

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-1 改 68
提出年月日	平成 29 年 12 月 25 日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

平成 29 年 12 月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、 は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方

1.1 概 要

1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定

1.3 評価に当たって考慮する事項

1.4 有効性評価に使用する計算プログラム

1.5 有効性評価における解析の条件設定の方針

1.6 解析の実施方針

1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針

1.8 必要な要員及び資源の評価方針

付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定につ
いて

付録2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード
について

2. 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

2.1 高圧・低圧注水機能喪失

2.2 高圧注水・減圧機能喪失

2.3 全交流動力電源喪失

2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）

2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）

2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）

- 2.4 崩壊熱除去機能喪失
 - 2.4.1 取水機能が喪失した場合
 - 2.4.2 残留熱除去系が故障した場合
 - 2.5 原子炉停止機能喪失
 - 2.6 L O C A時注水機能喪失
 - 2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）
 - 2.8 津波浸水による注水機能喪失
3. 重大事故
- 3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 - 3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策
 - 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合
 - 3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合
 - 3.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
 - 3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用
 - 3.4 水素燃焼
 - 3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用
4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
- 4.1 想定事故 1
 - 4.2 想定事故 2
5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
- 5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
 - 5.2 全交流動力電源喪失

「1. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」より抜粋

象停止時レベル1 P R Aを活用する。

P R Aを実施した結果、本発電用原子炉施設の運転中の炉心損傷頻度は 10^{-4} / 炉年程度、格納容器破損頻度は 10^{-4} / 炉年程度、運転停止中の炉心損傷頻度は 10^{-5} / 施設定期検査程度である。

また、現状 P R Aが適用できない地震及び津波以外の外部事象については、当該外部事象により誘発される起因事象について分析した結果、いずれも内部事象出力運転時レベル1 P R Aで想定する起因事象に包絡されること及び炉心損傷後の格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから、新たに追加すべき事故シーケンスグループ等はない。

なお、有効性評価における重要事故シーケンスと「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準（以下「技術的能力審査基準」という。）」、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（以下「設置許可基準規則」という。）」及び「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（以下「技術基準規則」という。）」との関連を第1.2-1表に示す。

ここで記載している事故シーケンスグループ等の選定の考え方については、「付録1 事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について」に示す。

1.2.1 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

1.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「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」については、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対し、発電用原子炉施設の安全性を損なうことがないように設計することが求められる構築物、系統及び機器

がその安全機能を喪失した場合であって、炉心の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスについて本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえてグループ化し、それぞれの事故シーケンスグループに対して重要事故シーケンスを選定し評価を行う。

(1) 事故シーケンスの抽出

内部事象出力運転時レベル1 PRAにおいては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和設備等の成功及び失敗の組合せについてイベントツリーを用いて網羅的に分析し、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する。第1.2-1図に内部事象出力運転時レベル1 PRAにおけるイベントツリーを示す。

地震レベル1 PRA及び津波レベル1 PRAにおいては、地震や津波により引き起こされる起因事象をプラントへ与える影響度の高い順に階層イベントツリーの形で整理することで、原子炉建屋や格納容器等の大規模な損傷が発生し、直接炉心損傷に至る事故シーケンスや、複合的な事象発生の組合せも含めた事故シーケンスの抽出を実施している。また、緩和設備による対応に期待できる起因事象については、内部事象出力運転時レベル1 PRAと同様に各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和設備等の成功及び失敗の組合せについてイベントツリーで分析し、事故シーケンスを抽出する。第1.2-2図に地震レベル1 PRAの階層イベントツリーを、第1.2-3図に地震レベル1 PRAのイベントツリーを、第1.2-4図に津波レベル1 PRAの階層イベントツリーを、第1.2-5図に津波レベル1 PRAのイベントツリーを示す。

地震や津波の場合、各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの、喪失する安全機能が内部事象と同じ場合は炉心損傷を防止するための緩和設備も同じとなるため、事故シーケンスは内部事象と同じとなる。また、

地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A では、複数の安全機能が地震又は津波によって同時に損傷する事象や、建屋・構築物等の損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱う。

具体的には、地震レベル 1 P R A では、建屋の損傷や原子炉压力容器等の大型静的機器の損傷、計測・制御機能喪失によって本発電用原子炉施設が監視及び制御不能となる事象等、緩和設備への影響範囲や影響程度等を明確にすることが困難な事象を抽出しており、これらは直接炉心損傷に至る事象として取り扱う。

津波レベル 1 P R A では、防潮堤高さを超える津波を対象に、非常用海水ポンプの被水・没水により最終ヒートシンクが喪失する事象、原子炉建屋内浸水により複数の緩和機能が喪失する事象、防潮堤損傷により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事象を抽出しており、これらは津波特有の事故シーケンスとして抽出する。

なお、L O C A では、原子炉冷却材圧力バウンダリからの原子炉冷却材の流出規模によりプラント応答、成功基準等が異なるため、流出の規模に応じて以下のとおりに分類する。

a. 大破断 L O C A

原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の両端破断のように、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、自動減圧系の作動なしに低圧注水系によって冷却が可能となる規模の L O C A である。

b. 中小破断 L O C A

大破断 L O C A と比較して破断口径が小さく、原子炉減圧が緩やかなもので、低圧注水系による炉心冷却には自動減圧系の作動が必要となる規模の L O C A である。

c. Excessive LOCA

大破断LOCAを上回る規模のLOCAであり、非常用炉心冷却系の注水の成否に関わらず炉心損傷に至る。

(2) 事故シーケンスのグループ化

PRAの知見を活用して抽出した事故シーケンスを、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、炉心損傷に至る主要因の観点から以下の事故シーケンスグループに分類する。なお、PRAではLOCA時の注水機能喪失シーケンスを、破断口径の大きさに応じて大破断LOCA及び中小破断LOCAに詳細化しているが、いずれもLOCA時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスグループであるため、LOCA時注水機能喪失に該当するものとして整理する。

- a. 高圧・低圧注水機能喪失
- b. 高圧注水・減圧機能喪失
- c. 全交流動力電源喪失
- d. 崩壊熱除去機能喪失
- e. 原子炉停止機能喪失
- f. LOCA時注水機能喪失
- g. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
- h. 津波浸水による注水機能喪失

津波特有の事故シーケンスについては、敷地内への浸水により内部事象起因の事故シーケンスとは本発電用原子炉施設への影響が異なることから、津波特有の事故シーケンスグループとして抽出している。

また、地震及び津波特有の事象で、以下に示す7つの事故シーケンスは、事象発生時に本発電用原子炉施設に与える影響が大きな幅を有し、建屋や

機器の損傷程度や組合せを特定することが困難であるため、上記の事故シーケンスグループとは直接的に対応しない事故シーケンスとして抽出している。

- ・防潮堤損傷
- ・原子炉建屋損傷
- ・格納容器損傷
- ・原子炉圧力容器損傷
- ・格納容器バイパス（地震による格納容器外での配管破損と隔離弁の閉失敗の重畳）
- ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(Excessive LOCA)
- ・計装・制御系喪失

これらの地震及び津波特有の各事故シーケンスによる炉心損傷頻度は、全炉心損傷頻度に対して極めて小さい寄与である。また、これらの事故シーケンスは本発電用原子炉施設に及ぼす影響について大きな幅を有しており、事故シーケンスグループとして単独で定義するものではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応すべきものである。具体的には、影響が限定されるような小規模な事故の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用して、事故進展の緩和を図ることが可能であり、実際には炉心損傷頻度はより低減されることが考えられる。また、上記に該当しないような深刻な事故の場合には、可搬型設備等を駆使した大規模損壊対策による対応を含め、臨機応変に影響緩和を図る。

以上のことから、これらの事故シーケンスを有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして追加する必要はない。

(3) 重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、共通原因故障又は系統間の機能の依存性、炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕、炉心損傷防止に必要な設備容量及び事故シーケンスグループ内の代表性を考慮し選定する。

重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

a. 高圧・低圧注水機能喪失

時間余裕及び原子炉注水に必要となる設備の容量の観点から、原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスのうち、「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」が代表性を有しているため、この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として、原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。

なお、サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態にない。

また、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

さらに、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスは、逃がし安全弁の再閉鎖に成功する事故シーケンスに比べて事象発生初期から原子炉圧力が低下するため、原子炉手動減圧時に低圧代替注水（常設）に

よる原子炉注水が開始されるタイミングが早くなることを考慮し、原子炉手動減圧操作の開始まで高圧状態が維持される事故シーケンスは、他の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

b. 高圧注水・減圧機能喪失

時間余裕及び原子炉減圧に必要となる設備の設備容量の観点から、原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスのうち、「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」が代表性を有しているため、この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。ここで、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として、原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。

なお、サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態にない。

また、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

c. 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、安全機能の喪失状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため、原子炉圧力、時間余裕及び対応する主な炉心損傷防止対策に着目して事故シーケンスグループを以下の 3 つに細分化し、それぞれの事故シーケンスグループから重要事故シーケンスを選定する。

(a) 長期 T B

本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生するとともに、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却にも失敗し、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却に成功するが、蓄電池が枯渇することにより原子炉隔離時冷却系の運転継続が不能となり、炉心の冷却が十分に行われずに原子炉圧力が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは、外部電源喪失を起因とするものと片区分の直流電源故障を起因とするものがあるが、共通原因故障又は系統間の機能の依存性、炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕並びに原子炉注水に必要となる設備の容量はいずれも同等であることから、代表性の観点から「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)」を重要事故シーケンスとして選定する。

(b) TBD, TBU

本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生後、直流又は非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し、高圧炉心冷却にも失敗することにより、炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは、外部電源喪失を起因とし、直流電源に失敗し高圧炉心冷却に失敗する事故シーケンス(TBD)と、外部電源喪失又は直流電源故障を起因とし、非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心冷却系に失敗する事故シーケンス(TBU)からなるが、これらの事故シーケンスに対する炉心損傷防止対策が同じであることから、1つの事故シーケンスグループとして取り扱う。

また、共通原因故障又は系統間の機能の依存性、炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕及び原子炉注水に必要な設備の容量はいずれも同等であることから、代表性の観点から「外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B D）」を重要事故シーケンスとして選定する。

(c) T B P

本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発電機の故障により全交流動力電源喪失が発生し、高圧炉心スプレイ系に失敗するとともに逃がし安全弁1弁の再閉鎖失敗により原子炉圧力が徐々に低下することで、原子炉隔離時冷却系が運転不能となることにより、炉心の冷却が十分に行われずに、原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。

本事故シーケンスグループに係る事故シーケンスは、外部電源喪失を起因とするものと片区分の直流電源故障を起因とするものがあるが、共通原因故障又は系統間の機能の依存性、炉心損傷防止対策の実施に対する時間余裕並びに原子炉注水に必要な設備の容量はいずれも同等であることから、代表性の観点から「外部電源喪失＋D G失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋H P C S失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

d. 崩壊熱除去機能喪失

時間余裕及び格納容器除熱に必要な設備の容量の観点から、原子炉が自動停止する過渡事象、外部電源喪失、サポート系喪失（自動停止）、サポート系喪失（直流電源故障）及びL O C Aを起因とする事故シーケンスのうち、「過渡事象＋R H R失敗」が代表的な事故シーケンスであることから、この事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定する。こ

ここで、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象として、原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定する。また、崩壊熱除去機能が喪失する要因が残留熱除去系の故障の場合と取水機能が喪失する場合で炉心損傷防止対策が異なることを踏まえ、「過渡事象＋RHR失敗（RHR故障時）」及び「過渡事象＋RHR失敗（取水機能喪失時）」※を重要事故シーケンスとする。

※ 取水機能喪失時（RHR S喪失時）は低圧ECCSが従属的に機能喪失する。そのため、高圧注水系に成功している場合は崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループで取扱うが、高圧注水系に失敗した場合は他の事故シーケンスグループ等（高圧・低圧注水機能喪失、全交流動力電源喪失、LOCA時注水機能喪失、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））で重大事故対策の有効性を確認する。

なお、サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態にない。また、外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）を起因とする事故シーケンスは交流動力電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する事故シーケンスであるが、代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから、対応手段が著しく制限される状態ではない。LOCAを起因とする事故シーケンスについては、中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では、崩壊熱が支配要因となることから、LOCAを起因とする事故シーケンスも過渡事象を起因とする事故シーケンスと同等となり、崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策にも違いはない。このため、代表性の観点で炉心損傷頻度の高い、過渡事象を起因とする事故シーケンスを重要事故シーケンスとしている。

また、本事故シーケンスグループに対する主な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とすることにより、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早い過渡事象を起因として選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

e. 原子炉停止機能喪失

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは、時間余裕及び設備容量の観点からは差異がない。このため、代表性の観点から「過渡事象＋原子炉停止失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。ここで、起因事象発生後の原子炉圧力の上昇が大きく、反応度の観点で厳しい過渡事象として、主蒸気隔離弁閉を起因事象として選定する。

なお、サポート系喪失（自動停止）を起因とする事故シーケンスはサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態にない。また、LOCAを起因とする事故シーケンスについては、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、代替制御棒挿入機能に期待することに対応可能であり、炉心損傷頻度も極めて小さい。

f. LOCA時注水機能喪失

本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは、共通原因故障又は系統間の機能の依存性、時間余裕及び原子炉注水に必要な設備の容量の観点からは差異がない。このため、代表性の観点から「中小破断LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスは主な炉心損傷防止対策に差異がないため、選定した重要事故シーケンスは他

の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

g. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、「インターフェイスシステムLOCA」のみであることから、これを重要事故シーケンスとして選定する。なお、格納容器バイパスとしては原子炉冷却材浄化系等の高圧設計の配管が格納容器外で破断する事象も想定できるが、これはPRAの検討の中で高圧設計の配管の破損頻度が低圧設計の配管の破損頻度に比べて小さい傾向にあることを理由に、考慮の対象から除外している。

h. 津波浸水による注水機能喪失

本事故シーケンスグループは、津波浸水により複数の緩和機能が失われることによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、本事故シーケンスグループに対しては、敷地に遡上する津波に対する防護対策を実施した重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

共通原因故障又は系統間の機能の依存性、時間余裕並びに設備容量の観点から、「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を重要事故シーケンスとする。

なお、本事故シーケンスグループは外部電源喪失が重畳すると全交流動力電源喪失が発生するため、本事故シーケンスグループの主な炉心損傷防止対策は津波防護対策に加えて全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループと同様となる。また、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスの炉心損傷防止対策に差異がないため、選定した重要事故シーケンスは他の事故シーケンスに対して包絡性を有している。

なお、国内外の先進的な対策を講じた場合であっても、全ての状況に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスとしては、以下の事故シーケンスが抽出されている。

①大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

②直流電源喪失 + 原子炉停止失敗

③交流電源喪失 + 原子炉停止失敗

①の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとしており、格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認していることから、これを除く事故シーケンスを対象に、重要事故シーケンスの選定を実施している。

②、③の事故シーケンスは地震レベル 1 P R A から抽出された事故シーケンスであり、炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスであるが、喪失する安全機能が明確であることから炉心損傷に直結する事故シーケンスとはしていない。これらの事故シーケンスは、炉内構造物等の損傷による原子炉停止機能喪失と、直流電源喪失又は全交流動力電源喪失が重畳する事故シーケンスであり、代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失することから、炉心損傷を防止することができない。これらの事故シーケンスを抽出した地震レベル 1 P R A では、炉内構造物等が地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価しているが、実機のスクラム信号「地震加速度大」は、最大加速度よりも十分小さな加速度で発信し、炉内構造物等が損傷する前に制御棒の挿入が完了すると考えられる。このため、現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられ、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては取り扱わないこととした。

各事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シー

ケンスについて整理した結果を第 1.2-2 表に示す。

1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.1.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定」に挙げた事故シーケンスグループについては、炉心の著しい損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。

- (1) 炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。具体的には燃料被覆管の最高温度が 1,200℃以下であること及び燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%以下であること。
- (2) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力 8.62MPa [gage] の 1.2 倍である 10.34MPa [gage] を下回ること。
- (3) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa [gage] の 2 倍の圧力 0.62MPa [gage] を下回ること。
- (4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は、限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。

また、格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シーケンスグループの有効性評価では、上記の評価項目に加えて、敷地境界外での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこととして、発生事故当たり 5mSv 以下であることを確認する。

ここで、格納容器バウンダリの健全性に対する有効性を確認するための評価項目の上限については、漏えい経路になる可能性がある格納容器バウンダリ構成部に対して、規格計算又は試験にて、東海第二発電所における仕様を

踏まえた構造健全性及びシール部機能維持の確認を行っており、継続的に評価条件を維持していく。

ここで記載している、格納容器本体、シール部等の格納容器バウンダリ構成部の健全性については、「付録 2 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価」にて示す。

(添付資料 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3)

1.2.2 運転中の原子炉における重大事故

1.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定

「運転中の原子炉における重大事故」については、著しい炉心損傷の発生後、格納容器が破損に至る可能性があるとして想定する格納容器破損モードを、本発電用原子炉施設を対象とした P R A の結果を踏まえて選定し、格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを選定して評価を行う。

(1) 格納容器破損モードの抽出

内部事象出力運転時レベル 1.5 P R A においては事象進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を分析し、格納容器破損モードの抽出を行う。

具体的には、事象進展を炉心損傷前、原子炉圧力容器破損前、原子炉圧力容器破損直後、事故後期の長期の各プラント状態に分類し、それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また、事象進展中に実施される緩和手段等を考慮し、第 1.2-6 図に示すイベントツリーを作成し、格納容器破損に至る格納容器破損モードを整理する。

(2) 格納容器破損モードの選定

格納容器イベントツリーにより抽出した格納容器破損モードを、事象進

展の類似性から以下の格納容器破損モードに分類する。ここで、水素燃焼については、本発電用原子炉施設では、運転中は格納容器内雰囲気を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、P R Aで定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素置換の有効性を確認する観点で、格納容器破損モードとして挙げている。

- a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- d. 水素燃焼
- e. 溶融炉心・コンクリート相互作用

また、上記に分類されない格納容器破損モードとして、以下の格納容器破損モードを抽出している。

- ・過圧破損（未臨界確保失敗）
- ・過圧破損（崩壊熱除去失敗）
- ・格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）
- ・格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

過圧破損（未臨界確保失敗）、過圧破損（崩壊熱除去失敗）は格納容器先行破損、格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）は炉心損傷の前に格納容器が破損している事故シーケンスであり、「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」の評価において、各々重要事故シーケンスを選定し、重大事故等防止対策の有効性を確認していることから、新たな格納容器破損モードとして追加する必要はない。

格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）については、炉心損傷時点で何らかの要因により格納容器隔離に失敗している格納容器破損モードであるが、炉心損傷の防止を図るとともに、万一の重大事故発生時に格納容器の

隔離に失敗することのないよう、格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、これらについては重大事故等対処設備、日常の格納容器の圧力監視等に対応すべき事象であることから、有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして新たに追加する必要はない。

(3) 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに、有効性評価の対象とする評価事故シーケンスを選定する。具体的には、格納容器破損モードごとに、当該破損モードに至る可能性のある最も厳しいと考えられるプラント損傷状態（以下「PDS」という。）に属する事故シーケンスの中から、当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンスを選定する。評価事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。また、PDSの分類結果についての説明を第1.2-3表に示す。

なお、PDSとして「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」の事故シーケンスグループに対して以下の表記を用いる。

高圧・低圧注水機能喪失：T Q U V

高圧注水・減圧機能喪失：T Q U X

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋H P C S失敗（R C I C成功）：長期T B

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋H P C S失敗＋R C I C失敗：T B U

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋直流電源失敗）＋H P C S失敗：T B D

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋D G失敗）＋逃がし安全弁再開鎖失敗＋H P C S失敗：T B P

LOCA時注水機能喪失（大／中小破断LOCA）：LOCA

崩壊熱除去機能喪失：TW

全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG失敗）（HPCS成功）：TB
W

原子炉停止機能喪失：TC

格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）：ISLOCA

a. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

本格納容器破損モードに至る可能性のあるPDSのうち、LOCAは原子炉冷却材の流出を伴うことから水位低下が早く、事象進展の観点で厳しい。頻度の観点では、過圧破損についてはTQUXが全体の100%を占め、過温破損については長期TBが全体の約87%を占めている。対策の観点では、過圧破損に対しては格納容器の除熱が、過温破損に対しては格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。

LOCAに属する事故シーケンスのうち、破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く、また、水位回復に必要な流量が多いため、対応時の時間余裕、必要な設備容量の観点で厳しい大破断LOCAを起因とし、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして「1.2.1.1(3) 重要事故シーケンスの選定」にて挙げた事故シーケンスとの包絡関係や、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間の厳しさを踏まえて、「大破断LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

b. 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

本格納容器破損モードに含まれるPDSのうち、長期TBは炉心損傷に至る前にRCICによる一時的な冷却に成功しており、起因事象発生から原子炉減圧までの時間余裕の観点ではTQUX、TBD、TBUが

厳しいPDSとなる。高圧状態で炉心損傷に至る点ではTQUX, TBU, TBUにPDS選定上の有意な違いはないことから,これらのうち,本格納容器破損モードを代表するPDSとして, TQUXを選定する。

TQUXに属する事故シーケンスのうち, 事象進展が早く, 時間余裕及び設備容量の観点で厳しい,「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+DCH」を評価事故シーケンスとして選定する。

c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

本格納容器破損モードに含まれるPDSのうち, 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(FCI)の観点からは, 格納容器下部へ落下する溶融炉心の割合が多く, 原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギーが大きいシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合, 格納容器に放出される溶融炉心が分散され易いと考えられると, 原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が, 格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また, 本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では, 溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である, 格納容器下部への水張りが実施された状態を想定しているが, その一方で, 原子炉圧力容器破損が想定される状況では, 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため, 原子炉圧力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し, 原子炉圧力容器が低圧状態で破損するPDSを選定するものとし, 高圧状態で破損するTQUX, TBU及び長期TBは選定対象から除外する。LOCAは, 蒸気が急速に格納容器に流出するため, ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなり, 酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シーケンスより小さくなること

でデブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。よって、本格納容器破損モードにおいて厳しいPDSとして、原子炉の水位低下が早く、原子炉圧力容器破損までの時間が短いTQUVを選定する。

TQUVに属する事故シーケンスのうち、事象進展が早い過渡事象を起因とする、「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI（ペDESTAL）」を評価事故シーケンスとして選定する。

d. 水素燃焼

本発電用原子炉施設では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。炉心損傷に伴い、水素濃度は容易に13vol%を超えることから、水素燃焼防止の観点からは酸素濃度が重要となるため、炉心損傷により放出される核分裂生成物による水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。本格納容器破損モードはPRAから抽出されたものではないが、評価のためにPDSを格納容器先行破損の事故シーケンス以外のPDSから選定する。酸素は水の放射線分解で発生するが、酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため、炉心損傷後の格納容器内の気体組成を考える上で影響が大きいと考えられるジルコニウム-水反応による水素発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム-水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への冷却材の放出経路から、LOCAとその他のPDSに大別できる。LOCAでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され、冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから、ジルコニウム-水反応に寄与する冷却材の量が少なくなり、水素濃度は13vol%を上回るものの、その他のPDSに比べて水素発生量が少なくなると考えられる。このため、LOCAでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のPDSよ

