

常用循環系ダンパの開処置を行い，中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は，原子炉格納容器圧力である。

i. 高圧代替再循環による炉心冷却

燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。

また，燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位16.5%到達，格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%以上であること及び可搬型大型送水ポンプ車によるA－高圧注入ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し，格納容器再循環サンプからA－高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧代替再循環運転に切り替え，炉心注水を継続する。

高圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は，高圧注入流量等である。

j. 格納容器内自然対流冷却

可搬型大型送水ポンプ車を用いたC，D－格納容器再循環ユニットへの海水通水により，格納容器内自然対流冷却を行うことで，原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は，格納容器内温度等である。

k. 原子炉補機冷却水系の復旧作業

参集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し，予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で，原子炉補機冷却水系の復旧を図る。

7.4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

本評価で想定するプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が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に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

(添付資料7.4.1.10, 7.4.1.11, 7.4.2.6)

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価に

より、あわせて措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.2.2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。

(添付資料7.4.2.3)

a. 初期条件

(a) 炉心崩壊熱

炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する炉心崩壊熱はウラン燃料及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するとともに、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に設定し、局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いる。

(b) 1次冷却材高温側温度

ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値とし

て、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。

(c) 1次冷却材水位

プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として、1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを100mm上回る高さとする。

(d) 1次冷却材圧力

ミッドループ運転中は、1次冷却系は大気開放状態としていることから、1次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。

b. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

ディーゼル発電機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。また、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）が機能喪失することにより、余熱除去機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止72時間後を事象開始として、「7.4.2.2(2) d. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量とし

て、 $29\text{m}^3/\text{h}$ とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 代替非常用発電機による交流電源の供給は、事象発生の25分後に開始するものとする。

(b) 代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、事象発生の60分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.2.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.4.2.4図から第7.4.2.12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、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸発することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する1次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。

事象発生後の60分後に代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。

(添付資料7.4.1.4, 7.4.2.4)

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第7.4.2.5図に示すとおりであり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料は冠水維持される。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽は維持される。

(添付資料7.4.1.5)

炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。

これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約 $-7.1\% \Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初

期末臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

(添付資料7.4.1.6)

燃料被覆管温度は第7.4.2.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。

第7.4.2.9図及び第7.4.2.11図に示すとおり、事象発生の約120分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。

その後は、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、高圧注入ポンプによる高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。

(添付資料7.4.1.7, 7.4.1.9, 7.4.2.5)

本評価では、「6.2.4.2 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。

7.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

及び操作時間余裕を評価するものとする。

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、余熱除去系による余熱除去機能を喪失することが特徴である。また、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(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いて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について $\pm 0.4\text{m}$ 程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する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。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について $\pm 0.4\text{m}$ 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第

7.4.2.8図に示すとおり，最も低くなる原子炉容器内水位は，炉心上端から約1.0mの高さ位置であるため，炉心の冠水は維持されることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料7.4.1.13)

(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7.4.2.2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，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，1次冷却材の蒸発率は低下し，1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，炉心露出に対する事象進展は遅くなるが，炉心水位を起点とする運転員等操作はなく，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

初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，1次冷却材の蒸発率は低下し，1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生後の60分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、余熱除去機能喪失判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の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

操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内

での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第7.4.2.13図に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作開始時点の1次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、約30分の時間余裕がある。

(添付資料7.4.1.14)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、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。

(添付資料7.4.2.7)

7.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり21名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36名で対処可

能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(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

燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水については、事象発生約59.6時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした高圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

b. 燃料

代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続には約138.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必

要となる。

ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、代替非常用発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給、可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却及び使用済燃料ピットへの海水注水について、7日間の継続が可能である（合計使用量約182.3kL）。

c. 電源

代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約1,638kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW（3,450kVA）未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

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

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

（添付資料7.4.2.8）

7.4.2.5 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、余熱除去系による余熱除去機能が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、代替格納容器スプレイポンプ及びB-充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水、安定状態に向け

た対策として、可搬型大型送水ポンプ車を用いてA－高圧注入ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、A－高圧注入ポンプを用いた高圧代替再循環による炉心冷却及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

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「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水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。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作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、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、代替格納容器スプレイポンプによる炉心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「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第7.4.2.1表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び非常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。また、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。 	蓄電池（非常用）*	—	—
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充電ポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給、格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開放及び可搬型大型送水ポンプ車の準備を行う。 	代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油 貯油槽* 燃料タンク（SA）	可搬型タンクローリー	—
c. 余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注入流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。 	—	—	【低圧注入流量】* 1次冷却材温度（広域—高温側）* 1次冷却材温度（広域—低温側）*
d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。 作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	—	—	—

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

第 7.4.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について（2 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
e. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込め、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。 	—	—	—
f. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作	<ul style="list-style-type: none"> 炉心水位を回復させるため、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により崩壊熱を除去する。 	代替格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水ピット* 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯槽* 燃料タンク (SA)	可搬型タンクローリー	加圧器水位* 1次冷却材圧力 (広域)* 1次冷却材温度 (広域-高温側)* 1次冷却材温度 (広域-低温側)* 燃料取替用水ピット水位* 代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量
g. 燃料取替用水ピットによる炉心注水	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。 	B-充てんポンプ* 燃料取替用水ピット* 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯槽* 燃料タンク (SA)	可搬型タンクローリー	加圧器水位* 1次冷却材圧力 (広域)* 1次冷却材温度 (広域-高温側)* 1次冷却材温度 (広域-低温側)* 燃料取替用水ピット水位*
h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器圧力指示が上昇し0.025MPa [gage]となれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアニュラス空気浄化系の空気作動弁及びびダンパへの代替空気供給（窒素ポンプ接続）を行い、B-アニュラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。 	B-アニュラス空気浄化ファン* B-アニュラス空気浄化フィルタユニット* 中央制御室給気ファン* 中央制御室給気ユニット* 中央制御室循環ファン* 中央制御室非常用循環ファン* 中央制御室非常用循環フィルタユニット* 代替非常用発電機 ディーゼル発電機燃料油貯槽* 燃料タンク (SA)	アニュラス等全量排気弁等動作可搬型タンクローリー	原子炉格納容器圧力*

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 □：有効性評価上考慮しない操作

第 7.4.2.1 表 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策について (3 / 3)

判断及び操作	手順		重大事故等対処設備	
	常設設備	可搬型設備	計装設備	
i. 高圧代替再循環による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。 燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位 16.5%到達、格納容器再循環サンプ水位(広域)指示が 71%以上であること及び可搬型大型送水ポンプ車による A-高圧注入ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプから A-高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続する。 	代替格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水ピット* 代替非常用発電機 デイゼル発電機燃料油貯油槽* 燃料タンク (SA) 【A-高圧注入ポンプ】* 【格納容器再循環サンプ】* 【格納容器再循環サンプスクリーン】*	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	【高圧注入流量】* 加圧器水位* 格納容器再循環サンプ水位(広域)* 格納容器再循環サンプ水位(狭域)* 1 次冷却材温度 (広域-高温側)* 1 次冷却材温度 (広域-低温側)* 燃料取替用水ピット水位* 代替格納容器スプレイポンプ出口積算流量
j. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型大型送水ポンプ車を用いた C, D-格納容器再循環ユニット*、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 	C, D-格納容器再循環ユニット* デイゼル発電機燃料油貯油槽* 燃料タンク (SA)	可搬型大型送水ポンプ車 可搬型タンクローリー	格納容器内温度* 原子炉格納容器圧力* 格納容器圧力 (AM 用) 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)
k. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	<ul style="list-style-type: none"> 参集要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品の原子炉補機冷却海水ポンプ電動機による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。 	-	-	-

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

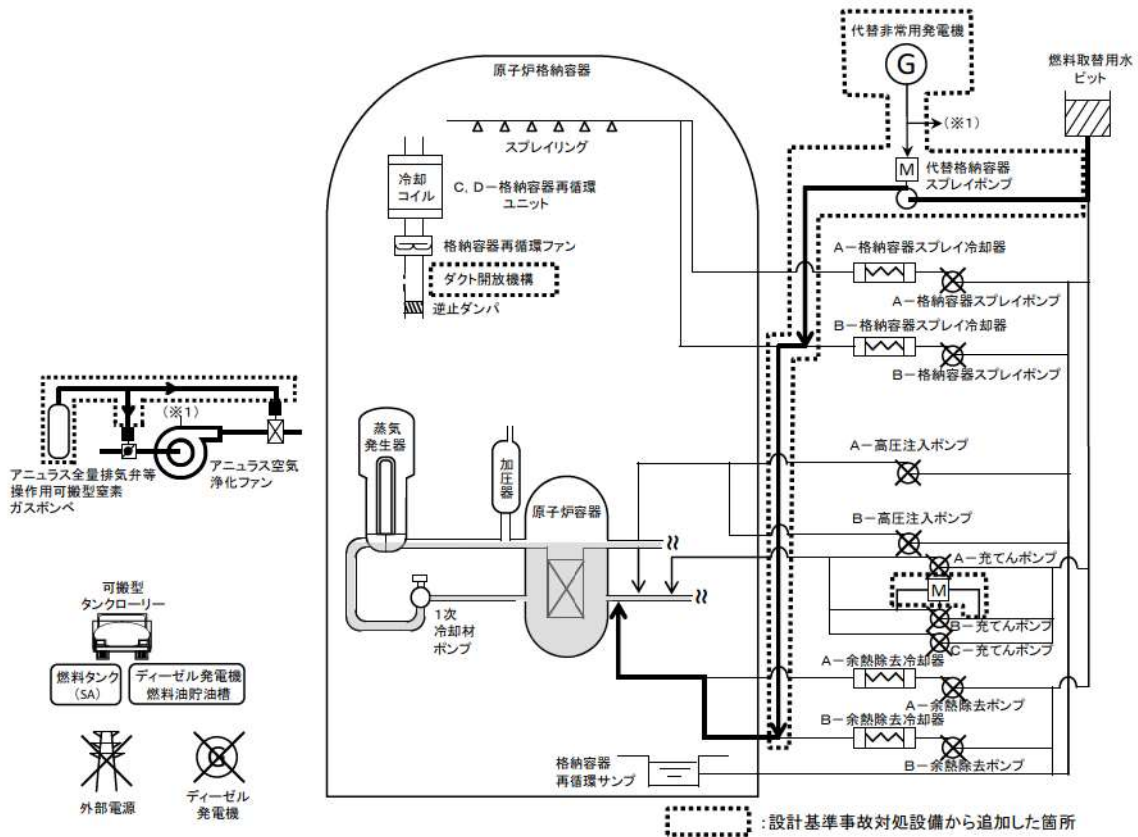
第 7.4.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
 原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1/2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シナリオの重要現象である炉心における沸騰・ポイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
原子炉停止後の時間	72 時間	評価結果を厳しくするよう、燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と 1 次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる 1 次冷却水抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期事業者検査工程上、原子炉停止から 1 次冷却水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと炉心崩壊熱が大きくなり、1 次冷却材の蒸発率も大きくなることから、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0MPa [gage])	ミッドループ運転時は 1 次冷却系を大気開放状態としてのことから設定。
1 次冷却材高温側温度 (初期)	93°C (保安規定モード 5)	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード (モード 5) の上限値として設定。1 次冷却材温度が高いと 1 次冷却系の保有熱が大きくなり、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材水位 (初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ + 100mm	評価結果を厳しくするよう、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと 1 次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP : 日本原子力学会推奨値 アクチニド : ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	17×17 型燃料集合体を装荷した 3 ループプラントを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化燃料の装荷を考慮している。
1 次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取り外し 加圧器ベント弁 1 個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
2 次冷却系の状態	2 次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による 1 次冷却材の蒸発に伴い、1 次冷却系保有水量の減少を早める観点から 2 次冷却系からの冷却は想定しない。

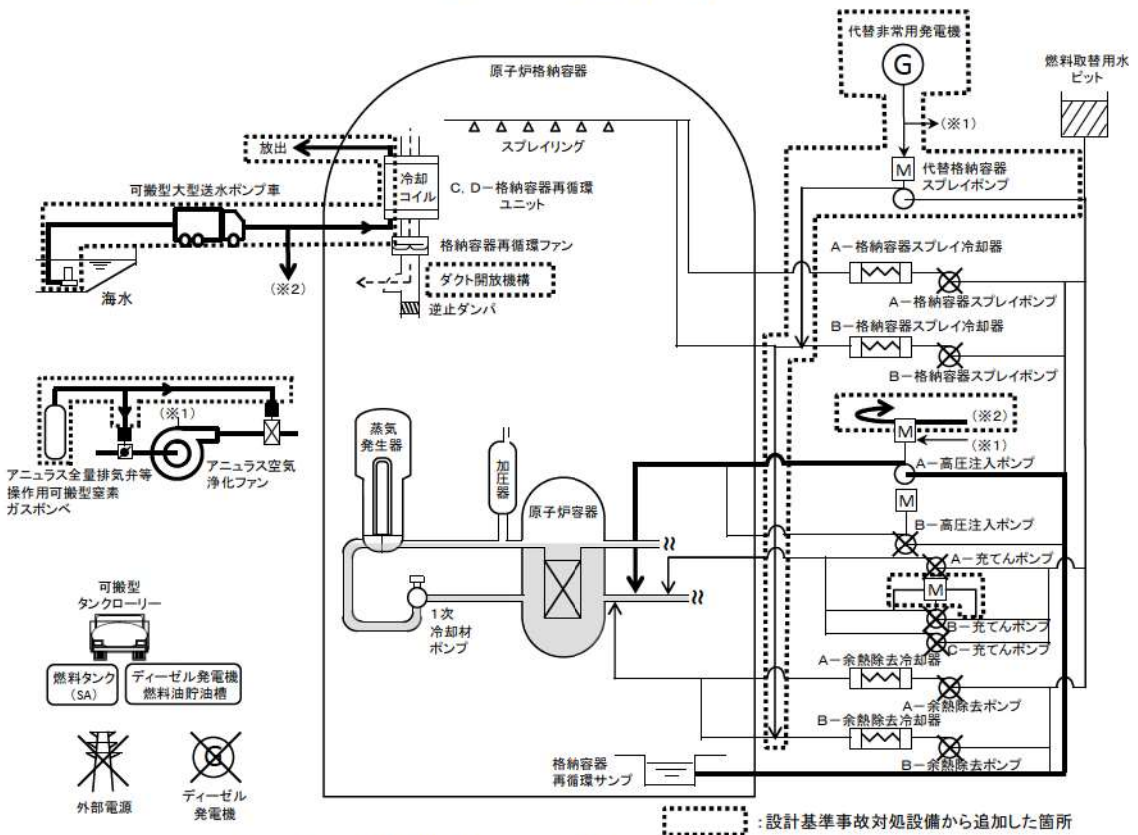
初期条件

第 7.4.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
 原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2/2)

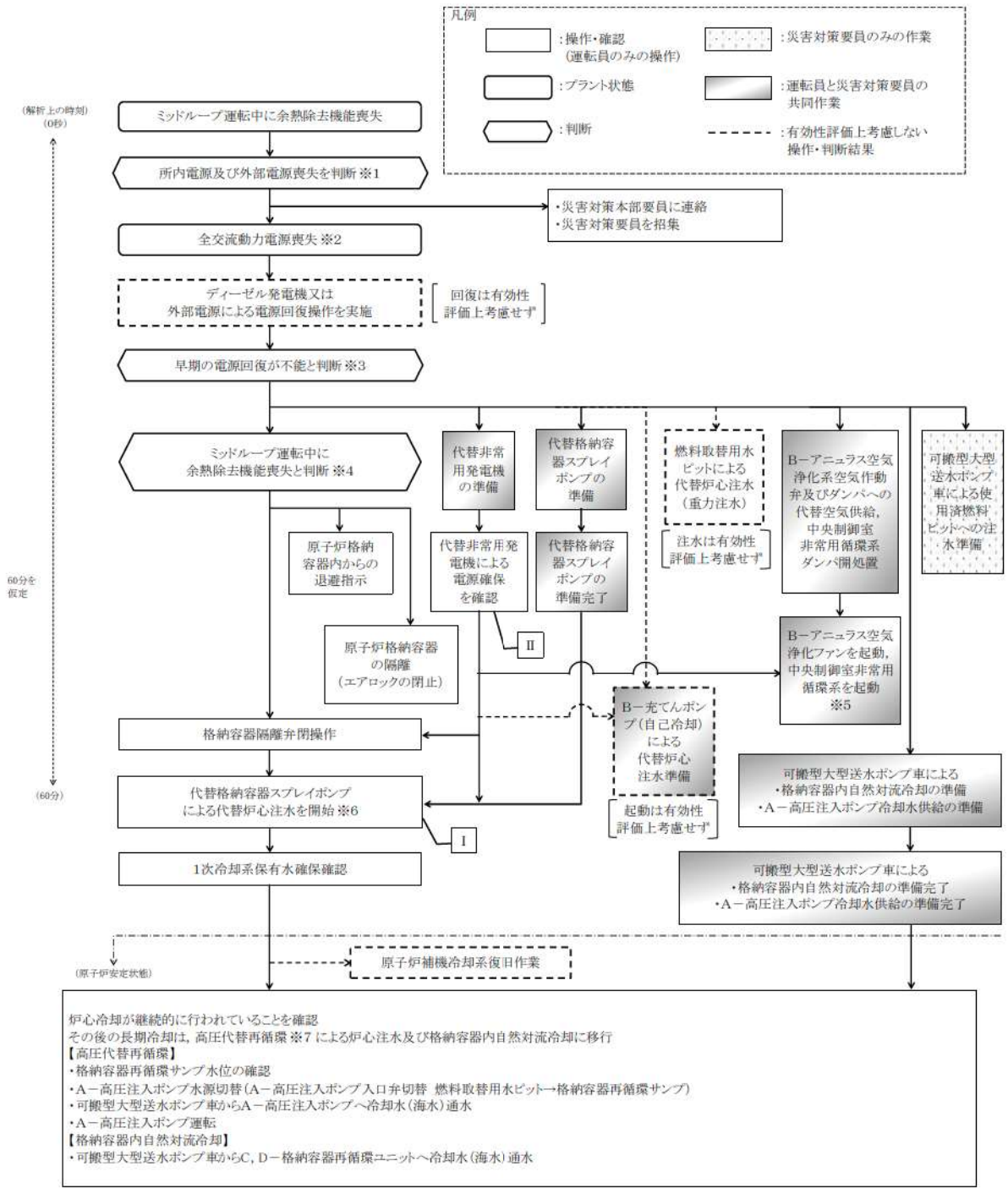
項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	代替格納容器スプレイポンプの原子炉への注水流量	29m ³ /h	原子炉停止72時間後を事象開始として代替格納容器スプレイポンプの起動時間60分時点における炉心崩壊熱による蒸発量約28.4m ³ /hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	代替格納容器スプレイポンプ起動	事象発生後の60分後	運転員等操作時間として、事象発生を検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間。



第7.4.2.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (炉心注水)



第7.4.2.1図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (高圧代替再循環及び格納容器内自然対流冷却)



※1 すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0V」を示した場合。
 ※2 非常用直流系統は使用可能。
 ※3 中央制御室における外部電源受電操作及びディーゼル発電機起動操作が実施できない場合。
 ※4 ミッドループ運転中に余熱除去系による除熱機能が喪失した場合。(余熱除去ポンプ運転状態、低圧注流入量等により余熱除去機能喪失と判断する。)
 ※5 原子炉格納容器圧力指示が0.025MPa[gage]になれば起動する。
 ※6 実際の運転操作としては、準備が完了し炉心に注水が可能となればその段階で実施する。また、注水流量は、29m³/hを下回らない流量とする。
 ※7 燃料取替用水ピット水位指示が16.5%に到達及び格納容器再循環サンプ水位 (広域) 指示71%以上 (再循環切替水位) であることを確認し、高圧代替再循環に移行する。

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得手段】

I B-格納容器スプレイポンプ (自己冷却) (RHRS-CSS連絡ライン使用) による代替炉心注水, ディーゼル駆動消火ポンプ又は電動機駆動消火ポンプによる代替炉心注水, 可搬型大型送水ポンプ車による代替炉心注水

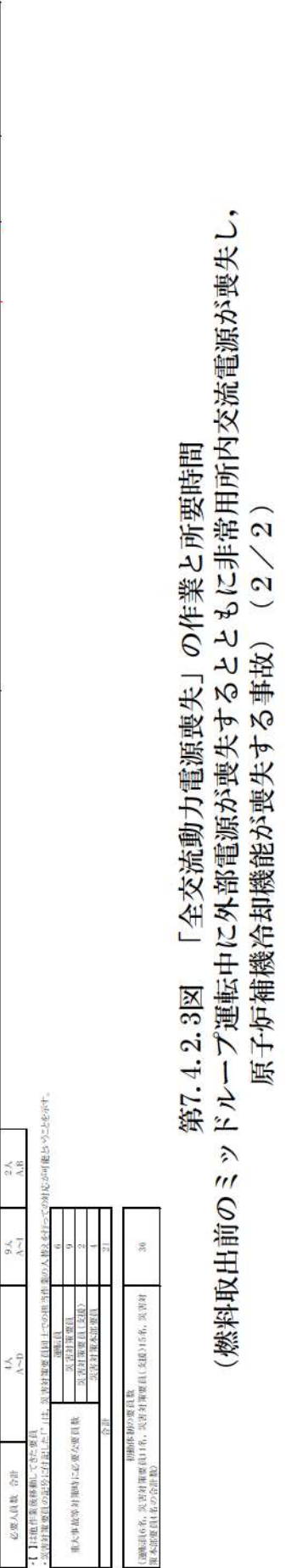
II 後備変圧器による代替電源 (交流) からの給電, 可搬型代替電源車による代替電源 (交流) からの給電, 号炉間連絡ケーブルを使用した号炉間融通による代替電源 (交流) からの給電

第 7.4.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
 (「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展)

作業項目	実施箇所・必要人員数				作業の内容	経過時間(分)												備考	
	責任者	補佐	通達担当者	通達者		10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m	110m	120m		
作業開始	主任者	副長	主任者	副長	作業の内容 △ 40分 代替格納容器スライ ポンプによる注水開始														事故発生
	副長	主任者	副長	主任者															
状況判断	主任者	副長	主任者	副長	△ 10分 プリント状況判断 全交直電力電源喪失判断														
	副長	主任者	副長	主任者															
格納容器隔離	主任者	副長	主任者	副長	△ 5分 格納容器隔離準備作業														
	副長	主任者	副長	主任者															
電源確保作業	主任者	副長	主任者	副長	△ 30分 原予中格納容器内からの送電、点検														格納容器内からの送電、点検 格納容器内からの送電確認 格納容器エアロック閉止 格納容器隔離準備作業 格納容器エアロック閉止確認 代替非常用変電機からの送電準備、起動確認 非常用母線受電準備及び送電 充電器受電
	副長	主任者	副長	主任者															
代替格納容器スライポンプの起動準備	主任者	副長	主任者	副長	△ 15分 代替格納容器スライポンプの起動準備														原予の格納容器圧力が 0.05MPa未満の場合は、速やかに 低減対策としてエアニクス受取浄 化ファンを起動及び作業再開 後のため中風閉止非常用隔離 系を起動する。
	副長	主任者	副長	主任者															
注水開始	主任者	副長	主任者	副長	△ 30分 B-エアニクス受取浄化ファン起動準備														注水開始
	副長	主任者	副長	主任者															
燃料取替用水ピットによる代替 中心注水操作 (有効性評価上考慮せず)	主任者	副長	主任者	副長	△ 5分 燃料取替用水ピットによる代替 中心注水操作														燃料取替用水ピットによる代替 中心注水操作 (有効性評価上考慮せず)
	副長	主任者	副長	主任者															
新電池充電ファン起動 (有効性評価上考慮せず)	主任者	副長	主任者	副長	△ 20分 新電池充電ファン起動														新電池充電ファン起動 (有効性評価上考慮せず)
	副長	主任者	副長	主任者															

第7.4.2.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
 原子炉補機冷却機能が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
 (燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
 原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1/2)

作業項目	実施場所・必要人員数			作業の内容	経過時間(分)										備考			
	責任者	参加人員(要)	参加人員(要)		25	45	65	85	105	125	145	165	185	205		225	245	
使用済燃料ピットへの 注水開始(備本)	主任者	1人 A	1人 A	中核施設 運転操作指揮 緊急対策本部副座長														
	補佐	1人 A	1人 A	運転操作指揮														
	運転連絡等	1人 A	1人 A	指揮での指揮 中核制御室係長 緊急対策本部副座長														
	運転員 (中核制御室)	1人 A	1人 A	緊急対策要員 (支援)														
原子炉補機冷却水ポンプ 注水開始(備本)	主任者	3人 【A, B, C】	3人 【A, B, C】	・可搬型ポンプ集設、ホース延長(送水車用)による可搬型ポンプ集設 ・ホース延長(回収車(送水車用)による可搬型ポンプ集設)														
	補佐	3人 【B, C, G】	3人 【B, C, G】	・可搬型大型送水ポンプ車Aの設置、ポンプ車周辺の可搬型ポンプ集設、可搬型大型送水ポンプへの水中ポンプ設置														
	運転連絡等	2人 A, B	2人 A, B	・可搬型ポンプ集設														
	運転員 (中核制御室)	1人 A	1人 A	・可搬型大型送水ポンプ車Aによる使用済燃料ピットへの注水														
	運転員 (注水班)	3人 【A, B, C】	3人 【A, B, C】	・ホース延長(回収車(送水車用)による可搬型ポンプ集設、可搬型大型送水ポンプ車Bの設置、ポンプ車周辺の可搬型ポンプ集設、排水回収車への水中ポンプ設置 ・可搬型ポンプ集設、集積														
原子炉補機冷却水ポンプへの 注水開始(備本)	主任者	1人 【A】	1人 【A】	・燃料容器内自然対流冷却系集積 ・A-1-1組注入ポンプへの補機冷却水(備本)通水系統構成														
	補佐	2人 【B, D】	2人 【B, D】	・燃料容器内自然対流冷却系集積 ・燃料容器内自然対流冷却系集積 ・A-1-1組注入ポンプへの補機冷却水(備本)通水系統構成														
	運転員 (注水班)	1人 【D】	1人 【D】	・可搬型使用済燃料集積(燃料容器内補機冷却水)出口温度(取付) ・可搬型大型送水ポンプ車Dによる原子炉補機冷却水系への通水														
高圧内循環運転開始	主任者	1人 【A】	1人 【A】	・A-1-1組注入ポンプ(備本)冷却水系統構成 ・A-1-1組注入ポンプ(備本)冷却水系統構成														
	運転員 (注水班)	2人 【D】	2人 【D】	・代替非常用発電機への燃料補給 ・可搬型ポンプローリーへの燃料汲み上げ														
原子炉補機冷却水ポンプ 注水開始(備本)	主任者	1人 【A】	1人 【A】	・原子炉補機冷却水ポンプ(備本)運転開始の条件等														
	運転員 (注水班)	2人 【D】	2人 【D】															
必要人員数 合計	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A	1人 A



第7.4.2.3図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能喪失する事故) (2/2)

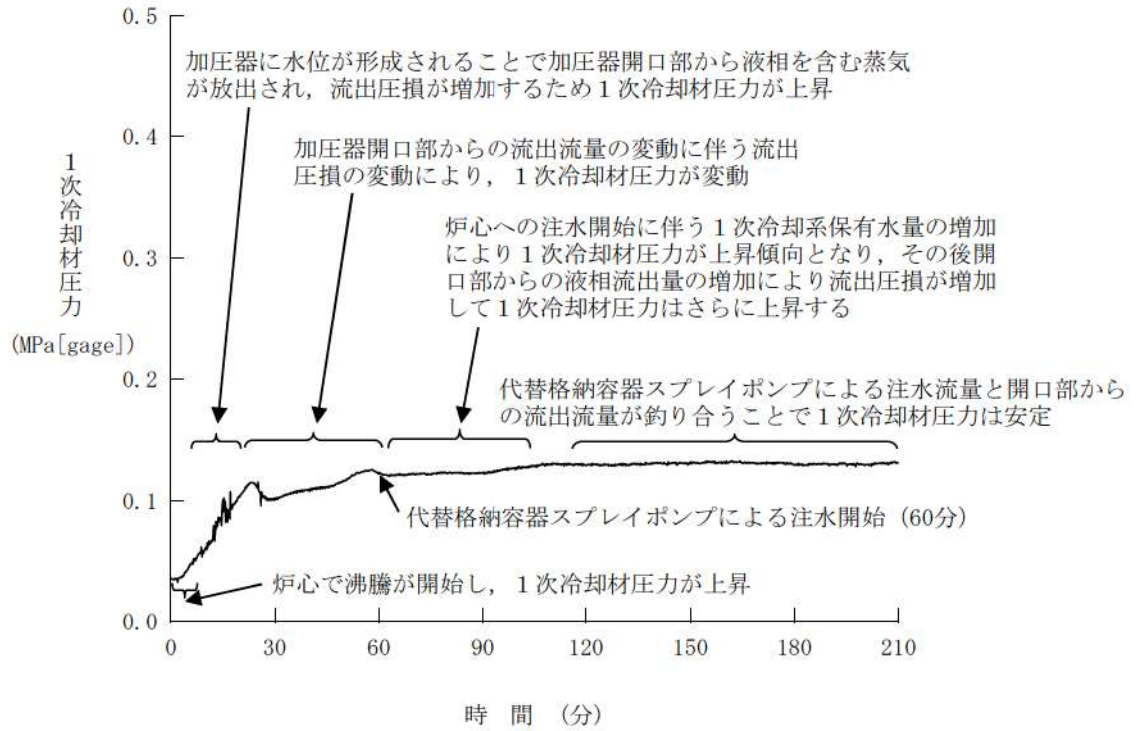
必要の設備材等の準備が概らば
作業を開始する。

【注】1は電圧変動後稼働してきて要員
2は緊急対策要員の補充と行進上10分は、緊急対策要員の人数と行進にて対応が可能と想定している。

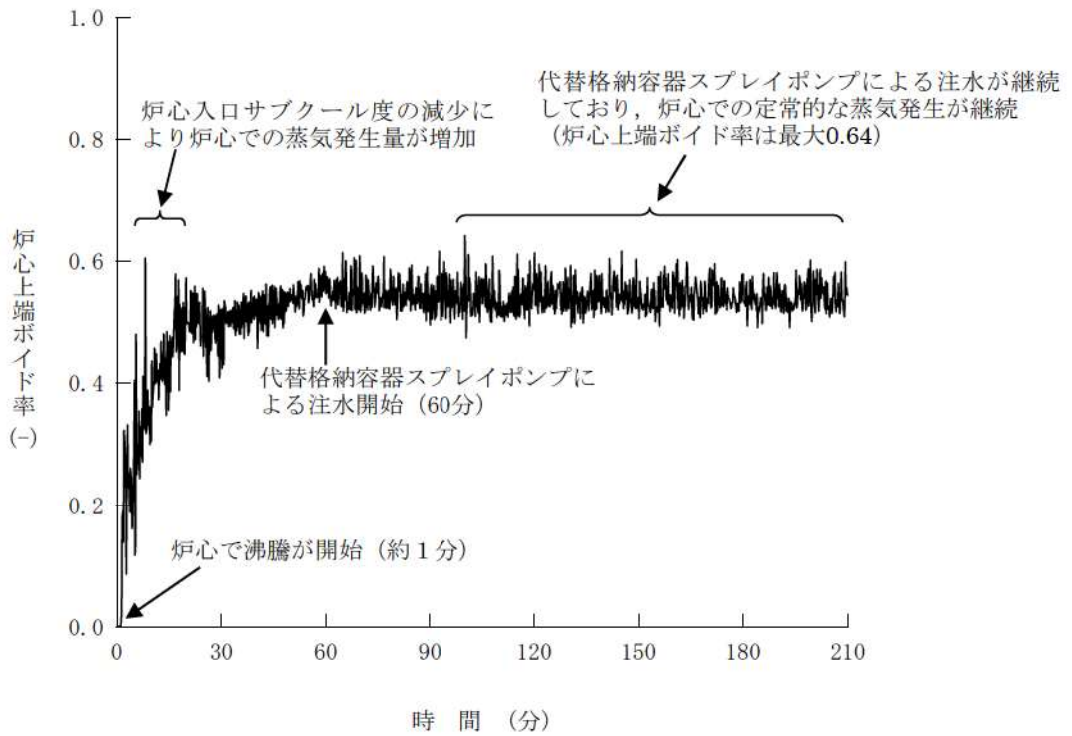
初動体制の要員数	36
(運転員16名、緊急対策要員10名、緊急対策要員(支援)10名、緊急対策本部要員(注水班)6名)	

緊急対策要員(注水班)	6
緊急対策要員(注水班)	9
緊急対策要員(注水班)	3
緊急対策要員(注水班)	2
合計	20

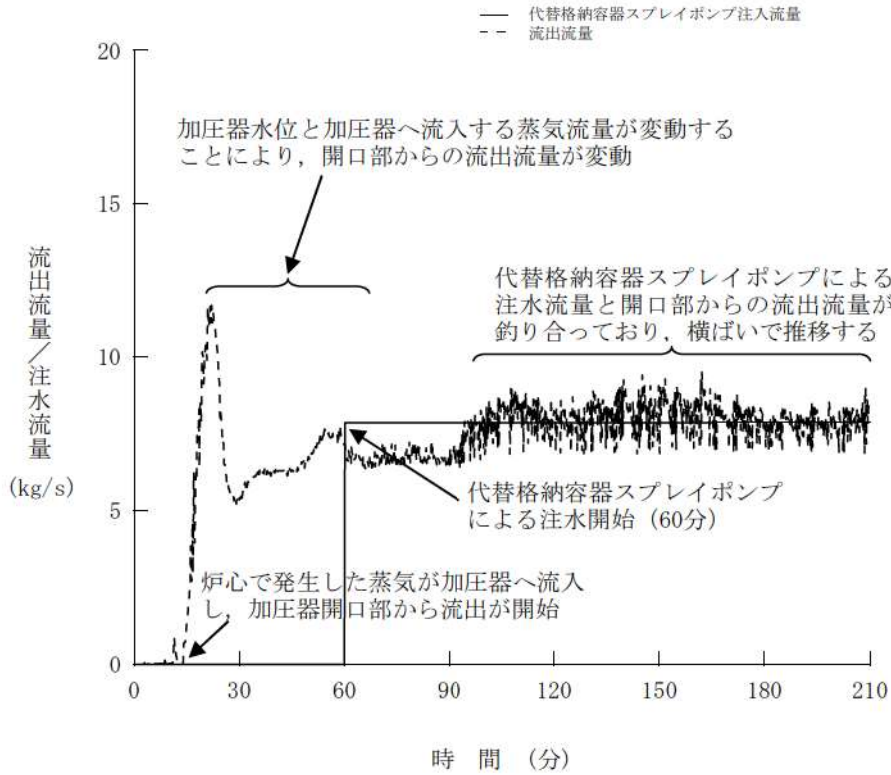
必要人員数	9人 A~I
参加人員	2人 A, B



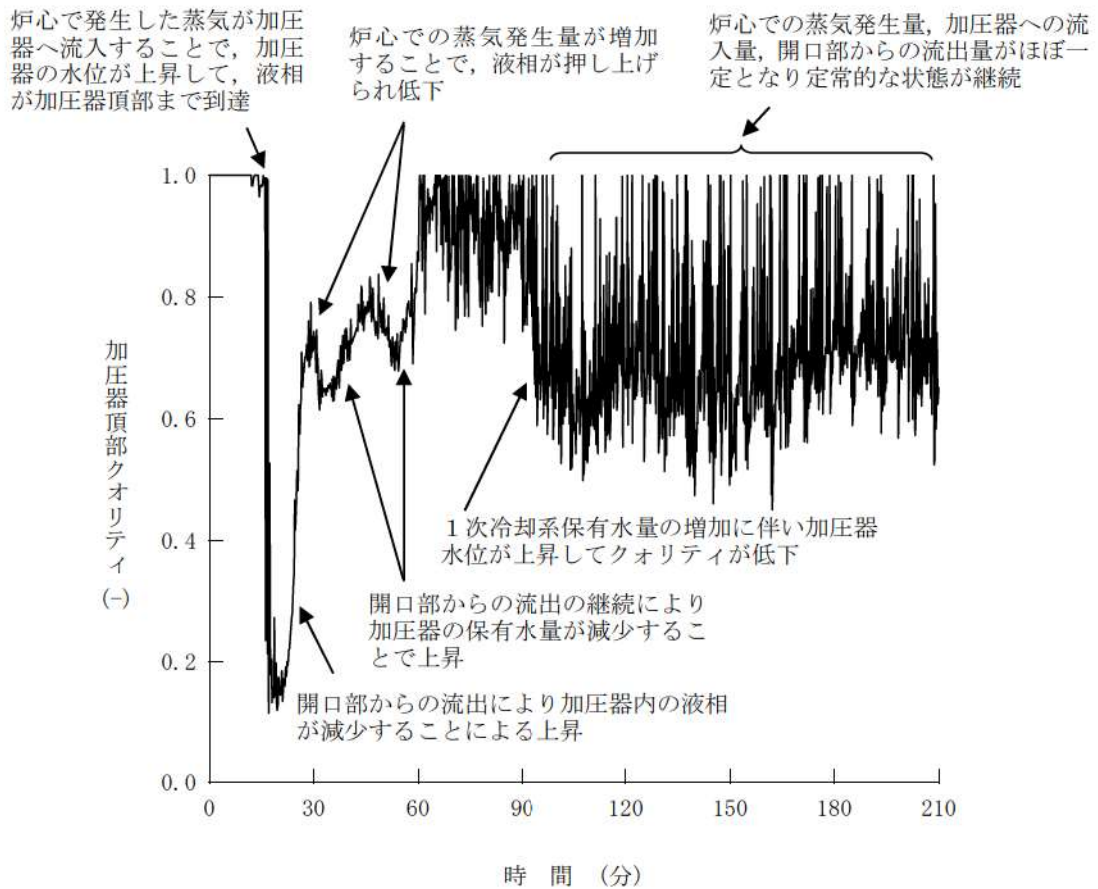
第7.4.2.4図 1次冷却材圧力の推移



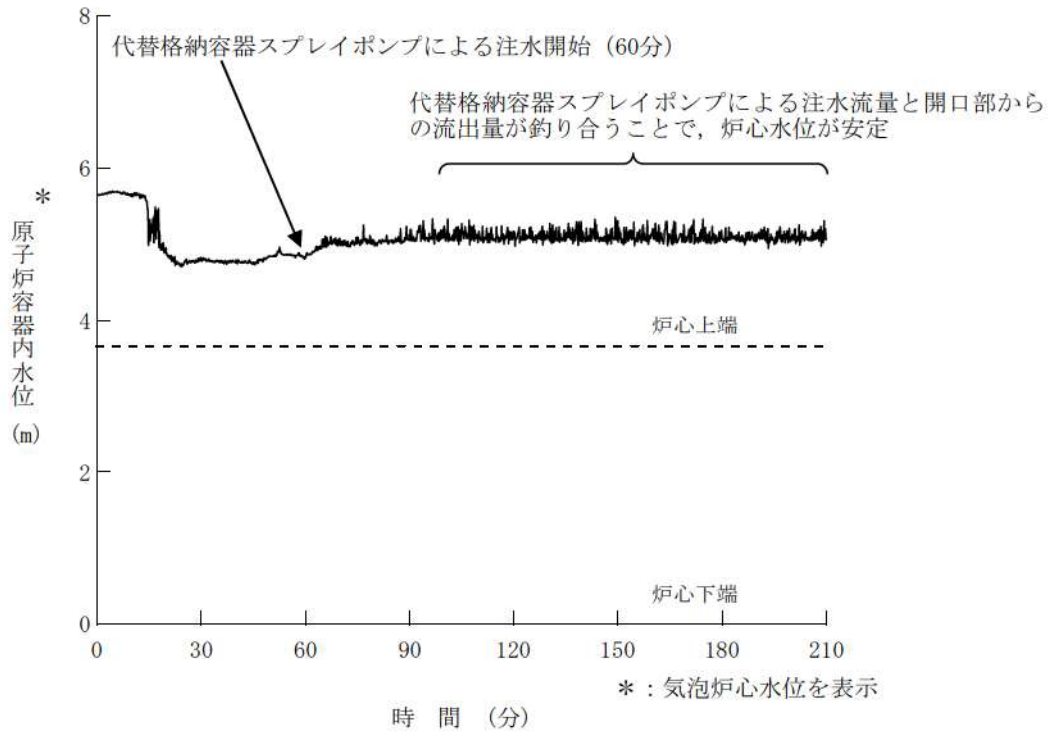
第7.4.2.5図 炉心上端ボイド率の推移



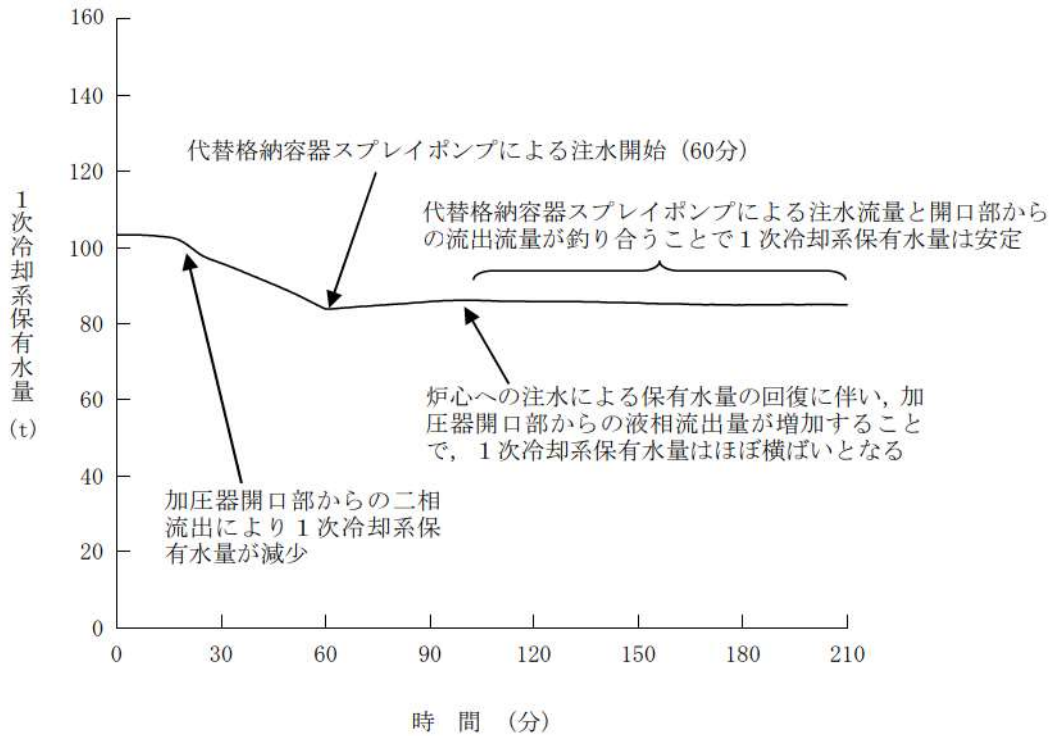
第7.4.2.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



