4.　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

4.1　想定事故１

4.1.1　想定事故１の特徴，燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」がある。

(2)　想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール水温が徐々に上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置が取られない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本想定事故は，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料プールの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。

以上により，想定事故１では，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プールへ注水することによって，燃料損傷の防止を図る。また，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プール水

位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故１における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。

なお,これらの手段はいずれも重大事故等対処設備を用いた手段であり，いずれの設備でも想定事故１において対処可能であるが，手順上，後段の手段である可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を代表として評価対象とすることとし，その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 4.1-1 図に,対応手順の概要を第 4.1-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備との関係を第 4.1-1 表に示す。

想定事故１において，必要な要員は，初動対応要員 17 名及び事象発生から２時間以降に期待する招集要員２名である。

初動対応要員の内訳は，発電長１名，副発電長１名，運転操作対応を行う運転員３名，通報連絡等を行う災害対策要員２名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

招集要員の内訳は,燃料補給作業を行う重大事故等対応要員２名である。必要な要員と作業項目について第 4.1-3 図に示す。

ａ．使用済燃料プール冷却機能喪失の確認

使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。

使用済燃料プールの冷却機能の喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。

ｂ．使用済燃料プール注水機能喪失の確認

使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により，使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水※準備を行う。補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。

※：残留熱除去系（燃料プール冷却機能）と系統構成が異なるため，残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が可能な場合がある。

使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。

ｃ．使用済燃料プール水位，温度監視

使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。

使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

（添付資料 4.1.1）

ｄ．使用済燃料プール冷却機能の回復操作

対応可能な要員にて使用済燃料プール冷却機能（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系）の回復操作を実施する。

ｅ．使用済燃料プール注水機能の回復操作

対応可能な要員にて使用済燃料プール注水機能（補給水系及び残留熱除去系）の回復操作を実施する。

ｆ．常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作

中央制御室からの遠隔操作により，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。なお，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は評価上考慮しない。

常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｇ．可搬型スプレイノズルの準備

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。なお，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは評価上考慮しない。

ｈ．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

を使用した使用済燃料プール注水の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。

外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し，必要な計装設備及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）に給電する。

i．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位（線量率が 10mSv／h※1となる通常水位から約 0.9m 下の水位)より高く維持する。

※1：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間から 10mSv／h に設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は 2.1 時間（保管場所と子炉建屋原子炉棟 6 階の移動時間を含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施

設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｊ．タンクローリによる燃料補給操作

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

4.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定する事故は，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故１として，「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより，使用済燃料プール内の水の温度が上昇し，蒸発により水位が低下する事故」である。

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失に伴い使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが，使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，燃料有効長頂部の冠水は維持される。また，未臨界が維持されることについては，使用済燃料プール水の水密度によらず実効増倍率が1.0を下回ることを評価する。また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故１における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価す

る。

（添付資料 4.1.2，4.1.3）

(2)　有効性評価の条件

想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.1-2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故１特有の評価条件を以下に示す。

なお，本評価では，崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である，原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

（添付資料 4.1.2）

ａ．初期条件

(a)　使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。

(b)　崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に,原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 15m^3／h である。

b．事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系，補給水系等の機能が喪失するものとする。

(b)　外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源がない場合においても，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は可能であり，外部電源がある場合と事象の進展は同様であるが，資源の評価の観点から厳しくなる，外部電源がない場合を想定する。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水大型ポンプ1台を使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は，燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として，50m^3／hを設定する。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は，事象発生8時間後から開始する。

(3)　有効性評価の結果

想定事故１における使用済燃料プール水位の時間変化を第 4.1-4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1-5 図に示す。

ａ．事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後，使用済燃料プール水温は約 6.9℃／h で上昇し，事象発生から約 5.1 時間後に 100℃に到達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から 8 時間経過した時点で可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位は回復する。その後は，使用済燃料プールの冷却機能を回復しつつ，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用し，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し，使用済燃料プール水位を維持する。

ｂ．評価項目等

使用済燃料プール水位は，第 4.1-4 図に示すとおり，通常水位から約 0.4m 下まで低下するに留まり，燃料有効長頂部は冠水維持される。また，使用済燃料プール水は事象発生約 5.1 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。

また，第 4.1-5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.4m 下の水位になった場合の線量率は，約 1.0mSv／h であり，必要な遮蔽の目安と考える 10mSv／h と比べて低いことから，この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお，線量の評価点は原子炉建屋最上階における使用済制御棒ハンガ真上の床面高さとしている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により，水密度によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。

事象発生8時間後から可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後，蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の回復に努める。回復後は残留熱除去系等による冷却を実施することで安定状態を維持できる。

本評価では，「1.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

（添付資料 4.1.4，4.1.5）

4.1.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第4.1-2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，原

則，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定としているが，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱，事象発生前の使用済燃料プールの初期水温及び初期水位並びにプールゲートの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ，さらに時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プールの水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位より低くなることも考えられ，それにより時間余裕及び水位低下による異常認知の時間が短くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするもの

であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で 0.70m 程度の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は水温の状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 4.1.6，4.1.7，4.1.8）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より低くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低

くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位より低くなることも考えられ，それにより時間余裕が短くなることが考えられるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 10 時間,水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響

は小さい。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m 程度の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。なお，本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが，余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ，本震時のスロッシングによってプール水位が約 0.70m 低下しているため，プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

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

(a)　操作の不確かさが操作時間に与える影響

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は，評価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。運転員等の操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間を事象発生 8 時間後として設定しているが，他の操作はないため，使用済燃料プールの冷却機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって，評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間に対して，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，この場合使用済燃料プール水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 4.1.9）

(2)　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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕については，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から 11 時間以上,燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生

から 2 日以上であり，これに対して，事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間であることから，時間余裕がある。

（添付資料 4.1.9）

(3)　まとめ

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

4.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

想定事故 1 の重大事故等対策における必要な初動対応要員は「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名である。「6.2　重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 37 名で対処可能である。

また，必要な招集要員は 2 名であり，発電所構外から 2 時間以内に召集可能な要員の 71 名で対処可能である。

なお，今回評価した原子炉の運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と，想定事故 1 の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中においては，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長く（原子炉運転開始直

後を考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで約 1 日以上)，原子炉における事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため，災害対策要員や招集要員により対応可能である。

(2)　必要な資源の評価

想定事故１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

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，7 日間の対応を考慮すると,合計約 2,120m^3の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3,北側淡水池に 2,500m^3及び高所淡水池に 2,500m^3の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく，7 日間の対応が可能である。

(添付資料 4.1.10)

ｂ．燃　料

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

源供給について，7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転を想定して約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 4.1.11）

ｃ．電　源

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

常設代替交流電源設備からの，電源供給を考慮する負荷については約 250kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 4.1.12）

4.1.5　結　論

想定事故１では，使用済燃料プールの冷却機能が喪失し，使用済燃料プール水温が上昇し，やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから，緩和措置がとられない場合には，使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては，可搬型代替注水

大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故１について有効性評価を実施した。

上記の場合においても，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プールの水位を回復させ維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。

また，使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故１に対して有効である。

第 4.1-1 表　想定事故１における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	操作内容	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール冷却機能喪失の確認	・使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより，使用済燃料プール水の温度が上昇する。燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動操作の再起動操作が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 【残留熱除去系系統流量】
使用済燃料プール注水機能喪失の確認	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により，使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。補給水系及び残留熱除去系による注水が困難な場合，使用済燃料プール注水機能喪失であることを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 【残留熱除去系系統流量】
使用済燃料プール水位，温度の監視	・使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。	－	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却機能（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系）の回復操作を実施する。	－	－	－
使用済燃料プール注水機能の回復操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの注水機能の回復操作を実施する。	－	－	－

【　】：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 4.1-1 表　想定事故１における重大事故等対策について（2／2）

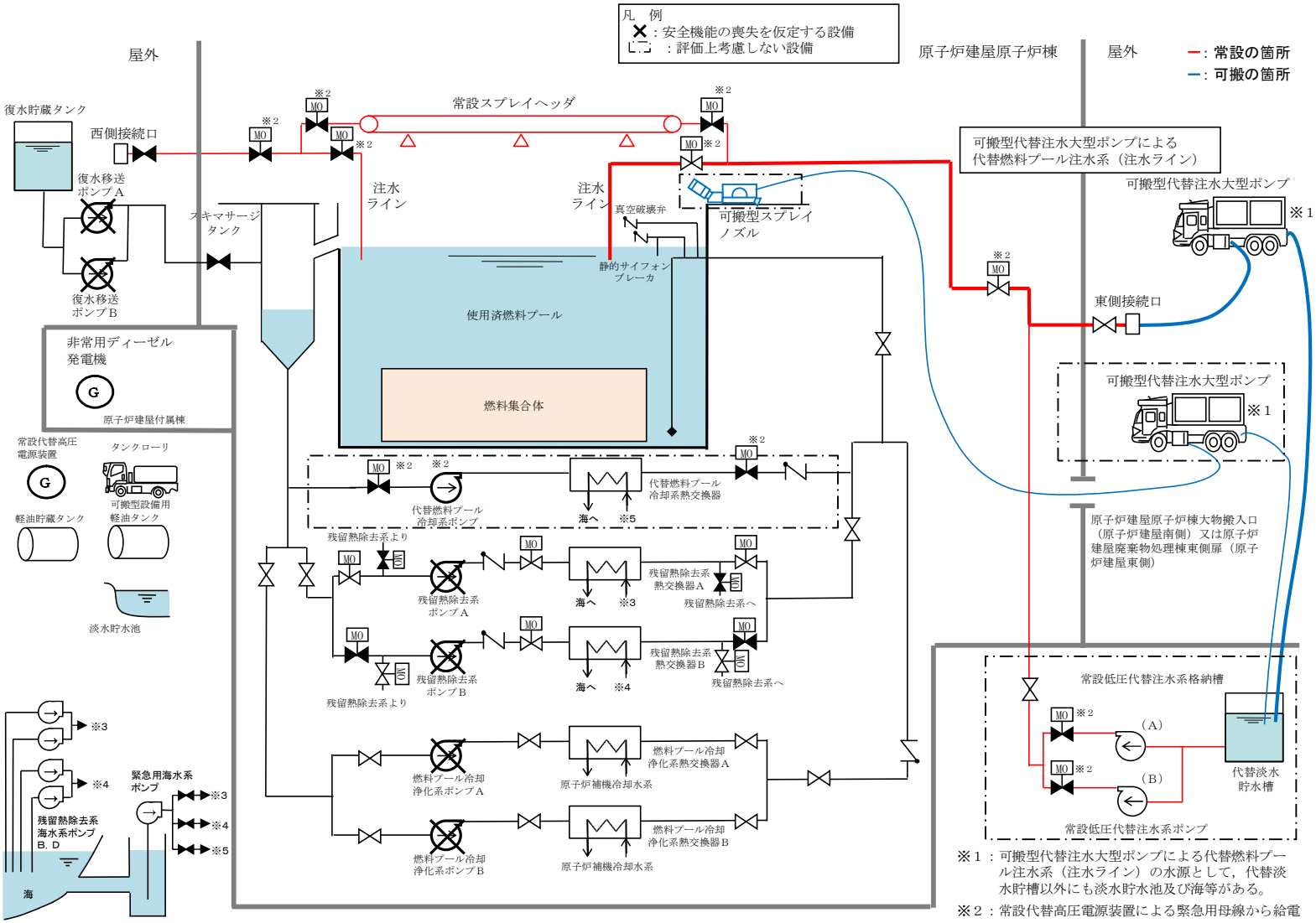
操作及び確認	操作内容	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位
可搬型スプレイノズル準備	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ実施のための準備として，ホース及び可搬型スプレイノズルを設置する。	－	可搬型スプレイノズル	－
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の常設配管に設置されている電動弁の開操作を実施する。 ・外部電源が喪失している場合，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置を起動し緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設代替高圧電源装置 代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

：有効性評価上考慮しない操作

第 4.1-2 表　主要評価条件（想定事故１）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m^3	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため，プールゲート閉時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	通常運　転中の最大値として，保安規定の運転上の制限を設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd／t 炉心燃料：33GWd／t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後 9 日）※1 で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し，崩壊熱は ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失 に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水流量	50m^3／h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から 8 時間後	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備期間を考慮し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽を維持する最低水位に到達しない時間として設定

※1：東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。



第 4.1-1 図　想定事故１の重大事故対策の概略系統図

※１：燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。使用済燃料プールの冷却機能は，機器ランプ表示，機器故障警報，及び系統流量計指示等により確認する。
※２：使用済燃料プール冷却機能喪失の確認後，補給水系及び残留熱除去系の再起動を行うが，補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合は，使用済燃料プールへの注水機能が喪失したことを確認する。
※３：外部電源喪失が発生した場合は常設代替高圧電源装置2台を起動し，常設低圧代替注水ポンプ，代替燃料プール注水系（注水ライン）又は代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）の負荷に給電するため，緊急用母線の受電操作を実施する。
※４：使用済燃料プールの水位・温度は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）の指示等により監視するとともに，使用済燃料プールへの代替注水手段による対応を開始する。
※５：原子炉建屋原子炉棟6階アクセス可能な場合に実施する。アクセス不可能な場合は可搬型代替注水大型ポンプポンプ準備を実施する。
※６：サイフォン現象発生時は静的サイフォンブレーカにより使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端付近で維持されることを考慮し，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端以上の場合は小規模な漏えい，燃料プール水戻り配管水平部下端未満の場合は大量の水の漏えいが発生していると判断し，前者は注水による対応手段，後者はスプレイによる対応手段を選択する。
※７：事故発生から8時間後の使用済燃料プール水位は，通常水位から約0.4m下となる。

凡　例
- ：操作・確認（運転員）
- ：プラント状態（解析）
- ：判断
- 解析上考慮しない操作
- ：重大事故等対応要員（現場）
- ：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

プラント前提条件
・プラント停止9日後
・全燃料取出時，プールゲート閉

（解析上の時刻）

（0秒）外部電源喪失

（10分）使用済燃料プール冷却機能喪失の確認※１
使用済燃料プール注水機能喪失の確認※２
非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作※３
使用済燃料プール冷却機能の回復操作
使用済燃料プール注水機能の回復操作
使用済燃料プールの水位，温度の監視※４
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水
可搬型スプレイノズル準備※５
使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満※６
No
Yes
補給水系及び消火系による使用済燃料プール注水
Ⅰ
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備
タンクローリーによる燃料補給

（約5.1時間）使用済燃料プール水温100℃到達
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ
Ⅱ
Ⅱ
Ⅱ

（約8.0時間）可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始※７
（注水が実施できなかった場合）
（約11時間）使用済燃料プール水位約0.9m低下（10mSv／h）

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後は，残留熱除去系等による冷却を実施する。

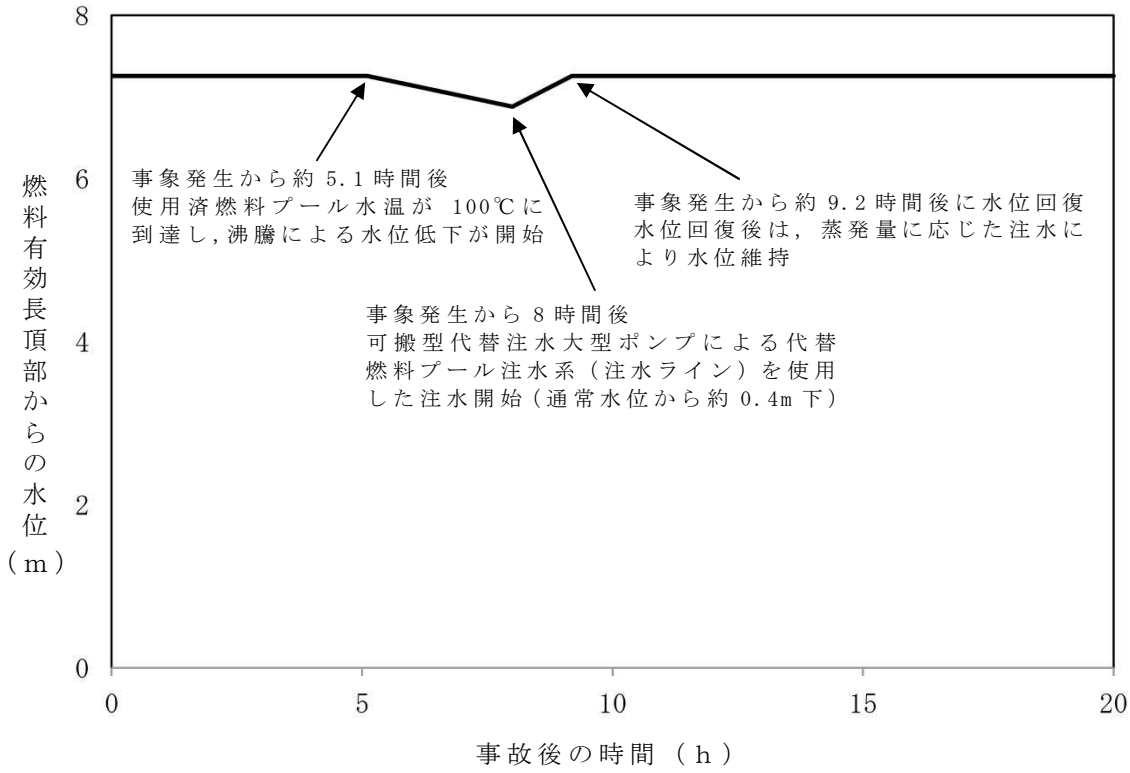
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
補給水系及び消火系による使用済燃料プール注水は，自主対策設備であるため，解析上考慮していない。なお，消火系による使用済燃料プール注水は火災が発生していない場合に使用する。
Ⅱ
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは，使用済燃料プールからの大量の水の漏えいが発生した場合に使用する対応手段であることから，解析上考慮していない。

第 4.1-2 図　想定事故１の対応手順の概要

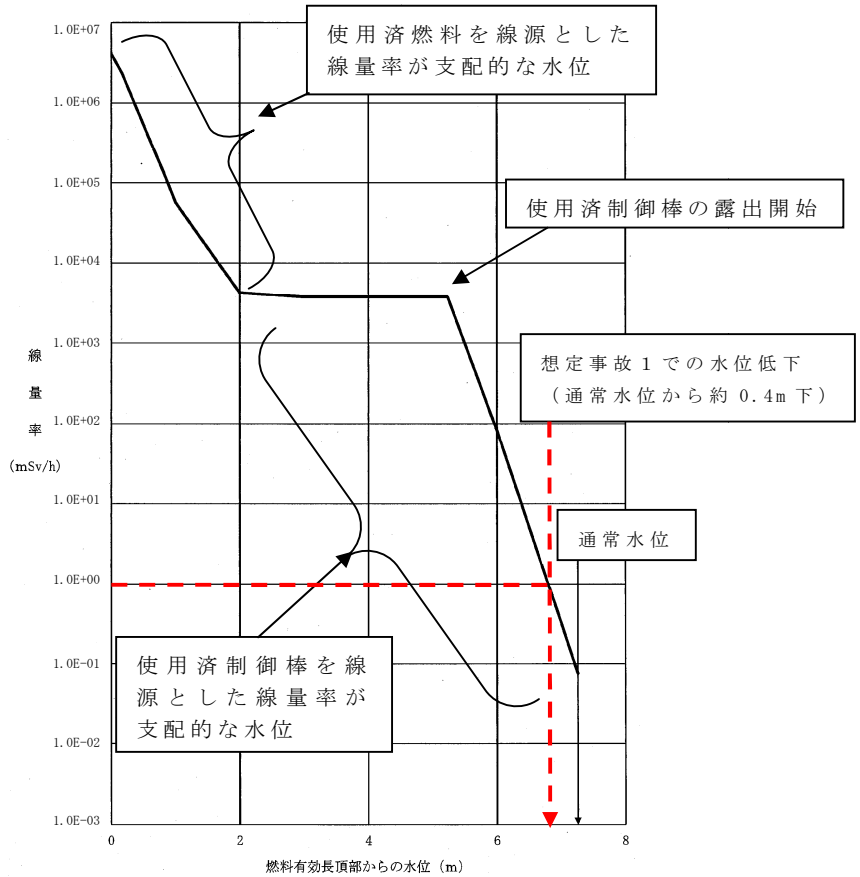
想定事故１

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 ▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約 5.1 時間　使用済燃料プール水温 100℃到達 ▽8 時間　可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水開始	備考
	責任者	発電長	1 人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	副発電長	1 人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2 人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央監視）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系） ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（残留熱除去系及び補給水系）	10 分	
	【1人】 A	－		－	●使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	－	2人 B, C		－	●使用済燃料プール冷却機能の回復操作（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系），失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない 対応可能な要員により実施する
使用済燃料プール注水機能の回復操作	－	【2人】 B, C			●使用済燃料プール注水機能の回復操作（残留熱除去系及び補給水系），失敗原因調査	適宜実施	
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成，注水操作	15 分	解析上考慮しない
可搬型スプレイノズル準備	－	－		10人 a～j	●原子炉建屋への移動	40 分	解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む
					●ホース及び可搬型スプレイノズル設置※	125 分	
					●可搬型代替注水大型ポンプの保管場所への移動	30 分	
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	－	－		【10人】 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間等含む
	【1人】 A	－		－	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系の系統構成（電動弁の開操作）	4 分	
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	－	－		【2人】 a, b	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プールへの注水，水位維持	起動後適宜状態監視	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－		2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給操作	90 分	タンクローリの残量に応じて適宜軽油貯蔵タンクから補給
					●可搬型代替注水大型ポンプへの給油操作	適宜実施	
必要人員数　合計	1人 A	2人 B, C		10人　a～ j 及び招集2人			

第 4.1-3 図　想定事故１の作業と所要時間



第 4.1-4 図　使用済燃料プール水位の変化



第 4.1-5 図　線量評価点における線量率と水位の関係

使用済燃料プールの監視について

1. 通常時の監視項目の概要

通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視についての概要を下表に示す。

第1表　通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視項目

項目	監視対象	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンク水位	・スキマサージタンク水位計	パラメータ確認	1回／時間	・水位高／水位低時の警報発生時（スキマサージタンク水位）	水位低による燃料プール冷却浄化系ポンプトリップのインターロックあり
使用済燃料プール水位	・使用済燃料プール水位計 ・使用済燃料プール水位・温度計（SA広域） ・使用済燃料プール監視カメラ	パラメータ確認 現場状態確認	1回／時間 現場巡視点検時	・水位高／低／低低の警報発生時（使用済燃料プール水位計／使用済燃料プール水位・温度計（SA広域））	－
燃料プール水温	・使用済燃料プール温度計 ・使用済燃料プール水位・温度計（SA広域） ・使用済燃料プール温度計（SA）	パラメータ確認	1回／時間	・温度高の警報発生時（使用済燃料プール温度計／使用済燃料プール水位・温度計（SA広域））	－
燃料プール冷却系の運転状態	・燃料プール冷却浄化系，残留熱除去系の運転状態	現場状態確認	現場巡視点検時	・系統故障警報等の発生時	－
漏えいの有無	・ライナードレンフローグラス	現場状態確認	現場巡視点検時	・ライナードレンたまりレベル ・漏えい検知器，床漏えい検知器等の警報発生時	－
使用済燃料プールエリアの線量率	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ ・使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） ・原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	パラメータ確認	1回／時間	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ高警報の発生時	－

2.　有効性評価での事象発生と運転員の認知について

使用済燃料プールの有効性評価での運転員の事象認知について検討した。

(1)　想定事故１

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を想定する場合，その機能喪失は各系統の故障警報の発生や，外部電源喪失等の事象発生に伴う中央制御室の変化により，運転員が事象の発生を認知する。

想定事故１では残留熱除去系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系ポンプの故障を想定しているが，中央制御室内の警報の故障を想定した場合や，警報が発報しない事象を想定した場合でも，運転員による中央制御室内の巡視において「燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから，中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

(2)　想定事故２

使用済燃料プール水の小規模な漏えいが発生して使用済燃料プールの水位が低下する事象においては，第１表の「スキマサージタンク水位」及び「燃料プール水位」のパラメータの変化に伴う複数の警報，並びにスキマサージタンク水位の低下により燃料プール冷却浄化系ポンプのトリップに伴う警報等により，中央制御室の運転員が事象の発生を認知する。

想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定しており，静的サイフォンブレーカの作動により燃料プールの水位は通常水位より 0.23m 下までの低下にとどまるが,「スキマサージタンク水位」等のパラメータの変化に伴う警報が発報しない事象を想定した場合でも，運転員による中央制御室内の巡視において「スキマサージタンク水位」,「燃料プール水位」,「燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから，中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

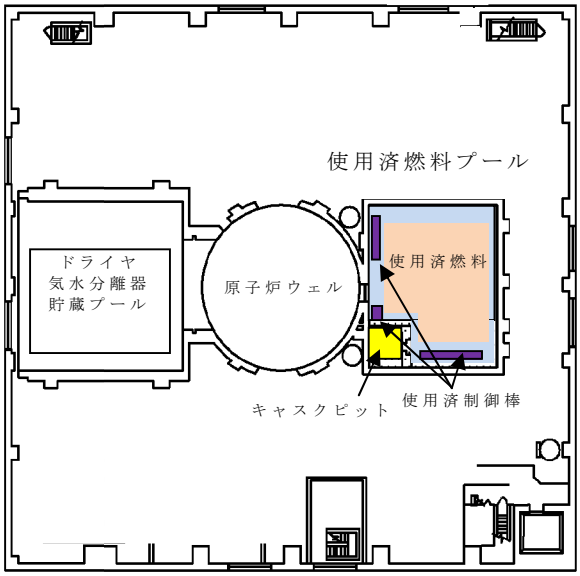
以上より，有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

使用済燃料プール周辺の概要図を第 1 図に示す。

施設定期検査時において，多くの場合はプールゲートが開放され，使用済燃料プールは原子炉ウェル，ドライヤ気水分離器貯蔵プール，キャスクピットとつながっているが，有効性評価においてはプールゲートを閉鎖している場合を想定し，原子炉ウェル，ドライヤ気水分離機器貯蔵プール及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。



第 1 図　使用済燃料プール周辺の概要図

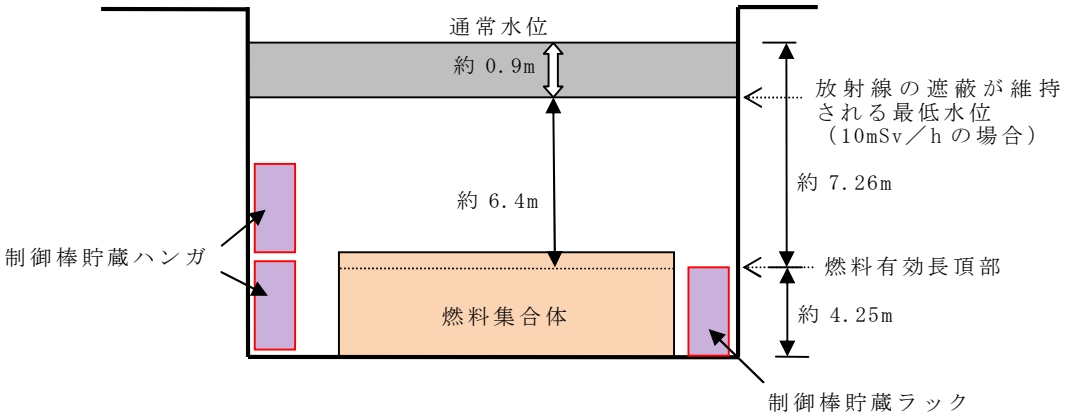
2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

第 2 図に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は，その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故であることを考慮し，例えば原子炉建屋最上階において 10mSv／h の場

合は，通常水位から約 0.9m※下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。

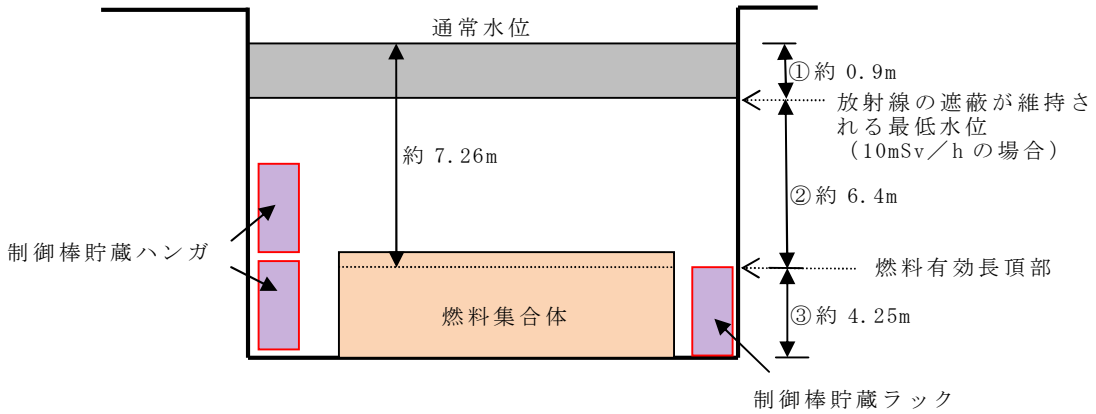
※：放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法については添付資料 4.1.3 に示す。



第 2 図　放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3.　使用済燃料プールの高さと断面積について

使用済燃料プールの高さを第 3 図に，使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を第 1 表に示す。



第 3 図　東海第二発電所　使用済燃料プールの構造高さ

第 1 表　使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積[m^2]	保有水の容積[m^3]
①	約 116	約 100
②	約 115	約 737
③	約 83	約 352
合計		約 1,189

第 3 図に示す各領域①～③の保有水の容積は，使用済燃料プール容積から機器の容積を除くことで算出し，各領域の断面積については，①の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し，②，③の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお，断面積については各領域での平均的な値を示しているが，プール内に設置されている機器の多くは②，③の底部又は壁面下部にあるため，平均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。保有水量に対する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水位低下速度は速くなることから，保守的な評価となっている。

4.　想定事故 1 における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における，崩壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間，沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について，以下の式を用いて算定した。事象を厳しく評価するため，使用済燃料プールの初期水温は,保安規定の運転上の制限における上限値である 65℃とする。また，発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし，使用済燃料プールの水面及び壁面等からの放熱を考慮しない。さらに，注水時においては顕熱を考慮せず注水流量から崩壊熱相当の蒸発量を差し引いた分の水が注水されることを想定した。

(1) 算定方法，算定条件

a．冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間 } [h]=\frac{(100℃-65℃)\times\text{水の比熱 } [kJ/kg/℃]^{※1}\times\text{使用済燃料プールの水　量}[m^3]\times\text{水の密度 } [kg/m^3]^{※2}}{\text{燃料の崩壊熱 } [MW]\times10^3\times3600}$$

b．沸騰開始からの水位低下時間

$$1\text{時間あたりの沸騰による蒸発量}[m^3/h]=\frac{\text{燃料の崩壊熱}[MW]\times10^3\times3600}{\text{水の密度}[kg/m^3]^{※2}\times\text{蒸発潜熱}[kJ/kg]^{※3}}$$

$$\text{水位低下時間 } [h]=\frac{\text{通常水位から燃料有効　長頂部までの水量 } [m^3]\times\text{水の密度 } [kg/m^3]^{※2}\times\text{蒸発潜熱 } [kJ/kg]^{※3}}{\text{燃料の崩壊熱 } [MW]\times10^3\times3600}$$

c．沸騰による水位低下平均速度

$$\text{水位低下速度[m/h]}=\frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの高低差[m]}}{\text{通常水位から燃料有効長頂部まで水位低下にかかる時間[h]}}$$

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており，保有水が少ないため，使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く，使用済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは，上記３．のとおり，下部から上部までの平均的な断面積により水位低下速度の平均値を求め，一律適用する。これは，遮蔽が維持されるまでの水位の評価において保守的な想定である。

上記計算式を用いて，以下の条件にて算定した。

水の比熱※1 [kJ／kg／℃]	使用済燃料プールの水量[m^3]	水の密度※2 [kg／m^3]	燃料の崩壊熱 [MW]
4.185	1,189.9	958	9.058

蒸発潜熱※3 [kJ／kg]	通常水位から燃料有効長頂部までの水量[m^3]	通常水位から燃料有効長頂部までの高低差[m]	通常水位から約0.9mまでの水量[m^3]
2256.47	837.6	7.26	100

※１：65℃から100℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる65℃の値を使用（1999年蒸気表より）

※２：65℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を使用（1999年蒸気表より）

※３：100℃の飽和水のエンタルピと100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出（1999年蒸気表より）

なお，ａ．～ｃ．の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的な仮定があるが，使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きいと考えられ，総合的に保守的な評価になっていると考えられる。

【保守的な仮定】

・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を想定している。

・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

【非保守的な仮定】

・簡易的な評価とするため，プール水は全て均一の温度と仮定し，プール全体が 100℃に到達した時間を沸騰開始としている。

なお，注水等の操作時間余裕は十分に大きいことからこれらの評価の仮定による影響は無視できる程度だと考える。

(2)　算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間[h]	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量[m^3／h]	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.9m 低下するまでの時間※4[h]	約 11.7
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間※4[h]	約 60.6
使用済燃料プール水位の低下速度[m／h]	約 0.13

※4：事象発生から沸騰開始までの時間を含む

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合，燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し，約 5.1 時間後に沸騰開始となり，蒸発により水位低下が始まる。この時の蒸発量は約 15.1m^3／h である。

よって，使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.9m 下）まで低下するのは約 11.7 時間後であり，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。

＜参考＞

有効性評価では崩壊熱が厳しい施設定期検査中に全炉心燃料が取り出される想定であり，通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合，燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し，約 37.8 時間後に沸騰開始となり，その後使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.9m 下）まで低下するのは約 66.4 時間後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは，原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて更に長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱[MW]	約 2.095
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間[h]	約 37.8
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量[m^3／h]	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約0.9m低下するまでの時間※4[h]	約 66.4
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間※4[h]	約 277.8
使用済燃料プール水位の低下速度[m／h]	約 0.03

※４：事象発生から沸騰開始までの時間を含む

5. 燃料取出スキーム

(1) 算定条件

燃料取出スキームの算定条件を下表に示す。

項目	算定条件	算定根拠
使用済燃料プール合計燃料体数	2,250 体	使用済燃料プール貯蔵容量
定検時取出燃料体数	764 体	原子炉内装荷全燃料
燃料取替体数	168 体	９×９燃料（Ａ型）平衡炉心時の燃料取替体数
冷却期間	13 ヶ月	９×９燃料（Ａ型）平衡炉心時の運転日数
停止期間	30 日	過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65 日）よりも短い日数を設定
原子炉停止から全燃料取出しにかかる日数	9 日	炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後の日数
定期検査毎に取出された使用済燃料の取出平均燃焼度	45GWd／ｔ	９×９燃料（Ａ型）燃料集合体平均燃焼度
サイクル末期平均燃焼度	33GWd／ｔ	崩壊熱が高い方が厳しい設定となるため，13 ヶ月運転に１ヶ月の調整運転期間を考慮した運転期間におけるサイクル末期の炉心平均燃焼度

(2) 燃料取出スキーム

崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プール内に照射済燃料が貯蔵容量（2,250 体）分保管されているとした。そのうち施設定期検査時取出燃料は原子炉内に装荷されている全燃料（764 体），それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は９×９燃料（Ａ型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定してＯＲＩＧＥＮ２で算出した。

使用済燃料プール貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数	取出平均燃焼度［GWd／t］	崩壊熱［MW］
9サイクル冷却燃料	9×(13 か月+30 日)+9 日	142 体	45	0.045
8サイクル冷却燃料	8×(13 か月+30 日)+9 日	168 体	45	0.056
7サイクル冷却燃料	7×(13 か月+30 日)+9 日	168 体	45	0.059
6サイクル冷却燃料	6×(13 か月+30 日)+9 日	168 体	45	0.065
5サイクル冷却燃料	5×(13 か月+30 日)+9 日	168 体	45	0.073
4サイクル冷却燃料	4×(13 か月+30 日)+9 日	168 体	45	0.086
3サイクル冷却燃料	3×(13 か月+30 日)+9 日	168 体	45	0.112
2サイクル冷却燃料	2×(13 か月+30 日)+9 日	168 体	45	0.165
1サイクル冷却燃料	1×(13 か月+30 日)+9 日	168 体	45	0.293
定検時取出燃料	9 日	764 体	33	8.104
合計	－	2,250 体	－	9.058

注１：使用済燃料プールの燃料保管容量 2,250 体の燃料が貯蔵されているものとする。
注２：炉心燃料の取出しにかかる期間（冷却期間）は過去の実績より最も短い原子炉停止後 9 日を採用する。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

1. 使用済燃料の計算条件

使用済燃料プール内のラックに全てに使用済燃料が貯蔵された状態を仮定し，その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態

○線量材質：使用済燃料及び水を考慮（密度[　　]／cm^3）

○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，エネルギ 4 群とする。

○線源強度：文献※1に記載のエネルギ当たりの線源強度を基に，ＳＴＥＰⅢ ９×９燃料（Ａ型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3)=\frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W\cdot s))\times\text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギ}(MeV)\times\text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \quad \cdots①$$

このときの線源条件は以下となる。なお，本評価で使用している線源強度（文献値）に対する燃料照射期間は 10^6 時間（約 114 年）であり，これは，東海第二の運転時間を十分に包絡している。

・燃料照射期間：10^6 時間

・原子炉停止後の期間※2：停止後 9 日（実績を考慮した値を設定）

・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（ＳＴＥＰⅢ９×９燃料（Ａ型））

・燃料集合体体積：7.179E+04cm^3（ＳＴＥＰⅢ ９×９燃料（Ａ型））

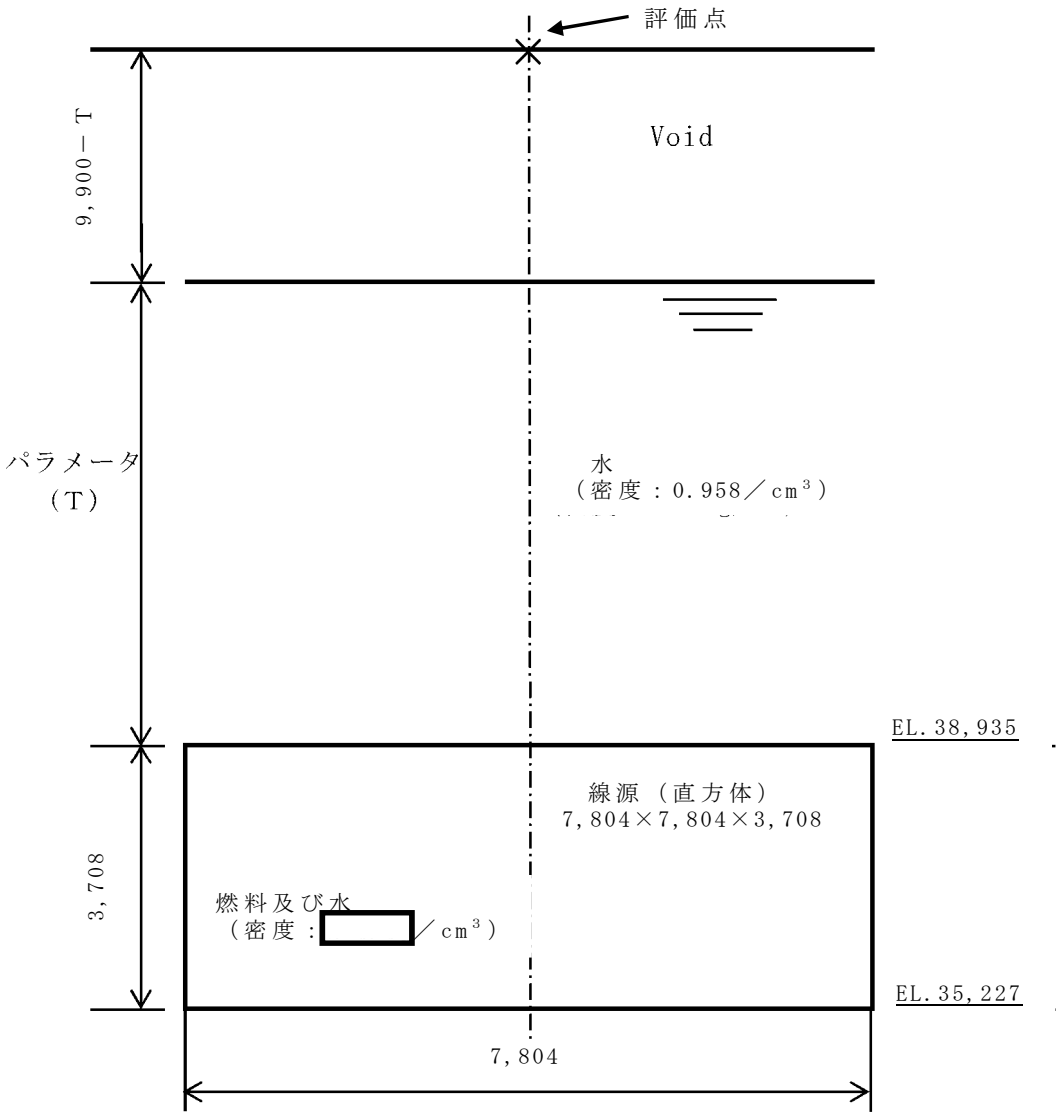
※１：Blizard E.P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B,SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS,New York,London,1962”

※２：原子炉停止後９日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（ver1.04）を用いており，その評価モデルを第１図に示す。また，式①で算出した体積当たりの線源強度を第１表に示す。なお，評価モデルにおいては，燃料有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが，実際の使用済燃料では，燃料有効長以外の構造体（上部タイプレート等）においても，放射化等により線源を有している。しかしながら，燃料有効長以外の構造体の線源強度は，$10^{9}\,cm^{-3}\cdot s^{-1}$程度と考えられ※３，燃料有効長に比べて１％程度と小さい。本線量評価は，使用済燃料プールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり，放射線の遮蔽が維持される水位（通常水位から約 0.9m）においては，使用済燃料由来の線量率は小さく（第７図参照），線量率全体の 0.01％未満の寄与であるため，評価結果に対する燃料有効長以外の構造体の影響は十分に無視できる。

※３：同等の材料組成及び中性子照射量を受けていると考えられる制御棒中間部と同等の線源強度と仮定（第２表参照）



第１図　使用済燃料の線量率計算モデル

第１表　使用済燃料の線源強度

群	ガンマ線エネルギ (MeV)	燃料線源強度 ($cm^{-3} \cdot s^{-1}$)
1	1.0	4.4E+11
2	2.0	7.5E+10
3	3.0	1.3E+09
4	4.0	2.7E+07
合計		5.2E+11

2.　使用済制御棒（制御棒・破損燃料貯蔵ラック）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒・破損燃料貯蔵ラック（以下「制御棒貯蔵ラック」という。）の使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ラックの制御棒用スペースが全て満たされた状態

○線源材料：水（密度 0.958g／cm^{3}※）

※65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる 100℃の値を設定

○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線はエネルギ 18 群（ＯＲＩＧＥＮ群構造）とする。

○線源強度は，使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し，使用済制御棒上部はピンローラを，使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を，使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは，制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については，制御棒照射量制限値（B_4C型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（435 日）。

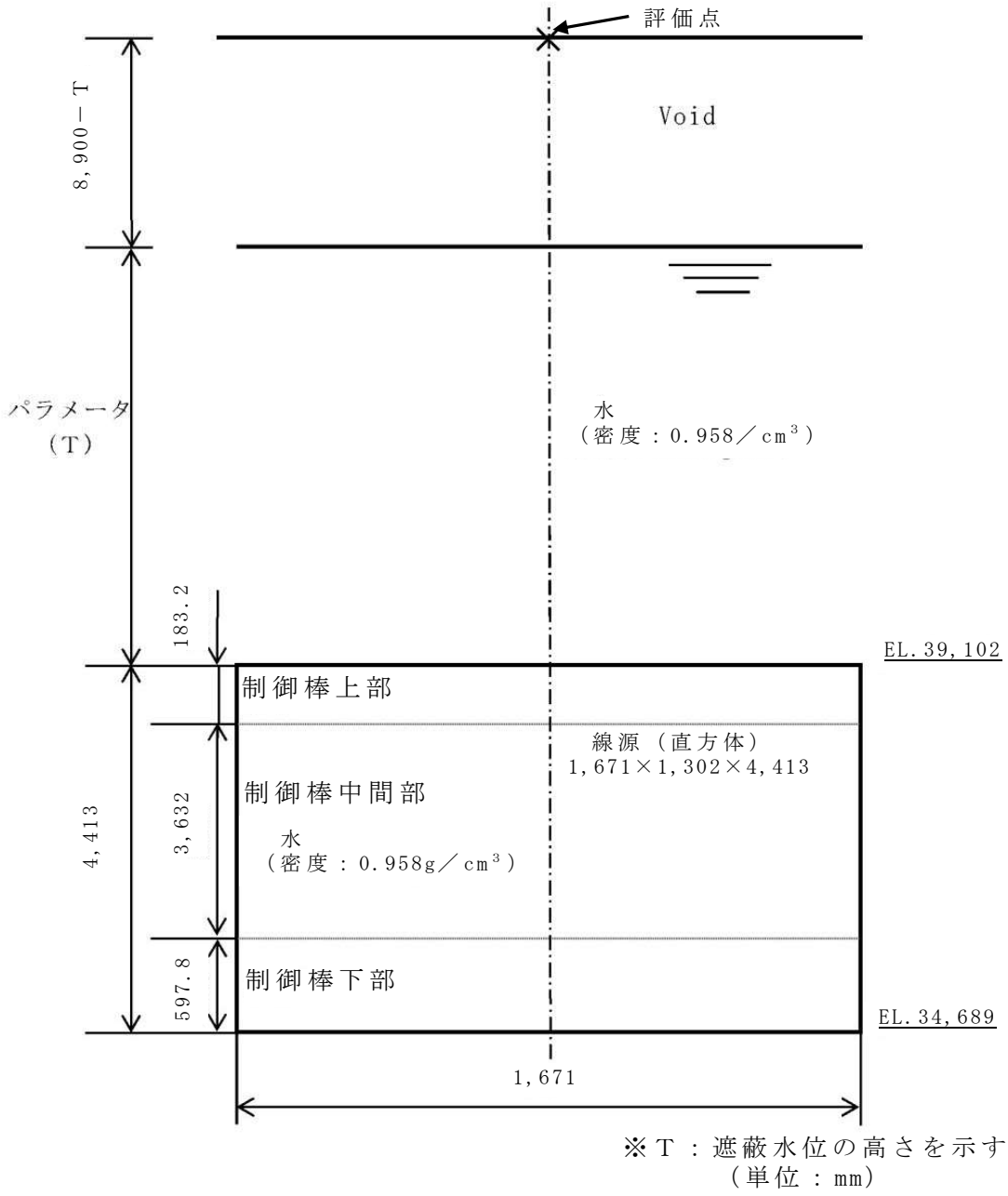
○制御棒貯蔵ラックには冷却期間が異なる使用済制御棒が貯蔵されていることを想定し，モデル上で分割した 3 領域毎に制御棒貯蔵ラックに保管されている使用済制御棒の平均線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線量強度}=\frac{\sum\{(\text{制御棒タイプ・冷却期間別の線源強度})\times(\text{制御棒タイプ・冷却期間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}} \quad \cdots②$$

制御棒のタイプはB_4C型の 1 タイプ，冷却期間は 0～1 サイクルの 2 種類，全貯蔵本数は 24 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードを用いており，その評価モデルを第２図に示す。また，計算により求めた線源強度を第２表に示す。



第２図　制御棒貯蔵ラックの線量率計算モデル

第２表　制御棒貯蔵ラック内の使用済制御棒の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	3.6×10^{7}	4.9×10^{8}	1.3×10^{9}
2	2.50×10^{-2}	1.8×10^{5}	1.1×10^{6}	5.1×10^{6}
3	3.75×10^{-2}	1.3×10^{5}	8.8×10^{5}	1.1×10^{7}
4	5.75×10^{-2}	1.5×10^{5}	9.0×10^{5}	8.9×10^{8}
5	8.50×10^{-2}	9.1×10^{4}	5.1×10^{5}	8.3×10^{7}
6	1.25×10^{-1}	1.7×10^{5}	1.3×10^{6}	1.8×10^{8}
7	2.25×10^{-1}	1.8×10^{5}	1.3×10^{6}	2.6×10^{8}
8	3.75×10^{-1}	9.7×10^{6}	2.6×10^{8}	5.9×10^{8}
9	5.75×10^{-1}	3.4×10^{7}	1.6×10^{8}	2.7×10^{8}
10	8.50×10^{-1}	1.2×10^{8}	8.4×10^{8}	1.6×10^{9}
11	1.25×10^{0}	7.9×10^{7}	6.9×10^{8}	5.5×10^{9}
12	1.75×10^{0}	6.3×10^{5}	2.9×10^{6}	5.0×10^{6}
13	2.25×10^{0}	4.2×10^{4}	3.7×10^{3}	2.4×10^{4}
14	2.75×10^{0}	9.9×10^{0}	1.1×10^{1}	7.5×10^{1}
15	3.50×10^{0}	5.9×10^{-3}	2.1×10^{-10}	1.0×10^{-9}
16	5.00×10^{0}	6.1×10^{-5}	2.2×10^{-12}	1.1×10^{-11}
17	7.00×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
18	9.50×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
合計		2.8×10^{8}	2.4×10^{9}	1.1×10^{10}

3. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ハンガ）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ハンガの全てに制御棒が吊るされた状態

○線源材料：水（密度 0.958g／cm^{3}※）

※65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を設定

○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線はエネルギ 18 群（ＯＲＩＧＥＮ群構造）とする。

○線源強度は，使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し，使用済制御棒上部はピンローラを，使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を，使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは，制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については，制御棒照射量制限値（Ｈｆ型：4snvt，B_4C型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（Ｈｆ型：1,160 日，B_4C型：435 日）。

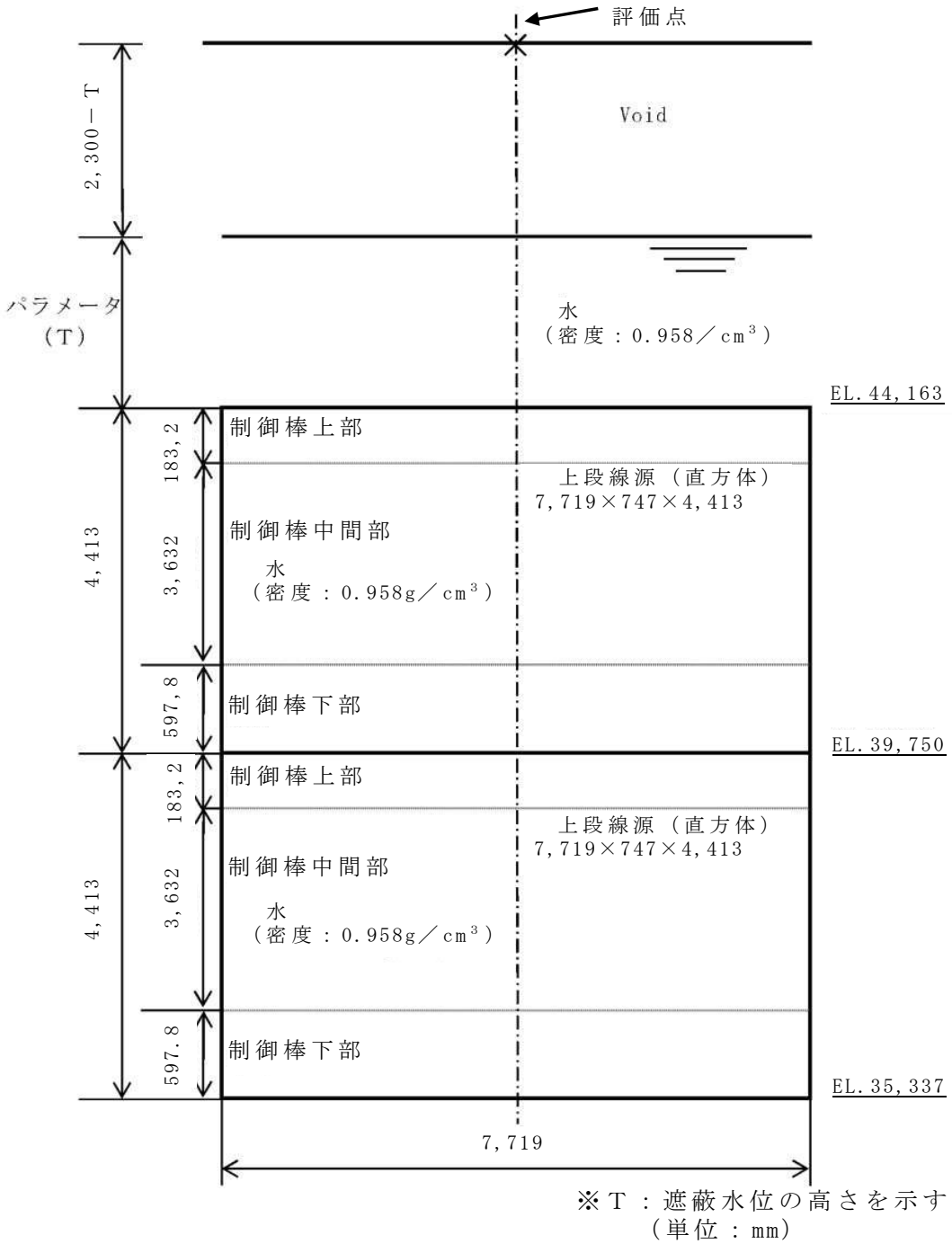
○制御棒貯蔵ハンガには，タイプ別でかつ冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し，モデル上で分割した 3 領域毎に貯蔵使用済制御棒全体の放射能を保存して平均した線源強度を式③により算出した。

$$\text{平均線量強度}=\frac{\sum\{(\text{制御棒タイプ・冷却期間別の線源強度})\times(\text{制御棒タイプ・冷却期間別の保管本数})\}}{\text{全貯蔵本数}} \quad \cdots③$$

制御棒のタイプはＨｆ，B_4Cの 2 タイプ，冷却期間は 0～10 サイクルの 11 種類，全貯蔵本数は 156 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（ver1.04）を用いており，その評価モデルを第 3 図に示す。また，計算により求めた線源強度を第 3 表に示す。



第 3 図　使用済制御棒ハンガの線量率計算モデル

第 3 表　制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒の線源強度

群	ガンマ線 エネルギ (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	8.0×10^{4}	1.5×10^{6}	5.5×10^{6}
2	2.50×10^{-2}	1.3×10^{4}	8.7×10^{4}	5.3×10^{5}
3	3.75×10^{-2}	7.1×10^{3}	5.0×10^{4}	3.1×10^{5}
4	5.75×10^{-2}	8.0×10^{3}	5.6×10^{4}	1.7×10^{6}
5	8.50×10^{-2}	3.2×10^{3}	2.2×10^{4}	2.6×10^{5}
6	1.25×10^{-1}	1.2×10^{3}	8.6×10^{3}	3.3×10^{5}
7	2.25×10^{-1}	4.5×10^{2}	3.1×10^{3}	4.1×10^{5}
8	3.75×10^{-1}	1.2×10^{3}	8.6×10^{3}	5.3×10^{4}
9	5.75×10^{-1}	6.5×10^{3}	3.0×10^{4}	5.3×10^{4}
10	8.50×10^{-1}	2.5×10^{4}	7.3×10^{6}	1.5×10^{7}
11	1.25×10^{0}	3.5×10^{7}	2.4×10^{8}	1.5×10^{9}
12	1.75×10^{0}	1.2×10^{2}	5.5×10^{2}	9.7×10^{2}
13	2.25×10^{0}	1.8×10^{2}	1.3×10^{3}	7.8×10^{3}
14	2.75×10^{0}	5.7×10^{-1}	3.9×10^{0}	2.4×10^{1}
15	3.50×10^{0}	4.1×10^{-16}	1.9×10^{-15}	2.7×10^{-15}
16	5.00×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
17	7.00×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
18	9.50×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}	0.0×10^{0}
合計		3.5×10^{7}	2.5×10^{8}	1.5×10^{9}

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納又は制御棒貯蔵ラック内へ格納されている。評価では，これらの制御棒貯蔵ハンガ及び制御棒貯蔵ラックの構造材を含めた使用済制御棒設置個所を直方体の線源としてモデル化している（第4図）。

遮蔽計算をする際，線源材にも密度を設定することで自己遮蔽等の計算を行う。本評価では制御棒が①冠水時，②一部露出時，③露出時のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として計算している。

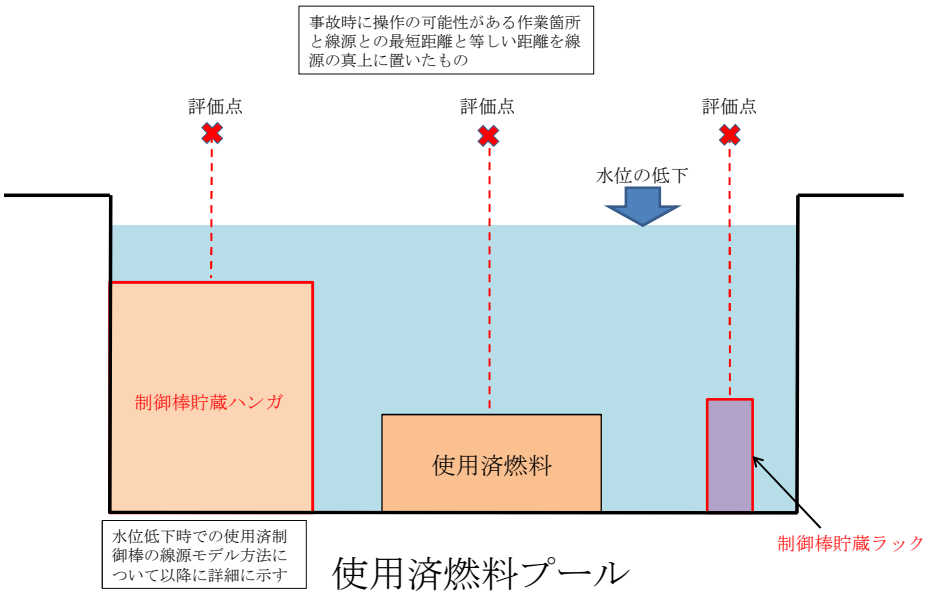
こちらは③露出時において，制御棒間等は気中であるが，制御棒は水より密度の大きいステンレスやB_4C（又はHf）等で構成されていること，線源以外にも使用済制御棒ハンガ，制御棒貯蔵ラックのような構造材があることから十分保守的なモデルとなっている。

①冠水時，②一部露出時の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて，制御棒間の隙間等，気中であった箇所に水が入るため，遮蔽効果はさらに高まるが，評価においては③露出時と同様，水と設定して評価をすることでさらに保守的なモデルとなっている。

評価結果において，水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と，完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは，評価で上記に示すとおり①冠水時と③露出時を等しく，線源が水として計算しているためである（第5図）。

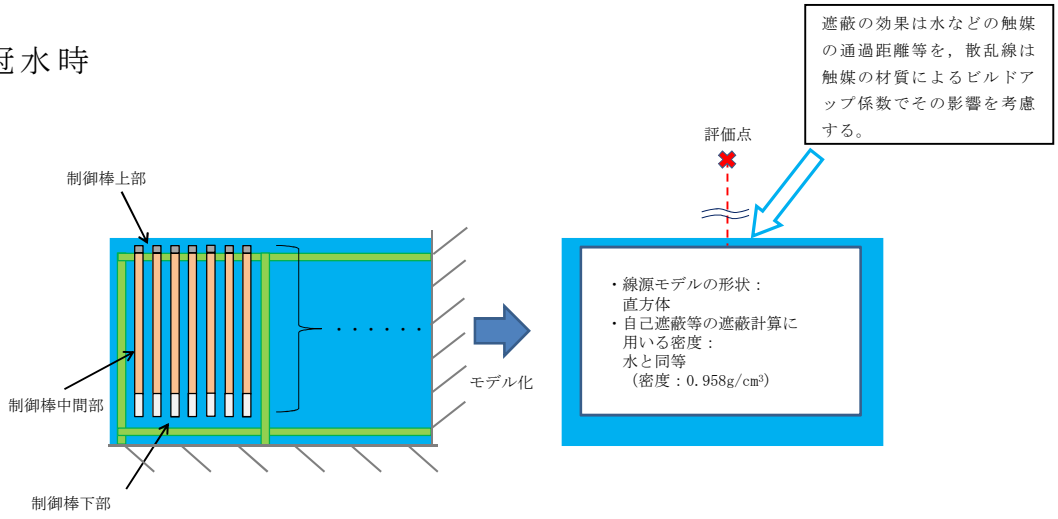
＜参考＞

一例として^{60}Coを線源としたときの1／10価層は水であると約70cmであるのに対して，鉄（密度：7.87kg／cm^3）であると約7.4cmとなり，これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。



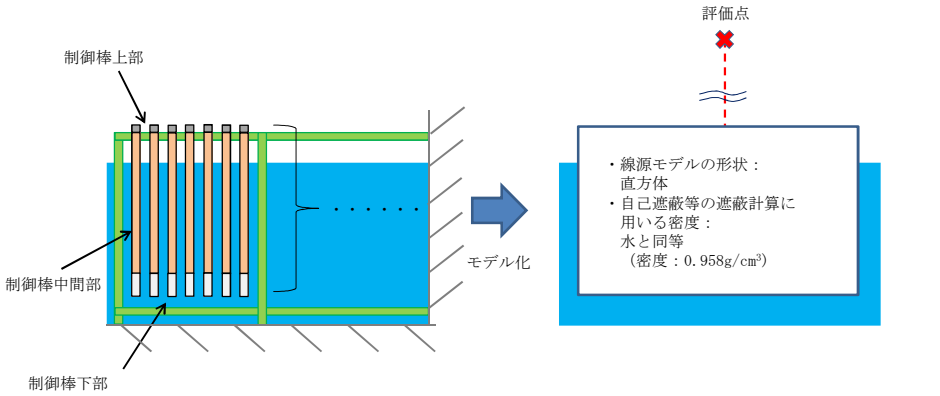
第 4 図　使用済燃料プール概要図

①冠水時



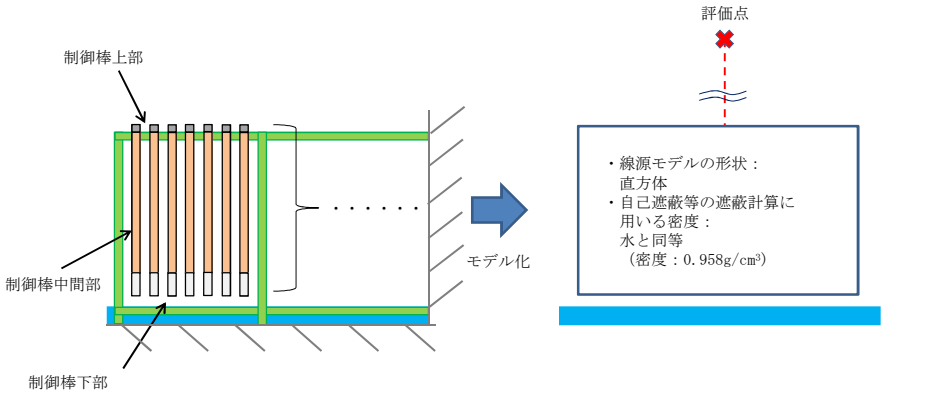
使用済制御棒の側面図　　制御棒の線源モデル（冠水時）

②一部露出時



使用済制御棒の側面図　　制御棒の線源モデル（一部露出時）

③露出時



使用済制御棒の側面図　　制御棒の線源モデル（露出時）

第 5 図　冠水時及び露出時の線量率計算モデ

4. 線量率の評価

線量率は，ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（ver1.04）を用いて計算している。

一般的に点減衰核積分法では，線源領域を細分化し点線源で近似を行い，各点線源から計算点までの媒質の通過距離から非散乱ガンマ線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ，線源領域全空間で積分した後，線量率換算係数をかけることで計算点での線量率を求める。

ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードでは，式④を用い，線量率を計算している。第４図にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードの計算体系を示す。

$$D_j=\sum_i F_j\cdot\frac{S_{ij}}{4\cdot\pi\cdot R_i^2}\cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk}\cdot t_k\right)}\cdot B_{ij} \cdots ④$$

ｊ：エネルギ群番号

ｉ：線源点番号

ｋ：領域番号（遮蔽領域）

F_j：線量率換算係数

S_{ij}：ｉ番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギｊ群の点線源強度

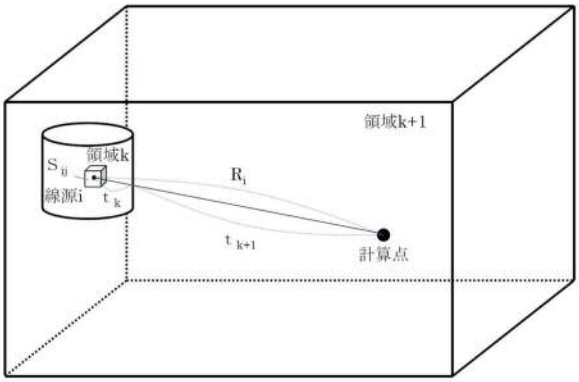
R_i：ｉ番目の線源点と計算点の距離

B_{ij}：ビルドアップ係数

μ_{jk}：領域ｋにおけるエネルギｊ群のガンマ線に対する線吸収係数

t_k：領域ｋをガンマ線が透過する距離

これにより求まったエネルギ第ｊ群の線量率D_jから，全ての線源エネルギ群について加えることによって全線量率を計算している。



第 6 図　ＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコードの計算

5.　線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1)　線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は，第 4 図に示すように制御棒ハンガ線源，制御棒貯蔵ラック線源，使用済燃料ラック線源の各線源毎に，それぞれの真上のオペフロ床面高さとした。

線源毎にその真上のオペフロ床面高さの評価点における，使用済燃料プール水位に応じた線量率算出結果を合計したものを第 7 図に示す。

なお，評価では第 1 図及び第 2 図の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2)　放射線の遮蔽が維持される水位