りも相対的に高くなる可能性が考えられる。

以上のことから、同じPDSでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考える。また、1.2.1.1(3)に示すとおり、炉心損傷を防止できない事故シーケンスのうち、格納容器破損防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては、大破断LOCAと非常用炉心冷却系注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。これらのことから、「(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において選定した評価事故シーケンス、「大破断LOCA＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」を本格格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定する。

有効性評価に当たっては、酸素濃度の上昇に着目する観点から、ジルコニウム－水反応による水素の過剰な発生の抑制及び水の放射線分解に伴い発生する酸素を格納容器内に保持することによる酸素濃度の上昇を考慮し、炉心損傷後に原子炉注水に成功し、格納容器ベントを実施しない場合について評価するものとする。

e. 溶融炉心・コンクリート相互作用

本格格納容器破損モードに含まれるPDSのうち、溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の観点からは、格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多いシーケンスが厳しくなる。原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合、格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く、また、落下速度が大きくなることで、格納容器下部に落下した際の粒子化割合が高くなり、落下した溶融炉心が冷却され易いと考えれば、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。また、原子炉圧力容器破

損が想定される状況では、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため、原子炉压力容器の減圧が実施されている。これらの状況も考慮し、原子炉压力容器が低圧状態で破損するPDSを選定するものとし、高圧状態で破損するTQUX、TBU及び長期TBは選定対象から除外する。LOCAは原子炉压力容器破損のタイミングが過渡事象より早いため、溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが、有効性評価における本格納容器破損モードに対しては、原子炉压力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること、原子炉压力容器破損までの時間余裕は事象発生から3時間以上であることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。また、FCIとMCCIは原子炉压力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから、FCIと同じPDSを選定することにより、一連のプラント挙動を確認することができる。以上より、MCCIへの対応の厳しさの観点でTQUVを評価対象PDSとして選定する。

TQUVに属する事故シーケンスのうち、事象進展が早い過渡事象を起因とする、「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）」を評価事故シーケンスとして選定する。

格納容器破損モード及び評価事故シーケンスについて整理した結果を第1.2-3表に示す。

1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.2.1 格納容器破損モードの選定と評価事故シーケンスの選定」に挙げた格納容器破損モードについては、格納容器破損防止対策に対して有効性

があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。なお、格納容器直接接触（シェルアタック）については、BWRMark-I型の格納容器に特有の格納容器破損モードであり、東海第二発電所のMark-II型の格納容器は溶融炉心が格納容器バウンダリに直接接触する構造ではないため、格納容器直接接触（シェルアタック）に係る評価項目「原子炉格納容器の床上に落下した溶融炉心が床面を拡がり原子炉格納容器バウンダリと直接接触しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること」については、有効性を確認するための評価項目として設定しない。

- (1) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が、限界圧力を下回る圧力である最高使用圧力 0.31MPa[gage]の2倍の圧力 0.62MPa[gage]を下回ること。
- (2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が、限界温度を下回る温度である 200°Cを下回ること。
- (3) 放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。
- (4) 原子炉圧力容器の破損までに、原子炉圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減されていること。
- (5) 急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって、原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。
- (6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には、原子炉格納容器内の酸素濃度が 5vol%以下であること。
- (7) 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、(1)の要件を満足すること。

- (8) 溶融炉心による侵食によって、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び溶融炉心が適切に冷却されること。

このうち、原子炉圧力容器が健全な評価事故シーケンスについては、評価項目のうち(1)から(3)、(6)及び(7)が評価対象となる。原子炉圧力容器の破損を仮定する評価事故シーケンスについては、評価項目のうち(4)、(5)及び(8)が評価対象となるが、原子炉圧力容器が破損した場合においても格納容器破損防止対策の有効性を確認する観点から、評価項目のうち(1)から(3)、(6)及び(7)についても評価を行う。

(添付資料 1.2.4)

1.2.3 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

1.2.3.1 想定事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」については、本発電用原子炉施設において、使用済燃料プール内に貯蔵されている燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する以下の事故の評価を行う。

(1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故

(2) 想定事故 2

サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故

1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「1.2.3.1 想定事故」に挙げた想定事故については、使用済燃料プールに

おける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。

- (1) 燃料有効長頂部が冠水していること。
- (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (3) 未臨界が維持されていること。

1.2.4 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

1.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定

「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」については、復水器真空破壊から制御棒引抜開始までの期間を評価対象*とし、原子炉の水位、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準に関する類似性に応じて、プラントの状態を適切に区分する。また、区分したプラント状態を考慮し、燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスを、本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえ運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し、運転停止中事故シーケンスグループごとに、重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

- ※ 「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり、本評価対象と異なる。ただし、「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引抜開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態であり、かつ発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事

象レベル1 P R Aの評価範囲と位置づけている。

(添付資料 1.2.5)

(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出

内部事象停止時レベル1 P R Aにおいては、各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第1.2-7図に示すイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。

(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化

P R Aの結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお、反応度の誤投入については、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はなく、また万一、反応度事故に至った場合でも、局所的な事象で収束し、燃料の著しい破損または大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから、内部事象停止時レベル1 P R Aの起因事象から除外しているが、本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。

- a. 崩壊熱除去機能喪失
- b. 全交流動力電源喪失
- c. 原子炉冷却材の流出
- d. 反応度の誤投入

(3) 重要事故シーケンスの選定

運転停止中事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、燃料損傷までの時間余裕、燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で、より厳しい事故シーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。

a. 崩壊熱除去機能喪失

本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から、「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

また、残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスについては、「全交流動力電源喪失」にて残留熱除去系海水系の代替手段である緊急用海水系の有効性を確認するため、選定しない。

なお、対策実施の時間余裕及び原子炉注水に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない原子炉停止後1日後に、崩壊熱除去機能が喪失する事象を想定する。

b. 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループ内の事故シーケンスの代表性の観点から、「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、対策実施の時間余裕及び原子炉注水に必要な設備容量を厳しく評価する観点から、崩壊熱が高く、原子炉冷却材の保有水量が少ない原

子炉停止後 1 日後に、崩壊熱除去機能が喪失する事象を想定する。

c. 原子炉冷却材の流出

燃料損傷までの時間余裕が最も短く、代表性を有する事故シーケンスとして、「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。

なお、流出流量が比較的大きい、CRD点検時のLOCA及びLPRM点検時のLOCAについては、作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であり認知が容易であること、及び燃料損傷防止対策となる待機中のECCS・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の設備容量が流出流量より十分大きいことを考慮し、重要事故シーケンスとしては選定しない。また、CUWブロー時のLOCAについては、原子炉ウェル水位を低下させる操作であるため、原子炉ウェル水位は適宜監視されており、認知が容易であることから重要事故シーケンスとしては選定しない。

d. 反応度の誤投入

反応度の誤投入に係る事故シーケンスは、「反応度の誤投入」のみであることから、重要事故シーケンスとして選定する。具体的には、代表性の観点から、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定する。

各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第 1.2-4 表に示す。

第 1.2-2 表 重要事故シーケンスの選定（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）（1/2）

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	選定した事故シーケンス (重要事故シーケンス)
高圧・低圧注水機能喪失		<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 ・ 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 ・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 ・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 ・ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 ・ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
高圧注水・減圧機能喪失		<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 ・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 ・ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉手動減圧失敗
全交流動力電源喪失	長期 T B	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗 (R C I C 成功) ・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 + H P C S 失敗 (R C I C 成功) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗 (R C I C 成功)
	T B D, T B U	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗 ・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 高圧炉心冷却失敗 ・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 + H P C S 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗
	T B P	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 ・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗

第 1.2-2 表 重要事故シーケンスの選定（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）（2/2）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス (重要事故シーケンス)
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + RHR 失敗 ・ 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗 ・ 外部電源喪失 + DG 失敗 (HPCS 成功) ・ 外部電源喪失 + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS 成功) ・ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 (HPCS 成功) ・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + RHR 失敗 ・ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗 ・ サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗 ・ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗 ・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 (HPCS 成功) ・ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS 成功) ・ 中小破断 LOCA + RHR 失敗 ・ 大破断 LOCA + RHR 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + RHR 失敗
原子炉停止機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 原子炉停止失敗 ・ サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗 ・ 中小破断 LOCA + 原子炉停止失敗 ・ 大破断 LOCA + 原子炉停止失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 + 原子炉停止失敗
LOCA 時注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 ・ 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	<ul style="list-style-type: none"> ・ インターフェイスシステム LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> ・ インターフェイスシステム LOCA
津波浸水による注水機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 ・ 最終ヒートシンク喪失 (RCIC 成功) ・ 最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗 ・ 最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失

第 1.2-3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（1/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧破損）	<ul style="list-style-type: none"> ・ T Q U V ・ T Q U X ・ 長期 T B ・ T B U ・ T B P 	<ul style="list-style-type: none"> ・ L O C A 	<p>【事象進展（過圧・過温）緩和の時間余裕及び設備容量の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 他の PDS と比較して、L O C A は原子炉冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く、事象進展が早い。 ・ 過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・ 過温破損については対策として格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。 <p>以上より、余裕時間及び設備容量の厳しさの観点から、L O C A を評価対象 PDS として選定する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過温破損）	<ul style="list-style-type: none"> ・ T B D ・ L O C A 		
高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）	<ul style="list-style-type: none"> ・ T Q U X ・ 長期 T B ・ T B U ・ T B D 	<ul style="list-style-type: none"> ・ T Q U X 	<p>【事象進展緩和（減圧）の時間余裕の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 長期 T B は事象初期において R C I C による冷却が有効な PDS であり、減圧までの余裕時間の観点では T Q U X, T B D, T B U の方が厳しい。 ・ 高圧状態で原子炉圧力容器破損に至る点では T Q U X, T B D, T B U に PDS 選定上の有意な違いはない。 <p>以上より、最も厳しい PDS から、T Q U X を評価対象 PDS として選定する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>

第 1.2-3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（2/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS の考え方
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)	<ul style="list-style-type: none"> ・ T Q U V ・ T Q U X ・ 長期 T B ・ T B U ・ T B P ・ T B D ・ L O C A 	<ul style="list-style-type: none"> ・ T Q U V 	<p>【事象（FCIにおける発生エネルギーの大きさ）の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 溶融燃料-冷却材相互作用の発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、保有エネルギーが大きくなるほど厳しくなる。この観点から、高压状態が維持される PDS である T Q U X, T B D, T B U, 長期 T B は F C I の観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ L O C A は、炉内での蒸気の発生状況の差異から、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低压破損シーケンス（T Q U V, T B P）より小さくなり、デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる。また、F C I は低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であり、L O C A は破断口から高温の冷却材が流出し、ペDESTAL（ドライウエル部）に滞留するため、F C I の観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ T B P について、事象初期の R C I C による一時的な注水を考慮すると、T Q U V に比べて水位低下が遅く事象進展が遅い。 ・ 過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 <p>以上より、FCI の厳しさの観点で T Q U V を評価対象 PDS として選定する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	<ul style="list-style-type: none"> ・ T Q U V ・ T Q U X ・ 長期 T B ・ T B U ・ T B P ・ T B D ・ L O C A 	<ul style="list-style-type: none"> ・ T Q U V 	<p>【事象（MCCIに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ）及び事象緩和のための対応の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ M C C I の観点からは、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低压で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高压状態が維持される PDS である T Q U X, T B D, T B U, 長期 T B は M C C I の観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ L O C A は、原子炉圧力容器破損のタイミングが過渡事象より早いため、溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが、有効性評価における本格格納容器破損モードに対しては、原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること、原子炉圧力容器破損までの余裕時間は事象発生から 3 時間以上あることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。 ・ F C I と M C C I は原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから、F C I と同じ PDS を選定することにより、一連のプラント挙動を確認することができる。 <p>以上より、MCCI への対応の厳しさの観点で T Q U V を評価対象 PDS として選定する。なお、いずれの PDS を選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>

第 1.2-3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（3/7）

格納容器破損モード	該当する PDS	選定した PDS	選定した PDS の考え方
水素燃焼	—	・ LOCA	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> 審査ガイドでは「PRAに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため、レベル 1.5 PRA では水素燃焼により格納容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため、東海第二発電所において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定するものとする。 <p>【評価において着目するパラメータ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 東海第二発電所では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。また、炉心損傷に伴い、水素は容易に可燃限界を超えることから、水素燃焼防止の観点では酸素濃度が重要となる。このため、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 <p>【東海第二発電所において評価するシーケンス】</p> <ul style="list-style-type: none"> 東海第二発電所において、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが、格納容器において事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして、LOCA と ECCS 注水機能喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため、評価シーケンスとしては、LOCA (LOCA + ECCS 注水機能喪失) を想定することが適切であると考えられる。 <p>以上より、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンスと同様、LOCA を評価対象 PDS として選定する。</p>

第 1.2-3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（4/7）

補足：PDS の分類の定義

PDS	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	交流電源 無 直流電源 無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 無 直流電源 無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 無 直流電源 無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 無 直流電源 無
TW/TBW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
LOCA	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	—

注：ハッチングは炉心損傷前に格納容器破損に至る事故シーケンスであることから、解釈 1-2 (b) に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とする PDS を示す。

第 1.2-3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（5/7）

格納容器破損モード	選定した PDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過圧破損）	・ LOCA	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウエル) 失敗 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウエル) 失敗 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウエル) 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウエル) 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 <p>(過圧・過温の各々において損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水(損傷炉心冷却)の点で同じとなることから、有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。)</p>
雰囲気圧力・温度による静的負荷 （格納容器過温破損）	・ LOCA	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ペDESTAL) 失敗 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ペDESTAL) 失敗 中小破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ペDESTAL) 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 格納容器注水 (ペDESTAL) 失敗 	
高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	・ TQUX	<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH 	<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH 	<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗 + 炉心損傷後の手動減圧失敗 + DCH

第 1.2-3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（6/7）

格納容器破損モード	選定した PDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)	・ T Q U V	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL) ・ 過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL) ・ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL) ・ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL) ・ サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL) ・ サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ペDESTAL)
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	・ T Q U V	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL) ・ 過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL) ・ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL) ・ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL) ・ サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL) ・ サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ペDESTAL)

第 1.2-3 表 評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）（7/7）

格納容器破損 モード	選定した PDS	事故シーケンス	選定した事故シーケンス	評価事故シーケンス
水素燃焼	・ LOCA	—	—	<p>・大破断 LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗（+格納容器ベント無し）</p> <p>（ジルコニウム-水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から、炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し、その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。また、格納容器ベントを実施する場合、格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され、格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから、格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。）</p>

第 1.2-4 表 重要事故シーケンスの選定（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）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	選定した事故シーケンス (重要事故シーケンス)
崩壊熱除去機能喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系の故障（RHR 喪失） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・ 残留熱除去系の故障（RHR S 喪失） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・ 外部電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系の故障（RHR 喪失） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗
全交流動力電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗
原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉冷却材の流出（RHR 切替時の LOCA） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・ 原子炉冷却材の流出（CUW ブロー時の LOCA） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・ 原子炉冷却材の流出（CRD 点検時の LOCA） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 ・ 原子炉冷却材の流出（LPRM 点検時の LOCA） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉冷却材の流出（RHR 切替時の LOCA） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗
反応度の誤投入	<ul style="list-style-type: none"> ・ 反応度の誤投入 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 反応度の誤投入 <p>(代表性の観点から停止中に実施される 検査 等により、最大反応度値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入 を認知できずに p 燃料損傷 に至る事故を想定する。)</p>

第1-1表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起回事象	事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス No.
過渡事象	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	○	—	(1)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	○	—	(2)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—	(3)
	RHR失敗	○	○	—	(4)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	○	—	(5)
	原子炉停止失敗	○	○	—	(6)
外部電源喪失	DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)	○	○	—	(7)
	DG失敗+高圧炉心冷却失敗	○	○	—	(8)
	DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	○	○	—	(9)
	直流電源失敗+HPCS失敗	○	○	—	(10)
	DG失敗(HPCS成功)	○	○	—	(11)
	DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	○	○	—	(12)
	直流電源失敗(HPCS成功)	○	○	—	(13)
	直流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—	(14)
交流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—	(15)	
手動停止/ サポート系喪失 (手動停止)	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(16)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(17)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(18)
	RHR失敗	○	—	—	(19)
サポート系喪失 (自動停止)	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	—	—	(20)
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(21)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(22)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(23)
	RHR失敗	○	—	—	(24)
サポート系喪失 (直流電源故障)	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	—	—	(25)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(26)
	(外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)	○	—	—	(27)
	(外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	○	—	—	(28)
中小破断LOCA	(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	○	—	—	(29)
	(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)	○	—	—	(30)
	(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	○	—	—	(31)
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(32)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(33)
大破断LOCA	RHR失敗	○	—	—	(34)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(35)
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	○	—	—	(36)
インターフェイス システムLOCA	RHR失敗	○	—	—	(37)
インターフェイス システムLOCA	原子炉建屋損傷	—	○	—	(38)
地震に伴う損傷	原子炉建屋損傷	—	○	—	(39)
	格納容器損傷	—	○	—	(40)
	原子炉圧力容器損傷	—	○	—	(41)
	格納容器バイパス	—	○	—	(42)
	Excessive LOCA	—	○	—	(43)
津波に伴う損傷	計装・制御系喪失	—	○	—	(44)
	防潮堤損傷	—	—	○	(45)
	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	—	—	○	(46)
	最終ヒートシンク喪失(RCIC成功)	—	—	○	(47)
	最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗	—	—	○	(48)
最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	—	—	○	(49)	
	最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	—	—	○	(50)

第1-2表 PRAの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケンスNo.	事故シーケンス別CDF (/ 年)				全CDFに対する割合 (%)	解釈1-1との対応	事故シーケンスグループ	グループ別CDF (/ 年)	全CDFに対する割合 (%)	解釈1-2との対応			
		内部事象	地震	津波	合計									
過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(1)	3.2E-10	4.6E-07	-	4.6E-07	0.6	高圧・低圧注水機能喪失	4.7E-07	0.6	1-2(a)				
過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(2)	2.0E-10	2.5E-09	-	2.7E-09	<0.1								
手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(16)	4.2E-10	-	-	4.2E-10	<0.1								
手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(17)	4.3E-11	-	-	4.3E-11	<0.1								
サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(21)	2.5E-09	-	-	2.5E-09	<0.1								
サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(22)	3.0E-11	-	-	3.0E-11	<0.1								
過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(3)	9.4E-09	1.3E-06	-	1.3E-06	1.7					高圧注水・減圧機能喪失	1.3E-06	1.8	1-2(a)
手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(18)	2.6E-09	-	-	2.6E-09	<0.1								
サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(23)	8.3E-09	-	-	8.3E-09	<0.1								
外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)	(7)	5.7E-08	5.6E-09	-	6.3E-08	<0.1					全交流動力電源喪失	2.7E-06	3.6	1-2(a)
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗(RCIC成功)	(27)	2.0E-08	-	-	2.0E-08	<0.1								
外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	(10)	6.0E-12	2.1E-06	-	2.1E-06	2.8								
外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	(9)	3.0E-10	2.4E-09	-	2.7E-09	<0.1								
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	(29)	2.3E-10	-	-	2.3E-10	<0.1								
外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	(8)	2.0E-10	4.4E-07	-	4.5E-07	0.6								
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	(28)	2.1E-08	-	-	2.1E-08	<0.1								
過渡事象+RHR失敗	(4)	4.4E-05	5.4E-06	-	4.9E-05	65.1	崩壊熱除去機能喪失	6.6E-05	87.6	1-2(b)				
過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	(5)	3.8E-07	2.9E-08	-	4.1E-07	0.5								
外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)	(19)	6.9E-07	6.4E-08	-	7.5E-07	1.0								
外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	(20)	3.6E-09	3.3E-10	-	3.9E-09	<0.1								
外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功)	(24)	6.9E-10	1.2E-11	-	7.0E-10	<0.1								
手動停止/サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗	(25)	9.9E-06	-	-	9.9E-06	13.2								
手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	(33)	5.2E-08	-	-	5.2E-08	<0.1								
サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗	(37)	1.7E-06	-	-	1.7E-06	2.3								
サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	(11)	8.9E-09	-	-	8.9E-09	<0.1								
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)	(12)	4.1E-06	-	-	4.1E-06	5.4								
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	(13)	2.1E-08	-	-	2.1E-08	<0.1								
中小破断LOCA+RHR失敗	(31)	7.4E-08	-	-	7.4E-08	<0.1								
大破断LOCA+RHR失敗	(30)	3.0E-09	-	-	3.0E-09	<0.1								
過渡事象+原子炉停止失敗	(6)	2.5E-08	7.9E-08	-	1.0E-07	0.1					原子炉停止機能喪失	1.4E-07	0.2	1-2(b)
サポート系喪失(自動停止)+原子炉停止失敗	(26)	3.8E-11	-	-	3.8E-11	<0.1								
中小破断LOCA+原子炉停止失敗	(38)	5.4E-11	-	-	5.4E-11	<0.1								
大破断LOCA+原子炉停止失敗	(34)	2.2E-12	-	-	2.2E-12	<0.1								
直流電源喪失+原子炉停止失敗	(14)	-	2.6E-08	-	2.6E-08	<0.1								
交流電源喪失+原子炉停止失敗	(15)	-	1.4E-08	-	1.4E-08	<0.1								
中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(35)	1.5E-11	-	-	1.5E-11	<0.1								
中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(36)	4.6E-12	-	-	4.6E-12	<0.1								
大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(32)	1.4E-12	-	-	1.4E-12	<0.1	LOCA時注水機能喪失	3.2E-10	<0.1	1-2(a)				
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(Excessive LOCA)	(44)	-	3.0E-10	-	3.0E-10	<0.1								
インターフェイスシステムLOCA	(39)	4.8E-10	-	-	4.8E-10	<0.1	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	4.8E-10	<0.1	1-2(b)				
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	(47)	-	-	7.6E-07	7.6E-07	1.0	津波浸水による注水機能喪失	4.0E-06	5.3	1-2(a)				
最終ヒートシンク喪失(RCIC成功)	(48)	-	-	3.2E-06	3.2E-06	4.2								
最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	(49)	-	-	1.1E-08	1.1E-08	<0.1								
最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	(50)	-	-	1.7E-08	1.7E-08	<0.1								
原子炉建屋損傷	(40)	-	1.5E-07	-	1.5E-07	0.2					-	1.5E-07	0.2	-
格納容器損傷	(41)	-	4.1E-09	-	4.1E-09	<0.1								
原子炉圧力容器損傷	(42)	-	2.2E-07	-	2.2E-07	0.3								
格納容器バイパス	(43)	-	3.2E-08	-	3.2E-08	<0.1								
計装・制御系喪失	(45)	-	3.7E-10	-	3.7E-10	<0.1								
防潮堤損傷	(46)	-	-	3.3E-07	3.3E-07	0.4								
合計		6.1E-05	1.0E-05	4.3E-06	7.5E-05	100.0	-	-	7.5E-05	100.0	-			

ハッチング: 解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接対応せず、全炉心損傷頻度への寄与及び影響度の観点から他の事故シーケンスグループと比較し、新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断したものを。

