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

目 次

はじめに

- 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び 重要事故シーケンス選定について
 - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
 - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出,整理
 - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 1.1.2.3 炉心損傷後の格納容器の機能への期待可否に基づく整
 理
 - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価 事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの分析について
 - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出,整理
 - 2.1.2 抽出した格納容器破損モードの整理
 - 2.1.2.1 必ず想定する格納容器破損モードとの対応

2.1.2.2 追加すべき格納容器破損モードの検討

- 2.2 評価事故シーケンスの選定について
 - 2.2.1 評価対象とする PDSの選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンスの選定の考え方
 - 2.2.3 評価事故シーケンスの選定結果
 - 2.2.4 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容 器破損防止対策の有効性
 - 2.2.5 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策
- 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
 - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
 - 3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽 出,整理
 - 3.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 3.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

3.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

3.2 重要事故シーケンスの選定について

3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方

- 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したPRAの実施プロセスについて

- 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
- 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
- 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
- 第1-4表 重要事故シーケンス等の選定
- 第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第2-2表 プラント損傷状態(PDS)の定義
- 第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定
- 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
- 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
- 第3-2表 燃料損傷までの余裕時間
- 第3-3表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定

义

- 第1-1図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定 の全体プロセス
- 第1-2図 内部事象レベル1 P R A におけるイベントツリー
- 第1-3図 地震レベル1 PRAにおける階層イベントツリー
- 第1-4図 地震レベル1PRAにおけるイベントツリー
- 第1-5図 津波レベル1 P R A における階層イベントツリー
- 第1-6図 津波レベル1 P R A におけるイベントツリー
- 第1-7図 プラント全体の炉心損傷頻度
- 第1-8図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

- 第2-1図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全 体プロセス
- 第2-2図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損 モード
- 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
- 第2-4図 格納容器破損モードごとの寄与割合
- 第3-1図 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ抽出及 び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第3-2図 施設定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第3-3図 停止時 P R A におけるプラント状態の分類及び施設定期検 査工程
- 第3-4図 停止時PRAにおけるイベントツリー
- 第3-5図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

別紙

- 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事 象の考慮について
- 2. 外部事象に特有の事故シーケンスについて
- 3. 諸外国における炉心損傷防止対策の調査結果について
- T B W シーケンスの 炉 心 損 傷 防 止 対 策 及 び 着 眼 点 に 基 づ く 評 価 を 踏まえた 重要事故 シーケンスの 選定について
- 5. 重大事故等対処設備の津波からの防護について
- 内部事象PRAにおける主要なカットセット及びFV重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
- 地震 P R A, 津波 P R A における主要な事故シーケンスの対策に

ついて

- 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の想定
 及びその対策について
- 格納容器直接接触(シェルアタック)を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由について
- 10. 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への 対応について
- 11.「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」 への東海第二発電所のPRAの対応状況について
- 12. 東海第二発電所 PRAピアレビュー実施結果及び今後の対応方 針について

別添

東海第二発電所 確率論的リスク評価 (PRA) について

はじめに

「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」(平成 25 年 6 月 19 日)(以下「解釈」とい う。)に基づき,重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグ ループ等の選定に際しては,個別プラントの確率論的リスク評価(以 下「PRA」という。)を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー等の機会に内部事象レベル1PR A(出力運転時,停止時),レベル1.5PRA(出力運転時)を実 施してきており,これらのPRA手法を今回も適用した。また,外部 事象としては,現段階でPRA手法を適用可能な事象として,日本原 子力学会において実施基準が標準化され,試評価等の実績を有する地 震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを対象とし,これらの外部 事象PRAから抽出される建屋・構築物等の大規模な損傷から発生す る事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範 囲とした。

また, PRAが適用可能でないと判断した外部事象については, 事 故シーケンスの定性的な分析を行い, 事故シーケンスグループ等の選 定に係る検討を実施した。

今回実施する P R A の目的が重大事故等対策の有効性評価を行う事 故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し,これま で整備してきたアクシデントマネジメント策(以下「A M 策」とい う。)や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含め ず,設計基準事故対処設備の機能にのみ期待する仮想的なプラント状 態を評価対象として P R A モデルを構築した。

なお、今回の P R A の実施に際しては、原子力規制 庁配布資料「 P

RAの説明における参照事項(平成25年9月)」を参照した。

<今回の P R A の評価対象>

対象設備	今回のPRA での取扱い
設計基準事故対処設備	考慮する
AM要請(H4)以前から整備しているAM策の設備 ・代替注水手段(給水系,制御棒駆動水圧系,補 給水系及び消火系による原子炉への注水手段)	考慮しない
 AM要請(H4)以降に整備したAM策の設備 ・代替反応度制御(ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)及びATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)) ・代替注水手段(補給水系,消火系による原子炉・格納容器への注水手段) ・原子炉減圧の自動化 ・格納容器からの除熱手段(耐圧強化ベント) ・電源の融通(高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電) 	考慮しない
緊急安全対策設備 ・電源車 ・消防車,消防ポンプ ・非常用発電機代替設備 ・代替海水ポンプ ・代替注水車 ・建屋の水密扉の強化 ・海水ポンプモータ予備品	考慮しない
重大事故等対処設備	考慮しない

なお、「ECCS手動起動」、「原子炉手動減圧」、「残留熱除去 系の手動起動」、「高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水 源切替」等の「設計基準事故対処設備の機能を作動させるための手動 操作」は考慮する。

今回実施した P R A の詳細については,「別添 東海第二発電所確 率論的リスク評価(P R A)について」に示す。 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンス グループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第1-1 図に示す。本プロセスに従い,各検討ステップにおける実施内容を 整理した。

【概 要】

- 内部事象PRA,外部事象PRA(適用可能なものとして地震, 津波を選定)及びPRAを適用できない外部事象等についての定 性的検討から事故シーケンスの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスと必ず想定する事故シーケンスグループ との比較を行い、必ず想定する事故シーケンスグループに対応し ない外部事象特有の事故シーケンスについて、頻度、影響等を確 認し、事故シーケンスグループとしての追加要否を検討した。
- ③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて、
 国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは、
 格納容器破損防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。
- ④ 炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンス グループごとに、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及 び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」(以 下「審査ガイド」という。)に記載の観点(共通原因故障又は系 統間の機能の依存性、余裕時間、設備容量、代表性)に基づき、 有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈には、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンス グループの、個別プラント評価による抽出に関して以下のとおりに 示されている。
1-1
(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ
①BWR
・高圧・低圧注水機能喪失

高圧注水・減圧機能喪失

· 全交流動力電源喪失

崩壊熱除去機能喪失

·原子炉停止機能喪失

LOCA時注水機能喪失

・格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

②その結果、上記1-1(a)の事故シーケンスグループに含まれない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が抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「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」については、上記1-1(a)の事故シーケンスグループ」については、上記1-1(a)の事故シーケンス

等から総合的に判断するものとする。

上記1-1(b)①に関して, PRAの適用可能な外部事象につい ては日本原子力学会におけるPRA実施基準の標準化の状況, 試評 価実績の有無等を考慮し, 地震及び津波とした。したがって, 出力 運転時の内部事象レベル1PRA, 地震レベル1PRA及び津波レ ベル1PRAを実施し, 事故シーケンスグループを評価した。

また, PRAの適用が困難と判断した地震, 津波以外の外部事象 については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行 った。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を 1.1.1 に示す。

- 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出,整理
 - PRAに基づく整理

内部事象レベル1PRAでは,各起因事象の発生後,炉心損傷 を防止するための緩和手段等の組合せを評価し,第 1-2 図のイ ベントツリーを用いて分析することで炉心損傷に至る事故シーケ ンスを抽出している。

外部事象に関しては、PRAが適用可能な事象として地震レベ ル1PRA及び津波レベル1PRAを実施し、内部事象と同様に イベントツリー分析を行い、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽 出した。第1-3図に地震PRAの階層イベントツリーを、第1-4図に地震PRAのイベントツリーを、第1-5図に津波PRAの 階層イベントツリーを、第1-6図に津波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,起因事象が内部事象と同じであれば,炉心損傷を防止す るための緩和手段も同じであるため,事故シーケンスも内部事象 と同様である。また,地震レベル1PRA及び津波レベル1PR Aでは,内部事象レベル1PRAでは想定していない複数の安全 機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や,建屋・構 築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故 シーケンスも扱っている。

各 P R A より抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に,評価結 果を第 1-7 図及び第 1-8 図に示す。

(2) PRAに代わる検討に基づく整理

PRAの適用が困難な地震,津波以外の外部事象(以下「その 他の外部事象」という。)については,その他の外部事象により 誘発される起因事象について検討した。内部溢水及び内部火災で は,外部電源喪失や全給水喪失等の起因事象の発生が想定される。 また,洪水,風(台風),竜巻,凍結,降水,積雪,落雷,地滑 り,火山の影響,生物学的事象,森林火災,人為事象等において 想定される事象は,いずれも内部事象レベル1PRA,地震レベ ル1PRA又は津波レベル1PRAのいずれかで想定する起因事 象に包絡されるため,その他の外部事象を考慮しても新たな事故 シーケンスグループは抽出されないと推定した(別紙1)。

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス (第 1-1 表参照)を,炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況, プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と, 解釈 1 − 1 (a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグルー プとの関係及び解釈 1 − 2 に示されている要件との関係等を第 1-2 表に整理した。また,整理の内容を 1.1.2.1~1.1.2.3 に示す。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル1 P R Aにより抽出した各事故シーケンス (第 1-1 表参照) について, 炉心損傷防止のための緩和機能の喪 失状況, プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類し た。具体的には次の(1)~(7)及びこれ以外の事故シーケンスに分類 した。緩和機能の喪失状況, プラントの状態の観点で, (1)~(7)は, 解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応する ものとして整理した。

- (1) 高圧·低圧注水機能喪失(TQUV)
 - 運転時の異常な過渡変化等の発生後,高圧注水機能を喪失し, 原子炉の減圧には成功するが,低圧注水機能が喪失して,炉心の 著しい損傷に至る事故シーケンスを,事故シーケンスグループ 「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。
- (2) 高圧注水・減圧機能喪失(TQUX) 運転時の異常な過渡変化等の発生後,高圧注水機能及び原子炉 減圧機能を喪失し,炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを, 事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。
- (3) 全交流動力電源喪失(長期TB, TBD, TBP, TBU)

外部電源喪失の発生時に区分 I 及び区分 II の非常用交流電源の 確保に失敗するとともに,区分 II の高圧炉心スプレイ系ディーゼ ル発電機による高圧炉心スプレイ系専用の交流電源の確保に失敗 することにより全交流動力電源喪失が発生し,安全機能を有する 系統及び機器が機能喪失することによって,炉心の著しい損傷に 至る事故シーケンスを,事故シーケンスグループ「全交流動力電 源喪失」に分類する。

なお、PRAでは電源喪失の事故シーケンスを長期TB、TB D、TBP及びTBUに詳細化して抽出しているが、いずれも全 交流動力電源喪失を伴う事故シーケンスであるため、解釈1-1 (a)に記載の事故シーケンスグループでは「全交流動力電源喪失」 に該当するものとして整理した。また、高圧炉心スプレイ系ディ ーゼル発電機による交流電源確保失敗は高圧炉心スプレイ系のシ ステムモデルに含めてモデル化していることから、区分I及び区 分IIの非常用交流電源の確保に失敗し、かつ、高圧炉心スプレイ 系による炉心冷却に失敗する事故シーケンスを本事故シーケンス グループに分類することとする。

(4) 崩壊熱除去機能喪失(TW, TBW)

運転時の異常な過渡変化等の発生後,原子炉圧力容器への注水 等の炉心の冷却に成功するものの,格納容器からの崩壊熱除去機 能が喪失し,炉心損傷前に格納容器が過圧により破損,その後, 炉心の著しい損傷に至るおそれのある事故シーケンスを,事故シ ーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」として分類する。

(5) 原子炉停止機能喪失(TC)

運転時の異常な過渡変化等の発生後,原子炉停止機能を喪失し, 炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを,事故シーケンスグル ープ「原子炉停止機能喪失」として分類する。

(6) LOCA時注水機能喪失(AE, S1E, S2E)

大破断LOCAの発生後の高圧注水機能及び低圧注水機能の喪 失,又は、中小破断LOCAの発生後の「高圧注水機能及び低圧 注水機能」又は「高圧注水機能及び原子炉減圧機能」の喪失によ り、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、事故シーケンス グループ「LOCA時注水機能喪失」として分類する。

なお、PRAではLOCA時の注水機能喪失シーケンスを、破 断口の大きさに応じてAE(大破断LOCAを起因とする事故シ ーケンス),S1E(中破断LOCAを起因とする事故シーケン ス)及びS2E(小破断LOCAを起因とする事故シーケンス) に詳細化して抽出しているが、いずれもLOCA時の注水機能喪 失を伴う事故シーケンスであるため、解釈1-1(a)に記載の事 故シーケンスグループでは「LOCA時注水機能喪失」に該当す るものとして整理した。

(7) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA) (ISLOCA)

インターフェイスシステムLOCAの発生後,破断箇所の隔離 に失敗し,非常用炉心冷却系(以下「ECCS」という。)等に よる原子炉水位の確保に失敗することで炉心の著しい損傷に至る 事故シーケンスを,事故シーケンスグループ「格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)」に分類する。

1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス (第 1-1 表参照)のうち,炉心損傷防止のための緩和機能の喪 失状況,プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で解釈 1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない 事故シーケンス又は事故シーケンスグループとしては,地震・津 波特有の事象として以下の事故シーケンス又は事故シーケンスグ ループを抽出した。

(1) Excessive LOCA

大規模な地震では,格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリ において,大破断LOCAを超える規模の損傷に伴う冷却材喪失 (Excessive LOCA)が発生する可能性がある。具 体的には,逃がし安全弁の開放失敗による原子炉圧力上昇又は地 震による直接的な荷重により,格納容器内の原子炉冷却材圧力バ ウンダリ配管が損傷に至るシナリオを想定している。大規模な地 震においてLOCAが発生した場合であっても,破断の規模や使 用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性 も考えられるが,一方で,ECCSの注水機能の全喪失や,使用 可能なECCSの注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが 発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。

さらに,使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の除熱 に失敗する等の原因により,格納容器の破損に至る可能性も考え られる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉冷却材圧力バウンダ リの損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、原子炉 冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態に応じて個 別に事象収束の評価を実施することは困難であるため、保守的に Excessive LOCA相当のLOCAが発生するものと し、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお,後述する事故シーケンス選定の結果,大破断LOCAに ついては国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を 講じることが困難な事故シーケンスとして格納容器の機能に期待 している。破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては格 納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

(2) 計装・制御系喪失

大規模な地震の発生により,計装・制御機能が喪失することで, プラントの監視及び制御が不能な状態に陥る可能性がある。計 装・制御機能を喪失した場合であっても,喪失の規模や使用可能 な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考え られるが,一方で,ECCSが起動不能になること等が原因で炉 心損傷に至る可能性も考えられる。さらに,残留熱除去系が起動 不能になること等の原因により,格納容器の破損に至る可能性も 考えられる。

このように、大規模な地震による計装・制御系の喪失の規模に は不確かさが大きく、計装・制御機能が喪失した際のプラントへ の影響を特定することは困難であることから、保守的に炉心損傷 に直結する事象として抽出した。

(3) 格納容器バイパス

大規模な地震では,格納容器外で配管破断等が発生し,格納容器をバイパスした原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある。 格納容器バイパス事象はインターフェイスシステムLOCAとバ イパス破断に細分化され,バイパス破断は通常開等の隔離弁に接 続している配管が格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗 することで原子炉冷却材が流出する事象である。原子炉冷却材の 流出や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止でき る可能性も考えられるが、一方で、破断箇所の隔離に失敗したこ とで原子炉建屋内の機器に悪影響が及び炉心損傷に至る可能性も 考えられる。

このように、大規模な地震発生後の格納容器バイパス事象の影響には不確かさが大きく、配管破断の程度や破断箇所の特定、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難な ことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(4) 原子炉圧力容器損傷

大規模な地震では,原子炉圧力容器の損傷が発生する可能性が ある。この場合,原子炉圧力容器の損傷により,原子炉停止や炉 心冷却が困難となる可能性が考えられる。大規模な地震において 原子炉圧力容器の損傷が発生した場合であっても,損傷の規模や 使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能 性も考えられるが,一方で,原子炉圧力容器の損傷に伴いECC Sの注水配管が破断し,炉心冷却が困難になる等の理由により, 炉心損傷に至る可能性も考えられる。また,原子炉圧力容器の損 傷後に使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の除熱に失 敗する等の原因により,格納容器の破損に至る可能性も考えられ る。

このように,大規模な地震発生後の原子炉圧力容器の損傷の規 模や緩和機能の状態には不確かさが大きく,損傷の規模や緩和機 能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから,保守的 に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(5) 格納容器損傷

大規模な地震では,格納容器の損傷が発生する可能性がある。 この場合,格納容器の損傷により,原子炉の停止や炉心冷却が困 難となる可能性が考えられる。大規模な地震において格納容器の 損傷が発生した場合であっても,損傷の規模や使用可能な緩和設 備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが, 一方で,格納容器の損傷に伴いECCSの注水配管が破断し,炉 心冷却が困難になる等の理由により,炉心損傷に至る可能性も考 えられる。また,大規模な地震により格納容器の損傷が発生する 可能性がある。

このように,大規模な地震発生後の格納容器の損傷の規模や緩 和機能の状態には不確かさが大きく,損傷の規模や緩和機能の状 態による事象収束可能性の評価が困難なことから,保守的に炉心 損傷に直結する事象として抽出した。

(6) 原子炉建屋損傷

大規模な地震では,原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している 基礎地盤が損傷することで,建屋内の格納容器,原子炉圧力容器 等の機器及び構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。

大規模な地震において原子炉建屋又は原子炉建屋を支持してい る基礎地盤の損傷が発生した場合であっても,損傷の規模や使用 可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も 考えられるが,一方で,原子炉停止や炉心冷却が困難となり,炉 心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉建屋又は原子炉建屋 を支持している基礎地盤の損傷の規模や緩和機能の状態には不確 かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能

性の評価が困難なことから,保守的に炉心損傷に直結する事象と して抽出した。

(7) 津波浸水による最終ヒートシンク喪失

防潮堤を越流した津波により非常用海水ポンプが被水・没水す ることにより最終ヒートシンクが喪失し, ECCSによる炉心冷 却機能が喪失するとともに, 崩壊熱除去機能が喪失することで, 炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループには,襲来する津波の高さに応じて 次の4つの事故シーケンスが含まれるが,いずれも防潮堤の健全 性が維持される事故シーケンスであり,津波による影響の程度が 特定できること,及び炉心損傷頻度が有意であることを考慮し, 必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケン スグループとして抽出した。

- ・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)
- ・最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCIC停止)
- ・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

(8) 防潮堤損傷

津波波力により防潮堤が損傷し,多量の津波が敷地内に浸水す ることで,非常用海水ポンプが被水・没水して最終ヒートシンク が喪失するとともに,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故シーケンスである。

この事故シーケンスは、防潮堤の損傷による津波の影響の程度 を特定することが困難であるため、必ず想定する事故シーケンス グループに対応しない、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

上記の事故シーケンス又は事故シーケンスグループについて, 解釈に従い,有効性評価における想定の要否を炉心損傷頻度又は 影響度等の観点から分析した。

津波特有の事象である「(7) 津波浸水による最終ヒートシン ク喪失」の事故シーケンスグループについては、炉心損傷頻度が 4.0×10⁻⁶ / 炉年と有意な値であり、また、本事故シーケンスグ ループは敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が他の事故 シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異な ることから、新たに追加する事故シーケンスグループとして抽出 した。

また,地震・津波特有の事象である(1)~(6)及び(8)の各事故 シーケンスについては,以下に示すとおり解釈に基づき想定する 事故シーケンスグループと比較して頻度及び影響の観点から検討 した結果,新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

炉心損傷頻度の観点

(1)~(6)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度には,必ずしも炉 心損傷に直結するほどの損傷に至らない場合も含んでいる。

別紙2のとおり、これらの事故シーケンスは評価方法にかなり の保守性を有している。また、地震動に応じた詳細な損傷の程度 や影響を評価することは困難なことから、現状、対象とする建屋 や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象として整理しているが、 実際には地震の程度に応じ、機能を維持した設計基準事故対処設 備等が残る場合も想定される。機能を維持した設計基準事故対処 設備等がある場合,それを用いた対応に期待することにより,炉 心損傷を防止できる可能性もあると考える。これらを整理すると 以下のようになる。

- a) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが,損傷の程度 が軽微であったり,機能喪失を免れた緩和機能によって炉心 損傷を回避できる場合。
- b) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、緩和機能に よる炉心損傷の防止が可能な程度の損傷であり、機能喪失を 免れた緩和機能があったものの、それらのランダム故障によ って炉心損傷に至る場合。
- c) 緩和機能の有無に関わらず炉心損傷を防止できない規模の炉 心損傷直結事象が発生し、炉心損傷に至る場合。

a)~c)の整理のとおり, a)の場合は炉心損傷を防止できると考 えられるため, 評価を詳細化することで(1)~(6)の各事故シーケ ンスの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定 される。また,機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待し た上で,そのランダム故障により炉心損傷に至る場合の事故シー ケンスは,内部事象レベル1PRAの結果から抽出された既存の 事故シーケンスグループに包絡されるものと考える。これらの事 故シーケンスに対して,炉心損傷頻度の観点では,地震PRAの 精度を上げることが望ましいと考える。

また,(8)の事故シーケンスについては,津波PRAから抽出 される事故シーケンスであるが,炉心損傷頻度は 3.3×10⁻⁷/炉 年であり,全炉心損傷頻度に対して 0.4%程度と小さい寄与とな っているが,この炉心損傷頻度は防潮堤前面での津波高さが T.P. +24m を超える津波の発生頻度と同じとしており,T.P.+24m の 津波に対する防潮堤の損傷確率を保守的に1として評価している ため,防潮堤の損傷確率を詳細に評価すること等によりこの事故 シーケンスの炉心損傷頻度は更に小さい値になると推定される。 ② 影響度(事象の厳しさ)の観点

(1)~(6)の各事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて、建屋や機器の損傷の程度や組合せによって事象の厳しさに幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、地震と同時に炉心が損傷する状況は考え難い。現状、対象とする建屋や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものと考える。このように、事象の厳しさの観点では、高圧・低圧注水機能喪失や全交流動力電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

また,(8)の事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて,防潮堤の損傷の程度によって事象の厳しさには幅が生じる と考えられ,定量的に分析することは難しいと考えるものの,実 際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設 備,可搬型の機器等で炉心損傷を試みるものと考える。このよう に,事象の厳しさの観点では,全交流動力電源喪失等と同等とな る場合もあると考える。また,損傷の程度が大きく,設計基準事 故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規

模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和 を試みる。

③ 炉心損傷防止対策の観点

現状,対象とする建屋や機器等の損傷をもって炉心損傷直結と して整理している(1)~(6)の各事故シーケンスについて,炉心損 傷直結としていることの保守性を踏まえて定性的に考察すると, ①及び②で述べたとおり,(1)~(6)の事象が発生するものの,機 能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も考えられる。 この場合,炉心損傷に至るか否かは地震によって機能を喪失した 設備及び機能を維持した設計基準事故対処設備等のランダム故障 によるため,内部事象運転時レベル1PRAの結果から抽出され た既存の事故シーケンスグループに包絡されると考えられる。

また, 炉心損傷を防止できる場合も考えられるため, 炉心損傷 頻度は現在の値よりも低下するものと考えられる。

損傷の程度が大きく,設計基準事故対処設備や重大事故等対処 設備に期待できない場合には,大規模損壊対策を含め,建屋以外 に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し,臨機応変に対応す ることによって,炉心損傷や格納容器破損を防止することになる。

上記のように、(1)~(6)の各事故シーケンスは、実際のところ プラントへの影響に不確かさが大きく、具体的な事故シーケンス を特定することが困難である。このため、外部事象に特有の事故 シーケンスについては、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シ ーケンスグループとして事故シーケンスを特定して評価するので はなく、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策 や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が 崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深 刻な損傷の場合には可搬型のポンプ,電源,放水設備等々を駆使 した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応するべきも のと考える。

また,(8)の事故シーケンスについても,防潮堤の損傷の程度 によっては機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対 処設備による対応に期待できる場合も考えられ,損傷の程度が大 きく設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない 場合には,大規模損壊対策を含め,使用可能な設備によって臨機 応変に影響緩和を試みる。

以上の検討を踏まえ、(1)~(6)及び(8)の各事故シーケンスは、 一定の安全機能喪失時の対策の有効性を評価するシナリオとして は適当でない事象であり、新たに追加するシーケンスとはしない ことを確認した。また、(1)~(6)及び(8)の各事故シーケンスを 炉心損傷頻度及び影響度の観点から総合的に判断した結果、解釈 に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して有意な 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、新たに 追加するシーケンスには該当しないと判断した。

また,上記の検討及び別紙 2 のとおり,大規模な地震を受け た場合であっても,炉心損傷に直結するほどの損傷が生じること は考えにくく,大規模な地震を受けた場合の大部分は使用可能な 緩和機能によって炉心損傷防止を試みることが可能であるものと 考える。津波による防潮堤損傷についても,防潮堤の機能が全て 喪失するほどの損傷が生じることは考えにくく,敷地内に多量の 津波が流入した場合でも,使用可能な津波防護対象設備によって 炉心損傷防止を試みることが可能であるものと考える。

1.1.2.3 炉心損傷後の格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内部事象レベル1PRA, PRAが適用可能な外部事象として 地震及び津波レベル1PRAを実施し, 地震, 津波以外の外部事 象についてはPRAに代わる方法で概略評価を実施した結果, 追 加すべき新たな事故シーケンスグループとして「津波浸水による 最終ヒートシンク喪失」を抽出した。

したがって、東海第二発電所の有効性評価で想定する事故シー ケンスグループは、解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケン スグループ及び新たに追加した「津波浸水による最終ヒートシン ク喪失」となる。これについて、以下に示す解釈1-2及び1-4の要件に基づいて整理し、各事故シーケンスグループの対策の 有効性の確認における要件を整理した。

1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために 必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満 たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷
 後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあっては、
 炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画され
 ており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性がある
 ことを確認する。

(b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷

後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの (格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)に あっては、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。

1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」と は、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられてい ることをいう。

整理の結果は以下のとおり。

○解釈1-2(a)に分類される事故シーケンスグループ

- ·高圧 · 低圧注水機能喪失
- 高圧注水・減圧機能喪失
- · 全交流動力電源喪失
- LOCA時注水機能喪失
- ・津波浸水による最終ヒートシンク喪失

○解釈1-2(b)に分類される事故シーケンスグループ

- ·崩壞熱除去機能喪失
- ·原子炉停止機能喪失
- ・格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス及び炉心損傷防止対 策について整理した結果を第1-3表に示す。

解釈1-2(a)の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスに対しては、炉心の著しい損傷を防止するための対策として、 国内外の先進的な対策と同等のものを講じることが要求されている。

一方で,事故シーケンスの中には,国内外の先進的な対策を考慮 しても,炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスが 存在する。具体的には以下の3つの事故シーケンスが該当する。な お,国内外の先進的な対策と東海第二発電所の対策の比較を別紙3 に示す。

①大破断LOCA+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の事故シーケンスは、原子炉圧力容器から多量の冷却材が短時間で失われていく事象であり、大破断LOCA後は数分以内に多量の注水を開始しなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、事象発生から極めて短時間に多量の注水が可能な対策(インターロックの追設等)は確認できなかったことから、この事故シーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、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整理した。

以上より,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,炉心損傷防止対策の有効性 評価の対象とする事故シーケンスから除外した(重要事故シーケン ス選定の対象とする事故シーケンスから除外する)。 ①の事故シーケンスについても、炉心損傷後の原子炉への注水や 格納容器スプレイ等の実施により、事象の緩和に期待できる。また、 今回整備した格納容器破損防止対策によ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(「2.3.3 炉心損傷防止が困難 な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性」参 照)。

②及び③の事故シーケンスは,原子炉スクラムの失敗と直流電源 喪失又は全交流動力電源の喪失が重畳する事故シーケンスである。 制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手 段としてはほう酸水注入系を設けているが,直流電源の喪失又は全 交流動力電源の喪失によってほう酸水注入系が機能喪失に至ること から,炉心損傷を防止することができない。今回の調査では,原子 炉停止機能について,ほう酸水注入系に期待できない場合のバック アップとなる対策は確認できなかったことから,この事故シーケン スを,国内外の先進的な対策を考慮しても,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整理した。

②及び③の事故シーケンスはいずれも地震レベル1 PRAから抽 出された事故シーケンスである。原子炉スクラムの失敗の支配的な 理由として,カットセットの分析結果(別紙 7)からは,地震によ る炉内構造物の損傷等が抽出されている。今回の地震レベル1 PR Aでは,事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評 価しているが,事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられ るかについて,実際には不確かさが大きい。炉内構造物の低い損傷 確率(5%損傷確率)であることが高い信頼度(95%信頼度)で推 定できる地震加速度(以下「HCLPF」という。)は「地震加速

度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値 であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による炉内 構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられ る。また、地震レベル 1PRAでは機器の損傷を完全相関としてい ることから、例えば1本のみの制御棒挿入に失敗する場合であって もスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価 の詳細は別紙2に示す。

以上のとおり、②及び③の事故シーケンスの炉心損傷頻度は保守 的な設定のもとに評価したものであるが、現実的に想定すると、本 事故シーケンスによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいと判断 したことから、本事故シーケンスは、炉心の著しい損傷を防止する 対策の有効性を確認する事故シーケンスに該当しないと判断した。

なお,第 1-3 表に示すとおり,これらの事故シーケンスの全炉 心損傷頻度への寄与割合は小さく,全炉心損傷頻度の約 99.0%以上 の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含 まれることを確認している。

- 1.3 重要事故シーケンスの選定について
- 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
- (1) 重要事故シーケンス選定の着眼点に基づく整理

設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施 に際しては、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを 選定している。重要事故シーケンスの選定に当たっては、審査ガイ ドに記載の4つの着眼点を考慮している。今回の重要事故シーケン スの選定に係る具体的な考え方は以下のとおりである。また、事故 シーケンスグループごとに、事故シーケンスと各着眼点との関係を 整理し、関係が強いと考えられるものから「高」、「中」、「低」 と分類して整理した。

【審査ガイドに記載されている重要事故シーケンス選定の着眼点】 a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備 が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。

- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量(流量又は逃がし弁容量等) が大きい。
- d.事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障,系統間の機能の依存性の観点

本 P R A では,多重化された機器の共通原因故障を考慮しており,システム信頼性評価におけるフォールトツリーの中でモデル 化している。

このため,原子炉建屋損傷等の炉心損傷直結事象を除き,緩和機能の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスでは,共通原

因故障が炉心損傷の原因の1つとして抽出され得ることから,こ れらのシーケンスについては炉心損傷頻度への寄与が大きい場合, 共通原因故障の影響があると考えられるものの,炉心損傷頻度は 着眼点dで考慮することから,ここでは,起因事象に着目し,系 統間の依存性を有するサポート系の故障により起因事象が発生し た場合を系統間の依存性ありと判断する。

【例 1:高圧·低圧注水機能喪失】

サポート系喪失を起因とするシーケンスは,系統間機能依存性 によって多重性を有する機能の片区分の設備が機能喪失すること から「中」とした。

【例 2: 全交流動力電源喪失】

いずれのシーケンスで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. 余裕時間の観点

炉心損傷防止対策の対応操作に係る余裕時間を厳しくするため, 事象が早く進展し,炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを 選定する。

【例1:LOCA時注水機能喪失】

中破断LOCAを起因とする事故シーケンスは,破断面積が大 きいことより流出流量が多く,事象進展が早いことから「高」と した。また,小破断LOCAを起因とする事故シーケンスについ ては,中破断LOCAに比べて破断面積が小さいため「低」とし た。

【例 2:高圧·低圧注水機能喪失】

過渡事象(給水流量の全喪失)又はサポート系喪失(自動停止)

を起因とする事故シーケンスは,事象進展が早いことから「高」 とした。また,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)については「低」とした。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止に際して炉心の冷却に必要となる注水量等,設備 容量への要求が大きくなる事故シーケンスを選定する。

【例: LOCA時注水機能喪失】

中破断LOCA及び小破断LOCA発生後の緩和措置として は原子炉減圧及び低圧注水があるが,原子炉減圧に用いる逃が し安全弁は十分な台数が設置されている一方,低圧注水の代替 となる注水設備の容量は低圧ECCSより少ない。このため, 低圧炉心冷却失敗を含む事故シーケンスを「高」とし,原子炉 減圧失敗を含む事故シーケンスを「低」とした。

d. 事故シーケンスグループ内の代表性の観点

当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして, 炉心損傷頻度が高く,事象進展が事故シーケンスグループの特徴 を有しているものを選定する。ただし,「高」,「中」,「低」 の分類については炉心損傷頻度のみに着目して整理した。

【例:高庄·低庄注水機能喪失】

事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いドミ ナントシーケンスを「高」,事故シーケンスグループ別炉心損 傷頻度に対して 1%以上の寄与を持つシーケンスを「中」, 1%未満のシーケンスを「低」とした。

今回の内部事象レベル1 P R A, 地震レベル1 P R A 及び津波

レベル1PRAの結果のうち,事故シーケンスを選定するに当た って同一に整理できると考えられるものについては,炉心損傷頻 度を足し合わせて上記の分類を実施した。本来,各PRAは扱う 事象が異なるため,結果の不確かさや評価の精度が異なるもので あり,結果を足し合わせて用いることの可否(比較可能性)につ いては,PRAの結果を活用する際の目的に照らして十分留意す る必要がある。今回は重要事故シーケンスの選定の考え方を以下 のとおりとしていることから,結果の不確かさやPRA間の評価 の精度の違いを考慮しても,炉心損傷頻度を足し合わせて用いる ことによる問題は生じないものと考えた。

- 今回抽出された事故シーケンスについては、第 1-4 表に示すと おり、結果的に、事故シーケンスグループ内において選定対象と した全ての事故シーケンスに対して、おおむね同じ重大事故等対 処設備で対応できるものと考えている。このため、重要事故シー ケンスの選定に当たっては、その対応の厳しさに重きをおいて選 定することが適切と考え、主に着眼点b及びcによって重要事故 シーケンスを選定している。これは、決定論的な評価である有効 性評価においては、対応が厳しい事故シーケンスを評価すること で、選定対象とした全ての事故シーケンスに対しても重大事故等 対策の有効性を確認できると考えたためである。
- ○着眼点 d については、対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いており、結果的に崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループにおいてのみ、重要事故シーケンス選定の理由としている。なお、崩壊熱除去機能喪失で選定した重要事故シーケンスは内部事象レベル1

PRA及び地震レベル 1PRAから抽出されたシーケンスであっ たが,第 1-3 表に示すとおり,いずれのPRAにおいても,事 故シーケンスグループ内で最も高い炉心損傷頻度となった事故シ ーケンスである。

(2) 同一のシーケンスグループ内で対策が異なる場合の整理

事故シーケンスグループは,基本的に喪失した機能あるいはその 組合せによって決定されるものであり,起因事象や機能喪失の原因 には依存しない。しかしながら,事故シーケンスへの対策の観点で は,同じ事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスでも, 喪失した機能の喪失原因が異なる場合,有効な対策が異なることが ある。

具体的には,全交流動力電源喪失がこれに該当するが,同じ炉心 損傷防止対策で対応可能な事故シーケンスを1つの事故シーケンス グループとし,詳細化した各事故シーケンスグループからそれぞれ 重要事故シーケンスを選定した。

各々の事故シーケンスグループに対して考慮した内容の詳細は次の1.3.2項に示す。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ,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,事象進展が早いもの 等,より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして以下の とおりに選定している。また,「(3)全交流動力電源喪失」では機 能喪失の状況が異なる事故シーケンスが抽出されたが,原子炉圧力, 余裕時間及び対応する炉心損傷防止対策の類似性を考慮し,3 つの 事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。選定理由及び選定結果の詳細については第1-4表及び以下に示す。

- (1) 高圧·低圧注水機能喪失
 - i) 事故シーケンス
 - ① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
 - 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

 - 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
 - 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
 - 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
 - ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,運 転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。) の発生後,高圧注水機能が喪失し,原子炉減圧には成功するが, 低圧注水機能が喪失し,炉心損傷に至る事故シーケンスである。 本事故シーケンスグループへの対策としては,代替注水手段に よる原子炉注水等が考えられる。

- iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策
 - 手動減圧
 - 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又は耐圧強化ベント
- 常設代替交流電源設備
- 常設代替直流電源設備
- iv) 選定した重要事故シーケンス

①過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗

v) 選定理由

過渡事象(給水流量の全喪失)を起因とする事故シーケンス は、事象進展が早いため、余裕時間の観点で厳しい。また、逃 がし安全弁の再閉鎖に成功する事故シーケンスは、低圧の代替 注水機能に期待する場合には、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗す る事故シーケンスに比べて、逃がし安全弁の設備容量の観点で 厳しい。さらに、代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉 心損傷頻度が最も高い。

以上より,①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

なお、本事故シーケンス含まれる各事故シーケンスに対して 有効と考えられる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、原子炉減圧時 に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる、逃がし安全弁再 閉鎖失敗を含まない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考える。

- (2) 高圧注水·減圧機能喪失
 - i) 事故シーケンス

① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗

- 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
- 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
- ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,運 転時の異常な過渡変化又は設計基準事故(LOCAを除く。) の発生後,高圧注水機能が喪失し,かつ,原子炉減圧機能(自 動減圧機能)が喪失し,炉心損傷に至る事故シーケンスである。 本事故シーケンスグループに対する対策としては,代替減圧手 段により原子炉を減圧し,低圧ECCSによる原子炉冷却等が 考えられる。

- iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策
 - ・低圧炉心スプレイ系
 - ·過渡時自動減圧機能
 - 残留熱除去系
- iv) 選定した重要事故シーケンス

① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗

v) 選定理由

過渡事象(給水流量の全喪失)を起因とする事故シーケンス は、事象進展が早いため、余裕時間の観点及び原子炉減圧に必 要な設備容量の観点で厳しい。また、代表性の観点からは①の 事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より,①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。 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 スに対して有効と考えられる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及び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考える。

(3) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは,機能喪失の状況が異なる 4 つの事故シーケンスが抽出されたが,原子炉圧力,余裕時間及び 対応する主な炉心損傷防止対策の類似性に着目して事故シーケン スグループを以下の3つに詳細化した。

- ①長期TB
- ② T B D, T B U
- 3 T B P

なお、TBUは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発 電機等の故障により全交流動力電源喪失が発生し、原子炉隔離時 冷却系による炉心冷却にも失敗する事故シーケンスである。また、 TBDは、外部電源喪失の発生後、区分I及び区分IIの直流電源 の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、高圧炉心ス プレイ系にも失敗することで全交流動力電源喪失に至る事故シー ケンスである。TBUにおいては直流電源が健全であるため、設 計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の計装設備は健全で ある。一方、TBDにおいては区分I及び区分IIの直流電源の喪 失により設計基準事故対処設備の計装設備が機能喪失するが、直 流電源は重大事故等対処設備の常設代替直流電源設備が健全であ

れるため, 直流電源及び計装設備の機能は維持される。また, T BD, TBUはいずれも事象発生初期に高圧注水機能が喪失する 事故シーケンスであること, 主な炉心損傷防止対策はいずれも高 圧代替注水系であることから, 1 つの事故シーケンスグループと した。

- (3-1) 長期TB
 - i) 事故シーケンス
 - ①外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後R CIC停止)
 - 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(蓄電池枯渇後RCIC停止)
 - ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,外 部電源喪失の発生後,非常用ディーゼル発電機等の故障により 全交流動力電源喪失が発生し,原子炉隔離時冷却系により炉心 を冷却するが,蓄電池の直流電源供給能力が枯渇すると原子炉 隔離時冷却系が停止することで炉心の冷却が維持できなくなり, 原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本 事故シーケンスグループに対する対策としては,交流電源に依 存しない代替注水手段による原子炉注水等が考えられる。

- iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策
 - ·原子炉隔離時冷却系
 - 手動減圧
 - 低圧代替注水系(可搬型)
 - ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)

·残留熱除去系

常設代替交流電源設備

常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

①外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後R
 CIC停止)

v) 選定理由

いずれの事故シーケンスも,蓄電池枯渇による原子炉隔離時 冷却系停止後の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有 意な差はない。このため,事象発生初期の炉心損傷防止対策の 実施に対する余裕時間に着目する。外部電源喪失を起因とする 事故シーケンスについては,起因事象の発生により給復水系が 停止するため原子炉水位の低下が早いことから,余裕時間及び 設備容量の観点で厳しい。また,代表性の観点からは①の事故 シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より, ①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

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 スに対して有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の 事故シーケンスは、②の事故シーケンスに対して包絡性を有し ているものと考える。

(3-2) T B D, T B U

i) 事故シーケンス

③外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)
 ④外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU)

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)

ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,外 部電源喪失の発生後,直流電源又は非常用ディーゼル発電機等 の故障により全交流動力電源喪失が発生し,原子炉隔離時冷却 系による炉心冷却も失敗することにより,原子炉が高圧状態で 炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグル ープに対する対策としては,代替直流電源供給手段による代替 高圧代替注水手段又は原子炉減圧後の代替低圧代替注水手段に よる原子炉注水等が考えられる。

- iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策
 - · 高圧代替注水系
 - · 手動減圧
 - 低圧代替注水系(可搬型)
 - ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)
 - 残留熱除去系
 - 常設代替交流電源設備
 - 常設代替直流電源設備
- iv) 選定した重要事故シーケンス

③外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)

v) 選定理由

いずれの事故シーケンスも全交流動力電源が喪失しているため,共通原因故障・系統間機能依存性の観点では差異がない。 また,余裕時間及び設備容量の観点からは,いずれの事故シー ケンスも事象進展の早さには差異はないものの, 直流電源が喪 失する事故シーケンスは代替注水設備の起動に必要な直流電源 を緊急用 125V 系蓄電池から給電するための直流電源の切替操 作が必要となり,代替直流電源の必要容量も大きくなるため, 直流電源が喪失する事故シーケンスの方が厳しい。さらに,代 表性の観点からは,③の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も 高い。

以上より,③の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。有効性評価においては,④及び⑤の事故シーケンス を包含する条件として,原子炉隔離時冷却系及び非常用ディー ゼル発電機の本体故障を想定する。

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 スに対して有効と考えられる主な対策に差異はなく、③の事故 シーケンスは緊急用 125V 系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及び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考える。

(3-3) T B P

i) 事故シーケンス

⑥外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HP
 CS失敗

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

ii) 事故シーケンスグループの特徴

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、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発電機等の故障により

全交流動力電源喪失が発生し,原子炉隔離時冷却系は作動する ものの,逃がし安全弁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も機能喪失し,原子炉が低 圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケ ンスグループへの対策としては,交流電源に依存しない代替注 水手段による原子炉注水等が考えられる。

- iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策
 - ・原子炉隔離時冷却系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保た れる間)
 - 手動減圧
 - 低圧代替注水系(可搬型)
 - ・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)
 - ·残留熱除去系
 - 常設代替交流電源設備
 - 常設代替直流電源設備
- iv) 選定した重要事故シーケンス

⑥外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗

v) 選定理由

いずれの事故シーケンスも,原子炉圧力の低下による原子炉 隔離時冷却系停止後の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時 間に有意な差はない。このため,事象発生初期の炉心損傷防止 対策の実施に対する余裕時間に着目する。外部電源喪失を起因 とする事故シーケンスについては,起因事象の発生により給復 水系が停止するため原子炉水位の低下が早いことから,余裕時 間及び設備容量の観点で厳しい。また,代表性の観点からは⑥ の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より, ⑥の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

なお、本事故シーケンスに含まれる各事故シーケンスに対し て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 るものと考える。

- (4) 崩壞熱除去機能喪失
 - i) 事故シーケンス

① 過 渡 事 象 + R H R 失 敗

- ②過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗
- ③外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)
- ④外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HP CS成功)
- ⑤外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功)
- ⑥手動停止/サポート系喪失(手動停止) + R H R 失敗
- 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
- ⑧サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗
- 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
- 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)
- 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)

¹²小破断LOCA+RHR失敗

13 中破断LOCA+RHR失敗

④大破断LOCA+RHR失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,運 転時の異常な過渡変化等の発生後,炉心冷却には成功するが, 残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することで, 炉心損傷前に格納容器が破損し,その後,炉心損傷に至る事故 シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策と しては,代替除熱手段による格納容器除熱等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した崩壊熱除去機能に対する代替除熱手段として、 RHR故障時及び取水機能喪失時の状況を想定し、それぞれ以 下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

【RHR故障時】

- · 原子炉隔離時冷却系
- ・高圧炉心スプレイ系
- 手動減圧
- 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又は耐圧強化ベント
- 常設代替交流電源設備
- 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
- · 手動減圧
- 低圧代替注水系(常設)
- 残留熱除去系
- ·緊急用海水系
- 常設代替交流電源設備
- 常設代替直流電源設備
- iv) 選定した重要事故シーケンス
 - ①過渡事象+RHR失敗(炉心損傷防止対策の有効性を確認 する際の残留熱除去系の機能喪失の理由については,残留 熱除去系の機能喪失又は残留熱除去系海水系の機能喪失を 考慮)
- v) 選定理由

いずれの事故シーケンスも代替除熱手段に係る炉心損傷防止 対策の実施に対する余裕時間に有意な差異はない。このため, 炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの, 事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着 目する。原子炉水位の低下が早い過渡事象(給水流量の全喪 失),サポート系喪失(自動停止)又はLOCAを起因とする 事故シーケンスは,余裕時間の観点で厳しい。また,事象初期 の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注 水に必要な設備容量が大きくなる。さらに,低圧の代替注水手 段に期待する場合,逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シー ケンスは,注水の開始時点で原子炉が一定程度減圧されている ため,逃がし安全弁の設備容量は再閉鎖成功時の方が厳しくな

る。代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が 最も高い。

以上より,①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

なお、LOCAを起因とする事故シーケンスについては、L OCA時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)において、代替除熱手段に係る重 大事故等対策の有効性を含めて確認する。また、本事故シーケ ンスグループには交流電源喪失により崩壊熱除去機能が喪失し ている事故シーケンスが含まれるものの、主要な炉心損傷防止 対策の電源を代替電源とする場合、有効と考えられる対策に差 異がないため、過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、 ②~⑭の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考 える(別紙4)。

- (5) 原子炉停止機能喪失
 - i) 事故シーケンス

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 小破断LOCA+原子炉停止失敗
 ④ 中破断LOCA+原子炉停止失敗
 ⑤ 大破断LOCA+原子炉停止失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,運 転時の異常な過渡変化等の発生後,原子炉停止機能を喪失し, 炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグル ープへの対策としては,代替原子炉停止手段による原子炉停止 手段が考えられる。

- iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策
 - ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)
 - ・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
- iv) 選定した重要事故シーケンス

① 過渡事象 + 原子炉停止失敗

v) 選定理由

過渡事象(主蒸気隔離弁の誤閉止)に起因する事故シーケン スは,原子炉圧力の上昇が早く,反応度投入の観点で厳しい事 象であり,事象進展が早く余裕時間が短く,反応度印加の観点 で厳しく出力抑制に必要な設備容量が大きくなる。代表性の観 点から,①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より,①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

なお、本事故シーケンスグループでは、過渡事象を起因とす る事故シーケンスとLOCAを起因とする事故シーケンスが抽 出されている。本事故シーケンスグループに対しては、重大事 故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており、こ れに期待する場合、LOCAを起因とする事故シーケンスの事 象進展はLOCA時注水機能喪失の事故シーケンスグループに 包絡される。 また、LOCAを起因とする場合、水位低下の観点では厳し いものの、水位低下及びLOCAに伴う減圧によってボイド率 が上昇し、負の反応度が投入されると考えられることから、事 象発生後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起 因とする事故シーケンスの方が厳しいと考えられる。また、L OCAを起因として原子炉停止に失敗する事故シーケンスの炉 心損傷頻度は 1×10⁻¹⁰ / 炉年未満であり極めて小さい。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 故シーケンスは、本事故シーケンスグループにおいて代表性を 有しているものと考える。

- (6) LOCA時注水機能喪失
 - i) 事故シーケンス

①小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
②小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
③中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
④中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,小 破断LOCA又は中破断LOCAの発生後,高圧注水機能の喪 失に加え,低圧注水機能又は原子炉減圧機能を喪失し,炉心損 傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへ の対策としては,代替注水手段による原子炉注水等が考えられ る。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

· 手動減圧

- 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又は耐圧強化ベント
- 常設代替交流電源設備
- 常設代替直流電源設備
- iv) 選定した重要事故シーケンス

③中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗

v) 選定理由

中破断LOCAを起因とする事故シーケンスは,小破断LO CAに比べて破断面積が大きいことにより流出流量が多く,事 象進展が早いため,余裕時間の観点で厳しい。また,設備容量 の観点では,原子炉減圧に用いる逃がし安全弁は十分な台数が 設置されているが,低圧の代替注水設備の設備容量は低圧EC CSより少ないため,低圧炉心冷却に失敗する事故シーケンス の方が厳しい。代表性の観点からは,③の事故シーケンスの炉 心損傷頻度が高い。

以上より、③の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

なお、本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス に対して有効と考えられる主な対策に差異がないため、重要事 故シーケンスとして選定した③の事故シーケンスは、①、②、 ④の事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものと考え る。

また,「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループに おいてもLOCAを起因とする事故シーケンスが抽出されてい る。これについて,重要事故シーケンスによる包絡性を考える と,低圧炉心冷却失敗の事故シーケンスを重要事故シーケンス として選定することにより,崩壊熱除去機能喪失に関する重大 事故等対策の有効性についても評価することとなる。このこと から,選定した重要事故シーケンスは「崩壊熱除去機能喪失」 の事故シーケンスグループにおけるLOCAを起因とする事故 シーケンスに対しても包絡性を有しているものと考える。

- (7) 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)
 - i) 事故シーケンス

①インターフェイスシステムLOCA

ii) 事故シーケンスグループの特徴

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の発生後,破損箇所の隔離に 失敗し,格納容器貫通配管からの漏えいが防止できずに炉心損 傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに 対する対策としては,破損系統の隔離及び破損系統を除くEC CSによる原子炉注水等が考えられる。

- iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策
 - 手動減圧
 - ・破損系統を除く原子炉注水機能
 - ・破損系統の隔離
 - 常設代替交流電源設備
 - 常設代替直流電源設備
- iv) 選定した重要事故シーケンス
 - ①インターフェイスシステムLOCA

v) 選定理由

抽出した事故シーケンスが1つであることから,①を重要事 故シーケンスとして選定した。

- (8) 津波浸水による最終ヒートシンク喪失
 - i) 事故シーケンス

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)

②最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCIC停止)

③最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗

④最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,防 潮堤を越流した津波により非常用海水ポンプが被水・没水し, 最終ヒートシンクが喪失することにより,炉心損傷に至る事故 シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策と しては,津波防護対策等が考えられる。

- iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策
 - 津波防護対策
 - 原子炉隔離時冷却系
 - 手動減圧
 - 低圧代替注水系(常設)
 - · 残留熱除去系
 - ·緊急用海水系
 - 常設代替交流電源設備
 - 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

①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)

v) 選定理由

共通原因故障・系統間機能依存性の観点では,原子炉建屋内 浸水を起因とする①の事故シーケンスが厳しい。余裕時間の観 点では,事象発生初期に原子炉への注水に失敗する事故シーケ ンスが厳しい。設備容量の観点では,原子炉建屋内浸水を起因 とする①の事故シーケンスは津波防護対策が広範囲に要求され る。代表性の観点からは②の事故シーケンスの炉心損傷頻度が 最も高い。

以上より, ①の事故シーケンス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 故シーケンスは②~④の事故シーケンスに対して包絡性を有し ているものと考える。

なお,各事故シーケンスグループに含まれる内部事象を起因とす る事故シーケンスについて,炉心損傷に至る要因をカットセットレ ベルまで展開し,炉心損傷頻度に対する寄与割合の観点で分析した 結果,主要なカットセットに対して炉心損傷防止対策がおおむね有 効であることを確認した(別紙6)。

また,各事故シーケンスグループにおける地震又は津波を起因と する事故シーケンスについても,地震又は津波により直接炉心損傷 に至る事故シーケンスを除いて,炉心損傷に至る要因をカットセッ トレベルまで展開し,主要なカットセットに対して炉心損傷防止対 策がおおむね有効であることを確認した(別紙7)。

起因事象	事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	0	0	_	(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	0	0	_	(2)
	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	0	0	_	(3)
過渡事家	RHR失敗	0	0	_	(4)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	0	0	_	(5)
	原子炉停止失敗	0	0	_	(6)
	DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	0	0	_	(7)
	DG失敗+高圧炉心冷却失敗	0	0	_	(8)
	DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	0	0	_	(9)
	直流電源失敗+HPCS失敗	0	0	_	(10)
外部電源喪失	DG失敗(HPCS成功)	0	0	_	(11)
	DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	0	0	_	(12)
	直流電源失敗(HPCS成功)	0	0	_	(13)
	直流電源喪失+原子炉停止失敗	_	0	_	(14)
	交流電源喪失+原子炉停止失敗	_	0	_	(15)
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	0	-	_	(16)
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	0	_	_	(17)
サポート系喪失	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	0	_	_	(18)
(手動停止)	RHR失敗	0	_	_	(19)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	0	_	_	(20)
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	0	_	_	(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	0	-	-	(22)
サポート系喪失	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	0	-	-	(23)
(自動停止)	RHR失敗	0	_	_	(24)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	0	-	_	(25)
	原子炉停止失敗	0	-	_	(26)
	(外部電源喪失) + D G 失敗 + H P C S 失敗 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	0	-	-	(27)
1) 1°) 	(外部電源喪失) + D G 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	0	-		(28)
サボート糸喪失(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	0	-		(29)
(直流電泳政库)	(外部電源喪失) + D G 失敗 (H P C S 成功)	0	—	_	(30)
	(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 成功)	0	-	-	(31)
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	0	—	—	(32)
小破断IOCA	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	0	_	_	(33)
JUNDER DUCK	RHR失敗	0	—	—	(34)
	原子炉停止失敗	0	_	-	(35)
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	0	_	-	(32)
中破版IOCA	高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	0	_	_	(33)
THREATEOCA	RHR失敗	0	_	_	(34)
	原子炉停止失敗	0	_	-	(35)
	高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	0	—	—	(36)
大破断LOCA	R H R 失敗	0	—	—	(37)
	原子炉停止失敗	0	-	-	(38)
インターフェイス システムLOCA	インターフェイスシステムLOCA	0	—	_	(39)
	原子炉建屋損傷	_	0	_	(40)
	格納容器損傷	-	0	-	(41)
抽雲に使る場応	原子炉圧力容器損傷	_	0		(42)
地長に伴り損傷	格納容器バイパス	-	0		(43)
	Excessive LOCA		0	_	(44)
	計装・制御系喪失		0		(45)
	防潮堤損傷	_	_	0	(46)
	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)	_	_	0	(47)
津波に伴う損傷	最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCIC停止)	_	_	0	(48)
	最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗	_	_	0	(49)
	最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	_	-	0	(50)

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

		事故	シーケンス別	CDF (/	炉年)	全CDFに	ATT 60		グループ別	全CDFに	ATT 60 - 0
事故シーケンス	シーケン スNo.	内部事象	地震	津波	合計	対する割合 (%)	解釈1-1 との対応	事故シーケンスグループ	CDF (/炉年)	ユーロー 対する割合 (%)	解釈1-2 との対応
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					
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	1	the prove for prove by a field ble time of a			
手動停止/サポート系喪失(手動停止)+述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	1	局圧・ 低圧 正水機 能 畏 矢	4.7E-07	0.6	1 - 2(a)
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	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	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	1 1				
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	†	高圧注水·減圧機能喪失	1.3E-06	1.8	1 - 2(a)
サポート系専失(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(蓄電池枯渇後RCIC停止)	(7)	5.7E-08	5.6E-09	-	6.3E-08	< 0, 1	1 1				
サポート系専失(直流電源故障)(外部電源専失)+DG失敗+HPCS失敗(蒸電池枯渇後RC1C停止)	(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	†				
外部電源藥生+DC生時+冰が1-安全華閉鎖生時+HPCS生時	(9)	3 0E-10	2 4E-09	_	2 7E-09	< 0.1	†	全交流動力雷源專失	2 7E-06	3.6	1 - 2(a)
1 時間時代(1) 50 元素 12 m 0 (人工) 1 前期 (人工) 1 0 0 人工) 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	(29)	2 3E-10		_	2 3E-10	< 0.1	†	12,000000000000000000000000000000000000	2112 00	0.0	1 2 (0)
从朝富源與生土局各時土富臣恒心治却生時	(8)	2 0E-10	4 4E-07	_	4 5E-07	0.6	†				
11世紀時代(1)201人間に加えていた11年1月1日(1)201日(1)201日(1)201	(28)	2 1E-08		_	2 1E-08	< 0.1	†				
2.2 重东上区10年55月26日。(2月10年155月27月1日日7月1日27月1日27月1日27月2日)	(4)	4 4E=05	5 4E-06	_	4.9E=05	65.1	1 }				
回夜才乘 KIIK / KK 温波東各 上述 (1 出合金百期始年時上DUD牛時	(4)	9.4L 03	2.9E-08		4. 5E 03	05.1	†				
週後ず家十匹がし女王井村肉類大阪十KTK大阪 対象が運転上しりと生財(IIDCS 時本)	(10)	5. 0E-07	2.9E-08		4. IE=07	0.5	+ I				
	(19)	0.9E-07	0.4E-08		2.0E-00	1.0	ł				
か市电源表大+DG大取+述がし安主井骨胡顕大取(HPCS成初) 如愛露水上古法素質化物(UpcS成本)	(20)	3.0E-09	3. 3E-10	-	3.9E-09	< 0.1	+				
外市电源表大十旦加电源大奴(HPC S取列) 玉融度は(出来) - スェル(HPC S取列)	(24)	6. 9E-10	1.2E-11	-	7.0E-10	< 0.1	·				
十期停止/リル□「下式党大(十期停止)」+KHK大奴 「無保健」(川道)」(「「「」」)→「「」」(「」」)→「「」」(「」」)→(」」)→(」)→(」)→(」)→(」)→(」)→(」)→(」)→(」)	(20)	9.9E-06	_	_	9.9E-06	13.2	1-1(a)				
于動停止/ ヴホート糸殻大 (于動停止) + 地かし女至州州閉鎖大敗+КНК大敗	(33)	5. 2E-08	_	-	5.2E-08	< 0.1	の争放	崩壊熱除去機能喪失	6.6E-05	87.6	1 - 2 (b)
	(37)	1.7E-06	_	_	1.7E-06	2.3					
サホート 糸長大(目動停止) + 逃かし女主井舟別親矢奴+ KHK矢奴	(11)	8.9E-09	-	-	8.9E-09	< 0.1	+				
$\nabla x = r \times \mathbb{R}$ (Enterpoint) (Anterpoint) $r = r \times \mathbb{R}$ (HPCS)(M)	(12)	4. IE-06	-	-	4. IE-06	5.4	+				
サポート 糸長大(直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 矢取+述かし安至卅井閉頭矢取(HPC S 成功)	(13)	2. IE-08	-	_	2. IE-08	< 0.1	4				
	(31)	4.5E-08	-	-	4.5E-08	< 0.1	+				
Product A + RHR x pr	(31)	3. 0E-08	-	-	3.0E-08	< 0.1	+				
大破断LOCA+RHR关版	(30)	3. 0E-09	-	-	3.0E-09	< 0.1	4 }				
過渡事業十周子炉停止失敗	(6)	2.5E-08	7.9E-08	-	1.0E-07	0.1	+				
サポート糸喪矢(目動停止)+原子炉停止矢取	(26)	3.8E-11	-	-	3.8E-11	< 0.1	-				
小做断LOCA+原子炉停止失敗	(38)	3.2E-11	_	-	3.2E-11	< 0.1	+	and the second s			
中做断LOCA+原子炉停止发现	(38)	2.2E-11	-	-	2.2E-11	< 0.1	-	原子炉停止磯能喪失	1.4E-07	0.2	1-2(b)
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	4				
交流電源喪失+原子炉停止失敗	(15)	-	1.4E-08	-	1.4E-08	< 0.1	4 }				
小破断LOCA+高庄炉心希却失敗+低庄炉心希却失敗	(35)	1.4E-13	-	_	1.4E-13	< 0.1	4				
小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(36)	2.2E-14	-	-	2.2E-14	< 0.1	4				
中破断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	-	LOCA時注水機能喪失	3.2E-10	< 0.1	1 - 2(a)
中破断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	4				/
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	4				
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	4 J	-			
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(最終ヒートシンク喪失)	(47)	-	-	7.6E-07	7.6E-07	1.0					
最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCIC停止)	(48)	-	-	3.2E-06	3.2E-06	4.2	T I	津波浸水による	4.05.02	5.0	1.0(-)
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	1	最終ヒートシンク喪失	4. UE-06	5.3	1-2(a)
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	1 .				
原子炉建屋槽傷	(40)	-	1.5E-07	-	1.5E-07	0.2	1-1(a)		1.5E-07	0.2	
林納容器損傷	(41)	-	4.1E-09	_	4.1E-09	< 0, 1	以外の事故		4.1E-09	< 0. 1	
同子何斤力容器損傷	(42)	_	2 2E-07	_	2 2E-07	0.3	ンーケンス		2 2E-07	0.3	
い / 〃 / / / / / / / / / / / / / / / / /	(43)	_	3 2E-08	_	3 2E-08	< 0.1	† I	-	3.2E-08	< 0.1	-
H-35-3 M	(45)	_	3 7E-10	_	3 7E-10	< 0.1	t I		3 7E-10	< 0.1	
<u> 11. </u>	(46)		5.71.10	3 3E-07	3.7E 10	0.1	†		3 3E-07	0.1	
19/11月17年1月18日	(40)	6 1E-05	1 0E-05	4.3E-06	7 5E-05	100.0	_	_	7 5E-07	100.0	_

レッチング: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。

										-	
事故シーケン	ィスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷 防止対策	事: 内部事象	<u>牧シーケンス別</u> 地震	CDF (/炉 津波	年) 合計	全CDF ^{※1} に対する割合 (%)	グループ別 CDF (/炉年)	全CDF ^{※1} 対する割合 (%)	備考
		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		()=)	
		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/サポート系専失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	 ・ 原子炉芋動減圧 ・ 代基株納容器スプレイ 冷却系 (常時) 	4.2E-10	-	-	4.2E-10	< 0.1			
高圧・低圧さ	E水機能喪失	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	•代替循環冷却系	4.3E-11	-	-	4.3E-11	< 0.1	4.7E-07	0.6	
		サポート系要失(自動停止)+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 	2.5E-09	-	-	2.5E-09	< 0.1			
		サポート系要失(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	 第該代替支流電源設備 	3.0E-11	-	-	3.0E-11	< 0.1	1		
		過渡事象+高圧炉心治却失敗+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
高圧注水・湯	g 圧機能喪失	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	 ・低圧炉心スプレイ系 - 現実はたままはCFM 	2.6E-09	-	-	2.6E-09	< 0.1	1.3E-06	1.8	
		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	 · 迴波吁日期限止機能 · 残留熟除去系 	8.3E-09	-	-	8.3E-09	< 0.1	t i i i i i i i i i i i i i i i i i i i		
	長期TB	外部電源與失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池結涡後RCIC停止)	 原子炉研磨時冷却系 ・原子炉研磨時冷却系 ・原子炉手動減圧 ・代替合称容器スプレイ冷却系(可搬型) 	5.7E-08	5.6E-09	-	6.3E-08	< 0.1			
全交流動力		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(蓄電池枯満後RCIC停止)	● 残留熟除系 「常設代替交流電源設備 「常設代替直流電源設備」	2.0E-08	-	-	2.0E-08	< 0.1	2.7E-06	3.6	
12.07.70.~	TBD	外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)		6.0E-12	2.1E-06	-	2.1E-06	2.8			
	TRU	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU)	 上記の点線枠内の対策 	2.0E-10	4.4E-07	-	4.5E-07	0.6			
	1.00	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)		2.1E-08	-	-	2.1E-08	< 0.1			
		外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	. 直工行网络时公扣叉	3.0E-10	2.4E-09	-	2.7E-09	< 0.1			
	ТВР	+	 ・ 小丁戸南藤町石均米 ・ 上記の点線枠内の対策 	2 2E-10	_	_	2 2E-10	< 0.1			
		9 小「下来支入(直线電源収障) (戸印電源支入) DG入版: 延がじ女王开行所顧入版: HF1C3入版		2.56 10			2.31 10	~ 0.1			4
		過渡事象+RHR失敗	[PUP#set]	4.4E-05	5.4E-06	-	4.9E-05	65.1			
		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)	 ・ 広上代替汪水糸(常設) ・ 原子伝毛動波圧 	3.6E-09	3.3E-10	-	3.9E-09	< 0.1			
		外認電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功)	 ·代替循環冷却系 	6.9E-10	1.2E-11	-	7.0E-10	< 0.1	1		
		手動停止/サポート系専失(手動停止)+RHR失敗	 ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・株研究開にちまず1,#展辺は新に効果でいい。 	9.9E-06	-	-	9.9E-06	13.2	6. 6E-05	87.6	
14 18 18	6 FA -4-	子動進山 / 井平山 又憲上 (子動進山) 上述以上 (4) 金田間輸出助上 D U D 出助	・常設代替交流電源設備	5 9E-08	_	_	5 98-09	< 0.1			
月根素 総合:	机除去 或牛	ナ朝停止/ リルート来党大 (ナ朝停止) 干地かし女主井侍周頼大取干KIK大取	 常設代替直流電源設備 	5.2E-08	_	_	5.2E-08	< 0.1			
106 80.	<u>д</u> , д	サポート系幾天(日期停止)+ R H R 天敗	[動力:總從憲生時]	1.7E-06	-	-	1.7E-06	2.3			
		サポート系喪失(自動停止)+遥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			全炉心損傷
		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)	 ・低圧代替注水系(常設) 	4.1E-06	-	-	4.1E-06	5.4	5.4 <0.1 <0.1		頻度の約 99%を炉(損傷防止え 策でカバー
		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)	 ・原丁炉ナ朝風圧 ・残留熟除去系 	2.1E-08 4.5E-08	-	-	2.1E-08	< 0.1			
		小破断LOCA+RHR失敗	 緊急用海水系 		-	-	4.5E-08	< 0.1			
		中破断LOCA+RHR失敗	 常設代替交流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 	3.0E-08	-	-	3.0E-08	< 0.1			
		大破断LOCA+RHR失敗	THERE IS DECEMBER OF	3.0E-09	-	-	3.0E-09	< 0.1	ĺ		
		漫遊車集+町子伝信止牛敗		2 5E-08	7 9E-08	-	1 0E-07	0.1			1
			 ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能) ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能) 	2.02.00	1.52.00		1.02.01	0.1			
		サポート系喪失(自動停止)+原子炉停止失敗	 ATWS 緩和設備(代替原子炉再循環系ポンプトリッ ブ機能) 	3.8E-11	-	-	3.8E-11	8E-11 < 0.1			
		小破断LOCA+原子炉停止失败	 ノ(%)に) ・ほう酸水注入系 ※ 	3.2E-11	-	-	3.2E-11	< 0.1	1	0.2	
原子炉停止	L機能喪失	中破断LOCA+原子炉停止失敗	 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧恒心スプレイ系 	2.2E-11	-	-	2.2E-11	< 0.1	1.4E-07		
			 残留熱除去系 	0.05.10			0.07.10	<0.1			
		人戦制としてAT原丁が停止大敗		2.2E-12	_		2.26-12	< 0.1			
		直流電源喪失+原子炉停止失败*2		-	2.6E-08	-	2.6E-08	< 0.1			
		交流電源喪失+原子炉停止失败 ^{至2}		-	1.4E-08	-	1.4E-08	< 0.1			
		小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	 ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系(常設) ・ 	1.4E-13	-	-	1.4E-13	< 0.1			
		小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	 原子炉手動減圧 (代替格納容器スプレイ冷却系(常設) (特徴のかれの) 	2.2E-14	-	-	2.2E-14	< 0.1			
LOCA時过	E水機能喪失	中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{除3}	 ・1、12首爆発ロコネ ・格納容器圧力送がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替交流電源設備 	1.5E-11	-	-	1.5E-11	< 0.1	2.2E-11	< 0.1	
		中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗 ^{差3}	 常設代替直流電源設備 	4.6E-12	-	-	4.6E-12	< 0.1			
		大破断LOCA+高圧炉心冷却失败+低压炉心冷却失败 ^{带4}	-	1.4E-12	-	-	1.4E-12	< 0.1			1
格納容器	バイバス	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 ・ 常設代替交流電源設備 * 常設代替交流電源設備 	4.8E-10	-	-	4.8E-10	< 0.1	4.8E-10	< 0. 1	
		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)	 津波防護対策 商子右隔離除冷和系 	-	-	7.6E-07	7.6E-07	1.0			1
津波浸水	kによる	最終ヒートシンク喪失 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	・低圧代替注水系(可搬型) ・原子炉手動減圧 ・原子炉手動減圧 ・	-	-	3.2E-06	3.2E-06	4.2	4.05.00		
最終ヒート	シンク喪失	最終ヒートシンク喪失+高圧炉心治却失敗	 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 	-	-	1.1E-08	1.1E-08	< 0.1	4.0E-06	5.3	
		最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	 · 而以11台×流電原設備 · 常設代替直流電源設備 · / / /	-	-	1.7E-08	1.7E-08	< 0.1			

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

合計

6.1E-05 1.0E-05 4.0E-06 7.5E-05 99.0 7.5E-05 99.0

r				-								
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	а	h	c	d	着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方 備考(a:共通原因故障・系統開機能依存性,b:余裕時間,c:設備容量.d:代表性)	通定した重要事故シーケンスと			
	0	①過渡事象+RHR失敗		低	高	髙	高					
	-	②過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	1	低	高	ф	低	a. 区分Ⅰ及び区分Ⅱの交流電源が喪失している事故シーケンスは、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、区分Ⅰ又は区分Ⅱの交流電源が喪失し				
	-	③外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)	[RHR妆陰時]	高	ф	高	ф	ている事故シーケンスは、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。	a.の着眼点について、⑥~⑪はサポート系1区分の喪失を起因としている が、他の区公は触会であるため、対応手段が薬しく制限される状態ではか			
	-	 ④外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPC S成功) 	 原子炉隔離時冷却系 - 高圧炉心スプレイ系 	高	φ	ф	低	b. いずれの事故シーケンスも代替除熱手段に係る炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差はない。このため、炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるもの	い。また、③、④、⑤、⑩、⑪は電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し ていろものの 代数電源に上り崩壊熱除去機能が喪失し			
	-	⑤外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功)	 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設) 	高	ф	高	低	の、事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目し、原子炉水位の低 下が早い過渡事象(給水流量の全喪失)、サポート系喪失(自動停止)、サポート系喪失	ら、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b、の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、②、⑧~④			
	-	⑥手動停止/サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗	 ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化 	ф	(直流電源故障)又はLOCAを起因とする事故シー ト系喪失(手動停止)を起因とする事故シーケンスを			(直流電源故障)又はLOCAを起因とする事故シーケンスを「高」、手順停止/サポート系喪失(青動停止)を起因とする事故シーケンスを「低」、上記以外の事故シーケンス た「中」とした。	を抽出した。 c.の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして、①、③、⑤、			
海博教除主	-	⑦手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉 結牛助+RHR牛助	 ベント ・常設代替交流電源設備 	中	低	低	低	を「甲」としに。 c. いずれの事故シーケンスも崩壊熱除去に必要な設備容量の観点からは有意な差異はない。 このさめ、信心参判に改功する事故シーケンスグループではあるものの、事免除生知期の。	⑧, ⑩, ⑫, ⑭, ⑭を抽出した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。			
機能喪失	-	 ⑧サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗 	 常設代替直流電源設備 	ф	高	高	ф	このため、炉心浴却に成功する事故シーケンスグループではあるものの、事象発生初期の 炉心損傷防止対策の設備容量に着目する。事象初期の事象造展が早く余裕時間が短い場 ヘ 場響動が減く原品供注水ご変形認備容易が主ゃくたる、主な、低口の作物注本手目	以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。			
	-	 ③サポート系喪失(自動停止)+述がし安全弁再閉鎖失敗+R □ D 年時 	[取水機能喪失時]** ・原子炉隔離時冷却系	ф	高	ф	低	に期待する場合、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスは、注水の開始時点で 原子炉が一定程度減圧されているため、迷がし安全弁の設備容量は再閉鎖成功時の方が厳	なお、LOCAを起因とする事故シーケンスについては、LOCA時注水機			
	-	11 K 人奴 ⑩サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失 時(UBCSはか)	 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系(常設) 	高	高	高	ф	「ホールーと住皮線」にないているにの、悪かし女主力の欧洲各量は特徴動版の時の力が厳 しくなる。以上より、過渡事象(給水流量の全要失)、サポート系要失(自動停止)又は サポート系要失(直流電源故障)を起因として述がし安全弁の再閉鎖に成功している事故	能喪失及い雰囲気圧力・温度による静时負荷(格納浴器適圧・適温軟損)に おいて,代替除熱手段に係る重大事故等対策の有効性を含めて速する。			
	-	 取(HPCS成功) ⑪サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失 敗+透がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功) 	 • 残留熱除去系 • 緊急用海水系 • 常設代替交流電源設備 	高	高	ф	低	シーケンス並びにLOCAを起因とする事故シーケンスを「高」,過渡事象(給水流量の 全慶矢),サポート系喪矢(自動停止)又はサポート系喪矢(直流電源故障)を起因とし てきなり、ゆなの可聞節にた時している事故シーケンスを「山」・手腕像にノサポート系	また、交流電源の喪失により崩壊熱解去機能か喪失している事故シーケンス が含まれるものの、主要な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とする場合、 有効と考えられる主な対策に差異がないため、過渡事象を起因とした①の事			
	-	12小破断 L O C A + R H R 失敗	 常設代替直流電源設備 	低	高	高	低	このこくますの行動時に入気している事はシークシスを「モ」、予約庁エアラホード来 長く(手動停止)を起因とする事故シークンスを「低」とした。 4 事故シーケンスグループの中で書もCDFの事いドミナントシーケンスを「窓」 事故	(1) かんしかんしょうかんホビニャンペン、たら、加速サキとと通知している 故シーケンスは、②~④の事故シーケンスに対して包絡性を有している と考える。			
	-	¹³ 中破断LOCA+RHR失敗		低	高	髙	低	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。				
	-	④大碳断LOCA+RHR失敗		低	高	髙	低					
	Ø	①過渡事象+原子炉停止失敗		低	高	商	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片区分の複数 の設備が機能喪失することから「中」とした。 ト 温漆事像(土态気層離本の認問件)」とした。	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、他の区分は離全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。			
	-	②サポート系喪失(自動停止)+原子炉停止失敗	 ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機 能) 	ф	ф	ф	低	3.4. 反応度印加の観点で戦しい事象であり、事象達面が早いことから「高」とした。また、サポート系喪失(自動停止)は、通渡事象(主素気隔離弁の誤閉止)に比べて事象進展が緩やかであることから「中」とした。さらに、大破断LOCAを起因とする事故シー	 b.c.の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①を抽出した。 d.頻度の観点では①が支配的となった。なお、②~⑤のCDFはいずれも1 			
原子炉停止 機能喪失	-	③小破斷 L O C A + 原子炉停止失敗	 ・ II-300 (100 (100 (100 (100 (100 (100 (100 (低	ф	ф	低	ケンスは原子炉の減圧に伴い反応度が抑制されることから「低」とし、中被断LOCAス は小破断LOCAを起因とする事なシーケンスは「中」とした。 。事象進展が早く余裕時間が短い場合、反応度印加の観点で戦しく出力抑制に必要な設備客 書がたきくなることから、参照点トと回岸に、通道率金(注表気幅整介の原用とかを取り	×10 ⁻¹⁰ /炉年未満であり,極めて小さい。 以上より,①を重要事故シーケンスとして遷定した。			
	-	④中破断LOCA+原子炉停止失敗	 高圧炉にスプレイ系 残留熱除去系 	低	ф	ф	低	とする事故シーケンスを「高」、サポート系喪失(自動停止)を起因とする事故シーケン スを「中」、大破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「低」、中破断LOCAを起したすな 小破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「中」とした。	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こと も考えられるが、ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)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			
	-	⑤大破断LOCA+原子炉停止失敗		低	低	低	低	d. 事故シーケンスグループの甲で載も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。	の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シーケンスは、本事故シーケ ンスグループにおいて代表性を有しているものと考える。			
	-	①小破斷LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		低	低	285	低	a. 中破断LOCA又は小磁断LOCAを起因とする事故シーケンスは,系統開機能依存性が	a.の着眼点について,全事故シーケンスに共通であるため, 選定理由から除			
LOCA時注水	-	②小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 	低	低	低	低	ないことから、まて「短」とした。 + 仲蔵断LOCAをを図とする事故シーケンスは、破断面積が大きいことより流出流量が多 く、事象進展が降いことから「高」とした。また、小破断LOCAを超因とする事故シー ケンスは、中蔵断LOCAに比べて破断面積が小さいため「低」とした。	・ 外した。 ・ の着服点について、「高」と考えた事故シーケンスとして③、④を抽 ・ た。 ・ の着服点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、③を抽			
機能喪失	0	③中破斷LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	 ・格納容器圧力述かし装置又は耐圧強化 ベント ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備 	低	高	高	髙	c. 原子伊険住に用いる違かし安全所は十分な言葉が必要されているか、既止の代替は不成何の設備容量は低圧ECCSより少ない、このため、低圧好心治判実板を含む事故シークンスを「話」とした。 、事故シーケンスタバーブの中で最もCPDの高いドミナンドシークンスを「活」,事故	 備た。 と、 4. 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適定した。 			
	-	④中破斷LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	*	低	髙	低	ф	シーケンスクルーフ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「甲」、1%未満の事故 シーケンスを「低」とした。	なお、有効と考えられる主な対策に差異かないたの③の事故シーケンスは、 ①, ②, ④の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。			
格納容器バイパス	0	①インターフェイスシステムLOCA	 手動減圧 破損系統を除く原子炉注水機能 破損系統の隔離 常設代券交流電源設備 常設代替直流電源設備 	-	-	-	-	抽出された事故シーケンスが1つであることから着銀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を重要事故シーケンスとして遺定した。			
	0	①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)		高	髙	商	ф	a. 原子炉建屋内浸木を起因とする事故シーケンスでは、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ーケンスは、除熱を必	a.の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして、津波浸水によ り強局内の多くの診備が操作喪失する①を抽出した。			
津波浸水による 最終ビートシンク喪失	-	②最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCIC停止)	 , 津波防護対策 , 原子炉隔離時冷却系 , 手動減圧 , 低圧代替注水系(可搬型) 	ф	低	ф	高	奏とする設備が機能優快することから「甲」とした。 か事象別期から原子がへ込まれと反敗している事故シーケンスは「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ーケンスは「低」とした。送がし安全許再開載 失敗により原子炉偏離冷却活水増進使大きな数シーケンスは、原子切磨部冷却系が 動作できたい範囲に原子炉圧力が低下するまで切かへの込まが建設されるため、事象初期 からせた中心に見ったる美心、たったり、ビーズを展開を超い、こと、ご、か、10	、の着販点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、③を抽出した。 この着販点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①を抽出した。 4. 病度の観点では②が支配的となった。			
	-	③最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	 · 然留忽顾云亮 · 然急用海水系 · 常設代替交流電源設備 · 常設代替直流電源設備 	ф	高	ф	低	からはホル大取している事故シープンスと比較して事業連携の連続に芝から「甲」とした。 こ。原子伊達屋内侵水を起因とする事故シーケンスは、律政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ーケンスは	以上より,①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお,②は頻度の観点では支配的となるが,津波防護対策に要求される防護 本とは準定率されまくたろのに知識される			
	-	④最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗		中	ф	ф	低	「中」とした。 4. 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。	「高さは特装高さが高くなる①に包括される。 帯に対象と考えることなり第に差異がないため、①の事故シーケンス ドに対 ②へ④の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。			

第1-4表 重要事故シーケンス等の選定 (1/2)

重要事故シーケンスとして選定した事故シーケンス
 董査ガイドの看服点a~4に対する影響度の観点から、厳しい頭に「高」、「中」、「低」とした。
 董査ガイドの看服点a~4に対する影響度の観点から、厳しい頭に「高」、「中」、「低」とした。
 ※ 取木機能喪失時(RHRS喪時)は低圧をCCSが従属的に機能喪失する。そのため、高圧性木系に改良している場合は機構除合理機能喪失機能喪失の事故シーケンスグループで取り扱うが、高圧性木系に決敗した場合は他の事故シーケンスグループ等
 (①、②、③、低・医住注水機能喪失、③、③、④、④・2 全交流動力電源喪失、③、④ ロOCA時に木機能喪失、必要用型圧力・通信による物情的費(低物容器面・通温度時))・可拡大率数対類の有効性を確認する。
 (①、○、二、低・医住注水機能喪失、③、□、④、④・2 全交流動力電源喪失、③、④ ロOCA時に木機能喪失、必要用型圧力・確定による物情の費(低物容器面・通温度時))・ご電力を取材用の有効性を確認する。
 (①、○、二、低・医住注水機能喪失)、③、□、③、□、全交流動力電源喪失、③、④ ロOCA時に木機能喪失、◎ 単目の(□、

	第1-4表	重要事故シーケンス等の選定	(2/2))
--	-------	---------------	-------	---

事故シーケンス		事故シーケンス	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ーケンスの選定の考え方	通定した重要事故				
グループ		1		8	b	с	d	備考(a:共通原因故障·系統間機能依存性, b:余裕時間, c:設備容量, d:代表性)	シーケンスと適定理由				
	0	①過渡事象+RHR失敗		低	高	高	高	。 反合 I 長式反合 II のな法常領が廃生している実効シュケンフけ、常領を必要レナスタイの					
	-	②過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗		低	高	中	低	a. ビガー及びビガーの気に電話が長くしている事は、フレスは、電話でを安全する多くの 設備が機能喪失することから「高」とした。また、区分Ⅰ又はC分Ⅱの交流電源が喪失し ている事故シークシスピークな問題を供給しただにトーマ回じへの推動の読得が増発電告する					
	-	③外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)	[RHR故隴時]	高	ф 9	商	中	ことから「中」とした。	a.の着眼点について、⑥~⑪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、対応手段が萎しく制限される状態ではな				
	-	 ④外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPC S成功) 	 原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 	高	ф	ф	低	b. いずれの事故シーケンスも代替除熱手段に係る炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差はない。このため、炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるもののことを定った部にし、原本がしいたったたいとないする事故シーケンスグループではあるもののことを定った。	い。また、③、④、⑤、⑩、⑪は電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し ているものの、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				
	-	⑤外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功)	 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設) 		 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設) 		ф	高	低	の,事家発生初期の炉心損傷的止対策の実施に対する余俗時间に着目し、原ナ炉水区の低下が早い過渡事象(給水流量の全襲失),サポート系喪失(自動停止),サポート系喪失(官波電面放協)又付LOCAを起因とする実効シーケンスを「添」 毛動停止/サポー	ら、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b.の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、②、⑧〜⑭		
	-	⑥手動停止/サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗	 代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化 ベント 	ф	低(低	ф	ト系喪失(手動停止)を起因とする事故シーケンスを「低」,上記以外の事故シーケンス を「中」とした。	を抽出した。 c.の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして、①、③、⑤、				
崩壊熱除去	-	⑦手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉 額失敗+RHR失敗		ф.	低(低	低	c. いずれの事故シーケンスも崩壊熟除去に必要な設備容量の観点からは有意な差異はない。 このため、炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの、事象発生初期の	(8)、(9)、(2)、(4)を抽出した。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。				
機能喪失	-	⑧サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗	For a second sec	ф	高	高	ф	炉心損傷防止対策の設備容量に着目する。事象初期の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注水に必要な設備容量が大きくなる。また、低圧の代替注水手段	以上より、①を重要事故シーケンスとして選定した。				
	-	③サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+R HR失敗	 原子炉隔離時冷却系 手動站匹 	ф	高	ф	低	に期待する場合,逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスは,注水の開始時点で 原子炉が一定程度減圧されているため,逃がし安全弁の設備容量は再閉鎖成功時の方が厳	なお、LOCAを起因とする事故シーケンスについては、LOCA時注水機 鉄廠生みび常用気圧力、浸度による熱的合意(放油交際湯圧、湯浸破損)に				
	-	⑪サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失 時(HPCS成功)	 ・ 手助減圧 ・ 低圧代替注水系(常設) 液留熱除去系 ・ 紫急用海水系 ・ 常設代替交流電源設備 	高	高	高	ф	しくなる。以上より,過渡事象(給水流量の全喪失),サポート系喪失(自動停止)又は サポート系喪失(直流電源故障)を起因として逃がし安全弁の再閉鎖に成功している事故	能設大及び分回気圧力・値度による部の員何(悟前谷衛垣圧・回値現有)において、代替除熱手段に係る重大事故等対策の有効性を含めて確認する。 また、容滞電源の廃生に上り崩壊執除主機能が廃生している事故シーケンス				
	_	(11) (11) (11) (11) (11) (11) (11) (11)		高	高	ф	低	シーケンス並びにLOCAを起因とする事故シーケンスを「高」, 通渡事象(給水流量の 全喪失), サポート系喪失(自動停止)又はサポート系喪失(直流電源故障)を起因とし	なた,又称電いの及しにより加級式的な協いなないたな、 が含まれるものの、主要な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とする場合、 有効と考えられる主な対策に差異がないため、過渡事象を起因とした①の事				
	-	¹² 小被断LOCA+RHR失敗	 常設代替直流電源設備 	低	商	高	低	て送かし安全折の再用額に矢取している事故シーケンスを「甲」、手動停止ノザホート糸 喪失(手動停止)を起因とする事故シーケンスを「低」とした。 またシーケンスグループの中で長くCDEの高いはミオントシーケンスを「楽」 事故	故シーケンスは、②~④の事故シーケンスに対して包絡性を有しているもの と考える。				
	-	¹		低	高	高	低	4. 争取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「向」、争取シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故					
	-	過大破断LOCA+RHR失敗		低	高	高	低						
	0	① 過渡事象+原子炉停止失敗		低	高。	商	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片区分の複数 の設備が機能敷生することから「中」とした。	。の差眼占について のけサポート系1区公の座牛を起因としているが 研				
								b. 過渡事象(主蒸気隔離弁の誤閉止)に起因する事故シーケンスは、原子炉圧力の上昇が早く、反広席印加の観点で厳しい事象であり、事象進展が見いことから「高」とした。ま	の区分は鍵全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b.c.の著眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①を抽出し				
	-	②サポート系喪失(自動停止)+原子炉停止失敗	 ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能) 	φ	ф	ф	低	た、サポート系喪失(自動停止)は、過渡事象(主蒸気隔離弁の誤閉止)に比べて事象進 展が緩やかであることから「中」とした。さらに、大破断LOCAを起因とする事故シー	た。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。なお、②~⑤のCDFはいずれも1				
原子炉停止 機能喪失	_	③小破断LOCA+原子炉停止失敗	 ATWS緩和設備(代替原子炉再循環 系ポンプトリップ機能) ほら融ませます 	低	ф	ф	低	ケンスは原子炉の減上に伴い反応度が抑制されることから「低」とし、甲板断LOCA又 は小破断LOCAを起因とする事故シーケンスは「中」とした。 ・ 東急速局が日本会が時間が低い場合、同時度の加い増払っ増して出た物制にが更も熟得な	×10 ^{-m} /炉年未満であり、極めて小さい。				
機能喪失			 ・原子炉隔離時冷却系 ・ 東平恒心スプレイ系 		_		_	C. 事家連成が早く木相切向が思い響き、反応及り加め配点に載してい口が向に必要な設備を 量が大きくなることから、者眼点b.と同様に、過渡事象(主蒸気隔離弁の誤閉止)を起因 とする事がシーケンスを「事」 サポート系率単(自動能止)を起因とする事がシーケン	以上より、①を重要争取シークシスとして連定した。 われ、1000454000トナメセム、ほう読まが130%左方に推進しないこと				
	-	④中破断LOCA+原子炉停止失敗	·残留熟除去系	低	ф	ф	低	スを「中」、大破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「低」、中破断LOCA又は 小破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「中」とした。	も考えられるが、ATWS緩和設備(代替利御棒挿入機能)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				
	_	⑤大破断LOCA+原子炉停止失敗		低	低(低	低	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	の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シーケンスは、本事故シーケ ンスグループにおいて代表性を有しているものと考える。				
								シーケンスを「低」とした。					
	_	①小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		低	低	商	低						
			• 主動站口		-		_	a. 甲酸肟LOCA又は小酸肟LOCAを起因とうる事故シークンスは、永統间機能依存住か ないことから、全て「低」とした。	a.の看服点について、主事故シークシスに共通じめるため、運走理由から除 外した。 トの差照点について 「宮」と考さた東故シーケンストしての ①を抽用し				
	-	②小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	 ・低圧代替注水系(常設) ・代林終純変弱スプレイ染相系(常設) 	低	低(低	低	1. 中級前上のCRを進送する事故シーランスは、級前面積が入さいとより活出流量が多く、事象進展が早いことから「高」とした。また、小磁斯LOCAを起因とする事故シーケンスは、中級新LOCAに比べて理解密鍵が小さいため「低」とした	た。 の美国内について、「南」と考えた実成シーリンスとしての、使き抽出した。				
L O C A 時注水 機能喪失			 ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化 ベント 					c. 原子炉減圧に用いる送がし安全弁は十分な台数が設置されているが、低圧の代替注水設備 の設備容量け低圧FCCSとり少ない。このため、低圧値は冷却生敗を含む事故シーケン	 e.の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①,③を抽出 着た。 と考えた事故シーケンスとして①,③を抽出 シュ 毎度の細点では③必支配的となった 				
	0	③中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	 常設代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 	低	高る	高	高	スを「高」とし、原子炉減圧失敗を含む事故シーケンスを「低」とした。 4. 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	以上上り、③を重要事故シーケンスとして選定した。				
							_	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。	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、 ①、②、④の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。				
	-	④中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		低	高(低	ф						
			 ・手動減圧 ・ 沖堤を知らいのと思うがおより 										
格納容器バイバス	O	①インターフェイスシステムLOCA	 ・ 做損水机を除く原ナ炉は小機能 ・ 破損系統の隔離 ・ 常調ひたたな逆重面設備 	-		-	-	抽出された事故シーケンスが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を重要事故シーケンスとして選定した。				
			·常設代替直流電源設備										
	0	①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		*	26 2	26	ф	。 原子信兼最内浸水を起因とすろ車坊シーケンスでけ 速最内の多くの設備が維進率生すろ					
	Č	ンク喪失)						ことから「高」とした。最終ビートシンク喪失を起因とする事故シーケンスは、除熟を必 悪とする事故シーケンスは、除熟を必	a.の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして、津波浸水により建屋内の多くの設備が機能喪失する①を抽出した。				
-			 ・津波防護対策 ・ ・ ・	-	1.7			b. 事象初期から原子炉への注水に失敗している事故シーケンスは「高」、原子炉隔離時冷却 系にした面子仰は水に失敗している事故シーケンスは「高」、原子炉隔離時冷却	b.の着眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①,③を抽出した。				
津波浸水による	_	②取於 C - トンシク 喪天 (畜毛泡枯満後 K C I C 停止)	 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(可搬型) 	Ψ.	165	Ψ	(8)	失敗により原子戸隔纏時冷却系が機能喪失する事故シーケンスは、原子炉隔纏時冷却系が 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	c.の看眼点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①を抽出した。 d. 頻度の観点では②が支配的となった。				
最終ヒートシンク喪失			 ・低圧代替注水系(可搬型) ・残留熱除去系 ・緊告田海水系 		 ・ 臨止代替注水糸(可撒型) ・ 残留熱除去系 ・ 緊急用海水系 					から注水に失敗している事故シーケンスと比較して事象進展が遅いことから「中」とした。	以上より、①を重要事故シーケンスとして避定した。		
	-	③最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	 常設代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 	ф	高。	ф	低	c. 原子炉建屋内浸水を起因とする事故シーケンスは、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ーケンスは	なお、②は頻度の観点では支配的となるが、津波防護対策に要求される防護				
_			 市政代替直流電源設備 					 「中」とした。 d. 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 	 高さは津波高さが高くなる①に包絡される。 事た、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 アに対 ② (の)事故シーケンス(型) 「 (力)等体を去していスものと参きス 				
	-	④最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗		中	ф	ф	低	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。	ω、ωνテルシーソンへに対して凸相性を有しているものと考える。				

◎ 重要事故シーケンスとして潜走した事故シーケンス 審査ガイドの着観点a~4に対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「伝」とした。 ※ 取木機能接失時(KHKRS接失時)は低圧ECCSが従属的に機能喪失する。そのため、高圧注水系に改功している場合は機器除去機能喪失の事業シーケンスグループで取り扱うが、高圧圧水機能使失いの事業シーケンスグループ等 (① ② (③ ○ ③) 高圧 化圧圧水機能使火、③ ○ ③, ④、④:全交流動力重要換失、⑤、④:LOCA特注水機能使火、④:男型気圧力・進度による特色肉(協特容器温圧・通磁権相))で重大事政対策の有効性を確認する。





第1-2図 内部事象レベル1PRAにおけるイベントツリー (1/7)

外部電源喪失 所丁が存止 直流电 健全性 HPCS RCIC 学校シーグン グループ パ 成功 成功 成功 過渡事象へ 過渡事象へ 過渡事象へ 崩壊熱除去機能喪失(TBW) (1 成功 成功 成功 外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功) 崩壊熱除去機能喪失(TBW) (1 火敗 火敗 成功 外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU) 全交流動力電源喪失(FBU) (1 火敗 成功 外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU) 全交流動力電源喪失(TBU) (1 火敗 成功 外部電源喪失+DG失敗+遂がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功) 崩壊熱除去機能喪失(TBW) (1 火敗 成功 外部電源喪失+DG失敗+遂がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功) 崩壊熱除去機能喪失(TBW) (1 火敗 成功 外部電源喪失+DG失敗+遂がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功) 崩壊熱除去機能喪失(TBP) (1 火敗 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(TBP) (1	りな単近事件	面乙烷值山	古法母语	古迹雪调	圧力バウンダリ	高圧炉	「心冷却	市地シートン フ	事故シーケンス	N-
成功 過渡事象へ 過渡事象へ 過渡事象へ 過渡事象へ 過渡事象へ 過渡事象へ 過渡事象へ 成功 成功 成功 外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功) 崩壊熟除去機能喪失(TBW) (1 火敗 火敗 人 人 人 全交流動力電源喪失(長期TB) (1 火敗 人 人 人 人 全交流動力電源喪失(長期TB) (1 火敗 人 人 人 人 人 全交流動力電源喪失(TBU) 全交流動力電源喪失(TBU) (1 火敗 人 人 人 人 人 人 人 (1 火敗 人 人 人 人 人 人 (1 人 人 人 人 人 人 (1 人 人 人 人 人 (1 (1 人 人 人 人 (1 (1 (1 人 人 人 人 (1 (1 (1	外部电源按大	原于炉停止	旦仉黾你	父孤竜原	健全性	H P C S	RCIC	争取シークラス	グループ	NO.
成功 成功 小部電源喪失+DG失敗(HPCS成功) 崩壊熱除去機能喪失(TBW) (1) 成功 成功 人的 人的 人的 人的 人的 人的 人名派動力電源喪失(長期TB) (1) 成功 人的 人的 人的 人的 人的 人的 全交流動力電源喪失(長期TB) (1) 成功 人的 人的 人的 人的 人的 人的 全交流動力電源喪失(TBU) (1) 成功 人的 人的 人的 人的 人的 人的 全交流動力電源喪失(TBU) (1) 火敗 成功 人的 (1) 人力 人的 人的<				成功				過渡事象へ	過渡事象へ	-
成功 外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渴後RCIC停 全交流動力電源喪失(長期TB) ((成功 火敗 火敗 小部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU) 全交流動力電源喪失(長期TB) ((成功 小部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU) 全交流動力電源喪失(TBU) ((火敗 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) ((火敗 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) ((火敗 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) ((成功		成功	成功		外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)	崩壞熱除去機能喪失 (TBW)	(11)
成功 上股 人股 外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU) 全交流動力電源喪失(TBU) (() 成功 成功 小部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功) 崩壊熟除去機能喪失(TBW) (1) 上股 人助 人助 人的電源喪失+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) (1) 上 人助 人的電源喪失+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) (1) 人助 人的 人的 人的 人的 人的 人的 人的 (1)					,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	失敗	成功	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渴後RCIC停止)	全交流動力電源喪失(長期 T B)	(7)
成功 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) (1 上股 人股 人幣電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功) 自壊熱除去機能喪失(TBW) (1 大敗 人幣電源喪失+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) (1 大敗 人幣電源喪失+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) (1 人防 人防 人防 人防 (1				失敗			失敗	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU)	全交流動力電源喪失(TBU)	(8)
失敗 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) (成功 外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功) 崩壞熟除去機能喪失(TBW) (1)		成功	-		失敗	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)	崩壞熱除去機能喪失(TBW)	(12)
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) (1	I					失敗		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)
2.5/3		-	失敗			成功		外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功)	崩壞熱除去機能喪失 (TBW)	(13)
失敗 外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗(TBD) 全交流動力電源喪失(TBD) (1	I					失敗		外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗(TBD)	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)
<u>失敗</u> 過渡事象+原子炉停止失敗 原子炉停止機能喪失 ((, i	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1PRAにおけるイベントツリー (2/7)



第1-2図 内部事象レベル1PRAにおけるイベントツリー (3/7)



※ 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涂評価。

第1-2図 内部事象レベル1PRAにおけるイベントツリー (4/7)

サポート系喪失	百乙后值止	 	圧力バウンダリ	高圧炉	心冷却	事故シーケンス	事故シーケンス	No
(直流電源故障)	床1炉停止	又仉电你	健全性	HPCS	RCIC	(中国) クレス	グループ	NO.
		成功		N.1		サポート系喪失(自動停止)へ	サポート系喪失(自動停止)へ	_
	成功			成功		サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗(HP CS成功)	崩壞熱除去機能喪失 (TBW)	(30)
			成功	失敗	成功	サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+HP CS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	全交流動力電源喪失(長期 T B)	(27)
		失敗			失敗	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)	全交流動力電源喪失(TBU)	(28)
			失敗	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)	崩壞熱除去機能喪失 (TBW)	(31)
				失敗		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)
	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)

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)





第1-2図 内部事象レベル1PRA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1PRAにおけるイベントツリー (7/7)



第1-3図 地震レベル1PRAにおける階層イベントツリー



第1-4図 地震レベル1PRAにおけるイベントツリー (1/3)



第1-4図 地震レベル1PRAにおけるイベントツリー (2/3)

方法委派而上	面子后位止	逃がし安全弁	圧力バウンダリ	高圧炉	「心冷却	■ 按シーケンフ	東抜シーケンフガループ	No
父孤电源丧天	原于炉停止	開放	健全性	H P C S	RCIC	争取シークシス	事成シークシスクルーク	NO.
	成功	<u>成功</u> 失敗	成功 失敗	成功 <u> </u> <u> </u>	成功 失敗	外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功) 外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯褐後RCIC停 止) 外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗(TBU) 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+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗 Excessive LOCA	崩壊熱除去機能喪失(TBW) 全交流動力電源喪失(長期TB) 全交流動力電源喪失(TBU) 崩壊熱除去機能喪失(TBW) 全交流動力電源喪失(TBP)	 (11) (7) (8) (12) (9) (42)
	失敗					交流電源喪失+原子炉停止失敗	交流電源喪失+原子炉停止失敗	(45)

古法雪酒市生	医乙烷度正	逃がし安全弁	高圧炉	心冷却	事件さん、たいフ	事サンシャンフガループ	N
但仉电你安大	原于炉停止	開放	ΗΡСS	RCIC	争取シークシス	争取シークシスクルーク	NO.
<u>Б</u>	成功 失敗	成功 失敗	成功 失敗		外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功) 外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗(TBD) Excessive LOCA 直流電源喪失+原子炉停止失敗	崩壞熱除去機能喪失(TBW) 全交流動力電源喪失(TBD) 一 直流電源喪失+原子炉停止失敗	 (13) (10) (42) (45)

第1-4図 地震レベル1PRAにおけるイベントツリー (3/3)
津波 (津波高さ)	防潮堤損傷 (T.P.+24m~)	原子炉建屋内浸水 (T.P.+22m~24m)	最終ヒートシンク喪失 (T.P.+20m~22m)	発生する起因事象	No.
	発生なし 発生	発生なし 発生	発生なし 発生 発生	最終ヒートシンク喪失 (T.P.+20m~22m) 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) ^{**} (T.P.+22m~24m) 防潮堤損傷 ^{**} (T.P.+24m~)	- (47) (46)

※ 炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない。

第1-5図 津波レベル1PRAにおける階層イベントツリー

67

最終ヒートシンク喪失	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.
	成功	成功	最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCIC停止)	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	(48)
		失敗	最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	(49)
	失敗		最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	(50)

第1-6図 津波レベル1PRAにおけるイベントツリー



格納容器破損防止対策の有効性評価における格納容器破損モード
 及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評 価事故シーケンス選定の全体プロセスを第2-1図に示す。また,以 下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- 内部事象レベル1.5PRA及びPRAを適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し,解釈の記載との比較検討・分類を実施した。
- ② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で格納容器の機能に期待できない格納容器バイパス、格納容器先行破損に該当するものは、解釈1-2(b)に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。
- ③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた 検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードの要否を検 討した。
- ④ 格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態(以下「PDS」という。)を選定し、その中で厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1 格納容器破損モードの分析について

解釈には,格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破 損モードの個別プラント評価による抽出に関し,以下のとおりに示 されている。

2 - 1

- (a) 必ず想定する格納容器破損モード
 - ・雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
 - ·高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
 - ・原子炉圧力容器外の溶融燃料 冷却材相互作用
 - 水素燃焼
 - ・格納容器直接接触(シェルアタック)
 - ・溶融炉心・コンクリート相互作用
- (b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

①個別プラントの内部事象に関するPRA及び外部事象に関す

るPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を 実施すること。

②その結果、上記2-1(a)の格納容器破損モードに含まれない 有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出さ れた場合には、想定する格納容器破損モードとして追加する こと。

上記2-1(b)①に基づき,内部事象レベル1.5PRAを実施 し,格納容器破損モードを評価した。外部事象について,地震レベ ル1.5PRAは原子炉建屋,格納容器等の損傷から格納容器の閉 じ込め機能喪失に至る過程の不確かさが大きく,定量評価結果の活 用に際しては損傷箇所,損傷モード等の精緻化の検討が必要な段階 であるため,現段階では事故シーケンス選定の検討に適用しないこ ととした。

また, PRAの適用が困難と判断した外部事象については定性的 な検討により発生する格納容器破損モードの分析を行った。

実施した格納容器破損モード抽出に係る分析結果を以下に示す。

- 2.1.1 格納容器破損モードの抽出,整理
- PRAに基づく整理

内部事象レベル1.5PRAを実施し,事故の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の分析から,以下のa. ~i.に示す格納容器破損モードの抽出を行った。

具体的には第2-2図のとおり、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、原子炉圧力容器破損以降の各プ 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、事故進展中に実施される緩和手段等を考慮し、第2 -3図に示すイベントツリーを作成し、格納容器の破損に至る格 納容器破損モードを整理している。内部事象レベル1.5PRA から抽出された格納容器破損モード及び定量化結果を第2-1表に 示す。また、格納容器破損モードごとの格納容器破損頻度への寄 与割合を第2-4図に示す。

a. 早期過圧破損(未臨界確保失敗)

原子炉停止失敗時に,炉心で発生した大量の水蒸気が格納容器へ放出され,格納容器圧力が早期に上昇して,格納容器が過 圧破損に至る格納容器破損モードである。 b. 過圧破損(崩壊熱除去失敗)

炉心の冷却が達成される中で,水蒸気の蓄積による準静的加 圧で格納容器が炉心損傷前に破損する格納容器破損モードであ る。

- c. 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA) インターフェイスシステムLOCAの発生により,格納容器 をバイパスして原子炉冷却材が原子炉建屋内に放出される格納 容器破損モードである。
- d. 格納容器バイパス(格納容器隔離失敗)

炉心が損傷した時点で,格納容器の隔離に失敗しており,格納容器の閉じ込め機能を喪失している格納容器破損モードである。

e. 過圧破損(長期冷却失敗)

炉心損傷後に溶融炉心の冷却が達成される中で,崩壊熱によって発生する水蒸気によって格納容器が過圧され,破損に至る 格納容器破損モード,又は,溶融炉心が冷却されない場合に, 溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が 継続し,格納容器内が過圧されて格納容器の破損に至る格納容 器破損モードである。

f. 過温破損

炉心損傷後に,溶融炉心が冷却できない状態が継続した場合 に,溶融炉心からの輻射及び対流によって格納容器の雰囲気が 加熱され,格納容器の貫通部等が熱的に損傷し,格納容器の破 損に至る格納容器破損モードである。

g. 格納容器雰囲気直接加熱

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に,溶融炉心が格 納容器の雰囲気中を飛散する過程で微粒子化し,雰囲気ガスと の直接的な熱伝達等による急激な加熱・加圧の結果,格納容器 圧力が上昇し格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。 h.原子炉圧力容器外での水蒸気爆発

高温の溶融炉心がペデスタル(ドライウェル部)の水中又は サプレッション・プール水中に落下した場合,若しくは格納容 器内に放出されたデブリに対して注水を実施した場合に,水蒸 気爆発又は水蒸気による圧力スパイクが発生する可能性がある。 このときに格納容器に付加される機械的エネルギによって格納 容器の破損に至る格納容器破損モードである。

i. 溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器の破損後,格納容器内に放出された溶融炉心 が十分に冷却できない状態が継続した場合に,ペデスタル(ド ライウェル部)床のコンクリートが侵食され,溶融炉心はペデ スタル(ドライウェル部)床を貫通してサプレッション・プー ルに落下する。その後,サプレッション・プールにおける溶融 炉心・コンクリート相互作用が継続し,ベースマット溶融貫通 に先行してペデスタル壁面の侵食に伴う原子炉圧力容器支持機 能の喪失により格納容器の破損に至る格納容器破損モードであ る。

なお,以下の格納容器破損モードは,今回実施した内部事象レベル1.5PRAでは分析により除外した。

j. 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

高温の溶融炉心が下部プレナムの水中に落下して水蒸気爆発

が発生し,その際の発生エネルギによって原子炉圧力容器の蓋 がミサイルとなって格納容器に衝突し,格納容器破損に至る格 納容器破損モードである。

ただし、これまでの炉内溶融燃料 – 冷却材相互作用に係る研 究等の知見から、炉内溶融燃料 – 冷却材相互作用により格納容 器が破損する可能性は十分低いため、内部事象レベル1.5P RAでは格納容器破損モードとして設定していない。

k. 水素燃焼

格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していた場合にジ ルコニウム-水反応等によって発生した水素と反応して激しい 燃焼が生じ,格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。

ただし、BWRでは格納容器内を窒素置換により酸素濃度を 低く管理しており、水素が可燃限界に至る可能性が十分低いた め、内部事象レベル1.5PRAでは格納容器破損モードとし て設定していない。

1. 溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後に格納容器下部へ落下した溶融炉心が 格納容器下部の床からその外側のドライウェルの床に拡がり, 高温の溶融炉心がドライウェルの壁(バウンダリ)に接触して ドライウェル壁の一部が溶融貫通し,格納容器の破損に至る格 納容器破損モードである。

ただし、東海第二発電所のMark-Ⅱ型格納容器において は、ペデスタル(ドライウェル部)内に蓄積したデブリがドラ イウェル床には拡がらない格納容器構造となっているため、内 部事象レベル1.5PRAでは格納容器破損モードとして設定 してしない。

(2) PRAに代わる検討に基づく整理

地震,津波及びその他の外部事象等に対する格納容器破損モードについて,内部事象運転時レベル1.5PRAの知見等を活用して検討した結果,地震,津波及びその他の外部事象等についても,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,格納容器破損モードは内部事象と同等であり,今回,内部事象PRAから抽出された格納容器破損モードに追加すべきものはないものと判断した(別紙1)。

- 2.1.2 抽出した格納容器破損モードの整理
- 2.1.2.1 必ず想定する格納容器破損モードとの対応

第2-1 表に示す格納容器破損モードについて,2.1.1項に示すレベル1.5 PRAから抽出された格納容器破損モードと解釈2-1 (a)に示されている必ず想定する以下の格納容器破損モードとの対応について検討を行った。

2-1
(a) 必ず想定する格納容器破損モード
・雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
・高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
・原子炉圧力容器外の溶融燃料ー冷却材相互作用
・水素燃焼
・格納容器直接接触(シェルアタック)

・溶融炉心・コンクリート相互作用

なお、レベル1.5PRAより抽出した溶融物がサプレッショ ン・プールへ落下した後に発生する格納容器破損モードについては、 ペデスタル(ドライウェル部)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格納容器破損モードであること、及 び当該格納容器破損モードの防止のためにはペデスタル(ドライウ ェル部)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格納容器 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。 また、当該破損モードの有効性評価では、ペデスタル床(ドライウ ェル部)における溶融炉心・コンクリート相互作用に対する対策の 有効性を確認し、溶融炉心がペデスタル(ドライウェル部)内に保 持可能であることを確認する(別紙8)。

必ず想定する格納容器破損モードのうち,格納容器直接接触(シ エルアタック)は,格納容器下部の床面とその外側のドライウェル の床面とが同じ高さに設計されているBWR Mark-I型の格 納容器に特有の破損モードであり,東海第二発電所のMark-II 型格納容器では,溶融炉心が格納容器バウンダリに直接接触するこ とはない構造であることから,格納容器破損モードとして考慮しな い(別紙9)。

また,必ず想定する格納容器破損モードのうち,水素燃焼に関し ては,東海第二発電所では,運転中,格納容器内を窒素置換し,酸 素濃度を低く管理しているため,水素濃度及び酸素濃度が可燃限界 に至る可能性が十分小さい。このため,本破損モードはレベル1. 5 P R A の定量化において想定する格納容器破損モードからは除外

した。一方,可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素封入が 水素燃焼の格納容器破損防止対策であることを踏まえ,対策の有効 性として炉心の著しい損傷が起こるような重大事故時においても, 長期にわたって格納容器の雰囲気が水素の可燃限界以下(水素濃度 がドライ条件に換算して4vo1%以下又は酸素濃度5vo1%以下)に維 持できることを確認する必要があると考える。よって,水素燃焼に ついては,有効性評価の評価対象とする格納容器破損モードとした。

2.1.2.2 追加すべき格納容器破損モードの検討

抽出した格納容器破損モードについて,必ず想定する格納容器破 損モードに対応しない以下の(1)~(4)の破損モードが抽出されたた め,これらを新たな格納容器破損モードとして追加することの要否 について検討を実施した。

(1) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA,格納容器隔離失敗)

これらの破損モードは、事象の発生と同時に格納容器の隔離機 能を喪失している事象であり、解釈の要求事項における「炉心の 著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なも の(格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)にあっ ては、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。」に該当する事故シーケンスグループである。

このため,講じるべき対策は炉心損傷防止であり,これらの破 損モードを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した。

以下に、インターフェイスシステムLOCA及び格納容器隔離

失敗で想定した事象及び格納容器破損モードとして追加する必要 はないと判断した理由を示す。

a. インターフェイスシステムLOCA

本破損モードは,発生と同時に格納容器の隔離機能は喪失し ているものの,炉心損傷までには時間余裕のある事象である。 対策としては炉心損傷の防止又は炉心損傷までに格納容器の隔 離機能を復旧することが挙げられる。炉心損傷防止の観点では 内部事象運転時レベル1PRAの結果から重要事故シーケンス として抽出し,有効性評価の対象としている。

格納容器の隔離機能を復旧したものの, 炉心損傷を防止でき なかった場合, その後の事象進展は原子炉圧力容器内の状況に 応じて, 評価対象とした評価事故シーケンスに包絡されるもの と考える。

したがって、当該破損モードを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し た。なお、当該破損モードの格納容器破損頻度(4.8×10⁻¹⁰ / 炉年)の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は0.1%未満 である。

b. 格納容器隔離失敗

本破損モードは、炉心が損傷した時点で格納容器の隔離に失敗している事象を想定したものである。

格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由 来するものではなく、炉心損傷時点で格納容器が隔離機能を喪 失している事象を示している。隔離機能喪失の原因として、ラ ンダム要因による貫通部の機器の破損や人的過誤を考慮してい る。

現状の運転管理として格納容器内の圧力を日常的に監視して いるほか,格納容器圧力について1日1回記録を採取しているこ とから,格納容器隔離失敗に伴う大規模な漏えいが生じた場合, 速やかに検知できる可能性が高いと考える(別紙10)。

今回実施したレベル1.5PRAでは、国内BWRプラント の格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR -4220に記載された米国における通常運転時の長期間の格納容 器隔離失敗実績に基づき、当該破損モードの格納容器破損頻度 (6.1×10⁻¹⁰/炉年、全格納容器破損頻度に対する寄与割合 0.1%未満)を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、 当該破損モードの格納容器破損頻度はさらに小さくなると推定 される(別紙10)。

以上,本事象は発生と同時に格納容器が隔離機能を喪失して いる事象であり,格納容器内で発生する物理化学現象を重大事 故等対処設備を用いて抑制し,格納容器の機能喪失を防止する 対策とはならない。通常の運転管理において格納容器の状態を 確認する運用とすることが対策であり,本破損モードにより格 納容器隔離機能が喪失する頻度は十分に低く,本格納容器破損 モードに至る前に炉心損傷を防止することが重要と考えること から,格納容器隔離失敗を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した。

また,格納容器隔離失敗については地震レベル1PRAにお いても抽出されており,地震レベル1PRAでは,地震によっ て格納容器を貫通する高圧及び低圧設計の配管が格納容器外で

破断する事象を想定している。

破断箇所や破断の程度の組合せを特定することは困難であり, 本破損モードについては,有効性評価の対象とすべき格納容器 破損モード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していくべきものと考える。また, 地震レベル1PRAの評価から,本破損モードにより格納容器 隔離機能が喪失する頻度は十分に低いことを確認している。

この観点から,地震レベル1PRAで抽出された格納容器隔離失敗についても,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した。

(2) 早期過圧破損(未臨界確保失敗)

本破損モードはレベル1.5 PRA上の破損モードとして抽出 されたが,解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納 容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シー ケンス,格納容器バイパス等)にあっては,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。」と記載されてお り,炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉停止機 能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお,当該破損モー ドの格納容器破損頻度(2.5×10⁻⁸ / 炉年)の全格納容器破損頻 度に対する寄与割合は0.1%未満である。

したがって、当該破損モードを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した。 (3) 過圧破損(崩壊熱除去失敗)

本破損モードはレベル1.5 PRA上の破損モードとして抽出されたが,解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納

容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シー ケンス,格納容器バイパス等)にあっては,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。」と記載されてお り,炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機 能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお,当該破損モー ドの格納容器破損頻度(6.0×10⁻⁵/炉年)の全格納容器破損頻 度に対する寄与割合は約99.8%である。

したがって、当該破損モードを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した。

以上から, PRAの知見等を踏まえて, 格納容器破損防止対策の 有効性評価において, 追加すべき新たな格納容器破損モードはない ことを確認した。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における格納容器破損防止対策の有効性評価の 実施に際しては,格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスを 選定している。

評価事故シーケンス選定に当たっては,審査ガイド「3.2.3 格 納容器破損モードの主要解析条件等」の各破損モードの主要解析条 件に示されている,当該破損モードの観点で厳しい事故シーケンス の選定を考慮している。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷

PRAに基づく事故シーケンスの中から,過圧及び過温の観点 で厳しい事故シーケンスを選定する。また,炉心損傷防止対策に おける「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損 傷後の格納容器の機能に期待できるもの」を包絡するものとする。(2) 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

PRAに基づく事故シーケンスの中から,原子炉圧力が高く維持され,原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい事故 シーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料 – 冷却材相互作用

PRAに基づく事故シーケンスの中から,原子炉圧力容器外の 溶融燃料 – 冷却材相互作用の観点で厳しい事故シーケンスを選定 する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点で厳しい事故シーケンスを選定する。東海第二 発電所では,運転中,格納容器内を窒素で置換し,酸素濃度を低 く管理しているため,水素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小 さいことから,本破損モードはレベル1.5PRAの定量化にお いて想定する格納容器破損モードから除外しているが,評価事故 シーケンスとしては炉心損傷後の格納容器内の酸素濃度上昇の観 点で厳しい事故シーケンスを選定する。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

PRAに基づく事故シーケンスの中から、ペデスタル(ドライ ウェル部)における溶融炉心・コンクリート相互作用の観点から 厳しいシーケンスを選定する。

上記に基づき、レベル1.5PRAの知見を活用した格納容器破 損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定では、先ず格納容器破 損モードごとに格納容器の破損の際の結果が厳しくなると判断され るPDSを選定し、その後、選定したPDSを含む事故シーケンス の中から余裕時間,設備容量及び代表性の観点より評価事故シーケ ンスを選定することとした。この選定プロセスにより,有効性評価 に適した,厳しい事故シーケンスが選定されるものと考える。

2.2.1 評価対象とする PDSの選定

レベル1.5PRAでは、レベル1PRAで炉心損傷に至る可能 性があるものとして抽出された事故シーケンスから、さらに事象が 進展して格納容器の破損に至る事故シーケンスを定量化している。 その際、格納容器内の事故進展の特徴を把握するために「格納容器 破損時期」、「原子炉圧力」、「炉心損傷時期」及び「電源の状態」の 4つの属性に着目してレベル1PRAから抽出された事故シーケン スグループを分類し、PDSとして定義している。PDSの分類結 果を第2-2表に示す。

ここで、AE、S1E、S2Eは、炉心損傷後の事象進展の類似 性を考慮し、4つの属性に着目してLOCAとして1つのPDSとした。

このPDSの定義に従い,格納容器破損モードごとに格納容器破 損頻度,当該破損モードに至る可能性のある全てのPDSを整理し た。また,余裕時間,設備容量及び格納容器破損モードの発生の観 点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDSを検討し,評価 対象とするPDSを選定した。選定結果を第2-3表に示す。

なお、原子炉圧力容器外溶融燃料 – 冷却材相互作用のPDS選定 については、溶融炉心・コンクリート相互作用の対策であるペデス タル(ドライウェル部)への事前水張りが与える影響を考慮し、全 てのPDSを対象に評価対象とするPDSを選定した。また、雰囲

気圧力・温度による静的負荷(過圧・過温)のPDS選定について は,過圧・過温の各々において,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PDSで評価している。

また,第2-2表において,格納容器破損時期が炉心損傷前と分類 されているTW,TBW,TC及びISLOCAについては,格納 容器先行破損又は格納容器バイパスに該当するPDSであることか ら,解釈の要求事項を踏まえ,事故シーケンスグループ「崩壊熱除 去機能喪失」,「原子炉停止機能喪失」及び「格納容器バイパス(イ ンターフェイスシステムLOCA)」にて炉心損傷防止対策の有効 性評価の対象としている。

したがって、これらのPDSは、第2-3 表に示す評価対象とする PDSの選定では考慮していない。

2.2.2 評価事故シーケンスの選定の考え方

2.2.1項で格納容器破損モードごとに選定したPDSに属する事 故シーケンスを比較し、余裕時間、設備容量及び事象の厳しさの観 点から評価事故シーケンスを選定した。

選定結果を第2-4表に示す。

なお,重大事故等対処設備により,炉心損傷後の原子炉圧力容器 底部の損傷及びペデスタル(ドライウェル部)への溶融炉心の落下を 防止できるため,原子炉圧力容器の損傷が前提となる「高圧溶融物 放出/格納容器雰囲気直接加熱」,「原子炉圧力容器外溶融燃料ー冷 却材相互作用」,「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価 では,物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から,一部の

重大事故等対処設備に期待せず,炉心損傷後の原子炉圧力容器底部 の損傷及びペデスタル(ドライウェル部)への溶融炉心の落下に至る 状況を仮定している。

また,各格納容器破損モードについて,格納容器破損頻度が支配 的となるPDSと主要なカットセットの整理を実施し,格納容器破 損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格 納容器破損防止対策が有効であることを確認した(別紙6)。

- 2.2.3 評価事故シーケンスの選定結果
- (1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷

本格納容器破損モードに至る可能性のある PDS のうち, LO CA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。また,格納容器圧力が高く推移すること等, 環境に放出される放射性物質量の観点でも厳しい事故シーケンス となると考えられる。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損傷炉心への注水が必要とな る。

以上の観点を総合的に考慮し,本格納容器破損モードを代表す るPDSとしてLOCAを選定する。また,このPDSに全交流 動力電源喪失を重畳させることで,電源の復旧,注水機能の確保 等の格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナ リオとする。

a. 事故シーケンス

①大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
 ②中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗

③中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
④小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
⑤小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗

- b. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策
 - ·低圧代替注水系(常設)
 - ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設)
 - 代替循環冷却系
 - ・格納容器圧力逃がし装置
- c. 選定した評価事故シーケンス

①大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗

(全交流動力電源喪失の重畳を考慮)

d. 選定理由

a. の事故シーケンスのうち,中破断LOCA及び小破断LO CAに比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く,格納容 器圧力及び格納容器雰囲気温度上昇の観点で厳しい大破断LOC A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 「1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果」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 応時間の厳しさの観点を踏まえて評価事故シーケンスを選定した。

(2) 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至る可能性のある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,TBD,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。また、このP DSに全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注 水機能の確保等の格納容器破損防止対策を講じるための対応時間 が厳しいシナリオとする。

- a. 事故シーケンス
 - ① 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷
 後の原子炉減圧失敗(+DCH)
 - 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+炉心損傷後の原子炉減圧失敗(+D CH)
 - 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+炉心損傷後の原子炉減圧失敗(+DCH)
- b. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策

• 手動減圧

- c. 選定した事故シーケンス
 - ①過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷
 後の原子炉減圧失敗+DCH(全交流動力電源喪失の重畳
 を考慮)
- d. 選定理由

TQUXに属する事故シーケンスのうち,事象進展が早く,原 子炉圧力容器破損までの時間の観点で厳しい過渡事象(給水流量 の全喪失)を起因とする事故シーケンスを評価事故シーケンスと して選定した。

(3) 原子炉圧力容器外溶融燃料-冷却材相互作用

本格納容器破損モードに至る可能性のある 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、ペデスタル(ドライウェル部)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ると、 原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、ペデスタル(ド ライウェル部)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、ペ デスタル(ドライウェル部)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 り小さくなることでデブリの内部エネルギ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を代表する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TQ UVを選定する。また、このPDSに全交流動力電源喪失を重畳 させることで、電源の復旧、注水機能の確保等の格納容器破損防 止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。

- a. 事故シーケンス
 - 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(ペデスタル))
 - 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(ペデスタル))
 - 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(ペ デスタル))
 - 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(+FCI(ペデスタル))
 - 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(+FCI(ペデスタル))
 - 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 (+FCI(ペデスタル))
- b. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策
- c. 選定した評価事故シーケンス

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(ペデスタル)

- d. 選定理由
 - 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(給水流量の全喪失)を起因とし,発生頻度の観点で大きい と考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない事故シーケンス を評価事故シーケンスとして選定した。

(4) 水素燃焼

東海第二発電所では、通常運転時から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13vo1%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 ニウムー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ー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,ジルコニウムー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、水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のP DSよりも相対的に高くなる可能性が考えられるLOCAを選定 する。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容

器過圧・過温破損)」の評価シーケンスでは,対応の厳しさの観 点で全交流動力電源喪失を重畳させていることを考慮し,LOC Aに全交流動力電源喪失の重畳を考慮するものとする。

a. 事故シーケンス

—

b. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策

可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入

- c. 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
 (全交流動力電源喪失の重畳を考慮)
- d. 選定理由

「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,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の観点を踏まえて選定した評価事故シーケンスを本格納容器破損モードの評価事故シーケンスとして選定した。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

本格納容器破損モードに至る可能性のある 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、ペデス タル(ドライウェル部)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、ペデスタル(ドライウェル部)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やすいこ とを考えると、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、 ペデスタル(ドライウェル部)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、TB U及び長期TBは選定対象から除外する。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、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TQUVと大きな差異はない。また、LO CAは、対策を考慮しない場合、ペデスタル(ドライウェル部) に冷却材が流入する可能性があり、MCCIの観点で厳しい事象 とはならないと考えられる。

以上より, MCCIの観点で厳しいTQUVを評価対象PDS として選定する。また, このPDSに全交流動力電源喪失の重畳 を考慮することで, 電源の復旧, 注水機能の確保等の格納容器破 損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。

a. 事故シーケンス

- 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(ペデスタル))
- 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 (ペデスタル))

- 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(ペデスタル))
- 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(ペデスタル))
- 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(ペデ 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(ペデスタル))
- b. 有効性を確認する主な格納容器破損防止対策
 - 格納容器下部注水系(常設)
- c. 選定した評価事故シーケンス
 - 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(ペデスタル)
- d. 選定理由

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(給水流量の全喪失)を起因とし,発生頻度の観点で大きい と考えられる逃がし安全弁の再閉失敗を含まない事故シーケンス を評価事故シーケンスとして選定した。

2.2.4 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破 損防止対策の有効性 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずるこ とが困難な事故シーケンスグループのうち,格納容器破損防止対策 に期待できるものについては,今回整備した格納容器破損防止対策 によ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。

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講ずるこ とが困難な事故シーケンスのうち,以下の事故シーケンスは,「炉 心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できる」事故シー ケンスである(1.2項参照)。

①大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗

格納容器破損防止対策の有効性評価における評価シーケンスの選 定では、上記の事故シーケンスを含めて格納容器破損モードごとに 選定している。したがって、炉心損傷防止が困難な事故シーケンス 等についても、今回整備した格納容器破損防止対策により、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。

2.2.5 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

1.1.2.2項において、炉心損傷防止に係る有効性評価において想 定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと 判断した事故シーケンスグループについては、炉心損傷後の格納容 器の閉じ込め機能に期待することが困難な場合が考えられる。一方 で、プラントの損傷規模によっては、設計基準事故対処設備や今回 整備した重大事故等対処設備により格納容器の破損の防止が可能な 場合も考えられる。

格納容器の閉じ込め機能が喪失するような大規模損傷が生じた場 合は,可搬型のポンプ・電源,放水砲等を駆使した大規模損壊対策 による対応も含め,敷地外への放射性物質の拡散抑制等を行い,事 故の影響緩和を図る。

レベル1.5PRA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
早期過圧破損 (未臨界確保失敗)	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」
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	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
過圧破損(長期冷却失敗) (サプレッション・プールへの 溶融物落下なし)	2.2E-09	< 0.1	雰囲気圧力・温度 による静的負荷	_
過温破損 (サプレッション・プールへの 溶融物落下なし)	7.9E-08	0.1	(格納容器過圧/過温破 損)	_
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	<0.1	高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱	_
原子炉圧力容器外での水蒸気爆発 (ペデスタル)	2.2E-14	<0.1	圧力容器外での溶融燃料 -冷却材相互作用	_
過圧破損(長期冷却失敗) (サプレッション・プールへの 溶融物落下あり)	1.8E-08	< 0.1		Mark-II型格納容器特有の溶融物がサプレッション・プールへ落下した後
過温破損 (サプレッション・プールへの 溶融物落下あり)	4.7E-10	< 0.1	溶融炉心・コンクリート	に発生する破損モードについては、ペデスタル(ドライウェル部)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デスタル(ドライウェル部)床に
原子炉圧力容器外での水蒸気爆発 (サプレッション・プール)	2.5E-09	< 0.1		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 田」として敷理した
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	_	

第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

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。

P D S	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
ТВР	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
ΤW	炉心損傷前	_	後期	_
TBW	炉心損傷前	_	後期	_
ТС	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	-

第2-2表 プラント損傷状態(PDS)の定義

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 (/応年)	P D S ^{₩2}	格納容器破損頻度	寄与割合 (0/) ※2	評価対象とするPDSの選定の考え方	評価対象 PDS
	(/炉平)	TQUV	(/炉牛) ^	(%) ~ ~ ~		PDS
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)		TQUX 長期TP	2.2E-09	100.0	「東免淮區(退圧・退沮)経動の全欲時間及び99個安暑の厳しさ」	
	2.2E-09	TBU	-	-	サマネロボではエーーの通いではアンボガリリバスではないではつめこと。 本格齢害器酸提札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。	
		TBP	_		・また、LOCAは格納容器圧力が高く推移すること等、環境に放出される放射性物質量の観点でも厳しい事故シーケンスとなると考えられる。 ・対策の副書では、温圧応損に対しては体納容器の応勢机、温電応損に対しては推復低んの法々が必要とかみ。	
		LOCA	-	-		
		TQUX	6.3E-09	8.0	以上の観点を総合的に考慮し、本格納容器破損モードを代表するPDSとしてLOCAを選定する。 - トレム会な感動・営業理由をもま思されまでより、増加の復回、ジェ牌集の使用係の教物空間が提供に対策も悪じえための対応時間が厳しいといいます。	
雰囲気圧力・温度による静的負荷	7.9E-08	TBU	4. 2E-09	5.3	これに主文領動力电影式大を重合さなっことで、電感の復回、は小徴船の無体等の俗物各種做損的正対策を語しるにのの対応時间が厳しいシノリオとする。 なお、いずれのPDSを運産しても必要な監視機能は維持可能である。	
(格利芬蒂迪血板俱)		TBD	5.9E-12 2.1E-11	< 0.1		
		TQUX	2.4E-11	0.3	[事象違原統和(滅臣)の余裕時間の厳しさ] 本格納安整御祖モードに言える町時代のあるPDSのうち、長期TBは恒心損傷に至る前にRCICによる一時的な冷却に成功しており、紀因事象発生から周子伊練圧までの全部時	
高圧溶融物/格納容器雰囲気直接加熱	8 5E-09	長期TB	8.5E-09	99.5	開の観点ではTQUX、TBD、TBU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TQUX、TBD、TBUにPDS選定上の有意な違いはない。	TOUX
(DCH) **1	0.02 00	ΤBU	1.6E-11	0.2	以上より、本格納容器破損モードを代表するPDSとしてTQUXをPDS選定する。	IQUA
		TBD	2.2E-14	< 0.1	また、このPDSに全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等の格納容器破損防止対策を課じるための対応時間が厳しいシナリオとする。 なお、いずれのPDSを考定しても必要な感視機能は進持可能である。	
		TQUV	-	_	【事象(FCIにおける発生エネルギの大きさ)の厳しさ】 ・本格納容器破損モードにn含まれるPDSのうち、原子炉圧力容器外の溶融燃料ー治却材相互作用(FCI)の観点からは、ペデスタル(ドライウェル部)へ落下する溶融炉心の	
		TQUX	2.2E-14	100.0	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やすいと考えると,原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が,ペデスタル(ドライウェ	ウェ した 実施 TQUV スよ
		長期TB	-	_	ル部) 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、ペデスタル(ドライウェル部)への水張が実施された	
原子炉圧力容器外の溶融燃料 – 冷却材相互作用 (FCI) ^{※1}	2.2E-14	ΤBU	-	-	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 ・これらの状況も考慮し、原子炉圧力容器が低圧状能で破損するPDSを澤定するものとし、高圧状能で破損するTQUX、TBU及び長期TBは澤定対象から除外する。	
		ТВР	-	-	 ・LOCAは、上記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。 り小さくなることでデブリの内部エネルギが小さくなると考えられる。 に以上上り 本格納容器交換確却モードにおいて厳しいPDSとして 原子炉の水位低下が見く 原子炉圧力容器破損までの時間が短いTQUVを確定する 	
		TBD	-	-		
		LOCA	2.8E-20	< 0.1	また、このPDSに全交流動力電源喪失を重畳させることで、電源の復旧、注水機能の確保等の格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。 かお、いずれのPDSを確定しても必要な監視機能が維持可能である	
		TQUV	3.3E-09	15.7	(本の)・イベッチンロションになったが、「「「「「「」」」、「「」」、「「」」、「「」、「」、「」、「」、「」、「」、	厳
		TQUX	7.0E-10	3.3	- 「「「おおは「副板風で」」「「「「「「「」」」」」」」」)」」)」」」)」)」)」)」)」)」)」)	
		長期TB	_	_	割合が高くなり、客下した溶融炉心が冷却され易いと考えると、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、ペデスタル(ドライウェル部)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。	
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) ^{※1}	2.1E-08	TBU	1.7E-08	78.5	 ・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、原子炉圧力容器の減圧が実施される。 ・これらの状況も考慮し、原子炉圧力容器が低圧状態で適相するPDSを満定するものとし、高圧状態で破損するTOUX、TBU及び長期TBは滞在対象から除外する。 	TQUV
		ТВР	5.2E-10	2.5	LOCAはペデスタル(ドライウェル部)への冷却材の流入の可能性があり、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため、選定対象から 除外する。	
		TBD	-	_	以上上り 本格納容型破損モードにおいて最も厳しいPDSとして 原子何水位任下が見く 対策実施すでの時間会給の制占から厳しいTQUVを確定する	
		LOCA	6.8E-16	< 0.1	ったよう、中国和国国政院で「中国和国政院」では、「本国部には「中国」には、新聞の「中国」には、「中国の新国の新国の新国の新国の新国の新国の新国の新国の新国の新国の新国の新国の新国	
水素燃烧	-	_	-	_	 「有効性評価に関する審査ガイドの遵定基準等との整合】 「事査ガイドがは「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空素で 置換しているため、レベル1.5PRAでは木素燃焼により格納容器が破損する事故シーケンスは考慮していない。このため、東海第二発電所では格納容器内を空素で 置換しているため、レベル1.5PRAでは木素燃焼により格納容器が破損する事故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バラメーク】 東海第二発電所では、通常運転時から格納容器内が空素置換され、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13vo1%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木の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【専第二発電所において評価する事故シーケンス】 本格納容器被損モードにPRAから抽出されたものではないが、評価のためにPDSを格納容器た行破損の事故シーケンス以外のPDSから運定する。酸素は木の放射線分解で発 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、評価値などの肉が感知になるためなシーケンス以外のPDSから運定する。酸素は木の放射線分解で発 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、即心損害などの原子炉が見切ながたきと考えられるジルコニクユー木反応によるため悪な差 に着目する。原子炉注水に期待したい場合のジルニコーカムー木反応の挙動は事象発生物の原子炉が起がみが出されるとから、ジルコニウムー木反応にあ与する小素完全 に着目する。ロマムマは本参発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減低正され、治知が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから、ジルコニウムー木反応にあ与する小物が多量、 少なくなり、水素度度は13vo1%を上回るための、その他のPDSにたべて水素発生量が少かくなると考えられる。 このため、木の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のPDSよりも相対的を置い気をなるで含くなるため、それの放射線分解によっ大燃焼の成本のない シンクなくなり、水素度度は13vo1%を上回るための、その他のPDSにたべて水素発生量が少なくなると考えられる。 このため、水力の放射線分解になっためになると考えられるしいこれを発生しためによって増加する酸素度の低のPDSに大やてなると考えられるし、シーカースの広め、小力の低力を含ました。 シンクムー木反応にあらする酸素、水力が含量、ためこなるため、ジェクムー大反応にあって発生 のかめ、水の放射線分解によって増加する酸素を見からがなると考えられるしいため、ジルコニウムー木反応にあらするため、デスクムー タンクムー水反応、「なる酸素」なられなおかる酸素、「水力な」、「なるため」、シスクムー大反応にあり傷いため、 シスクムー水反応、ためこれなる酸素度でしため、「水力な」 	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 PDSには、今回のレベル1.5PRAの結果に基づくPDSに加え、電源復旧等の対策を考慮した場合に各格納容器破損モードに至る可能性のあるPDS(格納容器破損頻度及び寄与割合は"一"と記載)を記載している。なお、PRAに基づく格納容器破損モードの整理においては、MarkーⅡ型格 納容器の特徴を考慮し、溶融物がベデスタル(ドライウェル部)床面を貫通してサプレッション・プールへ落下した後に発生する過圧破損、過温破損及びFCIをMCCIに分類している。この扱いは、今回のレベル1.5PRAの結果に基づくPDSの整理に おいても同様である。

