉圧力容器鋼板 () の密度は、同等である  で代表した線量率評価モデル (遮蔽) を図 3～7 に示す。



図 7 原子炉圧力容器蓋の線量率評価モデル (遮蔽)

### b. 蒸気乾燥器

評価条件を以下に示す。

- 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化
- 遮蔽物の高さ (mm)： (フード部の最薄部厚さ)
- 遮蔽物材質： 平板 (密度： g/cm<sup>3</sup>) ※
- ※ 蒸気乾燥器の材質 () の密度は、同等である  で代表した線量率評価モデル (遮蔽) を図 3～5 及び 8 に示す。



図 8 蒸気乾燥器の線量率評価モデル (遮蔽)



c. 気水分離器

評価条件を以下に示す。

○ 遮蔽物形状：円柱遮蔽物としてモデル化

○ 遮蔽物の高さ (mm)： (シュラウドヘッドの厚さ (気水分離器スワラーによる遮蔽も考慮))

○ 遮蔽物材質： 平板 (密度  g/cm<sup>3</sup>) ※

※ 気水分離器の材質 () の密度は、同等である  で代表した線量率評価モデル (遮蔽) を図 3, 4 及び 9 に示す。



図 9 気水分離器の線量率評価モデル (遮蔽)

(3) 現場の線量率の評価結果

(1), (2)の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図10に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位(目安と考える10mSv/h)は以下の仮定のもとで「燃料棒有効長頂部の約1.8m上」と求めた。

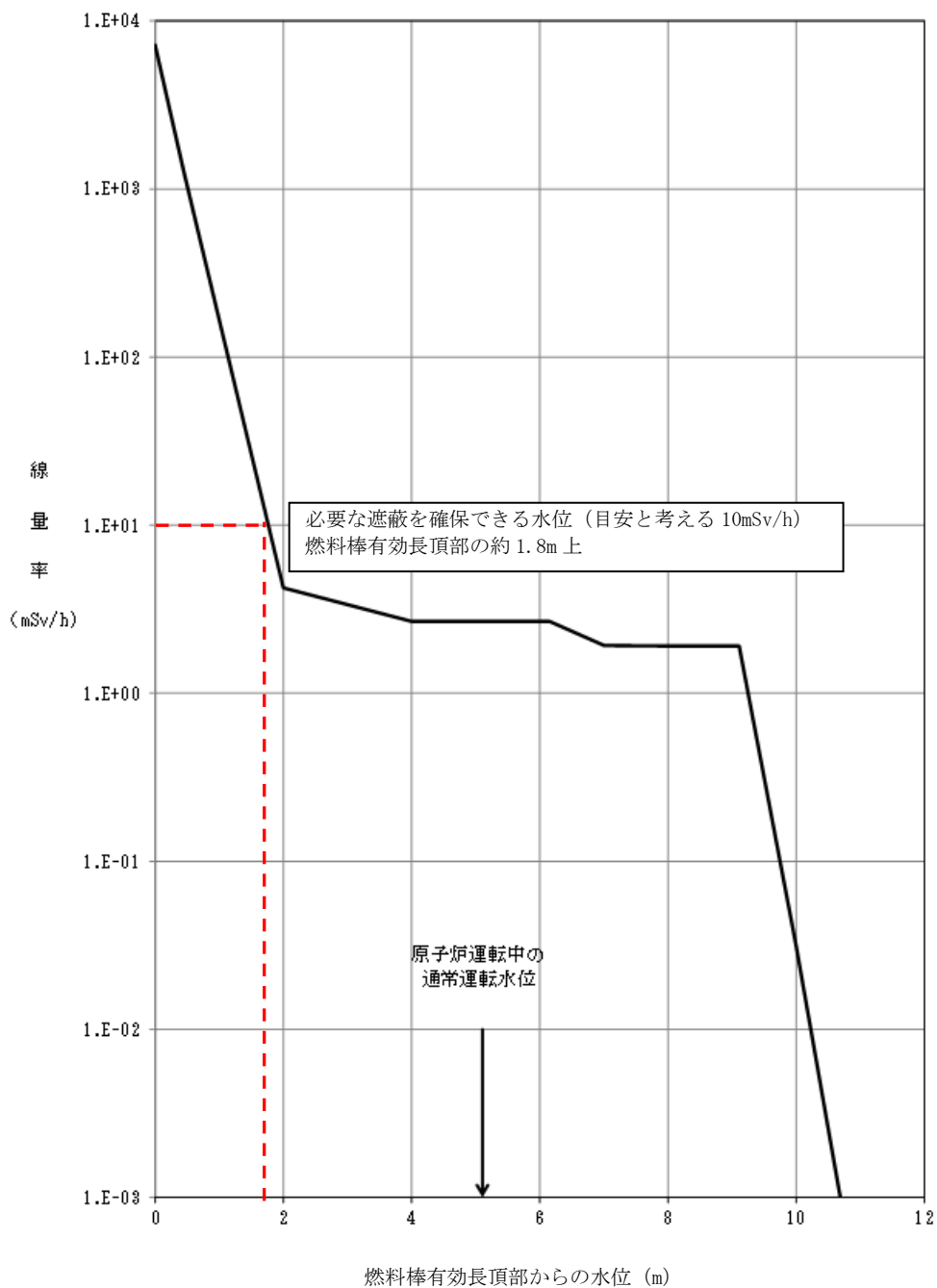


図10 原子炉水位と炉心燃料及び上部格子板等からの線量率

(4) 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の事故発生時から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.1 1. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮しない計算」を用いて求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏まえ、原子炉停止後 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。

評価条件及び評価結果を表 2 に示す。

評価結果より、原子炉停止 12 時間後及び原子炉停止 1 日後においては崩壊熱除去機能喪失時の注水までの想定時間である事象発生から 2 時間後、全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間である事象発生から 2 時間後に対して十分であることが確認された。

表 2 必要な遮蔽を確保できる最低水位到達までの時間余裕の評価条件と結果

原子炉停止後の時間	原子炉初期水温 (°C)	崩壊熱 (kW)	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕 <sup>※1</sup>	燃料棒有効長頂部到達までの時間余裕	残留熱除去機能喪失時の注水までの想定時間	全交流動力電源喪失時の注水までの想定時間
12 時間 (不確かさで確認するケース)	100	$1.67 \times 10^4$	約 2.7 時間	約 4.2 時間	2 時間	2 時間
24 時間 (有効性評価で確認するケース)	52	$1.40 \times 10^4$	約 4.3 時間	約 6.1 時間	2 時間	2 時間

※1 「添付資料 5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」に示すように、原子炉の減圧操作実施までは、発生した崩壊熱の多くが飽和水の顕熱として吸収されるため、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕はさらに長くなる（原子炉停止 12 時間後でも 4 時間以上の時間余裕がある）。

5. 事故時の退避について

事故発生時の原子炉建物原子炉棟 4 階又は原子炉格納容器内にいる現場作業員の退避について確認した。

事象発生時、当直長のページングによる退避指示、又は現場の状況変化により、現場作業員は異常状態を認知し、2 時間以内に原子炉建物原子炉棟 4 階又は原子炉格納容器内より退避する。また、運転員は現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の開操作を開始する。全交流動力電源喪失により現場の照明設備が消灯することも考えられるが、現場作業員はヘッドライト等のバッテリー式の照明を保有しており、線量が上昇する前（4. より事象発生から最短約 2.7 時間）の退避が十分可能である。

なお、作業者の避難が必要な場合は、避難指示及び立ち入り制限が実施されるため、作業者は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

復旧に際しては放射線汚染等を確認し、現場の安全性が確認された後実施する。

## 6. 原子炉隔離時冷却系による注水について

原子炉隔離時冷却系の設計として、作動には0.74MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、原子炉停止時の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において原子炉隔離時冷却系による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、原子炉隔離時冷却系による注水が可能となることが考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが、これらの事故時に原子炉隔離時冷却系での注水を必要とした際は運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、原子炉隔離時冷却系の使用の問題とならない。

## 7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時で想定する原子炉停止1日後において、必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。

また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止12時間後、原子炉初期水温100℃の状態を想定した場合でも、4. で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約2.7時間に比べ十分時間がある。さらに、これらの時間余裕は「添付資料5.1.1 2. 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した計算」のとおり、原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮することでさらに長くなる。

以上より、運転員及び作業員が現場にいる間、放射線の遮蔽は維持される。

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)) (1/3)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	約 14.0MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後)	約 14MW 以下 (実績値)	平衡炉心燃料の平均燃焼度 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) を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 また, 原子炉停止1日後においては, 9×9燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きくなり, 原子炉水位低下の観点で厳しいため, MOX 燃料 (A 型) 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 停止後の時間については, 停止後の時間を短くとり, 崩壊熱が蔽しなくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は, 評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため, 原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが, 注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく, 崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は, 評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため, 原子炉水温の上昇及び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が大きくなる。仮に, 原子炉停止後の時間が短く, 燃料の崩壊熱が大きい場合は, 注水までの時間が短くなることから, 評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると, 必要な遮蔽が維持される水位 (必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間, 燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし, 必要な放射線の遮蔽は維持され, 原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水温	52℃	約 29℃~約 46℃*1 (実績値)	停止後1日の実績を踏まえ, 原子炉は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) にて冷却されているため, その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は, 事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉注水までの時間余裕を評価すると, 必要な遮蔽が維持される水位 (必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから, 評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが, 注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく, 崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は, 事故事象毎に異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉注水までの時間余裕を評価すると, 必要な遮蔽が維持される水位 (必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから, 評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし, 必要な放射線の遮蔽は維持される水位 (必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位) である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから, 評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし, 必要な放射線の遮蔽は維持され, 原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

\*1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ

表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失))(2/3)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
原子炉水位	通常運転水位 (気水分離器 下端から+83 cm)	通常運転水位 以上	原子炉停止1日後の水 位	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止1日後の実 績を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、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。
原子炉圧力容器 の状態	原子炉圧力 容器未開放	事故毎に 変化	燃料の崩壊熱及び保有 水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。 原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。 原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。
燃料の容量	1,180m <sup>3</sup>	1,180m <sup>3</sup> 以上 (合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵して いる合計容量を参考 に、最確条件を包絡で きる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)) (3 / 3)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系の機能喪失	—	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の故障を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は、崩壊熱除去機能の喪失に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系(低圧注水モード)	1, 136 m <sup>3</sup> /hで注水	1, 136 m <sup>3</sup> /hで注水	残留熱除去系(低圧注水モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約9MW(原子炉冷却材温度52°C, 海水温度30°Cにおいて)	熱交換器1基あたり約9MW(原子炉冷却材温度52°C, 海水温度30°Cにおいて)	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。





表2 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(運転停止中(崩壊熱除去機能喪失)) (2/2)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
<p>待機中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による崩壊熱除去機能復旧</p> <p>操作条件</p>	<p>事象発生から2時間30分後</p>	<p>運転手順書等を踏まえて設定</p>	<p>残留熱除去系の低圧注水モードにより原子炉への注水を実施していることから、原子炉停止時冷却モードによる崩壊熱除去機能復旧には時間余裕がある。</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>—</p>	<p>評価上は作業成立性を踏まえ、原子炉水位回復から30分後としており、このうち、系統構成及びボンプの起動は、所要時間30分想定のところ、訓練実績等では約16分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

7日間における燃料の対応について（運転停止中（崩壊熱除去機能喪失））

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

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

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

## 5.2 全交流動力電源喪失

### 5.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

#### (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」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源喪失」及び「外部電源喪失＋直流電源喪失」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料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」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより、原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、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燃料が露出し、燃料損傷に至る。

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ことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、全交流動力電源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、運転員が異常を認知して、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（常設）による原子炉注水を行うことによって、燃料損傷の防止を図る。また、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。

#### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料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代替交流電源設備による給電手段、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2.1-1(1) 図及び第 5.2.1-1(2) 図に、手順の概要を第 5.2.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.2.1-1 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、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 29 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、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 19 名である。必要な要員と作業項目について第 5.2.1-3 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、29 名で対処可能である。

- a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）停止確認  
原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。  
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による崩壊熱除去機能喪失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である。
- b. 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、低圧原子炉代替注水系（常設）の準備を開始する。
- c. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持  
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、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）1個を開操作する。  
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度（SA）である。  
逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）、原子炉圧力等である。
- d. 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水  
常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、中央制御室からの遠隔操作により低圧原子炉代替注水ポンプを手動起動し、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。これにより、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）、代替注水流量（常設）等である。
- e. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復  
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（原子炉停止時冷却モード）運転を再開する。  
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転の再開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。  
崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

## 5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源喪失」である。

なお、「5.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している原子炉補機冷却機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合については、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A 格納容器及び原子炉圧力容器の開放並びに原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

また、評価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。

(添付資料 5.1.1, 5.1.2)

## (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評価条件を第 5.2.2-1 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。

#### (b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 14.0MW である。

なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 23m<sup>3</sup>/h である。

(添付資料 5.1.3)

#### (c) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52℃とする。

#### (d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする\*1。

※1 実操作では低圧原子炉代替注水系（常設）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、低圧原子炉代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 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。また、原子炉補機冷却系の機能喪失を重畳させるものとする。

(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。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 低圧原子炉代替注水系（常設）

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水流量は 200m<sup>3</sup>/h とする。

(b) 原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）

伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 15.7MW（原子炉冷却材温度 100℃、海水温度 30℃において）とする。

d. 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) 事象発生 2 時間までに常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。

(b) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、事象発生 2 時間後から開始する。

(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は、軸受等の冷却が必要となるため、原子炉補機代替冷却系の準備が完了する事象発生 10 時間後から開始する。

(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水位の推移を第 5.2.2-1 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.2.2-2 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、事象発生から約 0.9 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、事象発生から 2 時間経過した時点で、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって、原子炉水位は燃料棒有効長頂部の約 4.0m 上まで低下するにとどまる。原子炉水位回復後は、蒸発量に応じた注水を実施することによって、原子炉水位を適切に維持することができる。

事象発生から 10 時間経過した時点で、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を開始することに

よって、原子炉水温は低下する。

#### b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.2.2-1 図に示すとおり、燃料棒有効長頂部の約 4.0m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.2.2-2 図に示すとおり、必要な遮蔽<sup>※2</sup>が維持される水位である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟 4 階の燃料取替機台車床としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。

事象発生 2 時間後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧原子炉代替注水系（常設）で原子炉注水を行い、事象発生 10 時間後から、原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による除熱を開始することで、長期的に安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建物原子炉棟 4 階からの現場作業員の退避は 2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 20mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して、余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟 4 階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟 4 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上（通常水位から約 3.3m 下）の位置である。

（添付資料4.1.2, 5.1.5, 5.1.6, 5.2.1）

#### 5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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。

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）等による崩壊熱除去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、常設代替交流電源設備による受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作並びに原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作とする。

##### (1) 評価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 5.2.2

－1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価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

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 29℃～約 46℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事象発生ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする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は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、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容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象発生ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 14.0MW に対して最確条件は約 14.0MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び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。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間、燃料棒有効長頂部到達まで事象発生から約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下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小さい。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52°C に対して最確条件は約 29°C ～約 46°C であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事象ごとにより異なる。原子炉水温が 100°C かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上の高さに到達するまでの時間は事象発生から約 2.7 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52°C かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。

ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、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は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、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<sup>※3</sup>。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象ごとにより異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。

※3 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

#### 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

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2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、常設代替交流電源設備からの受電操作についてはS A低圧母線及び2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、低圧原子炉代替注水系（常設）はS A低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、低圧原子炉代替注水ポンプの起動操作が常設代替交流電源設備からの受電操作の影響を受けるが、低圧原子炉代替注水系（常設）はS A低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から10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、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

##### (b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）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が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2)

#### (2) 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。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.3 時間、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は事象発生から約 6.1 時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が事象発生から 2 時間後であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱操作は、事象発生から 10 時間後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水を継続する。

（添付資料 5.1.1, 5.1.6, 5.2.2）

### (3) まとめ

評価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、評価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。

## 5.2.4 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」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 29 名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 43 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」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

#### a. 水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、約 300m<sup>3</sup>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 740m<sup>3</sup>及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m<sup>3</sup>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 分後以降に輪谷貯水槽（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 日間の継続実施が可能である。

（添付資料 5.2.3）

## b. 燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については、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352m<sup>3</sup>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450m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、これら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日間の継続が可能である。

大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水については、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12m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については、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53m<sup>3</sup>の軽油が必要となる。合計約65m<sup>3</sup>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730m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び原子炉補機代替冷却系の運転について、7日間の継続が可能である。

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8m<sup>3</sup>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45m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.2.4)

## c. 電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷として、約2,406kW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。

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

(添付資料 5.2.5)

### 5.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失す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」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水手段、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（原子炉停止時冷却モード）による原子炉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」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源喪失」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を介した残留

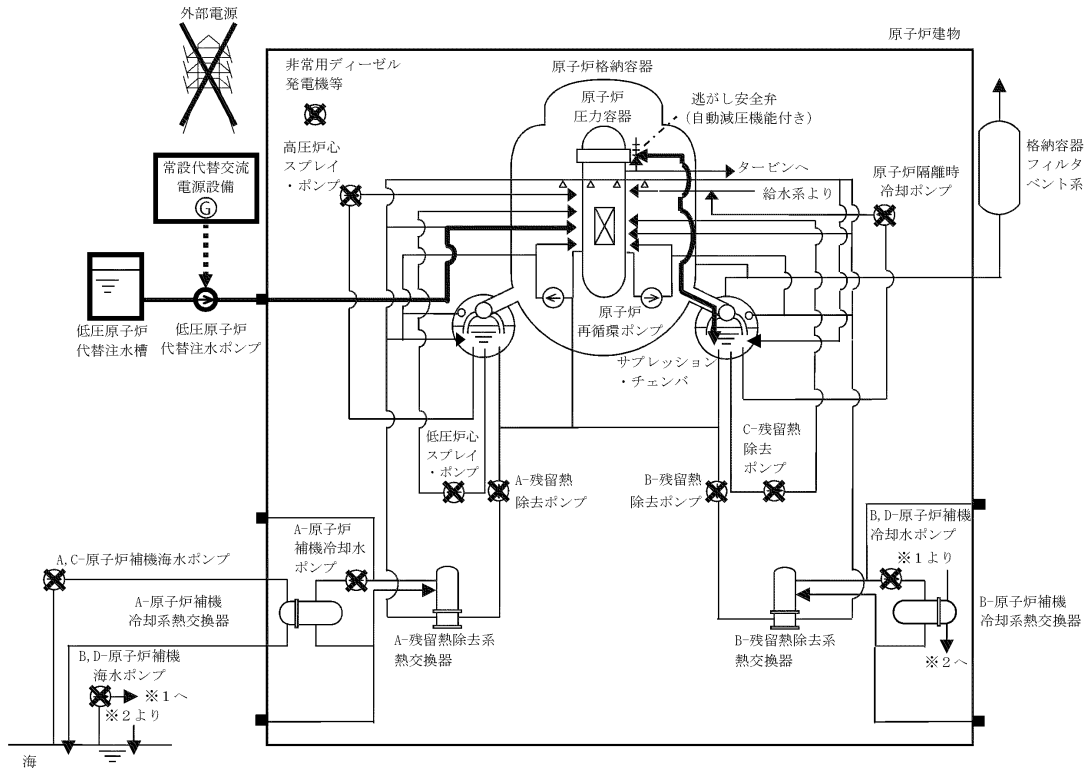
熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料棒有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