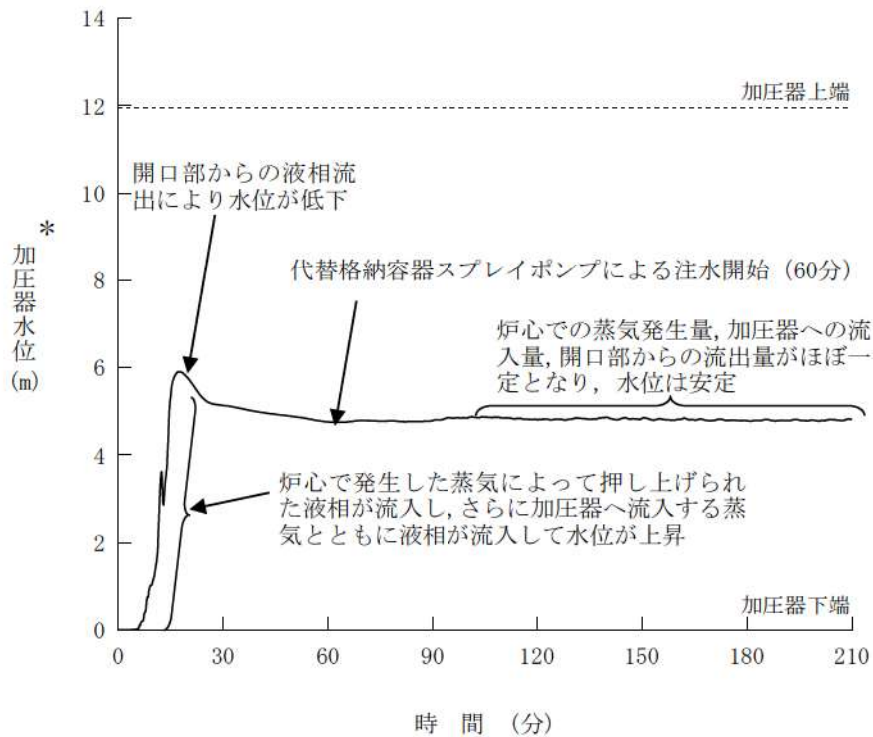
第7.4.2.7図 加圧器頂部クオリティの推移



第7.4.2.8図 原子炉容器内水位の推移

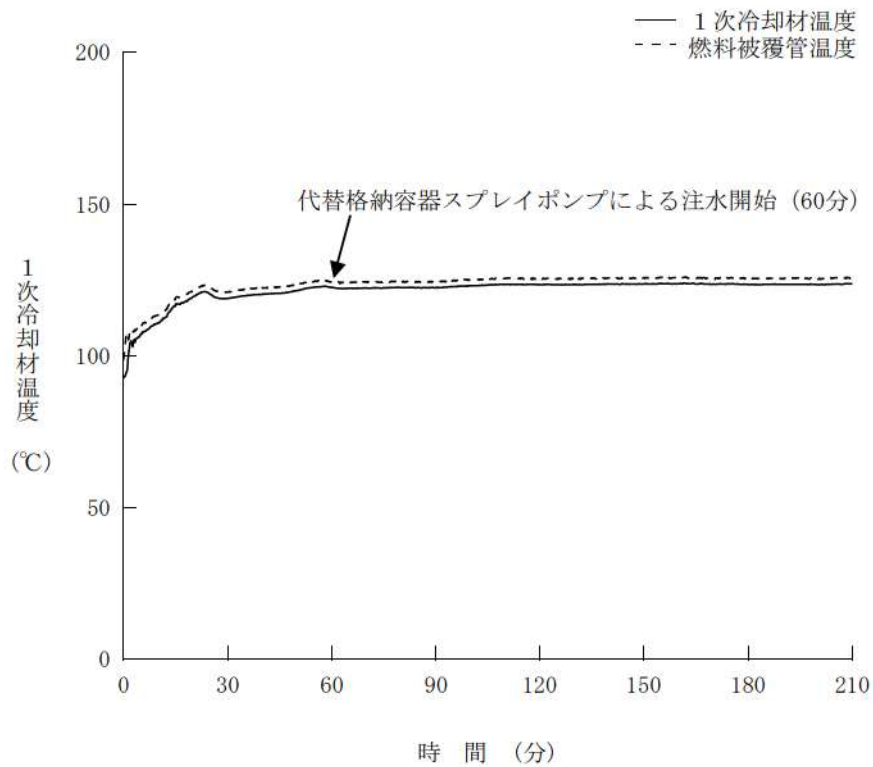


第7.4.2.9図 1次冷却系保有水量の推移

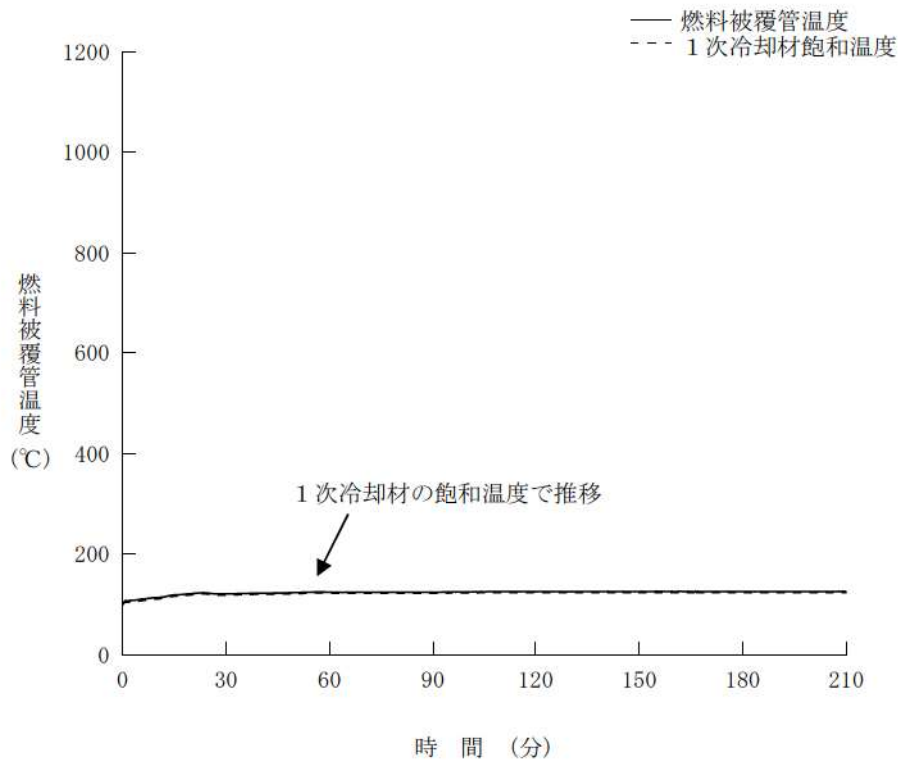


* : 加圧器下端から上端までのコラプス水位を表示

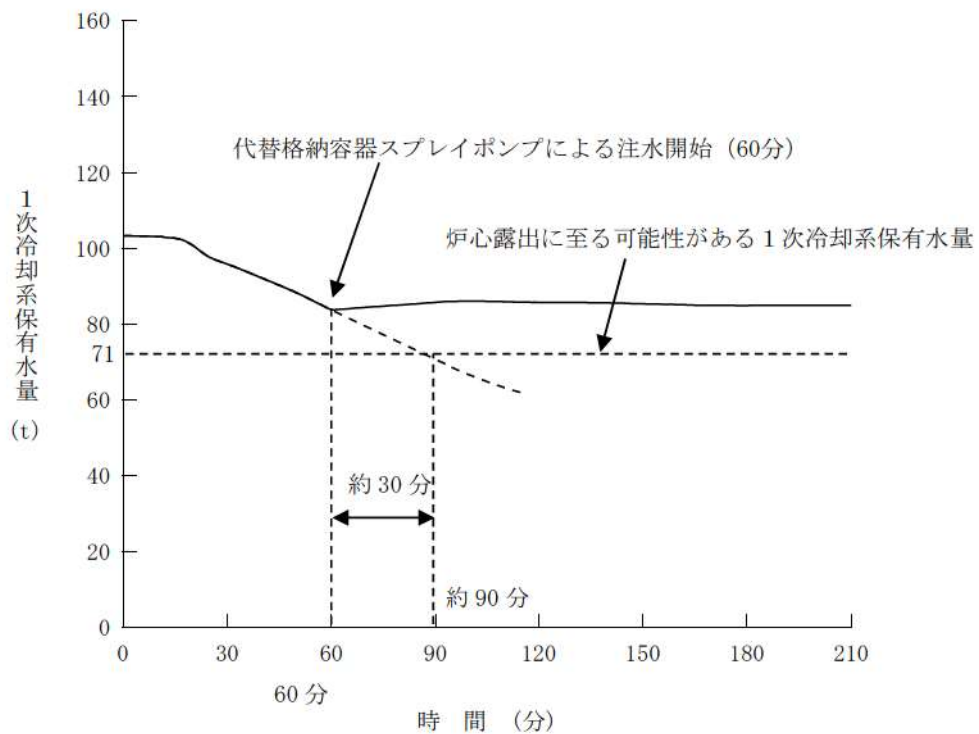
第7.4.2.10図 加圧器水位の推移



第7.4.2.11図 1次冷却材温度の推移



第7.4.2.12図 燃料被覆管温度の推移



第7.4.2.13図 1次冷却系保有水量の推移
(代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)

運転停止中の全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失時の炉心注水手段

ミッドループ運転期間中において、全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合の炉心注水手段については、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水のほか、蓄圧タンクによる炉心注水（その後続く代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水）が考えられる。

当社においては、以下に示す炉心注水手段の比較、原子炉停止時の蓄圧タンク運用見直しに対する検討より総合的に判断した結果、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水にて対応することとしている。

1. 炉心注水手段の比較検討

以下の比較結果より、炉心注水までの操作時間はほぼ同じであり、燃料損傷防止及び継続的な炉心冷却の観点ではどちらの手段も有効である。

表1 炉心注水手段の比較

代替格納容器スプレイポンプによる 代替炉心注水	蓄圧タンクによる炉心注水
○代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水に関する考察 ①事象発生から約60分で代替格納容器スプレイポンプの準備を完了し注水開始可能。 ②代替格納容器スプレイポンプにより、燃料取替用水ピットのほう酸水を継続的に注入することができ、長期にわたり炉心の冷却が維持できる。(29m ³ /hで注水し、事象発生から約59.6時間後まで注水可能。その後は代替再循環による冷却となる。)	○蓄圧タンクによる炉心注水に関する考察 ①蓄圧タンクによる炉心注水は、代替非常用発電機からの給電準備・起動操作、出口弁の操作準備時間等を考慮し、事象発生後約60分で実施可能。 ②蓄圧タンク水を炉心注水する場合、1基当たり約30分間の炉心冷却に寄与でき、3基注水を考慮すると、代替格納容器スプレイポンプの準備までに約90分の操作余裕を確保可能。(継続的な炉心冷却には代替格納容器スプレイポンプが必要)

2. 原子炉停止時の蓄圧タンク運用見直しに対する検討

【現状の運用】

- ・原子炉停止操作において、蓄圧タンク出口弁は1次冷却系の降温降圧操作の中で、RCS圧力6.89MPaにて閉止した後、誤作動防止管理のため、電源を切とする運用にしている。
- ・蓄圧タンクは、運転モード5（RCS温度93℃以下）に到達し、原子炉格納容器パージ後（原子炉格納容器への立ち入りが可能となった時点以降）N₂を放出し大気開放としている。

上記の運用を変更し、ミッドループ運転まで蓄圧タンク圧力を4.4MPaに保持（待機）した場合、加圧器満水時に蓄圧タンク出口弁が誤開した場合の低温過加圧防護設備動作やミッドループ運転時に出口弁が誤開した場合の作業安全性について配慮する必要がある。

保安規定記載内容（参考）

第45条

- ・低温過加圧防護（モード4【130℃以下】、5及び6【RV蓋が閉められている状態】）
- ・蓄圧タンク全基が隔離されていること。隔離解除は蓄圧タンク圧力<RCS圧力を条件に、1基毎に許容される。

第50条

- ・蓄圧タンク（モード1、2及び3【RCS圧力>6.89MPa】）蓄圧タンクの全ての出口隔離弁が全開であること。

3. 検討結果

当社においては、ミッドループ運転期間中における全交流動力電源喪失+原子炉補機冷却機能喪失事象が発生した場合の炉心注水手段について、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を実施することとしているが、蓄圧タンクの保有水を、緊急時の水源として備えておくことに関する可能性について検討した。

検討の結果、ミッドループ運転中に蓄圧タンクの圧力を保持することは、補給源の多様性という面で有利であるが、以下の理由により蓄圧タンク注入には期待しないこととした。

- 蓄圧タンクが誤動作した場合、開口部より1次冷却材が流出し、現場作業員の放射性物質による汚染が懸念されること。
- 長期的な1次冷却系保有水の確保には、代替格納容器スプレイポンプによる注水が必要なこと。
- 1次冷却系保有水の補給手段は、燃料取替用水ピットによる重力注水についても期待することができ、補給手段が多様化されていること。

表2 検討内容

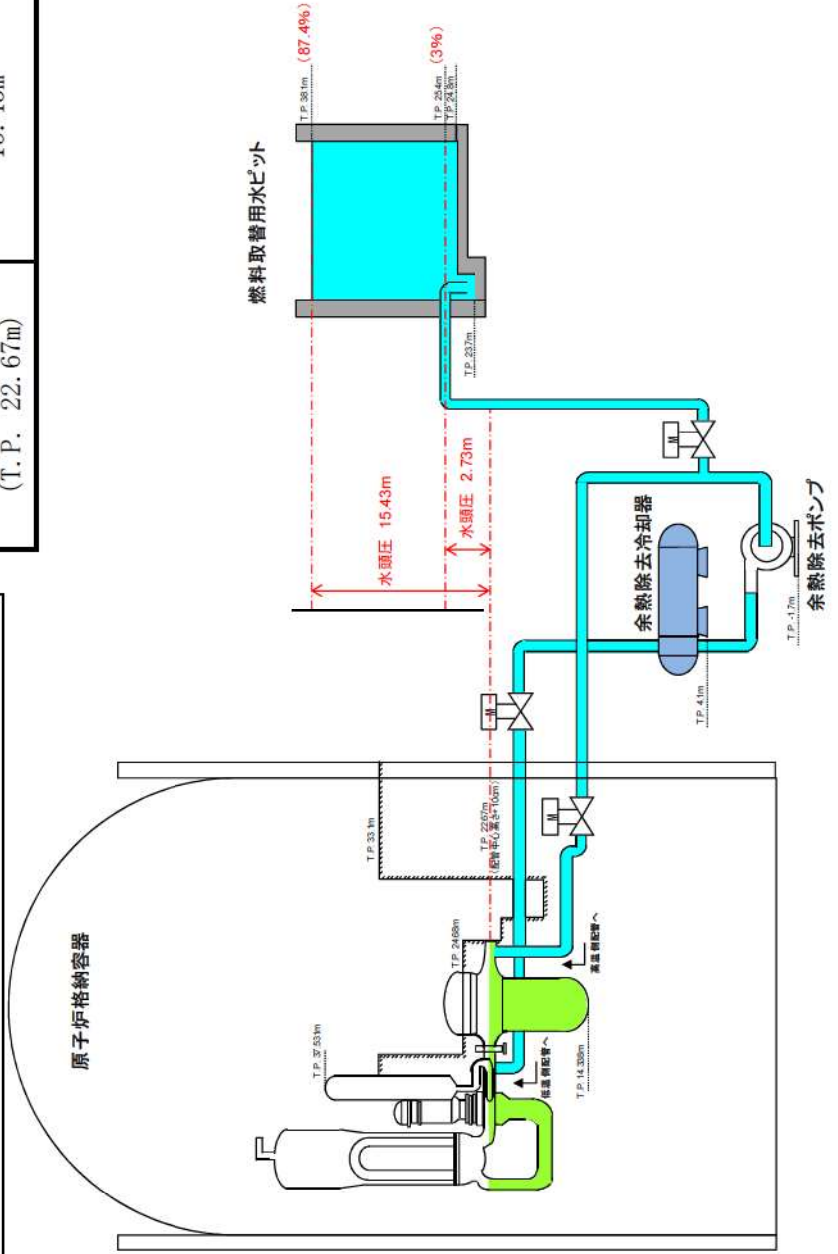
	炉心注水に蓄圧タンクを使用しない場合 (大気開放)	炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合 (4.4MPa保持)	炉心注水に蓄圧タンクを使用する場合 (低圧にて保持) (例：1.0MPa)	備考
低温過加圧防護機器の作動による保有水液相放出 (加圧器満水時の場合)	誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護機器は作動しない。	誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水時1次冷却材系統が加圧され低温過加圧防護機器が作動し1次冷却材が系外へ放出される懸念がある。	誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合でも低温過加圧防護機器は作動しない。	
	○	×	○	
作業の安全性確保 (ミッドループ運転期間中の場合)	誤操作防止対策として、蓄圧タンク出口弁操作器を閉ロックし、蓄圧タンク出口弁閉止状態で蓄圧タンク出口弁の電源を「切」としている。	誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、蓄圧タンク圧力が高圧のため、炉心注水により急激なRCS水位上昇が発生し、作業等による開口部から漏洩する恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。	誤って蓄圧タンク出口弁を開けた場合、炉心注水によるRCS水位上昇は緩やかなものの、作業等による開口部から漏洩が起きる恐れがあり、現場作業者の汚染並びに現場の汚染が懸念される。	【ミッドループ期間中作業】 ・キャビティ前清掃 ・配管及び支持構造物点検 ・原子炉容器点検 ・燃料取扱設備点検 ・蒸気発生器点検 ・RCPモータ点検 ・燃料関連機器点検 ・炉内核計測装置点検
	○	×	△	
総合判定	○	×	△	

RCSへの燃料取替用水ピット重力注水について

泊3号炉のRCSへの燃料取替用水ピット重力注水について以下に示す。燃料取替用水ピットによる重力注水については、燃料取替用水ピット側と炉心側の水頭差及び1次冷却材圧力等がバランスする水位まで燃料取替用水ピットによる重力注水は継続する。

(重力注水経路)	
• 燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプスルー→1次冷却系低温側配管	
• 燃料取替用水ピット→余熱除去ポンプ入口ライン→1次冷却系高温側配管	

	燃料取替用水 ピット水位87.4% (T.P. 38.1m)	燃料取替用水 ピット水位3% (T.P. 25.4m)
配管中心高さ+100mm (T.P. 22.67m)	15.43m	2.73m



重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について
(全交流動力電源喪失)

重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。

第1表 システム熱水力解析用データ
(全交流動力電源喪失)

名 称	数 値	解析上の取り扱い
(1) 初期条件		
1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定
2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限值
3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位
4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間
5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連		
1) 代替格納容器スプレイポンプ		
i 注水開始	事象発生後の60分後	運転員等操作余裕の考え方
ii 注水流量	29m ³ /h	蒸発量を上回る流量

重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。

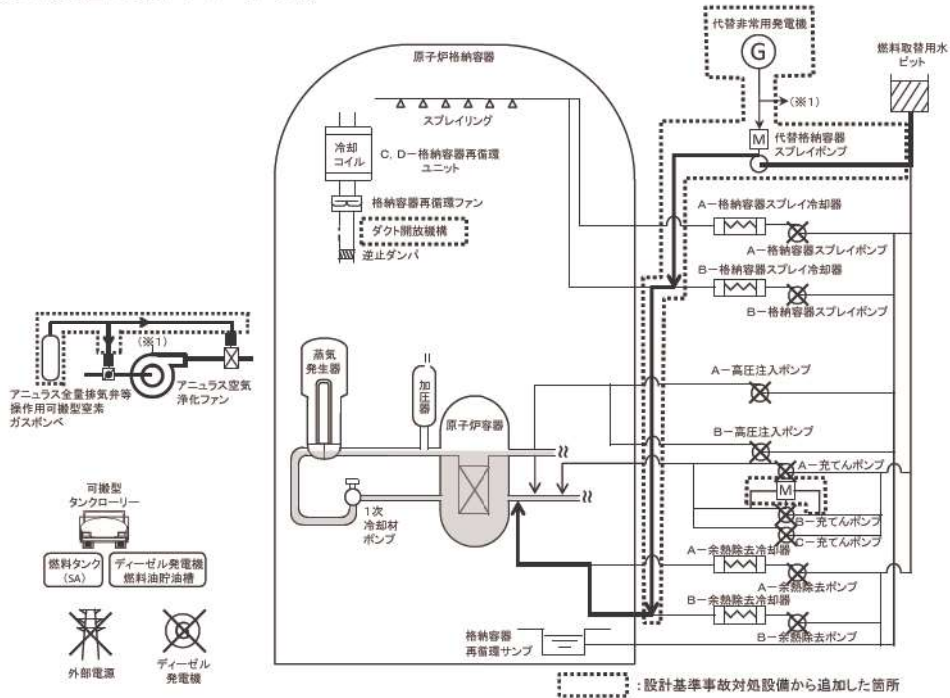


図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（炉心注水）

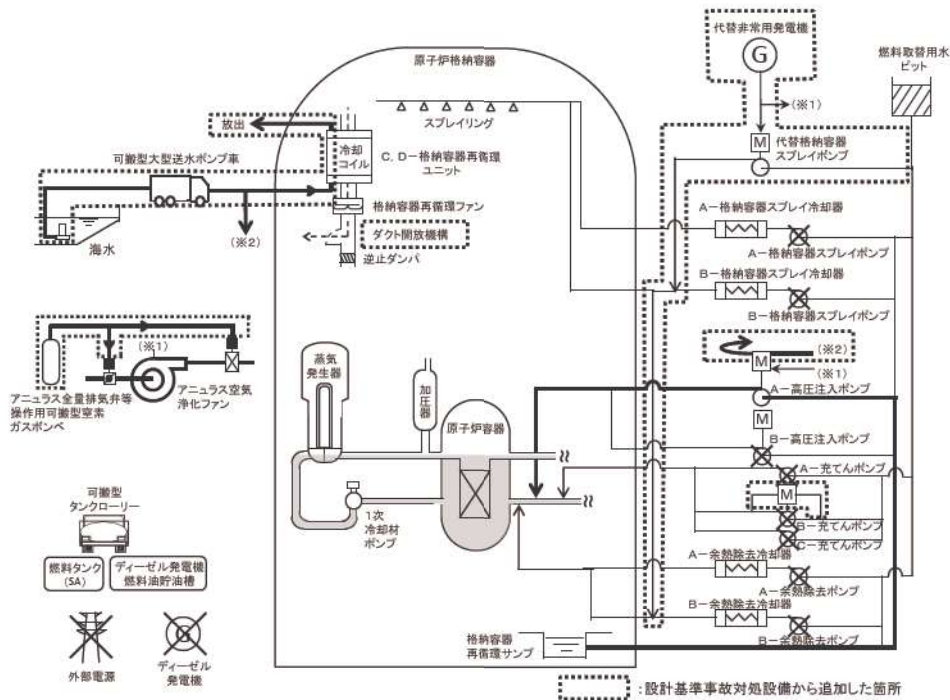


図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（高压代替再循環及び格納容器内自然対流冷却）

安定状態について

全交流動力電源喪失（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）時における安定状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後、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**

1次冷却系保有水量は第7.4.2.9図の解析結果より、事象発生の約100分後に安定している。1次冷却材温度は第7.4.2.11図の解析結果より、事象発生の約120分後に安定状態に至る。また、第7.4.2.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も若干変動するものの初期温度から有意な上昇はなく安定していることから、事象発生約120分後を原子炉安定状態とした。

その後、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、高圧注入ポンプによる高圧再循環運転に切り替え炉心注水を開始することで、原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。

また、高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について (全交流動力電源喪失)

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして有効性評価を実施し、評価項目を満足することを確認している。

原子炉の運転停止中は主発電機の解列から並列までの期間であり、この期間中はプラントの状態が様々に変化する。このためプラントの運転状態、1次冷却系の開放状態、1次冷却系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、図1に示すとおり、プラントの状態を適切に区分した上で、燃料取出前のミッドループ運転中以外の期間について、評価項目に対する影響を確認した。

表1に示すとおり、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が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に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。

— : 1次冷却材水位
 — : 1次冷却材圧力
 : 1次冷却材温度

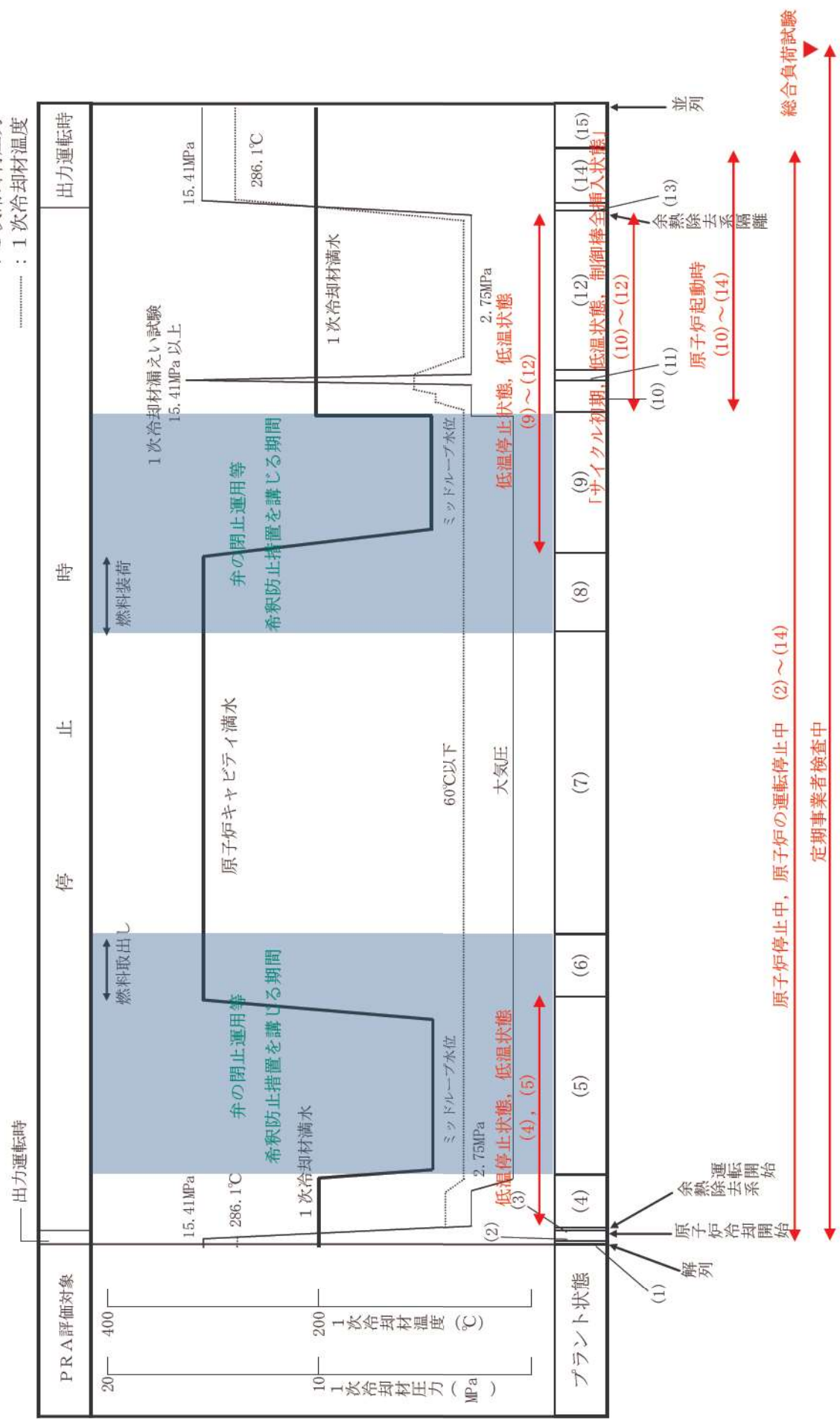


図1 定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（全交流動力電源喪失）（1/2）

プラント状態		運転停止中の評価項目		
		燃料有効長頂部冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保 [※]	未臨界の確保
1	部分出力運転状態	出力運転時と同じ緩和手段がある。(全交流動力電源喪失に対する緩和設備には、非常用炉心冷却設備作動信号ブロックの影響はない) また、出力運転時と比較して1次冷却系保有水量は同等であるが、崩壊熱は低い。そのため、出力運転時の全交流動力電源喪失に包絡される。出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。	○	部分出力運転状態の炉心は臨界状態であるが、この状態で1次冷却系の熱除去機能が喪失し1次冷却材の温度が上昇した場合でも、減速材温度係数が負であるため、負の反応度帰還効果により出力は低下する方向となる。なお、この状態から制御棒挿入により炉心を高温状態で未臨界とすることができ、1次冷却系へのほう酸水注入により、キセノン濃度変化に対しても高温状態で十分臨界未満を維持できる。
2	高温停止状態		○	高温停止状態の炉心は保安規定により停止余裕が確保されており、未臨界状態である。また、1次冷却系へのほう酸水注入により、キセノン濃度変化に対しても高温状態で十分臨界未満を維持できる。
3	高温停止状態 (非常用炉心冷却設備作動信号ブロック)		○	一方、1次冷却系は加圧されていることから1次冷却材の密度変化はわずかなこと及びほう酸濃度はミッドループ運転状態よりも低いことから1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかなことである。
4	RHR系による冷却状態① (1次冷却系は満水状態)	プラント状態5より崩壊熱が高いが、1次冷却系保有水量が多く、かつ1次冷却系に開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。	○	プラント状態5より崩壊熱が高いが、1次冷却系保有水量が多く、ボイドの発生が少なくなるため、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果は小さくなることから、プラント状態5に包絡される。
5	RHR系による冷却状態② (ミッドループ運転状態)	有効性評価にて評価項目を満足している。	○	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。
		崩壊熱の取外し時は崩壊熱がさらに低下しており、かつ、炉心上部の広範な区画に水が確保されており、1次冷却系保有水量の減少が遅いことから放射線の遮蔽が問題となることはない。	—	
6	原子炉キャビティ満水 (燃料取出し)	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が遅いことからプラント状態5に包絡される。	—	プラント状態5より崩壊熱が低く、また、1次冷却系保有水量が多い。したがって、ボイドの発生が少なくなるため、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果は小さくなることから、プラント状態5に包絡される。

※ ○：原子炉容器蓋を設置している状態 —：原子炉容器蓋を取り外している状態

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（全交流動力電源喪失）（2/2）

プラント状態		運転停止中の評価項目		
		燃料有効長頂部冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保*	未臨界の確保
7	燃料取出し状態	評価対象外		
8	原子炉キャビティ満水（燃料装荷）	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が遅いことからプラント状態5に包絡される。	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が遅いことからプラント状態5に包絡される。	
9	RHR系による冷却状態③（ミッドループ運転状態）	1次冷却系保有水量は同等であるが、崩壊熱が低いため、プラント状態5に包絡される。	— ○	
10	RHR系による冷却状態④（1次冷却系は満水状態）	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が遅いことからプラント状態5に包絡される。	○	
11	1次冷却系漏えい試験（RHR系は隔離）	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量の減少が遅いことからプラント状態5に包絡される。	○	
12	RHR系による冷却状態⑤（1次冷却系は満水状態）	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量の減少が遅いことからプラント状態5に包絡される。	○	
13	RHR系隔離から高温停止状態		原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、かつ、プラント状態5より1次冷却系保有水量が多いため、プラント状態5に包絡される。	燃料取扱停止時のほう素濃度に満たされており未臨界状態である。一方、一次系は加圧されていることから1次冷却材の密度変化はわずかであること及びほう素濃度はミッドループ運転状態よりも低いことから1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかであり影響は小さい。
14	高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）	プラント状態1～3と同じ。	○	高温停止状態の炉心は保安規定により停止余裕が確保されており、未臨界状態である。一方、1次冷却系は加圧されていることから1次冷却材の密度変化はわずかであること及びほう素濃度はミッドループ運転状態よりも低いことから1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかであり影響は小さい。
15	部分出力運転状態		○	部分出力運転状態の炉心は臨界状態であるが、この状態で1次冷却系の熱除去機能が喪失し1次冷却材の温度が上昇した場合でも、減速材温度係数が負であるため、負の反応度帰還効果により出力は低下する方向となる。なお、この状態から制御棒挿入により炉心を高温状態で未臨界とすることができ、また、1次冷却系へのほう酸水注入により、キセノン濃度変化に対しても高温状態で十分臨界未満を維持できる。

※ ○：原子炉容器蓋を設置している状態 —：原子炉容器蓋を取り外している状態

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
(全交流動力電源喪失)

重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	熱伝達係数：0～40%	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THIF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度が低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作時間には影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THIF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度が低くなることから、燃料被覆管温度上昇に対する余裕は大きくなる。
炉心	沸騰・ボイド率変化				
	気液分離・対向流	ボイドモデル 流動様式	炉心水位：±0.4m	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEIISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THEIISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.0mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
1次冷却系	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	ECCS蓄圧タンク注入	安全系モデル (ECCS)	入力値に含まれる	蓄圧タンクは大気開放としており、蓄圧注入は作動しないため、運転員等操作時間に与える影響はない。	蓄圧タンクは大気開放としており、蓄圧注入は作動しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

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

項目	解析条件 (初期条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉停止後の時間	72時間	79時間以上 (定期事業者検査工程毎)	評価結果を厳しくするよう、燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとする。したがって、定期事業者検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最長時間に余裕を見込まずに設定。 原子炉停止後の時間が短いと炉心崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸発率も大きくなることから、1次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。	解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
1次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0MPa [gauge])	大気圧 (0MPa [gauge])	ミッドループ運転時は1次冷却系を大気開放状態としておくことから設定。	解析条件と最確条件が同様であることから事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
1次冷却材高温側温度 (初期)	93℃ (保安規定モード5)	93℃以下	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード (モード5) の上限値として設定。1次冷却材温度が高いと1次冷却系の保有熱が大きくなり、1次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。	解析条件に対して初期の1次冷却材高温側温度が低くなることで、1次冷却系の保有熱が小さくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制される。よって、炉心露出に対する事業進展は遅くなるが1次冷却系水位を起点に開始する運転員等操作は無く、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件に対して炉心崩壊熱が小さくなることで、1次冷却材の蒸発率が小さくなる。よって、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることと、炉心露出に対する余裕が大きくなる。
1次冷却材水位 (初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	評価結果を厳しくするよう、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと1次冷却系保有水量が少なくなるから厳しい設定。	解析条件と最確条件が同様であることから事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心崩壊熱	FP: 日本原子力学会推奨値 アクチニド: OR1GEN2 (サイクル末期を仮定)	17×17型燃料集合体を表荷した3ルーブリックを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はワラン・ブルトニウム混合酸化物燃料の表荷を考慮。		最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事業進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作は無く、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する余裕が大きくなる。
燃料取替用水ピット水量	2,000m ³	2,000m ³	燃料取替用水ピット水量の設計値として設定。		
1次冷却系開口部	加圧器安全弁 3個取り外し 加圧器のベント弁 1個開放	加圧器安全弁 3個取り外し 加圧器のベント弁 1個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。	解析条件と最確条件が同様であることから事業進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから事業進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
2次冷却系状態	2次冷却系からの冷却なし	2次冷却系からの冷却あり	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い、1次冷却系保有水量の減少を早める観点から、2次冷却系からの冷却は想定しない。	解析条件に対して2次冷却系から冷却することと、1次冷却材の蒸発率が小さくなる。よって、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることと、炉心露出に対する事業進展は遅くなるが、1次冷却系水位を起点に開始する運転員等操作は無く、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件に対して2次冷却系から冷却することと、1次冷却材の蒸発率が小さくなる。よって、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることと、炉心露出に対する余裕が大きくなる。

初期条件

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

項目	解析条件 (事故条件、機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失	
	安全機能の喪失に 対する仮定	外部電源喪失	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものと して設定。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象 進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに 与える影響はない。
		非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機 能が喪失するものとして設定。	
外部電源	外部電源なし	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとして いる。		
機器条件	代替格納容器サブ レイポンプの原子 炉への注水流量	29m ³ /h	原子炉停止後72時間後を事象開始として、代替格 納容器サブレイポンプの起動時間60分時点におけ る炉心崩壊熱による蒸発量約28.4m ³ /hを上回る値 として設定。	解析条件と重大事故等対策として設計した値が同 様であることから、事象進展に影響はなく、運転 員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と重大事故等対策として設計した値が同 様であることから、事象進展に影響はなく、評価 項目となるパラメータに与える影響はない。

表3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		運転員等操作時間 に与える影響	評価項目となる パラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の 操作開始時間	条件設定の 考え方				
代替格納容器スプレイポン 操作条件	運転員等操作時間との発生、事象発生を判断し、代替格納容器スプレイポンによる炉心注水機動作を要する時間を上回る時間。	運転員等操作時間との発生、事象発生を判断し、代替格納容器スプレイポンによる炉心注水機動作を要する時間を上回る時間。	<p>【認知】 中央制御室にて余熱除去ポンプの停止等を確認し、余熱除去機能喪失を判断した場合、代替格納容器スプレイポンによる炉心注水機動作を開始する手順としている。そのため、認知遅れによる操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 代替格納容器スプレイポンの起動操作は、現場にて代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員と、中央制御室にて代替格納容器スプレイポンの起動準備を行う運転員が配置されている。本操作を行う運転員(現場)及び災害対策要員は、代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作を行っている期間、他の作業を担っていない。また、本操作を行う中央制御室の運転員は代替格納容器スプレイポンの起動準備を行っている期間、他の作業を担っていない。よって、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 現場で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作は、中央制御室から機器操作場所まで通常1分程度で移動可能であるが、それに時間余裕を考慮して操作所要時間と想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作所要時間は、中央制御室で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備は、中央制御室の操作器による簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 現場で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作は、現場操作盤の操作器及び手動ハンドルによる簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作時、当該操作に対応する運転員(現場)及び災害対策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。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作を行う要員は、力量管理、教育・訓練を実施しており、代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作は現場操作盤の操作器及び手動ハンドルによる簡易な操作であることから誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> <p>中央制御室操作を行う要員は、中央制御室内の中央制御室の操作器による簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>代替格納容器スプレイポンによる炉心注水機動作は、運転員等操作時間による影響として、解析上の操作開始時間と実際の操作開始時間との差が早くなる可能性があることと想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作所要時間は、中央制御室で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備は、中央制御室の操作器による簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 現場で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作は、現場操作盤の操作器及び手動ハンドルによる簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作時、当該操作に対応する運転員(現場)及び災害対策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。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作を行う要員は、力量管理、教育・訓練を実施しており、代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作は現場操作盤の操作器及び手動ハンドルによる簡易な操作であることから誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> <p>中央制御室操作を行う要員は、中央制御室内の中央制御室の操作器による簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>代替格納容器スプレイポンによる炉心注水機動作は、運転員等操作時間による影響として、解析上の操作開始時間と実際の操作開始時間との差が早くなる可能性があることと想定している。また、アクセスルート上にアクセスを阻害する設備はなく、操作所要時間は、中央制御室で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備は、中央制御室の操作器による簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 現場で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作は、現場操作盤の操作器及び手動ハンドルによる簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 現場で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作時、当該操作に対応する運転員(現場)及び災害対策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。</p> <p>【操作の確実さ】 現場操作を行う要員は、力量管理、教育・訓練を実施しており、代替格納容器スプレイポンの起動準備及び起動操作は現場操作盤の操作器及び手動ハンドルによる簡易な操作であることから誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p> <p>中央制御室操作を行う要員は、中央制御室内の中央制御室の操作器による簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレーションにて訓練実績を取得。訓練では、中央制御室で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備は所要時間5分を想定しているところ、訓練実績は3分。</p> <p>現場で実施する代替格納容器スプレイポンの起動準備は30分を想定しているところ、訓練実績は27分。代替格納容器スプレイポンの起動操作は5分を想定しているところ、訓練実績は3分。</p> <p>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

水源、燃料、電源負荷評価結果について（全交流動力電源喪失）

1. 水源に関する評価（炉心注水）

重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故】

○ 水源

- ・燃料取替用水ピット：約 1,700m³（有効水量）

○ 水使用パターン

- ・代替格納容器スプレイポンプ：29 m³/h 事象発生 60 分（1 時間）以降運転

○ 時間評価（燃料取替用水ピットが枯渇するまでの時間評価）

- ・1,700m³ ÷ 29m³/h = 約 58.6 時間（事象発生約 59.6 時間後）

○ 水源評価結果

事象発生約 59.6 時間後までに可搬型大型送水ポンプ車、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却＋高圧再循環運転に移行することで対応可能。

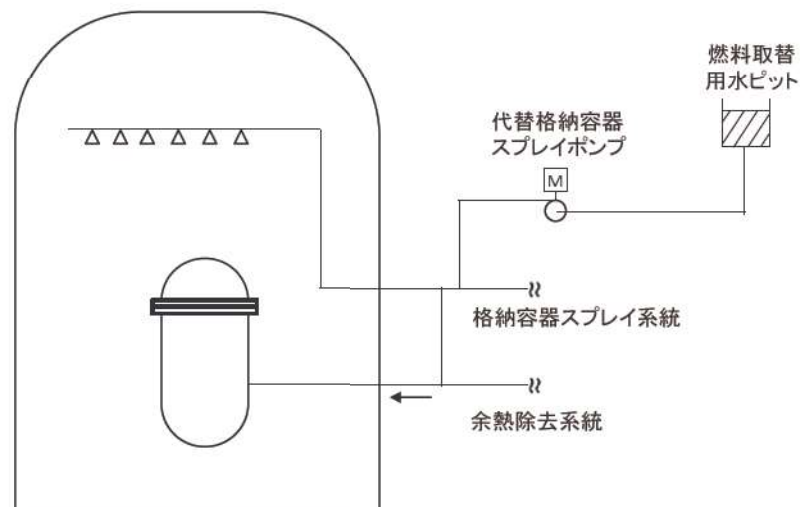


図 系統概略図

2. 燃料消費に関する評価

重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故】

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約 411 L/h × 2台 × 24h × 7日間 = 約 138,096L = 約 138.1kL
		緊急時対策所用発電機(指揮所用及び待機所用各1台の計2台)起動 (緊急時対策所用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h × 1台 + 57.1L/h × 1台) × 24h × 7日間 = 約 19,185.6L = 約 19.2kL
		<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL
		<使用済燃料ピットへの海水注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL
結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽(約540kL)及び燃料タンク(SA)(約50kL)の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能

3. 電源に関する評価

代替非常用発電機の負荷

重要事故シナケンス【燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故】

表 主要負荷リスト

高圧注入ポンプ	1,098kW
充電器 (A, B)	113kW
	113kW
計装用電源 (安全系)	22kW (A充電器を含む)
(A, B, C, D)	22kW (B充電器を含む)
	22kW (A充電器を含む)
	22kW (B充電器を含む)
代替格納容器スプレイポンプ	200kW
アニュラス空気浄化ファン	39kW
中央制御室給気ファン	21kW
中央制御室循環ファン	13kW
中央制御室非常用循環ファン	5kW
中央制御室照明等	23kW
中央制御室非常用循環ファン用電気ヒータ	13kW
ディーゼル発電機燃料油移送ポンプ ^{#1}	7kW
合計 (連続負荷)	1,645kW
(最大負荷)	2,139kW

*1：事故シナケンス上の最大負荷としては考慮していないが、代替非常用発電機の出力決定に際しては最大負荷に含める。

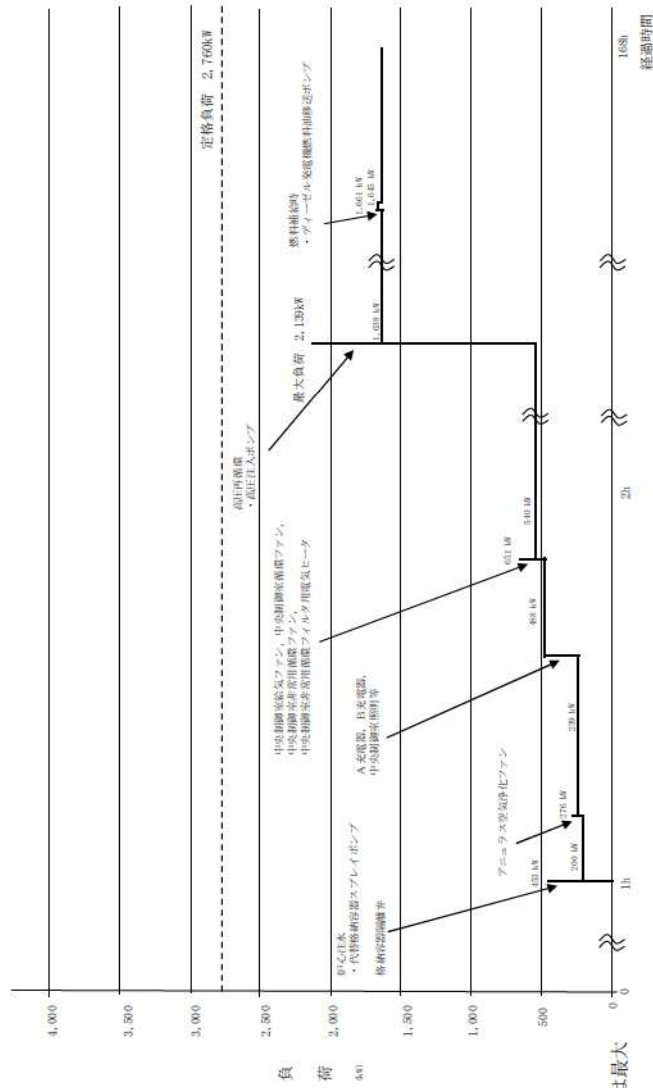


図 負荷積算イメージ

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE743 r.11.0
提出年月日	令和5年8月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価

