2.4　崩壊熱除去機能喪失

2.4.1　取水機能が喪失した場合

2.4.1.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」，⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑬「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑭「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑮「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑯「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑰「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑱「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑲「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗」，⑳「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，取水機能の喪失を想定することから，併せて非常用ディーゼル発電機等も機能喪失する。ここで，対応がより厳しい事故シーケンスとする観点から，外部電源の喪失を設定し，全交流動力電源喪失が生じるものとした。

本事故シーケンスグループは，取水機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，取水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって原子炉水位を適切に維持しつつ，常設代替交流電源設備によ

る給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了したところで，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで，残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。

また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.4.1.1－1(1)図及び第2.4.1.1－1(2)図に，手順の概要を第2.4.1.1－2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.4.1.1－1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計31名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員５名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名，緊急時対策要員（現場）は19名である。必要な要員と作業項目について第2.4.1.1－3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，31名で対処可能である。

ａ．全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認

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

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。

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

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

ｃ．早期の電源回復不能判断及び対応準備

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

ｄ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧

常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了を確認後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去ポンプを手動起動する。また，原子炉注水に必要な電動弁（Ｃ－ＲＨＲ注水弁）が開動作可能であることを確認する。

原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

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

ｅ．残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水

逃がし安全弁による原子炉急速減圧により，原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復する。

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

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

ｆ．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を開始する。

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

以降，炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。

2.4.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価するうえで選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（原

子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし，逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」である。

なお，取水機能を喪失することで，非常用ディーゼル発電機等も機能喪失することから，本評価では，より厳しい条件とする観点から外部電源の喪失も設定し，取水機能喪失に全交流動力電源喪失が重畳するものとして，取水機能喪失時の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

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

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

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.1.2－1 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

a)　事象の進展に対する影響

外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする。

b)　重大事故等対策に対する影響

本解析においては，取水機能の喪失を仮定しており，非常用炉心冷却系及び非常用交流電源設備は使用できない。よって，外部電源なしを仮

定することにより，常設代替交流電源設備等の更なる重大事故等対策が必要となることから要員，資源等の観点で厳しい条件となる。

ｂ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル２）で自動起動し，91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。

(c)　逃がし安全弁

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

(d)　残留熱除去系（低圧注水モード）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に，1,136m^3/h（0.14MPa[dif]において）（最大1,193m^3/h）にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e)　原子炉補機代替冷却系

伝熱容量は，事象発生後８時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度30℃において）とする。

(f)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器１基あたり事象発生後８時間から24時間において約16MW，事象発生24時間以降において約11MW（サプレッション・プール水温度100℃，海水温度30℃において）とする。

ｃ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，原子炉補機代替冷却系起動後に実施する残留熱除去系（低圧注水モード）起動操作後，サプレッション・プール水温度が100℃に到達する事象発生から８時間後に開始する。

(b)　原子炉補機代替冷却系運転操作は，事象発生から８時間後に開始する。

(c)　原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の起動操作は，原子炉補機代替冷却系起動後の事象発生から８時間後に開始する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.4.1.2－1(1)図から第2.4.1.2－1(6)図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.4.1.2－1(7)図から第2.4.1.2－1(9)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移

を第2.4.1.2－1(10)図から第2.4.1.2－1(13)図に示す。

※　シュラウド内は,炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は,シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお,水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には,原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

ａ．事象進展

取水機能喪失に伴う全交流動力電源喪失後，原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル２）で２台すべてがトリップする。

事象発生から20分経過した時点で，常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，その後，事象発生から８時間経過した時点で，原子炉急速減圧及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧は，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開することで実施する。

原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，燃料棒有効長頂部は下回らず，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心の冠水は維持される。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により上昇する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は増減する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，事象発生から８時間経過した時点での原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を行う。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，第2.4.1.2－1(7)図に示すとおり，初期値（約309℃）を上回ることなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの１％以下であり，15%以下となる。

原子炉圧力は，第2.4.1.2－1(1)図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は,原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約7.89MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって，格納容器圧

力及び温度は徐々に上昇するが，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うことによって，格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は，約132kPa[gage]及び約117℃に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第2.4.1.2－1(2)図に示すとおり，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により炉心が冠水維持し，炉心の冷却が維持される。その後は，８時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料2.4.1.1）

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

2.4.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水開始操作，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱操作とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

ａ．運転員等操作時間に与える影響

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

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

原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導，気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はＨＤＲ実験解析では区画によって格納容器温度を十

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

（添付資料 2.4.1.2）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

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

（添付資料 2.4.1.2）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.1.2－1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中

で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

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

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

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

事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.1.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，炉心部の冠水は維持されるため，燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定してい

る崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

事故条件の外部電源の有無については，全交流動力電源喪失となり事象進展が厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，原子炉減圧後も残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心冷却が継続されるため，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.1.2）

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は，解析上の操作開始時間として事象発生から８時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，残留熱除去系（低圧注水モード）による注水のための準備操作時間は解析上の設定に対してほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生から８時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の残留熱除去系の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始は，運転員等操作時間に与える影響として，

実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実際の原子炉格納容器の除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（添付資料 2.4.1.2）

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水開始については，初期の原子炉隔離時冷却系による注水可能継続時間（８時間）内に実施することで炉心損傷を回避することが可能であることから，時間余裕がある。

操作条件の原子炉補機代替冷却系運転操作については，原子炉補機代替冷却系運転操作までの時間は，事象発生から８時間あり，準備時間が確保できることから，実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また，本操作が解析上の設定より遅れ，格納容器圧力が上昇した場合においても，格納容器代替スプレイの実施基準である 384kPa[gage]に至るまでの時間は，同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」において事象発生から約 19 時間後であり，約 11 時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.4.1.2）

(4) まとめ

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

2.4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「2.4.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 31 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

ａ．水源

原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については，サプレッション・チェンバのプール水を水源として循環することから，水源が枯渇することはないため，７日間の運転継続実施が可能である。

ｂ．燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については，保守的に事象発生直後から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^{3}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^{3}の軽油を保有しており，この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について，７日間の運転継続が可能である。

原子炉補機代替冷却系の大型送水ポンプ車については，保守的に事象発生直後からの大型送水ポンプ車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約53m^{3}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^{3}の軽油を保有しており，この使用が可能であることから原子炉補機代替冷却系の運転について，７日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については，保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると，７日間の運転継続に約８m^{3}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^{3}の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。

（添付資料 2.4.1.3）

ｃ．電源

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約2,948kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

（添付資料2.4.1.4）

2.4.1.5　結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」では，炉心冷却には成功するが，取水機能の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

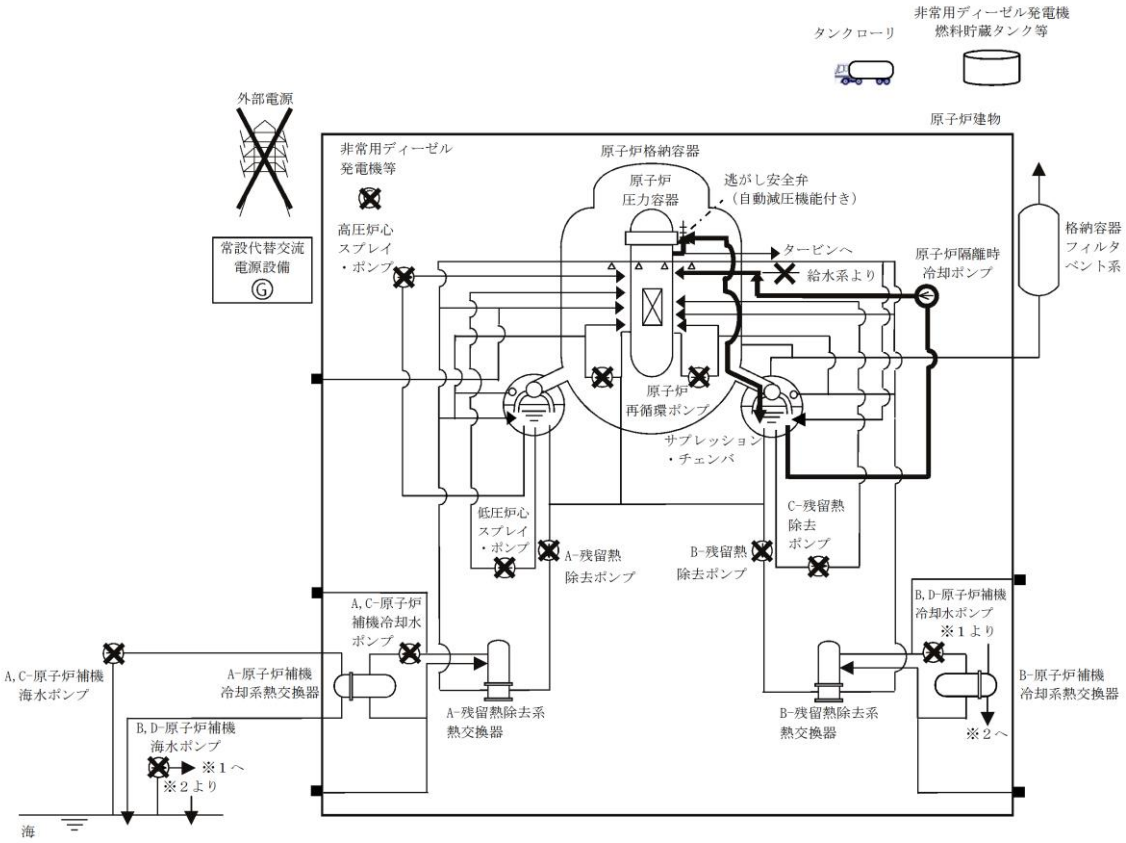
上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

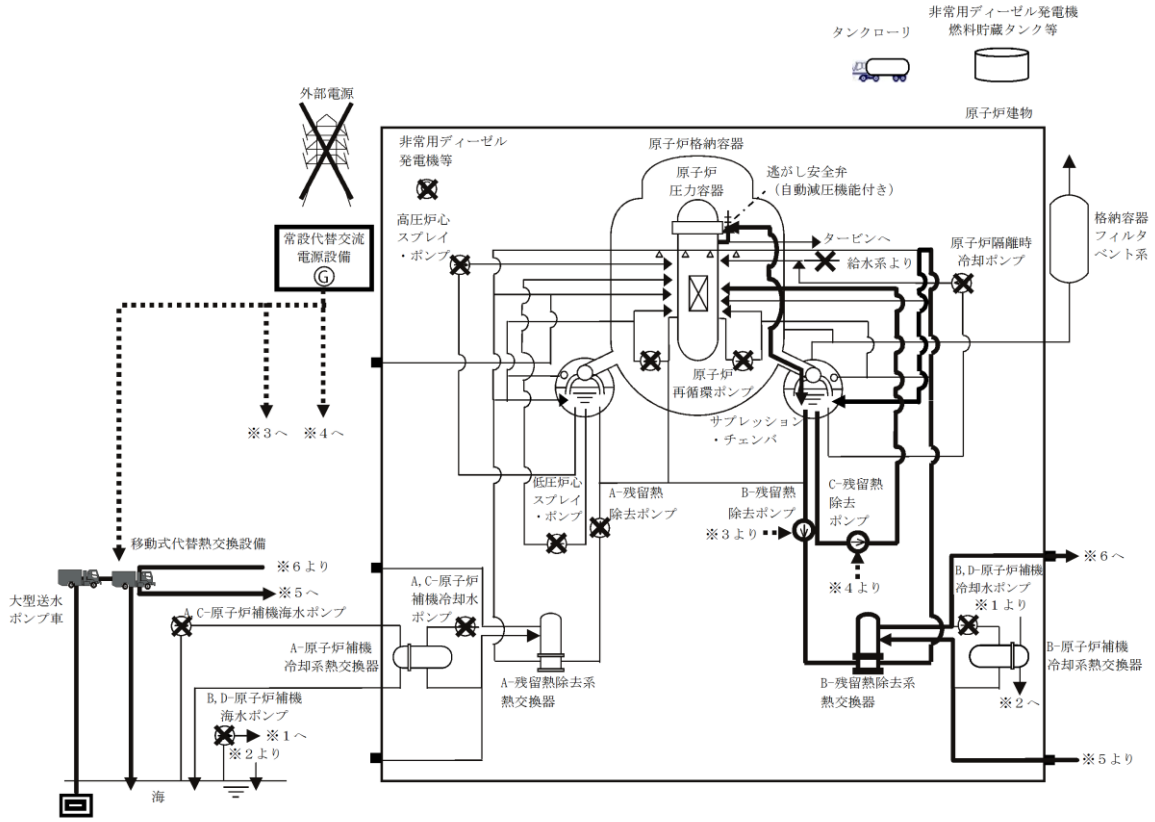
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

以上のことから，原子炉隔離時冷却系，残留熱除去系（低圧注水モード）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」に対して有効である。



第 2.4.1.1－1(1)図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」の
重大事故等対策の概略系統図
（原子炉注水及び原子炉急速減圧）



第 2.4.1.1－1(2)図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」の
重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

【 】：時刻（解析条件）
〈 〉：時刻（解析結果）

凡例
：操作・確認
：判断
：操作及び判断
：プラント状態（解析）
：緊急時対策要員（現場）の作業
：運転員と緊急時対策要員（現場）の共同作業
：解析上考慮しない操作・確認

【0秒】 給水流量の全喪失及び外部電源喪失発生

原子炉水位低（レベル３）到達

原子炉スクラム，タービントリップを確認※1

〈約 21 秒〉 原子炉水位低（レベル２）到達

原子炉隔離時冷却系自動起動を確認※2

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水確認

No → 高圧原子炉代替注水系起動
（高圧原子炉代替注水系による原子炉注水は解析上考慮せず）

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

主蒸気隔離弁閉止を確認 → 逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御を確認

再循環ポンプトリップ確認※3

非常用ディーゼル発電機等自動起動失敗を確認

全交流動力電源喪失

非常用ディーゼル発電機等自動起動確認

交流電源回復

自動起動機器確認時原子炉補機海水系停止を確認※6

原子炉補機海水系起動不可により非常用ディーゼル発電機等運転継続不可判断※7

非常用ディーゼル発電機等停止時期検討及び全交流動力電源喪失対応準備※8

早期の電源回復不能を確認※5

常設代替交流電源設備起動
（起動失敗の場合） → Ⅰ 号炉間電力融通，高圧発電機車による非常用高圧母線受電

非常用高圧母線受電準備※9

非常用高圧母線受電※10

原子炉補機海水系起動失敗を確認※11
- 非常用ガス処理系自動起動を確認
- 原子炉補機海水系回復操作

原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車）起動準備及び系統構成
（ケーブル接続後）

燃料補給準備 →（適宜実施） 可搬型設備への燃料補給

外部電源，非常用ディーゼル発電機等回復操作

原子炉補機代替冷却系（移動式代替熱交換設備，大型送水ポンプ車）起動

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

原子炉隔離時冷却系機能維持不可（サプレッション・プール水温度 100℃以上）
No → 残留熱除去系（低圧注水モード）起動へ戻る
Yes

残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）起動
【8 時間後】 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）によるサプレッション・プール水冷却

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

【8 時間後】 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個による原子炉急速減圧※12，※13
（急速減圧失敗の場合） → Ⅲ 逃がし安全弁用制御電源確保，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による原子炉減圧

原子炉隔離時冷却系停止を確認

残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉への注水開始確認

原子炉水位判明（水位不明ではない）※14
No → 原子炉満水操作※15
Yes

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

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

※1：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※2：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 21 秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※3：外部電源喪失により再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低 （レベル２）でトリップする。
※4：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※5：中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず非常用高圧母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。
※6：非常用ディーゼル発電機等起動後に自動で起動する機器の確認時に，原子炉補機海水系が起動していないことを確認する。
※7：原子炉補機海水系が起動できないため，非常用ディーゼル発電機等の冷却効率が悪化する。そのため長時間の運転継続が不可能と判断する。
※8：非常用ディーゼル発電機等を停止すると全交流動力電源喪失状態になるため，冷却状態を確認し停止する時期を検討する。また，全交流動力電源喪失に備えた準備を実施する。
※9：復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
※10：非常用高圧母線２系列のうち，１系列は移動式代替熱交換設備ケーブル接続後に受電する。

※11：サプレッション・プール水温度が 35℃以上であることを確認し，サプレッション・プール水冷却を実施するが，原子炉補機海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
※12：残留熱除去系（低圧注水モード）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，解析上は残留熱除去系（低圧注水モード）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※13：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※14：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※15：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：常設代替交流電源設備が使用できない場合は，号炉間電力融通又は高圧発電機車により電源を供給する。
（電源容量により使用できる設備が限られる。）
Ⅱ：残留熱除去系（低圧注水モード）と同等の流量が確保できないが，低圧原子炉代替注水系（常設），復水輸送系，消火系による代替注水も実施可能である。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

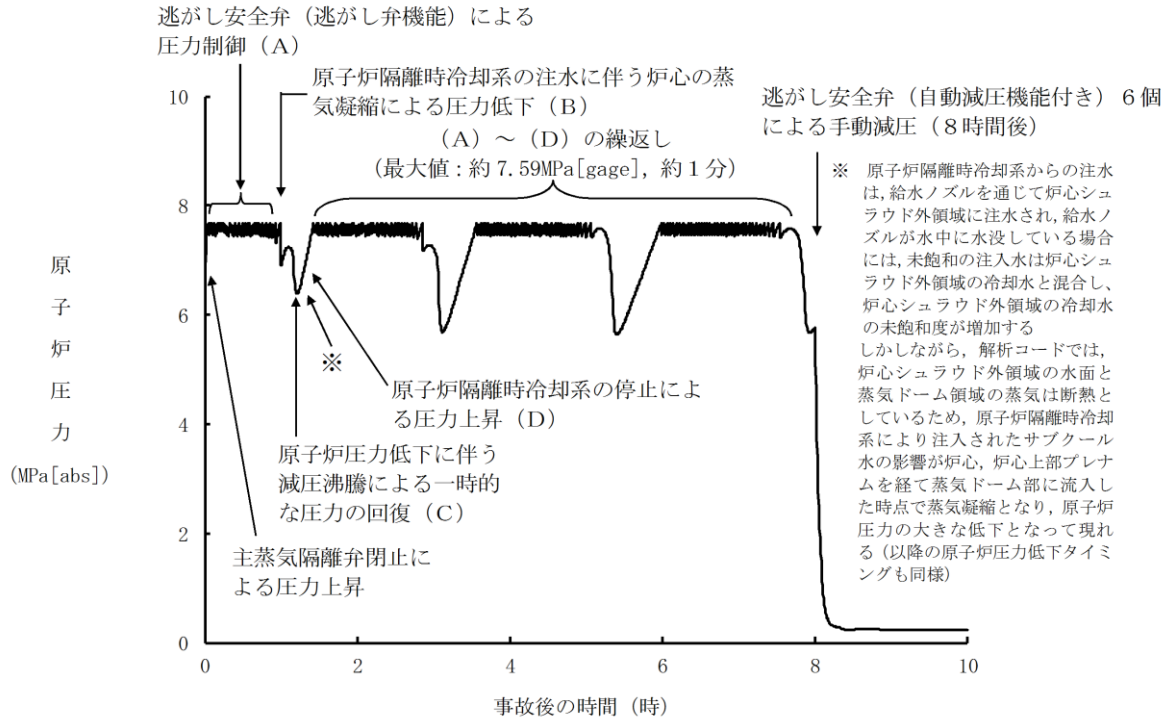
第 2.4.1.1－2 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の対応手順の概要

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

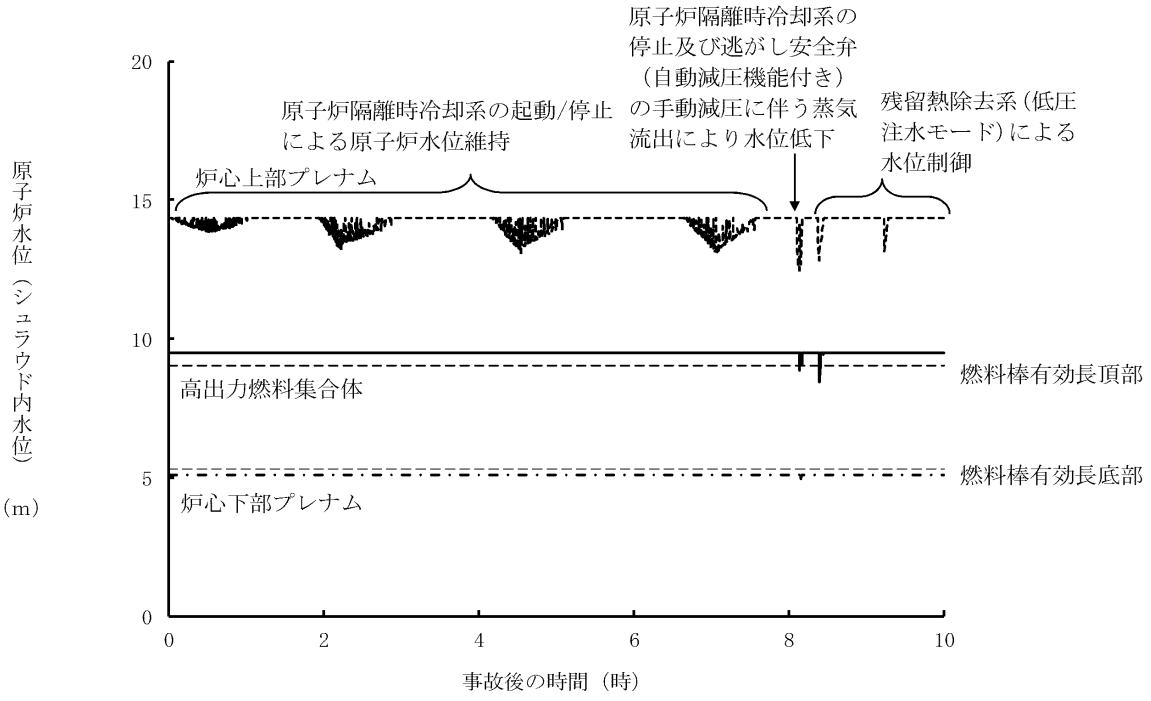
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作の内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60 / 経過時間（時間）1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 23 24 25 / 経過時間（日）5 6 7	備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮		
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡		
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）		
					▽事象発生 原子炉スクラム ▽約21秒　原子炉水位低（レベル２） ▽プラント状況判断 ▽１時間　Ｄ系非常用高圧母線受電 ▽３時間10分　Ｃ系非常用高圧母線受電 ▽８時間　サプレッション・プール水温度100℃到達 原子炉急速減圧 原子炉隔離時冷却系停止 残留熱除去系（低圧注水モード）原子炉注水開始 残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）開始	
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認	10分	
				・給水流量の全喪失確認		
				・原子炉スクラム確認，タービントリップ確認		
				・非常用ディーゼル発電機等自動起動失敗確認		
				・再循環ポンプトリップ確認		
				・主蒸気隔離弁全閉確認／逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御確認		
				・原子炉隔離時冷却系自動起動確認		
				・早期の電源回復不能確認		
原子炉注水操作	（1人） A	—	—	・原子炉隔離時冷却系　原子炉注水確認	原子炉水位レベル２～レベル８で維持	
交流電源回復操作	—	—	—	・非常用ディーゼル発電機等　機能回復		解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
				・外部電源　回復		
常設代替交流電源設備起動操作	（1人） A	—	—	・常設代替交流電源設備起動，受電操作	10分	
Ｄ系非常用高圧母線受電準備	（1人） A	—	—	・Ｄ系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	25分	
	—	2人 B，C	—	・放射線防護具準備	10分	
	—		—	・Ｄ系非常用高圧母線受電準備（現場）	35分	
Ｄ系非常用高圧母線受電操作	（1人） A	—	—	・Ｄ系非常用高圧母線受電操作（中央制御室）	5分	
	—	（2人） B，C	—	・Ｄ系非常用高圧母線受電操作（現場）	5分	
Ｃ系非常用高圧母線受電準備	（1人） A	—	—	・Ｃ系非常用高圧母線受電準備（中央制御室）	25分	
	—	（2人） B，C	—	・Ｃ系非常用高圧母線受電準備（現場）	25分	
Ｃ系非常用高圧母線受電操作	（1人） A	—	—	・Ｃ系非常用高圧母線受電操作（中央制御室）	5分	
	—	（2人） B，C	—	・Ｃ系非常用高圧母線受電操作（現場）	5分	
取水機能喪失の確認	（1人） A	—	—	・原子炉補機海水系起動操作（失敗）	10分	
原子炉補機海水系回復操作	—	—	—	・原子炉補機海水系　機能回復		解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
原子炉補機代替冷却系準備操作	—	—	14人 a～n	・放射線防護具準備	10分	
	—	—		・資機材配置及びホース敷設，系統水張り，起動	7時間20分	
	—	—	3人 o，p，q	・放射線防護具準備	10分	
	—	—		・電源ケーブル接続	18時間40分	
	—	2人 D，E	—	・放射線防護具準備	10分	
	—	（4人） B，C，D，E	—	・原子炉補機代替冷却系　系統構成	18時間40分	
原子炉補機代替冷却系運転	—	—	（2人） a，b	・原子炉補機代替冷却系　運転状態監視	適宜実施	
	（1人） A	—	—	・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整	10分	
原子炉急速減圧操作	（1人） A	—	—	・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個　手動開放操作	10分	
残留熱除去系（低圧注水モード）運転	（1人） A	—	—	・残留熱除去系起動操作	10分	
	（1人） A	—	—	・残留熱除去系（低圧注水モード）注水操作	原子炉水位をレベル３～レベル８で維持	
残留熱除去系（サプレッション・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	
	（1人） A	—	—	・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）サプレッション・プール冷却弁操作	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を継続	
燃料補給準備	—	—	2人 r，s	・放射線防護具準備	10分	
	—	—		・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分	タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給
燃料補給作業	—	—		・大型送水ポンプ車への補給	適宜実施	
非常用ガス処理系　運転確認	（1人） A	—	—	・非常用ガス処理系自動起動確認	5分	解析上考慮せず
燃料プール冷却系　準備操作	（1人） A	—	—	・原子炉補機代替冷却系　冷却水流量調整	10分	燃料プール冷却系熱交換器への冷却水通水操作
	—	（2人） D，E	—	・原子炉補機代替冷却系　系統構成	30分	
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。 10分	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	4人 B，C，D，E	19人 a～s			

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数

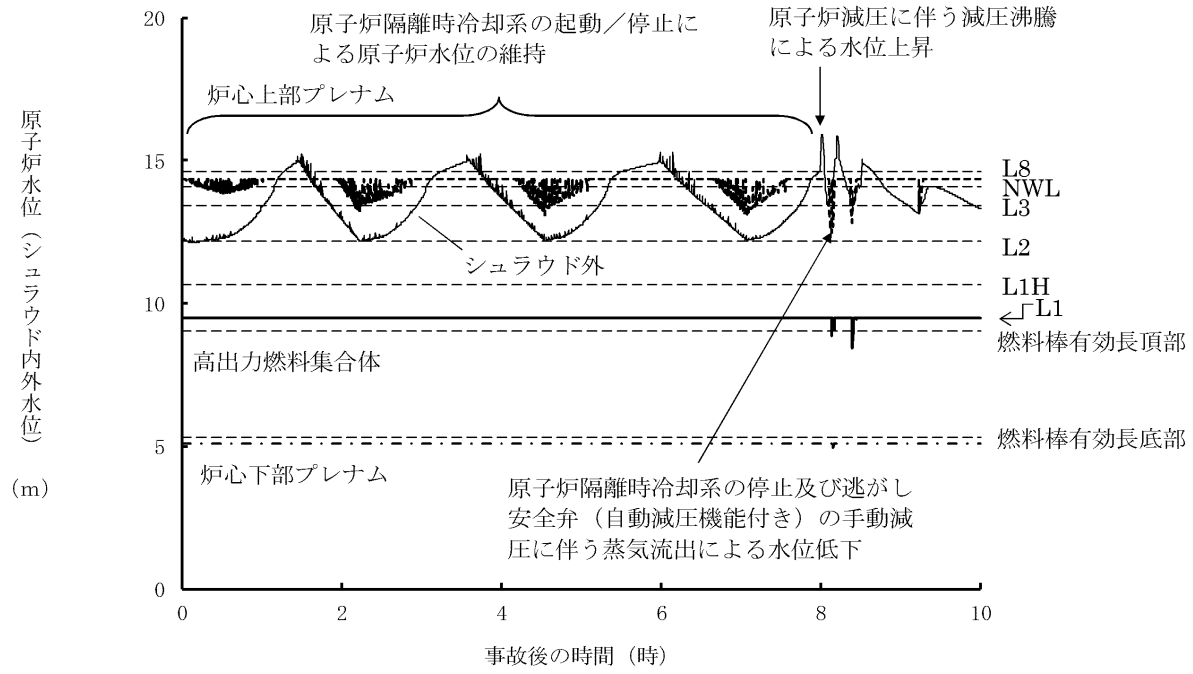
第 2.4.1.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の作業と所要時間



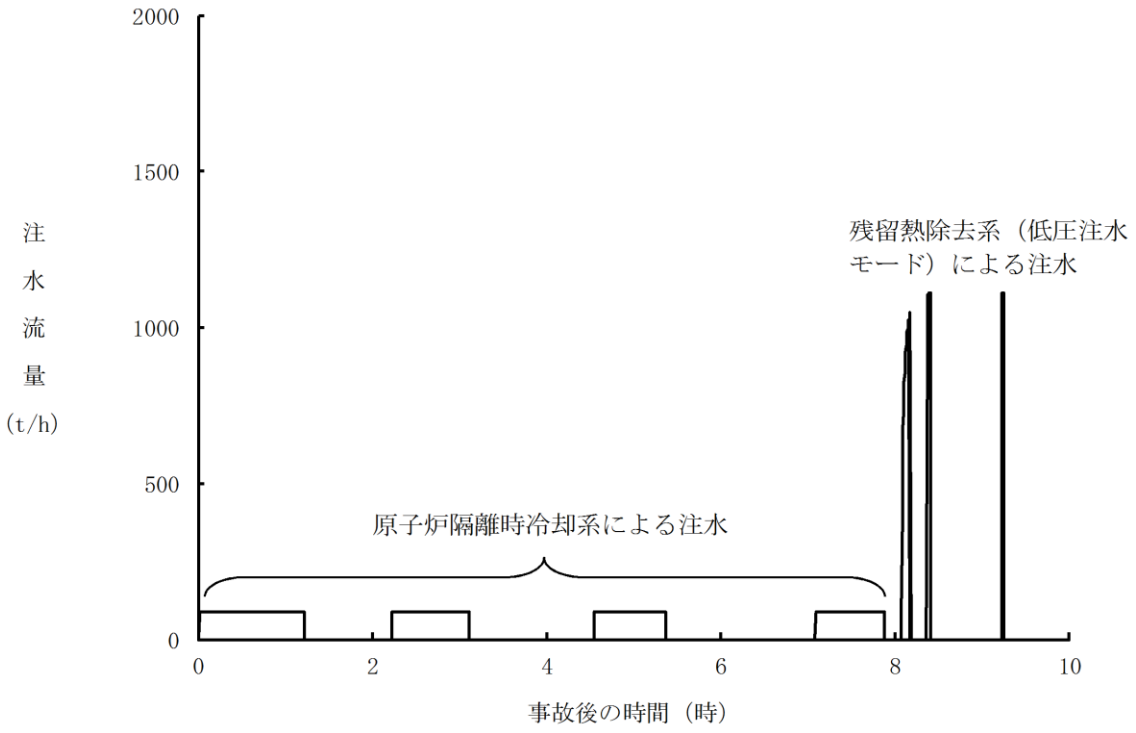
第 2.4.1.2－1(1)図　原子炉圧力の推移



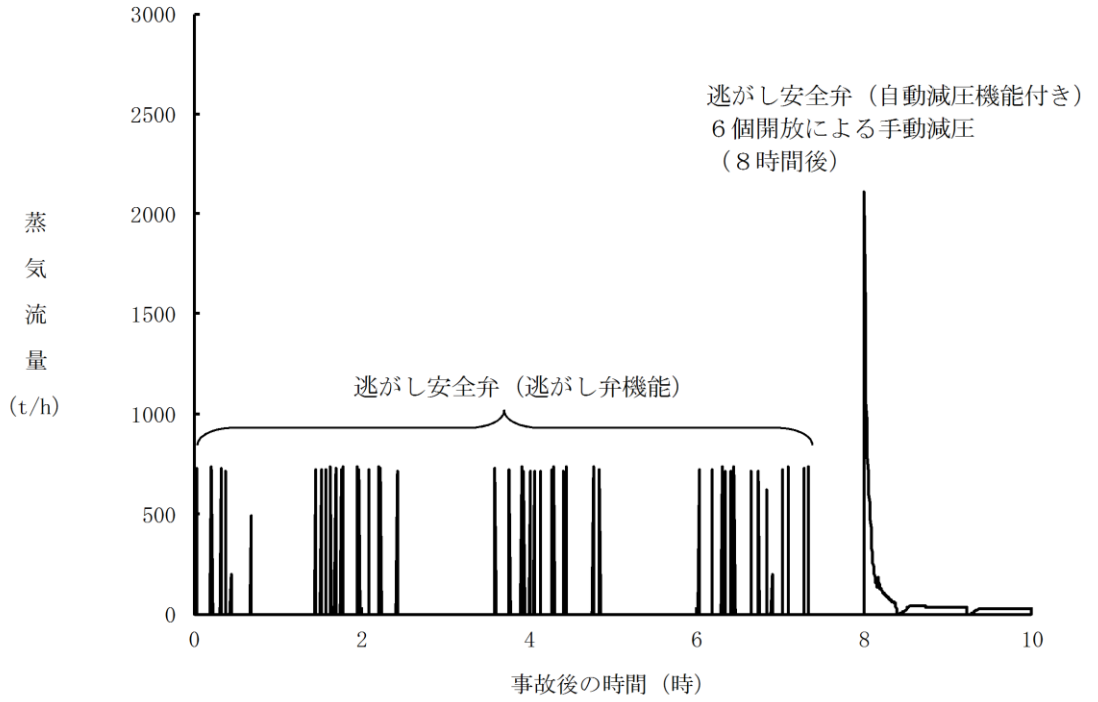
第 2.4.1.2－1(2)図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



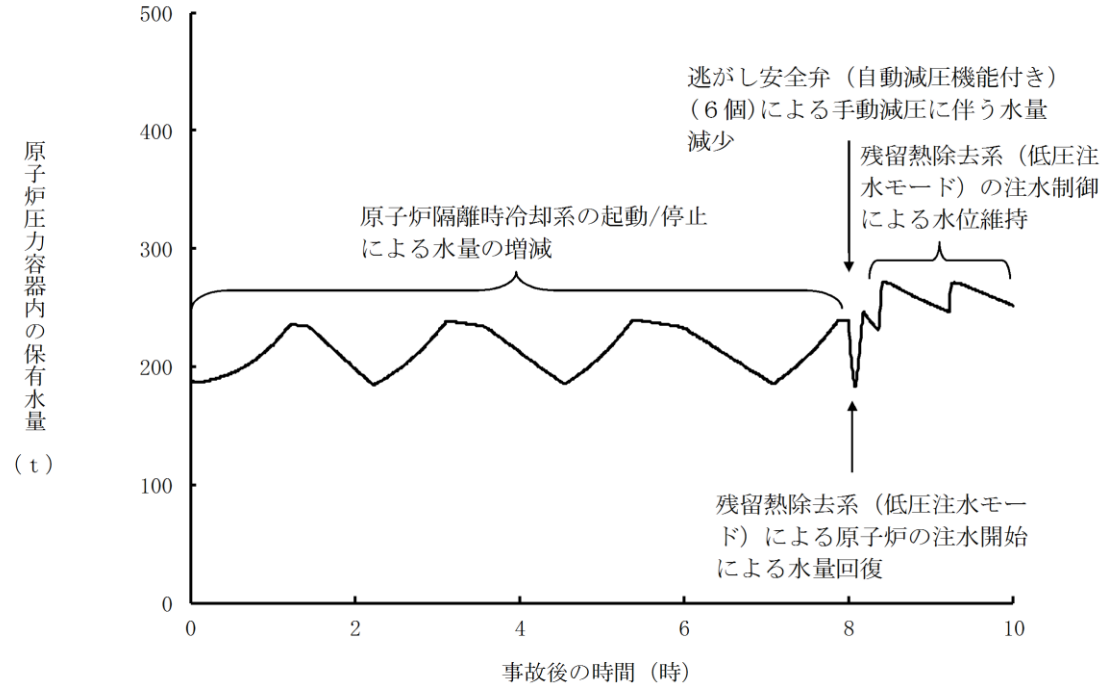
第 2.4.1.2－1(3)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



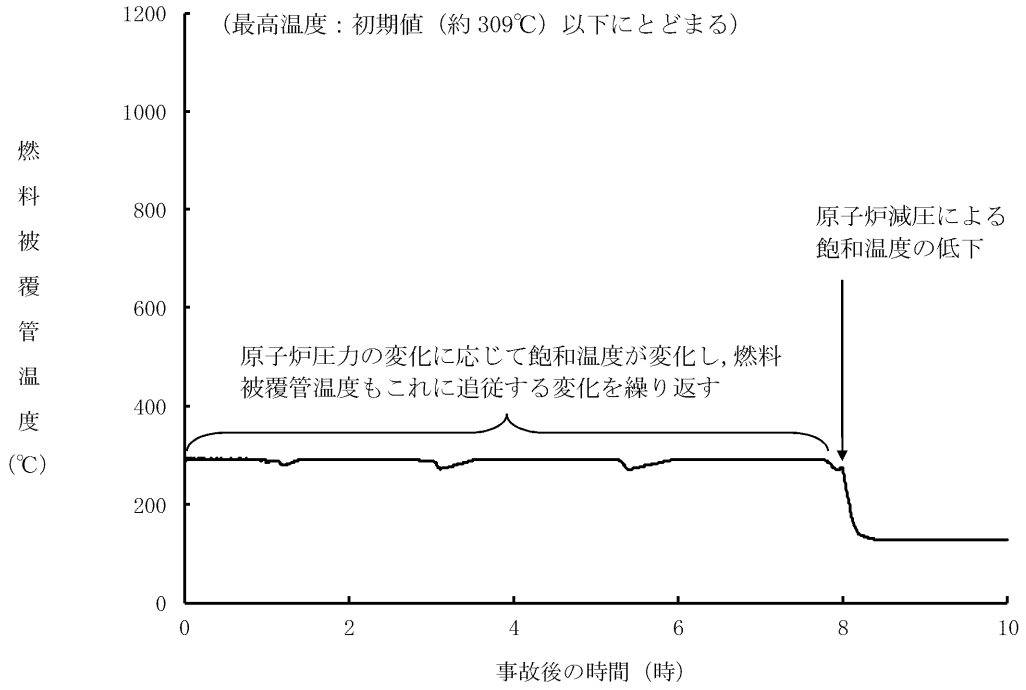
第 2.4.1.2－1(4)図　注水流量の推移



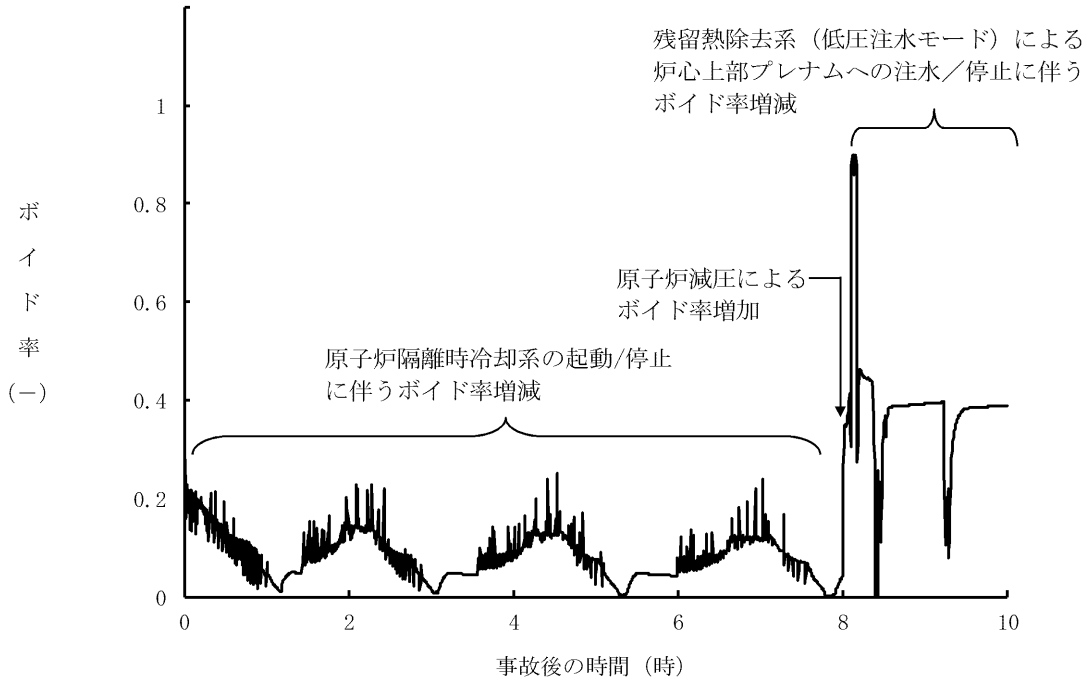
第 2.4.1.2－1(5)図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



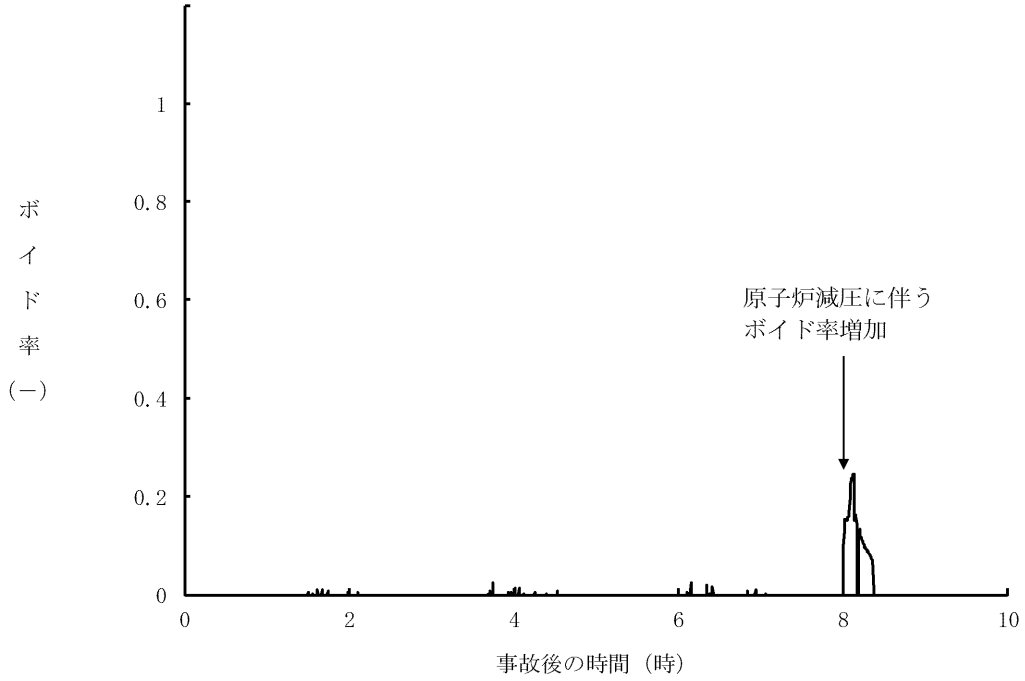
第 2.4.1.2－1(6)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



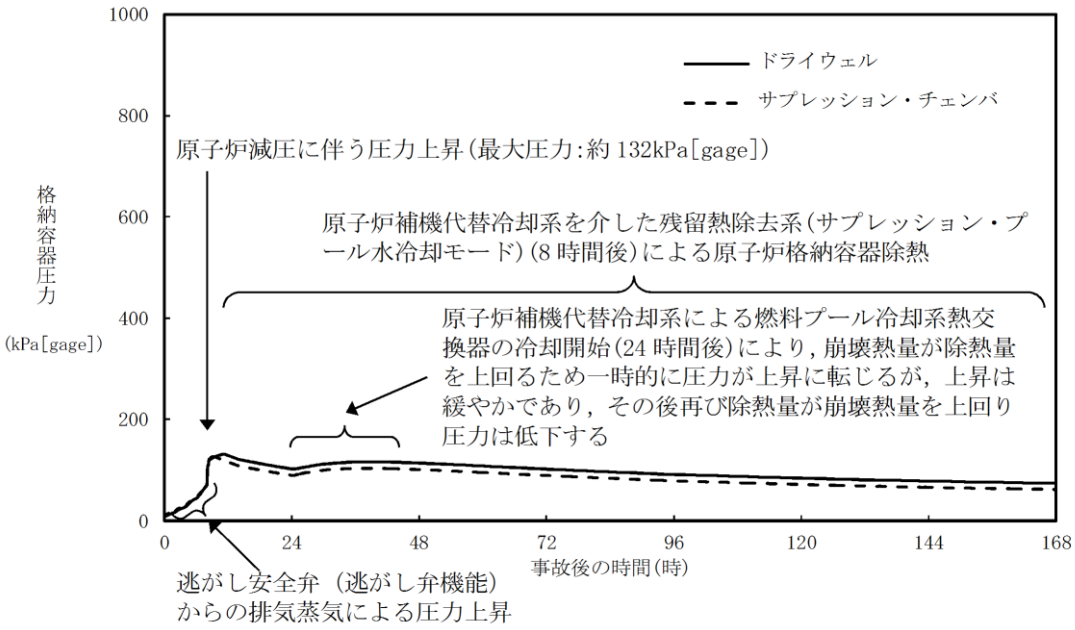
第 2.4.1.2－1(7)図　燃料被覆管温度の推移



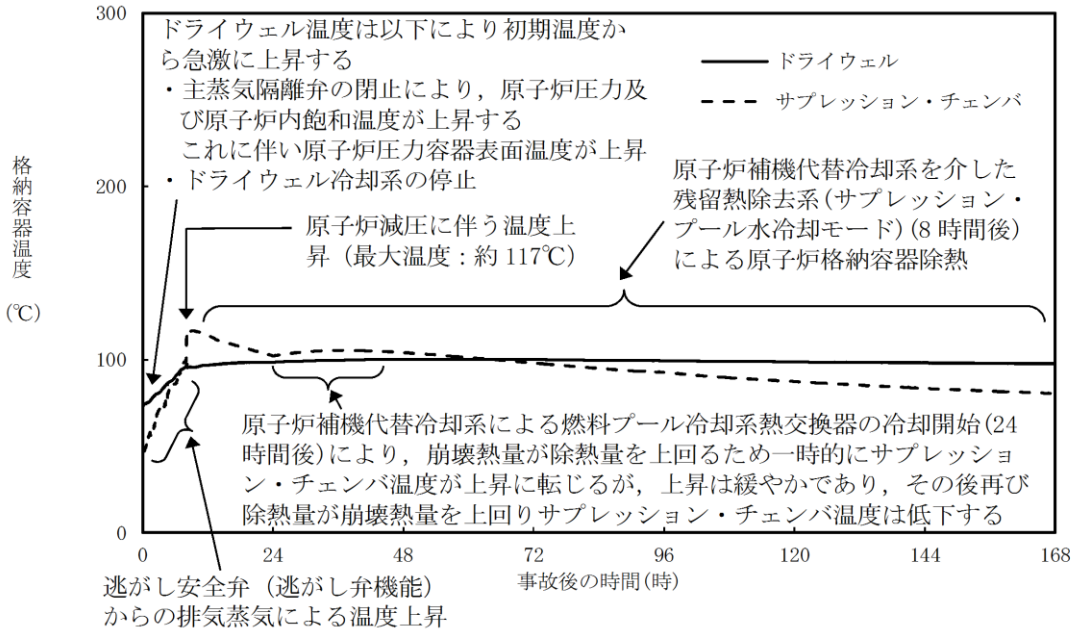
第 2.4.1.2－1(8)図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



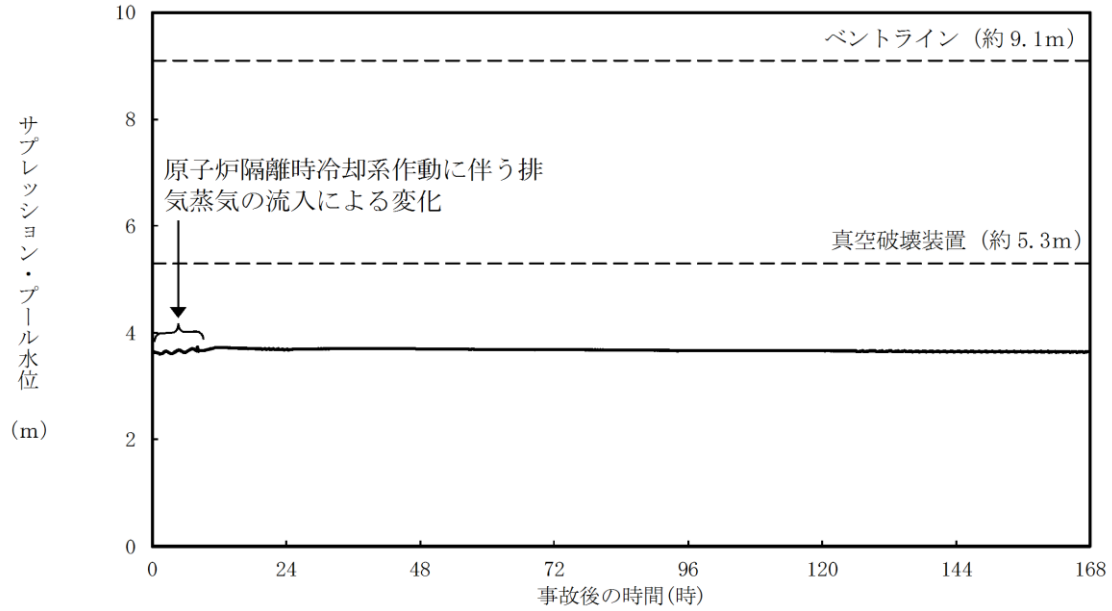
第 2.4.1.2－1(9)図　炉心下部プレナムのボイド率の推移



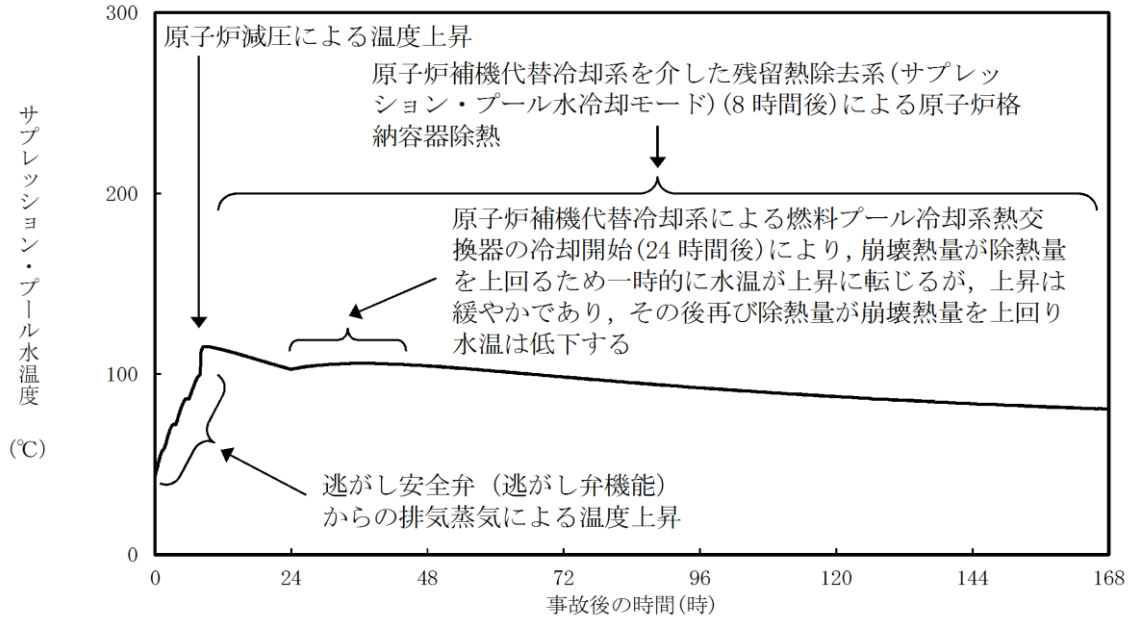
第 2.4.1.2－1(10)図　格納容器圧力の推移



第 2.4.1.2－1(11)図　格納容器温度の推移



第 2.4.1.2－1(12)図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.1.2－1(13)図　サプレッション・プール水温度の推移

第 2.4.1.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策について（１／２）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機等がすべて機能喪失し全交流動力電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。	Ｂ－115V 系蓄電池※	－	平均出力領域計装※
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】※ サプレッション・チェンバ※ Ｂ－115V 系蓄電池※ 230V 系蓄電池（ＲＣＩＣ） ＳＡ用 115V 系蓄電池	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後，残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し，原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※ 【残留熱除去系（低圧注水モード)】※	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力※ サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急速減圧により，残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 【残留熱除去系（低圧注水モード)】※ サプレッション・チェンバ※	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力※ 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※

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

第 2.4.1.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合)」の重大事故等対策について（２／２）

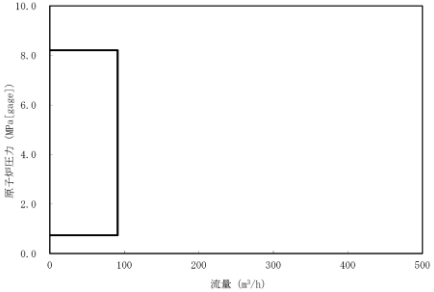
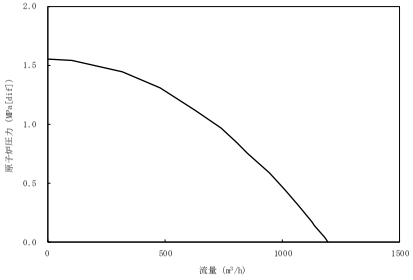
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転	常設代替交流電源設備による交流電源供給及び原子炉補機代替冷却系の準備完了後，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モード運転を開始する。	常設代替交流電源設備 非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等※ 【残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード)】※	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 タンクローリ	【残留熱除去ポンプ出口流量】※ サプレッション・プール水温度（ＳＡ）

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

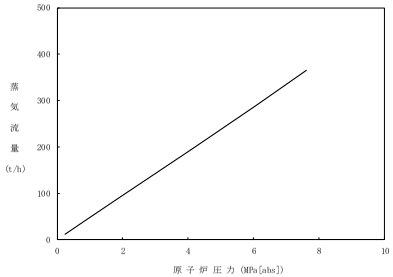
第2.4.1.2－1表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（１／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 原子炉格納容器側：ＭＡＡＰ	－
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	35.6×10^{3}t/h	定格炉心流量として設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約９℃	熱平衡計算による値
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
	原子炉停止後の崩壊熱	ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10％の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,900m^3	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・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（通常運転水位）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定

第 2.4.1.2－1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（２／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	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
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定
	外部電源	外部電源なし	評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから，外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しい条件となる
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05 秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m^3/h(8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	残留熱除去系（低圧注水モード）	1,136m^3/h（0.14MPa[dif]において） （最大 1,193m^3/h）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 

第 2.4.1.2－1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（３／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	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	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉  	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	原子炉補機代替冷却系	伝熱容量は，事象発生後８時間から 24 時間において約 16MW，事象発生 24 時間以降において約 11MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	伝熱容量は，熱交換器１基あたり事象発生後８時間から 24 時間において約 16MW，事象発生 24 時間以降において約 11MW（サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 30℃において）とする。	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定

第 2.4.1.2－1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））（４／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水操作	事象発生から８時間後に原子炉減圧後，注水開始	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定
	原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作	事象発生から８時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から８時間後に原子炉を減圧し，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施することで，引き続き炉心冠水が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 <u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し，事象発生から８時間後に原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下※傾向となり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 （※）事象発生から 24 時間後に，原子炉補機代替冷却系による燃料プール冷却系熱交換器の冷却を開始することにより，崩壊熱量が除熱量を上回るため一時的に格納容器温度はわずかに上昇傾向となる。ただし，残留熱除去系による格納容器除熱は確立しており，長期的には再び除熱量が崩壊熱量を上回り，格納容器温度は低下傾向となる。

【安定状態の維持について】
上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を行うことによって，安定状態の維持が可能となる。
（添付資料 2.1.1 別紙１参照）

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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）

表１－１　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（１／２）

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔ式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び残留熱除去系（低圧注水モード）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードは燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。したがって，ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定はおおむね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系による格納容器除熱操作の起点が，格納容器圧力が限界圧力に到達するまでとなる。しかしながら，格納容器除熱操作までには本解析においても８時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから破裂判定は厳しめの結果を与える。原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，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。
	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結果が得られている。 また，原子炉圧力の評価において，ＲＯＳＡ－Ⅲでは，２ＭＰａより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，ＬＰＣＳスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，ＬＰＣＳによる注水は行うものの，炉心は冠水維持される本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼすＬＰＣＳの注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（２／２）

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	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ラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は，原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。逃がし安全弁流量の変動により，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が生じる可能性があるが，その影響は小さく運転員等操作時間に与える影響はない。	逃がし安全弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 逃がし安全弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。 なお，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1－2　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）

【ＭＡＡＰ】

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

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（１／３）

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

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（２／３）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器容積(ドライウェル)	7,900m^3	7,900m^3 (設計値)	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積(サプレッション・チェンバ)	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3 (設計値)	サプレッション・チェンバ内体積の設計値(内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧） (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない
	サプレッション・プール水位	3.61m (通常運転水位)	約3.59m～約3.63m (実測値)	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2,800m^{3}相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m^{3}程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・プール水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2,800m^{3}相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m^{3}程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，サプレッション・プール水温度上昇が遅くなるが，実施する運転員等操作（準備が出来れば原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱を行う）は変わらないことから，運転員等操作時間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，サプレッション・プール水温度上昇が遅くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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，ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが，本評価事象では格納容器圧力を起点とする運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器温度	57℃	約45℃～約54℃程度 (実測値)	通常運転時の格納容器温度として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが，本評価事象では格納容器温度を起点とする運転員等操作はないため，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎは解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉補機代替冷却系を介した残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による格納容器除熱により格納容器は十分に除熱されるため，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料の容量	1,180m^3	1,180m^{3}以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は，解析条件より燃料容量の余裕が大きくなるため，燃料が枯渇することはなく，運転員等操作時間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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（３／３）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下が厳しい過渡事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	取水喪失により崩壊熱除去機能が喪失するものとして設定		
	外部電源	外部電源なし	－	評価上，非常用ディーゼル発電機等の取水機能喪失を想定することから，外部電源なしの場合には全交流動力電源喪失となり，要員，資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，事象進展は緩やかになり，運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため，実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも，事象進展は緩やかになるものの，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m³/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m³/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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(低圧注水モード)	1,136m³/h（0. 14MPa[dif]において）（最大1,193m³/h）にて注水	1,136m³/h（0. 14MPa[dif]において）（最大1,193m³/h）にて注水	残留熱除去系(低圧注水モード）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性(設計値)の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉補機代替冷却系	伝熱容量 事象発生後８時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW （サプレッション・プール水温度100℃，海水温度30℃において）	伝熱容量 事象発生後８時間から24時間：約16MW 事象発生24時間以降：約11MW （サプレッション・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，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)	伝熱容量 熱交換器１基あたり 事象発生後８時間から 24 時間：約 16MW 事象発生 24 時間以降：約 11MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 30℃）	伝熱容量 熱交換器１基あたり 事象発生後８時間から 24 時間：約 16MW 事象発生 24 時間以降：約 11MW （サプレッション・プール水温度 100℃，海水温度 30℃）	原子炉補機代替冷却系の設計値を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（１／２）

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					
操作条件	残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却系による格納容器除熱開始	事象発生から８時間後	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定	【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，原子炉補機海水系起動失敗により取水機能喪失を判断した場合には直ちに原子炉補機代替冷却系の準備操作に着手することとしている。この認知に係る時間として10分間を想定している。そのため，認知遅れ等による操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 残留熱除去系及び原子炉補機代替冷却系による原子炉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。 【移動・操作所要時間】 残留熱除去系及び原子炉補機代替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，原子炉補機代替冷却系運転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除去系の起動操作を行う。 [常設代替交流電源設備による電源確保] 中央制御室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（準備50分，操作10分）の合計１時間10分で実施すると設定した。 [原子炉補機代替冷却系準備操作] 原子炉補機代替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ため，事象発生から７時間40分で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。 常設代替交流電源設備による電源確保，原子炉補機代替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ため，事象発生７時間20分後から中央制御室にて運転員が10分程度の操作時間で残留熱除去系を起動し，８時間後から残留熱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。 【他の並列操作】 上述のとおり，残留熱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。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場），運転員の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため２人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。	解析上の操作開始時間として事故発生から８時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の残留熱除去系の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	実際の格納容器除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	実態の運転操作は解析上の設定とほぼ同等である。また，本操作が解析上の設定より遅れ，格納容器圧力が上昇した場合においても，格納容器代替スプレイの実施基準である384kPa [gage]に至るまでの時間は，同様の事象進展となる「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋ＤＧ失敗)＋ＨＰＣＳ失敗」において事象発生から約19時間後であり，約11時間以上の余裕があることから，時間余裕がある。	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から８時間後としており，このうち，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施設，起動及び系統水張り）は，所要時間７時間20分想定のところ，訓練実績では約５時間41分，残留除去系の準備操作（中央制御室系統構成）は，所要時間10分想定のところ約６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（崩壊熱除去機能喪失(取水機能が喪失した場合)）（２／２）

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					
操作条件	大型送水ポンプ車への燃料補給	事象発生から７時間 40 分後	大型送水ポンプ車への燃料補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定	大型送水ポンプ車の燃料枯渇までに実施すれば良い作業であり，大型送水ポンプ車による送水開始は 7 時間 40 分の時間があり，十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から８時間後としており，このうち，大型送水ポンプ車への給油作業は，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。
	逃がし安全弁開及び残留熱除去系(低圧注水モード)による注水開始	事象発生から８時間後に逃がし安全弁６個を手動開し，減圧後，注水開始	原子炉補機代替冷却系の系統構成等に必要な準備時間等を考慮し設定	【認知】 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に行う操作であることから，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作をしたのち，逃がし安全弁の手動操作により原子炉の減圧を行うことにより原子炉注水を開始するが，これらの操作は制御盤での簡易な操作である。実態の原子炉補機代替冷却系による補機冷却は事象発生から７時間 20 分程度で確保すると想定されるが，操作時間 10 分にて残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作を行い，事象発生 ８時間後から原子炉減圧を開始するものと設定した。 【他の並列操作有無】 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保後に実施する操作であり，操作開始時間は変動し得る。 【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。	実態の残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作までの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。	実態の残留熱除去系（低圧注水モード)の起動操作は解析上の設定とほぼ同等であり，炉心は冠水を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ない。	実態の逃がし安全弁開及び残留熱除去系（低圧注水モード)による注水開始は解析上の設定とほぼ同等であるが，原子炉補機代替冷却系による補機冷却開始が解析上の設定より遅れた場合でも，原子炉への注水を低圧原子炉代替注水系（常設）に切り替えることにより原子炉の冷却を継続することが可能である。	訓練実績等により，残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約６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。

7 日間における燃料の対応について
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

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

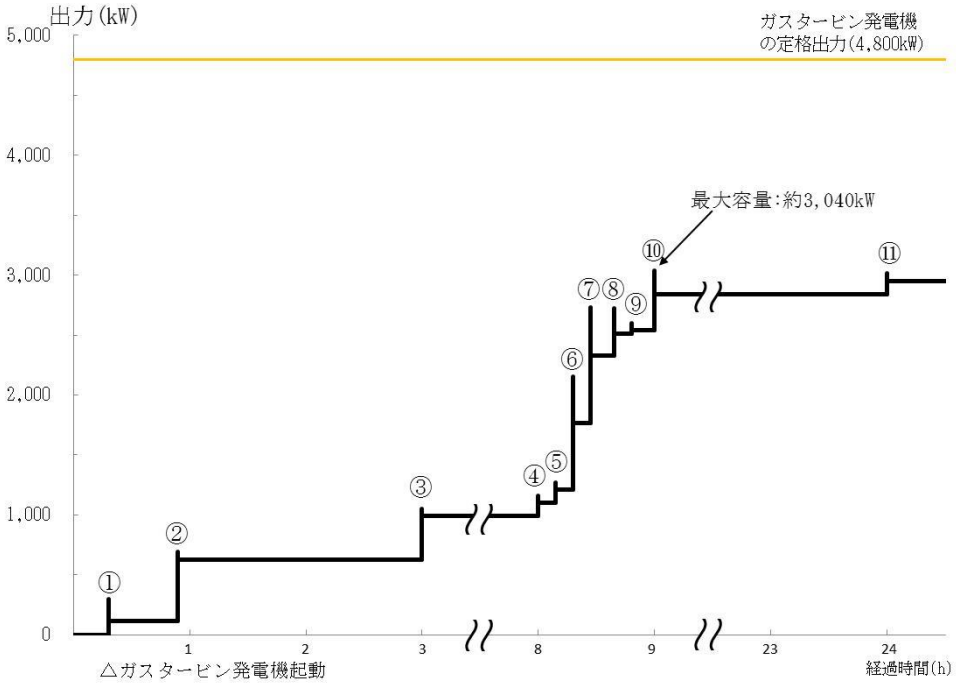
時系列	合計	判定
大型送水ポンプ車　1 台起動 0.31m^3/h×24h×７日×１台＝52.08m^3	7 日間の 軽油消費量 約 53m^3	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m^3 であり，７日間対応可能
ガスタービン発電機　1 台起動 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 2.09m^3/h×24h×７日×１台＝351.12m^3	7 日間の 軽油消費量 約 352m^3	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m^3 であり，7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機　1 台 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 0.0469 m^3/h×24h×７日×１台＝7.8792m^3	7 日間の 軽油消費量 約８m^3	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m^3 であり，７日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)
①	ガスタービン発電機付帯設備	約 111	約 300	約 111
②	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系，モニタリング・ポスト他（D系高圧母線受電時の自動投入負荷）	約 518	約 695	約 629
③	充電器，非常用照明，非常用ガス処理系他（C系高圧母線受電時の自動投入負荷）	約 359	約 1,050	約 988
④	A－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,158	約 1,098
⑤	B－淡水ポンプ（移動式代替熱交換設備）	約 110	約 1,268	約 1,208
⑥	C－残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,151	約 1,768
⑦	B－残留熱除去ポンプ	約 560	約 2,732	約 2,328
⑧	B－中央制御室送風機	約 180	約 2,723	約 2,508
⑨	B－中央制御室非常用再循環送風機	約 30	約 2,600	約 2,538
⑩	B－中央制御室冷凍機	約 300	約 3,040	約 2,838
⑪	B－燃料プール冷却水ポンプ	約 110	約 3,013	約 2,948



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.4.2　残留熱除去系が故障した場合

2.4.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」，②「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，③「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，④「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑤「手動停止＋崩壊熱除去失敗」，⑥「手動停止＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑧「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑨「サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗」，⑩「サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑪「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑫「サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑬「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑭「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑮「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑯「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑰「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑱「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑲「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗」，⑳「外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗」及び㉑「外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（ＬＯＣＡを除く）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により原子炉格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び原子炉格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。

また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.4.2.1－1(1)図から第 2.4.2.1－1 (3)図に，手順の概要を第 2.4.2.1－2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 2.4.2.1－1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名，緊急時対策要員（現場）は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.4.2.1－3 図に示す。

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

ａ．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

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

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装である。

ｂ．原子炉隔離時冷却系による原子炉注水

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水を開始することにより，原子炉水位が回復する。

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

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

ｃ．残留熱除去系機能喪失確認

原子炉隔離時冷却系運転により，サプレッション・プール水温度が上昇するため，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）を起動するが，残留熱除去系の故障によりサプレッション・プール冷却は失敗する。

残留熱除去系の故障を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量等である。

ｄ．逃がし安全弁による原子炉減圧

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

原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

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

※　本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系又はＣ－残留熱除去系（低圧注水モード）に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。

ｅ．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

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

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

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

ｆ．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

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

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

ｇ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として，第２弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。

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

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後，第１弁を中央制御室からの遠隔操作によって開操作することで，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

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

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

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

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

2.4.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

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

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

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

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.4.2.2－1 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，給水流量の全喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源は以下の観点により使用できないものと仮定する。

ⅰ　事象の進展に対する影響

外部電源がある場合，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉水位低（レベル３）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され，原子炉水位の低下が早いため，事象初期の炉心冷却という観点では厳しくなる。このため，外部電源がある場合を包含する条件として，原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号にて発生し，再循環ポンプトリップは，原子炉水位低（レベル２）信号にて発生するものとする。

ⅱ　重大事故等対策に対する影響

本解析においては，残留熱除去系の喪失を仮定しており，非常用交流電源設備は使用可能であるが，外部電源がない場合には低圧原子炉代替注水系（常設）の起動前に常設代替交流電源設備の起動が必要となることから，要員，資源等の観点で厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，原子炉水位低（レベル３）信号によるものとする。

(b)　原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル２）で自動起動し，91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。

(c)　逃がし安全弁

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

(d)　低圧原子炉代替注水系（常設）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に最大250m^3/hにて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(e)　格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，120m^3/hにて原子炉格納容器内にスプレイする。

(f)　格納容器フィルタベント系

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

c．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 逃がし安全弁による原子炉減圧操作は，事象発生８時間後から開始し，減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始するものとする。なお，低圧原子炉代替注水ポンプ等は常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

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

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

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.4.2.2－1(1)図から第 2.4.2.2－1(6)図に，燃料被覆管温度，高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第 2.4.2.2－1(7)図から第 2.4.2.2－1(9)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.4.2.2－1(10)図から第 2.4.2.2－1(13)図に示す。

※ シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a．事象進展

給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムし，また，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル２）で２台すべてがトリップする。

低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し，事象発生から８時間経過した時点で，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開することで，原子炉を減圧する。その後は，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水によって，原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については，原子炉減圧により増加する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は

徐々に上昇する。そのため，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約30時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は，真空破壊装置（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）に対して，低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。

b．評価項目等

原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は，第2.4.2.2－1(7)図に示すとおり，初期値（約309℃）を上回ることはなく，1,200℃以下となる。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの１％以下であり，15％以下となる。

原子炉圧力は，第2.4.2.2－1(1)図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約7.89MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

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

第2.4.2.2－1(2)図に示すとおり，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約30時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料2.4.2.1）

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，事象発生から格納容器フィルタベント系の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の実効線量の評価結果以下となり，５mSvを下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

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

2.4.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴で

ある。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水開始操作，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a．運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

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

（添付資料 2.4.2.2）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

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

（添付資料 2.4.2.2）

(2)　解析条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.4.2.2－1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動及び低圧原子炉代替注水系（常設）により行われ，また，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行する）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は，解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており，その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，解析条件で設定してい

る崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の上昇が遅くなるが，操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

事故条件の外部電源の有無については，常設代替交流電源設備の起動が必要となり，要員，資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため，事象進展に影響はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.2.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

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

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

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

事故条件の外部電源の有無については，常設代替交流電源設備の起動が必要となり，要員，資源等の観点で厳しくなる外部電源がない状態を設定している。また，原子炉スクラム及び再循環系ポンプトリップについては，起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として，外部電源がある場合を包含する条件を設定している。なお，外部電源がある場合は，事象発生初期は原子炉隔離時冷却系にて原子炉水位が維持され，また原子炉減圧後も低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心冷却が維持されるため，事象進展に影響はないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

（添付資料 2.4.2.2）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は，解析上の操作開始時間として，事象発生８時間後から開始し，減圧後に注水を開始するものとしている。運転員等操作時間に与える影響として，実際の運転操作においては，事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており，また，サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから，実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

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

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水位が通常水位

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

（添付資料 2.4.2.2）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

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

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

（添付資料 2.4.2.2）

(3)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始操作については，逃がし安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から８時間であり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

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

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作については，格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 30 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 384kPa [gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 853 kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり，約５時間以上の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.4.2.2，3.1.3.8）

(4)　まとめ

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

2.4.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において，重大事故等対策時に必要な要員は，「2.4.2.1(3)　炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の45名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a．水源

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイについては，７日間の対応を考慮すると，合計約3,600m^3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^3及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約7,000m^3の水を保有している。これにより，必要な水源は確保可能である。また，事象発生８時間以降に輪谷貯水槽（西１／西２）の水を，低圧原子炉代替注水槽へ給水することで，

低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした７日間の注水継続が可能となる。

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については，サプレッション・チェンバのプール水を水源とし循環することから，水源が枯渇することはない。

（添付資料 2.4.2.3）

ｂ．燃料

常設代替交流電源設備による電源供給については，事象発生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^{3}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^{3}の軽油を保有しており，この使用が可能であることから常設代替交流電源設備による電源供給について，７日間の運転継続が可能である。

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，保守的に事象発生後７日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合，運転継続に約700m^{3}の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては，保守的に事象発生直後からの大量送水車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約12m^{3}の軽油が必要となる。合計約712m^{3}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^{3}の軽油を保有しており，この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて７日間の運転継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については，保守的に事象発生直後から最大負荷での運転を想定すると，７日間の運転継続に約８m^{3}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^{3}の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，７日間の継続が可能である。

（添付資料 2.4.2.4）

ｃ．電源

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

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約354kW必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約4,800kWであり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

（添付資料 2.4.2.5）

2.4.2.5　結論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し，炉心損傷より先に原子炉格納容器が破損し，これに伴って炉心冷却機能を

喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」の重要事故シーケンス「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」について有効性評価を行った。

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

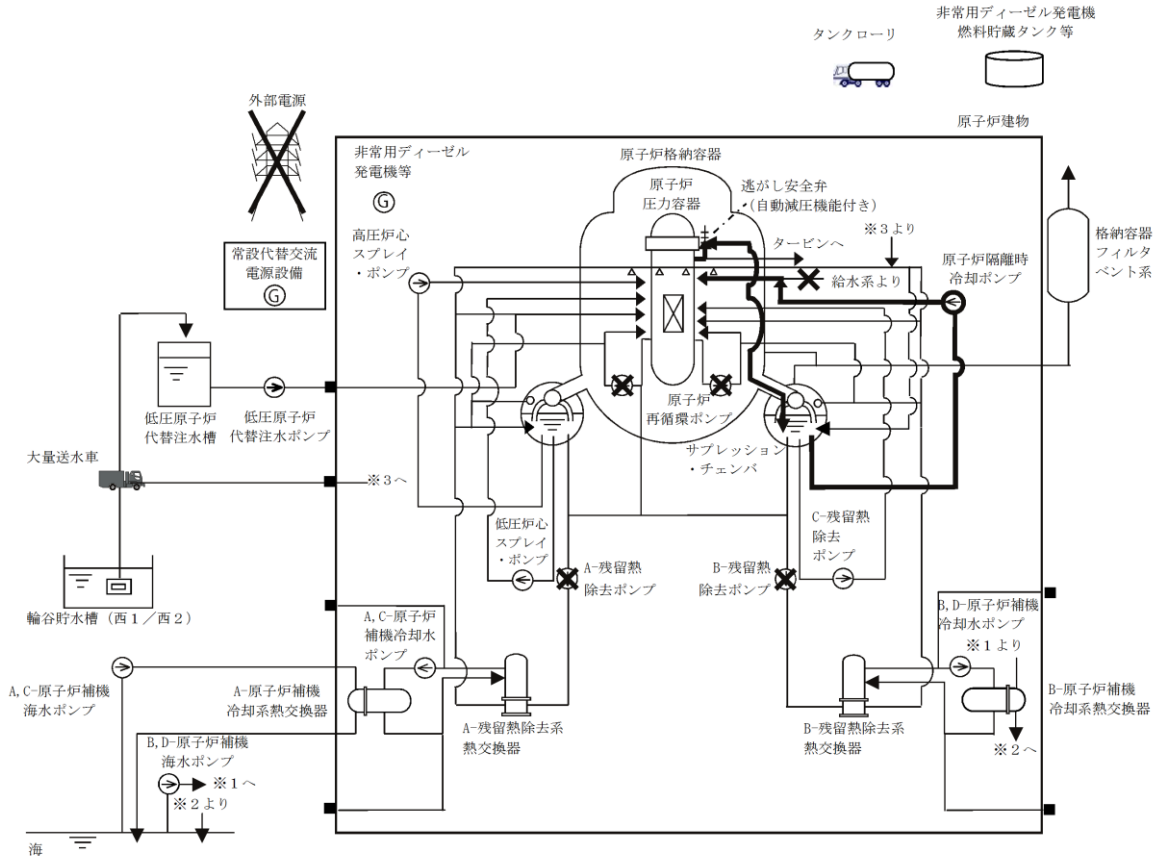
その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

なお，格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

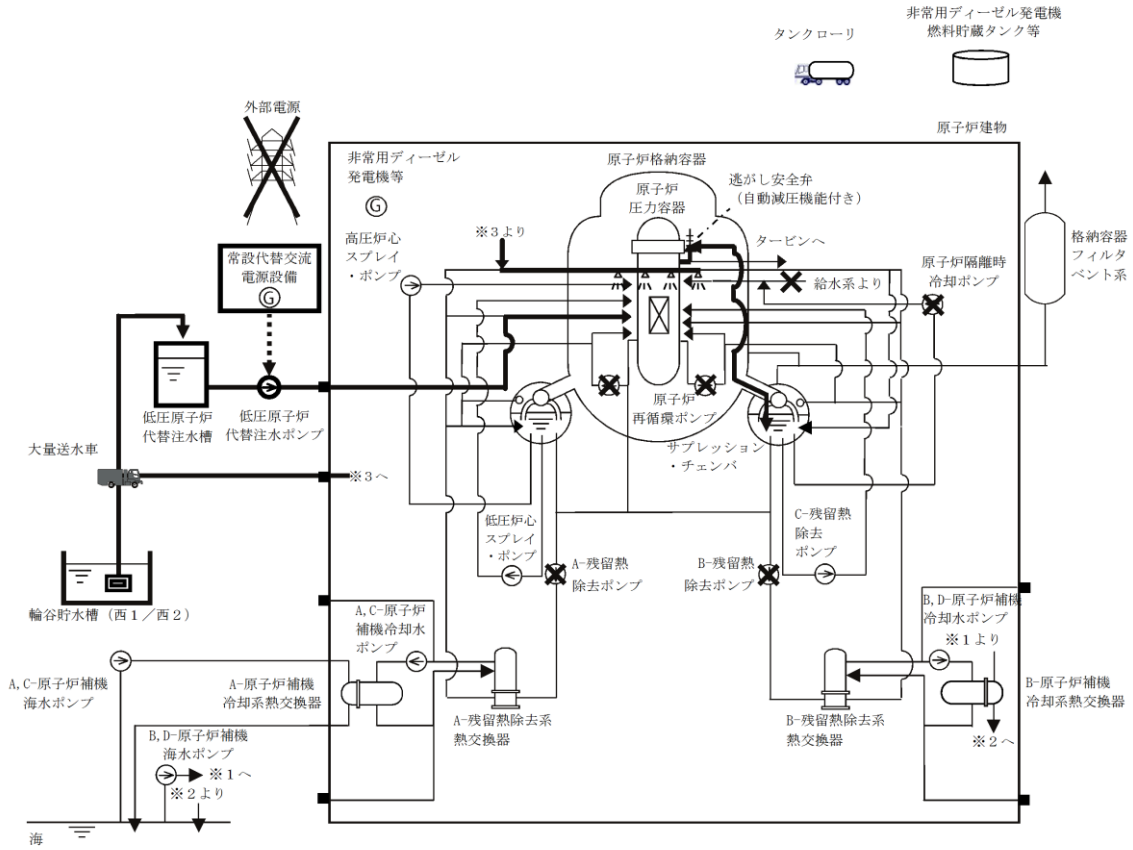
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

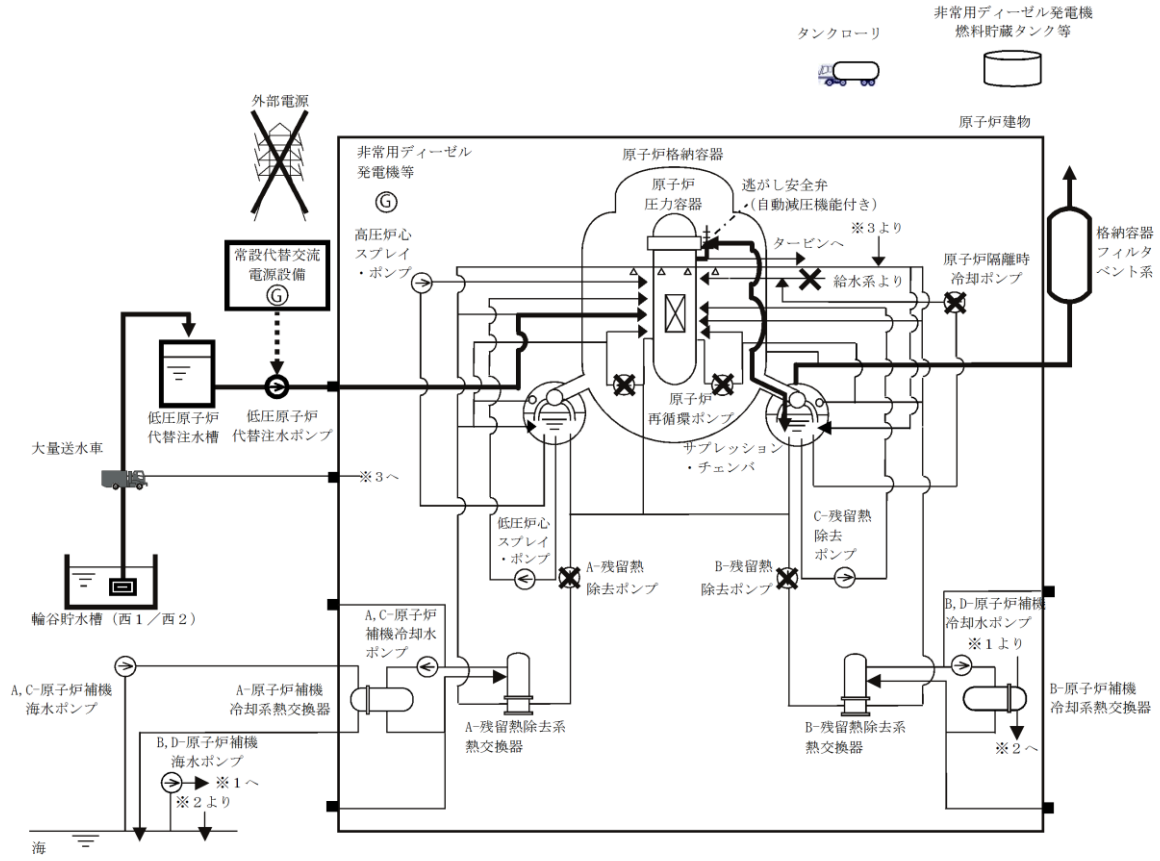
以上のことから，原子炉隔離時冷却系，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」に対して有効である。



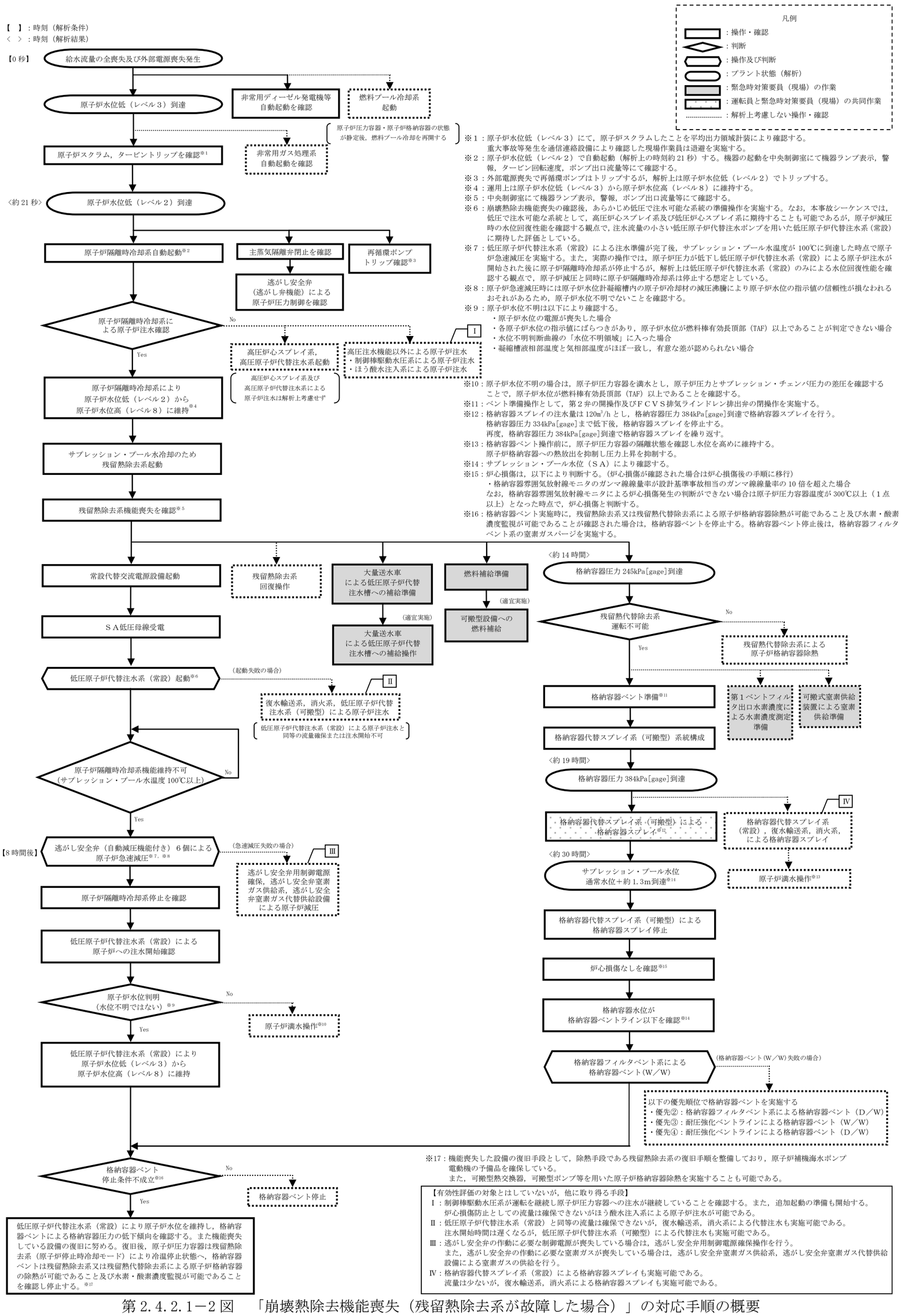
第 2.4.2.1－1(1)図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
重大事故等対策の概略系統図
（原子炉減圧及び原子炉注水）



第 2.4.2.1－1(2)図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
重大事故等対策の概略系統図
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2.4.2.1－1(3)図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の
重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



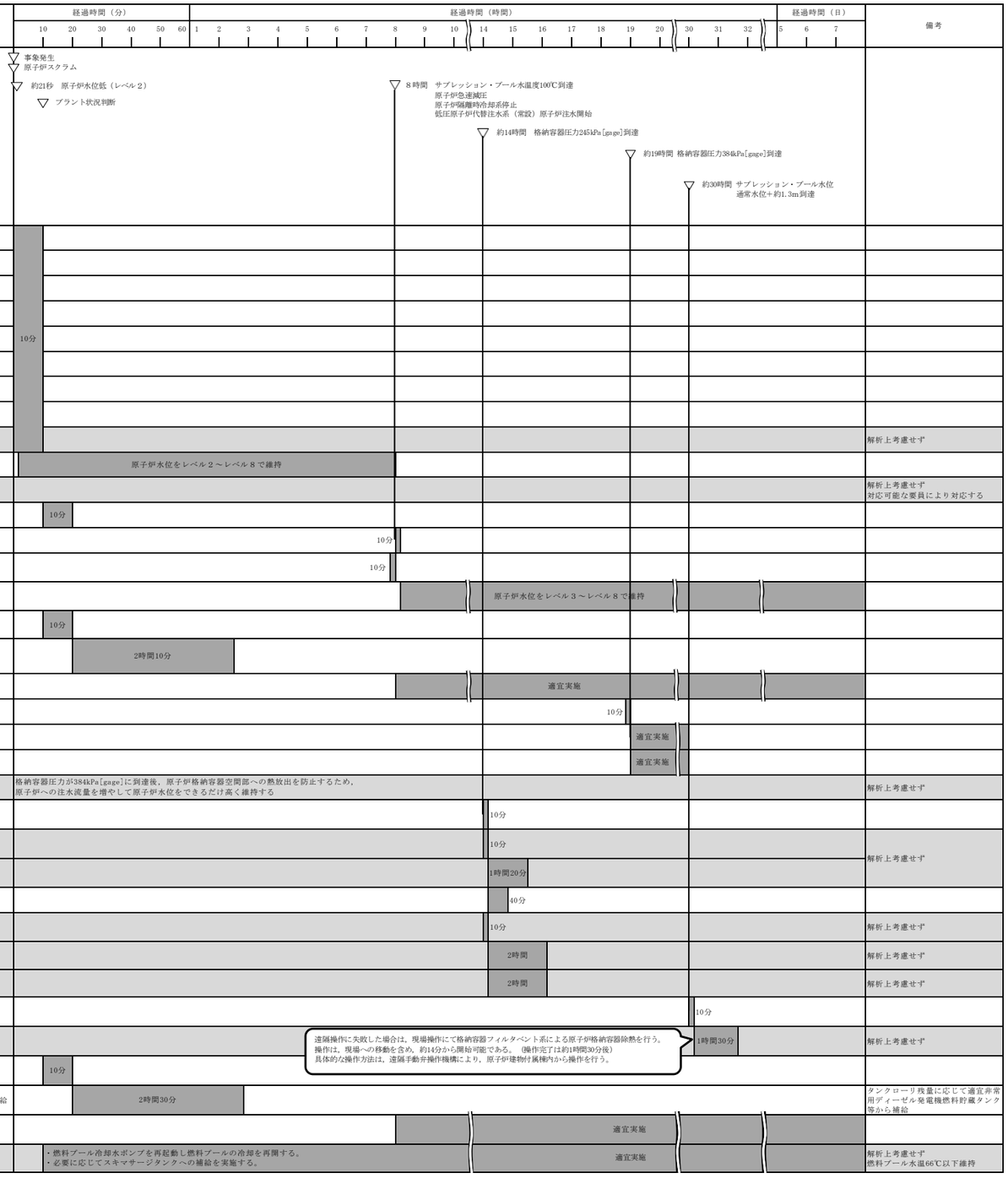
※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 21 秒）する。機器の起動を中央制御室にて機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※３：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※４：運用上は原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）に維持する。
※５：中央制御室にて機器ランプ表示，警報，ポンプ出口流量等にて確認する。
※６：崩壊熱除去機能喪失の確認後，あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお，本事故シーケンスでは，低圧で注水可能な系統として，高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系に期待することも可能であるが，原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で，注水流量の小さい低圧原子炉代替注水ポンプを用いた低圧原子炉代替注水系（常設）に期待した評価としている。
※７：低圧原子炉代替注水系（常設）による注水準備が完了後，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達した時点で原子炉急速減圧を実施する。また，実際の操作では，原子炉圧力が低下し低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが，解析上は低圧原子炉代替注水系（常設）のみによる水位回復性能を確認する観点で，原子炉減圧と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
※８：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※９：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※10：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※11：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閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生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。
※16：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水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※17：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。
また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉格納容器除熱を実施することも可能である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：制御棒駆動水圧系が運転を継続し原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。また，追加起動の準備も開始する。
炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：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。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
Ⅲ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅳ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，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 2.4.2.1－2 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の対応手順の概要

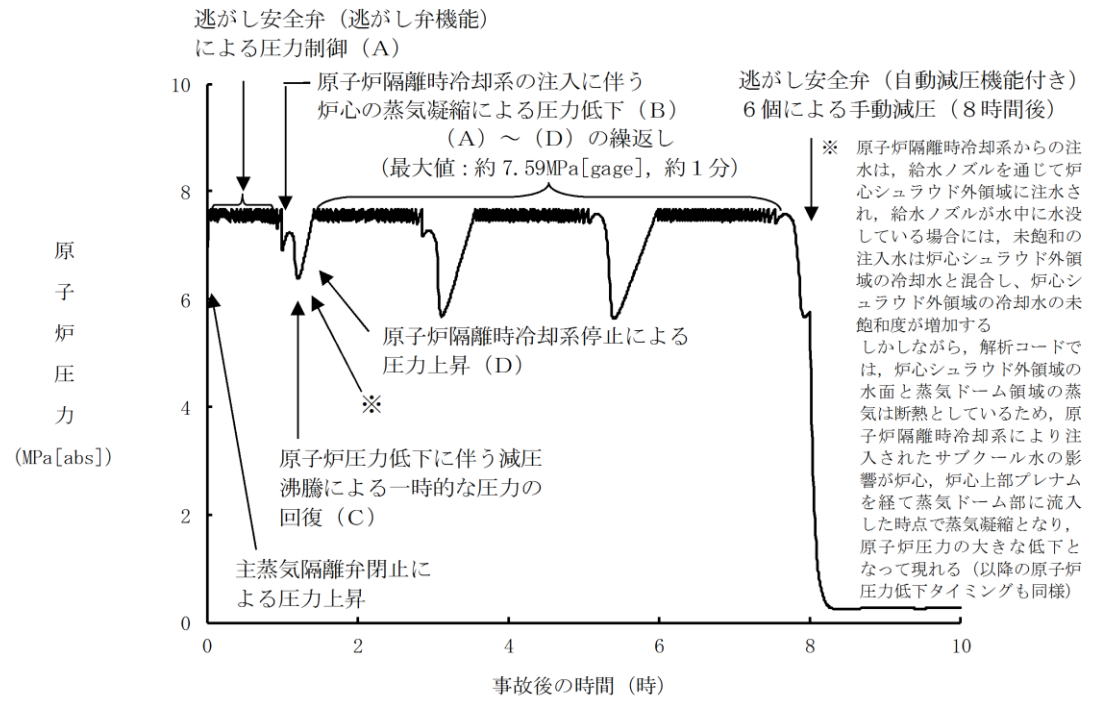
崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	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		
	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 ・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム，タービントリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・再循環ポンプトリップ確認 ・主蒸気隔離弁全閉確認／逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御確認 ・原子炉隔離時冷却系自動起動確認 ・残留熱除去系機能喪失確認	
					・非常用ガス処理系自動起動確認	解析上考慮せず
原子炉注水操作	（1人） A	—	—		・原子炉隔離時冷却系　原子炉注水確認	
残留熱除去系機能喪失調査，復旧操作	—	—	—		・残留熱除去系　機能回復	解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
常設代替交流電源設備起動操作	（1人） A	—	—		・常設代替交流電源設備起動，受電操作	
原子炉急速減圧操作	（1人） A	—	—		・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個　手動開放操作	
低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作	（1人） A	—	—		・低圧原子炉代替注水系（常設）起動/運転確認/系統構成	
低圧原子炉代替注水系（常設）注水操作	（1人） A	—	—		・低圧原子炉代替注水系（常設）注水弁操作	
輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への補給	—	—	14人 a～n		・放射線防護具準備	
	—	—			・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備（大量送水車配置，ホース展張・接続）	
	—	—	（2人） a，b		・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給	
格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	（1人） A	—	—		・格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	
格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作	—	—	（2人） a，b		・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ弁操作（現場）	
	（1人） A	—	—		・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ弁操作	
原子炉満水操作	（1人） A	—	—		・低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水流量の増加	解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	（1人） A	—	—		・格納容器ベント準備（第２弁操作）	
	—	2人 B，C	—		・放射線防護具準備	解析上考慮せず
	—		—		・格納容器ベント準備（第２弁操作）	
	—	—	（2人） e，f		・ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁閉操作	
	—	—	2人 o，p		・放射線防護具準備	解析上考慮せず
	—	—			・第１ベントフィルタ出口水素濃度準備	解析上考慮せず
	—	—	（2人） c，d		・可搬式窒素供給装置準備	解析上考慮せず
格納容器ベント操作	（1人） A	—	—		・格納容器ベント操作（第１弁操作）	
	—	（2人） B，C	—		・格納容器ベント操作（第１弁操作）	解析上考慮せず
燃料補給準備	—	—	2人 q，r		・放射線防護具準備	
	—	—			・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給
燃料補給作業	—	—			・大量送水車への補給	
燃料プール冷却　再開	（1人） A	—	—		・燃料プール冷却系再起動	解析上考慮せず 燃料プール水温66℃以下維持
必要人員数　合計	1人 A	2人 B，C	18人 a～r			

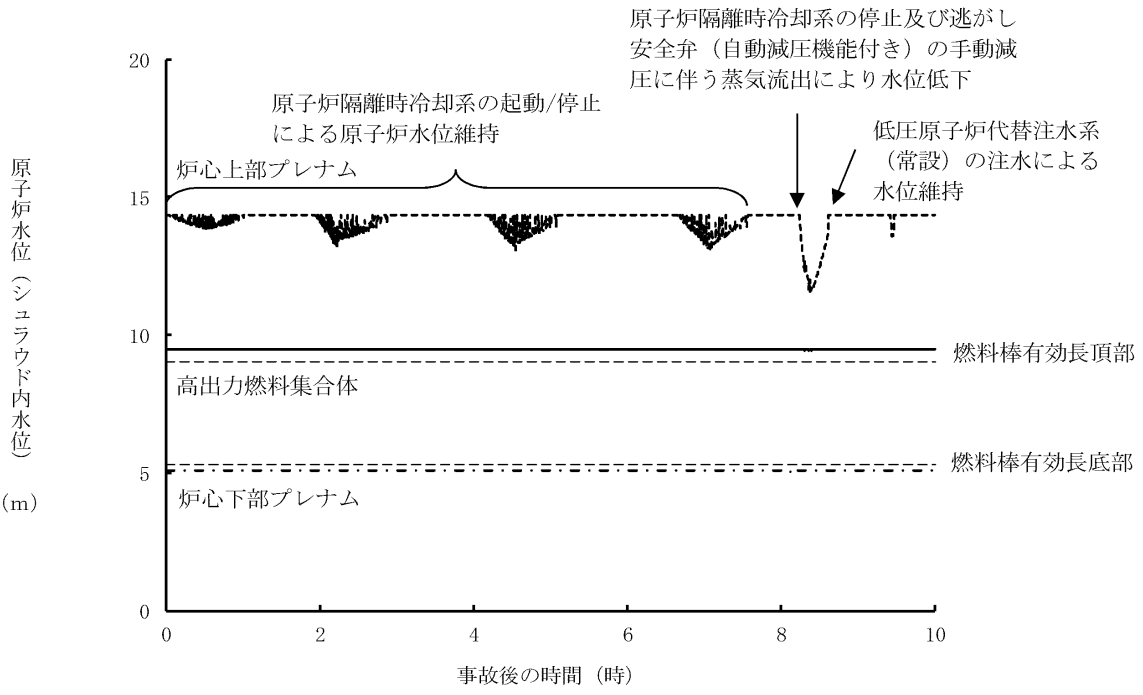


（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

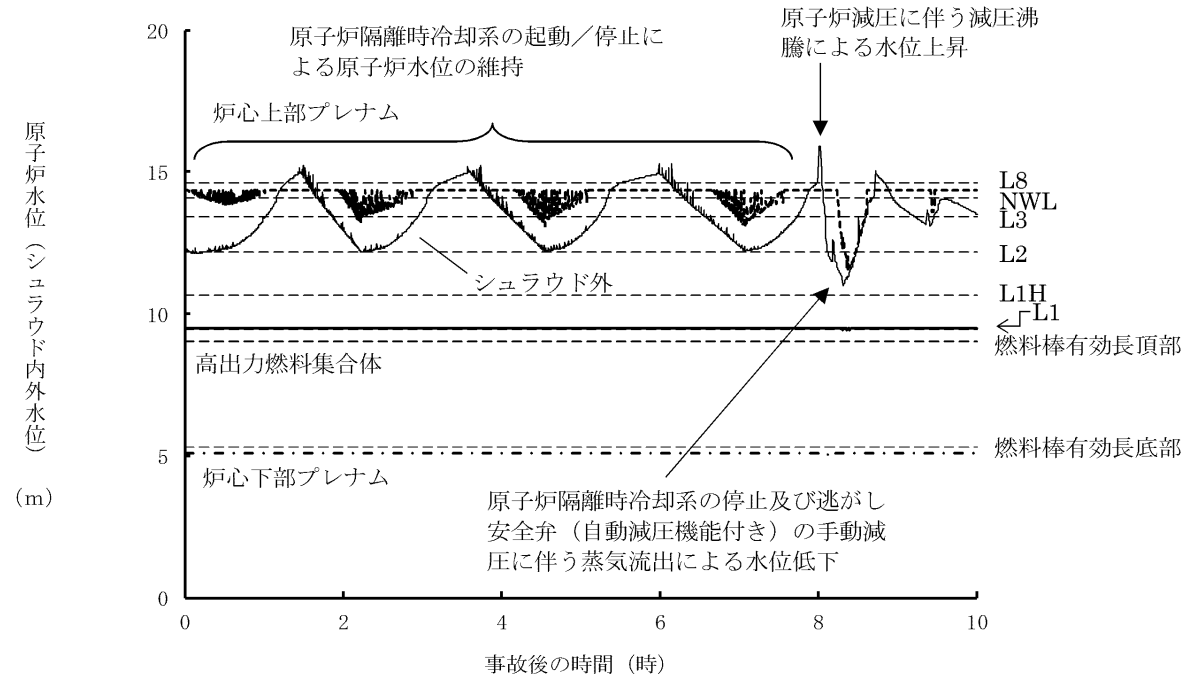
第 2.4.2.1－3 図　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の作業と所要時間



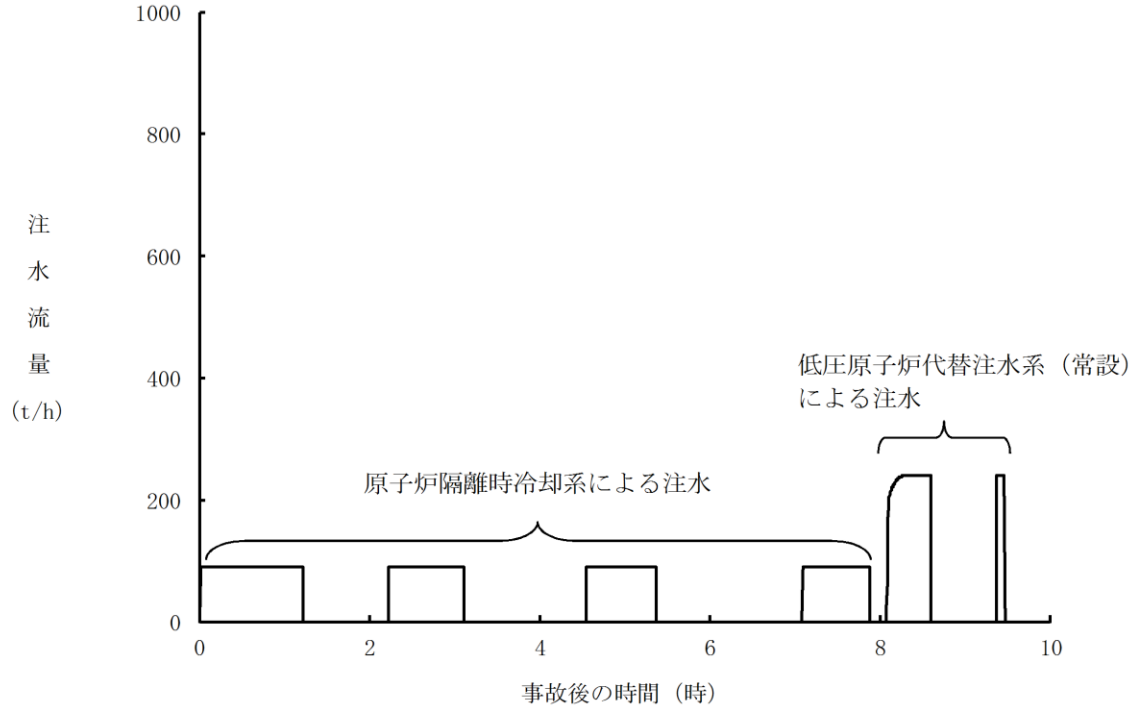
第2.4.2.2－1(1)図　原子炉圧力の推移



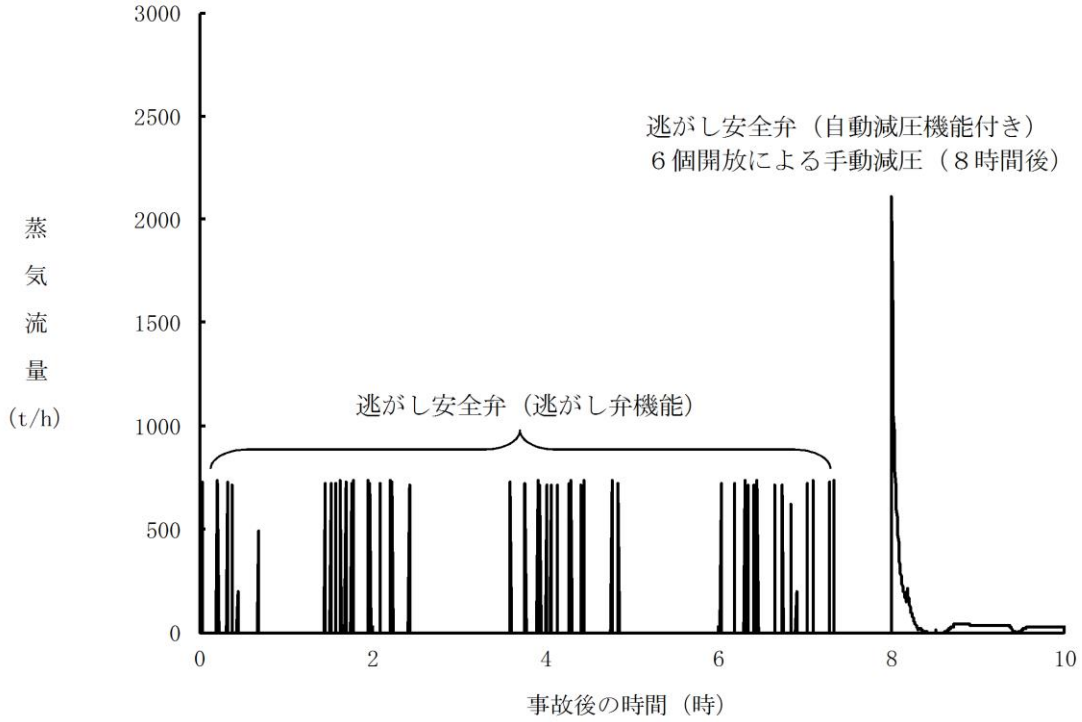
第2.4.2.2－1(2)図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