第1-3表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別CDF (1/1年)				全CDF ^{※1} に対する割合 (%)	グループ別CDF (1/1年)	全CDF ^{※1} に対する割合 (%)	備考	
			内部事象	地震	津波	合計					
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・高圧代替注水系	3.2E-10	4.6E-07	—	4.6E-07	0.6	4.7E-07	0.6		
	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系 (常設)	2.0E-10	2.5E-09	—	2.7E-09	<0.1				
	手動停止/サボート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・原子炉手動減圧	4.2E-10	—	—	4.2E-10	<0.1				
	手動停止/サボート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	4.3E-11	—	—	4.3E-11	<0.1				
	サボート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・代替格納冷却系	2.5E-09	—	—	2.5E-09	<0.1				
サボート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	3.0E-11	—	—	3.0E-11	<0.1					
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・高圧代替注水系	9.4E-09	1.3E-06	—	1.3E-06	1.7	1.3E-06	1.8		
	手動停止/サボート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・低圧炉心スプレイ系	2.6E-09	—	—	2.6E-09	<0.1				
	サボート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・過渡時自動減圧機能	8.3E-09	—	—	8.3E-09	<0.1				
全交流動力電源喪失	長期T B	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・原子炉手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) ・残留熱除去系	5.7E-08	5.6E-09	—	6.3E-08	<0.1	2.7E-06	3.6	
		サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	2.0E-08	—	—	2.0E-08	<0.1			
	T B D	外部電源喪失+直流電源喪失+HPCS失敗	6.0E-12	2.1E-06	—	2.1E-06	2.8				
	T B U	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	4.4E-07	—	4.5E-07	0.6				
	T B P	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	3.0E-10	2.4E-09	—	2.7E-09	<0.1				
サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	・上記の点線枠内の対策	2.3E-10	—	—	2.3E-10	<0.1					
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象+RHR失敗	[RHR故障時]	4.4E-05	5.4E-06	—	4.9E-05	65.1	6.6E-05	87.6	全炉心損傷頻度の約99%を炉心損傷防止対策でカバー	
	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	・原子炉隔離時冷却系	3.8E-07	2.9E-08	—	4.1E-07	0.5				
	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	・高圧炉心スプレイ系	6.9E-07	6.4E-08	—	7.5E-07	1.0				
	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	・低圧代替注水系 (常設)	3.6E-09	3.2E-10	—	3.9E-09	<0.1				
	外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)	・代替格納冷却系	6.9E-10	1.2E-11	—	7.0E-10	<0.1				
	手動停止/サボート系喪失 (手動停止) + RHR失敗	・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	9.9E-06	—	—	9.9E-06	13.2				
	手動停止/サボート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	5.2E-08	—	—	5.2E-08	<0.1				
	サボート系喪失 (自動停止) + RHR失敗	[取水機能喪失時]	1.7E-06	—	—	1.7E-06	2.3				
	サボート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	・原子炉隔離時冷却系	8.9E-09	—	—	8.9E-09	<0.1				
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 (HPCS成功)	・低圧代替注水系 (常設)	4.1E-06	—	—	4.1E-06	5.4				
サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	・原子炉手動減圧	2.1E-08	—	—	2.1E-08	<0.1					
中小破断LOCA+RHR失敗	・残留熱除去系	7.4E-08	—	—	7.4E-08	<0.1					
大破断LOCA+RHR失敗	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	3.0E-09	—	—	3.0E-09	<0.1					
原子炉停止機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能	2.5E-08	7.9E-08	—	1.0E-07	0.1	1.4E-07	0.2		
	サボート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	・代替原子炉再循環ポンプトリップ	3.8E-11	—	—	3.8E-11	<0.1				
	中小破断LOCA+原子炉停止失敗	・ほう酸水注入系	5.4E-11	—	—	5.4E-11	<0.1				
	大破断LOCA+原子炉停止失敗	・原子炉隔離時冷却系	2.2E-12	—	—	2.2E-12	<0.1				
	直流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※2}	・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	—	2.6E-08	—	2.6E-08	<0.1				
交流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※2}	—	—	1.4E-08	—	1.4E-08	<0.1					
LOCA時注水機能喪失	中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※3}	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系 (常設) ・原子炉手動減圧	1.5E-11	—	—	1.5E-11	<0.1	2.2E-11	<0.1		
	中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗 ^{※3}	・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	4.6E-12	—	—	4.6E-12	<0.1				
	大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※4}	・代替格納冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	1.4E-12	—	—	1.4E-12	<0.1				
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・原子炉手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	4.8E-10	—	—	4.8E-10	<0.1	4.8E-10	<0.1		
	津波浸水による注水機能喪失	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設) ・原子炉手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	—	—	7.6E-07	7.6E-07	1.0	4.0E-06	5.3		
最終ヒートシンク喪失 (RCIC成功)	—	—	3.2E-06	3.2E-06	4.2						
最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	—	—	1.1E-08	1.1E-08	<0.1						
最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	—	—	1.7E-08	1.7E-08	<0.1						
合計			6.1E-05	1.0E-05	4.0E-06	7.5E-05	99.0	7.5E-05	99.0	—	

※1 全CDFは第1-2表で新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断した事故シーケンスの炉心損傷頻度を含む。

※2 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル1 PRAの設定上抽出された事故シーケンスであるが、地震時の卓越点(現実的に想定すると、基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信し、炉内構造物が損傷する加速度に到達する前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生しがないと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象として取り扱わないと判断した事故シーケンス。

※3 LOCAの破断規模が大きい場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。

※4 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。

第1-4表 重要事故シーケンス等の選定 (1/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	着観点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由		
			a	b	c	d			
高圧・低圧注水機能喪失	◎ ①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a. 着観点について、③～⑥はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. 両着観点について「高」と考えた事故シーケンスとして①、②、③、⑥を抽出した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。 また、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する②、④、⑥の事故シーケンスは、逃がし安全弁の再閉鎖に成功する①、③、⑤の事故シーケンスに比べて事象発生初期から原子炉圧力が低下することより、原子炉手動減圧時に低圧代替注水（常設）による原子炉注水が開始されるタイミングが早くなるため、原子炉手動減圧操作の開始まで高圧状態が維持される①、③、⑤の事故シーケンスは、②、④、⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。		
	— ②過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		低	高	高	低			
	— ③手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低			
	— ④手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低			
	— ⑤サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低			
	— ⑥サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低			
高圧注水・減圧機能喪失	◎ ①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・低圧炉心スプレイ系 ・過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは、系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスについては事象進展が早いことから「高」とし、原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスについては「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く原子炉減圧に必要な設備容量が大きくなることから、着観点b.と同様に、過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスを「高」とし、手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスについては「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。 a. 着観点について、②、③はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b. c. 両着観点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、②を抽出した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～③の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。		
	— ②手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		中	低	低	低			
	— ③サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		中	高	高	低			
全交流動力電源喪失	長期TB	◎ ①外部電源喪失＋DG失敗＋HPCS失敗（RCIC成功）	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	低	低	高	a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. いずれの事故シーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功していることから、事象進展が遅いため「低」とした。 c. いずれの事故シーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功しており、原子炉注水に必要な設備容量が大きいため「低」とした。 d. 長期TBの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。 a. b. c. の着観点について、全事故シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。	
				— ②サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋HPCS失敗（RCIC成功）	高	低	低		中
	TBD TBU	◎ ③外部電源喪失＋直流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗（TBD）	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	高	高	高	a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. いずれの事故シーケンスも事象初期から原子炉への注水に失敗していることから、事象進展が早く余裕時間が短いため「高」とした。 c. いずれの事故シーケンスも事象初期から原子炉への注水に失敗しており、崩壊熱が高く原子炉注水に必要な設備容量が大きいため「高」とした。 d. TBD及びTBUの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。 a. b. c. の着観点について、全事故シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では③が支配的となった。 以上より、③を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、③の事故シーケンスは緊急用蓄電池への直流電源の切替操作が必要となることから、④、⑤の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。	
				— ④外部電源喪失＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）	高	高	高		中
				— ⑤サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋高圧炉心冷却失敗（TBU）	高	高	高		低
	TBP	◎ ⑥外部電源喪失＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	中	中	高	a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. いずれの事故シーケンスも原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が使用不能となるまでの余裕時間は、初期の原子炉注水に失敗している事故シーケンスに比べて長いことから「中」とした。 c. いずれの事故シーケンスも原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が使用不能となるまでに崩壊熱がある程度低下することから、原子炉注水に必要な設備容量は事象初期に注水に失敗する事故シーケンスに比べて小さいと考えられることから「中」とした。 d. TBPの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。 a. ～d. の着観点について、全事故シーケンスに共通であるが、d. の頻度の観点では⑦に比べて⑥の方が支配的となった。 以上より、⑥を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、⑥の事故シーケンスは、⑦の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。	
— ⑦サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋DG失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋HPCS失敗				高	中	中	中		

◎ 重要事故シーケンスとして選定した事故シーケンス

審査ガイドの着観点a～dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

第1-4表 重要事故シナリオ等の選定 (2/2)

事故シナリオグループ	事故シナリオ	対応する主要な炉心損傷防止対策	着眼点との関係と重要事故シナリオの選定の考え方				選定した重要事故シナリオと選定理由
			a	b	c	d	
崩壊熱除去機能喪失	① 過渡事象+RHR失敗	[RHR故障時] ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 [取水機能喪失時] ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系(常設) ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a. 外部電源喪失及びサポート系喪失(直流電源故障)を起因とする事故シナリオは、いずれも全交流動力電源喪失に至る 事故シナリオ であり、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。また、サポート系喪失を起因とする 事故シナリオ は、系統間機能依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉が自動停止する過渡事象、外部電源喪失、サポート系喪失(自動停止)、サポート系喪失(直流電源故障)及びLOCAを起因とする 事故シナリオ は事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止/サポート系喪失(手動停止)を起因としている 事故シナリオ は事象進展が比較的遅いことから「低」とした。なお、 中長期的な格納容器の過圧・過温の観点では、崩壊熱が支配要因となることからLOCAを起因とする事故シナリオも過渡事象を起因とする事故シナリオと同等の事象進展となる。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く 格納容器除熱に必要な設備容量 が大きくなることから、着眼点bと同様に、過渡事象、外部電源喪失、サポート系喪失(自動停止)、サポート系故障(直流電源故障)及びLOCAを起因とする 事故シナリオ を「高」、手動停止/サポート系喪失(手動停止)を起因とする 事故シナリオ を「低」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の 事故シナリオ を「中」、1%未満の 事故シナリオ を「低」とした。
	② 過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗		低	高	高	低	
	③ 外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)		高	高	高	中	
	④ 外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)		高	高	高	低	
	⑤ 外部電源喪失+直流電源喪失(HPCS成功)		高	高	高	低	
	⑥ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗		中	低	低	中	
	⑦ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗		中	低	低	低	
	⑧ サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗		中	高	高	中	
	⑨ サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗		中	高	高	低	
	⑩ サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)		高	高	高	中	
	⑪ サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)		高	高	高	低	
	⑫ 中小破断LOCA+RHR失敗		低	高	高	低	
	⑬ 大破断LOCA+RHR失敗		低	高	高	低	
原子炉停止機能喪失	① 過渡事象+原子炉停止失敗	・代替制御挿入機能 ・代替原子炉再循環ポントリップ ・ほう酸水注入系 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a. の着眼点について、②はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b,c. の着眼点について、全事故シナリオに共通であるため、選定理由から除外した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。なお、LOCAと原子炉停止失敗は重複する③、④のCDFはいずれも1×10 ⁻¹⁰ /炉年未満であり、極めて小さい。 以上より、①を重要事故シナリオとして選定した。 なお、LOCAを起因とする場合、ほう酸水注入系が有効に機能しないとも考えられるが、代替制御挿入機能に期待することにより対応可能であり、そのCDFは極めて小さい。そのため、反応度制御の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シナリオは、本事故シナリオグループにおいて代表性を有しているものとする。
	② サポート系喪失(自動停止)+原子炉停止失敗		中	高	高	低	
	③ 中小破断LOCA+原子炉停止失敗		低	高	高	低	
	④ 大破断LOCA+原子炉停止失敗		低	高	高	低	
LOCA時注水機能喪失	① 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系(常設) ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a. 中小破断LOCAを起因とする事故シナリオは、系統間機能依存性がないことから、全て「低」とした。 b. 中小破断LOCAを起因とする事故シナリオは、事象進展が早いことから全て「高」とした。 c. 中小破断LOCAを起因とする事故シナリオは、 原子炉注水に必要な設備容量 が大きいため、全て「高」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。
	② 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		低	高	高	中	
格納容器バイパス	① インターフェイスシステムLOCA	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	-	-	-	-	抽出された 事故シナリオ が1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。 ①を重要事故シナリオとして選定した。
津波浸水による注水機能喪失	① 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系(可搬型) ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	高	高	中	a. 原子炉建屋内浸水を起因とする事故シナリオでは、建屋内の多くの設備が機能喪失することから「高」とした。最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シナリオでは、除熱を必要とする設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 事象初期から原子炉への注水に失敗している事故シナリオについては、「高」、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に成功している事故シナリオについては、「低」とした。逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失する事故シナリオは、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまで炉心への注水が継続されるため、事象初期から注水に失敗している事故シナリオと比較して、事象進展が遅いため「中」とした。 c. 原子炉建屋内浸水を起因とする 事故シナリオ は、津波防護対策に要求される防護高さも高くなることから「高」とし、最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シナリオは「中」とした。 d. 最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。
	② 最終ヒートシンク喪失(RIC成功)		中	低	中	高	
	③ 最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗		中	高	中	低	
	④ 最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗		中	中	中	低	

◎ 重要事故シナリオとして選定した事故シナリオ

※ 取水機能喪失時(RHS喪失時)は低圧ECCSが従属的に機能喪失する。そのため、高圧注水系に成功している場合は崩壊熱除去機能喪失の事故シナリオグループで取り扱うが、高圧注水系に失敗した場合は他の事故シナリオグループ等(①、②、⑥~⑨:高圧・低圧注水機能喪失、③~⑤、⑩、⑪:全交流動力電源喪失、⑫LOCA時注水機能喪失、⑬空圧炉心圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))で重大事故対策の有効性を確認する。

審査ガイドの着眼点a~dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

過渡事象	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高压炉心冷却	原子炉減圧	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.			
46	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—			
						失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)			
						成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
							失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)		
						失敗	成功	成功	成功	過渡事象 + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	高压・低压注水機能喪失	(1)
									失敗	過渡事象 + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高压注水・減圧機能喪失	(3)
						失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
									失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
						失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
									失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
						失敗	成功	成功	成功	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	高压・低压注水機能喪失	(2)
									失敗	過渡事象 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (1/7)

外部電源喪失	原子炉停止	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
					HPCS	RCIC			
							過渡事象へ	過渡事象へ	—
成功							外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)
成功							外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (RCIC成功)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)
成功							外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)
成功							外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(12)
成功							外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(9)
成功							外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)
成功							外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)
失敗							過渡事象+原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (2/7)

手動停止／サポート系喪失（手動停止）	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.		
成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
					失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(19)		
		失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
					失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(19)		
		失敗	失敗	成功	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(16)		
					失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(18)		
		失敗	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
						失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20)	
					失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
							失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20)
失敗	失敗	成功	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(17)				
			失敗							

48

第1-2図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (3/7)

サポート系喪失 (自動停止※)	原子炉停止	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.		
成功	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-		
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(24)		
						成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-	
							失敗	サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(24)	
						失敗	成功	成功	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(21)
								失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(23)
						成功	失敗	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
								失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(25)
						失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
								失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(25)
失敗	失敗	成功	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(22)						
		失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(26)						

※ サポート系喪失において、原子炉自動停止に至る事象のうち、直流電源故障については別途評価。

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (4/7)

サポート系喪失 (直流電源故障)	原子炉停止	交流電源	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
				HPCS	RCIC			
						サポート系喪失 (自動停止) へ	サポート系喪失 (自動停止) へ	—
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(30)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + HPCS失敗 (RCIC成功)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(27)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(28)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(31)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(29)
						サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(26)

第1-2図 内部事象レベル1PRAにおけるイベントツリー (5/7)

大破断 LOCA	原子炉停止	高压炉心冷却	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	成功	成功	失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
	成功	失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	失敗	成功	失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
	失敗	成功	失敗	大破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	大破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA 時注水機能喪失	(36)
	失敗	失敗	失敗	失敗	大破断 LOCA + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(38)

中小破断 LOCA	原子炉停止	高压炉心冷却	原子炉減圧	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
	成功	成功	成功	失敗	中小破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)	
	成功	失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	失敗	成功	失敗	失敗	中小破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)
	失敗	成功	失敗	失敗	中小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA 時注水機能喪失	(32)	
	失敗	失敗	成功	失敗	失敗	中小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA 時注水機能喪失	(33)
	失敗	失敗	失敗	失敗	失敗	中小破断 LOCA + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(35)

第1-2図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (6/7)

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	インターフェイスシステムLOCA	格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA)	(39)

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (7/7)

第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

レベル1. 5 PRAから抽出した格納容器破損モード	格納容器破損頻度(／炉年)	寄与割合(%)	解釈2-1(a)の必ず想定する格納容器破損モード	備考
未臨界確保失敗時の過圧破損(炉心損傷前)	2.5E-08	<0.1	なし	解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」
崩壊熱除去失敗時の過圧破損(炉心損傷前)	6.0E-05	99.8	なし	解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「崩壊熱除去失敗」
格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	4.8E-10	<0.1	なし	解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」
格納容器バイパス(格納容器隔離失敗)	6.1E-10	<0.1	なし	本破損モードは、事象の進展に伴い発生するものではなく、格納容器隔離に失敗しないように運用上の対策をとっていること、格納容器の隔離機能が喪失する頻度が十分に低いことから、個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断
崩壊熱除去失敗時の過圧破損(炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下なし) 過温破損	2.2E-09	<0.1	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧／過温破損)	—
(炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下なし)	7.9E-08	0.1		—
高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	<0.1	高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	—
溶融燃料-冷却材相互作用(ペDESTAL)	2.2E-14	<0.1	圧力容器外での溶融燃料-冷却材相互作用	—
崩壊熱除去失敗時の過圧破損(炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下あり) 過温破損	1.8E-08	<0.1	溶融炉心・コンクリート相互作用	Mark-II型格納容器特有の溶融物がサブプレッション・プールへ落下した後に発生する破損モードについては、ペDESTAL(ドライウエル部)床における溶融炉心・コンクリート相互作用に引き続いて発生する破損モードであること、及び当該破損モードの防止のためにはペDESTAL(ドライウエル部)床における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することが有効であることを考慮し、解釈に基づき必ず想定する破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」として整理した。
(炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下あり)	4.7E-10	<0.1		
溶融燃料-冷却材相互作用(サブプレッション・プール)	2.5E-09	<0.1		
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	<0.1		
合計	6.1E-05	100	—	—

注 ハッチングは、格納容器破損防止対策の有効性評価で考慮しないことを示す。

第2-2表 プラント損傷状態（PDS）の定義

PDS	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	交流電源 無 直流電源 有
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 無 直流電源 有
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 無 直流電源 有
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	交流電源 無 直流電源 無
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TBW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
LOCA	炉心損傷後	低圧	早期	交流電源 有 直流電源 有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	—

注 ハッチングは炉心損傷前に格納容器破損に至る事故シーケンスであることから、解釈1-2（b）に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認する。このため、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象外とするPDSを示す。

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（PDS）の選定

解釈で想定する格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/ 1年)	PDS #2	格納容器破損頻度 (/ 1年)	寄与割合 (%)	評価対象となるPDSの選定の考え方	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)	2.2E-09	TQUV	—	—	【事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・他のPDSと比較して、LOCAは原子炉冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く、事象進展が早い。 ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については対策として格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。	LOCA
		TQUX	2.2E-09	100.0		
		長期TB	—	—		
		TBU	—	—		
		TBP	—	—		
		TBD	—	—		
		LOCA	—	—		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	7.9E-08	TQUX	6.3E-09	8.0	以上より、余裕時間及び設備容量の厳しさの観点から、LOCAを評価対象PDSとして選定する。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	
		長期TB	6.9E-08	86.7		
		TBU	4.2E-09	5.3		
		TBD	5.9E-12	<0.1		
		LOCA	2.1E-11	<0.1		
高压熔融炉/格納容器雰囲気直接加熱 (DCH) #1	8.5E-09	TQUX	2.4E-11	0.3	【事象進展緩和(減圧)の余裕時間の厳しさ】 ・長期TBは事象初期においてRCICによる冷却が有効なPDSであり、減圧までの余裕時間の観点ではTQUX、TBD、TBUの方が厳しい。 ・高压状態で原子炉圧力容器破損に至る点ではTQUX、TBD、TBUにPDS選定上の有意な違いはない。	TQUX
		長期TB	8.5E-09	99.5		
		TBU	1.6E-11	0.2		
		TBD	2.2E-14	<0.1		
原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用 (FCI) #1	2.2E-14	TQUV	—	—	【事象(FCIにおける発生エネルギーの大きさ)の厳しさ】 ・熔融燃料-冷却材相互作用の発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する熔融炉心の量が多く、保有エネルギーが大きくなるほど厳しくなる。この観点から、高压状態が維持されるPDSであるTQUX、TBD、TBU、長期TBはFCIの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・LOCAは、炉内での蒸気の発生状況の差異から、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧破損シーケンス(TQUV、TBP)より小さくなり、デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる#3。 ・TBPについて、事象初期のRCICによる一時的な注水を考慮すると、TQUVに比べて水位低下が遅く事象進展が遅い。 ・過渡事象のうち、原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。	TQUV
		TQUX	2.2E-14	100.0		
		長期TB	—	—		
		TBU	—	—		
		TBP	—	—		
		TBD	—	—		
熔融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) #1	2.1E-08	TQUV	3.3E-09	15.7	【事象(MCCIに寄与する熔融炉心のエネルギーの大きさ)及び事象緩和のための対応の厳しさ】 ・MCCIの観点からは、ペデスタル(ドライウエル部)に落下する熔融炉心の割合が多くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高压状態が維持されるPDSであるTQUX、TBD、TBU、長期TBはMCCIの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・LOCAは、原子炉圧力容器破損のタイミングが過渡事象より早いため、熔融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが、有効性評価における本格納容器破損モードに対しては、原子炉圧力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること、原子炉圧力容器破損までの余裕時間は事象発生から3時間以上あることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。 ・FCIとMCCIは原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから、FCIと同じPDSを選定することにより、一連のプラント挙動を確認することができる。 以上より、原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象に対するプラント挙動を確認する観点から、「原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用(FCI)」と同様、TQUVを評価対象PDSとして選定する。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	TQUV
		TQUX	7.0E-10	3.3		
		長期TB	—	—		
		TBU	1.7E-08	78.5		
		TBP	5.2E-10	2.5		
		TBD	—	—		
水素燃焼	—	—	—	—	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・審査ガイドでは「PRAに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため、レベル1・5 PRAでは水素燃焼により格納容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため、東海第二発電所において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・東海第二発電所では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。また、炉心損傷に伴い、水素は容易に可燃限界を超えることから、水素燃焼防止の観点では酸素濃度が重要となる。このため、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【東海第二発電所において評価するシーケンス】 ・東海第二発電所において、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが、格納容器において事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして、LOCAとECCS注水機能喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため、評価シーケンスとしては、LOCA(LOCA+ECCS注水機能喪失)を想定することが適切であると考えられる。 以上より、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価シーケンスと同様、LOCAを評価対象PDSとして選定する。	LOCA
		—	—	—		

※1 DCH、FCI、MCCIにおいて選定した評価事故シーケンスについては、重大事故等対処施設による対応により原子炉圧力容器内での事象収束が可能だが、原子炉圧力容器破損が前提となる各破損モードにおける物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から仮想的に一部の重大事故等対処設備による対応に期待せず、原子炉圧力容器破損まで事象が進展することを仮定して評価することとする。