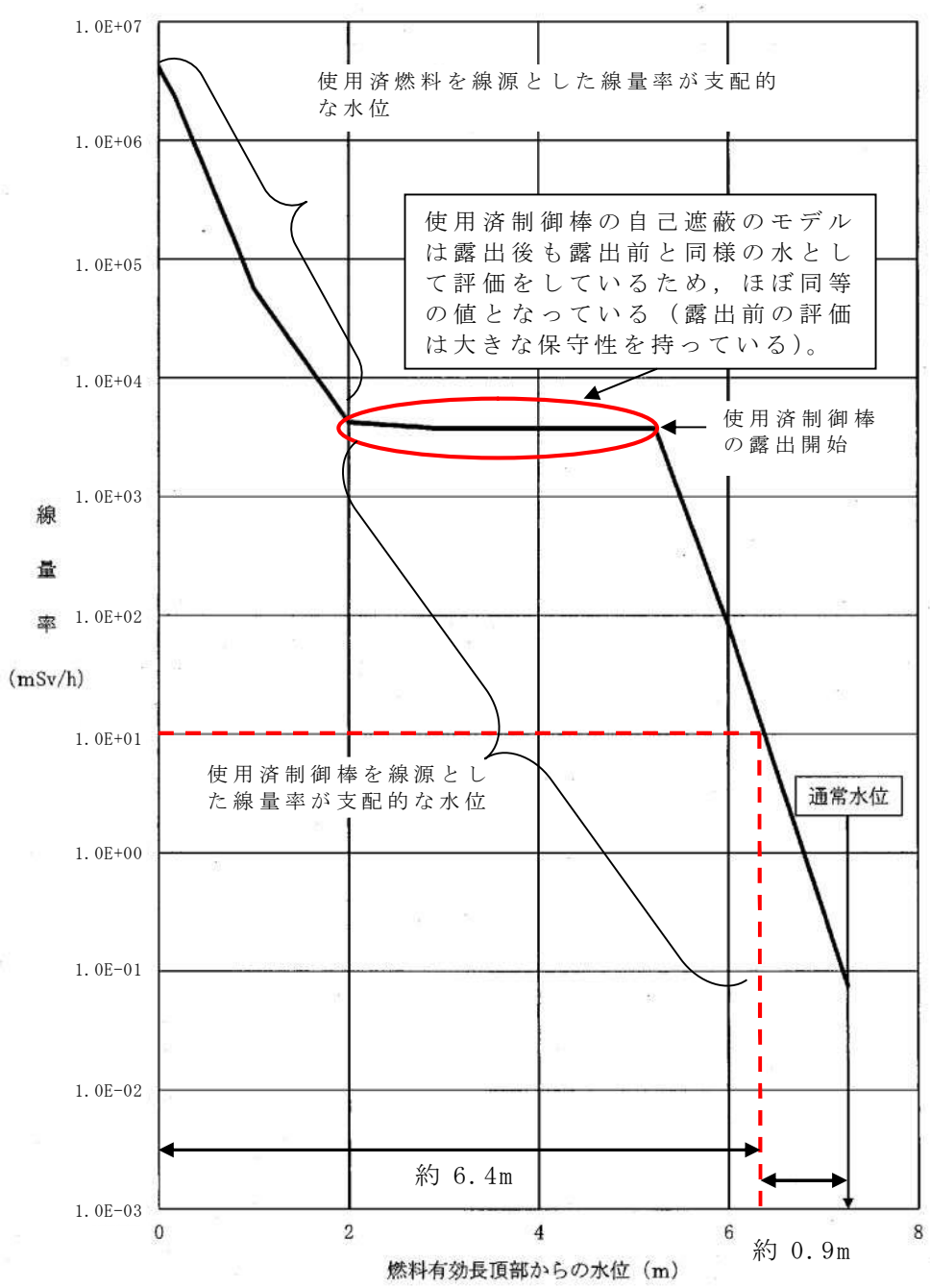
本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間から 10mSv／h に設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，重大事故等対応要

員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は 2.1 時間（保管場所と子炉建屋原子炉棟 6 階の移動時間を含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約 3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

必要な遮蔽水位は第 7 図より東海第二発電所において約 6.4m となり，開始水位から約 0.9m 低下した水位である。



第 7 図　放射線の遮蔽が維持される水位

安定状態について

想定事故１（使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能の喪失）の安定停止状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：	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使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，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】

使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの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】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用した使用済燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系等を復旧し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙１参照）

使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

東海第二発電所の使用済燃料プールでは，ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには，通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが，臨界設計では，新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように，炉心装荷時の無限増倍率が 1.30 となる燃料を用いて評価している。また，使用済燃料プール水温，ラック製造公差，ボロン添加率，ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第 1 表に，計算体系を第 1 図に示す。

仮に使用済燃料プール水が沸騰又は喪失状態となり，使用済燃料プールのスプレイ設備が作動する状態となった場合には，使用済燃料プールの水密度が減少することにより，ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し，実効増倍率を低下させる効果が生じる。一方，ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸収する効果が減少するため，隣接ラックへの中性子の流れ込みが強くなり，実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の 2 つの効果のバランスにより決定されるため，ラックの材質・ピッチの組合せによっては通常の冠水状態と比較して未臨界性評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで，東海第二発電所の使用済燃料プールにおいて水密度を一様に 1.0～0.0g／cm^3 と変化させて実効増倍率を計算したところ，中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により，実効増

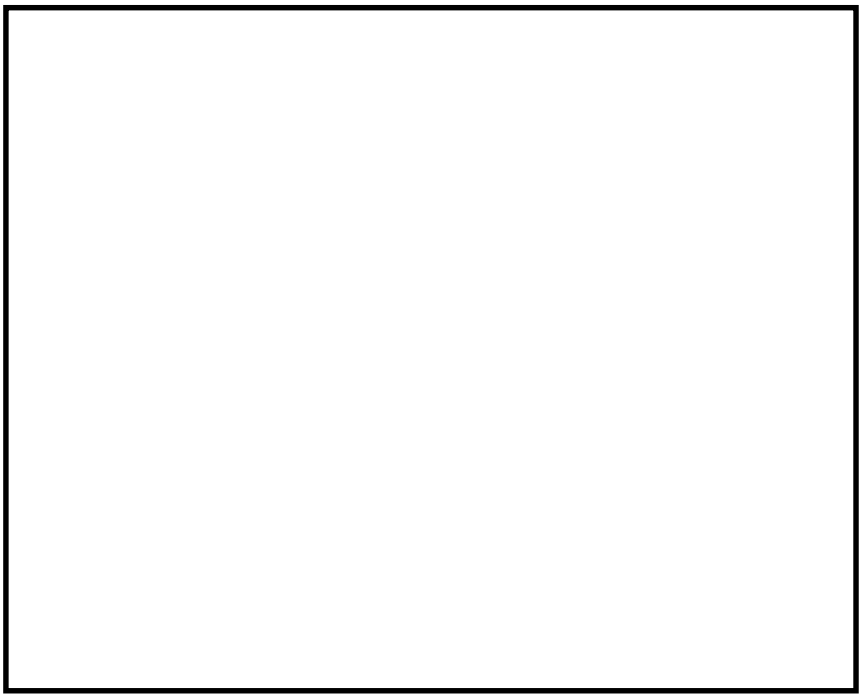
倍率を増加させる効果がある隣接ラックへの中性子流れ込みが抑制されることから，第 2 図に示すとおり，水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため，水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることとなる。

なお，解析には，米国オークリッジ国立研究所（ＯＲＮＬ）が米国原子力規制委員会（ＮＲＣ）の原子力関連許認可評価用として作成したモンテカルロ法に基づく３次元多群輸送計算コードであり，米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されているＳＣＡＬＥシステムを用いた。

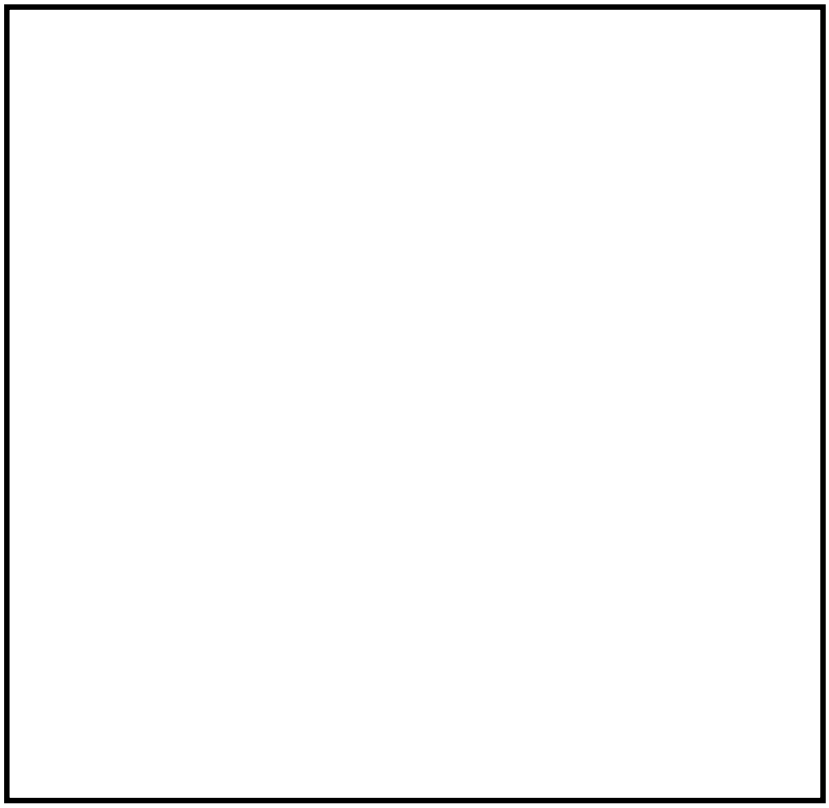
第１表　未臨界性評価の基本計算条件

	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	９×９燃料（A 型）
	U^{235} 濃縮度	□wt% ※1
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	□mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	□wt% ※2
	板厚	□mm
	内のり	□mm

※１：未臨界性評価用燃料集合体（k∞＝1.3 未燃焼組成，Gd なし）
※２：ボロン濃度の解析使用値は，製造公差下限値とする。



第 1 図　角管型ラックの計算体系



第 2 図　実効増倍率の水密度依存性

使用済燃料プール水温の管理について

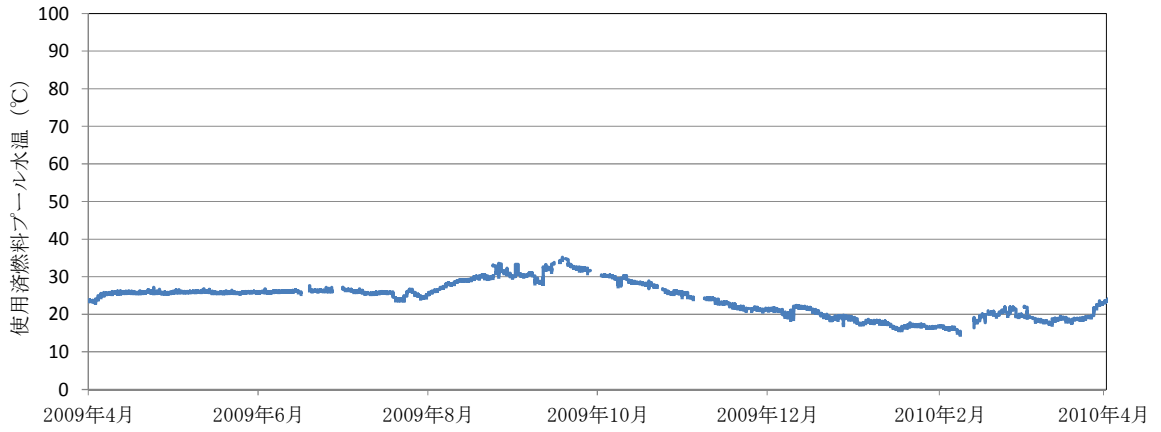
使用済燃料プールの水温は，海水温度や貯蔵する燃料の体数等により変動する。また，使用済燃料プールの水位及び水温に対する保安規定の運転上の制限が第 1 表のとおり定められており，発電長は定期的に運転上の制限を満足していることを確認している。

有効性評価における使用済燃料プールの初期水温は，使用済燃料プールの沸騰による水位低下が早く，評価項目に対して厳しい条件として，保安規定の運転上の制限である 65℃を設定している。

第 1 図に使用済燃料プール水温の年間の推移の例を示す。このように，使用済燃料プールの水温は，保安規定の運転上の制限に対して十分に低い水温で推移しており，10 年程度の期間での最大値は約 40℃，最小値は約 12℃となっている。

第 1 表　使用済燃料プールに関する運転上の制限

項目	運転上の制限
使用済燃料プールの水位	オーバーフロー水位付近にあること
使用済燃料プールの水温	65℃以下



※図中の空白箇所は点検等により正常な測定結果が得られなかった期間

第 1 図　使用済燃料プール水温の推移の例

自然蒸発による水位低下速度について

1. はじめに

使用済燃料プールの保有水が自然蒸発により水位低下する速度について，概略評価した。

2. 評価方法及び評価結果[1]

水が定常的に蒸発するとした場合，拡散流束は濃度勾配に比例するため，次の①式で表される。

$$w = -D\frac{d\rho}{dx} \qquad \cdots\cdots\cdots\

⑥式の Mv/RT は温度によって定まるため，水面の単位面積から単位時間に蒸発する水の質量 w と，水蒸気圧勾配 de/dx との関係から，水蒸気の拡散係数が求められる。この方法により，15℃付近の温度で測定した w と de/dx との関係から，温度及び圧力による影響を考慮して空気中における水蒸気の拡散係数 D は，次の⑦式で表される。

$$D = 0.241\left(\frac{273+t}{288}\right)^{1.75}\left(\frac{P_0}{P}\right) \quad [\mathrm{cm}^2/\mathrm{s}] \quad \cdots\cdots⑦$$

ここで，t は温度，P_0 は標準気圧（=1,013.25hPa），P は空気の圧力である。

④式と⑦式から，比例定数 K は次の⑧式で表される。

$$K = 0.263\frac{(273+t)^{0.75}}{P}\times 10^{-5} \quad [\mathrm{g}/(\mathrm{cm}\cdot\mathrm{s}\cdot\mathrm{hPa})] \cdots⑧$$

温度（t=0～50℃）と比例定数 K の関係を図 1 に示す。なお，温度が 95℃，空気の圧力が 1atm の標準状態における比例定数 K は 0.218×10^{-6} g／（cm・s・hPa）となり，1 時間当たりの拡散による自然蒸発量は約 6.64kg／m^2 と評価される。

想定事故 1 における沸騰開始までの時間は 5.1 時間であるが，保守的にこの期間中に 95℃で自然蒸発を継続したと仮定した場合，その総量は約 4.1m^3 となる。事象開始時に 4.1m^3 が蒸発したと仮定しても，遮蔽維持水位到達までの時間は，4.1m^3 の蒸発を仮定しない場合と同じく約 11.7 時間であり有意な変化は生じない。

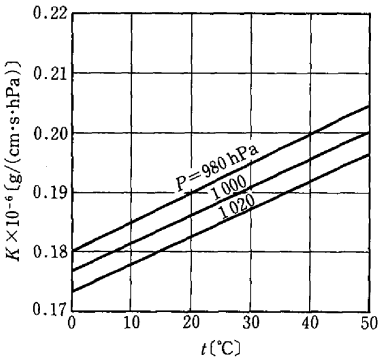


図 1　温度と比例定数の関係図

【1】:「湿度と蒸発－基礎から計測技術まで－」（コロナ社）

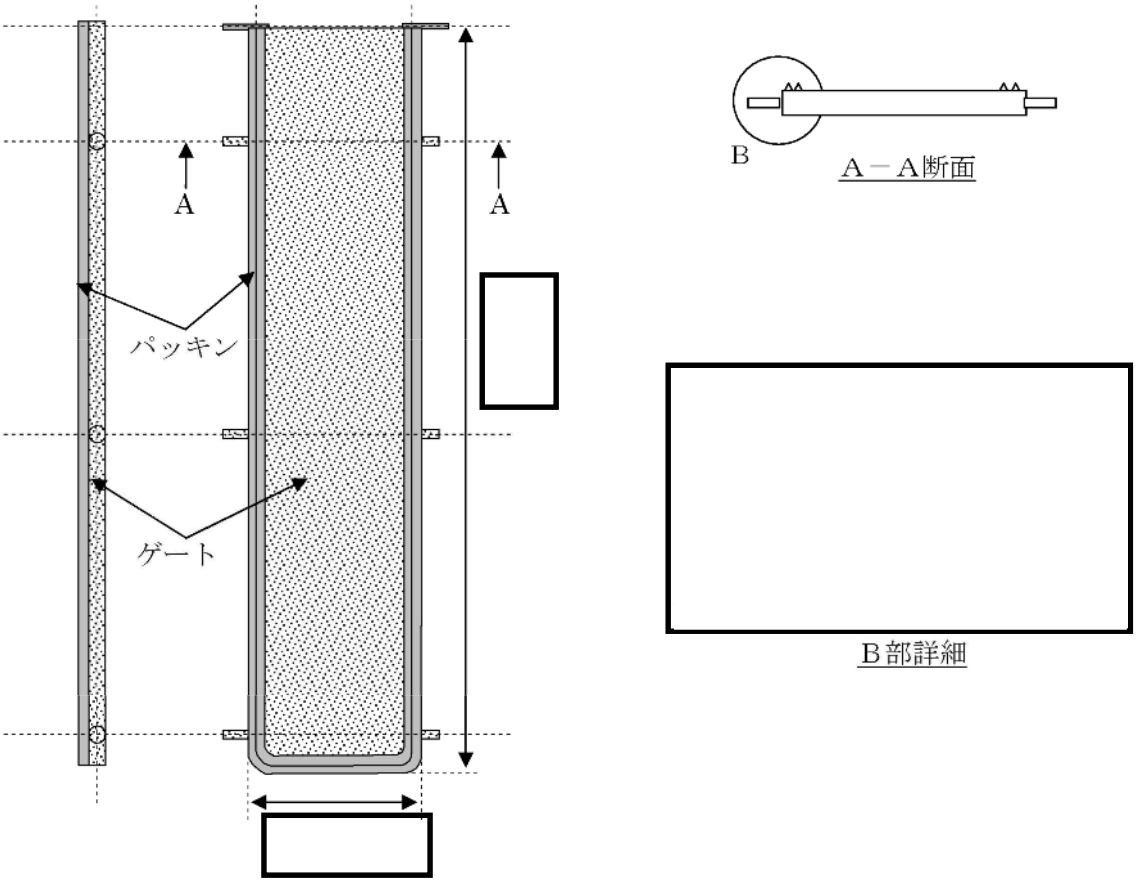
使用済燃料プール（ＳＦＰ）ゲートについて

○ＳＦＰゲートについては，以下の理由により十分信頼性があるため，大規模な流出はない。

（１）ＳＦＰゲートはＳＦＰと原子炉ウェルの流路に設けられたフックに設置され，ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし，ＳＦＰゲートのフック及びストッパーは基準地震動Ｓｓによる地震荷重に対し強度上問題ない設計とする。

（２）ＳＦＰゲートについて基準地震動ＳＳによる地震荷重，静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い，強度上問題ない設計とする。

（３）ＳＦＰゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり，納入時に特性試験（耐水試験（ＪＩＳ　Ｋ　６２５８）：100℃－70ｈ，圧縮永久ひずみ試験（ＪＩＳ　Ｋ　６２６２）：150℃－70ｈ）により材料健全性を確認しており，ＳＦＰ保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。



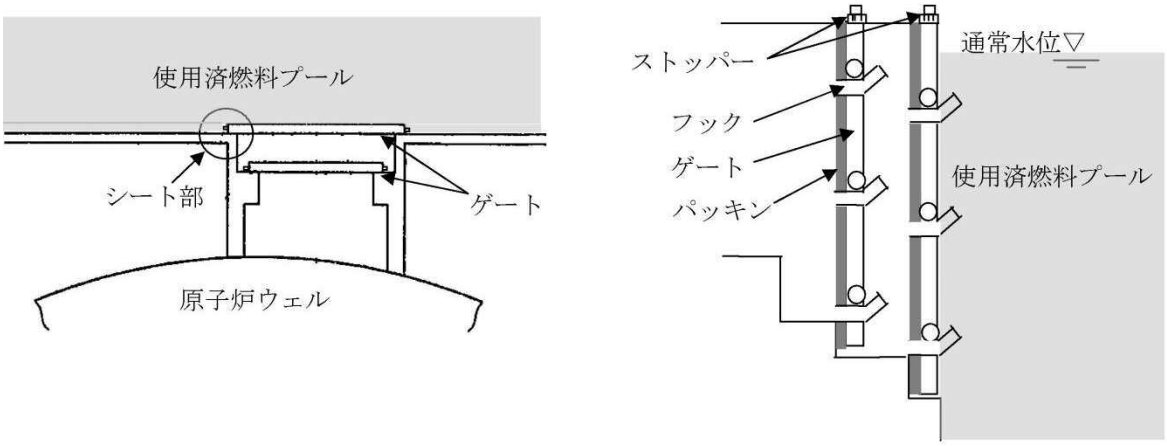
第１図　ＳＦＰゲートの構造図（内側ゲートの例）

○ＳＦＰゲートのシール機能について以下に示す。

（１）ＳＦＰゲートは原子炉ウェルとＳＦＰの流路に二重に設置されており，内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシート性能を確保可能。

（２）ＳＦＰゲートのパッキンは二重シールとなっており，外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシート性能を確保可能。（パッキンは水圧により面圧を確保し，ストッパーにより据付状態を保持）

シート部の詳細図



平面図　　断面図

第２図　ＳＦＰゲート据付状態の概要図

（参考）ＳＦＰゲートが外れた場合

ＳＦＰゲートが外れることによりＳＦＰ水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位及び線量等に対する評価を実施した。

○評価条件

・ＳＦＰゲートは，地震等が発生した場合でも十分信頼性があるものであるが，本評価では，保守的に，ＳＦＰゲートが外れ，かつゲート下端（スロット部）までＳＦＰ水位が低下した場合を想定し，その後使用済燃料の崩壊熱によりＳＦＰ水位が燃料有効長頂部まで低下するま

での時間余裕を評価した。

なお，原子炉が未開放の状態であった場合，漏えいした燃料プールの保有水が原子炉ウェルやドライヤ気水分離器貯蔵プールに流れ込むことで原子炉ウェルの水位を上昇させ，原子炉ウェル側とＳＦＰ側の水位が均一になった際にＳＦＰからの保有水の漏えいが停止することも考えられるが，本評価においてはその効果に期待しないものとした。

・ＳＦＰ内の使用済燃料の崩壊熱は,想定事故１及び想定事故２と同様,約 9.1MW とした。

・サイフォン等による漏えいは静的サイフォンブレーカや現場の隔離操作により停止されるものとした。

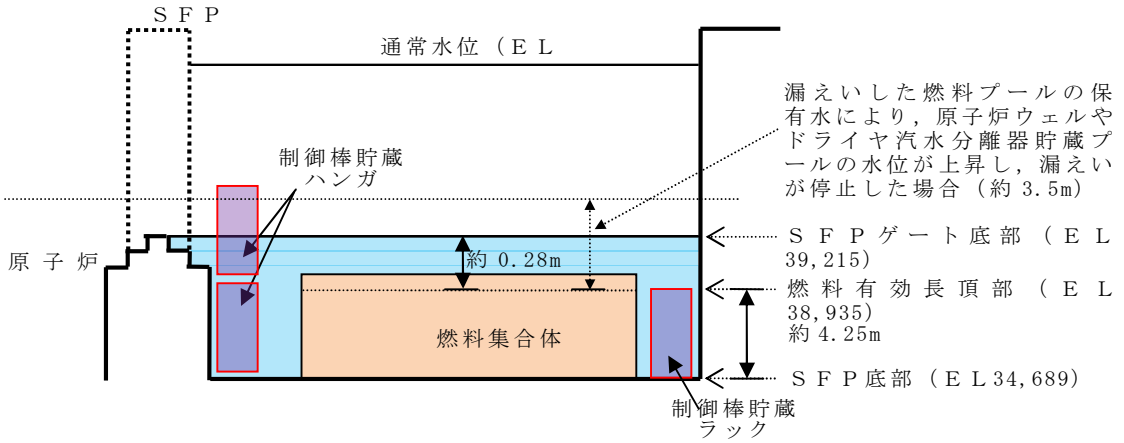
ＳＦＰ保有水量（流出前）	約 1,189m^3
原子炉ウェル等への流出量	約 813m^3
プール保有水量（流出後）	約 376m^3
プール水位低下量（通常運転水位からの低下）	約 7.0m

○評価結果

事象発生からＳＦＰ保有水の沸騰開始までの時間余裕は約 1.6 時間であった。また，沸騰によりＳＦＰ水位が低下し，ＳＦＰ水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 3.2 時間であった。

ＳＦＰ水位の低下によりオペレーティングフロアの線量率は上昇するため，オペレーティングフロアでの作業は困難となるが，事象開始から燃料有効長頂部までＳＦＰ水位が低下する時間余裕は約 3.2 時間あるため，オペレーティングフロアでの作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン））によりＳＦＰにおける燃料損傷を防止することができる。

冷却機能停止及びＳＦＰゲートからの流出後，ＳＦＰ水が沸騰するまでの時間	約 1.6 時間
事象発生から燃料有効長頂部までＳＦＰ水位が低下するまでの時間	約 3.2 時間



○まとめ

ＳＦＰゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があるものであり，かつ万一ＳＦＰゲート部からリークがあった場合でも，ＳＦＰ水位が約 7.0m 低下するが，燃料が露出することはなく，ＳＦＰ水位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約 3.2 時間後までにオペレーティングフロアでの作業が不要である注水手段(代替燃料プール注水系(注水ライン))により注水を開始することでＳＦＰ内燃料の損傷を防止することが可能である。

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故１）

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1／3)

項目		評価条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	評価条件では通常水位を設定しているため，通常水位より低い水位の変動を考慮した場合，それにより時間余裕及び水位低下による異常の認知の時間が短くなることが考えられるが，本事象における注水操作は，燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため，その起点より操作開始が遅くなることはなく，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で0.70m程度の水位の低下が発生し，この場合，事象発生から約5時間以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件では通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，通常水位よりも低くなることが考えられ，それにより時間余裕が短くなることが考えられるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.14m低下した位置)とした場合であっても放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約11時間，水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は事象発生から2日以上あり，事象発生から8時間後までに可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約0.70m程度の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。なお，本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが，余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ，本震時のスロッシングによってプール水位が約0.70m低下しているため，プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2／3)

項目		評価条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約 12℃～40℃（実績値）	通常運転中の最大値として，保安規定の設定値である 65℃を設定	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ，時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 なお，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。 仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6.6 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW（原子炉停止後 9 日）	9.1MW 以下	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い 9 日を想定 崩壊熱は，ORIGEN2 を用いて評価	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになり，時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より低くなるため，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	プールゲートの状態	プールゲート閉鎖（原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない）	プールゲート開放（原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮）	全炉心燃料取出直後であるため，プールゲートは開放されていることが想定されるが，保守的に原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件では保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになり，時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3／3)

項目		評価条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	外部水源の容量	約9,300m^3	9,300m^{3}以上（淡水貯水池＋代替淡水貯槽）	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており，水源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。	－
	燃料の容量	約1,010kL	1,010kL以上（軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており，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。	－
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同様であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水流量	50m^3／h	50m^3／h以上	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用した注水操作は，注水流量を起点に開始する操作ではないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用した注水流量は崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（約 15m^3／h）より大きく，注水操作開始以降の流量であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1／2）

項目		評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプ代替注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から8時間後	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備期間を考慮し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽を維持する最低水位に到達しない時間として設定	【認知】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から 8 時間後としているが，それまでに冷却機能の喪失による異常を認知できる時間は十分にあり，認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。 【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は，準備操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用する可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートに被害があっても，ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。 【操作所要時間】 アクセスルートの復旧（がれき撤去）に 25 分，可搬型代替注水大型ポンプ準備，代替淡水貯槽からのホース敷設等の準備操作に移動時間を含め 170 分を想定している。評価上の操作開始時間を 8 時間後と設定しているが，冷却機能の喪失による異常を認知した時点での準備が可能である。なお，その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。 【他の並列操作の有無】 当該操作に対応する重大事故等対応要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い。 【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。	評価上の操作開始時間を事象発生 8 時間後として設定しているが，他の操作はないため，使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって，評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，使用済燃料プール水位の回復を早める。	評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，この場合，使用済燃料プール水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	当該操作に対する時間余裕は放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約 11.7 時間，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から 2 日以上あり，これに対して事故を認知して注水を開始するまでの時間は 8 時間であるため，時間余裕がある。	アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め所要時間を 170 分想定している。要員の移動時間は 20 分以内であり，アクセスルートの復旧（がれき撤去）可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め訓練実績等では約 150 分。想定している範囲内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。

第２表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2／2）

項目		評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	事象発生から8時間後	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，評価条件ではないが，評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	【認知】 「可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり，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】 本操作を実施する招集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 招集要員の招集まで120分を想定している。また，燃料補給に用いるタンクローリは車両であり，招集後，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め90分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員2人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また，以降，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており，許容時間210分のところ，訓練実績等により約25分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

7 日間における水源の対応について

（想定事故１）

1.　水源に関する評価

①　淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

・北側淡水池　：約 2,500m^3

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2.　水使用パターン

①　可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から，50m^3／h で代替淡水貯槽を水源として，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水を実施する。

水位回復後は，蒸発量に応じた水量（最大約 13m^3／h）で使用済燃料プールへの注水を実施する。

3.　時間評価

使用済燃料プールへの注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 2,120m^{3}である。

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,120m^{3}必要となるが，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。なお，北側淡水池に 2,500m^{3}及び高所淡水池に 2,500m^{3}の水を保有することから，これら水源を使用した場合についても，同様に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

（想定事故１）

事象:保守的に全ての設備が，事象発生直後から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定格出力運転時を想定） 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL 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※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置　2 台起動※3 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 141.2kL		
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （代替燃料プール冷却系（可搬型）） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

※１　事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※２　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。

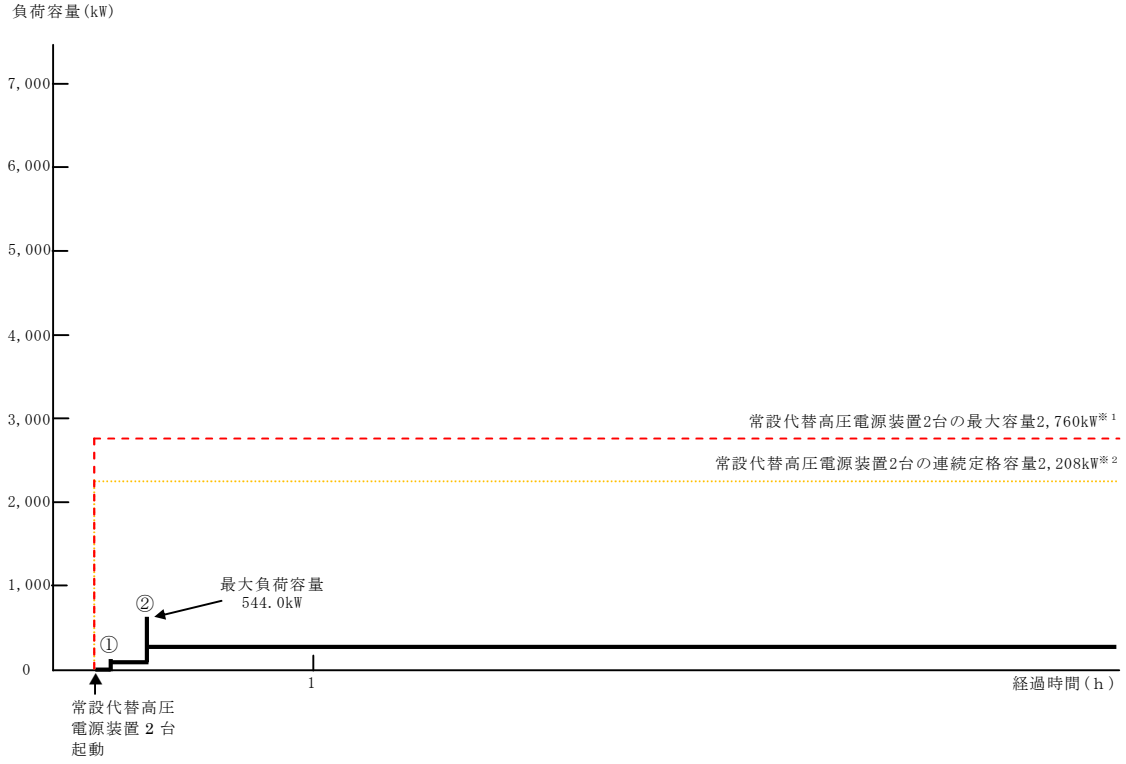
※３　緊急用Ｐ／Ｃの電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷

（想定事故１）

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）

4.2　想定事故２

4.2.1　想定事故２の特徴，燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において，使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，想定事故２として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」がある。

(2)　想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故２では，使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに，使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため，使用済燃料プール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，燃料は露出し，燃料損傷に至る。

本想定事故は，使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため，重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの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。

以上により，想定事故２では，静的サイフォンブレーカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止や，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水によって，燃料損傷の防止を図る。また，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用して使用済燃料プール水位を維持

する。

(3)　燃料損傷防止対策

想定事故２における機能喪失に対して，使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，静的サイフォンブレーカによる使用済燃料プール保有水のサイフォン現象による漏えいの防止手段，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備する。

なお，これらの手段はいずれも重大事故等対処設備を用いた手段であり，いずれの設備でも想定事故２において対処可能であるが，手順上，後段の手段である可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を代表として評価対象とすることとし，その他の注水手段については評価上考慮しないものとする。これらの対策の概略系統図を第 4.2-1 図に，対応手順の概要を第 4.2-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における手順と設備の関係を第 4.2-1 表に示す。

想定事故２において，必要な要員は初動対応要員 13 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する招集要員 2 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 1 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，現場操作を行う重大事故等対応要員 8 名である。

招集要員の内訳は，燃料補給作業を行う重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 4.2-3 図に示す。

ａ．使用済燃料プール水位低下の確認

燃料プール冷却浄化系配管の破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下する。使用済燃料プールの水位が低下したことを使用済燃料プール水位低警報の発信等により確認する。

使用済燃料プール水位低下を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

（添付資料 4.1.1）

ｂ．使用済燃料プール注水機能喪失の確認

使用済燃料プールの喪失した保有水を補給するため，残留熱除去系及び補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合，使用済燃料プールの注水機能が喪失したことを確認する。

使用済燃料プール注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域），残留熱除去系系統流量等である。

ｃ．使用済燃料プール水位，温度監視

使用済燃料プールの注水機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。

使用済燃料プール水位，温度を監視するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｄ．使用済燃料プール注水機能の回復操作

使用済燃料プール注水機能（残留熱除去系及び補給水系）の回復操作は対応可能な要員にて実施する。

ｅ．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

を使用した使用済燃料プールへの注水準備

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の準備は注水機能喪失による異常の認知を起点として開始する。なお，外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し，必要な計装設備及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁に給電する。

f．可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を，必要な遮蔽を確保できる水位（線量率が 10mSv／h※1 となる通常水位から約 0.9m 下の水位）より高く維持する。

※1：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間から 10mSv／h に設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は 2.1 時間（保管場所と子炉建屋原子炉棟 6 階の移動時間を含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子

炉棟6階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv／hは，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等である。

ｇ．タンクローリによる燃料補給操作

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

4.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定事故２の評価においては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事故」を想定する。

なお，使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため，使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており，また，燃料プール冷却浄化系はスキマ堰を越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに，使用済燃料プールに入る配管には真空破壊弁を設け，サイフォン現象により，使用済燃料プール水が流出しない設計としている。使用済燃料プールに入る配管の真空破壊弁は動力を必要としない設計であり，信頼性は十分高いと考えられるが，本想定事故では閉固着を想定する。

想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断の後，使用済燃料プール水の漏えいが発生するが，静的サイフォンブレーカにより使用済燃料

プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され，使用済燃料プール水位の低下は燃料プール冷却浄化系戻り配管下端位置（通常水位から約0.23m 下）で停止する。その後，崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇，沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで，燃料有効長頂部の冠水は維持される。また，未臨界が維持されることについては，使用済燃料プール水の水密度によらず実効増倍率が 1.0 を下回ることを評価する。

また，評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，想定事故２における運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

（添付資料 4.1.4，4.2.1，4.2.2）

(2)　有効性評価の条件

想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2-2 表に示す。また，主要な評価条件について，想定事故２特有の評価条件を以下に示す。

なお，本評価では，崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である，原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは，崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること，また，より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

（添付資料 4.2.1）

a．初期条件

(a)　使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限の 65℃とする。

(b)　崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に,原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して，使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお，崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 15m^3／h である。

b．事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系，補給水系等の機能が喪失するものとする。

(b)　配管破断の想定

燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する。

(c)　使用済燃料プール水位の低下

燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。サイフォン現象による使用済燃料プールの水位低下は，静的サイフォンブレーカにより，燃料プール冷却浄化系のプール内設置配管のうち最も高所に設置されている水平配管の配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）で停止することを想定する。なお，このときの水位低下は，保守的に瞬時に上記水位まで低下することを想定

する。

（添付資料 4.2.3）

(d)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合においても，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は可能であり,外部電源がある場合と事象進展は同様となるが,資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

ｃ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）

使用済燃料プールへの注水は，可搬型代替注水大型ポンプ 1 台を使用するものとする。使用済燃料プールへの注水流量は，燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として，50m^3／h を設定する。

ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水は，事象発生 8 時間後から開始する。

(3)　有効性評価の結果

想定事故 2 における使用済燃料プール水位の時間変化を第 4.2-4 図に，使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2-5 図に示す。

ａ．事象進展

燃料プール冷却浄化系配管の破断により，使用済燃料プール水位が燃料プール冷却浄化系戻り配管下端まで瞬時に低下する。スキマ堰を越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プール水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下していること等を確認し，使用済燃料プールからの漏えいが発生したこと及び静的サイフォンブレーカによりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。使用済燃料プールの注水機能喪失を確認し，補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行うが，補給水系が使用不可能な場合，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備を行う。

使用済燃料プールへの注水が開始されるまで，使用済燃料プール水温は約 7.0℃／h で上昇し，事象発生から約 5.0 時間後に 100℃に達する。その後，蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが，事象発生から 8 時間後に可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位は回復する。

その後は，使用済燃料プールの冷却系を回復しつつ，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）により，蒸発量に応じた水量を使用済燃料プールに注水し，使用済燃料プール水位を維持する。

ｂ．評価項目等

使用済燃料プール水位の時間変化は第 4.2-4 図に示すとおり，通常水位から約 0.6m 下まで低下するに留まり,燃料有効長頂部は冠水維持され

る。また，使用済燃料プール水温は事象発生約 5.0 時間で沸騰し，その後 100℃付近で維持される。

また，第 4.2-5 図に示すとおり，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.6m 下の水位になった場合の線量率は，約 3.0mSv／h であり，必要な遮蔽の目安と考える 10mSv／h と比べて低い値であることから，この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋最上階における使用済制御棒ハンガ真上の床面高さとしている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により，水密度によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し，その後，蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の回復に努める。回復後は補給水系によりスキマサージタンクへの注水を実施し，漏えい個所を隔離した状態で残留熱除去系等により冷却を実施することで安定状態を維持できる。

本評価では，「1.2.3.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

（添付資料 4.1.2，4.2.4）

4.2.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し，静的サイフォンブレーカにより使用済燃料プール水のサイフォン現象による漏えいは防止され，燃料プール冷却浄化系戻り配管下端（通常水位から約 0.23m 下）まで使用済燃料プールの水位が低下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，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 4.2-2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値又は，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる燃料の崩壊熱，事象発生前の使用済燃料プールの初期水温，初期水位，プールゲートの状態，破断箇所・状態の想定及びサイフォン現象による水位低下量の影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなる傾向となるため，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになるが，注水操作は，燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ，さらに時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作は，使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件では通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合，通常水位よりも低くなることも考えられ，それにより時間余裕が短くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約

1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び蒸発による水位低下速度は緩やかになるが，注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 4.1.7，4.1.8）

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は 9.1MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より低くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～40℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。なお，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業

は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。また，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して最確条件では通常水位付近であり，本評価条件の不確かさとして，その変動を考慮した場合,通常水位よりも低くなることも考えられるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても，漏えいによる水位低下は，静的サイフォンブレーカにより燃料プール冷却浄化系配管下端位置（通常水位から約 0.23m 下）で停止することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。また，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり，事象発生から 8 時間後までに可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水が可能であるため，評価項目となるパ

ラメータに与える影響は小さい。なお，本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが，余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ，本震時のスロッシングによってプール水位が約 0.70m 低下しているため，プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

初期条件のプールゲートの状態は，評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断箇所・状態及びサイフォン現象による水位低下量の想定は，評価条件では残留熱除去系に比べて耐震性が低い燃料プール冷却浄化系配管が破断し，燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を想定しているが,最確条件では事故毎に異なる。ただし，静的サイフォンブレーカにより燃料プール冷却浄化系配管下端位置（通常水位から約 0.23m 下）で漏えいが停止することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

（添付資料 4.2.5）

b．操作条件

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

(a)　運転員等操作時間に与える影響

評価条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は，評価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。運転員等の操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間を事象発生 8 時間後として設定しているが，他の操作はないため，使用済燃料プールの注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって，評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，使用済燃料プール水位の回復を早める。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，評価上の操作開始時間に対して，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，この場合使用済燃料プール水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 4.2.4）

(2)　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。

操作条件の可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕については，放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から 9 時間以上，燃料有効長頂部に到達するまでの時間が事象発生

から 2 日以上であり，これに対して，事故を認知して注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間であることから，時間余裕がある。

（添付資料 4.2.4）

(3)　まとめ

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

4.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

想定事故２の重大事故等対策における必要な初動対応要員は「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 13 名である。「6.2　重大事故等対策に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 37 名で対処可能である。

また，必要な招集要員は 2 名であり，発電所構外から 2 時間以内に召集可能な要員の 71 名で対処可能である。

なお，今回評価した原子炉運転停止中ではなく，原子炉運転中を想定した場合，事象によっては，原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と,想定事故２の対応が重畳することも考えられる。しかし，原子炉運転中においては，使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため，操作時間余裕が十分長く（原子炉運転開始直後を

考慮しても使用済燃料プール水が 100℃に到達するまで約 1 日以上)，原子炉における事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため，災害対策要員や招集要員により対応可能である。

(2)　必要な資源の評価

想定事故２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

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，7 日間の対応を考慮すると合計約 2,120m^{3}必要となる。代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に 2,500m^{3}及び高所淡水池に 2,500m^{3}の水を保有している。これにより，水源を枯渇させることなく 7 日間の継続した注水が可能である。

(添付資料 4.2.6)

ｂ．燃　料

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

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転を想定して約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 4.2.7）

c．電　源

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

常設代替交流電源設備からの，電源供給を考慮する負荷については約 250kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 4.2.8）

4.2.5　結　論

想定事故２では，燃料プール冷却浄化系配管の破断により漏えいが発生した際に真空破壊弁の機能が十分に働かず，サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し，かつ，使用済燃料プールへの水の補給にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで，やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故２に対する燃料損傷防止対策としては，静的サイフォンブレーカによる漏えい防止手段，常設低圧代替注水

系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故２について有効性評価を実施した。

上記の場合においても，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへ注水により，使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから，放射線の遮蔽が維持され，かつ，燃料損傷することはない。

また，使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており，必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため，未臨界は維持される。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

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

以上のことから，静的サイフォンブレーカによる漏えいの防止及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は，想定事故２に対して有

効である。

第 4.2-1 表　想定事故２における重大事故対策について（1／2）

操作及び確認	操作内容	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下の確認	・使用済燃料プール冷却浄化系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プール水位が低下する。使用済燃料プールの水位が低下したことを使用済燃料プール水位低警報の発信等により確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プール注水機能喪失の確認	・使用済燃料プールの喪失した保有水を補給するため，残留熱除去系及び補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。 ・中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水が困難な場合，使用済燃料プール注水機能喪失であることを確認する。	－	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 【残留熱除去系系統流量】
使用済燃料プール水位，温度監視	・使用済燃料プールの注水機能喪失の確認後，使用済燃料プールの水位，温度を監視する。	－	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む）
使用済燃料プール注水機能の回復操作	・使用済燃料プール注水機能（残留熱除去系及び補給水系）の回復操作は対応可能な要員にて実施する。	－	－	－
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 注水ライン 軽油貯蔵タンク	－	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位

【　】：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

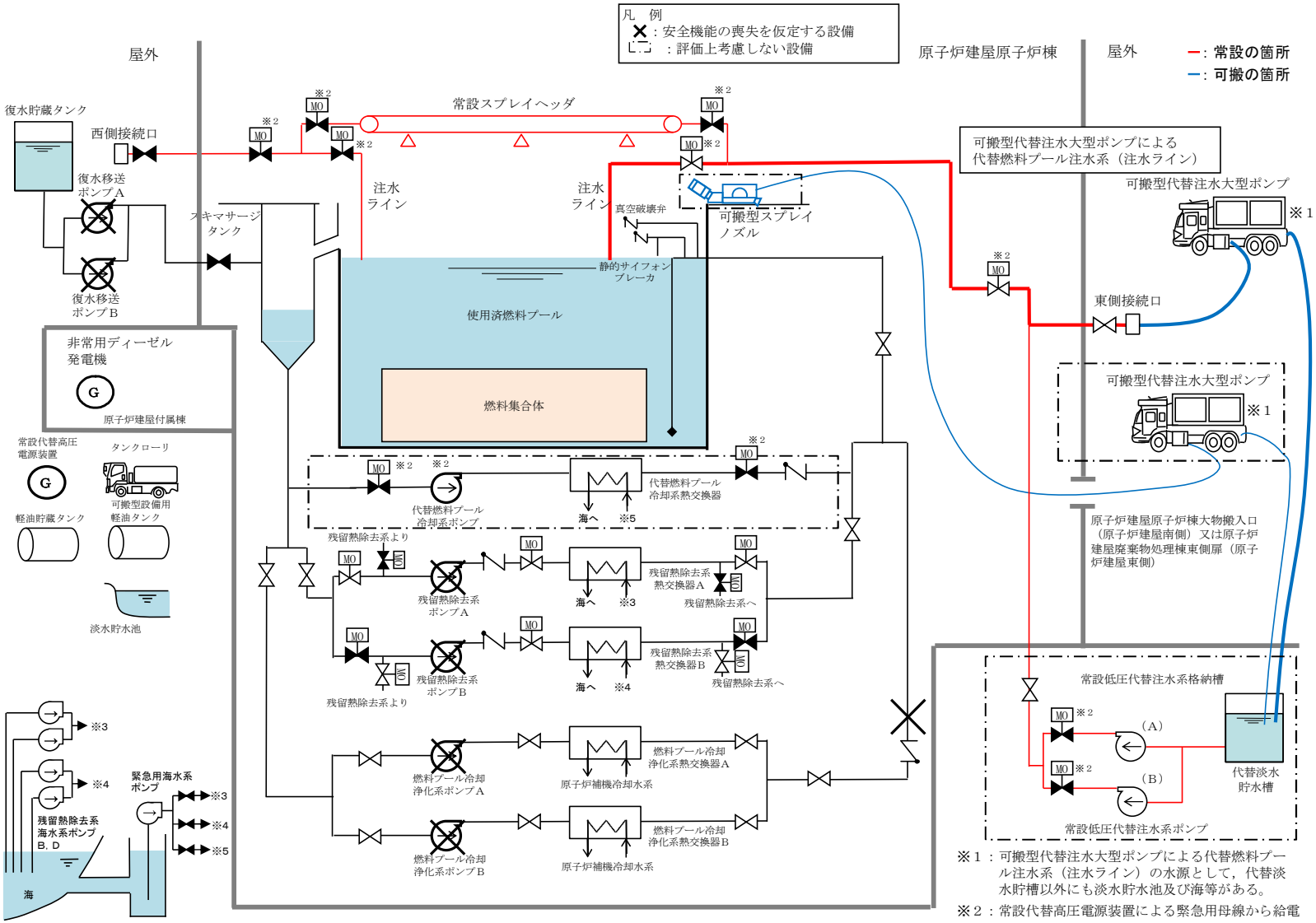
第 4.2-1 表　想定事故２における重大事故対策について（2／2）

操作及び確認	操作内容	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備は注水機能喪失による異常の認知を起点として開始する。なお，外部電源が喪失している場合は，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電し，必要な計装設備及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁に給電する。	常設代替高圧電源装置 注水ライン 代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	・可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備完了後，使用済燃料プールへの注水を開始することにより，使用済燃料プール水位を回復する。 ・その後，蒸発量に応じた水量を注水することで，使用済燃料プール水位を，必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設代替高圧電源装置 注水ライン 代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ	使用済燃料プール温度（SA） 使用済燃料プール水位・温度（SA 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ，低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	・タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

第 4.2-2 表　主要評価条件（想定事故２）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m^3	使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため，プールゲート閉鎖時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃	保安規定の運転上の制限値を設定
	使用済燃料プール貯蔵燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd／t 炉心燃料：33GWd／t	原子炉の停止後最短期間（原子炉停止後 9 日）※1 で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し，崩壊熱は ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	使用済燃料プール水位が低下する可能性のある漏えい事象として，使用済燃料プールの冷却系の配管破断を想定するとともに，使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する 静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出が防止されるため，使用済燃料プール水位は燃料プール冷却浄化系のプール内設置配管のうち最も高所に設置されている水平配管の配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり，保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
重大事故等対策に関連する機器条件	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の使用済燃料プールへの注水流量	50m^3／h	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の使用済燃料プールへの注水開始	事象発生から 8 時間後	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備期間を考慮し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽を維持する最低水位に到達しない時間として設定

※1：東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し，解列後から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。



※1：可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の水源として，代替淡水貯槽以外にも淡水貯水池及び海等がある。

※2：常設代替高圧電源装置による緊急用母線から給電

第 4.2-1 図　想定事故２の重大事故対策の概略系統図

※１：使用済燃料プール水位低警報及び使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）等により，使用済燃料プールの水位が低下したことを確認する。使用済燃料プール水位低警報設定値は，ＮＷＬ－0.142mである。
※２：燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系（燃料プール冷却機能）の再起動が困難な場合，使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。使用済燃料プールの冷却機能は，機器ランプ表示，機器故障警報，及び系統流量計指示等により確認する。
※３：外部電源喪失が発生した場合は常設代替高圧電源装置2台を起動し，常設低圧代替注水ポンプ，代替燃料プール注水系（注水ライン）又は代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）の負荷に給電するため，緊急用母線の受電操作を実施する。
※４：使用済燃料プールの水位・温度は，使用済燃料プール水位・温度（ＳＡ広域）の指示等により監視するとともに，使用済燃料プールへの代替注水手段による対応を開始する。
※５：原子炉建屋原子炉棟6階アクセス可能な場合に実施する。アクセス不可能な場合は可搬型代替注水大型ポンプポンプ準備を実施する。
※６：サイフォン現象発生時は静的サイフォンブレーカにより使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端付近で維持されることを考慮し，使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端以上の場合は小規模な漏えい，燃料プール水戻り配管水平部下端未満の場合は大量の水の漏えいが発生していると判断し，前者は注水による対応手段，後者はスプレイによる対応手段を選択する。
※７：事故発生から8時間後の使用済燃料プール水位は，通常水位から約0.7m下となる。

凡　例
：操作・確認（運転員）
：プラント状態（解析）
：判断
：解析上考慮しない操作
：重大事故等対応要員（現場）
：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

プラント前提条件
・プラント停止9日後
・全燃料取出時，プールゲート閉

（解析上の時刻）
（0秒）外部電源喪失
使用済燃料プール水位低下確認※１
（10分）使用済燃料プール注水機能喪失の確認※２
非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作※３
使用済燃料プール注水機能の回復操作
使用済燃料プールの水位，温度の監視※４
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水
可搬型スプレイノズル準備※５
使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端未満※６
No
Yes
補給水系及び消火系による使用済燃料プール注水
Ⅰ
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備
タンクローリーによる燃料補給
（約5.0時間）使用済燃料プール水温100℃到達
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ
Ⅱ
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ
Ⅱ
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイ
Ⅱ
（約8.0時間）可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始※７
（注水が実施できなかった場合）
（約9.8時間）使用済燃料プール水位約0.9m低下（10mSv／h）
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を継続し，機能喪失している設備の復旧に努める。復旧後は，残留熱除去系等による冷却を実施する。

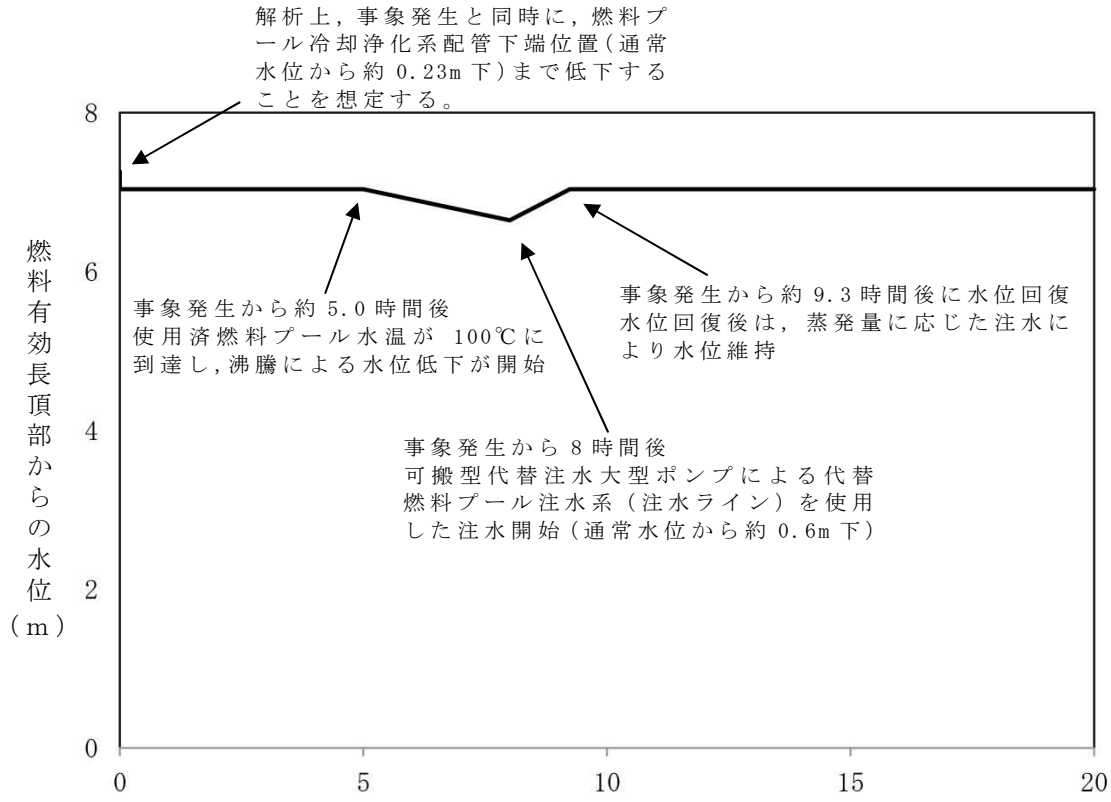
【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】
Ⅰ
補給水系及び消火系による使用済燃料プール注水は，自主対策設備であるため，解析上考慮していない。なお，消火系による使用済燃料プール注水は火災が発生していない場合に使用する。
Ⅱ
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールスプレイ，及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイは，使用済燃料プールからの大量の水の漏えいが発生した場合に使用する対応手段であることから，解析上考慮していない。

第 4.2-2 図　想定事故２の対応手順の概要

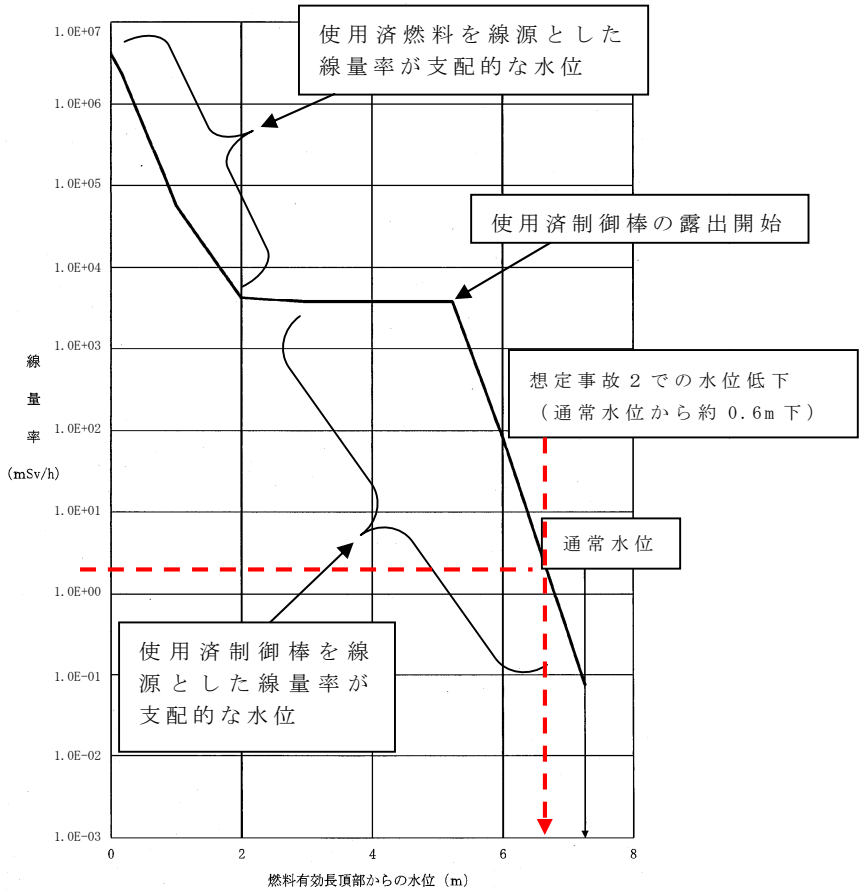
想定事故２

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容	経過時間（時間） 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 ▽事象発生 ▽プラント状況判断 ▽約 5.0 時間　使用済燃料プール 水温 100℃到達 ▽ 8 時間　可搬型代替注水大型ポンプによる代替 燃料プール注水系（注水ライン）を使 用した使用済燃料プール注水開始	備考
	責任者	発電長	1 人	中央監視 運転操作指揮			
	補佐	副発電長	1 人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2 人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央監視）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール水位低下の確認 ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（残留熱除去系及び補給水系）	10 分	
	【1人】 A	－		－	●使用済燃料プール水位，温度監視	適宜実施	
使用済燃料プール注水機能の回復操作	－	2人 B，C		－	●使用済燃料プール冷却機能及び注水機能の回復操作（残留熱除去系及び補給水系），失敗原因調査	適宜実施	解析上考慮しない。
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分	
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成，注水操作	15 分	解析上考慮しない
可搬型スプレイノズル準備	－	－		10人 a～j	●原子炉建屋への移動	40 分	解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6 階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業を含む
					●ホース及び可搬型スプレイノズル設置※	125 分	
					●可搬型代替注水大型ポンプの保管場所への移動	30 分	
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	－	－		【10人】 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	アクセスルート復旧時間等含む
	【1人】 A	－		－	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系の系統構成（電動弁の開操作）	4 分	
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	－	－		【2人】 a，b	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プールへの注水，水位維持	起動後適宜状態監視	
タンクローリによる燃料補給操作	－	－		2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給操作	90 分	タンクローリの残量に応じて適宜軽油貯蔵タンクから補給する
					●可搬型代替注水大型ポンプへの給油操作	適宜実施	
漏えい箇所の同定及び隔離	【1人】 A	－		－	●警報確認による原因調査	適宜実施	解析上考慮しない。
	－	【2人】 B，C			●現場での系統隔離操作	適宜実施	
必要人員数　合計	1人 A	2 人 B，C		10人　a～j 及び招集２人			

第 4.2-3 図　想定事故２の作業と所要時間



第 4.2-4 図　使用済燃料プール水位の変化



第 4.2-5 図　線量評価点における線量率と水位の関係

使用済燃料プールの水位低下と遮へい蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

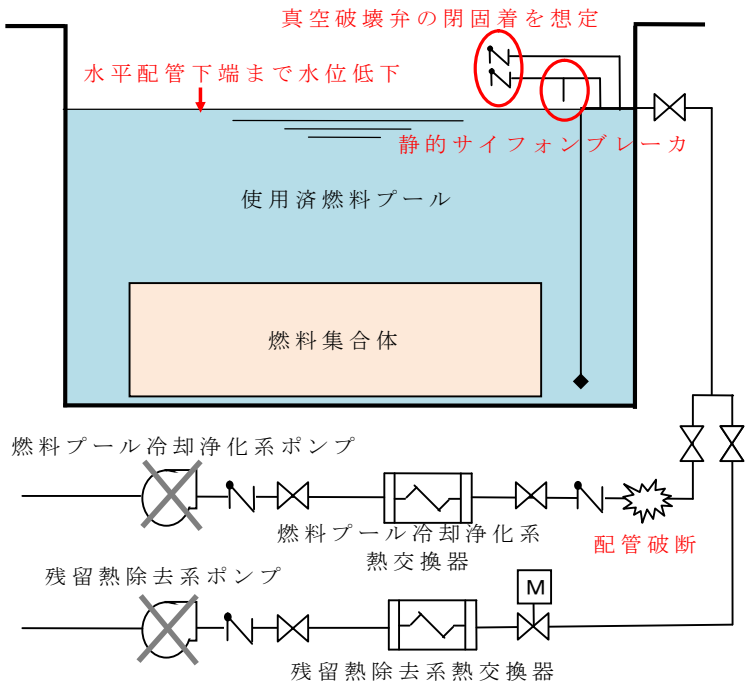
添付資料 4.1.1 と同様である。

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な水位

添付資料 4.1.1 と同様である。

3. 想定事故２における時間余裕

第 1 図に示すように，想定事故２では使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出を防止するため，使用済燃料プール水位は燃料プール浄化冷却系のプール内設置配管のうち最も高所に設置されている水平配管の配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり，保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。



第１図　想定事故２の想定

配管破断により保有水が漏えいし，水平配管の配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）まで水位が低下した場合，崩壊熱除去機能喪失に伴い，事象発生から約 5.0 時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮蔽維持水位（通常水位より約 0.9m 下）まで低下するのは事象発生から約 9.8 時間後であり，重大事故等対策として期待している可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による注水操作の時間余裕はある。

項目	算出結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間[h]	約 5.0
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量[m^3／h]	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.9m 低下するまでの時間※[h]	約 9.8
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間※[h]	約 58.7
使用済燃料プール水位の低下速度[m／h]	約 0.13

※：事象発生から沸騰開始までの時間を含む

想定事故２においてサイフォン現象を想定している理由について

1. はじめに

想定事故２においては，使用済燃料プール（以下，ＳＦＰという。）に接続されている配管から漏えいが発生した際に，真空破壊弁が動作せず，サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

しかしながら，ＳＦＰからのプール水の漏えいは，他の事象が起因となることも考えられる。ここでは，サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故２の評価対象とした理由について示す。

2. ＳＦＰから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

ＳＦＰから水が漏えいする可能性のある事象としては,以下が考えられる。

①サイフォン現象による漏えい

②ＳＦＰライナー部の損傷

③ＳＦＰゲートの損傷

④ＳＦＰゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

3. 各事象の整理

①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは，燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系ポンプ出口逆止弁からディフューザまでの配管等が破断し，かつＳＦＰ内へ入る配管に設置されているサイフォン現象を防止するための真空破壊弁が機能しない場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが

停止されない場合，ＳＦＰの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

ＳＦＰの冷却時に使用する配管のうち，残留熱除去系の配管は耐震Ｓクラスの配管であり，基準地震動Ｓｓを考慮しても高い信頼性を有しているが，燃料プール冷却浄化系は耐震Ｂクラスであるため，残留熱除去系に比べて耐震性が低い。

燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系の配管破断，及び真空破壊弁が機能しないことにより小規模な漏えいが発生した場合，運転員は漏えい検知器，スキマサージタンクの水位低下，ＳＦＰ水位の低下等により事象を認知できるため，認知は容易である。

ＳＦＰへの注水手段は，配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから，残留熱除去系，復水移送系等の注水ラインから注水ができない場合も考えられる。

運転員は，事象認知後に常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を用いて漏えい量に応じた注水を実施し，ＳＦＰ水位は維持される。

②ＳＦＰライナー部の破損

ＳＦＰの筐体は基準地震動Ｓｓによっても機能が維持される設計であり，高い信頼性を有する設備である。

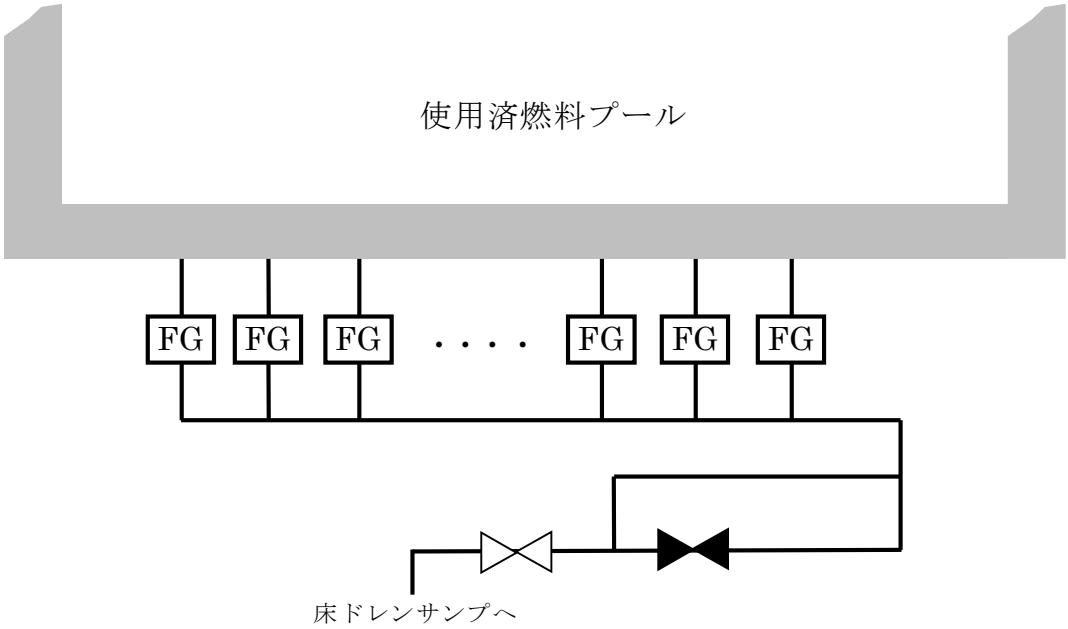
仮にＳＦＰライナー部が破損し漏えいが発生した場合は，漏えい水はＳＦＰライナー漏えい検知器のドレン溜に流れ込み，漏えい検知器により警報が発報する（第１図参照）。