[
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		
:囲気圧力・温度による静的負 す 格納容器過圧破損)		 ◎ し、実際加・D C A + 海底野心、治理実限+ 低圧炉心治 想失敗 + 損傷 炉心 洛 損失敗 + (デブリ 洛 損成功) + 格 納容器注水 (ドライウェル) 失敗⁶³ ② 伊護那 L D C A + 海底戸心、治理実限 + 低圧炉心治 想失敗 + 損傷 炉心 治 損失敗 + (デブリ 冷損成功) + 格 納容器注水 (ドライウェル) 失敗⁶³ ③ 伊護 L D C A + 海底戸心、治理実限 + 原子戸線圧天股 + 損傷 炉心 治 損失敗 + (デブリ 冷損成功) + 格納 容器注水 (ドライウェル) 失敗⁶³ ■ (新媛那 L O C A + 海底戸心、治理実限 + 低圧炉心治 想失敗 + 損傷 炉心 治 損失敗 + (デブリ 治損成功) + 格納 納容器注水 (ドライウェル) 失敗⁶³ ■ (新媛那 L O C A + 海底戸心、治理失敗 + 低圧炉心治 想失敗 + (デブリ 治損成功) + 格納 納容器注水 (ドライウェル) 失敗⁶³ ■ (新媛那 L O C A + 海底戸心、治規失敗 + 低戸炉、治規失敗 + (デブリ 治損成功) + 格納 容器注水 (ドライウェル) 失敗⁶³ 	- 低圧代替注水系(常設) - 代替格納容器スプレイ合規系(常	 (余裕時間の便しさ) ・中小破断しOCA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概点で厳しい。 【装備容量の厳しさ】 ・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さいため、必要な設備容量の概点で厳しい。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。 	左記のとおり、過圧・過 温の各々において損傷所 心冷却失敗までは同じ事 故シーケンスとなり、各 事故が、ケンスとなり、各	
業圏気圧力・温度による静的負 荷 (格納容器過温破損)	LUCA	 ◎ し 大蔵新 L O C A + 高圧炉心冷却失敗+ 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷却失敗 + 粘納容器注木 (ドライ ウェル) 失敗 ○ 中蔵新 L O C A + 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 ○ 印 (マ蔵新 L O C A + 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) 失敗 ③ 印 (マ蔵新 L O C A + 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 ④ 小蔵新 L O C A + 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 	取) 代替循環冷却系 格納容器圧力逐がし装置	(余裕時間の敷しさ) ・中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子伊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。 【設備容量の敷しさ】 ・中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子伊水位回復に必要な読量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。	「根勢か心への注水(損傷 使心冷却)の点で同じた なることから、高速の世評 価では過圧・過温を同性評 す故シーケンスで評価し ている。	
高正资融物放出/格納容器雰囲 気直接加熱 (DCH) ^{®1}	TQUX	◎ ① 過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH - 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+炉心損傷後の原子炉減	• 原子炉手勤就庄	【余裕時間の厳しさ】 ■原子伊が自動停止する温度事象(絵木流量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としている 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難しい。 【設備容量の厳しさ】 ■原子伊が自動停止する温度事象(絵木流量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としている セスシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の滅圧に必要な設備容量の観点で厳しい。 以上より,①を評価事故シーケンスとして選定。	らシーケンス及び通常停止さ らシーケンス及び通常停止さ	
原子伊正力容器外の溶 線 燃料 – 冷却杵相互作用 (FC1) ^{年1}	TQUV	 ③ ③ 遵康 泰案 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷均失敗 + F C 1 (ペデスタル)⁸⁴ ③ 遵康 泰案 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷均失敗 + 目傷炉心冷均失敗 + F C 1 (ペデスタル)⁸⁴ ③ 寿都停止 / サポート 未喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷均失敗 + F C 1 (ペデスタル)⁸⁴ ④ 寿都停止 / サポート 未喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 町 C 1 (ペ テスタル)⁸⁴ ⑤ サポート 未喪失 (前動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷均失敗 + F C 1 (ペ デスタル)⁸⁴ ⑤ サポート 未喪失 (前動停止) + 高工ビダ心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷炉心冷均失敗 + F C 1 (ペ デスタル)⁸⁴ ⑤ サポート 未喪失 (自動停止) + 志工ビタ - 冷雨損失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 損傷 炉心冷却失敗 + F C 1 (ペデスタル)⁸⁴ 	 ペデスタル (ドライウェル部) の 水位を約1mに維持する手段 	各称専門の敷しま】 原子が互動物理止する過渡事象(給水液量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンス及 せるシーケンスと比較して事象進展が早い、このため、対応時の余称時間の観点で厳しい。 没備容量の厳しさ】 統約容量下的拡大系(常設)によるペデスタル(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、必要となる設備容量はシーケン ない。 参案(FC1名生時)の散した】 いずれのシーケンスも原子伊圧力が低圧状態で原子伊容器破損に至ることから、定性的に各シーケンスでFC1が発生した際の事象の厳しさを比彰 難である。 とより、①を評価事故シーケンスとして選定。		
溶融炉心・コンクリート相互作 用 (MCCI) ^{※1}	TQUV	 ◎ □ 過渡草案+高圧炉心治超失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷超失敗+デブリ冷却失敗(ペデスタル) ② 過渡草案+送がし安全赤再開顔失敗+高圧炉心冷却失敗+抵圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブ ツ冷却失敗(ペデスタル) ③ 手動停止/ナボー・汚廃失(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+ □ 子動やレノナボー・汚廃失(手動停止)+送がし安全赤再閉額失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ④ 子動やレノナボー・汚廃失(ゴ動停止)+送がし安全赤再閉額失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ペデスタル) ⑤ サポート,汚喪失(ゴ動停止)+送がし安全赤再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却 大敗(ペデスタル) ⑤ サポート,不原失(ゴ動炉止)+送がし安全赤再開額失敗+高圧炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ペアスタル) ⑥ サポート,不原失(ゴ動停止)+送がし安全赤再開額失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+ 	• 格納容器下部注水系(常設)	【余裕時間の厳しさ】 ・ 原子伊が自動停止する過渡事象(給木派量の全喪失)を起因としているシーケンスは、サポート系喪失(自動停止)を起因としている せるシーケンスと比較し亡事象進展が早い。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】 ・ 秘納容器下部注水系(常設)によるペデスタル(ドライウェル部)への事前水蛋は、デブリ落下前に実施するため、必要となる設備若 ない。 【事象(MCCI発生時)の厳しさ】 ・ いずれのシーケンスは原子伊圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的に各シーケンスでMCCIが発生した際の事為 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。	らシーケンス及び通常停止さ 5量はシーケンス間で差異が 8の厳しさを比較することは	
水素燃焼	LOCA	-	 可兼型室素供給装置により格納容 器内への室素封入 	【事象(厳兼濃度上昇)の厳しさ】 ・ジルコニウム・木反応による木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夜旧して原子炉注水を実施し、その夜の オを評価すちものとする。 ・稀納容器ペ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 実施していントリオを容能量するものとする。 ・重大事故等対対処設備によって炉心相傷を防止できる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 なるPDSについては、有効性評価において適宜での感度を確認するものとする。	○事象進展に対応するシナリ ことから,格納容器ベントを D観点でLOCAと大きく異	

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

遼定した評価事故シーケンス
 第
 ② 漫定した評価事故シーケンス
 ③
 ②
 》
 ③
 ②
 》
 ③
 ②
 ②
 ②
 ③
 ②
 ③
 ②
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ⑤
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ③
 ⑤
 ⑤
 ③
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑤
 ⑥
 ⑥
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑤
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑥
 ⑥
 ⑥
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑥
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦
 ⑦

定する。 ※4 PDSがTQUVに該当する事故シーケンスでは、ペデスタル(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、MCCI対策である事前水蚕りにより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。







FCI:原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

DCH:格納容器雰囲気直接加熱

※1 LOCA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。

第2-3図 内部事象レベル1.5PRAにおけるイベントツリー (1/3)
事故		
後続事象 〔原子炉圧力容器健全〕 格納容器注水		格納容器破損モード
	成功	原子炉圧力容器内で事故収束
	失敗	過圧破損(長期冷却失敗)(サプレッション・プールへの溶 融物落下なし)

第2-3図 内部事象レベル1.5PRAにおけるイベントツリー (2/3)



第2-3図 内部事象レベル1.5PRAにおけるイベントツリー (3/3)

104



第2-4図 格納容器破損モードごとの寄与割合

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転
 停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定に
 ついて

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の事故 シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは 第3-1図に示すとおりであり、本プロセスにより各検討ステップに おける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象PRA及びPRAを適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスと必ず想定する事故シーケンスグルー プとの比較を行い、必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない外部事象特有の事故シーケンスについて、頻度、影響等を確認し、事故シーケンスグループとしての追加要否を検討した。
- ③ 有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに、審 査ガイドに記載の観点(余裕時間,設備容量,代表性)に基づき, 有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

解釈において,運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有 効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループの個別プラント 評価による抽出に関し,以下のとおり記載されている。

4 - 1

- (a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ
 - 崩壞熱除去機能喪失

(RHRの故障による停止時冷却機能喪失)

· 全交流動力電源喪失

・原子炉冷却材の流出

・反応度の誤投入

(b) 個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンス グループ

①個別プラントの停止時に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

②その結果、上記4-1(a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

上記4-1(b) を踏まえて、内部事象停止時レベル1PRA評価 を実施し、事故シーケンスグループの検討を行った。

なお、事故シーケンスグループの選定は、炉心損傷防止対策に係 る事故シーケンスグループの分析と同様、従来の設置許可取得時の 設計で考慮していた設備のみ期待できる条件* で評価した停止時 P R Aの結果を用いた。

- ※ 従来から整備してきたAM策や福島第一原子力発電所事故以降 に実施した各種対策,新規制基準に基づき配備する重大事故等 対処設備等を含めない条件
- 3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出,整 理

施設定期検査中はプラントの状態が大きく変化することから,停 止時レベル1PRAにおいては,施設定期検査における評価対象期 間を設定し,原子炉の水位,温度,圧力等のプラントパラメータの 類似性,保守点検状況等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よって,評価対象期間を幾つかのプラン ト状態(以下「POS」という。)に分類し評価を行う。分類した POSを,状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第3-2 図に示す。また,POSごとの期間及び系統の待機状態を示した工 程表を第3-3図に示す。

停止時PRAにおいては,原子炉停止後の運転停止中の各POS において燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象について,マス ターロジックダイヤグラム,過去の国内プラントのトラブル事例等 から選定し,ここ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3-4図のイベントツリーで分析し,燃料損傷に至 る各事故シーケンスを抽出している。

抽出された事故シーケンス別の炉心損傷頻度を整理し,審査ガイ ドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれ るか,それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認すると共 に,燃料損傷状態を分類した。事故シーケンスグループ別の炉心損 傷頻度を第3-1表に示す。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合を第3-5 図に示す。

- 3.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
- 3.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

第 3-1 表に示す停止時PRAにより抽出した各事故シーケンス について,緩和機能の喪失状況,プラントの状態及び燃料損傷に至 る要因の観点で必ず想定する事故シーケンスグループに対応する (1)から(3)の事故シーケンスグループとして整理した。

(1) 崩壞熱除去機能喪失

運転中の残留熱除去系の故障が発生した後,崩壊熱除去・炉心 冷却に失敗し,燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈 4-1(a) に記載の「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(2) 全交流動力電源喪失

外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の電源確保に失敗する 等,全交流動力電源喪失の発生後に,崩壊熱除去・炉心冷却の失 敗により,燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈 4-1(a)に記 載の「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等によ り原子炉冷却材が系外に流出後,崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し, 燃料損傷に至る事故シーケンスを解釈4-1(a)に記載の「原子 炉冷却材の流出」に分類する。 なお,必ず想定する事故シーケンスグループのうち「反応度の誤 投入」については,プラント停止時には原則として全制御棒が挿入 されており,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いこと,万一反応度事故が起こり臨界に至った 場合でも,局所的な事象で収束し,燃料の著しい損傷に至ることは 考え難いことから,今回の停止時 P R A では考慮していない。

ただし、万一上記のような反応度事故が起こった場合においても、 実際に局所的な事象で収束し、燃料の著しい損傷に至らないことを 確認するため、「反応度の誤投入」については、有効性評価の評価 対象とする事故シーケンスグループとした。

3.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施した P R A では,緩和機能の喪失状況,プラントの状態 及び燃料損傷に至る要因の観点で解釈 4 - 1 (a)に示されている必 ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスは 抽出されなかった。そのため,解釈に基づき想定する事故シーケン スグループに追加すべき新たな事故シーケンスグループはないと判 断した。

110

3.2 重要事故シーケンスの選定について

3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方

重要事故シーケンスの選定に当たっては,以下に示す審査ガイド に記載の着眼点に沿って実施しており,具体的な検討内容を以下に 示す(第3-3表)。

【審査ガイドに記載の着眼点】
a. 燃料損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
b. 燃料損傷回避に必要な設備容量(流量等)が大きい。
c. 運転停止中事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を 代表している。

a. 余裕時間

余裕時間については,事故シーケンスグループ内での燃料損 傷に至るまでの余裕時間の長さに応じて「高」,「中」,「低」と 3つに分類した。燃料損傷までの余裕時間を第3-2表に示す。 なお,反応度の誤投入については,事象発生後も崩壊熱除去や 注水機能は喪失しないため,それらの緩和措置実施までの余裕 時間の考慮は不要である(第3-2表,第3-3表)。

b. 設備容量

設備容量については、事故シーケンスグループ内での必要な 設備容量の大きさに応じて「高」、「中」、「低」と3つに分類し た。なお、反応度の誤投入については、事象発生後も崩壊熱除 去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和措置実施までの 余裕時間の考慮は不要である(第3-2表,第3-3表)。

c. 代表性

第3-1表の主要シーケンスごとの炉心損傷頻度を比較し、事

故シーケンスグループ内での寄与割合が支配的なものを「高」, 支配的ではないが1%以上のものを「中」,1%に満たないもの を「低」と3 つに分類した。

3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

3.2.1の選定の着眼点を踏まえ、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、事象進展が早いもの等、 より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。 各事故シーケンスグループに対する重要事故シーケンスの選定理由 及び選定結果について、第3-3表及び以下に示す。

- (1) 崩壞熱除去機能喪失
 - i) 事故シーケンス
 - ①残留熱除去系の故障(RHR喪失)+崩壊熱除去・炉心冷 却失敗
 - ②残留熱除去系の故障(RHRS喪失)+崩壊熱除去・炉心 冷却失敗

③外部電源喪失+崩壞熱除去·炉心冷却失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,運 転中の残留熱除去系に故障等が発生した後,崩壊熱除去・炉心 冷却に失敗し,燃料損傷に至る事故シーケンスである。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

・待機中の残留熱除去系(低圧注水系)

iv) 重要事故シーケンス

①残留熱除去系の故障(RHR喪失)+崩壊熱除去・炉心冷

却失敗

v) 選定理由

余裕時間については事故シーケンス間で差異がなく、燃料損傷防止対策の実施に必要な時間を保守的に見積もった時間(約2時間)に比べて十分な余裕時間がある。また、原子炉への注水に必要な設備容量についても事故シーケンス間で差異がなく、ECCS・低圧代替注水系(常設)の設備容量に比べて十分小さい。代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より,①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

なお,残留熱除去系海水系の喪失により崩壊熱除去機能が喪 失した場合については,「全交流動力電源喪失」にて燃料損傷 防止対策の有効性を確認する。

- (2) 全交流動力電源喪失
 - i) 事故シーケンス

①外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗
 ②外部電源喪失+直流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗
 ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,外 部電源喪失の発生時に非常用交流電源の電源確保に失敗して全 交流動力電源喪失に至り,その後,崩壊熱除去・炉心冷却の失 敗によって,燃料損傷に至る事故シーケンスである。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

常設代替交流電源設備

常設代替直流電源設備

低圧代替注水系(常設)

・緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)
 iv) 重要事故シーケンス

①外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗
 v) 選定理由

余裕時間については事故シーケンス間で差異がなく,燃料損傷防止対策の実施に必要な時間を保守的に見積もった時間(約2時間)に比べて十分な余裕時間がある。また,原子炉への注水に必要な設備容量についても事故シーケンス間で差異がなく,低圧代替注水系(常設)の設備容量に比べて十分小さい。代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

なお, 直流電源が喪失する②の事故シーケンスについては, 炉心損傷頻度が低く, iii)に示した対策により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。

- (3) 原子炉冷却材の流出
 - i) 事故シーケンス

原子炉冷却材の流出(RHR切替時のLOCA)+崩壊熱
 除去・炉心冷却失敗

②原子炉冷却材の流出(CUWブロー時のLOCA)+崩壊
 熱除去・炉心冷却失敗

- ③原子炉冷却材の流出(CRD点検時のLOCA)+崩壊熱 除去・炉心冷却失敗
- 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
- ii) 事故シーケンスグループの特徴

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,原 子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等により 原子炉冷却材が系外に流出後,崩壊熱除去・炉心冷却の失敗に よって,燃料損傷に至る事故シーケンスとなる。

iii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

・待機中の残留熱除去系(低圧注水系)

- iv) 選定した重要事故シーケンス
 - 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
- v) 選定理由

余裕時間の観点からは、①,②の事故シーケンスが厳しく, 設備容量の観点からは、流出流量の大きい③,④の事故シーケ ンスが厳しい。また、代表性の観点からは①の事故シーケンス の炉心損傷頻度が最も高い。

②の事故シーケンスについては,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, 中央制御室の運転員の他にR/Wの運転員も廃液収集タンク等 の水位高により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こととする。

また、③、④の事故シーケンスについては、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 しないこととする。

以上より,①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして 選定した。

- (4) 反応度の誤投入
 - i) 事故シーケンスグループの特徴 反応度事故により,燃料損傷に至る事故シーケンスとなる。
 - ii) 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

・起動領域モニタペリオド短(10秒)による原子炉スクラム
 iii) 選定理由

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。

なお、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケン スについて、燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展 開し、事故シーケンスの炉心損傷頻度に対する寄与割合の観点 で分析した結果、主要なカットセットに対して重大事故等対策 がおおむね有効であることを確認している(別紙6)。

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	The second	対応 ⁻ (下線)	シーケンス	全CDFに 対する	グループ別 CDFに対する	事故シーケンス グループ別	全CDF に対する	
ダループ 事故シーケンス		燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策	別CDF (/施設定期検査)	寄与割合 (%)	寄与割合 (%)	CDF (/施設定期検査)	寄与割合 (%)
	 ①残留熱除去系の故障(RHR喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗 	崩壞熱除去機能 ^{※1}	 ・ 緊急用海水系 (RHRS喪失時) 	9.9E-07	20.0	69.5		
崩壞熱除去 機能喪失	 ②残留熱除去系の故障(RHRS喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗 	原乙辰への注水機能	 ・ 待機中のECCS <u>(残留熱除去系 (低圧注水系) ^{※2})</u> ・ ・ ・	1.2E-07	2.5	8. 7	1.4E-06	28.8
	③外部電源喪失+崩壊熱除去·炉心冷却失敗	/示] //** <0/ (王 小 (陵 祀	 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		
	 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	 ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>常設代替直流電源設備</u> ・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		
全交流動力 電源喪失		崩壞熱除去機能 ^{※1}	• 緊急用海水系				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 	原子炉への注水機能	 ・ <u>低圧代替注水系(常設)</u> <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		
	 ①原子炉冷却材の流出(RHR切替時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗 			8.3E-11	< 0.1	44. 6		
原子炉冷却材	 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 	「「「」「「」」の注え機能	 ・ <u>待機中のECCS</u> <u>(残留熱除去系 (低圧注水系))</u> (低圧) (低度) ((而度) ((而度) ((而度) ((而е) ((而е)	5.8E-11	< 0.1	31.2	1.05.10	
の流出)原子炉冷却材の流出(CRD点検時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗		 低圧代替注水系(可搬型) 消火系,補給水系^{*3} 	4.5E-11	< 0.1	24. 2	1.9E-10	< 0. 1
	 ④原子炉冷却材の流出(LPRM点検時のLOCA) +崩壊熟除去・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)又は給納容器(原子炉末開放時)へ崩壊熱を送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)

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	语母表法	3.9
А	PCV/PRV開放への移行状態	—————————————————————————————————————	5.7
B 1			53.8
В 2			90.9
В 3	百乙后户,心满水壮能	原乙烷ウ	107.6
B 4	尿丁がウエル個小仏態	「原丁炉リエル個小	155.2
В 5			174.5
В 6			199.7
C 1			35.8
C 2		通常水位	38.3
D	起動準備状態		40.8

(a)「崩壊熱除去機能喪失」,「全交流動力電源喪失」の場合

※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)

事故シーケンス	POS	百子后水位	燃料損傷に至るまで	冷却材流出流量	燃料損傷までの
事 取 ノーク ノ ハ	r U S	尿丁炉水位	の保有水量(m ³)*2	(m³∕h)	余裕時間(h)
RHR切替時	В	原子炉ウェル満水			22.7
のLOCA	C, D	通常水位			3.5
CUWブロー時	C D	话母子在			2 5
のLOCA	С, D	迪 币 小 位			5. 5
CRD点検時	D	百乙后百二九洪水			5 5
のLOCA	D	原丁炉ワエル個小			5.5
LPRM点検時	D	百乙后百二九洪水			19 1
のLOCA	D	原丁炉ワエル個小			12.1

(b)「原子炉冷却材の流出」の場合

※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		The back is a dark of a second	対応する主要な燃料損傷防止対策					着眼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	
グループ		争取シーケンス	燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策	а	b	с	備考(a:余裕時間,b:設備容量, c:代表性)	シーケンスと選定理由	
	0	 ①残留熟除去系の故障(RHR喪失) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗 	原子炉への注水機能	 待機中のECCS (残留熟除去系(低圧注水系)^{差1}) 	低	低	高	a. 余裕時間については、事故シーケンス間で差異がなく、異常の認知及び待機中のECCS・低圧代替法水系(常設)の起動といった緩和措置の実施に掛かる時間を保守的に見積もった時間(約3時間)に比べて十分な余裕時間がある(最も短いPOS – Sにおいても約3.9時間であり、その他のPOSではさらに余裕時間が及込める)	a.b.の着眼点について、全シーケンスに共通であるため、 違定理由から除外した。 c.頻度の観点では、0が支配的となった。	
崩壞熱除去 機能喪失	- ②残留熱除去系の放陸 (RHRS喪失) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗				低	低	¢	ことから、全ての事故シーケンスにおいて「彼」とした。 原子炉ーの芯木にと要な設備容量については、事故シーケンス間で差がなく、待機 b. 中のECCS・低圧代替注水系(常設)の設備容量(残留熟施去系:1,605m ³ / h. 低圧代替注水系(常設):378m ³ / h) に比べて十分小さい(最も崩壊熟の大きなP OS-Sにおいても約50m ³ / h) ことから、全ての事故シーケンスにおいて「低」	以上より、①を重要す取ジークノへとして速止じた。 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の事故シーケンズについては、「全交流動力電源喪 失」にで我電熱除去系希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。	
	-	③外部電源喪失 +崩壊熟除去・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) ^{豪 2}		低	中	とした。 ・ 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。	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。	
	0	①外部電源喪失 +交流電源失敗 +崩壊熟除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	 常設代替交流電源設備 常設代替高流電源設備 可敏型代替高流電源設備 (DG起動に使用) (直流電源失敗時) 	低	低	高	a 余裕時間については、事故シーケンス間で差異がなく、常設代替直流電源設備、常 設代替交流電源設備による給電、低圧代替注木系(常設)による注木といった緩和 措置の実施に掛かる時間(約25分)に比べて十分な余裕時間がある(最も短いPO S ~ Sにおいても3.9時間(常なり、その他のPOSではさらに余裕時間が見込める) ことから、全ての事故シーケンスにおいて「低」とした。 同イゼーのけたはく親友が備金鼻については、事故シーケンス間で差がなく、特機	a.b.の着眼点について、全シーケンスに共通であるため、 違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。	
全交流動力 電源喪失			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) 				b. 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. 低圧化共計2+3、270- ³ (人)に比べて1人(小主)、(考)、1,605m ³ /h.	以上より、①を重要争敬シーケンスとして選定した。 わた 古法雪斯専生しわるのの事故シーケンスけ 伝い場	
	-	②外部電源喪失 +直流電源失敗 +崩壊熟除去・炉心冷却失敗	崩壞熱除去機能 ^{※1}	機能 ^{※1} ・ 緊急用海水系を用いた残留熱除去系(原子炉) 時冷却系) ^{※2}		低	低	(以上下谷は水木(木衣):30m / D) によべくモガ小さい 0家 5万要素の人きな P OS - SLâv (て約50m ³ /h) ことから、全ての事故シーケンスにおいて (低」 とした。 ・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「高」, 未満の事故シーケンスを「低」とした。	なが、国鉄地研究とはなるのが考知というとから、小で立て 構成されてく、有効性を確認するた記の対策により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 可能型代替高症地設定像にとお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違定しない。	
	0	①原子炉冷却材の流出(RHR切替時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗	開てた、の注止機能	 待機中のECCS 	高	低	高	 燃料損傷までの余裕時間が最も短い事故シーケンス(①RHR切替時,②CUWブ ロー時:3.5時間)を「高」,最も長い事故シーケンス(③LPRM点検時:12.1時 間)を「低」,それ以外の事故シーケンス(③CRD点検時:5.5時間)を「中」と 	a.の着観点について、「高」と考えた事故シーケンスとし て①、②を抽出した。 り、の着観点について、③、④は流出流量が比較的多くなる が、燃料損務防止対策である待機中のECCS・低圧代替	
原子炉冷却材	_	②原子炉冷却材の流出(CUWブロー時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗	「原子がへの社不機能	(残留熱除去系(低圧注水系))		低	中	 した。 流出流量が多いほど、燃料損傷回避のために必要な注水設備の容量が大きくなることを考慮し、冷却材流出流量が最も多い事故シーケンスを「低」、長も少ない事故シーケンスを「低」、それ以外の事故シーケンスを「四」、 事故シーケンスグ・「ビーノンク」、 事故シーケンスグハーブ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「高」、 本減の事故シーケンスを「低」とた。 	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.頻度の拠点では、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、②の事故シーケンスについては、原子垣本位を低下	
の流出	_	③原子炉冷却材の流出(CRD点検時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗		and manufacture and the second static stat	中	高	÷	-	させる操作であるため、原子伊水位は適宜整視されてお り、中央制御室の連進員の他にR、YWの連定員も廃液収載 身であることから選定しない。 また、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後限中のECC	
	_	 ③原子炉冷却材の流出(LPRM点検時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗 	用用碳剂锅布土酸油。	• 残留熟除去系(原子炉停止時冷却系) ^{** 2} 低		÷	低		S・低圧代替注水系(常設)の設備容量(発電熱除去系: 1,605 m ³ /h,低圧代替注水系(常設):378 m 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。	
反応度の 誤投入	0	制御棒の誤引き抜き ^{帯 3}	原子炉緊急停止機能	 原子炉繁急停止系 (起動領域計装の原子炉出カベリオド短 (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,最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きさ 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	わている状態から,他の1本の制御棒が さずに燃料の損傷に至る事故	

① :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、残留熱応主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 停止時においては崩壊熟除去機能が喪失した場合であっても、原子伊注水を実施することで燃発損傷を防止。
 (安定実態の確立のために環留解除に理称冷却系)による原子FP解放を実施する。)
 ※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もの。



第3-1図 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

121



第3-2図 施設定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

122

POS		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
日数		1	2	5	3	14	8	12	13	8	9	7
代表	代表水位		通常水位 原子炉ウェル満水							通常水位		
C R	D点検											
LPF	RM点検											
除執系	R H R – A										₩2	
	R H R – B							※ 1				
	C S T – A											
	C S T – B											
	H P C S											
注水系	LPCS											
	LPCI-A										×2	
	LPCI-B											
	LPCI-C											
補機冷却系	RHRS-A											
	RHRS-B											
	D G – 2 C											
電源系	DG - 2D											
	HPCS-DG										¥0	
L	1	₩1 RHR	蒸気凝縮配	管撤去のため	り, RHR-B待機	後除外		L	l	I	*3	1

※2 RHR-A系統圧力上昇による点検のため、RHR-A待機除外

※3 HPCS-DGの潤滑油プライミングポンプの点検のため、HPCS-DG待機除外



第 3-3 図 停止時 P R A におけるプラント状態の分類及び施設定期検査工程

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(RHRS喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壞熱除去機能喪失

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 失敗	ー 外部電源喪失+崩壊熟除去・炉心冷却失敗	燃料損傷なし 崩壊熱除去機能喪失
	<u>成功</u>	失敗	成功 失敗	ー 外部電源喪失+交流電源喪失 +崩壞熟除去・炉心冷却失敗	燃料損傷なし 全交流動力電源喪失
	失敗		成功 失敗	ー 外部電源喪失+直流電源喪失 +崩壞熟除去・炉心冷却失敗	燃料損傷なし 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 失敗	- 原子炉冷却材の流出(RHR 切替時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出(CUWブロー時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出(CR D点検時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗 原子炉冷却材の流出(LPR M点検時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗	燃料損傷なし 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



(CDF:5.0×10⁻⁶/施設定期検査)

第3-5図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用
 した P R A の実施プロセスについて

事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に際し て適用可能とした PRAは,一般社団法人 日本原子力学会におい て標準化された実施基準を参考に実施した。

これらのPRAについて、PRAの実施プロセスの確認及び更な る品質向上を目的とし、一般社団法人 日本原子力学会の実施基準 への対応状況及びPRAの手法の妥当性について、海外のレビュア ーを含む専門家によるピアレビューを実施した。なお、本ピアレビ ューでは、第三者機関から発行されている「PSAピアレビューガ イドライン」(平成21年6月 一般社団法人 日本原子力技術協会) を参考にした。ピアレビューの結果、実施したPRAにおいて、事 故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定結果に影響を 及ぼすような技術的な問題点がないことを確認した。

また,各実施項目について「PRAの説明における参照事項」(平成 25年9月 原子力規制庁)において参照すべき事項として挙げられ ているレベル1PRA(内部事象,内部事象(停止時),外部事象 (地震及び津波)),レベル1.5PRA(内部事象,外部事象(地 震))の対応状況を確認した。

126

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての

外部事象の考慮について

重大事故の有効性評価に係る個別プラントでの事故シーケンスグル ープの選定に際しては、「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」(以下「解釈」という。) に、「個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA) 及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方 法で評価を実施すること。」と記載されている。

今回の申請に当たって,外部事象に関しては手法が適用可能な段階 にあると判断した地震,津波を対象に出力運転時レベル1PRAを実施した。

内部溢水,内部火災及びその他外部事象に関するレベル1PRA及 び外部事象レベル1.5PRA並びに停止時レベル1PRAについて は,PRA手法の確立に向けた検討が進められている段階,又は現実 的な定量評価の実施に向けて必要なデータ整備を進めていく段階であ ることから,現段階では「適用可能なもの」に含まれないと判断し, 「それに代わる方法」として,これら外部事象の影響を考慮した場合 の事故シーケンスグループ選定への影響について以下のとおり整理し た。

1. 炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ抽出に係る検討

1.1 内部溢水,内部火災の影響

今回はPRAの適用を見合わせたが、内部溢水、内部火災についてはレベル1PRAの手法確立・個別プラントへの展開に係る

検討作業がある程度進んでいる。このことを踏まえ、PRAを念 頭にして、内部溢水、内部火災の発生によって誘発される可能性 がある起因事象を、定性的な分析によって抽出した。抽出結果を 表1に示す。

表1に示す起因事象が発生した場合,屋内に設置されている安全 機器の機能喪失を経て炉心損傷に至る可能性があるが,これらに 起因する事故シーケンスは,同機器のランダム故障・誤操作を想 定する内部事象出力運転時レベル1PRAにおいて評価対象とし た起因事象に含まれている。

また,設計基準対象施設によって,内部溢水,内部火災の影響 拡大防止が図られることで,異なる区画等,広範囲における重畳 的な安全機器の同時機能喪失発生を防止できると考える。

したがって、内部溢水・内部火災に起因した炉心損傷頻度の定 量化には上記の課題が残るものの、定性的な起因事象の抽出結果 から想定される事故シーケンスは、内部事象出力運転時レベル1 PRAの検討から得られる事故シーケンスの一部として分類でき るため、新たに追加が必要となる事故シーケンスグループが発生 する可能性は低いと考える。

1.2 その他の外部事象の影響

その他の外部事象としては,解釈第6条第2項に自然現象,及 び第8項に発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるお それがある事象であって人為によるもの(故意によるものを除く。) (以下「外部人為事象」という。)として,具体的に以下が記載 されている。

第6条(外部からの衝撃による損傷の防止) (中略)

- 2 第1項に規定する「想定される自然現象」とは、敷地の自 然環境を基に、洪水、風(台風)、竜巻、凍結、降水、積雪、 落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等か ら適用されるものをいう。
 - (中略)
- 8 第3項に規定する「発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの(故意によるものを除く。)」とは、敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物(航空機落下等)、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等をいう。

これらの地震,津波を除く各種自然現象及び外部人為事象がプラントに与え得る影響について,設計基準及びそれを超える場合,現象等の重畳を含めて定性的に分析した結果を添付1に示す。

地震,津波以外の自然現象及び外部人為事象について,起因事象 発生の可能性を検討した結果,出力運転時を対象として実施した 内部事象,地震及び津波レベル1PRAにて抽出した起因事象を 誘発する要因による事故シーケンスグループ以外に新たに追加が 必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。 2. 格納容器破損防止対策の格納容器破損モードの抽出に係る検討

外部事象レベル1.5PRAについては,地震PRAのみ学会標準に一部関連する記載があるものの,その他の事象については標準的なPRA手法が確立されておらず,定量評価を実施できる状況ではないことから,以下のとおり定性的な検討を実施した。

2.1 地震の影響

地震がプラントに与え得る特有の影響について,新たに有効性 評価の対象として追加すべき格納容器破損モードの観点で定性的 に分析した結果を添付2に示す。

また、出力運転時を対象として実施した地震時レベル1PRA の結果からは、地震特有の事象として原子炉建屋損傷や格納容器 損傷等の炉心損傷直結事象が抽出されている。これらの事象につ いては、深刻な事故の場合には格納容器も破損に至るが、この場 合の格納容器破損は事象進展によって格納容器に負荷が加えられ て破損に至るものではなく、地震による直接的な格納容器の閉じ 込め機能喪失である。これらについては、耐震補強等による事象 の発生防止を図ること、あるいは大規模損壊対策として可搬型の ポンプ・電源、放水砲等を駆使した対応により影響緩和を試みる ことで対応していく事象であり、有効性評価において取り扱う事 象としては適切でないと考える。

したがって,有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードと して,内部事象出力運転時レベル1.5PRAにて抽出した格納 容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モー ドはないものと判断した。

2.2 津波の影響

津波がプラントに与え得る特有の影響について,建物外部の設備が機能喪失することは想定されるものの,格納容器が津波による物理的負荷(波力・漂流物の衝撃力)によって直接損傷することは想定し難い。また,炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル1.5PRAで想定するものと同等と考えられる。

したがって,有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードと して,内部事象出力運転時レベル1.5PRAにて抽出した格納 容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モー ドはないものと判断した。

2.3 内部溢水,内部火災の影響

1.1に示した起因事象の検討からも、炉心損傷に至る事故シーケ ンスグループとしては内部事象出力運転時レベル1PRAで用い た事象以外に追加すべきものは発生しないと推定しており、格納 容器が直接破損することは想定し難い。また、炉心損傷後の格納 容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル1. 5PRAで想定するものと同等と考えられる。

したがって,有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードと して,内部事象出力運転時レベル1.5PRAにて抽出した格納 容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モー ドはないものと判断した。

2.4 その他の外部事象の影響

1.2に示したプラントに与え得る影響の検討からは,屋外施設の 損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの,炉心損傷 に至る事故シーケンスグループとしては,内部事象出力運転時レ ベル1PRAにて抽出された事故シーケンスグループに追加すべ きものは発生しないものと推定している。また,炉心損傷後の格 納容器内の物理化学現象についても内部事象出力運転時レベル1. 5PRAで想定するものと同等と考えられる。

したがって,有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードと して,内部事象出力運転時レベル1.5PRAにて抽出した格納 容器破損モード以外に新たに追加が必要となる格納容器破損モー ドはないものと判断した。

 停止時原子炉における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグルー プ抽出に係る検討

停止時レベル1PRAについては、地震、津波、内部溢水、内部 火災及びその他外部事象に関するレベル1PRAの標準的なPRA 手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況にない。この ため、出力運転時の地震・津波レベル1PRAの評価結果、内部溢 水・内部火災及びその他の外部事象に関する整理、図1に示す内部事 象停止時レベル1PRAのマスターロジックダイヤグラムを参考に、 地震、津波、内部溢水、内部火災及びその他の外部事象により発生 する起因事象を以下のとおり定性的に分析し、表2にまとめた。

さらに,抽出した起因事象を基に,内部事象停止時レベル1PR Aにて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要と

なる事故シーケンスグループの有無を確認した。

3.1 出力運転時と停止時のプラント状態等の差異

停止時における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループの 抽出においては、出力運転時を対象に実施した整理を参考に評価 を行ったが、評価に当たってはその前提として、出力運転時と停 止時のプラント状態等の差異を把握することが重要と考え、その 整理を行った。整理に当たり、一般的な出力運転時と停止時の違 いとして以下の観点に着目し、それぞれについて事故シーケンス グループの抽出において、考慮が必要であるか確認した。

・崩壊熱,原子炉冷却材の温度・圧力

停止時の崩壊熱,原子炉冷却材の温度・圧力は出力運転時と比 ベ小さくなるため,事象進展は緩やかになるが,事故シーケンス グループの抽出においては影響しない。

・燃料損傷防止に必要となる機能

停止時の燃料損傷防止に必要となる機能は,出力運転時と異な り,原子炉停止機能,高圧注水機能が不要となる。そのため,事 故シーケンスグループの抽出においては,これらの差異について 考慮する必要がある。

・原子炉水位,原子炉圧力容器・格納容器の状態

原子炉水位の変化は時間余裕へ影響するものの,事故シーケン スグループ抽出には影響しない。

停止時は原子炉圧力容器・格納容器が開放されている状態も考 えられるが,これらの状態に依らず,停止時の必要な機能は変化 しないため,事故シーケンスグループの抽出において考慮不要で

ある。

・緩和設備・サポート系設備の状態

停止時において,一部の緩和設備及びサポート系設備の点検又 は試験によりその機能に期待できない状態も推定される。ただし, 期待できる設備は少なくなるものの,必要な機能は原子炉施設保 安規定により担保されるものであり,また既に内部事象停止時レ ベル1PRAでこれらの設備の点検又は試験により期待できな いことは考慮されている。そのため,本観点は事故シーケンスグ ループの抽出において考慮不要である。

・停止時特有の作業の影響

停止時において,出力運転時とは異なり,点検作業等に伴う開 口箇所の発生など現場の状態が異なることが考えられる。そのた め,事故シーケンスグループの抽出においては,これらの差異に ついて考慮する必要がある。

以上より,停止時における燃料損傷防止対策の事故シーケンス グループの抽出においては,出力運転時を対象に実施した整理を 参考にする際は,「燃料損傷防止に必要となる機能」,「停止時 特有の作業の影響」について考慮する必要がある。

3.2 地震の影響

地震により個々の機器が損傷する可能性は出力運転時と停止時 で異なるものではないが,各系統の機能喪失がプラントに与える 影響の観点では出力運転時と停止時で異なり,停止時は燃料の崩 壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱を除去している系統は,残留熱除去系及 びそのサポート系である残留熱除去系海水系,外部電源から給電 される所内電源設備である。

地震により残留熱除去系又は残留熱除去系海水系が機能喪失す ると「残留熱除去系の故障」の起因事象が発生し,碍子又は所内 電源設備等の送受電設備が損傷すると「外部電源喪失」の起因事 象が発生する。これらの起因事象が発生した場合,屋内に設置さ れている安全機能を有する系統が機能喪失した場合は燃料損傷に 至るが,この事故シーケンスは,同じ系統がランダム故障等で発 生することを想定している内部事象停止時レベル1PRAにて抽 出される事故シーケンスと同じである。

地震特有の事象として,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,原子炉冷却材圧力バウンダ リ喪失(Excessive LOCA),計装・制御系喪失が 発生すると,直接炉心損傷に至る事象が発生するが,これらにつ いては出力運転時を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの 抽出における考え方と同様,損傷の規模に応じて,機能を維持し た設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備,可搬型の機器等 で燃料損傷防止を試みるものと考える。一方,損傷の程度が大き く,設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備に期待できな い場合には,大規模損壊対策を含め,原子炉建屋以外に分散配置 した設備や可搬型の機器を駆使し,影響緩和を図ることで対応す るべきものと考える。

したがって、停止時の地震の発生を考慮しても、内部事象停止 時レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスグループ以外に新

たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

3.3 津波の影響

停止時においては,点検作業等に伴い,出力運転時にはない開 口(大物搬入口の水密扉等の建屋開口部,防潮堤貫通部の止水防 止対策の点検に伴う一時的な開口部)が発生することが考えられ, 事故シーケンス選定においては,この差異について考慮する必要 がある。

大物搬入口の水密扉等については、出力運転時の津波レベル1 PRAにおいて期待しておらず、防潮堤を超え敷地に遡上する津 波が原子炉建屋1階床面に到達すると「原子炉建屋内浸水による複 数の緩和機能喪失」の事故シーケンスとして取り扱っている。停 止時においてもこの考え方を適用すると、大物搬入口の水密扉等 の建屋開口部の有無による事故シーケンス選定への影響はない。

一方,防潮堤については,出力運転時の津波レベル1PRAに おいて期待しているが,停止時における防潮堤貫通部の止水対策 の点検作業に伴い,一時的に開口部が生じている間に防潮堤高さ 未満の津波が発生した場合は,津波が開口部から敷地内に浸水す ることが考えられる。この場合でも,敷地内に浸水する津波の量 が限定的であり,非常用海水ポンプの健全性は維持されると考え られるものの,非常用海水ポンプが没水,被水により機能喪失し た場合は「最終ヒートシンク喪失」の起因事象が発生する。ただ し,これを起因とする事故シーケンスに対しては,内部事象停止 時レベル1PRAから抽出される「全交流動力電源喪失」の事故

シーケンスグループと同様、常設代替高圧電源装置、低圧代替注水系(常設)等により燃料損傷を防止できる。

また,防潮堤高さを超える津波に対しては,防潮堤貫通部の止 水対策の点検作業の有無に関わらず,非常用海水ポンプが没水, 被水により機能喪失し「最終ヒートシンク喪失」の起因事象が発 生する。ただし,この場合においても,内部事象停止時レベル1 PRAから抽出される「全交流動力電源喪失」の事故シーケンス グループと同様,常設代替高圧電源装置,低圧代替注水系(常設) 等により燃料損傷を防止できる。

以上より,停止時の津波の発生を考慮しても,内部事象停止時 レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスグループ以外に新た に追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断し た。

なお,停止時は,常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設 備が点検に伴い待機除外となる場合もあるものの,燃料損傷防止 対策が全て喪失するような複数の同時点検は実施しない運用とす るとともに,その対策の機能維持に必要な浸水防止設備を維持す る運用とする。

3.4 内部溢水,内部火災の影響

内部溢水,内部火災により個々の機器が損傷する可能性は出力 運転時と停止時で異なるものではないが,各系統の機能喪失がプ ラントに与える影響の観点では出力運転時と停止時で異なり,停 止時は燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱を除去している系統は、残留熱除去系及

びそのサポート系である残留熱除去系海水系,外部電源から給電 される所内電源設備である。

内部溢水,内部火災により運転中の残留熱除去系又は残留熱除 去系海水系が機能喪失すると「残留熱除去系の故障」の起因事象 が発生し,所内電源設備が機能喪失すると「外部電源喪失」の起 因事象が発生するが,これらを起因とする事故シーケンスは,同 系統の機器のランダム故障による機能喪失を想定する内部事象停 止時レベル1PRAで考慮している起因事象に含まれている。

したがって、停止時の内部溢水、内部火災による起因事象の発 生を考慮しても、内部事象停止時レベル1PRAにて抽出した事 故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケ ンスグループはないものと判断した。

なお,停止時においても,燃料損傷防止に必要な機能を全て喪 失することのないよう,必要な内部溢水,内部火災の影響拡大防 止対策を維持する運用とする。

3.5 その他の外部事象の影響

地震,津波以外の自然現象及び外部人為事象について,出力運転時を対象とした整理を参考に,停止時に起因事象が発生し得る かを確認した。その結果,その他の外部事象の発生に伴う起因事 象は,内部事象停止時レベル1PRAにおいて抽出した起因事象 に包含されるため,内部事象停止時レベル1PRAにて抽出した 事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シー ケンスグループはないものと判断した。

別紙 1-12
4. まとめ

今回の事故シーケンスグループ等の選定に際して,現段階でPR Aを適用可能と判断した出力運転時地震レベル1PRA,出力運転 時津波レベル1PRA以外の外部事象について,定性的な分析・推 定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ及び格納容器破損 モードはないものと評価した。

なお、今回定性的な分析とした各PRAや地震発生時に想定され る地震随伴津波、地震随伴火災及び地震随伴溢水を対象としたPR Aについては、手法整備の研究及び実機プラントへの適用の検討を 順次進めていく予定である。

表1 内部溢水及び内部火災により誘発される起因事象

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
外部電源喪失	内部溢水及び内部火災による常用母線等の機能喪失等
非隔離事象	内部溢水及び内部火災による原子炉冷却材流量制御系の誤動作
	内部溢水及び内部火災による工学的安全施設制御系の誤動作等
隔離事象	内部溢水及び内部火災による主蒸気隔離弁の誤閉止等
全給水喪失	内部溢水及び内部火災による給水流量の全喪失等
逃がし安全弁	内部火災による逃がし安全弁作動回路の誤動作等
誤開放	
手動停止	内部溢水及び内部火災による安全機能への影響の可能性に伴う計
	画外停止

表 2	停止時原子	炉における	各外部事象	象で発生する	る起因事象の	抽出結果
-----	-------	-------	-------	--------	--------	------

外部事象 起因事象	地震	津波	内部火災・内部溢水	その他の外部事象	主な燃料損傷防止対策
残留熱除去系の 故障	 ・残留熱除去系の損傷 ・残留熱除去系海水系の 損傷 	 ・残留熱除去系海水 系の機能喪失 ・原子炉建屋内浸水 による残留熱除 去系の機能喪失 	 ・残留熱除去系ポンプの 停止 ・残留熱除去系海水系ポ ンプの停止 等 	 ・残留熱除去系海水系の機能喪失(竜巻, 落雷) 	 ・常設代替高圧電源装置 ・低圧代替注水系(常設,可搬型) ・緊急用海水系 ・津波防護対策
外部電源喪失	・送受電設備の損傷	 ・送受電設備の機能 喪失 	 ・送受電設備の機能喪失 	 ・送受電設備の機能喪失(凍結,積雪,火山,竜巻,森林火災, 落雷) 	
原子炉冷却材の 流出	_ *	_	_	_	_
反応度投入 事象	_	_	_	_	_
直接炉心損傷に 至る事象	 ・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 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(ExcessiveLOCA) ・計測・制御系喪失 	_	_	_	・出力レイト 「 した地 たい 1 P R A 結果に 本 本 本 に 本 ル 1 P R A 結果に 本 に れ に れ に た に れ た に に れ た の た ま の た ま た た に れ ま の た た に れ ま の た た た の た の た の た の た の た の た の た の た の た の た の た の の の た の た の た の の の の た の た の の の の た の の の の た の の の の の た の の の の の の た の の の の の た の の の の の た の の の の の の の の の た の の の の の の の の の の の の の

※ 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失は直接炉心損傷に至る事象として整理する。



図1 内部事象停止時レベル1 P R A のマスターロジックダイヤグラム

添付資料

添付1 有効性評価の事故シーケンスグループの選定に際しての地震,津波以外の外部事象の考慮について

添付 2 地震レベル1.5 P R A について

有効性評価の事故シーケンスグループの選定に際しての地震,津波以 外の外部事象の考慮について

「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(原規技発第1306193号(平成25年6月19日原 子力規制委員会決定))第37条第1-1項では,運転時の異常な過渡変化 及び設計基準事故に対して原子炉の安全性を損なうことがないよう設 計することを求められる構築物,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想定する 事故シーケンスグループを抽出するため,個別プラントのPRA又は それに代わる方法で評価を実施することが求められている。

外部事象のうち,日本原子力学会標準として実施基準が定められて おりPRAの適用実績がある地震及び津波については,それぞれPR Aを実施し事故シーケンスグループの抽出を実施している。

また,地震,津波以外の自然現象については現段階でのPRA評価 は実施困難であるため,「それに代わる方法」として以下に示す方法 にて定性的に事故シーケンスグループの抽出を行い,重大事故等対策 の有効性評価において新たに追加が必要となる事故シーケンスグルー プの有無について確認を行った。

さらに外部人為事象についても定性的に事故シーケンスグループの 抽出を行い,重大事故等対策の有効性評価において新たに追加が必要 となる事故シーケンスグループの有無について確認を行った。

また,自然現象,外部人為事象が重畳することによる影響について も,定性的な評価を行い,重大事故等対策の有効性評価において新た に追加が必要となる事故シーケンスグループの有無について確認を行

別紙1-18

った。

- 1. 前提条件
- (1) 評価対象事象

設計基準を設定する自然現象(以下「設計基準設定事象」という。)の設定は,一般的な事象に加え,国内外の規格基準から収 集した様々な自然現象に対し,そもそも東海第二発電所において 発生する可能性があるか,プラントの安全性が損なわれる可能性 があるか,影響度の大きさから代表事象による評価が可能かとい った観点でスクリーニングを実施している。

したがって,設計基準設定事象以外のものについては,そもそ もプラントの安全性が損なわれる可能性がないか,有意な頻度で は発生しないか,若しくは影響度の大きさから他の自然現象に包 絡されるものであるため,事故シーケンスの有無の確認は,設計 基準設定事象である以下の11事象を対象に実施するものとする。

- ・洪水
- 風(台風)
- ・凍結
- ・降水
- 積雪
- 落 雷
- ・火山の影響
- · 生物学的事象
- ·森林火災

高潮

なお,設計基準設定事象以外については,上述のとおり,基本 的には事故シーケンスに至ることはないか,有意な頻度では発生 しないか,若しくは影響度の大きさから他の自然現象に包絡され るものであると判断しているものの,各自然現象により想定され る発電所への影響(損傷・機能喪失モード)を踏まえ,考え得る 起因事象について整理しており,その結果からも上記11事象に加 え詳細評価が必要な事象は無いことを確認している。なお,この うち5事象については,他事象に包絡される(洪水,風(台風), 降水,高潮)か,起因事象の発生はない(生物学的事象)ことを 確認している。(補足1)

また,各外部人為事象により想定される発電所への影響(損傷・ 機能喪失モード)を踏まえ,考え得る起因事象についても整理し ており,その結果から新たな起因事象がないこと,事象の影響と して設計基準設定事象に包絡されることを確認している。

(補足2)

(2) 想定範囲

上記設計基準設定事象については,それぞれ考慮すべき最も過 酷と考えられる条件を設定している。具体的には,設計基準設定 を超えた規模を仮定する。

- 2. 評価方法
- 2.1 起因事象の特定
 - (1) 構築物,系統及び機器(以下「設備等」という。)の損傷・

機能喪失モードの抽出

1.にて示した風,積雪等の自然現象が設計基準を超える規模で 発生した場合に,発電所に与える影響は地震,津波ほど十分な知 見がない。そこで,ここでは国外の評価事例,国内のトラブル事 例及び規格・基準にて示されている発電所の影響を収集し,対象 とする自然現象が発生した場合に設備等へどのような影響を与 えるか(設備等への損傷・機能喪失モード)の抽出を行う。

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し、影響を受ける可能性がある設備等のうち、プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

(3) 起因事象となりうるシナリオの選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対して,(2)で選定した 評価対象設備への影響を検討の上,発生可能性のあるシナリオを 選定する。

シナリオの選定に当たっては,事故シーケンスグループ抽出に 当たって考慮すべき起因事象となりうるシナリオを選定する。

なお,起因事象の選定は,日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準:2008(レベル1PSA編)」(以下「学会標準」という。) に示される考え方などを参考に行う。 (4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて発生可能性を評価し,事故 シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定 を行う。

なお,過去の観測実績等をもとに発生可能性を評価可能なもの については,影響のある事故シーケンスの要因となる可能性につ いて考察を行う。

2.2 事故シーケンスの特定

2.1(4)にて特定した起因事象について,内部事象レベル1PR Aや地震,津波レベル1PRAにて考慮しておらず,重大事故の 有効性評価において追加すべき新たな事故シーケンスにつながる 可能性のあるものの有無について確認を行う。

また,新たな事故シーケンスにつながる可能性のある起因事象 が確認された場合,事故シーケンスに至る可能性について評価の 上,有意な影響のある事故シーケンスとなりうるかについて確認 を行う。

事故シーケンスに至る可能性の評価については, 旧原子力安 全・保安院指示に基づき実施したストレステストでの評価方法な どを参考に実施するものとする。

3. 個別事象評価のまとめ

1. にて示した各評価対象事象について,事故シーケンスに至る可 能性のある起因事象について特定した結果(補足1-1~6参照),内 部事象や地震,津波レベル1PRAで考慮している起因事象に包含 されることを確認した。また,各評価対象事象によって機能喪失す る可能性のある緩和設備について確認し,起因事象が発生した場合 であっても,緩和設備が機能維持すること等により,必要な機能を 確保することは可能であることを確認した(補足1-7)。したがって, 内部事象や地震,津波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンス に対して新たに追加すべき事故シーケンスは発生しないものと判断 した。

- 4. 設計基準を超える自然現象の重畳の考慮について
 - (1) 自然現象の重畳影響

自然現象の重畳評価については,損傷・機能喪失モードの相違 に応じて,以下に示す影響を考慮する。

- I.各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって 増長するケース(例:積雪と降下火砕物による堆積荷重の増 加)
- Ⅱ.ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより影響が増長するケース(例:地震により浸水防止機能が喪失して浸水量が増加)
- Ⅲ-1. 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長 するケース(例:降水による降下火砕物密度の増加)

Ⅲ-2.他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース
 (例:斜面に降下火砕物が堆積した後に大量の降水により滑り、プラント周辺まで降下火砕物を含んだ水が押し寄せる状態。単独事象としては想定していない。)

(2) 自然現象の重畳によるシナリオの選定

基本的には一般的な事象に加え、国内外の規格基準から収集した自然現象について(1) I ~Ⅲ-2に示した重畳影響の確認を実施した。

ただし,以下の観点から明らかに事故シーケンスにはつながら ないと考えられるものについては重畳影響を考慮不要と判断し確 認対象から除外した。

○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは,発生 が極めて稀)と判断した事象(No.は補足1参照)

No.2: 隕石, No.9: 土壌の収縮又は膨張, No.14: 雪崩, No.24: 草原火災, No.28: ハリケーン, No.31: 氷壁, No.32: 土砂崩れ (山崩れ,がけ崩れ), No.42: 地滑り, No.43: カルスト, No.44: 地下水による浸食, No.47: 地下水による地滑り, No.53: 土石流, No.54: 水蒸気

○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは, 非常に小さい)と判断した事象で,他の事象との重畳を考慮し ても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象(No.は補足 1参照)

No.4:河川の迂回, No.16:海岸浸食, No.17:干ばつ, No.21: 濃霧, No.23:霜・白霜, No.26:極高温, No.34:湖又は河川の 水位低下, No.36:陥没・地盤沈下・地割れ, No.38:もや, No.39: 塩害・塩雲, No.40:地面の隆起, No.51:低温水(海水温低), No.52:泥湧出(液状化)

確認した結果としては、重畳影響Ⅰ~Ⅲ-1については、以下に

示す理由から、単独事象での評価において抽出されたシナリオ以 外のシナリオが生じることはなく、重畳影響Ⅲ-2についても、他 事象にて抽出したシナリオであり、新たなものが確認されなかっ た。個別自然現象の重畳影響の確認結果を補足3に示す。また、外 部人為事象との重畳影響については、補足4に示すとおり自然現象 の重畳影響に包絡されると判断した。

I. 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し, 重ね合わさって 増長するケース

重畳により影響度合いが大きくなるのみであり,単独で設計基 準を超える事象に対してシナリオの抽出を行っていることを踏 まえると,新たなシナリオは生じない。

Ⅱ. ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより、影響が増長するケース

単独の自然現象に対するシナリオの選定において,設計基準を 超える事象を評価対象としているということは,つまり設備耐力 や防護対策に期待していないということであり,単独事象の評価 において抽出された以外の新たなシナリオは生じない。

Ⅲ-1. 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長 するケース

一方の自然現象の前提条件が,他方の自然現象により変化し, 元の自然現象の影響度が大きくなったとしても,I.と同様,単 独で設計基準を超える事象に対してシナリオ抽出を行っている ため、新たなシナリオは生じない。

Ⅲ-2. 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース
 単独事象では影響が及ばない評価であったのに対し,事象が重

畳することにより影響が及ぶようになるものは,降下火砕物と降 水の組合せのみであったが,屋外設備(外部電源系,海水ポンプ 等)の損傷を想定しても,起因事象としては外部電源喪失,全交 流動力電源喪失及び最終ヒートシンク喪失であり,新しいシナリ オは生じない。

(3) 重畳影響評価まとめ

事故シーケンスの抽出という観点においては,上述のとおり, 自然現象が重畳することにより,単独事象の評価で特定されたシ ナリオに対し新たなものが生じることはなく,自然現象の重畳に より新たに追加すべき事故シーケンスは発生しないものと判断し た。

5. 全体まとめ

地震,津波以外の自然現象,外部人為事象について,事故シーケンスに至る可能性のある起因事象について特定した結果,内部事象 や地震,津波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスに対して 新たに追加すべき事故シーケンスは発生しないものと判断した。

また,地震,津波を含む,各自然現象の重畳影響についても確認 を実施した結果,単独事象での評価と同様に,内部事象や地震,津 波レベル1PRAにて抽出した事故シーケンスに対して新たに追加 すべき事故シーケンスは発生しないものと判断した。 補足資料

- 補足1 過酷な自然現象により考え得る起因事象等
 - 補足 1-1 凍結事象に対する事故シーケンス抽出
 - 補足 1-2 積雪事象に対する事故シーケンス抽出
 - 補足 1-3 火山の影響に対する事故シーケンス抽出
 - 補足 1-4 竜巻事象に対する事故シーケンス抽出
 - 補足 1-5 森林火災事象に対する事故シーケンス抽出
 - 補足 1-6 落雷事象に対する事故シーケンス抽出
 - 補足 1-7 起因事象の発生が考えられるその他の自然現象と起因事 象発生時の対応
- 補足2 過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等
- 補足3 自然現象の重畳確認結果
- 補足4 外部人為事象に関わる重畳の影響について

過酷な自然現象により考	きえ得る起因事象等
-------------	-----------

Γ		自然現象		設計基準	^進 を超える事象の発生を想定した場合の評価
	No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備等	等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
	1	凍結 ※詳細亚価は補品 1-1	温度	屋外タンク及び配管内流体の凍結	復水貯蔵タンク・配管内流体の凍結により補給水系が喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動 停止)「計画外停止」に至るシナリオ 軽油貯蔵タンク内流体の凍結により非常用ディーゼル発電機が機能喪失,送電線への着氷による 「外部電源喪失」が同時発生」、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ
	1	参照		ヒートシンク(海水)の凍結	東海第二発電所周辺の海水が凍結することは考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシ ナリオは考え難い。
			電気的影響	着氷による送電線の相間短絡	送電線が着氷により短絡、「外部電源喪失」に至るシナリオ
	2	隕石	NUREG や IAEA の	SAFETY STANDARDS SERIES でも言及されている	ように,有意な発生頻度とはならない。(10 ⁻⁹ /年以下)
	3	降水	浸水	降水による設備の浸水	津波 (No.11) の評価に包絡される。
	4	河川の迂回	事象の進展が遅く	、、設備等への影響の緩和又は排除が可能であ	వం
	5	砂嵐	閉塞 (吸気等)	砂塵、大陸からの黄砂による吸気口の閉塞	火山 (No.12) の評価に包絡される。
.	G	热炬	浸水	静振による設備の浸水	津波 (No.11) の評価に包絡される。
Ľ	0	月开 10次	渴水	静振による海水の枯渇	津波 (No.11) の評価に包絡される。
i	7	地震活動	地震 PRA にて評価	町される。	
	8	積雪 ※詳細評価は補足 1-2 参照	荷重	荷重(堆積)	建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋原子炉棟損傷により原子炉補機冷却系サージタンクが損傷, 機能喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋付属棟損傷により中央制御室換気系が損傷,機能喪失し,手 動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋付属棟損傷により原子炉建屋給気隔離弁が損傷,機能喪失し, 手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋付属棟(廃棄物処理棟)損傷により気体廃棄物処理系が損傷, 機能喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 建屋屋上への積雪に伴う原子炉建屋付属棟(廃棄物処理棟)損傷により原子炉建屋排気隔離弁が 損傷,機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 建屋屋上への積雪に伴うタービン建屋損傷によりタービン,発電機が損傷,機能喪失し,過渡事 象「非隔離事象」に至るシナリオ 建屋屋上への積雪に伴うタービン建屋損傷によりタービン,発電機が損傷,機能喪失し,過渡事 な「非隔離事象」に至るシナリオ
					復小町蔵クンクへの損害により復小町蔵タンクが損傷, 桶粘小糸が喪大し, 手動停止/サホート 系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ

別紙 1-28

補足1

	自然現象		設計基準	 準を超える事象の発生を想定した場合の評価
No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備等	等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
				非常用ディーゼル発電機吸気フィルタ及びルーフベントファンが積雪により損傷することにより 非常用ディーゼル発電機が機能喪失,送電線への着雪に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時 発生し,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ
				残留熱除去系海水系ポンプモータが積雪により損傷,残留熱除去系海水系が機能喪失し,「最終ヒ ートシンク喪失」に至るシナリオ
		世手	大子 (144年)	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプモータへの積雪による損傷に伴う高圧炉心ス プレイ系が機能喪失し、手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ
		荷重	荷重(堆積)	非常用ディーゼル発電機用海水ポンプモータへの積雪による損傷に伴い非常用ディーゼル発電機 が機能喪失,送電線への着雪に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し,「全交流動力電源 喪失」に至るシナリオ
				補機冷却系海水ポンプモータが積雪荷重により損傷,補機冷却海水系が機能喪失し,サポート系 喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ
				循環水ポンプモータが積雪荷重により損傷,循環水ポンプが機能喪失,復水器真空度喪失し,過 渡事象「隔離事象」に至るシナリオ
	待乐	電気的影響	着雪による送電線の相間短絡	送電線が着雪により短絡、「外部電源喪失」に至るシナリオ
8	☆詳細評価は補足 1-2 参照	閉塞 (吸気等)		積雪又は吸込みにより非常用ディーゼル発電機給気口,吸気フィルタ吸込口の閉塞に伴い非常用 ディーゼル発電機が機能喪失,送電線への着雪に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し, 「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ
				中央制御室換気系の給気口は,地面より約 5.9m,約 19m の 2 箇所に設置されており,堆積物による閉塞は考え難いため,シナリオの選定は不要である。
				積雪又は吸込みにより残留熱除去系海水系ポンプモータ空気冷却器が閉塞,残留熱除去系海水系 が機能喪失し,「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ
			給気口等の閉塞	積雪又は吸込みにより高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプモータ空気冷却器が閉 塞,高圧炉心スプレイ系が機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に 至るシナリオ
				積雪又は吸込みにより非常用ディーゼル発電機用海水ポンプモータ空気冷却器の閉塞に伴い非常 用ディーゼル発電機が機能喪失,送電線への着雪に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生 し,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ
				積雪又は吸込みにより補機冷却系海水ポンプモータ空気冷却器が閉塞,補機冷却海水系が機能喪 失し、サポート系喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ
				積雪又は吸込みにより循環水ポンプモータ空気冷却器が閉塞,循環水ポンプが機能喪失,復水器 真空度喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ

	自然現象		設計基	準を超える事象の発生を想定した場合の評価
No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備管	等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
9	土壌の収縮又は膨張	施設荷重によって 失が発生するシラ	て有意な圧密沈下・クリープ沈下は生じず,ま ナリオは考え難い。また,本事象は,事象の進	そた、膨潤性の地質でもない。なお、安全上重要な施設は岩着や杭基礎であり、設備の損傷・機能喪 無が遅く、設備等への影響の緩和又は排除が可能である。
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水	津波 (No.11) の評価に包絡される。
11	津波	津波 PRA にて評価	面される。	
11	<u>津波</u> 火山の影響 ※詳細評価は補足 1-3 参照	津波 PRA にて評価 荷重	<u>雨される。</u> 荷重 (堆積)	 建屋屋上への降下火砕物堆積に伴う原子炉建屋原子炉棟損傷により原子炉補機冷却系サージタンクが損傷,機能喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴う原子炉建屋付属棟損傷により中央制御室換気系が損傷,機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴う原子炉建屋付属棟損傷により原子炉建屋給気隔離弁が損傷,機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴う原子炉建屋付属棟(廃棄物処理棟)損傷により気体廃棄物処理系が損傷,機能喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴う原子炉建屋付属棟(廃棄物処理棟)損傷により原子炉建屋 排気隔離弁が損傷,機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシ ナリオ 建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴うタービン建屋損傷によりタービン,発電機が損傷,機能喪失し,リオ 建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴うタービン建屋損傷によりタービン,発電機が損傷,機能喪失し,過渡事象「非隔離事象」に至るシナリオ 建屋屋上への降下火砕物の堆積に伴うタービン建屋損傷によりタービン補機冷却系サージタンクが損傷,機能喪失し,サポート系喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ 超高圧開閉所等への降下火砕物の堆積による外部電源系の損傷に伴い機能喪失し,「外部電源喪失」に至るシナリオ 復水貯蔵タンクへの降下火砕物の堆積により復水貯蔵タンクが損傷,補給水系が喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 非常用ディーゼル発電機が機能喪失,送電線への降下火砕物の堆積による損傷に 伴い非常用ディーゼル発電機が機能喪失,送電線への降下火砕物の作者に伴う短絡による「外部 電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ 残留熱除去系海水系ボンブモータが降下火砕物の堆積により損傷,残留熱除去系海水系ボンブモータが降下火砕物の堆積により損傷,残留熱除去系海水系ボンブモータが降下火砕物の堆積により損傷
				同二が心ヘラレイボナイービル光電機用曲小ホンフモニタへの降下火砕物の堆積による損傷に伴う高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ

	自然現象		設計基	準を超える事象の発生を想定した場合の評価
No	 (色塗り部は6条の設 計基準設定事象) 	設備	等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
				非常用ディーゼル発電機用海水ポンプモータへの降下火砕物の堆積により損傷に伴い非常用ディ ーゼル発電機が機能喪失し,送電線への降下火砕物の付着に伴う短絡による「外部電源喪失」が 同時発生し,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ
		荷重	荷重(堆積)	補機冷却系海水ポンプモータが降下火砕物の堆積荷重により損傷,補機冷却海水系が機能喪失し, サポート系喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ
				循環水ポンプモータが降下火砕物の堆積荷重により損傷,循環水ポンプが機能喪失,復水器真空 度喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ
				降下火砕物により残留熱除去系海水系ポンプ軸受の異常摩耗により,残留熱除去系海水系が機能 喪失し,「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ
	火山の影響 ※詳細評価は補足 1-3 参照	閉塞(海水系)	海水ストレーナ等の閉塞	降下火砕物により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ軸受の異常摩耗により,高 圧炉心スプレイ系が機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシ ナリオ
				降下火砕物により非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ軸受の異常摩耗により,非常用ディーゼ ル発電機が機能喪失,送電線への降下火砕物の付着に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発 生し,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ
12				降下火砕物により補機冷却系海水ポンプ軸受の異常摩耗により,補機冷却海水系が機能喪失し, サポート系喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ
				降下火砕物により循環水ポンプ軸受の異常摩耗により,循環水ポンプが機能喪失,復水器真空度 喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ
				降下火砕物の堆積又は吸込みにより非常用ディーゼル発電機給気ロ,吸気フィルタ吸込口が閉塞, 非常用ディーゼル発電機が機能喪失し,「外部電源喪失」が同時発生し,「全交流動力電源喪失」に 至るシナリオ
				中央制御室換気系の給気口は,地面より約5.9m,約19mの2箇所に設置されており,堆積物による閉塞は考え難いため,シナリオの選定は不要である。
		閉塞(吸気等)	給気口等の閉塞	また,吸気口へ降下火砕物の吸込みによりフィルタが閉塞した場合でも,フィルタの取替え及び 清掃が可能であることからシナリオの選定は不要である。
				降下火砕物の堆積又は吸込みにより残留熱除去系海水系ポンプモータ空気冷却器が閉塞,残留熱 除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク喪失」に至ろシナリオ
				降下火砕物の堆積又は吸込みにより高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプモータ空 気冷却器が閉塞,高圧炉心スプレイ系が機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計
				画外停止」に至るシナリオ

	自然現象		設計基準	単を超える事象の発生を想定した場合の評価
No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備等	章の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
				降下火砕物の堆積又は吸込みにより非常用ディーゼル発電機用海水ポンプモータ空気冷却器が閉 塞,非常用ディーゼル発電機が機能喪失,送電線への降下火砕物の付着に伴う短絡による「外部 電源喪失」が同時発生し,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ
12	火山の影響 ※詳細評価は補足 1-3	閉塞(吸気等)	給気口等の閉塞	降下火砕物の堆積又は吸込みにより補機冷却系海水ポンプモータ空気冷却器が閉塞,補機冷却海 水系が機能喪失し,サポート系喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ
	 参照			降下火砕物の堆積又は吸込みにより循環水ポンプモータ空気冷却器が閉塞,循環水ポンプが機能 喪失,復水器真空度喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ
		腐食	腐食成分による化学的影響	事象の進展が遅く、設備等への影響の緩和又は排除が可能である。
		電気的影響	降下火砕物の付着による送電線の相間短絡	送電線が降下火砕物の付着により短絡、「外部電源喪失」に至るシナリオ
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水	津波 (No. 11) の評価に包絡される。
14	雪崩	東海第二発電所敷	如地周辺には急傾斜地はなく、雪崩を起こすこ	とは考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
	5 生物学的事象 閉塞(消 電気的影 6 海岸浸食 事象の通	閉塞(海水系)	取水口,海水ストレーナ等の閉塞	除塵装置により海生生物等の襲来への対策を実施しており,取水口及び海水ストレーナ等の閉塞 は考え難いため,設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
15		電気的影響	げっ歯類(ネズミ等)によるケーブル類の 損傷	貫通部のシール等,小動物の侵入防止対策を実施しており,設備の損傷・機能喪失が発生するシ ナリオは考え難い。
16		事象の進展が遅く	,設備等への影響の緩和又は排除が可能であ	వం
17	干ばつ	事象の進展が遅く	、設備等への影響の緩和又は排除が可能であ	る。
18	洪水	浸水	洪水による設備の浸水	津波 (No.11) の評価に包絡される。
10		共手	荷重(風)	竜巻 (No. 20) の評価に包絡される。
19	風(音風)	何里	荷重(衝突)	竜巻 (No. 20) の評価に包絡される。
20	竜巻 ※詳細評価は補足 1-4 参照	荷重	荷重 (風及び気圧差)	原子炉建屋は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対 して設計されていることから、極めて発生することが稀な設計基準を超える風荷重を想定しても 建屋の頑健性は維持できると考えるため、シナリオの選定は不要である。 気圧差により原子炉建屋外側ブローアウトパネルが開放、原子炉建屋原子炉棟の負圧維持機能が 喪失し、手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 風荷重及び気圧差荷重に伴うタービン建屋損傷によりタービン、発電機が損傷、機能喪失し、過 渡事象「非隔離事象」に至るシナリオ 風荷重及び気圧差荷重に伴うタービン建屋損傷によりタービン補機冷却系サージタンクが損傷、 機能喪失し、サポート系喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ 風荷重及び気圧差荷重による外部電源系の損傷に伴い機能喪失し、「外部電源喪失」に至るシナリ
				オ

	自然現象		設計基準	準を超える事象の発生を想定した場合の評価
No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備等	等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
20	前基単成足事象) 竜巻 ※詳細評価は補足 1-4 参照	荷重	荷重(風及び気圧差)	 排気筒は風荷重に対して裕度を持った設計がなされていることから,発生することが極めて稀な 設計基準を超える風荷重を想定しても排気筒の頑健性は維持できると考えるため、シナリオの選 定は不要である。 非常用ガス処理系排気筒及び配管は風荷重に対して裕度を持った設計がなされていることから, 発生することが極めて稀な設計基準を超える風荷重を想定しても非常用ガス処理系排気筒及び配 管の頑健性は維持できると考えるため、シナリオの選定は不要である。 風荷重により復水貯蔵タンクが損傷,補給水系が喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止) 「計画外停止」に至るシナリオ 気圧差により中央制御室換気系ファン、ダクト、ダンパが損傷,中央制御室換気系が機能喪失し、 手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 風荷重により非常用ディーゼル発電機室ルーフベントファン、吸気フィルタ、消音器の損傷に伴 い非常用ディーゼル発電機が機能喪失、送電線の風荷重に伴う短絡による「外部電源喪失」が同 時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ 風荷重により残留熱除去系海水系が損傷,残留熱除去系海水系が機能喪失し、「最終ヒートシンク 喪失」に至るシナリオ 風荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系が損傷、高圧炉心スプレイ系が機能 喪失し、手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 風荷重により非常用ディーゼル発電機用海水系が損傷,非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、 送電線の風荷重に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至る シナリオ 風荷重により補機冷却海水系が損傷、機能喪失し、サポート系喪失(自動停止)「タービン・サポ ート系故障」に至るシナリオ 風荷重により補機冷却海水系が損傷、機能喪失し、少ポート系喪失(自動停止)「タービン・サポ 「系故障」に至るシナリオ 風荷重により補機冷却海水系が損傷、機能喪失し、水器真空度喪失し、過渡事象「隔離事象」に至るシナ
				リオ 飛来物の衝突,屋内への貫通により原子炉補機冷却系サージタンクが損傷,機能喪失し,過渡事
				象「隔離事象」に至るシナリオ
				理系が機能喪失し、手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ
			荷重(衝突)	飛来物の衝突、屋内への貫通によりほう酸水注入系が損傷、ほう酸水注入系が機能喪失し、手動
				停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ
				飛来物の衝突,屋内への貫通により可燃性ガス濃度制御系が損傷,可燃性ガス濃度制御系が機能
				喪失し, 手動停止/サボート系喪失(手動停止) 計画外停止」に至るシナリオ

No (色塗り部は6条の設 計基準設定事象) 設備等の損傷・機能喪失モードの抽出 想定される起因事象等	No (色盤) 第註 6 条の設 計畫理設定事象) 設備等の損傷・機能喪失モードの補用 想定される起因事象等 #註理設定事象) 現素理設定事象) 現素理設定事象) 現素理設定事象)		自然現象		設計基準	準を超える事象の発生を想定した場合の評価
20 産巻 20 ※詳細評価は補足 1-4 参照 荷重 荷重(衝突) 前重(前案) <td< td=""><td> 20 空舎 が詳細評価は補足 1-4 ※詳細評価は補足 1-4 ※詳細評価は補足 1-4 ※詳細評価は補足 1-4 ※「査(衝突) (一方(雪)) (一方(一)) (一(一)) (一(一))</td><td>No</td><td>(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)</td><td>設備</td><td>等の損傷・機能喪失モードの抽出</td><td>想定される起因事象等</td></td<>	 20 空舎 が詳細評価は補足 1-4 ※詳細評価は補足 1-4 ※詳細評価は補足 1-4 ※詳細評価は補足 1-4 ※「査(衝突) (一方(雪)) (一方(一)) (一(一)) (一(一))	No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備	等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
 過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 予来物の衝突,屋内への貫通によりタービン補機冷却系熱交換器又はポンプが損傷,機能喪サポート系喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ 予ポート系喪失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ 予リオ 飛来物の衝突により復水貯蔵タンクが損傷,補給水系が喪失し,手動停止/サポート系喪: 動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 	飛来物の衝突により非常用ディーゼル発電機室ルーフベントファン,吸気フィルタ,消音器が損傷し、非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、送電線の風荷重に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し、「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ 飛来物の衝空に上り建留執険ま系海水系が損傷、建留執険ま系海水系が損傷、建留執険まる海水系が操作転生し、「鼻紋レート」	No 20	自然現象 (色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	荷重	設計基準 等の損傷・機能喪失モードの抽出	 地定される起因事象等 想定される起因事象等 飛来物の衝突,屋内への貫通により中央制御室換気系が損傷,機能喪失し,手動停止/サポート 系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通により原子炉建屋給気隔離弁が損傷,機能喪失し,手動停止/サポ ート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通により原子炉建屋排気隔離弁が損傷,機能喪失し,手動停止/サポ ート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通により原子炉建屋排気隔離弁が損傷,機能喪失し,手動停止/サポ ート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ 飛来物の衝突により排気筒が損傷し,過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 飛来物の衝突により非常用ガス処理系配管及び排気筒が損傷し,過渡事象「計画外停止」に至る シナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通によりタービン,発電機が損傷,機能喪失し,過渡事象「非隔離事 象」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通によりタービン補機冷却系熱交換器又はポンプが損傷,機能喪失し, 過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通によりタービン補機冷却系熱交換器又はポンプが損傷,機能喪失し, 過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通によりタービン補機冷却系熱交換器又はポンプが損傷,機能喪失し, 過渡事象「隔離事象」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通によりタービン・サポート系放障」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通によりタービン・サポート系放障」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通により主蒸気管が損傷,機能喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシ ナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通により主蒸気管が損傷,機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「タービン・サポート系放障」に至るシナリオ 飛来物の衝突,屋への貫通により主蒸気管が損傷,機能喪失し,過渡事象「隔離事象」に至るシ ナリオ 飛来物の衝突,屋内への貫通により主蒸気管が損傷,機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)」 「計画外停止」に至るシナリオ

	自然現象		設計基	準を超える事象の発生を想定した場合の評価	
No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備等	等の損傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等	
	竜巻			飛来物の衝突により非常用ディーゼル発電機用海水系が損傷,非常用ディーゼル発電機が機能喪失し,送電線の風荷重に伴う短絡による「外部電源喪失」が同時発生し,「全交流動力電源喪失」 に至るシナリオ	
20	※詳細評価は補足 1-4参照	荷重	荷重(衝突)	飛来物の衝突により補機冷却海水系が損傷,機能喪失し,サポート系喪失(自動停止)「タービン・ サポート系故障」に至るシナリオ	
				飛来物の衝突により循環水系が損傷,機能喪失,復水器真空度喪失し,過渡事象「隔離事象」に至 るシナリオ	
21	濃霧	濃霧により設備の	D損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え糞	進い。	
				森林火災の輻射熱により外部電源系が損傷した場合、「外部電源喪失」に至るシナリオ(敷地外)	
				想定し得る最大の火災影響評価において、防火帯外縁(火炎側)から十分な離隔距離があること	
	森林火災 2 ※詳細評価は補足 1-5 参照	温度	輻射熱	を考慮すると、設備等が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による影響について、24	
				時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策	
				を講じることができるため、シナリオの選定は不要である。	
22		1-5 閉塞(吸気等)		ばい煙のモータ空気冷却器給気口への侵入について、モータは空気を取込まない構造であり、ま	
			給気口等の閉塞	た、空冷モータの冷却流路の口径は、はい煙の粒径より広いことから閉塞し難いため、シナリオ	
				の速たは个安ぐめる。	
				はい煙の吸込みにより非吊用デイーセル発電機吸気ノイルタが闭塞した場合でも、ノイルタの取 株う及び清掃が可能であることからシナルオの選定け不更である	
				日ん及び得加から肥くのなことからシアクタの感足は不安くのな。 ばい煙の吸込みに上り中中制御室摘気系絵気フィルタが閉塞した場合でも、フィルタの取萃え及	
					び清掃が可能であることからシナリオの選定は不要である。
23	霜・白霜	霜・白霜により設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。			
24	草原火災	敷地周辺に草原はないため,設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。			
25	ひょう・あられ	荷重	荷重(衝突)	竜巻 (No.20)の評価に包絡される。	
26	極直泪	日本の気候や一日の気温変化を考慮すると、設備等に影響を与えるほどの極高温になることは考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難			
20	1至1日1100	<i>ل</i> ان ₀			
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水	津波 (No.11) の評価に包絡される。	
28	ハリケーン	日本がハリケーン	/の影響を受けることはないため、設備の損低	第・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。	
29	氷結	電気的影響	着氷	凍結(No.1)の評価に包絡される。	
30	氷晶	電気的影響	着氷	凍結(No.1)の評価に包絡される。	
31	氷壁	東海第二発電所敷	牧地周辺には氷壁を含む海氷の発生,流氷の 3	回達は考え難いため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。	
32	土砂崩れ	東海第二発電所鶇	y地周辺には土砂崩れを発生させるような地 別	5はないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。	
	(山崩れ,がけ崩れ)				

	自然現象 (色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価				
No		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出		想定される起因事象等		
33	落雷 ※詳細評価は補足 1-6 参照	電気的影響	屋内外計測制御設備に発生するノイズ	ノイズにより安全保護回路が誤動作した場合,「隔離事象」又は「原子炉緊急停止系誤動作」に至 るシナリオ ノイズにより安全保護回路以外の計測制御系が誤動作した場合,「非隔離事象」,「全給水喪失」又 は「水位低下事象」に至るシナリオ		
			直擊雷	直撃雷による外部電源系の損傷に伴い機能喪失し,「外部電源喪失」に至るシナリオ 直撃雷により残留熱除去系海水系ポンプモータが損傷,残留熱除去系海水系が機能喪失し,「最終 ヒートシンク喪失」に至るシナリオ		
				直撃雷により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプモータが損傷,高圧炉心スプレ イ系が機能喪失し,手動停止/サポート系喪失(手動停止)「計画外停止」に至るシナリオ		
				直撃雷により非常用ディーゼル発電機用海水ポンプモータが損傷,非常用ディーゼル発電機が機 能喪失し,送電線の直撃雷による「外部電源喪失」が同時発生し,「全交流動力電源喪失」に至る シナリオ		
				直撃雷により補機冷却系海水ポンプモータが損傷,補機冷却海水系が機能喪失し,サポート系喪 失(自動停止)「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ		
				直撃雷により循環水ポンプモータが損傷,循環水系が機能喪失,復水器真空度喪失し,過渡事象 「隔離事象」に至るシナリオ		
			誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷	誘導雷サージにより計測制御系が損傷した場合,計測・制御系喪失により制御不能に至るシナリ オ		
34	湖又は河川の水位低下	海水を冷却源としていること,淡水は復水貯蔵タンク等に保管しており設備等への影響の緩和又は排除が可能であることから,設備の損傷・機能喪失が発生する シナリオは考え難い。				
35	湖又は河川の水位上昇	浸水	湖又は河川の水位上昇による設備の浸水	津波 (No. 11) の評価に包絡される。		
36	陥没・地盤沈下・	安全上重要な施設は岩盤に設置されており、地下水の流動等による陥没は発生しない。また、敷地及びその近傍に活断層は分布していないことから、地震に伴う				
30	地割れ	地殻変動によって安全施設の機能に影響を及ぼすような不等沈下・地割れは発生しないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				
37	極限的な圧力 (気圧高低)	荷重	気圧差(気圧高低)	竜巻(No. 20)の評価に包絡される。		
38	もや	もやにより設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				
39	塩害・塩雲	事象の進展が遅く、設備等への影響の緩和又は排除が可能である。				
40	地面の隆起	東海第二発電所の敷地及びその近傍に活断層は分布していないことから、地震に伴う地殻変動によって安全施設の機能に影響を及ぼすような地盤の隆起は発生しないため、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷	生物学的事象 (No. 15) の評価に包絡される。		
42	地滑り	地すべり地形分布図及び土砂災害危険箇所図によると、東海第二発電所の敷地及びその近傍には地滑りを起こすような地形は存在しないため、敷地内における地 滑りによる設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				

	自然現象 (色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価				
No		設備等の損傷・機能喪失モードの抽出		想定される起因事象等		
43	カルスト	発電所敷地及び敷地周辺にカルスト地形は認められず,発電所の地質もカルストを形成する要因はないため,設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難 い。				
44	地下水による浸食	敷地には地盤を浸食する地下水脈は認められず,また,敷地内の地下水位分布は海に向かって勾配を示しており,浸食をもたらす流れは発生しないため,設備の 損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				
45	海水面低	渇水	海水面の低下による海水の枯渇	津波 (No.11) の評価に包絡される。		
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水	津波 (No.11) の評価に包絡される。		
47	地下水による地滑り	地すべり地形分布図及び土砂災害危険箇所図によると、東海第二発電所の敷地及びその近傍には地滑りを起こすような地形は存在しないため、敷地内における地 滑りによる設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				
48	水中の有機物	閉塞(海水系)	取水口,海水ストレーナ等の閉塞	生物学的事象 (No. 15) の評価に包絡される。		
49	太陽フレア,磁気嵐	電気的影響	磁気嵐による誘導電流	磁気嵐に伴う送電線に誘導電流が発生し、その影響は、落雷(No.33)の評価に包絡される。		
50	高温水(海水温高)	温度	高温水	高温水により海水系に影響するため、生物学的事象(No.15)の評価に包絡される。		
51	低温水 (海水温低)	低温水により設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				
52	泥湧出(液状化)	安全上重要な施設の基礎地盤は岩盤又は液状化対策(地盤改良)済みの地盤であり,液状化に伴う地盤変状の影響を受けないため,設備の損傷・機能喪失が発生 するシナリオは考え難い。				
53	土石流	東海第二発電所周辺には土石流が発生する地形,地質はないため,設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				
54	水蒸気	周辺での水蒸気の発生は考え難く、設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。				
55	毒性ガス	閉塞(吸気等)	毒性ガスの吸込みによる吸気フィルタ等の 閉塞	森林火災 (No. 22) の評価に包絡される。		

凍結事象に対する事故シーケンス抽出

- 1. 起因事象の特定
- (1) 構築物,系統及び機器(以下「設備等」という。)の損傷・機能喪失モー ドの抽出

低温事象により設備等に発生する可能性のある影響について,国外の評 価事例や国内で発生したトラブル事例も参照し,以下のとおり,損傷・機 能喪失モードを抽出した。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

②ヒートシンク(海水)の凍結

③着氷による送電線の相間短絡

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し,影響を受ける可能性のある 設備等のうち,プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある 設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には,以下に示す屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

- ・軽油貯蔵タンク及び非常用ディーゼル発電機用燃料移送系(以下 「軽油貯蔵タンク等」という。)
- ・復水貯蔵タンク及び付属配管(以下「復水貯蔵タンク等」という。)

②ヒートシンク(海水)の凍結

・取水設備(海水)

③着氷による送電線の相間短絡

送電線

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して,(2)で選定した評価対象設備への影響を検討の上,発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

・軽油貯蔵タンク等の凍結

低温によって軽油貯蔵タンク等の軽油が凍結するとともに,以下③ に示す外部電源喪失が発生している状況下においては,非常用ディー ゼル発電機デイタンクの燃料枯渇により「全交流動力電源喪失」に至 るシナリオ

・復水貯蔵タンク等の凍結

低温によって復水貯蔵タンク等の保有水が凍結した場合、補給水系の喪失により「計画外停止」に至るシナリオ

②ヒートシンク(海水)の凍結

低温によって東海第二発電所周辺の海水が凍結することは起こり得 ないと考えられるため、この損傷・機能喪失モードについては考慮し ない。

③着氷による送電線の相間短絡

・送電線の地絡,短絡

送電線や碍子へ着氷することによって相間短絡を起こし,「外部電 源喪失」に至るシナリオ

別紙1-39

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて,想定を超える低温(凍結)事象に 対しての裕度評価(起因事象発生可能性評価)を実施し,事故シーケンス グループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

・軽油貯蔵タンク等の凍結

燃料移送系が凍結するような低温事象は,事前に予測が可能であり, 燃料移送系の循環運転等による凍結防止対策が可能であることから, 燃料移送系が凍結する可能性は非常に稀であり,有意な頻度又は影響 のある事故シーケンスの要因にはなり得ないと考えられるため,考慮 すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

・復水貯蔵タンク等の凍結

復水貯蔵タンク等の保有水が凍結するような低温事象は,事前に予 測が可能であり,復水貯蔵タンク等の循環運転等による凍結防止対策 が可能であることから,保有水が凍結する可能性は非常に稀であり, 有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因には得りえないと 考えられるため,考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断 した。

②ヒートシンク(海水)の凍結

(3)②のとおり、この損傷・機能喪失モードは考慮しないため、起因事象として特定しない。

③着氷による送電線の相間短絡

・送電線の地絡, 短絡

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの,設計基準を超え る低温事象に対しては発生を否定できず,送電線の損傷に伴う外部電 源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える低温事象に対し発生可能性のある起因事象として 外部電源喪失を特定したが、運転時の内部事象や地震、津波レベル1PRA にて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって、凍結を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新 たに生じないと判断した。

積雪事象に対する事故シーケンス抽出

- 1. 起因事象の特定
 - (1) 構築物,系統及び機器(以下「設備等」という。)の損傷・機能喪失モ ードの抽出

積雪事象により設備等に発生する可能性のある影響について,国外の評 価事例や国内で発生したトラブル事例も参照し,以下のとおり,損傷・機 能喪失モードを抽出した。

①建屋天井や屋外設備に対する積雪荷重

②着雪による送電線の相間短絡

③給気口等の閉塞

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し,影響を受ける可能性のある設備等のうち,プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には,以下に示す建屋及び屋外設置(屋外に面した設備含む。) の設備等を評価対象設備として選定した。

①建屋天井や屋外設備に対する積雪荷重

<建屋>

·原子炉建屋(原子炉棟,付属棟,廃棄物処理棟)

・タービン建屋

<屋外設備>

- ·外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器)
- ・非常用ディーゼル発電機の付属機器(排気ファン,吸気フィルタ等)

別紙1-42

- ・復水貯蔵タンク
- ·残留熱除去系海水系
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- ·補機冷却海水系
- ·循環水系

②着雪による送電線の相間短絡

送電線

③給気口等の閉塞

- ・非常用ディーゼル発電機の付属機器(給気口,吸気フィルタ吸込口)
- ・中央制御室換気系(給気口)
- ・残留熱除去系海水系(モータ)
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系(モータ)
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系(モータ)
- ・補機冷却海水系(モータ)
- ・循環水系(モータ)
- (3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して,(2)で選定した評価 対象設備への影響を検討の上,発生可能性のあるシナリオを選定した。

①建屋天井や屋外設備に対する積雪荷重

<建屋>

·原子炉建屋

原子炉建屋原子炉棟屋上が積雪荷重により崩落した場合に,建屋 最上階に設置している原子炉補機冷却系サージタンクが損傷し,原 子炉補機冷却系の機能喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

原子炉建屋付属棟屋上が積雪荷重により崩落した場合に,建屋最 上階に設置している中央制御室換気系の機能喪失による「計画外停 止」に至るシナリオ

原子炉建屋付属棟屋上が積雪荷重により崩落した場合に,建屋最 上階に設置している原子炉建屋給気隔離弁の機能喪失による「計画 外停止」に至るシナリオ

原子炉建屋付属棟廃棄物処理棟屋上が積雪荷重により崩落した場 合に,建屋最上階に設置している気体廃棄物処理施設の機能喪失に よる「隔離事象」に至るシナリオ

原子炉建屋付属棟(廃棄物処理棟)屋上が積雪荷重により崩落し た場合に,建屋最上階に設置している原子炉建屋排気隔離弁の機能 喪失による「計画外停止」に至るシナリオ

・タービン建屋

タービン建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に,建屋最上階 に設置しているタービンや発電機に影響が及び「非隔離事象」に至 るシナリオ

タービン建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に,建屋最上階 に設置しているタービン補機冷却系サージタンクに影響が及び,「タ ービン・サポート系故障」に至るシナリオ

<屋外設備>

·外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器)

超高圧開閉所屋上、特別高圧開閉所、変圧器が積雪荷重により崩

別紙1-44

落し,外部電源系に影響が及び,「外部電源喪失」に至るシナリオ ・復水貯蔵タンク

復水貯蔵タンク天板が積雪荷重により崩落し,保有水が喪失した 場合,補給水系の喪失により「計画外停止」に至るシナリオ

・非常用ディーゼル発電機の付属機器

積雪荷重により非常用ディーゼル発電機の付属機器が損傷した場 合,非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に②の外部電源喪失の 同時発生を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

·残留熱除去系海水系

積雪荷重により残留熱除去系海水系ポンプが損傷した場合,残留 熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至る シナリオ

・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系

積雪荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポン プが損傷した場合,高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外 停止」に至るシナリオ

・非常用ディーゼル発電機用海水系

積雪荷重により非常用ディーゼル発電機用海水ポンプが損傷した 場合,非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に②の外部電源喪失 の同時発生を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ ・補機冷却海水系

積雪荷重により補機冷却系海水ポンプが損傷した場合,タービン 補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリ オ

·循環水系

積雪荷重により循環水ポンプが損傷した場合,復水器真空度喪失 による「隔離事象」に至るシナリオ

②着雪による送電線の相間短絡

送電線や碍子へ着雪することによって相間短絡を起こし,「外部電源 喪失」に至るシナリオ

③給気口等の閉塞

・非常用ディーゼル発電機付属機器の閉塞

積雪により非常用ディーゼル発電機室の給気ロ,吸気フィルタ吸 込口が閉塞した場合,非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に② の外部電源喪失の同時発生を想定した場合,「全交流動力電源喪失」 に至るシナリオ

中央制御室換気系給気口の閉塞

中央制御室換気系の給気口は,地面より約5.9m,約19mの2箇所 に設置されており,堆積物による閉塞は考え難いため,シナリオの 選定は不要である。

・海水ポンプモータ空気冷却器給気口の閉塞

積雪により残留熱除去系海水系ポンプモータの空気冷却器給気口 が閉塞した場合,残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒー トシンク喪失」に至るシナリオ

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプモータの空気 冷却器給気口が閉塞した場合,高圧炉心スプレイ系の機能喪失によ る「計画外停止」に至るシナリオ

非常用ディーゼル発電機用海水ポンプモータの空気冷却器給気口

が閉塞した場合,非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に②の外 部電源喪失の同時発生を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至 るシナリオ

補機冷却系海水ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合, タービン補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至 るシナリオ

循環水ポンプモータの空気冷却器給気口が閉塞した場合,復水器 真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて,想定を超える積雪事象に対しての 裕度評価(起因事象発生可能性評価)を実施し,事故シーケンスグルー プ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①建屋天井や屋外設備に対する積雪荷重

積雪事象が各建屋天井や屋外設備の許容荷重を上回った場合には, (3)にて選定した各シナリオが発生する可能性はあるが,各建屋天井の 崩落や屋外設備が損傷するような積雪事象は,積雪事象の進展速度を 踏まえると除雪管理が可能であることから,発生可能性は非常に稀で あり,有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなり得な いと考えられるため,考慮すべき起因事象としては選定不要であると 判断した。

②着雪による送電線の相間短絡

着雪に対して設計上の配慮はなされているものの,設計基準を超え る積雪事象に対しては発生を否定できず,送電線の着雪による短絡を 想定した場合,外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因 ③給気口等の閉塞

積雪事象により非常用ディーゼル発電機室の給気ロ,吸気フィルタ 吸込口が閉塞した場合には、(3)にて選定したシナリオが発生する可能 性があるが、非常用ディーゼル発電機室の給気口、吸気フィルタ吸込 口が閉塞するような積雪事象は、積雪事象の進展速度を踏まえると除 雪管理が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な 頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなり得ないと考えられ るため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

また、モータ空気冷却器給気口が閉塞した場合には、(3)で選定した シナリオが発生する可能性があるが、モータ空気冷却器給気口が閉塞 するような積雪事象は、積雪事象の進展速度を踏まえると除雪管理が 可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、有意な頻度又は 影響のある事故シーケンスの要因にはなり得ないと考えられるため、 考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える積雪事象に対し発生可能性のある起因事象として 外部電源喪失を特定したが,運転時の内部事象や地震,津波レベル1PRA にて考慮していることから,追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって,積雪を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新 たに生じないと判断した。
火山の影響に対する事故シーケンス抽出

- 記因事象の特定
- (1) 構築物,系統及び機器(以下「設備等」という。)の損傷・機能喪失モード の抽出

火山事象のうち,火山性土石流といった原子力発電所の火山影響評価ガイ ド(制定 平成25年6月19日 原規技発第13061910号 原子力規制委員会 決定)(以下「影響評価ガイド」という。)において設計対応不可とされてい る事象については,影響評価に基づく立地評価にて原子力発電所の運用期間 中に影響を及ぼす可能性がないと判断されている。よって,個々の火山事象 への設計対応及び運転対応の妥当性について評価を行うため抽出した降下火 砕物を対象に原子力発電所への影響を検討するものとする。

降下火砕物により設備等に発生する可能性のある影響について,影響評価 ガイドも参照し,以下のとおり,損傷・機能喪失モードを抽出した。

①建屋天井や屋外設備に対する降下火砕物の堆積荷重

②降下火砕物による海水ストレーナ等の閉塞

③降下火砕物による給気口等の閉塞

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

⑤降下火砕物の付着による送電線の相間短絡

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し,影響を受ける可能性のある 設備等のうち,プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設 備等を評価対象設備として選定する。

具体的には,以下に示す建屋及び屋外設置(屋外に面した設備含む)の設

備等を評価対象設備として選定した。

①建屋天井や屋外設備に対する降下火砕物の堆積荷重<建屋>

- ·原子炉建屋(原子炉棟,付属棟,廃棄物処理棟)
- ・タービン建屋

<屋外設備>

- ·外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器)
- ・非常用ディーゼル発電機の付属機器(排気ファン,吸気フィルタ等)
- ・復水貯蔵タンク
- •残留熱除去系海水系
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- · 補機冷却海水系
- ·循環水系

②降下火砕物による海水ストレーナ等の閉塞

- ·残留熱除去系海水系
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- ·補機冷却海水系
- ·循環水系

③降下火砕物による給気口等の閉塞

- ・非常用ディーゼル発電機の付属機器(給気口,吸気フィルタ)
- ・中央制御室換気系(給気口)

- ・残留熱除去系海水系(モータ)
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系(モータ)
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系(モータ)
- ・補機冷却海水系(モータ)
- ・循環水系(モータ)

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

· 屋外設備全般

⑤降下火砕物の付着による送電線の相間短絡

送電線

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して,(2)で選定した評価対象 設備への影響を検討の上,発生可能性のあるシナリオを選定した。

①建屋天井や屋外設備に対する降下火砕物の堆積荷重

<建屋>

·原子炉建屋

原子炉建屋原子炉棟屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合に,建屋最上階に設置している原子炉補機冷却系サージタンクが 機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

原子炉建屋付属棟屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した 場合に,建屋最上階に設置している中央制御室換気系が機能喪失するこ とによる「計画外停止」に至るシナリオ

原子炉建屋付属棟屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した

場合に,建屋最上階に設置している原子炉建屋給気隔離弁が機能喪失す ることによる「計画外停止」に至るシナリオ

原子炉建屋付属棟(廃棄物処理棟)屋上が降下火砕物による堆積荷重 により崩落した場合に,建屋最上階に設置している気体廃棄物処理施設 が機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

原子炉建屋付属棟(廃棄物処理棟)屋上が降下火砕物による堆積荷重 により崩落した場合に,建屋最上階に設置している原子炉建屋排気隔離 弁が機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ

・タービン建屋

タービン建屋屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩落した場合 に,建屋最上階に設置しているタービンや発電機に影響が及び,「非隔 離事象」に至るシナリオ

また、タービン補機冷却系サージタンクに影響が及び、「タービン・ サポート系故障」に至るシナリオ

<屋外設備>

外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器)

超高圧開閉所屋上,特別高圧開閉所,変圧器が降下火砕物による堆積 荷重により崩落し,外部電源系に影響が及び,「外部電源喪失」に至る シナリオ

・復水貯蔵タンク

復水貯蔵タンク天板が降下火砕物による堆積荷重により崩落し,保有 水が喪失した場合,補給水系の喪失により「計画外停止」に至るシナリ オ

・非常用ディーゼル発電機の付属機器

降下火砕物による堆積荷重により非常用ディーゼル発電機の付属機

器が損傷した場合,非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に⑤の外部 電源喪失の同時発生を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至るシ ナリオ

·残留熱除去系海水系

降下火砕物による堆積荷重により残留熱除去系海水系ポンプが損傷 した場合,残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪 失」に至るシナリオ

・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系

降下火砕物による堆積荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発 電機用海水ポンプが損傷した場合,高圧炉心スプレイ系の機能喪失によ る「計画外停止」に至るシナリオ

・非常用ディーゼル発電機用海水系

降下火砕物による堆積荷重により非常用ディーゼル発電機用海水ポ ンプが損傷した場合,非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に⑤の外 部電源喪失の同時発生を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至る シナリオ

· 補機冷却海水系

降下火砕物による堆積荷重により補機冷却系海水ポンプが損傷した 場合,タービン補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に 至るシナリオ

·循環水系

降下火砕物による堆積荷重により循環水ポンプが損傷した場合,復水 器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリオ ②降下火砕物による海水ストレーナ等の閉塞

海水ストレーナや熱交換器の目開きは,降下火砕物の粒径より大きいこ とから閉塞し難いため、シナリオの選定は不要である。

海水中への降下火砕物によって海水ポンプ軸受が閉塞により異常摩耗 した場合,残留熱除去系海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系の機能喪失による「計画外 停止」に至るシナリオ

非常用ディーゼル発電機用海水系の機能喪失,仮に⑤の外部電源喪失の 同時発生を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

補機冷却海水系の機能喪失による「タービン・サポート系故障」,循環 水系の機能喪失に伴う復水器真空度喪失による「隔離事象」に至るシナリ オ

③降下火砕物による給気口等の閉塞

・非常用ディーゼル発電機付属機器の閉塞

降下火砕物の吸込み又は給気ロへの堆積により非常用ディーゼル発 電機室の給気ロ,吸気フィルタ吸込口が閉塞した場合,非常用ディーゼ ル発電機の機能喪失,仮に⑤の外部電源喪失の同時発生を想定した場合, 「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

・中央制御室換気系給気口の閉塞

中央制御室換気系の給気口は,地面より約 5.9m,約 19m の 2 箇所に 設置されており,堆積物による閉塞は考え難いためシナリオの選定は不 要である。また,吸気口へ降下火砕物の吸込みによりフィルタが閉塞し た場合でも,フィルタの取替え及び清掃が可能であることからシナリオ の選定は不要である。

・海水ポンプモータ空気冷却器給気口の閉塞

降下火砕物の吸込み又は給気ロへの堆積により残留熱除去系海水系 ポンプモータの空気冷却器給気ロが閉塞した場合,残留熱除去系海水系 の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプモータの空気冷 却器給気口が閉塞した場合,高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計 画外停止」に至るシナリオ

非常用ディーゼル発電機用海水ポンプモータの空気冷却器給気ロが 閉塞した場合,非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に⑤の外部電源 喪失の同時発生を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至るシナリ オ

補機冷却系海水ポンプの空気冷却器給気口が閉塞した場合,タービン 補機冷却系喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

循環水ポンプの空気冷却器給気口が閉塞した場合,復水器真空度喪失 による「隔離事象」に至るシナリオ

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については,屋外設備 表面には耐食性の塗装(エポキシ樹脂系等)が施されており腐食の抑制効 果が考えられること,腐食の進展速度の遅さを考慮し,適切な保全管理が 可能と判断したため,この損傷・機能喪失モードについては考慮しない。

⑤降下火砕物の付着による送電線の相間短絡

降下火砕物が送電線や碍子へ付着し,水分を吸収することによって,相 間短絡を起こし「外部電源喪失」に至るシナリオ

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて,想定を超える降下火砕物に対しての裕 度評価(起因事象発生可能性評価)を実施し,事故シーケンスグループ抽出 に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

①建屋天井や屋外設備に対する降下火砕物の堆積荷重

降下火砕物の堆積が各建屋天井や屋外設備の許容荷重を上回った場合に は、(3)①にて選定した各シナリオが発生する可能性はあるが、各建屋天井 の崩落や屋外設備が損傷するような火山事象は、火山事象の進展速度を踏 まえると除灰管理が可能であることから、発生可能性は非常に稀であり、 有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因にはなり得ないと考えら れるため、考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

②降下火砕物による海水ストレーナ等の閉塞

海水ポンプ軸受の異常摩耗については,降下火砕物の硬度を考慮すると, 海水中の降下火砕物によって異常摩耗は進展しにくく,機能喪失すること は考えにくいため,考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断し た。

③降下火砕物による給気口等の閉塞

降下火砕物の吸込み又は給気ロへの堆積により非常用ディーゼル発電機 室の給気ロ,吸気フィルタ吸込口が閉塞した場合には、(3)③にて選定した シナリオが発生する可能性があるが,非常用ディーゼル発電機室の給気ロ, 吸気フィルタ吸込口が閉塞するような火山事象は、火山事象の進展速度を 踏まえると除灰管理又はフィルタの交換が可能であることから、発生可能 性は非常に稀であり、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスの要因に はなりえないと考えられるため,考慮すべき起因事象としては特定不要で あると判断した。

また,モータ空気冷却器給気口が閉塞した場合には,(3)③にて選定した シナリオが発生する可能性があるが,モータ空気冷却器給気口が閉塞する ような火山事象は,火山事象の進展速度を踏まえると除灰管理が可能であ ることから,発生可能性は非常に稀であり,有意な頻度又は影響のある事 故シーケンスの要因にはなり得ないと考えられるため,考慮すべき起因事 象としては選定不要であると判断した。

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については,(3)④のと おり,この損傷・機能喪失モードは考慮しないため,起因事象として特定 しない。

⑤降下火砕物の付着による送電線の相間短絡

降下火砕物の影響を受ける可能性がある送電線は,発電所内外の広範囲 に渡り,全域における管理が困難なことを踏まえると設備等の不具合によ る外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定す る。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える火山事象に対し発生可能性のある起因事象として外 部電源喪失を特定したが、運転時の内部事象や地震、津波レベル1PRAにて 考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって、火山の影響を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンス

は新たに生じないと判断した。

竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

- 1. 起因事象の特定
- (1) 構築物,系統及び機器(以下「設備等」という。)の損傷・機能喪失モー ドの抽出

竜巻事象により設備等に発生する可能性のある影響について,国外の評 価事例,国内で発生したトラブル事例も参照し,以下のとおり,損傷・機 能喪失モードを抽出した。

- ①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷
- ②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷
- ③風荷重,気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による 建屋や設備等の損傷

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し,影響を受ける可能性のある 設備等のうち,プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある 設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には,以下に示す建屋,屋外及び屋内設置の設備等を評価対象設備として選定した。ただし,屋内設備については,飛来物の建屋外壁貫通を考慮すると屋内設備に影響が及ぶ可能性が考えられるため,飛来物が直接衝突する壁は損傷し,そのひとつ内側の壁との間に設置されている設備等を対象とする。

①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

- ·原子炉建屋(原子炉棟,付属棟,廃棄物処理棟)
- ・タービン建屋
- <屋外設備>
 - ·外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器,送電線)
 - ·排気筒
 - ・非常用ガス処理系
 - ・復水貯蔵タンク
 - ・非常用ディーゼル発電機の付属設備(排気ファン,吸気フィルタ等)
 - ·残留熱除去系海水系
 - ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系
 - ・非常用ディーゼル発電機用海水系
 - · 補機冷却海水系
 - ·循環水系
- <屋内設備>
 - ·中央制御室換気系

②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

- ·原子炉建屋(原子炉棟,付属棟)
- ・タービン建屋
- <屋外設備>
 - ·外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器,送電線)
 - ·排気筒

- ・非常用ガス処理系
- ・復水貯蔵タンク
- ・非常用ディーゼル発電機の付属設備(排気ファン,吸気フィルタ等)
- ·残留熱除去系海水系
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- · 補機冷却海水系
- ·循環水系
- <屋内設備>
 - ·原子炉補機冷却系
 - ・非常用ガス処理系
 - ・ほう酸水注入系
 - 可燃性ガス濃度制御系
 - ·中央制御室換気系
 - ·原子炉建屋給排気隔離弁
 - · 気体廃棄物処理施設
 - ・タービン補機冷却系
 - ・タービン及び発電機
 - ・原子炉補機及びタービン補機冷却系熱交換器,ポンプ
 - ・主蒸気管(主蒸気隔離弁以降の配管)
- ③風荷重,気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による 建屋や設備等の損傷
 - ・①及び②にて選定した設備等

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

・取水口

(3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して,(2)で選定した評価対 象設備への影響を検討の上,発生可能性のあるシナリオを選定した。

①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

·原子炉建屋

原子炉建屋(原子炉棟,付属棟)は十分な厚さを有した鉄筋コン クリート造であり,風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計され ていることから,極めて発生することが稀な設計基準を超える風荷 重を想定しても建屋の頑健性は維持されると考えるため,シナリオ の選定は不要である。

また,風荷重に加えて気圧差荷重が作用した場合であっても,風 荷重と気圧差荷重を組み合わせた荷重は,原子炉建屋設計時の地震 荷重よりも小さく,建屋の頑健性は維持されると考えるため,シナ リオの選定は不要である。

ただし,原子炉建屋外側ブローアウトパネルは建屋内外の差圧に よる開放に至る場合に「計画外停止」に至るシナリオを選定する。 ・タービン建屋

タービン建屋については、建屋上層部は鉄骨造である。万が一、 風荷重及び気圧差荷重による破損に至るような場合に、建屋最上階 に設置しているタービンや発電機に影響が及び、「非隔離事象」に至 るシナリオ

また,タービン補機冷却系サージタンクに影響が及び,「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

<屋外設備>

・外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器,送電線)
 風荷重及び気圧差荷重により超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変
 圧器又は送電線に影響が及び「外部電源喪失」に至るシナリオ

・排気筒

排気筒は風荷重に対して裕度を持った設計がなされていることか ら,発生することが極めて稀な設計基準を超える風荷重を想定して も排気筒の頑健性は維持されると考えるため,シナリオの選定は不 要である。

・非常用ガス処理系

非常用ガス処理系排気筒及び配管は風荷重に対して裕度を持った 設計がなされていることから,発生することが極めて稀な設計基準 を超える風荷重を想定しても非常用ガス処理系排気筒及び配管の頑 健性は維持されると考えるため,シナリオの選定は不要である。

・復水貯蔵タンク

風荷重及び気圧差荷重により復水貯蔵タンクが損傷した場合,補 給水系の喪失により「計画外停止」に至るシナリオ

・非常用ディーゼル発電機の付属機器

風荷重により非常用ディーゼル発電機の付属機器が損傷した場合, 非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に外部電源喪失の同時発生 を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

·残留熱除去系海水系

風荷重により残留熱除去系海水系が損傷した場合、残留熱除去系

海水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系

風荷重により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系が損 傷した場合,高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外停止」 に至るシナリオ

・非常用ディーゼル発電機用海水系

風荷重により非常用ディーゼル発電機用海水系が損傷した場合, 非常用ディーゼル発電機の機能喪失,仮に外部電源喪失の同時発生 を想定した場合,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

·補機冷却海水系

風荷重により補機冷却海水系が損傷した場合,タービン補機冷却 系喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

·循環水系

風荷重により循環水系が損傷した場合,復水器真空度喪失による 「隔離事象」に至るシナリオ

<屋内設備>

・中央制御室換気系は、原子炉建屋付属棟内に設置されており風荷重の影響を受けないが、気圧差荷重によりダクト、ファン、ダンパ等の損傷が考えられる。中央制御室換気系が損傷した場合、中央制御室換気系が機能喪失し、「計画外停止」に至るシナリオ

なお,それらの設備の損傷により中央制御室の換気が困難になった 場合,中央制御室の温度が上昇するが,即,中央制御室の機器へ影響 が及ぶことはなく,また,竜巻の影響は瞬時であり,竜巻襲来後の対 応は十分可能であるため計測・制御系喪失により制御不能に至るシナ リオの選定は不要である。

②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する飛来物の衝撃荷重により発生可能性のあ るシナリオは以下のとおり。

<建屋>

飛来物が建屋外壁を貫通することにより、屋内設備に波及的影響を及 ぼすことが考えられるが、発生可能性のあるシナリオについては、<屋 内設備>で選定する。

<屋外設備>

・外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器,送電線) 風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

・排気筒

飛来物による衝突荷重により排気筒が損傷した場合,「隔離事象」に 至るシナリオ

・非常用ガス処理系

飛来物による衝突荷重により非常用ガス処理系排気筒及び配管が損 傷した場合,「計画外停止」に至るシナリオ

・復水貯蔵タンク

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

- ・非常用ディーゼル発電機の付属機器
 風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様
- ·残留熱除去系海水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系
 風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

・非常用ディーゼル発電機用海水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

· 補機冷却海水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

·循環水系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様

<屋内設備>

- ・原子炉建屋原子炉棟に設置している原子炉補機冷却系サージタンク に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合,原子炉補機冷却系が 機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ,非常用ガス 処理系に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して機能喪失した場合, 「計画外停止」に至るシナリオ,ほう酸水注入系に建屋外壁を貫通 した飛来物が衝突して機能喪失した場合,「計画外停止」に至るシナ リオ,可燃性ガス濃度制御系に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突し て機能喪失した場合、「計画外停止」に至るシナリオ
- ・原子炉建屋付属棟に設置している中央制御室換気系に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、中央制御室換気系が機能喪失することによる「計画外停止」に至るシナリオ、原子炉建屋給気隔離弁に
 建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、原子炉建屋給排気隔離弁が機能喪失することによる「計画外停止」に至るシナリオ
- ・原子炉建屋付属棟(廃棄物処理棟)に設置している気体廃棄物処理
 施設に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合,気体廃棄物処理
 系が機能喪失することによる「隔離事象」に至るシナリオ,原子炉
 建屋排気隔離弁に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合,原子
 炉建屋給排気隔離弁が機能喪失することによる「隔離事象」に至る

シナリオ

- ・タービン建屋に設置しているタービンや発電機、タービン補機冷却 系サージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、「非隔 離事象」に至るシナリオ、タービン補機冷却系が機能喪失すること による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ、原子炉補機 冷却系熱交換器又はポンプに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した 場合、「隔離事象」に至るシナリオ、タービン補機冷却系熱交換器又 はポンプに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合、「タービン・ サポート系故障」に至るシナリオ、主蒸気管に建屋外壁を貫通した 飛来物が衝突した場合、「隔離事象」に至るシナリオ
- ③風荷重,気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による 建屋や設備等の損傷

建屋及び屋内外設備に対する組合せ荷重により発生可能性のあるシナ リオについては、①、②に包絡される。

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

竜巻により資機材,車両等が飛散した取水口周辺の海に入り取水口を 閉塞させる可能性があるが,取水口は呑み口が広く,閉塞させるほどの 資機材や車両等の飛散は考えられないことから考慮不要とする。

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて,想定を超える風荷重,気圧差荷重及 び飛来物の衝撃荷重に対しての裕度評価(起因事象発生可能性評価)を実 施し,事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定

を行った。

①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

建屋内外差圧の発生に伴う原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放 による計画外停止に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特 定する。

タービン建屋上層部は鉄骨造であり、風荷重に対して設計上の配慮は なされているものの、想定を超える風荷重が建屋に作用した場合、建屋 が損傷してタービン、発電機及びタービン補機冷却系サージタンクに影 響を及ぼす可能性は否定できず、タービン建屋損傷に伴う非隔離事象、 タービン・サポート系故障に至るシナリオは考えられるため、起因事象 として特定する。

<屋外設備>

外部電源系が損傷した場合,風荷重に対して設計上の配慮はなされて いるものの,想定を超える風荷重に対しては発生を否定できず,外部電 源系の損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因 事象として特定する。

復水貯蔵タンクが損傷した場合,補給水系が喪失し,計画外停止に至 るシナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機の付属機器が損傷した場合,非常用ディーゼ ル発電機の機能喪失,また,外部電源喪失の同時発生による全交流動力 電源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

残留熱除去系海水系が損傷した場合,残留熱除去系の機能喪失による 最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは考えられるため,起因事象とし て特定する。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系が損傷した場合,高圧 炉心スプレイ系の機能喪失による計画外停止に至るシナリオは考えられ るため,起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機用海水系が損傷した場合,非常用ディーゼル 発電機の機能喪失,また,外部電源喪失の同時発生による全交流動力電 源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

補機冷却海水系が損傷した場合,タービン補機冷却系喪失によるター ビン・サポート系故障に至るシナリオは考えられるため,起因事象とし て特定する。

循環水系が損傷した場合,復水器真空度喪失に伴う隔離事象に至るシ ナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

<屋内設備>

中央制御室換気系が損傷した場合,中央制御室換気系が機能喪失し, 計画外停止に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

原子炉建屋,タービン建屋は,飛来物が建屋を貫通することにより, 屋内設備に波及的影響を及ぼすが,<屋内設備>として起因事象を特定 する。

<屋外設備>

外部電源系が飛来物により損傷した場合,(4)①と同様に外部電源系の 損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因事象と して特定する。

排気筒が飛来物により損傷した場合,気体廃棄物処理系の機能喪失に

伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定す る。

非常用ガス処理系排気筒及び配管が飛来物により損傷した場合,非常 用ガス処理系の機能喪失による計画外停止に至るシナリオは考えられる ため,起因事象として特定する。

復水貯蔵タンクが飛来物により損傷した場合,(4)①と同様に補給水系 が喪失し,計画外停止に至るシナリオは考えられるため,起因事象とし て特定する。

非常用ディーゼル発電機の付属機器が飛来物により損傷した場合,(4) ①と同様に非常用ディーゼル発電機の機能喪失,また,外部電源喪失の 同時発生による全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられるため, 起因事象として特定する。

残留熱除去系海水系が飛来物により損傷した場合,(4)①と同様に残留 熱除去系の機能喪失による最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは考え られるため,起因事象として特定する。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系が飛来物により損傷した場合,(4)①と同様に高圧炉心スプレイ系の機能喪失による計画外停止 に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機用海水系が飛来物により損傷した場合,(4) ①と同様に非常用ディーゼル発電機の機能喪失,また,外部電源喪失の 同時発生による全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられるため, 起因事象として特定する。

補機冷却海水系が飛来物により損傷した場合,(4)①と同様にタービン 補機冷却系喪失によるタービン・サポート系故障に至るシナリオは考え られるため,起因事象として特定する。

循環水系が飛来物により損傷した場合,(4)①と同様に復水器真空度喪 失に伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特 定する。

<屋内設備>

飛来物が原子炉建屋へ衝突し,貫通した場合,屋内設備の損傷の可能 性を否定できないことから,原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う隔離事 象,非常用ガス処理系の機能喪失に伴う計画外停止,ほう酸水注入系の 機能喪失に伴う計画外停止,可燃性ガス濃度制御系の機能喪失に伴う計 画外停止,中央制御室換気系の機能喪失に伴う計画外停止,原子炉建屋 給排気隔離弁の機能喪失に伴う計画外停止,気体廃棄物処理系の機能喪 失に伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特 定する。

飛来物がタービン建屋へ衝突,貫通した場合,(4)①と同様にタービン, 発電機の損傷に伴う非隔離事象,タービン補機冷却系の損傷に伴うター ビン・サポート系故障,原子炉補機冷却系の損傷に伴う隔離事象,主蒸 気管の損傷に伴う隔離事象に至るシナリオは考えられるため,起因事象 として特定する。

③風荷重,気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による 建屋や設備等の損傷

(3)③のとおり,建屋及び屋内外設備に対する組合せ荷重により発生可 能性のあるシナリオについては、①,②に包絡されるため、起因事象と して特定不要であると判断した。 2. 事故シーケンスの特定

1.にて設計基準を超える竜巻事象に対し発生可能性のある起因事象として 以下を選定した。

- ・原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放に伴う計画外停止
- ・原子炉補機冷却系の損傷に伴う隔離事象
- ・非常用ガス処理系の損傷に伴う計画外停止
- ・ほう酸水注入系の損傷に伴う計画外停止
- ・可燃性ガス濃度制御系の損傷に伴う計画外停止
- ・中央制御室換気系の機能喪失に伴う計画外停止
- ・原子炉建屋給排気隔離弁の機能喪失に伴う計画外停止
- 気体廃棄物処理系の機能喪失に伴う隔離事象
- ・ タービン,発電機の損傷に伴う非隔離事象
- ・タービン補機冷却系の損傷に伴うタービン・サポート系故障
- ・主蒸気系の損傷に伴う隔離事象
- ・送電線の損傷に伴う外部電源喪失
- ・排気筒の損傷に伴う隔離事象
- ・復水貯蔵タンクの損傷に伴う計画外停止
- ・非常用ディーゼル発電機の付属機器の損傷、かつ外部電源喪失の同時発生に伴う全交流動力電源喪失
- ・残留熱除去系海水系の損傷に伴う最終ヒートシンク喪失
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系の損傷に伴う計画外停止
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系の損傷,かつ外部電源喪失の同時発生 に伴う全交流動力電源喪失
- ・補機冷却海水系の損傷に伴うタービン・サポート系故障
- ・循環水系の損傷に伴う隔離事象

上記起因事象については、いずれも運転時の内部事象や地震、津波レベル 1PRAにて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスでは ない。

よって、 竜巻を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新 たに生じないと判断した。

森林火災事象に対する事故シーケンス抽出

- 1. 起因事象の特定
- (1) 構築物,系統及び機器(以下「設備等」という。)の損傷・機能喪失モー ドの抽出

森林火災により設備等に発生する可能性のある影響について,国外の評 価事例,国内で発生したトラブル事例も参照し,以下のとおり,損傷・機 能喪失モードを抽出した。

①輻射熱による建屋や設備等への損傷

②ばい煙による設備等の閉塞

(2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し,影響を受ける可能性のある 設備等のうち,プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある 設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には,以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備とし て選定した。

①輻射熱による建屋や設備等への損傷

<建屋>

- ·原子炉建屋(原子炉棟,付属棟,廃棄物処理棟)
- ・タービン建屋

<屋外設備>

- ·外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器,送電線)
- ・復水貯蔵タンク
- ・非常用ディーゼル発電機の付属設備(排気ファン,吸気フィルタ等)

- ·排気筒
- ・非常用ガス処理系
- 残留熱除去系海水系
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- · 補機冷却海水系
- ·循環水系

②ばい煙による設備等の閉塞

- ・非常用ディーゼル発電機の付属設備(吸気フィルタ等)
- · 中央制御室換気系
- ・残留熱除去系海水系(モータ)
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系(モータ)
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系(モータ)
- ・補機冷却海水系 (モータ)
- 循環水系(モータ)
- ·中央制御室換気系
- (3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)項で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して,(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上,発生可能性のあるシナリオを選定した。

①輻射熱による建屋や設備等への損傷

<建屋>

森林火災の輻射熱による建屋への影響については,想定し得る最大の 火災影響評価において,防火帯外縁(火炎側)から十分な離隔距離があ

ることを考慮すると、建屋の許容温度を下回り、建屋が損傷することは ない。また、森林火災の輻射熱による建屋影響について、24時間駐在し ている自衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対す る影響緩和策を講じることができることから、シナリオの選定は不要で ある。

<屋外設備>

・外部電源系(超高圧開閉所,特別高圧開閉所,変圧器,送電線)
 森林火災の輻射熱により外部電源系が損傷した場合,「外部電源喪失」に至るシナリオ

なお、外部電源系への影響については、想定し得る最大の火災影響評価において、防火帯外縁(火炎側)から十分な離隔距離がある ことを考慮すると、敷地内の外部電源系が損傷することはない。ま た、森林火災の輻射熱による影響について、24時間駐在している自 衛消防隊による早期の消火活動も可能であり、森林火災に対する影響緩和策を講じることができる。

・復水貯蔵タンク

森林火災の輻射熱による復水貯蔵タンクへの影響については,想 定し得る最大の火災影響評価において,防火帯外縁(火炎側)から 十分な離隔距離があることを考慮すると,復水貯蔵タンク水の最高 使用温度を下回り,タンクが損傷することはない。また,森林火災 の輻射熱による影響について,24時間駐在している自衛消防隊によ る早期の消火活動も可能であり,森林火災に対する影響緩和策を講 じることができることから,シナリオの選定は不要である。

・非常用ディーゼル発電機の付属設備(排気ファン,吸気フィルタ等)
 森林火災の輻射熱による非常用ディーゼル発電機の付属設備への

影響については,想定し得る最大の火災影響評価において,防火帯 外縁(火炎側)から十分な離隔距離があることを考慮すると,非常 用ディーゼル発電機の付属設備が受ける輻射強度は低いため,非常 用ディーゼル発電機の付属設備が損傷することはない。また,森林 火災の輻射熱による影響について,24時間駐在している自衛消防隊 による早期の消火活動も可能であり,森林火災に対する影響緩和策 を講じることができることから,シナリオの選定は不要である。

·排気筒

森林火災の輻射熱による排気筒への影響については,想定し得る 最大の火災影響評価において,防火帯外縁(火炎側)から十分な離 隔距離があることを考慮すると,排気筒が受ける輻射強度は低いた め,排気筒が損傷することはない。また,森林火災の輻射熱による 影響について,24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活 動も可能であり,森林火災に対する影響緩和策を講じることができ ることから,シナリオの選定は不要である。

・非常用ガス処理系

森林火災の輻射熱による非常用ガス処理系排気筒及び配管への影響については,想定し得る最大の火災影響評価において,防火帯外縁(火炎側)から十分な離隔距離があることを考慮すると,非常用 ガス処理系排気筒及び配管が受ける輻射強度は低いため,非常用ガ ス処理系排気筒及び配管が損傷することはない。また,森林火災の 輻射熱による影響について,24時間駐在している自衛消防隊による 早期の消火活動も可能であり,森林火災に対する影響緩和策を講じ ることができることからシナリオの選定は不要である。

・残留熱除去系海水系/高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水

系/非常用ディーゼル発電機用海水系/補機冷却海水系/循環水系 (以下「海水系」という。)

森林火災の輻射熱による海水系への影響については,想定し得る 最大の火災影響評価において,防火帯外縁(火炎側)から十分な離 隔距離があることを考慮すると,海水系が受ける輻射強度は低いた め,海水系が損傷することはない。また,森林火災の輻射熱による 影響について,24時間駐在している自衛消防隊による早期の消火活 動も可能であり,森林火災に対する影響緩和策を講じることができ ることから,シナリオの選定は不要である。

②ばい煙による設備等の閉塞

- ・非常用ディーゼル発電機の付属設備(吸気フィルタ)の閉塞
 森林火災で発生するばい煙の非常用ディーゼル発電機吸気フィル
 タへの吸込みによりフィルタが閉塞した場合でも、フィルタの取替
 え及び清掃が可能であることからシナリオの選定は不要である。
- ・海水系ポンプモータ空気冷却器給気口の閉塞

海水系ポンプモータは外気を取込まない構造であり,また,空冷 モータの冷却流路の口径は,ばい煙の粒径より広いことから閉塞し 難いため,シナリオの選定は不要である。

・中央制御室換気系の閉塞

森林火災で発生するばい煙の中央制御室換気系吸気ロへの吸込み によりフィルタが閉塞した場合でも、フィルタの取替え及び清掃が 可能であることからシナリオの選定は不要である。

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて,森林火災に対しての裕度評価(起因 事象発生可能性評価)を実施し,事故シーケンスグループ抽出に当たって 考慮すべき起因事象の特定を行った。

①輻射熱による建屋や設備等への損傷

<建屋>

森林火災の輻射熱による各建屋の損傷については、(3)①のとおり、考 慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

<屋外設備>

森林火災の輻射熱により送電線が損傷する可能性が否定できず,送電線の損傷に伴う外部電源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定する。その他の屋外設備についての損傷のシナリオについては,(3)①及び(3)②のとおり,考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

②ばい煙等による設備等の閉塞

森林火災のばい煙等による設備等の閉塞については、(3)②のとおり、 考慮すべき起因事象としては特定不要であると判断した。

2. 事故シーケンスの特定

1. にて森林火災に対し発生可能性のある起因事象として外部電源喪失を特定したが、運転時の内部事象や地震、津波レベル1PRAにて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって,森林火災を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンス は新たに生じないと判断した。

落雷事象に対する事故シーケンス抽出

- 1. 起因事象の特定
 - (1) 構築物,系統及び機器(以下「設備等」という。)の損傷・機能喪失モ ードの抽出

落雷事象により設備等に発生する可能性のある影響について,国外の 評価事例,国内で発生したトラブル事例も参照し,以下のとおり,損傷・ 機能喪失モードを抽出した。

- ① 屋内外計測制御設備に発生するノイズ
- ② 直撃雷による設備損傷
- ③ 誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷
- (2) 評価対象設備の選定

(1)で抽出した損傷・機能喪失モードに対し,影響を受ける可能性のある設備等のうち,プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には,以下に示す屋内設置の設備及び屋外設置の設備を評価対 象設備として選定した。

- ①屋内外計測制御設備に発生するノイズ
 - · 計測制御系

②直撃雷による設備損傷

- ·外部電源系
- ·残留熱除去系海水系
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系

- ・非常用ディーゼル発電機用海水系
- · 補機冷却海水系
- ·循環水系
- ③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷
 - ·計測制御系
- (3) 起因事象になりうるシナリオの選定

(1)で抽出した各損傷・機能喪失モードに対して,(2)で選定した評価対象設備への影響を検討の上,発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋内外計測制御系設備に発生するノイズ

· 計測制御系

ノイズにより安全保護回路が誤動作した場合,「隔離事象」又は「原 子炉緊急停止系誤動作」に至るシナリオ

ノイズにより安全保護回路以外の計測制御系が誤動作した場合, 「非隔離事象」,「全給水喪失」又は「水位低下事象」に至るシナリオ

②直撃雷による設備損傷

·外部電源系

直撃雷により外部電源系が損傷した場合,外部電源系の機能喪失に よる「外部電源喪失」に至るシナリオ

·残留熱除去系海水系

直撃雷により残留熱除去系海水系が損傷した場合,残留熱除去系海 水系の機能喪失による「最終ヒートシンク喪失」に至るシナリオ

・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系

直撃雷により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系が損 傷した場合,高圧炉心スプレイ系の機能喪失による「計画外停止」に 至るシナリオ

・非常用ディーゼル発電機用海水系

直撃雷により非常用ディーゼル発電機用海水系が損傷した場合,非 常用ディーゼル発電機の機能喪失,外部電源喪失の同時発生を想定し た場合,「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ

·補機冷却海水系

直撃雷により補機冷却海水系が損傷した場合,タービン補機冷却系 喪失による「タービン・サポート系故障」に至るシナリオ

·循環水系

直撃雷により循環水系が損傷した場合,復水器真空度喪失による 「隔離事象」に至るシナリオ

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

· 計測制御系

誘導雷サージにより計測制御系が損傷した場合,計測・制御系喪失 により制御不能に至るシナリオ

(4) 起因事象の特定

(3)で選定した各シナリオについて,想定を上回る落雷に対する起因事 象発生可能性評価を実施し,事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮 すべき起因事象の特定を行った。 ①屋内外計測制御設備に発生するノイズ

落雷によって安全保護回路に発生するノイズの影響により誤動作す る可能性を否定できず,隔離事象又は原子炉緊急停止系誤動作に至るシ ナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

また,落雷によって安全保護回路以外の計測制御系に発生するノイズ の影響により誤動作する可能性を否定できず,非隔離事象,全給水喪失 又は水位低下事象に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特 定する。

なお,上記事象以外の誤動作(ポンプの誤起動等)については,設備 の機能喪失には至らず,かつ復旧についても容易であることから,起因 事象としては特定しない。

②直撃雷による設備損傷

外部電源系に過渡な電流が発生した場合,機器には雷サージの影響を 緩和するため保安器が設置されているが,落雷が発生した場合,外部電 源喪失に至るシナリオは考えられるため,起因事象として特定する。

残留熱除去系海水系は,避雷設備の効果を期待できるが,海水ポンプ モータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定できない。 また,区分分離が実施された複数の系統に期待できるが,同時に機能喪 失することを保守的に考慮し,最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは 考えられるため起因事象として特定する。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系は,避雷設備の効果を 期待できるが,海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失す る可能性を否定できないことから,計画外停止に至るシナリオは考えら れるため起因事象として特定する。

非常用ディーゼル発電機用海水系は,避雷設備の効果を期待できるが, 海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否 定できない。また,区分分離が実施された複数の系統に期待できるが, 同時に機能喪失することを保守的に考慮し,全交流動力電源喪失に至る シナリオは考えられるため起因事象として特定する。

補機冷却海水系は,避雷設備の効果を期待できるが,海水ポンプモー タ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定できない。また, 区分分離が実施された複数の系統に期待できるが,同時に機能喪失する ことを保守的に考慮し,タービン・サポート系故障に至るシナリオは考 えられるため起因事象として特定する。

循環水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性 を否定できないため,隔離事象に至るシナリオは考えられるため起因事 象として特定する。

③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷

落雷による誘導雷サージを接地網に効果的に導くことができない場 合には、電気盤内の絶縁耐力が低い回路が損傷し、原子炉施設の安全保 護系機能が喪失する。しかし、安全保護回路はシールド付きケーブルを 使用し、屋内に設置されているため、損傷に至る有意なサージの侵入は ないものと判断されることから、考慮すべき起因事象としては特定不要 であると判断した。