※2 重大事故等対処設備による対応を考慮した場合に当該格納容器破損モードが発生する可能性のあるPDS(格納容器破損頻度は「—」と記載)を含めて記載。

※3 LOCA事象は原子炉冷却材の流出を伴い、発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスより少ないため。

第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	評価対象としたPDS	該当する事故シーケンス ^{※2}	格納容器破損防止対策	評価対象事故シーケンスの選定の考え方	
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	LOCA	① 大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+ (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗 ^{※3}	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(常設) 代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 格納容器圧力逃がし装置 代替循環冷却系 	【余裕時間の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①、②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているもの、発生頻度の大きさの観点で、①が代表性を有する。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。	
		② 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+ (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗 ^{※3}			【余裕時間の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①、②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているもの、発生頻度の大きさの観点で、①が代表性を有する。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。
		③ 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+ (デブリ冷却成功) + 格納容器注水 (ドライウェル) 失敗 ^{※3}			
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	LOCA	① 大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水 (ドライウェル) 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系(常設) 代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 格納容器圧力逃がし装置 代替循環冷却系 	【余裕時間の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①、②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているもの、発生頻度の大きさの観点で、①が代表性を有する。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。	
② 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水 (ドライウェル) 失敗	【余裕時間の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①、②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているもの、発生頻度の大きさの観点で、①が代表性を有する。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。				
③ 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水 (ドライウェル) 失敗					
高圧容器破損物放出/格納容器雰囲気加熱 (DCH) ^{※4}	TQUX	① 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+DCH	原子炉手動減圧	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①~③は起回事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。	
② 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+DCH	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・ ①~③は起回事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。				
③ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+DCH					
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI) ^{※5}	TQUV	① 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ベズスタル) ^{※4}	<ul style="list-style-type: none"> ベズスタル (ドライウェル部) の水位を約1mに維持する手段 	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 格納容器下部注水系 (常設) によるベズスタル (ドライウェル部) への事前水張は、デブリ落下前に実施するため、必要な設備容量はシーケンス間で差異がない。 【代表性】 ・ 発生頻度の大きさの観点で、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス(①、③、⑤)が代表性を有する。①、③、⑤は起回事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。 【事象 (FCI発生時) の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスでFCIが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。	
		② 過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ベズスタル) ^{※4}			【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 格納容器下部注水系 (常設) によるベズスタル (ドライウェル部) への事前水張は、デブリ落下前に実施するため、必要な設備容量はシーケンス間で差異がない。 【代表性】 ・ 発生頻度の大きさの観点で、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス(①、③、⑤)が代表性を有する。①、③、⑤は起回事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。 【事象 (FCI発生時) の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスでFCIが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。
		③ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ベズスタル) ^{※4}			
		④ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ベズスタル) ^{※4}			
		⑤ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ベズスタル) ^{※4}			
		⑥ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI (ベズスタル) ^{※4}			
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCC I) ^{※6}	TQUV	① 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ベズスタル)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器下部注水系 (常設) 	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 格納容器下部注水系 (常設) によるベズスタル (ドライウェル部) への事前水張は、デブリ落下前に実施するため、必要な設備容量はシーケンス間で差異がない。 【代表性】 ・ 発生頻度の大きさの観点で、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス(①、③、⑤)が代表性を有する。①、③、⑤は起回事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。 【事象 (MCC I発生時) の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスでMCC Iが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。	
		② 過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ベズスタル)			【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失 (自動停止) を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・ 格納容器下部注水系 (常設) によるベズスタル (ドライウェル部) への事前水張は、デブリ落下前に実施するため、必要な設備容量はシーケンス間で差異がない。 【代表性】 ・ 発生頻度の大きさの観点で、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス(①、③、⑤)が代表性を有する。①、③、⑤は起回事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡事象を選定。 【事象 (MCC I発生時) の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスでMCC Iが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。
		③ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ベズスタル)			
		④ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ベズスタル)			
		⑤ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ベズスタル)			
		⑥ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗 (ベズスタル)			
未燃燃焼	LOCA	-	<ul style="list-style-type: none"> 窒素置換による格納容器雰囲気の不活性化 	【事象 (酸素濃度上昇) の厳しさ】 ・ ジェネエクス・水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から、炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し、その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 ・ 格納容器ベントを実施する場合、格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され、格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから、格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 ・ 重大事故等対処設備によって炉心損傷を停止できるPDSについても、事象発生後の格納容器内の気体の流れ等、酸素濃度の上昇の観点でLOCAと大きく異なるPDSについては、有効性評価において適宜その感度を確認するものとする。	

◎ 選定した評価事故シーケンス

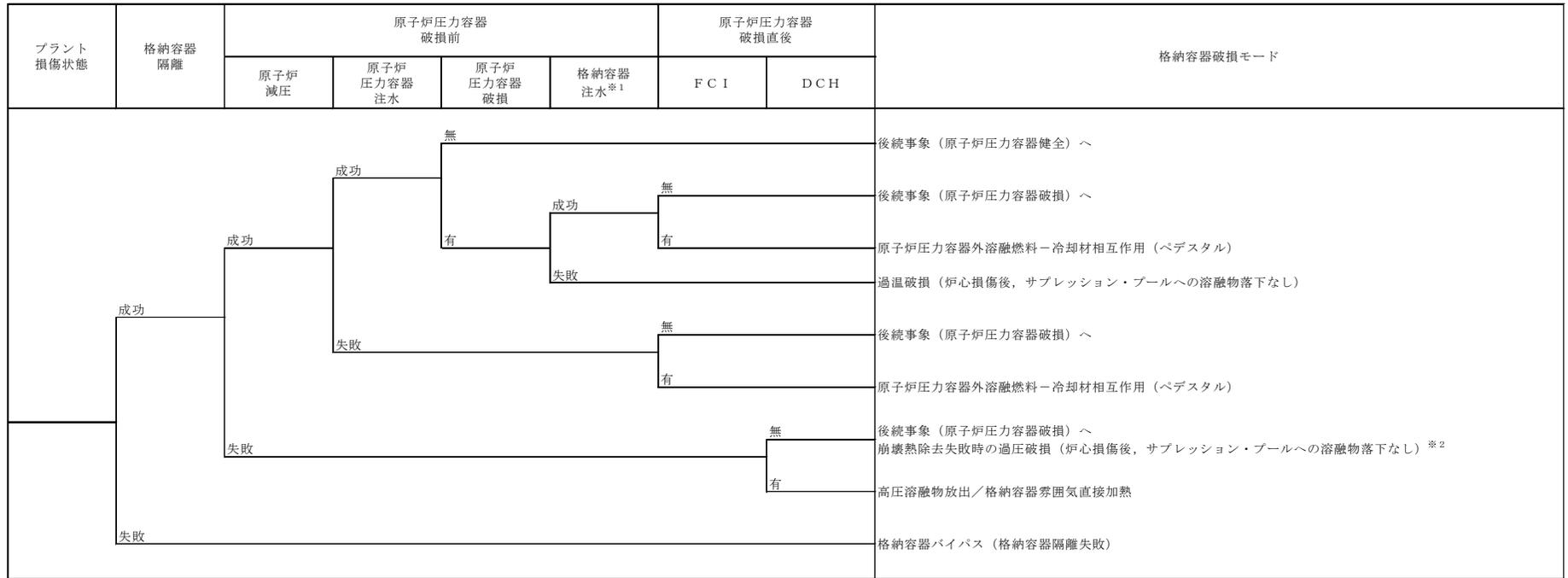
※1 DCH、FCI、MCC Iにおいて選定した評価事故シーケンスについては、重大事故等対処施設による対応により原子炉圧力容器内での事象収束が可能だが、原子炉圧力容器破損が前提となる各破損モードにおける物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から仮想的に一部の重大事故等対処設備による対応に期待せず、原子炉圧力容器破損まで事象が進展することを仮定して評価することとする。

※2 各シーケンスの斜体で示した部分は炉心損傷に至る事故シーケンス、それ以外の部分は炉心損傷後の事故シーケンスを示す。

※3 PDSがLOCAに該当する事故シーケンスでは、炉心及びベズスタル (ドライウェル部) への注水機能が喪失し、デブリ冷却に必ず失敗するため過圧破損に至る事故シーケンスは抽出されないが、過温破損の対策となる重大事故等対処設備による圧力容器 (損傷炉心) への注水 (デブリ冷却) を考慮して評価事故シーケンスを選定する。

※4 PDSがTQUVに該当する事故シーケンスでは、ベズスタル (ドライウェル部) への注水機能が喪失するためFCIが発生する事故シーケンスは抽出されないが、MCC I対策である事前水張りによりFCIが発生する可能性を考慮して評価事故シーケンスを選定する。

上記のとおり、過圧・過温の各々において損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水 (損傷炉心冷却) の点で同じとなることから、有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。



F C I：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

D C H：格納容器雰囲気直接加熱

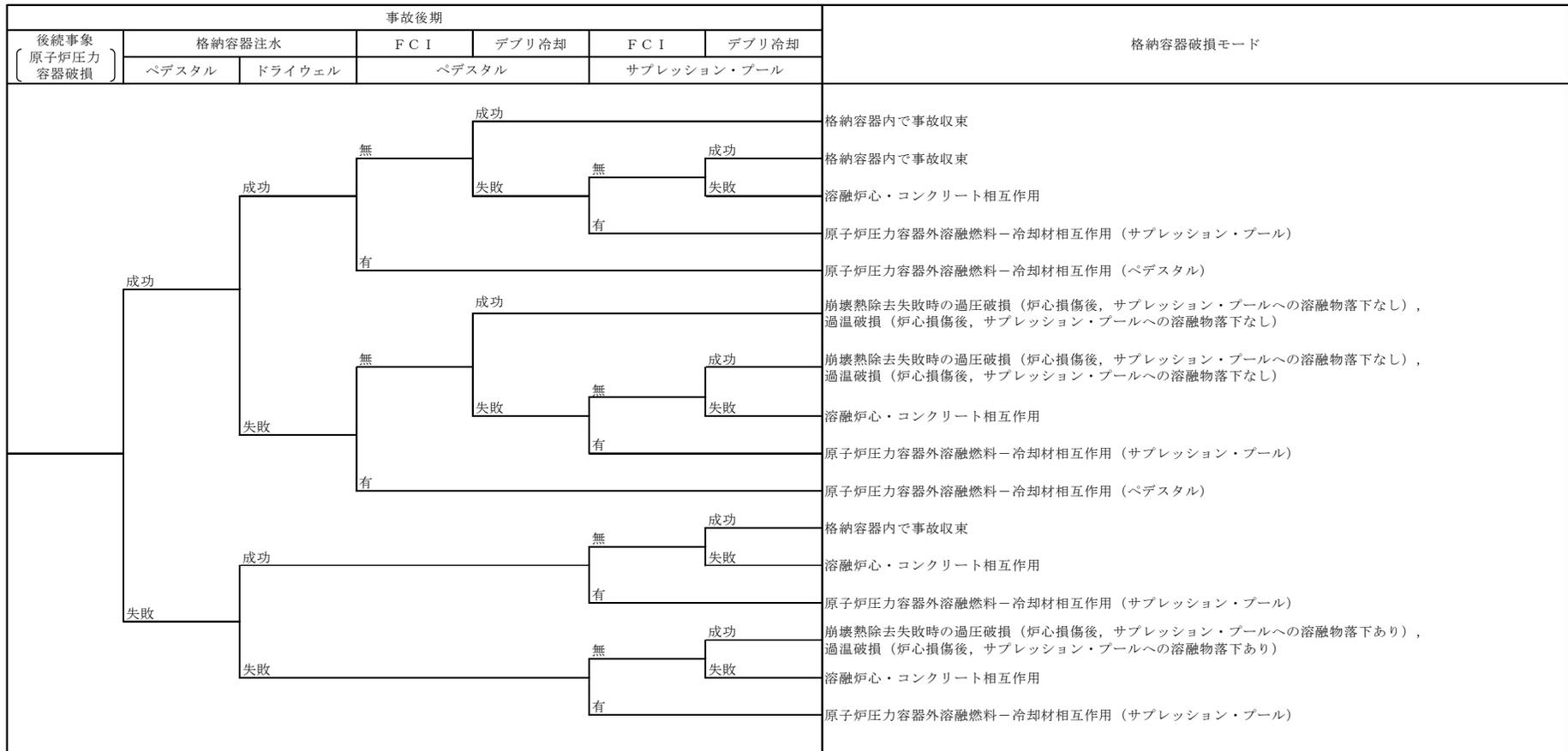
※1 L O C Aシーケンスは、格納容器注水に失敗した場合、原子炉圧力容器破損前に過温破損に至るため、本ヘディングの成功／失敗を原子炉圧力容器破損前に考慮した。

※2 長期T Bシーケンスは、原子炉圧力容器注水に失敗した場合、原子炉圧力容器破損直後に過圧破損に至る。

第2-3図 内部事象レベル1. 5 P R Aにおけるイベントツリー（1/3）

事故後期		格納容器破損モード
後続事象 〔原子炉圧力容器健全〕	格納容器注水	
成功		原子炉圧力容器内で事故収束 崩壊熱除去失敗時の過圧破損 (炉心損傷後、サブプレッション・プールへの溶融物落下なし)
失敗		

第2-3図 内部事象レベル1. 5 PRAにおけるイベントツリー (2/3)



FCI：原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

第2-3図 内部事象レベル1. 5 PRAにおけるイベントツリー (3/3)

第3-1表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)		シーケンス別CDF (/施設定期検査)	全CDFに対する寄与割合 (%)	グループ別CDFに対する寄与割合 (%)	事故シーケンスグループ別CDF (/施設定期検査)	全CDFに対する寄与割合 (%)
		燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策					
崩壊熱除去機能喪失	①残留熱除去系の故障 (RHR喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能 ^{※1}	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系 (RHR S喪失時) 	9.9E-07	20.0	69.5	1.4E-06	28.8
	②残留熱除去系の故障 (RHR S喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗			<ul style="list-style-type: none"> 待機中のE.C.C.S. (<u>残留熱除去系 (低圧注水系) ^{※2}</u>) 低圧代替注水系 (常設) 低圧代替注水系 (可搬型) 消火系, 補給水系^{※3} 	1.2E-07	2.5		
	③外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系 (常設) 低圧代替注水系 (可搬型) 消火系, 補給水系^{※3} 	3.1E-07	6.3	21.8		
全交流動力電源喪失	①外部電源喪失+交流電源失敗 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 (DG起動に使用) (直流電源失敗時) 	3.5E-06	71.1	100.0	3.5E-06	71.1
	②外部電源喪失+直流電源失敗 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能 ^{※1}	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系 低圧代替注水系 (常設) (<u>交流電源復旧後</u>) 常設代替注水系 (可搬型) 消火系^{※3} 	1.3E-10	<0.1	<0.1		
原子炉冷却材の流出	①原子炉冷却材の流出 (RHR切替時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> 待機中のE.C.C.S. (<u>残留熱除去系 (低圧注水系) ^{※2}</u>) 低圧代替注水系 (常設) 低圧代替注水系 (可搬型) 消火系, 補給水系^{※3} 	8.3E-11	<0.1	44.6	1.9E-10	<0.1
	②原子炉冷却材の流出 (CUWブロー時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗			5.8E-11	<0.1	31.2		
	③原子炉冷却材の流出 (CRD点検時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗			4.5E-11	<0.1	24.2		
	④原子炉冷却材の流出 (LPRM点検時のLOCA) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗			9.8E-14	<0.1	<0.1		
合計		-		5.0E-06	100.0	-	5.0E-06	100.0

※1 停止時においては崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる。
(原子炉建屋 (原子炉開放時) 又は格納容器 (原子炉未開放時) へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する。)
 ※2 停止時PRAの評価上、残留熱除去系の喪失も考えられるが、その場合の事象進展及び対策は「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加した。
 ※3 重大事故等対処設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備である。

第3-2表 燃料損傷までの余裕時間 (1/2)

(a) 「崩壊熱除去機能喪失」, 「全交流動力電源喪失」 の場合

POS	プラント状態の推移	原子炉水位	燃料損傷までの 余裕時間 (h) ※1
S	原子炉冷温停止への移行状態	通常水位	4.1
A	PCV/PRV開放への移行状態		6.0
B1	原子炉ウェル満水状態	原子炉ウェル満水	54.7
B2			92.4
B3			109.3
B4			157.7
B5			177.3
B6			203.0
C1	PCV/PRV閉鎖への移行状態	通常水位	37.6
C2			40.1
D	起動準備状態		42.8

※1 原子炉ウェル満水状態における余裕時間の評価は、燃料の取出状態に関わらず、以下のとおり保守的な仮定を基に評価。

崩壊熱 : 炉心及び使用済燃料プール内の燃料の崩壊熱を考慮

保有水量 : 原子炉側のみの水量を考慮 (使用済燃料プールの保有水量を含めない。)

第3-2表 燃料損傷までの余裕時間 (2/2)

(b) 「原子炉冷却材の流出」の場合

事故シーケンス	POS	原子炉水位	燃料損傷に至るまでの保有水量 (m ³) ※2	冷却材流出流量 (m ³ /h)	燃料損傷までの余裕時間 (h)
RHR切替時のLOCA	B	原子炉ウェル満水			22.7
	C, D	通常水位			3.5
CUWブロー時のLOCA	C, D	通常水位			3.5
CRD点検時のLOCA	B	原子炉ウェル満水			5.5
LPRM点検時のLOCA	B	原子炉ウェル満水			12.1

※2 原子炉ウェル満水状態における保有水量は、原子炉側のみの水量を考慮（プールゲートが閉止状態であることを想定し、使用済燃料プールの保有水量を含めない。）。

なお、崩壊熱による原子炉冷却材の減少については、崩壊熱による水温上昇により蒸発が開始するまでに、原子炉冷却材の流出による水位低下により燃料損傷に至ることから考慮しない。

第3-3表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策		着視点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方			選定した重要事故シーケンスと選定理由
		燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策	a	b	c	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・ 待機中のECCS （残留熱除去系（低圧注水系）※1）	低	低	高	a. b.の着視点について、全シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 c.頻度の観点では、①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪失する②の事故シーケンスについては、「全交流動力電源喪失」にて残留熱除去系海水系の代替手段である緊急用海水系の有効性を確認するため、選定しない。 また、外部電源喪失を起因とする③の事故シーケンスは、非常用ディーゼル発電機に期待できるため、「全交流動力電源喪失」で考慮している事故シーケンスと比較して事象進展や対策が厳しくないことから選定しない。
	低			低	中		
	－ ②残留熱除去系の故障（RHS喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	低	低	中	
全交流動力電源喪失	◎ ①外部電源喪失 ＋交流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	・ 常設代替高圧電源装置 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備（DG起動に使用） （交流電源失敗時）	低	低	高	a. b.の着視点について、全シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 c.頻度の観点では、①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、直流電源喪失となる②の事故シーケンスは、炉心損傷頻度が低く、有効性を確認する左記下部の対策により①の事故シーケンスと同様に燃料損傷防止が可能であり、さらに可搬型代替直流電源設備による非常用ディーゼル発電機の起動による対応にも期待できることから選定しない。
	－ ②外部電源喪失 ＋直流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・ 低圧代替注水系（常設） （交流電源復旧後）	低	低	低	
原子炉冷却材の流出	◎ ①原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・ 待機中のECCS （残留熱除去系（低圧注水系））	高	低	高	a.の着視点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、②を抽出した。 b.の着視点について、③、④は流出流量が比較的多くなるが、燃料損傷防止対策である待機中のECCS・低圧代替注水系（常設）の設備容量は、③、④における流出流量と比較して十分大きい。 c.頻度の観点では、①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお、流出流量の大きい③、④の事故シーケンスについては、CRD点検時、LPRM点検時のLOCAによる流出流量と比較して、燃料損傷防止対策となる待機中のECCS・低圧代替注水系（常設）の設備容量（残留熱除去系：1,605m ³ /h、低圧代替注水系（常設）：378m ³ /h）が十分大きいこと、作業・操作場所と漏えい発生箇所が同一であるため、認知が容易であることから選定しない。 また、②の事故シーケンスについては、原子炉ウエル水位を低下させる操作であるため、原子炉ウエル水位は適宜監視されており、中央制御室の運転員他にNR/Wの運転員も廃液収集タンク等の水位高を認知することができるため、認知が容易であることから選定しない。
	－ ②原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	高	
	－ ③原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	中	高	中	
	－ ④原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・ 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※2	低	中	低	
反応度の誤投入	◎ 制御棒の誤引き抜き※3	原子炉緊急停止機能	・ 原子炉緊急停止系 （起動領域計装の原子炉出力バリエード短短（10秒）信号による原子炉スクラム）	－	－	－	代表性の観点から以下の事故を想定する。 ・ 停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故

◎：重要事故シーケンスとして選定した事故シーケンス

※1 停止時PRAの評価上、残留熱除去系の喪失も考えられるが、その場合の事象進展及び対策は「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策に追加。

※2 停止時には崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止。

（安定状態の確立のために残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施する。）

※3 発生の可能性が低く、発生を仮定してもその影響が限定的であるため、リスク評価上重要性が低いと判断し、PRAの評価対象から除外したため。

残留熱除去系の故障	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	—	燃料損傷なし
	失敗	残留熱除去系の故障 (RHR喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 残留熱除去系の故障 (RRS喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失

外部電源喪失	直流電源	交流電源	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		成功	成功	—	燃料損傷なし
			失敗	外部電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失
	成功	成功	成功	—	燃料損傷なし
		失敗	成功	—	燃料損傷なし
			失敗	外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
	失敗	成功	成功	—	燃料損傷なし
			失敗	外部電源喪失 + 直流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	—	燃料損傷なし
	失敗	原子炉冷却材の流出 (RHR切替時のLOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出 (CUWブロー時のLOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出 (CRD点検時のLOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出 (LPRM点検時のLOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出

第3-4図 停止時PRAにおけるイベントツリー

2.5 原子炉停止機能喪失

2.5.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

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

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化の発生後，炉心冷却には成功するが，原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため，原子炉は臨界状態が継続し，原子炉出力が高い状態が維持されることから，炉心で発生した蒸気が格納容器に流入し格納容器圧力が上昇することで，緩和措置が取られない場合には，炉心損傷より先に格納容器破損に至る。これに伴い炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下が継続し，炉心が露出することで炉心損傷に至る。

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

以上により，本事故シーケンスグループでは，代替の原子炉停止機能を用いて原子炉出力を抑制し，原子炉注水機能を用いて原子炉水位を適切に維持することにより炉心損傷の防止を図るとともに，最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、初期の対策として A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段並びに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレー系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。さらに、重要事故シーケンスに対する有効性評価では期待しないが、代替制御棒挿入機能及び原子炉手動スクラムによる原子炉停止手段を整備している。対策の概略系統図を第 2.5-1 図に、対応手順の概要を第 2.5-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第 2.5-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）10名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 4 名及び指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4 名である。

必要な要員と作業項目について第 2.5-3 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、災害対策要員（初動）10名で対処可能である。

a. 原子炉停止機能喪失の確認

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況

にもかかわらず制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。その後、中央制御室からの遠隔操作により手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施するが、これにも失敗したことで、原子炉停止機能喪失と判断する。

主蒸気隔離弁閉止に伴い原子炉圧力高信号にてATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し、再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。また、制御棒挿入機能の回復操作を実施する。

原子炉停止機能喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等

原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで格納容器圧力が上昇する。ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）設定点到達にて高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態となったことを確認する。