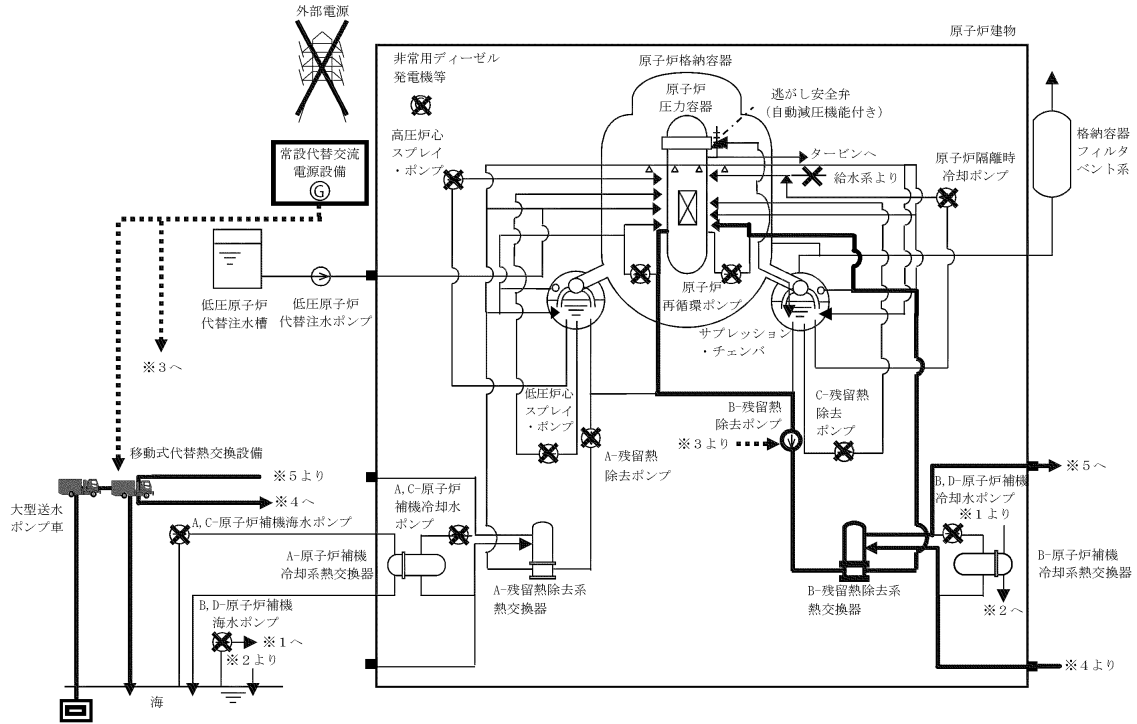
評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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）による原子炉注水及び原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、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」に対して有効である。



第5. 2. 1-1(1) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図  
(原子炉減圧及び原子炉注水)

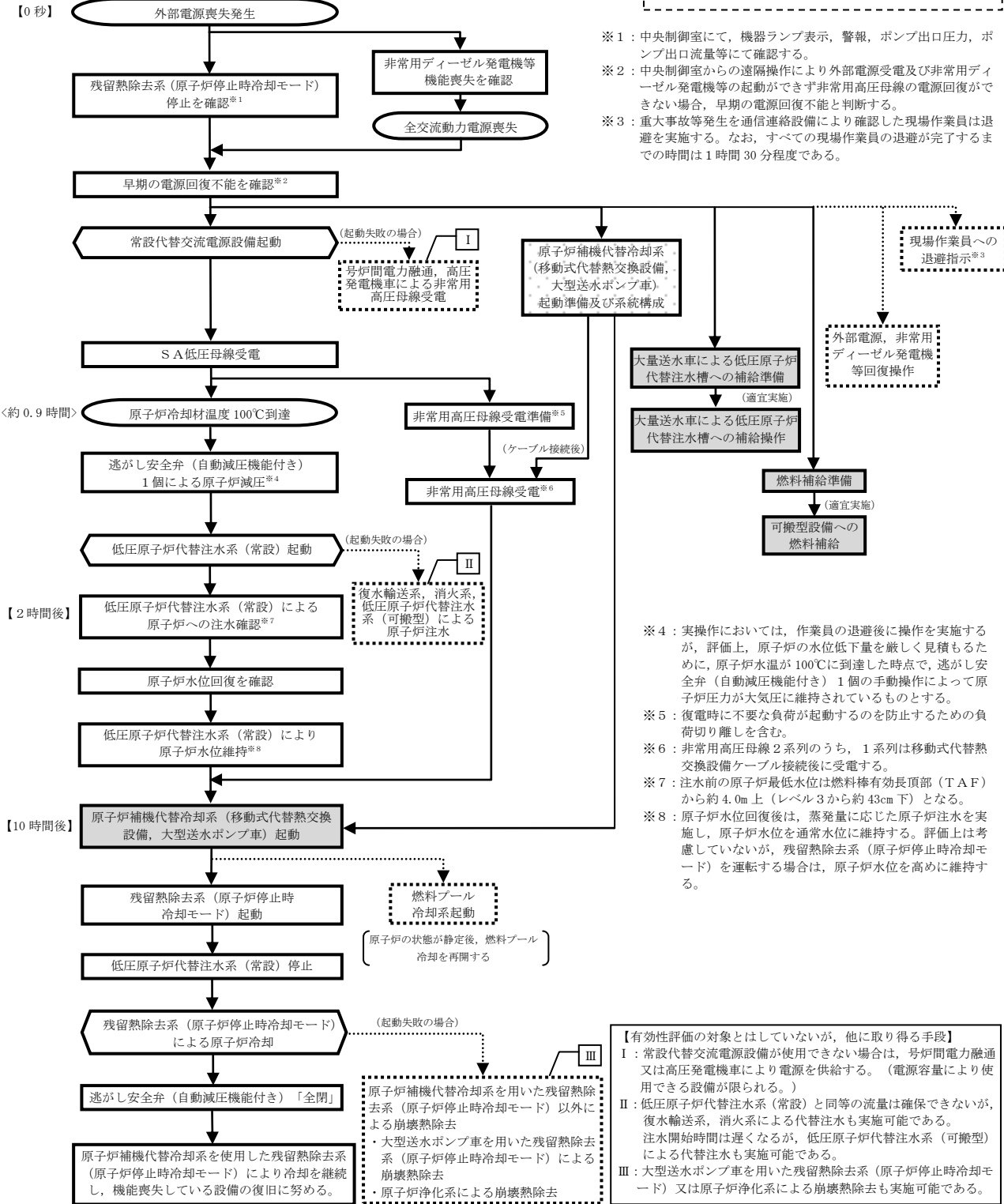
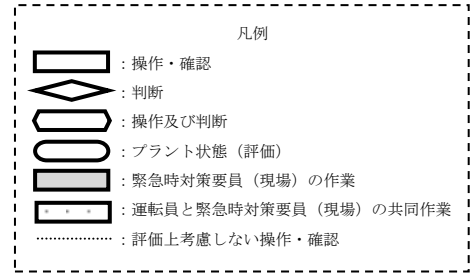


第5.2.1-1(2) 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉停止時冷却)

プラント前提条件

- ・プラント停止後1日目
- ・原子炉圧力容器閉鎖中
- ・原子炉格納容器開放中
- ・主蒸気隔離弁全閉
- ・A-残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中
- ・B-残留熱除去系（低圧注水モード）待機中
- ・C-残留熱除去系（低圧注水モード）停止中
- ・原子炉水位 通常水位（気水分離器下端から+83cm）

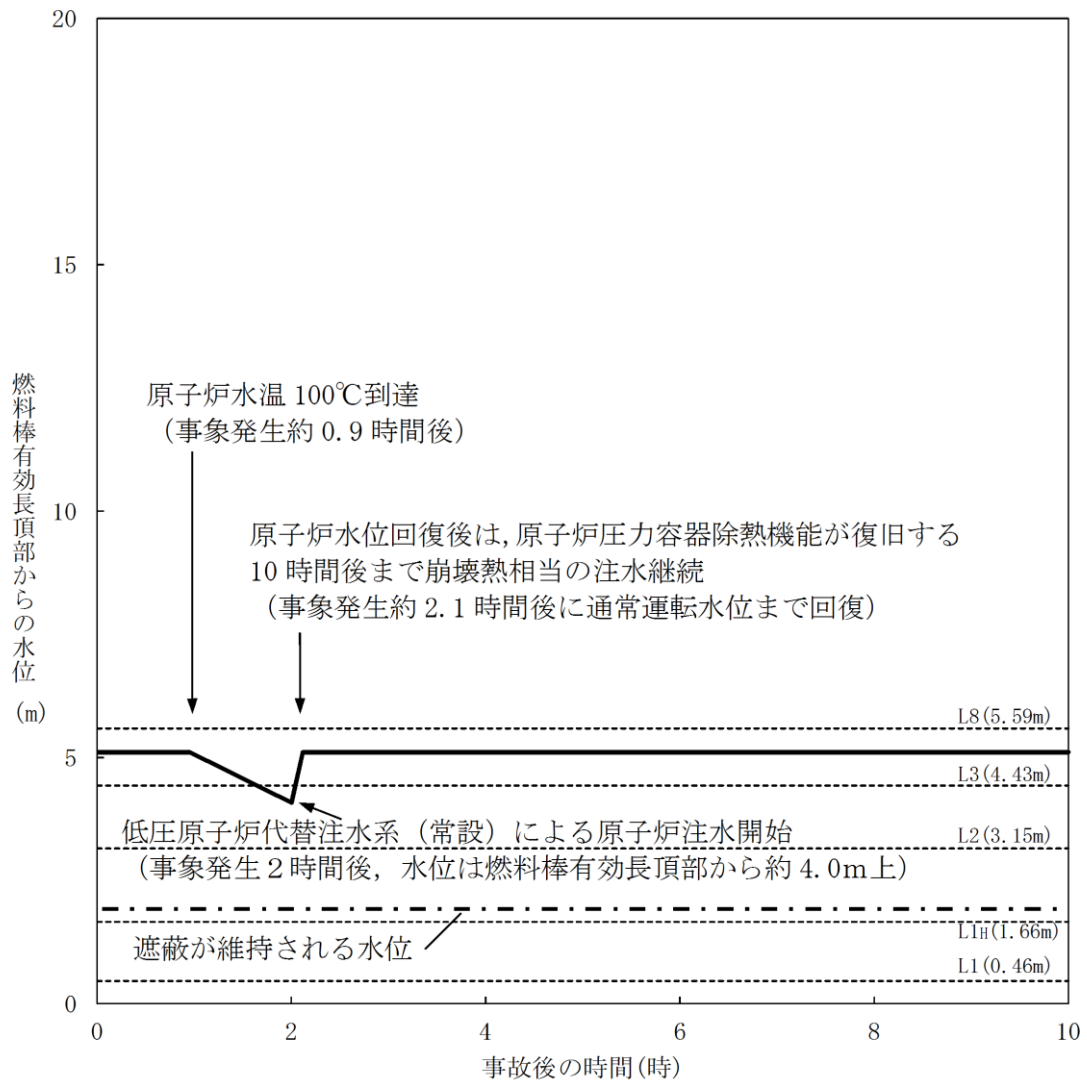
【 】：時刻（評価条件）  
 < >：時刻（評価結果）



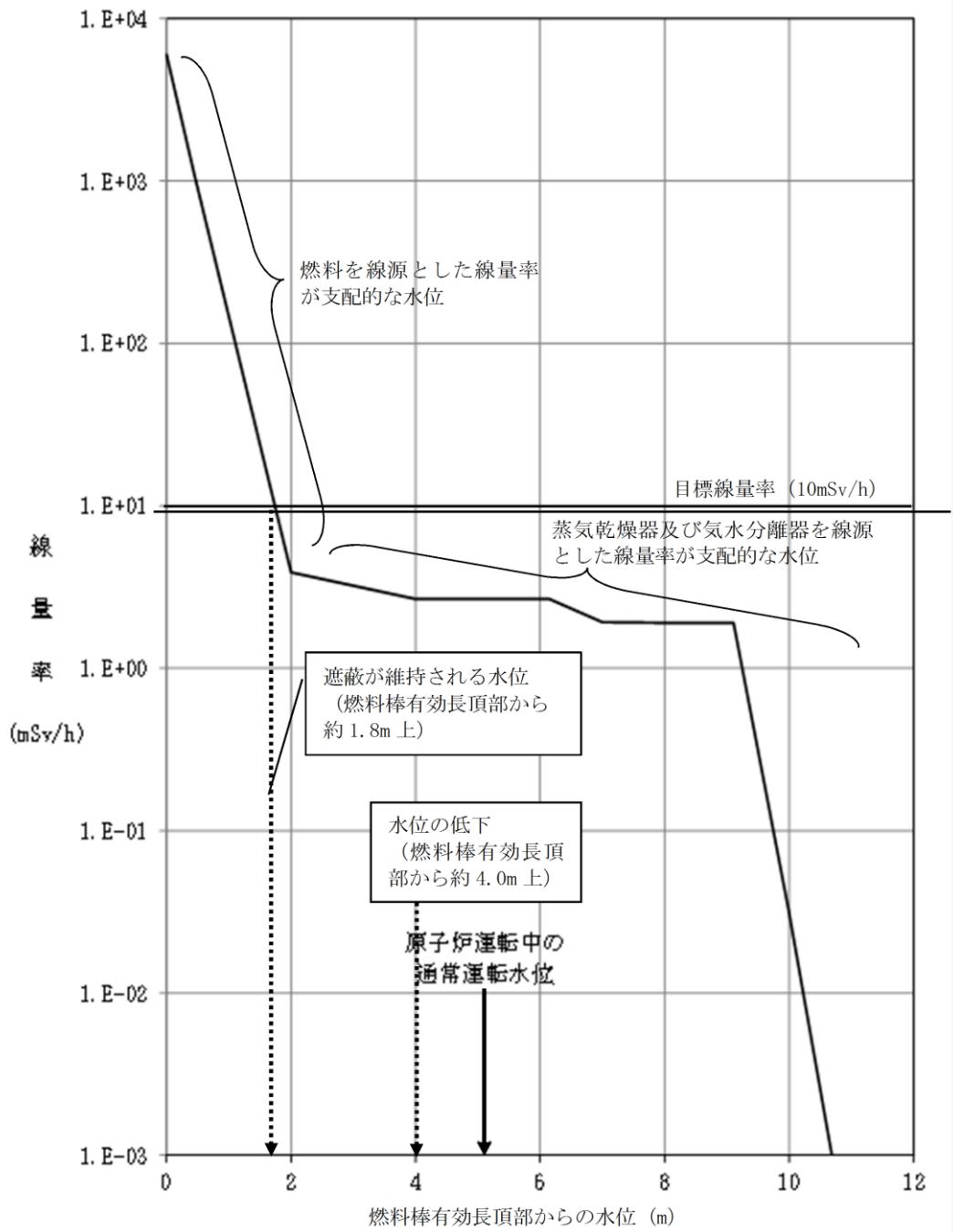
5.2.1-2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要







第 5.2.2-1 図 原子炉水位の推移



第 5.2.2-2 図 原子炉水位と線量率

第 5.2.1-1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について

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による 残留熱除去系（原子炉停止 時冷却モード）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失 し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	B-115V 系蓄電池*	【残留熱除去ポンプ出口流量】*
逃がし安全弁による原子炉 の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運 転停止により原子炉水温が 100℃に到達する ことから、原子炉圧力を低圧状態に維持する ため逃がし安全弁（自動減圧機能付き）1 個 を開操作する。	B-115V 系蓄電池* S A 用 115V 系蓄電池 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* 原子炉圧力容器温度（S A）
低圧原子炉代替注水系（常 設）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給を 確認後、中央制御室からの遠隔操作により低 圧原子炉代替注水ポンプを手動起動し、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。	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	原子炉水位（S A） 原子炉水位（広帯域）* 代替注水流量（常設） 低圧原子炉代替注水槽水位
残留熱除去系（原子炉停止 時冷却モード）運転による 崩壊熱除去機能回復	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（原子炉停止時冷却モー ド）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動 減圧機能付き）を全閉とし、原子炉低圧状態 の維持を停止する。	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 （原子炉停止時冷却モード）】*	移動式代替熱交換設 備 大型送水ポンプ車 タンクローリ

※：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 5.2.2-1 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1 / 2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t <sup>※2</sup> を基に、ANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止 1 日後の崩壊熱として設定 また、原子炉停止 1 日後においては、9 × 9 燃料の方が MOX 燃料よりも崩壊熱が大きく、原子炉水位低下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
	原子炉水位	原子炉停止 1 日後の水位
	原子炉水温	通常水位 (気水分離器下端から +83 cm)  52℃
	原子炉圧力	原子炉停止 1 日後の実績を考慮して設定
	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
事故条件	原子炉補機冷却系機能喪失	原子炉補機冷却系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定
	外部電源	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定

※1 原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 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

第 5.2.2-1 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (2 / 2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧原子炉代替注水系 (常設)	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	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操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水操作	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に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	原子炉補機代替冷却系運転操作	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定
重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による原子炉除熱操作	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定

安定状態について（運転停止中（全交流動力電源喪失））

運転停止中の全交流動力電源喪失の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**

原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，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，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料破損防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中(全交流動力電源喪失)) (1/3)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	約 14.0MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後)	約 114MW 以下 (実績値)	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t <sup>*2</sup> を基に, ANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定 また, 原子炉停止1日後においては, 9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく, 原子炉水位低下の観点で厳しいため, MOX燃料の9×9燃料(A型)の評価は9×9燃料(A型)のこと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 停止後の時間については, 停止後の時間を短くとり, 崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は, 評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため, 原子炉水温の上昇及び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。仮に, 原子炉停止後の時間が短く, 燃料の崩壊熱が大きい場合は, 注水までの時間が短くなることから, 評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると, 必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10msv/hが維持される水位)である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は約2.7時間, 燃料棒有効長頂部到達まで約4.2時間となることから, 評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし, 本時間に対して作業員が現場から退避するため放射線の遮蔽は維持され, 原子炉水位が燃料棒有効長頂部を下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小さい。	最確条件とした場合は, 事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると, 必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10msv/hが維持される水位)である燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は約2.7時間となることから, 評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし, 必要な放射線の遮蔽は維持され, 原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから, 評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水温	52℃	約 29℃～約 46℃ <sup>*1</sup> (実績値)	原子炉停止後1日の実績を踏まえ, 原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)にて冷却されているため, その設計温度である52℃を設定	最確条件とした場合は, 事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると, 必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10msv/hがある燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は約2.7時間となることから, 評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが, 注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく, 全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は, 事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると, 必要な遮蔽が維持される水位(必要な遮蔽の目安とした10msv/hがある燃料棒有効長頂部の約1.8m上の高さに到達するまでの時間は約2.7時間となることから, 評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが, 注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく, 全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。

\*1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約24時間経過後の原子炉水温の実績データ



表1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中(全交流動力電源喪失))(2/3)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
原子炉水位	通常運転水位(気水分離器下端から+83cm)	通常運転水位以上	原子炉停止1日後の水位	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
原子炉圧力	大気圧	大気圧 <sup>※2</sup>	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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大きくなる。
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故毎に変化	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はない。運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える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。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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。
低圧原子炉代替注水系(常設)水源温度	35℃	31℃以下(実績値)	屋外貯水槽の水源温度として実績値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、原子炉注水後の注水操作や給電操作の開始は注水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、原子炉注水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。
外部水源の容量	7,740m <sup>3</sup>	7,740m <sup>3</sup> 以上(合計貯水量)	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽(西1/西2)の水量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも水源容量の余裕が大きくなるため、水源が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。	-
燃料の容量	1,180m <sup>3</sup>	1,180m <sup>3</sup> 以上(合計貯蔵量)	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。	-

※2 原子炉停止直後、原子炉圧力容器耐圧試験などの特殊な場合を除く。

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(運転停止中(全交流動力電源喪失))(3/3)