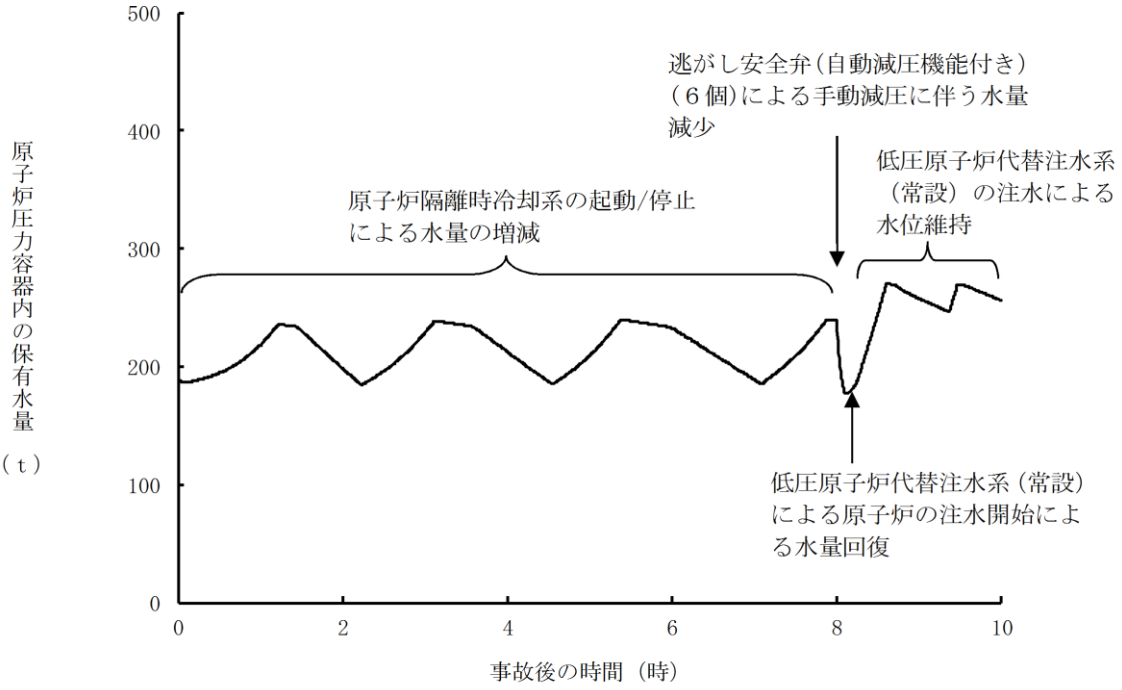
第 2.4.2.2－1(3)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



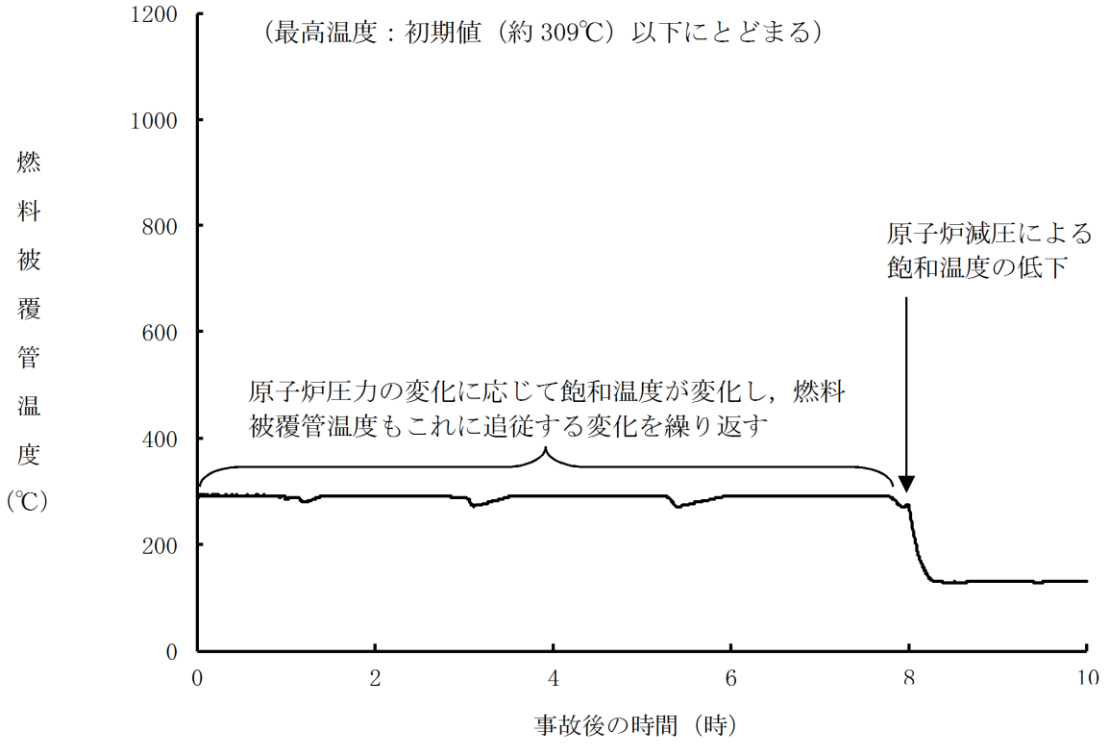
第 2.4.2.2－1(4)図　注水流量の推移



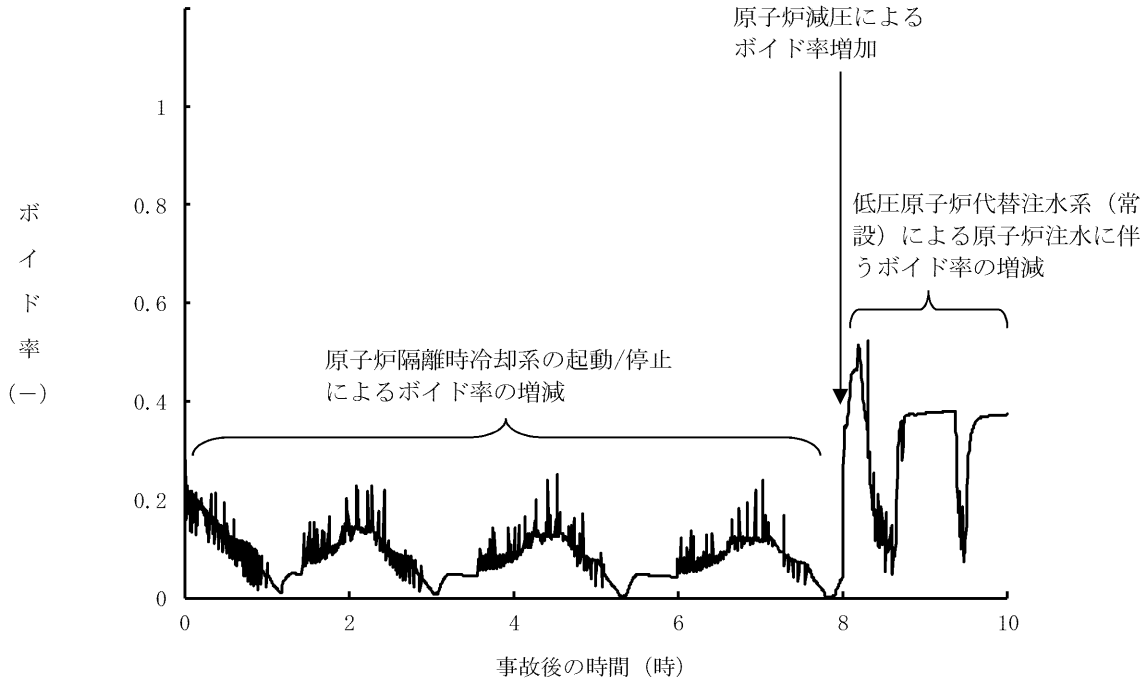
第 2.4.2.2－1(5)図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



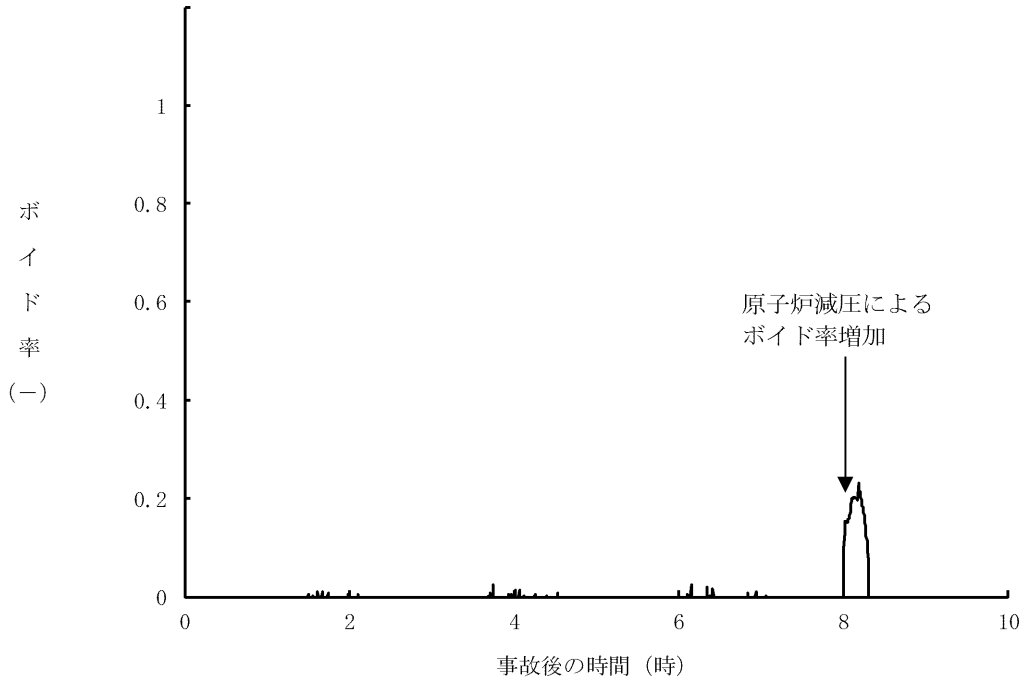
第 2.4.2.2－1(6)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



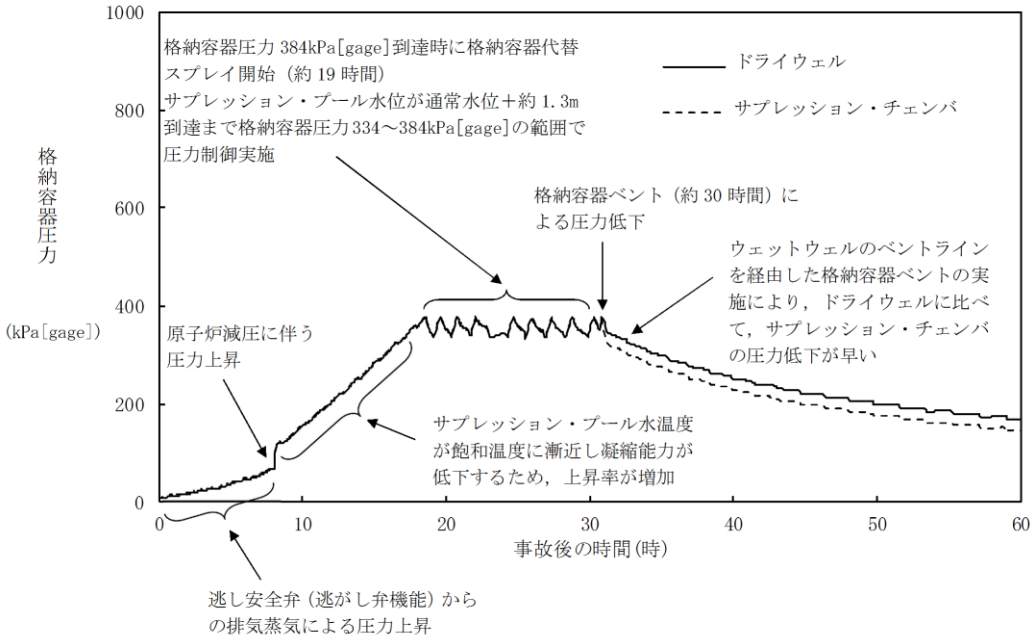
第 2.4.2.2－1(7)図　燃料被覆管温度の推移



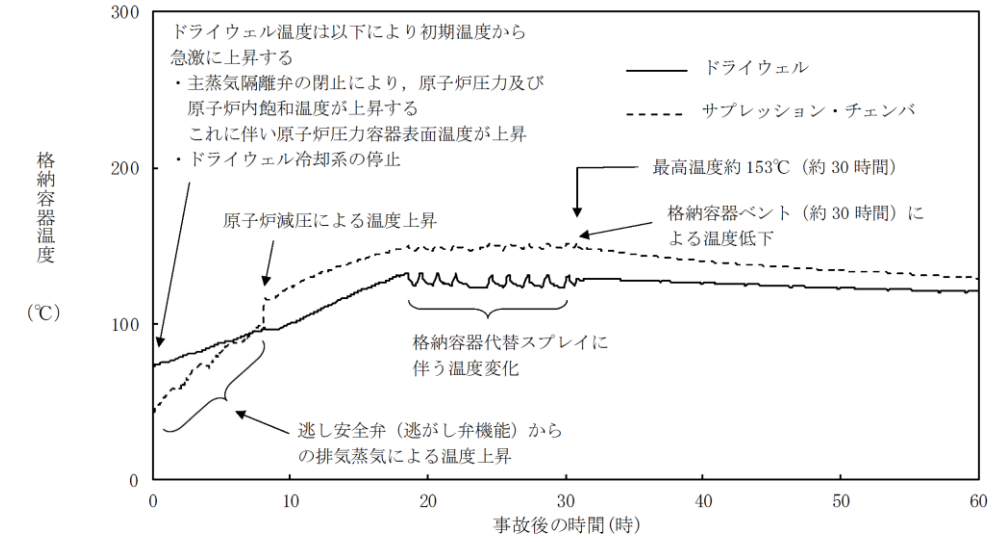
第 2.4.2.2－1(8)図　高出力燃料集合体のボイド率の推移



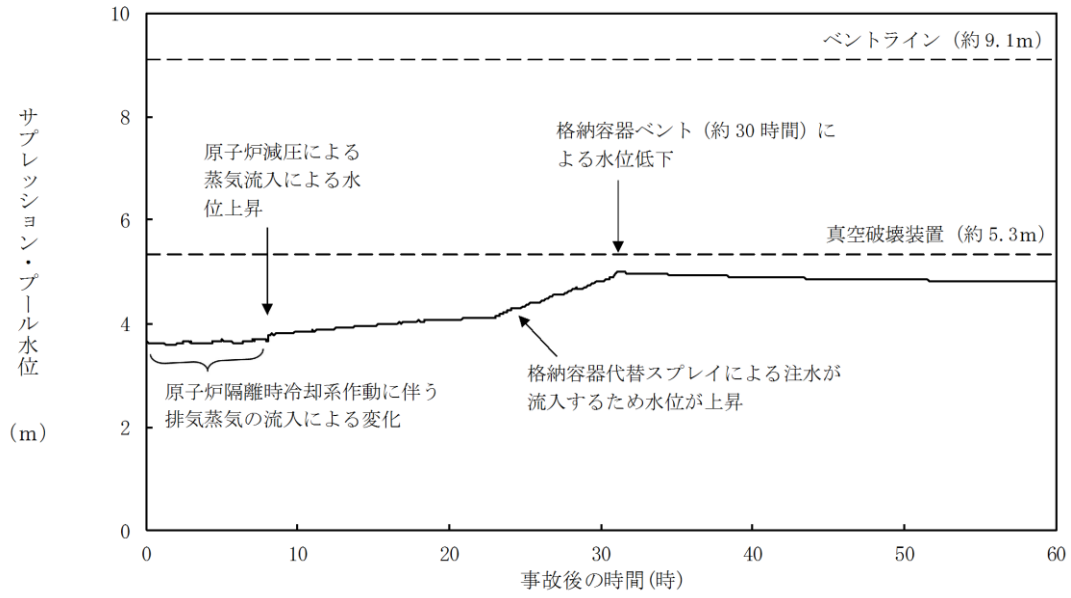
第 2.4.2.2－1(9)図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



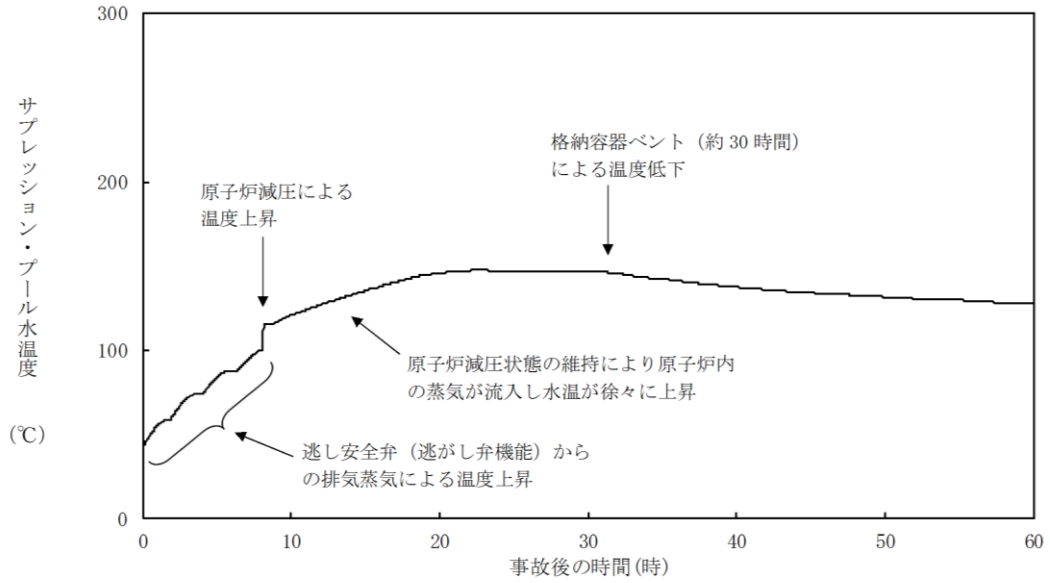
第 2.4.2.2－1(10)図　格納容器圧力の推移



第 2.4.2.2－1(11)図　格納容器温度の推移



第 2.4.2.2－1(12)図　サプレッション・プール水位の推移



第 2.4.2.2－1(13)図　サプレッション・プール水温度の推移

第 2.4.2.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（１／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に外部電源喪失となり，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	－	平均出力領域計装※
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し，以後原子炉水位低（レベル２）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】※ サプレッション・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】※
残留熱除去系機能喪失確認	原子炉隔離時冷却系の運転によりサプレッション・チェンバのプール水温が上昇するため，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転のための起動操作を実施するが，残留熱除去系故障により起動失敗する。	－	－	【残留熱除去ポンプ出口流量】※ サプレッション・プール水温度（ＳＡ）
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し，原子炉隔離時冷却系の機能維持の判断目安であるサプレッション・プール水温度 100℃で，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力※ サプレッション・プール水温度（ＳＡ）

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

第 2.4.2.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（２／３）

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

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

第 2.4.2.1－1 表　「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重大事故等対策について（３／３）

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

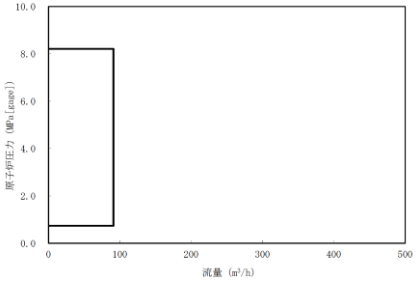
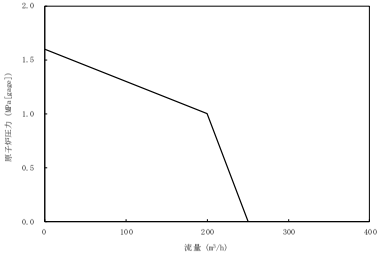
※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

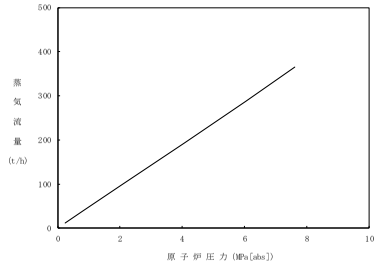
第2.4.2.2－1表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（１／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		原子炉側：ＳＡＦＥＲ 原子炉格納容器側：ＭＡＡＰ	－
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	35.6×10^{3}t/h	定格炉心流量として設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約９℃	熱平衡計算による値
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値
	原子炉停止後の崩壊熱	ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－5.1－1979 燃焼度33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮
	格納容器容積（ドライウェル）	7,900m^3	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	格納容器容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・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（通常運転水位）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	５kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

第 2.4.2.2－1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（２／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから，要員，資源等の観点で厳しい条件となる。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05 秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	低圧原子炉代替注水系（常設）	最大 250m^3/h にて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定 

第 2.4.2.2－1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（３／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	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	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉  	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m^3/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器フィルタベント系	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	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

第 2.4.2.2－1 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（４／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水操作	事象発生から８時間後に原子炉減圧後，注水開始	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa[gage]到達時 384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器フィルタ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	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

安定状態について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により炉心冷却が維持される。事象発生から８時間後に原子炉を減圧し，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することで， 引き続き炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 <u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 炉心冷却を継続し，事象発生から約 30 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の実効線量約 1.7×10^{-2}mSv 以下となり，燃料被覆管破裂は発生しないため，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることなく，敷地境界での実効線量評価は５mSv を十分に下回る。 また，重大事故対策に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】
上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。
また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙１参照）

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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

表1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（1／2）

【ＳＡＦＥＲ】

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

表1－1　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（２／２）

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	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ラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系による注水開始は自動起動であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉減圧後の注水開始は，原子炉水位（シュラウド外）低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，本シナリオでは原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材放出（臨界流・差圧流）	臨界流モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，圧力変化は実験結果とおおむね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードは原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として逃がし安全弁による急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動の影響は小さく運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 逃がし安全弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。 なお，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることはなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表1－2　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

【ＭＡＡＰ】

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

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（１／３）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	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によることから，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約 6.77～6.79MPa[gage] （実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	通常水位 （気水分離器下端から約+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，ゆらぎの幅は小さく，事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は小さく，事象発生後に自動起動する原子炉隔離時冷却系により炉心は冠水を維持するため，ゆらぎを考慮したとしても燃料被覆管温度は初期値（約 309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	炉心流量	35.6×10^{3}t/h	定格流量の 85～104% （実測値）	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	９×９燃料（A型）	装荷炉心毎	９×９燃料（A型），９×９燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（A型）を設定	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（A型），９×９燃料（B型），ＭＯＸ燃料について，９×９燃料（A型），９×９燃料（B型）は熱水力的な特性は同等であり，また，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡され，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，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に与える影響は小さい。ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（A型）の評価に包絡され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下 （実績値）	通常運転時の熱的制限値	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇は緩和される。また，原子炉水位は燃料棒有効長頂部を下回ることなく，炉心は冠水維持されるため，燃料被覆管温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10％の保守性を考慮して設定	最確条件とした場合は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力の上昇が遅くなるが，操作手順（サプレッション・プール水温度に応じて原子炉減圧すること及び格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（２／３）

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

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（３／３）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	－	原子炉水位の低下が厳しい過渡事象を設定	－	－
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	－	残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失すると設定		
	外部電源	外部電源なし	－	外部電源がない場合には常設代替交流電源設備の起動が必要となることから，要員，資源等の観点で厳しい条件となる	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，事象進展は緩やかになり，運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	解析条件でも炉心は冠水を維持するため，実態が解析上の想定より早くスクラムした場合でも，事象進展は緩やかになるものの，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉水位低（レベル２）信号により自動起動 91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧原子炉代替注水系（常設）	最大250m^3/hにて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大250m^3/hにて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m^3/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m^3/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，操作手順に変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。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，第１弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，第１弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（１／３）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		解析上の操作開始時間	条件設定の考え方					
操作条件	逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）による注水開始	事象発生から８時間後に原子炉減圧後，注水開始	原子炉隔離時冷却系が機能維持できる時間として設定	【認知】 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始するのは事象発生の約８時間後であり，それまでにサプレッション・プール水温度の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【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。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備として，常設代替交流電源設備の起動，受電操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を行ったのち，逃がし安全弁により原子炉の減圧操作を行うが，これらは何れも制御盤での操作である。常設代替交流電源設備の起動，受電操作に 10 分程度，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成の弁操作に 10 分程度と想定している。この後，サプレッション・プール水温度を確認し，事象発生から８時間後に中央制御室での逃がし安全弁の手動操作を行うことにより低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉注水を開始することとなる。以上より，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 中央制御室にて運転員が逃がし安全弁の手動操作を行うことにより原子炉注水は開始されるが，原子炉注水開始時点で当該操作を行う運転員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。	低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水のための準備操作時間は，解析での設定に対して十分な余裕があり，サプレッション・プール水温度を確認し，逃がし安全弁の手動開操作で原子炉を減圧することにより原子炉注水を開始することから，実態の原子炉減圧開始時間は解析上の設定と同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。 当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉減圧開始時点では他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定と同等であり，原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（常設）への注水手段切替が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉隔離時冷却系から低圧原子炉代替注水系（常設）への注水手段切替のための逃がし安全弁手動開操作までは８時間の時間余裕がある。	訓練実績等により，低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し，逃がし安全弁による原子炉減圧操作開始まで約８分で実施可能であることを確認した。 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（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（２／３）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		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					
操作条件	低圧原子炉代替注水槽への水補給	事象発生から８時間後	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８時間後から開始としているが，低圧原子炉代替注水槽の水源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 31 時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から８時間後としており，このうち，輪谷貯水槽から低圧原子炉代替注水槽への補給の系統構成は，所要時間２時間 10 分想定のところ，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。
	低圧原子炉代替注水槽への水補給を行う大量送水車への燃料補給	事象発生から８時間後	大量送水車への燃料補給は解析条件ではないが，解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業。作業成立性を踏まえ設定	評価上は，作業成立性を踏まえ事象発生から８時間後から開始としているが，低圧原子炉代替注水槽の水源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 31 時間後まで注水可能であることから十分な時間余裕がある。	－	－	－	評価上は作業成立性を踏まえ事象発生から８時間後としており，このうち，大量送水車への給油作業は，所要時間２時間 30 分想定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。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa [gage]到達時 384～334 kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 384kPa[gage]）に到達するのは事象発生から約 19 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイは，中央制御室での弁操作と現場での可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員（現場）が配置されているが，本操作は事象発生から約 19 時間後までに行う作業であり，格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は，格納容器圧力 384kPa[gage]到達を確認し，中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より，移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 現場にて緊急時対策要員（現場）が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち，中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員，緊急時対策要員（現場）に注水開始時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場）の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間与える影響は小さいことから，運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 19 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約１時間 41 分である。想定で意図している作業実施可能なことを確認した。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（３／３）

項目		解析条件（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					
操作条件	格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）到達から 10 分後	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m）に到達するのは，事象発生の約 30 時間後であり，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 245kPa[gage]到達時に操作対象弁（第２弁）の開操作を行い，格納容器ベント実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m）到達時には隔離弁（第１弁）のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントは開始し，それまでに十分な時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【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ッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合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，現場操作に移動を含め約 90 分の操作開始時間遅れが発生する。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m）に到達するのは，事象発生の約 30 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことが可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作時間が遅れる可能性がある。格納容器ベントの操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は 384kPa[gage]より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 30 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 384kPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり，約５時間の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等より，中央制御室における格納容器ベント準備操作は操作スイッチによる１弁の操作に約８分の操作時間を，格納容器ベント操作は操作スイッチによる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。

7日間における水源の対応について（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m^3

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

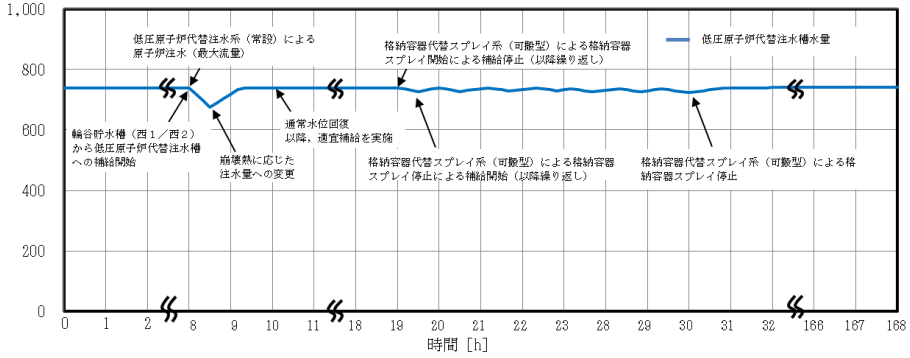
※設置許可基準規則 56 条【解釈】1b)項を満足するための代替淡水源（措置）

○水使用パターン

①低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生８時間後の原子炉減圧後は，炉心冠水まで最大流量（250m^3/h）で注水する。

炉心冠水後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。



②輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生８時間後から大量送水車を用いて 120m^3/h で低圧原子炉代替注水槽へ移送する。

③格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ

事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じ，120m^3/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生８時間後まではサプレッション・チェンバのプール水を水源とした原子炉隔離時冷却系により原子炉注水を実施するため，低圧原子炉代替注水槽水量は減少しない。事象発生８時間後から低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水と同時に低圧原子炉代替注水槽に補給を実施するため水量は回復する。事象発生 19 時間後から格納容器圧力に応じた格納容器スプレイを実施するため，低圧原子炉代替注水槽への移送を一旦停止するが，格納容器スプレイは間欠運転であるため，格納容器スプレイ停止後は低圧原子炉代替注水槽への移送を再開し，以降安定して冷却可能である。

○水源評価結果

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

7日間における燃料の対応について
（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2台起動※1 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 1.618m³/h×24h×7日×2台＝543.648m³	7日間の軽油消費量 約712m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m³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） 0.927m³/h×24h×7日×1台＝155.736m³		
大量送水車　1台起動 0.0677m³/h×24h×7日×1台＝11.3736m³		
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） 2.09m³/h×24h×7日×1台＝351.12m³	7日間の軽油消費量 約352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m³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 m³/h×24h×7日×1台＝7.8792m³	7日間の軽油消費量 約8m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45m³であり，7日間対応可能

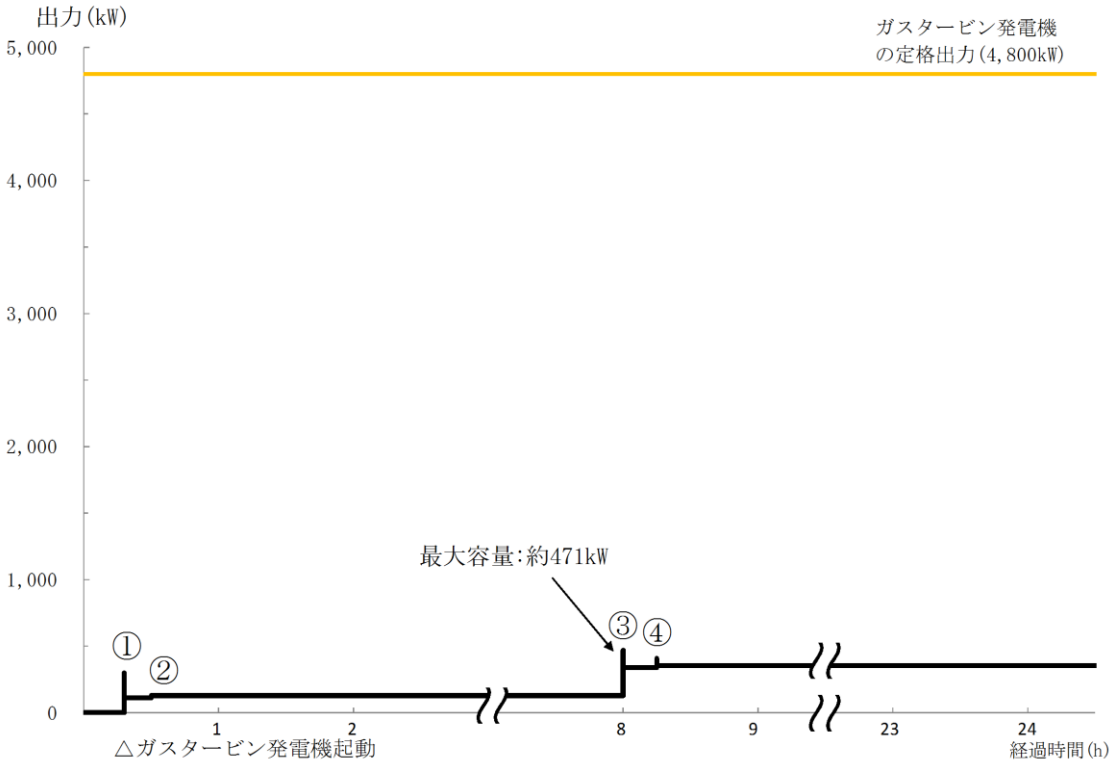
※1　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷
（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

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



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.5　原子炉停止機能喪失

2.5.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「過渡事象＋原子炉停止失敗」，②「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗」，③「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗」及び④「冷却材喪失（大破断ＬＯＣＡ）＋原子炉停止失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態を継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，原子炉停止機能に対する重大事故等対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，ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）による原子炉停止又はＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策としてＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）又はＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備するとともに高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備する。ただし，重要事故シーケンスに対する有効性評価では，保守的にＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第2.5.1－1(1)図から第2.5.1－1(3)図に，手順の概要を第2.5.1－2図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.5.1－1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計11名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員４名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名である。必要な

要員と作業項目について第2.5.1－3図に示す。

なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，11名で対処可能である。

a．原子炉スクラム失敗確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合，原子炉スクラム失敗を確認する。

原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装である。

また，主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ２台すべてがトリップし，炉心流量が低下し，原子炉出力が低下する。

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが，電動機駆動給水ポンプが自動起動して給水を継続する。主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり，給水温度が低下するため，徐々に出力が増加する傾向となる。

b．格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認

逃がし安全弁の作動により，格納容器圧力が上昇し，格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）により，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。

高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は，各ポンプの出口流量等である。

c．原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持

主蒸気隔離弁の閉止により，復水器ホットウェルの水位が低下し復水・給水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり，原子炉水位は低下し，原子炉水位低（レベル２）により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。

この後は，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量を調整することにより原子炉水位低（レベル１H）以上に水位を維持する。

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域），各ポンプの出口流量等である。

d．自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止

格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）信号と原子炉水位低（レベル１）信号の両方が120秒継続した場合であって，低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水モード）のポンプが1台以上運転している（遮断器が閉）場合，自動減圧系が自動起動する。

原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）から大量の冷水が注水され，出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため，自動減圧系の

起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また，代替自動減圧機能の起動阻止スイッチ操作により，代替自動減圧機能による自動減圧を未然に阻止する。

ｅ．ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作

原子炉スクラムの失敗を確認後，ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により，中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。

原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は，中性子源領域計装等である。

ｆ．残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転

事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により，サプレッション・プール水温度が上昇する。サプレッション・プール水温度が49℃を超えて上昇する場合，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）の運転を開始し，原子炉格納容器除熱を開始する。

残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去ポンプ出口流量及びサプレッション・プール水温度（ＳＡ）である。

以降，炉心冷却は高圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い，また，原子炉格納容器除熱は，残留熱除去系により継続的に行う。

2.5.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく，原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気がすべて原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし，原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象＋原子炉停止失敗」である。

本重要事故シーケンスでは，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果（ボイド・ドップラ／ボロン），崩壊熱，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達，沸騰遷移，沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡，原子炉圧力容器における冷却材流量変化，冷却材放出（臨界流・差圧流），ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）及びほう酸水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって，これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードＲＥＤＹ及び単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴにより中性子束，平均表面熱流束，燃料被覆管温度，炉心流量，原子炉圧力，原子炉水位，サプレッション・プール水温度，格納容器圧力等の過渡応答を求める。

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

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.5.2-1表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b)　安全機能等の喪失に対する仮定

ⅰ）原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。

ⅱ）手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。

ⅲ）ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）は保守的に作動しないものと仮定する。

(c)　評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は，９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡炉心のサイクル末期とする。これは，本評価では，サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。

（添付資料2.5.1，2.5.2）

(d)　外部電源

外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場合，事象発生と同時に復水・給水系及び再循環ポンプがトリップしないことにより，原子炉出力が高く維持されることから，燃料被覆管温度，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。

b．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，最も短い時間として設計値の下限である３秒とする。

(b)　ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉圧力高（7.41MPa[gage]）又は原子炉水位低（レベル２）信号により再循環ポンプ２台がすべてトリップするものとする。

また，再循環ポンプが１台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力－低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。

(c)　逃がし安全弁

逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて，原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また，逃がし安全弁（12個）は，容量として，１個当たり定格主蒸気流量の約８％を処理するものとする。

(d)　電動機駆動給水ポンプ

主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後，電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする。また，復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップするものとする。

(e)　原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル２）で自動起動し，91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）の流量で給水するものとする。また，サプレッション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の高温耐性（110℃）に余裕を考慮した温度である100℃に到達した時点で停止するものとする。

(f)　高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系は原子炉水位低（レベル１$_H$）又は格納容器圧力高（13.7kPa［gage］）で自動起動し，318～1,050m^3/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大1,050m^3/h）の流量で給水するものとする。

(g)　ほう酸水注入系

ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後，10分間が経過した時点で手動起動し，162L/分の流量及びほう酸濃度13.4wt％で注入するものとする。

(h)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）

伝熱容量は，熱交換器１基あたり約９MW（サプレッション・プール水温度52℃，海水温度30℃において）とする。

c．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　自動減圧系等の起動阻止操作

原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して，事象発生５分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。

（添付資料2.5.3）

(b)　ほう酸水注入系の起動操作

本評価では，ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後，10分間が経過した時点で手動起動することとしている。

(c)　残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作

事象発生の約80秒後に格納容器圧力高信号が発信してから240秒間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから，これに操作に要する時間を考慮して，事象発生11.6分後に残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作を実施する。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，原子炉隔離時冷却系流量，高圧炉心スプレイ系流量，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）※1，逃がし安全弁の流量，炉心平均ボイド率，燃料被覆管温度，熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5.2－1(1)図から第2.5.2－1(15)図に，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5.2－1(16)図に示す。

※１　非常用炉心冷却系等の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラ

ウド外の水位を示す。

ａ．事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後，主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの，この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し，これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され，中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し，これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため，燃料被覆管の温度が一時的に約818℃まで上昇する。約2.5秒後に原子炉圧力高信号でＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）により再循環ポンプ２台すべてがトリップする。なお，本評価では保守的に期待していないＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）は，本来この原子炉圧力高信号（7.41MPa[gage]）で作動する。

主蒸気隔離弁の閉止により，タービン駆動給水ポンプはトリップするが，電動機駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが，炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは，主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため，給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため，燃料被覆管の温度が一時的に約598℃まで上昇する。

逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により主蒸気がサプレッション・チェンバへ流入するため，格納容器圧力が上昇し，事象発生から約80秒後に格納容器圧力高信号（13.7kPa [gage]）により高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。サプレッション・プール水温度も上昇し，事象発生から約96秒後にサプレッション・プール水温度が49℃に到達し，その後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約230秒後に復水器ホットウェルの水位低下により復水・給水系のポンプがトリップするため，原子炉水位が低下し，事象発生から約266秒後に原子炉水位低（レベル２）信号で原子炉隔離時冷却系が起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続しているため，炉心冷却は維持される。

その後は，サプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系を停止する。

事象発生から11.6分後（原子炉スクラムの失敗確認から10分後），手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入を開始する。同時（サプレッション・プール水温度高から10分後）に残留熱除去ポンプ２台によるサプレッション・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後，中性子束は徐々に減少し，臨界未満に至る。これに伴い，原子炉出力の上昇が抑制されるため，原子炉水位は上昇し，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の運転員操作により，原子炉水位低（レベル１Ｈ）以上に原子炉水位を維持する※2とともに，サプレッション・プール水の冷却を維持する。

※２　ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが，原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル１Ｈ）以上に原子炉水位を維持する。

ｂ．評価項目等

燃料被覆管の温度は，第2.5.2－1(6)図に示すとおり，主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し，沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく，事象発生から約５秒で最高の約818℃に到達するが，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2.5.2-1(4)図に示すとおり，逃がし安全弁の作動により，約8.68MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても，約8.98MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

また，ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は緩やかに上昇するが，それぞれ約167kPa[gage]，約110℃以下に抑えられ，原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し，臨界未満に至る。その後は，原子炉水位及びサプレッション・プール水の冷却を維持することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料2.5.4）

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

2.5.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

原子炉停止機能喪失では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，自動減圧系等の起動阻止操作，ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

ａ．運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コード（ＳＣＡＴコード）では保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため，解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える

影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため，解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてＭＣＰＲに関する燃料の許容設計限界（以下「ＳＬＭＣＰＲ」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため，解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードは保守的な混合特性を用いるため，実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり，ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなるが，これらのパラメータの上昇が遅れる側であること，また，ほう酸水の注入開始以降に実施する運転操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.5.5）

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして，解析コード（ＳＣＡＴコード）は保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして，解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定することにより燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして，解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高めに評価するため，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして，解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高めに評価する可能性があり，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価する可能性があることから，評価

項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして，解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため，臨界未満までの時間を遅く評価し，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.5.5，2.5.6）

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 2.5.2-1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件の 35,600t/h（定格流量（100%））に対して最確条件は定格流量の約 85%～約 104%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり，事象進展に影響を与えるが，事象発生の約 2.5 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが２台すべてトリップするため，この影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，炉心流量が少ない場合（定格流量の 85%）の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は，解析条件の 1.25 に対して最確条件は 1.35 以上であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，解析条件よりも大きくなるため，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の最大線出力密度は，解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 40.6kW/m 以下であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数）は，解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25×1.02 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても，プラント挙動への影響は小さいことを確認している。(「沸騰水型原子力発電所　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コー

ド(ＲＥＤＹ)について」，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-121，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-092，平成 30 年５月）

初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は，解析条件の平衡サイクル末期の値の 0.9×0.99 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している。(「沸騰水型原子力発電所　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(ＲＥＤＹ)について」，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-121，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-092，平成 30 年５月）

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

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず，また，電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより，原子炉出力が高く維持されることから，燃料被覆管温度，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，解析条件の３秒に対して最確条件は３秒以上５秒以下であり，解析条件の不確かさとして，解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが，事象発生の約 2.5 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが２台すべてトリップするため，この影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.5.5）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は，解析条件の 35,600t/h（定格流量（100%））に対して最確条件は定格流量の約 85%～約 104%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，事象発生の約 2.5 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが２台すべてトリップするため，この影響は小さい。なお，炉心流量が少ない場合（定格流量の 85%）の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。

初期条件の最小限界出力比は,解析条件の1.25に対して最確条件は1.35以上であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

初期条件の核データ（動的ボイド係数）は，解析条件の平衡サイクル末期の値の 1.25×1.02 倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが，その影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合せとした場合においても，評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。

初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は，解析条件の平衡サイクル末期の値の0.9×0.99倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり，解析条件の不確かさとして，最確条件とした場合，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。(「沸騰水型原子力発電所　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード（ＲＥＤＹ）について」，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-121，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-092，平成30年５月)

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

事故条件の外部電源の有無については，炉心冷却上厳しくする観点から，事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず，また，電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより，原子炉出力が高く維持されることから，燃料被覆管温度，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇の観点で厳しくなるよう外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，第 2.5.3-1(1)図から第 2.5.3-1(5)図に示すとおり，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし，電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への給水も行われず，原子炉出力が低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は，解析条件の３秒に対し

て最確条件は３秒以上５秒以下であり，解析条件の不確かさとして，主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，初期の原子炉出力上昇が小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが，事象発生の約 2.5 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが２台すべてトリップするため，この影響は小さい。

（添付資料 2.5.2，2.5.5，2.5.7，2.5.8）

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は，解析上の操作開始時間として事象発生から５分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，操作手順に変わりがなく，パラメータを起点としていない操作であることから，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間に与える影響はない。また，当該操作は，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は，時間余裕を含めて設定しており，また，本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから，操作が遅れる可能性は低く，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は，操作手順に変わりがなく，パラメータを起点としていない操作であることから，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また，当該操作は，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度 49℃到達後 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，サプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報し，また，中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから，操作が遅れる可能性は低く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間

に与える影響も小さい。当該操作は，操作手順に変わりがなく，パラメータを起点としている操作であることから，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.5.5）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は，操作の不確かさが操作開始時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなり，その場合，格納容器圧力及び温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，燃料被覆管温度は，ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

（添付資料 2.5.5）

(3) 感度解析

解析条件の不確かさとして，初期条件の炉心流量が少ない場合には，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，本重要事故シーケンスにおいて炉心流量を定格流量の 85%とした感度解析を行う。その結果，第 2.5.3-1(6)図から第 2.5.3-1(9)図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 820℃となり，「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 818℃に比べてわずかに上昇するものの，1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの１％以下であり，「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 1%以下と同様に 15%を下回っている。また，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約 8.94MPa[gage]※3であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回っている。なお，その他の評価項目である，サプレッション・プール水温度及び原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力はそれぞれ 111℃，170kPa[gage]となる。「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す温度及び圧力 110℃，167kPa[gage]に比べわずかに上昇するものの，限界温度，限界圧力を十分に下回る。

解析コードにおける重要現象の不確かさとして，燃料棒表面熱伝達が小さい場合には，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，保守的な取扱いとして，リウェットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果，初期条件の炉心流量が定格流量の場合には，第 2.5.3-1(10)図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 1,080℃であり，「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 818℃に比べて上昇するものの，1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 3.1%以下であり，「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの１％

以下に比べて増加するものの，15％を下回っている。

また，初期条件の炉心流量が少ない場合（定格流量の 85％）には，第2.5.3-1(11)図に示すとおり，燃料被覆管の最高温度は約 1,155℃であり，リウェットを考慮した場合における最高温度約 820℃に比べて上昇するものの，1,200℃を下回っている。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 4.3％以下であり，リウェットを考慮した場合における燃料被覆管厚さの１％以下に比べて上昇するものの，15％を下回っている。

※３　解析コードによる評価結果を示す。一方，「2.5.2(3)　有効性評価の結果」では，原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「2.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合，その最高値は，原子炉圧力の最高値（8.74MPa）に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差（高々約 0.3MPa）を加えた値の 9.04MPa となるが，この値は最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa）を下回っている。

（添付資料 2.5.6，2.5.8）

(4)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については，解析上，格納容器圧力高（13.7kPa [gage]）及び原子炉水位低（レベル１）の設定点に到達し自動減圧系等のタイマーが作動するのは事象発生の約 7.9 分後であり，仮に，自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には，この自動減圧系のタイマー作動後の 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに自動減圧系等の起動阻止操作を実施し，自動開放した逃がし安全弁を閉止することで，原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系等からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個で減圧する場合について，同じ操作を実施している「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると，減圧開始から約 130 秒で約２MPa[gage]まで低下している。よって，合計で解析上の操作開始時間である事象発生の５分後から約 7.1 分程度の時間余裕がある。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作については，手順上，事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系等の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は，主にサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力に影響するが，事象発生から 10 分後に操作を開始した場合でも，格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため，10 分以上の操作時間が確保できることから，時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については，操作が遅れた場合にはサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても，サプレッ

ション・プール水温度の最高値は約 110℃から上昇するが，サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであるため，限界温度 200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。

（添付資料2.5.5，2.5.9，2.5.10）

(5) まとめ

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

2.5.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 11 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，その結果を以下に示す。

a．水源

原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については，サプレッション・チェンバのプール水を水源として循環することから，水源が枯渇することはないため，7 日間の注水継続実施が可能である。

なお，外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。

b．燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し，保守的に事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合，運転継続に約700m^3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^3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^3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^3の軽油を保有しており，この使用が可能であることから，緊急時対策所用発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料2.5.13）

c．電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても，重大事故等対策時に必要な負荷は，非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

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

2.5.5　結論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，原子炉停止機能を喪失し，反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策としてＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段，安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また，重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの，原子炉停止機能のバックアップとしてＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能），手動での原子炉スクラムの手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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

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

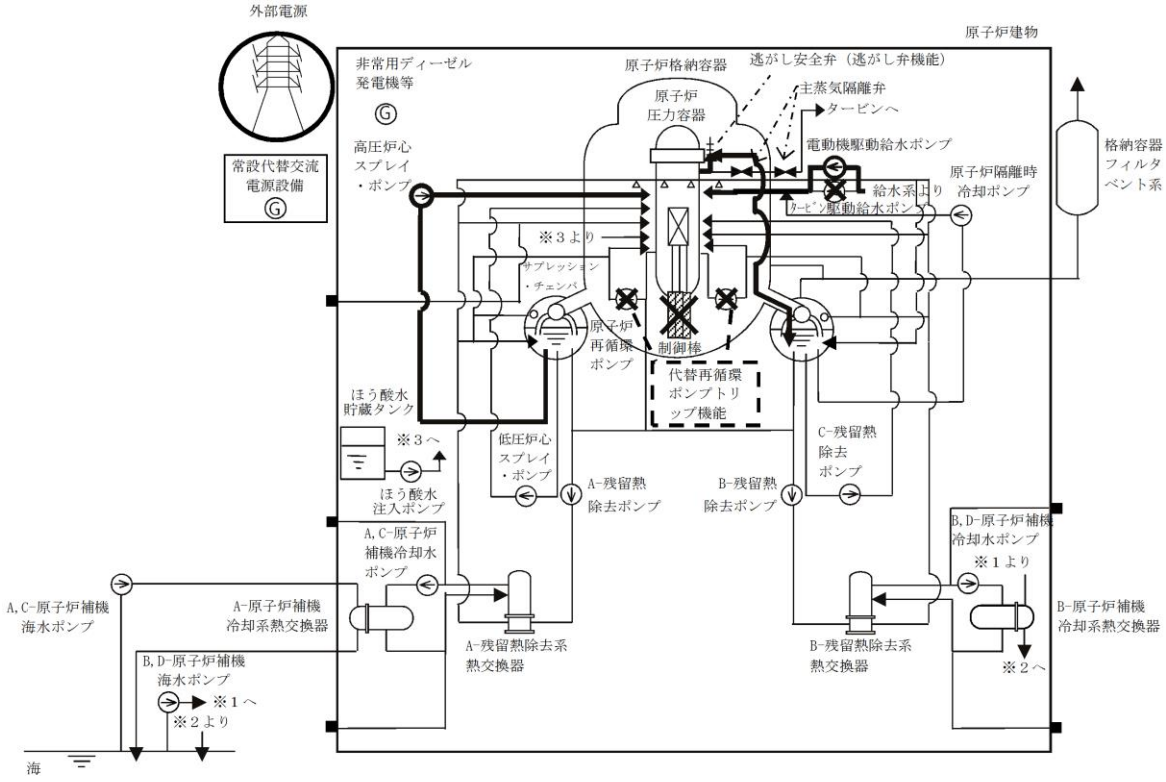
なお，解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており，いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。

（添付資料2.5.7，2.5.8，2.5.9，2.5.11，2.5.12）

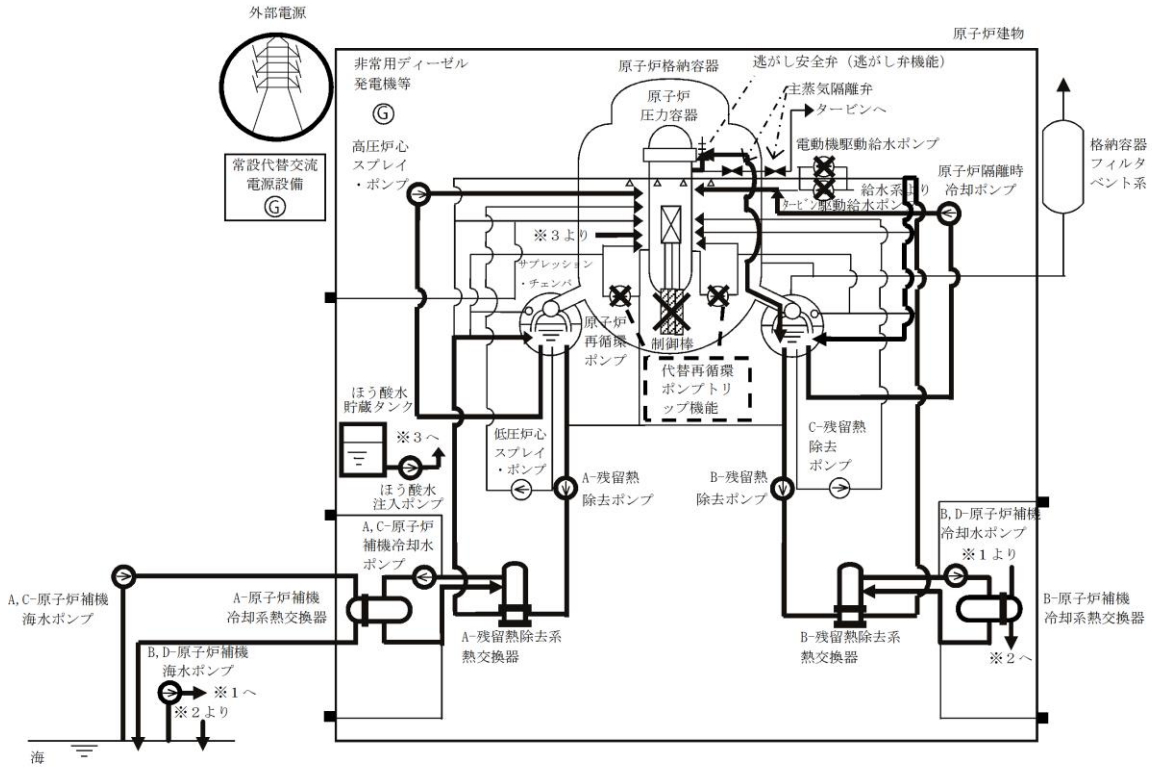
重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源も供給可能である。

以上のことから，ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防

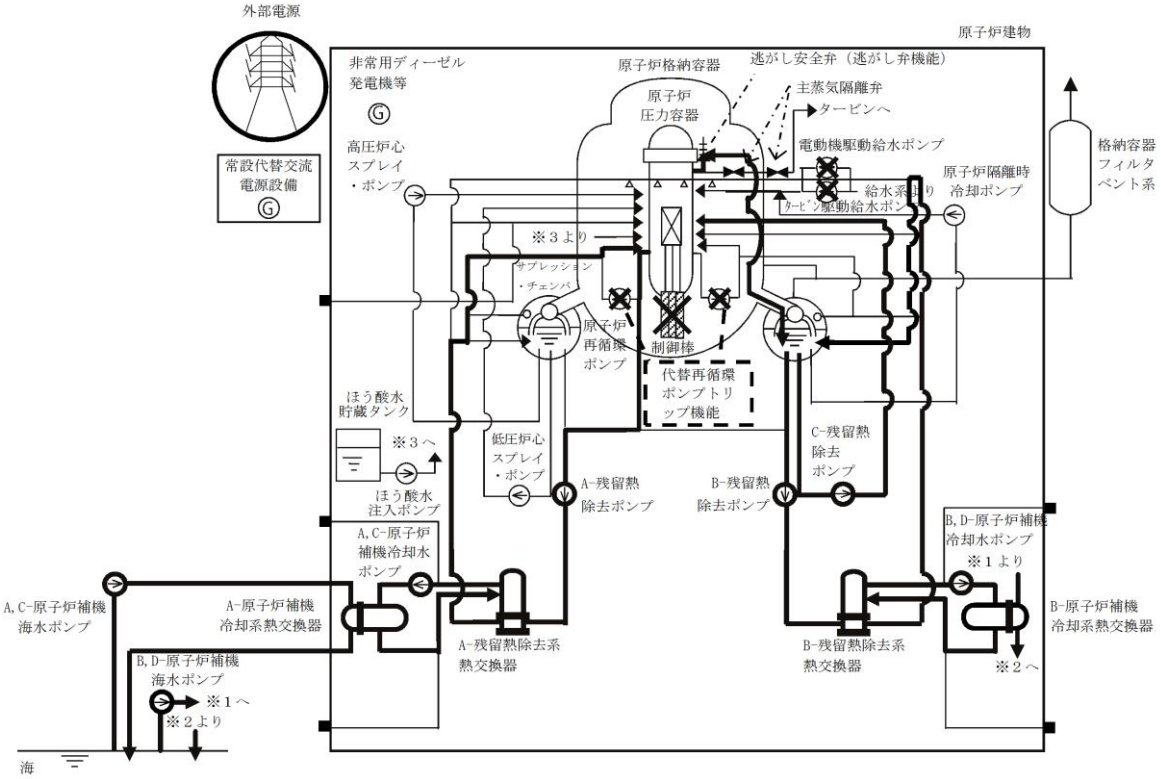
止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。



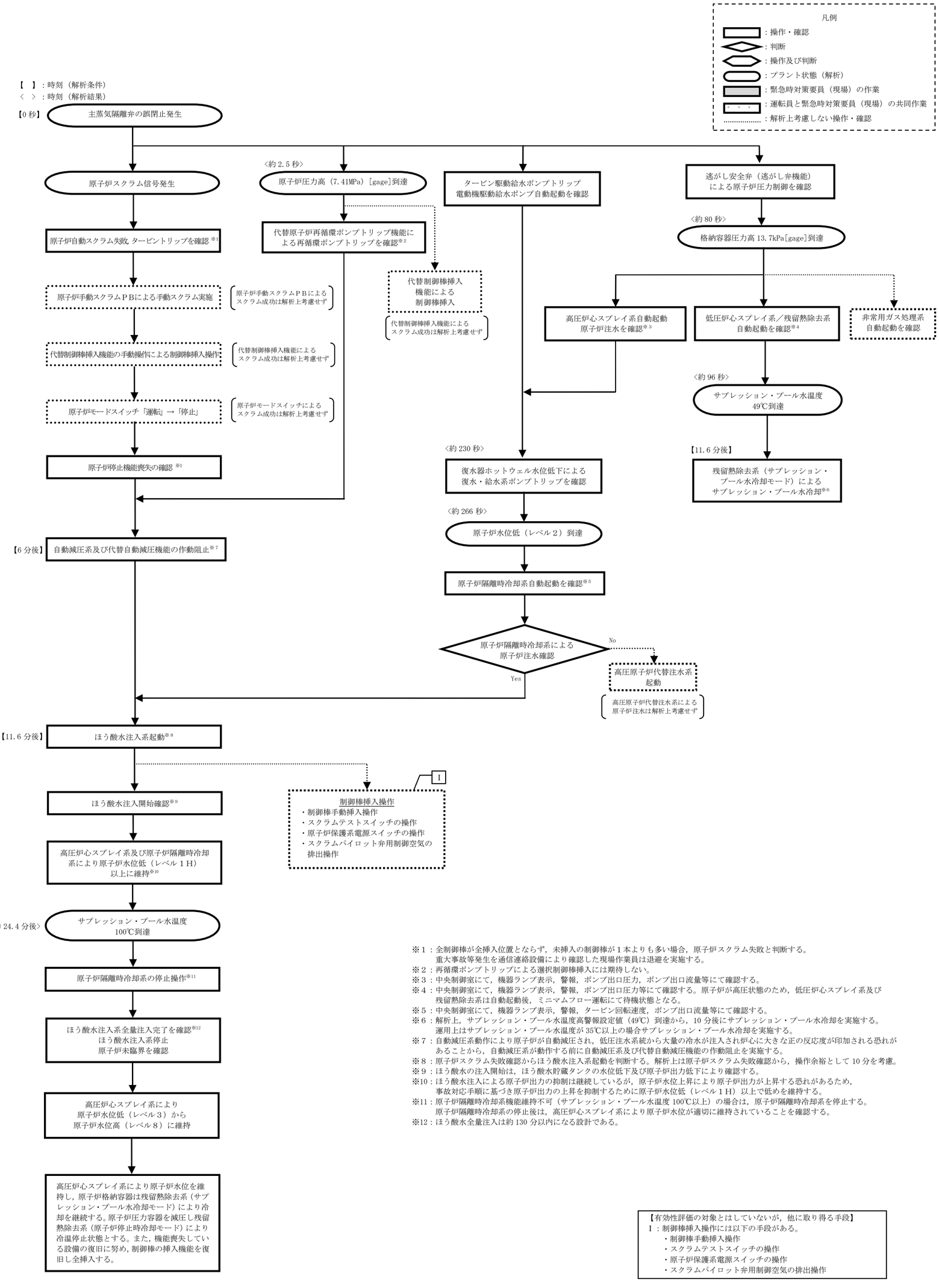
第 2.5.1－1(1)図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉減圧及び原子炉注水）



第 2.5.1－1(2)図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉未臨界操作，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）



第 2.5.1－1(3)図　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉注水，原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却）



※１：全制御棒が全挿入位置とならず，未挿入の制御棒が１本よりも多い場合，原子炉スクラム失敗と判断する。
　　重大事故等発生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：再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。
※３：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※４：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系は自動起動後，ミニマムフロー運転にて待機状態となる。
※５：中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※６：解析上，サプレッション・プール水温度高警報設定値（49℃）到達から，10 分後にサプレッション・プール水冷却を実施する。
　　運用上はサプレッション・プール水温度が 35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を実施する。
※７：自動減圧系動作により原子炉が自動減圧され，低圧注水系統から大量の冷水が注入され炉心に大きな正の反応度が印加される恐れがあることから，自動減圧系が動作する前に自動減圧系及び代替自動減圧機能の作動阻止を実施する。
※８：原子炉スクラム失敗確認からほう酸水注入系起動を判断する。解析上は原子炉スクラム失敗確認から，操作余裕として 10 分を考慮。
※９：ほう酸水の注入開始は，ほう酸水貯蔵タンクの水位低下及び原子炉出力低下により確認する。
※10：ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが，原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇する恐れがあるため，事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低（レベル１Ｈ）以上で低めを維持する。
※11：原子炉隔離時冷却系機能維持不可（サプレッション・プール水温度 100℃以上）の場合は，原子炉隔離時冷却系を停止する。
　　原子炉隔離時冷却系の停止後は，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。
※12：ほう酸水全量注入は約 130 分以内になる設計である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：制御棒挿入操作には以下の手段がある。
　・制御棒手動挿入操作
　・スクラムテストスイッチの操作
　・原子炉保護系電源スイッチの操作
　・スクラムパイロット弁用制御空気の排出操作

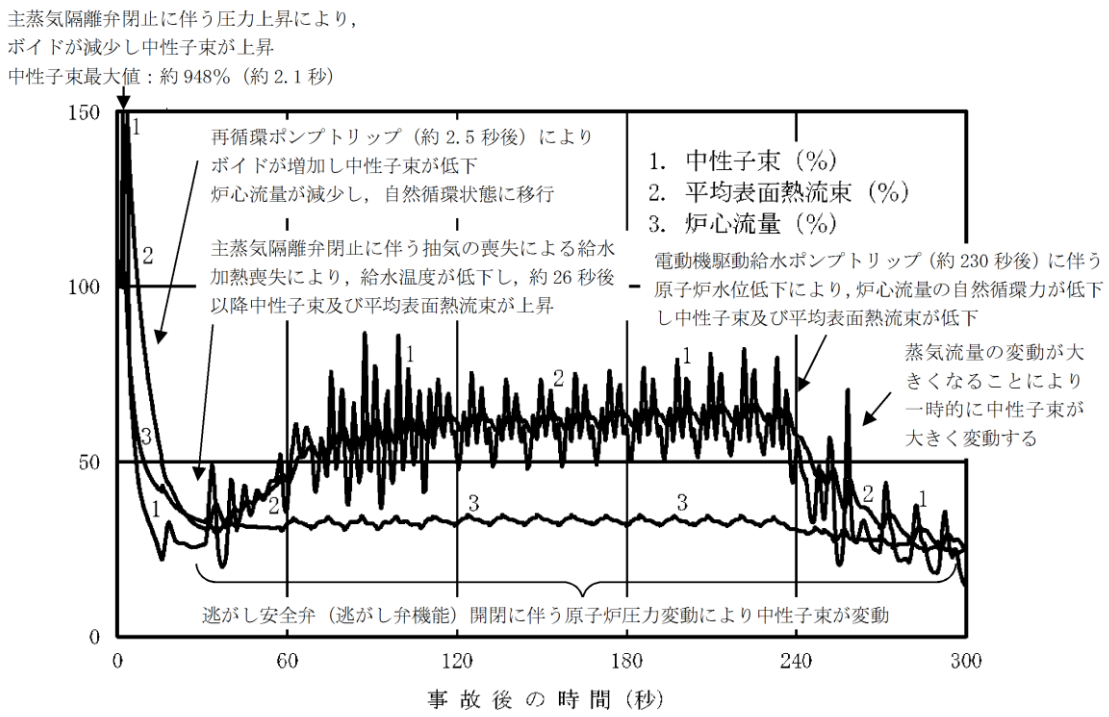
第 2.5.1-2 図　「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

原子炉停止機能喪失

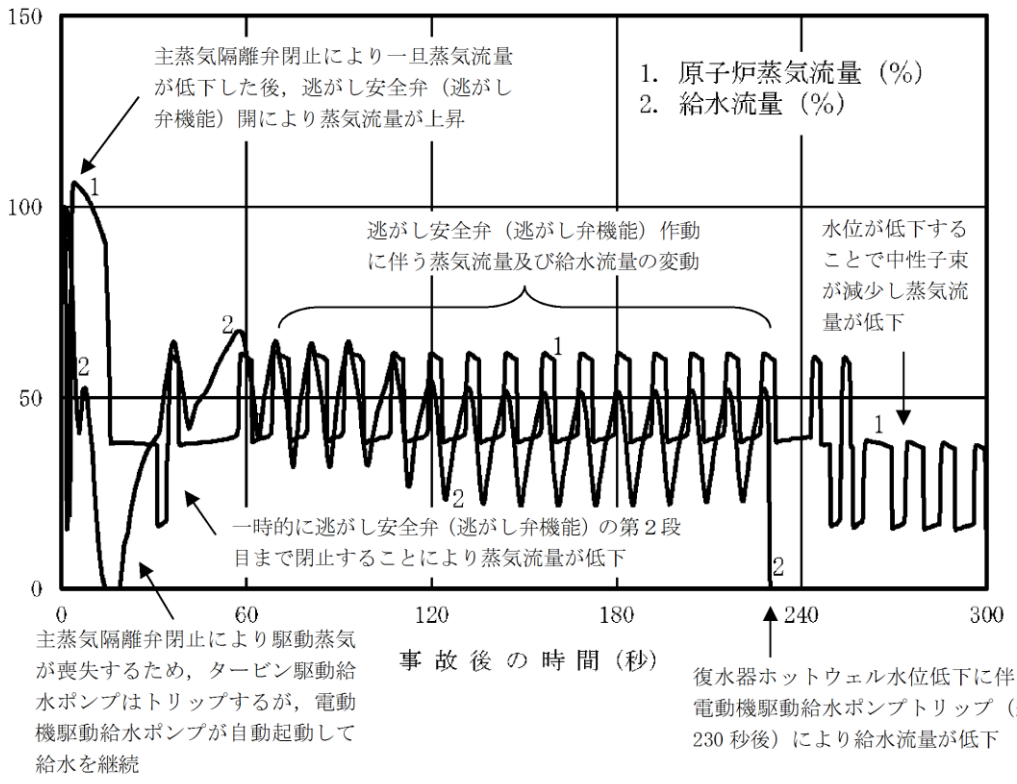
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間（分）	備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡			
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮			
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡			
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			
状況判断	1人 A	—		—	・主蒸気隔離弁全閉確認／逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御確認	5分	
					・原子炉自動スクラム失敗，タービントリップ確認		
					・原子炉手動スクラムＰＢによる手動スクラム		解析上考慮せず
					・代替制御棒挿入機能の手動操作による制御棒挿入操作		解析上考慮せず
					・原子炉モードスイッチ「停止」による原子炉スクラム		解析上考慮せず
					・再循環ポンプトリップ確認		
					・タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動機駆動給水ポンプ自動起動確認		
					・復水・給水系ポンプトリップ確認		
	1人 B	—		—	・高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系自動起動確認	5分	
					・原子炉隔離時冷却系自動起動確認		
					・非常用ガス処理系自動起動確認		解析上考慮せず
自動減圧系等の起動阻止	（1人） A	—		—	・自動減圧起動阻止スイッチ「阻止」 ・代替自動減圧起動阻止スイッチ「阻止」	1分	
残留熱除去系運転モード切替え操作	（1人） B	—		—	・残留熱除去系（低圧注水モード）から残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）切替え	6分	2系統とも残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）へ切替え 解析上，11.6分後に起動（サプレッション・プール水温度高（49℃）到達から10分の操作余裕時間を考慮）
					・残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）状況監視		適宜実施
ほう酸水注入系起動操作	（1人） A	—		—	・ほう酸水注入系起動	3分	
					・注入状況監視		ほう酸水全量注入完了まで適宜状態を監視し，全量注入を確認した後にほう酸水注入系を停止 解析上，11.6分後に起動（原子炉スクラム失敗確認から10分の操作余裕時間を考慮）
制御棒挿入操作	（1人） A	—		—	・制御棒手動挿入操作		全制御棒全挿入又は１本のみ制御棒未挿入の状態まで挿入 解析上考慮せず
	—	2人 C，D		—	・スクラムテストスイッチの操作		10分
	—			—	・原子炉保護系電源スイッチの操作		6分
	—			—	・放射線防護具準備		10分
	—			—	・スクラムパイロット弁用制御空気の排出操作		15分
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	（1人） A	—		—	・原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の監視 ・原子炉隔離時冷却系の停止操作		サプレッション・プール水温度が100℃に到達した場合，原子炉隔離時冷却系を停止
高圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作	（1人） A	—		—	・高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の監視 ・高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の流量調整		原子炉出力低下に伴う水位回復後は，原子炉水位レベル１Ｈ以上維持
必要人員数　合計	2人 A，B	2人 C，D		—			

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

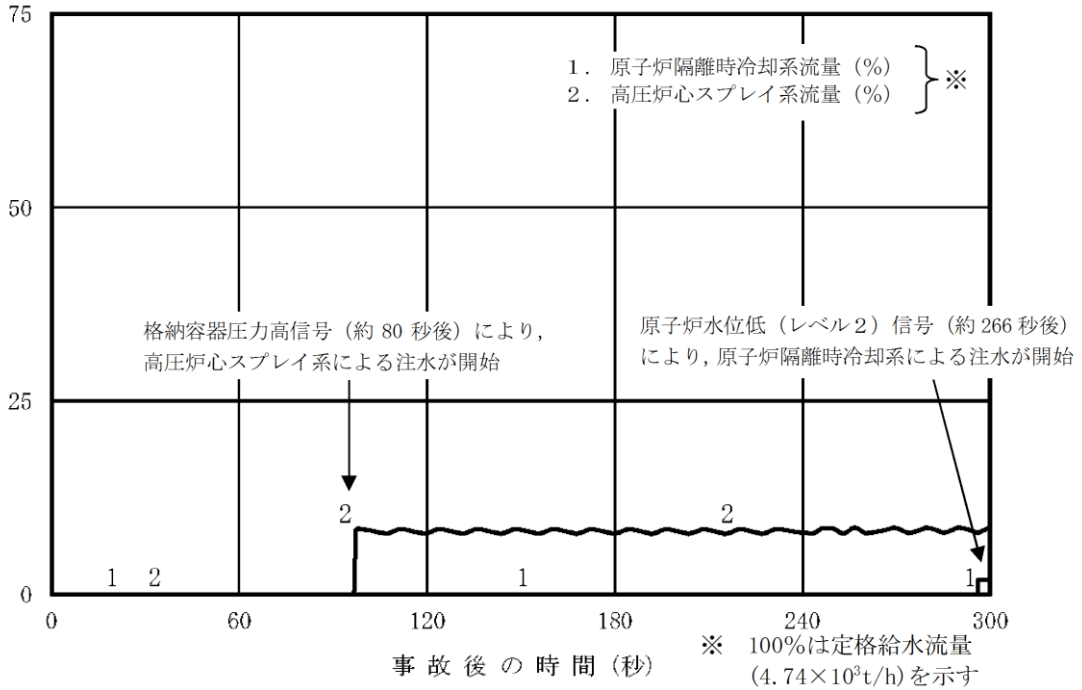
第 2.5.1-3 図　「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間



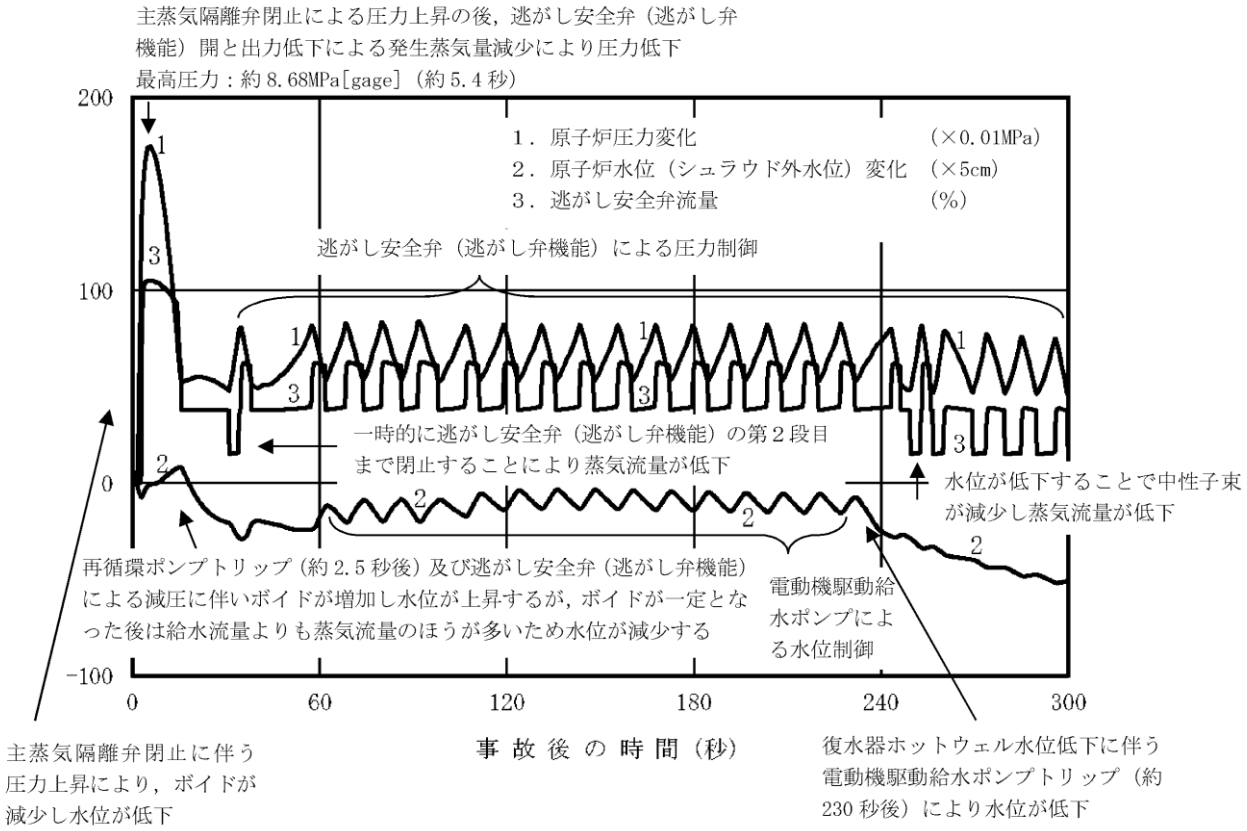
第 2.5.2－1(1)図　中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）



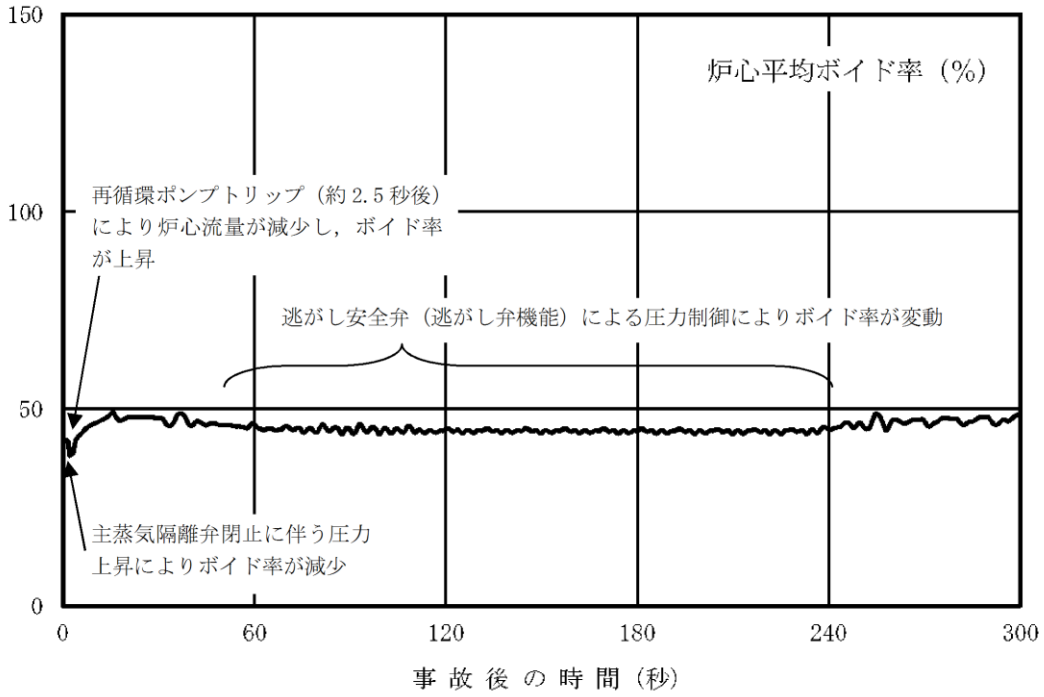
第 2.5.2－1(2)図　原子炉蒸気流量，給水流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）



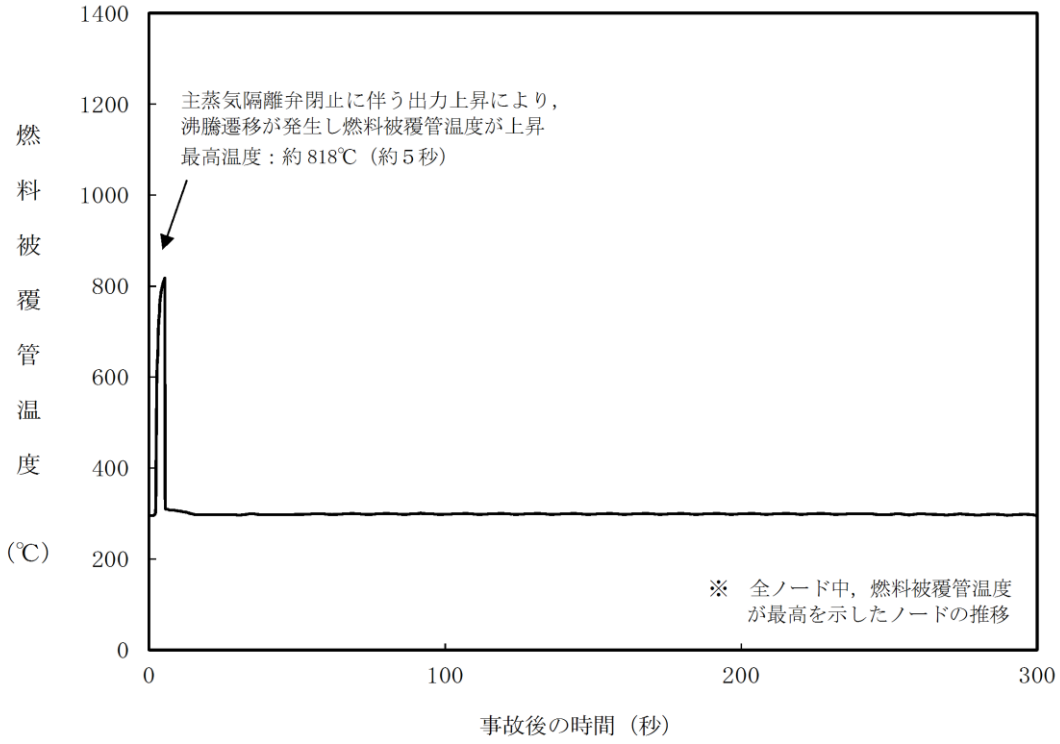
第 2.5.2－1(3)図　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）



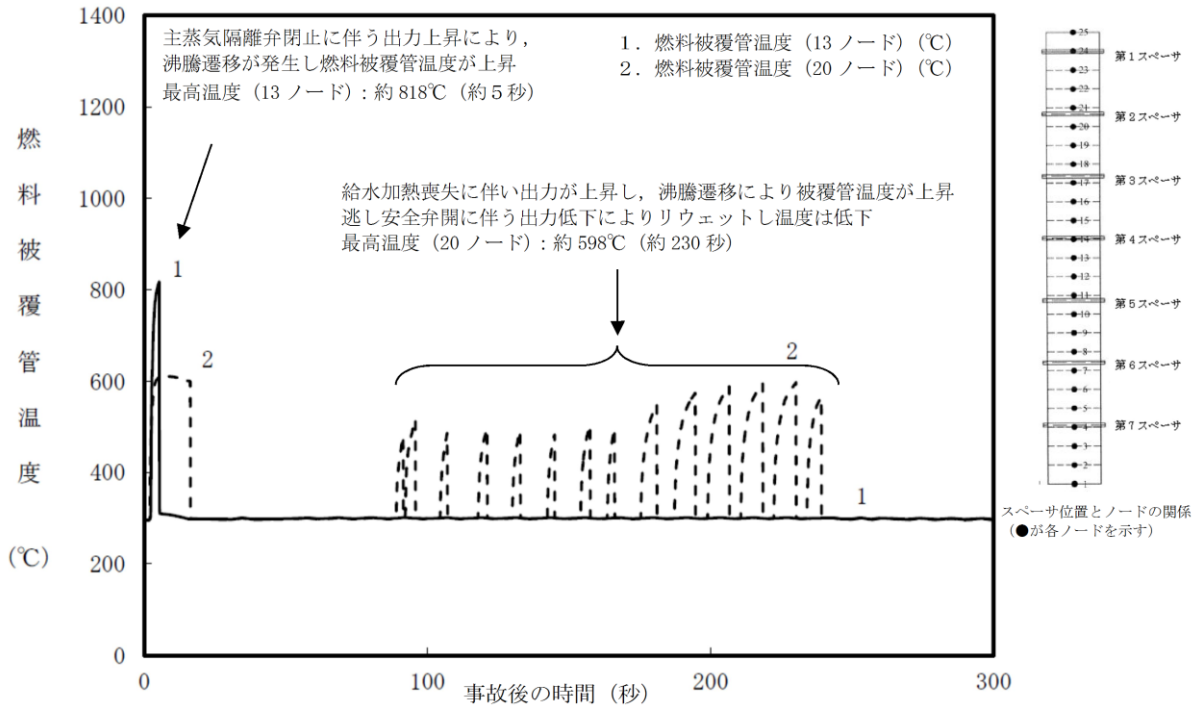
第 2.5.2－1(4)図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），
逃がし安全弁の流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）



第2.5.2－1(5)図　炉心平均ボイド率の推移
（事象発生から300秒後まで）

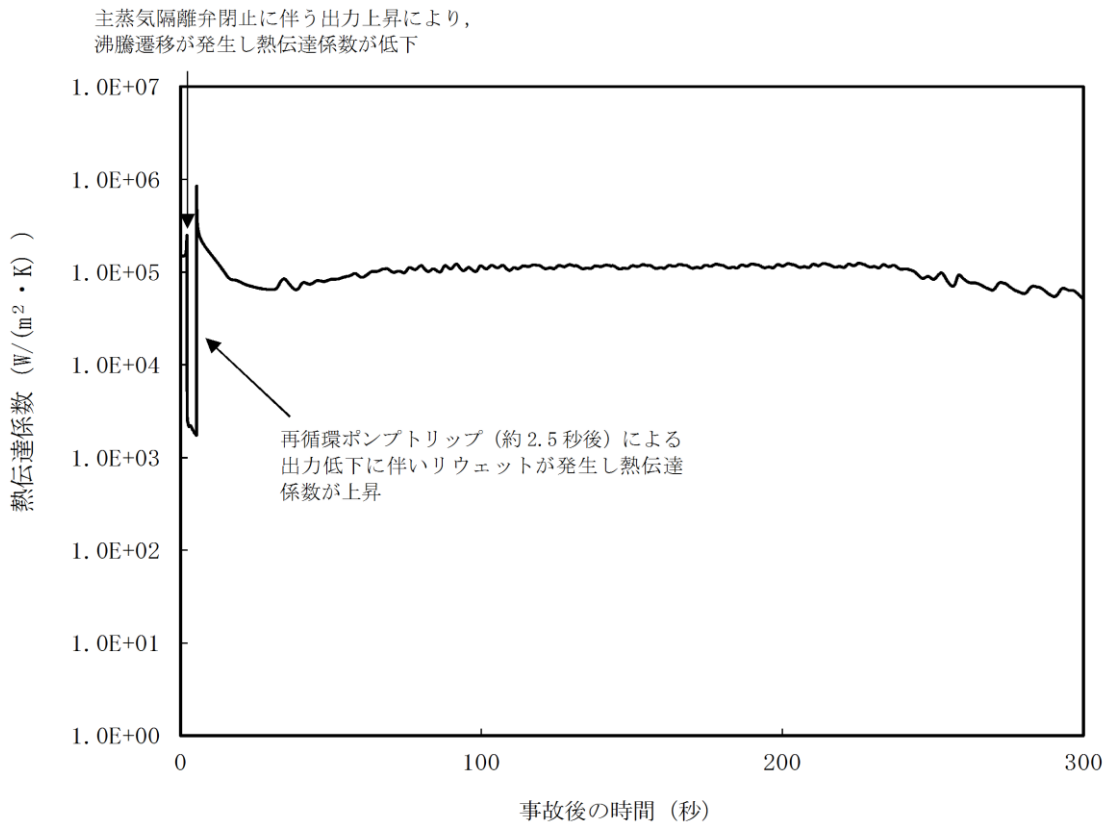


第 2.5.2－1(6)図　燃料被覆管温度※の推移
（13 ノード，事象発生から 300 秒後まで）

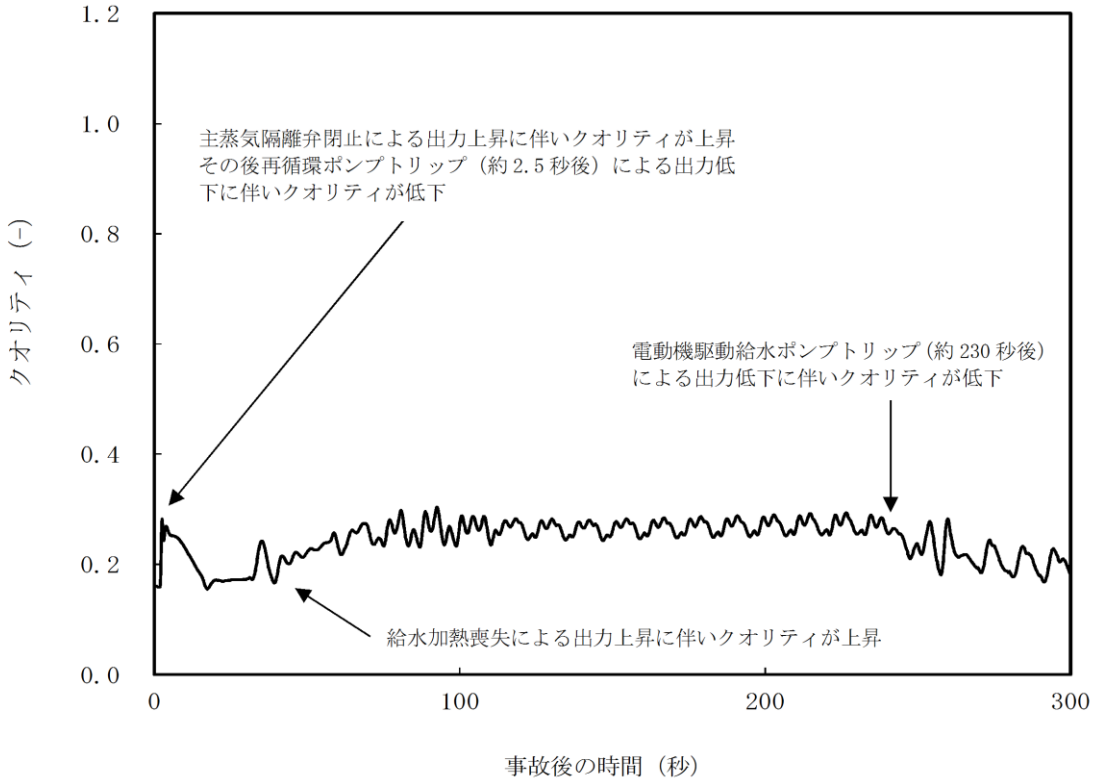


第 2.5.2－1(7)図　燃料被覆管温度※の推移
（13 ノード及び 20 ノード，事象発生から 300 秒後まで）

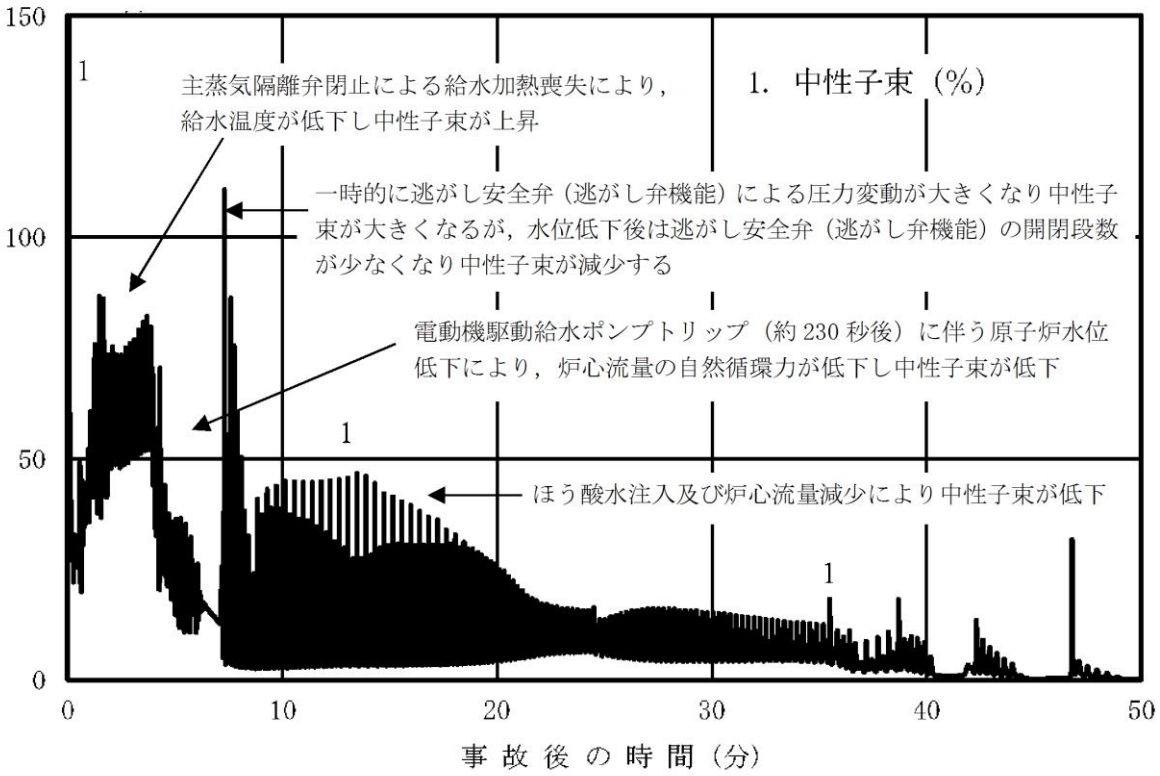
※燃料被覆管については，外面より内面の方が高い温度となるものの，今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み，燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に，酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している



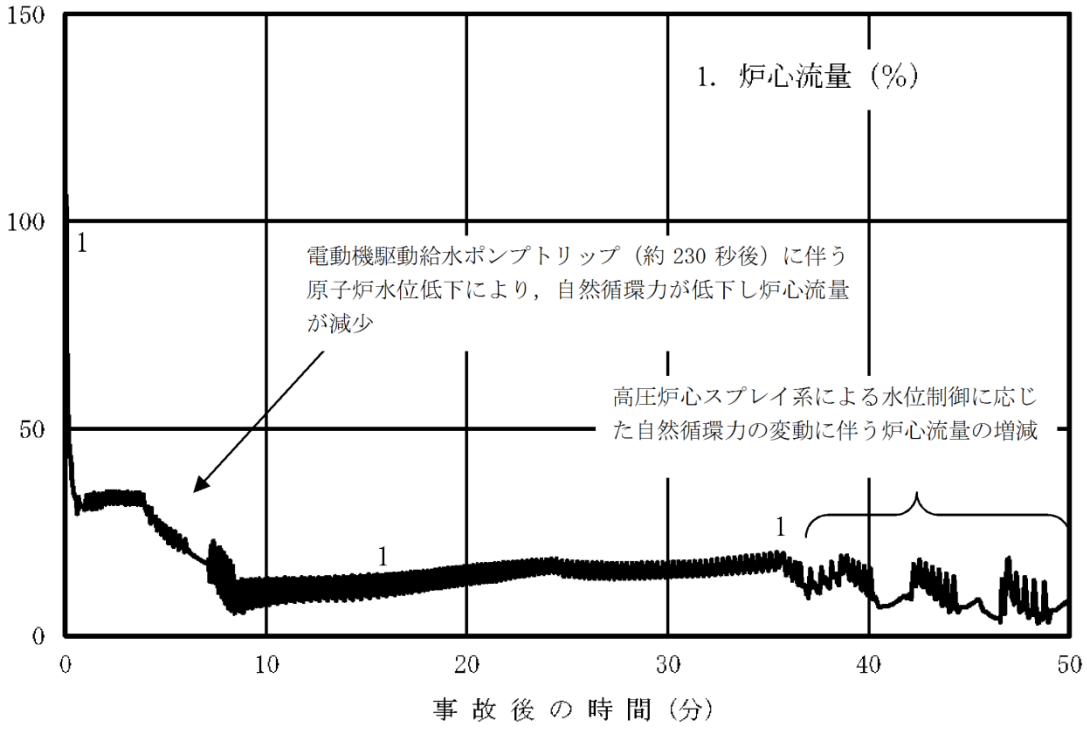
第 2.5.2－1(8)図　熱伝達係数（燃料被覆管の最高温度発生位置）の推移
（事象発生から 300 秒後まで）



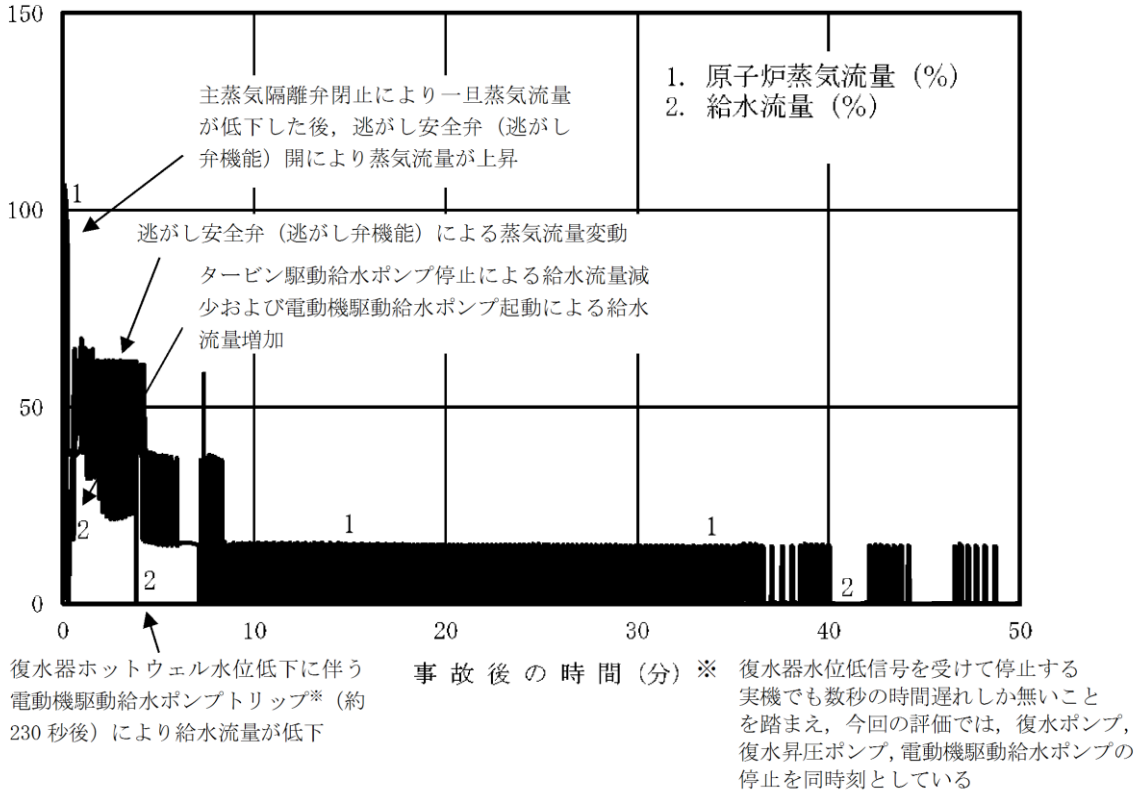
第 2.5.2－1(9)図　クオリティ（燃料被覆管の最高温度発生位置）の推移
（事象発生から 300 秒後まで）



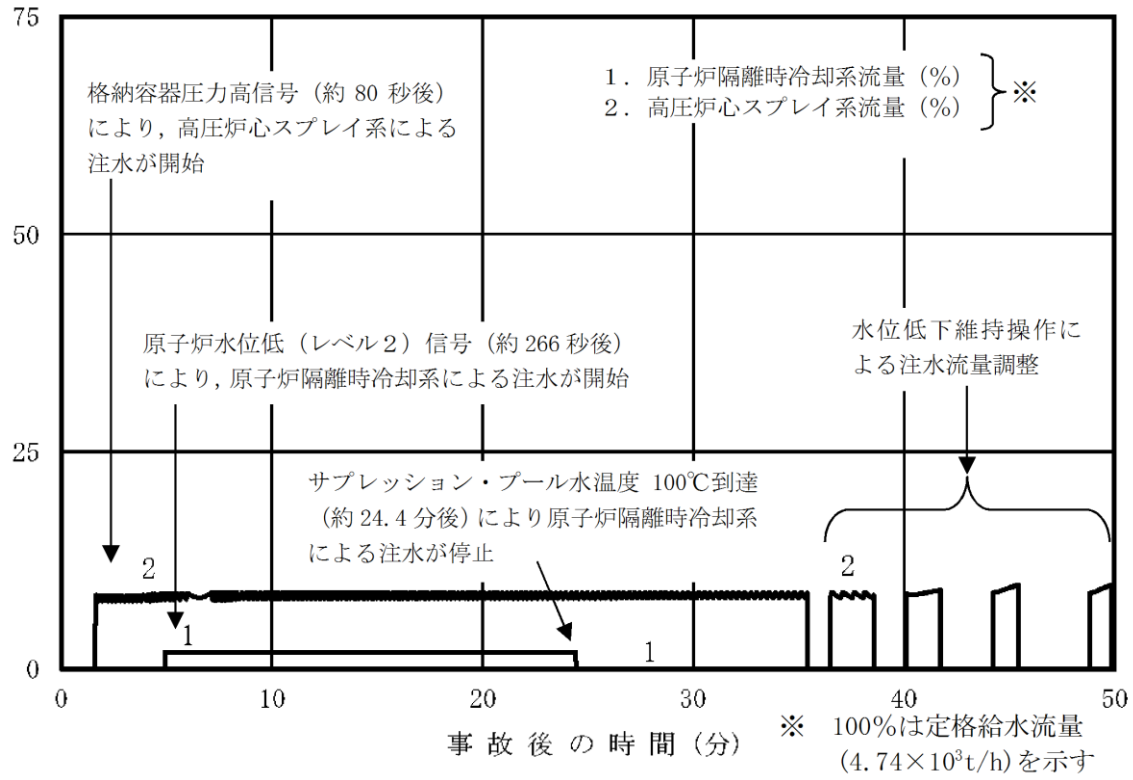
第 2.5.2－1(10)図　中性子束の推移（事象発生から 50 分後まで）



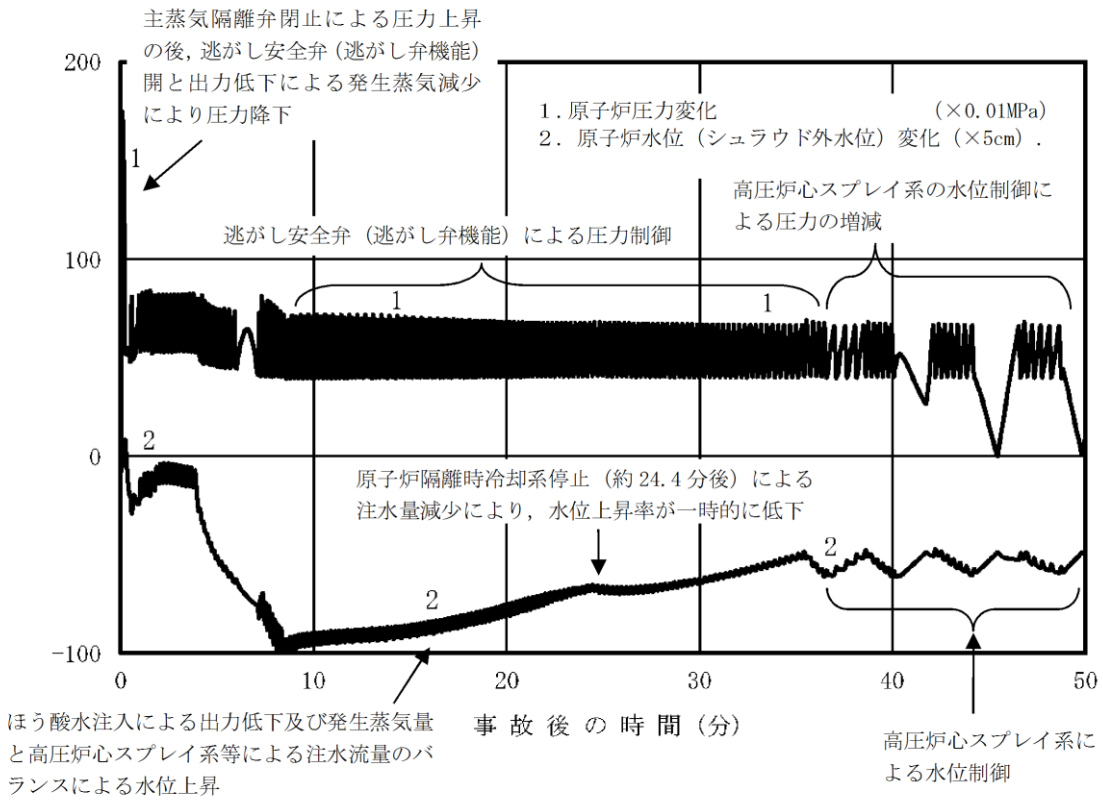
第 2.5.2－1(11)図　炉心流量の推移（事象発生から 50 分後まで）



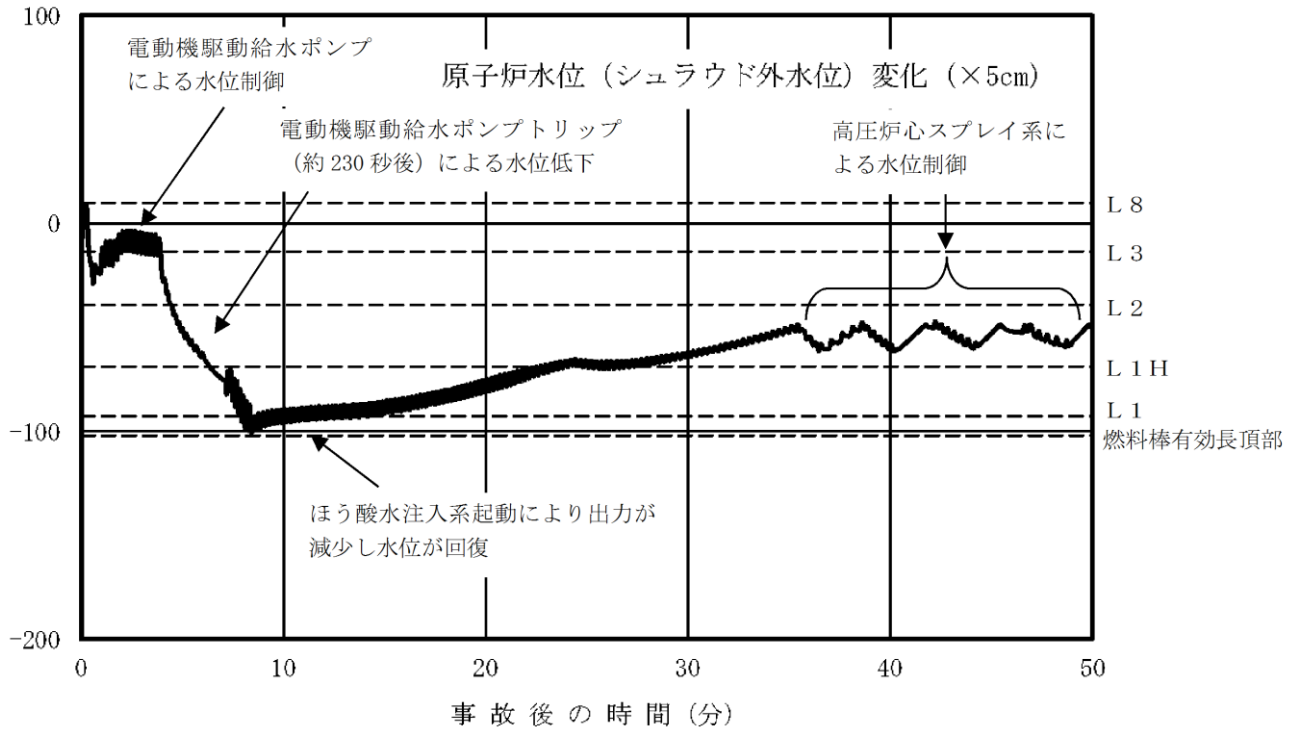
第 2.5.2－1(12)図　原子炉蒸気流量，給水流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）