なお,安全保護回路以外の計測制御系は,誘導雷サージの影響により 損傷し,安全保護回路以外の計測・制御系喪失により制御不能に至る可 能性を否定できない。制御不能となった場合は,非隔離事象,全給水喪 失又は水位低下事象に至る可能性は考えられるため,起因事象として特
2. 事故シーケンスの特定

1. にて設計基準を超える落雷事象に対し発生可能性のある起因事象として以下を特定した。

- ・安全保護回路に発生するノイズの影響に伴う隔離事象又は原子炉緊急停止系誤動作
- ・安全保護回路以外の計測制御系に発生するノイズの影響に伴う非隔離事象、全給水喪失又は水位低下事象
- ・外部電源系の損傷に伴う外部電源喪失
- ・残留熱除去系海水系の損傷に伴う最終ヒートシンク喪失
- ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系の損傷に伴う計画外停止
- ・非常用ディーゼル発電機用海水系の損傷,かつ外部電源喪失の同時発生 による全交流動力電源喪失
- ・補機冷却海水系の損傷に伴うタービン・サポート系故障
- 循環水系の損傷に伴う隔離事象
- ・安全保護回路以外の計測制御系の損傷に伴う非隔離事象,全給水喪失又 は水位低下事象

上記起因事象については、いずれも運転時の内部事象や地震、津波レベル 1PRAにて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスでは ない。

よって, 落雷を起因とする有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは新 たに生じないと判断される。

自然現象	考慮対象とし	起因事象の発生シナリオ	想定される他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
	た起因事象			
凍 結	外部電源喪失	送電線や碍子へ着氷することによって相	建屋内の機器には影響しないものと考	建屋内の機器には影響しないものと考え
		間短絡を起こすことによる外部電源喪失	えられる。	られることから、必要な緩和機能は維持で
			建屋外の機器には低温による影響が生	きるものと考えられる。
			じる可能性が考えられる。	建屋外の機器に対しても、凍結防止対策に
				より機能を維持できるものと考えられる。
積雪	外部電源喪失	送電線や碍子へ着雪することによって相	建屋内の機器には影響しないものと考	建屋内の機器には影響しないものと考え
		間短絡を起こすことによる外部電源喪失	えられる。	られることから、必要な緩和機能は維持で
			建屋外の機器には積雪による影響が生	きるものと考えられる。
			じる可能性が考えられる。	建屋外の機器に対しても、除雪等の対応に
				より機能を維持できるものと考えられる。
火山の影	外部電源喪失	送電線や碍子へ降下火砕物が付着し、水分	建屋内の機器には影響しないものと考	建屋内の機器には影響しないものと考え
響		を吸収することによって相間短絡を起こ	えられる。	られることから、必要な緩和機能は維持で
		すことによる外部電源喪失	建屋外の機器には降下火砕物の堆積に	きるものと考えられる。
			よる影響が生じる可能性が考えられる。	建屋外の機器に対しても、除灰等の対応に
				より機能を維持できるものと考えられる。
竜 巻	計画外停止	気圧差荷重や,飛来物の衝突による原子炉	建屋内の機器のうち,飛来物が直接衝突	建屋内の機器のうち、飛来物が直接衝突す
		建屋ブローアウトパネルの開放や、非常用	する十分な厚さを有した外壁とひとつ	る十分な厚さを有した壁とひとつ内側の
		ガス処理系等の損傷に伴う計画外停止	内側の頑健性のある壁との間に設置さ	頑健性のある壁との間に設置されている
	非隔離事象	風荷重や、飛来物の衝突によるタービンや	れている機器以外には影響ないものと	機器以外には影響ないものと考えられる
		発電機の損傷に伴う非隔離事象	考えられる。	ことから、必要な緩和機能は維持できるも
	タービン・サ	風荷重や、飛来物の衝突によるタービン補	建屋外の機器には風荷重や飛来物の衝	のと考えられる。
	ポート系故障	機冷却系の損傷に伴うタービン・サポート	突による影響が生じる可能性が考えら	建屋外の機器に対しても、竜巻の局所性を
		系故障	れる。	考慮して位置的分散を図ること及び竜巻
	隔離事象	風荷重や、飛来物の衝突による循環水ポン		防護設備を設置することにより建屋外の
		プ等の損傷に伴う隔離事象		機器に期待できるものと考えられる。
	外部電源喪失	風荷重や、飛来物の衝突による外部電源系		
		の損傷に伴う外部電源喪失		
	全交流動力電	風荷重や、飛来物の衝突による非常用ディ		
	源喪失	ーゼル発電機の機能喪失,及び外部電源喪		
		失の同時発生による全交流動力電源喪失		
	最終ヒートシ	風荷重や、飛来物の衝突による残留熱除去		
	ンク喪失	系海水系の損傷による最終ヒートシンク		
		喪失		

起因事象の発生が考えられるその他の自然現象と起因事象発生時の対応

補足 1-7

白伏現象	考慮対象とし	起因事象の発生シナリオ	想定される他の緩和系設備への影響	緩和系設備の機能喪失への対応
	た起因事象			
森林火災	外部電源喪失	送電線の輻射熱による損傷に伴う外部電	建屋内の機器には影響しないものと考	建屋内の機器には影響しないものと考え
		源喪失	えられる。	られることから、必要な緩和機能は維持で
			建屋外の機器には輻射熱による影響が	きるものと考えられる。
			生じる可能性が考えられる。	建屋外の機器に対しても、森林火災が拡大
				されるまでの時間的余裕が十分にあるこ
				とから、予め散水する等の必要な安全措置
				を講ずることにより機能を維持できるも
				のと考えられる。
落雷	隔離事象	安全保護回路に発生するノイズの影響や	建屋内の機器には影響しないものと考	建屋内の機器には影響しないものと考え
		直撃雷による循環水系の損傷に伴う隔離	えられる。	られることから、必要な緩和機能は維持で
		事象	建屋外の機器には直撃雷による影響が	きるものと考えられる。
	原子炉緊急停	安全保護回路に発生するノイズの影響に	生じる可能性が考えられる。	建屋外の機器に対しても、落雷の局所性を
	止系誤動作等	伴う原子炉緊急停止系誤動作		考慮して位置的分散を図ること及び避雷
	非隔離事象	安全保護回路以外の計測制御系に発生す		設備を設置することにより建屋外の機器
		るノイズの影響に伴う非隔離事象		に期待できるものと考えられる。
	全給水喪失	安全保護回路以外の計測制御系に発生す		
		るノイズの影響に伴う全給水喪失		
	水位低下事象	安全保護回路以外の計測制御系に発生す		
		るノイズの影響に伴う水位低下事象		
	外部電源喪失	直撃雷による外部電源系の損傷に伴う外		
		部電源喪失		
	最終ヒートシ	直撃雷による残留熱除去系海水系の損傷		
	ンク喪失	に伴う最終ヒートシンク喪失		
	計画外停止	直撃雷による高圧炉心スプレイ系発電機		
		用海水系の損傷に伴う計画外停止		
	全交流動力電	直撃雷による非常用ディーゼル発電機の		
	源喪失	機能喪失,及び外部電源喪失の同時発生に		
		よる全交流動力電源喪失		
	タービン・サ	直撃雷による補機冷却海水系の損傷に伴		
	ポート系故障	うタービン・サポート系故障		

	外部人為事象		設	計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価
No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備等の推	傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
1	衛星の落下	NUREG や IAEA の SA	FETY STANDARDS SERIES でも言及され	υているように,有意な発生頻度とはならない。(10 ^{−9} /年以下)
		世手	荷重(衝突)	爆発 (No. 12) の評価に包絡される。
	(ガマカド) パイプ	仰里	荷重(爆風圧)	爆発 (No. 12) の評価に包絡される。
2	(ハヘなど),ハイノ ライン車歩に上るサ	温度	輻射熱	近隣工場等の火災 (No. 23) の評価に包絡される。
	ノイン事政によるリ	げい価 左手ガラ	ばい煙による閉塞	近隣工場等の火災(No.23)の評価に包絡される。
	11110余元寸	はいた,有毎ルス	ばい煙,有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の影響に包絡される。
	六语事故 (水学物质	温度	輻射熱	近隣工場等の火災 (No. 23) の評価に包絡される。
3	文通事(11)子物員 の法中会ta)	げい価 右害ガマ	ばい煙による閉塞	近隣工場等の火災(No.23)の評価に包絡される。
	の孤山古公)	はい座,有毎万八	ばい煙,有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の評価に包絡される。
				鉄道路線,主要道路,航路及び石油コンビナート施設は発電所から十分な離隔距離が確保されてお
4	有毒ガス	有毒ガス	有毒ガスの侵入	り、危険物を搭載した車両及び船舶を含む事故等による当該発電所への有毒ガスの影響はない。ま
				た、中央制御室換気系においては閉回路循環運転も可能であるため、影響はない。
5	タービンミサイル	有意な衝突頻度に	ならない。	
		荷重	荷重(衝突)	
	孤立物	THE SECOND	荷重(爆風圧)	航空機落下確率評価結果が防護方針の要否判断の基準である 10-7 回/炉年を超えないため, 航空機
6	(航空機変下)	温度	輻射熱	落下による防護設計を必要としない。なお、当該事象が万が一発生した場合には、大規模損壊及び大
	(////±±1/%/18*1/)	げい価 右害ガス	ばい煙による閉塞	規模な火災が発生することを想定し、大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応する。
		似乎,有世况不	ばい煙,有毒ガスの侵入	
		齿 重	荷重(衝突)	爆発(No. 12)の評価に包絡される。
	工業施設マけ軍車施	17月 里	荷重(爆風圧)	爆発(No. 12)の評価に包絡される。
7	山来旭旼久は単ず旭 設重故	温度	輻射熱	近隣工場等の火災(No.23)の評価に包絡される。
	成爭成	げい価 右害ガス	ばい煙による閉塞	近隣工場等の火災(No.23)の評価に包絡される。
		似死,有毒//	ばい煙,有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の評価に包絡される。
				発電所周辺の航路は十分な離隔距離が確保されているが、発電所周辺の航路を通行する輸送船が漂
				流した場合であっても、輸送船の喫水深さ 11.5m に対して、発電所沖合 900m での水深が 11m である
				ことから敷地に到達する可能性は低い。また、喫水の浅い小型船舶の漂流を想定した場合、敷地全
		閉塞(海水系)	取水口の閉塞	面の防波堤に衝突して止まる可能性が高く、取水性に影響はない。
8	船舶の衝突			万が一、小型船舶や、港湾内に入港する船舶が事故によってカーテンウォール前面に到達した場合で
				あっても、カーテンウォールにより取水路への侵入は阻害され、取水口の吞み口は広く閉塞する可能
				性は低いことから、取水性に影響はない。
		閉塞 (海水系)	油漏えいによる海水系ストレーナ	船舶の座礁により重油流出事故が発生した場合であっても、カーテンウォールにより低層から取水す
			の閉塞	ることによって、残留熱除去系海水系及び非常用ディーゼル発電機用海水系の取水性に影響はない。

過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

別紙 1-88

補足 2

	外部人為事象		設	計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価
No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備等の損	傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
0	創める	げい価 左手ガラ	ばい煙による閉塞	火災(近隣工場等の火災)(No.23)の評価に包絡される。
0	加加07個天	はいた,有毎万不	ばい煙,有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の影響に包絡される。
		荷香	荷重(衝突)	爆発(No.12)の評価に包絡される。
	白動車マけ	同 <u>王</u>	荷重 (爆風圧)	爆発(No.12)の評価に包絡される。
9	船舶の爆発	温度	輻射熱	近隣工場等の火災(No.23)の評価に包絡される。
		げい煙 有毒ガス	ばい煙による閉塞	近隣工場等の火災 (No.23) の評価に包絡される。
			ばい煙,有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の評価に包絡される。
10	船舶から放出される 固体・液体不純物	閉塞(海水系)	固体・液体不純物の放出による海 水系ストレーナの閉塞	船舶の衝突(船舶事故)(No.8)の評価に包絡される。
11	水中の化学物質	閉塞(海水系)	海水中に流出した化学物質による 海水系ストレーナの閉塞	船舶の衝突(船舶事故)(No.8)の評価に包絡される。
		荷重	荷重(衝突)	鹿島臨海地区石油コンビナート等特別防災区域は、東海第二発電所周辺で石油コンビナート等特別 防災区域に指定されている唯一の区域であり、また、発電所から 50km 以上の距離があることから、 爆発の影響が安全施設の安全機能に及ぼすおそれはない。
12	爆発		荷重(爆風圧)	発電所周辺で爆発による影響が最も大きいと考えられるLNG基地(敷地北東方向約1.5km)での爆発を想定しても、飛来物及び爆風圧の影響が及ばない離隔距離を確保している。
		ぶい価 左主ぶっ	ばい煙による閉塞	火災(近隣工場等の火災)(No.23)の評価に包絡される。
		はい理,有母ルス	ばい煙、有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の評価に包絡される。
13	プラント外での	閉塞(海水系)	化学物質の流出による海水系スト レーナの閉塞	船舶の衝突(船舶事故)(No.8)の評価に包絡される。
	16子物員の流出	有毒ガス	有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の評価に包絡される。
14	サイト貯蔵の 化学物質の流出	有毒ガス	有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の評価に包絡される。
15	軍事施設からの ミサイル	偶発的なミサイル到	到達は考え難いため,設備の損傷・機	能喪失が発生するシナリオは考え難い。
16	掘削工事	敷地内で,地面の排 敷地外で,地面の排	屈削工事を行う場合は,事前調査で埋 屈削工事を行う場合は,送電鉄塔の損	設ケーブル・配管位置の確認を行うため,設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。 傷の可能性があるが,複数回線が同時に損傷するシナリオは考え難い。
		温度	輻射熱	近隣工場等の火災 (No.23) の評価に包絡される。
17	他のユニット	ぶい届 ナキギョ	ばい煙による閉塞	近隣工場等の火災 (No.23) の評価に包絡される。
	からの火炭	はい潤,有毒刀ス	ばい煙, 有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の評価に包絡される。
18	他のユニット からのミサイル	有意なミサイル源に	はないため, 設備の損傷・機能喪失 ^が	発生するシナリオは考え難い。

過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

	外部人為事象		記	計基準を超える事象の発生を想定した場合の評価
No	(色塗り部は6条の設 計基準設定事象)	設備等の損	傷・機能喪失モードの抽出	想定される起因事象等
19	他のユニット からの内部溢水	東海発電所分も含と 内部溢水の影響に。	めた屋外タンク及び貯槽類からの溢か よる設備の損傷・機能喪失が発生する	、を想定しても,東海第二発電所の安全施設への影響が無いことを確認したため,他のユニットからの 、シナリオは考え難い。
	青茂品成中	赤与幼时御	サージ及び誘導電流	安全保護回路は、日本工業規格(JIS)等に基づき、ラインフィルタや絶縁回路の設置により、サ ージ・ノイズの侵入を防止するとともに、鋼製筐体や金属シールド付ケーブルの適用により電磁波の
20		電気的影響	過電圧	侵入を防止する設計としており,安全機能を損なうことはないため,設備の損傷・機能喪失が発生す るシナリオは考え難い。
21	ダムの崩壊	浸水	ダムの崩壊による浸水	敷地周辺の地形及び上流に位置している久慈川水系の竜神ダムの保有水量から判断して,ダムの崩壊 が発生した場合においても,敷地が久慈川の洪水による被害を受けることはないため,設備の損傷・ 機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
22	内部溢水	別紙1 表1に示す	すとおり。	
		温度	輻射熱	自然現象 森林火災 (No. 22) の評価に包絡される。
23	近隣工場等の火災	げい価 右害ガフ	ばい煙による閉塞	自然現象 森林火災 (No.22) の評価に包絡される。
		はいた,有毎ルス	ばい煙, 有毒ガスの侵入	有毒ガス (No.4) の評価に包絡される。

過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

【凡例】
 新線:以下の理由により、重畳影響考慮不要
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは、発生が極めて稀)と判断した事象
 ○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは、非常に小さい)事象で,他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
 - : 各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。
 I: 各自然現象が同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース
 II: ある自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース
 III-1: 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

	主教 www.water H					成昷	隕石	降水	河北河回	砂嵐	前	餦	地震翻		積雪		土壤の収縮 又: 城張	高朝		津波	
		重置事象		設備の損傷・機能 喪失モード	温度	電気的影響		浸水		閉塞 (吸気等)	浸水	渴水	御働	荷重	電気的影響	閉塞 (吸気等)		浸水	荷重	浸水	閉塞 (海水羽
No	自然現象	設備の損傷・機	複映T ード	備考			発生しない		発生しない								発生しない				
			屋外機器や部満本の東結		/	/	/	-	/	_	_	_	_	_	_	_		-			_
1	極成温	温度	ヒートシンク(海水)の東結					-	\sim	-	-	-	-	-	_	-		-	- 1]	-
		電気的影響	着水による送職線の相間短絡		/	/	/	-	/	-	_	-	-	-	Ι	-		-	_		-
2	隕石	-			/	/	/	/	/	/		/	/	/	/	/		/	\sim	\sim	//
3	降水	浸水	降水による設備の浸水		-	-	/	/	/	-	Ι	_	-	-	-	-		Ι	_ 7	Ι	-
4	河川の迂回	_			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/	/	\sim	/
5	砂嵐	閉塞 吸気等)	砂塵、大遠からの黄砂による吸気口の 閉塞		-	-	\backslash	-	\geq	\backslash	_	-	_	-	-	Ι		-	_		-
	4245	浸水	静振こよる設備の浸水		-	-	/	Ι	/	-		Ζ	-	-	-	-		Ι	_	Ι	—
6	前對於	渇水	静振こよる海水の枯渇		-	-	/	-	/	-	/	7	-	-	-	-		-			-
7	地震語動	荷重	荷重 (地震)		-	-	/	П	/	-	-	П	/	Ⅲ −1	-	-		П	I	П	III-1
		荷重	荷重(堆積		-	-		П	\sim	-	-	-	III-1	/	/	/		-	III-1		-
8	積雪	電気的影響	着雪こよる送職線の相間短路		-	Ι	/	-	/	-	-	-	-	/	/	/		-	_]	-
		閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		_	-	/	-	/	-	_	_	-	/	/	/		-			-
9	土壌の収縮又調振	-			/		/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/	\sim		/
10	高朝	浸水	高朝こよる設備の浸水		-	-	/	Ι	/	-	Ι	-	-	-	-	-		/	-	Ι	-
		荷重	荷重(種揆)		-	-	/	-	/	-	-	-	I	Ⅲ −1	-	-		-			
	Merte	浸水	津皮こよる設備の浸水		-	-	/	I	/	-	I	-	П	-	-	-		I		\sim	/
11	律政	閉塞 (海水系)	漂流物こよる取水口,海水ストレーナ の閉塞		-	-		-	\geq	-	-	-	Ⅲ −1	-	-	-		-	\geq		\backslash
		荷重	荷重(増費)		-	-	/	-	\sim	_	-	-	III−1	Ι	_	-	/	-	-]	-
		閉塞 (油水系)	海水系ストレーナの閉塞		_	_	/	_	\sim	_	_	_	_	_	_	_		_			I
		閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		_	_	/	_	\sim	Ι	_	_	-	_	_	Ι		_	_		-
12	火山の蒸響	腐食	腐食成分による化学的影響		_	_		_	\sim	_	_	_	-	-	_	_		_	-]	_
		電気的影響	降下火砕物の村着こよる送電線の相 間短絡		-	Ι		-	\square	-	-	-	-	-	Ι	_	\sim	-	-	-	-
13	波浪・高波	浸水	波良・高皮こよる設備の浸水		-	-	/	I	/	-	I	_	-	-	-	-		I	_	I	-
14	雪崩	-			/		/	/	/	/	/	/		/	/	/		/	\sim		
		閉塞(海水系)	取水口,海水ストレーナの閉塞		-	-	/	-	/	-	-	Ι	-	-	-	-		-]	I
15	生物学的事象	電気的影響	翻転類(ネズミ等)によるケーブル類 の損傷		-	-		_	\sim	_	-	-	-	-	_	_	\sim	-	_	-	-
16	海岸浸食	-			/	/	$\langle \rangle$	/	\sim	/			/	/	/	/		/			\sim
17	干お	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/			/
18	洪水	-			-	-		-	/	-	I	-	-	-	-	-		I	-	I	-
10	net (/_stet)	-#100-	荷重(風)		III−1	-	/	-	/	III−1	-	-	Ι	-	-	Ⅲ-1		-	Ι]	-
19	UEC (DEC)	1回里	荷重(種類)		-	-	/	-	/	-	-	-	I	-	-	-		-	I	!	-
			荷重(風)		-	-	/	-	/	III−1	-	-	I	-	-	Ⅲ-1		-	Ι		-
20	竜巻	荷重	荷重(種件)		-	-	/	-	/	-	-	-	Ι	-	-	-		-	Ι]	-
			荷重(気圧差)		-	-	/	-	/	-	-	-	Ι	Ι	-	-		-	Ι		-
21	濃霧	_			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/			
20	赤山レベ	温度	輻熱		-	_	/	_	/	-	-	-	-	-	-	-	/	-			-
44	******	閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		-	-		-	/	Ι	_	-	-	-	-	Ι		-]	-
23	霜・白霜	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/			\sim
24	草原火災	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/	\sim		
25	ひょう・あられ	荷重	荷重(種揆)		-	-	/	-	/	_	-	-	Ι	-	-	_		-	I	I – I	-

補足 ω

□ パパプレジへ > 2 正 正 中田 DC 斜線:以下の理由により,重畳影響考慮不要 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは,発生が極めて稀)と判断した事象 ○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは,非常に小さい)事象で,他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象 -:各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。 I:各自然現象の同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース I:ある自然現象の作用により前提条件が変化し,影響が増長するケース II-1:他の自然現象の作用により前提条件が変化し,影響が増長するケース II-2:他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

			主事象		極	低昷	隕石	降水	河北辺回	砂嵐	背	削辰	地震語動		積雪		土壌の収縮 又湖張	高朝		津波	
		重置事象		設備の損傷・機能 喪失モード	温度	電动影響	\sim	浸水	\sim	閉塞 (吸気等)	浸水	渴水	荷重	荷重	電気的影響	閉塞 (吸気第)		浸水	荷重	浸水	閉塞 (施水系)
No	自然現象	設備の損傷・機	諸喪失モード	備考			発生しない		発生しない				1034	1000		0.0 1.1/	発生しない				
26	極高温	-			\sim	/	/	/	/	/	\backslash	\sim	/	/		/		/		\sim	/
27	満朝	浸水	満朝こよる設備の浸水		- 1	-	\sim	Ι	/	-	Ι	- 1	- 1	-	-	-		Ι	-	Ι	-
28	ハリケーン	-			\sim				/		\sim	\sim	$\langle \rangle$		/	/			/		/
29	氷結	電気的影響	着水		III−1	Ι	\sim	-	/	-	-	-	-	-	I	-		-	-	-	-
30	氷晶	電気的影響	着水		III−1	Ι	/	-	/	-	-	-	-	-	I	-		-	-	-	-
31	氷壁	-			/	/	/	/		/	/	7	7	/	/			/	/	\square	/
32	土砂崩れ (山崩れ, が消崩れ)	-			\geq	\backslash	\backslash	\backslash	\backslash	\backslash	\sum	\sum	\sum	\backslash	\sum	\backslash		\backslash	\sum	\geq	\sim
			屋内特制制御設備3発生する ノイズ		-	-	\sim	-		-	-	-	-	-	_	_	/	-	-	_	-
33	落雷	電気的影響	直擊雷		- 1	-	\sim	-	/	- I	-	-	П	-	- 1	-		-	П	_	-
			誘導雷サージによる電気器内の 回路損傷		-	-	\square	-		-	-	-	-	-	-	-	\sim	-	-	-	-
34	湖又は河川の水位低下	_			\sim	/		\sim	/	\sim	\sim		/	/		/	/		/		\sim
35	湖又は河川の水位上昇	浸水	湖又は河川の水位上昇による設備の 浸水		-	-	\square	Ι	\square	-	Ι	-	-	-	-	-	\square	Ι	-	Ι	-
36	陥没, 地盤沈下, 地害れ	-			7	7		/		/	/	7	7		/	/				/	\sim
37	極限的3圧力 (気圧高低)	荷重	気正差		-	-	\geq	-	\geq	-	-	-	Ι	Ι	-	-		Ⅲ −1	Ι	_	-
38	もや	-			7	7		/	/	/	/	7	7	/		/				/	\sim
39	塩・塩素	_			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/	/	/	
40	地面の隆起	_			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/	/	/	
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷		-	-	/	-	/	-	-	-	-	-	-	-		-	-	_	-
42	地骨り	-			\sim	\sim	/		/			\sim	\square	/	/	/	/	/	/	\sim	\sim
43	カルスト	-			\sim		/		/		\sim	\sum		/	\sim	/		/	$\langle \rangle$	\sim	
44	地下水による浸食	-							/		\sim	\sim		/		/		/		\sim	
45	海水面低	渇水	海水面の低下による海水の相渇		-	-	\sim	-		_	-	I	-	-	-	-		-	-	-	-
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水		-	-		I		_	Ι	_	-	-	-	-		I	-	I	-
47	地下水こよる地骨り	-									\sim	\sim	\sim	/		/		/	\sim	\sim	\rightarrow
48	水中の有機物	閉塞 (海水系)	取水口,海水ストレーナの閉塞		-	-		-		-	-	-	-	-	-	-		-	-		I
49	太陽フレア,磁気嵐	電気的影響	磁気崩による誘導電流		-	-		-		-	-	-	-	-	-	-		-	-		
50	商温水(海水温高)	温度	高温水		L -	_		_			L -	I	L -	_	L -	_		_	<u> </u>		<u> </u>
51	低温水(海水温氏)	-			\vdash	\sim	/	\sim	/	\sim	\sim	\sim		/	\sim	/		/			\sim
52	洞勇出 (破伏比)				\vdash	\sim		\sim	/	\sim		\sim				/					\rightarrow
53	土石流	-			\vdash	\sim		\sim		\sim	\sim	\sim	\sim		\sim						\rightarrow
54	水蒸気	-	where the second s			\rightarrow	\sim	\rightarrow	\sim	\sim	\rightarrow	\rightarrow	\rightarrow	/	\rightarrow	/		/	\rightarrow	\rightarrow	\rightarrow
55	毒性ガス	閉塞 (吸気等)	潜生ガスの吸込みこよる給気 フィルタ等の閉塞		-	-	\sim	-	\sim	Ι	-	-	-	-	-	Ι		-	-	-	- 1

【凡例】
 新線:以下の理由により、重畳影響考慮不要
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは、発生が極めて稀)と判断した事象
 ○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは、非常に小さい)事象で,他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
 - : 各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。
 I: 各自然現象が同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース
 II: ある自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース
 III-1: 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

	主事象						火山の影響			波浪·高波	雪崩	生物的	的事象	海岸浸食	干ボつ	洪水	風 (台風		竜巻		濃霧
		重要		設備の損傷・機能喪 失モード	荷重 (堆積)	閉塞 (吸気等)	閉塞 (海水系)	腐食	電気的影響	浸水	\sim	閉塞 (海水系)	\sim	\square	\square	浸水	荷重 (風)	荷重	荷重 (風)	価値	荷重 (気王弟	$\overline{}$
No	自然現象	設備の損傷・機	能要失 て ード	備考										発生しない	発生しない		ĺ					/
		senata	屋外機器や部満本の連結		-	-	-	/	-	-	/	_	/	/	/	-	-	-	-	-	-	/
1	極成昷	偏度	ヒートシンク (海水) の凍結		-	-	-	/		-	/	-	/	/	/	-	-	-	-	-	-	/
		電気的影響	着水による送職別の相間短路		_	-	-	\sim	Ι	-	\sim	-	\sim	\square	/	-	-	-	-	-	-	\sim
2	隕石	-						\langle	/	/	/		/	/	/	\sim	\langle		/	/		\sim
3	降水	浸水	降水による設備の浸水		Ⅲ-1, Ⅲ-2 (確究)	-	-	\frown	III−1	Ι	\frown	_	\frown	\square	\square	I	-	-	-	-	-	\searrow
4	河川の迂回	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
5	砂嵐	閉塞 (吸気等)	砂塵、大遠からの黄砂による吸気口の 閉塞		-	I	-	\frown	_	-	\frown	_	\frown	\square	\square	-	Ⅲ −1	-	Ⅲ −1	-	-	\frown
6	*24==	浸水	静居こよる設備の浸水		-	-	-	/	-	Ι	/	_	/	/	/	Ι	-	-	-	-	-	/
L °	打打 広	渇水	静振こよる海水の枯渇		-	-	-	/	-	-	/	-	/	/	/	-	-	-	-	-	-	/
7	地震語動	荷重	荷重(地震)		-	-	-	\sim	-	П		-			\backslash	П	I	I	Ι	I, ∏ , ∭-1	Ι	
		荷重	荷重(増費)		I	-	-	\sim	III−1	_	\sim	-	\sim	\sim	/	-	III−1	-	Ⅲ −1	_	-	/
8	積雪	電気的影響	着雪による送電線の相関短絡		_	-	-	\sim	Ι	_	\sim	-	\sim	\sim	/	_	-	-	-	_	-	
		閉塞(吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		_	T	_	\sim	_	_	\sim	_	\sim	\sim	\sim	_	Ⅲ −1	_	Ⅲ-1	_	T	\sim
9	十年の収縮又調張	-			\sim	/	\sim	\sim	/	/	\vee	\sim	\sim	\sim	\sim		\sim	$^{\prime}$	/		\sim	\sim
10	高潮	浸水	高朝こよる設備の浸水				-	\sim	-	I	\sim	-	\sim	\sim	\sim	I	— [–]		-		-	\sim
		荷重	荷重(郵段)		-	-	-	\sim	_	-	\sim	-	\sim	\sim	\sim	-	I	I	Ι	Ι	-	\sim
	stat.	浸水	津坡による設備の浸水		-	-	-	\sim	_	Ι	\sim	_	\sim	\sim	\sim	Ι	-	-	_	-	-	\sim
11	津仮	閉塞 (海水系)	漂淀物による取水口, 海水ストレーナ の閉塞		_	-	I	\sim	_	_	\square	I	\square	\square	\sim	_	_	-	-	_	_	
		荷重	荷重(増費)		\sim	/	\sim	\sim	\sim	_	\sim	-	\sim	\sim	\sim	-	Ⅲ-1	-	Ⅲ −1	-	-	
1		閉塞(海水系)	海水系ストレーナの閉塞		/	/	/	/	/	-	/	Ι	/	/	/	-	-	-	-	-	-	
19	は日本県物語	閉塞(吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		/	/		\sim	/	-	\sim	-	\sim	\sim		-	III−1	-	Ⅲ −1	-	I	/
12	2011/28/8F	腐食	腐食成分による化学的影響		/	/	/	/	/	-	/	_	7	7	/	-	-	-	-	-	-	/
		電気的影響	降下火砕物の村着こよる送電線の相 間短路			\backslash	\backslash	\geq	\backslash	-	\geq	-	\geq	\geq	\backslash	-	-	-	-	-	-	$\overline{\ }$
13	波浪・高波	浸水	波浪・高皮こよる設備の浸水			- 1	- 1	\sim	-	/	\sim	_	\sim	\sim	/	I	-	-	_	_	-	/
14	雪崩	-	•		/	/		\sim	/		/		/	/	\sim	\sim		$^{\prime}$	/	/	\sim	\sim
		閉塞(海水系)	取水口, 海水ストレーナの閉塞		-	Ι	-	$^{\prime}$	-	-	/	/	/	/	/	-	-	I	-	Ι	-	/
15	生物学的事象	電気的影響	齧歯類(ネズミ等)によるケーブル類 の損傷		-	-	-	\smallsetminus	-	-	\square		\backslash			_	-	-	-	-	-	\smallsetminus
16	海岸浸食	-					/	\sim	/	/	/	\sim	/	/	\sim	$\langle \rangle$	\sim	/	/	/	\sim	\sim
17	干おつ	-			\sim	\sim	\sim	\sim	/	/	/	\sim	/	/	\sim	\sim	\sim	\geq	\sim	/	\sim	\sim
18	洪水	浸水	洪水による設備の浸水		Ⅲ-1, Ⅲ-2 @ 傑 ()	-	-		-	Ι	\sim	-	\sim		\sim		-	-	-	-	-	\smallsetminus
			荷重(風)		-	III−1	-	\sim	-	-	\sim	-	\sim	\sim	\sim	[_]	\sim	\sim	Ι	I	1 –	\sim
19	風(台風)	何重	荷重(硬窍)		-	-	-	\sim	-	_	\sim	Ι	\sim	\sim	$^{\prime}$	-	\sim	\sim	-	I	-	\sim
1			荷重(風)		-	III−1	- I	\sim	-	-	\sim	-	\sim	\sim	\sim	-	I	Г	/	\sim	\sim	\sim
20	竜巻	荷重	荷重(硬钨)		-	-	-	\sim	-	-	\sim	-	\sim	\sim	\sim	-	I	I	\sim	\sim	\sim	\sim
1			荷重(気圧差)		I	I	-	\sim	-	-	\sim	-	\sim	\sim	\sim	—	I	I	\sim	\sim	\sim	\sim
21	濃弱	-			\sim		\backslash	\sim	/	/	\sim	/	\sim	/	\sim	/	\sim	\sim	\backslash	/	\sim	\sim
22		温度	輻射熱		-	-	- 1	\sim	-	-	\sim	-	\sim	\sim	\sim	-	- 1	-	-	-	-	\sim
	森阳火灾	閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		-	I	-	\sim	-	-	\sim	_	\sim	\sim	\sim	-	-	-	-	-	-	\sim
23	霜・白霜	-			/	/	\backslash	/	/	/	/	\backslash		/	/	/	/	/	/	/	$^{\prime}$	\sim

(凡例) 斜線:以下の理由により、重畳影響考慮不要 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは、発生が極めて稀)と判断した事象 ○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは、非常に小さい)事象で、他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象 - : 各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。 I : 各自然現象が同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース II : ある自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース III-1: 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース III-2: 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

			主事象				火山の影響			波浪・高波	雪崩	生物	沖事象	海岸浸食	刊わ	洪水	風(台風)		竜巻		濃霧
		重置事象		設備の損傷・機能喪失モード	荷重 (堆積)	閉塞 (吸気等)	閉塞 (海水系)	腐食	電気的影響	浸水		閉塞 (確水系)	\geq			浸水	荷重	荷重	荷重	荷重	荷重 (気FF弟)	$\overline{\ }$
No	自然現象	設備の損傷・機	維喪失モード	備考	(=07	0.000.00	3477010					1.2.7.11		発生しない	発生しない				(=4		0.11-14-12	\sim
24	草原火災	-			/	/	/		/	-	/	/	\sim	/	/	/	\sim	\sim	/	/	\backslash	\sim
25	ひょう・あられ	荷重	荷重(種段)		-	-	-		-	-	\sim	-	\sim		/	-	I	I	Ι	Ι	-	\sim
26	極高温	_			/	/	/	$^{\prime}$	/	_	\sim	/	\sim	/	/	/	$^{\prime}$	$^{\prime}$	/	/	/	$^{\prime}$
27	満朝	浸水	満朝こよる設備の浸水		-	-	-	$^{\prime}$	-	Ι	\sim	-	\sim	/	/	Ι	- 1	- 1	-	- 1	-	\sim
25	ハリケーン	_	•		\sim	/	/	$^{\prime}$	/	/	\sim	/	\sim	/	/	/	$^{\prime}$		/	/	/	\sim
29	氷結	電気的影響	着水		-	-	-	$^{\prime}$	Ι	-	/	-	\sim	/	/	-	- 1	-	-	-	-	\sim
30	氷晶	電気的影響	着水		-	-	-	Ζ	Ι	_	\sim	-	\sim	/	/	-	-	-	-	-	-	\sim
31	氷壁	-	•		/	\sim	/	/	/	/	/	/	\sim	/	/	/			/		\langle	\sim
32	土砂崩れ (山崩れ,が消却)	-				\square	\backslash		/	\backslash			\backslash		\backslash		\sum	\square		\square	\sum	\sum
			屋内外計測制御設備に発生するノイ ズ		-	-	-	Ζ	-	-	\sim	-	\sim		\backslash	-	-	-	-	-	-	\searrow
33	溶雷	電気的影響	直撃雷		-	-	-	/	-	-	/	-	\sim		/	-	-	-	П	П	-	/
			誘導雷サージによる電気臨内の回路 損傷		-	-	-	\smallsetminus	-	-		-	\sim		\backslash	-	-	-	-	-	_	
34	湖又は河川の水位低下	-			\sim	/	/	/	/	/	\sim	/	\sim	/	/	/			/	/	\backslash	\sim
35	湖又は河川の水位上昇	浸水	湖又は河川の水位上昇による設備の 浸水		-	-	-	\geq	-	Ι	\geq	-	\sim			Ι	-	-	-	-	_	
	KAGA 144824下 1414440		6602		\sim	$^{\prime}$	/		/	/		\sim	\sim		/	/	\sim		/	\sim	<	\sim
- 36		_																			\sim	
36	極単分圧力 (気圧高的)	荷重	気旺差		_	-	-	\backslash	-		\backslash	-		\backslash	\backslash	-	-	-	_	-	-	
36	福建 2000年1, 2000年1	 荷重 	美珉		-	-	-	N_{l}	-		\mathbb{N}	-		\mathbb{N}	\mathbb{N}	-	-	-	_	-	-	
36 37 38 39	相乗りたたり、ためで 構築の正常の したや 塩害・塩素		知道					M M			\mathbb{N}	-		\mathbb{N}	\mathbb{N}		-					
36 37 38 39 40		一 荷重 一 一 一	知道					MM			M/M			M/M	M/M							
36 37 38 39 40 41		- 荷重 物理が損傷	気田差 ケーブル類の損務					MMM								-			-			
36 37 38 39 40 41 41	構成的(正力) 構成的(正力) (成田前政) もや 塩害・塩素 地面の電記 戦勢 地面の電記 戦勢 地帯の	荷重 一 - - 物野近鶴 -	知達 ケーブル類の損傷												1/MMM							
36 37 38 39 40 41 41 42 42	 福秋学び正力 (第日前氏) 後日前氏) 七や 生や せい せ		知差							1 MM W												
36 37 38 39 40 41 41 42 42 42 44	 報題などのよう 報題などのよう (気圧縮近) もや 塩害・塩素 地面の指定 動物 地帯り カルスト 地下水による浸食 	- 荷重 - - - 物理的調約 - - -	知達 ケーブル類の損傷												1/M/M/M							
36 37 38 39 40 41 41 42 43 44 44	●根理学近日力 (気圧強度) もや 地店・塩度 地面が確定 単物 力いスト 地下バムころ没食 海状面低	- 荷重 - - - 物理的道称 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気田差 ケーブル類の損傷 海水面の拡下による制のが損傷					MMMMM														
36 37 38 38 40 41 41 42 43 44 44 45 46	 報酬的工匠力 (気圧頻度) そや 塩店・塩原 地面の確認 動物 地密の カルスト 地下水による浸食 海水面底 海水面底 	- 荷重 - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気圧差 ケーブル類の損傷 海水面の低下による時の利潤 海水面の上界による時の利潤					1/WWWWWW			1/1/1/1/1/1/1/											
36 37 38 39 40 41 42 43 44 44 45 46 47	 「報理報告」に上力 「報理報告」に上力 (気圧単氏) もや 塩香・塩原 地面が確認 動物 地音り カルスト 地下水による浸食 海水面底 海水面底 海水面高 地下水による増費り 	- 荷重 - - - 物野道為 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気圧差 ケーブル類の損傷 海水面の拡下による海外の相場 海水面の上昇による海外の相場								1/				1/							
3 37 38 37 38 40 41 41 42 43 44 44 45 46 47 48	■ 秋 24歳に11-2010 「秋田常好」「正力」 (気圧前近) もや 塩店・塩原 地帯の不能に 単物の 地帯的 カルスト 地下がこよる浸食 海水(面底 海水(面高 地下がによる地管的 水中の有続物	- 荷重 - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気圧差 ケーブル類の損傷 海水面の低下による海外の相掲 海水面の上早による認識の根本 取れ口、海水ストレーナの料整											1/V///////////////////////////////////	1/WWWWWWWW							
36 37 38 38 39 40 41 41 42 42 42 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44	● 根理的方正力 (気圧弱低) をや 塩害・塩糖 地面が発起 単的の 力加スト 地下れこころ浸食 海水面低 海水面低 地で和ごする浸食 海水面低 地でれてよる浸食 本 本 地でれてよる浸食 小本 してれてよる浸食 小本 してれてよる していたい していたい していたい していたい していたい した。 していたい した。 していたい した。 していたい した。 していたい した。 していたい した。 していたい した。 していたい した。 していたい した。 した。 した。 した。 した。 した。 した。 した。		気田差 ケーブル環の損傷 海水面の広尺による海水の相場 海水面の上昇による認備の浸水 取水口、海水ストレーナの閉塞 磁気油による誘導電流					1/1/1/1/1/1/1/////////////////////////			1/WWWWWWWW			1/W/W/W/W/W/	1/W/W/W/W/W/							
36 37 38 38 38 40 41 41 42 43 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44	●根理好/正力 (気圧強度) 毛や 塩店・塩原 地面の確定 単面の確定 単面のなん 地路の 力レスト 地下がこころ浸食 海内面底 海内面底 海内面高 地下がこころ浸食 海内面底 海内面高 地下がこころ浸食 海内面高 地下がころ、 海気 地気の 小して 小して 小して 小して 小して 小して 小して 小して	- 荷重 - - - 物理的道路 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気圧差 ケーブル類の損傷 海水面の拡下による海峡の相場 海水面の上界による認識の対場 海水面の上界による認識の対象 取れ口、海水ストレーナの料塞 磁気識による認識電流 高級水												1/W/W/W/W/W/W/							
3 3 3 3 3 3 3 3 3 3 3 3 3 3	 「報理報子」正力 (気王単氏) して、 して、 して、 して、	- 荷重 - - - 物理計道為 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気圧差 ケーブル類の損傷 海水面の低下による時の対場 海水面の上界による認備の表水 取れ口、海水ストレーナの閉塞 磁気道による誘導酸流 商風水											1/////////////////////////////////////	MMMMMMMMM							
3: 37 38 38 38 38 38 38 38 40 41 41 42 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44	相理時少正方 (気圧縮近) もや 地帯の水線に 単物の水線に 単物の水線に 単物の水線に 海水面筋 地下がこよる現象 海水面筋 地下がこよる現象 海水面筋 地下がこよる地帯り 水中の未線物 太陽フレア、磁気識 商園木 (種水晶筋) 低温水 (種水晶筋) 低温水 (種水晶的)	- 荷重 - - - 物理的道路 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気圧差 ケーブル類の損傷 海水面の広下による海の相遇 海水面の上昇による海中の相遇 海水面の上昇による海中の利息 取水口、海水ストレーナの損害 磁気油による海神電流 高温水											MMMMMMMMM	1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/							
3: 33 33 40 41 41 42 44 44 44 44 44 44 44 44 44 45 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50 50	●構築的工作力 「検工業的工作力 (気圧発現) をや 塩香・塩炭 地帯の不能に 単物の 力ルスト 地下がこよる浸食 消水面低 (気圧発現) (気圧発見) (気圧) (気 (気圧) (((((((((((((((((((- 荷重 - - - 物理的道路 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気圧差 ケーブル類の損傷 海水面の広尺による海がの相思 海水面の上昇による3海の浸水 取れ口、海水ストレーナの昇整 感気温による3時解散流 商風水								1/			1/WWWWWWWWWW								
33 33 33 33 33 33 33 34 44 41 42 44 44 44 44 44 44 44 44 44	●根理好/正力 (気圧弱法) (気圧弱法) もや 地話・塩震 地面が霜起 単物 力ルスト 地下れこころ浸食 海水面低 海水面高 地下れこころ浸食 海水面高 地下れてよる場合り 水中の有敏勢 人場アレア、磁気識 高温水 値水園的 売弱出(値水園) 二、石能 小菜気、	- 荷重 - - - 物新的道路 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気田差 ケーブル類の損傷 海水面の広下による海外の対場 海水面の上昇による設備の浸水 取水口、海水ストレーナの閉塞 磁気識による誘導電流 高温水								1/////////////////////////////////////			1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/	1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/1/							

【凡例】
 新線:以下の理由により、重畳影響考慮不要
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは、発生が極めて稀)と判断した事象
 ○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは、非常に小さい)事象で,他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
 - : 各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。
 I: 各自然現象が同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース
 II: ある自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース
 III-1: 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

			森林	秋災	霜・白霜	草原火災	ひょう ・あられ	極高温	満朝	ハリケーン	氷結	米晶	氷壁	土砂崩れ (山崩れ, が (ガ崩れ)		溶雷		湖又は河川の 水位低下	> 湖又は河川 の水位上昇	陥没,地盤沈 下,地割れ	: 極限的な圧力 (気圧高低)		
		重置事象		設備の損傷・機能喪失 モード	温度	閉塞 (吸気等)	\geq	\sum	荷重 (研究)	\geq	浸水		電动線響	電気的影響		\sum	電気的影響 (ノイズ)	電気的影響 (直撃雷)	電気的影響 (雷サージ)		浸水	\sim	荷重 (気圧差)
No	自然現象	設備の損傷・機	推喪失モード	備考			/	7		7		/			7	7				/		/	
		senata	屋外機器や部満本の凍結		-	-	/	/	I	/	-	/	-	-	/	7		-	-	/	-	/	-
1	極成昷	温度	ヒートシンク (海水) の凍結		-	-	/	7	-	7	-	/	_	-	/	7	-	-	-	/		/	_
		電気的影響	着水による送電線の相間短絡		-	-	/	/		/	-	/	-	-	/	7	-	-	-	/	-	/	-
2	隕石	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
3	降水	浸水	降水による設備の浸水		-	-	/	/	-	/	Ι	/	-	-	/	/	-	-	-	/	Ι	/	
4	河川の迂回	-				/	/	/	/	/	/	/	/		/	/			/				
5	砂嵐	閉塞 (吸気等)	砂塵、大陸からの黄砂による吸気ロの 閉塞		-	Ι	\frown	\sum	-	\frown	-	\square	-	-	\frown	\square	-	-	-	\frown	_	\square	_
6	*24FE	浸水	静振こよる設備の浸水		-	-		\sim	-	\sim	Ι	/	-	-			-	-	-		Ι		_
0	HTUK	渇水	静振こよる海水の枯渇		-	-	\sim	\sim	-	\sim	-	/	-	-	\sim	\sim	-	-	-	\sim	_	\sim	
7	地震活動	荷重	荷重(地震)		-	-	\sim	\sim	Ι	\sim	П	/	-	-	\sim	\sim	-	П	-		П	\geq	_
		荷重	荷重(堆積		-	-	\sim	\sim	-	\sim	-	/	-	-	\sim	\sim	-	-	-		-	\geq	
8	積雪	電気的影響	着雪こよる送電線の相間短絡		-	-	\sim	\sim	-	\sim	-		Ι	Ι	\sim	\sim	-	-	-		-		-
		閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		-	I	/	7	-	7	-	/	-	-	7	7	-	-	-	/	-	/	-
9	土壌の収縮又調張	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
10	高朝	浸水	高朝こよる設備の浸水		-	-	7	\sum	-	7	I	/	_	-	7	\sum	-	-	-	/	I	\sim	III−1
		荷重	荷重(種幣)		-	-	/	/	Ι	/	-	/	-	-	/	/	-	П	-	/	-	/	-
11	Saterida -	浸水	津波こよる設備の浸水		-	-	/	/	-	/	I	/	-	-	/	/	-	-	-	/	Ι	/	-
11	伊政	閉塞 (海水系)	漂流物による取水ロ,海水ストレーナ の閉塞		-	-	\frown	\sum	-	\frown	-	\frown	-	-	\frown	\square	-	-	-	\frown	_	\square	_
		荷重	荷重(増費)		-	-	/	/	_	7	-	/	-	-	/	/	-	-	-	/	-	\sim	-
		閉塞 (海水系)	海水系ストレーナの閉塞		-	-	\sim	\sim	-	\sim	-	\vee	-	-	\sim	\sim	-	-	-	\sim	-	\sim	-
10	山口の見御郎	閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		_	Ι	\sim	\sim	-	\sim	- 1	/	-	-	\sim	\sim	_	-	-	\sim	_	\sim	- 1
12	火山の旅客	腐食	腐食成分による化学的影響		-	-	\sim	\sim	-	\sim	-	/	-	-	\sim	\sim	_	-	-	\sim	-	\sim	-
		電気的影響	降下火砕物の村着こよる送電線の相 間短絡		_	-	\sim	\sum	_		-		-	-	\square	\sum	_	-	-	\sim	_	\sim	_
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波こよる設備の浸水		-	-	\sim	\sim	_	\sim	I	/	-	-	/	\sim	-	-	-	\sim	Ι	/	-
14	雪崩	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		
		閉塞(海水系)	取水口,海水ストレーナの閉塞		-	-	\sim	\sim	_	/	-		-	-	/	\sim	-	-	-	\sim	-	/	-
15	生物学的事象	電気的影響	翻練類(ネズミ等)によるケーブル類 の損傷		-	-	\sum	\sum	-		-	\square	-	-	\sum	\sum	I	-	_	\sum	-	\sum	_
16	海岸浸食	-			/	/	\sum	\sim	/		/	/	/	\sim	/	\sim	/		/				
17	干お	-				/	/	/	/	/	/	/	/		/	\square	/		/		\sim	\sim	\sim
18	洪水	浸水	洪水による設備の浸水		-	-	\sim	\sim	-	\sim	Ι	/	-	-	\sim	\sim	-	-	-	\sim	Ι	\sim	
10	篇 (长属)	広告	荷重(風)		Ⅲ −1	III−1	\sim	\sim	I	\sim	_	/	-	-	\sim	\sim	-	П	-	\sim	-	\sim	
15		间基	荷重(硬円)		-	-	\sim	\sim	I	\sim	-	/	-	-	\sim	\sim	-	П	-	\sim	-	\sim	
			荷重 (風)		III-1	III-1	\sim	\sim	Ι	\sim	-	/	-	-	\sim	\sim	-	П	-		-	\geq	
20	竜巻	荷重	荷重(硬約		-	-	\sim	\sim	Ι	\sim	-	/	-	-	\sim	\sim	-	П	-		-	\geq	
			荷重(気圧差)		-	-	\sim	\sim	Ι	\sim	_	/	-	-	\sim	\sim	-	-	-		-	\sim	I
21	濃霧	-			/	\sim	\geq	\geq		\geq	\sim		\sim	\sim	\geq	\sim	/	\sim		\sim	\rightarrow	$ \geq $	\sim
22	森林火災	温度	輸熱		/	\sim	\sim	\sim	-	\geq	-	\sim	-	-	\geq	\sim	-	-	-	\sim	-	$ \geq $	
L		閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞			\sim	\sim	\sim	_	\sim			_	L -	\sim	\sim		L -	-	\sim		\geq	L -
23	霜・白霜	-			\sim	\sim	\sim	\sim		\sim		/	/	\sim	\sim	\sim		\sim	/	\sim	\sim		\sim
24	草原火災	-			/	\sim	\sim	\sim		\sim	\sim	/	/			\sim	/		/	\sim		\sim	\rightarrow
25	ひょう・あられ	荷重	荷重(種揆)		-	-	/	\sim	/	/	-	/	-	-		\sim	-	-	-	/	-		—

(凡例) 斜線:以下の理由により、重畳影響考慮不要 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは、発生が極めて稀)と判断した事象 ○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは、非常に小さい)事象で、他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象 - : 各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。 I : 各自然現象が同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース II : ある自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース III-1: 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース III-2: 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

			主事象 29篇/2相经,4编3			森	秋 火災	霜・白霜	草原火災	ひょう ・あられ	極高温	満朝	ハリケーン	氷結	氷晶	氷壁	土砂崩れ (山崩れ, が け崩れ)		落雷		湖又は河川の 水位低下) 湖又は河川 の水位上昇	陥没, 地盤沈 下, 地害れ	極限的な圧力 (気圧高低)
			重置事象		設備の損傷・機能喪失 モード	温度	閉塞 (吸気等)	\geq	\sum	荷重 (研究)	$\overline{\nearrow}$	浸水	\geq	電动影響	電动影響	\searrow	7	電気的影響 (ノイズ)	電気的影響 (直撃雷)	電気的影響 (雷サージ)	\geq	浸水	\geq	荷重 (気王弟
	No	自然現象	設備の損傷・機	能要失tード	備考			/	7		Ζ		/			/	7				/		/	
	26	極高温	_			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	27	満朝	浸水	満朝こよる設備の浸水		-	-	/	7	-	7	7	/	-	-	/	/	-	_	-	/	I	/	III−1
	28	ハリケーン	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Г	29	氷結	電気的影響	着水		-	-	/	7	-	7	-	/	/	Ι	/	/	-	-	-	/	-	/	-
Г	30	氷晶	電気的影響	着水		-	-	7	7	-	Ζ	-	/	I	7	7	/	-	-	-	7	_	7	-
Г	31	氷壁	-			/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/		/	/	/
Γ	32	土砂崩れ (山崩れ, が汁崩れ)	-				\geq	\sum	\sum	\backslash	Ζ	\backslash		\geq	\backslash	\backslash	Ϊ		/	\backslash	\backslash	\geq	\backslash	
Γ				屋内外計測制御設備に発生するノイ ズ		_	-		\square	-	\ge	-		_	-	\square	\geq		\backslash		\backslash	-		_
	33	落雷	電気的影響	直撃雷		-	-		\sim	-	Ϊ	-	/	-	-	\sim	/	/	/	/		-	/	-
				誘導雷サージによる電気器内の回路 損傷		-	-	\sim	\square	-	\smallsetminus	-		-	-		\geq		\backslash		\sim	-	\square	-
] [34	湖又は河川の水位低下	-			/	/	\sim	\sim	/	/	/	/	/	\sim	\backslash	/		/	/		\sim	/	/
	35	湖又は河川の水位上昇	浸水	湖又は河川の水位上昇による設備の 浸水		_	-		\square	-	\geq	Ι		-	-		\geq	-	-	-	\sim	\sim		-
· +	_			0.00		~	~	~ ~	<u> </u>			~		~	~	~ `					-		<u> </u>	_
	36	陥み、地盤沈下、地害れ	-			\sim			\sim			\sim					\sim	\sim		/				
• -	36 37	陥没、地盤た下、地害れ 極限が近日力 (気圧高度)	 荷重	知道		-	-	\square	\bigtriangledown	-	\backslash	III-1		-	-		\backslash	-	-	-		Ⅲ −1		
· -	36 37 38	脳後、地盤た下、地害れ 極限が近ちカ (気圧高低) もや	 荷重 	知道		-	-			-	/	III-1		-	-		\mathbb{N}	-	- /	-		Ⅲ-1		
	36 37 38 39	 ^商役、地盤大下、地響れ 都康守法正力 (気圧高低) なや 塩害・塩震 		差正定		/ - //	-			-	\mathbb{N}			-			\mathbb{N}/\mathbb{N}	/ - //	/	/-//				
	36 37 38 39 40	 ・ 描述に、地震れて、地震れ ・ 地震れ ・ 気圧高度 ・ や ・ な ・ 塩素・塩素 ・ 塩素・塩素 ・ 地面の確認 ・ ・ ・		英王差							M/N						M/N							
	36 37 38 39 40 41	陥没、地盤た下、地勢れ 極現的な正力 (気圧高度) もや 塩害・塩震 地面の発起 動物		気田差 ケーブル類の損傷			-				MM/V						MM		- //// - //					
	36 37 38 39 40 41 42	協会 地盤れ下, 地線和 極期的式圧力 (気圧高級) もや 塩害・塩震 地面の福起 動物 地間の 地間の 地間の	 荷重 物単/損傷 	知田差 ケープル類の損傷							MMV						MMM					III-1		
	36 37 38 39 40 41 42 43	宿会 地盤だ下, 地盤小 樹類がえ圧力 (気圧高近) もや 塩害・塩震 地面の発起 動物 地帯り カルスト		知日差 ケープル類の損傷		/ - W/\-W/					MMM								/ - //// - //					
	36 37 38 39 40 41 42 43 44	宿役、地盤な下、地勢れ (報用で)また力 (気用で)部分 もや 塩害・塩素 地面の確配 単物の 地帯り カルスト 地下水による浸食		気田差 ケープル類の損務																				
	36 37 38 39 40 41 42 43 44 45	宿込、地盤北下、地勢れ 個別数が正知 (安正範括) もや 地路で確認 動物 地帯的 カルスト 地下林による浸食 海板面近	- 荷重 - - - 物理的道路 - - - - - - 渦水	気田差 ケープル類の損傷 海水面の低下による個のの対視																				
	36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46	福氏、地盤な下、地勢れ 福田 新なが正ち 次日 新政 またや 地話・地震 地部の 地路 かした ト 地下和による没食 海校面底 海校面高	- 荷重 - - - - 物理的規範 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気田差 ケーブル類の損傷 海水面の低下による海外の相掲 海水面の上昇による海外の相掲																				
	36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47	福氏、地盤な下、地勢れ 構成で新聞い 構成で新聞い もや 地面で発展 地面で発展 地面で発展 地面で発展 地面で発展 地面で発展 地面で発展 地面で発展 地面で発展 地でないころが着い した の した う した の した う した の した う した した した した した した した した した した	- 荷重 - - - 物野近鎖務 - - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気田差 ケーブル類の損傷 海水面の拡下による海峡の相場 海水面の上昇による認識の浸水																				
	36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48	福廷、地盤次下、地勢山 福廷市の第60 もや 地面の第42 地面の 地面の 地面の 地面の 地面の 地面の 地面の 地面の 地面の 地面の	- 荷重 - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気日差 ケーブル類の損傷 海水面の拡下による時のの相掲 海水面の上見による認識の浸水 取水口、海水ストレーナの閉塞							AMMMMM/													
	36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49	福氏、地盤北下、地勢れ 相野が正ち (安正範氏) もや 地路で確認 動物 地路やの 地路や 地路や 地路や 地路や 地路や 地路や 地路や 地路や	 荷重 物理的过度為 泡水 浸水 - - - - - - - - - - - -	気田差 ケーブル類の相称 海水面の虹下による海板の相称 海水面の上昇による設備の対称 取水口、海水ストレーナの料塞 磁気調こよる誘導電流							1/1/1/1///////////////////////////////													
	36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50	福氏、地盤な下、地勢れ 福田 教育が正式 気圧 毎近 気圧 毎近 生や 地震・域震 地面が 構成 地隙的 カルスト 地下れによる浸食 液水面底 地下れによる送食 水石延氏 海水石底 地下れてよる地管的 水中の本線動 、 本中の未織動 、 なたっ地管の 水中の本線動 、 なたったい地管の 水中の 本の 、 なた。 地での なた。 地での なた。 地での たや して、 なた。 なた。 なた。 なた。 なた。 なた。 なた。 なた。	一 荷重 二 二 一 一 二	気田差 ケーブル類の損傷 海水面の低下による海の相掲 海水面の上昇による調算の浸水 取水口、海水ストレーナの将獲 磁気温による誘導配流 高量水							AMMAMMAMA V													
	36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51	福氏、地盤次下、地勢小 福田 がなごか。 (安田 帝政) もや? 地留? 地震 地留? 小震 地留?? カレスト 地下水による決費 地下水による決費 地下水による決費 地下水による法費 の大い? 研究 高量水、何味、温高 低温水、何味/温高)	- 荷重 - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気田差 ケーブル類の損傷 海水面の拡下による海水の相場 海水面の上昇による海外の相場 海水面の上昇による湯がの対応 取水口、海水ストレーナの対態 磁気調による誘導電流 高量水							MMMMMMM/M													
	36 37 38 39 40 41 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52	福祉、地盤な下、地勢山 相理和分正子力 相互和分正子力 地面で発起 地面で発起 地面で発起 地面で発起 地面で発起 地面で発起 地面の不能型 一般の 地で不能ご ののの した のののの 地で不能 のののの した ののののの した ののののの した ののののの した のののののの した ののののののの のののののののののの	- 荷重 - - - - - - - - - - - - - - - - - -	気田差 ケーブル類の損傷 海水面の拡下による時の相場 海水面の上昇による設備の浸水 取水口、海水ストレーナの料整 磁気温による誘卵電流 高温水																				
	36 37 38 39 40 41 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 53	福氏、地盤北下、地勢れ 相野が正当 (安正論氏) もや 地路で確認 単時か カルスト 地下称による浸費 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水面低 海水の 本 で な 二 本 で 本 や や や や や や や や や や や や や	 荷重 物理的过度為 泡水 泡水 泡水 泡水 -	気田差 ケーブル類の相称 海水面の低下による海体の相称 海水面の上昇による設備の対称 取べ口、海水ストレーナの料塞 磁気調による誘導電流 商画水							MMMMMMMM/M/													
	36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 54	福祉、地盤次下、地勢れ 極群が5年5月 (安臣希廷) もや 地震・場震 地面が構成 地面が構成 地間かり カルスト 地下がによる過費 消水(面高 地下がによる地管的 水材の手織的 水材の手織的 水材の手織的 水材の不動 地下がによる地管的 水材の手織的 水材の手織的 水材の手織的 水材の手織的 水本の 大樹の大品 高齢、(他大品) 高齢、(他大品) 一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一一	一 荷重 二 二 一 一 二	気田差 ケーブル類の損傷 海水面の低下による海の相場 海水面の上昇による認識の現水 取水口、海水ストレーナの料整 磁気温による誘導酸流 商温水																				

【凡例】
 新線:以下の理由により、重畳影響考慮不要
 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは、発生が極めて稀)と判断した事象
 ○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは、非常に小さい)事象で,他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象
 - : 各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。
 I: 各自然現象が同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース
 II: ある自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース
 III-1: 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

	主事象 21世纪-1846-1846-1846-1846-1846-1846-1846-1846				もや	塩害・塩雲	地面の隆起	動物	地滑り	カルスト	地下水による 浸食	海水面低	海水面高	地下水による 地滑り	水中の有機物	太陽フレア	高温水 (海水温高)	低温水 (海水温氏)	泥勇出 (破状化)	土石流	水蒸気	毒性ガス
		重置事象		設備の損傷・機能喪失				物理的損傷		\smallsetminus	$\overline{}$	渇水	浸水		閉塞 (海水系)	電気的影響	温度		\smallsetminus			閉塞 (吸気等)
No	白妖理象	設備の損傷・機	instr	備老	\succ	\sim	\vee		\succ	\sim	\sim			\sim	0.00/01/01/0			\sim	\sim	\backslash	$\langle \rangle$	(22,2447)
	Harrison a	10400 - 10407 - 104	屋外機器が耐潤なび連結	10.9	\sim	\sim		_	\sim	\sim	\sim	_	_	\sim	_	_	_	\sim	\sim			-
	梅伯思	温度	トートシンク (年水) の画法		\sim	\sim	/	_	\sim	\sim	\sim	_	_	\sim	_	_	_	\sim	\sim	/		_
	1220-3400	雷告的最短	差水に上去海線の相関制約		\sim	\sim	/	_	\sim	\sim	\sim	_	_	\sim	_	_	_	\sim	\sim	/		_
2	階石		-B/ACOCONCHERNO / DEPOSID		\sim	\sim		/	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	/	\sim	\sim	\sim	/		/
3	ISALI ISAL	通来	略わてたる影響が温み		\sim	\sim		_	\sim	\sim	\sim			/				\sim	\sim	/		
4	同じに	132/1	1年171~23、3121冊/月文八		\sim	\sim		/	\sim	\sim		\sim	<u> </u>			/		\sim	\sim	/		
5	砂嵐	閉塞 (吸気等)	砂塵、大樹からの黄砂による吸気口の 閉塞			\sim		_		\smallsetminus	$\overline{}$	-	-	\sim	-	-	-	\sim		\backslash	\backslash	-
		浸水	静振こよろ設備の浸水		\sim	\sim	\backslash	_	\sim	Ń	\sim	_	I	\sim	_	_	_	\sim	\sim		/	-
6	静振	湯水	前前は、このののかったのか、		\sim	\sim		_	\sim	\sim	\sim	_	_	\sim	_	-	T	\sim	\sim	/		-
7	世國通知	荷面	荷重山口		\sim	\sim		_	\sim			_	-	\sim	_	-	-	\sim	\sim		/	-
	- Constants	荷重	荷重(雌動		\sim	\sim	\sim	_	\sim	\sim	\sim	1 –	_	\sim	—	_	_	\sim	\sim	/	/	-
8	補助	雷告前得趣	美国アトス治理論の相関連級	1	\sim	\sim	\sim	_	\sim	\sim		_	- I	\sim	i _	_	_	\sim	\sim	\sim	\sim	
0	19	ロマロ ふい言う			\sim	\sim			\sim	\sim				\sim				\sim	\sim			т
	しんなったかについまたのに	(初至 (50,3(時)	ねみレイルノキレオ国産		\sim	\sim		/	\sim	\sim		<hr/>	<hr/>		<hr/>	<u> </u>	<u> </u>		\sim			\sim
9	工程/ 人類的大 調防衣		市時間マトアロル共和国人		\sim	\sim			\sim	\sim	\sim					/		\sim	\sim	/	/	
10	同労	(20小	同時による取用ノインパ		\sim	\sim			\sim	\sim			1						\sim			
		何里			\sim	\sim		_	\sim	\sim	\sim	-			_	_	_	\sim	\sim	/	/	-
11	津波	凌水	用図による設用/2交水		\sim	\sim		_	\sim	$\langle -$	$ \rightarrow$	_	1	\sim	_	-	_	\sim	\sim		/	<u> </u>
		閉塞 (海水系)	得記物による取べり、海水ストレーナ の閉塞					_	\geq	\sum	\geq	Ⅲ −1	-		I	-	-		$\left \right\rangle$		\sum	_
		荷重	荷重(増費)					-		\sim	\geq	-	-		-	-	-	\sim		/	/	-
		閉塞 (海水系)	海水系ストレーナの閉塞		\sim	\sim	/	-	\sim	\sim		-	-	/	I	-	-	\sim	\sim	/	/	
12	水山の屋線	閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		\sim	/	/	-	\square	\square		-	-	/	-	-	-	\sim	\sim	/	/	-
	2 444 - 240 E	腐食	腐食成分による化学的影響		\sim		/	-	\sim	\sim		-	-		-	-	-	/		/	/	-
		電気的影響	降下火砕物の村着こよる送電線の相 間短絡		\sum	\frown	\sum	_	\sum	\square		-	-	\square	-	-	-	\frown	\sum	\square	\searrow	-
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波こよる設備の浸水		\sim	\sim	/	_	\square	\square		-	Ι	/	-	-	-		\sim	/	/	
14	雪崩	-			\sim		/			\backslash	\sim			/		/				/	/	
		閉塞 (海水系)	取水口,海水ストレーナの閉塞		\sim	/	/	-	\sim	\sim		III−1	-		I	-	-	/	\square	/	/	-
15	生物学的事象	電気的影響	齧歯類(ネズミ等)によるケーブル類 の損傷		\sum	\sum	\sum	_	\frown	\square		-	-	\frown	-	-	-	\frown	\sum	\square	\sum	-
16	海岸浸食	-			\sim		/		/	/	\sim			/	/	/	/			/	/	\square
17	干ばつ	-			\sim	/	/		/	\langle				/	/	/	/			/	/	\square
18	洪水	浸水	洪水による設備の浸水		\frown	\sim	/	—	\frown	\sim	\sim	-	Ι	\sim	_	-	-	\sim	\square	/	/	-
10	属(人気の	1444	荷重 (風)		\sim	/	/	-	\sim	\sim	\sim	-	-		-	-	-		\sum	/	/	-
19	Jeev, (m/sev)	101里	荷重(硬突)		\frown	\sim	/	—	\frown	\sim		-	-	\sim	-	-	-	/	\square		/	-
			荷重(風)		/	/	/	-	7	7		-	-	7	-	-	-	/	7	/	/	-
20	竜巻	荷重	荷重(種際)		\sim	/	/	_	\sim	\langle		-	-	\langle	-	-	-	\langle	\sim	/	/	-
			荷重(気圧差)		\sim	\sim	/	-	\sim	7		-	-	/	-	-	-	/	\sim	/	/	-
21	濃霧	-			\sim	\sim	/		/	\langle		\sim		/	/	/	/	\square		/	/	/
22	2011-0-000	温度	輻熱熱		\sim	\sim	/	_	\sim	$\overline{)}$	\sim	-	-	$\langle \rangle$	-	-	-	\langle	\sim	/	/	-
	淋液的少心人	閉塞 (吸気等)	給気フィルタ等の閉塞		\sim	\sim	/	—	\sim	7		-		\langle	-	-	-	/	\sim	/	/	Ι
23	霜・白霜	-			\sim	\sim	\backslash	/	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\langle	\sim	/	\sim	\sim	\sim	/	/	\sim
24	草原火災	-			\sim	\sim	/		\sim	\sim	\sim	\sim	\sim		/		/		\sim	/		$\langle \rangle$
25	ひょう・あられ	荷重	荷重(郵発)		/	/	/	-	/	$^{\prime}$	\sim	-	-	/	-	-	-	/	/	/	/	-

(凡例) 斜線:以下の理由により、重畳影響考慮不要 ○東海第二発電所及びその周辺では発生しない(若しくは、発生が極めて稀)と判断した事象 ○単独事象での評価において設備等への影響がない(若しくは、非常に小さい)事象で、他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象 -:各自然現象が重畳した場合でも単独事象同士の影響評価より増長しない、もしくは同時には起こりえない。 I:各自然現象の同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース I:ある自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース II-1:他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース II-2:他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主報				もや	塩害・塩雲	地面の隆起	動物	地滑り	カルスト	地下水による 浸食	海水面低	海水面高	地下水による 地滑り	水中の有機物	太陽フレア	高温水 (海水温高)	低温水 (毎水温氏)	泥湧出 (破状化)	土石流	水蒸気	毒性ガス	
	重置事象 設備の損傷・機能要失 エード				\smallsetminus			物理的損傷	\smallsetminus			渴水	浸水		閉塞 (海水系)	電気的影響	温度					閉塞 (吸気等)
No	自然理象 お供給に病生モード		備考	\sim	\sim	\sim		\succ	\succ	\backslash			\sim				\sim	\sim	\sim	\sim	(22,207)	
26	極高温	-		110 9	\sim	\sim	\vee	/	\sim	\sim	/	\sim	/	\vee	\sim	/	\sim	\vee	\sim	\sim	\sim	
27	満朝	浸水	満朝こよる設備の浸水		\sim	\sim	\vee	-	\sim	\sim	/	-	I	\sim	-	-	-	/	\sim	\sim	\sim	-
28	ハリケーン	-			\sim	/	/		/	/	/		/	/		/	/	/	/	/		/
29	氷結	電気的影響	着水		\sim	\sim		-	\sim	\sim	/	-	-	/	-	-	-		\sim		\sim	-
30	氷晶	電気的影響	着水		7	/	/	_	7	/	/	-	-	/	-	-	-	/	/			-
31	氷壁	_			7	/	/		/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
32	土砂崩れ (山崩れ、が消崩れ)	_			\geq							\sim										/
33	潜雷	電気的影響	屋内外計測制御設備こ発生するノイ ズ					_	\square	\square		-	-	\square	-	-	-		\square	\square		-
			直撥雲		\sim	\sim		_	\succ	\sim		_	_	\sim	_	_	_	\sim	\sim	\sim	\sim	_
			1000日日 誘導雷サージによる電気器内の回路		\sim	\sim		_	\sim			_	_	\sim	_	_	_			\sim		_
24	湖マル河山の福祉所下	_	但初			\sim		/	\succ	\sim		\sim	/	\sim		/		\sim	\sim	\sim		
34	(明文) alei (10.2/1916) [.	_	湖マけ河川の水台と見にとる割備の		\sim	\sim			\sim	\sim					\sim		\sim			\sim		
30	湖又却川の水位上昇	浸水	浸水					-				-	I		-	-	-					_
36	陥没, 地盤沈下, 地害れ	-			\sim				\geq	\sim	/	\sim	/		\sim		\sim			\sim	\sim	
37	樹康均定力 (気圧高低)	荷重	気圧差		\geq	\geq	\square	_	\geq	\geq	\geq	_	Ⅲ −1	\geq	-	-	-	\geq	\square			-
38	もや	-			\sim	\square	/		/	/	/	\square	/	/	/	/	/	/	/	\sim	\sim	\square
39	塩害・塩焦	-			\sim		/		/	\backslash	/	\sim	/	/	/	/	/	/	/	\sum	\sim	\sim
40	地面の隆起	-			\geq				\square	/		\sim	/		\sim	/	/	/			\sim	\sim
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷						\sim	\backslash		-	-		_	-	-				\sim	_
42	地骨り	-			\geq						/					/					\sim	
43	カルスト	-			\geq	\geq			\geq													
44	地ト水による浸食	-	Mark methodofferen av Karkler Landelstet		\sim	\sim	/		\geq	\geq	/		/		\sim		\sim				\sim	
45	海水面広	海水	海水面の広下による海水の相名		\sim	\sim	/	-		\geq	/		/		<u> </u>		_				\sim	_
46	御外田尚	浸水	御水面の上升による設備の夜水		\sim	\sim	/	/		\sim	/	<u> </u>	/		/	/	/		/	\sim	\sim	
47	地口のため地面の		雨水口 海水フトレートの閉塞		\sim	\sim			\sim	\sim	/	m_1			\sim				\sim	\sim	\sim	
40	北国フレアの時間	国际的情報	辺気品にとス議會認定			\sim		_	\sim	\sim			_			\sim	_			\sim	\sim	
50	高温水(海水温高)	温度	高温水		\sim	\sim	/	_	\sim	\sim	/	_	_	\sim	_	_	\sim		\sim	\sim	\sim	_
51	51 (1)温水 (維水副氏) —			\sim	\sim	/		\sim	\sim	\sim	\sim	/	\sim		/	\sim	\sim	/	\sim	\sim		
52	洞勇出 (破狀化)	_			\sim	\sim	\sim		\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim
53	土石流	_			\sim	\sim	\vee		\sim	\sim		\sim	\vee	\vee	\vee	\vee	\vee	\sim	\vee	\sim	\sim	\sim
54	水蒸気	-			\sim	\sim	\sim		\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim	\sim
55	毒生ガス	閉塞 (吸気等)	毒性ガスの吸込みによる給気フィル タ等の閉塞		\sim	\sim	\sim	-	\sim		\sim	-	-	\sim	-	-	-	\sim	\sim	\square	\sim	

外部人為事象に関わる重畳の影響について

外部事象のうち,自然現象同士が重畳することによる影響については,補足 3 に示すように組合せを考慮し,単独事象とは異なる新たな影響が発生しない ことを確認した。一方,外部人為事象については,以下に示す理由から個々の 組合せについて確認する必要はなく,自然現象の重畳影響評価に包絡されると 考える。

【理由】自然現象と比べて外部人為事象は影響範囲が限定的(狭い)である。

自然現象の影響は,原子力施設全体に対して同時に作用する点が特徴であ る。一方,外部人為事象の場合は,人工物の事故等により引き起こされるも のであり,影響範囲は当該人工物の大きさや内包する危険物量等により決ま る。したがって,外部人為事象の場合,低頻度事象を仮定しようとしても, 実際に設置されている設備や立地状況等により制限され,際限なく事象影響 範囲が拡がるということはない。

以上より,各外部人為事象により生じる影響の特徴を踏まえ,それぞれの 影響を包絡する自然現象について重畳影響を確認しておくことで,外部人為 事象についても重畳影響を確認したことと同等になる(表1参照)。

自然現象	特徴	包絡される外部人為事象
	原子炉施設全体に対して	No.16 掘削工事
	外力が作用し,複数の機器	
	が同時に機能喪失する場	
地震	合がある。敷地の変動等に	
	より屋外設備の基礎や地	
	中設備を損傷させる可能	
	性がある。	
	原子炉施設への浸水によ	No.8 船舶の衝突
	り,複数の機器が同時に機	No.10 船舶から放出される固体・液体不純物
津波	能喪失する場合がある。波	No.11 水中の化学物質
	力により海水系機器を損	No.13 プラント外での化学物質の流出
	傷させる可能性がある。	No.22 内部溢水
	原子炉施設への落雷によ	No.20 電磁的障害
游電	り,広範な範囲で計測系,	
谷亩	制御系を損傷させる可能	
	性がある。	
	移動しながら広範囲にわ	No.2 パイプライン事故 (ガスなど), パイプ
	たって風圧,飛来物による	ライン事故によるサイト内爆発等
去半	影響を与える。特に飛来物	No.7 工業施設又は軍事施設事故
电仓	については,屋外設備だけ	No.9 自動車又は船舶の爆発
	ではなく,建屋内の設備を	No.12 爆発
	損傷させる可能性がある。	

表1 自然現象に包絡される外部人為事象

なお,表1のとおり自然現象に包絡される外部人為事象以外の"その他の事 象"については,以下のとおりである。 【その他の事象】

(1) 外部人為事象の影響の方が大きい場合

火災による熱影響については、自然現象では「森林火災」,外部人為事 象では「No.2 パイプライン事故(ガスなど),パイプライン事故による サイト内爆発等」,「No.3 交通事故(化学物質の流出含む)」,「No.6 飛来 物(航空機落下)」,「No.7 工業施設又は軍事施設事故」,「No.9 自動車又 は船舶の爆発」及び「No.23 近隣工場等の火災」で想定されるが、この うち,原子炉施設に対して最も厳しい熱影響がある事象は、「No.6 飛来 物(航空機落下)」である。航空機落下と原子炉施設周辺で発生し得る重 畳事象としては、「森林火災」と「No.23 近隣工場等の火災」の溶融炉灯 油タンク火災が挙げられるものの、「森林火災」の熱影響は、溶融炉灯油 タンク火災の影響に包絡できる。

偶発的に落下する航空機による火災と,溶融炉灯油タンク火災が組み 合わされる重畳事象については,10⁻⁷/年程度の低頻度事象であるもの の外部火災評価の中で許容値以下の熱影響に止まることを確認済みであ ることを踏まえると,事象の重畳による新たな起因事象の追加はない。

爆風圧による影響については、「No.2 パイプライン事故(ガスなど)、 パイプライン事故によるサイト内爆発等」、「No.7 工業施設又は軍事施設 事故」、「No.9 自動車又は船舶の爆発」及び「No.12爆発」で想定される が、それぞれの事象の特徴を踏まえれば、個別の重畳影響評価をするま でもなく、自然現象同士の重畳影響を評価することで影響が包絡される。

- ・「No.2 パイプライン事故(ガスなど),パイプライン事故によるサイ ト内爆発等」については、爆風圧の影響が原子炉施設へ影響のある 範囲にないため単独事象として影響がないと判断
- ・「No.7 工業施設又は軍事施設事故」については、軍事施設は発電所

別紙1-101

近傍にないこと,工業施設の爆発を想定した場合であっても,爆風 圧の影響が原子炉施設へ及ばないことを確認済みであることを踏ま え,単独事象として影響がないと判断

- ・「No.9 自動車又は船舶の爆発」については、交通事故による自動車の爆発や発電所港湾内に侵入し得る最大規模の高圧ガス輸送船舶の爆発事故を想定した場合であっても、爆風圧の影響が原子炉施設へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ、単独事象として影響がないと判断
- ・「No.12爆発」については、発電所周辺の社会環境からみて、爆風圧の影響が発電所へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ、単独事象として影響がないと判断

(2) 外部人為事象の影響について考慮が不要な場合

以下にあげる外部人為事象については,重畳影響を考慮するまでもな く,単独事象として原子炉施設への影響を考慮する必要がないものとし て整理している。

○単独事象として発生頻度が稀な事象(10⁻⁷/年以下)

- No.1 衛星の落下
- No.5 タービンミサイル
- No.6 飛来物(航空機落下)
- No.15 軍事施設からのミサイル
- ○発生源となる施設が発電所へ影響の及ぶ範囲にない事象
 - No.18 他のユニットからのミサイル
 - No.19 他のユニットからの内部溢水
 - No.21 ダムの崩壊
- ○発生しても影響が軽微な事象,影響を遮断できる事象
 - No.4 有毒ガス
 - No.14 サイト貯蔵の化学物質の流出
 - No.17 他のユニットからの火災

事象毎の状況を表2にまとめる。

No.	外部人為事象		包絡される自然現象等
1	衛星の落下	[-]	低頻度事象(その他の事象(2)のとおり)
	パイプライン事故(ガスな		飛来物による影響
2	ど), パイプライン事故によ	【竜巻】	熱影響,爆風圧の影響はその他の事象(1)
	るサイト内爆発等		のとおり
3	交通事故(化学物質の流出 含む)	[—]	熱影響はその他の事象(1)のとおり
4	有毒ガス	[—]	影響を緩和可能(その他の事象(2)のと おり)
5	タービンミサイル	[-]	低頻度事象(その他の事象(2)のとおり)
6	飛来物 (航空機落下)	[—]	熱影響はその他の事象(1)のとおり 落下は低頻度事象(その他の事象(2)の とおり)
7	工業施設又は軍事施設事故	【竜巻】	飛来物による影響 熱影響,爆風圧の影響はその他の事象(1) のとおり
8	船舶の衝突	【津波】	海水系機器の性能低下
9	自動車又は船舶の爆発	【竜巻】	飛来物による影響 熱影響,爆風圧の影響はその他の事象(1) のとおり
10	船舶から放出される固体・ 液体不純物	【津波】	海水系機器の性能低下
11	水中の化学物質	【津波】	海水系機器の性能低下
12	爆発	【竜巻】	飛来物による影響 熱影響,爆風圧の影響はその他の事象(1) のとおり
13	プラント外での化学物質の 流出	【津波】	海水系機器の性能低下
14	サイト貯蔵の化学物質の流 出	[—]	影響を緩和可能(その他の事象(2)のと おり)
15	軍事施設からのミサイル	[—]	低頻度事象(その他の事象(2)のとおり)
16	掘削工事	【地震】	敷地の変動等による屋外設備の基礎や地中 設備の損傷
17	他のユニットからの火災	[—]	影響を緩和可能(その他の事象(2)のと おり)
18	他のユニットからのミサイ ル	[—]	影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし (その他の事象(2)のとおり)
19	他のユニットからの内部溢 水	[—]	影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし (その他の事象(2)のとおり)
20	電磁的障害	【落雷】	計測系,制御系へのノイズ影響等
21	ダムの崩壊	[—]	影響の及ぶ範囲に発生源となる施設なし (その他の事象(2)のとおり)
22	内部溢水	【津波】	広範囲の機器等の同時浸水
23	近隣工場等の火災	[—]	影響確認済み(その他の事象(1)のとお り)

表2 各外部人為事象が包絡される自然現象等

凡例 【 】 包絡される自然事象

地震レベル1.5 PRAについて

1. はじめに

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 規則第三十七条(重大事故等の拡大の防止等)にて要求されている格納容器 の破損の防止に関する有効性評価に関し,必ず想定すべき格納容器破損モー ド以外の破損モードの有無について,内部事象については内部事象レベル1. 5 PRAにより確認を実施済みであるが,地震事象特有の影響について以下 にて確認を実施した。

2. 地震事象特有の格納容器破損モードについて

炉心損傷後の格納容器の健全性に影響を与える物理現象による事象進展に 関し内部事象と地震事象の差はなく、地震事象特有の影響としては、地震動 により直接的に格納容器本体が損傷する場合、格納容器の隔離機能又は圧力 抑制機能に係る設備が損傷することで格納容器破損に至る場合が考えられる。

(1) 格納容器本体の損傷

地震動による原子炉建屋の損傷影響により格納容器が破損に至る,又は 格納容器が直接的に破損に至るケースは,地震事象特有の格納容器破損モ ードであり,(社)日本原子力学会標準「原子力発電所の地震を起因とした 確率論的安全評価実施基準:2007」では,原子炉建屋破損のχモード として分類されている。

このケースの場合,炉心損傷時に格納容器の放射性物質閉じ込め機能は 既に喪失しており,内部事象レベル1.5PRAでは格納容器隔離失敗と して考慮している。 (2) 格納容器隔離機能喪失

地震動により格納容器隔離弁が閉鎖できなくなることで、炉心損傷によ り発生した放射性物質が格納容器外へ直接放出される可能性がある。この ケースについては、格納容器本体の損傷と同様に炉心損傷時には格納容器 の放射性物質閉じ込め機能は喪失している状態であり,内部事象レベル1. 5 PRAでは格納容器隔離失敗として考慮している。

(3) 格納容器圧力抑制機能喪失

地震動により残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード),格納容器ベ ント管又は圧力抑制室の損傷により格納容器圧力を抑制出来なくなり,格 納容器が過圧破損に至る可能性がある。このケースについては,内部事象 レベル1.5PRAにおいて,水蒸気(崩壊熱)の蓄積等による過圧によ って格納容器が破損に至る過圧破損モードとして考慮している。

3. 格納容器破損防止対策に係る有効性評価事故シーケンスについて

上述のとおり,地震事象特有の影響として格納容器や隔離機能等の地震動 による損傷が考えられるものの,重大事故の事象進展により格納容器へ圧力 荷重,熱荷重といった物理的な負荷が加わった結果として放射性物質閉じ込 め機能が喪失に至るものではない。そのため,格納容器破損防止対策の有効 性評価の判断基準に照らすと,重大事故対策の有効性評価の観点としてでは なく,対象設備の耐震性の観点から評価がなされるべきものと判断される。

加えて格納容器本体の損傷については,内部事象レベル1.5PRAでも 想定していない機器の損傷モードであるが,格納容器が損傷に至るような大 規模地震を想定した場合,その損傷の程度や緩和系設備使用可否の評価,事 故シナリオを特定することは非常に困難である。したがって,そのような状 況下においては,地震によるプラントの損傷の程度や事象進展に応じて,様々 な格納容器破損防止対策を臨機応変に組み合わせて影響緩和を図るとともに, 大規模損壊対策として放水砲等の影響緩和措置を講じられるようにしておく ことが重要と考えられる。

4. 地震レベル1.5PRAについて

内部事象PRAでは、レベル1PRAの結果抽出された炉心損傷に至る事 故シーケンスグループをレベル1.5PRA評価の起点となるようプラント 損傷状態を定義した上で、炉心損傷に至るまでのプラント状態などの観点か ら格納容器の健全性に影響を与える事象(過温破損,水蒸気爆発等)を抽出 しているが、地震レベル1.5PRAでは、地震事象特有の影響として原子 炉建屋、格納容器等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至るシナリオ を考慮する必要がある。

具体的には,地震レベル1PRAにおいて緩和系に期待することができず, 炉心損傷直結事象として整理している原子炉建屋損傷やExcessive LOCAといった事故シナリオが対象となるものの,現段階では,それら事 故の起因となる設備の損傷の規模や範囲の特定には困難かつ不確実さが大き く,これらの事故シナリオが発生した場合の事象進展(炉心損傷までの時間 余裕や緩和系の健全性等)を定量化することが困難な状況にある。

そのため,今後,対象設備の損傷影響評価などの精緻化を進めるとともに, 実機適用へ向けた検討を進めていくところである。 外部事象に特有の事故シーケンスについて

1. はじめに

外部事象のうち,地震・津波PRAを実施した結果,内部事象P RAでは抽出されていない以下の(1)から(9)の事故シーケンスが抽 出された。

- (1) 原子炉建屋損傷
- (2) 格納容器損傷
- (3) 原子炉圧力容器損傷
- (4) 原子炉冷却材圧カバウンダリ喪失(Excessive L OCA)
- (5) 計装・制御系喪失
- (6) 格納容器バイパス
- (7) 直流電源喪失+原子炉停止失敗
- (8) 交流電源喪失+原子炉停止失敗
- (9) 防潮堤損傷

以下では、これら地震事象に特有の各事故シーケンスについて、 地震・津波 P R A 評価におけるフラジリティ評価や事故シーケンス 評価における条件設定の妥当性等について再整理し、炉心損傷防止 対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスグループとして取り 扱うべきかの検討を実施した。

炉心損傷に直結する事故シーケンスグループ
 上記の(1)から(9)の事故シーケンスについては、それぞれの発生

頻度は低く,これら事故シーケンスを除く事故シーケンスにより全 炉心損傷頻度の約 99%は炉心損傷防止対策でカバーされるものであ るが,(1)から(9)の事故シーケンスのそれぞれについて,地震・津 波PRAにおけるフラジリティ評価や事故シーケンス評価における 条件設定の妥当性等について改めて確認した。

2.1 原子炉建屋損傷

想定事故シナリオ

原子炉建屋が損傷することで,建屋内の格納容器,原子炉圧力 容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷し,原子炉注水を 行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事 故シーケンスである。

実際には地震による原子炉建屋の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉建屋損傷として建屋全損壊ではなく一部 フロア程度の損傷を想定する場合には、大規模なLOCA(E x c e s s i v e LOCA)には至らない可能性があり、外 部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても、原子炉注 水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。

<大規模な損傷の場合>

建屋損傷時に,緩和できない大規模なLOCA(Exces sive LOCA)が発生すると同時に,建屋内の原子炉注 水系配管が構造損傷して原子炉注水機能も喪失するため,炉心 損傷に至る。建屋損傷の二次的被害により,格納容器や格納容 器の貫通配管が損傷しており,閉じ込め機能にも期待すること はできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シ ーケンスであるものの,地震による建屋損傷状態及び機能喪失す る機器を特定することが困難であることから,これらの様々な損 傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困 難な事故シーケンスとして整理した。

【炉心損傷頻度】1.5×10⁻⁷/炉年(点推定值)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 0.2%

- (2) フラジリティ評価の保守性
 - a. 評価対象機器/評価部位

原子炉建屋の支配的な損傷モード及び部位としては,建屋の崩 壊シーケンスを踏まえて,層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選 定した。

b. 評価方法

原子炉建屋は、「現実的耐力と現実的応答による方法(応答解 析に基づく方法)」によりフラジリティを評価した。評価手法は 地震 PSA学会標準に準拠した手法としている。

c. フラジリティ曲線の保守性等

原子炉建屋のフラジリティ曲線は,原子炉建屋の最弱部位の損 傷を模擬したフラジリティであり,建屋全体の損壊を模擬したも のではないため,建屋全体崩壊に至るまでは余裕があると考えら れる。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い 本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評

価でも 1.5×10⁻⁷ / 炉年であり, 全炉心損傷頻度(7.5×10⁻⁵ / 炉 年)に対して約 0.2%と小さい。

さらに,損傷の程度によっては,非常用炉心冷却系等による原 子炉冷却,格納容器スプレイ冷却系等による格納容器冷却により, 影響を緩和できる可能性があること及びフラジリティ評価が持つ 保守性を考慮すると,原子炉建屋の損傷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新たに追加することは不 要と判断した。

- 2.2 格納容器損傷
 - 想定事故シナリオ

格納容器が損傷することで,格納容器内の原子炉圧力容器等の 構造物及び機器が広範囲にわたり損傷し,原子炉注水を行った場 合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケ ンスである。

実際には地震による格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による格納容器損傷として,一部のみの損傷を想定する 場合には,原子炉冷却材圧力バウンダリが健全で大規模なLO CA(Excessive LOCA)が発生しない可能性が あり,外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても, 原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。 <大規模な損傷の場合>

格納容器内の配管及びECCS注入配管が同時に構造損傷

して,大規模なLOCA(Excessive LOCA)が 発生すると同時に,原子炉注水機能も喪失するため,炉心損傷 に至る。なお,この場合,格納容器が損傷しており,閉じ込め 機能にも期待することはできない。

このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シ ーケンスであるものの,地震による格納容器損傷状態及び機能喪 失する機器を特定することは困難であることから,これらの様々 な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止 が困難な事故シーケンスとして整理した。

【炉心損傷頻度】4.1×10⁻⁹/炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満

(2) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器/評価部位

格納容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して, 支配的な機器として,格納容器スタビライザ及び格納容器下部シ アラグを選定している。これらの構造物の位置関係を第1図に示 す。

格納容器スタビライザは,原子炉遮へい壁からの水平方向の地 震荷重を原子炉建屋に伝達するために,原子炉遮へい壁と格納容 器上部シアラグを結ぶ構造物であり,原子炉遮へい壁の最頂部に トラス状に設置されている。

また,格納容器下部シアラグは,格納容器円錐部下部付近に設置されており,格納容器の水平方向の地震荷重及びダイアフラム フロアを介して伝達される原子炉圧力容器ペデスタルからの水 平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達する構造となっている。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では,決定論による耐震評価結果に基づき,耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグの構造強度 評価は,地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当 該部位に負荷される最大荷重を用いて,その地震荷重(最大荷重) を交番荷重ではなく,静的に負荷され続けている状態を想定して 評価を行っており,保守的な評価となっている。

さらに,格納容器は複数の格納容器スタビライザ及び格納容器 下部シアラグにより支持されているが,最大地震荷重を受けるも のが損傷した時点で,格納容器損傷に至るとしている点にも保守 性がある。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い
 本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも4.1×10⁻⁹/炉年であり、全炉心損傷頻度(7.5×10⁻⁵/炉年)に対して0.1%未満と小さい。

最大地震荷重を受ける格納容器スタビライザが損傷した場合で も、荷重の再配分により残りの格納容器スタビライザ及び原子炉 圧力容器ペデスタルで原子炉遮へい壁の地震荷重を受けることが できることから、直ちに原子炉遮へい壁が転倒するには至らず、 原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留ま るものと考えられる。この場合は既存のLOCAシナリオと同様 の進展になることが想定される。

また,最大地震荷重を受ける格納容器下部シアラグが損傷した 場合でも,荷重の再配分により残りの格納容器下部シアラグ及び ダイアフラムフロアで原子炉圧力容器ペデスタルの地震荷重を受 けることができることから,直ちに原子炉圧力容器ペデスタルが 転倒するには至らず,原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損 傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存のL OCAシナリオと同様の進展になることが想定される。

以上を総合的に勘案した上で、本事象については、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新たに追加す ることは不要と判断した。

- 2.3 原子炉圧力容器損傷
 - 想定事故シナリオ

原子炉圧力容器の支持機能喪失等により,原子炉圧力容器に接 続されている原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷や,原子炉 冷却材の流路閉塞が発生することにより,原子炉注水を行った場 合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケ ンスである。

実際には地震による原子炉圧力容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

地震による原子炉圧力容器損傷として,原子炉圧力容器の一 部のみの損傷を想定する場合には,原子炉冷却材圧力バウンダ リ配管の全周破断に至らず冷却材の注入が可能な場合や,炉内 構造物の一部変形のみで原子炉冷却材の流路の完全な閉塞に 至らない可能性があり,原子炉注水機能等が健全ならば炉心損 傷を防止できる。

<大規模な損傷の場合>

原子炉圧力容器の損傷により,原子炉冷却材圧力バウンダリ 配管の全周破断による原子炉注水機能の喪失や,炉内構造物の 大規模破損による冷却材流路の閉塞により,炉心の除熱が困難 となり炉心損傷に至る。

このように損傷の程度に応じて影響が変化する事故シーケンス であるものの,地震による原子炉圧力容器損傷状態を特定するこ とは困難であることから,これらの様々な損傷の程度・組合せを 含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンス として整理した。

【炉心損傷頻度】2.2×10⁻⁷/炉年(点推定值)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約 0.3%

- (2) フラジリティ評価の保守性
 - a. 評価対象機器/評価部位

原子炉圧力容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに 対して、比較的大きな影響を及ぼす機器は、第1表に示すFV重 要度から、原子炉圧力容器の蒸気乾燥器支持ブラケット及び原子 炉圧力容器スタビライザである。これらの構造物の位置関係を第 2図に示す。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では,決定論による耐震評価結果に基づき,耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

蒸気乾燥器支持ブラケット及び原子炉圧力容器スタビライザ の構造強度評価は,原子炉圧力容器の地震応答解析により算出し た最大荷重を用いて,その地震荷重(最大荷重)を交番荷重では なく,静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行ってお り,保守的な評価となっている。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い
 本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 2.2×10⁻⁷ / 炉年であり、全炉心損傷頻度(7.5×10⁻⁵ / 炉年)に対して約 0.3%と小さい。

また,原子炉圧力容器等の損傷による炉心損傷に至る事故シナ リオに対して,蒸気乾燥器支持ブラケットの支持機能が喪失した としても,炉心との間には気水分離器が設置されており直接炉心 に接触することはなく,また,原子炉圧力容器スタビライザの支 持機能が喪失したとしても,原子炉圧力容器の周囲を囲む原子炉 遮へい壁等の存在により原子炉圧力容器が大きく傾くことはなく, その影響は原子炉圧力容器に接続されている配管の一部破損に留 まるものと考えられる。この場合は既存のLOCAシナリオと同 様の進展になることが想定される。

以上を総合的に勘案した上で、本事象については、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新たに追加す ることは不要と判断した。

2.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(Excessive LOCA)

想定事故シナリオ

原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失については,地震によるスク ラム後,逃がし安全弁の開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震 による直接的な荷重により原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力 バウンダリ配管が損傷に至るシナリオを想定している。いずれの 場合も原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や影響緩和系に よる事象収束可能性の評価が困難なため,保守的にExcess ive LOCA相当とし,炉心損傷に至る事故シナリオとして 整理している。

【炉心損傷頻度】3.0×10⁻¹⁰/炉年(点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満

① 逃がし安全弁開失敗シナリオ

①-(1) フラジリティ評価の保守性

a. 評価対象機器/評価部位

事故シーケンスとしては,過渡事象や外部電源喪失,交流電 源喪失,直流電源喪失の発生時を想定しているが,いずれのケ ースにおいても,逃がし安全弁の機能損傷(開失敗)を想定し ている。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では,決定論による耐震評価結果に 基づき,耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジ リティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

逃がし安全弁については,合計 18 台設置されているものの, フラジリティ評価上は,機器の完全相関を仮定しており,単一

機器の評価=全体の評価としている。共通原因故障として単一 機器の機能喪失を全台機能喪失と仮定すること自体は保守的 な取り扱いではあるが,実際には機器配置の差など,応答に差 があることを踏まえると,さらに余裕があると言える。

①-(2) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた 評価でも 3.0×10⁻¹⁰/炉年であり、全炉心損傷頻度(7.5×10⁻⁵/炉年)に対して 0.1%未満と小さい。

逃がし安全弁開失敗によるLOCAシナリオとして,逃がし安 全弁全数破損により原子炉圧力が過剰に上昇し原子炉冷却材圧 カバウンダリが広範囲に破損に至ることを想定し,影響緩和系に 期待できず炉心損傷が回避不可となるケースを考え,炉心損傷直 結としている。

ただし、①-(1)のとおり、要因となっている逃がし安全弁の 現状のフラジリティ評価に保守的な仮定をおいており、現実的な 事故シナリオとしては、合計 18 台ある逃がし安全弁が同時損傷 する可能性は極めて低いことから、Excessive LOC Aには至ることなく影響緩和系による事象収束が期待できる。そ のため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価 の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

- ② 格納容器内配管損傷シナリオ
- ②-(1) フラジリティ評価の保守性
 - a. 評価対象機器/評価部位

本評価では,格納容器内を通る配管について,系統ごとに地

震荷重に対して裕度が小さい部位を,評価部位として選定した。 b.評価方法

今回のフラジリティ評価では,決定論による耐震評価結果に 基づき,耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジ リティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

配管本体については,設計に比べて大きな耐震裕度を有して おり,既往研究結果等からも設計想定レベルを上回る地震力に 対して健全性を維持することが確認されている。「配管系終局 強度試験」(平成 10 年度~平成 15 年度)^[1]においては,許容 応力度(3Sm)の10 倍の応力強さにおいても塑性崩壊又は疲労 による破損は生じないことなどが確認されている。

上記のような現実的な損傷に対して現実的な評価を行うと すれば,配管および配管サポートを一体でモデル化した応答解 析を行う詳細法が考えられるが,今回の評価としては保守的な 決定論的評価に基づいた安全係数法により評価しているため, 配管系が損傷に至る地震動の大きさは,耐震評価から得られた 地震動の大きさよりも十分に大きいと考えられる。

格納容器内配管が地震により疲労損傷した場合においても, 大径配管が疲労により全周破損に至る可能性は小さく,その場 合,原子炉冷却材の流出量は,LOCAで想定している流出量 を大きく下回る。

②-(2) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い

本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた

評価でも 3.0×10⁻¹⁰/炉年であり,全炉心損傷頻度(7.5×10⁻⁵/炉年)に対して 0.1%未満と小さい。

格納容器内配管損傷によるLOCAシナリオとして,損傷程度 (規模,範囲)を想定することは困難であるものの,②-(1)の とおり,フラジリティ評価に保守的な仮定を置いており,現実的 な事故シナリオとしては,Excessive LOCAには至 ることなく影響緩和系による事象収束が期待できると考えられ るため,炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し,有効性評価 の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

- 2.5 計装·制御系喪失
 - 想定事故シナリオ

地震により計装・制御系が損傷した場合,プラントの監視及び 制御ができなくなる可能性があること,発生時のプラント挙動に 対する影響が現在の知見では明確でないことから,保守的に直接 炉心損傷に至る事故として整理している。

【炉心損傷頻度】3.7×10⁻¹⁰/炉年(点推定值)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満

- (2) フラジリティ評価の保守性
 - a. 評価対象機器/評価部位

計測・制御系喪失において評価対象となる電気計装機器は,制 御盤及び計装ラックであり,これらの機能損傷について評価して いる。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では,決定論による耐震評価結果に基
づき,耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度は, 誤動作を 起こすまでの試験結果である場合が多く, 電気計装機器の実際の 機能損傷レベルに対して余裕のある機能確認済加速度値を採用 している。

このため,機能維持確認済加速度値は,制御盤,計装ラック及 びこれらに内蔵される器具が再使用困難な状態(構造損傷)とな るまでを検証した結果ではないことから,仮に地震動が機能確認 済加速度値を超過した場合においても一時的な機能喪失にとど まる可能性が高く,地震収束後に再起動操作等を適切に実施する ことにより機能回復が可能と考える。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い
 本事故シーケンスの発生頻度は復旧可能な機能喪失の影響も含めた評価でも 3.7×10⁻¹⁰ / 炉年であり,全炉心損傷頻度(7.5×10⁻⁵ / 炉年)に対して 0.1%未満と小さい。

現実的な事故シナリオとしては,一時的な機能喪失にとどまる 機器が多く,地震収束後に再起動操作を適切に実施することで影 響緩和系による事象収束が期待できるため,炉心損傷に至る確率 が十分小さいと判断し,有効性評価の事故シーケンスグループと しては取り扱わないこととした。

- 2.6 格納容器バイパス
- 想定事故シナリオ

格納容器バイパス事象は,常時開の隔離弁に接続している配管 が格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで,原 子炉冷却材が流出する事象である。高温・高圧の原子炉冷却材が 隔離不能な状態で格納容器外(原子炉建屋)へ流出し,原子炉建 屋内の広範な影響緩和系に係る機器(電気品,計装品等)が機能 喪失し,損傷の規模や影響緩和系による事象収束可能性の評価が 困難なため,保守的に直接炉心損傷に至る事故シナリオとして整 理している。

【炉心損傷頻度】3.2×10⁻⁸/炉年(点推定值)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満

- (2) フラジリティ評価の保守性
 - a. 評価対象機器/評価部位

本事故シーケンスに関連する機器のうち,本事故シナリオに対 して,比較的大きな影響を及ぼす事象は,第1表に示すFV重要 度から,主蒸気ドレン弁(外側)の下流側配管(耐震Bクラス) の地震による損傷と,通常開状態である主蒸気隔離弁及び主蒸気 ドレン弁(外側)の同時損傷による隔離失敗に至る事象であり, 本事象に関連する機器に対する保守性について整理する。

b. 評価方法

今回のフラジリティ評価では,決定論による耐震評価結果に基づき,耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. フラジリティ曲線の保守性等

主蒸気ドレン弁(外側)の下流側配管については,耐震 B クラ スであるため,地震動の大きさに限らず,地震発生時の損傷確率

別紙 2-15

を 1.0 としているが, 実際には, 当該配管についても一定の裕度 を有していることを踏まえると, 保守性が確保されているものと 判断できる。

主蒸気隔離弁及び主蒸気ドレン弁(外側)のフラジリティは, 既往加振試験で得られた加速度の上限値を機能維持限界として いるが,加振試験で機能損傷が確認されていないため,実際に機 能損傷に至るには余裕があるものと考えられる。

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い
 本事故シーケンスの発生頻度は(2) フラジリティの保守性も含めた評価でも 3.2×10⁻⁸ / 炉年であり、全炉心損傷頻度(7.5×10⁻⁵ / 炉年)に対して 0.1%未満と小さい。

ただし,(2)のとおり,主蒸気ドレン弁(外側)の下流側配管(耐 震 B クラス)について,地震動の大きさに限らず損傷確率を 1.0 としており,実際には一定の裕度が確保されていること,主蒸気 隔離弁及び主蒸気ドレン弁について,評価に用いている機能維持 加速度に一定の裕度が確保されているものと考えられることから, 実際には本事故シーケンスの発生頻度は更に低くなると判断でき る。

以上を総合的に勘案した上で、本事象については、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新たに追加す ることは不要と判断した。

- 2.7 直流電源喪失+原子炉停止失敗,交流電源喪失+原子炉停止失敗
 - 想定事故シナリオ

「直流電源喪失+原子炉停止失敗」,「交流電源喪失+原子炉停

別紙 2-16

止失敗」は、地震による直流電源喪失又は交流電源喪失と原子炉 スクラムの失敗が重畳するシナリオである。ただし、本シナリオ については炉心損傷直結事象に分類されるものではない。

PRA評価ではヘディング「原子炉停止」において,以下の設備の地震要因損傷により,制御棒の挿入に失敗するものとして評価している。

- ・ 炉内支持構造物
- C R D
- ・燃料集合体(過度の相対変位による制御棒挿入失敗を想定)
 【炉心損傷頻度】

直流電源喪失+原子炉停止失敗:2.6×10⁻⁸/炉年(点推定値) 交流電源喪失+原子炉停止失敗:1.4×10⁻⁸/炉年(点推定値) 【全炉心損傷頻度への寄与割合】<0.1%

(2) フラジリティ評価の保守性

(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い 原子炉停止機能喪失は内部事象において既に抽出された事故シ ーケンスグループではあるものの,地震PRAにおいては全交流 動力電源喪失+原子炉停止失敗といったシナリオも評価上抽出さ れる。

ただし,(1)で挙げた設備(炉内支持構造物,CRD,燃料集合体)については地震要因による損傷は否定できないものの,地震 発生から損傷に至るまでには時間差があると考えらえる。そのた め,その間に地震加速度大(水平 250Gal,鉛直 120Gal; EL. -4.0m の地震加速度計の設定値,水平 300Gal; EL. +14.0mの地震加速度

計の設定値)によるスクラム信号発信及び制御棒挿入(90%挿入 で平均2.4秒(平成22年制御棒駆動水圧系機能検査))は余裕を 持って完了している可能性が高い。

また,制御棒が部分的に挿入失敗するようなケースでは,必ず しも臨界とはならないが,地震によるCRDの損傷は同種系統間 で完全相関を想定しているため,1本の制御棒でも挿入失敗した場 合は保守的にスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価し ている。

以上より,現実的には本事故シーケンスにより炉心損傷に至る 確率が十分に小さいと判断し,地震 P R A としては改めて有効性 評価の事故シーケンスグループとして取扱う必要はないものとし た。

- 2.8 防潮堤損傷
 - 想定事故シナリオ

津波波力により防潮堤が損傷し、多量の津波が敷地内に浸水す ることで、非常用海水ポンプが被水・没水して最終ヒートシンク が喪失するとともに、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故シーケンスである。実際には津波波力によ る防潮堤の損傷の程度により、発生する事象の厳しさは以下のと おりの範囲を有している。

<小規模な損傷の場合>

T.P.+24m を超える津波により防潮堤の一部が損傷した場合 は,原子炉建屋への浸水箇所や浸水量の程度によっては,原子炉 隔離時冷却系による原子炉注水に期待できる場合がある。

別紙 2-18

<大規模な損傷の場合>

T.P.+24mを超える津波により防潮堤が倒壊する等,大規模な 損傷が発生した場合は,敷地内に多量の津波が浸水することで, 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。

【炉心損傷頻度】3.3×10⁻⁷/炉年(点推定值)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.4%

(2) フラジリティ評価の保守性

今回のフラジリティ評価では、津波高さが防潮堤耐力を確認し ている T.P. + 24.0m を超えた時点で防潮堤の損傷確率を 1.0 と仮 定しているが、実際には T.P. + 24.0m を超える津波に対してもあ る一定程度は防潮堤が健全であると考えられるため、保守性を有 していると考えられる。

- (3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取扱い本事故シーケンスグループの炉心損傷頻度は 3.3×10⁻⁷ / 炉年であり、全炉心損傷頻度(7.5×10⁻⁵ / 炉年)に占める割合が 1%未満と小さい。また、防潮堤損傷時は敷地内に多量の津波が流入することにより、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失することが考えられるが、津波による影響の程度を特定することが難しく、不確かさが大きいため、新たな事故シーケンスグループとして追加する必要はないと判断した。
- 3. まとめ

地震・津波 P R A 特有の事故シーケンスについては、本来は、 P R A 評価においても、損傷の程度に応じて影響緩和系による事象収 束可否を詳細に評価することが望ましいが、現段階では損傷の規模 や範囲の特定は困難かつ不確実さが大きく,これら事故シーケンス が発生した場合の事象進展,対策の成立性などについて評価を行う ことが現実的ではないことから,保守的に炉心損傷に直結するもの として取り扱うこととしている。

これらの事故シーケンスについては,保守的に実施した今回の地 震・津波 P R A においても,発生頻度や全炉心損傷頻度に対する寄 与割合は小さく,さらに,現実的な耐力や事故シナリオを考慮する ことにより,その多くの場合は,炉心損傷に至らないか,すでに想 定されている事故シーケンスグループに包含されるものと考えられ る。

また,各事故シーケンスが発生した際の影響については,炉心損 傷に至らない小規模な事象から,地震により建屋全体が崩壊し内部 の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な事故や, 津波により屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失する事故まで, 事象発生時にプラントに及ぼす影響は大きな幅を有する。したがっ て,これらの地震・津波PRA特有の事故シーケンスは,炉心損傷 防止対策の有効性評価の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して いくべきものである。具体的には,炉心損傷に至らない小規模な事 象の場合には,使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対 策を柔軟に活用することが可能であると考えられる。また,建屋全 体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能喪失するような深 刻な事故の場合には,可搬型のポンプ・電源,放水砲等を駆使した 大規模損壊対策による対応も含め,臨機応変に影響緩和対策を試み ることで対応していくことが可能と考えられる。

別紙 2-20

以上のとおり頻度及び影響の観点から検討した結果,これらの事 故シーケンスについては,設置許可基準規則の解釈に基づき想定す る事故シーケンスグループと比較して,新たに追加する必要はない と総合的に判断した。

以 上

【参考文献】

[1](財)原子力発電技術機構 "原子力発電施設耐震信頼性実証に関す る報告書,配管系終局強度",平成10年度~平成15年度

第1表 FV重要度

事故シーケンス	起因事象/ 影響緩和機能	設備	損傷モード	評価部位	HCLPF (G)	FV重要度
		原子炉圧力容器	構造損傷	蒸気乾燥器支持 ブラケット付根部	1.29	1.0E-02
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器スタビ ライザ	構造損傷	ロッド	1.59	9.2E-04
		原子炉遮へい壁	構造損傷	開口集中部	1.81	1.8E-04
		主蒸気ドレン弁 (外側)	機能損傷		1.15	9.9E-05
		原子炉隔離時冷却系配 管	構造損傷	配管本体	2.63	2.0E-05
		給水逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.47 (2.32 [*])	1.4E-05
		主蒸気隔離弁	機能損傷	_	2.99	1.9E-06
		原子炉冷却材浄化系配 管	構造損傷	配管本体	3.58	5.4E-07
格納容器バイパス	格納容器バイパス	主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	3.75	3.3E-07
		給水配管	構造損傷	配管本体	5.47	3.4E-10
		主蒸気ドレン弁(内側)	機能損傷		5.35	2.6E-10
		原子炉隔離時冷却系蒸 気隔離弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.96 (6.25 [*])	<1.0E-16
		原子炉冷却材浄化系隔 離弁	機能損傷	_	6.81	<1.0E-16
		主蒸気ドレン配管(内 側)	構造損傷	配管本体	7.00	<1.0E-16

※ 鉛直方向のフラジリティを水平方向に換算した値



第1図 格納容器の構造物(格納容器スタビライザ,格納容器下部シ アラグ)の位置関係



原子炉圧力容器スタビライザ)の概要図

諸外国における炉心損傷防止対策の調査結果について

1. 調查方法

諸外国(米国及び欧州)の既設プラントにおいて整備している先進 的な炉心損傷防止対策について,以下の書類等から調査を実施した。

・原子力規制機関(米国NRC,ドイツBMU等)の規制要求文書

- ・米国における最終安全解析書(FSAR)等の事業者文書
- ・欧州におけるストレステスト報告書

また,原子力規制関係の調査委託会社の提携先である国外コンサル ティング機関から得られる情報,国外原子力関係者を招いたセミナー での情報,国外原子力プラントの視察情報等についても調査を実施し た(図1参照)。

2. 調査結果

調査可能な範囲内で得られた国外既設プラントにおける炉心損傷防 止対策について,東海第二発電所の対策と比較した結果を表1に示す。 なお,表1では事故シーケンスグループごとに対策を整理しているが, 国外既設プラントにおける炉心損傷防止対策については,各対策のサ ポート系等の詳細な情報が一部公開されていないため,各事故シーケ ンスグループの条件下で使用可能か判断できない対策については使用 可能と仮定して記載している。

表1のとおり,東海第二発電所の対策は,全ての事故シーケンスグ ループにおいて,国外既設プラントで整備されている対策と同等であ ることを確認した。

なお、「LOCA時注水機能喪失」の事故シーケンスグループについ ては、諸外国においても全ての破断面積に対して炉心損傷を防止でき るような設備対策はとられていないことを確認した。

別紙 3-1



図1 諸外国における炉心損傷防止対策の調査対象

別紙 3-2

1.	事故シーケンス			炉心損傷防	ち止対策に係る設備又は操作			
分類	グループ	機能	東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
1	高庄 · 低圧注水 機能喪失	炉心冷却	 ・常設低圧代替注水系ポンプ ・常設高圧代替注水系ポンプ ・代替循環冷却系ポンプ ・復水ポンプ ・電動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・夜水移送ポンプ ・複水移送ポンプ ・制御棒駆動水圧系ポンプ ・ほう酸水注入ポンプ 	 ・ディーゼル駆動消火ボ ンプ(RHR 経由) ・高圧サービス水系(RHR 経由) ・RHRSW(RHR 経由) ・制御棒駆動機構ボンプ ・復水ポンプ 	 ・独立非常用系の中圧注 入ポンプ ・サービス水系(RHR 経 由) ・復水ポンプ(給水ポン プバイパスライン追 設) ・インターナルポンプ・ シール水系ポンプ ・ほう酸水注入系ポンプ ・目前健棒駆動水系ポンプ ・サプレッションプール ドレンポンプ(RHR 経 由) ・1次系満水ポンプ 	_	 ・火災用ポンプ、ブース ターポンプ(専用電源 有り) 	欧米では,既設又は追設する常設ポンプ及び可搬 型ポンプによる多様な代替炉心冷却手段を整備し ている。 東海第二発電所においても,既設,追設する常設 ポンプ及び可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段 を対策としている。
			 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 	・可搬型ポンプ	・可搬型消火ポンプ(サ ービス水系-RHR 経由)	_	・可搬型ポンプ	
		給水源	・代替淡水貯槽 ・復水貯蔵タンク ・西側淡水貯水設備 ・ろ過水貯蔵タンク ・純水貯蔵タンク ・原水タンク ・原木タンク ・資水水 ・代替淡水貯槽への補給 -西側淡水貯水設備,海水等	 ・防火用水タンク ・飲料水系 ・復水貯蔵タンクへの補給 ー脱塩水貯蔵タンク, 復水器 H/W,燃料プール,他ユニット貯蔵 タンク -消火用水系,公共の 消火水,水道水等 	 ・河川水 ・復水貯蔵タンクへの補給 ー消火用水 ・ほう酸溶液タンクへの 補給 ー消火用水 	 ・脱塩水タンクへの補給 -脱塩水系 -消火系 ・消火系への補給 -純水系(重力による 移送) 	 ・脱塩水タンクへの補給 -消火系 ・消火系への補給 -原水池 	欧米では,既設タンクへの補給手段の確保や河川 水等の給水源を整備している。 東海第二発電所においては,耐震性のあるタンク の追設及びタンクへの補給手段を整備することと している。
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電	「所の対策は,諸外国の既設	プラントで整備されている	対策と同等であることを確	認した。	
2	高圧注水・減圧 機能喪失	原子炉減圧	 ・過渡時自動減圧機能 ・原子炉減圧機能の信頼性向上 -非常用蓄電池の増強 ・予備の高圧窒素ガスボンベ - 窒素発生装置 	 ・過渡時の減圧自動化ロジック ・自動減圧機能の信頼性向上 ・追加直流電源 ・追加の窒素供給系 ・ケーブル性能の確保^曲 	 ・多様化炉容器減圧系 (11 個の逃がし安全 弁のうち3 個に電動弁 によるバイパスライ ンを追設) 	 ・過渡時の減圧自動化ロジック 	 ・減圧機能の信頼性向上 -バックアップ用窒素 ボンベ -消火系からの水圧による開 	欧米では、過渡時自動減圧ロジックの追加や自動 減圧機能の信頼性向上対策を整備している。また、 米国ではシビアアクシデント時の温度環境下にお いて、減圧機能に必要なケーブルが機能を維持でき ることを評価している。 東海第二発電所においても、過渡時自動減圧機能 の追加及び原子炉減圧機能の信頼性向上対策を整 備することとしている。また、シビアアクシデント 時の減圧機能に必要なケーブルについては、過酷な 条件下で機能維持可能であるよう対応することと している。
		まとめ	上述の調査結果より,東海第二発電	『所の対策は,諸外国の既設	プラントで整備されている	対策と同等であることを確	認した。	

表1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較(1/6)

<u>下線部</u> 有効性評価において有効性を確認する対策

注 本件は、米国においてNRCの要請によって実施された、内部事象に対する個別プラント評価(IPE)に関連して、NRCにより出された Generic Letter 88-20 追補1の添付2より抽出したもの

	事故シーケンス	144 14-		炉心損傷防	ち止対策に係る設備又は操作	1		노·/상: 주·변종 표
分類	グループ	機能	東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対策の概要
3	全交流動力電源 喪失	電源設備 (交流電 源)	<u>•常設代替交流電源設備</u>	 ・非常用ディーゼル発電 機の追加設置 ・ガスタービン発電機 	・独立非常用系用ディー ゼル発電機	・ガスタービン発電機	 ・非常用ディーゼル発電 機の信頼性向上 ー起動用バッテリ追設 一燃料タンクの配備 -除熱系を2系統(海水,空冷)設置 ・非常用ディーゼル発電 機の追加 ・ガスタービン発電機 	欧米では、常設及び可搬型の代替交流電源設備並 びに隣接ユニット間の電源融通等を整備している。 東海第二発電所においても、常設及び可搬型の代 替交流電源設備を整備することとしている。また、 東海第二発電所は単独立地プラントであるため、高 圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機から非常用母 線への電源融通を整備している。
			 可搬型代替低圧電源車 	 ・可搬型ディーゼル発電 機 	・可搬型ディーゼル発電 機	・可搬型ディーゼル発電 機	 可搬型発電機 	
			 高圧炉心スプレイ系ディーゼル 発電機から非常用母線への電源 融通 	 ・ユニット間の交流電源 クロスタイ ・水力発電ユニット 	 ・隣接ユニット間での交流電源の接続 ・第3の送電線(地中埋設) 	・小型可搬型ディーゼル 発電機(サイト外)	 ・ユニット間の交流電源 クロスタイ ・近隣発電所からの受電 ・地域電力会社からの受 電 	-
		電源設備 (直流電 源)	 ・非常用蓄電池の給電時間延長 -バッテリ容量増加 -負荷の切り離し ・緊急用 125V系蓄電池 ・代替交流電源による非常用直流 電源の確保 -常設代替交流電源設備,高圧炉 心スプレイ系ディーゼル発電 機からの電源融通 ・代替交流電源による緊急用直流 電源の確保 -エンジン発電機による給電 	・非常用バッテリの給電 時間延長 -バッテリ容量増加 -不要負荷の切り離し -非安全関連バッテリ の設置(非常用バッ テリの負荷軽減)	 バッテリ容量の増加 独立非常用系バッテリ 	 不要負荷の切り離しに よるバッテリ容量保 持 	_	欧米では、常設又は可搬型の代替直流電源設備を 整備しており、非常用バッテリについては、容量増 加及び不要負荷の切り離しにより給電可能時間を 延長させる対策を整備している。 東海第二発電所においても、常設及び可搬型の代 替直流電源設備を整備することとしており、常設の 非常用蓄電池については、容量増加及び負荷の切り 離しにより給電可能時間を延長させる対策を整備 することとしている。また、代替の交流電源から充 電器を介した直流電源の給電方法を整備すること としている。
			 可搬型代替直流電源設備(可搬型整流器及び可搬型代替低圧電源車) 	・携帯型バッテリから所 内バッテリへの充電	 可搬型ディーゼル発電 機からバッテリへの 充電 	・SA設備への給電バッ テリ	・可搬型発電機からバッ テリへの充電	
		炉心冷却 (交流電 源復旧前)	・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・常設高圧代替注水系ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ	 ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・SBOの影響を受けないポンプ((サービス水系-給水系経由の注水)(水源:河川,湖, 貯水池,海など)) 	・原子炉隔離時冷却系ポ ンプ	・蒸気タービン駆動の高 圧注入系	_	欧米では,交流電源に依存しない常設又は可搬型 ポンプによる代替炉心冷却手段を整備している。 東海第二発電所においても,交流電源に依存しな い常設及び可搬型ポンプによる代替炉心冷却手段 を整備することとしている。
			・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ	・可搬型ポンプ	 可搬型消火ポンプ(サ ービス水系-RHR 経由) 	_	・可搬型ポンプ	

表1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較(2/6)

<u>下線部</u> 有効性評価において有効性を確認する対策

別紙 3-4

	事故シーケンス	144 145		炉心損傷防	ち止対策に係る設備又は操作			
分類	グループ	機能	東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対東の概要
3	全交流動力電源 喪失	炉 心 冷 却 (交 流 電 源復 旧 後)	 ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・常設高圧代替注水系ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・残留熱除去系ポンプ ・常設低圧代替注水系ポンプ 	 ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・ディーゼル駆動消火ボンプ ・SB0の影響を受けないポンプ((サービス水系-給水系経由の注水)(水源:河川,湖,貯水池,海など)) 	 ・原子炉隔離時冷却系ポ ンプ ・独立非常用系の中圧注 入ポンプ 	・蒸気タービン駆動の高 圧注入系	 ・火災用ポンプ,ブース ターポンプ(専用電源 有り) 	ドイツ及びフィンランドでは、専用の電源により 動作可能なポンプを整備している。 東海第二発電所においても、代替交流電源により 動作可能な残留熱除去系ポンプ、常設低圧代替注水 系ポンプを整備することとしている。
			 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 	・可搬型ポンプ	 ・可搬型消火ポンプ(サ ービス水系-RHR 経由) 	_	・可搬型ポンプ	
		最終 ヒー トシンク	 ・格納容器圧力逃がし装置(手動 操作可能) ・耐圧強化ベント系(手動操作可 能) ・緊急用海水系(交流電源の復旧 が必要) 	 ・耐圧強化ベント系(手動操作可能) ・原子炉冷却材浄化系(S/P除熱) 	 フィルタベント系(手動操作可能) 独立非常用系(ヒートシンク:冷却塔,地下水,河川) 必須サービス水系(ヒートシンク:河川) 	 フィルタベント系(ラ プチャディスクによ る自動起動) 	 フィルタベント系(ラ プチャディスク) フィルタを経由しない 大容量圧力逃がし装 置(ラプチャディス ク) 代替最終ヒートシンク (冷却塔及び既存ポ ンプの利用) 	欧米では、交流電源がなくても動作可能なフィル タベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大 気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。ま た、代替交流電源により動作可能な最終ヒートシン クを整備している。 東海第二発電所においても、交流電源がなくても 動作可能な格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化 ベント系を整備することとしており、大気を最終ヒ ートシンクとする対策としている。また、緊急用海 水系及び可搬型ポンプによる海水をヒートシン
			・可搬型代替注水大型ポンプ	_	_	_	_	クとする対策を整備することとしている。
		格納容器注水	 ・代替格納容器スプレイ -ディーゼル駆動消火ポンプ -常設低圧代替注水系ポンプ(交 流電源の復旧が必要) -代替循環冷却系ポンプ(交流電 源の復旧が必要) ・代替格納容器スプレイ -可搬型代替注水中型ポンプ 	 ・代替格納容器スプレイ -ディーゼル駆動消火 ポンプ ・代替格納容器スプレイ -可搬型ポンプ 	 - • S/P への注水 - 可搬型消火ポンプ 	 ・代替格納容器スプレイ -火災防護系のディー ゼル駆動ポンプ ・代替格納容器スプレイ -可搬型ポンプ 	 ・代替格納容器スプレイ - 火災防護系ポンプ (専用 DG 有) 	欧米では、交流電源に依存しない常設又は可搬型 ボンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備し ている。また、専用電源を持つポンプによる代替格 納容器スプレイ手段を整備している。 東海第二発電所においても、交流電源に依存しな い常設及び可搬型ポンプによる代替格納容器スプ レイ手段を整備することとしている。また、代替電 源から給電する低圧代替注水ポンプによる代替格
			-可搬型代替注水大型ボンプ	JUX ZALV /	(サービス水系-RHR 経由)		_	納容器スプレイ手段を対策としている。
		給水源	1 と同様	1 と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電	所の対策は、諸外国の既設	プラントで整備されている	対策と同等であることを確	認した。	

表1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較(3/6)

下線部 有効性評価において有効性を確認する対策

1) 1/7*	事故シーケンス			炉心損傷隊	方止対策に係る設備又は操作			上後の電話	
分類	グループ	作残目已	東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対東の概要	
4-1	崩壞熱除去機能 喪失(取水機能 喪失)	最終 ヒ ー トシンク	 ・<u>緊急用海水系</u> ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・ドライウェル内ガス冷却装置 ・可搬型代替注水大型ポンプ 	.3と同様	3 と同様	3 と同様	3 と同様	欧米では、フィルタベント系や耐圧強化ベント系 を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対 策をとっている。また、冷却塔等の代替最終ヒート シンクを整備している。 東海第二発電所においても、格納容器圧力逃がし 装置及び耐圧強化ベント系を整備することとして おり、大気を最終ヒートシンクとする対策としてい る。また、緊急用海水系を整備することとしてい る。	
		炉心冷却	 ・常設低圧代替注水系ポンプ ・代替循環冷却系ポンプ ・常設高圧代替注水系ポンプ ・電動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・復水移送ポンプ ・復水移送ポンプ ・ほう酸水注入ポンプ ・可搬型代替注水中型ポンプ ・可搬型代替注水大型ポンプ 	1と同様**	1 と同様*	1 と同様**	1 と同様**	1 と同様	
		格納容器注水	 ・代替格納容器スプレイ -常設低圧代替注水系ポンプ -代替循環冷却系ポンプ -電動消火ポンプ -ディーゼル駆動消火ポンプ - 夜水移送ポンプ 	 ・代替格納容器スプレイ -ディーゼル駆動消火 ポンプ 	・D/W, W/W スプレイ -サービス水系	 ・代替格納容器スプレイ -火災防護系のディー ゼル駆動ポンプ 	 ・代替格納容器スプレイ - 火災防護系ポンプ (専用 DG 有) 	欧米では、常設又は可搬型ボンプによる代替格納 容器スプレイ手段を整備しており,格納容器スプレ イ機能を多様化している。 東海第二発電所においても、常設及び可搬型ボン プによる代替格納容器スプレイ手段を整備するこ ととしており,格納容器スプレイ機能の多様化を対	
			 ・代替格納容器スプレイ -可搬型代替注水中型ポンプ -可搬型代替注水大型ポンプ 	 ・代替格納容器スプレイ –可搬型ポンプ 	 ・S/P への注水 - 可搬型消火ポンプ (サービス水系-RHR 経由) 	 ・代替格納容器スプレイ –可搬型ポンプ 	_	策としている。	
		給水源	1 と同様	 1と同様	1と同様	 1と同様	 1と同様	1 と同様	
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電	「所の対策は,諸外国の既設	オプラントで整備されている	対策と同等であることを確	認した。		

<u>下線部</u> 有効性評価において有効性を確認する対策。

※ 取水機能の喪失により動作できないものは除く。

八米元	事故シーケンス	466 AP3		炉心損傷防		上谷の青田		
ガ類	グループ	伐尼	東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	対束の概要
4-2	崩壞熱除去機能 喪失 (RHR 機能喪 失)	最終ヒー トシンク	 ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・ドライウェル内ガス冷却装置 	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	欧米では、フィルタベント系や耐圧強化ベント系 を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対 策をとっている。また、冷却塔等の代替最終ヒート シンクを整備している。 東海第二発電所においても、格納容器圧力逃がし 装置及び耐圧強化ベント系を整備することとして おり、大気を最終ヒートシンクとする対策としてい る。
		炉心注水	1 と同様	1 と同様	1と同様	1 と同様	1と同様	1 と同様
		格納容器 注水	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より,東海第二発電	所の対策は,諸外国の既設	プラントで整備されている	対策と同等であることを確	認した。	
5	原子炉停止機能 喪失	原子炉停 止 まとめ	 ・ほう酸水注入系(手動) ・ATWS緩和設備(代替炉再循 環系ボンプトリップ機能) ・ATWS緩和設備(代替制御棒 挿入機能) 上述の調査結果より,東海第二発電 	 ・ほう酸水注入系(自動) ・ほう酸水注入系のほう 酸濃度の増加 ・CRD系,原子炉冷却材 浄化系によるほう酸 水注入 ・代替制御棒挿入回路 ・ATWS原子炉再循環ボ ンプトリップ ・MSIV 閉後 ATVS 時の炉 圧高で給水ボンプト リップロジック追加)所の対策は、諸外国の既設 	・緊急ほう酸水注入系 (手動) プラントで整備されている	 ・ほう酸水注入系(手動 又は自動) ・バックアップスクラム 回路(制御棒の電動挿 入,再循環ポンプ減 速) 	 ・ほう酸水注入系(自動) 認した。 	欧米では,代替制御棒挿入回路及び原子炉再循環 ポンプトリップ回路の導入や,ほう酸水注入系を整 備している。 東海第二発電所においても,ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環系ポンプトリップ機能)及びA TWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)を導入する こととしている。また,ほう酸水注入系を整備して いる。
6	LOCA 時注水機能	炉心冷却						
	喪失		1 と同様	1 と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1 と同様
		原子炉減 圧	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様
		最終 ヒ ー トシンク	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様
		格納容器 注水	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様
		給水源	1 と同様	1 と同様	1と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より,東海第二発電 なお,「LOCA 時注水機能喪失」にお ら,諸外国においても全ての破断面	所の対策は,諸外国の既設 いて,炉心損傷を防止する 積の大きさに対応できるよ	プラントで整備されている ためには,LOCA の破断面積 うな設備対策は取られてい	対策と同等であることを確 責によっては大容量のポンフ ないことを確認した。	認した。 。 が自動的に動作する必要か	ぶあるが,そのような対策は確認できなかったことか

下線部 有効性評価において有効性を確認する対策

八七	事故シーケンス	基本化		炉心損傷防		対策の概要		
プ頬	グループ	代残月已	東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	一 対東の院安
7	インターフェイ スシステム LOCA	炉心冷却 格納容器 バイパス 防止等	 ・健全な原子炉注水設備で対応 ・破損個所の検出,隔離 (既設の計装) ・原子炉減圧,水位制御 	 ・既存設備で対応 ・破損個所の検出,隔離 (既設の計装) ・原子炉の減圧(破断口 からの流出量低減) 	 - 隔離弁の自動閉止又は 代替隔離弁の閉止に よる格納容器隔離機 能の確保 	_	_	 米国では、既存設備を用いて炉心冷却を実施する こととしている。 東海第二発電所においては、健全な原子炉注水設 備(既設ポンプ,新設ポンプ)を用いて炉心冷却を 実施することとしている。 米国では、既存の計装等から破損個所の検出、隔 離手段と、原子炉の減圧手順を整備しており、破断 個所からの流出量を低減している。ドイツにおいて は、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 東海第二発電所においては、米国と同様に、既存 の計装等から破損個所の検出,隔離手段と、原子炉の減圧手順を整備することとしており、破断個所からの流出量低減を対策としている。
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電	「所の対策は,諸外国の既設	プラントで整備されている	対策と同等であることを確	認した。	

表1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較(6/6)

<u>下線部</u> 有効性評価において有効性を確認する対策

TBWシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価

を踏まえた重要事故シーケンスの選定について

TBWシーケンスは,高圧炉心スプレイ冷却系による炉心冷却に成功するが, 非常用電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失し,炉心損傷に至るシーケンス である。東海第二発電所の出力運転時内部事象レベル1PRAでは,TBWシ ーケンスはTWシーケンスの一部として整理している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に分類されるTBWシーケンス(非常用電源の喪失による崩壊熱除去機能喪失)に対する炉心損傷防止対策, 及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定について以下に 示す。

1. TBWシーケンスの炉心損傷頻度

TBWシーケンスの炉心損傷頻度を表1に示す。表1に示すとおり、TB Wシーケンスは事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のドミナン トシーケンスとはならないが、事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対 して約7.9%の寄与を持っている。

		炉心損傷頻度 (CDF) (/炉年)	全 C D F へ の 寄 与 割 合	事故シーケンス グループ別CDF への寄与割合
		6.0E-05	99.8%	100%
ΤW	TBW	4.7E-06	7.8%	7.8%
	T B W (S R V 再閉鎖失敗)	2.5E-08	< 0.1%	< 0.1%

表1 TBWシーケンスの炉心損傷頻度

2. 「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止 対策については,「残留熱除去系が故障した場合」及び「取水機能が喪失した 場合」を想定し,以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認している。

「残留熱除去系が故障した場合」:

・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント

「取水機能が喪失した場合」:

・緊急用海水系(常設代替交流電源設備による給電)

このうち、「残留熱除去系が故障した場合」を想定して有効性を確認して いる格納容器圧力逃がし装置については、系統構成に必要な電動弁等は常設 代替交流電源設備から緊急用母線を介して給電可能な設計としており、現場 での手動開操作も可能であることから、外部電源及び非常用電源(区分I, II)が喪失しているTBWシーケンスにおいても有効な対策である。また、 耐圧強化ベントについても、常設代替交流電源設備からの電源融通による非 常用母線の受電操作又は現場での手動開操作を行うことにより、同じくTB Wシーケンスにおいても有効な対策となる。