項目	評価条件(初期,事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によつて、外部電源が喪失するものとして設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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		
		原子炉補機冷却系機能喪失	原子炉補機冷却系の機能喪失により残留熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定		
外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	低圧原子炉代替注水系(常設)	200m <sup>3</sup> /hで原子炉注水	低圧原子炉代替注水系(常設)の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)	熱交換器1基あたり約15.7MW(原子炉冷却材温度100℃,海水温度30℃)において	熱交換器1基あたり約15.7MW(原子炉冷却材温度100℃,海水温度30℃)において	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 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(運転停止中(全交流動力電源喪失))(1/5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水水系(常設)による原子炉注水	事象発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間構成の時間に余裕を考慮して設定	<p>【認知】</p> 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等による非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設代替交流電源設備及び低圧原子炉代替注水水系(常設)の準備を開始する手順としている。この認知に係る時間として10分間を想定しているため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。 <p>【要員配置】</p> 常設代替交流電源設備からの受電操作のために、中央制御室にて常設代替交流電源設備の起動操作および受電操作を行う運転員と、現場にて常設代替交流電源設備からの受電準備および受電操作を行う運転員(現場)が配置されている。常設代替交流電源設備の起動操作および受電準備を行う運転員は、常設代替交流電源設備からの受電準備のための負荷切り離し操作を行って、他の操作を担っていない。このため、要員配置が操作開始時間に与える影響はなし。また、低圧原子炉代替注水水系(常設)による原子炉注水操作については、中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。 <p>【移動】</p> 常設代替交流電源設備からの受電操作を行う運転員(現場)は、中央制御室から操作現場まで10分間程度で移動可能であるため、移動が操作開始時間に与える影響はない。また、低圧原子炉代替注水水系(常設)による原子炉注水操作については、中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。 <p>【操作所要時間】</p> 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員、常設代替交流電源設備からの受電準備を行う運転員及び運転員(現場)、非常用高圧母線の受電操作を行う運転員(現場)の操作内容及び操作所要時間は以下のとおり。これらの作業は並行して行うため、操作所要時間は最長で1時間10分間となる。 [非常用高圧母線D系の受電準備を行う運転員(中央制御室)：操作所要時間；合計25分間]	常設代替交流電源設備からの受電操作についてはS A低圧母線及び2系列の非常用高圧母線の電源回復を想定しているが、低圧原子炉代替注水水系(常設)はS A低圧母線の電源回復後に運転可能であり、原子炉注水操作開始の時間が早まり、原子炉水位の回復が早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は、事象発生から約4.3時間後、原子炉水位が燃料棒の有効長頂部までの水位が低下するまでの時間は、事象発生から約6.1時間後であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が2時間後であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後としており、このうち、常設代替交流電源設備からの受電操作は、運転員による常設代替交流電源設備の起動操作、並びに現場及び中央制御室の運転員による受電前準備及び受電操作を並行して実施し、所要時間1時間20分程度では約54分である。低圧原子炉代替注水水系(常設)による原子炉注水における低圧原子炉代替注水ポンプを起動、低圧原子炉代替注水系(常設)の弁操作による系統構成は、所要時間10分程度であるところ、訓練実績では約8分で可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表2 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(運転停止中(全交流動力電源喪失))(2/5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水 操作条件	事象発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	操作の不確かさ要因 ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保保持等の所要時間に25分間を想定 [起動操作等を行う運転員：操作所要時間；合計10分間] ・常設代替交流電源設備の起動及び受電操作の所要時間に10分間を想定 [非常用高圧母線D系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計35分間] ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は35分間を想定 [非常用高圧母線D系の受電操作を行う運転員(中央制御室及び現場)：操作所要時間；合計5分間] ・緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に5分間を想定 [非常用高圧母線C系の受電準備を行う運転員(中央制御室)：操作所要時間；合計25分間] ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し及び操作スイッチの切保保持等の所要時間に25分間を想定 [非常用高圧母線C系の受電準備を行う運転員(現場)：操作所要時間；合計25分間] ・常設代替交流電源設備からの受電前準備として、負荷抑制のための切り離し操作を行う。操作の所要時間は25分間を想定 [非常用高圧母線C系の受電準備を行う運転員(中央制御室及び現場)：操作所要時間；合計5分間] ・緊急用交流高圧母線の遮断器の投入後の非常用高圧母線の受電操作の所要時間に5分間を想定 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は、低圧原子炉代替注水系(常設)の弁操作による系統構成、低圧原子炉代替注水系(常設)の起動であり、いずれも中央制御室における制御盤の操作スイッチによる操作であり、時間余裕を含めて操作時間10分を想定する。	—	—	—	—

表2 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(運転停止中(全交流動力電源喪失)) (3/5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
常設代替交流電源設備からの受電及び低圧原子炉代替注水水系(常設)による原子炉注水  操作条件	事象発生から2時間後	全交流動力電源喪失時の訓練実績を踏まえた操作の時間及び系統構成の時間に余裕を考慮して設定	<p>【他の並列操作有無】 常設代替交流電源設備の起動操作等を行う運転員(現場)と受電準備を行う運転員(現場)の並列操作はあるが、それを加味して操作の所要時間を算定しているため、操作開始時間に与える影響はない。また、低圧原子炉代替注水水系(常設)による原子炉注水操作は、常設代替交流電源設備からの受電操作における非常用高圧母線への受電操作後に実施する。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また、中央制御室内の制御盤操作は、操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	-	-	-	-

表2 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(運転停止中(全交流動力電源喪失)) (4/5)

項目	評価条件 (操作条件) の不確かさ	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間					
原子炉補機代替冷却系運転操作 操作条件	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定 事象発生10時間後	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等による非常用高圧母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより原子炉補機代替冷却系の準備を開始する手順としているため、認知遅れ等により操作時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 原子炉補機代替冷却系の準備操作は、中央制御室での操作を行う運転員、現場にて弁操作を行う運転員、現場にて大型送水ポンプ車による移動式熱交換設備への海水補給、移動式代替熱交換設備による冷却水供給のホース敷設、接続等を行う専任の緊急時対策要員(現場)が配置されている。ホース敷設、接続等は現場にて緊急時対策要員(現場)が実施することとなるが、本操作を行う要員は、操作が終わるまでの期間、他の操作を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 原子炉補機代替冷却系に用いる大型送水ポンプ車、移動式代替熱交換設備は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートの被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを仮復旧できる体制としており、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 緊急時対策要員(現場)の準備操作は、各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作に移動時間を含めて7時間20分の作業時間を想定しているが、訓練実績を踏まえると、より早期に準備操作が完了する見込みである。また、運転員(現場)の行う現場系統構成は、操作場所は原子炉建物及び廃棄物処理建物であり、移動を含めて2時間10分の操作時間を想定している。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p>	準備操作が想定より短い時間で完了することから、運転員が早まる可能性があることと、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生約10時間後の操作であるため、準備時間が確保できるところから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉への注水は継続する。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から10時間後としており、このうち、各機器の設置作業及び弁・スイッチ類の操作は、所要時間7時間20分想定のとおり、訓練実績では、約5時間41分である。また、運転員による常設代替交流電源設備による電源確保、緊急時対策要員(現場)による大型送水ポンプ車による移動式代替熱交換設備への海水補給、緊急時対策要員(現場)による移動式代替熱交換設備による冷却水供給を並行して実施することで、想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

表2 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(運転停止中(全交流動力電源喪失)) (5/5)

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
原子炉補機代替冷却系運転操作	事象発生 10 時間後	原子炉補機代替冷却系の準備期間を考慮して設定	<p>操作の不確かさ要因</p> <p>【他の並列操作有無】 緊急時対策要員(現場)による準備操作は、低圧原子炉代替注水槽への補給に係る系統構成作業後に行う操作であり、他の並列操作は無いことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確かさ】 緊急時対策要員(現場)、運転員の現場操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	-	-	-	-
原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱操作	事象発生 10 時間後	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱機能回復を踏まえて設定	<p>原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉除熱操作は、原子炉補機代替冷却系運転操作に引き続き実施する操作であり、運転操作までの時間は、事象発生から約10時間あり時間余裕がある。</p>	運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より短い時間で完了することによる操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等に対する操作時間に対する余裕は大きくなる。	操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることと、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	事象発生から10時間後の操作で、準備時間があるため、準備時間から、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉への注水は継続する。	評価上は作業成立性を踏まえ事後発生から10時間後としており、このうち、系統構成及びポンプの起動は、所要時間35分未満等であるところ、訓練等で操作可能である見込みを得た。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。
低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生 2 時間 30 分後以降	低圧原子炉代替注水槽への水補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定	<p>評価上は作業成立性を踏まえ事後発生から2時間30分後以降、適宜開始としているが、低圧原子炉代替注水槽の水源枯渇までに実施すれば良い作業であり、低圧原子炉代替注水槽の保有水のみで事象発生から約32時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。</p>	-	-	-	評価上は作業成立性を踏まえ事後発生から2時間30分後以降としており、このうち、輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は、所要時間2時間10分想定であるところ、訓練実績では、約1時間41分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

## 7 日間における水源の対応について（運転停止中（全交流動力電源喪失））

## ○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m<sup>3</sup>

輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）※：約 7, 000m<sup>3</sup>（約 3, 500m<sup>3</sup> × 2）

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

## ○水使用パターン

## ①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 2 時間後から、原子炉水位回復まで最大流量（200m<sup>3</sup>/h）で注水する。原子炉水位回復後は、崩壊熱に応じた注水量で注水する。

## ②輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）から低圧原子炉代替注水槽への移送

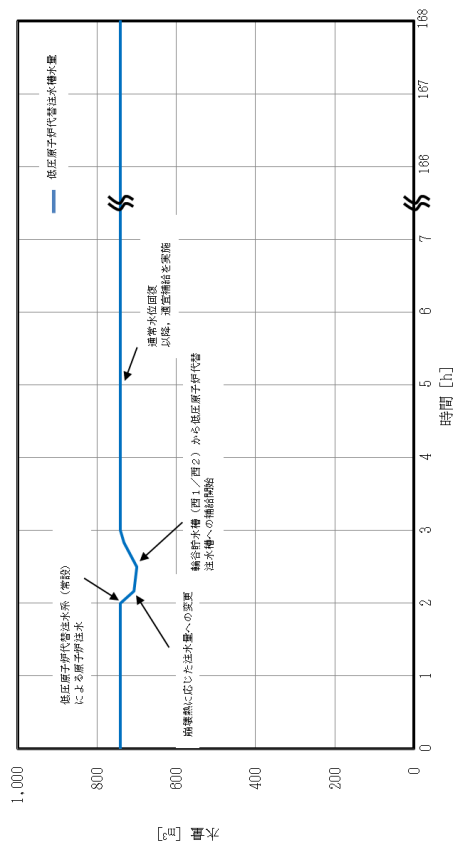
事象発生 2 時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m<sup>3</sup>/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

## ○時間評価（右上図）

事象発生後から 2 時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため、低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生 2 時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため低圧原子炉代替注水槽水量は回復する。事象発生後約 10 時間後から、残留熱除去系の運転を開始し、以降は安定して冷却することができる。

## ○水源評価結果

時間評価の結果から低圧原子炉代替注水槽が枯渇することはない。また、7 日間の対応を考慮すると、約 300m<sup>3</sup> 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m<sup>3</sup> 及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7, 000m<sup>3</sup> の水を保有することから、必要水量は確保可能であり、安定して冷却を継続することが可能である。





7日間における燃料の対応について（運転停止中（全交流動力電源喪失））

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

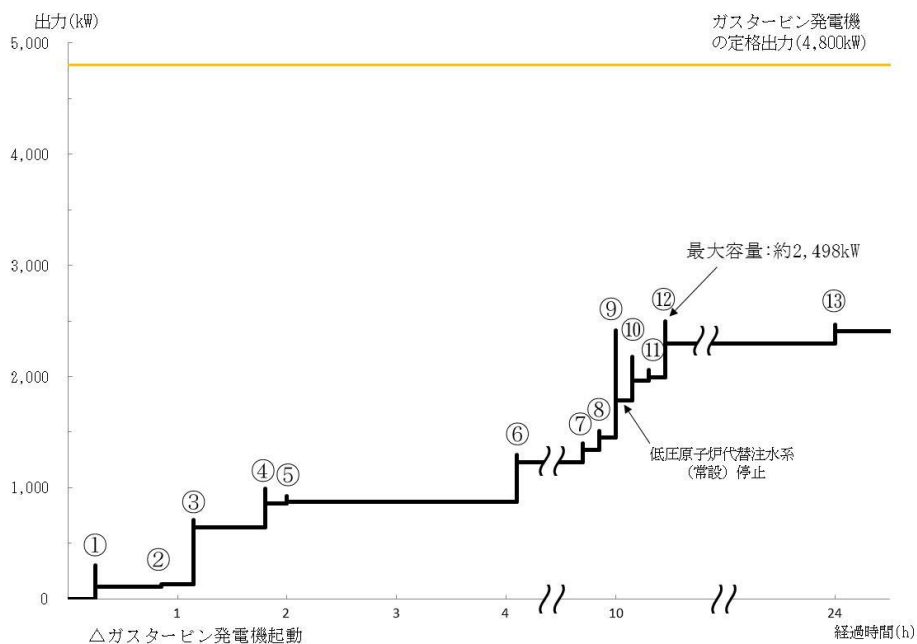
時系列	合計	判定
大量送水車 1台起動 $0.0677\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 11.3736\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $65\text{m}^3$	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 $730\text{m}^3$ であり、7日間対応可能
大型送水ポンプ車 1台起動 $0.31\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 52.08\text{m}^3$		
ガスタービン発電機 1台起動 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） $2.09\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 351.12\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $352\text{m}^3$	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 $450\text{m}^3$ であり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） $0.0469\text{m}^3/\text{h} \times 24\text{h} \times 7\text{日} \times 1\text{台} = 7.8792\text{m}^3$	7日間の 軽油消費量 約 $8\text{m}^3$	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 $45\text{m}^3$ であり、7日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷（運転停止中（全交流動力電源喪失））

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	代替所内電気設備負荷（自動投入負荷）	約 18	約 129	約 129
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（D系高圧母線自動投入負荷）	約 518	約 713	約 647
④	低圧原子炉代替注水ポンプ	約 210	約 989	約 857
⑤	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約 15	約 927	約 872
⑥	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（C系高圧母線自動投入負荷）	約 359	約 1,293	約 1,231
⑦	A－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,401	約 1,341
⑧	B－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,511	約 1,451
⑨	B－残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,415	約 1,786
⑩	B－中央制御室送風機	約 180	約 2,181	約 1,966
⑪	B－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,058	約 1,996
⑫	B－中央制御室冷凍機	約 300	約 2,498	約 2,296
⑬	B－燃料プール冷却ポンプ	約 110	約 2,471	約 2,406



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

### 5.3 原子炉冷却材の流出

#### 5.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

##### (1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」、「原子炉冷却材の流出（原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」、「原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」及び「原子炉冷却材の流出（局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出）＋流出隔離・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燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため、原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから、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燃料が露出し、燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、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、原子炉圧力容器からの原子炉冷却材流出の停止や、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。

##### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料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、運転員による原子炉冷却材流出の停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第5.3.1-1(1)図及び第5.3.1-1(2)図に、手順の概要を第5.3.1-2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5.3.1-1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、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5.3.1-3図に示す。

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

a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認

原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位（SA）等である。

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。

隔離操作完了により、正常な原子炉停止時冷却モードの運転となる。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止を確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位（SA）等である。

c. 残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、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）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水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。

### 5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

#### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」である<sup>\*1</sup>。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は通常、2系統あるうち1系統を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替えを実施する場合がある。系統切替えに当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS-B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮の観点で最も厳しい想定である。なお、燃料棒有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても約1.3時間の時間余裕<sup>\*2</sup>があり、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項

目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料棒有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また、評価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。

※1 残留熱除去系切替え時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い（付録1 別添 島根原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）

※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで低下するまでの時間

(添付資料5.3.1, 5.3.2)

## (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評価条件を第5.3.2-1表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

### a. 初期条件

#### (a) 原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等に期待できる。

#### (b) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉の初期水位は、原子炉ウェル満水の水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、原子炉水温は52℃とする。

### b. 事故条件

#### (a) 起回事象

起回事象として、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の系統切替え時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には、ミニマムフロー弁の閉操作忘れの人的過誤による原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出を想定し、流出量は約94m<sup>3</sup>/hとする。

#### (b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も、事象発生から安定状態に至る時間に対して、原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から5時間以上と長いため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については、考慮しない。

#### (c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が可能であり、外部電

源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 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）による原子炉注水流量は  $1,136\text{m}^3/\text{h}$  とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中の残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水は、原子炉水位低下確認後、原因調査を開始し、事象発生から2時間後に実施するものとする。

なお、本評価事象においては漏えい箇所の隔離が容易であるため、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ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後に実施するものとしている。ただし、両操作とも水位低下を認知して実施する操作であり、事象によっては原子炉注水操作を残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了前に実施することもある。

(添付資料 5.3.2)

(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水位の推移を第5.3.2-1図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.3.2-2図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から2時間経過した時点で、残留熱除去ポンプミニマムフロー弁閉止操作完了後、待機中の残留熱除去ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行う。

その後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転により崩壊熱除去機能を回復する。

線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としており、燃料棒有効長頂部の約15m上の水位での線量率は $1.0 \times 10^{-3}\text{mSv/h}$ 以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。

b. 評価項目等

原子炉水位は第5.3.2-1図に示すとおり、燃料棒有効長頂部の約15m上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。

第5.3.2-2図に示すとおり、必要な遮蔽<sup>\*3</sup>が維持できる水位である燃料棒有効長頂部の約2.5m上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建物原子炉棟4階の燃料取替機台車床としている。

また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による原子炉压力容器除熱を行うことで、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。原子炉冷却材流出における原子炉建物原子炉棟4階からの現場作業員の退避は2時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも20mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建物原子炉棟4階での操作を必要な作業としていないが、燃料プールスプレイ系（可搬型スプレイノズル）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期事業者検査作業時での原子炉建物原子炉棟4階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は燃料棒有効長頂部の約2.5m上（原子炉ウェル満水から約14m下）の位置である。

（添付資料 4.1.2, 5.1.6, 5.3.3）

### 5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価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。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）により、水位を回復させ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、原子炉冷却材流出の停止操作及び待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。

#### (1) 評価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5.3.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目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

初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事象ごとくに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。

初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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

初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約 1.8m 上に到達するまでの時間（事象発生から約 50 分）までの認知が可能である。

このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約 1.3 時間の時間余裕があり、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、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

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、評価上の操作開始時間とし



て、事象発生から2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、運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待できるため、評価の想定と比べ、早く事象を認知できる可能性があり、評価上の操作開始時間に対し、実態の原子炉冷却材流出の停止操作が早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の時間を考慮し、事象発生から2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、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替え時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作は、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が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

(添付資料 5.3.4)

(2) 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。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり、事故を認知して漏えい箇所の隔離が完了し、原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作について、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。

(添付資料5.3.4)

(3) まとめ

評価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、評価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。

#### 5.3.4 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「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の43名で対処可能である。

##### (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

##### a. 水源

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とし、循環することから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

##### b. 燃料

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、保守的に事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m<sup>3</sup>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730m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、これら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8m<sup>3</sup>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45m<sup>3</sup>の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料5.3.5)

##### c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等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は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。

#### 5.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替え操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉冷却材流出の

停止及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（残留熱除去系切替時の冷却材流出）＋流出隔離・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。