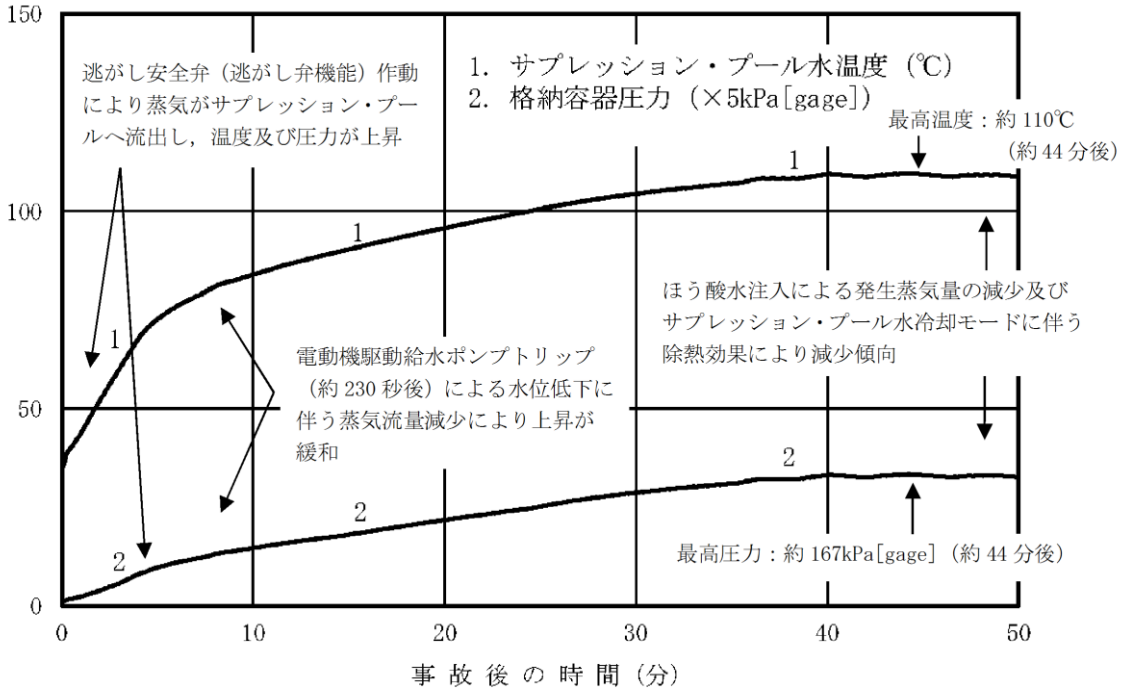
第 2.5.2－1(13)図　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）



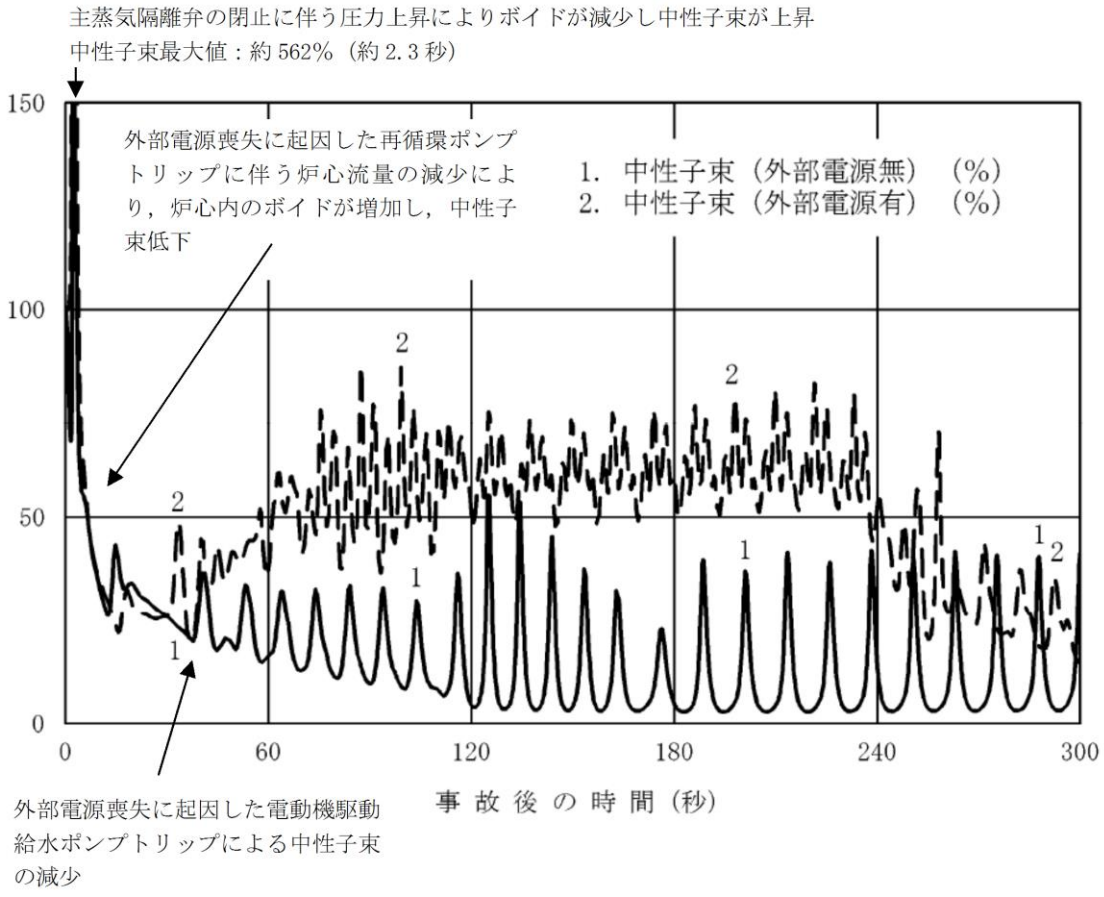
第 2.5.2－1(14)図　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 50 分後まで）



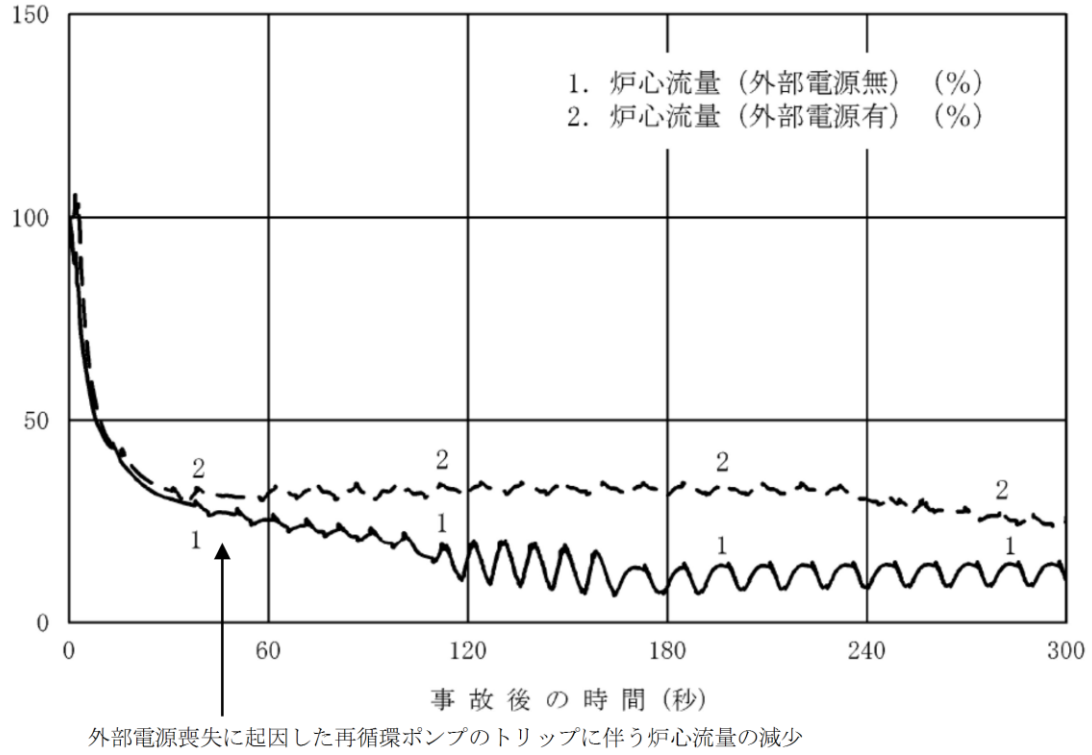
第 2.5.2－1(15)図　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 50 分後まで）



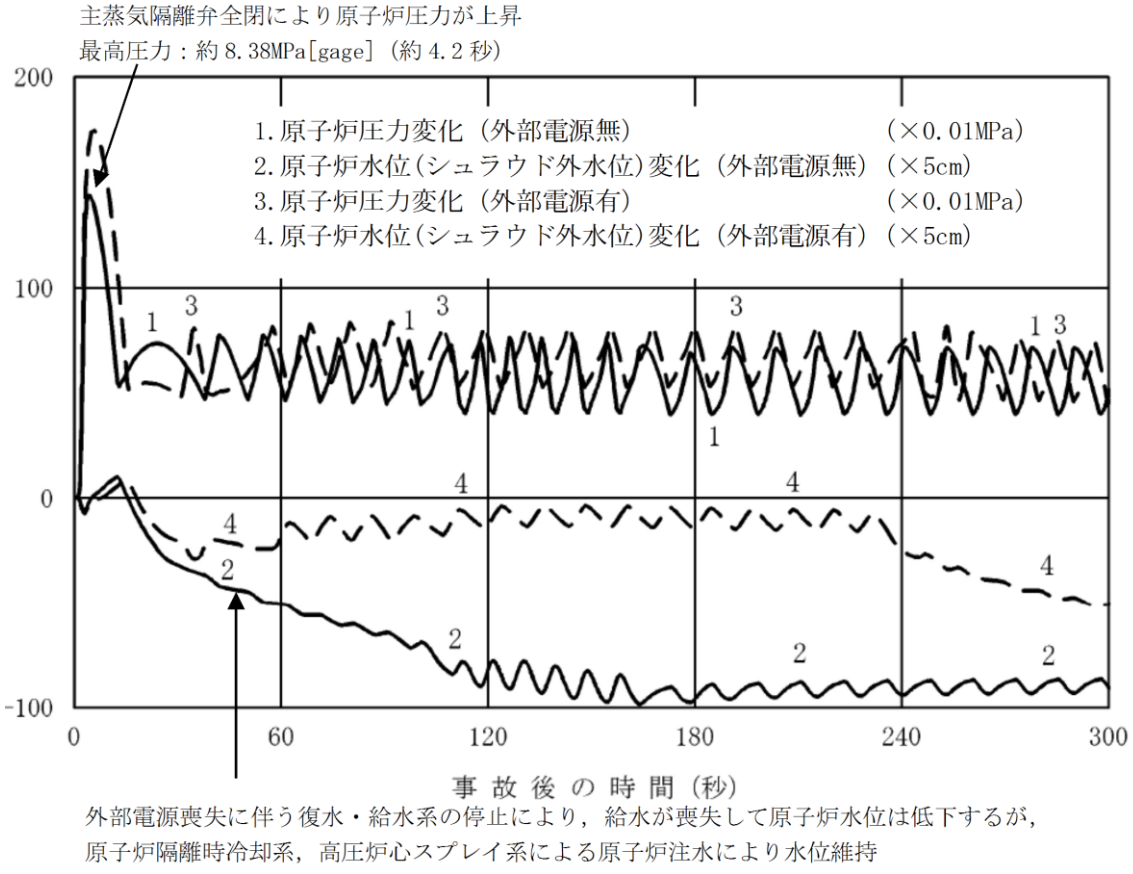
第 2.5.2－1(16)図　サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移
（事象発生から 50 分後まで）



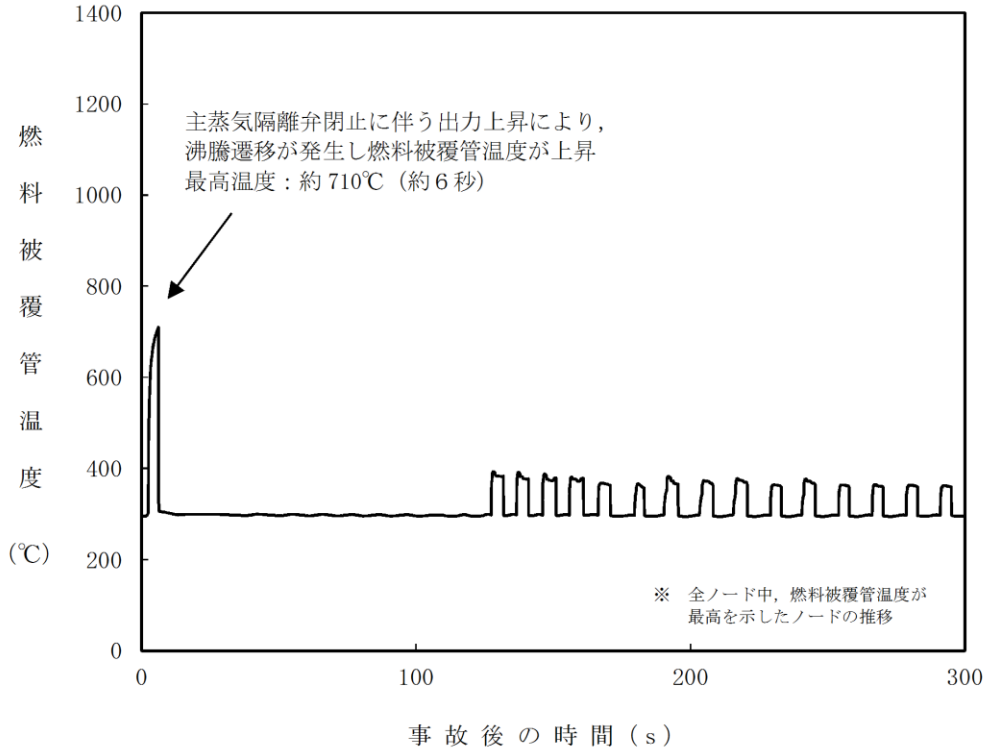
第 2.5.3－1(1)図　外部電源がない場合の中性子束の推移
（事象発生から 300 秒後まで）



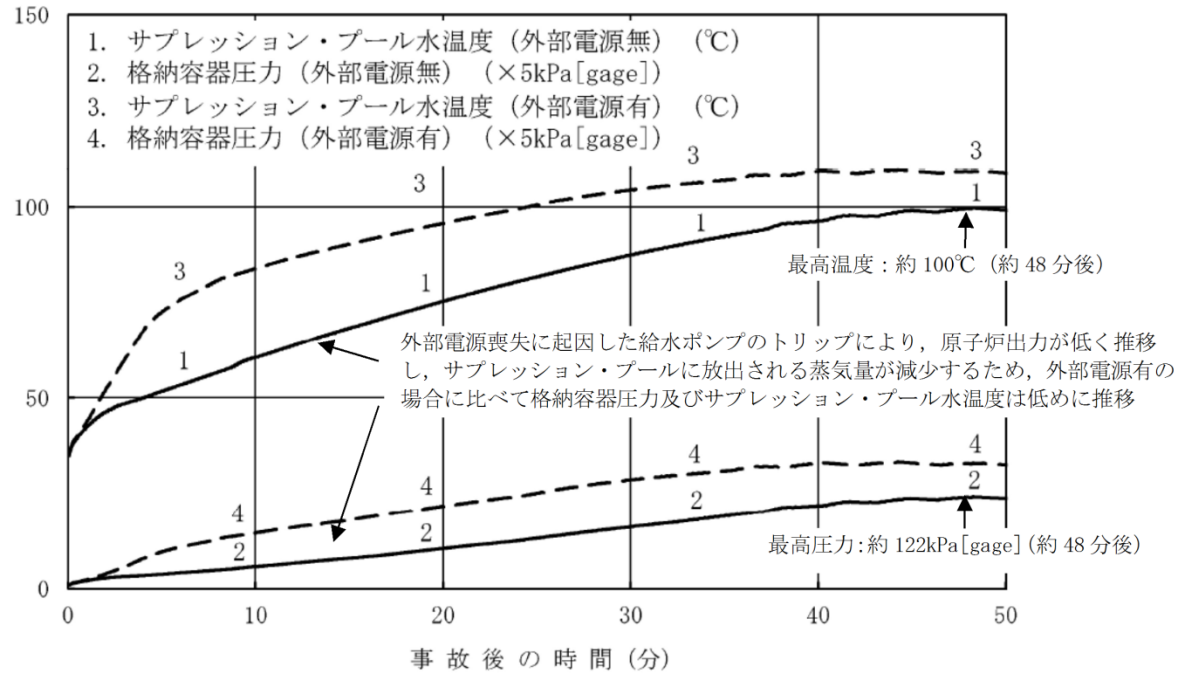
第 2.5.3－1(2)図　外部電源がない場合の炉心流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）



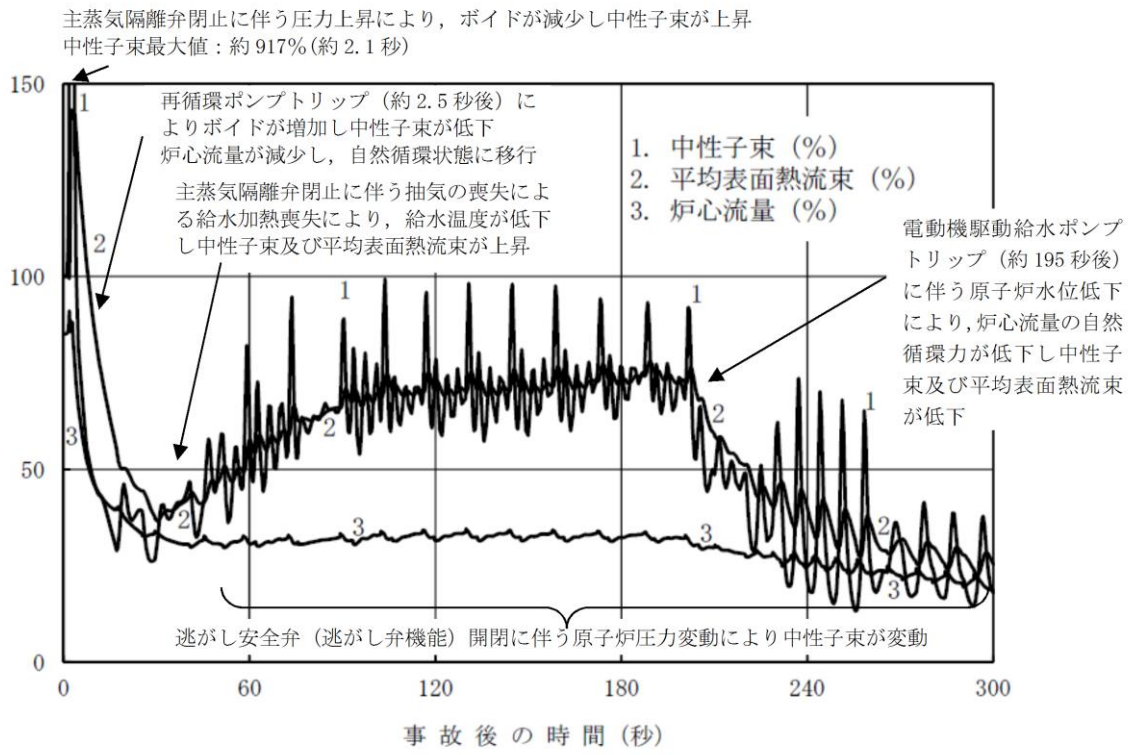
第 2.5.3－1(3)図　外部電源がない場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 300 秒後まで）



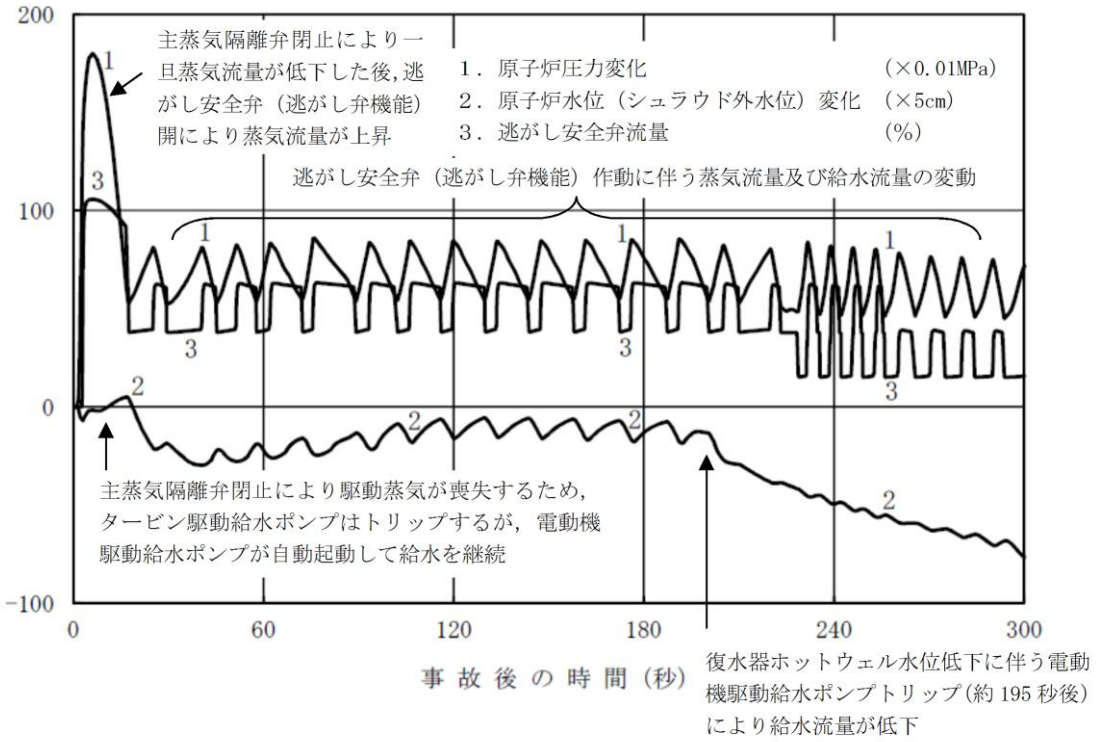
第 2.5.3－1(4)図　外部電源がない場合の燃料被覆管温度※の推移
（15 ノード，事象発生から 300 秒後まで）



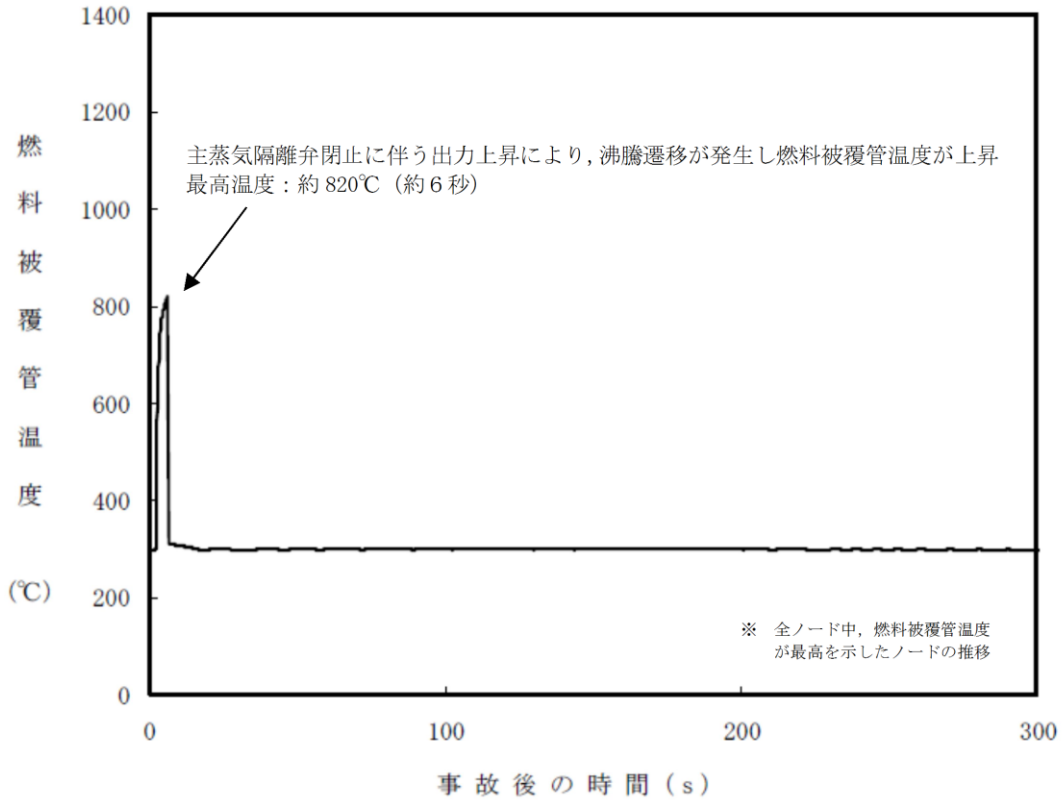
第 2.5.3－1(5)図　外部電源がない場合のサプレッション・プール水温度，
格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）



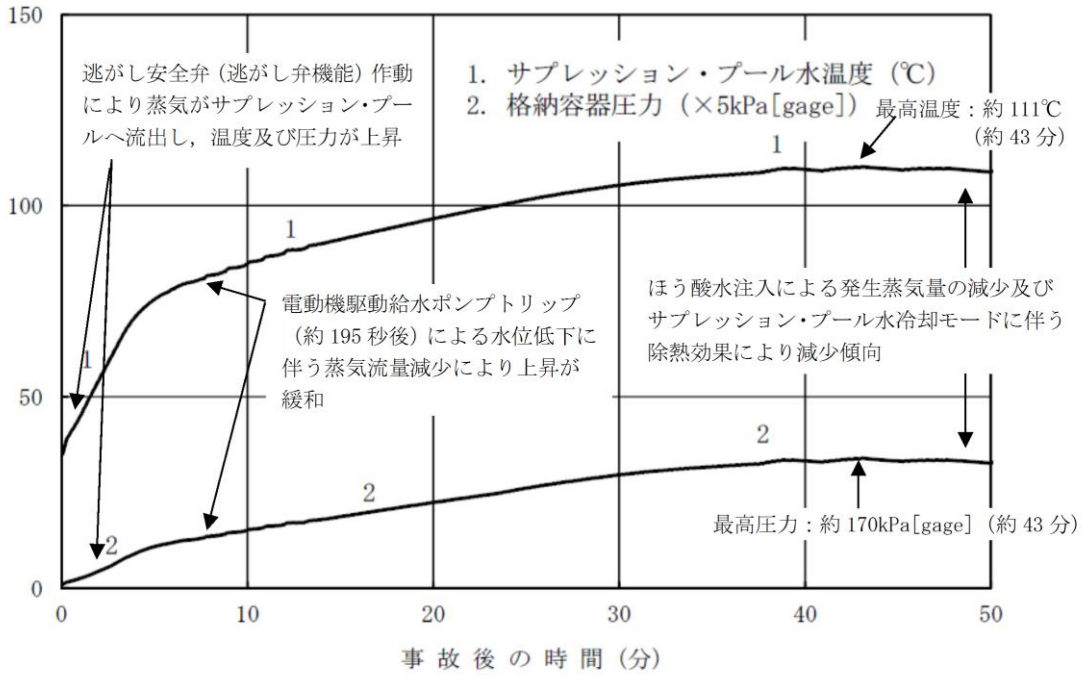
第 2.5.3－1(6)図　初期炉心流量 85%の場合の中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）



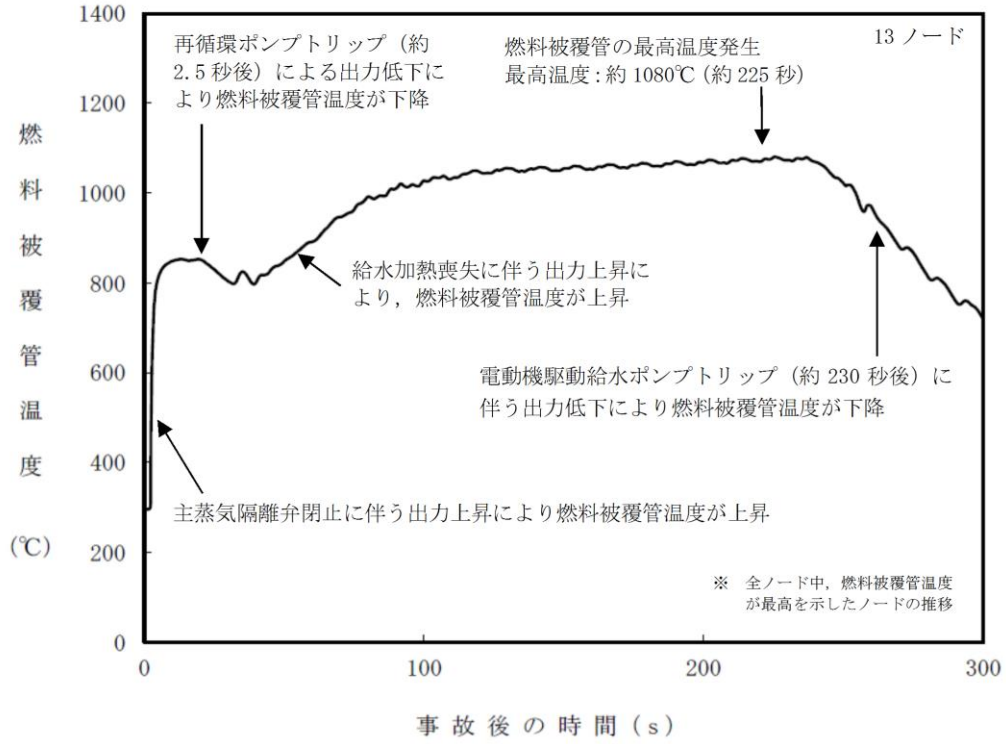
第 2.5.3－1(7)図　初期炉心流量 85%の場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）



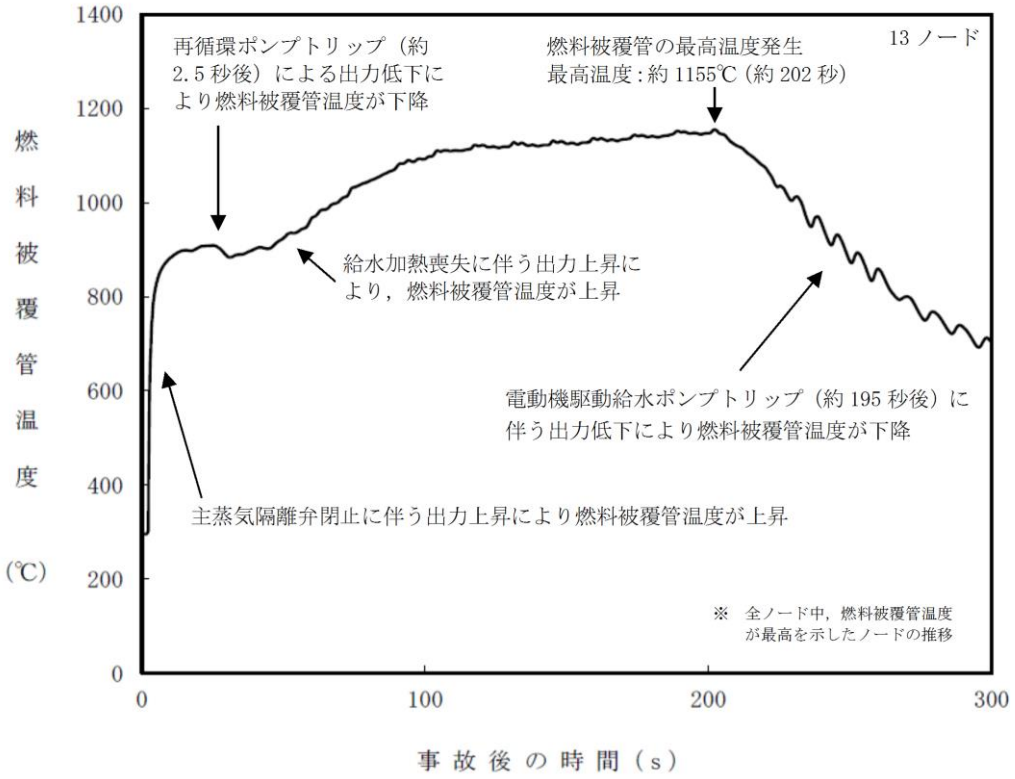
第 2.5.3－1(8)図　初期炉心流量 85%の場合の燃料被覆管温度※の推移
（14 ノード，事象発生から 300 秒後まで）



第 2.5.3－1(9)図　初期炉心流量 85%の場合のサプレッション・プール水温度，
格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）



第2.5.3－1(10)図　燃料被覆管温度※の推移（リウェット考慮せず，初期炉心流量100%）（事象発生から300秒後まで）



第2.5.3－1(11)図　燃料被覆管温度※の推移（リウェット考慮せず，初期炉心流量85%）（事象発生から300秒後まで）

第 2.5.1－1 表　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について（１／２）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い，原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず，制御棒が原子炉へ挿入されない場合，原子炉スクラム失敗を確認する。	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	－	平均出力領域計装※
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認	逃がし安全弁の作動により，格納容器圧力が上昇し，格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）により，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。	逃がし安全弁（逃がし弁機能）※ 【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)】※	－	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※ 【低圧炉心スプレイポンプ出口圧力】※ 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により，復水器ホットウェルの水位が低下し給水・復水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり，原子炉水位は低下するが，原子炉水位低（レベル２）により原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【高圧炉心スプレイ系】※ 【原子炉隔離時冷却系】※ サプレッション・チェンバ※	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※

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

第2.5.1－1表　「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について（２／２）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系及び代替自動減圧機能の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）から大量の冷水が注水され，出力の急激な上昇に繋がるため，自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また，代替自動減圧機能の起動阻止スイッチ操作により，代替自動減圧機能による自動減圧に未然に阻止する。	自動減圧起動阻止スイッチ 代替自動減圧起動阻止スイッチ	－	ドライウェル圧力（ＳＡ） サプレッション・チェンバ圧力（ＳＡ） 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し，炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系※	－	平均出力領域計装※ 中間領域計装※ 中性子源領域計装※
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転による原子炉格納容器除熱	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モード運転を開始し，原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）】※	－	サプレッション・プール水温度（ＳＡ） 【残留熱除去ポンプ出口流量】※

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

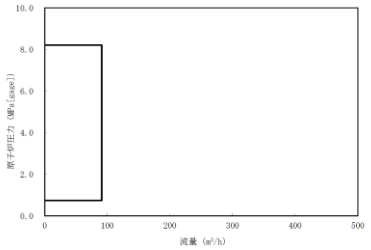
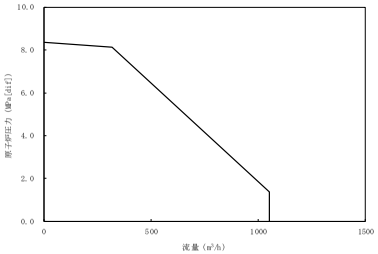
第 2.5.2－1 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（１／５）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		プラント動特性：ＲＥＤＹ	－
初期条件	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 ㎝）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	35.6×10^{3}t/h	定格炉心流量として設定
	主蒸気流量	4.74×10^{3}t/h	定格主蒸気流量として設定
	給水温度	214℃	初期温度 214℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失後 230 秒程度で約 55℃まで低下し，その後は 55℃一定に設定
	燃料及び炉心	９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心	圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため，絶対値の大きい９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡サイクル末期を設定
	核データ（動的ボイド係数）	９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡サイクル末期時点を1.25×1.02 倍した値	
	核データ（動的ドップラ係数）	９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料228体を装荷した平衡サイクル末期時点を0.9×0.99倍した値	
	格納容器容積（ドライウェル）	7,900m^3	ドライウェル内体積の設計値（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^3 液相部：2,800m^3	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	５kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定

第 2.5.2－1 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（２／５）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失 手動での原子炉スクラム失敗 ＡＴＷＳ緩和設備（代替制御棒挿入機能）作動失敗	バックアップも含めたすべての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	９×９ 燃料（Ａ型）及びＭＯＸ 燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず，原子炉出力は高く維持されることから，燃料被覆管温度，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	主蒸気隔離弁閉	－
	主蒸気隔離弁閉止に要する時間	３秒	設計上の下限値（最も短い時間）として設定
	ＡＴＷＳ緩和設備(代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	原子炉圧力高（7.41MPa[gage]）信号により原子炉再循環ポンプトリップ	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×２個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×３個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×３個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×４個，377t/h/個	逃がし安全弁（逃がし弁機能）の設計値として設定
		自動減圧ロジックによる逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉急速減圧作動時間：格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル１）到達から 120 秒後	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の設計値として設定

第 2.5.2－1 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（３／５）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	電動機駆動給水ポンプ	・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後，電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 ・復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ	電動機駆動給水ポンプの設計値として設定
	原子炉隔離時冷却系	・原子炉水位低（レベル２）信号によって自動起動 ・注水遅れ時間 30 秒 ・注水流量 91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において），サプレッション・プール水温度 100℃到達後は停止	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 
	高圧炉心スプレイ系	・原子炉水位低（レベル１$_H$）又は格納容器圧力高（13.7kPa〔gage〕）信号によって自動起動 ・注水遅れ時間 17 秒（設計値の 30 秒からＤ／Ｇの起動遅れ 13 秒を除いた値） ・注水流量 318 ～1,050m^3/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大 1,050m^3/h）	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
	ほう酸水注入系	・注水流量 162L/分 ・ほう酸濃度 13.4wt％	ほう酸水注入系の設計値として設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）	熱交換器１基あたり約９MW（サプレッション・プール水温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定

第 2.5.2－1 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（４／５）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系等の自動起動阻止操作	事象発生５分後	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮した値
	ほう酸水注入系運転操作	事象発生 11.6 分後	原子炉スクラムの失敗を確認した後から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値
	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード（２系統））運転操作	事象発生 11.6 分後	サプレッション・プール水温度高（49℃）到達から，運転員の操作余裕として 10 分を考慮した値

第 2.5.2－1 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（５／５）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：ＳＣＡＴ	－
初期条件	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型），ＭＯＸ燃料の熱水力特性はほぼ同等であることから，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	最小限界出力比（MCPR）	1.25	通常運転時（ＭＯＸ燃料を装荷したサイクル以降におけるサイクル初期から，サイクル末期より遡って炉心平均燃焼度で 2,000MWd/t 手前までの期間）の熱的制限値を設定
	燃料棒最大線出力密度（MLHGR）	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定
BT 判定（時刻）		GEXL 相関式	－
BT 後の被覆管表面熱伝達率		修正 Dougall-Rohsenow 式	－
リウェット相関式		日本原子力学会標準「ＢＷＲにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」における相関式２	－

評価対象の炉心を平衡炉心サイクル末期とすることの妥当性

原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合，動的ボイド係数の絶対値が大きいほど，炉心に印加される正の反応度が大きくなり，原子炉出力の増加量が大きくなる。よって，プラント動特性評価では，動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。

動的ボイド係数は，減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（β値）で除した値であり一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β値）を表１に，主な核種の遅発中性子発生割合（β値）を表２に，今回の評価におけるボイド率の推移を図１に， 減速材ボイド係数を図２に，動的ボイド係数を図３に示す。

遅発中性子発生割合（β値）は，燃焼に伴って下記のとおり変化する。

・ウラン燃料は燃焼に伴い^{239}Ｐｕと^{241}Ｐｕの核分裂寄与割合は大きくなるが，遅発中性子発生割合（β値）の大きい^{235}Ｕの核分裂寄与割合が小さくなるので，ウラン燃料の遅発中性子発生割合（β値）は燃焼に伴い減少する。

・ＭＯＸ燃料は燃焼に伴い^{239}Ｐｕの核分裂寄与割合は小さくなり，遅発中性子発生割合（β値）の大きい^{241}Ｐｕの核分裂寄与割合が大きくなるので，ＭＯＸ燃料の遅発中性子発生割合（β値）は燃焼に伴い大きくなる。

１／３ＭＯＸ燃料装荷炉心では，ウラン燃料が２／３，ＭＯＸ燃料が１／３で構成される炉心であることから，ウラン燃料による変化割合が支配的であり，サイクル初期から末期へかけて遅発中性子発生割合（β値）は単調に減少する。また，今回の評価ではボイド率が40％から50％程度で推移することから，図３に示すとおり，動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり，ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。

よって，プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。

表１　サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β値）

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合（β値）	0.0053	0.0049

表２　主要核種の遅発中性子発生割合（β値）

	^{235}U	^{239}Pu	^{241}Pu
遅発中性子発生割合（β値）	0.00656	0.00216	0.00546

［出典］軽水炉燃料のふるまい（平成 25 年３ 月 公益財団法人原子力安全研究協会）

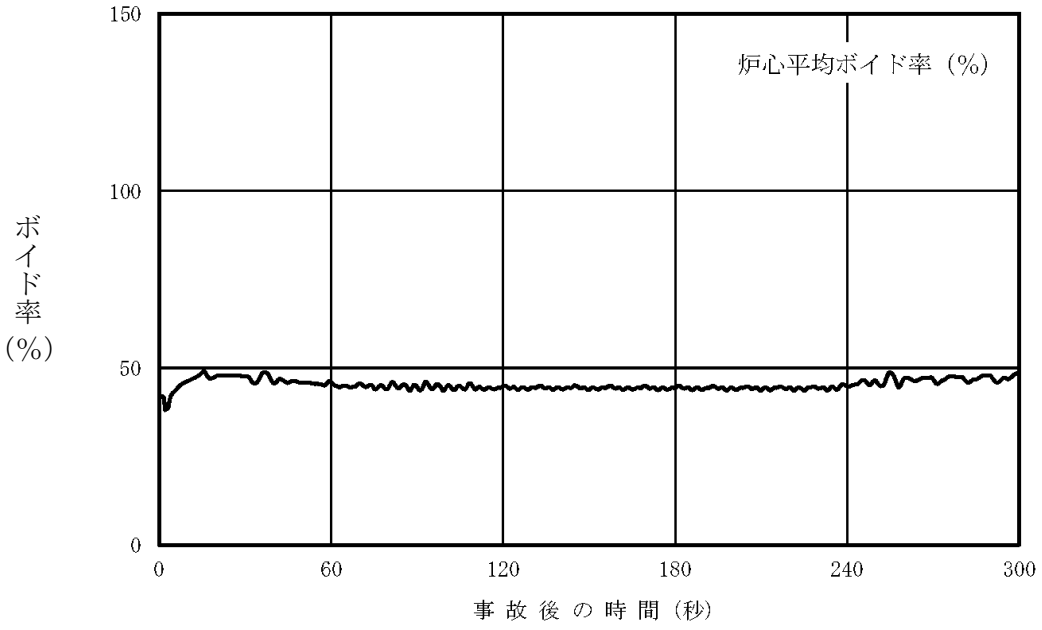


図１　ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移
（事象発生から 300 秒後）

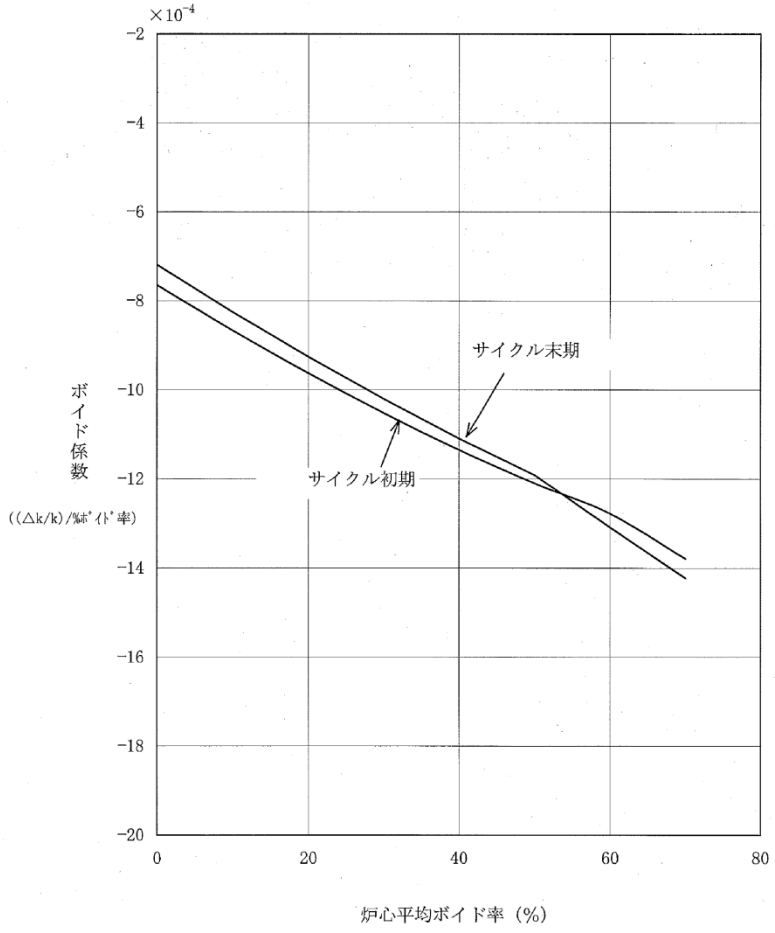


図２　ボイド係数
（９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心）

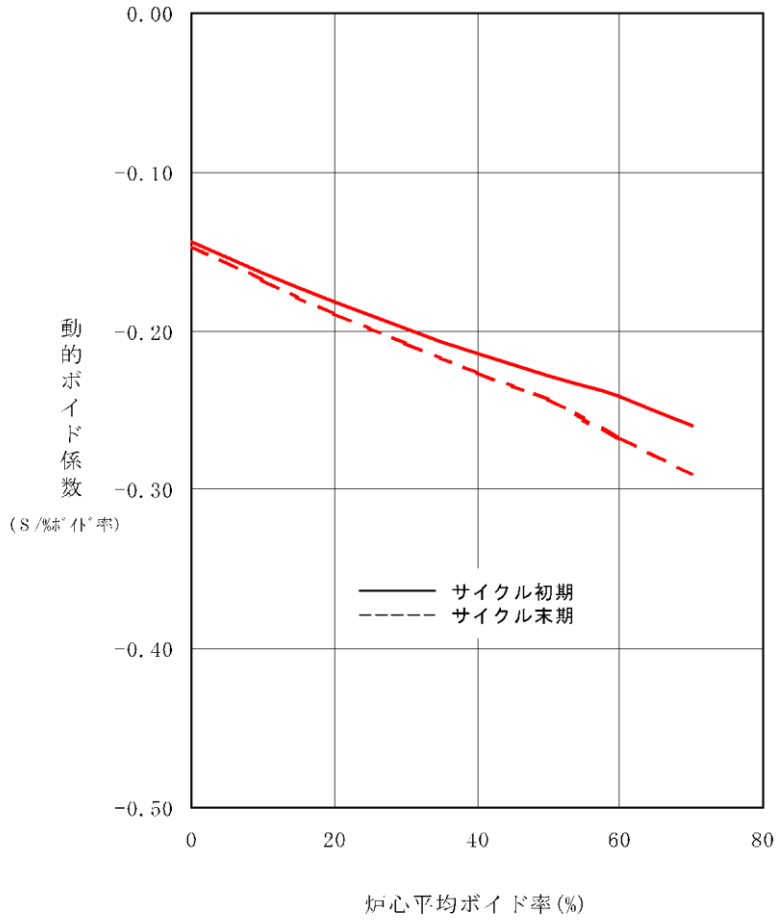


図３　動的ボイド係数
（９×９燃料（Ａ型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡炉心）

Ｐｕ同位体組成による動的ボイド係数，動的ドップラ係数への影響

ＭＯＸ燃料に使用するＰｕ組成は，再処理される燃料の初期 ^{235}Ｕ濃縮度，燃焼度，冷却期間等に依存して変化する。さらに，Ｐｕ中に含まれる核分裂性の核種である ^{241}Ｐｕは，比較的短い寿命（半減期約 14 年）で非核分裂性の ^{241}Ａｍに壊変するため，再処理後，装荷までの時間経過に伴い，Ｐｕ組成は変化する。

以下に，Ｐｕ同位体組成による動的ボイド係数（ボイド係数／実効遅発中性子割合）及び動的ドップラ係数（ドップラ係数／実効遅発中性子割合）への影響，解析条件の妥当性について説明する。

(1) 解析において想定している初期Ｐｕ組成の範囲

ＭＯＸ燃料の原料として想定される初期Ｐｕ組成の範囲を表１及び図１に示す。

(2) 初期Ｐｕ組成による影響

初期Ｐｕ組成による動的ボイド係数及び動的ドップラ係数への影響を以下に示す。ここではＭＯＸ燃料すべての初期Ｐｕ組成が変化したと仮定して評価を行う。

ａ．動的ボイド係数

動的ボイド係数に及ぼす初期Ｐｕ組成の影響評価を図２に示す。なお，図２は標準組成（表１のＢ２）の動的ボイド係数を基準とした相対変化であり，負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味している。

初期Ｐｕ組成のＰｕｆ 割合が低いほどＰｕ含有率が大きくなり，共鳴吸収物質である ^{240}Ｐｕ量が多くなるため，動的ボイド係数の絶対値は大きくなる。しかし，^{240}Ｐｕは自己遮蔽効果により中性子吸収が飽和傾向にあることから，初期Ｐｕ組成が動的ボイド係数に及ぼす影響は小さい。

b．動的ドップラ係数

動的ドップラ係数に及ぼす初期Ｐｕ組成の影響評価を図３に示す。図３で示した炉心状態は，反応度投入事象において燃料エンタルピの増分が厳しくなる減速材温度 20℃での状態としている。なお，図３は，標準組成（表１のＢ２）の動的ドップラ係数を基準とした相対変化であり，負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味している。

初期Ｐｕ組成のＰｕｆ割合が低いほどＰｕ含有率が大きくなり共鳴吸収物質である ^{240}Ｐｕ量が多くなるため，動的ドップラ係数の絶対値は大きくなる。しかし，^{240}Ｐｕは自己遮蔽効果により中性子吸収が飽和傾向にあることから，初期Ｐｕ組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響は小さい。

(3)　装荷時期の遅れによる影響

ＭＯＸ燃料の製造後，装荷時期が想定より遅れた場合，^{241}Ｐｕが半減期約 14 年で ^{241}Ａｍに壊変し，Ｐｕ組成が時間とともに変化するため，核特性が若干変化する。

ＭＯＸ燃料を装荷した炉心に対して，５年までの装荷時期の遅れによるＰｕ組成変化の反応度係数に対する影響評価を以下に示す。炉内には複数バッチのＭＯＸ燃料が存在するが，ここでは，炉心のＭＯＸ燃料すべてに同一の装荷遅れを仮定して評価を行う。

a．動的ボイド係数

動的ボイド係数に及ぼす装荷遅れ時間の影響評価を図４に示す。図４は，標準組成（表１のＢ２）の動的ボイド係数を基準とした相対変化であり，負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味する。装荷遅れに伴い共鳴吸収断面積の大きい ^{241}Ａｍが増加するため，動的ボイド係数はわずかに負側に変化する。

b．動的ドップラ係数

動的ドップラ係数に及ぼす装荷遅れ時間の影響評価を図５に示す。図５は，標準組成（表１のＢ２）の動的ドップラ係数を基準とした相対変化であり，負側に変化する方が絶対値が大きくなることを意味する。重要な共鳴吸収核種である ^{238}Ｕと ^{240}Ｐｕの量は装荷遅れにより変化しないので，ほとんど変化しない。

(4)　解析入力条件への影響

「原子炉停止機能喪失」では，原子炉圧力上昇による出力上昇を厳しく見積もる解析を実施しており，ボイド係数については標準組成のＭＯＸ燃料を装荷した炉心のボイド係数を 1.02 倍した値を，またドップラ係数については標準組成のＭＯＸ燃料を装荷した炉心のドップラ係数を 0.99 倍した値を用いている。

ここでは，初期Ｐｕ組成及び装荷遅れを合わせて考慮した場合の反応度係数への影響を示すことにより，解析入力条件の設定が妥当であることを説明する。

a．動的ボイド係数

初期Ｐｕ組成及び５年の装荷遅れを合わせて考慮した場合の動的ボイド係数の影響評価結果を図６に示す。動的ボイド係数の絶対値が標準組成（表１のＢ２）に比べて増加する割合は１％程度であり，２％より小さいことから，解析で標準組成のＭＯＸ燃料を装荷した炉心の動的ボイド係数を 1.02 倍した値を用いることは妥当であると考える。

b．動的ドップラ係数

初期Ｐｕ組成及び５年の装荷遅れを合わせて考慮した場合の動的ドップラ係数の影響評価結果を図７に示す。動的ドップラ係数の絶対値が標準組成（表１のＢ２）に比べて減少する割合は１％より少ないことから，解析で標準組成のＭＯＸ燃料を装荷した炉心の動的ドップラ係数を 0.99 倍した値を用いることは妥当であると考える。

表１　原料として想定される初期Ｐｕ組成の範囲

組成		Ｐｕ組成(wt%)						Ｐｕf (wt%)	再処理される燃料の初期 ^{235}U 濃縮度及び燃焼度
		^{238}Ｐｕ	^{239}Ｐｕ	^{240}Ｐｕ	^{241}Ｐｕ	^{242}Ｐｕ	^{241}Am		
ガス炉	G1								
	G2								
	G3								
	G4								
	G5								
ＰＷＲ	P1								
	P2								
	P3								
	P4								
	P5								
ＢＷＲ	B1								
	B2								
	B3								
	B4								

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

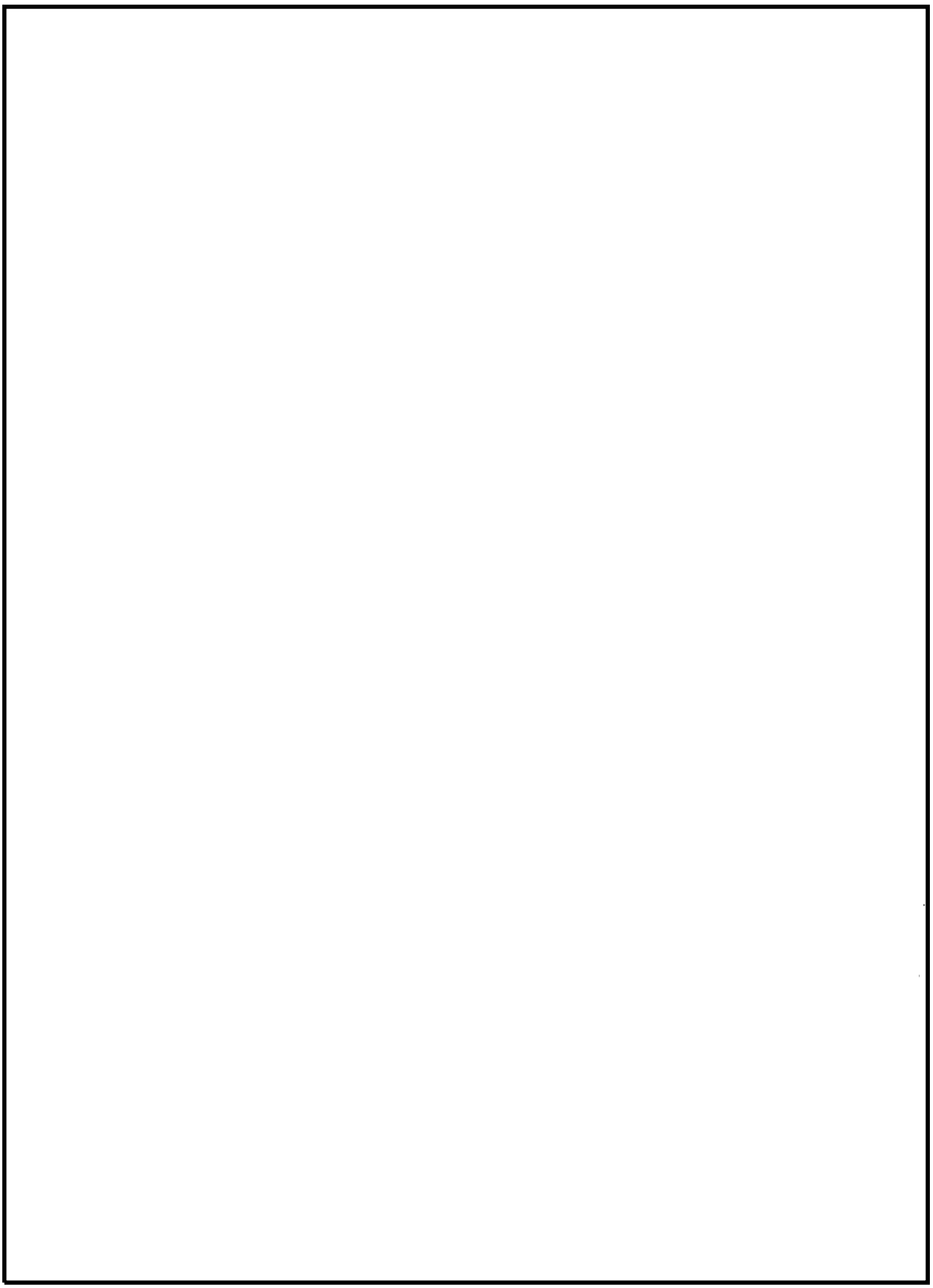


図１　原料として想定される初期Ｐｕ組成の範囲

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

サイクル末期，炉心平均ボイド率 40%

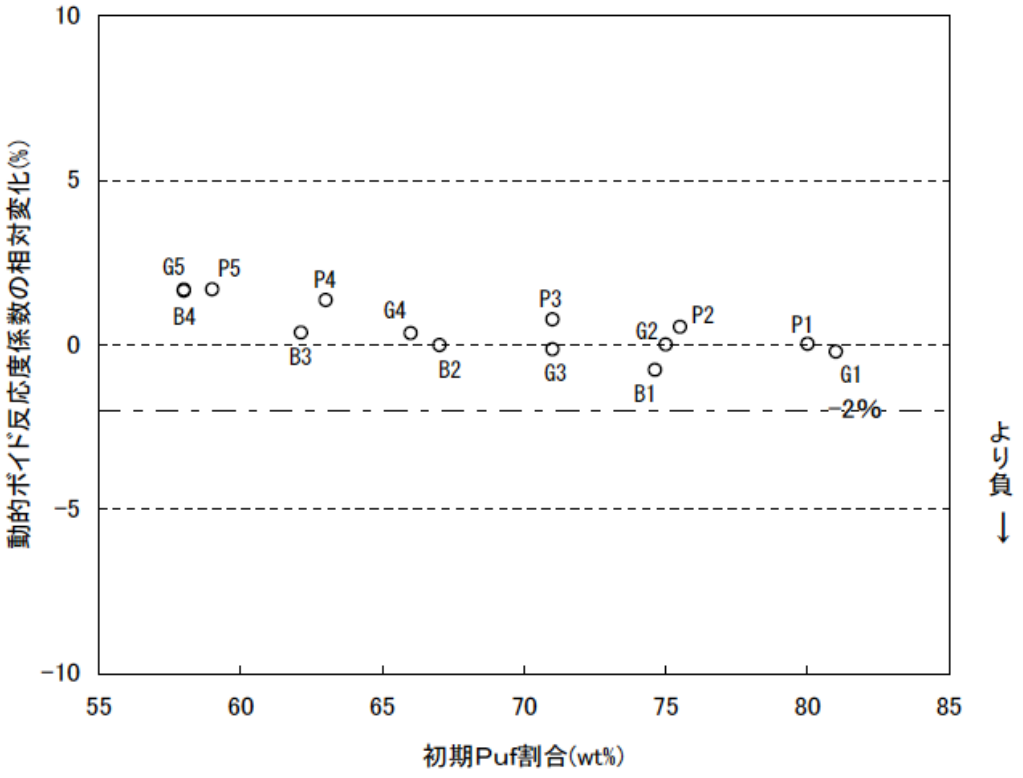


図２　初期Ｐｕ組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価

（実効遅発中性子割合は各組成の値）

（基準は標準組成）

サイクル末期，減速材温度 20℃

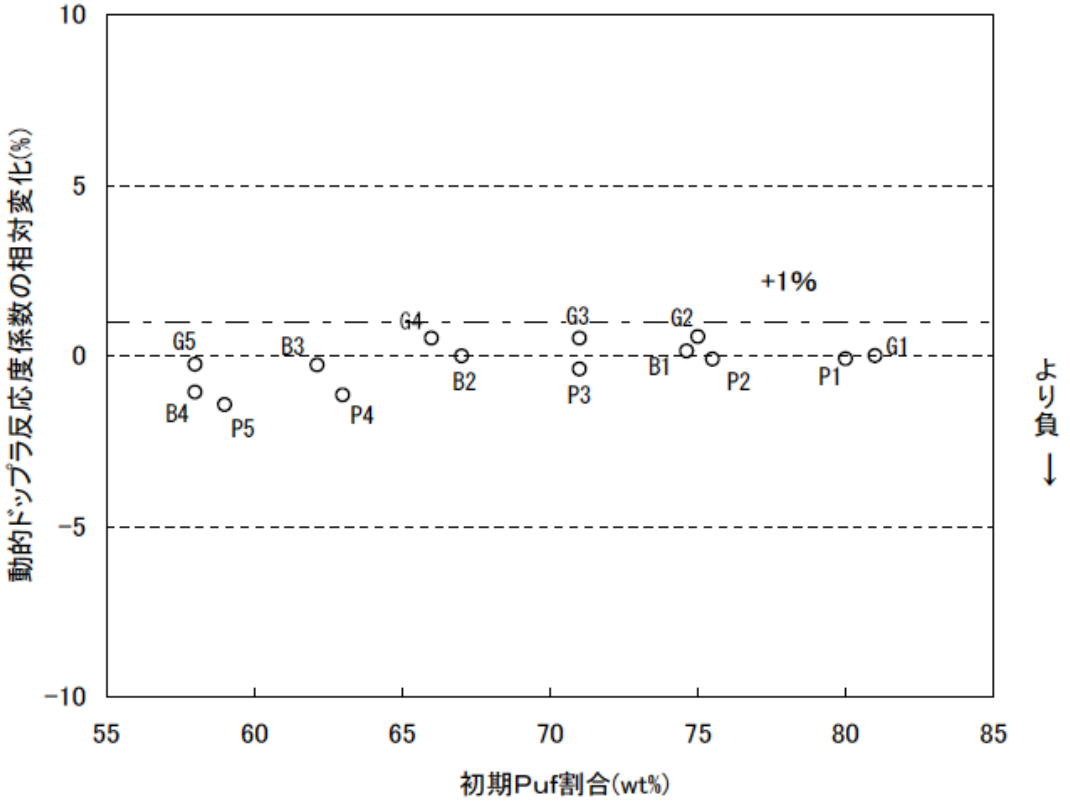


図３　初期Ｐｕ組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価

（実効遅発中性子割合は各組成の値）

（基準は標準組成）

サイクル末期，炉心平均ボイド率 40%

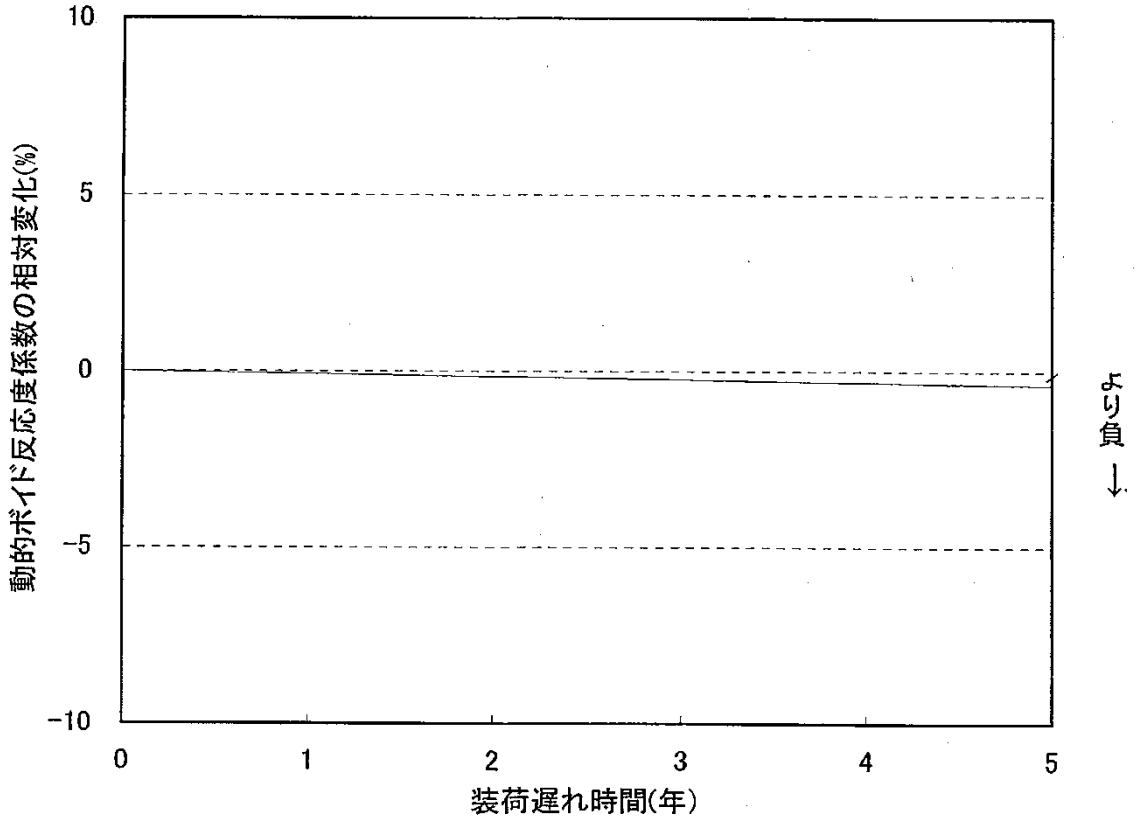


図４　装荷遅れが動的ボイド係数に及ぼす影響評価
（遅発中性子割合の変動考慮※）
（基準は標準組成）

※ 装荷遅れによるＰｕ組成の変動（^{241}Ｐｕの減少と ^{241}Ａｍの増加）により，遅発中性子割合が変動することを考慮していることをいう。

サイクル末期，減速材温度 20℃

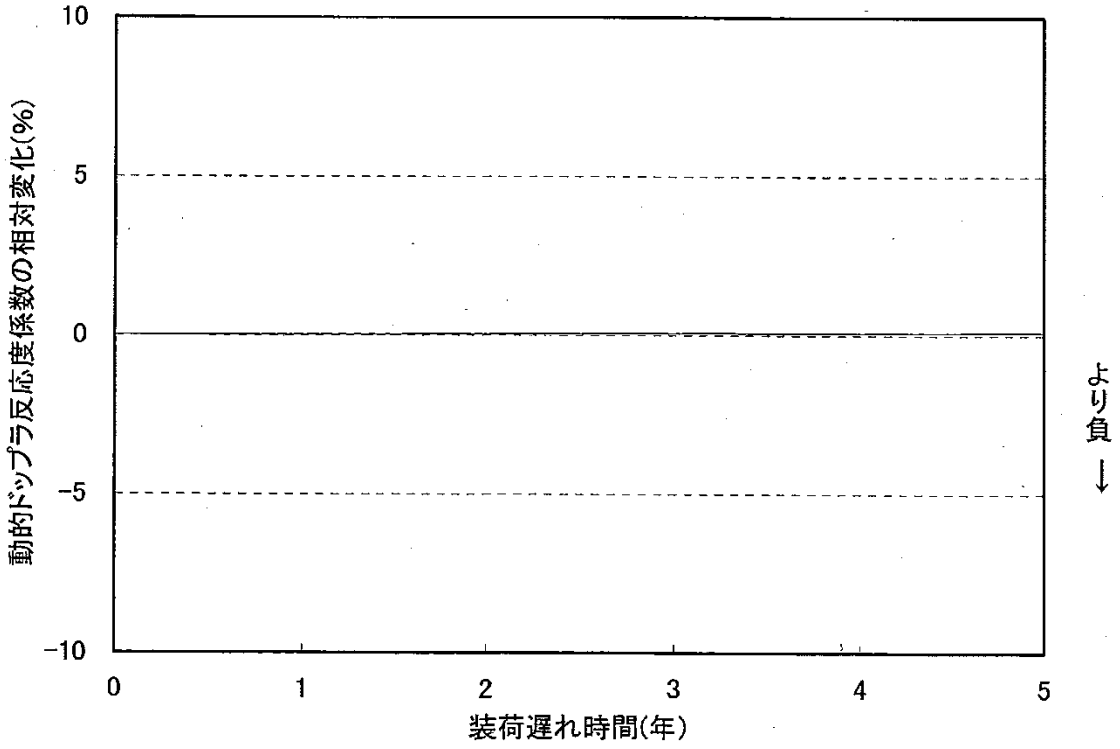


図５　装荷遅れが動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
（遅発中性子割合の変動考慮）
（基準は標準組成）

サイクル末期，炉心平均ボイド率 40%

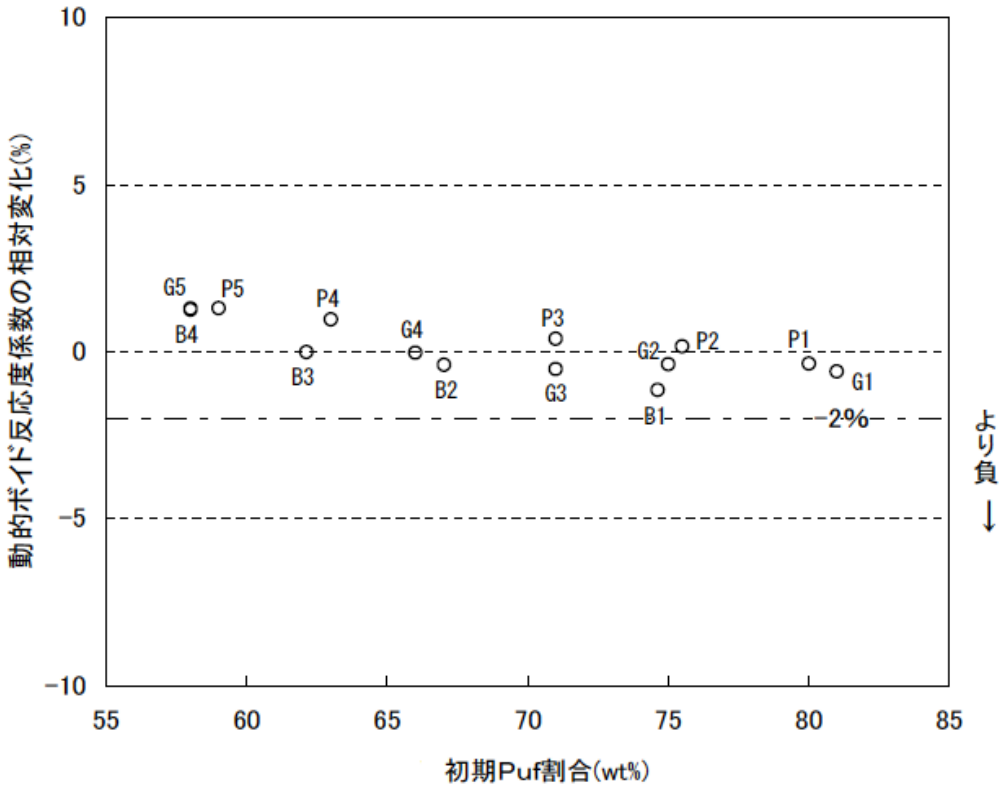


図６　初期組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価
（実効遅発中性子割合は各組成の値，
全ＭＯＸ燃料５年の装荷遅れ考慮）
（基準は標準組成）

サイクル末期，減速材温度 20℃

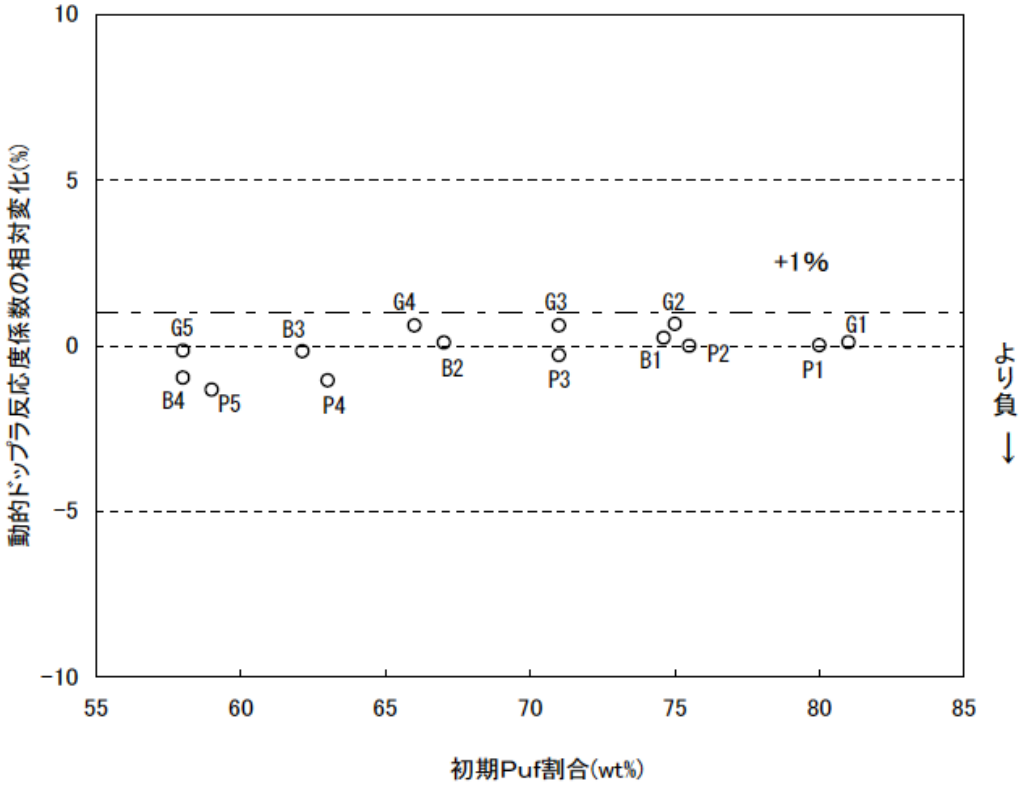


図７　初期組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
（実効遅発中性子割合は各組成の値，
全ＭＯＸ燃料５年の装荷遅れ考慮）
（基準は標準組成）

(5)　解析結果へ及ぼす影響

解析コード（ＲＥＤＹコード）[1]（以下，本補足では「コード説明資料」という。）では，原子炉圧力，燃料被覆管温度が注目パラメータとなる短時間領域をサブ時間領域１（出力変動期），サブ時間領域２（出力抑制期），サブ時間領域３（出力再上昇期）の３つのサブ時間領域に細分化した上で動的反応度係数の保守因子の評価をしており，その結果は下表のとおりである。

表２　原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡サイクル末期）

反応度係数 / 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域１						
サブ時間領域２						
サブ時間領域３						

ＭＯＸ燃料を装荷した炉心では標準組成ＭＯＸ燃料装荷炉心を想定しているため，これに加えて，初期Ｐｕ組成変動，及び装荷遅れの影響を考慮し，更に動的ボイド係数で［　　］倍，動的ドップラ係数で［　　］倍を見込む必要がある。このため，島根原子力発電所２号炉について，表２の動的ボイド係数，動的ドップラ係数の上限値／下限値にＰｕ組成による変動を組み合わせた場合の感度解析を実施した。なお，サブ時間領域１は事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加は小さいと考えられるため，表２の（※）はコード説明資料の「その他の要因による安全余裕」を含まず記載しているが，感度解析では保守的に「その他の要因による安全余裕」として動的ボイド係数［　］%，動的ドップラ係数［　］%を考慮した。

感度解析結果によると，有効性評価結果からの上昇幅は最大でも原子炉圧力で約 0.09MPa，燃料被覆管温度で約 12℃であり，いずれの場合においても判断基準に対して十分な余裕があることを確認した。

参考文献

［1］「沸騰水型原子力発電所　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(ＲＥＤＹ)について」，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-121，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-092，平成 30 年 5 月

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

自動減圧系等の自動起動阻止操作の考慮について

１．自動減圧系等の自動起動阻止操作について

自動減圧系は，中小破断ＬＯＣＡ時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し，原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし，原子炉水位を維持するための系統である。

自動減圧系は，格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）信号及び原子炉水位低（レベル１）信号により自動起動信号が発信され，発信から120秒の時間遅れの後，低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去ポンプの遮断機が閉となっている場合に，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個が開放する。

原子炉停止機能喪失時に自動減圧系等により原子炉が自動減圧し，これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると，ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで急激な出力上昇をもたらすこととなる。

このため，運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の起動を阻止することを明確にしており，起動阻止用の操作スイッチを設けている。また，代替自動減圧機能についても同じタイミングで起動を阻止することとしており，別に起動阻止用の操作スイッチを設けている。

２．自動減圧系等の自動起動阻止操作に関する訓練について

原子炉停止機能喪失の有効性評価では，事象発生から約7.9分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため，起動阻止操作をしない場合には，120秒後に逃がし安全弁が開放する。このため，原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して，事象発生の５分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施することとしている。これは事象発生から10分以内の操作であり，他の事象で見込んでいる事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。原子炉停止機能喪失を確認した場合は，その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに，中央制御室に操作スイッチを設置し，継続的な訓練を実施していることから，10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また，他の事故シーケンスグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと，原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。

以上により，原子炉停止機能喪失の有効性評価においては，10分間の状況判断時間を考慮するのではなく，原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して，事象発生の５分後に自動減圧系等の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。

なお，訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系等の自動起動阻止操作の完了まで約１分で実施可能である。

安定状態について（原子炉停止機能喪失）

原子炉停止機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。また，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し，未臨界が達成され，その後も高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 残留熱除去系によるサプレッション・プール水冷却モード運転による原子炉格納容器の除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで，安定状態の維持が可能となる。制御棒挿入機能の復旧後は，制御棒を挿入することで，ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

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（原子炉停止機能喪失）

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

【ＲＥＤＹ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	核分裂出力	核特性モデル	考慮しない	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。	反応度フィードバック効果の不確かさに含まれる。
	反応度フィードバック効果	反応度モデル（ボイド・ドップラ）	動的ボイド係数 ：□～□ 動的ドップラ係数 ：□～□	反応度モデル等の仮定の不確かさについては、「表2　解析条件を最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」の核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドップラ係数）の項にて述べる。	反応度モデル等の仮定の不確かさについては、「表２　解析条件を最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」の核データ（動的ボイド係数）及び核データ（動的ドップラ係数）の項にて述べる。
		反応度モデル（ボロン）	高温停止に必要なボロン反応度：－３％Δｋ	ほう酸水の拡散の違いにより，ボロン反応度印加割合が変わり，未臨界までの時間に影響するが，ほう酸水注入系の操作開始時間に与える影響はない。	高温停止に必要なボロン反応度が小さい方が格納容器圧力とサプレッション・プール水温度を厳しく評価するが，ボロン反応度の感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。（解析コード（ＲＥＤＹコード）[1]）
	崩壊熱	崩壊熱モデル	1秒後+0.8%／-0.1%	崩壊熱モデルによる不確かさの影響は小さく，挙動が大幅に変わることはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	崩壊熱が大きい方が格納容器圧力とサプレッション・プール水温度を厳しく評価するが，崩壊熱モデルの感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。（解析コード（ＲＥＤＹコード）[1]）
	沸騰・ボイド率変化	炉心ボイドモデル	炉心流量補正： 補正無し／最大補正二次関数	炉心ボイドモデル等の影響は，原子炉出力変化に影響を及ぼし，燃料被覆管温度，サプレッション・プール温度や水位変化に影響すると考えられる。しかしながら，その影響は小さく，多少の挙動の変化は運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ボイドモデル等の仮定の不確かさにより，補正量が大きい方が，炉心流量が小さくなった場合に炉心ボイド率を少なめに模擬することから，原子炉出力を高めに評価し，燃料被覆管温度を厳しめに評価するが，炉心流量補正の感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。（解析コード（ＲＥＤＹコード）[1]）
原子炉圧力容器	冷却材流量変化（強制循環時）	再循環モデル	再循環ポンプ慣性時定数 ：＋10%／－10%	再循環ポンプ慣性時定数の影響は，再循環ポンプトリップ時の炉心流量，原子炉出力変化に影響するが，事象発生初期短時間の影響であり，運転員操作の起点となるサプレッション・プール水温度や原子炉水位変化に影響を与えるものではないため，運転員等操作時間に与える影響はない。	冷却材流量変化（強制循環時）速度が小さいと原子炉バウンダリ圧力が高く評価され，大きいと燃料被覆管温度が高く評価されるが，再循環ポンプ慣性定数の感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。（解析コード（ＲＥＤＹコード）[1]）
	冷却材流量変化（自然循環時）	再循環モデル	モデルの仮定に含まれる。	自然循環流量は，再循環ポンプトリップ後の炉心流量変化として，原子炉出力変化に影響し，サプレッション・プール水温度や水位変化に影響する可能性があるが，実機試験との比較による妥当性評価において挙動は良く再現されていることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	冷却材流量変化（自然循環時）が大きいと燃料被覆管温度が高くなる可能性はあるが，実機試験との比較による妥当性評価において挙動は良く再現されていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認している。
	冷却材（臨界流・差圧流）	逃がし安全弁モデル	逃がし弁流量 ：＋16.6%	逃がし安全弁流量が多くなると，原子炉水位の低下やサプレッション・プール水温度の上昇が早くなるなどの影響が考えられるが，逃がし安全弁流量の感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認しており，事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	逃がし安全弁流量が多くなると，原子炉水位の低下やサプレッション・プール水温度の上昇が早くなるなどの影響が考えられるが，逃がし弁流量の感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。

本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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

【ＲＥＤＹ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）	給水系モデル	給水エンタルピ (1)給水温度（主蒸気流量零で）：-60kJ/kg（-14℃） (2)遅れ時間：＋50秒	給水エンタルピの低下が早くなると，給水加熱喪失による出力上昇が早くなり，サプレッション・プール水温度の上昇が早くなることが考えられるが，給水エンタルピの感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認しており，事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	事象発生初期の給水温度低下による出力上昇により燃料被覆管温度が高くなる可能性がある。また，給水流量や非常用炉心冷却系の流量が多いと格納容器圧力とサプレッション・プール水温度に影響を与える可能性があるが，感度解析（解析コード（ＲＥＤＹコード）[1]）結果より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している。
			高圧炉心スプレイ系流量：＋137％	高圧炉心スプレイ系の流量が増加すると原子炉水位が高めに維持されることで，発生蒸気量が増加し，サプレッション・プール水温度の上昇が早くなることが考えられるが，高圧炉心スプレイ系流量の感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認しており，事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
			サプレッション・プール水の初期エンタルピ：-104kJ/kg（-25℃）	初期のサプレッション・プール水温度（初期エンタルピ）が低いと，サプレッション・プール水温度高に到達する時間が遅れることが考えられるが，サプレッション・プール水温度の初期エンタルピの感度解析より，評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認しており，事象進展に与える影響は小さいことから運転員等操作時間に与える影響は小さい。	
	ほう酸水の拡散	ほう酸水拡散モデル	保守的値を使用	解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため，未臨界までの時間を遅く評価し，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力を高めに評価するが，現実にはこれらのパラメータの上昇が遅れる側であり，関連する運転員等操作に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため，未臨界までの時間を遅く評価し，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
原子炉格納容器	サプレッション・プール水冷却	格納容器モデル	モデルの仮定に含まれる	表２「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	表２「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

［1］「沸騰水型原子力発電所　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード（ＲＥＤＹ）について」，日立ＧＥニュークリア・エナジー株式会社，HLR-121，東芝エネルギーシステムズ株式会社，TLR-092，平成30年5月

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

【ＳＣＡＴ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	出力分布変化	出力分布モデル	入力値に含まれる。解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため，燃料被覆管温度は高く評価される。	解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力するため，燃料被覆管温度は高く評価される。このため，実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に入力することにより燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	燃料棒内温度変化	熱伝導モデル，燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル	入力値に含まれる。解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力するため，過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高めに評価されるが有意ではない。	解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力するため，過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度は高く評価される。このため実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに入力することにより過渡的な遷移沸騰時の燃料被覆管温度を高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなるものの有意ではない。
	燃料棒表面熱伝達	被覆管表面熱伝達モデル，リウェットモデル	解析コードは燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正Ｄｏｕｇａｌｌ－Ｒｏｈｓｅｎｏｗ式）を採用したことに加えて輻射熱伝達を無視しているため燃料棒表面の熱伝達係数はおおむね小さく評価される。	解析コードでは，燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正Ｄｏｕｇａｌｌ－Ｒｏｈｓｅｎｏｗ式）を採用し，輻射熱伝達を無視しているため，燃料棒表面の熱伝達係数はおおむね小さく評価される。このため，実際の燃料棒表面での熱伝達は解析コードによる評価結果よりも大きめとなり，燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低めとなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料棒表面熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式の採用及び輻射熱伝達を無視した取扱いにより燃料被覆管温度をおおむね高く評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。なお，燃料被覆管温度がおおむね高く評価されるため，リウェット時刻は遅く評価されるが，更に保守的な扱いとして，リウェットを考慮しない場合を仮定しても評価項目となるパラメータは評価項目の要件を満足する。（添付資料2.5.6）
	沸騰遷移	沸騰遷移評価モデル	入力条件に含まれる。解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として，初期条件を運転制限ＭＣＰＲとなるバンドル出力，バンドル流量とし，ＳＬＭＣＰＲを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため，燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。	解析コードでは沸騰遷移が生じ易い条件として，初期条件を運転制限ＭＣＰＲとなるバンドル出力，バンドル流量とし，ＳＬＭＣＰＲを基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しているため，燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。このため，実際の燃料被覆管温度は解析コードによる評価結果よりも低くなるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としていないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは沸騰遷移が生じやすい条件設定によって燃料被覆管温度をおおむね高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	気液熱非平衡	被覆管表面熱伝達モデル，リウェットモデル	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正Ｄｏｕｇａｌｌ－Ｒｏｈｓｅｎｏｗ式）を適用し，加えて輻射熱伝達を無視しているため，蒸気温度を飽和として熱伝達を取り扱っても燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。このため，燃料被覆管温度に対する気液の熱的非平衡の影響をおおむね保守的に取り扱っているとしてよい。	解析コードでは沸騰遷移後の熱伝達をおおむね保守的に評価する相関式（修正Ｄｏｕｇａｌｌ－Ｒｏｈｓｅｎｏｗ式）を適用し，加えて輻射熱伝達を無視しているため，気液の熱的非平衡の影響をおおむね保守的に取り扱えることから，燃料被覆管温度はおおむね高めに評価される。しかしながら，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードではおおむね保守的に評価する相関式（修正Ｄｏｕｇａｌｌ－Ｒｏｈｓｅｎｏｗ式）を適用し，輻射熱伝達を無視することで，気液の熱的非平衡の影響をおおむね保守的に取り扱うことができ，燃料被覆管温度をおおむね高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（１／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW 以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定	原子炉熱出力の影響は最大線出力密度によることから，「最大線出力密度」の項目にて説明する。	原子炉熱出力の影響は最大線出力密度によることから，「最大線出力密度」の項目にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[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うるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間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うるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から＋83 cm）	通常水位 （気水分離器下端から約＋83cm～約＋85 cm） （実績値）	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，事象発生後８分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約２㎝である。従って，事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間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うるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，事象発生後約８分後の原子炉水位の低下量は通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約２㎝である。従って，事象進展に及ぼす影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	35.6×10^{3}t/h	定格流量の約 85～ 104% （実績値）	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化し，炉心流量が少ない場合は初期状態におけるボイド率が相対的に高くなるため，主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるが，静定原子炉水位等は炉心流量により大きく変わることはなく，その後の事象推移の差は小さいため運転員等操作時間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，炉心流量が少ない場合は初期状態におけるボイド率が相対的に高くなるため，主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなること等により，燃料被覆管温度等の評価結果が厳しくなるが，判断基準に対しては十分な余裕がある。 （添付資料 2.5.8）
	主蒸気流量	4.74×10^{3}t/h	4.74×10^{3}t/h （設計値）	定格主蒸気流量として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	給水温度	214℃	約 216℃ （実績値）	初期温度 214℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失後 230 秒程度で約 55℃まで低下し，その後は 55℃一定に設定	最確条件とした場合は，給水温度が高くなることから，反応度投入量が小さくなり出力が低くなるが，その影響は小さいため事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，給水温度が高くなることから，反応度投入量が小さくなり出力が低くなるが，その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料及び炉心	９×９ 燃料（A型）及びＭＯＸ 燃料 228 体を装荷した平衡炉心	装荷炉心毎	圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため，絶対値の大きい９×９ 燃料（A 型）及びＭＯＸ燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期を設定	最確条件とした場合，炉心に応じた反応度が印加されることとなるが，いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，事象進展に与える影響は大きくないことから，運転員等操作に与える影響は有意とならない。	最確条件とした場合，炉心に応じた反応度が印加されることとなる。いずれも型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり，評価項目となるパラメータに与える影響は有意とならない。
	最小限界出力比（ＭＣＰＲ）	1.25	約 1.35 以上 （実績値）	通常運転時（ＭＯＸ燃料を装荷したサイクル以降におけるサイクル初期から，サイクル末期よりさかのぼって炉心平均燃焼度で 2,000MWd/t 手前までの期間）の熱的制限値を設定	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，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，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなる。
	燃料棒最大線出力密度（ＭＬＨＧＲ）	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下 （実績値）	通常運転時の熱的制限値を設定	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇が緩和されるが，燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，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，燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕が評価結果より大きくなる。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（２／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	動的ボイド係数	９×９燃料（A型）及びMOX 燃料228 体を装荷した平衡サイクル末期時点を1.25×1.02倍した値	－	圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため，絶対値の大きい９×９ 燃料（A 型）及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期を設定	最確条件とした場合，動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度上昇は緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合わせとした場合においても，プラント挙動への影響は小さいことを確認している。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは，本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが，動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組合わせと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とを確認している。（添付資料2.5.2）
	動的ドップラ係数	９×９燃料（A型）及びMOX 燃料228 体を装荷した平衡サイクル末期時点を0.9×0.99倍した値	－		最確条件とした場合，動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度上昇は緩和されるが，これによるプラント挙動への影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕は評価結果より大きくなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお，解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては，核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認している。（添付資料2.5.2）
	格納容器容積（ドライウェル）	7,900m^3	7,900m^3 （設計値）	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3 （設計値）	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実績値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりも低くなるため，サプレッション・プール水温度高に到達する時間が遅れることが考えられるが，事象初期の温度上昇に対してその影響は僅かであり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件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，除熱が必要となるまでの時間が長くなるが，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。原子炉への非常用炉心冷却系等による注水に伴う反応度印加の観点では，最確条件の方がサプレッション・プール水温度が低いため，解析条件よりも高い反応度を印加することとなるが，最確条件と解析条件の差は僅かであり，原子炉への注水流量の観点では給水系が支配的であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は無視できる。（添付資料2.5.11）
	格納容器圧力	５kPa[gage]	約５kPa[gage]～約７kPa[gage] （実績値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎ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ピークに達するまでの圧力上昇は約150kPa[gage]であるのに対し，ゆらぎによる圧力上昇量は約２kPaであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，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ピークに達するまでの圧力上昇は約150kPa[gage]であるのに対し，ゆらぎによる圧力上昇量は約２kPaであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（３／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	－	炉心への反応度印加の観点で厳しい過渡事象として設定	－	－
	安全機能等の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失 手動での原子炉スクラム失敗 代替制御棒挿入機能作動失敗	－	バックアップも含めたすべての制御棒挿入機能の喪失を設定		
	評価対象とする炉心の状態	９×９ 燃料（A型）及びＭＯＸ 燃料 228 体を装荷した平衡サイクル末期	－	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく，保守的な評価となることを考慮して設定		
	外部電源	外部電源あり	－	外部電源がある場合，原子炉再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず，原子炉出力は高く維持されることから，燃料被覆管温度，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定	仮に，事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし，電動機駆動給水ポンプによる原子炉への注水が行われないため，事象進展が緩やかになり，事故発生直後の運転員等操作に若干の時間余裕が生じる。	仮に，事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は，外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし，電動機駆動給水ポンプによる原子炉への注水が行われず，原子炉出力が低くなるため，評価項目となるパラメータに対する実際の安全余裕が評価結果より大きくなる。 （添付資料 2.5.7）

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（原子炉停止機能喪失）（４／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	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	主蒸気隔離弁閉	主蒸気隔離弁閉	－	－	－
	主蒸気隔離弁閉止に要する時間	３秒	３秒以上５秒以下	設計値の下限値(最も短い時間)として設定	解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが，事象発生からごく短時間の動作であり，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，初期の原子炉出力上昇が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	代替原子炉再循環ポンプトリップ信号	原子炉圧力高（7.41MPa[gage]）信号により原子炉再循環ポンプトリップ	原子炉圧力高（7.41MPa[gage]）信号により原子炉再循環ポンプトリップ	ＡＴＷＳ緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし弁機能 7.58～7.79MPa[gage] 367～377t/h/個	逃がし安全弁(逃がし弁機能)の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	電動機駆動給水ポンプ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後，電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする 復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ	主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後，電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする 復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ	電動機駆動給水ポンプの設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）信号によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 91m^3/h（8.21～0.74　MPa[gage]において），サプレッション・プール水温度 100℃到達後は停止し，高圧炉心スプレイ系にて原子炉水位維持	原子炉水位低（レベル２）信号によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 91m^3/h（8.21～0.74　MPa[gage]において）サプレッション・プール水温度 100℃到達後は停止し，高圧炉心スプレイ系にて原子炉水位維持	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 （添付資料2.5.12）
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低（レベル１$_H$）又は格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）信号によって自動起動 注水遅れ時間 17 秒（設計値の 30 秒からＤ／Ｇの起動遅れ 13 秒を除いた値） 注水流量 318～1,050m^3/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大 1,050m^3/h）	原子炉水位低（レベル１$_H$）又は格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）信号によって自動起動 注水遅れ時間 17 秒（設計値の 30 秒からＤ／Ｇの起動遅れ 13 秒を除いた値） 注水流量 318～1,050m^3/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大 1,050m^3/h）	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定	実際の注水流量が解析より多い場合（注水流量（設計値）の保守性）であっても，反応度印加として寄与する給水流量に対する割合は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	実際の注水流量が解析より多い場合（注水流量（設計値）の保守性）であっても，反応度印加として寄与する給水流量に対する割合は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 （添付資料2.5.12）
	ほう酸水注入系	注入流量 162L/m ほう酸濃度 13.4wt％	注入流量 162L/m ほう酸濃度 13.4wt％	ほう酸水注入系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)	熱交換器１基あたり約９MW（サプレッション・チェンバのプール水温度 52℃，海水温度 30℃において）	熱交換器１基あたり約９MW（サプレッション・チェンバのプール水温度 52℃，海水温度 30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

表３　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（原子炉停止機能喪失）（１／２）

項目		解析条件（操作条件）の不確かさ		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					
操作条件	自動減圧系等の自動起動阻止操作	事象発生５分後	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮した値	【認知】 事故時には重要監視事項である原子炉スクラムの成否を最初に確認することから認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。さらに，運転員の認知を助けるために原子炉自動スクラム警報が発信し，全制御棒全挿入ランプは消灯したままとなる。この事象初期の状況判断に余裕時間を含め５分を想定している。以上により，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 自動減圧系等起動阻止は制御盤での簡単な操作であるため，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は，パラメータ監視とともに，ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作が並行して行われているため，操作開始時間は変動しうる。 【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。	中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，操作手順に変わりがなく，パラメータを起点としていない操作であることから，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより，操作開始時間に与える影響はない。また，当該操作は，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	解析上，格納容器圧力高（13.7kPa［gage］）及び原子炉水位低（レベル１）の設定点に到達し自動減圧系等のタイマーが作動するのは事象発生の約7.9分後であり，仮に，自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には，この自動減圧系のタイマー作動後の 120 秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも，原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに自動減圧系等の起動阻止操作を実施し，自動開放した逃がし安全弁を閉止することで，原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系等からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個で減圧する場合について，同じ操作を実施している「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると，減圧開始後から約 130 秒で約２MPa[gage]まで低下している。よって，合計で解析上の操作開始時間である事象発生の５分後から約 7.1 分程度の時間余裕がある。	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，原子炉水位低（レベル１）より早く原子炉停止機能喪失及び格納容器圧力高信号を確認した時点で自動減圧系起動阻止操作を実施。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（原子炉停止機能喪失）（２／２）

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					
操作条件	ほう酸水注入系運転操作	事象発生11.6分後	原子炉スクラムの失敗を確認した後から，運転員の操作時間余裕として10分を考慮した値	【認知】 原子炉スクラムが成功しているか否かは，スクラム警報の発生の有無，制御棒の挿入状態，中性子束の減少により確認するが，これらは中央制御室の表示等で容易に確認することができる。制御棒の挿入状態は制御棒位置表示により確認可能であり，中性子束の減少は原子炉スクラムが成功していれば平均出力領域計装の指示が急激に低下するため容易に確認することができる。よって，認知遅れが操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 ほう酸水注入系起動操作は制御盤での簡単な操作であるため，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は，パラメータ監視とともに，ほう酸水注入系の起動操作，残留熱除去系による格納容器除熱操作，制御棒の挿入操作，原子炉水位制御操作が並行して行われているため，操作開始時間は変動しうる。ただし，並列操作の中でも，ほう酸水注入系の起動操作を優先する手順となっている。 【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。	前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は，時間余裕を含めて設定しており，また，本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから，操作が遅れる可能性は低く，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水開始時間も早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。当該操作は，操作手順に変わりがなく，パラメータを起点としていない操作であることから，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また，当該操作は，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり，その場合，格納容器圧力及び温度は解析結果より低くな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。 なお，燃料被覆管温度は，ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。	ほう酸水注入系の起動操作については，手順上，事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系等の自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は，主にサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力に影響するが，事象発生から10分後に操作を開始した場合でも，格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため，10分以上の操作時間が確保できることから，時間余裕がある（添付資料2.5.9，2.5.10）	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。訓練では，原子炉停止機能を確認し約２分でほう酸水注入系運転操作を開始。 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。
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード（２系統））運転操作	事象発生11.6分後	サプレッション・プール水温度高警報設定値（49℃）到達から，運転員の操作余裕として10分を考慮した値	【認知】 原子炉停止機能喪失時に原子炉出力が高く，かつ原子炉が隔離状態にある場合はサプレッション・プール水温度の上昇は重要なパラメータであり，認知遅れが操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 残留熱除去系による格納容器除熱操作は中央制御室の制御盤での簡単な操作であるため，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はないが，残留熱除去系２系列の弁の開閉時間として６分程度必要である。 【他の並列操作有無】 原子炉停止機能喪失の初期は，パラメータ監視とともに，ほう酸水注入系の起動操作，制御棒の挿入操作，原子炉水位制御操作が並行して行われているため，操作開始時間は変動しうる。 【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。	サプレッション・プール水温度 49℃到達後 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，サプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報し，また，中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから，操作が遅れる可能性は低く，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は，操作手順に変わりがなく，パラメータを起点としている操作であることから，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより，操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	実態の残留熱除去系２系列による格納容器除熱開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるが，残留熱除去系１系列操作完了により１系列分の除熱が始まることから格納容器圧力，温度は解析結果より低くなる可能性がある。	操作が遅れた場合にはサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても，サプレッション・プール水温度の最高値は約 110℃から上昇するが，サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであるため，限界温度200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。（添付資料 2.5.9，2.5.10）	訓練実績等により，サプレッション・プール水温度高警報の発報から約６分で残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転を開始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。

リウェットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響

１．リウェットの考慮と燃料被覆管温度への影響

原子炉停止機能喪失の有効性評価においては，主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や，給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し，燃料被覆管表面で沸騰遷移（ドライアウト）が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる（リウェット）ことで急減に低下する。よって，燃料被覆管の最高温度は，このリウェットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。

原子炉停止機能喪失の有効性評価では，リウェット判定に「ＢＷＲにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準：2003」（2003年6月，日本原子力学会）における相関式２を用いている。相関式２によるリウェット判定は燃料被覆管温度に依存し，解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，相関式２によるリウェット判定時刻も遅くなる傾向となり，燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で，相関式２によるリウェット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから，ここではリウェットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し，その最高温度を確認した。

２．評価条件

リウェットを考慮しないものとし，初期炉心流量を85％及び100％とした場合について評価した。その他の条件については，今回の有効性評価において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）と同じである。

３．評価結果

リウェットを考慮しないものとし，初期炉心流量を85％及び100％とした場合の燃料被覆管温度の評価結果を図１及び図２に，ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図３に示す。また，評価結果のまとめを表１に示す。

リウェットを考慮しない場合，燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後，燃料被覆管温度はリウェットによる低下がなく高い状態を継続する。その後，復水器ホットウェルの水位低下による給水・復水系の停止に伴い原子炉水位が低下し，原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は大幅に低下する。

燃料被覆管の最高温度及び酸化量は，リウェットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが，評価項目である1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15％を下回る。

また，リウェットを考慮しない場合について，初期炉心流量の違いの影響を

確認すると，初期炉心流量が85%の場合の方が，燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量のいずれも厳しい結果となったが，その幅は燃料被覆管の最高温度において約75℃，燃料被覆管の酸化量において約1.2%であり，リウェットを考慮しないことで燃料被覆管の最高温度が約262℃，燃料被覆管の酸化量が最大でも約3.1%増加したことに比べるとその変化幅は小さく，いずれも評価項目を満たしていることから，特別な対応が必要となるものではないと考える。

以上の結果より，リウェットを考慮しないものとし，初期炉心流量を85%及び100%とした場合について，原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって，リウェットモデルの精度に係らず，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。

表１　リウェット考慮の有無による評価項目への影響

項目	感度解析		ベースケース	評価項目
リウェット	考慮せず		相関式２	-
初期炉心流量（%）	85	100	100	-
燃料被覆管の最高温度（℃）	約 1,155	約 1,080	約 818	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	約 4.3	約 3.1	１%以下	15%以下

