

7.1.5.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策に必要な要員は、「7.1.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。このため、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す運転員及び緊急時対応要員 32 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故」において、資源の評価結果は同じである。

a. 水 源

補助給水タンクを水源とする補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、補助給水タンクが枯渇するまでの水量約 662m³の使用を考慮し、事象発生後約 3.5 時間の注水継続が可能である。余熱除去系による炉心冷却は、事象発生の約 7.5 時間後から使用可能となるため、補助給水タンク枯渇から余熱除去系による炉心冷却開始までの約 4 時間は、中型ポンプ車による補助給水タンクへの海水補給が必要となる。余熱除去系による炉心冷却に切替以降は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、炉心冷

却のための蒸気発生器への注水は不要であり、補助給水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の評価結果となる。

b. 燃 料

外部電源喪失を想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機による電源供給が可能であり、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機 2 台が全負荷で運転した場合、約 516kL の重油が必要となる。

また、中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8 kL の軽油が必要となる。さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 5 kL の軽油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な燃料は、重油約 516kL、軽油約 13kL となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油槽及び重油タンクの重油量約 516kL 並びに軽油タンクの軽油量約 55kL にて供給可能である。

c. 電 源

外部電源喪失を想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機の電源負荷については、設計基準事故時に想定している工学的安全施設作動信号により作動する負荷を上回る

設計としており，重大事故等対策時に必要な負荷は工学的安全施設作動信号により起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。

7.1.5.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，原子炉の自動停止機能が喪失することにより，1次系が高温，高压状態となり，加圧器安全弁等からの1次冷却材の漏えいにより1次系保有水量の減少が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）を，また，長期的な炉心冷却を可能とするため，緊急ほう酸注入，余熱除去系による炉心冷却等を考慮する。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故」について，有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても，多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）により，自動的に主蒸気ラインを隔離し，補助給水ポンプを自動起動すること等により，1次系圧力が過度に上昇することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足するとともに，長期的には安定

停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて、操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、解析コード及び解析条件の不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）等の炉心損傷防止対策は、重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

7.1.6 E C C S 注水機能喪失

7.1.6.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断 L O C A 時に高圧注入機能が喪失する事故」及び「小破断 L O C A 時に高圧注入機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、E C C S による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1 次系保有水量が減少し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、2 次系を強制的に減圧することにより 1 次系を減温、減圧し、炉心注水の促進及び漏えい量の抑制を図ることにより炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた 2 次系強制冷却、余熱除去ポンプによる

低圧注入等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環等を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.6.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.6.2 図及び第 7.1.6.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.6.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.6.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計 17 名である。

具体的には、中央監視・指示を行う当直長、副当直長の 2 名、中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員 6 名、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等 4 名を含む、現場にて水素濃度監視準備等を行う緊急時対応要員 9 名の合計 17 名であり、必要な要員と作業項目について第 7.1.6.4 図に示す。また、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、17 名で対処可能である。

a. 原子炉自動停止及び E C C S 作動信号発信の確認

事故の発生に伴う原子炉の自動停止を確認するとともに、E C C S 作動信号の発信及び余熱除去ポンプ、電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉の自動停止を確認するために必要な計装設備は、

出力領域中性子束等であり，E C C S 作動信号発信による補機の自動作動を確認するために必要な計装設備は，補助給水ライン流量等である。

b. 1 次冷却材の漏えいの判断

1 次冷却材圧力の低下等により，1 次冷却材の漏えいを判断する。

1 次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は，1 次冷却材圧力等である。

c. 燃料取替用水タンクへの補給

1 次冷却材の漏えい時に，燃料取替用水タンクを水源とした注水が行われている場合の対応操作として，燃料取替用水タンクへの補給準備を行う。

d. 高圧注入機能喪失の判断及び回復操作

高圧注入ポンプの起動失敗又は高圧注入ライン流量が上昇しないことにより高圧注入機能喪失と判断するとともに，高圧注入系の回復操作を行う。

高圧注入機能喪失の判断に必要な計装設備は，高圧注入ライン流量等である。

e. 2 次系強制冷却

高圧注入機能喪失を判断した後に，主蒸気逃がし弁の開操作により，1 次系の減温，減圧を行い，蓄圧注入，低压注入の促進及び漏えい量の抑制を図る。その後，蒸気発生器の水位が狭域水位計指示範囲内で上昇傾向にある等，補助給水流量調整の必要がある場合は，蒸気発生器狭域水位計の指示範囲内に維持するように調整する。

2次系強制冷却を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、補助給水流量調整の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

f. イグナイタの起動及び格納容器水素濃度計測装置等の運転準備

原子炉容器内等において、事象進展に応じて水素が生成される可能性があるため、炉心出口温度計指示が350℃を超える状態又はECCS作動信号の発信を伴う1次冷却材喪失時に高圧注入機能が喪失した場合に、イグナイタを起動するとともに格納容器水素濃度計測装置等の運転準備を行う。また、イグナイタの運転状態をイグナイタ作動温度計測装置により確認する。

g. 高圧注入機能の回復及び充てんポンプによる炉心注水

引き続き高圧注入機能の回復操作を行うとともに、高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失した場合は、充てんポンプによる炉心注水を行う。

h. 蓄圧注入系作動の確認及び蓄圧タンク出口弁閉止

1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば、蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。また、蓄圧注入開始後、1次冷却材圧力計指示が約0.6MPa[gage]となれば、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。

蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、蓄圧タンクの出口弁閉止の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

i. 余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認

2次系強制冷却等による1次系圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。

余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

j. 低圧再循環への切替

燃料取替用水タンク水位計指示が16%となれば、格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示70%以上を確認し、低圧再循環に切替え、低圧再循環による炉心注水の状態を確認する。以降、長期対策として、低圧再循環による炉心冷却を継続的に行う。

低圧再循環への切替えの判断に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等であり、低圧再循環による炉心注水状態の確認に必要な計装設備は余熱除去ループ流量等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により格納容器スプレイポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。

7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、破断口径の大きさによる1次冷却

材の流出流量が多いことから、運転員等操作の余裕時間が短く、かつ、要求される設備容量の観点で厳しくなる「中破断 L O C A 時に高圧注入機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次系における冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、E C C S 強制注入及び E C C S 蓄圧タンク注入並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。このため、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 - R E L A P 5 により、1次系圧力、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、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.6.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、中破断 L O C A が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配

管とし、原子炉容器と E C C S の注水配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための 1 次系の減圧又は高圧注入系による炉心冷却が必要な範囲として破断口径の不確かさを考慮し、約 15cm (6 inch) , 約 10cm (4 inch) 及び約 5 cm (2 inch) とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 余熱除去ポンプ

炉心への注水は、余熱除去ポンプ 2 台を使用するものとし、炉心冷却の観点から、炉心への注水流量を少なくするため、注水配管の流路抵抗を大きく、ポンプ揚程を小さく設定することにより求められる最小注入特性（低圧注入特性：0 ～ 約 830m³/h, 0 ～ 約 0.7MPa [gage]）を用いるものとする。

(b) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は、E C C S 作動限界値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m³/h の流量で

注水するものとする。

(c) 主蒸気逃がし弁

2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。

(d) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングが遅くなることにより1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いるものとする。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、標準的に最小保有水量を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量）

29.0m³（1基当たり）

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 2次系強制冷却は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(1)及び(2)に従い、ECCS作動信号発信から10分後に開始し、開操作に1分を要するものとする。

(b) 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整

することにより、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(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 7.1.6.3 図に示す。

a. 6 inch 破断

1 次系圧力，1 次系保有水量，燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.6.5 図から第 7.1.6.11 図に，2 次系圧力，補助給水流量等の 2 次系パラメータの変化を第 7.1.6.12 図から第 7.1.6.14 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後，破断口からの 1 次冷却材の流出に伴い 1 次系圧力が低下することにより，「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。

事象発生約 11 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の ECCS 作動限界値に到達した後，補助給水ポンプが自動起動し，蒸気発生器への注水が開始される。また，高圧注入機能の喪失を想定することから，1 次系保有水量が減少するが，事象発生から約 4.5 分後に 1 次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることにより自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され，1 次系保有水量は回復する。

その後，ECCS 作動信号発信の 10 分後である事象発生約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次系強制冷却を開始し，その 1 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。さらに，1 次系圧力が低下することにより，

事象発生約 23 分後に低圧注入が開始され、1 次系保有水量が回復に転じる。この期間中、炉心の冠水状態は維持される。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 7.1.6.11 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である 1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次系圧力は、第 7.1.6.5 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1 次系において生じる圧力損失等を考慮しても約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材により上昇するが、原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及び温度は、設計基準事故「3.5 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.214MPa[gage]及び約 120℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用

圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。

第7.1.6.7図に示すように、事象発生後60分時点において余熱除去ポンプによる炉心注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は事象発生の約3時間後に余熱除去ポンプによる低圧再循環に切替えることにより低温停止状態に移行でき、安定停止状態に到達する。その後も、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 4 inch 破断

1次系圧力、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第7.1.6.15図から第7.1.6.21図に、2次系圧力、補助給水流量等の2次系パラメータの変化を第7.1.6.22図から第7.1.6.24図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出に伴い1次系圧力が低下することにより、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約18秒後に「原子炉圧力異常低」信号のECCS作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高圧注入機能の喪失を想定することから、1次系保有水量が減少することにより、事象発生の約8.5分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。

その後、ECCS作動信号発信の10分後である事象発

生の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次系強制冷却を開始し、その 1 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生約 11 分後に、1 次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることにより自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、燃料被覆管温度は事象発生約 14 分後に約 731℃に到達した後、事象発生約 17 分後に再冠水することにより急速に低下する。さらに、1 次系圧力が低下することにより、事象発生約 31 分後に低圧注入が開始され、1 次系保有水量が回復に転じる。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 7.1.6.21 図に示すとおり、事象発生約 14 分後に約 731℃に到達した後、再冠水することにより低下する。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である 1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約 0.1%にとどまることから、15%以下となる。

1 次系圧力は、第 7.1.6.15 図に示すとおり、初期値(約 15.9MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1 次系において生じる圧力損失等を考慮しても約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍(20.59MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材により上昇するが、原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及

び温度は、設計基準事故「3.5 原子炉格納容器内圧力、
雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」
において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出
口側配管の瞬時の両端破断を想定した解析で評価してお
り、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値
はそれぞれ約 0.214MPa[gage]及び約 120℃にとどまる。
このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用
圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回
る。