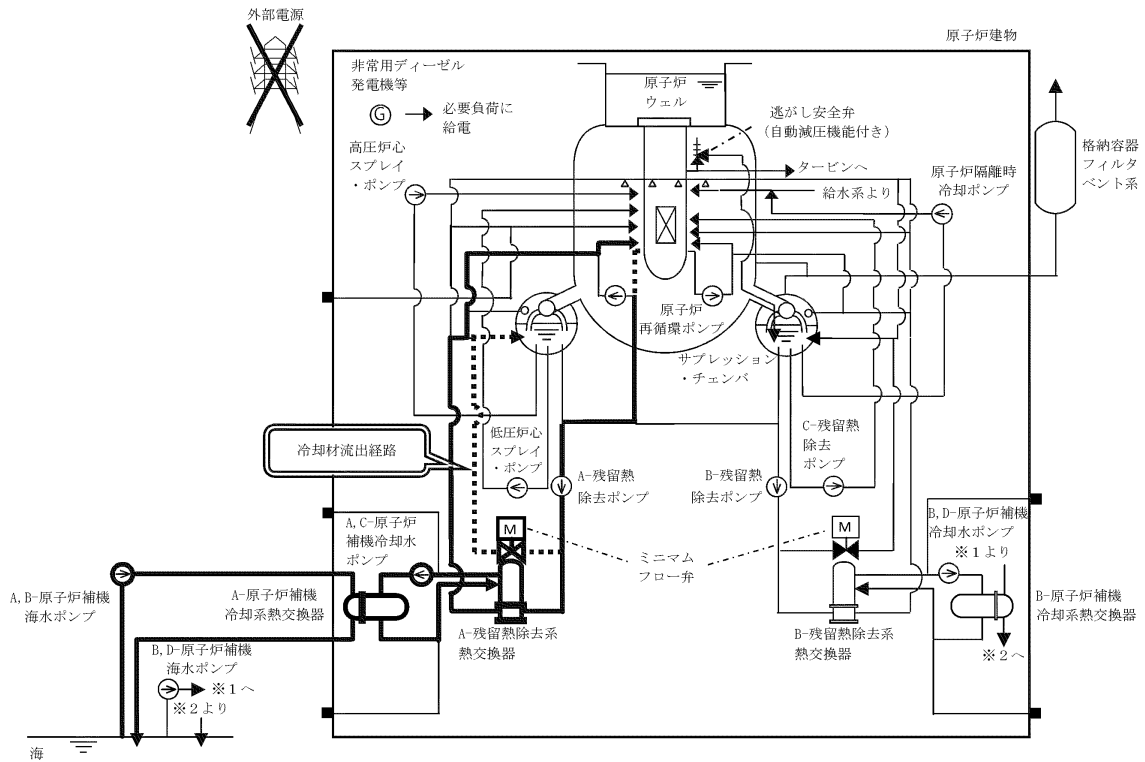
上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料棒有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、燃料棒有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

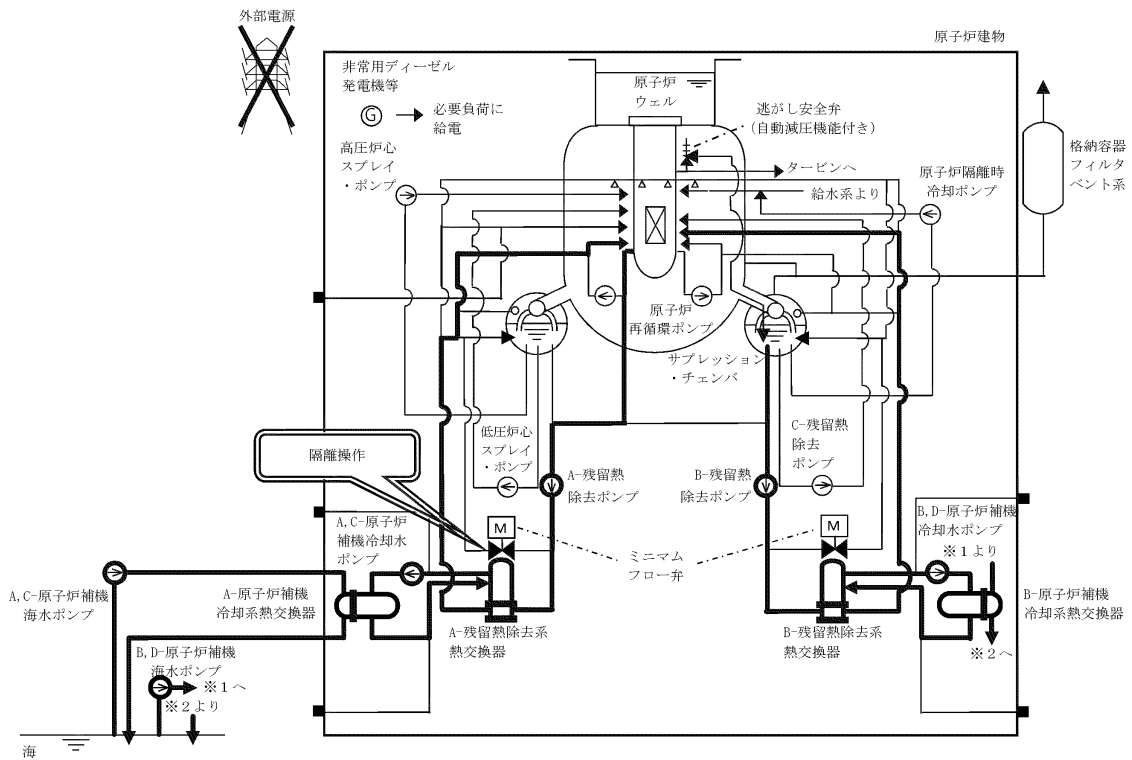
評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

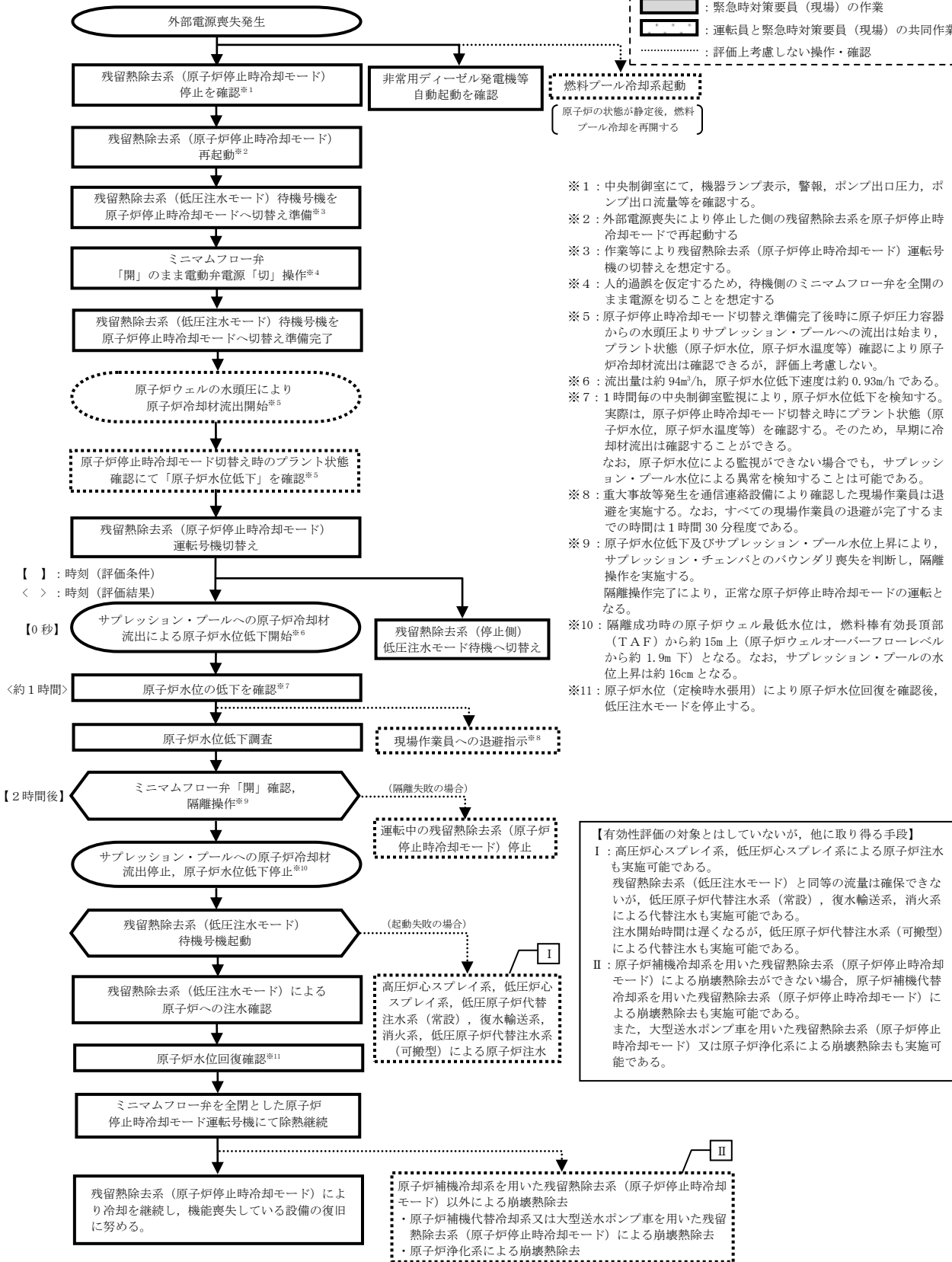
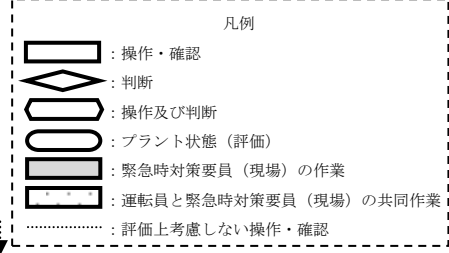


第5.3.1-1(1)図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図  
(原子炉停止時冷却系統構成失敗)



第 5.3.1-1(2) 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図  
(漏えい箇所の隔離操作，原子炉注水及び原子炉停止時冷却)

プラント前提条件  
 ・原子炉ウエル満水  
 ・全燃料装荷&プールゲート「閉」  
 ・A-残留熱除去系（低圧注水モード） 待機中  
 ・B-残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） 運転中  
 ・C-残留熱除去系 点検に伴い待機除外中



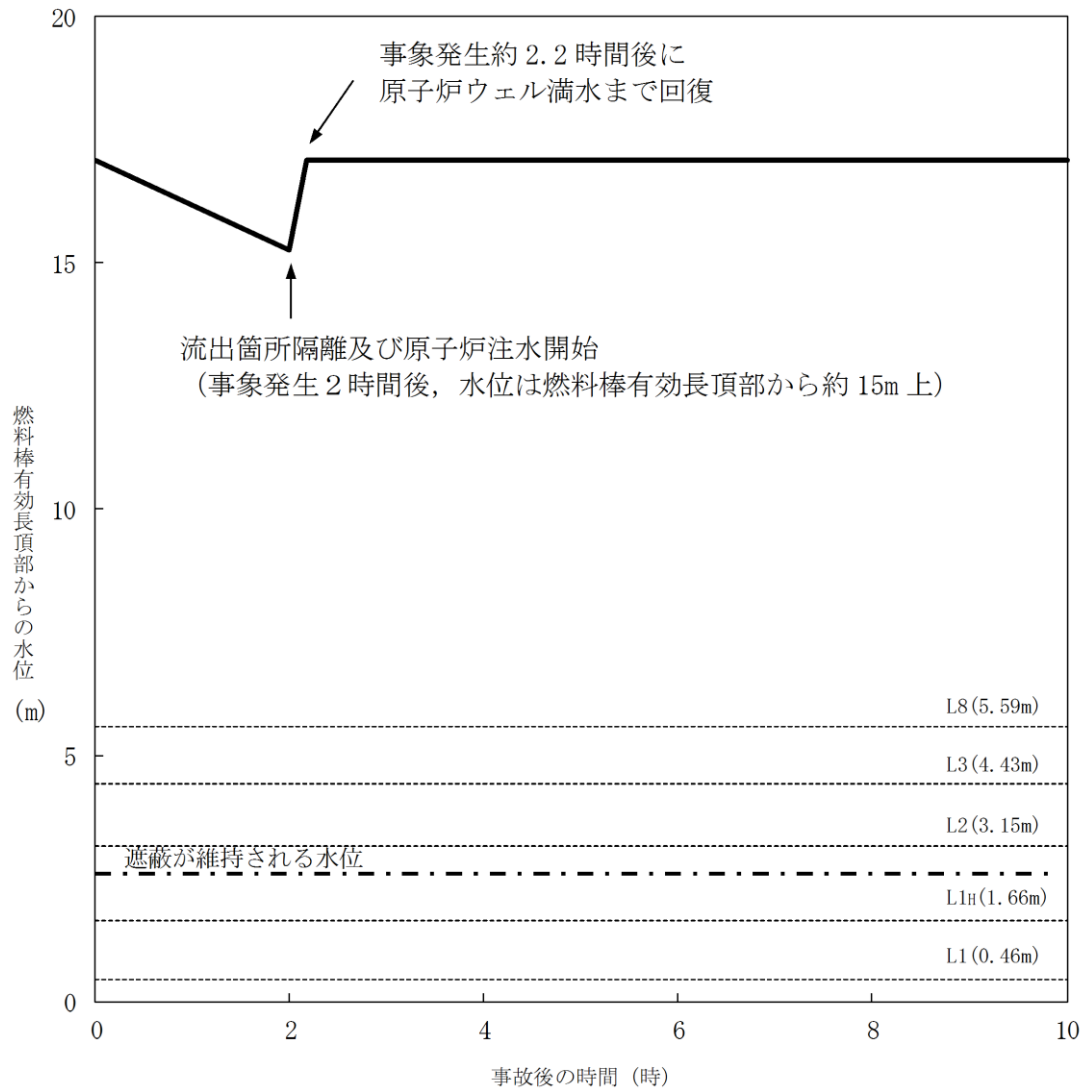
第 5.3.1-2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

原子炉冷却材の流出

必要な要員と作業項目				経過時間 (分)														経過時間 (日)			備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160		170	5
手順の項目	実施箇所・必要人員数			操作内容																			
	責任者	当直長	1人		中央制御室監視 緊急時対策本部連絡																		
	指揮者	当直副長	1人		運転操作指揮																		
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人		初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡																		
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	緊急時対策要員 (現場)																				
状況判断	1人 A	—	—	・ 外部電源喪失確認																			
				・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (運転側) 停止確認	10分																		B-残留熱除去ポンプ
				・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認																			
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 再起動	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (運転側) 起動	10分																		B-残留熱除去ポンプ
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 切替え操作	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (待機側) 系統構成 (中央制御室)	20分																		A-残留熱除去ポンプ
	—	2人 B, C	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (待機側) 系統構成 (現場)	20分																		A-残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (運転側) から 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) (待機側) へ切替え操作	20分																		B-残留熱除去ポンプから A-残留熱除去ポンプ
現場作業員への退避指示	—	—	—	・ 当直長による現場作業員への退避指示															1時間30分以内に退避完了		評価上考慮せず 中央制御室で当直長が指示する		
原子炉水位回復操作	(1人) A	—	—	・ 原子炉水位、温度監視															適宜監視				
	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) (停止側) 系統構成 (中央制御室)	20分																		B-残留熱除去ポンプ
	—	2人 B, C	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) (停止側) 系統構成 (現場)	20分																		B-残留熱除去ポンプ
	(1人) A	—	—	・ 原子炉水位低下調査/隔離操作															60分		原子炉冷却材流出停止により 正常な原子炉停止時冷却モード 運転が開始される		
	—	2人 B, C	—	・ 放射線防護具準備	10分																		
	—	—	—	・ 原子炉水位低下調査/隔離準備操作															50分				
	(1人) A	—	—	・ 残留熱除去系 (低圧注水モード) 起動操作															10分	原子炉水位回復後、残留熱除去系 (低圧注水モード) 停止	B-残留熱除去ポンプ		
燃料プール冷却 再開	(1人) A	—	—	・ 燃料プール冷却系再起動															適宜実施		評価上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持		
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	—																				

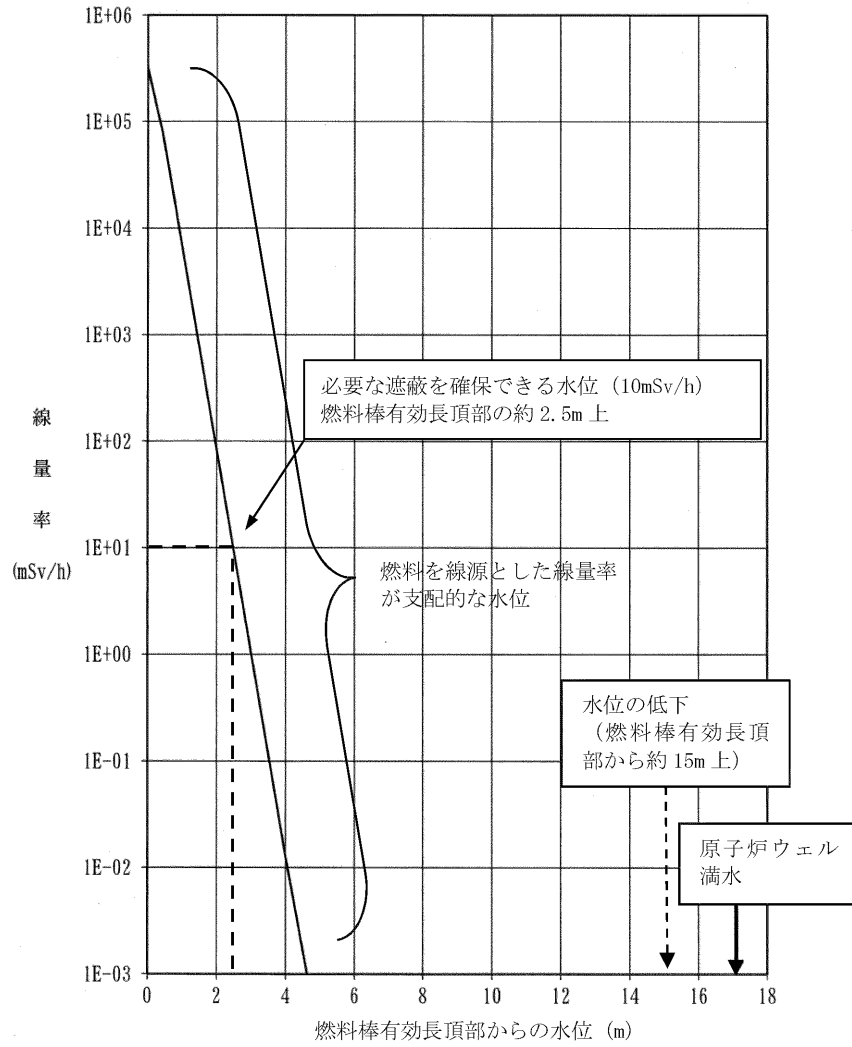
( ) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 5.3.1-3 図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間



第 5.3.2-1 図 原子炉水位の推移





第 5.3.2-2 図 原子炉水位と線量率

第 5.3.1-1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。	<b>【非常用ディーゼル発電機】</b> ※ <b>【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク】</b> ※	—	サブプレッショントラップ水位 (S A) 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (広帯域) ※
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出停止確認	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏れしている箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材流出が停止することを確認する。	—	—	サブプレッショントラップ水位 (S A) 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (広帯域) ※
残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転で原子炉注水を実施する。	<b>【残留熱除去系 (低圧注水モード)】</b> ※ サプレッショントラップ※	—	<b>【残留熱除去ポンプ出口流量】</b> 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (広帯域) ※

※：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)

第5.3.2-1表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉压力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉压力容器の開放を想定
	プールの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
	事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出
原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量		約 94m <sup>3</sup> /h	ミニマムフローラインに残留熱除去ポンプ出口圧力が掛かった場合の最大流出量
崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発		考慮しない	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
外部電源		外部電源なし	外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
残留熱除去系（低圧注水モード）		1,136 m <sup>3</sup> /h で注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉冷却材流出の停止	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間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	事象発生から 2 時間後	

## 原子炉冷却材の流出における運転停止中の線量率評価について

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価では「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。