「取水機能が喪失した場合」を想定して有効性を確認している緊急用海水 系については,常設代替交流電源設備からの電源融通による非常用母線の受 電及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系による対応の有効性を確認してお り,TBWシーケンスにおいても有効な対策である。

さらに, TBWシーケンスについては, 常設代替交流電源設備からの電源 融通による非常用母線の受電により, 緊急用海水系を用いずとも, 残留熱除 去系海水系を用いた残留熱除去系による対応にも期待できる。 3. 審査ガイド記載の着眼点に基づく評価

TBWシーケンスの審査ガイド記載の着眼点に対する評価について,重要 事故シーケンスとして選定したTWシーケンス(過渡事象+RHR失敗)と 比較した結果を表2に示す。また,TBWシーケンスの各着眼点に対する考 え方について以下に示す。

a. 共通原因故障,系統間依存性の観点

HPCS用電源(区分Ⅲ)は健全だが,非常用電源の喪失により電源 を必要とする設備(区分Ⅰ,Ⅱ)が機能喪失することから「高」とした。

b. 余裕時間の観点

崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスは,代替除熱手段に係る炉心損 傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差がない。このため,炉心 冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの,事象発生初期 の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目した。TBWに至る おそれがある事故シーケンスのうち,サポート系喪失(直流電源故障) に起因する事故シーケンスは,起因事象の発生により給水流量の全喪失 に至る場合があり,余裕時間が短いことから,過渡事象(給水流量の全 喪失)に起因する事故シーケンスと同様に「高」とした。

c. 設備容量の観点

崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスは,崩壊熱除去に必要な設備容 量に有意な差異がない。このため,炉心冷却に成功する事故シーケンス グループではあるものの,事象発生初期の炉心損傷防止対策の設備容量 に着目した。事象初期の事象進展が早く余裕時間が短い場合,崩壊熱が 高く原子炉注水に必要な設備容量が大きくなるため,TBWに至るおそ れのある事故シーケンスのうち,サポート系喪失(直流電源故障)に起

別紙 4-3

因する事故シーケンスは、「b. 余裕時間の観点」と同様の考え方により 「高」とした。

d. 代表性の観点

TBWシーケンスの炉心損傷頻度は4.8E-06/炉年程度であり、崩壊
熱除去機能喪失の事故シーケンスグループの炉心損傷頻度(6.0E-05/炉
年)に対して1%以上の寄与があるため、「中」とした。

	対応する主要な		着眼	艮点		供考	
<i><i><i>y</i>-<i>yyx</i></i></i>	炉心損傷防止対策	а	b	с	d	加方	
ΤW	 ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント ・緊急用海水系 	低	高	高	高	過渡事象(給水流量の全 喪失)に起因する事故シ ーケンスが含まれる	
ΤBW	 以下はTBWに有効な対策 ・常設代替交流電源設備 +残留熱除去系 	高	高	高	中	サポート系喪失(直流電 源故障)に起因する事故 シーケンスは,起因事象 の発生により給水流量 の全喪失に至る場合が ある	

表2 着眼点に基づく整理

表2に示すとおり、TWとTBWを区別した場合、審査ガイドに記載の着 眼点の「高」の数はTWとTBWで同じとなるが、「中」の数が多いのはTB Wとなる。

ただし、2. で示したとおり、有効性を確認する主要な炉心損傷防止対策は TBWシーケンスに対しても有効となっており、「取水機能が喪失した場合」 の有効性評価では、全交流動力電源喪失を仮定した評価を行うことでTBW を包絡した評価を行っている。また、崩壊熱除去機能喪失への対策の有効性 を確認する観点からは、非常用電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失する TBWシーケンスより、崩壊熱除去機能そのものが機能喪失するTWシーケ ンスを想定して評価することが適切であると考える。

これらのことを考慮すると,崩壊熱除去機能喪失における重要事故シーケンスはTBWシーケンスに対する対策の有効性も確認可能なシーケンスを選定しており,選定した重要事故シーケンスは妥当なものと考えている。

重大事故等対処設備の津波からの防護について

1. はじめに

東海第二発電所では,基準津波を超え敷地に遡上する津波(以下「敷地に遡 上する津波」という。)に起因する事故シーケンスが抽出される。これらの事 故シーケンスに対する重大事故等対処設備の津波からの防護について説明する。

2. 防護対象とする重大事故等対処設備

(1) 敷地に遡上する津波への対応に関する基本方針

敷地に遡上する津波に起因する事故シーケンスに対しては,津波による可 搬型重大事故等対処設備のアクセス性への影響を考慮し,常設重大事故等対 処設備による対応を基本方針とする。

(2) 防護対象設備の選定

敷地に遡上する津波に対する防護対象設備として、この津波に起因する事 故シーケンスへの対応に必要な安全機能を有する常設重大事故等対処設備及 び可搬型重大事故等対処設備を選定する。また、重大事故等対処設備による 事故対応を実施する上で必要となる機能を有する設備についても防護対象設 備として選定する。選定した防護対象設備を表1に示す。

- 3. 敷地に遡上する津波からの防護対策
 - (1) 津波高さの設定

重大事故等対処設備の防護設計において想定する津波高さは,防潮堤の健 全性が維持される津波高さである T.P. +24m^{*1}を設定する。なお,この津波 の年超過確率は約3.3×10⁻⁷/年に相当する。

別紙 5-1

- ※1 津波高さ(T.P.+24m)は、仮想的に防潮堤位置に鉛直無限壁を設定した場合の防潮堤位置の最高水位である。
- (2) 敷地に遡上する津波からの防護対策

防護対象設備は、津波防護を実施した施設(以下「津波防護施設」という。)内に設置するか又は高所に設置することにより、敷地に遡上する津波から防護し、必要な機能を維持する。

津波防護施設で防護する場合は,解析上の不確かさを考慮して保守的に防 潮堤がない条件で実施した津波遡上解析の結果を踏まえ,津波波力及び漂流 物衝突荷重に対して津波防護施設の防護機能が損なわれない設計とする。

また,高所に設置する場合は,津波遡上解析の結果を踏まえ,津波が遡上 しない場所に設置する。

必要な女主機能 常設重大事故等対処設備 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・逃がし安全弁 ・過渡時自動減圧機能 ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復(可搬型代替直流電源供給))
 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・逃がし安全弁 ・過渡時自動減圧機能 ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復(可搬型代替直流電源供給))
 ・高圧代替注水系 ・逃がし安全弁 ・過渡時自動減圧機能 ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復(可搬型代替直流電源供給))
 ・逃がし安全弁 ・過渡時自動減圧機能 ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復(可搬型代替直流電源供給))
 ・過渡時自動減圧機能 ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復(可搬型代替直流電源供給))
 ・逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復(可搬型代替直流電源供給))
(逃がし安全弁機能回復(可搬型代替直流電源供給))
古口のませい。
「「」」「「」」」、「」・「同生室茶小ンペート」、「「」」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、「」、
• 低圧代替注水系(可搬型)
• 低圧代替注水系(常設)
・残留熱除去水系
•代替循環冷却系
・緊急用海水系
 ・ほう酸水注入系
 ・代替循環冷却系
• 緊急用海水系
・代替格納容器スプレイ冷却系(常設)
・代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)
・残留執除去系(格納容器スプレイ冷却系)
・残留執除去系(サプレッション・プール冷却系)
格納容器注水/除熱 • 原子炉格納容器下部注水設備(常設)
• 原子炉格納容器下部注水設備(可搬型)
・格納容器圧力逃がし装置
・耐圧強化ベント系
• 静的触媒式水素再結合器
・水素濃度の監視設備
・代替燃料プール注水系
使用済燃料プール ・代替燃料プール冷却系
注水/除熱 ↓ 緊急用海水系
• 可搬型代萃交流雷源設備
• 党設代基交流電源設備
• 非常用所内雷気設備
• 所内党設直流電源設備
電源 - 常設代基直流電源設備
• 可搬型代替直流電源設備
•代替所内雷気設備
 燃料給油設備

表1 必要な安全機能及び防護対象設備(1/2)

2 西か空令機能	防護対象設備
必要な女主機能	常設重大事故等対処設備
	・代替淡水貯槽
水 源	・西側淡水貯水設備
	・サプレッション・チェンバ
	・計装設備
事状社内な実施社でしっ	・監視測定設備
事政対応を実施りる上で	・中央制御室及び居住性確保に必要な設備
心安となる機能	・緊急時対策所及び居住性確保に必要な設備
	・通信連絡設備

表1 必要な安全機能及び防護対象設備(2/2)

内部事象PRAにおける主要なカットセット及びFV重要度

に照らした重大事故等防止対策の有効性について

各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスについて, 炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開 し,炉心損傷頻度又は格納容器破損頻度への寄与割合の観点で整理し, 主要なカットセットに対して重大事故等対処設備が有効であるか確認 した。

また、事故シーケンスグループごとにFV重要度を評価し、FV重 要度が高い基事象に対する重大事故防止対策が有効であるか確認した。

以下に、内部事象出力運転時レベル1PRA,内部事象出力運転時 レベル1.5PRA及び内部事象停止時レベル1PRAのカットセッ トの分析結果並びに内部事象出力運転時レベル1PRA及び内部事象 停止時レベル1PRAにおいてFV重要度が高い基事象に対して重大 事故等対処設備が有効であるか確認した結果を示す。 1. 内部事象出力運転時レベル1 P R A

1-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無 数に存在するため、ここでは以下の基準を基に主要なカットセッ トを抽出した。

- ・炉心損傷頻度が 1E-7/炉年以上
- ・事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が1%以上

また,上記の条件を満たさないカットセットについても,各事 象シーケンスにおける上位3位までのカットセットを抽出し,重 大事故等対処設備が有効であるか確認した。

確認結果を第1-1表~第1-9表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表~第 1-9 表に示したとおり、一部に炉心損傷防止が 困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンス に対しては、主要なカットセットレベルまで展開しても、整備す る炉心損傷防止対策により炉心損傷を防止できることを確認した。 一方、事故シーケンスグループのうち、「LOCA時注水機能 喪失」に含まれる事故シーケンスでは、故障モード又はLOCA の破断面積の大きさによっては有効性で考慮した対策では対応で きない場合があることを確認した。

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では,各事故シーケンスグループのうち,主要な事 故シーケンスそれぞれについて支配的なカットセットを確認し, 対策の有効性を定性的に考察した。なお,支配的なカットセット であっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度に対し ては小さな割合となる場合もあり、今回確認したカットセットの 炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に 占める割合は事故シーケンスグループによって異なる。全炉心損 傷頻度から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグ ループが約 99.8%を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」につい ては、炉心損傷頻度の約 82%のカットセットを確認したことから、 全炉心損傷頻度に対しても、約 82%のカットセットを確認し、対 策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって格納 容器が先行破損し、炉心損傷に至ることから、対策としては除熱 機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能に ついては、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント及び格 納容器圧力逃がし装置を設置し、その機能を多様化している。耐 圧強化ベント及び格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系等に対 して独立した系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可 能な限り低減している。このことから、全炉心損傷頻度の約 99.8%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度 のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策での対応 が有効なものであると考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合 について、全炉心損傷頻度から見た場合は非常に小さい寄与では あるが、「LOCA時注水機能喪失」において中破断LOCAを 起因とするカットセットが抽出されており、LOCAについては 破断面積の大きさが一定の範囲を超えるような場合は、炉心損傷 を防止することができないシーケンスとして整理している。これ らの炉心損傷防止対策が有効に機能しないカットセットについて は,格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能 に期待できることを確認することとしている。また、「LOCA +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」のカットセットとして抽 出されている,計装系の故障及び人的過誤(注水不能認知失敗) が重畳するカットセットについては,認知に失敗したまま長時間 気づかないことは現実的には考え難く,これら認知失敗が含まれ るカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっているものの, 発生した場合は有効性評価で考慮した対応が困難である。

有効性評価で考慮した対策は,基本的に設計基準設備に対して 多様化された,独立系統機能の追加であることから,これらの共 用部分の故障を伴うカットセットが抽出されていない以上,有効 性評価で考慮した対策はほとんどのシーケンスに対して有効であ ると考えられる。また,全炉心損傷頻度の約 99.8%を占める「崩 壊熱除去機能喪失」についても,今回考慮した除熱機能である残 留熱除去系に対して,独立かつ多様化された系統である格納容器 圧力逃がし装置等を設けることから,全炉心損傷頻度のほとんど の割合に対して,有効性評価で考慮した対策が有効なものである と考えられる。 【高圧·低圧注水機能喪失】

いずれの事故シーケンスにおいても,機器故障又は保守点検のため の待機除外により電源,補機冷却系等のサポート系の機能喪失が重畳 し,それに伴い高圧・低圧注水機能が喪失するカットセットが上位に 抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,補機冷 却が不要であり,また,代替電源である代替交流電源設備からの給電 が可能な低圧代替注水系(常設)による原子炉注水が有効である。

また,高圧・低圧注水機能喪失における低圧代替注水系(常設)と 設計基準事故対処設備の共有部分となる注入弁の故障を伴うカットセ ットについては,低圧代替注水系(常設)に期待が出来ないものの, 事故シーケンスグループに対する寄与割合は 0.1%未満と非常に小さ い。また,低圧代替注水系(常設)の注入弁が故障した場合において は,高圧代替注水系により炉心損傷防止が可能である。

第1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」におけるカットセット

		事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
				 ①外部電源喪失 + HPCS-DG運転継続失敗 + DG-2C運転継続失敗 + RHRS-Bメンテナンスによる待機除外 	8.2E-12	0.2		0
		過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	3.2E-10	 ②外部電源喪失 + H P C S - D G 運転継続失敗 + D G - 2 C B 速転接続失敗 + R H R S と B メンテナンスによる特殊論外 	5.5E-12	0.2		0
				 ②外部電源喪失 +HPCS-DG起動失敗 +DG-2C運転継続失敗 +BHPS-B&シテナンスに上ろ機構除外 	5.5E-12	0. 2		0
			2.0E-10	 ①述ボビビング・シング・マング・マング・マング・マング・マング・マング・マング・マング・マング・マ	5.7E-12	0.2	•	0
		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非隔離事象 +迷がし安全非再閉鎖失敗 +HPCS入口逆止弁(S/P例)開失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	5.1E-12	0. 1		0
				 ③逃がし安全弁誤開放 + H P C S - D G S Wメンテナンスによる待機除外 + R H R S - A / B 海水トレーナ閉塞共通原因故障 		0		
				 ①交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S Wメンテナンスによる待機除外 + R H R S - B メンテナンスによる待機除外 	1.5E-11	0.4		0
		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	4.2E-10	 ②交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S W海水ストレーナ閉塞 + R H R S - B メンテナンスによる待機除外 	7.3E-12	0.2		0
				 ③交流電源 故障(区分1) + H P C S - D G S W ポンプ 起動失敗 + R H R S - B メンテナンスによる 待機除外 	5.7E-12	0. 2		0
				 ①計画外停止 +述がし安全沖再閉鎖失敗 +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	1.3E-12	< 0.1		0
		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	4.3E-11	 ②計画外停止 + 遙がし安全邦再閉鎖失敗 + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	1.0E-12	< 0.1		0
				 ③計画外停止 + 遙がし安全邦再閉鎖失敗 + HPCS-DGSW海ホストレーナ閉塞 + RHRS-A/B海ホストレーナ閉塞共通原因故障 	5.0E-13	< 0.1		0
				 ① 直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + R H R S - B メンテナンスによる待機除外 	2.4E-10	6. 8		0
高圧				 ②直流電源 故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗 + R H R S - B メンテナンスによる 待機除外 	1.6E-10	4.6		0
低圧注	T Q			 ③直流電源故障(区分I) +HPCS-DGメンテナンスによる待機除外 +RHRS-Bメンテナンスによる待機除外 	1.0E-10	3. 0	 ・任正代恭注水系(堂砦) 	0
水機能	U V		2.5E-09	 ④直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + R H R S - B 海水ストレーナ 閉塞 	8.1E-11	2. 3	RT CHL/XX (HR)	0
喪失				 ⑤直流電源故障(区分I) +HPCS-DG起動失敗 +RHRS-B海水ストレーナ閉塞 	5.5E-11	1.6		0
				(6) 危減電源な障(長夕1) + H P C S - D G 連載総決敗 + R H R S - B 熱交入口弁開け忘れ		1.5		0
				 ⑥直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + R H R S - B 熱交出口弁開け忘れ 	5.2E-11	1.5		0
		 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 		 ⑥直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ 	5.2E-11	1.5		0
				 ⑥直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + R H R S - B 放出ライン排水弁開け忘れ 	5.2E-11	1.5		0
				 (2) (2) (2) (2) (2) (2) (2) (2) (2) (2)	4.3E-11	1. 2		0
				 ⑪直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗 + R H R S - B 熱交入口弁開け忘れ 	3.5E-11	1.0		0
				 ① 直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗 + R H R S - B 熱交出口弁開け忘れ 	3.5E-11	1.0		0
				 ①直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗 + R H R S - B 放水ライン隔離弁開け忘れ 	3.5E-11	1.0		0
				 ①直流電源故障(区分I) +HPCS-DG起動失敗 +RHRS-B放水ライン排水弁開け忘れ 	3.5E-11	1.0	*	0
				 ①直流電源故障(区分I) +HPCS-DG起動失敗 +RHRS-B海ホストレーナ閉塞 	3.5E-11	1.0		0
				 □直流電源故障(区分Ⅰ) +迷がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S − D G 運転継続失敗 	1.3E-12	< 0.1		0
		サポート系喪失 (自動停止)		TENTS = D > ノ フ) ジスによる (学機研発) ① 直流電源故障(区分Ⅱ) +透がし安全弁再閉鎖失敗 +H P C S = D G 運転継続失敗 + D U D S = A J システモンフ (と 2 4 5 5 7 4 5 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7 7	1.3E-12	< 0.1	ł	0 ^{₩1}
		+ 地がし安全升中閉鎖矢敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	3.0E-11	 TRIKS = A> / 2) ジスによる (伊機研外) ③ 直流電源故障(区分1) + 透がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S = D G 起動失敗 + D D C S = D (2 転失敗) 	8.5E-13	< 0.1		0
				TKIKS-Bメンアアンスによる停機除外 ③直流電源故障(区分Ⅱ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-DG製失敗 +DUBS-AJンデナンスによる停機除外	8. 5E-13	< 0.1	ł	0 ^{₩1}
L	ļ	1	I	TNNNS=Aクシフリンへによる符機師外	1	I	L	I

※1 区分Ⅱ直流電源母線喪失時には中央制御室からの低圧代替注水系(常設)注入弁の遠隔操作が不可となるが、現場での注入弁開操作により炉心損傷防止可能。

【高圧注水・減圧機能喪失】

いずれの事故シーケンスにおいても,注水不能認知失敗のヒューマンエラー,原子炉減圧失敗のヒューマンエラーにより減圧機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、過渡時 自動減圧機能による原子炉減圧が有効である。

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
高圧注水·減圧機能喪失		過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 手動減圧失敗	9.4E-09	 ①非隔離事象 +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子伊手動減圧失敗 	1.7E-10	0.8	 ·	0
				 ②非隔離事象 + HPCS - DGSWストレーナ閉塞 + RCICポンプ起動失敗 + 原子伊手動減圧失敗 	8.1E-11	0.4		0
				 ③非隔離事象 +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +注水不能認知失敗 	6.7E-11	0.3		0
		手動停止/サポート系喪失(手動停止) +高圧炉心治知失敗 +手動減圧失敗	2.6E-09	 ①交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S Wメンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗 	1.0E-10	0.5		0
				 ②交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S W海水ストレーナ閉塞 + 原子炉手動減圧失敗 	4.8E-11	0.2		0
	T Q U X			 ③計画外停止 +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉手動減圧失敗 	4.3E-11	0.2		0
		サポート系喪失(自動停止) +高圧炉心冷却失敗 +予動減圧失敗	8.3E-09	 ①直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + 原子炉手動減圧失敗 	1.6E-09	7.8		0
				 ② 直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗 	1.1E-09	5. 3		0
				 ③直流電源故障(区分I) + H P C S - D G メンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗 	6.8E-10	3. 4		0
				 ④直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + 注水不能認知失敗 	6.3E-10	3. 1		0
				⑤直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗 + 注水不能認知失敗	4.3E-10	2. 1		0
				 ⑥ 直流電源故障(区分I) + H P C S - D G メンテナンス + 注水 本活線知 + b 	2.7E-10	1.3		0

第1-2表 「高圧注水・減圧機能喪失」における主要なカットセット

【全交流動力電源喪失(長期TB)】

いずれの事故シーケンスにおいても,非常用ディーゼル発電機及び 高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機の故障が重畳して全交流 動力電源喪失に至るカットセット並びに軽油貯蔵タンク閉塞/破損に より全交流動力電源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、代替交流電源や交流動力電源に依存しない代替注水手段が有効である。

第1-3表 「全交流動力電源喪失(長期TB)」における

事故シーケンス			炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%) ^{※1}	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
全交流動力電源喪失	長期TB	外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗 (蓄電池枯褐後 R C I C 停止)	5.7E-08	①外部電源喪失+軽油貯蔵タンク閉塞	4.8E-08	61.9	 ・低圧代替注水系(可搬型) 	0
				②外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク破損	3.2E-09	4. 1		0
				③外部電源喪失 +DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 +HPCS-DG運転継続失敗	4.6E-10	0.6		0
		 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 (蓄電池枯渇後RCIC停止) 	2. 0E-08	①直流電源故障(区分Ⅱ) +軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	4. 1		0
				②直流電源故障(区分Ⅱ) +DG-2C運転継続失敗 +HPCS-DG運転継続失敗	1.4E-09	1.9		0
				 ③直流電源故障(区分Ⅱ) + DG - 2 C 運転継続失敗 + H P C S - D G 起動失敗 	9.8E-10	1.3		0
				③直流電源故障(区分Ⅱ) + D G - 2 C 起動失敗 + H P C S - D G 運転継続失敗	9.8E-10	1.3		0

主要なカットセット

※1 全交流動力電源喪失(長期TB)の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す
【全交流動力電源喪失(TBD, TBU)】

O T B D

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障又は保守点検による待 機除外と蓄電池の故障が重畳し,全交流動力電源喪失に至るカットセ ットが上位に抽出されている。

O T B U

いずれの事故シーケンスにおいても,非常用ディーゼル発電機及び 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障の重畳又は軽油貯蔵タン クの閉塞/破損により全交流動力電源喪失に至り,ポンプ故障,保守 点検のための待機除外,流量制御器故障,直流電源喪失等が要因とな って原子炉隔離時冷却系が機能喪失するカットセットが上位に抽出さ れている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,高圧代 替注水手段による原子炉注水又は代替直流電源による原子炉減圧後の 低圧代替注水手段による原子炉注水が有効である。

また,全交流動力電源喪失(TBU)における高圧代替注水系と設 計基準事故対処設備の共有部分となる注入弁や蒸気供給弁の故障を伴 うカットセットについては,高圧代替注水系に期待が出来ないものの, 事故シーケンスグループに対する寄与割合は0.1%未満と非常に小さ い。また,これらの故障が発生した場合においても,常設代替交流電 源設備により交流動力電源を回復し低圧代替注水系(常設)により原 子炉注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。

第1-4表 「全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」

		事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 ^{※1} (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
		外部電源喪失 + 直減電源失敗 + H P C S 失敗		①外部電源喪失 +蓄電池−A/B給電失敗共通原因故障 +HPCS−DG運転継続失敗	1.6E-12	< 0.1		0
	T B D		6.0E-12	②外部電源喪失 +蓄電池−A/B給電失敗共通原因故障 +HPCS−DG起動失敗	1.1E-12	< 0.1	_	0
				 ③外部電源喪失 +蓄電池 - A / B 給電失敗共通原因故障 + H P C S - D G メンテナンスによる待機除外 	6.8E-13	< 0.1		0
				 ①外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C ポンプ起動失敗 	7.1E-11	0.3		0
		外部電源喪失 +DG失敗 +高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	 ②外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C メンテナンスによる待機除外 	4.6E-11	0.2		0
				 ③外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C 流量制御器故障 	7.7E-12	< 0.1		0
全				①直流電源故障(区分I) +軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.3	 低圧代替注水系(可模型) 	0
又流動力				 ②直流電源故障(区分I) + DG - 2 D運転継続失敗 + H P C S - D G 運転継続失敗 	1.4E-09	6. 9		0
電源喪				 ③直流電源故障(区分I) + DG - 2 D運転継続失敗 + H P C S - D G 起動失敗 	9.8E-10	4.7		0
失	T B U			 ③直流電源故障(区分I) + DG - 2 D起動失敗 + H P C S - D G 運転継続失敗 	9.8E-10	4. 7		0
		サポート系喪失(直流電源故障) (外部電源喪失)	2. 1E-08	 ⑤直流電源故障(区分I) +DG-2D起動失敗 +HPCS-DG起動失敗 	6.7E-10	3. 2		0
		+DG 矢敗 +高圧炉心冷却失敗		 ⑥直流電源故障(区分I) +DG-2Dメンテナンス +HPCS-DG運転継続失敗 	6.3E-10	3. 0		0
				 ⑥直流電源故障(区分I) + DG - 2 D運転継続失敗 + H P C S - DGメンテナンス 	6.3E-10	3. 0		0
				 ⑧直流電源故障(区分1) +DG-2Dメンテナンス +HPCS-DG起動失敗 	4.3E-10	2. 0		0
				 ③直流電源故障(区分I) +DG-2D起動失敗 +HPCS-DGメンテナンス 	4.3E-10	2. 0		0
			- 0	 ⑩直流電源故障(区分I) +軽油貯蔵タンク破損 	2.1E-10	1.0		0

における主要なカットセット

※1 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

【全交流動力電源喪失(TBP)】

ОТВР

いずれの事故シーケンスにおいても,非常用ディーゼル発電機及び 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障の重畳又は軽油タンクの 閉塞/破損により全交流動力電源喪失に至り,逃がし安全弁の再閉鎖 失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するカットセットが上位に 抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,代替交 流電源や交流動力電源が不要な代替注水手段を確保することが有効で ある。

なお,高圧・低圧注水機能喪失における低圧代替注水系(常設)と 設計基準事故対処設備の共有部分となる注入弁の故障を伴うカットセ ットについては,低圧代替注水系(常設)に期待が出来ないものの, 事故シーケンスグループに対する寄与割合は0.1%未満と非常に小さ くなっており,その場合においても常設代替交流電源設備により交流 動力電源を回復し,低圧代替注水系(常設)により原子炉注水を実施 することで炉心損傷防止が可能である。

第1-5表 「全交流動力電源喪失 (TBP)」

		事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 ^{※1} (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
				 ①外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 +述がし安全弁再閉鎖失敗 	2.5E-10	47.8	 低圧代替注水系(可模型) 	0
		外部電源喪失 +DG失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.0E-10	 ②外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク破損 +述がし安全弁再閉鎖失敗 	1.7E-11	3. 2		0
全交		+ H P C S 失敗		③外部電源喪失 +DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 +述がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-DG運転継続失敗	2.4E-12	0.5		0
流動力雷	T B P	サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 +送がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗	2.3E-10	 ①直流電源故障(区分I) +軽油貯蔵タンク閉塞 +遂がし安全弁再閉鎖失敗 	1.7E-11	3. 2		0
心源喪失				 ①直流電源故障(区分Ⅱ) +軽油貯蔵タンク閉塞 +遂がし安全弁再閉鎖失敗 	1.7E-11	3. 2		0
				 ③ 直流電源故障(区分1) + DG-2D運転継続失敗 + 透がし安全弁再開損失敗 + H PCS-DG運転継続失敗 	7.6E-12	1.4		0
				③直流電源故障(区分Ⅱ) +DG-2C運転継続失敗 +送がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-DG運転継続失敗	7.6E-12	1.4		0

における主要なカットセット

【崩壞熱除去機能喪失】

TWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、ポンプ故障、 弁故障、ストレーナ閉塞、点検のための待機除外等の要因により、残 留熱除去系又はそのサポート系である残留熱除去系海水系が機能喪失 することにより崩壊熱除去機能が喪失するカットセット及び残留熱除 去系操作失敗のヒューマンエラーにより崩壊熱除去機能が喪失するカ ットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,残留熱 除去系海水系が機能喪失している場合(取水機能喪失時)は,緊急用 海水系及び残留熱除去系を用いた除熱又は格納容器圧力逃がし装置若 しくは耐圧強化ベントによる除熱が有効である。また,残留熱除去系 が機能喪失している場合(RHR故障時)は,格納容器圧力逃がし装 置又は耐圧強化ベントによる除熱が有効である。

TBWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、外部電源 喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障が重畳する等、交流電源の喪 失に伴い崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットも抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,常設代 替交流電源設備により交流動力電源を回復することが有効である。な お,残留熱除去系海水系又は残留熱除去系の故障が重畳した場合は, TWと同様の対策が有効である。

第1-6表 「崩壞熱除去機能喪失」	における主要なカットセット	(1/2)
-------------------	---------------	-------

	事故シーケンス		炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%)*1	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
				①非隔離事象 + R H R 系操作失敗	1.9E-05	30.7	 [RHR故障時] ・格納容器圧力述がし装置 	0
				②原子炉緊急停止系誤動作等 + R H R 系操作失敗	6.0E-06	9.9	又は耐圧強化ベント	0
				③隔離事象 + R H R 系操作失敗	2.9E-06	4. 9	[RHR故障時] , 救納容果正力速が1 壮景	0
				③水位低下事象 + R H R 系操作失敗	2.9E-06	4.9	又は耐圧強化ベント	0
				 ④非隔離事象 + R H R S − A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	2.9E-06	4.8	[取水機能喪失時] ·緊急用海水系	0
				 ⑥全給水喪失 + R H R 系操作失敗 	1.1E-06	1.8	 [RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 マけ転圧時化ベント 	0
				⑦原子炉緊急停止系誤動作等 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.4E-07	1.6	[取水機能喪失時] ·緊急用海水系	0
				⑧非隔離事象 + R H R S − A / B 流量調整弁開失敗共通原因故障	6.1E-07	1.0	 [RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 マけ転圧時化ベント 	0
				 ⑤隔離事象 + R H R S − A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	4.6E-07	0.8		0
				③水位低下事象 + R H R S − A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.6E-07	0.8	 [取水機能喪失時] ・緊急用海水系 	0
				00外部電源喪失 + R H R 系操作失敗	4.5E-07	0.7	[RHR故障時]	0
		10 Minutes das		◎非隔離事象 + R H R − A / B 熱交バイパス弁閉失敗共通原因故障	3.8E-07	0.6	 格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント 	0
		過渡事象 + R H R 失敗	4.4E-05	◎非隔離事象 + R H R S - A / B / C / D ポンプ起動失敗共通原因故障	3.5E-07	0.6	[取水機能喪失時] •緊急用海水系	0
				◎非隔離事象 + R H R - A / B ポンプ起動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5	[RHR故障時]	0
144				◎非隔離事象 + R H R − A / B ポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5		0
崩壊熱除				⑩原子炉緊急停止系誤動作等 + R H R S - A / B 流量調整弁開失敗共通原因故障	2.0E-07	0.3	 格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント 	0
去機能	W			 ①非隔離事象 + R H R - A / B ポンプ運転継続失敗共通原因故障 	1.7E-07	0.3		0
喪失				18 金給水喪失 + R H R S − A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-07	0.3	[取水機能喪失時] ·緊急用海水系	0
				 御非隔離事象 + R H R - A / B / C ポンプ起動失敗共通原因故障 	1.6E-07	0.3	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント	0
				⑬非隔離事象 + R H R - A / B / C ポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	1.6E-07	0.3		0
				②原子炉緊急停止系誤動作等 + R H R - A / B 熱交バイパス弁閉失敗共通原因故障	1.2E-07	0.2	XINDE LE V	0
				②原子炉緊急停止系誤動作等 + R H R S - A / B / C / D ポンプ起動失敗共通原因故障	1.1E-07	0.2	[取水機能喪失時] •緊急用海水系	0
				②原子炉緊急停止系誤動作等 + R H R - A / B ポンプ起動失敗共通原因故障	1.0E-07	0.2	[RHR故障時]	0
				②原子炉緊急停止系誤動作等 + R H R - A / B ポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	1.0E-07	0.2	 格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント 	0
				①逃がし安全弁誤開放 + R H R 系操作失敗	1.1E-07	0.2	[RHR故障時]	0
		過渡事象 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 牛助	3.8E-07	②非隔離事象 +述がし安全弁再閉鎖失敗 + D 11 D 3 地体生敗	9.7E-08	0.2	 格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント 	0
				 ③逃がし安全弁誤開放 + R H R S − A ∕ B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	1.7E-08	< 0.1	[取水機能喪失時] ·緊急用海水系	0
				①計画外停止 + R H R 系操作失敗	4.7E-06	7.8	 [RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント 	0
				②計画外停止 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.4E-07	1.2	Solution (10) from Star (17), 2 Aug (1).	0
		手動停止/サポート系喪失(手動停止) + R H R 失敗	9.9E-06	 ③残留熱除去系海水系故障(区分I) + R H R S - B メンテナンスによる待機除外 	2.7E-07	0.4	 [取水機能喪失時] ・緊急用海水系 	0
				③残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ) + R H R S - Aメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.4	•	0
				⑤計画外停止 + R H R S - A / B 流量調整弁開失敗共通原因故障	1.5E-07	0. 3	 [RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ペント 	0

※1 崩壊熱除去喪失(TW, TBW)の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

第1-6表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット(2/2)

	事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 ^{**1} (%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
			 ①計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR系操作失敗 	2.5E-08	< 0.1	 [RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 又は耐圧強化ベント 	0
	手動停止/サポート系喪失(手動停止)	5 00 00	②計画外停止 +述がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.9E-09	< 0.1		0
	+ 過かし女全开共団親矢取 + R H R 失敗	5. 2E=08	 ③残留熱除去系海水系故障(区分I) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHRS-Bメンテナンスによる待機除外 	1.4E-09	< 0.1		0
			③残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	1.4E-09	< 0.1		0
			①直流電源故障(区分I) + R H R S - B メンテナンスによる待機除外	1.0E-07	0.2	 [取水機能喪失時] - 緊急用海水系 	0
	サポート系喪失(自動停止) + R H R 失敗	1.7E-06	① 直流電源故障(区分Ⅱ) + R H R S − Aメンテナンスによる待機除外	1.0E-07	0.2		0
			③交流電源故障(区分Ⅱ) + R H R S - Aメンテナンスによる待機除外	5.7E-08	< 0.1		0
			 ① 直流電源故障(区分I) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + BUBS - P ノンテナンフレトを修進除例 	5.4E-10	< 0.1		0
	 サポート系喪失(自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + D L D 生 bb 	8.9E-09	→ KHKS= Bシンノノンスによる特徴除外 ①直流電源故障(区分Ⅱ) → 逃がし安全弁再閉鎖失敗 → BURS= A メンテナンスにとる物機除分	5.4E-10	< 0.1		0
			+ KHRS-A>ンソリンスによる付機味外 ③交流電源故障(区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.0E-10	< 0.1	-	0
			+ R H R S - A メンテナンスによる待機原外 ①小破断L O C A + R H R 系操作失敗	3.3E-08	< 0.1	 [RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 	0
	小破断 L O C A + R H R 失敗	4.5E-08	②小破断LOCA + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.2E-09	< 0.1	又は耐圧強化ペント	0
			③小破断LOCA + RHRS - A / B溶量調整金曜牛敗共通原因故障	1.1E-09	< 0.1	 [取水機能喪失時] 聚急用海水系 	0
				2.2E-08	< 0.1	 [RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置 	0
	中破断LOCA	3.0E-08		3.4E-09	< 0.1	又は耐圧強化ペント	0
		5.02 00	+ RHRS-A/B海永Aドレーク 第二回の日本 ①中破断LOCA	7.2E-10	< 0, 1	 [取水機能喪失時] ・緊急用海水系 	0
			+ R H R S - A / B 流量調整弁開矢取共迪原因故障 ①大破断LOCA	2 2E-09	< 0.1	[RHR故障時] • 終納容要正力述が1 装置	0
	大破断LOCA	3 0E-09	+ R H R 系操作失敗 ②大破断L O C A	3.4E=10	< 0.1	又は耐圧強化ベント [取水機能喪失時]	0
崩壊熱	+ R H R 失敗		+ R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障 ③大破断LOCA	7 2E-11	< 0.1	 ·緊急用海水系 [RHR故障時] ·	0
除去機			+ R H R S - A / B 流量調整弁開失敗共通原因故障 ①外部電源喪失	2 0E-07	0.3	又は耐圧強化ベント	0
^能 喪 失	外部電源喪失 + D G 失敗 (H P C S 成功)	6.9E-07	+ DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 ②外部電源喪失	1 3E-07	0.2		0
			+ D G - 2 C / 2 D 起動失敗共通原因故障 ③外部電源喪失	7 25-08	0.1	-	0
			+ DG SW-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 ①外部電源喪失 + DG - 2C / 2D 運転維結生敗共通原因故障	1.05-09	< 0.1		0
	外部電源喪失 +DG失敗	3 6F-09	+ 込びし安全弁手閉鎖失敗 ②外部電源喪失 + アロークログクレスを取りた時に取り、通常にはない。	7 0E-10	<0.1		0
	 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功) 	3.02-09	+ DG-2C/2DE	0.7E-10	< 0.1		
			+DGSW-A/B海ボストレーデ闭墨共通原因故障 +逃がし安全非再閉鎖失敗 ①外部電源喪失	3.7E-10	< 0.1		0
	外部電源喪失		+ 蓄電池-A/B給電失敗共通原因故障 ②外部電源喪失	6.9E-10	< 0.1		0
	+ 直流電源矢収 (HPCS成功)	6.9E-10	+ 審電池-A/B給電失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 ③外部電源喪失	3.6E-12	< 0.1		0
	т		+ 蓄電池-A 給電失敗 + 蓄電池-B 給電失敗 (D 声波電源故障(G 公 L)	1.7E-12	< 0.1		0
	B W		 (ロール・ボックト) + DG - 2 D運転継続失敗 (ロール・ビール・ 	6.3E-07	1.0	 常設代替交流電源設備 	0
			(□□□□□電源取降(区力Ⅱ) + DG - 2 C運転継続失敗 ○○方法常約4時(区)Ⅰ)	6.3E-07	1.0		0
	 サポート系喪失(直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗 	4.1E-06	 ③ 直流電源 故障(区分1) + DG - 2 D起動失敗 ○ 古古市市((10) (10) (10) (10) 	4.3E-07	0.7		0
	(HPCS成功)		③直流電源故障(区分Ⅱ) +DG-2C起動失敗	4.3E-07	0.7		0
			 ⑤直流電源故障(区分I) + DG - 2 Dメンテナンスによる待機除外 	2.7E-07	0.5		0
			⑤直流電源故障(区分Ⅱ) +DG-2Cメンテナンスによる待機除外 の声法常知处時(区分Ⅰ)	2.7E-07	0.5		0
			 (1) 直流電源故障(区分1) + D G - 2 D 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	3.3E-09	< 0.1		0
	 サポート系喪失(直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗 	2. 1E-08	 山匹矶電原 (公戸 1) + D G - 2 C 運転継続失敗 + 逃がし安全弁用閉鎖失敗 (四本法理想性倍(F(A)) 	3.3E-09	< 0.1		0
	+ 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)		 ③ 匹流 電源	2.2E-09	< 0.1		0
			 ③ 直流電源故障(区分Ⅱ) + DG - 2 C 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	2.2E-09	< 0.1		0

【原子炉停止機能喪失】

いずれの事故シーケンスにおいても,電気的故障としてスクラムコンタクタの故障を原子炉停止機能喪失の要因とするカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては, ATW S緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)及びほう酸水注入系 による対応が有効である。

なお, 直流電源故障(区分Ⅰ, Ⅱ)時は当該区分の代替再循環系ポ ンプトリップ回路が機能しないが, これらのカットセットの寄与は全 炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対して非 常に小さくなっており, また, その場合においても再循環系ポンプの 手動停止に期待でき, ほう酸水注入系も健全であることから炉心損傷 防止が可能である。

また, LOCA起因の原子炉停止失敗時には, 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 れらのカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっており, また, その場合においてもATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能)による 反応度制御により対応可能である。

第1-7表 「原子炉停止機能喪失」における主要なカットセット

		事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
				①非隔離事象 +スクラムコンタクターA/C作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0		0
		過渡事象	2.5E-08	①非隔離事象 +スクラムコンタクターB/D作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0	*	0
		+原子炉停止失敗		①非隔離事象 +スクラムコンタクターE/G作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0	*	0
				①非隔離事象 +スクラムコンタクターF/H作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.0	 ATWS緩和設備(代替再 循環系ポンプトリップ機 能) ほう酸水注入系 	0
				①直流電源故障(区分I) +スクラムコンタクターB/D作動失敗共通原因故障	7.6E-12	< 0.1		0 ^{₩1}
		サポート系喪失(自動停止)	0.05.11	①直流電源故障(区分I) +スクラムコンタクターF/H作動失敗共通原因故障	7.6E-12	< 0.1		0 ^{₩1}
		ッホート未改大 (目前)サエノ +原子炉停止失敗	3.86-11	①直流電源故障(区分Ⅱ) +スクラムコンタクターA/C作動失敗共通原因故障	7.6E-12	< 0.1		0 ^{₩1}
				①直流電源故障(区分Ⅱ) +スクラムコンタクターE/G作動失敗共通原因故障	7.6E-12	< 0.1	1	0 ^{∰ 1}
原		小破断LOCA + 原子炉停止失败	3. 2E-11	①小破断LOCA +スクラムコンタクターA/C作動失敗共通原因故障	8.1E-12	< 0.1		0 ^{∰ 2}
子炉停止	Т			①小破断LOCA +スクラムコンタクターB/D作動失敗共通原因故障	8.1E-12	< 0.1		0 ^{∰ 2}
一機能喪	С		3. 2E-11	①小破断LOCA +スクラムコンタクターE/G作動失敗共通原因故障	8.1E-12	< 0.1		0 ^{∰ 2}
失				①小破断LOCA +スクラムコンタクターF/H作動失敗共通原因故障	8.1E-12	< 0.1	_	0 ^{₩2}
				①中破断LOCA +スクラムコンタクターA/C作動失敗共通原因故障	5.4E-12	< 0.1		0 ^{₩2}
		中破断LOCA	0.05.11	①中破断LOCA +スクラムコンタクターB/D作動失敗共通原因故障	5.4E-12	< 0.1	 ATWS緩和設備(代替再 循環系ポンプトリップ機 	0 ^{∰ 2}
		+原子炉停止失败	2.25-11	①中破断LOCA +スクラムコンタクターE/G作動失敗共通原因故障	5.4E-12	< 0.1	 • A T W S 緩和設備(代替制 御棒挿入機能) 	0 ^{₩2}
				①中破断LOCA +スクラムコンタクターF/H作動失敗共通原因故障	5.4E-12	< 0.1		0 ^{₩2}
				①大破断LOCA +スクラムコンタクターA/C作動失敗共通原因故障	5.4E-13	< 0.1		0 ^{₩2}
		大破断LOCA	9 9E=19	①大破断LOCA +スクラムコンタクターB/D作動失敗共通原因故障	5.4E-13	< 0.1		0 ^{₩2}
		+原子炉停止失敗	2.2E-12	①大破断LOCA +スクラムコンタクターE/G作動失敗共通原因故障	5.4E-13	< 0.1		0 ^{∰ 2}
				①大破断LOCA +スクラムコンタクターF/H作動失敗共通原因故障	5.4E-13	< 0.1		0 ^{₩2}

※1 直流電源故障(区分1, I)時は当該区分の代替再循環ボンプトリップ回路が機能しないが、代替再循環ボンプの手動停止に期待することが可能であり、ほう酸水注入系も健全であることから炉心損傷防止可能 ※2 LOCA時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、代替制御棒挿入機能による反応度制御に期待することで炉心損傷を防止可能 【LOCA時注水機能喪失】

○中破断LOCA<u>+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗,小破断L</u>

OCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗

高圧注水機能のうち,高圧炉心スプレイ系が喪失する主要な要因と して高圧炉心スプレイ系の弁の故障及び高圧炉心スプレイ系ディーゼ ル発電機海水系のメンテナンス/ストレーナ閉塞が,原子炉隔離時冷 却系*が喪失する主要な要因として復水貯蔵タンクからサプレッショ ン・チェンバへの切替操作失敗及び原子炉隔離時冷却系ポンプ起動失 敗が抽出されている。また,低圧注水機能が喪失する要因としてサポ ート系である残留熱除去系海水系のストレーナ閉塞がカットセット上 位に抽出されている。

※ 小破断LOCA時のみ抽出される(中破断LOCA時は原子炉 隔離時冷却系に期待していない)

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,低圧代 替注水系(常設)の注水容量の及ぶ範囲の破断面積までであれば,原 子炉手動減圧後の低圧代替注水系(常設)による注水が有効である。

なお、低圧代替注水系(常設)と設計基準設備の共有部分となる注 入弁の故障を伴うカットセットについては、低圧代替注水系(常設) に期待が出来ないものの、事故シーケンスグループに対する寄与割合 は 0.1%未満と非常に小さい。また、注入弁の故障が重畳した場合は、 炉心損傷防止が困難である。

○中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗,小破断LO
 CA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗

高圧注水機能が喪失する主要な要因として高圧炉心スプレイ系の弁

の故障及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系のメンテナン ス/ストレーナ閉塞が,減圧機能及び原子炉隔離時冷却系*が喪失す る要因として水位トランスミッタの故障と認知失敗の重畳がカットセ ット上位に抽出されている。

※ 小破断LOCA時のみ抽出される(中破断LOCA時は原子炉 隔離時冷却系に期待していない)

中破断LOCA及び小破断LOCA時における減圧操作に対する認 知失敗については,発生した場合は炉心損傷を防止することができな いが,LOCAが発生しているにもかかわらず,認知に失敗したまま 長時間気づかないことは現実的には考え難く,これら認知失敗が含ま れるカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっている。また, 上位のカットセットには含まれていないが自動減圧回路の機能喪失要 因が格納容器圧力高信号を発信する機器の故障等であれば,過渡時自 動減圧回路による原子炉減圧にも期待できる。

なお、中破断LOCA時のいずれのカットセットにおいても、LO CAの破断面積の大きさが一定の範囲を超えるような場合は、炉心損 傷を防止することができないが、これらの炉心損傷防止対策が有効に 機能しないカットセットについては、格納容器破損防止対策により原 子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認することとして いる。

第1-8表 「LOCA時注水機能喪失」における主要なカットセット

	事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性
			 ①小孩断LOCA + HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 + RCIC水源切替操作失敗 + PLIPS-A/P提載で入しい。 	4.3E-15	< 0.1		0
	小破断 L O C A +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	1.4E-13	(RTRS A/Dig/A/F /) 加速光道所容は除 ②小破断LOCA +HPCS-DGSWメンデナンスによる待機除外 +RCIC木原切等機体失敗 +RCIC木原切等機体失敗 +RHRS-A/Diğ/A×ストレーナ開業共通原因故障	3.5E-15	< 0.1		0
			 ②小破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RCICボンア起動失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	2.5E-15	< 0.1		0
1	S 2 E		①小破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +協子切水位トランスミッタ(L−1)-A/B/C/D作動失敗 共適原因故障 +注水不能認知失敗	4.8E-16	< 0.1		0
	小破断 L O C A +高圧炉心冷却失敗 +原子炉碱压失敗	2.2E-14	②小破断LOCA +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +研デザル化・ランスミック(L-1)-A/B/C/D作動失敗 共適原因故障 +注述不能認知失敗	3.9E-16	< 0.1		0
			○小破断10 CA + H P C S A D 逆止弁(S / P 側) 開失敗 + 居 子 切水(b → J × ス × フ ≠ 0 (L − 1) − A / B / C / D 作動失敗 共適原因故障 + R C 1 C 診動操作失敗 + 原子 切手動減圧失敗	2.3E-16	< 0.1		0
			 ①中破断LOCA + HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	1.1E-12	5.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			 ②中破断LOCA + HPCS - DGSWメンテナンスによる待機除外 + RHRS - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	9.3E-13	4.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			 ③中破断LOCA + HPCS - DGSW海水ストレーナ閉塞 + RHRS - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	4.5E-13	2.1		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			 ④中破断LOCA+HPCS-DGSWポンプ起動失敗+RHRS -A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障 	3.5E-13	1.6		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑤中破断LOCA+HPCSメンテナンス+RHRS-A/B海水 ストレーナ閉塞共通要因故障	3.4E-13	1.6		${\bigtriangleup}^{\circledast1}$
			⑥中破断LOCA+HPCS-DG軽油ストレーナ閉塞+RHRS -A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑦中破断LOCA+HPCSクーラ入口弁開け忘れ+RHRS-A / B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑦中破断LOCA+HPCSメカシールクーラ入口弁開け忘れ+R HRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑦中破断LOCA+HPCSクーラ出口弁開け忘れ+RHRS-A / B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3	• 既田代替注水系 (常設)	$\bigtriangleup^{\circledast1}$
L O			⑦中破断LOCA+HPCSポンプ室空調1冷却水入口弁開け忘れ + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
A 時 注			⑦中破断LOCA+HPCSポンプ室空調1冷却水出口弁開け忘れ + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
水機能	中破断LOCA +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	1.5E-11	 ⑦中破断LOCA+HPCSポンプ室空調2冷却水入口弁開け忘れ + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障 	2.9E-13	1.3	ENGINE LEAVING (TERA)	$\bigtriangleup^{\circledast1}$
喪失			⑦中破断LOCA+HPCSポンプ室空調2冷却水出口弁開け忘れ + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑦中破断LOCA+HPCSポンプ室空調クーラ元弁開け忘れ+R HRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3	-	$\bigtriangleup^{\circledast1}$
1	S 1 E		⑦中破断LOCA+HPCS-DGSWポンプ出口弁開け忘れ+R HRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑦中破断LOCA+HPCS-DGSW放出ライン隔離弁開け忘れ +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑦中破断LOCA+HPCS-DGSW放出ライン排水弁1開け忘 れ+RHRS-A/B海木ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑦中破断LOCA+HPCS-DGSW放出ライン排水弁2開け忘 れ+RHRS-A/B海ホストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			 ⑦中破断LOCA+HPCS-DGSWエンジンエアクーラ入口弁 開け忘れ+RHRS-A/B海木ストレーナ閉塞共通要因故障 	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			 ⑦中破断LOCA+HPCS-DGSWエンジンエアクーラ入口弁 開け忘れ+RHRS-A/B海木ストレーナ閉塞共通要因故障 	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			⑦中破断LOCA+HPCS-DGSW系統出口隔離弁開け忘れ+ RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			◎中破断LOCA+HPCS入口逆止弁(S/P側) 開失敗+RH RS-流量調整弁開失敗共通要因故障	2.4E-13	1.1		$\triangle^{\circledast 1}$
			②中破断LOCA+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗+HP CS水源切替操作失敗+RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通 第四時時	2.3E-13	1.1		$\triangle^{\circledast 1}$
			※回取単 ②中破断LOCA+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗+HP CS水源切替操作失敗+RHRS−A/B海水ストレーナ閉塞共通 第四時時	2.3E-13	1.1		$\triangle^{\circledast 1}$
			※回記簿 〇中破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RF切水位トランスミンタ(L-1)-A/B/C/D作動失敗 共適原因故障 +注水不能認知失敗	1.3E-13	0.6		$\bigtriangleup^{\circledast 1}$
	中破断 L O C A +高圧炉心冷却失敗 +原子炉减圧失敗	4.6E-12	②中破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RF行水位トランスミック(L-3) − A / B 作動失敗共通原因 故障 は違本不確認和主助	1.3E-13	0.6		$\bigtriangleup^{\circledast1}$
			②中破断LOCA +HPCS-DCSWメンテナンスによる待機除外 +Rデザが化りランスミック(L-1)-A/B/C/D作動失敗 共適原因故障 +注述不能認知失敗	1.0E-13	0.5		$\bigtriangleup^{\circledast 1}$
			 ①大破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	1.1E-13	0.5		-
	A	1.4E-12	 ②大破断LOCA + HPCS - DGSWメンテナンスによる待機除外 + RHRS - A / B 海水ストレーナ閉塞共通原因お確 	9.3E-14	0.4		-
			③大破断LOCA + HPCS - DGSW海水ストレーナ閉塞 + RHRS - A / B海水ストレーナ閉塞 + RHRS - A / B海水ストレーナ閉塞	4.5E-14	0.2		-
%1 L(OCAの破断面積が低圧代替注水系(常設)の注z	水容量を超える場	合は炉心損傷を防止できない		·		

【格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)】

いずれの事故シーケンスにおいても,原子炉冷却材圧力バウンダリ における複数の隔離弁が,施設定期検査時の通常状態への復旧失敗や 機械的故障が重畳することで同時に機能喪失し,低圧設計配管が過圧 され破断するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,格納容 器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)が発生した系統以 外の高圧注水機能又は低圧注水機能(原子炉を減圧した後に使用)を 用いた原子炉注水が有効である。その後は,隔離弁の再閉操作等,破 断箇所の隔離を試みるとともに,使用可能な緩和設備による水位維持, 除熱を行うことで,炉心を安定状態とすることが可能である。

第1-9表 「格納容器バイパス」における主要なカットセット

		事故シーケンス	炉心 損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な対策	対策の 有効性	
				①RHR−Aテスタブル逆止弁定期試験 +RHR−A注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR−Aテスタブル逆止弁開失敗 +RHR−A5L和配管被防	1.5E-10	30. 4		0	
				①RHR-Bテスタブル逆止弁定期試験 +RHR-B注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-Bテスタブル逆止弁問失敗 +RHR-B史出配管破断	1.5E-10	30. 4		0	
				 ③RHR-Cテスタブル逆止弁定期試験 +RHR-C注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-Cテスタブル逆止弁問失敗 +RHR-Cサ出配管破断 	5.9E-11	12.1		0	
				④RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器外隔離弁内部リーク +RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器内隔離弁内部リーク +RHR低圧配管破断	1.7E-11	3. 6		0	
				④RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器内隔離弁内部リーク +RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器外隔離弁内部リーク +RHR低圧配管破断	1.7E-11	3. 6		0	
				⑥RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器外隔離弁誤開 +RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器内隔離弁内部リーク +RHR低圧配管破断	1.1E-11	2. 2		0	
		インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	⑥RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器内隔離弁誤開 +RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器外隔離弁内部リーク +RHR低圧配管破断	1.1E-11	2. 2		0	
格納容器	I S L			4.8E-10	⑥RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器外隔離弁内部リーク +RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器内隔離弁誤開 +RHR低圧配管破断	1.1E-11	2. 2	 ・破損系統を除く原子炉注水 	0
バイパス	O C A			⑥RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器内隔離弁内部リーク +RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器外隔離弁誤開 +RHR低圧配管破断	1.1E-11	2. 2	- 破損系統の隔離	0	
				 御HPCSテスタブル逆止弁定期試験 +HPCS注入弁内部リーク +HPCSポンプ出口逆止弁内部リーク +HPCS低圧配管破断 	8.6E-12	1.8		0	
				①RHRーAテスタブル逆止弁定期試験 +RHRーA注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHRーA逆止弁操作スイッチ開失敗 +RHR-A些出配管破断	8.2E-12	1. 7		0	
				 ①RHR-Bテスタブル逆止弁定期試験 +RHR-B注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-B逆止弁操作スイッチ開失敗 +RHR-B吐出配管被断 	8.2E-12	1. 7		0	
				④RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器外隔離弁誤開 +RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器内隔離弁誤開 +RHR低圧配管破断	6.5E-12	1.3	* -	0	
				④RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器内隔離弁誤開 +RHR停止時冷却ライン(吸込)格納容器外隔離弁誤開 +RHR低圧配管破断	6.5E-12	1.3		0	
				⑥RHR-Aテスタブル逆止弁定期試験 +RHR-A注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-A逆止弁開失敗+RHR-A熱交機器破損	4.9E-12	1.0		0	
				毎RHR-Bテスタブル逆止弁定期試験 +RHR-B注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-B逆止弁開失敗 +RHR-B熱交機器破損	4.9E-12	1.0		0	

1-2. FV重要度に照らした重大事故等対処設備の有効性

(1) 実施内容

FV重要度の高い基事象に対し,その基事象の発生に伴って生 じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効であるか定性的 に分析した。

なお、今回の整理は定量的に評価したFV重要度に対し対策の 有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性 的な分析である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新 たに講じた対策をモデル化した上でPRAを実施し、その結果を 比較することが望ましいが、今回はプラント運転時の内部事象出 力運転時レベル1PRAのFV重要度を定量的な検討材料として 分析することとし、この確認を実施した。

(2) 選定条件

事故シーケンスグループ別にFV重要度を分析し、その値が 1E-3を超える基事象について、重大事故等防止対策が有効である か確認することとした。FV重要度が小さい基事象は、重大事故 等防止対策による対応が可能であったとしてでも、炉心損傷頻度 の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的 なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、1E-3を基準とする こととし、1E-3未満の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

FV重要度が 1E-3 を超える基事象を確認したところ,「高圧・ 低圧注水機能喪失」,「高圧注水・減圧機能喪失」,「全交流動力電 源喪失」,「崩壊熱除去機能喪失」,「原子炉停止機能喪失」及び 「インターフェイスシステムLOCA」については,抽出された 全ての基事象に対して,定性的には何らかの重大事故等防止対策 が有効であることを確認した。また,「LOCA時注水機能喪 失」については,LOCAの破断面積が大きい場合には,抽出さ れた一部の基事象に対して,定性的には有効な重大事故等対策が 確認されなかった。

今回の内部事象出力運転時レベル1PRAでは,「崩壊熱除去 機能喪失」が炉心損傷頻度のほぼ100%を占めており,「崩壊熱除 去機能喪失」に対してはFV重要度が1E-3を超える全ての基事 象に重大事故等対処設備(具体的には格納容器圧力逃がし装置等 による除熱機能の代替)が有効であることを確認した。このこと から,重大事故等対処設備によって,プラント運転開始時の内部 事象レベル1PRAの全炉心損傷頻度は1E-3程度低減されるも のと考えられる。また,重大事故等対処設備による内部事象を起 因した炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理できる。 事故シーケンスグループ別の確認結果については以下に示すと

おり。

【高庄·低圧注水機能喪失】

FV重要度が 1E-3 を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として,高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び 残留熱除去系海水系の故障並びに点検のための待機除外等が抽出され たが,これらに対しては低圧代替注水系(常設)による原子炉注水に よって対応することが可能である。 【高圧注水・減圧機能喪失】

FV重要度が 1E-3 を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として,原子炉手動減圧失敗,注水不能認知失敗等 のヒューマンエラーが抽出されたが,これらに対しては過渡時自動減 圧機能による原子炉減圧が有効であり,その後の低圧炉心冷却によっ て対応することが可能である。

【全交流動力電源喪失(長期TB, TBU, TBP, TBD)】

FV重要度が 1E-3 を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として,非常用ディーゼル発電機,非常用蓄電池の 故障等が抽出されたが,これらに対しては常設代替直流電源設備及び 常設代替交流電源設備による電源復旧によって対応することが可能で ある。また,長期TBの場合については,原子炉隔離時冷却系の運転 継続中に電源が不要となる低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注 水を確保することによって対応することも可能である。

【崩壞熱除去機能喪失】

FV重要度が 1E-3 を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として,残留熱除去系操作失敗のヒューマンエラー 及び残留熱除去系,残留熱除去系海水系の故障等が抽出されたが,こ れらに対しては耐圧強化ベント又は格納容器圧力逃がし装置によって 対応することが可能である。また,残留熱除去系海水系が故障した場 合については,緊急用海水系によって対応することも可能である。

別紙 6-25

【原子炉停止機能喪失】

FV重要度が 1E-3 を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として,スクラムコンタクタの故障が抽出されてい るが,これらに対してはATWS緩和設備(代替原子炉再循環系ポン プトリップ機能)及びほう酸水注入系によって対応することが可能で ある。

【LOCA時注水機能喪失】

LOCA時注水機能喪失については, LOCAの破断面積が大きい 場合には炉心損傷防止が困難となるが, 破断面積が一定の範囲内であ れば, 何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として,残留熱除去系海水系,高圧炉心スプレイ系 の故障等が抽出されたが,これらに対しては低圧代替注水系(常設) による原子炉注水によって対応することが可能である。また,この他 に支配的な基事象として,注水不能認知失敗,原子炉手動減圧失敗等 のヒューマンエラーが抽出されたが,これらに対しては低圧ECCS が健全な状況であれば,過渡時自動減圧回路による減圧によって対応 することも可能である。

【格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)】

FV重要度が 1E-3 を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として,インターフェイスシステムLOCA発生の 起因となる配管破損及び隔離弁の閉め忘れ,故障等が抽出されたが, これらに対しては減圧による漏えい低減や発生個所の隔離によって対 応することが可能である。 2. 内部事象運転時レベル1.5 P R A

2-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無 数に存在するため、ここでは、各事象シーケンスについて以下の 基準を基に主要なカットセットを抽出した。なお、格納容器先行 破損シーケンスについては、炉心損傷防止対策の有効性を確認し ているため、カットセットの分析対象から除外した。

・格納容器破損モードの各PDSの中で上位3位までのカット セット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び格納容器破 損防止対策の確認結果を第2-1表~第2-4表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 2-1 表~第 2-4 表に示したとおり,主要なカットセットレベルまで展開しても,格納容器破損防止対策により格納容器破損 を防止できることを確認した。 【雰囲気圧力・温度による静的負荷(過圧破損)】

最も支配的な事故シーケンスは、TQUXによって炉心損傷に至っ た後に過圧破損に至るシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける 主要なカットセットとしては、直流電源(区分I)が故障し、HPC S-DGの運転継続、原子炉減圧及びRHRスプレイに失敗すること により過圧破損に至る事象が抽出されている。

本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては,常設代替交 流電源設備及び常設代替直流電源設備による電源供給の対策に加え, 低圧代替注水系(常設)による損傷炉心への注水,代替格納容器スプ レイ冷却系(常設)による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置 による除熱が有効である。

【雰囲気圧力・温度による静的負荷(過温破損)】

最も支配的な事故シーケンスは,長期TBによって炉心損傷に至っ た後に過温破損に至るシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける 主要なカットセットとしては,外部電源喪失が発生し,軽油貯蔵タン ク閉塞/破損やDG及びHPCS-DGの故障の重畳によって全交流 動力電源喪失に至ることにより,過温破損に至る事象が抽出されてい る。

本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては,常設代替交 流電源設備による電源供給の対策に加え,低圧代替注水系(常設)に よる損傷炉心への注水,代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による 格納容器冷却,代替循環冷却系及び格納容器圧力逃がし装置による除 熱が有効である。

第2-1表 「雰囲気圧力温度による静的負荷」における

主要なカットセット

格納容器破損モード	ブラント 損傷状態 (PDS)	CFF (/炉年)	主要なカットセット	CFF (/炉年)	事故シーケンス に対する寄与割 合(%)	主な対策	対策 有効性		
			①直流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗 +原子炉手動減圧失敗+RHRによる格納容器スプレイ操 作失敗	1.8E-10	8.4		0		
雰囲気圧力温度による静的負荷 (過圧破損)	TQUX	2.2E-09	②直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗+原 子炉手動減圧失敗+R H R による格納容器スプレイ操作失 敗	1.3E-10	5.7		0		
			③直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + 注水不能認知失敗+ R H R による格納容器スプレイ操作 失敗	8.0E-11	3. 7		0		
			 ①直流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗 +注水不能認知失敗+損傷炉心の冷却認知失敗 	3.1E-10	5.0	-	0		
	TQUX	6.3E-09	①直流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗 +原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗	3.1E-10	5.0		0		
			③直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+原 子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗	2.1E-10	3.4		0		
			①外部電源喪失+軽油貯蔵タンク閉塞	4.3E-08	62.2		0		
	長期TB TBU	6.9E-08	②外部電源喪失+軽油貯蔵タンク破損	2.8E-09	4.1	 常設代替交流電源設備 	0		
			③外部電源喪失+DG-2C, 2D運転継続失敗共通要因 故障+HPCS-DG運転継続失敗	4.1E-10	0.6		0		
		4.2E-09	 ①直流電源故障(区分I)+軽油貯蔵タンク閉塞+原子炉 手動減圧失敗 	6.4E-10	15.2	 ・低正代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・代替循環冷却系又は終納容器圧力泳がし 	0		
雰囲気圧力温度による静的負荷			4.2E-09	4.2E-09	②直流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+H PCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗	2.9E-10	6.9	装置	0
(過温破損)			③直流電源故障(区分I)+DG-2D起動失敗+HPC S-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗	2.0E-10	4.7		0		
			③直流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+H PCS-DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗	2.0E-10	4.7		0		
			①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+ HPCS-DG運転継続失敗	1.6E-12	26.6		0		
	T B D	5.9E-12	②外部電源喪失+蓄電池−A/B給電失敗共通要因故障+ HPCS−DG起動失敗	1.1E-12	18.1		0		
			③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+ HPCS-DGメンテナンス	6.8E-13	11.5		0		
			①中破断LOCA+HPCS入口逆止弁(S/P側)開失 敗+RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.1E-12	5.3		0		
	LOCA	C A 2.1E-11	②中破断LOCA+HPCS-DGSWメンテナンス+R HRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.3E-13	4.3		0		
			 ③中破断LOCA+HPCS-DGSW海水ストレーナ閉 塞+RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障 	4.5E-13	2.1		0		

【高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱】

最も支配的な事故シーケンスは、長期TBによって炉心損傷に至っ た後に格納容器雰囲気直接加熱に至るシーケンスとなる。本事故シー ケンスにおける主要なカットセットとしては、外部電源喪失が発生し、 軽油貯蔵タンク閉塞/破損やDG及びHPCS-DGの故障の重畳に よって全交流動力電源喪失に至ることにより、原子炉圧力容器が高圧 状態で破損し、格納容器雰囲気直接加熱により格納容器破損に至る事 象が抽出されている。

本破損モードについては,交流電源が喪失しても原子炉圧力容器の 減圧操作は可能であることから,格納容器破損を防止することが可能 である。

なお, ヒューマンエラーによる原子炉の減圧失敗については, 発生 した場合は格納容器破損を防止することができないが, 認知に失敗し たまま長時間気づかない場合や,操作に失敗したにもかかわらずその 後の対応をとらないことは現実的には考え難く, これらのカットセッ トの炉心損傷頻度は非常に小さくなっている。

第2-2表 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」における

格納容器破損モード	プラント 損傷状態 (PDS)	CFF (/炉年)	主要なカットセット	CFF (/炉年)	事故シーケンス に対する寄与割 合(%)	主な対策	対策 有効性
			 ①直流電源故障(区分1)+HPCS-DG運転継続失敗 +原子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗 +DCHによるPCV破損 	1.2E-12	5.0		-
	TQUX	2.4E-11	 ①直流電源故障(区分1)+HPCS-DG運転継続失敗 +注水不能認知失敗+損傷炉心の冷却認知失敗+DCHによるPCV破損 	1.2E-12	5.0		-
			③ 直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+原 子炉手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉手動減圧失敗+D CHによるPCV破損	7.9E-13	3.4	*	-
			①外部電源喪失+燃料貯蔵タンク閉塞+DCHによるPC V破損	5.3E-09	62.2		0
	長期TB	8.5E-09	②外部電源喪失+燃料貯蔵タンク破損+DCHによるPC V破損	3.5E-10	4.1		0
			③外部電源喪失+DG-2C, 2D運転継続失敗共通要因 故障+HPCS-DG運転継続失敗+DCHによるPCV 破損	5.0E-11	0.6		0
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱		1.6E-11	 ①直流電源故障(区分I)+軽油貯蔵タンク閉塞+原子炉 手動減圧失敗+DCHによるPCV破損 	2.4E-12	15.2	 原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁 による手動減圧 	-
			②直流電源故障(区分1)+DG-2D運転継続失敗+H PCS-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+DCH によるPCV破損	1.1E-12	6.9		-
	160		③直流電源故障(区分1)+DG-2D起動失敗+HPC S-DG運転継続失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	7.3E-13	4.7		-
			③ 直流電源故障(区分I) + DG - 2 D運転継続失敗+H PCS - DG起動失敗+原子炉手動減圧失敗+DCHによるPCV破損	7.3E-13	4.7		-
			①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+ HPCS-DG運転継続失敗+DCHによるPCV破損	5.8E-15	26.6		0
	T B D	2.2E-14	②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+ HPCS-DG起動失敗+DCHによるPCV破損	4.0E-15	18.1		0
			③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障+ HPCS-DGメンテナンス+DCHによるPCV破損	2.5E-15	11.5		0

主要なカットセット

【原子炉圧力容器外溶融燃料-冷却材相互作用】

最も支配的な事故シーケンスは、TQUXによって炉心損傷に至っ た後に原子炉圧力容器が損傷し、ペデスタル(ドライウェル部)に落 下した溶融物と水との接触に伴い、溶融物の持つ熱エネルギが爆発的 な機械エネルギに変換され、格納容器への荷重が生じることで格納容 器が破損するシーケンスとなる。本事故シーケンスにおける主要なカ ットセットとしては、直流電源(区分I)が故障した後、HPCS-DGの運転及び原子炉減圧に失敗することにより、ペデスタル(ドラ イウェル部)に落下した溶融物と冷却材との相互作用によって格納容 器破損に至る事象が抽出されている。

本破損モードに対しては,仮に発生した場合においても格納容器圧 カバウンダリの機能喪失に至らないことを確認しており,対策は講じ ていない。

第2-3表 「原子炉圧力容器外溶融燃料 – 冷却材相互作用」における 主要なカットセット

格納容器破損モード	プラント 損傷状態 (PDS)	CFF (/炉年)	主要なカットセット	CFF (/炉年)	事故シーケンス に対する寄与割 合(%)	主な対策	対策 有効性
		2.2E-14	 ①直流電源放降(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗 +原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発(ペデスタル) 	1.4E-15	6.1	なし (原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互 作用が発生しても格納容器圧力パウンダリの 機能喪失に至らないことを確認する)	0
	TQUX		②直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+原 子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発(ペデスタル)	9.2E-16	4.1		0
			③直流電源故障(区分I)+HPCS-DGメンテナンス +原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+水蒸気爆発(ペデス タル)	5.9E-16	2.6		0
原子炉圧力容器外 溶融燃料-冷却材相互作用	LOCA		①中破断LOCA+HPCS入口逆止弁(S/P側) 開失 敗+RHRS-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁 開失敗共通要因故障+水蒸気爆発(ベデスタル)	2.1E-22	0.8		0
		2.8E-20	②中破断LOCA+HPCS−DGSWメンテナンス+R HRS−Aメンテナンス+LPC1−B/C注入弁開失敗 共通要因故障+水蒸気爆発(ペデスタル)	1.7E-22	0.6		0
			③中破断LOCA+HPCS入口逆止弁(S/P側)開失 敗+RHRS−Aメンテナンス+LPCI−B/C注入弁 開失敗共通要因故障+水蒸気爆発(ベデスタル)	1.2E-22	0.4		0

【溶融炉心・コンクリート相互作用】

最も支配的な事故シーケンスは、TBUによって炉心損傷に至った 後に原子炉圧力容器が損傷し、ペデスタル(ドライウェル部)床面で の溶融炉心・コンクリート相互作用が継続するシーケンスとなる。本 事故シーケンスにおける主要なカットセットとしては、直流電源(区 分I)が故障し、軽油貯蔵タンク閉塞/破損やDG及びHPCS-D Gの故障の重畳によって全交流動力電源喪失に至ることにより、ペデ スタル(ドライウェル部)床面での溶融炉心・コンクリート相互作用 が継続して格納容器破損に至る事象が抽出されている。

本破損モードに対する格納容器破損防止対策としては,格納容器下 部注水系(常設)によるペデスタル(ドライウェル部)への注水が有 効である。

第2-4表 「溶融炉心・コンクリート相互作用」における

格納容器破損モード	ブラント 損傷状態 (PDS)	CFF (/炉年)	主要なカットセット	CFF (/炉年)	事故シーケンス に対する寄与割 合(%)	主な対策	対策 有効性
			 ①直流電源故障(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗 + RHRS-Bメンテナンス 	2.1E-10	6.4		0
	TQUV	3.3E-09	②直流電源故障(区分I)+HPCS-DG起動失敗+R HRS-Bメンテナンス	1.4E-10	4.3	*	0
			③直流電源故障(区分I)+HPCS-DGメンテナンス +RHRS-Bメンテナンス	9.2E-11	2.8	-	0
			①直流電源放除(区分I)+HPCS-DG運転継続失敗 +原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ペデスタル注水失敗 +RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	2.4E-11	3.5	•	0
	TQUX	7.0E-10	②直流電源故障(区分1)+HPCS-DG起動失敗+原 子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ペデスタル注水失敗+R HRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.7E-11	2.4		0
			③直流電源故障(区分I)+HPCS-DGメンテナンス +原子炉手動減圧失敗+IVR失敗+ペデスタル注水失敗 +RHRによる格納容器スプレイ操作失敗	1.1E-11	1.5		0
			 ①直流電源故障(区分I)+軽油貯蔵タンク閉塞 	2.3E-09	13.7		0
	TDU	1.75.00	②直流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+H PCS-DG運転継続失敗	1.0E-09	6.2		0
溶融炉心・コンクリート相互作用	150	1.12.00	③直流電源故障(区分I)+DG-2D運転継続失敗+H PCS-DG起動失敗	7.0E-10	4.2	 常設代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 格納容器下部注水系(常設) 	0
			③直流電源故障(区分I)+DG-2D起動失敗+HPC S-DG運転継続失敗	7.0E-10	4.2	_	0
		5.2E-10	 外部電源喪失+軽油貯蔵タンク閉塞+SRV再閉鎖失敗 	2.2E-10	42.5		0
	ТВР		②外部電源喪失+軽油貯蔵タンク破損+SRV再閉鎖失敗	1.5E-11	2.8		0
			③外部電源喪失+DG-2C,2D運転継続失敗共通要因 故障+SRV再閉鎖失敗+HPCS-DG運転継続失敗	2.1E-12	0.4	-	0
			①中破断LOCA+HPCS入口逆止弁(S/P側) 開失 敗+RHRS-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁 開失敗共通要因故障+ベデスタル(ドライウェル部)での 水蒸気爆発なし	4.9E-18	0.7		0
	LOCA	C A 6.8E-16	 ②中破断LOCA+HPCS-DGSWメンテナンス+R HRS-Aメンテナンス+LPCI-B/C注入弁開失敗 共通要因故障+ペデスタル(ドライウェル部)での水蒸気 爆発なし 	4.0E-18	0.6	1	0
			③中破断LOCA+HPCS入口逆止弁(S/P側) 開失 敗+RHRS-Aメンテナンス+LPCI-A/B/C注 入弁開失敗共通要因故障+ペデスタル(ドライウェル部) での水素気爆発なし	2.8E-18	0.4		0

主要なカットセット

3. 内部事象停止時レベル1 P R A

3-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無 数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについ て以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。

・炉心損傷頻度が 1E-7/炉年以上のカットセット

・事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が1%以上

また,上記の条件を満たさないカットセットについても,各事 故シーケンスにおける上位3位までのカットセットを抽出し,重 大事故等対処設備が有効であるか確認した。

確認結果を第 3-1 表~第 3-3 表に示す。また,主要なカット セットのうち,各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が最上 位であるシーケンスを第 3-1 図~第 3-3 図に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 3-1 表~第 3-3 表に示したとおり,全ての事故シーケンス に対しては,主要なカットセットまで展開した場合においても, 整備する燃料損傷防止対策により燃料損傷を防止できることを確 認した。 【崩壞熱除去機能喪失】

○崩壞熱除去機能喪失+崩壞熱除去·炉心冷却失敗

POS-B1~B3においては,使用可能である除熱・注水設備が 残留熱除去系1系統及び復水移送系1系統のみとなる。そのため,当 該POSにおいて,残留熱除去系の故障の発生後,復水移送系の水源 である復水貯蔵タンクの真空逃がし弁作動失敗により,崩壊熱除去機 能喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

○外部電源喪失+崩壞熱除去·炉心冷却失敗

POS-B1~B3においては,使用可能である除熱・注水設備が 残留熱除去系1系統及び復水移送系1系統のみとなる。そのため,当 該POSにおいて,外部電源喪失の発生により復水移送系が機能喪失 し,残留熱除去系のポンプや弁の手動操作失敗により崩壊熱除去機能 喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては,注水設備の多様化(低圧代替注水系(常設),低圧代替注水系(可搬型),消 火系等)による対応が有効である。

第3-1表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス 「戸心損傷頻度 (/施設定期検査)		主要なカットセット	POS	炉心 損傷頻度 (/POS)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合(%)	主な対策	対策の 有効性	
	残留熱除去系の故障 (R H R 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.9E-07	①RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動 失敗	в 3	3.0E-07	20.8	 注水設備の多様化 (低圧代替注水系(常設), 低圧代替注水系(可限型), 消火系等) 	0
			①RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動 失敗	В 3	3.0E-07	20.8		0
			③RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動 失敗	В 1	1.1E-07	7.4		0
			③RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動 失敗	В 1	1.1E-07	7.4		0
			⑤RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動 失敗	В 2	6.4E-08	4.5		0
崩			⑤RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動 失敗	B 2	6.4E-08	4.5		0
壞熱除去機能喪失			⑦RHR喪失+CST-Bポンプ運転継続失敗	В 3	2.1E-08	1.5		0
	残留熱除去系の故障 (R H R S 喪失) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.2E-07	①RHRS喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作 動失敗	В 3	3. 7E-08	2. 6		0
			①RHRS喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作 動失敗	В 3	3. 7E-08	2. 6		0
			③RHRS喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作 動失敗	В 1	1.3E-08	0. 9		0
			③RHRS喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作 動失敗	В 1	1.3E-08	0. 9		0
	外部電源喪失 +崩壊熟除去・炉心冷却失敗	3. 1E-07	①外部電源喪失+RHR-Bポンプ手動操作失敗	В 2	8.4E-08	5.9		0
			①外部電源喪失+LPCI-B注入弁手動操作失敗	В 2	8.4E-08	5. 9		0
			①外部電源喪失+RHR-Bポンプ入口弁(S/P側) 手動操作失敗	В 2	8.4E-08	5. 9		0



× プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第3-1図 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なシーケンス

(POS-B3 残留熱除去系の故障(RHR喪失))

【全交流動力電源喪失】

○外部電源喪失+交流電源喪失+崩壊熱除去·炉心冷却失敗

POS-B1~B3においては、待機状態の非常用DGが1台のみ となる。そのため、当該POSにおいて、外部電源喪失の発生後、待 機状態の非常用DGの起動失敗や運転継続失敗により全交流動力電源 喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

○外部電源喪失+直流電源喪失+崩壊熱除去 · 炉心冷却失敗

外部電源喪失後の蓄電池の共通原因故障により,全交流動力電源喪 失に至るカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては,常設代 替直流電源設備及び常設代替交流電源設備による電源復旧,注水設備 の多様化(低圧代替注水系(常設),低圧代替注水系(可搬型),消火 系等)による対応が有効である。

第3-2表 「全交流動力電源喪失」における主要なカットセット

事故シーケンス 炉心損傷頻度 (/施設定期検査)		主要なカットセット	POS	炉心 損傷頻度 (/POS)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合	主な対策	対策の 有効性	
	外部電源喪失 + 文演電源失敗 + 筋壊熟除去・炉心冷却失敗	3.5E-06	①外部電源喪失+DG-2D運転継続失敗	В 3	8. 2E-07	23.3	 常設代替直流電源設備 常設支近代替電源設備 注水設備の多様化 	0
			②外部電源喪失+DG-2D起動失敗	В 3	5.6E-07	15.8		0
			③外部電源喪失+DG-2C運転継続失敗	В 1	3.0E-07	8.4		0
			④外部電源喪失+DG-2C起動失敗	В 1	2.0E-07	5. 7		0
			⑤外部電源喪失+DG-2D運転継続失敗	B 2	1.8E-07	5.0		0
全交流			⑥外部電源喪失+DG-2D起動失敗	B 2	1.2E-07	3.4		0
11動力電源喪失			⑦外部電源喪失+DG-2D関連信号故障	В 3	7.9E-08	2. 2		0
			⑧外部電源喪失+DG-2D遮断器開失敗	В 3	7.6E-08	2. 1		0
			③外部電源喪失+DGSW-2D海水ストレーナ閉塞	В 3	4. 7E-08	1.3		0
			⑩外部電源喪失+DGSW-2Dポンプ起動失敗	В 3	3.6E-08	1.0		0
	外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 崩壊熟除去・炉心冷却失敗	1.3E-10	①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因 故障	В 3	6.0E-11	< 0. 1		0
			②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因 故障	C 2	3.8E-11	< 0.1		0
			③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因 故障	В 1	2.2E-11	< 0. 1		0

外部電源喪失 (POS-B3)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-20起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD			
					1 - 9	TE2へ	
					10 - 15	TE3へ	
					16 - 21	TE4へ	
					22 - 23	TE5へ	
					24 - 25	TE6へ	
					26	ТВ	
						合計値	

ACなし (POS-B3)	NPCS	No.	最終状態	備考
TE5	HPCS			
		22	-	
		23	ТВ	
			合計値	

× プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第3-2図 「全交流動力電源喪失」における主要なシーケンス

(POS-B3 外部電源喪失)

【原子炉冷却材の流出】

○原子炉冷却材の流出(RHR切替時/CUWブロー時のLOCA)

+崩壊熱除去・炉心冷却失敗

RHR切替時又はCUWブロー時における原子炉冷却材流出の発生後,運転員によるLOCAの認知失敗により,燃料損傷に至るカット セットが上位に抽出されている。

○原子炉冷却材の流出(CRD点検時のLOCA)

+崩壞熱除去·炉心冷却失敗

CRD点検時における大規模な原子炉冷却材流出の発生後,隔離操 作に失敗し,残留熱除去系のポンプ,弁等の手動操作失敗により燃料 損傷に至るカットセットが上位に抽出されている。

○原子炉冷却材の流出(LPRM点検時のLOCA)

+崩壞熱除去·炉心冷却失敗

LPRM点検時における原子炉冷却材流出の発生後,隔離操作に失 敗し,残留熱除去系のポンプ,弁等の手動操作失敗及び復水貯蔵タン クの真空逃がし弁作動失敗が重畳することにより,燃料損傷に至るカ ットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する燃料損傷防止対策としては,運転員 等がLOCAの発生を速やかに認知することに加えて,注水設備の多 様化(低圧代替注水系(常設),低圧代替注水系(可搬型),消火系 等)による対応が有効である。

運転員によるLOCAの認知失敗に関しては,認知に成功しないこ とには燃料損傷を防止することができないが,LOCAの発生の可能 性がある作業では,以下のとおり対策をとった上で実施しており,L

別紙 6-42

OCAが発生しているにもかかわらず, 複数の運転員が認知に失敗し たまま長時間気づかないことは現実的には考え難い。

(RHR切替時のLOCA)

- RHR切替時における弁の開閉状態については、中央制御室の ランプで確認可能であり、運転手順書には作業時に確認することと明記されている。
- ・仮にLOCAが発生した場合でも、定期的に実施される中央制 御室の運転員による原子炉水位、サプレッション・プール水位
 等の監視により、異常の認知が可能である。
- (CUWブロー時のLOCA)
 - CUWブロー時における弁の開閉状態については、中央制御室のランプで確認可能であり、運転手順書には作業時に確認することと明記されている。
 - ・CUWブローダウン流量は管理されており、燃料損傷までの余裕時間の間に中央制御室の運転員によるCUWブローダウン流量、原子炉水位等の監視により異常の認知が可能である。
 - ・中央制御室の運転員の他に,排水先であるR/Wの運転員による異常の認知にも期待できる。

また、今後もLOCAの発生の可能性がある作業を実施する場合に は、作業開始前に注意喚起を実施し、LOCAの発生防止を努めると ともに、LOCAが発生した場合の対応手順をあらかじめ確認するこ とにより、今後も継続的にリスク低減に努めていく。

第3-3表 「原子炉冷却材の流出」における主要なカットセット

事故シーケンス 炉心損傷頻度 (/施設定期検査)		主要なカットセット	POS	炉心 損傷頻度 (/POS)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合	主な対策	対策の 有効性				
	原子炉冷却材の流出 (RHR切替時のLOCA) +崩壊熟除去・炉心冷却失敗	8.3E-11	①RHR切替時のLOCA+運転員の認知失敗	C 2	4. 1E-11	22. 2	 連転員への注意喚起 注水設備の多様化 (依正代特注水系(常設), 低正代特注水系(常設), 街火系等) 	_			
			①RHR切替時のLOCA+運転員の認知失敗	D	4.1E-11	22. 2		-			
			③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(S/P側)手動操作失敗+復水貯蔵 タンクA真空逃がし弁作動失敗	В 2	5.1E-14	< 0.1		0			
			③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(S/P側)手動操作失敗+復水貯蔵 タンクB真空逃がし弁作動失敗	В 2	5.1E-14	< 0.1		0			
			③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(SDC側)手動操作失敗+復水貯蔵 タンクA真空逃がし弁作動失敗	В 2	5.1E-14	< 0.1		0			
			③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ入口弁(SDC側)手動操作失敗+復水貯蔵 タンクB真空逃がし弁作動失敗	В 2	5.1E-14	< 0.1		0			
			③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ手動操作失敗+復水貯蔵タンクA真空逃がし 弁作動失敗	В 2	5.1E-14	< 0.1		0			
			③RHR切替時のLOCA+隔離失敗+RHR-B ポンプ手動操作失敗+復水貯蔵タンクB真空逃がし 弁作動失敗	В 2	5.1E-14	< 0.1		0			
	原子炉冷却材の流出 (C UWブロー時の L O C A) + 崩壊熟除去・炉心冷却失敗	5.8E-11	①CUWプロー時のLOCA+運転員の認知失敗	С 1	2.9E-11	15.6		-			
原子」			①CUWプロー時のLOCA+運転員の認知失敗	D	2.9E-11	15.6		-			
炉冷却材の			③CUWブロー時のLOCA+隔離失敗+軽油貯蔵 タンク閉塞+外部電源喪失	С 1	1.5E-17	< 0.1		0			
の流出			③CUWブロー時のLOCA+隔離失敗+軽油貯蔵 タンク閉塞+外部電源喪失	D	1.5E-17	< 0.1		0			
	原子炉冷却材の流出 (C R D 点検時の L O C A) +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	4.5E-11	①CRD点検時のLOCA(大規模流出)+隔離失 敗+RHR-Bポンプ入口弁(S/P側)手動操作 失敗	В 2	1.1E-11	6. 0		0			
			①CRD点検時のLOCA (大規模流出) +隔離失 敗+RHR-Bポンプ入口弁 (SDC側) 手動操作 失敗	В 2	1.1E-11	6. 0		0			
			①CRD点検時のLOCA(大規模流出)+隔離失敗+RHR-Bポンプ手動操作失敗	В 2	1.1E-11	6. 0		0			
	原子炉冷却材の流出 (L P R M点検持の L O C A) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.8E-14	①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR- Bボンプ入口弁(S/P側)手動操作失敗+復水貯 蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	В 2	1.2E-14	< 0.1		0			
			①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR- Bボンブ入口弁(S/P側)手動操作失敗+復水貯 蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	В 2	1.2E-14	< 0.1		0			
			①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR- Bボンブ入口弁(SDC側)手動操作失敗+復水貯 蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	В 2	1.2E-14	< 0.1		0			
			①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR- Bポンプ入口弁(SDC側)注入弁手動操作失敗+ 復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	В 2	1.2E-14	< 0.1		0			
			①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR- Bポンプ手動操作失敗+復水貯蔵タンクA真空逃が し弁作動失敗	В 2	1.2E-14	< 0.1		0			
			①LPRM点検時のLOCA+隔離失敗+RHR- Bボンブ手動操作失敗+復水貯蔵タンクB真空逃が し弁作動失敗	В 2	1.2E-14	< 0.1		0			
RHR切替時の 冷却材流出 (POS-C2)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	備考
------------------------------	------------	------------	------	--------	--------	--------	------	------	-----	------	----
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC			
									1	-	
									2	-	
									3	-	
									4	-	
									5	-	
									6	-	
									7	-	
									8	LOCA	
									9	LOCA	
•											
										合計値	



第3-3図 「原子炉冷却材流出」における主要なシーケンス

(POS-C2, POS-D RHR切替時の冷却材流出)

3-2. FV重要度に照らした重大事故等対処設備の有効性

停止時における F V 重要度は,個々の事故シーケンスの事象進 展や対策に大きな差異がないことから,全炉心損傷頻度に対する 分析を実施することとした。その際,全炉心損傷頻度に対する 個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し,出力運転時 レベル1 P R A より1 桁小さい 1E-4 を基準としてそれを超える 基事象を抽出し,重大事故等防止対策が有効か否か定性的に考察 した。

その結果, FV重要度が 1E-4 を超える基事象として抽出され た全ての基事象(ディーゼル発電機の故障,復水貯蔵タンクの真 空逃がし安全弁の故障等)に対して,重大事故等対処設備(常設 代替直流電源設備及び常設代替交流電源設備による電源復旧,注 水設備の多様化(低圧代替注水系(常設),低圧代替注水系(可 搬型),消火系等)による対応が有効であることを確認した。 地震PRA、津波PRAにおける主要な事故シーケンスの

対策について

地震 P R A, 津波 P R A における主要な事故シーケンスについて, 炉心損傷又は格納容器破損に至る要因をカットセットレベルまで展開 し,主要なカットセットに対して重大事故等対処設備が有効であるか 確認した。

- 1. 地震レベル1 P R A
- (1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無 数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスグループについ て以下の基準を基に主要なカットセットを抽出し、整備する炉心 損傷防止対策で対応可能であるかを確認した。

・事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度への寄与が1%以上
 確認結果を第1-1表~第1-9表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 表~第 1-9 表に示したとおり,「原子炉停止機能喪 失」に含まれるカットセットの一部に炉心損傷防止が困難なカッ トセットが存在するものの,主要なカットセットレベルまで展開 しても,大半のカットセットについては整備された重大事故等対 処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお,地震 により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが,そ の場合は機能喪失を免れた設備等を用いて事象の緩和に努めるこ ととなる。

別紙 7-1

炉心損傷防止が困難なカットセットとして,「原子炉停止機能 喪失」における,原子炉スクラムの失敗(シュラウドサポート損 傷)と交流電源又は直流電源の喪失が重畳するカットセットが抽 出された。これらのカットセットに対しては,交流電源又は直流 電源の喪失により,ほう酸水注入系が機能喪失に至ることから, 炉心損傷を防止することができない。

ただし、これらの事故シーケンスは、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地震 PRAから抽出された ものであるが、基準地震動 S_s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、シュラウドサポート等の炉内 構造物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 られる (別紙 2)。このため、現実的に想定するとこれらのカット セットによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものと考えら れる。 【高圧·低圧注水機能喪失(TQUV)】

地震による残留熱除去系(RHR)又は残留熱除去系海水系(RH RS)の損傷に伴い低圧注水機能が喪失する事象が上位に抽出されて いる。なお、高圧注水機能である高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離 時冷却系については、地震PRAの評価上の仮定として、0.7Gを超 えるような地震動では水源切替操作に失敗し、期待できないものとし ている。この仮定は、他の事故シーケンスグループにおいても同様の 扱いである。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,低圧代 替注水系(常設)による原子炉注水が有効である。

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.5~1.6		3.4E-08	7.2		0
2	1.4~1.5	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSポン プ損傷+水源切替操作失敗 	3.4E-08	7.2		0
3	1.3~1.4		2. 5E-08	5.4		0
4	1.3~1.4		2.4E-08	5.1		0
4	1.0~1.1	②地震によるセラミックインシュレータ損傷	2.4E-08	5.1		0
6	1.1~1.2	(外部電源喪失) +地震によるRHRS配官 損傷+水源切替操作失敗	2.3E-08	4.9		0
7	1.2~1.3		2.2E-08	4. 7		0
8	1.6~1.7	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSポン プ損傷+水源切替操作失敗	2.1E-08	4.5		0
9	1.4~1.5	②地震によるセラミックインシュレータ損傷	1.8E-08	3.9		0
10	0.9~1.0	(外部電源設大) +地展によるКНКS配管 損傷+水源切替操作失敗	1.5E-08	3.2		0
10	1.2~1.3	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRSポン プ損傷+水源切替操作失敗	1.5E-08	3.2		0
12	1.5~1.6	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRS配管 損傷+水源切替操作失敗	1.3E-08	2.8	 ・低圧代替注水系(常 設) 	0
13	1.7~1.8	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +地震によるRHRSポン プ損傷+水源切替操作失敗 	1.2E-08	2.6	HX/	0
14	1.3~1.4	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHR熱交換 器損傷+水源切替操作失敗	8.5E-09	1.8		0
15	1.1~1.2	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +地震によるRHRSポン プ損傷+水源切替操作失敗	8.1E-09	1.7		0
16	0.8~0.9	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRS配管 損傷+水源切替操作失敗	8.0E-09	1.7		0
17	1.1~1.2	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHR熱交換 器損傷+水源切替操作失敗	7.8E-09	1.7		0
18	1.6~1.7	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHRS配管 損傷+水源切替操作失敗	7.7E-09	1.6		0
19	1.4~1.5		7.6E-09	1.6		0
20	1.2~1.3	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHR熱交換 器損傷+水源切替操作失敗	6.9E-09	1.5		0
21	1.5~1.6		5. 7E-09	1.2		0
22	1.8~1.9	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +地震によるRHRSポン プ損傷+水源切替操作失敗 	5.5E-09	1.2		0
23	1.0~1.1	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+地震によるRHR熱交換 器損傷+水源切替操作失敗	4.8E-09	1.0		0

第1-1表 「高圧・低圧注水機能喪失」における主要なカットセット

【高圧注水·減圧機能喪失(TQUX)】

ヒューマンエラーにより減圧機能が喪失する事象が上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、過渡時 自動減圧機能による原子炉減圧が有効である。

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.7~0.8	①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外如雪酒南生) + 水酒切耕場佐生敗+ 毛動	2. 7E-07	20. 2		0
2	0.8~0.9	減圧操作失敗	1. 7E-07	12. 7		0
3	0.7~0.8	②水源切替操作失敗+手動減圧操作失敗	1.6E-07	12.4		0
4	0.7~0.8	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +水源切替操作失敗+注水 不能認知失敗	1.0E-07	8.0		0
4	0.9~1.0	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +水源切替操作失敗+手動 減圧操作失敗 	1.0E-07	7.6		0
6	0.8~0.9	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +水源切替操作失敗+注水 不能認知失敗	6. 5E-08	5.0		0
7	0.7~0.8	②水源切替操作失敗+注水不能認知失敗	6.4E-08	4.9		0
8	0.8~0.9	④水源切替操作失敗+手動減圧操作失敗	6. 3E-08	4.8	・過渡時自動減圧機能	0
9	1.0~1.1	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+水源切替操作失敗+手動 減圧操作失敗 	5.8E-08	4.5		0
10	0.9~1.0	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +水源切替操作失敗+注水 不能認知失敗	3.9E-08	3.0		0
11	1.1~1.2	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +水源切替操作失敗+手動 減圧操作失敗 	3. 3E-08	2.5		0
12	0.8~0.9	②水源切替操作失敗+注水不能認知失敗	2. 5E-08	1.9		0
13	0.9~1.0	④水源切替操作失敗+手動減圧操作失敗	2.4E-08	1.8		0
14	1.0~1.1	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失) +水源切替操作失敗+注水 不能認知失敗	2. 3E-08	1.8		0
15	1.2~1.3	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外部電源喪失)+水源切替操作失敗+手動 減圧操作失敗 	1. 7E-08	1.3		0

第1-2表 「高圧注水・減圧機能喪失」における主要なカットセット

【全交流動力電源喪失(長期TB)】

非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル 発電機の故障が重畳して全交流動力電源喪失に至るカットセット及び 軽油貯蔵タンク閉塞/破損により全交流動力電源喪失に至るカットセ ットが上位に抽出されている。これらのカットセットが含まれる事故 シーケンスは,全交流動力電源喪失後,蓄電池枯渇により原子炉隔離 時冷却系による炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る事象とな る。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,早期の 電源復旧に期待しない場合,原子炉隔離時冷却系の運転が継続してい る間に電源が不要となる代替注水手段(低圧代替注水系(可搬型)) を確保することが有効となる。

第1-3表 「全交流動力電源喪失(長期TB)」における

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.4~0.5		1.1E-09	19. 1		0
2	0.3~0.4	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)+軽油貯蔵タンク閉塞	9. 7E-10	17. 1		0
3	0.5~0.6		9.6E-10	16. 9	• 低圧代替注水系(可 搬型)	0
4	0.6~0.7		6.9E-10	12. 2		0
5	0.2~0.3		5. 7E-10	10.0		0
6	0.16~0.2		1.0E-10	1.8		0
7	0.4~0.5		7.2E–11	1.3		0
8	0.3~0.4	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)+軽油貯蔵タンク破損	6.5E-11	1.1		0
9	0.5~0.6		6.4E-11	1.1		0

主要なカットセット

別紙 7-7

【全交流動力電源喪失(TBD, TBU)】

TBDでは、地震によるケーブルトレイの損傷により全交流動力電 源喪失に至るカットセットが上位に抽出されている。

また, TBUでは, 地震による交流電源設備(DGSWポンプ, 非 常用パワーセンタ)の損傷により全交流動力電源喪失に至るカットセ ットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,早期の 電源復旧に期待しない場合,高圧代替注水系を起動し,運転が継続し ている間に電源が不要となる代替注水手段(低圧代替注水系(可搬 型))を確保することが有効となる(TBDのカットセットに含まれ る地震によるケーブルトレイ損傷についても,非常用直流母線,非常 用交流母線とは独立した緊急用母線を通じて,常設代替直流電源設備 及び常設代替交流電源設備からの給電による対応が有効である)。

第1-4表 「全交流動力電源喪失(TBD)」における

主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.1~1.2		3.0E-07	14. 0		0
2	1.0~1.1		2.9E-07	13. 6		0
3	1.2~1.3		2.5E-07	11.6	_	0
3	0.9~1.0		2.5E-07	11.6		0
5	1.3~1.4		2. 3E-07	10. 5		0
6	0.8~0.9		2.1E-07	9.9	・低圧代替注水系 (可搬型)	0
7	1.4~1.5	①地長によるソーノルドレイ頂勝	1.6E-07	7.6		0
8	1.5~1.6		1.2E-07	5.7		0
9	0.7~0.8		9. 5E-08	4.4		0
10	1.6~1.7		7.3E-08	3.4		0
11	0.6~0.7		4.9E-08	2.3		0
12	1.7~1.8		3.8E-08	1.8		0

第1-5表 「全交流動力電源喪失(TBU)」における

主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.5~1.6	①地震にトスDCSWポンプ提復	3. 7E-08	8.3		0
2	1.4~1.5	① 地震によるDGSwホシノ 頂勝	3.6E-08	8.0		0
3	1.3~1.4	の地震にトス北労田。2日、よい万根海	3. 2E-08	7.2		0
4	1.2~1.3	② 地震による 介布 用パワービンク 損勝	3.1E-08	7.0	_	0
4	1.3~1.4	①地震によるDGSWポンプ損傷	3. 1E-08	6.9		0
6	1.0~1.1		3.0E-08	6.6		0
7	1.4~1.5	②地震による非常用パワーセンタ損傷	2. 9E-08	6.4		0
7	1.1~1.2		2. 9E-08	6.4		0
9	1.6~1.7	①地震によるDGSWポンプ損傷	2.8E-08	6.4		0
10	1.5~1.6	②地震による非常用パワーセンタ損傷	2. 1E-08	4.7	・低圧代替注水系 (可搬 型)	0
11	1.7~1.8	①地震にトスDCSWポンプ提復	1.8E-08	4.0		0
11	1.2~1.3	①地震によるDGSwホシノ頂房	1.8E-08	3.9		0
13	0.9~1.0		1.4E-08	3.2		0
13	1.6~1.7	②地震による非常用パワーセンタ損傷	1.4E-08	3. 1		0
15	0.8~0.9		1.2E-08	2.7		0
16	1.8~1.9	①地震にトスロCSWポンプ提復	1.1E-08	2.4		0
17	1.1~1.2	①4世☆によるDGSwホイノ 損ത	9.0E-09	2.0		0
18	1.7~1.8	②地震による非常用パワーセンタ損傷	7.8E-09	1.8		0
19	1.9~2.0	①地震によるDGSWポンプ損傷	5.4E-09	1.2		0

【全交流動力電源喪失(TBP)】

TBPでは、地震による交流電源設備(DGSWポンプ,非常用パ ワーセンタ)の損傷により全交流動力電源喪失に至るカットセットが 上位に抽出されている。

これらのカットセットが含まれる事故シーケンスは,全交流動力電 源喪失後,駆動蒸気の喪失により原子炉隔離時冷却系による炉心の冷 却が十分に行われず炉心損傷に至る事象となる。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,早期の 電源復旧に期待しない場合,原子炉隔離時冷却系の運転が継続してい る間に電源が不要となる代替注水手段(低圧代替注水系(可搬型)) を確保することが有効となる。

第1-6表 「全交流動力電源喪失(TBP)」における

主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.5~1.6	①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS	1.9E-10	8.2		0
1	1.4~1.5	Wポンプ損傷	1.9E-10	7.9		0
3	1.3~1.4	 ②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 	1.7E-10	7.1		0
4	1.2~1.3	パワーセンタ損傷	1.6E-10	7.0		0
4	1.3~1.4	 ①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷 	1.6E-10	6.8		0
6	1.0~1.1		1.5E-10	6.6		0
6	1.4~1.5	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	1.5E-10	6.4		0
6	1.1~1.2		1.5E-10	6.4		0
6	1.6~1.7	 ①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷 	1.5E-10	6.3		0
10	1.5~1.6	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	1.1E-10	4.7	・低圧代替注水系 (可搬型)	0
11	1.7~1.8	①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS	9.4E-11	4.0		0
12	1.2~1.3	Wポンプ損傷	9. 2E-11	3.9		0
13	0.9~1.0		7.4E-11	3.1		0
14	1.6~1.7	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	7.2E–11	3.0		0
15	0.8~0.9		6.3E-11	2.7		0
16	1.8~1.9	 ①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS 	5.6E-11	2.4		0
17	1.1~1.2	Wポンプ損傷	4.7E-11	2.0		0
18	1.7~1.8	②逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震による非常用 パワーセンタ損傷	4. 1E-11	1.7		0
19	1.9~2.0	 ①逃がし安全弁再閉鎖失敗+地震によるDGS Wポンプ損傷 	2.8E-11	1.2		0

【崩壞熱除去機能喪失(TW, TBW)】

TWについては、低加速度領域(~0.5G)における主要なカット セットとして、ヒューマンエラー及び残留熱除去系海水系のランダム 故障(弁、ストレーナ閉塞等)により崩壊熱除去機能が喪失するカッ トセットが上位に抽出されている。また、高加速度領域(1.0G~) における主要なカットセットとして、地震による残留熱除去系のゲー ト弁の損傷により崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽 出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策として,残留熱除 去系海水系が機能喪失している場合(取水機能喪失時)は,緊急用海 水系及び残留熱除去系を用いた除熱や,格納容器圧力逃がし装置又は 耐圧強化ベントによる除熱が有効である。また,残留熱除去系が機能 喪失している場合(RHR故障時)は,格納容器圧力逃がし装置又は 耐圧強化ベントによる除熱が有効である。

TBWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、外部電源 喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障が重畳する等、交流電源の喪 失に伴い崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットも抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,常設代 替交流電源設備により交流動力電源を回復することが有効である。な お,残留熱除去系海水系又は残留熱除去系の故障が重畳した場合は, TWと同様の対策が有効である。

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.16~0.2		1. 7E-06	30. 6		0
2	0.2~0.3	①RHR系操作失敗	1.1E-06	19. 1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし 装置又は耐圧強化ベ ント	0
3	0.3~0.4		3. 0E-07	5. 5		0
4	0.4~0.5		1. 1E-07	2.1		0
5	0.16~0.2	②RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原	1.0E-07	1.9	[取水機能喪失時]	0
6	0.2~0.3	因故障	6. 5E-08	1.2	・緊急用海水系	0

第1-7表 「崩壊熱除去機能喪失(TW)」における主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.4~0.5		4.5E-09	7.0		0
2	0.3~0.4	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DG-2C/2D運転継続失敗 共通原因故障 	4. 0E-09	6.2		0
2	0.5~0.6		4. 0E-09	6.1		0
4	0.4~0.5	 ②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)+DG-2C/2D起動失敗共通 原因故障 	3. 0E-09	4.7		0
5	0.6~0.7	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DG-2C/2D運転継続失敗 共通原因故障 	2.9E-09	4.4		0
6	0.3~0.4	②地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外 空雪酒====================================	2. 7E-09	4.2		0
6	0.5~0.6	原因故障	2. 7E-09	4.2		0
8	0.2~0.3	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+非常用ディーゼル発電機-2C /2D運転継続失敗共通原因故障 	2. 3E-09	3.6	・常設代替交流電源設	0
9	0.6~0.7	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+非常用ディーゼル発電機-2C /2D起動失敗共通原因故障	1.9E-09	3.0	備	0
10	0.4~0.5	③地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+DGSW-2A/2Bストレーナ閉塞共通原因故障	1.6E-09	2.5		0
10	0.2~0.3	②地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+非常用ディーゼル発電機-2C /2D起動失敗共通原因故障	1.6E-09	2.5		0
12	0.3~0.4	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外 部雲酒画生) + DC SW-2 A / 2 B Z トレー	1.4E-09	2.2		0
12	0.5~0.6	ナ閉塞共通原因故障	1.4E-09	2.2		0
14	0.6~0.7	④地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)+非常用パワーセンタ損傷	1.1E-09	1.6		0
15	0.6~0.7	③地震によるセラミックインシュレータ損傷 (外 郭雪酒画牛) + DC SW-2 A / 2 P Z トレー	1.0E-09	1.6		0
16	0.2~0.3	ナ閉塞共通原因故障	8.4E-10	1.3		0

第1-8表 「崩壊熱除去機能喪失(TBW)」における主要なカットセット

【原子炉停止機能喪失(TC)】

地震によるスクラム系(シュラウドサポート)の損傷を要因とする カットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては,代替原 子炉再循環ポンプトリップ回路及びほう酸水注入系による対応が有効 である。ただし,地震によりケーブルトレイ又はDGSWが損傷する カットセットを含む場合は,交流電源の喪失又は直流電源の喪失によ 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, 及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失により原子炉水位の確保が困難で あることから,炉心損傷を防ぐことができない。

第1-9表 「原子炉停止機能喪失」における主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する 寄与割合(%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	1.4~1.5		1.3E-08	11.0		0
2	1.3~1.4		1.2E-08	10.3		0
3	1.5~1.6		1.1E-08	9.3	▲ 	0
4	1.2~1.3	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+地震によるシュラウドサポート 指便	8.5E-09	7.1	・AIWS緩和設備(代 替再循環系ポンプト リップ機能)	0
5	1.6~1.7	1月1月	8.0E-09	6.7	・ほう酸水注入系	0
6	1.1~1.2		5. 7E-09	4.8		0
7	1.7~1.8		4.4E-09	3.7		0
8	1.6~1.7		4.0E-09	3.3		_
9	1.5~1.6	 ②地震によるケーブルトレイ損傷+地震による シュラウドサポート損傷 	3.9E-09	3. 3		_
10	1.7~1.8		3.4E-09	2.8		_
11	1.0~1.1	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外 部電源喪失)+地震によるシュラウドサポート 損傷	3. 3E-09	2.8	 ・ATWS緩和設備(代 替再循環系ポンプト リップ機能) ・ほう酸水注入系 	0
12	1.4~1.5	②地震によるケーブルトレイ損傷+地震による	2. 7E-09	2.3		_
12	1.8~1.9	シュラウドサポート損傷	2. 7E-09	2.2		_
14	1.8~1.9	①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+地震によるシュラウドサポート 損傷	2. 1E-09	1.8	 ATWS緩和設備(代	0
14	1.9~2.0		2. 1E-09	1.8		_
16	2.0~3.0	②地震によるケーブルトレイ損傷+地震による シュラウドサポート損傷	2.0E-09	1.7		_
17	1.3~1.4		1.9E-09	1.6		_
18	1.7~1.8		1.6E-09	1.3		_
18	1.6~1.7	③地震によるDGSWポンプ損傷+地震による シュラウドサポート損傷	1.6E-09	1.3		_
20	1.8~1.9		1.4E-09	1.2		_
21	0.9~1.0	 ①地震によるセラミックインシュレータ損傷(外部電源喪失)+地震によるシュラウドサポート 損傷 	1.2E-09	1.0	 ATWS緩和S津日 (代替再循環系ポンプトリップ機能) ・ほう酸水注入系 	0

- 2. 津波レベル1 P R A
- (1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無 数に存在するため、ここでは、各事象シーケンスについて以下の 基準を基に主要なカットセットを抽出した。

・事故シーケンスグループのうち,最も炉心損傷頻度の大きな 事故シーケンスについて,上位3位まで

各事故シーケンスにおける主要なカットセットの抽出結果及び 主要なカットセットに対して,整備する炉心損傷防止対策で対応 可能であるかを確認した。確認結果を第2-1表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

津波PRAより抽出されるシーケンスについては、津波に起因 する事故シーケンスへの対応に必要な安全機能を有する常設重大 事故等対処設備及び可搬型重大事故等対処設備に対して津波防護 対策を施すことにより、第2-1表に示したとおり主要なカット セットレベルまで展開しても、整備する炉心損傷防止対策により 同様に炉心損傷を防止することが可能である。

表 2-1 津波 P R A における事故シーケンスごとの主要なカットセット

	事故シーケンス	津波区分**1	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	事故シーケンスグ ループに対する寄 与割合(%)	有効性を確認する主な対策 ^{※2}	対策の 有効性
 港波による 最終ヒートシンク喪失 	最終 ヒートシンク 喪失 (R C I C 成功)		①最終ヒートシンク喪失	3.2E-06	80.1		0
			 ①最終ヒートシンク喪失失+RCIC ポンプ起動失敗 	4.7E-09	4.7E-09 0.1 3.0E-09 <0.1%		0
	最終ヒートシンク喪失 +高圧炉心冷却失敗	T.P. +20m ∼T.P. +22m	②最終ヒートシンク喪失+RCICメ ンテナンス	3.0E-09	< 0.1%	 ・津波防護対策 ・緊急用海水系 	0
			 ③最終ヒートシンク喪失+RCIC流 量制御器故障 	5.4E-10	< 0.1%		0
	最終ヒートシンク喪失 +逃がし安全弁再閉鎖失敗		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	0.4		0
	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)	T.P. +22m ∼T.P. +24m	①原子炉建屋内浸水による複数の緩和 機能喪失	7.6E-07	19.2		0
	防潮堤損傷	T.P. $+24m\sim$	①防潮堤損傷	3.3E-07	100.0	_	_

※1 防潮堤前面位置における津波高さ
 ※2 有効性を確認する主な対策等に対して必要な浸水防護対策を施すことにより炉心損傷防止が可能

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」

の想定及びその対策について

サプレッション・プールへの溶融物落下後に発生する格納容器破損モードに対する対策について

重大事故等対処設備を考慮しないレベル1.5PRAに基づく格 納容器破損モードの抽出では、図1、図2に示すとおりペデスタルに おける溶融炉心・コンクリート相互作用の継続により溶融物がサプ レッション・プールへ落下した後に発生するMark-II型格納容 器特有の負荷、物理現象についても分析し、格納容器破損モードを 抽出している。

一方,重大事故等における格納容器破損防止対策の有効性を確認 する観点では,溶融物がサプレッション・プール中に落下することは, 溶融物冷却の観点ではサプレッション・プールは大量の水を保有し ているため有効であるが,以下に示すように悪影響も考えられるた め,原子炉圧力容器が破損するような状況では,ペデスタル床上で溶 融物を冷却保持することが有効と考える。

- ・ ベントを実施する場合、サプレッション・プールにおけるスク
 ラビング効果に期待できない。
- サプレッション・プールにおける溶融物によるライナーアタックにより、格納容器の閉じ込め機能の健全性が脅かされる恐れがある。

2. 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」について

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」は、溶融炉心・コンクリート相互作用により格納容器の構造 部材の支持機能が喪失する破損モードとして想定されているものと 考える。

ただし、サプレッション・プールへの溶融物落下後に発生するMa rk-Ⅱ型格納容器特有の破損モードについても、以下に示す観点 を考慮して、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」 として整理し、ペデスタル床における溶融炉心・コンクリート相互作 用に対する防護対策の有効性を確認することが適切であると考える。

- ペデスタル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。
- サプレッション・プールへの溶融物落下後の格納容器破損モードの発生防止のためには、ペデスタル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。

3. まとめ

レベル1.5 PRAより抽出した溶融物がサプレッション・プール へ落下した後に発生する格納容器破損モードについては、ペデスタ ル(ドライウェル部)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格納容器破損モードであること、及び当該格納 容器破損モードの防止のためにはペデスタル(ドライウェル部)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格納容器破損モード「溶 融炉心・コンクリート相互作用」として整理する。

別紙 8-2

また,格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の 有効性評価では,ペデスタル床(ドライウェル部)における溶融炉心・ コンクリート相互作用に対する格納容器破損防止対策の有効性を確 認し,原子炉圧力容器が破損するような状況においても,溶融物がペ デスタル(ドライウェル部)内に保持可能であることを確認する。



図1 PRAより抽出される格納容器破損モード



図2 Mark-Ⅱ格納容器の形状及び溶融デブリの移動経路の概略

格納容器直接接触(シェルアタック)を格納容器破損モードの

評価対象から除外する理由について

必ず想定する格納容器破損モードのうち,格納容器直接接触(シェル アタック)については,「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及 び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に次のよ うに記載されている。

3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等
5)格納容器直接接触(シェルアタック)
a.現象の概要
原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流
れ出す時に,溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接
触することによって,原子炉格納容器が破損する場合がある。

1. 格納容器直接接触(シェルアタック)

シェルアタックについては、NUREG/CR-6025^[1]にお いて、BWR Mark-I型格納容器に対する検討が実施されてい る。BWR Mark-I型格納容器における格納容器直接接触(シ ェルアタック)のメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後,原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心はペデス タル部に切れ込み(図1)があるため,溶融炉心がペデスタル床面に 広がった場合,溶融炉心が切れ込みからペデスタル部の外側に流出 して格納容器の壁面(金属製ライナー部分)に接触する可能性(図2) がある。 2. 格納容器直接接触(シェルアタック)の除外理由

シェルアタックは、BWR Mark-I型格納容器に特有の事象 であり、BWR Mark-I型格納容器では、格納容器の構造上、 ペデスタル(ドライウェル部)床に落下したデブリが直接格納容器バ ウンダリと接触することはない(図 3)。このため、溶融炉心が床面 で拡がり格納容器の壁に接触する格納容器直接接触(シェルアタッ ク)の発生の可能性はない。

よって,格納容器直接接触(シェルアタック)は必ず想定する格納 容器破損モードであるが,BWR Mark-II型格納容器の構造上, 発生の可能性がないため,東海第二発電所において想定する格納容 器破損モードから除外した。

 BWR Mark-II型格納容器におけるサプレッション・プール 底部のライナープレート破損の扱いについて

(1) レベル1.5 PRAにおけるライナープレート破損の考え方 レベル1.5 PRAにおいては,環境へ放射性物質が大規模放 出される可能性のある格納容器破損モードとして,雰囲気圧力・ 温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損),溶融炉心・コ ンクリート相互作用(MCCI)等を考慮している。一方,格納 容器直接接触(シェルアタック)については,BWR Mark - I型格納容器特有の破損モードであり,BWR Mark-II 型格納容器においては,サプレッション・プール底部のライナー プレートが破損したとしても,ライナープレートーコンクリート 間の間隙から外部に放出されるような構造とはなっておらず,ま た,ベースマットのコンクリート厚さは十分な厚さを有している

別紙 9-2

ことから,工学的判断により放射性物質の大規模放出に至らない ものと考える。このため,ライナープレートの破損を格納容器破 損モードとして考慮していない。

(2) 有効性評価におけるライナープレート破損の考え方

有効性評価においては、PRAより抽出された事故シーケンス については、重大事故等対処設備に期待することにより、全て原 子炉圧力容器内で事象収束が可能であり、溶融炉心は原子炉圧力 容器内で保持されることを確認している。また、仮に重大事故等 対処設備の一部の機能に期待せず、溶融炉心が原子炉圧力容器外 に放出されることを想定した場合においても、ペデスタル(ドラ イウェル部)における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止す ることで、ライナープレートに接触することなくペデスタル(ド ライウェル部)内で溶融炉心が適切に冷却されることを確認して いる。

(3) まとめ

BWR Mark-II型格納容器である東海第二発電所におい ては、ライナープレート-コンクリート間の間隙から外部に放出 されるような構造とはなっておらず、また、コンクリート侵食に 対してベースマットは十分な厚さを有していることから、工学的 判断により大規模放出に至らないものと考える。このため、ライ ナープレートの破損を格納容器破損モードとして考慮していな い。

一方で,有効性評価においては,PRAより抽出された事故シ ーケンスについては,重大事故等対処設備に期待することにより, 全て原子炉圧力容器内で事象収束が可能であり,溶融炉心は原子

別紙 9-3

炉圧力容器内で保持されることを確認している。また,仮に重大 事故等対処設備の一部の機能に期待せず,溶融炉心が原子炉圧力 容器外に放出されることを想定した場合においても,ペデスタル (ドライウェル部)における溶融炉心・コンクリート相互作用を 防止することで,ライナープレートに接触することなくペデスタ ル(ドライウェル部)内で溶融炉心が適切に冷却されることを確 認している。

参考文献

[1] U.S. NRC, "The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner" NUREG/CR-6025, November 1993



図1 BWR Mark-I型格納容器における格納容器直接接触^[1]



図 2 BWR Mark-I型格納容器における

格納容器直接接触の物理現象図^[1]



図 3 東海第二発電所(Mark-Ⅱ型)の格納容器概略図

格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠と

格納容器隔離失敗事象への対応について

- 1. 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠
- (1) 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠

内部事象レベル1.5 PRAにおける格納容器隔離失敗の分岐確 率は,格納容器隔離失敗による大規模な漏えいを想定しており, NUREG/CR-4220⁽¹⁾を基に5.0E-3/dとして設定してい る。NUREG/CR-4220では,米国のLER(Licensee Event Reports)(1965年~1984年)を分析し,表1に示すとおり大 規模漏えい事象4件を抽出,発生件数4件を運転炉年(740炉年) で除すことにより,格納容器隔離失敗の発生頻度を算出している。

なお,抽出された4件以外にもエアロック開放に関する事象が75 件発生しているが,これらの事象は数時間以内と短時間であり,大 規模な漏えい事象には至っていない。

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

表1 大規模漏えいとして抽出された事象

また、上記の大規模漏えい事象はいずれもPWRで発生した事象 であり、BWRにおいては、出力運転中は格納容器内を窒素置換し 管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納 容器圧力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考えら れる。

(2) 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

レベル1.5PRAでは、1984年までのプラント実績データを用 いたNUREG/CR-4220を基に格納容器隔離失敗の分岐確 率を設定している。最近の格納容器隔離失敗に関する報告としては、 EPRI報告書⁽²⁾がある。EPRI報告書では、米国における2007 年時点までの総合漏えい率試験(ILRT:Integrated Leak Rate Test)の実績が整理されており、大規模漏えいに至る事象としては 設計漏えい率の35倍を基準としているが、発生実績は0件となって いる。

大規模漏えいに至る事象実績0件(計算上0.5件としている)を ILRT試験数217件で除して隔離機能喪失を以下のとおり算出した。

0.5/217 = 2.3E-3

大規模漏えいに至る事象実績**:0.5件

ILRT試験数

:217件

※ 発生経験がないため,発生実績を0.5件と仮定。

この値は、NUREG/CR-4220で評価された格納容器隔 離失敗確率の5.0E-3/dよりも小さい値となっており、EPRI報 告書の結果を考慮してもNUREG/CR-4220の評価結果を 適用することは妥当であると考えられる。

別紙 10-2

- 2. 格納容器隔離失敗事象への対応
 - (1) 東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗の経路

東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗は,機械的破損及 び人的過誤による隔離機能喪失であり,以下に示すとおりである。

- a. 機械的破損による隔離機能喪失
 - (a) 格納容器貫通部からの漏えい

格納容器の電気配線貫通部のシール材の劣化や配管貫通部の 管台の割れ等がある場合には,格納容器内雰囲気が漏えいする 可能性がある。

(b) 格納容器アクセス部からの漏えい

ドライウェル主フランジ,機器搬入用ハッチ,所員用エアロ ック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合 には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

(c) 格納容器バウンダリからの漏えい

格納容器スプレイ配管,不活性ガス系,可燃性ガス濃度制御 系等は格納容器雰囲気と連通しており,これらのバウンダリが 破損している場合には,格納容器内雰囲気が漏えいする可能性 がある。

- b. 人的過誤による隔離機能喪失
- (a) 漏えい試験配管からの漏えい

施設定期検査時の格納容器漏えい試験の後に,試験配管隔離 弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいす る可能性がある。
(2) 格納容器隔離失敗事象への対応

(1)で挙げた格納容器隔離失敗事象に対する対応としては,重大事 故等時に,万一にも格納容器の隔離機能が喪失していることのない 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,定期試験時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確 認や手順書に基づく確実な操作を実施している。さらに,出力運転 中は格納容器内を窒素置換し管理しているため,格納容器からの漏 えいが存在する場合は,格納容器圧力の低下等により速やかに検知 できる可能性が高いと考える。

参考文献

- NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, U.S.NRC,
- (2) Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, EPRI, October 2008

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
(はじめに) 本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関す る規則の解釈」(平成25年6月19日)(以下「解釈」という。)第3章 第37条に基づき、原子炉設置(変更)許可申請者が、確率論的リスク評価(以 下、「PRA」という。)に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項 を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明する こともできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理 由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責 任として示す必要がある。	「別添 東海第二発電所 確率論的リスク評価 (PRA) について」 における対応状況を以下に示し,その対応箇所の項目を() で記載 する。
 1.新規制基準適合性の審査において提示すべきPRAの実施内容に係る資料について 新規制基準では、「解釈第3章第37条(重大事故等の拡大の防止等)「1-1(a)及び(b)」、「2-1(a)及び(b)」及び「4-1(a)及び(b)」における事故シーケンスグループ等の抽出においてPRAを活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置(変更)許可申請者においては、審査の過程において事故シーケンスグループ等の抽出におけるPRAの実施状況を説明する必要がある。本解釈における(b)には、「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており、外部事象に関しては、PRAの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明(適切性の説明を含む)、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。 そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるPRAの実施したPRAの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。 	従来から定期安全レビュー(PSR)等の機会に内部事象レベル1PRA (出力運転時,停止時)及びレベル1.5PRAを実施してきており,これ らのPRA手法を今回も適用した。また,外部事象としては,現段階で適用 可能な事象として,日本原子力学会において実施基準が標準化され,試評価 等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを対象とし, これらの外部事象PRAから抽出される建屋・構造物等の大規模な損傷から 発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範 囲とした。 (「2. 事故シーケンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対 象・実施手法」) なお,PRAが適用可能ではないと判断した外部事象については定性的な 検討から分析を実施した。 (重要事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について 別紙 1 有効性評価の事故シーケンスグループ選定における外部事象の考慮 について)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 3. レベル1PRA 3. 1 内部事象(出力運転時) a.対象プラント ①対象とするプラントの説明 ●設計基準事故対処設備であり,重大事故等の対処に用いる設備(以下「対処設備」という。)等,PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ②停止時のプラント状態の推移(停止時PRAのみ) ③プラント状態分類(停止時PRAのみ) ●プラント状態分類の考え方 ●プラント状態の類結果 	 ① P R A の中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。 (「3.1.1.1 対象プラント (1)対象とするプラントの説明」) ②停止時 P R A で記載 ③停止時 P R A で記載
b. 起因事象 ①評価対象とした起因事象のリスト,説明及び発生頻度 ●起因事象リスト,説明及び発生頻度	 ① ●国内のプラント異常事象や設備を網羅している資料として原子炉設置許可申請書及び海外の評価事例(EPRINP-2230)を分析し,評価対象とした起因事象をリスト化した。 (「3.1.1.2 起因事象(1)評価対象とした起因事象について」)
●起因事象の抽出の方法,グループ化している場合にはグループ化の考え方,発生頻度の評価方法	 ●同定された起因事象において、プラント応答や必要となる緩和設備が同等であり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。 ●起因事象発生頻度は、LOCAを除き、国内BWRプラントの運転実績に基づき評価し、発生実績のない事象については0.5件の発生を仮定した。LOCAについては、米国の評価方法を踏まえて発生頻度を評価した。 (「3.1.1.2 起因事象(1)評価対象とした起因事象について」)
●対象外とした起因事象と,対象外とした理由	 同定された起因事象のうち,発生の可能性が極めて低い場合,又は発生を 仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと 考え,評価対象から除外した。 出力運転時中の制御棒引き抜き 原子炉冷却材流量の部分喪失及び原子炉冷却材系の停止ループの誤起動 放射性気体廃棄物処理施設の破損 燃料集合体の落下事象 制御棒落下 主蒸気管破断 原子炉圧力容器破損(DBA超過LOCA) 通常停止 (「3.1.1.2 起因事象(1)評価対象とした起因事象について」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 c. 成功基準 ①成功基準の一覧表 ●炉心損傷の定義 	 ●燃料被覆管表面温度が1200℃を超えると評価される状態 ●燃料被覆管の酸化量が,酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%を超えると評価される状態
● 起 因 事 象 ご と の 成 功 基 準 の 一 覧 表	 (「3.1.1.3 成功基準(1)成功基準について」) ●成功基準の検討に当たっては、SAFERコードによる成功基準解析結果を用いて起因事象ごとに整理した。 (「3.1.1.3 成功基準(1)成功基準について」及び「添付資料 3.1.1.3-1 成 市基準額転及び事故進展解転について」)
● 対 処 設 備 作 動 ま で の 余 裕 時 間 及 び 使 命 時 間	●運転員による緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間を MAAPコードによる事故進展解析結果等に基づき設定した。また、緩和 設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間 については、機能喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる時 間として、24時間を適用した。 (〔3 1 1 3 成功基準(1)成功基準について」)
●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析 結果,及び使用した解析コードの検証性	●成功基準解析に使用したSAFERコードは,許認可解析で十分な実績を 有しており,十分な検証が行われている。また,事故進展解析に使用したM AAPコードの検証性については,重大事故等防止対策の有効性評価の内 容説明と合わせて提示する。 (「3.1.1.3 成功基準(1)成功基準について」)
d. 事故 シーケンス	
 ①イベントツリー ●イベントツリー図 	 ① ● 選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスをイベントツリーとして展開した。
●ヘディング,事故進展及び最終状態の説明	● 選定した各起因事象の特徴を踏まえ、ヘディング及び事故進展の説明とイ ベントツリー作成上の主要な仮定を示した
●イベントツリー作成上の主要な仮定	 ●展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。炉心損傷状態については、「原子炉停止機能」、「炉心冷却機能」,「格納容器からの除熱機能」の各安全機能に着目し、起因事象及び緩和設備の成否等によって分類した。 (「3.1.1.4 事故シーケンス (1)イベントツリー」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●システムの概要,機能,系統図,必要とするサポート系,試験,システム信頼性評価上の主要な仮定 	 ①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。 (「3.1.1.5 システム信頼性(1)評価対象としたシステムとその説明」)
 ②システム信頼性評価手法 ③システム信頼性評価の結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット(FTを用いた場合) ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 	 ②システム信頼性解析では、システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき、システムのアンアベイラビリティの定量化が可能である手法として、フォールトツリー法を用いた。また、フロントライン系とそのサポート系についてフォールトツリーを作成した。 (「3.1.1.5 システム信頼性(2)システム信頼性評価手法」及び「添付資料3.1.1.5-1 サポート系が一部故障している場合の評価について」) ③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。 (「3.1.1.5 システム信頼性(3)システム信頼性評価の結果」) ④制御棒挿入失敗確率及び逃がし安全弁による圧力制御の失敗確率については、システム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており、その根拠を明確にした。 (「3.1.1.5 システム信頼性(4)システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠」)
 f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式 ②機器故障率パラメータの一覧 ●機器故障率パラメータの設定方法(機器の分類,機器の境界,故障モードの分類等) ●機器故障率パラメータの一覧(故障モード,故障率等) ●機器故障率パラメータの不確実さ幅 	 ①系統の非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象(要素)としては、機器故障,共通要因故障,試験による待機除外,保守作業による待機除外,人的過誤等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。 (「3.1.1.6 信頼性パラメータ(1)非信頼度を構成する要素と評価式」) ②NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績(1982年度~2002年度21ヵ年49基データ)を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定(平成21年5月公表)」(以下「21ヵ年データ」という。)に記載されているデータを使用した。また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出(1982年度~1997年度16ヵ年49基データ改訂版)(平成13年2月)、電中研報告P00001,(財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従った。 なお、21ヵ年データに記載のない機器の故障率については、類似性を考慮した工学的判断に基づき、21ヵ年データに記載された他の機器の故障率を使用した (「3.1.1.6 信頼性パラメータ(2)機器故障確率」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成25年9月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率	③故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。 (「3.1.1.6 信頼性パラメータ(3)機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗 確率」)
④待機除外確率	④待機除外確率は保守点検作業による待機除外を考慮しており、機器の平均 修復時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。
⑤ 共 通 要 因 故 障 の 評 価 方 法 と 共 通 要 因 故 障 パ ラ メ ー タ	(13.1.1.0 信頼住パラメータ (4) (特徴原外確単」) ⑤ 冗長機能を有する機器を対象に,動的機器の動的故障モード及び一部の静 的機器について共通要因故障を考慮した。また,共通要因故障パラメータ については,米国で公開されている文献に記載のデータを使用し,共通原 因故障のモデル化にはMGL法を用いた。 (「3.1.1.6 信頼性パラメータ (5)共通要因故障の評価方法と共通要因故障 パラメータ」)
g. 人的過誤	
①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法	 ① ●人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック(N UREG/CR-1278)のTHERP手法を用いて人的過誤確率を評価した。
 ●人的過誤の分類,人的操作に対する許容時間,過誤回復の取扱い ●人的過誤評価結果 ●人的過誤評価に用いた主要な仮定 	 人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後に分類した。それぞれに対して、プラントの運転、保守、点検等、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し、タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、人的過誤評価結果を示した。起因事象発生前の人的過誤として、試験・保守作業の終了後の通常状態への復旧忘れ(手動弁の開閉忘れ等)を考慮した。起因事象発生後として、認知失敗及び操作失敗を考慮した。 認知失敗確率の評価では、成功基準解析及び事故進展解析の結果を踏まえ、人的操作に対する許容時間を考慮し、THERPの標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。また、過誤回復については各人的過誤の特徴を考慮し、過誤回復に期待できるか否かを判断の上、設定した。 起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率の評価結果を一覧表で整理した。 各人的過誤の評価において評価上の仮定を整理した。
h. 炉 心 損 傷 頻 度 ① 炉 心 損 傷 頻 度 の 算 出 に 用 い た 方 法	 ①本評価では小イベントツリー/大フォールトツリーのモデルを作成し、計算コードには Safety Watcher を用いて、フォールトツリー結合法による炉心損傷頻度の定量化を行った。 (「3.1.1.8 炉心損傷頻度(1)炉心損傷頻度の算出に用いた方法」)

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 ②炉心損傷頻度 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 ③重要度解析,不確実さ解析及び感度解析 	 ②全炉心損傷頻度,起因事象別及びプラント状態別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し、結果の分析を行った(「3.1.1.8 炉心損傷頻度(2)炉心損傷頻度(点推定値)」) ③炉心損傷頻度に至る支配的な要因を確認する観点で、重要度解析を実施した。また、炉心損傷頻度の不確かさの幅を評価するため、不確実さ解析を実施した。感度解析は、給復水系を考慮した場合や個別プラントの起因事象発生頻度及び機器故障率データを用いた場合の炉心損傷頻度を評価し、事故シーケンスグループごとの炉心損傷頻度等への影響を検討した。(「3.1.1.8 炉心損傷頻度(3)重要度解析、不確実さ解析及び感度解析」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 3. レベル1PRA 3. 1 内部事象(停止時) a.対象プラント ①対象とするプラントの説明 ●設計基準事故対処設備であり,重大事故等の対処に用いる設備(以下「対処設備」という。)等,PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ②停止時のプラント状態の推移(停止時PRAのみ) ③プラント状態分類(停止時PRAのみ) ●プラント状態分類の考え方 ●プラント状態の分類結果 	 ① P R A の中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。 (「3.1.2.1 対象プラント(1)対象とするプラントの説明」) ②停止時のプラント状態の推移をプラント状態(以下「POS」という。)ごとに整理した。 (「3.1.2.1 対象プラント(2)停止時のプラント状態の推移」) ③プラント停止中は、プラントの状態の変化に伴って、崩壊熱除去等に対する成功基準、余裕時間、及び使用可能な設備の組み合わせが変化するため、プラント状態(POS)を分類した。また、定期検査工程の進捗に伴う使用可能な緩和設備の組み合わせの変化を考慮し、POS-B及びPOS-Cを、それぞれPOS-B1~B6及びPOS-C1、C2に細分化した。 (「3.1.2.1 対象プラント(3)プラント状態分類」)
 b. 起因事象 ①評価対象とした起因事象のリスト,説明及び発生頻度 ●起因事象リスト,説明及び発生頻度 ●起因事象の抽出の方法,グループ化している場合にはグループ化の考え方,発生頻度の評価方法 	 ●評価対象期間において発生し得る異常事象のうち、人的過誤による事象を 含めて炉心損傷に至る可能性のある異常事象を分析し、POSごとに起因 事象を同定した。同定した炉心損傷に至る可能性のある起因事象のうち除 外できない事象を評価する起因事象として選定した。 (「3.1.2.2 起因事象(1)起因事象の選定」) ●適用する起因事象について、以下の手法により、検討し選定した。 ・マスターロジックダイアグラムに基づく分析 ・国内外での既往のPRAによる知見の活用 ・国内のプラント運転経験等(原子力施設運転管理年報等をもとに調査し たトラブル情報)のレビュー ●起因事象発生頻度は、国内BWRプラントの運転実績やイベントツリー及びフォールトツリーを用いて評価した。なお、起因事象のグループ化は実施していない。 (「3.1.2.2 起因事象(1)起因事象の選定及び(3)起因事象のグループ化」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
●対象外とした起因事象と,対象外とした理由	 ●同定された起因事象のうち,発生の可能性が極めて低い場合,又は発生を 仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと 考え,評価対象から除外した。 ・インターフェイスシステムLOCA ・配管破断LOCA ・燃料集合体の落下事象 ・反応度投入事象 ・RHR運転中のLOCA (「3.1.2.2 起因事象 (2)評価対象外とした起因事象」)
 c.成功基準 ①成功基準の一覧表 ●炉心損傷の定義 ●起因事象ごとの成功基準の一覧表 	 ●炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出した状態と (「3.1.2.3 成功基準(1)炉心損傷判定条件」) ●炉心損傷を防止するために必要な安全機能を同定し、当該機能として期待できる緩和設備に対して、各起因事象における成功基準を設定し、一覧表に整理した。 (「2.1.2.2 成功基準(2)起田事象ごとの成功基準の一覧表」)
●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間	 ●余裕時間については,崩壊熱除去機能喪失に係る起因事象及び原子炉水位がウェル満水時に発生する可能性のある冷却材流出に係る起因事象に対しては, TAF露出までの時間が長いことを考慮し,設定していない。また,原子炉冷却材の流出に係る起因事象に対しては,原子炉水位が通常水位の場合に発生する可能性のある事象についてTAF露出までの時間を考慮した。また,緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については,喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として,24時間を適用した (「3.1.2.3 成功基準(3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間」)
●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析 結果,及び使用した解析コードの検証性	●本評価において,熱水力解析を実施していない。 (「3.1.2.3 成功基準(4)熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
d. 事故シーケンス ①イベントツリー ●イベントツリー図 ●ヘディング,事故進展及び最終状態の説明 ●イベントツリー作成上の主要な仮定	 ① ●各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。 ●展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。事故シーケンスの最終状態については、炉心損傷に至る主な要因の観点から区別するため、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「原子炉冷却材の流出」に分類した。 ●選定した各起因事象の特徴を踏まえ、ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定を示した(「3.1.2.4 事故シーケンス(1)イベントツリー,(2)事故シーケンスの分類」)
 e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●システムの概要,機能,系統図,必要とするサポート系,試験,システム信頼性評価上の主要な仮定 ②システム信頼性評価手法 	 ①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。 (「3.1.2.5 システム信頼性(1)評価対象としたシステムとその説明」) ②システム信頼性解析では、フロントライン系とサポート系についてフォールトツリーを作成し、信頼性評価を行った。 フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき緩和設備についてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。 (「3.1.2.5 システム信頼性(2)システム信頼性評価手法」)
 ③システム信頼性評価の結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット(FTを用いた場合) ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 	 ③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは 起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。 (「3.1.2.5 システム信頼性(3)システム信頼性評価の結果」) ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。 (「3.1.2.5 システム信頼性」)
f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式	①系統の非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象(要素)として,機器故障,共通要因故障,人的過誤等があり,それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。 (「3.1.2.6 信頼性パラメータ(1)非信頼度を構成する要素と評価式」)