7.4.3 原子炉冷却材の流出

令和5年8月
北海道電力株式会社

設置変更許可申請書の補正を予定しており、補正書の添付書類十 SA 有効性評価の章番号に合わせています。

目次

- 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価
 - 7.4 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
 - 7.4.3 原子炉冷却材の流出

添付資料 目次

- 添付資料7.4.3.1 ミッドループ運転中における冷却材流出の想定と対応について
- 添付資料7.4.3.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について（原子炉冷却材の流出）
- 添付資料7.4.3.3 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料7.4.3.4 格納容器再循環サンプル水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（原子炉冷却材の流出）
- 添付資料7.4.3.5 安定状態について
- 添付資料7.4.3.6 燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について（原子炉冷却材の流出）
- 添付資料7.4.3.7 原子炉冷却材の流出時の炉心注水時間の時間余裕について
- 添付資料7.4.3.8 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（原子炉冷却材の流出）
- 添付資料7.4.3.9 燃料、電源負荷評価結果について（原子炉冷却材の流出）

7.4.3 原子炉冷却材の流出

7.4.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」，「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への1次冷却材の流出が発生することを想定する。このため，1次冷却材の流出に伴い余熱除去機能が喪失し，緩和措置がとられない場合には，1次冷却系保有水量が減少することで燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，1次冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，充てんポンプによる炉心注水を行うことで必要量の1次冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器内自然対流冷却による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉及び原子炉格納容器を

除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として充てんポンプによる炉心注水を整備する。また、安定状態に向けた対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.4.3.1図に、手順の概要を第7.4.3.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.3.1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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計10名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は4名である。必要な要員と作業項目について第7.4.3.3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、必要な要員数を確認した結果、10名で対処可能である。

a. 1次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断

1次冷却材流出により1次冷却系の水位が低下し、余熱除去

ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系 2 系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、低圧注入流量である。

(添付資料7.4.1.17)

b. 余熱除去機能喪失時の対応

余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。

(添付資料7.4.3.1)

c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。

(添付資料7.4.1.1)

d. 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保

充てんポンプにより燃料取替用水ピット水を炉心に注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁(3個取外し中)からの蒸発により崩壊熱を除去する。

充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操

作に必要な計装設備は，加圧器水位等である。

f. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

原子炉格納容器圧力指示が上昇し0.025MPa[gage]になれば，アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。

また，中央制御室の作業環境確保のため，中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は，原子炉格納容器圧力である。

g. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却

燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプによる炉心注水を継続して実施する。

また，余熱除去機能が回復しない状態で，燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%以上であることを確認し，格納容器再循環サンプからB－格納容器スプレイポンプを経てB－格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をB－余熱除去系統及びB－格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで，継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は，低圧注入流量等であり，高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は，高圧注入流量等である。

h. 格納容器内自然対流冷却

C，D－格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水

し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてA－格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。

7.4.3.2 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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出流量の観点から代表性があり、1次冷却系保有水の確保の観点から、崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が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に対して最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

(添付資料7.4.1.10, 7.4.1.11, 7.4.3.6)

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系における冷却材流出及びECCS強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.3.2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。

(添付資料7.4.3.2)

a. 初期条件

(a) 1次冷却材高温側温度

ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値として、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。

(b) 1次冷却材水位

プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として、1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを100mm上回る高さとする。

b. 事故条件

(a) 起回事象

起因事象として、余熱除去系統からの1次冷却材の流出を想定する。

ミッドループ運転中に1次冷却系と接続されている系統には余熱除去系統と化学体積制御系統等があるが、1次冷却系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系統からの流出とする。

また、流出流量は余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として、 $400\text{m}^3/\text{h}$ とする。

さらに、余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず、流出が継続するものとし、流出する口径は余熱除去系統の最大口径である燃料取替用水ピット戻り配管の約 0.2m （8インチ）相当とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点として、1次冷却系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、その後さらに待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、ディーゼル発電機にて充てんポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 充てんポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止72時間後を事象開始として、「7.4.3.2(2) d. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の崩壊熱の蒸発量に、流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み、29m³/hとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 充てんポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに充てんポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、余熱除去機能喪失の20分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.3.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.4.3.4図から第7.4.3.13図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、1次冷却材の流出に伴い、1次冷却系水位が低下し約2分で余熱除去系が機能喪失することで流出流量が減少する。事象発生約22分後、充てんポンプによる炉心注水を開始し、加圧器開口部及び余熱除去系抽出口からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより1次冷却系有水量を確保することができる。

(添付資料7.4.3.3)

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第7.4.3.5図に示すとおりであり、充てん

ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料は冠水維持される。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽は維持される。

(添付資料7.4.1.5)

炉心崩壊熱に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。

これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約 $-7.1\% \Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

(添付資料7.4.1.6)

燃料被覆管温度は第7.4.3.13図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。

第7.4.3.10図及び第7.4.3.12図に示すとおり、事象発生約30分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。

その後は、1次冷却材流出システムの隔離を行った上で、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてA-格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。

(添付資料7.4.1.9, 7.4.3.4, 7.4.3.5)

本評価では、「6.2.4.2 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。

7.4.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

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充てんポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を

確保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、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てんポンプによる炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、余熱除去機能喪失が早くなることで、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てんポンプによる炉心注水の操作開始が早くなるが、操作開始が早まる時間は数十秒であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることにより、炉心露出に対する事象進展が遅くなることから、

1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなるが、操作手順（1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失の判断後に炉心注水操作を開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.3.9図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.2mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料7.4.1.13)

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮した場合、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(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7.4.3.2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評価する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び1次冷却材流出流量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合，解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため，1次冷却材の蒸発率は低下し，1次冷却系保有水量の減少が抑制されるが，余熱除去機能喪失までの期間においては，1次冷却系保有水の減少量のうち余熱除去システムからの1次冷却材の流出量が支配的であることから，1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作に与える影響は小さい。

事故条件の1次冷却材流出流量を最確条件とした場合，解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し，1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから1次冷却系水位低下が遅くなることで，余熱除去機能喪失に対する事象進展は遅くなるが，余熱除去機能喪失以降に1次冷却系水位を起点に開始する運転員等操作はなく，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

初期条件の炉心崩壊熱を最確条件とした場合，解析条件で設

定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

事故条件の1次冷却材流出流量を最確条件とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の充てんポンプによる炉心注水操作は、解析上の操作開始時間として、余熱除去機能喪失の20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の充てんポンプによる炉心注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発及び1次冷却材流出に伴う1次冷却系保有水量の減少と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、「7.4.3.3(3) 操作時間余裕の把握」において、充てんポンプによる炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の充てんポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第7.4.3.14図に示すとおり、充てんポンプによる炉心注水開始時点の1次冷却系からの流出量を維持するものとして概算した結果、炉心が露出する可能性がある1次冷却系保有水量となるまで約26分の時間余裕がある。

(添付資料7.4.3.7)

(4) まとめ

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

える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による充てんポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、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。

(添付資料7.4.3.8)

7.4.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.4.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり10名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36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、「7.5.1(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

燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする充てんポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（16.5%）に到達後、代替再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約546.3kL）。

c. 電源

外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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

（添付資料7.4.3.9）

7.4.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって1次冷却材が系外に流出することで、余熱除去機能が喪失し、1次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが

特徴である。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、充てんポンプによる炉心注水、安定状態に向けた対策として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

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「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、充てんポンプによる炉心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。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、充てんポンプによる炉心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 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について（1/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
a. 1 次冷却系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> 1 次冷却材流出により 1 次冷却系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系 2 系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。 余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1 次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。 	—	—
b. 余熱除去機能喪失時の対応	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去ポンプの運転不能により、余熱除去ポンプがトリップする。 余熱除去系 2 系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。 	【余熱除去ポンプ】*	—
c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。 作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	—	—
d. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。 	—	—

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

第7.4.3.1表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について（2/3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
e. 充てんポンプによる炉心注水及び1次冷却系保有水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てんポンプにより燃料取替用水ピット水を炉心に注水し、1次冷却系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁(3個取外し中)からの蒸発により崩壊熱を除去する。 	充てんポンプ* 燃料取替用水ピット* 【ディーゼル発電機】 * ディーゼル発電機燃料油貯油槽*	計装設備 加圧器水位* 1次冷却材温度 (広域-高温側)* 1次冷却材温度 (広域-低温側)* 燃料取替用水ピット水位*
f. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器圧力指示が上昇し0.025MPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び破ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。 	アニュラス空気浄化ファン* アニュラス空気浄化フィルタユニット* 中央制御室給気ファン* 中央制御室給気ユニット* 中央制御室循環ファン* 中央制御室非常用循環ファン* 中央制御室非常用循環フィルタユニット* 【ディーゼル発電機】 * ディーゼル発電機燃料油貯油槽*	原子炉格納容器圧力*

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

第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
g. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却	<ul style="list-style-type: none"> 燃料取替用水ピットを水源とした充てんポンプによる炉心注水を継続して実施する。 余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位 16.5% 到達及び格納容器再循環サンプ水位 (広域) 指示が 71%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプから B-格納容器スプレイポンプを経て B-格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を B-余熱除去系統及び B-格納容器スプレイ系統に整備している連絡ライインより炉心注水する代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることと、継続的な炉心冷却を行う。 	充てんポンプ* 燃料取替用水ピット* 【ディーゼル発電機】* デイゼル発電機燃料油貯槽* 【高圧注入ポンプ】* B-格納容器スプレイポンプ* B-格納容器スプレイ冷却器* 格納容器再循環サンプ* 格納容器再循環サンプスクリーン*	—	【低圧注入流量】* 【高圧注入流量】* 格納容器再循環サンプ水位 (広域)* 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)* 1次冷却材温度 (広域-高温側)* 1次冷却材温度 (広域-低温側)* 1次冷却材圧力 (広域)* 加圧器水位* 燃料取替用水ピット水位*
h. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 	C、D-格納容器再循環ユニット* C、D-原子炉補機冷却水ポンプ* C、D-原子炉補機冷却水冷却器* 原子炉補機冷却水サージタンク* C、D-原子炉補機冷却海水ポンプ* 【ディーゼル発電機】* デイゼル発電機燃料油貯槽*	原子炉補機冷却水サージタンク加圧用可搬型窒素ガスポンプ	格納容器内温度* 原子炉格納容器圧力* 格納容器圧力 (AM用) 可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 格納容器再循環サンプ水位 (広域)* 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)* 格納容器内温度* 原子炉格納容器圧力* 格納容器圧力 (AM用) 格納容器再循環サンプ水位 (広域)* 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)*
	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて A-格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。 	【A-格納容器スプレイポンプ】* 【A-格納容器スプレイ冷却器】* 【格納容器再循環サンプ】* 【格納容器再循環サンプスクリーン】*	—	格納容器再循環サンプ水位 (狭域)* 格納容器再循環サンプ水位 (広域)* 格納容器再循環サンプ水位 (狭域)*

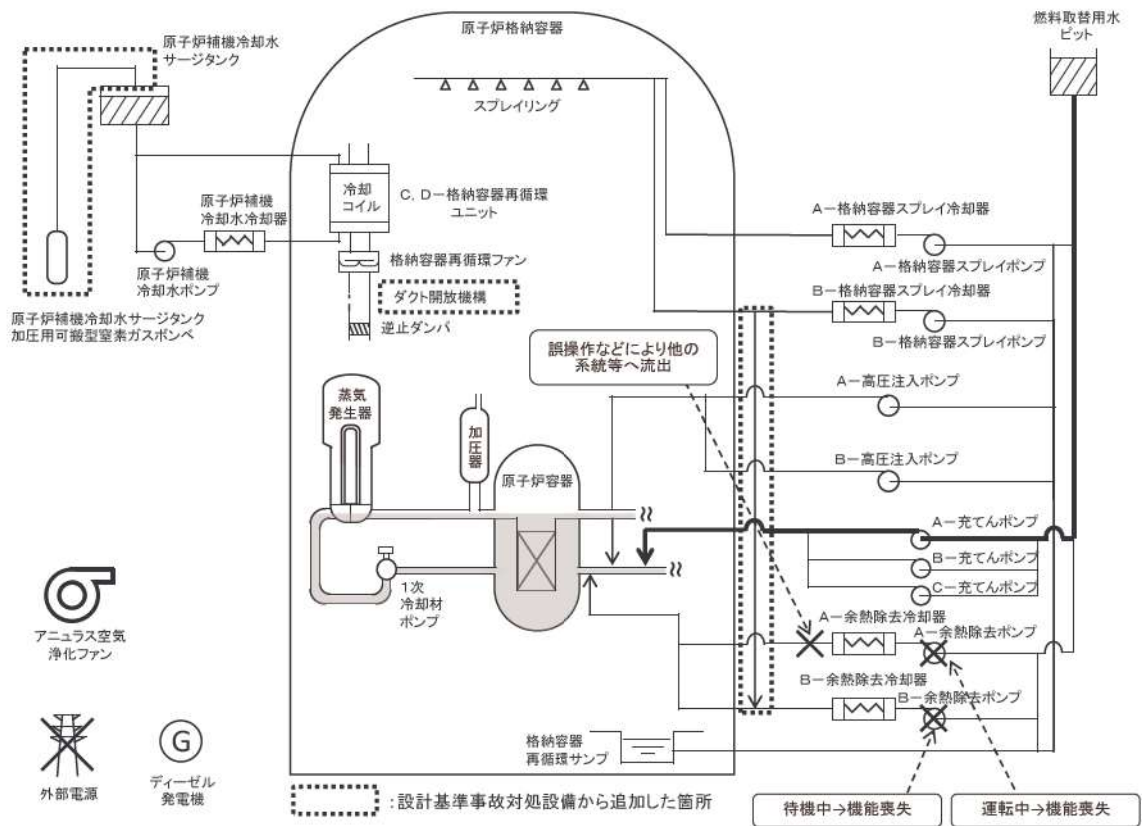
*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 【】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
 □：有効性評価上考慮しない操作

第 7.4.3.2 表 「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件
(燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故) (1/2)

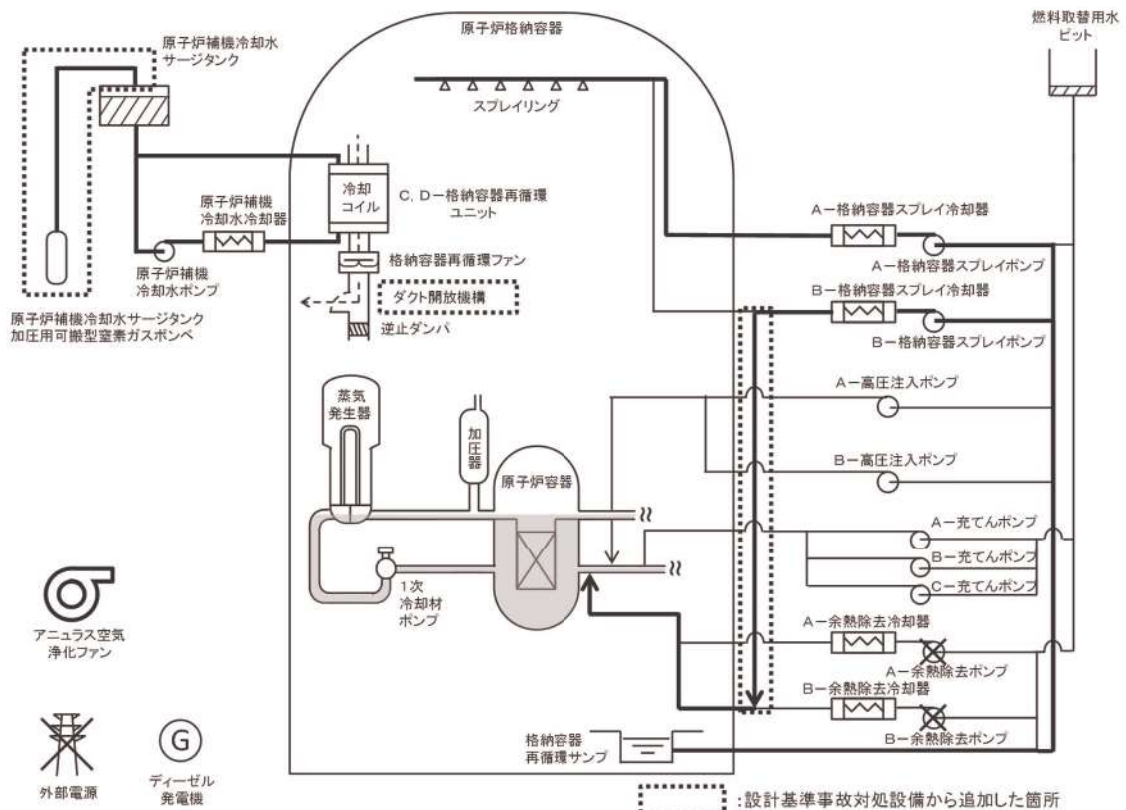
項目		条件設定の考え方
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シナジェンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
原子炉停止後の時間	72 時間	評価結果を厳しくするよう、燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と 1 次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる 1 次冷却材抜き完了時に事故が発生するものとする。したがって、定期事業者検査工程上、原子炉停止から 1 次冷却材抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと炉心崩壊熱が大きくなり、1 次冷却材の蒸発率も大きくなることから、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0MPa [gage])	ミッドループ運転時は 1 次冷却系を大気開放状態としてのことから設定。
1 次冷却材高温側温度 (初期)	93℃ (保安規定モード 5)	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード (モード 5) の上限値として設定。1 次冷却材温度が高いと 1 次冷却系の保有熱が大きくなり、1 次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
1 次冷却材水位 (初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ + 100mm	評価結果を厳しくするよう、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと 1 次冷却系保有水量が少なくなるから厳しい設定。
炉心崩壊熱	FP : 日本原子力学会推奨値 アクチニド : ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	17×17 型燃料集合体を装荷した 3 ループプラントを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮している。
1 次冷却系開口部	加圧器安全弁 3 個取り外し 加圧器ベント弁 1 個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
2 次冷却系の状態	2 次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による 1 次冷却材の蒸発に伴い、1 次冷却系保有水量の減少を早める観点から 2 次冷却系からの冷却は想定しない。
初期条件		

第 7.4.3.2 表 「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件
 (燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故) (2/2)

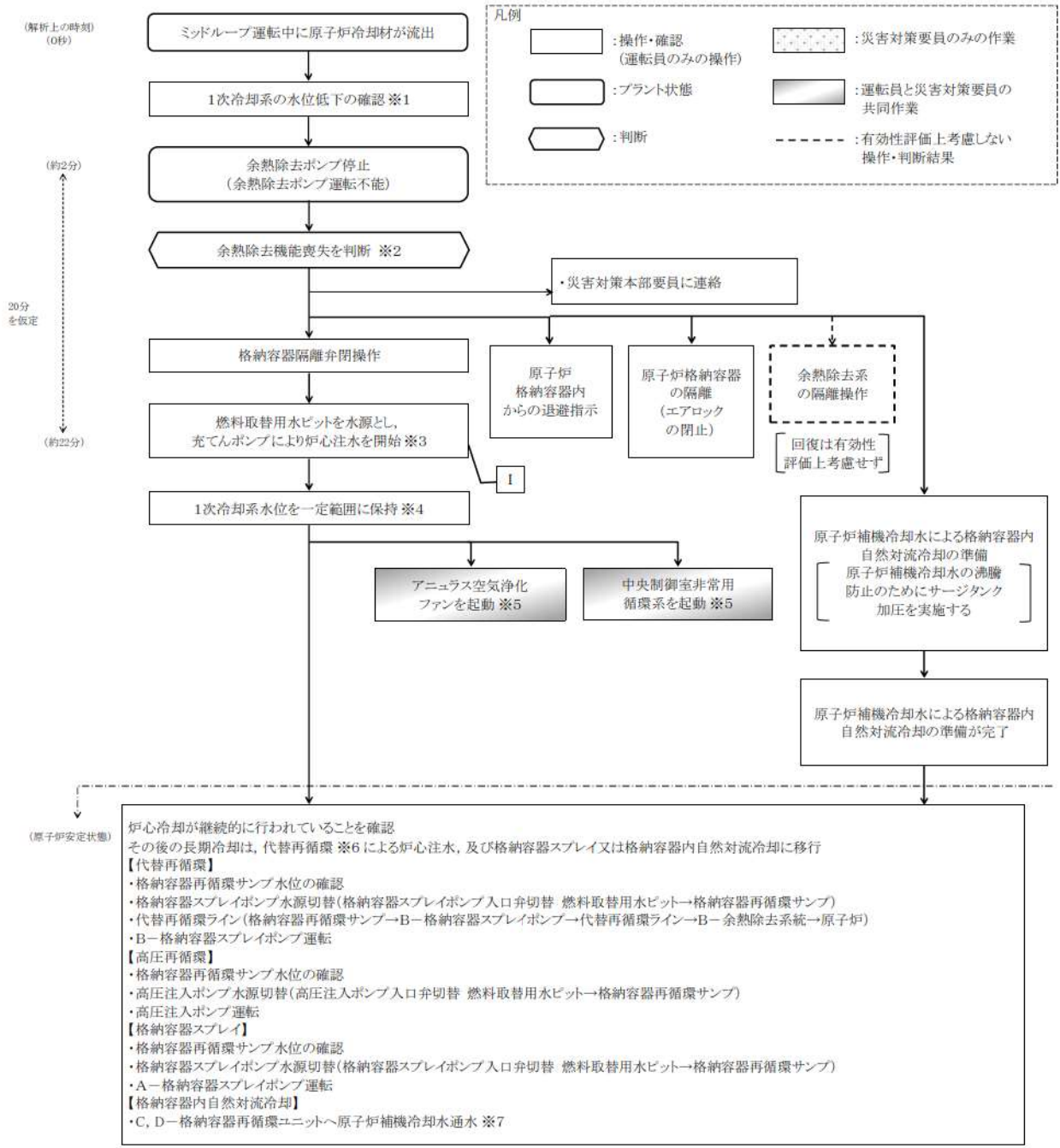
項目		主要解析条件		条件設定の考え方
事故条件	起因事象	余熱除去系からの 1 次冷却材の流出	400m ³ /h (余熱除去機能喪失まで流出)	余熱除去ポンプ 1 台による浄化運転時の最大流量として設定 (ミッドループ運転中に 1 次冷却系と接続されている系統には余熱除去系統と化学体積制御系統があるが, 1 次冷却系保有水の早期流出の観点で, 流量の多い余熱除去系統からの流出を想定)。
	安全機能の喪失に対する仮定	燃料取替用水ピット戻り配管の口径である約 0.2m (8 インチ) 口径相当の漏えい (余熱除去機能喪失後)	1 次冷却材水位が 1 次冷却材配管の下端に到達した時点で余熱除去機能喪失	誤開した弁の復旧を見込まず, 余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとして設定。また, 流出する口径は余熱除去系統の最大口径を設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	外部電源	外部電源なし		余熱除去ポンプ入口側の 1 次冷却材が喪失した時点で, 浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し, さらにこれに伴い待機中の余熱除去系も機能喪失を仮定。 外部電源がない場合, デイゼル発電機により充てんポンプによる炉心注水が可能であることから, 外部電源がある場合と事象進展は同等となるものの, 資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を設定。
	充てんポンプの原子炉への注水流量		29m ³ /h	原子炉停止の 72 時間後を事象開始として, 充てんポンプの起動時間約 22 分時点における崩壊熱による蒸発量約 28.4m ³ /h を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	充てんポンプ起動	余熱除去機能喪失の 20 分後		運転員等操作時間余裕として, 事象の検知・判断及び充てんポンプによる炉心注水操作に計 20 分を想定して設定。



第7.4.3.1図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図 (1 / 2) (炉心注水)



第7.4.3.1図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図 (2 / 2) (代替再循環, 格納容器スプレイ再循環及び格納容器内自然対流冷却)

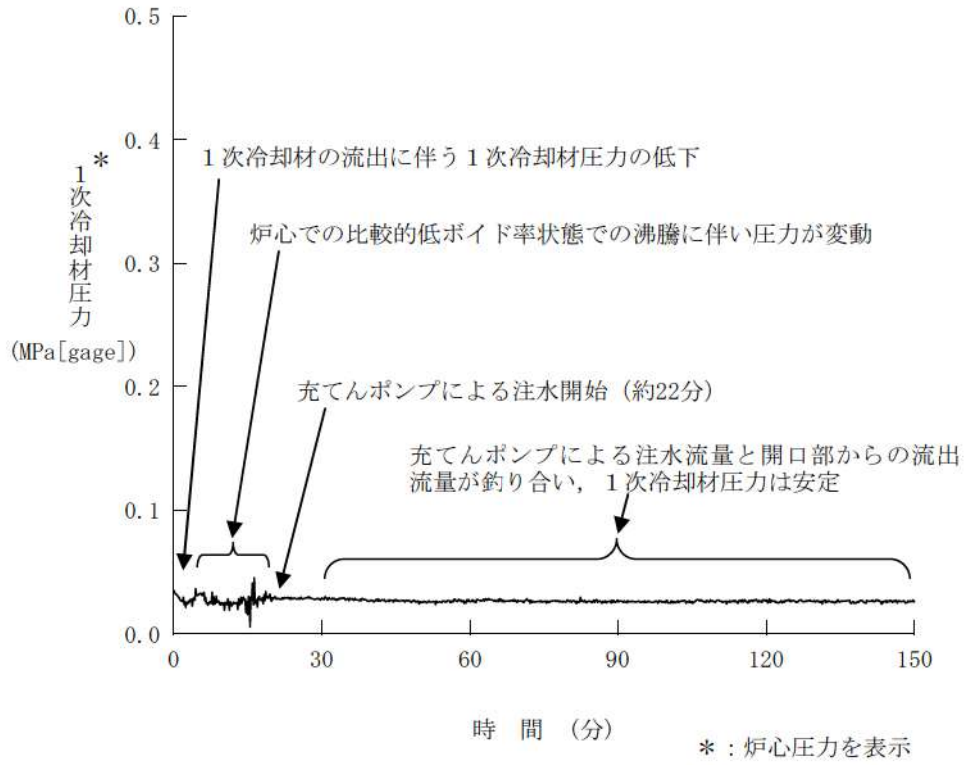


- ※1 解析上、初期水位T. P. 22.67m (ノズルセンタ+10cm)、水位低警報はT. P. 22.62m (ノズルセンタ+5cm)にてRCSループ水位低圧抽出ライン隔離警報が発信。
- ※2 余熱除去ポンプ運転状態、低圧注入流量等により余熱除去機能喪失と判断する。
- ※3 実際の操作では、充てんポンプによる炉心注水以外に、蒸気発生器を使用した除熱、燃料取替用水ピットからの重力注水等の冷却方法がある。
- ※4 1次冷却系水位は1次冷却材配管下端水位以上で適宜調整する。
- ※5 原子炉格納容器圧力指示が0.025MPa[gage]になれば起動する。
- ※6 燃料取替用水ピット水位指示16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位(広域)指示が71%以上(再循環切替水位)であることを確認し、代替再循環に移行する。
- ※7 原子炉格納容器圧力指示が0.127MPa[gage]及び格納容器スプレイ不動作となれば格納容器内自然対流冷却の準備を開始し、準備が完了すれば通水を開始する。

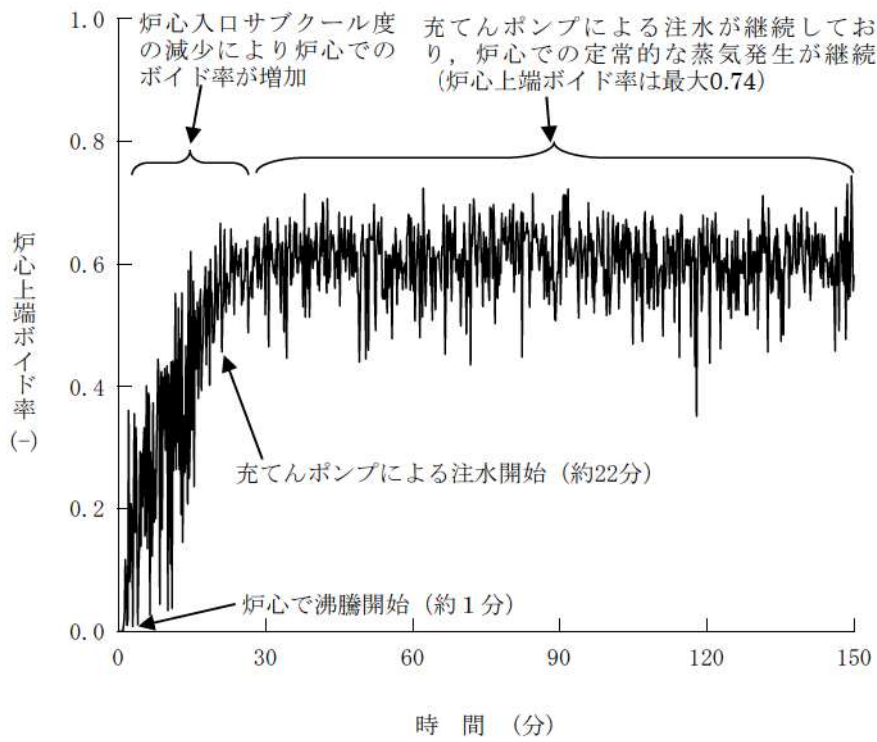
【有効性評価の対象とはしていないが、他に取得手段】

- I 高圧注入ポンプによる炉心注水、燃料取替用水ピットからの重力注水による代替炉心注水、B-格納容器スプレイポンプ(RHRS-CSS連絡ライン使用)による代替炉心注水、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水、電動機駆動消火ポンプ又はディーゼル駆動消火ポンプによる代替炉心注水、可搬型大型送水ポンプ車による代替炉心注水

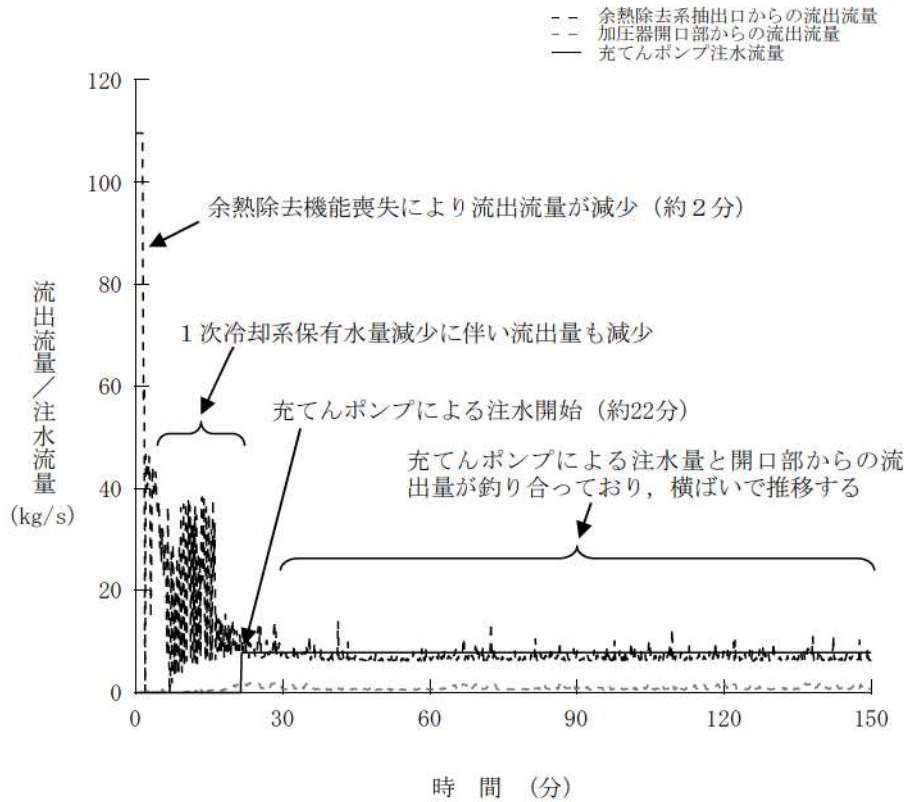
第7.4.3.2図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要
 (「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展)



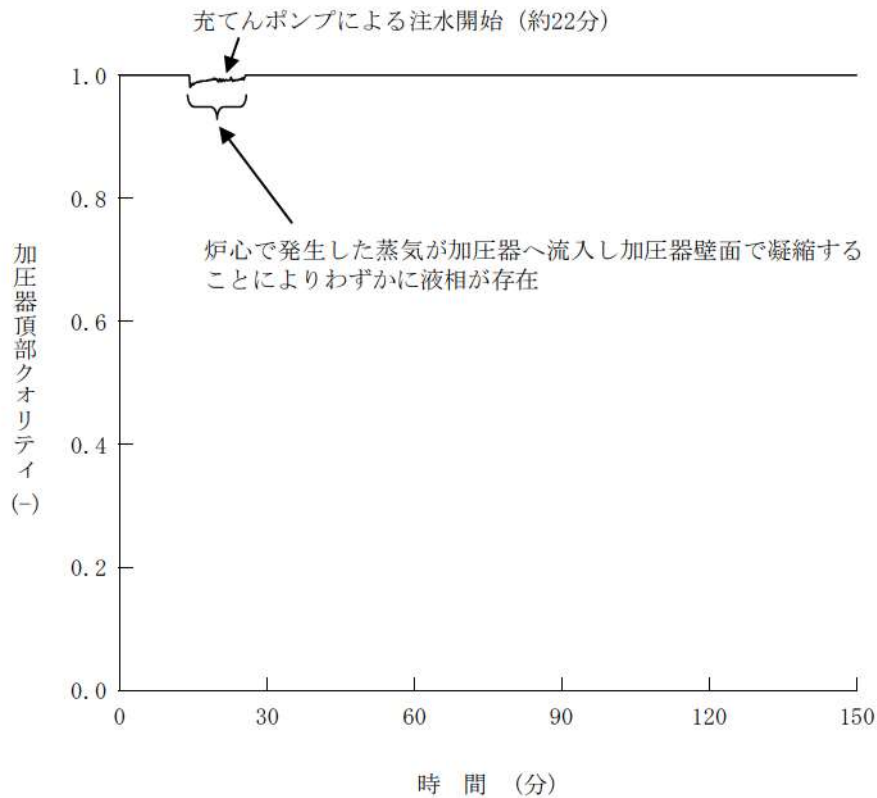
第7.4.3.4図 1次冷却材圧力の推移



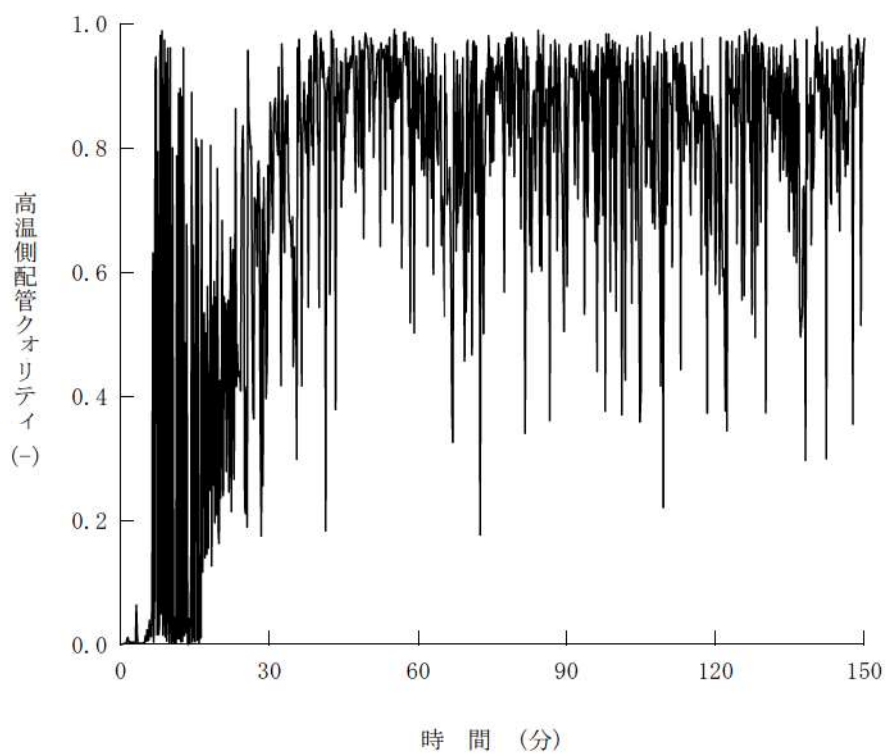
第7.4.3.5図 炉心上端ボイド率の推移



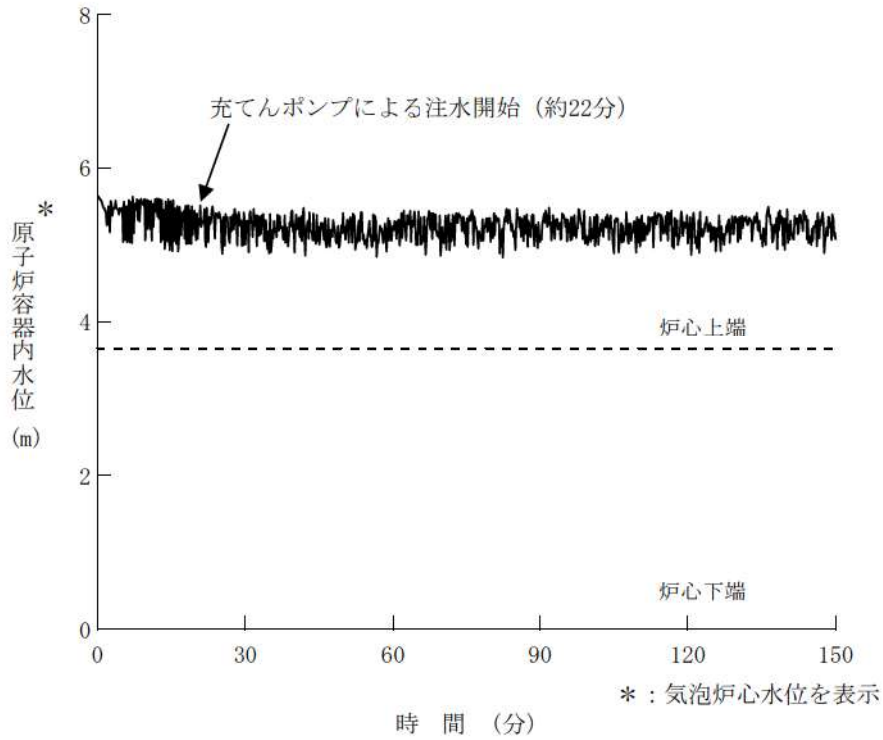
第7.4.3.6図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



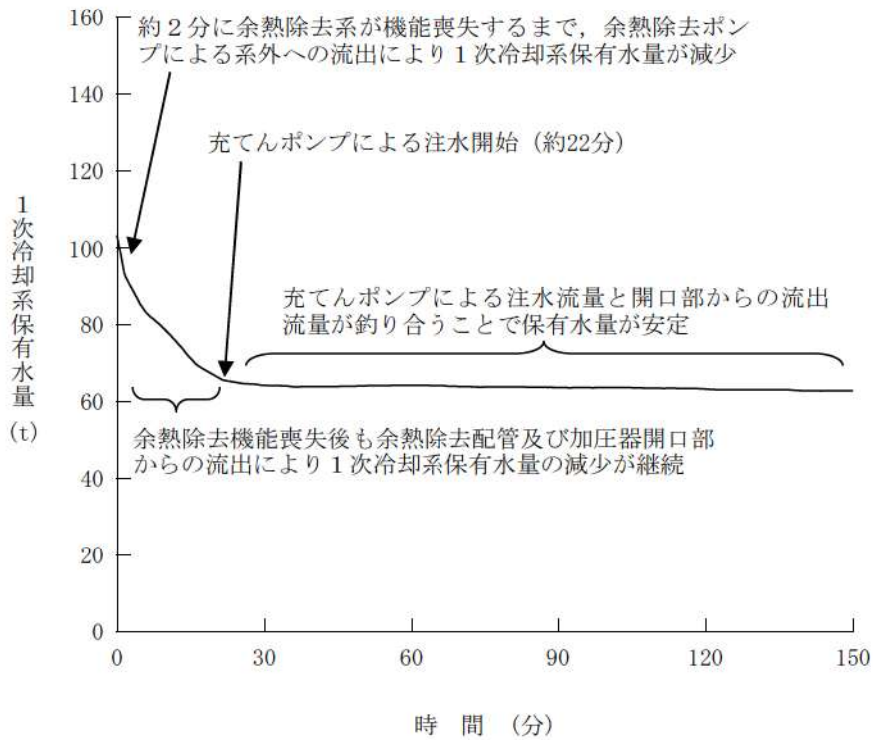
第7.4.3.7図 加圧器頂部クオリティの推移



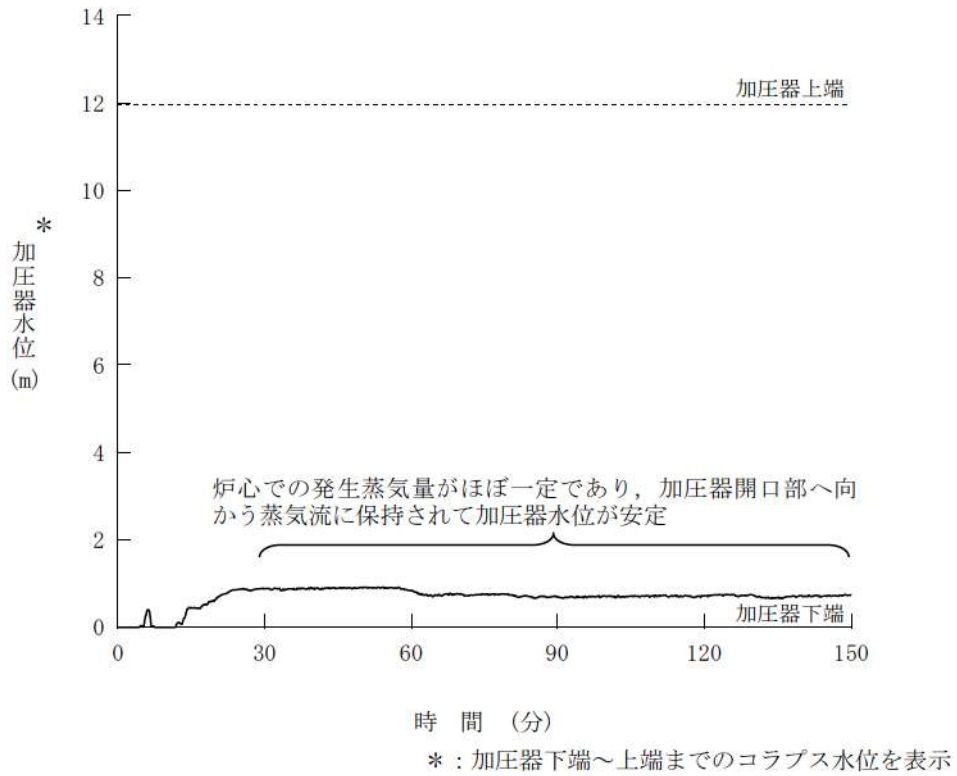
第7.4.3.8図 高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移