以下に原子炉冷却材の流出における現場線量率の評価を示す。

なお、線量率の評価において、原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放を想定した。また、原子炉圧力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより、評価において気水分離器及び蒸気乾燥器のDSPへの取り出しが完了し、原子炉ウェルが満水の状態を想定した。

## 1. 炉心燃料・炉内構造物の線源強度

放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。

## (1) 炉心燃料

評価条件を以下に示す。

- 線源形状：円柱線源（炉心のすべてに燃料がある状態）
- 燃料棒有効長（mm）：
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は、エネルギー4群
- 線源材質：燃料及び水（密度 g/cm<sup>3</sup>）
- 線源強度：文献値<sup>\*1</sup>に記載のエネルギーあたりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積あたりの線源強度を式①で算出

$$\text{線源強度 (cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度 (MeV} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}) \times \text{燃料集合体あたりの熱出力 (W/体)}}{\text{各群のエネルギー (MeV)} \times \text{燃料集合体体積 (cm}^3 \text{/体)}} \quad \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している文献値は、燃料照射期間10<sup>6</sup>時間（約114年）と、島根2号炉の実績を包絡した条件で評価されており、島根2号炉に関する本評価においても適用可能である。

- ・燃料照射期間：10<sup>6</sup>時間（無限照射）
- ・原子炉停止後の期間<sup>\*2</sup>：停止後3日（実績を考慮した値を設定）
- ・燃料集合体あたりの熱出力：4.35MW/体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：約7.1×10<sup>4</sup> cm<sup>3</sup>（9×9燃料（A型））

※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

○ 評価モデル：円柱線源

線量率評価モデルを図1に示す。また、式①で算出した体積あたりの線源強度を表1に示す。

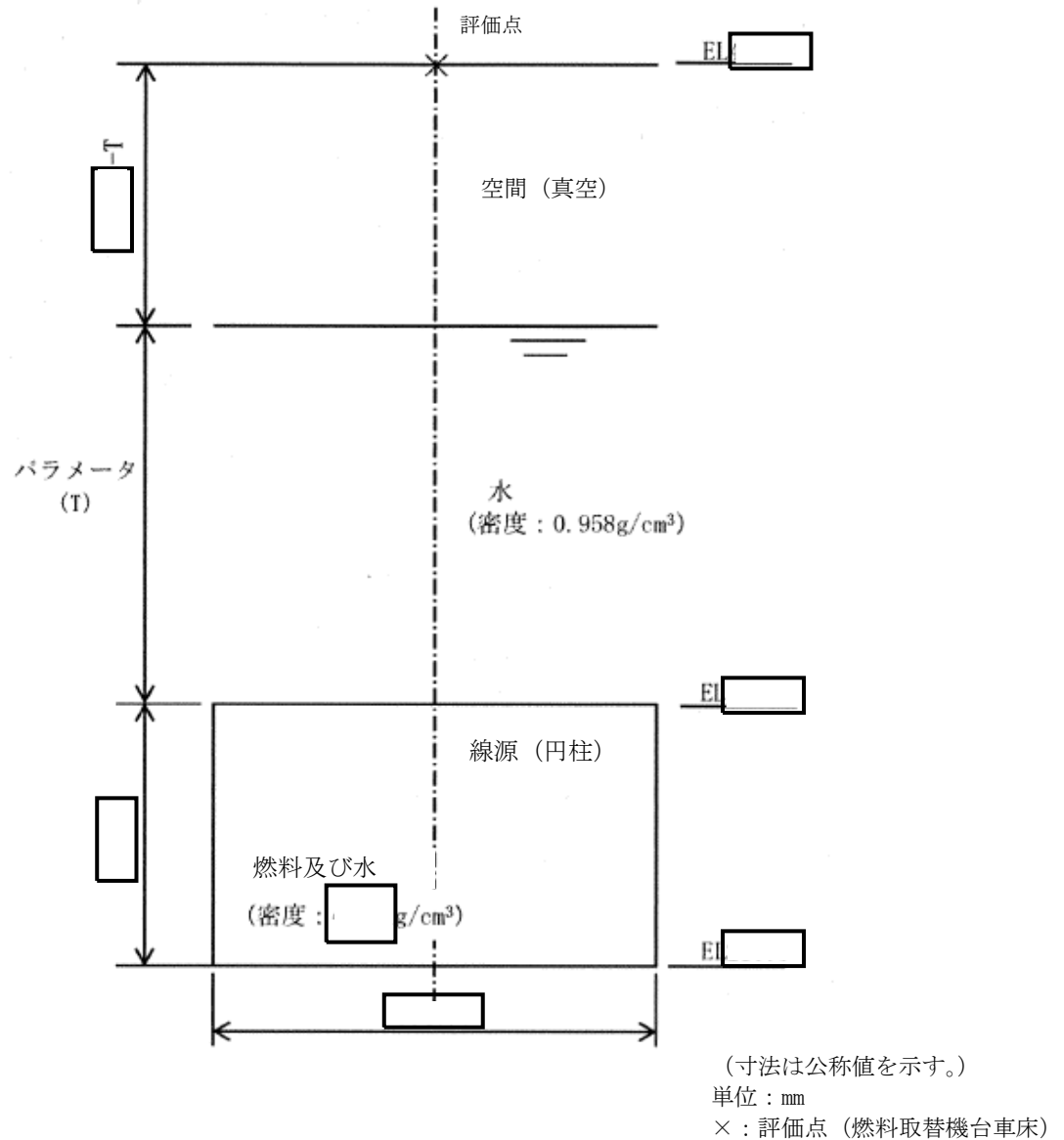


図1 燃料の線量率計算モデル

表1 燃料の線源強度

ガンマ線 エネルギー (MeV)	線源強度 ( $\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ )
1.0	$6.1 \times 10^{11}$
2.0	$1.1 \times 10^{11}$
3.0	$2.0 \times 10^9$
4.0	$3.1 \times 10^7$

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(2) 上部格子板

評価条件を以下に示す。

○ 線源形状：円柱線源としてモデル化

○ 線源の高さ (mm)：□

○ ガンマ線エネルギー：評価に使用するガンマ線は、主要核種  $^{60}\text{Co}$  を想定して 1.5MeV

○ 線源材質：水と同等(密度  $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※)

※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる 100℃の値を採用

○ 線源強度は、機器表面の実測値 (□ Sv/h) より  $8.7 \times 10^9$  (Bq/cm<sup>3</sup>) と算出

線量率評価モデルを図 2 に示す。

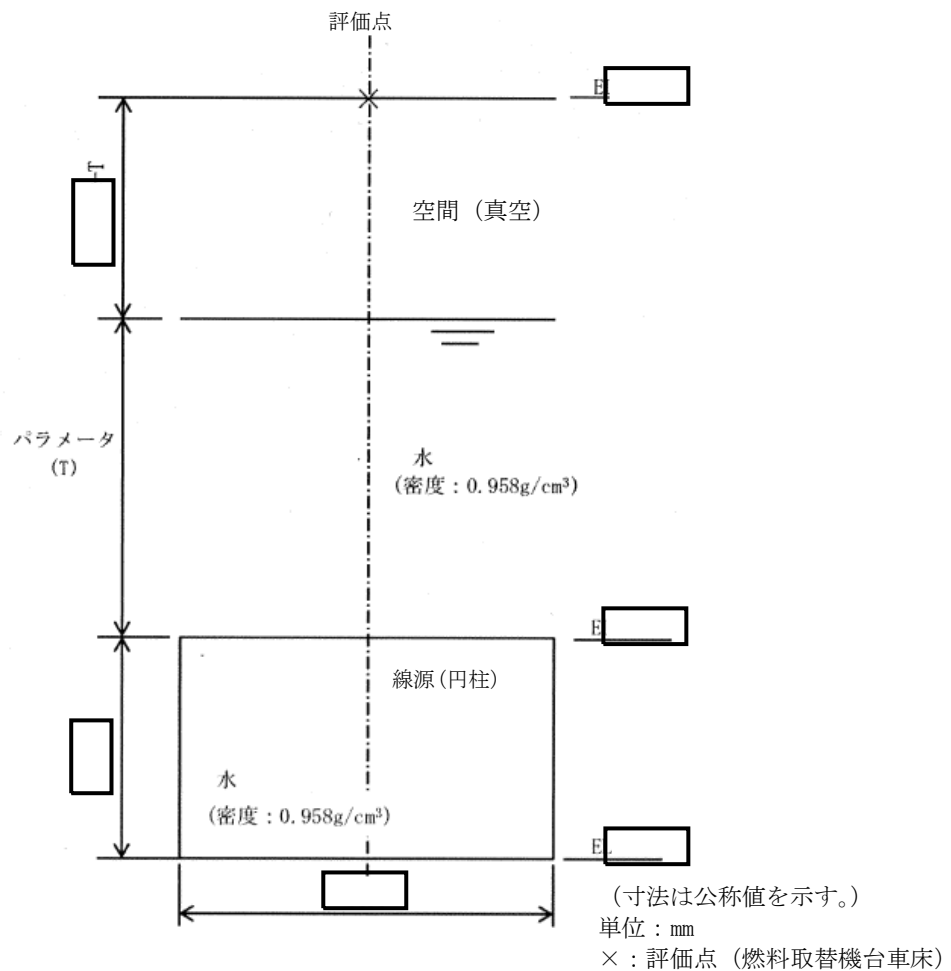


図 2 上部格子板の線量率評価モデル

2. 線量率の評価

線量率は、「添付資料 4. 1. 2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の燃料等からの線量率」の評価について」と同様に QAD-CGGP 2 R コードを用いて計算している。

評価点については保守的に燃料取替機台車床とした。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

### 3. 現場の線量率の評価結果

1, 2の条件を用いて評価した原子炉水位と現場の線量率の関係を図3に示す。

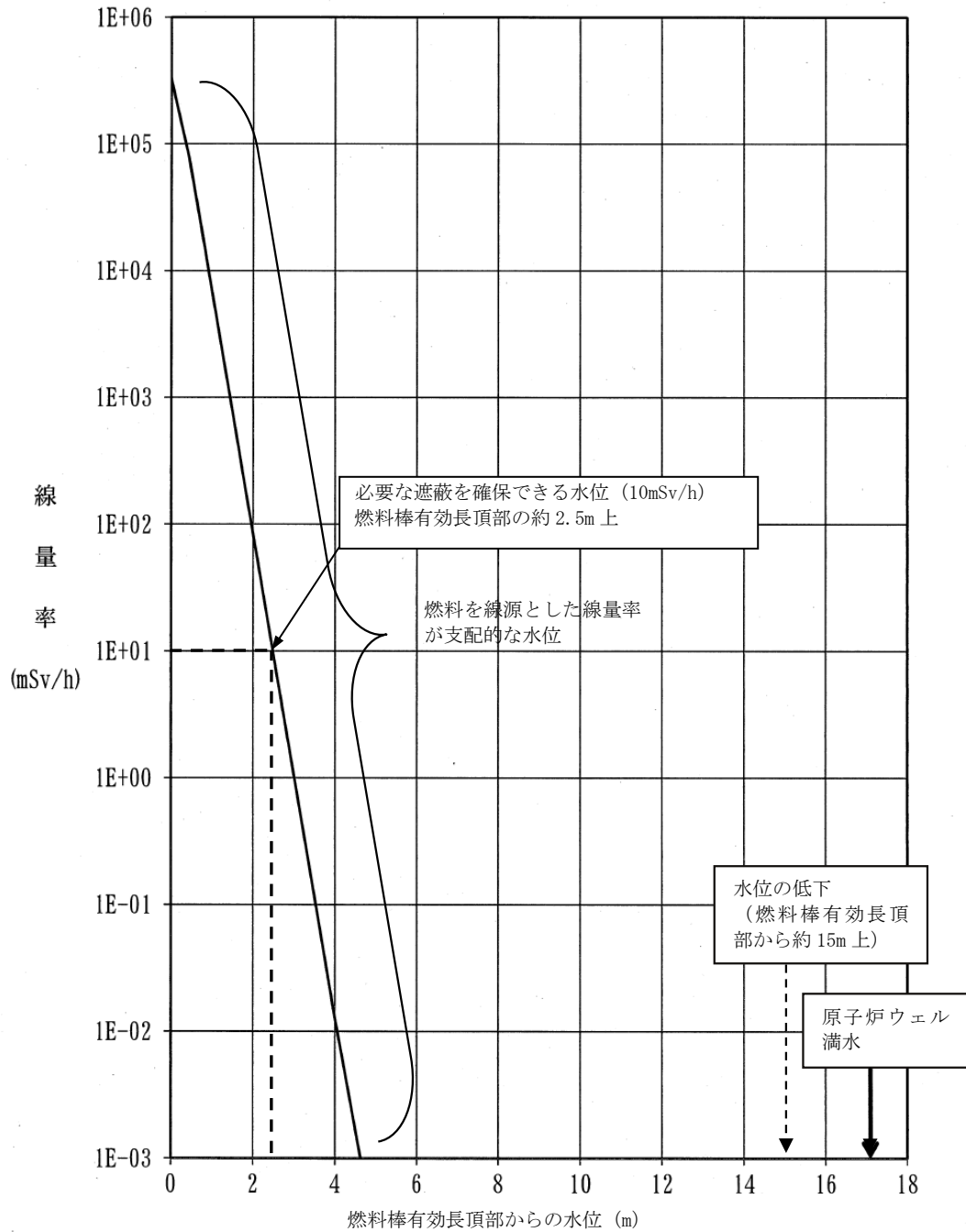


図3 原子炉水位と線量率

## 原子炉冷却材流出評価におけるPOS選定の考え方

## 1. 本評価におけるPOSの決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、「原子炉冷却材の流出」（以下「原子炉冷却材流出」という。）の重要事故シーケンスの評価では、次節に示すとおり、定期事業者検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。定期事業者検査中に各作業等が実施される時期はおおむね決まっているため、POSについては、選び得るPOSを比較して決定した。

## 2. 原子炉冷却材流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定にあたり、定期事業者検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の4つである。この4つの作業等から、本評価では「残留熱除去系切替時の冷却材流出」を選定した。選定の理由は、発生時に想定される原子炉冷却材流出速度が大きいこと\*、原子炉浄化系ブローは原子炉水位の変化に特に注目する作業であること、他の2事象は点検・交換であり、発生時の検知の可能性が本事象よりも高いと考えられることによるものである。

- (1) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出
- (2) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出
- (3) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出
- (4) 残留熱除去系切替時の冷却材流出

※ 残留熱除去系切替時の冷却材流出による流出量は他の原子炉冷却材流出事象と比べて流出量が多い（付録1 別添 島根原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について 補足説明資料1.1.2. c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について）

<残留熱除去系切替時の冷却材流出発生時の流出量の算出>

流出量は、  
より算出した。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



: 約 94m<sup>3</sup>/h

### 3. POSを選定するうえで考慮した点

定期事業者検査中に残留熱除去系切替を実施する時期としては、残留熱除去系の運転や待機の系統を変化させる場合があり、この作業は定期事業者検査中のほぼ全域で生じ得る。このため、POSについてはいずれの場合も選び得る。

そのうえで、本評価ではPOSの選定において以下の点を考慮した。

#### (1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短いPOSの方が適切である。ただし、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の吸い込み配管の高さは燃料棒有効長頂部以下にあり、本事故シナシケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。

#### (2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常水位(NWL)に近いほど厳しい条件となる。ただし、原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約1.3時間の時間余裕があり、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。

#### (3) 発生時の検知性

発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位低下の警報発生や緩和設備の起動などに期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、これらの機能には期待できない。

#### (4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が低下しても十分に遮蔽されるため作業環境には影響が生じないが、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合、原子炉水位が大きく低下すると十分な遮蔽効果が期待できなくなり、作業環境への影響が表れる。

### 4. POSの選定結果と考察

「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象である。このため、3. (1)から(4)のうち、(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている、POS-B、Cが選定される。POS-

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

Cは原子炉浄化系ブローによる原子炉ウェルの水位低下から始まり,途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり,原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について,特に注意が払われるPOSであることから,本重要事故シーケンスでは,POS-Bを代表として選定することが適切と考える。

なお,燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放であるPOS-S, A, C, Dの「残留熱除去系切替時の冷却材流出」が厳しくなるが,その場合であっても約1.3時間の時間余裕※があり,かつ原子炉水位計による警報発生や緩和設備の起動などに期待できるため,原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。

※ 原子炉冷却材流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料棒有効長頂部まで水位が低下するまでの時間

以上

表 1 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材流出）

プラント状態 (POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	運転停止中の評価項目		未臨界の確保
				燃料棒有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	
S 原子炉冷温停止への移行状態	基本的に、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉隔離時冷却系※1</li> <li>非常用炉心冷却系 (LPCI, LPCS, HPCS) ※2</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (常設)</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</li> <li>ガスタービン発電機</li> </ul>	閉鎖	有効性評価では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	有効性評価では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
A 格納容器及び原子炉圧力容器の開閉並びに原子炉ウエル満水への移行状態	基本的に、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない例外的な作業として「残留熱除去系の切り替え操作」の実施があるが「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却系 (LPCI, LPCS, HPCS) ※2</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (常設)</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</li> <li>ガスタービン発電機</li> </ul>	閉鎖→開放	有効性評価では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	有効性評価では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
B1						
B2	原子炉ウエル満水状態 (原子炉ウエル水抜き開始まで)	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却系 (LPCI) ※2</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</li> <li>ガスタービン発電機</li> <li>燃料プールのブレイ系</li> </ul>	開放	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している (有効性評価で確認している「残留熱除去系切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象 (制御棒駆動系点検時の冷却材流出、制御棒駆動系点検時の冷却材流出、局部出力モニタ交換時の冷却材流出) は包絡される)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している (有効性評価で確認している「残留熱除去系切替時の冷却材流出」に他の冷却材流出事象 (制御棒駆動系点検時の冷却材流出、局部出力モニタ交換時の冷却材流出) は包絡される)	有効性評価にて評価項目を満足している 燃料の取出・装束に係わる作業は「反応度誤投入」に包絡
B3						
B4						
C 格納容器及び原子炉圧力容器の開閉並びに起動準備への移行状態	冷却材流出事象の要因となる作業として「残留熱除去系の切り替え操作」及び「原子炉浄化系プロロープ操作」が考えられるが、原子炉未開放状態では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	<ul style="list-style-type: none"> <li>非常用炉心冷却系 (LPCI, LPCS, HPCS) ※2</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (常設)</li> <li>低圧原子炉代替注水系 (可搬型)</li> <li>ガスタービン発電機</li> </ul>	開放→閉鎖	有効性評価では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	有効性評価では原子炉水位計による警報発生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、運転員等操作時間が早くなるため、「添付資料 5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))」に包絡される	プラント状態 POS-B に同じ 制御棒引き抜きに係わる試験は「反応度誤投入」に包絡
D 起動準備状態			閉鎖			

※1 原子炉圧力が上昇した後に使用可能となる ※2 停止レベル 1 PRA では、保守的に期待していない設備

## 安定状態について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))

運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**原子炉安定停止状態の確立について

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から2時間後に原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を停止し，残留熱除去系（停止時冷却モード）にて冷却することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

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

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

(添付資料 2.1.1 別紙 1 参照)

評価条件の不確かさの影響評価について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))  
 表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (1 / 2)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
原子炉水位	原子炉ウエル水	事故毎に変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	最確条件とした場合は、事故事象ごとくに異なり、原子炉ウエル水張り実施中においては、評価条件によりも原子炉初期水位に原子炉注水を実施しており、また原子炉冷却材流出の停止のための隔離操作は、原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、事故事象毎に異なり、原子炉ウエル水張り実施中においては、評価条件によりも原子炉初期水位は低くなるが、原子炉注水が実施されているため、原子炉水位の低下は起こらず、また、通常これらの期間には残留熱除去系の系統切替操作は実施しないことから事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器が未開放の場合、原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、燃料棒有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約1.3時間の時間余裕があり、原子炉注水操作を行える。
原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。評価項目となるパラメータに与える影響はない。
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故毎に変化	線量率の影響の観点を確認するため、原子炉圧力容器が開放状態を想定	最確条件は事故事象ごとくに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉水位計により原子炉冷却材生及び緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする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。	原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウエル水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウエル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位計の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、放射線の遮蔽を維持できる燃料棒有効長頂部の約1.8m上に到達するまでの時間(約50分)まで認知が可能である。このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は約1.3時間の時間余裕があり、認知後すぐに隔離による原子炉冷却材流出の停止操作及び原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/2)