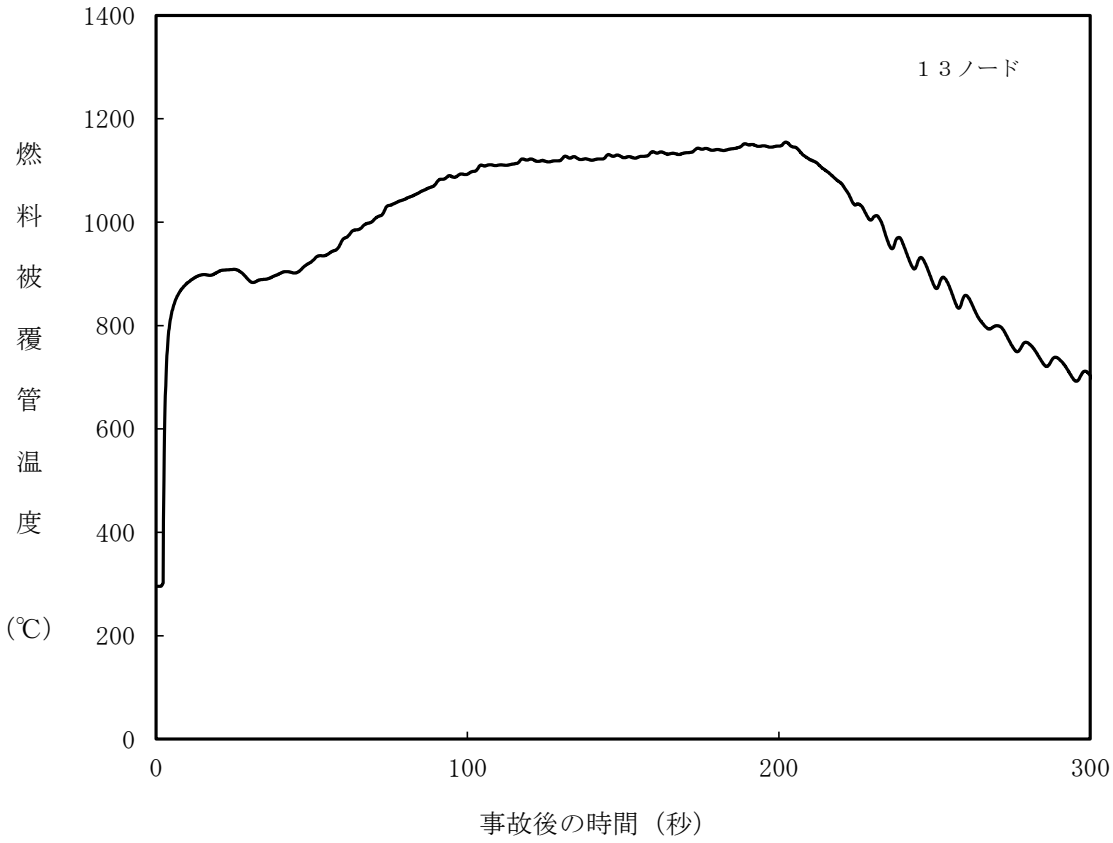


図１　燃料被覆管温度の推移
（リウェット考慮せず，初期炉心流量 85%）

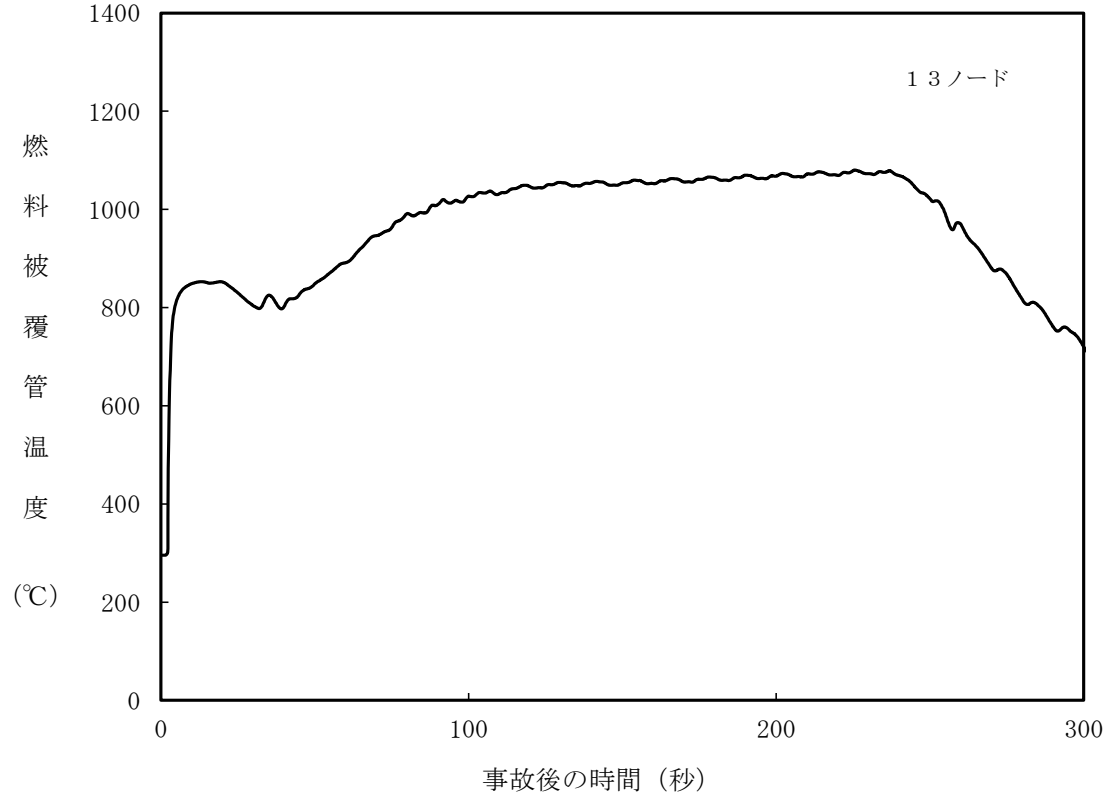


図２　燃料被覆管温度の推移
（リウェット考慮せず，初期炉心流量 100%）

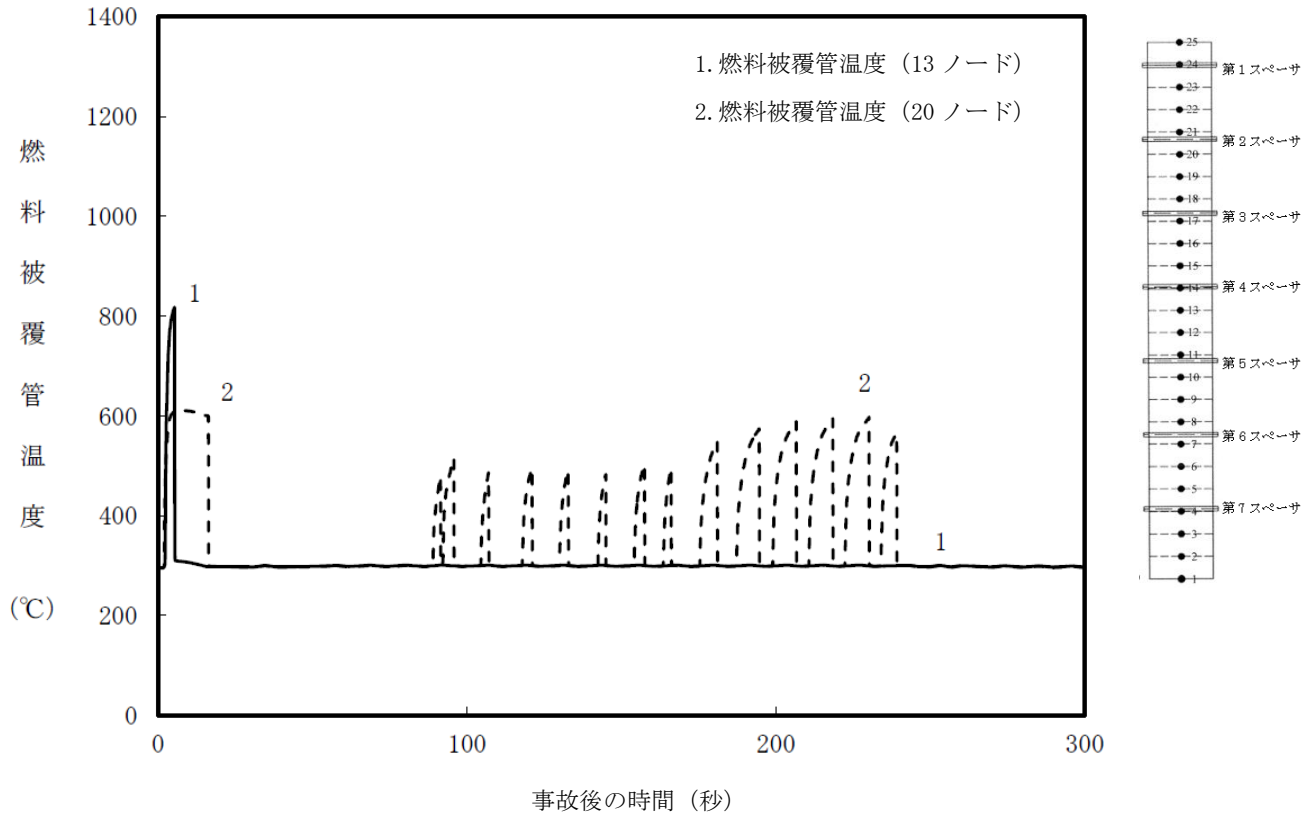


図３　燃料被覆管温度の推移（ベースケース）

外部電源の有無による評価結果への影響

１．はじめに

今回の有効性評価では，外部電源は喪失しない条件としており，給水・復水系や再循環ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは，外部電源が喪失した場合を仮定し，外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。

２．評価条件

外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。

３．評価結果

評価結果を図１から図 12 に示す。また，評価結果のまとめを表１に示す。

事象発生と同時に外部電源が喪失するため，原子炉再循環ポンプＭＧセットがトリップし，その後，原子炉圧力高（7.41MPa[gage]）信号により原子炉再循環ポンプはトリップする。これにより，原子炉出力の上昇が抑制されることで，事象初期の燃料被覆管温度の上昇は，ベースケースの最高値(約 818℃)に比べて低めとなる。同様に，サプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより，サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値はベースケースと比べて低くなる。

また，外部電源喪失により給水・復水系が停止し，原子炉水位が低下することから，ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。

４．まとめ

外部電源がない場合の感度解析を実施し，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

また，外部電源が有ることにより使用可能となる給水・復水系及び再循環ポンプについては，一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから，重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。

表１　外部電源の有無による評価項目への影響

項　　目	感度解析 （外部電源なし）	ベースケース （外部電源あり）	評価項目
燃料被覆管最高温度（℃）	約 710	約 818	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	１%以下	１%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値（MPa[gage]）	約 8.60	約 8.91	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の 1.2 倍）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値（kPa[gage]）	約 122	約 167	853kPa[gage]（格納容器限界圧力）未満
原子炉格納容器バウンダリの温度の最大値（サプレッション・プール水温度（℃））	約 100	約 110	200℃（格納容器限界温度）未満

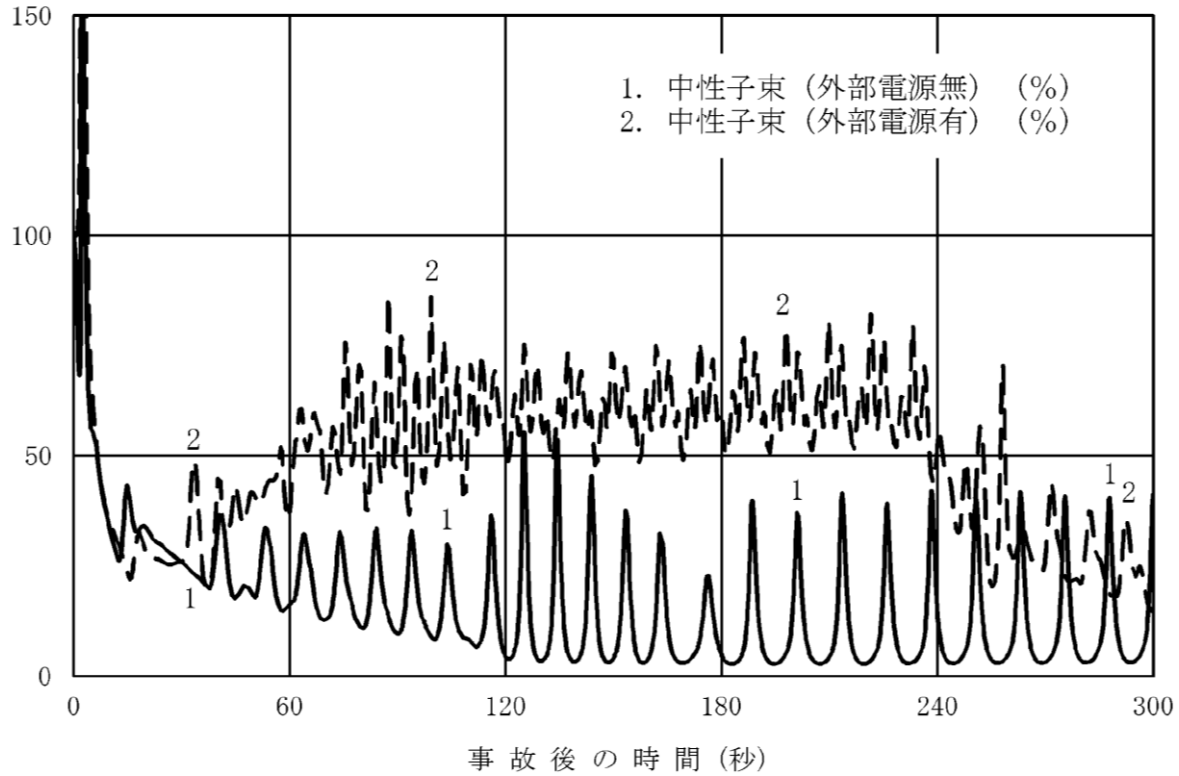


図１　外部電源がない場合の中性子束の推移（事象発生から 300 秒後まで）

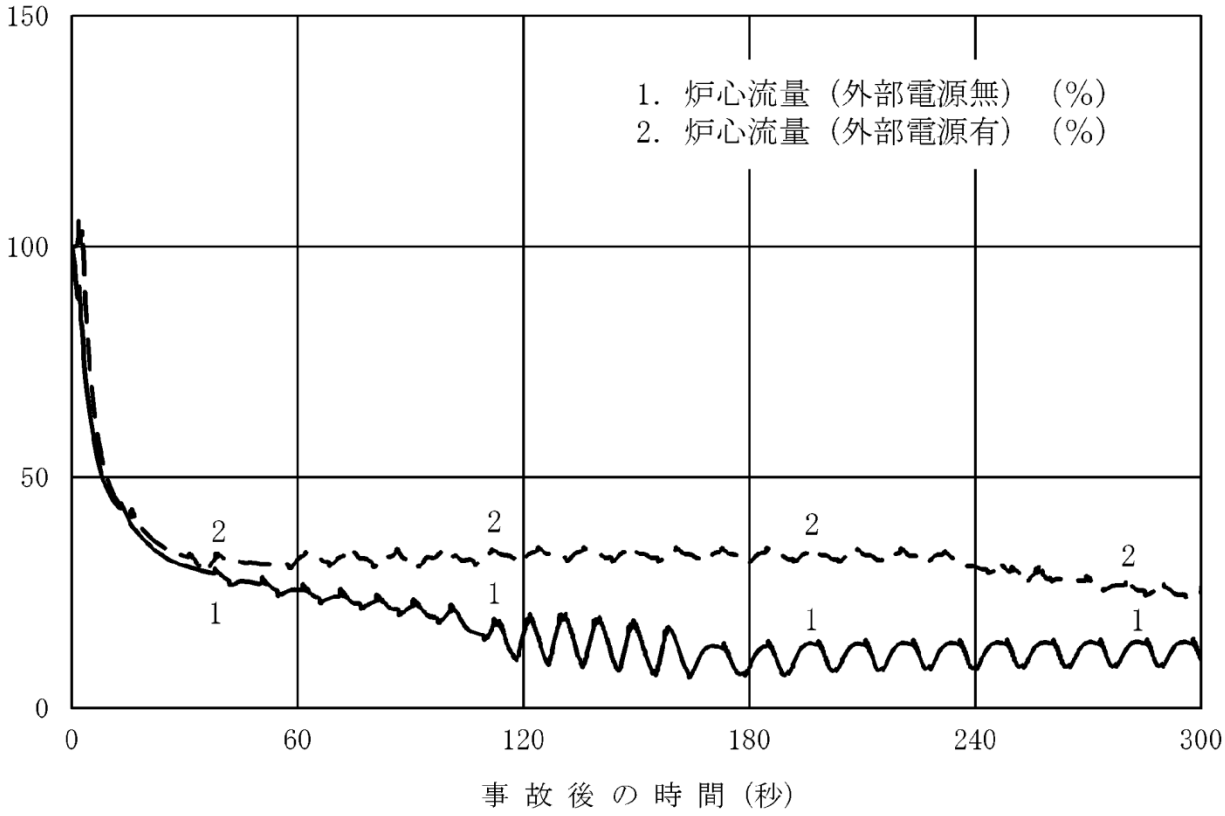


図２　外部電源がない場合の炉心流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）

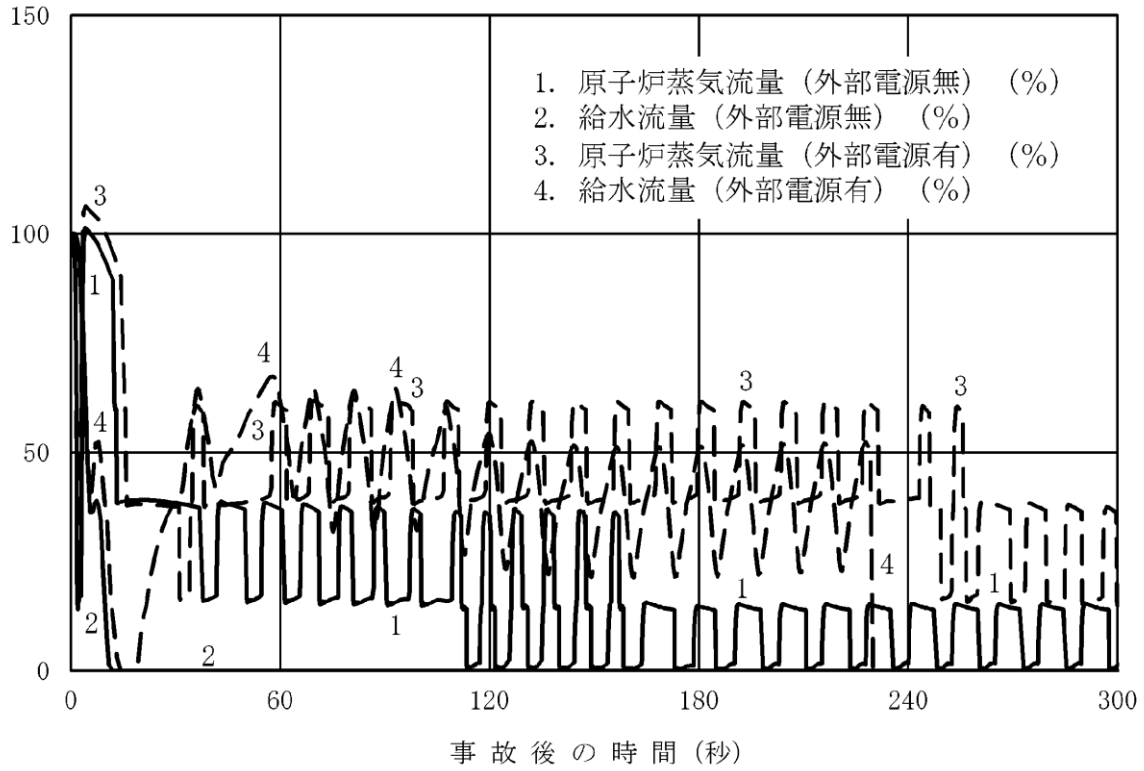


図３　外部電源がない場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）

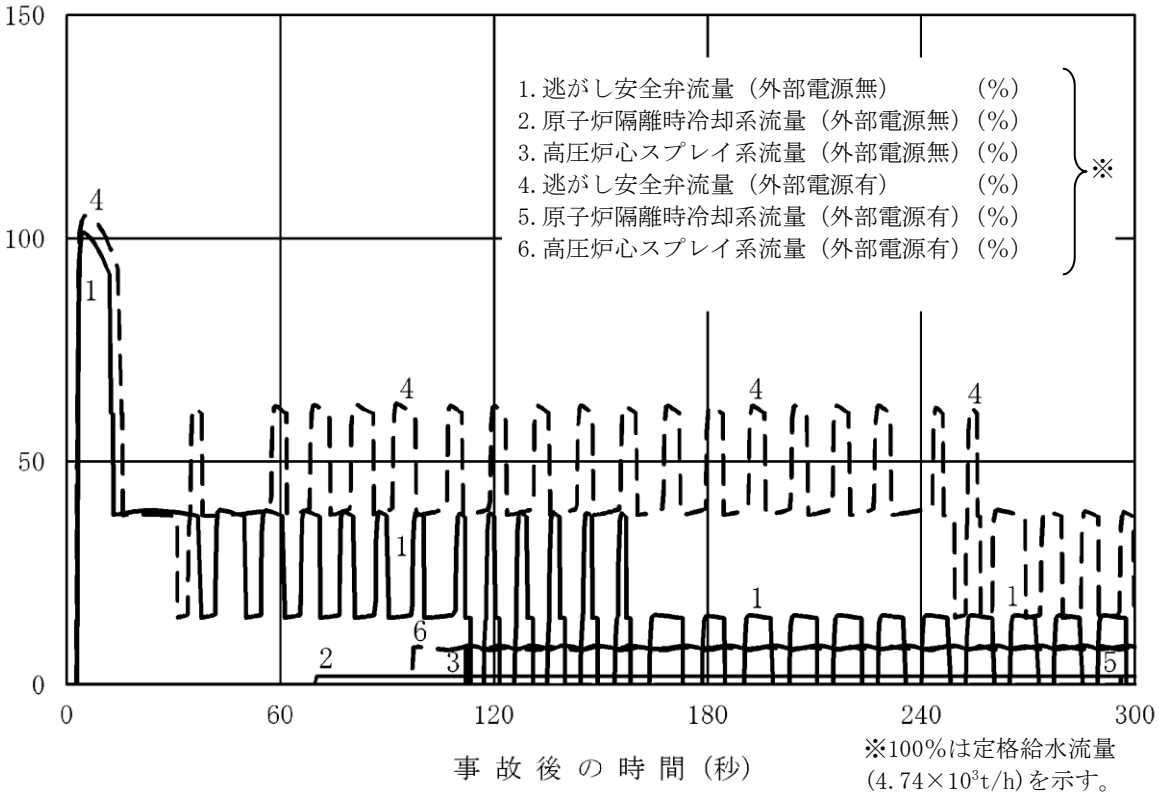


図４　外部電源がない場合の逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）

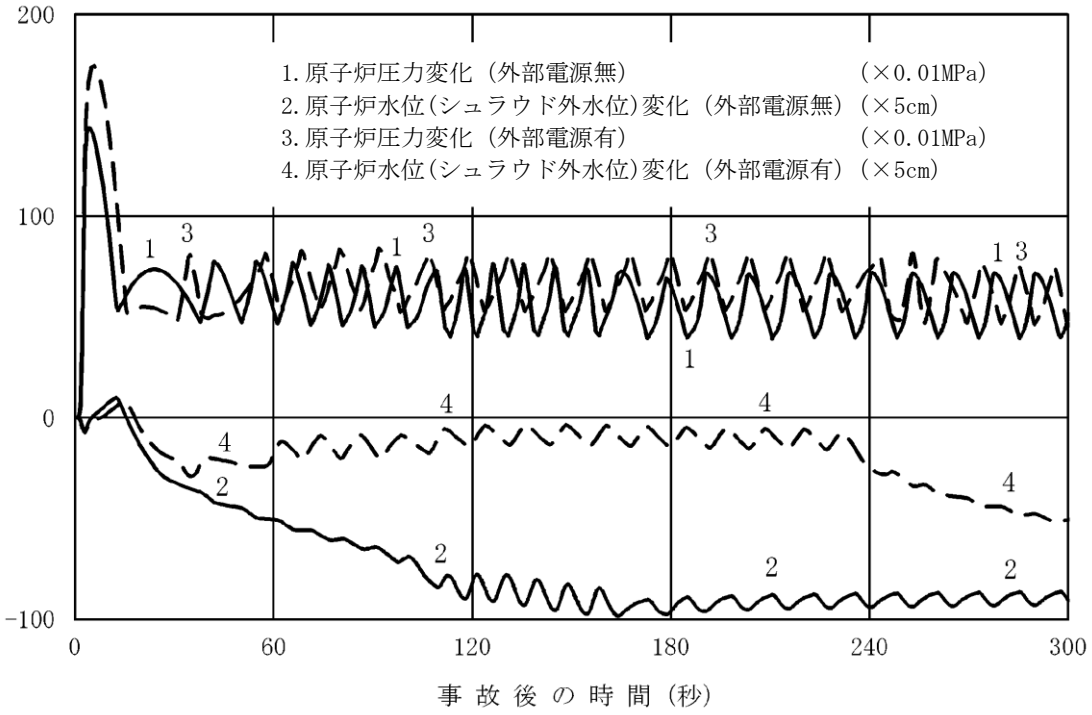


図５　外部電源がない場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 300 秒後まで）

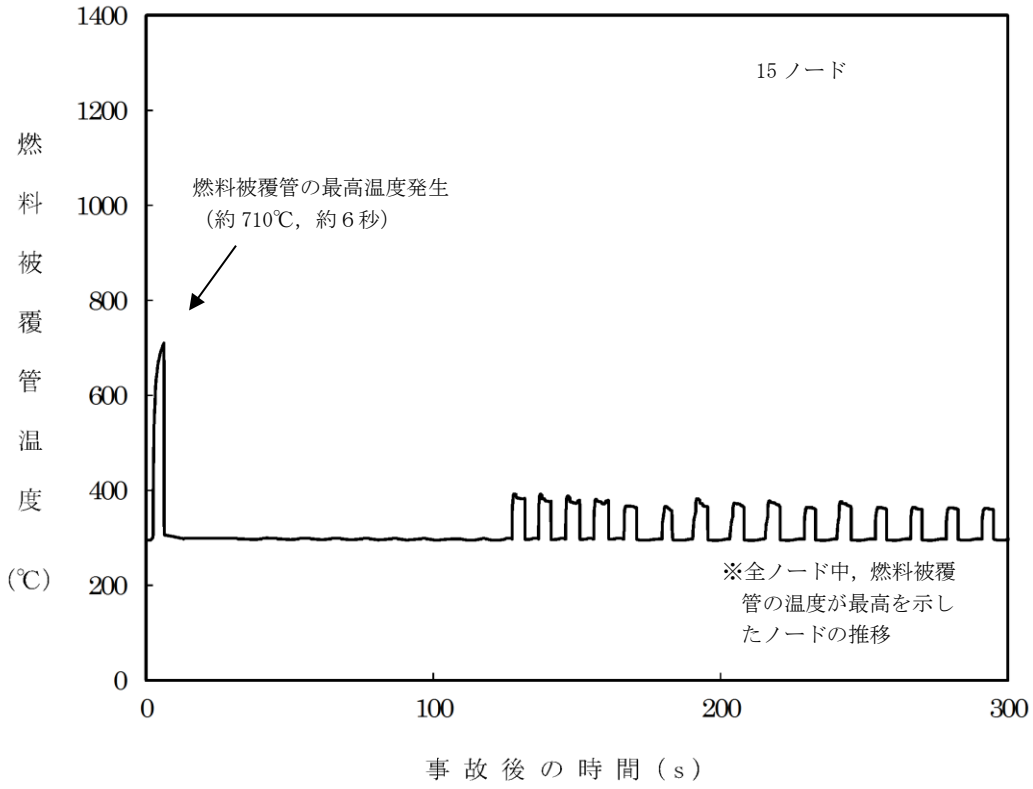


図６　外部電源がない場合の燃料被覆管温度※の推移
（15 ノード，事象発生から 300 秒後まで）

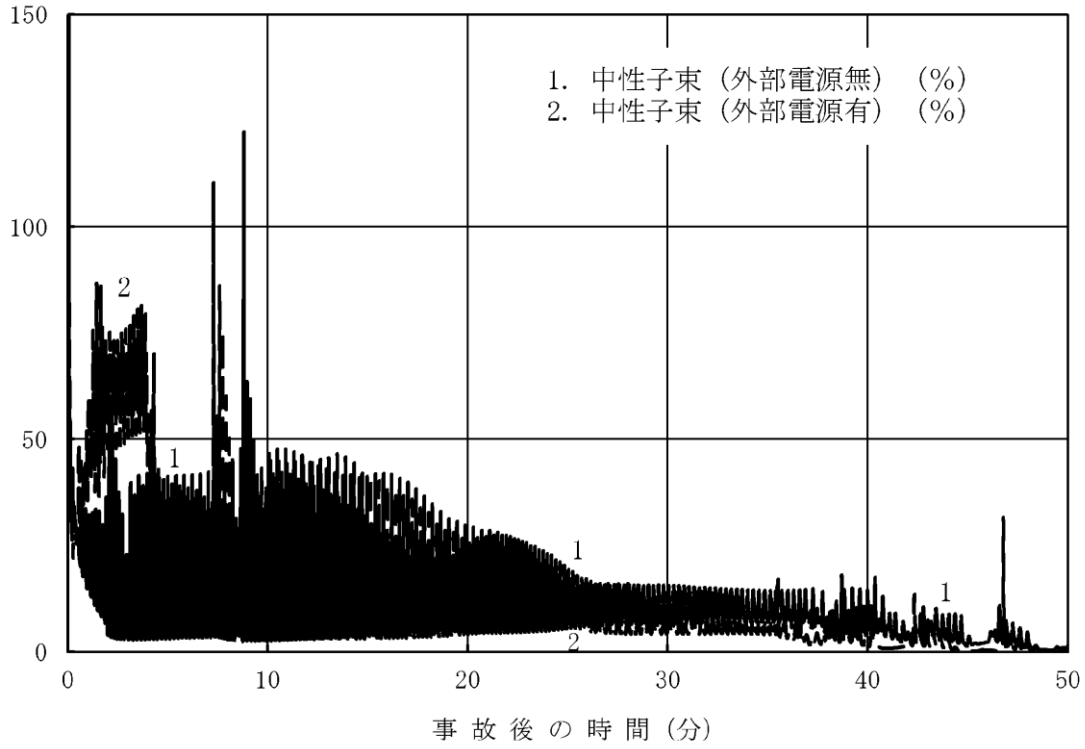


図７　外部電源がない場合の中性子束の推移
（事象発生から 50 分後まで）

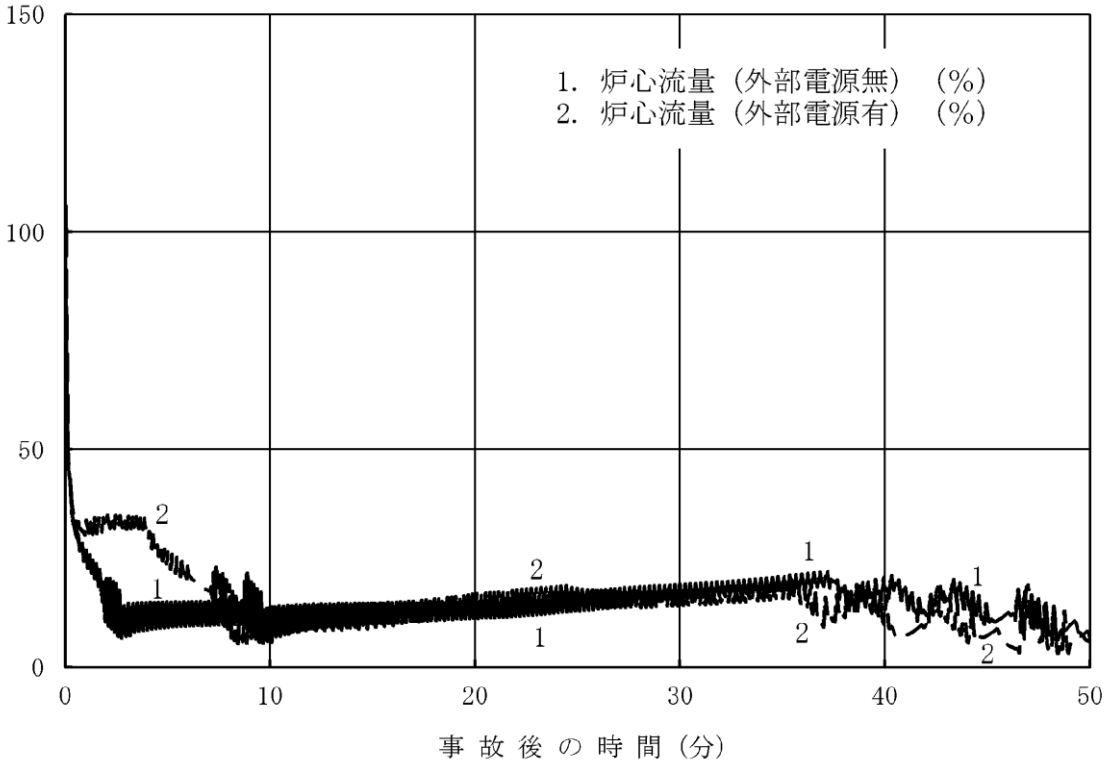


図８　外部電源がない場合の炉心流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）

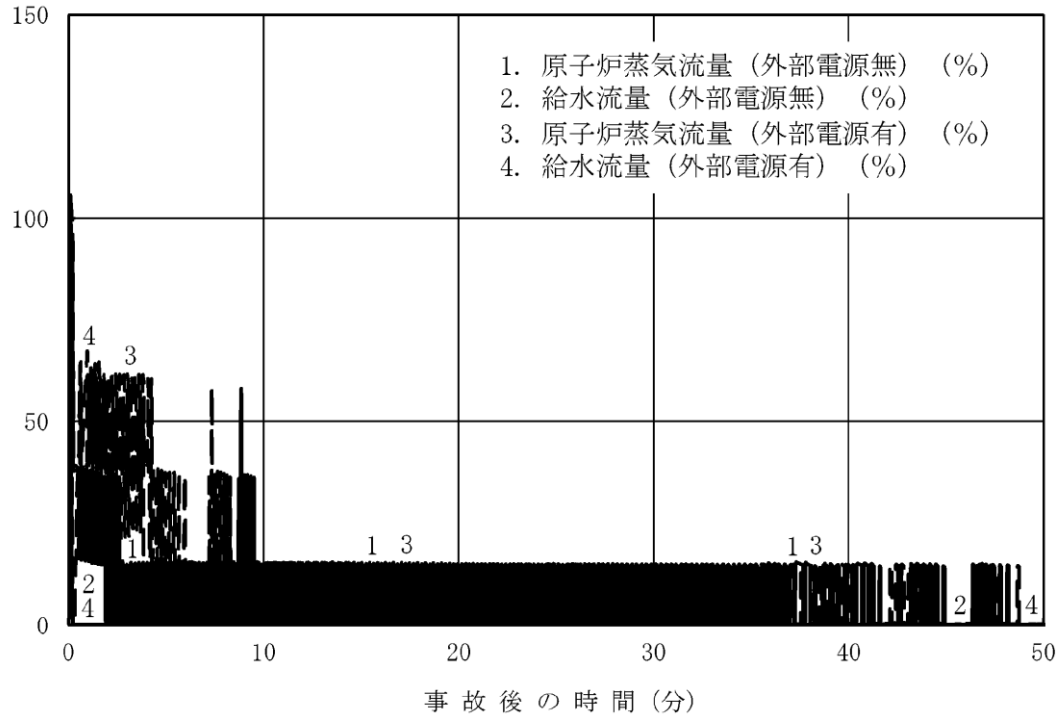


図９　外部電源がない場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）

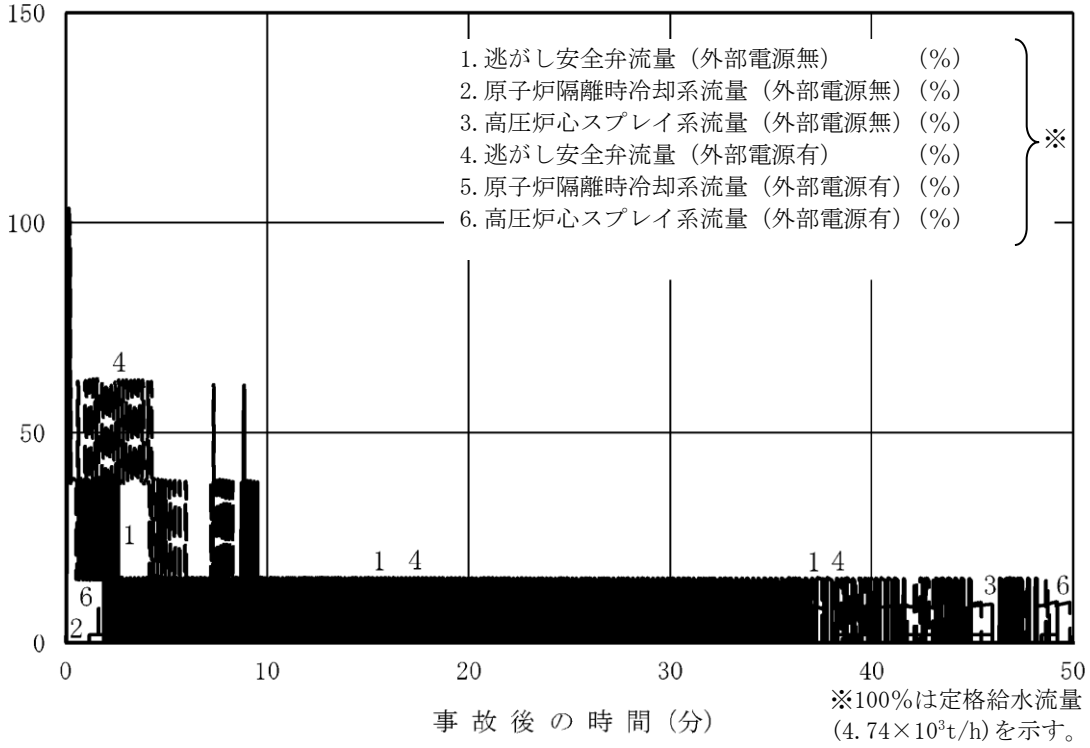


図 10　外部電源がない場合の逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移（事象発生から 50 分後まで）

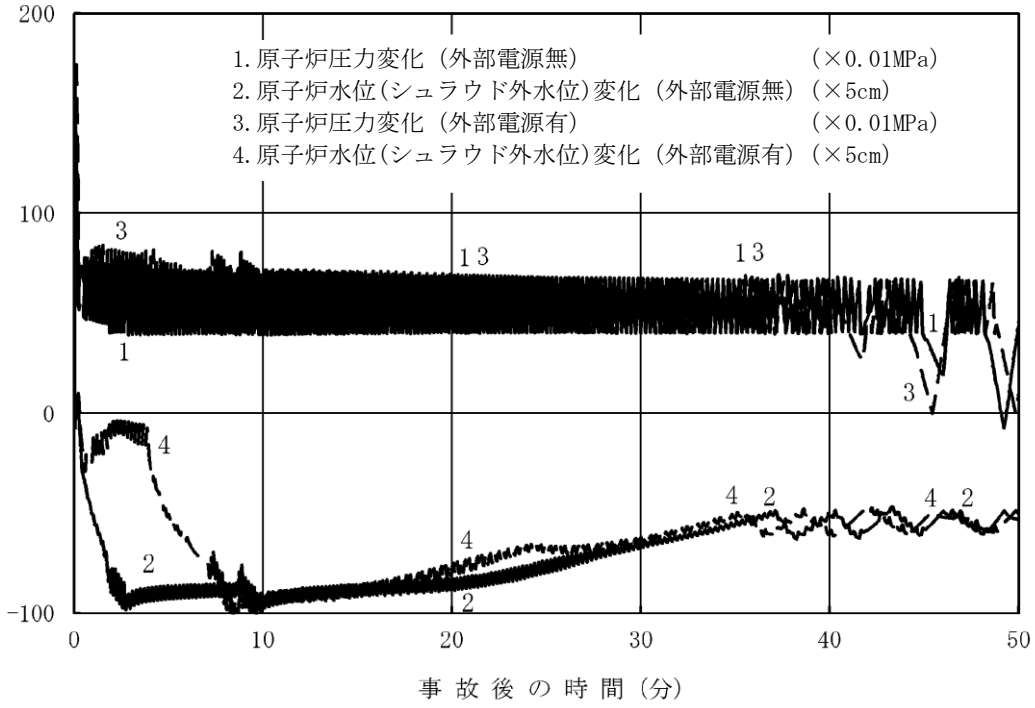


図 11　外部電源がない場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

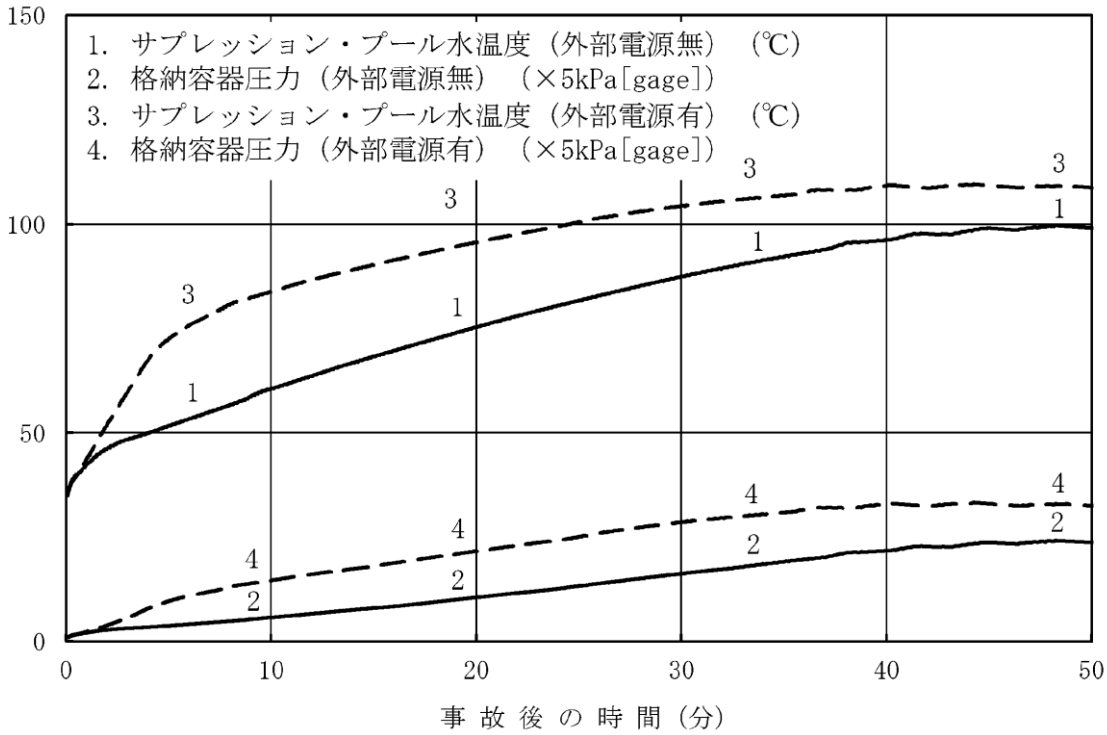


図 12　外部電源がない場合のサプレッション・プールの水温度，格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）

初期炉心流量の相違による評価結果への影響

１．はじめに

今回の有効性評価では，通常運転時における代表的な状態として，初期炉心流量を100%として解析を実施している。一方，島根原子力発電所２号炉では炉心流量を85%まで下げて運転することができる。

初期炉心流量が少ない場合，初期炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高いため，主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等の影響が考えられる。

このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から，今回の有効性評価と同等の条件で，初期炉心流量を85%とした場合の評価を実施した。

２．評価条件

今回の有効性評価において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対して，初期炉心流量を85%に変更した以外は，ベースケースの評価条件と同じである。

３．評価結果（再循環ポンプの回転速度（初期炉心流量）が与える影響）

ベースケースと同等の条件で初期炉心流量を85%とした場合の評価結果を図１から図12に示す。また，評価結果のまとめを表１に示す。

炉心流量を85%としたケースでは，炉心流量が多い場合に比べ相対的にボイド率が高く，主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力の上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり，炉心で発生する蒸気量が増加し，原子炉冷却材圧力バウンダリに係る圧力の最高値が高くなる。その後の出力上昇時（約30秒から約200秒の間）も，逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際，炉心流量が低い方が印加される正のボイド反応度が大きいことから，中性子束が高めに推移する。また，85%炉心流量の場合の方が，中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり，水位低下が早くなるため，原子炉水位低（レベル２）の到達タイミングが早まる。

ベースケースと比較すると燃料被覆管の最高温度に違いが見られるが，これは上述のとおり，ボイド反応度による影響と考える。

なお，初期炉心流量の相違は，再循環ポンプトリップ後の原子炉出力に多少の差が生じるものの，電動機駆動給水ポンプにより水位制御されており，静定水位や静定炉心流量等が初期炉心流量により大きく変わることはないため，その後の事象推移に大きな相違はない。

４．まとめ

初期炉心流量を85%とした場合，燃料被覆管の最高温度及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが，評価項目となるパラメータの最大値は評価項目を満足することを確認した。

表１　初期炉心流量の相違による評価項目への影響

評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目
初期炉心流量（%）	85	100	－
燃料被覆管の最高温度（℃）	約 820	約 818	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量	１%以下	１%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値（MPa[gage]）	約 8.94	約 8.91	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の 1.2 倍）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値（kPa[gage]）	約 170	約 167	853kPa[gage]（格納容器限界圧力）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値（サプレッション・プール水温度（℃））	約 111	約 110	200℃（格納容器限界温度）未満

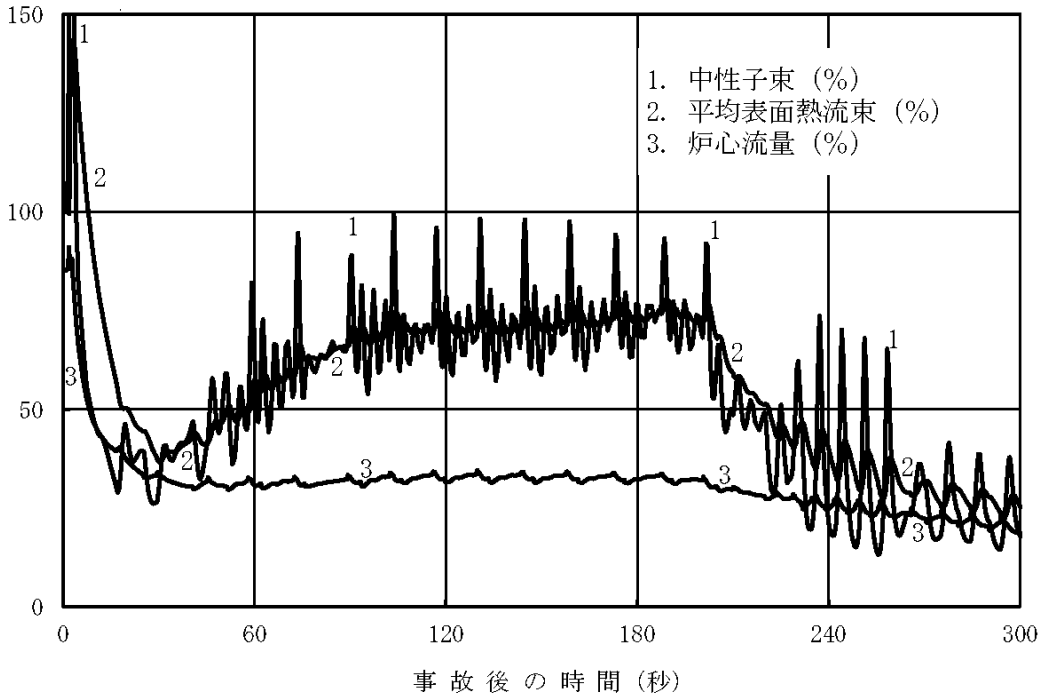


図１　初期炉心流量 85%の場合の中性子束，平均表面熱流束，炉心流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）

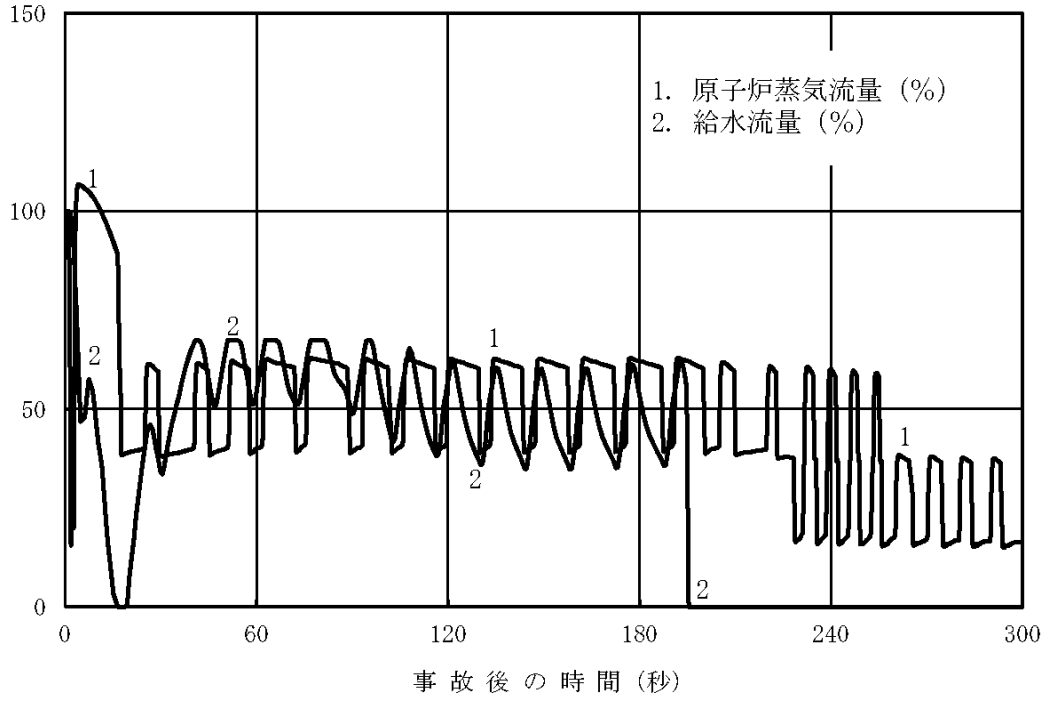


図２　初期炉心流量 85%の場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）

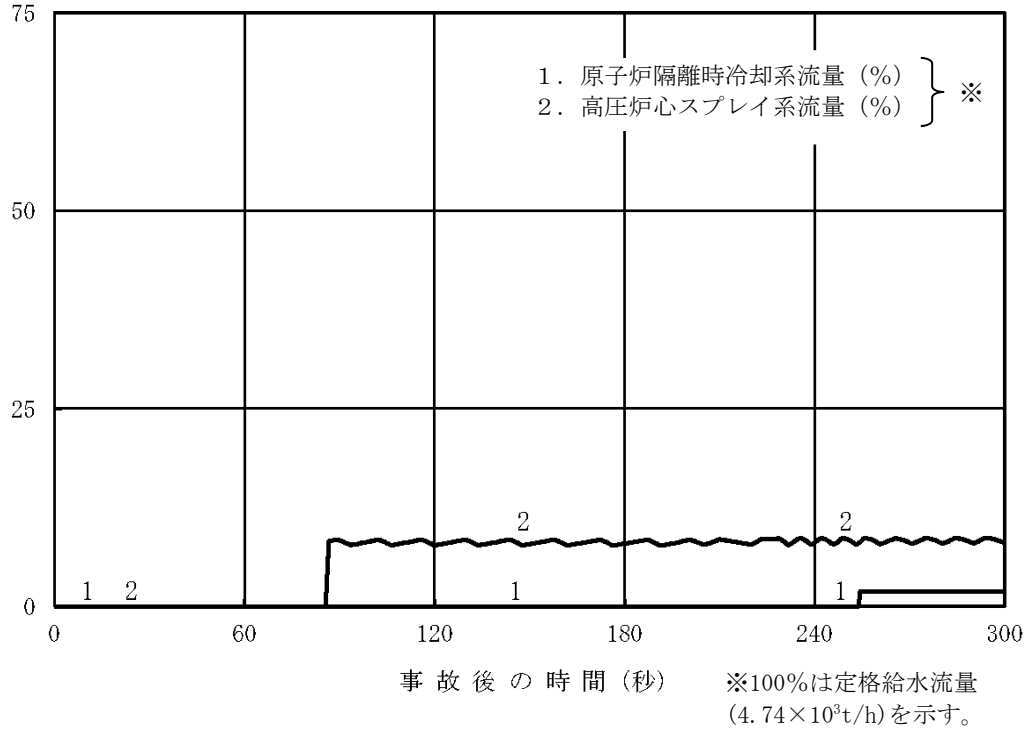


図３　初期炉心流量 85%の場合の原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（事象発生から 300 秒後まで）

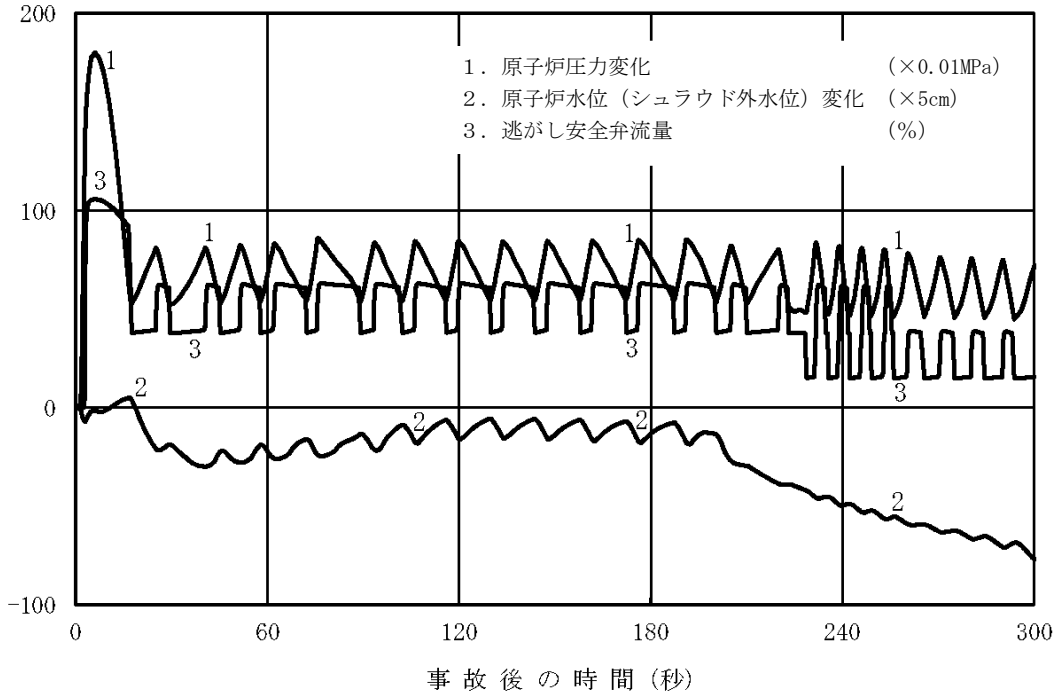


図４　初期炉心流量 85%の場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位），逃がし安全弁流量の推移（事象発生から 300 秒後まで）

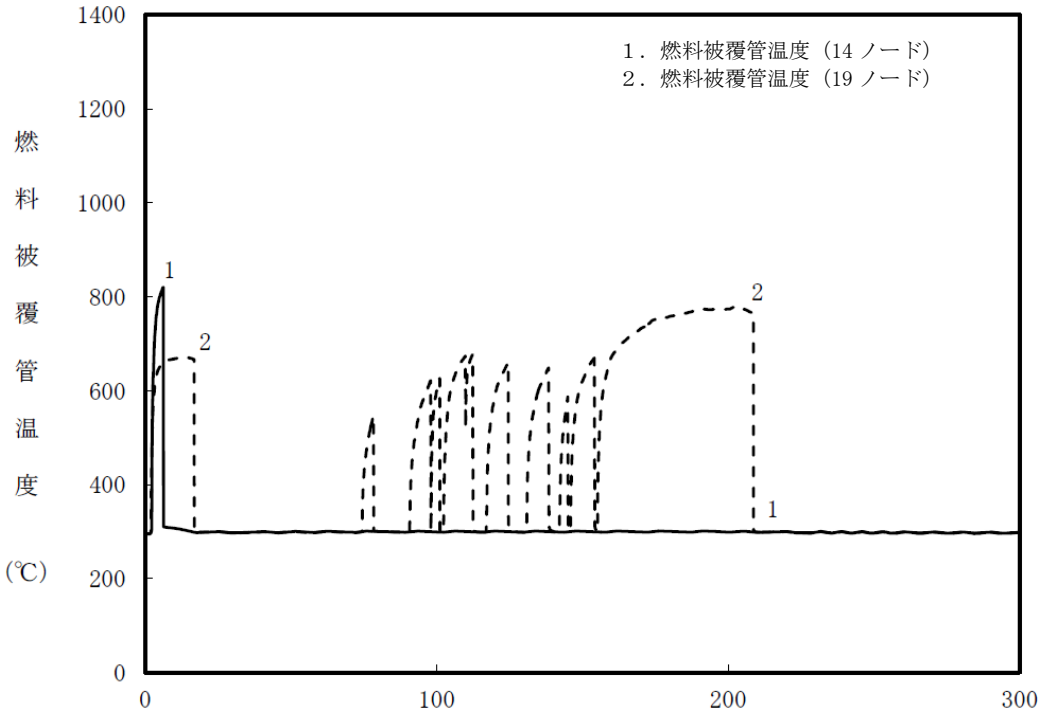


図５　初期炉心流量 85%の場合の燃料被覆管温度の推移
（14・19 ノード，事象発生から 300 秒後まで）

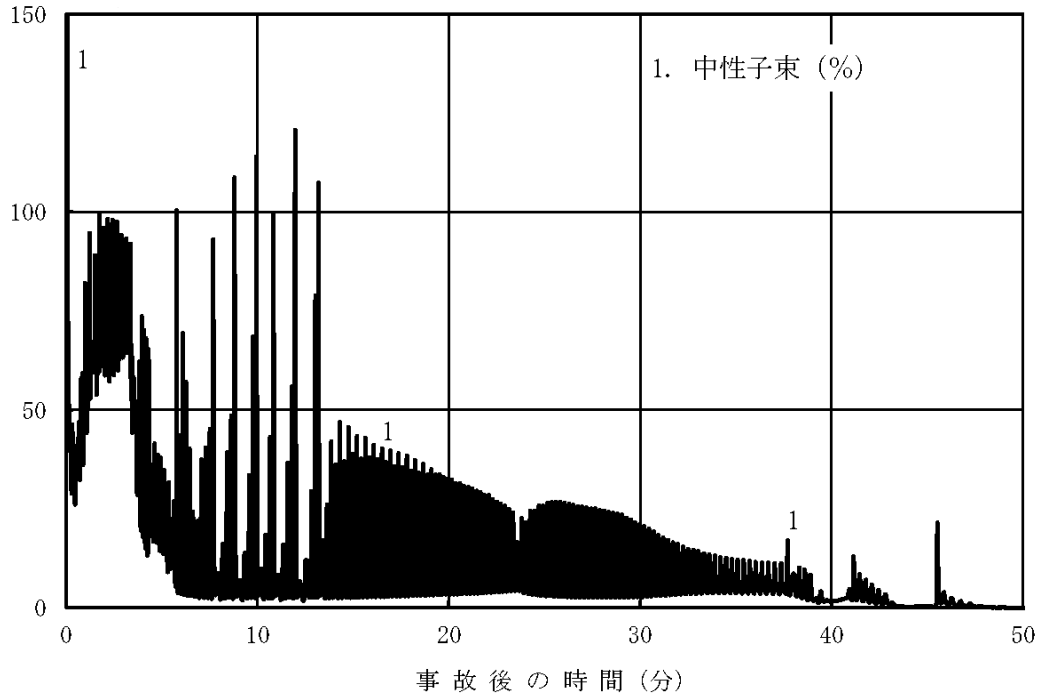


図６　初期炉心流量 85%の場合の中性子束の推移（事象発生から 50 分後まで）

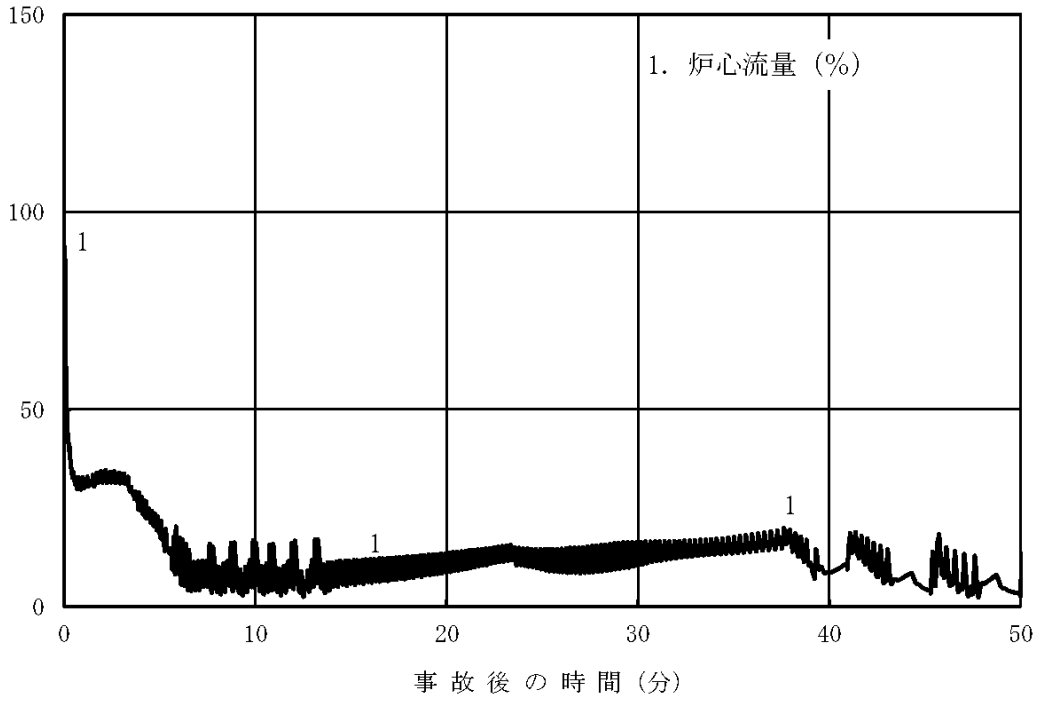


図７　初期炉心流量 85%の場合の炉心流量の推移（事象発生から 50 分後まで）

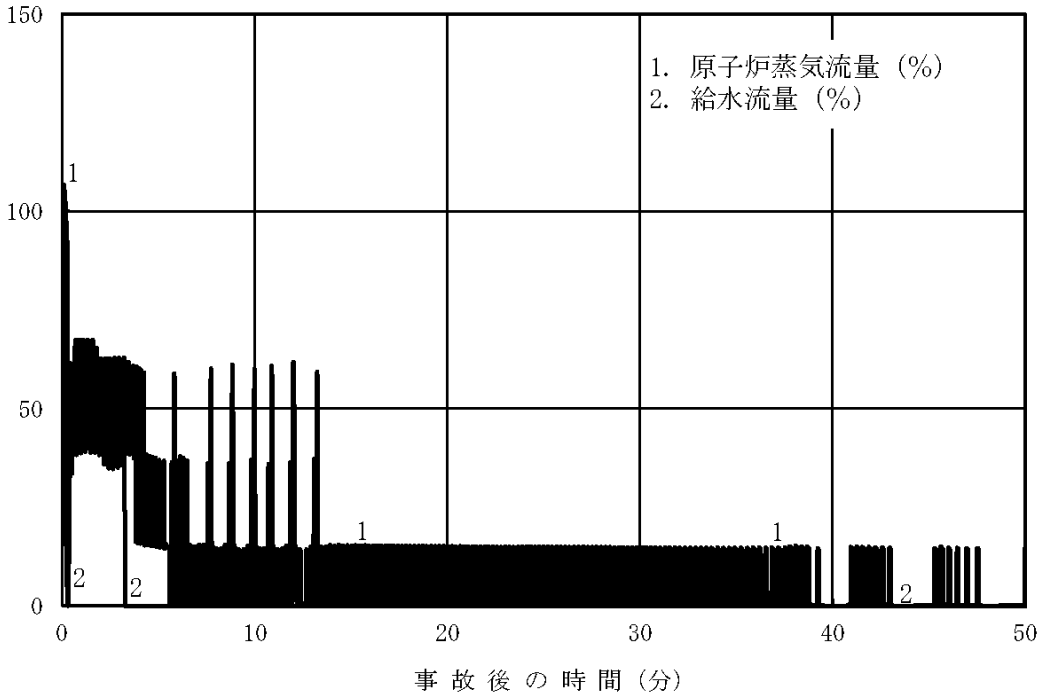


図８　初期炉心流量 85%の場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）

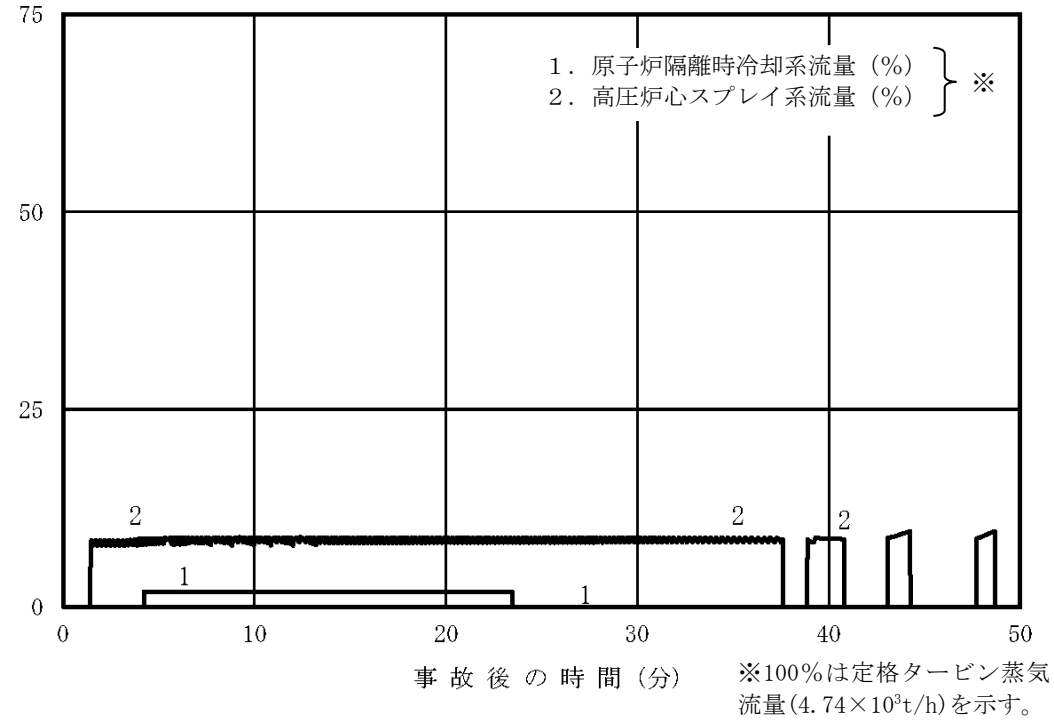


図９　初期炉心流量 85%の場合の原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移（事象発生から 50 分後まで）

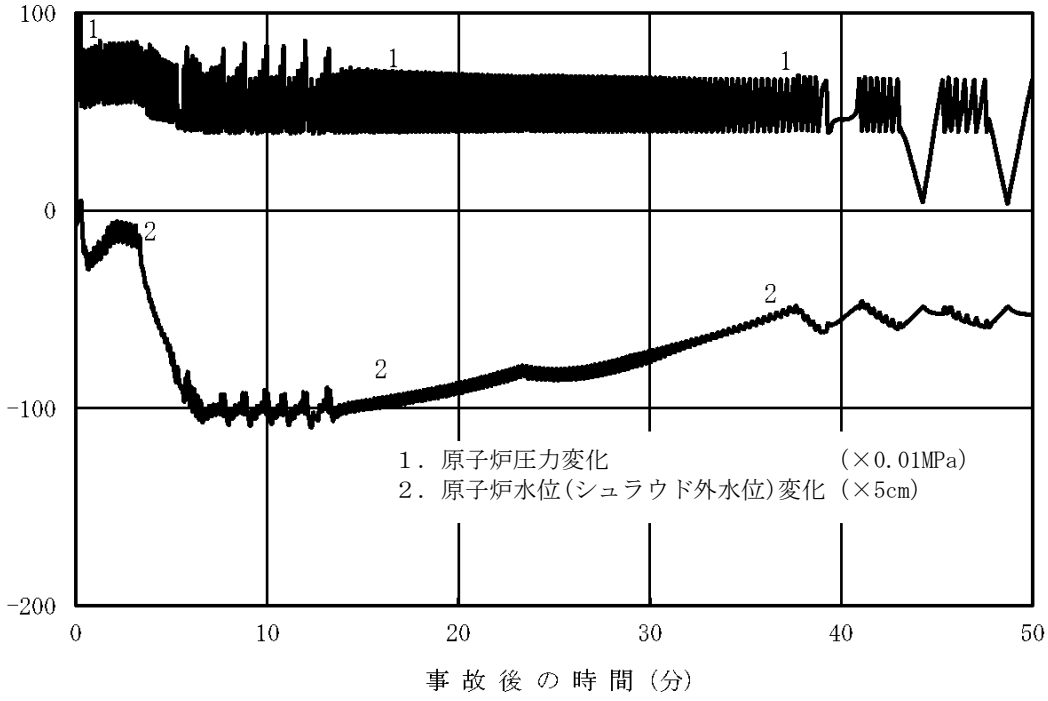


図 10　初期炉心流量 85%の場合の原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

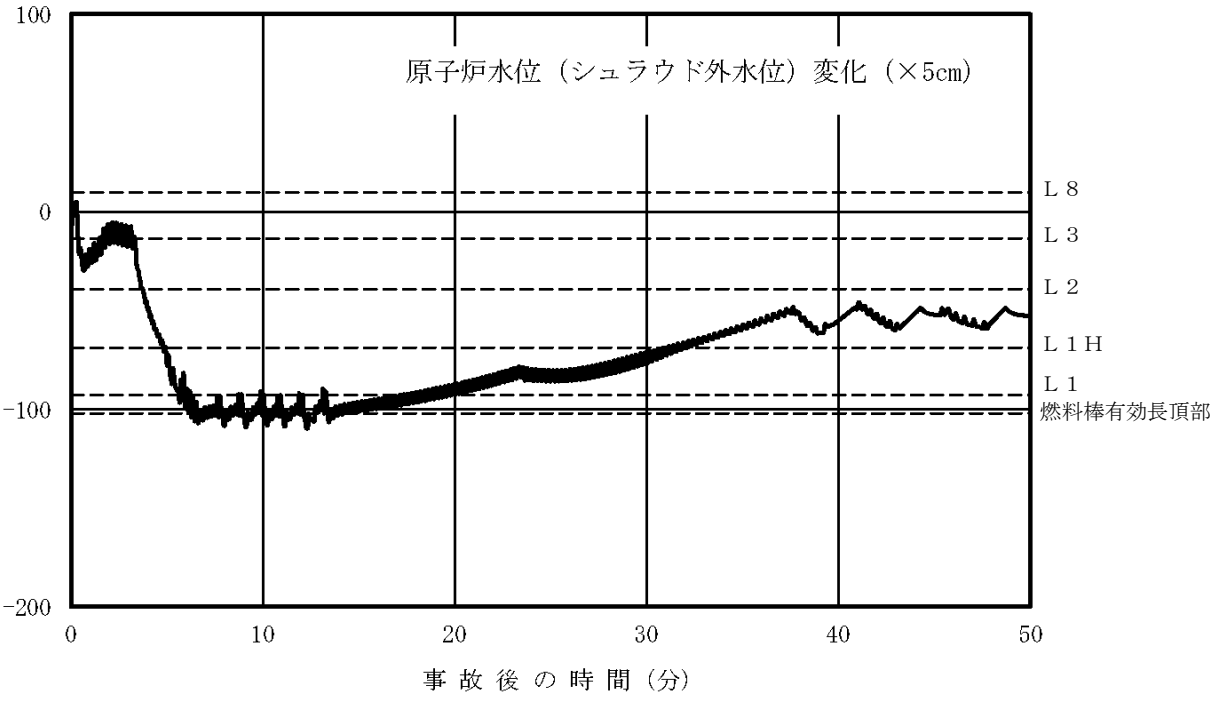


図 11　初期炉心流量 85%の場合の原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

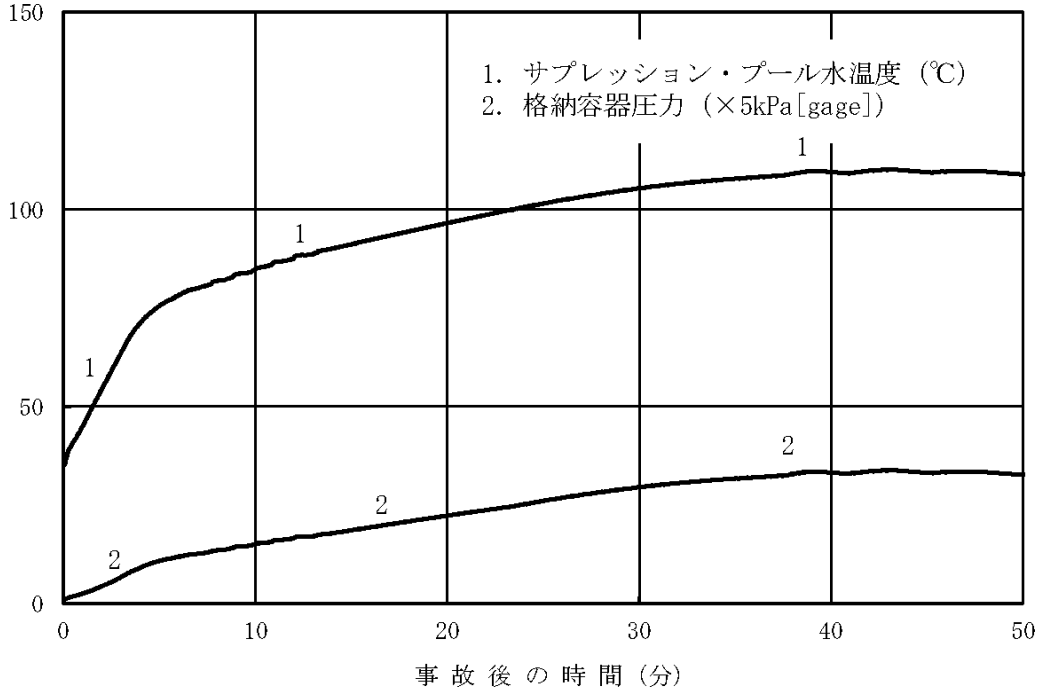


図 12　初期炉心流量 85%の場合のサプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移（事象発生から 50 分後まで）

残留熱除去系の起動操作遅れの影響について

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」以外では事象判断時間として10分を考慮しているが,「原子炉停止機能喪失」は原子炉スクラムに失敗する事象であり,原子炉スクラムの成否は事象発生後に速やかに行う確認であることから,本重要事故シーケンスでは事象判断時間は5分を想定し,ほう酸水注入系によるほう酸水注入は原子炉スクラムの失敗確認から10分,また残留熱除去系による原子炉格納容器除熱はサプレッション・プール水温度高到達から10分までに操作を行うことを想定し,解析を行っている。

ほう酸水注入系起動操作は,原子炉スクラムの失敗を確認した後,速やかに行う操作であり,上記10分はほう酸水注入系起動に対しては余裕時間を含めて設定しており,操作が遅れることは考えにくいことから,ここでは残留熱除去系の起動操作が遅れた場合の影響を評価した。

感度解析では,原子炉スクラムの失敗確認から10分でほう酸水注入系を起動した後,残留熱除去系を起動することを想定し,サプレッション・プール水温度高到達から15分で残留熱除去系を起動することを想定した。その他の評価条件は有効性評価と同じとした。

評価結果を図1～図7に示す。また,評価結果のまとめを表1に示す。

残留熱除去系起動遅れによりサプレッション・プール水温,格納容器圧力の最大値はわずかに上昇するものの,影響は小さいことを確認した。

表1　残留熱除去系の起動遅れを想定した感度解析結果

評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる温度の最大値（MPa[gage]）	約8.91	約8.91	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の1.2倍）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値（kPa[gage]）	約171	約167	853kPa[gage]（格納容器限界圧力）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値（サプレッション・プール水温度（℃））	約111	約110	200℃（格納容器限界温度）未満

※　残留熱除去系の起動遅れは長期の原子炉格納容器除熱に対して影響を及ぼすものであるため,燃料被覆管の最高温度,燃料被覆管の酸化量は有効性評価の解析結果と同じとなる。

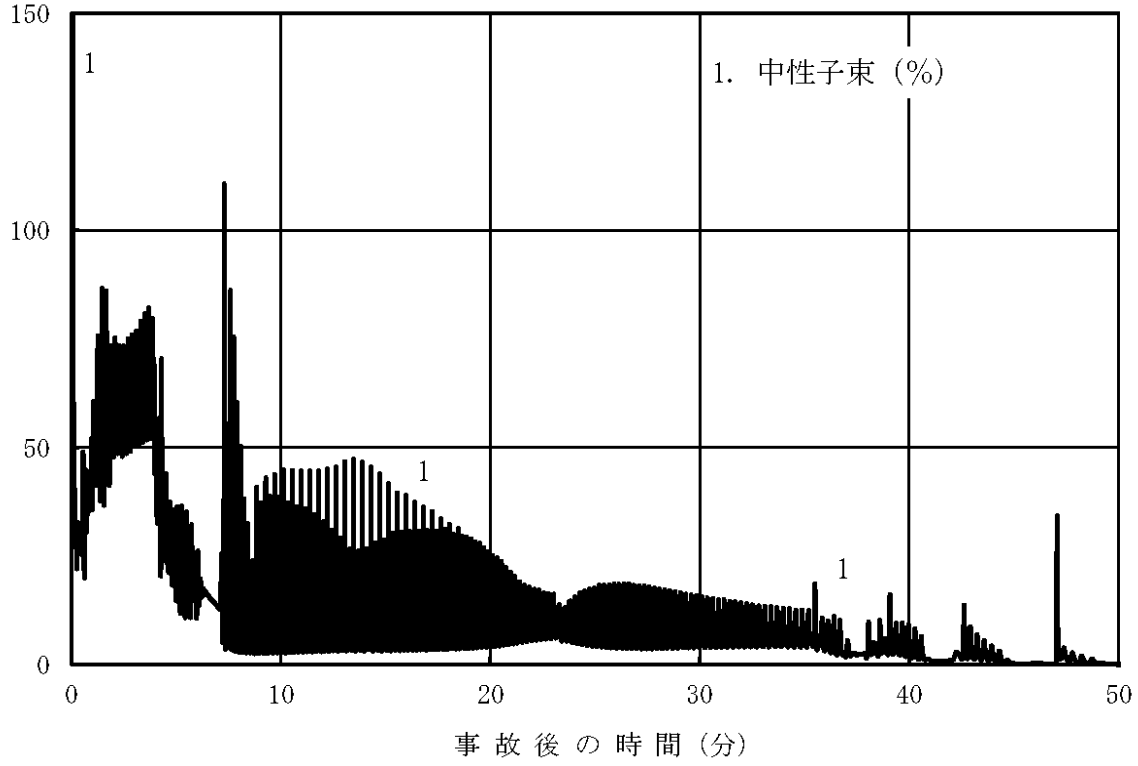


図１　中性子束の推移（事象発生から 50 分後まで）

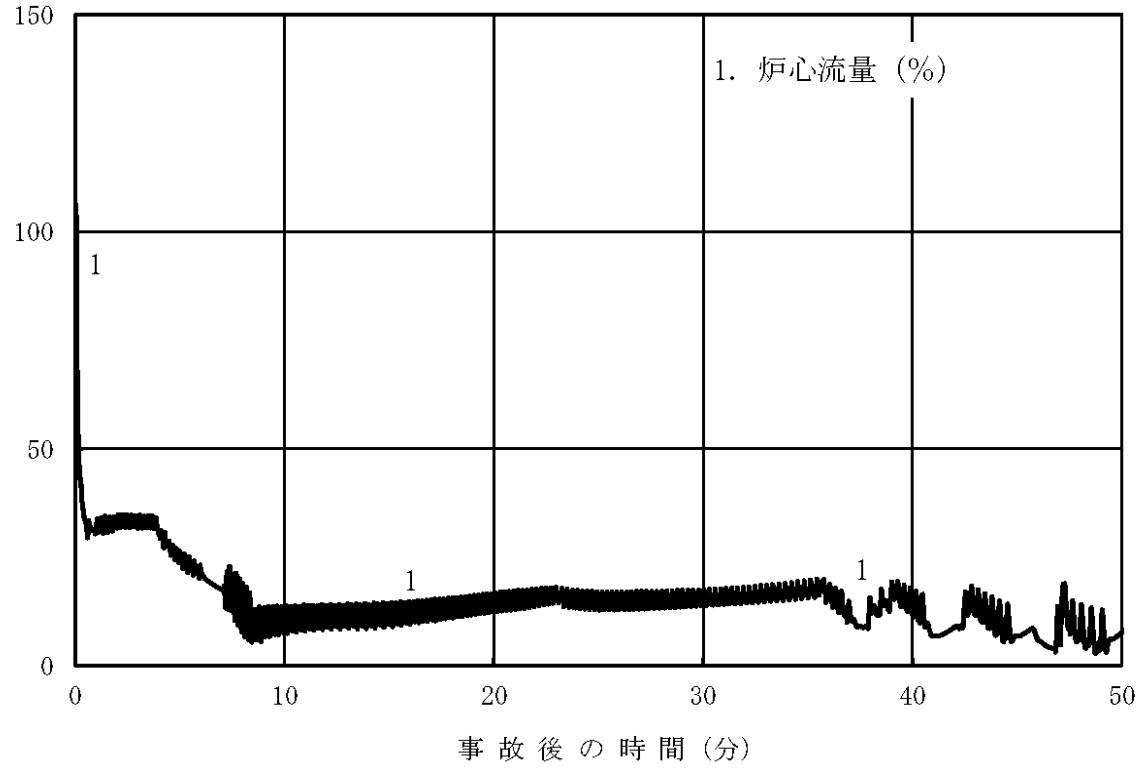


図２　炉心流量の推移（事象発生から 50 分後まで）

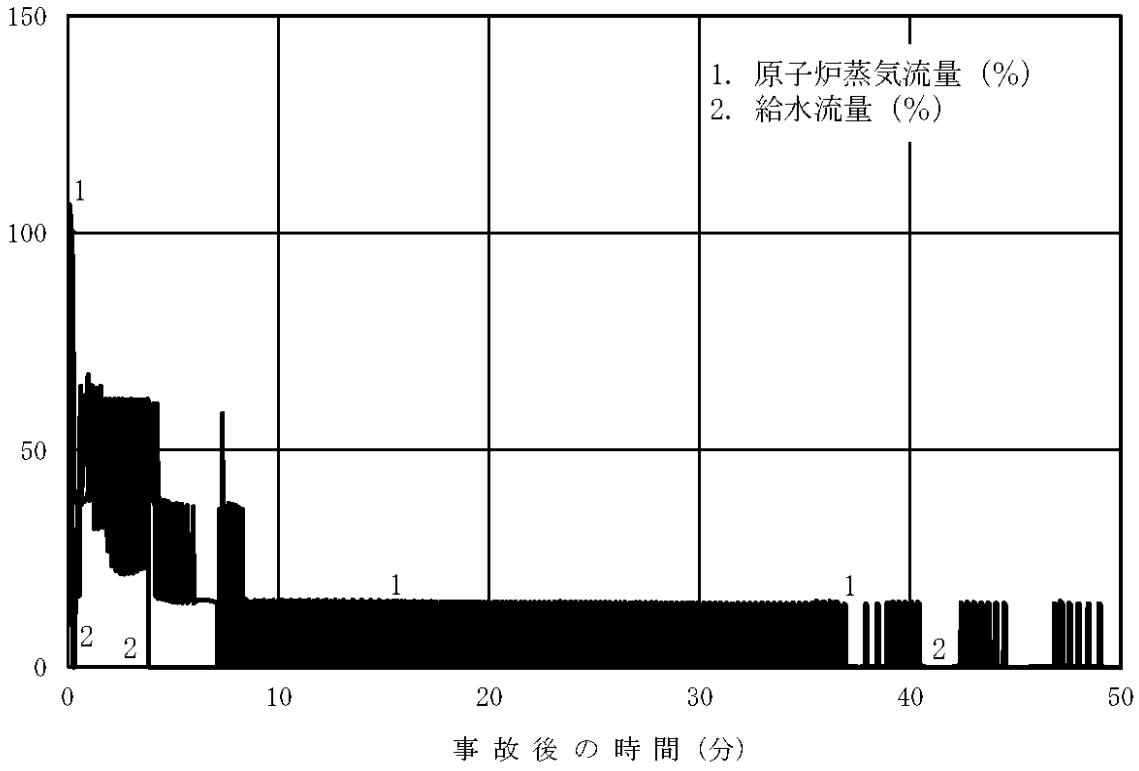


図３　原子炉蒸気流量，給水流量の推移（事象発生から 50 分後まで）

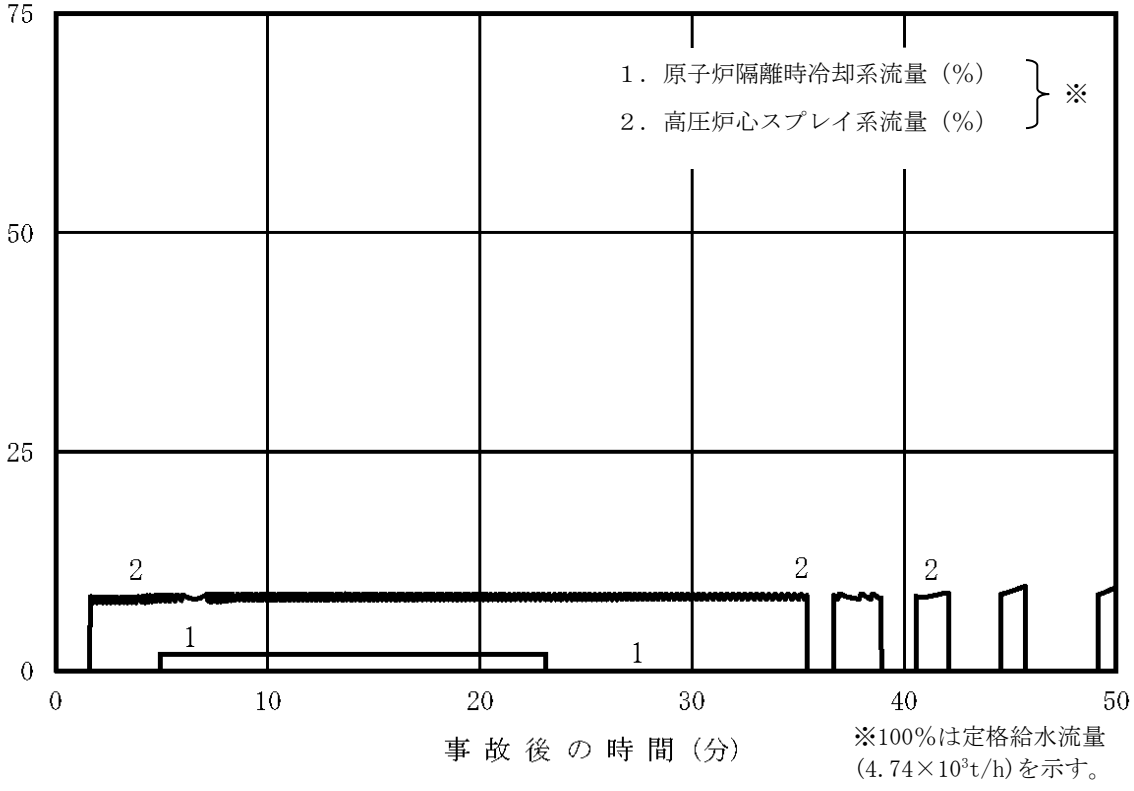


図４　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）

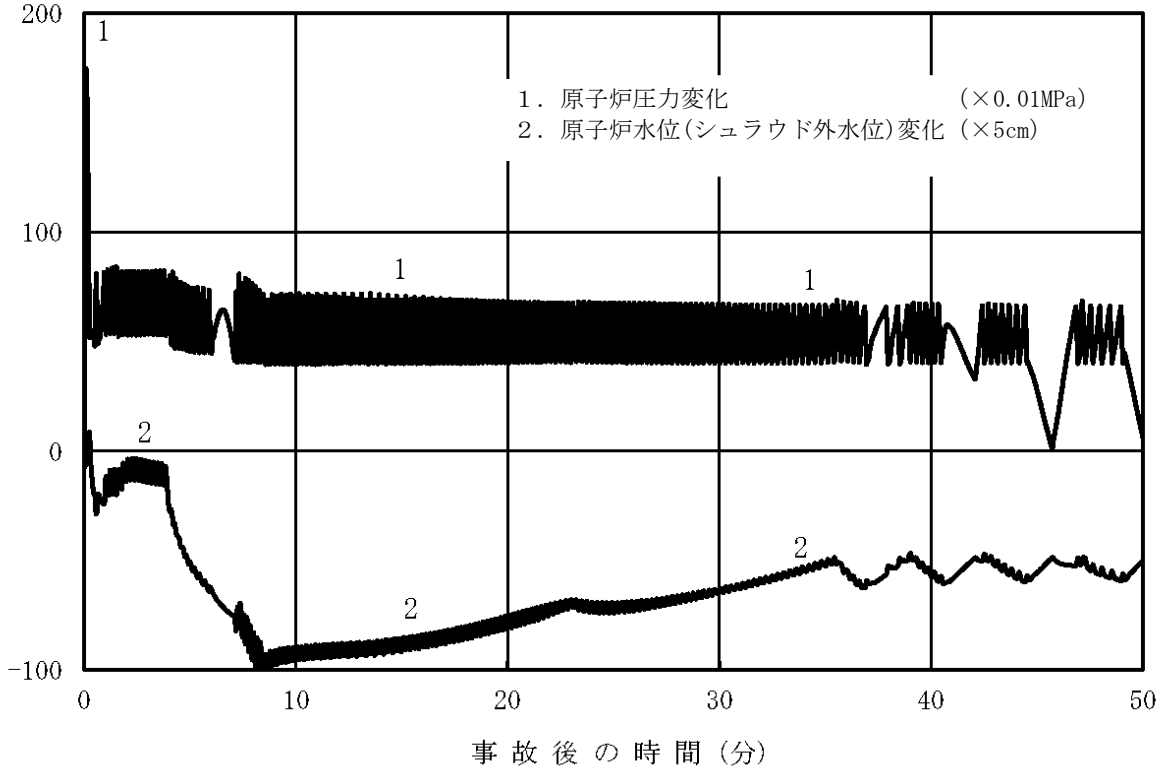


図５　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 50 分後まで）

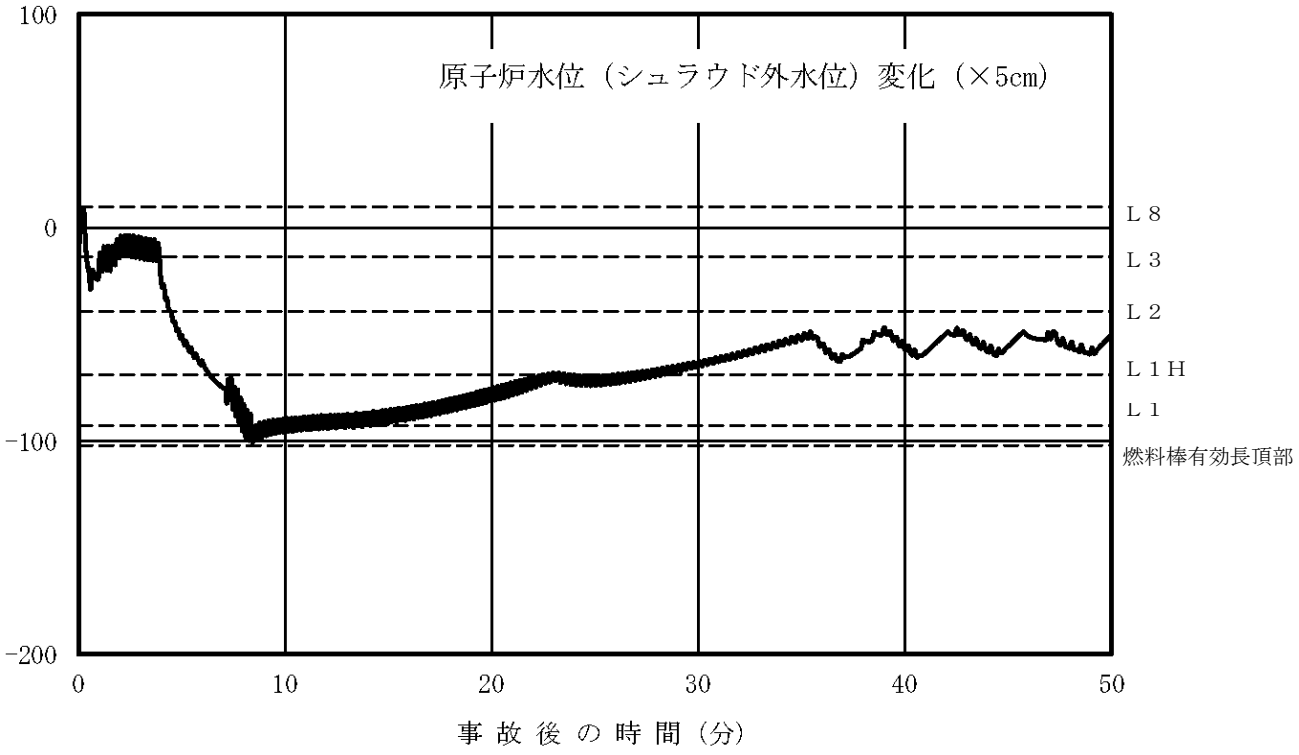


図６　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

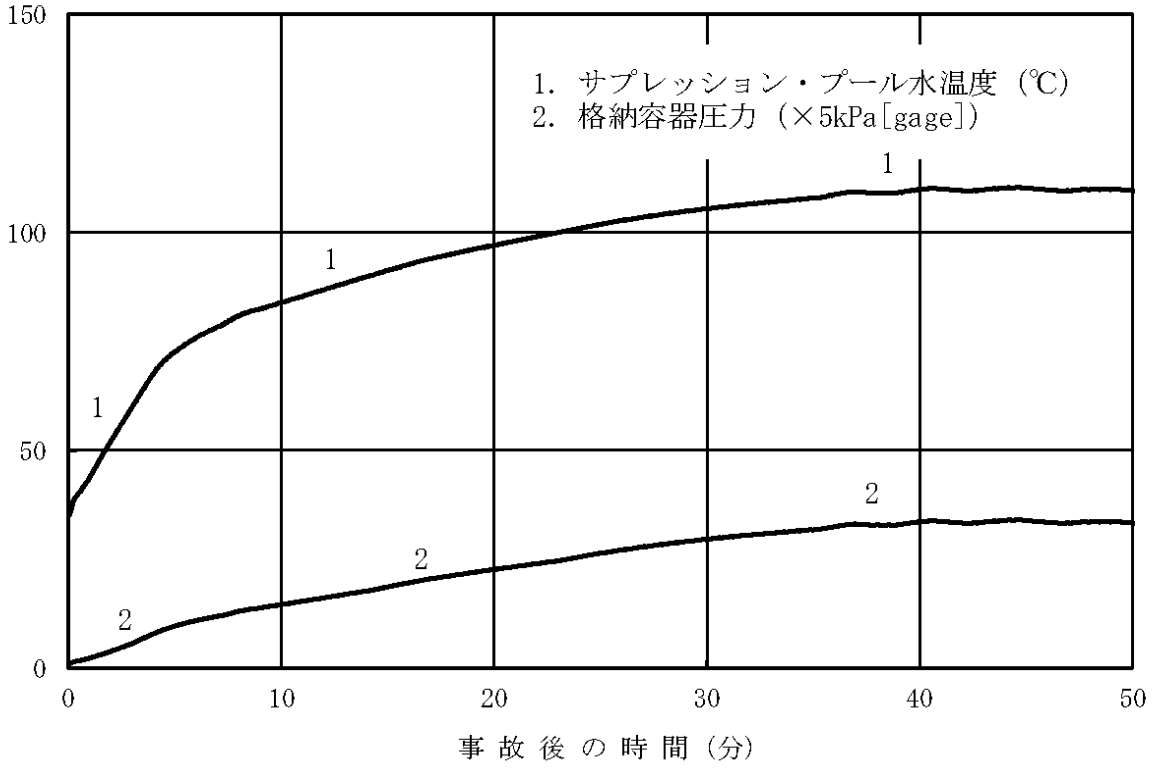


図７　サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移
（事象発生から 50 分後まで）

ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理

１．ほう酸水注入系を手動起動としている意図について

原子炉停止機能喪失時の操作は，「事故時操作要領書（徴候ベース）」に規定されており，原子炉停止機能喪失，自動減圧系等の起動阻止及び代替原子炉再循環ポンプトリップ機能作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「ＳＬＣ」という。）の起動操作，②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また，操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており，このうちＳＬＣ起動操作は最優先で実施する操作である。ＳＬＣ起動操作は，訓練により事象発生から３分程度で起動操作が可能であることを確認しており，大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。

ＳＬＣは炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため，起動時には炉水中の不純物をろ過脱塩装置により除去する原子炉浄化系は自動で隔離される。仮にＳＬＣ起動時に原子炉浄化系が自動隔離されない場合，ろ過脱塩装置により炉心部のほう酸が希釈され，反応度抑制に支障をきたすおそれがある。このため，運転手順において，ＳＬＣ起動時は原子炉浄化系の自動隔離を確認し，自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。

以上により，ＳＬＣの起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え，運転員の判断による手動起動としている。

２．ＳＬＣ自動起動により期待される効果について

ＳＬＣによる反応度抑制効果は図１に示すとおり，約 20 分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり，事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると，仮に自動起動とした場合でも，手動起動の場合とでその効果に大きな違いはないと考えられる。

また，ＳＬＣを自動起動とすることで，原子炉出力の低下が早まり，サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し，サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが，図２に示すとおりＳＬＣ起動操作に約 10 分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサプレッション・プール水温度の最高値は約 110℃であり，評価項目である 200℃に対して十分な余裕があり，手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。

以上により，ＳＬＣについては，自動起動とした場合でも，その効果に大きな違いは表れず，手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。

３．【参考】ＳＬＣ自動起動に関する海外の状況

ＳＬＣの自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国ＡＢＷＲの Design Control Document によると，以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。

・「原子炉圧力高」＋「ＳＲＮＭがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のＡＮＤ条件成立から３分
・「原子炉水位低（レベル２）」＋「ＳＲＮＭがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のＡＮＤ条件成立から３分
・「手動ＡＲＩ／ＦＭＣＲＤ run-in 信号」＋「ＳＲＮＭがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のＡＮＤ条件成立から３分

上記のとおり，ＳＬＣの自動起動には３分の運転員の確認時間が含まれており，運転員による確認に期待したインターロックであることを考慮すると，運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものと考える。なお，米国においてもＳＬＣの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。

４．結論

ＳＬＣの起動操作は，関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ，また，手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られると考えられることから，現状は手動起動としている。

以上

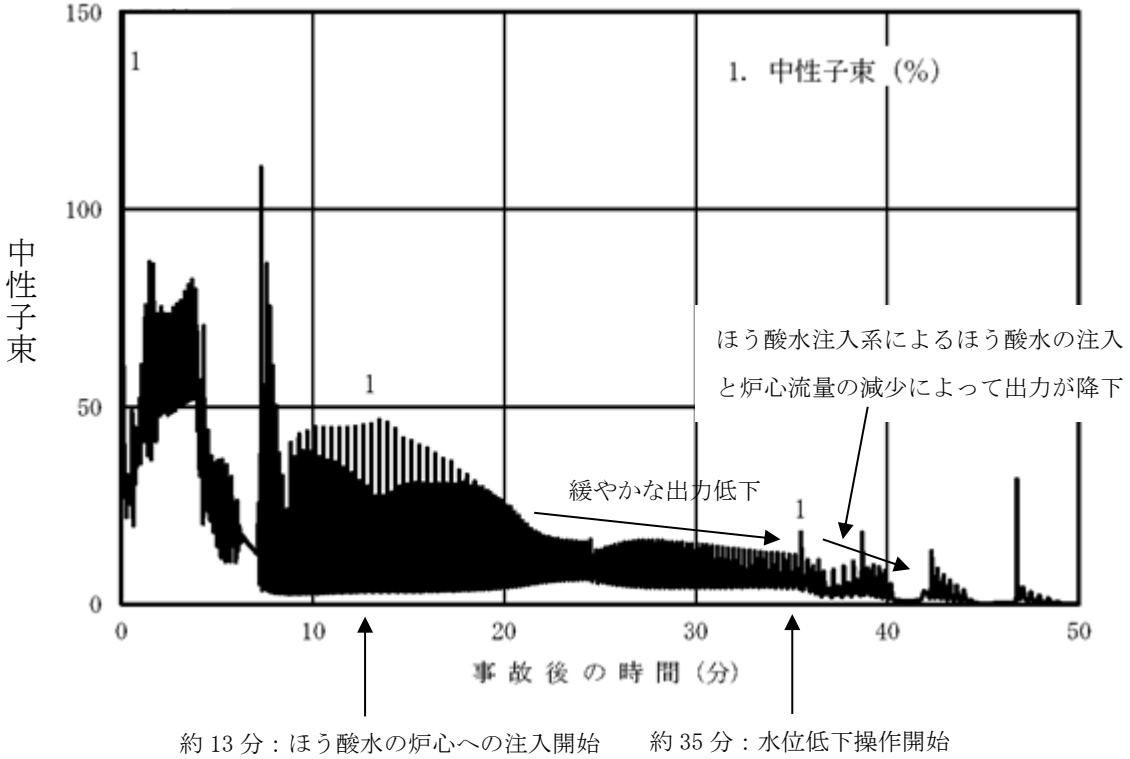


図１　ＳＬＣによる原子炉出力の抑制効果

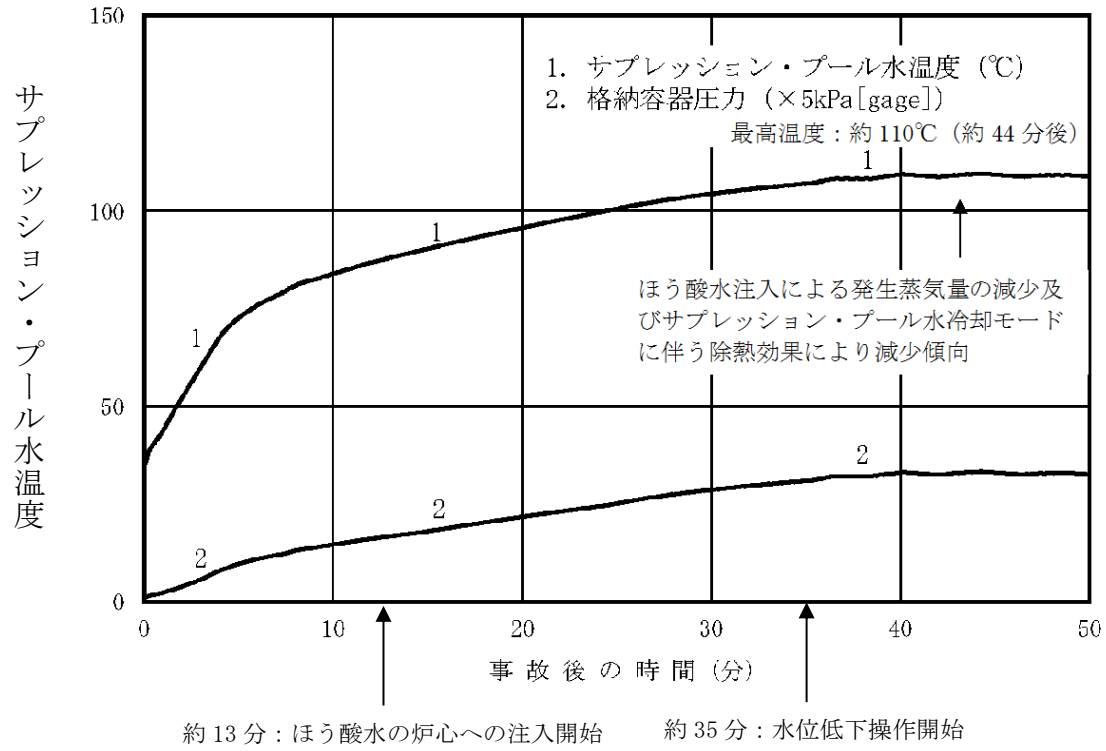


図２　ＳＬＣによるサプレッション・プール水温度の抑制効果

原子炉注水に使用する水源とその水温の影響

１．はじめに

今回の有効性評価では,高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

一方，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては，復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり，復水貯蔵タンクの水温はサプレッション･プール水温度と比較して低いことから,反応度の観点では厳しい条件となる。

このため，原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし，水温を仮に 10℃とした場合の感度解析を実施し，事象進展に与える影響を確認した。

２．評価条件

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし,復水貯蔵タンクの水温を 10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。

３．評価結果

評価結果を図１から図８に示す。また，評価結果のまとめを表１に示す。

炉心に注水する水の温度が低くなるため,ベースケースに比べて炉心入口のサブクール度が高くなり，出力が高めに推移する。

ベースケースに比べて出力が高めに推移するため，サプレッション･プールへの蒸気の流入量が多くなるが,外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから，サプレッション･プール水量が大きくなる。このため，サプレッション･プール水温度の上昇は抑制されるものと考えるが，ベースケースの場合との差はわずかである。

なお，燃料被覆管の温度は，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の注水に限らず，事象初期に燃料被覆管の最高温度に到達するため，ベースケースと変わらない。燃料被覆管の酸化量についても同様である。

４．まとめ

原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため,高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク，水温を 10℃とした場合について評価した結果,評価項目となるパラメータの最高値はベースケースとほぼ同じであり，評価項目を満足することを確認した。

表１　水温の差異による評価項目への影響

評価項目	感度解析 （水温 10℃）	ベースケース （初期水温 35℃）	評価項目
燃料被覆管最高温度（℃）	約 818	約 818	1,200℃以下
燃料被覆管の酸化量（%）	１%以下	１%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値（MPa[gage]）	約 8.91	約 8.91	10.34MPa[gage]（最高使用圧力の 1.2 倍）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値（kPa[gage]）	約 161	約 167	853kPa[gage]（格納容器限界圧力）未満
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値（サプレッション・プール水温度）（℃）	約 108	約 110	200℃（格納容器限界温度）未満

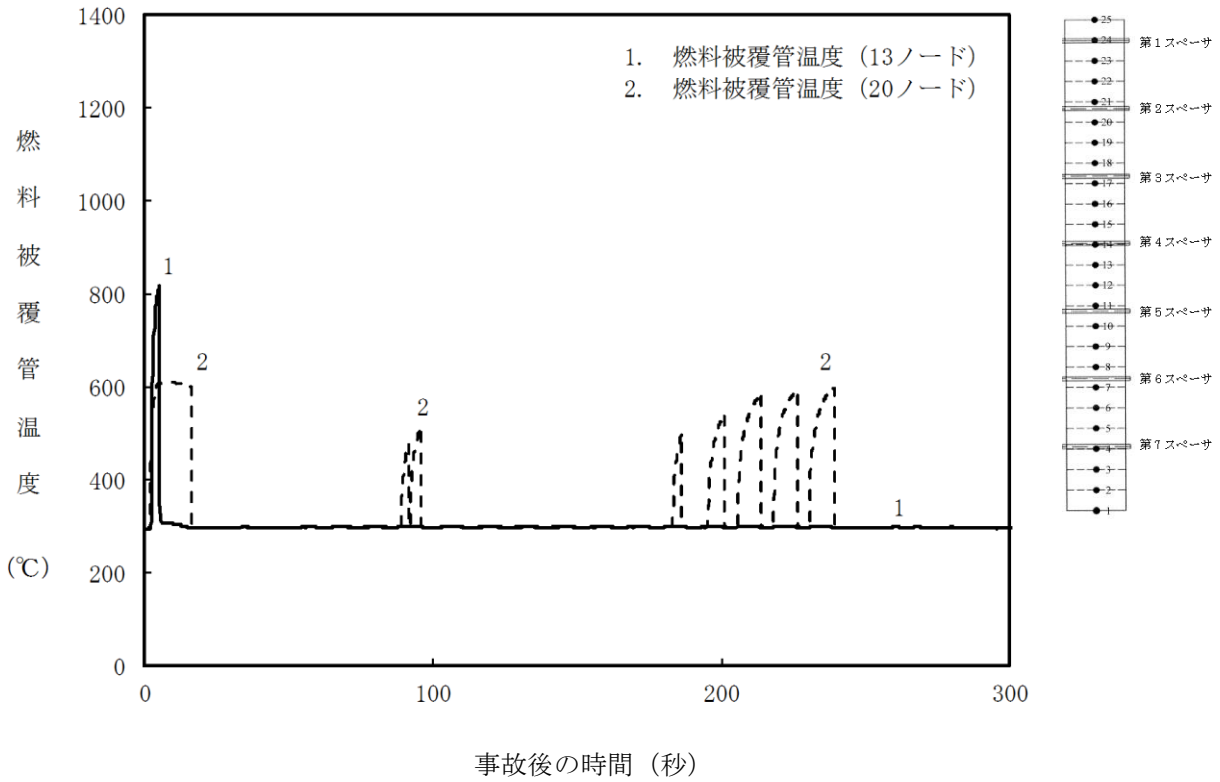


図１　燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度位置）の推移
（事象発生から 300 秒後まで）