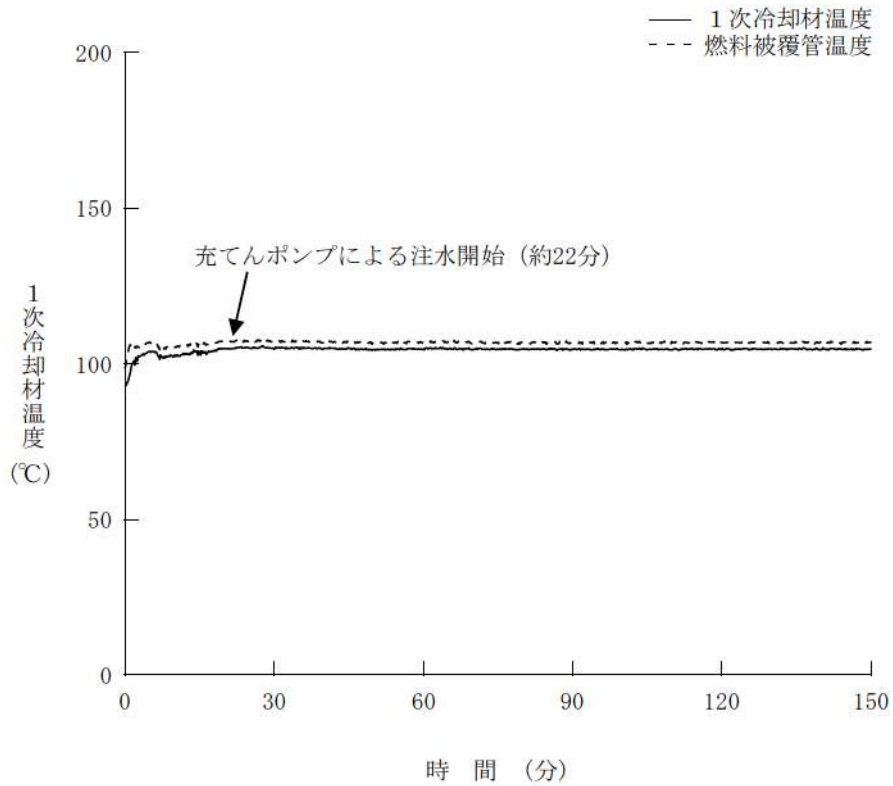
第7.4.3.9図 原子炉容器内水位の推移



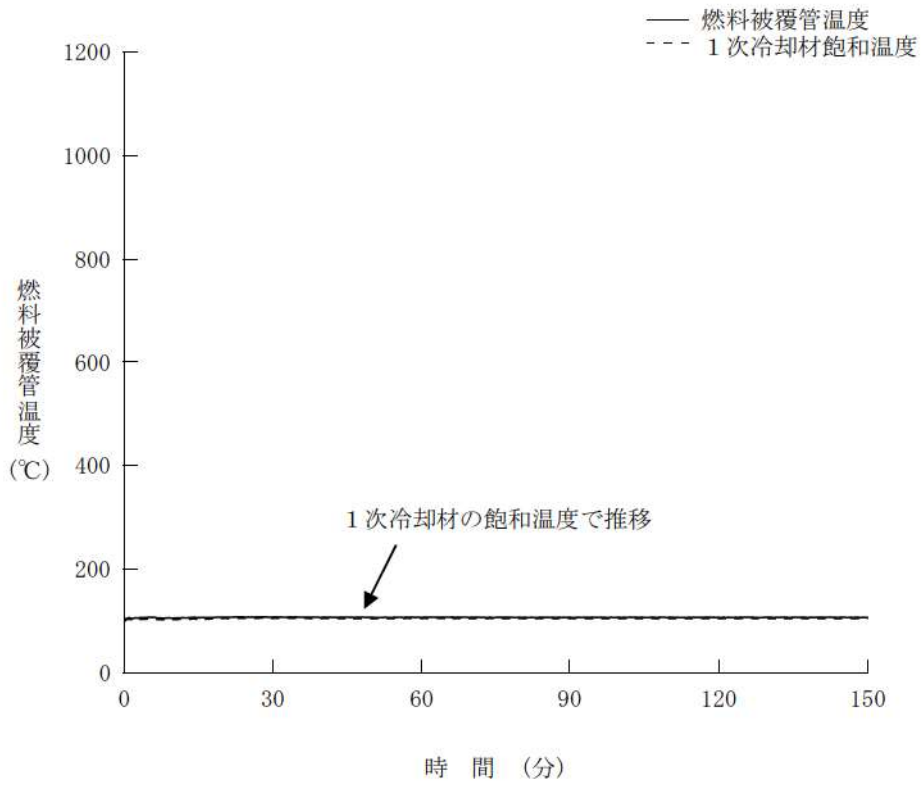
第7.4.3.10図 1次冷却系保有水量の推移



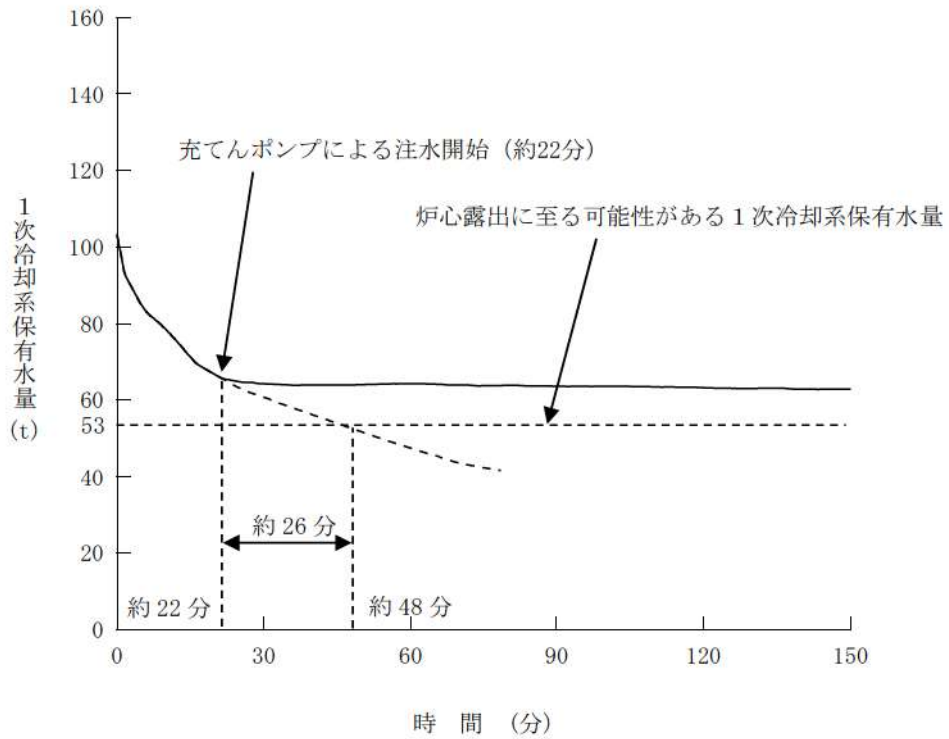
第7.4.3.11図 加圧器水位の推移



第7.4.3.12図 1次冷却材温度の推移



第7.4.3.13図 燃料被覆管温度の推移



第7.4.3.14図 1次冷却系保有水量の推移
(炉心注水操作開始の時間余裕確認)

ミッドループ運転中における冷却材流出の想定と対応について

ミッドループ運転中に想定される漏えい箇所、それぞれに対する異常の検知の方法及び対応処置について次頁以降に示す。

表1 ミッドループ運転中における原子炉冷却材流出の想定と対応について

系統	想定される漏えい		漏えい検知のプロセス・判定		対応操作
	主な流出先	漏えい発生の検知 パラメータ変化	警告		
			漏えい箇所判定に用いる主な警報		
1次冷却系	フロア等への流出	格納容器サンブ	・1次冷却系水位低下 ・格納容器サンブ水位 上昇	・C/Vサンブ水位上昇率高, 異常高 ・C/Vサンブ水位高	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 1次冷却系の現場確認, 漏えい箇所の特定及び隔離 (漏えい量が少ない場合) ▶ 冷却材補給操作 ▶ ミッドループ運転中における LOCA 対応
	他系統への漏れ込み(弁)	格納容器冷却材 ドレンタンク	・格納容器冷却材ドレ ンタンク水位上昇	・C/V冷却材ドレンタンク水位高	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 1次冷却系から格納容器冷却材ドレンタンクへの連絡弁の点検及び隔離 (漏えい量が少ない場合) ▶ 冷却材補給操作 ▶ ミッドループ運転中における LOCA 対応
化学体積制御系	フロア等への流出	【原子炉格納容器内】 C/V サンブ	・1次冷却系水位低下 ・抽出水流量変化 ・充てん水流量変化 ・体積制御タンク水位 低下	・C/Vサンブ水位上昇率高, 異常高 ・C/Vサンブ水位高 ・充てんライン流量高 ・体積制御タンク水位低	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 化学体積制御系の現場確認, 漏えい箇所の特定及び隔離 (漏えい量が少ない場合) (化学体積制御系の漏えい部位は充てんライン流量, 抽出ライン流量等から判断) ▶ 充てん, 抽出の停止 ▶ 冷却材補給操作 ▶ ミッドループ運転中における LOCA 対応
		【原子炉補助建屋内】 補助建屋サンブタンク	・補助建屋サンブ タンク水位上昇 ・冷却材貯蔵タンク 水位上昇	・漏えい検知警報 ・充てんライン流量高, 流量低 ・抽出ライン流量高 ・体積制御タンク水位低	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 化学体積制御系の現場確認, 漏えい箇所の特定及び隔離 (化学体積制御系の漏えい部位は充てんライン流量, 抽出ライン流量等から判断) ▶ 充てん, 抽出の停止 ▶ 冷却材補給操作 ▶ ミッドループ運転中における LOCA 対応
	他系統への漏れ込み(弁)	冷却材貯蔵タンク	・冷却材貯蔵タンク 水位上昇 ・加圧器逃がしタンク水 位上昇	・抽出ライン流量高 ・体積制御タンク水位低	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 化学体積制御系から冷却材貯蔵タンクへの弁状態の確認, 漏れ込み箇所の特定及び隔離 ▶ 充てん, 抽出の停止 (流出停止操作に失敗した場合等必要により実施) ▶ 冷却材補給操作 ▶ ミッドループ運転中における LOCA 対応
	他系統への漏れ込み(安全弁)	加圧器逃がしタンク	・加圧器逃がしタンク水 位上昇	・体積制御タンク水位低 ・加圧器逃がしタンク水位高	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 化学体積制御系安全弁状態の確認, 漏れ込み箇所の特定 ▶ 充てん, 抽出の停止 ▶ 冷却材補給操作
余熱除去系	フロア等への流出	【格納容器内】 格納容器サンブ	・1次冷却系水位低下 ・格納容器サンブ水位 上昇	・C/Vサンブ水位上昇率高, 異常高 ・C/Vサンブ水位高	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 余熱除去系の現場確認, 漏えい箇所の特定及び隔離 (漏えい量が少ない場合) ▶ 運転中余熱除去系の切替え, 隔離 ▶ 冷却材補給操作 ▶ ミッドループ運転中における LOCA 対応
		【A/B内】 補助建屋サンブタンク	・補助建屋サンブ タンク水位上昇 ・余熱除去流量変化 ・抽出水流量変化 ・燃料取替用水ビット 水位上昇	・漏えい検知警報 ・余熱除去ライン流量低	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 余熱除去系の現場確認, 漏えい箇所の特定及び隔離 (余熱除去系の漏えい部位は余熱除去流量, 抽出水流量等から判断) ▶ 運転中余熱除去系の切替え, 隔離 ▶ 冷却材補給操作 ▶ ミッドループ運転中における LOCA 対応
	他系統への漏れ込み(弁)	燃料取替用水ビット	・燃料取替用水ビット 水位上昇 ・加圧器逃がしタンク 水位上昇 ・冷却材貯蔵タンク 水位上昇	・燃料取替用水ビット水位高	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 余熱除去系から燃料取替用水ビットへの弁状態の確認, 漏れ込み箇所の特定及び隔離 ▶ 運転中余熱除去系の切替え, 隔離 ▶ 冷却材補給操作 ▶ ミッドループ運転中における LOCA 対応
	他系統への漏れ込み(安全弁)	加圧器逃がしタンク 冷却材貯蔵タンク	・加圧器逃がしタンク 水位高 ・余熱除去ライン流量低	・加圧器逃がしタンク水位高 ・余熱除去ライン流量低	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 余熱除去系安全弁状態の確認, 漏れ込み箇所の特定 ▶ 運転中余熱除去系の切替え, 隔離 ▶ 冷却材補給操作

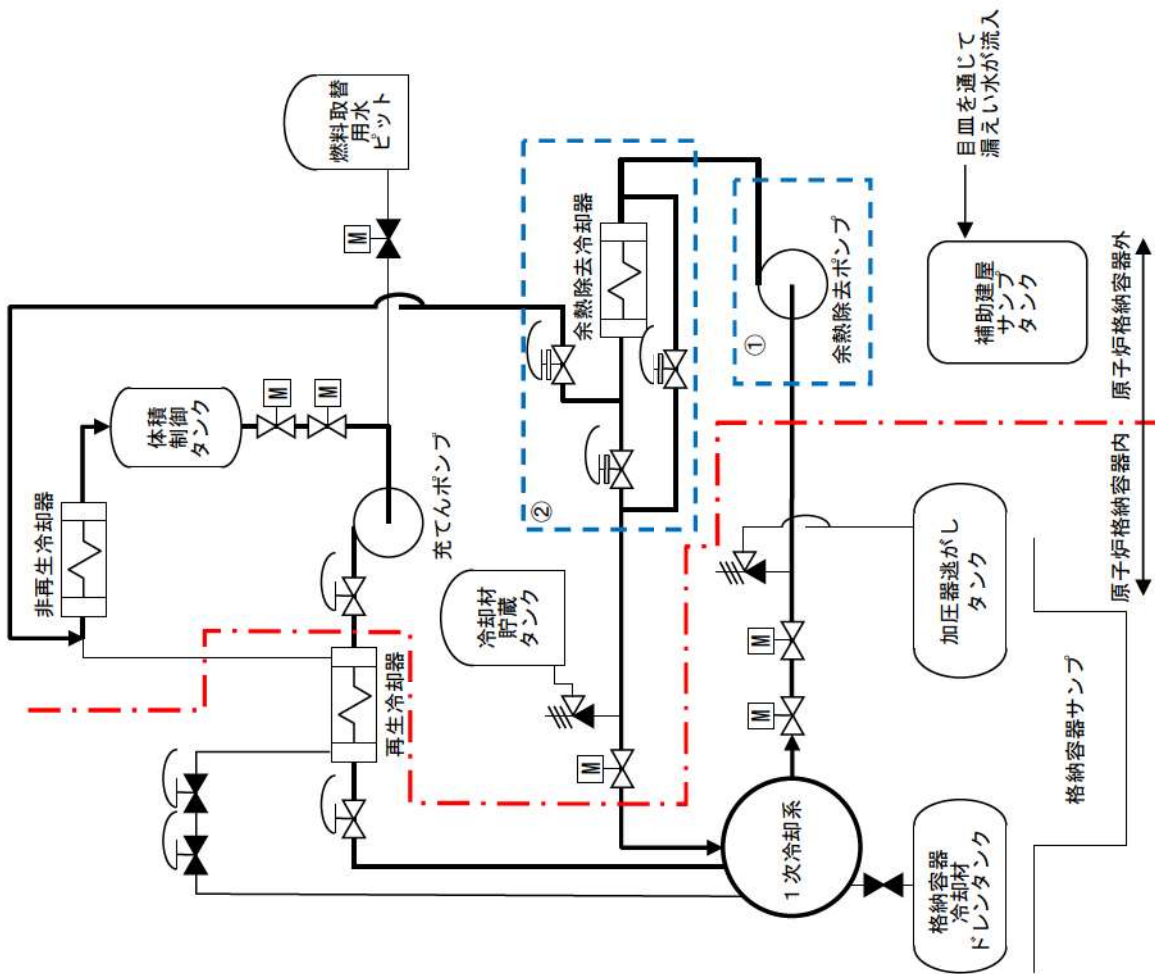


図2 ミッドループ運転中における運転系統の概要と漏水監視の範囲の概念

系統	中央制御室発信警報	
1次冷却系	C/Vサンプ水位上昇率高, 異常高	—
	C/Vサンプ水位高	—
余熱除去系	漏えい検知警報 (余熱除去ポンプ室漏えい)	①
	漏えい検知警報 (余熱除去ポンプ室漏えい) 冷却器室, バルブ室から目皿を通じて ポンプ室へ流れ込むため	②

重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について
(原子炉冷却材の流出)

重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。

第1表 システム熱水力解析用データ
(原子炉冷却材の流出)

名 称	数 値	解析上の取り扱い
(1) 事象収束に重要な機器・操作関連 1) 充てんポンプ i 注入開始 ii 注入流量	余熱除去機能喪失の20分後 29m ³ /h	運転員等操作余裕の考え方 蒸発量を上回る流量
(2) 初期条件 1) 1次冷却材圧力 2) 1次冷却材高温側温度 3) 1次冷却材水位 4) 原子炉停止後の時間 5) 1次冷却系開口部 6) 余熱除去ポンプ流量	大気圧 93℃ 原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm 72時間 加圧器安全弁配管(3個) +加圧器ベント弁(1個) 400 m ³ /h	ミッドループ運転時の現実的な設定 ミッドループ運転時の運転モード(モード5)の上限値 ミッドループ運転時の水位 最短時間に余裕をみた時間 ミッドループ運転時の現実的な設定 浄化運転時の最大流量
(3) 事故条件 1) 流出の想定	400m ³ /h(余熱除去機能喪失まで) 燃料取替用水ピット戻り配管の 口径である約0.2m(8インチ) 口径相当(余熱除去機能喪失後)	浄化運転時の最大流量 最大口径配管

重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。

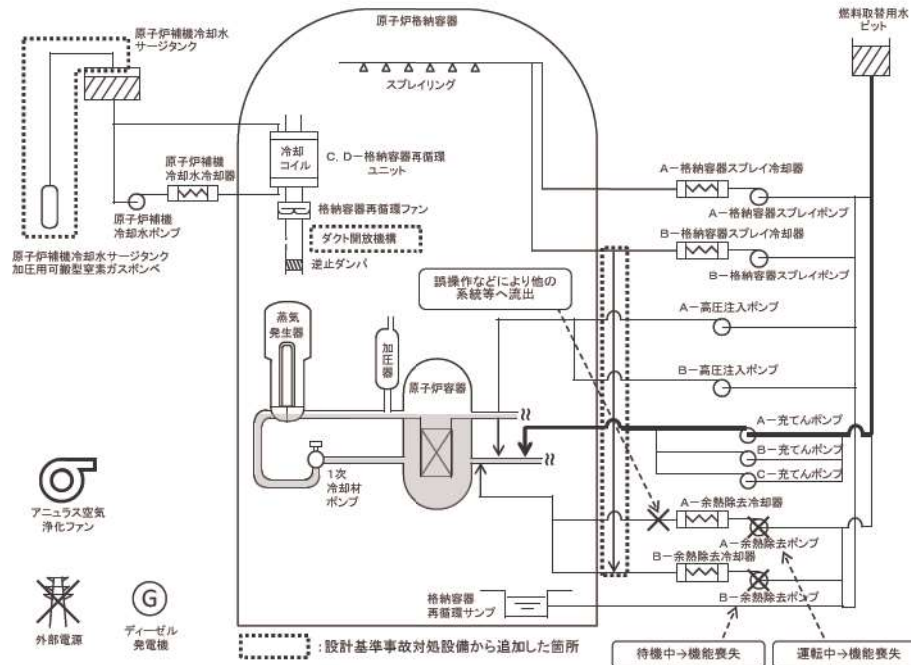


図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリが喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（炉心注水）

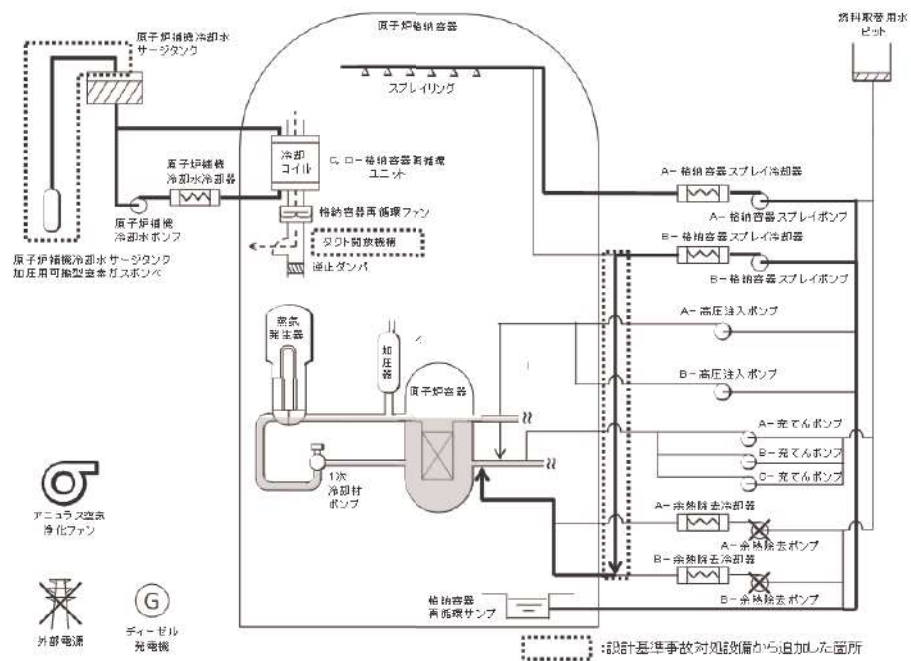


図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリが喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（代替再循環、格納容器スプレイ再循環及び格納容器内自然対流冷却）

格納容器再循環サンプル水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について
(原子炉冷却材の流出)

格納容器再循環サンプル水位が再循環切替水位に到達するまでの時間を次ページの想定に基づき求めた。(図1、図2参照)

【計算式】

- ・再循環切替水位到達時間： $30/60\text{h} + (1,250\text{m}^3 \div 29\text{m}^3/\text{h}) = \text{約 } 43 \text{ 時間}$

本事象は交流電源や原子炉補機冷却水系が健全である想定としており、格納容器再循環サンプルが再循環切替水位に到達した以降は速やかにB-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転への切替が可能となることから、運転操作に対する時間余裕の観点で問題はないと考える。

また、本事象においては流出箇所の隔離操作を実施することにより代替再循環運転への移行を想定しているが、隔離が遅れた場合には格納容器外への流出継続時間が長くなり、水源である燃料取替用水ピットの水量が不足することが考えられる。

しかしながら、再循環切替水位に相当する水量(約 $1,250\text{m}^3$)に対して、燃料取替用水ピットには $1,700\text{m}^3$ (有効水量)以上が確保されており、流出箇所からの流出率を解析結果に基づき約 $29\text{m}^3/\text{h}$ と見積もった場合においても、数時間の時間遅れは許容されると考える。

以上

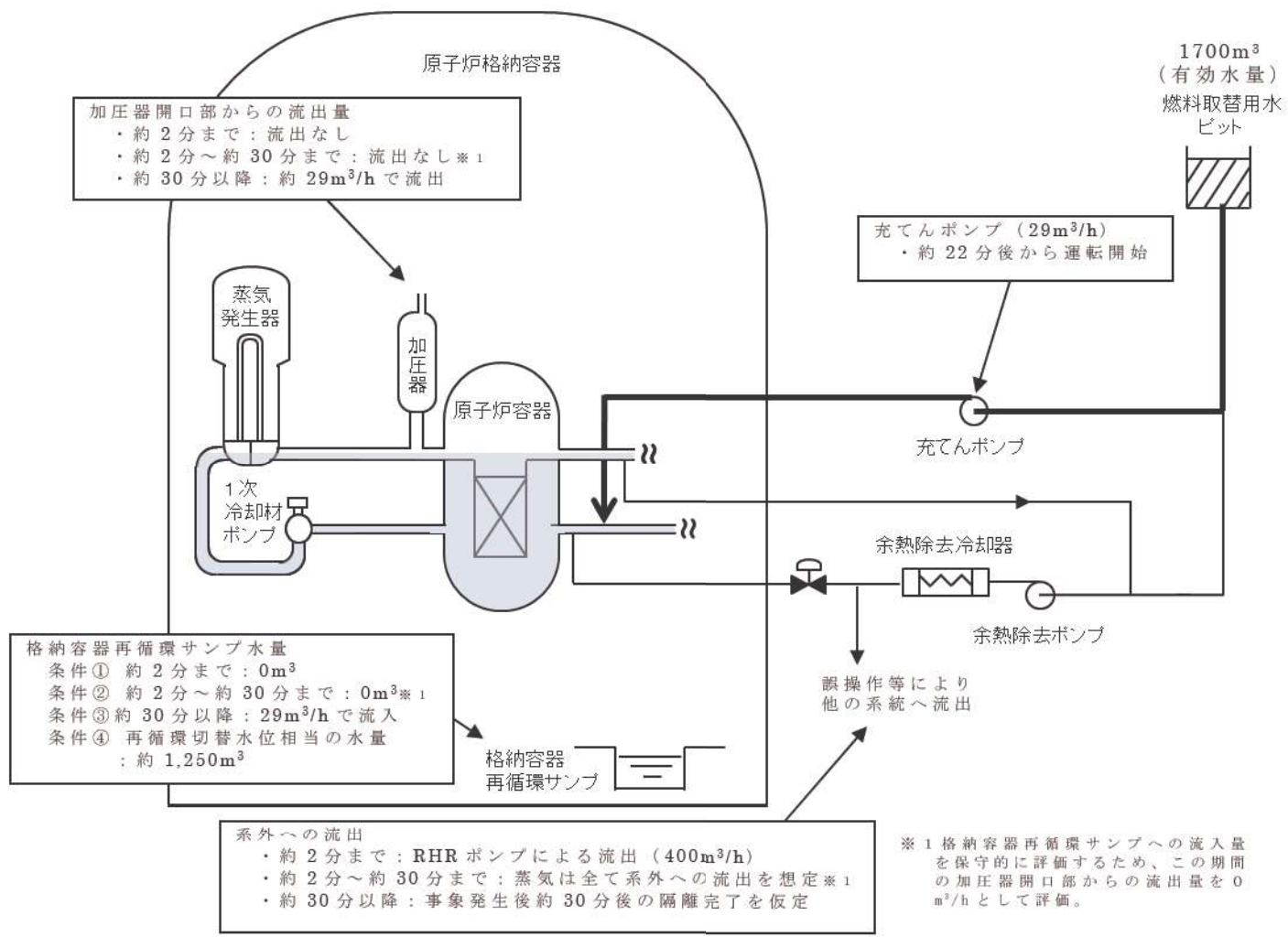


図 1 再循環切替水位に到達するまでの時間評価の想定 (ミッドループ運転中の原子炉冷却材の流出)

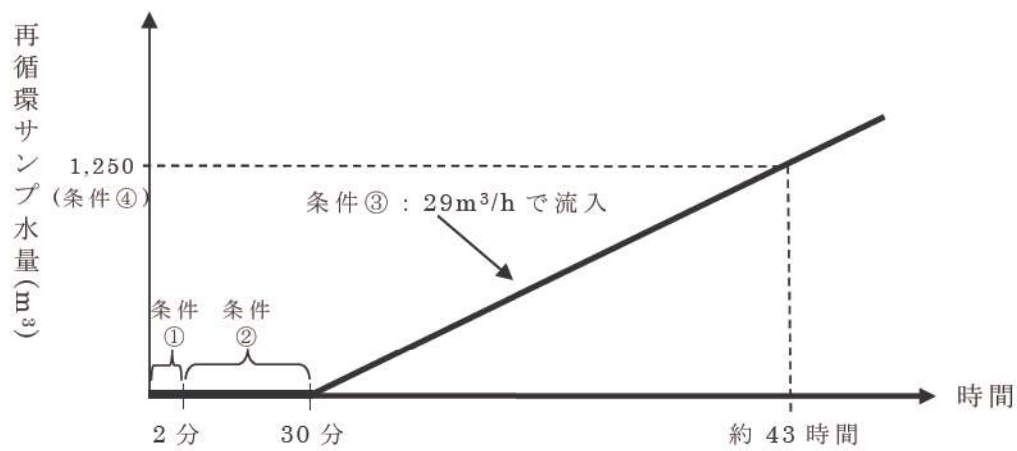


図 2 時間評価結果

安定状態について

原子炉冷却材の流出（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）時の安定状態については以下のとおり。

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

第7.4.3.10図の解析結果より、1次冷却系保有水量は事象発生の約22分後から充てんポンプによる充てん注入にて維持可能である。また、第7.4.3.12図の解析結果より1次冷却材温度は事象発生直後に上昇するもののその後は有意な上昇がなく安定している。なお、第7.4.3.13図の解析結果より、燃料被覆管温度も初期温度から有意な上昇はなく安定している。以上のことから、充てんポンプによる注水を開始後、1次冷却系保有水及び1次冷却材温度が安定する事象発生の約30分後を原子炉の安定状態とした。

1次冷却材が流出する系統の隔離を行った上で、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプル水位が再循環切替値に到達後、B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え炉心注水を開始することで、原子炉安定停止状態が確立される。

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

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。

また、代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。

燃料取出前のミッドループ運転中以外のプラント状態での評価項目に対する影響について (原子炉冷却材の流出)

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」を重要事故シーケンスとして有効性評価を実施し、評価項目を満足することを確認している。

原子炉の運転停止中は主発電機の解列から並列までの期間であり、この期間中はプラントの状態が様々に変化する。このためプラントの運転状態、1次冷却系の開放状態、1次冷却系保有水量、崩壊熱及び保守点検状況などに応じた緩和設備の状態等に応じて、図1に示すとおり、プラントの状態を適切に区分した上で、燃料取出前のミッドループ運転中以外の期間について、評価項目に対する影響を確認した。

表1に示すとおり、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が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に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においても全ての評価項目を満足できる。

— : 1次冷却材水位
 — : 1次冷却材圧力
 : 1次冷却材温度

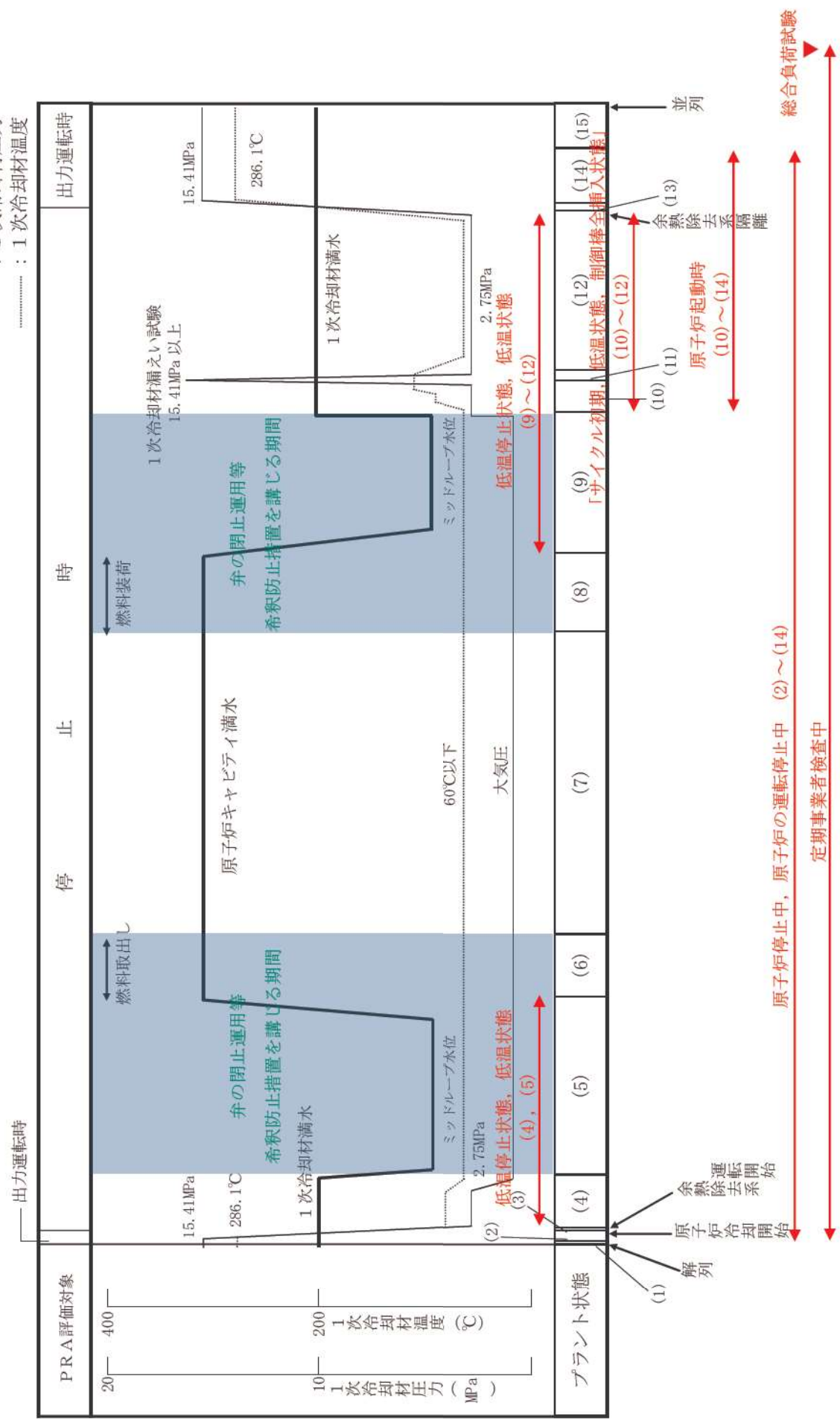


図1 定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）（1/2）

プラント状態		運転停止中の評価項目		
		燃料有効長頂部冠水	放射線の遮へいが維持できる水位の確保*	未臨界の確保
1	部分出力運転状態	出力運転時と同じ緩和手段がある。また、出力運転時と比較して1次冷却系保有水量は同等であるが、崩壊熱は低い。そのため、出力運転時のLOCA事象に包絡される。出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。	○	部分出力運転状態の炉心は臨界状態であるが、この状態で1次冷却材の流出に伴い、1次冷却系の熱除去機能が喪失し、1次冷却材の温度が上昇した場合でも、減速材温度係数が負であるため、負の反応度帰還効果により出力は低下する方向となる。なお、この状態から制御棒挿入により炉心を高温状態で未臨界とすることができ、また、1次冷却系へのほう酸水注入により、キセノン濃度変化に対しては高温状態で十分臨界未満を維持できる。
2	高温停止状態	非常用炉心冷却設備作動には期待できないため、手動起動が必要だが、緩和手段としては出力運転時と同等の設備に期待できる。ここで、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。停止時は出力運転時と比較して崩壊熱が低いため時間余裕は十分あり、手動操作で多少の時間遅れがあつたとしても、炉心露出に至ることはない。	○	高温停止状態の炉心は保安規定により停止余裕が確保されており、未臨界状態である。また、1次冷却系へのほう酸水注入により、キセノン濃度変化に対しても高温状態で十分臨界未満を維持できる。
3	高温停止状態 (非常用炉心冷却設備作動信号ブロック)	非常用炉心冷却設備作動には期待できないため、手動起動が必要だが、緩和手段としては出力運転時と同等の設備に期待できる。ここで、出力運転時の有効性評価にて、燃料有効長頂部は冠水状態を維持できることを確認している。停止時は出力運転時と比較して崩壊熱が低いため時間余裕は十分あり、手動操作で多少の時間遅れがあつたとしても、炉心露出に至ることはない。	○	一方、1次冷却系は加圧されていることから1次冷却材の密度変化はわずかであること及びほう酸濃度はミッドループ運転状態よりも低いことから1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかであり影響は小さい。
4	RHR系による冷却状態① (1次冷却系は満水状態)	プラント状態5より崩壊熱が高いが、1次冷却系保有水量が多く、かつ1次冷却系に開口部がないため、プラント状態5よりも炉心露出に対して余裕がある。したがって、プラント状態5に包絡される。	○	プラント状態5より崩壊熱が高いが、1次冷却系保有水量が多く、ボイドの発生が少なくなるため、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果は小さくなることから、プラント状態5に包絡される。
5	RHR系による冷却状態② (ミッドループ運転状態)	有効性評価にて評価項目を満足することを確認している。	○	有効性評価にて評価項目を満足している。
6	原子炉キャビティ満水 (燃料取出し)	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が遅いことからプラント状態5に包絡される。	—	プラント状態5より崩壊熱が低く、また、1次冷却系保有水量が多い。したがって、ボイドの発生が少なくなるため、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果は小さくなることから、プラント状態5に包絡される。

* ○：原子炉容器蓋を設置している状態 —：原子炉容器蓋を取り外している状態

表1 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）（2/2）

プラント状態		運転停止中の評価項目		
		燃料有効長頂部冠水	放射線の遮へいが維持できる水位の確保*	未臨界の確保
7	燃料取出し状態	評価対象外		
8	原子炉キャビティ満水 (燃料装荷)	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、プラント状態5に包絡される。	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、1次冷却系保有水量の減少が遅いことからプラント状態5に包絡される。	
9	RHR系による冷却状態③ (ミッドループ運転状態)	1次冷却系保有水量は同等であるが、崩壊熱が低いため、プラント状態5に包絡される。	プラント状態5と同じ。	プラント状態5より崩壊熱が低く、ボイドの発生が少なくなるため、1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果は小さくなることから、プラント状態5に包絡される。
10	RHR系による冷却状態④ (1次冷却系は満水状態)			
11	1次冷却系漏えい試験 (RHR系は隔離)	崩壊熱が低く、1次冷却系保有水量も多いため、プラント状態5に包絡される。		
12	RHR系による冷却状態⑤ (1次冷却系は満水状態)			
13	RHR系隔離から高温停止状態		原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、かつ、プラント状態5より1次冷却系保有水量が多いため、プラント状態5に包絡される。	燃料取替停止時のほう素濃度に満たされており未臨界状態である。 一方、1次冷却系は加圧されていることから1次冷却材の密度変化はわずかなこと及びほう素濃度はミッドループ運転状態より低いことから1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかなであり影響は小さい。 高温停止状態の炉心は保安規定により停止余裕が確保されており、未臨界状態である。一方、1次冷却系は加圧されていることから1次冷却材の密度変化はわずかなこと及びほう素濃度はミッドループ運転状態より低いことから1次冷却材密度低下に伴う正の反応度帰還効果はプラント状態5での評価条件を考慮してもわずかなであり影響は小さい。
14	高温停止状態 (非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除)	プラント状態1～3と同じ。		
15	部分出力運転状態			部分出力運転状態の炉心は臨界状態であるが、この状態で1次冷却材の流出に伴い、1次冷却系の熱除去機能が喪失し、1次冷却材の温度が上昇した場合でも、減速材温度係数が負であるため、負の反応度帰還効果により出力は低下する方向となる。なお、この状態から制御棒挿入により炉心を高温状態で未臨界とすることができ、また、1次冷却系へのほう酸水注入により、キセノン濃度変化に対しても高温状態で十分臨界未満を維持できる。

※ ○：原子炉容器蓋を設置している状態 ー：原子炉容器蓋を取り外している状態

原子炉冷却材の流出時の炉心注水時間の時間余裕について

1. はじめに

運転停止中に原子炉冷却材の流出が発生した場合において、1次冷却系保有水量を確保し、炉心露出を防止する観点から早期に充てんポンプによる炉心注水を実施することとしており、その操作時間余裕について確認した。

2. 影響確認

充てんポンプによる炉心注水操作は、炉心露出までに実施すれば問題ないことから、図1の1次冷却系保有水量の推移から確認できるとおり、炉心崩壊熱の低下により1次冷却材の蒸発は減少するが、保守的に1次冷却系保有水量の減少率を炉心注水時間時点（事象発生から約22分後）のまま維持するものとして概算した結果、図1に示すとおり、運転停止中に原子炉冷却材の流出が発生した場合に炉心露出に至る可能性がある1次冷却系保有水量である約53[t]になるまでには、約26分の時間余裕がある。

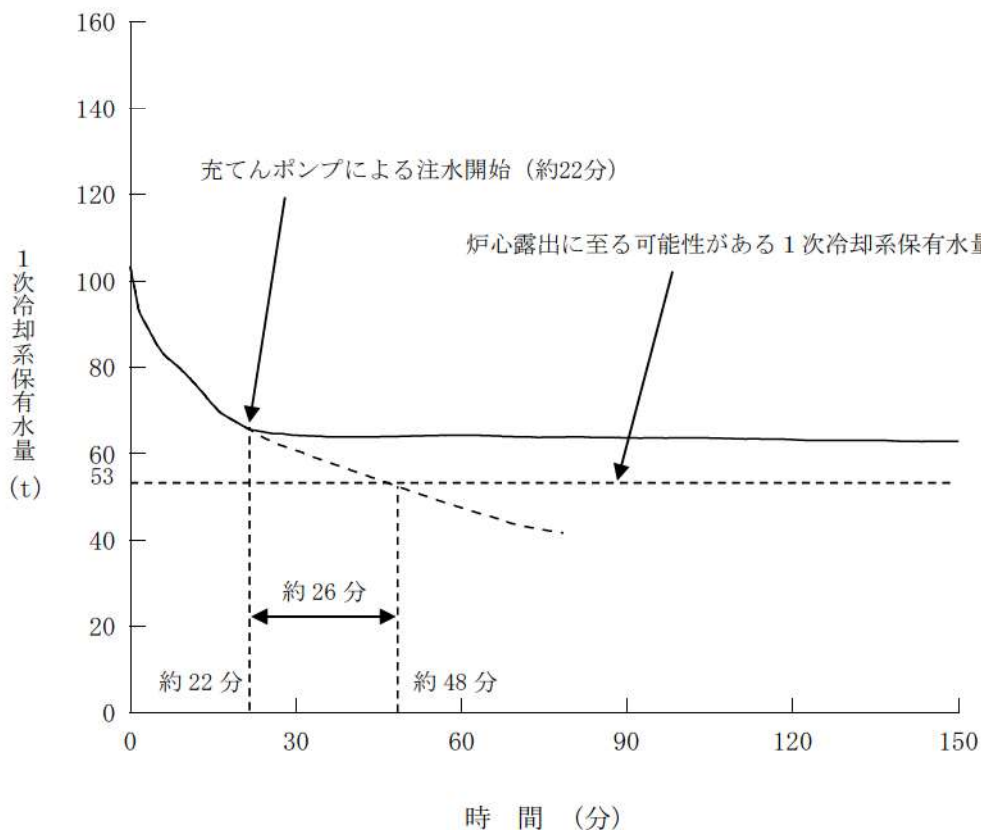


図1 1次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
(原子炉冷却材の流出)

重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。

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

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	崩壊熱モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。
	燃料棒表面熱伝達	燃料棒表面熱伝達モデル	熱伝達係数：0～-40%	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THET試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価することを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度が低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の時点としていない運転員等操作時間には影響はない。	炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THET試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価することを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度が低くなることから、燃料被覆管温度上昇に対する余裕は大きくなる。
炉心	沸騰・ポイド率変化	ポイドモデル 流動様式	炉心水位：±0.4m	炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流に係るポイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、余熱除去機能喪失が早くなることと、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失が早くなることと、充てんポンプによる炉心注水の操作開始が早くなるが、操作開始が早まる時間は数十秒程度であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流に係るポイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.2mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	気液分離・対向流				
1次冷却系	冷却材流出 (臨界流・差圧流)	破断流モデル	二相臨界流 :-10%～+50%	1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流量領域で大きく評価することを確認している。よって、漏えい量を大きく評価することを確認している。よって、漏えい量は解析結果に比べて小さくなり、炉心露出による余熱除去機能減少が抑制されることにより、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなるが、操作手順（1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失の判断後に炉心注水操作を開始）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流量領域で大きく評価することを確認している。よって、漏えい量を大きく評価することを確認している。よって、漏えい量は解析結果に比べて小さくなり、炉心露出による余熱除去機能減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	ECCS強制注入	ポンプ特性モデル	入力値に含まれる	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。	解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響にて確認。

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作及び評価項目となるパラメータと与える影響 (1/2)