運転員はこの警報発生やＳＦＰ水位の低下等により事象を認知できるため，認知は容易である。ただし，ライナードレン部はＳＦＰのバウン

ダリとしての機能を有していないことから，漏えいを停止することは困難であり，漏えいが継続する。

注水等の対応手段は，ライナー部破損による漏えいが残留熱除去系や復水移送系の注水ラインに影響を与えるものではないため，常用の注水設備又は重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン），又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））となる。

なお，ＳＦＰライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破断を想定）を評価すると，最大でも 35m^3／ｈ（ライナードレンの配管径と水頭圧の関係により算出）程度となり，漏えい量に応じた注水の継続が可能であればＳＦＰ水位及び冷却機能は維持されるが，注水流量が不足しＳＦＰ水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ），可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ），又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるＳＦＰへのスプレイを実施する等の対応により，使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第１図　ライナードレンの構造図

③ＳＦＰゲートの損傷

ＳＦＰゲートは補足説明資料「76.使用済燃料プール（ＳＦＰ）ゲートについて」に示すように十分信頼性があり，基準地震動Ｓｓに対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の有効長頂部より高い位置にあるため，ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員はＳＦＰゲート破損による漏えい警報確認やＳＦＰ水位の低下等により事象を認知できるため，認知は容易である。

冠水維持完了後，原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によってＳＦＰ水位を回復させ，ＳＦＰ水位及び冷却機能を維持することができる。また，原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプに

よる代替燃料プール注水系（注水ライン），又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため，燃料の健全性は確保される。

④ＳＦＰゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

ＳＦＰゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても，③と同様にゲート下端（スロット部）以下にはＳＦＰ水位は低下せず，使用済燃料の有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。

また，運転員はライナー部の破損によるＳＦＰ水位の低下等により事象を認知できるため，認知は容易である。

その後，原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によってＳＦＰ水位を回復させ，ＳＦＰ水位及び冷却機能を維持することができる。また，原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても，常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン），又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため，燃料の健全性は確保される。

⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時，スロッシングによりＳＦＰの保有水が漏えいし，この時，通常運転水位から 0.70m 程度までＳＦＰ水位が低下するが，使用済燃料の有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時，運転員は現場の漏えい検知器，ＳＦＰ水位の低

下等により事象を認知できるため，検知は容易である。

スロッシングによりＳＦＰ水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため，オペレーティングフロアでの作業は可能であることから，可搬型代替注水大型ポンプによる可搬型スプレイノズルを用いた代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)により注水を行うことも可能であり，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン），又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による注水を行うことで燃料の健全性は確保される。

3.　想定事故２及び大規模損壊での想定

有効性評価では「2.　各事象の整理」で想定する事象の中で,「②ＳＦＰライナー部の損傷」を除く事象に対して，燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は，これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態，漏えいが継続する状況（「②ＳＦＰライナー部の損傷」を含む)，及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいによりＳＦＰ水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として，常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ),可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ)，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるＳＦＰへのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

4.　結論

ＳＦＰからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

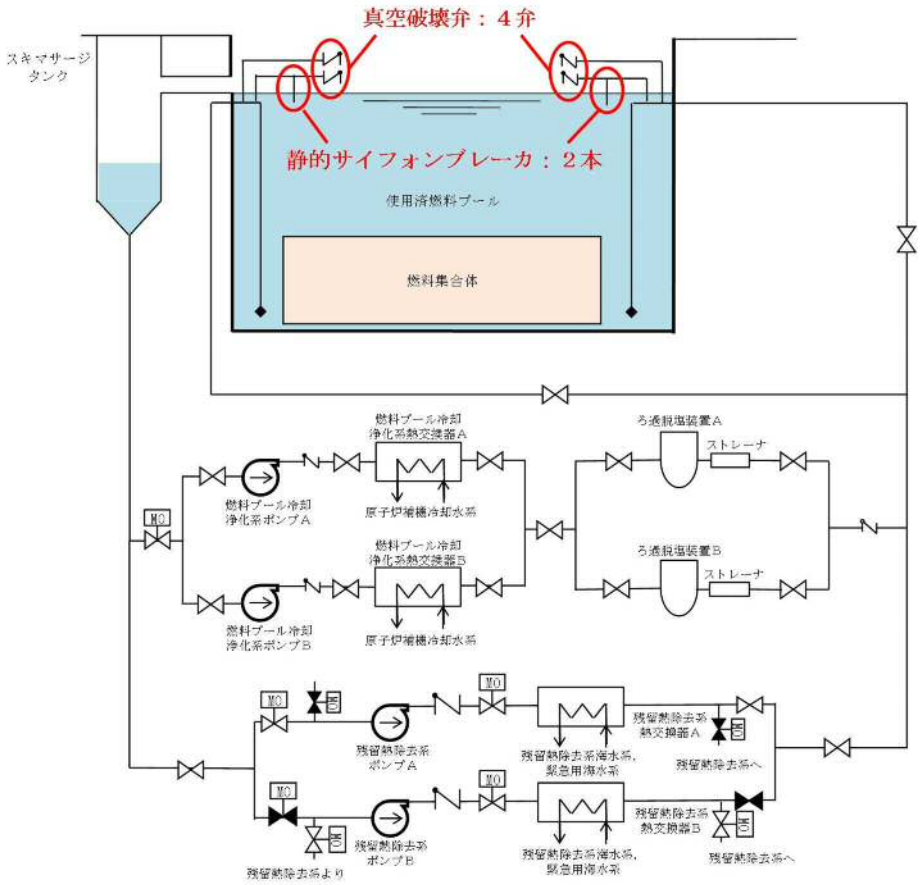
使用済燃料の有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③，④，⑤であり，基準地震動Ｓｓの地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②，③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は，真空破壊弁が機能しないことを想定すると，ＳＦＰに接続する配管に耐震Ｂクラス配管が含まれることから，漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり，また，注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから，有効性評価において選定している。

使用済燃料プールのサイフォンブレーカについて

1. サイフォンブレーカの概要

使用済燃料プールは，第１図に示すように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合は，使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁によりサイフォンブレークすることで，使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。仮に真空破壊弁が閉固着した場合においても，静的サイフォンブレーカから空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止することが可能な設計とする。



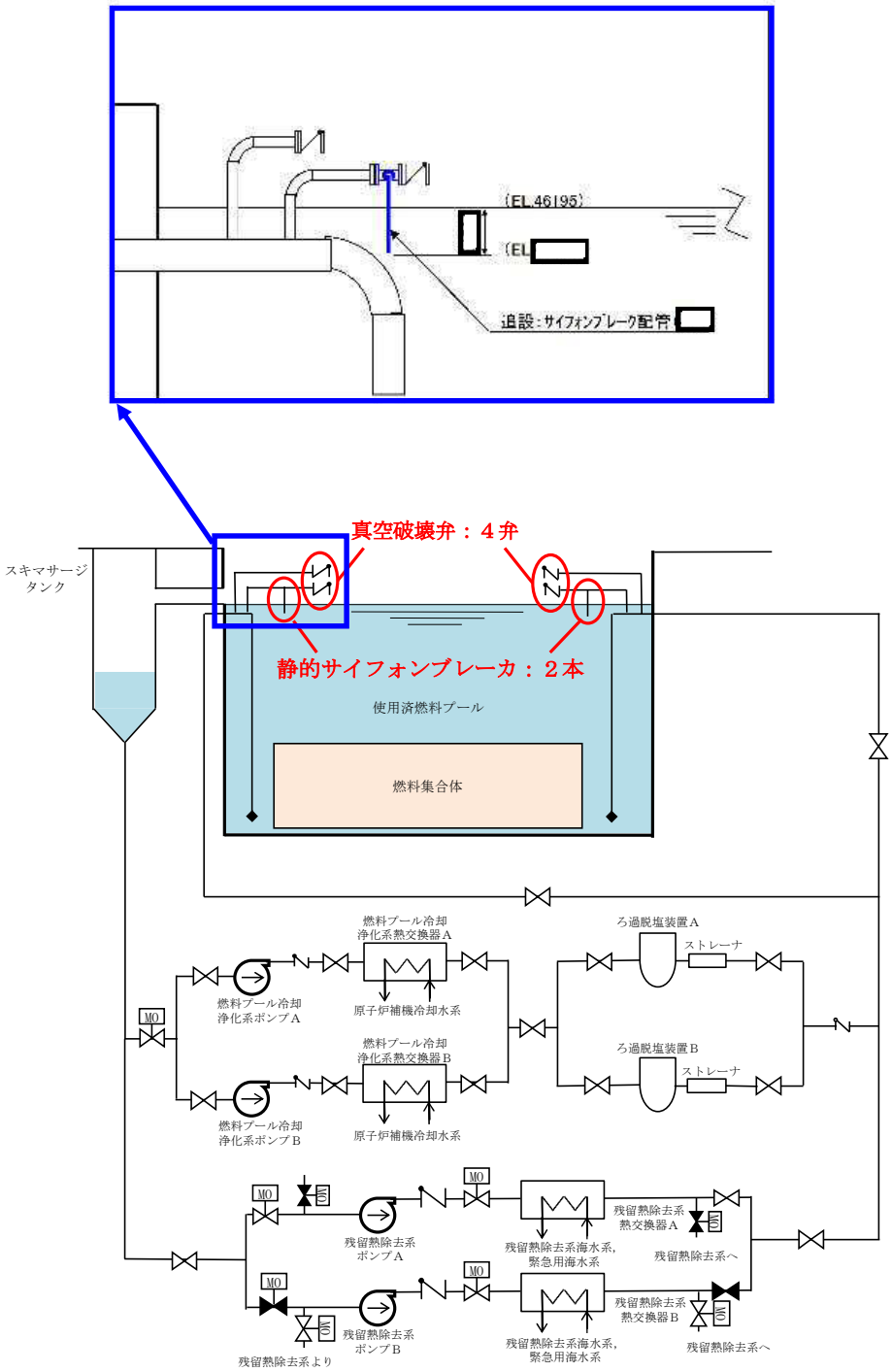
第１図　燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系　系統概略図

2. 静的サイフォンブレーカの機器仕様

(1) 静的サイフォンブレーカの寸法・設置箇所

静的サイフォンブレーカは，2 本のディフューザ配管に設置されており，弁等の機器がない口径[redacted]の配管である。

第 2 図に示すとおり，ディフューザ配管の真空破壊弁がある配管から枝分かれした形状であり，静的サイフォンブレーカ配管の下端が通常水位より約[redacted]㎜下となるよう設置されている。



第２図　サイフォンブレーカ設置概要図

(2)　サイフォン現象発生時の水位低下

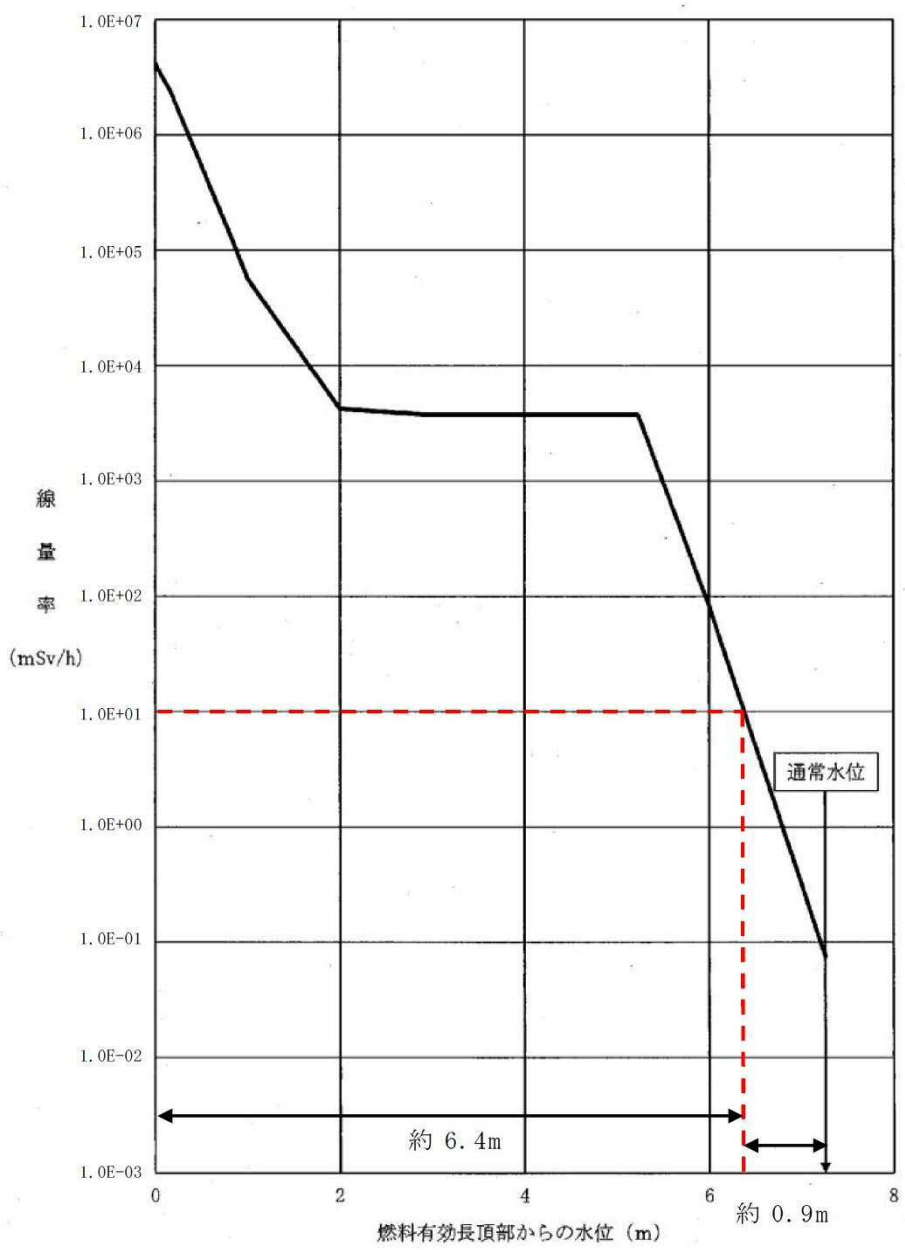
真空破壊弁の閉固着を想定した場合，サイフォン現象が発生し，通常水位より約□mm 下まで水位が低下すると，静的サイフォンブ

レーカから空気を吸込み，配管頂部に空気が溜まり始め，配管下端まで空気が溜まったところでサイフォン現象が停止する。

以上により，使用済燃料プール水位は燃料プール冷却浄化系のプール内設置配管のうち最も高所に設置されている水平配管の配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。

(3) 想定被ばく線量率

使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 3 図に示す。第 3 図より，使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下した場合においても，原子炉建屋最上階の雰囲気線量率は約 1.0mSv／h 以下となることから，使用済燃料プールはサイフォン現象等による小規模な漏えいが発生した場合においても十分な遮蔽水位を確保することが可能である。



第３図　使用済燃料プール水位と線量率

3.　静的サイフォンブレーカの健全性について

(1)　配管強度への影響について

ディフューザ配管及びその配管に接続されている真空破壊弁を設置した配管は耐震Ｓクラスで設計されており，その配管に静的サイフォンブレーカを接続するため，耐震性については問題ない。

(2)　人的要因による機能阻害について

静的サイフォンブレーカは操作や作動機構を有さない単管のみであることから，誤操作や故障により機能を喪失することはない。そのため，使用済燃料プールの冷却系のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても，操作や作業を実施することなく，静的サイフォンブレーカ開口部レベルまで使用済燃料プール水位が低下すればサイフォン効果を除去することができる。

(3)　異物による閉塞について

静的サイフォンブレーカ（内径φ41.2mm）は，燃料プール冷却浄化系出口配管より，燃料プール冷却浄化系ポンプ，燃料プール冷却浄化系熱交換器を経由して，使用済燃料プール側に向けて冷却材が流れており，ろ過脱塩装置の出口配管にストレーナ（24/110 mesh：縦約 1.016 ㎜×横約 0.23 ㎜）が設置されていることから，異物によるサイフォンブレーカの閉塞の懸念はない。

(4)　落下物干渉による変形について

静的サイフォンブレーカの落下物干渉を考慮する必要がある周辺設備として，原子炉建屋原子炉棟鉄骨梁，原子炉建屋クレーン，燃料取替機等の重量物があるが，これらは基準地震動Ｓｓに対する耐震評価にて使用済燃料プール内に落下しないことを確認しているため，静的サイフォンブレーカの落下物干渉による変形は考えられない。

その他手摺等の軽量物については，ボルト固定，固縛による運用としている。

よって，落下物として静的サイフォンブレーカに干渉すると考えられる設備は軽量物であり，仮に静的サイフォンブレーカに変形が

生じたとしても，本配管は剛性の高いステンレス鋼であり，完全閉塞に至る変形は考えにくいことから，サイフォン効果の除去機能は確保される。

4. 静的サイフォンブレーカの健全性確認方法について

静的サイフォンブレーカについては，定期的な巡視点検（1回／週）を実施し，目視により水面の揺らぎ等を確認することで通水状態を確認する。

安定状態について

想定事故２（サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失）の安定停止状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態	：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使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，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】

使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの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】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を継続しつつ，弁閉止による漏えい箇所の隔離，残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.1 別紙１参照）

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故２）

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1／4)

項目		評価条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	評価条件では通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，通常水位よりも低くなることが考えられるが，注水操作は，燃料プール水の初期水位に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で0.70m程度の水位の低下が発生し，この場合，事象発生から約5時間以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。このため，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件では通常水位を設定しているため，その変動を考慮した場合，通常水位よりも低くなることが考えられるが，仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約 0.14m 低下した位置）とした場合であっても，サイフォン現象により瞬時に燃料プール冷却浄化系配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）まで低下することを評価上想定しているため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。 また，初期に地震誘因のスロッシングが発生していた場合は，最大で約 0.70m 程度の水位の低下が発生し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。なお，本スロッシングの評価には余震の影響は考慮していないが，余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ，本震時のスロッシングによってプール水位が約 0.70m 低下しているため，使用済燃料プール水温度の上昇による使用済燃料プール水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2／4)

項目		評価条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65℃	約 12℃～40℃ （実績値）	保安規定の運転上の制限における上限値である65℃を設定	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなることが考えられ，さらに時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している使用済燃料プールの水温より低くなるため，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下は緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 なお，自然蒸発，使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により，評価で想定している沸騰による水位低下開始時間より早く水位の低下が始まることも考えられる。しかし，自然蒸発による影響は沸騰による水位低下と比べてわずかであり，気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。また，使用済燃料プールの水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。 仮に事象発生直後から沸騰による水位低下が開始すると想定した場合は，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.8 時間後となり，それ以降は原子炉建屋最上階の線量率が上昇し，その場における長時間の作業は困難となる。ただし，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため，現場操作に必要な遮蔽は維持される。
	燃料の崩壊熱	約9.1MW （原子炉停止後 9日）	9.1MW以下	原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて，使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い9日を想定 崩壊熱は，ORIGEN2を用いて評価	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになり，時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作は燃料の崩壊熱の状態に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より低くなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	プールゲートの状態	プールゲート閉鎖 （原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない）	プールゲート開放 （原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮）	全炉心燃料取出直後であるため，プールゲートは開放されていることが想定されるが，保守的に原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件では保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになり，時間余裕が長くなることが考えられるが，注水操作はこれらの状態に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり，使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

第 1 表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3／4)

項目		評価条件(初期,事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	外部水源の温度	35℃	35℃以下	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には,評価条件で設定している外部水源の温度よりもおおむね低くなるため,使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが,注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく,水位低下による異常の認知を起点とするものであるため,運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，評価条件で設定している外部水源の温度よりもおおむね低くなるため，使用済燃料プール注水後の位低下速度が遅くなることが考えられるが，その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 9,300m^3	9,300m^3 以上 （淡水貯水池＋代替淡水貯槽）	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており,水源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。	
	燃料の容量	1,010kL	1,010kL 以上 （軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク）	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から 7 日間後までに必要な容量を備えており,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。	－
事故条件	破断箇所・状態の想定	使用済燃料プールに入る配管の破断 真空破壊弁の閉固着	事故ごとに異なる	残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系配管の破断，及び真空破壊弁の閉固着を想定	注水操作は,破断箇所及び漏えい量を起点に開始する操作ではないことから,運転員等操作時間に与える影響はない。	破断箇所・状態の想定によっては漏えい量が変化するが，静的サイフォンブレーカにより燃料プール冷却浄化系配管下端位置（通常水位から約 0.23m 下）で漏えいが停止することから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から 0.23m 下まで低下	事象発生後，通常水位から約 0.23m 下まで徐々に低下	静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出が停止するため，使用済燃料プール水位は燃料プール浄化冷却系のプール内設置配管のうち最も高所に設置されている水平配管の配管下端部（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり，保守的にこの水位まで瞬時に低下することを想定	最確条件では水位の低下に時間を要するため，時間余裕が長くなるが，注水操作は使用済燃料プール水位の状態に応じた対応をとるものではなく，水位低下による異常の認知を起点とするものであることから,運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では水位の低下に時間を要するため，時間余裕が長くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(4／4)

項目		評価条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能喪失に対する仮定	使用済燃料プール注水機能喪失	使用済燃料プール注水機能喪失	使用済燃料プール注水機能喪失として，残留熱除去系，燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから，資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同様であることから，運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同様であるが，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関連する機器条件	可搬型代替注水大型ポンプによる燃料プール水注水及び可搬型代替注水中型ポンプによる燃料取替用プールへの注水流量	50m^3／h	50m^3／h以上	燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は，注水流量を起点に開始する操作ではないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の注水流量は崩壊熱に相当する保有水の蒸発速度（約15m^3／h）より大きく，注水操作開始以降の流量であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第 2 表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1／2）

項目		評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から8時間後	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の準備期間を考慮し，使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽を維持する最低水位に到達しない時間として設定	【認知】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から 8 時間後としているが，それまでに外部電源喪失等による使用済燃料プールの注水機能の喪失を認知できる時間は十分にあり，認知遅れにより操作開始時間に与える影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は，準備操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用する可搬型代替注水大型ポンプ等は車両であり，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に，アクセスルートに被害があっても，ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。 【操作所要時間】 アクセスルートの復旧（がれき撤去）に 25 分，可搬型代替注水大型ポンプ準備，代替淡水貯槽からのホース敷設等の準備操作に移動時間を含め 170 分を想定している。評価上の操作開始時間を 8 時間後と設定しているが，使用済燃料プールの水位低下による異常を認知した時点での準備が可能である。なお，その場合，実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。 【他の並列操作の有無】 当該操作に対応する重大事故等対応要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い。 【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は，操作の信頼性向上や要員の安全のため 2 人 1 組で実施することとしており，誤操作は起こりにくく，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	評価上の操作開始時間を事象発生8時間後と設定しているが，他の操作はないため，使用済燃料プールの注水機能の喪失を認知した時点で注水準備に着手可能である。よって，評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，使用済燃料プールの水位の回復を早める。	評価上の操作開始時間に対し，実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ，この場合，使用済燃料プール水位の回復が早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	当該操作に対する時間余裕は放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約 9.8 時間，燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間が事象発生から 2 日以上あり，これに対して事故を認知して注水を開始するまでの時間は 8 時間であるため，時間余裕がある。	アクセスルートの復旧（がれき撤去）及び可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め所要時間を 170 分と想定している。要員の移動時間は 20 分以内であり，アクセスルートの復旧（がれき撤去）可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等は，移動も含め訓練実績等では約 150 分。想定している範囲内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。

第２表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2／2）

項目		評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給	事象発生から8時間後	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，評価条件ではないが，評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり，燃料が枯渇しないように設定	【認知】 「可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり，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】 本操作を実施する招集要員は，操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから，要員配置が操作開始時間に与える影響はない。 【移動・操作所要時間】 招集要員の招集まで 120 分を想定している。また，燃料補給に用いるタンクローリは車両であり，招集後，自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で，アクセスルートに被害がある場合でも，ブルドーザー等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料補給として移動も含め 90 分を想定しており，十分な時間余裕を確保していることから，移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 現場での操作は，操作の信頼性の向上や要員の安全のため，操作要員 2 人以上で実施することとしており，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	認知時間及び移動・操作所要時間は，余裕時間を含めて設定していることから，実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが，評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始から 3 時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水大型ポンプへの燃料補給は，移動も含めて 90 分を想定しているところ訓練実績等では約 80 分。また，以降，各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており，許容時間210分のところ，訓練実績等により約25分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

7 日間における水源の対応について

（想定事故２）

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

・北側淡水池　：約 2,500m^3

・高所淡水池　：約 2,500m^3

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から，50m^3／h で代替淡水貯槽を水源として，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水を実施する。

水位回復後は，蒸発量に応じた水量（最大約 13m^3／h）で使用済燃料プールへの注水を実施する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 2,120m^{3}である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7 日間の対応において合計約 2,120m^{3}必要と

なるが，代替淡水貯槽に約 4,300m^{3}の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。なお,北側淡水池に 2,500m^{3}及び高所淡水池に 2,500m^{3}の水を保有することから，これら水源を使用した場合についても，同様に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

（想定事故２）

事象:保守的に全ての設備が，事象発生直後から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定格出力運転時を想定） 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL 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※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置　2 台起動※3 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 141.2kL		
可搬型代替注水大型ポンプ　1 台起動 （代替燃料プール冷却系（可搬型）） 218L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 36.6kL	7 日間の軽油消費量 約 36.6kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり，7 日間対応可能

※１　事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※２　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。

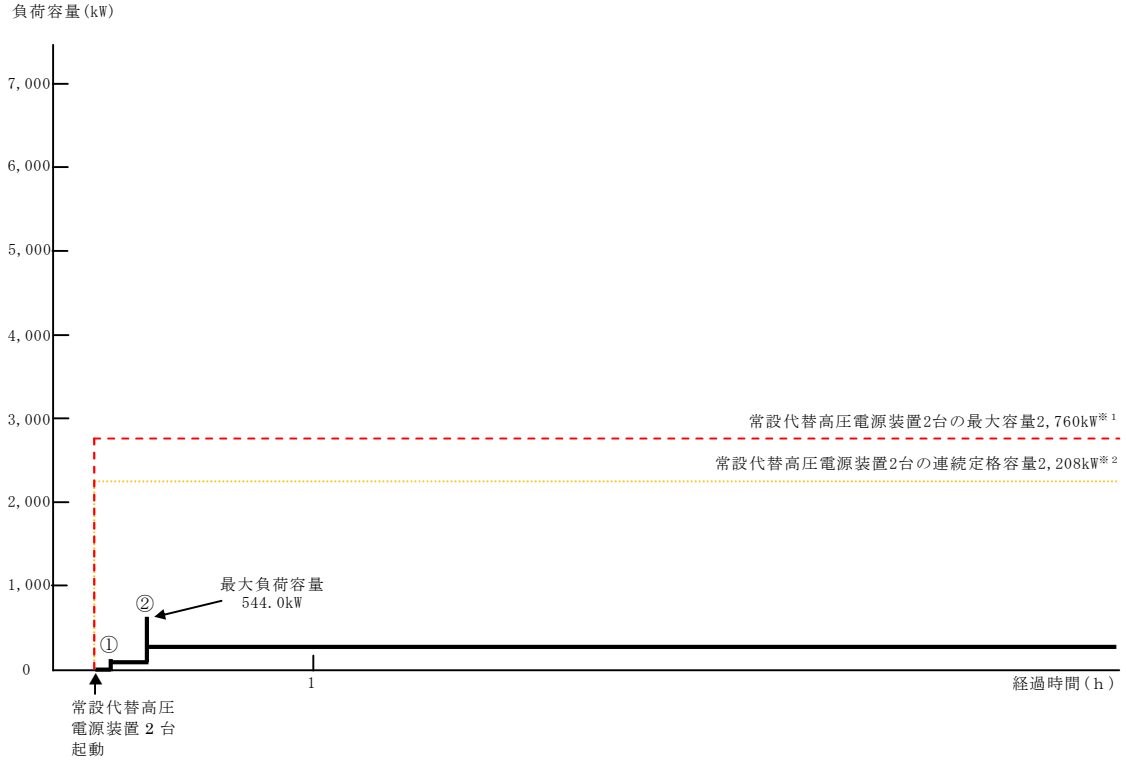
※３　緊急用Ｐ／Ｃの電源を，常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷

（想定事故２）

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続運転負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の 80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）

5　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

5.1　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

5.1.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，燃料損傷防止対策の有効性に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2　評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで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，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，対策の有効性評価には，崩壊熱除去機能に対する設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.1-1 図に，対応手順の概要を第 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手順と設備の関係を第 5.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は，初動対応要員 7 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 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，初動対応要員 7 名で対処可能である。

ａ．運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認

1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を判断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。

ｂ．作業員への退避指示

発電長は，崩壊熱除去機能の喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ避難指示を行う。

c．崩壊熱除去機能の回復操作

対応可能な要員にて崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。

d．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が 100℃に到達すると，原子炉圧力が上昇する。原子炉を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 弁を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

e．待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。

f．原子炉保護系母線の受電操作

非常用ディーゼル発電機による非常用母線受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。

g．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

ｈ．使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

5.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは，「1.2　評価対象事象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，運転中の残留熱除去系の機能喪失を起因事象とし，崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスは,運転停止中のいずれのプラント状態(ＰＯＳ)においても起こり得るため，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から,「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として，評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また，他のＰＯＳも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

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

（添付資料 5.1.2，5.1.3）

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.1-2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい，原子炉圧力容器未開放時の評価に包絡される。

(b)　崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止１日後の崩壊熱を用いる。この時の崩壊熱は約 18.8MW である。

なお，崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約 27m^3／h である。

（添付資料 5.1.4）

(c)　原子炉初期水位及び原子炉初期水温

原子炉の初期水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である 52℃とする。

(d)　原子炉初期圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，解析上，原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする※。

※：実操作では待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の起動準備が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため，原子炉圧力が大気

圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

b．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によって，崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

起因事象の想定により，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の崩壊熱除去機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。

外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し，格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）としての残留熱除去系ポンプ起動が不可となるため,崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは，事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。

事象発生1時間以降は，原子炉保護系電源の復旧等，運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する。

（添付資料5.1.7）

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m^3／h

（0.14MPa[dif]において）とする。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の伝熱容量

伝熱容量は，熱交換器1基当たり43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）とする。

d.　重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障の認知及び操作の時間を基に，更に時間余裕を考慮して，事象発生から2時間後に実施するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第5.1-4図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.1-5図に示す示す。

a．事象進展

事象発生後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約1.1時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。1時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認し，事象発生から2時間後に，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を行う。

事象発生から4時間40分後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復することによって，原子炉

水温は低下する。

b．評価項目等

原子炉水位は，第 5.1-4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり，燃料の冠水は維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.1-5 図に示すとおり，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h※が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することはないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒挿入状態が維持されるため，未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。

本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から 10mSv／h と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時の，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は 2.1 時間（保管場所から原子炉建屋原子炉棟 6 階への移動時間を含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約 3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

（添付資料 5.1.5，5.1.6）

5.1.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により，崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.1-2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，

原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため，時間余裕が長くなるが，原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（セパレータスカート下端から約＋126cm）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（セパレータスカート下端から約＋122cm～＋132cm）がある。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と同様であるため，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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やか

になるが，原子炉への注水操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。また，原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉スクラムによる原子炉停止から 12 時間後（ＰＯＳ－Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態）の燃料の崩壊熱によって燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕を評価すると，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 3.8 時間，燃料有効長頂部までの時間は約 5.3 時間となり，評価条件である原子炉停止 1

日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし，必要な放射線の遮蔽は維持され，原子炉への注水操作に対して十分な時間が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（セパレータスカート下端から約＋126cm）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（セパレータスカート下端から約＋122cm～＋132cm）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの，原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件と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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器

未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器が開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 2 時間を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を認知し操作を実施することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の注水操作開始を設定しているが，実際の注水操作開始時間は早くなる場合が考えられ，原子炉水位の回復が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，注水開始が早く

なる場合は原子炉水位の低下が抑制され，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。なお，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が故障した場合は，警報により事象発生を検知可能であり，待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として速やかに起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが，本評価ではこれに期待しないこととする。

（添付資料 5.1.7）

(2)　操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については，通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4.5 時間，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 6.3 時間であり，これに対して，事故を検知して注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，準備時間が確保できるため，時間余裕がある。

（添付資料 5.1.7）

(3)　まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件等の不確かさを考慮した場合においても，評価

項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

5.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，重大事故等対策時における必要な初動対応要員は，「5.1.3(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 7 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 37 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，必要な水源，燃料及び電源の資源は，「6.1(2)　資源の評価条件」の条件にて評価をしている。その結果を以下に示す。

ａ．水　源

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　料

非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後か

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

（添付資料 5.1.8）

ｃ．電　源

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

5.1.5　結　論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系)の故障により,崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対する燃料損傷防止対策としては，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，待機中の残留熱除去系による原子炉注水及び除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は，運転員及び対策本部要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源については，外部支援を期待しないとしても，7 日間以上の供給が可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」に対して有効である。

第 5.1-1 表　崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について（1／2）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	・崩壊熱除去機能が喪失していることを，1時間毎の中央制御室の巡視により確認する。	－	－	【残留熱除去系系統流量】※1 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】※1 【残留熱除去系熱交換器入口温度】※2 【残留熱除去系熱交換器出口温度】※3 【残留熱除去系海水系系統流量】※4
作業員への退避指示	・発電長は，崩壊熱除去機能の喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ避難指示を行う	－	－	－
崩壊熱除去機能の回復操作	・対応可能な要員にて崩壊熱除去機能の回復操作を実施する。	－	－	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	・崩壊熱除去機能の喪失により原子炉水温が100℃に到達すると，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1弁を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能） 所内常設直流電源設備	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

※1：残留熱除去系ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
※2：残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器バイパス弁の誤開時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
※3：残留熱除去系ポンプの運転継続成功かつ熱交換器入口弁の誤閉時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知
※4：残留熱除去系海水ポンプの運転失敗時に当該計装設備で崩壊熱除去機能喪失を認知

【　】：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 5.1-1 表　崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について（2／2）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	・崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し，原子炉水位を回復する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】
原子炉保護系母線の受電操作	・非常用ディーゼル発電機による非常用母線受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	－
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却	・待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位回復後，中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し，崩壊熱除去機能を回復する。 ・崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）】 【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系海水系系統流量】
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	－	－	－

【　】：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

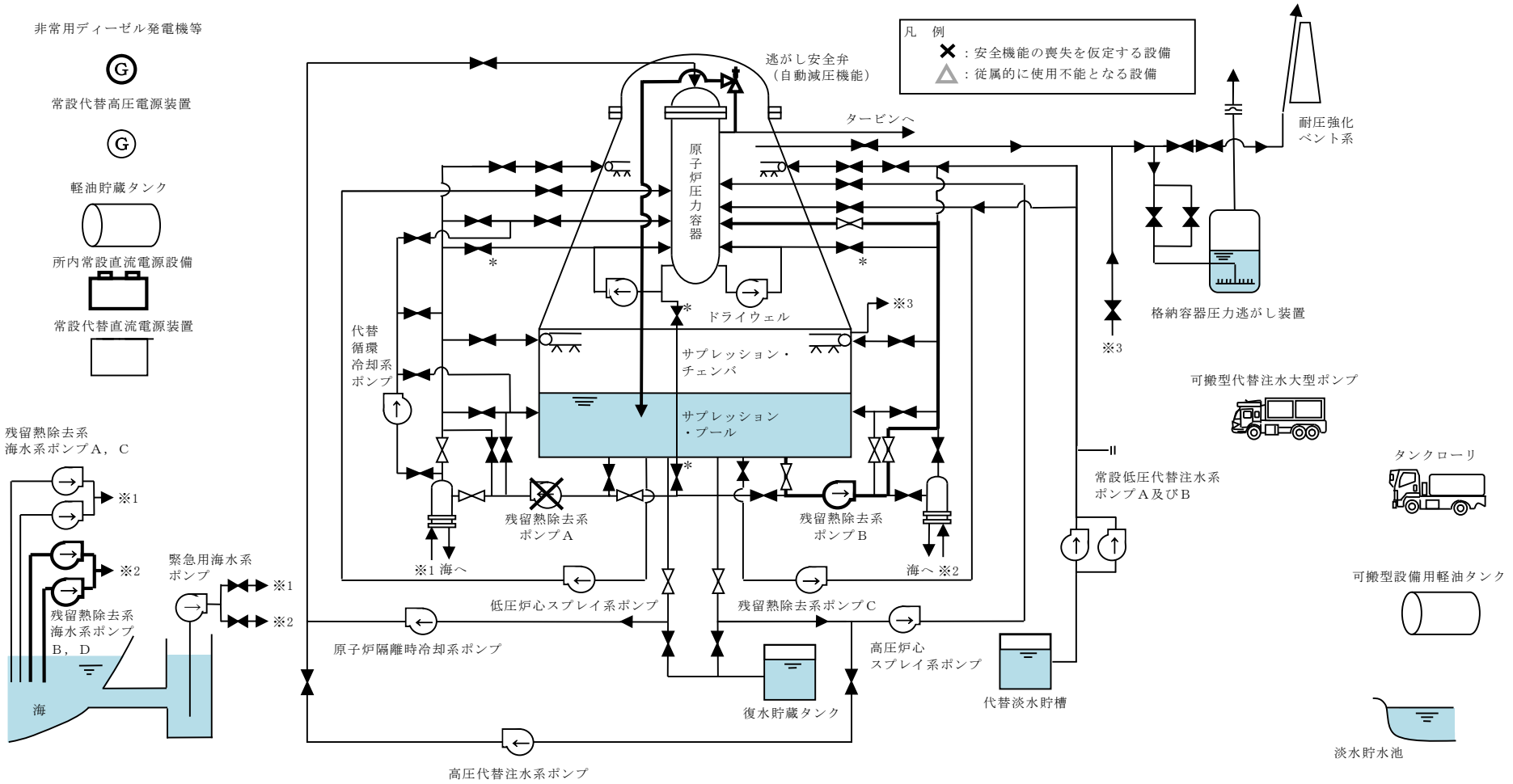
第 5.1-2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW ANSI／ANS-5.1-1979 (9×9燃料（A型），燃焼度33GWd／t，原子炉停止1日後※1)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	原子炉初期水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm)	運転停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	サプレッション・プール水温	32℃	保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事故条件	起因事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後　：外部電源なし	外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し，格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより原子炉停止時冷却系としての残留熱除去系ポンプ起動が不可となるため，崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため，事象発生1時間後（1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは，事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は，原子炉保護系電源の復旧等，運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する

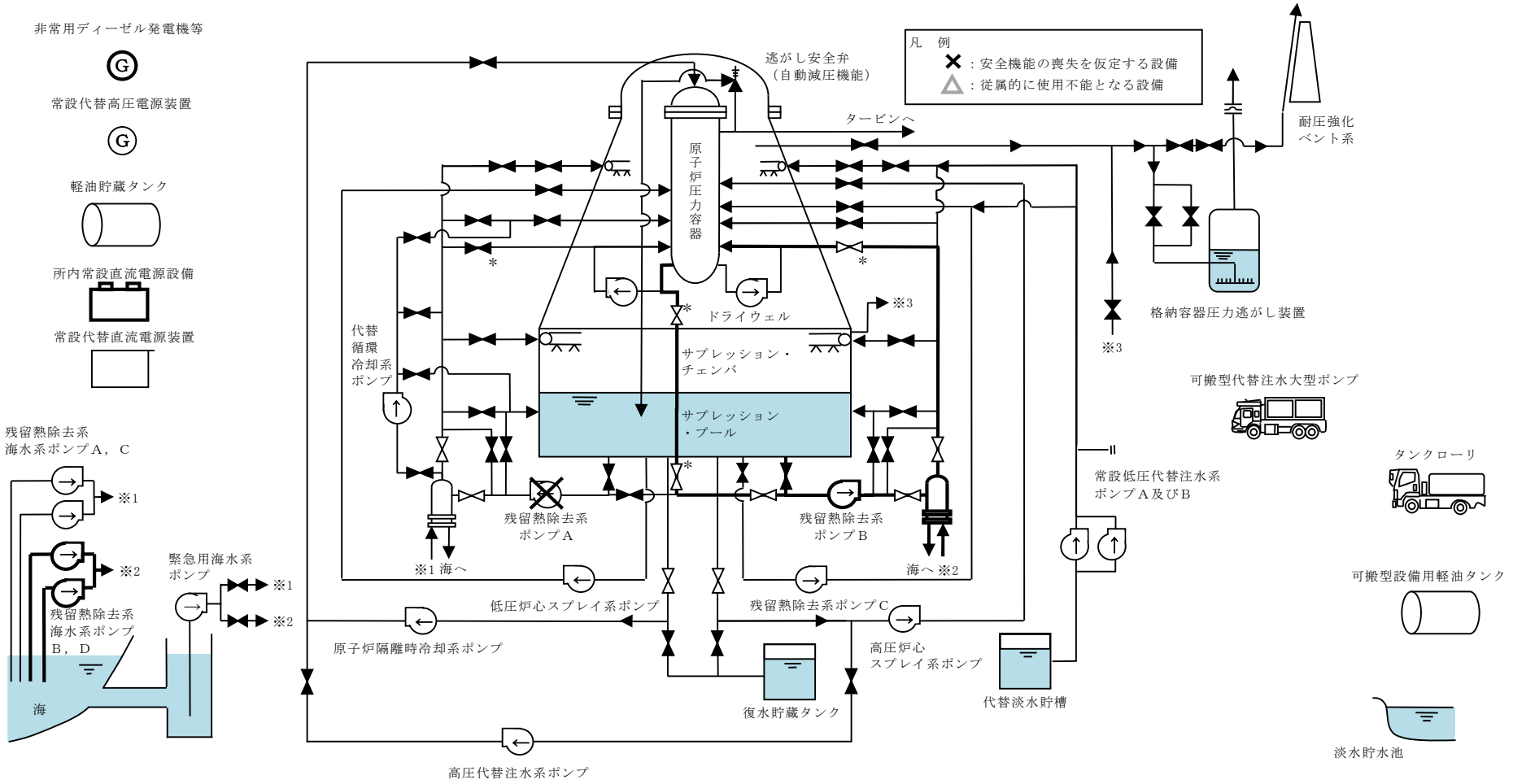
※1：原子炉停止１日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 5.1-2 表　主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量	1,605m^3／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1台当たり43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系の設計値を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	事象発生の認知及び操作の時間を基に，更に時間余裕を考慮して設定

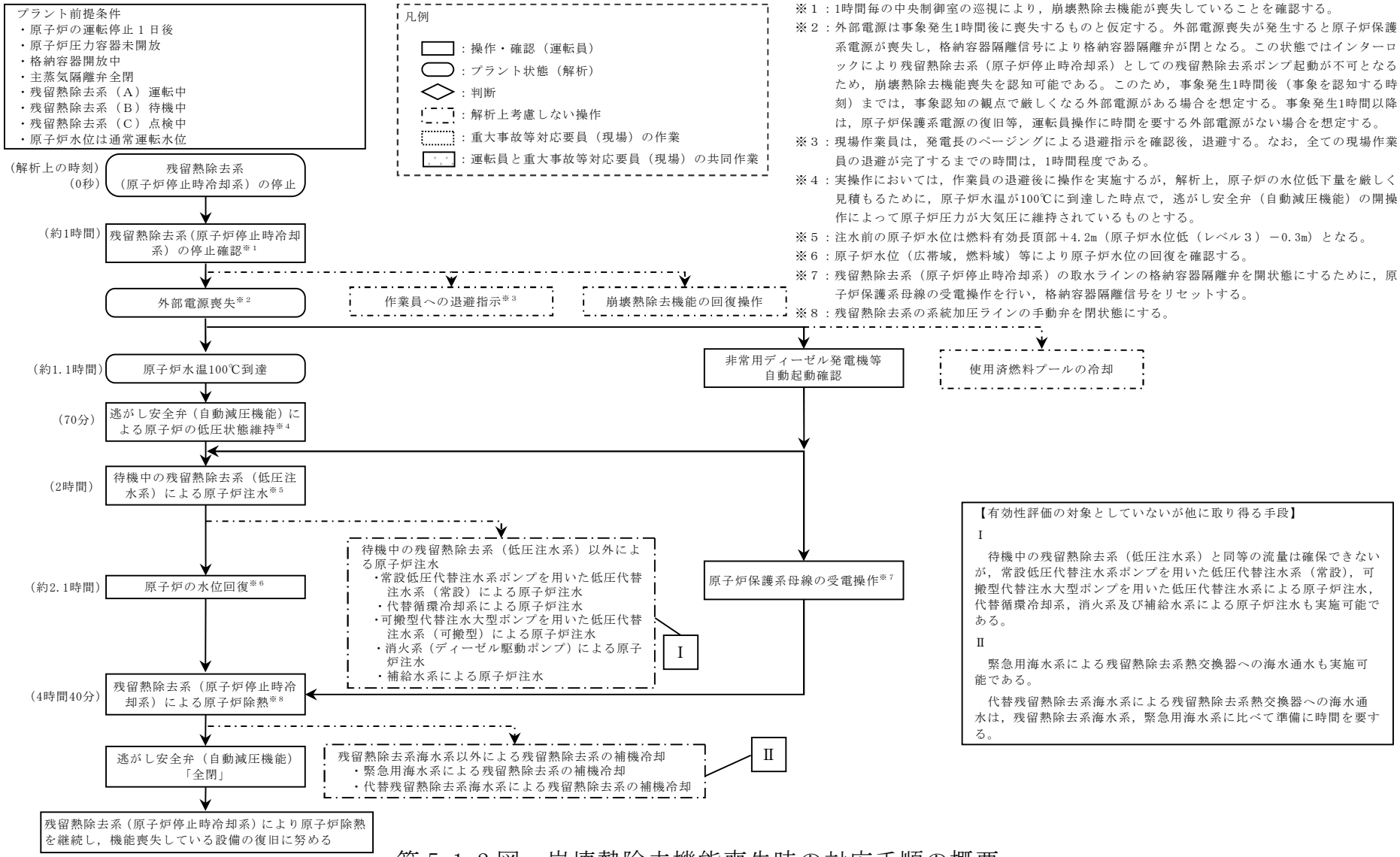


第 5.1-1 図　崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）
（原子炉減圧及び残留熱除去系（低圧注水系））



＊開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

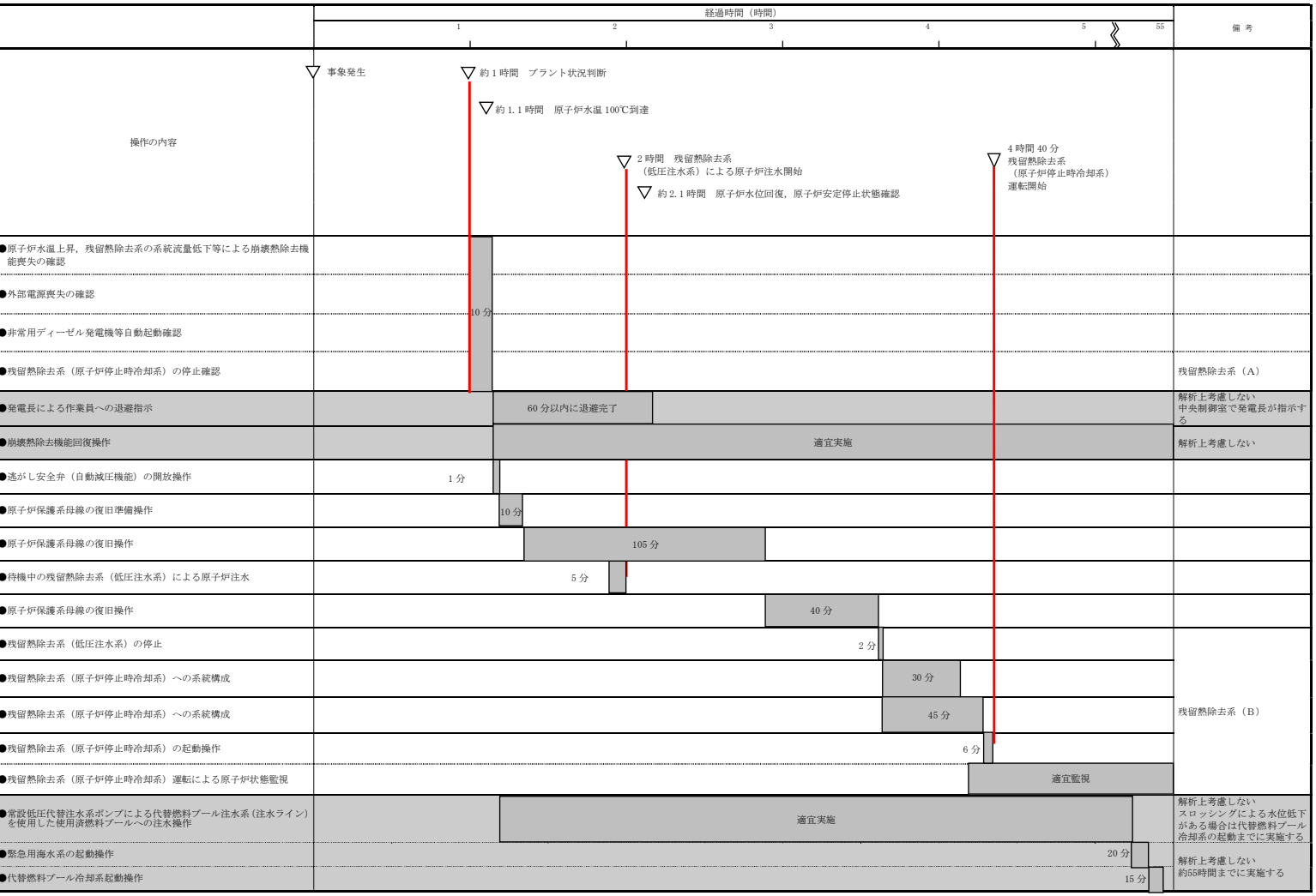
第 5.1-1 図　崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）
（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））



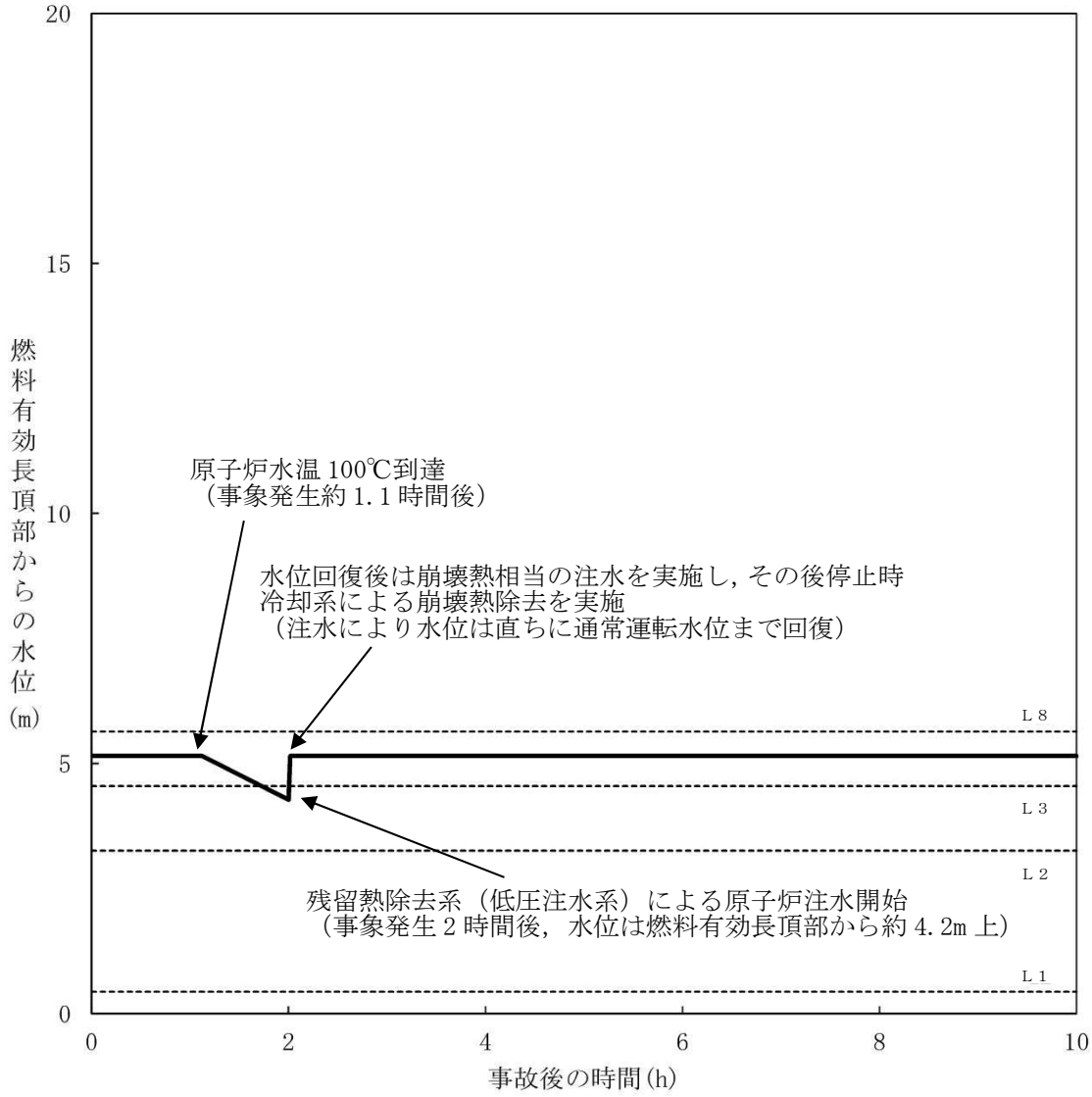
第 5.1-2 図　崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

停止中の崩壊熱除去機能喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容	備考
		責任者 発電長 1人	中央監視 運転操作指揮		
		補佐 副発電長 1人	運転操作指揮補佐		
		通報連絡者 災害対策要員 2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		
状況判断	1人 A	－	－	●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	 残留熱除去系（A）
作業員への退避指示	－	－	－	●発電長による作業員への退避指示	解析上考慮しない 中央制御室で発電長が指示する
崩壊熱除去機能の確保操作	－	2人 B，C	－	●崩壊熱除去機能回復操作	解析上考慮しない
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－	－	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	
	－	【2人】 B，C	－	●原子炉保護系母線の復旧操作	
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	【1人】 A	－	－	●待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－	－	●原子炉保護系母線の復旧操作	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系（低圧注水系）の停止	
	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	
	－	【2人】 B，C	－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	残留熱除去系（B）
	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視	
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系の起動操作	解析上考慮しない 約55時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系起動操作	
必要要員　合計	1人 A	2人 B，C	0人		



第5.1-3図　崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間



第5.1-4図　原子炉水位の推移

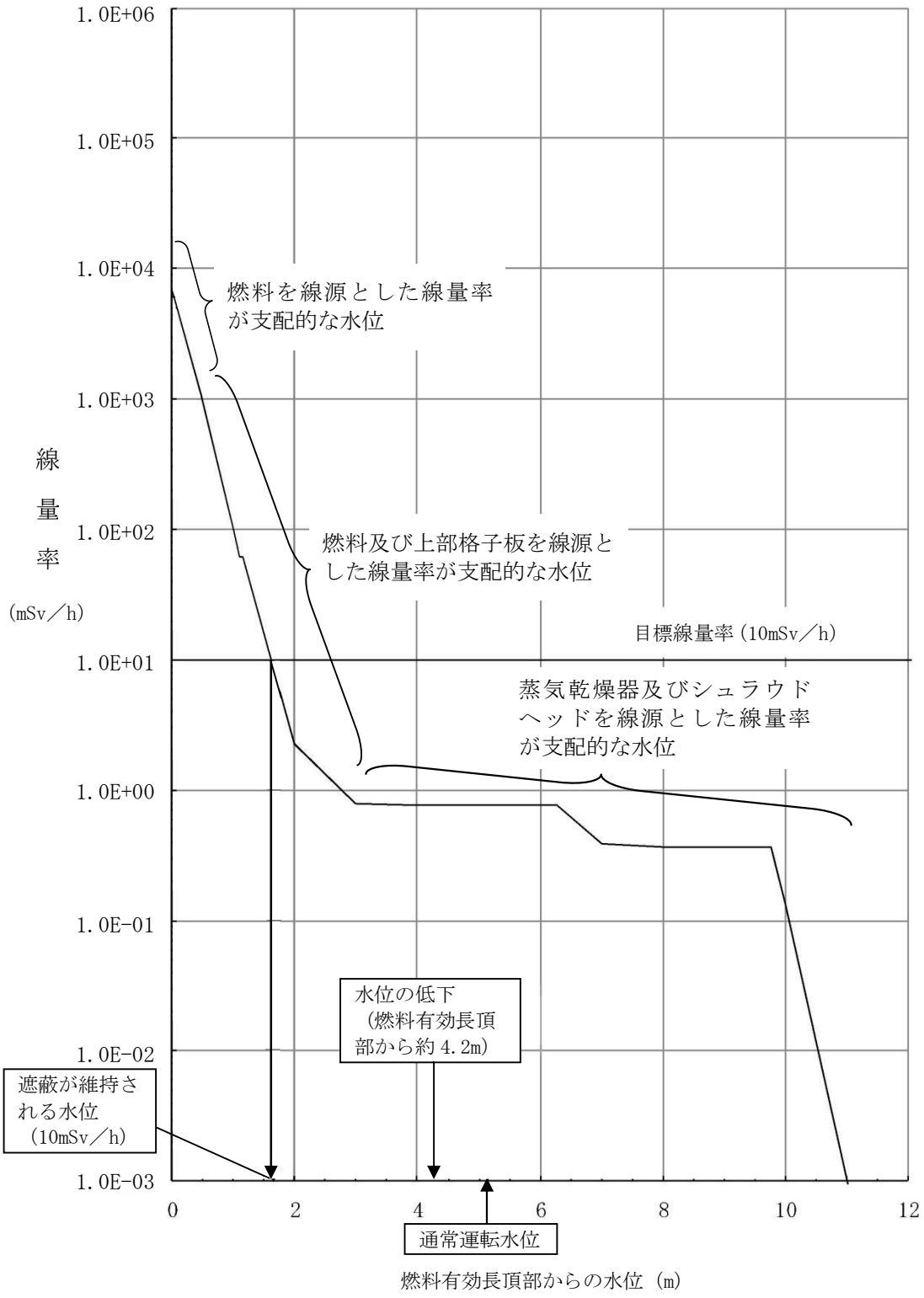


図5.1-5　原子炉水位と線量率

運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時，運転員は，現場作業員の退避が完了したことを確認し，逃がし安全弁の開操作を開始する。このため，現場作業員の退避に係る教育状況，及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ，退避に要する時間の見積もりを行った。

2. 作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する作業員に対しては，以下のように退避に係る教育を実施しており，事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

＜教育内容＞

・ページング等による退避指示への対応について

・管理区域への入退域方法について

＜教育の実施時期＞

・発電所への入所時

3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後，作業員は発電長のページングによる退避指示により，現場からの退避(管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする)を行う。また，作業員全員の退避完了確認は，以下の 2 つの手段で行う。

・個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の入退域ゲートの境界に常駐）は，個人線量計の貸出状況により全作業員が管理区域内から退域していることを確認し，災害対策本部に連絡する。

・各作業グループの作業責任者又は監理員は，作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し，作業担当部門に連絡する。作業担当部門の担当者は，自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し，災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお，作業員は，2 名以上の作業グループで作業を実施するため，退避時に負傷者が発生した場合においても，周囲の作業員からの救助により退避可能である。

4. 作業員の退避時間

作業員の退避時間及びその内訳を第 1 表に示す。①～③は，いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが，そのうち，②におけるＥＰＤゲートの通過が退避時間において律速となるが，以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し，作業員は 1 時間で退避完了すると見積もった。

◎ＥＰＤゲートの通過人数：26 人／分（第 24 回施設定期検査実績）

◎管理区域におけるピーク滞在人数:1,020 人(第 24 回施設定期検査実績)

→1,020 人 ÷ 26 人／分 ＝ 39 分 → 1 時間

第 1 表　作業員の退避時間内訳

	経過時間 10 分　20 分　30 分　40 分　50 分
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動	
②管理区域からの退域	
③退避の確認	
退避時間	保守的に　↑ 1 時間とする

5.　作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

作業員の退避は 1 時間以内に完了するため，作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものと考える。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高い作業場所である格納容器内においても，退避完了までに有意な温度上昇は見られず，作業員の退避に影響はない。

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により，基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量について，以下の式を用いて計算を行った。なお，事象を厳しく評価するため，発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし，原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める。

$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3{,}600)$ ＝約 1.1h

t_1 ：100℃に至るまでの時間[h]

h_{100} ：100℃の飽和水の比エンタルピ[kJ／kg]＝419.10

h_{52} ：52℃の飽和水の比エンタルピ[kJ／kg]＝217.70

V_c ：通常運転水位時の原子炉保有水の体積[m^3]＝381

ρ_{52} ：52℃の水密度[kg／m^3]＝987

Q ：崩壊熱[kW]＝1.88×10^4

(2) 基準水位（燃料有効長頂部）又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間

崩壊熱（蒸発）によって基準水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$t = t_1 + t_2$ ＝約 6.3h

$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_u \times \rho_{52} / (Q \times 3{,}600)$ ＝約 5.2h

t　：基準水位に至るまでの時間[h]

t_2：100℃到達から基準水位に至るまでの時間[h]

h_s：飽和蒸気の比エンタルピ[kJ／kg]＝2,675.57

V_u：基準水位までの水の体積[m^3]　＝157

(3)　必要な注水量

崩壊熱によって喪失する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。

$$f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

f　：必要な注水量[m^3／h]

ρ_f：注水（飽和水）の密度[kg／m^3]

h_f：注水（飽和水）の比エンタルピ[kJ／kg]

水源がサプレッション・プール（水温：32℃）の場合及び代替淡水貯槽（水温 35℃）の飽和水の密度，飽和水の比エンタルピ及び必要注水量の評価結果は次のとおりである。

水源／パラメータ	サプレッション・プール	代替淡水貯槽
飽和水の密度（ρ_f）[kg／m^3]	995	994
飽和水の比エンタルピ（h_f）[kJ／kg]	134.11	146.64
必要注水流量（f）[m^3／h]	約 26.7	約 26.9

重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち，「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは，他のほとんどの重要事故シーケンス等の選定と同様に，ＰＲＡから抽出された事故シーケンスグループから，「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に示された着眼点を考慮して選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは，審査ガイドに示された着眼点に加えて，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における評価内容との差別化を図ることを考慮し，次の事故シーケンスを選定した。

・残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では，設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し，重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止することができることを確認する。この観点では，全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定して重大事故等対処設備を用いて燃料損傷を防止することができることの有効性を評価することも考えられるが，この場合，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスで有効性

を評価する対策と同じ対策の有効性を評価することとなる。

このため,「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では，審査ガイドの主要解析条件及び対策例を参照し，待機中の残留熱除去系によって崩壊熱除去機能を確保し，燃料損傷を防止可能であることを確認している。

3. プラント状態の選定

重要事故シーケンスの選定プロセスでは，同じ事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスの中から有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定しているが，プラント状態（以下「ＰＯＳ」という。）については選定しておらず，有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては，代替の崩壊熱除去機能及び原子炉への注水機能を用いて炉心損傷を防止することとなる。このため，ＰＯＳを選定する上では，事象発生から燃料損傷に至るまでの時間余裕が短い，すなわち崩壊熱が高く，保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。崩壊熱が最も高いＰＯＳはＰＯＳ－Ｓであり，次にＰＯＳ－Ａ，その次がＰＯＳ－Ｂという順となる。保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性があるＰＯＳ－Ｓ，ＰＯＳ－Ａ，ＰＯＳ－Ｃ及びＰＯＳ－Ｄが厳しい。

次に崩壊熱除去・注水機能を持つ設備の事故時の使用可否について考えると，ＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄの原子炉停止直後・起動準備において，給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である※。そのため，緩和設備

についてはＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄ以外のＰＯＳ－Ａ～ＰＯＳ－Ｃが厳しい条件となる。

なお，原子炉圧力容器蓋閉時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではないこと，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）で原子炉減圧できることから低圧注水系が使用できるとしている。

このため，本評価では，ＰＯＳ－Ｓの次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるＰＯＳ－Ｓ，ＰＯＳ－Ｓ以外のＰＯＳとして，ＰＯＳ－Ａを選定している。なお，ＰＯＳ－Ａは「ＰＣＶ／ＲＰＶ開放への移行状態」と定義される状態であり，原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが，本評価では燃料損傷までの時間余裕の観点から厳しくなる，原子炉圧力容器内の保有水量が少ない原子炉圧力容器閉鎖状態を想定した。