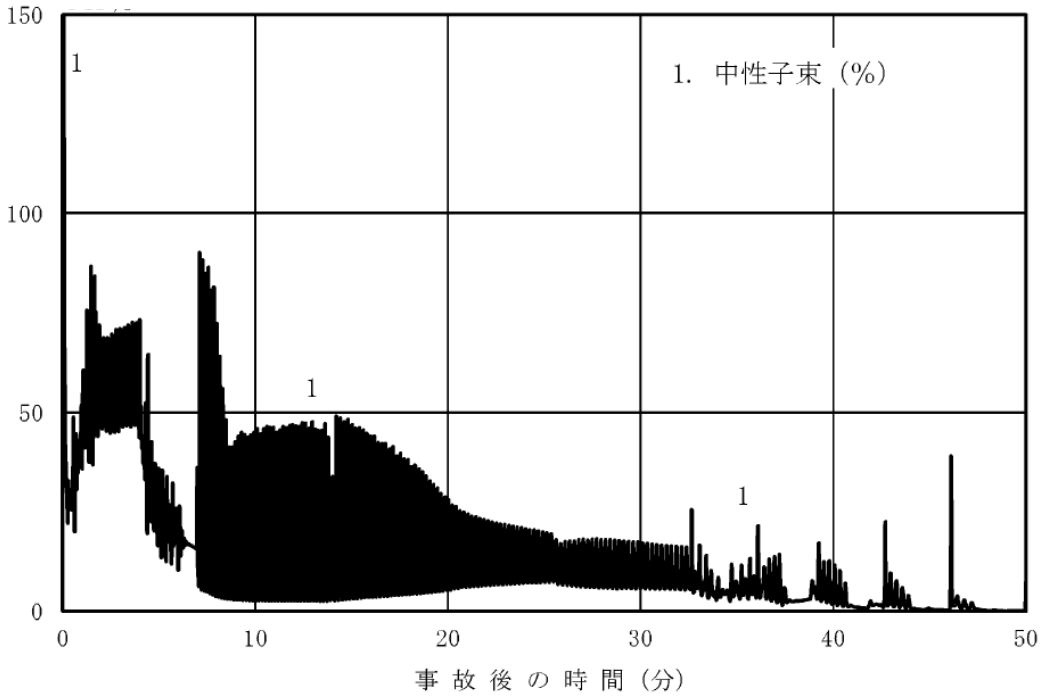


図２　中性子束の推移（事象発生から 50 分後まで）

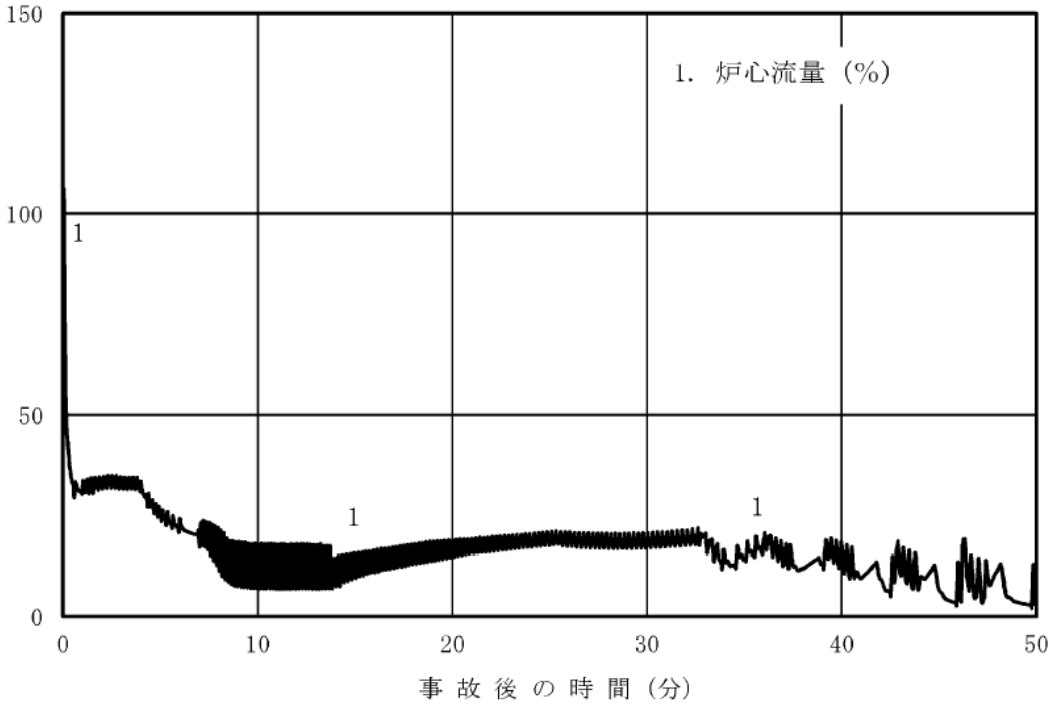


図３　炉心流量の推移（事象発生から 50 分後まで）

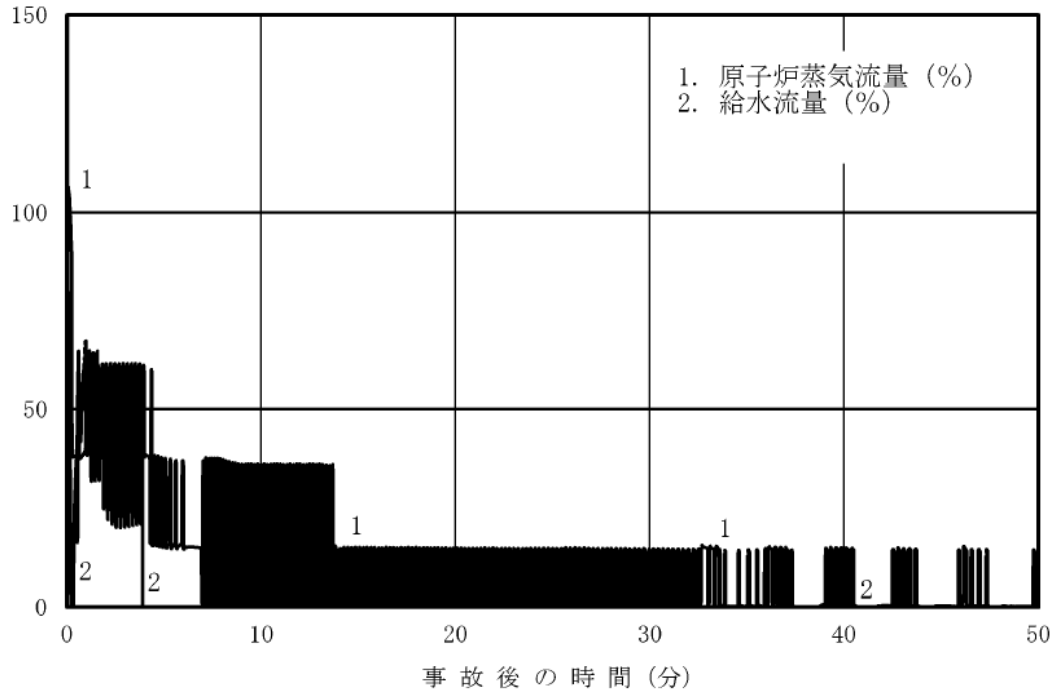


図４　原子炉蒸気流量，給水流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）

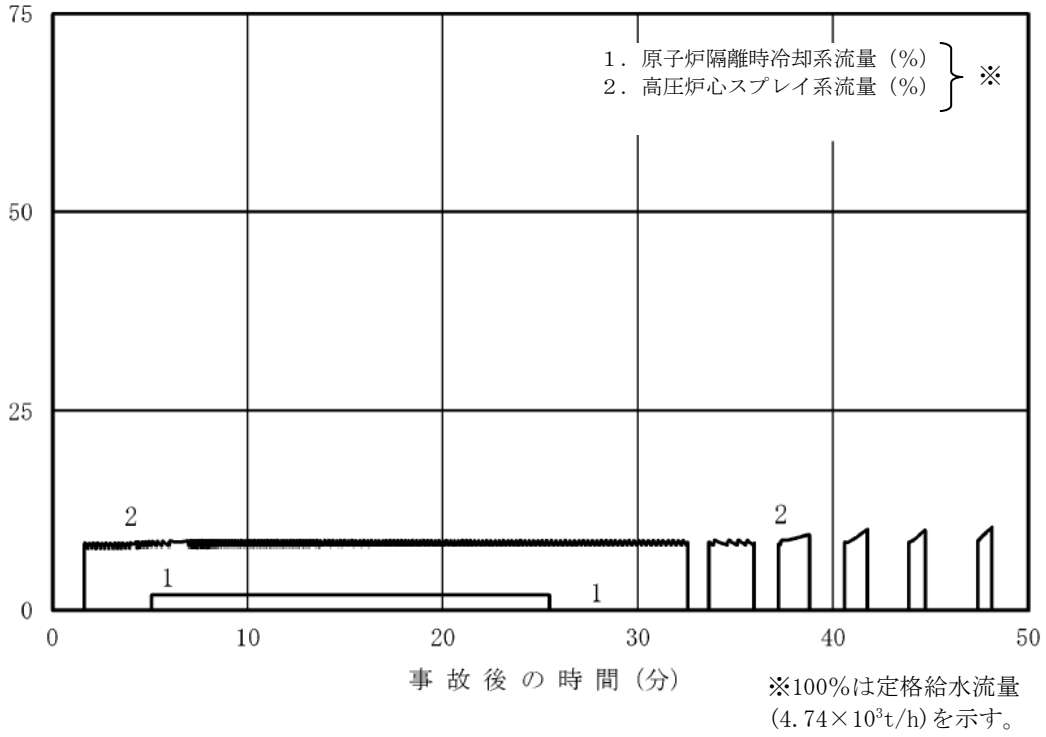


図５　原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
（事象発生から 50 分後まで）

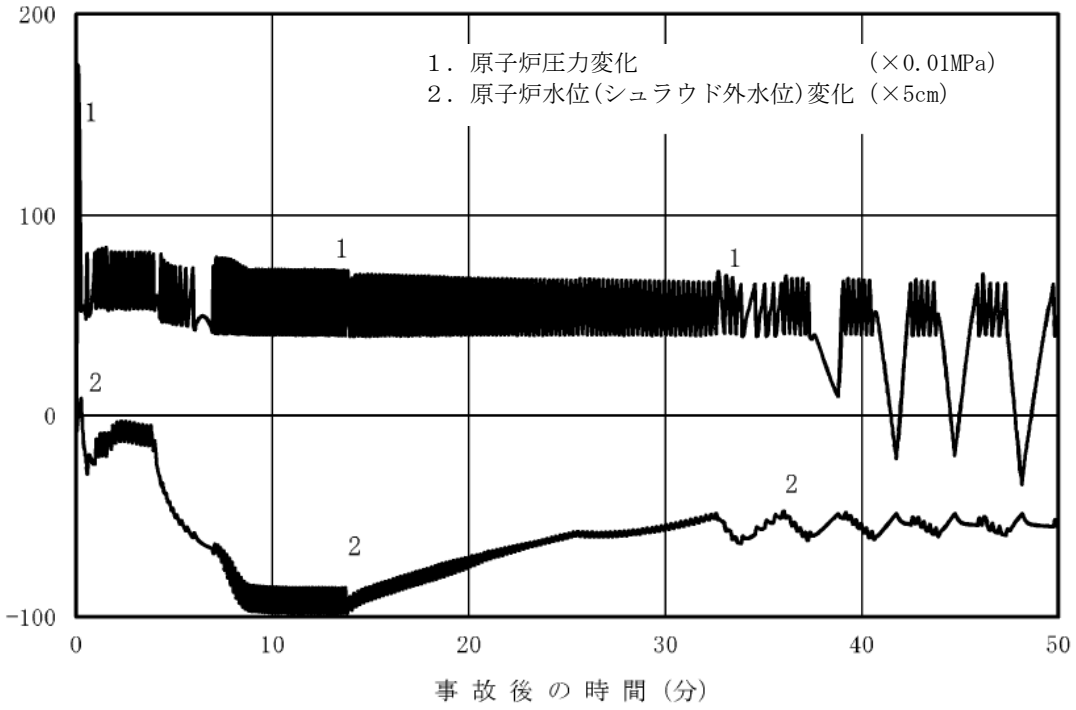


図６　原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 50 分後まで）

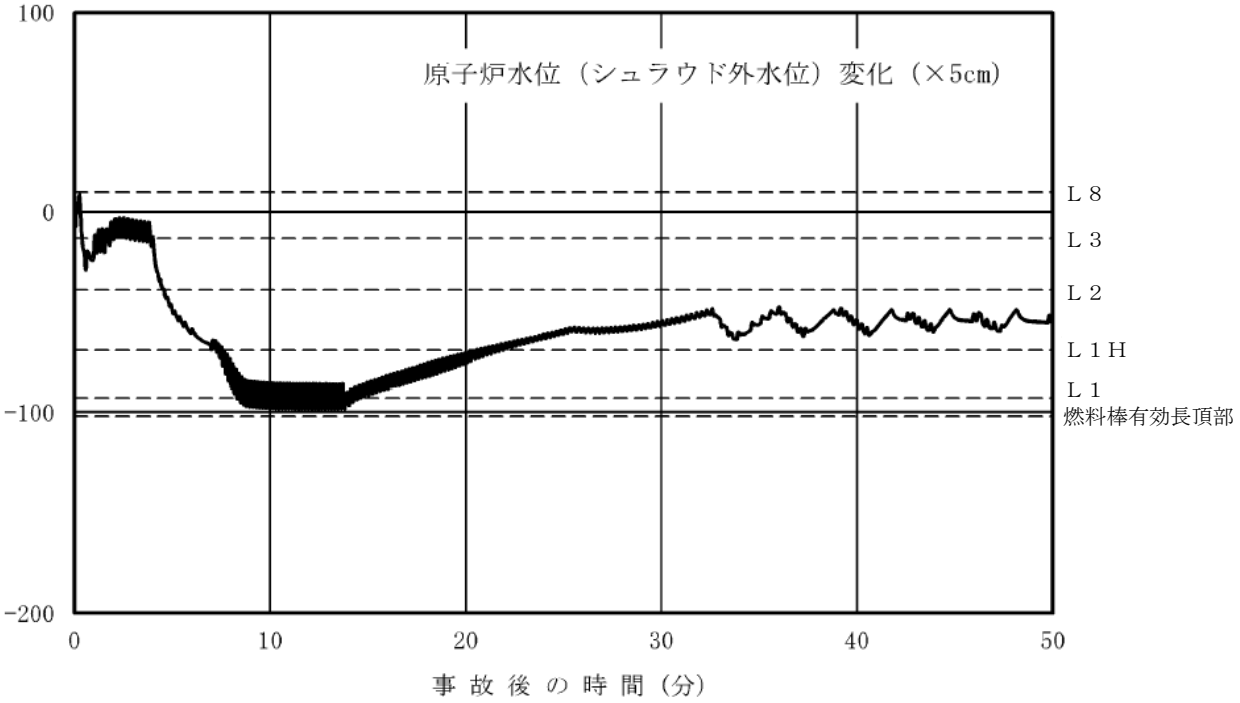


図７　原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
（事象発生から 50 分後まで）

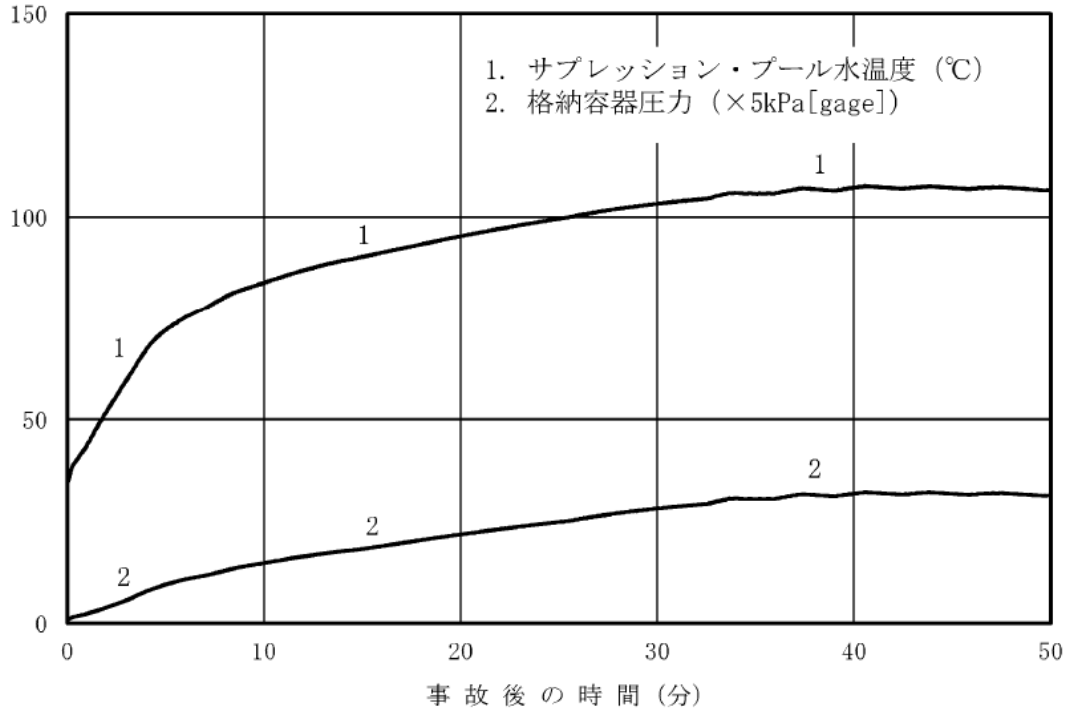


図８　サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移
（事象発生から 50 分後まで）

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響

１．はじめに

今回の有効性評価では，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールとしている。

有効性評価解析では，事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため，原子炉で発生した蒸気が，逃がし安全弁を経由して，サプレッション・プールに流入することでサプレッション・プールの水温は上昇し，事象発生から４分程度で 66℃，24 分程度で 100℃を上回り，最高で約 110℃まで上昇する。このため，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について，運転継続性について以下に述べる。

２．高圧炉心スプレイ系の運転可能性に関する検討

サプレッション・プール水温度の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプのキャビテーションの発生が懸念されるが，サプレッション・チェンバ内は飽和蒸気圧条件となることから，有効ＮＰＳＨは確保され，運転継続に問題ない。

また，高圧炉心スプレイ系には，高圧炉心スプレイ補機冷却系を用いたポンプメカニカルシール冷却器及び高圧炉心スプレイポンプ室空調が設置されており，配管及びポンプの内部流体（サプレッション・プール水温度）が 110℃になった場合でも運転継続性に問題はない。

３．原子炉隔離時冷却系の運転継続性

原子炉隔離時冷却系については，水源温度（サプレッション・プール水温度）100℃までの運転継続性を確認（添付資料 2.3.1.2「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）時における原子炉隔離時冷却系の８時間継続運転が可能であることの妥当性について」）しており，また，今回の有効性評価では，サプレッション・プール水温度が 100℃に到達後は原子炉隔離時冷却系を停止する条件で評価を行っているため，本設備の運転継続性が今回の評価に与える影響はない。

7日間における燃料の対応について（原子炉停止機能喪失）

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　2台起動※1 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 1.618m³/h×24h×7日×2台＝543.648m³	7日間の軽油消費量約700m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約730m³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） 0.927m³/h×24h×7日×1台＝155.736m³		
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 m³/h×24h×7日×1台＝7.8792m³	7日間の軽油消費量約8m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約45m³であり，7日間対応可能

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

2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

2.6.1　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「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスは，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」，②「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」，③「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び④「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

また，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からもＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスとして，⑤「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」，⑥「冷却材喪失（小破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」，⑦「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去失敗」及び⑧「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗」が抽出された。

なお，大破断ＬＯＣＡのように破断規模が一定の大きさを超える場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため，格納容器破損防止対策を講じて，その有効性を確認する。

(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「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失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。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，小破断ＬＯＣＡ又は中破断ＬＯＣＡが発生し，同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，小破断ＬＯＣＡ又は中破断ＬＯＣＡ発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

ここで，小破断ＬＯＣＡ又は中破断ＬＯＣＡ発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止することも考えられるが，重大事故等対処設備である高圧原子炉代替注水系は蒸気駆動の設備であり，小破断ＬＯＣＡ又は中破断ＬＯＣＡが発生している状況では，その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧原子炉代替注水系には期待せず，低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，逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し，原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却，格納容器フィルタベント系による

原子炉格納容器除熱を実施する。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.6.1－1(1)図から第 2.6.1－1(3)図に，手順の概要を第 2.6.1－2 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 2.6.1－1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 28 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直長１名，当直副長１名，運転操作対応を行う運転員３名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は５名，緊急時対策要員（現場）は 18 名である。必要な要員と作業項目について第 2.6.1－3 図に示す。

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

ａ．外部電源喪失及び原子炉スクラム確認

原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装である。

ｂ．高圧・低圧注水機能喪失確認

原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系，格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）で高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するがすべて機能喪失していることを確認する。

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

ｃ．逃がし安全弁による原子炉急速減圧

高圧・低圧注水機能喪失を確認後，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として，中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備を起動しＳＡ低圧母線に給電後，低圧原子炉代替注水ポンプを起動す

る。また，原子炉注水に必要な電動弁（Ａ－ＲＨＲ注水弁及びＦＬＳＲ注水隔離弁）が開動作可能であることを確認する。

低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。

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

ｄ．低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水

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

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

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

ｅ．格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却

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

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

ｆ．格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱

格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱の準備として，第２弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。また，ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁を現場操作により閉する。

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

格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後，第１弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。

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

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

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

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

2.6.2　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，中破断ＬＯＣＡを起因事象とし，すべての注水機能を喪失する「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。なお，中破断ＬＯＣＡは，破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により，原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模のＬＯＣＡと定義していることから，本評価では，原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。

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

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

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.6.2－1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

破断箇所は再循環配管（出口ノズル）（配管断面積約 0.16㎡）とし，破断面積を約 3.1㎠とする。

（添付資料 2.6.1）

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。また，原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源なしの場合は，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及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。

また，原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持されることで，原子炉水位の低下が早く，事象初期の炉心の冷却の観点で厳しくなり，外部電源がある場合を包含する条件として，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) 逃がし安全弁

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

(c) 低圧原子炉代替注水系（常設）

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉減圧後に最大 250m^3/h にて原子炉注水し，その後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 格納容器代替スプレイ系（可搬型）

格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，120m^3/h にて原子炉格納容器内にスプレイする。

(e) 格納容器フィルタベント系

格納容器フィルタベント系により，格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8 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) 常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系（常設）起動及び系統構成は，高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断の時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始するものとし，操作時間は 20 分間とする。

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

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

(d) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m（真空破壊装置下端－0.45m）到

達から 10 分後に実施する。

(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず，燃料被覆管の破裂も発生していないため，放射性物質の放出を評価する際は，設計基準事故時の評価手法を採用することで保守性が確保される。このため，敷地境界での実効線量評価に当たっては，「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成2年8月30日）」に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。

ａ．事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は，運転上許容されるＩ－131の最大濃度とし，その組成を拡散組成とする。これにより，事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は，Ｉ－131等価量で約1.0×10^{12}Bqとなる。

ｂ．原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は，Ｉ－131については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値※1である3.7×10^{13}Bqとし，その他の核分裂生成物について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。これにより，原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は，希ガスについてはγ線実効エネルギ0.5MeV換算値で約9.9×10^{14}Bq，よう素についてはＩ－131等価量で約6.5×10^{13}Bqとなる。

※1　過去に実測されたＩ－131追加放出量から，全希ガス漏えい率（ｆ値）１mCi/s（3.7×10^{7}Bq/s）あたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。全希ガス漏えい率が3.7×10^{9}Bq/s（100mCi/s）の場合，全希ガス漏えい率あたりのＩ－131の追加放出量の出現頻度の平均値にあたる値は1.4×10^{12}Bq（37Ci）であり，島根原子力発電所２号炉の線量評価で用いるＩ－131追加放出量は，これに余裕を見込んだ3.7×10^{13}Bq（1,000Ci）を条件としている。（１Ci＝3.7×10^{10}Bq）

出典元

・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」（株式会社日立製作所，ＨＬＲ－021訂8，平成11年8月）

ｃ．燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は４％とし，残りの96％は無機よう素とする。

ｄ．燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち，希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち，10％は瞬時に気相部に移行するものとし，残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素，無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は２％とする。

ｅ．原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は，逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し，原子炉格納容器内に移行するものとする。この場合，希ガス及び有機よう素は全量が，無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。

ｆ．サプレッション・チェンバの無機よう素は，スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については，スクラビングの効果を考えない。また，核分裂生成物の自然減衰は，格納容器ベント開始までの期間について考慮する。

ｇ．敷地境界における実効線量は，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し，よう素の内部被ばくによる実効線量は，主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式（1）で，また，希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量は，放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式（2）で計算する。

$H_{I2}=R\cdot H_{\infty}\cdot \chi/Q\cdot Q_{I}$ ・・・

(4)　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 2.6.2－1(1)図から第 2.6.2－1(6)図に，燃料被覆管温度，燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率，平均出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.6.2－1(7)図から第 2.6.2－1(13)図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.6.2－1(14)図から第 2.6.2－1(17)図に示す。

※　炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(広帯域・狭帯域)の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。

a．事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，原子炉水位低（レベル３）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）で高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の起動にも失敗する。また，格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル１）での自動減圧系の動作は期待しない。

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

事象発生から 30 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開することで，原子炉急速減圧を実施し，原子炉減圧後に，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

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

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

平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。崩壊熱除去機能を喪失しているため，原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで，格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため，格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は，事象発生から約 27 時間経過した時点で実施する。なお，原子炉格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は，真空破壊装置（約 5.3m）及びベントライン（約 9.1m）に対して，低く推移するため，真空破壊装置の健全性は維持される。

b．評価項目等

燃料被覆管の最高温度は，第 2.6.2－1(7)図に示すとおり，原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し，約 779℃に到達するが，1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は，平均出力燃料集合体にて発生している。また，燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの１％以下であり，15％以下となる。

原子炉圧力は，第 2.6.2－1(1)図に示すとおり，逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により，約 7.59MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は，原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても，約 7.89MPa[gage]以下であり，最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。

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

第 2.6.2－1(2)図に示すとおり，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。その後は，約 27 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し，また，安定状態を維持できる。

（添付資料 2.6.3）

格納容器フィルタベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は，約 1.7×10^{-2}mSv であり，５mSv を下回ることから，周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

（添付資料 2.6.2）

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

2.6.3　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。

ＬＯＣＡ時注水機能喪失では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ，自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始），格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については，「2.1.3(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。

（添付資料 2.6.4）

(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 2.6.2－1 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

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

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

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

事故条件の起因事象については，炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し，破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である約 3.1cm^2 を設定している。なお，第 2.6.3－1(1)図から第 2.6.3－1(4)図に示すとおり，ＳＡＦＥＲ解析によれば，破断面積が約 4.2cm^2 までは，燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は，状況判断の時間，常設代替交流電源設備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しており，破断面積の違いの影響を受けないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「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)」の対応となる。

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。

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

（添付資料 2.6.4）

(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ことから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

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

事故条件の起因事象については，炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環配管を選定し，破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積約 3.1cm^2 を設定している。

なお，第 2.6.3－1(1)図から第 2.6.3－1(4)図に示すとおり，ＳＡＦＥＲ解析によれば，破断面積が約 4.2㎠までは，燃料被覆管破裂を回避することができ，燃料被覆管の最高温度は約 817℃となる。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「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)」の対応となる。

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。

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

（添付資料 2.6.1，2.6.4）

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

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

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

操作条件の格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は，解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達から 10 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの

操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m）に到達するのは，事象発生から約 27 時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]のため，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室で行う操作であり，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても，現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.6.4）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は，運転員等操作時間に与える影響として，実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

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

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

（添付資料 2.6.4）

(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。

第 2.6.3－1(5)図から第 2.6.3－1(7)図に示すとおり，操作条件の低圧原子

炉代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については，事象発生から 35 分後（操作開始時間５分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば，燃料被覆管の最高温度は約 842℃となり 1,200℃以下となることから，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足することから時間余裕がある。また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は「2.6.2(4) 有効性評価の結果」と同等となり，５mSv を下回る。

操作条件の格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作については，格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 21 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

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 27 時間あり，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は 384kPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力 853kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 35 時間後であり，約８時間の準備時間が確保できることから，時間余裕がある。

（添付資料 2.6.4，2.6.5，3.1.3.8）

(4) まとめ

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

2.6.4 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「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 28 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員，緊急時対策要員等の 45 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，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 3,400m^3の水が必要となる。水源として，低圧原子炉代替注水

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

（添付資料 2.6.6）

ｂ．燃料

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

非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，保守的に事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，運転継続に約 700m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについては，保守的に事象発生直後からの運転を想定すると，７日間の運転継続に約 12m³の軽油が必要となる。合計約 712m³の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³の軽油を保有しており，この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給，大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイについて，７日間の運転継続が可能である。

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

（添付資料 2.6.7）

ｃ．電源

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

常設代替交流電源設備の電源負荷については，重大事故等対策に必要な負荷として，約 354kW 必要となるが，常設代替交流電源設備は連続定格容量が約 4,800kW であり，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

（添付資料 2.6.8）

2.6.5　結論

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し，かつ，自動減圧系が機能喪失することで，破断

箇所から原子炉冷却材が流出し，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「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，初期の対策として低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水手段，安定状態に向けた対策として格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「冷却材喪失（中破断ＬＯＣＡ）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

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

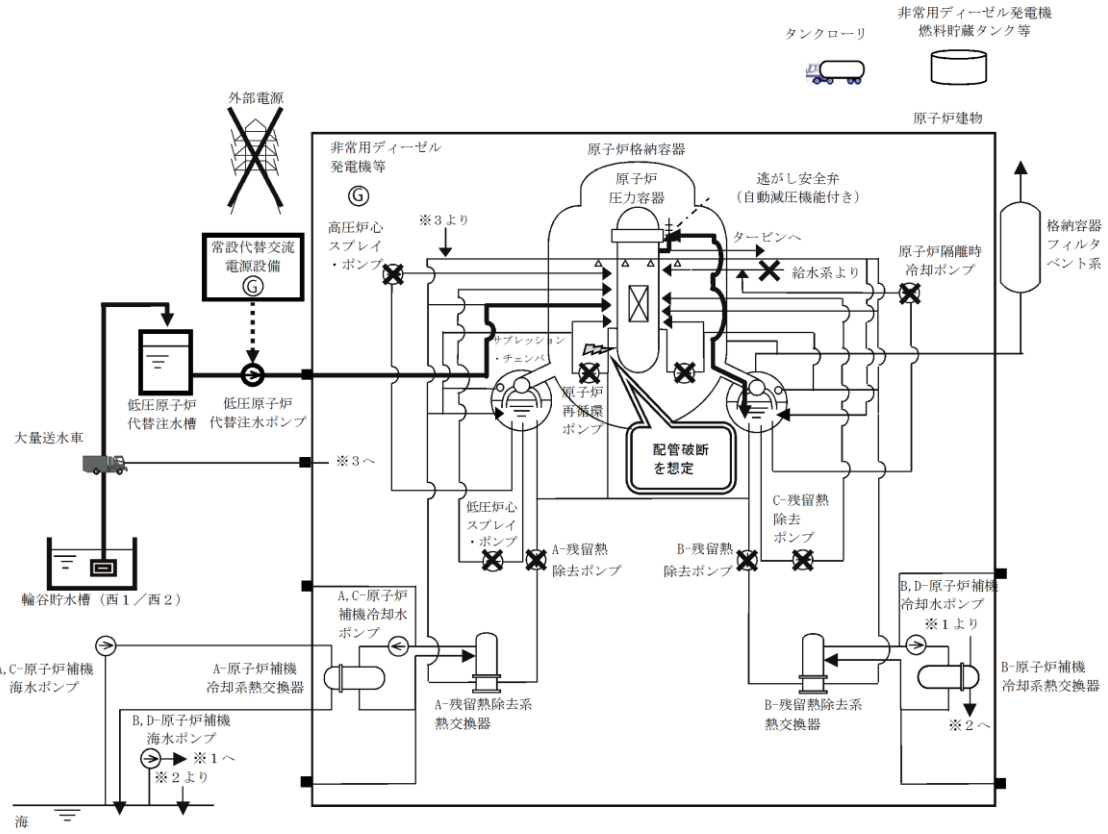
その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

なお，格納容器フィルタベント系の使用による敷地境界での実効線量は周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

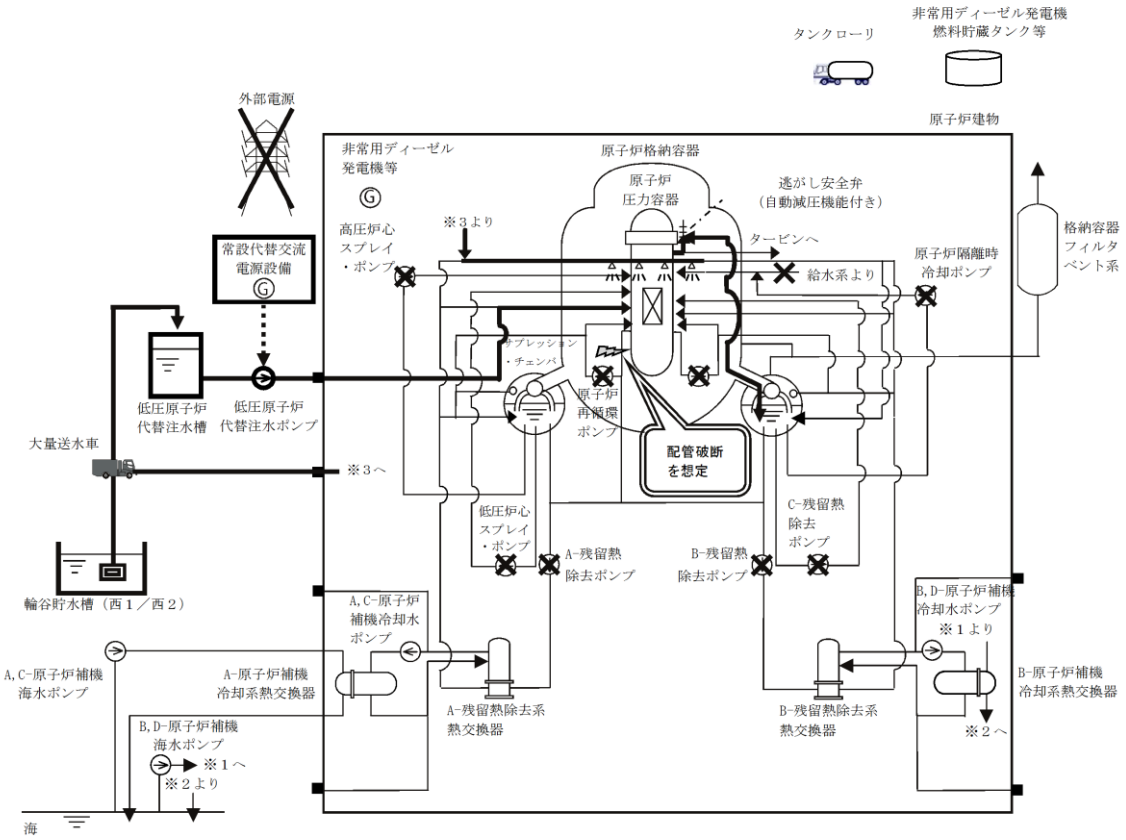
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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

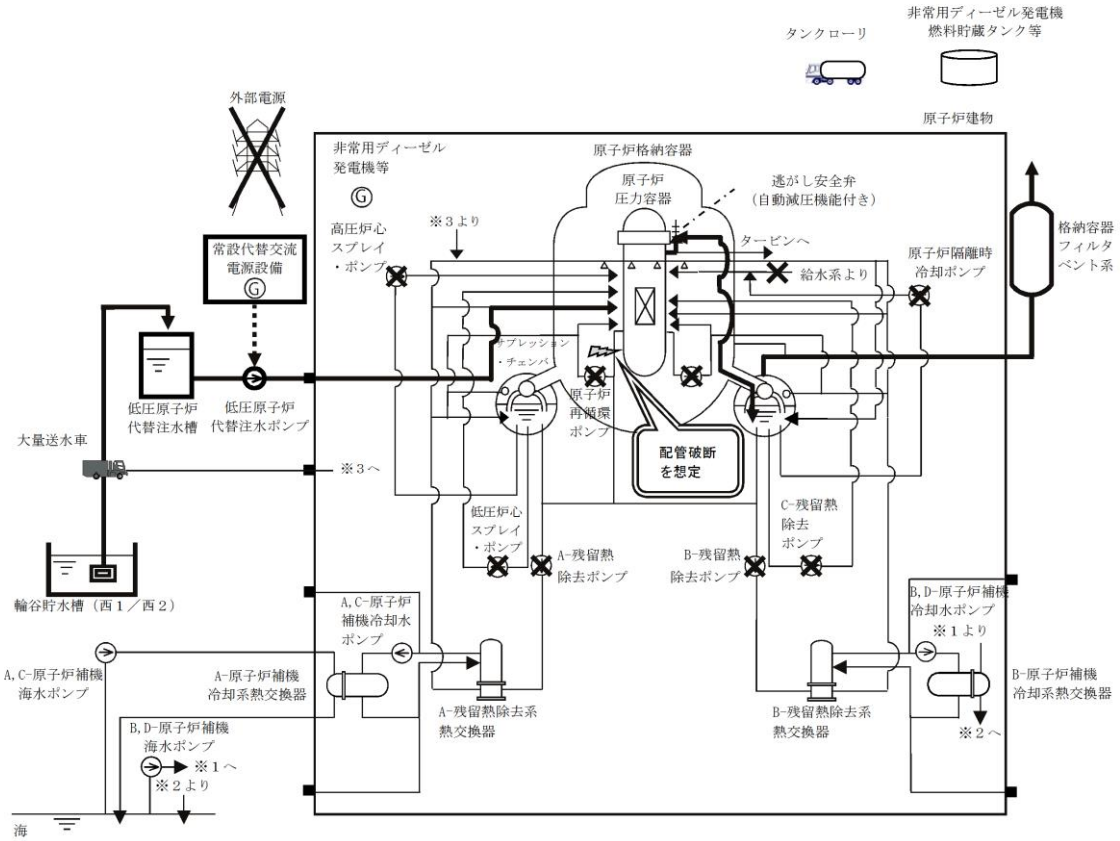
以上のことから，低圧原子炉代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能付き）による原子炉注水，格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対して有効である。



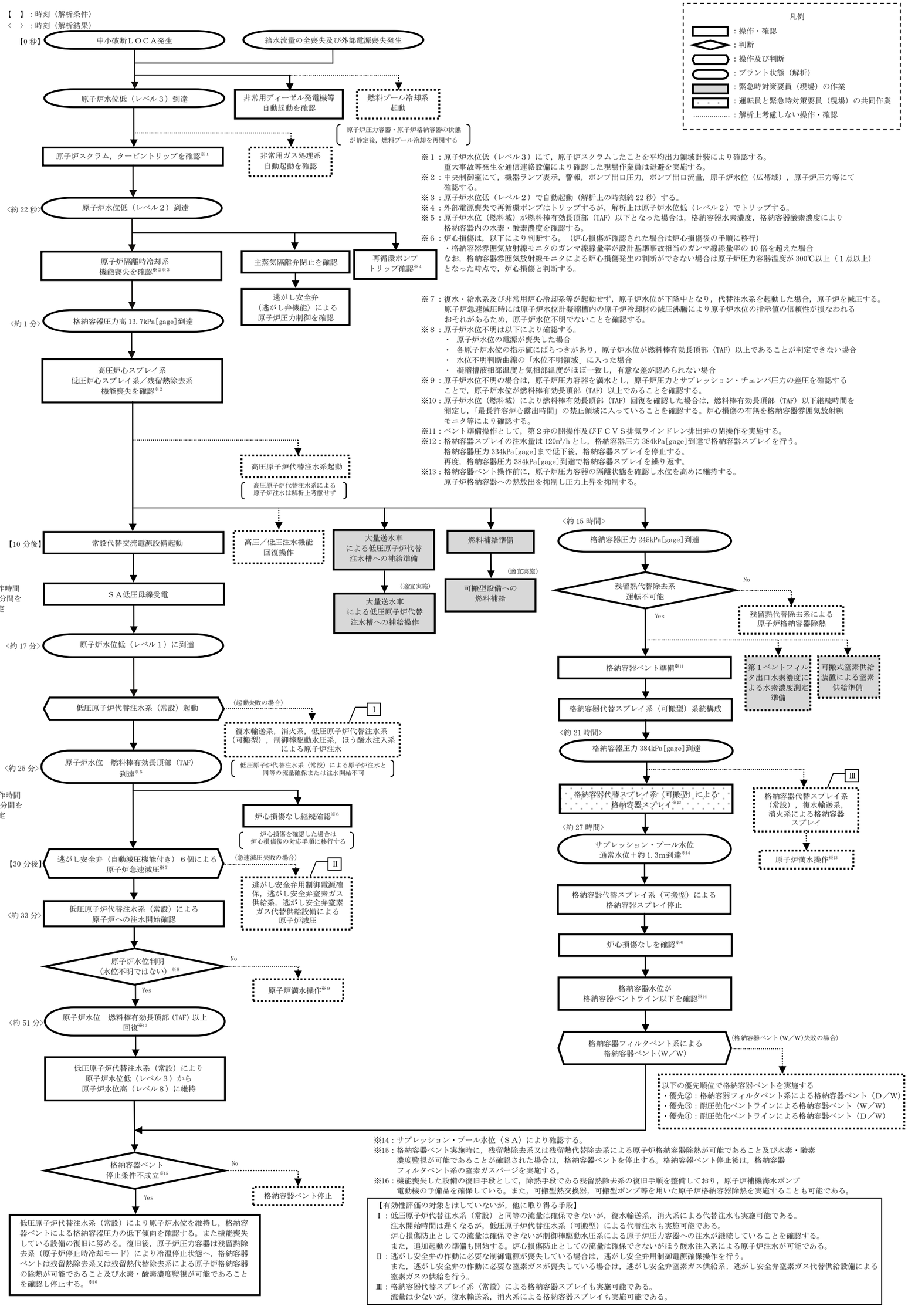
第 2.6.1－1(1)図　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉急速減圧及び原子炉注水）



第 2.6.1－1(2)図　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉注水及び原子炉格納容器冷却）



第 2.6.1－1(3)図　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



※１：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。
重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※２：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：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 22 秒）する。
※４：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※５：原子炉水位（燃料域）が燃料棒有効長頂部（TAF）以下となった場合は，格納容器水素濃度，格納容器酸素濃度により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
※６：炉心損傷は，以下により判断する。（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
・格納容器雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合
なお，格納容器雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生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。
※７：復水・給水系及び非常用炉心冷却系等が起動せず，原子炉水位が下降中となり，代替注水系を起動した場合，原子炉を減圧する。
原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※８：原子炉水位不明は以下により確認する。
・ 原子炉水位の電源が喪失した場合
・ 各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・ 水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・ 凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※９：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※10：原子炉水位（燃料域）により燃料棒有効長頂部（TAF）回復を確認した場合は，燃料棒有効長頂部（TAF）以下継続時間を測定し，「最長許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。炉心損傷の有無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
※11：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閉操作を実施する。
※12：格納容器スプレイの注水量は 120m³/h とし，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを行う。
格納容器圧力 334kPa[gage]まで低下後，格納容器スプレイを停止する。
再度，格納容器圧力 384kPa[gage]到達で格納容器スプレイを繰り返す。
※13：格納容器ベント操作前に，原子炉圧力容器の隔離状態を確認し水位を高めに維持する。
原子炉格納容器への熱放出を抑制し圧力上昇を抑制する。
※14：サプレッション・プール水位（ＳＡ）により確認する。
※15：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水素・酸素濃度監視が可能であることが確認された場合は，格納容器ベントを停止する。格納容器ベント停止後は，格納容器フィルタベント系の窒素ガスパージを実施する。
※16：機能喪失した設備の復旧手段として，除熱手段である残留熱除去系の復旧手順を整備しており，原子炉補機海水ポンプ電動機の予備品を確保している。また，可搬型熱交換器，可搬型ポンプ等を用いた原子炉格納容器除熱を実施することも可能である。

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：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。
注水開始時間は遅くなるが，低圧原子炉代替注水系（可搬型）による代替注水も実施可能である。
炉心損傷防止としての流量は確保できないが制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水が継続していることを確認する。
また，追加起動の準備も開始する。炉心損傷防止としての流量は確保できないがほう酸水注入系による原子炉注水が可能である。
Ⅱ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。
Ⅲ：格納容器代替スプレイ系（常設）による格納容器スプレイも実施可能である。
流量は少ないが，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。

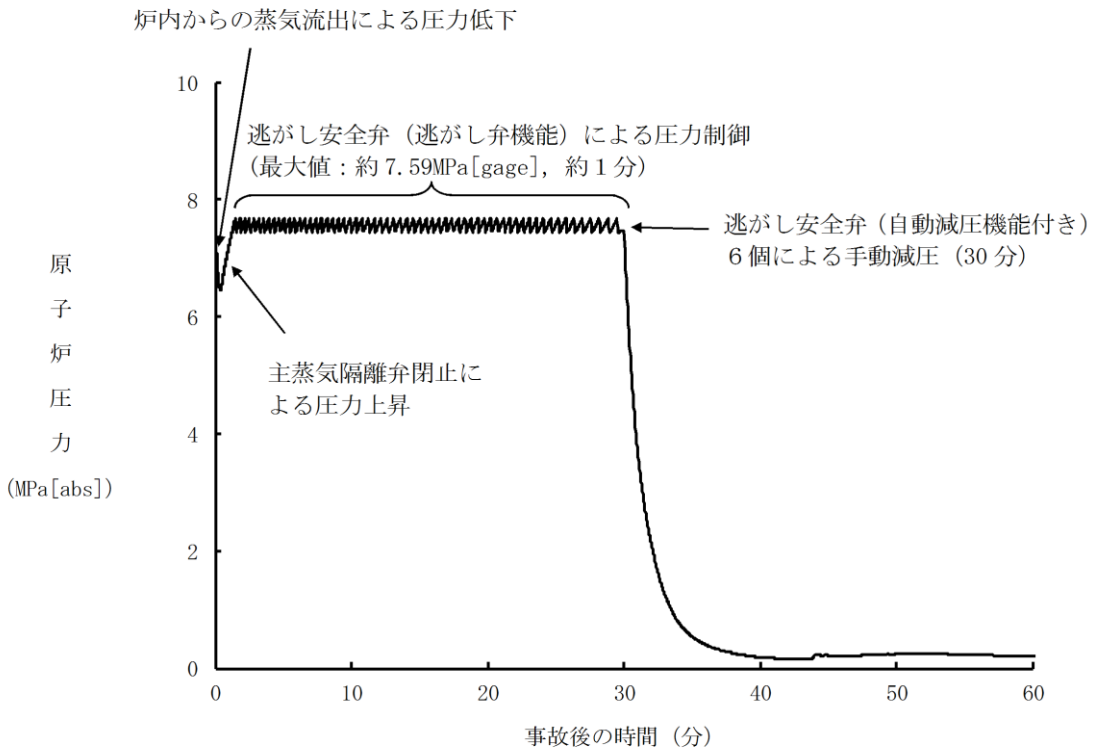
第 2.6.1-2 図　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の対応手順の概要

ＬＯＣＡ時注水機能喪失

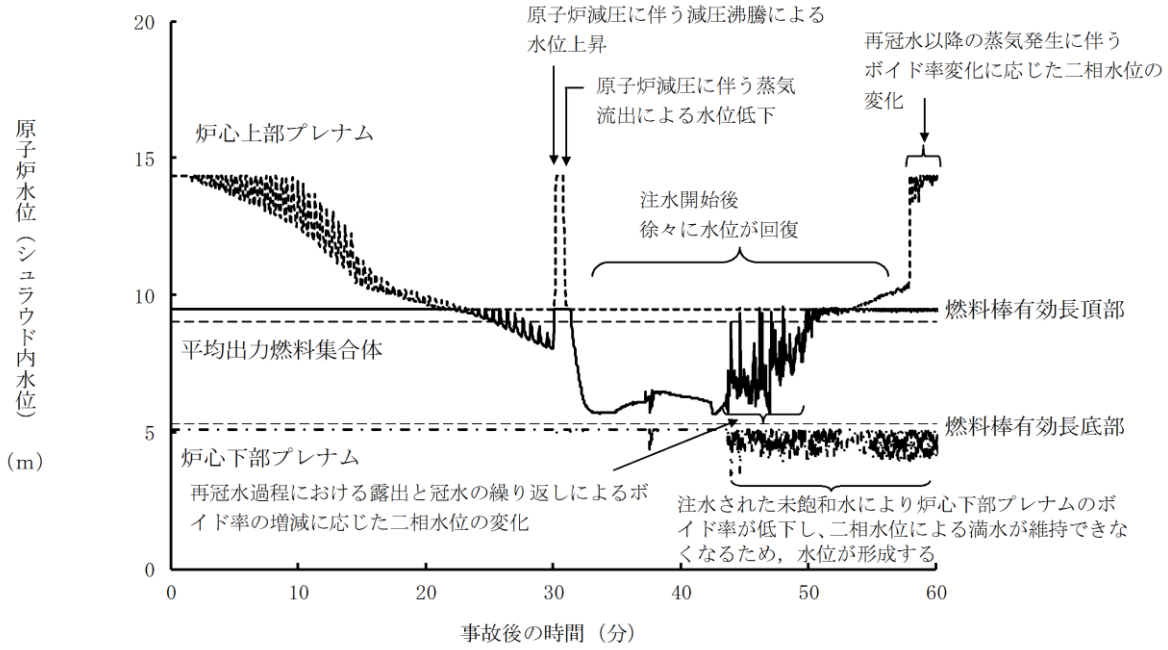
操作項目	実施箇所・必要人員数				操作の内容	経過時間（分）10 20 30 40 50 60 / 経過時間（時間）1 2 3 4 5 14 15 16 17 20 21 22 23 27 28 29 / 経過時間（日）5 6 7	備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		事象発生 原子炉スクラム 約22秒　原子炉水位低（レベル２） 約１分　格納容器圧力高13.7kPa[gage] プラント状況判断 10分　常設代替交流電源設備による給電 約17分　原子炉水位低（レベル１） 約25分　原子炉水位燃料棒有効長頂部到達※ 30分　原子炉急速減圧 約33分　低圧原子炉代替注水系（常設）　原子炉注水開始 約51分　原子炉水位　燃料棒有効長頂部回復※ 約15時間　格納容器圧力245kPa[gage]到達 約21時間　格納容器圧力384kPa[gage]到達 約27時間　サプレッション・プール水位 通常水位＋約1.3m到達	※シュラウド内水位に基づく時間
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮			
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡			
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）		緊急時対策要員（現場）			
状況判断	1人 A	—	—		・外部電源喪失確認 ・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム，タービントリップ確認 ・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・再循環ポンプトリップ確認 ・高圧炉心スプレイ系，残留熱除去系，低圧炉心スプレイ系機能喪失確認 ・主蒸気隔離弁全閉確認／逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御確認 ・原子炉隔離時冷却系機能喪失確認	10分	
					・高圧原子炉代替注水系起動操作		解析上考慮せず
					・非常用ガス処理系自動起動確認		解析上考慮せず
高圧／低圧注水機能喪失調査，復旧操作	—	—	—		・復水・給水系，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，残留熱除去系，低圧炉心スプレイ系　機能回復		解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
常設代替交流電源設備起動操作	（1人） A	—	—		・常設代替交流電源設備起動，受電操作	10分	
原子炉急速減圧操作	（1人） A	—	—		・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個　手動開放操作	10分	
低圧原子炉代替注水系（常設）起動操作	（1人） A	—	—		・低圧原子炉代替注水系（常設）起動/運転確認/系統構成/漏えい隔離操作	10分	
低圧原子炉代替注水系（常設）注水操作	（1人） A	—	—		・低圧原子炉代替注水系（常設）注水弁操作	原子炉水位をレベル3～レベル8で維持	
輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への補給	—	—	14人 a～n		・放射線防護具準備	10分	
	—	—			・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給準備（大量送水車配置，ホース展張・接続）	2時間10分	
	—	—	（2人） a，b		・大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給	適宜実施	
格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	（1人） A	—	—		・格納容器代替スプレイ系（可搬型）系統構成	10分	
格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ操作	—	—	（2人） a，b		・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ弁操作（現場）	適宜実施	
	（1人） A	—	—		・格納容器代替スプレイ系（可搬型）スプレイ弁操作	適宜実施	
原子炉満水操作	（1人） A	—	—		・低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉への注水流量の増加	格納容器圧力が384kPa[gage]に到達後，原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため，原子炉への注水流量を増やして原子炉水位をできるだけ高く維持する	解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	（1人） A	—	—		・格納容器ベント準備（第２弁操作）	10分	
	—	2人 B，C	—		・放射線防護具準備	10分	解析上考慮せず
	—		—		・格納容器ベント準備（第２弁操作）	1時間20分	
	—	—	（2人） e，f		・ＦＣＶＳ排気ラインドレン排出弁閉操作	40分	
	—	—	2人 o，p		・放射線防護具準備	10分	解析上考慮せず
	—	—			・第１ベントフィルタ出口水素濃度準備	2時間	
	—	—	（2人） c，d		・可搬式窒素供給装置準備	2時間	解析上考慮せず
格納容器ベント操作	（1人） A	—	—		・格納容器ベント操作（第１弁操作）	10分	
	—	（2人） B，C	—		・格納容器ベント操作（第１弁操作）	遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を行う。 操作は，現場への移動を含め，約14分から開始可能である。（操作完了は約1時間30分後） 具体的な操作方法は，遠隔手動弁操作機構により，原子炉建物付属棟内から操作を行う。 1時間30分	解析上考慮せず
燃料補給準備	—	—	2人 q，r		・放射線防護具準備	10分	
	—	—			・非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等からタンクローリへの補給	2時間30分	タンクローリ残量に応じて適宜非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等から補給
燃料補給作業	—	—			・大量送水車への補給	適宜実施	
燃料プール冷却　再開	（1人） A	—	—		・燃料プール冷却系再起動	・燃料プール冷却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	18人 a～r				

（）内の数字は他の作業終了後，移動して対応する人員数。

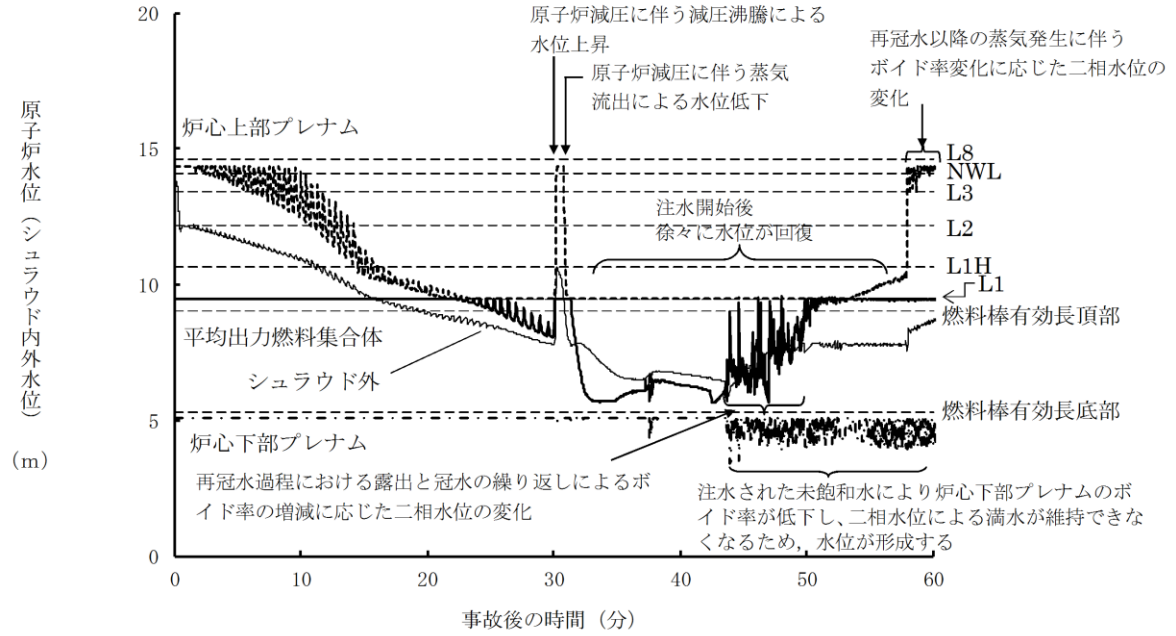
第 2.6.1-3 図　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の作業と所要時間



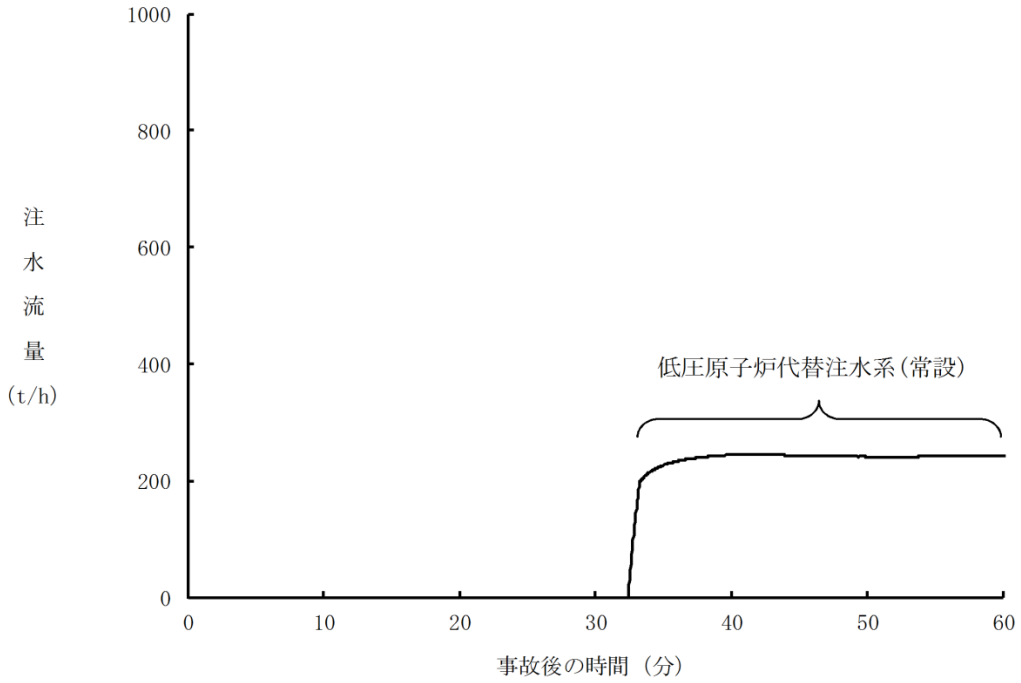
第 2.6.2－1(1)図　原子炉圧力の推移



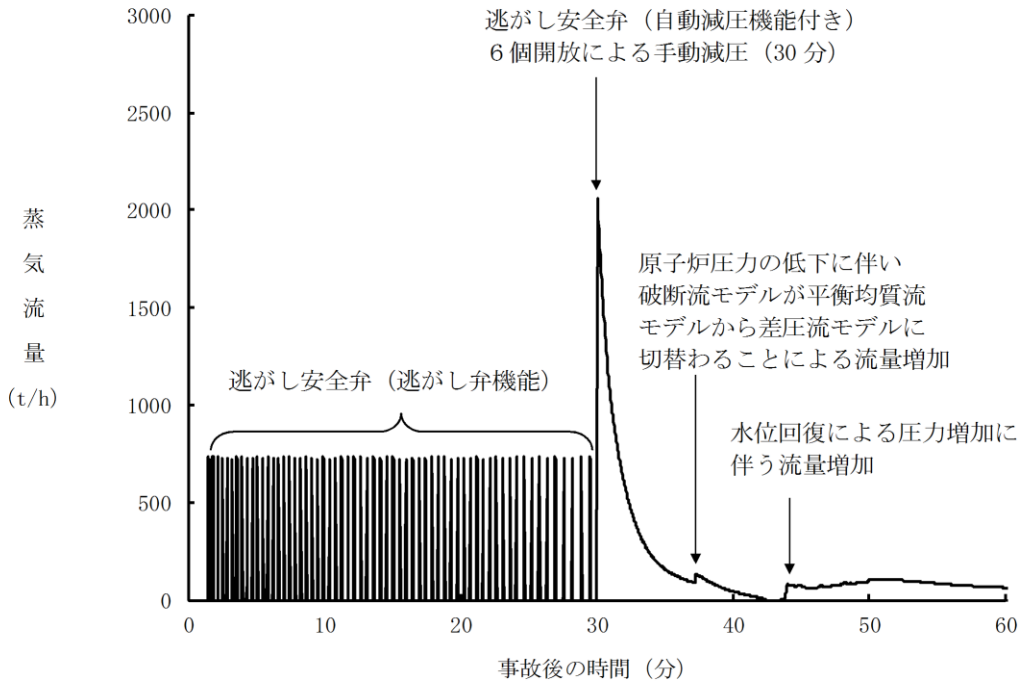
第 2.6.2－1(2)図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



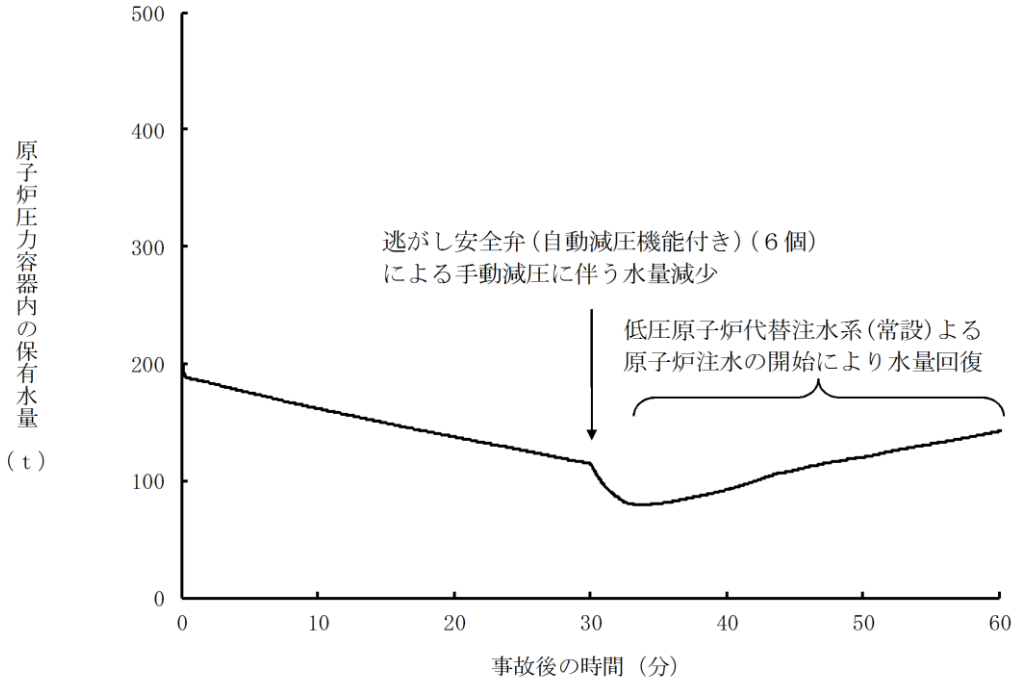
第 2.6.2－1(3)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



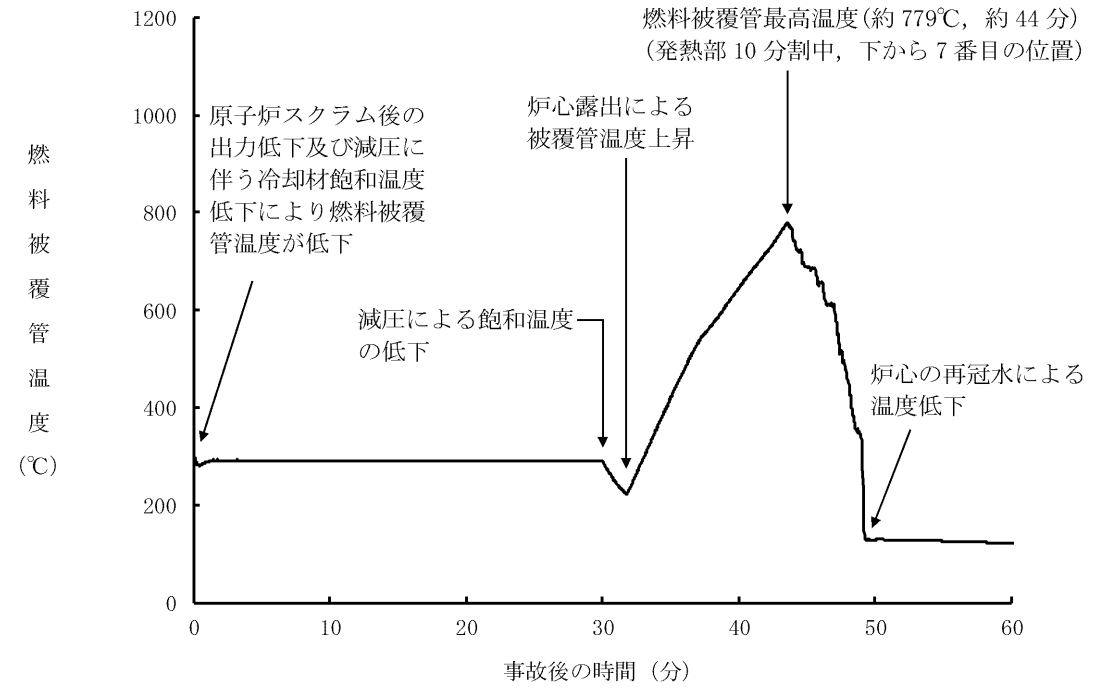
第 2.6.2－1(4)図　注水流量の推移



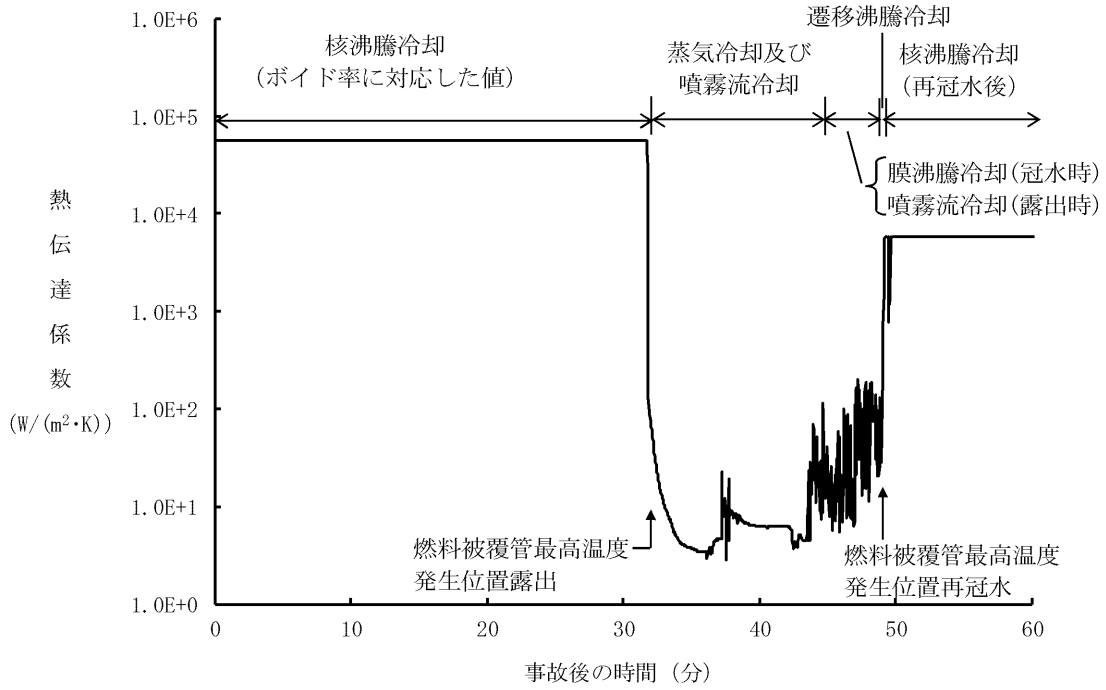
第 2.6.2－1(5)図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



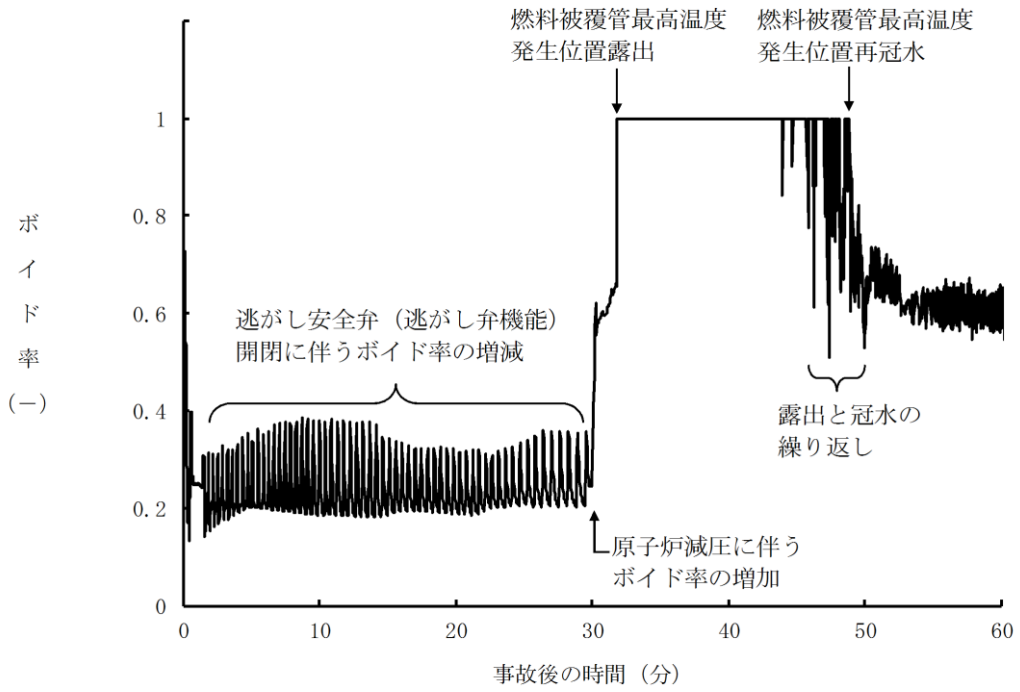
第 2.6.2－1(6)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



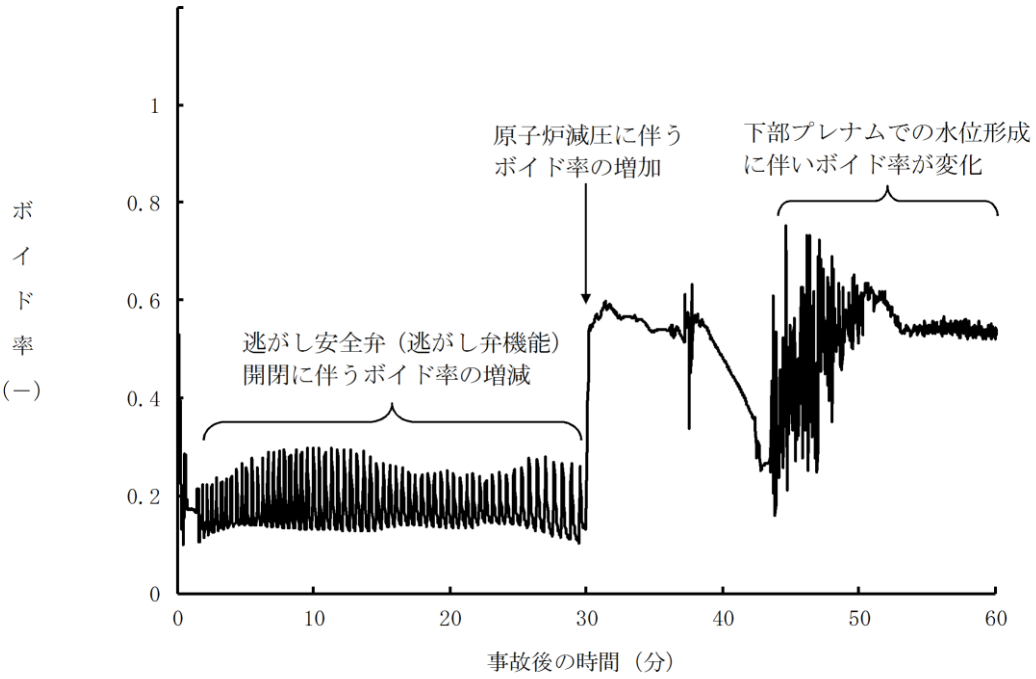
第 2.6.2－1(7)図　燃料被覆管温度の推移



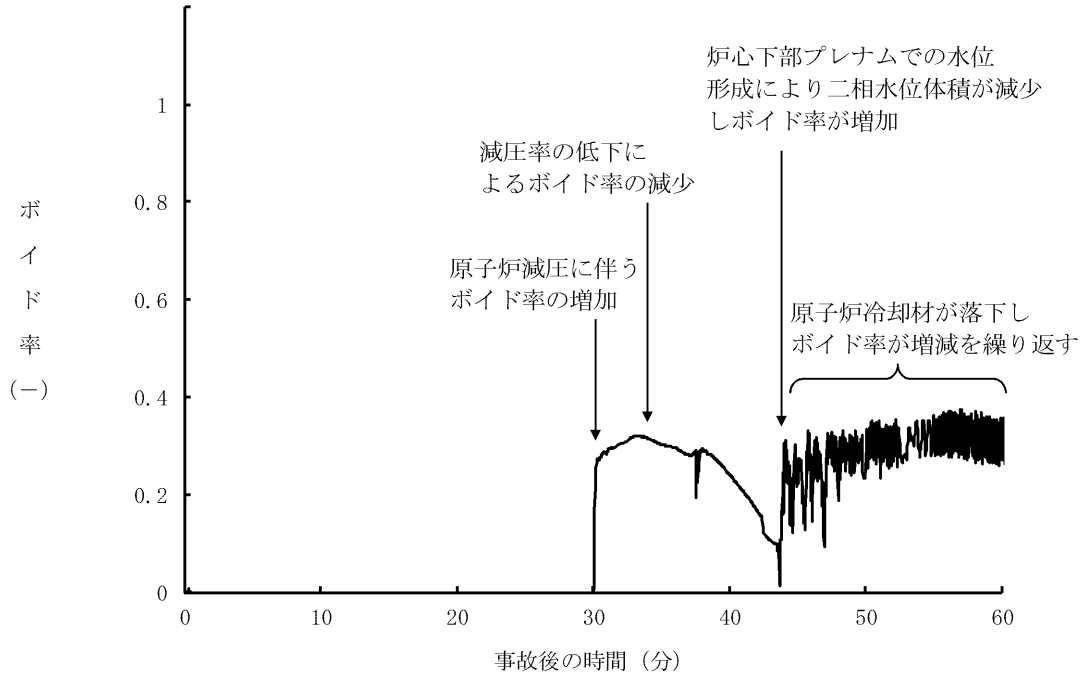
第 2.6.2－1(8)図　燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



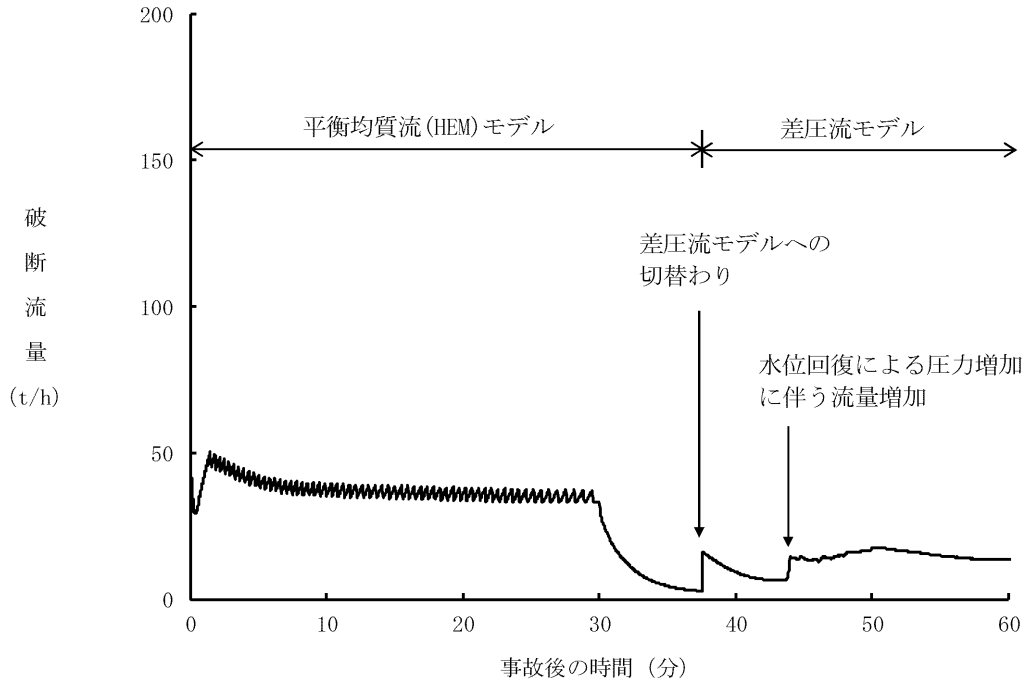
第 2.6.2－1(9)図　燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



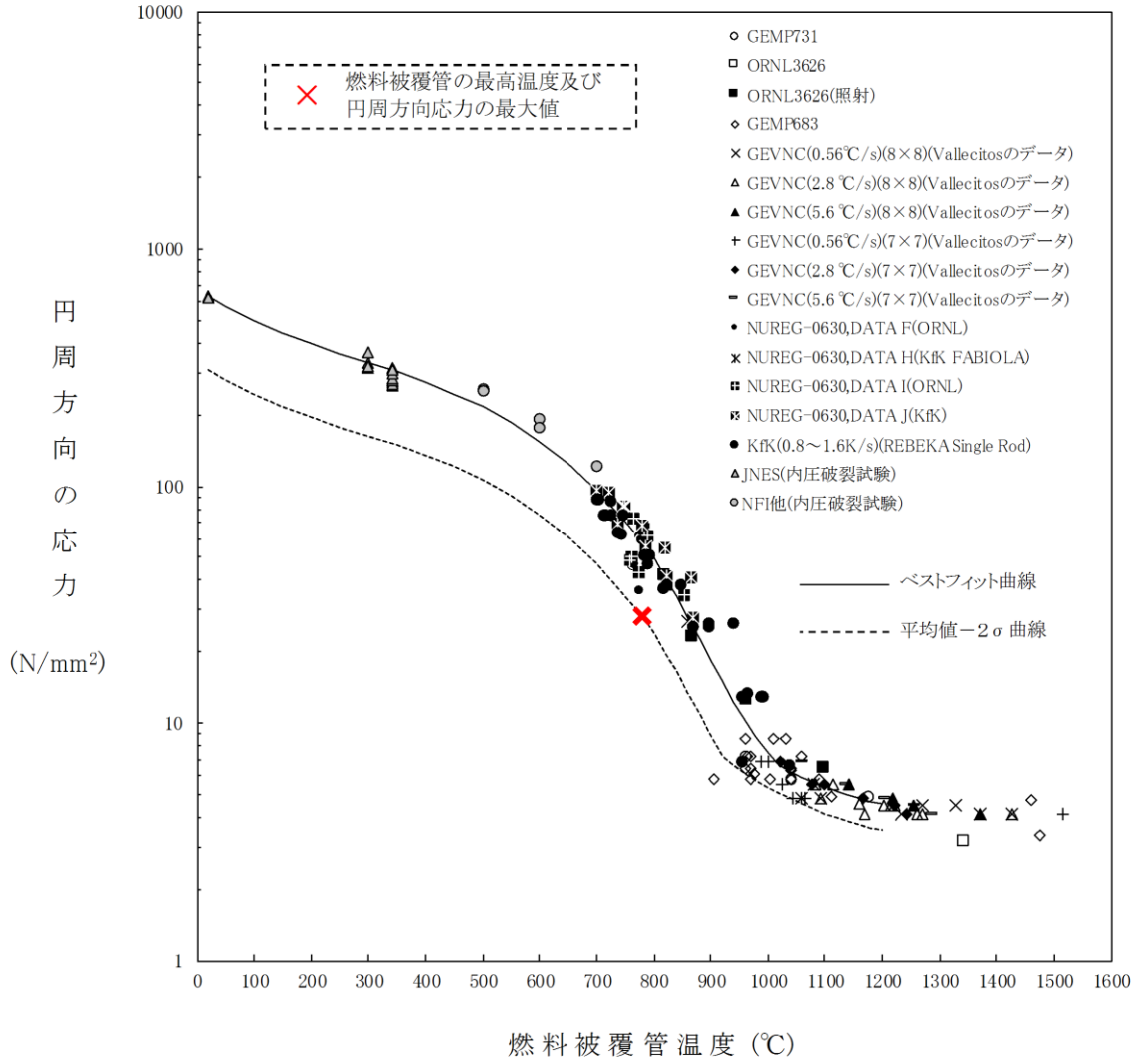
第 2.6.2－1(10)図　平均出力燃料集合体のボイド率の推移



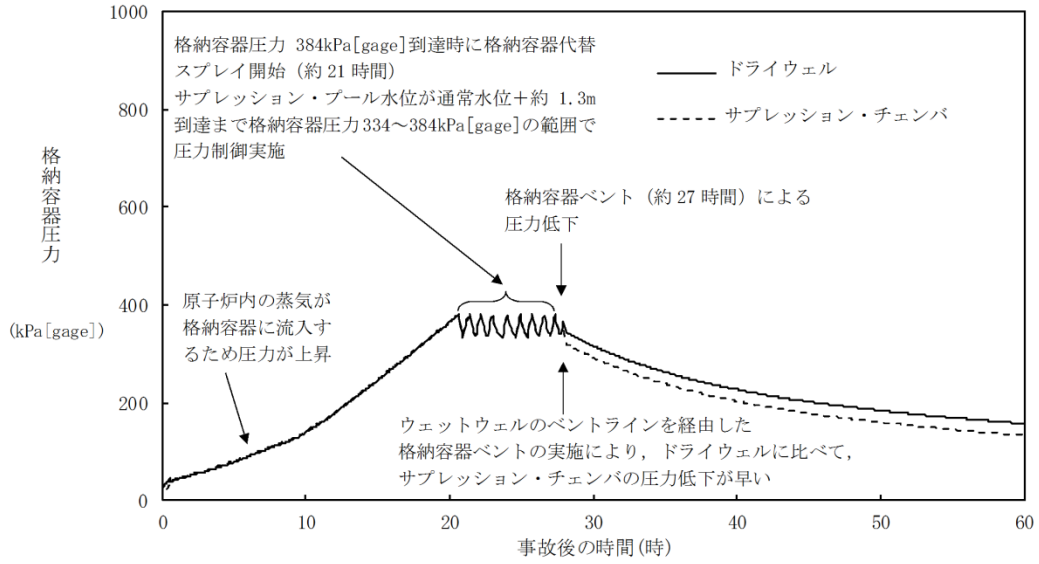
第 2.6.2－1(11)図　炉心下部プレナム部のボイド率の推移



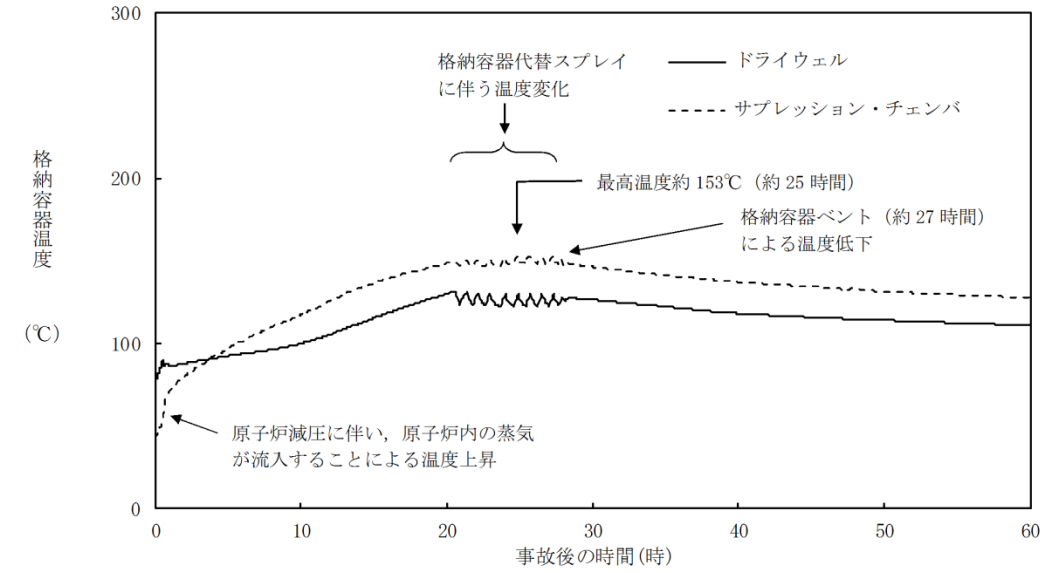
第 2.6.2－1(12)図　破断流量の推移



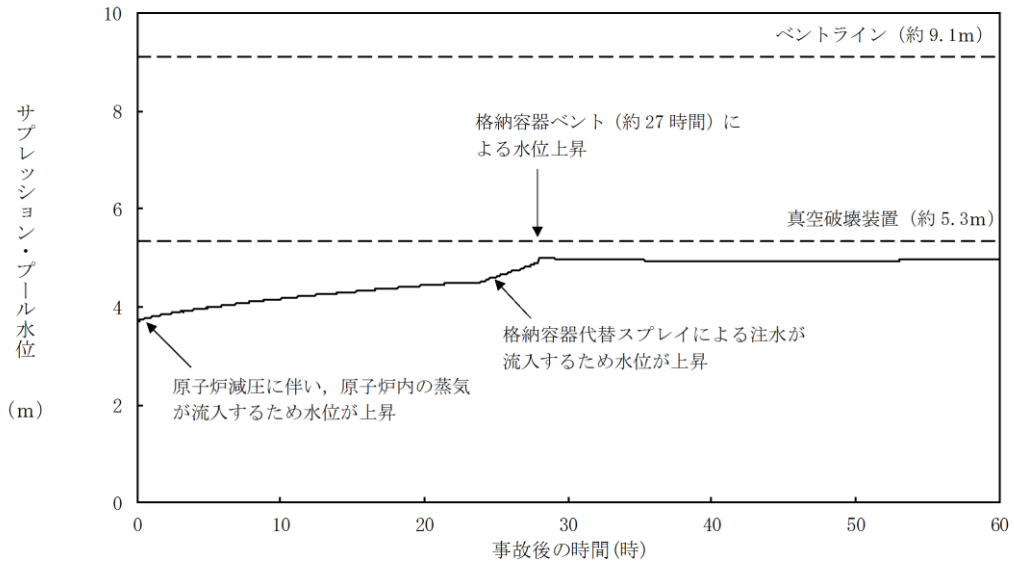
第 2.6.2－1(13)図　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係



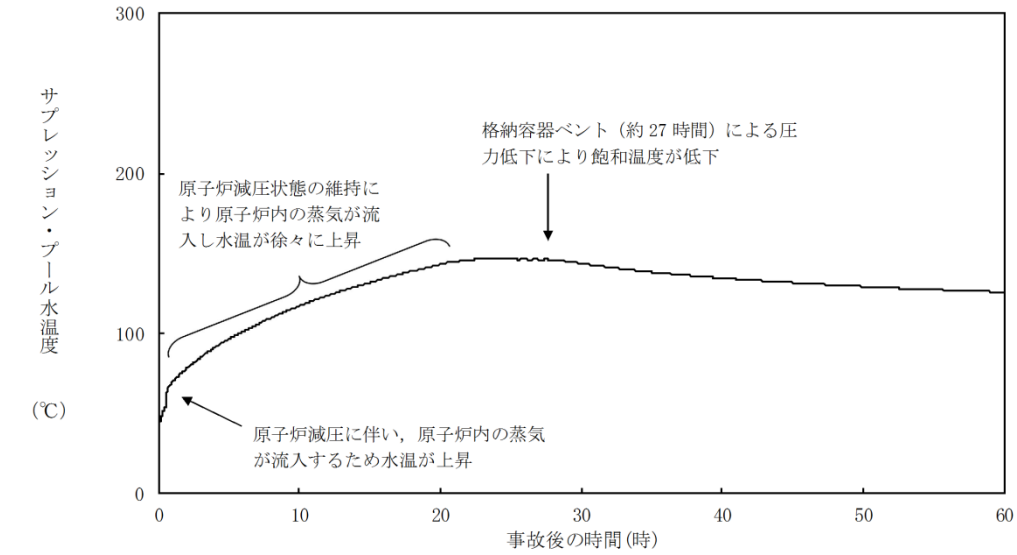
第 2.6.2－1(14)図　格納容器圧力の推移



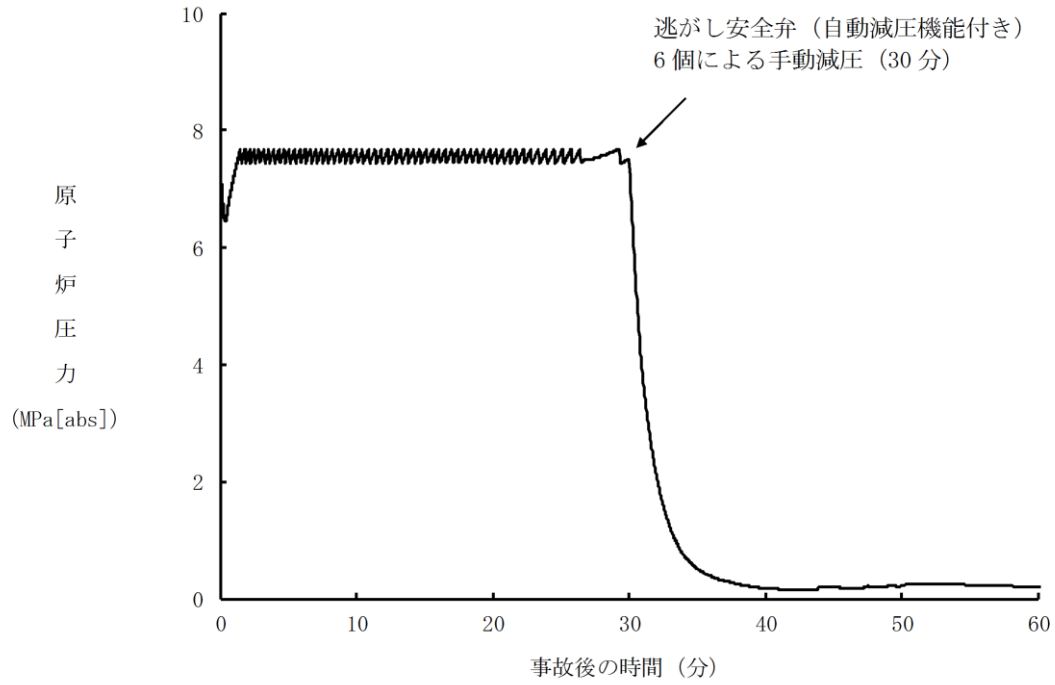
第 2.6.2－1(15)図　格納容器温度の推移



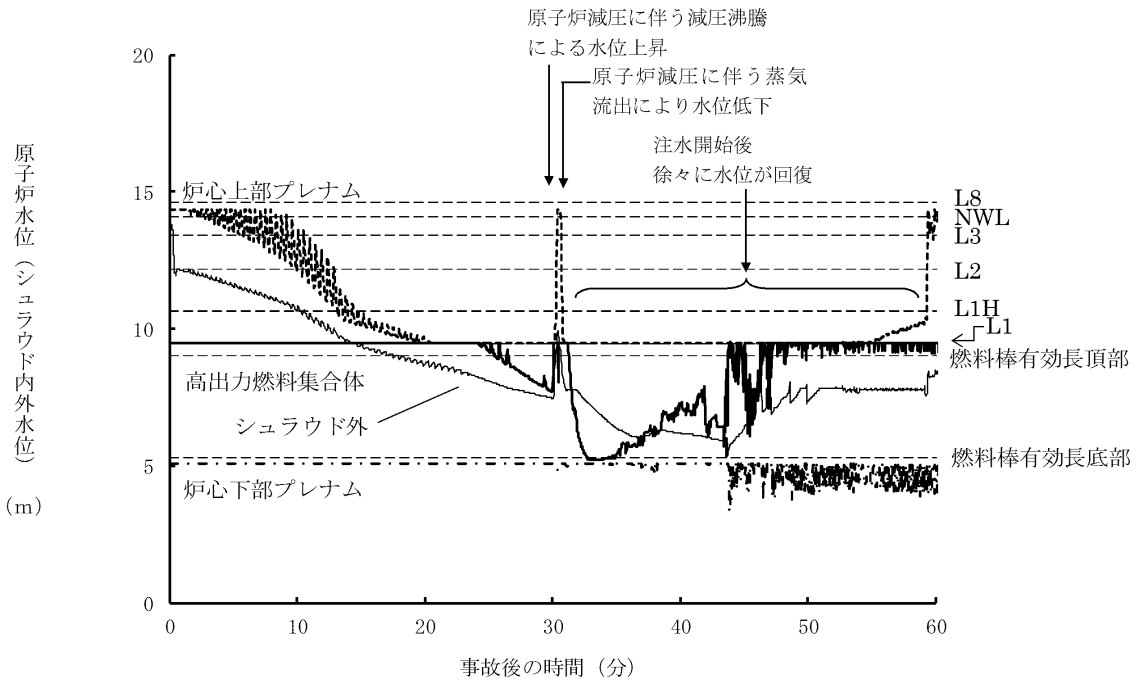
第 2.6.2－1(16)図　サプレッション・プール水位の推移



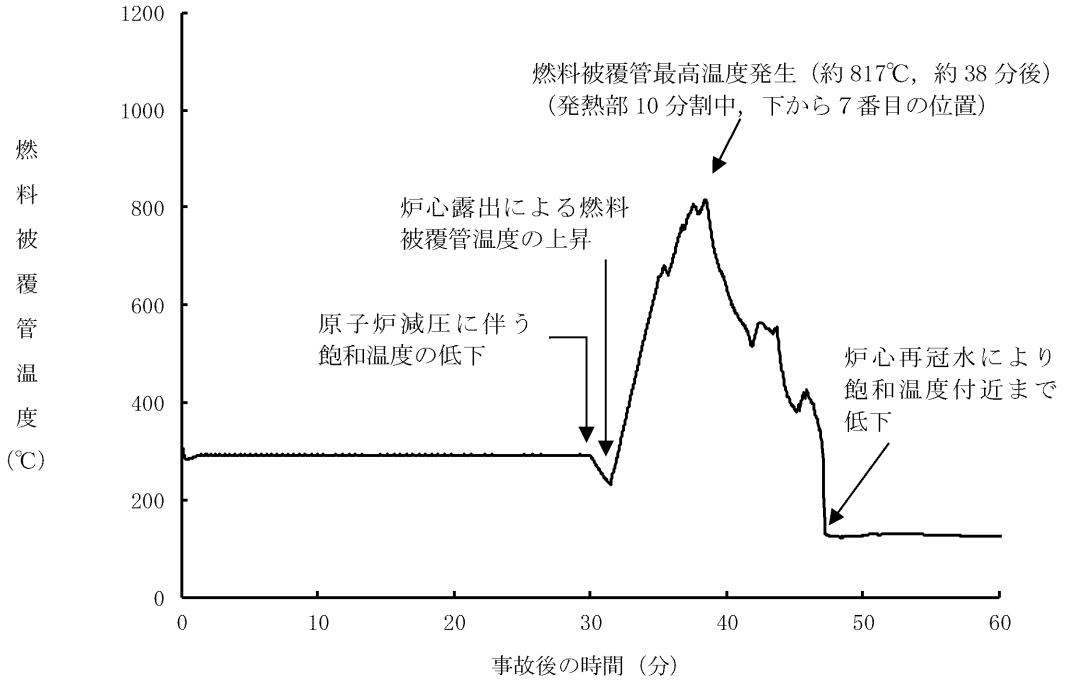
第 2.6.2－1(17)図　サプレッション・プール水温度の推移



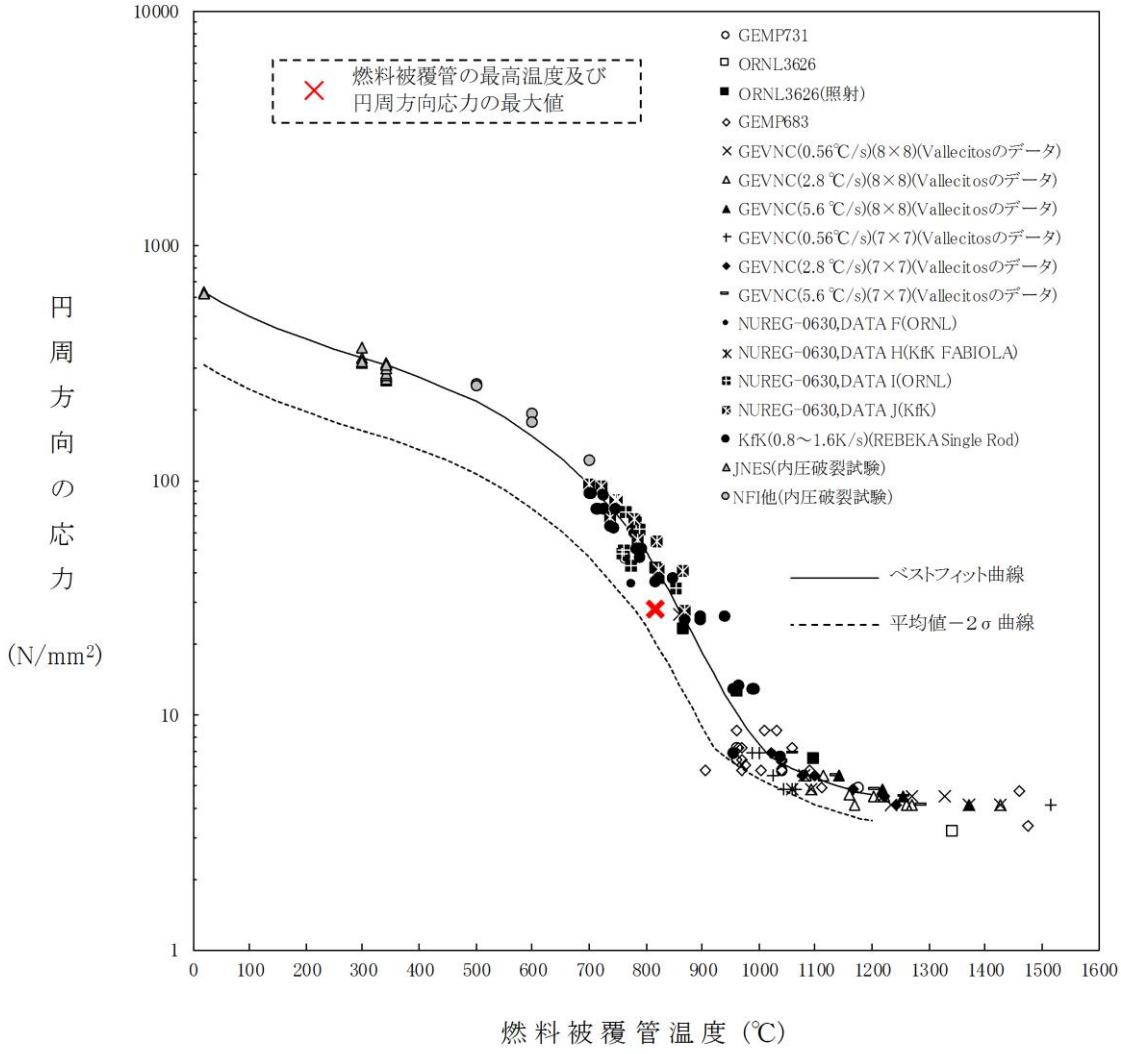
第 2.6.3－1(1)図　原子炉圧力の推移（約 4.2cm^2 の破断）



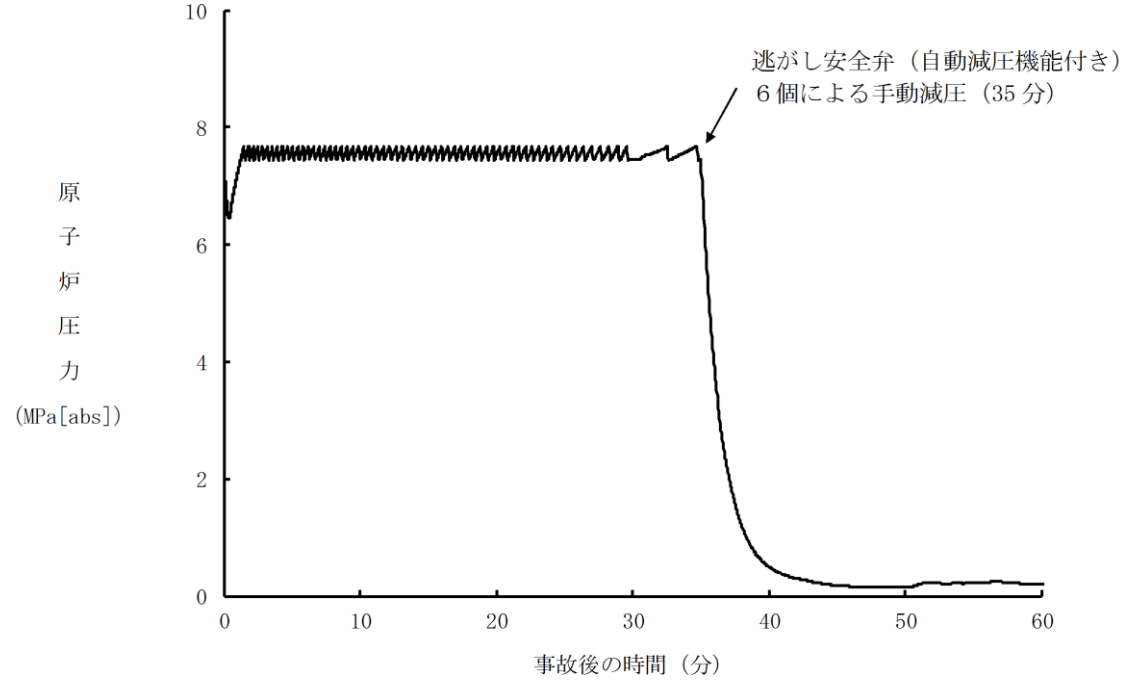
第 2.6.3－1(2)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）（約 4.2cm^2 の破断）



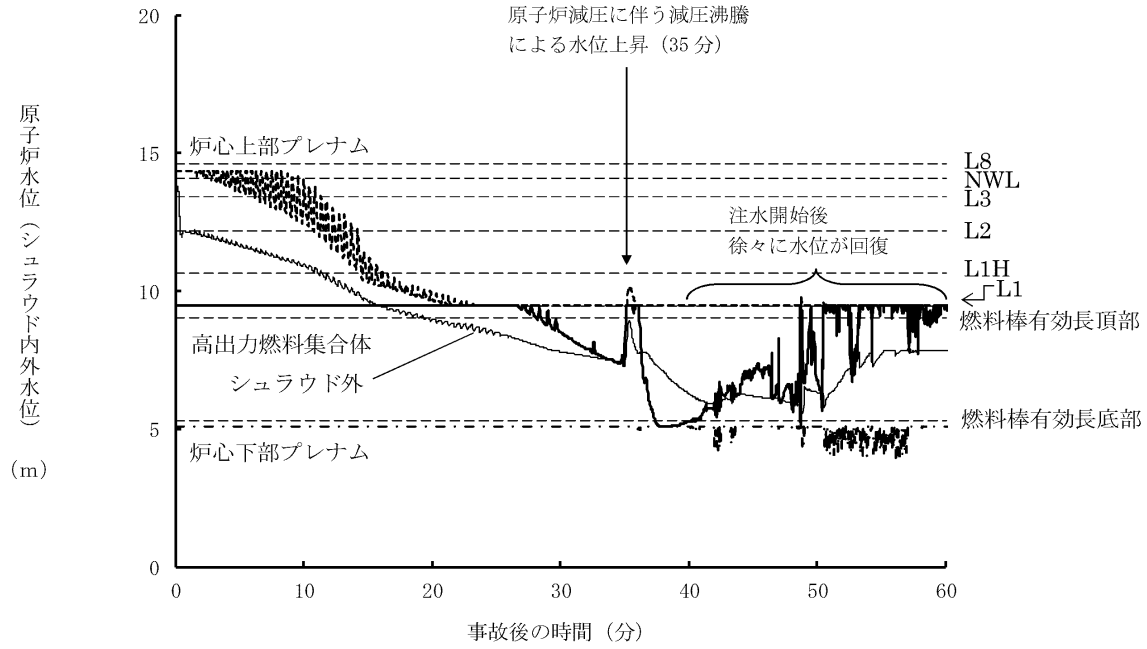
第 2.6.3－1(3)図　燃料被覆管温度の推移（約 4.2cm^2 の破断）



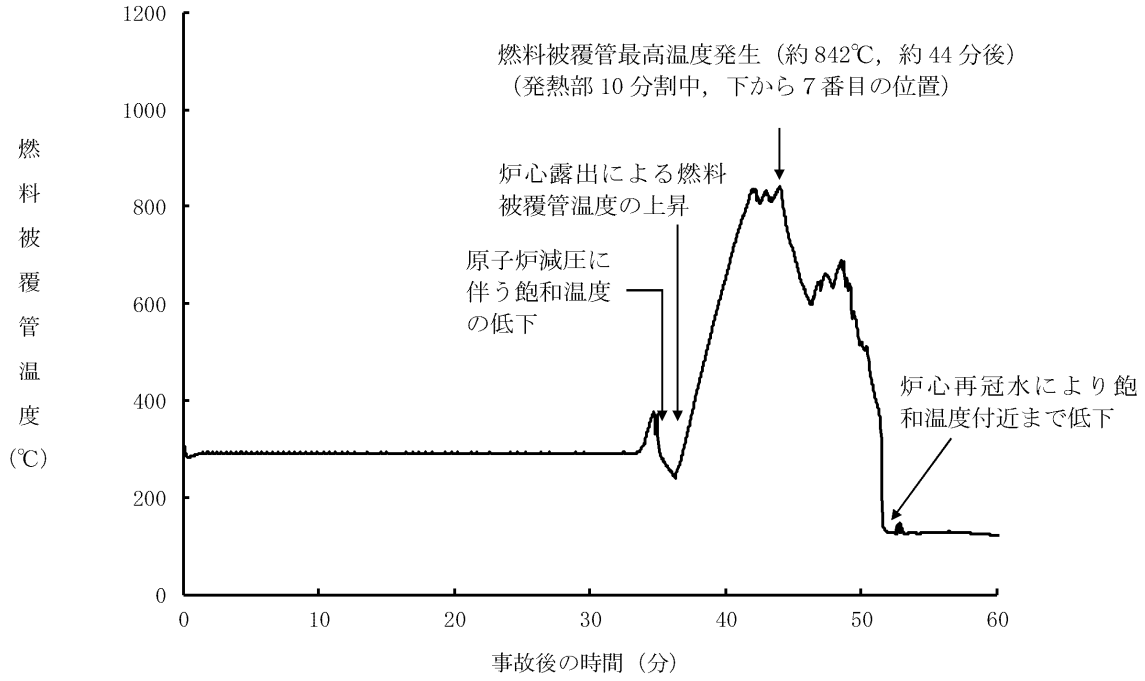
第 2.6.3－1(4)図　燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（約 4.2cm² の破断）