第 7.1.6.17 図に示すように、事象発生後 60 分時点に
おいて余熱除去ポンプによる炉心注水流量は確保されて
いることから、炉心は安定して冷却されている。その後
は事象発生の約 4 時間後に余熱除去ポンプによる低压再
循環に切替えることにより低温停止状態に移行でき、安
定停止状態に到達する。その後も、低压再循環を継続す
ることにより、安定停止状態を維持できる。

c. 2 inch 破断

1 次系圧力、1 次系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次
系パラメータの変化を第 7.1.6.25 図から第 7.1.6.31 図に、
2 次系圧力、補助給水流量等の 2 次系パラメータの変化を
第 7.1.6.32 図から第 7.1.6.34 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出に伴い 1
次系圧力が低下することにより、「原子炉圧力低」信号
のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生約 56 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の ECCS 作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。その後、ECCS 作動信号発信の 10 分後である事象発生約 11 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次系強制冷却を開始し、その 1 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生約 17 分後に、1 次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることにより自動的に蓄圧タンクからの注水が開始されるとともに、事象発生約 53 分後に低圧注入系からの注水が開始されるが、高圧注入の機能喪失を想定することから、1 次系保有水量が減少することにより事象発生約 54 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。

その後、燃料被覆管温度は事象発生約 58 分後に約 496℃に達した後、再冠水することにより急速に低下し、低圧注入により 1 次系保有水量が回復に転じる。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 7.1.6.31 図に示すとおり、事象発生約 58 分後に約 496℃に到達した後に再冠水することにより低下する。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である 1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約 0.1%未満にとどまることから、15%以下となる。

1 次系圧力は、第 7.1.6.25 図に示すとおり、初期値(約 15.9MPa[gage]) 以下となる。このため、原子炉冷却材圧

力バウンダリにかかる圧力は、1次系において生じる圧力損失等を考慮しても約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材により上昇するが、原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及び温度は、設計基準事故「3.5 原子炉格納容器内圧力，雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.214MPa[gage]及び約120℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。

第7.1.6.27図に示すように、事象発生後60分時点において余熱除去ポンプによる炉心注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は事象発生の約8時間後に余熱除去ポンプによる低圧再循環に切替えることにより低温停止状態に移行でき、安定停止状態に到達する。その後も、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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、事象進展が比較的早く、現象が複雑であるとともに、高圧注入機能の喪失を想定することから、運転員等操作である2次系強制冷却により1次系を減温、減圧し、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることにより炉心冷却を行うことが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、ECCS作動信号の発信を起点に操作を開始する2次系強制冷却とする。

(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

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、酸化量

を大きく評価するジルコニウム－水反応式を採用しているため、酸化発熱を大きく、燃料被覆管温度を高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性がある。しかしながら、炉心水位を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1 次系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析において、サブクール領域での漏えい率を 10% 大きく若しくは小さく評価する可能性がある。しかしながら、解析における破断口径を 6 inch, 4 inch 及び 2 inch とすることにより、破断流量の不確かさの影響を考慮していることから、解析コードの持つ不確かさが運転員等操作時間に与える影響はない。また、二相領域での漏えい率を 10% 小さく若しくは 50% 大きく評価する可能性があるが、試験解析結果から二相臨界流をほとんどの領域で過大評価する。このため、実際の漏えい率は小さくなり、1 次系の減温、減圧が遅くなるため、1 次系温度及び圧力の低下が抑制される。しかしながら、1 次系圧力の低下により発信する ECCS 作動信号は、サブクール臨界流の時点で発信することから、この信号を起点としている 2 次系強制冷却の開始に与える影響はない。

1 次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系圧力は低くなるが、1 次系圧力の低下により発信する E C C S 作動信号は、2 次系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点としている 2 次系強制冷却の開始に与える影響はない。

蒸気発生器における 1 次側・2 次側の熱伝達の不確かさとして、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次側・2 次側の熱伝達は大きくなり、1 次系の減温、減圧が速くなるが、1 次系圧力の低下により発信する E C C S 作動信号は、2 次系強制冷却より前に発信することから、この信号を起点としている 2 次系強制冷却の開始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

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で 40% 小さく評価する可能性がある。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、酸化量を大きく評価するジルコニウム－水反応式を採用しているため、酸化発熱を大きく評価し、燃料被覆管温度を高く評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなること

から、評価項目に対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性がある。このため、実際の炉心水位は高くなり、炉心露出に対する余裕が大きくなるため、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1 次系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析において、サブクール領域での漏えい率を 10% 大きく若しくは小さく評価する可能性がある。また、二相領域での漏えい率を 10% 小さく若しくは 50% 大きく評価する可能性があるが、試験解析結果から二相臨界流をほとんどの領域で過大評価する。このため、実際の漏えい率は小さくなり、1 次系の減温、減圧が遅くなるため、1 次系温度及び圧力の低下が抑制され、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる影響があるが、1 次系圧力の低下が抑制されることにより、蓄圧タンクによる炉心注水開始が遅れ、1 次系保有水量の回復が遅れることから、評価項目に対する余裕が小さくなる影響もある。このため、破断流量の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響の程度を確認するため、解析における破断口径を 6 inch, 4 inch 及び 2 inch とすることで、破断流量の不確かさの影響を考慮している。

1 次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさと

して、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次系圧力は低くなることにより、漏えい量が少なくなるため、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達の不確かさとして、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次側・2次側の熱伝達は大きくなり、1次系の減温、減圧が速くなることにより1次系温度及び圧力は低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目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7.1.6.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えと考えられる炉心崩壊熱及び破断口径に関する影響評価並びに評価項目に対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水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

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系温度及び圧力の低下が速くなる。このため、1次系圧力の低下により発信するECCS作動信号の発信を起点としている2次系強制冷却の開始が早くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1次系からの漏えい率が変動することにより、1次系圧力の低下に影響を与える。このため、1次系圧力の低下により発信するECCS作動信号の発信を起点としている2次系強制冷却の開始が変動する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系からの漏えい率及び1次冷却材の蒸散率が小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1次系からの漏えい率が変動することにより、1次系保有水量に影響を与えることから、6 inch 破断、4 inch 破断及び2 inch 破断の解析結果に基づき、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。その結果、以下に示すとおり、評価項目に対して十分な余裕がある。

i. 6 inch 破断

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断

流量が多くなるとともに、1次系圧力の低下が速くなり、早期にループシールが解除されることにより、蓄圧注入が開始される。その後、2次系強制冷却の開始後に低圧注入が開始される。その結果、炉心が露出することはない。

ii. 4 inch 破断

事象初期の破断流量及び1次系圧力の低下は2 inch 破断と6 inch 破断の中間程度であり、比較的早期にループシールが解除されるが、1次系保有水量の減少により一時的に炉心は露出する。その後、1次系圧力の低下により蓄圧注入が開始されるとともに、2次系強制冷却を開始することにより炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。その後、低圧注入が開始される。

iii. 2 inch 破断

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次系圧力の低下が遅くなり、2次系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始される。その後、一時的に炉心は露出するが、ループシールが解除されることにより炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。

iv. 4 inch 破断から2 inch 破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに1次系圧力の低下が遅くなり、ループシールの解除は遅くなる傾向となる。また、

2次系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始されるが、1次系保有水量の減少が遅く、炉心が露出しにくくなることから、燃料被覆管温度は低くなる傾向となる。

v. 4 inch 破断から 6 inch 破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに1次系圧力の低下が速くなり、事象初期にループシールが解除される。その後、2次系強制冷却開始前に蓄圧注入が開始されることにより炉心水位は回復し、低圧注入開始までの時間が比較的早くなることから、燃料被覆管温度が低下する傾向となる。

蓄圧タンクの初期保有水量の変動を考慮した場合、解析条件として設定している初期保有水量より保有水量を多くした方が、初期の蓄圧タンク気相部の体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量及び注水流量の観点から厳しくなる。その影響を、炉心露出に至る4 inch 破断及び2 inch 破断のケースにおいて、最大保有水量とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.6.35 図から第 7.1.6.37 図に示すとおり、4 inch 破断の場合では炉心露出後に蓄圧注入が開始されることから、蓄圧タンクからの注水流量が小さくなっており、燃料被覆管最高温度は約 791℃となる。また、第 7.1.6.38 図から第 7.1.6.40 図に示すとおり、2 inch 破断の場合では1次系保有水量の減

少が遅くなることにより炉心露出が遅くなるとともに、炉心露出期間が短くなっており、燃料被覆管最高温度は約 392℃となる。このように、評価項目に対して十分な余裕があり、蓄圧タンク初期保有水量が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、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並びに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等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 7.1.6.4 図に示すとおり、2 次系強制冷却は中央制御室で行う操作であり、その他現場で行う操作はないことから、要員の配置による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

2 次系強制冷却については、炉心崩壊熱等の不確かさにより 1 次系温度及び圧力の低下が速くなると、E C C S 作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。このように、操作開始が早くなる場合には、1 次系からの漏えい量が少なくなり、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

破断口径の不確かさにより 1 次系からの漏えい量が少

なくなると、1次系圧力の低下が遅くなるため、ECCS作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように、操作開始が遅くなる場合には、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により評価項目に対する余裕が小さくなることが考えられるが、「(3)操作時間余裕の把握」において、ECCS作動信号発信11分後の2次系強制冷却開始の時間余裕として、操作開始を5分遅くした場合の感度解析を実施しており、同程度の遅れに対して評価項目に対する余裕が十分あり、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する。

2次系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため、2次系強制冷却による蓄圧注入のタイミング等の観点から、4 inch 破断及び2 inch 破断のケースにおいて、2次系強制冷却の開始を5分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、4 inch 破断の解析結果は第7.1.6.41図から第7.1.6.46図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることにより1次系圧力がわずかに高く推移し、1次系からの漏えい量が多くなるとともに蓄圧注入による炉心注水流量が少なくなり、燃料被覆管最高温度は約808℃となる。また、2 inch 破断の解析結果は第7.1.6.47図から第7.1.6.52図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることにより1次系圧力がわずかに

高く推移し、1次系からの漏えい量が多くなるとともに、蓄圧注入の開始が遅くなることにより炉心露出が早くなり、燃料被覆管温度は約580℃となるが、いずれも評価項目に対して十分な余裕がある。このため、操作時間余裕としてECCS作動信号の発信から15分程度は確保できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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2次系強制冷却を行うこと等により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.6.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」において、重大事故等対策に必要な要員は、「7.1.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり17名である。このため、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す運転員及び緊急時対応要員32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「E C C S 注水機能喪失」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水 源