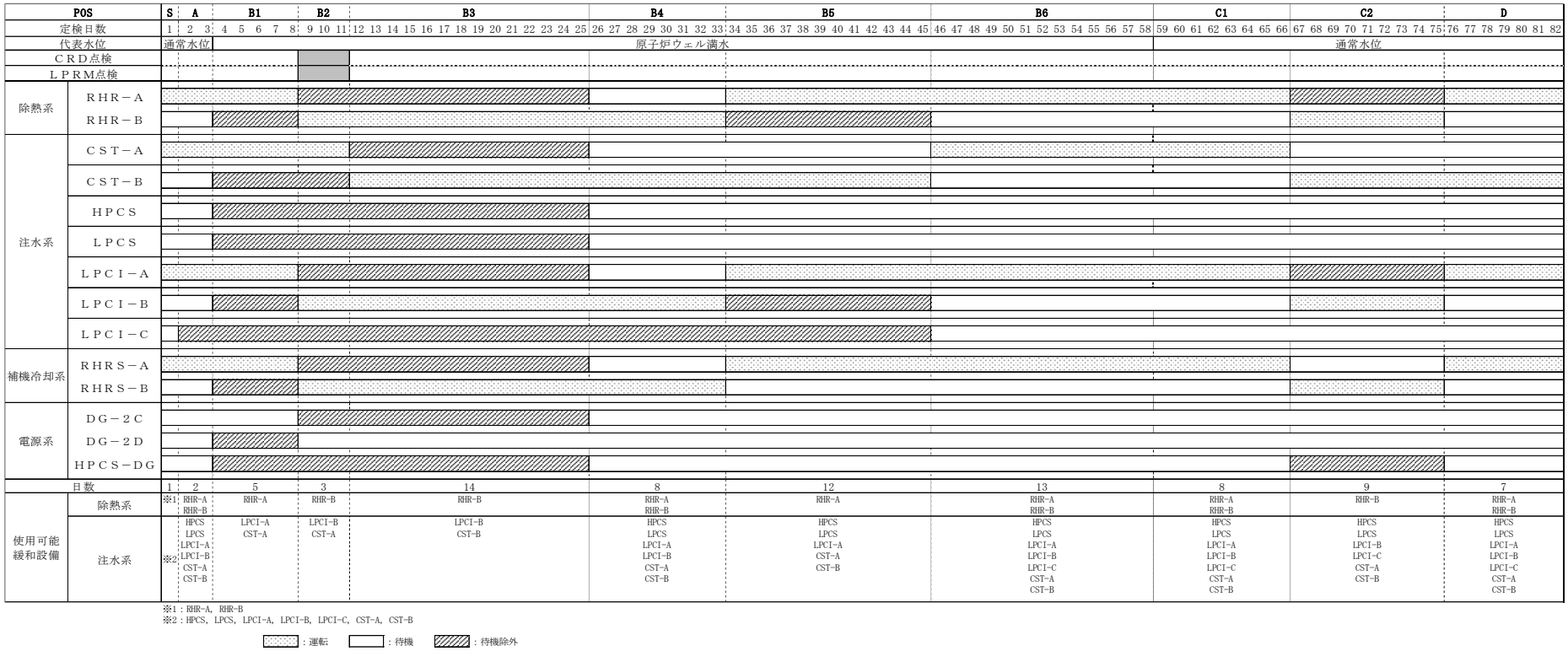
停止時レベル1ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び定期検査工程の概要を第1図に示す。また，ＰＯＳの選定方法及び原子炉圧力容器の閉鎖／開放状態を第1表に示す。

※：一例として後述する「添付資料5.1.6　6.ＲＣＩＣによる注水について」に示すとおり，ＰＯＳ－Ｓ及びＰＯＳ－Ｄにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。

4.　他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価で確認している，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水とは別の燃料損傷防止対策として，常設低圧代替注

水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）又は待機中のＥＣＣＳによる原子炉注水が考えられるが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じＰＯＳ－Ａでその有効性を確認している。また，待機中のＥＣＣＳについては，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）に比べて注水流量が多いことから，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。



POS		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
定検日数		1	2 3	4 5 6 7 8	9 10 11	12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25	26 27 28 29 30 31 32 33	34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45	46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58	59 60 61 62 63 64 65 66	67 68 69 70 71 72 73 74 75	76 77 78 79 80 81 82
代表水位		通常水位		原子炉ウェル満水						通常水位		
CRD点検												
LPRM点検												
除熱系	RHR－A											
	RHR－B											
注水系	CST－A											
	CST－B											
	HPCS											
	LPCS											
	LPCI－A											
	LPCI－B											
	LPCI－C											
補機冷却系	RHRS－A											
	RHRS－B											
電源系	DG－2C											
	DG－2D											
	HPCS－DG											
日数		1	2	5	3	14	8	12	13	8	9	7
使用可能緩和設備	除熱系	※1	RHR-A RHR-B	RHR-A	RHR-B	RHR-B	RHR-A RHR-B	RHR-A	RHR-A RHR-B	RHR-A RHR-B	RHR-B	RHR-A RHR-B
	注水系	※2	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	LPCI-A CST-A	LPCI-B CST-A	LPCI-B CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B

※1：RHR-A，RHR-B
※2：HPCS，LPCS，LPCI-A，LPCI-B，LPCI-C，CST-A，CST-B

：運転　：待機　：待機除外

第１図　停止時レベル１ＰＲＡにおけるＰＯＳの分類及び施設定期検査工程

第1表　各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態（ＰＯＳ）		包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
				燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（ＰＯＳ－Ａ）」，及び「全交流動力電源喪失（ＰＯＳ－Ａ）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱は高いため，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕（約5.3時間）は短いが，有効性評価で考慮している操作開始時間（約2時間）で燃料損傷を防止できることから，ＰＯＳ－Ａを想定した有効性評価の条件に包絡される。	閉鎖	原子炉圧力容器が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。 （添付資料5.1.6）	ＰＯＳ－Ａに同じ。
A	ＰＣＶ／ＲＰＶ開放への移行状態	－	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	閉鎖	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 （原子炉圧力容器が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される （添付資料5.1.6）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 制御棒引き抜きに関わる試験は「反応度の誤投入」に包絡。
B1	原子炉ウェル満水状態	「全交流動力電源喪失（ＰＯＳ－Ａ）」及び「使用済燃料プール　想定事故１」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－Ａ ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの余裕時間は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉への注水に加え，プールゲート開放時は代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	開放	原子炉ウェル満水時は保有水量が多いため，遮蔽が維持される水位到達前に注水が可能である。 また，使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール　想定事故1」に包絡される。	ＰＯＳ－Ａに同じ。 燃料の取出・装荷に関わる作業は「反応度の誤投入」に包絡。
B2			・残留熱除去系－Ｂ ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B3			・残留熱除去系－Ｂ ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B4		「崩壊熱除去機能喪失（ＰＯＳ－Ａ）」，「全交流動力電源喪失（ＰＯＳ－Ａ）」，及び「使用済燃料プール　想定事故１」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，ＰＯＳ－Ａを想定した有効性評価に包絡される。 また，高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え，プールゲート開放時は代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
B5		「全交流動力電源喪失（ＰＯＳ－Ａ）」，及び「使用済燃料プール　想定事故１」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－Ａ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，高圧炉心スプレイ系等よる原子炉への注水に加え，プールゲート開放時は代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
B6		「崩壊熱除去機能喪失（ＰＯＳ－Ａ）」，「全交流動力電源喪失（ＰＯＳ－Ａ）」，及び「使用済燃料プール　想定事故１」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱が低く，保有水量が多いことから，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，ＰＯＳ－Ａを想定した有効性評価に包絡される。 また，高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え，プールゲート開放時は代替燃料プール注水系（常設）及び代替燃料プール注水系（可搬型）による使用済燃料プールへの注水により，燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
C1	ＰＣＶ／ＲＰＶ閉鎖への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失（ＰＯＳ－Ａ）」，及び「全交流動力電源喪失（ＰＯＳ－Ａ）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，ＰＯＳ－Ａを想定した有効性評価に包絡される。	閉鎖	原子炉圧力容器が未開放であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される。 （添付資料5.1.6）	ＰＯＳ－Ａに同じ。
C2		「全交流動力電源喪失（ＰＯＳ－Ａ）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが，ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，ＰＯＳ－Ａを想定した「全交流動力電源喪失」の有効性評価に包絡される。			
D	起動準備状態	「崩壊熱除去機能喪失（ＰＯＳ－Ａ）」，及び，「全交流動力電源喪失（ＰＯＳ－Ａ）」を想定した有効性評価の条件に包絡	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱が低く，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため，ＰＯＳ－Ａを想定した有効性評価に包絡される。	閉鎖		

※：重大事故等対処設備等のうち下線が引いてあるものは，津波襲来時にも使用可能な設備

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における崩壊熱の設定の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち,「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では，原子炉スクラムによる原子炉停止から1日後の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に，定期検査期間が数十日であることを考慮すると，原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが，仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば，より厳しい評価条件となる。

※：原子炉停止から1日（24時間）後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。具体的には制御棒の挿入開始及び発電機解列の実績は，全制御棒全挿入完了を基準とするとそれぞれ十数時間以前,2～3時間以前となっており，実際の崩壊熱は評価値より小さくなる。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時の期間を復水器真空破壊からとすると，通常，復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における全制御棒挿入完了から12時間程度経過（ＰＯＳ－Ｓ　原子炉冷温停止へ

の移行状態）している。仮に，原子炉スクラムによる原子炉停止から12時間後の崩壊熱によって，燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約5.3時間であることから，時間余裕の観点では約1時間短くなるが，本重要事故シーケンスにおける「崩壊熱除去機能喪失」では事象発生から原子炉注水開始までの対応は2時間，「全交流動力電源喪失」では25分であることから，十分対応可能な範囲である。

また，必要な遮蔽の確保の観点においても，現場作業員の退避までの時間余裕は原子炉停止から1日（24時間後）の崩壊熱の場合は約4.5時間に対して，12時間後の場合は約3.8時間と短くなるものの，十分退避可能である。

（添付資料5.1.6）

このように，崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが，最確条件より高めの崩壊熱を設定していること，及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等，様々な保守性を含めた評価としていることから，本重要事故シーケンスにおいて，原子炉注水が間に合わず，燃料損傷に至る状況，及び作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものと考える。

安定停止状態について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止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。

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，待機していた残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能である。

（添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時における放射線の遮蔽維持について

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」，及び「全交流動力電源喪失」における放射線の遮蔽維持について評価を行い，事故時の作業員の退避を考慮すると，退避までの間，放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv／h※）が維持されることを確認したため，その結果を以下に示す。

※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から 10mSv／h と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時の，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は 2.1 時間（保管場所から原子炉建屋原子炉棟 6 階への移動時間を含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約 3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

なお，事故対応に関わる操作は，原子炉建屋最上階のように現場の線量率が大きく上昇する場所では実施しないため，作業員の現場退避を評価の代表とした。

また，放射線の遮蔽を検討する際，原子炉圧力容器開放作業の流れ，

原子炉圧力容器等構造物，原子炉水位が重要となるため，それらを考慮した評価とした。

1.　原子炉圧力容器開放作業の流れ

○原子炉圧力容器開放作業の流れ

①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取外し，原子炉格納容器蓋取外し（第1図中の1，2・3，4）

原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して，復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を開始した後，復水器真空破壊を経て，復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の取外し作業を実施する。

②原子炉圧力容器蓋取外し（第1図中の5）

原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋を開放する（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ下0.5m程度）。

③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）

水位を上昇させながら，蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

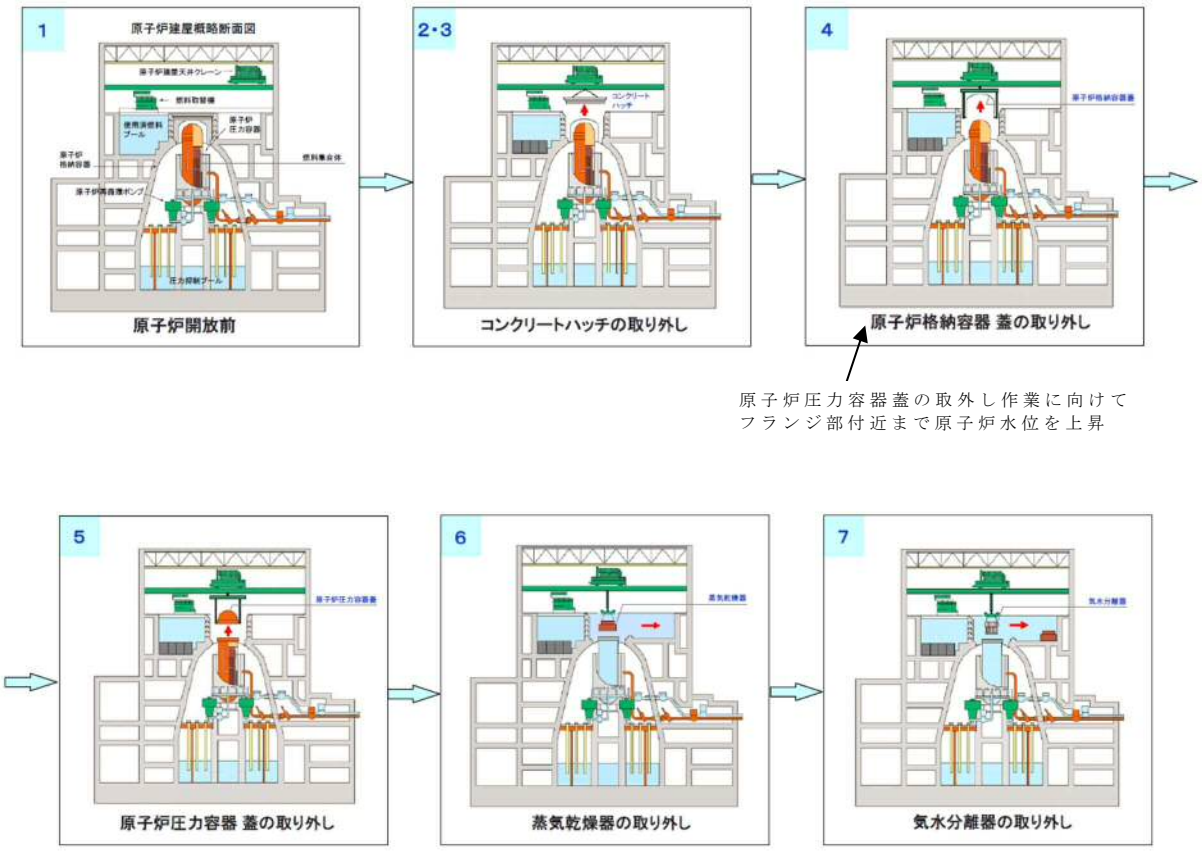
④気水分離器取外し（第1図中の7）

気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業においては開放作業の逆の流れで実施される。この状況においては原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため，放射線の遮蔽維持における影響は原子炉圧力容器開放作業時に包絡される。

（添付資料 5.1.3）

＜参考＞原子炉開放の流れ※

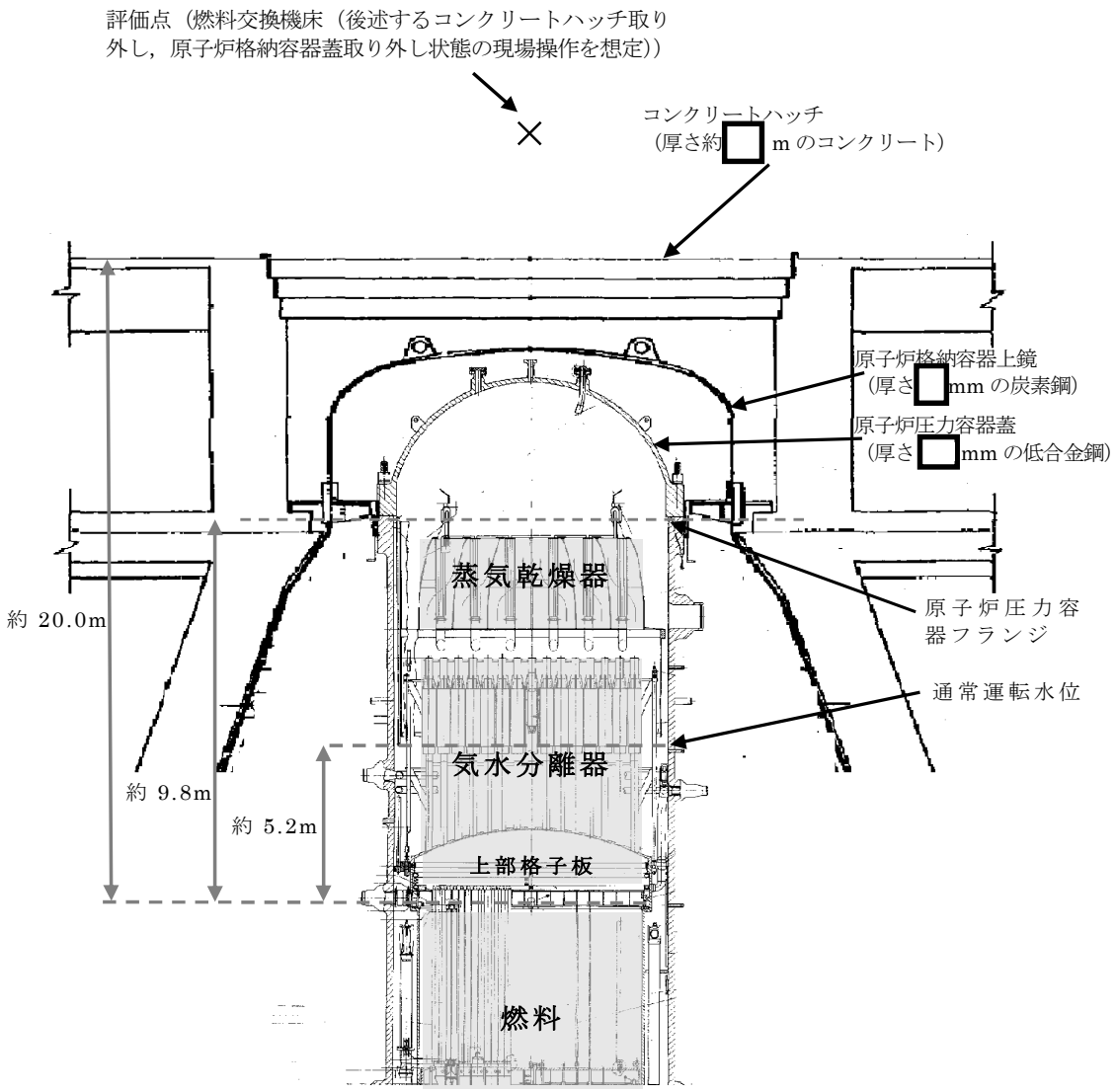


第１図　原子炉圧力容器開放作業の流れ

※：http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf

東海第二発電所では蒸気乾燥器の取外しが気中移動

2. 原子炉格納容器等構造物



第 2 図 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業開始前（第 1 図中の 1）

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すようにコンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋及び原子炉圧力容器蓋が閉鎖されており，また蒸気乾燥器，気水分離器等も炉内に存在するため，炉心燃料等の線

源からの放射線の多くはこれらに遮られ，原子炉建屋上階での線量率は十分小さくなる。そのため，原子炉圧力容器開放作業の開始前において，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

※：一例として^{60}Ｃｏを線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 8.2E-02，155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 4.1E-07 である。（参考：放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人原子力安全技術センター）

①-2　コンクリートハッチ取外し，原子炉格納容器蓋取外し（第 1 図中の 2・3，4）

コンクリートハッチ，原子炉格納容器蓋の開放後は，これらの遮蔽効果には期待できなくなるが，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，気水分離器の遮蔽効果に期待できる。さらに原子炉圧力容器蓋の開放作業に向けて，原子炉の水位の上昇操作を実施するため，上昇した原子炉水位の遮蔽効果にも期待できる。この状態で原子炉建屋最上階にて原子炉圧力容器開放に向けた作業を実施していることも考えられるため，コンクリートハッチ及び原子炉格納容器蓋の遮蔽に期待しない場合の現場線量率の評価が必要である。

②原子炉圧力容器蓋取外し（第 1 図中の 5）

原子炉圧力容器蓋開放時はフランジ下 0.5m 程度まで水位を上昇させた後，原子炉圧力容器蓋開放作業を実施する。この際，水位上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また，保有水量が多くなるため，沸騰開始までの時間は更に長くなる（約 1.4 時間程度）。

なお，原子炉圧力容器蓋を取外し中に全交流動力電源喪失事象等の

事故事象が発生した場合でも，原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ，その遮蔽に期待できる。

また，原子炉圧力容器蓋を取り外した後の状態において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も，原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があること，炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係（添付資料 5.3.1）に包絡できることから，必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h を超えることはない。

なお，蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響についても，線源強度が大きくないこと，原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから，これらを考慮しても必要な遮蔽は維持される。

以上より，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である（上記の①-2 での評価に包絡）。

③蒸気乾燥器取外し（第 1 図中の 6）及び④気水分離器取外し（第 1 図中の 7）

蒸気乾燥器の取り出しに合わせ，水位を上昇させていく状態であり，崩壊熱除去機能喪失や全交流動力電源喪失が発生した場合においても，沸騰開始及び水位低下まで十分に時間余裕があるため，原子炉水位低下に伴う放射線の遮蔽の評価は不要である。

4.　放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv／h）は，3.での検討を踏まえ，「①-2　コンクリートハッチ取外し，原子炉格納容器取外し（第 1 図中の 2・3，4）」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は,「添付資料 4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（Ver1.04）を用いて計算し，評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。

評価点は燃料交換機床※とした。

※：運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋最上階等の現場作業は不要であるため，作業員の退避を想定して評価点を設定した。コンクリートハッチの取外し作業や，原子炉格納容器蓋取外し作業時において，作業員は天井クレーン操作室等にいることが考えられるため，より線源に近い燃料交換機床を代表としている。なお,原子炉運転停止中においては作業員が原子炉格納容器内（ドライウェル含む）で作業することも考えられるが，これらの作業は原子炉運転停止直後には実施しないこと,炉心燃料からの放射線は遮蔽物(原子炉圧力容器，シュラウド，生体遮蔽（原子炉遮蔽壁）等）により減衰すること，原子炉建屋最上階と同様に事故後に作業員が退避することから，作業員の退避に関する被ばく評価は本評価に包絡される。

(1)　炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料，上部格子坂，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

ａ．炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：3,708mm

○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，エネルギ 5 群とする。

○線源材質：燃料及び水（密度[redacted]g／cm^3）

○線源強度：文献値※1に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に，ＳＴＥＰⅢ ９×９燃料（Ａ型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3)=\frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W\cdot s))\times\text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギ}(MeV)\times\text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \quad \cdots①$$

このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間10^6時間（約114年）と，東海第二の実績を包絡した条件で評価されており，東海第二に関する本評価においても適用可能である。

・燃料照射期間：10^6時間

・運転停止後の期間：停止12時間※2（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値）

・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（ＳＴＥＰⅢ ９×９燃料（Ａ型））

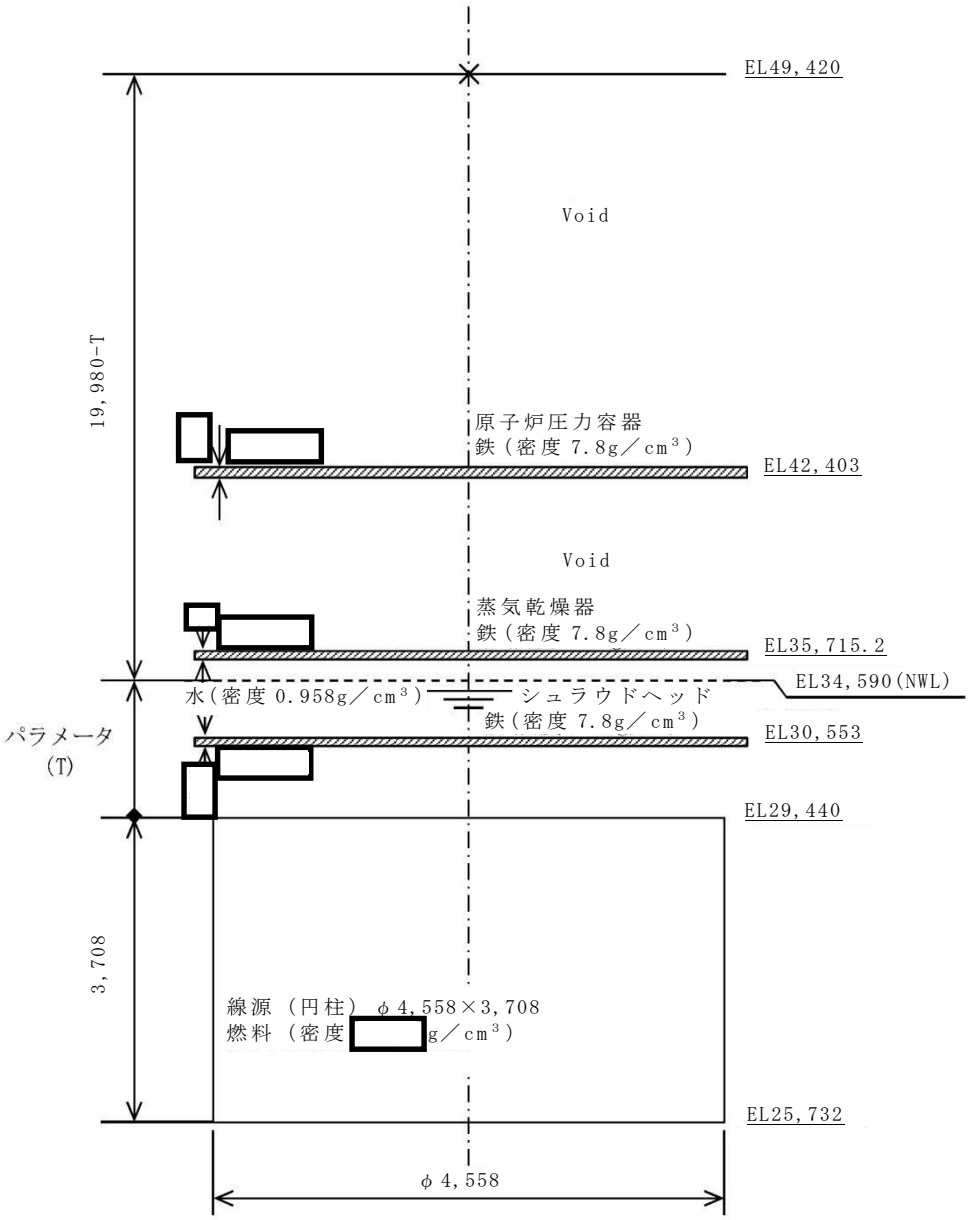
・燃料集合体体積：7.179E+04cm^3（ＳＴＥＰⅢ ９×９燃料（Ａ型））

※１：Blizard E.P. and Abbott L.S.,ed.,“REACTOR HANDBOOK.2nd ed. Vol.Ⅲ Part B,SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS,New York,London,1962”

※２:原子炉運転停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが,線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第3図に示す。また，式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位：mm

×：評価点(燃料取替機床上)

第3図　燃料の線量率計算モデル

第１表　燃料の線源強度

エネルギ (MeV)	線源強度 （γ／cm^3・s）
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

ｂ．上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：368.3mm

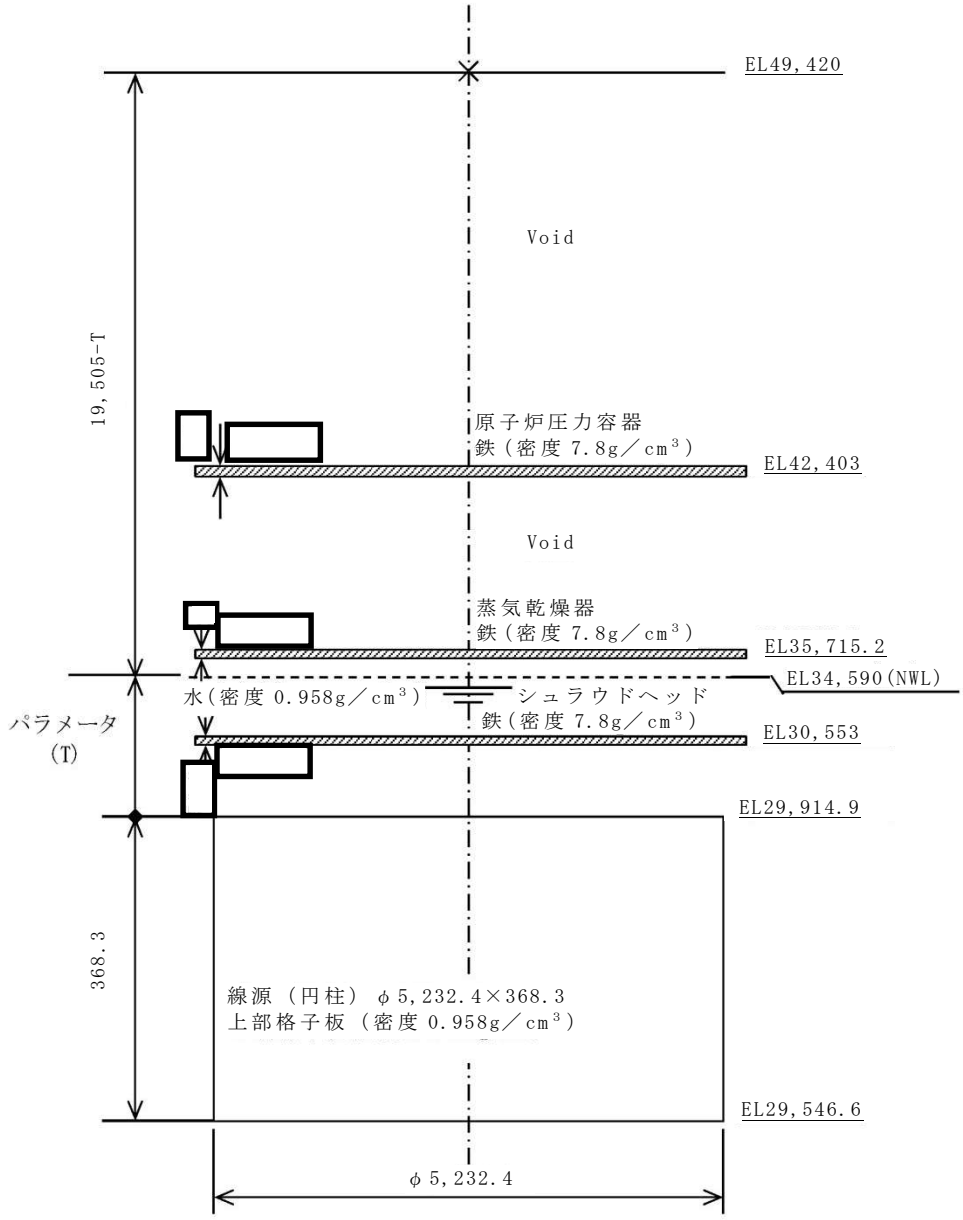
○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種^{60}Ｃｏを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※）

※：52℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を採用

○線源強度は，機器表面の実測値（　　Sv／h）より7.3E+09 Bq／cm^{3}と算出した。

線量計算モデルを第４図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位：mm

×：評価点(燃料取替機床上)

第４図　上部格子板の線量率計算モデル

ｃ．シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：5,162.2㎜

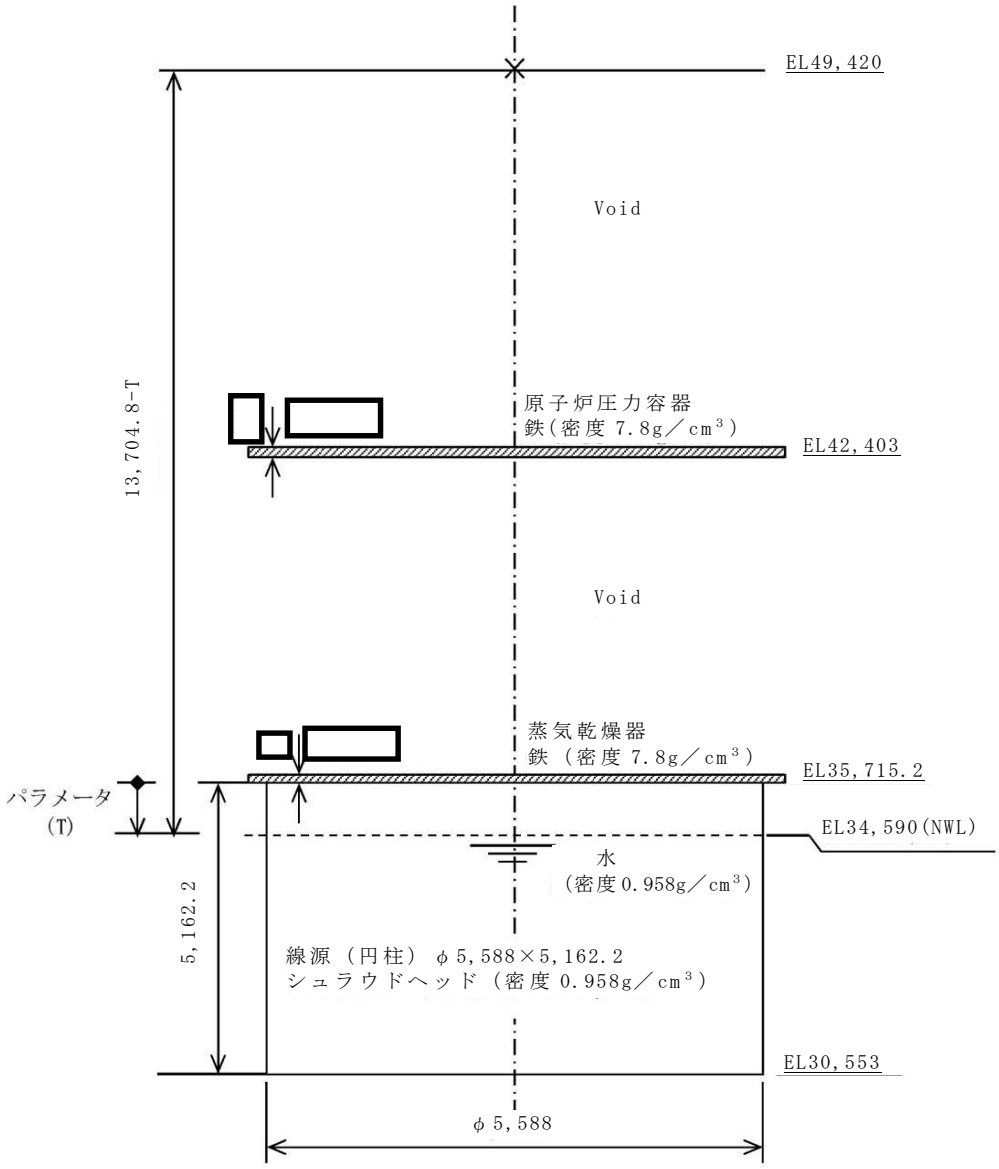
○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種^{60}Ｃｏを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※）

※：52℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を採用

○線源強度は，機器表面の実測値（[redacted]Sv／h）より6.7E+05 Bq／cm^{3}と算出した。

線量計算モデルを第5図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位：mm

×：評価点(燃料取替機床上)

第5図　シュラウドヘッドの線量率計算モデル

d．蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：5,524.5 mm

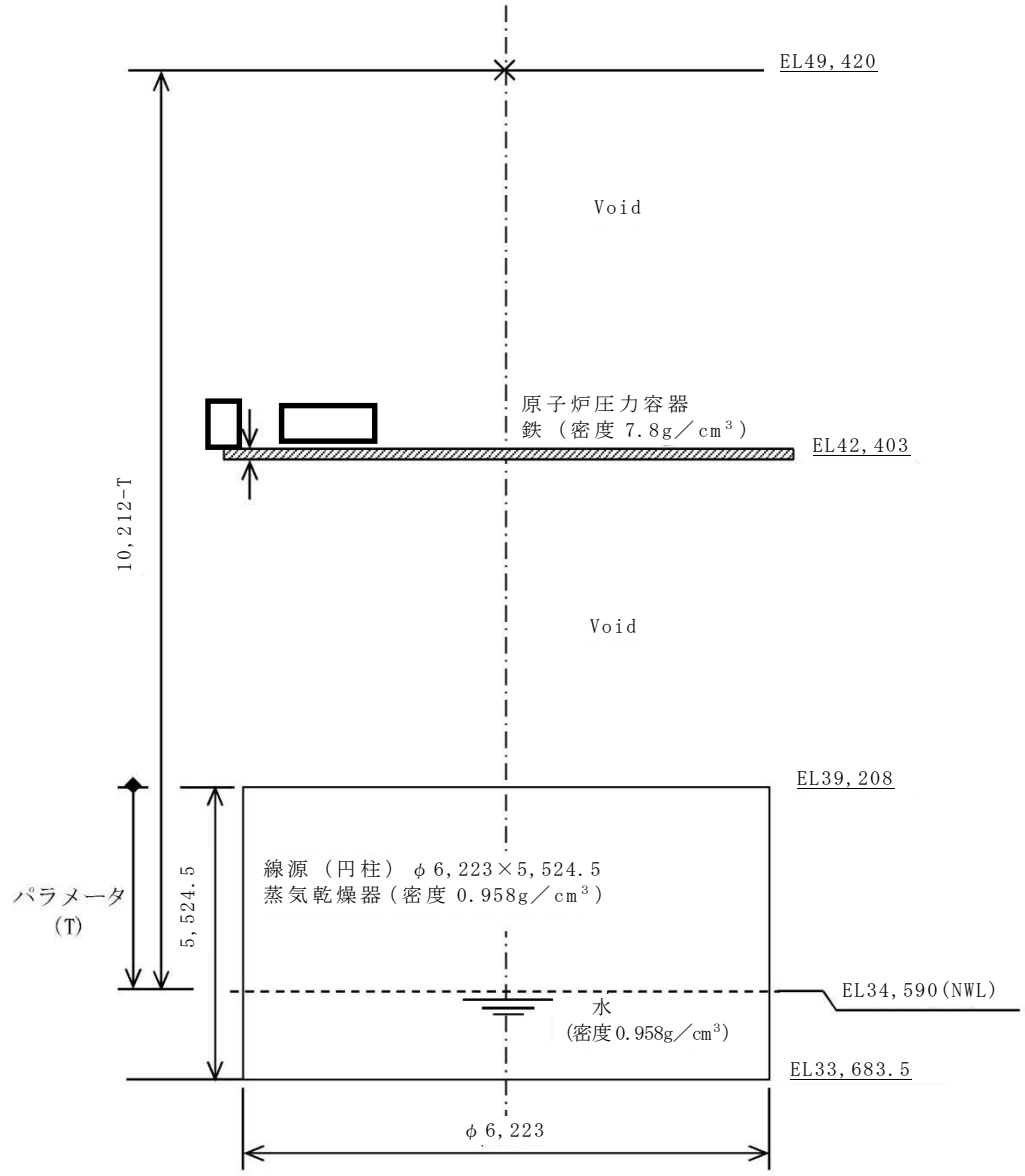
○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種^{60}Ｃｏを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※）

※：52℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を採用

○線源強度は，機器表面の実測値（[redacted]Sv／h）より2.7E+05 Bq／cm^{3}と算出した。

線量計算モデルを第6図に示す。



(寸法は公称値を示す)

単位：mm

×：評価点(燃料取替機床上)

第 6 図　蒸気乾燥器の線量率計算モデル

(2)　遮蔽物の評価モデル

原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，シュラウドヘッドをモデル化した。なお，蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり，放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため，線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。

a.　原子炉圧力容器蓋

遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ：[　　]（圧力容器蓋の最薄部厚さ）

線源材料　　：[　　]　平板（密度[　]g／cm^3）※

※：圧力容器鋼板[　　]の密度は，同等である[　　]で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第3～6図に示す。

b.　蒸気乾燥器

遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ：[　]（フード部の最薄部厚さ）

線源材料　　：[　　]　平板（密度[　]g／cm^3）※

※：蒸気乾燥器の材質[　　]の密度は，同等である[　　]で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第3～5図に示す。

c.　シュラウドヘッド

遮蔽物形状　：円柱線源としてモデル化

遮蔽物の高さ：[　　]mm（シュラウドヘッドの厚さ（スワラによる遮蔽も考慮））

線源材質　　：[　　]　平板（密度[　]g／cm^3）※

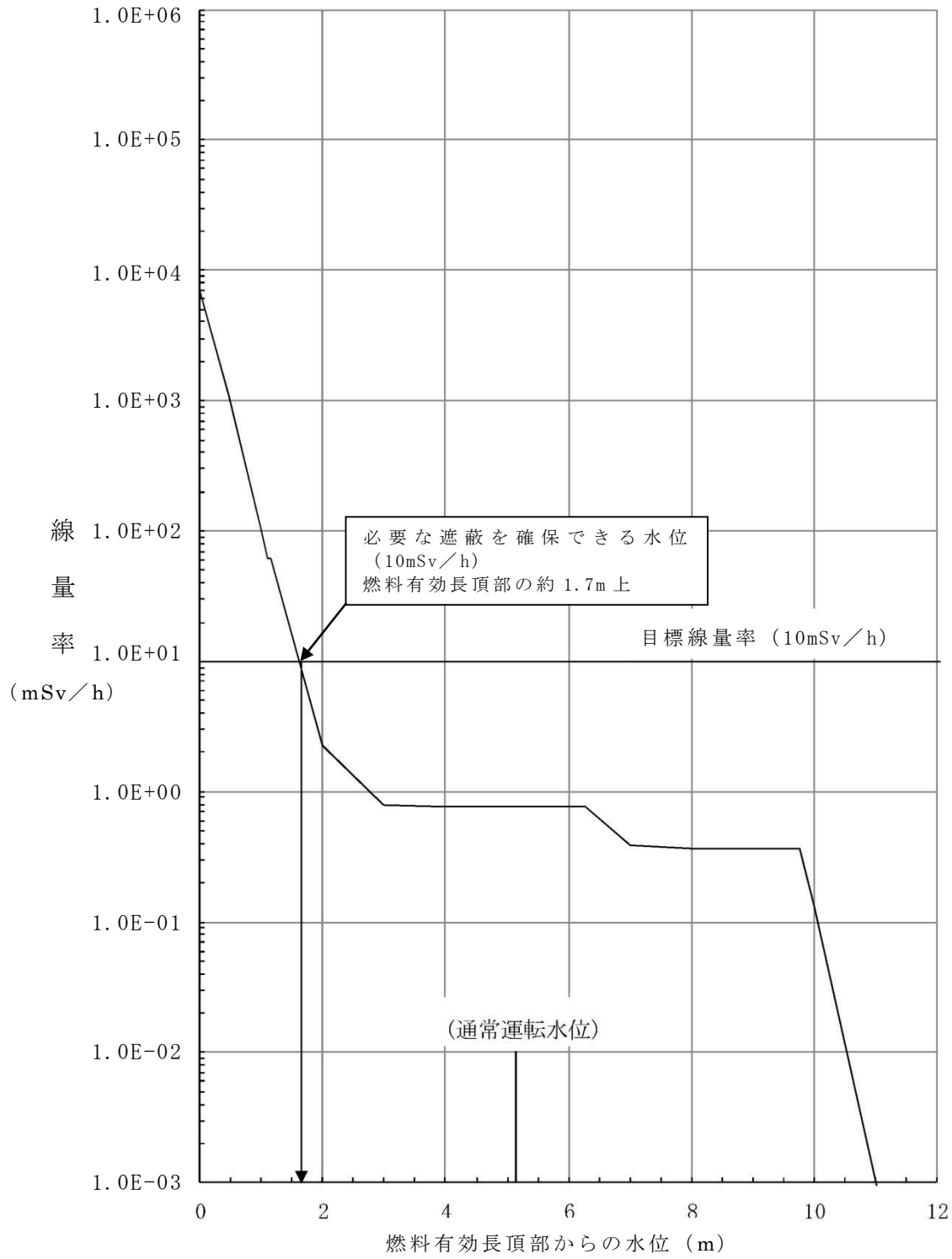
※：シュラウドヘッドの材質[redacted]の密度は，同等である[redacted]で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第 3，4 図に示す。

(3)現場の線量率の評価結果

(1)，(2)の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位（目安と考える 10mSv／h）は，「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。



第 7 図　原子炉水位と線量率

(4)　必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を，「添付資料 5.1.2」の計算を用いて求めた。

計算は後述する「添付 5.1.7」の評価条件の不確かさを踏まえ，原子炉停止後 12 時間後（ＰＯＳ－Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態）と 1 日後（ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態）の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。

その結果，原子炉停止 1 日後の状態は崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間（2 時間），全交流動力電源喪失時の注水までの時間（25 分）に対して十分であることを確認した。

第 2 表　必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の
算出条件及び算出結果

算出条件			算出結果	
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕
12 時間（不確かさで確認する感度解析ケース）	100℃	約 22.4MW	約 3.8 時間	約 5.3 時間
24 時間（有効性評価で確認するベースケース）	52℃	約 18.8MW	約 4.5 時間	約 6.3 時間

5.　事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。事象発生時，作業員は，発電長のページングによる退避指示により，現場からの退避を開始し，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1 時間

程度である。また，運転員は，作業員の退避が完了したことを確認し，主蒸気逃がし弁の開操作を開始する。

一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため，作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

（添付資料 5.1.1）

6. ＲＣＩＣによる注水について

ＲＣＩＣの設計として，作動には 1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており，停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため，評価においてＲＣＩＣによる注水に期待していない。ただし，有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し，ＲＣＩＣによる注水が可能となることが考えられる。なお，ＲＣＩＣの点検の準備として弁の電源等に隔離操作（アイソレーション）を実施していることも考えられるが，これらの事故時にＲＣＩＣでの注水を必要とした際は，運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため，ＲＣＩＣの使用の問題とならない。

7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止1日後において，必要な遮蔽を確保できる水位を下回ることはない。

また，評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後（ＰＯＳ－Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態）の状態を想定した場合でも，現場の作業員の退避を考慮しても 4.で評価した必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕である約 3.8 時間に比べて十分な時間余裕が

ある。

以上より，運転員及び作業員が現場にいる間，放射線の遮蔽は維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（1／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW ANSI／ANS-5.1-1979 （9×9 燃料（A 型），燃焼度 33GWd／t，原子炉停止 1 日後）	18MW 以下 （実績値）	停止後の時間については，停止後の時間が短くなるように 1 日後の状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなる。 逆に原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉スクラムによる原子炉停止から 12 時間後（ＰＯＳ－Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態）の燃料の崩壊熱によって燃料有効長頂部が露出するまでの時間を評価すると，放射線の遮蔽が維持される最低水位に達するまでの時間は約 3.8 時間，燃料有効長頂部到達までの時間は約 5.3 時間となる。注水操作（事象開始から 2 時間後）に対して十分な時間が確保されているため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水温	52℃	約 43℃～51℃※1 （実績値）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止 1 日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温よりおおむね低くなるため，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が長くなることが考えられるが，原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温よりおおむね低くなることから，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は長くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉初期水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から約＋122cm～＋132cm）（実績値）	原子炉停止初期の通常水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの，原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止から 1 日後の原子炉圧力を想定	最確条件は評価条件と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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※１：過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。
※２：原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（2／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器が未開放の場合は，評価条件と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。また，原子炉圧力容器が開放の場合は，原子炉減圧操作は不要となるが，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。	原子炉圧力容器が未開放の場合は，評価条件と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。 また，原子炉圧力容器が開放の場合は，原子炉減圧操作は不要となるが，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。
	サプレッション・プール水温	32℃	約 15～約 32℃（実績値）	サプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として，保安規定の運転上の制限における上限値を設定	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，格納容器圧力を起点とする運転員等操作の開始は遅くなる。	最確条件は解析条件で設定している水温よりもおおむね低くなるため，サプレッション・プールでの圧力抑制効果が高まり格納容器圧力の上昇は緩和される。このため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料の容量	約 800kL	800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合には，評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また，事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－
事故条件	起因事象	運転中の残留熱除去系の機能喪失	運転中の残留熱除去系の機能喪失	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1 台による原子炉の崩壊熱除去を実施中に，残留熱除去系ポンプの故障等により機能喪失するものとして設定	評価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。	評価条件と最確条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。
	安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定		
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	事故事象毎	外部電源喪失が発生すると原子炉保護系電源が喪失し，格納容器隔離信号により格納容器隔離弁が閉となる。この状態ではインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）としての残留熱除去系ポンプ起動が不可となるため，崩壊熱除去機能喪失を認知可能である。このため，事象発生 1 時間後（1 時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻）までは，事象認知の観点で厳しくなる外部電源がある場合を想定する。事象発生 1 時間以降は，原子炉保護系電源の復旧等，運転員操作に時間を要する外部電源がない場合を想定する	・事象認知前：外部電源がない場合は崩壊熱除去機能喪失の認知が早まるため，運転員操作の開始時間は早くなる。 ・事象認知後：外部電源がある場合は，必要な運転員操作が少なくなるため，運転員操作の完了時間が早くなる。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では，事象進展は同じであることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（3／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m^3／h	1,605m^3／h	低圧注水系の設計値を設定	評価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。	評価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（原子炉停止時冷却系）の除熱量	熱交換器1基当たり43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器1基当たり43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度 32℃において）	残留熱除去系の設計値を設定	評価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。	評価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。

第２表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（1／2）

項目		評価条件(操作条件)		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	操作余裕時間	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作	事象発生から2時間後	事象の認知及び操作に要する時間に，更に時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，1 時間毎の中央制御室の巡視により，崩壊熱除去機能が喪失していることを確認すると想定している。原子炉水位低下を認知した後に原子炉注水操作の必要性を認知することは容易であり，評価上の原子炉注水操作開始時間に対して，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる場合が考えられる。 【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い。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作であり，緩やかな原子炉水位低下に対して操作に要する時間は短く，操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。 【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから，操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる容易な操作のため，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。	原子炉水位低下を認知した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実際の原子炉注水操作開始時間は早くなることが考えられ，原子炉水位の回復が早くなる。	原子炉注水操作開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお，運転中の残留熱除去系の故障時には，警報により事象発生を検知可能であり，待機中の残留熱除去系を原子炉停止時冷却系として，速やかに起動することで崩壊熱除去機能を回復することができるため，評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが，本評価ではこれに期待しないこととする。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4.5 時間，燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 6.3 時間であり，これに対して崩壊熱除去機能喪失を認知して注水を開始するまでの時間は 2 時間としていることから，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した。 所要時間を 5 分と想定しているところ，訓練実績では約 4 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。

第２表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）（2／2）

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復	事象発生から4時間40分後	状況判断，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持，原子炉保護系電源の受電操作，待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水，及び待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作に要する時間を考慮して設定	残留熱除去系（低圧注水系）により，原子炉への注水を実施していることから，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復には時間余裕（サプレッション・プール水温度が100℃に到達するのは事象発生から約20.3時間後）がある。	－	－	－	所要時間を51分と想定しているところ，訓練実績では，約44分である。 想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7 日間における燃料の対応について
（運転停止中　崩壊熱除去機能喪失）

事象:保守的に全ての設備が，事象発生直後から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 1,440.4L／h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 614.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL 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※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L／h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		

※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。

5.2　全交流動力電源喪失

5.2.1　事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスとしては，「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発し，保有水量が減少することで原子炉水位が低下することから，緩和措置が取られない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料が露出することで燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，交流動力電源の供給機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の交流動力電源供給機能からの給電により原子炉注水機能を確保し，原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替の交流動力電源設備からの給電により最終的な熱の逃がし場への熱輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として常設代替高圧電源装置による給電手段及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また，安定状態に向けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.2-1 図に，対応手順の概要を第 5.2-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故対策における手順と設備との関係を第 5.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 19 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 12 名である。

必要な要員と作業項目について第 5.2-3 図に示す。

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

ａ．全交流動力電源喪失の確認

原子炉の運転停止中に，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで，全交流動力電源喪失となり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止による崩壊熱除去機

能喪失を確認するために必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量である。

b．作業員への退避指示

発電長は，全交流動力電源喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。

（添付資料 5.1.1）

c．常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

全交流動力電源喪失の確認後，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の起動ができず，非常用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。これにより，中央制御室からの遠隔操作によって，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用M／C電圧等である。

d．電源確保操作対応

全交流動力電源喪失の確認後，対応可能な要員により非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

e．常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。

f．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作

早期の電源回復不能の確認後，中央制御室及び現場にて常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

ｇ．逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が100℃に到達すると，原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1弁を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

ｈ．原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

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

ｉ．常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は，Ｍ／Ｃ　２Ｃ（２Ｄ）電圧である。

ｊ．原子炉保護系母線の受電操作

常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。

ｋ．残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱

常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電

操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始を確認するために必要な計装は，残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。

１．使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

5.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する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，外部電源喪失を起因事象とし，全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失することで原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能が喪失する「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスは,運転停止中のいずれのプラント状態（ＰＯＳ）においても起こり得るため，崩壊熱，原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から,「ＰＯＳ－Ａ　ＰＣＶ／ＲＰＶ開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として，評価項目である燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また，他のＰＯＳも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

また，評価条件の不確かさの影響評価として，本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与え

る影響及び操作時間余裕を評価する。

（添付資料 5.1.2，5.1.3）

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2-2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しくなる未開放時の評価に包絡される。

(b)　崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ＡＮＳＩ／ＡＮＳ－５．１－１９７９の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 18.8MW である。

なお，崩壊熱に相当する冷却材の蒸発量は約 27m^3／h である。

（添付資料 5.1.4）

(c)　原子炉初期水位及び初期水温

事象発生前の原子炉の水位は通常運転水位とし，また，原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である 52℃とする。

(d)　原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，解析上，水位低下量を厳しく見積もるために，逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものと

する※。

※：実操作では常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

b．事故条件

(a)　起因事象

起因事象として，送電系統の故障等によって，外部電源が喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源が喪失するものとする。

(c)　外部電源

起因事象として，外部電源が喪失することを想定している。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は，崩壊熱による蒸発量と同等の流量として，27m^3／h を設定するものとする。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は，熱交換器 1 基当たり 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，

海水温度 32℃において）とする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は，事象発生 25 分後に完了する。

(b)　残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は，非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後に残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して，事象発生から 4 時間 35 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の原子炉水位の推移を第 5.2-4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2-5 図に示す。

a．　事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより，原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することで原子炉水位は低下し始めるが，事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置による交流電源の供給を開始し，事象発生から 25 分経過した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作を完了し，原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。

事象発生から 4 時間 35 分経過した時点で，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉圧力容器の除熱を開始することによって，

原子炉水温は低下する。

b．　評価項目等

原子炉水位は，第 5.2-4 図に示すとおり，蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき，燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.2-5 図に示すとおり，必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h※が確保される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することがないため，放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h を下回る）。なお，線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

なお，事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については，現場環境が悪化する前に退避が可能であるため，影響はない。

事象発生から 4 時間 35 分経過した時点で，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開することにより，長期的に安定状態を維持できる。

以上により，本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から 10mSv／h と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時の，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要

時間は 2.1 時間（保管場所から原子炉建屋原子炉棟 6 階への移動時間を含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約 3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

（添付資料 5.1.6，5.2.1）

5.2.3　不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，残留熱除去系等による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，常設代替高圧電源装置による受電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第

5.2-2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため，時間余裕が長くなるが，原子炉への注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（セパレータスカート下端から約＋126cm)に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（セパレータスカート下端から約＋122cm～＋132cm）がある。本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，燃料有効長頂

部まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり,本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合，評価条件と同様であるため，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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになるが，原子炉への注水操作や給電操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎に異なるものであり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。また，原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は 18MW 以下であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また，原子炉停止

後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉停止から 12 時間後（ＰＯＳ－Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態）の燃料の崩壊熱によって原子炉冷却材温度が 100℃に到達するまでの時間余裕が約 0.9 時間であることに対し，事象発生から 25 分経過した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作を完了し，原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができるため，原子炉水位が必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が確保される水位）を下回ることはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから，原子炉冷却材の沸騰開始までの時間余裕が長くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位は，評価条件の通常運転水位（セパレータスカート下端から約＋126cm)に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（セパレータスカート下端から約＋122cm～＋132cm）がある。本評価条件の不確かさとして最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの，原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから，評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，

評価条件と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。仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，原子炉水位の低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は，評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，原子炉圧力容器未開放の場合は，評価条件と同様であるため，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動による原子炉注水準備操作は，評価上の操作開始時間として，事象発生から 25 分後に完了する。運転員等操作時間に与える影響として，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作後に

実施するため，受電操作の完了時刻の影響を受けるが，実態の操作時間が評価上の操作開始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。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替高圧電源装置からの緊急用母線の受電，及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は，運転員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 5.2.2）

(2)　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での操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作の時間余裕については，原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 6.3 時間であり，事象発生から 25 分で原子炉注水準備が完了するため，十分な時間余裕を確保できる。

（添付資料 5.2.2）

(3)　まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件等の不確かさ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ない。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

5.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，重大事故等対策における必要な初動対応要員は，「5.2.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 37 名で対応可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，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

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 90m^3 必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3 の水を保有している。これにより，水源が枯渇することなく注水継続が可能である。

（添付資料 5.2.3）

ｂ．燃　料

常設代替交流電源設備による電源供給については，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 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，常設代替交流電源設備による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 5.2.4）

ｃ．電　源

常設代替交流電源設備の負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷として約 4,255kW 必要となるが，常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は 5,520kW であることから，必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流動力電源が復旧しない場合を想定しても，不要な負荷の切離しを行うことにより，事象発生後 24 時間の直流電源の供給が可能である。

（添付資料 5.2.5）

5.2.5　結　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し，原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては，初期の対策として，常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の供給手段，及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段，安定状態に向

けた対策として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉の除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の給電，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉圧力容器の除熱を実施することにより，燃料損傷することはない。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において，常設代替高圧電源装置からの給電による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水及び常設代替高圧電源装置からの給電による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を用いた原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 5.2-1 表　全交流動力電源喪失における重大事故対策について（1／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	・原子炉の運転停止中に，外部電源が喪失するとともに，非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで全交流動力電源喪失となり，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により崩壊熱除去機能が喪失する。	所内常設直流電源設備	－	【残留熱除去系系統流量】
作業員への退避指示	・発電長は，全交流動力電源喪失を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。	－	－	－
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	・全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電を試みるが，失敗したことを確認する。 ・中央制御室からの遠隔操作により非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが，失敗したことを確認する。 ・以上により，早期の電源回復不能と判断する。 ・これにより，中央制御室からの遠隔操作によって，常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。	常設代替高圧電源装置	－	M／C　２C電圧 M／C　２D電圧 緊急用M／C電圧
電源確保操作対応	・非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 ・外部電源の回復操作を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

第 5.2-1 表　全交流動力電源喪失における重大事故対策について（2／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	・緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成を実施する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	・早期の電源回復不能の確認後，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が 100℃に到達して原子炉圧力が上昇したことを確認し，原子炉圧力を低圧状態に維持するため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 弁を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能） 所内常設直流電源設備	－	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し，原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 代替淡水貯槽	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後，非常用母線２Ｃ，２Ｄを受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	Ｍ／Ｃ　２Ｃ電圧 Ｍ／Ｃ　２Ｄ電圧

：有効性評価上考慮しない操作

第 5.2-1 表　全交流動力電源喪失における重大事故対策について（3／3）

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉保護系母線の受電操作	・常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作の完了後，非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	－
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	－	－	－
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	・常設代替高圧電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開する。 ・崩壊熱除去機能回復後，逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし，原子炉低圧状態の維持を停止する。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）】 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】 【残留熱除去系熱交換器出口温度】 【残留熱除去系海水系系統流量】
使用済燃料プールの冷却操作	・対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。	－	－	－

：有効性評価上考慮しない操作
【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

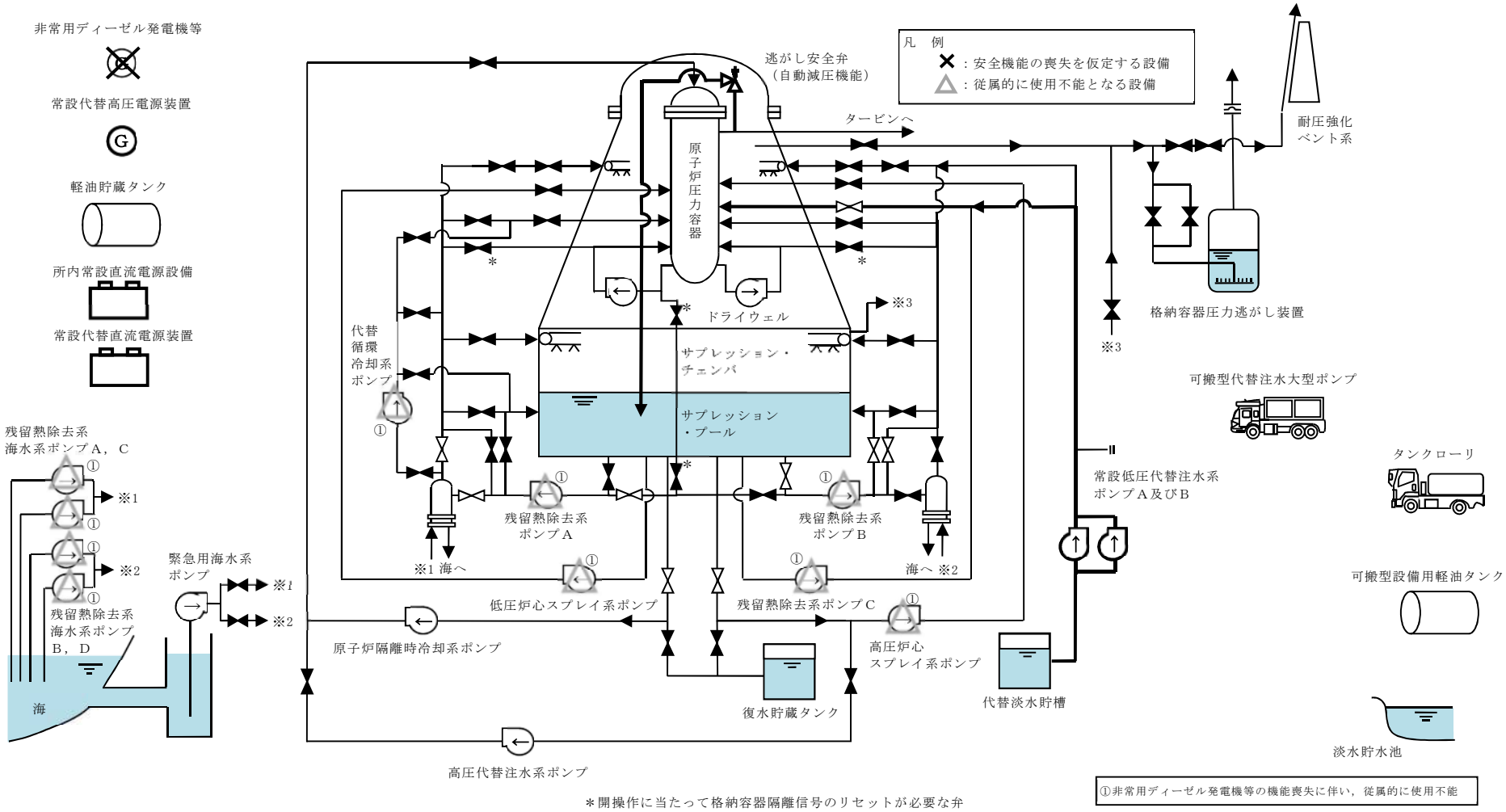
第 5.2-2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW ANSI／ANS-5.1-1979 （9×9燃料（A型），燃焼度33GWd／t，原子炉停止1日後※）	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため，崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として，1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	原子炉初期水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）	原子炉の運転停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	外部水源の温度	35℃	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等による，外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象として外部電源の喪失を設定

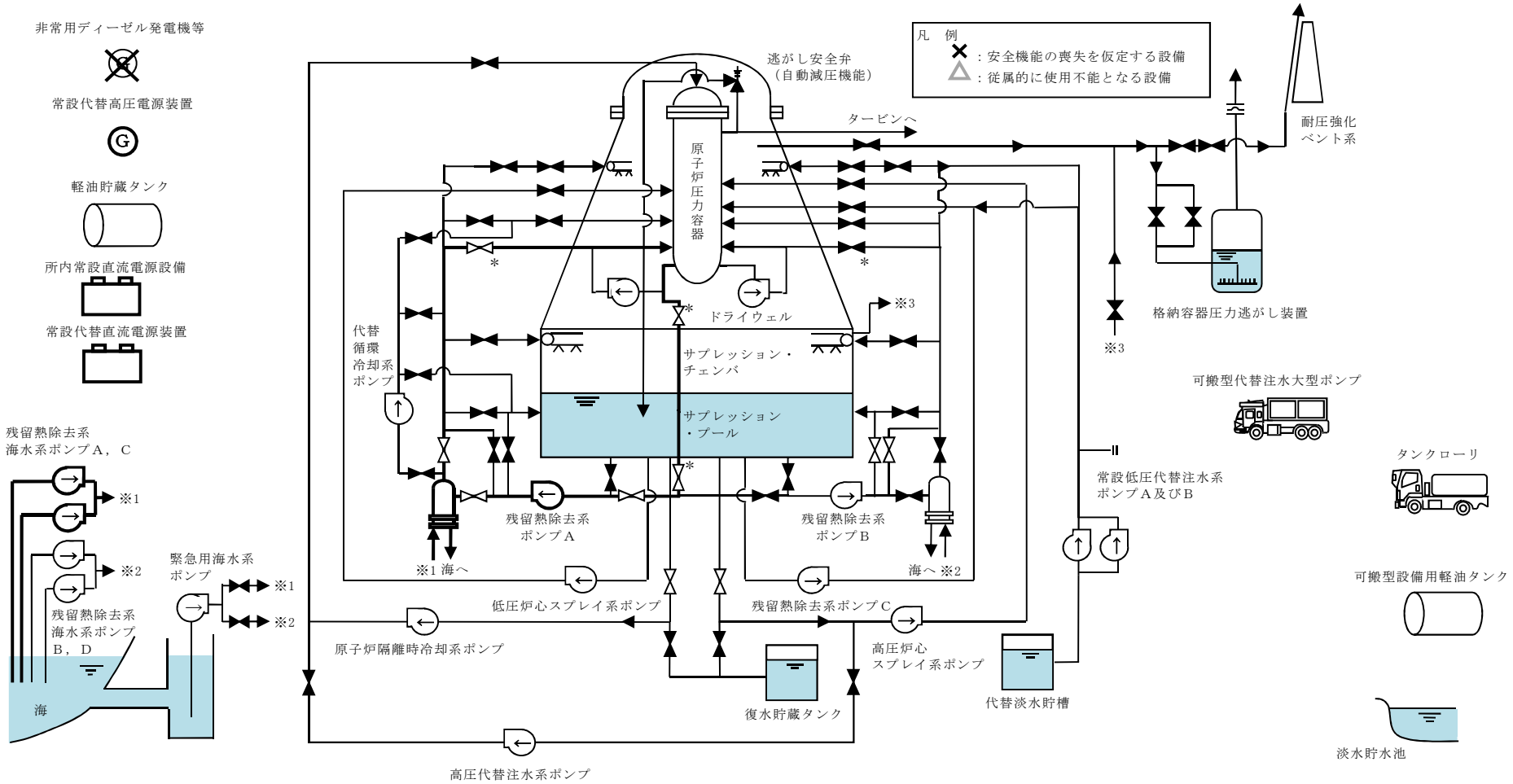
※：原子炉停止 1 日後とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが，崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 5.2-2 表　主要評価条件（全交流動力電源喪失）(2／2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量	27m^3／h	崩壊熱による蒸発量と同等の注水流量を設定
	残留熱除去系海水系	伝熱容量：約43MW （原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）起動準備操作	事象発生から 25 分後	常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	事象発生から 4 時間 35 分後	常設代替高圧電源装置による非常用交流母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後，残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