項目	評価条件 (初期、事故及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	ブールゲートの状態	閉	保有水が少ないブールゲートを想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることか炉冷却材流出の停止及び注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料棒有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなくなる。
	燃料の容量	1, 180m <sup>3</sup>	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に、最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は、解析条件よりも燃料容量の余裕が大きくなるため、燃料が枯渇することはない。運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系切替時の原子炉冷却材流出を想定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	約 94m <sup>3</sup> /h	ミニマムフローラインに残留熱除去ポンプ出口圧力がかけた場合の最大流出量	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから、考慮しない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は、原子炉冷却材の流出に伴う原子炉水位の低下に影響しないことから、資源の評価の観点で撤しなくなる外部電源なしを想定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	1, 136m <sup>3</sup> /h で注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表2 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（1/2）

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方				
原子炉冷却材流出の停止 操作条件	事象発生から2時間後	原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】 評価では、1 時間毎の中央制御室監視により、原子炉ウエル水位低下を検知することを想定している。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）切替時にプラント状態（原子炉ウエル水位、原子炉水温等）確認により、早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 運転員による操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 漏えい隔離のためのミニマムフロア弁の閉操作には、原子炉建物の現場において当該弁の電源を復旧する必要がある。中央制御室から原子炉建物の現場までのアクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 原子炉ウエル水位低下調査における、漏えい箇所の特定及び隔離に1時間を想定している。漏えい箇所の隔離は、現場におけるミニマムフロア弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作である。1 弁のみの操作であり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 原子炉ウエル水位低下調査における漏えい箇所の特定及び隔離操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 漏えい隔離操作等の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2 人1 組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であることから、時間余裕がある。</p>	<p>評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間後とされており、このミニマムフロア弁の電源復旧と中央制御室における当該弁の遠隔閉操作は、訓練実績では約7分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

表2 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（2/2）

項目	評価条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	条件設定の考え方					
<p>待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作</p> <p>操作条件</p>	<p>事象発生から2時間後</p>	<p>原子炉水位の低下に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに時間余裕を考慮して設定</p>	<p><b>【認知】</b> 原子炉冷却材流出時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間に対し、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p><b>【要員配置】</b> 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p><b>【移動】</b> 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p><b>【操作所要時間】</b> 残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、制御盤の操作スイッチによる操作のため、簡易な操作である。操作時間は特に設定していないが、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p><b>【他の並列操作有無】</b> 当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p><b>【操作の確実さ】</b> 中央制御室における操作は、制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、よって、評価上の原子炉注水操作開始時間は早くなる可能性がある。</p> <p>原子炉注水操作開始時間から2時間後の原子炉注水操作開始時間を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は事象発生から2時間後であり、時間余裕がある。</p>	<p>評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から2時間後とし、このうち、残留熱除去系のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、所要時間10分想定のところ、訓練実績では約2分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>



7日間における燃料の対応について(運転停止中(原子炉冷却材の流出))

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

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

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

## 5.4 反応度の誤投入

### 5.4.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

#### (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「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入」である。

#### (2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉は臨界に達し、急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは、臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により、原子炉出力が上昇することによって、燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、原子炉保護機能及び原子炉停止機能に対する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、異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により、未臨界を確保し、燃料損傷の防止を図る。

(添付資料 5.4.1)

#### (3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、原子炉停止機能により原子炉をスクラムし、未臨界とする。手順の概要を第 5.4.1-1 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 5.4.1-1 表に示す。

本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策はすべて自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。

なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員 1 名で実施可能である。

##### a. 誤操作による反応度誤投入

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。

制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、中性子源領域計装等である。

##### b. 反応度誤投入後のスクラム

制御棒の誤操作による反応度の投入により、中間領域計装の中性子束高(各レンジフルスケールの 95%) 信号が発信し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、中性子源領域計装等である。

## 5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

### (1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕(最大反応度価値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること)を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モードスイッチを燃料交換位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モードスイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行われることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。

よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードAPEX及び単チャンネル熱水解析コードSCAT(RIA用)により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピ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評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。

### (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5.4.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

#### a. 初期条件

##### (a) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。

##### (b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

##### (c) 原子炉出力、原子炉圧力、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉出力は定格値の $10^{-8}$ 、原子炉圧力は0.0MPa[gage]、燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また、燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgとする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接<sup>※1</sup>の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.75% $\Delta k$ <sup>※2</sup>である。引抜制御棒反応度曲線<sup>※2</sup>を第5.4.2-1図に示す。

※1 制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し、高い制御棒値を生じる引抜パターンとならないようにしている。

※2 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（LOGOS）による解析結果

なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理<sup>※3</sup>している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定した。

※3 原子炉起動時及び停止時冷温臨界試験は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が1.0% $\Delta k$ 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引抜手順の監視を実施。なお、原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。

(c) 外部電源

制御棒の引抜操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引抜速度

制御棒は、引抜速度の上限値9.1 cm/sにて連続で引き抜かれるものとする<sup>※4</sup>。引抜制御棒反応度曲線を第5.4.2-1図に示す。

※4 複数の制御棒を引き抜く試験において、対象制御棒の連続引き抜きの実施が可能な手順としている場合を除き、引抜操作はノッチ操作としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b) 原子炉スクラム信号

中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの95%）信号で原子炉はスクラムするものとする。スクラム反応度曲線を第5.4.2-2図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発信を想定する際の中間領域計装のバイパス状態は、A、Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。

- d. 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はない。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第5.4.2-3図に示す。

a. 事象進展

制御棒の引抜開始から約10秒後に中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの95%）信号が発信し、原子炉はスクラムする。

このとき、投入される反応度は約1.14ドル（投入反応度最大値：約0.69% $\Delta k$ ）であるが、原子炉出力は第5.4.2-3図に示すとおり、定格出力の約12.2%まで上昇するにとどまる。

また、燃料エンタルピは最大で約50kJ/kgであり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である272kJ/kg（65cal/g）を超えることはない。燃料エンタルピの増分の最大値は約42kJ/kgであり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で167kJ/kg（40cal/g）を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料棒有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料5.4.2)

5.4.3 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。

本重要事故シーケンスは、自動作動する原子炉保護系により、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、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

ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

(添付資料5.4.3)

(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5.4.2-1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目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の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、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

炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため、投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため、評価項目に対する余裕は小さくなるが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて、投入される反応度について確認している。

実効増倍率が0.99の場合は、制御棒引抜開始直後は反応度が投入されず、臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり、炉心平均中性子束及び燃料エンタルピが上昇するタイミングが遅くなる。また投入される反応度も約1.00ドル（燃料エンタルピ最大値：約14kJ/kg、燃料エンタルピの増分の最大値：約6kJ/kg）と小さく1ドル位置近傍における反応度印加率も緩やかとなることから、燃料エンタルピの上昇率も小さく評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが

評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期出力の不確かさの影響を確認している。

初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。

制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの90%）信号が発信すると制御棒引き抜きが阻止される。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの90%）信号による制御棒引抜阻止信号と中性子束高（各レンジフルスケールの95%）信号による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

#### b. 操作条件

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。

(添付資料5.4.3)

#### (3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。

ドップラ反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 48kJ/kg, 増分の最大値は約 40kJ/kg）、-10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 52kJ/kg, 増分の最大値は約 44kJ/kg）である。

スクラム反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 48kJ/kg, 増分の最大値は約 40kJ/kg）、-10%とした場合に投入される反応度は約 1.14 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 53kJ/kg, 増分の最大値は約 45kJ/kg）である。

引抜制御棒反応度を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 63kJ/kg, 増分の最大値は約 55kJ/kg）、-10%とした場合に投入される反応度は約 1.12 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 39kJ/kg, 増分の最大値は約 31kJ/kg）である。

実効遅発中性子割合を+10%とした場合に投入される反応度は約 1.11 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 45kJ/kg, 増分の最大値は約 37kJ/kg）、-10%と投入される反応度は約 1.17 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 56kJ/kg, 増分の最大値は約 48kJ/kg）である。

以上より、これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピー増加に伴う燃料の破損は生じないことから、評価項目を満足する。

(添付資料5.4.3)

(4) 操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、操作時間余裕に関する影響はない。

(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。

以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約 1.21 ドル（燃料エンタルピーの最大値は約 68kJ/kg, 増分の最大値は約 60kJ/kg）にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9燃料（B型）平衡炉心、9×9燃料（A型）及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心、9×9燃料（B型）及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合

初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の $10^{-8}$ の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（投入される反応度は約 1.14 ドル、燃料エンタルピーの最大値は約 50kJ/kg, 増分の最大値は約 42kJ/kg）と大きく差異がなく、投入される反応度は約 1.11 ドル、燃料エンタルピーの最大値は約 33kJ/kg, 増分の最大値は約 25kJ/kg（10倍）及び投入される反応度は約 1.16 ドル、燃料エンタルピーの最大値は約 69kJ/kg, 増分の最大値は約 61kJ/kg（1/10倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60°Cとした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（投入される反応度は約 1.14 ドル、燃料エンタルピーの最大値は約 50kJ/kg, 増分の最大値は約 42kJ/kg）と大きく差異がなく、投入される反応度は約 1.15 ドル、燃料エンタルピーの最大値は約 64kJ/kg, 増分の最大値は約 49kJ/kgであることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

（添付資料5.4.3, 5.4.4）

(6) 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、解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.4.4 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「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。



## (2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

### a. 水源

本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。

### b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。

### c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

## 5.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。

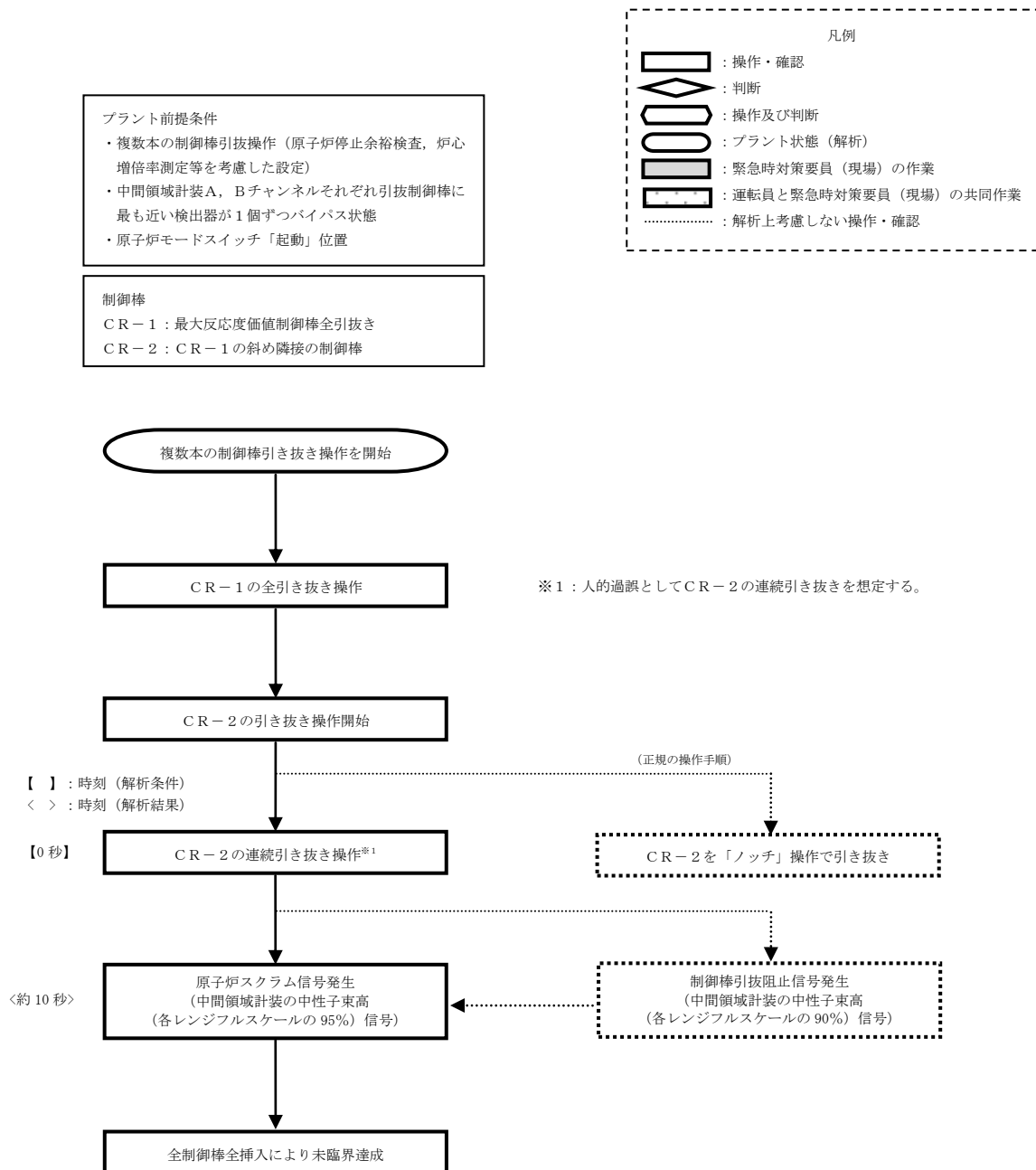
上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。

その結果、燃料棒有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

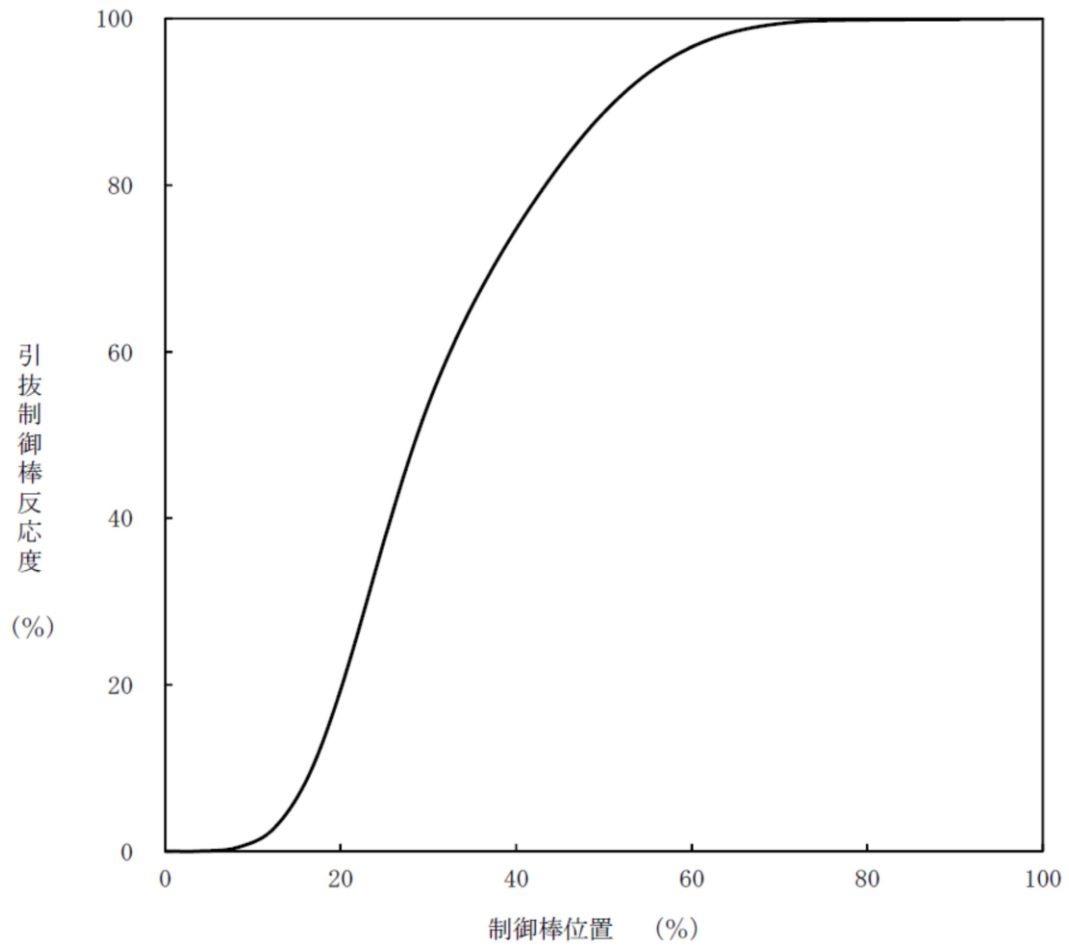
解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける島根原子力発電所2号炉の重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の運転員1名で実施可能である。

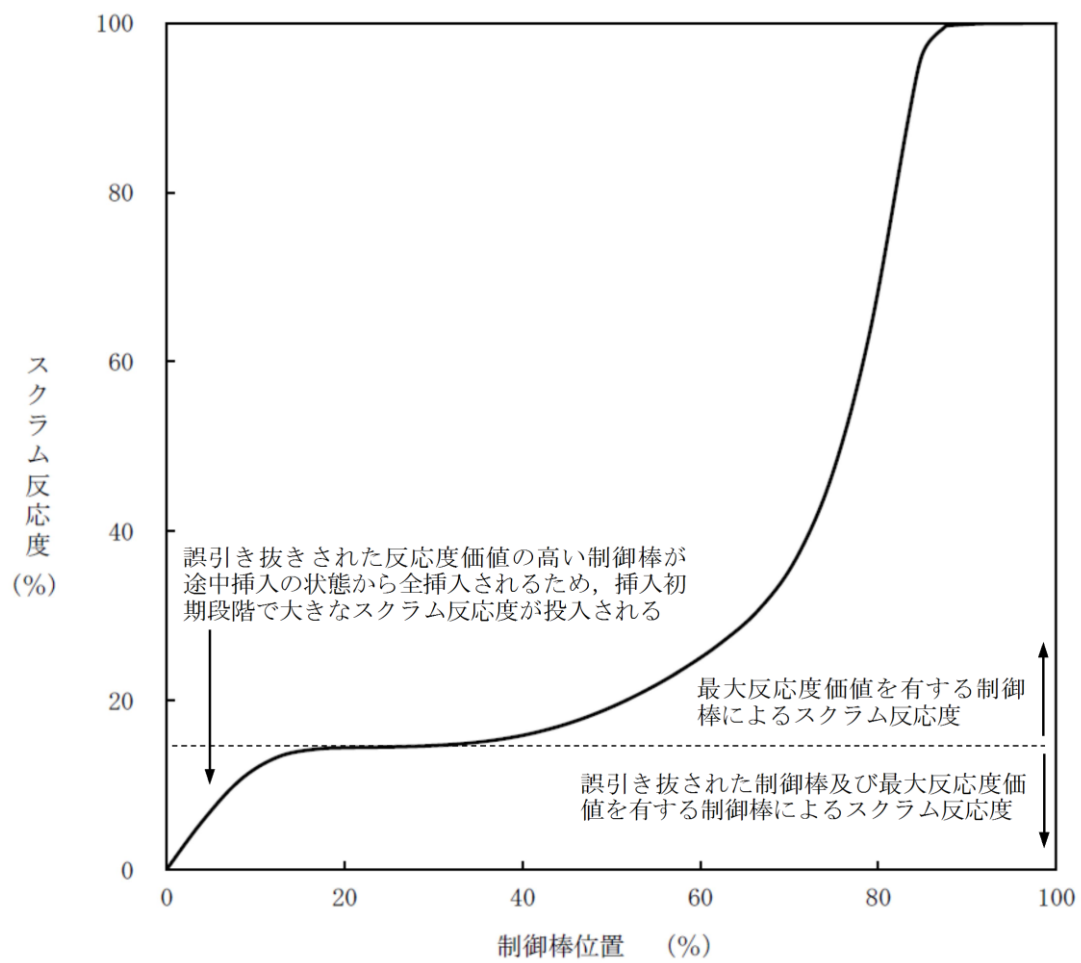
以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。