燃料取替用水タンクを水源とする余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達後、低圧再循環に切替える。再循環切替以降は、格納容器再循環サンプを水源とした低圧再循環による炉心注水を継続することにより、燃料取替用水タンク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日間ディーゼル発電機2台が全負荷で運転した場合、約516kLの重油が必要となる。

また、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約5kLの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な燃料は、重油約516kL、軽油約5kLとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油槽及び重油タンクの重油量約516kL並びに軽油タンクの軽油量約55kLにて供給可能である。

c. 電 源

ディーゼル発電機の電源負荷については、設計基準事故時に想定している工学的安全施設作動信号により作動する

負荷を上回る設計としており、重大事故等対策時に必要な負荷は工学的安全施設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。

7.1.6.5 結 論

事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、高圧での炉心への注水ができないことにより 1 次系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた 2 次系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入等を、また、長期的な炉心冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環等を考慮する。

事故シーケンスグループ「E C C S 注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 L O C A 時に高圧注入機能が喪失する事故」について、有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても、運転員等操作による補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた 2 次系強制冷却等を行うことにより、破断サイズにより蓄圧注入又は低圧注入を促進させ、破断口径が大きい 6 inch 破断については炉心が露出することはない。また、破断口径が比較的小さい 2 inch 破断及び 4 inch 破断については、炉心は一時的に露出するものの、蓄圧注入又は低圧注入により再冠水することによ

り燃料被覆管温度は低下する。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足するとともに、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて、操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、2次系強制冷却等の炉心損傷防止対策は、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「E C C S 注水機能喪失」に対して有効である。

7.1.7 E C C S 再循環機能喪失

7.1.7.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「E C C S 再循環機能喪失」において，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは，「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，「大破断 L O C A 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」，「中破断 L O C A 時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断 L O C A 時に高圧再循環機能が喪失する事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「E C C S 再循環機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し，燃料取替用水タンクを水源とした E C C S による炉心への注水を行った後に，格納容器再循環サンプを水源とする E C C S 再循環による炉心への注水機能が喪失する。このため，緩和措置がとられない場合には，1 次系保有水量が減少し，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，代替再循環による炉心注水を継続的に行うことにより炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「E C C S 再循環機能喪失」にお

ける機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環、格納容器スプレイ再循環等を整備する。また、伊方3号炉の系統構成を踏まえ、格納容器再循環サンプB隔離弁バイパス弁による代替再循環、この場合に長期的な冷却を可能とするための格納容器再循環ユニット（A及びB）への原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却等を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.1.7.1図及び第7.1.7.2図に、対応手順の概要を第7.1.7.3図から第7.1.7.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.7.1表及び第7.1.7.2表に示す。

a. 格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.7.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策である格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計13名である。

具体的には、中央監視・指示を行う当直長、副当直長の2名、中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員7名、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等である緊急時対応要員4名の合計13名であり、必要な要員と作業項目について、第7.1.7.6図に示す。また、重要事故シーケンス以

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

(a) 原子炉自動停止，E C C S 作動信号発信等の確認

事故の発生に伴う原子炉の自動停止を確認するとともに，E C C S 作動信号の発信及び高圧注入ポンプ，余熱除去ポンプ，電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。また，1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば，蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。原子炉格納容器スプレイ作動信号が発信した場合は，格納容器スプレイポンプの自動作動を確認する。

また，非常用母線及び常用母線の電圧を確認し，所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉の自動停止の確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等であり，E C C S 作動信号発信による補機の自動作動の確認に必要な計装設備は，高圧注入ライン流量等であり，蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は，1次冷却材圧力等であり，原子炉格納容器スプレイ作動信号発信による補機の自動作動の確認に必要な計装設備は，格納容器内圧力（広域）等である。

(b) 1次冷却材の漏えいの判断

1次冷却材圧力の低下等により，1次冷却材の漏えいを判断する。

1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は，1次冷却材圧力等である。

(c) 燃料取替用水タンクへの補給

1 次冷却材の漏えい時に、燃料取替用水タンクを水源とした注水が行われている場合の対応操作として、燃料取替用水タンクへの補給準備を行う。

(d) 高圧、低圧及び格納容器スプレイ再循環への切替

燃料取替用水タンク水位計指示が 16% となれば、格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示 70% 以上を確認し、高圧及び低圧再循環に切替える。また、原子炉格納容器スプレイ系が作動している場合は、格納容器スプレイ再循環に切替える。

高圧、低圧及び格納容器スプレイ再循環への切替の判断に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

(e) 低圧再循環機能喪失の判断及び回復操作等

余熱除去ポンプの運転継続失敗等による余熱除去ループ流量の喪失により、低圧再循環機能喪失と判断する。この対応操作として、低圧再循環機能の回復操作、主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却を行う。また、原子炉格納容器スプレイ系が作動している場合は、原子炉格納容器圧力の変化等により、格納容器スプレイ再循環による格納容器スプレイの状態を確認する。

低圧再循環機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等であり、格納容器スプレイ再循環による格納容器スプレイの確認に必要な計装設備は、格納容器内圧力（広域）等である。

なお、低圧再循環機能喪失に加えて高圧再循環が機能喪失し、燃料取替用水タンクを水源とした高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水が継続している場合は、燃料取替用水タンクの水位低下を低減するために高圧注入ポンプ 1 台運転とする。

(f) 代替再循環による炉心冷却

余熱除去ポンプの運転継続失敗等による低圧再循環機能喪失時の対応操作として、格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環の準備を行う。準備が完了すれば、代替再循環を開始し、代替再循環による炉心注水の状態を確認する。以降、長期対策として、代替再循環による炉心冷却を継続的に行う。

代替再循環による炉心注水の確認に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

(g) 原子炉格納容器の健全性維持

長期対策として、格納容器スプレイポンプ（A）による格納容器スプレイ再循環により、原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。

原子炉格納容器の健全性維持の確認に必要な計装設備は、格納容器内圧力（広域）等である。

b. 格納容器再循環サンプ B 隔離弁バイパス弁による代替再循環を行う場合

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.7.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける重大事故等対策である格納容器再循環サンプ B 隔離弁バイパス弁に

よる代替再循環を行う場合に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計 14 名である。

具体的には、中央監視・指示を行う当直長，副当直長の 2 名，中央制御室又は現場にて対応操作を行う運転員 8 名，関係各所へ連絡を行う連絡責任者等である緊急時対応要員 4 名の合計 14 名であり，必要な要員と作業項目について，第 7.1.7.7 図に示す。また，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，11 名で対処可能である。

(a) 原子炉自動停止，E C C S 作動信号発信等の確認

事故の発生に伴う原子炉の自動停止を確認するとともに，E C C S 作動信号の発信及び高圧注入ポンプ，余熱除去ポンプ，電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。また，1 次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば，蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。原子炉格納容器スプレイ作動信号が発信した場合は，格納容器スプレイポンプの自動作動を確認する。

また，非常用母線及び常用母線の電圧を確認し，所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉の自動停止の確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等であり，E C C S 作動信号発信による補機の自動作動の確認に必要な計装設備は，高圧注入ライン流量等であり，蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は，1 次冷却材圧力等であり，原子炉格納容器スプレイ

作動信号発信による補機の自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器内圧力（広域）等である。

(b) 1次冷却材の漏えいの判断

1次冷却材圧力の低下等により、1次冷却材の漏えいを判断する。

1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(c) 燃料取替用水タンクへの補給

1次冷却材の漏えい時に、燃料取替用水タンクを水源とした注水が行われている場合の対応操作として、燃料取替用水タンクへの補給準備を行う。

(d) 高圧、低圧及び格納容器スプレイ再循環への切替

燃料取替用水タンク水位計指示が16%となれば、格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示70%以上を確認し、高圧及び低圧再循環に切替える。また、原子炉格納容器スプレイ系が作動している場合は、格納容器スプレイ再循環に切替える。

高圧、低圧及び格納容器スプレイ再循環への切替の判断に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

(e) 高圧、低圧及び格納容器スプレイ再循環機能喪失の判断及び回復操作等

格納容器再循環サンプ隔離弁開不能による高圧注入ライン流量及び余熱除去ループ流量の喪失により、高圧及び低圧再循環機能喪失と判断する。また、原子炉格納容

器スプレイ系が作動している場合は、格納容器スプレイライン流量の喪失により、格納容器スプレイ再循環機能喪失を判断する。この対応操作として、燃料取替用水タンクの水位低下を低減するために高圧注入ポンプ 1 台運転とするほか、高圧、低圧及び格納容器スプレイ再循環機能の回復操作、主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却を行う。

高圧及び低圧再循環機能喪失の判断に必要な計装設備は、高圧注入ライン流量等であり、格納容器スプレイ再循環機能喪失の判断に必要な計装設備は、格納容器スプレイライン B 積算流量等である。

(f) 代替再循環による炉心冷却

格納容器再循環サンプ隔離弁開不能による高圧及び低圧再循環機能喪失時の対応操作として、格納容器再循環サンプ B 隔離弁バイパス弁の現場での電源投入及び中央制御室での開操作後に余熱除去ポンプによる代替再循環を開始し、代替再循環による炉心注水の状態を確認する。以降、長期対策として、代替再循環による炉心冷却を継続的に行う。

代替再循環による炉心注水の確認に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

(g) 原子炉格納容器の健全性維持

格納容器再循環サンプ隔離弁開不能による格納容器スプレイ再循環機能喪失時の対応操作として、原子炉格納容器の健全性維持のため格納容器内自然対流冷却を行う。

原子炉補機冷却水サージタンクの窒素加圧，格納容器再循環ユニット（A及びB）への原子炉補機冷却水通水等の準備が完了し，原子炉格納容器温度の上昇に伴うダクト開放機構の作動により，格納容器内自然対流冷却が開始する。以降，長期対策として，格納容器内自然対流冷却の継続により，原子炉格納容器の健全性を維持する。

原子炉格納容器の健全性維持の確認に必要な計装設備は，格納容器内圧力（広域）等である。

7.1.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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，破断口径の大きさにより1次冷却材の流出流量が多くなるとともに，再循環切替までの時間が短いことにより再循環機能が喪失する時点での崩壊熱が大きくなることから，運転員等操作の余裕時間が短く，かつ，要求される設備容量の観点で厳しくなる「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」である。