東海第二発電所の対応状況
②機器故障率は、原則として、NUCIAで公開されている国内プラントの
故障実績(1982年度~2002年度21ヵ年49基データ)を基にした「故障件数
の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定(平成21年5月公表)」(以
下「21ヵ年データ」という。)に記載されているデータを使用した。また,
NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は,「原子力発電所
に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出(1982年度~1997年度16
カ年49基データ改訂版) (平成13年2月), 電中研報告P00001, (財) 電力
中央研究所」で定義した機器バウンダリに従った。
(3.1.2.6 信頼性パラメータ (2)機器故障率」)
③故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。
(3.1.2.6 信頼性パラメータ (3)機器復帰の取り扱い方法及び機器復帰失
④機器の待機状態はPOS分類の中で直接考慮しているため、待機除外確率
しした機能を有する機益を対象に、動的機益の動的故障セート及い一部の 的機能にないて共通再用状態も考慮した。また、共通再用状態パラスの
的機器について共通要囚砍陣を考慮した。また、共通要囚砍陣ハブメータ については、米国で公開されていてす券に記載のデータたは用した

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
g. 人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法	 ① ●人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック(N UREG/CR-1278)のTHERP手法を用いて人的過誤確率を評
 ●人的過誤の分類,人的操作に対する許容時間,過誤回復の取扱い ●人的過誤評価結果 	 ●人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後に分類した。それぞれに対して、プラントの運転、保守、点検等、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し、タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、人的過誤評価結果を示した。起因事象発生前の人的過誤として、試験・保守作業の終了後の通常状態への復旧忘れ(手動弁の開閉忘れ等)を考慮した。起因事象発生後として、認知失敗及び操作失敗を考慮した。 ●認知失敗確率の評価では、成功基準解析及び事故進展解析の結果を踏まえ、人的操作に対する許容時間を考慮し、THERPの標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。また、過誤回復にゆいては各人的過誤の特徴を考慮し、過誤回復に期待できるか否かを判断の上、設定した。 ●起因事象発生前及び起因事象発生後の人的過誤確率の評価結果を一覧表で
●人的過誤評価用いた主要な仮定	整理した。 ●各人的過誤の評価において評価上の仮定を整理した。 (「3.1.2.7 人的過誤)
① 炉 心 損 傷 頻 度 の 算 出 に 用 い た 方 法	①本評価では小イベントツリー/大フォールトツリーのモデルを作成し、計算コードには Safety Watcher を用いて、フォールトツリー結合法による炉心損傷頻度の定量化を行った。 (「3.1.2.8 炉心損傷頻度(1)炉心損傷頻度の算出に用いた方法」)
 ②炉心損傷頻度 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 	 ②全炉心損傷頻度,起因事象及びPOS別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し、結果の分析を行った。 なお、停止時においては、レベル1.5PRAは実施しないため、プラント損傷状態別の炉心損傷頻度の評価は実施していない。 (「3.1.2.8 炉心損傷頻度(2)炉心損傷頻度(点推定値)」)
③ 重 要 度 解 析 , 不 確 実 さ 解 析 及 び 感 度 解 析	③炉心損傷頻度に至る支配的な要因を確認する観点で、重要度解析を実施した。また、炉心損傷頻度の不確実さの幅を評価するため、不確実さ解析を実施した。感度解析は、現行保安規定における運用管理のリスクへの影響を把握するための評価を実施した。 (「3.1.2.8 炉心損傷頻度(2)重要度解析、不確実さ解析及び感度解析」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成25年9月)の記載内容 3.2 外部事象(地震) お象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明 ●地震PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析 ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 	東海第二発電所の対応状況 ①内部事象出力運転時レベル1PRAにおいて収集したプラント構成・特性 等に関する情報の他,配置関連設計図書等により地震PRAに必要な情報 を収集・整理した。また,机上検討では確認が難しいプラント情報を取得 するため,及び検討したシナリオの妥当性を確認するために,東海第二発 電所においてプラントウォークダウンを実施し,以下の点について問題が ないことを確認した。 ・耐震安全性の確認 ・二次的影響の確認 (「3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ (1)対象とするプラントの説明」) ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオ (1)対象とするプラントの説明」) ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し,スクリーニングで除外 するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シ ナリオを分析し,以下の起因事象を選定した。 ・原子炉建屋損傷 ・格納容器損傷 ・格納容器損傷 ・格納容器バイパス ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(ELOCA) ・計装・制御系喪失 ・直流電源喪失
	・過渡事象 (「3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ (2)地震により炉心損傷に至る事 故シナリオと分析」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 b. 地震,津波ハザード ①地震ハザード評価の方法 ●新規制基準(地震)にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード及び津波ハザード評価に用いた手法の説明 	 ①日本原子力学会標準「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価 実施基準:2007」の方法に基づき評価した。 (「3.2.1.2 確率論的地震ハザード(1)確率論的地震ハザード評価の方法」)
 ②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 ●震源モデル,地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 	 ②震源モデルは、特定震源モデルと領域震源モデルを設定した。それぞれの 震源モデルにおいて、当社の調査結果等に基づき設定した震源モデル(以下、モデルAという)の他、地震調査研究推進本部の知見に基づき設定した震源モデル(以下、モデルBという)をロジックツリーで考慮した。 特定震源モデルのうち内陸地殻内地震の評価において、モデルAについては敷地周辺の耐震設計上考慮する活断層等の他、活断層研究会編(1991)
	に掲載されている活断層に基づいて評価した。モデルBについては地震調査研究推進本部(2009a)で考慮されている活断層を評価対象とした。特定 震源モデルのうち海溝型地震の評価において、モデルAでは関東地震を、 モデルBでは関東地震及び茨城県沖で発生する地震を特定震源として扱った。 領域震源モデルについては、内陸地殻内地震及び海溝型地震を考慮し、敷
	地から150km 程度を評価対象とした。モデルAについては、垣見他(2003) を参照して領域区分し、各領域の最大マグニチュードを領域内の過去の地 震の最大値を基に設定した。モデルBについては、地震調査研究推進本部 (2009a)に基づいて領域区分し、各領域の最大マグニチュードを地震調査 研究推進本部(2012)に基づき設定した。 地震動伝播モデルはNoda et al(2012)による距離減衰式を用いた。
	ロジックツリーは、震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において、地 震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因に基づいて作成した。震源モデ ルについては、モデルAとモデルBをロジックツリーで考慮した。 (「3.2.1.2 確率論的地震ハザード (2)確率論的地震ハザード評価に当たっ ての主要な仮定」)
 ③地震ハザード評価結果 ●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、各ハ ザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線 の説明 ●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方 法の説明 	 ③上記を踏まえ平均地震ハザード曲線及びフラクタイル地震ハザード曲線を 作成した。また,基準地震動Ssの応答スペクトルと年超過確率ごとの一様 ハザードスペクトルを比較した。 フラジリティ評価用地震動は年超過確率 10⁻⁵の一様ハザードスペクトル に適合する模擬波とし,経時特性を基準地震動Ssの策定と同様にNoda et al. (2002)に基づき地震規模M=7.6,等価震源距離Xeq=25.7kmとした。 (「3.2.1.2 確率論的地震ハザード(3)確率論的地震ハザード評価結果」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 c. 建屋・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティ評価上の主要な仮定(不確実さの設定,応答係数等) ④フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位,損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●課価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ⑥フラジリティ評価における応答情報 ●評価部位,損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重 条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場 合】 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 	 ①~⑥ 以下の手順でフラジリティ評価を実施した。 (1)評価対象と損傷モードの設定 (2)評価方法の選択 (3)評価上の不確かさ,応答係数等の設定 (4)現実的耐力の評価 (5)現実的応答の評価 (6)フラジリティの評価 建屋フラジリティの評価 建屋フラジリティの評価 支現実的応答による方法(応答解析に基づく方法)」,機器フラジリティは「現実的耐力と現実的応答による方法(安全係数法)」を評価方法として採用した。 また,各機器に対する耐震評価結果,加振試験結果,文献値等を基に,現 実的耐力と現実的応答を評価してフラジリティを算出した。なお,構造損傷 モードについては,機器の損傷に支配的となる部位に着目して評価を行った。 (「3.2.1.3-1 建屋のフラジリティ」,「3.2.1.3-2 屋外重要土木構造物のフラジリティ」,「3.2.1.3-3
 d. 事故シーケンス (1) 起因事象 ①評価対象とした起因事象のリスト,説明及び発生頻度 ●地震により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ●グループ化している場合にはグループ化の考え方,発生頻度の評価方法 ●対象外とした起因事象と,対象外とした理由 ●地震固有の事象とその取扱い 	 ① 事故シナリオの分析を踏まえ,地震 P R A における起因事象は以下を評価 対象とした。 ・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 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(E x c e s s i v e - LOCA) ・計装・制御系喪失 ・交流電源喪失 ・過渡事象
②階層イベントツリーとその説明 ●起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明	 ②階層イベントツリーは、起因事象が発生した時の炉心損傷への影響が大きい順に並べ、これらをヘディングとした。 「3.2.1.4 事故シーケンス (1)起因事象」

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 (2) 成功基準 ①成功基準の一覧 ●起因事象ごとの成功基準 ●炉心損傷の定義 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果,及び使用した解析コードの検証性 	①炉心損傷の定義,炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準並びに余裕時間は内部事象出力運転時レベル1PRAと相違がない。また,緩和手段のない起因事象については成功基準を設定していない。使命時間については内部事象出力運転時レベル1PRAと同様に24時間とし,機器や外部電源の復旧には期待していない。
 (3) 事故シーケンス ①イベントツリー ●イベントツリー図 ●ヘディング,事故進展及び最終状態 ●イベントツリー作成上の主要な仮定 	 (1) 起因事象の階層イベントツリーと炉心損傷直結事象以外の起因事象に対して、緩和系の状態を表すイベントツリーを作成した。イベントツリーの展開方法には小イベントツリー/大フォールトツリー法を用いた。 「3.2.1.4 事故シーケンス(3)事故シーケンス」
 (4) システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●系統図,必要とするサポート系,試験,システム信頼性評価上の主要な仮定 ●B及びCクラス機器の取扱い 	①内部事象出力運転時レベル1PRAにおける検討内容及び事故シナリオの 分析を踏まえて作成した建屋・機器リストを使って対象範囲を明確にした。 各系統の情報や依存性については内部事象出力運転時レベル1PRAと同様である。 なお、耐震重要度B及びCクラス機器については、地震の影響を考慮し、 その機能は期待しない。ただし、安全設備の使命時間内の機能維持に必要
②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い	となる燃料移送糸設備は評価対象とした。 ②冗長設備は基本的に同一の耐震設計がなされた上で同一フロアに設置され るため、同様の系統及び機器に対する機能喪失は、系統間及び機器間で完 全相関(完全従属)するものとした。それ以外の系統間及び機器間の相関 は完全独立を想定した。
 ③システム信頼性評価結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット(FTを用いた場合) ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 	 ③内部事象出力運転時レベル1PRAと同様に、イベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。 ④内部出力運転時事象レベル1PRAで設定した項目を除き、システム信頼性変更した非信頼度けない
(5) 人的過誤	「3.2.1.4 事故シーケンス (4)システム信頼性」
 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類,人的操作に対する許容時間,過誤回復の取扱い ●人的過誤評価用いた主要な仮定 ●人的過誤評価結果 	①地震PRAでは以下に示すように、内部事象出力運転時レベル1PRAでの検討に基づいた人的過誤確率を使用した。起因事象発生前の人的過誤については地震による影響を考慮する必要がないため、内部事象レベル1PRAでの検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤は地震後に対応する作業であることを考慮し、内部事象出力運転時レベル1PRAと比較して高いストレスレベルを仮定した。 「3.2.1.4 事故シーケンス(5)人的過誤」

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 (6) 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ②炉心損傷頻度結果 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 	 ①本評価では、フォールトツリー結合法を用いた計算コード RiskSpectrum®PSAにより炉心損傷頻度を評価した。 ②上記のとおりの評価手法により定量化し、事故シーケンスグループ別の炉 心損傷頻度、地震加速度区分別炉心損傷頻度を算出し、主要な事故シーケンスを確認した。 なお、地震レベル1.5PRAは今回実施しないため、プラント損傷状態 別の分析評価は行っていない。
③ 重 要 度 解 析 , 不 確 実 さ 解 析 及 び 感 度 解 析	 ③事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として、不確実さ解析を行った。また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で、重要度解析を実施した。また、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し、感度解析を実施した。 「3.2.1.4 事故シーケンス(6)炉心損傷頻度」

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 3.2 外部事象(律波) a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするブラントの説明 ●津波 P R A の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析 ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 	 ①内部事象出力運転時レベル1PRAにおいて収集したプラント構成・特性 等に関する情報の他,配置関連設計図書等により津波PRAに必要な情報を収集・整理した。また,机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性を確認するために,東海第二発電所においてプラントウォークダウンを実施し,以下の点について問題がないことを確認した。 ・津波の影響 ・間接的被害の可能性 (「3.2.2.1 対象プランと事故シナリオ (1)対象とするプラントの説明」) ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し,スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。 ・最終ヒートシンク喪失 ・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失また,津波 PRAの評価対象設備を以下のように分類し,建屋・機器リストを作成した。 ・津波防護施設及び浸水防止設備 ・起因事象を緩和する設備 ・起因事象を緩和する設備
	(「3.2.2.1 対象 プランと事故シナリオ (2) 津波により炉心損傷に至る事故 シナリオと分析」)
 b. 津波ハザード ①津波ハザード評価の方法 ●新規制基準(津波)にて策定された基準地震動及び基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 	 ①基本津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザードは、日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準:2011」、「確率論的津波ハザード解析の方法」(平成23年9月 社団法人 土木学会 原子力土木委員会 津波評価部会)、2011年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえ実施した。 (「3.2.2.2 確率論的津波ハザード(1)確率論的津波ハザード評価の方法」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 ②津波ハザード評価に当たっての主要な仮定 ●津波発生モデル,津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 ③津波ハザード評価結果 ●作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と,各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動及び津波水位変動の作成方法の説明 	 ・ ②認識論的不確実さとして、津波発生領域、波源モデル、発生パターン、 地震規模、平均発生間隔等を考慮した。偶然的不確実さとして、津波水位 のばらつきの分布を対数正規分布として考慮した。ロジックツリーの作成 に当たっては、日本原子力学会標準(2011)、土木学会(2002,2009,2011)、 原子力安全基盤機構(2014)、地震調査研究推進本部(2012a,2012b)を参 考とし、2011年東北地方太平洋沖地震の知見を踏まえて分岐及び重みを設 定した。 (「3.2.2.2 確率論的津波ハザード(2)確率論的津波ハザード評価に当たっ ての主要な仮定」) ③ロジックツリーを基にハザード曲線を算定した。最高水位及び最低水位の 年超過確率は10⁻⁴程度及び10⁻³程度である。 (「3.2.2.2 確率論的津波ハザード(3)確率論的津波ハザード評価結果」)
 c. 建屋・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 ③フラジリティ評価上の主要な仮定(不確実さの設定,応答係数等) ④フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位,損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤フラジリティ評価における応答情報 ●評価部位,損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 	 ①~⑥ 建屋・機器リストに基づき,評価対象設備の考慮すべき影響(損傷モード)ごとにフラジリティを検討した。その結果,津波防護施設及び浸水防止設備については波力を,また,起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備については没水,被水を津波による支配的な損傷モードとして抽出した。 抽出した評価対象設備に対する波力,没水,被水の損傷モードについては, 津波が評価対象設備を損傷又は評価対象設備に到達する津波高さに達した時点で,当該設備が確率1.0で損傷すると仮定した。 (「3.2.2.3 建屋・機器フラジリティ」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
d. 事故シーケンス (1) 却因事象	
 (1) 起因事家 ①評価対象とした起因事象のリスト,説明及び発生頻度 ●津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ●グループ化している場合にはグループ化の考え方,発生頻度の評価方法 ●対象外とした起因事象と,対象外とした理由 ●津波田友の事象とその取扱い 	 ①津波PRAでは以下の起因事象を抽出した。 ・最終ヒートシンク喪失(T.P.+20m~T.P.+22m) ・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) (T.P.+22m~T.P.+24m) ・防潮堤損傷(T.P.+24m~)
 ●律被固有の事家とその取扱い ②階層イベントツリーとその説明 ●起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 	②階層イベントツリーは、起因事象が発生した時の炉心損傷への影響が大きい順に並べ、これらをヘディングとした。 (「3.2.2.4 事故シーケンス (1)起因事象」)
 (2) 成功基準 ①成功基準の一覧 ●起因事象ごとの成功基準 ●炉心損傷の定義 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析 結果,及び使用した解析コードの検証性 	①炉心損傷防止の成功基準は、内部事象出力運転時レベル1PRAと津波PAでは相違がないため、内部事象出力運転時レベル1PRAで設定した成功基準を用いた。ただし、津波襲来までに原子炉は停止していることから、原子炉停止機能については、評価対象とはせず考慮していない。使命時間については内部事象出力運転時レベル1PRAと同様に24時間とし、機器や外部電源の復旧には期待していない。 (「3.2.2.4 事故シーケンス(2)成功基準」)
 (3) 事故シーケンス ①イベントツリー ●イベントツリー図 ●ヘディング,事故進展及び最終状態 ●イベントツリー作成上の主要な仮定 	 ①起因事象「最終ヒートシンク喪失」については、いずれのシーケンスも炉 心損傷に至るが、圧力バウンダリの健全性及び高圧炉心冷却系である原子 炉隔離時冷却系の成否により事故シーケンスが異なるため、イベントツリ ーを展開して評価した。 (「3.2.2.4 事故シーケンス(3)事故シーケンス」)
 (4) システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ●評価対象システム一覧 ●系統図,必要とするサポート系,試験,システム信頼性評価上の主要な仮定 ● B 及び C クラス機器の取扱い 	①システムの非信頼度は、内部事象出力運転時レベル1PRAと同様の評価を用いた。
②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い	②系統間の従属性の取扱いは内部事象レベル 1PRA と同様とした。また,津波の影響については,建屋内に浸水した場合,フロア全体が一様な深さで浸水し当該フロアの機器は全て機能喪失するとした
③システム信頼性評価結果 ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット(FT を用いた場合)	③起因事象を緩和する設備のシステム信頼性は、内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと同じである。津波の影響を受ける可能性のある設備は、建屋・ 機器フラジリティ評価の結果及び人的過誤を考慮して設備の信頼性評価を 実施した。
④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠	 ④内部出力運転時事象レベル1PRAで設定した項目を除き、システム信頼 性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。 (「3.2.2.4 事故シーケンス (4)システム信頼性」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 (5)人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類,人的操作に対する許容時間,過誤回復の取扱い ●人的過誤評価用いた主要な仮定 ●人的過誤評価結果 (6)炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法 	 ①起因事象発生前の人的過誤については津波による影響を考慮する必要がないため、内部事象レベル1PRAでの検討結果を用いた。起因事象発生後人的過誤は津波襲来後に対応する作業であることを考慮し、内部事象出力運転時レベル1PRAでの検討結果と比較して高いストレスレベルを仮定した。 (「3.2.2.4 事故シーケンス(5)人的過誤」) ①計算コード RiskSpectrum@PSA を用いてフォールトツリー結合法により炉心損傷頻度を評価した。
 ②炉心損傷頻度結果 ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 ③重要度解析,不確実さ解析及び感度解析 	 ②上述した手順でモデルを定量化し、津波高さ別及びプラント損傷状態別の 炉心損傷頻度を評価した。また、全炉心損傷頻度への寄与割合から主要な 事故シーケンスを抽出し、その内容を分析した。 ③津波ハザードやランダム故障確率に含まれる不確実さが炉心損傷頻度の分 布に与える影響を評価するため、不確実さ解析を行った。重要度解析については、津波 PRAの評価対象となろ高さ TP +20m 以上の津波でけ必ず
	いては、 年 仮 F K A の計 価 対象となる高さ 1.P. +20m 以上の 律 波 で は必す 炉 心損傷に至ることから、 有益な結果が得られないため実施していない。 また、感度解析として、津波襲来前に地震により外部電源が喪失すると仮 定した評価を実施した。 (「3.2.2.4 事故シーケンス (6) 炉 心損傷頻度」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成25年9月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 4. レベル1. 5 P R A 4. 1 内部事象 a. プラントの構成・特性 ①対象プラントに関する説明 ●機器・系統配置,形状・設備容量,事故への対処操作,燃料及びデブリの移動経路など 	①対象プラントの機器・系統配置,形状・設備容量,事故の緩和操作,燃料及びデブリの移動経路等を整理した。 (「4.1.1.1 プラントの構成・特性(1)対象プラントに関する説明」)
 b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ① プラント損傷状態の一覧 ●プラント損傷状態の考え方 ●プラント損傷状態の一覧 ●レベル1の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ●レベル1結果との関係(レベル1の最終状態と分類が異なる場合) ②プラント損傷状態ごとの発生頻度 ●プラント損傷状態ごとの発生頻度 	 ①内部事象出力運転時レベル1PRAで得られた炉心損傷状態に至るすべての事故シーケンスに対して、事故の進展及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態(PDS)に分類し、一覧表で示した。 (「4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度(1)PDSの一覧」) ②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。 (「4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度(2)PDS別の炉心損傷頻度」)
 c. 格納容器破損モード ①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ●格納容器破損モード分類の考え方 ●格納容器破損モードの一覧 ●各破損モードに関する説明 	 ① ●事故の進展を考慮して,格納容器の健全性に影響を与える負荷を分析して格納容器破損モードを分類した。 ●炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を網羅的に考慮し,事故進展に応じて想定される,格納容器の健全性に影響を与える負荷を,発生時期に沿って示した。 ●抽出した負荷,負荷の概要及び格納容器破損モードの説明を示した。 (「4.1.1.3 格納容器破損モード(1)格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明」)
d. 事故シーケンス ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ●格納容器イベントツリー構築の考え方 ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明	①イベントツリーは、炉心損傷後の事象進展を考慮し、RPV破損前、RP V破損直後及び事故進展後長期の各フェーズにおける緩和設備の作動状況、発生する可能性のある各格納容器破損モードを踏まえて展開した。 (「4.1.1.4 事故シーケンス (1)格納容器イベントツリー構築の考え方及び プロセス」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成25年9月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 ②格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した,重要な物理 化学現象,対処設備の作動・不作動,運転員操作(レベル1との整合 性を含む),ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容 器破損モードの割り付け結果 	②事故進展後の各フェーズにおける緩和手段の作動状況及び物理化学現象に基づき設定したヘディングに対して、ヘディング間の従属性を整理した。また、格納容器イベントツリーの構築に当たっては、最終状態が健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。 (「4.1.1.4 事故シーケンス (2)格納容器イベントツリー」)
 e. 事故進展解析 ①解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明 ●事故シーケンス選定の考え方 ●事故進展解析の解析条件 ●解析対象とした事故シーケンス一覧 ●対象事故シーケンスの説明 ●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 ②事故シーケンスの解析結果 	 ①事故進展解析の対象とした事故シーケンスは、事故進展の類似性、緩和設備の機能喪失状態の類似性を考慮して選定した。選定した事故シーケンスは、選定理由とともに一覧表に整理した。また、事故進展解析の主要な解析条件を一覧表にまとめた。 (「4.1.1.5 事故進展解析 (1)解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明」) ②選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果及び原子炉圧力容器内及び各事故シーケンスの解析結果における特徴的な事故進展を記載した。 (「4.1.1.5 事故進展解析 (2)事故シーケンスの解析結果」)
 f. 格納容器破損頻度 ①格納容器破損頻度の評価方法 ②格納容器イベントツリーへディングの分岐確率 ●分岐確率の算出方法 ●格納容器イベントツリーへディングの分岐確率 	 ①格納容器破損頻度の定量化では、内部事象出力運転時レベル1PRAの評価に用いている計算コードと同じSafety Watcherを使用し、格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として、PDSごとの条件付き格納容器破損確率(CCFP)及び格納容器破損頻度(CFF)を算出した。 (「4.1.1.6 格納容器破損頻度(1)格納容器破損頻度の評価方法」) ②物理化学現象のヘディングにおいて、不確実さが大きい現象に対しては、当該現象の支配要因、不確実さ幅及び格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし、分解イベントツリー手法等を用いて、分岐確率を設定した。事故の緩和手段に関するヘディングについては、レベル1PRAのフォールトツリーをもとに、フォールトツリーを作成することにより、緩和手段の非信頼度(分岐確率)をモデル化した。 (「4.1.1.6 格納容器破損頻度(2)格納容器イベントリツリーヘディングの分岐確率」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 ③格納容器破損頻度の評価結果 ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 	③全格納容器破損頻度, PDS別格納容器破損頻度,及び破損モード別格納 容器破損頻度を整理し,主要な事故シーケンスの分析を実施した。 (「4.1.1.6 格納容器破損頻度 (3)格納容器破損頻度の評価結果(点推定 値)」)
g. 不確実 さ解析及 び感度解析 ① 不確実解析結果 ② 感度解析結果	 ①格納容器破損頻度の不確実さの幅を評価するため、不確実さ解析を実施した。その結果、格納容器破損モード別の点推定値は不確実さ分布内にあり、点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差がないことを確認した。 (「4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析 (1)不確実解析」) ②Mark-Ⅱ型格納容器の特徴を把握するための感度解析を実施し、その結果をとりまとめた。 (「4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析 (2)感度解析」)

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成25年9月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 4.2 外部事象(地震) a.プラントの構成・特性 ①対象プラントに関する説明 ●機器・系統配置,形状・設備容量,事故への対処操作,燃料及びデブリの移動経路など ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 ②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ ●格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 	 地震レベル 1.5PRA については、以下の理由により実施は困難な段階である。 ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA 手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。 なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。
 b. 地震ハザード 1)地震ハザード評価の方法 新規制基準(地震,津波)にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 2)地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 震源モデル,地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 3)地震ハザード評価結果 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と,地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 	同上

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 ▶ КАОй, Я におりる参照事項(原子) 別税割1 平成25年3月)の記載内容 c. 建屋・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの設定 ②フラジリティの評価方法の選択 ③フラジリティ評価における耐力情報 ●評価部位,損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤フラジリティ評価における応答情報 ●評価部位,損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重 条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場 合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場 合】 	□ 上 □ 上
 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ①プラント損傷状態の一覧 ●プラント損傷状態の考え方 ●プラント損傷状態の一覧 ●レベル1の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ●レベル1結果との関係(レベル1の最終状態と分類が異なる場合) ②プラント損傷状態ごとの発生頻度 	同上
 e.格納容器破損モード ①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ●格納容器破損モード分類の考え方 ●格納容器破損モードの一覧 ●各破損モードに関する説明 	同上

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 f. 事故シーケンス ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ●格納容器イベントツリー構築の考え方 ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ②格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した,重要な物理 化学現象,対処設備の作動・不作動(レベル1との整合性を含む), 運転員操作,ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容 器破損モードの割り付け 	同上
 g. 事故進展解析 ①解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明 ●事故シーケンス選定の考え方 ●選定した事故シーケンスと説明 ●事故進展解析の解析条件 ●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 ②事故シーケンスの解析結果 	同上
 h. 格納容器破損頻度 ①格納容器破損頻度の評価方法 ②格納容器イベントツリーへディングの分岐確率 ●分岐確率の算出方法 ●使用した分岐確率 ③格納容器破損頻度の評価結果 ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 	同上
 i. 不確実 さ解析及び感度解析 ① 不確実解析結果 ② 感度解析結果 	同上

PRAの説明における参照事項(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載内容	東海第二発電所の対応状況
 5. その他 a. 専門家判断 ①専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果 ②専門家判断の導出のプロセス 	 ①評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合,専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し,専門家判断を実施した。
b. ピアレビュー ①ピアレビューチーム及びメンバー構成 ●海外の専門家も含めたメンバーであること	 ①レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定している。 ・今回実施したレビュー実施方法を含め、PRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。
 ②ピアレビューの手順 ③ピアレビューの結果 	 ②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに 事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。 オンサイトレビューに際しては、適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。 ③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件
④ピアレビュー結果のPRA への反映状況	であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。 ④ PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として12件の コメントを受理しており、評価手法の見直し等を含めて今後の対応を検討 する。
 c. 品質保証 ① P R A を実施するに当たって行った品質保証活動 ● P R A の実施体制 ● 更新,記録管理体制 	 ①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。 • PRAの実施に当たっては、必要な力量を有する者を選定し、品質保証上必要となる体制を整備した上で実施した。 • 文書化,記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に実施した。

東海第二発電所 PRAピアレビュー実施結果及び今後の対応方針

について

1. 目 的

事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり 実施した P R A の妥当性確認及び品質向上を目的として,国内外の P R A 専門家によるピアレビューを実施した。また,レビューにお いて指摘されたコメントについては,今後の対応方針を検討した。

- 2. ピアレビューの実施内容
- 2.1 内部事象 P R A

今回実施した以下に示す各PRAを対象に,日本原子力学会標準 との整合性,及び国内外の知見を踏まえたPRA手法の妥当性につ いて確認を行った。なお,本ピアレビューでは「PSAピアレビュ ーガイドライン(平成21年6月 一般社団法人 日本原子力技術協 会)」及び「原子力発電所の確率論的リスク評価の品質確保に関す る実施基準:2013(2014年5月 一般社団法人 日本原子力学会)」

(以下「ガイドライン等」という。)を参考にレビューを行った。

- レビュー対象とした P R A
 - ・内部事象出力運転時レベル1PRA
 - ・内部事象停止時レベル1PRA
 - ・内部事象出力運転時レベル1.5PRA

なお,地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAについては, 実施時期が異なるため, 2.2章に記載する。

(2) レビュー体制

レビューアの選定にあたっては、ガイドライン等に従い、専門

別紙 12-1

性,経験,独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとお り選定した。なお、レビューの実施にあたっては、多面的な視点 で評価するため、各PRAはレビューチームのうち複数のメンバ ー(主担当,副担当)がレビューを行うこととした。また、今回 実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から 改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを 招聘し、欧米でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得るこ ととした。レビュー体制のイメージを図1に示す。

●国内レビューア:7名





別紙 12-2

- (3) 国内レビューアのレビュー方法及び内容
 - a. 事前準備(情報収集及び分析):約1週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために, 事前に当社から国内レビューアへPRAの概要資料を提示し, 国内レビューアが全体の内容を把握するとともに,オンサイト レビューにおいて重点的に内容を確認する項目を抽出・整理す る期間を設けた。

b. オンサイトレビュー:約1週間

国内レビューアは,各PRAの実施内容について文書化され た資料を基に,学会標準への適合性確認を主眼としてレビュー を実施した。レビューを円滑に進めるため,PRA実施者(当 社社員,当社協力会社社員)と質疑応答の場を設け,事実関係 を確認するとともに,国内レビューアとの質疑応答の内容につ いては適宜文書化しながら進めた。

c. ピアレビュー結果報告書の作成:約1か月

国内レビューアは、オンサイトレビューにて抽出したコメン トを以下の項目ごとに整理し、ピアレビューの実施結果を報告 書として取りまとめた。

指摘事項

PRAが学会標準に技術的に適合しないもの,又は評価結果 に影響を及ぼすような技術的な問題があるもの

· 推奨事項

学会標準には適合しているものの,より品質の高いPRAの 実施のために反映が推奨されるもの ・文書化における指摘事項

学会標準への適合性を示すための文書化が不足しているもの

・文書化における改善提案

学会標準への適合性を示すための文書化はされているものの, PRAの説明性向上の観点から改善が望ましいもの

• 良好事例

良好的な事例で、今後も継続した実施が望まれるもの

2.2 外部事象 P R A

今回実施した以下に示す各PRAを対象に,日本原子力学会標準 との整合性,及び国内外の知見を踏まえたPRA手法の妥当性につ いて確認を行った。なお,本ピアレビューでは「PSAピアレビュ ーガイドライン(平成21年6月 一般社団法人 日本原子力技術協 会)」及び「原子力発電所の確率論的リスク評価の品質確保に関す る実施基準:2013(2014年5月 一般社団法人 日本原子力学会)」 (以下「ガイドライン等」という。)を参考にレビューを行った。

- レビュー対象としたPRA
 - ・地震レベル1PRA
 - ・ 津波レベル1PRA
- (2) レビュー体制

レビューアの選定にあたっては,ガイドライン等に従い,専門 性,経験,独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとお り選定した。なお,レビューの実施にあたっては,多面的な視点 で評価するため,各PRAはレビューチームのうち複数のメンバ ー(主担当,副担当)がレビューを行うこととした。また,今回 実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から 改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを 招聘し,欧米でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得るこ ととした。レビュー体制のイメージを図2に示す。

●国内レビューア:5名

●海外レビューア:1名



図 2 レビュー体制のイメージ

(3) 国内レビューアのレビュー方法及び内容

a. 事前準備(情報収集及び分析):約2週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために, 事前に当社から国内レビューアへPRAの概要資料を提示し, 国内レビューアが全体の内容を把握するとともに,オンサイト レビューにおいて重点的に内容を確認する項目を抽出・整理す る期間を設けた。

b. オンサイトレビュー:約1週間

国内レビューアは,各PRAの実施内容について文書化され た資料を基に,学会標準への適合性確認を主眼としてレビュー を実施した。レビューを円滑に進めるため,PRA実施者(当 社社員,当社協力会社社員)と質疑応答の場を設け,事実関係 を確認するとともに,国内レビューアとの質疑応答の内容につ いては適宜文書化しながら進めた。

c. ピアレビュー結果報告書の作成:約1か月

国内レビューアは、オンサイトレビューにて抽出したコメントを以下の項目ごとに整理し、ピアレビューの実施結果を報告書として取りまとめた。

指摘事項

PRAが学会標準に技術的に適合しないもの,又は評価結果 に影響を及ぼすような技術的な問題があるもの

・推奨事項

学会標準には適合しているものの,より品質の高いPRAの 実施のために反映が推奨されるもの

・文書化における指摘事項

学会標準への適合性を示すための文書化が不足しているもの

・文書化における改善提案

学会標準への適合性を示すための文書化はされているものの, PRAの説明性向上の観点から改善が望ましいもの

良好事例

良好的な事例で、今後も継続した実施が望まれるもの 3. レビュー結果の概要及び今後の対応方針

(1) 国内レビューアからのコメント

国内レビューアによる東海第二発電所のPRAに対するコメント件数を表1に、コメントの分類ごとの割合を図3に示す。

レビューの結果,指摘事項は0件であり,今回実施したPRA が学会標準に技術的に適合していること,及び評価結果に影響を 及ぼすような技術的な問題点はないことが確認された。

また,推奨事項は 12 件,文書化における指摘事項は 10 件,文書化における改善提案は 97 件,良好事例は 32 件であった。

国内レビューアによるレビュー結果の概要及び今後の対応方針について以下にまとめる。

		出力運転時	停止時	出力運転時	地震	津波	
		レベル1	レベル1	レベル1.5	レベル1	レベル1	合計
		PRA	P R A	P R A	P R A	PRA	
指摘事項		0	0	0	0	0	0
推奨事項		7	3	0	1	1	12
文書化	指摘事項	1	7	0	2	0	10
	改善提案	34	22	15	19	7	97
良好事例		14	7	5	5	1	32
合計		56	39	20	27	9	151

表1 国内レビューアによるコメント件数


図3 全コメントに対する各コメントの割合

a. 指摘事項

今回のピアレビューでは指摘事項は0件であり,学会標準に 適合したPRAであること,及び評価結果に影響を及ぼすよう な技術的な問題がないことが確認された。

b. 推奨事項

今回のピアレビューでは12件の推奨事項が挙げられた。推奨 事項の内容を表2に示す。これらの推奨事項については、今後、 評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。

c. 文書化における指摘事項及び改善提案

今回のピアレビューでは10件の指摘事項,97件の改善提案が

挙げられており、モデル化された内容が詳細に文書化されてい ない事例が多く挙げられた。文書化については、実施した P R A モデルの内容を説明するうえで重要な要素であることから、 今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメント の一例を以下に示す。

<文書化における指摘事項>

- ・緩和操作と緩和設備との従属性について追記する必要がある。 (停止時レベル1PRA)
- <文書化における改善提案>
 - ・格納容器破損モードの設定における、ISLOCAの発生箇 所及び破損規模の分析については、出力運転時レベル1PR A説明資料にて分析されているため、該当箇所を参照してお くことが望ましい。(出力運転時レベル1.5PRA)
- d. 良好事例

今回のピアレビューでは 32 件の良好事例が挙げられた。今回 良好事例として挙げられた項目については,今後も引き続き継 続実施していくとともに,更なる品質向上に努めていく。良好 事例の一例を以下に示す。

- <良好事例>
- フォールトツリー集に、システムごとのフォールトツリーの
 作成内容が詳細かつ明確にまとめられている。(出力運転時レベル1PRA)
- ・他の研究機関においてBWR5 Mark-Ⅱ型格納容器プラントを対象に実施された評価例も調査し、感度解析を実施している。(出力運転時レベル1.5PRA)

(2) 海外レビューアからのコメント

今回のピアレビューでは,海外レビューアから21件のコメント が挙げられた。海外レビューアからのコメントを表3に示す。今 回実施したPRAは学会標準に適合した手法を用いて評価を実施 しているが,海外レビューアからのコメントを踏まえ,今後,よ り品質の高いPRAの実施に向けて反映を検討していく。

4. まとめ

東海第二発電所のPRAを対象としたピアレビューの結果,国内 レビューアからの指摘事項は無く,PRAが学会標準に技術的に適 合していること,及び評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題 点はないことが確認された。しかしながら,より品質の高いPRA の実施に有益なものとして推奨事項,文書化における指摘事項及び 改善提案が多く挙げられた。また,海外レビューアからも,海外の 事例との相違点を踏まえたコメントが得られた。これらのコメント については,今後,より品質の高いPRAの実施に向けて反映を検 討していく。

表2 国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(1/4)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時、	成功基準	1	今回のPRAは設計基準ベースの評価であるた め,許認可解析コードを用いている。しかし,今 後アクシデントマネジメント策等を考慮した評価 を行う場合には,リアリスティックな解析結果で は成功基準を満足する条件に対しても,保守的な 許認可解析コードを用いた場合には成功基準を満 足しない結果を与えるおそれがある。したがって, リアリスティックな解析結果を与える詳細解析コ ードを評価に用いることを推奨する。	今回の P R A は設計基準事故対処設備のみに期 待した評価であるが,今後実施する安全性向上評価 は,重大事故等対処設備等のアクシデントマネジメ ント策に期待した評価であることから,現実的な成 功基準を設定するため,必要に応じて詳細解析コー ドによる成功基準解析の実施を検討することとす る。
レベル1	の設定	2	公表されている同型プラントのPRA(PSR 等)により,成功基準の妥当性を確認することが 望ましい。	今回のPRAでは、同型プラントの成功基準との 比較は実施していたが、文書化を実施していなかっ た。 また、左記のコメントと合わせて、成功基準の妥 当性確認に関する文書化における改善提案が出さ れている。 このため、今後、同型プラントとの比較について 適切に文書化していくこととする。

表2 国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(2/4)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
н		3,4	人的過誤確率について、HRAツリーの各分岐 で中央値とEFから平均値を算出し、それぞれの 平均値を用いて人的過誤確率の平均値を評価し、 EFをTHERPの基準により設定しているが、 不確実さの伝播を適切に評価するために、モンテ カルロ計算やNUREG/CR-1278のAppendix-Aに記載 されている近似計算を実施することを推奨する。 (起因事象発生前,起因事象発生後)	Appendix-Aの手法をベースケースに適用した。今後の評価では、人的過誤の不確実さの伝播をより適切に評価するため、THERP以外の手法も含め、 人的過誤確率の評価方法について検討していくこととする。
山力運転時レベル1	人間信頼性解析	5	今回のPRAでは、「ISLOCA起因事象発生 頻度評価用の弁の開け忘れ/閉め忘れ」の人的過 誤確率において、当直長等による過誤回復につい ては、事象発生前の操作であり十分な時間余裕が あるため、従属性を低従属として評価している。 この人的過誤があった場合、一連の作業の流れ で起因事象が発生し、十分な時間余裕はないと思 われるため、当直長等の過誤回復の取り方につい て再検討することを推奨する。	+分な余裕時間はないとして,過誤回復の従属性 を中従属とした場合,人的過誤確率の平均値は約 2.8倍となり,ISLOCAの起因事象発生頻度が約2.3倍となるが,ISLOCAのドミナントカッ トセットは変わらないことを確認した。 また,Appendix-Aの手法を用いて過誤回復の従属 性を低従属及び中従属とした場合の計算を行った。 その結果,人的過誤確率の平均値は約2.8倍となり, ISLOCAの起因事象発生頻度が約2.4倍となる が,ISLOCAのドミナントカットセットは変わ らないことを確認した。 今回のPRAの目的から,ベースケースを変更す る必要はないと判断したが,今後の評価では,当直 長による過誤回復の取り方の見直しについて検討 することとする。

表2 国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(3/4)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時レベル 1	定量化 感度解析	6	類似プラントの評価結果との比較については, 公開資料から可能な範囲で何らかの比較を行うこ とにより,計算結果の妥当性を確認することを推 奨する。	東海第二発電所は、補機冷却系の系統構成が、独 立した系統による海水直接冷却型であるため、類似 プラントの系統構成と異なることから、類似プラン トの評価結果との比較による妥当性確認ではなく、 事故シーケンスのカットセットの分析等により妥 当性を確認している。 系統構成の相違による評価結果への影響につい て評価・分析することは、プラントの特徴を把握す るうえで有益であるため、今後の評価では、類似プ ラントの評価結果との比較を実施することとする。 今回のPRAでは、ベイズ更新処理による感度解 析を目的としていることから、事前分布は一般デー タと見なして簡易的に評価している。 今後の評価では、ベースケースにおいて個別プラ ントデータを用いる場合、事前分布との重複に留意
停止 時,	と 性 解 析 頼	8,9	(出力運転時レベル1の番号3,4と同様の内容)	(出力運転時レベル1の番号3,4と同様の対応方 針)
レ ベ ル 1	ケ	10	(出力運転時レベル1の番号6と同様の内容)	(出力運転時レベル1の番号6と同様の対応方針)

別紙 12-13

表2 国内レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(4/4)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
地震レベル1	事故シーケンスの	11	本評価では,同様の系統及び機器の間の損傷を 完全従属とした場合をベースケースとしたうえ で,感度解析としてFV重要度上位の機器につい てその相関がない場合の解析を実施しているが, それ以外の条件での解析は実施していない。機器 の間の相関は冗長な同様の機器の間だけではな く,特に地震時の応答は様々な機器の間に相関が あることから,それが炉心損傷頻度に及ぼす影響 について検討することが望ましい。	今回のPRAは、冗長化された系統は完全相関、 その他の系統は完全独立を仮定してモデル化して いる。また、相関の不確かさについては冗長化され た系統のうち、FV重要度が上位のものを対象に完 全独立を仮定して評価することでその影響の程度 を確認している。 安全性向上評価へ向けた今後の評価では、相関の 不確かさの影響を把握する観点から、冗長化された 系統以外についても同種機器等の相関関係が疑わ れる機器については完全相関とした場合や完全独 立とした場合の影響の程度を確認して評価を実施 することを検討する。
津波レベル1	システムのモデル化	12	保守による待機除外の組み合わせが存在しない ケースについて,当該ミニマルカットセットを除 外する目的でイベントへディングを設けている。 今回のPRAにおいては定量的影響が非常に小さ く問題はないが,今後のPRAの活用において, 待機除外状態を模擬した評価等を実施する場合 に,ミニマルカットセットを除外することによっ て成功分岐において過小評価とならないよう留意 することが望ましい。	今回のPRAでは,保安規定に基づき運転上許容 されない系統の待機除外の組み合わせが含むカッ トセットを除外するため,イベントツリーにヘディ ングを設けて,これらカットセットが含まれること がないよう評価している。これらの待機除外確率の 組み合わせについては,定量的影響が非常に小さい ため,評価結果に与える影響は無視できるものと考 えている。 今後の評価においても,本手法により定量的影響 が非常に小さくなることを確認し,評価結果に影響 を及ぼすことがないよう留意する。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(1/9)

分類	項目	番号	コメント内容	
		1	発電所に関する起因事象の網羅性を担保するた めに,プラント内の全ての系統(安全系及び非安 全系)に対して故障モード/影響解析(FMEA) を実施して東海第二発電所に特有の系統故障によ る起因事象が存在するかどうかについて確認する ことを推奨する。	今回のPRAでは,従属性を有する起因事象同定 のため,原子炉設置許可申請書添付書類八に記載さ れている設備について主要な故障モードの影響を 分析しており,FMEAを実施している。 しかし,全ての系統に対してはFMEAを実施で きていないため,今後の評価において,全ての系統 に対するFMEAの実施することとする。
出力運転時レベル	起因事象の選定	2	格納容器内及び格納容器外の主蒸気配管の破断 (格納容器外主蒸気隔離弁(MSIV)の上流側) に関連する起因事象を考慮することを推奨する。 今回のPRAでは,MSIV下流側の破断は隔 離事象又は格納容器バイパスとして考慮されてい るが,MSIV上流側の破断(PCV内での蒸気 流出)については考慮されていない。	今回のPRAでは,MSIV上流側の破断をLO CAに分類している。ただし,LOCAについて液 相部の破断と気相部の破断を区別していないが,実 際は影響が違うため,成功基準が変わることも考え られる。 今後の評価では,起因事象分類の詳細化(主蒸気 配管等の気相部の破断の考慮)について検討するこ ととする。
		3	感度解析において大LOCAの発生位置が考慮 されているが、ベースケースモデルにおいても大 LOCAの発生位置を考慮することを推奨する。	今回のPRAでは,破断箇所が液相で,かつ配管 径が最も大きい原子炉再循環系配管の破断を想定 し,大LOCAの評価を実施するとともに,ECC S配管破断時を想定した感度解析を実施し,破断箇 所の違いによる影響を確認している。 今回のPRAの目的から,ベースケースを変更す る必要はないと判断したが,今後の評価では,起因 事象分類の詳細化(破断箇所の違いの考慮)につい て検討することとする。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(2/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転	起因事象発生頻度の評	4	今回実施した P R A では、サポート系故障の起因事象発生頻度の算出に"Jeffery Non-Informative Prior"法を用いており、国内B W R プラントにおいて発生実績が0件の事象については0.5件として計算している。系統/トレン 故障の起因事象発生頻度については、フォールト ツリーモデルを用いて評価することを推奨する。	学会標準では、、Jeffery Non-Informative Prior 法、フォールトツリーを用いる方法のいずれも要求 を満足する手法とされている。フォールトツリーを 用いる方法はプラントの系統構成の特徴を考慮し た評価となる一方、評価に用いる機器故障率に依存 した評価となる。そのため、今後の評価では、個別 プラントの機器故障率データの採用時にフォール トツリーを用いる評価方法の採用について検討す ることとする。 今回のPRAの目的から、ベースケースを変更す る必要はないと判断したが、東海第二発電所固有の 起因事象発生頻度を用いることは、プラントの特徴
転時レベル1	価	5	が,ベースケースモデルにおいて東海第二発電所 特有の起因事象発生頻度を用いることを推奨す る。	を踏まえた P R A を実施するうえで重要であるため、今後の評価では、ベースケースにおいてベイズ 更新処理した起因事象発生頻度を用いることとする。
	人間信頼性解析	6	今回のPRAでは、制御室内の別の運転員によ る過誤回復を考慮していると説明があったが、制 御室内の複数の運転員はプラントの過渡変化/事 故に対して個々の運転員がそれぞれ独立して別の 対応をするのではなく、一つのグループとして対 応するので、一つの単位/チームとして扱うこと を推奨する。	今回のPRAでは,認知については制御室内の運転員を一つのグループとして扱っており,操作については全体を指揮し操作の報告を受ける上位運転員による過誤回復を考慮している。 これは学会標準においても認められた手法であるが,学会標準は古い手法(THERP手法)を基にしているため,今後の評価では,学会標準の改訂状況や海外の最新知見等を踏まえて,具体的な人的過誤確率の評価手法を検討することとする。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(3/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
出力運転時レ	感度解析	7	NRCのCCFに関する報告書のデータを用い て感度解析を実施しているが,ベースケースモデ ルにおいてこのデータを用いることを推奨する。	今回のPRAでは、NRCのCCFに関する報告 書「CCF Parameter Estimations」のデータを用い た感度解析を実施し、全炉心損傷頻度への影響が小 さいこと、及び事故シーケンスグループの全炉心損 傷頻度への寄与割合は同様の傾向を示しているこ とを確認している。 今回のPRAの目的から、ベースケースを変更す る必要はないと判断したが、今後の安全性を評価す るPRAでは、国内の検討状況も踏まえて、CCF の評価方法について検討することとする。
ル 1	重要度解析	8	重要度指標のRAWについて,冗長機器が関与 する共通原因故障の重要度のRAWは示さず,個 別機器のみに対して示すことを推奨する。 ある機器に対してRAWを示すことは,その機 器を待機除外にすることを表しているため,共通 原因故障のRAWを示すということは,全ての冗 長性のある機器を待機除外にすることに等しい。	今回のPRAでは,当該機器の共通原因故障や人 的過誤が評価結果に及ぼす影響を確認するため,共 通原因故障や人的過誤を含めて重要度評価結果を 示している。 今後の評価では,重要度評価の目的に応じて,個 別機器のみを対象とした重要度評価を実施するこ ととする。
停止時レベル1	適用範囲	9	移行期間(最大出力運転状態から真空破壊まで と,制御棒引き抜きから最大出力運転状態まで) におけるリスクを明示的に評価することを推奨す る。	今回のPRAでは、学会標準に基づき、移行期間 を出力運転時に含めて評価している。 ただし、低出力状態特有の運転操作に係る人的過 誤を起因とする事象の発生の可能性があること等 を考慮し、今後の評価では、移行期間中のリスク評 価について検討することとする。

別紙 12-17

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(4/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
停止時レベ	起因事象発生類	10	R H R 喪失及び R H R S 喪失の起因事象発生頻 度の計算については,フォールトツリーモデルを 用いて評価することを推奨する。	今回のPRAでは、学会標準に基づき、RHR喪 失については国内BWRプラントの停止時運転実 績から得られた発生件数から算出しており、RHR S喪失については発生実績がないため、Jeffery Non-Informative Prior法を用いている。 フォールトツリーを用いる方法はプラントの系 続構成の特徴を考慮した評価となる一方、評価に用 いる機器故障率に依存した評価となる。そのため、 今後の評価では、個別プラントの機器故障率データ の採用時にフォールトツリーを用いる評価方法の 採用について検討することとする。
ル1	衆度の評価 (1)	11	LOSP喪失の起因事象発生頻度の計算につい ては、日本のBWRプラント向けに策定された一 般的なパラメータが使用されていた。日本の各原 子力発電所はそれぞれ異なるLOSP頻度を有し ていると考えられることから、LOSPの起因事 象発生頻度は東海第二発電所特有のものとするこ とを推奨する(LOSPの起因事象は、東海第二 発電所の停止時リスクにとって支配的な寄与因子 であることに注意すること。)。	今回の評価では, LOSP喪失の発生頻度は, 学 会標準に基づき, 国内BWRプラントの停止時運転 実績から得られた発生件数から算出している。 個別プラントの特徴を踏まえた起因事象発生頻 度とするため, 今後の評価では, ベイズ更新処理し た評価等により, 東海第二発電所固有の起因事象発 生頻度を求めることとする。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(5/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
	POSの 設定	12	今回の停止時レベル1PRAにおいて選択した 燃料交換停止のPOSの期間と,過去の実際の燃 料交換停止のPOSとの間に顕著な相違がないか どうかを検討すること,相違がある場合には,感 度解析を実施してPOSの各期間の相違によるプ ラントリスクへの影響を評価することを推奨す る。	今回の評価では、PRAの目的から代表的な定期 検査工程を評価対象としており,通常は実施しない 特殊工程(大規模な工事やトラブル等による点検工 程)を含まない等の観点から選定している。 左記のコメントのとおり,定期検査工程によりP OSの相違があり,プラント停止期間中のリスクは それぞれ異なるため,今後の評価では,評価の目的 に応じてPOSの影響を評価することとする。
停止時レベル1	人間信頼性解析	13	 RHRトレン間での切替操作時のLOCAでは、切替後のRHRラインにおけるRPVへの注入弁の開け忘れが原因で、RHRポンプミニフロー弁が開くことでS/Pへと冷却材が流出することを想定している。 そこで、切替後に運転中のRHRをLPCIモードに切り替えて注水することに期待しているが、その操作中にミニフローラインからの漏えいを認識し、LOCAの収束させる措置を講じると考えるのがより妥当である。 よって、以下の1つをモデル化することを推奨する。 運転員によるLOCAの診断及び収束操作を考慮する。 運転員が漏えい箇所を認識し、収束させることに失敗した場合、LPCIを用いたLOCAの緩和に期待しない。 	今回のPRAでは,冷却材流出の認知に成功した 場合には漏えい箇所の隔離に期待しているが,その 隔離に失敗しても,RHR切替後に運転中のRHR のLPCI注水操作にも期待する評価となってい る。これは,冷却材流出箇所の特定に失敗する等し て隔離操作に失敗した場合でも,注水操作を実施す ることでLOCAを収束させることが可能と判断 したためである。 ただし,現実的な操作をモデル化すべきとのコメ ントの主旨を踏まえ,今後の評価ではより現実的な 評価方法について検討することとする。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(6/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
停止時し	人間信頼性	14	(出力運転時レベル1の番号6と同様の内容)	(出力運転時レベル1の番号6と同様の対応方針)
レ ベ ル 1	重要度解析	15	(出力運転時レベル1の番号8と同様の内容)	(出力運転時レベル1の番号8と同様の対応方針)
地震レベル1	システムのモデル化	16	RHR系統の全ての配管を最も弱い(耐震性が 最も低い)配管部位で代表させて評価している。 RHR系統のある配管部位を代表させるため に,その最も弱い配管部位を使用する方法は保守 的である。しかし,最も弱い配管部位を用いて, RHR系統の全ての配管を代表させるのは非保守 的である。 地震に起因する系統の故障へのそれぞれの寄与 度を考慮するために,系統に含まれるすべての配 管について別々にモデル化することを推奨する。	東海第二発電所の配管のフラジリティは他の機器と比較して強く,配管を区画で分けてそれぞれを モデル化したとしても,地震PRA評価に与える影響は小さいと考えられる。 今回のPRAの目的から,評価結果に影響を与え るものではないと判断するが,米国事例の手法を取 り入れることにより,配管系の影響の程度を正確に 把握することが可能となることから,必要に応じて モデルの高度化を行っていく必要があると考えて いる。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(7/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
	フラジリティ	17	パワーセンタ及びメタルクラッドスイッチギア は、リレーチャタリングにより機能喪失する可能 性がある。リレーチャタリングに対する耐力中央 値は、機器本体の電気的機能故障の中央値よりも 低いと思われる。リレーチャタリングの影響を考 慮していない場合、感度解析を推奨する。	電気・制御機器のフラジリティ評価において使用 している機能維持確認済加速度は,機器本体の機能 喪失のみでなく,リレーチャタリングによる機能喪 失を考慮した加速度であるため,今回の地震 P R A は,リレーチャタリングの影響を取込んだ評価とな っている。このため,感度解析は不要と考える。
地震レベル 1	システムのモデル化	18	米国の一部の地震PRAで用いられるHRA手 法では以下について考慮している。(1)地震事象 発生後の時間,(2)運転員操作の場所(制御室内 か制御室外か),(3)最大加速度に基づく地震過 酷度。東海第二発電所の地震PRAモデルについ て計算された人的過誤確率(HEP)は,すべて の地震加速度レベルに対して使用されている。高 い加速度レベルについては異なるHEPを使用す ることを推奨する。	今回のPRAでは,評価対象としている全ての地 震加速度(0.166~3.0G)で同じ人的過誤確率を用 いて評価を行っている。高加速度領域においては, 地震による機器損傷により直接炉心損傷に至るシ ーケンスが支配的となるため,高加速度領域におけ る人的過誤確率の増加が,評価結果に与える影響は 小さいものと予想される。また,低加速度領域では 人的過誤を含むランダム故障が支配的であるが,地 震が人的過誤に及ぼす影響は小さいと考えられる ため,人的過誤確率を高めに設定することにより保 守的な評価となると考えられる。なお,今後,安全 性向上評価へ向けて,地震PRAにおけるHRA手 法については,国内外の最新知見等を必要に応じて 反映することを検討する。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(8/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
地震レベル1	不確実さ解析	19	東海第二発電所の地震起因のCDFについての 不確実さ解析では,発電所敷地に関するパーセン タイルハザード曲線に等しい重み付けをしてい る。不確実さ解析で用いるハザード曲線のフォー マットは,パーセンタイル曲線ではなくグループ の重み付けハザード曲線にすべきである。	不確実さ解析に関しては,今回の評価では既往の 評価を参考にパーセンタイルハザード曲線に等し い重み付けをして実施している。今回のPRAの目 的から,不確実さ解析を変更する必要はないと考え るが,安全性向上評価へ向けた今後の評価では,左 記コメントを踏まえ,不確実さ解析に係る国内外の 最新知見等を収集し,必要に応じて反映することを 検討する。
津波レベル1	事故シナリオのスクリーニング	20	漂流物の影響は衝突の他に取水構造物の取水ス クリーンを詰まらせる影響も考えられる。また, 取水スクリーンの閉塞による影響は,より高い年 間頻度で発生する可能性がある。漂流物が取水ス クリーンを閉塞させる影響を除外できるかどうか 検討することを推奨する。	大型の漂流物については,海水取水設備を閉塞さ せることが無いと判断しているが,藻のような小さ な漂流物による海水取水設備の閉塞事象ついては, 評価方法の具体的な知見がないことから,今後の課 題と考えている。 また,防潮堤を越流すると,海水取水系が機能喪 失するため,コメントの内容は T.P. + 20m 以下の区 分での議論となる。津波 P R A では, T.P. + 20m 以 下を評価対象外としており,当該区分における海水 取水設備の機能喪失については,内部事象 P R A に おいて考慮している。 このため,今回の P R A の目的から,海水取水設 備への漂流物の影響は考慮不要と考えるが,今後は 必要に応じてモデルの高度化を行っていく必要が あると考えている。

表3 海外レビューアからのコメント内容及びそのコメントへの対応方針(9/9)

分類	項目	番号	コメント内容	対応方針
津波レベル 1	システムのモデル化	21	SSCの損傷を伴わない津波起因のシナリオに 関して,事故(過渡事象)シーケンスモデルにお いて考慮する運転員操作のHEPへの津波影響を 評価するため,感度解析を実施することを推奨す る。	今回のPRAでは、SSCの損傷を伴わない津波 については、津波を起因とした事故シーケンスが発 生しないため、津波PRA学会標準に従い内部事象 PRAの評価範囲に含まれるものとして対象外と している。 なお、仮に人的過誤への津波影響を考慮した評価 を実施した場合、内部事象PRAよりも人的過誤確 率を高めに設定しているため、内部事象PRAの評 価と比較して炉心損傷頻度が増加することが予想 される。ただし、その結果として新たな事故シーケ ンスは抽出されることはないため、今回のPRAの 目的からベースケースの変更は必要ないと判断し た。 なお、今後の評価においては、内部事象PRAと 比較して人的過誤確率の差異が結果に影響を及ぼ す影響が大きいと判断した場合には、必要に応じて モデルの高度化を行っていく必要があると考えて いる。

東海第二発電所

確率論的リスク評価(PRA)について

目 次

- 1. PRA実施の目的
- 2. 事故シーケンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲の評価対象・実施手法
- 3. レベル1 P R A
 - 3.1 内部事象 P R A
 - 3.1.1 出力運転時PRA
 - 3.1.1.1 対象プラント
 - 3.1.1.2 起因事象
 - 3.1.1.3 成功基準
 - 3.1.1.4 事故シーケンス
 - 3.1.1.5 システム信頼性
 - 3.1.1.6 信頼性パラメータ
 - 3.1.1.7 人的過誤
 - 3.1.1.8 炉心損傷頻度
 - 3.1.2 停止時 P R A
 - 3.1.2.1 対象プラント
 - 3.1.2.2 起因事象
 - 3.1.2.3 成功基準
 - 3.1.2.4 事故シーケンス
 - 3.1.2.5 システム信頼性
 - 3.1.2.6 信頼性パラメータ

3.1.2.7 人的過誤

- 3.1.2.8 炉心損傷頻度
- 3.2 外部事象 P R A
 - 3.2.1 地震PRA
 - 3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ
 - 3.2.1.2 確率論的地震ハザード
 - 3.2.1.3-1 建屋のフラジリティ
 - 3.2.1.3-2 屋外重要土木構造物のフラジリティ
 - 3.2.1.3-3 機器のフラジリティ
 - 3.2.1.4 事故シーケンス
 - 3.2.2 津波PRA
 - 3.2.2.1 対象プラントと事故シナリオ
 - 3.2.2.2 確率論的津波ハザード
 - 3.2.2.3 建屋・機器フラジリティ
 - 3.2.2.4 事故シーケンス
- 4. レベル1. 5 P R A
 - 4.1 内部事象 P R A
 - 4.1.1 出力運転時PRA
 - 4.1.1.1 プラントの構成・特性
 - 4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度
 - 4.1.1.3 格納容器破損モード
 - 4.1.1.4 事故シーケンス
 - 4.1.1.5 事故進展解析
 - 4.1.1.6 格納容器破損頻度

4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析

4.1.1.8 Mark-Ⅱ型格納容器の破損モードの特徴に係る分析

1. P R A 実施の目的

本PRAは、「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」(平成 25 年 6 月 19 日)(以 下「解釈」という。)第 3 章第 37 条に基づいて実施したものであ る。

本PRAの結果は,解釈第3章第37条において炉心損傷防止対 策等の有効性評価の対象として定められている,必ず想定する事故 シーケンスグループ等に追加して評価すべき事故シーケンスグルー プ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定に活用する。 事故シーケンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価 対象・実施手法

PRAの実施範囲は、日本原子力学会において実施基準が標準化 されている等、現段階で実施可能な内部事象レベル1PRA(出力 運転時、停止時)、内部事象レベル1.5PRA(出力運転時)、 外部事象として地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAとした。

評価の対象とするプラント状態は,通商産業省「原子力発電所内 におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成4年7 月)(以下「AM要請」という。)以前の状態とした。

これは、今回のPRAの目的が、設計基準事象を超えた重大事故 に対する有効性評価を行うための事故シーケンスグループ等の抽出 及び重要事故シーケンス等の選定であることに鑑み、設計基準事故 対処設備による対応を基本とし、AM要請以前から整備しているア クシデントマネジメント策には期待しないことを前提に評価を行う こととした。

ただし, ECCS手動起動等のAM要請以前から整備している設計基準事故対処設備を作動させるための操作については, 重大事故 対応を目的として特別に整備したものではないことから, 評価対象 として含めることとした。

- 3. レベル1 P R A
- 3.1 内部事象 P R A
- 3.1.1 出力運転時PRA

出力運転時レベル1 P R A は日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準

(レベル 1PSA 編): 2008」に基づき実施した(添付資料 3.1.1-1)。評価フロー図を第 3.1.1-1 図に示す。

- 3.1.1.1 対象プラント
 - (1) 対象とするプラントの説明
 - a.

 プラント情報の

 収集・分析

東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル1PRA実施に 当たり必要とされる以下の情報を収集した。

- ・ P R A 実施に当たり必要とされる基本的な情報(設計情報, 運転・保守管理情報等)
- ・定量化に当たり必要とされる情報(起因事象発生に関する 運転経験等)

レベル1 P R A 実施のための情報収集に使用したリストを第 3.1.1.1-1 表に示す。

- b. 東海第二発電所の概要
 - ・出力 熱出力 3,293MW
 - 電気出力 1,100MW
 - ・プラント型式
 沸騰水型軽水炉(BWR-5)
 - ・格納容器型式 圧力抑制形 (Mark-Ⅱ)
- c. PRAにおいて考慮する緩和設備(系統)の概要
 - PRAにおいて考慮する緩和設備(系統)を第 3.1.1.1-2

表に示す。また,東海第二発電所の系統構成の概要を第 3.1.1.1-1図に,各系統設備概要を第3.1.1.1-3表に示す。

(a) 原子炉停止機能に関する系統

通常運転時は,原子炉再循環流量制御系とあいまって,制 御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により,原子炉 の出力調整を行う。原子炉の起動時・停止時にも,反応度制 御系を利用する。異常時においては,以下の系統により原子 炉を停止する。

- i) スクラム系(第3.1.1.1-2図,第3.1.1.1-3図)
 原子炉水位低(レベル3)等の信号により異常を検知して、急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。本系統は、各制御棒にスクラム信号を発する原子炉緊急停止系、スクラム排出容器及び制御棒駆動水圧系から構成される。
- (b) 炉心冷却機能に関する系統

通常運転時は,給水系より原子炉へ冷却材を給水し,炉心 で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し,タ ービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は復水 器にて凝縮され,再び復水系を経て給水系により原子炉へ冷 却材として供給される。原子炉停止時には,残留熱除去系に より原子炉の崩壊熱を除去する。異常時においては,以下の 系統により原子炉を冷却する。

i) 高圧炉心スプレイ系(HPCS)(第3.1.1.1-4図)

HPCSは,原子炉水位異常低下(レベル2)又はドラ イウェル圧力高の信号で自動起動し,復水貯蔵タンク水 (第 1 水源)又はサプレッション・プール(S/P)水
 (第 2 水源)を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッダのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。

- ii) 原子炉隔離時冷却系(RCIC)(第3.1.1.1-5図)
 RCICは、原子炉水位異常低下(レベル2)の信号で
 自動起動し、復水貯蔵タンク水(第1水源)又はS/P水
 (第2水源)を原子炉圧力容器頂部ノズルより注水して炉
 心を冷却する。本系統は、原子炉で生じる蒸気で駆動する
 蒸気タービンの回転をポンプの動力源としている。また、
 制御用電源及び機器駆動用電源には直流電源(蓄電池含
 む)を用いており、全交流動力電源喪失時にも蓄電池が枯
 渇するまでの一定の時間は炉心を冷却することができる。
- iii) 自動減圧系(ADS) (第 3.1.1.1-1 図)

ADSは,逃がし安全弁(S/R弁)18弁のうち7弁か らなり,低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系と連携して炉 心を冷却する機能を持つ。本系統は,原子炉水位異常低下 (レベル1)及びドライウェル圧力高の両信号を受けて作 動し,原子炉圧力を低下させる。

- iv) 低圧炉心スプレイ系(LPCS)(第3.1.1.1-6図) LPCSは、原子炉水位異常低下(レベル1)又はドラ イウェル圧力高の信号で自動起動し、S/P水を炉心上部 に設けられたスパージャ・ヘッダのノズルから燃料集合体 にスプレイして炉心を冷却する。
- v) 低圧注水系(LPCI)(第3.1.1.1-7図)
 LPCIは,残留熱除去系(RHR)の1つの機能であ

り,原子炉水位異常低下(レベル1)又はドライウェル圧 力高の信号で自動起動し,S/P水を原子炉圧力容器シュ ラウド内へ直接注水して炉心を冷却する。本プラントでは, LPCIを3系統設けている。

(c) 格納容器からの除熱機能に関する系統

通常運転時は,格納容器内雰囲気は窒素により不活性化さ れている。また,ドライウェル内ガス冷却装置により格納容 器内は循環冷却されている。異常時においては,以下の系統 により格納容器の機能を維持する。

i) 格納容器(PCV)(第3.1.1.1-8図)

PCVは,円錐フラスタム形をしたドライウェルと円筒 形のサプレッション・チェンバ,及び両者を仕切るダイヤ フラムフロアとこれを貫通するベント管等から構成されて いる。原子炉冷却材喪失時に原子炉から放出される蒸気は, このベント管を通ってS/Pに導かれて凝縮される。

- ii) 残留熱除去系(RHR)(第3.1.1.1-7図)
 - ① 格納容器スプレイ冷却系

格納容器スプレイ冷却系はRHRの機能の1つであり, S/P水をRHRの熱交換器で冷却し,ドライウェル内 及びサプレッション・チェンバ内にスプレイすることで 格納容器内の温度,圧力を低減させるとともに,事故時 に格納容器内に浮遊しているよう素を除去することによ り,放射性物質が漏えいするのを抑制する。

- S / P 冷却系
 - S/P冷却系はRHRの機能の1つであり、S/P水

をRHRの熱交換器で冷却し、再びサプレッション・チ ェンバへ戻すことによりS/Pの温度を低減させる。

(d) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時に使用する補機の冷却は,原子炉補機冷却系 (RCW),タービン補機冷却系(TCW)及び補機冷却水 海水系(ASW)(以下「常用補機冷却系」という。)によ り行う。また,電源については,通常運転時に使用する補機 へは発電機から所内変圧器を通して給電し,プラント停止時 に使用する補機へは起動変圧器から給電する。

異常時においては、残留熱除去系海水系(RHRS)、非 常用ディーゼル発電機海水系(DGSW)及び高圧炉心スプ レイ系ディーゼル発電機海水系(HPCS-DGSW)(以 下「非常用補機冷却系」という。)により非常用の補機を冷 却し、非常用電源を供給する。

なお,常用補機冷却系,非常用補機冷却系の区分Ⅰ,Ⅱ, Ⅲは,それぞれ独立している。常用及び非常用補機冷却系の 概要図を第3.1.1.1-9図に,所内用単線結線図を第3.1.1.1 -10図に,電源系統の概要図を第3.1.1.1-11図に示す。

i) 残留熱除去系海水系(RHRS)

RHRSは、LPCS及びRHRの補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

ii) 非常用ディーゼル発電機海水系(DGSW)

DGSWは,非常用ディーゼル発電機(DG-2C/2
 D)の補機に直接海水を供給することで,これらを冷却する。

3.1.1 - 5

 iii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系(HPCS - DGSW)

HPCS-DGSWは、HPCS及びHPCSディーゼ ル発電機(HPCS-DG)の補機に直接海水を供給する ことで、これらを冷却する。

主発電機トリップ等により所内電源が失われると、常用 母線への給電は自動的に起動変圧器(275kV系)からの受 電に切り替わる。また、起動変圧器からの受電に失敗した 場合、非常用母線2D(区分II)及びHPCS母線(区分 III)は予備変圧器(154kV系)からの受電に切り替わる。 なお、非常用母線2C(区分I)はDG-2Cからの受電 が優先され、必要に応じ、手動操作にて予備変圧器からの 受電に切り替える。さらに、常用母線から非常用母線への 給電がない場合には、非常用母線の電圧低下を検知して2 台の非常用DGとHPCS-DGが自動起動し、非常用母 線を介して非常用機器に給電する。

直流電源系は、125V、250V、24V系に分離され、それぞ れ充電器、予備充電器及び蓄電池を備えている。本PRA において考慮している125V系は、A系(区分I)、B系 (区分II)及び高圧炉心スプレイ系(区分II)があり、遮 断器の開閉に必要な制御電源の供給やDGの起動等に用い られる。 3.1.1.2 起因事象

通常の運転状態を妨げる事象であって, 炉心損傷に至る可能性の ある起因事象を選定し, その発生頻度を評価した。

- (1) 評価対象とした起因事象について
 - a. 起因事象の選定

プラントに適用する起因事象について,既往のPRAを参考 に,次のとおり選定した。

- (a) 過渡事象
- (b) 手動停止/サポート系喪失
- (c) LOCA
- (d) 格納容器バイパス

また、上記(a)~(d)の起因事象区分のそれぞれにおいて、同 ーのイベントツリー及びフォールトツリーで評価できる起因事 象グループに細分化を行った(添付資料 3.1.1.2-1)。選定し た起因事象区分及び起因事象グループを第 3.1.1.2-1 表に示 す。また、起因事象区分ごとに選定した起因事象グループを以 下に示す。

(a-1) 過渡事象

機器の故障や人的過誤によりプラントパラメータが変動し, スクラム信号が発生して自動スクラムに至る事象である。こ れらの事象については,事象進展の類似性等を考慮し,以下 のとおりグループ化している。ただし,緩和設備が従属して 機能喪失に至る起因事象(以下「従属性を有する起因事象」 という。)については,プラントへの影響の観点から別途グ ループ化している。

3.1.1 - 7

i) 非隔離事象

タービントリップ等により原子炉が自動スクラムする事 象であり、原子炉とタービン側が隔離されない事象である ため、給復水系は事象発生後も継続して利用可能である。

ii) 隔離事象

主蒸気隔離弁の閉鎖等により原子炉が自動スクラムする 事象であり,原子炉とタービン側が互いに隔離される事象 である。給復水系を利用するためには主蒸気隔離弁等の開 操作が必要となる。

iii) 全給水喪失

給水系の故障等により給水流量が全喪失する事象であり, 原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象で ある。起因事象の発生により給水系が全喪失するため,事 象発生初期は給復水系が利用できない。

iv) 水位低下事象

給水系の故障等により給水流量が減少する事象であり, 原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象で ある。給水流量の全喪失には至らないため,給復水系は機 能低下するものの,利用可能である。

v) 原子炉緊急停止系誤動作等

安全保護系の誤動作や制御棒の誤引き抜き等により原子 炉出力が減少又は増加する事象である。事象発生初期に原 子炉が隔離されないため、給復水系は利用可能である。

vi) 逃がし安全弁誤開放

原子炉運転中にS/R弁が誤開放することにより、冷却

3.1.1-8

材(蒸気)が流出し,原子炉を手動でスクラムさせる事象 である。本事象は,給水系が正常であれば原子炉が自動ス クラムする事象ではないが,給水系が喪失した場合は,原 子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする。本事象 では,RCICは利用できない。

(a-2) 外部電源喪失

外部電源が喪失し原子炉が自動スクラムする事象である。 事象の発生により非常用電源の確保が必要になる等,他の事 象とはプラント応答が異なるため,1つの起因事象グループ としている。

(b-1) 手動停止/サポート系喪失(手動停止)

原子炉停止機能,炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機 能を有する緩和設備の機能異常による計画外の手動停止及び サポート系の故障に伴う原子炉の手動停止を以下のとおりグ ループ化している。

i) 計画外停止

原子炉停止機能,炉心冷却機能又は格納容器からの除熱 機能を有する緩和設備の機能異常が原因で原子炉を計画外 に停止する事象である。

ii) 残留熱除去系海水系故障(区分Ⅰ,Ⅱ)

残留熱除去系海水系の故障により原子炉を手動停止する 事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり,当 該区分の系統が機能喪失する。

iii) 交流電源故障(区分I)

区分Iの交流電源の故障により原子炉を手動停止する事

3.1.1-9

象である。本事象は従属性を有する起因事象であり,当該 区分の系統が機能喪失する。

(b-2) サポート系喪失(自動停止)

原子炉が自動停止に至るサポート系の故障を以下のとおり グループ化している。

i) 交流電源故障(区分Ⅱ)

区分Ⅱの交流電源の故障により120V計装用母線の電源が 喪失することで給復水系の制御機能等が喪失し,原子炉が 自動スクラムする事象である。本事象は従属性を有する起 因事象であり,当該区分の系統が機能喪失する。

ii) タービン・サポート系故障

補機冷却海水系,タービン補機冷却系,計装用圧縮空気 系等のタービン設備のサポート系の故障により,タービン 設備に期待できない状態で原子炉を手動でスクラムさせる 事象である。本事象は原子炉が自動スクラムする事象では ないが,事象進展の類似性から自動停止に至るサポート系 喪失として分類する。

(b-3) サポート系喪失(直流電源故障)

直流電源故障時は他のサポート系喪失事象とはプラント応 答が異なるため、1つの起因事象グループとしている。

i) 直流電源故障(区分 I)

区分 I の直流電源の故障により高圧復水ポンプ B 及び C がトリップするため給水流量が低下し,原子炉水位の低下 により原子炉が自動スクラムする事象である。原子炉スク ラム後,区分 I の直流電源喪失に伴い所内電源自動切替信 号が発信しないため、外部電源喪失と同様の事象進展となる。本事象は従属性を有する起因事象であり,当該区分の 系統は機能喪失する。

ii) 直流電源故障(区分Ⅱ)

区分Ⅱの直流電源の故障によりタービンが自動トリップ し、タービン主蒸気止め弁等が閉止し原子炉が自動スクラ ムする事象である。原子炉スクラム後、区分Ⅱの直流電源 喪失により外部電源からの受電遮断器が操作不能となり、 外部電源喪失と同様の事象進展となる。本事象は従属性を 有する起因事象であり、当該区分の系統は機能喪失する。

 $(c) \quad L O C A$

冷却材流出によりプラントパラメータが変動し,スクラム 信号が発生して自動スクラムに至る事象である。流出規模に 応じて期待できる緩和設備が異なることから,以下のとおり グループ化している。

i) 大破断LOCA

再循環系配管の両端破断のように、事象初期に急激な原 子炉減圧を伴う規模の冷却材が流出する事象であり、S/ R弁による原子炉減圧なしにLPCS又はLPCIにより 炉心冷却が可能である。

ii) 中破断LOCA

大破断LOCAよりも破断口が小さく、減圧が緩やかな 冷却材の流出規模であるため、LPCS又はLPCI系に よる炉心冷却のためにはS/R弁による原子炉減圧が必要 である。また、RCICのみでは原子炉水位確保は困難で ある。

iii) 小破断LOCA

中破断LOCAよりも破断口が小さく,RCICのみで 原子炉水位確保が可能であるが,制御棒駆動水圧系のみで は原子炉水位確保が困難である。また,減圧が緩やかなた め,LPCS又はLPCIによる炉心冷却のためにはS/ R弁による原子炉減圧が必要である。

- (d) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA) 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が, 高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開 等により,低圧設計部分が過圧され破断する事象である。他 の事象とはプラント応答が異なるため,1 つの起因事象グル ープとしている。
- b. 国内外の評価事例の分析

選定した起因事象グループと,安全評価審査指針(原子炉設置変更許可申請書)及びEPRI NP-2230で考慮している過渡事象及び事故との比較を行い,選定した起因事象の網羅性を確認した。原子炉設置変更許可申請書添付書類十及びE PRI NP-2230で考慮されている過渡事象及び事故との比較結果を第3.1.1.2-2表に示す。

また、本プラント及び他の国内原子炉においてプラントの停止に至ったトラブル事例について、原子炉施設運転管理年報等 により調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれるこ とを確認している。なお、東海第二発電所における過去のトラ ブル事象は第3.1.1.2-3表に示すとおりである。 c. 評価対象外とした起因事象

以下の事象は,発生頻度やプラントへの影響等の観点から,

リスク評価上の重要性は低いと考え、評価対象から除外した。

(a) 出力運転中の制御棒引き抜き,原子炉冷却材流量の部分喪
 失及び原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

起因事象が発生した場合においても自動スクラムに至らず, 炉心冷却機能への影響が軽微であるため,本事象は対象外と した。

(b) 放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため,本事象は対象 外とした。

(c) 燃料集合体の落下事象

運転中では使用済燃料集合体の移送作業中における落下が 考えられるが,落下した場合でも原子炉の運転状態を妨げる ことはなく,炉心損傷に至るような事象ではないため,本事 象は対象外とした。

(d) 制御棒落下

制御棒及び制御棒駆動機構の接続部は,十分に信頼性の高 い構造とし,必要な場合以外に分離することがない設計とな っている。万一,制御棒が駆動部から分離し落下した場合に は,制御棒落下速度リミッタによって,落下速度を抑える設 計になっている。

また,原子炉設置変更許可申請書の事故評価の中で,原子 炉が臨界又は臨界近傍(冷温時,高温待機時)にあるときに 制御棒が落下する事故を評価しているが,原子炉冷却材圧力

3.1.1-13

バウンダリにかかる圧力,燃料エンタルピの最大値及びピー ク出力部燃料エンタルピの結果より,原子炉停止能力,原子 炉冷却材圧力バウンダリ等の健全性は損なわれず炉心損傷に 至ることはないことが確認されていることから,本事象は対 象外とした。

(e) 主蒸気管破断

主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に成功した場合は「隔 離事象」と同様の事故進展となるが,発生頻度は1E-5/炉年 程度であり,「隔離事象」に比べて十分小さいことから,評 価対象外とした。

主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合は「格納容器バイパス」 が発生するが,発生頻度が極めて小さい値となることから, 評価対象外とした(添付資料 3.1.1.2-2)。

(f) 原子炉圧力容器破損(DBA超過LOCA)

NUREG-1829では、DBAを超える範囲のLOC Aの発生頻度は1E-8/炉年以下と評価されている。本事象に 対して炉心損傷は防止できないものの、格納容器破損頻度の 観点であっても十分低い値となっているため、本事象は対象 外とした。

(g) 通常停止

定期検査のための停止や漏えい等の微小な故障によるプラ ント停止であり,原子炉停止機能,炉心冷却機能,格納容器 からの除熱機能及び安全機能のサポート機能に影響がなく, 緩和設備を十分有している状態での手動停止でありプラント への影響は限定されるため,本事象は対象外とした(添付資

3.1.1-14
料 3.1.1.2-3)。

- d. 起因事象発生頻度の評価
- (a) 起因事象発生頻度の評価に用いたデータベース

国内BWRプラントの起因事象発生頻度は、次の情報に基づいて、定期的に更新している。

- ・原子力施設運転管理年報(独立行政法人 原子力安全基 盤機構)
- ・NUCIAで公開されているトラブル情報
- ・電気事業者によるプレスリリース

本PRAでは、起因事象発生頻度は、平成20年度末までの 国内BWRプラントの実績に基づいて算出したものを使用し ている(添付資料3.1.1.2-4)。

(b) 起因事象発生頻度の評価

選定した各起因事象について,発生頻度を評価した結果を 第3.1.1.2-4表に示す。発生頻度の評価に当たっては,LO CA及びインターフェイスシステムLOCA以外の起因事象 については,(a)の国内BWR全32基の運転実績に基づき, 次の式により起因事象発生頻度を算出している。

- $\lambda_{IE} = X_{IE} / T_{OP}$
 - λ_{IE} :起因事象発生頻度(/炉年)

X_{IE}:起因事象発生件数

- T_{OP}:総運転炉年又は営業運転開始からの総年数(暦年) 各起因事象発生頻度の評価方法は以下のとおり。
- i) 過渡事象の発生頻度

過渡事象は、発生件数を総運転炉年で除して算出した。

運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度 (平成21年3月)末までのデータを用いることとし、発生
件数のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定 して発生頻度を算出した。エラーファクタはWASH-1
400を参考に工学的判断により設定した(添付資料
3.1.1.2-9)。

① 非隔離事象

81 / 488.1 = 1.7E-1/炉年

- 非隔離事象の発生件数 :81件
- 国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年
- ② 隔離事象

13 / 488.1 = 2.7E-2/炉年隔離事象の発生件数: 13件国内BWR全32基の総運転炉年: 488.1年

③ 全給水喪失

5 / 488.1 = 1.0E-2/炉年

全給水喪失の発生件数 :5件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

④ 水位低下事象

13 / 488.1 = 2.7E-2/炉年水位低下事象の発生件数: 13件国内BWR全32基の総運転炉年: 488.1年

⑤ 原子炉緊急停止系誤動作等

27 / 488.1 = 5.5E-2/炉年

原子炉緊急停止系誤動作等の発生件数 : 27件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

⑥ 逃がし安全弁誤開放

0.5 / 488.1 =1.0E-3/炉年

S/R弁誤開放の発生件数^{**}
: 0.5件
国内BWR全32基の総運転炉年
: 488.1年
: 発生経験がないため,発生件数を0.5件と仮定。

ii) 外部電源喪失の発生頻度

外部電源喪失の発生頻度は,発生件数を暦年で除して算 出した。運転実績には,利用可能な最新のデータである平 成20年度(平成21年3月)末までのデータを用いた。なお, 外部電源喪失の発生件数は,運転時に発生した2件と停止 中に発生した1件を加えた3件とし,エラーファクタはWA SH-1400を参考に工学的判断により設定した(添付 資料3.1.1.2-5)。

① 外部電源喪失

3 / 706.1 = 4.2E-3 / 炉年

外部電源喪失の発生件数 : 3件
 国内BWR全32基の営業運転開始
 からの総年数(暦年) : 706.1年

iii) 手動停止/サポート系喪失(手動停止)の発生頻度
 手動停止の発生頻度は,発生件数を総運転炉年で除して
 算出した。サポート系喪失(手動停止)の発生頻度は,発
 生件数を対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系
 統当たりの発生頻度を算出した。運転実績には,利用可能
 な最新のデータである平成20年度(平成21年3月)末まで

のデータを用いることとし,発生経験のない起因事象に関 しては,発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。 エラーファクタはWASH-1400を参考に工学的判断 により設定した。

① 計画外停止

21 / 488.1 = 4.3E-2/炉年

計画外停止の発生件数 : 21件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

- ② 残留熱除去系海水系故障
 0.5 / 693.6 = 7.2E-4 / 炉年
 補機冷却系故障の発生件数* : 0.5件
 国内BWR全32基の補機冷却系の
 系統数を考慮した総運転炉年 : 693.6年
 ※:発生経験がないため,発生件数を0.5件と仮定。
- ③ 交流電源故障(区分 I)

0.5 / 3366.2 =1.5E-4/炉年

交流電源故障の発生件数* : 0.5件

国内BWR全32基の交流電源の母

線数を考慮した総運転炉年 : 3366.2年

※:発生経験がないため,発生件数を0.5件と仮定。

iv) サポート系喪失(自動停止)の発生頻度

サポート系喪失(自動停止)の発生頻度は,発生件数を 対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系統当たり の発生頻度を算出した。運転実績には,利用可能な最新の データである平成20年度(平成21年3月)末までのデータ を用いることとし,発生経験のない起因事象に関しては, 発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エラー ファクタはWASH-1400を参考に工学的判断により 設定した。

① 交流電源故障(区分Ⅱ)

0.5 / 3366.2 = 1.5E-4/炉年
交流電源故障の発生件数* : 0.5件
国内BWR全32基の交流電源の母
線数を考慮した総運転炉年 : 3366.2年
※:発生経験がないため,発生件数を0.5件と仮定。

② タービン・サポート系故障

0.5 / 693.6 = 7.2E-4 / 炉年
タービン・サポート系故障の発生件数[※] : 0.5件
国内BWR 全32基のタービン・サポー

ト系の系統数を考慮した総運転炉年 : 693.6年※:発生経験がないため,発生件数を0.5件と仮定。

v) サポート系喪失(直流電源故障)の発生頻度

サポート系喪失(直流電源故障)の発生頻度は,発生件 数を対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系統当 たりの発生頻度を算出した。運転実績には,利用可能な最 新のデータである平成20年度(平成21年3月)末までのデ ータを用いることとし,発生経験のない起因事象に関して は,発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エ ラーファクタはWASH-1400を参考に工学的判断に より設定した。

① 直流電源故障

0.5 / 1763.3 = 2.8E-4/炉年
直流電源故障の発生件数* : 0.5件
国内BWR全32基の直流電源の母線
数を考慮した総運転炉年 : 1763.3年
※:発生経験がないため,発生件数を0.5件と仮定。

vi) LOCAの発生頻度

LOCAについては、国内外で発生した経験がないため、 NUREG/CR-5750及びNUREG-1829の データに基づき、大破断LOCA、中破断LOCA、小破 断LOCAの発生頻度及びエラーファクタを設定した(添 付資料3.1.1.2-6)。

- 1 大破断LOCA
 2.0E-5/炉年
- 中破断LOCA
 - 2.0E-4/炉年
- ③ 小破断LOCA

3.0E-4/炉年

なお、本PRAでは、特定の緩和系の配管破断に伴うL OCAが発生した場合に、その緩和系を使用できなくなる ことについては考慮していないが、これを考慮した場合の 影響についても確認した(添付資料3.1.1.2-7)。

vii) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOC

A) の発生頻度

インターフェイスシステムLOCAについては、国内外

で発生した経験がないため、インターフェイスシステムL OCAとなり得る配管を同定し、フォールトツリーによる システム信頼性解析を使用する方法に基づき発生頻度及び エラーファクタを算出した(添付資料3.1.1.2-8)。

インターフェイスシステムLOCA

4.8E-10/炉年

3.1.1.3 成功基準

炉心損傷を防止するために必要とされる緩和設備及び緩和操作の 組合せ、及びそれらの機能を達成するために必要な条件を定めた。

- (1) 成功基準について
 - a. 炉心損傷判定条件

炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

- 燃料被覆管表面温度が 1,200℃を超えると評価される状態
- ・ 燃料被覆管の酸化量が,酸化反応が著しくなる前の被覆管
 厚さの 15%を超えると評価される状態
- b. 起因事象ごとの成功基準の一覧表

上記を踏まえ, SAFERコードによる成功基準解析結果 (添付資料 3.1.1.3-1)を用いて,起因事象ごとに整理した成 功基準の一覧を第 3.1.1.3-1 表に示す。また,低圧炉心冷却 時のS/R弁の必要弁数を第 3.1.1.3-2 表に,RHRSの成功 基準を第 3.1.1.3-3 表に,ECCSポンプ室等の空調機の成 功基準を第 3.1.1.3-4 表に示す。

- c. 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間
- (a) 余裕時間

運転員による緩和操作を対象として,それらを遂行するま での余裕時間をMAAPコードによる事故進展解析(添付資 料 3.1.1.3-1)結果等に基づき設定した。事故進展解析結果 を第 3.1.1.3-5 表に示す。また,設定した余裕時間を以下 に示す。

i) 炉心冷却に対する余裕時間

対象操作:原子炉注水に関する手動バックアップ

自動起動信号(高圧ECCS,自動減圧,低 圧ECCS等)に失敗した場合に,運転員の

手動操作によるバックアップに期待する。

余裕時間:30分(大中破断LOCA除く)

設定根拠:事故進展解析における高圧・低圧注水機能喪 失シーケンスの炉心損傷に至る時間 0.9 時間 に余裕を見込み 30 分とした。また,設定した 余裕時間で炉心損傷を防止できることを,許 認可での使用実績のある SAFERコードを 用いて確認した(添付資料 3.1.1.3-2)。た だし,小破断LOCAを除くLOCA(大破 断LOCA及び中破断LOCA)における余 裕時間については,事象進展が早く,30分の 余裕時間では炉心損傷を防止することは困難 であるため極めて短い時間として別途考慮す る。

ii) 格納容器除熱に対する余裕時間

対象操作:原子炉注水成功時のRHRによる格納容器除

熱操作

原子炉注水成功時,崩壊熱による格納容器破 損を防ぐために, RHRを起動する必要があ る。

余裕時間:1時間

設定根拠:事故進展解析における崩壊熱除去機能喪失シ ーケンスの格納容器破損(格納容器圧力が最

高使用圧力の2倍)に至る時間21.4時間に対 して、サプレッション・プール水温の上昇に よる注水設備への影響を考慮し、保守的に1 時間とした。

(b) 使命時間

緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転 時間である使命時間については,以下の観点から24時間を適 用している。

- ・ 24 時間あれば、プラントを安定した状態に移行させることが可能であり、機能喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。
- d. 解析コードの検証性

成功基準解析に使用したSAFERコードは,許認可解析で +分な実績を有しており,+分な検証が行われている。また, 事故進展解析に使用したMAAPコードの検証性については, 重大事故等防止対策の有効性評価の内容説明と併せて提示する。 3.1.1.4 事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの,起因事象の発生 及び各種安全機能喪失の組合せのことである。また、炉心損傷に至 る事故シーケンスを網羅的に展開するための体系的な分析と定量化 が可能である手法として、イベントツリー法を用いる。

(1) イベントツリー

各起因事象に対して, 炉心損傷を防止するために必要な緩和設 備又は緩和操作を検討し, 炉心損傷に至る事故シーケンスを展開 した。また, 展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態 又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーの概要を第3.1.1.4-1(a)図~第 3.1.1.4-1(g)図に示す。また,各起因事象のイベントツリーの 詳細を添付資料3.1.1.4-1に示す。展開した事故シーケンスの炉 心損傷状態の分類を第3.1.1.4-1表に示す。

(2) 事故シーケンスの分類

イベントツリーによって展開した事故シーケンスの最終状態を 炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類している。炉心損傷 状態については、「原子炉停止機能」、「炉心冷却機能」、「格 納容器からの除熱機能」の各安全機能に着目し、起因事象及び緩 和設備の成否等によって以下のように分類した(添付資料 3.1.1.4-4)。

a. 原子炉停止機能

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし,原子炉を安全な状態 に移行する。この機能が喪失した場合,原子炉を未臨界状態に できず炉心損傷(格納容器先行破損)に至る場合を「原子炉停

止機能喪失」(TC)の事故シーケンスグループとして分類する。

b. 炉心冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも,炉心からの崩壊熱を除去 しなければ炉心損傷に至る。炉心冷却機能は,高圧炉心冷却機 能,原子炉減圧機能及び低圧炉心冷却機能からなり,これらの 冷却機能の状況に応じて以下の事故シーケンスグループに分類 する。

- 事象発生後,高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し,炉
 心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る場合を「高
 圧・低圧注水機能喪失」(TQUV)の事故シーケンスグ
 ループとして分類する。
- 事象発生後,高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失し, 炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る場合を「高 圧注水・減圧機能喪失」(TQUX)の事故シーケンスグ ループとして分類する。
 - LOCA発生後,高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し, 炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る場合を「LO CA時注水機能喪失」の事故シーケンスグループとして分 類する。

なお、バウンダリの破損規模等に応じてプラントの状態が 異なることから以下のグループに細分化する。

- 大破断LOCA後の炉心冷却失敗(AE)
- 中破断LOCA後の炉心冷却失敗(S1E)
- 小破断LOCA後の炉心冷却失敗(S2E)

冷却材が格納容器外に漏えいする格納容器バイパス(イン ターフェイスシステムLOCA)については,漏えい箇所 を隔離した上で炉心冷却が必要であるが,この隔離機能が 喪失し,漏えいの継続により炉心損傷に至る場合を「格納 容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」 (ISLOCA)の事故シーケンスグループとして分類す る。

c. 格納容器からの除熱機能

原子炉の注水に成功した場合においても,格納容器からの除 熱機能が喪失した場合には,炉心損傷前に格納容器が過圧によ り破損し,その後,炉心損傷に至る場合があることから,「崩 壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。 なお,崩壊熱除去機能喪失については,電源の状態に応じて以 下のグループに細分化する。

- ・ 交流電源(区分Ⅰ又は区分Ⅱ)確保時の崩壊熱除去機能喪失(TW)
- ・ 交流電源(区分Ⅰ及び区分Ⅱ)確保失敗時の崩壊熱除去機
 能喪失(TBW)(添付資料 3.1.1.4-2)
- d. 安全機能のサポート機能

安全機能に必要な電源が喪失し,炉心損傷に至る場合を「全 交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。 なお,本PRAでは,区分I及び区分IIの非常用DGによる交 流電源の確保に失敗し,かつ高圧炉心スプレイ系による炉心冷 却に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。

また、全交流動力電源喪失は、事故進展速度、原子炉圧力状

態等を考慮して以下のグループに細分化する。

- 外部電源喪失後,非常用DG2台が機能喪失した状態で,H
 PCS及びRCICが機能喪失(TBU)
- 外部電源喪失後,非常用DG2台が機能喪失した状態で,H
 PCSが機能喪失し,S/R弁再閉鎖失敗によってRCI
 Cが機能喪失(TBP)
- 外部電源喪失後,直流電源故障による非常用DG2台の起動
 に失敗し,RCIC及びHPCSが機能喪失(TBD)
- ・ 外部電源喪失後,非常用DG2台が機能喪失した状態で,H PCSが機能喪失し,RCICによる原子炉注水継続中に 蓄電池が枯渇しRCIC機能喪失(長期TB)(添付資料 3.1.1.4-3)

3.1.1.5 システム信頼性

イベントツリーの定量化においては,展開したイベントツリーの 各分岐に対して成功・失敗確率を決めるため,システム信頼性解析 を実施する必要がある。この各分岐のシステム信頼性解析にはフォ ールトツリー法を用いた。本評価では,イベントツリーのヘディン グに対応する緩和設備について,その機能遂行に必要なサポート系 を含めたフォールトツリーを作成し定量化を実施した。

(1) 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした主要な緩和設備の一覧を以下に示す。それぞれ の緩和設備ごとに概要,機能,系統図,必要とするサポート系, 試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また, フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.1.5-1表に,サ ポート系同士の依存性を第3.1.1.5-2表に示す。システム間従属 性は,イベントツリー,フォールトツリー及び両者の組合せによ ってモデル化した。

<原子炉停止機能>

・スクラム系

< 炉心冷却機能>

- ・高圧炉心スプレイ系(HPCS)
- 原子炉隔離時冷却系 (RCIC)
- ・自動減圧系(ADS)
- ・低圧炉心スプレイ系(LPCS)
- ・低圧注水系(LPCI-A, B, C)

<格納容器熱除去機能>

・残留熱除去系(RHR-A, B)

くその他>

・メンテナンス

なお、「メンテナンス」のフォールトツリーは、保安規定上許 容されない複数の緩和設備を同時に待機除外にするカットセット の組合せをイベントツリー上で評価から除外するために使用する (添付資料 3.1.1.5-3)。

(2) システム信頼性評価手法

システム信頼性解析では、フロントライン系とサポート系についてフォールトツリーを作成し、信頼性評価を行った(添付資料 3.1.1.5-1)。

フォールトツリーの作成に当たっては,対象範囲を示す系統図 を作成するとともに,その範囲内にある機器でモデル化する故障 モードを基事象リストの形で整理した。また,これらの情報に基 づき(1)に示した緩和設備についてフォールトツリーを作成し, 定量化を実施した。システム信頼性評価の例を第3.1.1.5-1図に 示す。また,フォールトツリーの中でモデル化した機器タイプ及 び故障モード一覧を第3.1.1.5-3表に示す。

(3) システム信頼性評価の結果

各緩和設備の代表的なフォールトツリーの評価結果を第3.1.1.5-4表に示す。また,過渡事象における各緩和設備の主要なミニマル カットセットを第3.1.1.5-5(a)表~第3.1.1.5-5(j)表に示す。

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠
 システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠を
 第3.1.1.5-6表に示す(添付資料3.1.1.5-2)。

3.1.1.6 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率,共通要因故障パラメータ,試験又は保守作業による 待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

(1) 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては,機器故障,共通要因故障, 試験による待機除外,保守作業による待機除外,人的過誤 (3.1.1.7項)等があり,それぞれの評価式に基づき非信頼度を 評価した。

(2) 機器故障率

機器故障率は、原則として、NUCIAで公開されている国内 プラントの故障実績(1982年度~2002年度21ヵ年49基データ)を 基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の 推定(平成21年5月公表)」(以下「21ヵ年データ」という。) に記載されているデータを使用する。また、NUCIAで公開さ れている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確 率論的安全評価用の機器故障率の算出(1982年度~1997年度16ヵ 年49基データ改訂版)(平成13年2月),電中研報告P00001, (財)電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている

(添付資料3.1.1.6-1)。

なお、21ヵ年データに記載のない機器の故障率については、類 似性を考慮した工学的判断に基づき、21ヵ年データに記載された 他の機器の故障率を使用した(添付資料3.1.1.6-2,添付資料 3.1.1.6-5)。

上記の機器故障率を使用して以下の評価式により基事象発生確

率を算出した。

状態変更失敗確率

 $Q = Q_{d}$

Q_d:デマンド故障率

又は

 $Q = \lambda_s \times T_s / 2$

λ。: 起動(又は状態変更)失敗率(/時間)

T_s: 平均試験間隔(時間)

機能維持失敗確率

Q = $\lambda_{\rm r} \times T_{\rm m}$

λ_r:機能維持失敗率(/時間)

T_m:使命時間(時間)

(3) 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では, 故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には 期待していない。

- (4) 待機除外確率
 - a. 試験による待機除外確率

本評価でモデル化対象とした緩和設備について,試験による 待機除外のモデル化の要否を検討した。その結果,試験の実施 のために待機中とは異なる系統構成とする場合でも,試験中に 作動要求信号が発信すれば試験状態が自動的に解除されること から,試験による待機除外のモデル化は不要であることを確認 した。

b. 保守作業による待機除外確率

本評価でモデル化対象とした緩和設備の保守作業による待機

除外のモデル化の要否を検討し,モデル化が必要な場合は機器 の平均修復時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を, 次の式により算出した。

 $P_{SYS} = \sum_{i} (\lambda_i \cdot T r_i)$

λ_i: 定期試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常
 発生率(/時間)

Tr_i:機器iの平均修復時間(時間)

ここで、入_iは、NUREG/CR-2815を参考に、対 象機器の異常が検知されれば機器が機能喪失する前に予防保全 として保守作業を実施することを考慮して、定期試験等によっ て異常の発見が可能な機器の故障モードの機器故障率の10倍と している(添付資料3.1.1.6-3)。

(5) 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて多重性を持たせるために用い られる機器については、共通要因故障を考慮する。共通要因故障 同定のフロー図を第3.1.1.6-1図に示す。フロー図に従い、以下 の3つの条件を同時に満たす場合に、共通要因故障を考慮した。

a. 冗長の機能を有する同種機器

b. 起因事象発生前の運転状態が同一

c. 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって,共通要 因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。動的機器の 動的故障モードについては,共通要因故障が発生する可能性が比 較的高いと考えられることから,上記条件を満たすものに対して は共通要因故障を考慮している。また,動的機器の静的故障モー

ド及び静的機器の各故障モードについては,動的機器の動的故障 モードと同程度の故障率であるものに対して共通要因故障を考慮 した。フロー図に従って同定した,同一システム内で共通要因故 障を考慮した機器及び故障モードを第3.1.1.6-1表,システム間 で共通要因故障を考慮した機器及び故障モードを第3.1.1.6-2表 に示す。

なお、本評価では、MGL (Multiple Greek Letter)法を用 いて共通要因故障を考慮した (添付資料3.1.1.6-4)。共通要因 故障パラメータとしては、米国で公開され、あるいはPRAでの 使用実績がある文献等から、妥当と考えられるβ、γファクタを 使用した。本評価で使用した共通要因故障パラメータの一覧を第 3.1.1.6-3表に示す。 3.1.1.7 人的過誤

人的過誤は人間信頼性解析により評価する。人間信頼性解析とは, 炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動(タスク)に対し て,起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確 率を評価するものである。

本作業では,起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象 として,それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し,そ の発生確率を算出した。

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック(NURE G/CR-1278)のTHERP手法(Technique for Human Error Rate Prediction)を使用して評価した。なお、本評価で は過誤回復として、評価対象となる人的過誤の特徴を考慮し、他 の運転員によるバックアップをモデル化している。本評価で同定 した人的過誤及び過誤確率の評価結果の例を第3.1.1.7-1表に示 す(添付資料3.1.1.7-1、添付資料3.1.1.7-4)。

a. 起因事象発生前の人的過誤

起因事象発生前に考慮すべき人的過誤として,試験・保守作業の終了後,対象系統あるいは機器の通常状態への復旧忘れを 考慮した。具体的には,手動弁の開閉忘れ等を評価した(添付 資料3.1.1.7-2,添付資料3.1.1.7-3)。

b. 起因事象発生後の人的過誤

プラントで事故が発生した場合,運転員は所定の運転手順書 に記載されている手順に従って,原子炉を安全に停止させるた めに必要な措置をとる。PRAにおいては,運転員が行う行為

を人的過誤の評価対象とする。具体的には,起因事象発生後の 各人的過誤の評価に対して,認知失敗と操作失敗に分けて評価 している。

(a) 認知失敗

認知失敗では,警報等により異常を検知して適切な運転手順を選択することに失敗することをモデル化する。認知失敗 確率は,THERP手法に基づき,時間信頼性曲線を用いて おり,対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル 等の補正係数を乗じて算出している。なお,時間信頼性曲線 を用いる際に必要な余裕時間は,3.1.1.3項で設定した余裕

(b) 操作失敗

操作失敗では,認知成功後の対応操作に失敗することをモ デル化する。操作失敗確率は,THERP手法に基づき,運 転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮して算出する (添付資料3.1.1.7-5)。 3.1.1.8 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷 頻度を算出するとともに、主要な結果を分析した。

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、計算コードSafety Watcherを用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、 炉心損傷頻度を算出した(添付資料3.1.1.8-1)。

(2) 炉心損傷頻度(点推定値)

事故シーケンスの定量化を行った結果,全炉心損傷頻度は 6.1E-5/炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第3.1.1.8 -1表に示す。また,各事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻 度を第3.1.1.8-2表に,事故シーケンスグループに対する分析結 果を第3.1.1.8-3表に示す(添付資料3.1.1.8-2)。

起因事象別の全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第3.1.1.8-1 図に示す。起因事象別の炉心損傷頻度は、「過渡事象」が71.3% を占める。次いで、「手動停止/サポート系喪失(手動停止)」 が16.5%、「サポート系喪失(直流電源故障)」が8.9%を占め る。また、過渡事象のうち非隔離事象を起因とする炉心損傷頻度 が全炉心損傷頻度の41.8%を占める結果となった。「過渡事象」 の炉心損傷頻度が比較的高い理由は、起因事象発生頻度が高いこ とによるものである。また、「手動停止/サポート系喪失(手動 停止)」及び「サポート系喪失(直流電源故障)」については、 起因事象発生頻度は比較的低いが、その発生により当該区分の緩 和設備が機能喪失することにより、期待できる緩和設備が限定さ れることによるものである。

事故シーケンスグループ別の全炉心損傷頻度に対する寄与割合 を第3.1.1.8-2図に示す。事故シーケンスグループ別の炉心損傷 頻度は「崩壊熱除去機能喪失」が99.8%を占め,支配的となった。 これは,本評価で期待している崩壊熱除去機能を有する設備が残 留熱除去系のみであり,炉心冷却機能に比べて期待できる緩和設 備が少ないことによる。

- (3) 重要度解析,不確実さ解析及び感度解析
 - a. 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため, Fussell-Vesely (FV) 重要度及びRisk Achievement Worth (RAW)を評価した。

○ F V 重要度

対象とする事象の発生確率を0とした場合にリスクがどれ だけ低下するかを示す指標

FV重要度 $\frac{CDF-CDF(A 0)}{CDF}$

- CDF(A=0) :事象Aの発生確率が0の場合の
 全炉心損傷頻度
- CDF : 全炉心損傷頻度

 \bigcirc R A W

対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合にリスク がどれだけ増加するかを示す指標

$$RAW \quad \frac{CDF}{CDF} \quad (A \quad 1)$$

CDF (A=1) : 事象Aの発生確率が1の場合の

全炉心損傷頻度

重要度解析は,起因事象及び緩和系の基事象に対して実施し た。

【起因事象】

起因事象のFV重要度の評価結果を第3.1.1.8-4表に示す。 起因事象のFV重要度は、全炉心損傷頻度に対する寄与割合 と同じであり、過渡事象の「非隔離事象」のFV重要度が最 も高く、4.2E-1となる。次いで、過渡事象の「原子炉緊急停 止系誤動作等」が1.4E-1となる。

起因事象のRAWの評価結果を第3.1.1.8-5表に示す。起 因事象のRAWは,起因事象発生頻度が低いもの,及び条件 付炉心損傷確率が高いものが高くなることから,起因事象発 生頻度が低く,かつ条件付炉心損傷確率が1である「インタ ーフェイスシステムLOCA」のRAWが最も高く,1.6E+4 となる。次いで,サポート系喪失(直流電源故障)の「直流 電源故障(区分I)」,「直流電源故障(区分II)」がそれ ぞれ1.6E+2,1.6E+2となる。

起因事象に対するFV重要度とRAWの相関を第3.1.1.8 -3図に示す。「直流電源故障(区分I)」及び「直流電源 故障(区分Ⅱ)」の起因事象は、FV重要度とRAWがとも に高い結果となった。

【緩和設備の基事象】

緩和設備の基事象(人的過誤の基事象を含む)のFV重要 度の評価結果(上位10位)を第3.1.1.8-6表に示す。緩和設 備の基事象のFV重要度は,「RHR系操作失敗」が6.2E-1 と最も高くなった。また,残留熱除去系,残留熱除去系海水 系,及び非常用DGに関する基事象のFV重要度が高い結果 となった。これらはいずれも残留熱除去系のフロントライン 系又はサポート系の基事象である。全炉心損傷頻度に対する 寄与割合が99%以上を占める事故シーケンスグループが崩壊 熱除去機能喪失(TW/TBW)であることから,崩壊熱除 去機能に影響する基事象が高いFV重要度を示した。

緩和設備の基事象のRAWの評価結果(上位10位)を第 3.1.1.8-7表に示す。緩和設備の基事象のRAWはRHR及 びRHRSの共通要因故障に関する基事象が上位を占める結 果となった。本評価では崩壊熱除去機能として期待している 系統はRHRのみであることから,これらの基事象の発生確 率を1とした場合に崩壊熱除去機能が喪失し炉心損傷に至る ため,RAWが高くなっている。

緩和設備の基事象に対するFV重要度とRAWの相関を第 3.1.1.8-4図に示す。「RHR系操作失敗」及び「RHRS -A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障」の基事象は、F V重要度とRAWがともに高い結果となった。

b. 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度 の5%値,中央値,平均値,及び95%値を評価した。評価結果 を第3.1.1.8-8表及び第3.1.1.8-5図に示す(添付資料

3.1.1.8-3) 。

全炉心損傷頻度の平均値は6.4E-5/炉年となり,点推定値と 概ね一致した。また,全炉心損傷頻度のエラーファクタは3.8 となった。これは,各パラメータの不確実さの影響により, 95%値と5%値の間に14倍の不確実さ幅があることを意味する。

$$E F = \sqrt{\frac{95\%値}{5\%値}}$$

c. 感度解析

(a) プラント固有データの反映

東海第二発電所のプラント固有の運転実績を考慮した起因 事象発生頻度及び機器故障率を①頻度論統計及び②ベイズ統 計により算出し,全炉心損傷頻度を評価した(添付資料 3.1.1.8-4)。

対象とする起因事象は、平成20年度(平成21年3月)末ま でに東海第二発電所で発生経験のある「非隔離事象」、「水 位低下事象」、「原子炉緊急停止系誤動作等」及び「計画外 停止」を選定した。一般パラメータ(平成20年度末までの国 内プラントの実績)を用いた起因事象発生頻度のベースケー スとの比較を第3.1.1.8-9表に示す。

また,対象とする機器故障率は,内部事象出力運転時レベ ル1PRAでモデル化している機器のうち,東海第二発電所 で故障実績があり重要度が比較的高い「電動弁(淡水)作動 失敗(開/閉失敗)」及び「逆止弁開失敗」を選定した。一 般パラメータを用いた機器故障率のベースケースとの比較を 第3.1.1.8-10表に示す。

東海第二発電所のプラント固有の運転実績を考慮した感度 解析結果を第3.1.1.8-11表,第3.1.1.8-6図,及び第 3.1.1.8-7図に示す。全炉心損傷頻度は,頻度論統計の場合 はベースケースの1.6倍である9.8E-5/炉年,ベイズ統計の 場合はベースケースの1.3倍である7.7E-5/炉年となり,共 にベースケースの不確実さの幅の中に収まっていることを確 認した。また,全炉心損傷頻度への寄与割合が大きな事故シ ーケンスグループは、ベースケースと同様,崩壊熱除去機能 喪失となった。以上より,東海第二発電所のプラント固有デ ータを用いて評価した結果について、一般パラメータを用い て評価した場合と同様の傾向を示していることを確認した。

(b) 給復水系のモデル化

本 P R A では 炉 心 冷 却 機 能 及 び 格 納 容 器 除 熱 機 能 と し て 給 復 水 系 に 期 待 し て い な い が , 起 因 事 象 の 発 生 に よ り 原 子 炉 が 隔離 さ れ な い 事 象 の う ち , 継 続 し て 給 復 水 系 が 使 用 可 能 で あ る 以 下 の 起 因 事 象 を 対 象 に , 給 復 水 系 に 期 待 し た 場 合 の 炉 心 損 傷 頻 度 を 評 価 し た 。

- 非隔離事象
- 水位低下事象
- 原子炉緊急停止系誤動作等
- 計画外停止
- 残留熱除去系海水系故障(区分I)
- 残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)

給復水系をモデル化したイベントツリーの例として非隔離 事象のイベントツリーを第3.1.1.8-8図に示す。また,給水

系のモデル化に関する感度解析結果を第3.1.1.8-12表,第 3.1.1.8-9図及び第3.1.1.8-10図に示す。原子炉が隔離さ れない起因事象に対して,給復水系に期待した場合の全炉心 損傷頻度は1.4E-5/炉年となり,ベースケースと比較して 0.23倍となった。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は,給復水系に よる高圧炉心冷却機能に期待することにより,TQUV及び TQUXの炉心損傷頻度が低下し,給復水系による格納容器 除熱機能に期待することにより,TWの炉心損傷頻度が低下 した。なお,全炉心損傷頻度に対する寄与割合については, 「崩壊熱除去機能喪失」が99.0%を占め,ベースケースと同

様に支配的となった。

(4) まとめ

東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル1PRAを実施した。その結果,全炉心損傷頻度の点推定値は6.1E-5/炉年となった。また,不確かさ解析の結果得られた全炉心損傷頻度の平均値は6.4E-5/炉年,エラーファクタは3.8であった。

また, 炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解 析を, 全炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で感度解 析を実施した。

重要度解析においては、FV重要度及びRAWの2つの重要度 指標を用いて起因事象及び緩和設備の基事象の重要度を把握した。 その結果,起因事象では「直流電源故障(区分I)」及び「直流 電源故障(区分II)」,緩和設備では残留熱除去系,残留熱除去 系海水系及び非常用DGの重要度が高いことを確認した。なお,

残留熱除去系の共通要因故障については,代替除熱手段である耐 圧強化ベント系又は格納容器圧力逃がし装置により炉心損傷頻度 の低減が可能である。また,残留熱除去系海水系の共通要因故障 については,緊急用海水系により炉心損傷頻度の低減が可能であ る。さらに,非常用DGの故障については,常設代替高圧電源装 置により炉心損傷頻度の低減が可能である。

感度解析においては,東海第二発電所の運転実績を反映した起 因事象発生頻度及び機器故障率データを用いて全炉心損傷頻度を 評価した。その結果,全炉心損傷頻度はベースケースの不確実さ の幅の中に収まっていることを確認し,一般パラメータを用いて 評価した場合と同様の傾向を示していることを確認した。

PRAの作業 収集すべき情報		トベき情報	主な情報源	
			a)設計情報	 1)原子炉設置変更許可申請書 2)基本図面集(P&ID)
				 3)展開接続図(CWD)
				1) 設備別運転手順書
				2) 起動停止手順書
				3) 定期試験手順書
			 b) 運転・保守管理 情報 	4) 警報処置手順書
		PRA実施に当 たり必要とされ る基本的な情報		5) 故障時運転手順書
				6) 巡視点検手順書
				7) 非常時運転手順書
1.	プラントの構 成・特性の調 査			8) 非常時運転手順書Ⅱ
				9) 非常時運転手順書Ⅲ
				10) 原子炉施設保安規定
				11) 定期事業者検査要領書
				12) アクシデントマネジメントガイド
				13) アクシデントマネジメント故障機器
				復旧手順ガイドライン
				14) 定期試験実施取扱書
				15) 直定例業務・定期機器切替実施取扱
				書
				16) 点検計画
	起因事象の選 定及び発生頻 度の評価	定量化に当たり 必要とされる情 報	過渡事象,外部電 源喪失等に関する 事例	
				 2) 成任PKA報古書 2) 固乙力旋乳蛋糕签细年起
				3) 原丁乃旭改連転自生十報
2.				・FPRI NP-9930 ^{×1}
				5) I OCAの発生
				• NUREG/CR-5750 ^{* 2}
				• NUREG-1829 ^{* 3}

第3.1.1.1-1 表 レベル1 PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源(1/2)

*1 EPRI NP-2230, 「ATWS: A Reappraisal Part3: Frequency of Anticipated Transients」, 1982
 *2 NUREG/CR-5750, 「Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants: 1987-1995」,

1998 X2 NUREC-1920 [Estimating Logs of Coslent Assident (LOCA) Encryptics Through the

X3 NUREG-1829, [Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process], 1999

PRAの作業	PRAの作業 収集すべき情報		主な情報源	
 3. 成功基準の設 定 4. 事故シーケン スの分析 	_	 ・安全系等のシス テム使用条件 ・システムの現実 的な性能 	 1) 上記1の情報源 2) 既往PRA報告書 3) 成功基準に係る報告書 	
 システム信頼 性解析 		対象プラントに即 した機器故障モー ド	 1) 上記1の情報源 2) 下記6,7の情報源 	
6. パラメータの 作成	定量化に当た り必要とされ る情報	対象プラントに即 したデータ	 1)上記1の情報源 2)国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般 機器故障率の推定^{※5} 3)保守作業による待機除外確率 • NUREG/CR-2815^{※6} 4) 共通要因故障パラメータ • NUREG/CR-1205 Rev. 1^{※7} • NUREG/CR-1363 Rev. 1^{※8} • NUREG/CR-4550^{※9} • NUREG/CR-2771^{※11} • SECY-83-293^{※12} • NUREG-0666^{※13} • NUREG/CR-5497^{※14} 	
7. 人間性信頼性 解析		 ・運転員による緩 和操作等 ・各種操作・作業 等に係る体制 	 1) 上記1の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 • NUREG/CR-1278^{**4} 	

第3.1.1.1-1表 レベル1PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源(2/2)

※4 NUREG/CR-1278, 「Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications Final Report」, 1983

※5 2009 年 5 月,有限責任中間法人 日本原子力技術協会

386 NUREG/CR-2815 Rev. 1, 「Probabilistic Safety Analysis Procedures Guide」, 1985

%7 NUREG/CR-1205 Rev. 1, 「Data Summaries of Licensee Event Reports of Pumps at U.S. Commercial Nuclear Power Plants」, 1982

*8 NUREG/CR-1363 Rev. 1, Data Summaries of Licensee Event Reports of Valves at U.S. Commercial Nuclear Power Plants, January 1976 to December 31, 1978, 1982

※9 NUREG/CR-4550, 「Analysis of Core Damage Frequency」,1987

- ※10 NUREG-1150, 「Severe Accident Risks: An Assessment for Five U.S. Nuclear Power Plants」, 1990
- *11 NUREG/CR-2771, Common Cause Fault Rates for Instrumentation and Control Assemblies J, 1983
- *12 SECY-83-293, [Amendments to 10 CFR 50 Related to Anticipated Transients Without Scram (ATWS) Events], 1983
- *13 NUREG-0666, [A Probabilistic Safety Analysis of DC Power Supply Requirements for Nuclear Power Plants], 1981
- ※14 NUREG/CR-5497, 「Common-Cause Failure Parameter Estimations」, 1998

第 3.1.1.1-2 表	PRAで考慮する主な設備

機能及び系統名*1	系統の説明	
原子炉停止機能 *2		
スクラム系 (原子炉緊急停止系,ス クラム排出容器,制御棒 駆動水圧系)	原子炉水位低(レベル3)等の信号により異常を検知して,急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し,原子炉を停止させる。 信号を発する原子炉緊急停止系,スクラム排出容器及び制御棒 駆動水圧系から構成される。	
炉心冷却機能 ^{※3}		
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	原子炉水位異常低下(レベル2)又はドライウェル圧力高の信 号で自動起動し,電動駆動のポンプにより,高圧〜低圧状態の 原子炉に注水する。	
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	原子炉水位異常低下(レベル2)の信号で自動起動し,蒸気タ ービン駆動のポンプにより,原子炉に注水する。	
自動減圧系(ADS)	原子炉水位異常低下(レベル1)及びドライウェル圧力高の信 号により,ADS機能を有する逃がし安全弁を自動開放して原 子炉圧力を低下させる。	
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	原子炉水位異常低下(レベル1)又はドライウェル圧力高の信 号で自動起動し,電動駆動のポンプにより,低圧状態の原子炉 に注水する。	
低圧注水系(LPCI) (残留熱除去系(RH R))	低圧注水系はRHRの機能の1つであり,原子炉水位異常低下 (レベル1)又はドライウェル圧力高の信号で自動起動し,電 動駆動のポンプにより,低圧状態の原子炉に注水する。	
格納容器除熱機能		
残留熱除去系(RHR) (格納容器スプレイ冷却 系/サプレッション・プ ール冷却系)	格納容器スプレイ冷却系はRHRの機能の1つであり,サプレ ッション・プール水をRHRの熱交換器で冷却し,ドライウェ ル内及びサプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格 納容器内の温度,圧力を低減させる。 サプレッション・プール冷却系はRHRの機能の1つであり, サプレッション・プール水をRHRの熱交換器で冷却し,再び サプレッション・チェンバへ戻すことによりサプレッション・ プールの温度を低減させる。	
安全機能のサポート機能		
残留熱除去系海水系 (RHRS) 非常用ディーゼル発電機 海水系(DGSW) 高圧炉心スプレイ系ディ ーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW)	直接海水を供給することで、各々の補機を冷却する。 RHRS:LPCS,RHR 等 DGSW:DG-2C/2D HPCS-DGSW:HPCS,HPCS-DG	
非常用ディーゼル発電機 (DG)	外部電源の喪失等を受けて自動起動し,非常用機器に給電す る。	
直流電源(DC)	RCICやDGの起動,逃がし安全弁の電磁弁や遮断器の開閉 等の非常用機器の制御に用いる。	

※1 外部電源が喪失した場合の復旧及び故障した機器の復旧は考慮していない ※2 全制御棒挿入失敗時のほう酸水注入系については、AM操作を伴うことから原子炉停止機

能として考慮していない

※3 給復水系による注水機能及び除熱機能は考慮していない

系統設備	概要		
判御佐及び知御佐取動水口ズ	原子炉緊急停止系 1 out of 2 ×2の論理回路		
	制御棒本数:185本		
(<i>スクラム</i> 条)	スクラム排出容器:2組		
高圧炉心スプレイ系	電動ポンプ台数:1台		
(HPCS)	ポンプ容量 : 約 1,440t/h		
原子炉隔離時冷却系	タービン駆動ポンプ台数:1台		
(RCIC)	ポンプ容量:約142m ³ /h		
白動端広玄(408)	弁個数:7個		
	弁容量:約360t/h/個(7.76MPa・dにおいて)		
低圧炉心スプレイ系	電動ポンプ台数:1台		
(LPCS)	ポンプ容量 : 約 1,440t/h		
	電動ポンプ台数:3台,熱交換器台数:2台		
	・低圧注水系(LPCI):3系統		
残留熱除去系(RHR)	・格納容器スプレイ冷却系/		
	サプレッション・プール冷却系:2 系統		
	ポンプ容量:約1,690m ³ /h/台		
残留熱除去系海水系	電動ポンプ台数:4台		
(RHRS)	ポンプ容量:約886m ³ /h/台		
	非常用ディーゼル発電機用:2台		
非常用ディーゼル発電機海水系	ポンプ容量:約273m ³ /h/台		
(DGSW)	HPCSディーゼル発電機用:1台		
	ポンプ容量 : 約 233m ³ /h		
	非常用ディーゼル発電機台数:2台		
非常用ディーゼル発電機	定格容量:約6,500kVA/台		
(DG)	HPCSディーゼル発電機台数:1台		
	定格容量:約3,500kVA		
	所内蓄電池:2組		
 直流電源 (DC)	容量:A-約 3,500Ah, B-約 2,500Ah		
	HPCS系用蓄電池:1組		
	容量:約 900Ah		

第3.1.1.1-3表 系統設備概要

	Peach Bottom (WASH-1400)	Peach Bottom (NUREG – 1150)	Grand Gulf (NUREG – 1150)	国内BWR5プラント (共通懇PSAレビュー 検討WG)	東海第二発電所の 起因事象グループ
過渡事	· 過渡事象	 PCS が使用可能でな い過渡事象 PCS が使用可能な過 渡事象 	 PCS が使用可能でない過渡事象 PCS が使用可能な過渡事象 	 MSIV 閉 復水器真空喪失 タービントリップ その他の過渡変化 	 ・隔離事象 ・非隔離事象 ・水位低下事象 ・原子炉緊急停止系誤動作等
象		 ・ 給水喪失 ・ 逃がし安全弁誤開放 ・ 外部電源喪失 	 ・給水喪失 ・逃がし安全弁誤開放 ・外部電源喪失 	 ・給水喪失 ・逃がし安全弁誤開放 ・外部電源喪失 	 ・ 全給水喪失 ・ 逃がし安全弁誤開放 ・ 外部電源喪失^{*3}
世ポート系 (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1)	_	交流電源故障直流電源故障	• 計装用圧縮空気系故障	_	 ・計画外停止^{*4} ・残留熱除去系海水系故障^{*4} ・交流電源故障^{*4,5} ・タービン・サポート系故障^{*5} ・直流電源故障^{*6}
L O C A	 ・ 原子炉圧力容器破損^{*1} ・ 大破断LOCA ・ 中破断LOCA ・ 小破断LOCA 	 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA 極小LOCA^{*2} 	 ・ 大破断LOCA ・ 中破断LOCA ・ 小破断LOCA 	 ・ 大破断LOCA ・ 中破断LOCA ・ 小破断LOCA ・ 小破断LOCA ・ 小 ・ 	 ・ 大破断LOCA ・ 中破断LOCA ・ 小破断LOCA
パ ポ ス イ 容	_	・ インターフェイスシ ステムLOCA	・インターフェイスシス テムLOCA	_	・インターフェイスシステム LOCA

第3.1.1.2-1表 既往のPRAを基に選定した起因事象

※1 原子炉圧力容器破損は、「3.1.1.2(1) c. 評価対象外とした起因事象」に述べる理由により評価対象から除外した。

※2 極小LOCAは、重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さいため通常停止に含まれる。なお、通常停止については「3.1.1.2(1) c. 評価対象外とした起因事 象」に述べる理由により評価対象から除外した。

※3 非常用電源の確保が必要になる等,他の事象とはプラント応答が異なるため、単独の起因事象区分とした。

※4~※6 同じイベントツリーで取り扱える範囲のグループを同じ区分とした。(※4:手動停止/サポート系喪失(手動停止), ※5:サポート系喪失(自動停止), ※6:サポート系喪失(直流電源故障))

3. 1. 1 - 49

第3.1.1.2-2表 原子炉設置変更許可申請書添付書類十及び

EFKINF = 223000 跑囚爭家 C 0 比較相対	ΕΡRΙ	NP - 22	30の起因事象	との比較結果
-------------------------------	------	---------	---------	--------

	東海第二発電所			
	原子炉設置変更許可申請書 添付書類十における 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故	- EPRI NP-2230による過渡事象	事象分類	
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	起動時における制御棒引き抜き	百乙后取刍庐止玄祖動佐竺	
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	出力運転中の制御棒引き抜き	原于炉菜急停止杀缺勤作等	
	百スに冷却は涼暑の如公南生	再循環ポンプ1台トリップ	却田東免計免从	
	原丁が行却材加重の部力後天	再循環流量制御系の誤動作(再循環流量減少)	起囚事家对家外	
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	再循環停止ループ誤起動	起因事象対象外	
		外部電源喪失	从如雪酒南生	
	外部電源喪失	補助電源喪失	外印电你技大	
		復水器真空度喪失	隔離事象	
	給水加熱喪失	給水加熱喪失	北回敵市岛	
	原子炉冷却材流量制御系の誤動作	再循環流量制御系の誤動作(再循環流量増加)	芥 I 開 種 争 家	
		発電機負荷遮断		
		タービントリップ	北阳御古舟	
	A 共 の 声 H	圧力制御装置の故障(蒸気流量減少)	非 腳 雕 争 家	
	頃何の喪失	バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖		
		発電機負荷遮断バイパス弁不作動	theme also for the star	
		タービントリップバイパス弁不作動	隔離 爭家	
		主蒸気隔離弁の閉鎖	四部本在	
重	主蒸気隔離弁の誤閉止	主蒸気隔離弁の部分閉鎖	南離争家	
転		主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	非隔離事象	
の	(A] dial famous - 11 mate	給水制御系の故障(流量増加,出力運転時)		
異	お水 制 御 糸 の 故 障	給水制御系の故障(流量増加,起動・停止時)	非隔離事象	
吊な	国フ尼に上町加ずった座	圧力制御装置の故障(蒸気流量増加)	隔離事象	
咼	原ナゲ圧刀制御糸の故障	タービンバイパス弁誤開放		
度		全給水流量喪失	全給水喪失	
٤ الا	給水法長の今南生	給水または復水ポンプ1台トリップ		
	お 水 派 重 の 主 喪 大	給水制御系の故障(流量減少,出力運転時)	水位低下事象	
		給水制御系の故障(流量減少,起動・停止時)		
		HPCI/HPCSの誤起動	非隔離事象	
		逃がし安全弁誤開放/開固着	逃がし安全弁誤開放	
	_	原子炉保護系故障によるスクラム		
		プラント異常によるスクラム	原子炉緊急停止系誤動作等	
		原子炉保護系計装の故障によるスクラム		
	原子炉冷却材喪失	_	原子炉冷却材喪失	
	原子炉冷却材流量の喪失	全再循環ポンプトリップ	北京部主会	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	再循環ポンプ軸固着	非隔離争家	
設	放射性気体廃棄物処理施設の破損	_	起因事象対象外	
計	主蒸気管破断	_	隔離事象	
基准	燃料集合体の落下	_	起因事象対象外	
事	原子炉冷却材喪失	_	原子炉冷却材喪失	
故	制御棒落下	_	起因事象対象外	
	制御棒落下	_	起因事象対象外	
	原子炉冷却材喪失 (PCV解析)	_	百了后公司社主任	
	可燃性ガスの発生	_	尿丁炉布却材费大	
第3.1.1.2-3表 東海第二発電所における過去のトラブル事象一覧(1/2)

事象発生日	トラブル件名	起因事象
1979/1/26	再循環系ポンプ(A)のフレーム振動上昇と、モータ下部軸受温度上昇 のため再循環系ポンプ(A)が停止。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止*
1979/2/2	再循環系ポンプ(B)の軸受油冷却用配管からの水漏れのため再循環系 ポンプ(B)が停止。調査のため,原子炉手動停止。	通常停止※
1979/7/22	蒸気管の予備計装配管弁のフランジ部分からの蒸気漏れを発見。調査の ため、原子炉手動停止。	通常停止※
1980/4/3	タービン軸受磨耗検出装置の定期試験中,試験用回路のリレーの不具合 により原子炉自動停止。	非隔離事象
1980/9/6	給水流量の変動により給水制御系に誤信号が発生したため,原子炉自動 停止。	水位低下事象
1981/3/25	タービンスピード検出回路の周波数・電圧変換器の不調のため,原子炉 自動停止。	非隔離事象
1981/7/22	タービン主塞止弁作動試験を行っていたが,同弁リミットスイッチの動 作不良による誤信号で主蒸気加減弁が急閉したため,原子炉自動停止。	非隔離事象
1981/8/10	給水管に取り付けられている試験用計装配管の溶接部からの水漏れを発 見。調査のため,原子炉手動停止。	通常停止※
1981/9/12	原子炉ウェル水位計校正作業時,不手際により,原子炉水位検出系に変 動を与えたため,原子炉自動停止。	原子炉緊急停 止系誤動作等
1981/12/13	中間領域核計装の応答不調のため原子炉手動停止。	通常停止*
1981/12/20	タービン組合せ中間弁開閉試験時,制御油圧系の油圧低下により主蒸気 加減弁が急速閉したため,原子炉自動停止。	非隔離事象
1983/1/30	格納容器内ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止*
1983/2/18	落雷により給水制御系の電源系統に異常が発生したため,原子炉水位高 によりタービンが停止し,原子炉自動停止。	非隔離事象
1983/12/26	巡視点検により低圧給水加熱器(2A)への抽気管のドレン系配管フラン ジ部からの漏えいを発見。補修のため原子炉手動停止。	通常停止※
1984/10/4	給水制御系の装置端子部の接触不良のため給水流量が減少し,「原子炉 水位低」により原子炉自動停止。	水位低下事象
1985/7/30	格納容器内床ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止*