第 2.6.3－1(5)図　原子炉圧力の推移（遅れ時間５分）



第 2.6.3－1(6)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間５分）



第 2.6.3－1(7)図　燃料被覆管温度の推移（遅れ時間５分）

第 2.6.1－1 表　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重大事故等対策について（１／３）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
外部電源喪失及び原子炉スクラム確認	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断発生後に外部電源喪失となり，原子炉がスクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機等】※ 【非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等】※	－	平均出力領域計装※
高圧･低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	－	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※ 【残留熱除去ポンプ出口圧力】※ 【低圧炉心スプレイポンプ出口圧力】※
高圧原子炉代替注水系による原子炉注水	高圧・低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
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後，低圧原子炉代替注水系（常設）を起動し，中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を全開し，原子炉急速減圧を実施する。	常設代替交流電源設備 低圧原子炉代替注水ポンプ 逃がし安全弁（自動減圧機能付き）※	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力※

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
有効性評価上考慮しない操作

第2.6.1－1表　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重大事故等対策について（２／３）

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

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

第 2.6.1－1 表　「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の重大事故等対策について（３／３）

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

※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

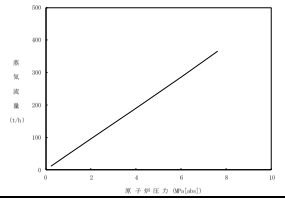
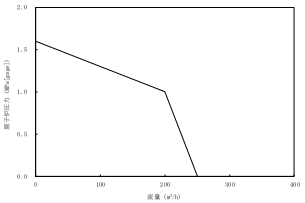
第 2.6.2－1 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（１／４）

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

第 2.6.2－1 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（２／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サプレッション・プール水位	3.61m（通常運転水位）	通常時のサプレッション・プール水位として設定
	サプレッション・プール水温度	35℃	通常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℃	通常運転時の格納容器温度として設定
	外部水源の温度	35℃	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は約 3.1cm^2	中小破断ＬＯＣＡに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は，冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし，液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから，原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約 3.1cm^2 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 減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を，減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は復水・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），再循環ポンプトリップは原子炉水位低（レベル２）にて発生するものとする

第 2.6.2－1 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（３／４）

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機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05 秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	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	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	低圧原子炉代替注水系（常設）	最大 250m^3/h にて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定 
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m^3/h にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力 427kPa[gage]における最大排出流量 9.8kg/s に対して，第１弁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	格納容器フィルタベント系の設計値として設定

第 2.6.2－1 表　主要解析条件（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（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	常設代替交流電源設備の起動，受電及び低圧原子炉代替注水系（常設）起動，系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から 10 分後に開始し，操作時間は 20 分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から 30 分後	低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa[gage]到達時 384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器フィルタ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	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件の設定について

１.事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の特徴

「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」は，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断ＬＯＣＡ又は中破断ＬＯＣＡが発生した後に，原子炉へ注水する機能が喪失するとともに，破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により，原子炉水位が低下し，緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」においては，重大事故等対処設備である低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。また，低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから，格納容器フィルタベント系を用いた原子炉格納容器除熱を実施する。

ＬＯＣＡ事象は，破断位置及び破断面積により原子炉冷却材の流出流量や原子炉圧力挙動が変化し，事象進展や評価結果に影響を与えることから，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の炉心損傷防止対策の有効性評価における破断位置及び破断面積の事故条件設定の考え方について，以下に示す。

２．事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に対する評価項目

「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」は格納容器フィルタベント系を使用する事故シーケンスグループであるため，「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「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」に基づき,以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。

①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり,かつ炉心を十分に冷却できるものであること

(a)燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること

(b)燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること

②格納容器フィルタベント系を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では,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リスクを与えないこと(発生事故当たりおおむね５mSv 以下)

「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の評価では，燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下で，①の評価項目を満たす破断（破断面積）であっても，燃料被覆管の破裂を伴う場合は，②の要件を満たすことができなくなる可能性があるため，炉心損傷防止として有効性を評価するに当たっては，燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安※1としている。

※１：炉心損傷の判断は，格納容器内雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）を用いて行う。ドライウェル又はサプレッション・チェンバ内の γ 線線量率の状況を確認し，設計基準事故相当の γ 線線量率の 10 倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また，ＣＡＭＳが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。

３．「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方

3.1　破断位置の事故条件設定の考え方

(1)破断位置の分類

ＬＯＣＡの破断を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管は，大きく以下の３通りに分類することができる。また，原子炉圧力容器に接続する代表的な配管（ノズル）を表１及び図１に示す。

ａ．気相部配管

気相部配管に破断が発生した場合は，液相部配管破断と比較して破断流量は小さくなる。また，原子炉の減圧が促進されることから，低圧の原子炉注水開始が早くなる。

ｂ．シュラウド外の液相部配管

液相部配管に破断が発生した場合は，配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合，燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は，崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため，シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより，ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され，炉心冷却は確保される。

ｃ．シュラウド内の液相部配管

シュラウド内の液相部配管に破断が発生した場合，シュラウド内からの原子炉冷却材流出は，崩壊熱による蒸発，ジェットポンプ上端からのオーバーフロー及び破断口からの流出となる。このため，ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水を維持するためには，崩壊熱相当の流量に破断流量を加えた原子炉注水が必要となる。

表１　代表的な原子炉圧力容器に接続する配管

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。

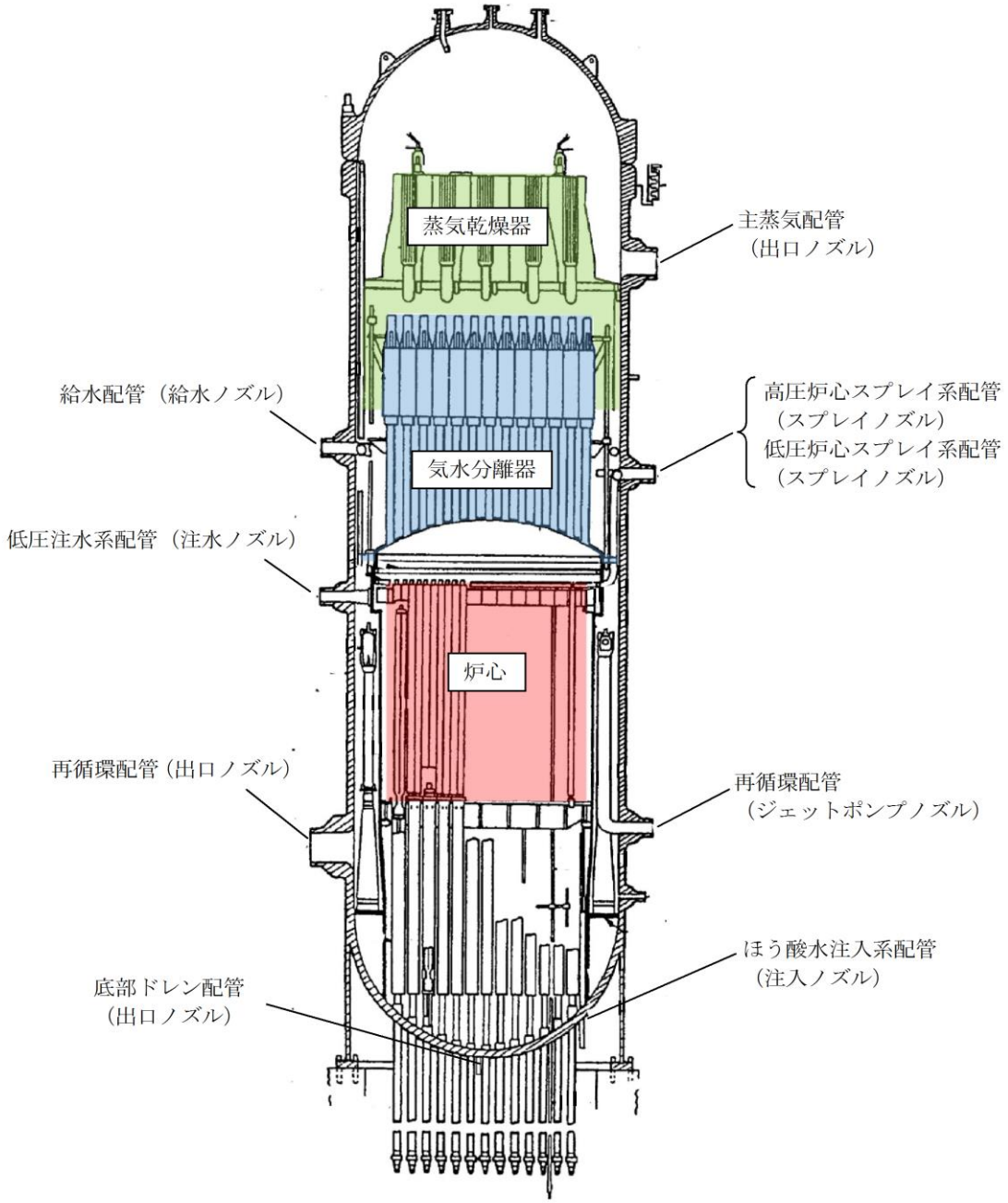


図１　代表的な原子炉圧力容器接続する配管

(2) 破断位置の違いによる影響について

破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため，気相部配管として主蒸気配管及びシュラウド内の液相部配管として配管高さの低い底部ドレン配管にベースケースと同じ約 3.1cm^2 の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力，原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図２に評価結果の比較を表２に示す。

この結果，気相部配管の破断を想定した場合は，シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して，燃料被覆管温度が低くなる。また，液相部配管の破断を想定した場合にはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。したがって，格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」で想定する破断位置は，再循環配管（出口ノズル）を設定した。

表２　破断位置の感度解析結果

破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度
主蒸気配管 （気相部配管）	約 3.1 cm^2	約 489℃
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 779℃
底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）		約 782℃

3.2 破断面積の事故条件設定の考え方

(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲

２．に示すとおり，「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」では，燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し，再循環配管（出口ノズル）に対して約 4.2cm^2 の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース（約 3.1cm^2）と感度解析ケース（約 4.2cm^2）との原子炉圧力，原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図３に，感度解析の結果を表３に示す。

図３に示すとおり，ベースケースと感度解析ケースとでは，事象進展に有意な差が生じるものではない。また，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動操作による原子炉減圧（低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水）の操作条件（事象発生の 30 分後）は，10 分間の状況判断の後に常設代替交流電源設備の準備操作など一連の操作時間を考慮して設定したものであり，パラメータを起点とした条件設定としていないことから，破断面積の違いによる影響はない。

表３　破断面積の感度解析結果

破断位置	破断面積	破裂の有無
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 4.2 cm^2	無
	約 4.3 cm^2	有

(2) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定

有効性評価においては，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動操作による原子炉減圧（低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水）に対して評価上の操作余裕を確認している。

再循環配管（出口ノズル）に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管温度の破裂発生防止が可能な限界である約 4.2cm^2 の破断を設定すると，評価上の操作時間余裕がなくなることから，炉心損傷防止対策の有効性評価では，燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき，かつ，５分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として，再循環配管（出口ノズル）に対して約 3.1cm^2 の破断を事故条件として設定する。

また，約 4.2cm^2 の破断を想定し，これが運転員等操作時間の操作時間余裕を考慮せずに，燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

なお，実際のＬＯＣＡが発生した場合，破断面積を確認することはできないため，運転手順においては，ＬＯＣＡ発生の確認（ドライウェル圧力が 13.7kPa[gage]に到達）後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また，ＬＯＣＡ時の高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は，炉心損傷防止対策としての「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」により小破断ＬＯＣＡから大破断ＬＯＣＡまでの範囲を確認している。

(3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について

気相部配管，シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を表４並びに図４及び図５に示す。

この結果，低圧原子炉代替注水系（常設）による炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積の範囲は以下のとおりとなる。

a. 主蒸気配管(気相部配管):約 120cm^2 以下

b. 再循環配管（出口ノズル）(シュラウド外の液相部配管):約 4.2cm^2 以下

c. 底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管):約 4.0cm^2 以下

確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）では，ＮＵＲＥＧ－1150 の定義と同様に表５のとおり分類しており，５inch（約 127cm^2）以上の配管破断は大破断ＬＯＣＡと定義されることから，炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断ＬＯＣＡ相当となる。一方，液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが，原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため原子炉減圧が必要となることから，事象進展の厳しさとして中破断ＬＯＣＡ相当となる。

表４　破断面積の感度解析結果

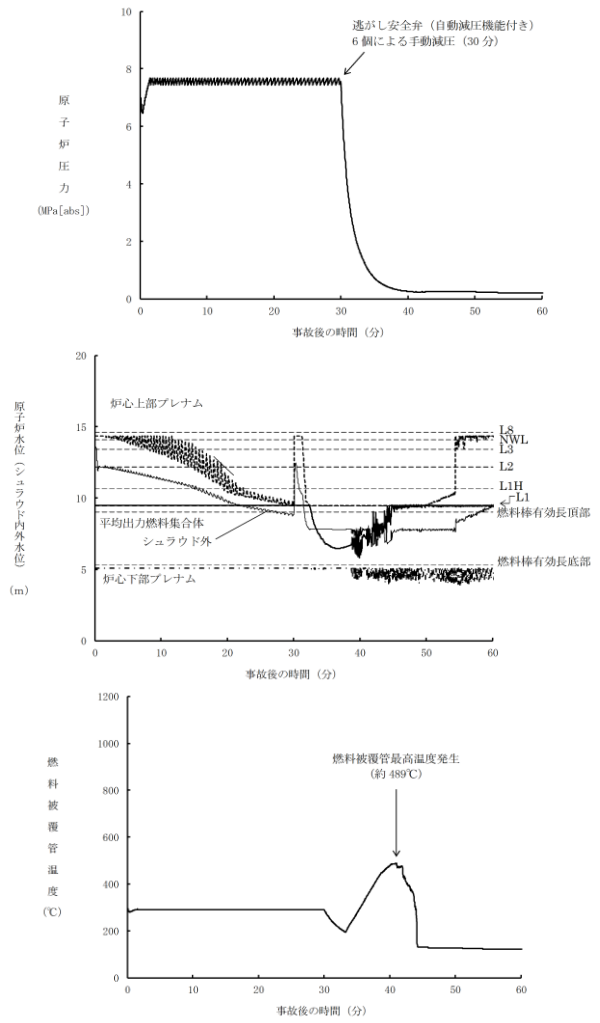
破断位置	破断面積	破裂の有無
主蒸気配管 （気相部配管）	約 120 cm^2	無
	約 121 cm^2	有
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 4.2 cm^2	無
	約 4.3 cm^2	有
底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）	約 4.0 cm^2	無
	約 4.1 cm^2	有

表５　ＬＯＣＡ関連事象の分類定義

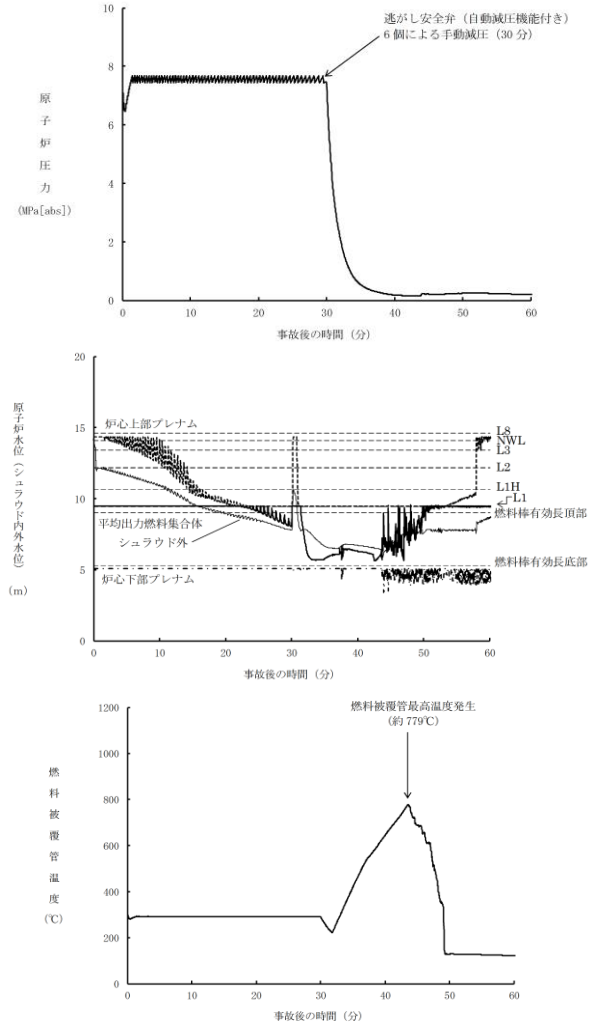
事象分類	状態定義	等価 破断径	流出流量
漏えい	常用系（ＣＲＤポンプ等）で補給可能な範囲		
小破断ＬＯＣＡ	ＲＣＩＣで注水可能な範囲		
中破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡと大破断ＬＯＣＡの中間範囲		
大破断ＬＯＣＡ	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲		
ＤＢＡ超過ＬＯＣＡ	設計基準事象でのＬＯＣＡを超える範囲		

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。

気相部配管（主蒸気系配管）



シュラウド外の液相部配管
（再循環配管）



シュラウド内の液相部配管
（底部ドレン配管）

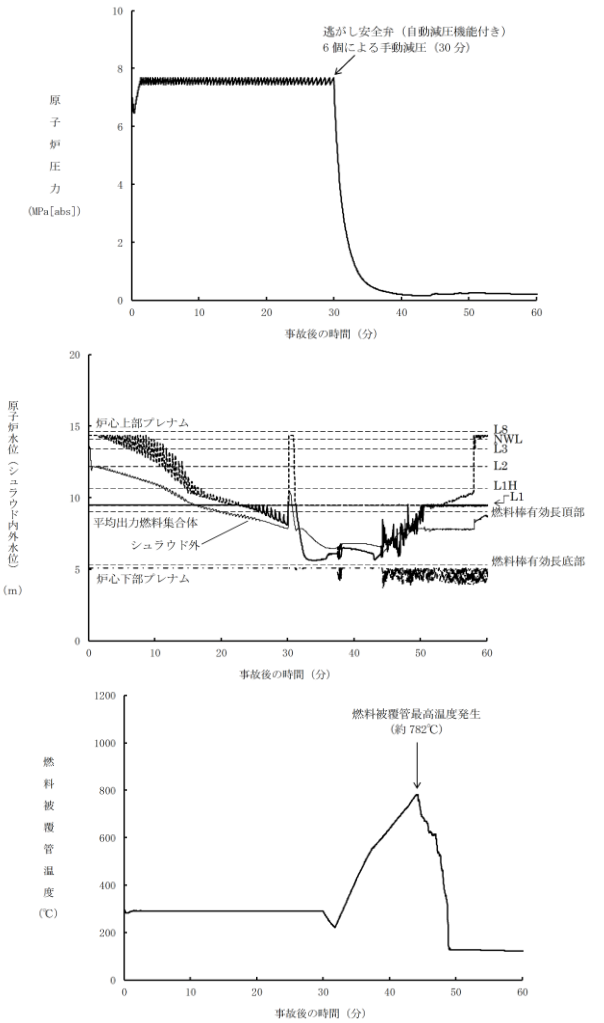


図２　破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

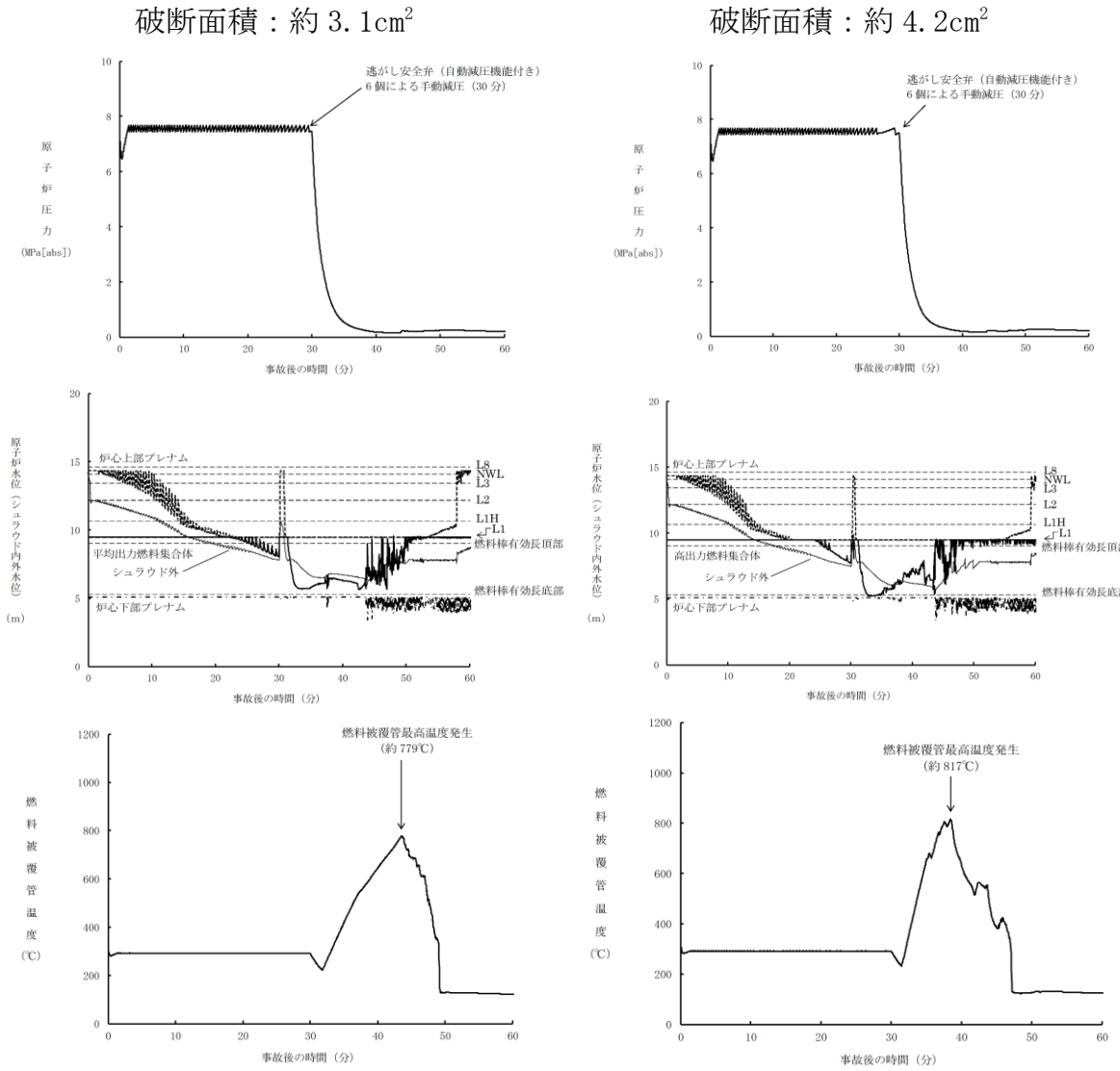


図３　破断面積約 3.1cm² と約 4.2cm² とのパラメータ推移の比較

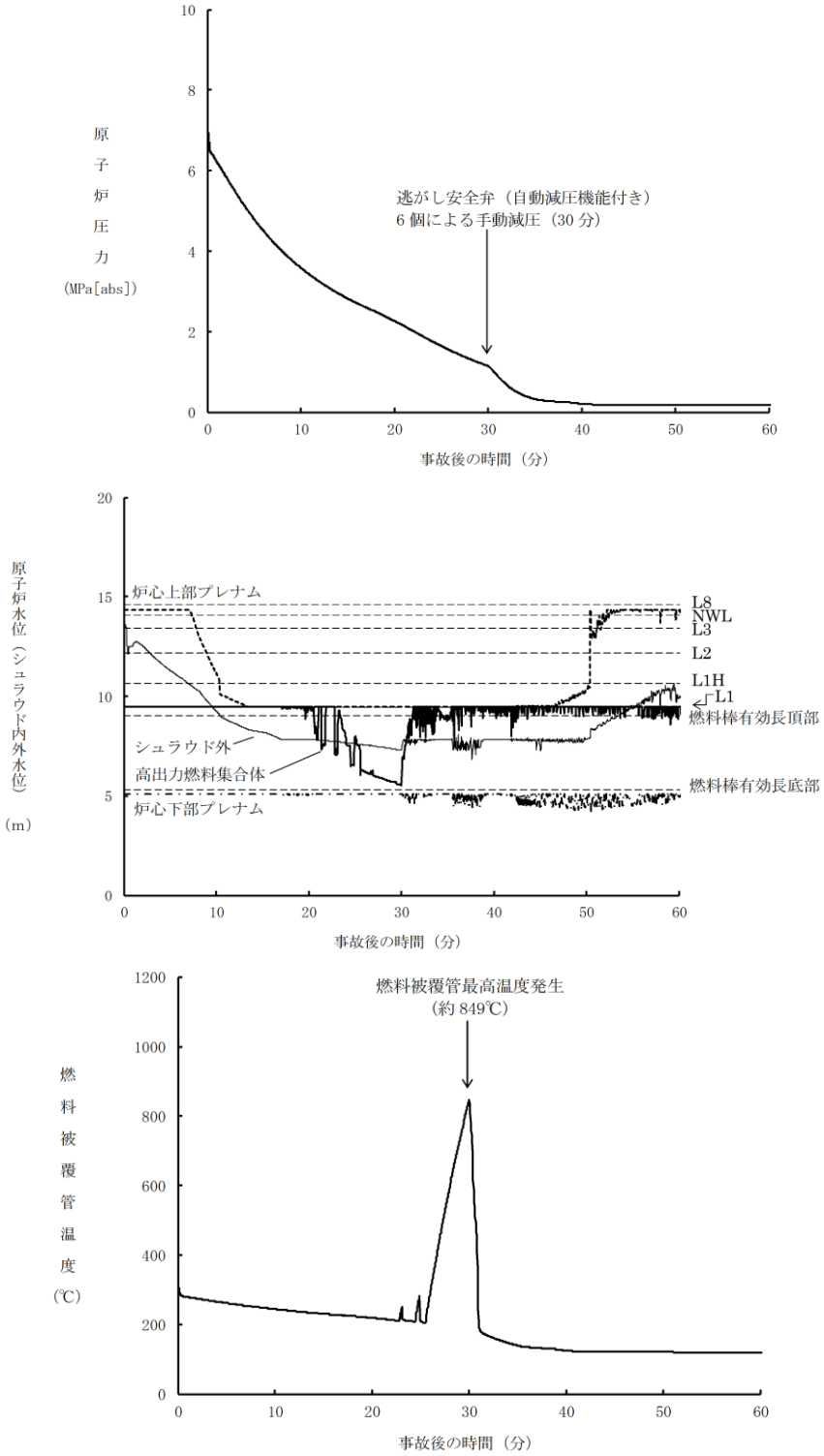


図４　主蒸気系配管に約 120cm^2 の破断面積を設定した場合

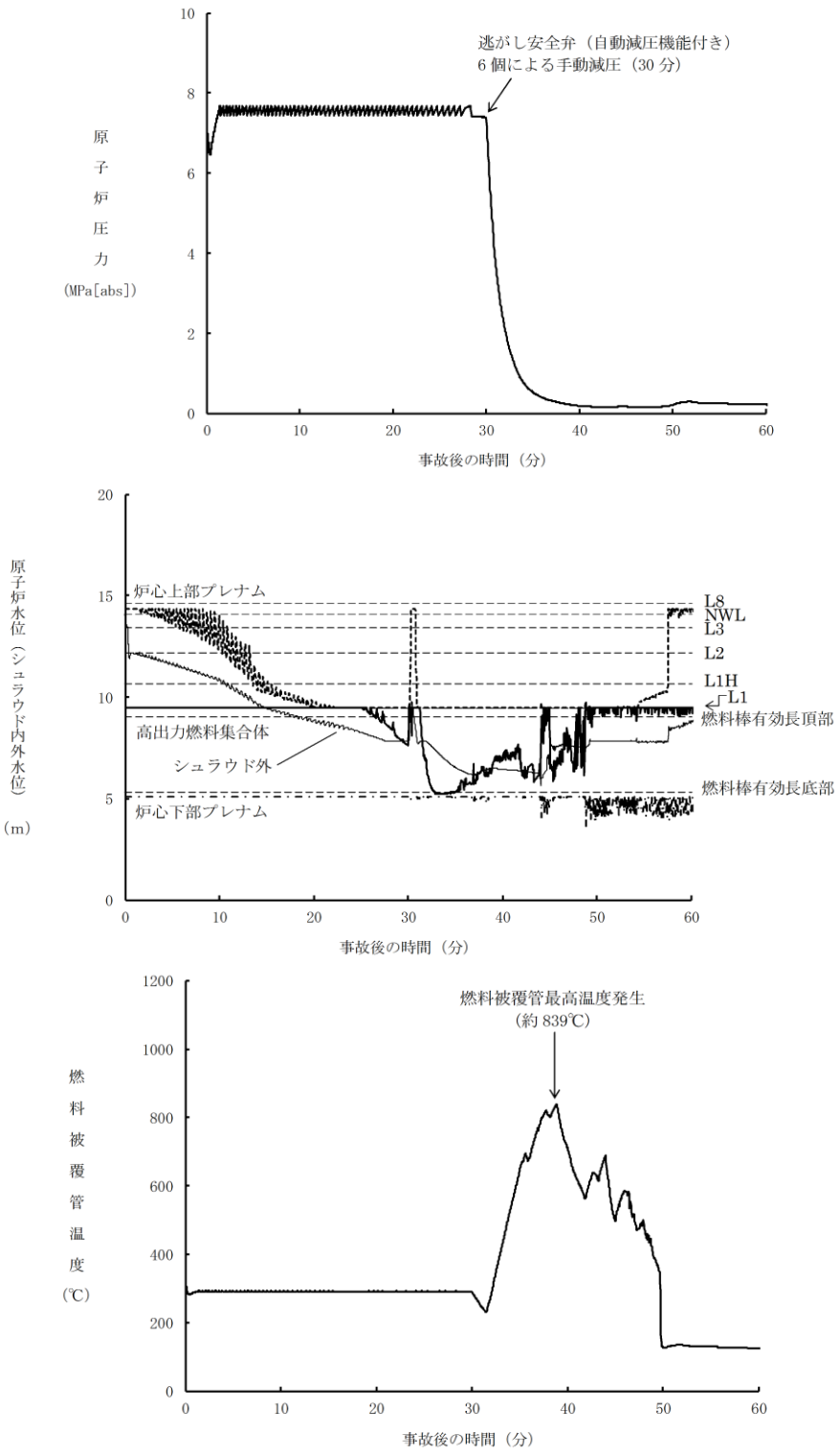


図５　底部ドレン配管に約 4.0cm^2 の破断面積を設定した場合

(3) 再循環配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について

原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり，ＬＯＣＡが発生することを想定し，かつ，全非常用炉心冷却系等によるＬＯＣＡ発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した（式１）。なお，ＬＯＣＡ発生頻度及び全非常用炉心冷却系等機能喪失確率はＰＲＡで用いた値とした。表６に各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度について示す。

再循環配管の破断によりＬＯＣＡが発生し，全非常用炉心冷却系等による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は 2.3×10^{-9}[/炉年]である。なお，破断面積約 3.1cm^2 以下のＬＯＣＡは，炉心損傷防止可能であるため，実態の炉心損傷に至る頻度は 2.3×10^{-9}[/炉年]より小さくなる。

また，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断ＬＯＣＡについては，ＰＲＡにおいて，炉心損傷頻度は 3.6×10^{-10}[/炉年]としている。なお，気相部配管の破断面積約 120cm^2 以下のＬＯＣＡは，炉心損傷防止可能であるため，実態の炉心損傷に至る頻度は 3.6×10^{-10}[/炉年]より小さくなる。したがって，再循環配管の破断により発生するＬＯＣＡで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

・配管の破断による炉心損傷頻度

$$=\sum\frac{\text{配管の機能維持に係わる溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}}\times\text{各ＬＯＣＡ発生頻度}\times\text{各ＬＯＣＡ発生時の条件付き炉心損傷確率}$$

・・・・・（式１）

表６　各系統における溶接線とＬＯＣＡ後炉心損傷頻度

系統	小破断ＬＯＣＡ				中破断ＬＯＣＡ			
	溶接線数※1	配管破断発生頻度［/炉年］	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度［/炉年］	溶接線数※1	配管破断発生頻度［/炉年］	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度［/炉年］
ＨＰＣＳ	5	3.6×10^{-6}	－※3	－※3	5	2.4×10^{-6}	－※3	－※3
ＲＣＩＣ	81※2	5.8×10^{-5}	－※3	－※3	81※2	3.9×10^{-5}	－※3	－※3
ＬＰＣＩ（Ａ）	9	6.4×10^{-6}	－※3	－※3	9	4.3×10^{-6}	－※3	－※3
ＬＰＣＩ（Ｂ）	9	6.4×10^{-6}	－※3	－※3	9	4.3×10^{-6}	－※3	－※3
ＬＰＣＩ（Ｃ）	7	5.0×10^{-6}	－※3	－※3	7	3.3×10^{-6}	－※3	－※3
ＬＰＣＳ	5	3.6×10^{-6}	－※3	－※3	5	2.4×10^{-6}	－※3	－※3
ＣＵＷ	68	4.9×10^{-5}	－※3	－※3	68	3.2×10^{-5}	－※3	－※3
ＰＬＲ	107	7.7×10^{-5}	1.8×10^{-5}	1.4×10^{-9}	107	5.1×10^{-5}	1.8×10^{-5}	9.2×10^{-10}
ＳＬＣ	40	2.9×10^{-5}	－※3	－※3	40	1.9×10^{-5}	－※3	－※3
ＲＨＲ	20	1.4×10^{-5}	－※3	－※3	20	9.5×10^{-6}	－※3	－※3
その他の原子炉圧力バウンダリ	68	4.9×10^{-5}	－※3	－※3	68	3.2×10^{-5}	－※3	－※3
合計	419	3.0×10^{-4}			419	2.0×10^{-4}		

※１　溶接線数はクラス１機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J 等から抽出。
※２　主蒸気系及び給水系の溶接部のうち，原子炉隔離時冷却系の機能喪失に繋がる箇所を考慮。
※３　再循環配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不必要のため，記載せず。

４．国内外の先進的な対策との比較

炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上のＬＯＣＡに対しては，重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが，対策が「十分な対策が計画されていること」（国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること）を確認する必要がある。

着眼点として，「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段，ＬＯＣＡ時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段が必要となる。

島根原子力発電所２号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を，ＬＯＣＡ以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表１に示す。

別表１に示すとおり，ＬＯＣＡ以外の事故シーケンスグループも含め，基本的にすべての機能に対して国外と同等の対策を講じてきている。特に，表３に示すとおり，高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧原子炉代替注水系は，国外では見られない対策であり，時間余裕の小さな事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点，駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。

しかしながら，ＬＯＣＡが生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段（インターロックを備えている等）及びＬＯＣＡ時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段については，確認されなかった。

表７　原子炉への注水機能の整理

駆動源 ＼ 原子炉の状態		電　動 ＳＢＯでは給電された後に機能する	蒸気駆動 大規模なＬＯＣＡを除き事象初期から機能する
原子炉が高圧	大破断ＬＯＣＡを除くと事象初期は高圧→時間余裕の小さい事象初期に重要	・高圧炉心スプレイ系×１ ・制御棒駆動系 ・給復水系	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系
原子炉が低圧	大破断ＬＯＣＡを除くと原子炉減圧後に必要	・残留熱除去系（低圧注水モード）×３ ・低圧炉心スプレイ系×１ ・復水輸送系×２ ・低圧原子炉代替注水系（常設・可搬型）	（蒸気駆動は不適）

別表１　米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較（１／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	・低圧原子炉代替注水系（常設）※ ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	・ディーゼル駆動消火ポンプ ・高圧サービス水系 ・制御棒駆動機構ポンプ ・復水ポンプ ・残留熱除去系サービス水系 ・可搬式ポンプ	・独立非常用系（中圧ポンプ） ・復水系（給水ポンプバイパス） ・サービス水系（河川水） ・代替注水 －制御棒駆動水系ポンプ －インターナルポンプ・シール水系ポンプ ・可搬式消火ポンプ	—	・火災用ポンプ，ブースターポンプ ・可搬式ポンプ	欧米では，注水ポンプの追加設置または炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。 当社においても，既設の代替ポンプや可搬式ポンプ，また常設の低圧原子炉代替注水系を使用した炉心冷却を行う手段を整備している。また，蒸気駆動の高圧注水手段として高圧原子炉代替注水系を設置している。
		格納容器除熱	・格納容器フィルタベント系※ ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）※ ・残留熱代替除去系	・ウェットウェル・ベント ・原子炉冷却材浄化系によるサプレッション・プール除熱 ・主蒸気隔離弁，タービン・バイパス弁の再開放による主復水器のヒートシンク機能回復	・独立非常用系（専用ヒートシンク） ・フィルタベント ・必須サービス水系 ・原子炉浄化系	・格納容器フィルタベント	・格納容器フィルタベント ・代替最終ヒートシンク導入	米国では，大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベント設備を整備している。また欧州においては，河川や大気等を最終ヒートシンクとする熱交換設備やポンプ等を含む独立非常用系，フィルタベント系を整備している。 当社においても，大気を最終ヒートシンクとする格納容器フィルタベント系，海水を最終ヒートシンクとする原子炉補機代替冷却系，残留熱代替除去系を整備している。
		交流電源設備	・常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）※	—	・独立非常用系電源（ディーゼル発電機他）	—	・専用発電機	欧州では，独立非常用系の専用電源としてディーゼル発電機等を整備している。 当社においても，独立性のある常設のガスタービン発電機を整備している。
		給水源	・低圧原子炉代替注水槽※ ・低圧原子炉代替注水槽への水補給※ ・輪谷貯水槽（西１，西２） ・海水	・復水貯蔵タンクへの水補給 －処理水の水源 脱塩水貯蔵タンク，復水器ホットウェル，燃料プール，他ユニット貯蔵タンク －非処理水の水源 消火水系，公共の消火系，水道系 －燃料取替用水タンクからの補給 －他ユニット復水貯蔵タンクからの補給 ・防水用火タンク ・飲料水系	・復水タンクへの補給 －消火水系からの補給 ・ホウ酸溶液タンクへの補給 ・河川水	・脱塩水タンクへの補給 －脱塩水系からの補給 －消火系からの補給 ・消火系への補給 －純水系からの補給	・脱塩水タンクへの補給 －消火系からの補給 ・原水池	欧米では，淡水タンク，河川，貯水池等の代替水源からの給水が可能である。 当社においては，淡水タンクや貯水槽及び海水の代替水源からの給水が可能である。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，ドイツの独立非常用系については，事故シーケンスの特定が困難な航空機衝突，毒ガスの放出，テロリストの攻撃等のような破滅的事象を想定した系統であり，国内では特定重大事故等対処施設に相当する設備であり，重大事故等対処設備に相当するものではない。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策

別表１　米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較（２／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	【・残留熱除去系（低圧注水モード）】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	１と同様	１と同様	―	１と同様	１と同様
		原子炉減圧	・代替自動減圧機能※ ・減圧機能信頼性向上策 －予備の窒素ボンベ配備 －可搬電源からの給電 －直流電源車の配備 －窒素供給圧の調整機能	・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 －追加電源（直流） －追加の窒素供給系 －ケーブル性能確保　注）	・多様化炉容器減圧系（逃がし安全弁駆動用電動弁） －手動及び原子炉保護系にて駆動	・減圧機能ロジック	・減圧機能の信頼性向上 －バックアップ用窒素ボンベ －消火系からの水圧による開操作	欧米においては，過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに，逃がし安全弁駆動用の予備窒素ボンベや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また，米国ではシビアアクシデント時の温度環境下において，減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。 当社においても，代替の減圧自動化整備や，逃がし安全弁駆動用の予備窒素ボンベや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また，シビアアクシデント時の減圧機能に必要なケーブルについては，逃がし安全弁と同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認する。
		格納容器除熱	【・残留熱除去系】※ ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		直流電源設備	・既設蓄電池の容量増加 ・負荷切離しによる蓄電池容量保持 ・可搬型代替直流電源設備 －直流給電車＋高圧発電機車 －逃がし安全弁用蓄電池	・蓄電池容量の増加 ・非安全関連蓄電池設置 ・可搬型充電器による蓄電池再充電 ・原子炉圧力容器減圧及び可搬式ポンプのための直流電源 ・蓄電池負荷切離し	・蓄電池容量の増加 ・可搬式ディーゼル発電機による充電	・不要負荷の切離しによる蓄電池容量保持 ・ＳＡ設備への給電蓄電池の確保	・受電用可搬型発電機 ・充電用可搬型整流器	欧米では，既設の蓄電池容量の増加や負荷の切離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。また，可搬型発電機等による蓄電池充電手段を整備している。 当社においても，蓄電池の容量増加や負荷の切離し等の手段を整備し，給電の延命対策を整備している。
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策

【　】：設計基準事故対処設備

注）本件は，米国においてＮＲＣの要請によって実施された，内的事象に対する個別プラント評価（ＩＰＥ）に関連して，ＮＲＣより出されたGeneric Letter 88-20 追補１の添付２より抽出したもの。

別表１　米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較（３／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ －現場での人力による弁操作 【・残留熱除去系（低圧注水モード）】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）※ ・高圧原子炉代替注水系	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		格納容器除熱	・格納容器フィルタベント系 ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）※ ・残留熱代替除去系	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		交流電源設備	・常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）※ ・可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車） ・隣接号機からの電源融通	・非常用ディーゼル発電機の追加設置 ・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・ユニット間の交流電源融通 ・水力発電ユニットからの電源供給	・独立非常用系ディーゼル発電機 ・可搬式ディーゼル発電機 ・隣接ユニット間での非常用電源接続 ・第３送電線（地中埋設）	・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・小型可搬ディーゼル発電機	・非常用ディーゼル信頼性向上 －起動用バッテリ追設 －燃料タンクの配備 －除熱系設置非常用ディーゼル発電機更新に合わせて，除熱系２系統（海水，空冷）設置 ・非常用ディーゼル発電機追設 ・ガスタービン発電機 ・可搬式ディーゼル発電機 ・近隣発電所からの受電 ・地域電力会社からの受電	米国では，ディーゼル発電機の追加設置等を整備している。また欧州においては，非常用ディーゼル発電機とは別のディーゼル発電機等を設置すると共に，既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化（水冷，空冷）を実施している。 当社においては，常設の代替交流電源としてガスタービン発電機や高圧発電機車を整備している。
		直流電源設備	２と同様	２と同様	２と同様	２と同様	２と同様	２と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。なお，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗）＋高圧炉心冷却失敗」，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源（区分１，２）失敗）＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源（ＤＧ－Ａ，Ｂ）失敗）＋圧力バウンダリ健全性（ＳＲＶ再閉）失敗＋高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ）失敗」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策

【　】：設計基準事故対処設備

別表１　米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較（４／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
４－１	崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ 【・残留熱除去系（低圧注水モード）】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		格納容器除熱	・格納容器フィルタベント系 ・原子炉補機代替冷却系 ※ ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		交流電源設備	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。なお，「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」（残留熱除去系の機能喪失）における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					
４－２	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失）	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ ・低圧原子炉代替注水系（常設）※ ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		格納容器除熱	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		交流電源設備	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策

【　】：設計基準事故対処設備

別表１　米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較との比較（５／５）

分類	事故シーケンスグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					
			島根原子力発電所２号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
5	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	炉心冷却	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		格納容器除熱	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		給水源	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様	１と同様
		交流電源設備	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様	３と同様
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，「大破断ＬＯＣＡを上回るＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ－ＬＯＣＡ（地震起因）」，「大破断ＬＯＣＡ：注水機能喪失（内部事象・地震起因）」における欧米の対策状況について，調査可能な範囲において調査を実施したが，当該シーケンスを想定した対策に関する情報は無い。					
6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能（RPT）※ ・ほう酸水注入系（SLC）※ ・代替制御棒挿入機能（ARI）	・代替制御棒挿入系回路（ARI） ・SLCS ほう酸濃度の増加 ・SLCS 自動起動 ・CRD 系，原子炉浄化系によるほう酸水注入 ・ATWS 再循環ポンプトリップ ・MSIV 閉後の ATWS 時の炉圧高で給水ポンプトリップロジック追加	・ホウ酸注入系（手動） ・再循環ポンプ自動トリップ	・ホウ酸注入系（手動，自動） ・バックアップ・スクラム回路（制御棒挿入，再循環ポンプ回転数減速）	・ホウ酸注入系（自動）	欧米においては，代替制御棒挿入回路や原子炉再循環ポンプトリップ回路を導入し，また，ほう酸水注入系を設置している。 当社においても，欧米と同等の設備を設置している。 米国で確認されている TAF 以下で原子炉の水位を制御する対応は，当社では採用していない。これは，原子炉停止機能喪失事象であっても冠水維持が事故対応の基本と考えるためである。なお，TAF より上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であっても PCT 等の判断基準を満たすことを確認している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。 なお，欧米の一部既設プラントにおいてＳＬＣの自動起動を整備しているが，島根原子力発電所２号炉では，手順書等においてＳＬＣの手動起動の基準を明記することにより，ＳＬＣが必要な場合に確実な手動起動操作が行われるようにしており，自動起動と同等の手段が整備されていることを確認した。					
7	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	炉心冷却	・既存設備で対応 ※	・既存設備で対応	— （情報なし）	— （情報なし）	— （情報なし）	米国においては，既存設備によって炉心冷却を実施することになっている。 当社においても米国同様，既存設備を用いて炉心冷却を実施することにしている。
		格納容器バイパス防止	・事象の早期検知，隔離（既設の計装・設備から兆候を検知）※ ・原子炉減圧，水位制御の手順整備	・事象の早期検知，隔離（既設の計装・設備から兆候を検知） ・原子炉の減圧	・隔離弁の自動閉止あるいは代替隔離弁の閉止による格納容器隔離の確保	— （情報なし）	— （情報なし）	米国においては，既存の計装等から兆候を早期に把握し，隔離する手段を整備している。また欧州においては，格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 当社においては，米国同様早期検出及び隔離手順を整備している。また原子炉減圧及び水位制御により，流出量を低減する手段を整備している。
		まとめ	上述の調査結果より，国外の既設プラントで整備されている対策が，島根原子力発電所２号炉においても整備されていることを確認した。					

※　：有効性評価において有効性を評価した対策

【　】：設計基準事故対処設備

敷地境界での実効線量評価について

【事象の概要】

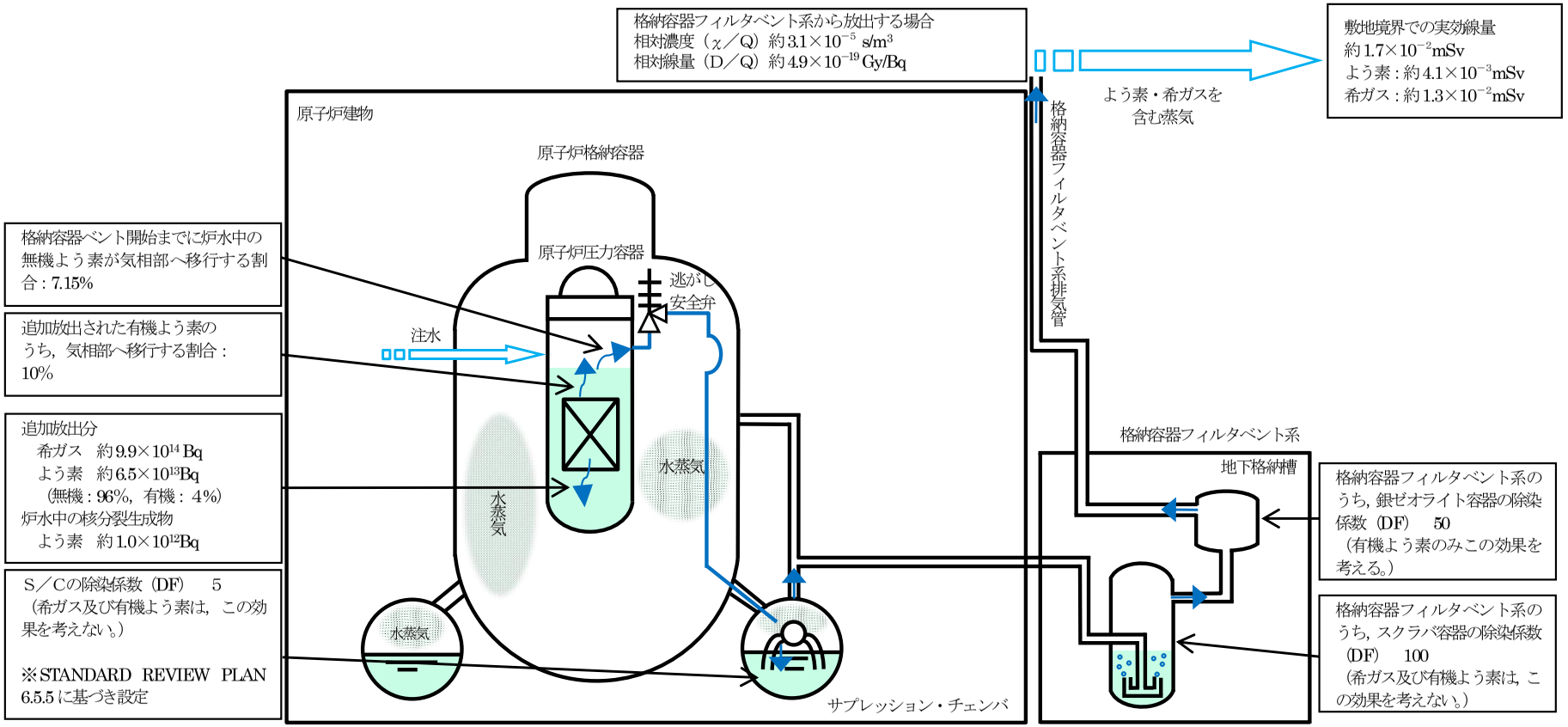
１．ＬＯＣＡが発生し，高圧・低圧注水機能が喪失するが低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位は回復・維持される。
　発生した蒸気は逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバ（Ｓ/Ｃ）に移行するが，一部は破断口より原子炉格納容器内に直接排出される。

２．事象発生から約 27 時間後，サプレッション・プール水位が，通常水位＋約 1.3mに到達することにより格納容器ベントを実施する。

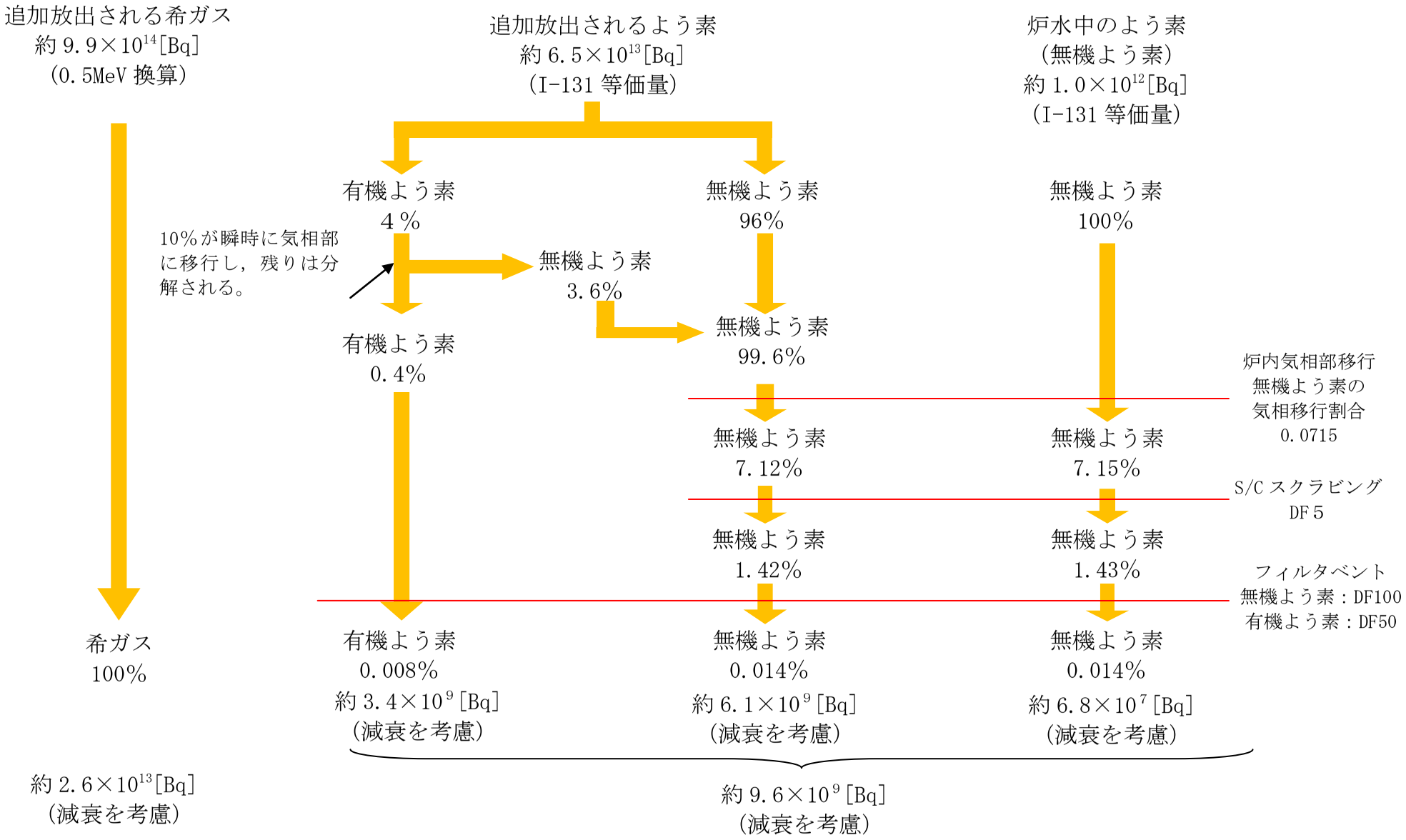
【評価結果】

敷地境界での実効線量は，５mSv に対して十分小さい。（ドライウェル，サプレッション・チェンバのいずれのベントラインを経由した場合であっても，原子炉圧力容器から逃がし安全弁を経由し，サプレッション・チェンバに排出された気体については，サプレッション・チェンバでのスクラビング効果（無機よう素に対しＤＦ５）に期待できる。また，ＬＯＣＡ時注水機能喪失においては，破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの，原子炉格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイによる除去に期待できるため，Ｓ／Ｃ内でのスクラビング等による除染係数（無機よう素に対しＤＦ５）に対して遜色ない効果※が得られるものと考える。従って，ドライウェル，サプレッション・チェンバのいずれのベントラインを経由した場合であっても，敷地境界での実効線量は同じ値となる。）

※「59-11　原子炉制御室の居住性に係る被ばく評価について　添付資料５　格納容器等への無機よう素の沈着効果について」


格納容器フィルタベント系から放出する場合
相対濃度（χ／Q）約3.1×10⁻⁵ s/m³
相対線量（D／Q）約4.9×10⁻¹⁹ Gy/Bq
敷地境界での実効線量
約1.7×10⁻²mSv
よう素：約4.1×10⁻³mSv
希ガス：約1.3×10⁻²mSv
よう素・希ガスを含む蒸気
格納容器フィルタベント系排気管
原子炉建物
原子炉格納容器
原子炉圧力容器
逃がし安全弁
注水
水蒸気
水蒸気
水蒸気
サプレッション・チェンバ
格納容器フィルタベント系
地下格納槽
格納容器ベント開始までに炉水中の無機よう素が気相部へ移行する割合：7.15%
追加放出された有機よう素のうち，気相部へ移行する割合：10%
追加放出分
希ガス　約9.9×10¹⁴ Bq
よう素　約6.5×10¹³Bq
（無機：96%，有機：4%）
炉水中の核分裂生成物
よう素　約1.0×10¹²Bq
S／Cの除染係数（DF）　5
（希ガス及び有機よう素は，この効果を考えない。）
※STANDARD REVIEW PLAN 6.5.5 に基づき設定
格納容器フィルタベント系のうち，銀ゼオライト容器の除染係数（DF）　50
（有機よう素のみこの効果を考える。）
格納容器フィルタベント系のうち，スクラバ容器の除染係数（DF）　100
（希ガス及び有機よう素は，この効果を考えない。）

核分裂生成物の環境中への放出について



安定状態について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

ＬＯＣＡ時注水機能喪失時の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。 原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 逃がし安全弁を開維持することで，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。 原子炉格納容器安定状態の確立について 炉心冷却を継続し，事象発生から約 27 時間後に格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を開始することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり，格納容器温度は 150℃を下回るとともに，ドライウェル温度は，低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている 126℃を上回ることはなく，原子炉格納容器安定状態が確立される。なお，除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが，敷地境界における実効線量の評価結果は約 1.7×10^{-2}mSv となり，また，燃料被覆管の破裂も発生しないことから，周辺公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。 また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また，残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い，さらに原子炉格納容器を隔離することによって，安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。（添付資料 2.1.1 別紙１参照）

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（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

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

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃程度高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧原子炉代替注水系（常設）による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて50℃高めに評価することから，解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって，実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し，有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔ式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価することから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。ベストフィット曲線を用いる場合も破裂の判定は概ね保守的となる。	解析コードでは，燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においても概ね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）を用いて，設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が，サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3mに到達した時点となる。しかしながら，除熱操作までには本解析においても約27時間後の操作であり，十分な時間余裕があることから運転員等の判断・操作に対して問題となることはない。	破裂発生前の燃料被覆管の膨れ及び破裂発生の有無は，伝熱面積やギャップ熱伝達係数，破裂後の金属－水反応熱に影響を与え，燃料被覆管の最高温度及び酸化割合に影響を与えることとなる。解析コードでは，前述の判定を行うための燃料被覆管温度を高めに評価することから，概ね保守的な結果を与えるものと考える。
	沸騰・ボイド率変化，気液分離（水位変化）・対向流，三次元効果	二相流体の流動モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲ，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において，二相水位変化は，解析結果に重畳する水位振動成分を除いて，実験結果と概ね同等の結果が得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。また，原子炉圧力の評価において，ＲＯＳＡ－Ⅲでは，２MPaより低い圧力で系統的に圧力低下を早めに予測する傾向を呈しており，解析上，低圧注水系の起動タイミングを早める可能性が示される。しかし，実験で圧力低下が遅れた理由は，水面上に露出した上部支持格子等の構造材の温度が燃料被覆管からの輻射や過熱蒸気により上昇し，ＬＰＣＳスプレイの液滴で冷却された際に蒸気が発生したためであり，低圧原子炉代替注水系（常設）を注水手段として用いる本事故シーケンスでは考慮する必要のない不確かさである。このため，燃料被覆管温度に大きな影響を及ぼす低圧原子炉代替注水系（常設）の注水タイミングに特段の差異を生じる可能性はないと考えられる。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	解析コードは炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，有効性評価解析における燃料被覆管温度に対し，水位振動に伴うクエンチ時刻の早期化を考慮した影響を取り込む必要があるが，有効性評価における燃料被覆管最高温度は約779℃であり，評価項目に対して余裕があることから，その影響は小さい。

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

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉圧力容器	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ラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉への注水開始は，原子炉水位（シュラウド外水位）の低下開始を起点として，非常用炉心冷却系注水機能喪失確認及び代替低圧注水準備を速やかに開始することとなり，水位低下挙動が早い場合であっても，これら操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作に与える影響はない。水位低下挙動が遅い場合においては操作に対する時間余裕は大きくなる。なお，解析コードでは，シュラウド外水位は現実的に評価されることから不確かさは小さい。	シュラウド外水位を適切に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	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概ね同等の解析結果が得られており，臨界流モデルに関して特段の不確かさを考慮する必要はない。	解析コードでは，原子炉からの蒸気及び冷却材流出を現実的に評価する。関連する運転操作として急速減圧後の注水操作があるが，注水手段が確立してから減圧を行うことが手順の前提であり，原子炉圧力及び原子炉水位の変動が運転員等操作時間に対して与える影響はない。	逃がし安全弁流量は，設定圧力で設計流量が放出されるように入力で設定するため不確かさの影響はない。破断口からの流出は実験結果と良い一致を示す臨界流モデルを適用している。有効性評価解析でも圧力変化を適切に評価し，原子炉への注水のタイミング及び注水流量を適切に評価するため，燃料被覆管温度への影響は小さい。破断口及び逃がし安全弁からの流出流量は，圧力容器ノズル又はノズルに接続する配管を通過し，平衡均質流に達するのに十分な長さであることから，管入口付近の非平衡の影響は無視できると考えられ，平衡均質臨界流モデルを適用可能である。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

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

【ＭＡＡＰ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉圧力容器	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	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
原子炉格納容器	格納容器各領域間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 気液界面の熱伝達	格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）	ＨＤＲ実験解析では，格納容器圧力及び温度について，温度成層化を含めて傾向を良く再現できることを確認した。格納容器温度を十数℃程度高めに，格納容器圧力を１割程度高めに評価する傾向が確認されたが，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においてはこの種の不確かさは小さくなると考えられる。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。 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実験解析では，格納容器温度及び非凝縮性ガス濃度の挙動について，解析結果が測定データと良く一致することを確認した。	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，格納容器圧力を操作開始の起点としている格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており，その差異は小さいことから，格納容器圧力を操作開始の起点としている格納容器フィルタベント系によるベント操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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ため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，ＣＳＴＦ実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	スプレイ冷却	安全系モデル（格納容器スプレイ）	入力値に含まれる。 スプレイの水滴温度は短時間で雰囲気温度と平衡に至ることから伝熱モデルの不確かさはない。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	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。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表２ 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（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に与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW 以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約 6.77～6.79MPa[gage] （実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，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うるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から＋83 cm）	通常水位（気水分離器下端から約＋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うるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，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２cmであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，原子炉スクラム 25 分後までの崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約２cmであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	35.6×10^{3}t/h	定格流量の 85～104% （実測値）	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	装荷炉心毎	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定	最確条件とした場合には，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型），MOX燃料について，９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，また，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡され，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，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に与える影響は小さい。ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	最大線出力密度	44.0kW/m	約 40.6kW/m 以下 （実績値）	通常運転時の熱的制限値を設定（高出力燃料集合体）	最確条件とした場合は，燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく，燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合，燃料被覆管温度上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが，操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件は解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和され，また，炉心露出後の燃料被覆管温度上昇は緩和され，それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから，格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが，格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（２／４）

項目		解析条件（初期条件，事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	格納容器容積（ドライウェル）	7,900m^3	7,900m^3 **（設計値）**	ドライウェル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器容積（サプレッション・チェンバ）	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3	空間部：4,700m^3 液相部：2,800m^3 （設計値）	サプレッション・チェンバ内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）を設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）	3.43kPa（ドライウェルーサプレッション・チェンバ間差圧）（設計値）	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サプレッション・プール水位	3.61m （通常運転水位）	約3.59m～約3.63m （実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水位として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2,800m^{3}相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m^{3}程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎによるサプレッション・チェンバ水位低下分の熱容量は通常水位に対して非常に小さい。例えば，通常水位の熱容量は約2,800m^{3}相当であるのに対して，ゆらぎによる水位低下分（通常水位-0.02m分）の熱容量は約20m^{3}程度であり，その低下割合は通常時の約0.7%程度と非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サプレッション・プール水温度	35℃	約19℃～約35℃ （実測値）	通常運転時のサプレッション・プール水温度の上限値として設定	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，格納容器ベントの操作開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなるため，格納容器の熱容量が大きくなり，格納容器ベントに至るまでの時間が長くなるが，その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約5kPa[gage]～約7kPa[gage] （実測値）	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は１時間あたり約18kPaであるのに対し，ゆらぎによる圧力上昇量は約２kPaであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，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うるが，ゆらぎによる格納容器圧力の上昇に与える影響は小さい。例えば，事象発生から格納容器圧力が初期ピーク値に達するまでの圧力上昇率（平均）は１時間あたり約18kPaであるのに対し，ゆらぎによる圧力上昇量は約２kPaであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，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には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから，初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，格納容器温度は飽和温度として推移することとなることから，初期温度が事象進展に及ぼす影響は小さく，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 （実績値）	屋外貯水槽の水源温度として実測値及び夏季の外気温度を踏まえて設定	最確条件は解析条件で設定している水温より低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなり，ベント操作の開始が遅くなるが，その影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件は解析条件で設定している水温より低くなるため，格納容器圧力上昇が遅くなるが，格納容器圧力上昇は格納容器ベントにより抑制されるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部水源の容量	7,740m^3	7,740m^{3}以上 （合計貯水量）	低圧原子炉代替注水槽及び輪谷貯水槽の水量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
	燃料の容量	1,180m^3	1,180m^{3}以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合には，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く，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（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（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	再循環配管の破断 破断面積は約3.1cm^2	－	中小破断ＬＯＣＡに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は，冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし，液相部配管はシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから，原子炉圧力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積として約3.1cm^{2}を設定	破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展を代表できる破断面積として3.1cm^{2}を設定している。破断面積によって原子炉からの冷却材の流出量が変わることから，初期の原子炉水位低下挙動に影響を与えるが，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小さい。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「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）」の対応となる。	破断面積によって原子炉からの冷却材の流出量が変わることから，初期の原子炉水位低下挙動に影響を与える。破断面積は，炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で，事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の事象進展を代表できる破断面積として3.1cm^{2}を設定している。破断面積が大きく，炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については，「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）」の対応となる。
	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 減圧機能喪失	－	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を，低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を，減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定	－	－
	外部電源	外部電源なし	－	外部電源なしの場合は給復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），再循環ポンプトリップは原子炉水位低（レベル２）にて発生するものとする	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合を包含する条件設定としていることから，外部電源ありを想定する場合でも，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（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	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，事象進展は緩やかになり，原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，燃料被覆管温度は低めの結果を与えることになるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	低圧原子炉代替注水系（常設）	最大250m^3/hにて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	最大250m^3/hにて原子炉注水，その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	低圧原子炉代替注水系（常設）の設計値として設定	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性(設計値)の保守性），原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	実際の注水量が解析より多い場合（注水特性(設計値)の保守性），原子炉水位の回復が早くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）	120m^3/hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m^3/h以上にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し，設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが，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。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ，その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの，格納容器内に蓄積される崩壊熱量に変わりはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器フィルタベント系	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，第１弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa[gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して，第１弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタベント系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（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					
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（原子炉急速減圧操作開始）	事象発生から30分後	ＬＯＣＡ時注水機能喪失を確認後実施するが，事象判断時間を考慮して，事象発生から10分後に低圧原子炉代替注水系（常設）の起動操作を開始し，その操作終了後（20分後）に原子炉急速減圧操作を開始することを設定	【認知】 中央制御室にて機器ランプ表示，機器故障警報，系統流量指示計等にて高圧・低圧注水機能喪失を確認する。高圧・低圧注水機能喪失の確認時間については，詳細を以下に示すとおり，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合は７分程度と想定している。また，これらの操作後，格納容器内の冷却材の漏えいを確認することによりＬＯＣＡ時注水機能喪失と判断する。よって，解析上の原子炉減圧の操作開始時間30分間のうち，余裕時間を含め10分間をＬＯＣＡ時注水機能喪失の確認時間と想定している。 ［非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合］ ・原子炉スクラム，給水流量の全喪失の確認の所要時間に１分を想定。 ・原子炉隔離時冷却系起動失敗の確認の所要時間に１分を想定。 ・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）（３系列）の起動失敗の確認の所要時間に５分を想定。 ・これらの確認時間の合計により，非常用炉心冷却系ポンプ等の手動起動操作による確認を考慮した場合に，高圧・低圧注水機能喪失の確認時間を７分間と想定。 【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。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備として，常設代替交流電源設備の起動，受電操作及び低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成を行ったのち，逃がし安全弁により原子炉の減圧操作を行うが，これらはいずれも制御盤での操作である。常設代替交流電源設備の起動，受電操作に10分程度，低圧原子炉代替注水系（常設）の系統構成の弁操作に10分程度と想定しており，また，自動減圧系タイマーが動作した場合には阻止操作を実施する。これらの認知時間及び操作所要時間に余裕時間を考慮して，事象発生から30分後に原子炉を減圧することとしている。 【他の並列操作有無】 事象発生直後，原子炉の停止確認後は原子炉注水を最優先に実施するため，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】 中央制御室内の制御盤での操作スイッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	ＬＯＣＡ時注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水の操作時間は余裕時間を含めて設定していることから，その後に行う原子炉急速減圧操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，原子炉への注水が早まることから，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実際の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり，その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	破断面積が大きくなるに従い，操作余裕時間が小さくなる傾向があるが，事象進展が同様となる「高圧・低圧注水機能喪失」においては，30分程度の時間遅れまでに低圧原子炉代替注水系（常設）による注水のための原子炉減圧を開始できれば，炉心の著しい損傷は発生せず，評価項目を満足する。また格納容器ベントをしても敷地境界の線量評価結果は約4.8×10^{-2}mSvであり５mSvを下回る。それ以降の操作開始時間の時間遅れでは，格納容器ベント時の敷地境界線量は５mSvを超えるおそれもあるが，その場合，格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い，格納容器圧力853kPa［gage］に至るまでに格納容器ベントすることとなることから，重大事故での対策の範囲となる。（添付資料2.1.3）	中央制御室における操作のため，シミュレータにて訓練実績を取得。 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，常設代替交流電源設備の起動，受電操作は，所要時間10分想定のところ，訓練実績では約４分，低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は，所要時間10分想定のところ，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。

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（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（２／３）

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					
操作条件	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	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。
	低圧原子炉代替注水槽への水補給を行う大量送水車への燃料補給	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。
	格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 384kPa[gage]到達時 384～334kPa[gage]の範囲で維持	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 格納容器スプレイ実施基準（格納容器圧力 384kPa[gage]）に到達するのは事象発生から約 21 時間後であり，それまでに格納容器圧力の上昇を十分に認知できる時間があるため，認知遅れにより操作時間に与える影響はなし。 【要員配置】 格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイは，中央制御室での弁操作と現場での可搬型による注水のためのホース敷設等の注水準備操作が必要である。現場での操作は中央制御室で行う操作とは別の緊急時対策要員（現場）が配置されているが，本操作は事象発生から約 21 時間後までに行う作業であり，格納容器スプレイの操作開始時間に与える影響はなし。 【移動・操作所要時間】 現場での格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水準備操作は，格納容器圧力 384kPa[gage]到達を確認し，中央制御室での弁操作を行うことにより注水を開始することとなる。以上より，移動・操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 現場にて緊急時対策要員（現場）が格納容器代替スプレイ系（可搬型）による注水のためのホース敷設等の注水準備操作を行ったのち，中央制御室にて運転員が弁操作を行うことにより注水は開始される。当該操作を行う運転員，緊急時対策要員（現場）に注水開始時に他の並列操作はなく，操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 緊急時対策要員（現場）の現場操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため２人１組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。また，中央制御室内での操作は操作盤での簡易な操作であるため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。当該操作は，解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが，中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており，他の操作との重複もないことから，他の操作に与える影響はない。	格納容器圧力の上昇は緩慢であり，格納容器圧力の上昇は緩慢であり，継続監視していることから，操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり，実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 21 時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。	訓練実績等により，格納容器スプレイ系による準備操作に要する時間は約１時間 41 分である。想定で意図している作業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（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）（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					
操作条件	格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作	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	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定	【認知】 炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m）に到達するのは，事象発生の約27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245kPa[gage]到達時に操作対象弁（第２弁）の開操作を行い，格納容器ベント実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m）到達時には隔離弁（第１弁）のみの開操作を行う。隔離弁開操作を開始することでベントは開始し，それまでに十分な時間余裕を確保している。よって，操作所要時間が操作開始時間に与える影響はなし。 【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ッチによる簡易な操作のため，誤操作は起こりにくく，そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合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，現場操作に移動を含め約90分の操作開始時間遅れが発生する。	実態の運転操作においては，炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（サプレッション・プール水位が通常水位＋約1.3m）に到達するのは，事象発生の約27時間後であり，格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ操作を行うことが可能である。また，格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の設定時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90分程度操作時間が遅れる可能性があるが，原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。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。なお，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても現場操作にて対応することから，他の操作に与える影響はない。	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に，格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は，現場操作にて対応するため，90分程度操作時間が遅れる可能性がある。格納容器ベントの操作開始時間が遅くなった場合，格納容器圧力は384kPa[gage]より若干上昇するため，評価項目となるパラメータに影響を与えるが，原子炉格納容器の限界圧力は853kPa[gage]であることから，原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。	格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約27時間あり，準備時間が確保できることから，時間余裕がある。また，遠隔操作の失敗により，格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても，格納容器圧力は384kPa[gage]から上昇するが，格納容器圧力の上昇は緩やかであるため，原子炉格納容器の限界圧力853kPa[gage]に至るまでの時間は，過圧の観点で厳しい「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約35時間後であり，約８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ッチによる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ッチによる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。

減圧・注水操作の時間余裕について

事故シーケンスグループ「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」では，原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能，低圧注水機能が喪失することから，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を用いた急速減圧及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することとしている。

ここでは，逃がし安全弁（自動減圧機能付き）を用いた原子炉急速減圧操作が遅れ，事象発生 35 分後（遅れ時間５分）に開始した場合の影響について評価した。なお，解析は，ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱うＳＡＦＥＲコードを使用している。

逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも５分遅れた場合の感度解析結果を表１に示す。

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

図１に示すとおり，５分の遅れ時間を想定した場合でも，燃料被覆管破裂は発生しないことから，運転員による原子炉減圧操作には少なくとも５分程度の時間余裕は確保されている。

表１　減圧・注水操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響

ベースケースの 減圧操作からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の 酸化割合
５分	約 842℃	１％以下

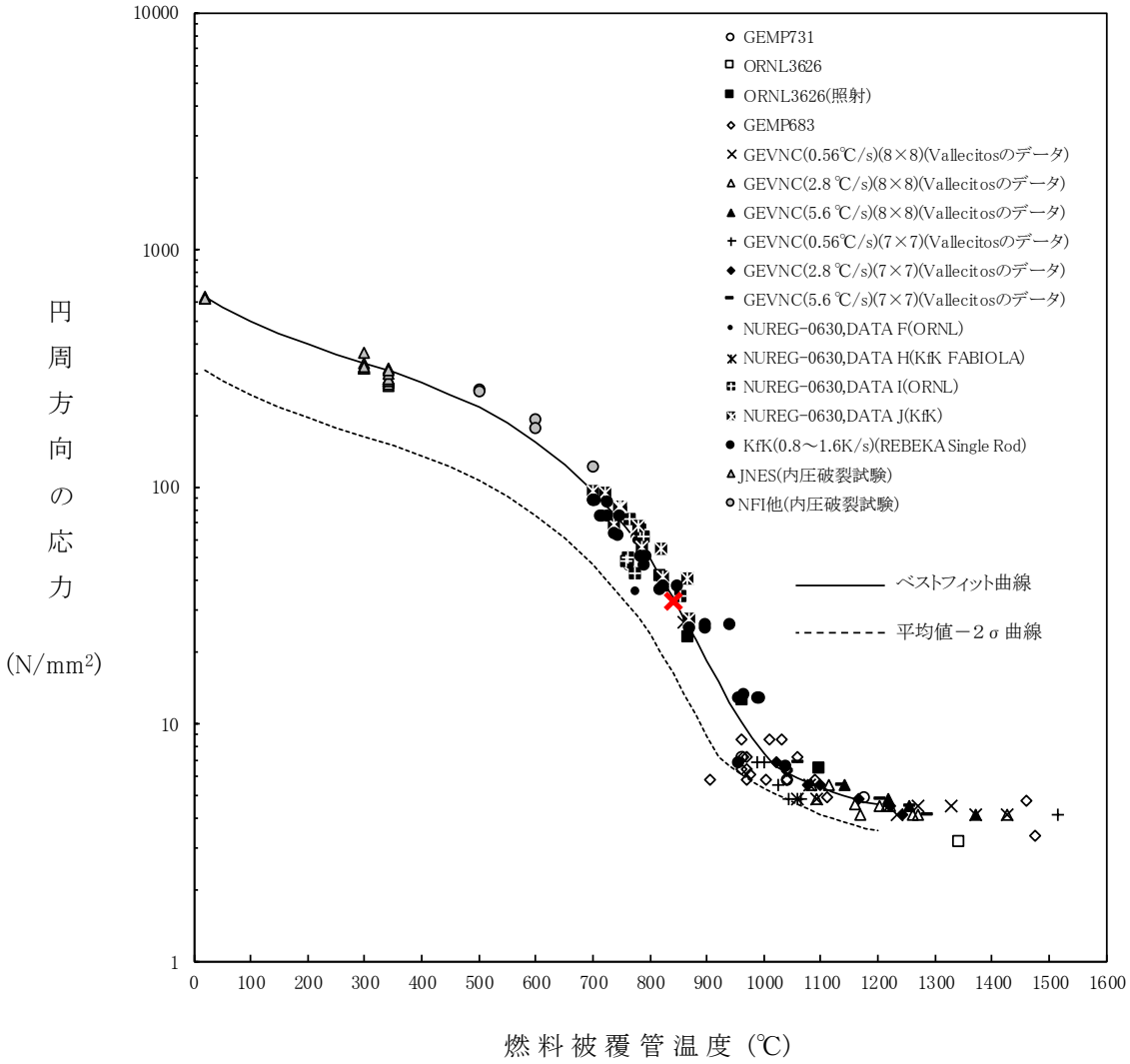


図１　燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

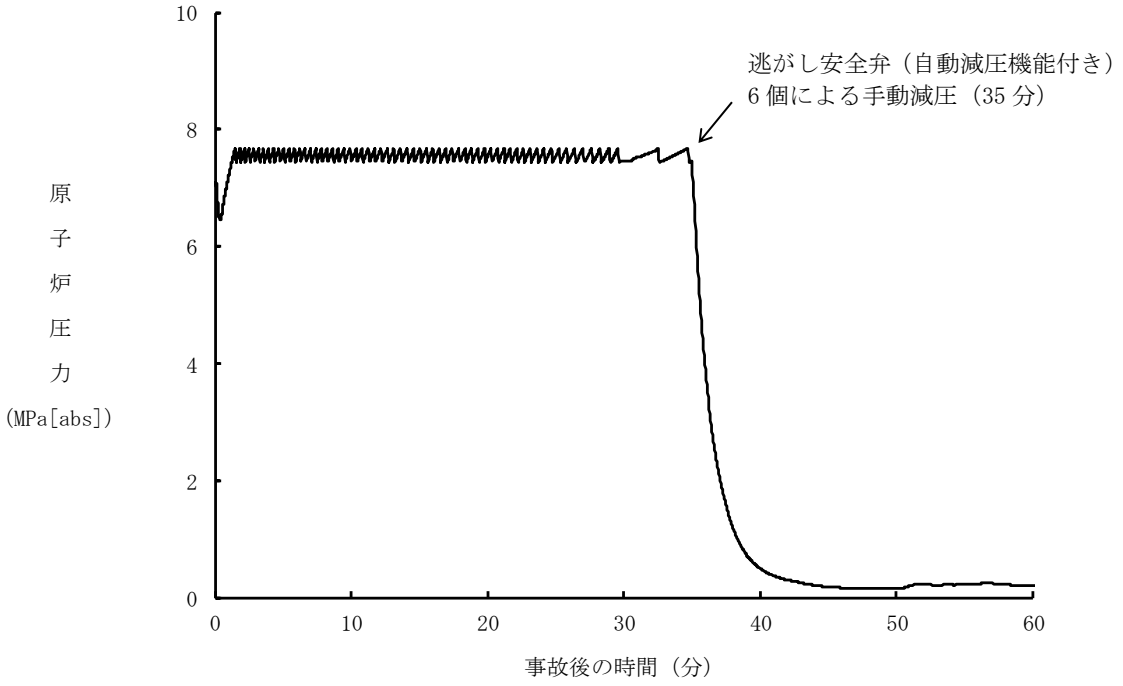


図２　原子炉圧力の推移（遅れ時間５分）

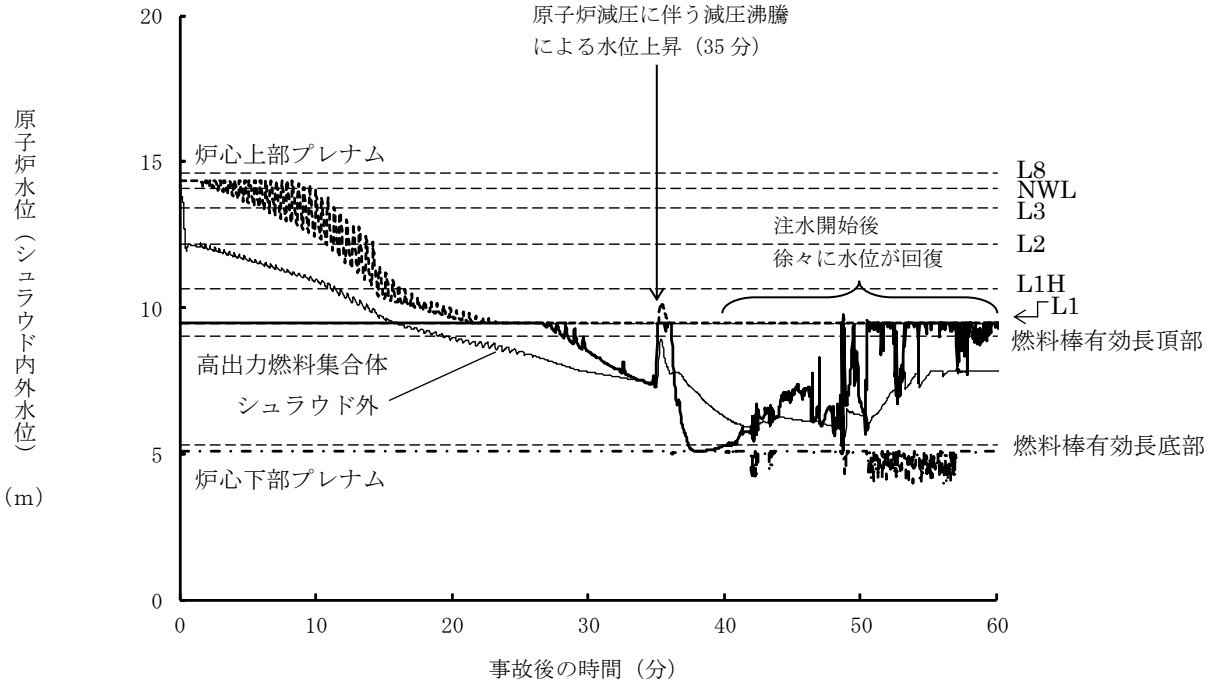


図３　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間５分）

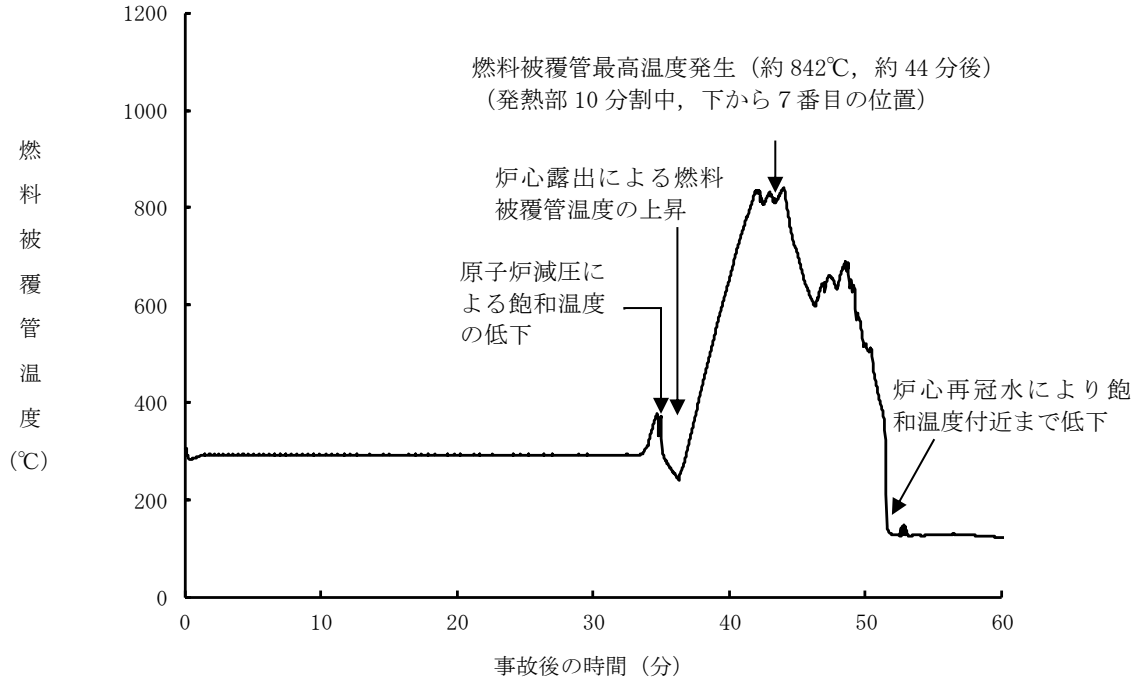


図４　燃料被覆管温度の推移（遅れ時間５分）

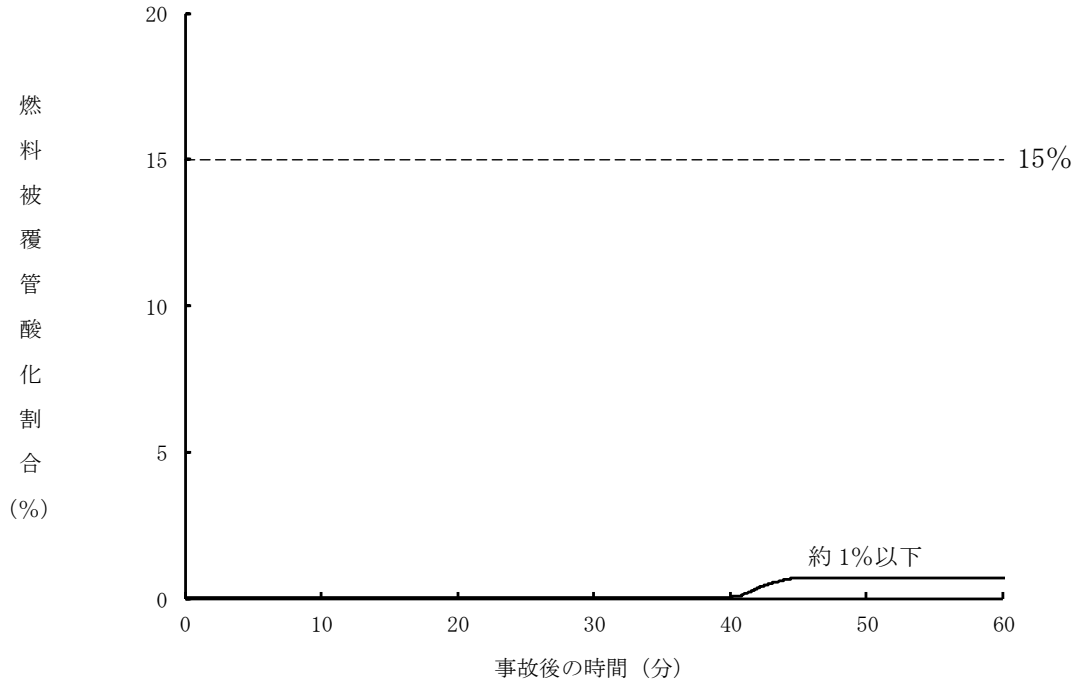


図５　燃料被覆管酸化割合の推移（遅れ時間５分）

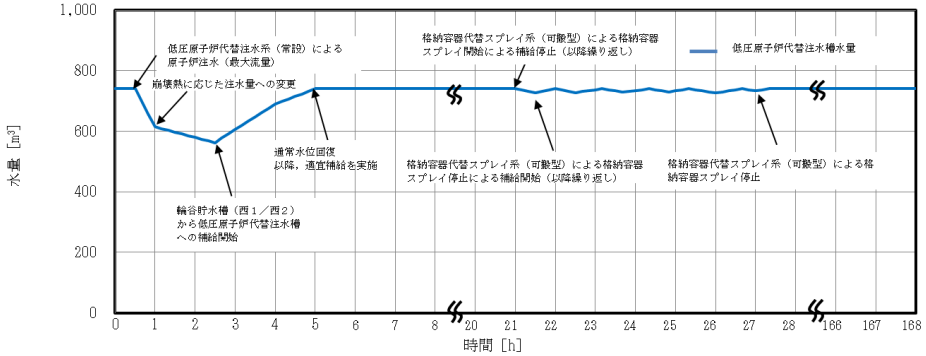
７日間における水源の対応について（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

○水源

低圧原子炉代替注水槽：約 740m^3

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

※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，炉心冠水まで最大流量（250m^3/h）で注水する。

炉心冠水後は，崩壊熱に応じた注水量で注水する。

②輪谷貯水槽（西１／西２）から低圧原子炉代替注水槽への移送

事象発生２時間 30 分後から大量送水車を用いて 120m^3/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 21 時間後から格納容器圧力に応じ，120m^3/h で間欠運転を実施。

○時間評価（右上図）

事象発生後２時間 30 分までは低圧原子炉代替注水槽を水源として原子炉注水を実施するため，低圧原子炉代替注水槽水量は減少する。事象発生２時間 30 分後から低圧原子炉代替注水槽への補給を開始するため水量は回復する。事象発生 21 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 3,400m^3 必要となる。低圧原子炉代替注水槽に約 740m^3 及び輪谷貯水槽（西１／西２）に約 7,000m^3 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（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

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

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機　２台起動※1 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³	７日間の軽油消費量約 712m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³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） 0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³		
大量送水車　１台起動 0.0677m³/h×24h×７日×１台＝11.3736m³		
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） 2.09m³/h×24h×７日×１台＝351.12m³	７日間の軽油消費量約 352m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約 450m³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 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³	７日間の軽油消費量約８m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³であり，７日間対応可能

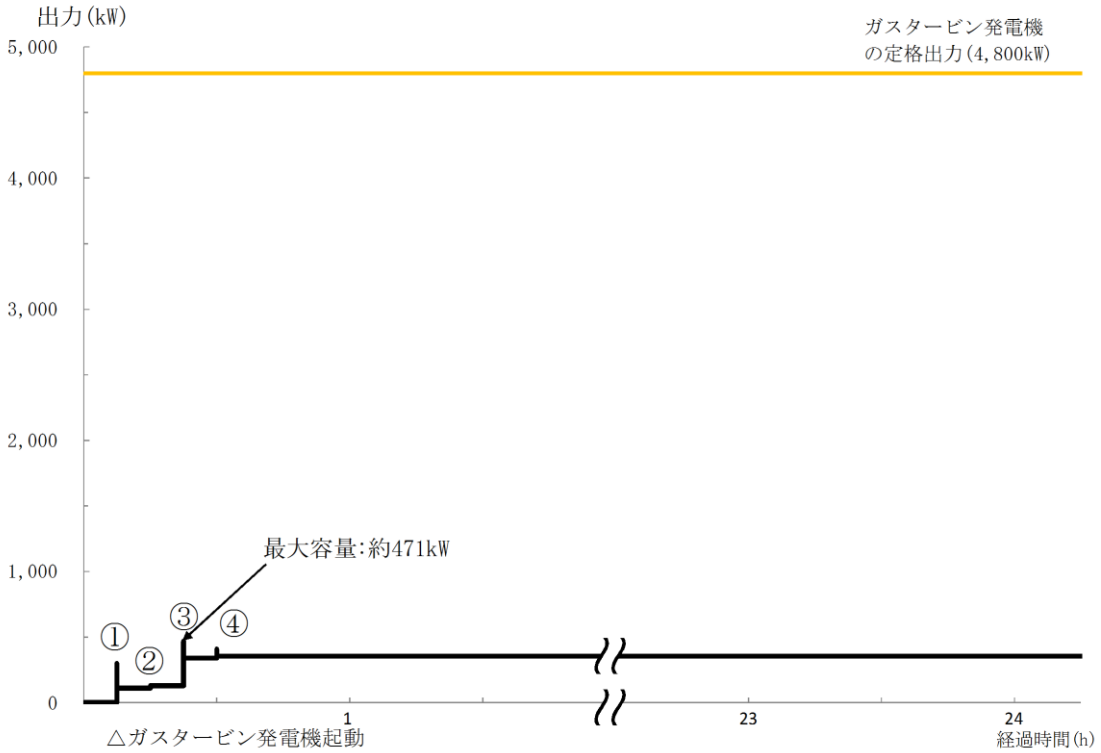
※1　事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は１台であるが，保守的に非常用ディーゼル発電機２台を起動させて評価した。

常設代替交流電源設備の負荷（ＬＯＣＡ時注水機能喪失）

主要負荷リスト

電源設備：ガスタービン発電機　　定格出力：4,800kW

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



常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ

2.7　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．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．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，ＩＳＬＯＣＡが発生したことを確認する。

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

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^2）

（ⅱ）残留熱除去系機器等（破断面積 1cm^2）

（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，91m^3/h（8.21～0.74MPa[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１Ｈ）で自動起動し，318～1,050m^3/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大1,050m^3/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の 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$_H$）で高圧炉心スプレイ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，高圧炉心スプレイ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，高圧炉心スプレイ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，高圧炉心スプレイ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7.89 MPa[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える操作として，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では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系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に評価するが，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，隔離操作の有無に関わらず，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，隔離操作の有無に関わらず，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 600m³ 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 2,800m³ 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 700m³ の軽油が必要となる。非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等にて約 730m³ の軽油を保有しており，この使用が可能であることから非常用ディーゼル発電機等による電源供給について，７日間の運転継続が可能である。

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

（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。

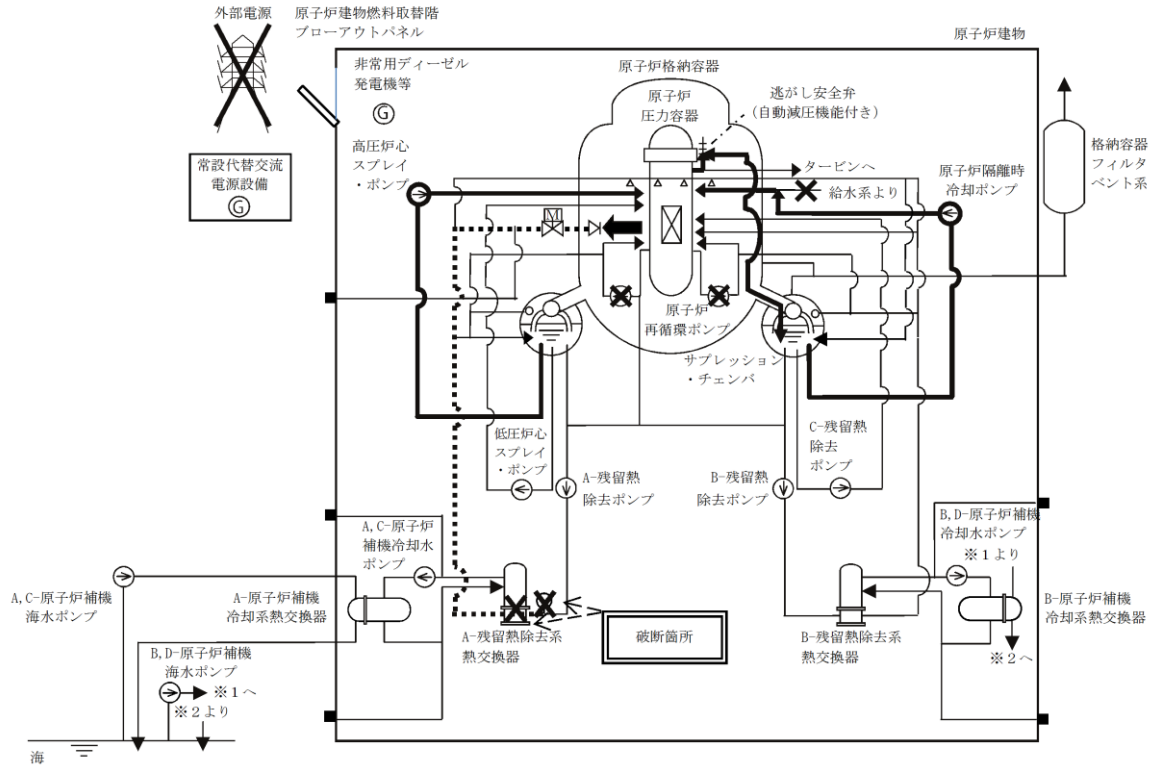
上記の場合においても，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施することにより，炉心損傷することはない。

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。

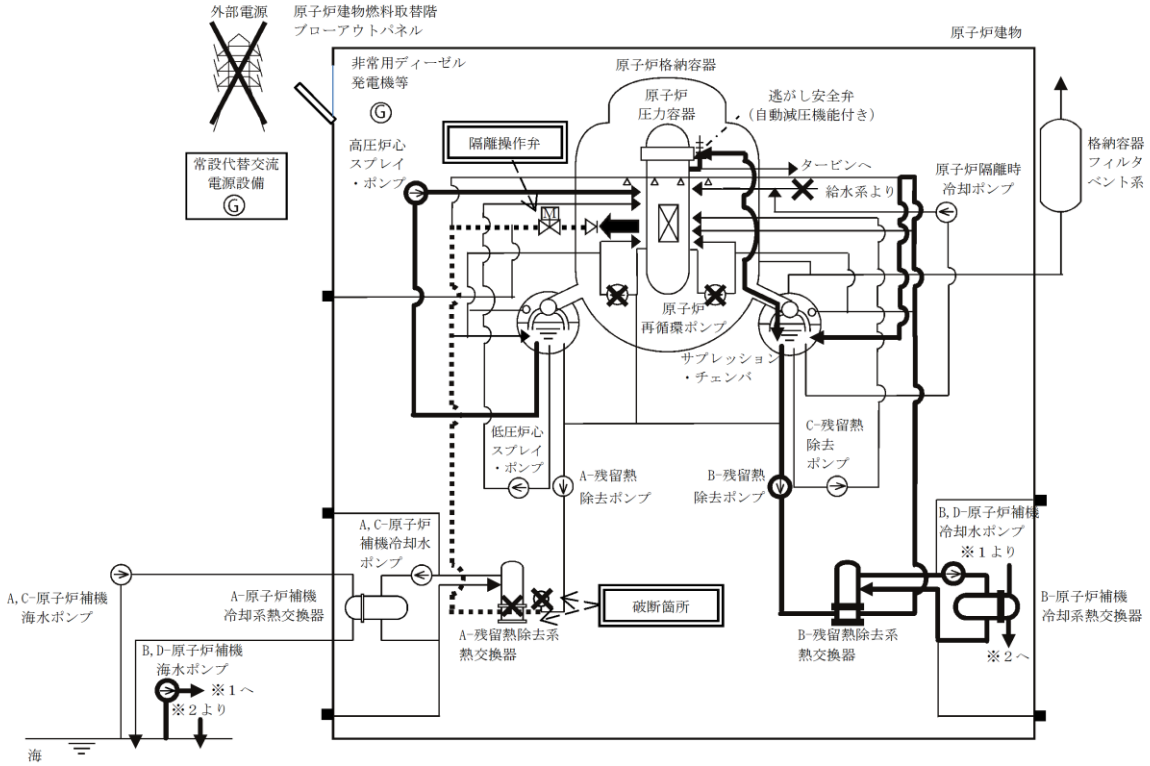
解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果，運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間余裕について確認した結果，操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

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。

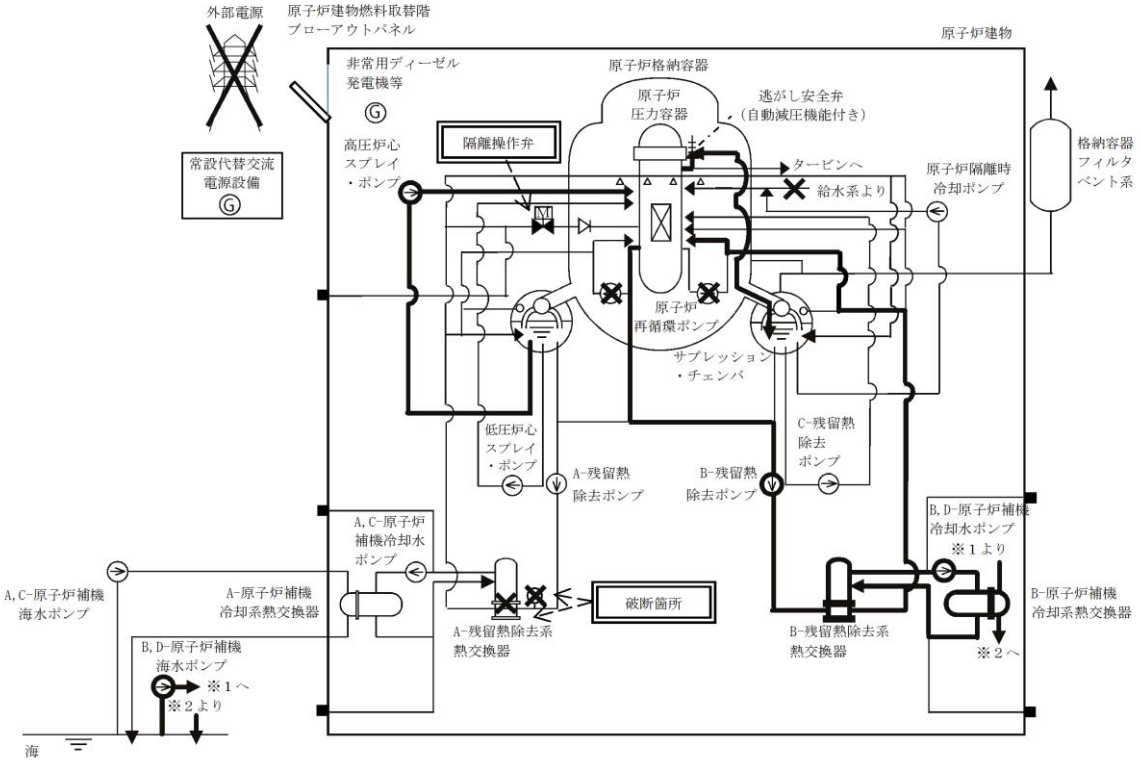
以上のことから，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水，逃がし安全弁による原子炉急速減圧，運転員の破断箇所隔離による漏えい停止，残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）」に対して有効である。



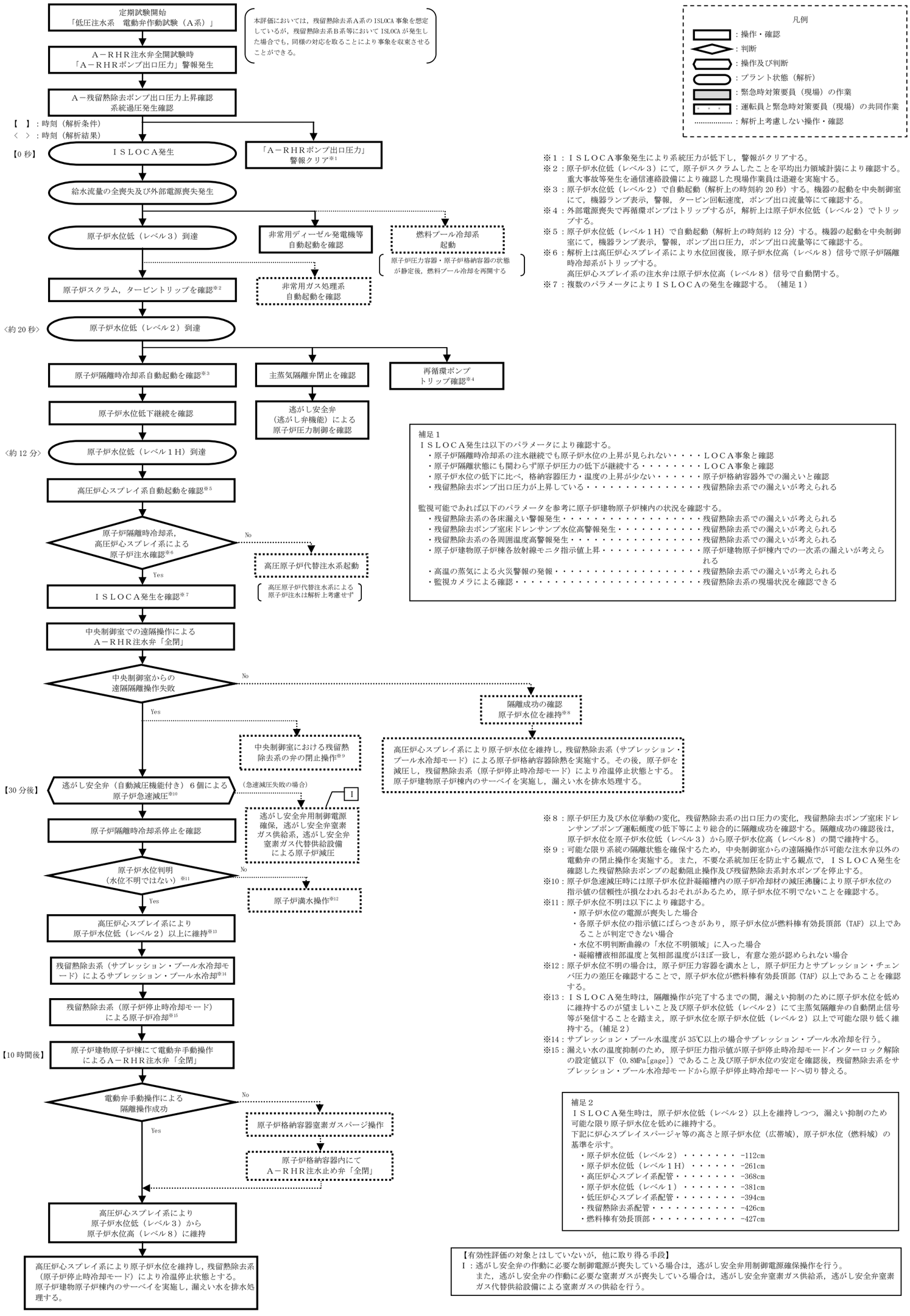
第 2.7.1－1(1)図　「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）」の重大事故等対策の概略系統図
（原子炉急速減圧及び原子炉注水）