本重要事故シーケンスにおいて，低圧及び高圧再循環機能が喪失する要因として，余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプへの入口弁の閉失敗による再循環時の空気引き込みに伴うポンプ故障，人的過誤等がある。また，伊方3号炉の系統構成において抽出される要因として，格納容器再循環サンプ隔離弁開不能がある。これらの要因に対する炉心損傷防止対策はそれぞれ異なることから，各炉心損傷防止対策である「格納

容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合」及び「格納容器再循環サンプB隔離弁バイパス弁による代替再循環を行う場合」について有効性評価を実施する。

本重要事故シーケンス以外の事故シーケンスである「中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故」の炉心損傷防止対策として、2次系強制冷却により1次系を減圧させた後、低圧再循環により長期的な炉心冷却を確保する手段があるが、この対策の有効性については、「7.1.6 ECCS注水機能喪失」において確認している。さらにその手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環等に期待できる。したがって、「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」において対策の有効性を確認することにより、「中破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断LOCA時に高圧再循環機能が喪失する事故」における対策の有効性を確認できる。

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、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次系における気液分離・対向流及びECCS強制注入が重要現象となる。このため、これらの現象を適切に評価することが可能である総合解析コードMAAPにより、1次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

なお、解析コードMAAPについては、LOCA直後の炉

心の流動のような短期間に発生する現象を精緻に取扱う場合には適していないため、事象初期の挙動については設計基準事故の評価結果を参照する。具体的には、燃料被覆管温度については、「3.2 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化」の「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の評価結果を、原子炉格納容器温度については、「3.5 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」の評価結果を参照する。また、事象初期の原子炉格納容器圧力については、解析コードM A A Pにおいても適切な模擬が可能であるが、1次系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことにより、事象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間をより詳細に評価している「3.5 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」の評価結果を参照する。また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

さらに、解析コードM A A Pの炉心水位の予測の不確かさに関し、「7.1.7.3(3) 感度解析」において、解析コードM A A Pと解析コードM-R E L A P 5との比較による評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.7.3表に示す。また、主要な解析条件につい

て、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、大破断 L O C A が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と E C C S の注水配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、低温側配管の口径である約 0.70m (27.5inch) の完全両端破断とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

低圧再循環及び高圧再循環機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、E C C S の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなる。このため、再循環機能喪失時点での炉心崩壊熱が大きくなり、1 次系保有水量の減少が速く、炉心冷却上厳しくなる。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) E C C S 作動信号

E C C S 作動信号は、「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、11.36MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は 0 秒とする。

(b) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器スプレイ作動信号は、「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし、0.136MPa

[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。

(c) 高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

炉心への注水は、再循環切替前は高圧注入ポンプ2台及び余熱除去ポンプ2台を使用するものとし、再循環切替時点で高圧及び低圧再循環機能喪失を想定するものとする。また、注水配管の流路抵抗を小さく、ポンプ揚程を大きく設定することにより求められる最大注入特性（高圧注入特性：0～約350m³/h, 0～約15.6MPa[gage], 低圧注入特性：0～約1,820m³/h, 0～約1.3MPa[gage]）を用いるものとする。最大注入特性とすることにより、水源である燃料取替用水タンクの水位低下が速くなるため、再循環切替の時期が早くなる。このため、再循環機能喪失時点での炉心崩壊熱が大きくなり、1次系保有水量の減少が速く、炉心冷却の観点で厳しくなる。

(d) 格納容器スプレイポンプ

格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合、再循環切替前は、格納容器スプレイとして格納容器スプレイポンプ2台を最大流量で使用するものとし、再循環切替後は、1台を代替再循環による炉心注水として一定流量で使用し、もう1台を格納容器スプレイとして最大流量で使用するものとする。

格納容器再循環サンプB隔離弁バイパス弁による代替再循環を行う場合、再循環切替前は、原子炉格納容器へ

の注水として格納容器スプレイポンプ 2 台を最大流量で使用するものとし、再循環切替時点で原子炉格納容器スプレイ再循環機能喪失を想定する。

最大流量とすることにより、水源である燃料取替用水タンクの水位低下が速くなるため、再循環切替の時期が早くなる。このため、再循環機能喪失時点での炉心崩壊熱が大きくなり、1 次系保有水量の減少が速く、炉心冷却の観点で厳しくなる。

(e) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は E C C S 作動限界値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 $280\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

(f) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力を用いるものとする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最小保有水量を用いるものとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量）

29.0m^3 （1 基当たり）

(g) 再循環切替

再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 16% 到達後に

行うものとする。

(h) 代替再循環

代替再循環時の炉心注水流量は、再循環切替時点での炉心崩壊熱に相当する 1 次冷却材の蒸散量を上回る流量として、 $200\text{m}^3/\text{h}$ を設定するものとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「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) 代替再循環は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い、現場での系統構成や中央制御室での操作等に余裕を考慮して、再循環機能喪失から 30 分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

a. 格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.7.4 図に、原子炉容器水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.7.8 図から第 7.1.7.15 図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.1.7.16 図から第 7.1.7.19 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出に伴い 1 次系圧力が低下することにより、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止すると

もに、「原子炉圧力異常低」信号のECCS作動限界値に到達した後、ECCSが作動し、炉心注水が開始される。炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。

燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生の約19分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替を行うが、高圧注入ポンプによる高圧再循環及び余熱除去ポンプによる低圧再循環機能が喪失することにより、原子炉容器水位は低下する。しかしながら、再循環機能喪失の30分後である事象発生の約49分後に格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環により炉心注水を実施することにより、原子炉容器水位は回復する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、破断直後の炉心露出によって一時的に上昇するが、第7.1.7.15図に示すとおり、ECCSによる炉心注水によって低下する。燃料被覆管温度及び酸化量は、設計基準事故「3.2 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化」の「3.2.1 原子炉冷却材喪失」において、ECCSの性能発揮の点から最も厳しい低温側配管（1次冷却材ポンプ出口から原子炉容器入口ノズルまでの間）における瞬時の両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約1,039℃であり、燃料被覆管の酸化量は約4.0%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度は

1, 200℃以下, 燃料被覆管の酸化量 15%以下となる。

1 次系圧力は, 第 7. 1. 7. 8 図に示すとおり, 初期値(約 15. 6MPa[gage]) 以下となる。このため, 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は, 1 次系において生じる圧力損失等を考慮しても約 16. 2MPa[gage]にとどまり, 最高使用圧力の 1. 2 倍(20. 59MPa[gage])を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は, 第 7. 1. 7. 18 図及び第 7. 1. 7. 19 図に示すとおり, 事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。原子炉格納容器圧力及び温度は, 設計基準事故「3. 5 原子炉格納容器内圧力, 雰囲気等の異常な変化」の「3. 5. 1 原子炉冷却材喪失」において, 内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の両端破断を想定した解析で評価しており, この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0. 214MPa[gage]及び約 120℃にとどまる。このため, 本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0. 283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。

第 7. 1. 7. 17 図に示すように, 格納容器再循環サンプル水温度は低下傾向を示し, 炉心は安定して冷却されており, 事象発生約 4. 7 時間後に低温停止状態になり, 安定停止状態に到達する。その後も, 格納容器スプレイポンプ(B, 代替再循環配管使用)による代替再循環を継続することにより, 安定停止状態を維持できる。

- b. 格納容器再循環サンプル B 隔離弁バイパス弁による代替再循環を行う場合

再循環切替までの事象進展は、「a. 格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合」と同じである。再循環機能喪失後は，格納容器再循環サンプB隔離弁バイパス弁による代替再循環を行うこととしており，再循環機能喪失から15分以内に対応が可能で，炉心注水流量も系統設計上200m³/hが確保可能である。このため，「a. 格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合」における有効性評価の結果で対策の有効性を確認できる。

また，大破断LOCAを起因とし，格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却にて原子炉格納容器の除熱を行う「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」と比較して，再循環開始までの間は炉心注水に加えて格納容器スプレイが作動しており，原子炉格納容器圧力の応答が緩やかとなることから，格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の健全性を維持できる。

7.1.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響，要員の配置による他の操作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，事象進展が比較的速く，運転員等操作である格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環又は格納容器再循環サンプB隔離弁バイパス

弁による代替再循環により、炉心を冷却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、再循環機能喪失を起点に操作を開始する代替再循環とする。

ここで、格納容器再循環サンプ B 隔離弁バイパス弁による代替再循環を行う場合については、「7.1.7.2(3)b. 格納容器再循環サンプ B 隔離弁バイパス弁による代替再循環を行う場合」に示すとおり、格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合の有効性評価の結果により、対策の有効性を確認できることから、不確かさの影響についても同様である。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象は、「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・対向流並びに 1 次系における気液分離・対向流の不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。

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・対向流並びに 1 次系における気液分離・対向流の不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。

(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 7.1.7.3 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，原則，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定としていることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径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

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用いた場合，解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため，1 次系温度及び圧力の低下が速くなる。このため，E C C S による炉心注水流量が多くなり，燃料取替用水タンクの水位低下が速くなることから，燃料取替用水タンク水位を起点としている代替再循環の開始が早くなる。

破断口径の変動を考慮した場合，解析条件として設定している破断口径より小さくなるため，破断口からの 1 次冷却材の流出流量が少なくなり，1 次系圧力の低下が遅くなる。このため，E C C S による炉心注水流量が少なくなり，燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなることから，燃料取替用水タンク水位を起点としている代替再循環の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し，最確条件の崩壊熱を用い

た場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、解析条件として設定している破断口径より小さくなるため、破断口からの1次冷却材の流出流量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目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、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並びに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等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第7.1.7.6図及び第7.1.7.7図に示すとおり、代替再循環は、中央制御室及び現場で行う操作であるが、それぞれ別の運転員による操作を想定していることから、要員の配置による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

代替再循環操作については、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次系温度及び圧力の低下が速くなると、ECCSによる炉心注水流量が多くなることから、燃料取替用

水タンクの水位低下が速くなり、これに伴い操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、再循環機能喪失時点での炉心崩壊熱が大きくなるため、1次冷却材の蒸散率が大きくなり、1次系保有水量の減少が速く、評価項目に対する余裕が小さくなることが考えられるが、「(3) 感度解析」において、再循環機能喪失から15分以内に代替再循環を開始することにより、炉心は露出しないことを確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

また、一方で、破断口径等の不確かさにより1次系温度及び圧力の低下が遅くなり、ECCSによる炉心注水流量が少なくなることから、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合には、再循環機能喪失時点での炉心崩壊熱が小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目に対する余裕は大きくなる。