項目	解析条件 (初期条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉停止後の時間	72時間	72時間以上 (定期事業者検査工程毎)	評価結果を厳しくするよう、燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる1次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとす。したがって、定期事業者検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕を見たとし設定。 原子炉停止後の時間が短いと炉心崩壊熱が大きくなり、1次冷却系の蒸発率も大きくなることから、1次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。	解析条件に対して炉心崩壊熱が小さくなることで、1次冷却材の蒸発率が小さくなる。よって、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、1次冷却水位を起する操作ではなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件に対して炉心崩壊熱が小さくなることで、1次冷却材の蒸発率が小さくなる。よって、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
1次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0 MPa [gauge])	大気圧 (0 MPa [gauge])	ミッドループ運転時は1次冷却系を大気開放状態として設定。	解析条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
1次冷却材高温側温度 (初期)	93℃ (保安規定モード5)	93℃以下	評価結果を厳しくするよう、ミッドループ運転時の運転モード (モード5) の上限値として設定。1次冷却材温度が高いと1次冷却系の保有熱が大きくなり、1次冷却系保有水量を確保しにくくなることから、厳しい設定。	解析条件に対して初期の1次冷却材高温側温度が低くなることで、1次冷却系の保有熱が小さくなる。よって、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、1次冷却水位低下による余熱除去機能喪失が起きず、ポンプによる炉心注水操作の開始が遅くなるが、操作手順 (1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失の判断後に炉心注水操作を開始) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件に対して1次冷却材高温側温度が低くなることで、1次冷却材の保有熱が小さくなる。よって、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
1次冷却材水位 (初期)	原子炉容器器出入口 配管中心高さ+100mm	原子炉容器器出入口 配管中心高さ+100mm	評価結果を厳しくするよう、プラントシステム構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位が低いと1次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。	解析条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	表荷炉心毎	17×17型燃料集合体を装荷した3ルーブリックを包絡するサイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮。	最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制される。余熱除去機能喪失までの期間においては、1次冷却系保有水量の減少量のうち余熱除去系統からの1次冷却材の流出量が支配的であることから、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起す操作に与える影響は小さい。	最確条件の炉心崩壊熱を用いた場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸発率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
燃料取替用水ピット水量	2,000m ³	2,000m ³	燃料取替用水ピット水量の設計値として設定。	解析条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
1次冷却系開口部	加圧器安全弁 3個取り外し 加圧器のベント弁 1個開放	加圧器安全弁 3個取り外し 加圧器のベント弁 1個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。	解析条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
2次冷却系の状態	2次冷却系からの冷却なし	2次冷却系からの冷却あり	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸発に伴い、1次冷却系保有水量の減少を早める観点から、2次系からの冷却は想定しない。	解析条件に対して2次系から冷却することで1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、1次冷却水位を起す操作ではなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件に対して2次系から冷却することで1次冷却材の蒸発率が小さくなる。よって、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

表 2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作及び評価項目となるパラメータを与える影響 (2/2)

項目	解析条件の不確かさ (事故条件、機器条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
事故条件	余熱除去系からの1次冷却材の流出	400m ³ /h (余熱除去機能喪失まで流出)	余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量を設定 (ミッドループ運転中に原子炉冷却材系統と接続されている系統には余熱除去系統と化学体積制御系統があるが、1次冷却系保有水の早期流出の観点で、流量の多い余熱除去系統からの流出を設定)。	最確条件の1次冷却材流出流量を用いた場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、1次冷却系水位低下が遅くなることで、余熱除去機能喪失に対する事象進展は遅くなるが、余熱除去機能喪失に1次冷却系水位を開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間を与える影響はない。	最確条件の1次冷却材流出流量を用いた場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
		燃料取替用水ピット戻り配管の口径である約0.2m (8インチ) 口径相当の漏えい (余熱除去機能喪失後)	誤開した弁の復旧を見込まず、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとして設定。また、流出口径は余熱除去系統の最大口径を設定。	解析条件に対して、1次冷却材の流出口径が小さくなることで、1次冷却系保有水量の減少が抑制され、1次冷却系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする余裕がなくなるが、操作手順 (1次冷却系開始が遅くなる) による余熱除去機能喪失の判断水位低下による余熱除去機能喪失の判断後に炉心注水操作を開始) に変わりはないことから、運転員等操作時間を与える影響はない。	解析条件に対して、1次冷却材の流出口径が小さくなることで、1次冷却系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源なし	1次冷却系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点で、浄化運転中の余熱除去系の機能喪失し、さらにこれに伴い待機中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。		
		外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てんポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間を与える影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きい。
機器条件	充てんポンプの原子炉への注水流量	29m ³ /h	原子炉停止後72時間後を事象開始として、充てんポンプの起動時間約22分時点における前加熱による蒸発量約28.4m ³ /hを上回る値として設定。		
		29m ³ /h			

表 3 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータとなるパラメータ及び操作時間余裕

項目	解析条件 (操作条件) の不確かさ		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	解析上の操作開始時間	条件設定の考え方				
充てんポンプ起動 操作条件	<p>余熱除去機能喪失の20分後 (事象発生後 約22分)</p>	<p>運転員操作時間余裕として、事象の検知・判断及び充てんポンプによる炉心注水操作を想定して設定。</p> <p>【他の並列操作有無】 充てんポンプによる炉心注水操作時、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の中央制御盤の操作器による簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>美徳の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 充てんポンプによる炉心注水操作のため、中央制御盤の操作器による簡易な操作のため、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作有無】 充てんポンプによる炉心注水操作時、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の中央制御盤の操作器による簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。</p>	<p>充てんポンプによる炉心注水操作は、充てんポンプによる炉心注水開始時点の1次冷却系からの流出量を維持するものとして概算した結果、炉心が露出する可能性がある。1次冷却系保有水量となるまで約26分の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.4.3.7)</p>	<p>充てんポンプによる炉心注水操作のため、シミュレーションにて訓練実績を取得。訓練では、充てんポンプによる炉心注水操作について所要時間5分を想定しているところ、訓練実績は2分。</p> <p>想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>	

燃料、電源負荷評価結果について
(原子炉冷却材の流出)

1. 燃料消費に関する評価

重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故】

事象：ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$
		緊急時対策所用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策所用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約(57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=19,185.6L=約19.2kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約546.3kL
結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約540kL) 及び燃料タンク (SA) (約50kL) の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能

※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式

$$V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$$

V : 軽油必要容量 (kL)	
N : 発電機定格出力 (kW) = 5,600	
H : 運転時間 (h) = 168 (7日間)	
γ : 燃料油の密度 (kg/kL) = 825	
c : 燃料消費率 (kg/kW・h) = 0.2311	

2. 電源に関する評価

重要事故シーケンス【燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故】

事象：外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。

評価結果：本重要事故シーケンスでは余熱除去機能喪失を仮定し、重大事故等対策として高圧注入ポンプを使用せず充てんポンプを使用することから、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプの負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

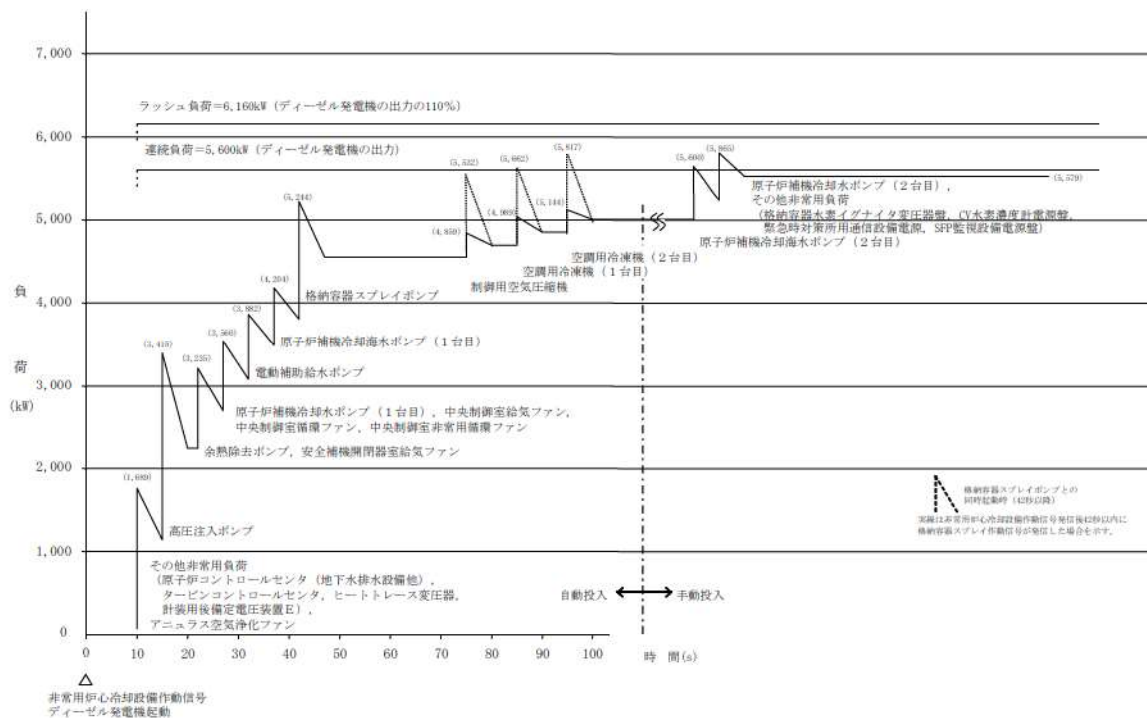


図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線※1、2

※1 A, B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載

※2 本重要事故シーケンスの炉心損傷防止対策で使用する充てんポンプの負荷は、高圧注入ポンプの負荷よりも小さい

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE744 r.10.0
提出年月日	令和5年8月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価

7.4.4 反応度の誤投入

令和5年8月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

設置変更許可申請書の補正を予定しており、補正書の添付書類十 SA 有効性評価の章番号に合わせています。

目次

- 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価
 - 7.4 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
 - 7.4.4 反応度の誤投入

添付資料 目次

- 添付資料7.4.4.1 RCS ほう酸希釈時の交流電源喪失における反応度誤投入の懸念について
- 添付資料7.4.4.2 反応度の誤投入の事象想定について
- 添付資料7.4.4.3 反応度の誤投入における時間評価及び警報設定値の影響について
- 添付資料7.4.4.4 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別評価条件について（反応度の誤投入）
- 添付資料7.4.4.5 臨界ほう素濃度の設定について
- 添付資料7.4.4.6 反応度の誤投入における警報設定値の影響について
- 添付資料7.4.4.7 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について
- 添付資料7.4.4.8 緊急濃縮により事象発生時のほう素濃度に戻すまでの所要時間について
- 添付資料7.4.4.9 安定状態について
- 添付資料7.4.4.10 評価条件の不確かさの影響評価について（反応度の誤投入）
- 添付資料7.4.4.11 燃料、電源負荷評価結果について（反応度の誤投入）

7.4.4 反応度の誤投入

7.4.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に，化学体積制御系の弁の誤動作等により，1次冷却材中に純水が注水されることを想定する。このため，1次冷却材中のほう素濃度が低下することから，緩和措置がとられない場合には，反応度が添加されることで，原子炉は臨界に達し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，純水注水を停止し，反応度の添加を停止するとともに，1次冷却材中にほう酸を注入し未臨界を確保し，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」における機能喪失に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却

を可能とするため、初期の対策として化学体積制御系弁の「閉」操作及び1次系補給水ポンプの停止操作により、1次冷却系への純水注水を停止する。また、安定状態に向けた対策として充てんポンプにより1次冷却材を濃縮するほう酸注入を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.4.4.1図に、手順の概要を第7.4.4.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.4.1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、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計8名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員2名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所へ通報連絡等を行う災害対策本部要員は4名である。必要な要員と作業項目について第7.4.4.3図に示す。

a. 反応度の誤投入の判断

運転停止中に1次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、純水流量積算の動作音及び炉外核計測装置可聴計数率ユニットの計数音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。

なお、停止時中性子束レベルの0.5デカード以上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。

反応度の誤投入の判断に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。

(添付資料7.4.1.1)

c. 希釈停止操作

1次系補給水ポンプの停止及び当該系統の弁の閉操作により、純水流量積算の動作停止を確認する。

d. ほう酸濃縮操作

ほう酸ポンプ起動及び緊急ほう酸注入弁を開操作し、緊急ほう酸濃縮操作を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。

ほう酸濃縮操作に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位等である。

e. 未臨界状態の維持確認

中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計測装置可聴計数率ユニットの計数音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。

また、ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう素濃度以上に戻っていることを確認する。

未臨界状態の維持を確認するために必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

7.4.4.2 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、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、定期事業者検査中、原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じることを考慮し、臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で、「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」である。

なお、希釈操作中に外部電源が喪失した場合、希釈信号がリセットされることにより希釈水弁が自動閉止し、1次系補給水ポンプが停止するため、1次冷却系に希釈水が流入することはない。1次系補給水ポンプは、非常用母線から受電しているが、外部電源喪失により停止し、起動信号保持回路はリセットされる。したがって、ディーゼル発電機からの受電後も再起動はしない。

(添付資料7.4.4.1)

また、原子炉停止中において、1次冷却系の水抜き開始から燃料取出しまでの期間及び燃料装荷開始から1次冷却系の水張り完了までの期間については、1次冷却系へ純水を補給する系統の手動弁を閉止運用する等、機器の誤動作による1次冷却系の希釈を防止する措置を講じ設備及び手順の両面から反応度事故の発生防止を図っている。

本重要事故シーケンスでは、事象発生から臨界に至るまでの時間が重要となる。よって、希釈が開始されてから「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報の発信及び臨界に至るまでの時間を求め、運転員が警報により異常な状態を検知し、臨界に至る前に希

積停止操作を実施するための時間余裕を評価する。

(添付資料7.4.4.2)

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。

(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7.4.4.2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。

(添付資料7.4.4.4)

a. 初期条件

(a) 制御棒位置

低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態とする。

(b) 1次冷却材の有効体積

1次冷却材の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加するため、評価結果が厳しくなるような値として、1次冷却材の有効体積は加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた220m³とする。

(c) 初期ほう素濃度

原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水ピットのほう酸水で満たされており、同ピットのほう素濃度要求値の下限值である3,200ppmとする。

(d) 臨界ほう素濃度

サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のぼらつき等を考慮しても

余裕のある値として、1,950ppmとする。

(添付資料7.4.4.5)

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1次冷却材中に純水が注水されることを想定する。

1次冷却系への純水注水最大流量は、1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量（約74m³/h）に余裕を持たせた値である81.8m³/hとする。

(b) 外部電源

1次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、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) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」設定値

警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、設定値に余裕を見込んだ値として、停止時中性子束レベルの0.8デカード上とする。

(添付資料7.4.4.6)

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

(a) 希釈停止操作は「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から10分後に開始し、操作に1分を要するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.4.2図に示す。

a. 事象進展

原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤作動等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下するが、事象発生の約64分後に「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。警報発信の10分後の約74分後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施し、1次冷却材の希釈を停止する。希釈停止までの間、炉心は臨界に至ることなく未臨界を維持する。希釈停止後、ほう酸注入による濃縮操作により、事象発生前の初期ほう素濃度まで濃縮し、未臨界を確保する。

(添付資料7.4.4.7, 7.4.4.3)

b. 評価項目等

第7.4.4.4図に示すとおり、希釈開始から「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信されるまで約64分要し、臨界に至るまでにはさらに約16分を要する。

したがって、運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作の実施に十分な時間余裕があり、未臨界を維持することができる。

なお、当該期間においては純水が注水され、原子炉容器は水で満たされている状態で維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器蓋が閉止されている状態であることから、放射線の遮蔽を維持できる。

その後は、ほう酸注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。なお、臨界ほう素濃度である

1,950ppmまで希釈された際に、初期ほう素濃度3,200ppmまで濃縮するのに要する時間は約1.0時間である。

本評価では、「6.2.4.2 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7.4.4.8, 7.4.4.9)

7.4.4.3 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希釈停止操作により、反応度添加を停止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、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信を起点とする希釈停止とする。

(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7.4.4.2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、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる1次冷却系純水注水流量及び臨界ほう素濃度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

事故条件の1次冷却系純水注水流量を最確条件とした場合、

評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、ほう素濃度が低下しにくくなることから、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなるが、操作手順（「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の臨界ほう素濃度を最確条件とした場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、臨界到達までの時間が長くなることから、初期ほう素濃度と「中性子源領域炉停止時中性子束高」のほう素濃度の差が大きくなり、警報発信時間が遅くなるため、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなるが、操作手順（「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

事故条件の1次冷却系純水注水流量を最確条件とした場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、ほう素濃度が低下しにくくなり、臨界到達までの時間が長くなることから、事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

初期条件の臨界ほう素濃度を最確条件とした場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信時のほう素濃度と臨界

ほう素濃度の差が大きくなり、警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の希釈停止操作は、評価上の操作開始時間として「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は評価上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、評価条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の希釈停止の操作開始時間については、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と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなる

ため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系純水注水流量等の不確かさにより事象進展が遅くなり、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなることで操作開始が遅くなるが、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

なお、「7.4.4.3(2) 操作時間余裕の把握」において、警報発信から希釈停止を開始した場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の希釈停止の操作時間としては、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界に至るまで約16分かかるのに対し、警報による事象の検知及び判断に10分、その後の希釈停止操作に1分の計11分で完了できることから、臨界に達するまで約5分の時間余裕がある。

なお、評価では警報発信に伴い反応度誤投入の判断後、希釈停止を実施することとしているが、運転員は、純水流量積算の動作音や炉外核計測装置可聴計数率ユニットの計数音間隔の変化により1次冷却系の希釈を早期に検知することができ、臨界に至るまでの希釈停止の操作時間余裕は十分ある。

(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を考慮した場合においても、運転員による希釈停止操作を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、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。

(添付資料7.4.4.10)

7.4.4.4 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、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.4.4.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり8名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36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「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(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

本重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策時に必要な水源はない。

b. 燃料

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約546.3kL）。

c. 電源

本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

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

（添付資料7.4.4.11）

7.4.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1次冷却材中に純水が注

水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下することに伴い反応度が添加されることで、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、純水注水を停止し、ほう酸注入により1次冷却材を濃縮する対策を整備している。

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「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉が臨界になる前に、運転員が警報により異常な状態を検知し、希釈停止操作実施に十分な時間余裕があり、未臨界は維持される。また、当該期間においては純水が注水され、原子炉容器は水で満たされている状態で維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器蓋が閉止されている状態であることから、放射線の遮蔽は維持される。その後は、ほう酸注入による濃縮操作により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。

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、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、希釈停止操作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「反応度の誤投入」に対して有効である。

第7.4.4.1表 「反応度の誤投入」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
a. 反応度の誤投入の判断	<ul style="list-style-type: none"> 運転停止中に1次冷却系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、純水流量積算の動作音及び炉外核計測装置可聴計数率ユニットの計数音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。 停止時中性子束レベルの0.5デカード以上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。 	—	—	中性子源領域中性子束* 中間領域中性子束*
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内にいる作業員に対して格納容器内退避警報又は所内通話設備により退避の指示を行う。 作業員が原子炉格納容器外へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	—	—	—
c. 希釈停止操作	<ul style="list-style-type: none"> 1次系補給水ポンプの停止及び当該系統の弁の閉操作により、純水流量積算の動作停止を確認する。 	—	—	—
d. ほう酸濃縮操作	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸ポンプ起動及び緊急ほう酸注入弁を開操作し、緊急ほう酸濃縮操作を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。 	ほう酸タンク* ほう酸ポンプ* 充てんポンプ* 緊急ほう酸注入弁*	—	ほう酸タンク水位* 中性子源領域中性子束* 中間領域中性子束*
e. 未臨界状態の維持確認	<ul style="list-style-type: none"> 中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計測装置可聴計数率ユニットの計数音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。 ほう酸濃縮についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう酸濃度以上に戻っていることを確認する。 	—	—	中性子源領域中性子束* 中間領域中性子束*

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

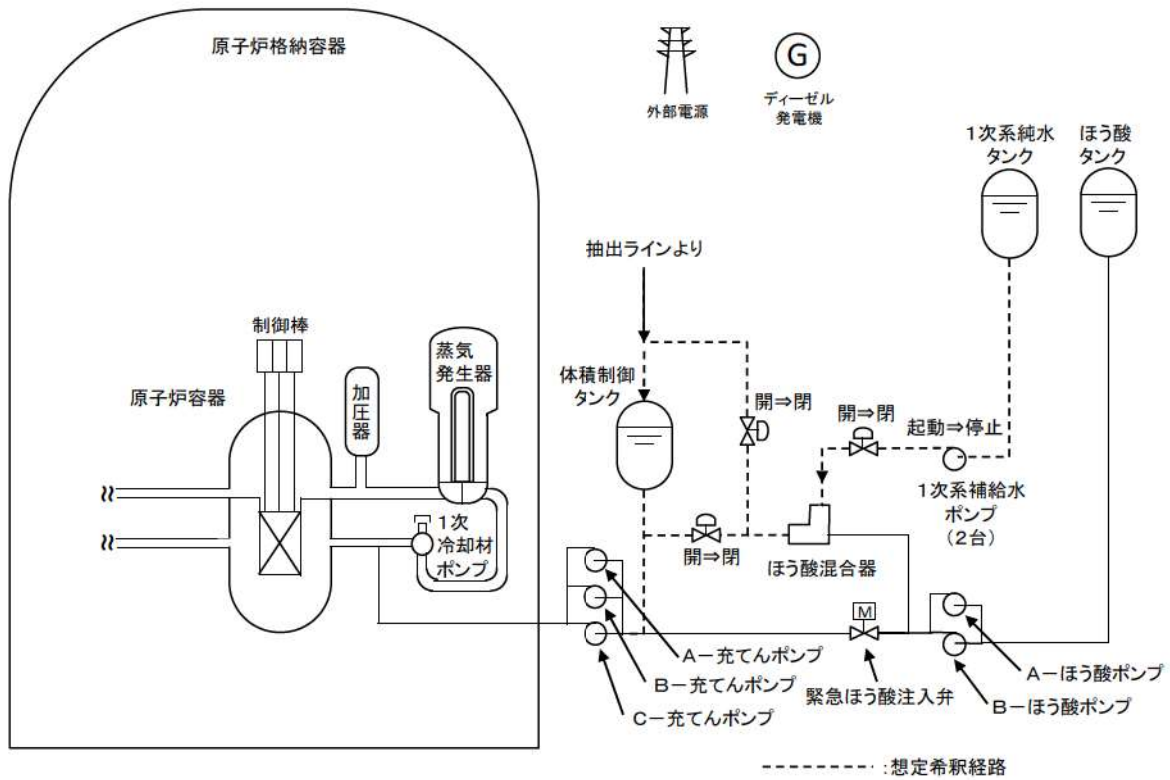
第7.4.4.2表 「反応度の誤投入」の主要評価条件
 (原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故) (1/2)

項目		主要評価条件		条件設定の考え方	
初期条件	制御棒	全挿入状態		低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定。	
	1次冷却材の有効体積		220m ³	1次冷却材の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから、加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた1次冷却材の有効体積を厳しい値として設定。	
	初期ほう素濃度		3,200ppm (燃料取替時のほう素濃度)	原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水ピットのほう酸水で満たされておき、同ピットのほう素濃度の設計値の下限値を厳しい値として設定。	
	臨界ほう素濃度		1,950ppm*	サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷平衡炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として設定。 臨界ほう素濃度は、高いほど初期ほう素濃度との差が小さくなることから厳しい設定。	
事故条件	起因事象	1次冷却系への純水注水	81.8m ³ /h	原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の弁の誤動作等により、1次冷却材中に純水が注水されるとして設定。1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量(約74m ³ /h)に余裕をもたせた値として設定。 1次冷却系純水注水流量は、大きいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。	

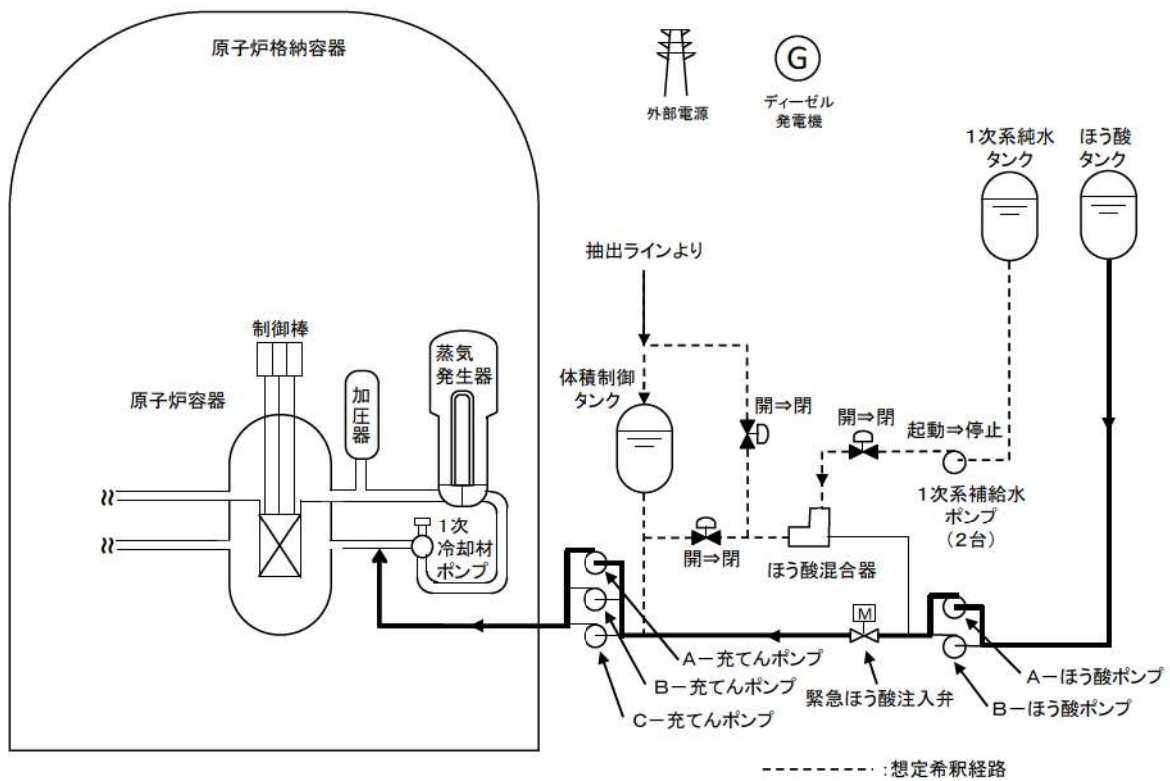
※低温停止、制御棒全挿入状態における平衡炉心のサイクル初期臨界ほう素濃度評価値(約1,517ppm)に、取替炉心による変動分(300ppm)を核的不確定性(100ppm)を考慮した値

第7.4.4.2表 「反応度の誤投入」の主要評価条件
 (原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故) (2/2)

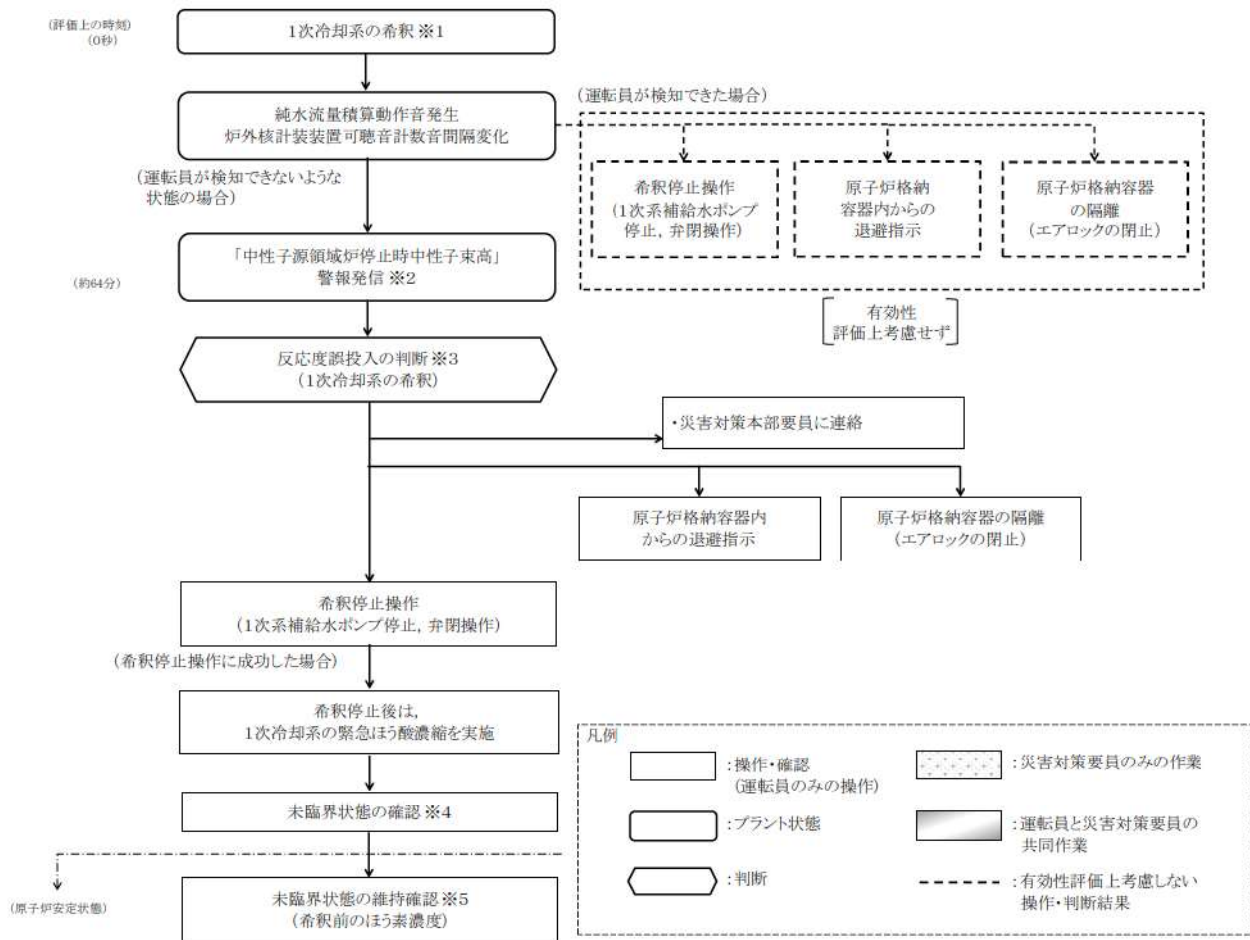
項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	外部電源	外部電源あり	1次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事を想定するため、外部電源はある場合を設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	「中性子源領域炉停止時 中性子束高」	停止時中性子束レベルの 0.8デカード上	この警報は、原子炉停止時に中性子束レベルが上昇した場合の運転員への注意喚起のため、信号の揺れを考慮して、停止時中性子束レベルから0.5デカード ($10^{0.5}$ ≒約3.2倍) 上で発信するよう設定されている。有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した0.8デカード ($10^{0.8}$ ≒約6.3倍) 上として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	希釈停止操作	「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から 10分後 + 希釈停止操作時間 (1分)	運転員等操作時間として、事象の検知及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定して設定。



第7.4.4.1図 「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図（1 / 2）
（希釈停止操作）



第7.4.4.1図 「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図（2 / 2）
（ほう酸注入）



- ※1 1次冷却系の水抜き開始から燃料取出しまでの期間及び燃料装荷開始から1次冷却系の水張り完了までの期間は、1次冷却系へ純水を補給する系統の手动弁を閉止運用する等の措置を講じるため、1次冷却系が希釈される事象は発生しない。このため臨界到達までの時間余裕が厳しい原子炉起動時において、ほう素希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤動作等により炉心へ純水が流入する事象を想定する。
- ※2 「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報の発信により運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作に移行する。
- ※3 反応度誤投入の判断は以下で行う。
1次系純水補給ライン流量動作、純水流量積算動作、炉外核計装装置可聴音計数音間隔、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報、中性子源領域中性子束レベル上昇、中性子源領域起動率が正側を指示
- ※4 未臨界状態の確認は以下で行う。
中性子源領域中性子束レベル低下、中性子源領域起動率が負側を指示
- ※5 中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計装装置可聴音計数音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。また、ほう素濃度が希釈前のほう素濃度以上であることをサンプリングにより確認する。

第7.4.4.2図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要
(「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ
純水が流入する事故」の事象進展)

作業項目	必要な要員と作業項目				駐留時間(分)	備考
	責任者	補佐	通称連絡等	必要な要員・必要人員数		
状況判断	2人 A,B	-	-	中央監視 運転操作指揮 毎班1名(常駐)本部連絡 1人 運転操作指揮 1人 初期での指揮 中央制御室連絡 監視室内部連絡 4人 運転員 (中核制御室) 2人 A,B	10分	警報発出前であっても、緊急設備 類への異常発生を確認した場合は、速 速に対応動作を実施する。
格納容器隔離	-	1人 【B】	-	10分	10分	
冷却停止操作	1人 【A】	-	-	1分	1分	
緊急止電機設備操作	1人 【A】	-	-	5分	5分	注：冷却水注入仕方の確認を速 速実施し、事象発生時の停止ほう 法確認度以上になるまでは冷却水注 入を継続
必要人員数：合計	2人 A,B	-	-	10分	10分	通常の交番体制での召集応 答

本班場所・必要人員数	中央監視 運転操作指揮 毎班1名(常駐)本部連絡 1人 運転操作指揮 1人 初期での指揮 中央制御室連絡 監視室内部連絡 4人 運転員 (中核制御室) 2人 A,B
責任者	中央監視 運転操作指揮 毎班1名(常駐)本部連絡 1人
補佐	1人
通称連絡等	4人
運転員 (中核制御室)	2人 A,B
必要人員数：合計	10人

必要人員数	2人 A,B
運転員	4
実務対策要員	0
実務対策要員(支援)	0
実務対策本部要員	4
合計	8

初期体制の要員数	38
(運転員6名、実務対策要員11名、実務対策要員(支援)15名、実務対 策本部要員4名の合計数)	

【注】は他班業務を移動して対応要員
・班交代時最低要員数以上の運用員確保が必須な場合は、上記要員以外の実務対策要員も確保を行う。

第7.4.4.3図 「反応度の誤投入」の作業と所要時間
(原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故)

初期ほう素濃度 C_{B0} からほう素濃度 C に至るまでの時間

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{B0}}{C}$$

$$\left[\begin{array}{l} t : \text{希釈に係る時間 (h)} \\ V : \text{1次冷却材の有効体積 (m}^3\text{)} \\ Q : \text{希釈流量 (m}^3\text{/h)} \end{array} \right]$$

原子炉の状態	時 間
「中性子源領域炉停止時中性子束高」 警報発信	事象発生約64分後
臨 界	警報発信約16分後



第7.4.4.4図 反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果

RCSほう酸希釈時の交流電源喪失における反応度誤投入の懸念について

背景：PWRプラントにおいて、プラント起動時におけるほう素濃度の希釈をしている際に外部電源喪失が発生した場合、ディーゼル発電機の起動により希釈に必要な補機が再起動しRCS内に純水塊が形成され、その後1次冷却材ポンプを再起動すると炉心に純水塊が送り込まれ、反応度誤投入によって燃料の損傷を引き起こすことが懸念される。

以上に対する泊3号炉の発生防止対策については以下のとおり。

○設備面の状況について

ほう素濃度希釈時に外部電源喪失が発生した場合、希釈信号がリセットされ希釈ライン弁が自動閉止し、1次系補給水ポンプが停止するため、RCS内に希釈水が流入することはない。

希釈信号は非常用母線の低電圧信号によりリセットされる。

1次系補給水ポンプは、安全系交流電源から受電しているが、外部電源喪失により停止し、起動信号保持回路がリセットされることから、受電後の再起動はない。

○手順書の状況について

運転要領 緊急処置編「外部電源喪失」には以下の記述を行うこととしており、手順書上も問題ない。

- ・全体の注意事項(3. 注意事項)に次の記載を行う。
RCS希釈操作中に電源が喪失した場合は、希釈が自動停止となっていることを確認する。
- (1) 非常用母線の低電圧信号により、希釈信号がリセットされ、自動停止する。
- (2) 希釈が継続された場合には、1次冷却材ポンプ停止中であり、十分なミキシングが行われず純水塊が発生し、1次冷却材ポンプ再起動時に反応度事故の可能性が生じる。
- ・また、ユニットトリップ後の対応操作として次の記載がある。
原子炉補給水モード選択を「自動」にする。

反応度の誤投入の事象想定について

有効性評価においては、「反応度の誤投入」事象として、運転停止中において化学体積制御系統の弁の誤作動等によって、原子炉起動時（低温状態）において1次冷却材中のほう素の異常な希釈が生じ、反応度が投入されるシナリオを想定した評価を行っている。

評価においては、以下のとおり、運転操作を考慮した上で評価対象時期を選定している。

すなわち、原子炉停止後の RCS 水抜きから燃料取出しまでの期間及び燃料装荷開始から RCS 水張りが完了し、原子炉起動前の低温停止状態に至るまでの期間は、弁の誤操作や誤作動によって RCS への純水注入による希釈が生じないように中央制御室操作器及び現場手動弁に隔離（中央制御室操作器への操作禁止表示、現場手動弁への操作禁止表示）を行うとともに、手動弁には施錠を実施する。このため、これらの期間については希釈事象が発生することはないと、評価対象期間は、加圧器満水状態以降の期間に限定される。

以上を踏まえ、以下の a.～d.を考慮した条件において評価を行っている。なお、RCS 通常水位の場合は、停止バンク引き抜き状態となり、全挿入状態よりも臨界ほう素濃度が高くなるが、1次冷却材圧力が高いことから希釈流量が小さく、また、制御棒を落下させることにより制御棒挿入状態と同様となる。これを踏まえ、希釈流量が大きい RCS の昇圧操作開始前の加圧器満水状態（制御棒全挿入）に対して仮想的に通常水位を想定した評価としている。

a. 臨界ほう素濃度

燃料取出前（サイクル末期）と燃料装荷後（サイクル初期）の炉心の臨界ほう素濃度を比較した場合、燃料装荷後の方が高い。

また、原子炉起動時の低温状態における臨界ほう素濃度は、高温時における臨界ほう素濃度よりも高いため、ほう素の異常な希釈が生じた場合、臨界到達までの時間が短くなることから低温状態（1次冷却材温度を 20℃として評価）で評価している。

b. 制御棒位置

原子炉起動時の低温状態における制御棒状態として、制御棒引き抜き状態においてほう素の異常な希釈が生じた場合は、希釈停止及びほう酸濃縮操作に加えて制御棒の落下により負の反応度を添加する手段があるが、制御棒の全挿入状態で事象発生した場合は、制御棒による負の反応度添加が期待できないことから、制御棒全挿入状態の期間を選定している。

c. RCS 水位

1次冷却系保有水量が少ない方が、ほう素の異常な希釈が生じてから臨界ほう素濃度に到達するまでの時間が短くなり厳しい評価結果となる。

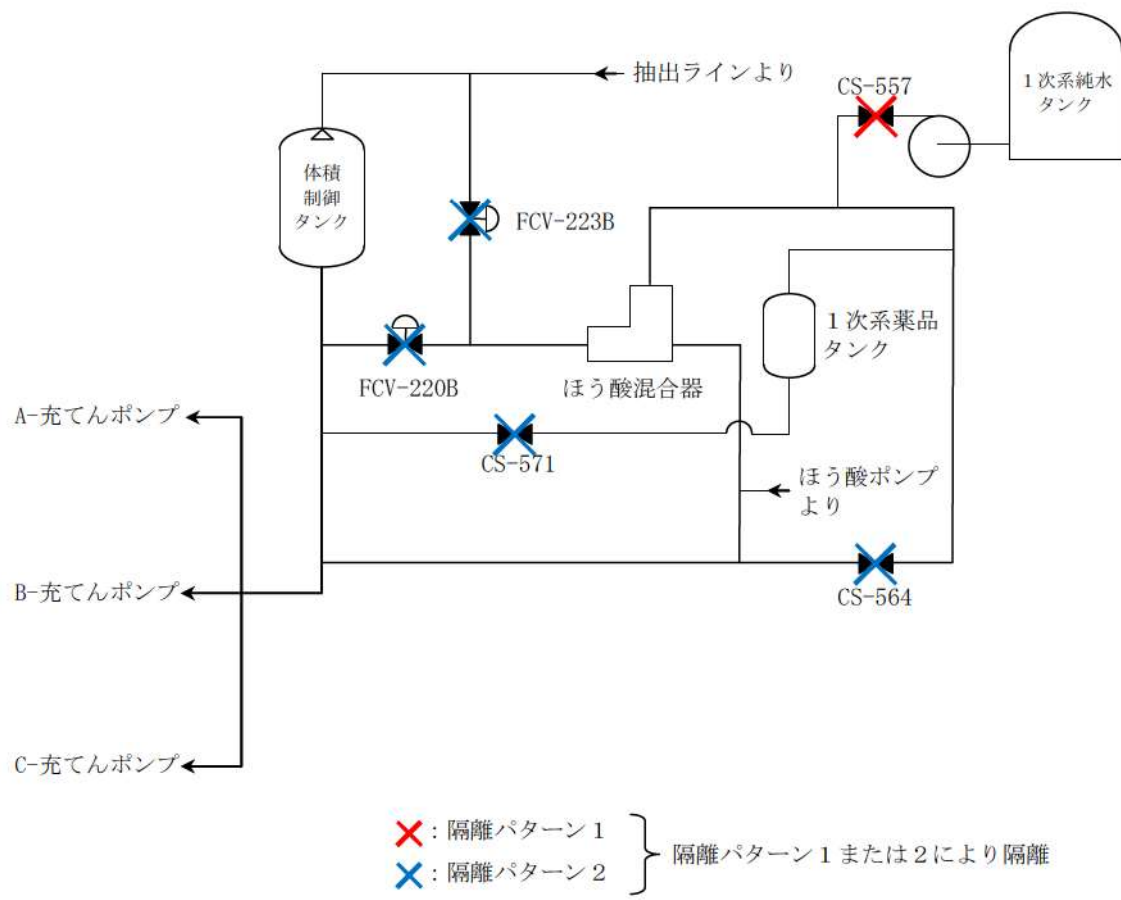
a.及びb.の観点から、評価対象時期は、RCS水張り完了、加圧器水位満水以降の期間となることから、この期間での保有水量を考慮し、保守的に通常水位を想定した評価としている。加圧器満水時とRCS通常水位時について比較した結果について別紙に示す。

d. 1次冷却材圧力

1次冷却材圧力が低い方が、純水の希釈流量が多い、すなわち、希釈速度が大きくなる。加圧器満水又はRCS通常水位の期間において最も圧力が低い状態は、加圧器満水時における大気圧状態であり、この時の純水の希釈流量81.8m³/hを想定した評価としている。

一方、その後の起動運転に伴う昇圧操作によって希釈流量は低下傾向となり、RCS通常水位における圧力15.41MPa[gage]において希釈流量は56.8 m³/hまで低下する。

以 上



別図:燃料取出前と燃料装荷後における意図しない希釈防止の対応

加圧器満水時と RCS 通常水位時の比較について

(1) 原子炉起動時のプラント運転操作について

原子炉起動時のプラント運転操作としては、加圧器満水時（制御棒全挿入状態）から 1 次冷却系を 2.75MPa[gage]まで昇圧した後に停止バンクを引き抜き、その後昇温・昇圧を行いながら RCS 通常水位へと移行する。

(2) 1 次冷却材圧力の違いによる希釈進展の違い

RCS 圧力によって希釈流量に影響があることから、加圧器満水状態から RCS 通常水位状態に移行する際の圧力状態と希釈流量を表 1 に示す。

RCS 通常水位における圧力は 15.41MPa[gage]であり、この状態で希釈が起こったとしても希釈流量は 56.8m³/h であり、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界到達までの時間は約 29 分となり、制御棒全挿入状態における評価値（約 16 分）より長い結果となる。

このため、評価対象とするプラント状態は、1 次冷却系が加圧器満水で大気圧状態のプラント状態を選定している。

(3) 停止バンク引き抜き状態における希釈事象について

実際の定期事業者検査工程としては、停止バンク引き抜き後に短時間で昇温・昇圧操作を開始し、RCS 通常水位まで移行させるが、この期間は、一連の運転操作で行われるものであり、プラント状態が大きく変化するため、常に運転員による監視状態にあることから、この期間における意図しない希釈事象は発生する可能性は非常に低い。

また、仮に発生したとしても、純水流量積算の動作音や中性子束の増加による炉外核計測装置可聴計数率ユニットの可聴音の計数音間隔が短くなることから、中性子源領域炉停止時中性子束高警報が発信する前でも炉心状態の変化に気付くため、速やかに希釈停止操作や停止バンクの挿入操作により対処可能である。