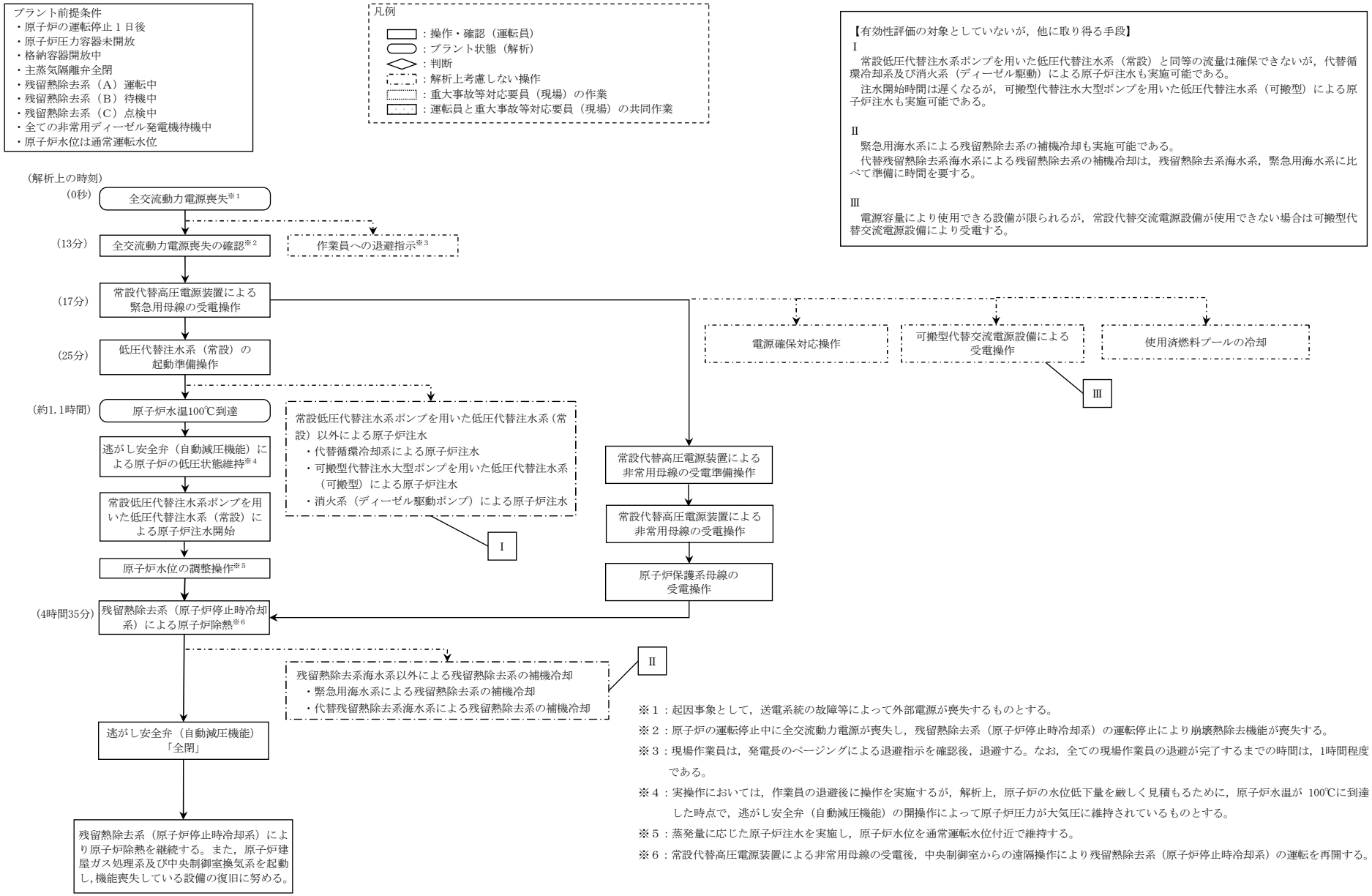


第 5.2-1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1／2）
（原子炉減圧及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））



＊開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 5.2-1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2／2）
（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））

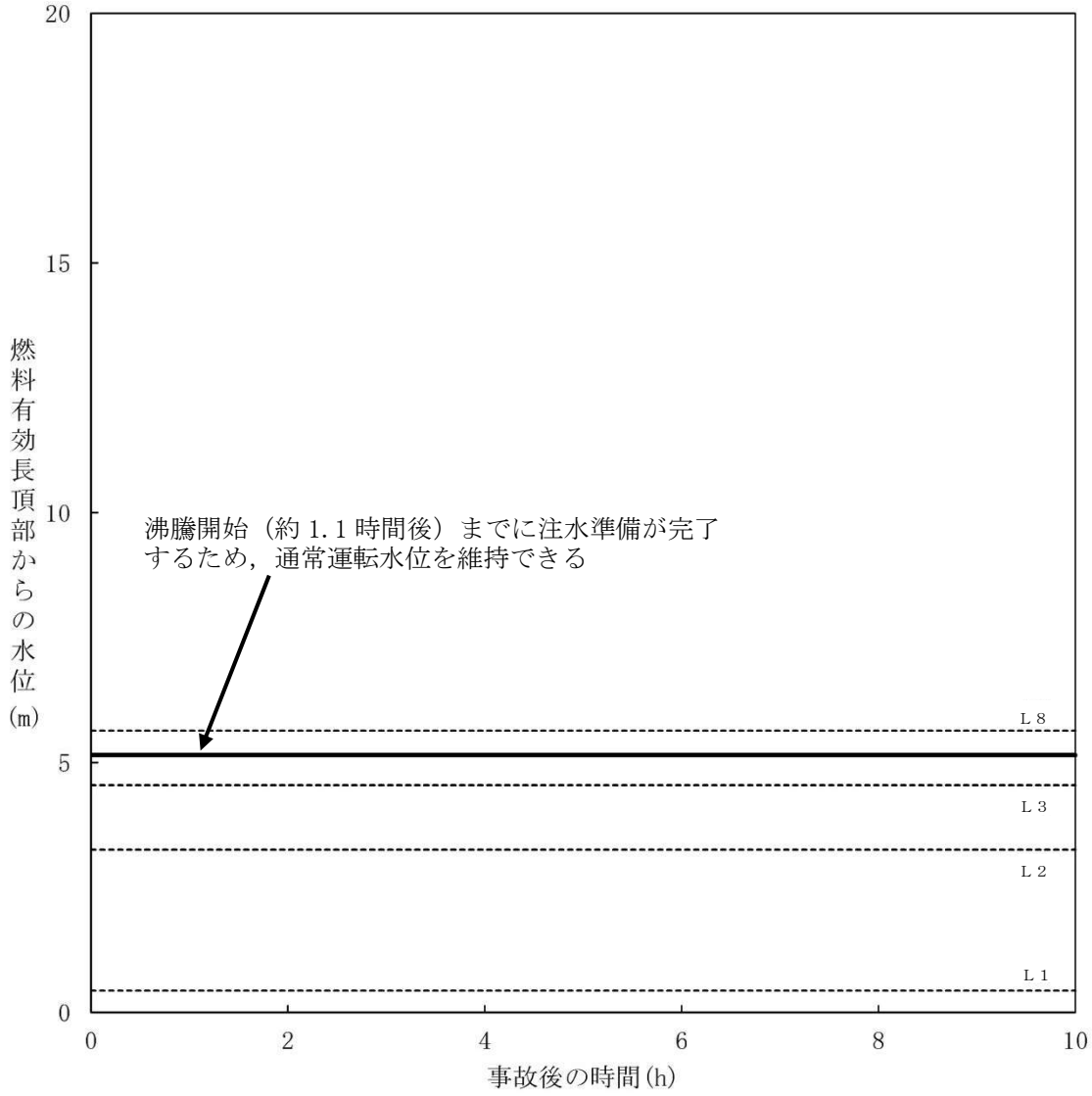


第 5.2-2 図　全交流動力電源喪失時の対応手順の概要

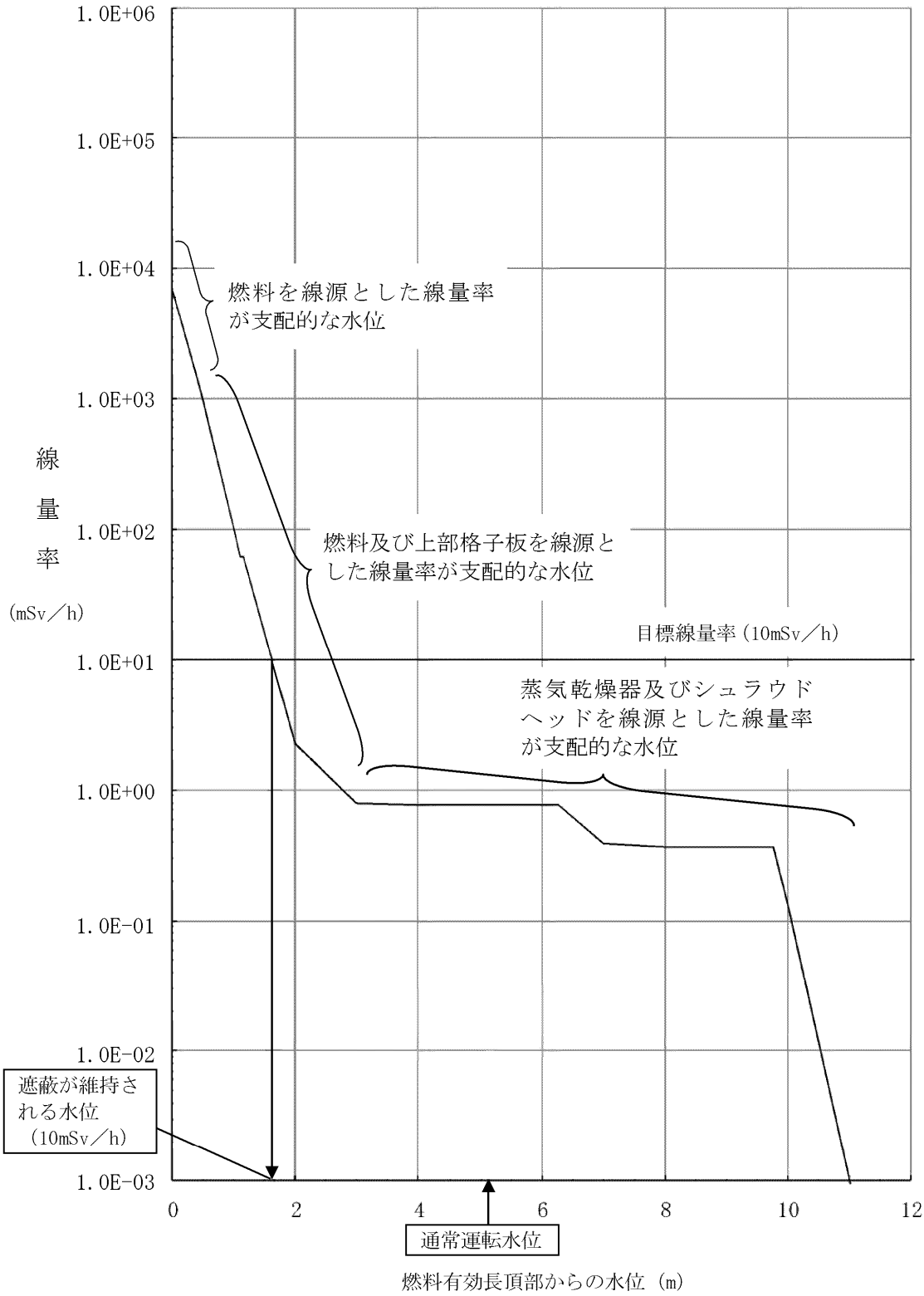
停止中の全交流動力電源喪失

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（時間） 0 1 2 3 4 5 55	備 考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		事象発生 約 10 分　プラント状況判断 13 分　全交流動力電源喪失の確認 25 分　低圧代替注水系（常設）準備完了 約 1.1 時間　原子炉水温 100℃到達 4 時間 35 分 残留熱除去系 （原子炉停止時冷却系） 運転開始	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐			
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡			
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）			
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10 分	
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	1 分 2 分	
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示	60 分以内に退避完了	解析上考慮しない 中央制御室で発電長が指示する
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線の受電操作	4 分	
電源確保操作対応	－	－		2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施	解析上考慮しない
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成	4 分 3 分	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 A	－		－	●非常用母線の受電準備	35 分	
	－	2人 B, C		－	●非常用母線の受電準備	75 分	
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作	1 分	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近に維持	
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電	8 分 5 分	
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧準備操作	10 分	
	－	【2人】 B, C		－	●原子炉保護系母線の復旧操作	105 分	
	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧操作	40 分	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	【1人】 A	－		－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動準備 ●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視	6 分 4 分 適宜実施	残留熱除去系（A）
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 20 分 15 分	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する 解析上考慮しない 約55時間までに実施する
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－		10人 c～1	●アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	170 分	解析上考慮しない
必要要員　合計	1人 A	2人 B, C		12人　a～1			

第 5.2-3 図　全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



第5.2-4図　全交流動力電源喪失における原子炉水位の変化



第 5.2-5 図　原子炉水位と線量率

安定停止状態について（運転停止中　全交流動力電源喪失）

運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止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，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し，沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが，常設代替高圧電源装置により非常用母線への交流電源の供給を開始した後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより，炉心の冷却が維持される。 その後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。 （添付資料2.1.1 別紙1参照）

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　全交流動力電源喪失）

第 1 表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　全交流動力電源喪失）（1／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW （ANSI/ANS-5.1-1979） （9×9 燃料（A 型），燃焼度 33GWd／t，原子炉停止後 1 日）	18MW 以下 （実績値）	停止後の時間については，停止後の時間が短くなるように 1 日後の状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温の上昇は緩やかになるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。逆に原子炉停止後の時間が短く，燃料の崩壊熱が大きい場合は，注水までの時間余裕が短くなる。原子炉スクラムによる原子炉停止から 12 時間後（ＰＯＳ－Ｓ　原子炉冷温停止への移行状態）の燃料の崩壊熱によって原子炉冷却材温度が 100℃に到達するまでの時間余裕が約 0.9 時間であることに対し，事象発生から 25 分経過した時点で常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動し，原子炉注水準備操作を行い原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができるため，原子炉水位が必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h が確保される水位）を下回ることはなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉初期水温	52℃	約 43℃～51℃※1 （実績値）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止 1 日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が短くなる場合があるものの，原子炉への注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの，原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は，事象発生後の水位低下量に対して十分小さいため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉初期水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋122cm～＋132cm）	通常運転水位 （セパレータスカート下端から＋126cm）	原子炉停止初期の通常水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕が短くなる場合があるものの，，注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり，原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの，燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は長くなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1：過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　全交流動力電源喪失）（2／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止から１日後の原子炉圧力を想定	最確条件は評価条件と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。 仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになるが，注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価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。 仮に，原子炉圧力が大気圧より高い場合は，沸騰開始時間が遅くなり，水位低下速度は緩やかになることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器が未開放の場合は，評価条件と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。 また，原子炉圧力容器が開放の場合は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器が未開放の場合は，評価条件と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。 また，原子炉圧力容器が開放の場合は，原子炉減圧操作が不要となるが，事象進展に与える影響は小さく，評価条件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℃	35℃以下	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として，年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には，評価条件で設定している外部水源の温度よりもおおむね低くなるため，原子炉注水後の原子炉水位低下速度が遅くなることが考えられるが，常設代替高圧電源装置からの給電操作や原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく，全交流動力電源による異常の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，評価条件で設定している外部水源の温度よりもおおむね低くなるため，原子炉注水後の原子炉水位低下速度が遅くなることが考えられるが，その影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約 9,300m^3	9,300m^{3}以上 （淡水貯水池＋代替淡水貯槽）	淡水貯水池及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から７日間後までに必要な容量を備えており，水源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。	－
	燃料の容量	約 800kL	800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から７日間後までに必要な容量を備えており，燃料は枯渇しないことから，運転員等操作時間に与える影響はない。	－

※２：原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　全交流動力電源喪失）（3／3）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
重大事故等対策に関連する事故条件	起因事象	外部電源喪失	－	起因事象として，送電系統の故障等によって，外部電源喪失が発生することを想定	最確条件と評価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。	最確条件と評価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。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	－	全ての非常用ディーゼル等の機能喪失を設定		
	外部電源	外部電源なし	－	起因事象として，外部電源が喪失することを想定	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。	外部電源喪失は起因事象として設定していることから，外部電源がある場合については考慮しない。
重大事故等対策に関連する機器条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の流量	$27m^3$／h	$27m^3$／h	崩壊熱による蒸発量と同等の注水流量を設定	最確条件と評価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。	最確条件と評価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（原子炉停止時冷却モード系）	熱交換器１基当たり約 43MW（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃において）	熱交換器１基当たり約 43MW 以上（原子炉冷却材温度 100℃，海水温度 32℃以下において）	残留熱除去系の設計値として設定	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が遅くなるが，これらのパラメータを起点とする運転員等操作はないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には，海水温度がおおむね低めとなり除熱性能が向上するため，格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

第2表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1／2）

項目		評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備：事象発生から25分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替高圧電源装置からの受電，及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備操作に要する時間を考慮して設定	【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備を開始する手順としている。事象判断の時間として10分を想定しており，全交流動力電源喪失時に交流電源及び注水手段の確保の必要性を認知することは容易であることから，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い。 【移動】 中央制御室での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 操作所要時間は1分単位で設定しており，実際の操作時間は評価上の想定時間よりも早くなることから，操作開始時間に与える影響はない。 【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから，操作開始時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は，常設代替高圧電源装置からの受電操作後に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実際の操作時間が評価上の操作開始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。	実際の操作開始時間は評価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。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は4.5時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間であり，これに対して全交流動力電源喪失を認知して注水準備を完了するまでの時間は25分であることから，時間余裕がある。	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の操作は，所要時間を3分と想定しているところ，訓練実績では約3分である。 想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

第２表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2／2）

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転操作	事象発生から4時間35分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替高圧電源装置からの受電，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作，原子炉保護系母線の受電操作，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転操作に要する時間を考慮して設定	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉への注水を実施していることから，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能復旧には時間余裕（サプレッション・プール水温度が100℃に到達するのは事象発生から約20.3時間後）がある。	－	－	－	所要時間を10分で想定しているところ，訓練では約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現可能なことを確認した。

7 日間における水源の対応について
（運転停止中　全交流動力電源喪失）

1.　水源に関する評価

①　淡水源（有効水量）

・代替淡水貯槽：約 4,300m^3

2.　水使用パターン

①　常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生 1.1 時間後，崩壊熱に相当する流量（最大約 27m^3／h）で，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。

残留熱除去系による原子炉注水が開始される事象発生後約 4 時間 10 分後,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設）による原子炉注水を停止する。

3.　時間評価

原子炉注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生後 4 時間 10 分までに残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を再開し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 90m^3 である。

4.　水源評価結果

時間評価の結果から，7日間の対応において合計約90m^{3}必要となるが，代替淡水貯槽に合計約4,300m^{3}の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について

（運転停止中　全交流動力電源喪失）

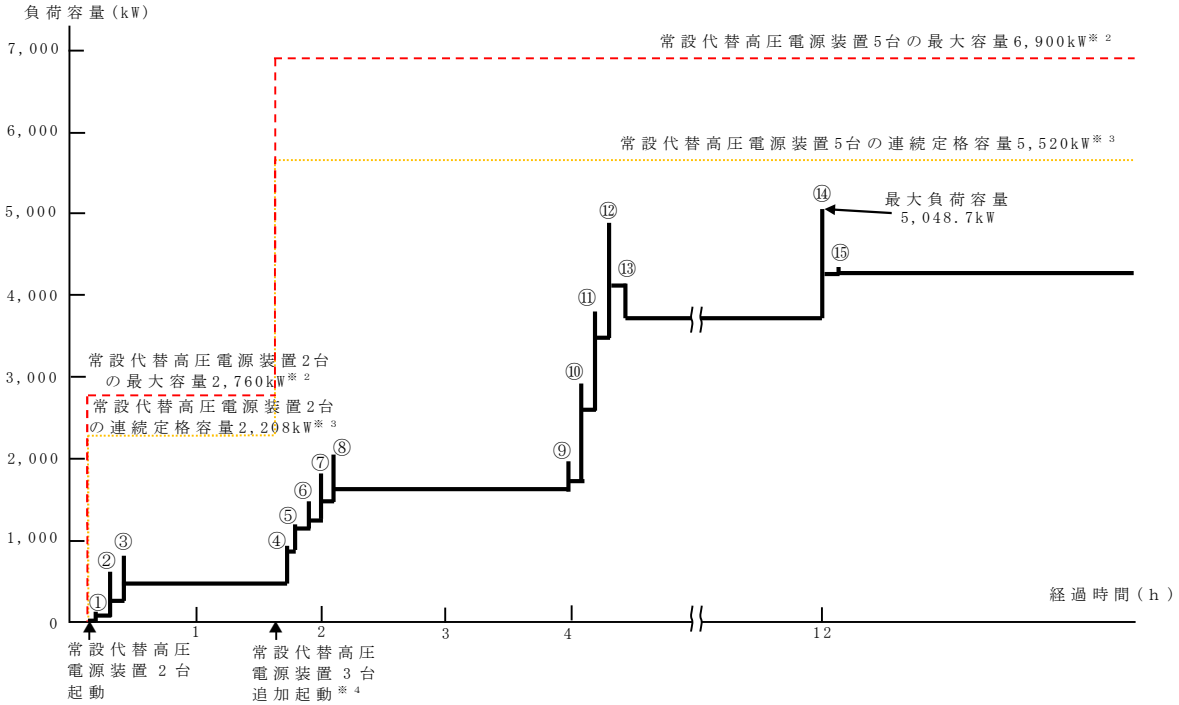
事象:保守的に全ての設備が,事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置　5 台起動 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 420.0L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×5 台（運転台数） ＝約 352.8kL	7 日間の軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり，7 日間対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
（運転停止中　全交流動力電源喪失）

主要負荷リスト　　【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量（kW）	負荷起動時の最大負荷容量（kW）	定常時の連続運転負荷容量（kW）
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器盤 ・その他負荷	 24.0 35.6	124.3	59.6
②	常設低圧代替注水系ポンプ	190.0	544.0	249.6
③	常設低圧代替注水系ポンプ※1	190.0	734.0	439.6
④	非常用母線２Ｃ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ａ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ａ ・その他負荷	 47.1 89.0 28.6 224.5	875.9	828.8
⑤	非常用母線２Ｄ自動起動負荷 ・直流125V充電器盤２Ｂ ・非常用照明 ・120V ＡＣ 計装用電源２Ｂ ・その他負荷	 35.9 71.2 102.1 103.9	1,165.8	1,141.9
⑥	非常用ガス再循環系ファン 非常用ガス処理系ファン その他負荷 停止負荷	55.0 7.5 78.7 －54.3	1,446.4	1,228.8
⑦	中央制御室空調ファン 中央制御室非常用循環ファン その他負荷	45.1 7.5 165.1	1,808.7	1,446.5
⑧	蓄電池室排気ファン その他負荷	7.5 153.0	2,026.5	1,607.0
⑨	原子炉保護系電源装置　２Ａ 原子炉保護系電源装置　２Ｂ	45.1 45.1	1,932.8	1,697.2
⑩	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	2,894.2	2,568.2
⑪	残留熱除去系海水系ポンプ	871.0	3,765.2	3,439.2
⑫	残留熱除去系ポンプ その他負荷	651.1 2.2	4,863.6	4,092.5
⑬	停止負荷 常設低圧代替注水系ポンプ2台	－380	—	3,712.5
⑭	緊急用海水ポンプ その他	510.0 10.0	5,048.7	4,232.5
⑮	代替燃料プール冷却系ポンプ	22.0	4,312.0	4,254.5



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※１：常設低圧代替注水系ポンプ１台でも崩壊熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能
※２：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量（1,380kW×運転台数＝最大容量）
※３：常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量（1,380kW×0.8×運転台数＝連続定格容量）
※４：非常用母線の負荷への給電に伴い，負荷容量が増加するため，常設代替高圧電源装置を３台追加起動する

5.3　原子炉冷却材の流出

5.3.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，燃料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，①「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い，保有水量が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下が継続し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の漏えいによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価としては，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，原子炉注水機能を用いて燃料損傷の防止を図るとともに最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって原子炉除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.3-1 図に，対応手順の概要を第 5.3-2 図に，重要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手順と設備の関係を第 5.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて，必要な要員は初動対応要員 7 名である。

初動対応要員の内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名及び通報連絡等を行う災害対策要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3-3 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，必要な要員を確認した結果，初動対応要員 7 名で対処可能である。

ａ．原子炉冷却材流出の確認

原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を，1 時間毎の中央制御室の巡視により確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

ｂ．作業員への退避指示

発電長は，原子炉冷却材流出を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。

（添付資料 5.1.1）

ｃ．待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し，原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位は回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）の起動確認に必要な計装設備は，残留熱除去系系統流量等である。

ｄ．原子炉冷却材漏えい箇所の隔離

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで,原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出停止を確認するために必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する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，原子炉冷却材の流出を起因事象とする,「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である※。

残留熱除去系は通常，2 系統あるうち 1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており，作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。運転号機の切替に当たって，原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが，操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ」は原子炉冷却材流出事象発生時の認知が他の作業等よりも困難な事象であり，原子炉水位が通常運転水位であるプラ

ント状態（以下「ＰＯＳ」という。）を想定することにより，時間余裕の観点においても最も厳しい想定となる。なお，原子炉水位が通常運転水位の場合は原子炉水位（広帯域，燃料域）による警報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが，評価上これらに期待しない場合でも評価項目を満足することを確認することにより，運転停止中の他のＰＯＳにおいても評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは，操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが，燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに，原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

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

※：ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡによる流出は他の原子炉冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い（付録１　別添　東海第二発電所　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について　添付資料 3.1.2.3-13 ＬＯＣＡにおける時間余裕の評価について）

（添付資料 5.3.1，5.3.2）

(2)　有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.3-2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a)　原子炉圧力容器の状態

原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しくなる未開放時の評価に包絡される。なお，原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが，本評価ではこれらに期待しないこととする。

(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

事象発生前の原子炉の初期水位は通常運転水位とする。また，原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃とする。

b．事故条件

(a) 原子炉冷却材のサプレッション・プールへの流出流量

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時の原子炉冷却材の流出を想定する。具体的には，切替後に運転する残留熱除去系の系統構成の際，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり，開固着することによって原子炉冷却材がサプレッション・プールへ流出することを想定し，流出流量は45m^3／hとする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発について

本評価事象では原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており，崩壊熱除去機能は維持されていることから，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については考慮しない。

(c) 外部電源

外部電源は使用できるものと仮定する。

外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の取水ラインの格納容器隔離弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することから，外部電源がある場合の方が，原子炉冷却材流出の観点で厳しくなる。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は 1,605m^3／h を設定するものとする。

d．重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，事象発生から 2 時間後に実施するものとする。また，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）からの漏えい箇所の隔離は，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位の回復後に実施する。

（添付資料 5.3.2）

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 5.3-4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.3-5 図に示す。

a．事象進展

事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から2 時間経過した時点で，待機中の残留熱除去系ポンプを起動し，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。

その後は原子炉冷却材の漏えい個所を隔離することによって流出を止め，また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転により崩壊熱除去機能を回復する。

b．評価項目等

原子炉水位は，第 5.3-4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 2.1m 上まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり，必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv／h※が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m を下回ることがないため,放射線の遮蔽は維持される。なお,線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による崩壊熱除去機能を回復することで，安定状態を維持できる。

本評価では,「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作時間から 10mSv／h と設定した。原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時の，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており，この操作の所要時間は 2.1 時

間（保管場所から原子炉建屋原子炉棟 6 階への移動時間を含む）以内であることから，被ばく量は最大でも 21mSv となる。この被ばく量は，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟 6 階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟 6 階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv／h は，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約 3.5mSv／h）に対しても余裕がある。

（添付資料 5.1.6，添付資料 5.3.3）

5.3.3　評価条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスは，事象進展が緩やかであり，運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により，水位を回復させることが特徴である。また，不確かさの影響を確認する運転員等操作は，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1)　評価条件の不確かさの影響評価

ａ．初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件，事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は，第 5.3-2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，評価条件の設定に当たっては，設

計値を用いるか又は評価項目に対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる事象発生前の原子炉初期水温，原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態,並びに原子炉初期圧力に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合，評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなるため，時間余裕が長くなるが，原子炉冷却材流出の停止及び注入操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については，評価条件として設定した通常運転水位かつ原子炉圧力容器が閉鎖状態に対し，最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で，原子炉ウェル満水期間又は原子炉ウェル満水への移行期間，かつプールゲートが閉状態の場合については，評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため時間余裕が長くなるが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。また，プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが，同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり,本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合，評価条件と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。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉初期水温は，評価条件の 52℃に対して最確条件は約 43℃～51℃であり，本評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合,評価条件で設定している原子炉初期水温より低くなることから，原子炉水位の回復は早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については，評価条件として設定した通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放に対し，最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で，原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間，かつプールゲートが閉状態の場合においては，評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため，ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡにより遮蔽が維持される水位まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 18.4 時間となり，評価条件に比べて時間余裕が長くなる。また，プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は，評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり,本評価条件の不確かさとして,最確条件とした場合，評価条件と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。

b．操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は，評価上の操作開始条件として，事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として，原子炉水位の低下を確認した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり，評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが，実際は運転員の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき，その後速やかに原子炉注水操作を実施するため，その開始時刻は早くなると考えられる。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作の開始時間が早くなることに伴い，当操作の開始時間が早くなる場合が考えられる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉注水の開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され，評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作は，運転員等操作時間に与える影響として，原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 5.3.4）

(2)　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操作時間余裕を確認し，その結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作について，当該操作に対する時間余裕は，必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約 2.3 時間あり，これに対して，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。

操作条件の原子炉冷却材流出の停止操作について，残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。

（添付資料 5.3.4）

(3)　まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件等の不確かさを考慮した場合においても評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認でき

る範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

5.3.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において重大事故等対策時における必要な初動対応要員は，「5.3.1(3)　燃料損傷防止対策」に示すとおり 7 名である。「6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 37 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1.2(2)　資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

ａ．水　源

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については，必要な注水量が少なく，また，サプレッション・プール水を水源とすることから，水源が枯渇することはないため，7 日間の対応が可能である。

ｂ．燃　料

外部電源の喪失は想定していないが，燃料評価上は外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイディーゼル発電機から電源供給することを想定する。非常用ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生直後からの運転を想定すると，7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約

800kL の軽油を保有していることから，非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による電源供給について，7 日間の継続が可能である。

（添付資料 5.3.5）

ｃ．電　源

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

5.3.5　結　論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，残留熱除去系の運転号機の切替時の操作誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について，有効性評価を実施した。

上記の場合においても,残留熱除去系による原子炉注水を行うことにより,燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため，燃料損傷することはない。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿

入状態が維持されており未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

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

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

以上のことから，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，残留熱除去系（低圧注水系）を用いた原子炉注水等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

第 5.3-1 表　原子炉冷却材の流出時における重大事故等対策について

操作及び確認	手　　順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材の流出の確認	・原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を，1 時間毎の中央制御室の巡視により確認する。	－	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） サプレッション・プール水位
作業員への退避指示	・発電長は，原子炉冷却材の流出を確認後，中央制御室からページングにより現場作業員へ退避指示を行う。	－	－	－
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	・原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため，中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉注水を実施する。これにより，原子炉水位は回復する。	【残留熱除去系（低圧注水系）】	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 【残留熱除去系系統流量】
原子炉冷却材漏えい箇所の隔離	・原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から漏えいしている箇所の隔離を行うことで，原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。	－	－	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域）

【　】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

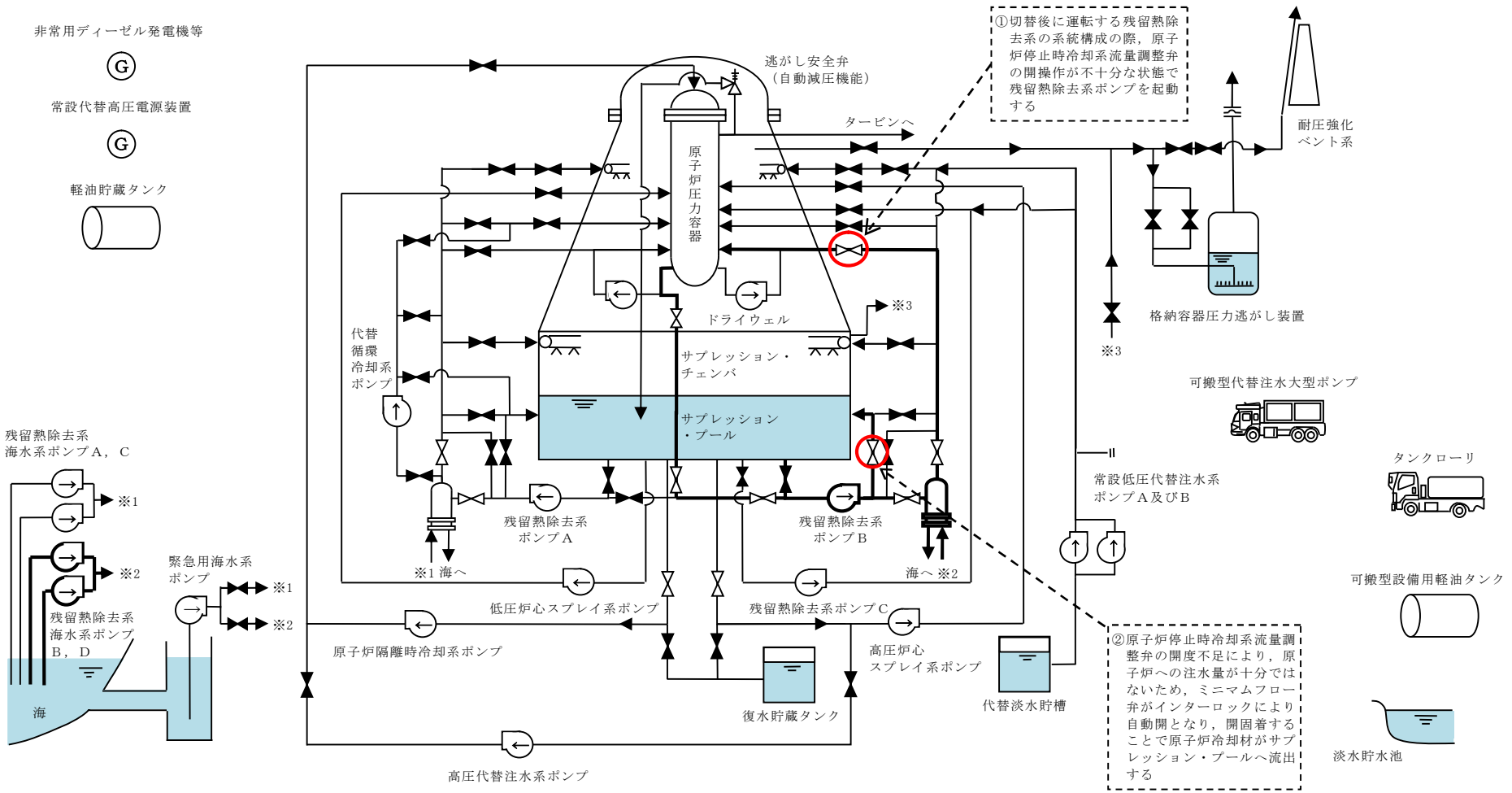
：有効性評価上考慮しない操作

第 5.3-2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる，原子炉圧力容器が未開放，かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定
	原子炉の初期水位	通常運転水位 （セパレータスカート下端から+126cm）	
	原子炉の初期水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定
	原子炉の初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
事故条件	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出量	$45m^3／h$	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計，及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定している。このため，崩壊熱除去機能は喪失しないことから，原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの弁が閉となり，原子炉冷却材の流出が停止することから，原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

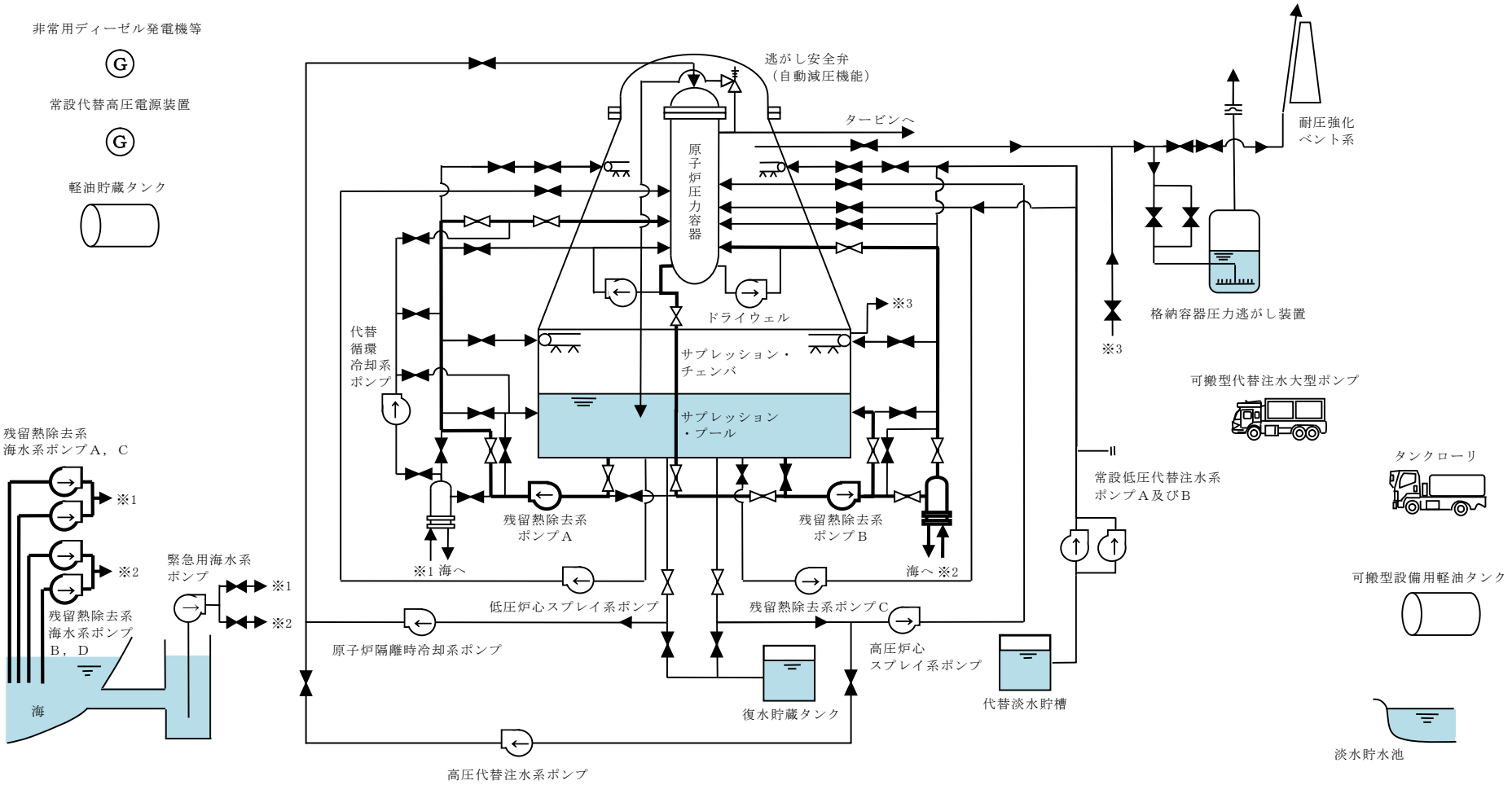
第 5.3-2 表　主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水流量	1,605m^3／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値を設定
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から 2 時間後	事象の認知及び操作の時間を基に，更に時間余裕を考慮して設定
	原子炉冷却材流出の停止	－	残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を維持した状態での操作であり，十分な時間余裕がある



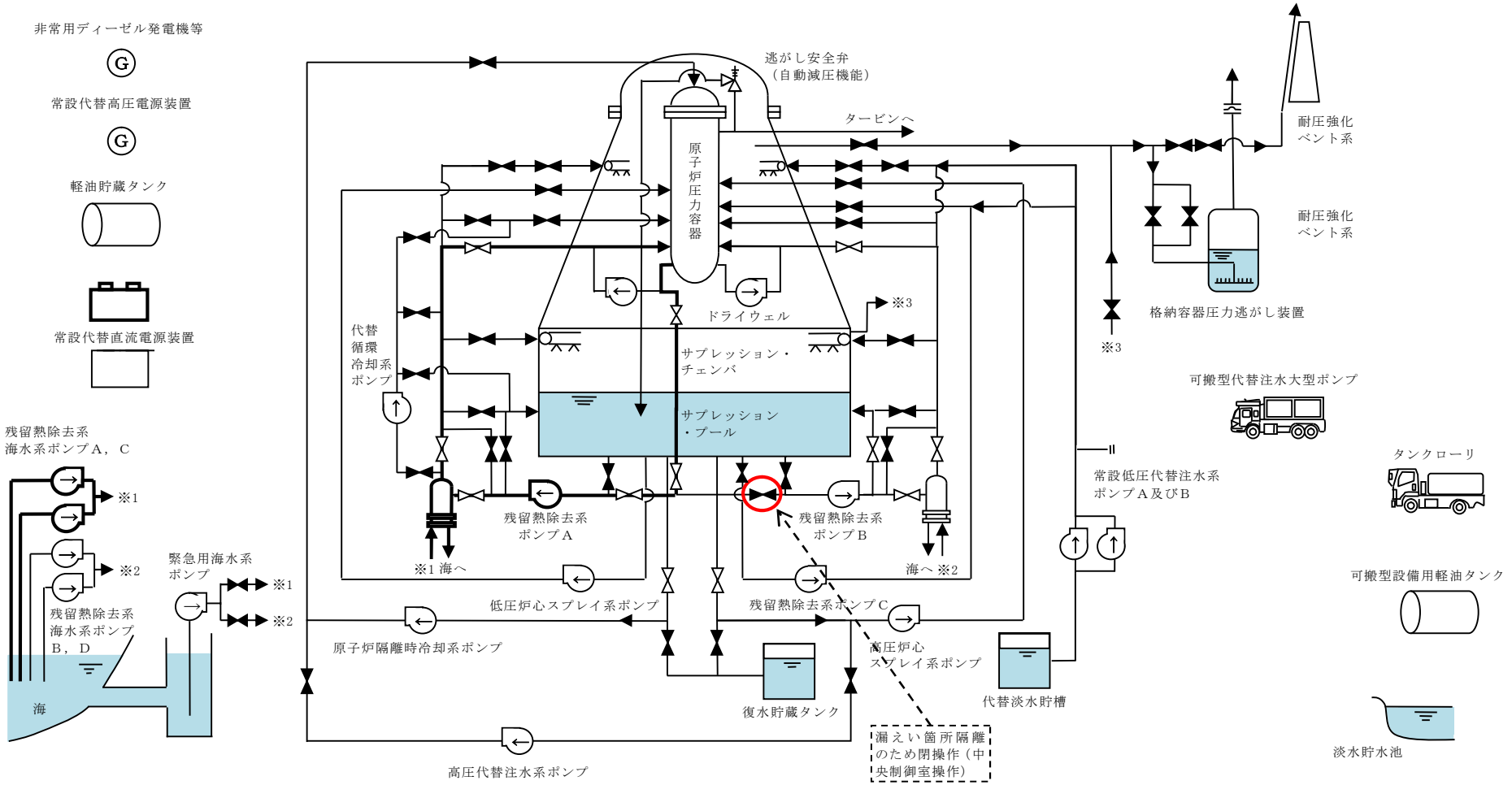
第 5.3-1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（1／3）

（原子炉冷却材の流出）

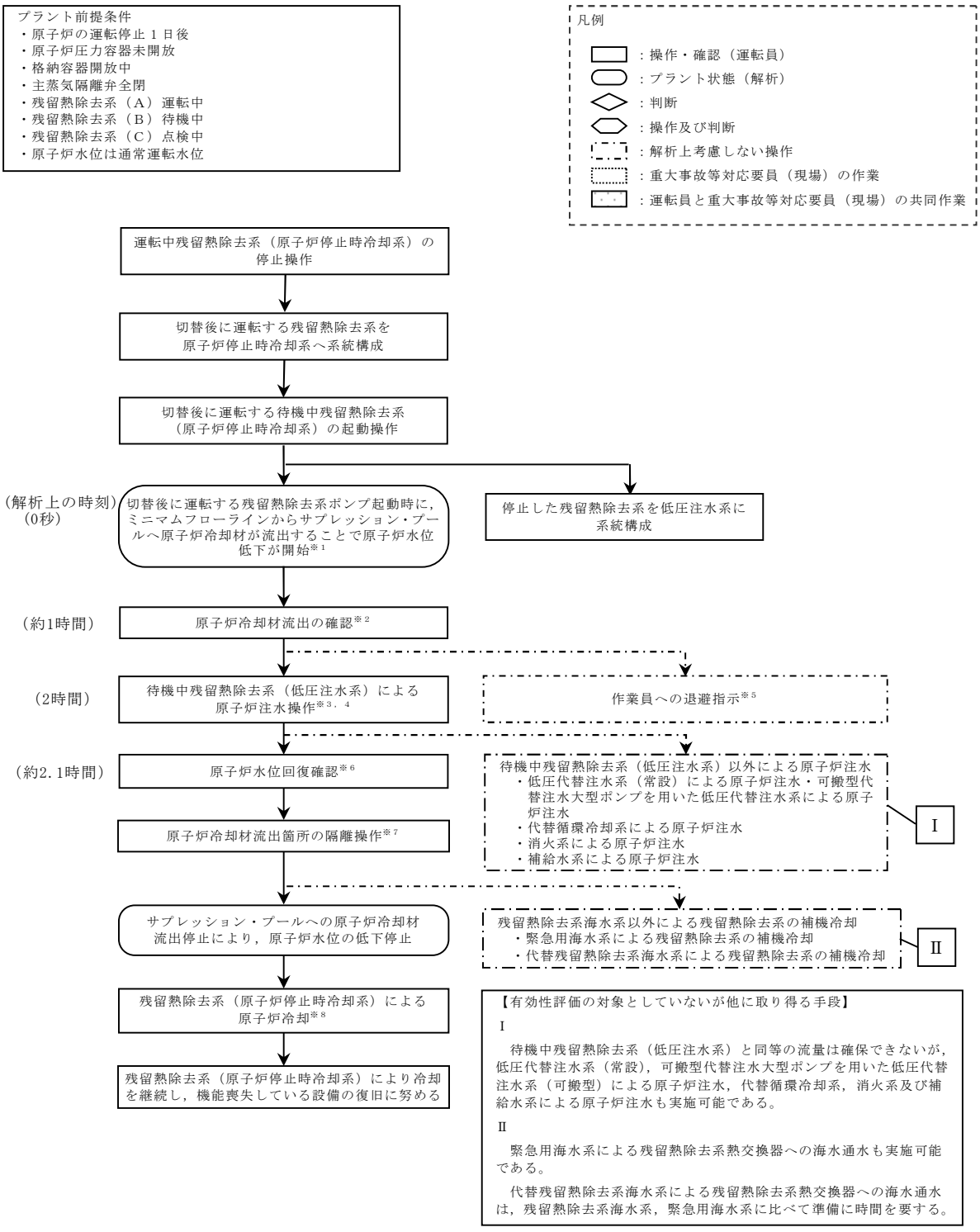


第 5.3-1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（2／3）

（残留熱除去系（低圧注水系））



第 5.3-1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図（3／3）
（漏えい箇所の隔離及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系））



※１：残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転するの残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサプレッション・プールに流出することを想定する（原子炉冷却材流出は45m^3／h，原子炉水位の低下速度は1.5m／h）。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替後にプラント状態（原子炉水位，原子炉水温等）を確認するため，早期に原子炉冷却材の流出を確認することができる。

※２：原子炉水位の低下及びサプレッション・プール水位の上昇を，1時間毎の中央制御室の巡視により確認する。

※３：実操作においては，作業員の退避後に操作を実施する。

※４：注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部＋2.1m（原子炉水位低（レベル３）－2.4m）となる。

※５：現場作業員は，発電長のページングによる退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

※６：中央制御室において，原子炉水位（広帯域，燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。

※７：残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。

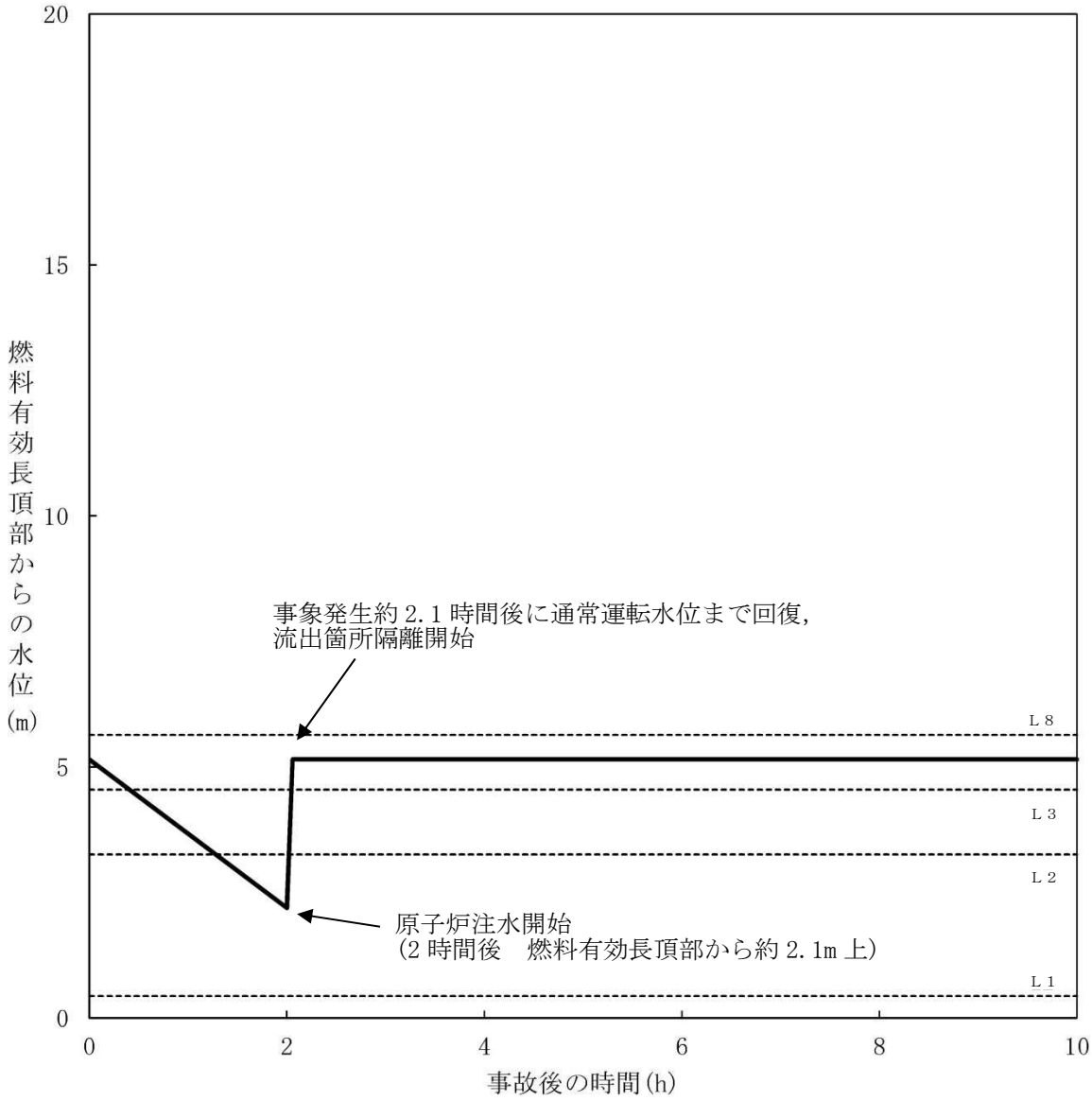
※８：残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

第 5.3-2 図　事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

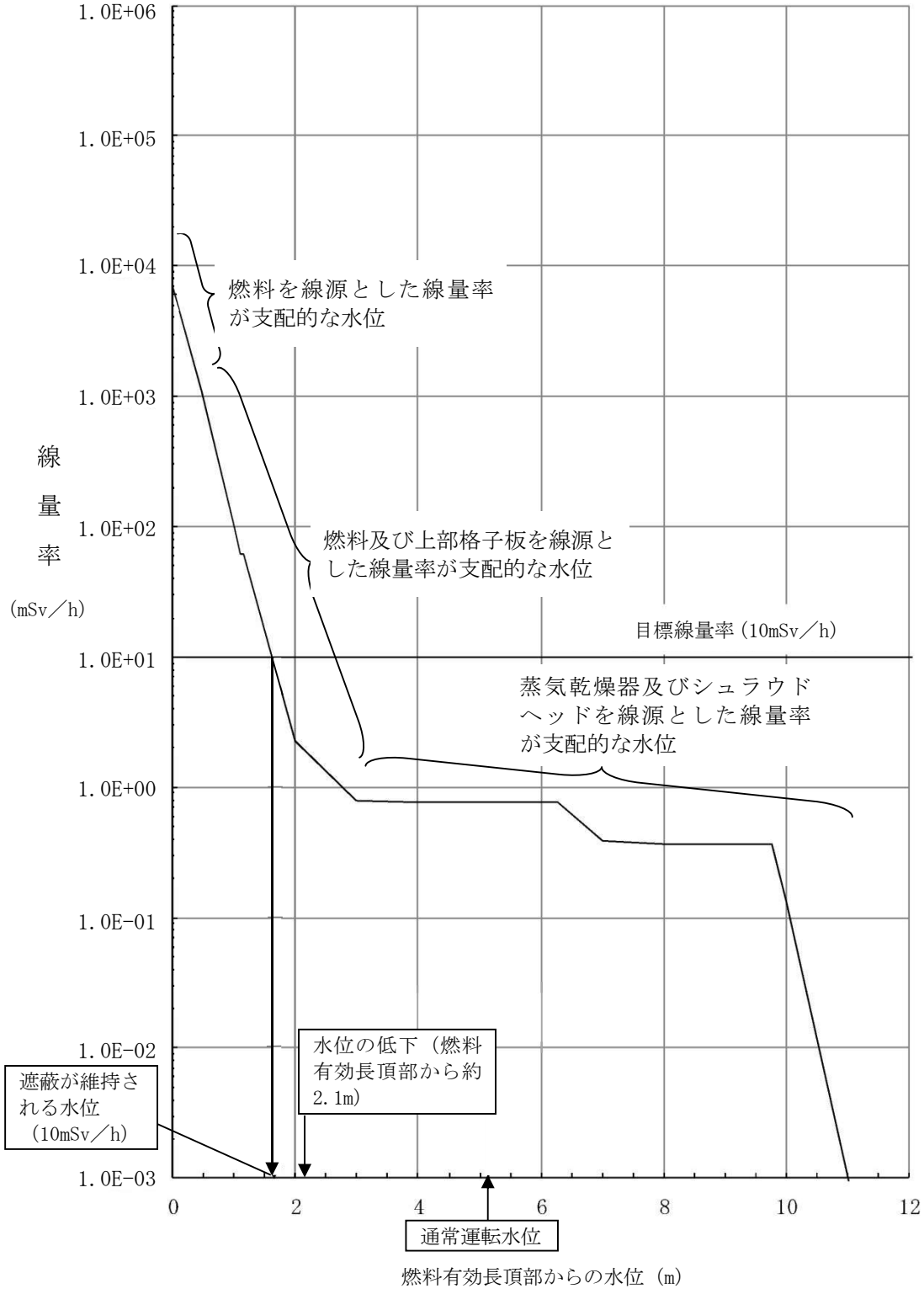
原子炉冷却材の流出

操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	経過時間（時間） −1 0 1 2 3 4	備 考
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▽事象発生	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐		▽約1時間　原子炉水位の低下を確認	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡		▽2時間　待機側の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始及び原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作開始	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）		▽約2.1時間　原子炉水位回復，原子炉安定停止状態確認	
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替	－	2人 B，C		－	●運転中残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作	45分	
	1人 A	－		－	●運転中残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作	9分	
	【1人】 A	－		－	●待機中残留熱除去系を原子炉停止時冷却系へ系統構成／起動操作	20分	残留熱除去系（B）
	－	【2人】 B，C		－	●停止した残留熱除去系を低圧注水系へ系統構成	45分	
	【1人】 A	－		－	●停止した残留熱除去系を低圧注水系への系統構成	7分	
状況判断	【1人】 A	－		－	●原子炉冷却材流出の確認	10分	残留熱除去系（A）
待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	【1人】 A	－		－	●原子炉水位，温度監視	適宜監視	
	【1人】 A	－		－	●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	5分	残留熱除去系（A）
					●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近で維持	
原子炉冷却材流出箇所の隔離	【1人】 A	－		－	●原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作／残留熱除去系ポンプの停止	原因調査後，隔離操作／残留熱除去系ポンプの停止を実施	
必要要員数　合計	1人 A	2人 B，C		0人			

第5.3-3図　原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間



第 5.3-4 図　原子炉冷却材の流出における原子炉水位の変化
(燃料有効長頂部からの水位)



第5.3-5図　原子炉水位と線量率

原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として,「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。

運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」,「全交流電源喪失」においては，原子炉圧力容器未開放時を想定しており，原子炉上部での作業は不要であることに加えて，事象の認知は容易でありかつ事象発生から沸騰による水位低下が開始されるまでの時間余裕は1.1時間程度あるため，作業員が現場にいた場合も退避することが可能である。また,「原子炉冷却材の流出」においても原子炉圧力容器未開放時を想定しており，原子炉上部での作業は不要であることに加えて，事象の認知は容易であり,必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに2.3時間程度あるため，作業員が現場にいた場合も退避することが可能である。

（添付資料5.1.7）

運転停止中の「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスでは崩壊熱除去機能喪失に比べて原子炉圧力容器内の保有水量の減少が大きく，点検などに係る原子炉冷却材流出事故は原子炉圧力容器開放状態にて発生することも考えられるため，ここでは，原子炉圧力容器開放状態を対象に線量率の評価を行う。

2. 炉心燃料・炉内構造物の線源強度

放射線源として燃料，上部格子板，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

(1)　炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：3,708mm

○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，エネルギ5群とする。

○線源材質：燃料及び水（密度[redacted]g／cm^3）

○線源条件：文献値※1に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に，ＳＴＥＰⅢ　９×９燃料（Ａ型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3)=\frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W\cdot s))\times\text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギ}(MeV)\times\text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})}\quad\cdots①$$

このときの線源条件は以下となる。なお，使用している文献値は，燃料照射期間10^6時間（約114年）と，東海第二の実績を包絡した条件で評価されており，東海第二に関する本評価においても適用可能である。

・燃料照射期間：10^6時間

・運転停止後の期間：運転停止後3日※2（実績を考慮して設定）

・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（ＳＴＥＰⅢ　９×９Ａ型）

・燃料集合体体積：7.179E+04cm^3（ＳＴＥＰⅢ　９×９Ａ型）

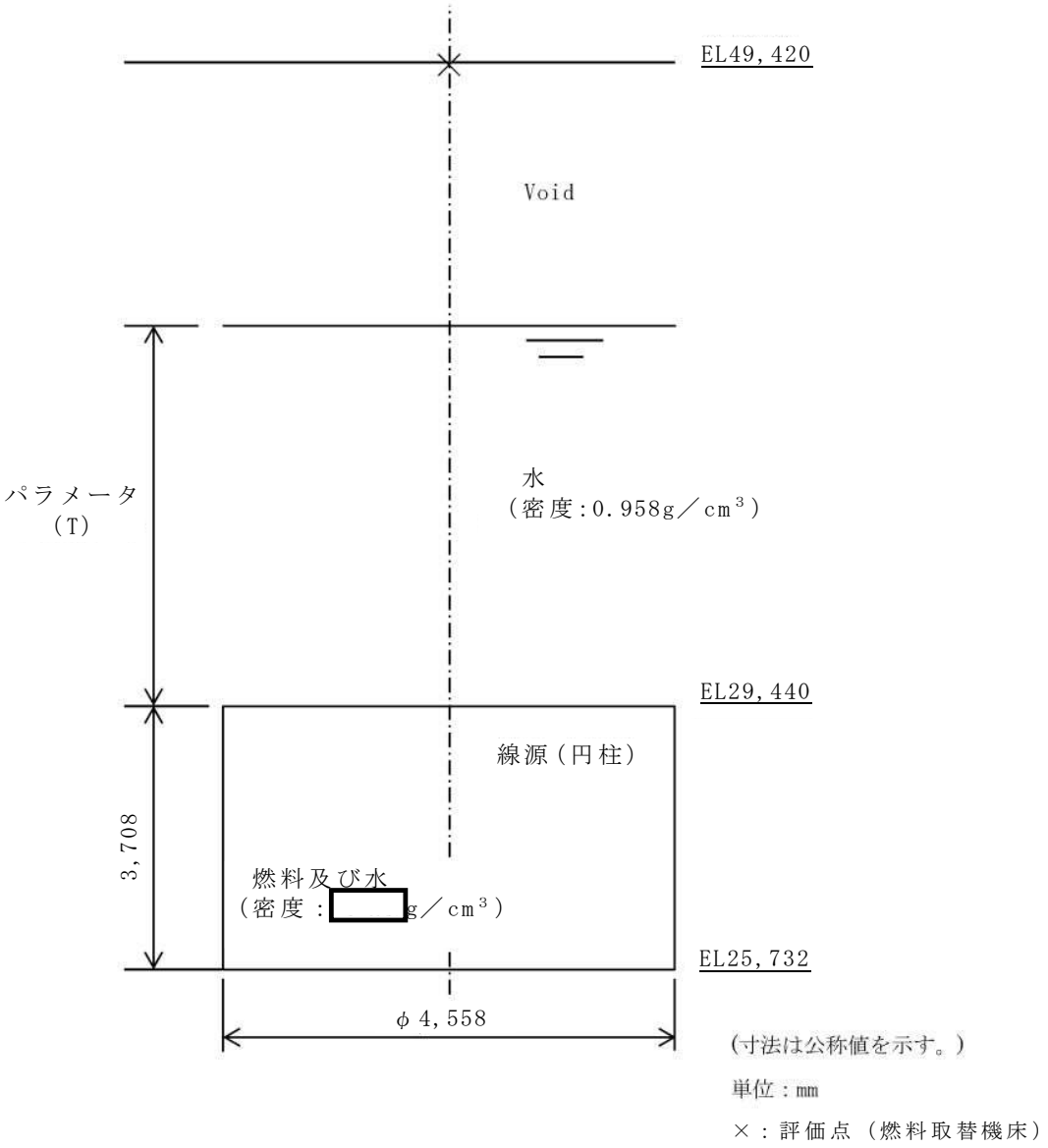
※１：Blizard E. P. and Abbott L. S., cd., “REACTOR HANDBOOK. 2nd cd. Vol. Ⅲ Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962

※２：運転停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及

び発電機解列以前から徐々に低下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第1図に示す。また，計算により求めた線源強度を第1表に示す。



第1図　燃料の水深と線量率の計算モデル

第1表　燃料の線源強度

エネルギ (MeV)	線源強度 ($cm^{-3}・s^{-1}$)
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07

(2)　上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：368.3mm

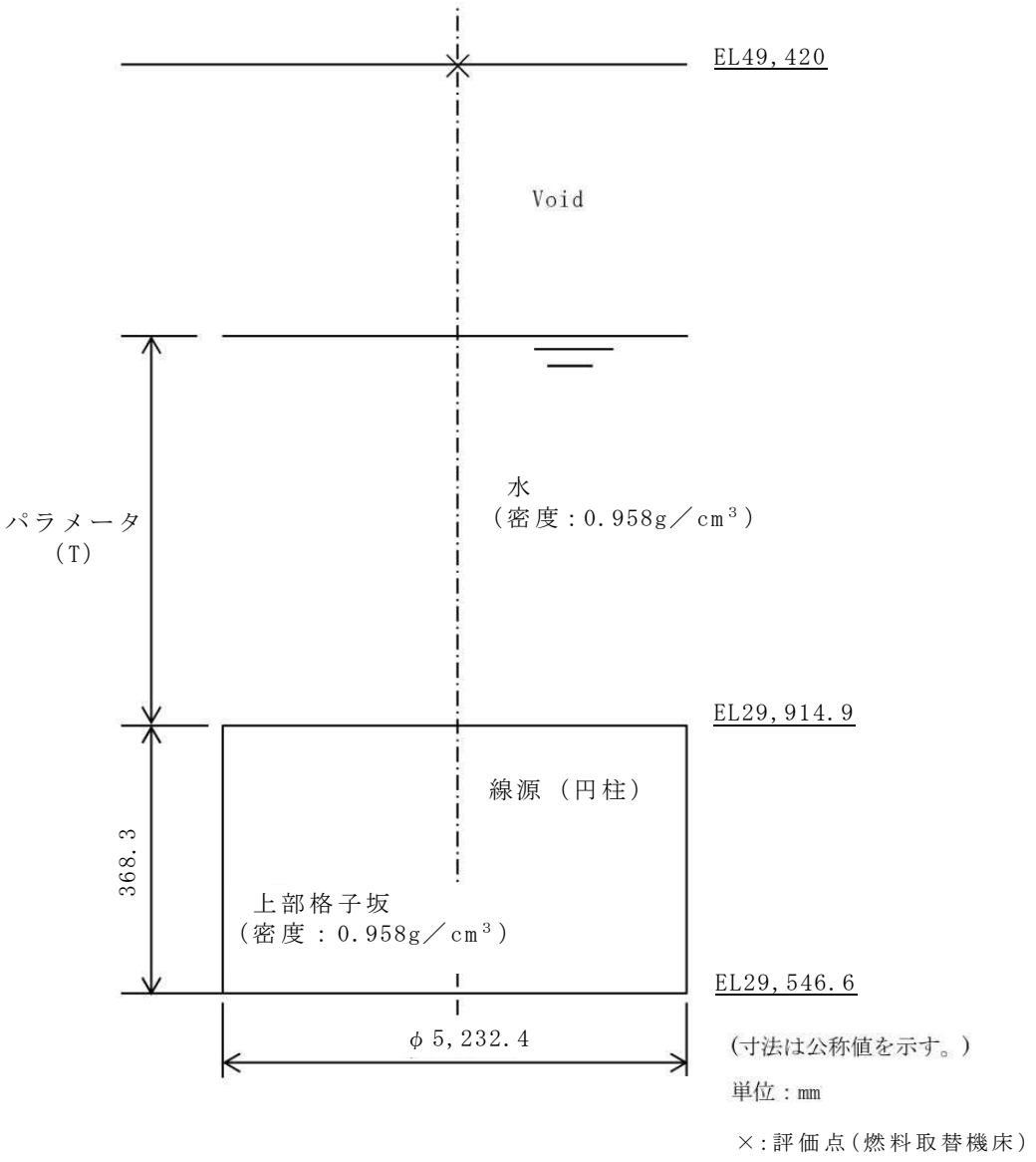
○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種^{60}Ｃｏを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3※）