(3) 感度解析

解析コードMAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため、本重要事故シーケンスにおいて、解析コードM-RELAP5による感度解析を行った。

その結果は、第7.1.7.20図に示すとおりであり、解析コードMAAPは解析コードM-RELAP5より約15分炉心

露出を遅めに予測する傾向を確認した。また、解析コードM－RELAP 5により再循環機能喪失から 15 分後に代替再循環を開始した場合、第 7.1.7.21 図に示すとおり、再循環機能喪失後においても炉心は露出せず、燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。このため、本重要事故シーケンスにおいては、炉心露出の予測に対する不確かさとして、15 分を考慮するものとする。なお、同評価では、解析コードMAAP によって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器の圧力上昇に与える影響の差はわずかであることから、解析コードM－RELAP 5 の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに 1 次系における気液分離・対向流の不確かさとして、解析コードMAAP は解析コードM－RELAP 5 と比較して、炉心露出を約 15 分遅く評価する可能性がある。この場合、再循環機能喪失から代替再循環開始までの操作時間余裕は小さくなり、評価項目に対する余裕も小さくなる。これに対して、解析条件として考慮している「再循環機能喪失から 30 分」よりも 15 分早く代替再循環を開始できるように、要員を配置することから、炉心は露出することなく評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(4) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目

となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。

代替再循環の開始時間に対する時間余裕を確認するため、燃料被覆管温度評価の観点から、実際に見込まれる操作開始時間で最大となる再循環機能喪失から 15 分後に対して、開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.7.22 図及び第 7.1.7.23 図に示すとおり、燃料被覆管温度は 1,200℃に対して十分余裕がある。このため、操作時間余裕として、再循環機能喪失から 20 分程度は確保できる。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員による代替再循環を行うこと等により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.7.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」にお

いて、重大事故等対策に必要な要員は、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり、14名である。このため、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す運転員及び緊急時対応要員 32名で対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「E C C S 再循環機能喪失」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、炉心損傷防止対策「格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環を行う場合」及び「格納容器再循環サンプ B 隔離弁バイパス弁による代替再循環を行う場合」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。

a. 水 源

(a) 格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）

による代替再循環を行う場合

燃料取替用水タンクを水源とする高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位到達後、高圧及び低圧再循環への切替を行うが、再循環切替に失敗する。このため、2系列の格納容器スプレイ再循環切替成功を確認した後、格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環に切替える。代替再循環切替以降は、格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環による炉心注水を継続することにより、燃料取替用水タンク

への補給は不要である。

燃料取替用水タンクを水源とする格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイについては、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位到達後、格納容器スプレイポンプ(A)による格納容器スプレイ再循環に切替える。格納容器スプレイ再循環切替以降は、格納容器再循環サンプを水源とした格納容器スプレイ再循環による格納容器スプレイを継続することにより、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の評価結果となる。

(b) 格納容器再循環サンプ B 隔離弁バイパス弁による代替再循環を行う場合

燃料取替用水タンクを水源とする高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位到達後、高圧及び低圧再循環への切替を行うが、再循環切替に失敗する。このため、格納容器再循環サンプ B 隔離弁バイパス弁の開操作後に代替再循環に切替える。代替再循環以降は、格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環による炉心注水を継続することにより、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の評価結果となる。

b. 燃 料

外部電源の喪失を想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機による電源供給が可能であり、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機 2 台が全負荷で運転した場合、約 516kL の重油が必要となる。

また、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 5 kL の軽油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な燃料は、重油約 516kL、軽油約 5 kL となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油槽及び重油タンクの重油量約 516kL 並びに軽油タンクの軽油量約 55kL にて供給可能である。

c. 電 源

外部電源の喪失は想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機の電源負荷については、設計基準事故時に想定している工学的安全施設作動信号により作動する負荷を上回る設計としており、重大事故等対策時に必要な負荷は工学的安全施設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。

7.1.7.5 結 論

事故シーケンスグループ「E C C S 再循環機能喪失」では、燃料取替用水タンクを水源とした E C C S による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする E C C S の再循環に

よる炉心への注水ができないことにより，１次系保有水量の減少が継続し，炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「E C C S再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては，格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環，格納容器スプレイ再循環等を考慮する。また，伊方３号炉の系統構成を踏まえ，格納容器再循環サンプB隔離弁バイパス弁による代替再循環，この場合に長期的な冷却を可能とするための格納容器再循環ユニット（A及びB）への原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却等を考慮する。

事故シーケンスグループ「E C C S再循環機能喪失」の重要事故シーケンス「大破断L O C A時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事象」について，有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても，運転員等操作による格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環，格納容器再循環サンプB隔離弁バイパス弁による代替再循環等を行うことにより，再循環機能喪失後に炉心が露出することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足するとともに，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて，操作への影響も含めて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環、格納容器再循環サンプB隔離弁バイパス弁による代替再循環等の炉心損傷防止対策は、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「E C C S再循環機能喪失」に対して有効である。

7.1.8 格納容器バイパス

7.1.8.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステム L O C A」及び「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」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し，さらに 1 次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため，緩和措置がとられない場合には，1 次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続することにより，1 次系保有水量が減少し，炉心損傷に至る。

したがって，本事故シーケンスグループでは，2 次系を強制的に減圧すること等により 1 次系の減温，減圧を行い，漏えい量の抑制を図るとともに，1 次系保有水量を確保するために炉心注水を行うことにより炉心損傷を防止する。長期的には，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，

十分な冷却を可能とするため、E C C S 等による炉心注水を確保するとともに、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた 2 次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による 1 次系の減圧を行うことにより漏えいを抑制し、余熱除去系による長期的な炉心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーション等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却等を整備する。さらに、「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」においては、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリード等を整備するとともに、長期的な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環等を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7. 1. 8. 1 図及び第 7. 1. 8. 2 図に、対応手順の概要を第 7. 1. 8. 3 図から第 7. 1. 8. 6 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7. 1. 8. 1 表及び第 7. 1. 8. 2 表に示す。

a. インターフェイスシステム L O C A

本事故シーケンスグループのうち、「7. 1. 8. 2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンス「インターフェイスシステム L O C A」における重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計 13 名である。

具体的には、中央監視・指示を行う当直長、副当直長の 2 名、中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員

7 名，関係各所へ連絡を行う連絡責任者等である緊急時対応要員 4 名の合計 13 名であり，必要な要員と作業項目について第 7.1.8.7 図に示す。

(a) 原子炉自動停止，E C C S 作動信号発信等の確認

事故の発生に伴う原子炉の自動停止を確認するとともに，E C C S 作動信号の発信及び高圧注入ポンプ，余熱除去ポンプ，電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。また，1 次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば，蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。

また，非常用母線及び常用母線の電圧を確認し，所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉の自動停止の確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等であり，E C C S 作動信号発信による補機の自動作動の確認に必要な計装設備は，高圧注入ライン流量等であり，蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は，1 次冷却材圧力等である。

(b) 漏えい箇所の判断

1 次冷却材圧力の低下，加圧器水位の低下，補助建屋排気筒モニタの指示上昇，余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により，余熱除去系からの漏えいによるインターフェイスシステム L O C A の発生を判断する。

漏えい箇所の判断に必要な計装設備は，1 次冷却材圧力等である。

(c) 漏えい箇所の隔離（1 次系減圧前）

余熱除去系の隔離操作として、余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系の隔離を行う。また、1次系保有水量の減少を抑制するために、1次系の減圧操作を開始する前に、漏えい箇所の隔離操作として中央制御室からの操作により1次系と余熱除去系の隔離操作を行う。なお、隔離操作については破断側系列及び健全側系列ともに行う。

漏えい箇所の隔離の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(d) 余熱除去系隔離失敗の判断

余熱除去系の隔離操作後に1次冷却材圧力の低下が継続することにより、余熱除去系の漏えい箇所の隔離に失敗したことを判断する。

余熱除去系の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(e) 2次系強制冷却

余熱除去系隔離失敗時の対応操作として、主蒸気逃がし弁の開操作により、1次系の減温、減圧を行う。その後、蒸気発生器の水位が狭域水位計指示範囲内で上昇傾向にある等、補助給水流量調整の必要がある場合は、蒸気発生器狭域水位計の指示範囲内に維持するように調整する。

2次系強制冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、補助給水流量調整の判断に必要な計装

設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

(f) 燃料取替用水タンクへの補給及び漏えい箇所の隔離準備（１次系減圧後）

余熱除去系隔離失敗時に燃料取替用水タンクを水源とした注水が行われている場合の対応操作として、燃料取替用水タンクへの補給準備を行うとともに、１次系の減圧状態を確認し、現場操作等による隔離操作の準備を行う。

(g) 加圧器逃がし弁開操作による１次系の減圧

E C C S 停止条件を早期に確立し、１次系からの漏えい量を抑制するため、１次系のサブクール度を確保した段階で加圧器逃がし弁を手動で開操作することで１次系の減圧を行う。

１次系の減圧の判断に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

(h) 蓄圧タンク出口弁閉止

１次系からの漏えい量を抑制するため、E C C S 停止条件の満足又は１次冷却材圧力計指示が約 0.6MPa [gage]となれば、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止の判断に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

(i) 高圧注入系から充てん系への切替及び高圧注入ポンプの停止

E C C S 停止条件を満足していることを確認し、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心注水に切替え、

炉心注水状態を確認する。切替後に高圧注入ポンプを停止する。

高圧注入系から充てん系への切替及び高圧注入ポンプ停止の判断に必要な計装設備は、加圧器水位等であり、充てんポンプによる炉心注水の確認に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

(j) 健全側余熱除去系による炉心冷却への切替

1次冷却材圧力計指示が2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度計（広域）指示が176℃以下となり余熱除去系が使用可能となれば、健全側の余熱除去系による炉心冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。

健全側余熱除去系による炉心冷却開始の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、余熱除去系の運転状態の確認に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

(k) 余熱除去系からの漏えい停止

1次冷却材圧力が余熱除去系配管の最高使用圧力以下であることを確認し、漏えい箇所の隔離操作として現場操作等により余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去ポンプ入口弁等を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系からの漏えいを停止する。

余熱除去系からの漏えい停止の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し、継続的に行う。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により格納容器スプレイポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。

b. 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

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.8.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンス「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」における重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計 12 名である。

具体的には、中央監視・指示を行う当直長、副当直長の 2 名、中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員 6 名、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等である緊急時対応要員 4 名の合計 12 名であり、必要な要員と作業項目について第 7.1.8.8 図及び第 7.1.8.9 図に示す。