停止バンク全引き抜き状態における希釈事象発生を想定した事象進展を図 1 に示す。

停止バンク挿入後の臨界ほう素濃度は、停止バンク全挿入での想定と同じ臨界ほう素濃度となるため、事象初期の状態として制御棒引き抜き状態を想定したとしても、停止バンクの挿入後は、制御棒全挿入状態を事象初期の状態とした場合と同じ事象進展となり、停止バンク挿入後も希釈が継続すると仮定した場合の臨界到達までの時間は、図 1 のとおり、今回の有効性評価に比して大きくなることがわかる。

以 上

表1 加圧器満水状態から RCS 通常水位状態への移行

運転状態	加圧器満水	→ 水位低下 →	RCS通常水位
1次冷却材圧力	大気圧	→ 昇圧 →	15.41MPa[gage]
希釈流量	81.8m ³ /h	→ RCS圧力に従い流量低下 →	56.8m ³ /h
停止バンク位置	全挿入	全引き抜き	
時間余裕	約16分	—	約29分

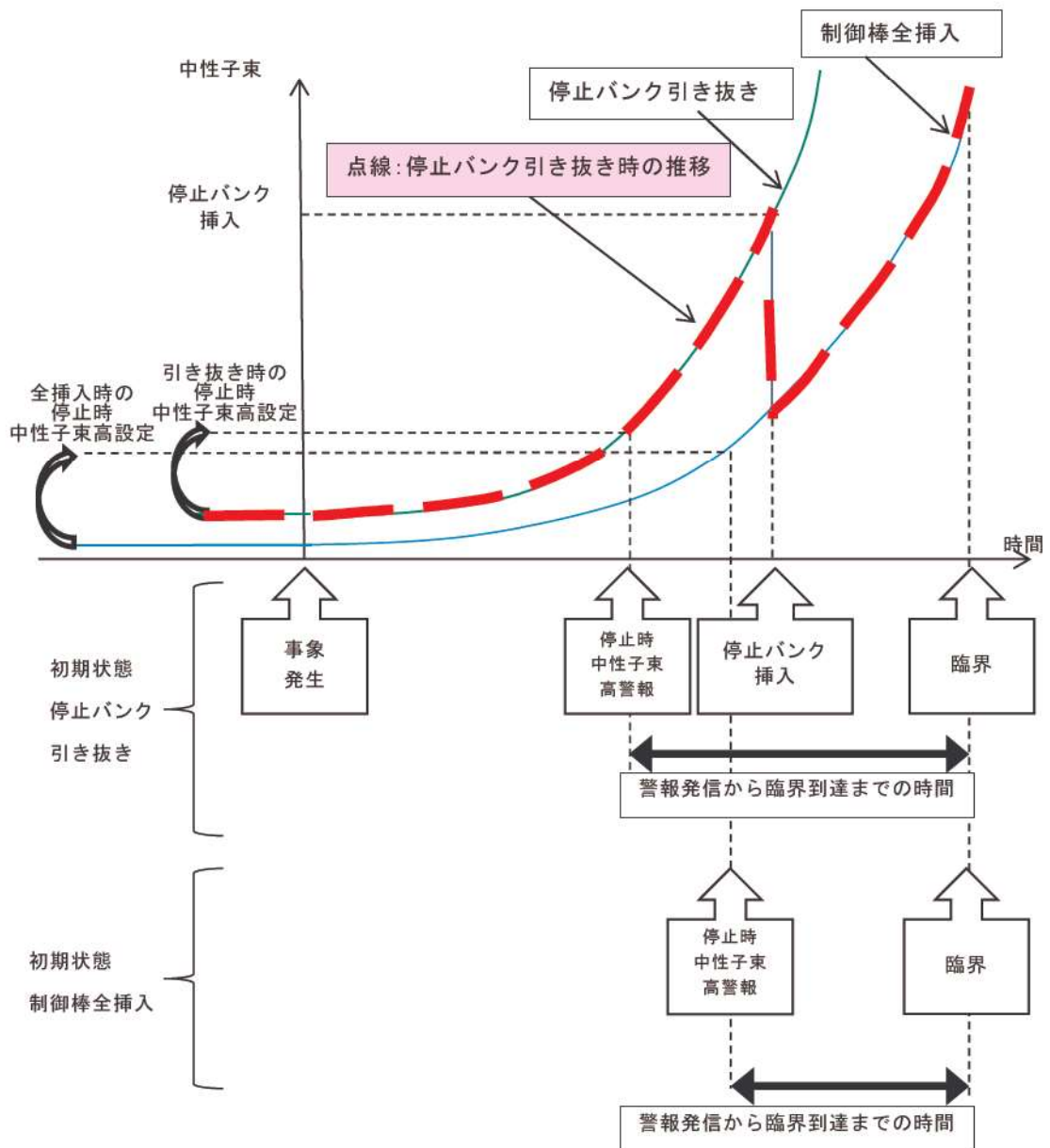


図1 反応度の誤投入の事象進展における制御棒状態による違い

反応度の誤投入における時間評価について

1. 時間評価方法

希釈計算の基礎式については以下のとおり導出し、得られた基礎式に基づき a.、b. のとおり、事象発生～臨界、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信～臨界までの時間を評価した。

ほう酸水の流入・流出について以下のように想定する。



① ほう素の平衡式

$$\frac{d}{dt} (\rho V C) = \rho_{\text{in}} Q C_{\text{in}} - \rho Q C \quad \dots (1)$$

② 質量の平衡式

$$\frac{d}{dt} (\rho V) = \rho_{\text{in}} Q - \rho Q \quad \dots (2)$$

(1)、(2)式よりほう素濃度の時間変化は

$$\frac{dC}{dt} = \frac{Q}{V} \cdot \frac{\rho_{\text{in}}}{\rho} (C_{\text{in}} - C) \quad \dots (3)$$

(3)式より初期ほう素濃度 C_{B0} からほう素濃度 C に至るまでの時間は以下となる。

$$t = \frac{V}{Q} \cdot \frac{\rho}{\rho_{\text{in}}} \ln \frac{C_{\text{B0}}}{C}$$

ρ_{in} : 補給水密度

ρ : 1次冷却材密度

C_{B0} : 初期ほう素密度

C : 希釈後ほう素密度

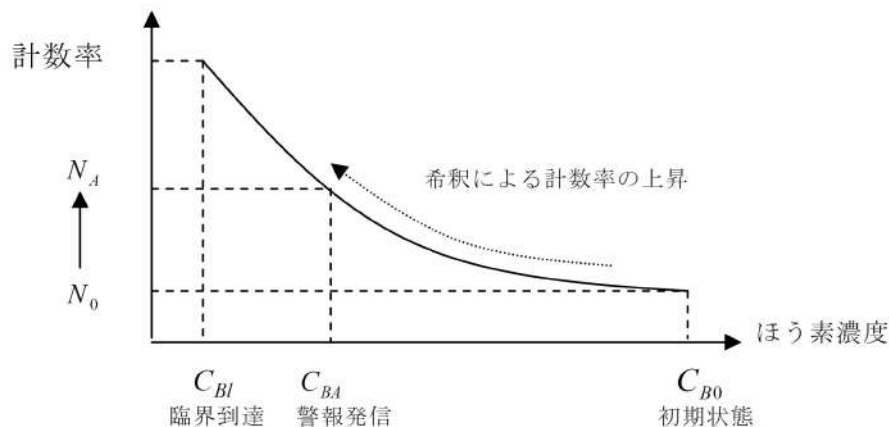
a. 事象発生から臨界到達までの時間評価

原子炉起動時での希釈を想定しており、注入水と1次冷却材は常温であり、 $\rho_{\text{in}} = \rho$ であるため、

$$\begin{aligned} t &= \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{\text{B0}}}{C} \\ &= (220/81.8) \times \ln(3200/1950) \times 60 = \text{約80分} \end{aligned}$$

b. 「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界に到達するまでの時間評価

警報設定値を停止時中性子束レベルの0.8デカード($10^{0.8}$)上と設定した場合の時間評価は下記の通りである。



C_{B0} : 初期ほう素濃度 N_0 : 初期状態の計数率
 C_{BA} : 警報発信時のほう素濃度 N_A : 警報設定の計数率
 C_{BI} : 臨界ほう素濃度

警報発信時の中性子束レベルと実効増倍率の関係式

$$\frac{N_A}{N_0} = 10^{0.8} = \frac{k_{\text{eff}}^0 - 1}{k_{\text{eff}}^A - 1} \quad \dots (4)$$

$\left[\begin{array}{ll} N_0 : \text{事象発生時の中性子束} & k_{\text{eff}}^0 : \text{事象発生時の実効増倍率} \\ N_A : \text{警報発信時の中性子束} & k_{\text{eff}}^A : \text{警報発信時の実効増倍率} \end{array} \right]$

希釈による実効増倍率の変化は、ほう素濃度の変化量に近似的に比例するため、ほう素濃度と実効増倍率の関係は、以下のとおりとなる。

$$C = a \cdot k_{\text{eff}} + b \quad \dots (5)$$

臨界時には、 $k_{\text{eff}} = 1$ となることから、

$$C_{BI} = a + b \quad \dots (6)$$

(4)～(6)式より

$$C_{BA} = C_{BI} + \frac{C_{B0} - C_{BI}}{10^{0.8}}$$

警報発信から臨界に至るまでの時間は下式となり、約16分が得られる。

$$t = \frac{V}{Q} \ln \left(1 + \frac{C_{B0}/C_{B1} - 1}{10^{0.8}} \right)$$
$$= (220/81.8) \times \ln \{ 1 + ((3200/1950) - 1) / 10^{0.8} \} \times 60 = \text{約16分}$$

したがって、警報発信時間は、約64分後となる。また、警報発信時点におけるほう素濃度については、次式より約2100ppmとなる。

$$C_{BA} = C_{B1} + \frac{C_{B0} - C_{B1}}{10^{0.8}} = 1950 + \frac{3200 - 1950}{10^{0.8}} = \text{約2,148ppm}$$

以 上

2. 評価結果

原子炉起動時に化学体積制御系の弁の誤動作等により1次冷却材中に純水が注水された場合、1次冷却材の初期ほう素濃度と臨界ほう素濃度の差が大きく、希釈率も比較的小さいため、希釈開始から「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信するまで約64分を要し、臨界に至るまでにはさらに約16分を要する。よって、運転員が警報により異常な状態を検知し、希釈停止操作を実施するのに十分な時間余裕があるため、原子炉の未臨界を確保することができる。

また、運転員は「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信以前にも、核計装装置指示値の増加、純水流量積算の動作音や炉外核計測装置可聴計数率ユニットの計数音間隔が短くなること等の情報により、異常な希釈の発生を検知することができる。

原子炉の状態	時 間
「中性子源領域炉停止時中性子束高」 警報発信	事象発生後、約64分
臨 界	警報発信後、約16分



重大事故等対策の有効性評価に使用する個別評価条件について
(反応度の誤投入)

重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」における個別評価条件を第1表に示す。

第1表 時間余裕評価用データ
(反応度の誤投入)

名 称	数 値	評価上の取り扱い
(1) 警報 1) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」 i 設定点	停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上	最大値 (設定値に余裕を考慮した値)
(2) 初期条件 1) 1次冷却材の有効体積 2) 初期ほう素濃度 3) 臨界ほう素濃度	220m ³ 3,200ppm 1,950ppm	設計値 (加圧器等を除いた1次冷却材の有効体積) 設計値 (燃料取替用水ピットのほう素濃度) 最大値 (燃料取替後の炉心評価値に余裕を考慮した値)
(3) 事故条件 1) 1次冷却系純水注水流量	81.8m ³ /h	最大値 (設計値に余裕を考慮した値) ※1

※1 低温停止状態を想定するため、1次冷却系と補給水の密度は同等。

臨界ほう素濃度の設定について

プラント起動時の異常な希釈として、燃料取替後の炉心において低温停止状態で異常な希釈が生じることを想定する。よって、事象発生前の炉心は、1次冷却材温度、制御棒位置及びほう素濃度は、それぞれ低温状態、全制御棒挿入状態及び燃料取替停止時のほう素濃度である3,200ppmとする。

本事象が発生しても、1次冷却材温度、制御棒位置には影響を及ぼさないため、臨界ほう素濃度は低温状態、全制御棒挿入時の臨界ほう素濃度となる。また、臨界になるまでの時間を評価することから臨界ほう素濃度が最も高くなるサイクル初期を想定する。

この条件での臨界ほう素濃度の設定にあたっては、泊発電所3号炉において想定される炉心を包絡するよう、代表Pu組成平衡炉心の臨界ほう素濃度評価値（約1,520ppm）に核的不確定性（100ppm）及び取替炉心による変動分（300ppm）を考慮し、解析で使用する臨界ほう素濃度を1,950ppmとした。

表1 ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷平衡炉心の臨界ほう素濃度

	解析条件 設定値	代表Pu組成 平衡炉心	低Pu組成 平衡炉心	高Pu組成 平衡炉心	ウラン燃料 平衡炉心
臨界ほう素濃度 (ppm) 〔サイクル初期〕 低温状態※ 〔全制御棒挿入〕	1,950	約1,520	約1,510	約1,500	約1,370

※ 1次冷却材温度20℃における評価値

参考. 核的不確定性の100ppmについて

国内、海外のウラン炉心及びMOX炉心における高温状態でのほう素濃度測定値と計算値の比較から、高温状態での計算の不確定性については図1の通り±50ppmと評価されている。しかしながら、低温状態におけるほう素濃度の測定実績が無いことから、保守的に±100ppmとしている。

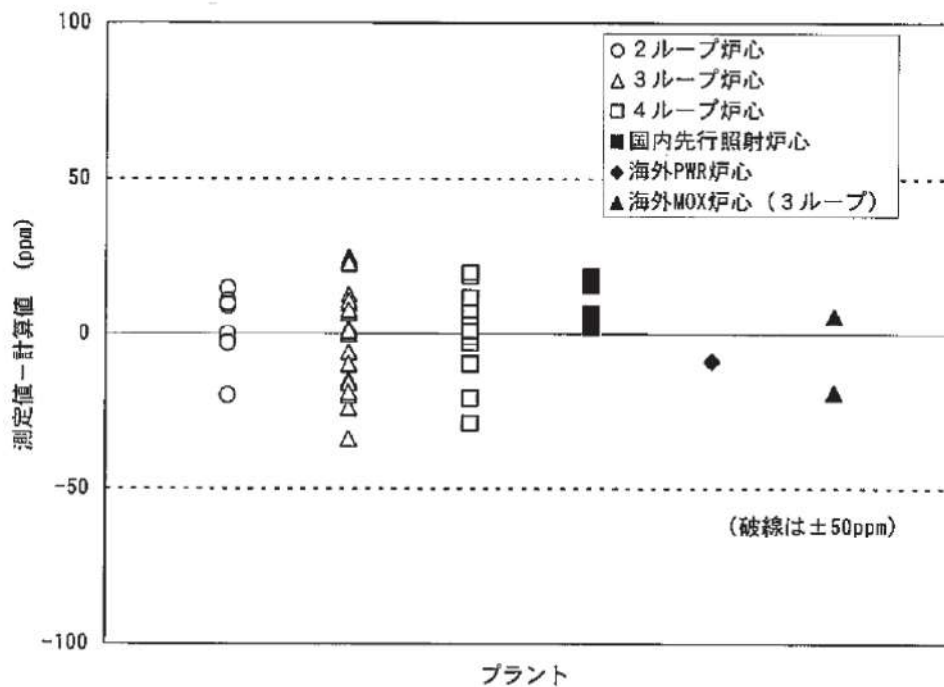


図1 臨界ほう素濃度の測定値と計算値の誤差

参考文献：「三菱PWRのPHOENIX-P/ANCによる核設計の信頼性」

MHI-NE S-1025 改2 三菱重工業、平成18年)

反応度の誤投入における警報設定値の影響について

1. 警報設定値について

「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報は、原子炉停止時に炉心の中性子束レベルが上昇するような事象が発生した場合に、運転員への注意を喚起するため設置している。この警報は、原子炉停止時の定常状態における炉外核計測装置中性子源領域の計数率に対して、信号の揺れ等を考慮して0.5デカード上に設定している。

「反応度の誤投入」の有効性評価においては、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、警報設定値である定常値の0.5デカードに泊発電所3号機の炉外核計測装置中性子源領域の計器誤差である0.3デカード（フルスケール（6デカード） $\pm 5\%$ ）を考慮し、評価においては警報設定値を定常値の0.8デカード上とすることで評価を実施した。

2. 警報設定値による影響評価

希釈開始から警報発信及び臨界ほう素濃度まで希釈するのに必要な時間について、警報設定値に計器誤差（0.3デカード）を考慮したことによる影響評価結果を表1に示す。

警報設定値を定常値の0.8デカード上に設定した場合は、0.5デカード上に設定した場合に比べて警報発信までに必要な時間が約14分遅くなるが、希釈開始から臨界までの時間は同じであるため、結果的に警報発信から臨界までの時間余裕が約14分短くなる。したがって、警報設定値を定常値の0.8デカード上に設定する評価条件は保守的な設定となっている。

表 1 警報発信及び臨界ほう素濃度まで希釈するのに必要な時間

警報設定値	「中性子源領域炉停止時 中性子束高」発信	臨界ほう素濃度まで 希釈するのに必要な時間
定常値の0.5デカード上	約50分	警報発信から約30分
定常値の0.8デカード上	約64分	警報発信から約16分

重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。

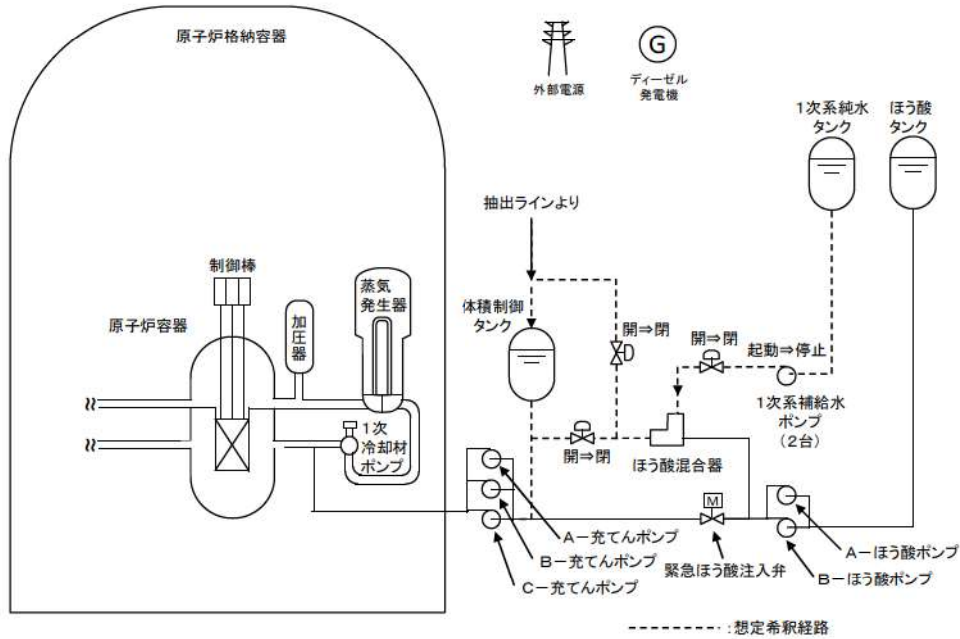


図1 「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の重大事故等対策の概略系統図（希釈停止操作）

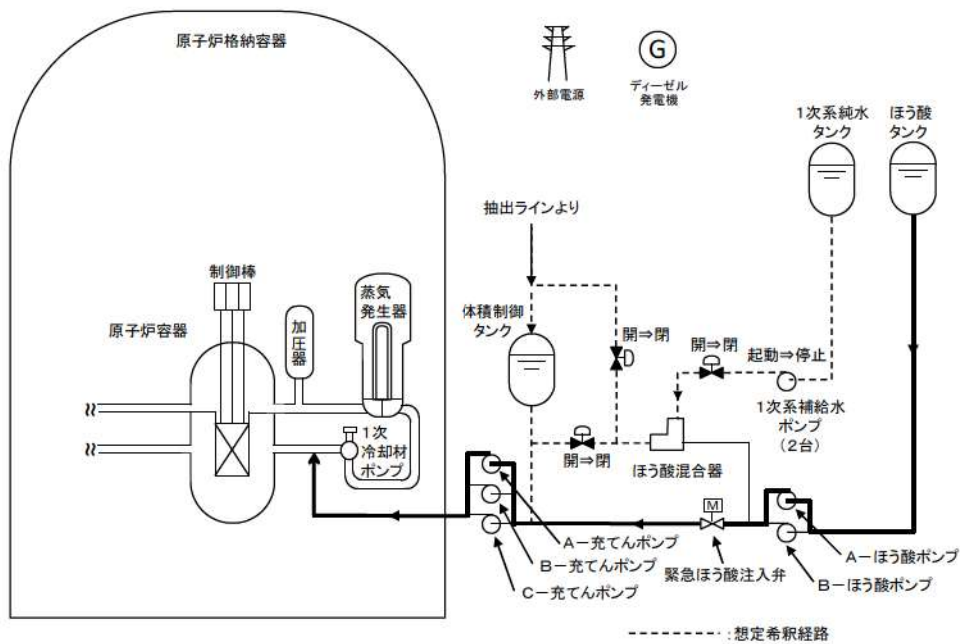


図2 「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の重大事故等対策の概略系統図（ほう酸注入）

緊急濃縮により事象発生時のほう素濃度に戻すまでの所要時間について

「反応度の誤投入における対応手順と所要時間」について、希釈された1次冷却材系統を緊急濃縮にて事象発生前のほう素濃度に戻すまでの所要時間は、下記のとおり事象発生後約2.4時間である。

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{\text{BAT}} - C_{\text{B}}}{C_{\text{BAT}} - C_{\text{BE}}} \cong 1.0 \text{h}$$

t : 濃縮にかかる時間 (h)
 V : 1次冷却材の有効体積 (m^3)
 Q : 濃縮流量 (m^3/h)
 C_{BAT} : ほう酸タンクのほう素濃度 (ppm)
 C_{B} : 希釈停止時のほう素濃度 (ppm)
 C_{BE} : 緊急濃縮後のほう素濃度 (ppm)

表 緊急濃縮における各パラメータ

$C_{\text{BE}} (= C_{\text{B0}})$	3,200
C_{BAT}	21,000
C_{B}	2,010
Q	13.6
V	220

※ C_{B0} : 初期ほう素濃度 (ppm)

事象発生から希釈停止完了までの75分に、緊急ほう酸濃縮操作の準備時間5分及び上記計算式で得られた事象発生前のほう素濃度に戻すまでの所要時間約1時間3分を加えた約2時間23分(約2.4時間)が所要時間となる。

以 上

安定状態について

反応度の誤投入時の安定状態については以下のとおり。

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

【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

希積の停止は中央制御室から操作可能であり、希積事象判別後、約1分で実施可能である。この時のほう素濃度は2,010ppmであり、臨界ほう素濃度1,950ppmを上回っていることから原子炉は未臨界状態を維持している。

ほう酸濃縮は約1.0時間*で完了し、ほう酸濃縮後のほう素濃度確認は約1時間で実施可能である。これらは事象発生後、約80分から実施することから、約3.4時間で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。

*ほう酸濃縮時間の根拠

希積停止時のほう素濃度 C_B は、以下の式 (1) から算出される。

$$C_B = \frac{C_{B0}}{\exp\left(\frac{Q_D \cdot t}{V}\right)} \dots (1)$$

$$\left[\begin{array}{l} t : \text{希積にかかる時間 (h)} \\ V : \text{1次冷却材の有効体積 (m}^3\text{)} \\ Q_D : \text{希積流量 (m}^3\text{/h)} \\ C_{B0} : \text{初期ほう素濃度 (ppm)} \end{array} \right]$$

表 希積停止時における各パラメータ

$C_{B0} (=C_{BE})$	3,200
Q_D	81.8
t	1.25 (75/60)
V	220

希積停止時における1次冷却材のほう素濃度は、式 (1) より2,010ppmとなる。

※ C_{BE} : 緊急濃縮後のほう素濃度 (ppm)

ここで、希積停止時のほう素濃度 C_B から希積前のほう素濃度 C_{BE} に至るまでの時間は、以下の式 (2) となる。

$$t = \frac{V}{Q_B} \ln \frac{C_{BAT} - C_B}{C_{BAT} - C_{BE}} \cong 1.0h \dots (2)$$

$$\left[\begin{array}{l} Q_B : \text{濃縮流量 (m}^3\text{/h)} \\ C_{BAT} : \text{ほう酸タンクのほう素濃度 (ppm)} \end{array} \right]$$

ほう酸タンク濃度 C_{BAT} 21,000ppm、ほう酸濃縮流量 Q_B 13.6m³/h で濃縮した場合に2,010ppmから元の3,200ppmとするのにかかる時間は、式 (2) より1時間3分であり、約1.0時間となる。

評価条件の不確かさの影響評価について
(反応度の誤投入)

重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故」の評価条件の不確かさの影響評価を表1から表2に示す。

表 1 評価条件を最確条件とした場合の運転員等操作及び評価項目となるパラメータと与える影響 (1/2)

項目	評価条件の不確かさ (初期条件、事故条件)		条件設定の考え方	運転員等操作時間と与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件	最確条件			
制御棒	全挿入状態	全挿入状態	低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定。	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い。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。
1次冷却材の有効体積	220m ³		1次冷却材の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから、反応器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内パイパス等を除いた1次冷却材の有効体積を厳しい値として設定。	評価条件に対して大きい1次冷却材体積となることから、「中性子源領域炉停止時中性子東高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなるが、操作手順（中性子源領域炉停止時中性子東高）警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。	評価条件に対して大きい1次冷却材体積となることから、警報発信から臨界までの時間的余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
	初期ほう素濃度	3,200ppm (燃料取替時のほう素濃度)	3,200ppm以上 (燃料取替時のほう素濃度)	原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水ピットのほう酸水で満たされておき、同ピットのほう素濃度の設計値の下限値を厳しい値として設定。	評価条件に対して高い初期ほう素濃度となることから、「中性子源領域炉停止時中性子東高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなるが、操作手順（中性子源領域炉停止時中性子東高）警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはないことから、運転員等操作時間と与える影響はない。
臨界ほう素濃度	1,950ppm	装荷炉心毎	サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料装荷平衡炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮してもも余裕のある値として設定。	評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、初期ほう素濃度と「中性子源領域炉停止時中性子東高」のほう素濃度の差が大きくなり、警報発信が遅くなるが、操作手順（「中性子源領域炉停止時中性子東高」警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはない。	最確条件の臨界ほう素濃度を用いた場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、「中性子源領域炉停止時中性子東高」警報発信時のほう素濃度と臨界ほう素濃度の差が大きくなり、警報発信から臨界までの時間的余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
	起因事象	1次冷却系への純水注水 81.8m ³ /h 約74m ³ /h	原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水されることとして設定。1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量（約74m ³ /h）に余裕をもたせた値として設定。	評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、「中性子源領域炉停止時中性子東高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなるが、操作手順（「中性子源領域炉停止時中性子東高」警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施）に変わりはない。	最確条件の1次冷却系純水注水流量を用いた場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、警報発信から臨界までの時間的余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータと与える余裕は大きくなる。
外部電源	外部電源あり	外部電源あり	1次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を想定。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。	解析条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はない。

 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

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

項目	評価条件 (機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
「中性子源領域 炉停止時 中性子束高」 機器条件	炉停止時中性子束 レベルの 0.8デカカード上	炉停止時中性子束 レベルの 0.5デカカード上	この警報は原子炉停止時に中性子束レベルが増加した場合の運転員への注意喚起のため、信号の種別を考慮して、停止時中性子束レベルから0.5デカカード (10 ^{0.5} ≒約3.2倍) 上で発信するよう設定されている。有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した0.8デカカード (10 ^{0.8} ≒約6.3倍) 上として設定。	評価条件に対して低い警報値となることで、警報発信が早くなり、警報発信を操作開始の起点とする余裕が早くなる。警報発信の開始が早くなるが、操作手順 (「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価項目となるパラメータに与える影響は大きくない。

燃料、電源負荷評価結果について
(反応度の誤投入)

1. 燃料消費に関する評価

重要事故シーケンス

【原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故】

事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。

燃料種別		軽油
時系列	事象発生直後～ 事象発生後7日間 (=168h)	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷(100%出力)時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$
		緊急時対策所用発電機(指揮所用及び待機所用各1台の計2台)起動 (緊急時対策所用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約(57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=19,185.6L=約19.2kL
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約546.3kL
結果		ディーゼル発電機燃料油貯油槽(約540kL)及び燃料タンク(SA)(約50kL)の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能

※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式

$$V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$$

V : 軽油必要容量 (kL)	
N : 発電機定格出力 (kW) = 5,600	
H : 運転時間 (h) = 168 (7日間)	
γ : 燃料油の密度 (kg/kL) = 825	
c : 燃料消費率 (kg/kW・h) = 0.2311	

2. 電源に関する評価

重要事故シーケンス

【原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故】

事象：本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合を想定する。

評価結果：本重要事故シーケンスは原子炉起動時であり、非常用炉心冷却設備作動信号は作動しないことから、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち非常用炉心冷却設備の負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

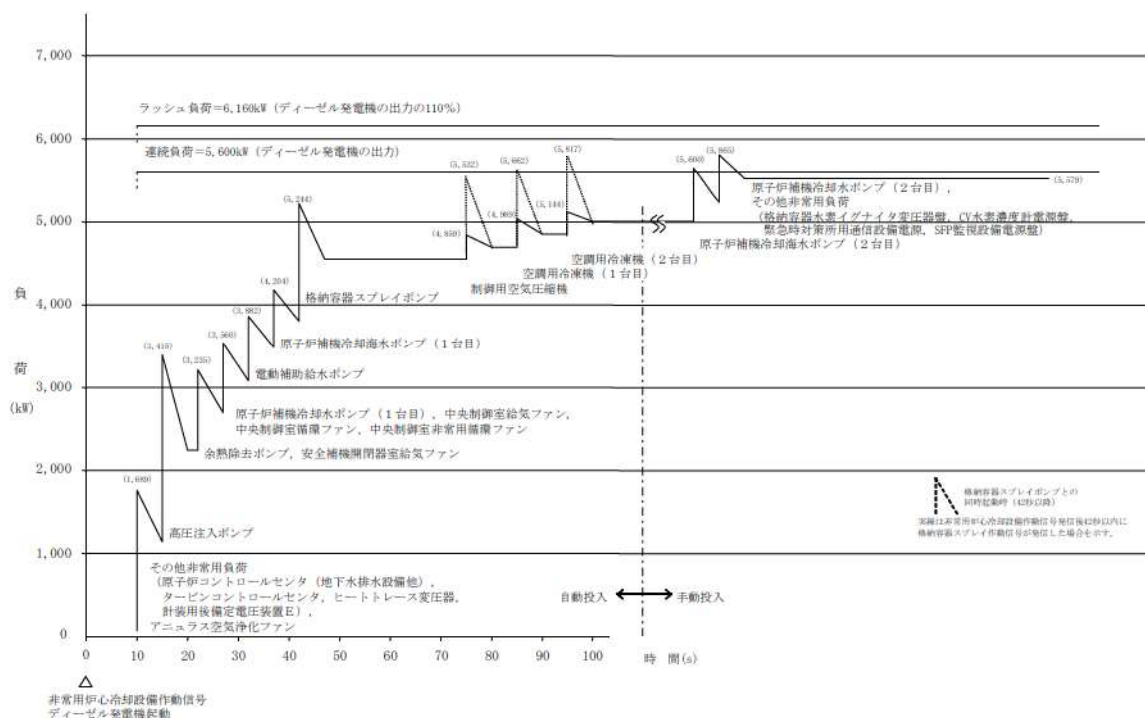


図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線※1、2

- ※1 A、B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載
- ※2 本重要事故シーケンスの炉心損傷防止対策で使用する緊急ほう酸濃縮で使用する充てんポンプ及びほう酸注入ポンプの負荷は非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷より小さい

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE750 r. 8. 0
提出年月日	令和5年8月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価

7.5 必要な要員及び資源の評価

令和5年8月
北海道電力株式会社

設置変更許可申請書の補正を予定しており、補正書の添付書類十 SA 有効性評価の章番号に合わせています。

目次

- 7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価
 - 7.5 必要な要員及び資源の評価
 - 7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件
 - 7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
 - 7.5.3 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

添付資料 目次

- 添付資料 7.5.1.1 他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について
- 添付資料 7.5.2.1 重大事故等対策時の要員の確保について
- 添付資料 7.5.2.2 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について
- 添付資料 7.5.3.1 水源、燃料、電源負荷評価結果について

7.5 必要な要員及び資源の評価

7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

- a. 各事故シーケンスにおける要員については，3号炉の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。
- b. 要員の評価においては，中央制御室の発電課長（当直），副長及び運転員並びに発電所構内に常駐している災害対策本部要員，災害対策要員及び災害対策要員（支援）により必要な作業対応が可能であることを評価する。

なお，発電所構外から招集される参集要員については，実際の運用では集まり次第，作業対応は可能であるが，評価上は見込まないものとする。

- c. 可搬型設備操作においては，災害対策要員及び災害対策要員（支援）が発電所構内に常駐していることを考慮し，事象発生直後から活動を開始することとして要員を評価する。

(2) 資源の評価条件

a. 全般

- (a) 重大事故等対策の有効性評価において，通常系統からの注水及び給電が不可能となる事象についての水源，燃料及び電源に関する評価を実施する。また，前提として，有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

- (b) 水源，燃料及び電源に関する評価において，3号炉において重大事故等が発生した場合を想定して消費量を評価する。

b. 水源

- (a) 炉心への注水においては、代替格納容器スプレイポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転が可能であることを評価する。
- (b) 蒸気発生器への注水においては、補助給水ピット（570m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水補給が可能であること又は余熱除去システムによる冷却が可能であることを評価する。
- (c) 原子炉格納容器への注水においては、代替格納容器スプレイポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに可搬型大型送水ポンプ車を用いた燃料取替用水ピットへの海水注水が可能であることを評価する。
- (d) 使用済燃料ピットへの注水については海を水源とする。
- (e) 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として、厳しい評価となる事から、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で、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) 代替非常用発電機，燃料取替用水ピットへの補給等に使用する可搬型大型送水ポンプ車及び緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機のうち，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の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては、ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の評価を行う。また、外部電源喪失を想定しない場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機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、ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL（4個合計））及び燃料タンク（SA）（約50kL（1個））の合計容量（約590kL）を考慮する。

- (c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスについては、代替非常用発電機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、ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL（4個合計））及び燃料タンク（SA）（約50kL（1個））の合計容量（約590kL）を考慮する。

- (d) 緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機の使用を想定する事故シーケンスグループ等については、緊急時対策所用発電機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、ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL（4個合計））及び燃料タンク（SA）（約50kL（1個））の合計容量（約590kL）を考慮する。

- (e) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から燃料を消費することを想定し算出する。

d. 電源

- (a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケン

スにおいては代替非常用発電機により，有効性評価で考慮する設備に電源供給を行い，その最大負荷が代替非常用発電機2台の給電容量2,760kW（3,450kVA）未滿となることを評価する。

- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスにおいては，ディーゼル発電機からの給電を考慮し，また，外部電源喪失を想定しない事故シーケンスにおいても，保守的に外部電源が喪失するものとして，ディーゼル発電機から給電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実評価し成立性を確認する事で，他の事故シーケンスも包絡されることを確認する。

7.5.2 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において，重大事故等対策時に必要な操作項目，必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。

3号炉において，原子炉容器に燃料が装荷されている場合を想定する。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等は，「7.1.2 全交流動力電源喪失」，「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」，「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，「7.2.1.2 格納容器過温破損」，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり，必要な要員は21名である。必要な作業

対応は、中央制御室の運転員 6 名、発電所構内に常駐している災害対策本部要員 4 名、災害対策要員 11 名及び災害対策要員（支援） 15 名の初動体制の要員 36 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。

また、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、「7.4.2 全交流動力電源喪失」であり、必要な要員は 21 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 6 名、発電所構内に常駐している災害対策本部要員 4 名、災害対策要員 11 名及び災害対策要員（支援） 15 名の初動体制の要員 36 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。

また、原子炉容器に燃料が装荷されていない場合において、必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「7.3.1 想定事故 1」及び「7.3.2 想定事故 2」であり、必要な要員は 20 名である。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本部要員 4 名、災害対策要員 11 名及び災害対策要員（支援） 14 名の初動体制の要員 34 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。

（添付資料 7.5.1.1, 7.5.2.1, 7.5.2.2）

7.5.3 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

事象発生後 7 日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1) 水源の評価結果

a. 炉心注水

炉心注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シー

ケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水ピットを水源とし、1,700m³の使用が可能であることから、事象発生の約58.8時間後までの注水継続が可能である。

以降は、格納容器再循環サンプを水源に切り替えた高压代替再循環運転の継続により、7日間の代替炉心注水の継続が可能である。

b. 蒸気発生器注水

蒸気発生器注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

補助給水ピット（570m³：有効水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、補助給水ピット枯渇までの約7.4時間の注水継続が可能である。なお、5.4時間以降は、補助給水ピットに可搬型大型送水ポンプ車（約300m³/h（1台当たり））による海水補給を行うことにより、7日間の注水継続が可能である。

c. 原子炉格納容器注水

原子炉格納容器注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、
「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び
「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器への注水については、燃料取替用水ピットを水源とし1,700m³の使用が可能で

あるため、事象発生約12.9時間後までの注水が可能である。また、事象発生約10.9時間後より可搬型大型送水ポンプ車による燃料取替用水ピットへの海水補給が可能となるため、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。

以降は、格納容器内自然対流冷却の継続により、7日間の原子炉格納容器の冷却継続が可能である。

(2) 燃料の評価結果

a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.5 原子炉停止機能喪失」、「7.3.1 想定事故1」及び「7.3.2 想定事故2」である。

ディーゼル発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から最大負荷で2台の運転を想定すると、7日間の運転継続に約527.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約558.8kLの軽油が必要となる。

よって、事故対応に必要な軽油は、ディーゼル発電機燃料油貯油槽にて約540kL、燃料タンク（SA）にて約50kLを備蓄しているた

め、必要量の軽油を供給可能である。

b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」である。

代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後から2台の運転を想定すると、7日間の運転継続に約138.1kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機については、事象発生直後から7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車については、保守的に事象発生直後から可搬型大型送水ポンプ車100%負荷での2台の運転を想定すると、7日間の運転継続に約25.0kLの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約182.3kLの軽油が必要となる。

よって、事故対応に必要な軽油は、ディーゼル発電機燃料油貯油槽にて約540kL、燃料タンク（SA）にて約50kLを備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。

（添付資料7.5.3.1）

(3) 電源の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」である。

代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約1,645kW必要となるが、代替非常用発電機（2台）の給電容量である2,760kW（3,450kVA）未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

なお、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は、ディーゼル発電機による電源供給を想定しているが、3号炉において重大事故等対策に必要な負荷は、ディーゼル発電機の負荷に含まれていることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

また、直流電源については外部電源喪失時においても、ディーゼル発電機又は代替非常用発電機により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。

なお、事故シーケンスグループ「7.1.2 全交流動力電源喪失」においては、交流電源が事象発生後24時間復旧しない場合を想定しており、この場合でも直流電源負荷の制限（後備蓄電池の投入を含む。）の実施により、事象発生後24時間の連続した直流電源の供給が可能である。

（添付資料7.5.3.1）

他号炉との同時被災時における必要な要員及び資源について

泊発電所 3 号炉運転中に重大事故等が発生した場合、他号炉及び 3 号炉の使用済燃料ピット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た同時被災時に必要な要員及び資源について整理する。

泊発電所 1 号及び 2 号炉は停止状態にあり、各号炉で保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。

そのため、他号炉を含めた同時被災が発生すると、他号炉への対応が必要となり、3 号炉への対応に必要な要員及び資源の充分性に影響を与えるおそれがある。また、必要な要員及び資源が十分であっても、同時被災による他号炉の状態により 3 号炉への対応が阻害されるおそれもある。

以上を踏まえ、他号炉を含めた同時被災時に必要な要員及び資源の充分性を確認するとともに、3 号炉の重大事故等時対応への影響の成立性を確認する。

また、3 号炉の使用済燃料ピットを含めた事故対応においても当該号炉の資源が十分であることを併せて確認する。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の充分性

(1) 想定する重大事故等

東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し、泊発電所 3 号炉について、全交流動力電源喪失並びに使用済燃料ピットでの冷却機能喪失及び注水機能喪失の発生を想定する。

また、泊発電所 1 号及び 2 号炉については、全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定する。

なお、1 号及び 2 号炉の使用済燃料ピットにおいて、全保有水喪失を想定した場合、燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間が約 30 日であり、相

当な期間，燃料健全性が確保されることを確認したことから※，使用済燃料ピットへの注水実施が必要となるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失の発生を想定した。

また，不測の事態を想定し，1号及び2号炉のうち，いずれか1つの号炉において，事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお，水源評価に際しては，1号及び2号炉における消火活動による水の消費を考慮する。

3号炉について，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）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。表1に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して，7日間の対応に必要な要員及び資源並びに3号炉の対応への影響を確認する。

※ 技術的能力 添付資料 1.0.16「重大事故等時における停止号炉の影響について」参照

(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理

「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員，7日間の対応に必要な資源について，表2及び図1のとおり整理する。

(3) 評価結果

1号及び2号炉にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。

a. 必要な要員の評価

重大事故等発生時に必要な1号及び2号炉の対応操作，並びに3号炉の使用済燃料ピットの対応操作については，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，消火要員，災害対策要員，事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。

なお、1号及び2号炉において使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定した場合においても、使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約2日後、100℃に到達するのは約6日後であり、上記要員にて対応可能である。

b. 必要な資源の評価

(a) 水源

3号炉において、「7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」を想定した場合、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水ピットにおいては、燃料取替用水ピットの保有水（約1,700m³）が枯渇する前に可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を補給することから、7日間の対応に必要な水源は確保可能である。

また、「7.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」を想定しても、蒸気発生器2次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行うタービン動補助給水ポンプの水源となる補助給水ピットの保有水（約570m³）が枯渇する前に、可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を補給することから、7日間の対応に必要な水源は確保可能である。

3号炉の使用済燃料ピットにおいては、「7.3.1 想定事故1」を想定すると、可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を使用済燃料ピットへ注水することから、7日間の対応を考慮しても必要な水源は確保可能である。

1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいては、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても、可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を使用済燃料ピ

ットへ注水することから、3号炉における水源を用いなくても1号及び2号炉の7日間の対応が可能である。

内部火災に対する消火活動に必要な水源は約63m³であり、1号及び2号炉のろ過水タンクに必要な水量が確保されるため、3号炉における水源を用いなくても7日間の対応が可能である。

また、1号及び2号炉においては、使用済燃料ピット水がサイフォン現象により流出することのないよう、サイフォン発生防止用のサイフォンブレーカを設置しており、サイフォン現象による使用済燃料ピット水の流出を停止することが可能な設計としている。

また、移動発電機車により給電することにより、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンクからの注水手段を確保している。さらに、移動発電機車が使用できない場合に備え、可搬型大型送水ポンプ車を使用した注水手段を確保している。

なお、使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても、使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約2日後であることから、燃料取扱棟での注水操作は可能である。

1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表3に示すとおりである。移動発電機車は1号及び2号炉用として4台保有しており、移動発電機車を用いることで、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンクからの注水に必要なポンプへの給電も実施可能である。

(b) 燃料（軽油）

3号炉において、軽油の使用量が最も多い「7.3.1 想定事故1」及び「7.3.2 想定事故2」を想定する。ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1kLの軽油が必要となる。

可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。

緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。

ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給及び可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水について、7日間の継続が可能である。

1号及び2号炉の使用済燃料ピットの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として、保守的に最大負荷で移動発電機車（2台/号炉）が起動した場合を想定しており、7日間で必要な軽油は1号及び2号炉で合計約277kLとなる。

なお、1号及び2号炉における使用済燃料ピットへの注水と、内部火災が発生した号炉における消火活動に対して、可搬型大型送水ポンプ車（2台）及び消防自動車（1台）の7日間の運転継続を想定すると約29kL^{*1}が必要となる。

1号及び2号炉のディーゼル発電機燃料油貯油槽にて合計約424kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、1号及び2号炉の使用済燃料ピットの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について、3号炉における軽油を使用しなくても7日間の対応は可能である。