※ 本評価では対象外とした。

事象発生日	トラブル件名	起因事象
1990/11/29	床ドレンサンプピットへの流入量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止*
1993/4/3	格納容器冷却器ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止*
1996/8/10	「タービン制御油タンクレベル高/低」警報が発報し,点検の結果ター ビン中間塞止弁付近からタービン制御油の漏えいが認められたため,原 子炉手動停止。	計画外停止
1997/7/12	軽油貯蔵タンク修理に伴う原子炉手動停止。	通常停止*
2000/8/8	送電線への落雷に伴う東海原子力線トリップによる原子炉自動停止。	非隔離事象
2000/12/26	再循環系ポンプ(A)のメカニカルシール点検に伴う原子炉手動停止。	通常停止*
2002/3/31	275kV 系母線トリップに伴う原子炉自動停止。	非隔離事象
2002/4/3	原子炉給水系(B) 点検のため,原子炉手動停止。	通常停止*
2003/3/15	原子炉冷却材再循環系流量制御弁開度検出器取替のため,原子炉手動停止。	通常停止*
2007/3/25	タービン駆動原子炉給水ポンプ(A)の修理のため、原子炉手動停止。	通常停止*

第3.1.1.2-3表 東海第二発電所における過去のトラブル事象一覧(2/2)

※ 本評価では対象外とした。

	起因事象	発生頻度 [/炉年]	ΕF	評価方法
	非隔離事象	1.7E-01	3.0	 ・国内BWR実績データ (平成 21 年 3 月末時点)
	隔離事象	2.7E-02	3.0	・発生件数に対して、総運転炉年 ^{**} より算出
	全給水喪失	1.0E-02	3.0	
過渡事象	水位低下事象	2.7E-02	3.0	
	原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02	3.0	
	逃がし安全弁誤開放	1.0E-03	3.0	 ・発生経験はないため、発生件数 0.5 件として、総運転 炉年^{*1}より算出
外部電源喪失	外部電源喪失	4.2E-03	3. 0	 ・国内BWR実績データ(平成21年3月末時点) ・発生件数に対して,暦年^{*2}より算出
千動信止 /	計画外停止	4.3E-02	3. 0	 ・国内BWR実績データ (平成21年3月末時点) ・発生件数に対して、総運転炉年^{*1}より算出
サポート系喪失	残留熱除去系海水系故障(区分I)	7.2E-04	3.0	・発生経験はないため、発生件数 0.5 件として、総運転
(手動停止)	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)	7.2E-04	3.0	炉年*1より算出(発生頻度は系統あるいは母線当たり)
	交流電源故障(区分 I)	1.5E-04	3.0	
サポート系喪失	交流電源故障(区分Ⅱ)	1.5E-04	3.0	
(自動停止)	タービン・サポート系故障	7.2E-04	3.0	
サポート系喪失	直流電源故障(区分 I)	2.8E-04	3.0	
(直流電源故障)	直流電源故障(区分Ⅱ)	2.8E-04	3.0	
	大破断LOCA	2.0E-05	20.0	 ・発生経験はないため、NUREG/CR-5750^{*3}
LOCA	中破断LOCA	2.0E-04	20.0	及びNUREG-1829 ^{*4} のデータに基づき算出
	小破断LOCA	3.0E-04	10.0	
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	19.6	・システム信頼性解析により,隔離弁等の故障により低 圧設計箇所が破損する頻度として算出

第3.1.1.2-4表 起因事象の発生頻度

※1 国内BWR全32 基の総運転炉年:約488.1 炉年

※2 国内BWR全32 基の営業運転開始からの総年数(暦年):約706.1 炉年

※3 配管の貫通クラックの発生経験から破断に至る確率を評価した文献

※4 設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCA発生頻度を評価した文献

起因	事象*	原子炉停止機能	炉心冷却機能	格納容器除熱機能
 ・過渡事象 ・外部電源喪失 ・サポート系喪失 (白動原止) 	逃がし安全弁 正常作動時	・原子炉緊急停止系 +スクラム排出容器 +制御棒駆動水圧系	 ・HPCS ・RCIC ・手動減圧+LPCS ・手動減圧+1/3LPCI 	·1∕2RHR
 (百動停止) ・サポート系喪失 (直流電源故障) 	逃がし安全弁(1 個) 開固着時	・原子炉緊急停止系 +スクラム排出容器 +制御棒駆動水圧系	• H P C S • L P C S • 1∕3L P C I	·1∕2RHR
 ・手動停止/サポート ズェホ(ご和(ない)) 	逃がし安全弁 正常作動時	_	 ・HPCS ・RCIC ・手動減圧+LPCS ・手動減圧+1/3LPCI 	·1∕2RHR
米喪矢(手動停止)	逃がし安全弁(1 個) 開固着時	_	• HPCS • LPCS • 1/3LPCI	·1∕2RHR
	大破断LOCA	・原子炉緊急停止系 +スクラム排出容器 +制御棒駆動水圧系	• H P C S • L P C S • 1∕3L P C I	·1∕2RHR
·LOCA	中破断LOCA	・原子炉緊急停止系 +スクラム排出容器 +制御棒駆動水圧系	• H P C S • A D S + L P C S • A D S + 1∕3L P C I	·1∕2RHR
	小破断LOCA	・原子炉緊急停止系 +スクラム排出容器 +制御棒駆動水圧系	 • H P C S • R C I C • A D S + L P C S • A D S + 1∕3L P C I 	•1/2RHR

第3.1.1.3-1表 成功基準の一覧

※ インターフェイスシステムLOCAは,設計基準事故対処設備のみでは炉心損傷を防止できないため,直接炉心損傷に至る事象として 整理し,成功基準は設定しない。

 通渡事象
 中破断
 小破断

 系統名
 逃がし安全弁
 逃がし安全弁
 止のCA

 正常動作時
 誤開放時
 LOCA
 LOCA

 LPCS
 1個
 1個
 1個

 1/3LPCI
 1
 1
 1
 1

第3.1.1.3-2表 低圧炉心冷却時の逃がし安全弁の必要弁数

第3.1.1.3-3表 RHRS (A系, B系)の成功基準

機器名	RHRSの成功基準
RHRS ポンプ	1/2
RHRS 熱交換器	1/1

第3.1.1.3-4表 空調機の成功基準

NO. 1. 1. 0 1 X	工啊吸沙漠子
系統名	空調機の成功基準
H P C S	2/2
LPCS	1/1
RHR - A	1/1
RHR-B	1/1
RHR-C	1/1
DG - 2C	2/2
DG – 2D	2/2
HPCS-DG	2/2

事故シーケンス	高圧・低圧注水機能	高圧注水・減圧機能	全交流動力電源喪失	原子炉停止機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	LOCA時注水機能
事象進展	喪失 (TQUV)	喪失 (TQUX)	(長期TB)	(TC)	(TW)	喪失 (AE)
炉心露出	0. 6h	0. 6h	9. 5h	1.4h	23. 6h	0.01h
燃料被覆管破損 (1,000K)	0. 7h	0. 9h	10. 1h	1.6h	24. 5h	0.1h
炉心損傷 (1,500K)	0. 9h	1. 1h	10. 4h	1.8h	24. 8h	0. 2h
炉心溶融 (2,500K)	1.2h	1. 3h	10. 8h	2. 1h	25. 2h	0. 5h
炉心支持板破損	2. 6h	2. 7h	13. 9h	3.9h	31. 5h	1.6h
圧力容器破損	5. 4h	3. 3h	14. 4h	4. 5h	32. 3h	4. 0h
ペデスタル (ドライウェル部) 床貫通	8. 4h	*1	* 1	_ *1	% 1	7. 6h
格納容器最高使用圧力 到達時刻	7.7h	3. 3h	13. 9h	1. 0h ^{⋇₂}	15. 9h ^{* 2}	1. 6h
格納容器破損	15.9h (過圧破損)	3.3h (過温破損)	14.4h (過温破損)	1.4h (過圧破損)	21.4h (過圧破損)	1.6h (過温破損)

第3.1.1.3-5表 MAAPによる事故進展解析結果

※1 24時間以内にペデスタル(ドライウェル部)床貫通せず

※2 格納容器先行破損

3.1.1 - 56

事故シーケンスグループ			事故シーケンスの特徴					
高圧・低圧注水機能喪失	TQUV		事象発生後、高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗					
高圧注水・減圧機能喪失		TQUX	事象発生後、高圧系による炉心冷却に失敗し、かつ原子炉の減圧に失敗					
	ΤВ		全交流動力電源喪失					
		TBU	DG2 台機能喪失, HPCS機能喪失及びRCIC機能喪失					
全交流動力電源喪失		ТВР	DG2 台機能喪失, HPCS機能喪失及び逃がし安全弁再閉失敗によるRCIC機能喪失					
		TBD	直流電源の故障によるDG2台の起動失敗, HPCS機能喪失及びRCIC機能喪失					
		長期TB	非常用ディーゼル発電機2台機能喪失,HPCS機能喪失及び蓄電池枯渇に伴うRCI C機能喪失					
原子炉停止機能喪失		ТС	事象発生後、原子炉停止(未臨界確保)に失敗					
		ΤW	事象発生後、原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗					
崩壊熱除去機能喪失 		TBW	全交流動力電源喪失, HPCSによる炉心冷却は継続しているが, 格納容器からの崩壊 熱除去に失敗					
	LOO	CA	原子炉冷却材喪失の場合において原子炉への注水に失敗					
IocA時沿大地站市生		AE	大破断LOCA後の炉心冷却失敗					
LUCAH在小機能養大		S 1 E	中破断LOCA後の炉心冷却失敗					
		S 2 E	小破断LOCA後の炉心冷却失敗					
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)		ISLOCA	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)					

第3.1.1.4-1表 炉心損傷状態の分類

				フロントライン系 (従属故障の可能性のある系統)										
			原子炉 高圧炉心 停止 冷却		炉心 却	原子炸	戶減圧		低圧炉		格納容器除熱			
			スクラム	HPCS	RCIC	A.	DS TEL	LPCS		LPCI	0	RHR		
		区分 I		_	_	<u>目</u> 町	<u> </u>	0	A		<u> </u>	A	<u> </u>	
	交流電源	区分Ⅱ	_	_	_	_	_	_	-	0	O	_	0	
		区分Ⅲ	-	0	_	_	_	_	-	_		_	_	
		区分 I	—	_	Ø	0	0	0	O	_	_	Ô	—	
	直流電源	区分Ⅱ	—	_	—	0	0	-	—	Ô	0	_	Ô	
		区分Ⅲ	_	0	_	—				_	_		—	
(故	非常用補機 冷却系	RHRS-A	_	-	_	—		0	O	—	1	0	—	
サ 障 ポ系		RHRS-B	_		_	—		I		0	0		O	
統		HPCS-DGSW	_	Ô	—	—	_		—		l		—	
下・系機		HPCSポンプ室	_	0	_	—				—	1	I	—	
器		LPCSポンプ室	_	-	_	—	-	0		—			-	
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	-	_	—	_	_	_	O	_	-	\odot	—	
	穴 調機	LPCI-B(RHR-B)ポンプ室	-	-	_	—	-			\bigcirc	I	I	O	
	工则恢	LPCI-Cポンプ室		_	_		_		—		0		—	
		DG-2C室	-	-	-	-	-	Γ		-	-	-	—	
		DG-2D室	-	_	-	—	-	_		—	—	_	_	
		HPCS-DG室	-	-	_	-		_	-	—		-	—	

第3.1.1.5-1表 フロントライン系とサポート系の依存性

◎ 系統の機能維持に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。

○ 起因事象により必要になるケースがあり、事象によっては系統機能喪失となる。

3.1.1 - 58

			従属故障の可能性のある系統																					
			残留熱 海2	\除去系 水系		交流電源				交流電源	國連設備				直流電源		空調機							
			RI	HRS	区分I	区分Ⅱ	区分Ⅲ		DG			DGSW	1	区分I	区分Ⅱ	区分Ⅲ	HPCS	LPCS	LPCI-A (RHR-A)	LPCI-B (RHR-B)	LPCI-C	DG-2C	DG-2D	HPCS-DG
			A	В				2C	2D	HPCS	A	В	HPCS				ホンフ室	ホンフ室	ポンプ室	ポンプ室	ホンフ室	· 至	主	至
	残留熱除去系	RHRS-A		-	-	-	-	_	-	_	-	-	-	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-	-
	海水杀	RHRS-B	-	\searrow	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	-	-	-
		区分 I	0	-		-	-	—	-	-	0	-	-	\bigtriangleup	-	-	-	0	O	-	-	0	-	-
	交流電源	区分Ⅱ	-	Ô	-	\square	-	-	-	-	-	0	-	-	\bigtriangleup	-	-	-	-	O	0	-	0	-
		区分Ⅲ		-	-	-		-	-	-	-	-	0	-	-	\bigtriangleup	0	-	-	-	-	-	-	0
		DG-2C	0	-	0	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	交流電源 関連設備	DG-2D	-	0	-	0	-	-		_	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		HPCS-DG	-	-	-	-	0	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DGSW-A	-	-	-	-	-	0	-	_		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
故暗		DGSW-B	-	-	-	-	-	-	O	_	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	_	-	-
系统		HPCS- DGSW	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-		-	-	-	0	-	-	-	-	_	-	-
100		区分 I	0	-	-	-	-	0	-	_	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
機器	直流電源	区分Ⅱ	-	0	-	-	-	-	0	_	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
		区分Ⅲ	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-
		HPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
		LPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
	cto 310 k/k	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	-	-	-	-	-	_	-	_	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-
	空調機	LPCI-Cポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	_	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
		DG-2C室	-	-	-	-	-	0	-	_	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-
		DG-2D室	-	-	-	-	-	-	0	_	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
		HPCS-DG室	_	-	-	-	-	-	-	O	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

第3.1.1.5-2表 サポート系同士の依存性

◎: 系統の機能に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。
 ○: 起因事象により必要になるケースがあり、事象によっては系統機能喪失となる。
 △: 故障により、冗長性のある機器等が一部不動作となるため、系統のモデルで考慮する。

3. 1. 1 - 59

機器タイプ	故障モード					
	起動失敗					
電動ポンプ(淡水)	運転継続失敗					
	制御部故障					
	起動失敗					
電動ポンプ(海水)	運転継続失敗					
	制御部故障					
な」でいませいプ	起動失敗					
クービン動小シノ	運転継続失敗					
ディーゼル攻重爆	起動失敗					
ノイシェア光电磁	運転継続失敗					
	起動失敗					
ファン	運転継続失敗					
	制御部故障					
	作動失敗					
	開失敗					
	閉失敗					
雪動 (淡水)	誤開					
电助开(次小)	誤閉					
	閉塞					
	内部リーク					
	制御部故障					
	開失敗					
電動弁(海水)	閉塞					
	制御部故障					
空気に動力	誤閉					
至风作動升	閉塞					
	開失敗					
逆止弁	閉失敗					
	内部リーク					
手動弁	閉塞					
安全弁	誤開					

第3.1.1.5-3表 機器タイプ及び故障モード一覧(1/3)

機器タイプ	故障モード						
真空逃がし弁	作動失敗						
逃がし安全弁	開失敗						
配管(3インチ未満)	閉塞						
劫 大協 四	故障						
然父换奋,	閉塞						
オリフィス	閉塞						
ストレーナ (淡水/オイル)	閉塞等						
ストレーナ (海水)	閉塞等						
フィルタ (淡水)	閉塞等						
	開失敗						
ダンパ	閉塞						
	制御部故障						
 Δ ` / Δ	破損						
	閉塞						
11 1 4	作動失敗						
, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	誤動作						
遅延リレー	作動失敗						
	誤動作						
	開失敗						
遮断器	閉失敗						
	誤開						
リミットスイッチ	作動失敗						
	誤動作						
	開失敗						
スイッチ	閉失敗						
	誤閉						
水位スイッチ	作動失敗						
圧力スイッチ	作動失敗						
	誤動作						
温度スイッチ	誤動作						

第3.1.1.5-3表 機器タイプ及び故障モード一覧(2/3)

機器タイプ	故障モード
 充電器	故障
	給電失敗
動力用変圧器	故陪
制御用変圧器	型以甲
母線	故障
$h \parallel u $	作動失敗
トリックエニット	誤動作
警報設定器	不動作
	作動失敗
流量トランスミッタ	誤高出力
	誤低出力
	作動失敗
水位トランスミッタ	誤高出力
	誤低出力
	作動失敗
圧力トランスミッタ	誤高出力
	誤低出力
	作動失敗
速度検出器	誤高出力
	誤低出力
温度検出器	誤高出力
山枕之市桧出翌	作動失敗
十江〕 术饭山甜	誤低出力
制御器	故障
端子	短絡/地絡
電線	短絡/地絡
ヒューズ	故障

第3.1.1.5-3表 機器タイプ及び故障モード一覧(3/3)

システム (系統)	非信頼度(平均値) [/要求時]	
	過渡事象	小破断LOCA
HPCS	2.5E-03	3.0E-03
RCIC	3.3E-03	6.6E-03
ADS(手動減圧)	3.5E-03	2.9E-06
LPCS	2.0E-03	1.9E-03
L P C I – A	2.2E-03	2.1E-03
LPCI-B	2.2E-03	2.1E-03
L P C I – C	2.1E-03	2.0E-03
R H R – A	2.3E-03	2.3E-03
RHR-B	2.2E-03	2. 2E-03
スクラム系	1.2E-07	1.2E-07

第3.1.1.5-4表 代表的なフォールトツリーの評価結果

第3.1.1.5-5(a)表 スクラム系フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	スクラムコンタクターA/C作動失敗共通要因故障	25
1	スクラムコンタクターB/D作動失敗共通要因故障	25
1	スクラムコンタクターE/G作動失敗共通要因故障	25
1	スクラムコンタクターF/H作動失敗共通要因故障	25

第3.1.1.5-5(b)表 HPCSフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外	10.8
2	HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞	5.2
3	HPCS-DGSWポンプ起動失敗	4.1
4	HPCSメンテナンスによる待機除外	3.9
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3. 3
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ室空調1冷却器入口弁開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ室空調1冷却器出口弁開け忘れ	3. 3
5	HPCSポンプ室空調2冷却器入口弁開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ室空調2冷却器出口弁開け忘れ	3. 3
5	HPCSポンプ/ポンプ室空調冷却器元弁開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSWポンプ出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSW放出ライン隔離弁開け忘れ	3. 3
5	HPCS-DGSW放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSW放出ライン排水弁(放水口C)開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSWエンジンエアクーラ入口弁1開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSWエンジンエアクーラ入口弁2開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSW系統出口隔離弁開け忘れ	3.3
20	HPCSポンプ起動失敗	1.9
20	HPCSポンプ室空調1ファン起動失敗	1.9
20	HPCSポンプ室空調2ファン起動失敗	1.9

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RCICポンプ起動失敗	43.5
2	RCICメンテナンスによる待機除外	28.0
3	RCIC流量制御器故障	4.7
4	RCICポンプ入口弁開け忘れ	2.4
4	RCICバキュームタンク復水ポンプ出口弁開け忘れ	2.4
6	RCICポンプ運転継続失敗	2.0
7	RCICバキュームポンプ起動失敗	1.4
7	RCIC復水ポンプ起動失敗	1.4
9	R C I C 原子炉注入弁閉塞	1.3

第3.1.1.5-5(c)表 RCICフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

第3.1.1.5-5(d)表 ADS (手動減圧) フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	原子炉手動減圧操作失敗	71.4
2	注水不能認知失敗	28.6

	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	18.7
2	RHRS-A海水ストレーナ閉塞	6.4
3	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	4.1
3	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	4.1
3	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	4.1
3	LPCSミニフロー元弁開け忘れ	4.1
3	RHRS-A熱交換器入口弁開け忘れ	4.1
3	RHRS-A熱交換器出口弁開け忘れ	4.1
3	RHRS-A放出ライン隔離弁開け忘れ	4.1
3	RHRS-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	4.1
3	LPCSポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	4.1
3	LPCSポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	4.1
13	L P C S ・ L P C I - A 共通起動信号故障+低圧系起動操作失敗	3.4
14	LPCSメンテナンスによる待機除外	3.0
15	LPCSポンプ起動失敗	2.3
15	LPCSポンプ室空調ファン起動失敗	2.3
17	LPCS注入弁閉塞	2.1
18	LPCS保修用隔離弁閉塞	1.8
19	RHRS-A流量制御弁開失敗	1.4
19	RHRS-A流量制御弁閉塞	1.4

第3.1.1.5-5(e)表 LPCSフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	17.2
2	RHRS-A海水ストレーナ閉塞	5.9
3	RHR-Aメンテナンスによる待機除外	5.4
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ出口手動弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Aミニフローライン手動弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.8
4	RHRS-A熱交換器A入口弁開け忘れ	3.8
4	RHRS-A熱交換器A出口弁開け忘れ	3.8
4	RHRS-A放出ライン隔離弁開け忘れ	3.8
4	RHRS-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.8
15	L P C S ・ L P C I - A 共通起動信号故障+低圧系起動操作失敗	3.1
16	RHR-Aポンプ起動失敗	2.1
16	RHR-Aポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	RHRーAインジェクション弁閉塞	1.9
19	RHR-Aインジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	RHRS-A流量制御弁開失敗	1.3
20	RHRS-A流量制御弁閉塞	1.3

第3.1.1.5-5(f)表 LPCI-Aフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	RHRS-Bメンテナンスによる待機除外	17.2
2	RHRS-B海水ストレーナ閉塞	5.9
3	RHR-Bメンテナンスによる待機除外	5.4
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.8
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.8
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Bポンプ出口手動弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Bミニフローライン手動弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Bポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Bポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.8
4	RHRS-B熱交換器入口弁開け忘れ	3.8
4	RHRS-B熱交換器出口弁開け忘れ	3.8
4	RHRS-B放出ライン隔離弁開け忘れ	3.8
4	RHRS-B放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.8
15	LPCI-B・LPCI-C共通起動信号故障+低圧系起動操作	3.1
10	失敗	
16	RHR-Bポンプ起動失敗	2.1
16	RHR-Bポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	RHR-Bインジェクション弁閉塞	1.9
19	RHR-Bインジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	RHRS-B流量制御弁開失敗	1.3
20	RHRS-B流量制御弁閉塞	1.3

第3.1.1.5-5(g)表 LPCI-Bフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	RHRS-Bメンテナンスによる待機除外	17.8
2	RHRS-B海水ストレーナ閉塞	6.1
3	RHR-Cポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.9
3	RHR-Cポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.9
3	RHR-Cポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.9
3	RHR-Cポンプ出口手動弁開け忘れ	3.9
3	RHR-Cミニフローライン手動弁開け忘れ	3.9
3	RHR-Cポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.9
3	RHR-Cポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.9
3	RHRS-B熱交換器入口弁開け忘れ	3.9
3	RHRS-B熱交換器出口弁開け忘れ	3.9
3	RHRS-B放出ライン隔離弁開け忘れ	3.9
3	RHRS-B放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.9
14	L P C I - B ・ L P C I - C 共通起動信号故障+低圧系起動操作	3.2
14	失敗	
15	RHR-Cメンテナンスによる待機除外	2.5
16	RHR-Cポンプ起動失敗	2.2
16	RHR-Cポンプ室空調ファン起動失敗	2.2
18	RHR-Cインジェクション弁閉塞	2.0
19	RHR-Cインジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	RHRS-B流量制御弁開失敗	1.3
20	RHRS-B流量制御弁閉塞	1.3

第3.1.1.5-5(h)表 LPCI-Cフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	16.6
2	RHRS-A海水ストレーナ閉塞	5.6
3	RHR-Aメンテナンスによる待機除外	5.2
4	RHR系操作失敗	4.8
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ出口手動弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aミニフローライン手動弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.6
5	RHRS-A熱交換器A入口弁開け忘れ	3.6
5	RHRS-A熱交換器A出口弁開け忘れ	3.6
5	RHRS-A放出ライン隔離弁開け忘れ	3.6
5	RHRS-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.6
16	RHR-Aポンプ起動失敗	2.0
16	RHR-Aポンプ室空調ファン起動失敗	2.0
18	RHRS-A流量制御弁開失敗	1.3
18	RHRS-A流量制御弁閉塞	1.3
20	RHR-Aポンプ運転継続失敗	1.2

第3.1.1.5-5(i)表 RHR-Aフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	RHRS-Bメンテナンスによる待機除外	16.8
2	RHRS-B海水ストレーナ閉塞	5.7
3	RHR-Bメンテナンスによる待機除外	5.3
4	RHR系操作失敗	4.9
5	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3. 7
5	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.7
5	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3. 7
5	RHR-Bポンプ出口手動弁開け忘れ	3. 7
5	RHR-Bミニフローライン手動弁開け忘れ	3. 7
5	RHR-Bポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3. 7
5	RHR-Bポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.7
5	RHRS-B熱交換器入口弁開け忘れ	3. 7
5	RHRS-B熱交換器出口弁開け忘れ	3. 7
5	RHRS-B放出ライン隔離弁開け忘れ	3. 7
5	RHRS-B放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3. 7
16	RHR-Bポンプ起動失敗	2.1
16	RHR-Bポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	RHRS-B流量制御弁開失敗	1.3
18	RHRS-B流量制御弁閉塞	1.3
20	RHR-Bポンプ運転継続失敗	1.2

第3.1.1.5-5(j)表 RHR-Bフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

項目	内容	非信頼度 (1/d)	エラーファクタ	設定根拠
イベントツリー ヘディング 「圧力制御」	逃がし安全弁開放失敗の分岐で設定	1. 0E-20	13. 3	逃がし安全弁は全部で18個あり、それぞれが逃がし弁機能と安全弁機能を有しているため、この機能喪失確率は非常に小さく、他の機能の喪失確率に比べて無視できる。このため、分岐確率として1.0E-20を適用する。なお、エラーファクタについては逃がし安全弁の開失敗確率 (デマンド)のEF値13.3を用いる。
	ATWS時の逃がし安全弁開放失敗の分岐で 設定	4.9E-03	13. 3	ATWS時には,原子炉圧力が急激に上昇するため,全弁が開放する必要があるとして,1個 当たりの開失敗確率(2.7E-4/d,EF13.3)に全弁数18個を乗じた。
	逃がし安全弁再閉鎖失敗の分岐で設定	5. 2E-03	13. 2	保守的に全逃がし安全弁が開放後,逃がし安全弁1個以上が再閉鎖失敗する確率とした。1個 当たりの閉失敗確率(2.9E-4/d, EF 13.2)に全弁数18個を乗じた。
フォールトツリー 「スクラム系」	制御棒挿入失敗に係る基事象			

第3.1.1.5-6表 システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

系統	機器タイプ	故障モード
	機器タイプ ポンプ 逆止弁 ダンパ 検出器 トリップ設定器 リレー (スクラムコンタク タ)	起動失敗
RHRS		運転継続失敗
	逆止弁	開失敗
DG室空調	ダンパ	開失敗
下ででのお動信号	検出器	作動失敗
とししろ起動治方	トリップ設定器	作動失敗
DDS	リレー (スクラムコンタク	化動生母
KF S	タ)	作對大敗

第3.1.1.6-1表 同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード
下CCS却動信里	検出器	作動失敗
とししら起動信号	トリップ設定器	作動失敗
	機器タイプ 作動 検出器 作動 トリップ設定器 作動 ポンプ 起動 ブアン 起動 運転ぶ 7 プアン 起動 第(手動弁は除く) 開失) ポンプ 起動 第(手動弁は除く) 開失) 第(手動弁は除く) 開失) 第(手動弁は除く) 開生) オンプ 運転ぶ 第(手動弁は除く) 開生) プアン 超動 運転ぶ ポンプ ファン 超動 運転ぶ ポンプ 東常用ディーゼル発電機 運転ぶ ポンプ 超動 ブアン 運転ぶ ポンプ 超動 ブアン 運転ぶ 第(手動弁は除く) 開失 ストレーナ 開塞 ポンプ 運転ぶ 第(手動弁は除く) 開失 ストレーナ 開塞 ポンプ 運転ぶ 第 (手動弁は除く) 第 ポンプ 運転ぶ ホーナ 第 北レーナ 第 第 ストレーナ 調塞 ストレーナ 調塞 ストレーナ 調塞 ストレーナ 調塞 ストレーナ 調率	起動失敗
		運転継続失敗
LPCI-A/B/C	77)	起動失敗
$(RHR - A \neq B)$		運転継続失敗
RHRS−A∕B	☆ (手動会け除く)	開失敗
		閉失敗
RHRS−A∕B	ポンプ	起動失敗
		運転継続失敗
	弁(手動弁は除く)	開失敗
	ストレーナ	閉塞(内部破損含む)
	非労田ディーゼル惑電機	起動失敗
	が市用ノイ**ビル光电磁	運転継続失敗
	ポンプ	起動失敗
交流電源(区分Ⅰ, Ⅱ)		運転継続失敗
(DG - 2C / 2D)	771	起動失敗
		運転継続失敗
	弁(手動弁は除く)	開失敗
	ストレーナ	閉塞(内部破損含む)
	787.00	起動失敗
DGSW-A/B		運転継続失敗
	ストレーナ	閉塞(内部破損含む)
直流電源(区分 I , II)	蓄電池	

第3.1.1.6-2表 システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

機器タイプ	β ファクタ ^{*1}	γ ファクタ ^{※2}	備考
ポンプ,ファン	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁, ダンパ	0.130	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
DG	0.021	_	NUREG-1150
検出器、トリップ設定器	0.082	_	NUREG/CR-2771
リレー(スクラムコンタクタ)	0.050	_	SECY-83-293
蓄電池	0.008	_	NUREG-0666
ストレーナ	0.133	—	NUREG/CR-5497

第3.1.1.6-3表 共通要因故障パラメータの一覧

※1 多重故障(2重以上)が発生する確率

※2 多重故障が発生した場合、それが3重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550に基づきγファクタを算出

	人的過誤	過誤確率 (平均値) [/d]	エラーファク
		0.00.05	~
	弁の開け忘れ・閉め忘れ 	8.3E-05	4.8
起因事象 発生前	DG試験時ガバナ操作後の復旧失 敗	3.9E-03	6.8
	弁の通常状態への復旧失敗(ISLOCA)	2.0E-03	3.5
	原子炉水位制御操作失敗	2.5E-03	6.5
	水源切替操作失敗 (CST→サプレッション・チェ ンバ,大中LOCA以外)	2.5E-03	6.5
	水源切替操作失敗 (CST→サプレッション・チェ ンバ,中LOCA)	1.8E-01	6.7
	注水不能認知失敗 (大中LOCA以外)	1.0E-03	13.8
起因事象	注水不能認知失敗 (大中LOCA)	4.0E-01	5.0
発生後	高圧注水系起動操作失敗	2.5E-03	3.0
	原子炉手動減圧失敗 (LOCA以外)	1.9E-01	3.5
	原子炉手動減圧失敗(LOCA)	2.5E-03	6.5
	低圧注水系起動操作失敗	1.9E-01	3.5
	RHR系操作失敗	1.1E-04	35.6
	DG燃料油補給操作失敗	1.1E-04	35.6

第3.1.1.7-1表 人的過誤確率の評価結果

	起因事象		起因事象 発生頻度 (/炉年)	条件付 炉心損傷確率 (CCDP)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
	非隔離事象	1.7E-01	1.5E-04	2.5E-05	41.8	
	隔離事象		2.7E-02	1.5E-04	4.0E-06	6.6
温速重色	全給水喪失		1.0E-02	1.5E-04	1.5E-06	2.5
迥 () 争家	水位低下事象		2.7E-02	1.5E-04	4.0E-06	6.6
	原子炉緊急停止系誤動作等		5.5E-02	1.5E-04	8.2E-06	13.5
	逃がし安全弁誤開放	1.0E-03	1.5E-04	1.5E-07	0.2	
外部電源喪失	外部電源喪失		4.2E-03	3.6E-04	1.5E-06	2.5
手動停止/サポート系喪失 (手動停止) サポート系喪失	計画外停止	4.3E-02	1.5E-04	6.4E-06	10.6	
	残留熱除去系海水系故障	区分 I	7.2E-04	2.2E-03	1.6E-06	2.7
		区分Ⅱ	7.2E-04	2.3E-03	1.6E-06	2.7
	六法承派投降	区分 I	1.5E-04	2.3E-03	3.4E-07	0.6
サポート系喪失	────父流竜源故障	区分Ⅱ	1.5E-04	2.3E-03	3.4E-07	0.6
(自動停止)	タービン・サポート系故障	座囚事家 発生頻度 ($\angle / \bar{p} \mp$) 炉心損傷確率 ($C O P$) // $(/ \bar{p} \mp$) 非隔離事象 1.7E-01 1.5E-04 2.5E-05 隔離事象 2.7E-02 1.5E-04 4.0E-06 全給水喪失 1.0E-02 1.5E-04 4.0E-06 水位低下事象 2.7E-02 1.5E-04 4.0E-06 原子炉緊急停止系誤動作等 5.5E-02 1.5E-04 8.2E-06 逃がし安全弁誤開放 1.0E-03 1.5E-04 1.5E-07 外部電源喪失 4.2E-03 3.6E-04 1.5E-07 外部電源喪失 4.2E-03 3.6E-04 1.5E-06 計画外停止 4.2E-03 3.6E-04 1.5E-06 費留熱除去系海水系故障 区分I 7.2E-04 2.2E-03 1.6E-06 反流電源故障 区分I 1.5E-04 2.3E-03 3.4E-07 反流電源故障 区分I 1.5E-04 2.3E-03 3.4E-07 クービン・サポート系故障 7.2E-04 1.5E-04 1.1E-07 1.5E-04 夏公II 2.8E-04 9.6E-03 2.7E-06 1.5E-04 直流電源故障 区分I 2.8E-04 9.6E-03 2.7E-06 支破断LOCA 2.0E-05 1.5E-04 3.0E-09 <t< td=""><td>0.2</td></t<>	0.2			
サポート系喪失	古法雷酒投降	区分 I	2.8E-04	9.6E-03	2.7E-06	4.4
(直流電源故障)	且	かし安主井浜田放1.0E-031.3E-041.5E-070.2部電源喪失4.2E-033.6E-041.5E-062.5画外停止4.3E-021.5E-046.4E-0610.6留熱除去系海水系故障区分 I7.2E-042.2E-031.6E-062.7液電源故障区分 I1.5E-042.3E-033.4E-070.6一ビン・サポート系故障万.2E-042.3E-033.4E-070.6一ビン・サポート系故障7.2E-041.5E-041.5E-041.1E-070.2流電源故障区分 I2.8E-049.6E-032.7E-064.4反分 II2.8E-049.6E-032.7E-064.4破断 L O C A2.0E-051.5E-043.0E-09<0.1%	4.4			
	大破断LOCA	·	2.0E-05	1.5E-04	3.0E-09	< 0.1%
LOCA	中破断LOCA		2.0E-04	1.5E-04	3.0E-08	< 0.1%
	小破断LOCA		3.0E-04	1.5E-04	4.5E-08	< 0.1%
格納容器バイパス	インターフェイスシステムL	O C A	4.8E-10	1.0E+00	4.8E-10	< 0.1%
					6.1E-05	100%

第3.1.1.8-1表 起因事象別炉心損傷頻度

事故シーケンスグルー	ープ	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
高圧・低圧注水機能喪失	TQUV	3.5E-09	< 0.1
高圧注水・減圧機能喪失	TQUX	2.0E-08	< 0.1
	長期TB	7.7E-08	0.1
令态流動力電源重生	ΤBU	2.1E-08	< 0.1
主父机動力电你衣大	ーケンスグループ炉心損傷頻度 (/炉年)喪失TQUV3.5E-09喪失TQUX2.0E-08喪失TQUX2.0E-08長期TB7.7E-08TBU2.1E-08TBP5.3E-10TBD6.0E-12TBD6.0E-12TW5.6E-05TBW4.8E-06TC2.5E-08AE1.4E-12S1E2.0E-11S2E1.6E-13システムISLOCA4.8E-10合計6.1E-05	< 0.1	
	ΤΒD	6.0E-12	< 0. 1
崩撞執险土继能重生	ΤW	5.6E-05	91.9
用委然际厶版祀氏入	ΤBW	4.8E-06	7.9
原子炉停止機能喪失	ТС	2.5E-08	< 0.1
	ΑE	1.4E-12	< 0.1
LOCA時注水機能喪失	S 1 E	2.0E-11	< 0.1
	S 2 E	1.6E-13	< 0.1
格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	ISLOCA	4.8E-10	< 0.1
合計	·	6.1E-05	100.0

第3.1.1.8-2表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

第3.1.1.8-3表 事故シーケンスグループの分析結果(1/8)

	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
				①外部電源喪失 +HPCS-DG運転継続失敗 +DG-2C運転継続失敗 +RHRS-Bメンテナンスによる待機除外	8. 2E-12	2.6
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	3.2E-10	9.0	 ②外部電源喪失 +HPCS - DG運転継続失敗 +DG - 2 C起勤失敗 +RHRS - Bメンテナンスによる待機除外 	5.5E-12	1.8
				 ②外部電源喪失 +HPCS - DG起動失敗 +DG - 2 C運転継続失敗 +RHRS-Bメンテナンスによる待機除外 	5.5E-12	1.8
	過渡事象 + 逃がし安全非再閉鎖失敗 + 高圧炉心浩却失敗 + 低圧炉心治却失敗			 ①述がし安全弁誤開放 + H P C S 入口逆止弁 (S / P 側) 開失敗 + R H R S - A / B海水トレーナ閉塞共通原因故障 	5.7E-12	2.9
		2.0E-10	5.7	 ②非隔離事象 +透がし安全邦再閉鎖失敗 +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	5.1E-12	2.6
				 ③述がし安全弁誤開放 + H P C S - D G S Wメンテナンスによる待機除外 + R H R S - A / B海水トレーナ閉塞共通原因故障 	4.7E-12	2.3
	平動停止/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		12. 0	 ①交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S Wメンテナンスによる待機除外 + R H R S - Bメンテナンスによる待機除外 	1.5E-11	3.6
高圧·低圧注水機能喪失		4.2E-10		 ②交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S W海水ストレーナ閉塞 + R H R S - Bメンテナンスによる待機除外 	7.3E-12	1.7
				 ③交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S W ボンブ起動失敗 + R H R S - B メンテナンスによる待機除外 	5.7E-12	1.4
	手動停止/サポート系喪失(手動停止) +透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	4. 3E-11	1. 2	 ①計画外停止 +透がし安全邦再閉鎖失敗 +HPCS人口逆止弁(S/P側)開失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	1.3E-12	3.0
				 ②計画外停止 +述がし安全邦再閉鎖失敗 +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	1.0E-12	2.4
				 ③計画外停止 +透がし安全邦再閉鎖失敗 +HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞 +RHRS-A/B海ホストレーナ閉塞共通原因故障 	5.0E-13	1.2
				①直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + R H R S - B メンテナンスによる待機除外	2.4E-10	9.6
	サポート系喪失(自動停止) +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	2.5E-09	71.2	 ②直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗 + R H R S - B メンテナンスによる待機除外 	1.6E-10	6.5
				③直流電源故障(区分I) +HPCS-DGメンテナンスによる待機除外 +RHRS-Bメンテナンスによる待機除外	1.0E-10	4.2
				 ① 直流電源故障(区分 I) + 透がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S − D G 運転継続失敗 + R H R S − B メンテナンスによる待機除外 	1.3E-12	4.2
	サポート系喪失(自動停止) +逃がし安全弁再閉鎖失敗	2 0F-11	0.9	 ① 直流電源故障(区分Ⅱ) +透がし安全弁再開頻失敗 + H P C S - D G 運転継続失敗 + R H R S - Aメンテナンスによる待機除外 	1.3E-12	4.2
	+ 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	3. 0E-11		 ③直流電源故障(区分I) +透がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-DG起動失敗 +HPCS-DG起動失敗 +RHRS-Bメンテナンスによる待機除外 	8.5E-13	2.8
				 ③ 直流電源故障(区分Ⅱ) → 透がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S − D G 起勤失敗 + R H R S − A メンテナンスによる待機除外 	8.5E-13	2.8

	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
				①非隔離事象 +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉手動減圧失敗	1.7E-10	1.8
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	9.4E-09	46. 5	 ②非隔離事象 +HPCS - DGSWストレーナ閉塞 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉手動減圧失敗 	8.1E-11	0.9
				③非隔離事象 +HPCS - DGSWメンテナンスによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +注水不能認知失敗	6.7E-11	0.7
	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	2.6E-09	12.6	 ①交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S Wメンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗 	1.0E-10	3.9
				 ②交流電源故障(区分I) + H P C S - D G S W海水ストレーナ閉塞 + 原子炉手動減圧失敗 	4.8E-11	1.9
				 ③計画外停止 +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +RCICポンプ起動失敗 +原子炉手動減圧失敗 	4.3E-11	1.7
		8. 3E-09	40. 9	 ① 直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 運転継続失敗 + 原子炉手動減圧失敗 	1.6E-09	19.0
	 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 			 ②直流電源故障(区分I) + H P C S - D G 起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗 	1.1E-09	12.9
				 ③直流電源故障(区分I) + H P C S - D Gメンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗 	6.8E-10	8.2

第3.1.1.8-3表 事故シーケンスグループの分析結果(2/8)

第3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (3/8)

	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
				①外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞	4.8E-08	84.1
外++- サ(+++ 外++ サ「+++ 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 (考示)))	5.7E-08	57.6	②外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク破損	3.2E-09	5.6
	(管地池旧构及RUIU停止)			③外部電源喪失 +DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 +HPCS-DG運転継続失敗	4.6E-10	0.8
				 ①直流電源故障(区分Ⅱ) +軽油貯蔵タンク閉塞 	3.2E-09	15.6
	サポート系喪失(直流電源故障) (外部電源喪失)	2.05.09	20.7	②直流電源故障(区分Ⅱ) + DG-2C運転継続失敗 + H P C S - D G 運転継続失敗	1.4E-09	7.1
	+ H P C S 失敗 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	2.02-08	20. 1	 ③直流電源故障(区分Ⅱ) + DG-2C運転継続失敗 + HPCS-DG起動失敗 	9.8E-10	4.8
				 ③直流電源故障(区分Ⅱ) + DG - 2 C起動失敗 + H P C S - D G 運転継続失敗 	9.8E-10	4.8
				①外部電源喪失 + 蓄電池 − A / B 給電失敗共通原因故障 + H P C S − D G 運転継続失敗	1.6E-12	26.5
	外部電源喪失 + 直流電源失敗 + H P C S 失敗	6.0E-12	< 0.1	②外部電源喪失 + 蓄電池−A/B給電失敗共通原因故障 + H P C S − D G 起動失敗	1.1E-12	18.0
				 ③外部電源喪失 + 蓄電池 - A / B 給電失敗共通原因故障 + H P C S - D G メンテナンスによる待機除外 	6.8E-13	11.5
全交流動力電源	外部電源喪失 + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	0. 2	 ①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C ポンプ起動失敗 	7.1E-11	35.5
				 ②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C メンテナンスによる待機除外 	4.6E-11	22.8
				 ③外部電源喪失 +軽油貯蔵クンク閉塞 + R C I C 流量制御器故障 	7.7E-12	3. 8
喪失		2. 1E-08	20. 9	 ①直流電源故障(区分I) +軽油貯蔵タンク閉塞 	3.2E-09	15.5
	サポート系喪失(直流電源故障) (外部電源喪失)			 ②直流電源故障(区分I) +DG-2D運転継続失敗 +HPCS-DG運転継続失敗 	1.4E-09	7.0
	+DG 矢敗 +高圧炉心冷却失敗			 ③追流電源改庫(区分1) +DG-2D運転継続失敗 +HPCS-DG起動失敗 	9.8E-10	4.7
				 ③直流電源故障(区分Ⅰ) +DG-2D起動失敗 +HPCS-DG運転継続失敗 	9.8E-10	4.7
			0. 3	 ①外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク閉塞 +迷がし安全弁再閉鎖失敗 	2.5E-10	83.6
	外部電源喪失 +DG失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS生助	3.0E-10		 ②外部電源喪失 +軽油貯蔵タンク破損 +逐がし安全弁再閉鎖失敗 	1.7E-11	5.6
				③外前電源長矢 +DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 +述がし安全弁再閉鎖失敗 +HPCS-DG運転継続失敗	2.4E-12	0.8
				 ①直流電源故障(区分I) +軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	1.7E-11	7.4
	サポート系喪失(直流電源故障)			 ①直流電源故障(区分Ⅱ) +軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	1.7E-11	7.4
	 (가師电病喪失) + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗 	2.3E-10	0. 2	 ③直流電源故障(区分1) +DG-2D運転継続失敗 +述がし安全,并開銷失敗 +HPCS-DG運転継続失敗 	7.6E-12	3. 4
				 ③ 直流電源故障(区分Ⅱ) + DG - 2 C 運転継続失敗 + 造がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S - D G 運転継続失敗 	7.6E-12	3.4

	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
過 過 湯 第 #				①非隔離事象+ R H R 系操作失敗	1.9E-05	42.6
	温波事象			②原子炉緊急停止系誤動作等 + R H R 系操作失敗	上位3位) 炉心損傷頻度 客長割 1.9E-05 42. 6.0E-06 13. 2.9E-06 6.8 1.1E-07 29. 9.7E-08 25. 共通原因故障 1.7E-08 4.6 4.7E-06 47. 共通原因故障 7.4E-07 2.7 除外 2.7E-07 2.7 除外 1.4E-09 2.7 除外 1.0E-07 6.5 除外 1.0E-07 6.5 除外 3.0E-10 1.5 強原因故障<	13.8
	+ RHR失敗	4.4E-05	72.0	③隔離事象 + R H R 系操作失敗	2.9E-06	6.8
〕				③水位低下事象 + R H R 系操作失敗	2.9E-06	6.8
				 ①逃がし安全弁誤開放 + R H R 系操作失敗 	1.1E-07	29.1
	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗	3.8E-07	0.6	 ②非隔離事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 系操作失敗 	主要なカットセット(上位3位) 炉心借儀照度 (/) 炉中) 1 説 1.9E-05 1 読数 2.9E-06 1 読数 2.9E-06 1 読数 1.1E-07 1 開数 1.1E-07 1 開数 9.7E-08 1 開数 1.7E-08 1 「数 4.7E-06 1 「数 2.7E-07 1 「本素な障(CS)1) 2.7E-07 1 「本素な障(CS)1) 2.7E-07 1 「方着木ストレーナ閉塞共通原因故障 3.9E-09 1 「「新葉太敵障(CS)1) 1.4E-09 1 シンプナンスによる特機除外 1.0E-07 1 「「「「」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」	25.7
過+ チ+ チ+ サ+ サ++ 小+ 中+ 大				③逃がし安全弁誤開放 + R H R S - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-08	4.6
				①計画外停止 + R H R 系操作失敗	4.7E-06	47.2
	手動停止/サポート系喪失(手動停止)	0.05.06	16 4	②計画外停止 + R H R S - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.4E-07	7.4
	+ R H R 失敗	9.9E-06	16.4	③残留熱除去系海水系故障(区分I) + R H R S - Bメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	2.7
				③残留熟除去系海水系故障(区分Ⅱ) + R H R S – A メンテナンスによる待機除外	2.7E-07	2.7
			< 0.1	 ①計画外停止 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 系操作失敗 	2.5E-08	47.2
崩壊熱除去機能喪失	手動停止/サポート系喪失(手動停止)	5. 2E-08		 ②計画外停止 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R S - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	3.9E-09	7.4
	+ 透がし女主弁仲国駒大取 + R H R 失敗			 ③残留熱除去系海水系故障(区分I) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R S - Bメンテナンスによる待機除外 	1.4E-09	2.7
				③残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	1.4E-09	2.7
			e^{-0} $e^$	① 直流電源故障(区分I) + R H R S - B メンテナンスによる待機除外	1.0E-07	6.1
失	サポート系喪失 (自動停止) + R H R 失敗	1.7E-06		1.0E-07	6.1	
崩壞熱除去機能喪失				③交流電源故障(区分Ⅱ) + R H R S - A メンテナンスによる待機除外	5.7E-08	3. 3
		8.9E-09	< 0. 1	①直流電源故障(区分I) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R S - Bメンテナンスによる待機除外	5.4E-10	6.1
	サポート系喪失(自動停止) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗			①直流電源故障(区分Ⅱ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	5.4E-10	6.1
				③交流電源故障(区分Ⅱ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	3.0E-10	3. 3
				①小破断LOCA + R H R 系操作失敗	3.3E-08	73.6
	小破断LOCA + RHR失敗	4.5E-08	< 0.1	 ②小破断LOCA + R H R S - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	5.2E-09	11.6
				③小破断LOCA +RHRS-A/B流量調整弁開失敗共通原因故障	1.1E-09	2.4
				①中破断LOCA + R H R 系操作失敗	2.2E-08	73.6
	中破断LOCA +RHR失敗	3.0E-08	< 0.1	 ①中破断LOCA + R H R S - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	3.4E-09	11.6
				①中破断LOCA +RHRS-A/B流量調整弁開失敗共通原因故障	7.2E-10	2.4
				 ①大破断LOCA + RHR系操作失敗 	2.2E-09	73.6
	大破断LOCA +RHR失敗	3.0E-09	< 0.1	②大破断LOCA +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.4E-10	11.6
崩壊熟除去機能喪失				③大破断LOCA + RHRS-A/B流量調整弁開失敗共通原因故障	7.2E-11	2.4

第3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果(4/8)

	第 3.1.1.8-3 表	事故シーケンスグループの分析結果(5/8)
--	---------------	----------------------	---

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
	外部電源喪失 + D G 失敗 (H P C S 成功)	6. 9E-07	1. 1	①外部電源喪失 + D G − 2 C / 2 D運転継続失敗共通原因故障	2.0E-07	28.8
				②外部電源喪失 + D G - 2 C / 2 D 起動失敗共通原因故障	1.3E-07	19.4
				③外部電源喪失 +DGSW-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.2E-08	10.4
	外部電源喪失 + D G 失敗 + 述が L 安全弁再閉鎖失敗 (H P C S 成功)	3. 6E-09	< 0.1	 ①外部電源喪失 + DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	1.0E-09	28.8
				 ②外部電源喪失 + DG-2C/2D起動失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	7.0E-10	19.4
				 ③外部電源喪失 + DGSW-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	3.7E-10	10.4
	外部電源喪失 + 直流電源失敗 (H P C S 成功)	6.9E-10	< 0.1	①外部電源喪失 +蓄電池−A/B給電失敗共通原因故障	6.9E-10	99.2
崩壊熱除去機能喪失				②外部電源喪失 +蓄電池−A/B給電失敗共通原因故障 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.6E-12	0.5
				 ③外部電源喪失 +蓄電池-A給電失敗 +蓄電池-B給電失敗 	1.7E-12	0.3
	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 成功)	4.1E-06	6.7	 ①直流電源故障(区分I) + D G - 2 D 運転継続失敗 	6.3E-07	15.5
				①直流電源故障(区分Ⅱ) + D G - 2 C 運転継続失敗	6.3E-07	15.5
				③直流電源故障(区分I) +DG-2D起動失敗	4.3E-07	10.6
				 ③直流電源故障(区分Ⅱ) + D G - 2 C 起動失敗 	4.3E-07	10.6
	 サポート系喪失(直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 + 透がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功) 	2.1E-08	< 0. 1	 ① 直流電源故障(区分I) + DG-2D運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	3.3E-09	15.5
				①直流電源故障(区分Ⅱ) + DG-2C運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	15.5
				 ③直流電源故障(区分I) + DG-2D起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	2.2E-09	10.6
				 ③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 	2.2E-09	10.6

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
原子炉停止機能喪失	過渡事象 +原子炉停止失敗	2. 5E-08	99. 6	①非隔離事象 +スクラムコンタクターA/C作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 +スクラムコンタクターB/D作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 +スクラムコンタクターE/G作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 +スクラムコンタクターF/H作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.1
		3.8E-11	0. 2	①直流電源故障(区分I) +スクラムコンタクターB/D作動失敗共通原因故障	7.6E-12	19.7
	サポート系喪失 (自動停止)			①直流電源故障(区分I) +スクラムコンタクターF/H作動失敗共通原因故障	7.6E-12	19.7
	+原子炉停止失败			①直流電源故障(区分Ⅱ) +スクラムコンタクターA/C作動失敗共通原因故障	7.6E-12	19.7
				①直流電源故障(区分Ⅱ) +スクラムコンタクターE/G作動失敗共通原因故障	7.6E-12	19.7
	小破断 L O C A + 原子炉停止失败	3.2E-11	0.1	①小破断LOCA +スクラムコンタクタ−A/C作動失敗共通原因故障	8.1E-12	25.0
				①小破断LOCA +スクラムコンタクタ−B/D作動失敗共通原因故障	8.1E-12	25.0
				①小破断LOCA +スクラムコンタクタ−E/G作動失敗共通原因故障	8.1E-12	25.0
				①小破断LOCA +スクラムコンタクタ−F/H作動失敗共通原因故障	8.1E-12	25.0
	中破断 L O C A + 原子炉停止失敗	2. 2E-11	< 0.1	①中破断LOCA +スクラムコンタクタ−A/C作動失敗共通原因故障	5.4E-12	25.0
				①中破断LOCA +スクラムコンタクタ−B/D作動失敗共通原因故障	5.4E-12	25.0
				①中破断LOCA +スクラムコンタクタ−E/G作動失敗共通原因故障	5.4E-12	25.0
				①中破断LOCA +スクラムコンタクタ−F/H作動失敗共通原因故障	5.4E-12	25.0
	大破断 L O C A + 原子炉停止失敗	2. 2E-12	< 0.1	①大破断LOCA +スクラムコンタクターA/C作動失敗共通原因故障	5.4E-13	25.0
				①大破断LOCA +スクラムコンタクターB/D作動失敗共通原因故障	5.4E-13	25.0
				①大破断LOCA +スクラムコンタクターE/G作動失敗共通原因故障	5.4E-13	25.0
				①大破断LOCA +スクラムコンタクターF/H作動失敗共通原因故障	5.4E-13	25.0

第3.1.1.8-3表 事故シーケンスグループの分析結果(6/8)

	第 3.1.1.8-3 表	事故シーケンスグループの分析結果	(7 / 8)
--	---------------	------------------	---------

	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
LOCA時注水機能喪失	小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	1. 4E-13	0.6	 ①小破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RCIC減期(募操作失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	4.3E-15	3. 1
				 ②小破断LOCA +HPCS - DGSWメンテナンスによる待機除外 +RCIC水源切替操作失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	3.5E-15	2.5
				 ③小破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +RCICボンブ起動失敗 +RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	2.5E-15	1.8
	小破断 L O C A + 高圧炉心沿却失敗 + 原子炉减压失敗	2. 2E-14	0.1	 ①小破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +原子炉水位トランスミッタ(L-1)-A/B/C/D作動失敗 共通原因故障 +注水不能認知失敗 	4.8E-16	2.2
				 ②小破断LOCA +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +原子炉水位トランスミッタ(L-1)-A/B/C/D作動失敗 共通原因故障 +注水不能認知失敗 	3.9E-16	1.8
				③小破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +原子炉水位トランスミッタ(L−1)-A/B/C/D作動失敗 共通原因故障 +RCIC起動操作失敗 +RCFに起動操作失敗	2.3E-16	1.1
	中破断 L O C A +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	1.5E-11	71.3	 ①中破断LOCA + HPCS入口逆止弁(S/P側) 開失敗 + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	1.1E-12	7.5
				 ②中破断LOCA + HPCS - DGSWメンテナンスによる待機除外 + RHRS - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	9.3E-13	6.1
				 ③中破断LOCA + HPCS - DGSW海水ストレーナ閉塞 + RHRS - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	4.5E-13	2.9
	中破断LOCA +高圧炉心冷却失敗 +原子炉减圧失敗	4.6E-12	21.4	①中破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +研デ炉水位トランスミッタ(L-1)-A/B/C/D作動失敗 共通原因故障 +注水不能認知失敗	1.3E-13	2.8
				②中破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側)開失敗 +原子炉木位トランスミッタ(L-3)-A/B作動失敗共通原因 故障 +注水不能認知失敗	1.3E-13	2.8
				 ③中破断LOCA +HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 +原子炉水位トランスミッタ(L-1)-A/B/C/D作動失敗 共通原因故障 +注水不能認知失敗 	1.0E-13	2.3
	大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	1.4E-12	6. 6	 ①大破断LOCA +HPCS入口逆止弁(S/P側) 開失敗 +RHRS-A/B海ホストレーナ閉塞共通原因故障 	1.1E-13	8.1
				 ②大破断LOCA + HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外 + RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	9.3E-14	6. 6
				 ③大破断LOCA + H P C S - D G S W海水ストレーナ閉塞 + R H R S - A / B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 	4.5E-14	3. 2

	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
格納	インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	100. 0	① R H R − A テスタブル逆止弁定期試験 + R H R − A 注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 + R H R − A テスタブル逆止弁開失敗 + R H R − A 吐出配管破断	1.5E-10	30.4
容器バイ。				①RHR-Bテスタブル逆止弁定期試験 +RHR-B注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-Bテスタブル逆止弁閉失敗 +RHR-B吐出配管破断	1.5E-10	30.4
7				 ③RHR-Cテスタブル逆止弁定期試験 +RHR-C注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-Cテスタブル逆止弁閉失敗 +RHR-C吐出配管破断 	5.9E-11	12.1
				※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2	事故シーケンス	スに対する寄与割合

第3.1.1.8-3表 事故シーケンスグループの分析結果 (8/8)
起因事象	FV重要度
非隔離事象	4.2E-01
原子炉緊急停止系誤動作等	1.4E-01
計画外停止	1.1E-01
隔離事象	6.6E-02
水位低下事象	6.6E-02
直流電源故障(区分Ⅱ)	4.4E-02
直流電源故障(区分I)	4.4E-02
残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)	2.7E-02
残留熱除去系海水系故障(区分I)	2.7E-02
外部電源喪失	2.5E-02
全給水喪失	2.5E-02
交流電源故障(区分Ⅱ)	5.7E-03
交流電源故障(区分 I)	5.6E-03
逃がし安全弁誤開放	2.5E-03
タービン・サポート系故障	1.8E-03
小破断LOCA	7.4E-04
中破断LOCA	4.9E-04
大破断LOCA	4.9E-05
インターフェイスシステムLOCA	8.0E-06

第3.1.1.8-4表 起因事象のFV重要度評価結果

起因事象	RAW
インターフェイスシステムLOCA	1.6E+04
直流電源故障(区分Ⅱ)	1.6E+02
直流電源故障(区分 I)	1.6E+02
交流電源故障(区分Ⅱ)	3.9E+01
残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)	3.8E+01
交流電源故障(区分I)	3.8E+01
残留熱除去系海水系故障(区分I)	3.8E+01
外部電源喪失	6.9E+00
中破断LOCA	3.5E+00
大破断LOCA	3.5E+00
小破断LOCA	3.5E+00
逃がし安全弁弁誤開放	3.5E+00
タービン・サポート系故障	3.5E+00
全給水喪失	3.4E+00
隔離事象	3.4E+00
水位低下事象	3.4E+00
計画外停止	3.4E+00
原子炉緊急停止系誤動作等	3.3E+00
非隔離事象	3.0E+00

第3.1.1.8-5表 起因事象のRAW評価結果

另 5.1.1.0 ⁻⁰ 衣	第 3.1.1	1.8-6表	緩和設備の基事象のB	?V重要度評価結果
---------------------------	---------	--------	------------	-----------

No	系統	基事象	FV重要度
1	RHR	RHR系操作失敗	6.2E-01
2	RHRS	RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.7E-02
3	RHRS	RHRS-A/B流量制御弁開失敗共通要因故障	2.0E-02
4	RHR	RHR-A/B熱交換器バイパス弁閉失敗共通要因故障	1.3E-02
5	DG	DG-2D運転継続失敗	1.2E-02
6	DG	DG-2C運転継続失敗	1.2E-02
7	RHRS	RHRS-A/B/C/D海水ポンプ起動失敗共通要因故障	1.1E-02
8	RHRS	RHRS-Bメンテナンスによる待機除外	1.1E-02
9	RHRS	RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	1.1E-02
10	RHR	RHR-A/Bポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	1. 0E-02
10	RHR	RHR-A/Bポンプ起動失敗共通要因故障	1.0E-02

第 3.1.1.8-7 表	緩和設備の基事象のR	AW評価結果

No	系統	基事象	RAW
1	RHR	RHR系操作失敗	5.6E+03
1	RHR	RHRーA/B熱交換器バイパス弁閉失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHRーA/Bポンプ起動失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/Bポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHRーA/Bポンプ運転継続失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ起動失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHRーA/Bポンプ室空調ファン運転継続失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ運転継続失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHRS	RHRS-A/B/C/Dポンプ運転継続失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/Bポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/Bミニフローライン逆止弁開失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ室空調ファン運転継続失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障	5.6E+03
1	RHR	RHR-A/B/Cミニフローライン逆止弁開失敗共通要因故障	5.6E+03

事故シーケンスグループ	点推定値 (/炉年)	平均値 (/炉年)	中央値 (/炉年)	5%下限値 (/炉年)	95%上限値 (/炉年)	ΕF
高圧・低圧注水機能喪失	0 55 00		1.07.00	3.8E-10	1 05 00	5.0
TQUV	3.5E-09	4. 0E-09	1.8E-09		1. 3E-08	5.8
高圧注水・減圧機能喪失	9 OF 09	9 1E 09	7 45 00	1 15 00	6. 3E-08	7 7
TQUX	2. UE-08	2. IE-08	7.4E-09	1. IE-09		(. (
全交流動力電源喪失**	9.9E-08	1.1E-07	_	—	_	—
長期TB	7.7E-08	8.6E-08	4.0E-08	9.2E-09	2.8E-07	5.5
TBU	2.1E-08	2.4E-08	1.3E-08	2.8E-09	7.4E-08	5.2
ТВР	5.3E-10	6.3E-10	9.9E-11	5.1E-12	2.2E-09	20.7
TBD	6.0E-12	6.9E-12	1.7E-12	1.2E-13	2.3E-11	13.8
崩壊熱除去機能喪失*	6.0E-05	6.4E-05	—	—	-	—
TW	5.6E-05	5.9E-05	2.0E-05	7.2E-06	1.5E-04	4.5
TBW	4.8E-06	4.8E-06	3.9E-06	1.5E-06	1.1E-05	2.7
原子炉停止機能喪失	9 55 09	2 1E-09	1 7E-00	5 15-11	7 95 09	20 0
ТС	- 2.5E-08 3.1E-08		1.7E-09	5. IE-II	7.3E-08	38.0
LOCA時注水機能喪失*	2.2E-11	1.8E-11	_	_	_	_
AE	1.4E-12	1.2E-12	1.3E-13	3.5E-15	4.3E-12	35.0
S 1 E	2.0E-11	1.7E-11	2.1E-12	7.5E-14	6.9E-11	30.3
S 2 E	1.6E-13	1.8E-13	2.1E-14	1.0E-15	5.5E-13	23.0
格納容器バイパス(インターフェイ スシステムLOCA)	4.8E-10	8.3E-10	1.0E-10	6.9E-12	2.7E-09	19.6
I S L O C A						
合計	6.1E-05	6.4E-05	2.6E-05	1.0E-05	1.5E-04	3.8

第3.1.1.8-8表 不確実さ解析の評価結果

※点推定値, 平均値の積算値を記載

起因事象	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	①/ベースケース	感度解析② (ベイズ統計)	②/ベースケース
非隔離事象	1.7E-01/炉年	3.1E-01/炉年	1.8	2.8E-01/炉年	1.8
水位低下事象	2.7E-02/炉年	8.8E-02/炉年	3. 3	4.9E-02/炉年	1.8
原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02/炉年	4.4E-02/炉年	0.8	5.4E-02/炉年	1.0
計画外停止	4.3E-02/炉年	4.4E-02/炉年	1.0	4.5E-02/炉年	1.0

第3.1.1.8-9表 ベースケースとの起因事象発生頻度の比較(プラント固有データ反映)

第3.1.1.8-10表 ベースケースとの機器故障率の比較(プラント固有データ反映)

故障モード	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	①/ベースケース	感度解析② (ベイズ統計)	②/ベースケース
電動弁(淡水)作動失敗	4.8E−08∕h	1.4E−07∕h	2.9	1.2E−07∕h	2.5
逆止弁開失敗	7.1E-09∕h	7.1E−08∕h	10.0	2.4E-08∕h	3. 4

事故シーケンスグ	ベースケース (/炉年)	感度解析① (頻度論統計) (/炉年)	感度解析② (ベイズ統計) (/炉年)	
高圧・低圧注水機能喪失 TQUV		3.5E-09	4.2E-09	3.6E-09
高圧注水・減圧機能喪失	TQUX	2.0E-08	2.9E-08	2.3E-08
	長期TB	7.7E-08	7.8E-08	7.7E-08
人 六法乱力承近市出	TBU	2.1E-08	2. 1E-08	2.1E-08
主父祇動力電源喪天	ТВР	5.3E-10	6.1E-10	5.3E-10
	TBD	6.0E-12	6.1E-12	6.0E-12
出场动心士挑战市开	ΤW	5.6E-05	9.3E-05	7.2E-05
朋泰烈际 云 陵胆茂大	ΤBW	4.8E-06	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	ТС	2.5E-08	4.7E-08	3. 7E-08
	ΑE	1.4E-12	3.2E-12	1.4E-12
LOCA時注水機能喪失	S 1 E	2.0E-11	4.2E-11	2.0E-11
	S 2 E	1.6E-13	5.3E-13	1.6E-13
格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA)	ISLOCA	4.8E-10	4.8E-10	4.8E-10
合計		6.1E-05	9.8E-05	7.7E-05

第3.1.1.8-11 表 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果

事故シーケンスグルー	ベースケース	感度解析結果 (/炬年)	
高圧・低圧注水機能喪失 	TQUV	3.5E-09	3.4E-09
高圧注水・減圧機能喪失	TQUX	2.0E-08	1.2E-08
	長期TB	7.7E-08	7.7E-08
会六法動力電源面中.	ΤBU	2.1E-08	2.1E-08
至父流動力電源喪失	ТВР	5.3E-10	5.3E-10
	ΤBD	6.0E-12	6.0E-12
出海教险土继纶而生	ΤW	5.6E-05	9.1E-06
朋塚烈际云陵肥茂大	ΤBW	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	ТС	T C 2. 5E-08	
	ΑE	1.4E-12	1.4E-12
LOCA時注水機能喪失	S 1 E	2.0E-11	2.0E-11
	S 2 E	1.6E-13	1.6E-13
格納容器バイパス			
(インターフェイスシステム LOCA)	ISLOCA	4.8E-10	4.8E-10
合計	1	6.1E-05	1.4E-05

第3.1.1.8-12表 給水系のモデル化に関する感度解析結果



 $\dot{\omega}$

1.1

-95

- ・プラントの設計・運用管理に係る情報を収集
- ・ 炉心損傷に至る可能性のある事象を起因事象として選定し、その発生頻度を評価
- ・ 炉心損傷の防止に必要な緩和設備の組合せを成功基準と して設定
- ・選定した起因事象に対して,成功基準を踏まえて事故 シーケンスをイベントツリーにより展開し,炉心損傷に 至る事故シーケンスグループを抽出
- ・各緩和設備(システム)の機能喪失要因をフォールトツ リーにより展開し、システムの非信頼度を算出
- ・システム信頼性解析で使用する機器故障率等のパラメー タを作成
- ・事象発生前後の人的過誤を同定し、人的過誤確率を評価

・炉心損傷に至る事故シーケンスを定量化

第3.1.1-1図 内部事象出力運転時レベル1PRAの評価フロー図



第3.1.1.1-1図 東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図



第3.1.1.1-2図 原子炉緊急停止系の系統説明図

3. 1. 1 - 97



第3.1.1.1-3図 制御棒駆動水圧系の系統説明図



第3.1.1.1-4図 高圧炉心スプレイ系の系統説明図



第3.1.1.1-5図 原子炉隔離時冷却系の系統説明図







第3.1.1.1-7図 残留熱除去系の系統説明図





第3.1.1.1-9図 常用及び非常用補機冷却系の概要図



第3.1.1.1-10 図 所内単線結線図





第3.1.1.4-1(a)図 過渡事象に対するイベントツリー

・外部電源喪失以外の過渡事象(非隔離事象,隔離事象,全給水喪失,水位低下事象,原子 炉緊急停止系誤動作等,逃がし安全弁誤開放)を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後、原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去の成功により事象が収束する。
- ・原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・事象発生後は、逃がし安全弁の開放及び再閉鎖により原子炉圧力を制御する。逃がし安全 弁の再閉鎖失敗時(圧力バウンダリ健全性失敗時)は、原子炉内の蒸気がサプレッショ ン・チェンバに流出するため、原子炉隔離時冷却系には期待しない。また、原子炉が減圧 されることから、低圧炉心冷却のための原子炉減圧は不要とする。
- ・高圧炉心冷却(高圧炉心スプレイ系,原子炉隔離時冷却系)及び原子炉減圧に失敗した場合は,「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。
- ・高圧炉心冷却に失敗し,原子炉減圧に成功した後,低圧炉心冷却(低圧炉心スプレイ系, 低圧注水系)に失敗した場合は,「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。
- ・ 炉心冷却に成功した後,崩壊熱除去(残留熱除去系)に失敗した場合は,「崩壊熱除去機 能喪失」に分類する。



第3.1.1.4-1(b)図 外部電源喪失に対するイベントツリー

- ・送電系統の故障等により常用/非常用母線への外部からの電源供給が停止し、非常用母線への非常用ディーゼル発電機からの電源供給が必要となる事象を考慮する。
- ・非常用ディーゼル発電機による非常用交流電源確保のためには、直流電源が必要である。
- ・直流電源及び交流電源のヘディングは区分Ⅰ,Ⅱ電源のことを意味し、区分Ⅲ電源は含めない。これは、区分Ⅰの交流電源及び直流電源、又は区分Ⅱの交流電源及び直流電源の確保に成功した場合は崩壊熱除去機能に期待できるため、その後のイベントツリーは過渡事象と同様であるが、区分Ⅲの電源のみ成功した場合は崩壊熱除去機能が喪失した状態となることを考慮したものである。なお、区分Ⅲの交流電源及び直流電源の成功/失敗については、HPCSのヘディングに対応する分岐で考慮している。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後,原子炉停止に成功し,区分 I の直流電源及び交流電源,又は区分 II の直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は,過渡事象と同様の事象進展となる。
- ・原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・直流電源(区分Ⅰ及び区分Ⅱ)に失敗し,高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱 除去機能喪失(TBW)」,高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失 (TBD)」に分類する。
- ・直流電源(区分Ⅰ又は区分Ⅱ)に成功し,交流電源(区分Ⅰ及び区分Ⅱ)に失敗した場合 は、高圧炉心冷却(高圧炉心スプレイ系,原子炉隔離時冷却系)に期待する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合においては、原子炉隔離時冷却系は駆動蒸気の喪失により機能喪失する。そのため、高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失(TBW)」、高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失(TBP)」に分類する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に成功し、高圧炉心冷却に失敗した場合は、「全交流動力電源喪失 (TBU)」に、高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失(TBW)」、高圧炉心スプレイ系に失敗し、原子炉隔離時冷却系に成功した場合は「全交流動力電源喪失(長期TB)」に分類する。

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	崩壞熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	成功 失敗	成功	成功	成功 失敗 成功 失敗	炉心損傷なし 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗 炉心損傷なし 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)+高圧炉心冷却 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失 が心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失 高圧・低圧注水機能喪失 高圧注水,減圧機能喪失
	失敗	成功 失敗		成功	成功 失敗 成功 失敗	人へにす」からなし、 「炉心損傷なし」 手動停止ノサポート系喪失(手動停止)+述がし安全弁 再閉鎖失敗+RHR失敗 「が心損傷なし 手動停止ノサポート系喪失(手動停止)+述がし安全弁 再閉鎖失敗+RHR失敗 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+述がし安全弁 再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失 炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失 高圧・低圧注水機能喪失

第3.1.1.4-1(c)図 手動停止に対するイベントツリー

- ・手動停止(計画外停止)及び手動停止に至るサポート系喪失(残留熱除去系海水系故障, 交流電源故障(区分I))を起因事象とする。
- ・サポート系喪失では、当該区分の緩和設備には期待できない。
- ・手動停止のため、原子炉停止のヘディングは対象外とする。

【イベントツリーの説明】

・原子炉停止のヘディングがないことを除き、過渡事象と同様の事象進展となる。



第3.1.1.4-1(d)図 サポート系喪失(自動停止)に対するイベントツリー

- ・自動停止に至るサポート系喪失(交流電源故障(区分Ⅱ))及び手動スクラムへと移行するサポート系喪失(タービン・サポート系故障(補機冷却海水系故障))を起因事象とする。(直流電源故障は事象進展が異なるため,別途評価する。)
- ・タービン・サポート系故障(補機冷却海水系故障)では直接はスクラムに至らないが,運転継続は不可能であり,手動スクラムに移行する。
- ・交流電源故障(区分Ⅱ)では、当該区分の緩和設備には期待できない。

【イベントツリーの説明】

・過渡事象と同様の事象進展となる。

サポート系喪失	百乙后位止	方法重调	圧力バウンダリ	高圧炉	心冷却	車坊シーケンス	車坊シーケンスガループ
(直流電源故障)	DK 1 W. LATT	又仍相關	健全性	HPCS	RCIC	単成シークシス	事成シークシスノルシーク
	<u>成功</u> 失敗	<u>成功</u> 人 失敗	成功	成功 失敗 成功 失敗	成功 失敗	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) +DG失敗(HPC S成功) サポート系喪失(直流電源故障) +DG失敗+HPC S失敗(RC1C成) サポート系喪失(直流電源故障) +DG失敗+高圧炉 心浴却失敗 サポート系喪失(直流電源故障) +DG失敗+遙がし 安全介雨閉鎖失敗(HPCS成功) サポート系喪失(直流電源故障) +DG失敗+遙がし 安全介雨閉鎖失敗+HPCS失敗 サポート系喪失(自動停止) +原子炉停止失敗	リポート系喪失(自動停止)へ 崩壊熱除去機能喪失(TBW) 全交流動力電源喪失(長期TB) 全交流動力電源喪失(TBU) 崩壊熱除去機能喪失(TBW) 全交流動力電源喪失(TBP) 原子炉停止機能喪失

第3.1.1.4-1(e)図 サポート系喪失(直流電源喪失)に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・自動停止に至るサポート系喪失(直流電源故障(区分Ⅰ, Ⅱ))を起因事象とする。
- ・片区分の直流電源の喪失により、所内電源の主変圧器から起動変圧器への自動切替に失敗し、外部電源喪失に至るため、健全側区分の非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保が必要となる。
- ・区分 I 又は区分Ⅱの直流電源の喪失により、当該区分の緩和設備には期待できない。
- ・交流電源のヘディングは区分Ⅰ,Ⅱ電源のことを意味し、区分Ⅲ電源は含めない。これは、
 区分Ⅰの直流電源及び交流電源、又は区分Ⅱの直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は崩壊熱除去機能に期待できるため、その後のイベントツリーは過渡事象と同様であるが、区分Ⅲの電源のみ成功した場合は崩壊熱除去機能が喪失した状態となることを考慮したものである。なお、区分Ⅲの交流電源及び直流電源の成功/失敗については、HPCSのヘディングに対応する分岐で考慮している。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後,原子炉停止に成功し,区分Iの直流電源及び交流電源,又は区分IIの直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は,過渡事象と同様の事象進展となる。
- ・原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・直流電源(区分Ⅰ及び区分Ⅱ)に失敗し,高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱 除去機能喪失(TBW)」,高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失 (TBD)」に分類する。
- ・直流電源(区分Ⅰ又は区分Ⅱ)に成功し,交流電源(区分Ⅰ及び区分Ⅱ)に失敗した場合 は、高圧炉心冷却(高圧炉心スプレイ系,原子炉隔離時冷却系)に期待する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合は、原子炉隔離時冷却系は駆動蒸気の喪失により機能喪失する。そのため、高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失(TBW)」、高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失(TBP)」に分類する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に成功し、高圧炉心冷却に失敗した場合は、「全交流動力電源喪失 (TBU)」に、高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失(TB W)」、高圧炉心スプレイ系に失敗し、原子炉隔離時冷却系に成功した場合は「全交流動 力電源喪失(長期TB)」に分類する。

大破断 LOCA	原子炉停止	高圧炉心冷却	低圧炉心冷却	崩壞熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	成功	成功 失收	成功 - - 失敗	成功 失敗 成功 失敗	炉心損傷なし 大破断LOCA+RIIR失敗 炉心損傷なし 大破断LOCA+RHR失敗 大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 大破断LOCA+原子炉停止失敗	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失 炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失 LOCA時注水機能喪失 原子炉停止機能喪失

第3.1.1.4-1(f)-1図 大破断LOCAに対するイベントツリー



第3.1.1.4-1(f)-2図 中小破断LOCAに対するイベントツリー

- ・大破断LOCAは、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、原子炉減圧なしに低圧炉 心冷却系により炉心冷却が可能である。
- ・中破断LOCA及び小破断LOCAは、いずれも大破断LOCAと比較して破断口が小さ く、原子炉減圧が緩やかなもので、低圧炉心冷却には原子炉減圧が必要であることから、 同一のイベントツリーとしている。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後、原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去の成功により事象が収束する。
- ・原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・高圧炉心冷却及び原子炉減圧に失敗した場合と高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗した場合は、「LOCA時注水機能喪失」に分類する。
- ・炉心冷却に成功した後、崩壊熱除去に失敗した場合は、「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

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
	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)

第3.1.1.4-1(g)図 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・インターフェイスシステムLOCAは、原子炉冷却材圧力バウンダリの隔離弁の故障等に より格納容器外の低圧設計部に原子炉圧力がかかることで、格納容器外の配管等が破損す る事象を想定する。
- ・インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性のある系統として、高圧炉心スプレイ系.原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系を考慮する。
- ・インターフェイスシステムLOCAの発生により、原子炉冷却材の格納容器外への流出が 継続し、水源の枯渇により注水不能となるため、本評価では緩和設備に期待しないものと する。

【イベントツリーの説明】

・インターフェイスシステムLOCAが発生した場合、格納容器外への冷却材の流出が続くため、「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」に分類する。



第3.1.1.5-1図 システム信頼性評価の例



第3.1.1.6-1図 共通要因故障同定のフロー



第3.1.1.8-2図 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合



第3.1.1.8-3 図 起因事象の重要度解析結果



第3.1.1.8-4図 緩和設備の基事象の重要度解析結果



第3.1.1.8-5図 事故シーケンスグループ別の不確実さ解析の結果

3. 1. 1-119



第3.1.1.8-6図 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果(炉心損傷頻度の比較)

3. 1. 1-120



第3.1.1.8-7図 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果(事故シーケンスグループ別の寄与割合)



※ 給水系は復水系を含めてモデル化。

第3.1.1.8-8図 給復水系をモデル化したイベントツリーの例(非隔離事象)


第3.1.1.8-9図 給水系のモデル化に関する感度解析結果(炉心損傷頻度の比較)



第3.1.1.8-10図 給水系のモデル化に関する感度解析結果(事故シーケンスグループ別の寄与割合)

出力運転時PRAの対象範囲について

BWRプラントの出力運転時を対象としたPRAの対象範囲は,社団法人日 本原子力学会が発行している日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状 態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル1PSA編):20 08」において,「CR引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。 BWRプラントの出力運転時PRA及び停止時PRAの対象範囲を図1に示す。



図1 出力運転時PRA及び停止時PRAの対象範囲(BWR)

図1において、「出力降下開始~全CR全挿入」、「全CR全挿入~復水器真空 破壊」、及び「CR引抜開始~定格出力到達」の各期間は、次の理由により出力 運転時PRAで取り扱うことは妥当であると判断している。

(1) 出力降下開始~全CR全挿入

緩和設備は、給水系を除いて、定格出力運転時とほぼ同等の構成である。 給復水系は原子炉出力降下に伴う給水流量の低下に応じてポンプを切り替え るが、運転中の機器の故障による給水喪失に至らないよう定格出力運転時と 同様に待機させる機器が設けられている。このため、出力レベルの変化に伴

う種々のパラメータの変化は,異常発生時の事象進展の緩急の差となっても, 起因事象の発生頻度も大きく影響を受けるものではない。また,使用可能な 緩和設備,あるいは緩和設備の信頼性の観点からは大きな相違はない。

また,原子炉圧力/出力が低下した状態では,プラント運用のため次のス クラム信号がバイパスされるが,これは燃料健全性を確保する上で,次のイ ンターロックによる原子炉スクラムの必要がない状態に移行したことによる ものである。

・原子炉圧力の低下に伴う「主蒸気隔離弁閉」によるスクラム

・原子炉出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「タービン加減弁急 速閉」によるスクラム

なお、本プラントのPRAモデルでは、上記のスクラム信号による原子炉 スクラムに期待していないため、これらのスクラム信号の有無は本プラント のPRA結果に影響を与えるものではない。

(2) 全CR全挿入~復水器真空破壊

緩和設備は,給水系を除いて,定格出力運転時とほぼ同等の構成である。 復水系は,運転中の機器の故障による給水喪失に至らないよう定格出力運転 時と同様に待機させる機器が設けられている。このため,異常事象発生時の パラメータの変化は,事象進展の緩急の差となっても,使用可能な緩和設備, あるいは緩和設備の信頼性の観点からは大きな相違をもたらすものではない。

したがって,全CR全挿入から真空破壊までの期間で発生する過渡事象を 手動停止の起因事象に含めることで,出力運転時PRAとして取り扱う。

(3) CR引抜開始~定格出力到達

緩和設備は、給水系を除いて、定格出力運転時とほぼ同等の構成であることから、出力運転状態を対象としたPRAに含める。

なお,原子炉停止後の時間経過及び新燃料の装荷による崩壊熱の低下を考

慮すると,当該期間のリスクは定格出力運転中に比べて小さいと考えられる。

起因事象のグループ化について

(1) 起因事象の同定

選定した起因事象の具体的な同定は、以下のとおりである。

a. 過渡事象及び事故に係る起因事象の同定

原子炉設置変更許可申請書添付書類十に評価されている運転時の異常 な過渡変化及び設計基準事故に関して,過渡事象を分析しているEPR I NP-2230における事象分類との対応を確認し,起因事象とし て考慮すべき事象を相互に確認する。また,過渡事象については,機器 の故障及び人的過誤によるプラントの応答の特徴を把握するために,起 因事象発生時の主要な状況(原子炉冷却材圧カバウンダリの状態,外部 電源の有無,主蒸気隔離の有無)と緩和設備の主要な状況(初期給復水 系の使用可否等,主なスクラム信号)について整理する。過渡事象及び 事故に係る起因事象の同定結果を表1に示す。

起因事象発生時の主要な状況と緩和設備の主要な状況が同様な事象については、同じ事象分類とし、起因事象のグループ化を検討する。また、 起因事象対象外とする事象については、その理由を表1に示す。

b. 従属性を有する起因事象等の同定(手動停止/サポート系喪失)

原子炉設置変更許可申請書添付書類八等に基づき,原子炉の運転に係 わる設備ごとに機能喪失時の影響を検討し,従属性を有する起因事象等 を分析・同定した。整理した結果を表2に示す。

当該設備が機能喪失した場合に,広範な緩和設備が同時に機能喪失に 至るサポート系故障等を,従属性を有する起因事象であるサポート系故 障として摘出した。一方,緩和設備への影響範囲が限定的な事象は,従 属性を有する起因事象ではなく,計画外停止として考慮する。

c. 原子炉冷却材圧力バウンダリに係る起因事象の同定(LOCA及び格納容器バイパス)

原子炉冷却材圧力バウンダリに該当する容器・配管等の設備を摘出し, 想定される破損モードを整理した。また,想定される破損モードに基づ き起因事象を分析・同定を行った。整理した結果を表3に示す。

格納容器内での破損はLOCAとして,格納容器外での破損のうち破 損部位が隔離できない場合は格納容器バイパスとして検討した。なお, 格納容器外での破損のうち破損部位が隔離できる場合は,隔離成功の時 点で原子炉への影響は収束するため,溢水事象に分類し対象外とする。

LOCAでは、原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模 によりプラント応答や成功基準が異なるため、流出規模に応じて、漏え い、小破断LOCA、中破断LOCA、大破断LOCA及び設計基準事 故超過LOCA(以下「DBA超過LOCA」という。)に分類する。

また,機器故障に起因する事象(PLRポンプメカニカルシールのリ ーク,ADS/過渡時自動減圧回路の誤動作)については,配管等の破 損と状況が異なるため別途検討する。これらの事象に関する検討と起因 事象としての取扱い結果を表3に示す。LOCAは発生経験のない稀有事 象であり,プラントの運転実績に基づいた統計による発生頻度評価は困 難であるため,発生頻度についても併せて検討する。

格納容器バイパスには,格納容器隔離弁の多重故障,弁試験時の隔離 失敗等により原子炉圧力が低圧設計部等にかかることでこれが破損し, 原子炉冷却材が格納容器外で流出するインターフェイスシステムLOC A(ISLOCA)と,常時開状態等の格納容器隔離弁に接続している 配管が格納容器外で破損し,これに重ねて格納容器隔離弁の閉鎖に失敗 することにより原子炉冷却材が格納容器外で流出する事象(格納容器バ

イパス破断)が考えられる。両事象に該当する設備について,事象の発 生頻度,影響程度を検討する。これらの検討と起因事象としての取扱い 結果を表3に併せて示す。概略評価の結果,格納容器バイパス破断は発生 頻度が小さいことから、評価対象外とする。

なお,原子炉冷却材圧力バウンダリに係る検討においては,従属性を 有する起因事象は特に摘出されなかった。 (2) 起因事象のグループ化

同定された起因事象(事象分類)において、プラント応答や必要となる 緩和設備等が同等であり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで 扱える事象をグループ化する。

起因事象は過渡事象,手動停止/サポート系喪失,LOCA及び格納容 器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)に大きく区分されるた め,これらの区分ごとに,起因事象のグループ化の検討結果を示す。起因 事象グループと事象の定義並びに事象と緩和設備の主要な状況を表4にま とめて示す。

a. 過渡事象等のグループ化

過渡事象等は,表1に示すとおり事象発生のプラントの応答に応じて事 象分類Aから事象分類Jまでに分類しているが,各事象分類において, 同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象にグループ化 する。各起因事象グループ内での事象の定義は,具体的な事象が設定さ れているEPRI NP-2230の事象定義に基づくものとする。

(a) 事象分類A(タービントリップ等), B1(主蒸気隔離弁の1弁閉鎖)
 及びB2(給水加熱喪失等)

事象分類Aは,負荷の喪失に伴い,蒸気加減弁急速閉信号又は主蒸 気止め弁閉信号により,原子炉が自動スクラムする事象である。また, 事象分類B1及びB2は,原子炉出力の上昇に伴い,中性子束高信号 により原子炉が自動スクラムする事象である。

これらの事象分類では、原子炉スクラム信号は異なるが、いずれも タービンバイパス弁が作動することにより主蒸気が隔離されず、事象 発生初期から給復水系が利用できることから、1つの起因事象グループ 「非隔離事象」としてグループ化する。

(b) 事象分類C(主蒸気隔離弁の閉鎖等),D(発電機負荷遮断バイパ ス弁不作動等),E(復水器真空度喪失)

事象分類Cは,主蒸気隔離弁の閉鎖に伴い,主蒸気隔離弁閉信号に より原子炉が自動スクラムする事象である。事象分類Dは,発電機負 荷遮断及びタービンバイパス弁不作動に伴い,蒸気加減弁急速閉信号 又は主蒸気止め弁閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。 また,事象分類Eは,復水器真空度の喪失によるタービントリップに 伴い,主蒸気止め弁閉信号により原子炉が自動スクラムする事象であ る。

事象分類C及びDでは,原子炉スクラム信号は異なるが,いずれも 主蒸気隔離弁閉鎖等により,原子炉がタービン側から隔離されること で,原子炉で発生した蒸気を復水器に排出できず,ホットウェル水位 が低下すると,給復水系の継続利用に障害が生じる。また,事象分類 Eでは,復水器の真空度が喪失しているため,初期に給復水系が利用 できる場合でも,ホットウェル水位の低下に伴い,いずれ給復水系を 利用できなくなり,その後原子炉水位の低下により主蒸気隔離弁が閉 鎖する。そのため,これらの事象分類は,いずれも原子炉がタービン 側と隔離される事象であることから,1つの起因事象グループ「隔離事 象」としてグループ化する。

(c) 事象分類 F (全給水流量喪失)

本事象分類は,原子炉への給水流量の全喪失に伴い,原子炉水位低(レベル3)信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では,事象発生初期から給復水系が利用できないため, 単独で1つの起因事象グループ「全給水喪失」としてグループ化する。 (d) 事象分類G(給水又は復水ポンプ1台トリップ等)

本事象分類は,原子炉への給水流量の減少に伴い,原子炉水位低(レベル3)信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では,事象発生初期から給復水系が利用可能であるが, 給復水系の機能が低下していることから,単独で1つの起因事象グルー プ「水位低下事象」としてグループ化する。

 (e) 事象分類H1(起動時における制御棒引き抜き),H2(原子炉保 護系故障によるスクラム等)

事象分類H1は,起動時における制御棒の異常な引き抜きに伴い, 原子炉出力ペリオド短(起動領域計装)信号により原子炉が自動スク ラムする事象である。また,事象分類H2は,原子炉緊急停止系誤信 号等により原子炉が自動スクラムする事象である。

これらの事象分類では,原子炉スクラム信号は異なるが,いずれも 主蒸気が隔離されず,事象発生初期から給復水系が利用できること及 び起因事象グループ「非隔離事象」のように原子炉圧力,水位等に大 幅な変動を伴わないことから,1つの起因事象グループ「原子炉緊急停 止系誤動作等」としてグループ化する。

(f) 事象分類 J(逃がし安全弁誤開放)

本事象分類は,原子炉運転中に逃がし安全弁の誤開放に伴い,原子 炉冷却材(蒸気)の一部がサプレッション・プールに流出し,原子炉 を手動でスクラムさせる事象である。

本事象分類では,原子炉冷却材が流出する事象であること及び原子 炉が減圧されることで原子炉隔離時冷却系が機能喪失することから, 単独で1つの起因事象グループ「逃がし安全弁誤開放」としてグループ 化する。

(g) 事象分類 I (外部電源喪失等)

本事象分類は、外部電源の喪失に伴い、蒸気加減弁急速閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では、事象の発生により非常用電源の確保が必要になる ことから、プラント応答が他とは異なることを考慮し、単独で1つの起 因事象グループ「外部電源喪失」としてグループ化する。

b. 手動停止/サポート系喪失

従属性を有する起因事象であるサポート系故障は,原則としてグルー プ化を行わない。このため,以下に示す各事象分類を,単独で1つの起因 事象グループとする。また,安全機能を有する緩和設備に何らかの不具 合,故障が生じ,当該設備が待機除外となった状態での手動停止を「計 画外停止」とし,単独で1つの起因事象グループとする。

(a) 手動停止/サポート系喪失(手動停止)

「計画外停止」

「残留熱除去系海水系故障(区分I)」

「残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)」

「交流電源故障(区分 I)」

(b) サポート系喪失(自動停止)

「交流電源故障(区分Ⅱ)」

「タービン・サポート系故障」

(c) サポート系喪失(直流電源故障)

「直流電源故障(区分I)」

「直流電源故障(区分Ⅱ)」

c. LOCAでのグループ化

LOCAは、表3に示すとおり、評価対象とする事象分類として大破断 LOCA、中破断LOCA及び小破断LOCAを同定している。各事象

分類のグループ化は以下のとおりである。

なお、学会標準ではポンプシールLOCAを起因事象グループとして 挙げている。BWRではPLRポンプシールLOCAがこれに該当する と考えられるが、同事象における原子炉冷却材流出の影響は小さいと考 えられるため、単独でのグループ化は行わず、「漏えい」に含むものとし た。

(a) 大破断LOCA

事象発生により,原子炉が減圧された状態になる範囲のLOCA事 象である。原子炉が減圧状態になるため,低圧注水を行うための原子 炉減圧は不要である。他の事象分類とはプラント応答が異なるため, 単独で1つの起因事象グループ「大破断LOCA」とする。

(b) 中破断LOCA

小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲のLOCA事象である。 プラント応答については,事象発生後短期間では原子炉が減圧状態に 至らないが,長期間では減圧するとして扱う。このため,他の事象分 類とはプラント応答が異なることから,単独で1つの起因事象グループ 「中破断LOCA」とする。

(c) 小破断LOCA

タービン駆動のRCICで注水により水位維持が可能な範囲のLO CA事象である。注水に利用できる系統等が他の事象分類とは異なる ため、単独で1つの起因事象グループ「小破断LOCA」とする。

d. 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

格納容器バイパスとして、インターフェイスシステムLOCA(I SLOCA)を同定している。ISLOCAは、単独で1つの起因事 象グループとする。

表1 過渡事象及び設計基準事故に係る起因事象の同定結果

			起因事象の状況		緩和設備の状況			
ì	添付書類十における 重転時の異常な過渡変化及び設計基準事故	EPRI NP-2230による過渡事象 ^(注1)	原子炉冷却材 圧力バウンダリ	外部電源の有無	主蒸気隔離	初期給復水系の 使用可否等	主なスクラム信号	事象分類
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	28. 起動時における制御棒引き抜き				継続可能	原子炉出力ペリオド短(起動領域計装)	(H1)
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	27. 出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引き抜いてい 原子炉スクラムには3	いくと、引抜制御棒近 至らない。	傍の出力が上昇するが,定格出力の	0105%のところで制御棒引抜阻止信号が出る	され,制御棒の引き抜きは阻止される。その結果,	起因事象対象外
	原子炉冷却材流量の部分喪失	 再循環ポンプ1台トリップ 再循環流量制御系の誤動作(再循環流量減少) 	炉心流量が急速に減少 炉スクラムにも至らな	♪し, ボイドが急増す ない。	る。ボイドの増加によって原子炉水	く位は上昇するが,原子炉水位高(レベル8)	によるタービントリップには至らず、また、原子	起因事象対象外
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	18. 再循環停止ループ誤起動	炉心流量が急激に増加	スクラムには至らない。	起因事象対象外			
	カ如母海市牛	31. 外部電源喪失 32. 補助電源喪失		外部電源なし	タービン側・主蒸気隔離弁共隔 離	不可 (電源なし)	蒸気加減弁急速閉	(I)
	7下中电师女人	8. 復水器真空度喪失			主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気止め弁閉	(E)
	給水加熱喪失	21. 給水加熱喪失				継続可能	中性子束高 (熱流束相当)	(B2)
	原子炉冷却材流量制御系の誤動作	14. 再循環流量制御系の誤動作(再循環流量増加)				継続可能	中性子束高 (中性子束)	(B2)
運転	負荷の喪失	 発電機負荷遮断 タービントリップ 圧力制御装置の故障(蒸気流量減少) バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖 				継続可能	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉	(A)
の異		2. 発電機負荷遮断バイパス弁不作動 4. タービントリップバイバス弁不作動			タービン側で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉	(D)
常 な 過	主蒸気隔離弁の誤閉止	 5. 主蒸気隔離弁の閉鎖 7. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖 			主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気隔離弁閉	(C)
渡						継続可能	中性子東高	(B1)
変 化		20. 給水制御系の故障(流量増加,出力運転時) 26. 給水制御系の故障(流量増加,起動・停止時)				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)
	原子炉圧力制御系の故障	 9. 圧力制御装置の故障(蒸気流量増加) 12 タービンバイパス弁認購粉 			主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気隔離弁閉	(C)
	給水流量の全喪失				十世月頃離ムで頃離	てう (お田市舟)	臣之后を告ば (ひょういの)	
					土然気隔離开で隔離	个可 (起因事家)	原于炉水位低(レベル3)	(F)
		23. 給水又は復水ホンフ1台トリッフ 24. 給水制御系の故障(流量減少,出力運転時) 25. 給水制御系の故障(流量減少、起動・停止時)				継続可能 (機能低下)	原子炉水位低(レベル3)	(G)
		33. HPCI/HPCSの誤起動				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)
		11. 逃がし安全弁誤開放/開固着	冷却材流出あり			可/継続に障害 (冷却材流出)	手動スクラム	(1)
	_	30. 原子炉保護系故障によるスクラム 34. プラント異常によるスクラム 35. 原子炉保護系計装の故障によるスクラム				継続可能 (注3)	原子炉緊急停止系誤信号	(H2)
	原子炉冷却材喪失	-	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 ^(注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低(レベル3)	原子炉冷却材喪失
	原子炉冷却材流量の喪失	17. 全再循環ポンプトリップ				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	19. 再循環ポンプ軸固着				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)
	放射性気体廃棄物処理施設の破損	-	炉心損傷の観点からに	は考慮不要であるため	,本事象は対象外とした。			起因事象対象外
設 計	主蒸気管破断	_	事象発生により主蒸気隔離弁が閉鎖することで、初期の原子炉への影響は「主蒸気隔離弁の閉鎖」と同様となる。 主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合は、格納容器をバイパスした状態での原子炉冷却材(蒸気)の喪失となるが、発生頻度が極めて小さい値となることから、対象外とし た。(添付資料3.1.1.2-2)				が極めて小さい値となることから,対象外とし	起因事象対象外
基 進 重	燃料集合体の落下	-	使用済燃料プールにおける燃料集合体の取扱い作業中に、燃料集合体が落下した場合でも原子炉の運転状態に影響することはないことから、対象外とした。					起因事象対象外
ず故	制御棒落下	_	事象発生により、瞬間的な出力上昇で一部の燃料の破損が考えられるが、主蒸気隔離弁が自動閉止する設計となっており、「主蒸気隔離弁の閉鎖」とプラント挙動が同様 であるため、この事象に包絡されるとし、対象外とした。					起因事象対象外
	原子炉冷却材喪失(PCV解析)	_	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 ^(注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低(レベル3)	原子炉冷却材喪失
	可燃性ガスの発生	_	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 ^(注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低(レベル3)	原子炉冷却材喪失

(注1) 29. 制御棒の異常な挿入,36. 手動スクラム,37. 原因不明については対象外とした。

(注2)破断面積が小さい場合,原子炉水位が低下せず,隔離されないこともある。(注3)給復水系に影響を及ぼす信号が発信していない場合。

表2 従属性を有する起因事象の同定(1/4)

項目 (添付書類八)	設備(添付書類八)	設備概要 (添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象 及び計画外停止の同定	
原子炉及び炉心	燃料	燃料棒・燃料集合体	この設備が機能喪失する場合には,異常徴候を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの,緩和設備への影響は考え難い。	-	
	制御棒及び駆動機構	制御棒・制御棒駆動機構・制御棒駆動水圧系(制御棒駆動水ポンプ・ス クラムディスチャージボリューム)・水圧制御ユニット	 この設備が機能喪失する場合に、直接原子炉スクラムに至ることはない。なお、他の要因による起因事象が発生した場合には、原子炉スクラムに失敗する可能性がある。 一方、誤動作等が発生した場合には、原子炉スクラムに至る可能性はあるが、緩和設備への影響は考え難い。 	-	
	圧力容器内部支持構造物	炉心シュラウド・上部炉心格子・制御棒案内管・炉心支持板・給水ス パージャ・炉心スプレイ用ノズル(高圧・低圧)・炉心スプレイスパー ジャ・頂部冷却スプレイノズル・計装用ノズル・核計装検出器	この設備が機能喪失する場合には,異常徴候を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの,緩和設備への影響は考え難い。	-	
	原子炉圧力容器	原子炉圧力容器	この設備が機能喪失する場合には、原子炉冷却材喪失となる。	-	
	気水分離器及び乾燥器	気水分離器・乾燥器	この設備が機能喪失する場合には、異常徴候を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるもの		
	ジェット・ポンプ	ジェット・ポンプ	の,緩和設備への影響は考え難い。	_	
燃料の貯蔵設備及び取扱設	燃料取替機	ブリッジ・トロリ・燃料つかみ具・インターロック	この設備が機能喪失する場合には、使用済燃料の貯蔵等に支障が発生する可能性があるが、直接原		
備	原子炉建屋クレーン	クレーン・インターロック	子炉の運転状態に影響を与えるものではないことから、炉心損傷頻度を評価すための起因事象とし		
	新燃料貯蔵庫	新燃料貯蔵ラック	ては対象外とする。		
	使用済燃料プール	使用済燃料貯蔵ラック・キャスクピット		_	
	キャスク洗浄ピット	キャスク洗浄ピット			
	燃料プール浄化冷却系	ポンプ・ろ過脱塩装置・熱交換器・スキマサージタンク・配管弁			
	破損燃料検出装置 シッピング				
再循環系及び主蒸気系	再循環系	ポンプ・配管・弁	再循環系の運転状態に異常が発生した場合には,原子炉スクラムする可能性がある。配管破損等の 原子炉冷却材圧力バウンダリ異常の場合には,原子炉冷却材喪失の起因事象の同定にて検討する。	-	
	主蒸気系	主蒸気管・主蒸気隔離弁・逃がし安全弁・主蒸気隔離弁漏えい抑制系	この設備が機能喪失する場合には,原子炉スクラムに至る可能性がある。主蒸気隔離弁の閉止の場合は隔離事象,逃がし安全弁の誤動作等の場合には逃がし安全弁誤開放として考慮する。	-	
原子炉補助系	原子炉冷却材浄化系	ポンプ・熱交換器・フィルタ脱塩装置・配管・弁	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	_	
	原子炉隔離時冷却系	ポンプ・蒸気駆動タービン・配管・弁 ポンプ・蒸気駆動タービン・配管・弁 この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。一方、機能喪失に伴い 原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱う。なお、当該設備に期待できないことを、ア ンアベイラビリティとしてフォールトツリー(FT)で考慮している。			
	残留熱除去系	原子炉停止時冷却系,低圧注水系,格納容器スプレイ冷却系(ポンプ・ 熱交換器・配管・弁)		計画外停止	
		残留熱除去系海水系	この設備が機能喪失する場合には,残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系が機能喪失するため,従 属性を有する起因事象とする。	従属性を有する起因事象	
	低圧炉心スプレイ系	ポンプ・配管・弁	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方、機能喪失に 伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱う。なお、当該設備に期待できないこと		
	低圧注水系	残留熱除去系に同じ	- を, ノンノベイ ジビリナイとしてノオールトノリー(F-1)で考慮している。		
	高圧炉心スプレイ系	ポンプ・配管・弁		計画外停止	
	自動減圧系	逃がし安全弁			
	ほう酸水注入系	ほう酸水貯蔵タンク・ポンプ・配管・弁	この設備が機能喪失する場合に,直接原子炉スクラムに至ることはない。また,機能喪失に伴い原 子炉停止操作を行う場合は,計画外停止として扱うが,注水機能及び除熱機能への影響はない。 一方,誤動作した場合には,原子炉が停止するため,計画外停止に含まれる。	計画外停止	
	原子炉補機冷却系	原子炉補機冷却系	この設備が機能喪失する場合には、復水器からの排ガス系が機能喪失するため、原子炉スクラムに 至る可能性がある。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象	
		補機冷却海水系(タービン補機冷却系と共用の設備)	この設備が機能喪失する場合には、タービン補機冷却系が機能喪失する。このため、従属性を有す る起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象	
	試料採取系	試料採取系	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	_	

表2 従属性を有する起因事象の同定(2/4)

項目 (添付書類八)	設備(添付書類八)	設備概要 (添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象 及び計画外停止の同定
タービン設備	タービン	蒸気タービン・湿分分離器・タービングランドシール・タービンバイパ ス系	この設備が機能喪失する場合には、タービントリップ、復水器真空度喪失、給水喪失等の過渡事象が発生し、原子炉スクラムに至る。このため、非隔離事象等の起因事象として考慮する。	
	復水器および空気抽出器	復水器・空気抽出器		
	復水ポンプ	低圧復水ポンプ・高圧復水ポンプ		
	復水脱塩装置	復水脱塩装置		-
	給水加熱器	給水加熱器		
	給水ポンプ	給水ポンプ		
	循環水系	循環水系		
	タービン補機冷却系	冷却水ポンプ・熱交換器・配管弁	この設備が機能喪失する場合には、主要なタービン設備が機能喪失し、原子炉スクラムに至る。こ	
		補機冷却海水系(原子炉補機冷却系と共用の設備)	のため、従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象
計装及び制御	中央制御室	制御盤・計測制御装置・通信連絡設備及び照明設備・中央制御室外原子 炉停止装置	通信連絡設備等を除き、計測制御設備の機能喪失により、過渡事象が発生し原子炉スクラムに至 る。このため、原子炉緊急停止系誤動作等の起因事象として考慮する。	_
	原子炉出力制御系	反応度制御系・タービン制御系	タービン制御系については、故障等によりタービン関係機器の制御に支障をきたす可能性がある。	従属性を有する起因事象
	安全保護系	原子炉緊急停止系・後備緊急停止系	このため、従属性を有する起因事象として考慮する。	
	核計装	起動領域計装・出力領域計装・制御棒引き抜き監視装置・中性子計装電 源回路		_
	原子炉プラント・プロセス系統	原子炉圧力容器計装・再循環回路計装・原子炉給水系および蒸気系計 装・制御棒駆動系計装		
	運転監視補助装置	制御棒引き抜き阻止回路・監視計算装置・制御棒価値ミニマイザ(RB M)	この設備が機能喪失する場合に,直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
電気系	送電線	275kV送電線2回線, 154kV送電線	発電機故障など単体故障については、負荷遮断等によって、原子炉スクラムに至る。このため、非	
	発電機及び励磁装置	横軸円筒回転界磁3相同期発電機 固定子(水及び水素冷却)・回転子(水素冷却)	隔離事象等として考慮する。 送電線,変圧器,開閉所の故障については,外部電源が喪失する場合には,外部電源喪失として考	-
	変圧器	主要変圧器・所内変圧器・起動変圧器	慮する。	
	開閉所	275kV超高圧開閉所		
	所内高圧母線	常用母線・非常用母線・HPCS母線	この設備(母線下流の低圧母線を含む。)が機能喪失する場合には、当該区分の母線に接続する設備が機能喪失し、原子炉スクラム又は計画外停止等に至る。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。 区分Iの非常用母線喪失の場合、直ちに原子炉スクラムに至ることはないが、区分Iの設備が機能 喪失した状態で手動停止に至る。 区分Iの非常用母線喪失の場合、計装用の共通母線の電源が喪失するため、給復水系の制御弁が全 開となり、給復水ポンプがトリップすることにより原子炉スクラムに至る。 HPCS母線喪失の場合、直ちに原子炉スクラムに至ることはないが、計画外停止に至る可能性が ある。	従属性を有する起因事象 計画外停止
	ディーゼル発電機設備	非常用ディーゼル発電機 HPCSディーゼル発電機	この設備が機能喪失する場合に,直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方,機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は,計画外停止として扱い,この場合,当該設備に期待できないことを,アンアベイラビリティとしてフォールトツリー(FT)で考慮している。	計画外停止
	直流母線	125V非常用電源母線・125VHPCS用母線 250V常用電源母線・±24V中性子モニタ用母線	この設備(母線下流の低圧母線を含む。)が機能喪失する場合には、当該区分の母線に接続する設備が機能喪失し、原子炉スクラム又は計画外停止に至る。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。 区分Iの直流電源喪失の場合、高圧復水ポンプーB及びCがトリップするため給水流量が低下し、 原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る。また、所内電源自動切替信号が発信しないため、外部電源喪失に至る。 区分IIの直流電源喪失の場合、タービンが自動トリップし、タービン主蒸気止め弁等が閉止するこ とにより原子炉スクラムに至る。また、外部電源からの受電しゃ断器が操作不能となり、外部電源 喪失に至る。 HPCS母線喪失時には、直ちに原子炉スクラムに至ることはないが、計画外停止に至る可能性が ある。	従属性を有する起因事象 計画外停止
	安全保護系母線	原子炉保護系母線・バイタル交流電源母線・計装用母線	この設備が機能喪失する場合には、過渡事象が発生し原子炉スクラムに至る。このため、非隔離事 象等の起因事象として考慮する。	-
	通信連絡設備及び照明設備	所内通話設備・加入電話・電力保安通信用電話・所内非常灯	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	_

表2 従属性を有する起因事象の同定(3/4)

項目 (添付書類八)	設備(添付書類八)	設備概要 (添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象 及び計画外停止の同定
放射性廃棄物の 廃棄施設	気体廃棄物処理施設	排ガス予熱器・排ガス再結合器・排ガス復水器・空気抽出器排ガス減衰 管・空気抽出器排ガス系フイルター・活性炭式希ガスホールドアップ装置・真空ポンプ・排気筒	この設備が機能喪失する場合には,放射性廃棄物の処理等に支障が発生する可能性があるが,直接 原子炉の運転状態に影響を与えるものではないことから,炉心損傷頻度を評価するための起因事象 としては対象外とする。	
	液体廃棄物処理系	機器ドレン処理系・床ドレン処理系・再生廃液処理系・洗濯廃液処理 系・排ガス洗浄廃液処理系等		-
	固体廃棄物処理系	濃縮廃液系・使用済樹脂系・雑固体系・固体廃棄物貯蔵所		
放射線管理施設	遮蔽設備	1次遮蔽・2次遮蔽・燃料取扱遮蔽・補助遮蔽	この設備が機能喪失する場合に,直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	
	放射線管理施設	出入管理室・汚染管理関係施設・試料分析関係設備		_
	放射線計測器	発電所内の放射線監視設備及び測定機器・放出放射性廃棄物及び系統内 の放射線監視設備並びに測定機器・発電所外の放射線監視設備・個人管 理用測定設備及び測定機器	この設備が機能喪失する場合に,直ちに原子炉スクラムに至ることはない。 ただし,プロセス放射線モニタの主蒸気管放射能高信号については,誤信号により原子炉スクラム 及び主蒸気隔離弁閉鎖に至ることから,隔離事象として考慮している。	_
原子炉格納施設	圧力抑制形格納容器(1次格納施設)	原子炉格納容器本体・ベント管・ベントヘッダ及びダウンカマ	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方、機能喪失に伴	
	圧力抑制形格納容器貫通部	格納容器貫通部・エアロック・機器搬入ハッチ	い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として考慮する。	
	隔離弁	隔離弁		計画外停止
	真空破壊装置	真空破壊装置		
	格納容器内ガス濃度制御系	可燃性ガス濃度制御系・原子炉格納容器調気系	この設備が機能喪失する場合に,直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	_
	ドライウェル内ガス冷却装置	ファン・冷却コイル	この設備が機能喪失する場合には、ドライウェル内の空間温度が上昇することから、原子炉再循環 ポンプなどの機器への影響が考えられるが、温度上昇は比較的緩やかであり、影響が生じる前に手 動停止等の対応が可能である。	-
	格納容器スプレイ冷却系	残留熱除去系に同じ	残留熱除去系に同じ	計画外停止
	原子炉建屋(2次格納施設)	建物・扉・エアロック	この設備が機能喪失する場合に,直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
	常用換気系及び空気冷却装置	常用換気系・空気冷却装置	この設備が機能喪失する場合には,空間温度が上昇し,冷却対象機器への影響が考えられるが,温 度上昇は比較的緩やかであり,影響が生じる前に手動停止等の対応が可能である。	_
	原子炉建屋ガス処理系	湿分除去装置・排気ファン・フィルタ装置(高性能粒子フィルタ・チャ コールフィルタ等)・排気筒	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	_
発電所補助系	給水処理系 	給水処理系 (前処理装置・ろ過水タンク・純水造水装置・純水タンク)	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
	補給水系	補給水系(復水貯蔵タンク等)	この設備が機能喪失する場合に,直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
	換気系	換気空調設備	この設備が機能喪失する場合に,直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	
	消火装置	消火栓設備(ろ過水タンク・消火ポンプ)		-
	圧縮空気系	計装用圧縮空気系 ・所内用圧縮空気系	計装用圧縮空気系が機能喪失する場合には,計装用圧縮空気系の圧力が規定値まで低下すると原子 炉スクラムに至るが,緩和機能への影響はない。 一方,タービン設備では計装用圧縮空気系に依存している機器があるため,原子炉スクラムに至ら ないまでも重大な支障が生じた場合を想定し,従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象
	所内ボイラ	所内用ボイラ	この設備が機能喪失する場合には、プラント起動停止時に復水器からの空気抽出ができなくなる場合がある。このため、非隔離事象等として考慮している。	_

表2 従属性を有する起因事象の同定(4/4)

同定結果	起因事象グループ	事象の概要	事象の定義	起因事象区分	
計画外停止	計画外停止 緩和設備の機能異常が原因で原子炉を計画外に停止する事象		原子炉停止機能,炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常による計 画外の手動停止		
	残留熱除去系海水系故障(区分 I)	残留熱除去系海水系(区分Ⅰ)機能喪失時の手動停止	区分 I の残留熱除去系海水系が機能喪失し,当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手 動停止		
	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ) 残留熱除去系海水系(区分Ⅱ)機能喪失時の手動停止		区分Ⅱの残留熱除去系海水系が機能喪失し,当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手 動停止	- +動停止/サボート系喪失(手動停止)	
	交流電源故障(区分 I)	交流電源(区分I)機能喪失時の手動停止	交流母線や下流の電源設備(非常用ディーゼル発電機を除く)が機能喪失し,当該安全区分の設備 に期待できない状態での原子炉手動停止		
従属性を有する起因事象	交流電源故障(区分Ⅱ)	交流電源(区分Ⅱ)機能喪失時の自動停止	交流母線や下流の電源設備(非常用ディーゼル発電機を除く)が機能喪失し,当該安全区分の設備 に期待できない状態での原子炉自動停止	山北 1 乙亩丹(白禹/古山)	
	タービン・サポート系故障	タービン・サポート系(EHC, IA, 補機冷却海水系)機能喪失時の手動 スクラム	タービン設備のサポート系が機能喪失し、タービン設備に期待できない状態での原子炉手動スクラ ム	り 小一下 永茂大(日則停止)	
	直流電源故障(区分I) 直流電源(区分I)機能喪失時の自動停止		区分 I の直流母線や下流の電源設備が機能喪失し,当該安全区分の設備に期待できない状態での原 子炉自動停止		
	直流電源故障(区分Ⅱ)	直流電源(区分Ⅱ)機能喪失時の自動停止	区分Ⅱの直流母線や下流の電源設備が機能喪失し,当該安全区分の設備に期待できない状態での原 子炉自動停止	サホート糸喪矢(直流電源故障)	

表3 原子炉冷却材圧力バウンダリに係る起因事象の同定(冷却材流出)

表4 起因事象のグループ化の結果と事象の定義及び事象と緩和設備の主要な状況

					起因事象の状況		 緩和設備の状況		
	起因事象		事象の定義	事象分類	原子炉冷却材 圧力バウンダリの状態	外部電源の状態	主蒸気隔離	初期給復水系の使用	主なスクラム信号
		上居施士在	 発電機負荷遮断 タービントリップ 圧力制御装置の故障(蒸気流量減少) バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖 全再循環ポンプトリップ 再循環ポンプトリップ 再循環ポンプ軸固着 	事象分類A				継続可能	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉
		非隔離爭家	 8水制御系の故障(流量増加,出力運転時) 8.給水制御系の故障(流量増加,起動・停止時) 9. HPCI/HPCSの誤起動 					継続可能	主蒸気止め弁閉
			10. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	事象分類B1					中性子束高
			 再循環流量制御系の誤動作(再循環流量増加) かか加熱車生 	事象分類B2				継続可能	中性子束高(中性子束)
阳波古在	過渡事象	隔離事象	1. 主蒸気隔離弁の閉鎖 2. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖 3. 圧力制御装置の故障(蒸気流量増加) 4. タービンバイパス弁誤開放	事象分類C			主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	中性于東高(熱加東相当)
迴伐爭豕			5. 発電機負荷遮断バイパス弁不作動	事象分類D			タービン側で隔離	可/継続に障害	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉
			 6. タービントリックハイハス并不作動 7. 復水器真空度喪失 	事象分類E			主蒸気隔離弁で隔離	(ホットウェル水位低下)	主蒸気止め弁閉
		全給水喪失	 全給水流量喪失 	事象分類F			主蒸気隔離弁で隔離	不可(起因事象)	原子炉水位低(レベル3)
		水位低下事象	 給水又は復水ポンプ1台トリップ 給水制御系の故障(流量減少,出力運転時) 給水制御系の故障(流量減少,起動・停止時) 	事象分類G				継続可能(機能低下)	原子炉水位低 (レベル3)
		原子炉緊急停止系誤動作等	1. 起動時における制御棒引き抜き	事象分類H1				継続可能	原子炉出力ペリオド短(起動領域計装)
			 原子炉保護系故障によるスクラム プラント異常によるスクラム 原子炉保護系計装の故障によるスクラム 	事象分類H2				継続可能 (注2)	原子炉緊急停止系誤信号
		逃がし安全弁誤開放	1. 逃がし安全弁誤開放/開固着(1弁)	事象分類J	冷却材流出あり			可/継続に障害 (冷却材流出)	手動スクラム
	:	外部電源喪失	 外部電源喪失 (所内電源が非常用電源以外にない状態) 補助電源喪失 	事象分類Ⅰ		外部電源なし	タービン側・主蒸気隔離弁共隔離	不可(電源なし)	蒸気加減弁急速閉
	手動停止/サポー ト系喪失 (手動停止)	計画外停止	比較的軽微な故障を含む,原子炉停止機能,炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常が原因で原子炉を計画外に手動 停止する事象	計画外停止				継続可能	手動停止
		残留熱除去系海水系故障 (区分 I) 残留熱除去系海水系故障 (区分 Ⅱ)	残留熱除去系海水系が機能喪失し,当該安全区分の設備に期待できない状 態での手動停止	残留熱除去系海水系故障				継続可能	手動停止
手動停止/サポート系喪失		交流電源故障 (区分 I)	交流母線や下流の電源設備(非常用ディーゼル発電機を除く)が機能喪失	交流電源故障 (区分 I)					手動停止
	サポート系喪失	交流電源故障 (区分Ⅱ)	し、当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止	交流電源故障 (区分Ⅱ)			主蒸気隔離弁で隔離	不可(給復水ポンプトリップ)	原子炉水位低 (レベル3)
	(自動停止)	タービン・サポート系故障	タービン設備のサポート系の機能が喪失し、タービン設備に期待できない 状態での手動スクラム	タービン・サポート系故障				不可 (サポート系なし)	手動スクラム
	サポート系喪失	直流電源故障 (区分 I)	直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待でき	直流電源故障 (区分 I)		外部電源からの	十芸与阿離かで阿離	不可 (骨循わし)	原子炉水位低 (レベル3)
	(直流電源喪失) (直流電源故障 (区分Ⅱ)		ない状態での自動停止	直流電源故障 (区分Ⅱ)		受電不可	主然XII的離开てII的離	个可(電源なし)	主蒸気止め弁閉
LOCA	大破断LOCA 中破断LOCA		事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲	大破断LOCA					
			小LOCAと大LOCAの中間範囲	中破断LOCA	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 ^(注1)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低 (レベル3)
			原子炉隔離時冷却系で注水可能な範囲	小破断LOCA					
格納容器バイパス	インターフ	ェイスシステムLOCA	隔離弁の多重故障や弁試験時の隔離失敗等により低圧設計部等が原子炉圧 力にさらされることでこれが破損し,原子炉冷却材が格納容器外で流出す る事象	インターフェイスシステム LOCA	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 ^(注1)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低 (レベル3)

(注1) 破断面積が小さい場合,原子炉水位は低下せず,隔離されないこともある。 (注2) 給復水系に影響を及ぼす信号が発信していない場合。

主蒸気管破断の分類の考え方について

主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に成功した場合は「隔離事象」と同様の 事故進展となるが,発生頻度は1E-5/炉年程度であり,「隔離事象」に比べて 十分小さいことから,評価対象外としている。また,主蒸気管破断後に主蒸気 隔離弁閉鎖に失敗した場合,「格納容器バイパス」が発生するが,発生頻度が 極めて小さい値となることから,評価対象外としている。

以下では,主蒸気管破断の発生頻度及び主蒸気隔離弁による隔離失敗確率の 評価を行い,それらを踏まえて主蒸気管破断が発生したときの起因事象の分類 の考え方について示した。

(1) 主蒸気管破断の発生頻度及び隔離失敗確率

a. 主蒸気管破断の発生頻度

今回のPRAにおけるLOCAの発生頻度は、海外の文献を参考に、破 断口径の大きさに応じた発生頻度(ある口径以上の破断が生じる頻度)を 評価している(添付3.1.1.2-6)。主蒸気配管(口径:650A)についてもこ の考え方で評価すると、その発生頻度は1E-5/炉年を下回るものと考えら れるが、本評価では主蒸気管4本で1E-5/炉年とする。

b. 主蒸気隔離弁による隔離失敗確率

主蒸気管には漏えい検出(主蒸気管トンネル温度,主蒸気管流量等)に よる自動隔離機能がある。また,運転員の手動隔離操作にも期待できるこ とから,隔離弁の隔離信号故障による機能喪失は十分小さいと考えられる。 よって,主蒸気管破断の隔離失敗確率は隔離弁の「閉失敗」の機械故障率 (3.2E-4/要求時)のみを考慮する。なお,隔離弁は2個あるが,「閉失

敗」の共通要因故障は考慮していない。これは,各々の隔離弁が格納容器 内外の異なる環境に設置されているためである。

(2) 主蒸気管破断が発生したときの起因事象の分類の考え方

主蒸気管破断は発生箇所(図1)及び隔離の成否に着目すると以下の3 つに分けることができる。

①隔離に成功した場合

②隔離に失敗した場合(格納容器外の破断)

③隔離に失敗した場合(格納容器内の破断)

各々についての起因事象の分類の考え方を以下に示す。

①隔離に成功した場合

図1のa, b, cのいずれかで破断が発生して隔離に成功した場合は 主蒸気管からの漏えいが停止するため,起因事象としては隔離事象に整 理され,期待する緩和機能についても今回のPRAの隔離事象と同等で ある。また,発生頻度は(1)のとおり1E-5/炉年であり,今回のPRA で用いている隔離事象の発生頻度(2.7E-2/炉年)に比べて十分小さい ことから評価対象外とする。

②隔離に失敗した場合(格納容器外の破断)

図1のa, bのいずれかで破断が発生して隔離に失敗した場合は,格納容器外に主蒸気が放出されるため,起因事象としては格納容器バイパスに整理される。図1のbで破断が発生し隔離に失敗する頻度は,(1)の検討を元に評価すると3.2E-9/炉年であり,発生頻度が極めて小さい値となる。また,図1のaで破断が発生した場合は外側隔離弁の閉止にも期待できるため,1.0E-12/炉年となる。いずれの場合も発生頻度が

極めて小さいことから評価対象外とする。

③隔離に失敗した場合(格納容器内の破断)

図1のcで破断が発生して隔離に失敗した場合,又は図1のdで破断 が発生した場合は,格納容器内に主蒸気が放出される。また,主蒸気配 管の口径(650A)は,今回のPRAにおける大破断LOCAで考慮して いる口径(125Aよりも大きな破断)に含まれており,期待する緩和機能 についても今回のPRAの大破断LOCAと同等であるため,この場合 は今回のPRAにおける大破断LOCAの評価に包含されていること となる。

以上より,主蒸気管破断がいずれの箇所で発生した場合も,今回のPRA からは発生頻度の観点で評価対象外,又は大破断LOCAに包含される結果 となった。



図1 破断箇所の場合分けのイメージ

手動による原子炉停止事象のモデル化について

1. はじめに

本PRAでは,外乱事象そのものではない「手動による原子炉停止事象」 を起因事象として取り扱っている。この事象の取扱いについて以下に説明す る。

- 手動による原子炉停止事象の定義と考慮すべき期間
 手動による原子炉停止事象の定義は以下のとおりである。
 - ・通常停止:定期検査のための計画停止及び緩和設備に影響しない軽微な
 事象発生による計画外の停止
 - ・計画外停止:緩和設備に影響する事象発生による計画外の停止
 - ・サポート系故障(手動停止):緩和設備のサポート系に影響する事象発生 による計画外の停止

出力運転時PRAの対象範囲において,これらの事象を考慮すべき期間は 図1のとおり,期間AとBに区分される。



図1 手動による原子炉停止事象を考慮すべき期間

(1) 期間A(出力降下開始~全制御棒全挿入)

この期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象(自動スクラム事象)は,以下の理由により自動スクラムとなる過渡事象として取り扱う。

- ・この期間に発生する自動スクラム事象は、過渡事象等の発生頻度の算出
 に含めている(表1)こと(実績による発生頻度の算出は、出力運転状態を対象)
- ・出力が低下していることにより、外乱の影響の程度は、定格出力運転状態より緩和されること(定格出力運転状態を仮定した緩和設備の成功基準より緩和される)
- ・過渡事象等のモデルにおいて、緩和設備及びそのサポート系の待機除外
 確率が考慮されていること(非常用電源系の待機除外確率はモデル化されていないが、非常用電源系の許容待機除外時間は保安規定により短時
 間に制限されていること、その待機除外確率が小さいことから、過渡事
 象等との重畳は考慮していない。)
- (2) 期間B(全制御棒全挿入~復水器真空破壊)

この期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象は,自動スク ラムとなる過渡事象等の発生頻度の算出に含まれない。したがって,この 期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象を,原則,評価対象 事象とする必要があり,以下のとおり取り扱う。

- ・外乱事象としては,給復水系の機器故障に起因した給復水系機能喪失 を考慮する。
- ・起因事象として手動による原子炉停止事象を考慮し、その発生頻度として年当たりの停止回数を与える。
- ・給復水系機能喪失はイベントツリーのヘディングとしてモデル化し,

上記の起因事象の発生頻度と給復水系の機能喪失確率をもって,外乱 事象の発生頻度を表現する。

・ここで、計画外停止及びサポート系故障(手動停止)については、緩
 和設備との依存性があるため、従属性を有する起因事象として選定しているが、通常停止については、緩和設備との依存性がないことを考慮し、起因事象から除外する。

以上のとおり,手動による原子炉停止事象は外乱事象そのものではないが, 緩和設備との依存性を有する計画外停止/サポート系故障(手動停止)につ いて,炉心損傷頻度に有意な影響を与える可能性を考慮して起因事象として 選定し,全制御棒全挿入から復水器真空破壊までの期間で発生する外乱事象 をモデル化している。

3. 通常停止を起因事象として選定した場合の炉心損傷頻度への影響

上記 2. のとおり,通常停止は外乱事象そのものではなく,期間A(出力降 下開始から全制御棒全挿入まで)に緩和設備の作動が必要とする外乱事象(自 動スクラム事象)が発生した場合は過渡事象として取り扱われる。

このため,期間B(全制御棒全挿入~復水器真空破壊)を対象に,給復水 系の機能喪失確率を考慮して感度解析を実施し,通常停止を起因事象として 選定した場合の炉心損傷頻度への影響を確認した。

その結果,全炉心損傷頻度は 6.3E-5/炉年となり,ベースケースの 6.1E-5 /炉年に対して同程度となることを確認した。感度解析結果を表 2 及び表 3 に示す。

プラント名	発生日時	スクラムの理由	起因事象の分類
東京電力 福島第一原子力 発電所2号機	1984年10月21日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等
東京電力 福島第二原子力 発電所1号機	1985年11月21日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等
東京電力 柏崎刈羽原子力 発電所1号機	1992年2月28日	タービンバイパス弁急閉後の給 水ポンプトリップによる 原子炉水位低スクラム	非隔離事象
東北電力 女川原子力 発電所1号機	1998年6月11日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等

表1 出力降下中のスクラム事象

表2 通常停止を考慮した場合の炉心損傷頻度評価結果

	通常停止の起因事象	通常停止の炉心損傷	全炉心損傷頻度
脾がクース	発生頻度(/炉年)	頻度(/炉年)	(/炉年)
ベースケース	_	_	6.1E-5
感度解析	$1.6^{\times 1}$	2.3E-6	6.3E-5

※1:通常停止の発生件数(786件)を国内BWR全 32 基の総運転炉年(488.1年)で除して算出。

ませい たいさだい	炉心損傷頻度 (/炉年)			
争政シークシスクル	/ /	ベースケース	感度解析	
高圧·低圧注水機能喪失	ΤQUV	3.5E-09	3.5E-09	
高圧注水・減圧機能喪失	ΤQUX	2.0E-08	2.1E-08	
	長期TB	7.7E-08	7.7E-08	
人去达到土屋沤声出	ΤΒU	2.1E-08	2.1E-08	
(二) 至父 派 動力電源喪失	ТВР	5.3E-10	5.3E-10	
	ΤΒD	6.0E-12	6.0E-12	
品质教际主题化表出	ΤW	5.6E-05	5.8E-05	
周	ΤBW	4.8E-06	4.8E-06	
原子炉停止機能喪失	ТС	2.5E-08	2.5E-08	
	ΑE	1.4E-12	1.4E-12	
LOCA時注水機能喪失	S 1 E	2.0E-11	2.0E-11	
	S 2 E	1.6E-13	1.6E-13	
格納容器バイパス(インター		4 95 10	4.95.10	
フェイスシステムLOCA)	ISLUCA	4.8E-10	4.8E-10	
合計		6.1E-05	6.3E-05	

表3 通常停止を考慮した場合の事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について

起因事象発生頻度のデータベースは,メーカ及びエンジニアリング 会社によって,以下の情報を対象に起因事象発生件数を調査し,その 結果を事業者が確認する枠組みで,定期的に更新している。

- 原子力施設運転管理年報(独立行政法人 原子力安全基盤機構)
- NUCIAで公開されているトラブル情報
- 電気事業者によるプレスリリース

平成20年度末までの起因事象発生頻度データは上記の枠組みによる データベースの更新が完了している。一方,現在は平成21年度から平 成23年度末までの実績を反映したデータベースの更新を実施中である。

以上の状況を踏まえ、本PRA評価時において利用可能な最新デー タとして、平成20年度末までの原子力プラントの運転状況を反映した 起因事象発生頻度のデータを使用した。

外部電源喪失の発生頻度について

本評価においては、「外部電源喪失」を含む過渡事象及び従属性を有 する起因事象の発生頻度は、国内BWRの運転実績に基づいて設定し ており、運転実績には、利用可能なデータである平成20年度(平成21 年3月)までのデータを用い、発生した事象を各起因事象に分類し、 その件数を運転炉年で除して起因事象発生頻度を算出している。

なお,外部電源喪失の発生頻度について,BWR,PWR,BWR 及びPWRの各ケースで計算した結果を表1に示すが,ほぼ同等の値 となっている。

計算ケース	B W R	PWR*	BWR + PWR
発生件数	3	3	6
暦年	706.1 炉年	621 炉年	1327.1 炉年
発生頻度	4 95 9	4 95 9	4 55 9
(/炉年)	4.2E-3	4.8E-3	4. bE-3

表1 出力運転時 P R A 「外部電源喪失」の発生頻度

※平成25年10月11日「川内原子力発電所1号炉及び2号炉PRAについて」参照

東海第二発電所のPRAにおける,外部電源喪失を起因とした場合 の炉心損傷頻度(CDF)は1.5E-6/炉年であるため,BWRとPW Rの運転実績を合計した場合,CDFは,1.5E-6×(4.5E-3/4.2E-3) =1.6E-6/炉年となり,CDFの増加分は1E-7/炉年となる。 BWRとPWRの運転実績に基づく外部電源喪失の発生頻度を用い る場合,外部電源喪失を起因とする事故シーケンスのCDFが一様に1 割程度増加するものの,起因事象別のCDFにおける外部電源喪失の 寄与割合は全体(全CDF:6.1E-5/炉年)の2.5%であることから, 全体の結果に与える影響は極めて小さい。

LOCAの起因事象発生頻度について

事象の分類定義

LOCAでは,原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模に よりプラント応答や成功基準が異なるため,流出規模に応じて事象分類を 定義する。NUREG-1150の定義と同様に「漏えい」,「小破断LO CA」,「中破断LOCA」,「大破断LOCA」及び「設計基準事故(DB A)超過LOCA」に事象を分類した。各事象の分類定義や等価破断径, 流出流量を表1に示す。

「漏えい」については常用系のポンプによる冷却材の補給可能範囲であり、事象が発生しても重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さいことから、起因事象から除外した。

「DBA超過LOCA」については、NUREG-1829によると、 原子炉圧力容器破損の発生頻度は1E-8/炉年以下となっており、他の起因 事象に比べて十分に低い発生頻度となっている。そのため、本評価では起 因事象から除外した。

事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量 (運転圧)
漏えい	常用系 (CRDポンプ等) で補給可能な範囲		
小破断	RCICで注水可能な範		
LOCA	囲		
中破断	小破断LOCAと大破断		
LOCA	LOCAの中間範囲		
大破断	事象発生により原子炉が		
LOCA	減圧状態になる範囲		
DBA超過	設計基準事象でのLOC		
LOCA	Aを超える範囲		

表1 LOCA関連事象の分類定義

(2) 発生頻度の設定

LOCAは日米ともに発生経験がなく、かつ原子炉冷却材バウンダリの 設計及び運転管理において日米で大きな差異がないため、LOCAの起因 事象発生頻度の評価には、NUREG/CR-5750とNUREG-1 829の文献データを用いた。調査に用いた文献の概要について以下に示 す。

a. NUREG/CR-5750

Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants

:1987-1995/February 1999

- ・米国原子力発電所の起因事象発生頻度を評価したもの
- ・LOCA関係は1969年から1997年の実績で検討
- ・LOCAの発生経験はないため、配管の貫通クラックの発生経験から破断に進展する確率を乗じて評価、小破断LOCAを除きエラーファクタ(EF)は10を設定
- ・LOCAの分類定義はNUREG-1150と同様の大、中、小3

段階

- ・経年変化(Trend)は一定とし、プラント間の相違もないとの位置づけ
- ・配管以外の寄与については評価対象外
- b. NUREG-1829 (Draft Report for Comment)

Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process/June 2005

- ・リスク情報活用規制の一環としての設計基準LOCA見直しのため、 NRCがLOCA発生頻度を評価したもの
- ・専門家パネル(Expert Elicitation)により不確定性を含めた検討
 を実施
- ・配管からの寄与のほか,非配管からの寄与として,原子炉圧力容器 や蒸気発生器などの機器も考慮
- LOCA時の流出流量(等価破断径)により6段階に分類
- ・25 年運転想定での発生頻度と40 年運転想定での発生頻度の評価を 実施し、BWRでは両者にほとんど差はない結果
- ・原子炉圧力容器については,確率論的破壊力学(PFM)による評価も参照しつつ,破損頻度を検討
- NUREG/CR-5750との比較結果あり、中破断LOCA部 分を除き概ね一致

以上の両文献より,プラント間や経年変化での差異は小さいと考えられる ことから,これらのデータはプラントによらず使用できると考えられる。な お,不確実さが比較的大きいデータであることから,基本的に有効数字1桁 として扱う。以下の算出方法に従い,LOCAの発生頻度を検討したものを

・NUREG/CR-5750及びNUREG-1829の両文献データ(超)

過頻度, 暦年ベース)を使用

以上より, LOCA事象分類と発生頻度を検討した結果を図1にまとめる。

表2 LOCA発生頻度の検討
図1 LOCA事象分類と発生頻度検討のまとめ

ECCS配管破断を考慮したLOCAの炉心損傷頻度評価について

本PRAで評価しているLOCAは,具体的な破断箇所は設定して いない。また,LOCAの発生頻度は,海外の文献を参考に,大破断 LOCA,中破断LOCA,小破断LOCAそれぞれに相当する大き さの破断の発生頻度を設定している。