(a) 原子炉自動停止及び E C C S 作動信号発信の確認

事故の発生に伴う原子炉の自動停止を確認するとともに、E C C S 作動信号の発信及び高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ、電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉の自動停止の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、ECCS作動信号発信による補機の自動作動の確認に必要な計装設備は、高圧注入ライン流量等である。

(b) 漏えい箇所の判断

1次冷却材圧力の低下、加圧器水位の低下、蒸気発生器ブローダウン水モニタ、復水器排気ガスモニタ、高感度型主蒸気管モニタの指示上昇、破損側蒸気発生器水位上昇等により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。

漏えい箇所の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(c) 漏えい箇所の隔離

破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。

漏えい箇所の隔離の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

(d) 破損側蒸気発生器隔離失敗の判断

破損側蒸気発生器の隔離操作後に破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力より低下し、減圧が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離に失敗したことを判断する。

破損側蒸気発生器隔離失敗の判断に必要な計装設備は、

主蒸気ライン圧力等である。

(e) 2次系強制冷却

破損側蒸気発生器隔離失敗時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁の開操作により、1次系の減温、減圧を行う。その後、蒸気発生器の水位が狭域水位計指示範囲内で上昇傾向にある等、補助給水流量調整の必要がある場合は、蒸気発生器狭域水位計の指示範囲内に維持するように調整する。

2次系強制冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、補助給水流量調整の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

(f) 燃料取替用水タンクへの補給

破損側蒸気発生器隔離失敗時に燃料取替用水タンクを水源とした注水が行われている場合の対応操作として、燃料取替用水タンクへの補給準備を行う。

(g) 加圧器逃がし弁開操作による1次系の減圧

E C C S 停止条件を早期に確立し、1次系からの漏えい量を抑制するため、1次系のサブクール度を確保した段階で加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次系の減圧を行う。

1次系の減圧の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(h) 蓄圧タンク出口弁閉止

1次系からの漏えい量を抑制するため、E C C S 停止条件を満足していることを確認し、蓄圧タンク出口弁を

閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

- (i) 高圧注入系から充てん系への切替及び高圧注入ポンプの停止

ECCS停止条件を満足していることを確認し、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心注水に切替え、炉心注水状態を確認する。切替後に高圧注入ポンプを停止する。

高圧注入系から充てん系への切替及び高圧注入ポンプ停止の判断に必要な計装設備は、加圧器水位等であり、充てんポンプによる炉心注水の確認に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

- (j) 余熱除去系による炉心冷却への切替

1次冷却材圧力計指示が2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度計（広域）指示が176℃以下となり余熱除去系が使用可能となれば、余熱除去系による炉心冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。

余熱除去系による炉心冷却開始の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、余熱除去系の運転状態の確認に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

- (k) 1，2次系の均圧による破損側蒸気発生器からの漏えい停止

1次系の減圧により1次系と破損側蒸気発生器2次側

を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。

1，2次系の均圧による破損側蒸気発生器からの漏えい停止の確認に必要な計装設備は，1次冷却材圧力等である。

以降，長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

(1) 1次系のフィードアンドブリード

余熱除去系の接続に失敗する場合には，この対応操作として，充てんポンプ及び加圧器逃がし弁の開操作によるフィードアンドブリードを開始する。

フィードアンドブリード中の炉心冷却状態の確認に必要な計装設備は，1次冷却材高温側温度（広域）等である。

(m) 代替再循環による1次系のフィードアンドブリード

余熱除去系の接続に失敗する場合の長期対策として，格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示が75%以上を確認し，充てんポンプによる炉心注水から格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環に切替えることにより，1次系のフィードアンドブリードを継続し，代替再循環による炉心注水状態を確認する。以降，長期対策として代替再循環による炉心冷却を継続的に行う。

代替再循環への切替の判断に必要な計装設備は，格納容器再循環サンプ水位（広域）等であり，代替再循環による炉心注水の確認に必要な計装設備は，余熱除去ルー

プ流量等である。

なお，原子炉格納容器の冷却については，原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し，継続的に行う。また，原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも，原子炉格納容器スプレイ作動信号により格納容器スプレイポンプが起動し，原子炉格納容器の健全性は維持される。

7.1.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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，格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステム L O C A」及び「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」である。本重要事故シーケンスでは，炉心における崩壊熱，燃料棒表面熱伝達，沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流，1次系における冷却材流量変化，冷却材放出，沸騰・凝縮・ボイド率変化，気液分離・対向流，圧力損失，E C C S 強制注入及び E C C S 蓄圧タンク注入，加圧器における冷却材放出並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達，冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。このため，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 - R E L A P 5 により，1次系圧力，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、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 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各々について以下に示す。

a. インターフェイスシステム L O C A

(a) 事故条件

i. 起因事象

起因事象として、余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系の圧力上昇により、余熱除去系からの漏えいが発生するものとする。1 次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。また、破断口径は、余熱除去系逃がし弁については実機における口径に基づいた値とし、余熱除去系機器等については実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値とする。なお、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系の低圧側に静的に 1 次系の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとする。

(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁
(等価直径約 2.5cm (1 inch) 相当)

(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁
(等価直径約 7.6cm (3 inch) 相当)

(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等
(等価直径約 2.9cm (1.15 inch) 相当)

ii. 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。

iii. 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

i. 高圧注入ポンプ

炉心への注水は、高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、注水配管の流路抵抗を小さく、ポンプ揚程を大きく設定することにより求められる最大注入特性（高圧注入特性：0 ～ 約 350m³/h, 0 ～ 約 15.6MPa[gage]）を用いるものとする。

ii. 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は ECCS 作動限界値

到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 $280\text{m}^3/\text{h}$ の流量で注水するものとする。

iii. 主蒸気逃がし弁

2 次系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10% を処理するものとする。

iv. 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることにより 1 次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いるものとする。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、標準的に最小保有水量を用いるものとする。なお、本事故は事象発生後の事象進展が比較的速く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事故と同様の取り扱いとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）

4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量）

29.0m^3 （1 基当たり）

v. 余熱除去系逃がし弁吹き止まり圧力

余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとし、両逃が

し弁からの漏えいが停止するものとする。

(c) 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「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。

i. 2次系強制冷却は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い、事象の判断、余熱除去系の隔離操作等を考慮して、E C C S 作動信号発信から 24 分後に開始し、開操作に 1 分を要するものとする。

ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することにより、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

iii. 加圧器逃がし弁の開閉は、以下に示す加圧器逃がし弁の開閉に係る条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

(i) E C C S 停止条件成立前

イ. サブクール度 60℃以上で開操作

ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作

(ii) E C C S 停止条件成立後

イ. サブクール度 20℃以上で開操作

ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作

iv. 高圧注入系から充てん系への切替は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い、以下に示す E C C S 停止条件が成立すれば、高圧注入ポンプか

ら充てんポンプによる炉心注水に切替えるものとし、
切替に 2 分の操作時間を考慮するものとする。

(i) サブクール度 40°C 以上

(ii) 加圧器水位 50% 以上で安定又は上昇中

(iii) 1 次系圧力が安定又は上昇，かつ，蓄圧タンク不
作動又は隔離中

(iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポ
ンプ 1 台の設計流量以上で注水中

v. 充てんポンプによる炉心注水流量を調整すること
により，加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

vi. 健全側余熱除去系による炉心冷却は，以下に示す余
熱除去運転条件が成立すれば開始するものとする。

(i) 1 次系温度 177°C 以下

(ii) 1 次系圧力 $2.7\text{MPa}[\text{gage}]$ 以下

b. 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

(a) 事故条件

i. 起回事象

起回事象として，1 基の蒸気発生器の伝熱管 1 本が
瞬時に両端破断を起こすものとする。

ii. 安全機能の喪失に対する仮定

破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として，原子炉の
自動停止後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で，破損
側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着す
るものとする。

iii. 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b) 重大事故等対策に関連する機器条件

i. 高圧注入ポンプ

炉心への注水は、高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、注水配管の流路抵抗を小さく、ポンプ揚程を大きく設定することにより求められる最大注入特性（高圧注入特性：0 ～ 約 350m³/h, 0 ～ 約 15.6MPa[gage]）を用いるものとする。

ii. 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は ECCS 作動限界値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m³/h の流量で注水するものとする。

iii. 主蒸気逃がし弁

2 次系強制冷却として健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁 2 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10% を処理するものとする。

(c) 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「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。

- i. 破損側蒸気発生器の隔離は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(1)及び(2)に従い、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止、破損側蒸気発生器への補助給水の停止及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止を行うものとし、原子炉トリップ信号発信から 10 分後に操作を開始し、操作終了に約 2 分を要するものとする。
- ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(2)に従い、破損側蒸気発生器隔離の操作終了時点から開始し、開操作に 1 分を要するものとする。
- iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することにより、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。
- iv. 加圧器逃がし弁の開閉は、以下に示す加圧器逃がし弁の開閉に係る条件が成立すれば、1 個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。
 - (i) E C C S 停止条件成立前
 - イ. サブクール度 60℃以上で開操作
 - ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以

上で閉操作

(ii) E C C S 停止条件成立後

イ. サブクール度 20℃以上で開操作

ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作

v. 高圧注入系から充てん系への切替は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い、以下に示す E C C S 停止条件が成立すれば、高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心注水に切替えるものとし、切替に 2 分の操作時間を考慮するものとする。

(i) サブクール度 40℃以上

(ii) 加圧器水位 50%以上で安定又は上昇中

(iii) 1 次系圧力が安定又は上昇、かつ、蓄圧タンク不作動又は隔離中

(iv) 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器へ電動補助給水ポンプ 1 台の設計流量以上で注水中

vi. 充てんポンプによる炉心注水流量を調整することにより、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

vii. 余熱除去系による炉心冷却は、以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば開始するものとする。

(i) 1 次系温度 177℃以下

(ii) 1 次系圧力 2.7MPa[gage]以下

(3) 有効性評価の結果

a. インターフェイスシステム L O C A

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.8.4 図に、 1

次系圧力，１次系温度，１次系保有水量，燃料被覆管温度等の１次系パラメータの変化を第 7.1.8.10 図から第 7.1.8.21 図に，補助給水流量及び主蒸気流量の２次系パラメータの変化を第 7.1.8.22 図及び第 7.1.8.23 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後，余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生し，誤開又は破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁，余熱除去系機器等からの１次冷却材の流出に伴い１次系圧力が低下することにより，「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し，原子炉は自動停止する。