主蒸気隔離弁閉止に伴いタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水は継続され、同時に給水加熱喪失となるため給水温度が低下することで、原子炉出力は徐々に上昇する。このため、原子炉水位を低下させることで、原子炉出力を抑制する。なお、原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作は解析上考慮しない。

復水器ホットウェル水位の低下に伴い、給復水系は全停となり、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達すると、原子炉

隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。

高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、高圧炉心スプレイ系系統流量等である。

c. 自動減圧系等の作動阻止操作

原子炉が自動減圧され、低圧の非常用炉心冷却系の原子炉注水により原子炉水位が上昇し、正の反応度が印加されることを防止するため、原子炉停止機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により自動減圧系の作動阻止スイッチを用いてこれらの作動を阻止する。なお、自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。

自動減圧系等の自動減圧系等の作動阻止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

d. ほう酸水注入系の起動操作

原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が10%以上で、かつサプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりほう酸水注入系の起動操作を実施する。また、中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。

ほう酸水注入系の起動操作に必要な計装設備は、平均出力領域計装、サプレッション・プール水温度等である。

ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し原子炉が未臨界になったことを確認する。

原子炉の未臨界を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装等である。

e. 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入することで、サブプレッション・プール水温度は上昇する。このため、サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を開始する。なお、本重要事故シーケンスにおいては、事象発生から短時間でサブプレッション・プール水温度が 49℃まで上昇するが、この場合には、手順に従いほう酸水注入系の起動操作を優先して実施する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。

残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。

f. 原子炉水位の調整操作

ほう酸水の注入に伴い、原子炉出力が徐々に低下し原子炉は未臨界に至る。また、原子炉出力の低下に伴い原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点近傍に維持する。また、ほう酸水の全量注入完了を確認した後は、ほう酸水注入系を停止

するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の範囲に維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位(広帯域、燃料域)、起動領域計装等である。

g. 使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)により継続的に実施する。

2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象(反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定)を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象(主蒸気隔離弁の誤閉止)+原子炉停止失敗」である。また、本事故シーケンスでは、原子炉水位が高めに維持され、炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として、評価上、重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。

なお、本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、LOCAを起因事象とする事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出により、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、これらの事故シー

ケースの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており、また、この場合においても重大事故等対処設備である代替制御棒挿入機能により原子炉を未臨界とすることが可能である。

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

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

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する主要な解析条件を第2.5-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心流量

初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原

子炉圧力上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量である 41,060t/h (85%) を設定する。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。

(b) 安全機能等の喪失に対する仮定

- 1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。
- 2) 原子炉手動スクラムには期待しないものとする。
- 3) 代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。

(c) 評価対象とする炉心の状態

評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きく、原子炉出力の観点で厳しくなる。

(添付資料 2.5.1)

(d) 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、給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しくなる。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間

主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、保安規定の運転上の制限における下限値である 3 秒とする。

(b) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

原子炉圧力高(7.39MPa[gage])又は原子炉水位異常低下(レベル2)信号により、再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。また、原子炉出力が35%以上で、再循環ポンプがトリップした場合に作動する選択制御棒挿入については、作動しないものとする。

(c) 逃がし安全弁

原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、逃がし安全弁（18弁）は、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(d) 高圧炉心スプレイ系

ドライウェル圧力高(13.7kPa[gage])信号により自動起動し、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性（注水流量：145m³/h～1,506m³/h、注水圧力：0MPa[dif]^{*}～8.30MPa[dif]）の流量で原子炉へ注水するものとする。注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。

※ MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(e) 原子炉隔離時冷却系

原子炉水位異常低下（レベル2）信号により自動起動し、136.7m³/h（原子炉圧力1.04MPa[gage]～7.86MPa[gage]において）の流量で

原子炉へ注水するものとする。また、サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。

(f) ほう酸水注入系

注入流量 163L/min 及びほう酸濃度 13.4wt%にて注水するものとする。

(g) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）

伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 53MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 27.2℃において）とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 自動減圧系等の作動阻止操作は、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生 4 分後に実施する。

(添付資料 2.5.2)

(b) ほう酸水注入系の起動操作は、自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 6 分後に実施する。

(c) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作は、事象発生 約 1 分後にドライウェル圧力高信号が発信してから 10 分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生 17 分後に実施する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける中性子束，平均表面熱流束，炉心流量，原子炉蒸気流量，給水流量，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量，原子炉圧力，原子炉水位（シュラウド外水位）※，逃がし安全弁の流量，炉心平均ボイド率，燃料被覆管最高温度発生位置及び沸騰遷移発生位置の燃料被覆管温度並びに燃料被覆管最高温度発生位置の熱伝達係数及びクオリティの推移を第 2.5-4 図から第 2.5-18 図に，サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第 2.5-19 図に示す。

※ 非常用炉心冷却系の起動信号となり運転員が監視に用いる原子炉水位計（広帯域）はシュラウド外水位を測定していることから，シュラウド外水位の評価結果を示した。

a. 事象進展

主蒸気隔離弁の誤閉止が発生した後，原子炉自動スクラム信号が発信するが，原子炉自動スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力が上昇し，これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され，中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し，燃料棒表面で沸騰遷移が生じることで，燃料被覆管の温度が約 872℃まで上昇する。事象発生約 2 秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが全台トリップする。なお，本評価では期待していない代替制御棒挿入機能は，本来この原子炉圧力高信号にて作動する。

また，タービン駆動給水ポンプはトリップし，電動駆動給水ポンプが自動起動することで，給水系による原子炉注水が継続される。中性子束及び平均表面熱流束は，再循環ポンプトリップによる炉心流量の低下に伴い低下するが，給水加熱喪失により給水温度が低下することで徐々に上昇する。これに伴い燃料棒表面で沸騰遷移が発生し，燃料被覆管温度

が一時的に上昇するが、初期のピーク温度（872℃）未満となる。

原子炉で発生した蒸気が逃がし安全弁を介してサブプレッション・プールに流入するため、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が上昇し、事象発生約 57 秒後にドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系等が自動起動する。また、事象発生約 85 秒後にサブプレッション・プール水温度は 49℃に到達し、この後も上昇傾向が継続する。

事象発生から約 131 秒後に復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップすることで原子炉水位が低下し、事象発生から約 153 秒後に原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。給水系による原子炉注水の停止後は、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心冷却が維持される。また、原子炉隔離時冷却系は、サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は停止するが、その後も高圧炉心スプレイ系により炉心冷却は維持される。

事象発生約 6 分後にほう酸水注入系を起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入に伴い炉心の反応度が低下し、原子炉水位は徐々に上昇するため、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点近傍に維持する。

事象発生約 17 分後に残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）2 系統によるサブプレッション・プール冷却操作を開始する。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が上昇し沸騰遷移が生じる期間が最も高温となり、再循環が

ンプトリップによる出力低下によってリウエットすることで低下する。
第 2.5-10 図に示すとおり、事象発生の約 13 秒後に燃料被覆管温度は最高値の約 872°C に到達するが、評価項目である 1,200°C 以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下であり、評価項目である 15% を下回る。

原子炉圧力は、第 2.5-7 図及び第 2.5-17 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約 8.19MPa[gage] 以下に維持される。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.49MPa[gage] 以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を下回る。

格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は、第 2.5-19 図に示すとおり、ほう酸水注入系により原子炉出力が低下し、原子炉での発熱が残留熱除去系の除熱能力を下回るまで上昇するが、それぞれ最高値は約 0.20MPa[gage]、約 115°C 以下となり、評価項目である最高使用圧力の 2 倍（0.62MPa[gage]）及び 200°C を下回る。

ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入によって中性子束は徐々に低下し、未臨界に至る。この後は高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却を継続することで安定状態が確立する。

（添付資料 2.5.3）

安定状態が確立した以降は、制御棒の挿入機能を復旧し、原子炉を減圧した後に、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により冷温停止状態とする。

以上により、本評価では「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目

の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲としては、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。

本重要事故シーケンスは、原子炉停止機能喪失に伴い原子炉は臨界状態が維持され、逃がし安全弁を介したサプレッション・プールへの蒸気の流出が継続するため、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制すること、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によりサプレッション・プール冷却を実施すること及び原子炉自動減圧に伴う低圧炉心スプレイ系等による多量の冷水注入による正の反応度印加を防止するため自動減圧系等の作動を阻止することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、自動減圧系等の作動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価の結果を以下に示す。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、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

被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCP R」という。）を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉压力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時

間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は低くなるが、ほう酸水注入開始後にこれらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 2.5.4)

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を設定するため、燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管との間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、過渡的な沸騰遷移時の燃料被覆管温度を高めに評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは燃料棒表面熱伝達及びリウエット時刻をおおむね保守的に評価する相関式を採用するとともに、高温領域においても輻射熱伝達に期待しない評価としていることから、燃料棒表面の熱伝達係数をおおむね小さく評価する。このため、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きめとなり、燃料被覆管温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料被覆管が高めに評価されることに伴いリウエット時刻は遅く評価されるが、更に保守的な取扱いとして、リウエットを考

慮しない場合を仮定しても、第 2.5-20 図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 1,060°C であり、「2.5.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約 872°C に比べて上昇するものの評価項目を満足する。燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 2% 以下であり、評価項目を満足する。

炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件として、SLMCP R を基準に沸騰遷移の発生及び沸騰遷移位置を判定するよう設定しており、燃料被覆管温度を高め評価する。このため、実際の燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な混合特性を用いるため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなる。このため、実際の格納容器圧力及びサブプレッション・プール水温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 2.5.4, 2.5.5)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.5-2 表に示すとおりであり、これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保

守的な設定をしていることから、この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h（定格流量の 85% 流量）に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104% であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなることで原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標^{*}で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33W/m～約 41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、燃料被覆管温度を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コ

ードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、事象進展に与える影響が小さいことを確認している（「付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第3部 R E D Y）」）。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び主蒸気流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、高圧炉心スプレイ系等の電源は確保されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は、解析条件で設定した閉止時間3秒に対して最確条件は3秒から4.5秒であり、最確条件とした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし安全弁は、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設

定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため、RE DYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり、サプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、サプレッション・プール水温度の最大値は同等となり、中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、安全弁機能に期待した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが、ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束の最大値は同等となり、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※ 限界出力比指標は、実際の運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限値を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が1以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。

(添付資料 2.5.4, 2.5.6)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の炉心流量は、解析条件で設定した 41,060 t/h (定格流量の 85%流量) に対して最確条件は定格流量の約 86%～約 104%であり、最確条件とした場合は炉心のボイド率が低くなり主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉圧力の上昇により印加される反応度が小さくなり原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の最小限界出力比は、解析条件で設定した 1.24 に対して最確条件は限界出力比指標^{*}で 0.98 以下であり、最確条件とした場合は沸騰遷移の発生が遅れることで燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の核データ（動的ボイド係数及び動的ドップラ係数）は、解析条件で設定した平衡炉心のサイクル末期の値の 1.25 倍（動的ボイド係数）及び平衡炉心のサイクル末期の値の 0.9 倍（動的ドップラ係数）に対して、最確条件とした場合は印加反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、解析コードの不確かさ等を考慮している保守因子の大きさは、事象進展に応じて変動し得るが、厳しい組合せとした場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響が小さいことを確認している（「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて（第 3 部 R E D Y）」）。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位及び主蒸気流量は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の外部電源の有無については、給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい条件として、外部電源ありを設定している。外部電源がない場合は、第 2.5

－21 図から第 2.5－24 図に示すとおり，外部電源喪失と同時に電動駆動給水ポンプ及び再循環ポンプが停止することで原子炉出力が低めとなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の主蒸気隔離弁の閉止は，解析条件で設定した閉止時間 3 秒に対して最確条件は 3 秒から 4.5 秒であり，最確条件とした場合，初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり，原子炉出力の上昇が緩和されることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

機器条件の高圧炉心スプレイ系は，原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで，原子炉出力の観点で厳しい条件として，ポンプ性能評価に基づく大きめの流量を設定している。また，高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから，機器条件の逃がし安全弁は，原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として，逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合，原子炉水位が低めとなり自然循環力が低下することで炉心流量が低下する。このため，REDYコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下が遅くなり，サブプレッション・プール水温度が最大となるタイミングが遅くなるが，炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから，サブプレッション・プール水温度の最大値は同等となり，中長期的なプラント挙動に与える影響は小さく，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，安全弁機能に期待した場合，主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きめとなるが，ドップラ効果や原子炉圧力上昇に伴う再循環ポンプトリップの効果により中性子束

の最大値は同等となり、事象初期のプラント挙動に与える影響が小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.5.4, 2.5.6, 2.5.7)

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から6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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から17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、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。

(添付資料 2.5.4)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

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

操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(添付資料 2.5.4)

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の自動減圧系等の作動阻止操作については、解析上、ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位異常低下（レベル1）の設定点に到達し自動減圧系タイマーが作動するのは事象発生約230秒後であり、この120秒後に逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放する。仮に操作が遅れ自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに操作を実施することで、原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。逃がし安全弁（自動減圧機能）7

弁にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約 160 秒で原子炉圧力が約 2MPa まで低下している。よって、合計で事象発生から約 510 秒程度の時間余裕がある。

操作条件のほう酸注入系の起動操作は、仮に操作が遅れた場合、未臨界達成タイミングが遅れることでサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、ほう酸水の炉心部への注水が開始される事象発生の 570 秒後における水温上昇率は 2℃/分程度であることから、200℃に対して十分な時間余裕がある。

操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作は、仮に操作が遅れた場合、サプレッション・プール冷却操作の開始が遅れることで、サプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。本重要事故シーケンスにおけるサプレッション・プールの最高水温は約 115℃であり、サプレッション・プール冷却を開始する事象発生の 17 分後における水温上昇率は 2℃/分程度であることから、200℃に対して十分な時間余裕がある。

(添付資料 2.5.4, 2.5.8)

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。この結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、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。

2.5.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策に必要な災害対策要員（初動）は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 10 名であり、災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、以下のとおりである。

a. 水 源

原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作については、サプレッション・プールを水源とすることから、水源が枯渇することはなく、7 日間の対応が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、事象発生直後から 7 日間の非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の運転を想定すると、非常用ディーゼル発電機については約 484.0kL、高圧炉心スプレイ系ディーゼル

発電機については約 130.3kL, 常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）については約 141.2kL, 合計で 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクには約 800kL の軽油を保有していることから, 非常用ディーゼル発電機, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による 7 日間の電源供給の継続が可能である。

(添付資料 2.5.9)

c. 電 源

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

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については約 938kW であるが, 常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は 2,208kW であることから, 必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 2.5.10)

2.5.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では, 運転時の異常な過渡変化時に原子炉停止機能が喪失することで, 最終的に炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては, 初期の対策として A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系による原子炉停止手段を整

備するとともに原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入により原子炉を停止するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

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並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持することができる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、A T W S緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による炉心

流量の低減及びほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入による原子炉停止，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (1/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、全制御棒が全挿入位置又は 02 ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。 ・ 原子炉自動スクラム失敗の確認後、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを「RUN」から「SHUT DOWN」への切換えによる手動スクラム操作を実施する。 ・ 原子炉手動スクラム操作にも失敗したことで、原子炉停止機能喪失を判断する。 ・ 原子炉圧力高信号により A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動し再循環ポンプが全台トリップしたことで炉心流量が低下し、原子炉出力が低下したことを確認する。 ・ 制御棒挿入機能の回復操作を実施する。 	A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	<ul style="list-style-type: none"> ・ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 ・また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) も自動起動し、ミニフロー運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・逃がし安全弁 (逃がし弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後、復水器ホットウェル水位低下により、給復水系が全停となるが、原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 	高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* 逃がし安全弁 (逃がし弁機能)* サプレッション・プール*	-	ドライウェル圧力* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 平均出力領域計装* 起動領域計装*

* 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 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (3/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の作動阻止操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失の確認後、自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。 自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。 	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	ドライウエル圧力* 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A)
ほう酸水注入系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が 10% 以上で、かつサプレッション・プール水温度が 49℃ に近接又は超過していることを確認する。 ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し、未臨界になったことを確認する。 	ほう酸水注入系*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* サプレッション・プール水温度* ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

* 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

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (4/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認する。 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作を実施する。 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。 サブプレッション・プール水温度が 106℃に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。 	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* 残留熱除去系海水系* サブプレッション・プール*	-	サブプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*

■：有効性評価上考慮しない操作

* 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 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (5/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> ・ ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下することで、原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル 1）設定点近傍に維持する。 ・ ほう酸水の全量注入完了の確認後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の範囲に維持する。 	ほう酸水注入系* 高圧炉心スプレイ系* サプレッション・プール*		平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	—	—	—

：有効性評価上考慮しない操作

* 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

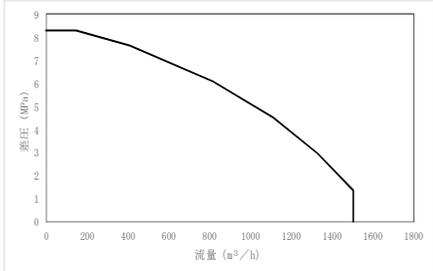
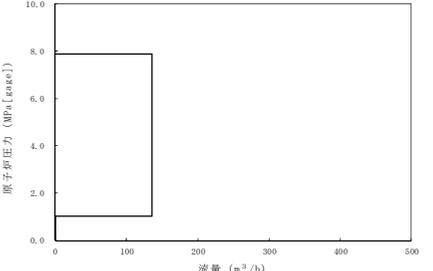
第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	プラント動特性：REDY	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード	
初期条件	原子炉熱出力	3,293MW	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa[gage]	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータ スカート下端から+126 cm)	通常運転水位を設定
	炉心流量	41,060t/h (85%)	初期炉心流量が小さいほど、初期のボイド率が大きくなることで原子炉圧力 上昇時にボイドが潰れることで印加される正の反応度が大きくなり、原子炉 出力の観点で厳しい設定となる このため、保安規定の運転範囲における原子炉定格出力時の下限流量を設定
	主蒸気流量	6,420t/h	定格主蒸気流量を設定
	給水温度	216°C	初期給水温度が低いほど、印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力 の観点で厳しい設定となる このため、通常運転時の状態を包含する低めの温度を設定 初期温度 216°C から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失により一次遅れで 低下し、電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84°C まで低下
	燃料及び炉心	9×9 燃料 (A型) 単一炉心	9×9 燃料 (A型) と 9×9 燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等で あり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含さ れることから、代表的に 9×9 燃料 (A型) を設定
	核データ (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の 1.25 倍	炉心に印加される正の反応度が大きくなる保守的な条件を設定
	核データ (動的ドップラ係数)	平衡サイクル末期の値の 0.9 倍	
	格納容器圧力	5kPa[gage]	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含す る値を設定
格納容器空間体積	9,800m ³	設計値を設定	

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/6)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
条 初 件 期	サブプレッション・プール 水量	3,300m ³	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブプレッション・プール 水温度	32℃	サブプレッション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
事 故 条 件	起因事象	主蒸気隔離弁の誤閉止	運転時の異常な過渡変化の中で原子炉圧力の上昇が大きく、原子炉出力の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能 原子炉手動スクラム 代替制御棒挿入機能	バックアップを含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	給復水系及び再循環ポンプが一定期間運転を継続することで、原子炉出力の観点で厳しい外部電源ありを設定
重 大 事 故 等 対 策 に 関 連 す る 機 器 条 件	主蒸気隔離弁の閉止時間	3 秒	原子炉圧力の上昇が早く、原子炉出力の観点で厳しい条件である保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプ トリップ機能)	原子炉圧力高 (7.39MPa[gage]) にて 全台トリップ (遅れ時間 0.2 秒)	設計値を設定
	ドライウェル圧力高設定点	13.7kPa[gage]	設計値を設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.37MPa[gage]×2 個, 354.6t/h/個 7.44MPa[gage]×4 個, 357.8t/h/個 7.51MPa[gage]×4 個, 361.1t/h/個 7.58MPa[gage]×4 個, 364.3t/h/個 7.65MPa[gage]×4 個, 367.6t/h/個	設計値を設定 原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	ドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 信号にて自動起動 (遅れ時間: 0 秒) 原子炉水位は原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点近傍に維持 <ul style="list-style-type: none"> • 注水流量: 145m³/h~1,506m³/h • 注水圧力: 0MPa[dif]~8.30MPa[dif] 	高压炉心スプレイ系による原子炉注水開始タイミングが早く、注水流量が大きい方が、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となるため、自動起動遅れ時間を 0 秒とし、注水流量はポンプ性能評価に基づく大きめの流量特性を設定 
	原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号にて自動起動 (遅れ時間: 0 秒) 原子炉水位は原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点近傍に維持 サプレッション・プール水温度が 106°C に近接した場合は停止 <ul style="list-style-type: none"> • 注水流量: 136.7m³/h • 注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage] 	注水特性はタービン回転数制御により一定流量に制御されることから、設計値を設定 自動起動遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となるため、0 秒を設定 

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/6)

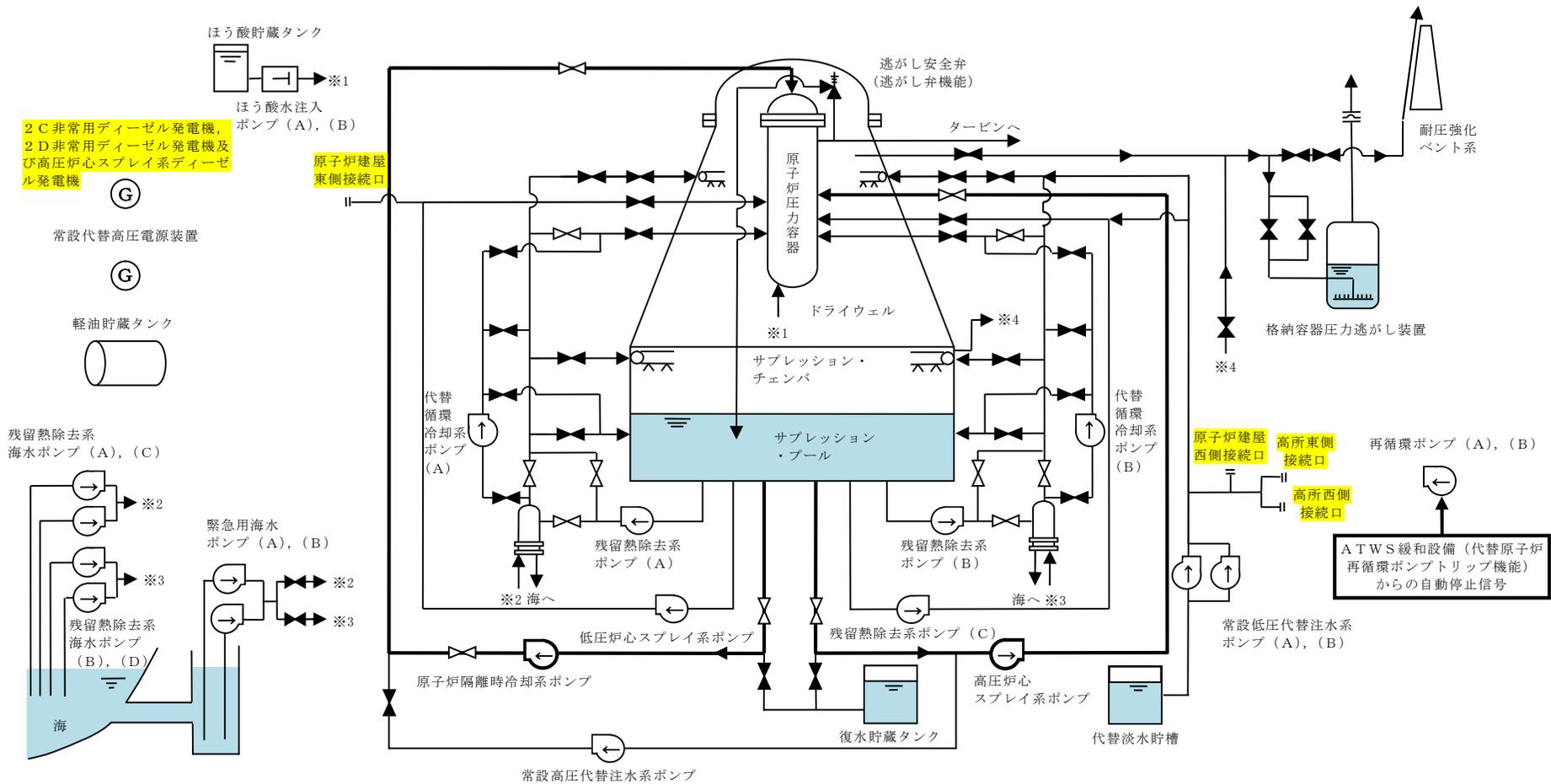
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等 機器条件 対策に 関連する	ほう酸注入系	注入流量：163L/min ほう酸水濃度：13.4wt%	注入流量は設計値を設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう保安規定の運転上の制限における下限値を設定
		炉心部へのほう酸水注入開始はほう酸水注入系の起動から 3 分 30 秒後 (事象発生から 9 分 30 秒後)	炉心部へのほう酸水注入開始は、ほう酸水注入系の起動後、注入配管及び原子炉圧力容器内での輸送遅れを考慮して設定
	残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系)	伝熱容量：約 53MW (サプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 27.2℃において)	設計値を設定