※：52℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を使用。

○線源強度は，機器表面の実測値（　　Sv／h）より7.3E+09 Bq／cm^3と算出した。

線量率計算モデルを第2図に示す。



第2図　上部格子板の水深と線量率の計算モデル

(3)　シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：5,162.2mm

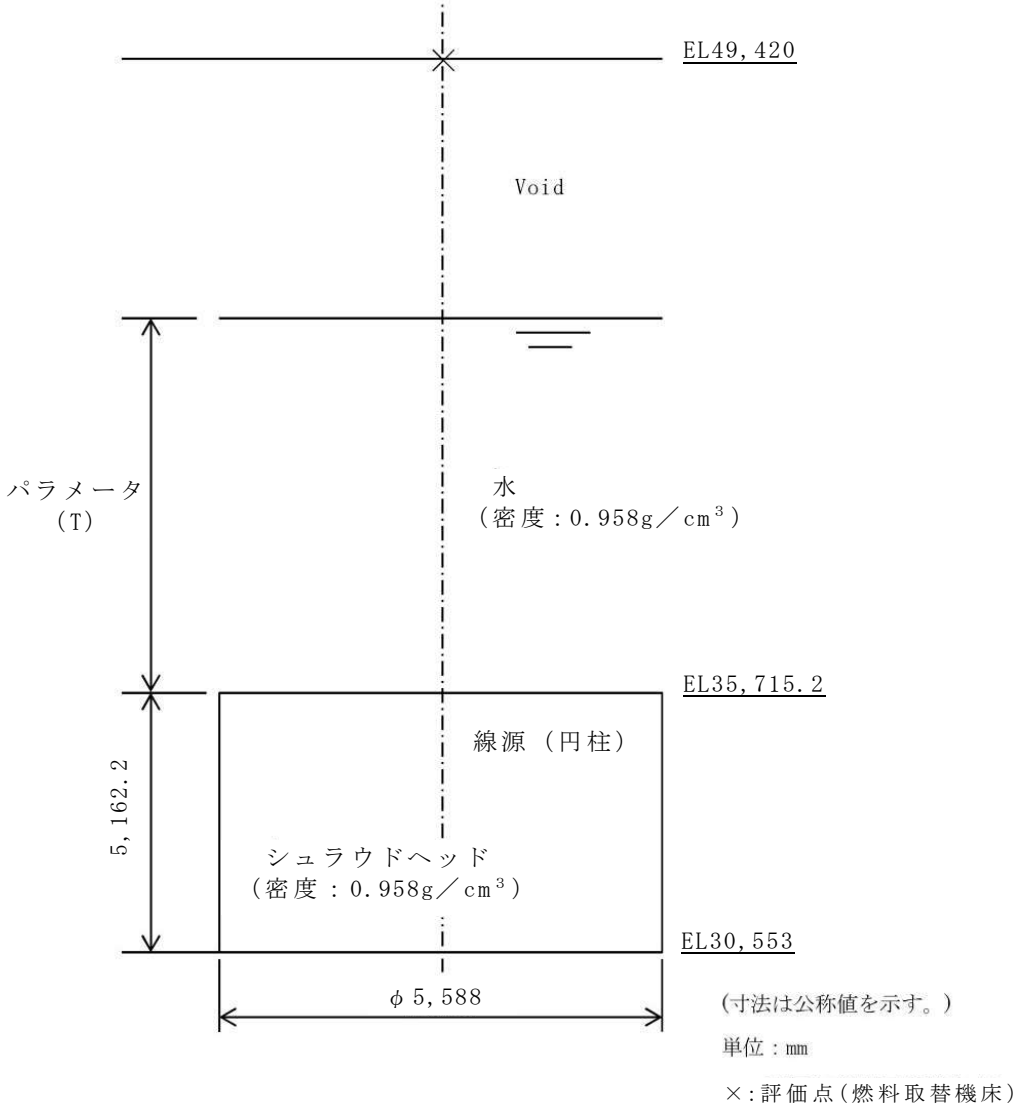
○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種^{60}Coを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm³※）

※：52℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を使用。

○線源強度は，機器表面の実測値（[redacted]mSv／h）より6.7E+05 Bq／cm^{3}と算出した。

線量率計算モデルを第3図に示す。



第3図　シュラウドヘッドの水深と線量率の計算モデル

(4)　蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円筒線源としてモデル化

○線源の高さ：5,524.5mm

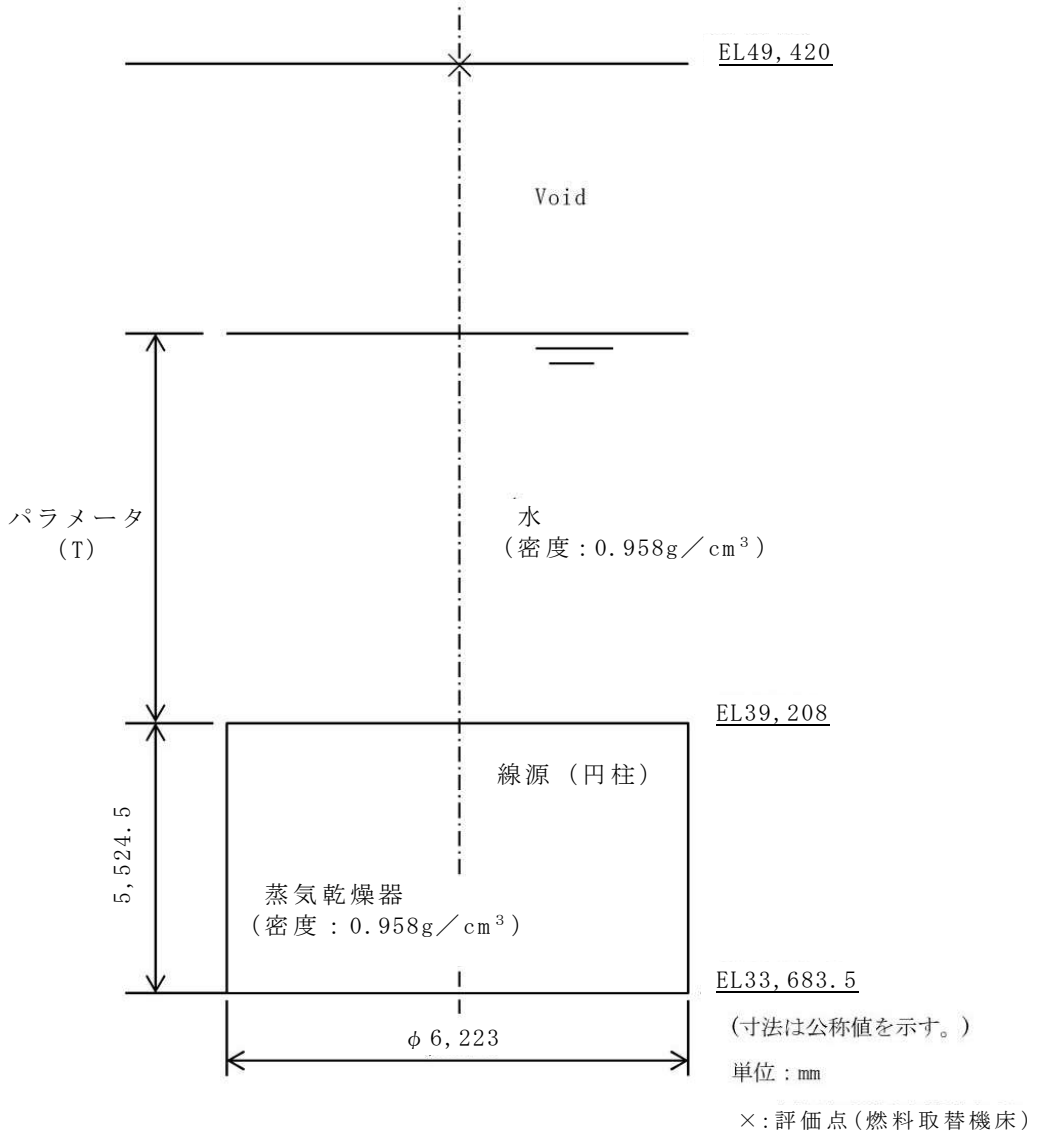
○ガンマ線エネルギ：計算に使用するガンマ線は，主要核種^{60}Ｃｏを想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度0.958g／cm^3）

※：52℃から100℃までの飽和水の密度のうち，最小となる100℃の値を使用。

○線源強度は，機器表面の実測値（□mSv／h）より2.7E+05 Bq／cm^3と算出した。

線量率計算モデルを第4図に示す。



第4図　蒸気乾燥器の水深と線量率の計算モデル

2.　線量率

線量率は，「添付資料4.1.2「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」」と同様にＱＡＤ－ＣＧＧＰ２Ｒコード（Ver1.04）を用いて計算している。

3.　線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1)　線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は，保守的に燃料交換機床とした。なお，評価では第1図～第4図の線量率計算モデルに示すように原子炉ウェル筐体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2)　放射線の遮蔽が維持される水位

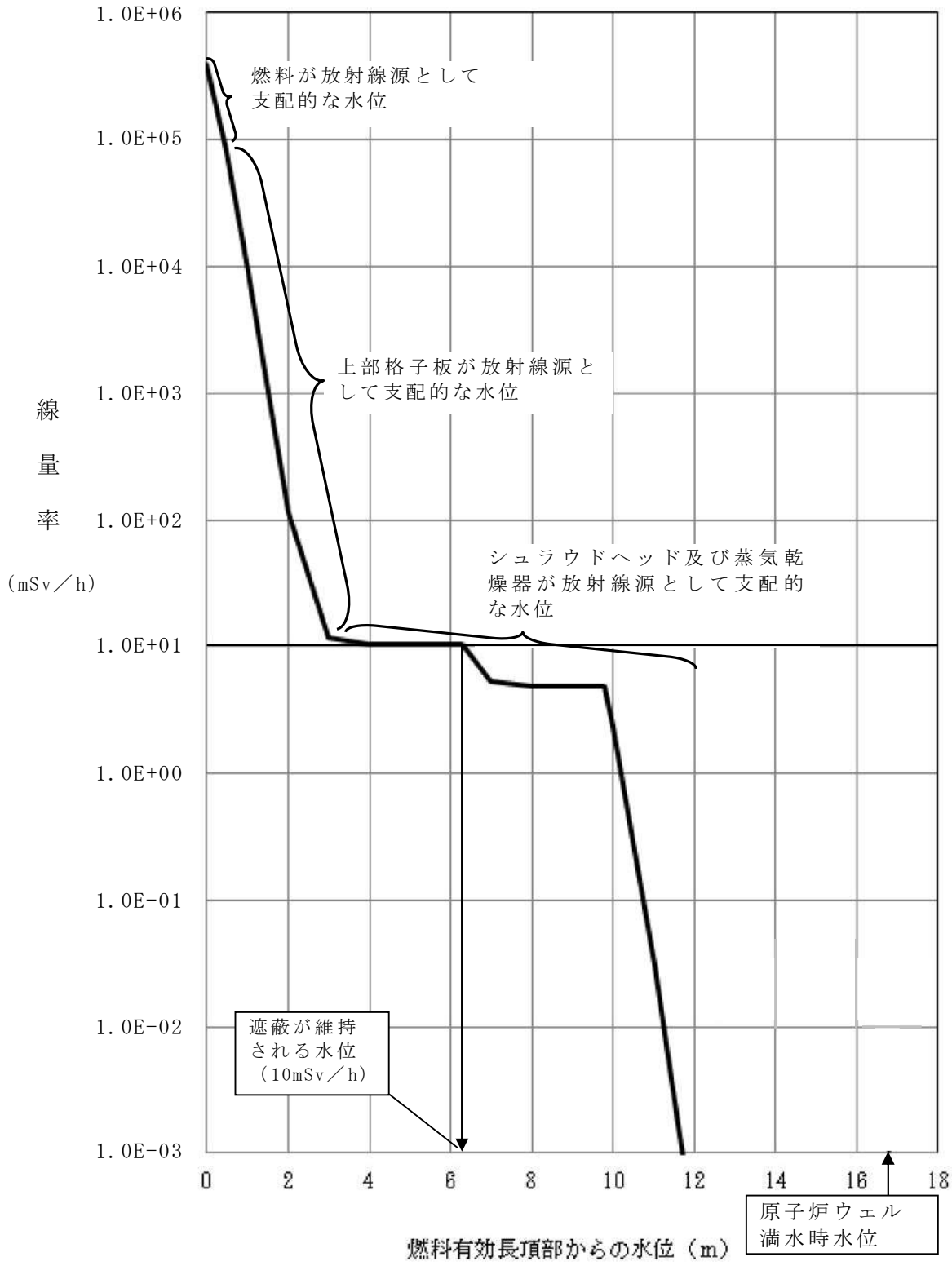
運転停止中の「崩壊熱除去機能喪失」,「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では，評価点とした燃料交換機床がある原子炉建屋最上階での操作は不要であり，仮に事象発生時に作業員が原子炉建屋最上階で施設定期検査による作業を実施している場合であっても，退避警報による事象認知後に速やかに退避するため，水位低下後に長時間作業することはない。

放射線の遮蔽を維持するために必要な水位※は第5図より，燃料有効長頂部から約6.4mとなり,原子炉ウェル満水時の水位から約10.4m低下した水位である。

※:本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は，原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv／hと設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は，使用済燃料プールの同時被災時の，重大事故等対応要員による使用済燃料プールへの注水準備操作(可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等)を想定しており，この操作の所要時間は2.1時間(保管場所から原子炉建屋原子炉棟6階への移動時間を含む)以内であることから,被ばく量は最大でも21mSvとなる。この被ばく量は,緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

また，作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合でも，事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため，原子炉建屋原子炉棟6階での被ばく量は限定的である。

なお，必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv／hは，東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約3.5mSv／h）に対しても余裕がある。



第5図　原子炉水位と線量率

「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

1. 本評価におけるプラント状態の決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価,「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンスの評価では，次章に示すとおり，施設定期検査中に実施する作業等を確認し，原子炉冷却材の流出が生じうる作業を抽出した後,各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業が実施される時期はおおむね決まっているため，評価対象とするＰＯＳを，選びうるＰＯＳの比較により選定した。

2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定に当たり，施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の４つである。この４つの作業等から，本評価では「ＲＨＲ切替」を選定した。選定の理由は，燃料損傷までの時間余裕が短いこと※，及び停止時ＰＲＡの結果から炉心損傷頻度が最も高く，代表性が高いことによるものである。

・ＲＨＲ切替

・ＣＵＷブロー

・ＣＲＤ点検

・ＬＰＲＭ点検

※：ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡによる流出は他の冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い（別添　東海第二発電所　確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について　添付資料 3.1.2.3-13 ＬＯＣＡにおける余裕時間の評価について）

＜ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ発生時の流出量の算出＞

(1) 評価条件

a. ミニマムフローラインオリフィス仕様

・オリフィス設計流量　56.8m^3／h

・オリフィス設計差圧　198.1m

b. 炉圧　大気圧状態

c. ＲＨＲポンプと原子炉水との水頭差（ＲＨＲポンプレベル：E.L－3,400）

・通常水位　　38.0m（EL.34,590～＋EL.3,400）

・原子炉ウェル満水 49.5m（EL.46,100～＋EL.3,400）

d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧＝ポンプ出口圧力＝ポンプ揚程（85.3m）＋水頭差

・通常水位　　123.3m（EL.34,590～＋EL.3,400）

・原子炉ウェル満水 134.8m（EL.46,100～＋EL.3,400）

(2) 評価式

オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。

$\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$

$Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$

ΔＰ：オリフィス差圧

Ｑ　：オリフィス差圧がΔＰの際の流量（m^3／h）

(3) 評価結果

・通常水位　：45m^3／h

・ウェル満水：47m^3／h

3.　ＰＯＳを選定する上で考慮した点

施設定期検査中にＲＨＲ切替を実施する時期としては，ＲＨＲの運転や待機の系統を変化させる場合があり，この作業は施設定期検査中のほぼ全ての期間で生じうる。このため，プラント状態についてはいずれの場合も選び得る。その上で，プラント状態の選定に当たっては，以下の点を考慮した。

(1)　崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では，原子炉停止後の時間が短いＰＯＳの方が適切である。ただし，本重要事故シーケンスでは崩壊熱除去機能が喪失しないため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しないことから，崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。

(2)　原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では，原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり，原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。原子炉ウェル満水時における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約21.5 時間であるのに対して通常運転水位における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約 2.3 時間である。

(3)　事象発生時の認知性

事象発生時の認知性の観点では，時間余裕が短い，すなわち保有水量が少ないＰＯＳの方が適切である。なお，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合，原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが，有効性評価ではこれらに期待しないことで認知性をより厳しく扱った。

(4)　原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では，原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合,原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m に低下するまでは原子炉圧力容器に上蓋等により遮蔽される。一方，原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は，原子炉水位が燃料有効長頂部から約 6.4m に低下するまでは原子炉ウェルの水により遮蔽される。

いずれの場合においても，遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することにより遮蔽は維持されることから，作業環境に与える影響はない。

4.　ＰＯＳの選定結果と考察

重要事故シーケンスとして選定した「ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ」のプラント状態は，上記 3.に記載の 4 つの観点のうち，時間余裕の観点で厳しい原子炉水位が通常運転水位のＰＯＳ－Ｓ，Ａ，Ｃ，Ｄの中から，残留熱除去系の切替操作の実施が考えられるＰＯＳ－Ａを選定した。また，他のプラント状態及び事故シーケンスが，ＰＯＳ－ＡのＲＨＲ切替時のＬＯＣＡの評価に包絡されることを第 1 表で確認した。なお，原子炉水位が通常運転水位の場合は，原子炉水位低下による警報発報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが，有効性評価ではこれらに期待しないことにより認知性の観点からも厳しい扱いとした。

第１表　各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（ＰＯＳ）		包絡事象	重大事故等対処設備等	運転停止中の評価項目			
				燃料有効長頂部の冠水	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	閉鎖	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外	ＰＯＳ－Ｓにおいては，冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため，対象外
A	ＰＣＶ／ＲＰＶ開放への移行状態	－	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している	閉鎖	有効性評価において評価項目を満足することを確認している（原子炉圧力容器は未開放状態であり，原子炉圧力容器蓋，蒸気乾燥器，シュラウドヘッドの遮蔽にも期待できることから，必要な遮蔽は確保される （添付資料5.1.7）	有効性評価において評価項目を満足することを確認している 制御棒引き抜きに関する試験は「反応度の誤投入」に包絡される
B1	原子炉ウェル満水状態（原子炉ウェル水抜き開始まで）	冷却材流出事象の要因となる作業として「ＲＨＲ切替」，「ＣＲＤ点検」及び「ＬＰＲＭ点検」が考えられるが，有効性評価でのＰＯＳ－Ａの想定に比べ，原子炉圧力容器が開放状態の場合原子炉水位が高く，燃料損傷に至るまでの時間が長いため，「添付資料5.3.4評価条件の不確かさについて」に包絡される	・残留熱除去系－Ａ ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	有効性評価でのＰＯＳ－Ａの想定に比べ，原子炉圧力容器が開放状態の場合原子炉水位が高く，燃料燃料長頂部が露出するまでの時間が長いため，「添付資料5.3.3 評価条件の不確かさについて」に包絡される	開放	放射線の遮蔽を維持するために必要な水位は原子炉未開放時に比べて高くなるが，有効性評価でのＰＯＳ－Ａの想定に比べ原子炉水位が高く，遮蔽が維持される水位を下回るまでの時間が長いため，「添付資料5.3.3 評価条件の不確かさについて」に包絡される	プラントＰＯＳ－Ａに同じ 有効性評価において評価項目を満足することを確認している 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の誤投入」に包絡される
B2			・残留熱除去系－Ｂ ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B3			・残留熱除去系－Ｂ ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B4			・残留熱除去系－Ａ，Ｂ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B5			・残留熱除去系－Ａ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
B6			・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替燃料プール注水系				
C1	ＰＣＶ／ＲＰＶの閉鎖への移行状態	冷却材流出事象の要因となる作業として「ＲＨＲ切替」及び「ＣＵＷブロー」が考えられるが，プラント状態の違い（崩壊熱等）が事象進展に影響しないため，ＰＯＳ－Ａを想定した有効性評価と同じ評価となる	・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）	ＰＯＳ－Ａに比べて崩壊熱が低いが，崩壊熱除去機能を喪失しないことより崩壊熱の違いが事象進展に影響しないため，ＰＯＳ－Ａの有効性評価と同じ評価となる	閉鎖	有効性評価でのＰＯＳ－Ａの想定とプラント状態が同等であるため，ＰＯＳ－Ａの有効性評価と同じ評価となる	ＰＯＳ－Ａに同じ 有効性評価において評価項目を満足することを確認している 制御棒引き抜きに関する試験は「反応度の誤投入」に包絡される
C2			・残留熱除去系－Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた　低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた　低圧代替注水系（可搬型）				
D	起動準備状態		・残留熱除去系－Ａ，Ｂ，Ｃ ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）		閉鎖		

安定停止状態について（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，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及び原子炉冷却材の流出の停止により，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，安定状態が確立されたものとする。
【安定状態の確立について】 原子炉安定停止状態の確立について 事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から 2 時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。 重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。 【安定停止状態の維持について】 上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。 また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。 （添付資料 2.1.1 別紙 1 参照）

評価条件の不確かさの影響評価について（原子炉冷却材の流出）

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　原子炉冷却材の流出）（1／2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉初期水温	52℃	約43℃～51℃（実績値）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止1日後の原子炉水温の実績値（43℃～51℃）を踏まえて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温よりおおむね低くなるため時間余裕が長くなることが考えられるが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水温よりおおむね低くなることから，原子炉水位の回復は早くなり，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	原子炉の初期水位及び原子炉圧力容器の状態	通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	評価項目となるパラメータに対して時間余裕が厳しくなる，通常水位を想定	原子炉圧力容器が開放状態で，原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間，かつプールゲートが閉状態の場合，評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため遮蔽水位到達までの時間余裕が長くなるが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，運転員等操作時間に与える影響はない。 また，原子炉ウェル満水時においてプールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが，同様の理由により運転員等操作時間に与える影響はない。	原子炉圧力容器が開放状態で，原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間，かつプールゲートが閉状態の場合，評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため，遮蔽水位到達までの時間余裕は約21.5時間と，評価条件に比べて長くなる。 また，プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから，評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉初期圧力	大気圧	大気圧	原子炉停止から1日後の状態を想定	最確条件と評価条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	評価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。

第１表　評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　原子炉冷却材の流出）（2／2）

項目		評価条件（初期，事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	燃料の容量	約 800kL	800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から７日間後までに必要な容量を備えており，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。	－
	起因事象	ＲＨＲ切替時の冷却材流出	ＲＨＲ切替時の冷却材流出	燃料損傷までの時間余裕が厳しい事象を仮定	最確条件と評価条件が同様であることから，事象進展に影響はなく，運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件が同様であることから，事象進展に与える影響はなく，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材流出流量	45m^3／h	約 45m^3／h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計，及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定		
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しな	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は運転状態を想定しており，崩壊熱除去機能は喪失しないことから，原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない		
	外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することから，原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定	外部電源がある場合は評価条件と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。また，外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であるため，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は評価条件と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。また，外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の取水ラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であることから，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。
機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m^3／h	1,605m^3／h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	最確条件と評価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。	最確条件と評価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。

第２表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　原子炉冷却材の流出）（1／2）

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から2時間後	事象の認知及び操作の時間を基に，さらに時間余裕を考慮して設定	【認知】 評価では，原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を，1 時間毎の中央制御室の巡視により確認すると想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【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，要員配置が操作時間に与える影響はない。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は，中央制御室内の操作盤での操作スイッチによる操作であるため，容易な操作である。操作時間は 5 分を想定しており，原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。 【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから，操作開始時間に与える影響はない。 【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単な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	原子炉水位低下時に原子炉注水操作の必要性を認知することは容易であり,評価では事象発生から 2 時間後の原子炉注水開始を設定しているが,実際は運転員の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転号機の切替時のプラント状態確認(原子炉水位等)による早期の認知に期待でき,その後速やかに原子炉注水操作を実施するため,開始時間は早くなる場合が考えられ,原子炉水位の回復が早くなる。	原子炉注水操作開始が早くなる場合は原子炉水位低下が抑制され,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 2.3 時間であり，燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 3.5 時間であり,これに対して,事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。	所要時間を 5 分で想定しているところ，訓練実績では約 4 分である。 想定で意図している運転操作時間が実施可能なことを確認した。

第２表　運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中　原子炉冷却材の流出）（2／2）

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	原子炉冷却材流出停止操作及び停止確認	－	運転操作手順等を踏まえて設定	【認知】 評価では，中央制御室の巡視により，原子炉水位低下を認知すると想定している。実際は，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により，早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。 【要員配置】 運転員による操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作開始時間に与える影響はない。 【移動】 運転員による操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。 【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）によって原子炉水位を維持した状態での操作となるため，十分な時間余裕がある。 【他の並列操作の有無】 原子炉水位の維持のための操作と並列した操作となるが，中央制御室での簡単な操作であるため，操作時間に与える影響はない。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。	運転員の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転号機の切替時のプラント状態確認（原子炉水位等）による早期の認知に期待でき，原子炉注水操作開始時間が想定より早くなり，それに伴い実際の原子炉冷却材流出の停止操作の開始時間が早くなる場合が考えられ，原子炉水位の回復が早くなる。	原子炉冷却材流出の停止操作の開始が早くなる可能性があるが，残留熱除去系（低圧注水系）によって原子炉水位を維持した状態での操作であり，十分な時間余裕があるため，評価項目となるパラメータに対する影響はない。	残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため，十分な時間余裕がある。	訓練では，原子炉冷却材流出停止の操作時間（原因調査を除く）は約11分であることを確認した。

7 日間における燃料の対応について

（運転停止中　原子炉冷却材の流出）

事象:保守的に全ての設備が,事象発生直後から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定格出力運転時を想定） 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×2 台（運転台数）＝約 484.0kL	7 日間の軽油消費量 約 614.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL 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※2 （燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定） 775.6L/h(燃料消費率)×168h（運転時間）×1 台（運転台数）＝約 130.3kL		

※1　事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが，保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2　事故収束に必要ではないが，保守的に起動を仮定した。

5.4　反応度の誤投入

5.4.1　事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，燃料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，「反応度の誤投入」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，反応度の誤投入により，原子炉が臨界に達することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため,運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には,原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

以上により，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対しては，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能により原子炉をスクラムし，未臨界とする。対応手順の概要を第 5.4-1 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故

等対策における手順と設備との関係を第5.4-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいては，重大事故等対策は全て自動で作動するため，中央制御室の運転員による確認のみであり，対応操作の要員は不要である。

なお，スクラム動作後の原子炉の状態確認については，中央制御室の運転員１名で実施可能である。

ａ．ＣＲ－２※の「連続引き抜き」（誤操作による反応度誤投入）

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する。

原子炉の臨界を確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。

※：ＣＲ－２：最大反応度価値制御棒（ＣＲ－１）の対角隣接の制御棒

ｂ．反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認

制御棒の誤引き抜きによる反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10秒）信号が発生することで原子炉はスクラムし，制御棒が全挿入となり，原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，起動領域計装である。

5.4.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する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，「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った

操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」である。

運転停止中の原子炉においては，不用意な臨界の発生を防止するため，停止余裕（最大反応度価値を有する１本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに，通常は原子炉モード・スイッチを「燃料交換」位置として，1 本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら，運転停止中の原子炉においても，検査等の実施に伴い，原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合，制御棒の引き抜きは原則として 1 ノッチずつ操作を行い，起動領域計装により中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは，誤操作によって制御棒が過剰に引き抜かれることにより臨界に至る反応度が投入されるため，炉心における核分裂出力，出力分布変化，反応度フィードバック効果，制御棒反応度効果，燃料棒内温度変化，燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。

よって，この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードＡＰＥＸ及び単チャンネル熱水力解析コードＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。

また，解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに，解析コード及び解析条件の不確かさのうち，評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては，「5.4.3(3)　感度解析」にお

いて，それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.4-2 表に示す。また，主要な解析条件について，本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

ａ．初期条件

(a) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して，評価する炉心状態は，９×９燃料（Ａ型）平衡炉心のサイクル初期とする。

(b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は 1.0 とする。

(c) 原子炉初期出力，原子炉初期圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉初期出力は定格値の 10^{-8}，原子炉初期圧力は 0.0MPa[gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は 20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は 8kJ／kgUO_2とする。

ｂ．事故条件

(a) 起因事象

運転停止中の原子炉において，制御棒１本が全引き抜きされている状態から，他の１本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b)　誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は，最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とし，事象を厳しく評価するため，最大反応度価値を有する制御棒が引き抜かれている状態での原子炉の臨界状態と，その状態からの連続的な誤引き抜きを想定する。誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.71％Δk である。引き抜き制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

なお，通常，制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，停止余裕検査時において，連続的に制御棒を引き抜くことはないため，上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近接におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが，冷温臨界検査においては，臨界近接における制御棒の反応度価値を 1.0％Δk 以下となるよう管理しており，臨界状態からの誤引き抜きにより反応度価値約 1.71％Δk が加わる上記の評価に包含されるものと考える。

(c)　外部電源

制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要である。外部電源がない状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ，外部電源は使用できるものとする。

c．重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　制御棒の引き抜き速度

制御棒は,引き抜き速度の上限値 9.1cm／s にて連続で引き抜かれるものとする※。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

※：あらかじめ停止余裕が確認されている場合，一本目の制御棒の全挿入状態からの全引き抜き操作，及び反応度価値の小さい制御棒位置（30Pos.）以降の制御棒引抜操作については，連続引き抜きが実施可能な手順としている。そのため，ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b) 原子炉スクラム信号

原子炉スクラムは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号によるものとする。スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。なお，スクラム信号の発生時の起動領域計装は，Ａ，Ｂチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。

ｄ．重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの対応手順の概要を第 5.4-1 図に，炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。

ａ．事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号が発生し，原子炉はスクラムする。このとき，投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：0.68％Δk）であるが，原子炉出力は定格出力の約 15％まで上昇するにとどまる。また，燃料エンタルピは最大で約 85kJ／kgUO_2であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低

値である 272kJ／kgUO_2（65cal／gUO_2）を超えることはない。燃料エンタルピ増分の最大値は約 77kJ／kgUO_2であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 65,000MWd／t 以上の燃料に対するペレットー被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である，ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ／kgUO_2（40cal／gUO_2）を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

b．評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの，原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお，原子炉水位に有意な変動はないため，燃料有効長頂部は冠水を維持しており，放射線の遮蔽は維持される。

以上により，本評価では，「1.2.4.2　有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

（添付資料 5.4.1）

5.4.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは，自動作動する原子炉緊急停止系により，自動的に原子炉をスクラムさせることで，プラントを安定状態に導くことが特徴

である。このため，運転員等操作はなく，操作時間が与える影響等はない。

(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不確かさの影響評価を行う重要現象は，「1.7　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり，それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

ａ．運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

ｂ．評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさは，実験により解析コードは7～9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約 9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3)　感度解析」にて実施する。

（添付資料 5.4.2）

(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5.4-2 表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a)　運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは,「5.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが,「(5)　解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

実効増倍率について,実際の炉心設計では,設計上の余裕を見込み,最大反応度価値を持つ制御棒 1 本が完全に引き抜かれた状態でも，炉心の実効増倍率の計算値は，常に 0.99 未満となるよう設計する。実効増倍率が 0.99 の場合は,臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も 0.96 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 10kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 1kJ／kgUO_2）と小さくなり，即発臨界に至らないこととなるため，評価項目となるパラメータに対す

る余裕が大きくなる。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。原子炉初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，原子炉初期出力の不確かさの影響を確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期燃料温度の不確かさの影響を確認しており，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

制御棒引抜阻止は，本評価において期待していないが，これに期待した場合，運転員が事象を認知して速やかに制御棒を挿入し，事象が収束するため,評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b．操作条件

本重要事故シーケンスは,「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作に関する条件はない。

（添付資料 5.4.2）

(3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果，引抜

制御棒反応度効果及び実効遅発中性子割合は評価項目となるパラメータに影響を与えることから，本重要事故シーケンスにおいて感度解析を実施する。

ドップラ反応度フィードバック効果を＋10％とした場合の燃料エンタルピ最大値は約 80kJ／kgＵＯ$_2$（増分の最大値：約 72kJ／kgＵＯ$_2$），－10％とした場合の燃料エンタルピ最大値は約 92kJ／kgＵＯ$_2$（増分の最大値：約 83kJ／kgＵＯ$_2$），また引抜制御棒反応度を＋10％とした場合に投入される反応度は 1.15 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 102kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 94kJ／kgＵＯ$_2$），－10％とした場合に投入される反応度は 1.12 ドル，実効遅発中性子割合を＋10％とした場合に投入される反応度は 1.11 ドル，－10％とした場合に投入される反応度は 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 90kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 82kJ／kgＵＯ$_2$）となる。以上より，燃料エンタルピ増加に伴う燃料の破損は生じないことから，評価項目を満足する。

（添付資料 5.4.2）

(4)　操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2)　有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，操作時間余裕に関する影響はない。

(5)　解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ，評価項目となるパラメータに影響を与えることから，炉心状態の変動による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてＢ型平衡炉心の反応度印加率

を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた評価においても，投入される反応度は 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：79.6kJ／kgUO_2，燃料エンタルピの増分の最大値：71.2kJ／kgUO_2）に留まることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。定格出力の 10^{-8} の 10 倍及び 1／10 倍とした場合の感度解析を行い，有効性評価での結果（1.13 ドル）と大きく差異がない，1.09 ドル（10 倍）及び 1.17 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 124kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 115kJ／kgUO_2）（1／10 倍）であることから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさ※が与える影響を評価した。初期燃料温度を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度（52℃）を考慮して 60℃とした場合の感度解析を実施し，1.13 ドル(燃料エンタルピ最大値:約 96kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 80kJ／kgUO_2）であった。有効性評価での結果（1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgUO_2，増分の最大値：約 77kJ／kgUO_2）と大きな差異がないことから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

※：本評価で評価対象とした９×９燃料では，初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に，Ｇｄの燃焼やＰｕの蓄積により，結果が厳しくなる場合がある。

（添付資料 5.4.2，5.4.4，5.4.5）

(6)　まとめ

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

5.4.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，重大事故等対策は自動で作動するため，対応の要員の確保は不要である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，必要な水源，燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

ａ．水　源

本重要事故シーケンスの評価では，原子炉注水は想定していない。

ｂ．燃　料

本重要事故シーケンスの評価では，燃料の使用は想定していない。

ｃ．電　源

本重要事故シーケンスの評価では，外部電源喪失は想定していない。

5.4.5　結　論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，誤操作により制御棒の

過剰な引き抜きが行われ，臨界に至る反応度が投入されることで，原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては，原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても，原子炉停止機能により，燃料が損傷することはなく，未臨界を維持することが可能である。

その結果，燃料有効長頂部の冠水，放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから，評価項目を満足している。また，安定状態を維持できる。

解析条件の不確かさについて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため，対応の要員の確保は不要である。また，スクラム動作後の原子炉の状態確認については，中央制御室の運転員1名で実施可能である。

以上のことから，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において，原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

第 5.4-1 表　反応度の誤投入における重大事故対策について

操作及び確認	手 順	有効性評価上期待する重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ＣＲ－２の「連続引き抜き」（誤操作による反応度誤投入）	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることにより，臨界に達する。	－	－	起動領域計装
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により，原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号で原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し，原子炉は未臨界状態となる。	－	－	起動領域計装

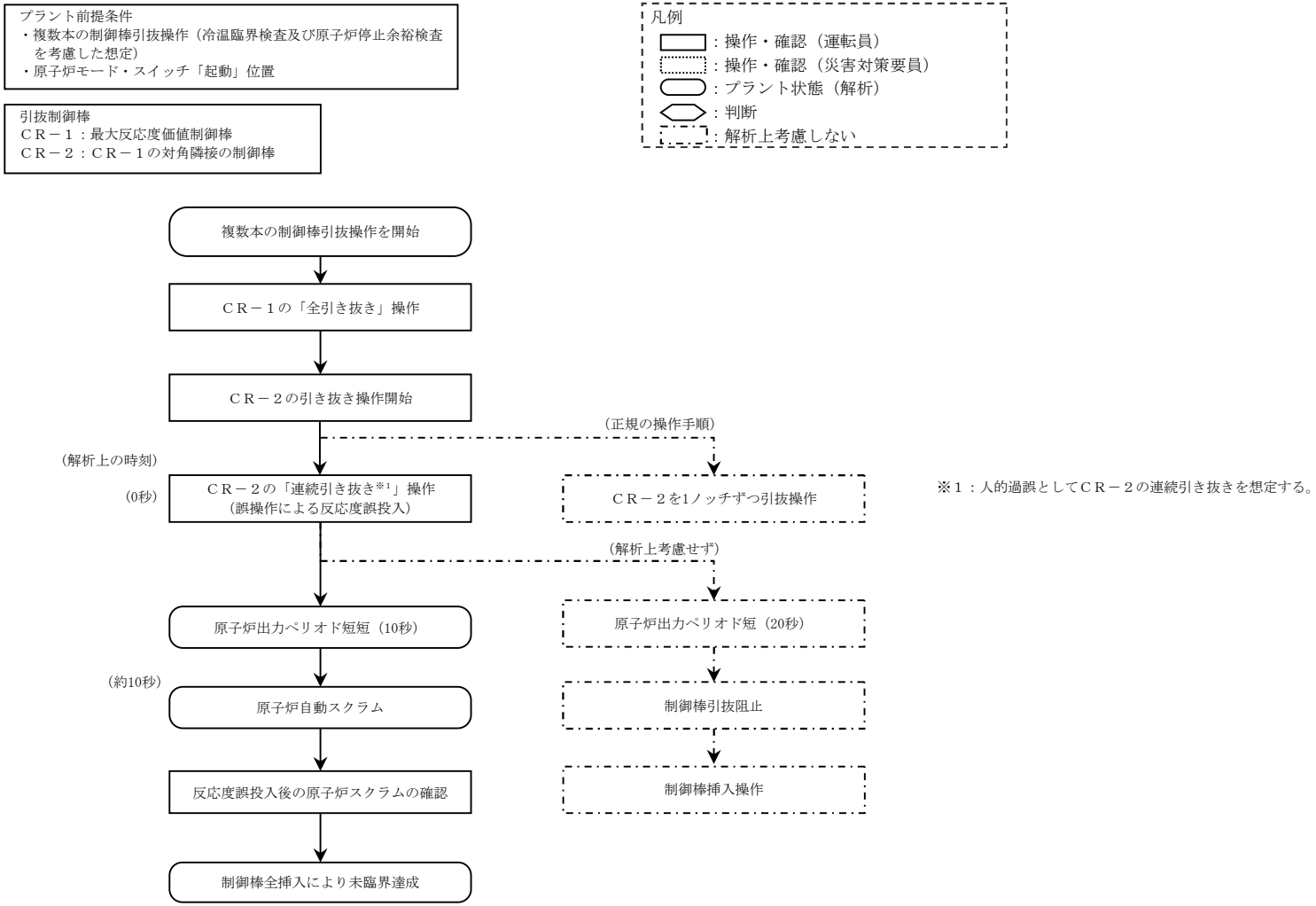
第5.4-2表　主要解析条件（反応度の誤投入）（1／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード		ＡＰＥＸ／ＳＣＡＴ（ＲＩＡ用）	－
初期条件	炉心状態	９×９燃料（Ａ型） 平衡炉心のサイクル初期	９×９燃料（Ａ型）と９×９燃料（Ｂ型）の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 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の10^{-8}	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa[gage]	停止時余裕検査時の原子炉圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	冷却材温度が低い場合，水密度が大きくなり投入反応度が増加する傾向にあるため，冷却材温度の運用の下限値を設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ／kgUO_2	冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において，最大反応度価値の制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する なお，通常，制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く，また，停止余裕検査時において，連続的に制御棒を引き抜くことはないため，上記の想定は保守的である。原子炉停止中の臨界近接におけるその他の制御棒の引き抜きとしては冷温臨界検査があるが，冷温臨界検査においては，臨界近接における制御棒の反応度価値を1.0％Δk以下となるよう管理しており，臨界状態からの誤引き抜きにより反応度価値約1.71％Δkが加わる上記の評価に包含されるものと考える
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値制御棒及びその対角隣接の制御棒	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査を考慮し設定（誤引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約1.71％Δk）。 引抜制御棒反応度曲線は，第5.4-2図のとおり。
	外部電源	外部電源あり	制御棒引抜操作には外部電源が必要となるため，外部電源があるものとして想定

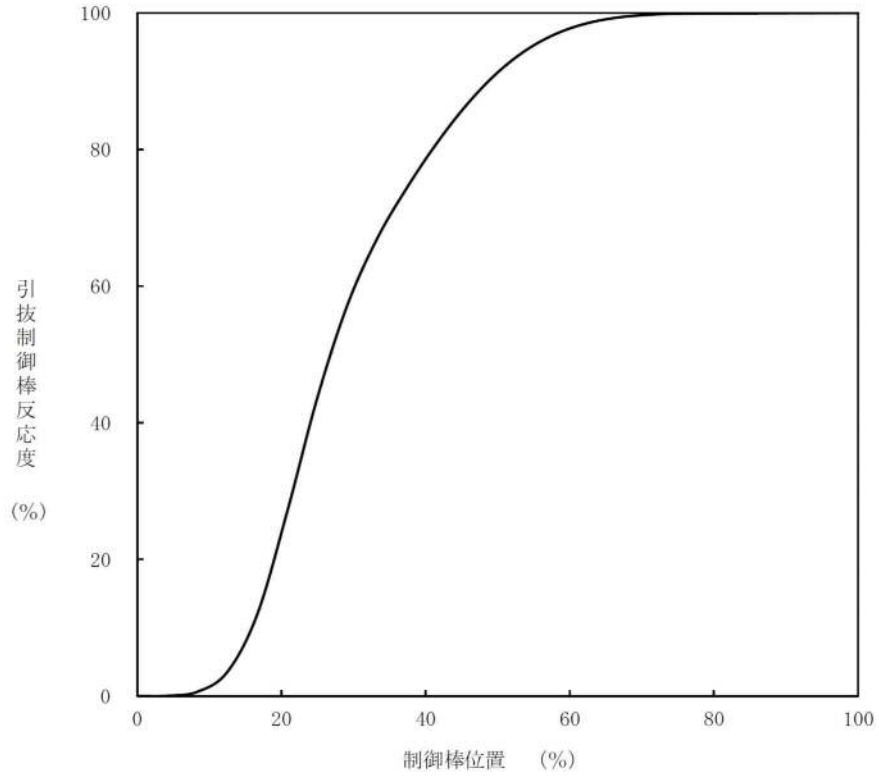
第 5.4-2 表　主要解析条件（反応度の誤投入）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
機器条件（重大事故に関連する）	制御棒の引抜速度	9.1cm／s	引き抜き速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A，Bチャンネルそれぞれ 1 個	A，Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより，厳しい評価となる
	制御棒引抜阻止信号	期待しない（原子炉出力ペリオド短信号（20秒））	制御棒の引き抜きが制限されないことにより，制御棒の誤操作の量が増加し，厳しい評価となる
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短短信号（10 秒）	起動領域計装のスクラム機能を設定※

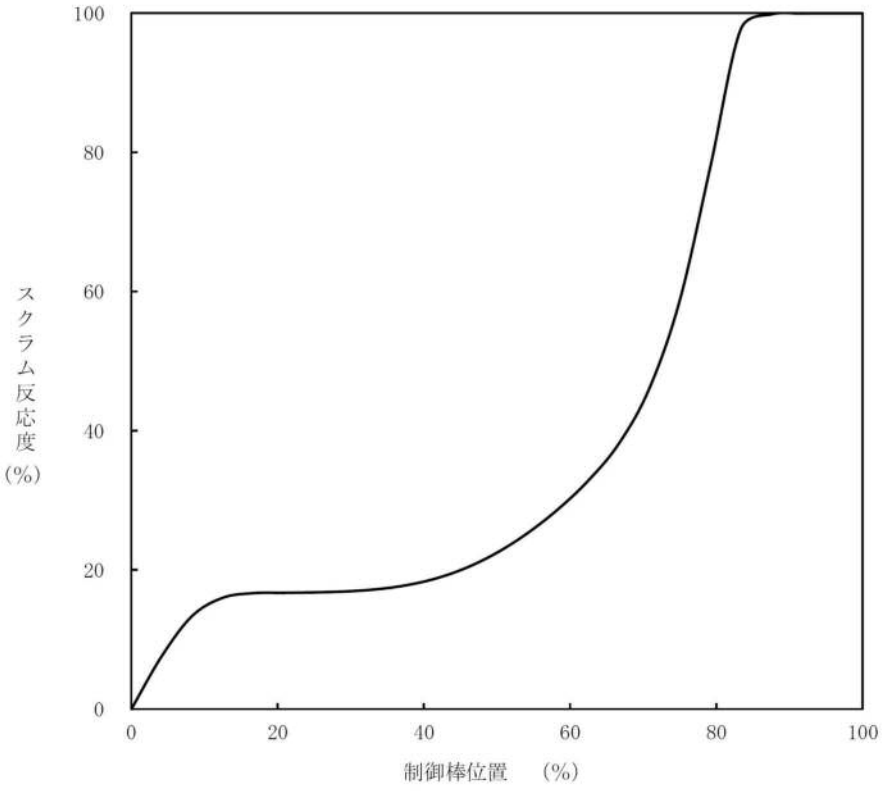
※：複数の制御棒引抜を伴う検査の実施する際において，発電長が最初の制御棒引抜開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の機能が維持されていること（指示値の異常有無確認，点検記録及び校正記録等の確認等），制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで，必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。
そのため，本事象においてスクラム信号の機能に期待できる。



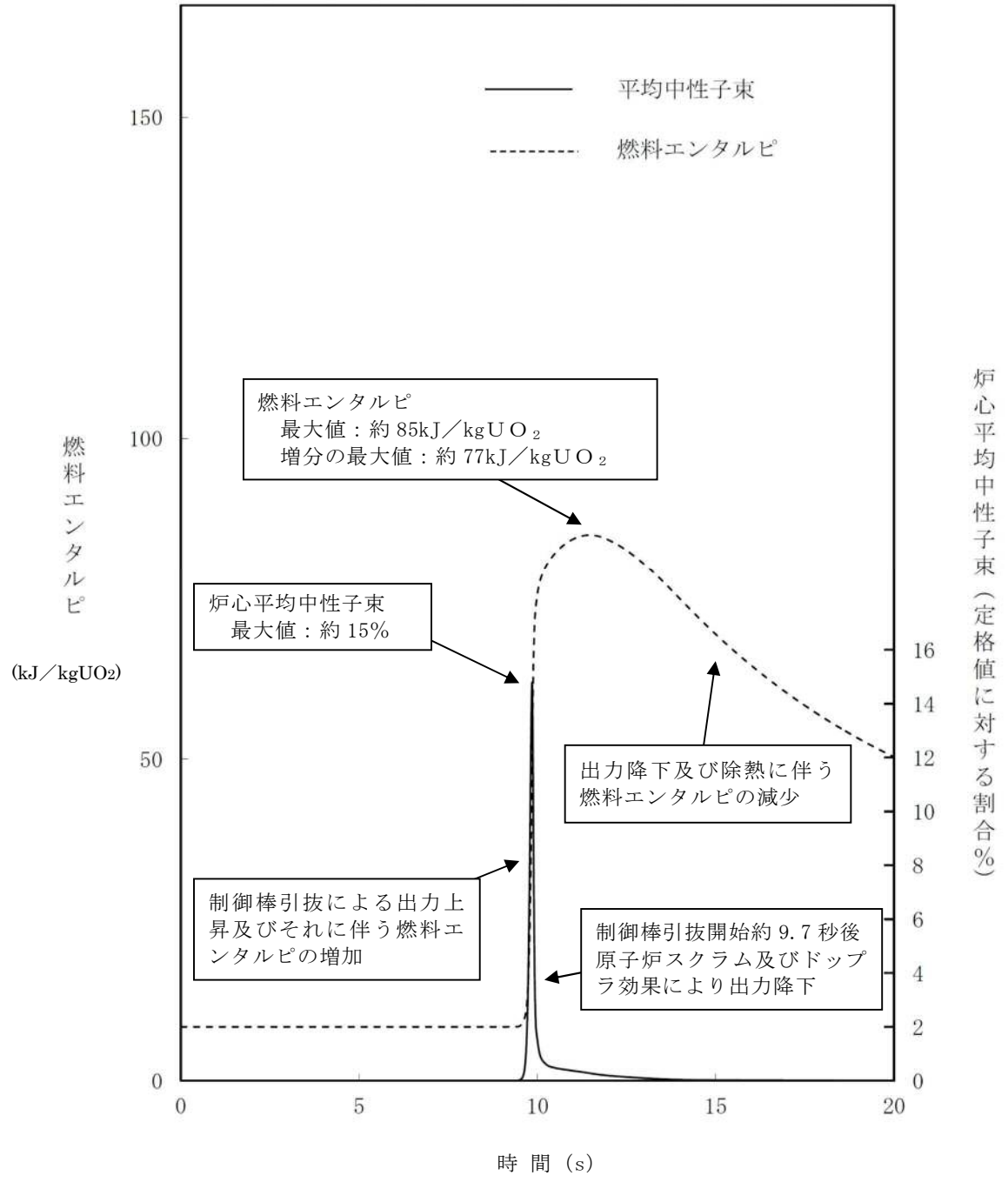
第 5.4-1 図　事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要



第 5.4-2 図　反応度の誤投入における引抜制御棒反応度曲線



第 5.4-3 図　反応度の誤投入におけるスクラム反応度曲線



第 5.4-4 図　反応度の誤投入における事象変化

安定停止状態について（運転停止中　反応度の誤投入）

運転停止中の反応度の誤投入の安定状態については以下のとおり。

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

【安定状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり，未臨界状態となることで，原子炉安定停止状態が確立される。

また，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員の確保は不要である。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を継続することにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中　反応度の誤投入）

第１表　解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中　反応度の誤投入）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
炉心（核）	核分裂出力	・一点近似動特性モデル（炉出力） ・出力分布は二次元拡散モデル ・核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号の発生により，自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり，事象は収束することから，運転員等の操作を必要としない。 したがって，解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	ドップラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	・二次元（RZ）拡散モデル ・エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮	考慮しない		解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し，さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 0GWd／t での値）を用いるといった保守的なモデルを適用していることから，出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	・ドップラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 ・熱的現象は断熱，ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない※	・ドップラ反応度フィードバック効果：7～9% ・実効遅発中性子割合：4%		実験によるとドップラ反応度フィードバックの不確かさは 7～9%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。 また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。
	制御棒反応度効果	・三次元拡散モデル ・動特性計算では外部入力	・制御棒反応度：9% ・実効遅発中性子割合：4%		制御棒反応度の不確かさは約 9%程度あることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。 また，臨界試験との比較により，実効遅発中性子割合の不確かさは約 4%と評価されていることから，これを踏まえて解析を行う必要がある。
炉心（燃料）	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	考慮しない		「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は 0%と報告されており，類似の事象である本事故シーケンスについても，影響はほとんど生じない。
	燃料棒表面熱伝達	・単相強制対流：Dittus-Boelter の式 ・核沸騰状態：Jens-Lottes の式 ・膜沸騰状態（低温時）：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達相関式	考慮しない		本事象では即発臨界となり，急激な出力上昇が生じるが，スクラム反応度印加により出力は速やかに降下し，燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから，燃料棒表面熱伝達の不確かさが燃料エンタルピの最大値に及ぼす影響はほとんどない。
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式	考慮しない		事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して十分小さくなっていることから，沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどない。

※：ＡＰＥＸは断熱モデルに基づくドップラ反応度フィードバックモデルを採用し，減速材温度フィードバック及び減速材ボイドフィードバックは考慮しない

第２表　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（運転停止中　反応度の誤投入）（1／2）

項目		解析条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	平衡炉心サイクル初期	装荷炉心毎，燃焼度毎に変化	・装荷炉心については 9×9 燃料（Ａ型）の平衡炉心を代表として設定 ・燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心としてサイクル初期を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号の発生により，自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり，事象は収束することから，運転員等の操作を必要としない。 したがって，初期条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	実炉心においては装荷炉心毎，燃焼度毎に制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化する。 これらの影響については以下の保守的な想定をした評価においても，投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピ最大値：79.6kJ／kgＵＯ$_2$，燃料エンタルピの増分の最大値：71.2kJ／kgＵＯ$_2$）にとどまることから，不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてＢ型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合（添付資料 5.4.5）
	実効増倍率	1.0	0.99 以下	原子炉は臨界状態にあるものとして設定		実効増倍率について，実際の設計では，設計上の余裕を見込み，最大反応度価値を持つ制御棒１本が完全に引き抜かれた状態でも，炉心の実効増倍率の計算値は，常に 0.99 未満となるよう設計する。実効増倍率が 0.99 の場合は，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も 0.96 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 10kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 1kJ／kgＵＯ$_2$）と小さくなり，即発臨界に至らないこととなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉初期出力	定格出力の 10^{-8}	定格出力の 10^{-8} 程度	原子炉が低温状態であることを想定して設定		初期出力は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。 定格出力の 10^{-8} の 10 倍及び 1／10 倍とした場合の感度解析を行い，結果は以下のとおりとなった。 ・ 定格出力の 10^{-7}：1.09 ドル ・ 定格出力の 10^{-9}：1.17 ドル(燃料エンタルピ最大値:約 124kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 115kJ／kgＵＯ$_2$） 有効性評価での結果（1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 77kJ／kgＵＯ$_2$）と大きく差異がないことから，初期出力の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料被覆管表面温度及び冷却材温度	20℃	事故事象毎 20℃以上	冷却材温度が低い場合，水密度が大きくなり投入反応度が増加する傾向にあるため，冷却材温度の運用の下限値を設定		初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさ※が与える影響を評価した。 初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し，結果は以下のとおりとなった。 ・初期燃料温度 60℃：1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 96kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 80kJ／kgＵＯ$_2$） 有効性評価での結果（1.13 ドル，燃料エンタルピ最大値：約 85kJ／kgＵＯ$_2$，増分の最大値：約 77kJ／kgＵＯ$_2$）と大きな差異がないことから，初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料初期エンタルピ	8kJ／kgＵＯ$_2$	事故事象毎	冷却材温度 20℃における燃料エンタルピを想定		

※：本評価で評価対象とした９×９燃料では，初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に，Ｇｄの燃焼やＰｕの蓄積により，結果が厳しくなる場合がある。

第２表　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（運転停止中　反応度の誤投入）（2／2）

項目		解析条件(初期，事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値制御棒の斜め隣接制御棒	解析条件と同様	運転停止中に実施する複数の制御棒引き抜きを伴う検査を考慮し設定（誤引き抜きされる制御棒１本の反応度価値は約 1.71％Δk）。（添付資料 5.4.3）	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号の発生により，自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり，事象は収束することから，運転員等の操作を必要としない。 したがって，事故条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。
機器条件	制御棒引抜速度	9.1cm／s	9.1cm／s 以下	引抜速度の上限値として設定	停止時の制御棒の誤引き抜きは，起動領域計装の原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号の発生により，自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり，事象は収束することから，運転員等の操作を必要としない。 したがって，機器条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析上では引抜速度の上限値を設定しているが，最確条件では上限値に比べて遅い引抜速度であり，投入反応度が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	起動領域計装のバイパス状態	Ａ，Ｂチャンネルそれぞれ１個	バイパスなし	Ａ，Ｂチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が１個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより，厳しい評価となる		バイパス状態がない場合は制御棒引抜阻止及びスクラム信号の応答が早くなり，投入反応度が小さくなるため，評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	制御棒引抜阻止信号	期待しない（原子炉出力ペリオド短信号（20 秒))	期待する（原子炉出力ペリオド短信号（20 秒))	制御棒の引き抜きが制限されないことにより，制御棒の誤操作の量が増加し，厳しい評価となる		制御棒引抜阻止に期待した場合，運転員が事象を認知して速やかに制御棒を挿入し，事象が収束するため，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短短（10 秒）信号	解析条件と同様	設計値を設定		解析条件と同様であることから，評価項目となるパラメータに与える影響はない。

反応度誤投入事象の代表性について

1. はじめに

有効性評価では反応度の誤投入事象として,「停止中に実施される検査等により,最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から,他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ,臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を想定している。これは,運転停止中に実施する停止時冷温臨界検査や停止余裕検査を考慮した想定であり,その検査の制御棒引抜事象の代表性について以下に示す。

2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査

運転停止中の原子炉においては,停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれた状態でも炉心の未臨界を維持できること）を確保した燃料配置としていることに加え,原子炉モード・スイッチを「燃料取替」位置にすることで,1 本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックが作動する状態とし,不用意な臨界の発生を防止している。

しかしながら,停止余裕検査及び冷温臨界検査の実施時においては,原子炉モード・スイッチを「起動」位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。このため,これらの検査中に人的過誤が発生すると,想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの検査の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。

(1)冷温臨界検査

検査の目的　：臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積。

検査方法　　：あらかじめ作成した検査用引き抜きシーケンスに従って順

番に対象となる制御棒の引き抜きを実施し，臨界状態確認後に，制御棒パターン，原子炉水温度，ペリオド等のデータを採取する。

対象制御棒　：評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで，複数本の制御棒の引き抜きを実施する。

事故防止対策：制御棒価値ミニマイザによる制御棒操作手順の監視，又は制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員１名による監視。

(2)停止余裕検査

検査の目的　：停止余裕（挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値を有する制御棒１本が挿入されない場合でも，原子炉を常に冷温で未臨界にできること）を確認する。

検査方法　　：①最大価値を有する制御棒（ＣＲ－１）を全引き抜き位置まで引き抜く。

②最大価値を有する制御棒（ＣＲ－１）を位置Ｎ※まで挿入する。

※：最大価値を有する制御棒（ＣＲ－１）の対角隣接の制御棒（ＣＲ－２）について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置

③最大価値を有する制御棒（ＣＲ－１）の対角隣接の制御棒（ＣＲ－２）を位置Ｎまで引き抜く。

④最大価値を有する制御棒（ＣＲ－１）を再度１ノッチずつ引き抜きして，全引き抜きとし，この状態で炉心が臨界未満であることを確認する。なお，制御棒の引き抜き

に際しては，各 1 ノッチ引き抜き前に検査担当者で未臨界を確認している。

対象制御棒　：最大反応度価値制御棒 1 本及び最大反応度価値制御棒の対角隣接の制御棒 1 本。
引き抜かれる制御棒は対角隣接の制御棒のうち最大反応度価値を有するものを選択。

事故防止対策：制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員 1 名による監視。

3.　想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として,「燃料の誤装荷」,「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。

3.1　単一の人的過誤

(1)　燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は,燃料の誤配置や燃料･制御棒の装荷順序の誤りにより，想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら，燃料を装荷する際は，燃料取替機が自動で燃料装荷位置まで移動し，かつ作業員による燃料装荷位置の確認や定検時燃料移動監視装置による確認等が行われる。このため，本事象が発生しても適切に認知がされることから，反応度の連続投入や急激な反応度の投入は考えにくい。

(2)　制御棒の選択誤り

操作対象制御棒の選択を誤ると，当該制御棒の反応度価値が変化する。

停止時冷温臨界検査及び停止余裕検査では，事前に対象となる制御棒の価値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており，その制御棒パターンは制御棒価値ミニマイザ※や運転員等により監視されているため，操作対象以外の制御棒が選択されることは考えにくい。また，選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒引き抜き操作は 1 ノッチずつであるため，反応度の急激な投入は考えにくい。

※：停止余裕検査では使用していない。

(3) 制御棒の連続引き抜き

運転員，及び制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員が制御棒や起動領域計装の確認を実施しており，人的過誤発生時も認知が容易である。しかし，これらの認知は運転員に期待しているため，有効性評価ではこれらの認知に期待せず，制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

3.2 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「燃料の誤装荷」,「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由※から，検討するべき人的過誤の重畳は「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。

評価の結果，人的過誤の重畳は発生の可能性が低いことから，有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の誤引き抜き」について検討する。

※：「制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合には，制御棒が 1 ノッチずつ引き抜かれるため，投入される反応度は「制御棒の連続引き抜き」に比べて小さいと考えられる。また，「燃料の誤装荷」については，燃料取替機により自動で選択されるため，運転員等の作業時の誤りにより間違った配置に

装荷されることは考えにくく，燃料の装荷順序に係るデータの入力についても十分確認がなされていることから，「燃料の誤装荷」単一の過誤発生確率でも十分低いと考えられ，他の過誤との重畳事象は考慮する必要がないと考えられる。

(1)　「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の人的過誤確率

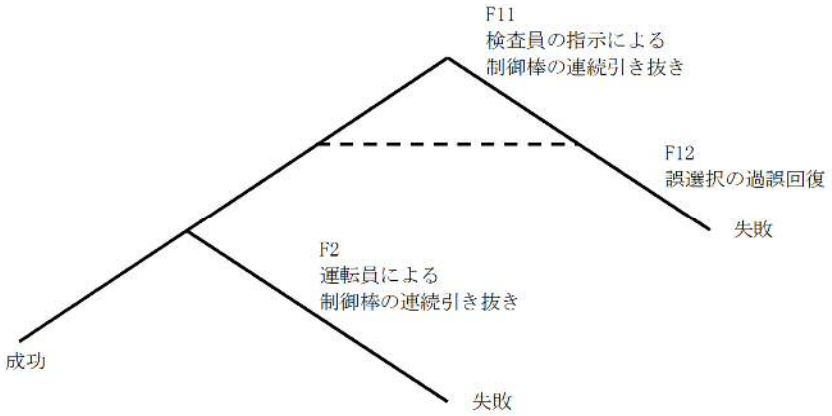
人的過誤の重畳を考慮すべき試験は,「2.　停止時において制御棒を複数引き抜く検査」に示すとおり，原子炉停止余裕検査及び冷温臨界検査である。通常，冷温臨界検査では制御棒価値ミニマイザにより機械的に制御棒の選択の誤りを防止している。したがって，この機能を使用している場合は，人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため，人的過誤の重畳の考慮は不要である。ただし，これらの機能に期待しないで試験を実施することもあるため,その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお，制御棒価値ミニマイザによる機械的な制御棒の選択の誤りに期待しない場合においては，制御棒を操作する運転員以外の運転員が１名以上監視に当たることで制御棒の選択の誤りの発生を防止しているため，これらについてもモデル化する。

第１図に「制御棒の連続引き抜き」，第２図に「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）における人間信頼性解析（ＨＲＡ）ツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果,「制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると，発生確率が小さくなっていることがわかる。なお，この評価における，同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－６８８３のＳＰＡＲ－Ｈ手法における従属性レベルの選定フロー（第１表）に基づき，高従属と設定した。

同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は，作業内容の差異やステップ毎に実施していることから独立事象として考えることもでき，その場合についても評価した（第３図）。

以上のように人的過誤確率が発生する確率は低いことから，有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の誤引き抜き」について検討する。

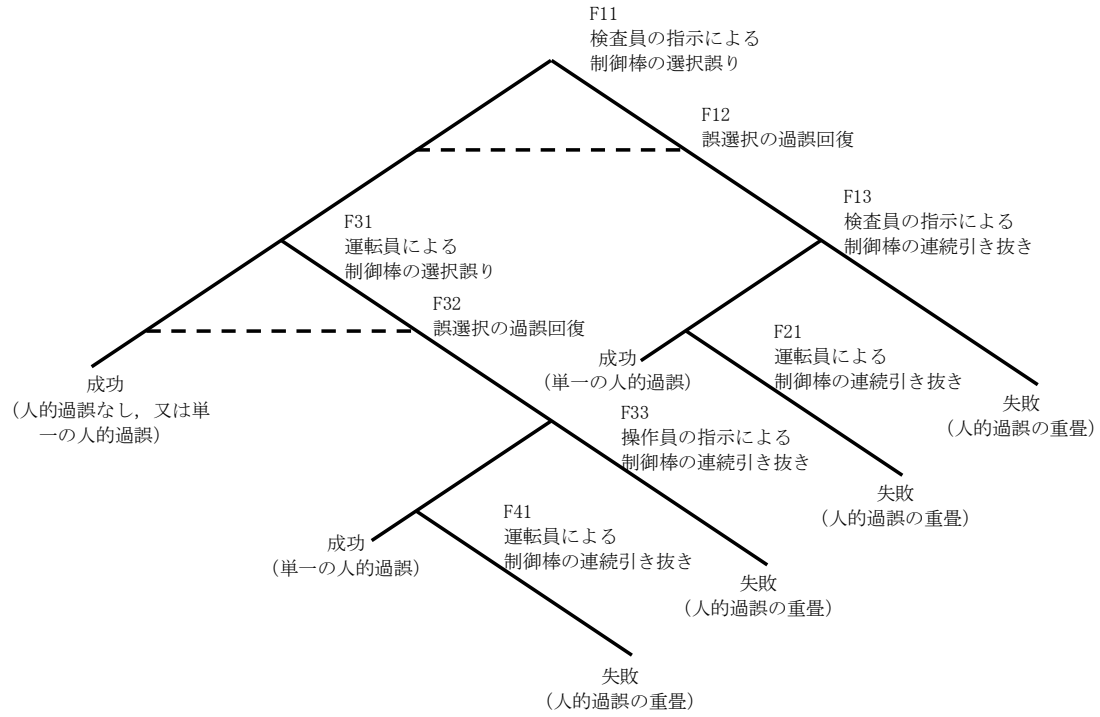


人的過誤の内容		過誤確率（中央値）	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー（チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上））特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー（チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上））特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。