事象発生約 23 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の ECCS 作動限界値に到達した後，ECCS が作動し，炉心注水が開始され，１次系保有水量は回復に転じる。また，補助給水ポンプが自動起動し，蒸気発生器への注水が開始される。

事象発生約 18 分後に１次系圧力が余熱除去ポンプ入口逃がし弁の吹き止まり圧力まで低下するため，逃がし弁が閉止することにより，さらに１次系保有水量が回復する。

１次系圧力の低下が継続するため，ECCS 作動信号発信の 24 分後である事象発生約 24 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による２次系強制冷却を開始し，その 1 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了するとともに，加圧器水位の回復と１次系からの漏えい量抑制のため，事象発生約 53 分後に加圧器逃がし弁による１次系の減圧を

行い, 事象発生約 56 分後に高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心注水に切替を行う。

その後, 事象発生約 60 分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始するとともに, 余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去ポンプ入口弁を専用工具にて異なるフロアから遠隔操作で閉止することにより, 1 次冷却材の漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は, 第 7.1.8.21 図に示すとおり, 炉心は冠水状態にあることから初期値 (約 380℃) 以下にとどまる。このため, 燃料被覆管温度は, 評価項目である 1,200℃以下となる。当該温度条件では, 燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1 次系圧力は, 第 7.1.8.10 図に示すとおり, 初期値 (約 15.9MPa[gage]) 以下となる。このため, 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は, 1 次系において生じる圧力損失等を考慮しても約 16.2MPa[gage]にとどまり, 最高使用圧力の 1.2 倍 (20.59MPa[gage]) を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は, 余熱除去ポンプ入口逃がし弁の作動及び加圧器逃がし弁の開閉操作により加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材により上昇するが, 原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及び温度は, 設計基準事故「3.5 原子炉格納容器内圧力, 雰囲気等の異

常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.214MPa[gage]及び約120℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。

第7.1.8.10図及び第7.1.8.11図に示すように、事象発生後120分時点においても1次系圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、事象発生約10時間後に低温停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 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

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.8.6図に、1, 2次系圧力, 1次系温度, 1次系保有水量, 燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第7.1.8.24図から第7.1.8.33図に、蒸気発生器水位, 蒸気流量等の2次系パラメータの変化を第7.1.8.34図から第7.1.8.36図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材の蒸気発生器2次側への流出に伴い1次系圧力が低下するこ

とにより、事象発生の約 6 分後に「過大温度 ΔT 高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 6 分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁の開固着を想定しているため、1 次系温度及び圧力が低下することにより、事象発生の約 7 分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の E C C S 作動限界値に到達した後、E C C S が作動し、炉心注水が開始され、1 次系保有水量は回復に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

原子炉トリップ信号発信の 10 分後である事象発生の約 16 分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約 2 分後に隔離操作を終了する。しかしながら、破損側蒸気発生器の減圧が継続するため、破損側蒸気発生器の隔離操作の終了時点から健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次系強制冷却を開始し、その 1 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了するとともに、加圧器水位の回復と 1 次系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約 24 分後に加圧器逃がし弁による 1 次系の減圧を行い、事象発生の約 35 分後に高圧注入ポンプから充てんポンプによる炉心注水に切替を行う。

その後、事象発生の約 2.2 時間後に余熱除去系による炉心冷却を開始することにより 1 次系圧力は低下し、1 次系圧力と破損側蒸気発生器 2 次側圧力が平衡になった時点で、1 次冷却材の漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 7.1.8.33 図に示すとおり、炉心
は冠水状態にあることから初期値（約 340℃）以下にと
どまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である
1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸
化反応は著しくならない。

1 次系圧力は、第 7.1.8.24 図に示すとおり、初期値（約
15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧
力バウンダリにかかる圧力は、1 次系において生じる圧
力損失等を考慮しても約 16.2MPa[gage]にとどまり、最
高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は、加圧器逃がし弁の開
閉操作により加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内
に漏えいした 1 次冷却材により上昇するが、原子炉格納
容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容
器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力
及び温度は、設計基準事故「3.5 原子炉格納容器内圧力、
雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」
において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出
口側配管の瞬時の両端破断を想定した解析で評価してお
り、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値
はそれぞれ約 0.214MPa[gage]及び約 120℃にとどまる。
このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用
圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回
る。

第 7.1.8.24 図及び第 7.1.8.25 図に示すように、事象発生後 5 時間時点においても 1 次系圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、事象発生約 8.2 時間後に低温停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系の接続に失敗した場合においても、充てん系によるフィードアンドブリードを行うとともに、格納容器スプレイポンプ（B、代替再循環配管使用）による代替再循環等により長期的な炉心冷却を行うことにより、事象発生約 24 時間後に低温停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、代替再循環等を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.8.3 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、要員の配置による他の操作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、事象進展が比較的早く、運転員等操作である 2 次系強制冷却、加圧器逃がし弁の開閉による 1 次系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入系から充てん系への切替等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより

炉心を冷却し、漏えい量を抑制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、原子炉トリップ信号又はE C C S 作動信号の発信を起点に操作を開始する2次系強制冷却並びに1次系温度及び圧力（サブクール条件）等を起点に操作を開始する加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入系から充てん系への切替とする。

(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

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性がある。しかしながら、炉心水位を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1次系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析において、主配管につながる

枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するインターフェイスシステム L O C A では、枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際より多く予測する。また、二相臨界流での漏えい流量をほとんどの領域で過大評価する。このため、インターフェイスシステム L O C A では、実際の漏えい率は小さくなり、1 次系の減圧が遅くなるため、1 次系圧力の低下が抑制されることから、E C C S 作動信号の発信を起点としている 2 次系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1 次系の減圧が遅くなるため、1 次冷却材の飽和温度の低下も遅くなることから、1 次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。

1 次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、インターフェイスシステム L O C A では、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系の減温、減圧が速くなり、1 次系温度は低くなることから、1 次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。

1 次系における気液分離・対向流の不確かさとして、インターフェイスシステム L O C A では、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、最大で 1 次系圧力を 0.5MPa 高く評価する可能性がある。

このため、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量が多くなり、1次系の減温、減圧が速くなるため、1次系温度は低くなることから、1次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。

蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達の不確かさとして、2次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次側・2次側の熱伝達は大きくなり、1次系の減温、減圧が速くなることから、1次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性がある。このため、実際の炉心水位は高くなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1次系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析において、主配管につながる

枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するインターフェイスシステム L O C A では、枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際より多く予測する。また、二相臨界流での漏えい流量をほとんどの領域で過大評価する。このため、インターフェイスシステム L O C A では、実際の漏えい率は小さくなり、1 次系の減温、減圧が遅くなるため、1 次系の温度及び圧力の低下が抑制され、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1 次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、インターフェイスシステム L O C A では、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系の減温、減圧が速くなり、1 次系温度及び圧力は低くなることにより漏えい量が少なくなるため、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1 次系における気液分離・対向流の不確かさとして、インターフェイスシステム L O C A では、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、最大で 1 次系圧力を 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量が多くなり、1 次系の減温、減圧が速くなり、1 次系温度及び圧力は低くなることにより漏えい量が少なくなるため、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における 1 次側・2 次側の熱伝達の不確かさとして、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次側・2 次側の熱伝達は大きくなり、1 次系の減温、減圧が速くなることにより 1 次系温度及び圧力は低くなり、漏えい量が少なくなるため、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目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 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を確認する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステム L O C A 時の破断口径に関する影響評価並びに評価項目に対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水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

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1 次系温度及び圧力の低下が速くなる。このため、1 次系圧力の低下により発信する E C C S 作動信

号の発信を起点としている 2 次系強制冷却並びに 1 次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。

インターフェイスシステム L O C A 時の破断口径の変動を考慮した場合、解析条件として設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなり、1 次系圧力の低下が遅くなることから、E C C S 作動信号の発信を起点としている 2 次系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1 次系圧力の低下が遅くなることにより 1 次冷却材の飽和温度の低下も遅くなることから、1 次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮し、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、1 次冷却材の蒸散率が小さくなり、また、インターフェイスシステム L O C A 時の破断口径の変動を考慮した場合、解析条件として設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなり、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量の変動を考慮した場合、解析条件として設定している初期保有水量より保有水量を

多くした方が、初期の蓄圧タンク気相部の体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクの初期保有水量として最確条件より多い最大保有水量とした場合に、最小保有水量とした場合と比較して1次系への注水量の観点から厳しくなるが、蓄圧タンクによる炉心注水より前にECCSにより1次系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、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並びに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等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第7.1.8.7図に示すとおり、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次系強制冷却、蓄圧タンク出口弁閉止及び加圧器逃がし弁開閉並びに蓄圧タンク出口弁閉止及び高圧注入系から充てん系への切替のうち高圧注入停止等の複数の操作は、中央制御室において同一の運転員が行う操作であるが、事象進展上重複する操作ではないことから、要員の配置による他の操作に与える影響

はない。また、余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去ポンプ入口弁を専用工具にて異なるフロアから遠隔操作により閉止する操作は、現場で行う操作であるが、中央制御室で操作を行う運転員とは別の運転員による操作を想定していることから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。現場での操作場所は、漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、解析コード及び解析条件の不確かさを考慮した場合においても、閉止操作の成立性への影響は小さい。

第 7.1.8.8 図及び第 7.1.8.9 図に示すとおり、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いて、破損側蒸気発生器隔離及び高圧注入系から充てん系への切替のうち充てん注入開始並びに健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁開、蓄圧タンク出口弁閉止及び高圧注入系から充てん系への切替のうち高圧注入停止等の複数の操作は、中央制御室において同一の運転員が行う操作であるが、事象進展上重複する操作ではないことから、要員の配置による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

2 次系強制冷却については、炉心崩壊熱等の不確かさにより 1 次系温度及び圧力の低下が速くなると、E C C S 作動信号又は原子炉トリップ信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1 次系からの漏えい量が少なくなり、

1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。また一方で、インターフェイスシステムLOCAでは、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより1次系からの漏えい量が少なくなると、1次系圧力の低下が遅くなるため、ECCS作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により評価項目に対する余裕は小さくなることが考えられるが、高圧注入系による炉心注水により1次系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器逃がし弁の開閉及び高圧注入系から充てん系への切替については、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次系温度及び圧力の低下が速くなると、1次系温度及び圧力（サブクール条件）成立が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