※1：保守的に事象発生直後から定格負荷での運転を想定

(c) 電源

3号炉においては常設代替交流電源設備，1号及び2号炉においては移動発電機車による電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。

(4) 3号炉の重大事故等時対応への影響について

「(3) 評価結果」に示すとおり，重大事故等時に必要となる対応操作は，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，消火要員及び事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから，3号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

3号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料ピットにおける7日間の対応が可能であり，また，1号及び2号炉の各資源にて1号及び2号炉の使用済燃料ピット並びに内部火災における7日間の対応が可能である。

以上のことから，1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合にも，3号炉の重大事故等時の対応への影響はない。

2. 他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響

「1. 同時被災時に必要な要員及び資源の充分性」で想定する事故時の1号及び2号炉の使用済燃料ピットにおいて，サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても現場線量率上昇は，以下の資料で示すとおり，3号炉の重大事故等時の対応に影響するものではない。

技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料

「添付資料 1.0.16 重大事故等時における停止号炉の影響について」

「添付資料 1.0.2 補足資料(7) 1号，2号及び3号炉同時被災時における屋外のアクセスルートへの影響について」

3. まとめ

「1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「2. 他号炉における高線量場発生による3号炉対応への影響」に示すとおり、高線量場の発生を含め、1号及び2号炉に重大事故等が発生した場合にも、3号炉の重大事故等の対応は可能である。

表 1 想定する各号炉の状態

項目	3号炉	1号及び2号炉
要員	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故1」 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 	
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故1」 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料ピットでのサイフオン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定 ・内部火災※2
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失※1 ・「想定事故1」 	
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・全交流動力電源喪失 ・「想定事故1」 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」 	

※1 燃料については、消費量の観点からディーゼル発電機の運転を想定する。

※2 3号炉は火災防護措置が強化されることから、1号及び2号炉での内部火災の発生を想定する。また、1号及び2号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが、時間差で発生することを想定し、全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピットでのサイフオン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故と同時に発生する内部火災としては1つの号炉とする。ただし、消火活動に必要な水源は1号及び2号炉分の消費を想定する。

表2 同時被災時の1号及び2号炉の対応操作、3号炉の使用済燃料ピットの対応操作、必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
ディーゼル発電機の現場確認	ディーゼル発電機の現場の状態確認	1号及び2号炉： 12時間以降の発電所 外からの参集要員	—
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し、当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	1号及び2号炉： 運転員及び消火要員	○水源 約63m ³ (31.2m ³ /号炉×2 (1号及び2号炉)) ○燃料 化学消防自動車：約4kL (20L/h×24h×7日×1台)
可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	海を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行い、使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	1号及び2号炉： 12時間以降の発電所 外からの参集要員	○水源は海水を使用 ○燃料 1号及び2号炉 可搬型大型送水ポンプ車：約25kL (74L/h×24h×7日×2台)
各注水設備（燃料取替用水タンク、1次系純水タンク及び2次系純水タンク）による使用済燃料ピットへの注水	移動発電機車による電源復旧後、各注水設備による使用済燃料ピットへの注水を行い、使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う		
可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	海を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行い、使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	3号炉： 災害対策要員及び災害対策要員（支援）	○水源は海水を使用 ○燃料 3号炉 可搬型大型送水ポンプ車：約12.5kL (74L/h×24h×7日×1台)
移動発電機車による給電	移動発電機車による給電・受電操作を実施する	1号及び2号炉： 12時間以降の発電所 外からの参集要員	○燃料 1号及び2号炉移動発電機車：約277kL (41kL/h [※] ×24h×7日×4台) ※1：1号及び2号炉は停止中のため、実際は重大事故等の対応に必要な計装類や使用済燃料ピットへの注水に使用する設備へ給電することになるが、燃料消費量を保守的に見積もる観点から、移動発電機車の最大負荷時における燃料消費量を想定
燃料補給作業	移動発電機車及び可搬型大型送水ポンプ車に燃料補給を行う 代替非常用発電機、可搬型大型送水ポンプ車及び緊急時対策所用発電機に燃料補給を行う	1号及び2号炉： 12時間以降の発電所 外からの参集要員 3号炉： 災害対策要員	—

表 3 1号及び2号炉の注水及び給電に用いる設備の台数

記載は設置台数であり、()内はその系統のみで注水するのに必要な台数

	1号炉	2号炉	共通	備考
注水設備	燃料取替水ポンプ (水源：燃料取替水タンク)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	1次系補給水ポンプ (水源：1次系純水タンク)	2 (1)	—	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	補給水ポンプ (水源：2次系純水タンク)	—	3 (2) ※1	全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能
	可搬型大型送水ポンプ車 (水源：海)	1 (1)	1 (1)	—
給電設備	2 (1)	2 (1)	—	—

※1 補給水ポンプは1号炉と2号炉の共用で3台設置されているが、1号炉用電源から給電される台数が2台、2号炉用電源から給電される台数が1台である。

号炉	実施箇所・必要人員数				操作項目	経過時間(時間)						備考									
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	参集要員	消火要員		1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」を想定する号炉	1A	-	-	-	10分	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	▽参集要員による作業開始
	A	-	-	-	10分	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	1A	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	A	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
「全交流動力電源喪失及び使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故並びに内部火災」を想定する号炉	1A	-	-	-	10分	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	▽参集要員による作業開始
	B	-	-	-	10分	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	1A	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	B	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	1A	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	C	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	8人	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	-	-	-	-	参集要員にて対応	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	

時間差で発生する複数の内部火災に対しては、消火要員が火災現場を都度移動することにより、現在の想定する要員での対応が可能である。

図1 1号及び2号炉における各作業と所要時間

重大事故等対策時の要員の確保について

重大事故等の発生時においては、発電所災害対策要員は原子力防災体制の発令により招集し事故の対応に当たる。夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、初動体制として、中央制御室の運転員 6 名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 5 名）、発電所構内に常駐している要員として災害対策本部要員 4 名、災害対策要員 11 名及び災害対策要員（支援）15 名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 14 名）の合計 36 名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合は 34 名）により、迅速な対応を図ることとしている。

表 1 及び表 2 に各事故シーケンスにおける作業に必要な要員数を、表 3 から表 21 に各事故シーケンスの作業に必要な要員数及び主な作業項目を、図 1 から図 19 に各事故シーケンス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、「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」、「7.2.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」の事象である。必要な要員は、運転員 6 名、災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員）4 名、災害対策要員 9 名及び災害対策要員（支援）2 名の合計 21 名であることから、初動体制の要員（36 名）で事故対応が可能である。

また、原子炉運転停止中に最も多く要員を必要とするのは、「7.4.2 全交流動力電源喪失」の事象である。必要な要員は、運転員 6 名、災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員）4 名、災害対策要員 9 名及び災害対策要員（支援）2 名の合計 21 名であることから、初動体制の要員（36 名）で事故対応が可能である。

原子炉容器に燃料が装荷されていない期間中に最も多く要員を必要とするのは、「7.3.1 想定事故 1」及び「7.3.2 想定事故 2」の事象である。必要な要員

は、運転員 5 名、災害対策本部要員（通報連絡等を行う要員） 4 名、災害対策要員 9 名及び災害対策要員（支援） 2 名の合計 20 名であることから、初動体制の要員（34 名）で事故対応が可能である。

各重要事故シーケンス等において、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。

なお、実際の運用では、事象発生 12 時間以降は、発電所構外から招集された要員も事故対応を行うこととなっており、長期的な対応が可能である。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。

表 1 運転中及び運転停止中の各事故シナシケンスにおける初動要員（1/2）

重要事故シナシケンス等	発電所災害対策要員							必要 要員数
	運転員			災害対策 本部要員	災害対策 要員	災害対策 要員(支援)	合計	
	発電課長 (当直)	副長	運転員					
発電所に常駐している要員	1	1	4	4	11	15	30	36
7.1.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失	1	1	4	4	1	0	5	11
7.1.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非 常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷 却機能の喪失及びRCPシールドLOCAが発生 する事故）	1	1	4	4	9	2	15	21
7.1.1.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非 常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷 却機能が喪失する事故）	1	1	4	4	9	2	15	21
7.1.1.3 原子炉補機冷却機能喪失	1	1	4	4	9	2	15	21
7.1.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失	1	1	4	4	1	0	5	11
7.1.1.5 原子炉停止機能喪失	1	1	2	4	0	0	4	8
7.1.1.6 ECCS注水機能喪失	1	1	4	4	0	0	4	10
7.1.1.7 ECCS再循環機能喪失	1	1	4	4	0	0	4	10
7.1.1.8 格納容器バイパス （インターフェイスシステムLOCA）	1	1	4	4	2	0	6	12
7.1.1.8 格納容器バイパス （蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発 生器の隔離に失敗する事故）	1	1	4	4	0	0	4	10

は、必要な要員数が最大となる事故シナシケンスを示す。

表1 運転中及び運転停止中の各事故シナシケンスにおける初動要員（2/2）

重要事故シナシケンス等	発電所災害対策要員										必要 要員数
	運転員			災害対策本部要員			災害対策要員			合計	
	発電課長 (当直)	副長	運転員	合計	災害対策 本部要員	災害対策 要員	災害対策 要員(支援)				
発電所に常駐している要員	1	1	4	6	4	11	15	30	36		
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加 熱	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相 互作用	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.2.4 水素燃焼	1	1	4	6	4	0	0	4	10		
7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.4.1 崩壊熱除去機能喪失	1	1	4	6	4	1	0	5	11		
7.4.2 全交流動力電源喪失	1	1	4	6	4	9	2	15	21		
7.4.3 原子炉冷却材の流出	1	1	4	6	4	0	0	4	10		
7.4.4 反応度の誤投入	1	1	2	4	4	0	0	4	8		

は、必要な要員数が最大となる事故シナシケンスを示す。

表 2 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故の各事故シナリオにおける初動要員

事故シナリオ	発電所災害対策要員							必要 要員数
	運転員			災害対策 本部要員	災害対策 要員	災害対策 要員(支援)	合計	
	発電課長 (当直)	副長	運転員					
発電所に常駐している要員	1	1	3	4	11	14	29	34
7.3.1 想定事故 1 (使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機 能が喪失することにより、使用済燃料ピッ ト内の水の温度が上昇し、蒸発により水位 が低下する事故)	1	1	3	4	9	2	15	20
7.3.2 想定事故 2 (サイフォン現象等により使用済燃料ピッ ト内の水の小規模な喪失が発生し、使用済 燃料ピットの水位が低下する事故)	1	1	3	4	9	2	15	20

は、使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故において、必要な要員数が最大となる事故シナリオを示す。

表3 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		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	2次冷却系からの除熱機能喪失（主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故）	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員	4人 + 1人	蒸気発生器注水回復操作
				SG直接給水用高圧ポンプによる注水準備
				フィードアンドブリード操作
				再循環切替
				余熱除去系による炉心冷却
				蓄圧タンク出口弁操作
合計	11人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4ヶ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	蒸気発生器注水回復操作
②	SG直接給水用高圧ポンプによる注水準備
③	フィードアンドブリード操作
④	再循環切替
⑤	余熱除去系による炉心冷却
⑥	蓄圧タンク出口弁操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計11名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員 (支援)	災害対策要員 (支援)	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	発電課長(当直) 副長	-	中央制御室
				④	電動主給水ポンプ起動操作	-	中央制御室
				⑤	再循環切替操作	-	中央制御室
				⑥	余熱除去系による炉心冷却	-	中央制御室
				⑥	蓄圧タンク出口弁閉操作	-	中央制御室
1名[B]	-	-	-	①	補助給水系ポンプ起動操作	-	中央制御室
				③	非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作	-	中央制御室
				③	高圧注水ポンプによる注水確認	≤約27分	中央制御室
				⑤	加圧器遮かし弁閉操作	-	中央制御室
				⑤	フィードアンドブリード停止	-	中央制御室
-	1名[C]	-	-	①	補助給水系ポンプ起動操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
				②	SG直接給水用高圧ポンプの使用準備	-	周辺補機棟
-	1名[D]	-	-	①	電動主給水ポンプ起動操作、失敗原因調査	-	タービン建屋
				②	SG直接給水用高圧ポンプへの給電操作	-	原子炉補助建屋
-	-	1名[A]	-	①	補助給水系ポンプ起動操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
				②	SG直接給水用高圧ポンプの使用準備	-	周辺補機棟
6名	合計7名	0名	合計7名				

図1 「2次冷却系からの除熱機能喪失(主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故)」
における要員と作業項目

表 4 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	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	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡	
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故)	運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	4人 + 9人 + 2人	電源確保作業
				1次冷却材ポンプシール隔離操作
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				蓄圧タンク出口弁操作
				被ばく低減操作
				2次冷却系強制冷却操作
				補助給水流量調整
				B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作
				蓄電池室換気系ダンパ開処置
				蓄電池室排気ファン起動
				可搬型計測器接続
				蒸気発生器への注水確保(海水)
				原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)
使用済燃料ピットへの注水確保(海水)				
高圧代替再循環運転操作				
燃料補給				
合計	21人			

表 5 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	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	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡	
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)	運転員		電源確保作業
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				1次冷却材ポンプシール隔離操作
				蓄圧タンク出口弁操作
				被ばく低減操作
				2次冷却系強制冷却操作
		+	+	補助給水流量調整
		災害対策要員	9人	B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作
		+	+	蓄電池室換気系ダンパ開処置
		災害対策要員 (支援)	2人	蓄電池室排気ファン起動
				可搬型計測器接続
				蒸気発生器への注水確保(海水)
				原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)
		使用済燃料ピットへの注水確保(海水)		
		燃料補給		
合計		21人		

● 常勤・休日の常勤所長兼副所長兼主任の構成

災害対策本部委員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策員	11名
災害対策員(支援)	15名
合計	35名

● 非常員の構成

非常員	4名
常勤職員(休日出勤)	4名
合計	8名

NO	業務内容	作業員
1	常勤職員	4名
2	代替 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
3	1号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
4	2号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
5	3号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
6	4号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
7	5号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
8	6号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
9	7号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
10	8号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
11	9号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
12	10号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
13	11号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
14	12号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名
15	13号炉 常勤職員(シフト制) 常勤職員	4名

重大事故時対策時に必要の常勤員は、合計12名である。

図3 全交流動力電源喪失(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)における要員と作業項目

作業項目	作業員	要員	作業内容	時間	操作場所
1. 常勤職員	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
2. 代替 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
3. 1号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
4. 2号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
5. 3号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
6. 4号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
7. 5号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
8. 6号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
9. 7号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
10. 8号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
11. 9号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
12. 10号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
13. 11号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
14. 12号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室
15. 13号炉 常勤職員(シフト制)	4名	4名	常勤職員(シフト制)	5分	中央制御室

()は指図書番号を省略した作業員

作業員数	35名
要員数	43名
合計	78名

表 6 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		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	原子炉補機冷却機能喪失（原子炉補機冷却機能喪失時に RCP シール LOCA が発生する事故）	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡	
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	4 人 + 9 人 + 2 人	1 次冷却材ポンプシール隔離操作	
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作	
				2 次冷却系強制冷却操作	
				補助給水流量調整	
				被ばく低減操作	
				蓄圧タンク出口弁操作	
				B-充てんポンプ（自己冷却）起動準備，起動操作	
				蒸気発生器への注水確保（海水）	
				原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）	
				使用済燃料ピットへの注水確保（海水）	
		高圧代替再循環運転操作			
燃料補給					
合計	21 人				

●夜間・休日の緊急所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支隊)	15名
合計	36名

●参集要員の構成
(技術系社員)

菅丘地区及び地元(カブ村)	約400名
2021年12月時点	

NO.	作業項目
①	1次冷却材ポンプシール隔離操作
②	代替格納容器スプレイポンプ起動操作
③	2次冷却系通断/起動操作
④	補助給水流量調整
⑤	槽ばく低減操作
⑥	蓄圧タンク出口弁閉操作
⑦	B-アークポンプ(自己冷却)系調整
⑧	蒸気発生器への注水確保(海水)
⑨	原子炉補機冷却水系への注水確保(海水)
⑩	使用済燃料ピットへの注水確保(海水)
⑪	高圧代替再循環運転操作
⑫	燃料増粘

重大事故等対策時に必要な要員は、合計21名である。

運転員(中央)	運転員(現場)	災害対策要員(支隊)	災害対策要員(支隊)	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	1	運転操作員補充 副長	-	中央制御室
1名	-	-	-	2	1次冷却材ポンプ材料水レベル隔離/封閉操作	-	
1名[A]	-	-	-	3	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	≤約2時間	
-	-	-	-	4	補助給水ポンプ出口流量調節弁調整	-	
-	-	-	-	5	B-アーク系空気止弁/閉操作	-	
-	-	-	-	6	中央制御室緊急閉鎖系起動操作	-	
-	-	-	-	7	蓄圧タンク出口弁閉操作	≤70分	中央制御室
-	-	-	-	8	B-アークポンプ(自己冷却)系調整	≤約50時間	
-	-	-	-	9	燃料増粘	≤約50時間	
-	-	-	-	10	A-高圧注水ポンプ(海水冷却)系調整	≤約2時間	周辺補機棟
-	-	-	-	11	A-高圧注水ポンプ(海水冷却)系調整	≤約2時間	周辺補機棟
-	-	-	-	12	補助給水ポンプ系統調整	≤約7.4時間	周辺補機棟
1名[B]	-	-	-	13	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	-	
-	-	-	-	14	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	≤約2時間	原子炉補助建屋 周辺補機棟
-	-	-	-	15	燃料増粘	≤約50時間	
-	-	-	-	16	A-高圧注水ポンプへの注水確保	-	
-	-	-	-	17	B-アーク系空気止弁/閉操作	≤約2時間	周辺補機棟
-	-	-	-	18	B-アーク系空気止弁/閉操作	≤約2時間	周辺補機棟
-	-	-	-	19	蒸気発生器への注水確保(海水)	-	
-	-	-	-	20	原子炉補機冷却水系への注水確保(海水)	-	
-	-	-	-	21	使用済燃料ピットへの注水確保(海水)	-	
-	-	-	-	22	高圧代替再循環運転	-	
-	-	-	-	23	燃料増粘	-	
-	-	-	-	24	燃料増粘	-	
-	-	-	-	25	燃料増粘	-	
-	-	-	-	26	燃料増粘	-	
-	-	-	-	27	燃料増粘	-	
-	-	-	-	28	燃料増粘	-	
-	-	-	-	29	燃料増粘	-	
-	-	-	-	30	燃料増粘	-	
-	-	-	-	31	燃料増粘	-	
-	-	-	-	32	燃料増粘	-	
-	-	-	-	33	燃料増粘	-	
-	-	-	-	34	燃料増粘	-	
-	-	-	-	35	燃料増粘	-	
-	-	-	-	36	燃料増粘	-	
-	-	-	-	37	燃料増粘	-	
-	-	-	-	38	燃料増粘	-	
-	-	-	-	39	燃料増粘	-	
-	-	-	-	40	燃料増粘	-	
-	-	-	-	41	燃料増粘	-	
-	-	-	-	42	燃料増粘	-	
-	-	-	-	43	燃料増粘	-	
-	-	-	-	44	燃料増粘	-	
-	-	-	-	45	燃料増粘	-	
-	-	-	-	46	燃料増粘	-	
-	-	-	-	47	燃料増粘	-	
-	-	-	-	48	燃料増粘	-	
-	-	-	-	49	燃料増粘	-	
-	-	-	-	50	燃料増粘	-	
-	-	-	-	51	燃料増粘	-	
-	-	-	-	52	燃料増粘	-	
-	-	-	-	53	燃料増粘	-	
-	-	-	-	54	燃料増粘	-	
-	-	-	-	55	燃料増粘	-	
-	-	-	-	56	燃料増粘	-	
-	-	-	-	57	燃料増粘	-	
-	-	-	-	58	燃料増粘	-	
-	-	-	-	59	燃料増粘	-	
-	-	-	-	60	燃料増粘	-	
-	-	-	-	61	燃料増粘	-	
-	-	-	-	62	燃料増粘	-	
-	-	-	-	63	燃料増粘	-	
-	-	-	-	64	燃料増粘	-	
-	-	-	-	65	燃料増粘	-	
-	-	-	-	66	燃料増粘	-	
-	-	-	-	67	燃料増粘	-	
-	-	-	-	68	燃料増粘	-	
-	-	-	-	69	燃料増粘	-	
-	-	-	-	70	燃料増粘	-	
-	-	-	-	71	燃料増粘	-	
-	-	-	-	72	燃料増粘	-	
-	-	-	-	73	燃料増粘	-	
-	-	-	-	74	燃料増粘	-	
-	-	-	-	75	燃料増粘	-	
-	-	-	-	76	燃料増粘	-	
-	-	-	-	77	燃料増粘	-	
-	-	-	-	78	燃料増粘	-	
-	-	-	-	79	燃料増粘	-	
-	-	-	-	80	燃料増粘	-	
-	-	-	-	81	燃料増粘	-	
-	-	-	-	82	燃料増粘	-	
-	-	-	-	83	燃料増粘	-	
-	-	-	-	84	燃料増粘	-	
-	-	-	-	85	燃料増粘	-	
-	-	-	-	86	燃料増粘	-	
-	-	-	-	87	燃料増粘	-	
-	-	-	-	88	燃料増粘	-	
-	-	-	-	89	燃料増粘	-	
-	-	-	-	90	燃料増粘	-	
-	-	-	-	91	燃料増粘	-	
-	-	-	-	92	燃料増粘	-	
-	-	-	-	93	燃料増粘	-	
-	-	-	-	94	燃料増粘	-	
-	-	-	-	95	燃料増粘	-	
-	-	-	-	96	燃料増粘	-	
-	-	-	-	97	燃料増粘	-	
-	-	-	-	98	燃料増粘	-	
-	-	-	-	99	燃料増粘	-	
-	-	-	-	100	燃料増粘	-	
-	-	-	-	101	燃料増粘	-	
-	-	-	-	102	燃料増粘	-	
-	-	-	-	103	燃料増粘	-	
-	-	-	-	104	燃料増粘	-	
-	-	-	-	105	燃料増粘	-	
-	-	-	-	106	燃料増粘	-	
-	-	-	-	107	燃料増粘	-	
-	-	-	-	108	燃料増粘	-	
-	-	-	-	109	燃料増粘	-	
-	-	-	-	110	燃料増粘	-	
-	-	-	-	111	燃料増粘	-	
-	-	-	-	112	燃料増粘	-	
-	-	-	-	113	燃料増粘	-	
-	-	-	-	114	燃料増粘	-	
-	-	-	-	115	燃料増粘	-	
-	-	-	-	116	燃料増粘	-	
-	-	-	-	117	燃料増粘	-	
-	-	-	-	118	燃料増粘	-	
-	-	-	-	119	燃料増粘	-	
-	-	-	-	120	燃料増粘	-	
-	-	-	-	121	燃料増粘	-	
-	-	-	-	122	燃料増粘	-	
-	-	-	-	123	燃料増粘	-	
-	-	-	-	124	燃料増粘	-	
-	-	-	-	125	燃料増粘	-	
-	-	-	-	126	燃料増粘	-	
-	-	-	-	127	燃料増粘	-	
-	-	-	-	128	燃料増粘	-	
-	-	-	-	129	燃料増粘	-	
-	-	-	-	130	燃料増粘	-	
-	-	-	-	131	燃料増粘	-	
-	-	-	-	132	燃料増粘	-	
-	-	-	-	133	燃料増粘	-	
-	-	-	-	134	燃料増粘	-	
-	-	-	-	135	燃料増粘	-	
-	-	-	-	136	燃料増粘	-	
-	-	-	-	137	燃料増粘	-	
-	-	-	-	138	燃料増粘	-	
-	-	-	-	139	燃料増粘	-	
-	-	-	-	140	燃料増粘	-	
-	-	-	-	141	燃料増粘	-	
-	-	-	-	142	燃料増粘	-	
-	-	-	-	143	燃料増粘	-	
-	-	-	-	144	燃料増粘	-	
-	-	-	-	145	燃料増粘	-	
-	-	-	-	146	燃料増粘	-	
-	-	-	-	147	燃料増粘	-	
-	-	-	-	148	燃料増粘	-	
-	-	-	-	149	燃料増粘	-	
-	-	-	-	150	燃料増粘	-	
-	-	-	-	151	燃料増粘	-	
-	-	-	-	152	燃料増粘	-	
-	-	-	-	153	燃料増粘	-	
-	-	-	-	154	燃料増粘	-	
-	-	-	-	155	燃料増粘	-	
-	-	-	-	156	燃料増粘	-	
-	-	-	-	157	燃料増粘	-	
-	-	-	-	158	燃料増粘	-	
-	-	-	-	159	燃料増粘	-	
-	-	-	-	160	燃料増粘	-	
-	-	-	-	161	燃料増粘	-	
-	-	-	-	162	燃料増粘	-	
-	-	-	-	163	燃料増粘	-	
-	-	-	-	164	燃料増粘	-	
-	-	-	-	165	燃料増粘	-	
-	-	-	-	166	燃料増粘	-	
-	-	-	-	167	燃料増粘	-	
-	-	-	-	168	燃料増粘	-	
-	-	-	-	169	燃料増粘	-	
-	-	-	-	170	燃料増粘	-	
-	-	-	-	171	燃料増粘	-	
-	-	-	-	172	燃料増粘	-	
-	-	-	-	173	燃料増粘	-	
-	-	-	-	174	燃料増粘	-	
-	-	-	-	175	燃料増粘	-	
-	-	-	-	176	燃料増粘	-	
-	-	-	-	177	燃料増粘	-	
-	-	-	-	178	燃料増粘	-	
-	-	-	-	179	燃料増粘	-	
-	-	-	-	180	燃料増粘	-	
-	-	-	-	181	燃料増粘	-	
-	-	-	-	182	燃料増粘	-	
-	-	-	-	183	燃料増粘	-	
-	-	-	-	184	燃料増粘	-	
-	-	-	-	185	燃料増粘	-	
-	-	-	-	186	燃料増粘	-	
-	-	-	-	187	燃料増粘	-	
-	-	-	-	188	燃料増粘	-	

表7 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		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	原子炉格納容器の除熱機能喪失(大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員	4 人 + 1 人	2 次冷却系強制冷却操作
				格納容器スプレイ回復操作
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				燃料取扱用水ピット補給操作
				格納容器内自然対流冷却
				再循環切替操作
		低圧再循環機能回復操作		
合計	11 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
-----------------	--------------	-------

2021年12月時点

NO.	作業項目
①	2次冷却系強制冷却操作
②	格納容器スプレイ回復操作
③	代替格納容器スプレイポンプ起動操作
④	燃料取替用水ピット補給操作
⑤	格納容器内自然対流冷却
⑥	再循環切替操作
⑦	低圧再循環機能回復操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計11名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員 (支援)	災害対策要員 (現場)	災害対策要員 (支援)	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	-	運転操作指揮 発電課長(当直)	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	-	運転操作指揮補佐 副長	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	-	①	主蒸気源がし弁開操作	-	中央制御室
					②	格納容器スプレイポンプ起動操作	-	
					③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	-	
					④	燃料取替用水ピット補給操作	-	
					⑤	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	≦約4.0時間	
					⑥	格納容器再循環ユニットによる冷却操作	-	
					⑦	再循環切替操作、低圧再循環機能喪失確認	-	
-	1名[B]	-	-	-	②	格納容器スプレイポンプ起動操作、失敗原因調査	-	原子炉補助建屋
-	1名[C]	-	-	-	④	燃料取替用水ピット補給ラインアップ	-	原子炉補助建屋
-	1名[D]	-	-	-	③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
-	1名[D]	-	-	-	⑦	低圧再循環機能回復操作	-	原子炉補助建屋
-	1名[A]	-	-	-	③	代替格納容器スプレイポンプへの給電操作	-	原子炉補助建屋
-	1名[A]	-	-	-	⑤	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	≦約4.0時間	周辺補機棟
-	1名[A]	-	-	-	⑤	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作	≦約4.0時間	周辺補機棟
-	1名[A]	-	-	-	③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
6名	6名	1名	1名	0名	合計	7名	-	周辺補機棟

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図5 「原子炉格納容器の除熱機能喪失(大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故)」における要員と作業項目

表 8 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		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 (主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故) (負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	2人	原子炉停止操作
				手動タービントリップ操作
				緊急ほう酸濃縮操作
				ほう酸希釈ライン隔離操作
合計	8人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	原子炉停止操作
②	手動タービントリップ操作
③	緊急ほう酸濃縮操作
④	ほう酸希釈ライン隔離操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計8名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名【A】	-	-	-	①	手動原子炉トリップ操作	-	中央制御室
1名【B】	-	-	-	②	制御棒駆動装置電源開放、制御棒落下操作	-	中央制御室
				③	手動タービントリップ操作	-	
				④	緊急ほう酸濃縮操作	-	
4名	合計	4名	0名		ほう酸希釈ライン隔離操作	-	

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故取込作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図6 「原子炉停止機能喪失(主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)
(負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故)」における要員及び作業項目

表9 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		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	ECCS注水機能喪失 (中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4人	2次冷却系強制冷却操作
				高圧注入系回復操作
				水素濃度低減操作
				低圧注入系確認
				蓄圧タンク出口弁操作
				充てんポンプ起動操作
		燃料取替用水ピット補給操作		
合計		10人		

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4か町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	2次冷却系強制冷却操作
②	高圧注入系回復操作
③	水素濃度低減操作
④	低圧注入系確認
⑤	蓄圧タンク出口弁操作
⑥	充てんポンプ起動操作
⑦	燃料取替用水ピット補給操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員 (支援)	災害対策要 員	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	1	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	2	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	3	高圧注入ポンプ起動操作	-	中央制御室
				4	格納容器水素イグナイタ起動	-	中央制御室
				5	余熱除去ポンプによる低圧注入確認	-	中央制御室
				6	燃料取替用水ピット補給操作	-	中央制御室
1名[B]	-	-	-	7	主蒸気減がし弁閉操作	≦約11分	中央制御室
				8	蓄圧タンク出口弁閉操作	≦約36分	中央制御室
	1名[C]	-	-	9	充てんポンプ起動操作	-	原子炉補助建屋
	1名[D]	-	-	10	高圧注入ポンプ起動操作、失敗原因調査	-	原子炉補助建屋
6名	6名	0名	0名	合計	燃料取替用水ピット補給ラインアップ	-	原子炉補助建屋

図7 「ECCS注水機能喪失(中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故)」における要員及び作業項目

表 10 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	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	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡	
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
	ECCS 再循環機能喪失 (大破断 LOCA 時に 低圧再循環機能及び 高圧再循環機能が喪 失する事故)	運転員	4 人	再循環切替操作, 復旧操作
				2 次冷却系強制冷却操作
				格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作
				燃料取替用水ピット補給操作
	合計	10 人		

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	再循環切替操作、回復操作
②	2次冷却系強制冷却操作
③	格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作
④	燃料取替用水ピット補給操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	再循環切替操作 格納容器スプレイ再循環切替成功確認 高圧及び低圧再循環切替失敗確認 高圧及び低圧再循環機能回復操作	-	中央制御室
1名[B]	-	-	-	③	B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作	≦約49分	中央制御室
-	1名[C]	-	-	②	主蒸気逃がし弁開操作	-	原子炉補助建屋
-	1名[D]	-	-	④	燃料取替用水ピット補給操作 高圧再循環機能回復操作 低圧再循環機能回復操作	-	原子炉補助建屋
-	1名[D]	-	-	④	燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作	≦約49分	原子炉補助建屋
6名	6名	0名	0名	③	代替再循環ライン手動弁開操作	≦約49分	原子炉補助建屋
合計6名		合計6名					

図 8 「ECCS 再循環機能喪失 (大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故)」
における要員と作業項目

表 11 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	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	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡	
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
	格納容器バイパス (インターフェイス システム LOCA)	運転員 + 災害対策要員	4人	1次冷却系強制減圧操作
			+	余熱除去系の分離, 隔離操作
			+	健全側余熱除去系による1次冷却系冷却
			+	2次冷却系強制冷却操作
			+	燃料取替用水ピット補給操作
			+	充てん開始, 安全注入停止操作 蓄圧タンク出口弁操作
		合計	12人	

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成
参集要員
(技術系社員)

宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
--------------	-------

2021年12月時点

NO.	作業項目
①	1次冷却系強制減圧操作
②	余熱除去系統の分離・隔離操作
③	健全側余熱除去系による1次冷却系冷却
④	2次冷却系強制冷却操作
⑤	燃料取替用水ピット補給操作
⑥	充てん開始、安全注入停止操作
⑦	蓄圧タンク出口弁操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計12名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容		時間	操作場所
1名	—	—	—	—	運転操作指揮	発電課長(当直)	—	中央制御室
1名	—	—	—	—	運転操作指揮補佐	副長	—	中央制御室
1名[A]	—	—	—	①	加圧器減がし弁開操作	—	—	中央制御室
				②	余熱除去系の燃料取替用水ピットからの隔離操作	—	—	中央制御室
				③	余熱除去系の1次冷却系からの隔離操作	—	—	中央制御室
				④	健全側余熱除去系による1次冷却系冷却	—	—	中央制御室
				⑤	主蒸気減がし弁開操作	—	≤約25分	中央制御室
1名[B]	—	—	—	⑥	燃料取替用水ピット補給操作	—	≤約60分	中央制御室
				⑦	充てん注入開始操作	—	—	中央制御室
				⑧	安全注入停止操作	—	—	中央制御室
				⑨	蓄圧タンク出口弁閉操作	—	≤約58分	中央制御室
	1名[C]	—	—	⑩	燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作	—	—	原子炉補助建屋
	1名[D]	—	—	⑪	漏えい側の余熱除去系隔離操作	—	—	原子炉補助建屋
	—	1名[A]	—	⑫	漏えい側の余熱除去系隔離操作	—	—	原子炉補助建屋
	—	1名[B]	—	⑬	燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作	—	—	原子炉補助建屋
6名	—	—	—	—	—	—	—	—
	合計	8名	2名	0名				

図9 「格納容器バイパス(インターフェースシステム LOCA)」における要員と作業項目

表 12 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		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 (蒸気発生器伝熱管 破損時に破損側蒸気 発生器の隔離に失敗 する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4人	破損側蒸気発生器隔離操作
				1次冷却系強制減圧操作
				2次冷却系強制冷却操作
				充てん開始, 安全注入停止操作
				蓄圧タンク出口弁操作
				燃料取替用水ピット補給操作
				余熱除去系による1次冷却系冷却
		加圧器逃がし弁開操作によるフィードアンドブリード運転		
合計	10人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名



●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	破損側蒸気発生器隔離操作
②	1次冷却系強制減圧操作
③	2次冷却系強制冷却操作
④	充てん開始、安全注入停止操作
⑤	蓄圧タンク出口弁閉操作
⑥	燃料取替用水ピット補給操作
⑦	余熱除去系による1次冷却系冷却
⑧	加圧器逃がし弁閉操作によるフィードアンドブリード運転

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	作業場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	-
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名【A】	-	-	-	②	加圧器逃がし弁閉操作 補助給水ポンプ起動確認、健全側蒸気発生器への補助給 水流量確立の確認	≦約22分	中央制御室
				③	健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁閉操作	-	
				⑧	加圧器逃がし弁閉操作	-	
				①	破損側蒸気発生器の隔離操作、破損側蒸気発生器への 補助給水停止操作	≦約21分	
1名【B】	-	-	-	④	充てん注入開始操作	-	
				⑤	安全注入停止操作	-	中央制御室
				⑥	蓄圧タンク出口弁閉操作	-	
				⑤	燃料取替用水ピットへの補給操作	-	
				⑦	余熱除去系による1次冷却系冷却	-	
-	1名【C】	-	-	⑥	燃料取替用水ピットへの補給ラインアップ	-	原子炉補助建屋
-	1名【D】	-	-	①	破損側蒸気発生器主蒸気隔離弁増し締め操作	-	周辺補機棟
6名	6名	0名	0名				

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 10 「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）」における
要員と作業項目

表 13 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

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)		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 [格納容器過圧破損] 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 溶融炉心・コンクリート相互作用 (大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	4 人 + 9 人 + 2 人	電源確保作業
				水素濃度低減操作
				1 次冷却材ポンプシール隔離操作
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動
				蓄圧タンク出口弁操作
				被ばく低減操作
				補助給水流量調整
				B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作
				蓄電池室換気系ダンパ開処置
				蓄電池室排気ファン起動
				可搬型計測器接続
				可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動
燃料取替用水ピットへの補給(海水)				
原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)				
使用済燃料ピットへの注水確保(海水)				
燃料補給				
合計	21 人			

表 14 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

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)		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 [格納容器過温破損] 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員(支援)	4人 + 9人 + 2人	電源確保作業
				水素濃度低減操作
				1次冷却材ポンプシール隔離操作
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動
				可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動
				被ばく低減操作
				加圧器逃がし弁開操作準備
				1次冷却系強制減圧操作
				補助給水ポンプ回復操作
				S G 直接給水用高圧ポンプによる注水準備
				B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作
				蓄電池室換気系ダンパ開処置
				蓄電池室排気ファン起動
				可搬型計測器接続
				燃料取替用水ピットへの補給(海水)
原子炉補機冷却水系への通水確保(海水)				
使用済燃料ピットへの注水確保(海水)				
燃料補給				
合計	21人			

●期間・休日の要員配置要員(兼職除く)28名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(2名/中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(兼務)	15名
合計	36名

●作業要員の構成
 作業要員
 東三地区及び他三の増員 約40名
 (技術系社員)
 2021年12月時点

NO.	作業項目
1.	機器操業作業
2.	水素濃度監視操作
3.	1次冷却材ポンプコントロール監視操作
4.	圧力調整監視操作
5.	圧力調整監視操作(水素濃度監視)コントロール監視
6.	圧力調整監視操作(水素濃度監視)コントロール監視
7.	補給(母機操作)
8.	追加蓄電池(7)制御監視
9.	1次冷却材監視監視操作
10.	制御室水素ポンプ監視操作
11.	SG循環水利用ポンプコントロール監視
12.	自己冷却ポンプ自己冷却監視
13.	蓄電池監視監視
14.	蓄電池監視監視
15.	蓄電池監視監視
16.	蓄電池監視監視
17.	蓄電池監視監視
18.	蓄電池監視監視
19.	蓄電池監視監視
20.	蓄電池監視監視
21.	蓄電池監視監視
22.	蓄電池監視監視
23.	蓄電池監視監視
24.	蓄電池監視監視
25.	蓄電池監視監視
26.	蓄電池監視監視
27.	蓄電池監視監視
28.	蓄電池監視監視
29.	蓄電池監視監視
30.	蓄電池監視監視
31.	蓄電池監視監視
32.	蓄電池監視監視
33.	蓄電池監視監視
34.	蓄電池監視監視
35.	蓄電池監視監視
36.	蓄電池監視監視
37.	蓄電池監視監視
38.	蓄電池監視監視
39.	蓄電池監視監視
40.	蓄電池監視監視
41.	蓄電池監視監視
42.	蓄電池監視監視
43.	蓄電池監視監視
44.	蓄電池監視監視
45.	蓄電池監視監視
46.	蓄電池監視監視
47.	蓄電池監視監視
48.	蓄電池監視監視
49.	蓄電池監視監視
50.	蓄電池監視監視
51.	蓄電池監視監視
52.	蓄電池監視監視
53.	蓄電池監視監視
54.	蓄電池監視監視
55.	蓄電池監視監視
56.	蓄電池監視監視
57.	蓄電池監視監視
58.	蓄電池監視監視
59.	蓄電池監視監視
60.	蓄電池監視監視
61.	蓄電池監視監視
62.	蓄電池監視監視
63.	蓄電池監視監視
64.	蓄電池監視監視
65.	蓄電池監視監視
66.	蓄電池監視監視
67.	蓄電池監視監視
68.	蓄電池監視監視
69.	蓄電池監視監視
70.	蓄電池監視監視
71.	蓄電池監視監視
72.	蓄電池監視監視
73.	蓄電池監視監視
74.	蓄電池監視監視
75.	蓄電池監視監視
76.	蓄電池監視監視
77.	蓄電池監視監視
78.	蓄電池監視監視
79.	蓄電池監視監視
80.	蓄電池監視監視
81.	蓄電池監視監視
82.	蓄電池監視監視
83.	蓄電池監視監視
84.	蓄電池監視監視
85.	蓄電池監視監視
86.	蓄電池監視監視
87.	蓄電池監視監視
88.	蓄電池監視監視
89.	蓄電池監視監視
90.	蓄電池監視監視
91.	蓄電池監視監視
92.	蓄電池監視監視
93.	蓄電池監視監視
94.	蓄電池監視監視
95.	蓄電池監視監視
96.	蓄電池監視監視
97.	蓄電池監視監視
98.	蓄電池監視監視
99.	蓄電池監視監視
100.	蓄電池監視監視

重大事故等対策要員に必要な要員は、合計21名である。

運転員(中央)1名	運転員(兼務)1名	災害対策要員(兼務)1名	災害対策要員(兼務)1名	作業項目	作業内容	時間	操作場所
-	-	-	-	1. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	中央制御室
1名(A)	-	-	-	2. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	中央制御室
1名(B)	-	-	-	3. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	中央制御室
-	1名(C)	-	-	4. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	1名(D)	-	5. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	1名(E)	6. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	7. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	8. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	9. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	10. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	11. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	12. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	13. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	14. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	15. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	16. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	17. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	18. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	19. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	20. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	21. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	22. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	23. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	24. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	25. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	26. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	27. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	28. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	29. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	30. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	31. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	32. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	33. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	34. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	35. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	36. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	37. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	38. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	39. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	40. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	41. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	42. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	43. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	44. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	45. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	46. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	47. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	48. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	49. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	50. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	51. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	52. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	53. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	54. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	55. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	56. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	57. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	58. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	59. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	60. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	61. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	62. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	63. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	64. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	65. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	66. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	67. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	68. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	69. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	70. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	71. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	72. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	73. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	74. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	75. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	76. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	77. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	78. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	79. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	80. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	81. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	82. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	83. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	84. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	85. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	86. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	87. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	88. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	89. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	90. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	91. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	92. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	93. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	94. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	95. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	96. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	97. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	98. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	99. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	100. 運転員(兼務)1名	運転員(兼務)1名	-	原子炉補助建屋

()は併存 兼務 移動してきた要員

○要員人数 本部署(東三地区)に要員が不足する場合は、東三地区において、要員を他部署から応援して対応する。要員が不足する場合は、東三地区において、要員を他部署から応援して対応する。要員が不足する場合は、東三地区において、要員を他部署から応援して対応する。

図 12 「雰囲気圧力・温度による静的負荷[格納容器過温破損]、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故)」における要員と作業項目

表 15 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

格納容器破損モード (評価事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転中の原子炉における重大事故	水素燃焼 (大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4 人	2 次冷却系強制冷却操作
				水素濃度低減操作
				可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動
				高圧, 低圧注入系機能回復操作
				充てんポンプ起動操作
				再循環切替操作
				燃料取替用水ピット補給操作
可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動				
合計	10 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4カ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	2次冷却系強制冷却操作
②	水素濃度低減操作
③	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動
④	高圧・低圧注入系機能回復操作
⑤	充てんポンプ起動操作
⑥	再循環切替操作
⑦	燃料取替用水ピット補給操作
⑧	可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	副長	-	中央制御室
1名【A】	-	-	-	②	格納容器水素イグナイタ起動操作 原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグ ナイタの動作状況の確認	-	中央制御室
				③	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備	-	中央制御室
				⑤	原子炉格納容器内水素濃度確認	-	中央制御室
				⑥	充てんポンプ起動操作	-	中央制御室
				⑧	再循環切替操作	-	中央制御室
				⑧	格納容器スレイ再循環切替確認	-	中央制御室
				⑧	アニュラス水素濃度確認	-	中央制御室
1名【B】	-	-	-	①	主蒸気減がし弁開操作	-	中央制御室
				④	高圧及び低圧注入系機能回復操作	-	中央制御室
				⑦	燃料取替用水ピット補給操作	-	周辺補機棟
	1名【C】	-	-	③	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット起動準備、起動	-	原子炉補助建屋
				④	高圧注入系機能回復操作	-	原子炉補助建屋
				⑦	燃料取替用水ピット補給ラインアップ	-	原子炉補助建屋
	1名【D】	-	-	④	低圧注入系機能回復操作	-	原子炉補助建屋
				⑧	可搬型アニュラス水素濃度計測ユニット起動準備、起動	-	周辺補機棟
6名	合計 6名	0名	0名				