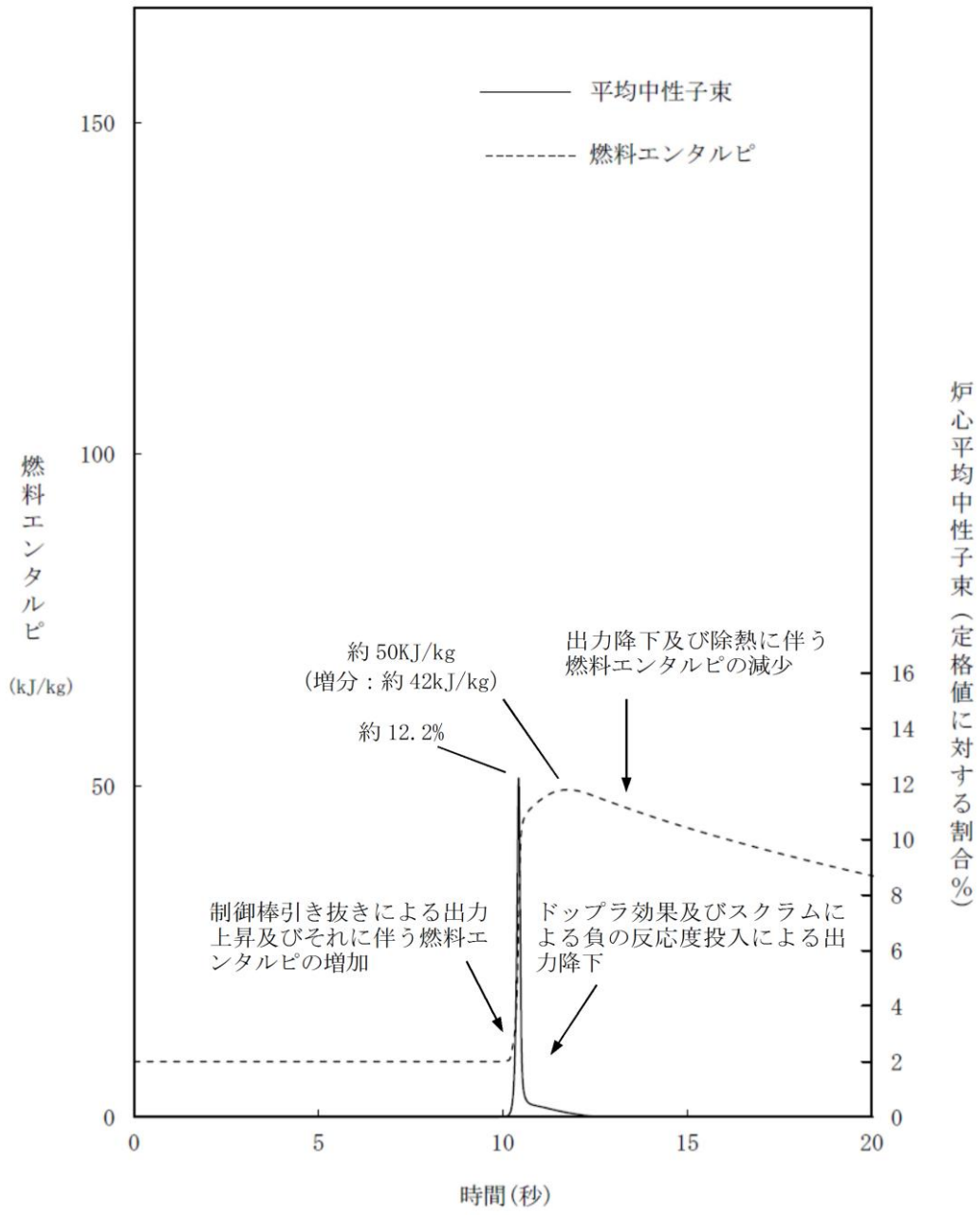
第 5.4.1-1 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要



第 5. 4. 2-1 図 反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線



第 5.4.2-2 図 反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線



第 5. 4. 2-3 図 反応度の誤投入における推移

第5.4.1-1表 「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

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
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入されることにより、臨界に達する。	—	—
反応度誤投入後のスクラム確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、中間領域計装の中性子束高信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—

※：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5.4.2-1表 主要解析条件 (運転停止中の反応度の誤投入) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	APEX/ SCAT(RIA用)	—
炉心状態	9×9燃料(A型)(単一炉心) 平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料(A型)平衡炉心, 9×9燃料(B型)平衡炉心, 9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心, 9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心は, 特性はほぼ同等であることから, 9×9燃料(A型)を代表的な炉心として設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
初期条件	実効増倍率	1.0
	原子炉出力	定格出力の $10^{-8}$
	原子炉圧力	0.0MPa[gage]
	燃料被覆管表面温度及び 原子炉冷却材温度	20℃
	燃料エンタルピ	8kJ/kg
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き 運転停止中の原子炉において, 制御棒1本が全引き抜きされている状態から, 他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する
	誤引き抜きされる制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し, 全引き抜きされている制御棒の斜め隣接 <sup>※1</sup> の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約 $1.75\% \Delta k^{*2}$ とする なお, 通常, 制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く, また, 仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも, 臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないよう管理 <sup>※3</sup> している。これらを踏まえ, 本評価においては, 誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が, 管理値を超える事象を想定
外部電源	外部電源あり	制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため, 外部電源ありを設定

※1 制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し, 高い制御棒価値を生じる引抜パターンとならないようにしている。

※2 二次元沸騰水型原子炉模擬計算コード(LOGOS)による解析結果

※3 臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は $1.0\% \Delta k$ 以下であること

第5.4.2-1表 主要解析条件 (運転停止中の反応度の誤投入) (2/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
制御棒引抜速度	9.1 cm/s	制御棒引抜速度の上限値を設定
中間領域計装バイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個	A, Bチャンネルともに引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする
制御棒引抜阻止信号	期待しない	制御棒の引き抜きが制限されないことにより, 制御棒の誤操作の量が増加するものとして設定
原子炉スクラム信号	中性子束高 (中間領域計装)	中間領域計装の原子炉スクラム機能により設定※

重大事故等対策に関連する機器条件

※ 複数の制御棒引き抜きを伴う検査を実施する際において, 当直長らが最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装が動作不能でないこと (指示値の異常有無確認, 定期事業者検査安全保護系設定値確認試験 (核計装) 等), 制御棒のスクラムアキムレータの圧力等を確認することで, 必要な安全保護系が正常に動作することを確認する運用となっている。そのため, 本現象においてもスクラム信号の機能に期待できる。



## 反応度の誤投入事象の代表性について

有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査を考慮した想定であり、その試験の制御棒誤引抜き事象の代表性について以下に示す。

## 1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験

運転停止中の通常の原子炉においては、停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保した燃料配置に加え、原子炉モードスイッチを「燃料交換」位置にすることで複数の制御棒の引き抜きを阻止するインターロックを維持し、不用意な臨界の発生を防止している。しかし、「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の実施時においては、原子炉モードスイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。そのため、これらの試験中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの試験の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。

## a. 停止時冷温臨界試験

試験の目的：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積

試験内容：原子炉の起動前及び停止後に冷温状態で実施する（いずれも原子炉圧力容器は未開放）。あらかじめ定めた制御棒操作手順に則り、順番に対象となる制御棒引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉冷却材温度、ペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜きごとに試験担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施。臨界近傍で引き抜く制御棒の価値は小さいものを取り扱う。

事故防止対策：制御棒価値ミニマイザによる監視（又は制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視）

## b. 原子炉停止余裕検査

試験の目的：停止余裕（最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）の確認

試験内容：燃料取替及び燃料集合体炉内配置検査の完了後、以下の手順で実施する。

①最大値を有する制御棒（CR-1）の全引き抜き

②最大値を有する制御棒（CR-1）を補正位置  $N^{*1}$  まで挿入

※1 最大反応度値を有する制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒（CR-2）について停止余裕の確認に必要な引抜き位置

③最大値を有する制御棒（CR-1）の斜め隣接の制御棒（CR-2）を補正位置  $N$  まで引き抜き

④最大値を有する制御棒（CR-1）を再度全引き抜き

この状態の炉心が未臨界であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際しては、1ノッチ引き抜きごとに検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒：最大値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒1本

最大値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒のうち反応度の補正に必要な値を有して印加反応度が大きすぎないように選択

事故防止対策：制御棒を操作する運転員以外の運転員による監視

## 2. 想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として下記の「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。

### 2-1. 単一の人的過誤

#### a. 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は、誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。これらは燃料交換が燃料取替機により自動で装荷位置まで移動され、かつ作業員による配置の確認が実施されている。このため、本事象が発生しても適切に認知がされるため、反応度の連続投入及び急激な反応度の投入は考えられない。

#### b. 制御棒の選択誤り

操作する制御棒の選択を誤るとその反応度値は変化する。停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査では事前に対象となる制御棒の値が臨界近傍で大きくならないよう評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒値ミニマイザ又は運転員及び運転操作助勢者により監視されているため、これらのパターンを外れた制御棒が選択されることは考

えづらい。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引抜操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えられない。

#### c. 制御棒の連続引き抜き

運転員及び検査員による制御棒及び中性子源領域計装の確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員及び運転操作助勢者並びに検査員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

### 2-2. 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「a. 燃料の誤装荷」、「b. 制御棒の選択誤り」及び「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由<sup>※2</sup>から、検討すべき人的過誤の重畳は「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。したがって、以下に「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の評価を示す。

評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低く、また発生した場合であっても必ず臨界に至るとは限らず、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられることから、有効性評価では単一の人的過誤である「c. 制御棒の連続引き抜き」について検討する。

※2 「c. 制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合は、制御棒が反応度の投入速度が遅く、即発臨界に至らない。また、「a. 燃料の誤装荷」については燃料取替機により機械的に自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置になることはなく、またデータの入力についても複数の担当者による確認を多重に実施していること、及び燃料集合体炉内配置検査を実施していることから、誤装荷単一の過誤の発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮不要であると考えられる。

#### ・「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳

人的過誤の重畳を考慮すべき試験は「1. 運転停止中において、制御棒を複数引き抜く試験」に示すとおり、原子炉停止余裕検査及び停止時冷温臨界試験である。通常、停止時冷温臨界試験では機械的に制御棒の選択の誤りを防止している<sup>※3</sup>。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。しかし、これらの機能に期待しない場合であっても、操作する運転員以外の運転員が1名以上監視にあたることで試験の実施が許容されている(試験の手順書)ため、制御棒価値ミニマイザ等の機械的な誤操作の防止機能に期待しない状況で発生する人的過誤の確率について検討した。

図1に「c. 制御棒の連続引き抜き」、図2に「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳(人的過誤に従属性を考えた場合)におけるH

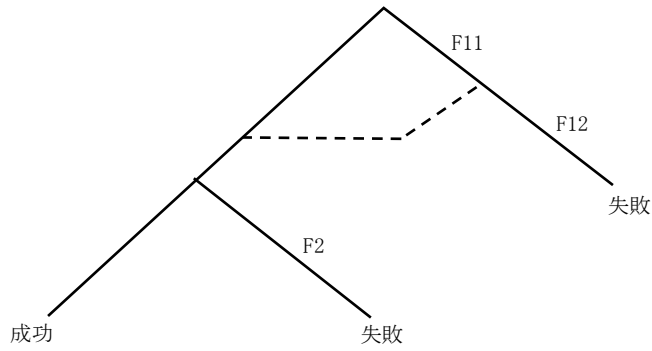
RAツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果、「c. 制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「b. 制御棒の選択誤り」+「c. 制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮した場合、発生確率が小さくなっていることが分かる。なお、ここでの評価は同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」と「c. 制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性については、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（表1）に基づき、高従属と設定した。

同じ操作者・指示者による「b. 制御棒の選択誤り」及び「c. 制御棒の連続引き抜き」の過誤の従属性は、作業内容の差異やステップごとに実施していることから独立事象として考えることもでき、その場合についても併せて評価した（図3）。

以上のように人的過誤が発生する確率は低く、また、これらの人的過誤が重畳しても必ず臨界に至るとは限らず（対象の制御棒価値が大きくない等）、即発臨界に至るような事象はさらに起こりにくいと考えられる。

※3 制御棒価値ミニマイザによる予め定められた制御棒以外の引抜防止

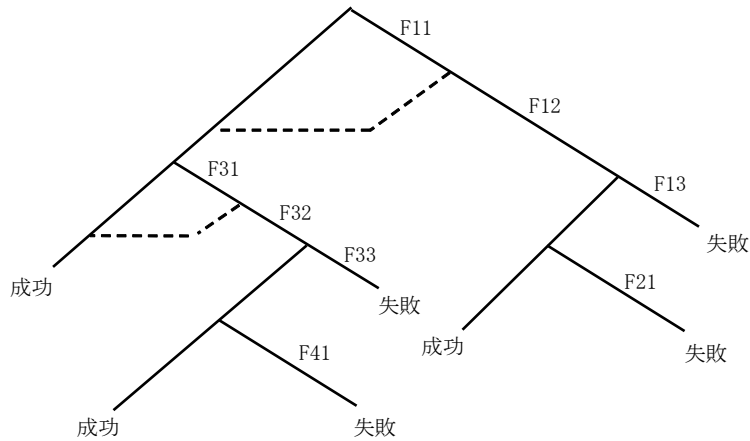


人的過誤の内容		過誤確率値 (中央値)	E F	備考
F11	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F2	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定

※ 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。

人的過誤 (平均値)	E F
4.0E-03	2.8

図1 「c. 制御棒の連続引き抜き」のHRAツリー及び人的過誤確率

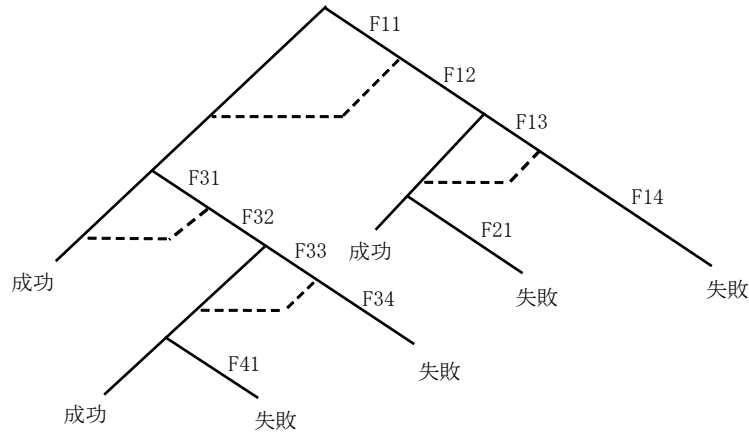


人的過誤の内容		過誤確率値 (中央値)	E F	備考
F11	検査担当者の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェックが正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の[高従属] F11の操作と作業内容が異なるが、作業者、操作場所は同一であるため、高従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)
F21	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の[低従属] F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F31	運転操作担当者による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32	検査担当者や運転操作助勢者による制御棒の選択誤りに対する過誤回復失敗	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の[低従属] F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の[低従属] F31の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H)の[高従属] F31の操作と作業内容が異なるが、作業者、操作場所は同一であるため、高従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 (過誤回復には期待しない)

※ 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。  
 ※ HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒を引き抜く停止時冷温臨界試験を想定して評価する。

人的過誤 (平均値)	E F
3.1E-04	3.5

図2 「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」  
 (人的過誤に従属性を考えた場合) のHRAツリー及び人的過誤確率



人的過誤の内容		過誤確率値 (中央値)	E F	備考
F11	検査担当者の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-0.3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いるときのオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F12	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-0.2	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の[低従属] F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F13	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-0.3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 ※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に従ってステップごとを実施していることから完全独立とする
F14	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-0.2	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の[低従属] F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F21	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 ※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に従ってステップごとを実施していることから完全独立とする
F31	運転操作担当者による制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いるときのオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F32	検査担当者や運転操作助勢者による制御棒の選択誤りに対する過誤回復失敗	5.3E-0.2	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の[低従属] F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F33	検査担当者の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-0.3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 ※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に従ってステップごとを実施していることから完全独立とする
F34	運転操作担当者や運転操作助勢者による過誤回復失敗	5.3E-0.2	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の[低従属] F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とする 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定
F41	運転操作担当者による制御棒の連続引き抜き	3.0E-0.3	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー [チェック表が正しく用いられている場合の長い操作(10項目以上)] 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1を設定 ※制御棒の選択誤りとの従属性は作業内容が異なり、操作は試験要領に従ってステップごとを実施していることから完全独立とする

※ 運転操作担当者による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復については十分期待できるものであるが投入される反応度の不確かさがあるため、期待しない。  
 ※ 制御棒の選択誤りと連続引き抜きの従属性については、時間的な間隔(ステップごとに操作を確認)しているのに加え、作業内容が異なることから完全独立(従属性なし)とする。  
 ※ HRAツリー及び人的過誤の確率は複数の制御棒の引き抜きを実施する停止時冷温臨界試験を想定して評価する。

人的過誤 (平均値)	E F
2.0E-06	4.2

図3 「b. 制御棒の選択誤り」 + 「c. 制御棒の連続引き抜き」  
(それぞれの人的過誤を独立事象とした場合)のHRAツリー及び人的過誤確率

表 1 SPAR-H 手法における従属性レベルの選定フロー  
(NUREG/CR-6883 から抜粋)

Dependency Condition Table						Number of Human Action Failures Rule ☐ - Not Applicable. Why? _____
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 <sup>nd</sup> , 3 <sup>rd</sup> , or 4 <sup>th</sup> checker  If this error is the 3 <sup>rd</sup> error in the sequence, then the dependency is at least moderate.  If this error is the 4 <sup>th</sup> error in the sequence, then the dependency is at least high.
2				a	complete	
3			d	na	high	
4			a	high		
5	nc	s	s	na	high	
6				a	moderate	
7			d	na	moderate	
8			a	low		
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	
12			a	moderate		
13	nc	s	s	na	low	
14				a	low	
15			d	na	low	
16			a	low		
17					zero	

### 3. 過去に発生した反応度投入事例

過去に発生した反応度投入事象例としては、平成 11 年志賀原子力発電所 1 号炉原子炉緊急停止事故があるが、島根原子力発電所 2 号炉では運用上の対策及び設備対策が実施されていることから、事象発生の確率が低いと考えられるため、有効性評価で想定する反応度誤投入事象として選定不要と考える。

- ・平成 11 年志賀原子力発電所 1 号炉 原子炉緊急停止事故（北陸）

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ、アキュームレータに圧力が充填されていなかったことで、直ちに制御棒が挿入されず、臨界に至った。

上記の事象を踏まえ、島根原子力発電所 2 号炉では、次の対策を講じている。

- HCU 隔離時の CRD リターンライン運転手順の整備
- 原子炉 - CRD 冷却水ヘッド間差圧上昇時の CRD ポンプ自動トリップインターロックの設置

また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心損傷はしないことが確認されている（参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10 (2007) 671-675 北陸電力(株) 志賀原子力発電所 1 号機で発生した臨界時の炉心挙動解析）

- ・島根原子力発電所 2 号炉における制御棒部分挿入事象

島根原子力発電所 2 号炉においては、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成 24 年 4 月、第 17 回定期検査開始に伴い全炉心燃料（560 体）を燃料プールへ取り出した後の原子炉内において全引抜状態としていた制御棒 137 体中、1 体（H-13）が部分挿入されている