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（5/6）

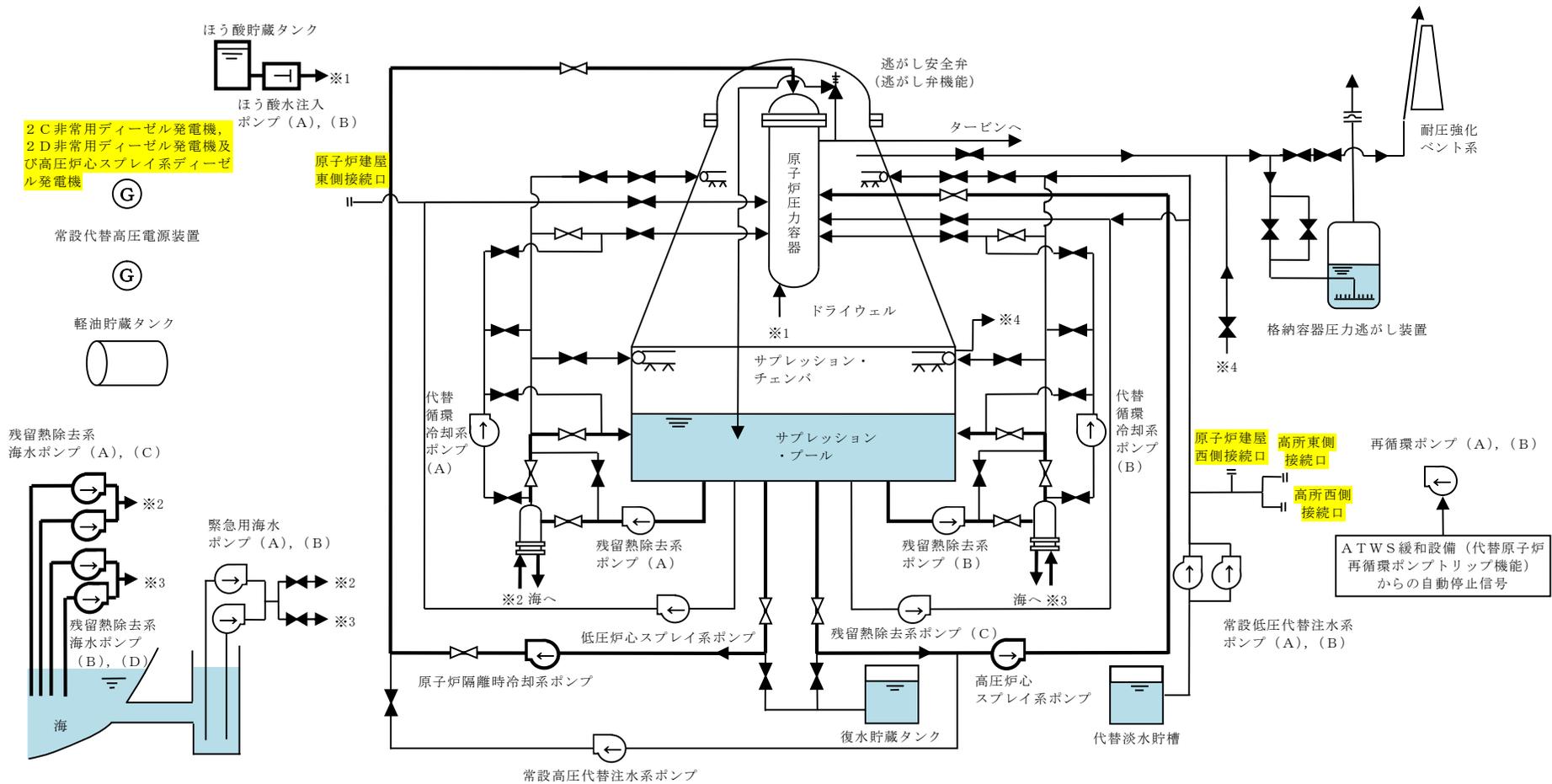
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から 4 分後	運転手順に基づき、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止に要する時間を考慮して設定
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から 6 分後	運転手順に基づき、自動減圧系等の作動阻止操作後に実施するため、自動減圧系等の作動阻止操作が完了する事象発生後の 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作	事象発生から 17 分後	運転手順に基づき、状況判断及び操作に要する時間を考慮して設定

第 2.5-2 表 主要解析条件（原子炉停止機能喪失）（6/6）

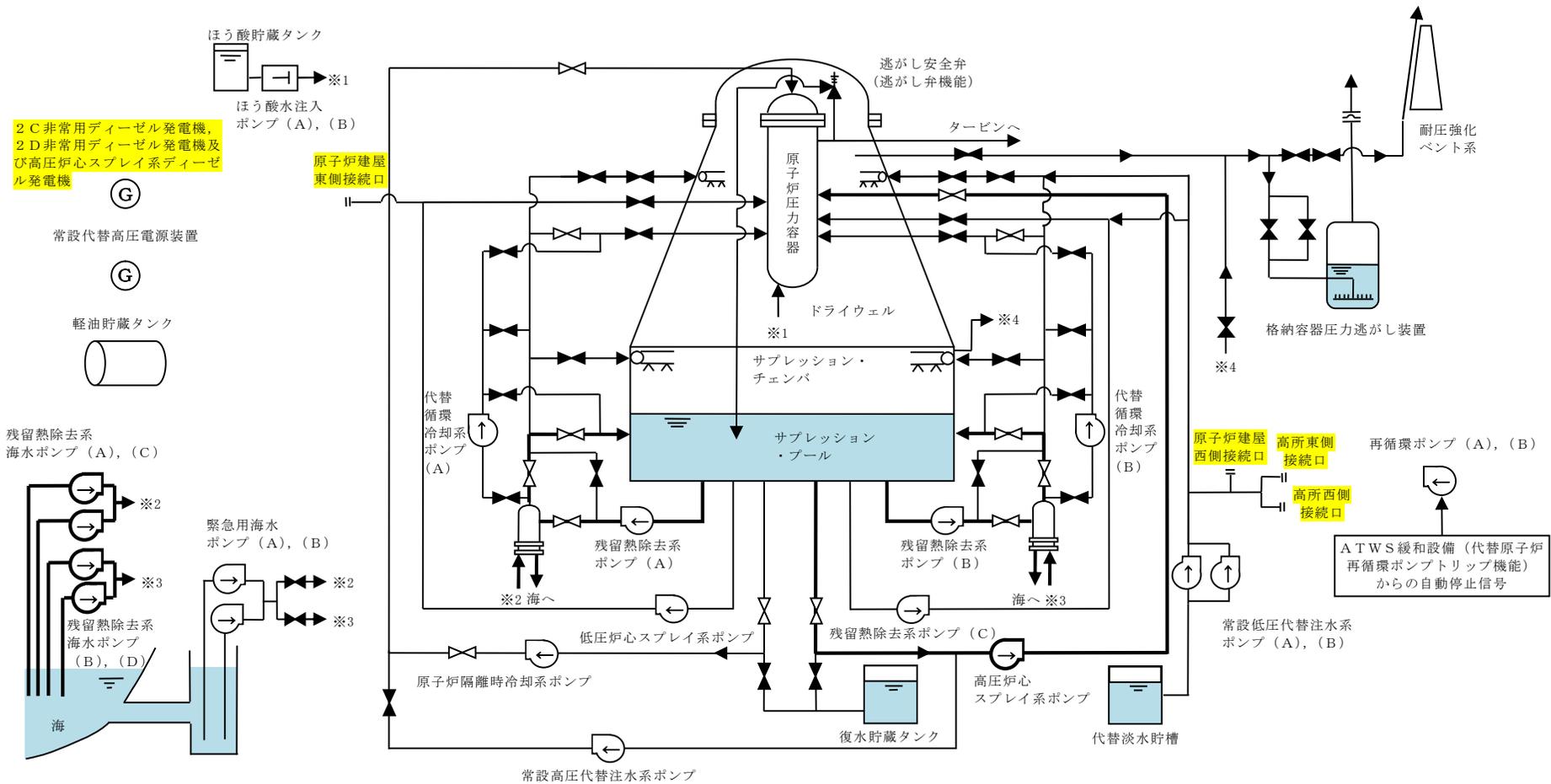
項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		ホットバンドル解析：SCAT	本重要事故シーケンスの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	最小限界出力比	1.24	初期の最小限界出力比が小さい方が沸騰遷移までの余裕が小さくなることで、被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、9×9燃料（A型）のサイクル初期における保安規定の運転上の制限の下限値を設定
	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	初期の燃料線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度に対して厳しい設定となる。このため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
沸騰遷移の判定		GEXL 関連式	沸騰遷移の判定は、GEXL 関連式から得られる最小限界出力比が最小限界出力比に関する燃料の許容設計限界を下回った時点となる
沸騰遷移後の熱伝達関連式		修正 Dougall-Rohsenow 式	—
リウエット関連式		「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における関連式 2	—



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
 （高圧炉心スプレー系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水並びに A T W S 緩和設備
 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による原子炉出力の抑制段階）

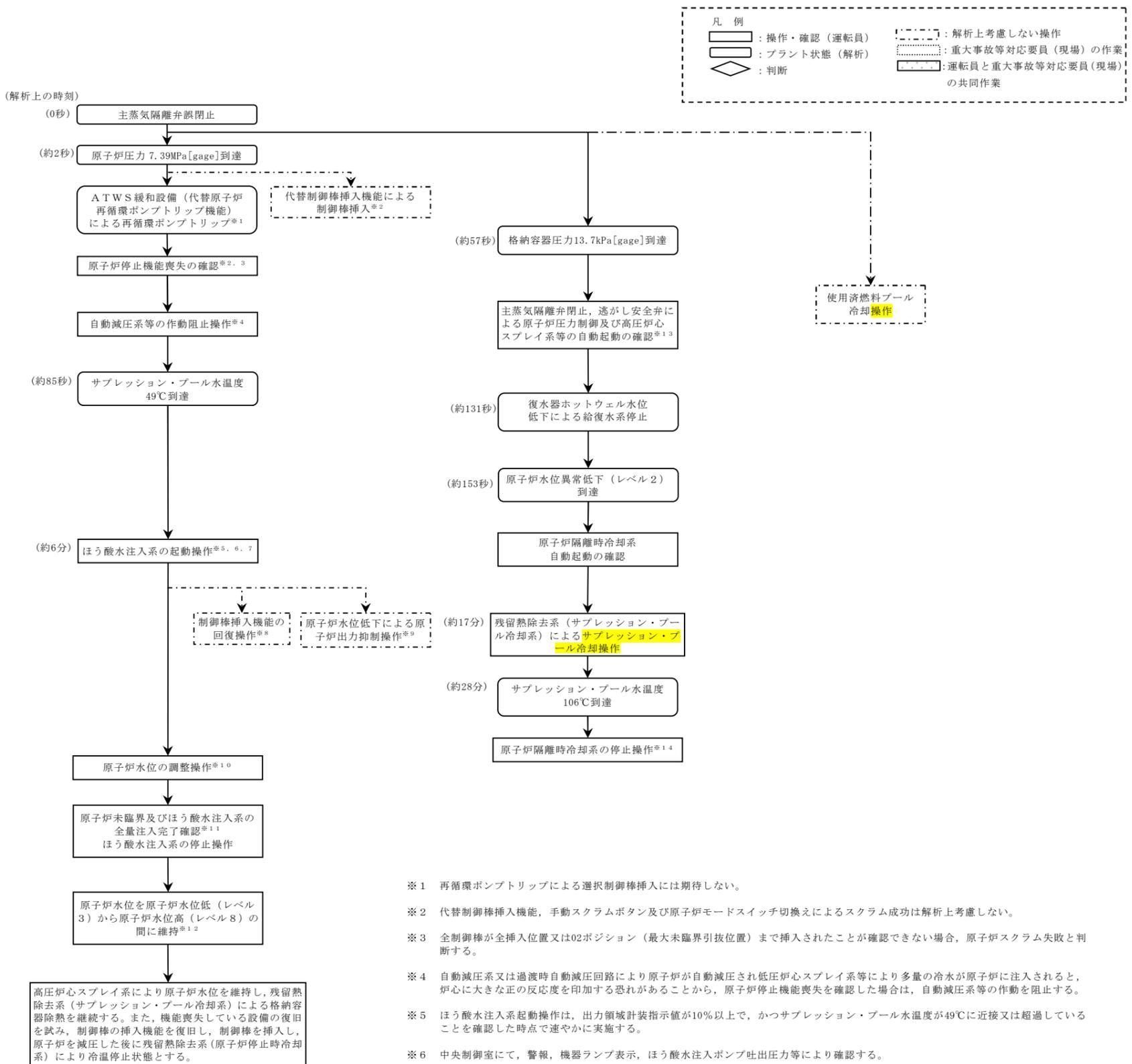


第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水, ほう酸注入系による原子炉停止並びに
 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)

(高压炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



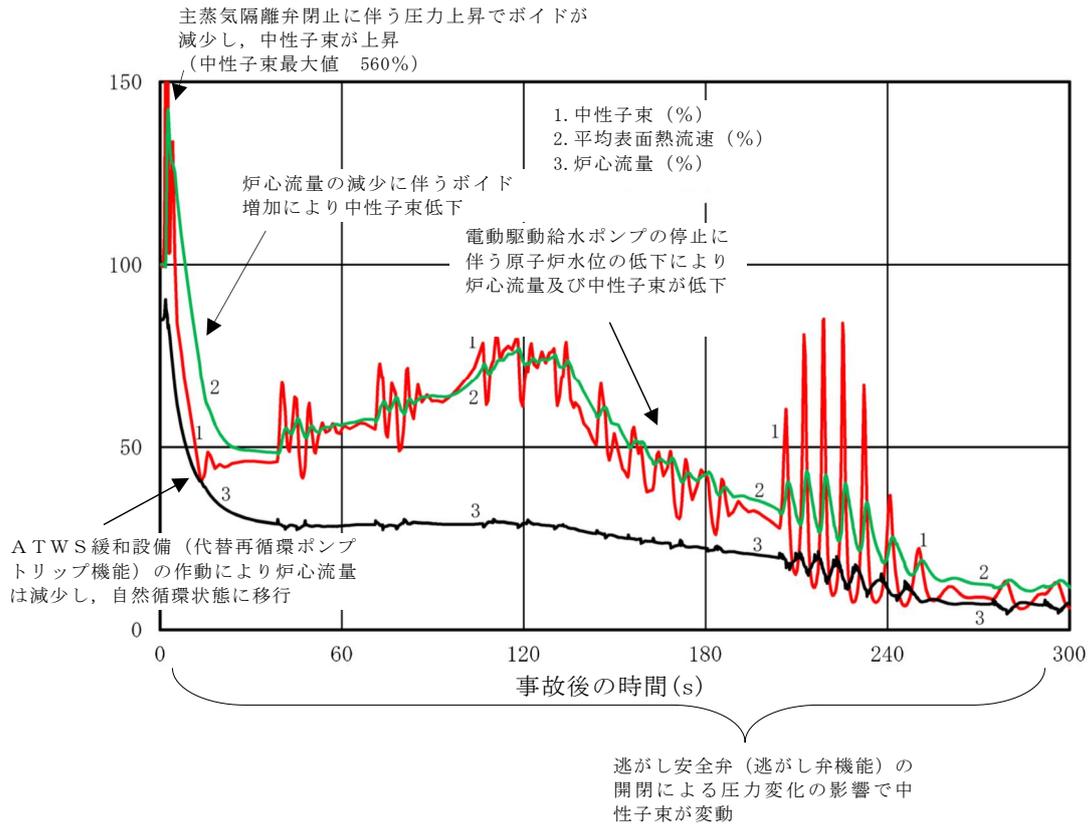
- ※1 再循環ポンプトリップによる選択制御棒挿入には期待しない。
- ※2 代替制御棒挿入機能、手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しない。
- ※3 全制御棒が全挿入位置又は02ポジション（最大未臨界引抜位置）まで挿入されたことが確認できない場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※4 自動減圧系又は過渡時自動減圧回路により原子炉が自動減圧され低圧炉心スプレイ系等により多量の冷水が原子炉に注入されると、炉心に大きな正の反応度を印加する恐れがあることから、原子炉停止機能喪失を確認した場合は、自動減圧系等の作動を阻止する。
- ※5 ほう酸水注入系起動操作は、出力領域計装指示値が10%以上で、かつサブプレッション・プール水温度が49℃に近接又は超過していることを確認した時点で速やかに実施する。
- ※6 中央制御室にて、警報、機器ランプ表示、ほう酸水注入ポンプ吐出圧力等により確認する。
- ※7 ほう酸水注入系起動操作は、以下により、中性子束振動が発生したと判断した場合においても実施する。
 - ・複数の平均出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し、最大振幅が20%を超えた場合
 - 又は
 - ・複数の局所出力領域計装指示値が2～3秒周期で振動し、最大振幅が10%を超えた場合
- ※8 制御棒挿入機能の回復操作として以下の操作を実施するが、解析上考慮しない。
 - ・中央制御室でのスクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引き抜き操作
 - ・現場での計器用空気系の排気操作
 - ・現場でのスクラム個別スイッチの操作
 - ・中央制御室からの手動操作による制御棒挿入
 - ・現場での制御棒駆動水圧系引抜配管ベント系からの排水
- ※9 原子炉停止機能喪失時は、運転手順に従い原子炉水位を低下させることで原子炉出力を抑制するが、解析上考慮しない。
- ※10 ほう酸水注入系の全量注入完了確認までは、原子炉水位を原子炉水位異常低下（レベル1）設定点付近に維持する。
- ※11 ほう酸水注入系の全量注入完了は注入開始から約125分以内となる設計である。全量注入を確認した後にほう酸水注入系の停止操作を実施する。
- ※12 ほう酸水注入系の全量注入完了後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※13 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）も自動起動するが、ミニフロー運転にて起動待機状態となる。
- ※14 原子炉隔離時冷却系は、水源であるサブプレッション・プール水温度が106℃に近接した場合は停止する。原子炉隔離時冷却系の停止後は、高压炉心スプレイ系の原子炉注水により原子炉水位が適切に維持されていることを確認する。

第 2.5-2 図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

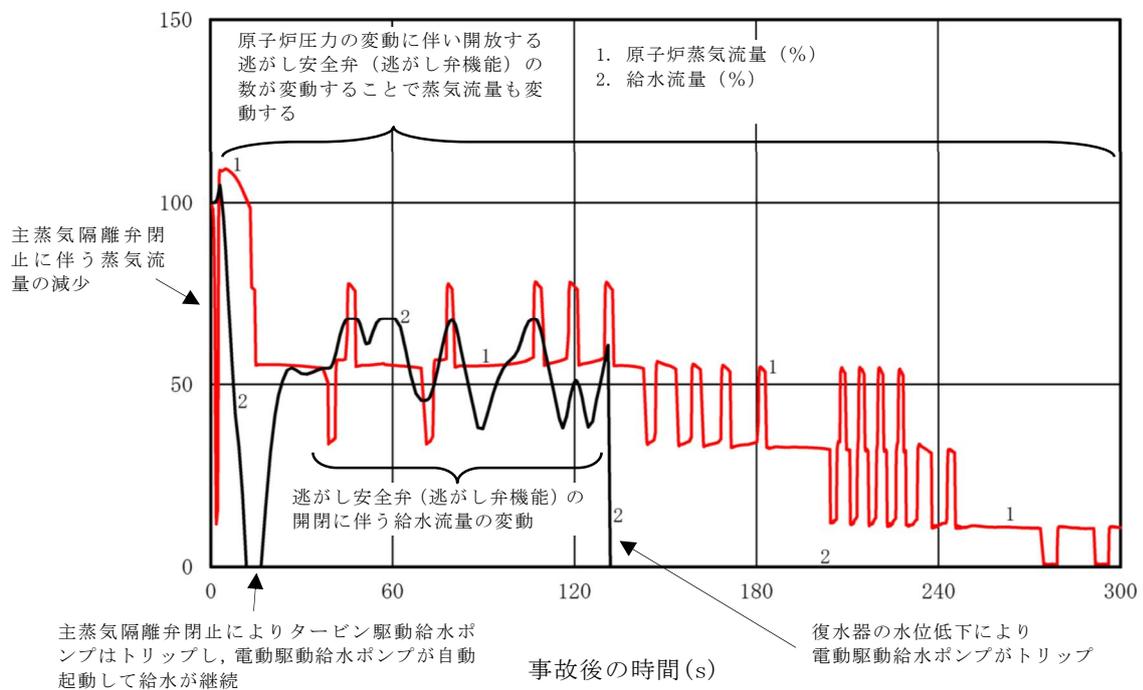
原子炉停止機能喪失

実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員		経過時間 (分)		備考																		
		5	10		15	20	30	40	24	25												
操作項目	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	事象発生 原子炉自動スクラム信号発信 約 57 秒 ドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage] 設定点) 到達 約 1.4 分 サプレッション・プール水温 49℃ 到達 約 2.2 分 復水器ホットウェル水位低下による電動駆動給水ポンプ 約 2.6 分 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 到達 約 5.9 分 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点到達 + 120 秒 6 分 ほう酸水注入系起動 9.5 分 炉心部へのほう酸水注入開始 17 分 残留熱除去系 (2 系列) による格納容器除熱開始 約 28 分 サプレッション・プール水温 106℃ 到達																	
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐																		
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡																		
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)																			
	操作の内容																					
原子炉停止機能喪失の確認及び状況判断	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉自動スクラム失敗の確認 ● 手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム確認 ● 原子炉モード・スイッチ「停止」位置への切替操作 ● 再循環ポンプトリップの確認 	3分																手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチ切換えによるスクラム成功は解析上考慮しないが、原子炉停止機能喪失の確認の運転員等操作時間 (3分) ではこれらの操作時間も考慮して設定している。外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
	1人 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● タービン停止の確認 ● 外部電源喪失の確認 ● 主蒸気隔離弁の閉止及び逃がし安全弁 (逃がし弁機能) による原子炉圧力制御の確認 ● タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ● 電動駆動給水ポンプトリップの確認 ● 非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ● 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分																	
自動減圧系等の作動阻止操作	【1人】 A	-	-	● 自動減圧系の起動阻止スイッチを用いた自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の自動起動阻止操作	1分																	
ほう酸水注入系の起動操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● ほう酸水注入系の起動操作 ● ほう酸水注入系の注入状態監視 	2分																	中性子束振動の発生を確認した場合にも実施
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御棒の挿入操作	【1人】 A 【2人】 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作 ● 代替制御棒挿入機能による制御棒挿入操作 ● 手動による制御棒挿入操作 ● スクラム・パイロット弁継電器用ヒューズ引抜き操作 																		解析上考慮しない 手順上は以下の優先順位で実施 ① ほう酸水注入系及び残留熱除去系 ② 原子炉水位低下操作による原子炉出力抑制 ③ 制御棒挿入機能の回復操作
	-	2人 C, D	-	● 現場移動 ● スクラム・パイロット弁計器用空気系の排気操作																		45分
残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人】 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 残留熱除去系 (低圧注水系) から残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) への切替操作 (2 系列) ● 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) によるサブプレッション・プール冷却状態の監視 																		適宜実施
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水監視 ● 原子炉隔離時冷却系の停止操作 																		適宜実施 サブプレッション・プール水温が 106℃ に近接した場合、原子炉隔離時冷却系を停止
原子炉水位の調整操作 (高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水監視 ● 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作 																		適宜実施 ほう酸水全量注入完了までは原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点付近に維持し、全量注入完了後は原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間に維持
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	● 常設代替高圧電源装置 2 台の起動操作及び緊急用母線の受電操作																		解析上考慮しない 外部電源がない場合に実施する
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ● 緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ● 代替燃料プール冷却系の起動操作 																		解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人																			20分 15分