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 13 水素燃焼（大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び高圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故）」における要員と作業項目

表 16 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

想定事故		要員	人数	作業項目
使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故	<p>想定事故 1 (使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故)</p>	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	3 人 + 9 人 + 2 人	使用済燃料ピット冷却系回復操作
				使用済燃料ピット注水操作
				使用済燃料ピット補給水系回復操作
				使用済燃料ピットの監視
				使用済燃料ピットへの注水(海水)
		燃料補給		
合計	20 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)34名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	5名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	14名
合計	34名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4ヶ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	使用済燃料ピット冷却系回復操作
②	使用済燃料ピット注水操作
③	使用済燃料ピット補給水系回復操作
④	使用済燃料ピットの監視
⑤	使用済燃料ピットへの注水確保(海水)
⑥	燃料補給

重大事故等対策時に必要な要員は、合計20名である。

○要員人数	平日原間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員	災害対策要員 (支援)	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮 副長	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	使用済燃料ピット冷却機能回復操作、失敗原因調査	-	中央制御室
				②	燃料取替用水ピットからの注水準備	-	
				③	2次系純水系からの注水準備	-	
				④	1次系純水タンクからの注水準備	-	
-	1名[B]	-	-	①	使用済燃料ピット冷却機能回復操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
				②	1次系純水タンクからの注水操作	-	原子炉補助建屋
-	1名[C]	-	-	②	消火設備(ろ過タンク)からの注水操作	-	周辺補機棟
				③	燃料取替用水ピットからの注水準備、注水操作	-	
				④	2次系純水系からの注水準備	-	
				⑤	使用済燃料ピット補給水系回復操作、失敗原因調査	-	
				⑥	使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ、使用済燃料ピット水位(可搬型)及び使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置	-	周辺補機棟 屋外
				⑦	ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設	-	周辺補機棟 屋外
				⑧	可搬型大型送水ポンプ車の設置、ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設、海水取水箇所への水中ポンプ設置	-	燃料取扱棟
				⑨	可搬型ホース敷設	-	
				⑩	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	≦約1.6日	屋外
				⑪	可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給	-	屋外
				⑫	可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ	-	
5名	9名	2名	2名	合計	16名		
〔 〕は他作業後移動してきた要員							

図 14 「想定事故 1 (使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故)」における要員と作業項目

表 17 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

想定事故	要員	人数	作業項目
使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
	運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	3人 + 9人 + 2人	使用済燃料ピット冷却系隔離操作
			使用済燃料ピット注水操作
			使用済燃料ピット補給水系回復操作
			使用済燃料ピットの監視
			使用済燃料ピットへの注水(海水)
			燃料補給
合計	20人		

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)34名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	5名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	14名
合計	34名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	西丘地区及び地元4力町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	使用済燃料ピット冷却系隔離操作
②	使用済燃料ピット注水操作
③	使用済燃料ピット補給水系回復操作
④	使用済燃料ピットの監視
⑤	使用済燃料ピットへの注水確保(海水)
⑥	燃料補給

重大事故等対策時に必要な要員は、合計20名である。

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員 (支援)	災害対策要員 (支援)	作業項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮 発電課長(当直)	-	-
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐 副長	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	②	燃料取替用水ピットからの注水準備 燃料取替用水ピットからの注水操作 2次系純水系統からの注水準備 1次系純水タンクからの注水準備	-	中央制御室
-	1名[B]	-	-	③	使用済燃料ピット補給水系回復操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟
-	1名[C]	-	-	①	使用済燃料ピット冷却系の水位低下原因調査及び隔離	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	②	消火設備(ろ過水タンク)からの注水操作	-	周辺補機棟
-	-	-	-	②	燃料取替用水ピットからの注水準備、注水操作	-	-
-	-	-	-	③	2次系純水系統からの注水操作	-	周辺補機棟
-	-	4名 [A,B,C,D]	-	④	使用済燃料ピット補給水系回復操作、失敗原因調査	-	周辺補機棟 屋外
-	-	3名 [E,F,G]	-	⑤	ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設、 可搬型大型送水ポンプ車の設置、ポンプ車周辺の可搬型 ホース敷設、海水取水箇所への水中ポンプ設置	-	周辺補機棟 屋外
-	-	[1名[E]]	2名[A,B]	⑥	可搬型ホース敷設 可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注 水	≦約1.6日	燃料取扱棟 屋外
-	-	-	[2名]	⑥	可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ	-	屋外
5名	5名	9名	2名	合計	16名		
〔 〕は他作業後移動してきた要員							

図 15 「想定事故2 (サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故)」における要員と作業項目

表 18 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)	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	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡	
	運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐	
	崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)(燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故)	運転員 + 災害対策要員	4人 + 1人	格納容器隔離
				余熱除去系機能回復操作
				代替格納容器スプレイポンプ起動操作
				充てんポンプによる炉心注水操作
				高圧注入ポンプによる炉心注水操作
				燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作
				格納容器内自然対流冷却
	代替再循環運転操作			
被ばく低減操作				
	合計	11人		

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元元々町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	格納容器隔離
②	余熱除去系機能回復操作
③	代替格納容器スプレイポンプ起動操作
④	充てんポンプによる炉心注水操作
⑤	高圧注入ポンプによる炉心注水操作
⑥	燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作
⑦	格納容器内自然対流冷却
⑧	代替再循環運転操作
⑨	被ばく低減操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計11名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
					発電課長(当直) 副長		
				①	格納容器隔離弁閉操作	-	
				②	余熱除去系機能回復操作	-	
				③	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	≤60分	
				④	充てんポンプによる炉心注水操作	-	
				⑤	高圧注入ポンプによる炉心注水操作	-	
				⑥	燃料取替用水ピットによる代替炉心注水操作	-	
1名[A]	-	-	-	⑦	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	-	中央制御室
				⑧	格納容器再循環ユニットによる冷却操作	-	
				⑨	代替格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成	-	
				⑩	原子炉補機冷却水サージタンク加圧	-	
				⑪	格納容器スプレイポンプ起動	-	
				⑫	アニュラス空気浄化ファン起動	-	
				⑬	中央制御室非常用循環系起動	-	原子炉補助建屋
				⑭	余熱除去系機能回復操作	-	周辺補機棟
				⑮	代替格納容器スプレイポンプへの給電操作	≤60分	周辺補機棟
				⑯	格納容器エアロック閉止確認	-	周辺補機棟
				⑰	格納容器エアロック閉止確認	-	周辺補機棟
				⑱	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備	-	周辺補機棟
				⑲	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作	-	周辺補機棟
				⑳	原子炉補機冷却水サージタンク加圧	-	原子炉補助建屋
				㉑	代替格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成	-	周辺補機棟
				㉒	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	≤60分	周辺補機棟
				㉓	代替格納容器スプレイポンプ起動～注水開始	-	周辺補機棟
				㉔	代替格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
6名	-	1名[A]	-	①	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				②	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				③	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				④	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑤	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑥	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑦	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑧	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑨	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑩	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑪	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑫	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑬	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑭	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑮	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑯	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑰	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑱	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑲	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				⑳	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉑	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉒	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉓	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉔	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉕	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉖	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉗	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉘	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉙	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉚	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉛	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉜	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉝	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉞	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㉟	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊱	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊲	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊳	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊴	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊵	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊶	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊷	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊸	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊹	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊺	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊻	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊼	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊽	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊾	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				㊿	格納容器スプレイポンプ起動準備	-	周辺補機棟
				1名[B]	1名	合計 7名	
				1名[C]	1名	合計 7名	
				1名[D]	1名	合計 7名	
				6名	1名	合計 7名	
				0名	1名	合計 7名	

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 16 「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)(燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故)」における要員と作業項目

表 19 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		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 (燃料取出前のミッド ループ運転中に外部電 源が喪失するとともに 非常用所内交流電源が 喪失し、原子炉補機冷 却機能が喪失する事 故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員 + 災害対策要員 + 災害対策要員 (支援)	4人 + 9人 + 2人	格納容器隔離
				電源確保作業
				代替格納容器スプレイポン プ起動操作
				被ばく低減操作
				燃料取替用水ピットによる 代替炉心注水操作
				B-充てんポンプ(自己冷 却)起動準備, 起動操作
				蓄電池室換気系ダンパ開処 置
				蓄電池室排気ファン起動
				可搬型計測器接続
				使用済燃料ピットへの注水 確保(海水)
		原子炉補機冷却水系への通 水確保(海水)		
高圧再循環運転操作				
燃料補給				
合計	21人			

● 説明・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)38名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支隊)	15名
合計	36名

● 発電所要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮庄地区及び地元4ヶ町村 約400名
	2021年12月時点

NO.	作業項目
①	格納容器隔離
②	電源確保作業
③	代替格納容器スプレインジェクション起動操作
④	排ばく促進操作
⑤	燃料取扱用海水ポンプによる代替炉心注水操作
⑥	ローディングポンプ(自己冷却)起動準備、起動操作
⑦	緊急送風機気系システム開始
⑧	緊急送風機気系ファン起動
⑨	可搬型計測器接続
⑩	使用済燃料ピットへの注水確保(海水)
⑪	原子炉補機冷却水系への海水確保(海水)
⑫	蒸気再循環運転操作
⑬	燃料補給

重大事故等対策時に必要な要員は、合計21名である。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要員 (支隊)	災害対策要員 (支隊)	災害対策要員 (支隊)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	作業場所
1名	-	-	-	-	①	運転送風機準備 運転送風機(常備) 副長	-	中央制御室
1名	-	-	-	-	②	代替非常用発電機からの給電準備、起動操作、起動確認	-	-
1名[A]	-	-	-	-	③	代替格納容器スプレインジェクション起動準備	-	中央制御室
-	-	-	-	-	④	ローディングポンプ(自己冷却)起動準備	-	-
-	-	-	-	-	⑤	緊急送風機気系ファン起動準備	-	-
-	-	-	-	-	⑥	燃料取扱用海水ポンプ(自己冷却)注水操作	-	-
-	-	-	-	-	⑦	緊急送風機気系システム起動準備	-	-
-	-	-	-	-	⑧	格納容器内自然対流冷却系確保	-	-
-	-	-	-	-	⑨	A-高圧注入ポンプへの補機冷却水(海水)連水系統構成	-	-
-	-	-	-	-	⑩	A-高圧注入ポンプ(海水冷却)系統構成	-	-
-	-	-	-	-	⑪	A-高圧注入ポンプ(自己冷却)系統構成、ベンディング、通水	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑫	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑬	A-高圧注入ポンプへの補機冷却水(海水)連水系統構成	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑭	可搬型計測器接続(格納容器内補機冷却水)注水開始	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑮	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑯	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑰	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑱	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑲	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	⑳	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉑	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉒	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉓	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉔	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉕	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉖	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉗	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉘	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉙	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉚	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉛	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉜	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉝	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉞	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㉟	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊱	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊲	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊳	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊴	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊵	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊶	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊷	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊸	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊹	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊺	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊻	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊼	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊽	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊾	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	㊿	格納容器内自然対流冷却系確保	-	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	1	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	2	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	3	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	4	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	5	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	6	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	7	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	8	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	9	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	10	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	11	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	12	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	13	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	14	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	15	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	16	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	17	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	18	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	19	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	20	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	21	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	22	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	23	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	24	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	25	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	26	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	27	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	28	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	29	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	30	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	31	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	32	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	33	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	34	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	35	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	36	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	37	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	38	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	39	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	40	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	41	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	42	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	43	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	44	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	45	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	46	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	47	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	48	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	49	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	50	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	51	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	52	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	53	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	54	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	55	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	56	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	57	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	58	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	59	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	60	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	61	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	62	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	63	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	64	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	65	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	66	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	67	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	68	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	69	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	70	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	71	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	72	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	73	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	74	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	75	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	76	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	77	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	78	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	79	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	80	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	81	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	82	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	83	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	84	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	85	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	86	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	87	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	88	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	89	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	90	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	91	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-	92	可搬型ホース敷設	約1.5日	原子炉補助建屋
-	-	-	-	-				

表 20 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転停止中の おそれがある 原子炉にお ける重大事 故に至る	原子炉冷却材の流出 (燃料取出前のミッド ループ運転中に原 子炉冷却材圧力バウ ンダリ機能が喪失す る事故)	災害対策本部要員	4 人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2 人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	4 人	格納容器隔離
				充てんポンプによる炉心注水 操作
				余熱除去系の隔離操作
				格納容器内自然対流冷却
				代替再循環運転操作
被ばく低減操作				
合計	10 人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員(技術系社員)	宮丘地区及び地元4か町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	格納容器隔離
②	充てんポンプによる炉心注水操作
③	余熱除去系の隔離操作
④	格納容器内自然対流冷却
⑤	代替再循環運転操作
⑥	撤ばく低減操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計10名である。

運転員(中央)	運転員(現場)	災害対策要員	災害対策要員(支援)	作業項目NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	-
1名	-	-	-	-	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	①	格納容器隔離弁閉操作	-	中央制御室
				③	余熱除去系隔離操作		
				④	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備		
				格納容器再循環ユニットによる冷却操作			
				⑤	B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成		
				⑥	A-格納容器スプレイポンプ起動		
1名[B]	-	-	-	②	充てんポンプによる炉心注水操作	≦約22分	中央制御室
				①	格納容器隔離弁閉操作	-	周辺補機棟
-	1名[C]	-	-	③	格納容器スプレイポンプ閉止確認	-	周辺補機棟
				④	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備		
-	1名[D]	-	-	⑤	原子炉補機冷却水サージタンク加圧	-	原子炉補助建屋
				⑥	原子炉補機冷却水サージタンク加圧		
				③	B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転系統構成		
6名	合計	6名	0名	0名			

○要員人数 平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他 作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

図 18 「原子炉冷却材の流出(燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材パウンダリ機能が喪失する事故)」における要員と作業項目

表 21 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

事故シーケンスグループ (重要事故シーケンス)		要員	人数	作業項目
運転停止中の原子炉 おそれがある事故 重大事故に至る	反応度の誤投入 (原子炉起動時に、化学 体積制御系の弁の誤動作 等により原子炉へ純水が 流入する事故)	災害対策本部要員	4人	全体指揮・通報連絡
		運転員 ・発電課長(当直) ・副長	2人	運転操作指揮 運転操作指揮補佐
		運転員	2人	格納容器隔離
				希釈停止操作
				緊急ほう酸濃縮操作
合計	8人			

●夜間・休日の発電所災害対策要員(発電所常駐)36名の構成

災害対策本部要員	4名
運転員(3号炉中央制御室)	6名
災害対策要員	11名
災害対策要員(支援)	15名
合計	36名

●参集要員の構成

参集要員 (技術系社員)	宮丘地区及び地元4ヶ町村	約490名
		2021年12月時点

NO.	作業項目
①	格納容器隔離
②	希釈停止操作
③	緊急ほう酸濃縮操作

重大事故等対策時に必要な要員は、合計8名である。

○要員人数	平日昼間に事故が発生した場合は十分な要員数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、発電所災害対策要員により、事故収束作業に必要な要員が確保できる体制となっている。
○その他	作業を実施する上で必要な各種の通信設備や工具、これらの作業を夜間もしくは通常照明がない状態においても実施できるように照明設備を準備している。

運転員 (中央)	運転員 (現場)	災害対策要 員	災害対策要 員 (支援)	作業 項目 NO.	作業内容	時間	操作場所
1名	-	-	-	-	運転操作指揮	-	中央制御室
1名	-	-	-	②	運転操作指揮補佐	-	中央制御室
1名[A]	-	-	-	③	運転停止操作	≦約80分	中央制御室
-	1名[B]	-	-	①	緊急ほう酸濃縮操作 中性子源領域中性子束指示値確認 原子炉格納容器内からの温度確認、報告他 格納容器エアロック閉止	-	周辺補機棟
4名	4名	0名	0名				
		合計 4名	0名				

図 19 「反応度の誤投入（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故）」
における要員と作業項目

重要事故シーケンス等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、重要事故シーケンス等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等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等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等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等と比較し、発電課長（当直）、副長、運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の要員数を確認した。その結果は、表1～4の通りである。

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21名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合20名）であり、初動体制の要員36名（原子炉容器に燃料が装荷されていない場合34名）以内で重大事故等の対応が可能である。

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等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等と同様に、中央制御室のすべ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等と同様の考え方にて評価を行う。
- (4) 運転員が行う各操作は、原則その操作が完了した後に次の操作に移るものとする。但し、操作結果の確認に長時間を要する場合において、次の操作に移ってもその結果に影響を及ぼさない場合は、次の操作に移行することを許容する。また、適宜行うパラメータの監視や調整操作についても同様とする。
- (5) 重要事故シーケンス等のタイムチャートを基に所要時間と要員を評価するものとする。
- (6) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、別紙「評価事故シーケンスの要員評価におけるPDSの包含性について」に示すとおり、破損モードの観点で最も厳しいPDSの要員を評価することで、他のPDSの要員評価は包含できる。

以上

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (1/4)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対重要事故シナリオ)	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要ない必要員数
2次冷却系からの除熱機能喪失	主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故	7.1.1-① 小破断LOCA時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」「非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「安全注入自動作動確認」及び「1次冷却材の漏えいを判断」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 	1-1	11	11
		7.1.1-② 過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「1次冷却材ポンプトリップ確認」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 	1-2	11	
		7.1.1-③ 手動停止時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「原子炉手動停止」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 	1-3	11	
		7.1.1-④ 外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「外部電源喪失の確認」「ブラックアウトシナリオ作動確認」「ブラックアウトシナリオ作動後の補機復旧操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「電動主給水ポンプ起動操作、失敗原因調査」が不要であるが、現場対応人数に増減なし 	1-4	11	
		7.1.1-⑤ 2次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」「非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「安全注入自動作動確認」「2次冷却材喪失確認」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「破損側蒸気発生器隔離操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「電動主給水ポンプ起動操作、失敗原因調査」が不要であるが、現場対応人数に増減なし 	1-5	11	
		7.1.1-⑥ 2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」「非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「安全注入自動作動確認」「2次冷却材喪失確認」「破損側蒸気発生器隔離操作」「主蒸気隔離操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「電動主給水ポンプ起動操作、失敗原因調査」が不要であるが、「主蒸気隔離操作、失敗原因調査」を要するため、現場対応人数に増減なし 	1-6	11	
		7.1.1-⑦ 蒸気発生器伝熱管破断時に補助給水機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「主給水喪失確認」「非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「安全注入自動作動確認」「蒸気発生器伝熱管漏えいの確認」「破損側蒸気発生器隔離操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「破損側主蒸気隔離弁増締め」を要するが、現場対応人数に増減なし 	1-7	11	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（2/4）

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由（対重要事故シナリオ）	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要ない必要員数
全交流動力電源喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールドLOCAが発生する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオなし	（対重要事故シナリオ）		21	21
	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故					
原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールドLOCAが発生する事故	7.1.3-① 原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁LOCAが発生する事故	<ul style="list-style-type: none"> 重要事故シナリオについては、「全交流動力電源喪失」と同様であり、21名必要となる。ここでの評価は「原子炉補機冷却機能喪失時にRCPシールドLOCAが発生する事故」（要員21名）と比較した結果、同様の対応であり相違なし 	1-8	21	21

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (3/4)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対重要事故シナリオ)	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要ない員数
原子炉格納容器の除熱機能喪失	重要事故シナリオ 大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失する事故	7.1.4-① 大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「格納容器スプレイ作動確認」「格納容器スプレイ再循環機能喪失確認」「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、現場対応人数に増減なし 	1-9	11	
		7.1.4-② 中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「低圧再循環機能喪失確認」「低圧再循環機能回復操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「低圧再循環機能回復操作」が不要であるが、現場対応人数に増減なし 	1-10	11	
		7.1.4-③ 中破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「格納容器スプレイ作動確認」「格納容器スプレイ再循環機能喪失確認」「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、「低圧再循環機能回復操作」が不要であり、現場対応人数に増減なし 	1-11	11	11
		7.1.4-④ 小破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「低圧再循環機能喪失確認」「低圧再循環機能回復操作」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「低圧再循環機能回復操作」が不要となるが、現場対応人数に増減なし 	1-12	11	
		7.1.4-⑤ 小破断LOCA時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「低圧再循環機能喪失確認」は不要であるが、中央制御室対応人数に増減なし 「格納容器スプレイ作動確認」「格納容器スプレイ再循環機能喪失確認」「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、中央制御室対応であり人数に増減なし 「格納容器スプレイ再循環機能回復操作」を要するが、「低圧再循環機能回復操作」が不要であり、現場対応人数に増減なし 	1-13	11	

表1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果（4/4）

事故シナリオ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由（対重要事故シナリオ）	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
事故シナリオグループ 原子炉停止機能喪失	主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオ なし	人数の増減理由（対重要事故シナリオ）			8
	負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故					
ECCS注水機能喪失	中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故	7.1.6-① 小破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 重要事故シナリオと同様の対応であり相違なし 	1-14	10	10
	ECCS再循環機能喪失	7.1.7-① 中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故 7.1.7-② 小破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故				
格納容器バイパス	インターフェイシシステムLOCA 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオ なし				12 10

表2 運転中の原子炉における重大事故の評価結果 (1/4)

格納容器 破損モード	評価事故 シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対評価事故シナリオ)	要員確認 シート	必要員数	評価事故シナ リオに必要 な要員数
雰囲気圧力・ 温度による静 荷 (格納 容器過圧破 損)	大破断LOCA時に低圧 注入機能、高圧注入 機能及び格納容器ス プレイ注入機能が喪 失する事故	7.2.1.1-① 中破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注 入機能及び格納容器スプレイ注入機能 が喪失する事故 7.2.1.2-① 手動停止時に補助給水機能及び格納容 器スプレイ注入機能が喪失する事故 7.2.1.2-② 過渡事象時に補助給水機能及び格納容 器スプレイ注入機能が喪失する事故 7.2.1.2-③ 主給水流量喪失時に補助給水機能及び 格納容器スプレイ注入機能が喪失する 事故 7.2.1.2-④ 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水 機能が喪失する事故 7.2.1.2-⑤ 過渡事象時に原子炉トリップに失敗 し、格納容器スプレイ注入機能が喪失 する事故 7.2.1.2-⑥ 2次冷却系の破断時に補助給水機能及 び格納容器スプレイ注入機能が喪失す る事故 7.2.1.2-⑦ 外部電源喪失時に補助給水機能及び格 納容器スプレイ注入機能が喪失する事 故 7.2.1.2-⑧ 2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能 及び格納容器スプレイ注入機能が喪失 する事故	人数の増減理由 (対評価事故シナリオ) ・評価事故シナリオと同様の対応であり相違なし	2-1	21	21
雰囲気圧力・ 温度による静 荷 (格納 容器過温破 損)	外部電源喪失時に非 常用所内交流電源が 喪失し、補助給水機 能が喪失する事故		・評価事故シナリオと同様の対応であり相違なし	2-2	21	21

表 2 運転中の原子炉における重大事故の評価結果 (2/4)

格納容器破損モード	評価事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対評価事故シナリオ)	要員確認シート	必要要員数	評価事故シナリオに必要な要員数
格納容器放出 高圧融物 出／格納容器 雰囲気直接加熱	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故	7.2.2-① 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	人数の増減理由 (対評価事故シナリオ) ・評価事故シナリオと同様の対応であり相違なし 〔本格納容器破損モードの評価事故シナリオの対応手順は、「格納容器過温破損」と同じである〕	2-3	21	21
		7.2.2-② 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-③ 主給水流路喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-④ 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故				
		7.2.2-⑤ 過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-⑥ 2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-⑦ 外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.2-⑧ 2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故				

表 2 運転中の原子炉における重大事故の評価結果 (3 / 4)

格納容器 破損モード	評価事故 シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対評価事故シナリオ)	要員確認 シート	必要要員数	評価事故シナ リオに必要 な要員数
原子炉圧力容 器外の溶融燃 料—冷却材相 互作用	大破断LOCA時に低圧 注入機能、高圧注入 機能及び格納容器ス プレイ再循環機能が 喪失する事故	7.2.3-① 大破断LOCA時に低圧再循環機能、高圧 再循環機能及び格納容器スプレイ再循 環機能が喪失する事故	<p>人数の増減理由 (対評価事故シナリオ)</p> <p>・評価事故シナリオと同様の対応であり相違なし</p> <p>〔 本格納容器破損モードの評価事故シナリオの 対応手順は、「格納容器過圧破損」と同じである 〕</p>	2-4	21	21
		7.2.3-② 大破断LOCA時に低圧再循環機能、高圧 再循環機能及び格納容器スプレイ注入 機能が喪失する事故				
		7.2.3-③ 大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納 容器スプレイ再循環機能が喪失する事 故				
		7.2.3-④ 大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納 容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.3-⑤ 大破断LOCA時に低圧注入機能及び格納 容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.3-⑥ 中破断LOCA時に高圧再循環機能及び格 納容器スプレイ再循環機能が喪失する 事故				
		7.2.3-⑦ 中破断LOCA時に高圧再循環機能及び格 納容器スプレイ注入機能が喪失する事 故				
		7.2.3-⑧ 中破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納 容器スプレイ再循環機能が喪失する事 故				
		7.2.3-⑨ 中破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納 容器スプレイ注入機能が喪失する事故				
		7.2.3-⑩ 中破断LOCA時に高圧注入機能及び格納 容器スプレイ再循環機能が喪失する事 故				

表2 運転中の原子炉における重大事故の評価結果 (4/4)

格納容器 破損モード	評価事故 シーケンス	その他の事故シーケンス	人数の増減理由 (対評価事故シーケンス)	要員確認 シート	必要要員数	評価事故 シーケンスに 必要な要員数
水素燃焼	大破断LOCA時に低圧 注入機能及び高圧注 入機能が喪失する事 故	7.2.4-① 中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失す る事故	<ul style="list-style-type: none"> 評価事故シーケンスでは、全交流動力電源喪失を想定しておらず中央制御室か らの対応が主となることから、要員の観点では全交流動力電源喪失を想定して いるAED又はTEDが減少する。したがって「格納容器過圧破損」と同様に、21 名の要員が必要となる。 	2-5	21	10
		7.2.4-② 大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高 圧再循環機能が喪失する事故				
		7.2.4-③ 大破断LOCA時に蓄圧注入機能が喪失す る事故				
		7.2.4-④ 中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失 する事故				
		7.2.4-⑤ 中破断LOCA時に蓄圧注入機能が喪失す る事故				
溶融炉心・コ ンクリート相 互作用	大破断LOCA時に低圧 注入機能、高圧注入 機能及び格納容器ス プレイ注入機能が喪 失する事故	7.2.5-① 中破断LOCA時に高圧注入機能及び格納 容器スプレイ注入機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 評価事故シーケンスと同様の対応であり相違なし <p style="text-align: center;">〔 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスの 対応手順は、「格納容器過圧破損」と同じである 〕</p>	2-6	21	21

表 3 使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

想定する事故	その他の事故シナシ	人数の増減理由（対想定事故）	要員確認シート	必要要員数	事故シナシに必要な要員数
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ナシなし				20
想定事故 2 (ピット水の小規模な喪失)	想定事故以外の事故シナシなし				20

表 4 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の評価結果

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	人数の増減理由 (対重要事故シナリオ)	要員確認シート	必要員数	重要事故シナリオに必要員数
崩壊熱除去機能喪失 (余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故	7.4.1-① 外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故	<ul style="list-style-type: none"> 重要事故シナリオと同様の対応であり相違なし 	4-1	11	11
		7.4.1-② 原子炉補機冷却機能が喪失する事故	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機冷却機能が喪失する事象のため、「充てんポンプ」による炉心注水機作「高圧注入ポンプ」による炉心注水操作」が不能となるが、中央制御室対応人数が増減なし 原子炉補機冷却機能が喪失する事象のため、「原子炉補機冷却機能喪失確認」「B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成」「原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水)」「高圧再循環運転」を要するが、中央制御室対応であり人数が増減なし 原子炉補機冷却機能が喪失する事象のため、「B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成、ベンディング、通水」「B-エアニュラス空気浄化設備空動作弁及びタンクへの代替空気供給」「中央制御室非常用循環系タンク開閉処置」「試験採取室排気系タンク開閉処置」「蓄電池室換気系タンク開閉処置」「使用済燃料ピットへの注水確保 (海水)」「原子炉補機冷却海水系への通水確保 (海水)」「燃料補給」を実施するため、現場対応人数10名増加 	4-2	21	
全交流動力電源喪失	燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオなし				21
原子炉冷却材の流出	燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材バウナダリ機能が喪失する事故	7.4.3-① 水位維持に失敗する事故	<ul style="list-style-type: none"> 「余熱除去系隔離操作」は不要であるが、中央制御室対応人数が増減なし 「1次冷却材の流出原因調査、隔離操作」を要するが、中央制御室対応であり人数が増減なし 「1次冷却材の流出原因調査、隔離操作」を要するが、現場対応人数が増減なし 「余熱除去系漏えい原因調査、隔離操作」は不要であるが、現場対応人数が増減なし 「余熱除去系機能回復操作」を要するが、現場対応人数が増減なし 	4-3	10	10
		7.4.3-② オーバードレンとなる事故				
反応度の誤投入	原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤動作等により原子炉へ純水が流入する事故	重要事故シナリオ以外のシナリオなし				8

評価事故シーケンスの要員評価における PDS の包含性について

「運転中の原子炉における重大事故」の評価は、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、当該破損モードの観点で最も厳しい 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ものを評価事故シーケンスとして選定している。今回 PRA により抽出した PDS を表 1 に示す。なお、(*LC) は格納容器先行破損シーケンスで、V 及び G は格納容器バイパス事象であり、いずれも格納容器破損モードの対象外である（ハッチング部）。

表 1 PDS の定義

PDS	事故のタイプ	炉心損傷時期	格納容器内事象進展		
			燃料取替用水の CV への移送	格納容器破損時期	格納容器内熱除去手段
AED	大中破断LOCA	早期	×	炉心損傷後	×
AEW	大中破断LOCA	早期	○	炉心損傷後	×
AEI	大中破断LOCA	早期	○	炉心損傷後	○
ALC	大中破断LOCA	長期	○	炉心損傷前	×
SED	小破断LOCA	早期	×	炉心損傷後	×
SEW	小破断LOCA	早期	○	炉心損傷後	×
SEI	小破断LOCA	早期	○	炉心損傷後	○
SLW	小破断LOCA	長期	○	炉心損傷後	×
SLI	小破断LOCA	長期	○	炉心損傷後	○
SLC	小破断LOCA	長期	○	炉心損傷前	×
TED	Transient	早期	×	炉心損傷後	×
TEW	Transient	早期	○	炉心損傷後	×
TEI	Transient	早期	○	炉心損傷後	○
V	インターフェイスシステムLOCA			—	
G	SGTR			—	

- ・ (**W) 及び (**I) は、ECCS 系や格納容器スプレイ系により燃料取替用水が格納容器内へ移送されるため、(**D) と同様の対応で包含できる。なお、(**I) は格納容器スプレイ系により格納容器内除熱が行われている状態である。
- ・ LOCA 事象については、(A**) と (S**) の PDS があるが、(S**) は小破断 LOCA であり、(A**) に比べ事象進展が緩やかであるため、(A**) と同様の対応で包含できる。
- ・ (A**) と (T**) は事故のタイプが異なるため、それぞれで対応が異なり包含できない。

以上から、AED 及び TED が要員の観点で厳しくなり、その他の PDS は包含できる。

各格納容器破損モードに該当する PDS のうち、要員の観点で厳しい PDS 及び各破損モードの観点で最も厳しい PDS を表 2 に示す。なお、要員の観点で厳しい PDS については、LOCA 事象及び Non-LOCA 事象からそれぞれ厳しいものを選定した。

表 2 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	破損モードの観点で 最も厳しいPDS (評価対象PDS)
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	・ SED ・ SLW ・ TED ・ SEW ・ TEW ・ AED ・ AEW	AED TED	AED
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	・ SED ・ SLW ・ TED ・ SEW ・ TEW ・ AED ・ AEW	AED TED	TED
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気 直接加熱	・ SED ・ SEI ・ TEI ・ SLI ・ TED ・ SLW ・ TEW ・ SEW	SED TED	TED
原子炉圧力容器外の溶融燃料－ 冷却材相互作用	・ AEI ・ SLI ・ AEW ・ SLW ・ SEI ・ SEW	AEW	AEW
水素燃焼	・ TEI ・ TEW ・ SED ・ SEW ・ AEI ・ AEW ・ SEI ・ SLW ・ SLI ・ AED ・ TED	AED TED	AEI
溶融炉心・コンクリート相互作用	・ TEI ・ AED ・ TED ・ SLI ・ SED ・ SLW ・ TEW ・ AEW ・ AEI ・ SEW ・ SEI	AED TED	AED

表に示すとおり、破損モードの観点で最も厳しい PDS と、要員の観点で厳しい PDS は同等であるため、破損モードの観点で最も厳しい PDS (すなわち、評価対象とする PDS) の要員を評価することで、他の PDS の要員評価は包含できる。ただし、水素燃焼については、水素濃度を厳しくする観点から、格納容器の除熱に成功する PDS (AEI) を選定しており、要員の観点からは必ずしも厳しいものではない。

以上

・必要な要員と作業項目

7.1.1-① 2次冷却系からの除熱機能喪失

【小破断 LOCA 時に補助給水機能が喪失する事故】

凡例

- ：変更なし
- ：追加操作
- ▲：操作内容変更

1 - 1

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	作業項目	作業の内容	
発電課長 (当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ▲安全注入自動作動確認 ○補助給水失敗確認 ●1次冷却材の漏えいを判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁閉操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	蒸気発生器 注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む。

・必要な要員と作業項目

7.1.1-② 2次冷却系からの除熱機能喪失

【過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	作業項目	作業の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ● 1次冷却材ポンプトリップ確認 ○ 原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○ 所内電源及び外部電源の確認 ○ 補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○ 電動主給水ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○ 再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○ 余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作	○ 蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○ 補助給水系ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○ 非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作 ○ 高圧注入ポンプによる注水確認 ○ 加圧器逃がし弁閉操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○ フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器 注水回復操作	○ 補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○ OSG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	蒸気発生器 注水回復操作	○ 電動主給水ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○ OSG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器 注水回復操作	○ 補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○ OSG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.1-③ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【手動停止時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉手動停止 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉止 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンド ブリード操作	○非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作 ○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	蒸気発生器 注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.1-④ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ●外部電源喪失の確認 ●ブラックアウトシーケンス作動確認 ○補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	ブラックアウト シーケンス作動 後の操作	●ブラックアウトシーケンス作動後の補機復旧操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系に よる炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出 口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンド ブリード操作	○非常用炉心冷却設備作動信号手動発信操作 ○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁閉操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系に よる炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプに よる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	SG 直接給水用 高圧ポンプに よる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器 注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用 高圧ポンプに よる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.1-⑤ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【2次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ▲安全注入自動作動確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○補助給水失敗確認 ●2次冷却材喪失確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	破損側蒸気発生器隔離操作	●破損側蒸気発生器隔離操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室確認)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.1-⑥ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ▲安全注入自動作動確認 ●2次冷却材喪失確認 ○補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	破損側蒸気発生器隔離操作	●破損側蒸気発生器隔離操作 ●主蒸気隔離操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室確認)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
		破損側蒸気発生器隔離操作	●主蒸気隔離操作, 失敗原因調査 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

1-7

7.1.1-⑦ 2次冷却系からの除熱機能喪失

【蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	要員数	手順の項目	手順の内容
発電課長(当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ▲安全注入自動作動確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ●蒸気発生器細管漏えいの確認 ○補助給水失敗確認 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	破損側蒸気発生器隔離操作	●破損側蒸気発生器隔離操作 (タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁, 主蒸気隔離弁等) (中央制御室操作)
		蒸気発生器注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		再循環切替	○再循環切替操作 (中央制御室確認)
		余熱除去系による炉心冷却	○余熱除去系による炉心冷却 (中央制御室確認)
		蓄圧タンク出口弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
運転員 B	【1】	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作 (中央制御室操作)
		フィードアンドブリード操作	○高圧注入ポンプによる注水確認 ○加圧器逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		余熱除去系による炉心冷却	○フィードアンドブリード停止 (中央制御室操作)
運転員 C	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
運転員 D	1	破損側蒸気発生器隔離操作	●破損側主蒸気隔離弁増締め (現場操作)
		蒸気発生器注水回復操作	○電動主給水ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプへの給電操作 (現場操作)
災害対策要員 A	1	蒸気発生器注水回復操作	○補助給水系統ポンプ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		SG 直接給水用高圧ポンプによる注水準備	○SG 直接給水用高圧ポンプの使用準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4名を含む

・ 必要な要員と作業項目

7.1.3-① 原子炉補機冷却機能喪失

【原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生する事故】

(1 / 3)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長 (当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ○原子炉補機冷却機能喪失判断 ○原子炉手動停止 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○補助給水ポンプ運転, 補助給水流量確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	1次冷却材ポンプ シール隔離操作	○1次冷却材ポンプ封水戻り隔離弁等閉操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器ス プレイポンプ起 動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		補助給水流量調 整	○補助給水ポンプ出口流量調整弁開度調整 (中央制御室操作)
		被ばく低減操作	○B-アニュラス空気浄化ファン起動操作 ○中央制御室非常用循環系起動操作 (中央制御室操作)
		蓄圧タンク出口弁 弁操作	○蓄圧タンク出口弁閉操作 (中央制御室操作)
		B-充てんポンプ (自己冷却) 起 動準備, 起動操作	○B-充てんポンプ (自己冷却) 系統構成 (中央制御室操作)
		原子炉補機冷却 海水系への通水 確保 (海水)	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○A-高圧注入ポンプへの補機冷却水 (海水) 通水系統構成 (中央制御室操作)
高圧再循環運転 操作	○A-高圧注入ポンプ (海水冷却) 系統構成 ○A-高圧注入ポンプ (海水冷却) 起動 (中央制御室操作)		
運転員 B	【1】	代替格納容器ス プレイポンプ起 動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動~注水開始 (現場操作)
		蒸気発生器への 注水確保 (海水)	○補助給水ピット補給系統構成
		原子炉補機冷却 海水系への通水 確保 (海水)	○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○A-高圧注入ポンプへの補機冷却水 (海水) 通水系統構成 ○可搬型温度計測装置 (格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度) 取付け (現場操作)
運転員 C	1	2次冷却系強制 冷却操作	○主蒸気逃がし弁開操作 ○主蒸気逃がし弁開度調整 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.1.3-① 原子炉補機冷却機能喪失

【原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生する事故】

(2/3)

必要な要員と作業項目		
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)
		被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ(自己冷却)系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)
		原子炉補機冷却海水系への通水確保(海水) ○格納容器内自然対流冷却系統構成 ○A-高圧注入ポンプへの補機冷却水(海水)通水系統構成 ○可搬型温度計測装置(格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度)取付け (現場操作)
災害対策要員 A	1	被ばく低減操作 ○B-アニュラス空気浄化系空気作動弁及びダンパへの代替空気供給 (現場操作)
		B-充てんポンプ(自己冷却)起動準備, 起動操作 ○B-充てんポンプ(自己冷却)系統構成, ベンティング, 通水 (現場操作)
災害対策要員 B	1	被ばく低減操作 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
災害対策要員 C	1	2次冷却系強制冷却操作 ○主蒸気逃がし弁開操作 ○主蒸気逃がし弁開度調整 (現場操作)
災害対策要員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
		被ばく低減操作 ○中央制御室非常用循環系ダンパ開処置 (現場操作)
災害対策要員 E	1	2次冷却系強制冷却操作 ○主蒸気逃がし弁開操作 (現場操作)
		被ばく低減操作 ○試料採取室排気系ダンパ閉処置 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	○可搬型ホース敷設, 接続, ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設 ○ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【1】 2	蒸気発生器への注水確保(海水) ○可搬型大型送水ポンプ車Aの設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 D	【1】	○可搬型大型送水ポンプ車Aによる補助給水ピットへの補給 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.1.3-① 原子炉補機冷却機能喪失

【原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生する事故】

(3/3)

必要な要員と作業項目			
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
災害対策要員 A, B, C	【3】	原子炉補機冷却 海水系への通水 確保(海水)	○ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設, 可搬型大型送水ポンプ車Bの設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型ホース敷設, 接続 (現場操作)
災害対策要員D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車Bによる原子炉補機冷却水系への通水 (現場操作)
災害対策要員 A, B, C	【3】	使用済燃料ピット への注水確保(海水)	○ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設 ○可搬型ホース敷設, ホース延長・回収車(送水車用)による可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 E, F, G	【3】		○可搬型大型送水ポンプ車Aの設置, ポンプ車周辺の可搬型ホース敷設, 海水取水箇所への水中ポンプ設置 (現場操作)
災害対策要員D	【1】		○可搬型大型送水ポンプ車Aによる使用済燃料ピットへの注水 (現場操作)
災害対策要員 (支援) A, B	2		○可搬型ホース敷設 (現場操作)
災害対策要員 H, I	2	燃料補給	○可搬型大型送水ポンプ車への燃料補給 ○可搬型タンクローリーへの燃料汲み上げ (現場操作)
合計	21※		

※災害対策本部要員4名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.4-① 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(1/2)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長 (当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡	
副長	1	運転操作指揮	
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ▲格納容器スプレイ作動確認 (中央制御室確認)	
運転員 A	【1】	2次冷却系強制冷却操作	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
		再循環切替操作	○再循環切替操作, 低圧再循環機能喪失確認 ●格納容器スプレイ再循環機能喪失確認 (中央制御室操作)
		低圧再循環機能回復操作	○低圧再循環機能回復操作 (中央制御室確認)
		格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (中央制御室確認)
運転員 B	【1】	燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ (現場操作)
		格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (現場操作)
運転員 C	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
		低圧再循環機能回復操作	○低圧再循環機能回復操作 (現場操作)

・必要な要員と作業項目

7.1.4-① 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

(2/2)

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員		手順の項目	手順の内容
運転員 D	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)
		格納容器内自 然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 (現場操作)
災害対策要員 A	1	代替格納容器 スプレイポン プ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.4-② 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目			
要員 (名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容	
発電課長 (当直)	1		中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1		運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断	<ul style="list-style-type: none"> ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ○格納容器スプレイ不動作を判断 (中央制御室確認)
運転員 A	【1】	2次冷却系強制冷却操作	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
		格納容器スプレイ回復操作	○格納容器スプレイ起動操作 (中央制御室操作)
		代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
		燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
		再循環切替操作	▲再循環切替操作 (中央制御室確認)
運転員 B	【1】	格納容器スプレイ回復操作	○格納容器スプレイ起動操作, 失敗原因調査 (現場操作)
		燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ (現場操作)
運転員 C	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)
運転員 D	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプへの給電操作 (現場操作)
		格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作 ○原子炉補機冷却水サージタンク加圧 (現場操作)
災害対策要員 A	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (現場操作)
合計	11※		

※災害対策本部要員 4 名を含む

・必要な要員と作業項目

7.1.4-③ 原子炉格納容器の除熱機能喪失

【中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故】

必要な要員と作業項目		
要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他作業後 移動してきた要員	手順の項目	手順の内容
発電課長(当直)	1	中央監視, 運転操作指揮, 発電所対策本部連絡
副長	1	運転操作指揮
運転員 A, B	2	状況判断 ○原子炉トリップ, タービントリップ確認 ○所内電源及び外部電源の確認 ○安全注入自動作動確認 ○補助給水ポンプ起動確認, 補助給水流量確立の確認 ○1次冷却材の漏えいを判断 ▲格納容器スプレイ作動確認 (中央制御室確認)
運転員 A	2次冷却系強制冷却操作	○主蒸気逃がし弁開操作 (中央制御室操作)
	代替格納容器スプレイポンプ起動操作	○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 (中央制御室操作)
	燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給操作 (中央制御室操作)
	格納容器内自然対流冷却	○原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作準備 ○格納容器再循環ユニットによる冷却操作 (中央制御室操作)
	再循環切替操作	▲再循環切替操作 ●格納容器スプレイ再循環機能喪失確認 (中央制御室操作)
	格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (中央制御室確認)
運転員 B	燃料取替用水ピット補給操作	○燃料取替用水ピット補給ラインアップ操作 (現場操作)
	格納容器スプレイ再循環機能回復操作	▲格納容器スプレイ再循環機能回復操作 (現場操作)
運転員 C	1	代替格納容器スプレイポンプ起動操作 ○代替格納容器スプレイポンプ起動準備 ○代替格納容器スプレイポンプ起動～スプレイ開始 (現場操作)