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（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冷却）



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：ＩＳＬＯＣＡ事象発生により系統圧力が低下し，警報がクリアする。
※２：原子炉水位低（レベル３）にて，原子炉スクラムしたことを平均出力領域計装により確認する。重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
※３：原子炉水位低（レベル２）で自動起動（解析上の時刻約 20 秒）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，タービン回転速度，ポンプ出口流量等にて確認する。
※４：外部電源喪失で再循環ポンプはトリップするが，解析上は原子炉水位低（レベル２）でトリップする。
※５：原子炉水位低（レベル１Ｈ）で自動起動（解析上の時刻約 12 分）する。機器の起動を中央制御室にて，機器ランプ表示，警報，ポンプ出口圧力，ポンプ出口流量等にて確認する。
※６：解析上は高圧炉心スプレイ系により水位回復後，原子炉水位高（レベル８）信号で原子炉隔離時冷却系がトリップする。
高圧炉心スプレイ系の注水弁は原子炉水位高（レベル８）信号で自動閉する。
※７：複数のパラメータによりＩＳＬＯＣＡの発生を確認する。（補足１）

補足１
ＩＳＬＯＣＡ発生は以下のパラメータにより確認する。
・原子炉隔離時冷却系の注水継続でも原子炉水位の上昇が見られない・・・・ＬＯＣＡ事象と確認
・原子炉隔離状態にも関わらず原子炉圧力の低下が継続する・・・・・・・・ＬＯＣＡ事象と確認
・原子炉水位の低下に比べ，格納容器圧力・温度の上昇が少ない・・・・・・原子炉格納容器外での漏えいと確認
・残留熱除去ポンプ出口圧力が上昇している・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる

監視可能であれば以下のパラメータを参考に原子炉建物原子炉棟内の状況を確認する。
・残留熱除去系の各床漏えい警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・残留熱除去ポンプ室床ドレンサンプ水位高警報発生・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・残留熱除去系の各周囲温度高警報発生・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・原子炉建物原子炉棟各放射線モニタ指示値上昇・・・・・・・・・・・・・原子炉建物原子炉棟内での一次系の漏えいが考えられる
・高温の蒸気による火災警報の発報・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系での漏えいが考えられる
・監視カメラによる確認・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・残留熱除去系の現場状況を確認できる

※８：原子炉圧力及び水位挙動の変化，残留熱除去系の出口圧力の変化，残留熱除去ポンプ室床ドレンサンプポンプ運転頻度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。隔離成功の確認後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル３）から原子炉水位高（レベル８）の間で維持する。
※９：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。また，不要な系統加圧を防止する観点で，ＩＳＬＯＣＡ発生を確認した残留熱除去ポンプの起動阻止操作及び残留熱除去系封水ポンプを停止する。
※10：原子炉急速減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため，原子炉水位不明でないことを確認する。
※11：原子炉水位不明は以下により確認する。
・原子炉水位の電源が喪失した場合
・各原子炉水位の指示値にばらつきがあり，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることが判定できない場合
・水位不明判断曲線の「水位不明領域」に入った場合
・凝縮槽液相部温度と気相部温度がほぼ一致し，有意な差が認められない場合
※12：原子炉水位不明の場合は，原子炉圧力容器を満水とし，原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力の差圧を確認することで，原子炉水位が燃料棒有効長頂部（TAF）以上であることを確認する。
※13：ＩＳＬＯＣＡ発生時は，隔離操作が完了するまでの間，漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位低（レベル２）にて主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ，原子炉水位を原子炉水位低（レベル２）以上で可能な限り低く維持する。（補足２）
※14：サプレッション・プール水温度が 35℃以上の場合サプレッション・プール水冷却を行う。
※15：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，残留熱除去系をサプレッション・プール水冷却モードから原子炉停止時冷却モードへ切り替える。

補足２
ＩＳＬＯＣＡ発生時は，原子炉水位低（レベル２）以上を維持しつつ，漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。
下記に炉心スプレイスパージャ等の高さと原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域）の基準を示す。
・原子炉水位低（レベル２）・・・・・・・ -112cm
・原子炉水位低（レベル１Ｈ）・・・・・・ -261cm
・高圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・ -368cm
・原子炉水位低（レベル１）・・・・・・・ -381cm
・低圧炉心スプレイ系配管・・・・・・・・ -394cm
・残留熱除去系配管・・・・・・・・・・・ -426cm
・燃料棒有効長頂部・・・・・・・・・・・ -427cm

【有効性評価の対象とはしていないが，他に取り得る手段】
Ⅰ：逃がし安全弁の作動に必要な制御電源が喪失している場合は，逃がし安全弁用制御電源確保操作を行う。
また，逃がし安全弁の作動に必要な窒素ガスが喪失している場合は，逃がし安全弁窒素ガス供給系，逃がし安全弁窒素ガス代替供給設備による窒素ガスの供給を行う。

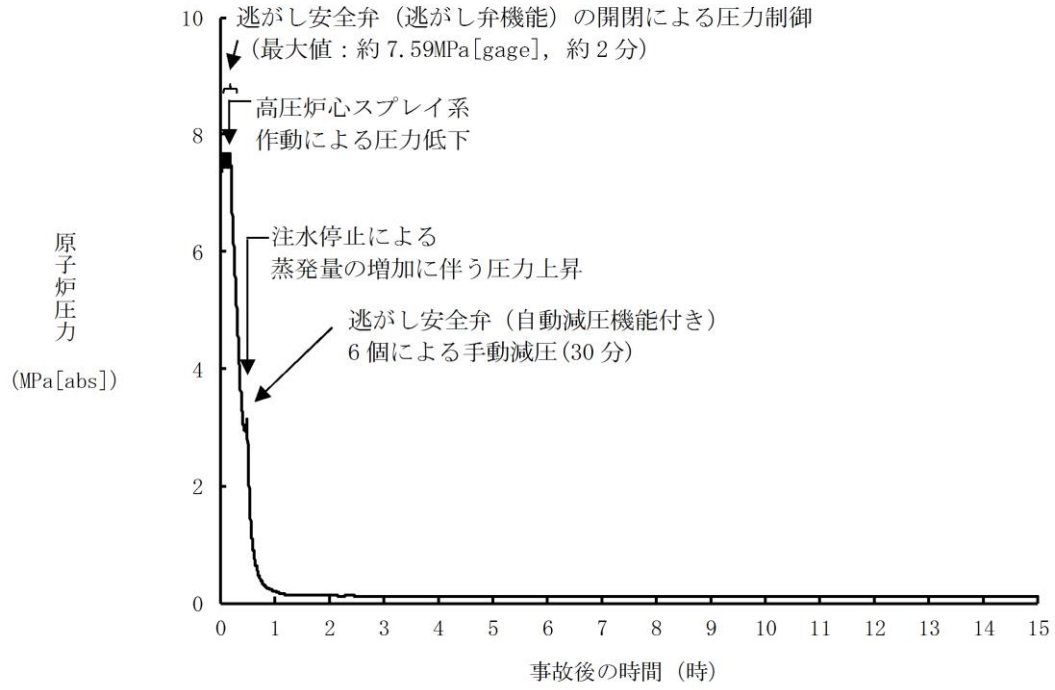
第 2.7.1-2 図　「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）」の対応手順の概要

格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

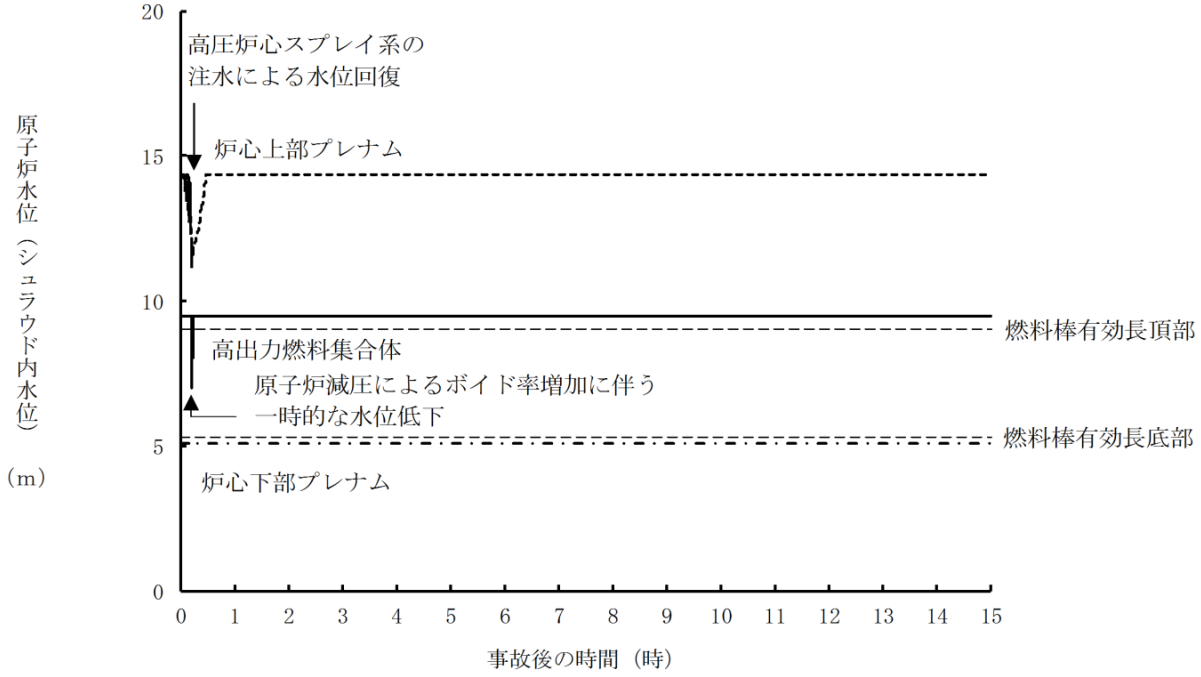
操作項目	実施箇所・必要人員数			操作内容	経過時間（分） 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130	経過時間（時間） 8 9 10 11 12	備考
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡			
	指揮者	当直副長	1人	運転操作指揮			
	通報連絡者	緊急時対策本部要員	5人	初動での指揮 中央制御室連絡 発電所外部連絡			
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）	緊急時対策要員（現場）				
					▽事象発生 原子炉スクラム		
					▽約20秒　原子炉水位低（レベル２）		
					▽プラント状況判断		
					▽約12分　原子炉水位低（レベル１Ｈ）		
					▽30分　原子炉急速減圧		
					▽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		
状況判断	1人 A	—	—	・外部電源喪失確認	10分		
				・給水流量の全喪失確認			
				・原子炉スクラム確認，タービントリップ確認			
				・非常用ディーゼル発電機等自動起動確認			
				・再循環ポンプトリップ確認			
				・主蒸気隔離弁全閉／逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御確認			
				・原子炉隔離時冷却系自動起動確認			
				・原子炉水位低下継続確認			
				・高圧炉心スプレイ系自動起動確認			
				・ＩＳＬＯＣＡ発生を確認			
				・非常用ガス処理系自動起動確認			解析上考慮せず
原子炉注水操作	(1人) A	—	—	・原子炉隔離時冷却系　原子炉注水確認	適宜実施		
	(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		
	(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）	10分　注水弁全閉失敗を想定		
		—	—	・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	適宜実施		解析上考慮せず
原子炉急速減圧操作	(1人) A	—	—	・逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個　手動開放操作	10分		
残留熱除去系（サプレッション・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		
	(1人) A	—	—	・残留熱除去系（サプレッション・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		
	(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　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。

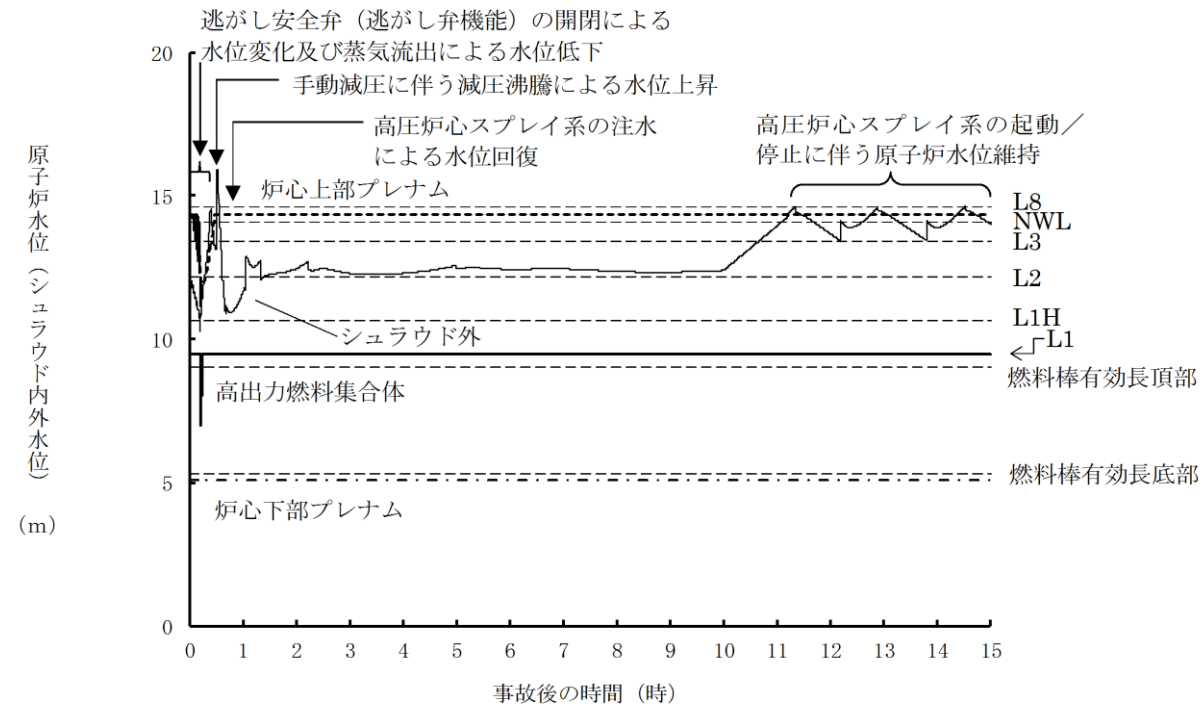
第2.7.1-3図　「格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）」の作業と所要時間



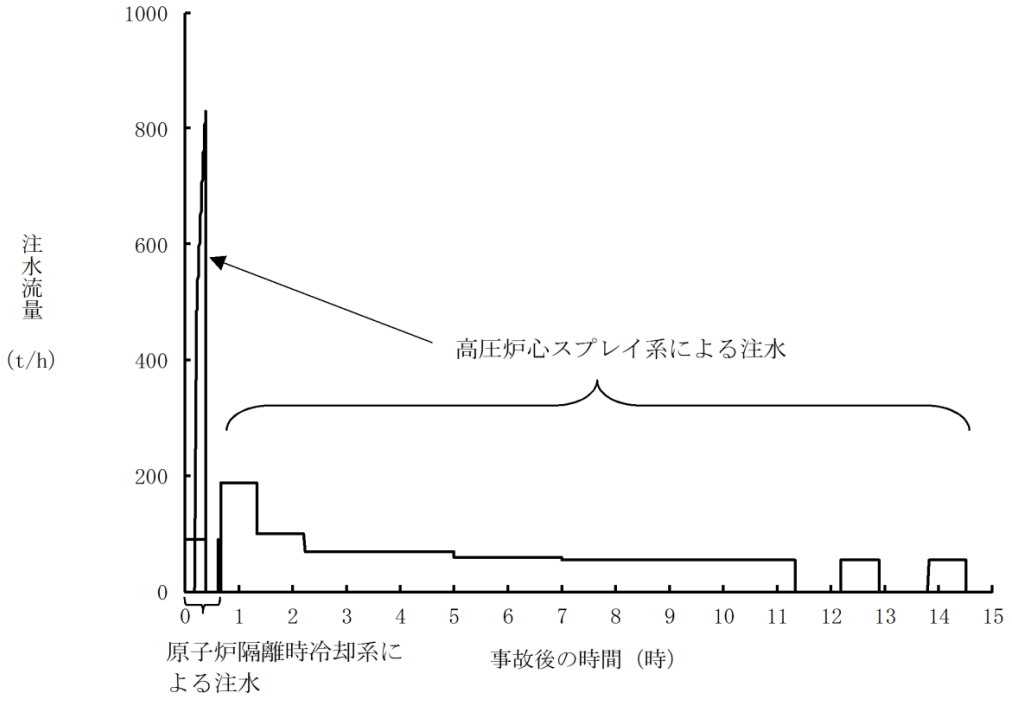
第 2.7.2－1(1)図　原子炉圧力の推移



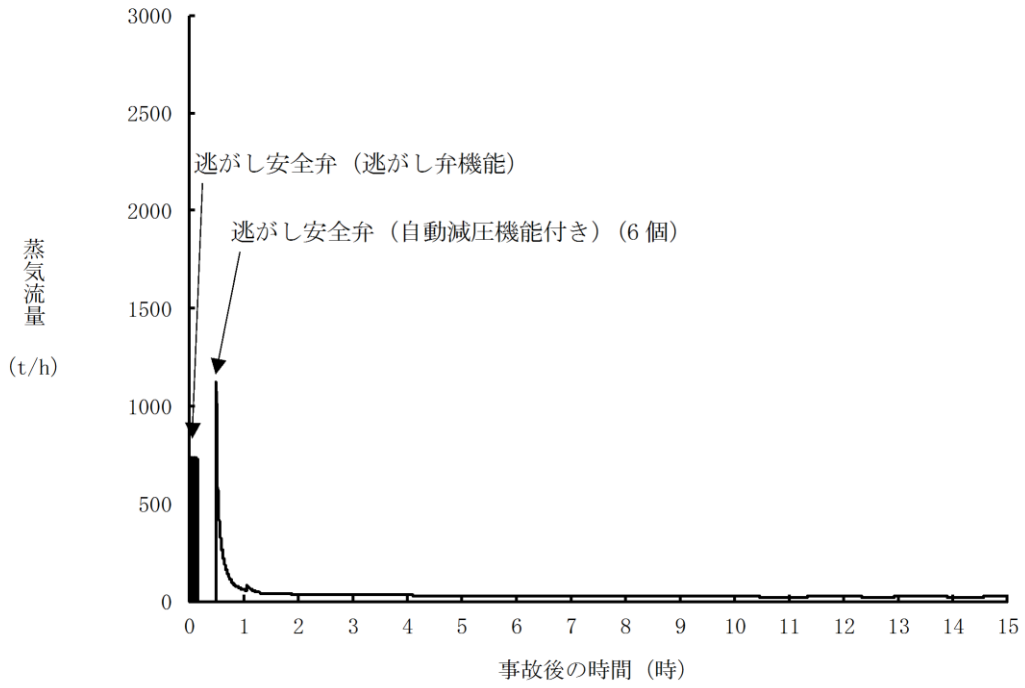
第 2.7.2－1(2)図　原子炉水位（シュラウド内水位）の推移



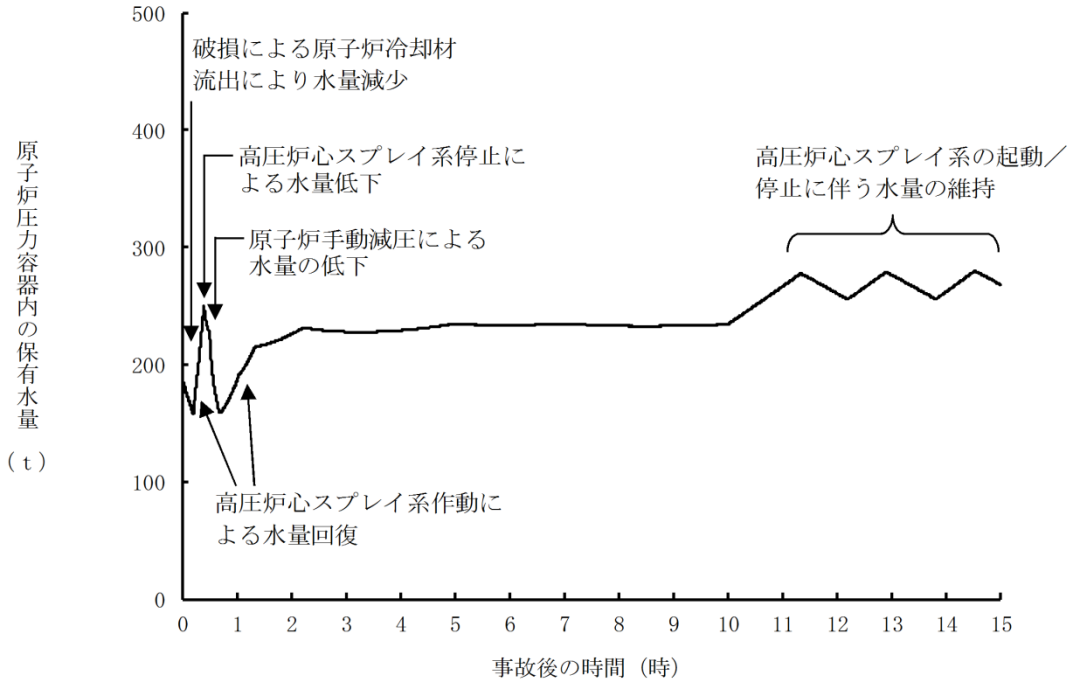
第 2.7.2－1(3)図　原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



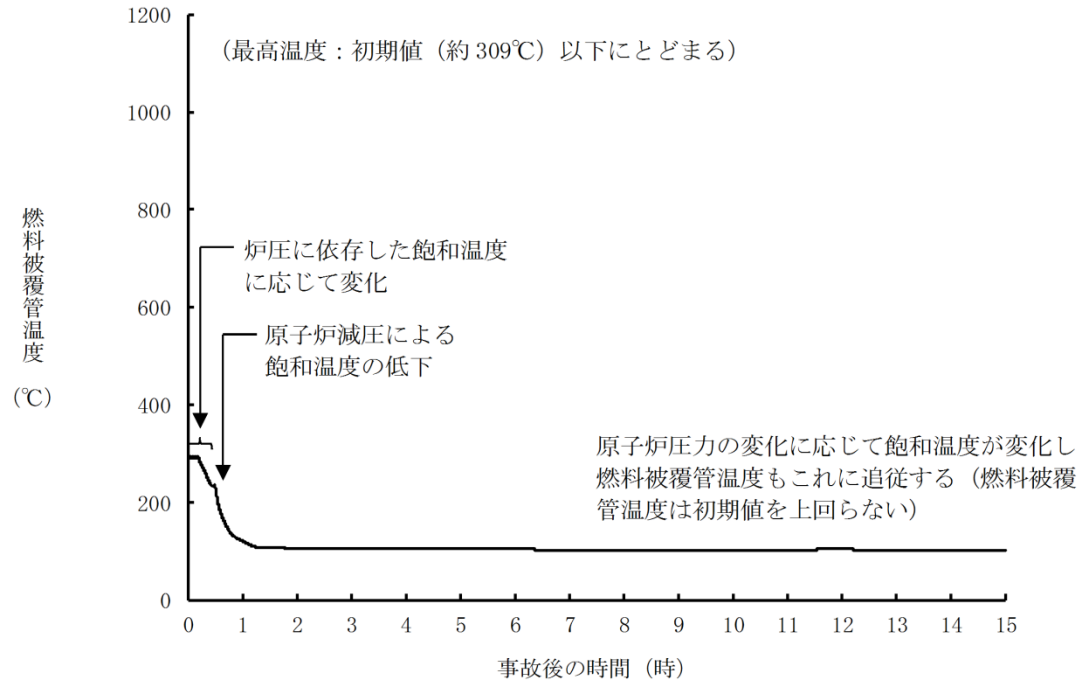
第 2.7.2－1(4)図　注水流量の推移



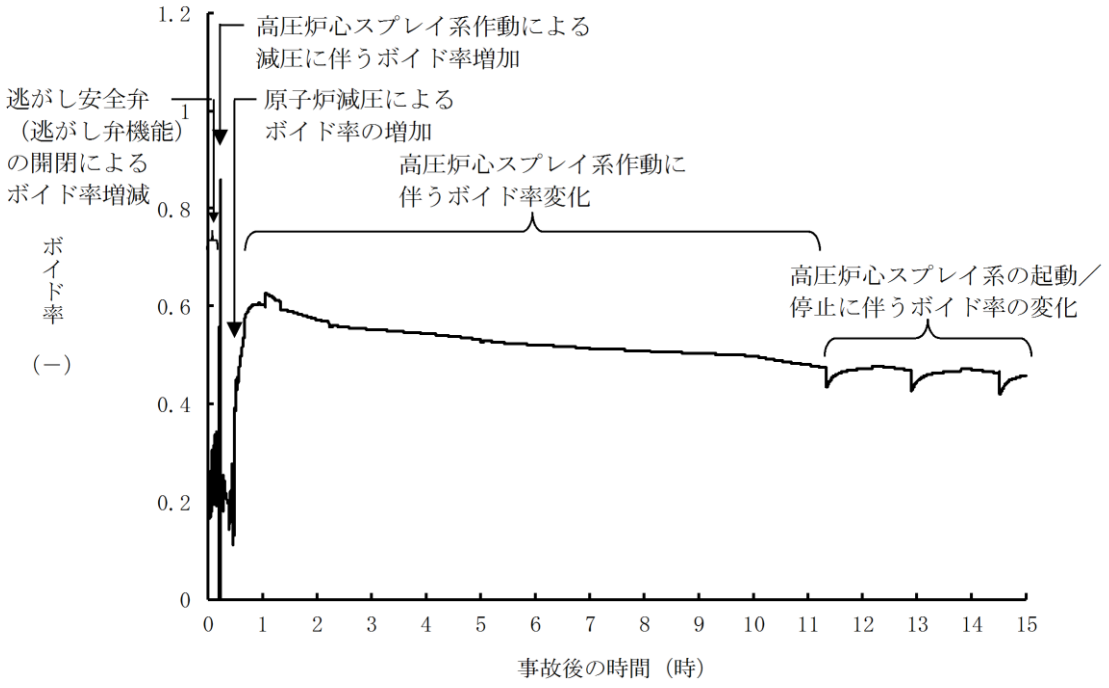
第 2.7.2-1(5)図　逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



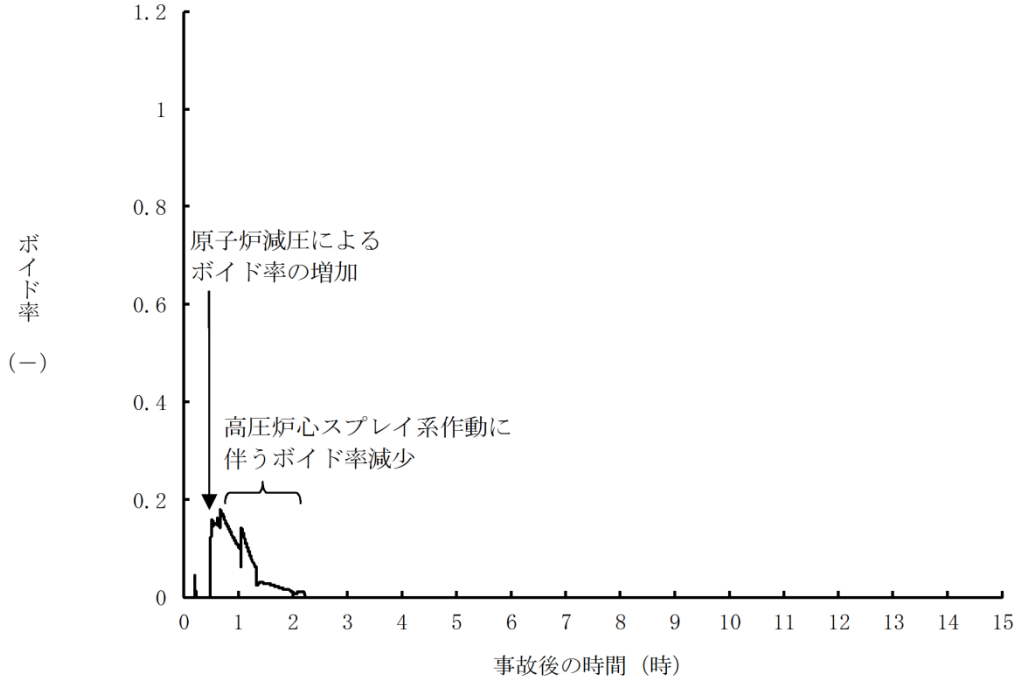
第 2.7.2-1(6)図　原子炉圧力容器内の保有水量の推移



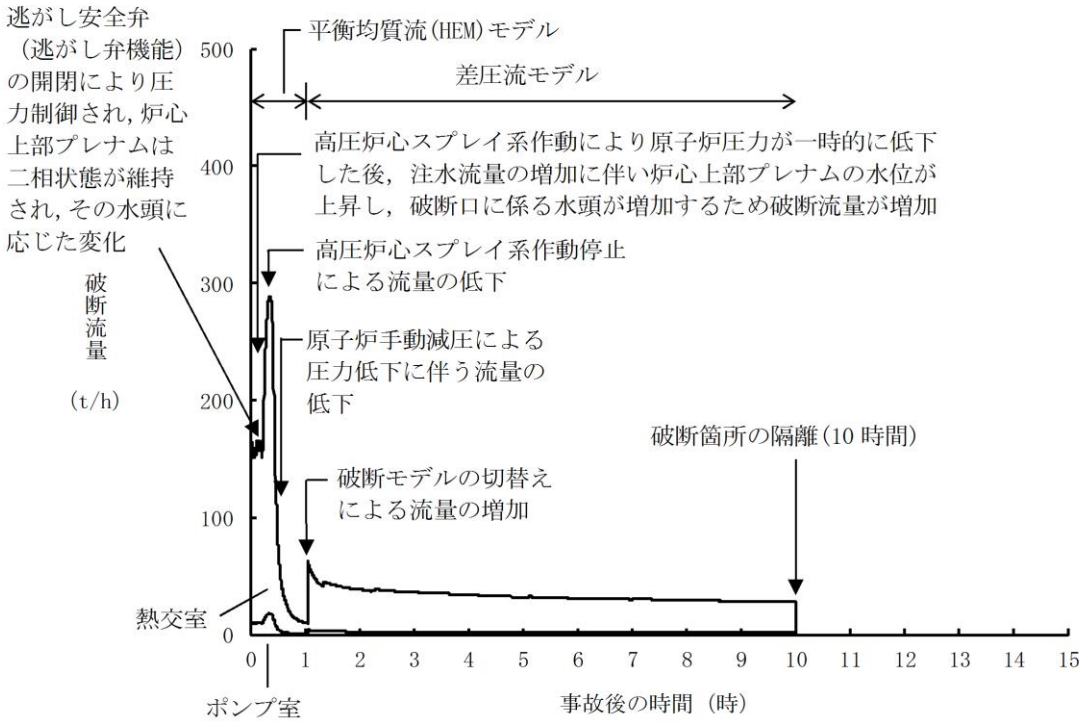
第 2.7.2-1(7)図　燃料被覆管温度の推移



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	計装設備
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，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルが開放する。	原子炉建物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る設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
□ 有効性評価上考慮しない操作

第2.7.1－1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	計装設備
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）※ ドライウェル圧力（ＳＡ） ドライウェル温度（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閉操作に失敗し，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】※ サプレッション・チェンバ※	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）運転	原子炉急速減圧によりサプレッション・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によるサプレッション・プール水冷却モード運転を開始する。	【残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）】※	－	サプレッション・プール水温度（ＳＡ） 【残留熱除去ポンプ出口流量】　※

※：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	計装設備
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，残留熱除去をサプレッション・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）】※	－	原子炉圧力（ＳＡ） 原子炉圧力※ 原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【残留熱除去ポンプ出口流量】※ 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※
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】※	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※
残留熱除去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。	【高圧炉心スプレイ系】※ サプレッション・チェンバ※	－	原子炉水位（ＳＡ） 原子炉水位（広帯域）※ 原子炉水位（燃料域）※ 【高圧炉心スプレイポンプ出口流量】※

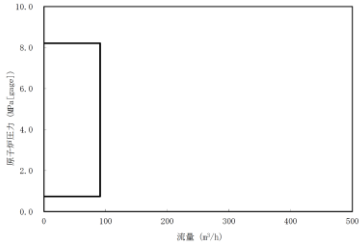
※：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

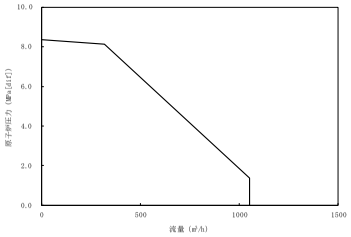
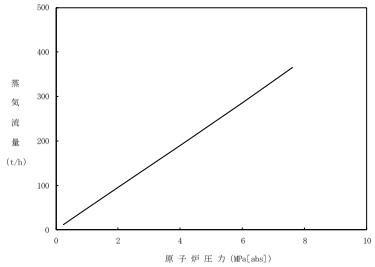
第 2.7.2－1 表　主要解析条件（格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ））（１／４）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ＳＡＦＥＲ	－
初期条件	原子炉熱出力	2,436MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常水位 （気水分離器下端から+83 cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	35.6×10^{3}t/h	定格炉心流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約９℃	熱平衡計算による値
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定
	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℃	サプレッション・チェンバからの注水における代表温度を設定

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
事故条件	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^2 残留熱除去系機器等：１cm^2	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
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３） （遅れ時間：1.05 秒）	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル２）にて自動起動 91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 

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
重大事故等対策に関連する機器条件	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低（レベル１H）にて自動起動 318～1,050 m^3/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大1,050 m^3/h）にて注水	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58MPa[gage]×２個，367t/h/個 7.65MPa[gage]×３個，370t/h/個 7.72MPa[gage]×３個，373t/h/個 7.79MPa[gage]×４個，377t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

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

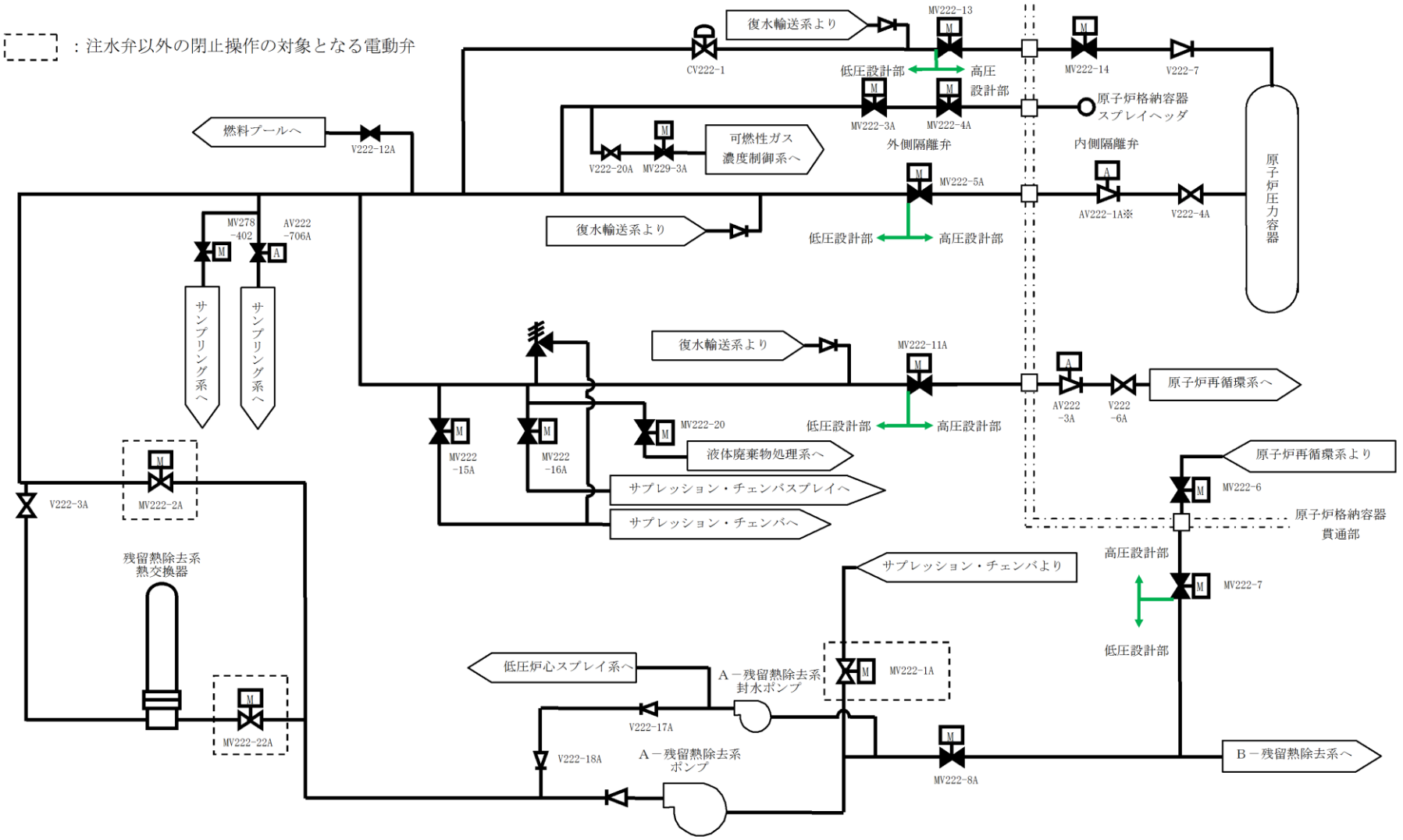
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 30 分後	ＩＳＬＯＣＡの発生を確認した後，中央制御室において隔離操作を行うが，その隔離操作失敗の判断時間を考慮して事象発生 30 分後を設定
	残留熱除去系の破断箇所隔離操作	事象発生 10 時間後に隔離完了	破断面積合計 17cm^2 のＩＳＬＯＣＡ発生時における原子炉建物原子炉棟の現場環境条件を考慮し，運転員の現場移動時間及び操作時間等を踏まえて設定

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。



第１図　ＩＳＬＯＣＡ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抜出ライン
・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，主に原子炉圧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抜出ライン，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 6.0×10^{-8}[/炉年]，低圧炉心スプレイ注入ラインにおいては 2.0×10^{-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 5.8×10^{-10}[/炉年]，残留熱除去系停止時冷却モード抜出ラインにおいては 2.1×10^{-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。

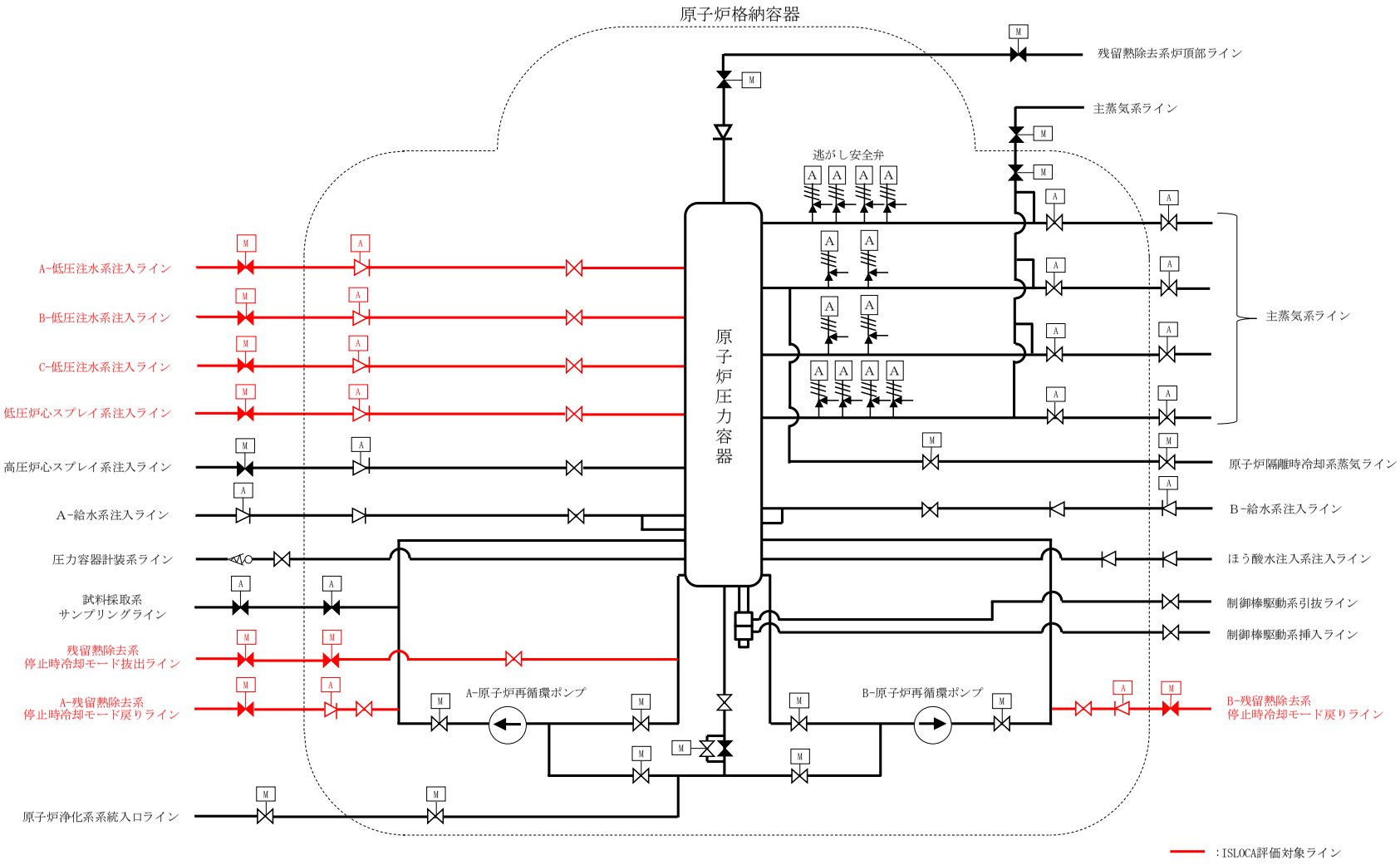


図１　原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し，格納容器外に敷設されている配管

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
ＩＳＬＯＣＡ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	ＩＳＬＯＣＡ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	6.0×10^{-8}
残留熱除去系停止時冷却モード戻りライン※2	２弁	無	5.8×10^{-10}
残留熱除去系停止時冷却モード抜出ライン※3	２弁	無	2.1×10^{-10}
低圧炉心スプレイ系注入ライン	２弁	有	2.0×10^{-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抜出ラインは，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）が全開するとした。

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 217㎜）となっており，電気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[*1]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（μ）より短い場合であるとされている。

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

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

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

ここで，α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*2を元に保守的に200m*3とし，水の音速(α)を1,500m/s*4とすると，管路内を圧力波が往復する時間(μ)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はなく,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℃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ＴＲＡＣＧ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。

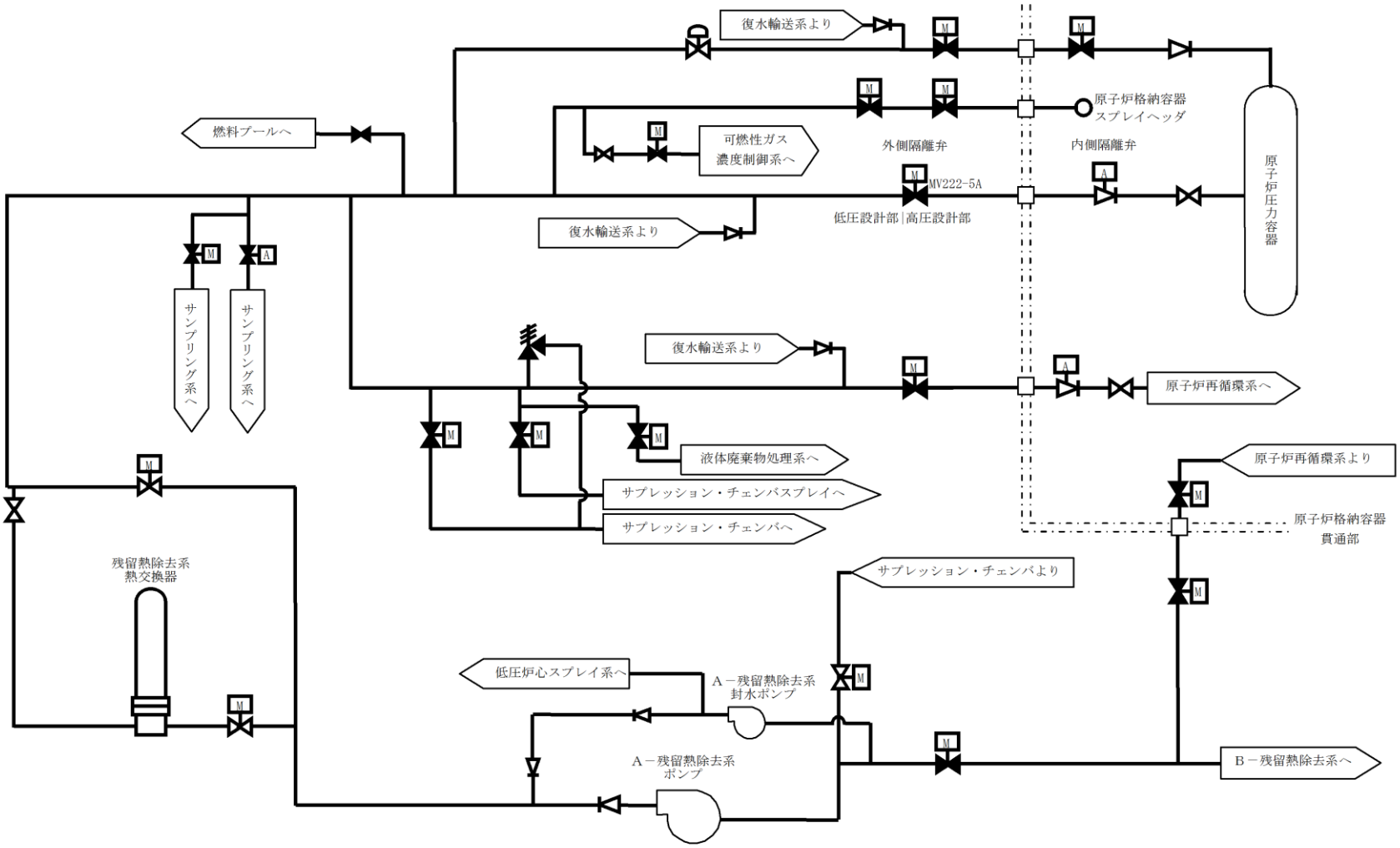


図２　Ａ－残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン概要図

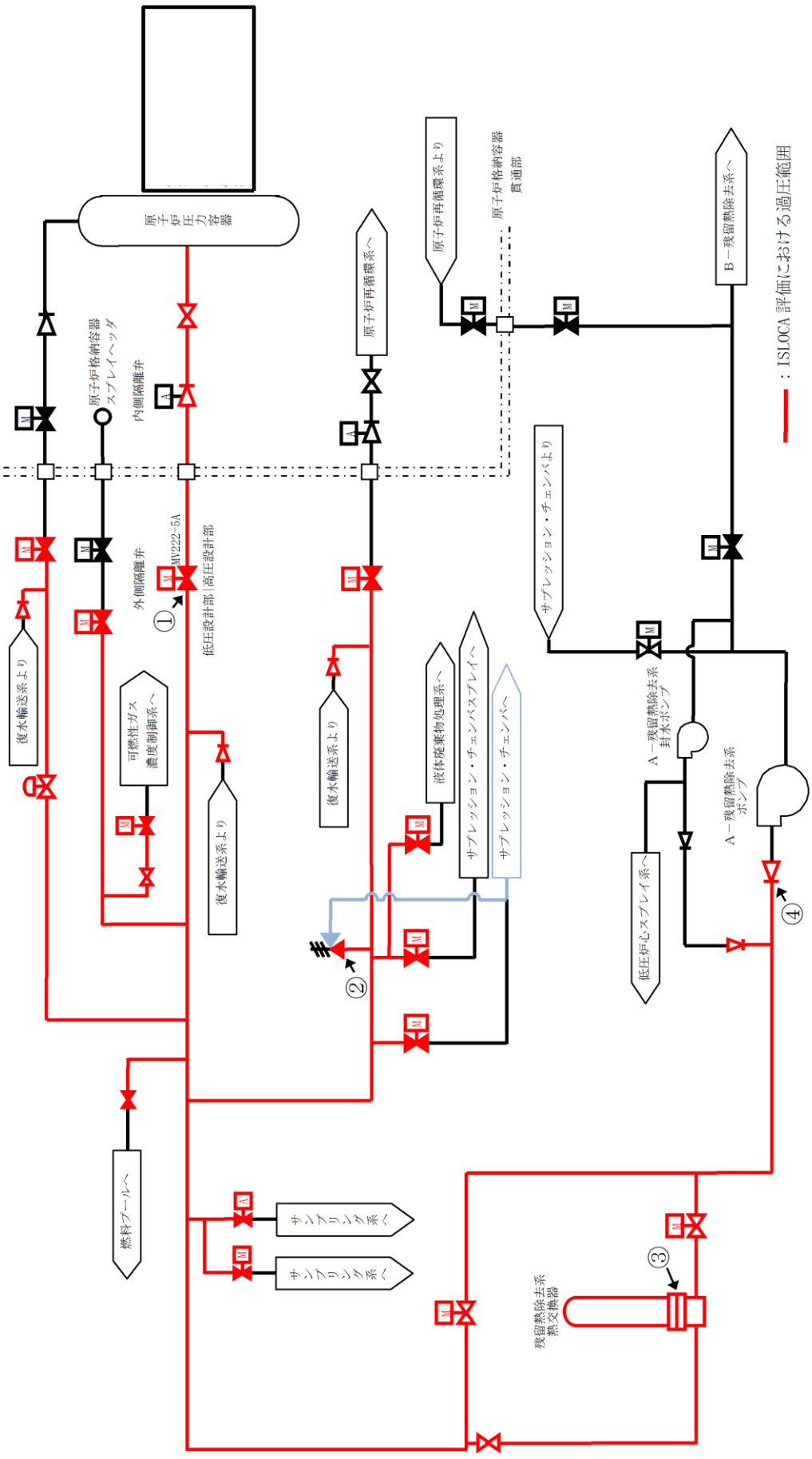


図３　残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時評価概要図

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。

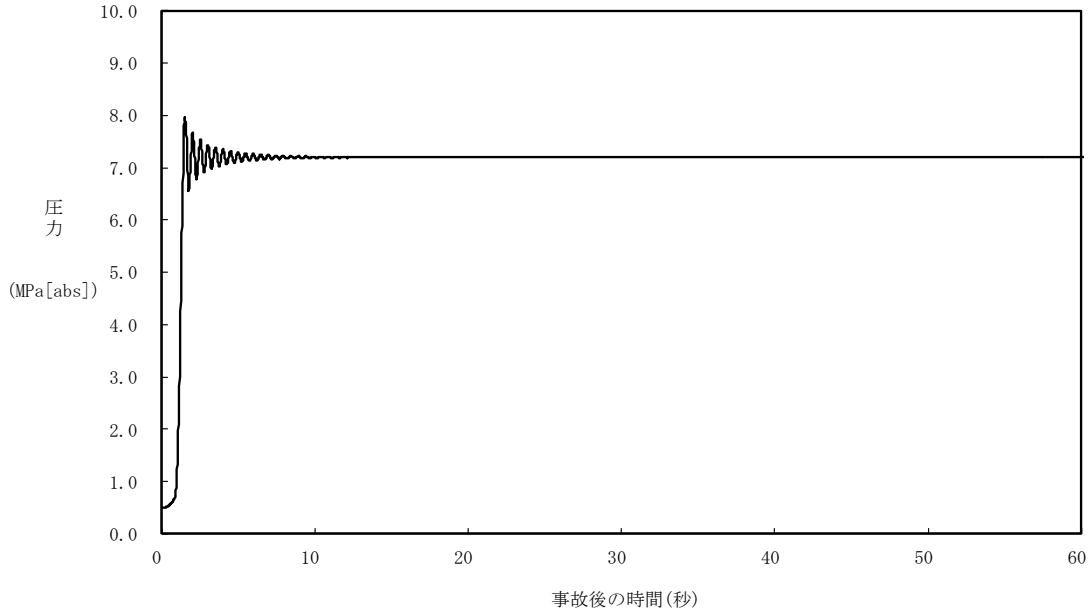


図４　残留熱除去系（低圧注水モード）注入ライン過圧時の圧力推移例
（ポンプ出口逆止弁出口位置）

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 [redacted] に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力 [redacted] 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。

[redacted]

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て評価を実施した。

[redacted]

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℃)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。

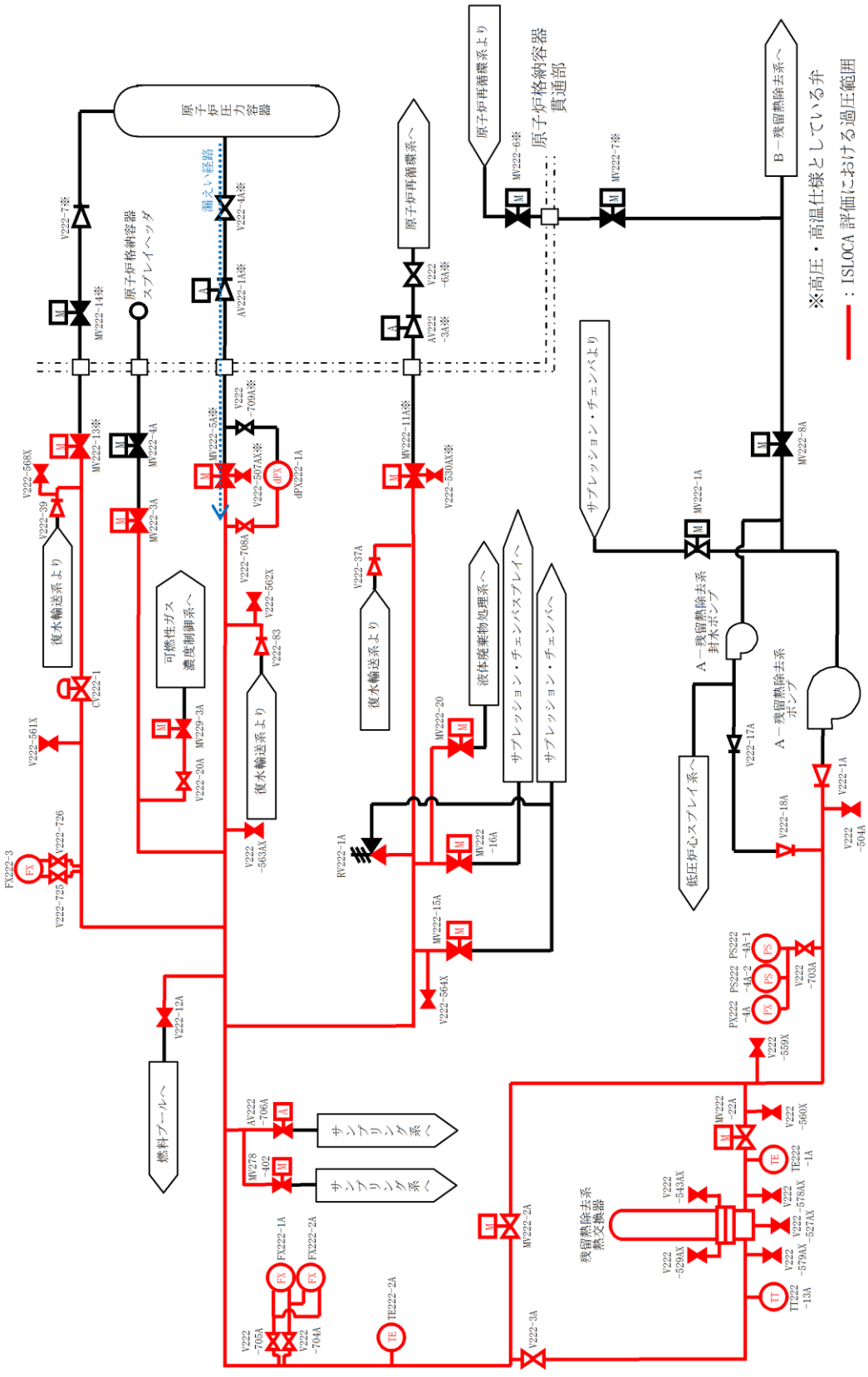


図５　評価対象範囲系統図

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※ ($t_s \geqq t$)
管板	SFVC2B	[redacted]	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※ ($t_s \geqq t$)
伝熱管	SUS304TB	[redacted]	[redacted]	○

※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	[redacted]	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	[redacted]	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※
ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ座面	68	632	○
ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞと ﾘﾌﾄ制限板の合わせ面	52	438 (ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ) 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※ （$t_s \geqq t$）
弁本体の耐圧部	[redacted]	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※
ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ座面	36～280	524～865	○
ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞと 弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの合わせ面	45～92	438（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ） 407～438（弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ）	○

※発生応力が許容応力以下であること

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。

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 MV222-11A MV222-13	8.62MPa 10.4MPa 8.62MPa	302℃ 302℃ 302℃
その他の弁	ドレン弁 ベント弁	V222-507AX V222-530AX	8.62MPa 10.4MPa	302℃ 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－30～40℃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。

計器番号	計器設備耐圧 (MPa)	判定	破断面積 (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，同期振動発生の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_γ 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。

（同期振動発生の回避又は抑制評価）

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 σ_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】	ｶﾞｽｹｯﾄの 初期圧縮量 (mm)	ｶﾞｽｹｯﾄの 合計圧縮量 (mm)【最大値】	ｶﾞｽｹｯﾄの 許容圧縮量 (mm)	判定※
ﾌﾗﾝｼﾞ部	-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

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．　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^2 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^2)
			＋ ⊿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^2 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

ＩＳＬＯＣＡ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。

ＩＳＬＯＣＡ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，ＩＳＬＯＣＡ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，ＩＳＬＯＣＡ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 ㎠）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，漏えい箇所が圧力スイッチ（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ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡ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，ＩＳＬＯＣＡ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）

ＩＳＬＯＣＡ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，ＩＳＬＯＣＡ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，ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡが発生した場合も現場操作は，注水弁の閉止操作である。

ＩＳＬＯＣＡ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^3 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。※1

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建物放射能高の信号により中央制御室の換気系は再循環運転モードとなるため，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　ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡ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	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	高圧炉心スプレイ系	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(EL1.3m)	原子炉建物(EL1.3m)	原子炉建物(EL1.3m)	原子炉建物(EL1.3m)	東側ＰＣＶﾍﾟﾈﾄﾚｰｼｮﾝ室（EL19.0m）
時間	事象発生30分後	事象発生から減圧まで	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	・隔離操作場所及びそのアクセスルートについては，ＩＳＬＯＣＡ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。
	・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。	・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。	・高圧炉心スプレイ系が設置されている区画で溢水は発生しない。	・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。	・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。	
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	・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。
	・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。	・雰囲気温度・湿度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。	・雰囲気温度・湿度に対して高圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・雰囲気温度・湿度に対して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。	・雰囲気温度・湿度に対して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。	
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	・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。
	・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。	・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。	・放射線量に対して高圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・放射線量に対して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。	・放射線量に対して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。	

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表４－２　ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡ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	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	高圧炉心スプレイ系	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)	原子炉建物(EL1.3m)	西側ＰＣＶﾍﾟﾈﾄﾚｰｼｮﾝ室（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	・隔離操作場所及びそのアクセスルートについては，ＩＳＬＯＣＡ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。
	・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。	・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。	・高圧炉心スプレイ系が設置されている区画で溢水は発生しない。	・Ａ－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。	・Ａ－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。	
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	・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。
	・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。	・雰囲気温度・湿度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。	・雰囲気温度・湿度に対して高圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・雰囲気温度・湿度に対してＡ－残留熱除去系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・雰囲気温度・湿度に対してＡ－残留熱除去系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	
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	・線量率１mSv/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。
	・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。	・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。	・放射線量に対して高圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・放射線量に対してＡ－残留熱除去系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・放射線量に対してＡ－残留熱除去系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表４－３　ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡ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	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	高圧炉心スプレイ系	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ＰＣＶﾍﾟﾈﾄﾚｰｼｮﾝ室（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	・隔離操作場所及びそのアクセスルートについては，ＩＳＬＯＣＡ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。
	・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。	・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。	・高圧炉心スプレイ系が設置されている区画で溢水は発生しない。	・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。	・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。	
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	・原子炉建物内温度は約44℃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。
	・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。	・雰囲気温度・湿度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。	・雰囲気温度・湿度に対して高圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・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。	・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。	
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	・線量率１mSv/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。
	・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。	・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。	・放射線量に対して高圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・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。	・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。	

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表４－４　ＩＳＬＯＣＡ時の設備の健全性及び対応操作の成立性確認結果（低圧炉心スプレイ系におけるＩＳＬＯＣＡ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	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	高圧炉心スプレイ系	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)	原子炉建物(EL1.3m)	南側ＰＣＶﾍﾟﾈﾄﾚｰｼｮﾝ室（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	・隔離操作場所及びそのアクセスルートについては，ＩＳＬＯＣＡ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。
	・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。	・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。	・高圧炉心スプレイ系が設置されている区画で溢水は発生しない。	・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。	・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。	
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	・原子炉建物内温度は約44℃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。
	・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。	・雰囲気温度・湿度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。	・雰囲気温度・湿度に対して高圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・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。	・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。	
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	・線量率１mSv/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。
	・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。	・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。	・放射線量に対して高圧炉心スプレイ系の耐性が十分にあるため，機能維持される。	・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。	・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。	

上段：機器の操作性
下段：機器の機能維持

表５　ＩＳＬＯＣＡ発生時の現場滞在時間及び操作の想定時間

	Ａ－残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合	Ｂ－残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合	Ｃ－残留熱除去系注水弁 隔離操作の場合	低圧炉心スプレイ系注水弁 隔離操作の場合
注水弁の閉止操作での 原子炉棟内の滞在時間	約 38 分※2	約 37 分※2	約 37 分※2	約 35 分※2
想定時間 （所要時間目安）	１時間 （所要時間目安 40 分）	１時間 （所要時間目安 39 分）	１時間 （所要時間目安 39 分）	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ＰＣＶ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ＰＣＶ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ＰＣＶ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ＰＣＶ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。

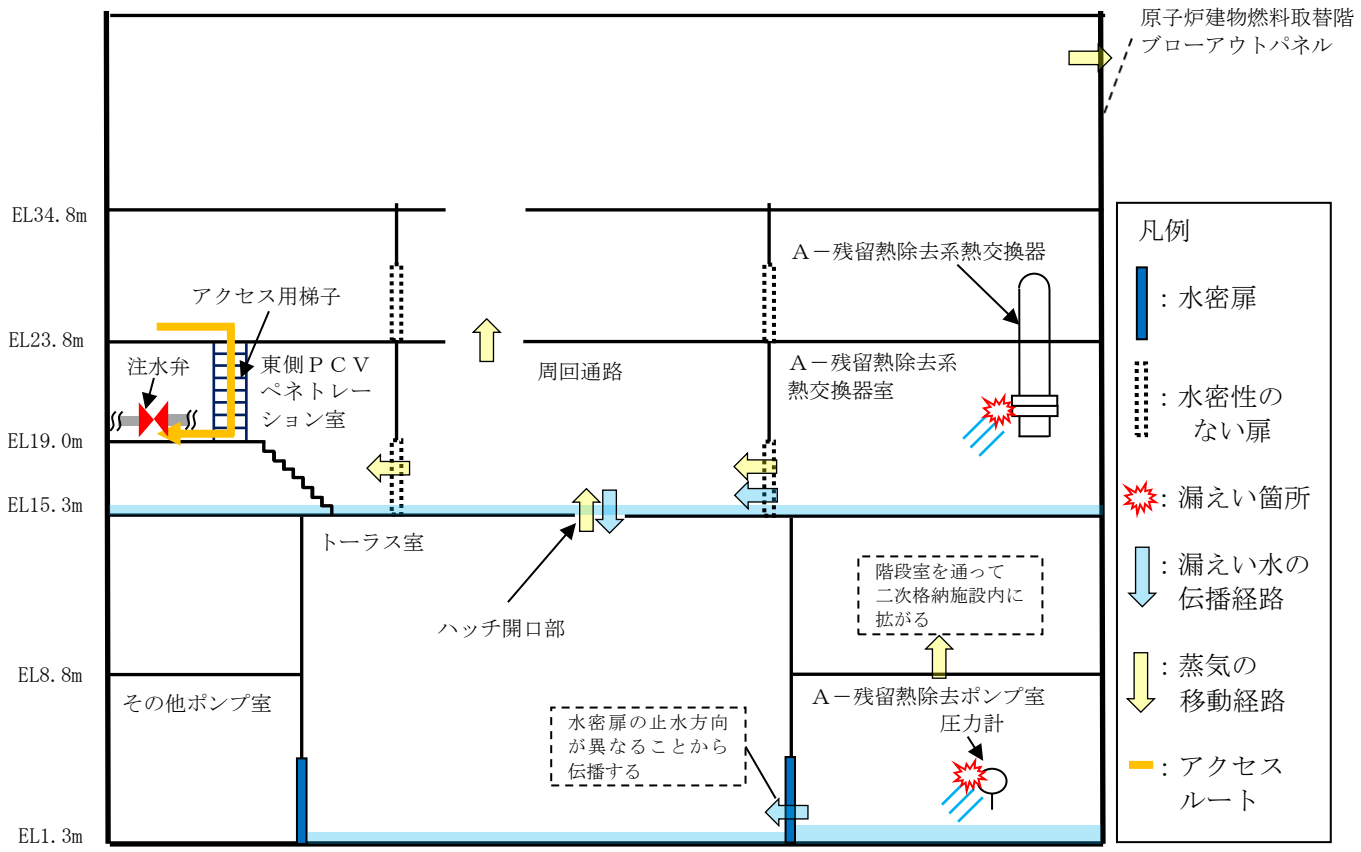


図６　Ａ－残留熱除去系　原子炉棟内状況概要

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[m³]※1	伝播する区画 (EL[m])	溢水水位 (FL+[m]※2)
Ａ－残留熱除去系 熱交換器	560	１階 (15.3[m])	0.17※3
		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

ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉棟内環境を想定した場合でも，ＩＳＬＯＣＡ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

ＩＳＬＯＣＡ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。

別紙１

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。

別紙２

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，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

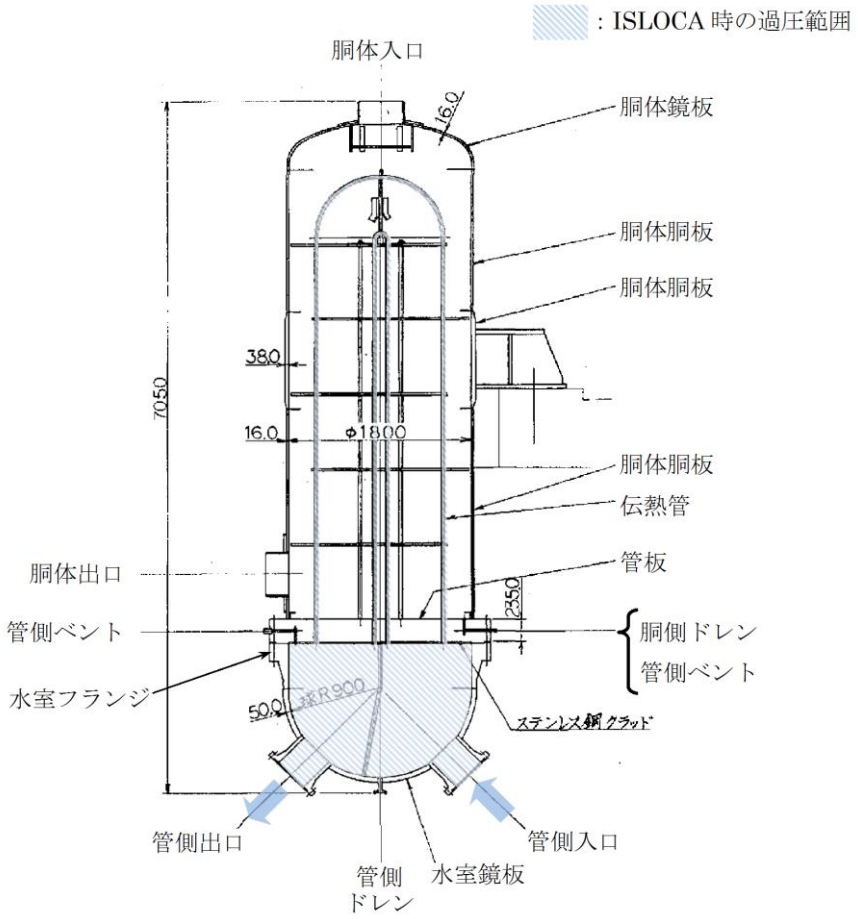
既工認から設計上の裕度を算出し，裕度が２以上の部位を除く水室フランジ，水室フランジボルト，管板，伝熱管について評価した。別表２－１に既工認強度計算結果の設計裕度，別図２－１に残留熱除去系熱交換器構造図を示す。

別表２－１　既工認強度計算結果の設計裕度（40kg/cm^2，185℃）

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

※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。

$$t = \frac{FD}{2}\sqrt{\frac{P}{Su}} = 163(\mathrm{mm}) <$$ 実際の最小厚さ（＝□（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℃）】）

（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

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

D_0：伝熱管の外径（＝□（mm））

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

η：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，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。

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）	≦438MPa （許容応力）	
水室フランジボルト	64029mm^2 （ボルト総断面積）	≧26161mm^2 （ボルトの所要総断面積）	
管板	[redacted] （最小厚さ）	≧163mm （必要厚さ）	
伝熱管	[redacted] （最小厚さ）	[redacted] （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。

別紙３

逃がし弁からの漏えいの可能性について

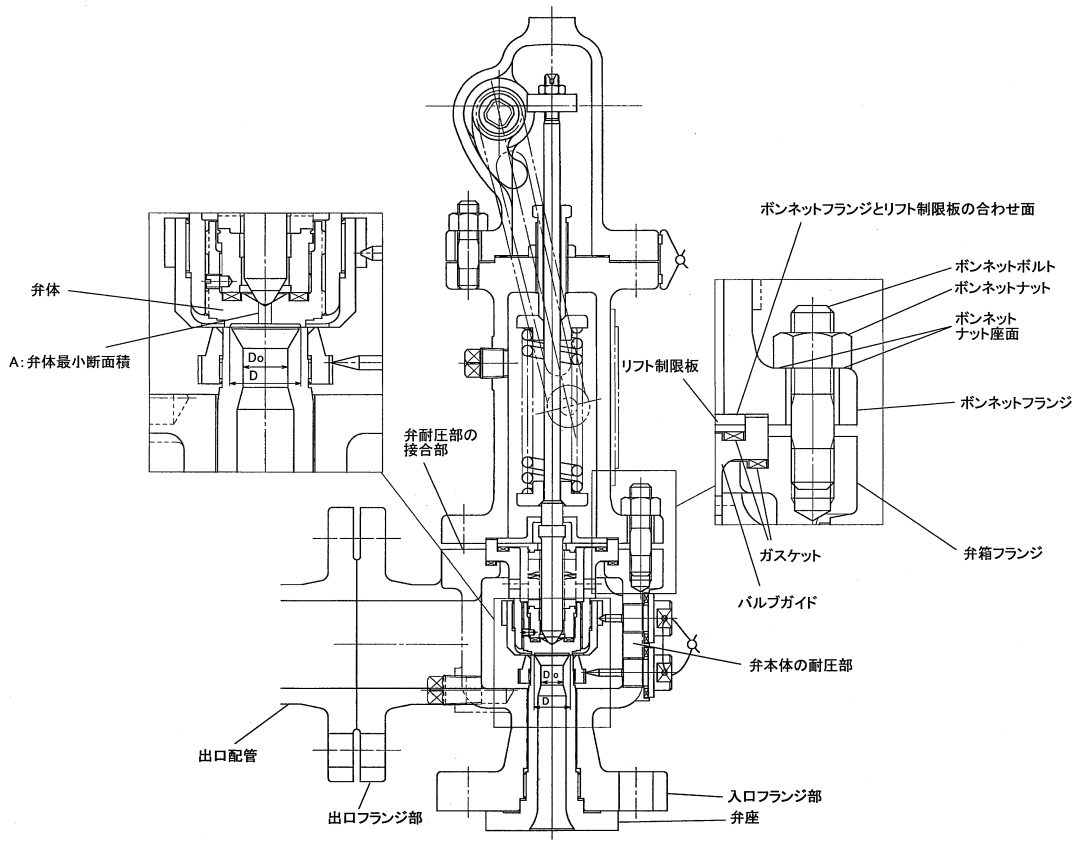
逃がし弁について，ＩＳＬＯＣＡ発生時の圧力（7.4MPa ［gage］*）及び原子炉冷却材温度（288℃）が同時に継続して負荷された条件下で破損が発生しないことを以下のとおり確認した。

＊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：ＩＳＬＯＣＡ発生時の圧力（＝7.4MPa）
D_0：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^2）
D：弁座口の径（mm）
P：ＩＳＬＯＣＡ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：ＩＳＬＯＣＡ発生時の圧力（＝7.4MPa）

d：内径（mm）

S：設計引張強さ（Su＝438（MPa），at288℃，[　　]）

（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

④’＝(1000×①’×②’)／(0.2×③’)

⑧’＝(π×⑤’×7.4／4)×(⑤’＋8×⑥’×⑦’)

⑨’＝④’－⑧’

⑩’＝⑨’／②’

⑫’＝⑩’／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本当たりに発生する荷重（N）

⑪’：ボンネットボルト径面積（mm^2）

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

⑦＝（⑫’×(①＋②)）／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℃）

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

⑧＝④×(①＋②)×(288℃－20℃※)

①：ボンネットフランジ厚さ（㎜）

②：弁箱フランジ厚さ（㎜）

④：ボンネットボルト線膨張係数（㎜/㎜℃　at 288℃）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（㎜）

※　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

⑨＝⑤×①×(288℃－20℃)＋⑥×②×(288℃－20℃※)

①：ボンネットフランジ厚さ（㎜）

②：弁箱フランジ厚さ（㎜）

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数（㎜/㎜℃ at 288℃）

⑥：弁箱フランジ線膨張係数（㎜/㎜℃　at 288℃）

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（㎜）

※　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

伸び量（㎜）＝⑦＋⑧－⑨

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量（㎜）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（㎜）

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（㎜）

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^2）

・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^2）

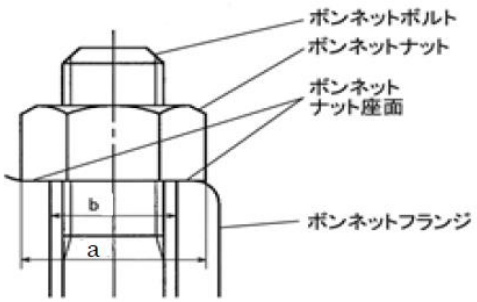
・ボンネットナット座面の面圧

d＝⑧’／(Ｓ×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）

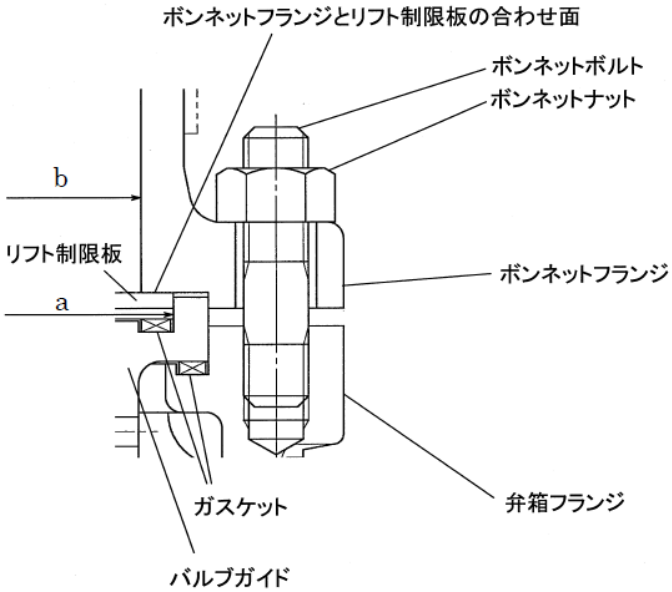
Ｓ：メタルタッチ部面積（mm^2）

・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

$d=⑧'/S$

ｄ：メタルタッチ部応力（MPa）

Ｓ：メタルタッチ部面積（mm^2）



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_0：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^2)	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ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（ふた）(mm)	②弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ厚さ(mm)	③縦弾性係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）(MPa)	④線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）(mm/mm℃)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの材料	⑤線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ）(mm/mm℃)	⑥線膨張係数（弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ）(mm)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの材料	弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑦ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの内圧による伸び量(mm)	⑧ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの熱による伸び量(mm)	⑨ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞと弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの熱による伸び量(mm)	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力(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’締付トルク値(N・m)	②’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ本数(本)	③’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ外径(mm)	④’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ締付ﾄﾙｸによる全締付荷重(N)	⑤’ｶﾞｽｹｯﾄ反力円の直径(mm)	⑥’ｶﾞｽｹｯﾄの有効幅(mm)	⑦’ｶﾞｽｹｯﾄ係数	⑧’7.4MPa加圧に必要な最小荷重(N)	⑨’不足する荷重(N)	⑩’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ1本あたりに発生する荷重(N)	⑪’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ径面積(mm^2)	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力(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	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄの材料	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ呼び径	a ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ面直径(mm)	b ﾎﾞﾝﾈｯﾄ穴径(mm)	S ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ座面の面積(mm^2)	c ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ本数(本)	⑧’7.4MPa加圧に必要な最小荷重(N)	d ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ締付部の発生応力(MPa)	ﾎﾞ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	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの材料	ﾘﾌﾄ制限板の材料	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^2)	⑧’7.4MPa加圧に必要な最小荷重(N)	d ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞとﾘﾌﾄ制限板の合わせ面の応力(MPa)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの許容応力(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。

別紙４

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，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。

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：ＩＳＬＯＣＡ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℃，[redacted]）

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※3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になることから，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，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

④’＝(1000×①’×②’)／(0.2×③’)

⑧’＝(π×⑤’×7.4／4)×(⑤’＋8×⑥’×⑦’)

⑨’＝④’－⑧’

⑩’＝⑨’／②’

⑫’＝⑩’／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^2）

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

⑦＝（⑫’×(①＋②)）／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℃）

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

⑧＝④×(①＋②)×(288℃-20℃)

①：ボンネットフランジ厚さ（㎜）

②：弁箱フランジ厚さ（㎜）

④：ボンネットボルト線膨張係数（㎜/㎜℃　at 288℃）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（㎜）

※　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

⑨＝⑤×①×(288℃－20℃)＋⑥×②×(288℃－20℃※)

①：ボンネットフランジ厚さ（㎜）

②：弁箱フランジ厚さ（㎜）

⑤：ボンネットフランジ線膨張係数（㎜/㎜℃　at 288℃）

⑥：弁箱フランジ線膨張係数（㎜／㎜℃　at 288℃）

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（㎜）

※　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

伸び量（㎜）＝⑦＋⑧－⑨

⑦：ボンネットボルトの内圧による伸び量（㎜）

⑧：ボンネットボルトの熱による伸び量（㎜）

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（㎜）

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^2）

・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^2）

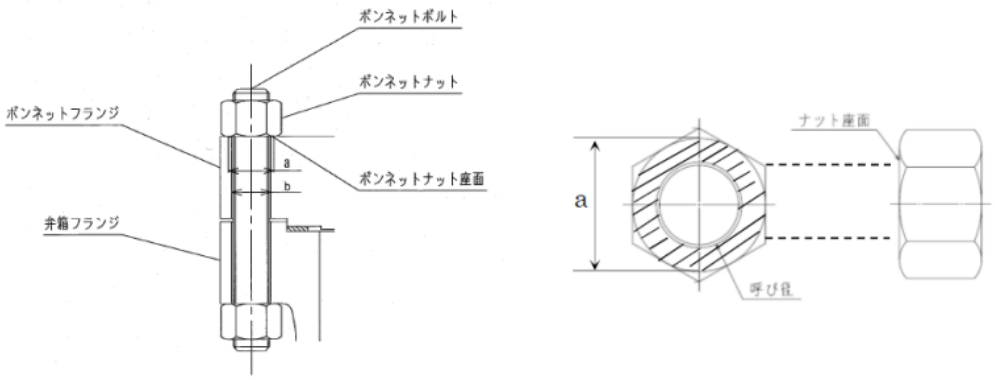
・ボンネットナット座面の面圧

$d=⑧'/(S\times c)$

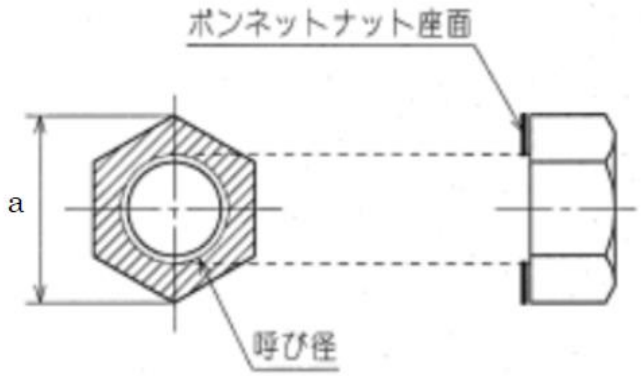
c：ボンネットボルト本数（本）

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^2）



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）

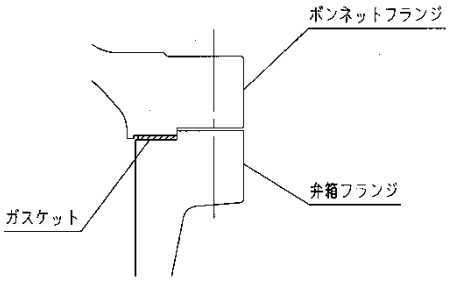
Ｓ：メタルタッチ部面積（mm^2）

・ボンネットフランジと弁箱フランジの合わせ面の面圧

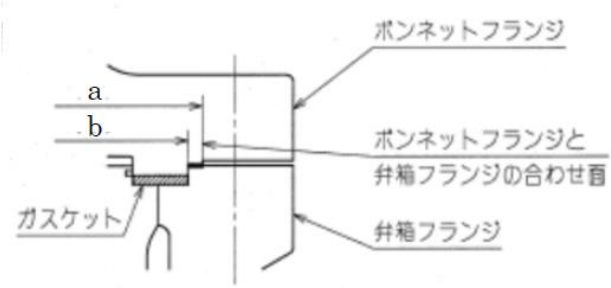
$d=⑧'/S$

ｄ：メタルタッチ部応力（MPa）

Ｓ：メタルタッチ部面積（mm^2）



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，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ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（ふた）(mm)	②弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ厚さ(mm)	③縦弾性係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）(MPa)	④線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）(mm/mm℃)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの材料	⑤線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ）(mm/mm℃)	⑥線膨張係数（弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ）(mm/mm℃)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの材料	弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑦ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの内圧による伸び量(mm)	⑧ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの熱による伸び量(mm)	⑨ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞと弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの熱による伸び量(mm)	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力(MPa)	⑨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ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ厚さ（ふた）(mm)	②弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ厚さ(mm)	③縦弾性係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）(MPa)	④線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ）(mm/mm℃)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの材料	⑤線膨張係数（ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ）(mm/mm℃)	⑥線膨張係数（弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ）(mm/mm℃)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞの材料	弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの材料	⑦ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの内圧による伸び量(mm)	⑧ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの熱による伸び量(mm)	⑨ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞと弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの熱による伸び量(mm)	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力(MPa)	⑨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（ボンネットボルトの発生応力）

【プロセス弁】

弁番号	①’ 締付トルク値 (N・m)	②’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ本数 (本)	③’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ外径 (mm)	④’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ締付ﾄﾙｸによる全締付荷重 (N)	⑤’ｶﾞｽｹｯﾄ反力円の直径 (mm)	⑥’ｶﾞｽｹｯﾄの有効幅 (mm)	⑦’ｶﾞｽｹｯﾄ係数	⑧’7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨’不足する荷重 (N)	⑩’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ１本あたりに発生する荷重 (N)	⑪’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ径面積 (mm^2)	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力 (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’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ本数 (本)	③’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ外径 (mm)	④’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ締付ﾄﾙｸによる全締付荷重 (N)	⑤’ｶﾞｽｹｯﾄ反力円の直径 (mm)	⑥’ｶﾞｽｹｯﾄの有効幅 (mm)	⑦’ｶﾞｽｹｯﾄ係数	⑧’7.4MPa 加圧に必要な最小荷重 (N)	⑨’不足する荷重 (N)	⑩’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ１本あたりに発生する荷重 (N)	⑪’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄ径面積 (mm^2)	⑫’ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾎﾞﾙﾄの発生応力 (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	ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾅｯﾄの 材料	ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾅｯﾄ 呼び径	a ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾅｯﾄ面外径 (mm)	b ﾎﾞﾝﾈｯﾄ 穴径 (mm)	S ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾅｯﾄ面の面積 (mm^2)	c ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾎﾞﾙﾄ本数 (本)	⑧’7.4MPa 加圧に必要 な最小荷重 (N)	d ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ 締付部の 発生応力 (MPa)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ 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	ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾅｯﾄの 材料	ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾅｯﾄ 呼び径	a ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾅｯﾄ面外径 (mm)	b ﾎﾞﾝﾈｯﾄ 穴径 (mm)	S ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾅｯﾄ面積 (mm^2)	c ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾎﾞﾙﾄ本数 (本)	⑧’7.4MPa 加圧に必要 な最小荷重 (N)	d ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ 締付部の 発生応力 (MPa)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾅｯﾄ 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	ﾎﾞﾝﾈｯﾄ ﾌﾗﾝｼﾞの材料	弁箱 ﾌﾗﾝｼﾞの材料	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^2)	⑧'7.4MPa 加圧に 必要な最小荷重 (N)	d ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞと 弁箱ﾌﾗﾝｼﾞの 合わせ面の応力 (MPa)	ﾎﾞﾝﾈｯﾄﾌﾗﾝｼﾞ の許容応力 (MPa)	弁箱ﾌﾗﾝｼﾞ 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。

別紙５

計器からの漏えいの可能性について

計器について，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．圧力計，差圧計

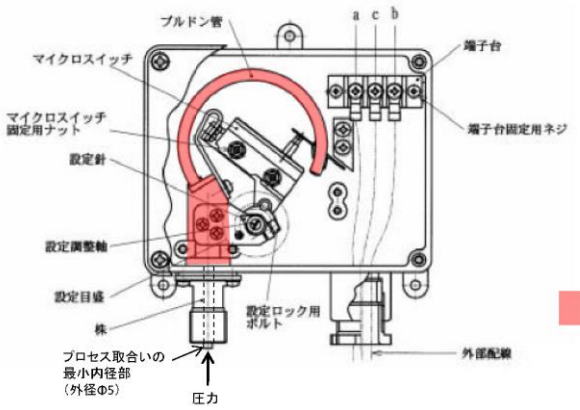
別表５－１に示す圧力計及び差圧計が，ＩＳＬＯＣＡ時に過圧される範囲に設置されており，そのうち PS222-4A-1 及び PS222-4A-2 については，計器耐圧値がＩＳＬＯＣＡ時の圧力（7.4MPa［gage］）よりも低いため，漏えいするとした。別図５－１に示すように計器内部のブルドン管やその接続部で漏えいすることが想定されるため，漏えい面積は株部のプロセス取合い（外径：5mm）の断面積とした。

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	$\pi \times 5^2 / 4$ $= 19.63\text{mm}^2$
PS222-4A-2	4.4MPa	漏えい	プロセス取合のΦ5導圧口	$\pi \times 5^2 / 4$ $= 19.63\text{mm}^2$
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ェ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，同期振動発生の回避又は抑制評価，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。

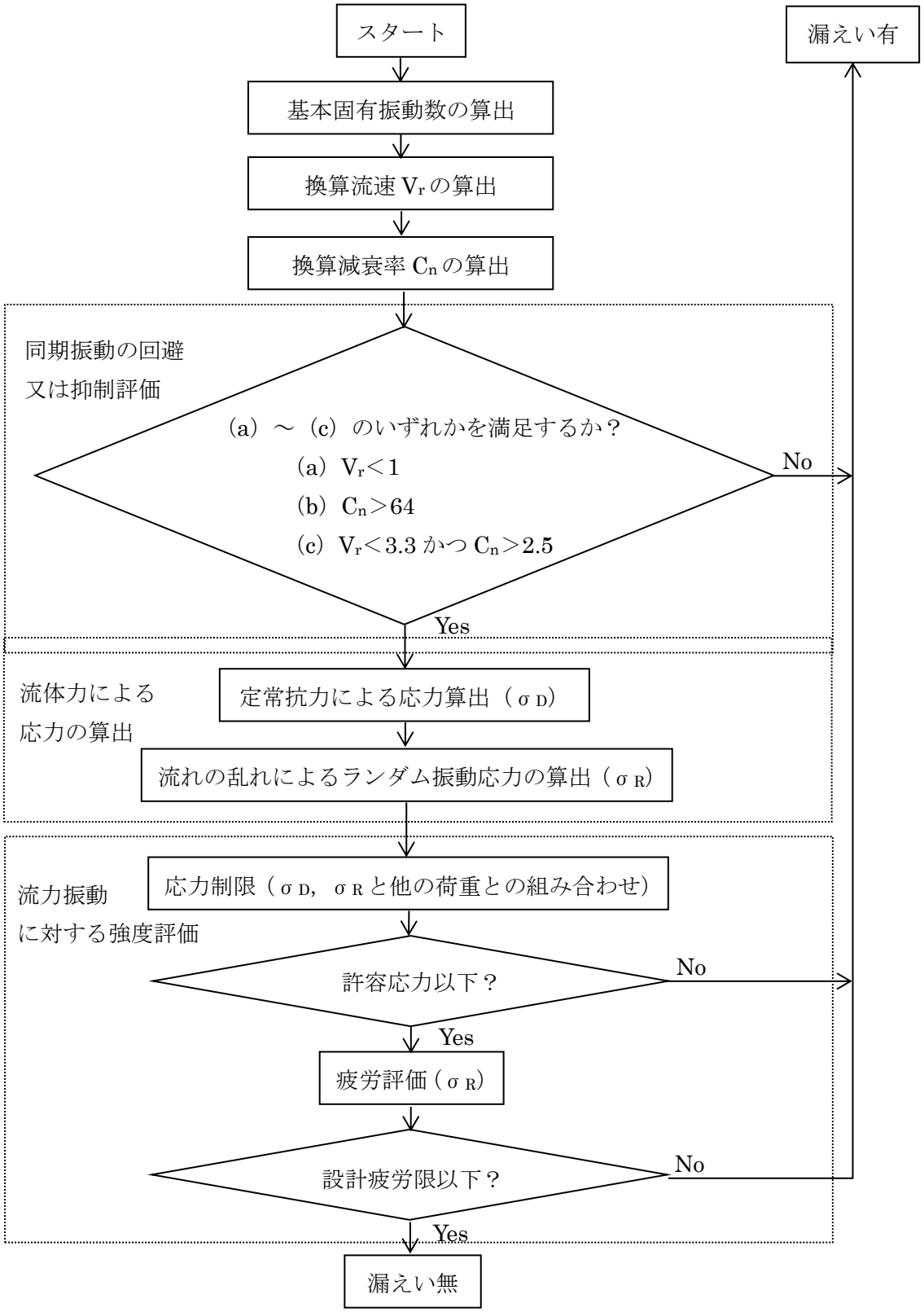
別表５－２　温度計評価条件

圧力	温度	流量	流体密度	動粘度
7.4MPa	288℃	200m^3/h	736kg/m^3	1.25×$10^{-7}$$m^2$/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）

<table>
<tr><th>項目</th><th>評価式</th></tr>
<tr><td>1．各種パラメータの算定</td><td>

・基本固有振動数 f_0

$$f_0 = \frac{\lambda_0^2}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}} \quad \cdots\cdots (3.1)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_o^4 - d_i^4) \quad \cdots\cdots (3.2)$$

$$\lambda_0 = 1.875$$

$$m = \frac{\pi}{4} \cdot \{\rho_s \cdot (d_o^2 - d_i^2) + \rho \cdot d_o^2\} \quad \cdots\cdots (3.3)$$

・換算流速 V_r

$$V_r = \frac{V}{f_0 \cdot d_o} \quad \cdots\cdots (3.4)$$

流速 V 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 $\overline{V}$ を用いる。

$$\overline{V} = \frac{2 \cdot \left\{ \frac{n}{n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+1} - \frac{n}{2 \cdot n+1} \left(\frac{L_e}{D/2} \right)^{\frac{1}{n}+2} \right\}}{1 - \left\{ 1 - \left(\frac{L_e}{D/2} \right) \right\}^2} \cdot \frac{(n+1)(2 \cdot n+1)}{2 \cdot n^2} \cdot V_m \quad \cdots\cdots (3.5)$$

また，流速 V 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 $\overline{V}$ 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。

<table>
<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>x/D≦3</td></tr>
<tr><td>1.25</td><td>3＜x/D≦5</td></tr>
</table>

・換算減衰率 C_n

$$C_n = \frac{2 \cdot m \cdot \delta}{\rho \cdot d_o^2} \quad \cdots\cdots (3.6)$$

$$\delta = 2 \cdot \pi \cdot \xi \quad \cdots\cdots (3.7)$$

ξ ＝0.002（ねじ接合），0.0005（溶接接合）

</td></tr>
</table>

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	・定常抗力による応力 σ_D $\sigma_D = \dfrac{F_D \cdot L_e \cdot (2 \cdot L - L_e)}{2 \cdot Z}$ …… (3.8) $F_D = \dfrac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o \cdot C_D$ …… (3.9) $C_D = 1.2$ $Z = \dfrac{\pi}{32} \cdot \dfrac{(d_o^4 - d_i^4)}{d_o}$ …… (3.10) ・ランダム振動応力振幅 σ_R $\sigma_R = \dfrac{E \cdot I}{Z} \cdot y_R(L) \cdot \dfrac{\lambda_0^2}{L^2}$ …… (3.11) $y_R(L) = 2 \cdot C_0 \cdot \sqrt{\dfrac{\beta_0^2 \cdot G(f_0)}{64 \cdot \pi^3 \cdot m^2 \cdot f_0^3 \cdot (\xi + \xi_f)}}$ … (3.12) $C_0 = 3.0$ $\xi_f = 0$ $\beta_0 = \eta_0 / \lambda_0$ …… (3.13) $\eta_0 = -\{\sinh(\kappa_0) - \sin(\kappa_0)\} + \tau_0 \cdot \{\cosh(\kappa_0) + \cos(\kappa_0)\}$ …… (3.14) $\kappa_0 = \lambda_0 \cdot \left(1 - \dfrac{L_e}{L}\right)$ …… (3.15) $\tau_0 = 0.734$ $G(f_0) = \left(C' \cdot \dfrac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot d_o\right)^2 \cdot \Phi(\bar{f}_0) \cdot \dfrac{d_o}{V}$ …… (3.16) $C' = 0.13$ $\Phi(\bar{f}_0) = \dfrac{4}{1 + 4 \cdot \pi^2 \cdot \bar{f}_0^2}$ …… (3.17) $\bar{f}_0 = \dfrac{f_0 \cdot d_o}{V}$ …… (3.18) ・外圧により円柱状構造物に発生する応力 σ_G 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。 $\sigma_G = \dfrac{2 \cdot P \cdot d_o^2}{d_o^2 - d_i^2}$ …… (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・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）
$\overline{V}$	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）
β_0	基本振動モードの刺激係数（－）
δ	空気中における構造物の対数減衰率（－）
ξ	空気中における構造物の臨界減衰比（－）
ξ_f	流体減衰（－）
ρ	流体の密度（kg/m^3）
ρ_S	構造物の密度（kg/m^3）
σ_D	定常抗力による応力（MPa）
σ_F	設計疲労限（MPa）
σ_R	ランダム振動応力振幅（MPa）
σ_G	外圧により構造物に発生する応力（MPa）
Φ	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

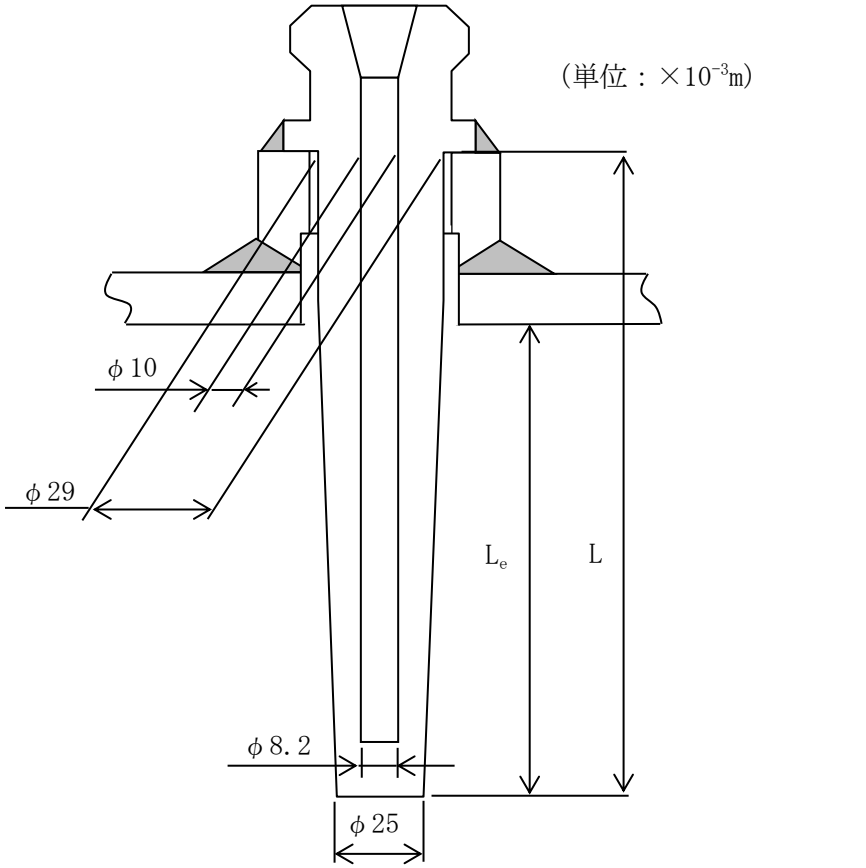
流力振動評価指針に従い評価を実施する場合に使用する判定基準を別表５－４に示す。

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	下記のいずれかを満足すること。 (a) V_r＜1 (b) C_n＞64 (c) V_r＜3.3 かつ C_n＞2.5
2.流力振動に対する強度評価	・応力制限 組合せ応力は，発電用原子力設備規格（設計・建設規格　ＪＳＭＥＳ　ＮＣ１－2005）（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。 （クラス 1）……$B_1 \cdot \sigma_G + B_2 \cdot (\sigma_D + \sigma_R) \leqq \min(1.5 \cdot S_m,\ 1.5 \cdot S)$ B_1＝1.0（ねじ接合），0.75（溶接接合） B_2＝4.0（ねじ接合），1.5（溶接接合） ・疲労評価 応力集中係数 K を考慮した応力振幅が以下の条件を満足すること。 $K \cdot \sigma_R \leqq \sigma_F$ K＝4.0（ねじ接合），4.2（溶接接合）

（５）構造図の形状

構造物の形状を別図５－３に示す。



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，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)	ρ (kg/m^3)	クラス	P (MPa)	最高使用温度 (℃)	タイプ	材料	d_o ($\times10^{-3}$m)	d_i ($\times10^{-3}$m)	L ($\times10^{-3}$m)	L_e ($\times10^{-3}$m)	ρ_s ($\times10^3$kg/m^3)	I ($\times10^{-8}$m^4)	m (kg/m)	E*1 ($\times10^{11}$Pa)	f_0 (Hz)
温度計ウェル	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						応力制限									疲労評価			総合評価
		V_r	C_n	(a) $V_r<1$	(b) $C_n>64$	(c) $V_r<3.3$ $C_n>2.5$	評価	F_D (N/m)	Z ($\times10^{-6}$m^3)	σ_D (MPa)	y_R(L) ($\times10^{-6}$m)	σ_R (MPa)	σ_G (MPa)	組合せ応力 (MPa)	min (1.5・S_m, 1.5・S)*2 (MPa)	評価	応力振幅 (MPa)	σ_F*3 (MPa)	評価	
温度計ウェル	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℃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℃の値

　　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℃の値

＊3：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℃の縦弾性係数で補正した値

別紙６

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，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。

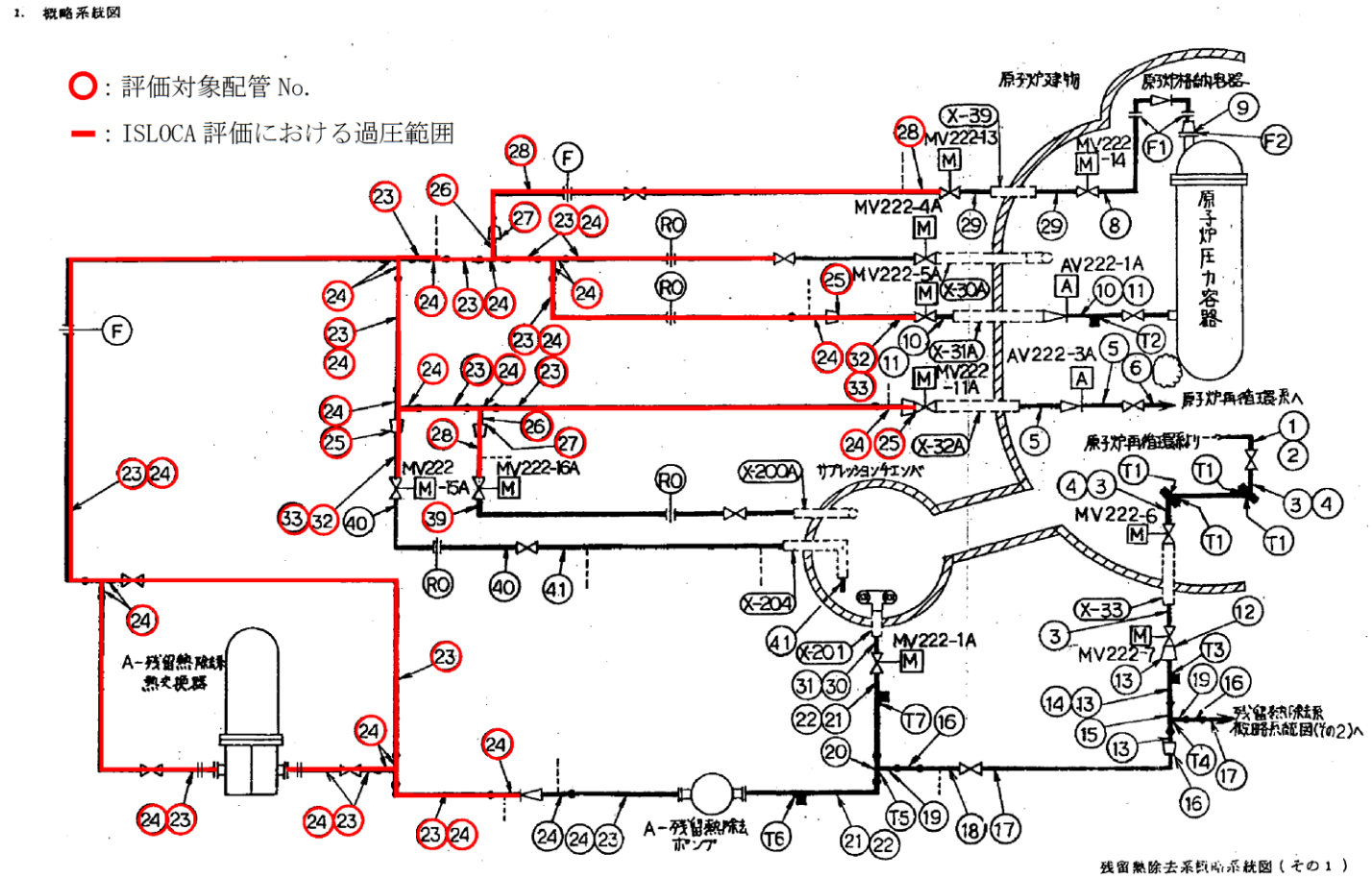
$$t = \frac{PD_0}{2Su\eta + 0.8P} \qquad (\text{PPC} - 1.3\ \text{準用})$$

t：管の計算上必要な厚さ（mm）
P：ＩＳＬＯＣＡ発生時の圧力（＝7.4MPa）
D_0：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。