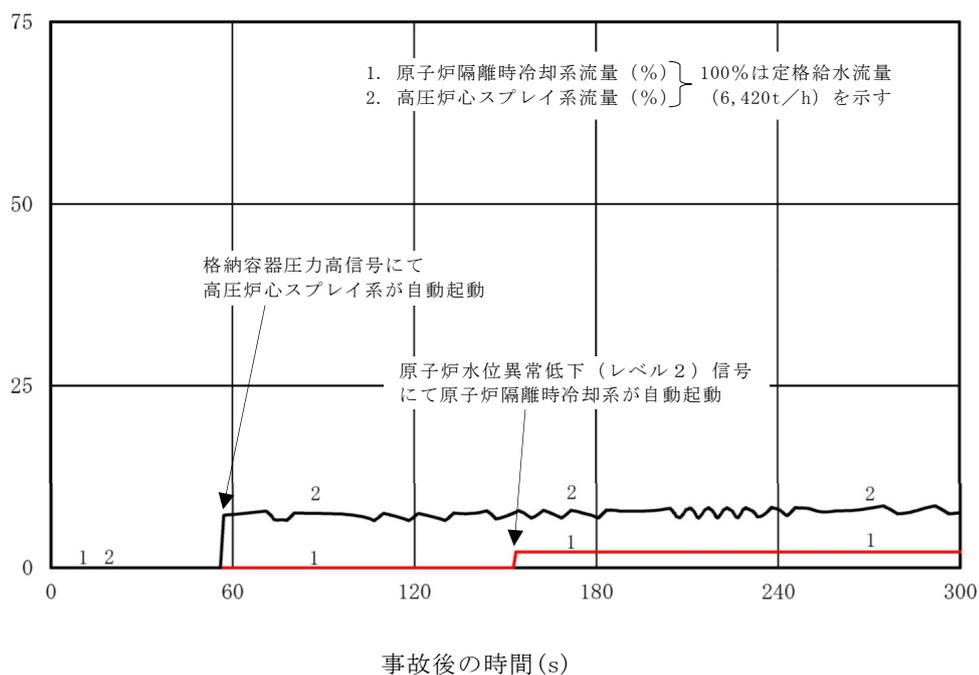
第 2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間



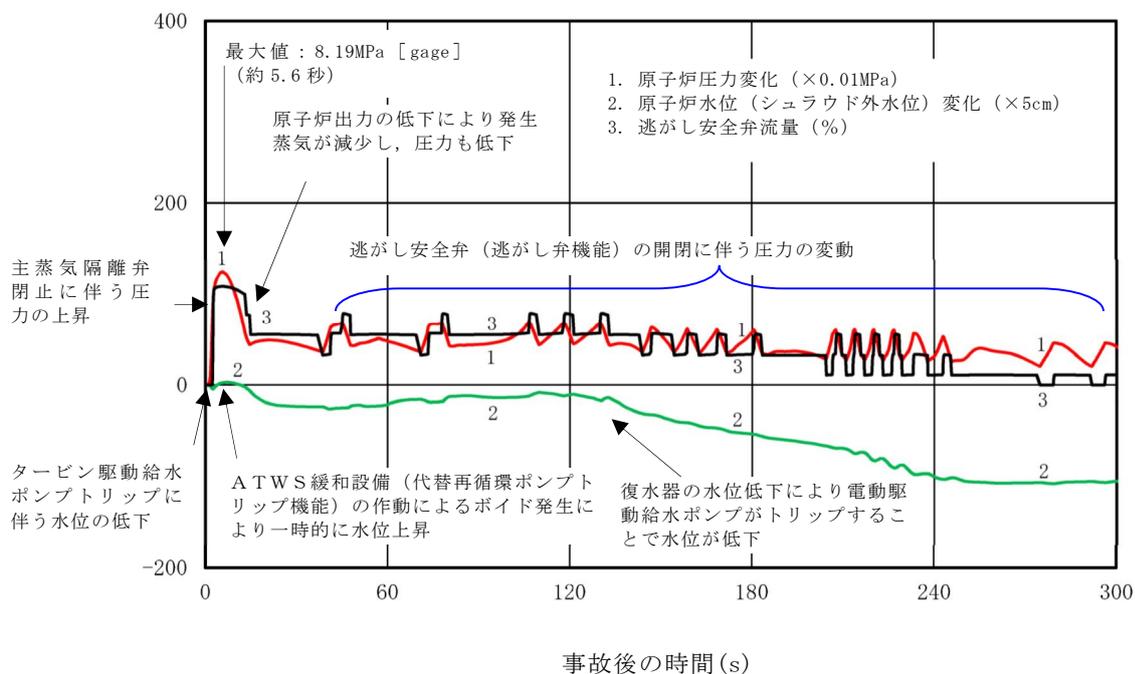
第 2.5-4 図 中性子束、平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)



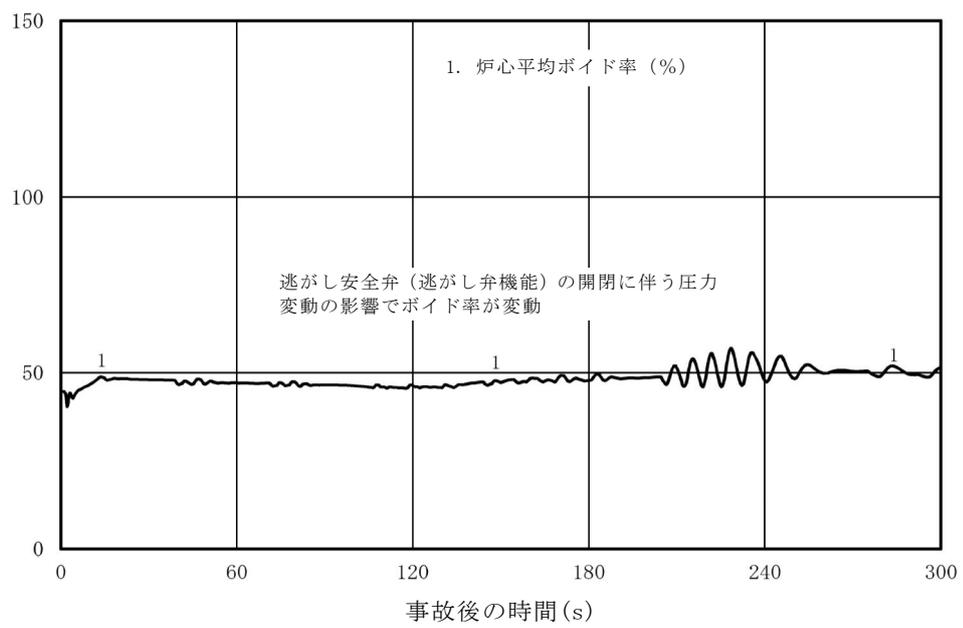
第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



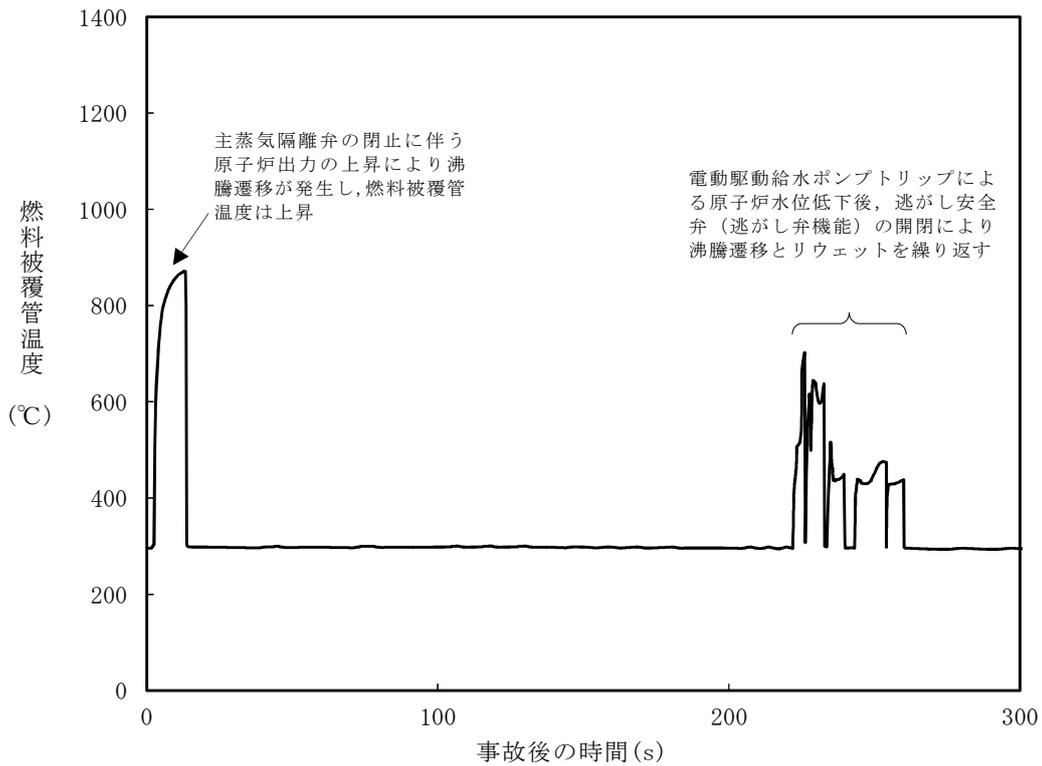
第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移(短期)



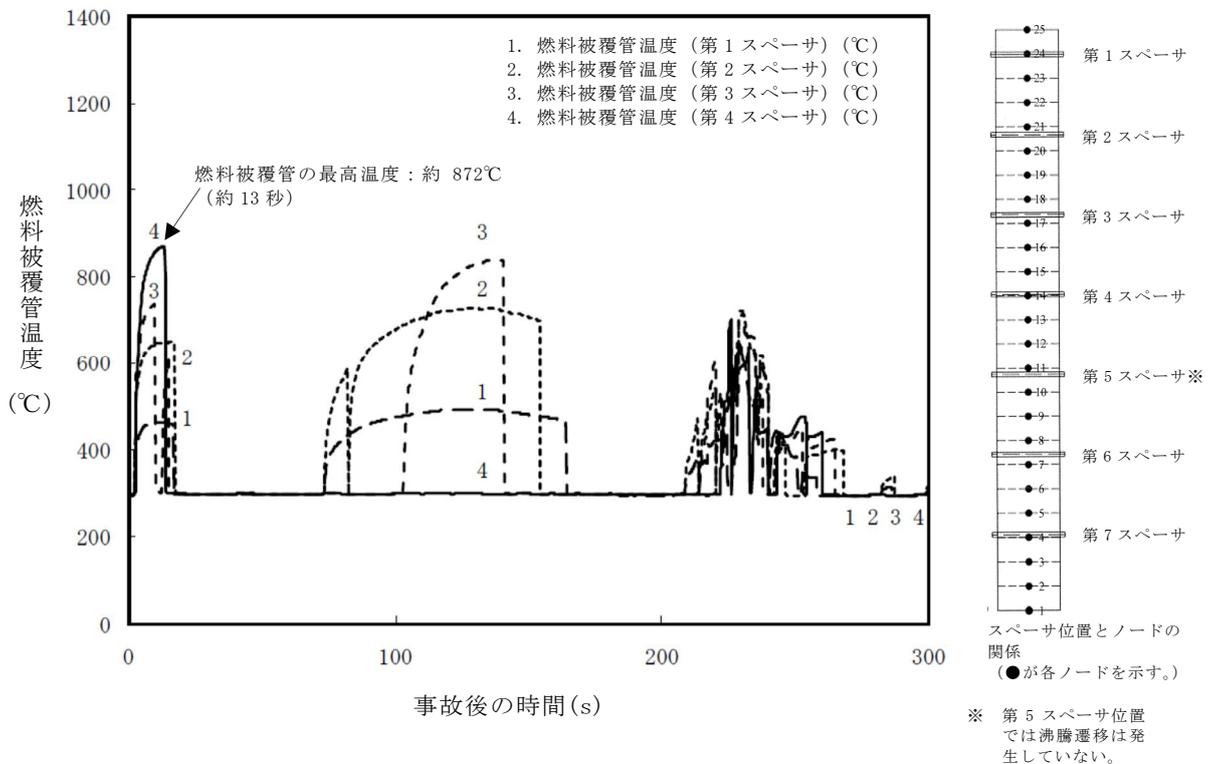
第 2.5-7 図 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び
逃がし安全弁の流量の推移 (短期)



第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移（短期）

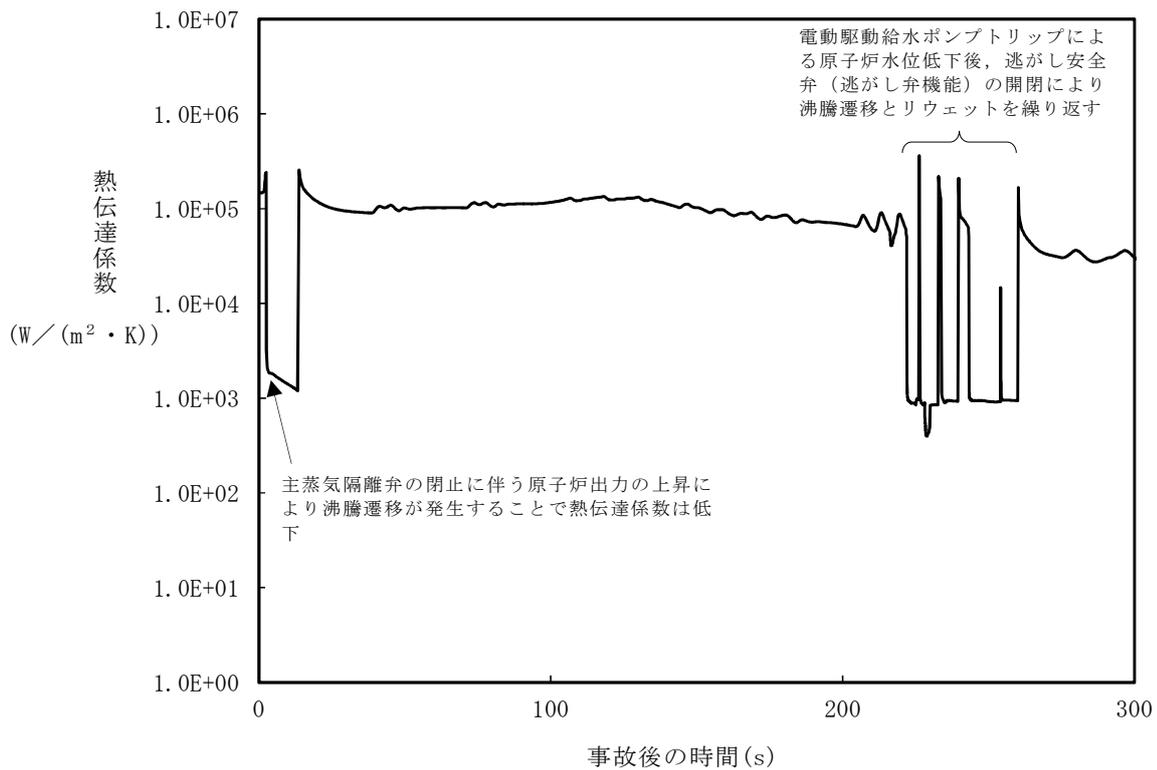


第 2.5-9 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）

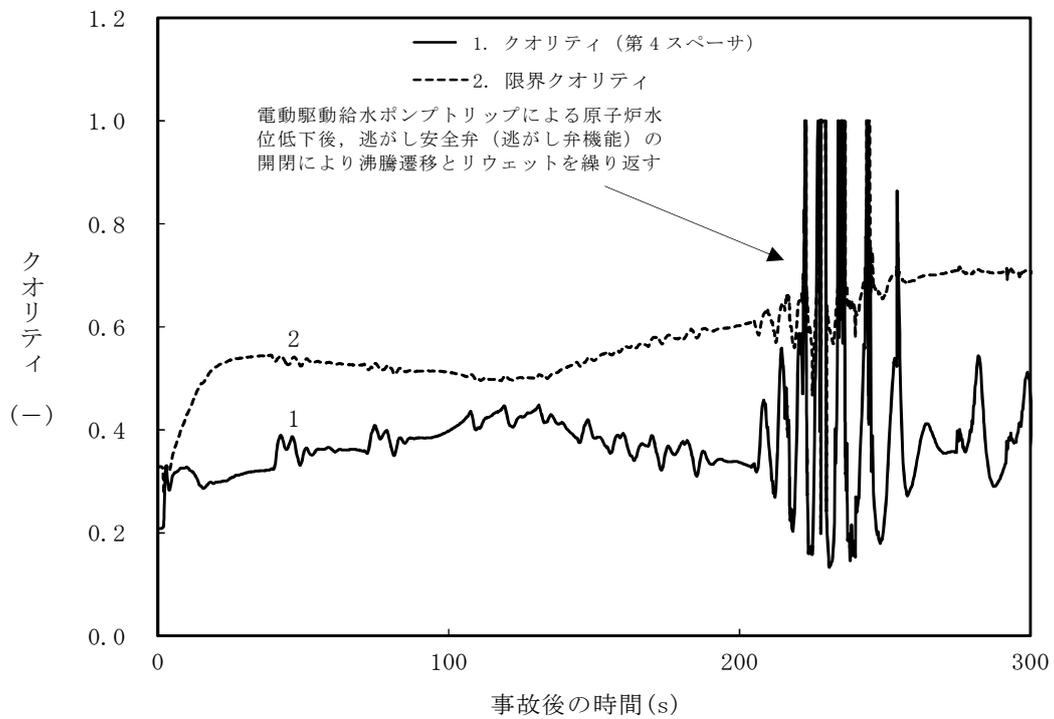


第 2.5-10 図 燃料被覆管温度（沸騰遷移発生位置）の推移（短期）

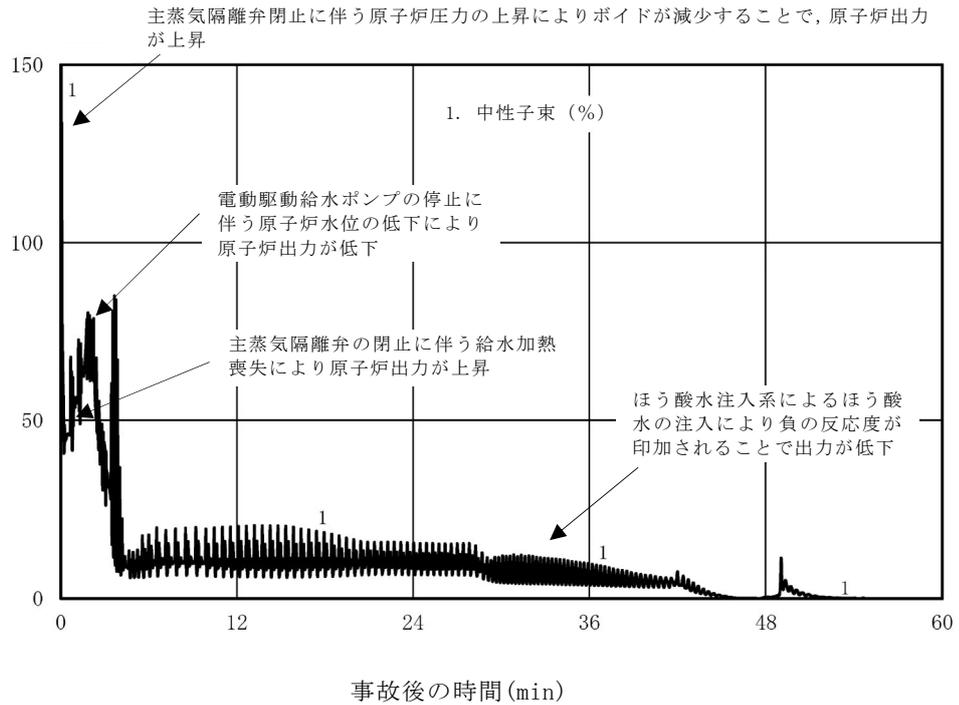
燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無（重大事故防止）を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。



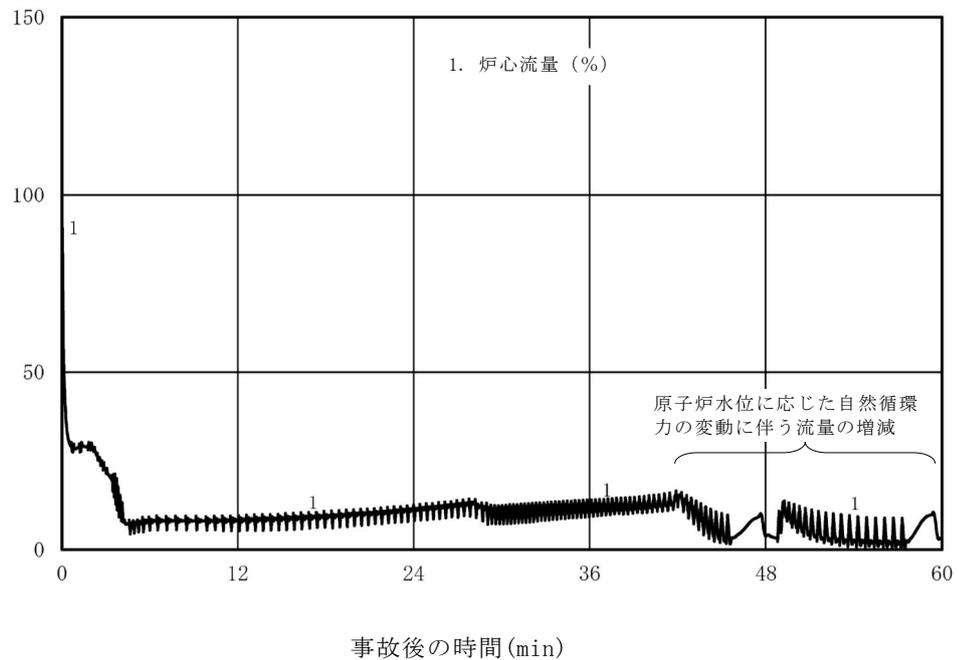
第 2.5-11 図 熱伝達係数（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