人的過誤（平均値）	EF
4.0E-03	2.8

第１図　「制御棒の連続引き抜き」のＨＲＡツリー及び人的過誤確率



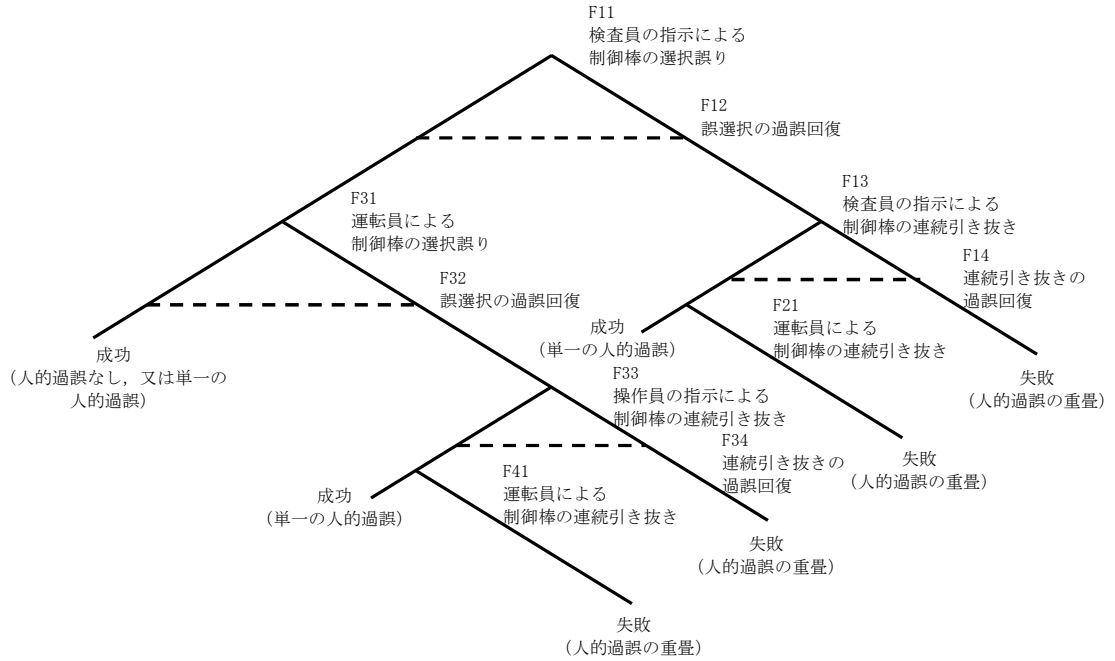
人的過誤の内容		過誤確率 （中央値）	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが，操作者，操作場所は同じであるため，高従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 （過誤回復には期待しない）
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作と作業内容が異なり，操作と時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F31の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F31の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の高従属 F31の操作と作業内容が異なるが，操作者，操作場所は同じであるため，高従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 （過誤回復には期待しない）

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
　また，HRAツリー及び人的過誤の確率は，複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤（平均値）	EF
3.1E-04	3.6

第２図　「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の

ＨＲＡツリー（従属性を考慮する場合）



人的過誤の内容		過誤確率 （中央値）	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F11の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが，操作者，操作場所は同じであるため，高従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり，操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから，完全独立とした
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F13の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタを1と設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり，操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから，完全独立とした
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F31の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり，操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから，完全独立とした
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883（SPAR-H）の低従属 F33の操作に対して，時間的な間隔，作業者の相違があるため，低従属とした 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278　手順書を用いる時のオミッションエラー （チェック表が正しく用いられている場合の長い操作（10項目以上）） 特に高いストレスとはならないため，ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり，操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから，完全独立とした

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
　また，HRAツリー及び人的過誤の確率は，複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤（平均値）	EF
2.0E-06	4.5

第３図　「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の

ＨＲＡツリー（独立事象の場合）

第１表　ＳＰＡＲ－Ｈ手法における従属性レベルの選定フロー

Dependency Condition Table

Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule ☐ - Not Applicable. Why?_____
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2nd, 3rd, or 4th checker If this error is the **3rd error in the sequence**, then the dependency is at least **moderate**. If this error is the **4th error in the sequence**, then the dependency is at least **high.**
2				a	complete	
3			d	na	high	
4				a	high	
5		nc	s	na	high	
6				a	moderate	
7			d	na	moderate	
8				a	low	
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	
12				a	moderate	
13		nc	s	na	low	
14				a	low	
15			d	na	low	
16				a	low	
17					zero	

4.　過去に発生した制御棒誤引き抜け事象と東海第二発電所における発生防止対策

(1)　志賀原子力発電所１号炉における制御棒引き抜け事象

平成 11 年 6 月，志賀原子力発電所 1 号炉において，原子炉停止機能強化工事の機能確認工事の準備として，制御棒関連の弁を操作していたところ，3 本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ，原子炉が臨界状態となった。この事象により，原子炉自動停止信号が発生したが，直ちに制御棒が挿入されず，約 15 分間制御棒が全挿入されなかった。

この事象は，制御棒駆動水圧系（以下「ＣＲＤ」という。）の原子炉戻りラインの弁を開けずにＣＲＤ挿入ライン隔離弁を閉としたことにより，引き抜きラインに圧力がかかり，制御棒が引き抜けた。また，原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは，ＣＲＤ挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット（以下「ＨＣＵ」という。）アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。

上記の事象を踏まえ，東海第二発電所では，次の対策を講じている。

ａ．ＨＣＵ隔離時のＣＲＤリターンライン運転手順の整備

ｂ．原子炉－ＣＲＤ冷却水ヘッダ間差圧上昇時のＣＲＤポンプ自動トリップインターロックの設置

これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜け事象の発生頻度を評価した結果，4.5E-10／施設定期検査と評価され，志賀原子力発電所 1 号炉で発生した制御棒誤引き抜け事象と同様の事象が東海第二発電所で発生する頻度は十分小さいことを確認している。

(2)　東海第二発電所における意図せぬ制御棒動作事象

東海第二発電所においては，制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが，平成 20 年 4 月，定期検査中（全燃料取出，全制御棒全引き抜き，制御棒駆動水圧系ユニット（以下「ＨＣＵ」という。）隔離）のところ，1 本の制御棒が 44 ポジション（全引き抜き位置（48 ポジション）から 4 ポジション挿入）に動作し，「制御棒ドリフト」警報が発報した。

この事象は，動作した制御棒のＨＣＵの制御弁のリークテストを実施中に，当該制御弁の圧力が安定せず加圧を通常よりも長時間実施したこと，及び当該ＨＣＵ周りの手動弁のシートパスが重畳したことが原因である。

ただし，本事象は全燃料取出状態であったこと，及び制御棒は挿入側に動作した事象であることから，反応度が投入された事象ではない。

なお，当事象への対策として，以下の対策を行った。

・当該ＨＣＵ弁の弁体取り替え

・ＨＣＵリークテストにおける圧力が安定しない場合は，当該リークテストを中止する

・警報処置手順書における「制御棒ドリフト」警報に本事象を発生要

因として加えることで，当該警報発報時にＨＣＵリークテストも要因の調査対象とする。

5.　重要事故シーケンスの想定

有効性評価では 2～4 章を踏まえ,冷温臨界検査や原子炉停止余裕検査時に,人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。

このとき，引き抜かれる制御棒は，以下の点を考慮して「最大反応度価値を有する制御棒が全引き抜きされている状態での対角隣接制御棒の 1 本の引き抜き」を反応度誤投入の代表性があるものとして選定した。

・引き抜かれる制御棒の反応度価値が管理値※を超えるもの
・冷温臨界検査や停止余裕検査での試験対象や事故防止の対策
・一般的に臨界近傍まで複数の制御棒を引き抜いていくと，1 本当たりの制御棒価値は相対的に低下していく傾向にあること
・設計により挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値制御棒 1 本が引き抜かれた状態であっても臨界未満が維持されていること

以上より,反応度の誤投入事象として,「停止中に実施される検査等により，最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※：冷温臨界検査においては，臨界近接における制御棒の反応度価値は 1.0％Δk 以下となるよう管理

原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について

1．はじめに

反応度誤投入事象の評価条件である原子炉初期出力（臨界状態）について，ノミナル値を定格出力の 10^{-8}倍とし，また，感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることが，妥当であることを以下に示す。

2．長期停止による原子炉初期出力への影響

原子炉初期出力は,一般に中性子源の強さに比例し,未臨界度に反比例する。長期停止に伴い，主に^{241}Am の蓄積によって未臨界度は深くなるが，長期停止後も短期停止後と同様の燃料配置換え等が行われることにより，その影響は緩和される。一方，中性子源の強さについては，停止後 30 日程度には起動領域計装（ＳＲＮＭ）のカウント数として８割以上を占め，停止中の原子炉における主要な中性子源となる^{242}Cm（半減期 163 日）及び^{244}Cm（半減期 18.1 年）の半減期を考慮すると，10 年程度の停止期間の場合，停止時中性子束は低下するものの停止後 30 日程度（短期停止を想定）の中性子束の 0.1 倍には至らない。また,停止期間が相当期間に渡っても,Cm の減衰について第 1 図に示すとおり，感度解析の範囲内である。

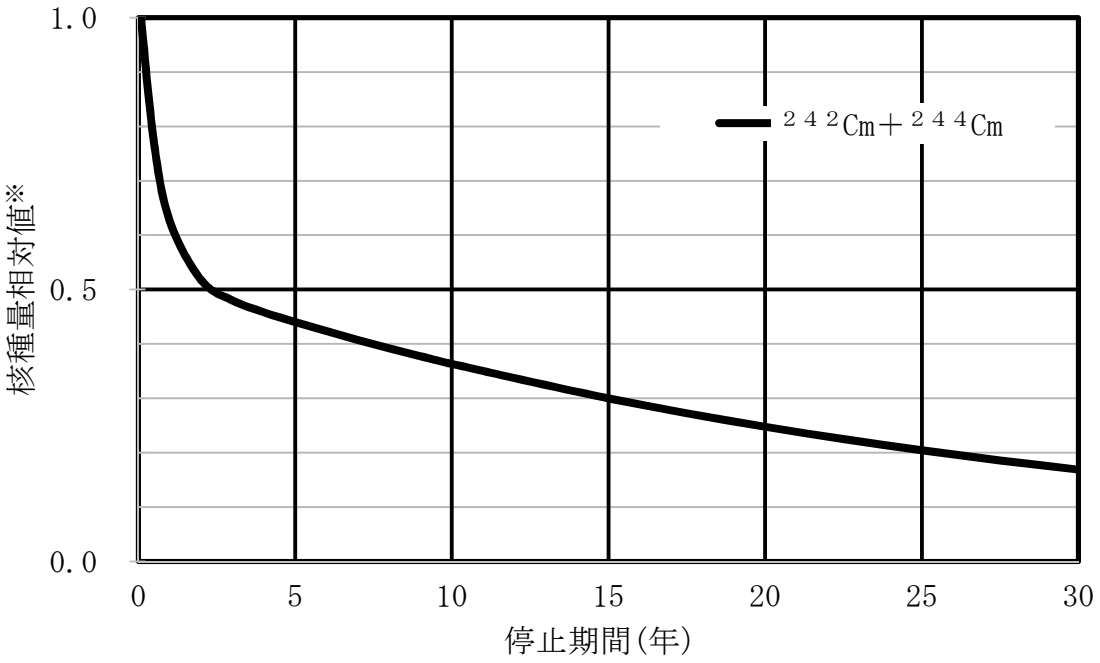
3．感度解析における初期出力範囲の根拠

反応度誤投入解析における初期出力は，低い方が投入反応度を厳しくする傾向がある。減速材温度が低温時の原子炉臨界時出力は，約 1 年の停止期間後の実績を含む臨界実績として定格出力の 10^{-8}～10^{-5}倍であることから，なるべく低出力側をノミナル値とし，定格出力の 10^{-8}倍としている。低出力側の下限値としては，保守的に更に 1 桁分の範囲をとり，定格出力の 10^{-9}倍としてい

る。これは，第 1 図より核種量相対値が 0.1 となる（1 桁下がる）までの停止期間を参照すると，十分な範囲と言える。高出力側の上限値としては，低出力側と同様に 1 桁分の範囲をとり，定格出力の 10^{-7}倍としている。

4. まとめ

長期停止の影響を含め，初期出力の不確かさが与える影響を感度解析の範囲が十分に含んでいると言えることから,ノミナル値である定格出力の 10^{-8}倍を初期出力とし，感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることは妥当である。



※：停止後 30 日の核種量を 1.0 としてプロット

第 1 図　^{242}Cm＋^{244}Cm の減衰

反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について

1. はじめに

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「９×９燃料（Ａ型）平衡炉心のサイクル初期」とし，「最大反応度価値制御棒及びその斜め隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし，実炉心においては想定と異なり，装荷燃料には９×９燃料（Ｂ型）が含まれている場合，事象発生時期がサイクル末期である場合に加え，引き抜き制御棒価値，引き抜き制御棒反応度曲線，スクラム反応度曲線，実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため，有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

2. 感度解析条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのＡＰＥＸ」の重要現象の特定を参考に「引き抜き制御棒価値」，「引き抜き制御棒反応度曲線」，「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の４つについて第１表に示す感度解析を実施した。

なお，原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること，出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し，さらに局所ピーキング係数が燃料寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。

(1)　引抜制御棒価値

有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時においては最大反応度価値を 1.0％Δｋ以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の 1.71％Δｋを設定している。そのため，感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の 1.0％Δｋを設定した。

(2)　引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示すＡ型平衡炉心のサイクル初期を想定している。

感度解析のノミナル条件として，サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を 1.0％Δｋに規格化したものを考慮した。

サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として,1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率がＢ型の平衡炉心での印加率の変動を包含するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第 1 図，第 2 図に示す。

(3)　スクラム反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においては，サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

(4)　実効遅発中性子割合

有効性評価において第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており，感度解析においては，サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

3.　感度解析結果

解析結果を第2表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにB型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても，最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期，B型の平衡炉心での印加率の変動を包含）の1.16ドル（燃料エンタルピ最大値：79.6kJ／kgUO_2，燃料エンタルピの増分の最大値※：71.2kJ／kgUO_2）であり，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ／kgUO_2を超えることはない。また，「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd／t以上の燃料に対するペレットー被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である，ピーク出力部燃料エンタルピの増分で167kJ／kgUO_2を用いた場合においても，これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※：燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ（8.4kJ／kgUO_2）を引いた値。

第1表　反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース （サイクル初期）	不確かさ評価 （サイクル初期，B型平衡炉心）	ノミナルケース （サイクル末期）	不確かさ評価 （サイクル末期，B型平衡炉心）
引抜制御棒価値	1.71％Δk	1.0％Δk	1.0％Δk	1.0％Δk	1.0％Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値1.0％Δkに規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル初期）の1.5倍※1になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が1.0％Δkを超える部分については，1.0％Δkで一定とする。	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果（制御棒価値1.0％Δkに規格化）	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース（サイクル末期）の1.3倍※2になるように補正する。ただし，引抜制御棒反応度が1.0％Δkを超える部分については，1.0％Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心のLOGOS解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果	サイクル末期炉心のLOGOS解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値 (0.0060)	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍※3	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍※3

※1：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線（サイクル初期低温時）よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※2：制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線（サイクル末期低温時）よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※3：実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値（ウラン炉心平衡サイクル初期：0.0060，ウラン炉心平衡サイクル末期：0.0053）より算出

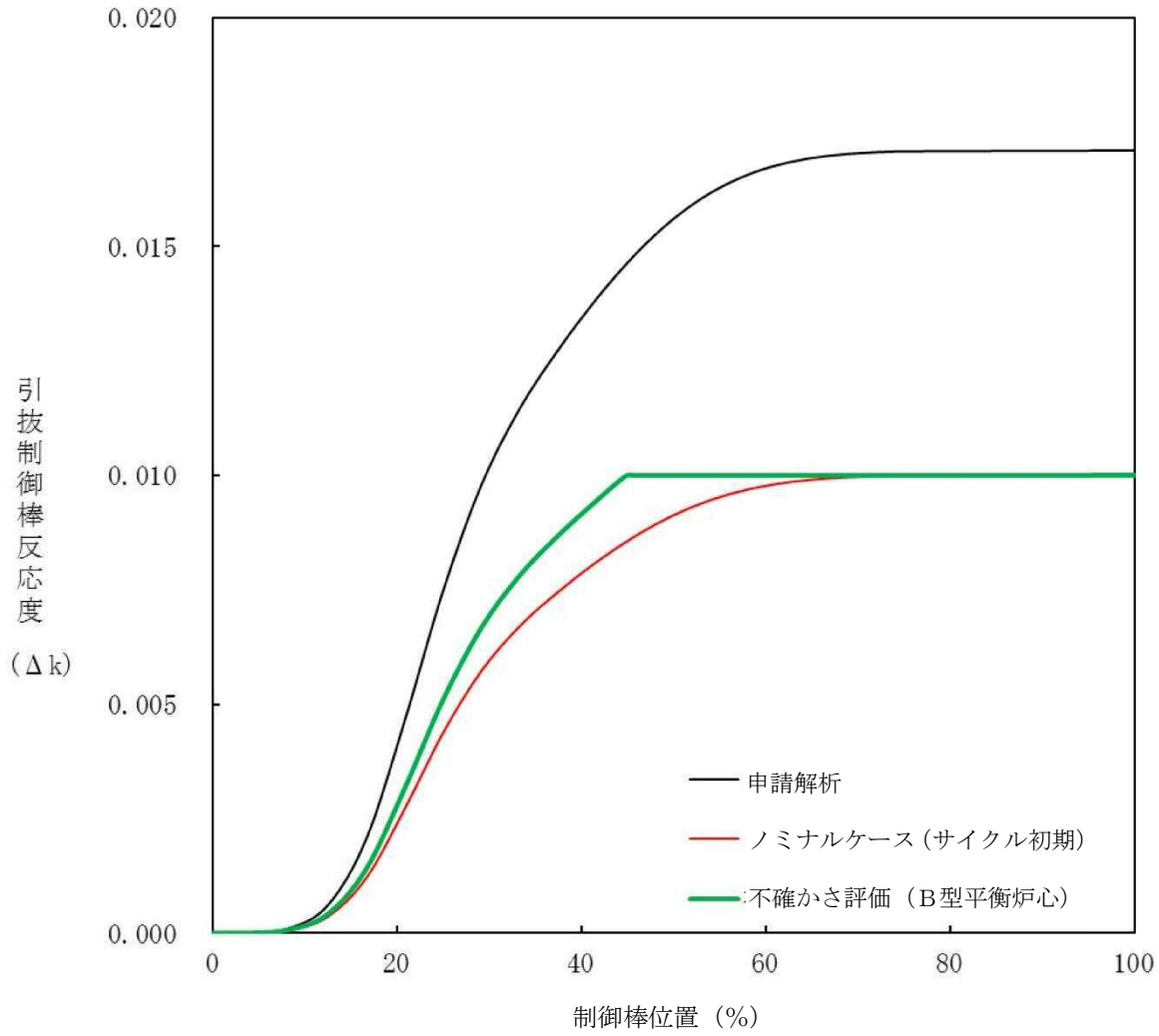
第２表　反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース（サイクル初期）	不確かさ評価（サイクル初期，Ｂ型平衡炉心）	ノミナルケース（サイクル末期）	不確かさ評価（サイクル末期，Ｂ型平衡炉心）
引抜制御棒価値	％Δｋ	1.71％Δｋ	1.0％Δｋ	1.0％Δｋ	1.0％Δｋ	1.0％Δｋ
引抜制御棒反応度曲線の１ドル位置における反応度印加率	Δｋ／Δｎ※1	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合	－	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
最大投入反応度	％Δｋ	0.68	0.61	0.63	0.59	0.61
	ドル	1.13	1.01	1.05	1.12	1.16
燃料エンタルピの最大値	kJ／kgＵＯ$_2$	84.9	10.9	17.1	45.9	79.6
燃料エンタルピの増分の最大値※3	kJ／kgＵＯ$_2$	76.6	2.5	8.7	37.6	71.2
ピーク出力部燃料エンタルピ（絶対値）	kJ／kgＵＯ$_2$	74.0	7.2	11.8	36.1	69.1

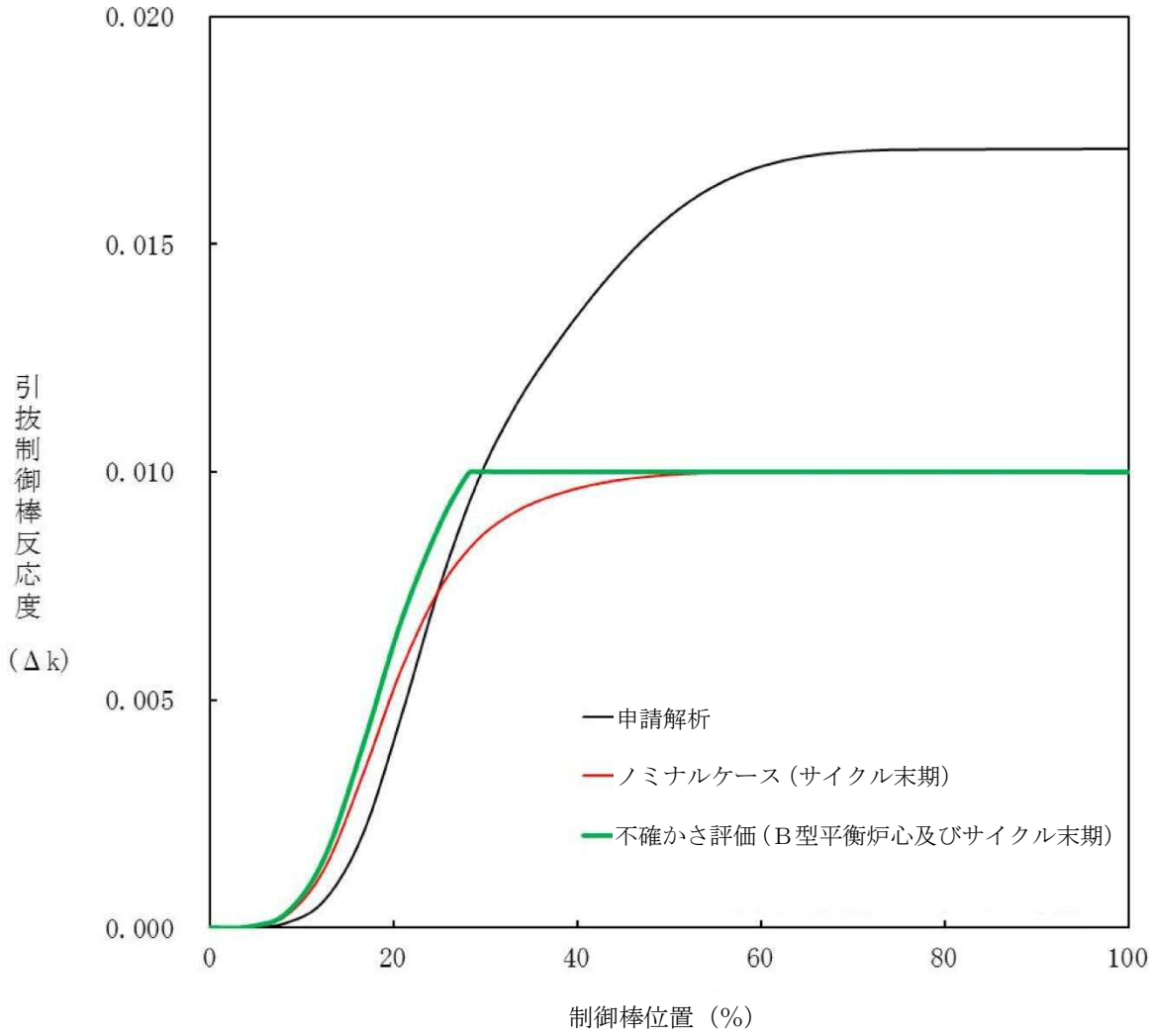
※１：制御棒を１ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※２：ＡＰＥＸにより計算される実効遅発中性子割合

※３：燃料エンタルピの最大値から初期エンタルピ（約 8.4kJ／kgＵＯ$_2$）を引いた値



第1図　引抜制御棒反応度曲線（サイクル初期）



第2図　引抜制御棒反応度曲線（サイクル末期）

6.　必要な要員及び資源の評価

6.1　必要な要員及び資源の評価条件

(1)　要員の評価条件

ａ．各事故シーケンスグループ等において実施する作業に対して，事象発生2時間までは，中央制御室の当直要員7名及び発電所構内に常駐している当直要員を除く災害対策要員32名の合計39名で対応を行うことで，必要な作業対応が可能であることを評価する。また，発電所外から招集される災害対策要員が行う作業については，事象発生2時間以降に期待することとして評価する。なお，必要な要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保する。

ｂ．屋外作業に係る要員の評価においては，有効性評価で考慮する屋外作業ごとに移動時間，アクセスルートの復旧時間を考慮して，要員評価を行う。

（技術的能力に係る審査基準への適合状況
説明資料1.0 添付資料1.0.2）

(2)　資源の評価条件

ａ．共　通

(a)　各事故シーケンスグループ等において，重大事故等対策を7日間継続するために必要な水源，燃料及び電源に関する評価を行う。

ｂ．水　源

(a)　炉心，格納容器，使用済燃料プール等への注水において，水源として使用する代替淡水貯槽の保有水量（約4,300m^3：有効水量），北側淡水池（約2,500m^3：有効水量）又は高所淡水池（約2,500m^3：有効水量）が，他の淡水源から可搬型代替注水大型ポンプを用いて水の移送

が開始可能となるまでに枯渇しないことを評価する。

(b) 代替淡水貯槽と北側淡水池間において，可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送で必要注水量以上が補給可能であることを評価する。

(c) 水源の評価については，必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として厳しい評価となることから，必要注水量が多い重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで，他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c．燃　料

(a) 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。），常設代替交流電源設備，可搬型代替注水大型ポンプ，可搬型窒素供給装置のうち，事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し，消費する燃料（軽油）が，備蓄している軽油量にて 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。

(b) 全交流動力電源喪失を想定しない重要事故シーケンスにおいては，仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等及び必要に応じて常設代替交流電源設備から給電することを想定し，燃料消費量の確認を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

(c) 全交流動力電源喪失の発生を想定する重要事故シーケンス等については，常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，軽油貯蔵タンク（約 800kL）

の容量を考慮する。

(d)　可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型窒素発生装置の使用を想定する重要事故シーケンス等については，可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型窒素供給装置の燃料消費量の評価を行う。

この場合，燃料（軽油）の備蓄量として，可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。

(e)　燃料消費量の計算においては，保守的に使用を想定する電源設備等が事象発生直後から 7 日間最大負荷で連続運転することを想定し算出する。

d．電　源

(a)　常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する重要事故シーケンス等においては，常設代替交流電源設備から有効性評価で考慮する設備への電源供給時の最大負荷が，連続定格容量未満となることを評価する。

(b)　外部電源喪失を想定しない重要事故シーケンス等においても，外部電源が喪失した場合には常設代替交流電源設備からの電源供給を行うことがあるため，電源評価としては外部電源が喪失するものとして評価する。

(c)　各事故シーケンスグループ等における対策に必要な設備は，重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため，重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認することで，事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

(d)　有効性評価において，考慮されていない設備についても，電源供給を行うものとして評価する。なお，炉心損傷防止対策の有効性評価における代替循環冷却系については，低圧代替注水系（常設）に

よる原子炉注水に成功している場合又は残留熱除去系による格納容器除熱に成功している場合には，その機能に期待しないため，電源評価に含めないこととする。

6.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1)　必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループ等において，必要な作業項目，要員数及び移動時間を含めた所要時間について評価を実施した。

原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループは，「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」，「2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）」，「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」，「2.8　津波浸水による注水機能喪失」である。内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 5 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，初動での現場操作を行う重大事故等対応要員 15 名，燃料補給作業を行うための重大事故等対応要員（招集要員）2 名，低圧代替注水系（可搬型）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の現場系統構成を行うための重大事故等対応要員（招集要員）4 名である。

事象発生 2 時間以内の必要な作業対応は中央制御室の運転員 7 名，発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 39 名で対処可能である。また，招集要員に期待する作業については，事象発生 2 時間以降に行うものであり対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は，「5.2　全交流動力電源喪失」である。内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2

名，初動での現場操作を行う重大事故等対応要員 12 名である。

事象発生 2 時間以降の必要な作業対応は中央制御室の運転員 5 名，発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 37 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において，必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は,「4.1　想定事故１」及び「4.2　想定事故２」の事象である。内訳は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転操作対応を行う運転員 3 名，通報連絡等を行う災害対策要員 2 名，初動での現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名，燃料補給作業を行うための重大事故等対応要員（招集要員）2 名である。事象発生 2 時間以内の必要な作業対応は中央制御室の運転員 5 名，発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 37 名で対処可能である。また，招集要員に期待する作業については，事象発生 2 時間以降に行うものであり対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

（添付資料6.2.1，6.2.2）

6.3　重大事故等対策時に必要な水源，燃料及び電源の評価結果

各事故シーケンスグループ等において，外部からの支援を考慮しない場合でも，重大事故等対策を 7 日間継続して実施するために必要な水源，燃料及び電源について評価を実施した。

(1)　水源の評価結果

ａ．原子炉，格納容器等への注水

原子炉，格納容器等への注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち，事故収束に代替循環冷却系を使用しない場合（3.1.3)」である。

代替淡水貯槽を水源とした常設代替低圧注水系ポンプによる原子炉注水，代替格納容器スプレイに約 5,490m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^3，高所淡水池に約 2,500m^{3}の水を保有しており，事象発生約 42.5 時間（代替淡水貯槽の残量 1,000m^{3}到達時点）以降，可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替淡水貯槽への水の移送を行うことが可能であるため，代替淡水貯槽を枯渇させることなく 7 日間の注水継続が可能である。

b．使用済燃料プールへの注水

使用済燃料プールへの注水について，評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「4.1　想定事故１」及び「4.2　想定事故２」である。

代替淡水貯槽，北側淡水池又は高所淡水池を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる使用済燃料プール注水において，約 2,120m^{3}の水が必要となる。

水源として，代替淡水貯槽に約 4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^3，高所淡水池に約 2,500m^{3}の水を保有しており，他の淡水源から水の移送を行うことなく 7 日間の注水継続が可能である。

（添付資料 6.3.1）

(2)　燃料の評価結果

a．電源供給に係る燃料評価

軽油貯蔵タンクの燃料消費量が最も厳しくなる事故シーケンスグルー

プ等は,「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」,「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」,「2.6　LOCA 時注水機能喪失」,「2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA)」,「4.1　想定事故１」,「4.2　想定事故２」である。

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（2 台）からの電源供給については，事象発生直後から全負荷での運転を 7 日間継続した場合，約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに備蓄している軽油量の合計は約 800kL であり，必要量の軽油を供給可能である。

ｂ．可搬型設備に係る燃料評価

可搬設備用軽油タンクの燃料消費量が最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は,「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」,「2.3.1　全交流電源喪失（長期ＴＢ)」,「2.3.2　全交流電源喪失（ＴＢＤ／ＴＢＵ)」,「2.3.3 全交流電源喪失（ＴＢＰ)」,「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合)」,「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」,「2.8　津波浸水による注水機能喪失」,「3.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）のうち，事故収束に代替循環冷却系を使用しない場合（3.1.3)」,「4.1　想定事故１」,「4.2　想定事故２」である。

可搬型代替注水大型ポンプ（1 台）からの注水又は補給については，事象発生直後から全負荷での運転を 7 日間継続した場合，約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに備蓄している軽油量の合計は約 210kL であり，必要量の軽油を供給可能である。

（添付資料 6.3.1）

(3)　電源の評価結果

電源の供給において評価上最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は,「5.2　全交流動力電源喪失」である。

常設代替交流電源設備（5 台）の電源負荷については，重大事故等対策時に必要な負荷約 4,255kW は，常設代替交流電源設備の連続定格容量である 5,520kW にて供給可能である。

なお，直流電源については非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備にて供給可能であるが，事故シーケンスグループ「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」，「2.3.2　全交流電源喪失（ＴＢＤ／ＴＢＵ）」，「2.3.3　全交流電源喪失（ＴＢＰ）」，「2.8　津波浸水による注水機能喪失」では，交流電源が 24 時間復旧しない場合を想定しており，この場合でも，不要直流負荷の切離し等により 24 時間の直流電源供給が可能である。

（添付資料 6.3.1）

同時被災時における必要な要員及び資源について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故等が発生した場合，使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し，それらの対応を含めて必要な要員，資源について整理する。

なお，使用済燃料乾式貯蔵設備の原子炉等との重大事故等同時被災を想定しても，使用済燃料乾式貯蔵容器への対応を要する状態にはならないため，原子炉及び使用済燃料プールの重大事故等の対応に必要となる要員及び資源を使用することはない。

また,東海第二発電所と同一敷地内に設置している東海発電所(廃止措置中，核燃料搬出済み。）等の他事業所の同時被災を想定しても，東海第二発電所の重大事故等の対応に必要となる要員及び資源を使用することはない。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

使用済燃料プールに係る重大事故等を除く有効性評価の各シナリオのうち，必要な要員及び資源（水源，燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

使用済燃料プールについては，全交流動力電源喪失及びスロッシングの発生を想定する。

第 1 表に想定する状態を示す。上記に対して，7 日間の対応に必要な要員，必要な資源への影響を確認する。

なお，火災対応に係る要員及び資源は重大事故等対応に必要な要員及び資源と重複利用することがないため，ここでは，火災対応に係る要員及び資源の評価は行わない。

(2) 評価結果

a．必要な要員の評価

使用済燃料プールにおける重大事故等発生時は，注水及び冷却が必要である。注水については，常設低圧代替注水系ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの操作が必要となり，冷却については，代替燃料プール冷却系の操作が必要となるが，冷却開始までの時間余裕は第 2～7 表のとおり 1 日以上であり，有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時においても対応可能な要員数を確保していることを確認している。

なお，代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕※は，以下の式により算出した。

$$80℃到達までの時間\,[h]=\frac{(80[℃]-初期水温\,[℃])\times 水の比熱[kJ/kg/℃]\times 使用済燃料プールの水\ 量[m^3]\times 水の密度[kg/m^3]}{燃料の崩壊熱\,[MW]\times 10^3\times 3600}$$

※：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる

b．必要な資源の評価

(a) 水源

水源の使用量が最も多い「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損（代替循環冷却を使用しない場合））」を想定すると，原子炉注水，格納容器スプレイ等による 7 日間の対応に，約 5,490m^{3}の水が必要となる。また，水源評価の観点から，保守的に代替燃料プール冷却系による除熱に期待せず使用済燃料プールへの注水が継続することを想定した場合，7 日間の対応に必要となる使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの水位回復及びその後の水位維持）は，第 8～9 表に示すとおり約 490m^{3}となる。したがって，7 日間の対応に合計約 5,980m^{3}の水が必要となる。これに対して，代替淡水貯槽に約

4,300m^3，北側淡水池に約 2,500m^{3}及び高所淡水池に約 2,500m^{3}の合計約 9,300m^{3}の水を保有しているため，同時被災時においても 7 日間の対応は可能である。

なお，事象発生から 7 日間で必要となる使用済燃料プールへの注水量は，以下の式により算出した。

$$\text{沸騰までの時間}[h]=\frac{(100[℃]-\text{初期水温}[℃])\times\text{水の比熱}[kJ/kg/℃]\times\text{使用済燃料プールの水量}[m^3]\times\text{水の密度}[kg/m^3]}{\text{燃料の崩壊熱}[MW]\times10^3\times3600}$$

$$1\text{時間当たりの注水必要量}[m^3/h]=\frac{\text{燃料の崩壊熱}[MW]\times10^3\times3600}{\text{水の密度}[kg/m^3]\times\text{蒸発潜熱}[kJ/kg]}$$

$$7\text{日間で必要となる注水量}[m^3]=(168\text{時間}[h]-\text{沸騰までの時間}[h])\times1\text{時間当たりの沸騰による蒸発量}[m^3/h]$$

(b)　燃料（軽油）

軽油貯蔵タンクの軽油消費量が最も多い「高圧・低圧注水機能喪失」等を想定すると，非常用ディーゼル発電機（2 台）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機並びに常設代替交流電源設備の 7 日間の運転継続に約 755.5kL※が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから，原子炉及び使用済燃料プールの対応について，7 日間の対応は可能である。

また，可搬型設備用軽油タンクの軽油消費量が最も多い「全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」等を想定すると，可搬型代替注水大型ポンプの 7 日間の運転継続に約 36.6kL※が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから，原子炉及び使用済燃料プールの 7 日間の対応は可能である。

※：保守的に事象発生直後から運転を想定し，燃費は最大負荷時を想定。

(c)　電源

使用済燃料プールへの注水，代替燃料プール冷却系による除熱に係

る電源負荷容量は，常設代替交流電源設備の設計において考慮している。このため，常設代替交流電源設備からの電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷に電源供給が可能である。

(3)　重大事故等時対応への影響について

「(2)　評価結果」に示すとおり，重大事故等発生時に必要となる対応操作は，運転員，災害対策要員及び 2 時間以降の発電所外からの招集要員にて対応可能であることから，重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

確保する各資源にて原子炉及び使用済燃料プールにおける 7 日間の対応が可能である。

以上のことから，原子炉及び使用済燃料プールで同時に重大事故等が発生した場合にも，その対応への影響はない。

2.　まとめ

原子炉及び使用済燃料プールにおいて同時に重大事故等が発生した場合に必要な要員，資源について評価した。その結果，有効性評価の各シナリオで対応可能な要員を確保していること，7 日間の対応に必要な水源，燃料，電源を確保していることを確認した。

第１表　想定する状態

項目	状　　態
要員	（有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時に対応可能な要員数を確保していることを確認）
水源	・全交流動力電源喪失 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）」 ・使用済燃料プールでスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1
燃料	・外部電源喪失※2（軽油貯蔵タンクの評価），全交流動力電源喪失（可搬型設備用軽油タンクの評価） ・「高圧・低圧注水機能喪失」 ・使用済燃料プールでスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1
電源	・全交流動力電源喪失 ・「全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）」 ・使用済燃料プールでスロッシング発生 ・「想定事故2（使用済燃料プール漏えい）」※1

※１：同時被災時の使用済燃料プール状態を想定する。また，サイフォン現象による漏えい量より，スロッシングによる溢水量の方が多いため，スロッシングによる漏えいを想定する。

※２：燃料については，消費量を保守的に評価する観点から，外部電源喪失が発生し，非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備の運転を継続させる状態を想定する。

第 2 表　代替燃料プール冷却系による冷却開始までの

時間余裕の評価条件（出力運転時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486 体※1
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30 日※2
使用済燃料プールの崩壊熱	約 2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量※3	1,189.9m^3
使用済燃料プールの初期水温※4	40℃
使用済燃料プールの水の比熱※5	4.179kJ／kg／℃
使用済燃料プールの水の密度※6	971kg／m^3

※１：燃料取出しスキームは第4表のとおり
※２：過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65日）よりも短い日数を設定
※３：使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの，使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し，通常水位へ回復することが可能
※４：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定
※５：40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）
※６：40℃から80℃までの飽和水の密度のうち，最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）

第 3 表　代替燃料プール冷却系による冷却開始までの

時間余裕の評価結果（出力運転時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕※1	約 25.6 時間

※１：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は，使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる

第４表　使用済燃料プールの燃料取出スキーム（出力運転時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数※1	取出平均燃焼度 [GWd／t]	崩壊熱 [MW]
8サイクル冷却燃料	8×14か月＋30日	142体	45	0.047
7サイクル冷却燃料	7×14か月＋30日	168体	45	0.059
6サイクル冷却燃料	6×14か月＋30日	168体	45	0.064
5サイクル冷却燃料	5×14か月＋30日	168体	45	0.072
4サイクル冷却燃料	4×14か月＋30日	168体	45	0.085
3サイクル冷却燃料	3×14か月＋30日	168体	45	0.110
2サイクル冷却燃料	2×14か月＋30日	168体	45	0.161
1サイクル冷却燃料	1×14か月＋30日	168体	45	0.283
施設定期検査時取出燃料	30日	168体	45	1.214
合計	－	1,486体	－	2.095

※1：崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250体）から1炉心（764体）分を除いた1,486体分が使用済燃料プールに保管されているとし，そのうち施設定期検査時取出燃料は燃料取替体数分（168体）が使用済燃料プールに保管され，それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は９×９燃料（Ａ型）の平衡炉心における燃料取替体数（168体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第 5 表　代替燃料プール冷却系による冷却開始までの

時間余裕の評価条件（運転停止時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	取出前
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486 体※1
発電機解列からの日数	1 日※2
使用済燃料プールの崩壊熱	約 1.0MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量※3	1,189.9m^3
使用済燃料プールの初期水温※4	40℃
使用済燃料プールの水の比熱※5	4.179kJ／kg／℃
使用済燃料プールの水の密度※6	971kg／m^3

※１：燃料取出しスキームは第7表のとおり
※２：運転停止時の有効性評価における評価日を設定
※３：使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの，使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し，通常水位へ回復することが可能
※４：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定
※５：40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）
※６：40℃から80℃までの飽和水の密度のうち，最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）

第 6 表　代替燃料プール冷却系による冷却開始までの

時間余裕の評価結果（運転停止時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による冷却開始までの時間余裕※1	約 55.7 時間

※１：代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は，使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる

第７表　使用済燃料プールの燃料取出スキーム（運転停止時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数※1	取出平均燃焼度 [GWd／t]	崩壊熱 [MW]
9サイクル冷却燃料	9×14か月＋1日	142体	45	0.045
8サイクル冷却燃料	8×14か月＋1日	168体	45	0.056
7サイクル冷却燃料	7×14か月＋1日	168体	45	0.059
6サイクル冷却燃料	6×14か月＋1日	168体	45	0.065
5サイクル冷却燃料	5×14か月＋1日	168体	45	0.073
4サイクル冷却燃料	4×14か月＋1日	168体	45	0.087
3サイクル冷却燃料	3×14か月＋1日	168体	45	0.113
2サイクル冷却燃料	2×14か月＋1日	168体	45	0.166
1サイクル冷却燃料	1×14か月＋1日	168体	45	0.298
合計	－	1,486体	－	0.962

※1：崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250体）から1炉心（764体）分を除いた1,486体分が使用済燃料プールに保管されているとし，その構成は，過去の施設定期検査時において，燃料が９×９燃料（Ａ型）の平衡炉心における燃料取替体数（168体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第8表　使用済燃料プールの対応に必要な水量等の評価条件

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486 体※1
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30 日※2
使用済燃料プールの崩壊熱	約 2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量	1,189.9m^3
スロッシング溢水量	81.49m^3
使用済燃料プールの初期水温※3	40℃
使用済燃料プールの水の比熱※4	4.179kJ／kg／℃
使用済燃料プールの水の密度※5	992kg／m^3
水源の温度※6	35℃
水源の密度※7	993kg／m^3
蒸発潜熱※8	2,528.93kJ／kg

※１：燃料取出しスキームは第4表のとおり
※２：過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65日）よりも短い日数を設定
※３：使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定
※４：40℃から100℃までの飽和水の比熱のうち，最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）
※５：スロッシングにより使用済燃料プールの水量が減少しており，水温が40℃から100℃まで上昇することによる体積の膨張分はオーバーフローしないため，使用済燃料プールの初期水温の密度を設定
※６：年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
※７：水源の温度である35℃での密度を設定
※８：35℃の飽和水のエンタルピと 100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出（1999 年蒸気表より）

第９表　使用済燃料プールの対応に必要な水量等の

評価結果

項目	評価結果
使用済燃料プールの水温が 100℃に到達するまでの時間	約36時間
使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間	約260時間
事故発生から7日間での必要注水量（蒸発分）※1，3	約 410m^3
事故発生から7日間での必要注水量（蒸発＋スロッシング分）※2，3	約 490m^3

※１：蒸発による水位低下分を補うために必要な注水量
※２：蒸発による水位低下分＋スロッシングによる水位低下分を補うために必要な注水量
※３：１０m^{3}未満を切上げて表示

重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

重大事故等の発生時においては，原子力警戒態勢を発令し，災害対策本部要員を召集することで事故の対応に当たる。時間外，休日（夜間）において，初動体制として，中央制御室の運転員 7 名（原子炉運転停止中においては 5 名),発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の合計 39 名（原子炉運転停止中においては 37 名）により，迅速な対応を図ることとしている。また，事象発生 2 時間以降は，発電所外から招集される招集要員も考慮した対応を行う。

第 1 表から第 19 表（第 1 表から第 14 表は原子炉運転中，第 15 表から第 19 表は原子炉運転停止中）に各事故シーケンスグループ等の作業に必要な要員数及び主な作業項目を，第 1 図から第 19 図（第 1 図から第 14 図は原子炉運転中，第 15 図から第 19 図は原子炉運転停止中）に各事故シーケンスグループ等の要員及び作業項目の詳細を示す。

原子炉運転中に最も多く要員を必要とするのは,「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ），2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ），2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）,2.8　津波浸水による注水機能喪失」である。招集要員に期待しない事象発生後 2 時間に必要な要員は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転員 5 名，災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員）2 名及び重大事故等対応要員 15 名の合計 24 名であることから，初動体制の要員（39 名）で事故対応が可能である。また，事象発生 2 時間以降に必要となる招集要員は 6 名であり，発電所外から 2 時間以内に招集可能な要員（71 名で確保可能である。

原子炉運転停止中に最も多く要員数を必要とするのは,「5.2　全交流動力電源喪失」の事象である。招集要員に期待しない事象発生後 2

時間に必要な要員は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転員 3 名，災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員）2 名及び重大事故等対応要員 12 名の合計 19 名であることから，初動体制の要員（37 名）で事故対応が可能である。

使用済燃料プールに燃料を取り出している期間中に最も要員を必要とするのは，「4.1　想定事故１」及び「4.2　想定事故２」の事象である。招集要員に期待しない事象発生後 2 時間に必要な要員は，発電長 1 名，副発電長 1 名，運転員 1 名，災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員)2 名及び重大事故等対応要員 10 名の合計 15 名であることから，初動体制の要員（37 名）で対応が可能である。また，事象発生 2 時間以降に必要となる招集要員は 2 名であり，発電所外から 2 時間以内に招集可能な要員（71 名）で確保可能である。

各事故シーケンスグループ等において，事象発生後 2 時間までに必要な作業については初動体制の要員により実施可能である。また，事象発生 2 時間以降は，発電所外から招集される招集要員についても期待できる。以上より，重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。

各事故シーケンスにおいて必要な要員数と主な作業項目

第１表　2.1　高圧・低圧注水機能喪失

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	高圧・低圧注水機能喪失	災害対策要員	2人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	5人	高圧注水機能喪失の確認
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作
				高圧代替注水系の起動操作
				低圧注水機能喪失の確認
				高圧／低圧注水機能の回復操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				原子炉水位の調整操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
				代替循環冷却系の起動操作
				原子炉満水操作
				使用済燃料プールの冷却操作
				格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作
				格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
		重大事故等対応要員（初動）	10人	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作
		重大事故等対応要員（招集）	5人	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
				タンクローリによる燃料補給操作
		合計	24人	

第２表　2.2　高圧注水・減圧機能喪失

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	高圧注水・減圧機能喪失	災害対策要員	２人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	２人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	４人	高圧注水機能喪失の確認
				高圧代替注水系の起動操作
				高圧注水機能の回復操作
				低圧炉心スプレイ系等の自動起動
				原子炉自動減圧の確認
				原子炉水位の調整操作
				残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却
				使用済燃料プールの冷却操作
		合計	８人	

第３表　2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）（1／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	災害対策要員	2人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	5人	原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
				早期の電源回復不能の確認
				直流電源の負荷切離操作（中央制御室）
				原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
				直流電源の負荷切離操作（現場）
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作
				残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
				使用済燃料プールの冷却
		重大事故等対応要員（初動）	15人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				直流電源の負荷切離操作（現場）
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

第３表　2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）（2／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
		重大事故等対応要員（招集）	6人	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				タンクローリによる燃料補給操作
				原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
				使用済燃料プールの冷却
		合計	30人	

第４表　2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）（1／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）	災害対策要員	2人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	5人	高圧代替注水系の起動操作
				原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
				残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
				使用済燃料プールの冷却
		重大事故等対応要員（初動）	15人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
		重大事故等対応要員（招集）	6人	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
				タンクローリによる燃料補給操作
				原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

第４表　2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ，ＴＢＵ）（2／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
		重大事故等対応要員（招集）	6 人	可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
				使用済燃料プールの冷却
		合計	30 人	

第５表　2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）（1／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）	災害対策要員	2人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	5人	原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
				早期の電源回復不能の確認
				直流電源の負荷切離操作（中央制御室）
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
				直流電源の負荷切離操作（現場）
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
				残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
				使用済燃料プールの冷却
		重大事故等対応要員（初動）	15人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
				直流電源の負荷切り離し操作（現場）
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

第５表　2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）（2／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
		重大事故等対応要員（招集）	6人	タンクローリによる燃料補給操作
				原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
				使用済燃料プールの冷却
		合計	30人	

第 6 表　2.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4 人	原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
				早期の電源回復不能の確認
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
				取水機能喪失の確認
				残留熱除去系海水系の回復操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））
				緊急用海水系を用いた海水通水操作
				緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
				使用済燃料プールの冷却
		重大事故等対応要員（初動）	12 人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作
		合計	20 人	

第 7 表　2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	5 人	原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
				崩壊熱除去機能喪失の確認
				残留熱除去系の回復操作
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
				代替循環冷却系の起動操作
				原子炉満水操作
				使用済燃料プールの冷却
				格納容器ベント準備操作
				格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
		重大事故等対応要員（初動）	10 人	可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作
		重大事故等対応要員（招集）	5 人	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
				タンクローリによる燃料補給操作
		合計	24 人	

第 8 表　2.5　原子炉停止機能喪失

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉停止機能喪失	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4 人	自動減圧系等の作動阻止操作
				ほう酸水注入系の起動操作
				原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒手動挿入機能の回復操作
				残留熱除去系による格納容器（サプレッション・プール水冷却系）除熱操作
				原子炉水位の調整操作
				使用済燃料プールの冷却操作
		合計	8 人	

第９表　2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	災害対策要員	２人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	２人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	５人	高圧注水機能喪失の確認
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作
				高圧代替注水系の起動操作
				低圧注水機能喪失の確認
				高圧／低圧注水機能の回復操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				原子炉水位の調整操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却
				代替循環冷却系の起動操作
				原子炉満水操作
				使用済燃料プールの冷却操作
				格納容器ベント準備操作
				格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
		重大事故等対応要員（初動）	10人	可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作
		重大事故等対応要員（招集）	５人	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）
				タンクローリによる燃料補給操作
		合計	24人	

第 10 表　2.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	格納容器バイパス（ＩＳＬＯＣＡ）	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	5 人	中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作
				低圧炉心スプレイ系の起動操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作
				原子炉水位の維持操作
				中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作
				現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作
				原子炉水位の調整操作
				使用済燃料プールの冷却操作
		重大事故等対応要員（初動）	1 人	現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作
		合計	10 人	

表 11　2.8　津波浸水による注水機能喪失（1／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	津波浸水による注水機能喪失	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	5 人	原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）
				早期の電源回復不能の確認
				電源確保操作対応
				直流電源の負荷切離操作（中央制御室）
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作
				原子炉水位の調整操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））
				直流電源の負荷切離操作（現場）
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
				緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱
				使用済燃料プールの冷却
		重大事故等対応要員（初動）	15 人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				原子炉水位の調整操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				使用済燃料プールの冷却
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

第 11 表　2.8　津波浸水による注水機能喪失（2／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
		重大事故等対応要員（招集）	6 人	使用済燃料プールの冷却
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却
		合計	30 人	

第 12 表　3.1.2　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）,3.4　水素燃焼

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4 人	早期の電源回復不能の確認
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作
				緊急用海水系による海水通水操作
				代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作
				水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作
				サプレッション・プール pH 制御装置による薬液注入操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
				原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作
				ほう酸水注入系の起動
				使用済燃料プールの冷却操作
		重大事故等対応要員（初動）	12 人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操
				可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作
		重大事故等対応要員（招集）	2 人	タンクローリによる燃料補給操作
		合計	22 人	

第 13 表　3.1.3　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）（1／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	5 人	早期の電源回復不能の確認
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作
				水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作
				サプレッション・プール pH 制御装置による薬液注入操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
				原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作
				格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備
				中央制御室待避室の準備
				格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）
				使用済燃料プールの冷却操作

第 13 表　3.1.3　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）（2／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
		重大事故等対応要員（初動）	12 人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作
		重大事故等対応要員（招集）	5 人	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備
				格納容器フィルタベント系第二弁現場操作場所の正圧化
				格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）
				タンクローリによる燃料補給操作
		合計	26 人	

第 14 表　3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，3.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用（1／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4 人	早期の電源回復不能の確認
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作
				高圧注水機能喪失の確認
				常設高圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系の起動操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）準備操作
				緊急用海水系ポンプを用いた緊急用海水系による海水通水操作
				代替循環冷却系ポンプを用いた代替循環冷却系による格納容器除熱操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作
				水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作
				サプレッション・プール pH 制御装置による薬液注入操作
				炉心損傷確認
				逃がし安全弁（自動減圧機能）2 弁による原子炉急速減圧操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
				原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作
				ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作
				原子炉圧力容器破損の判断

第 14 表　3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，3.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用（2／2）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
		運転員	4 人	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作
				代替循環冷却系ポンプを用いた代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作
				常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作
				使用済燃料プールの冷却操作
		重大事故等対応要員（初動）	12 人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作
				可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作
		重大事故等対応要員（招集）	2 人	タンクローリによる燃料補給操作
		合計	22 人	

第 15 表　4.1　想定事故 1

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	想定事故 1	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	3 人	使用済燃料プール冷却機能の回復操作
				使用済燃料プール注水機能の回復操作
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作
				常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作
				可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備
		重大事故等対応要員 （初動）	10 人	可搬型スプレイノズル準備
				可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備
				可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始
		重大事故等対応要員 （招集）	2 人	タンクローリによる燃料補給操作
		合計	19 人	

第 16 表　4.2　想定事故 2

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故	想定事故 2	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	3 人	使用済燃料プール注水機能の復旧操作
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作
				常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作
				可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備
				漏えい箇所の同定及び隔離
		重大事故等対応要員 （初動）	10 人	可搬型スプレイノズル準備
				可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備
				可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始
		重大事故等対応要員 （招集）	2 人	タンクローリによる燃料補給操作
		合計	19 人	

第 17 表　5.1　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	3 人	崩壊熱除去機能の確保操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持
				原子炉保護系母線の受電操作
				待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
				原子炉保護系母線の受電操作
				残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却
				使用済燃料プールの冷却操作
		合計	7 人	

第 18 表　5.2　全交流動力電源喪失

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	全交流動力電源喪失	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	3 人	全交流動力電源喪失の確認
				常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作
				低圧代替注水系（常設）の起動準備操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作
				逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持
				原子炉水位の調整操作
				常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作
				原子炉保護系母線の受電操作
				残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却
				使用済燃料プールの冷却
		重大事故等対応要員 （初動）	12 人	電源確保操作対応
				可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備
		合計	19 人	

第 19 表　5.3　原子炉冷却材の流出

事故シーケンス		要員	人数	作業項目
運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故	原子炉冷却材の流出	災害対策要員	2 人	災害対策本部・発電所外部連絡
		発電長 副発電長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	3 人	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替
				待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
				原子炉冷却材流出箇所の隔離
		合計	7 人	

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員19名，招集要員5名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【高圧注水機能喪失の確認】 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
1名 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【高圧代替注水系の起動操作】（解析上考慮しない） 高圧代替注水系の起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【低圧注水機能喪失の確認】 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	2名 C,D	－	－	－	【高圧／低圧注水機能の回復操作】（解析上考慮しない） 高圧／低圧注水機能の状況確認，失敗原因調査	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	≦25分	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	≦25分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
－	－	10名 a～j	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
－	－	【8名】 c～j	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作】 可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等	－	屋外
－	－	【2名】 c,d	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作】 ポンプ起動及び水源補給操作	－	屋外
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作	約14時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【代替循環冷却系の起動操作】（解析上考慮しない） ①代替循環冷却系による原子炉注水 ②代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉満水操作】（解析上考慮しない） 原子炉注水流量の増加操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ③代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作】 格納容器ベント準備（系統構成）	－	中央制御室
－	【2名】＋1名 C,D,E	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作】（解析上考慮しない） ①現場移動(第一弁) ②格納容器ベント準備（系統構成）	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 A	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）】 中央制御室からの格納容器ベント操作	約28時間	中央制御室
－	－	－	3名	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）】（解析上考慮しない） 現場手動による格納容器ベント操作	－	原子炉建屋廃棄物処理棟
4名	3名	10名	5名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第1図　「2.1　高圧・低圧注水機能喪失」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員 （連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員 （初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員 （初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員 （2時間後）	発電所から 約5km圏内	133名
	発電所から 約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員8名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【高圧注水機能喪失の確認】 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【高圧代替注水系の起動操作】（解析上考慮しない） 高圧代替注水系の起動操作	－	中央制御室
－	2名 C,D	－	－	－	【高圧注水機能の回復操作】（解析上考慮しない） 高圧炉心スプレイ系の回復操作，失敗原因調査	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【低圧炉心スプレイ系等の自動起動】 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動確認	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉自動減圧の確認】 逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁　自動開放確認	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作】 低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
1名 B	－	－	－	－	【残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却】 ①低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替操作（1系列） ②サプレッション・プール冷却運転の状態監視	≦41分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ③代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
4名	2名	0名	0名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第2図　「2.2　高圧注水・減圧機能喪失」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員24名，招集要員6名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）】 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
【1名】＋1名 A,B	－	－	－	－	【早期の電源回復不能の確認】 ①高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ②非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	－	2名 a,b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【直流電源の負荷切離操作（中央制御室）】 不要負荷の切離操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）】 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
－	－	10名 c～l	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	≦8時間1分	屋外
－	－	【2名】 c,d	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	≦8時間1分	屋外
－	3名 C,D,E	3名 m,n,o	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 原子炉注水のための系統構成	≦8時間1分	原子炉建屋原子炉棟
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	≦8時間1分	中央制御室
－	【2名】 C,D	－	【2名】	－	【原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系（可搬型））】 原子炉水位の流量調整	－	原子炉建屋原子炉棟
－	【1名】 E	【1名】 m	－	－	【直流電源の負荷切離操作（現場）】 不要負荷の切離操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線受電準備	－	中央制御室
－	【1名】 E	【1名】 m	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線受電準備	－	原子炉建屋付属棟
－	【1名】 E	【3名】 m,n,o	2名	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却】 ①格納容器スプレイのための系統構成 ②格納容器スプレイの流量調整	≦約13時間	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】 ①常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ②非常用母線の受電	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱】 ①残留熱除去系海水系の起動操作 ②残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ③残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	≦約24時間10分	中央制御室
－	【1名】 C	－	【1名】	－	【使用済燃料プールの冷却】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却】（解析上考慮しない） ①緊急用海水系の起動操作 ②代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
4名	3名	15名	6名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第3図　「2.3.1　全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員24名，招集要員6名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【高圧代替注水系の起動操作】 ①高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替操作 ②高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成	≦約25分	中央制御室
－	－	2名 a，b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）】 高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
－	－	10名 c～l	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	≦約8時間1分	屋外
－	－	【2名】 c，d	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	≦約8時間1分	屋外
－	3名 C，D，E	3名 m，n，o	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 原子炉注水のための系統構成	≦約8時間1分	原子炉建屋原子炉棟
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
1名 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	≦約8時間1分	中央制御室
－	【2名】 C，D	－	2名	－	【原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系（可搬型））】 原子炉水位の流量調整	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線受電準備	－	中央制御室
－	【1名】 E	【1名】 m	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線受電準備	－	原子炉建屋付属棟
－	【1名】 E	【3名】 m，n，o	2名	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却】 ①格納容器スプレイのための系統構成 ②格納容器スプレイの流量調整	≦約13時間	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】 ①常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ②非常用母線の受電	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱】 ①残留熱除去系海水系の起動操作 ②残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作 ③残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	≦約24時間10分	中央制御室
－	【1名】 C	－	【1名】	－	【使用済燃料プールの冷却】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却】（解析上考慮しない） ①緊急用海水系の起動操作 ②代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
4名	3名	15名	6名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第4図　「2.3.2　全交流動力電源喪失（ＴＢＤ・ＴＢＵ）」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員24名，招集要員6名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）】 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
【1名】＋1名 A,B	－	－	－	－	【早期の電源回復不能の確認】 ①高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ②非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	－	2名 a,b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
－	－	10名 c～l	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
－	3名 C,D,E	3名 m,n,o	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 原子炉注水のための系統構成	≦約3時間1分	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【直流電源の負荷切離操作（中央制御室）】 不要負荷の切離操作	－	中央制御室
－	－	【2名】 c,d	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 可搬型代替注水大型ポンプ起動操作	≦約3時間1分	屋外
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）6弁の開放操作	≦約3時間1分	中央制御室
－	【2名】 C,D	－	2名	－	【原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系（可搬型））】 原子炉水位の流量調整	－	原子炉建屋原子炉棟
－	【1名】 E	【1名】 m	－	－	【直流電源の負荷切離操作（現場）】 不要負荷の切離操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線の受電準備	－	中央制御室
－	【1名】 E	【1名】 m	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線の受電準備	－	原子炉建屋付属棟
－	【1名】 E	【3名】 m,n,o	2名	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却】 ①格納容器スプレイのための系統構成 ②格納容器スプレイの流量調整	≦約14時間	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】 ①常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ②非常用母線の受電	－	中央制御室
【1人】 B	－	－	－	－	【残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱】 ①残留熱除去系海水系の起動操作 ②残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ③残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	≦約24時間10分	中央制御室
－	【1名】 C	－	【1名】	－	【使用済燃料プールの冷却】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却】（解析上考慮しない） ①緊急用海水系の起動操作 ②代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
4名	3名	15名	6名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第5図　「2.3.3　全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員 20 名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）】 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	≦約2時間	中央制御室
【1名】＋1名 A,B	－	－	－	－	【早期の電源回復不能の確認】 ①高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ②非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	－	2名 a,b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線の受電準備	－	中央制御室
－	2名 C,D	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線の受電準備	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】 ①常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ②非常用母線の受電	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【取水機能喪失の確認】 残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	【2名】 C,D	－	－	－	【残留熱除去系海水系の回復操作】（解析上考慮しない） 残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－				【常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作】 ①常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成	≦約2時間	中央制御室
－	－	10名 c～1	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作】（解析上考慮しない） アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	≦約2時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系（常設））】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	≦約2時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【緊急用海水系を用いた海水通水操作】 緊急用海水系による海水通水　系統構成	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱】 ①残留熱除去系の起動操作 ②残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	≦約13時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却】（解析上考慮しない） ①可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
4名	2名	12名	－	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第6図　「2.4.1　崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員19名，招集要員5名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）】 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調整操作	－	中央制御室
1名 B	－	－	－	－	【崩壊熱除去機能喪失の確認】 残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗）	－	中央制御室
－	2名 C,D	－	－	－	【残留熱除去系の回復操作】（解析上考慮しない） 残留熱除去系の機能回復操作，失敗原因調査	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 A	－				【常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	≦約2時間	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	≦約2時間	中央制御室
		【10人】 a～j			【可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作】 可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
－	－	【2人】 a,b	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作】 ポンプ起動及び水源補給操作	－	屋外
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却】 格納容器スプレイ操作	≦約13時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【代替循環冷却系の起動操作】（解析上考慮しない） ①代替循環冷却系による原子炉注水 ②代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉満水操作】（解析上考慮しない） 原子炉注水流量の増加操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ③代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作】 格納容器ベント準備（系統構成）	－	中央制御室
－	【2名】＋1名 C,D,E	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作】（解析上考慮しない） ①現場移動（第一弁） ②格納容器ベント準備（系統構成）	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 A	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）】 中央制御室からの格納容器ベント操作	≦約28時間	中央制御室
－	－	－	3名	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）】（解析上考慮しない） 現場手動による格納容器ベント操作	－	原子炉建屋廃棄物処理棟
4名	3名	10名	5名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第7図　「2.4.2　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員 （連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員 （初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員 （初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員 （2時間後）	発電所から 約5km圏内	133名
	発電所から 約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員8名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【自動減圧系等の作動阻止操作】 自動減圧系／過渡時自動減圧回路の作動阻止操作	≦約4分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【ほう酸水注入系の起動操作】 ①ほう酸水注入系起動操作 ②ほう酸水注入系の注入状態監視	≦約6分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒手動挿入機能の回復操作】（解析上考慮しない） 原子炉水位低下操作による原子出力抑制	－	中央制御室
【1名】＋1名 A,B	－	－	－	－	【原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒手動挿入機能の回復操作】（解析上考慮しない） ①代替制御棒挿入回路起動 ②制御棒手動挿入操作 ③スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き	－	中央制御室
－	2名 C,D	－	－	－	【原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒手動挿入機能の回復操作】（解析上考慮しない） ①現場移動 ②スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系排気操作	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱操作】 ①残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）への切替え操作（2系列） ②サプレッション・プール冷却状況監視	≦約17分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作】 ①原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ②原子炉隔離時冷却系の停止操作 ③高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ④高圧炉心スプレイ系　流量調整	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ③代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
4名	2名	0名	0名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第8図　「2.5　原子炉停止機能喪失」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員19名，招集要員5名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【高圧注水機能喪失の確認】 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
1名 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【高圧代替注水系の起動操作】（解析上考慮しない） 高圧代替注水系の起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【低圧注水機能喪失の確認】 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	2名 C,D	－	－	－	【高圧／低圧注水機能の回復操作】（解析上考慮しない） 高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作】 原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作（解析上考慮しない）	≦約25分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	≦約25分	中央制御室
		10名 a～j			【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
－	－	【8名】 c～j	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作】 可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等	－	屋外
－	－	【2名】 c,d	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作】 ポンプ起動及び水源補給操作	－	屋外
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	≦約25分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作	≦約16時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【代替循環冷却系の起動操作】（解析上考慮しない） ①代替循環冷却系による原子炉注水 ②代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉満水操作】（解析上考慮しない） 原子炉注水流量の増加操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ③代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作】 格納容器ベント準備（系統構成）	－	中央制御室
－	【2名】＋1名 C,D,E	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備操作】（解析上考慮しない） ①現場移動（第一弁） ②格納容器ベント準備（系統構成）	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 A	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）】 中央制御室からの格納容器ベント操作	≦約28時間	中央制御室
－	－	－	3名	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）】（解析上考慮しない） 現場手動による格納容器ベント操作	－	原子炉建屋廃棄物処理棟
4名	3名	10名	5名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第9図　「2.6　ＬＯＣＡ時注水機能喪失」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員9名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作】 ①残留熱除去系の注入弁の閉止操作（失敗） ②残留熱除去系レグシールポンプの停止操作	－	中央制御室
【1人】 B	－	－			【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 ①常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【低圧炉心スプレイ系の起動操作】 低圧炉心スプレイ系の起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	≦約15分	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作】 残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の維持操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉水位調整操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作】（解析上考慮しない） 熱交換器出入口弁等の閉止操作,失敗原因調査	－	中央制御室
－	3名 C，D，E	1名 a	－	－	【現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作】 ①保護具装備/装備補助 ②現場移動 ③残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作	≦約5時間	原子炉建屋廃棄物処理棟及び原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作】 低圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ③代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
4名	3名	1名	0名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第10図　「2.7　格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員24名，招集要員6名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）】 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
【1名】＋1名 A,B	－	－	－	－	【早期の電源回復不能の確認】 ①高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ②非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	－	2名 a,b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【直流電源の負荷切離操作（中央制御室）】 不要負荷の切離操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）】 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
－	－	10名 c～l	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 可搬型代替注水大型ポンプ準備，高所淡水池からのホース敷設等	≦約3時間分	屋外
－	3名 C,D,E	3名 m,n,o	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】 原子炉注水のための系統構成	≦約3時間分	原子炉建屋原子炉棟
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作	≦約3時間分	中央制御室
－	【2名】 C,D	－	2名	－	【原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系（可搬型））】 原子炉水位の流量調整	－	原子炉建屋原子炉棟
－	1名 E	1名 m	－	－	【直流電源の負荷切離操作（現場）】 不要負荷の切離操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線の受電準備	－	中央制御室
－	【1名】 E	【1名】 m	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線の受電準備	－	原子炉建屋付属棟
－	【1名】 E	【3名】 m,n,o	2名	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却】 ①格納容器スプレイのための系統構成 ②格納容器スプレイの流量調整	≦約13時間	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】 ①常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ②非常用母線の受電	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱】 ①緊急用海水系の起動操作 ②残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ③残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転	≦約24時間 25分	中央制御室
－	【1名】 C	－	【1名】	－	【使用済燃料プールの冷却】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却】 ①代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
4名	3名	15名	6名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第11図　「2.8　津波浸水による注水機能喪失」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員20名，招集要員2名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
2名 A,B	－	－	－	－	【早期の電源回復不能の確認】 ①高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ②非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	－	2名 a，b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作】 ①原子炉注水及び格納容器スプレイに必要な負荷の電源切替操作 ②原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	≦25分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	≦25分	中央制御室
－	－	10名 c～l	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備操作】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【緊急用海水系による海水通水操作】 ①緊急用海水系起動に必要な負荷の電源切替操作 ②緊急用海水系による海水通水　系統構成及び起動	≦90分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作】 ①代替循環冷却系起動に必要な負荷の電源切替操作 ②代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱　系統構成及び起動	≦90分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作】（解析上考慮しない） ①非常用母線からの負荷切替操作 ②常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル水位の調整操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作】 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【サプレッション・プールpH制御装置による薬液注入操作】（解析上考慮しない） サプレッション・プールpH制御装置による薬液注入操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】（解析上考慮しない） 非常用母線の受電準備	≦2時間	中央制御室
－	2名 C,D	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】（解析上考慮しない） 非常用母線の受電準備	≦2時間	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】（解析上考慮しない） ①常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ②非常用母線の受電	≦2時間	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作】（解析上考慮しない） ①原子炉建屋ガス処理系の起動操作 ②中央制御室換気系の起動操作	≦2時間	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【ほう酸水注入系の起動】（解析上考慮しない） ①ほう酸水注入系起動 ②ほう酸水注入系の注入状態監視	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
－	－	【4名】 e～h	－	－	【可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作】 可搬型窒素供給装置起動操作	－	屋外
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
4名	2名	12名	2名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により，事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第12図　「3.1.2　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合），3.4　水素燃焼」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員21名，招集要員5名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
2名 A，B	－	－	－	－	【早期の電源回復不能の確認】 ①高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ②非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	－	2名 a，b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	≦25分	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作】 ①原子炉注水及び格納容器スプレイに必要な負荷の電源切替操作 ②原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	≦25分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	≦25分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作】 ①常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 ②常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量調整操作	≦25分	中央制御室
－	－	10名 c～1	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作】（解析上考慮しない） ①非常用母線からの負荷切替操作 ②常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位の調整操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作】 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【サプレッション・プールpH制御装置による薬液注入操作】（解析上考慮しない） サプレッション・プールpH制御装置による薬液注入操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】（解析上考慮しない） 非常用母線の受電準備	≦2時間	中央制御室
－	2名 C，D	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】（解析上考慮しない） 非常用母線の受電準備	≦2時間	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】（解析上考慮しない） ①常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ②非常用母線の受電	≦2時間	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作】 ①原子炉建屋ガス処理系の起動操作 ②中央制御室換気系の起動操作	≦2時間	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【ほう酸水注入系の起動操作】（解析上考慮しない） ①ほう酸水注入系起動操作 ②ほう酸水注入系の注入状態監視	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	≦3.9時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備】 格納容器ベント準備（系統構成）	≦19時間	中央制御室
－	【2名】＋1名 C，D，E	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備】（解析上考慮しない） ①現場移動(第一弁) ②格納容器ベント準備（系統構成）	≦19時間	原子炉建屋付属棟