これに対して、本評価では、原子炉冷却材圧カバウンダリを構成す る配管のうち、ECCS等の配管が破断してLOCAが発生すること を想定し、当該系統が緩和設備として期待できない場合の炉心損傷頻 度を評価した。その結果、本評価の炉心損傷頻度は、ベースケースに おけるLOCAの炉心損傷頻度と比較して同程度であることを確認し た。

(1) ECCS及びその他の系統でのLOCA発生頻度の算出

本PRAにおいて期待している緩和設備のうち,高圧炉心スプレイ系(HPCS),原子炉隔離時冷却系(RCIC),低圧炉心 スプレイ系(LPCS)及び低圧注水系(LPCI-A/B/C) を対象に,原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の溶接線 でLOCAが発生すると仮定した。また,本PRAでは,破断口 径が125A以上を大破断LOCA,25A以上125A未満を中破断LO CA,25A未満を小破断LOCAとしているが,本評価では,配管 口径が100A以上を大破断LOCA,100A未満を中破断LOCAと し,RCICは緩和設備として期待しないものとした。

系統別のLOCAの発生頻度は,下記の①式に基づき算出した。 各系統の配管口径別の溶接線数と配管破断の頻度の算出結果を表

1に示す。

着目する系統の配管破断発生頻度

= 着目する系統の溶接線数 原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数 × LOCA発生頻度

· · · ①式

(2) LOCA発生時の炉心損傷頻度

ECCS等の配管破断を想定した場合のLOCAの炉心損傷頻 度は下記の②式で算出した。算出に用いた値と算出結果を表2に 示す。

LOCA時の炉心損傷頻度

$$= \sum_{i} \begin{pmatrix} \textbf{系統}i \ column{0}{0} \\ \textbf{LOCA発生頻度} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \textbf{系統}i \ chi \ plane \ p$$

· · · ②式

本評価とベースケースにおけるLOCAの炉心損傷頻度の評価 結果の比較を表3に示す。評価結果の比較から、ベースケースで のLOCAの炉心損傷頻度に大きな相違がないことを確認した。

	溶接線数*1		配管破断発生頻度 (/炉年)		
	100A以上	100A 未満	大破断	中破断	
			LOCA	LOCA	
RCIC	33	0	9.5E-07	0	
НРСЅ	19	0	5.4E-07	0	
LPCS	19	0	5.4E-07	0	
R H R – A	21	0	6.0E-07	0	
R H R — B	21	0	6.0E-07	0	
R H R – C	21	0	6.0E-07	0	
その他の原子炉冷却	564	89	1 6F-05	2 0 F - 04	
材圧力バウンダリ	001		1.01.00		
合計	698	89	2.0E-05	2.0E-04	

表1 各系統の配管口径別の溶接線数と系統当たりのLOCA発生頻度

※1:溶接線数は、クラス1機器の検査カテゴリB-F及びB-Jから抽出

表	2	各系統	でのI	. O (CA発	生時の	条件	付炉礼	い損	傷確率	と炉	心損	傷頻	度
---	---	-----	-----	-------	-----	-----	----	-----	----	-----	----	----	----	---

	条件付炉心損傷確率		炉心損傷頻度(/炉年)		
	大破断	中破断	大破断	中破断	
	LOCA	LOCA	LOCA	LOCA	
RCIC	1.5E-04	1.5E-04	1.4E-10	0	
НРСЅ	1.5E-04	1.6E-04	8.1E-11	0	
LPCS	1.5E-04	1.5E-04	8.0E-11	0	
R H R – A	2.3E-03	2.3E-03	1.4E-09	0	
R H R — B	2.3E-03	2.3E-03	1.4E-09	0	
R H R – C	1.5E-04	1.5E-04	8.9E-11	0	
その他の原子炉冷却	1.5E-0.4	1.5E-0.4	2 4E-09	3 0E-08	
材圧力バウンダリ	1.01 01	1.01 01	2.12.00	0.0100	
合計			5.5E-09	3.0E-08	

起因事象	事故シーケンス	本評価 (/炉年)	ベースケース (/炉年)
	原子炉停止機能喪失	2.2E-12	2.2E-12
大破断	LOCA時注水機能喪失	1.5E-11	1.4E-12
LOCA	崩壊熱除去機能喪失	5.5E-09	3.0E-09
	合計	5.5E-09	3.0E-09
	原子炉停止機能喪失	2.2E-11	2.2E-11
中破断	LOCA時注水機能喪失	2.0E-11	2.0E-13
LOCA	崩壊熱除去機能喪失	3.0E-08	3.0E-08
	合計	3.0E-08	3.0E-08

表3 本評価結果と本 P R A 評価結果の比較

インターフェイスシステムLOCAの起因事象発生頻度について

(1) はじめに

インターフェイスシステムLOCA(以下「ISLOCA」と いう。)の発生頻度は,フォールトツリーを用いたシステム信頼 性解析により評価した。システム信頼性解析の実施に当たっては, ISLOCAの発生の可能性がある系統及びシナリオを選定する とともに,機器故障率,人的過誤確率及び配管破損確率を用いて 定量化した。

(2) 評価対象系統及び発生シナリオの選定

ISLOCAの評価対象は,原子炉冷却材圧カバウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統のうち,以下の条件を基に選定した。原子炉冷却材圧カバウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を図1に,選定結果を表1に示す。

①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉

止されており,隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧され ることで ISLOCA発生の可能性がある系統

- ②出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が2 弁以下の系統*
 - ※ 原子炉冷却材圧カバウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管 を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計分する隔離弁は直 列に2弁以上設置されている。このため、最小で直列2弁の誤開、 内部リーク等が発生した場合はISLOCAが発生する可能性があ るが、1弁当たりの誤開、内部リーク等の発生確率は1E-4未満で あることを考慮すると、閉状態の弁が直列3弁以上の場合には、I

SLOCAにより系統の過圧が発生する頻度は,直列2弁の場合に 比べて4桁以上低くなり,無視し得る程度となる。ただし,PRA では,ISLOCAの発生シナリオ及びその発生頻度を幅広に確認 する観点から,直列3弁の閉状態の弁を有する高圧炉心スプレイ系 及び原子炉隔離時冷却系を含めてISLOCAの発生頻度を評価対 象としている。

以上を踏まえて選定した系統及びシナリオを表 2 に示す。

- (3) 発生頻度の評価
 - a. モデル化の仮定

本評価における主な仮定を以下に示す。

○ISLOCA発生後の隔離操作には期待しない。

○ISLOCAの発生箇所は配管(熱交換器含む)とする。

○ドレン・ベントラインは、配管径が小さいため除外する。

- b. 評価に用いたパラメータ
- (a) 機器故障率

電動弁の誤開及び内部リークなどの機器故障率には,国内 故障率データ(「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機 器故障率の推定」,2009 年 5 月 日本原子力技術協会)を使 用した。

(b) 人的過誤確率

人的過誤は,弁の誤操作及び試験後の通常状態復旧失敗を モデル化しており,弁の誤操作は,NUREG/CR-59 28と同様に 1.0E-3/d を使用し,試験後の通常状態復旧失 敗はNUREG/CR-1278(THERP手法)を基に 2.0E-3/dと評価した。

(c) 配管破損確率

配管破損確率は、NUREG/CR-5928が参照して いるNUREG/CR-5862に基づく破損確率算出方法 を用い、配管の口径や肉厚などを考慮し、各評価対象配管に対 し表 3 のとおり設定した。また、熱交換器の破損確率は、N UREG/CR-5928より表4のとおり設定した。

c. 評価結果

フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した結果, ISLOCAの発生頻度は 4.8E-10/炉年(エラーファクタ:19.6)となった。 ISLOCAのカットセット(上位20位)を表5に示す。

ISLOCAの発生頻度が最も高いと評価された系統はRH Rであり、テスタブル逆止弁の定期試験時に電動弁の定期試験 終了後の通常状態への復旧失敗及びテスタブル逆止弁の閉失敗 によりRHRポンプの吐出圧で設計された配管が破損する場合 となった。

(4) ISLOCA発生頻度の評価結果における海外との差について 上記(3)のとおり、本プラントにおけるISLOCA発生頻度 は 4.8E-10/炉年と評価した。一方、NUREG/CR-512 4に記載されている海外プラントにおけるISLOCA発生頻度 は、本プラントと比較して1E+3~1E+4倍程度高い(表 6)。これ について、海外プラントとの評価方法の違いを以下に整理する。
a. 比較方法

海外プラントは、いずれもBWRプラントであり評価結果は それぞれ異なるが、本プラントと同じ型式(BWR-5 Mar

k - Ⅱ)の Nine Mile Point-2(以下「NMP2」という。) を比較対象に選定した。

b. 比較結果

NMP2及び本プラントにおける系統別のISLOCA発生 頻度の評価結果を表7に示す。表7から,NMP2と本プラン トとの差は,NMP2が発生頻度の高いSteam CondensingのI SLOCA発生を考慮しているためである(本プラントは Steam Condensingを撤去済み)。

一方、NMP2の評価において評価対象としており、本プラントのドミナントとなるLPCIのISLOCAに対する評価内容の比較について、表8のとおり行った。表8の結果は以下のとおりである。

- ・本プラントは人的過誤として定期試験時の電動弁の通常状態復旧失敗,機器故障として定期試験時の逆止弁の閉失敗を想定し、これらの同時発生によりISLOCAが起こる事象がドミナントシナリオとなる。
- NMP2は運転時にLPCIの定期試験を行わないため、 複数の機器故障の同時発生のみを想定しており、ドミナン トシナリオとなる。

上記のとおり、ISLOCAのドミナントシナリオの想定は 異なるが、発生頻度の評価に用いている機器故障率の違いによ り、NMP2は本プラントの 発生頻度となっているこ とを確認した。

表1 ISLOCAの評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダ リに接続されている配管	選定結果	備考
給水系	給水系注入配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開
			状態となっており、隔離
			弁の誤開放等により発生
			するISLOCA評価の
			対象外
高圧炉心スプレ	高圧炉心スプレイ注入配管	評価対象	直列 3 弁の閉状態の弁を
イ系			有するが、ISLOCA
原子炉隔離時冷	原子炉隔離時冷却系原子炉	評価対象	の発生シナリオ及びその
却 糸	上力容器頂部スプレイ配管		発生頻度を幅広に確認す
			る観点から、発生頻度の
		计在从	計価対象と9つ
	尿 于 炉 쪰 醀 时 行 却 亲 烝 ズ 供	刘家 21	通吊運転时に隔離井が開 世能となっており 隔離
			小感となりており、
			」
			対象外
低圧炉心スプレ	低圧炉心スプレイ系注入配	評価対象	-
イ系	管		
残留熱除去系	残留熱除去系原子炉注入配	評価対象	-
(A, B, C)	管		
残留熱除去系	残留熱除去系停止時冷却系	評価対象	-
(A, B)	吸込配管		
	残留熱除去系停止時冷却系	評価対象	-
	原子炉圧力容器戻り配管		
月残 留 熱 除 去 糸	展留熱除去糸原子炉上力容 四 葉 朝 ユ プ 、	対象外	閉状態の弁が直列に 4 弁
(A)	器 貝 部 ス フ レ イ 配 官		設直されておりISLU
			しるの発生頻度が十分低
制御槎馭動水圧	制御榛駆動水圧系制御榛挿	対象外	通常運転時に隔離争が開
新 峄 峄 峄 勤 尔 庄 系	入側配管		北能となっており、隔離
			弁の誤開放等により発生
	制御棒駆動水圧系制御棒引	対象外	するISLOCA評価の
	抜 側 配 管		対象外
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外	閉状態の弁が直列に4弁
			設置されており ISLOCA
			の発生頻度が十分低いた
			め対象外
原子炉冷却材浄	原子炉冷却材浄化系入口配	対象外	通常運転時に隔離弁が開
1化米	官	社在 <i>D</i>	仄態となつており、 隔離
土然风术	土 然 风 术 配 官 百 乙 后 匠 土 宏 呪 弐 壮 조 副 笠	▶ 別 豕 2ト	オの映用放寺により発生
示丁 炉 止 刀 谷 奋 卦 生 玄		刈豕 2ト	
計料採版玄	試料採販系サンプリング配	対象外	
〒 17 1木 北 不		∧') ≫K / Γ	
	Ħ	1	

表2 ISLOCAの発生を想定する系統及びシナリオの一覧表

	ケース	盗生シナリオ
高圧炉心ス		电朝开 F004, 逆止开 F005, F024 の 00 厚, 誤
プレイ系	_	期作及び正期試験の組合せによつし同時に開 したという。
(図2)		状態となり、ホンフ吸込部の低圧設計配管が
		破 損
原子炉隔離		電動弁 F013, 逆止弁 F065, F066 の故障, 誤
际公扣조	_	動作及び定期試験の組合せによって同時に開
		状態となり、ポンプ吸込部の低圧設計配管が
		破損
		電動弁 F005, 逆止弁 F006 の故障, 誤動作及
	1	び定期試験の組合せによって同時に開状態と
低圧炉心ス		なり、ポンプ吐出圧設計配管が破損
プレイ系		電動弁 F005, 逆止弁 F003, F006 の故障, 誤
(図4)		動作及び定期試験の組合せによって同時に開
		状態となり、ポンプ吸込部の低圧設計配管が
		破損
		電動弁 F042A/B 逆止弁 F041A/B の故障 誤
	1	● 動作及び定期試験の組合せによって同時に開
		新作及り た 新 に 歌 の 起 日 と に よ り と 時 柄 に 所 一 世 能 と た り ポンプ 叶 出 耳 恐 斗 配 答 又 け 執 な
残留熱除去	除去 B)	(実品が)(W)(現 家計会 E0494/P) 送止会 E0914/P E0414/P の
系 (A,B)		电影开 F042A/D, 逆止开 F03IA/D, F04IA/D 0) 共陸 記動作正び空期対験の知会 止に上 - ブ
(図 5)	2	0 限時、 時期 作及 の 足 期 に ま の に よ の に よ の に よ の に ま の に に ま の に に れ の に に れ の に に れ の に に れ の に に れ の に に れ の に れ の に れ の の に に れ の の の に に れ
		同時に開状態となり、ホンノ吸込部の低圧設
	(3)	電動弁 F008, F009 の故障の組合せによって同
		時に開状態となり、低圧設計配管が破損
		電動弁 F042C, 逆止弁 F041C の故障, 誤動作
	1	及び定期試験の組合せによって同時に開状態
残留熱除去		となり、ポンプ吐出圧設計配管が破損
系 (C)		電動弁 F042C, 逆止弁 F031C, F0041C の故
(図 6)	0	障,誤動作及び定期試験の組合せによって同
	4	時に開状態となり、ポンプ吸込部の低圧設計
		配管が破損

対象	配管破損確率 (/d)
R H R − A / B 吐出圧配管	
R H R - C 吐出圧配管	
L P C S 吐出 圧 配 管	- -
H P C S 低 圧 配 管	- -
LPCS低圧配管	
RHR低圧配管	
RCIC低圧配管	

表3 各系統の配管破損確率

表 4 熱交換器破損確率

対象	破損確率 (/d)
RHR熱交換器	

f = f + f + f + f + f + f + f + f + f +	表 5	東海第二発電所の	ΙS	LOCA	カット	、セッ	ト (上	_位 20 位	<u>;</u>)
---	-----	----------	----	------	-----	-----	------	---------	------------

順位	系統	起因となる故障	故障の組み合わせ①	故障組み合わせ②	破損箇所	
1	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	吐出圧設計配管	
1	R H R – B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	吐出圧設計配管	
3	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041C閉失敗	吐出圧設計配管	
4	RHR (SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管	
4	RHR (SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管	
6	RHR (SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009誤開		低圧設計配管	
6	RHR (SDC)	電動弁F008誤開	内部リーク		低圧設計配管	
6	RHR (SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008誤開		低圧設計配管	
6	RHR (SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管	
10	HPCS	電動弁F004定期試験	逆止弁F005内部リーク	逆止弁F024内部リーク	低圧設計配管	
11	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管	
11	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管	
13	RHR (SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009誤開		低圧設計配管	
13	RHR (SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008誤開		低圧設計配管	
15	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	熱交換器	
15	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	熱交換器	
17	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管	
18	RHR-A	電動弁F042A内部リーク	逆止弁F041A内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-B	電動弁F042B内部リーク	逆止弁F041B内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-A	逆止弁F041A内部リーク	電動弁F042A内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-B	逆止弁F041B内部リーク	電動弁F042B内部リーク		吐出圧設計配管	

表6 海外プラント及び東海第二発電所における ISLOCA発生頻度の評価結果

海外 プラント	ISLOCA 発生頻度 (/炉年)	東海第二発電所 との比較 ^{**1,2}	ISLOCAに よる炉心損傷頻 度 (/炉年)	東海第二発電所 との比較 ^{**1,2}
Peach Bottom	4.8E-06	1.0E+04	1.0E-06	2.1E+03
Nine Mile Point-2	9.8E-06	2.0E+04	8.8E-06	1.8E+04
Quad Cities	1.1E-05	2.3E+04	9.3E-07	1.9E+03

※1 海外プラント/東海第二発電所

※2 東海第二発電所はISLOCA発生=炉心損傷と定義している。海外プラントは 系統によってはISLOCA発生後の隔離操作を考慮するため結果が異なる。

Nine Mile Point-2					
系統	配管過圧頻度 (/炉年)	配管破損確率 (∕d)	ISLOCA 発生頻度 (/炉年)		
HPCS	2.7E-07	2.7E-02	8.6E-14		
RCIC	-	_	_		
LPCS	3.7E-06	4.0E-03	2.9E-11		
LPCI	1.3E-05	4.0E-03	8.8E-09		
RHR (suction)	7.7E-07	1.6E-02	4.1E-09		
Vessel Head Spray	4.4E-06	1.7E-03	9.3E-13		
Feedwater	1.0E-03	1.0E-03	1.0E-06		
Steam Condensing	8.9E-03	4.0E-03	8.8E-06		
合計	_	_	9.8E-06		
	東海第二	発電所			
合計	_	-	4.8E-10		

表7 Nine Mile Point-2及び東海第二発電所における 系統別のISLOCA発生頻度の評価結果

表 8 Nine Mile Point-2及び東海第二発電所における LPCIのISLOCA発生頻度の評価内容

評価項目		Nine Mile Point-2	東海第二発電所	
		 ・RHR-A/Bのバウンダリ弁 	 RHR-A/Bのバウンダリ弁 	
ドミナントシナリオ		(電動弁及び逆止弁)の内部リー	(逆止弁)の定期試験時に、バウ	
		ク又は破損が重なることにより、	ンダリ弁(電動弁)の閉状態復旧	
		バウンダリ弁が同時に開状態とな	失敗と、逆止弁の閉失敗が重なる	
		り、ポンプ吐出圧設計配管が破損	ことにより, バウンダリ弁が同時	
			に開状態となり、ポンプ吐出圧設	
			計配管が破損	
		 ISLOCA発生後の隔離操作に 	 ISLOCA発生後の隔離操作に 	
		期待しない	期待しない	
モ	デル化の仮定	 ISLOCAの発生箇所は配管 	 ISLOCAの発生箇所は配管 	
		・ドレンライン及びベントラインは	・ドレンライン及びベントラインは	
		配管径が小さいため除外	配管径が小さいため除外	
		逆止弁内部リーク : ①7.3E-04	逆止弁の閉失敗 : ⑤2. 4E-05	
	機器故障確率	電動弁内部リーク : ②6.0E-04		
パ		電動弁誤操作 : ③4.0E-04	 弁 ・ R H R − A / B のバウンダリ弁 (逆止弁)の定期試験時に、バウ ンダリ弁(電動弁)の閉状態復旧 な 失敗と、逆止弁の閉失敗が重なる ことにより、バウンダリ弁が同時 に開状態となり、ポンプ吐出圧設 計配管が破損 i S L O C A 発生後の隔離操作に 期待しない i S L O C A 発生後の隔離操作に 期待しない i S L O C A 発生箇所は配管 ドレンライン及びベントラインは 配管径が小さいため除外 逆止弁の閉失敗: ⑤2.4E-05 62.0E-03 (定期試験時の電動弁の閉状態への 復旧失敗) 73.1E-03(L P C I − A / B) ⑧1.2E-03(L P C I − C) 3.6E-10 / 炉年 { ⑤×⑥×⑦ } ×2 +{ ⑤×⑥×⑦ } ×2 +{ ⑤×⑥×⑧ } 	
		_	62.0E-03	
	人的過誤確率	(LPCIでの人的過誤は発生しな	 ことにより、バウンダリ弁が同時 に開状態となり、ポンプ吐出圧設 計配管が破損 ISLOCA発生後の隔離操作に 期待しない ISLOCAの発生箇所は配管 ドレンライン及びベントラインは 配管径が小さいため除外 逆止弁の閉失敗: (52.4E-05 (定期試験時の電動弁の閉状態への 復旧失敗) (73.1E-03(LPCI-A/B) ⑧1.2E-03(LPCI-C) 3.6E-10/炉年 { (5×⑥×⑦ } ×2 +{ (5×⑥×⑧ } 	
		いとし、人的過誤確率は設定無し)	 RHR-A/Bのバウンダリチ (逆止弁)の定期試験時に、バウンダリチ (電動弁)の閉状態復旧 失敗と、逆止弁の閉失敗が重なる ことにより、バウンダリ弁が同時 に開状態となり、ポンプ吐出圧部 計配管が破損 ISLOCA発生後の隔離操作に 期待しない ISLOCAの発生箇所は配管 ドレンライン及びベントラインに 配管径が小さいため除外 逆止弁の閉失敗:⑤2.4E-05 ⑥2.0E-03 (定期試験時の電動弁の閉状態への 復旧失敗) ⑦3.1E-03(LPCI-A/B) ⑧1.2E-03(LPCI-C) 3.6E-10/炉年 {⑤×⑥×⑦}×2 +{⑤×⑥×⑦}×2 +{⑤×⑥×⑧} 	
	<u> ボコケムエル+ヒァル・マン</u>		⑦3. 1E−03 (L P C I −A∕B)	
	凹凹凹的(具)(里 '平'	(44.0E-03) (LPCI-A/B/C)	⑧1.2E−03 (L P C I − C)	
		8.8E-09/炉年	3.6E-10/炉年	
	評価結果	$\{ (1) \times (2+3) \times 4 \} \times 3$	{ (5)×(6)×(7) } ×2	
			+{ (5)×(6)×(8) }	



図1 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設されている配管







図3 RCICのISLOCA発生箇所







図5 RHR-A(B)のISLOCA発生箇所



起因事象発生頻度のエラーファクタの設定について

エラーファクタ(EF)を設定するパラメータは、起因事象発生頻度、機器故障 率、ヒューマンエラー発生頻度などがある。そのうち、LOCAとISLOCAを 除いた起因事象の発生頻度については、先行PRAの知見を参考に一律でEF=3 と設定している。本PRAにおける起因事象発生頻度のEFの設定の考え方を以下 に示す。

- (1) 先行PRAの知見
 - (1) WASH-1400

WASH-1400では、起因事象発生頻度のEFの考え方については言及さ れていないが、機器故障率に対する不確かさの因子(上限値と下限値のバラツキ の桁数)として10(EF=3相当)又は100(EF=10相当)、特に不確実さの大 きいと考えられるものについては1,000(EF=30相当)を使用すると記載され ている。

 $(2) \quad \text{NUREG/CR} - 4550$

NUREG/CR-4550^[1]では,起因事象の種別や発生頻度の大きさに 係らず,全ての起因事象についてEF=3と設定されている(表1)。

(2) 感度解析の実施

上記のとおり、本PRAにおいては基本的にEF=3 と設定しているが、発生実績の無い起因事象については、不確実さが大きいことも考えられることから、EF を変更した場合の感度解析を実施し、影響を確認した。

対象とした起因事象

発生実績が無く、発生件数を 0.5 件と仮定している以下の起因事象を対象とす

る。

- ・ 逃がし安全弁誤開放
- 残留熱除去系海水系故障
- · 交流電源故障
- ・ タービン・サポート系故障
- · 直流電源故障
- ② 感度解析結果

EF = 10とした場合の感度解析結果を表 2 に示す。EFを変更した起因 事象についてCDF平均値に大きな変化はなく、結果として全CDFの平 均値について変化はない。また、全CDFのEFについても大きな変化は ない。

この結果は、今回のPRAでは発生実績のある発生頻度が高い非隔離事 象の寄与が支配的になっていることによるものである。

参考文献

[1] Analysis of Core Damage Frequency From Internal Events: Methodology Guidelines (NUREG/CR-4550)

起因事象	起因事象 発生頻度(/年)	ASEP*の 平均値(/年)	ΕF
直流母線喪失による過渡事象	5E-4 to 6E-2	5E-3	3
交流母線喪失による過渡事象	9E-4 to 6E-2	5E-3	3
オフサイト電源喪失による過渡事象	0.1 to 0.3	0.1	3
電力変換系の喪失以外を起因とする 過渡事象	3.7 to 7.1	4.77(FW 有) 0.56(FW 無)	3
電力変換系の喪失を起因とする 過渡事象	1.8 to 5.2	1.56	3
極小LOCA	2E-2	3E-2	3
小破断LOCA	1.4E-3	3E-3	3
中破断LOCA	6.7E-4	3E-4	3
大破断LOCA	2. 1E-3	1E-4	3
不注意による逃がし弁の開操作	0.21	1.4E-1	3

表 1 NUREG/CR-4550 TableVII. 1-1 抜粋

 $A \times A \times P$: Accident Sequence Evaluation Program

表 2 感度解析結果

		起田市鱼	ベースケース				感度解析ケース				
起因事象			起凶爭家 発生頻度 (/炉年)	炉心損傷頻度 点推定値 (/炉年)	炉心損傷頻度 平均値 (/炉年)	寄与割合	E F	炉心損傷頻度 点推定値 (∕/炉年)	炉心損傷頻度 平均値 (/炉年)	寄与割合	ΕF
	非隔離事象	非隔離事象		2.5E-05	2.6E-05	40.4%	7.3	2.5E-05	2.6E-05	40.5%	7.3
	隔離事象		2.7E-02	4.0E-06	4.3E-06	6.6%	7.4	4.0E-06	4.3E-06	6.7%	7.4
NR war at A	全給水喪失		1.0E-02	1.5E-06	1.7E-06	2.6%	7.3	1.5E-06	1.7E-06	2.7%	7.3
迴伐爭家	水位低下事象		2.7E-02	4.0E-06	4.6E-06	7.1%	7.4	4.0E-06	4.6E-06	7.1%	7.4
	原子炉緊急停止系誤動作等		5.5E-02	8.2E-06	9.5E-06	14.8%	7.3	8.2E-06	9.5E-06	14.9%	7.3
	逃がし安全弁誤開放		1.0E-03	1.5E-07	1.6E-07	0.2%	7.2	1.5E-07	1.5E-07	0.2%	17.6
外部電源喪失	外部電源喪失		4.2E-03	1.5E-06	1.6E-06	2.5%	4.2	1.5E-06	1.6E-06	2.5%	4.2
	計画外停止		4.3E-02	6.4E-06	7.1E-06	11.0%	7.5	6.4E-06	7.1E-06	11.1%	7.5
手動停止/	残留熱除去系海水系故障	区分 I	7.2E-04	1.6E-06	1.6E-06	2.5%	4.3	1.6E-06	1.5E-06	2.4%	11.1
サポート系喪失(手動停止)		区分Ⅱ	7.2E-04	1.6E-06	1.6E-06	2.6%	4.4	1.6E-06	1.6E-06	2.5%	13.1
	交流電源故障	区分 I	1.5E-04	3.4E-07	3.4E-07	0.5%	4.4	3.4E-07	3.5E-07	0.5%	12.2
サポート系喪失		区分Ⅱ	1.5E-04	3.4E-07	3.6E-07	0.6%	4.4	3.4E-07	4.1E-07	0.6%	12.7
(自動停止)	タービン・サポート系故障		7.2E-04	1.1E-07	1.1E-07	0.2%	7.4	1.1E-07	1.0E-07	0.2%	17.1
サポート系喪失	直流電源故障	区分 I	2.8E-04	2.7E-06	2.6E-06	4.0%	3.6	2.7E-06	2.5E-06	3.8%	10.2
(直流電源故障)		区分Ⅱ	2.8E-04	2.7E-06	2.7E-06	4.2%	3.8	2.7E-06	2.7E-06	4.2%	11.4
	大破断LOCA		2.0E-05	3.0E-09	2.4E-09	<0.1%	31.2	3.0E-09	2.4E-09	<0.1%	31.2
LOCA	中破断LOCA		2.0E-04	3.0E-08	2.3E-08	<0.1%	28.8	3.0E-08	2.3E-08	<0.1%	28.8
	小破断LOCA		3.0E-04	4.5E-08	4.4E-08	<0.1%	16.8	4.5E-08	4.4E-08	<0.1%	16.8
インターフェイスシステム LOCA	ダーフェイスシステム インターフェイスシステム DCA LOCA		8.3E-10	4.8E-10	8.3E-10	<0.1%	19.6	4.8E-10	8.3E-10	<0.1%	19.6
	合計			6.1E-05	6.4E-05	100.0%	3.8	6.1E-05	6.4E-05	100.0%	4.2

:発生実績が無く,発生件数を0.5件と仮定している起因事象として,EFを10に変更したもの

成功基準解析及び事故進展解析について

(1) 成功基準解析及び事故進展解析の解析条件

成功基準解析の要件として、一般社団法人 日本原子力学会が発行した 「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実 施基準(レベル 1PSA 編): 2008」(以下「レベル 1 標準」という。)におい て、次のとおり記載されている。

6.1.4 熱水力解析・構造解析による成功基準の同定

起因事象のグループ化と事故シーケンスのモデル化との詳細さのバラ ンスを考慮し、熱水力解析又は構造解析を用いて成功基準を同定する。 成功基準の設定に用いる熱水力解析や構造解析では、対象とする事故シ ナリオを精度よく解析することが確証・検証されている解析コードによ って、当該プラントの状態に対応したモデルや入力データを用いて実施 する。<u>熱水力解析又は構造解析は最確推定を原則</u>とする。ただし、PS Aの目的によっては保守的なモデルやデータを用いた解析を用いるこ ともできる。原子炉設置許可申請書や同型プラントに関するPSAにお いて、当該プラントに適用することが可能な成功基準がある場合にはこ れを用いてもよい。

本PRAでは、炉心冷却機能に係る成功基準は、SAFERコードを用 いて実施した成功基準解析結果を踏まえて設定している。この成功基準解 析条件と、原子炉設置変更許可申請書の添付書類+において同コードを用 いて実施している原子炉冷却材喪失に関する解析条件との比較を表1に示 す。

表1に示すとおり,成功基準解析では,プラント初期パラメータについ ては定格値又は定格値の 105%, ECCS等の流量については安全解析使 用値を用いており,レベル1標準の要件を満足している。 また,事故進展解析については,表2に示すとおり,最確値の解析条件 によりMAAPコードを用いて解析を行っており,レベル1標準の要件を 満足している。

(2) 成功基準解析結果

LOCA時の炉心冷却機能に係る成功基準解析結果を表 3~5 に示す。な お、小破断LOCAを対象とした成功基準解析については、ECCSにつ いては中破断LOCAの解析結果で包含できるため、原子炉隔離時冷却系 に対してのみ実施している。

成功基準解析の結果,大破断LOCA及び中破断LOCAについては, ECCSが自動起動して炉心を冷却することにより,燃料被覆管の最高温 度が1,200℃未満であり,かつ燃料被覆管の酸化割合は15%を下回ってい ることを確認した。

小破断LOCAについては,原子炉水位の低下により原子炉隔離時冷却 系が自動起動し,燃料は冠水が維持されることから,燃料被覆管の最高温 度は初期温度,かつ燃料被覆管の酸化割合は増加しないことを確認した。 また,事象発生後30分で原子炉隔離時冷却系を手動起動した場合において は,燃料被覆管の最高温度が1,200℃未満であり,かつ燃料被覆管の酸化 割合は15%を下回っていることを確認した。

過渡事象については、原子炉水位低下の観点から事象進展が厳しくなる 「給水流量の全喪失」を起因とし、事象発生後 30 分で逃がし安全弁数 1 個を手動開とした場合に、低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系のいずれか 1 系統による原子炉注水を実施した場合の成功基準解析を実施した。その 結果を表 6 及び図 1 に示す。成功基準解析の結果、燃料被覆管の最高温度 が 1,200℃未満であり、かつ燃料被覆管の酸化割合は 15%を下回っている ことを確認した。

項目	成功基準解析条件	添付書類十における原子炉冷却 材喪失に関する解析条件	
原子炉熱出力	3,458MW (定格出力の約 105%)	3,440MW (主蒸気流量約 105%時の出力)	
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage] (定格出力時の 原子炉ドーム圧力)	7.17MPa[gage] (主蒸気流量約 105%時の原子炉ドーム圧力)	
炉心流量 48.3×10 ³ t/h (定格流量)		50.7×10 ³ t/h (定格流量の約 105%)	
原子炉初期水位	通常運転水位	スクラム水位	
スクラム信号	原子炉水位低(L3)スクラム	同左	
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (平均)	GE (平均) +3 σ	
燃料	9×9燃料 (A型)	同左	
燃料棒最大線出力 密度	44.0k₩/m (通常運転時の制限値)	44.0k₩∕m×1.02	
逃がし安全弁設定 圧	逃がし弁機能を仮定 第1段 7.37MPa[gage]×2個 第2段 7.44MPa[gage]×4個 第3段 7.51MPa[gage]×4個 第4段 7.58MPa[gage]×4個 第5段 7.65MPa[gage]×4個	安全弁機能を仮定 第1段 7.87MPa[gage]×2個 第2段 8.18MPa[gage]×4個 第3段 8.25MPa[gage]×4個 第4段 8.32MPa[gage]×4個 第5段 8.39MPa[gage]×4個	
逃がし安全弁,自動 減圧系容量	390t/h/個 (7.37MPa[gage]において)	430.0t/h/個 (7.87MPa[gage]において)	
高圧炉心スプレイ 系流量	1,419m ³ /h(1.38MPa[gage]に おいて)	同左	
低圧炉心スプレイ 系流量	1,419m ³ /h (0.84MPa[gage]に おいて)	同左	
低圧注水系流量	1,605m ³ /h(ポンプ 1 台当た り, 0.14MPa[gage]において)	同左	
原子炉隔離時冷却 136m ³ /h (7.86 MPa[gage]~ 系流量 1.04MPa[gage]において)		考慮していない	

表1 成功基準解析条件と設置変更許可申請書添付資料十の解析条件の比較

項目	解析条件	備考
原子炉熱出力	3,293MW	定格出力
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力
原子炉初期水位	通常運転水位	
格納容器空間容積	ドライウェル:5,700m ³ ウェットウェル:4,100m ³	
サプレッション・プー ル水量	3, 400m ³	
コンクリート組成	珪酸系コンクリート	融点は 1,500K
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (平均)	
炉心損傷温度	1,500K	
炉心溶融温度	2, 500K	
格納容器破損圧力	0.62MPa[gage]	最高使用圧力の2倍

表2 事故進展解析の主要解析条件

	燃料被覆管の	燃料被覆管の
炉心行却機能に除る栃和設備	表面温度	酸化割合
高圧炉心スプレイ系	532°C	0.1%
低圧炉心スプレイ系	530°C	0.1%
低圧注水系	599°C	0.1%

表3 大破断LOCA時の成功基準解析結果(破断面積:約0.29m²)

※1:自動起動を仮定

表4 中破断LOCA時の成功基準解析結果(破断面積:約93cm²)

<u>「「」、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、、</u>	燃料被覆管の	燃料被覆管の	
がいわず機能に依る核和設備。	表面温度	酸化割合	
高圧炉心スプレイ系	402°C	0.1%	
自動減圧系+低圧炉心スプレイ系	421°C	0.1%	
自動減圧系+低圧注水系	525°C	0.1%	

※1:自動起動を仮定

表5 小破断LOCA時の成功基準解析結果(破断面積:約9.3cm²)

おことをまれまです。	燃料被覆管の	燃料被覆管の
炉心位却機能に除る彼和設備	表面温度	酸化割合
原子炉隔離時冷却系*1	初期温度	増加なし
原子炉隔離時冷却系*2	1, 038℃	3%

※1:自動起動を仮定 ※2:事象発生後30分での手動起動を仮定

表6 過渡事象に対する成功基準解析結果(給水流量の全喪失)

にとふ却燃発に広て巡行記供※1	燃料被覆管の	燃料被覆管の	
別心行却機能に徐る核和設備	表面温度	酸化割合	
逃がし安全弁(1個)	1.000	0.0/	
+低圧炉心スプレイ系	1, 032 C	8 %	
逃がし安全弁(1個)	1 1 40 %	110/	
+低圧注水系	1, 149°C	11%	

※1:事象発生後30分での手動起動を仮定





成功基準における余裕時間の設定について

(1) 本 P R A で 使用 する 解析 コードについて

本PRAでは、MAAPコード及びSAFERコードを用いた事故進展 解析及び成功基準解析を実施している。

MAAPコードは,格納容器応答も含めたシビアアクシデント時の事故 進展を総合的に評価することができる解析コードである。一方,SAFE Rコードは,従来から許認可において使用実績のある保守的な解析コード であるが,燃料被覆管温度,酸化量等の評価に特化したコードであり,格 納容器応答を評価する機能を持たない。

(2) MAAPコードとSAFERコードの使い分けについて

今回のPRAにおいてはレベル1.5PRAも含めた評価を実施するた め,格納容器応答も含めた事故進展解析をMAAPコードにより実施して いる。一方,それぞれのコードの特徴を踏まえ,炉心冷却に対する成功基 準における余裕時間は,MAAPコードによる事故進展解析における炉心 損傷時間に余裕をみた時間で設定し,その時間で原子炉注水を実施した場 合に炉心損傷を防止できることをSAFERコードにより確認している。 炉心冷却に対する成功基準における余裕時間設定の流れを図1に示す。



図1 炉心冷却に対する成功基準における余裕時間設定の流れ

内部事象出力運転時レベル1 P R A

イベントツリー集

目 次

- 図 1-1 非隔離事象に対するイベントツリー
- 図 1-2 非隔離事象ATWSに対するイベントツリー
- 図 2-1 隔離事象に対するイベントツリー
- 図 2-2 隔離事象ATWSに対するイベントツリー
- 図 3-1 全給水喪失事象に対するイベントツリー
- 図 3-2 全給水喪失事象ATWSに対するイベントツリー
- 図 4-1 水位低下事象に対するイベントツリー
- 図 4-2 水位低下事象ATWSに対するイベントツリー
- 図5 原子炉緊急停止系誤動作等に対するイベントツリー
- 図 6-1 外部電源喪失事象に対するイベントツリー
- 図 6-2 外部電源喪失事象(DG-2C, 2D成功)に対するイベントツリー
- 図 6-3 外部電源喪失事象(DG-2C成功, 2D失敗)に対する イベントツリー
- 図 6-4 外部電源喪失事象(DG-2C失敗, 2D成功)に対する
 イベントツリー
- 図 6-5 外部電源喪失事象 (DG-2C, 2D失敗) に対する イベントツリー
- 図 6-6 外部電源喪失事象(直流電源喪失)に対するイベントツリー
- 図 6-7 外部電源喪失事象ATWSに対するイベントツリー
- 図 7-1 逃がし安全弁誤開放に対するイベントツリー
- 図 7-2 逃がし安全弁誤開放ATWSに対するイベントツリー
- 図 8-1 大破断LOCAに対するイベントツリー

- 図 8-2 大破断LOCA ATWSに対するイベントツリー
- 図 9-1 中破断LOCAに対するイベントツリー
- 図 9-2 中破断LOCA ATWSに対するイベントツリー
- 図 10-1 小破断LOCAに対するイベントツリー
- 図 10-2 小破断LOCA ATWSに対するイベントツリー
- 図 11 残留熱除去系海水系故障(区分 I)に対するイベントツリー
- 図 12 残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)に対するイベントツリー
- 図 13 交流電源故障(区分 I)に対するイベントツリー
- 図 14-1 交流電源故障(区分Ⅱ)に対するイベントツリー
- 図 14-2 交流電源故障(区分Ⅱ) ATWSに対するイベントツリー
- 図 15-1 直流電源故障(区分 I) に対するイベントツリー
- 図 15-2 直流電源故障(区分I) ATWSに対するイベントツリー
- 図 16-1 直流電源故障(区分Ⅱ)に対するイベントツリー
- 図 16-2 直流電源故障(区分Ⅱ) ATWSに対するイベントツリー
- 図 17-1 タービン・サポート系故障に対するイベントツリー
- 図 17-2 タービン・サポート系故障ATWSに対するイベントツリー
- 図 18 計画外停止に対するイベントツリー
- 図 19 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー



※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 1-1 非隔離事象に対するイベントツリー

非隔離事象 ATWS	メンテナン ス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T1	MN	CE	СМ				
				1	-	1.7E-01	
				2	тс	5.8E-12	
				3	тс	1.8E-08	X 1
				4	-	1.4E-06	
				合計値	1.8E-08		

※1 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 1-2 非隔離事象ATWSに対するイベントツリー
隔離事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Т2	MN	С	М	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
		-												1	-	2.7E-02	
														2	-	6.1E-05	
														3	TW	4.0E-06	※ 1
														4	-	6.6E-05	
													1	5	-	1.5E-07	
														6	TW	9.9E-09	
							1							7	-	2.2E-07	
														8	-	5.3E-10	
														9	IW	2.4E-11	
														10	_	4.9E-10	
														12	T\//	1.1E-12 2.4E-12	
														12	-	2.4E 12 1.0E-12	
								l						14	_	2.3E-15	
														15	TW	1.2E-13	
														16	-	2.2E-15	
														17	-	5.1E-18	
														18	TW	3.6E-13	
														19	TQUV	5.9E-12	
														20	TQUX	7.6E-10	
														21	-	1.4E-04	
													1	22	-	3.2E-07	
														23	TW	2.1E-08	
														24	-	4.2E-07	
														25	-	9.7E-10	
														26	IW	4./E-11	
								L						2/		9.2E-10	
														20	TW	2.1E-12 4.6E-12	
													L	29	1 VV	4.0E-12	
														31	_	4.3E-15	
												l		32	TW	1.3E-13	
														33	_	4.1E-15	
														34	-	9.4E-18	
														35	TW	3.8E-13	
														36	TQUV	1.1E-11	
														37	-	2.7E-22	
														38	-	2.7E-22	
														39	-	2.3E-07	
															ヘーレナ	105.05	
1														1	(☆ ま土1)自	40-06	1

図 2-1 隔離事象に対するイベントツリー

隔離事象 _ATWS	メンテナ ンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Т2	MN	CE	СМ				
				1	-	2.7E-02	
				2	тс	9.2E-13	
				3	TC	2.9E-09	
				4	-	2.3E-07	
					合計値	2.9E-09	

図 2-2 隔離事象ATWSに対するイベントツリー

全給水喪 失事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T3	MN	С	М	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	9.9E-03	
														2	-	2.3E-05	
														3	TW	1.5E-06	※ 1
												-		4	-	2.5E-05	
														5	-	5.6E-08	
														6	TW	3.7E-09	
								1				1		7	-	8.3E-08	
														8	-	1.9E-10	
														9	IVV	9.0E-12	
												1		10	-	1.8E-10	
												L		12	TW	4.2E-13	
														13	_	3.7E-13	
														14	-	8.5E-16	
														15	TW	4.6E-14	
														16	-	8.2E-16	
														17	-	1.9E-18	
														18	TW	1.3E-13	
														19	TQUV	2.2E-12	
														20	TQUX	2.8E-10	
												1		21	-	5.2E-05	
														22	_	1.2E-07	
														23	TW	7.7E-09	
								1						24	-	1.5E-07	
														25		3.0E-10	
														20	1 VV	3.4E-10	
								L						28	_	7.8E-13	
												<u> </u>		29	тw	1.7E-12	
														30	-	6.9E-13	
								, i						31	-	1.6E-15	
														32	TW	4.9E-14	
														33	-	1.5E-15	
														34	-	3.5E-18	
														35	TW	1.4E-13	
														36	TQUV	4.0E-12	
														37	-	1.0E-22	
														38	-	1.0E-22	
														39	-	8.4E-08	
															合計値	1.5E-06	

図 3-1 全給水喪失事象に対するイベントツリー

全給水喪失 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Т3	MN	CE	СМ				
				1	-	1.0E-02	
				2	TC	3.4E-13	
				3	TC	1.1E-09	
				4	-	8.4E-08	
					合計値	1.1E-09	

図 3-2 全給水喪失事象ATWSに対するイベントツリー



図 4-1 水位低下事象に対するイベントツリー

-1

水位低下 _ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Τ4	MN	CE	СМ				
	• · · · ·			1	-	2.7E-02	
				2	тс	9.2E-13	
				3	тс	2.9E-09	
				4	-	2.3E-07	
					合計値	2.9E-09	

図 4-2 水位低下事象ATWSに対するイベントツリー

RPS誤動作等	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T5	MN	М	Р	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
													1	-	5.4E-02	
													2	-	1.2E-04	
													3	TW	8.1E-06	※ 1
													4	-	1.4E-04	
													5	-	3.1E-07	
													6	TW	2.0E-08	
													7	-	4.6E-07	
													8	-	1.1E-09	
													9	TW	5.0E-11	
													10	-	1.0E-09	
													11	-	2.3E-12	
												L	12	TW	4.9E-12	
									1				13	-	2.0E-12	
													14	-	4.7E-15	
													15	IW	2.5E-13	
													10	-	4.5E-15	
												r	1/	-	1.0E-17	
													18		7.4E-13	
									l				19		1.2E-11	
													20	-	2.8E-04	
			L										21	_	2.8E-04 6.5E-07	
													22	тw	4.2E-08	
												L	20	-	8.5E-07	
			I										25	-	2.0E-09	
													26	τw	9.6E-11	
													27	-	1.9E-09	
						I	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·						28	-	4.3E-12	
													29	TW	9.4E-12	
													30	-	3.8E-12	
													31	-	8.7E-15	
													32	TW	2.7E-13	
													33	-	8.4E-15	
													34	-	1.9E-17	
													35	TW	7.6E-13	
													36	TQUV	2.2E-11	
													37	-	5.5E-22	
													38	-	4.6E-07	
														合計値	8.2E-06	1

図5 原子炉緊急停止系誤動作等に対するイベントツリー

外部電源喪失	メンテナンス	スクラム系	直流125∨ 電源喪失	D/G-2C	D/G-2D	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Т6	MN	С	DC	B1	B2				
						1 - 37	TE1(D/G-2C,2D成功)へ	-	
						38 - 55	TE2(D/G-2C成功,2D失敗)へ	-	
						56 - 71	TE3(D/G-2C失敗,2D成功)へ	-	
						72 – 77	TE4(D/G-2C,2D失敗)へ	-	※ 1
						78 - 82	TE5(直流125V電源喪失)へ	-	
						83	-	4.2E-23	
						84	-	3.5E-08	
							合計値	-	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 6-1 外部電源喪失事象に対するイベントツリー



図 6-2 外部電源喪失事象(DG-2C, 2D成功)に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C成功, 2D失敗)	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE2	М	Р	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
								,	38	-	3.0E-05	
									39	TW	6.5E-08	
									40	-	2.6E-07	
									41	TW	5.5E-10	
									42	-	8.8E-10	
									43	TW	2.8E-13	
									44	_	1.9E-12	
									45	TW	7.6E-13	
									46	TQUV	7.8E-13	
									47	TQUX	2.8E-12	
									48	-	1.6E-07	
									49	TW	3.4E-10	
									50	-	1.4E-09	
									51	TW	4.9E-13	
									52	-	3.2E-12	
									53	TW	1.3E-12	
									54	TQUV	1.4E-12	
									55	-	3.1E-25	
										合計値	6.6E-08	

図 6-3 外部電源喪失事象(DG-2C成功, 2D失敗)に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C失敗, 2D成功)	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE3	М	Р	UH	X1	VB	VC	WB				
	•							56	-	3.0E-05	
								57	TW	6.4E-08	
								58	-	2.6E-07	
								59	TW	8.0E-11	
								60	-	5.7E-10	
								61	TW	2.4E-10	
								62	TQUV	2.5E-10	
								63	TQUX	8.8E-10	
								64	-	1.6E-07	
								65	TW	3.3E-10	
								66	-	1.4E-09	
								67	TW	4.5E-13	
								68	-	3.2E-12	
								69	TW	1.3E-12	
								70	TQUV	1.4E-12	
								71	-	3.1E-25	
									合計値	6.6E-08	

図 6-4 外部電源喪失事象(DG-2C失敗, 2D成功)に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C,2D失敗)	S/R弁開放	S/R弁 再閉鎖	HPCS	RCIC	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE4	М	Р	UH	UR				
	·				72	TBW	6.9E-07	X1
					73	ТВ	5.7E-08	※ 2
					74	TBU	2.0E-10	
					75	TBW	3.6E-09	
					76	TBP	3.0E-10	※ 2
					77	-	2.3E-27	
						合計値	7.5E-07	

※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 6-5 外部電源喪失事象(DG-2C, 2D失敗)に対するイベントツリー

外部電源喪失 (直流125V電源喪失)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE5	М	Р	UH				
				78	TBW	6.9E-10	
				79	TBD	5.9E-12	※ 1
				80	TBW	3.6E-12	
				81	TBD	3.3E-14	
				82	-	7.0E-30	
					合計値	7.0E-10	

※1 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 6-6 外部電源喪失事象(直流電源喪失)に対するイベントツリー

外部電源喪失 ATWS	メンテナンス	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Т6	MN	СМ				
			1	-	4.2E-03	
			2	TC	1.4E-13	
			3	-	3.5E-08	
				合計値	1.4E-13	

図 6-7 外部電源喪失事象ATWSに対するイベントツリー

S/R弁誤開放	メンテナンス	スクラム系	HPCS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T7	MN	С	UH	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
										1	-	9.9E-04	
										2	_	2.3E-06	
										3	TW	1.5E-07	※ 1
										4	-	3.0E-06	
										5	-	6.9E-09	
										6	TW	3.4E-10	
										7	-	6.5E-09	
										8	-	1.5E-11	
										9	TW	3.3E-11	
										10	-	1.3E-11	
										11	-	3.0E-14	
										12	TW	9.4E-13	
										13	-	2.9E-14	
										14	_	6.7E-17	
										15	TW	2.7E-12	
										16	TQUV	7.6E-11	
										17	-	1.0E-23	
										18	_	8.4E-09	
											스러店	1 55-07	
											百百旭	1.3E-07	

図 7-1 逃がし安全弁誤開放に対するイベントツリー

S/R弁誤開放 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Τ7	MN	CE	СМ				
				1	-	1.0E-03	
				2	тс	3.4E-14	
				3	тс	1.1E-10	
				4	-	8.4E-09	
					合計値	1.1E-10	

図 7-2 逃がし安全弁誤開放ATWSに対するイベントツリー

大破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Α	MN	С	UH	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
										1	-	2.0E-05	
										2	-	4.6E-08	
										3	TW	3.0E-09	X 1
										4	-	5.8E-08	
										5	-	1.4E-10	
										6	TW	6.6E-12	
										7	-	1.3E-10	
										8	-	2.9E-13	
										9	TW	6.5E-13	
										10	-	2.5E-13	
										11	-	5.7E-16	
										12	TW	1.8E-14	
										13	-	5.4E-16	
										14	-	1.2E-18	
										15	TW	5.2E-14	
										16	AE	1.4E-12	×2
										17	-	2.0E-25	
										18	-	1.7E-10	
	ま色回のじった、	12. 4.1.7								ļ	台計値	3.0E-09	

※1 起因事家別のトミナントン一ケンス ※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 8-1 大破断LOCAに対するイベントツリー

添付 3.1.1.4-1-19

大破断 LOCA ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
А	MN	CE	СМ				
			-	1	-	2.0E-05	
				2	тс	6.8E-16	
				3	TC	2.2E-12	
				4	-	1.7E-10	
					合計値	2.2E-12	

図 8-2 大破断LOCA ATWSに対するイベントツリー

中破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	原子炉減 圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S1	MN	С	UH	Х	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
											1	-	2.0E-04	
											2	_	4.6E-07	
									-		3	TW	3.0E-08	X 1
											4	_	6.3E-07	
											5	-	1.5E-09	
											6	TW	7.1E-11	
											7	-	1.4E-09	
											8	-	3.1E-12	
											9	TW	7.0E-12	
									-		10	-	2.7E-12	
											11	_	6.2E-15	
											12	TW	1.9E-13	
									•		13	-	5.8E-15	
										-	14	-	1.3E-17	
											15	TW	5.6E-13	
											16	S1E	1.5E-11	※ 2
											17	S1E	4.6E-12	
											18	-	2.0E-24	
											19	-	1.7E-09	
			_									合計値	3.0E-08	

※1 起因事家別のドミナントシーケンス ※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

添付 3.1.1.4-1-21

図 9-1 中破断LOCAに対するイベントツリー

中破断 LOCA ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S1	MN	CE	СМ				
				1	-	2.0E-04	
				2	TC	6.8E-15	
				3	TC	2.2E-11	
				4	-	1.7E-09	
					合計値	2.2E-11	

図 9-2 中破断LOCA ATWSに対するイベントツリー

小破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	RCIC	原子炉減 圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S2	MN	С	UH	UR	Х	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
												1	-	3.0E-04	
												2	-	6.8E-07	
												3	TW	4.5E-08	X 1
												4	-	8.9E-07	
												5	-	2.0E-09	
												6	TW	1.3E-10	
												7	-	5.7E-09	
												8	-	1.3E-11	
												9	TW	6.3E-13	
												10	-	1.2E-11	
												11	-	2.8E-14	
												12	I W	6.2E-14	
								-				13	-	2.4E-14	
											1	14	-	5.4E-17	
												10	I VV	2.5E-15	
												10	-	5.1E-17	
												10		1.2E-19 7.2E-15	
												10	52E	1.3E-13	×.2
												20	52L 52E	1.4L 13 2.2E_14	77.2
												20	-	2.2L 14 3.0E-24	
		l										21	_	2.5E-09	
														2.02 00	
													合計値	4.5E-08	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス ※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 10-1 小破断LOCAに対するイベントツリー

			-		-		
小破断 LOCA ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S2	MN	CE	СМ				
				1	-	3.0E-04	
				2	тс	1.0E-14	
				3	TC	3.2E-11	
				4	-	2.5E-09	
					合計値	3.2E-11	

図 10-2 小破断LOCA ATWSに対するイベントツリー

手動停止 (RHRS-A故障)	RHRS- CCF削除	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD1	CCF	MN	М	Р	UH	UR	X1	VB	VC	WB				
											1	-	7.1E-04	
											2	TW	1.6E-06	
											3	-	1.8E-06	
											4	TW	4.0E-09	X 1
											5	-	6.0E-09	
											6	TW	1.8E-12	
									-		7	-	1.3E-11	
											8	TW	5.6E-12	
											9	TQUV	6.0E-12	
											10	TQUX	2.0E-11	
											11	-	3.7E-06	
											12	TW	8.3E-09	
											13	-	1.1E-08	
											14	TW	3.6E-12	
									1		15	-	2.4E-11	
											16	TW	1.1E-11	
											17	TQUV	1.2E-11	
											18	-	7.2E-24	
											19	-	6.1E-09	
											20	-	1.7E-08	
												合計値	1.6E-06	

図11 残留熱除去系海水系故障(区分I)に対するイベントツリー

手動停止 (RHRS-B故障)	RHRS- CCF削除	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD2	CCF	MN	М	Р	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
											1	-	7.1E-04	
											2	TW	1.6E-06	※ 1
						-					3	-	1.8E-06	
											4	TW	4.0E-09	
											5	-	6.0E-09	
											6	TW	2.0E-12	
											7	-	1.3E-11	
											8	TW	5.7E-12	
											9	TQUV	1.1E-11	
											10	TQUX	2.0E-11	
											11	-	3.7E-06	
											12	TW	8.5E-09	
											13	-	1.1E-08	
											14	TW	3.9E-12	
											15	-	2.4E-11	
											16	TW	1.1E-11	
											17	TQUV	1.2E-11	
											18	-	7.2E-24	
											19	-	6.1E-09	
											20	-	1./E-08	
												合計値	1.6E-06	

図 12 残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)に対するイベントツリー

手動停止 (M/C 2C喪失)	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD3	MN	М	Р	UH	X1	VB	VC	WB				
									1	-	1.5E-04	
									2	тw	3.4E-07	※ 1
									3	-	3.7E-07	
			-						4	TW	1.2E-10	
									5	-	8.1E-10	
									6	TW	3.6E-10	
									7	TQUV	4.0E-10	
									8	TQUX	1.3E-09	
								_	9	-	7.8E-07	
									10	TW	1.8E-09	
								-	11	-	2.3E-09	
									12	TW	7.4E-13	
								-	13	-	5.1E-12	
									14	TW	2.3E-12	
									15	TQUV	2.5E-12	
									16	-	1.5E-24	
									17	-	1.3E-09	
										合計値	3.4E-07	

図13 交流電源故障(区分I)に対するイベントツリー

M/C 2D喪失	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD4	MN	С	М	Р	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
											1	-	1.5E-04	
											2	TW	3.4E-07	※ 1
											3	-	3.7E-07	
											4	TW	8.5E-10	
											5	-	1.2E-09	
											6	TW	4.3E-13	
										I	7	-	2.7E-12	
											8	TW	1.2E-12	
											9	TQUV	2.2E-12	
											10	TQUX	4.2E-12	
										1	11	-	7.8E-07	
											12	TW	1.8E-09	
											13	_	2.3E-09	
											14	IW	8.2E-13	
											15	-	5.1E-12	
											10		2.3E-12	
											1/	TQUV	2.5E-12	
											18	_	1.5E-24	
											19	_	1.3E-24	
	L										20	_	1.3E-09	
												合計値	3.4E-07	

図 14-1 交流電源故障(区分Ⅱ)に対するイベントツリー

M/C 2D喪失 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD4	MN	CE	СМ				
				1	-	1.5E-04	
				2	тс	5.1E-15	
				3	TC	8.1E-12	
				4	-	1.3E-09	
					合計値	8.1E-12	

図 14-2 交流電源故障(区分Ⅱ) ATWSに対するイベントツリー

区分1DC喪失	メンテナンス	スクラム系	MC-2D	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD5	MN	С	B2	М	Р	UH	X1	VB	VC	WB				
											1	-	2.7E-04	
											2	TW	6.2E-07	
											3	-	2.3E-06	
											4	TW	7.5E-10	
											5	-	5.1E-09	
											6	TW	2.3E-09	
											7	TQUV	2.5E-09	※ 2
											8	TQUX	8.3E-09	※ 2
											9	-	1.4E-06	
											10	TW	3.2E-09	
											11	-	1.3E-08	
											12	TW	4.2E-12	
										1	13	-	2.9E-11	
											14	TW	1.3E-11	
											15	TQUV	1.4E-11	
											16	-	2.8E-24	X1 X0
				l	1						1/	TBW	2.0E-06	×1, ×2
											18	TBU	2.1E-08	*2
											19	IBW	1.1E-08	
											20	IBb	1.1E-10	
											21	_	2.1E-26	
											22	_	2.8E-24	
	L										23	_	2.4E-09	
												合計値	2.7E-06	

添付 3.1.1.4-1-30

※1 起因事象別のドミナントシーケンス ※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 15-1 直流電源故障(区分 I)に対するイベントツリー

区分1DC喪失 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD5	MN	CE	СМ				
				1	-	2.8E-04	
				2	тс	9.6E-15	
				3	TC	1.5E-11	
				4	-	2.4E-09	
				合計値	1.5E-11		

図 15-2 直流電源故障(区分 I) ATWSに対するイベントツリー

区分2DC喪失	メンテナンス	スクラム系	D/G-2C	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD6	MN	С	B1	М	Р	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
												1	-	2.7E-04	
												2	TW	6.2E-07	
											1	3	-	2.4E-06	
												4	TW	5.4E-09	
								1	I			5	-	8.0E-09	
												6	IW	2.7E-12	
											1	/	-	1./E-11	
											L	8		7.5E-12 9.0E-12	
												9 10		8.0E-12	
												11	-	1.4E-06	
												12	тw	3.3E-09	
											L	13	-	1.3E-08	
												14	тw	4.6E-12	
												15	-	2.9E-11	
												16	TW	1.3E-11	
												17	TQUV	1.4E-11	
												18	-	2.8E-24	
												19	TBW	2.0E-06	※ 1
												20	ТВ	2.0E-08	
												21	TBU	1.2E-10	
												22	TBW	1.1E-08	
												23	TBP	1.1E-10	
												24	-	2.1E-26	
												25	-	2.8E-24	
												26	-	2.4E-09	
													全計値	2 7E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 16-1 直流電源故障(区分Ⅱ)に対するイベントツリー

区分2DC喪失 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD6	MN	CE	СМ				
			1	-	2.8E-04		
				2	тс	9.6E-15	
				3	TC	1.5E-11	
		4	-	2.4E-09			
					合計値	1.5E-11	

図 16-2 直流電源故障(区分Ⅱ) ATWSに対するイベントツリー

ASW故障	メンテナ	スクラム 系	S/R弁開 故	S/R弁再 閉銷	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度(/ 「炉年)	備考
MD7	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB			<i>n</i> – <i>i</i> /	
														1	-	7.1E-04	
														2	-	1.6E-06	
														3	ТW	1.1E-07	※ 1
														4	-	1.8E-06	
													_	5	-	4.1E-09	
														6	TW	2.6E-10	
												-		7	-	6.0E-09	
														8	-	1.4E-11	
														9	TW	6.5E-13	
														10	-	1.3E-11	
														11	-	3.0E-14	
														12	TW	6.4E-14	
														13	-	2.7E-14	
														14	-	6.1E-17	
														15	TW	3.3E-15	
														16	-	5.9E-17	
														17	-	1.4E-19	
														18	TW	9.7E-15	
														19	TQUV	1.6E-13	
														20	IQUX	2.0E-11	
												1		21	-	3./E-06	
														22	-	8.5E-09	
														23	IW	5.6E-10	
														24	-	1.1E-08	
													1	25	-	2.6E-11	
														20	IVV	1.3E-12	
														27		2.4E-11 5.6E-14	
												L		20	TW	1.0E 14	
													L	30	-	5.0E-14	
														31		1 1E-16	
														32	тw	3.5E-15	
														33	-	1 1F-16	
										L				34	_	2.5E-19	
														35	TW	1.0E-14	
													<u>, </u>	36	TQUV	2.9E-13	
														37	-	7.2E-24	
			R											38	-	7.2E-24	
														39	-	6.1E-09	
															合計値	1.1E-07	

図 17-1 タービン・サポート系故障に対するイベントツリー

ASW故障 ATWS	メンテナンス	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD7	MN	СМ				
			1	-	7.2E-04	
			2	тс	2.5E-14	
			3	-	6.1E-09	
				合計値	2.5E-14	

図 17-2 タービン・サポート系故障ATWSに対するイベントツリー



図 18 計画外停止に対するイベントツリー

ISLOCA	ISLOCA発生(隔離不能)	ISLOCA発生(隔離可能)	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
Т8	IE_IS	IE_IS2				
	-		1	-	1.0E+00	
			2	ISLOCA	3.9E-10	※ 1
			3	ISLOCA	9.2E-11	
				合計値	4.8E-10	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図19 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー

サプレッション・プール水温が上昇した場合の

HPCSの機能維持の考え方について

本PRAにおけるS/P水温が上昇した場合のHPCS機能維持の考え方について以下に示す。

(1) 事故シーケンスグループ上の整理

HPCSを用いた原子炉注水には成功するが,格納容器除熱に 失敗し,S/P水温の上昇が考えられるシーケンスとしては,T W(HPCS成功時)及びTBWがある。本PRAでは,どちら のシーケンスについても崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグ ループとして整理している。

(2) 格納容器除熱失敗時におけるHPCSの機能維持

格納容器除熱に失敗するシーケンスであるTBWにおけるS/ P水位及び水温を図1に示す。図1のとおり,TBWにおいては, 事象発生後約12分後にS/P水位高により,HPCSの水源がC STからサプレッション・チェンバに切り替わる。その後,S/ P水温が上昇するが,最高使用温度の104℃に到達する約8.9時間 後までに水源を切り替えるため,HPCSの機能は維持される。 このS/P水位高によるCSTからサプレッション・チェンバへ の水源切り替えは,LOCA時のサプレッション・チェンバ空間 体積を確保するためのインターロックであるが,LOCAではな い本シーケンスにおいてはW/Wベント水没回避のための外部水 源注水制限に対して余裕があるので,CSTに切り替えることは 問題ない(CST水源に切り替えた後に注水を継続した場合,外

添付 3.1.1.4-2-1
部水源注水制限に達するまでの時間は約24時間以降となる。)。

(3) 事故シーケンスグループの整理を変更した場合の感度解析

(2)のとおり格納容器除熱失敗時には、S/P水温が最高使用温 度に到達する前に水源をCSTへ切り替えるため、HPCSが機 能喪失することはないが、参考に格納容器除熱失敗時はHPCS が機能喪失すると仮定し、TBWを全交流動力電源喪失に変更し た結果を表1及び図2に示す。なお、TWについてはHPCSに よる原子炉注水に失敗した場合においても、後段のRCIC及び 低圧ECCSによる原子炉注水に期待できるため、事故シーケン スとしてはほぼ変わらず崩壊熱除去機能喪失のシーケンスに整理 されることを確認している。

感度解析の結果, S/P水温の上昇によるHPCS機能喪失に より, TBWの事故シーケンスグループが崩壊熱除去機能喪失か ら全交流動力電源喪失に変わるため,全交流動力電源喪失による 炉心損傷頻度は2桁程度増加し,事故シーケンスグループ別の炉 心損傷割合も増加することを確認した。

吉 北 、	炉心損傷頻度 (/炉年)			
事 战 シーク シス グ ループ	T B W を崩壊熱除去機 能喪失に含める場合	T B W を全交流動力電源 喪失に含める場合		
崩壊熱除去機能喪失	6.0E-05	5.6E-05		
全交流動力電源喪失	9.9E-08	4.9E-06		

表1 TBWを全交流動力電源喪失に変更した場合の炉心損傷頻度



図1 TBWにおけるS/P水位及びS/P水温



T B W を崩壊熱除去機能喪失に含めた場合(ベースケース)

TBWを全交流動力電源喪失に含めた場合

図2 TBWを全交流動力電源喪失に変更した場合の事故シーケンス ループ別の炉心損傷割合

原子炉隔離時冷却系の運転継続時間8時間の妥当性について

本PRAでは、全交流動力電源喪失時においても、原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という。サポート系を含めたRCICの系統概略図を図1に示 す。)は直流電源が枯渇するまでの8時間は運転継続が可能であると想定して いる。

全交流動力電源喪失時には,残留熱除去系が機能喪失するため,格納容器内 の温度,圧力が上昇することにより,RCICポンプの有効吸込み水頭圧(N PSH)が確保できなくなる可能性,及びRCICが排気圧高によりトリップ する可能性がある。また,RCICポンプ室や中央制御室の換気空調系も機能 喪失するため,RCICポンプ室や中央制御室の室温が上昇することにより, RCICが機能維持できない可能性がある。このため,全交流動力電源喪失時 を対象に,次の観点からRCICの8時間運転継続への影響について整理した。

- ・サプレッション・プール水の温度上昇
- ・サプレッション・プール水の圧力上昇
- ・RCICポンプ室の室温上昇(補足資料参照)
- ・中央制御室の室温上昇(補足資料参照)

上記4点の評価結果を表1に示す。表1のとおり、上記のいずれについても RCICの8時間運転継続の妨げにならないことを確認した。

また,全交流動力電源喪失時のRCICの運転制御に必要な設備への電源を 供給する125V系蓄電池A系の負荷内訳を表2に示す。表2では10時間までの 負荷を考慮しているが,その場合においても必要となる電源容量は1,836Ahで あり,125V系蓄電池A系の電源容量2,000Ahを下回る。これにより,RCIC の8時間運転継続に必要な直流電源を蓄電池から給電できることを確認した。 なお,必要な電源容量は,電池工業会規格SBAS0601「据置蓄電池の容量算出

添付 3.1.1.4-3-1

法」に従い、以下の式を用いて評価した。

$$C = \frac{1}{L} \left[K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \cdots + K_n (I_n - I_{n-1}) \right]$$

C : + 1 0 ℃における定格放電率換算容量 (Ah)

L:保守率(0.8)

K:放電時間,蓄電池の最低温度(+10℃)及び許容できる最低電圧(1.75V
 /セル)によって決められる容量換算時間

I: 放電電流 (A)

サフィックス1, 2, 3, · · ·, n: 放電電流の変化の順に付番

以上により,全交流動力電源喪失時においても,RCICの運転制御に必要 な直流電源を蓄電池から給電可能な8時間は,RCICを運転継続することが 可能である。



図1 RCICの系統概略図

評価項目	概 要	評 価
サプレッシ	サプレッション・プール水の温度が上昇すると, RCI	RCICポンプの第一水源は復水貯蔵タンクであり, 自動でサ
ョン・プー	Cポンプのキャビテーションやポンプ軸受潤滑油冷却	プレッション・チェンバに水源が切り替わることはないため、
ル水温の上	機能を阻害する場合, RCICポンプの運転に影響を与	サプレッション・プール水の温度上昇がRCICポンプの運転
昇	える可能性がある。	に影響を与えることはない。また、第二水源であるサプレッシ
		ョン・チェンバを水源とした場合,事象発生後8時間での水温
		は約100℃となる。この時のRCICポンプの有効NPSHは
		約6.4m まで低下するが、RCICポンプの必要NPSHであ
		る約 5.8m に対して十分余裕があるため、キャビテーションは
		発生しない。また、ポンプ軸受の潤滑油温度は、冷却器の設計
		上、潤滑油の冷却に使用しているサプレッション・プール水温
		より
		なるため、軸受の冷却が阻害されることはない。したがって、
		サプレッション・プールの温度上昇によるRCICの8時間運
		転継続への影響はない。
サプレッシ	RCICタービン排気圧高トリップインターロックの	全交流動力電源喪失時にRCICによる原子炉注水を継続し
ョン・チェ	設定圧力は 0.172MPa[gage]である。全交流動力電源喪失	た場合のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果,事象
ンバの圧力	時は残留熱除去系によるサプレッション・プール水の冷	発生から 8 時間後のサプレッション・チェンバの圧力は約
上昇	却ができないため、サプレッション・チェンバの圧力が	0.07MPa[gage]であり、RCICタービン排気圧高トリップイ
	上昇し, RCICタービン排気圧高トリップインターロ	ンターロック設定圧力を下回っている。したがって、サプレッ
	ックが動作してRCICが停止する可能性がある。	ション・チェンバの圧力上昇によるRCICの8時間運転継続
		への影響はない。
RCICポ	RCICの機器設計において,ポンプ構成部品の許容温	全交流動力電源喪失時のRCICポンプ室の室温を評価した
ンプ室の室	度と, 部品同士の材質の違いからくる金属熱膨張差によ	結果, 8 時間後の室温は約 63.6℃(初期温度 40℃)であり,
温上昇	る干渉を考慮して、RCICポンプの最大周囲温度を	設計上考慮している最高周囲温度 66℃を下回る。したがって、
	66℃と設定している。全交流動力電源喪失時は換気空調	RCICポンプ室の室温上昇によるRCICの 8 時間運転継
	系が停止しているため, RCICポンプ室の室温が最高	続への影響はない。
	│温度を超過してRCICが停止する可能性がある。	
中央制御室	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は,	全交流動力電源喪失時の中央制御室の室温を評価した結果,8
の室温上昇	制御盤の設計上の最高温度から、40℃と設定している。	時間後の室温は約 37.5℃(初期温度 26℃)であり,設計上考
	全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているた	慮している最高温度 40℃を下回る。したがって,中央制御室
	め、中央制御室の室温が最高温度を超過してRCICが	の室温上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。
	停止する可能性がある。	

表1 原子炉隔離時冷却系の運転継続に係る評価結果

添付 3.1.1.4-3-4

	No. 負荷名称		f電流と運転	時間	
No.			480 分	600 分	備考
н	バキュームタンク復水ポンプ	69A	23A	_	
2	バロメトリックコンデンサ真空ポンプ	66A	22A	_	
3	M/C, P/C遮断器引外し	271A	_	_	No.3,4については,同時運転はしないため,負荷電流が大きい方で積上げること
4	ディーゼル発電機初期励磁	(200A)	_	_	とする。 よって, No.4の() 内は積算しない。
5	その他の負荷(電動弁,計装制御設備等)	1,344A	111A	111A	
	合 計	1,750A	156A	111A	

表2 125V 系蓄電池A系の負荷内訳

全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系ポンプ室

及び中央制御室の室温評価について

- 1. 原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度上昇の評価方法
 - (1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われないた め、評価対象室の温度変化は、盤や照明などの室内の熱源から受け る熱量(室内熱負荷)と隣室や躯体への放熱(躯体放熱)のバラン スによって決定される(図1参照)。評価手順としては、まず定常計 算により定常時(全交流動力電源喪失発生前)の躯体コンクリート 壁の温度分布を求め、全交流動力電源喪失発生時刻を0秒とした過 渡計算を行う。過渡計算では、評価対象のエリアと隣接室とのコン クリート熱容量を考慮し、室温とコンクリート内温度分布の過渡変 化から室温を求める。



図1 評価モデルの概要

添付 3.1.1.4-3-6

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

 ・評価対象室の評価条件

	原子炉隔離時冷却系
	ポンプ室
容 積[m ³]	
空気熱容量[kJ/K]	
初期温度[℃]	40

発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱量 (k₩)	14.6	14.6	14.6	14.7	15.7	16.7	17.7	18.4	19.5

・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

周辺エリア 40℃(夏期設計室温の最大値)

地中
 15℃(夏期設計外気温度(35℃)と冬期設計外気
 温度(-8℃)の平均(13.5℃)を丸めて設定)

サプレッション・プール水温

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
温度 (℃)	32	48	59	67	74	81	88	93	100

・コンクリート壁ー空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m ² ・℃) ^{※1}
鉛直壁面	2
水平壁面(上向き)	3
水平壁面(下向き)	0.5

※1 伝熱工学資料第5版に基づき,温度差5℃,代表長さ5mに

て算出した値

・コンクリートの物性値

評価壁面	物性值 ^{※2}
熱伝導率	1.6 (₩∕m・°C)
熱拡散率	5.3E-07 (m²∕s)

※2 伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において,事象発生 8 時後の原子炉隔離 時冷却系ポンプ室の温度は約 63.6℃となり,設計上考慮している 温度(66℃)を超過しないため,原子炉隔離時冷却系の運転継続 に与える影響はない。

- 2. 中央制御室の温度上昇の評価方法
 - (1) 評価の流れ

原子炉隔離時冷却系ポンプ室の評価と同様の流れで評価を行った。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

 ・評価対象室の評価条件

	中央制御室
発熱負荷[₩]	
容 積[m ³]	
空気熱容量[kJ/K]	
初期温度[℃]	26

 ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

周辺エリア40℃ (夏期設計室温)MSトンネル室60℃ (同上)空調機械室35℃ (夏期設計温度)ケーブル処置室35℃ (同上)屋外35℃ (外気設計温度 夏期)

・コンクリート壁ー空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m ² ・℃)
鉛直壁面	2 ^{** 3}
水平壁面(上向き)	3 ^{** 3}
水平壁面(下向き)	0.5^{*3}
屋外	23 ^{** 4}

^{※3} 伝熱工学資料第5版に基づき,温度差5℃,代表長さ5mにて

算出した値

※4 空気調和衛生工学便覧第14版に基づく

・コンクリートの物性値

評価壁面	物性值*5
熱伝導率	1.6 (₩/m • °C)
熱拡散率	5.3E-07 (m ² /s)

※5: 伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において,事象発生 8 時後の中央制御室の 温度は約 37.5℃となり,設計上考慮している温度(40℃)を超過し ないため,原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。

添付 3.1.1.4-3-9

事故シーケンスの分類について

事故シーケンスの最終状態を, 喪失する基本的安全機能(停止機能, 炉心冷却機能,格納容器からの除熱機能)及び「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」(以 下「規則解釈」という。)の第 37 条に記載されている事故シーケンス グループに従い,表1のとおり分類している。

規則解釈にて与えられた事故シーケンスグループは,表1のとおり3 つの基本的安全機能のいずれかが喪失するカテゴリとして整理し,全 交流動力電源喪失の事故シーケンスグループについては,炉心冷却機 能喪失のカテゴリに位置付けることとした。したがって,全交流動力 電源喪失後に炉心冷却に失敗する長期TB,TBU,TBP及びTB Dについては,炉心冷却機能喪失に分類される全交流動力電源喪失と して整理する。ただし,TBWについては,除熱機能喪失により格納 容器先行破損に至るシーケンスであることから,格納容器からの除熱 機能喪失に分類される崩壊熱除去機能喪失として整理する。

表1 事故シーケンスの分類

喪失する基本的安全機能	事故シーケンスグループ		
原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	• T C	
	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	
		・ 長期 TB	
		• T B U	
	主父弧動乃电源丧天	•ТВР	
炉心冷却機能喪失		• T B D	
		• L O C A	
	L O C A 時 汪 水 機 能 喪 失	(AE, S1E, S2E)	
	格納容器バイパス		
	(インターフェイスシステム	• I S L O C A	
	LOCA)		
格納容器からの除熱機能喪失	品 博 최 除 土 烨 能 萌 生	• T W	
	—————————————————————————————————————	• T B W	

サポート系が一部故障している場合の評価について

フロントライン系とサポート系の依存性を表1に示す。また,サポート系が 一部故障した場合にフロントライン系へ与える影響について,以下に例示する。

(1) サポート系の一部故障により機能喪失する例

高圧炉心スプレイ系(HPCS)機能喪失に係るフォールトツリーの概略図を図1に示す。HPCSの動作には、サポート系として駆動電源の区分Ⅲ交流電源、制御用電源の区分Ⅲ直流電源、及び非常用補機冷却系としてHPCSディーゼル発電機海水系(HPCS-DGSW)を必要とする。

HPCSは、これらのサポート系のうち1つでも機能喪失すると機能喪失に至る。

(2) サポート系の一部故障により機能喪失しない例

自動減圧系(ADS)の機能喪失に係るフォールトツリーの概略図を図 2 に示す。自動減圧系の動作には、サポート系として区分Ⅰ直流電源、区 分Ⅱ直流電源のいずれかの電源を必要とする。

ADSは、両区分の直流電源が機能喪失した場合には機能喪失するが、 いずれか一方が機能維持していれば動作可能である。

表1 フロントライン系とサポート系の依存性

			フロントライン系 (従属故障の可能性のある系統)										
				原子炉 高圧炉心 停止 <u></u>		原子炉減圧		低圧炉心冷却		格納容器除熱			
			スクラム	HPCS	RCIC	A	DS	LPCS		LPCI		R	HR
			系	111 0.0	NOID	自動	手動	EI 00	А	В	С	A	В
		区分 I	_	—	_	—	—	0	0	—	_	Ô	—
	交流電源	区分Ⅱ	_	—			_	_	_	0	0	_	0
		区分Ⅲ	_	0	—	—	—	—	_	_	_	-	—
		区分 I		—	0	0	0	\odot	\bigcirc	_	_	\odot	—
	直流電源	区分Ⅱ	_	—	_	0	0	—	_	0	Ô	—	0
		区分Ⅲ	- 1	0	—	_	—	_	_	-	—	-	_
故	非常用補機 冷却系	RHRS-A	_	—	- 1	-	_	O	0	-	—	0	_
サ 障 ポ 系		RHRS-B	_	—	—	_	—	—		0	0	_	0
統		HPCS-DGSW	_	0		—	—	—	_	-	_	-	—
ト・系機		HPCSポンプ室	_	0	_	_	_	—		_		—	—
器		LPCSポンプ室	_	—	—	—	—	\odot	_	_	_	—	—
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	_	—	—	_	-	—	0	_	_	0	—
		LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	—	—	—	—	—	—	_	0	—	-	0
	空調機	LPCI-Cポンプ室	_	_	—	—	—	—	_	_	O	-	—
		DG-2C室	_	—	_	_	_	_	_	—	_	_	_
		DG-2D室	_	_	_	—	—	—	_	-	_	-	_
		HPCS-DG室	-	—	_	_	—	—	_	—	_	_	_

◎: 系統の機能維持に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。

○: 起因事象により必要になるケースがあり、事象によっては系統機能喪失となる。

添付 3.1.1.5-1-2



図1 HPCSのフォールトツリー概略図



図2 ADS自動信号故障のフォールトツリー概略図

制御棒挿入失敗確率の算出方法について

(1) はじめに

本 P R A では、スクラム機械系故障の定義を「原子炉を未臨界状 態にできないこと」としている。そのため、制御棒挿入の失敗につ の制御棒の挿入に失敗すると未 いては, 臨界を確保できないという過去の知見に基づき, の制御棒の挿入に失敗する確率としている。 の制御棒挿入 (3)

失敗確率について	こは,以下に示す方法	去により算出している。	
)制御棒	挿入失敗確率の算	出方法	
a. 制御棒	挿入失敗確率	の算出式	

b. 制御棒1本当たりの故障確率P_{CRD}の算出式

c. 共通要因故障

d. 組合せ数



- 4. 参考文献
 - [1] "故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定",
 日本原子力技術協会,平成21年5月.
 - [2] WASH-1400, "REACTOR SAFETY STUDY", U.S NUCLEAR REGULATORY COMMISION, OCTOBER 1975.
 - [3] NUREG/CR-4550, "Analysis of Core Damage Frequency: Internal Events Methodology", JANUARY 1990.

保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を

評価上除外するモデル化方法について

緩和設備のフォールトツリーでは、メンテナンスによる待機除外確率をモデ ル化しているため、事故シーケンスの定量化の際、保安規定上許容されない複 数の緩和設備を同時に待機除外にする組合せのカットセットが含まれること になる。これらのカットセットを評価上除外するため、保安規定上許容されな い複数の緩和設備の待機除外の組合せをモデル化したフォールトツリーを作 成し、イベントツリーの最初のヘディングにこのフォールトツリーをリンキン グさせ、このヘディングの成功パスを定量化対象としている。

保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を評価上除外するため のイベントツリー及びフォールトツリーの概念図を図1に示す。



図1 保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を評価上除外する

ためのイベントツリー及びフォールトツリーの概念図

熱交換器の故障率における淡水/海水の考慮について

東海第二発電所の非常用の補機冷却系である残留熱除去系海水系は、海水を直接 残留熱除去系の熱交換器に通水する設計となっている。

淡水と海水の違いによる熱交換器の故障率の取扱いについて、国内一般機器故障 率(以下「国内21ヵ年データ」という)では、淡水と海水の区別はなく、国内で発 生した全ての故障件数を基に算出されている。また、海外故障率^[1]においても、 国内21ヵ年データと同様に、淡水と海水の区別がなされていない。

国内 21 ヵ年データで故障件数に挙げられている国内プラントの熱交換器の故障 実績を表1に示す。熱交換器の故障モードとして最も支配的となるのは伝熱管閉塞 であり、海水系の故障モードとなることから、適用性に問題はない。

故障 モード	事象の概要	淡水/ 海水	国内 21 ヵ年デ ータ平均値 (1/h)
伝熱管 破損	東海第二発電所 第5給水加熱器(C)の伝熱 管の破断(2000年02月23日) 原因:施工不完全による化学腐食	淡水	2.6E-8
伝熱管	福島第一原子力発電所1号機 格納容器スプ レイ熱交換器(A) 点検(1982年04月22日) 原因:自然劣化	海水	7 15 0
閉塞	福島第一原子力発電所1号機 格納容器スプ レイ熱交換器(B) 点検(1982年04月22日) 原因:自然劣化	海水	7.1E-8
外部 リーク	- (実績なし)	_	8.8E−9 [≫]

表1 国内プラントの熱交換器の故障実績

※ベイズ統計に基づく

参考文献

[1] Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S.Commercial Nuclear Power Plants (NUREG/CR-6928)

故障率データがない機器の既存データの代用について

本PRAでモデル化している機器のうち,国内21カ年データ「故障件数の不 確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定」において故障率が整備されてい ない機器については,別の機器の故障率で代用している。国内21ヵ年データか ら代用した理由は,国内原子力発電所における運転・保守に依存する機器の運 転期間,点検頻度等の違い等の特殊性から,他のデータベースの適用が困難と 考えているためである。

(1) 国内 21 ヵ年データ以外のデータベース

国内一般機器故障率から故障率を代用した機器について,他のデータベ ースを調査し,故障率の有無及び故障率が掲載されている場合は,その代 用の可能性について検討した。代用している機器に関する他のデータベー スにおける記載について表1に示す。

本PRAにおいて代用した機器故障率と他のデータベースにおける該当 機器の故障率を比較すると、他のデータベースの方が数桁高い値となって いる。また、同じ機器を比較した場合においても、該当する機器の故障率 は他のデータベースの方が高い傾向があることから、国内21ヵ年データに 故障率データがない機器のみ、他のデータベースの値を使用することは、 全体的なリスクの傾向を把握する上でバランスを欠いた評価となる可能性 があることから、適切ではないと考えられる。

機器故障率を代用しているものについては、本来、他の機器故障率デー タと同様に、国内プラントの実績に基づくデータを使用することが適切で ある。現在、機器故障率が整備されていないデータの収集・評価について は、電力中央研究所において検討がなされていることから、その結果につ

添付 3.1.1.6-2-1

いて適応性を検討していく。

(2) 機器故障率を代用した機器

本 P R A において機器故障率を代用している機器及び代用機器の選定理 由を表 2 に示す。

a. 制御弁

制御弁については,図1に示すとおり,系統圧力で弁開度を調整する 機器構造の類似性により「空気作動弁」を代用し,「制御弁誤閉」の故障 率を,故障モードの類似性により「空気作動弁誤開又は誤閉」の故障率 で代用している。

b. 冷却器

冷却器については,図2に示すとおり,熱エネルギー差のある流体間 で細管による熱交換を行う機器構造の類似性により「熱交換器」で代用 し,「冷却器故障」及び「冷却器閉塞」の故障率を,それぞれ故障モード の類似性により「熱交換器伝熱管破損」及び「熱交換器伝熱管閉塞」の 故障率で代用している。

c. 速度検出器

速度検出器については,検出した情報を電気信号に変換する機器構造 の類似性により「水位トランスミッタ」及び「圧力トランスミッタ」で 代用し,「速度検出器作動失敗」及び「速度検出器誤高出力/誤低出力」 の故障率を,それぞれ故障モードの類似性により「水位トランスミッタ 不動作」及び「圧力トランスミッタ高出力/低出力」のそれぞれ高い方 の故障率で代用している。

d. 中性子束検出器

中性子束検出器については、放射線によるガスの電離作用を電気信号

添付 3.1.1.6-2-2

として検出する機器構造の類似性により「放射線検出器」を代用し,「中 性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器誤低出力」の故障率を,そ れぞれ故障モードの類似性により「放射線検出器不動作」及び「放射線 検出器高出力/低出力」の故障率で代用している(添付資料 3.1.1.6-5)。

機器及び故障モード		NUREG/CR-6928	IEEE-Std. 500	T-Book 6 th edition	国内 21 ヵ年データ	
(代用している機器	(代用している機器及び故障モード)		(/時間)	(/時間)	(/時間)	
制御弁	誤閉	_	5.5E-06	_	_	
(空気作動弁)	(誤開又は誤閉)	(1.8E-07)	(5.3E-07)	(2.0E−06∕1.7E−06)	(2.7E-08)	
	故障	—	3.4E-06	—	_	
冷却器	(伝熱管破損)	(-)	(-)	(-)	(2.6E-08)	
(熱交換器)	閉塞	—	—	—	_	
	(伝熱管閉塞)	(6.5E-07)	(-)	(3.2E-07)	(7.1E-08)	
速度検出器	作動失敗	_	9.0E-08	—	_	
(水位トランスミッタ)	(不動作)	(1.0E-07)	(4.6E-07)	(3.7E-06)	(1.4E-08)	
速度検出器	誤高出力/誤低出力	_	1.9E-07∕6.5E-07	_	_	
(圧力トランスミッタ)	(誤高出力/誤低出力)	(8.2E-07)	(6.9E-07∕5.3E-07)	(1.4E-06)	(3.5E-08)	
	作動失敗	_	6.0E-06	_	-	
中性子束検出器	(不動作)	(-)	(1.8E-06)	(-)	(3.4E-08)	
(放射線検出器)	誤低出力		—	_	_	
	(高出力/低出力)	(-)	(2.4E-06∕2.3E-06)	(-)	(7.3E-08)	

表1 代用している機器に関する他のデータベースの記載

故障率が整備され	っていない機器	代用機	器	代用機器の選定理由
制御弁	誤閉	空気作動弁	誤開又は誤閉	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~	故障	教大场明	伝熱管破損	機器構成要素の類似性
行却츎	閉塞	然父 <b>撰</b> 恭	伝熱管閉塞	故障モードの類似性
	作動失敗	水位トランスミッタ	不動作	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
速度検出器	誤高出力		<b>室山力</b> /低山力	機器構成要素の類似性
	誤低出力	圧力トリンスミック	尚田刀/ 仏田刀	故障モードの類似性
中世之主於山田	作動失敗		不動作	機器構成要素の類似性
甲性于果使出奋	誤低出力	<u></u>	高出力/低出力	故障モードの類似性

表 2	機器故障率を代用している機器-	-覧
~ • -		



図1 構造の比較(制御弁と空気作動弁の例)



冷却器構造図

添付 3.1.1.6

Ň

-1

基データ 改訂版)」原子力情報センター

図2 構造の比較(冷却器と熱交換器の例)

メンテナンスによる待機除外確率の実績データとの比較について

(1) メンテナンスによる待機除外確率の算出方法

メンテナンスによる待機除外確率は、本評価でモデル化対象とした系統 毎にメンテナンスによる待機除外の可能性のある機器を選定し、機器の故 障率と平均修復時間を用いて、次の式により算出している。

$$P_{SYS} = \sum_{i} (\lambda_{i} \cdot T r_{i})$$

λ_i: 定期試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発
 生率(/時間)

Tr::機器iの平均修復時間(時間)

ここで、*λ*_iは、NUREG/CR-2815を参考に、対象機器の異 常が検知されれば機器が機能喪失する前に予防保全として保守作業を実 施することを考慮して、定期試験等によって異常の発見が可能な機器の故 障モードの機器故障率の10倍としている。

また、平均修復時間Triについては、表1に示す時間を使用している。

機器	平均修復時間	出典	備考
		WACH 1400	残留熱除去系など
ホンノ, ノアン	19时间	WASH-1400	安全系に対する値
	7 1七 目目	WACH 1400	残留熱除去系など
<del>J.</del>	(吁丁间)	WASH-1400	安全系に対する値
			1979年6月から1986年
アイーセル	20時間	国内実績	3月までのデータに基
ヂ 黽懱			づく

表1 平均修復時間データ

(2) 待機除外の評価対象機器の考え方

メンテナンスによる待機除外確率を考慮する機器については,以下の条 件を満たすものを評価対象とした。

- サーベランス試験等により故障が発見可能であること
- プラント停止することなくメンテナンスを行えること
- メンテナンスにより系統が機能喪失に至ること

メンテナンスによる待機除外確率の評価例として,低圧炉心スプレイ系 の待機除外確率の評価を表2に示す。低圧炉心スプレイ系の構成機器のう ち,上記の条件を満たすものとして,電動ポンプ1台,電動弁2弁,逆止 弁1弁,手動弁5弁,ファン1台を抽出した。これらの機器の故障モード については,各機器の考慮すべき故障モードのうち,最も寄与が大きいと 考えられる故障モードを代表して適用している。

機器タイプ	故障モード	機器数	故障率 (∕h)	平均修復時間 (h)	計算值*
電動ポンプ	起動失敗	1	1.3E-07	19	2.5E-05
電動弁	作動失敗	2	4.8E-08	7	6.7E-06
逆止弁	開失敗	1	7.1E-09	7	5.0E-07
手動弁	閉塞	5	8.5E-09	7	3.0E-06
ファン	起動失敗	1	1.3E-07	19	2.5E-05
	6.0E-05				

表2 メンテナンス確率算出例(低圧炉心スプレイ系)

※:計算值=10×機器数×故障率×平均修復時間

(3) メンテナンスによる待機除外確率と実績データの比較

(1)の方法により算出した,系統ごとのメンテナンスによる待機除外確 率と,国内BWRプラントの待機除外実績データを用いて評価した待機除 外確率(以下「国内BWRプラントの待機除外確率」という。)を表3に 示す。国内BWRプラントの待機除外確率は,NUCIAに登録されてい る1998年~2007年までの国内BWRプラントの系統の待機除外の回数, 総待機除外時間,延ベプラント運転時間から算出されている。なお,非常 用ディーゼル発電機については,国内PWRプラントの実績を含んでいる。

表3に示すとおり、本PRAで用いた待機除外確率は、国内BWRプラントの待機除外確率と同程度であることから、本PRAで用いた待機除外 確率は妥当であると考えられる。

系統	本 P R A で 用 い た 待機除外確率	国内BWRプラントの 待機除外確率 ^{**}
高圧炉心スプレイ系	9.7E-05	_
原子炉隔離時冷却系	9.5E-04	7.4E-04
低圧炉心スプレイ系	6.0E-05	1.5E-04
残留熱除去系-A/B	1.2E-04	3.1E-05
残留熱除去系-C	5.4E-05	3.8E-05
残留熱除去系海水系	3.8E-04	—
非常用ディーゼル発電機	9.9E-04	5.6E-04
高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機	9.9E-04	_
非常用ディーゼル発電機 海水系	2.7E-04	_
高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機海水系	2.7E-04	_

表3 メンテナンスによる待機除外確率の比較

※:「ベイズ統計学に基づくアンアベイラビリティ推定方法の開発-新しい推定理 論と国内BWR待機除外データを用いた推定例-研究報告:L08009」(平成21 年5月,(財)電力中央研究所) (4) 非常用ディーゼル発電機の平均修復時間に係る最新のデータについて

NUCIAに登録されている 1998 年~2007 年までの国内データから整 理された非常用ディーゼル発電機の待機除外データは,延ベプラント運転 時間(国内PWRとBWRの合計値)2,740,393.4hに対し,待機除外回数 32回,総待機除外時間1,525.1hとされている。ここから計算される待機 除外1回あたりの待機除外時間は約48hとなり,本PRAで用いた平均修 復時間20hの2倍以上となっている。しかし,本PRAでは,(1)で述べた とおり予防保全を考慮して10倍した値を待機除外確率と使用しているた め,本PRAで用いている非常用ディーゼル発電機の待機除外確率9.9E-4 は,国内BWRプラントの待機除外確率5.6E-4より大きい値となり,保守 性を有していると考えられる。
共通要因故障に関するMGLパラメータ適用の考え方

(1) 共通要因故障を考慮する機器の同定

本 P R A では同一又は異なるシステムにおいて,多重性を持た せるために用いられる機器については,共通要因故障を考慮して いる。共通要因故障を考慮する機器の同定フローを図1に示す。

a. 共通要因故障を考慮する機器の候補の同定

以下の3つの条件を同時に満たす機器について,共通要因故 障を考慮する機器の候補として同定し,

(a) 冗長の機能を有する同種機器

(b) 起因事象発生前の運転状態が同一

(c)同一故障モード

共通要因故障を考慮する機器については上記の条件に基づき 分類しており,製作メーカの異なる機器についても同様の方法 で同定することになる。なお,本PRAでは共通要因故障を考 慮する機器としてメーカの相違する機器は抽出されていない。

b. 動的機器,静的機器及びそれらの故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって,共通 要因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。したが って,これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。

ポンプの起動失敗,弁の開失敗等の動的機器の動的故障モードについては,上記a.の条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮する。

動的機器の静的故障モード及び静的機器の各故障モードについては,上記 a. の条件を満たし,動的機器の動的故障モード

添付 3.1.1.6-4-1

と同程度の故障率であるものに対して共通要因故障を考慮することとし、ストレーナの閉塞(内部破損含む)を抽出した。

(2) 本 P R A で 用 い た 共 通 要 因 故 障 パ ラ メ ー タ

本 P R A では, 共通要因故障のモデル化はMGLモデルとして いる。MGLモデルは, 冗長性が高い系の解析に対応しており, 原子カプラントにおいて広く使用実績がある。

本PRAに用いた共通要因故障パラメータを表1に示す。これら のパラメータはNUREG等の文献を基に設定している。なお, ファン,ダンパ等の一部の機器については,機器の構造を考慮し たうえで,他の機器で代用している。

共通要因故障パラメータは,機器故障率と同様に,本来は国内 プラント実績に基づくべきと考えられるが,現時点では,データ ベースが整備されていない状況にある。そのため,本PRAでは 国内外で使用実績のある海外文献等のデータを使用しており,故 障モードに依らず機器の共通要因故障パラメータを設定している。

例としてポンプのβファクタの算出方法を示す。ポンプにおける機能喪失の要因分析結果は表 2 のとおりである。コマンドに関する失敗事例を除く機器の故障 259 件のうち,共通要因による故障が 10 件であるため,共通要因による故障件数を機器の故障件数 で除して 0.039 と設定した。

なお、NUREG/CR-1205 (Rev.1)で共通要因故障に 分類されている事例は、故障要因から判断したものであり、実際 に多重故障が発生したものとは限らない。したがって、このβフ ァクタは保守的な値である。

添付 3.1.1.6-4-2

(3) 共通要因故障パラメータの適用における故障モードの考慮

共通要因故障パラメータについて、本PRAでは従前より適用 実績のある海外文献に基づくデータを用いた。一方で故障モード 毎の共通要因故障パラメータをまとめた文献としては、NURE G/CR-5497の改訂版である CCF Parameter Estimations 2010がある。

本 P R A で使用している共通要因故障パラメータと CCF Parameter Estimations 2010の共通要因故障パラメータを表3に 示す。表3のとおり、ポンプの継続運転失敗の共通要因故障のパ ラメータについては、CCF Parameter Estimations 2010と本 P R A で用いた値がほぼ同等であるものの、他のパラメータは CCF Parameter Estimations 2010の方が低い値を示している。これら のパラメータを用いた場合の感度解析結果を表4及び図2に示す。

感度解析の結果,全炉心損傷頻度は 5.0E-5/炉年となり,ベー スケースの全炉心損傷頻度 6.1E-5/炉年と比較して 0.8 倍となっ た。これは,崩壊熱除去機能喪失における上位のカットセットに, FV重要度 2 位である「RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞の 共通要因故障」があり,その共通要因故障パラメータが,感度解 析ケースでは 3.9E-3 となり,ベースケース (1.3E-1)の 1/30 に 低下したことに起因する。

機器タイプ	β ファクタ ^{*1}	$\gamma \ \mathcal{D} r \mathcal{D} \mathcal{P} \mathcal{P}^{*2}$	備考
ポンプ,ファン	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁, ダンパ	0.130	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
D G	0.021	_	NUREG - 1150
検出器,トリップ設定器	0.082	_	NUREG $\angle$ CR $- 2771$
リレー (スクラムコンタクタ)	0.050	_	SECY — 83 — 293
蓄電池	0.008	_	NUREG - 0666
ストレーナ	0.133	_	NUREG/CR-5497

表1 共通要因故障パラメータの一覧

※1:多重故障(2重以上)が発生する確率

※2:多重故障が発生した場合,それが3重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550 に基づきγファクタを算出

### 表 2 イベントごとのポンプ故障件数 (NUREG/CR-1205 Table10)

·····································			A.	147	C	atego	ry .			1.1	n and	1		
a the second second	Runnf	ng	Alterna	ting		19		Sta	ndby			11		
	Notor	-	Motor		Notor Drive		Turbin Drive	e-	Diese	1-	Subtot	81		
Type of Event	Faults	<u>×</u>	Faults	x	Faults	*	Faults	x	Faults	*	Faults	x	Total	
Random	19	17	91	26	90	32	93	27	4	25	187	29	297	
Recurring	15	14	121	35	12	4	50	14			62	10	198	
Common Cause	6	5	5	1	3	1	6	2		**	9	1	20	
Recurring Common Cause			36	10	1	<1					1	-1	37	
Command Faults	37	34	64	18	91	33	106	30	4	25	201	31	302	
Recurring Command Faults	9	8	16	5	40	14	65	19	7	44	112	17	137	
Common Cause Command Faults	20	18	13	4	31	11	21	6	1	6	53	8	86	
Recurring Common Cause Command Faults	_4_	4	4	1	_11_	4	7	2				3	26	
Total	110		350		279		348		16		643		1,103	

ポンプの $\beta$ ファクタ= (9+1) / (187+62+9+1) = 10/259≒0.039

機器	共通要因故	障パラメータの参	照元等	β	γ	δ
	現状モデル	現状モデル				1.00E+00
			CCCG-2*	3.36E-02	—	_
ポンプ		継続運転失敗 	CCCG-3	4.14E-02	1.83E-01	_
(ファンもポンプ	CCF Parameter		CCCG-4	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01
で代用)	Estimations 2010		CCCG-2	2.45E-02	—	—
		起動失敗	CCCG-3	2.31E-02	4.18E-01	—
			CCCG-4	2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01
	現状モデル			1.30E-01	5.65E-01	1.00E-00
電動弁	CCF Parameter	目問生助	CCCG-2	9.46E-03	—	_
	Estimations 2010	用闭大敗	CCCG-3	1.05E-02	2.12E-01	_
	現状モデル			1.30E-01	5.65E-01	1.00E-00
逆止弁	CCF Parameter	<u> </u>	CCCG-2	0.00E+00	—	_
	Estimations 2010	用 大 敗	CCCG-3	0.00E+00	0.00E+00	_
	現状モデル	状モデル			—	_
DG	CCF Parameter	起動失敗	CCCG-2	1.08E-02	—	_
	Estimations 2010	継続運転失敗	CCCG-2	2.24E-03	—	_
	現状モデル	現状モデル			_	
ストレーナ	CCF Parameter Estimations 2010	閉塞	CCCG-2	3.90E-03	_	_

表 3 抽出した故障モード及び共通要因故障パラメータ

※CCCG:共通要因故障機器グループのことで,共通要因故障の対象となる系統又は機器の組合せである。 数値は共通要因故障を考慮する機器総数を示す。

添付 3.1.1.6-4-6

事 せいにん たい スガル・プ	炉心損傷頻度 (/炉年)			
争政シークシスクルーク	ベースケース	感度解析ケース		
高圧·低圧注水機能喪失	3.5E-09	3.2E-09		
高圧注水・減圧機能喪失	2.0E-08	2.0E-08		
全交流動力電源喪失	9.9E-08	9.6E-08		
崩壞熱除去機能喪失	6.0E-05	5.0E-05		
原子炉停止機能喪失	2.5E-08	2.5E-08		
LOCA時注水機能喪失	2.2E-11	6.2E-12		
格納容器バイパス				
(インターフェイス	4.8E-10	4.8E-10		
システムLOCA)				
合計	6.1E-05	5.0E-05		

表 4 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度比較



図1 共通要因故障同定のフロー

添付 3.1.1.6-4-8



図2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度比較

#### 中性子束検出器のモデル化について

スクラム信号を発信する信号の一つとして,図1に示す中性子束高高信号に よるトリップロジックの信号があり,局部出力領域計装(以下「LPRM」と いう。)検出器,カード及び演算装置から構成される平均出力領域計装(以下「A PRM」という。),中性子計装系リレー並びにスクラムコンタクタから構成さ れている。

図1に示すAPRMの範囲については、21個又は22個のLPRM検出器及 びカード、並びに演算装置で構成されており、本PRAでは1つの中性子束検 出器としてモデル化している。また、その故障率及び故障モードは以下のとお りとしている(添付資料3.1.1.6-2)。

- ・中性子束検出器の故障率については,放射線によるガスの電離作用を電気 信号として検出する機器構造の類似性により「放射線検出器」を代用
- ・故障モードとしては、「中性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器誤低
   出力」を、それぞれ故障モードの類似性により「放射線検出器不動作」及び「放射線検出器高出力/低出力」で代用



図1 中性子束高高信号によるトリップロジック及びスクラムパイロット弁回路

#### 人的過誤率の評価方法について

本PRAにてモデル化した人的過誤「事象発生前の弁の開け忘れ・ 閉め忘れ」及び「事象発生後の格納容器除熱操作失敗」を代表例とし、 HRA (Human Reliability Analysis) イベントツリーによる人的過 誤確率の算出について以下に説明する。

1. 事象発生前の人的過誤(弁の開け忘れ・閉め忘れ)

人的過誤の内容, HRAイベントツリーを図1に示す。また,過 誤確率計算シートを表 1-1~1-4 に示す。

事象発生後の人的過誤(格納容器除熱操作失敗)

人的過誤の内容, HRAイベントツリーを図2に示す。また,過 誤確率計算シートを表2-1~2-4に示す。評価に当たって,想定した 人的過誤の内容について以下に示す。

(1) 操作内容

原子炉への注水に成功した後のRHRによる格納容器からの除 熱操作に失敗する。

操作に使用するRHRの系統構成を図3に示す。

(2) 操作に使用する手順書及び操作手順

非常時運転手順書(徴候ベース)及び原子炉設備運転手順書に 基づき,以下の認知・操作を実施する。 認知(RHRによる格納容器除熱の認知_表 2-1)

①格納容器圧力高(LOCA信号)

②ドライウェル空間温度

操作(RHRによる格納容器除熱操作_表 2-2)

RHRSポンプを(2台) 起動

② R H R ポンプ室空調機を起動

③ R H R ポンプを起動

④RHR熱交バイパス弁を全閉

⑤格納容器スプレイ弁を(2弁)全開

⑥サプレッション・プールスプレイ弁を全開

(3) 余裕時間

余裕時間はTW時の事象進展解析結果より1時間とする。格納 容器除熱操作において考慮している格納容器スプレイ冷却系及び サプレッション・プール冷却系は15分程度で実施できることから 比較的短時間で完了できる。

(4) 追加の指示や過誤回復の可能性

業務の連携は良好であり,担当運転員以外にも指導的な立場等 の他の運転員からの指示や過誤回復に期待できる。また,事象進 展に伴い後段に発報される複数の警報により,認知失敗の過誤回 復に期待できる。

3. 評価に使用したデータベース

人的過誤確率の算出にあたっては、NUREG/CR-1278 に記載されている人的過誤確率データを使用した。人的過誤確率デ ータの例を表 3-1~3-7 に示す。



図1 HRAイベントツリー(弁の開け忘れ・閉め忘れ)

# 表 1-1 過誤確率計算シート(弁の開け忘れ・閉め忘れ:分岐 a)

過誤確率計算シート 1-a

動作に失敗する確率: 機器の状態復旧の手順遵守に失敗する					
行動形成因子	及び過誤確率	当該過誤確率での設定			
1. 利用可能な時間	利用可能な時間による ストレス要因として考 慮 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮			
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟 練度によるストレスの 影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No.2 起因事象発生前の操作であるため,ファクタ1と する			
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順で考慮				
4. 訓練と経験	運転員の熟練度による ストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮			
5. 操作の手順	オミッションエラーの 場合に,手順数の影響 等による過誤確率値で 考慮 学会標準解説表23-3	解説表23-3No.1 該当手順は特段長くはなく,記載も明確である (中央値0.001 EF3)			
6. 人間工学要因	コミッションエラーの 場合に,個別状況によ る過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	コミッションエラーで考慮			
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分	分なされていることから,影響は小さい			
8.業務の連携	運転員間・運転直間の は小さい	業務の連携は十分実施されていることから,影響			

# 表 1-2 過誤確率計算シート(弁の開け忘れ・閉め忘れ:分岐 b)

<u>過誤確率計算シート 1-b</u>

動作に失敗する確率: 機器の状態復旧のための動作に失敗する

行動形成因子	子及び過誤確率	当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるス トレス要因として考慮 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練 度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No.2 起因事象発生前の操作であるため、ファクタ1と する
3. 操作の複雑さ	6.人間工学要因で考慮	
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるス トレスの相違 学会標準解説表23-4	2.ストレス要因で考慮
5. 操作の手順	オミッションエラーの場 合に,手順数の影響等に よる過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3	オミッションエラーで考慮
6. 人間工学要因	コミッションエラーの場 合に,個別状況による過 誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	解説表23-2No.3 復旧の失敗であり,同様なコントロールを持つパ ネルで選択誤りの過誤確率で代表する (中央値0.001 EF3)
7.健康状態	運転員の健康管理は十分	なされていることから,影響は小さい
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業績 小さい	膐の連携は十分実施されていることから,影響は
操作に対する確認・回復	本操作では,十分な時間 余裕があるため,担当運 転員による再チェックに 期待できるとし,運転員 による操作に対しての確 認・回復を考慮する	NUREG/CR-1278(THERP)表20-22No.4 計測・操作等の活動に対する確認の失敗確率を用 いる (中央値0.01 EF5)

<u>過</u> 誤確率計算シート 1-a r						
従属性を有する場合の過誤確率						
手順遵守又は動作に失敗する確率 1.0E-03 (計算シート1-a) 従属性を考慮する動作失敗確率 – (計算シート1-b) 合計 1.0E-03 (従属考慮前値)						
<u>従属性の設定(学会標準解説表24):</u> <u>事象発生前であり,時間余裕は十分長く,担当運転員以外の当直長等の</u> <u>上位の運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を有するため</u> 低従属とする。 (学会標準解説表23-5)						
完全従属 当該過誤確率值 = <u>1.0E+00</u>						
高従属 当該過誤確率値 = (1+従属考慮前値) / 2 5.0E−01						
中従属 当該過誤確率值 = $(1 + 6 × 従属考慮前値) / 7$ 1.4E-01						
〇 低従属 当該過誤確率值 = $(1 + 19 \times 従属考慮前値) / 20$ 5.1E-02						
従属性なし     当該過誤確率値     = 従属考慮前値       1.0E-03						

表 1-3 過誤確率計算シート(弁の開け忘れ・閉め忘れ:分岐 ar)

表 1-4 過誤確率計算シート(弁の開け忘れ・閉め忘れ:分岐 brr)

<u>過誤確率計算シート 1-brr</u>						
従属性を有する場合の過誤確率						
手順遵守又は動作に失敗する確率 <u>1.0E-05</u> (計算シート1-a) 従属性を考慮する動作失敗確率 <u>-</u> (計算シート1-b) 合 計 <u>1.0E-05</u> (従属考慮前値)						
<ul> <li>従属性の設定(学会標準解説表24):</li> <li>事象発生前であり,時間余裕は十分長く,担当運転員以外の当直長等の</li> <li>上位の運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を有するため</li> <li>低従属とする。</li> <li>(学会標準解説表23-5)</li> </ul>						
完全従属 当該過誤確率值 = <u>1.0E+00</u>						
高従属 当該過誤確率值 = $(1 + 従属考慮前値) / 2$ 5.0E-01						
中従属 当該過誤確率值 = $(1+6×従属考慮前値) / 7$ 1.4E-01						
〇 低従属 当該過誤確率值 = $(1+19×従属考慮前値) / 20$ 5.0E-02						
従属性なし     当該過誤確率値      従属考慮前値       1.0E-05						



図2 HRAイベントツリー(格納容器除熱操作失敗)

#### 表 2-1 過誤確率計算シート(格納容器除熱操作失敗:分岐 a)

過誤確率計算シート 7-a

認知に失敗する確率: <u>RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する</u>

行動形成因子	及び過誤確率	当該過誤確率での設定		
1.利用可能な時間	利用可能な時間による 認知の過誤確率で考慮 学会標準解説表23-1	解説表23-1No.5 余裕時間1時間での初基事象の運転員による認知 失敗確率で代表する (中央値0.0001 EF30)		
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟 練度によるストレスの 影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No.4 訓練内容と同等レベルであるが,事象発生前より 事象発生後の方がストレスレベルが高くなると考 えられるため,ファクタ2とする		
3. 操作の複雑さ	認知に失敗する確率であ	あり、対象外		
4. 訓練と経験	運転員の熟練度による ストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮		
5. 操作の手順	オミッションエラーの 場合に,手順数の影響 等による過誤確率値で 考慮 学会標準解説表23-3	認知に失敗する確率であり、対象外		
6. 人間工学要因	コミッションエラーの 場合に,個別状況によ る過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	認知に失敗する確率であり、対象外		
7.健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから,影響は小さい			
8.業務の連携	運転員間・運転直間の は小さい	業務の連携は十分実施されていることから,影響		

#### 表 2-2 過誤確率計算シート(格納容器除熱操作失敗:分岐 b)

_過誤確率計算シート 7-b

動作に失敗する確率: RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する					
行動形成因子	及び過誤確率	当該過誤確率での設定			
1.利用可能な時間	利用可能な時間によるス トレス要因として考慮 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮			
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練 度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No.4 訓練内容と同等レベルであるが,事象発生前より 事象発生後の方がストレスレベルが高くなると考 えられるため,ファクタ2とする			
3. 操作の複雑さ	6. 人間工学要因で考慮				
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるス トレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮			
5. 操作の手順	オミッションエラーの場 合に,手順数の影響等に よる過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3	該当手順書から明確に理解できること,また,操 作手順は複雑でなく,訓練されている操作である ことから,オミッションエラーの寄与は十分小さ い			
6. 人間工学要因	コミッションエラーの場 合に,個別状況による過 誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	解説表23-2No.3 操作方法は訓練さており,操作器具は機能別に分 類されるため,同様なコントロールを持つパネル で選択誤り(機能別に良く分類された配置)の過 誤確率で代表する (中央値0.001 EF3)			
7.健康状態	運転員の健康管理は十分	なされていることから,影響は小さい			
8.業務の連携	運転員間・運転直間の業 小さい	 務の連携は十分実施されていることから,影響は			
操作に対する確認・回復	本操作では、十分な時間 余裕があるため,担当運 転員の再チェックに期待 できるとし,運転員によ る操作に対しての確認・ 回復を考慮する	NUREG/CR-1278(THERP)表20-22No.4 計測・操作等の活動に対する確認の失敗確率を用 いる (中央値0.01 EF5)			

表 2-3 過誤確率計算シート(格納容器除熱操作失敗:分岐 ar)

<u>過</u> 誤確率計算シート 7-ar	
従属性を有する場合の過誤確率	
従属性を考慮する認知失敗確率 <u>2.0E-04</u> 従属性を考慮する動作失敗確率 <u>-</u> (計算 合計 <u>2.0E-04</u> (従属	- シート 7 - b) 考慮前値)
<ul> <li>従属性の設定(学会標準解説表24):</li> <li>事象発生からの時間余裕は十分長く,担当運転員以外の</li> <li>運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を</li> <li>とする。</li> <li>(学会標準解説表23-5)</li> </ul>	当直長等の上位の 有するため低従属
完全従属 当該過誤確率值 = 1.	0E+00
■ 高従属 当該過誤確率値 = (1+ 5.	<u>従属考慮</u> 前値)/ 2 DE-01
中従属	<u>6×従属</u> 考慮前値)/7 4E-01
〇 低従属 当該過誤確率值 = $(1 + 5)$	<u>19×従</u> 属考慮前値)/20 DE-02
従属性なし     当該過誤確率値 = 従属考       2.	·慮前值 0E-04

表 2-4 過誤確率計算シート(格納容器除熱操作失敗:分岐 br)

<u>過誤確率計算シート 7-brr</u>	-	
従属	性を有する場合の過誤確率	
従属性を考慮する認知失敗確率_ 従属性を考慮する動作失敗確率_ 合計_	(計算シート7-a) (計算シート7-b) (従属考慮前値)	
<ul> <li>従属性の設定(学会標準解説表 事象発生からの時間余裕は十分 運転員による過誤回復に期待す とする。</li> <li>(学会標準解説表23-5)</li> </ul>	表24): 分長く,担当運転員以外の当直長等の上位の できる。十分大きな余裕を有するため低従属	
完全従属	当該過誤確率值 = 1.0E+00	
高従属	当該過誤確率值 = $(1 + 従属考慮前値) / 2$ 5.0E-01	
中従属	当該過誤確率值 = $(1+6 \times 従属考慮前値) / 7$ 1.4E-01	
○ 低従属	当該過誤確率值 = $(1+19 \times \ddot{\mathcal{U}}_{\mathbf{A}}$ 属考慮前值) $/ 2$ 5.0E-02	0
() 従属性なし	当該過誤確率值 = <u>従属考慮前值</u> 2.0E-05	

	Т	運転員全員			Т	運転員全員			Т	運転員全員	
区間	(To 後の	による診断	EF	区間	(To 後の	による診断	EF	区間	(To 後の	による診断	EF
	時間)	失敗確率			時間)	失敗確率			時間)	失敗確率	
	[分]	(初期事象に			[分]	(2次事象に			[分]	(3次事象に	
		対して)				対して)				対して)	
		[メデ゛ィアン]				[メデ゛ィアン]				[メディアン]	
1.	1	1.0		7.	1	1.0		14.	1	1.0	
2.	10	. 1	10	8.	10	1.0		15.	10	1.0	
3.	20	. 01	10	9.	20	. 1	10	16.	20	1.0	
4.	30	. 001	10	10.	30	. 01	10	17.	30	. 1	10
				11.	40	. 001	10	18.	40	. 01	10
								19.	50	. 001	10
5.	60	. 0001	30								
				12.	70	. 0001	30				
								20.	80	. 0001	30
6.	1500	. 00001	30								
				13.	1510	. 00001	30				
								21.	1520	. 00001	30
		1			1	1		1	1		

表 3-1 THERPの標準診断曲線(NUREG/CR-1278から抜粋)

(注) ・2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。

・To:異常発生を示すシグナルが出た時刻

・ここでは曲線を数値で示している。

注:日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2008」の解説表 23-1 から転記

添付 3.1.1.7-1-13

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF	
1.	1個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存		
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り	. 003	3	
	(ラベルで区別)			
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り	. 001	3	
	(機能別に良く分類された配置)			
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り	. 0005	10	
	(系統を模擬した表示)			
5.	スイッチの誤った方向への操作	. 0005	10	
	(固定観念に従う場合)			
6.	スイッチの誤った方向への操作	. 05	5	
	(通常の運転状態で固定観念を損う場合)			
7.	スイッチの誤った方向への操作	. 5	5	
	(高ストレス状態で固定観念を損う場合)			
8.	. 2状態スイッチの誤った方向への操作,又は,誤った (注)			
	レベルへの設定			
9.	回転式コントローラの誤った設定(2状態スイッチ)	. 001	10	
10.	完全な操作の完了に対する失敗	. 003	3	
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	. 005	3	
	(ラベルで区別)			
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	. 003	3	
13.	不適切なコネクタの配備	. 003	3	
	(不完全な装着や,コネクタのロック機構のテスト失敗			
	も含む)			
		1	1	

表 3-2 手動操作のコミッションエラー確率の例 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

(注) 項目 5, 6, 7の対応する HEP, EF の 1/5 の値

注:日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2008」の解説表 23-2 から転記

表 3-3	手順書を使うときのオミッションエラー確率の例
	(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	オミッションの項目	HEP	EF		
1.	チェック表が正しく用いられている場合 短い操作(<10項目)	. 001	3		
2.	長い操作(>10項目)	. 003	3		
	チェック表を用いていないか,又は正しく用いられていない 場合				
3.	短い操作(<10項目)	. 003	3		
4.	長い操作(>10項目) .01 3				
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが,用いていない場合 .05 5				
	※,日本百乙九学会博雅「百乙九惑雲武の山九運転坐録	ミム社在しし	~ 难索补的生		

は: 日本原ナフ字会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編): 2008」の解説表 23-3 から転記

## 表 3-4 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

		HEPs の増倍係数		
項目		熟練者	熟練度の低い者	
1.	作業負荷が大変低い	$\times 2$	$\times 2$	
2.	作業負荷が適度	$\times 1$	$\times 1$	
	(段階的操作)			
3.	作業負荷が適度	$\times 1$	$\times 2$	
	(動的操作)			
4.	作業負荷がやや高い	$\times 2$	$\times 4$	
	(段階的操作)			
5.	作業負荷がやや高い	$\times 5$	$\times 10$	
	(動的操作)			
6.	作業負荷が極度に高い	$\times 5$	$\times 10$	
	(段階的操作)			
7.	作業負荷が極度に高い	.25 ( EF = 5 )	.50 ( EF = 5 )	
	(動的操作又は診断操作)			
		極度にストレス・レ	ベルが高い場合は,	
		増倍係数ではなく,	複数のクルーを対	
		冢とした固定値を用	3いる。	
	注:日本原子力学会標準「原子力発電所	の出力運転状態を対象	とした確率論的安全評	

価に関する実施基準(レベル 1PSA 編): 2008」の解説表 23-4 から転記

表 3-5 先行するサブタスク"N-1"が成功又は失敗したときの, サブタスク"N"の成功又は失敗の条件付き確率の求め方:従属レベルの関数 (NUREG/CR-1278から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr \left[ S \ _{"N"}^{"} \right  S \ _{"N-1"}^{"} \left  \ ZD \right] = n$	$\Pr \left[ F_{"N"} \mid F_{"N-1"} \mid ZD \right] = N$
LD	$\Pr [S_{"N"}   S_{"N-1"}   LD] = \frac{1+19 n}{20}$	$\Pr [F_{"N"}   F_{"N-1"}   LD] = \frac{1+19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{"N"}   S_{"N-1"}   MD] = \frac{1+6n}{7}$	$\Pr [F_{"N"}   F_{"N-1"}   MD] = \frac{1+6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{"N"}   S_{"N-1"}   HD] = \frac{1+n}{2}$	$\Pr [F_{"N"}   F_{"N-1"}   HD] = \frac{1+N}{2}$
CD	Pr $[S "_N"   S "_{N-1}"   CD] = 1.0$	$\Pr [F_{"N"}   F_{"N-1"}   CD] = 1.0$

(注) n:サブタスクの成功確率

- N: サブタスクの失敗確率
- ZD: Zero Dependence 従属度ゼロ
- LD: Low Dependence 従属度低
- MD: Moderate Dependence 従属度中
- HD:High Dependence 従属度高
- CD: Complete Dependence 完全従属

注:日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル1PSA編):2008」の解説表 23-5 から転記

Table 7-2

ŕ

# Table 7-2 General guidelines for estimating uncertainty bounds for estimated HEPs*

Item	Task and HEP Guidelines**	EF
	Task consists of performance of step-by-step procedure ⁺⁺ con- ducted under routine circumstances (e.g., a test, maintenance, or calibration task); stress level is optimal:	
(1)	Estimated HEP < .001	10
(2)	Estimated HEP .001 to .01	3
(3)	Estimated HEP > .01	5
	Task consists of performance of step-by-step procedure ⁺⁺ but carried out in nonroutine circumstances such as those involving a potential turbine/reactor trip; stress level is moderately high:	
(4)	Estimated HEP < .001	10
(5)	Estimated HEP > .001	5
	Task consists of relatively dynamic ⁺⁺ interplay between operator and system indications, under routine conditions, e.g., increas- ing or reducing power; stress level is optimal	
(6)	Estimated HEP < .001	10
(7)	Estimated HEP > .001	5
(8)	Task consists of relatively dynamic ^{††} interplay between operator and system indications but carried out in nonroutine circum- stances; stress level is moderately high	10
(9)	Any task performed under extremely high stress conditions, e.g., large LOCA; conditions in which the status of ESFs is not perfectly clear; or conditions in which the initial operator responses have proved to be inadequate and now severe time pressure is felt (see text for rationale for EF = 5)	5
*The man **For	estimates in this table apply to experienced personnel. The perf ce of novices is discussed in Chapter 18. UCBs for HEPs based on the dependence model, see Table 7-3.	or-

[†] The highest upper UCB is 1.0.

1

See Appendix A to calculate the UCBs for  $\Pr[\texttt{F}_T]$  , the total-failure term of an HRA event tree.

++
See Table 18-1 for definitions of step-by-step and dynamic procedures.

#### Table 20-22 Estimated probabilities that a checker will fail to detect errors made by others* (from Table 19-1)

Item	,	Checking Operation	HEP	EF
(1)		Checking routine tasks, checker using written materials (includes over-the-shoulder inspections, verifying position of locally operated valves, switches, circuit breakers, connectors, etc., and checking written lists, tags, or procedures for accuracy)	.1	5
(2)		Same as above, but without written materials	.2	5
(3)		Special short-term, one-of-a-kind checking with alerting factors	.05	5
(4)		Checking that involves active participation, such as special measurements	.01	5
		Given that the position of a locally operated valve is checked (item 1 above), noticing that it is not completely opened or closed:	.5	5
(5)		Position indicator** only	.1	5
(6)		Position indicator** and a rising stem	.5	5
(7)		Neither a position indicator** nor a rising stem	.9	5
(8)		Checking by reader/checker of the task performer in a two-man team, <u>or</u> checking by a <u>second</u> checker, routine task (no credit for more than 2 checkers)	.5	5
(9)		Checking the status of equipment if that status affects one's safety when performing his tasks	.001	5
(10)		An operator checks change or restoration tasks performed by a maintainer	Above HEPs ÷ 2	5

* This table applies to cases during normal operating conditions in which a person is directed to check the work performed by others either as the work is being performed or after its completion.

A position indicator incorporates a scale that indicates the position of the valve relative to a fully opened or fully closed position. A rising stem qualifies as a position indicator if there is a scale associated with it.