なお、高圧注入系から充てん系への切替の操作時間の変動によるプラント挙動に与える影響はなく、その後の加圧器水位調整の影響についてもプラント挙動に与える影響はない。

(3) 操作時間余裕の把握

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

インターフェイスシステム L O C A において、2 次系強制冷却の操作時間余裕としては、第 7.1.8.37 図に示すとおり、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間を、2 次系強制冷却開始までの最大注水流量が維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として燃料取替用水タンク枯渇までに 3 時間程度は確保できる。加圧器逃がし弁開及び高压注入系から充てん系への切替の操作時間余裕としては、第 7.1.8.37 図に示すとおり、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間を、主蒸気逃がし弁開による 1 次系の減温、減圧を考慮し、大気圧時点での注水流量が維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として燃料取替用水タンク枯渇までに 3 時間程度は確保できる。

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いて、破損側蒸気発生器の隔離及び 2 次系強制冷却の操作時間余裕としては、第 7.1.8.38 図に示すとおり、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間を、2 次系強制冷却開始までの最大注水流量が維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として燃料取替用水タンク枯渇までに 6 時間程度は確保できる。加圧器逃がし弁開及び高压注入系から充てん系への切替の操作時間余裕としては、第 7.1.8.38 図に示すとおり、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間を、主蒸気逃がし弁開による 1 次系の減温、減圧

を考慮し、大気圧時点での注水流量が維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として燃料取替用水タンク枯渇までに3時間程度は確保できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員によるクールダウンアンドリサーキュレーションを行うこと等により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.8.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、重大事故等対策に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり13名である。このため、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す運転員及び緊急時対応要員32名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」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」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステム L O C A」及び「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」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。

a. 水 源

重要事故シーケンス「インターフェイスシステム L O C A」において、補助給水タンクを水源とする補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、補助給水タンクが枯渇するまで注水継続が可能であるが、それまでに余熱除去系による炉心冷却が可能となる。余熱除去系による炉心冷却に切替えた以降は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要であり、補助給水タンクへの補給は不要である。

また、燃料取替用水タンクを水源とする高圧注入ポンプ若しくは充てんポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達するまで注水継続が可能であるが、それまでに漏えい箇所の隔離により余熱除去系からの漏えいを停止することが可能である。漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要であり、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

重要事故シーケンス「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」において、補助給水タンクを水源とする補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、補助給水タンクが枯渇するまで注水継続が可能であるが、それまでに余熱除去系による炉心冷却が可能となる。余熱除去系による炉心冷却に切替えた以降は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要であり、補助給水タンクへの補給は不要である。

また、燃料取替用水タンクを水源とする高圧注入ポンプ若しくは充てんポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位に到達するまで注水継続が可能であるが、それまでに1次系の減圧により1次系と蒸気発生器2次側を均圧させ、漏えいを停止することが可能である。漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要であり、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、燃料取替用水タンクを水源とする充てん系によるフィードアンドブリードを行い、格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位到達後、代替再循環に切替える。代替再循環切替以降は、格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環による炉心注水を継続することにより、燃料取替用水タンク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 日間ディーゼル発電機 2 台が全負荷で運転した場合、約 516kL の重油が必要となる。

また、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事故発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 5 kL の軽油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な燃料は、重油約 516kL、軽油約 5 kL となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油槽及び重油タンクの重油量約 516kL 並びに軽油タンクの軽油量約 55kL にて供給可能である。

c. 電 源

ディーゼル発電機の電源負荷については、設計基準事故時に想定している工学的安全施設作動信号により作動する負荷を上回る設計としており、重大事故等対策時に必要な負荷は工学的安全施設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。

7.1.8.5 結 論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、1 次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいにより 1 次系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、E C C S 等により炉心注水を確保しつつ、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた 2 次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による 1 次系の減圧を行うことにより漏えい量を抑制し、余

熱除去系による炉心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーション等を，長期的な炉心冷却を可能とするため，余熱除去系による炉心冷却等を考慮する。また，「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」においては，余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して，充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリード等を，長期的な炉心冷却を可能とするため，格納容器スプレイポンプ（B，代替再循環配管使用）による代替再循環等を考慮する。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム L O C A」及び「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」について，有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても，運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を行うことにより，炉心が露出することはない。

その結果，燃料被覆管温度及び酸化量，原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力，原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は，評価項目を満足するとともに，長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて，操作への影響を含めて確認した結果，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，対策の有効性を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。

重大事故等対策に必要な要員は，運転員及び緊急時対応要員

にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。

第 7.1.1.1 表 「2 次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉停止の確認	事故の発生に伴う原子炉の停止を確認する。 非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。 E C C S 作動信号等が発信する場合には、信号発信及び信号発信による補機の自動作動を確認する。	—	—	出力領域中性子束 中間領域中性子束 線源領域中性子束
補助給水機能喪失の判断及び回復操作	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動失敗等により、補助給水流量が喪失するため、補助給水機能喪失と判断し、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの回復操作を行う。	【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【補助給水タンク】	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水ライン流量 補助給水タンク水位
蒸気発生器除熱機能喪失の判断及び除熱機能維持操作	すべての蒸気発生器狭域水位計指示が 0 % 以下かつ補助給水ライン流量計指示が 80m ³ /h 未満となれば、蒸気発生器除熱機能喪失と判断するとともに、電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプを用いた蒸気発生器への注水による除熱機能の維持操作を行う。 補助給水ポンプ、電動主給水ポンプ、蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への注水が不能の場合に備えて、蒸気発生器代替注水ポンプによる蒸気発生器への注水準備を行う。	—	—	蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水ライン流量 補助給水タンク水位
1 次系のフィードアンドブリード開始	すべての蒸気発生器広域水位計指示が 10% 以下となれば、この対応操作として、E C C S 作動信号の手動発信による高圧注入ポンプの起動及び加圧器逃がし弁の全開操作によるフィードアンドブリードを開始する。 フィードアンドブリード中は、1 次冷却材圧力、1 次冷却材高温側温度（広域）等の監視により、炉心の冷却状態を確認する。	燃料取替用水タンク 高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 高圧注入ライン流量 格納容器内温度 格納容器内圧力（広域） 格納容器内圧力（AM） 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） 蒸気発生器広域水位 燃料取替用水タンク水位
蓄圧注入系作動の確認	1 次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば、蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。	蓄圧タンク	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.1.1 表 「2 次冷却系からの除熱機能喪失」の重大事故等対策について（2 / 2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器除熱機能回復の判断	いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ、蒸気発生器狭域水位計指示が 0 % 以上となれば、蒸気発生器の除熱機能が回復したと判断し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を開始する。 蒸気発生器除熱機能の回復が見込めない場合は、フィードアンドブリードによる炉心の冷却を継続する。	【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【補助給水タンク】 【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】	—	【1 次冷却材高温側温度（広域）】 【1 次冷却材低温側温度（広域）】 【1 次冷却材圧力】 【加圧器水位】 【蒸気発生器広域水位】 【蒸気発生器狭域水位】 【補助給水ライン流量】 【主蒸気ライン圧力】 【補助給水タンク水位】
余熱除去系による炉心冷却への切替及び蓄圧タンク出口弁閉止	蒸気発生器除熱機能の回復が見込めない場合であっても、1 次冷却材圧力計指示が 2.7MPa[gage]以下及び 1 次冷却材高温側温度計（広域）指示が 176℃以下となり、余熱除去系が使用可能となれば、余熱除去系による炉心冷却を開始し、余熱除去系の運転を確認する。 余熱除去系による炉心冷却を開始後、1 次冷却材圧力が安定していることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去ループ流量
1 次系のフィードアンドブリード停止	余熱除去系により炉心が冷却されており、E C C S 停止条件を満足していることが確認できれば、加圧器逃がし弁の閉止及び高圧注入ポンプの停止により、フィードアンドブリードを停止する。 以降も、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	—	1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去ループ流量

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.1.2 表 主要解析条件（2 次冷却系からの除熱機能喪失）（1 / 3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-R E L A P 5	本重要事故シーケ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。
初期条件	炉心熱出力 (初期)	100% (2, 652MWt) × 1.02	評価結果を厳しくするように, 定常誤差を考慮した上限値として設定。炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱が大きくなり, 1 次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	1 次系圧力 (初期)	15.41 + 0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように, 定常誤差を考慮した上限値として設定。1 次系圧力が高いと高圧注入及び蓄圧注入のタイミングが遅くなり, 比較的低温の冷却材を注水するタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	1 次冷却材平均温度 (初期)	302.3 + 2.2℃	評価結果を厳しくするように, 定常誤差を考慮した上限値として設定。1 次冷却材平均温度が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり, 比較的低温の冷却材を注水するタイミングが遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	F P : 日本原子力学会推奨値 アクチニド : O R I G E N 2 (サイクル末期を仮定)	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。

第 7.1.1.2 表 主要解析条件（2 次冷却系からの除熱機能喪失）（2 / 3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水流量の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	補助給水機能喪失	補助給水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合，1 次冷却材ポンプの運転が継続され，蒸気発生器 1 次側と 2 次側の熱伝達促進により蒸気発生器ドライアウトが早くなり，炉心崩壊熱が大きい状態でフィードアンドブリードを開始することから，炉心冷却上厳しい設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	蒸気発生器水位低 （狭域水位 11%） （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として，解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れ，信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として，応答時間を設定。
	高圧注入ポンプ	最小注入特性（2 台） （高圧注入特性：0 ～約 250m ³ /h， 0 ～約 12.7MPa[gage]）	炉心への注水は，高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし，炉心への注水流量を少なくする観点から，注水配管の流路抵抗を大きく，ポンプ揚程を小さく設定することにより求められる最小注入特性として設定。
	加圧器逃がし弁	95t/h/個（2 個）	加圧器逃がし弁の設計値として設定。

第 7.1.1.2 表 主要解析条件（2 次冷却系からの除熱機能喪失）（3 / 3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 関連する 操作条件	フィードアンドブリード 開始	蒸気発生器広域水位 0 %到達から 5 分後	蒸気発生器がドライアウトに至る水位として設定した蒸気発生器広域水位 0 %からフィードアンドブリード開始までの運転員等操作時間として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い、手動での E C C S 作動信号の発信及び高圧注入ポンプの起動確認並びに加圧器逃がし弁開操作に余裕を考慮して設定。 なお、運転手順書における操作開始条件として設定されている蒸気発生器広域水位 10%は、広域水位計はすべて運転停止中に使用するため低温で校正されていることから、出力運転状態でドライアウトに至った時の指示に計装誤差を見込んだものとしている。