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第13図　「3.1.3　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）」の要員と作業項目（1／2）

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
1名 副発電長	【3名】 C,D,E	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備】 緊急時対策所への退避	≦19時間	中央制御室，緊急時対策所
－	－	－	3名	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱準備】 現場移動（第二弁）	≦19時間	原子炉建屋廃棄物処理棟
【1名】 B	－	－	－	－	【中央制御室待避室の準備】 ①中央制御室待避室内の正圧化準備操作 ②可搬照明の設置 ③データ表示装置（待避室）の起動操作 ④衛星電話の設置	≦19時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）】 ①代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ停止操作 ②格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント操作 ③ベント状態監視	≦19時間	中央制御室
－	－	－	【3人】	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）】 ①格納容器フィルタベント系第二弁の現場操作場所の正圧化 ②現場手動による格納容器ベント操作 ③格納容器フィルタベント系第二弁の現場操作場所への退避 ④緊急時対策所への帰還	≦19時間	原子炉建屋廃棄物処理棟
【1名】 B	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）】 中央制御室待避室内の正圧化操作	≦19時間	中央制御室
1名＋【2名】 発電長,A,B	－	－	－	－	【格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）】 中央制御室待避室内への退避	≦19時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ②代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
－	－	【8人】 e～l	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる燃料補給操作】 可搬型代替注水大型ポンプの移動，ホース敷設等	≦42.5時間	屋外
－	－	【2人】 c,d	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる燃料補給操作】 ポンプ起動及び水源補給操作	≦42.5時間	屋外
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリーへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	≦44時間	屋外
4名	3名	12名	5名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により，事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第13図　「3.1.3　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用しない場合）」の要員と作業項目（2／2）

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	7名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		24名

合計	39名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員20名，招集要員2名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
2名 A,B	－	－	－	－	【早期の電源回復不能の確認】 ①高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ②非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
－	－	2名 a,b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【高圧注水機能喪失の確認】 原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設高圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系の起動操作】（解析上考慮しない） 常設高圧代替注水系ポンプを用いた高圧代替注水系の起動操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備操作】 ①原子炉注水及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ②原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び低圧代替注水系（常設）の準備操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	－	中央制御室
－	－	10名 c～l	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【緊急用海水系による海水通水操作】 ①緊急用海水系起動に必要な負荷の電源切替操作 ②緊急用海水系による海水通水　系統構成及び起動	≦90時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【代替循環冷却系ポンプを用いた代替循環冷却系による格納容器除熱操作】 ①代替循環冷却系起動に必要な負荷の電源切替操作 ②代替循環冷却系による格納容器除熱操作　系統構成及び起動	≦90時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による格納容器下部水位確保操作】（解析上考慮しない） ①非常用母線からの負荷切替え操作 ②常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル水位の調整操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作】 水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【サプレッション・プールpH制御装置による薬液注入操作】（解析上考慮しない） サプレッション・プールpH制御装置による薬液注入操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【炉心損傷確認】 炉心損傷確認	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁による原子炉急速減圧操作】 逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁による原子炉急速減圧操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】（解析上考慮しない） 非常用母線の受電準備	－	中央制御室
－	2名 C,D	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】（解析上考慮しない） 非常用母線の受電準備	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 B	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】（解析上考慮しない） ①常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ②非常用母線の受電	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作】（解析上考慮しない ①原子炉建屋ガス処理系の起動操作 ②中央制御室換気系の起動操作	－	中央制御室
【1名】 B	－	－	－	－	【ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入操作】（解析上考慮しない） ①ほう酸水注入系起動操作 ②ほう酸水注入系の注入状態監視	－	中央制御室

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第14図　「3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，3.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」の要員と作業項目（1／2）

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉圧力容器破損の判断】 ①原子炉圧力容器破損の判断 ②溶融炉心の堆積量確認	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作】 常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（原子炉圧力容器破損後）	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）による溶融炉心への注水操作】 常設低圧代替注水ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウェル部）注水・水位制御操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作】 代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作】 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器圧力制御操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
－	－	【4名】 e～h	－	－	【可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素供給操作】 可搬型窒素供給装置起動操作	－	屋外
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリーへの補給 ②可搬型窒素供給装置への給油	－	屋外
4名	2名	12名	2名	2名	－	－	－

第 14 図　「3.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，3.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，3.5　溶融炉心・コンクリート相互作用」の要員と作業項目（2／2）

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員 （連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員 （初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	5名
重大事故等対応要員 （初動）	発電所内常駐	17名
小計		22名

合計	37名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員 （2時間後）	発電所から 約5km圏内	133名
	発電所から 約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員17名，
招集要員2名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
－	2名 B,C	－	－	－	【使用済燃料プール冷却機能の回復操作】（解析上考慮しない） 使用済燃料プール冷却機能の回復操作（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系），失敗原因調査	－	原子炉建屋原子炉棟
－	【2名】 B,C	－	－	－	【使用済燃料プール注水機能の回復操作】（解析上考慮しない） 使用済燃料プール注水機能の回復操作（残留熱除去系及び補給水系），失敗原因調査	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作】 析上考慮しない） 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成，注水操作	－	中央制御室
－	－	10人 a～j	－	－	【可搬型スプレイノズル準備】（解析上考慮しない） ①原子炉建屋への移動 ②ホース及び可搬型スプレイノズル設置 ③可搬型代替注水大型ポンプの保管場所への移動	－	原子炉建屋原子炉棟及び屋外
－	－	【10人】 a～j	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備】 アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	≦約8時間	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系の系統構成（電動弁の開操作）	≦約8時間	中央制御室
		【2名】 a，b			【可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プールへの注水，水位維持	≦約8時間	原子炉建屋原子炉棟
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
3名	2名	10名	2名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第15図　「4.2　想定事故1」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員（連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員（初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	5名
重大事故等対応要員（初動）	発電所内常駐	17名
小計		22名

合計	37名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員（2時間後）	発電所から約5km圏内	133名
	発電所から約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員17名，招集要員2名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
－	2名 B，C	－	－	－	【使用済燃料プール注水機能の復旧操作】（解析上考慮しない） 使用済燃料プール注水機能の復旧操作（残留熱除去系及び補給水系），失敗原因調査	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作】（解析上考慮しない） 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成，注水操作	－	中央制御室
－	－	10名 a～j	－	－	【可搬型スプレイノズル準備】（解析上考慮しない） アクセスルート復旧，ホース敷設，ノズル設置及び可搬型代替注水大型ポンプ接続準備	≦約8時間	原子炉建屋原子炉棟
－	－	【10名】 a～j	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備】 アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	≦約8時間	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系の系統構成（電動弁の開操作）	≦約8時間	中央制御室
		【2名】 a，b			【可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始】 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プールへの注水，水位維持	≦約8時間	原子炉建屋原子炉棟
－	－	－	2名	－	【タンクローリによる燃料補給操作】 ①可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ②可搬型代替注水大型ポンプへの給油	－	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【漏えい箇所の同定及び隔離】（解析上考慮しない） 警報確認による原因調査	－	中央制御室
－	【2名】 C，D	－	－	－	【漏えい箇所の同定及び隔離】（解析上考慮しない） 現場での系統隔離操作	－	原子炉建屋原子炉棟
3名	2名	10名	2名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第16図　「4.2　想定事故2」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員 （連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員 （初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	5名
重大事故等対応要員 （初動）	発電所内常駐	17名
小計		22名

合計	37名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員 （2時間後）	発電所から 約5km圏内	133名
	発電所から 約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員7名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
－	2名 B，C	－	－	－	【崩壊熱除去機能の確保操作】（解析上考慮しない） 崩壊熱除去機能回復操作	－	中央制御室
1名 A	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持】 逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉保護系母線の受電操作】 原子炉保護系母線の復旧準備操作	－	中央制御室
－	【2名】 B，C	－	－	－	【原子炉保護系母線の受電操作】 原子炉保護系母線の復旧操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 A	－	－	－	－	【待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水】 待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	≦約2時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉保護系母線の受電操作】 原子炉保護系母線の復旧操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却】 ①待機中残留熱除去系（低圧注水系）の停止 ②残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	－	中央制御室
－	【2名】 B，C	－	－	－	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却】 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A	－	－	－	－	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却】 ①残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作 ②残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ③代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
3名	2名	0名	0名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第17図　「5.1　崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員 （連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員 （初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	5名
重大事故等対応要員 （初動）	発電所内常駐	17名
小計		22名

合計	37名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員 （2時間後）	発電所から 約5km圏内	133名
	発電所から 約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員 19 名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
1名 A	－	－	－	－	【全交流動力電源喪失の確認】 ①高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗） ②非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作】 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	－	中央制御室
－	－	2名 a，b	－	－	【電源確保操作対応】（解析上考慮しない） 電源回復操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 A	－	－	－	－	【低圧代替注水系（常設）の起動準備操作】 ①原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ②低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成	≦約25分	中央制御室
－	－	10名 c～l	－	－	【可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備】（解析上考慮しない） 可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等	－	屋外
【1名】 A	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線の受電準備	－	中央制御室
－	【2名】 B，C	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作】 非常用母線の受電準備	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 A	－	－	－	－	【逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持】 逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉水位の調整操作】 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作】 ①常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ②非常用母線受電	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉保護系母線の受電操作】 原子炉保護系母線の復旧準備操作	－	中央制御室
－	【2名】 B，C	－	－	－	【原子炉保護系母線の受電操作】 原子炉保護系母線の復旧操作	－	原子炉建屋付属棟
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉保護系母線の受電操作】 原子炉保護系母線の復旧操作	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却】 ①残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動準備 ②残留熱除去系海水系の起動操作 ③残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視	≦約4時間10分	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【使用済燃料プールの冷却操作】（解析上考慮しない） ①常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ②緊急用海水系の起動操作 ③代替燃料プール冷却系起動操作	－	中央制御室
3名	2名	12名	－	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第18図　「5.2　全交流動力電源喪失」の要員と作業項目

●時間外・休日（夜間）の重大事故等対応要員の構成

災害対策要員 （連絡対応）	中央制御室常駐	1名
災害対策要員 （初動）	発電所内常駐	14名
小計		15名

運転員	当直要員	5名
重大事故等対応要員 （初動）	発電所内常駐	17名
小計		22名

合計	37名

●招集要員の構成　　平成28年7月現在

招集要員 （2時間後）	発電所から 約5km圏内	133名
	発電所から 約10km圏内	58名
合計		191名

重大事故等対策に必要な要員は，初動対応要員18名，
招集要員2名である。

【　】は他作業後移動してきた要員					作業項目	時間	操作場所
運転員		重大事故等対応要員		災害対策要員			
中央制御室	現場	初動	招集	初動			
2名	－	－	－	－	運転操作指揮（発電長），運転操作指揮補佐（副発電長）	－	中央制御室
－	－	－	－	2名	災害対策本部・発電所外部連絡	－	中央制御室，緊急時対策所
－	2名 B,C	－	－	－	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替】 運転中残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作	－	原子炉建屋原子炉棟
1名 A					【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替】 ①運転中残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作 ②待機中残留熱除去系を原子炉停止時冷却系へ系統構成／起動操作	－	中央制御室
－	【2名】 B,C	－	－	－	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替】 停止した残留熱除去系を低圧注水系へ系統構成	－	原子炉建屋原子炉棟
【1名】 A					【残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替】 停止した残留熱除去系を低圧注水系への系統構成	－	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水】 ①原子炉水位，温度監視 ②待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ③待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の調整操作	≦約2時間	中央制御室
【1名】 A	－	－	－	－	【原子炉冷却材流出箇所の隔離】 原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作／残留熱除去系ポンプの停止	－	中央制御室
3名	2名	0名	0名	2名	－	－	－

○要員数	平日昼間に事故が発生した場合に十分な要員が確保できるのは当然のことであるが，夜間や休日においても，災害対策要員及び重大事故等対応要員（初動及び招集）により、事故収束に必要な要員が確保できる体制となっている。

第19図　「5.3　原子炉冷却材の流出」の要員と作業項目

重要事故（評価事故）シーケンス以外の事故シーケンスの要員の評価について

1. はじめに

各事故シーケンスグループの有効性評価で，重要事故（評価事故）シーケンスの事故対応に必要な要員について評価している。各事故シーケンスグループのその他の事故シーケンスについては本資料にて，重要事故シーケンスの作業項目を基に必要な要員数を確認する。

2. 重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおける要員の評価結果

重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいて，重大事故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し，各事故シーケンスグループの重要事故シーケンスと比較し，発電長，副発電長，運転員及び緊急時対策要員の要員数を確認した。その結果は，第 1 表から第 3 表及び別紙のとおりである。

なお，評価の結果，最も要員が必要となる事故シーケンスにおいても最大 24 名（原子炉停止状態では 7 名）であり，重大事故等対策要員の 39 名（原子炉停止状態では 37 名）以内で重大事故等の対応が可能である※。

※：記載値は招集要員を除く。招集要員は最大 6 名に対して事象発生 2 時間まで必要な要員数を十分確保できる。

3. 必要な要員の評価方法

(1) 各事故シーケンスの評価においても，対応する重要事故シーケンスと同様又は保守的な条件で評価する。

(2) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については，これまでの重要事故シーケンスと同様に，中央制御室の全ての運転員で対応するため，要員数としての評価は不要とする。

(3) 運転員の操作及び移動についても重要事故シーケンスと同様の考え方にて評価を行う。

(4) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は，別紙「必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理」に示すとおり，要員の観点で厳しいＰＤＳ及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても，現在の要員数で重大事故への対応は可能であり，必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。

第１表　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（1／7）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	2.1-① 過渡事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	・「給水流量の全喪失」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定。） ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき，逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱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が，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧（逃がし安全弁（安全弁機能）の再閉鎖失敗による減圧の有無）であり，本事故シーケンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	19人及び招集5人	19人及び招集5人
		2.1-② 手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	・手動停止により全制御棒挿入操作後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉は高圧状態にあるため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱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が，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	19人及び招集5人	
		2.1-③ 手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	・手動停止により全制御棒挿入操作後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき，逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱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が，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生すること及び原子炉の減圧（逃がし安全弁（安全弁機能）の再閉鎖失敗による減圧の有無）が発生することであり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	19人及び招集5人	
		2.1-④ サポート系喪失（自動停止） ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	・サポート系1区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により，給復水系の制御機能等が喪失し，原子炉スクラムする。 ・原子炉は高圧状態にあるため，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱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が，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生することであり，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	19人及び招集5人	
		2.1-⑤ サポート系喪失（自動停止） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	・サポート系1区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により，給復水系の制御機能等が喪失し，原子炉スクラムする。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき，逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除熱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が，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生すること及び原子炉の減圧（逃がし安全弁（安全弁機能）の再閉鎖失敗による減圧の有無）が発生することであり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	19人及び招集5人	

第 1 表　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（2／7）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗	2.2-① 手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗	・手動停止により全制御棒挿入後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉水位の低下により，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動後，過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）が自動開放することで原子炉圧力が低下し，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入後に事故が発生することであり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	8 人	8 人
		2.2-② サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗	・サポート系 1 区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により，給復水系の制御機能等が喪失し，原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動後，過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）が自動開放することで原子炉圧力が低下し，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・重要事故シーケンスとの差異は使用できる低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の系統数のみであり，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	8 人	
全交流動力電源喪失（長期TB）	外部電源喪失＋DG 失敗＋HPCS 失敗（RCIC 成功）	2.3.1-① サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋DG 失敗＋HPCS 失敗（RCIC 成功）	・区分 2 サポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し，「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため，常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作後，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで原子炉水位は維持され，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は使用できる計装設備の数のみであり，事象進展への影響はなく，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	24 人及び招集 6 人	24 人及び招集 6 人
全交流動力電源喪失（TBD，TBU）	外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBD）	2.3.2-① 外部電源喪失＋DG 失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）	・「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し，「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・高圧代替注水系の起動操作を実施することで，原子炉注水が開始される。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作後，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで原子炉水位は維持され，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は高圧代替注水系の起動操作に要する時間及び使用できる計装設備の数であるが，事象進展への影響はなく，必要な操作は同様であるため，人数に減少なし。	24 人及び招集 6 人	24 人及び招集 6 人
		2.3.2-② サポート系喪失（直流電源喪失）＋DG 失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）	・区分 1 サポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し，「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・高圧代替注水系の起動操作を実施することで，原子炉注水が開始される。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作後，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで原子炉水位は維持され，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は高圧代替注水系の起動操作に要する時間及び使用できる計装設備の数のみであり，事象進展への影響はなく，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	24 人及び招集 6 人	

第１表　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（3／7）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
全交流動力電源喪失（TBP）	外部電源喪失 ＋DG 失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋HPCS 失敗	2.3.3-① サポート系喪失（直流電源喪失） （＋外部電源喪失） ＋DG 失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋HPCS 失敗	・区分１サポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し，「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・高圧代替注水系の起動後，原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき，逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作後，残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで原子炉水位は維持され，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧の有無）のみであり，本事故シーケンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	24 人及び 招集 6 人	24 人及び 招集 6 人
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 ＋RHR 失敗	2.4-① 過渡事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋RHR 失敗	・「給水流量の全喪失」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする（起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定）。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき，逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧の有無）のみであり，本事故シーケンスの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去系が故障した場合】 19 人及び 招集 5 人	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去機能が喪失した場合】 19 人及び 招集 5 人
		2.4-② 外部電源喪失 ＋DG 失敗（HPCS 成功）	・「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。）が故障する。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が非常用ディーゼル発電機の故障によるものであることのみであり，事象進展に影響はなく，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	18 人	
		2.4-③ 外部電源喪失 ＋DG 失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS 成功）	・「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。）が故障する。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき，逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が非常用ディーゼル発電機の故障によるものであること及び原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧の有無）であり，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	18 人	
		2.4-④ 外部電源喪失 ＋直流電源失敗（HPCS 成功）	・「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に直流電源設備が故障する。 ・原子炉水位の低下により，高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が直流電源喪失に伴う非常用ディーゼル発電機の機能喪失によるものであること及び直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が可能であり事象進展に影響はなく，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	18 人	

第１表　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（4／7）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象＋RHR 失敗	2.4-⑤ 手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR 失敗	・手動停止による全制御棒の挿入後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去系が故障した場合】 19 人及び 招集 5 人	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去機能が喪失した場合】 19 人及び 招集 5 人
		2.4-⑥ 手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR 失敗	・手動停止による全制御棒の挿入後，「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき，逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生すること及び原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧の有無）であり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去系が故障した場合】 19 人及び 招集 5 人	
		2.4-⑦ サポート系喪失（自動停止）＋RHR 失敗	・サポート系１区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により，給復水系の制御機能等が喪失し，原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生することであり，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去系が故障した場合】 19 人及び 招集 5 人	
		2.4-⑧ サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR 失敗	・サポート系１区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により，給復水系の制御機能等が喪失し，原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し，逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき，逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」及び原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉失敗による減圧の有無）が発生することであり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去系が故障した場合】 19 人及び 招集 5 人	
		2.4-⑨ サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋DG 失敗（HPCS 成功）	・区分１サポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。）が故障する。 ・原子炉水位の低下により，高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が可能であり事象進展は同じであるため，人数に増減なし。	18 人	

第 1 表　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（5／7）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象＋RHR 失敗	2.4-⑩ サポート系喪失（直流電源故障） （＋外部電源喪失） ＋DG 失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（HPCS 成功）	・区分 1 サポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により，原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また，同時に非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。）が故障する。 ・原子炉水位の低下により，高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し,逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき,逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが,常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が可能であり事象進展は同じであるため，人数に増減なし。	18 人	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去機能が喪失した場合】 19 人及び 招集 5 人
		2.4-⑪ 中小破断 LOCA ＋RHR 失敗	・「中小破断 LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水が開始される。なお，中小破断 LOCA のため原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の継続に期待できないが，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は回復する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで，格納容器圧力の上昇が早くなることであるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。 ・なお，事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている「LOCA 時注水機能喪失」にて確認される。	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去系が故障した場合】 19 人及び 招集 5 人	
		2.4-⑫ 大破断 LOCA ＋RHR 失敗	・「外部電源喪失＋LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し，原子炉注水が開始される。なお，大破断 LOCA のため原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないが，高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は回復する。 ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し，原子炉注水が開始され，原子炉水位は維持される。 ・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が，格納容器圧力逃がし装置又は緊急用海水系を用いた残留熱除去系により格納容器除熱を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで，格納容器圧力の上昇が早くなることであるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。 ・なお，事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて確認される。	【取水機能が喪失した場合】 18 人 【残留熱除去系が故障した場合】 19 人及び 招集 5 人	

第1表　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（6／7）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
原子炉停止機能喪失	過渡事象＋原子炉停止失敗	2.5-① サポート系喪失（自動停止） ＋原子炉停止失敗	・サポート系1区分の喪失の場合，一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが，事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により，給復水系の制御機能等が喪失し，原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが，原子炉スクラムに失敗する。 ・ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され，未臨界に至る。 ・原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シーケンスとの差異は，給水の停止後に原子炉停止機能喪失となり，原子炉水位が低めに維持され原子炉出力が低くなるため，原子炉出力の観点で余裕がある。また，使用できる残留熱除去系の系統数等であるが，中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない	8人	8人
		2.5-② 中小破断LOCA ＋原子炉停止失敗	・「中小破断LOCA」発生後，原子炉冷却材流出により，原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが，原子炉スクラムに失敗する。 ・代替制御棒挿入機能の動作により，原子炉は未臨界になる。 ・代替制御棒挿入機能に期待できない場合は，ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制する。 ・給水系，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シーケンスとの差異として，LOCAへの対応が生じるが，中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。	8人	
		2.5-③ 大破断LOCA ＋原子炉停止失敗	・「大破断LOCA」発生後，原子炉冷却材流出により，原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが，原子炉スクラムに失敗する。 ・代替制御棒挿入機能の動作により，原子炉は未臨界になる。 ・代替制御棒挿入機能に期待できない場合は，ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制する。 ・給水系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シーケンスとの差異として，LOCAへの対応が生じるが，中央制御室の運転員による対応となることから要員数は変化しない。	8人	
LOCA時注水機能喪失	中小破断LOCA ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	2.6-① 中小破断LOCA ＋高圧炉心冷却失敗 ＋原子炉減圧失敗	・「中小破断LOCA」発生後，原子炉水位が低下し，原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動し，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を試みるが失敗する。 ・過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁が自動開放することで原子炉圧力が低下し，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水により原子炉水位は維持される。 ・重要事故シーケンスとの差異は低圧炉心スプレイ及び残留熱除去系が使用できることであり，可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント操作が不要となるため，対応人数は減少する。	8人	19人及び招集5人
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし	－	－	10人

第１表　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（7／7）

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
津波浸水による注水機能喪失	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	2.8-① 最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	・津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し，手動により原子炉を停止する。 ・同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系が故障するが，原子炉隔離時冷却系により，原子炉注水が開始される。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため，常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで原子炉水位は維持され，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	24 人及び 招集 6 人	24 人及び 招集 6 人
		2.8-② 最終ヒートシンク喪失 ＋高圧炉心冷却失敗	・津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し，手動により原子炉を停止する。 ・同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系が故障するが，高圧代替注水系の起動操作を実施することで，原子炉注水が開始される。 ・可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了し，サプレッション・プール水位が 65℃に到達後に，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため，常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで原子炉水位は維持され，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり，原子炉隔離時冷却系の機能に期待できない全交流電源（ＴＢＤ）と比べて事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）にて確認しているため，人数に増減なし。	24 人及び 招集 6 人	
		2.8-③ 最終ヒートシンク喪失 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	・津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し，手動により原子炉を停止する。 ・同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系が故障するが，原子炉隔離時冷却系により，原子炉注水が開始される。 ・ ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し,逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき,逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで，原子炉圧力は低下を始めるが，可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作後，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作を実施することで，原子炉注水が開始され，原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため，常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱を実施することで原子炉水位は維持され，格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無）及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり，原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無）のある全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）と比べて事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）にて確認しているため，人数に増減なし。	24 人及び 招集 6 人	

第２表　使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

事故シーケンスグループ	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
想定事故1（冷却機能又は注水機能喪失）	想定事故以外の事故シーケンスなし	－	－	17人及び招集2人
想定事象2（使用済燃料プール内の水の小規模な喪失）	想定事故以外の事故シーケンスなし	－	－	17人及び招集2人

第３表　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故の評価結果

事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シーケンスに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.1-① 残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・運転中の残留熱除去系海水系の機能喪失により，運転中の残留熱除去系の機能喪失により，原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して，重要事故シーケンスと同様，待機中の残留熱除去系による注水を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	7	7
		5.1-② 外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・外部電源喪失後，非常用ディーゼル発電機等により非常用電源は確保するものの，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び残留熱除去系海水系の再起動に失敗することにより，原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して，重要事故シーケンスと同様，待機中の残留熱除去系による注水を実施する。 ・重要事故シーケンスに対する評価では外部電源喪失を仮定しており，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	7	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.2-① 外部電源喪失＋直流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・起因事象により外部電源が喪失し，非常用ディーゼル発電機の起動に必要なバッテリーの故障により全交流動力電源喪失に至り，原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対しては，重要事故シーケンスと同様，常設代替高圧電源設備により電源を回復後，低圧代替注水系（常設）により原子炉への注水を実施する。 ・重要事故シーケンスとの差異は所内直流電源の喪失の有無であるが，常設代替高圧電源装置は常設代替直流電源設備により起動することから，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	19	19
原子炉冷却材流出	原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.3-① 原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・起因事象が「原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）」となる。 ・重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみであり，事象進展も同様であることから，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	7	7
		5.3-② 原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・起因事象が「原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）」となり，事象の認知が早くなる。 ・重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみとなり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	7	
		5.3-③ 原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	・起因事象が「原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）」となり，事象の認知が早くなる。 ・重要事故シーケンスとの差異は起因事象のみとなり，事象進展は緩やかとなるが，必要な操作は同様であるため，人数に増減なし。	7	
反応度の誤投入	制御棒の誤引き抜き	重要事故シーケンス以外のシーケンスなし	－	－	－

必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理

設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では，各格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態（ＰＤＳ）の中から，当該破損モードに至る場合にその破損モードが最も厳しく表れると考えられるＰＤＳを選定し，そのＰＤＳに属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは，各ＰＤＳ及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から，評価事故シーケンスの代表性を整理する。

今回のＰＲＡにより抽出したＰＤＳを第 1 表に示す。また，設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果をもとに，各ＰＤＳによる炉心損傷を防止する際に必要な要員数を合わせて示す。

なお，第 1 表のうち，ＴＷ（崩壊熱除熱機能喪失），ＴＣ（原子炉停止機能喪失）は格納容器先行破損事象であり，ＩＳＬＯＣＡ（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に原子炉格納容器が機能喪失するＰＤＳであるため，評価事故シーケンスの選定の起点となるＰＤＳの選定対象からは除外している。

本来，重大事故等対処設備に期待しないＰＲＡから抽出された各ＰＤＳは，第 1 表の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが，何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。

このとき，評価事故シーケンスの起点として必要な要員数は，第 1 表の炉心損傷防止に必要な人数であり，この観点で最も厳しいＰＤＳは，全交流動力電源喪失を伴うＰＤＳ（長期ＴＢ）の 24 名及び招集要員 6 名である。

次に，各格納容器破損モードと，炉心損傷防止のための重大事故等対処設備に期待しない場合に当該格納容器破損モードに進展し得るＰＤＳを，要員及び破損モードが最も厳しく表れると考えられるＰＤＳの観点で整理し，第 2 表に示す。

第 2 表の格納容器破損モードは，全て選定したＰＤＳにＳＢＯを含めており，ＳＢＯの対応には要員数の観点で最も厳しいＰＤＳである長期ＴＢに必要な要員数が必要となることから，ＰＤＳの観点では，選定したＰＤＳは要員の観点で最も厳しいＰＤＳを包絡している。また，炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や格納容器熱除去等を実施する必要があるが，これらの対応に必要となる要員数はＰＤＳによらずほぼ同じであり，これに加えて電源復旧が必要となる場合が，必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから，今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡していると考える。

以上より，要員の観点で厳しいＰＤＳ及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても，現在の要員数で重大事故への対応は可能であり，必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認した。

第１表　ＰＲＡにより抽出したＰＤＳと炉心損傷防止に際して必要な要員数

ＰＤＳ	ＰＣＶ破損時期	ＲＰＶ圧力	炉心損傷時期	炉心損傷防止に必要な人数※1
ＴＱＵＶ	炉心損傷後	低圧	早期	19 人 及び招集５人
ＴＱＵＸ	炉心損傷後	高圧	早期	８人
長期ＴＢ	炉心損傷後	高圧	後期	24 人 及び招集６人
ＴＢＤ，ＴＢＵ	炉心損傷後	高圧	早期	24 人 及び招集６人
ＴＢＰ	炉心損傷後	低圧	早期	24 人 及び招集６人
ＬＯＣＡ	炉心損傷後	低圧	早期	19 人 及び招集５人※2
ＴＷ(取水機能喪失)※3	炉心損傷前	－	後期	18 人
ＴＷ(ＲＨＲ喪失)※3	炉心損傷前	－	後期	19 人 及び招集５人
ＴＣ※3	炉心損傷前	－	早期	８人
ＩＳＬＯＣＡ※3	炉心損傷前	－	早期	10 人

※１　「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果から抽出
※２　「中破断ＬＯＣＡ（Ｓ１Ｅ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失」及び「小破断ＬＯＣＡ（Ｓ２Ｅ）＋ＥＣＣＳ注水機能喪失」による炉心損傷防止の評価結果から抽出
※３　炉心損傷の前に格納容器が機能喪失するため，評価事故シーケンスの選定の起点となるＰＤＳの選定対象からは除外したＰＤＳ

第２表　要員及び事象の厳しさの観点からの

各格納容器破損モードのＰＤＳの整理

格納容器破損モード	該当するＰＤＳ	要員の観点で厳しいＰＤＳ	選定したＰＤＳ
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	ＴＱＵＶ	長期ＴＢ	ＬＯＣＡ※1
	ＴＱＵＸ		
	長期ＴＢ		
	ＴＢＵ		
	ＴＢＰ		
	ＴＢＤ		
	ＬＯＣＡ		
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	ＴＱＵＸ		
	長期ＴＢ		
	ＴＢＵ		
	ＴＢＤ		
	ＬＯＣＡ		
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	ＴＱＵＸ	長期ＴＢ	ＴＱＵＸ※1
	長期ＴＢ		
	ＴＢＵ		
	ＴＢＤ		
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用（炉外ＦＣＩ）	ＴＱＵＶ	ＬＯＣＡ	ＴＱＵＶ※1
	ＴＱＵＸ		
	長期ＴＢ		
	ＴＢＵ		
	ＴＢＰ		
	ＴＢＤ		
	ＬＯＣＡ		
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	ＴＱＵＶ	ＬＯＣＡ	ＴＱＵＶ※1
	ＴＱＵＸ		
	長期ＴＢ		
	ＴＢＵ		
	ＴＢＰ		
	ＴＢＤ		
	ＬＯＣＡ		
水素燃焼	－	－	ＬＯＣＡ※1，2

※1　格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオを評価するため，有効評価においては全交流動力電源喪失を重畳させるものとしている。

※2　水素燃焼については，運転中は格納容器内雰囲気を窒素で置換し，酸素濃度を低く管理しているため，ＰＲＡで定量化する格納容器破損モードから除外しているが，窒素置換の有効性を確認する観点で，評価対象の格納容器破損モードとしている。

必要な要員と作業項目

・2.1-①　過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ○逃がし安全弁開固着の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作
低圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C,D		－	●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作

・2.1-①　過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】＋1人 C,D,E	－	●現場移動(第一弁) ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 c～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c,d	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人	

・2.1-②　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	△原子炉の手動停止 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作
低圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C,D		－	●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作

・2.1-②　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプ	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】＋1人 C,D,E	－	●現場移動(第一弁) ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系	－	－	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 c～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c,d	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人	

・2.1-③　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	△原子炉の手動停止 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ○逃がし安全弁開固着の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作
低圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作

・2.1-③　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）	
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】＋1人 C,D,E	－	●現場移動(第一弁) ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 c～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c,d	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人	

・2.1-④　サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	△交流電源故障（区分Ⅱ）の確認 ●給復水系の制御機能等喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作
低圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作

・2.1-④　サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】＋1人 C,D,E	－	●現場移動(第一弁) ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 c～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c,d	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人	

・2.1-⑤　サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	△交流電源故障（区分Ⅱ）の確認 ●給復水系の制御機能等喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ○逃し安全弁開固着の確認 ●タービン停止の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作
低圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の手動起動操作（失敗）
高圧／低圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作

・2.1-⑤　サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】＋1人 C,D,E	－	●現場移動(第一弁) ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【8人】 c～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c,d	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人	

・2.2-①　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	△原子炉の手動停止 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の手動起動操作
高圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●高圧注水機能の回復操作，失敗原因調査
低圧炉心スプレイ系等の自動起動	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動確認
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A				●逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁　自動開放確認
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	－		－	●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（1系列） ●サプレッション・プール冷却運転の状態監視
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D		0人	

・2.2-②　サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	△交流電源故障（区分Ⅱ）の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラム確認 ●タービン停止の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の手動起動操作
高圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	●高圧注水機能の回復操作，失敗原因調査
低圧炉心スプレイ系等の自動起動	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動確認
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A				●逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁　自動開放確認
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	－		－	●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（1系列） ●サプレッション・プール冷却運転の状態監視
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D		0人	

・2.3.1-①　サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作

・2.3.1-①　サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	【2人】 （招集）	●原子炉注水の流量調整
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	1人 E	1人 m	●不要負荷の切離操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線受電準備
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線受電準備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動 ●非常用母線受電
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集2人	

・2.3.2-①　外部電源失敗＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）

（1／2）

作業項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策 要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 △外部電源喪失の確認 △非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●タービン停止の確認 ○原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－	○高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	○非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧注水機能喪失の判断
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作
直流電源の負荷切離操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	○不要負荷の切離操作

・2.3.2-①　外部電源失敗＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）

（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	【2人】 （招集）	●原子炉注水の流量調整
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	1人 E	1人 m	●不要負荷の切離操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線受電準備
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線受電準備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動 ●非常用母線受電
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人	

・2.3.2-②　サポート系喪失（直流電源喪失）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）（1／2）

作業項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 △外部電源喪失の確認 △非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●タービン停止の確認 ○原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－	○高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	○非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧注水機能喪失の判断
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作
直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	【1人】 B	－		－	○不要負荷の切離操作

・2.3.2-②　サポート系喪失（直流電源喪失）＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗（ＴＢＵ）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－	－	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作
低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	【2人】 （招集）	●原子炉注水の流量調整
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	1人 E	1人 m	○不要負荷の切離操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●受電前準備
	－	【1人】 E	【1人】 m	●受電前準備
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置5台起動及び緊急用母線への受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●緊急用高圧母線から非常用母線2C系への受電操作 ●非常用母線2C系から非常用母線2D系への受電操作
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●残留熱除去系による格納容器スプレイ操作及び原子炉注水の交互運転
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人	

・2.3.3-①　サポート系喪失（直流電源喪失）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員（中央制御室）	運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認 ●逃がし安全弁開固着の確認 ●タービン停止の確認 △原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	○高圧注水機能喪失の判断
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	○高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－		－	△高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作
直流電源の負荷切離操作（中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離操作

・2.3.3-①　サポート系喪失（直流電源喪失）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）6弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整
直流電源の負荷切離操作（現場）	－	1人 E	1人 k	●不要負荷の切離操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線の受電準備
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線の受電準備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【3人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台の起動及び緊急用母線への受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動 ●非常用母線の受電
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作
	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人	

・2.4-①　過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗（取水機能が喪失した場合）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●給水流量全喪失の確認 ○逃がし安全弁開固着の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査

・2.4-①　過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗（取水機能が喪失した場合）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

・2.4-②　外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策 要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 △高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の自動起動の確認 △非常用ディーゼル発電機の自動起動失敗の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
非常用ディーゼル発電機の機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
非常用ディーゼル発電機の回復操作	－	－		2人 a，b	△非常用ディーゼル発電機の機能回復
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査

・2.4-②　外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

・2.4-③　外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 △高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の自動起動の確認 △非常用ディーゼル発電機の自動起動失敗の確認 ●給水流量全喪失の確認 ○逃がし安全弁開固着の確認 ●タービン停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●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確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●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調整操作
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－		－	●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査

・2.4-③　外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

・2.4.2-④　外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策 要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A，B	2人 C，D		－	○乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 △高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の自動起動の確認 △非常用ディーゼル発電機の自動起動失敗の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●高圧炉心スプレイ系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（高圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	－		－	△高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作
非常用ディーゼル発電機の機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
非常用ディーゼル発電機の回復操作	－	－		2人 a，b	●非常用ディーゼル発電機の機能回復操作，失敗原因調査
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電

・2.4-④　外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D	8人　a～h 及び招集2人	

・2.4-⑤　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗

（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	△原子炉の手動停止 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－		－	●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査

・2.4-⑤　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗

（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

・2.4-⑥　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	△原子炉の手動停止 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●給水流量全喪失の確認 ○逃がし安全弁開固着の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査

・2.4-⑥　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

2.4-⑦　サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗（取水機能が喪失した場合）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査

2.4-⑦　サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗（取水機能が喪失した場合）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

2.4-⑦　サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗（残留熱除去系が故障した場合）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 △高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び非常用ディーゼル発電機２Ｃの自動起動の確認 △非常用ディーゼル発電機２Ｄの自動起動失敗の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●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確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●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調整操作
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗）
非常用ディーゼル発電機の機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	○非常用ディーゼル発電機２Ｄの手動起動操作（失敗）
非常用ディーゼル発電機の回復操作	－	－		2人 a，b	○非常用ディーゼル発電機２Ｄの機能回復操作，失敗原因調査
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作

2.4-⑦　サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗（残留熱除去系が故障した場合）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－	－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 B	－	－	●格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 B	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 B	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】+1人 C，D，E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【10人】 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 a，b	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	10人　a～j 及び招集5人	

2.4-⑧　サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗（取水機能が喪失した場合）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●給水流量全喪失の確認 ○逃がし安全弁開固着の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査

2.4-⑧　サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗（取水機能が喪失した場合）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

2.4-⑧　サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗（残留熱除去系が故障した場合）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 △高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び非常用ディーゼル発電機２Ｃの自動起動の確認 △非常用ディーゼル発電機２Ｄの自動起動失敗の確認 ●給水流量全喪失の確認 ○逃がし安全弁開固着の確認 ●タービン停止の確認 ●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確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●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調整操作
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗）
非常用ディーゼル発電機の機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	○非常用ディーゼル発電機２Ｄの手動起動操作（失敗）
非常用ディーゼル発電機の回復操作	－	－		2人 a，b	○非常用ディーゼル発電機２Ｄの機能回復操作，失敗原因調査
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作

2.4-⑧　サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗（残留熱除去系が故障した場合）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 B	－	－	●格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 B	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 B	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】+1人 C,D,E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【10人】 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 a,b	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人	

・2.4-⑨　サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A，B	2人 C，D		－	○乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 △高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の自動起動の確認 △非常用ディーゼル発電機の自動起動失敗の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●高圧炉心スプレイ系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（高圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	－		－	△高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作
非常用ディーゼル発電機の機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
非常用ディーゼル発電機の回復操作	－	2人 C，D		－	○非常用ディーゼル発電機２Ｄの機能回復操作，失敗原因調査
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電

・2.4-⑨　サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

・2.4-⑩　サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
乾電池式内蔵型照明の準備	2人 A，B	2人 C，D		－	○乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 △高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の自動起動の確認 △非常用ディーゼル発電機の自動起動失敗の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ○逃がし安全弁再閉鎖失敗 ●高圧炉心スプレイ系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（高圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	－		－	△高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作
非常用ディーゼル発電機の機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
非常用ディーゼル発電機の回復操作	－	－		2人 a，b	○非常用ディーゼル発電機２Ｄの機能回復操作，失敗原因調査
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－		－	●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電

・2.4-⑩　サポート系喪失（直流電源故障）（＋外部電源喪失）＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

・2.4-⑪　中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗（取水機能が喪失した場合）

（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●ＬＯＣＡ発生の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	－		－	●原子炉注水，格納容器スプレイ及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－		－	●非常用母線受電準備
	－	2人 C，D		－	●非常用母線受電準備
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作 ●非常用母線受電
取水機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系海水系の手動起動操作（失敗）
残留熱除去系海水系の回復操作	－	【2人】 C，D		－	●残留熱除去系海水系の回復操作，失敗原因調査

・2.4-⑪　中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗（取水機能が喪失した場合）

（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	
緊急用海水系を用いた海水通水操作	【1人】 B	－	－	●緊急用海水系による海水通水　系統構成
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 B	－	－	●残留熱除去系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	2人 A,B	2人 C,D	12人 a～l	

・2.4-⑪　中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗（残留熱除去系が故障した場合）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●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確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●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調整操作
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗）
残留熱除去系の回復操作	－	2人 C，D		－	●残留熱除去系の機能回復操作，失敗原因調査
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作 （常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作

・2.4-⑪　中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗（残留熱除去系が故障した場合）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－	－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－	－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 B	－	－	●格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 A	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 A	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】+1人 C,D,E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【10人】 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 a,b	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人	

・2.4-⑫　大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗（残留熱除去系が故障した場合）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●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確認 ○原子炉隔離時冷却系の停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（高圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	－		－	△高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作
崩壊熱除去機能喪失の確認	【1人】 B	－		－	●残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作（失敗）
残留熱除去系の回復操作	－	2人 C，D		－	●残留熱除去系の機能回復操作，失敗原因調査
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水　系統構成
原子炉水位の調整操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作

・2.4-⑫　大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗（残留熱除去系が故障した場合）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 B	－	－	●格納容器スプレイ操作
代替循環冷却系の起動操作	【1人】 B	－	－	●代替循環冷却系による原子炉注水 ●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作
原子炉満水操作	【1人】 B	－	－	●原子炉注水流量の増加操作
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－	－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
格納容器ベント準備操作	【1人】 A	－	－	●格納容器ベント準備（系統構成）
	－	【2人】+1人 C,D,E	－	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	－	－	●中央制御室からの格納容器ベント操作
	－	－	3人 （招集）	●現場手動による格納容器ベント操作
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	－	－	【10人】 a～j	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
	－	－	【2人】 a,b	●ポンプ起動及び水源補給操作
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
必要要員合計	2人 A,B	3人 C,D,E	10人　a～j 及び招集5人	

・2.5-①　サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	－		－	●原子炉自動スクラム失敗の操作 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ●再循環ポンプトリップの確認
	1人 B	－		－	△交流電源故障（区分Ⅱ）の確認 △給復水ポンプトリップの確認 ●タービン停止の確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	－		－	●自動減圧系／過渡時自動減圧回路の作動阻止操作
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	－		－	●ほう酸水注入系起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒手動挿入機能の回復操作	【1人】 A	－		－	●原子炉水位低下操作による原子出力抑制
	【2人】 A，B	－		－	●代替制御棒挿入回路起動 ●制御棒手動挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き
	－	2人 C，D		－	●現場移動 ●スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系排気操作
残留熱除去系による格納容器（サプレッション・プール冷却系）除熱操作	【1人】 B	－		－	●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（2系列） ●サプレッション・プール冷却状況監視
原子炉水位調整操作	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作
	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ●高圧炉心スプレイ系　流量調整
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 B	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D		0人	

・2.5-②　中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	－		－	○ＬＯＣＡ発生の確認 ●原子炉自動スクラム失敗の操作 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ○代替制御棒挿入機能による制御棒挿入の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
	1人 B	－		－	●タービン停止の確認 ●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●電動駆動給水ポンプトリップの確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	－		－	●自動減圧系／過渡時自動減圧回路の作動阻止操作
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	－		－	●ほう酸水注入系起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒手動挿入機能の回復操作	【1人】 A	－		－	●原子炉水位低下操作による原子出力抑制
	【2人】 A，B	－		－	●代替制御棒挿入回路起動 ●制御棒手動挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き
	－	2人 C，D		－	●現場移動 ●スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系排気操作
残留熱除去系による格納容器（サプレッション・プール冷却系）除熱操作	【1人】 B	－		－	●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（2系列） ●サプレッション・プール冷却状況監視
原子炉水位調整操作	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作
	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ●高圧炉心スプレイ系　流量調整
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 B	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D		0人	

・2.5-③　大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	－		－	○ＬＯＣＡ発生の確認 ●原子炉自動スクラム失敗の操作 ●手動スクラムボタンによる手動スクラム操作 ●原子炉モードスイッチ「SHUT DOWN」への切替え操作 ○代替制御棒挿入機能による制御棒挿入の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
	1人 B	－		－	●タービン停止の確認 ●タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●電動駆動給水ポンプトリップの確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁（逃がし弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	－		－	●自動減圧系／過渡時自動減圧回路の作動阻止操作
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	－		－	●ほう酸水注入系起動操作 ●ほう酸水注入系の注入状態監視
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒手動挿入機能の回復操作	【1人】 A	－		－	●原子炉水位低下操作による原子出力抑制
	【2人】 A，B	－		－	●代替制御棒挿入回路起動 ●制御棒手動挿入操作 ●スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き
	－	2人 C，D		－	●現場移動 ●スクラム・パイロット弁空気ヘッダ計器用空気系排気操作
残留熱除去系による格納容器（サプレッション・プール冷却系）除熱操作	【1人】 B	－		－	●低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替え操作（2系列） ●サプレッション・プール冷却状況監視
原子炉水位調整操作	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作
	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ●高圧炉心スプレイ系　流量調整
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 B	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D		0人	

・2.6-①　中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)	
状況判断	2人 A，B	－		－	●原子炉スクラムの確認 ●外部電源喪失の確認 ●給水流量全喪失の確認 ●タービン停止の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●再循環ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－	●高圧代替注水系の起動操作
高圧注水機能の回復操作	－	2人 C，D		－	△高圧炉心スプレイ系の回復操作，失敗原因調査
低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認	【1人】 A	－		－	△低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の自動起動確認
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A	－		－	△逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁　自動開放確認
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	△低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の調整操作
残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	－		－	△低圧注水モードからサプレッション・プール冷却モードへの切替操作（1系列） △サプレッション・プール冷却運転の状態監視
必要要員合計	2人 A，B	2人 C，D		0人	

・2.8-①　最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	○津波による最終ヒートシンク喪失の確認 △原子炉手動停止操作 ●給水流量の全喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
直流電源の負荷切り離し操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離し操作

・2.8-①　最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，高所淡水池からのホース敷設等
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整
直流電源の負荷切り離し操作（現場）	－	1人 E	1人 m	●不要負荷の切り離し操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線受電準備
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線受電準備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【1人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動 ●非常用母線受電
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水
	【1人】 A	－	－	●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人	

・2.8-②　最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）
状況判断	2人 A，B	－		－ ○津波による最終ヒートシンク喪失の確認 △原子炉手動停止操作 ●給水流量の全喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－ ●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－ ●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－ ●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b ●電源回復操作
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	－		－ ●高圧注水機能喪失の判断
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	－		－ ●高圧代替注水系による原子炉注水　系統構成
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	【1人】 A	－		－ ●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作
直流電源の負荷切り離し操作（中央制御室）	【1人】 B	－		－ ●不要負荷の切離し操作

・2.8-②　最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員			操作の内容
	運転員 (中央制御室)	運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）	
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－	－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，高所淡水池からのホース敷設等
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整
直流電源の負荷切り離し操作（現場）	－	1人 E	1人 m	●不要負荷の切り離し操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線受電準備
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線受電準備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【1人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動 ●非常用母線受電
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水
	【1人】 A	－	－	●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人	

・2.8-③　最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（1／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	2人 A，B	－		－	○津波による最終ヒートシンク喪失の確認 △原子炉手動停止操作 ●給水流量の全喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の停止確認 ○逃がし安全弁開固着の確認 ●タービン停止の確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●再循環ポンプトリップの確認
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	－		－	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
	【1人】 B	－		－	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
直流電源の負荷切り離し操作 （中央制御室）	【1人】 B	－		－	●不要負荷の切離し操作

・2.8-③　最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（2／2）

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員 運転員（中央制御室）	運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）	操作の内容
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	－	－	10人 c～l	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，高所淡水池からのホース敷設等
	－	－	【2人】 c，d	●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作
	－	3人 C，D，E	3人 m，n，o	●原子炉注水のための系統構成
タンクローリによる燃料補給操作	－	－	2人 （招集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	－	－	△逃がし安全弁（自動減圧機能）6弁の開放操作
原子炉水位の調整操作（可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型））	－	【2人】 C，D	2人 （招集）	●原子炉注水の流量調整
直流電源の負荷切り離し操作（現場）	－	【1人】 E	【1人】 m	●不要負荷の切り離し操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	－	－	●非常用母線受電準備
	－	【1人】 E	【1人】 m	●非常用母線受電準備
可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	－	【1人】 E	【1人】 m，n，o 2人 （招集）	●格納容器スプレイのための系統構成 ●格納容器スプレイの流量調整
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線への受電操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	－	－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動 ●非常用母線受電
緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	－	－	●緊急用海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器スプレイ操作の交互運転
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	【2人】 C，D	－	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
使用済燃料プールの冷却	－	【1人】 C	【1人】 （招集）	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水
	【1人】 A	－	－	●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	2人 A，B	3人 C，D，E	15人　a～o 及び招集6人	

・5.1-①　崩壊熱除去機能喪失

残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	1人 A	－		－	●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 △残留熱除去系海水系の停止確認
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作	【1人】 A	－		－	○残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示
崩壊熱除去機能の確保操作	－	2人 B，C		－	●崩壊熱除去機能回復操作
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧準備操作
	－	【2人】 B，C		－	●原子炉保護系母線の復旧操作
待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	【1人】 A	－		－	●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧操作
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却	【1人】 A	－		－	●待機中残留熱除去系（低圧注水系）の停止
	【1人】 A	－		－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成
	－	【2人】 B，C		－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成
	【1人】 A	－		－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	1人 A	2人 B，C		0人	

・5.1-②　崩壊熱除去機能喪失

外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後 移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策 要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	1人 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等自動起動確認
崩壊熱除去機能喪失の確認	1人 A	－		－	○残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）又は残留熱除去系海水系の手動起動失敗の確認 ●原子炉水温上昇，残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示
崩壊熱除去機能の確保操作	－	2人 B，C		－	●崩壊熱除去機能回復操作
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧準備操作
	－	【2人】 B，C		－	●原子炉保護系母線の復旧操作
待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	【1人】 A	－		－	●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧操作
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却	【1人】 A	－		－	●待機中残留熱除去系（低圧注水系）の停止 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成
	－	【2人】 B，C		－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への系統構成
	【1人】 A	－		－	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系起動操作
必要要員合計	1人 A	2人 B，C		0人	

・5.2-①　全交流動力電源喪失

外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
乾電池式内蔵型照明の準備	1人 A	2人 B，C		－	○乾電池内蔵型照明（ヘッドライト等）の準備
状況判断	【1人】 A	－		－	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等自動起動失敗確認
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	－		－	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示
電源確保操作対応	－	－		2人 a，b	●電源回復操作
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作
低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	－		－	●原子炉注水及び原子炉減圧に必要な負荷の電源切替操作 ●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 A	－		－	●非常用母線受電準備
	－	【2人】 B，C		－	●非常用母線受電準備
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	－		－	●逃がし安全弁（自動減圧機能）の開放操作
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	－		－	●低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●常設代替高圧電源装置3台追加起動操作
	－	【2人】 B，C		－	●非常用母線受電
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧準備操作
	－	【2人】 B，C		－	●原子炉保護系母線の復旧操作
	【1人】 A	－		－	●原子炉保護系母線の復旧操作
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却	【1人】 A	－		－	●待機中残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動準備 ●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉状態監視
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	－		－	●常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系の起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	－	－		10人 c～1	●可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等
必要要員合計	1人 A	2人 B，C		12人 a～1	

・5.3-①　原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	1人 A	－		－	●原子炉冷却材流出の確認
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示
待機中残留熱除去系（低圧注入系）による原子炉注水	【1人】 A	－		－	●原子炉水位，温度の監視 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の調整操作
原子炉冷却材流出箇所の隔離	【1人】 A	－		－	△原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作／原子炉冷却材浄化系ポンプの停止操作
必要要員合計	1人 A	0人		0人	

・5.3-②　原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	1人 A	－		－	●原子炉冷却材流出の確認
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示
待機中残留熱除去系（低圧注入系）による原子炉注水	【1人】 A	－		－	●原子炉水位，温度の監視 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の調整操作
原子炉冷却材流出箇所の隔離	【1人】 A	－		－	△原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作
必要要員合計	1人 A	0人		0人	

・5.3-③　原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

操作項目	実施箇所・必要要員数 【　】は他作業後移動してきた要員				操作の内容
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 （中央制御室）	運転員 （現場）		重大事故等対応要員 （現場）	
状況判断	1人 A	－		－	●原子炉冷却材流出の確認
作業員への退避指示	－	－		－	●発電長による作業員への退避指示
待機中残留熱除去系（低圧注入系）による原子炉注水	【1人】 A	－		－	●原子炉水位，温度の監視 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 ●待機中残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の調整操作
原子炉冷却材流出箇所の隔離	【1人】 A	－		－	△原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作
必要要員合計	1人 A	0人		0人	

水源，燃料，電源負荷評価結果について

1. はじめに

重大事故等対策の有効性評価において，重大事故等対策を外部支援に期待することなく 7 日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに，電源負荷の積み上げが給電容量内にあることを確認する。

2. 事故シーケンス別の必要量について

重大事故等対策の有効性評価における水源，燃料に関する評価結果を第 1 表に整理した。

また,同様に常設代替交流電源設備からの電源供給が必要な事象について,必要負荷が常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを第 1 表に整理した。

3. まとめ

重大事故等対策の有効性評価において，発電所構内に備蓄している水源，燃料により，必要な対策を 7 日間継続することが十分に可能であることを確認した。また，常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても，常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。

第1表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（1／4）

事故シーケンス	水源 （必要水量/水源総量）	燃料（軽油）		常設代替高圧電源装置 電源負荷 （最大負荷／給電容量）
		軽油貯蔵タンク （7日間必要燃料/備蓄量：評価上の電源喪失状態）	可搬設備用軽油タンク （7日間必要燃料/備蓄量）	
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約5,350m^3/約9,300m^3 ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	約755.5kL/約800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約130.3kL） ・常設代替高圧電源装置（2台分）（約141.2kL）	約36.6kL/約210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約36.6kL）×1（補給）	約982kW/2,208kW
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	（外部水源を消費しない）	約614.3kL/約800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約130.3kL）	（可搬型設備の運転を考慮しない）	（常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない）
2.3.1 全交流電源喪失 （長期ＴＢ）	約2,130m^3/約9,300m^3 ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	約352.8kL/約800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約352.8kL）	約36.6kL/約210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約36.6kL）×1（注水）	約4,165kW/5,520kW※1
2.3.2 全交流電源喪失 （ＴＢＤ，ＴＢＵ）	約2,130m^3/約9,300m^3 ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	約352.8kL/約800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約352.8kL）	約36.6kL/約210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約36.6kL）×1（注水）	約4,165kW/5,520kW
2.3.3 全交流電源喪失 （ＴＢＰ）	約2,160m^3/約9,300m^3 ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	約352.8kL/約800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約352.8kL）	約36.6kL/約210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約36.6kL）×1（注水）	約4,165kW/5,520kW※1
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合）	約620m^3/約4,300m^3 ・低圧代替注水系（常設）	約352.8kL/約800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約352.8kL）	（可搬型設備の運転を考慮しない）	約2,781kW/5,520kW

※1：直流電源については，電源負荷の制限により，24時間電源供給が可能である。

：は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。

第1表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（2／4）

事故シーケンス	水源 （必要水量/水源総量）	燃料（軽油）		常設代替高圧電源装置 電源負荷 （最大負荷／給電容量）
		軽油貯蔵タンク （7日間必要燃料/備蓄量：評価上の電源喪失状態）	可搬設備用軽油タンク （7日間必要燃料/備蓄量）	
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故障した場合）	約5,410m^3/約9,300m^3 ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	約755.5kL/約800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約130.3kL） ・常設代替高圧電源装置（2台分）（約141.2kL）	約36.6kL/約210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約36.6kL）×1（補給）	約982kW/2,208kW
2.5 原子炉停止機能喪失※1	（外部水源を消費しない）	約614.3kL/約800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約130.3kL）	（可搬型設備の運転を考慮しない）	（常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない）
2.6 LOCA時注水機能喪失	約5,320m^3/約9,300m^3 ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	約755.5kL/約800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約130.3kL） ・常設代替高圧電源装置（2台分）（約141.2kL）	約36.6kL/約210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約36.6kL）×1（補給）	約982kW/2,208kW
2.7 格納容器バイパス （インターフェイスシステムLOCA）	約490m^3/約4,300m^3 ・低圧代替注水系（常設）	約755.5kL/約800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約130.3kL） ・常設代替高圧電源装置（2台分）（約141.2kL）	（可搬型設備の運転を考慮しない）	約982kW/2,208kW
2.8 津波浸水による注水機能喪失	約2,130m^3/約2,500m^3 ・低圧代替注水系（可搬型） ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）	約352.8kL/約800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約352.8kL）	約36.6kL/約210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約36.6kL）×1（注水）	約2,423kW/5,520kW

※1：有効性評価において外部電源喪失は想定していないが，燃料評価としては外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等が起動したことを想定する。

：は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。

第1表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（3／4）

事故シーケンス	水源 （必要水量/水源総量）	燃料（軽油）		常設代替高圧電源装置 電源負荷 （最大負荷／給電容量）
		軽油貯蔵タンク （7日間必要燃料/備蓄量：評価上の電源喪失状態）	可搬設備用軽油タンク （7日間必要燃料/備蓄量）	
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合）	約 400m^3/約 4,300m^3 ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約 352.8kL）	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 （約 18.5kL）×1	約 1,996kW/5,520kW
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用しない場合）	約 5,490m^3/約 9,300m^3 ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約 352.8kL）	約 36.6kL/約 210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ （約 36.6kL）×1（補給）	約 2,186kW/5,520kW
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 380m^3/約 4,300m^3 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器下部注水系（常設）	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約 352.8kL）	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 （約 18.5kL）×1	約 2,339kW/5,520kW
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	約 380m^3/約 4,300m^3 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器下部注水系（常設）	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約 352.8kL）	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 （約 18.5kL）×1	約 2,339kW/5,520kW
3.4 水素燃焼	約 400m^3/約 4,300m^3 ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約 352.8kL）	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 （約 18.5kL）×1	約 1,996kW/5,520kW
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 380m^3/約 4,300m^3 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器下部注水系（常設）	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5台分）（約 352.8kL）	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 （約 18.5kL）×1	約 2,339kW/5,520kW

：は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。

第１表　水源，燃料及び電源負荷の必要量（4／4）

事故シーケンス	水源 （必要水量/水源総量）	燃料（軽油）		常設代替高圧電源装置 電源負荷 （最大負荷／給電容量）
		軽油貯蔵タンク （7 日間必要燃料/備蓄量：評価上の電源喪失状態）	可搬設備用軽油タンク （7 日間必要燃料/備蓄量）	
4.1 想定事故 1※1	約 2,120m^3/約 9,300m^3 ・代替燃料プール注水系（可搬型）	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約 242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 130.3kL） ・常設代替高圧電源装置（2 台分）（約 141.2kL）	約 36.6kL/約 210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約 36.6kL）×1（注水）	約 250kW/2,208kW
4.2 想定事故 2※1	約 2,120m^3/約 9,300m^3 ・代替燃料プール注水系（可搬型）	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約 242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 130.3kL） ・常設代替高圧電源装置（2 台分）（約 141.2kL）	約 36.6kL/約 210kL ・可搬型代替注水大型ポンプ（約 36.6kL）×1（注水）	約 250kW/2,208kW
5.1 崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）	（外部水源を消費しない）	約 614.3kL/約 800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約 242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 130.3kL）	（可搬型設備の運転を考慮しない）	（常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない）
5.2 全交流動力電源喪失	約 90m^3/約 4,300m^3 ・低圧代替注水系（常設）	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置（5 台分）（約 352.8kL）	（可搬型設備の運転を考慮しない）	約 4,255kW/5,520kW
5.3 原子炉冷却材の流出	（外部水源を消費しない）	約 614.3kL/約 800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機（約 242.0kL）×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（約 130.3kL）	（可搬型設備の運転を考慮しない）	（常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない）
5.4 反応度の誤投入	（外部水源を消費しない）	（外部電源喪失を考慮しない）	（可搬型設備の運転を考慮しない）	（常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない）

※1：有効性評価において代替燃料プール注水系（可搬型）による注水を想定しているが，燃料評価及び電源評価としては代替燃料プール注水系（常設）による注水を考慮する。

：：：は，各資源の必要量（負荷）が最大のものを示す。