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_0〕 (mm)	公称厚さ (mm)	材料	評価圧力 (MPa)	評価温度 (℃)	η	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	RHRHx 分解フランジ	RHRHx 管側ドレン 分解フランジ	S-8A
フランジ口径		350A	350A	100A	25A	350A	350A	20A	200A
評価温度(℃)		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									
ボルト仕様	ボルト材質								
	ボルトサイズ	30	30	22	16	30	30	16	24
	本数	16	16	8	4	16	16	4	12
	E(MPa)	186960	186960	186960	186960	186960	186960	186960	186960
内圧(MPa)		7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
フランジに作用する自重曲げモーメント注1 M(N･mm)		5.32E+05	1.86E+06	1.10E+05	1.75E+04	4.84E+06	1.57E+06	2.19E+03	1.96E+05
フランジに作用する熱伸び曲げモーメント注1 M(N･mm)		2.98E+07	1.98E+07	4.46E+04	4.34E+05	5.56E+07	5.81E+07	2.26E+05	9.29E+06
曲げモーメントによる等価圧力Peq 注2 (MPa)		2.81	2.01	0.37	13.44	5.61	5.54	25.97	3.69
内圧P+等価圧力Peq(MPa)		10.21	9.41	7.77	20.84	13.01	12.94	33.37	11.09
G(mm)		380.1	380.1	128.5	55.5	380.1	380.1	35.5	235.7
有効断面積(mm2)A=π／4G^2		1.13E+05	1.13E+05	1.30E+04	2.42E+03	1.13E+05	1.13E+05	9.90E+02	4.36E+04
発生荷重F(N)=(P+Peq) *A		1.16E+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本あたりの荷重F/n(N)		7.24E+04	6.67E+04	1.26E+04	1.26E+04	9.22E+04	9.17E+04	8.26E+03	4.03E+04
ボルト断面積A2(mm2)		562.00	562.00	292.25	150.44	562.00	562.00	150.44	338.23
ボルト1本あたりの応力(MPa)		128.81	118.67	43.10	83.77	164.09	163.22	54.90	119.25
ボルトひずみ ε		6.89E-04	6.35E-04	2.31E-04	4.48E-04	8.78E-04	8.73E-04	2.94E-04	6.38E-04
ボルト長さL1(mm)		130.0	127.0	110.0	47.5	126.0	111.5	43.5	116.0
荷重によるボルト伸び量⊿L1(mm)		0.09	0.08	0.03	0.02	0.11	0.10	0.01	0.07
初期締付荷重(N)		89281	89281	50580	21943	97241	89281	12885	58513
初期締付による応力(MPa)		158.9	158.9	173.1	145.9	173.0	158.9	85.6	173.0
ボルトひずみ ε0		8.50E-04	8.50E-04	9.26E-04	7.80E-04	9.25E-04	8.50E-04	4.58E-04	9.25E-04
初期締付によるボルト伸び量⊿L0(mm)		0.11	0.11	0.10	0.04	0.12	0.09	0.02	0.11
ボルト熱膨張係数α1(mm/mm℃)		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α2(mm/mm℃)		1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05	1.29E-05
オリフィス熱膨張係数α3(mm/mm℃)		1.70E-05	1.70E-05	1.71E-05	－	1.70E-05	－	－	1.70E-05
ガスケット内外輪熱膨張係数α4(mm/mm℃)		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L2(mm)		130.0	127.0	110.0	47.5	126.0	111.5	43.5	116.0
フランジ熱伸び対象長さL3(mm)		108.0	108.0	100.0	44.0	114.0	108.0	40.0	84.0
オリフィス熱伸び対象長さL4(mm)		15.0	12.0	3.0	－	5.0	－	－	25.0
ガスケット内外輪熱伸び対象長さL5(mm)		6.0	6.0	6.0	3.00	6.0	3.00	3.00	6.0
ボルト熱伸び量⊿L2=α1･L2･⊿T(mm)		0.45	0.44	0.38	0.16	0.44	0.39	0.15	0.40
フランジ熱伸び量⊿L3=α2･L3･⊿T(mm)		0.37	0.37	0.35	0.15	0.39	0.37	0.14	0.29
オリフィス熱伸び量⊿L4=α3･L4･⊿T(mm)		0.07	0.05	0.01	－	0.02	－	－	0.11
ガスケット内外輪熱伸び量⊿L5=α4･L5･⊿T(mm)		0.03	0.03	0.03	0.01	0.03	0.01	0.01	0.03
伸び量⊿L1-⊿L0+⊿L2-⊿L3-⊿L4-⊿L5(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(mm)									
ガスケットの合計圧縮量(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Peq=16M/(πG3) 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，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。

別紙７

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℃）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⊿W

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

G：ガスケット反力円の直径（＝D_0－2b＝2,000mm）

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

D_0：ガスケット接触面の外径（＝2,017.5mm）

D_i：ガスケット接触面の内径（＝1,965mm）

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（＝7.9MPa）

・内圧による伸び量⊿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）（＝415.4mm）

N_b：ボルト本数（＝76）

A：ボルト有効径における断面積（＝π／4×34.051^2＝911mm^2）

E：ボルトのヤング率（＝187,000N／mm^2 at288℃[SNB23-1]）

ｂ．熱による伸び量

・ボルトの熱による伸び量⊿L2

$$\Delta L2 = \alpha_1 \times H_b \times (288℃ - 20℃)$$

α_1：ボルトの熱膨張係数（＝13.04×10^{-6}mm／mm℃ at288℃[SNB23-1]）

N_b：ボルト長さ（＝415.4mm）

・管板及びフランジの熱による伸び量⊿L3

$$\Delta L3 = \alpha_2 \times (h1 + h2) \times (288℃ - 20℃)$$

α_2：管板及び水室フランジの熱膨張係数（＝12.91×10^{-6}mm／mm℃ at288℃ [SFVC2B]）

h1：水室フランジ厚さ（＝170mm）

h2：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 14.88cm^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 (℃)	伸び量			内径 (mm)	全部材伸び量 (mm)	破断面積 (cm^2)
			＋ ⊿L1	＋ ⊿L2	－ ⊿L3			
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

別紙８

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

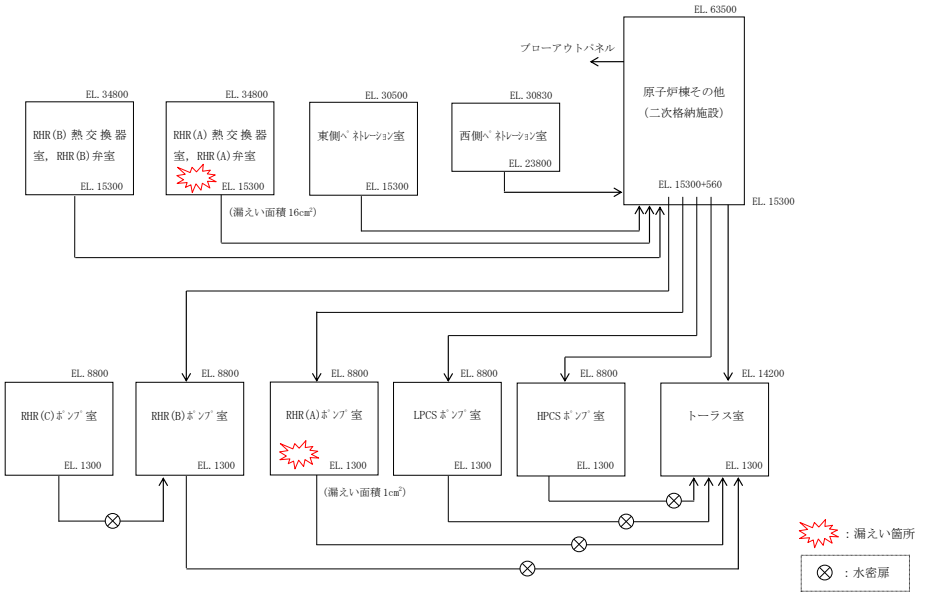
1.1　評価条件

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

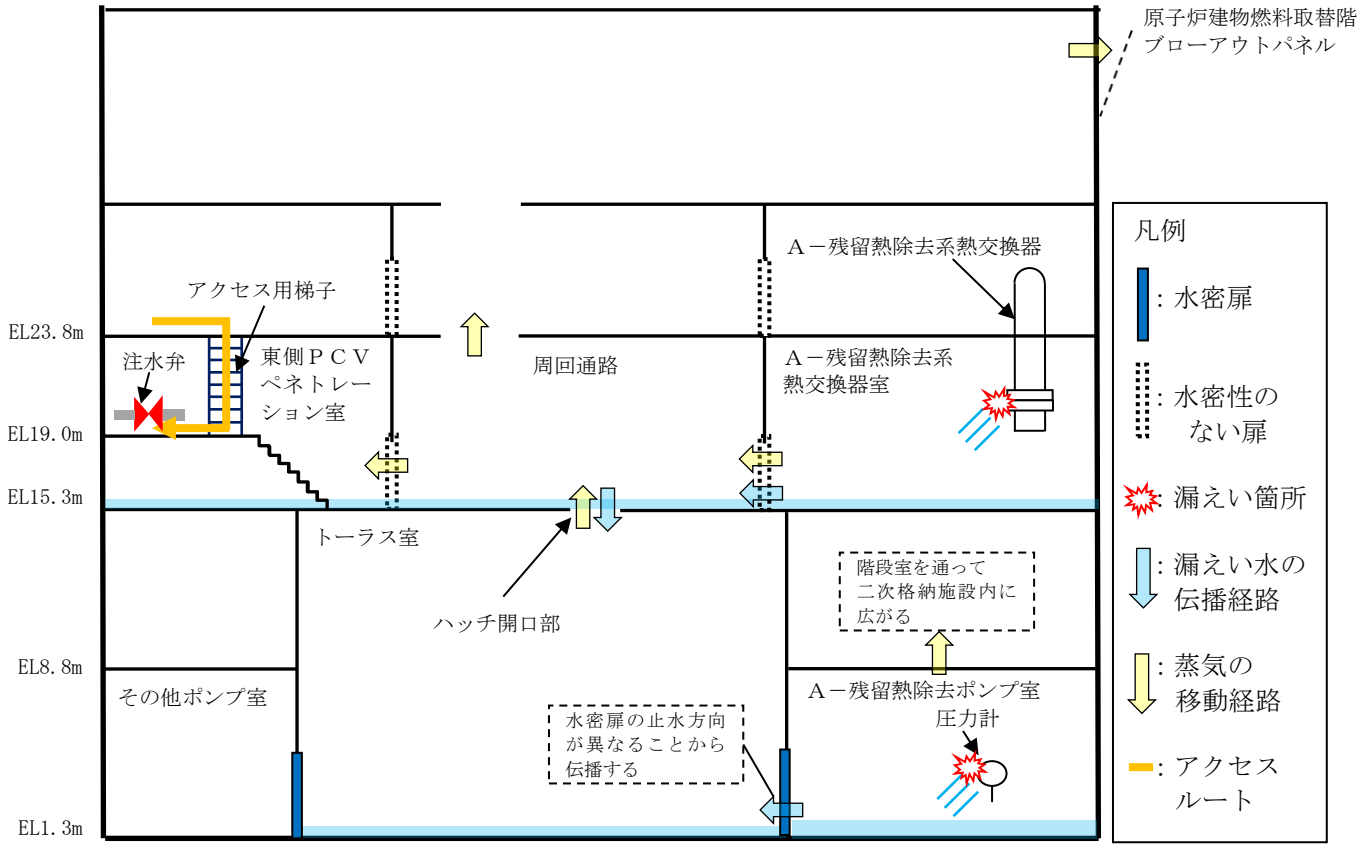
項目	解析条件	条件設定の考え方
外部電源	外部電源なし	外部電源なしの場合は復水・給水系による給水がなく，原子炉水位の低下が早くなることから設定
漏えい箇所及び漏えい面積	Ａ－残留熱除去ポンプ室：１cm^2 Ａ－残留熱除去系熱交換器室：16cm^2	圧力応答評価に基づき評価された漏えい面積に余裕をとった値
事故シナリオ	原子炉水位低（レベル３）で自動スクラム	保有水量の低下を保守的に評価する条件を設定
	原子炉水位低（レベル２）で原子炉隔離時冷却系，原子炉水位低（レベル１H）で高圧炉心スプレイ系が自動起動	インターロック設定値
	事象発生から 30 分後に逃がし安全弁（自動減圧機能付き）６個を手動開放	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	サプレッション・プール水	－
サプレッション・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

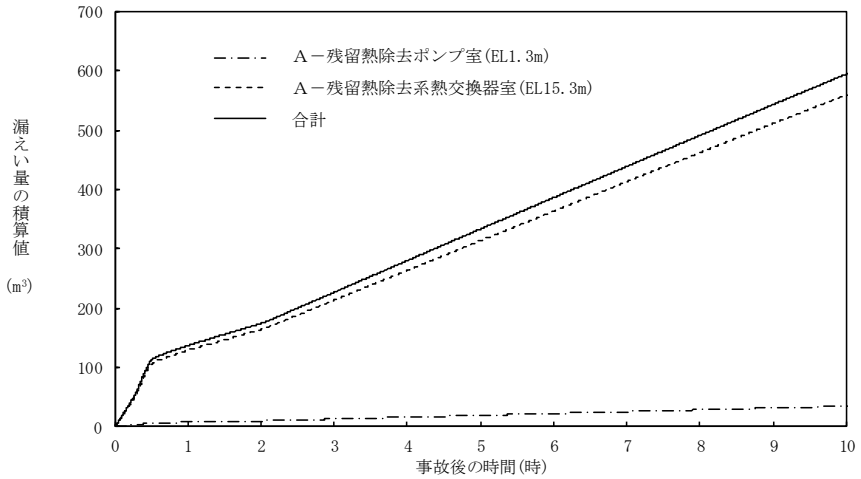
解析結果に基づく，ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要を別図 8-2 に，各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移を別図 8-3 に，原子炉建物内の雰囲気温度，湿度及び圧力の推移を別図 8-4 から別図 8-6 に示す。



別図 8-2　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

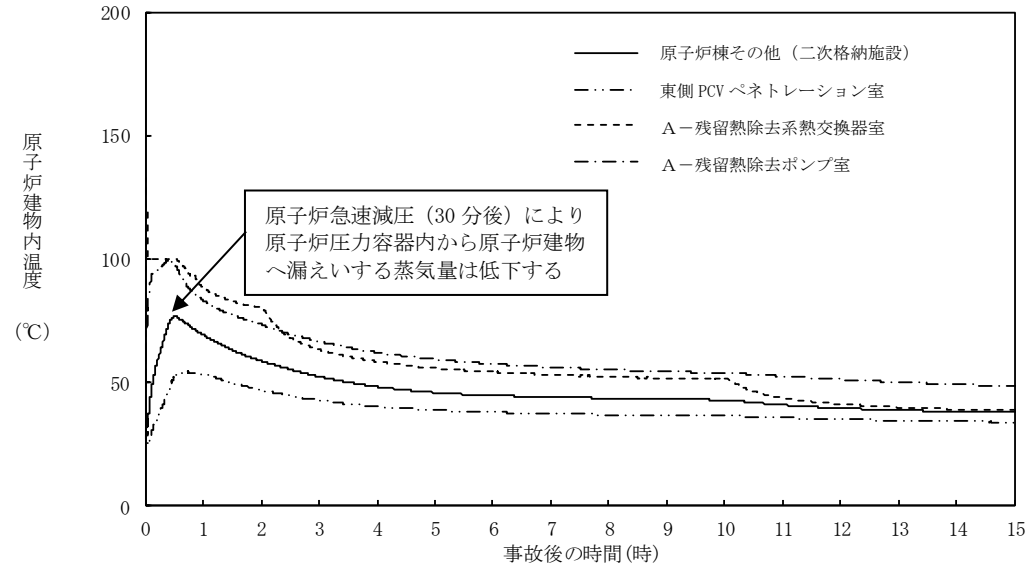
別図 8-3 に示すとおり，現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 10 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 600m^3 である。



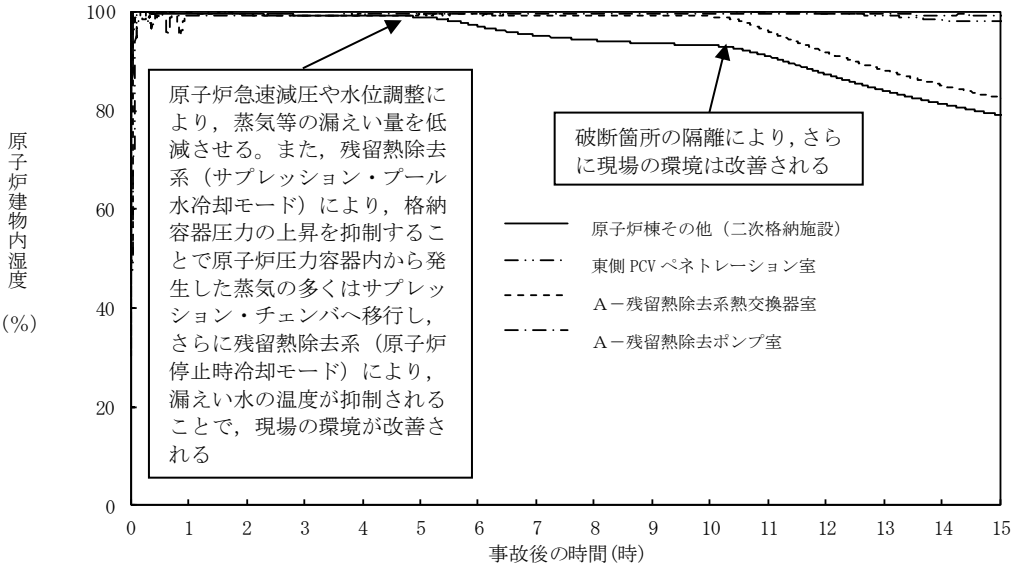
別図 8-3　各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

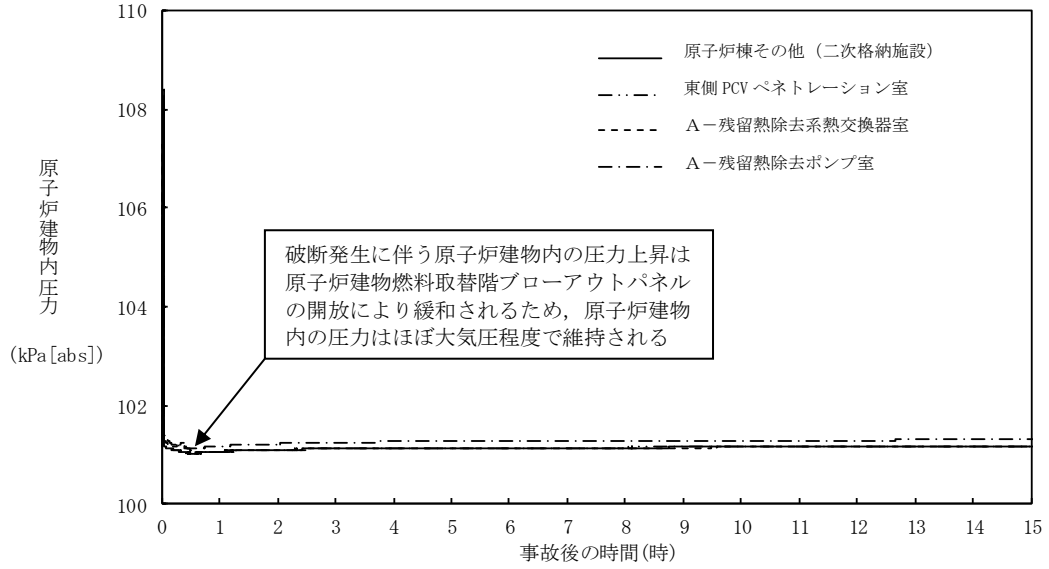
別図 8-4 から別図 8-6 に示すとおり，アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設)」及び操作場所である「東側ＰＣＶペネトレーション室」における雰囲気温度の最大値は約 78℃となるが，原子炉減圧操作後は漏えい箇所からの高温水及び蒸気の流出量が減少するため，雰囲気温度は低下傾向となり，建物内環境が静定する事象発生９時間後から 10 時間後までの雰囲気温度の最大値は約 44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの，破断箇所隔離操作を実施することで約 10 時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの，原子炉建物燃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

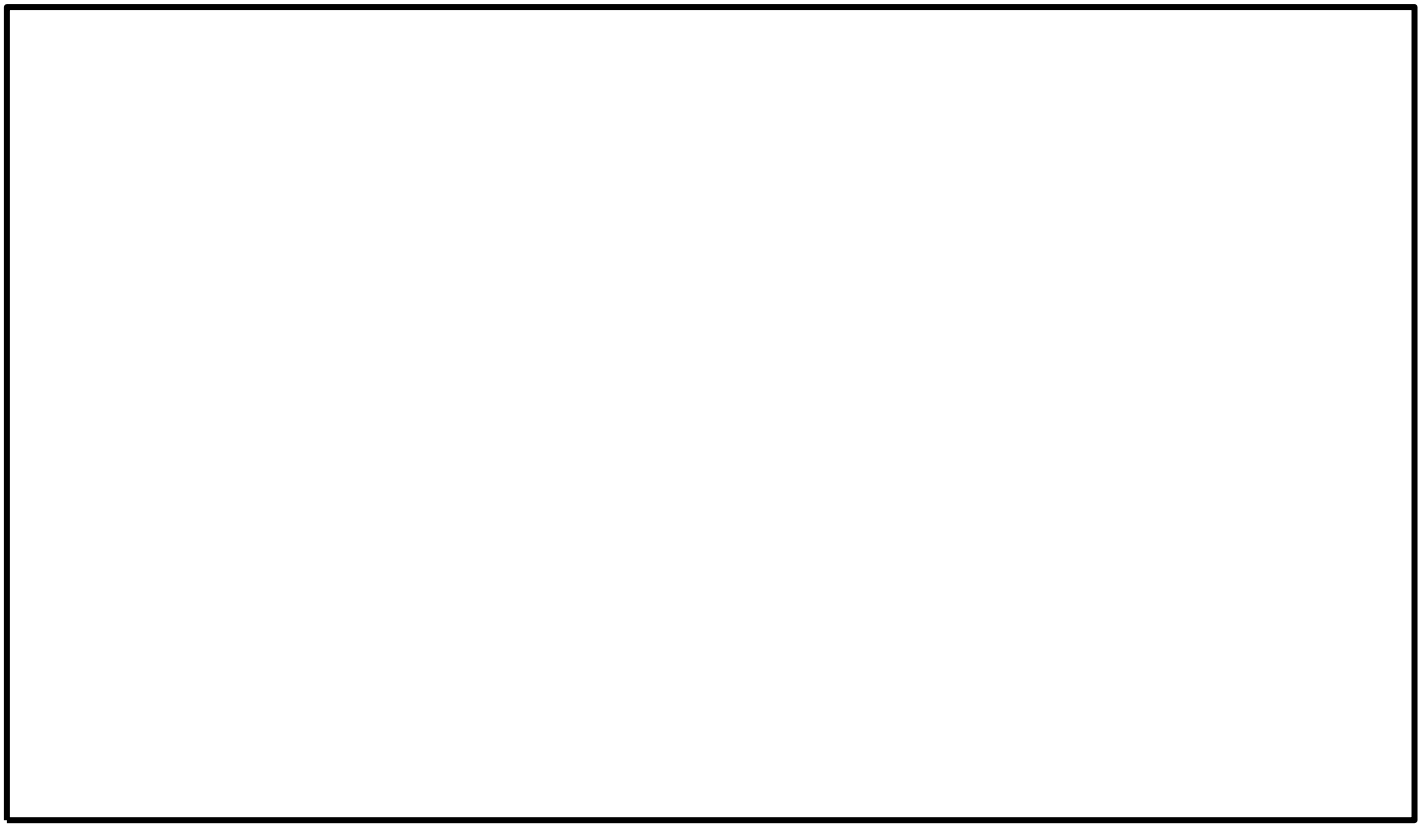
逃がし安全弁は，区画として分離されている原子炉格納容器内に設置されてお

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ＩＳＬＯＣＡ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。



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[m³]	
	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 [m³]※1	滞留面積 [m²]	床勾配 [m]	①溢水水位 FL+[m]※2	機器番号	ISLOCA 時に必要となる系統の溢水防護対象設備※3	②機能喪失高さ FL+[m]※2	影響評価	備考
原子炉建物	15.3	R-1F-03N R-1F-22N	R-1F-05N R-1F-04N	560	808	0.075	0.17※4	2-RIR-1-8D	D-原子炉圧力容器計器ﾗｯｸ	0.59	①＜②	
		R-1F-07-1N	R-1F-05N R-1F-04N R-1F-03N R-1F-22N	560	860	0.075	0.17※4	MV227-3	逃がし弁 N_2 供給弁	0.55	①＜②	
		R-1F-10N	R-1F-05N R-1F-04N R-1F-03N R-1F-22N	560	827	0.075	0.17※4	MV222-15B	B-RHR ﾃｽﾄ弁	1.99	①＜②	
	1.3	R-B2F-31N	R-1F-05N R-1F-04N R-1F-03N R-1F-22N R-B2F-02N	595	1041	0.025	0.60	MV224-9	HPCS ﾎﾟﾝﾌﾟ 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　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流入はない。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。

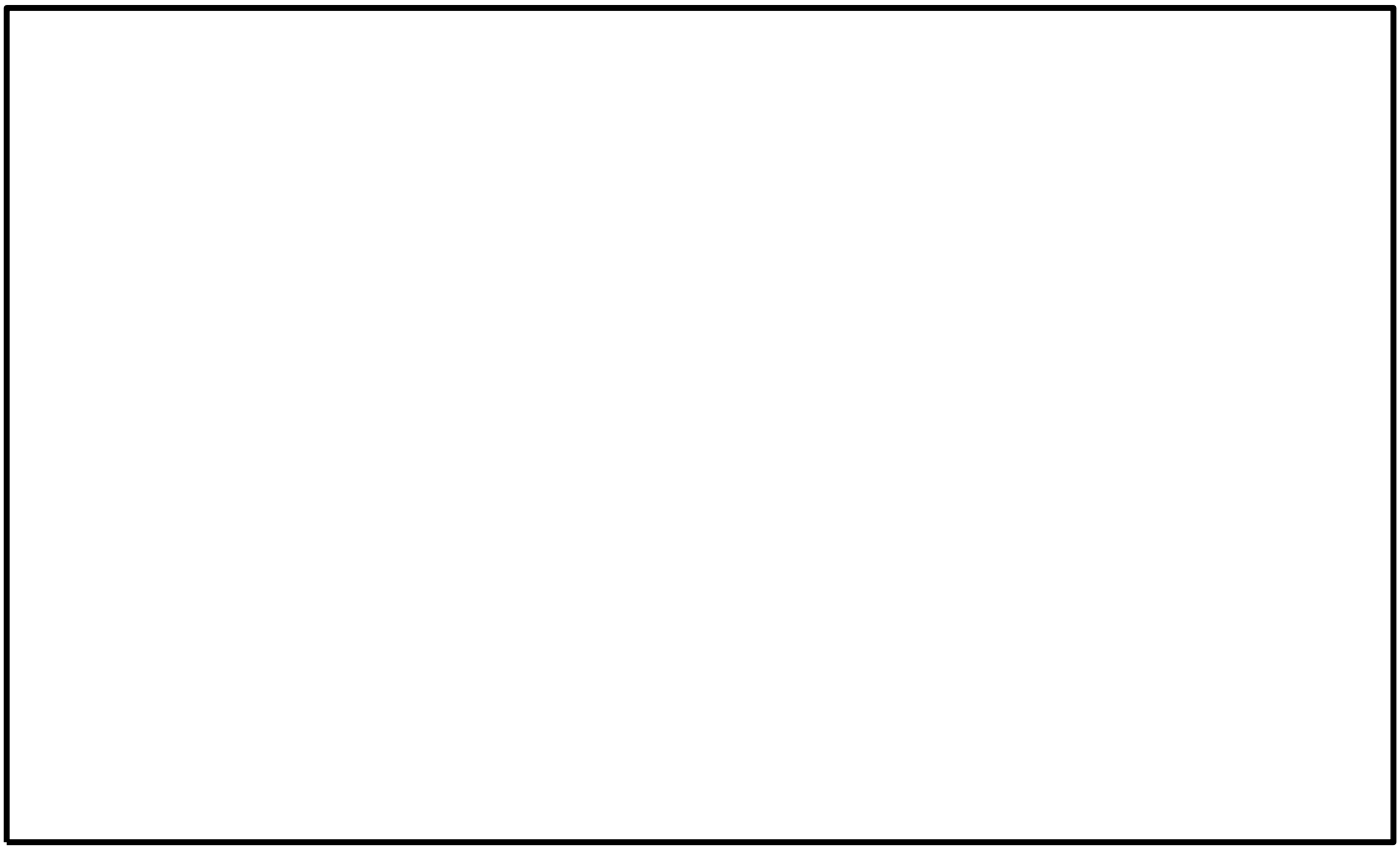
（２）ＩＳＬＯＣＡ時に必要となる系統（原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，残留熱除去系及び逃がし安全弁）への影響

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，ＩＳＬＯＣＡ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）

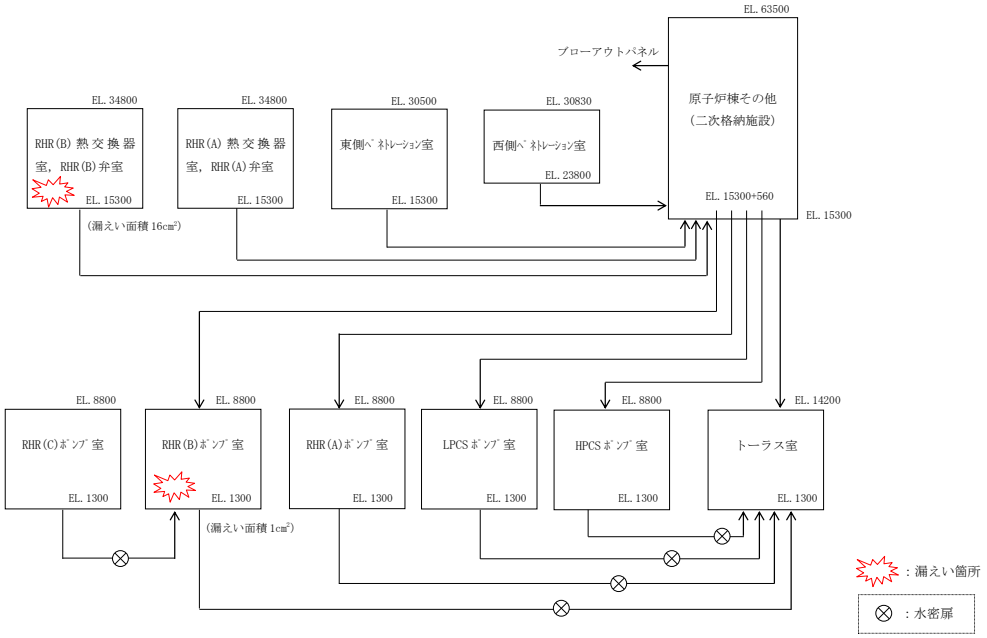
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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：１cm^2，Ｂ－残留熱除去系熱交換器室：16cm^2）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。



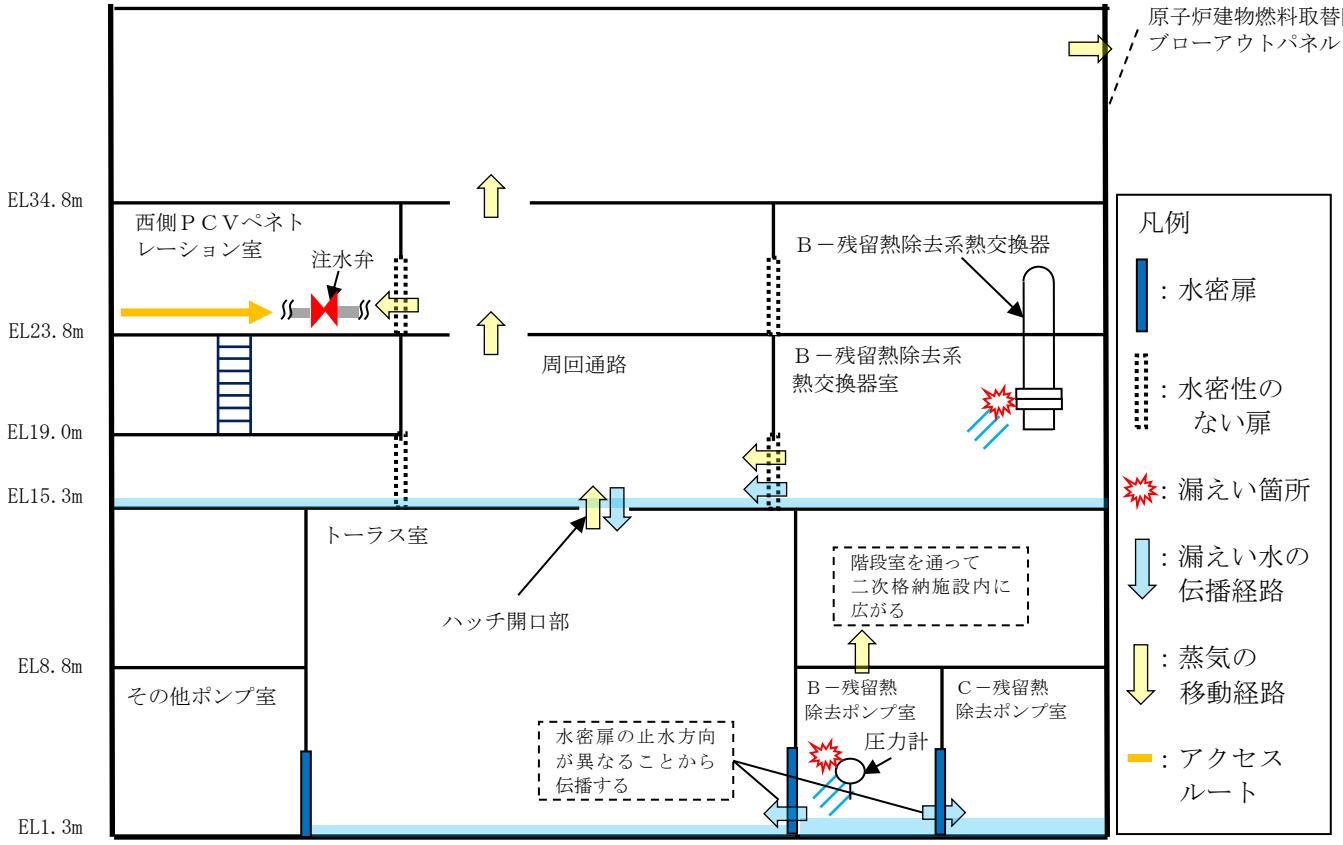
別図 8-9　原子炉建物ノード分割モデル

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

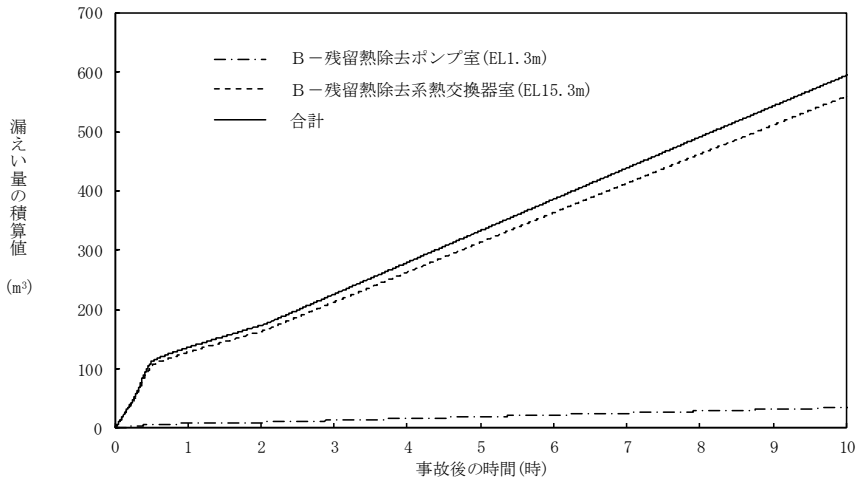
事象進展は，「2.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」に示す，Ａ－残留熱除去系にてＩＳＬＯＣＡが発生した場合と同様である。



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

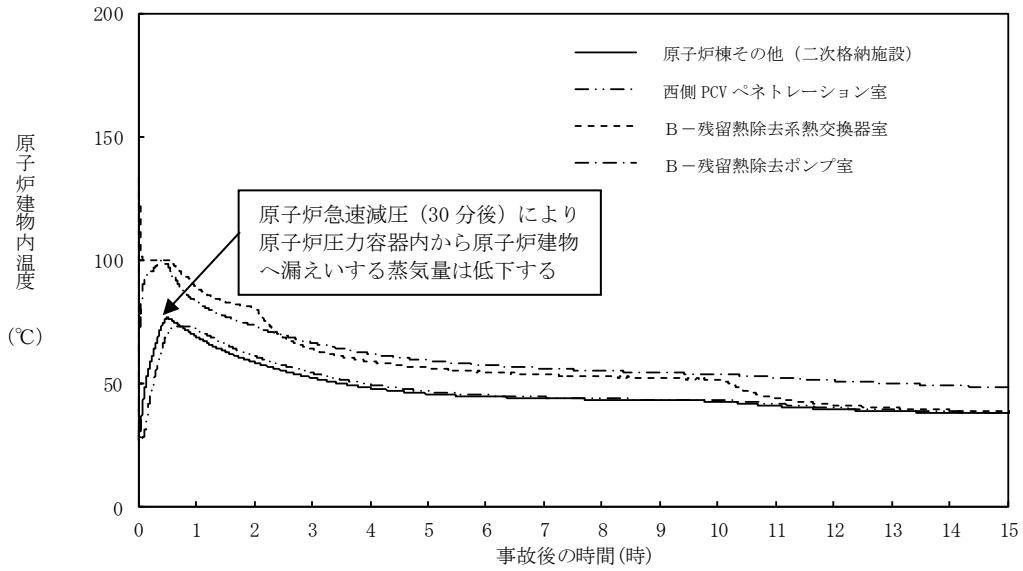
別図 8-11 に示すとおり，現場隔離操作の完了時間として設定している事象発生 10 時間までの原子炉冷却材の漏えい量は約 600m^3 である。



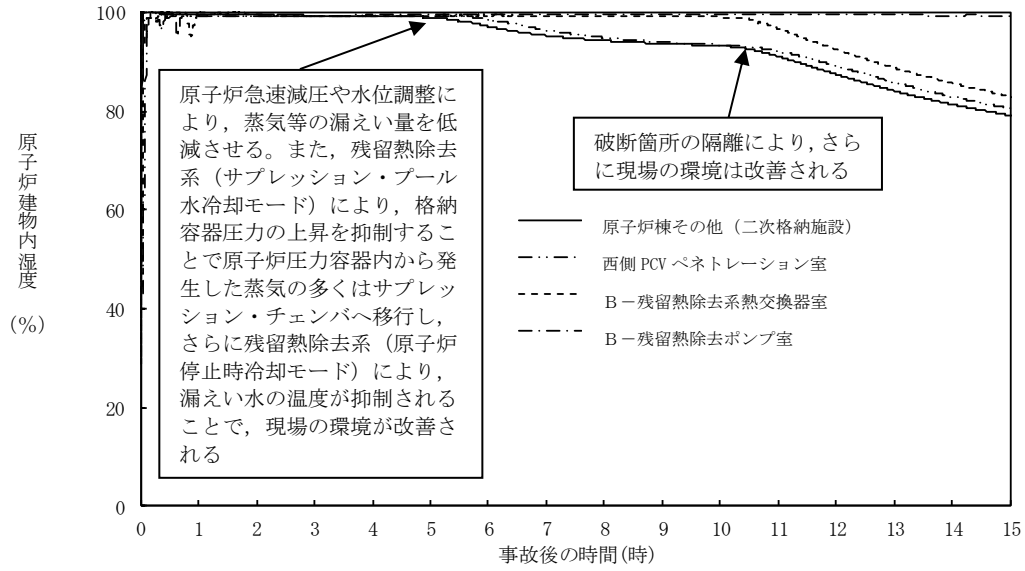
別図 8-11　各漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

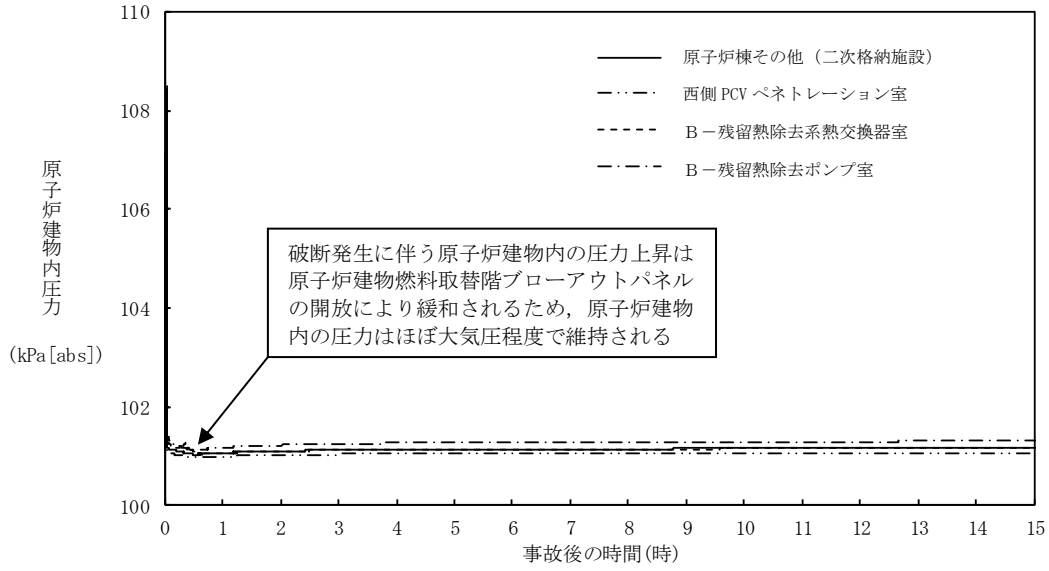
別図 8-12 から別図 8-14 に示すとおり，アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設)」及び操作場所である「西側ＰＣＶペネトレーション室」における雰囲気温度の最大値は約 77℃となるが，原子炉減圧操作後は漏えい箇所からの高温水及び蒸気の流出量が減少するため，雰囲気温度は低下傾向となり，建物内環境が静定する事象発生９時間後から 10 時間後までの雰囲気温度の最大値は約 44℃である。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため高い値で維持されるものの，破断箇所隔離操作を実施することで約 10 時間以降低下する傾向にある。圧力については漏えい発生直後に上昇するものの，原子炉建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

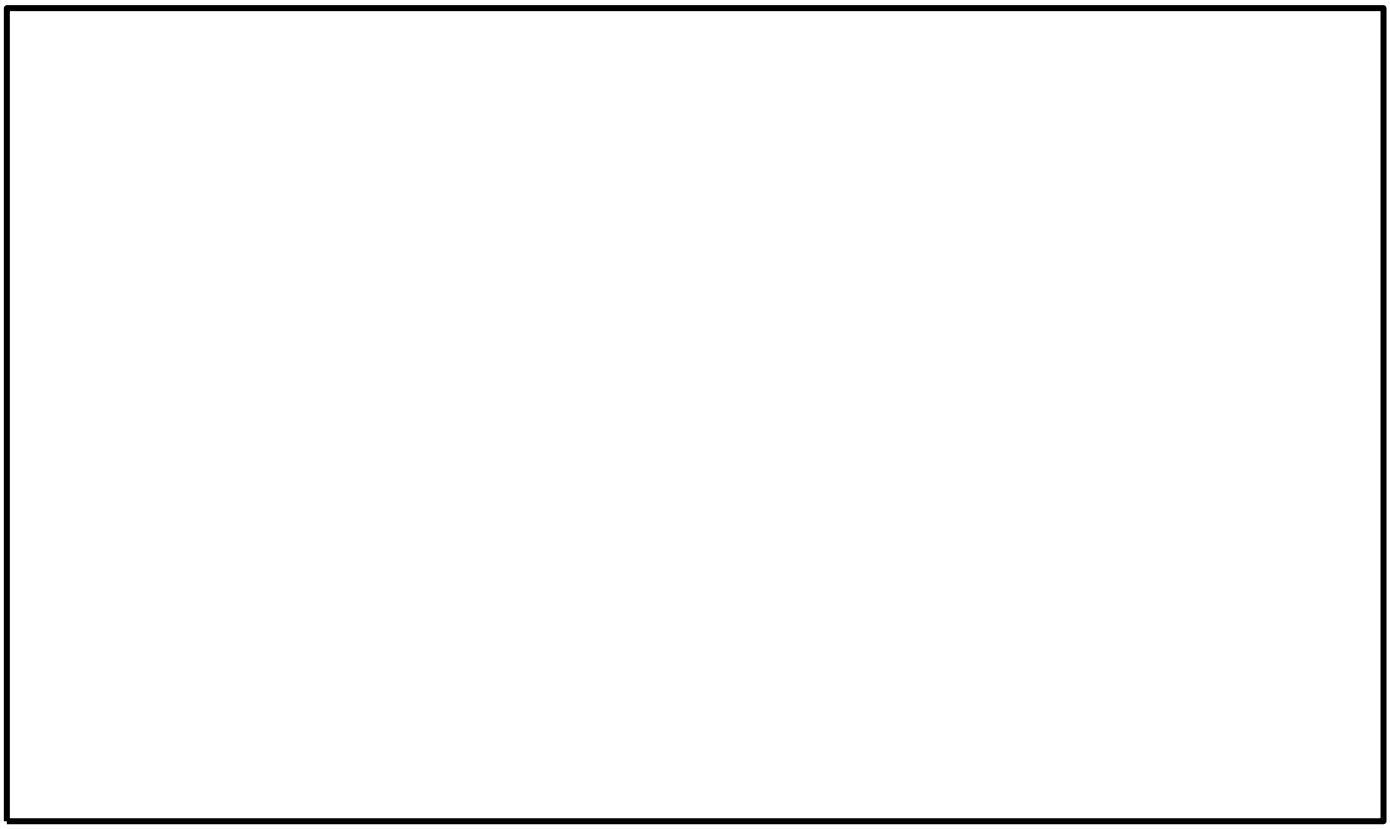
原子炉隔離時冷却ポンプ室は，隣接する区画に漏えい水が伝播しないため，溢水の影響を受けない。

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ＩＳＬＯＣＡ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^3]	
	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 [m³]※1	滞留面積 [m²]	床勾配 [m]	①溢水水位 FL+[m]※2	機器番号	ISLOCA 時に必要となる系統の溢水防護対象設備※3	②機能喪失高さ FL+[m]※2	影響評価	備考
原子炉建物	15.3	R-1F-03N R-1F-22N	R-1F-11N R-1F-10N	560	802	0.075	0.17※4	2-RIR-1-8D	D-原子炉圧力容器計器ﾗｯｸ	0.59	①＜②	
		R-1F-07-1N	R-1F-11N R-1F-10N R-1F-03N R-1F-22N	560	854	0.075	0.17※4	MV227-3	逃がし弁 N_2 供給弁	0.55	①＜②	
	1.3	R-B2F-31N	R-1F-11N R-1F-10N R-1F-03N R-1F-22N R-B2F-15N	595	1041	0.025	0.60	MV224-9	HPCS ﾎﾟﾝﾌﾟ 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　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）ＩＳＬＯＣＡ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，ＩＳＬＯＣＡ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。

別図 8-16　Ｂ－残留熱除去系　蒸気滞留範囲（2／2）

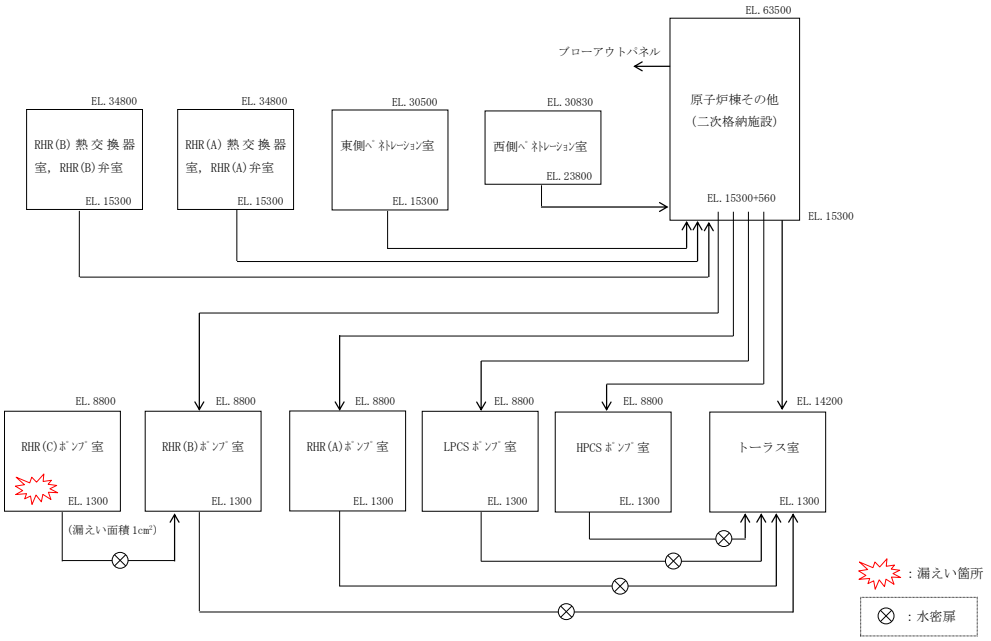
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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１cm^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。

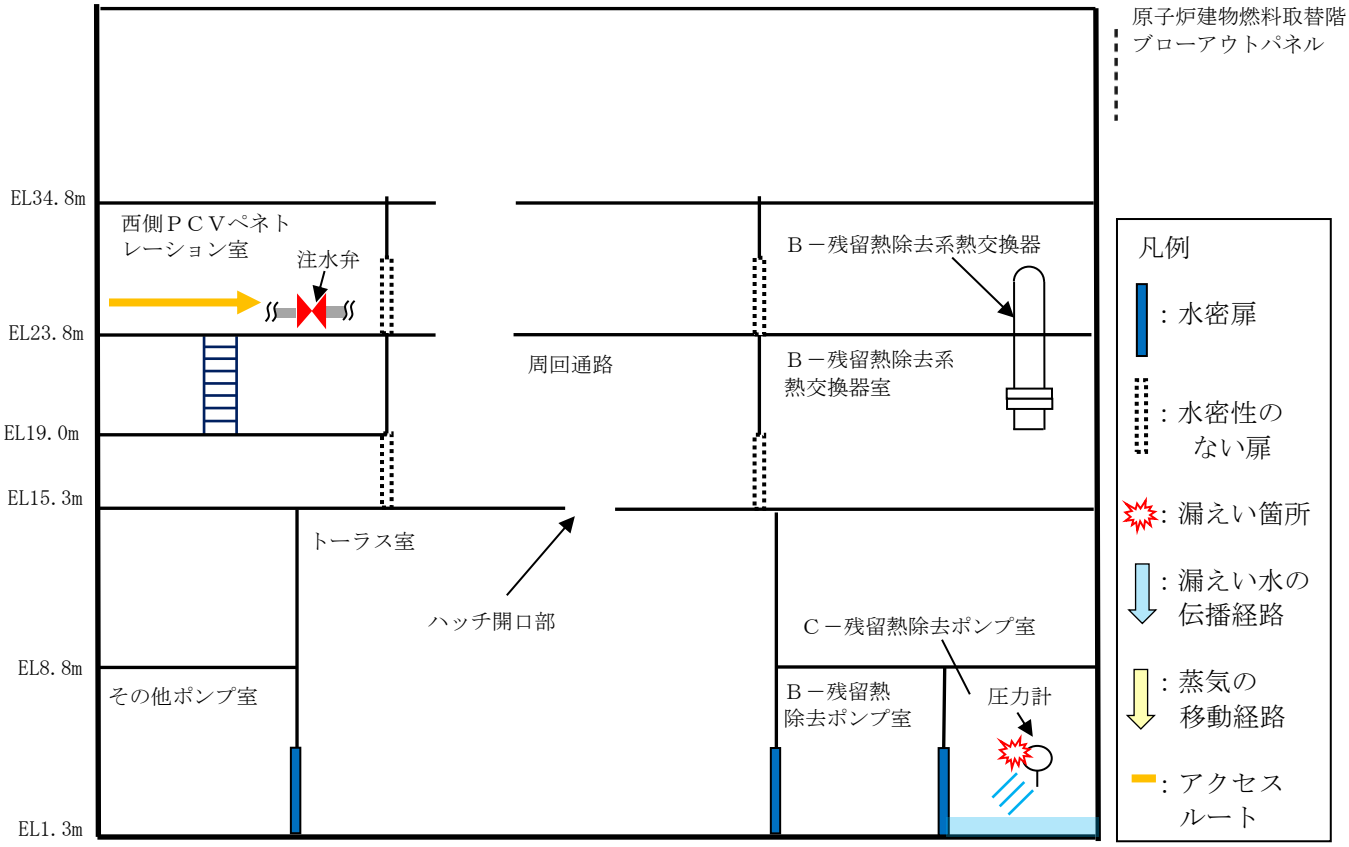
○事象進展

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。

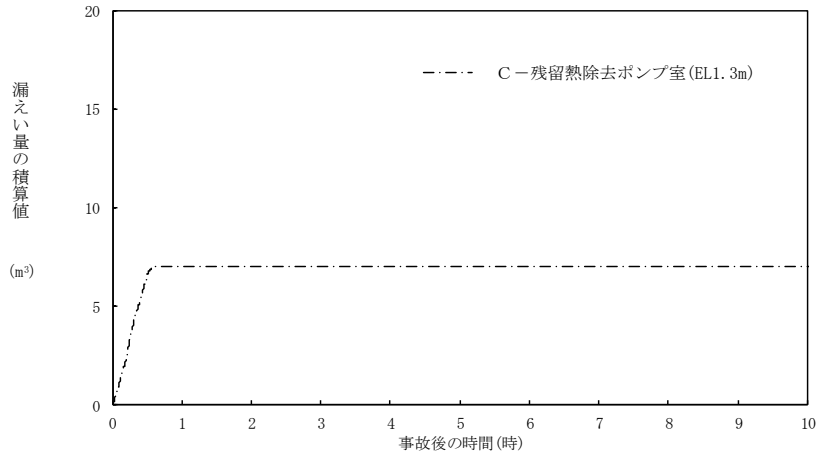


別図 8-18　ＩＳＬＯＣＡ発生時の原子炉建物原子炉棟内状況概要

○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７m^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。

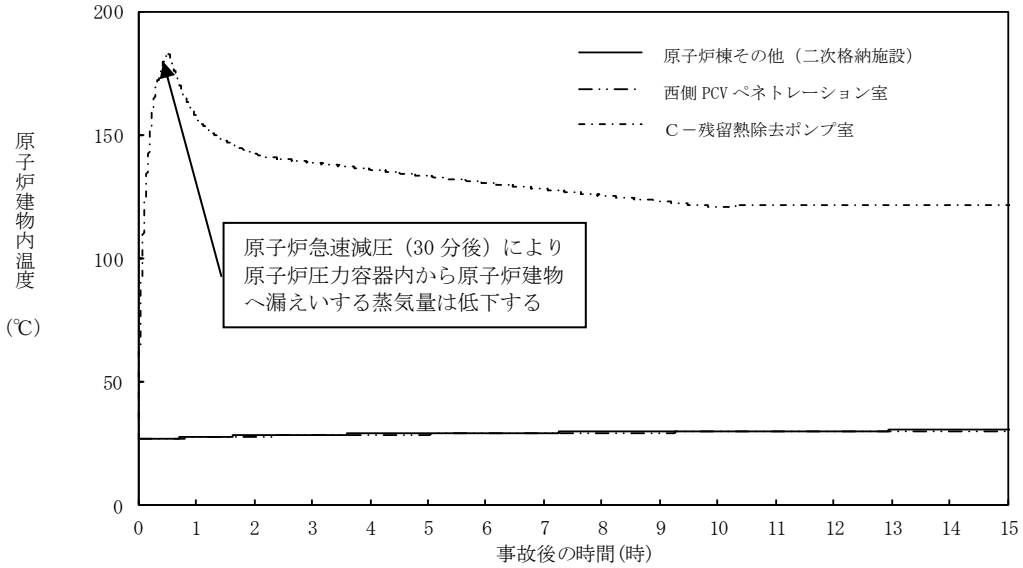
なお，「Ｃ－残留熱除去ポンプ室」から隣接する区画への伝播を仮定した場合には，隔離操作完了まで漏えいが継続することとなるが，この場合でも漏えいはＡ－残留熱除去系に比べ小規模となる。



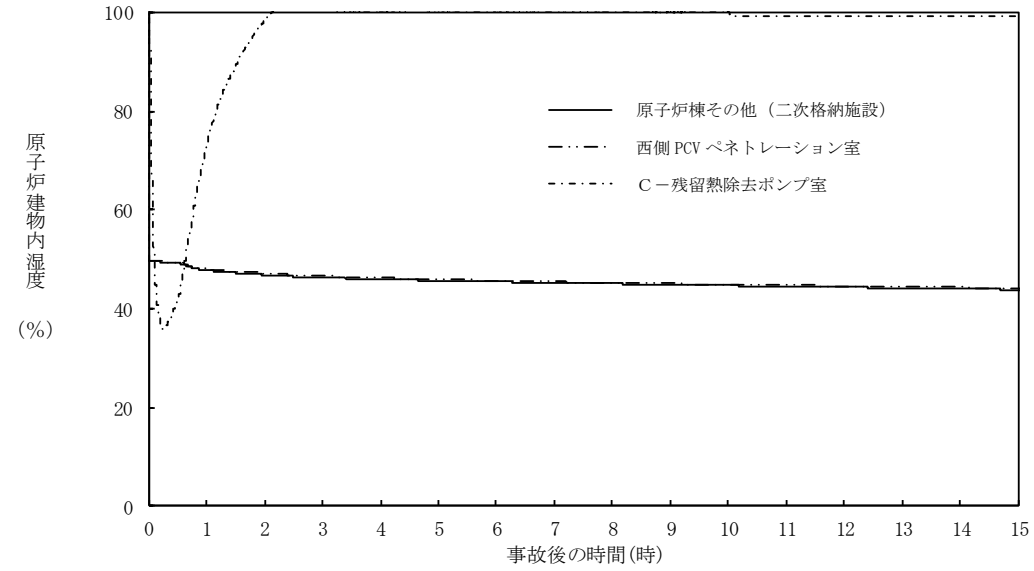
別図 8-19　漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

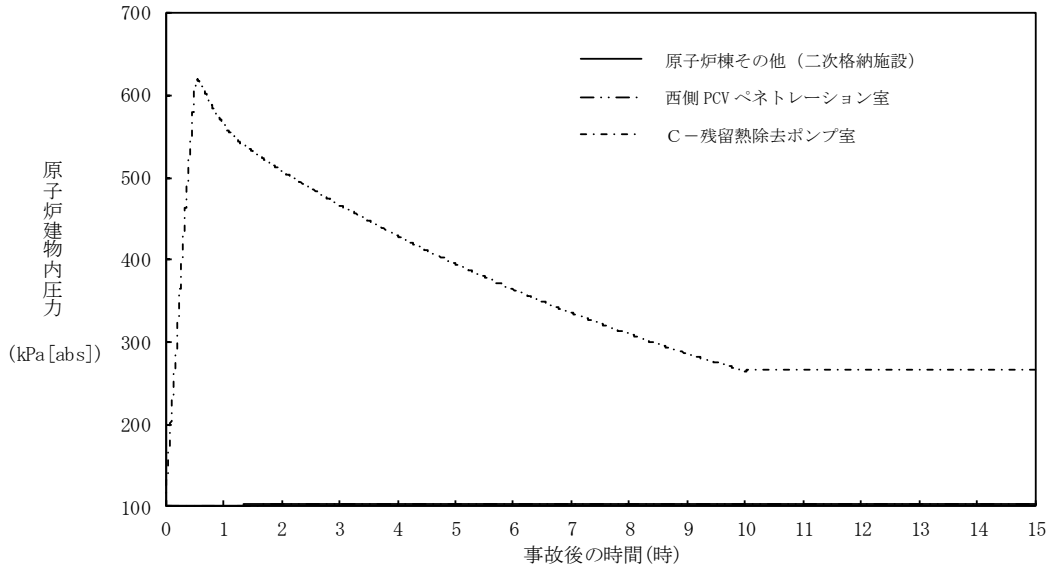
別図 8-20 から別図 8-22 に示すとおり，アクセスルートとなる「原子炉棟その他（二次格納施設)」及び操作場所である「西側ＰＣＶペネトレーション室」における雰囲気温度は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転によるトーラス室の温度上昇に伴って初期温度から僅かに上昇するが，現場隔離操作の完了までの最大値は約 31℃であり，想定している作業環境（約 44℃）未満で推移する。また，原子炉急速減圧まで破断箇所からの漏えいが継続するものの，湿度，圧力においてその影響は軽微であり低い値で維持される。なお，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放圧力には到達しない。



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，ＩＳＬＯＣＡ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）ＩＳＬＯＣＡ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。

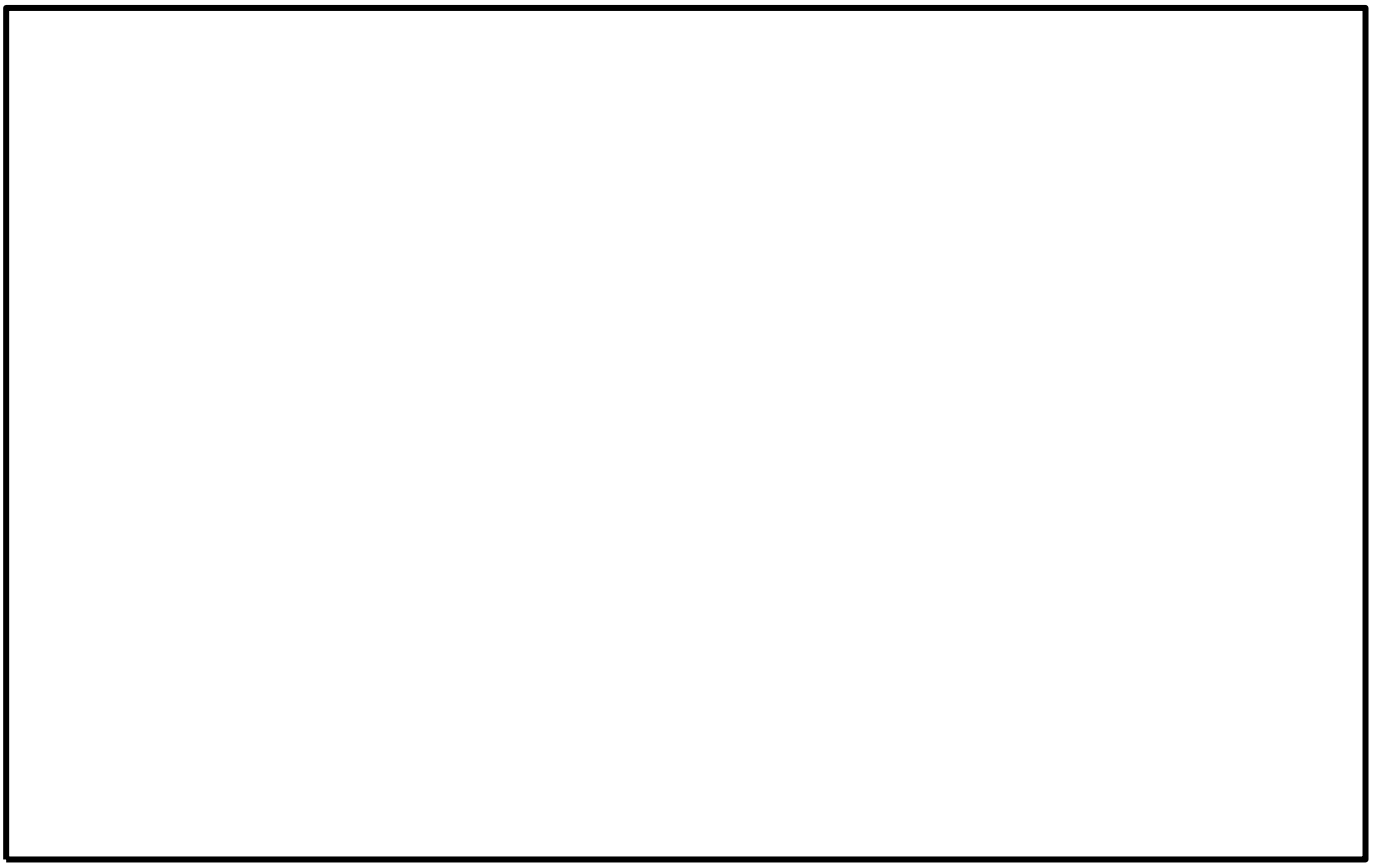
Ａ－残留熱除去ポンプ室及び高圧炉心スプレイポンプ室については，漏えい水が伝播しないため，溢水の影響を受けない。

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ＩＳＬＯＣＡ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[m³]
	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。

ＩＳＬＯＣＡ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）ＩＳＬＯＣＡ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，ＩＳＬＯＣＡ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 8-24　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）

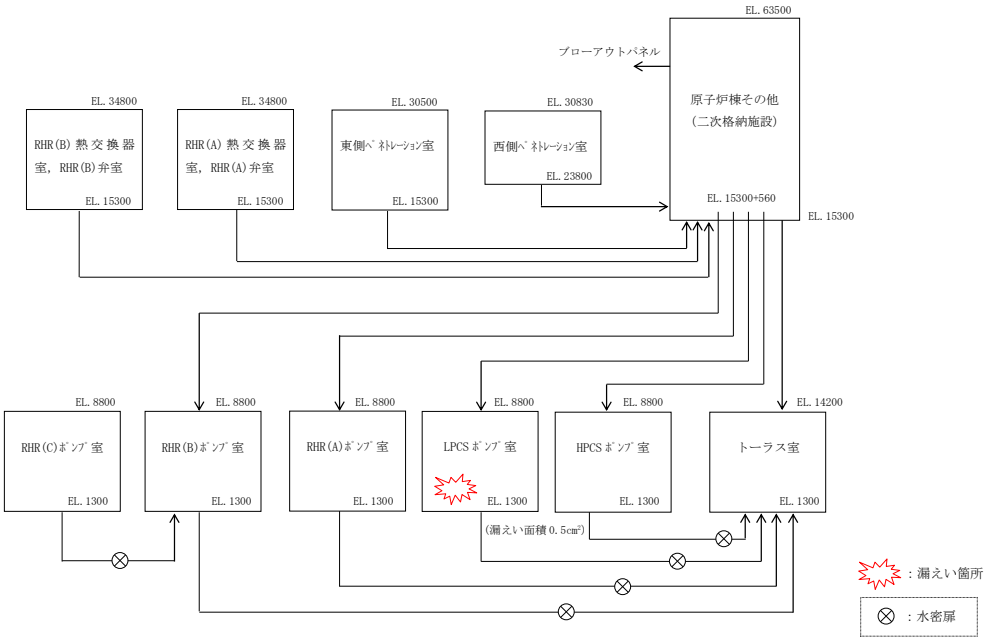
本資料のうち，枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

４．低圧炉心スプレイ系におけるＩＳＬＯＣＡ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。

低圧炉心スプレイ系においてＩＳＬＯＣＡが発生した場合の漏えい箇所は圧力スイッチ（低圧炉心スプレイポンプ室）のみであり，漏えい面積は 0.5cm^2（圧力応答評価に基づき評価された，圧力スイッチ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，ＩＳＬＯＣＡ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。

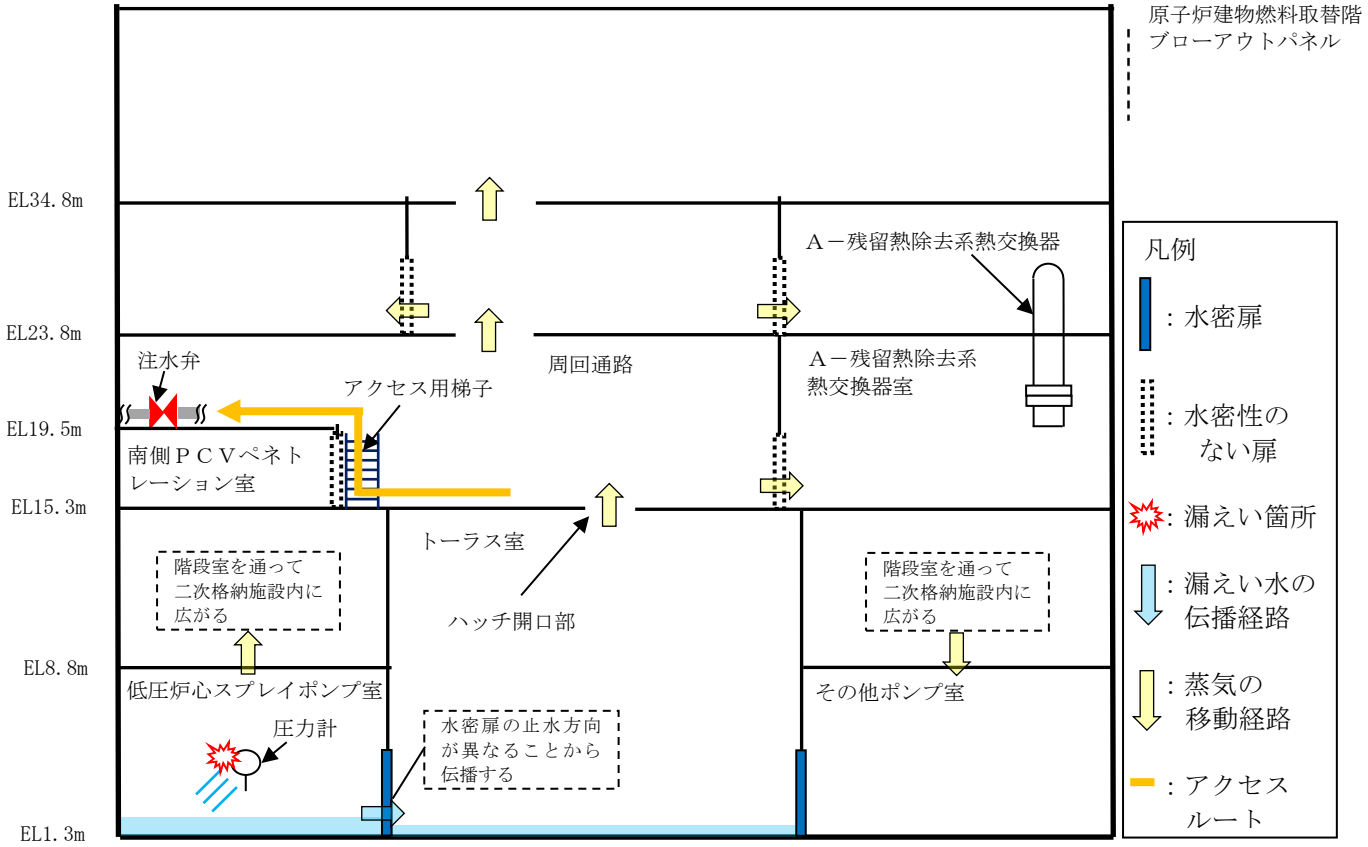
○事象進展

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。

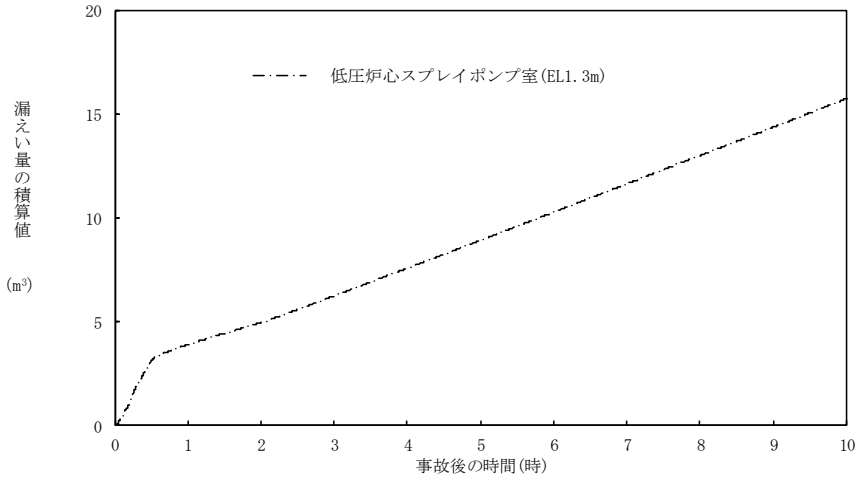
事象発生 10 時間後，現場操作により低圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離した後は，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は適切に維持される。



別図 8-26　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

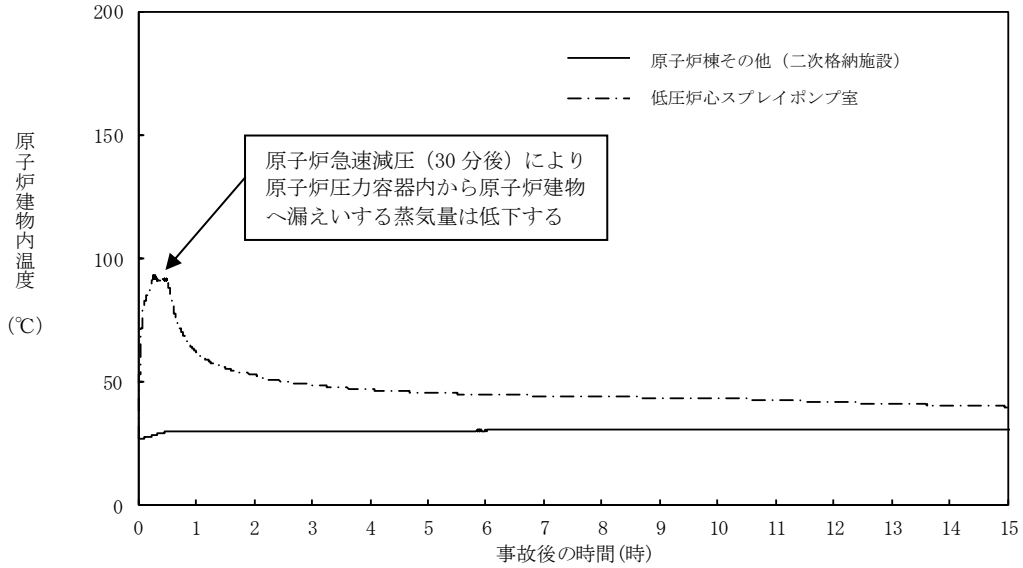
別図 8-27 に示すとおり，低圧炉心スプレイ系における漏えいはＡ－残留熱除去系に比べ小規模となるため，現場での隔離操作は比較的早期に実施可能と考えられるが，事象発生 10 時間後まで隔離が実施できないことを想定した場合，原子炉冷却材の漏えい量は約 16m^3 である。



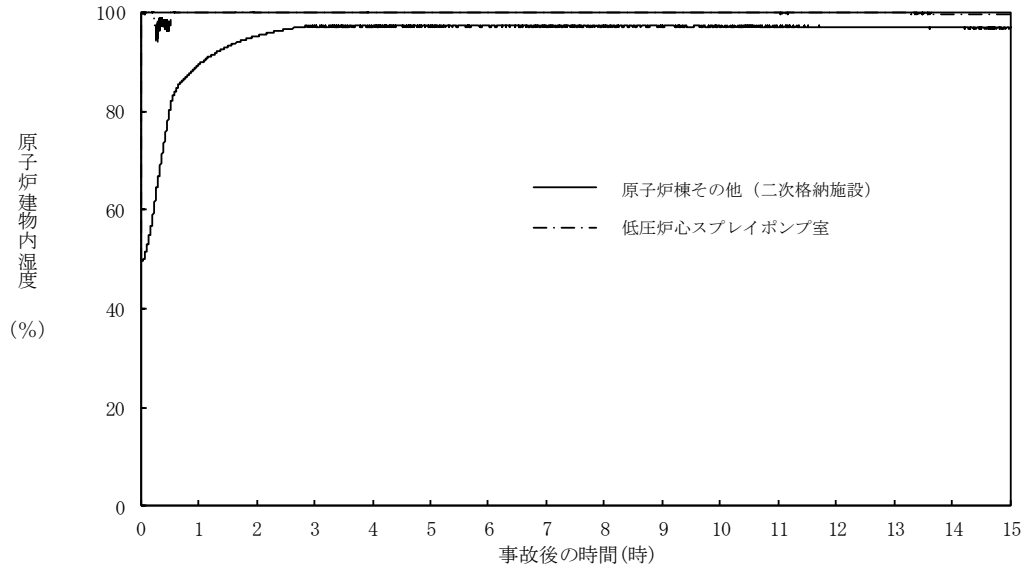
別図 8-27　漏えい発生区画における原子炉冷却材の積算漏えい量の推移

○温度・湿度・圧力の想定

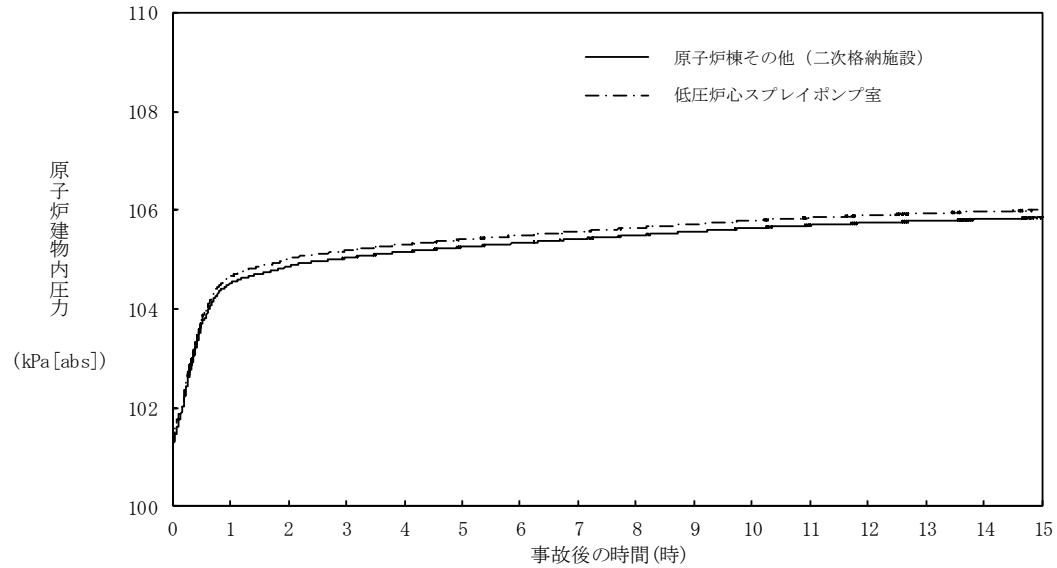
別図 8-28 から別図 8-30 に示すとおり，アクセスルート及び操作場所である「原子炉棟その他（二次格納施設）」における雰囲気温度は，初期温度から僅かに上昇するが，現場隔離操作の完了までの最大値は約 31℃であり，想定している作業環境（約 44℃）未満で推移する。湿度については漏えい箇所からの漏えいが継続するため，ゆっくりと上昇を続けた後，高い値で維持される。圧力については漏えい発生後から上昇傾向となるものの，原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放圧力には到達しない。



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，ＩＳＬＯＣＡ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）ＩＳＬＯＣＡ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ＩＳＬＯＣＡ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[m³]
	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 [m³]※1	滞留 面積 [m²]	床勾 配 [m]	① 溢水水位 FL+[m]※2	機器番号	ISLOCA 時に必要となる系統の溢水防護対象設備※3	② 機能喪失 高さ FL+[m]※2	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 ﾎﾟﾝﾌﾟ 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。

ＩＳＬＯＣＡ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）ＩＳＬＯＣＡ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，ＩＳＬＯＣＡ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　低圧炉心スプレイ系　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。

別紙９

ＩＳＬＯＣＡ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 8.1×10^{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 100Ci（3.7×10^{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）	3.7×10^{12}	約 8.1×10^{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（γ線 0.5MeV 換算値）（Bq）	2.3×10^{14}	－

各系統においてＩＳＬＯＣＡ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ＰＣＶペネトレーション室気相部）がＢ－残留熱除去系（西側ＰＣＶ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ＦＰの気相部への移行割合

項　目	漏えい面積 (cm^2)	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ＩＳＬＯＣＡ時の追加放出ＦＰ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。

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

ここで，

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

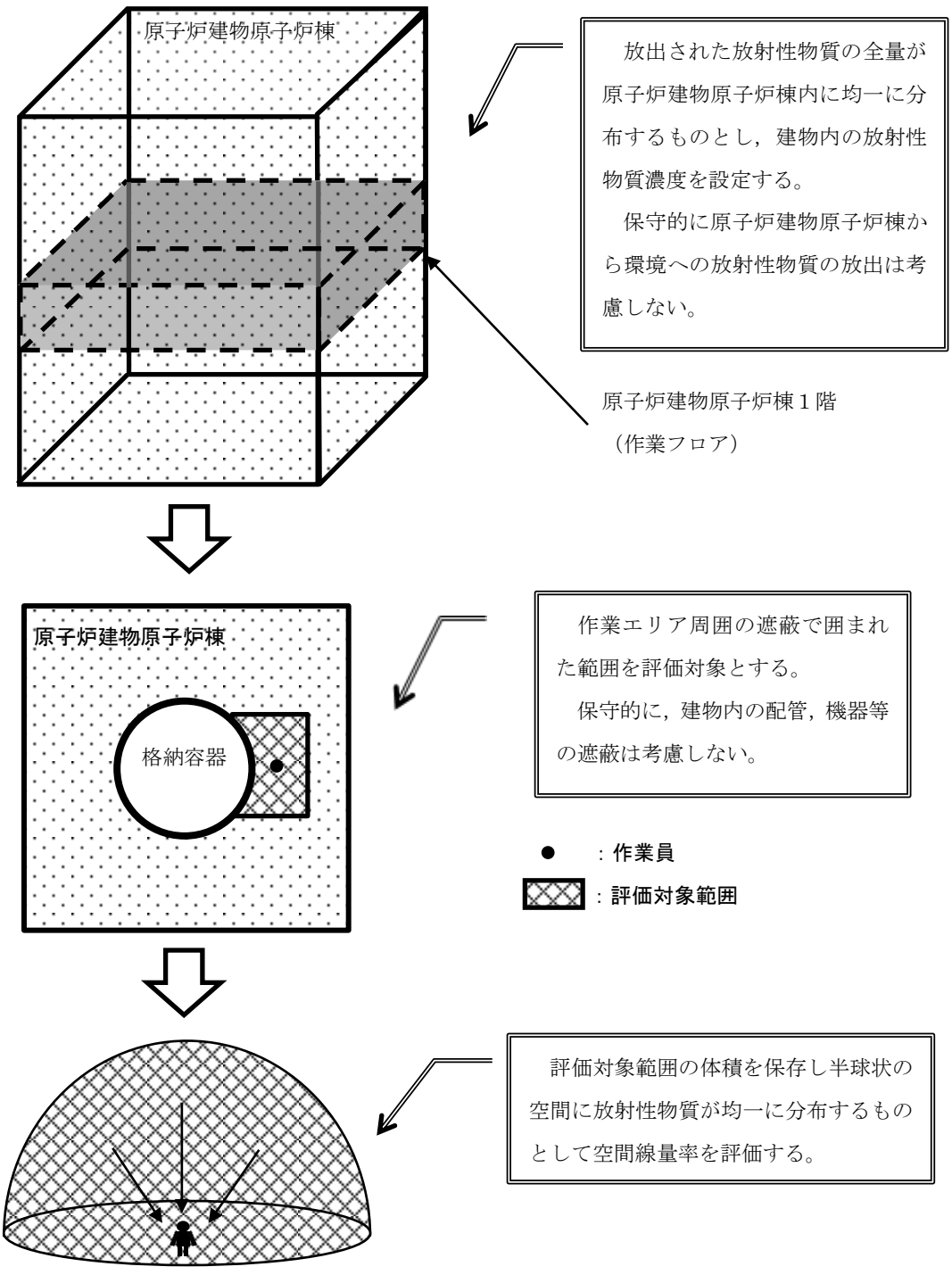
μ　　：空気に対するγ線のエネルギ吸収係数
（3.9×10^{-3}/m）

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^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。



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

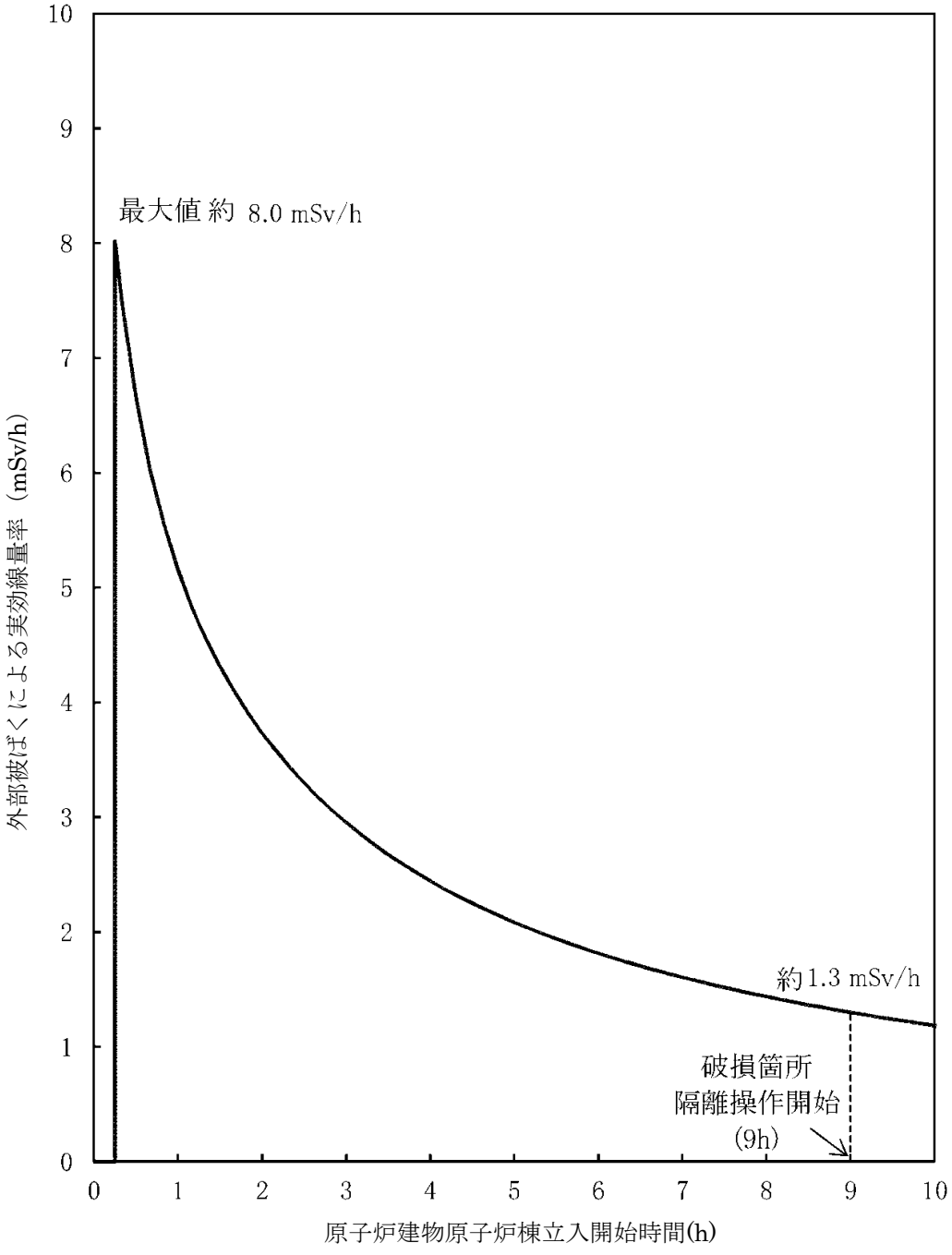
(3)　評価の結果

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。

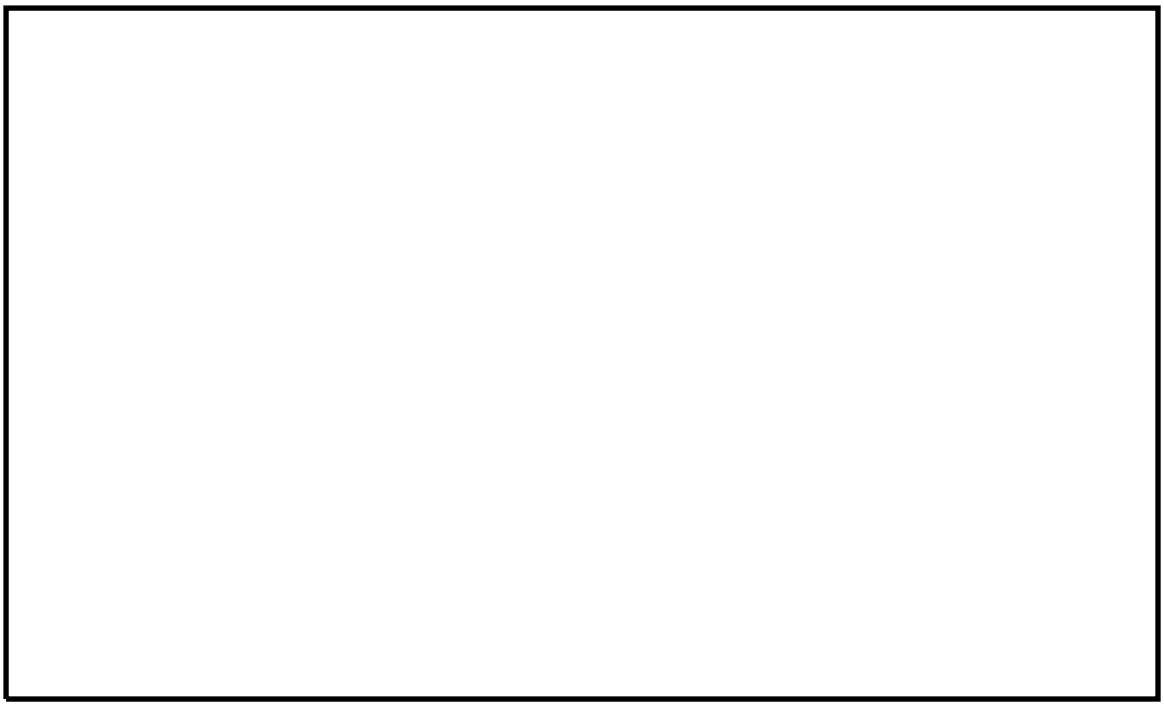
なお，事故時には原子炉建物原子炉棟内に漏えいした放射性物質が環境へ放出される可能性があるが，中央制御室換気系の給気口の位置はプルームの広がりを取り込みにくい箇所にあり，中央制御室内に放射性物質を大量に取り込むことはないと考えられる（別図 9-3)。さらに，これらの事故時においては原子炉棟放射線異常高又は換気系放射線異常高の信号により中央制御室換気系が系統隔離運転となるため，中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。

別表 9-3　ＩＳＬＯＣＡ時の放出量

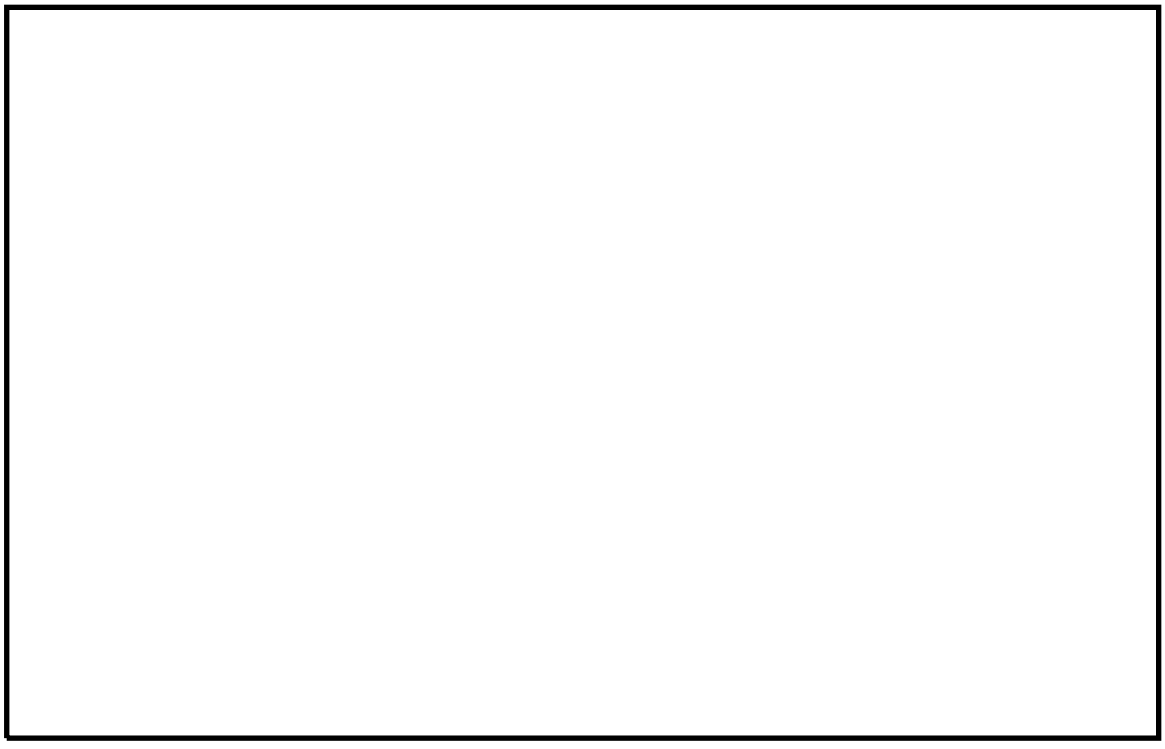
核種	収率 (%)	崩壊定数 (d^{-1})	γ線実効エネルギ (MeV)	追加放出量 (Bq)	追加放出量(Bq) (γ線実効エネルギ 0.5MeV 換算値)
I-131	2.84	8.60E-02	0.381	3.70E+12	2.82E+12
I-132	4.21	7.30	2.253	5.48E+12	2.47E+13
I-133	6.77	8.00E-01	0.608	8.82E+12	1.07E+13
I-134	7.61	1.90E+01	2.750	9.91E+12	5.45E+13
I-135	6.41	2.52	1.645	8.35E+12	2.75E+13
Br-83	0.53	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，ＩＳＬＯＣＡ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(m^3/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 (m^3/h) を用いる。

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

χ/Q：相対濃度（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．γ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γ線外部被ばくによる実効線量H_γ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=1Sv/Gy）

D/Q：相対線量（Gy/Bq）（別表 9-6 のとおり）

Q_γ：希ガス及びハロゲン等の大気放出量(Bq)

（γ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５mSv 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，ＩＳＬＯＣＡ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（3.7×10^{12}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 8.1×10^7Bq「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

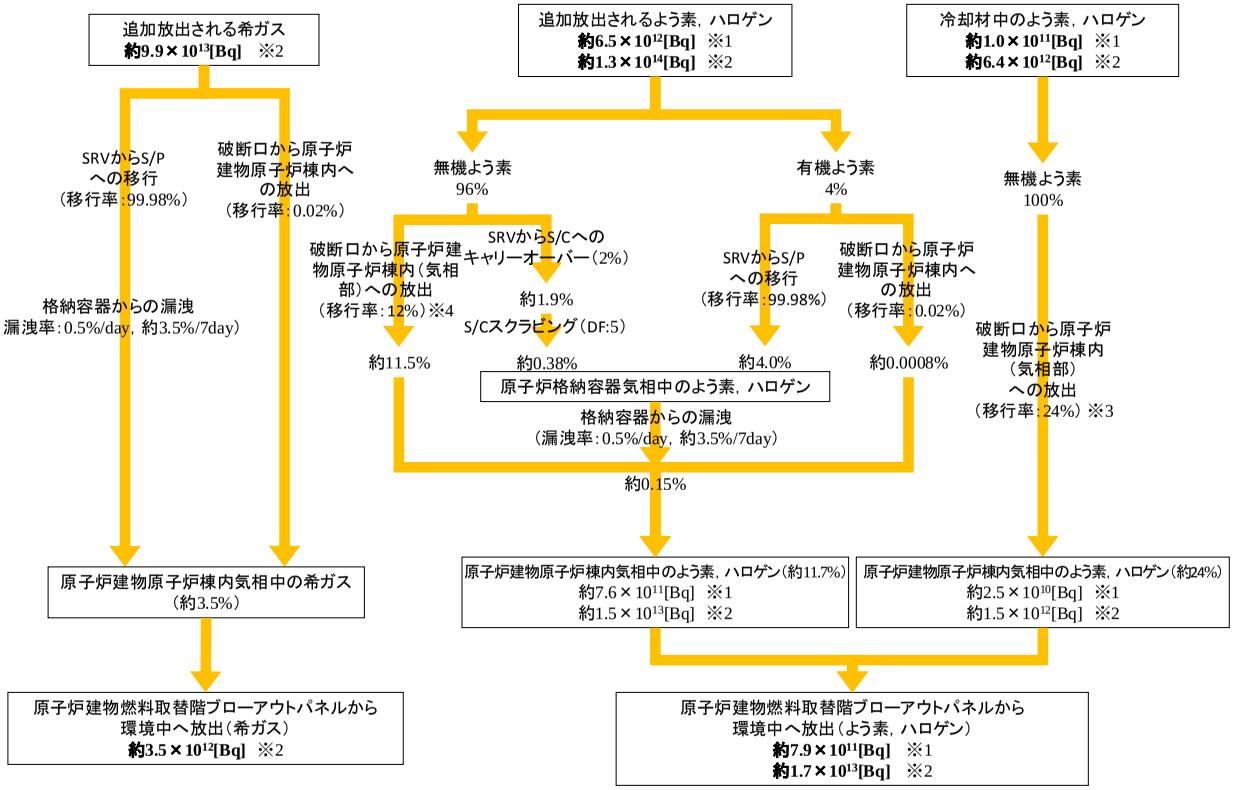
項　目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉運転日数（日）	2,000	十分な運転時間として仮定した時間
追加放出量（Ｉ－131）(Bq)	3.7×10^{12}	至近の I-131 追加放出量の実績値を包絡する値として設定し，その他の核種はその組成を平衡組成として求め，希ガスについてはよう素の２倍の放出があるものとする。
冷却材中濃度(Ｉ－131)(Bq／g)	1.4×10^{2}	全希ガス漏えい率から冷却材中濃度を設定し，その組成を拡散組成とする。
燃料から追加放出されるよう素の割合（%）	無機よう素：96 有機よう素：4	「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に基づき設定
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ＳＡＦＥＲ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ＳＡＦＥＲ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 Plan6.5.5 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 0.5MeV 換算値）	2.0×10^{13}
よう素 （I-131 等価量（小児実効線量係数換算））	7.9×10^{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（χ／Q） （s／m^3）	3.5×10^{-4}
相対線量（D／Q） (Gy／Bq)	2.1×10^{-18}



※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ブローアウトパネルの開口面積に依存せず，原子炉建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。

別図 9-4 希ガス，よう素，ハロゲン等の環境への放出過程

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）
（起動試験）	Ｈ１．１．１８	８．１０×１０^{7}
第１回	Ｈ２．２．５	２．２２×１０^{7}
第２回	Ｈ３．５．７	７．６７×１０^{6}
第３回	Ｈ４．９．７	２．０×１０^{7}
第４回	Ｈ６．１．１２	１．７×１０^{7}
第５回	Ｈ７．４．２７	１．９×１０^{7}
中間停止	Ｈ８．５．１３	２．３×１０^{7}
第６回	Ｈ８．９．６	２．３×１０^{7}
第７回	Ｈ１０．１．５	２．４×１０^{7}
第８回	Ｈ１１．５．１１	２．２×１０^{7}
第９回	Ｈ１２．９．１７	１．４×１０^{7}
第１０回	Ｈ１４．１．８	２．０×１０^{7}
第１１回	Ｈ１５．４．１５	３．６×１０^{7}
第１２回	Ｈ１６．９．７	２．６×１０^{7}
第１３回	Ｈ１８．２．２８	２．９×１０^{7}
第１４回	Ｈ１９．５．８	３．９×１０^{7}
第１５回	Ｈ２０．９．７	１．９×１０^{7}
第１６回	Ｈ２２．３．１８	２．２×１０^{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ＬＯＣＡ））

格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）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】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 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。 <u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 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（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））

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（インターフェイスシステムＬＯＣＡ））（１／２）

【ＳＡＦＥＲ】

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる。最確条件を包絡できる条件を設定することにより崩壊熱を大きくするよう考慮している。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒表面熱伝達，気液熱非平衡，沸騰遷移	燃料棒表面熱伝達モデル	ＴＢＬ，ＲＯＳＡ－Ⅲの実験解析において，熱伝達係数を低めに評価する可能性があり，他の解析モデルの不確かさとも相まってコード全体として，炉心が露出し，スプレイ冷却のない場合には実験結果の燃料被覆管最高温度に比べて+50℃程度高めに評価し，スプレイ冷却のある場合には実験結果に比べて10℃～150℃高めに評価する。また，炉心が冠水維持する場合においては，ＦＩＳＴ－ＡＢＷＲの実験解析において燃料被覆管温度の上昇はないため，不確かさは小さい。また，低圧代替注水系による注水での燃料棒冷却過程における蒸気単相冷却又は噴霧流冷却の不確かさは20℃～40℃程度である。	解析コードは，炉心が冠水維持する場合では燃料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。
	燃料被覆管酸化	ジルコニウム－水反応モデル	酸化量及び酸化反応に伴う発熱量をより大きく見積もるＢａｋｅｒ－Ｊｕｓｔ式による計算モデルを採用しており，保守的な結果を与える。	解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため，解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって，実際の燃料被覆管温度は低くなり，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。	解析コードでは，燃料被覆管の酸化について，酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え，燃料被覆管温度を高めに評価するが，原子炉水位は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。
	燃料被覆管変形	膨れ・破裂評価モデル	膨れ・破裂は，燃料被覆管温度と円周方向応力に基づいて評価され，燃料被覆管温度は上述のように高めに評価され，円周方向応力は燃焼期間中の変化を考慮して燃料棒内圧を大きく設定し保守的に評価している。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。	解析コードは燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂の判定としてベストフィット曲線を用いる場合においてもおおむね保守的な判定結果を与えるものと考える。仮に格納容器内雰囲気放射線モニタ（ＣＡＭＳ）を用いて，設計基準事故相当のγ線量率の 10 倍を超える大量の燃料被覆管破裂を計測した場合には，炉心損傷後の運転操作を適用する必要があり，格納容器フィルタベント系による格納容器除熱操作の起点が，サプレッション・プール水位が通常水位＋約 1.3m に到達した時点となる。しかしながら，原子炉水位は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，運転員等操作時間に与える影響はない。	燃料被覆管温度を高めに評価することから，破裂判定は厳しめの結果を与える。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。
	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けっかが得られている。低圧代替注水系の注水による燃料棒冷却（蒸気単相冷却又は噴霧流冷却）の不確かさは20℃～40℃程度である。	運転操作はシュラウド外水位（原子炉水位計）に基づく操作であることから運転操作に与える影響は原子炉圧力容器の分類にて示す。	炉心内の二相水位変化をおおむね同等に評価することから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 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。

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（インターフェイスシステム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
原子炉圧力容器	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ラプス水位が取り扱えれば十分である。このため，特段の不確かさを考慮する必要はない。	原子炉隔離時冷却系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，臨界流モデルに関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グ及び注水流量を適切に評価するため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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影響を与えることはない。
	ＥＣＣＳ注水（給水系・代替注水設備含む）	原子炉注水系モデル	入力値に含まれる。各系統の設計条件に基づく原子炉圧力と注水流量の関係を使用しており，実機設備仕様に対して注水流量を少なめに与え，燃料被覆管温度を高めに評価する。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。

表２　解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（格納容器バイパス（インターフェイスシステム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	原子炉熱出力	2,436MW	2,435MW 以下 （実績値）	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は，最大線出力密度及び原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力	6.93MPa[gage]	約 6.77～ 6.79MPa[gage] （実績値）	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響は小さいことから，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うるが，原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水位	通常水位（気水分離器下端から＋83 cm）	通常水位（気水分離器下端から約＋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うるが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，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２cmであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが，ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば，スクラム 25 分後まで崩壊熱による原子炉水位の低下量は，高圧が維持された状態でも通常運転水位から約 4.6m であるのに対してゆらぎによる水位変動幅は約２cmであり非常に小さい。従って，事象進展に与える影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	35.6×10^3t/h	定格流量の 85～104% （実測値）	定格炉心流量として設定	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心の反応度補償のため初期値は変化するが，事象発生後早期に原子炉はスクラムするため，初期炉心流量が事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	９×９燃料（Ａ型）	装荷炉心毎	９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること，また，９×９燃料の方がＭＯＸ燃料よりも崩壊熱が大きく，燃料被覆管温度上昇の観点で厳しいため，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡されることを考慮し，代表的に９×９燃料（Ａ型）を設定	最確条件とした場合は，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型），ＭＯＸ燃料について，９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，また，ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡され，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，炉心に装荷される燃料は装荷炉心毎に異なることとなるが，装荷される燃料である９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型），ＭＯＸ燃料のうち，９×９燃料（Ａ型），９×９燃料（Ｂ型）は熱水力的な特性は同等であり，事象進展に及ぼす影響は小さいことから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。ＭＯＸ燃料の評価は９×９燃料（Ａ型）の評価に包絡され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	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。	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するため，燃料被覆管温度の最高温度は初期値（約309℃）を上回ることはないことから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度33GWd/t	ANSI/ANS-5.1-1979 平均的燃焼度約 30GWd/t （実績値）	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し，10%の保守性を考慮	最確条件とした場合は，解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため，発生する蒸気量は少なくなり，原子炉水位の低下は緩和されるが，操作手順（炉心冠水）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。
	水源温度	49℃	約19℃～約35℃ （実測値）	サプレッション・チェンバからの注水における代表温度を設定	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）に変わりはないことから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は，解析条件で設定している水温よりも低くなる可能性があるため，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与える影響は小さい。
	燃料の容量	1,180m^3	1,180m^3以上 （合計貯蔵量）	発電所構内に貯蔵している合計容量を参考に，最確条件を包絡できる条件を設定	最確条件とした場合は，解析条件より燃料容量の余裕が大きく。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。	－

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（格納容器バイパス（インターフェイスシステム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			
事故条件	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^2 残留熱除去系機器等：１cm^2	－	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	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，給復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。	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，給復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	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル３）（遅れ時間：1.05秒）	原子炉水位低（レベル３）等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合，事象進展は緩やかになり，運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	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^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉水位低（レベル２）にて自動起動 91m^3/h（8.21～0.74MPa[gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低（レベル１Ｈ）にて自動起動 318～1,050m^3/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大1,050m^3/h）にて注水	原子炉水位低（レベル１Ｈ）にて自動起動 318～1,050m^3/h（8.14～1.38MPa[dif]において）（最大1,050m^3/h）にて注水	高圧炉心スプレイ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。水位回復後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが，注水後の流量調整操作であることから，運転員等操作時間に与える影響は小さい。	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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能付き）の６個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく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く，運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

（格納容器バイパス（インターフェイスシステム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	条件設定の考え方					
操作条件	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	【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。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，操作時間に与える影響はなし。 【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。 【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。 【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。	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。	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。	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。	中央制御室における操作のため，シミュレータ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。
	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 17㎠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	【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り，認知の遅れから操作開始時間に与える影響なし。 【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いる間，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。 【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。 【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。 【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。	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。	隔離操作の有無に関わらず，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。	隔離操作の有無に関わらず，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。	訓練実績等より，残留熱除去系注水弁の電動弁手動閉操作に，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。

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※1 （燃料消費率は保守的に最大負荷（定格出力運転）時を想定） 1.618m³/h×24h×７日×２台＝543.648m³	７日間の軽油消費量約 700m³	非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンク等の容量は約 730m³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） 0.927m³/h×24h×７日×１台＝155.736m³		
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 m³/h×24h×７日×１台＝7.8792m³	７日間の軽油消費量約８m³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³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。