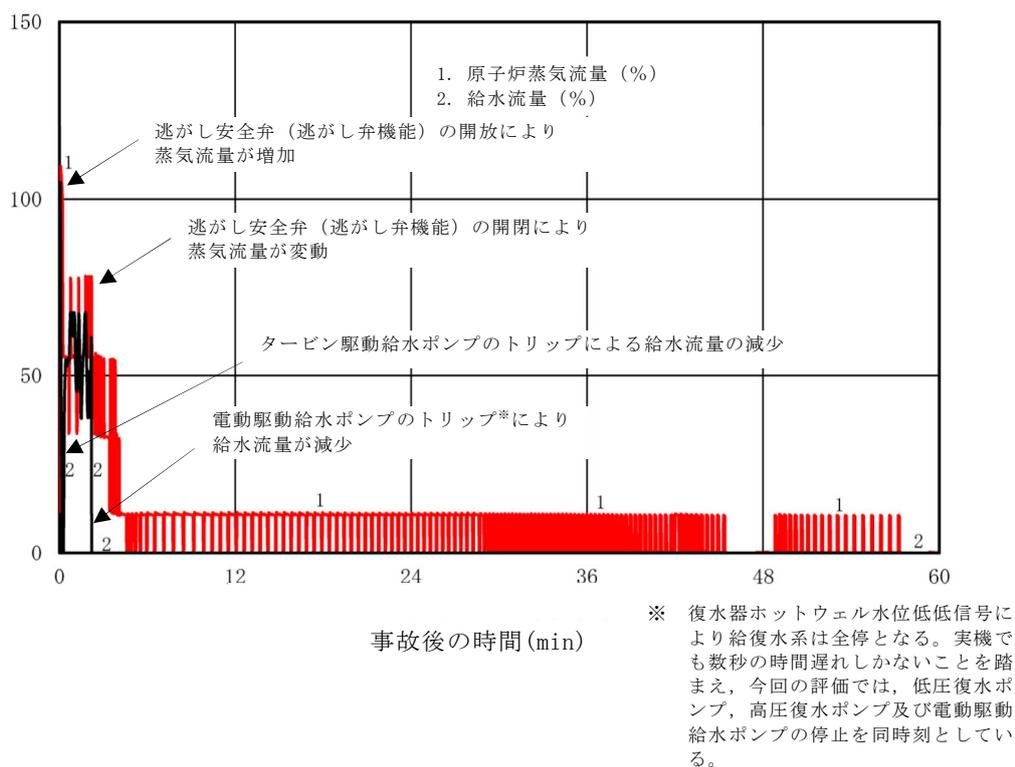
第 2.5-12 図 クオリティ（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移（短期）



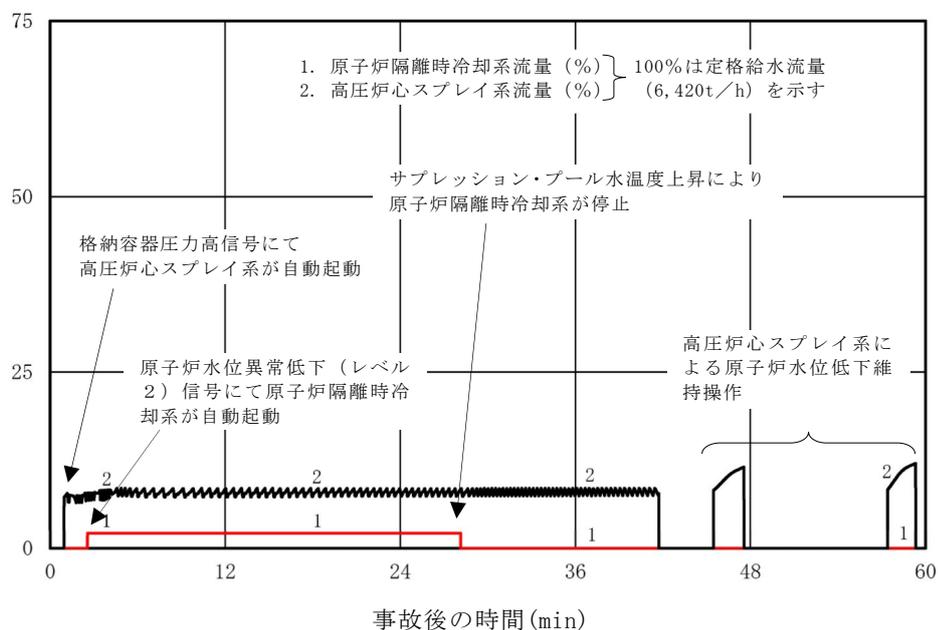
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



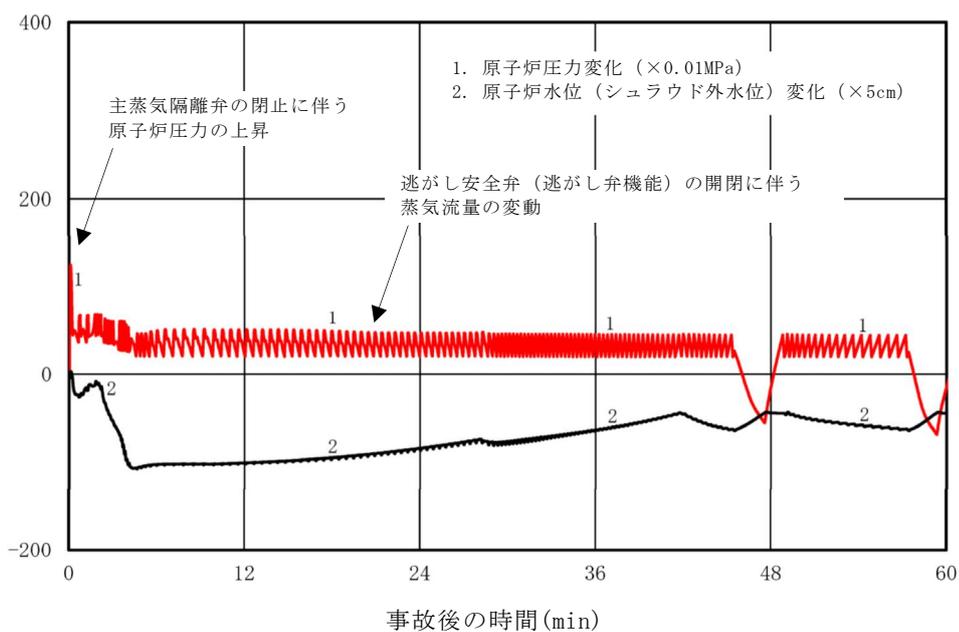
第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



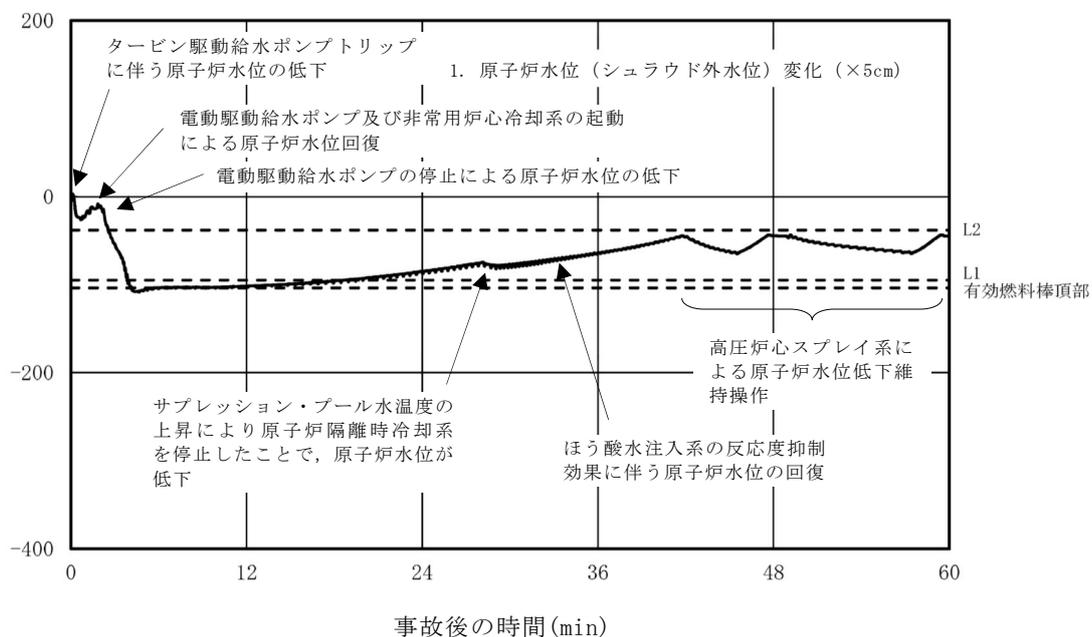
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)



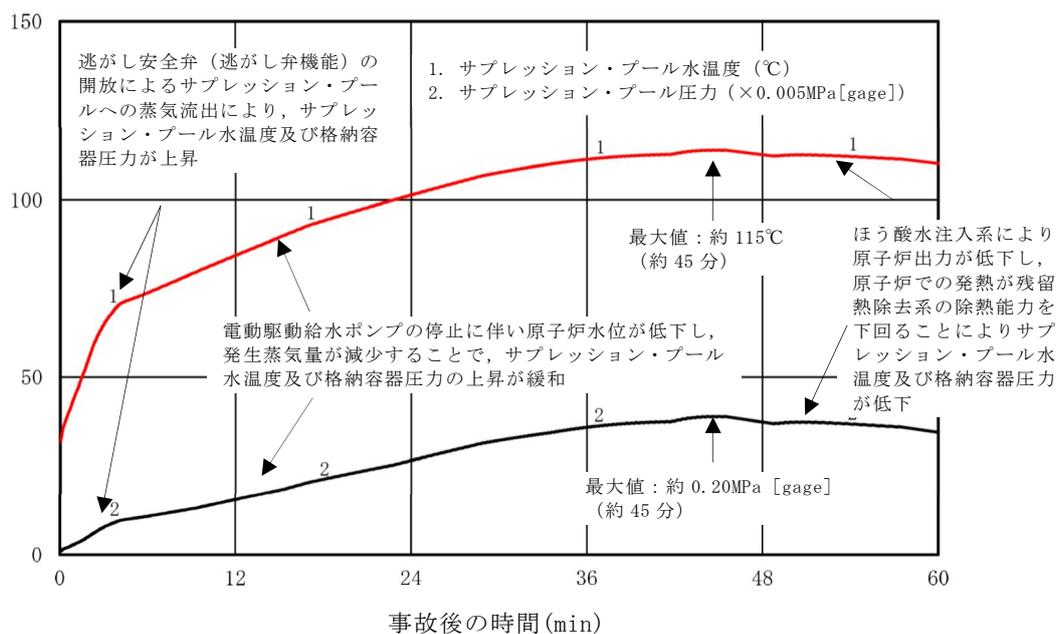
第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (長期)



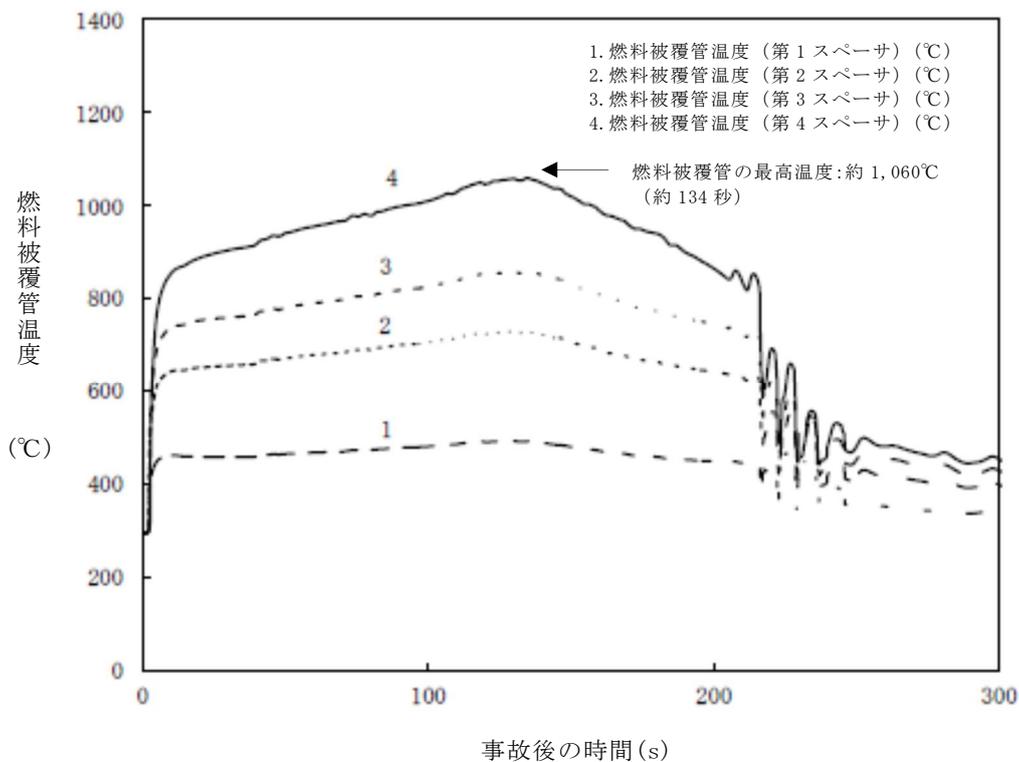
第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移 (長期)



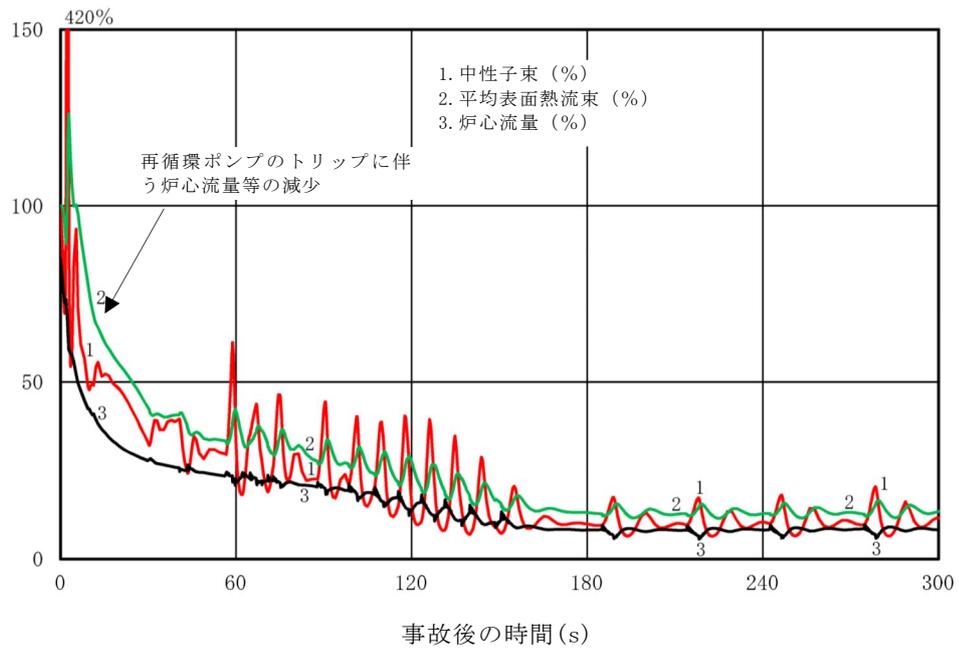
第 2.5-18 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



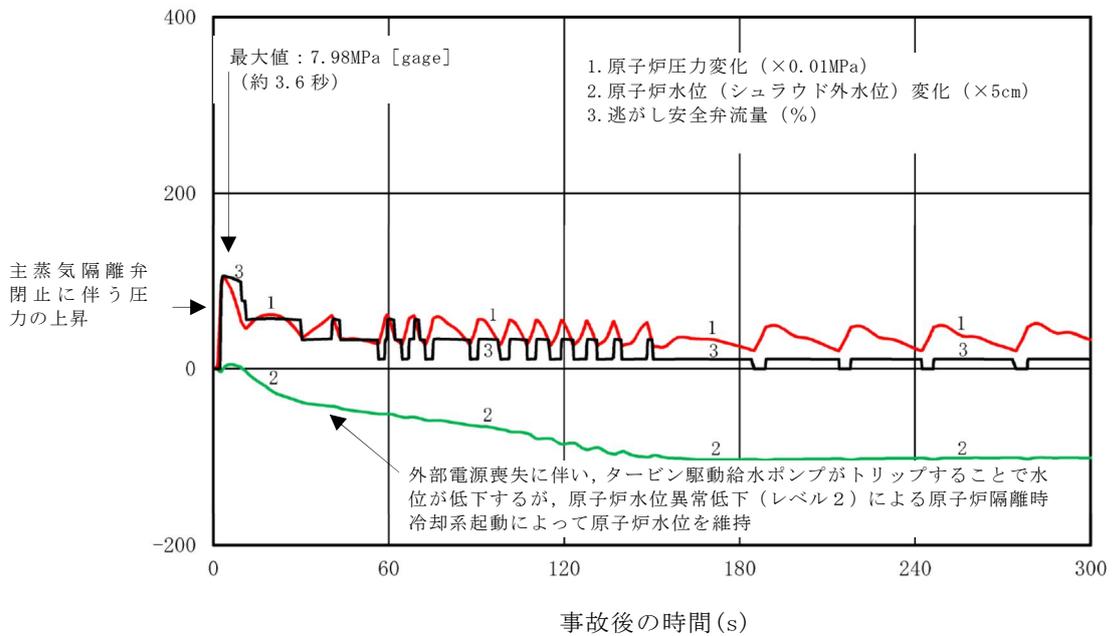
第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移(長期)



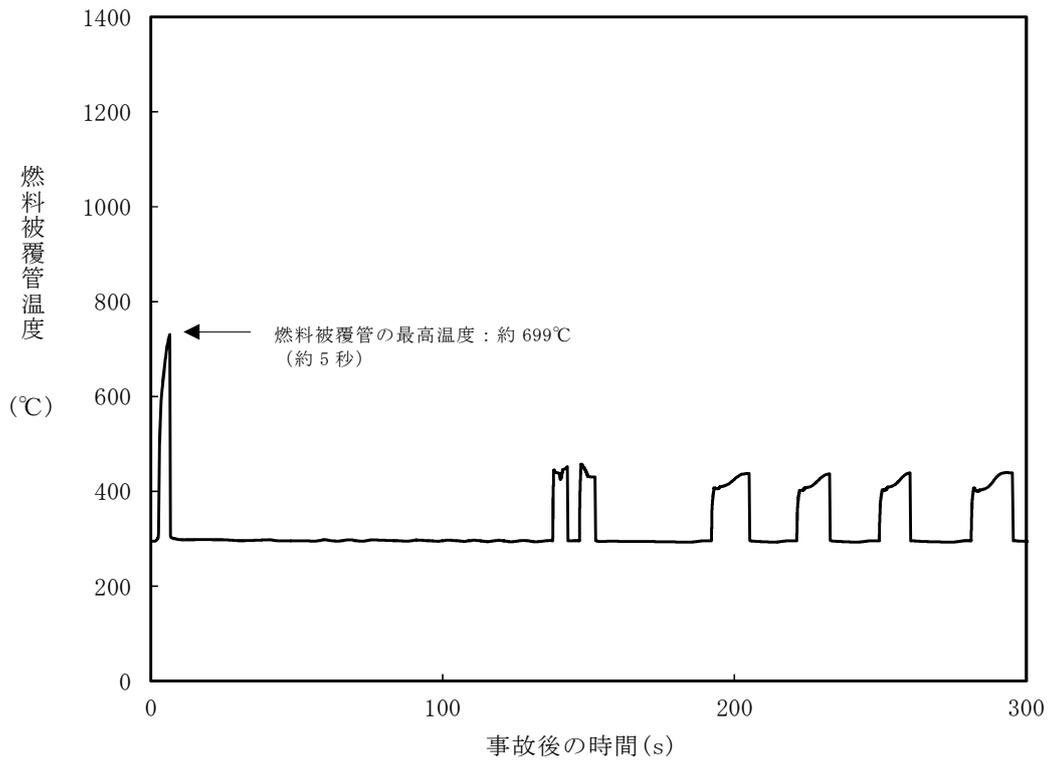
第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)



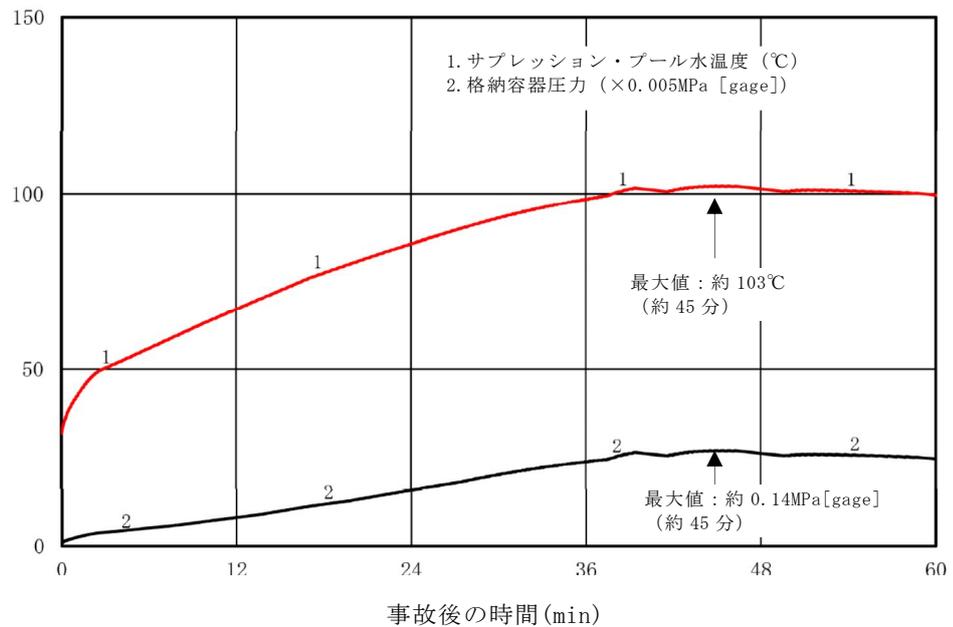
第 2.5-21 図 中性子束，平均表面熱流束及び炉心流量の推移
(外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-22 図 原子炉圧力，原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁流量の推移 (外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-23 図 燃料被覆管温度（燃料被覆管最高温度発生位置）の推移
(外部電源がない場合) (短期)



第 2.5-24 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移
(外部電源がない場合) (長期)