ことを確認した。

この事象は、当該隔離弁（ユニット H-13 の駆動水挿入管隔離弁）において、前回点検実施以降の開閉操作時にシステムのネジ部にかじりが生じ、干渉していたため全閉ができず、当該隔離弁操作時に弁棒のストロークまで確認していなかったため中間開状態であることに気付かなかったことが原因である。

ただし、本事象は全燃料取り出し状態であったこと、および制御棒が挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。

なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。

- a. 当該HCU隔離弁の弁体・ステム・ガイドの交換を実施。
- b. HCUエアVENT作業実施前の駆動水挿入管隔離弁・引抜隔離弁の状態確認について、操作員の手での開閉確認に加えて、開閉状態を表すマーキングにより確認を行うように要領書の改正を実施。

#### 4. 重要事故シーケンスの選定

有効性評価では1～3章を踏まえ、停止時冷温臨界試験及び原子炉停止余裕検査の検査時に人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。

この時、誤引き抜きされる制御棒は、以下の点を考慮して「最大反応度価値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒」を反応度誤投入の代表性のあるものとして選定した。

- ・引き抜かれる制御棒の反応度価値が管理値<sup>\*4</sup>を超えるもの
- ・停止時冷温臨界試験や原子炉停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策
- ・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと、1本あたりの制御棒価値は相対的に低下していく傾向にあること
- ・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値制御棒1本が引き抜かれた状態であっても未臨界が維持されていること

以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※4 核的制限値を超えないように設定している管理値：臨界近接時における制御棒の最大反応度価値は1.0%Δk以下（「9×9燃料が装荷され、MOX燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないように管理している値であり、「MOX燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値）

安定状態について  
(運転停止中 (反応度の誤投入))

運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。

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

**【安定状態の確立について】**

原子炉安定停止状態の確立について

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，中間領域計装の中性子束高スクラム信号により原子炉はスクラムし，制御棒全挿入となり，原子炉は未臨界状態となり，原子炉安定停止状態が確立される。

重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員はいない。

**【安定状態の維持について】**

上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことにより，安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について (運転停止中 (反応度の誤投入) )

表 1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (反応度の誤投入)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> <li>一点近似動特性モデル (炉出力)</li> <li>出力分布は二次元拡散モデル</li> <li>核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約</li> </ul>	考慮しない		ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>RZ 二次元拡散モデル</li> <li>エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮</li> </ul>	考慮しない		三次元沸騰水型原子炉機械計算コード (LOGOS) にて評価した核定数をAPEXコードの二次元領域へ縮約する過程で、軸方向及び径方向に不確かさが生じるが、引抜制御棒値を制御棒値ミニマイザ管理値である1.0%Δkよりも厳しい1.75%Δkに設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値(燃焼度0 MWd/tにおける値)となるように設定することで、最高出力燃料集合体の最高出力燃料棒の燃焼エンタルピを評価していることから、出力分布の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮</li> <li>熱的現象は断熱、ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない*</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ドップラ反応度フィードバック効果: 7~9%</li> <li>実効遅発中性子割合: 4%</li> </ul>	停止時の制御棒の誤引き抜きは、中性子領域計算の中性子束高 (各レンジフルスケールの95%) 信号の発生により、原子炉はスクラムし、事象は未境界となり取束することから、運転員の操作を介しない。したがって、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	実験結果と解析コードの評価結果との比較から、ドップラ反応度フィードバックの不確かさは7~9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、実効値初中性子割合の不確かさは、臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>三次元拡散モデル</li> <li>動特性計算では外部入力</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>制御棒反応度: 9%</li> <li>実効遅発中性子割合: 4%</li> </ul>	実験結果と解析コードの比較から、制御棒反応度の不確かさは約9%程度あることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、実効値初中性子割合の不確かさは、臨界試験の結果と解析コードの比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されていることから、類似の事象である本事故シナリオについても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	実験結果と解析コードの比較から、制御棒反応度の不確かさは約9%程度あることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。また、実効値初中性子割合の不確かさは、臨界試験の結果と解析コードの比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されていることから、類似の事象である本事故シナリオについても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> <li>熱伝導モデル</li> <li>燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル</li> <li>単相強制対流: Dittus-Boelter の式</li> </ul>	考慮しない		本事故では即発臨界となり、急激な出力上昇が生じるが、スクラム反応度印加により出力は速やかに降下し、燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから、燃料棒表面熱伝達の不確かさが燃料エンタルピの最大値に及ぼす影響はほとんどない。そのため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> <li>膜沸騰状態 (低温時): NSR Rの実測データに基づいて導出された熱伝達相関式</li> </ul>	考慮しない		
	沸騰遷移	<ul style="list-style-type: none"> <li>低温時: Rohsenow-Griffithの式及びKutateladzeの式</li> </ul>	考慮しない		事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して十分小さくなくなっていることから、沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどなく、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※ APEXは断熱モデルに基づくドップラ反応度フィードバックモデルを採用し、減速材温度フィードバック及び減速材ボイドフィードバックは考慮しない。



表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（反応度の誤投入）（2/2）

項目	解析条件（初期条件、事故条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。	運転員等操作時間に与える影響	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値を有する制御棒の斜め隣接の制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査等を考慮し、全引き抜きされている制御棒の斜め隣接 <sup>※1</sup> の制御棒とする。誤引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.75%Δk <sup>※2</sup> とする。 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないよう管理 <sup>※3</sup> している。これらを踏まえ、本評価において、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは、中性子領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの95%）信号の発生により、原子炉はスクラムし、事象は未臨界となり収束することから、運転員の操作を介しない。 したがって、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。	
	外部電源	外部電源あり	制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを設定		
	制御棒引抜速度	9.1 cm/s	9.1 cm/s以下	制御棒引抜速度の上限値として設定	
機器条件	中間領域計装バイパス状態	A, B チャンネルそれぞれ1個	A, B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器がそれぞれ1個バイパスにあるものとして設定		中間領域計装バイパス状態がない場合はスクラム信号の応答が早くなり、投入反応度が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	制御棒引抜阻止信号	期待しない（中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの90%）信号）	制御棒の引き抜きが制限されないことにより、制御棒の誤操作の量が増加するものとして設定		制御棒引抜阻止に期待した場合、中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの90%）信号が発信すると制御棒引き抜きが停止する。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されると中性子束高（各レンジフルスケールの95%）信号によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため、制御棒引き抜きに期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。
	原子炉スクラム信号	中間領域計装の中性子束高（各レンジフルスケールの95%）信号	中間領域計装の原子炉スクラム機能により設定		解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に影響はななく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1 制御棒密度の偏りが少なくなるよう市松模様の引抜パターンを作成し、高い制御棒値を生じる引抜パターンとならないようにしている。

※2 三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（LOGOS）による解析結果

※3 原子炉起動時及び冷温臨界試験時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒ミニマイザ又は複数  
の運転員による制御棒の引抜手順の監視を実施。なお、原子炉停止余裕検査においても同様の監視を実施。

## 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさについて

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。実炉心においてはこれらの想定と異なり、9×9燃料（B型）平衡炉心、9×9燃料（A型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料（B型）及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線、実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

### 1. 感度解析の条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」、「引抜制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて表1に示す感度解析を実施した。

なお、原子炉初期出力及び初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していることから今回対象としていない。また、出力分布変化については、三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード（LOGOS）にて評価した核定数をAPEXコードの二次元領域へ縮約する過程で、軸方向及び径方向に不確かさが生じるが、引抜制御棒価値を制御棒価値ミニマイザ管理値である1.0%Δkよりも厳しい1.75%Δkに設定し、さらに局所ピーキング係数が燃焼寿命を通じた最大値（燃焼度0MWd/tにおける値）となるように設定することで、最高出力燃料集合体の最高出力燃料棒の燃料エンタルピを評価していることから、今回対象としていない。また、二次元領域への縮約操作に伴う不確かさが燃料エンタルピへ与える影響は小さいことを、米国での設計認証申請において適用実績があり、縮約を介さずに炉心三次元体系で動特性解析を行うことができる三次元動特性解析コードTRACGによる影響評価等によって確認している。

#### ・引抜制御棒価値

「9×9燃料が装荷され、MOX燃料が装荷されるまでのサイクル」において核的制限値を超えないように管理している値、「MOX燃料を装荷したサイクル以降」における核的制限値（臨界近接時においては最大反応度価値を1.0%Δk以下とすること）を考慮し、引抜制御棒価値1.0%Δkをノミナル条件として設定した。本制御棒価値は、炉心状態によらずそれ以下に管理する管理値であることから、感度解析でも同一の条件とした。

#### ・引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において表1に示す9×9燃料（A型）平衡炉心サイクル初期

を想定している。

ノミナル条件としてサイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を  $1.0\% \Delta k$  に規格したものを考慮した。

不確かさ評価としてサイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、1ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が  $9 \times 9$  燃料 (B型) 平衡炉心、 $9 \times 9$  燃料 (A型) 及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心、 $9 \times 9$  燃料 (B型) 及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心での印加率の変動を包絡するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を図1、図2に示す。

- ・スクラム反応度曲線

有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

- ・実効遅発中性子割合

有効性評価において表1に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においてはサイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心における実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

## 2. 感度解析の結果

解析結果を表2にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びに  $9 \times 9$  燃料 (B型) 平衡炉心、 $9 \times 9$  燃料 (A型) 及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心、 $9 \times 9$  燃料 (B型) 及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心の炉心状態の不確かさを考慮したケースにおいても、最大の投入反応度は感度解析 (サイクル末期、 $9 \times 9$  燃料 (B型) 平衡炉心、 $9 \times 9$  燃料 (A型) 及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心、 $9 \times 9$  燃料 (B型) 及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心での印加率の変動を包含) の約 1.21 ドルで、燃料エンタルピの最大値は約 68kJ/kg であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」に示された燃料の許容設計限界値以下である。また、燃料エンタルピの増分の最大値は約 60 kJ/kg であり、ペレット燃焼度 65,000MWd/t 以上の燃料に対する P C M I 破損しきい値の目安としてピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167 kJ/kg (40cal/g) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

そのため、これらの不確かさを考慮しても、燃料エンタルピの増加に伴う燃料の破損は発生せず、事象は収束して安定状態に導かれることが分かった。

表1 反応度の誤投入における炉心の状態等の不確かさ感度解析項目

項目	有効性評価解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期)
引抜制御棒価値	1.75% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	有効性評価解析の反応度曲線を制御棒価値1.0% Δkに規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.75倍 <sup>※1</sup> になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果(制御棒価値1.0% Δkに規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.5倍 <sup>※2</sup> になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値	変更なし	MOX燃料装荷による変動を考慮した値として0.88倍(0.0053/0.0060≒0.88) <sup>※3</sup>	サイクル末期相当の値として0.88倍(0.0053/0.0060≒0.88) <sup>※4</sup>	サイクル末期かつMOX燃料装荷による変動を考慮した値として0.81倍(0.0049/0.0060≒0.81) <sup>※5</sup>

※1 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)より9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにより幅を設定。  
 ※2 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)より9×9燃料(B型)平衡炉心、9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心、9×9燃料(B型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにより幅を設定。  
 ※3 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期：0.0060, MOX炉心平衡サイクル初期：0.0053)より算出。  
 ※4 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期：0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期：0.0053)より算出。  
 ※5 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期：0.0060, MOX炉心平衡サイクル末期：0.0049)より算出。



表 2 反応度誤投入における炉心の状態等の不確かさの感度解析結果

項 目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価ケース (サイクル初期)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価ケース (サイクル末期)
引抜制御棒価値	% Δk	1.75	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の 1 ドル位置 における反応度印加率	$\Delta k / \Delta \rho^{*1}$	0.0013	0.0005	0.0009	0.0010	0.0015
実効選発中性子割合 <sup>※2</sup>	-	0.0061	0.0061	0.0054	0.0054	0.0049
最大投入反応度	% Δk	0.69	0.63	0.60	0.60	0.60
	ドル	1.14	1.03	1.11	1.12	1.21
燃料エンタルピの最大値	kJ/kg	約50	約17	約28	約33	約68
燃料エンタルピの増分の最大値	kJ/kg	約42	約9	約20	約25	約60

※1：制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※2：APEXにより計算される実効選発中性子割合

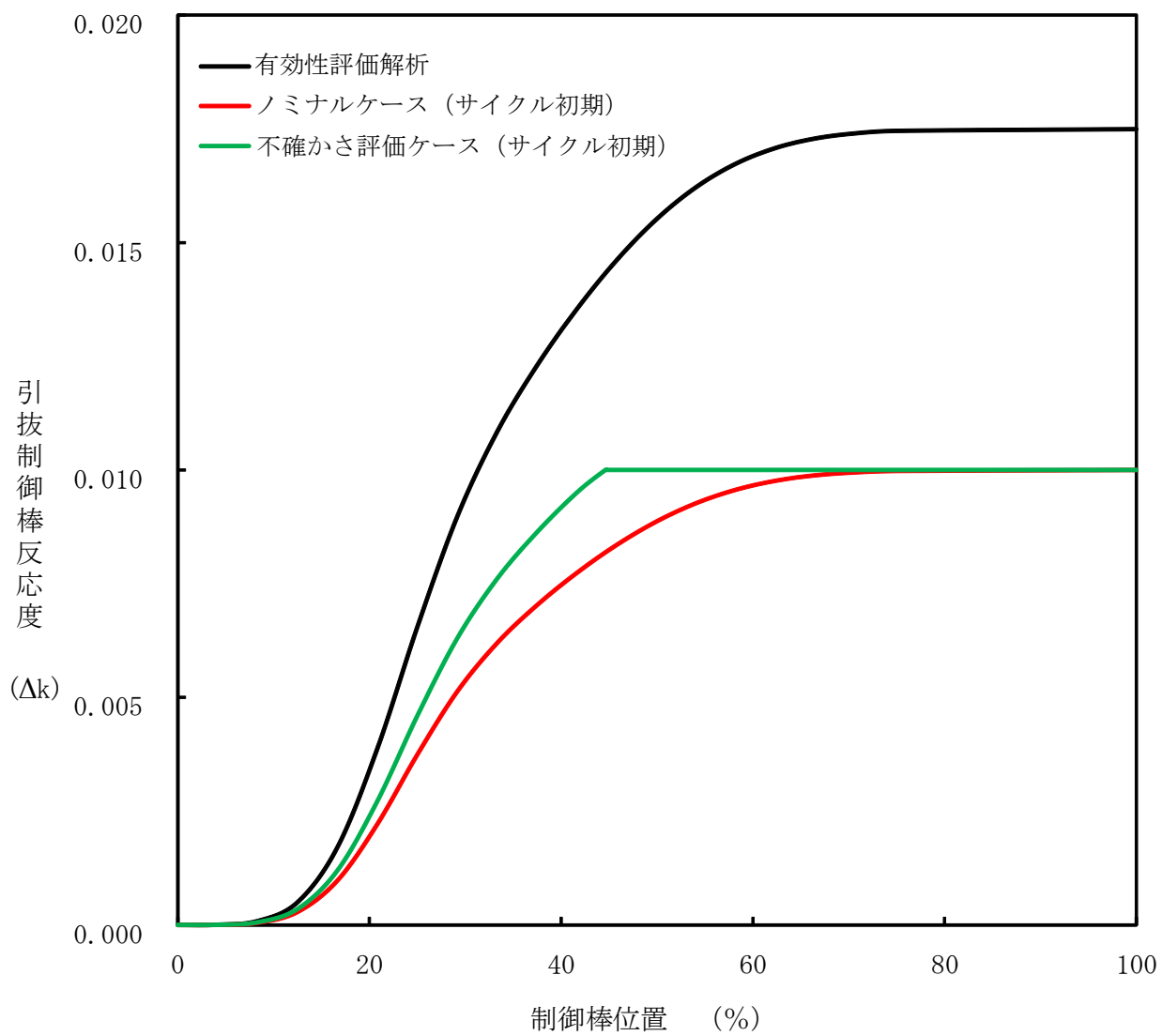


図1 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)

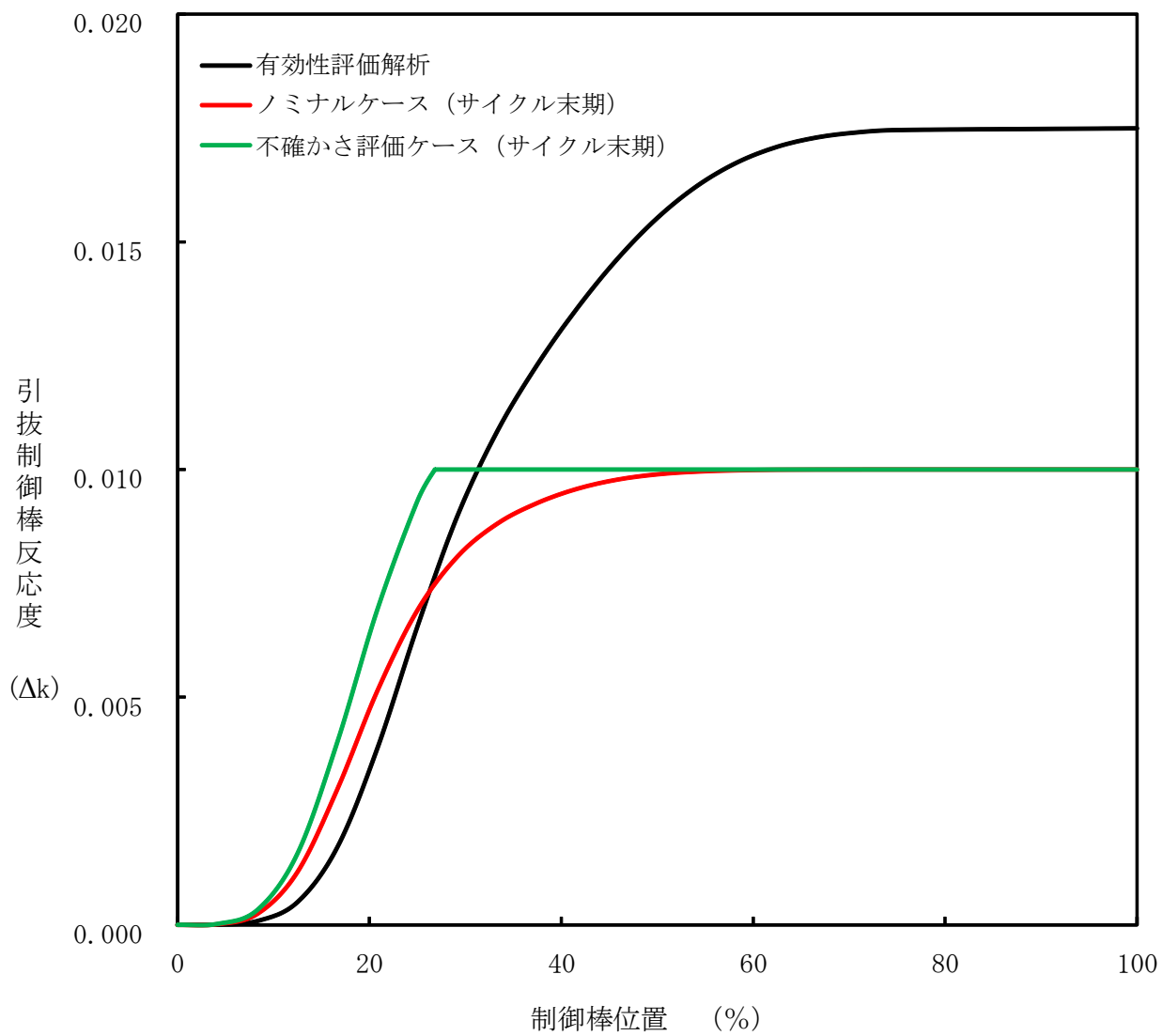


図2 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)