図3 RHRによる格納容器スプレイ冷却系及びサプレッション・プール冷却系の 系統構成

起因事象発生前の人的過誤として評価した事象の抽出について

本 P R A で評価対象とした起因事象発生前の人的過誤の抽出過程を以 下に示す。ここで,起因事象発生前の人的過誤は運転員よる試験・操作 及びその後の状態復旧を対象としており,保修員による保全作業時の人 的過誤(計装機器の校正エラーを含む。)については機器故障率に含まれ ているとして,ここでは取り扱っていない。

(1) 操作・作業の同定

フォールトツリーでモデル化している全ての機器を対象に,プラント運転中及び停止中における操作・作業等を手順書類(定期試験 手順書,設備別運転手順書等)から抽出する。

(2) スクリーニング

抽出した操作・作業等に対し、日本原子力学会標準「原子力発電 所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準 (レベル1PSA編):2008」(以下「学会標準」という。)に基づき、 以下に示すスクリーニング基準を設け、スクリーニングできない操 作・作業等について、起因事象発生前の人的過誤として定義する。

- a. 系統の要求に対して機器の調整が自動的に行われるもの。
- b. 中央制御室にて機器の状態表示が確認でき,その状態が日常的 に確認されており,かつ調整が可能なもの。
- c. 実施されている保守後の機能試験により, 誤調整が明らかにな るもの。
- d. 当初の操作の後, チェックリストに基づく独立した機器の状態 確認があるもの(NUREG-1792を参考に設定*)。

※:学会標準に本スクリーニング基準に関する記載はないが、 NUREG-1792を参考に、従属性のない独立した確 認が別途実施されている場合においては、起因事象発生前

の人的過誤を除外できるものとして設定している。

e. 機器の状態確認が頻繁に実施されているもの。

本 P R A で評価対象とした全ての系統について検討した結果,抽 出された起因事象発生前の人的過誤は以下のとおりである。なお, スクリーニング基準 d.のみで除外した起因事象発生前の人的過誤 はなかった。

- ・手動弁に対する開け忘れ/閉め忘れ
- ・定期試験において非常用ディーゼル発電機を母線に並列させる
   際に手動でガバナ類の調整を行うが、試験後の待機状態(自動 投入可能な設定)への復旧に失敗する。

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果のうち,非常用ディーゼル 発電機の例を表1に示す。

		対象とした操作・作業等とスクリーニング結果				
起因事象発生前の人的	的過誤の抽出結果	運転中の試験等に伴	う操作等に起因	プラント停止中の操作等に起因		モデル化の
		(定期試験手	ミ順等)	(設備別手順書,定	期試験手順等)	要否
機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	除外理由	操作・作業等	除外理由	
非常用ディーゼル発電機	待機(自動)への復	<b>补股性 ~ 医长相 //~</b>		シャッチャール		
本体	旧失敗	試験時の運転操作	除外ルール b .	試験時の運転操作	除外ルール b .	省
非常用ディーゼル発電機	通常状態への復旧	シアサカイもり	除外ルールに	シャナシャンシャン	除外ルールに	
ガバナ	失敗	試験時の手動操作	該当しない	試験時の手動操作	該当しない	安
非常用ディーゼル発電機	休藤 西佐旧西町	<b>补股性 ~ 医长相 //</b> 2		シャットを		
燃料油移送ポンプ	待機への復旧矢敗 	試験時の連転操作	际外ルール b . 	試験時の連転操作	际外ルール b.	 
非常用ディーゼル発電機						
空調機	待機への復旧矢敗	武 験 時 の 運 転 操 作	除外ルール b .	試験時の運転操作	除外ルール b .	省
非常用ディーゼル発電機	待機(弁開)への復	+ 1		点検後の待機状態	除外ルールに	Ŧ
冷却水ライン手動弁	旧失敗		_	への復旧操作	該当しない	安

表1 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果(非常用ディーゼル発電機の例)

#### 校正ミスの取扱いについて

本 P R A では,保修員による機器の校正ミスについては,人的過 誤としてモデル化していない。その理由を以下に示す。

(1) 21ヵ年データにおける校正ミスの取扱い

本PRAで使用している機器故障率データは、「故障件数の不 確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定(平成21年5月公表)」 (以下「21ヵ年データ」という。)に記載されているデータを使 用している。21ヵ年データは国内プラントの機器の故障実績を基 に整備されたデータベースであるが、計装機器等の故障件数には、 機器の機械的故障以外に、保修員の校正ミスが原因で機器が故障 した場合が含まれている。21ヵ年データに記載されているデータ のうち、保修員の校正ミスを含む機器故障率の例を表1に示す。 また、表1に示す機器及び故障モードのうち、温度スイッチの誤 動作としてカウントされている事象の概要を表2に示す。表1及 び表2に示すとおり、21ヵ年データには、保修員による校正ミス が原因の故障事象が含まれているため、本PRAでは、校正ミス を人的過誤としてはモデル化していない。

(2) 校正ミスに係る共通要因故障の取扱い

冗長化された検出器においては、同じ保修員が連続して校正作 業を実施すると考えられるため、校正ミスが共通の要因となり複 数の検出器が故障する可能性がある。しかし、この校正ミスによ る共通要因故障についても、21ヵ年データではそれぞれ単独の機 器故障として取り扱われているため、本PRAにおいては校正ミ スに係る共通要因故障のみを独立して人的過誤としてはモデル化

添付 3.1.1.7-3-1

していない。

ここで、検出器の校正ミスに係る共通要因故障を人的過誤とし てモデル化した場合の非信頼度と炉心損傷頻度への影響を検討し た。校正ミスに係る人的過誤確率の評価結果を表3に示す。検出 器の校正ミスに係る共通要因故障の人的過誤確率は1.0E-5のオー ダーとなり、表4に示すとおり、本PRAでモデル化している検 出器及びトリップユニットの機械的故障の共通要因故障と同程度 の非信頼度となった。ただし、本PRAでは、検出器の共通要因 故障の中でFV重要度が最も高い、「原子炉水位(L-1)トラ ンスミッタ作動失敗共通要因故障」の場合でも、FV重要度は 3.4E-07であり、この共通要因故障の炉心損傷頻度に対する寄与割 合(3.4E-05%)は十分小さいため、検出器の校正ミスに係る共通 要因故障の人的過誤をモデル化した場合でも、炉心損傷頻度への 影響は限定的である。

機器	故障モード	故障件数 (校正ミス件数)	機器故障率 平均値[1/h]	
温度スイッチ	誤動作	2 (2)	2.5E-08	
圧力トランスミッタ	高出力/低出力	8 (1)	3.5E-08	
リミットスイッチ	不動作	3 (1)	5.5E-09	

表1 保修員の校正ミスを含む機器故障率の例

表 2 温度スイッチに係る保修員の校正ミス事象の概要

発生日時	1988 年 12 月 15 日 16 時 10 分 (B-CUWポンプ) 1988 年 12 月 16 日 11 時 33 分 (A-CUWポンプ)			
事象発生時の状況	定格出力(460MWe)で運転中のところ,昭和63年12月 15日16時10分,「ポンプ出口温度高」警報発生と同時に B-原子炉冷却材浄化系循環ポンプ(B-CUWポンプ) がトリップした。原因調査の結果,B-CUWポンプ出口 温度スイッチに設定値のずれが確認されたため,当該温度 スイッチの校正を実施した。 B-CUWポンプの試運転のため,12月16日11時33 分,同ポンプを起動したところ,「ポンプ出口温度高」警 報発生と同時にA-CUWポンプがトリップした。なお, B-CUWポンプの運転状況に異常はなかった。 A-CUWポンプの原因調査の結果,B-CUWポンプ と同様に,ポンプ出口温度スイッチに設定値のずれが確認 されたため,当該温度スイッチの校正を実施し,16時33 分にA-CUWポンプの試運転を行い運転状況に異常のな いことを確認して,通常運転に復帰した。 この間,発電機出力の変動はなかった。			
原因調査の概要	<ul> <li>CUWポンプ出口温度スイッチに設定値ずれが発生する 要因について検討した結果は、以下のとおりである。</li> <li>(1) CUWポンプ出口温度スイッチの不良 当該温度スイッチの内部点検において、異常は認められなかった。</li> <li>(2) 衝撃による設定値ずれ 工場において当該温度スイッチの衝撃試験を実施した 結果、設定値ずれは発生しなかった。</li> <li>(3) 定期検査時の校正ミス 設定値 60℃に対し、A、B - CUWポンプとも約 53℃ とほぼ同様な設定値ずれであり、当該温度スイッチの点 検校正作業はCUW補助ポンプ冷却水温度スイッチ(設 定値 66℃)の点検校正に引き続いて同一メンバーで実施 していたことから、作業者の勘違いによる校正ミスの可 能性が大きいと考えられる。</li> </ul>			
事象の原因	調査結果から,事象の発生原因は,定期検査時の当該温 度スイッチの点検校正において,作業者が当該温度スイッ チの設定値は,先に点検校正を行った同型の温度スイッチ の設定値(66℃)と同じだと勘違いして設定指針を取り付 け,その後誤りに気付き,調整ネジにより設定指針を正規 の設定値に調整した結果,温度スイッチの設定値が約53℃ となった可能性が大きいと考えられる。			
No.	項目	中央値 (/要求時)	EF	備考
-----	----------------------------------------	---------------	----	---------------------------------------------------
1	チェックリストを適切 に使用した場合に手順 書中の作業項目を省く	1.0E-03	3	NUREG/CR-1278 表 20-7(1)
2	管理者のチェック失敗	5.1E-02	_	NUREG/CR-1278 表 20-17 (低従属)
3	検出器単体の校正ミス	5.1E-05	3	$1 \times 2$
4	複数の検出器の校正ミ ス(共通要因故障)	2.6E-06	3	③に対して低従属 を仮定 NUREG/CR-1278 表 20-17 (低従属)

表3 検出器の校正ミスの共通要因故障に係る人的過誤確率評価結果

④の平均値: 3.2E-06 (/要求時)

表 4 検出器及びトリップユニットに係る共通要因故障の

関連系統	機器及び故障モード	非信頼度 (/要求時)	FV重要度
RCIC ADS LPCS LPCI-A/B/C	原子炉水位(L-1)トラ ンスミッタ作動失敗共通 要因故障	4.8E-06	3.4E-07
HPCS	原子炉水位(L-2)トラ ンスミッタ作動失敗共通 要因故障	4.8E-06	1.3E-07
ADS LPCS LPCI-A/B/C	原子炉水位(L-1)トリ ップユニット作動失敗共 通要因故障	8.3E-07	4.1E-08
ADS	原子炉水位(L-3)トラ ンスミッタ作動失敗共通 要因故障	4.8E-06	2.6E-08
ADS LPCS LPCI-A/B/C	ドライウェル圧力高トラ ンスミッタ作動失敗共通 要因故障	1.1E-06	2.2E-08
HPCS	原子炉水位(L-2)トリ ップユニット作動失敗共 通要因故障	8.3E-07	2.2E-08
ADS LPCS LPCI-A/B/C	ドライウェルトリップユ ニット作動失敗共通要因 故障	8.3E-07	1.7E-08
RCIC	原子炉水位(L-2)トリ ップユニット作動失敗共 通要因故障	8.3E-07	1.2E-08
ADS	原子炉水位(L-3)トリ ップユニット作動失敗共 通要因故障	8.3E-07	4.5E-09
LPCI-A/B/C	弁間差圧力トランスミッ タ作動失敗共通要因故障	8.6E-08	4.3E-09

非信頼度及び重要度評価結果(FV重要度上位 10 位)

人的過誤に係わるストレスレベル及びストレスファクタの

### <u>考え方について</u>

本 P R A で 用いている 起因 事象 発生前後の人的 過誤確率をストレ スレベル,ストレスファクタ及び余裕時間とともに表 1 及び表 2 に 示す。

運転員のタスク遂行の成功又は失敗の確率は,運転員にとっての 外的環境(温度,照明等の作業環境,タスクの特性,マンマシンイ ンターフェイス等),内的状態(経験,訓練等によって形成される 知識及びスキル)又はストレス等の行動形成因子によって大きく影響される。

本 P R A における人的過誤のストレスレベル及びストレスファク タの設定の考え方について,以下に示す。

### (1) ストレスレベルの分類

本 P R A では、ヒューマンエラーハンドブック(N U R E G / C R - 1 2 7 8)のT H E R P 手法(Technique for Human Error Rate Prediction)を使用しており、作業負荷等に応じて 7 つのストレスレベルを分類し、それらに対応した補正係数(ストレスファクタ)を評価している。その詳細については、表 3 に示す。

作業負荷が低い場合は注意力が散漫になり,逆に作業負荷が高 い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は超 えているため,タスク遂行の妨害となることから,その作業に対 する増倍係数を設定している。また,極端にストレスレベルが高 い場合は,情緒的反応が生じる等タスク遂行に非常に妨害となる

添付 3.1.1.7-4-1

ことから、固定値を用いて評価する。

なお、本PRAでは、運転員による異常時の事象の認知や操作 方法は訓練されているため、補正係数は「熟練者」の値を選択す る。また、運転員の操作内容は手順書に従った段階的操作である ことから、各ストレスレベルの「段階的操作」を選択する。

- (2) ストレスファクタの設定の考え方
  - a. 起因事象発生前(表 1,表 3)
    - ○認知失敗及び操作失敗

事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレス には至らないため、ストレスレベル「【No. 2】作業負荷が適度 (段階的操作)」のストレスファクタ1を設定した。

- b. 起因事象発生後(表 2, 表 3)
  - ○認知失敗

期待する緩和設備に対しては手順書の整備及び訓練の十分な 実施が行われているが,起因事象発生後は起因事象発生前に比 べて運転員のストレスレベルが高いと考えられるため,ストレ スレベル「【No.4】作業負荷がやや高い(段階的操作)」のス トレスファクタ2を設定した。

○操作失敗

認知と同様の理由により、ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い(段階的操作)」のストレスファクタ2を設定した。

基本的に上記の考え方に基づき、起因事象発生後の人的過誤

添付 3.1.1.7-4-2

について,ストレスレベル及びストレスファクタを設定してい るが,以下の人的過誤については,別途ストレスレベル及びス トレスファクタを設定した。

- 「水源切替操作失敗(CST→サプレッション・チェンバ,
   中破断LOCA)」,「注水不能認知失敗(大中破断LOCA)」
  - ○認知失敗

余裕時間が極めて短い時間であり,操作員のストレスが 非常に高いと考えられるため,ストレスレベル「【No.7】 作業負荷が極度に高い(動的操作又は診断操作)」の固定 値を用いて評価した。

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)	過 誤 確 率 (平均 值)	EF	ストレスレベル,ストレスファクタの 選定理由
弁の開け忘れ・閉め忘れ	適度 【No.2】 (×1)	8.3E-05	4.8	事故が発生していないときの操作で あり,特に高いストレスには至らない ため、ストレスレベル「【No.2】作業
DG試験時ガバナ操作後の 復旧失敗	適度 【No. 2】 (×1)	3.9E-03	6.8	負荷が適度(段階的操作)」のストレ スファクタ1を設定した。
弁の開け忘れ・閉め忘れ (ISLOCA)	適度 【No. 2】 (×1)	2.0E-03	3.5	

表1 起因事象発生前の人的過誤のストレスレベル及びストレスファクタ

人的過調	ストレスレベル (ストレスファクタ)		余裕時間	過誤確率	FF	ストレスレベル、ストレスファクタの選定理中		
	認知失敗	操作失敗		(平均値) 				
原子炉水位制御	やや高い 【No. 4】	やや高い 【No. 4】	30 分	2.5E-03	6.5	<ul><li>○認知失敗及び操作失敗</li><li>期待する緩和設備に対しては手順書の整備及び訓練の十分</li></ul>		
操作大敗	$(\times 2)$	$(\times 2)$				な実施が行われているが,起因事象発生後は起因事象発生前		
<ul> <li>水源切替操作失敗</li> <li>(CST→サプレッショ</li> <li>ン・チェンバ</li> </ul>	やや高い 【No.4】	やや高い 【No. 4】	30 分	2.5E-03	6.5	に比べて運転員のストレスレベルが高いと考えられるため, ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い(段階的操		
大中破断LOCA以外)	$(\times 2)$	$(\times 2)$				作)」のストレスファクタ2を設定した。		
原子炉手動減圧失敗	やや高い 【No.4】	やや高い 【No.4】	30 分	2.5E-03	6.5			
	$(\times 2)$	$(\times 2)$						
DG燃料油補給 握作失敗	やや高い 【No.4】	やや高い 【No. 4】	60 分	1.1E-04	35.6			
	$(\times 2)$	(×2)						
水源切替操作失敗 (CST→サプレッショ	極度に高い 【No.7】	やや高い 【No.4】	極めて	1 8F-01	6.7	○認知失敗 時間的余裕が極めて短い時間であり,操作員のストレスが非 常に高いと考えられるため,ストレスレベル「【No.7】作 業負荷が極度に高い(動的操作又は診断操作)」の固定値を 用いて評価」た		
ン・デェンハ, 中破断LOCA)	(固定値)	(×2)	短い時間			用いて評価した。 ○操作失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。		
RHR系操作失敗	やや高い 【No.4】	やや高い 【No.4】	60 分	1.1E-04	35.6	○認知失敗及び操作失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。		
	$(\times 2)$	$(\times 2)$						

表2 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタと余裕時間(1/2)

人的過誤 起動信号の共通原因故障時		ストレスレベル (ストレスファクタ)			過調確率		
		認知失敗	操作失敗	余裕時間	(平均値)	EF	ストレスレベル、ストレスファクタの選定理由
	注水不能認知失敗	やや高い 【No.4】			1 05 00	10.0	○認知失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。
	(大中破断LOCA以外)	(×2)		30分	1. 0E-03	13.8	
	注水不能認知失敗 (大中破断LOCA)	極度に高い 【No. 7】 (固定値)	_	極めて 短い時間	4. 0E-01	5. 0	○認知失敗 時間的余裕が極めて短い時間であり,操作員のストレスが 非常に高いと考えられるため,ストレスレベル「【No. 7】 作業負荷が極度に高い(動的操作又は診断操作)」の固定 値を用いて評価した。
	高圧注水系起動 操作失敗	_	やや高い 【No.4】 (×2)	_	2.5E-03	3. 0	○操作失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。
	原子炉手動減圧失敗 (LOCA)	_	やや高い 【No.4】 (×2)	_	1.9E-01	3.5	
	低圧注水系起動 操作失敗	_	やや高い 【No.4】 (×2)	_	1.9E-01	3. 5	○操作失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。

表 2	起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタと余裕時間(2	2/2)
-----	------------------------------	------

添付 3.1.1.7-4-6

		HEPs の:	増倍係数				
項目		熟練者	熟練度の低い者				
1.	作業負荷が大変低い	$\times 2$	$\times 2$				
2.	作業負荷が適度	×1	$\times 1$				
	(段階的操作)						
3.	作業負荷が適度	×1	$\times 2$				
	(動的操作)						
4.	作業負荷がやや高い	$\times 2$	$\times 4$				
	(段階的操作)						
5.	作業負荷がやや高い	$\times 5$	$\times 10$				
	(動的操作)						
6.	作業負荷が極度に高い	$\times 5$	$\times 10$				
	(段階的操作)						
7.	作業負荷が極度に高い	.25 ( EF = 5 )	.50 ( EF = 5 )				
	(動的操作又は診断操作)						
		極度にストレス・レ	~ベルが高い場合は,				
		増倍係数ではなく,	増倍係数ではなく, 複数のクルーを対				
		象とした固定値を	もいる。				

表3 ストレス及び熟練度による人的過誤率(HEP)への補正係数

注:日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全 価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2008」の解説表 23-4 から転記

### オミッションエラーを考慮していない理由について

本PRAでは,起因事象発生後の緩和操作に係る人的過誤の評価においてオミッションエラーの寄与は十分小さいとして考慮していない。これは以下の理由による ものである。

(1) オミッションエラーが発生する前提

PRAで考慮する緩和操作に係る人的過誤は,THERP手法を定めるNUR EG/CR-1278に従って認知失敗と操作失敗の2つに分類している。NU REG/CR-1278では,認知失敗はTHERP標準診断曲線に基づき評価 しており,一方,操作失敗は,オミッションエラーとコミッションエラーに分類 され,オミッションエラーの発生に際して,使用する手順書は「原子力発電所の (1983年当時の) 典型的な手順書」であることを前提としている。

- (2) 典型的な手順書とコラム式の手順書
  - a. 典型的な手順書

典型的な手順書とは以下のような特徴を持ち,図1に具体例を示す。

- ・ 必要な情報を伝えるには過度の字数である物語調 (narrative)の様式。
- 必要な情報量に比べて不要な情報量が多い。
- 一つの段落に複数の実施項目が含まれている。
- 操作者が手順書に従って「計器を見て設定値を確認する」等を実施した後、手順書を再度参照する際に誤った箇所を参照する事がある。

FTM パネルの前面にて, DC 測定ボタンを下に押す。ランプが点灯する。 RMS 測定ボタンを押し続ける。RMS VM を読み取り, A から C は 0.055 と 0.056 の間であることを, D から G は 0.049 と 0.050 の間であることを読み取る。 読み取る記録計は A から C は 3.4A, D から G は 3.4B である。

図1 典型的な物語調の手順書の例(出典:NUREG/CR-1278)

b. コラム式の手順書

コラム式の手順書とは以下のような特徴を持ち,図2に具体例を示す。

- 表形式で手順及び確認事項(機器状態等)が記載されている。
- ・ 必要な情報量に比べて不要な情報量が少ない
- 各項目が単一の手順に対応する。
- 各手順にチェック欄が有る。
- 対象機器 手順 確認事項 備考 FTM DC 測定ボタンを下に押す。 ランプが点灯する 事 panel RMS 測定ボタンを押し続け る。 RMS VM を読み取る。 AからC 0.055から0.056の 記録計 間である事 3.4A DからG 0.049から 0.050の 記録計 間である事 3.4B
- チェック欄は手順の隣に記載されている。

図2 コラム式の手順書の例(出典:NUREG/CR-1278)

c.本PRAにおけるオミッションエラーの考慮について

NUREG/CR-1278によれば、物語調の手順書を使い慣れている運転員が簡単な訓練を行った後、コラム式の手順書を使用して試験をするという 実験を参照しており、その結果から運転員がコラム式の手順書を使い慣れてい ないとしても、オミッションエラーの発生率が三分の一に減少すると評価され ている^[1]。

東海第二発電所の運転操作手順書は既にコラム式を採用しており,表1に示 す熟練度による人的過誤確率への補正係数の影響を考慮すると,熟練した 運転員が操作することにより過誤確率はさらに半減すると考えられる。

代表的なオミッションエラーとして表2の「1. 短い項目(10項目未満)」 を想定とした場合,その過誤確率はコラム式の手順書の採用及び熟練度を考慮 することにより,1.7E-04まで低減できるものと考えられる。これは、本PR Aにおいて起因事象発生後のコミッションエラーとして考慮している表3の「3. 同様なコントロールを持つパネルで選択誤り」の人的過誤確率1.0E-03と比較 して一桁小さい。また、以下の東海第二発電所の手順書の記載内容を考慮する ことにより、オミッションエラーによる寄与はコミッションエラーと比較して +分に小さくなると考えられる。

- ・発電長から副発電長への指示,副発電長から発電長への報告及び運転員への指示,副発電長の指示による原子炉側操作員,タービン・ 電気側操作員,現場操作員の運転操作及び確認事項が明確に記載されている。
- ・ 兆候ベースの非常時運転手順書中では、操作の流れが把握できるようフロ ーチャートを記載しており、オミッションエラーの発生を低減できる手順 書となっている。

上記により,起因事象発生後におけるオミッションエラーの過誤確率はコミ ッションエラーと比較してその寄与は十分に小さいと考えられるため,本PR Aにおいてオミッションエラーは考慮していない。

# 表1 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数

		HEPs のサ	<b>曽</b> 倍係数			
項目	ストレスレベル	熟練者	熟練度の低い者			
1.	作業負荷が大変低い	$\times 2$	$\times 2$			
2.	作業負荷が適度	×1	$\times 1$			
	(段階的操作)					
3.	作業負荷が適度	×1	$\times 2$			
	(動的操作)					
4.	作業負荷がやや高い	$\times 2$	$\times 4$			
	(段階的操作)					
5.	作業負荷がやや高い	$\times 5$	imes 10			
	(動的操作)					
6.	作業負荷が極度に高い	$\times 5$	imes 10			
	(段階的操作)					
7.	作業負荷が極度に高い	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)			
	(動的操作又は診断操作)					
		極度にストレス・レベルが高い場合に				
		増倍係数ではなく, 複数のクルーを対				
	社: 日本原子刀字会標準   原子刀発電	1DCL (気) ののの	対家とした確率論的			
	女全評価に関する実施基準(レベル	「IPSA 編):2008」(	刀 解 祝 表 23⁻4 から 転			

# (NUREG/CR-1278 から抜粋)

表2 手順書を使うときのオミッションエラー確率の例

記

転記

(NUREG/CR-1278から抜粋)

項目	オミッションの項目	HEP	EF
	チェック表が正しく用いられている場合		
( 1.	短い操作(<10 項目)	. 001	3
2.	長い操作(>10項目)	. 003	3
	チェック表を用いていないか,又は正しく用いられていない 場合		
3.	短い操作(<10項目)	. 003	3
4.	長い操作(>10項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが, 用いていない場合	. 05	5
	注:日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転 安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編)	転状態を対象 :2008」の	まとした確率論的 解説表 23-3 かり

添付 3.1.1.7-5-5

### 表3 手動操作のコミッションエラー確率の例

# (NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF
1.	1個のコントロールの不注意な操作	プラントに	完全依存
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り	. 003	3
	(ラベルで区別)		
( ⁻ 3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り	. 001	3
   !	(機能別に良く分類された配置)		,
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り	. 0005	10
	(系統を模擬した表示)		
5.	スイッチの誤った方向への操作	. 0005	10
	(固定観念に従う場合)		
6.	スイッチの誤った方向への操作	. 05	5
	(通常の運転状態で固定観念を損う場合)		
7.	スイッチの誤った方向への操作	. 5	5
	(高ストレス状態で固定観念を損う場合)		
8.	2状態スイッチの誤った方向への操作,又は,誤った	(注)	
	レベルへの設定		
9.	回転式コントローラの誤った設定(2状態スイッチ)	. 001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	. 003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	. 005	3
	(ラベルで区別)		
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	. 003	3
13.	不適切なコネクタの配備	. 003	3
	(不完全な装着や,コネクタのロック機構のテスト失敗		
	も含む)		
		1	1

(注) 項目 5, 6, 7の対応する HEP, EFの 1/5の値

注:日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的 安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2008」の解説表 23-2 から転 記

(3) 参考文献

[1] Haney. R. W , "An in-plant experiment" , Novenmber 1969.

#### 認知失敗確率におけるストレスファクタの考慮について

本PRAでは、ヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-127 8)のTHERP手法(Technique for Human Error Rate Prediction)を使用 している。以下にTHERP手法及び本PRAでの認知失敗確率におけるスト レスファクタの考え方を示す。

1. THERP手法での認知失敗確率におけるストレスファクタの考え方

THERP手法では、人間が入力された情報から行動を行うまでに、感覚 器官に情報が入力されるプロセス(A),認知プロセス(B),処理プロセス(C), 行動判断プロセス(D),及び行動プロセス(E)という5つのプロセスを経ると しており、認知プロセス(B)及び処理プロセス(C)における失敗を認知失敗と している。

また,認知失敗・操作失敗に係る心理的なストレスとして,以下のような ものがあるとされている。

- ・突発的な開始,ストレスの継続・・単調さ,品位の低さ,無意味さ
- ・作業スピード,作業負荷 ・長期の警戒時間
- ・高い危険・・成績に対する軋轢
- ・脅威(失敗,仕事をなくすこと) ・否定的な強制力

以下に示すように、THERP手法では認知プロセス(B)及び処理プロセス (C)において、ストレスの影響によって認知失敗の発生率が上昇するため、ス トレスファクタを考慮する必要があると記載されている。

(1) 認知プロセス(B)における認知失敗

認知プロセス(B)では、ストレスによって、十分に注意することができなくなることで、認知失敗に繋がる。

添付 3.1.1.7-6-1

(2) 処理プロセス(C)における認知失敗

処理プロセス(C)では、ストレスによって、運転状態を正しく認知することが難しくなることで、認知失敗に繋がる。

2. 本 P R A での認知失敗確率におけるストレスファクタの考え方

上記に示すように、THERP手法では認知失敗確率においてもストレス ファクタを考慮することとしており、本PRAにおいても、その考え方に基 づいてストレスファクタを設定している。

### 認知失敗における過誤回復の考慮について

本PRAでは、ヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-12 78)のTHERP手法を使用している。以下に本PRAでの認知失敗にお ける過誤回復の考え方について示す。

(1) THERP手法での認知失敗の考え方

THERP手法では、表1に示す標準診断曲線を用いて診断失敗を評価 しており、評価に使用する余裕時間の起点については異常発生を示す警報 が出た時刻としている。また、初期の異常事象を示す警報に対する診断や 対応の最中に発生する2次事象や3次事象に対しても診断失敗を考慮して おり、その診断に対する余裕時間は、前段事象の余裕時間に対して10分余 分に時間がかかると想定し、診断失敗確率を標準診断曲線により設定して いる。

なお,表1に示す診断失敗確率は,同じ班の運転員全員による診断失敗 確率である。

(2) 本 P R A での認知失敗における過誤回復の考え方

本PRAにおいては、初期事象の警報に対する認知失敗の過誤回復(表 2)として、後段に発報する複数の警報に対する認知を考慮している。起因 事象やその後の事象進展により、発報する警報数やそのタイミングが異な るが、過誤回復の失敗確率は下表のとおり余裕時間に基づき、従属性のレ ベルを分けて考慮している。

余裕時間	過誤回復の失敗確率
30 分	余裕時間 30 分の認知失敗確率に中従属性を考慮
60 分	余裕時間 60 分の認知失敗確率に低従属性を考慮

添付 3.1.1.7-7-1

	Т	運転員全員			Т	運転員全員			Т	運転員全員	
区間	(To 後の	による診断	EF	区間	(To 後の	による診断	EF	区間	(To 後の	による診断	EF
	時間)	失敗確率			時間)	失敗確率			時間)	失敗確率	
	[分]	(初期事象に			[分]	<ul><li>(2次事象に</li></ul>			[分]	(3次事象に	
		対して)				対して)				対して)	
		[メディアン]				[メデ゛ィアン]				[メデ゛ィアン]	
1.	1	1.0		7.	1	1.0		14.	1	1.0	
2.	10	. 1	10	8.	10	1.0		15.	10	1.0	
3.	20	. 01	10	9.	20	. 1	10	16.	20	1.0	
4.	30	. 001	10	10.	30	. 01	10	17.	30	. 1	10
				11.	40	. 001	10	18.	40	. 01	10
								19.	50	. 001	10
5.	60	. 0001	30								
				12.	70	. 0001	30				
								20.	80	. 0001	30
6.	1500	. 00001	30								
				13.	1510	. 00001	30				
								21.	1520	. 00001	30

表1 THERPの標準診断曲線(NUREG/CR-1278から抜粋)

(注) ・2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。

- ・To:異常発生を示すシグナルが出た時刻
- ・ここでは曲線を数値で示している。

注:日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2008」の解説表 23-1 から転記

表2 先行するサブタスク"N-1"が成功又は失敗したときの,

サブタスク"N"の成功又は失敗の条件付き確率の求め方:従属レベルの関数

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr \left[ S_{"N"} \mid S_{"N-1"} \mid ZD \right] = n$	$\Pr \left[ F_{"N"} \mid F_{"N-1"} \mid ZD \right] = N$
LD	$\Pr [S_{"N"}   S_{"N-1"}   LD] = \frac{1+19 n}{20}$	$\Pr [F_{"N"}   F_{"N-1"}   LD] = \frac{1+19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{"N"}   S_{"N-1"}   MD] = \frac{1+6n}{7}$	$\Pr [F_{"N"}   F_{"N-1"}   MD] = \frac{1+6N}{7}$
HD	$\Pr \left[ S_{"N"} \mid S_{"N-1"} \mid HD \right] = \frac{1+n}{2}$	$\Pr [F_{"N"}   F_{"N-1"}   HD] = \frac{1+N}{2}$
CD	Pr $[S_{N}]   S_{N-1}]   CD = 1.0$	$\Pr [F_{N} F_{N}   F_{N-1}] CD] = 1.0$

(NUREG/CR-1278 から抜粋)

(注) n: サブタスクの成功確率

- N: サブタスクの失敗確率
- ZD: Zero Dependence 従属度ゼロ
- LD: Low Dependence 従属度低
- MD: Moderate Dependence 従属度中
- HD: High Dependence 従属度高
- CD: Complete Dependence 完全従属

注:日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に 関する実施基準(レベル 1PSA 編):2008」の解説表 23-5 から転記

### PRA使用コードの検証について

内部事象における炉心損傷頻度の定量化に際しては,解析コードとして,株式会社テプコシステムズが開発した Safety Watcher を使用している。以下に解析コードの概要及び検証について示す。

(1) 解析コードの概要

Safety Watcher は、イベントツリー及びフォールトツリー等の 定量化のために必要な情報の入力ファイルを作成する機能、及び フォールトツリーや事故シーケンスの定量化(点推定値計算、不 確実さ解析,重要度解析及びミニマルカットセットの抽出)を行 う機能を有している。

また,Safety Watcher では二分決定図(Binary Decision Diagram, BDD) を用いた定量化方法が採用されており,稀有事象近似を行わ ない定量化が可能である。

(2) 解析コードの検証

Safety Watcher の検証は、海外にて十分に使用実績のある Risk Spectrum PSA とのベンチマークによる妥当性確認を行っている。 表 1 にベンチマークの結果を示す。また、図 1 にベンチマークに 用いたイベントツリーを示す。

ベンチマークの結果、両者に大きな差異は見られなかった。

Sq No.*	<ul> <li>①RiskSpectrum</li> <li>の解析結果</li> <li>(/炉年)</li> </ul>	②SafetyWatcher の解析結果 (/炉年)	1/2	事故シーケンス グループ
3			1.01	ΤW
6			1.01	ΤW
9			1.01	T W
12			1.01	ΤW
15			1.01	ΤW
18			1.01	ΤW
19			1.01	ΤQUV
20			1.01	ΤQUX
23			1.00	ΤW
26			1.00	ΤW
29			1.00	ΤW
32			1.00	ΤW
35			1.00	ΤW
36			1.00	ΤQUV
合計			1.01	_

表1 事故シーケンスの定量化の比較によるベンチマーク結果

※: Sq No.は, 図1中の「No.」に対応する。



図1 ベンチマークに用いたイベントツリー

イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて

起因事象別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンスを表1に示す。 また,事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケ ンスを表2に示す。

なお,起因事象別及び事故シーケンスグループ別のドミナントシー ケンスについては,イベントツリー集(添付資料 3.1.1.4-1)におい て示す。

却四重鱼		炉心損傷頻度	<b>ナ亜な声投い。たい</b> フ
此囚争家		(/炉年)	上安な争政シークンス
	非隔離事象	2.5E-05	非隔離事象+崩壊熱除去失敗
	隔離事象	4.0E-06	隔離事象+崩壊熱除去失敗
	全給水喪失	1.5E-06	全給水喪失+崩壞熱除去失敗
過渡事象	水位低下事象	4.0E-06	水位低下事象+崩壊熱除去失 敗
	原子炉緊急停止系誤 動作等	8.2E-06 原子炉緊急停止系誤動作等 崩壊熱除去失敗	
	逃がし安全弁誤開放	1.5E-07	逃がし安全弁誤開放+崩壊熱 除去失敗
外部電源喪失	外部電源喪失	1.5E-06	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)
	計画外停止	6.4E-06	計画外停止+崩壞熱除去失敗
	残留熱除去系海水系	1.6E-06	残留熱除去系海水系故障(区
手動停止/サ	故障(区分I)		分 I ) +崩壊熱除去失敗
ポート系喪失	残留熱除去系海水系	1.6E-06	残留熱除去系海水系故障(区
(手動停止) 			分Ⅱ) + 朋環熱际去矢敗 
	父	3.4E-07	│ 父流電源改障(区分Ⅰ)+ 朋│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │
サポート系喪	交流電源故障 (区分Ⅱ)	3.4E-07	交流電源故障(区分Ⅱ)+崩 壊熱除去失敗
失(自動停止)	タービン・サポート 系故障	1.1E-07	タービン・サポート系故障+ 崩壊熱除去失敗
サポート系喪	直流電源故障 (区分 I)	2.7E-06	直流電源故障(区分I)+D G失敗(HPCS成功)
天 (亘.矶龟原旼 障)	直流電源故障 (区分Ⅱ)	2.7E-06	直流電源故障(区分Ⅱ)+D G失敗(HPCS成功)
	大破断LOCA	3.0E-09	大破断LOCA+崩壊熱除去 失敗
LOCA	中破断LOCA	3.0E-08	中破断LOCA+崩壊熱除去 失敗
	小破断LOCA	4.5E-08	小破断LOCA+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	インターフェイスシステムL OCA

表1 起因事象別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンス

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス	
高圧注水・減圧 失敗	TQUX	2.0E-08	直流電源故障(区分 I )+高圧炉 心冷却失敗+手動減圧失敗	
高圧・低圧注水 失敗	TQUV	3.5E-09	直流電源故障(区分 I )+高圧炉 心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	
	長期TB	7.7E-08	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉 心冷却失敗	
人士法科士康语	ΤBU	2.1E-08	直流電源故障(区分 I )+交流電 源喪失+高圧炉心冷却失敗	
全交流動力電源 喪失	ТВР	5.3E-10	外部電源喪失+DG失敗+逃がし 安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却 失敗	
	ΤBD	6.0E-12	外部電源喪失+直流電源喪失+高 圧炉心冷却失敗	
崩痺執除去機能	ΤW	5.6E-05	非隔離事象+崩壊熱除去失敗	
喪失	ΤBW	4.8E-06	直流電源故障(区分Ⅱ)+DG失 敗(HPCS成功)	
原子炉停止機能 喪失	ТС	2.5E-08	非隔離事象(ATWS)+原子炉 停止失敗	
	ΑE	1.4E-12	大破断LOCA+高圧炉心冷却失 敗+低圧炉心冷却失敗	
LOCA時注水 機能喪失	S 1 E	2.0E-11 中破断LOCA+高圧炉心冷 敗+低圧炉心冷却失敗		
	S 2 E	1.6E-13	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)	ISLOCA	4.8E-10	インターフェイスシステムLOC A	

表2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンス

<u>不確実さ解析における計算</u>回数について

本 P R A では、モンテカルロ法の試行回数を 3,000 回として不確実 さ解析を行っている (図 1)。

試行回数の増加に伴う評価値の遷移より,評価結果の収束について 確認を行った結果,図2に示すとおり,試行回数3,000回で各評価値 はほぼ収束している。



図1 不確実さ解析 (イメージ図)



図2 不確実さ解析結果の遷移

添付 3.1.1.8-3-1

ベイズ統計による個別プラントパラメータの算出について

東海第二発電所固有のプラントパラメータを反映した感度解析を 実施するため、ベイズ統計によりプラント固有の運転実績を考慮し た起因事象発生頻度及び機器故障率を算出した。その算出手順を以 下に述べる。

(1) 起因事象発生頻度について

個別プラントの起因事象発生頻度の算出フローを図1に示す。 個別プラントの起因事象発生頻度は,事前分布として国内一般 起因事象発生頻度を使用し,東海第二発電所実績データを用いて 経験ベイズ更新を実施することで得られる。以下にその内容を示 す。

- a. 事前分布
- a-1) 平成20年度末までの国内BWR実績データを起因事象デー タとして用いる。
- a-2) 平成20年度末までの国内BWR実績データを用いて階層ベ イズ*1処理を実施する。この場合の事前分布を対数正規分布 とし、各BWRプラントにおける実績データはポアソン過程 で発生するものとする。また、評価コードはマルコフ連鎖モ ンテカルロ用ソフトWinBUGSを使用する。
- a-3) 階層ベイズ処理によって得られた事後分布(国内一般起因 事象発生頻度)を対数正規分布と仮定し,経験ベイズ更新の 事前分布として使用している。
- b. 東海第二発電所実績データ

添付 3.1.1.8-4-1

東海第二発電所における,運転開始から平成20年度末までの 起因事象実績データとする。

c. 事後分布

上記b. の東海第二発電所の実績データがポアソン過程で発 生するとして、a. の事前分布を用いて経験ベイズ^{**2}更新を実 施し、個別プラントパラメータである事後分布を得る。また、 評価コードは一般財団法人電力中央研究所が開発した Budda を 使用する。

なお、プラント固有データを考慮した感度解析では得られた 事後分布を対数正規分布と仮定する。

- ※1 階層ベイズとは事前分布のパラメータを事前情報から求めず,それぞれ異なるハイパー事前分布より決定したパラメータを使用した分布を事前分布とし、それを個別プラントデータでベイズ更新して事後分布を求める手法である。ハイパー事前分布とは、ハイパーパラメータμ(平均)及びσ(分散)の分布である。
- ※2 経験ベイズとは事前分布のパラメータを観測されている事前情報から求め、これを個別プラントデータでベイズ更新して事後分布を求める手法である。
- (2) 機器故障率について

個別プラントの機器故障率の算出フローを図2に示す。

個別プラントの機器故障率は,事前分布として 21 ヵ年国内一般 機器故障率データ(2009年日本原子力技術協会発行)を使用し, 東海第二発電所実績データを用いて経験ベイズ更新を実施するこ

とで得られる。以下にその内容を示す。

a. 事前分布

事前分布として 21ヵ年国内一般機器故障率データ(対数正規

分布)を使用する。

21 ヵ年国内一般機器故障率データは、国内原子力発電所にお ける機器故障の実績を階層ベイズ処理することで得られたもの である。この階層ベイズ処理では、時間故障率データをポアソ ン過程、デマンド故障率を二項過程として評価している。また、 評価コードは WinBUGS を使用して求めたものである。

b. 東海第二発電所実績データ

東海第二発電所における,昭和 57 年度から平成 14 年度末ま での故障率実績データとする。

c. 事後分布

上記b. の東海第二発電所の実績データがポアソン過程で発 生するとして、a. の事前分布を用いて経験ベイズ更新を実施 し、個別プラントパラメータである事後分布を得る。また、評 価コードは Budda を使用する。

なお、プラント固有データを考慮した感度解析では、得られ た事後分布を対数正規分布と仮定する。

(3) 算出結果

上記(1)及び(2)のベイズ統計にて算出した起因事象発生頻度と 機器故障率を表1及び表2に示す。

却四重在	①ベースケース	②感度解析ケース		
此 囚 争 豕		(ベイズ統計)		
非隔離事象	1.6E-01/炉年	2.8E-01/炉年	1.8	
水位低下事象	2.7E-02/炉年	4.9E-02/炉年	1.8	
原子炉緊急停止系誤動作	4.9E-02/炉年	5.0E-02/炉年	1.0	
計画外停止	4.3E-02/炉年	4.5E-02/炉年	1.0	

表1 ベイズ統計による個別プラントの起因事象発生頻度

表 2 ベイズ統計による個別プラントの機器故障率

+4% 円口	①ベースケース	②感度解析ケース		
竹殘 石谷		(ベイズ統計)		
電動弁(淡水)作動失敗	4.8E-08∕h	1.2E−07∕h	2.5	
逆止弁開失敗	7.1E-09∕h	2.4E-08∕h	3.4	



図1 個別プラントの起因事象発生頻度の算出フロー



図2 個別プラントの機器故障率の算出フロー

3.1.2 停止時PRA

停止時 P R A は一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力 発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準 (レベル1 P S A 編): 2010」に基づいて評価を実施した。評価フロ 一図を第 3.1.2-1 図に示す。

3.1.2.1 対象プラント

- (1) 対象とするプラントの説明
  - a. 東海第二発電所の概要
    - ・出力 熱出力 3,293MW
      - 電気出力 1,100MW
    - ・プラント型式 沸騰水型軽水炉(BWR-5)
    - ・格納容器型式 圧力抑制形(Mark-Ⅱ)
  - b. PRAにおいて考慮する緩和設備(系統)の概要

PRAにおいて考慮する緩和設備(系統)を第3.1.2.1−1表に示す。また、東海第二発電所の系統構成の概要を第3.1.2.1
−1図に、各系統設備概要を第3.1.2.1−2表に示す(添付資料3.1.2.1−1)。

(a) 原子炉停止機能に関する系統

プラント停止時には,試験時や点検時を除き原則として制 御棒(CR)が挿入状態にあり,また反応度投入事象を起因 事象から除外したことから,原子炉停止機能に関する系統は 考慮しない。

(b) 炉心冷却機能に関する系統

プラント停止時には,残留熱除去系(RHR)等により原 子炉の崩壊熱を除去する。異常時にあっては,非常用炉心冷

3.1.2 - 1

却系(ECCS)の注水機能等を用いて原子炉を冷却する。 なお,原子炉隔離時冷却系(RCIC)及び自動減圧系(A DS)は,原子炉が低圧状態であることから,これらの系統 は考慮しない。

i) 残留熱除去系(RHR)(原子炉停止時冷却系)

(第 3.1.1.1-7 図)

残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)はRHRの1つの 機能であり,原子炉停止後の崩壊熱を原子炉から除去する。 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)は,原子炉冷却材を 原子炉再循環ポンプ入口側からRHRポンプ及び熱交換器 を経由させ,原子炉再循環ポンプ出口側に戻し,炉心を冷 却する。

ii) 非常用炉心冷却系(ECCS)

プラント停止時には、ECCSとして高圧炉心スプレイ 系(HPCS)(第3.1.1.1-4図),低圧炉心スプレイ系(L PCS)(第3.1.1.1-6図)及び低圧注水系(LPCI)(第 3.1.1.1-7図)に期待できる。ただし、プラント停止時に は、自動起動信号に期待せず手動操作にて起動し、原子炉 へ注水する。なお、系統構成等については、運転時と同じ である。

iii) 復水移送系(CST)

CSTは、プラント停止時に通常使用する系統であり、 ECCS水張りライン等から原子炉への注水が可能である。

(c) 安全機能のサポートに関する機能

事故時に基本的な安全機能を果たす系統をサポートする系

統である。本PRAでは、サポート系として補機冷却系と電 源系を考慮している。なお、本PRAでは、タイラインによ るサポート系の融通については期待していない。非常用補機 冷却系の系統概要図を第 3.1.1.1-9 図に示す。また、所内単 線結線図を第 3.1.1.1-10 図に、電源系統の概要図を第 3.1.1.1-11 図に示す。

i) 残留熱除去系海水系(RHRS)

RHRSは、LPCS及びRHRの補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

ii) 非常用ディーゼル発電機海水系(DGSW)

DGSWは, DG−2C/2Dの補機に直接海水を供給 することで, これらを冷却する。

 iii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系(HPCS - DGSW)

HPCS-DGSWは, HPCS及びHPCS-DGの 補機に直接海水を供給することで, これらを冷却する。

iv) 電源系

プラント停止中は,起動変圧器から外部電源を受電する。 外部電源(275kV系)喪失時,非常用母線2D及びHPCS 母線は予備変圧器(154kV系)からの受電に切り替わる。な お,非常用母線2Cは後述のDG-2Cからの受電が優先 されるため,必要に応じ,手動操作にて予備変圧器からの 受電に切り替える。常用母線から非常用母線への給電がな い場合には,非常用母線の電圧低下を検知してDG-2C /2D及びHPCS-DGが自動起動し,非常用母線を介

3.1.2 - 3

して非常用機器に給電する。

直流電源系は、125V、250V、24V系に分離され、それぞれ 充電器、予備充電器及び蓄電池を備えている。本PRAに おいて考慮している125V系は、A系、B系及びHPCS系 があり、遮断器の開閉に必要な制御電源の供給やDGの起 動等にも用いられる。

- (2) 停止時のプラント状態の推移
  - a. 評価対象期間

原子炉停止過程においては,全制御棒全挿入後に復水器真空 破壊が行われ,この時点で給復水系が使用できなくなる等,設 備構成が大きく変化する。一方,原子炉起動過程における全制 御棒引抜開始の直前に復水器の真空度が上昇し,出力運転時と ほぼ同等の設備構成となる。以上のことから,停止時PRAの 評価対象期間は,原子炉停止過程における「復水器真空破壊」 の時点から原子炉起動過程における「CR引抜開始」の時点ま でとする。

b. 停止時のプラント状態の推移

プラント停止中は、プラントの状態の変化に伴って、崩壊熱 除去等に対する成功基準、余裕時間、及び使用可能な設備の組 合わせが変化するため、停止時PRAにおいては、このような プラント状態(POS: Plant Operational State)を適切に分 類して評価を行う必要がある。BWRプラントの代表的なPO Sの推移は、上述の観点から第3.1.2.1-2図に示すとおり、次 の5つに大きく分類できる。

(a) 原子炉冷温停止への移行状態

3.1.2 - 4
- (b) PCV/原子炉圧力容器(RPV)開放への移行状態
- (c) 原子炉ウェル満水状態
- (d) PCV/RPV閉鎖への移行状態
- (e) 起動準備状態

各POSの考え方を以下に示す。

(a) 原子炉冷温停止への移行状態(POS-S)

通常のプラント停止では,残留熱除去系(原子炉停止時冷 却)で除熱可能な圧力に減圧するまでは,主蒸気系を介して, 復水器により原子炉は除熱される。残留熱除去系(原子炉停 止時冷却系)の運転による除熱を開始した後,復水器の真空 を破壊し,復水器による除熱を停止する。プラント停止直後 は崩壊熱が大きく,原子炉冷却材インベントリも運転中と変 わらない。この期間は,運転中のRHR1系統のほかに,残り のRHR1系統が待機状態にある。復水器真空破壊からRPV 開放工程へ移行するまでの期間を「原子炉冷温停止への移行 状態」として分類する。

(b) PCV/RPV開放への移行状態(POS-A)

RPVの開放開始から原子炉ウェル水張りまでの期間は, 崩壊熱が比較的高く,原子炉冷却材インベントリも運転中と 大きく変わらない。この期間中は,運転中のRHR1系統のほ かに,残りのRHR1系統が待機状態にある。RPV開放工程 開始から原子炉ウェル水張り完了までの期間を「PCV/R PV開放への移行状態」として分類する。

(c) 原子炉ウェル満水状態(POS-B)

RPV開放完了から原子炉ウェル水抜き開始までの期間は,

原子炉ウェルが満水の状態にある。この期間は,原子炉冷却 材インベントリが多く,RHRによる除熱が喪失しても原子 炉冷却材の温度が短時間に上昇することはない。原子炉ウェ ルが満水の期間を「原子炉ウェル満水状態」として分類する。

(d) PCV/RPV閉鎖への移行状態(POS-C)

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は, 系統の保守点検は継続中であるが,原子炉冷却材インベント リは運転中とほぼ同じである。しかし,崩壊熱は,プラント 停止直後の 1/10 程度に低下している。原子炉ウェル水抜き 開始から起動準備に入るまでの期間を「PCV/RPV復旧 への移行状態」として分類する。

(e) 起動準備状態(POS-D)

PCV/RPV復旧が終了後, プラントの再起動までに系統の機能確認等の起動準備が実施される。この期間中は, 系統の保守点検が終了しており, 緩和系統の多くが待機状態となっている。PCV/RPV復旧終了からCR引抜開始までの期間を「起動準備状態」として分類する。

- (3) プラント状態分類
  - a. 評価対象工程の選定

評価対象とする施設定期検査工程は,過去の運転実績を代表 するものである必要があるため,過去の施設定期検査のうち, 以下の観点に基づいて選定した。

- ・通常の施設定期検査で実施される作業が含まれる標準的な
   施設定期検査を選定する。
- ・大規模な工事やトラブル等による点検工程を含まない施設

定期検査を選定する。

・平成13年1月の保安規定全面改正以降の施設定期検査を選 定する。

東海第二発電所の平成13年1月の保安規定全面改正以降の施設定期検査の実績概要を第3.1.2.1-3表に示す。抽出の結果,特殊工程が含まれていない標準的な施設定期検査工程である第19回施設定期検査を選定した(添付資料3.1.2.1-2,添付資料3.1.2.1-3)。

b. プラント状態分類

上記a. で選定した評価対象工程について,「(2) 停止時のプ ラント状態の推移」に基づきPOSを分類した。また,施設定 期検査工程の進捗に伴う使用可能な緩和設備の組合せの変化を 考慮し,POS-B及びPOS-Cを,それぞれPOS-B1~ B6及びPOS-C1,C2に細分化した。POSの分類結果を 第3.1.2.1-3図に示す(添付資料3.1.2.1-4)。 3.1.2.2 起因事象

炉心損傷へ至る可能性のある事象を選定し,その発生頻度を評価した。<br/>

(1) 起因事象の選定

本プラントに適用する起因事象について,以下の手法により,検 討し選定を行った。

a. マスターロジックダイヤグラムに基づく分析

発生する可能性のある起因事象を網羅的に同定するため、マス ターロジックダイヤグラムを用いて分析・抽出を行った。抽出結 果については第3.1.2.2-1 図に示す。

炉心損傷に至る可能性のある異常事象の要因は、大別して「燃料の熱的損傷」及び「燃料の機械的損傷」が考えられる。このうち、「燃料の熱的損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」及び「燃料の冷却不良」が考えられる。また、「燃料の冷却不良」は、「崩壊熱除去失敗」に起因した冷却材蒸発による燃料の露出及び「原子炉冷却材の流出」による燃料の露出が考えられる。

(a) 崩壞熱除去失敗

崩壊熱除去失敗に係る起因事象として「残留熱除去系の故障」 及び「外部電源喪失」を選定した。なお、「残留熱除去系の故障」 としては、フロントライン系の故障による「RHR喪失」及び RHRのサポート系であるRHRSの故障による「RHRS喪 失」を起因事象として選定した。

(b) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出に係る起因事象は,運転操作や保守点検 の作業中に発生する操作ミス等の人的過誤に起因する原子炉冷

却材の流出事象と、配管や機器の破損等に起因する原子炉冷却 材の流出事象がある。配管や機器の破損等に起因する原子炉冷 却材の流出事象として「インターフェイスシステムLOCA」 及び「配管破断LOCA」が考えられるが、これらの事象につ いては後述する理由により評価対象から除外したため、停止時 PRAにおける原子炉冷却材の流出事象として、運転操作や保 守点検の作業中の人的過誤に起因する事象を対象とした。

停止中の作業を調査した結果,運転操作中の人的過誤に起因 する原子炉冷却材の流出事象として,「RHR切替時のLOC A」及び「CUWブロー(原子炉冷却材浄化系による原子炉水 位の下降操作)時のLOCA」を,保守点検中の人的過誤に起 因する原子炉冷却材の流出事象として,「制御棒駆動機構(CR D)点検時のLOCA」及び「局部出力領域計装(LPRM) 点検時のLOCA」を起因事象として選定した。

(c) 燃料の機械的損傷及び燃料の過出力

燃料の機械的損傷として「燃料集合体の落下事象」及び燃料 の過出力として「反応度投入事象」が考えられるが,後述する 理由により評価対象から除外した。

b. 原子力施設運転管理年報等による,本プラント及び他の国内原 子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例について,原子 炉施設運転管理年報等により調査を行い,選定したいずれかの起 因事象に含まれることを確認している。

c. 国内外での既往の P R A による知見の活用

既往のPRAで選定された起因事象について調査を実施した。

調査結果を第3.1.2.2-1表に示す。

(2) 評価対象外とした起因事象

以下の事象は,発生頻度やプラントへの影響等の観点から,リス ク評価上の重要性は低いと考え,評価対象から除外した。

a. インターフェイスシステムLOCA

この事象は, R P V に接続する配管の高圧設計部分と低圧設計 部分のインターフェイスにおいて、隔離機能が喪失することによ って,低圧設計部分に設計圧を超える圧力がかかり機器破損を引 き起こし, 原子炉冷却材が P C V 外に流出する事象である。停止 時PRAの評価対象期間においては、長時間にわたりRPVが開 放されている。また,RPVが開放されていない期間においても, 原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて、原子炉圧力 が高圧になることはなく、インターフェイスシステムLOCAが 発生する確率は通常運転時と比べ非常に小さい。検査時には、原 子炉圧力を通常運転圧力以上まで上昇させてこれを保持する。検 査の性質上,原子炉冷却材バウンダリを構成する隔離弁を閉鎖し 加圧すること、また、その場合、隔離弁の多重故障を伴わないと 発生しないインターフェイスシステムLOCAが発生する確率は 非常に小さい。さらに、検査において原子炉が高圧に保持される 時間は数時間程度と短い。以上を考慮し、本事象は対象外とした。 b. 配管破断LOCA

停止時PRAの評価対象期間においては、長時間にわたりRP Vが開放されている。また、RPVが開放されていない期間にお いても、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて、原 子炉圧力が高圧になることはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリ

配管は出力運転時の圧力等も考慮した設計であることから,原子 炉圧力が低い状態で配管が破断する確率は十分小さい。検査時に は,原子炉圧力を通常運転圧力以上まで上昇させてこれを保持す るが,原子炉が高圧に保持される時間は数時間程度と短い。以上 を考慮し,本事象は対象外とした。

c. 燃料集合体の落下事象

燃料取扱機器は,燃料集合体の総重量を十分に上回る強度に設 計されており,さらに,燃料取替作業中の燃料集合体落下防止対 策として,燃料つかみ機のワイヤの2重化を行っている。燃料つ かみ機は空気作動式であり,作動空気が供給されなければ燃料集 合体を外せないフェイル・セーフ設計になっている。こうした設 計上の配慮から,燃料取替中に燃料集合体が落下する確率は非常 に小さいと考えられる。

また,設置変更許可申請書添付書類十の事故解析において,燃料集合体の落下事象について評価が行われており,燃料取替作業中に,燃料集合体(1体)が炉心上に落下することが仮定されているが,破損した燃料棒から放出される核分裂生成物による外部への影響は,小さいものとなっている。以上を考慮し,本事象は対象外とした。

d. 反応度投入事象

プラント停止時には試験時や点検時を除き,原則として制御棒 が挿入されており,制御棒又は燃料に係る作業等においては,複 数の人的過誤又は機器故障が重畳しない限り反応度が投入される ことがないため,この事象が発生する可能性は十分に小さい。

また、万一反応度が投入される事象が発生した場合でも、作業

は制御棒又は燃料1体ごとに実施しており,影響は限定されるため,本事象は対象外とした。

また,近年,BWRプラントにおいて停止中に制御棒が誤って 引き抜けた事象が発生したが,本件への対応として,冷却水ヘッ ダ圧力上昇時に制御棒駆動水ポンプを停止するインターロックの 設置等により,同様の事象発生は防止されている(添付資料 3.1.2.2-1)。

e. RHR運転中のLOCA

本事象は,運転中のRHRから,弁の故障を要因として冷却材 が流出する事象が考えられるが,人的過誤が主な要因となるRH R切替時のLOCAと比較して,発生頻度は十分小さくなる。ま た,RHR運転中のLOCAは,RHR切替時のLOCAと同様 に緩和設備の待機/待機除外状態によらず,運転員の認知失敗が 炉心損傷に至る主要な要因となるため,炉心損傷頻度についても RHR切替時のLOCAと比較して十分小さい値となる。以上よ り,本事象は対象外とした(添付資料 3.1.2.2-2)。

(3) 起因事象のグループ化

起因事象については,事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化する際には, 事象シナリオの展開が類似しており,同一の緩和機能が必要とされる グループに分類する。つまり,同一グループについては必要とされる 緩和設備等が類似する起因事象であるため,同一のイベントツリー及 びフォールトツリーを用いることのできる起因事象をグループ化す ることとしている。

本 P R A で評価対象とした起因事象のうち, R H R S 喪失及び外部

電源喪失については,従属性を有する起因事象であり,他の起因事象 と同一のグループとしない。また,原子炉冷却材流出の各起因事象に ついても,必ずしも同じPOSで実施される作業ではないことから, 他の起因事象と同一のグループとしない。そのため,選定した起因事 象については,それぞれ単独で炉心損傷の評価を実施することとし, グループ化はしない。

以上により、本PRAで評価対象として選定した起因事象を第 3.1.2.2-2表に示す。

(4) 起因事象発生頻度の評価

選定した各起因事象の発生頻度を第3.1.2.2-3表に示す。また,P OS別の起因事象発生頻度を第3.1.2.2-4表に示す。各起因事象発生 頻度の評価方法は以下のとおり。

a. 残留熱除去系の故障の発生頻度

RHR喪失及びRHRS喪失の発生頻度は,利用可能な最新のデ ータである平成20年度末までの国内BWRプラントの停止時運転 実績から得られた起因事象の発生件数を総施設定期検査日数で除 して算出した。なお,RHRS喪失については,発生件数がないた め,発生件数を0.5件として算出した。

(a) RHR喪失の発生頻度

 $4 \neq 70, 822 = 5.6E - 5 \neq B$ 

RHR喪失の発生件数 :4件

総施設定期検査日数 : 70,822日

(b) RHRS喪失の発生頻度

 $0.5/70,822 = 7.1E-6/ \exists$ 

RHRS喪失の発生件数^{*} : 0.5件

総施設定期検査日数

※:発生件数がないため,発生件数を0.5件と仮定。b.外部電源喪失の発生頻度

外部電源喪失の発生頻度は、出力運転時と停止時に発生した3件 を暦年で除したものと、停止時特有(外部電源が1系列のみ利用可 能な状態)の外部電源喪失事象1件を総施設定期検査日数で除した ものを足し合わせて算出した。運転実績には、利用可能な最新のデ ータである平成20年度末までの実績を用いている。

(3/706.1/365.25) + (1/70,822)	=2.6E-5/日
外部電源喪失の発生件数 (停止時特有の事象を除く)	:3件
外部電源喪失の発生件数 (停止時特有の事象)	:1件
暦年	:706.1炉年
1年の平均日数	:365.25日
総施設定期検査日数	:70,822日

c. 原子炉冷却材の流出の発生頻度

原子炉冷却材の流出の起因事象発生頻度は,保守点検や運転操作 の作業中の人的過誤確率を人間信頼性解析により算出した(添付資 料3.1.2.2-3,添付資料3.1.2.2-4)。

(a) RHR切替時のLOCAの発生頻度

RHR切替時に,停止時冷却ライン調整弁の開操作失敗の人的 過誤によって,最低流量が確保されずミニフロー弁が開となり, LOCAが発生すると想定した。人的過誤確率を評価した結果, 発生頻度は2.3E-4/回となった。評価に用いた人的過誤確率を第 3.1.2.2-5表に示す。

(b) CUWブロー時のLOCAの発生頻度

CUWによる原子炉水位の下降操作時に,CUWブロー弁の閉 め忘れの人的過誤により,LOCAが発生すると想定した。人的 過誤確率を評価した結果,発生頻度は9.7E-5/回となった。評価 に用いた人的過誤確率を第3.1.2.2-6表に示す。

(c) C R D 点検時の L O C A の発生頻度

原子炉ウェル満水時に実施されるCRDの点検作業における 人的過誤により、LOCAが発生すると想定した。原子炉冷却材 の流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを 作成し評価した結果、CRD1本当たりの起因事象発生頻度は 1.1E-6/本となった。

(d) LPRM点検時のLOCAの発生頻度

原子炉ウェル満水時に実施されるLPRMの点検作業におけ る人的過誤により、LOCAが発生すると想定した。原子炉冷却 材の流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリー を作成し評価した結果、LPRM1本当たりの起因事象発生頻度 は5.4E-7/本となった。 3.1.2.3 成功基準

炉心損傷(燃料損傷)を防止するために必要とされる緩和設備又 は緩和操作の組合せ,及びそれらの機能を達成するために必要な条 件を以下に定めた。

(1) 炉心損傷判定条件

炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

- ・ 炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出した状態(添付 資料 3.1.2.3-1)
- (2) 起因事象ごとの成功基準の一覧表

各POSに対して想定した起因事象ごとに,炉心損傷防止に必要な緩和設備を設定した。設定した成功基準の一覧を第 3.1.2.3 -1表に示す。また,RHRSの成功基準を第 3.1.2.3-2表に, ECCSポンプ室等の空調機の成功基準を第 3.1.2.3-3表に示す。

成功基準の設定に当たって使用した崩壊熱については、May-Wittの式を用いて評価した。なお、崩壊熱は時間とともに減少す るため、POS区間においても成功基準が変わることが考えられ るが、評価上は崩壊熱がそのPOS区間の初期で一定と仮定し、 成功基準を設定する。

a. 除熱機能に対する成功基準

除熱機能に対する各緩和設備の成功基準は,熱交換器の除熱 能力が崩壊熱量を上回ることとする。

除熱能力と崩壊熱量の評価結果を第3.1.2.3-1図に示す。評価結果より,全POSにわたり,RHR1系統にて,崩壊熱量を 上回る除熱能力がある。

b. 注水機能(残留熱除去系の故障時)に対する成功基準

残留熱除去系の故障時の注水機能に対する各緩和設備の成功 基準は,崩壊熱による蒸発量以上の注水能力を有することとす る。

注水機能による注水量と崩壊熱による蒸発量の評価結果を第 3.1.2.3-2図に示す。評価結果より、全POSにわたり、LP CS,LPCI、HPCS及びCSTのいずれにおいても1系 統で、崩壊熱による蒸発量を上回る注水能力がある。

c. 注水機能(原子炉冷却材の流出時)に対する成功基準

原子炉冷却材の流出時の注水機能に対する各緩和設備の成功 基準は,原子炉冷却材の流出量以上の注水能力を有することと する。

LPCS, LPCI及びHPCSにて,全ての原子炉冷却材 の流出の起因事象に対して,流出量を上回る注水能力がある。 また,CSTにおいては,「CRD点検時のLOCA」の大規模 流出時以外の原子炉冷却材流出の起因事象に対して,流出量を 上回る注水能力がある。

- (3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間
  - a. 余裕時間

本評価では,起因事象ごとに各POSにおける余裕時間を以下のとおり評価した。評価に使用した冷却材の保有水量を第 3.1.2.3-3図に示す。また,冷却材の初期水温は燃料交換作業 や原子炉周りの機器の保守が行える最高温度である 52℃と仮定 した。

(a) 残留熱除去系の故障,外部電源喪失

原子炉水位がTAFに到達するまでに,除熱系緩和設備及

び注水系緩和設備の作動が必要となるため, TAFに到達す るまでの余裕時間を以下の式を使用して評価する。評価には 以下の式を使用した。各POSにおける余裕時間を第3.1.2.3 -4表に示す(添付資料3.1.2.3-2)。

なお,第3.1.2.3-4表に示すとおり,各POSにおける余 裕時間は最も短いPOS-Sでも約4時間であり,TAFに 到達までに崩壊熱除去機能が喪失していることの認知に失敗 することは想定し難いため,本PRAでは認知失敗を考慮し ないこととする。

i) 冷却材温度が100℃に到達するまでの余裕時間

$$T_1 = \frac{\Delta T \times M_1 \times C}{Q}$$

T₁:冷却材温度が100℃に到達するまでの余裕時間(h)
 ΔT:差温(100℃-初期水温)(℃)

M₁ :保有水量 (m³)

- C :比熱 (J/m³/℃)
- Q : 崩壊熱量 (J/h)
- ii) 原子炉水位がTAFに到達するまでの余裕時間

$$\mathbf{T}_2 = \mathbf{T}_1 + \frac{\mathbf{M}_2 \times \mathbf{H}_{\mathrm{V}}}{\mathbf{Q}}$$

T₂: TAF 到達までの余裕時間(h)

- $M_2$  : TAFまでの水量 ( $m^3$ )
- H_v : 蒸発潜熱 (J/m³)
- Q :崩壞熱量 (J/h)
- (b) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出時の余裕時間は,原子炉水位が通常水 位の場合と原子炉ウェル満水の場合に分けて設定する(添付 資料 3.1.2.3-3)。

i) 通常水位の場合

通常水位の場合で考慮する原子炉冷却材の流出の起因事 象は「RHR切替時のLOCA」及び「CUWブロー時の LOCA」がある。事象発生後の緩和操作を遂行するまで の余裕時間として,流出量とTAFまでの保有水量から 3 時間と設定した。

ii) 原子炉ウェル満水の場合

原子炉ウェル満水の場合で考慮する原子炉冷却材の流出 の起因事象は「CRD点検時のLOCA」,「LPRM点検 時のLOCA」及び「RHR切替時のLOCA」がある。 CRD点検及びLPRM点検は現場作業に伴う人的過誤で 発生する事象であるため作業員が必ず気づくことを考慮し, 本PRAでは認知失敗を考慮しないこととする。また,原 子炉ウェル満水時のRHR切替時のLOCAは,TAF到 達までに冷却材の流出を認知するには十分な時間があり, 認知に失敗することは想定し難いため,本PRAでは認知 失敗を考慮しないこととする。

b. 使命時間

緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時 間である使命時間については,以下の観点から24時間を適用し ている。

・ 24 時間あれば、プラントを安定した状態に移行させるこ

とが可能であり,機能喪失した設備の復旧や追加の運転員 操作に期待できる。

(4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性本評価において、熱水力解析等は実施していない。

3.1.2.4 事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの,起因事象の発生 及び各種安全機能喪失の組合せのことである。また、炉心損傷に至 る事故シーケンスを網羅的に展開するための体系的な分析と定量化 が可能である手法として、イベントツリー法を用いる。

(1) イベントツリー

各起因事象に対して, 炉心損傷を防止するために必要な緩和設 備又は緩和操作を検討し, 炉心損傷に至る事故シーケンスを展開 した。また, 展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態 又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーの概要を第3.1.2.4-1(a)図~第 3.1.2.4-1(c)図に示す。

(2) 事故シーケンスの分類

事故シーケンスの最終状態については, 炉心損傷に至る主な要 因の観点から区別するために以下の事故シーケンスに分類してい る。

- a. 崩壞熱除去機能喪失
  - ・起因事象「残留熱除去系の故障」に対して,崩壊熱除去・炉
     心冷却に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンス
  - ・起因事象「外部電源喪失」に対して、非常用DGによる交流 電源の確保に成功したが、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し炉 心損傷に至る事故シーケンス
- b. 全交流動力電源喪失

本 P R A では、区分 I 及び区分 II の非常用 D G による交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。

- ・起因事象「外部電源喪失」に対して、非常用DGによる交流 電源の確保に失敗し、後段のHPCSによる崩壊熱除去・炉 心冷却にも失敗することで炉心損傷に至る事故シーケンス
- ・起因事象「外部電源喪失」に対して、直流電源の確保に失敗し、後段のHPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却にも失敗することで炉心損傷に至る事故シーケンス
- c. 原子炉冷却材の流出
  - ・起因事象「原子炉冷却材の流出」に対して、崩壊熱除去・炉
     心冷却に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンス

3.1.2.5 システム信頼性

イベントツリーの定量化においては,展開したイベントツリーの 各分岐に対して成功・失敗確率を決めるため,システム信頼性解析 を実施する必要がある。この各分岐のシステム信頼性解析にはフォ ールトツリー法を用いた。本評価では,イベントツリーのヘディン グに対応する緩和設備について,その機能遂行に必要なサポート系 を含めたフォールトツリーを作成し定量化を実施した。

(1) 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした主要な緩和設備の一覧を以下に示す。それぞれ の緩和設備ごとに概要,機能,系統図,必要とするサポート系, 試験及びシステム信頼性解析上の主要な仮定を整理した。また, フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.2.5-1表に,サ ポート系同士の依存性を第3.1.2.5-2表に示す。システム間従属 性は,イベントツリー,フォールトツリー及び両者の組合せによ ってモデル化した。

<除熱機能>

•残留熱除去系(RHR)

<注水機能>

- ・高圧炉心スプレイ系(HPCS)
- ・低圧炉心スプレイ系(LPCS)
- •低圧注水系(LPCI)
- ・復水移送系(CST)

なお,プラント停止時は,原子炉は冷温停止状態にあること, 余裕時間が運転中に比べ長くなる等の停止時特有の特徴を考慮し,

システム信頼性評価においては下記のa.~d.を仮定している。 a.信号

機器の自動起動に対する信号系は点検等により期待できない ことも考えられるため、ポンプや電動弁等については、自動起 動信号はモデル化せず、手動操作のみモデル化する。なお、待 機中の非常用DGについては、施設定期検査中においても自動 起動できる状態で待機しているため、自動起動信号及び手動操 作をモデル化する。

b. ポンプ室空調機, DG室空調機

運転時と同様にポンプ室空調機及びDG室空調機をモデル化 する。

c. 現場操作

電動弁や手動弁の現場での手動開閉操作には期待できないこ ととし、モデル化していない。

d. メンテナンス

停止時 P R A では、機器の待機除外状態はプラント状態分類 の中で直接考慮しているため、メンテナンスはモデル化してい ない。

(2) システム信頼性評価手法

システム信頼性解析では、フロントライン系とサポート系についてフォールトツリーを作成し、信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては,対象範囲を示す系統図 を作成するとともに,その範囲内にある機器でモデル化すべき故 障モードを基事象リストの形で整理した。また,これらの情報に 基づき(1)に示した緩和設備についてフォールトツリーを作成し,

定量化を実施した。

(3) システム信頼性評価の結果

各緩和設備の代表的なフォールトツリーの評価結果を第 3.1.2.5-3表に示す。また,起因事象「残留熱除去系の故障」に おける各緩和設備の主要なミニマルカットセットを第3.1.2.5-4

(a) 表~第3.1.2.5-4(i) 表に示す(添付資料3.1.2.5-1)。

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 停止時PRAの評価に当たって、システム信頼性評価を実施せ ずに設定した非信頼度はない。 3.1.2.6 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要とな る機器故障率,共通要因故障パラメータ,試験又は保守作業による 待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

(1) 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては,機器故障,共通要因故障, 試験による待機除外,保守作業による待機除外,人的過誤(3.1.2.7 項)等があり,それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

(2) 機器故障率

機器故障率は、原則として、NUCIAで公開されている国内 プラントの故障実績(1982年度~2002年度21ヵ年49基データ)を 基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の 推定(平成21年5月公表)」(以下「21ヵ年データ」という。)に 記載されているデータを使用する。また、NUCIAで公開され ている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率 論的安全評価用の機器故障率の算出(1982年度~1997年度16ヵ年 49基データ改訂版)(平成13年2月),電中研報告P00001,(財) 電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

なお、21ヵ年データに記載のない機器の故障率については、類 似性を考慮した工学的判断に基づき、21ヵ年データに記載された 他の機器の故障率を使用した。

上記の機器故障率を使用して以下の評価式により基事象発生確 率を算出した。

状態変更失敗確率

 $Q=Q_{\ d}$ 

**Q**_d: デマンド故障確率

又は

 $Q = \lambda_s \times T_s / 2$ 

- λ。: 起動(又は状態変更)失敗率(/時間)
- T_s: 平均試験間隔(時間)
- 機能維持失敗確率

 $Q = \lambda_r \times T_m$ 

λ_r:機能維持失敗率(/時間)

- T_m:使命時間(時間)
- (3) 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では、故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には 期待していない。

(4) 待機除外確率

本評価では、機器の待機除外状態はPOS分類の中で直接考慮しているため使用しない。

(5) 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて多重性を持たせるために用い られる機器については,共通要因故障を考慮する。共通要因故障 を考慮する機器と故障モードの同定フロー図を第3.1.2.6-1図に 示す。フロー図に従い,以下の3つの条件を同時に満たす場合に, 共通要因故障を考慮した。

- a. 冗長の機能を有する同種機器
- b. 起因事象発生前の運転状態が同一

c. 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要

因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。動的機器の 動的故障モードについては,共通要因故障が発生する可能性が比 較的高いと考えられることから,上記条件を満たすものに対して は共通要因故障を考慮している。また,動的機器の静的故障モー ド及び静的機器の各故障モードについては,全炉心損傷頻度への 影響が大きいと想定されるものに対して共通要因故障を考慮した。 フロー図に従って同定した共通要因故障の対象機器と故障モード を第3.1.2.6-1表及び第3.1.2.6-2表に示す。

なお、本評価では、MGL (Multiple Greek Letter)法を用い て共通要因故障を考慮した。共通要因故障パラメータとしては、 米国で公開され、あるいはPRAでの使用実績がある文献等から、 妥当と考えられるβ、γファクタを使用した。本評価で使用した 共通要因故障パラメータの一覧を第3.1.2.6-3表に示す。 3.1.2.7 人的過誤

人的過誤は人間信頼性解析により評価する。人間信頼性解析とは, 炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動(タスク)に対し て,起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確 率を評価するものである。

本作業では,起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象 として,それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し,そ の発生確率を算出した。

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック(NURE G/CR-1278)のTHERP手法(Technique for Human Error Rate Prediction)を使用して評価した。なお、本評価では 過誤回復として、評価対象となる人的過誤の特徴を考慮し、他の 運転員によるバックアップをモデル化している。本評価で同定し た人的過誤及び過誤確率の評価結果を第3.1.2.7-1表に示す(添 付資料3.1.2.7-1)。

a. 起因事象発生前の人的過誤

起因事象発生前に考慮すべき人的過誤として,試験・保守作業の終了後,対象系統あるいは機器の通常状態への復旧忘れを 考慮した。具体的には,手動弁の開閉忘れ等を評価した(添付 資料3.1.2.7-2)。

b. 起因事象発生後の人的過誤

起因事象発生後の人的過誤としては,非常時運転手順書や事 象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより, 運転員によって行われる緩和操作を同定している。具体的には,

起因事象発生後の各人的過誤の評価に対して,認知失敗と操作 失敗に分けて評価している。

(a) 認知失敗

認知失敗では,警報等により異常を検知して適切な運転手順を選択することに失敗することをモデル化する。認知失敗 確率は,THERP手法に基づき,時間信頼性曲線を用いて おり,対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル 等の補正係数を乗じて算出している。なお,時間信頼性曲線 を用いる際に必要な余裕時間は,3.1.2.3項で設定した余裕時 間を用いる。ただし,残留熱除去系の故障及び外部電源喪失 が発生した場合の認知失敗については,TAFが露出するま での時間を考慮し,認知失敗は考慮しない(添付資料3.1.2.7 -3)。

(b) 操作失敗

操作失敗では、認知成功後の対応操作に失敗することをモ デル化する。操作失敗確率は、THERP手法に基づき、運 転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮して算出する。 3.1.2.8 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷 頻度を算出するとともに,主要な結果を分析した。停止時PRAに おける炉心損傷頻度は,分類された各POSの炉心損傷頻度を合算 することによって1回の停止当たりの炉心損傷頻度を算出しており その単位は「(/施設定期検査)」となる。また,POS当たりの炉 心損傷頻度の単位は「(/POS)」とする。

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では,計算コードSafety Watcherを用いて, フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し,炉心 損傷頻度を算出した。

(2) 炉心損傷頻度(点推定值)

事故シーケンスの定量化を行った結果,全炉心損傷頻度は 5.0E-6/施設定期検査となった。起因事象別及びPOS別の炉心 損傷頻度の内訳を第3.1.2.8-1表に,事故シーケンスグループ別 の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.2.8-2表に,一日当たりの炉心損 傷頻度の変化を第3.1.2.8-1図に示す。また,起因事象別の炉心 損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8-2図に,POS別の炉 心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8-3図に,事故シーケ ンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8

事故シーケンスグループに対する分析結果について第3.1.2.8 -3表に示す。

a. 評価結果の分析

起因事象別の炉心損傷頻度は、外部電源喪失の寄与割合が

77.4%と最も大きく、次いで残留熱除去系の故障の寄与割合が 22.6%と大きくなった。また、POS別の炉心損傷頻度は、P OS-B3が58.8%と最も寄与割合が大きく、次いでPOS-B1が21.1%、POS-B2が18.9%となった。また、事故シ ーケンスグループ別の炉心損傷頻度は、全交流動力電源喪失が 71.1%、崩壊熱除去機能喪失が28.8%と寄与割合が大きくなっ た。POS-B1~B3の炉心損傷頻度が大きくなる理由は以下 のとおり。

【外部電源喪失】

POS-B1~B3 においては待機状態の非常用DGが 1 台のみであり,起因事象「外部電源喪失」発生後,待機状態 の非常DG1台が機能喪失した場合,全交流動力電源喪失と なるため。

【残留熱除去系の故障】

POS-B1~B3においては使用可能である除熱・注水設備がRHR1系統及びCST1系統のみであり,起因事象「残留熱除去系の故障」発生後,CSTが機能喪失した場合,崩 壊熱除去機能喪失となるため。

なお,特にPOS-B3の炉心損傷頻度の寄与割合が大きいのは, POSの日数が長いことによるものである。

(3) 重要度解析,不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析

全 炉 心 損 傷 頻 度 へ の 寄 与 が 大 き い 因 子 を 分 析 す る た め, Fussell - Vesely (F V) 重要度及びRisk Achievement Worth (R AW) を評価した。それぞれの評価結果を第3.1.2.8-4表,第

3.1.2.8-5表及び第3.1.2.8-5図に示す。

FV重要度では,非常DG及びCSTに関する機器が上位を 占める結果となった。FV重要度において非常用DG及びCS Tに関する基事象が上位となったのは,上記(2)における評価結 果の分析と同じく,POS-B1~B3において,待機状態の非 常用DGが1台のみであること,及び残留熱除去系の故障が発生 した場合に,使用可能である除熱・注水設備がCST1系統のみ であることによる。

RAWの上位は軽油貯蔵タンク関連となっている。これは, 軽油貯蔵タンクがDG-2C, 2D, HPCS-DGそれぞれ のデイタンクへ燃料を供給する共通のタンクであること,また 軽油貯蔵タンクは静的機器であり信頼度が高いことによる。

b. 不確実さ解析

全炉心損傷頻度の 5% 値, 中央値, 平均値, 及び 95% 値を評価した。評価結果を第 3.1.2.8-6 表に示す。

全炉心損傷頻度の点推定値と平均値は概ね一致した。また, 全炉心損傷頻度のエラーファクタは2.7となった。これは,各パ ラメータの不確実さの影響により,95%値と5%値の間に7倍の 不確実さ幅があることを意味する。

c. 感度解析

停止時PRAの炉心損傷頻度は,緩和設備(の保守点検に伴う待機除外の有無)に強く依存する。本PRAで評価対象とした第19回施設定期検査工程では,POS-B1~B3において待機状態の非常用DGが1台のみであること,及び残留熱除去系の 故障が発生した場合に使用可能な除熱・注水設備がCST1系統

のみであることにより、この期間の炉心損傷頻度が支配的となった。しかしながら、現在の保安規定では、プラント停止期間中において、2台以上の非常用発電設備が動作可能であることを 運転上の制限としていることから、POS-B1~B3の期間において非常用DGが2台待機状態を仮定した場合の感度解析を 実施した。なお、非常用DG2台の待機に合わせ、除熱・注水設備としてCST2系統が使用可能であると仮定した。感度解析の 結果を第3.1.2.8-7表に示す。また、ベースケースとの比較を 第3.1.2.8-6図に示す。

感度解析の結果,全炉心損傷頻度の値は75%低減し,全炉心 損傷頻度に対する寄与が最も大きい起因事象が「外部電源喪失」 から「残留熱除去系の故障」に変わる結果となった。

機能及び系統名*	系統の説明
炉心冷却機能	
残留熱除去系(RHR) (原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)はRHRの 機能の1つであり,電動駆動のポンプを手動起動 し,原子炉冷却材中の保有熱を除去して原子炉の 冷却を行う。
高圧炉心スプレイ系(HPCS)	電動駆動のポンプを手動起動し,高圧~低圧状態 の炉心に注水する。
低圧炉心スプレイ系(LPCS)	電動駆動のポンプを手動起動し,低圧状態の炉心 に注水する。
低圧注水系(LPCI) (残留熱除去系(RHR))	電動駆動のポンプを手動起動し,低圧状態の炉心 に注水する。
復水移送系 (CST)	電動駆動のポンプを手動起動し,低圧状態の炉心 に注水する。
安全機能のサポート機能	
<ul> <li>残留熱除去系海水系(RHRS)</li> <li>非常用ディーゼル発電機海水系</li> <li>(DGSW)</li> <li>高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電</li> <li>機海水系</li> <li>(HPCS-DGSW)</li> </ul>	直接海水を供給することで、各々の補機を冷却す る。 RHRS:LPCS,RHR DGSW:DG-2C/2D HPCS-DGSW:HPCS,HPCS-DG
非常用ディーゼル発電機(DG)	外部電源の喪失を受けて自動起動し,非常用機器 に給電する。
直流電源 (DC)	DGの起動等に用いる。

第3.1.2.1-1表 PRAで考慮する主な設備

※ 外部電源が喪失した場合の復旧及び故障した機器の復旧は考慮していない

系統設備	概要	
	電動ポンプ台数:3台,熱交換器基数:2台	
残留熱除去系 (RHR)	• 原子炉停止時冷却系 : 2 系統	
	<ul> <li>・ 低圧注水系(LPCI) :3系統</li> </ul>	
	ポンプ容量 : 約 1,690m ³ /h/台	
   「「「「「」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」」	電動ポンプ台数:1台	
	ポンプ容量 : 約 1,440t/h	
低圧病心フプレイズ (IDCS)	電動ポンプ台数:1台	
	ポンプ容量 : 約 1,440t/h	
復水移送豕 (CST)	電動ポンプ台数:2台	
後水物込示(しち1)	ポンプ容量:約143m ³ /h/台	
	電動ポンプ台数:4台	
	ポンプ容量:約886m ³ /h/台	
	非常用ディーゼル発電機用電動ポンプ台数:2台	
非常用ディーゼル発電機海水系	ポンプ容量 : 約 273m ³ /h/台	
(DGSW)	HPCSディーゼル発電機用電動ポンプ台数:1台	
	ポンプ容量:約233m ³ /h	
	非常用ディーゼル発電機台数:2台	
非常用ディーゼル発電機(DG)	定格容量:約6,500KVA/台	
	HPCSディーゼル発電機台数:1台	
	定格容量:約3,500KVA	
	所内蓄電池組数:2組	
「直流電源(DC)	容量:A-約3,500Ah, B-約2,500Ah	
	HPCS系用蓄電池組数:1組	
	容量:約 900Ah	

第3.1.2.1-2表 系統設備概要

施設定期検査	解列日~併列日	施設定期検査日数	燃料取出方法	備考(大規模な工事やトラブル等)	
笠 10 回	H13. 3. 26 $\sim$	110	令做判而中	・中州でも別についたが、が市井	
第10回	H13. 7. 23		主然将取田「「下庄」目例パワンシラ取合		
— — — — — — — — — — — — — — — — — — —	H14.9.16 $\sim$		如八條約		
勇 19 回	H14. 12. 9	85 部分燃料取出			
	H16. 2. 1~				
第 20 回	0回 H16.4.26 86 全燃料取出		・ルースハーツ(HPCSテノレクタ)探査		
笠 91 回	H17.4.23∼	161	今隣約雨山	· 百乙后再徙粤法是制御会取获	
第21回	第 21 回 161 至燃料取出 H17.9.30	王旅行取山	• 尿丁炉丹循煤加重耐御开取省		
第 99 回	H18.11.18 $\sim$	97	今厥判而中	・ 「「「」」「「」」、 」、 」、 「」、 」、 「」、 」、 」、 「」、 」、 」、 「」、 」、 」、 」、 」、 」、 」、 」、 」、 」、 」、 」、 」、 」	
第 22 回	Н. 19. 2. 12	01	王然将取山	・ デビニー (シェクトかシノ加重日間目二便)	
<b>第 92 回</b>	H20. 3. 18 $\sim$	114	全燃料取出	・RPVバウンダリ弁点検(RPV水抜き)	
<u> </u>	H20. 7. 9	114		・ECCSストレーナ改造	
第 24 回	H21.9.7 $\sim$	206	全燃料取出	・更循環系ポンプ分解占捺	
	H22. 3. 31	200		「丁四來示小マ ノ 刀 杵木1庚	

第3.1.2.1-3表 東海第二発電所の施設定期検査の実績概要

■ ■ 本評価において選定した施設定期検査工程

	Grand Gulf (NUREG/CR-6143 ^{%1} )	JNES ^{*2}	本評価
RHR喪失 (フロントライン系)	0	0	0
R H R S 喪失 (サポート系)	0	0	0
外部電源喪失	0	0	0
配管破断LOCA	0	0	_
CUWブロー時のLOCA	_	_	0
RHR運転中のLOCA	0	0	—
RHR切替時のLOCA	0	0	0
CRD点検時のLOCA	_	_	0
L P R M 点検時の L O C A	_	_	0

第3.1.2.2-1 表 既往の停止時 PRA における起因事象との比較

*1 NUREG / CR-6143, 「Evaluation of Potential Severe Accidents During Low Power and Shutdown Operations at Grand Gulf, Unit 1」1994,

※2 PSA評価手法の標準化に係る整備=停止時内的事象レベル1PSA/地震PSA=別冊1, 平成23年 1月 独立行政法人 原子力安全基盤機構

Ţ	起因事象	内容
残留熱除去	RHR喪失	RHRの弁やポンプの故障により運転中のR
系の故障		HRが機能喪失する事象
	RHRS喪失	RHRSの弁やポンプの故障により運転中の
		RHRSが機能喪失する事象
外部電源喪失	R	外部電源が喪失する事象
原子炉冷却	CUWブロー時の	原子炉水位の下降調整操作において,人的過誤
材の流出	LOCA	により原子炉冷却材が系統外に流出する事象
	RHR切替時の	RHRの系統切替え操作において,人的過誤に
	LOCA	より原子炉冷却材が系統外に流出する事象
	CRD点検時の	CRD点検作業時の人的過誤により原子炉冷
	LOCA	却材が系統外に流出する事象
		なお,CRD点検時のLOCAは流出規模に応
		じ、大規模流出と小規模流出に分類している
	LPRM点検時の	L P R M 点検作業時の人的過誤により原子炉
	LOCA	冷却材が系統外に流出する事象

第3.1.2.2-2表 停止時 PRAの評価対象とする起因事象

	起因事象	発生頻度		評価方法
崩壞熱除去機能喪失			・国内BWRプラント実績データ (平成21年3月末時点)	
	RHR喪失	5.6E-05	(/日)	<ul> <li>・RHRS喪失は発生実績がないため0.5回の発生を仮定</li> <li>・POSごとの起因事象発生頻度は1日当たりの発生頻度にPO</li> </ul>
	RHRS喪失	7.1E-06	(/日)	S日数を乗じて算出
外部電源喪失		・国内BWR実績データ(平成21年3月末時点)		
	外部電源喪失	2.6E-05	(/日)	・POSことの起因事家発生頻度は1日目にりの発生頻度にPO S日数を乗じて算出
原子炉冷却材の流出				
	RHR切替時のLOCA	2.3E-04	(/回)	・人間信頼性解析により算出
	CUWブロー時のLOCA	9.7E-05	(/回)	・POSごとの起因事象発生頻度は1回(本)当たりの発生頻度
	CRD点検時のLOCA	1.1E-06	(/本)	にPOSの期間中の操作回数(点検本数)を乗じて算出
	LPRM点検時のLOCA	5.4E-07	(/本)	

第3.1.2.2-3表 起因事象発生頻度一覧
	S	A	B1	B2	B 3	B4	В5	B6	C 1	C 2	D	
	1日間	2日間	5日間	3日間	14 日間	8日間	12 日間	13 日間	8日間	9日間	7日間	
RHR喪失	5.6E-05	1.1E-04	2.8E-04	1.7E-04	7.9E-04	4.5E-04	6.8E-04	7.3E-04	4.5E-04	5.1E-04	4. 0E-04	
RHRS喪失	7.1E-06	1.4E-05	3.5E-05	2.1E-05	9.9E-05	5.6E-05	8.5E-05	9.2E-05	5.6E-05	6.4E-05	4. 9E-05	
外部電源喪失	2.6E-05	5.2E-05	1.3E-04	7.7E-05	3.6E-04	2.1E-04	3.1E-04	3.3E-04	2.1E-04	2.3E-04	1.8E-04	
RHR切替時の	_	_		2.3E-04			2.3E-04			2.3E-04	2.3E-04	
LOCA												
CUWブロー時の									0.75.05		0.75.05	
LOCA									9.7E-05		9.7E-05	
CRD点検時の				2.9E-05								
LOCA				(27本)								
LPRM点検時の				5.4E-07								
LOCA				(1本)								

第3.1.2.2-4表 POS別の起因事象発生頻度

第3.1.2.2-5表 RHR切替時のLOCAの発生頻度

項目	中央値	平均值	ΕF	備考
<ol> <li>①運転員の弁</li> <li>開操作忘れ</li> </ol>	1.0E-03	_	3. 0	NUREG/CR-1278 Table20-7(1)
<ol> <li>②管理者の開 操作チェッ ク失敗</li> </ol>	1.5E-01	_	5.0	NUREG/CR-1278 Table20-22(1) 低従属を考慮
		2.3E-04	4.9	

運転員の弁開操作忘れ

手順書(10項以下)中の1項目を省いてしまう人的過誤確率 ②管理者の開操作チェック失敗

手順書を用いて行う慣例的な点検(作業)の作業ミスを発見し損なう 人的過誤確率を用い,これに低従属を考慮し評価

第3.1.2.2-6表 CUWブロー時のLOCAの発生頻度

項目	中央値	平均值	ΕF	備考
<ol> <li>①運転員の弁</li> <li>閉操作忘れ</li> </ol>	1.0E-04	-	30.0	NUREG/CR-1278 を基に 工学的判断により設定
<ol> <li>②管理者の閉 操作チェッ ク失敗</li> </ol>	9.8E-02	_	5.0	NUREG/CR-1278 Table20-22(3) 低従属を考慮
		9.7E-05	33.9	

①運転員の弁閉操作忘れ

高度な管理下で実施される作業として、NUREG/CR-1278を基に工学的 判断により設定

②管理者の閉操作チェック失敗

日常的なものではなく特に要求された点検(作業)の作業ミスを発見 し損なう人的過誤確率を用い,これに低従属を考慮し評価

POS 起因事象	S	А	В 1	В 2	В З	В4	В 5	В 6	C 1	C 2	D
RHR喪失	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-B CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B CST-A CST-B	C S T – A	C S T – A	C S T – B	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	HPCS LPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
R H R S 喪失	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B CST-A CST-B	C S T – A	C S T – A	СSТ-В	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	HPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
外部電源 喪失	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	RHR-A LPCI-A CST-A	LPCI-B	LPCI-B CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
RHR 切替時の LOCA				L P C I – B C S T – A			HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B			HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
CUW ブロー時の LOCA									HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B		HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
CRD 点検時の LOCA				$\begin{bmatrix} L P C I - B \\ C S T - A^* \end{bmatrix}$							
LPKM 点検時の LOCA				CST-A							

第3.1.2.3-1表 各起因事象及び各プラント状態における成功基準

※ CRD点検時のLOCAのうち、大規模流出時はCSTに期待できない

3.1.2 - 43

第3.1.2.3-2表 RHRS (A系, B系)の成功基準

機器名	RHRSの成功基準				
RHRS ポンプ	1/2				
RHRS 熱交換器	1/1				

第3.1.2.3-3表 空調機の成功基準

系統名	空調機の成功基準
H P C S	2/2
LPCS	1/1
RHR - A	1/1
RHR-B	1/1
RHR-C	1/1
DG – 2C	2/2
DG – 2D	2/2
HPCS-DG	2/2

却四重舟	DOS	POS別の	余裕時間
此囚事家	P05	代表時間	(h)
	S	6時間後	3.9
	А	1日後	5.7
	B1	3日後	53.8
	B2	8日後	90.9
RHR喪失	В3	11 日後	107.6
RHRS喪失	B4	25 日後	155.2
外部電源喪失	В5	33 日後	174.5
	В6	45 日後	199.7
	C 1	58 日後	35.8
	C 2	66日後	38.3
	D	75 日後	40.8

第3.1.2.3-4表 各POSにおける余裕時間(除熱機能及び注水機能)

						フ (従属故障	ロントライン 章の可能性のる	「系 ある系統)			
			RI	HR	HPCS	LPCS		LPCI	CST		
			A	В			A	В	С	A	В
		区分 I	0	0	_	0	0	_	_	0	—
	交流電源	区分Ⅱ	—	0	_	—	_	0	0	_	O
		区分Ⅲ	_	—	O	_	_		_	_	—
		区分 I	O	0	_	O	O		_	_	_
	直流電源	区分Ⅱ	O	0	-	—	_	0	O	-	—
		区分Ⅲ	_	—	0	—	_	_	—	-	—
(故	非常用補機 冷却系	RHRS-A	0	—	-	0	0	_	—	-	—
サ障 ポ系		RHRS-B	_	0	-	—	_	0	0	-	—
1 統		HPCS-DGSW	—	—	0	—	—	-	—	-	—
ト・系機		HPCSポンプ室	—	—	0	—	—	-	—	-	—
器		LPCSポンプ室	-	—	—	0	—		_	—	—
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	O	—	—	_	O		-	—	—
	は言語を修	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	-	0	—	—	—	0	_	—	—
	空间陵	LPCI-Cポンプ室		—	—	—	—		O	—	—
		DG-2C室	_	_	—	—	_	_	_	-	—
		DG-2D室	_	_	-	_	_	_	_	-	—
		HPCS-DG室	—	_	—	_	—	_	_	—	—

第3.1.2.5-1表 フロントライン系とサポート系の依存性

◎ 系統の機能維持に必須であり、故障により系統の機能喪失となる

/	/		従属故障の可能性のある系統						性のある系統															
			残留熱 海7	除去系 水系	非	常用交流電	這源	非常	『用ディー 発電機	ゼル	非常	常用ディー 巻電機海水	ゼル 系		直流電源					空	調機			
			RH	RS	民八丁	民人工			DG			DGSW		マヘエ	豆八田		HPCS	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	DG-2C	DG-2D	HPCS-DG
			А	В	区方 1	区方 11	区方皿	2C	2D	HPCS	А	В	HPCS	区方 I	区方Ⅱ	区方皿	ポンプ室	ポンプ室	(RHR-A) ポンプ室	(NHK-B) ポンプ室	ポンプ室	室	室	室
	非常用	RHRS-A	$\backslash$	-	-	-	-	-	-	_	-	-	-	-	-	-	_	0	0	-	-	-	_	-
	補機冷却系	RHRS-B	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	O	-	-	-
		区分 I	0	-		-	-	-	-	-	0	-	-	$\bigtriangleup$	-	-	-	0	0	-	-	0	-	-
	非常用 交流電源	区分Ⅱ	_	0	-		-	_	_	_	_	0	-	-		-	_	-	_	0	0	_	0	-
		区分Ⅲ	_	_	-	-		_	_	_	_	_	0	-	-		0	-	_	-	-	_	_	0
		DG-2C	0	-	0	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DG-2D	-	0	-	0	I	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	交流電源	HPCS-DG	-	-	-	-	0	-	-	$\searrow$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	関連設備	DGSW-A	_	-	-	1	I	0	-	-		-	-	-	-	-	-	-	_	-	-	_	_	-
故		DGSW-B	_	_	-	-	-	_	0	_	_	$\searrow$	-	-	-	-	_	-	_	-	-	_	_	-
<b>厚系</b> 統		HPCS-DGSW	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-		-	-	-	O	-	-	-	-	-	-	-
・機		区分 I	0	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-		_	-	-	-	-	-	-	-	-	-
器	直流電源	区分Ⅱ	-	0	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	$\searrow$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		区分Ⅲ	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	$\searrow$	-	-	-	-	-	-	-	-
		HPCSポンプ室	-	_	-	-	-	-	_	_	-	_	-	_	-	-	$\searrow$	_	-	_	-	-	-	-
		LPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	$\searrow$	_	-	-	-	-	-
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	$\searrow$	_	-	-	-	-
	<b></b> 尔調機	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	-	_	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	$\searrow$	_	-	-	-
	王帅败	LPCI-Cポンプ室	_	_	-	-	-	_	_	_	_	_	-	-	-	-	_	-	_	-	$\square$	_	_	-
		DG-2C室	_	-	_	-	_	0	_	_	_	_	-	_	-	_	_	_	_	_	-			-
		DG-2D室	_	_	_	-	-	_	0	_	_	_	-	-	-	_	_	_	_	-	-	_		
		HPCS-DG室	-	_	-	-	-	-	_	0	-	_	-		-	-	-	-	-		-	-	_	

第3.1.2.5-2表 サポート系同士の依存性

◎ 系統の機能維持に必須であり、故障により系統の機能喪失となる

○ 起因事象により必須になるケースがあり、事象によっては系統機能喪失となる

△ 故障により、冗長系のある機器等が一部不動作となるため、系統のモデルで考慮する

五法	非信頼度 [平均] (/d)					
オキガル	残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	外部電源喪失				
H P C S	6.8E-03	1.2E-02				
LPCS	3.6E-03	3.6E-03				
L P C I – A	3. 7E-03	3.8E-03				
L P C I – B	3. 7E-03	3.8E-03				
L P C I – C	3. 7E-03	3.7E-03				
C S T – A	2.5E-03	2.4E-03				
C S T – B	2.5E-03	2.5E-03				
R H R – A	8.7E-03*	1.1E-02				
R H R – B	8.9E-03 [*]	1.1E-02				

第3.1.2.5-3表 代表的なフォールトツリーの評価結果

※ 起因事象「原子炉冷却材の流出」では期待しない

順位	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	HPCS原子炉水位制御操作失敗	36.6
2	HPCSインジェクション弁手動操作失敗	16. 1
2	HPCSポンプ手動操作失敗	16. 1
4	HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞	1.9
5	HPCS-DGSWポンプ起動失敗	1.5
6	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ室空調1冷却器入口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ室空調1冷却器出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ室空調2冷却器入口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ室空調2冷却器出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ/ポンプ室空調冷却器元弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DGSWポンプ出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DGSW放出ライン隔離弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DGSW放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	1.2
6	HPCS-DGSW放出ライン排水弁(放水口C)開け忘れ	1.2
6	HPCS-DGSWエンジンエアクーラ入口弁1開け忘れ	1.2
6	HPCS-DGSWエンジンエアクーラ入口弁2開け忘れ	1.2
6	HPCS-DGSW系統出口隔離弁開け忘れ	1.2

第3.1.2.5-4(a)表 HPCSフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	LPCSポンプ手動操作失敗	30.6
1	LPCSインジェクション弁手動操作失敗	30.6
3	RHRS-A海水ストレーナ閉塞	3.6
4	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	2.3
4	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	2.3
4	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.3
4	RHRS-A熱交換器入口弁開け忘れ	2.3
4	RHRS-A熱交換器出口弁開け忘れ	2.3
4	RHRS-A放出ライン隔離弁開け忘れ	2.3
4	RHRS-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	2.3
4	LPCSポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.3
4	LPCSポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.3
13	LPCSポンプ起動失敗	1.3
13	LPCSポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
15	LPCSインジェクション弁閉塞	1.2
16	LPCS保修用隔離弁閉塞	1.0
17	RHRS-A流量制御弁開失敗	0.8
17	RHRS-A流量制御弁閉塞	0.8
19	LPCSポンプ運転継続失敗	0.7
20	LPCSポンプ室空調冷却器閉塞	0.7

第3.1.2.5-4(b)表 LPCSフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	RHR-Aポンプ手動操作失敗	29.7
1	LPCI-Aインジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	RHRS-A海水ストレーナ閉塞	3.5
4	RHRS-A熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-A熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-A放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	2.2
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	2.2
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	2.2
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Aポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Aポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.2
14	RHR-Aポンプ起動失敗	1.3
14	RHR-Aポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	RHR-Aインジェクション弁閉塞	1.1
17	RHR-Aインジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	RHRS-A流量制御弁開失敗	0.8
18	RHRS-A流量制御弁閉塞	0.8
20	RHR-Aポンプ運転継続失敗	0.7

第3.1.2.5-4(c)表 LPCI-Aフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RHR-Bポンプ手動操作失敗	29.7
1	LPCI-Bインジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	RHRS-B海水ストレーナ閉塞	3.5
4	RHRS-B熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-B熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-B放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-B放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	2.2
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	2.2
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	2.2
4	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Bポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Bポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Bポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.2
14	RHR-Bポンプ起動失敗	1.3
14	RHR-Bポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	RHR-Bインジェクション弁閉塞	1.1
17	RHR-Bインジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	RHRS-B流量制御弁開失敗	0.8
18	RHRS-B流量制御弁閉塞	0.8
20	RHR-Bポンプ運転継続失敗	0.7

第3.1.2.5-4(d)表 LPCI-Bフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RHR-Cポンプ手動操作失敗	29.7
1	LPCI-Cインジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	RHRS-B海水ストレーナ閉塞	3.5
4	RHRS-B熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-B熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-B放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	RHRS-B放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	2.2
4	RHR-Cポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	2.2
4	RHR-Cポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	2.2
4	RHR-Cポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Cポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Cポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	RHR-Cポンプ室空調冷却器出口開け忘れ	2.2
14	RHR-Cポンプ起動失敗	1.3
14	RHR-Cポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	RHR-Cインジェクション弁閉塞	1.1
17	RHR-Cインジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	RHRS-B流量制御弁開失敗	0.8
18	RHRS-B流量制御弁閉塞	0.8
20	RHR-Cポンプ運転継続失敗	0.7

第3.1.2.5-4(e)表 LPCI-Cフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	CST-Aポンプ手動操作失敗	43.3
2	復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	14.8
2	復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	14.8
4	CST-Aポンプ起動失敗	14.7
6	CST-Aポンプ入口弁開け忘れ	3. 3
6	CST-Aポンプ出口弁開け忘れ	3. 3
7	CST-Aポンプ制御部故障	2. 7
8	CST-Aポンプ運転継続失敗	1.0

第3.1.2.5-4(f)表 CST-Aフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

第3.1.2.5-4(g)表 CST-Bフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	CST-Bポンプ手動操作失敗	43.3
2	復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	14.8
2	復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	14.8
4	CST-Bポンプ起動失敗	14. 7
6	CST-Bポンプ入口弁開け忘れ	3. 3
6	CST-Bポンプ出口弁開け忘れ	3. 3
7	CST-Bポンプ制御部故障	2.7
8	CST-Bポンプ運転継続失敗	1.0

第3.1.2.5-4(h)表 RHR-Aフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合(%)
1	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)Aライン調整弁手動操作失	12.6
	敗	
1	RHR-Aミニフローライン電動弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-Aポンプ入口弁(原子炉停止時冷却系)手動操作失敗	12.6
1	RHR-Aポンプ入口弁(サプレッション・プール)手動操作失	12.6
1	敗	
1	RHR-Aポンプ手動操作失敗	12.6
6	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)Aライン調整弁開失敗	2.4
6	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)Aライン調整弁制御部故障	2.4
6	RHR-Aポンプ入口弁(原子炉停止時冷却系)開失敗	2.4
6	RHR-Aポンプ入口弁(原子炉停止時冷却系)制御部故障	2.4
10	内側隔離弁(原子炉停止時冷却系)隔離誤信号	2.1
10	外側隔離弁(原子炉停止時冷却系)隔離誤信号	2.1
12	RHRS-A海水ストレーナ閉塞	1.5
13	RHRS-A熱交換器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHRS-A熱交換器出口弁開け忘れ	1.0
13	RHRS-A放出ライン隔離弁開け忘れ	1.0
13	RHRS-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	1.0
13	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	1.0
13	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	1.0
13	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.0
13	RHRーAポンプ出口手動弁開け忘れ	1.0
13	RHRーAポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	1.0

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)Bライン調整弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-Bミニフローライン電動弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-Bポンプ入口弁(原子炉停止時冷却系)手動操作失敗	12.6
1	RHR-Bポンプ入口弁(サプレッション・プール)手動操作失敗	12.6
1	RHR-Bポンプ手動操作失敗	12.6
6	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)Bライン調整弁開失敗	2.4
6	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)Bライン調整弁制御部故障	2.4
6	RHR-Bポンプ入口弁(原子炉停止時冷却系)開失敗	2.4
6	RHR-Bポンプ入口弁(原子炉停止時冷却系)制御部故障	2.4
10	内側隔離弁(原子炉停止時冷却系)隔離誤信号	2.1
10	外側隔離弁(原子炉停止時冷却系)隔離誤信号	2.1
12	RHRS-B海水ストレーナ閉塞	1.5
13	RHRS-B熱交換器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHRS-B熱交換器出口弁開け忘れ	1.0
13	RHRS-B放出ライン隔離弁開け忘れ	1.0
13	RHRS-B放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	1.0
13	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	1.0
13	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	1.0
13	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-Bポンプ出口手動弁開け忘れ	1.0
13	RHR-Bポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-Bポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	1.0

第3.1.2.5-4(i)表 RHR-Bフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

第3.1.2.6-1表 同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード		
		起動失敗		
RHRS		運転継続失敗		
	逆止弁	開失敗		
DG室空調	ダンパ	開失敗		

## 第3.1.2.6-2表 システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード
ECCS起動信号	検出器	作動失敗
(手動起動に必要な信号)	トリップユニット	作動失敗
CST = A / B	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	弁 (手動弁は除く)	開失敗
	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
L P C I - A / B / C $(R H R - A / B)$	ファン	起動失敗 運転継続失敗
	弁 (手動弁は除く)	開失敗 閉失敗
	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
RHRS-A/B	弁(手動弁は除く)	開失敗
	ストレーナ	閉塞(内部破損含む)
	非常用ディーゼル発電機	起動失敗 運転継続失敗
交流電源(区分Ⅰ、Ⅱ)	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
(DG - 2C/2D)	ファン	起動失敗 運転継続失敗
	弁(手動弁は除く)	開失敗
	ストレーナ	閉塞(内部破損含む)
DGSW-A/B	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	ストレーナ	閉塞 (内部破損含む)
直流電源(区分 I , II )	蓄電池	給電失敗

機器タイプ	βファクタ ^{*1}	γファクタ ^{※2}	備考
ポンプ,ファン	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁, ダンパ	0.130	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
DG	0.021	_	NUREG-1150
検出器, トリップユニット	0.082	_	NUREG/CR-2771
蓄電池	0.008	_	NUREG-0666
ストレーナ	0.133	—	NUREG/CR-5497

第3.1.2.6-3表 共通要因故障パラメータの一覧

※1 多重故障(2重以上)が発生する確率

※2 多重故障が発生した場合、それが3重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550に基づきγファクタを算出

	人的過誤	過誤確率 (平均値) [/d]	エラー ファクタ
起因事象	弁の開け忘れ・閉め忘れ	8.3E-05	4.8
発生前	DG試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3.9E-03	6.8
	手動操作失敗	1.1E-03	3.5
	水源切替操作失敗 (CST→サプレッション・チェンバ)	2.5E-03	6.5
	原子炉水位制御操作失敗	2.5E-03	6.5
	DG燃料油補給操作失敗	1.1E-04	35.6
起因事象       発生後	運転員の認知失敗 (RHR切替時のLOCA)	1.8E-07	42.7
	<ul><li>運転員の認知失敗</li><li>(CUWブロー時のLOCA)</li></ul>	3.0E-07	122.7
	隔離失敗 (CRD, LPRM点検時のLOCA)	5.3E-02	10.0
	隔離失敗 (RHR切替, CUWブロー時のLOCA)	5.3E-04	10.0

第3.1.2.7-1表 人的過誤の評価結果

	POS	S	А	В1	B2	В3	B 4	В5	В6	C 1	C 2	D	合計	寄与割合
	日数	1日間	2 日間	5 日間	3日間	14 日間	8 日間	12 日間	13 日間	8日間	9日間	7 日間	(/施設定期検査)	(%)
崩使教除土继能亦生		5.7E-14	3.1E-13	2.5E-07	1.6E-07	7.1E-07	2.5E-12	6.4E-10	7.4E-13	4.5E-13	4.2E-12	4.0E-13	1 1F-06	22.6
		(5.7E-14)	(1.5E-13)	(5.0E-08)	(5.3E-08)	(5.1E-08)	(3.1E-13)	(5.4E-11)	(5.7E-14)	(5.6E-14)	(4.7E-13)	(5.8E-14)	1.12.00	22.0
	RHR軭牛	2.1E-14	4.7E-14	2.2E-07	1.4E-07	6.3E-07	2.2E-12	1.5E-11	2.8E-13	1.7E-13	2.2E-12	1.5E-13	9 9F-07	20.0
		(2.1E-14)	(2.3E-14)	(4.5E-08)	(4.7E-08)	(4.5E-08)	(2.8E-13)	(1.3E-12)	(2.2E-14)	(2.2E-14)	(2.5E-13)	(2.2E-14)	0.02 01	20.0
	RHRS吨牛	3.5E-14	2.6E-13	2.8E-08	1.7E-08	7.9E-08	2.8E-13	6.3E-10	4.6E-13	2.8E-13	2.0E-12	2.5E-13	1 2F-07	2.5
	KIIKS	(3.5E-14)	(1.3E-13)	(5.6E-09)	(5.8E-09)	(5.6E-09)	(3.5E-14)	(5.2E-11)	(3.5E-14)	(3.5E-14)	(2.2E-13)	(3.6E-14)	1.22 01	2.0
	从如雪酒画牛	3.7E-10	7.3E-10	8.0E-07	7.8E-07	2.2E-06	3.0E-09	4.4E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.5E-09	3.8E-06	77 4
	7日中电协议入	(3.7E-10)	(3.7E-10)	(1.6E-07)	(2.6E-07)	(1.6E-07)	(3.7E-10)	(3.7E-10)	(3.6E-10)	(3.7E-10)	(4.2E-09)	(3.6E-10)		11.4
原	「炉冷却材の流出	_	—	—	4.6E-11	—	-	7.3E-17	—	2.9E-11	4.1E-11	7.1E-11	1.9E-10	< 0.1
	RHR切替	_	_	_	4.2E-13	_	_	7.3E-17	_	_	4.1E-11	4.1E-11	8.3E-11	< 0.1
	CUWブロー	_	—	—	—	_	-	-	—	2.9E-11	-	2.9E-11	5.8E-11	< 0.1
	CRD点検	_	_	—	4.5E-11	_	_	_	_	_	_	_	4.5E-11	< 0.1
	LPRM点検	_	_	_	9.8E-14	_	_	_	_	_	_	_	9.8E-14	< 0.1
	合計 (/POS)	3.7E-10	7.3E-10	1.0E-06	9.4E-07	2.9E-06	3.0E-09	5.1E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.6E-09	5.0E-06	_
	寄与割合 (%)	< 0.1	< 0.1	21.1	18.9	58.8	< 0.1	0.1	< 0.1	< 0.1	0.8	< 0.1	_	100.0

第3.1.2.8-1表 起因事象别·POS別炉心損傷頻度内訳表

上段:/POS,下段()内:/日

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/施設定期検査)	寄与割合 (%)	<ul> <li>事故シーケンス</li> <li>グループ別</li> <li>炉心損傷頻度</li> <li>(/施設定期検査)</li> </ul>	寄与割合 (%)
品使教论土地论而生	残留熱除去系の故障+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-06	22.6	1 4E-06	<u> </u>
刑委刑师五极肥天人	外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	6. 3	1.42.00	20.0
<u> </u>	外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心 冷却失敗	3.5E-06	71.1	2 EE 00	71. 1
主父佩動刀电源丧大	外部電源喪失+直流電源失敗+崩壊熱除去・炉心 冷却失敗	1.3E-10	< 0.1	3. 3E-00	
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.9E-10	< 0.1	1.9E-10	< 0.1
	合計	5.0E-06	_	5.0E-06	_

第3.1.2.8-2表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の内訳と寄与割合

	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/施設定期検査)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット(上位3位)	POS	炉心損傷頻度 (/POS)	寄与割合 ^{※2} (%)		
				①RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動 失敗	В 3	3.0E-07	26.6		
	残留熱除去系の故障	1.15.00	70.0	①RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動 失敗	В 3	3.0E-07	26.6		
崩 崩 壊 熱 除 去 機	+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1. IE-06	18.2	③RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動 失敗	В 1	1.1E-07	9.4		
				③RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動 失敗	В 1	1.1E-07	9.4		
能喪失				①外部電源喪失+RHR-Bポンプ手動操作失敗	В 2	8.4E-08	27.1		
	外部電源喪失 +崩壞熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	21.8	①外部電源喪失+LPCI-B注入弁手動操作失敗	В 2	8.4E-08	27.1		
				①外部電源喪失+RHR-Bポンプ入口弁 (S/P側) 手動操作失敗	В 2	8.4E-08	27.1		
		3, 5E-06	100.0	①外部電源喪失+DG-2D運転継続失敗	В 3	8.2E-07	23. 3		
全	外部電源喪失 +交流電源失敗 +崩壊熟除去・炉心冷却失敗			②外部電源喪失+DG-2D起動失敗	В 3	5.6E-07	15.8		
父流動力				③外部電源喪失+DG-2C運転継続失敗	В 1	3.0E-07	8.4		
力電源		1. 3E-10	< 0.1	①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因 故障	В 3	6.0E-11	44.2		
失	外部電源喪失 +直流電源失敗 +崩壞熱除去・炉心冷却失敗			②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因 故障	C 2	3.8E-11	28.2		
				③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因 故障	В 1	2.2E-11	15.9		
			100. 0	①RHR切替時のLOCA+運転員の認知失敗	C 2	4.1E-11	22. 2		
原子 炉冷却	原子炉冷却材の流出	1.9E-10		①RHR切替時のLOCA+運転員の認知失敗	D	4.1E-11	22. 2		
却材の流出	+崩壊熟除去・炉心冷却失敗			③CUWブロー時のLOCA+運転員の認知失敗	С 1	2.9E-11	15.6		
						③CUWブロー時のLOCA+運転員の認知失敗	D	2.9E-11	15.6

## 第3.1.2.8-3表 事故シーケンスグループの分析結果

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第3.1.2.8-4表 緩和設備の基事象のFV重要度評価結果

順位	基事象名	F V重要度
1	DG-2D運転継続失敗	2.0E-01
2	DG-2D起動失敗	1.4E-01
3	復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	1.1E-01
3	復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	1.1E-01
5	DG-2C運転継続失敗	6.0E-02
6	DG-2C起動失敗	4.1E-02
7	DG-2D起動信号故障	1.9E-02
8	DG-2D受電遮断器開失敗	1.8E-02
9	RHR-Bポンプ手動操作失敗	1.7E-02
9	RHR-Bポンプ入口弁(サプレッション・プール)手動操作失敗	1.7E-02
9	LPCI-B注入ライン弁手動操作失敗	1.7E-02

第3.1.2.8-5表 緩和設備の基事象のRAW評価結果

順位	基事象名	RAW
1	軽油貯蔵タンク閉塞	4.3E+02
1	軽油貯蔵タンク破損	4.3E+02
3	復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	2.8E+02
3	復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	2.8E+02
3	復水貯蔵タンクA破損	2.8E+02
3	復水貯蔵タンクA閉塞	2.8E+02
3	復水貯蔵タンクB破損	2.8E+02
3	復水貯蔵タンクB閉塞	2.8E+02
9	CST-A/Bポンプ運転継続失敗共通要因故障	2.8E+02
9	復水貯蔵タンクA CSTポンプ取出し元弁の閉塞	2.8E+02
9	復水貯蔵タンクB CSTポンプ取出し元弁の閉塞	2.8E+02

		全炉心損傷頻度(/施設定期検査)			
点推注	定値	5. 0E-06			
	平均值	5.0E-06			
	95%値	1.2E-05			
て確実や破垢	中央値	3.9E-06			
小唯天で胜切	5%值	1.6E-06			
	エラー	9.7			
	ファクタ	2.1			

第3.1.2.8-6表 不確実さ解析結果

## 第3.1.2.8-7表 起因事象別·POS別炉心損傷頻度内訳表(感度解析)

	POS	S	А	B1	B2	B3	B4	B 5	B6	C1	C 2	D	合計	寄与割合
	日数	1日間	2 日間	5日間	3日間	14 日間	8 日間	12 日間	13 日間	8 日間	9 日間	7 日間	<ul> <li>(/施設定期 検査)</li> </ul>	(%)
H	植教学士教学者子	5.7E-14	3.1E-13	2.4E-07	1.4E-07	6.7E-07	2.5E-12	6.4E-10	7.4E-13	4.5E-13	4.2E-12	4.0E-13	1 1E_06	86.0
月	日	(5.7E-14)	(1.5E-13)	(4.8E-08)	(4.8E-08)	(4.8E-08)	(3.1E-13)	(5.4E-11)	(5.7E-14)	(5.6E-14)	(4.7E-13)	(5.8E-14)	1.1E-06	86.9
	DIID邮件	2.1E-14	4.7E-14	2.1E-07	1.3E-07	6.0E-07	2.2E-12	1.5E-11	2.8E-13	1.7E-13	2.2E-12	1.5E-13	0 4E-07	77 9
	КПКЕХ	(2.1E-14)	(2.3E-14)	(4.2E-08)	(4.3E-08)	(4.3E-08)	(2.8E-13)	(1.3E-12)	(2.2E-14)	(2.2E-14)	(2.5E-13)	(2.2E-14)	9.4E-07	11.2
	DUDCmt	3.5E-14	2.6E-13	2.7E-08	1.6E-08	7.5E-08	2.8E-13	6.3E-10	4.6E-13	2.8E-13	2.0E-12	2.5E-13	1.95.07	0.7
	KHK 5 喪天	(3.5E-14)	(1.3E-13)	(5.3E-09)	(5.3E-09)	(5.4E-09)	(3.5E-14)	(5.2E-11)	(3.5E-14)	(3.5E-14)	(2.2E-13)	(3.6E-14)	1. 2E-07 9. 7	9.7
	从如雪酒市生	3.7E-10	7.3E-10	2.3E-08	1.4E-08	6.5E-08	3.0E-09	4.4E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.5E-09	1.6E-07	10 1
	外部电源丧大	(3.7E-10)	(3.7E-10)	(4.7E-09)	(4.6E-09)	(4.6E-09)	(3.7E-10)	(3.7E-10)	(3.6E-10)	(3.7E-10)	(4.2E-09)	(3.6E-10)		13.1
原	子炉冷却材の流出	-	_	-	4.5E-11	-	-	7.3E-17	-	2.9E-11	4.1E-11	7.1E-11	1.9E-10	< 0.1
	RHR切替	-	-	-	3.6E-13	-	—	7.3E-17	-	-	4.1E-11	4.1E-11	8.3E-11	< 0.1
	CUWブロー	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9E-11	-	2.9E-11	5.8E-11	< 0.1
	CRD点検	-	_	—	4.5E-11	-	—	-	-	_	_	_	4.5E-11	< 0.1
	LPRM点検	_	-	- 1	8.6E-14	-	-	-	-	_	_	-	8.6E-14	< 0.1
	合計 (/POS)	3.7E-10	7.3E-10	2.6E-07	1.6E-07	7.4E-07	3.0E-09	5.1E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.6E-09	1.2E-06	_
	寄与割合 (%)	< 0.1	< 0.1	21.5	13.0	60.7	0.2	0.4	0.4	0.2	3.1	0.2		100.0

感度解析実施範囲

上段 /POS, 下段( )内 /日

3.1.2 - 66



第3.1.2-1図 内部事象停止時レベル1PRAの評価フロー図



第3.1.2.1-1図 東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図



第3.1.2.1-2図 プラント状態・主要パラメータとPOS分類

Р	OS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
E	日数		2	5	3	14	8	12	13	8	9	7
代表	長水位	通常	水位			原子炉ウ	ェル満水	1		通常水位		
C R	D点検											
LPR	R M点検											
心动亚	R H R – A										× 9	
MAX 77	RHR-B							×1				
	C S T – A											
	C S T – B											
	HPCS											
注水系	LPCS											
	LPCI-A										*2	
	LPCI-B											
	LPCI-C											
捕機公扣系	RHRS-A											
開機的科学	RHRS-B											
電源系	DG – 2C											
	DG - 2D											
	H P C S – D G										*3	
t		※1 RHR ※2 RHR	蒸気凝縮配 -A系統圧力	管撤去のため 上昇による点	」 、RHR−B待機 気検のため、□	と KHR−A待機除	外					

※3 HPCS-DGの潤滑油プライミングポンプの点検のため、HPCS-DG待機除外

: 運転: : 待機 : 待機除外

第3.1.2.1-3 図 第19回施設定期検査工程のPOS分類結果



第3.1.2.2-1 図 マスターロジックダイアグラム抽出結果



第3.1.2.3-1図 除熱能力と崩壊熱量の評価結果



第3.1.2.3-2図 注水機能による注水量と崩壊熱による蒸発量の評価結果



第3.1.2.3-3 図 冷却材の保有水量

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 グループ
	成功	燃料損傷なし
	失敗	崩壞熱除去機能喪失

第3.1.2.4-1(a)図 残留熱除去系の故障に対するイベントツリー

【仮定条件】

・運転中のRHR又はRHRSが機能喪失する場合を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

・崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗する場合,「崩壊熱除去機能喪失」により燃料損 傷に至る。

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 グループ
	<u>成功</u> 失敗	成功  失敗	成功 失敗 成功 失敗 成功 失敗	燃料損傷なし 崩壊熱除去機能喪失 燃料損傷なし 全交流動力電源喪失 燃料損傷なし 全交流動力電源喪失

第3.1.2.4-1(b)図 外部電源喪失に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・外部電源喪失の発生により所内電源が喪失するため,崩壊熱除去及び炉心冷却系の起動に必要な非常用電源の確保が必要となる。
- ・非常用DGによる非常用交流電源確保のためには、直流電源が必要である。
- ・本へディングでの直流電源及び交流電源は、区分Ⅰ及びⅡを表す。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後, 直流電源確保及び交流電源確保に成功した場合は, 崩壊熱除去 機能喪失のイベントツリーと同様の事象進展となる。
- ・直流電源又は交流電源の確保に失敗し, HPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却に 失敗した場合,「全交流動力電源喪失」により炉心損傷に至る。ただし, HPC Sによる崩壊熱除去・炉心冷却に成功した場合は, 炉心損傷に至らない。
| 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<br>グループ |
|-----------|------------|-----------------|
|           | 成功         | 燃料損傷なし          |
|           | 失敗         | 原子炉冷却材の流出       |

第3.1.2.4-1(c)図 原子炉冷却材の流出に対するイベントツリー

【仮定条件】

 ・原子炉冷却材の流出(RHR切替時のLOCA, CUWブロー時のLOCA, C RD点検時のLOCA, LPRM点検時のLOCA)が発生する場合を起因事象 とする。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後,冷却材流出の隔離又は注水系による崩壊熱除去・炉心冷却に成 功すれば,事象が収束する。
- ・崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗する場合,「原子炉冷却材の流出」により炉心損 傷に至る。



第3.1.2.6-1図 共通要因故障同定のフロー



第3.1.2.8-1図 一日当たりの炉心損傷頻度の変化

3. 1. 2 - 79



第3.1.2.8-2図 起因事象別の全炉心損傷頻度への寄与割合



第3.1.2.8-3図 POS別の全炉心損傷頻度への寄与割合



第3.1.2.8-4図 事故シーケンスグループ別の全炉心損傷頻度の寄与割合



第3.1.2.8-5 図 重要度解析結果



第3.1.2.8-6図 感度解析とベースケースの比較結果

3.1.2 - 84

PRAにおいて期待する緩和設備の選定の考え方について

停止時 P R A において期待する緩和設備については、出力運転時と 同様に以下の考えに基づき選定した。

- ・設計基準事故対処設備による対応を基本とし、これまでに整備した アクシデントマネジメント(AM)策には期待しない
- ・ただし、「ECCS手動起動」、「原子炉手動減圧」、「残留熱除去系の 手動起動」等の設計基準事故対処設備の機能を作動させるための操 作については考慮する

停止時 P R A において評価対象とする緩和設備の設定の考え方について,表1に示す。

表1 評価対象とする緩和設備の設定の考え方

緩和設備	評価対象	設定の考え方
残留熱除去系		設計基準事故対処設備
(原子炉停止時冷却系)	0	
( R H R )		
		除熱能力の観点から崩壊熱除去
燃料プール冷却浄化系		に期待できるのは,原子炉ウェル
(FPC)		満水の一部期間のみであるため,
		考慮しない
		再生熱交換器のバイパス操作に
「百子后公却材海化玄		より原子炉の除熱機能に期待で
	×	きるが,バイパス操作は一般に出
		力運転時のAM策として位置付
		けられる操作のため,考慮しない
高圧炉心スプレイ系		設計基準事故対処設備
(HPCS)		
原子炉隔離時冷却系	×	停止時は駆動源である炉蒸気が
(RCIC)		ないため、考慮しない
低圧炉心スプレイ系		設計基準事故対処設備
( L P C S )	Ŭ	
残留熱除去系(低圧注水		設計基準事故対処設備
系)		
(LPCI)		
復水移送系		保安規定において非常用炉心冷
(C S T)		却糸として位置づけられている
		ため、考慮する
消火 杀	×	AM策として整備されている汪
		水 操作のため、 考慮しない
制御棒駆動水上糸	×	注水能力不足のため,考慮しない
残留熱际云糸海水糸	0	設計基準事故对処設備
非常用アイーセル発電機		設計基準事故对処設備
(DG)		
局上炉心スフレイ糸 		設計基準事政対処設備
アイーセル発電機		
非常用アイーセル発電機		設計基準事故对処設備
<b>海水</b> 糸		
尚上炉心人フレイ糸	$\sim$	設計基準事故
アイーセル発電機海水糸	$\cup$	
(HPCS - DGSW)		

評価対象とした施設定期検査工程の代表性について

本 P R A で評価対象とする施設定期検査工程は,過去の施設定期検査 のうち,次の事項に該当する標準的な施設定期検査とした。

- ・通常の施設定期検査で実施される作業(燃料交換,緩和設備の点検に伴う待機除外,冷却材流出の可能性のある操作・点検)が含まれる施設定期検査
- ・原子炉内に燃料が配置された状態での冷却材流出の可能性のある操作・点検が含まれる施設定期検査(例えば,部分燃料取出時に制御 棒駆動水圧系の点検を実施する施設定期検査)
- ・大規模な工事やトラブル等による点検工程(以下「特殊工程」という。)が含まれない施設定期検査
- ・平成13年1月の保安規定全面改正以降の施設定期検査
- (1) 特殊工程の除外理由

上記の特殊工程とは,例えば,原子炉再循環ポンプ分解点検や流 量制御弁の点検等,通常の施設定期検査では実施されない工程であ り,実施される場合は比較的長期間の施設定期検査となる。このた め,停止時のリスク変動の要因となる緩和設備の点検工程について は,相対的に通常の施設定期検査より多く待機状態に維持できる工 程となる可能性がある。したがって,特殊工程を含まない施設定期 検査を代表工程の候補対象とした。

(2) 平成13年1月の保安規定改正以降の施設定期検査について
 平成12年7月1日の改正原子炉等規制法の施行,平成12年6月

添付 3.1.2.1-2-1

16日の原子力災害対策特別措置法の施行に伴い,標準保安規定の全体見直しが実施され,本プラントの保安規定を平成13年1月に改正した。

この改正により、「停止時を含む運転状態ごとの点検要求,運転上の制限,その逸脱時の措置と許容回復時間の追加」(米国技術仕様書 を参考)の内容が追加されたため、停止時における機器の管理基準 が変更されたことに伴い、保安規定改正前後で施設定期検査の工程 管理が変更された。

このため、停止時PRAを実施するに当たっては、平成 13 年 1 月以降の施設定期検査を代表工程の候補対象とした。

当該保安規定改正により追加された停止時の運転上の制限につい て表1に示す。

(3) 評価対象とする施設定期検査

東海第二発電所の施設定期検査の実績を表2に示す。平成13年1 月の保安規定全面改正以降の施設定期検査では,第19回施設定期検 査を除いて,いずれも特殊工程が含まれている。

以上より,本PRAで評価対象とする施設定期検査は,第19回施 設定期検査を選定した。

なお、本PRAでは特殊工程を含む施設定期検査を対象としていない ため、特殊工程そのものによるリスクを評価していない。しかしながら、 このような工程がある場合においても、保安規定で要求される緩和設備 が維持されること、また、特殊工程に起因した異常事象の発生を防止す るための措置を実施すること、さらには、その影響を受けないよう全燃 料を使用済燃料プールに取り出した状態(プールゲート閉)とするなど

添付 3.1.2.1-2-2

のリスク管理上の措置が講じられるため,特殊工程によるリスク増加は 抑制されていると考えられる。

表1 保安規定改正により追加された停止時の運転上の制限

条番号	内容
第35条	原子炉の状態が冷温停止において,
原子炉停止時冷却系そ	(1)1 系列が運転中であること及び原子炉で発生する
の 2	崩壊熱が原子炉停止時冷却系以外の手段で除去で
	きると判断するまで, さらに 1 系列の原子炉停止
	時冷却系が動作可能であること
	又は
	(2)原子炉停止時冷却系が停止した場合においても,
	原子炉冷却材温度を 100℃未満に保つことができ
	ること
第36条	原子炉の状態が燃料交換において,
原子炉停止時冷却系そ	(1)1 系列が運転中であること及び原子炉水位がオー
の 3	バーフロー水位となるまでの期間は, さらに1系
	列の原子炉停止時冷却系が動作可能であること
	又は
	(2)原子炉停止時冷却系が停止した場合においても,
	原子炉冷却材温度を 65℃以下に保つことができ
	ること
第40条	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において,
非常用炉心冷却系その	(1)非常用炉心冷却系(自動減圧系を除く。)2系列
2	又は
	(2)非常用炉心冷却系(自動減圧系を除く。)1系列及
	び復水移送系1系列が動作可能であること
第61条	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において
非常用ディーゼル発電	(1)計測及び制御設備,原子炉停止時冷却系及び非常
機その2	用炉心冷却系で要求される設備の維持に必要な非
	常用交流高圧電源母線に接続する非常用ディーゼ
	ル発電機を含め2台の非常用発電設備が動作可能
	であること*
第64条	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において
直流電源その2	(1)計測及び制御設備,原子炉停止時冷却系及び非常
	用炉心冷却系で要求される設備の維持に必要な直
	流電源が動作可能であること
第66条	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において
所内電源系統その2	(1)計測及び制御設備,原子炉停止時冷却系及び非常
	用炉心冷却系で要求される設備の維持に必要な非
	常用交流高圧電源母線,直流電源母線及び原子炉
	保護系母線が受電されていること

上記,記載内容は,現行の保安規定に基づく(※については,平成13年1月時点から改正された内容になっている。)

施設定期 検査	施設定期検査日数(日) (解列日~併入日)	燃料取出方法	備考(特殊工程)
第1回	$114 \\ ($54.9.6 \sim $54.12.28)$	部分燃料取出	
第2回	82 (\$55.9.6~\$55.11.26)	部分燃料取出	
第3回	97 (S56.9.12~S56.12.17)	部分燃料取出	
第4回	131 (S57. 6. 23 [*] ∼S57. 10. 31)	全燃料取出	<ul> <li>・再循環系ポンプ出口弁</li> <li>修繕</li> </ul>
第5回	94 (S58.9.17~S58.12.19)	部分燃料取出	
第6回	103 (S59.12.12~S60.3.24)	部分燃料取出	
第7回	136 (S61.1.20~S61.6.4)	部分燃料取出	
第 8 回	81 (S62.4.9~S62.6.28)	部分燃料取出	
第9回	122 (S63.8.1~S63.11.30)	全燃料取出	<ul> <li>・炉内点検</li> <li>・ルースパーツ(燃料チャンネルファスナ・ワッシャー)探査</li> </ul>
第 10 回	97 (H1.11.30~H2.3.6)	部分燃料取出	
第 11 回	87 (H3.4.20~H3.7.15)	部分燃料取出	
第 12 回	129 (H4.9.6~H5.1.12)	全燃料取出	・炉内点検
第 13 回	77 (H6.2.19~H6.5.6)	部分燃料取出	
第 14 回	96 (H7.4.14~H7.7.18)	全燃料取出	・炉内点検
第 15 回	65 (H8.9.10~H8.11.13)	部分燃料取出	
第 16 回	89 (H10.1.8~H10.4.6)	全燃料取出	・炉内点検
第 17 回	353 (H11.4.4∼H12.3.22)	全燃料取出	<ul> <li>・中性子計測ハウジング</li> <li>SCC対策</li> </ul>
第 18 回	119 (H13.3.26~H13.7.23)	全燃料取出	<ul> <li>・中性子計測ハウジング</li> <li>取替</li> </ul>
第 19 回	85 (H14.9.16~H14.12.9)	部分燃料取出	

表 2 東海第二発電所の施設定期検査の実績概要(1/2)

添付 3.1.2.1-2-5

施設定期 検査	施設定期検査日数(日) (解列日~併入日)	燃料取出方法	備考(特殊工程)
第 20 回	86 (H16.2.1∼H16.4.26)	全燃料取出	・ルースパーツ(H P C S デフレクタ)探 査
第 21 回	161 (H17.4.23∼H17.9.30)	全燃料取出	<ul> <li>・原子炉再循環流量制 御弁取替</li> </ul>
第 22 回	87 (H18.11.18~H19.2.12)	全燃料取出	<ul> <li>・炉内点検(ジェット</li> <li>ポンプ流量計測管</li> <li>点検)</li> </ul>
第 23 回	114 (H20.3.18∼H20.7.9)	全燃料取出	<ul> <li>・RPVバウンダリ弁 点検(RPV水抜き)</li> <li>・ECCSストレーナ 改造</li> </ul>
第 24 回	206 (H21.9.7~H22.3.31)	全燃料取出	<ul> <li>・再循環系ポンプ分解</li> <li>点検</li> </ul>

表2 東海第二発電所の施設定期検査の実績概要(2/2)

■■ :本評価において対象とする施設定期検査工程

※ 中間停止(S57.6.11 解列)時に再循環系ポンプ出口弁の不具合が発見されたため, 引き続き S57.6.23 より施設定期検査入りした。 評価対象施設定期検査における特別な工程について

本PRAで評価対象施設定期検査として選定した第 19 回施設定期検 査では、POS-B5においてRHR-Bを、POS-C2においてRH R-A及びHPCS-DGSWを待機除外としている。これらの理由を 以下に示す。

POS-B5におけるRHR-Bの待機除外

浜岡原子力発電所1号炉のRHR蒸気凝縮配管の水素爆発対応として, RHRの機能の1つである蒸気凝縮系配管を撤去するため, RHR-Bを待機除外とした。

このRHR-Bの待機除外は,施設定期検査開始前から計画され ていた工程であるが,待機除外期間が比較的短期間であることから, 特殊工程とはみなしていない。

(2) POS-C2におけるRHR-Aの待機除外

原子炉圧力容器の耐圧検査時において、RHR-Aの系統圧力上 昇が確認されたため、RHR-Aを待機除外として点検を行った。

このRHR-Aの待機除外は当初の計画から予定されていた工程 ではないこと、RHR-Aの待機除外期間は長期にわたるものでは ないことを考慮すると、他の緩和設備の待機除外工程への影響が小 さいと考えられることから、このRHR-Aの待機除外は特殊工程 とはみなしていない。

(3) POS-C2におけるHPCS-DGの待機除外

HPCS-DGの潤滑油プライミングポンプ・モータの絶縁抵抗 が低下したことにより,当該ポンプがトリップした。そのため,H PCS-DGを待機除外とし,当該ポンプ・モータのコイルの巻き

添付 3.1.2.1-3-1

直しを実施した。

このHPCS-DGの待機除外は当初の計画から予定されていた 工程ではないこと, HPCS-DGの待機除外期間は長期にわたるも のではないことを考慮すると,他の緩和設備の待機除外工程への影 響が小さいと考えられることから,このHPCS-DGの待機除外 は特殊工程とはみなしていない。

## プラント状態の分類の考え方について

プラント停止中は、プラントの状態の変化に伴って、崩壊熱除去等 に対する成功基準、余裕時間及び使用可能な設備の組合せが変化する ため、停止時PRAにおいては、このようなPOSを適切に分類して 評価を行う必要がある。BWRプラントの代表的なPOSの推移は、 上述の観点から次の5つに大きく分類できる。

- 原子炉冷温停止への移行状態(POS-S)
- (2) PCV/RPV開放への移行状態(POS-A)
- (3) 原子炉ウェル満水状態(POS-B)
- (4) PCV/RPV閉鎖への移行状態(POS-C)
- (5) 起動準備状態(POS-D)

東海第二発電所において評価対象とする施設定期検査工程をPOS ごとに分類した結果を図1に示す。POSの分類に当たっては、上記 5つの分類から、本PRAで期待している緩和設備のフロントライン (RHR, HPCS, LPCS, LPCI, CST)及びそのサポー ト系(RHRS, 非常用DG/DGSW)の運転/待機状態が変化す る期間について、POSを細分化している。なお、東海第二発電所で は、非常用補機冷却系のタイラインがないため、タイライン運用を考 慮したPOSの細分化はする必要はない。

以下に,上記の考え方に基づき実施した POS分類結果について述 べる。 (1) 原子炉冷温停止への移行状態(POS-S)

プラント停止直後は崩壊熱が大きく,原子炉冷却材インベントリ も運転中と変わらない。この期間は,運転中のRHR1系統のほか に,残りのRHR1系統が待機状態にある。復水器真空破壊からR PV開放工程へ移行するまでの期間を「原子炉冷温停止への移行状 態」として分類する。

本 P R A では、全ての緩和設備が待機している施設定期検査初日 を P O S - S と設定した。

(2) PCV/RPV開放への移行状態(POS-A)

RPVの開放開始から原子炉ウェル水張りまでの期間は,崩壊熱 が比較的高く,原子炉冷却材インベントリも運転中と大きく変わら ない。この期間中は,運転中のRHR1系統のほかに,残りのRH R1系統が待機状態にある。RPV開放工程開始から原子炉ウェル 水張り完了までの期間を「PCV/RPV開放への移行状態」とし て分類する。

本PRAでは,施設定期検査2日目から原子炉ウェル満水到達ま での2日間をPOS-Aと設定した。この期間において緩和設備の 状態に変化はないため,POSの細分化は実施していない。

(3) 原子炉ウェル満水状態(POS-B)

R P V 開放完了から原子炉ウェル水抜き開始までの期間は,原子 炉ウェルが満水の状態にある。この期間は,原子炉冷却材インベン トリが多く,RHRによる除熱が喪失しても原子炉冷却材の温度が 短時間に上昇することはない。原子炉ウェルが満水の期間を「原子 炉ウェル満水状態」として分類する。

本 P R A では、原子炉ウェル満水期間の施設定期検査4日目~58

添付 3.1.2.1-4-2

日目の 55 日間を POS-Bと設定した。 POS-Bの期間において は、保守点検に伴い使用可能な緩和設備等が変化するため、以下の とおり 6 つの POSに細分化した。

a. POS-B1 (4  $\exists \exists \sim 8 \exists \exists$ )

RHR-B, RHRS-B及びDG-2Dが待機除外の期間(5
 日間)をPOS-B1と設定した。

b. POS-B2 (9  $\exists \exists \sim 11 \exists \exists$ )

RHR-A, RHRS-A及びDG-2Cが待機除外となり, かつCRD点検及びLPRM点検を実施している期間(3日間) をPOS-B2と設定した。

c. POS-B3 (12日目~25日目)

LPCI-Cを除く緩和設備の待機除外が終了するまでの期間
 (14日間)をPOS-B3と設定した。

d. POS-B4 (26 日目~33 日目)

RHRの蒸気凝縮配管廃止工事のため, RHR-Bが待機除外 となるまでの期間(8日間)をPOS-B4と設定した。

e. POS-B5 (34 日目~45 日目)

RHR−B及びLPCI−Cの待機除外が終了するまでの期間 (12日間)をPOS−B5と設定した。

f. POS-B6 (46日目~58日目)

RHR-B及びLPCI-Cの待機除外終了後,原子炉ウェル 水抜き開始までの期間(13日間)をPOS-B6と設定した。

(4) PCV/RPV閉鎖への移行状態(POS-C)

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は,系統 の保守点検は継続中であるが,原子炉冷却材インベントリは運転中

添付 3.1.2.1-4-3

とほぼ同じである。しかし、崩壊熱は、プラント停止直後の 1/10 程度に低下している。原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入る までの期間を「PCV/RPV復旧への移行状態」として分類する。

本PRAでは、原子炉ウェル水抜き開始から全ての緩和設備の点 検が終了する 59 日目~75 日目の 17 日間をPOS-Cと設定した。 POS-Cの期間においては、保守点検に伴い使用可能な緩和設備 が変化するため、以下のとおり 2 つのPOSに細分化した。

a. POS-C1 (59日目~66日目)

原子炉ウェル水抜き開始から、RHR-A(系統圧力上昇のた め、インジェクション弁の分解点検を実施)及びHPCS-DG (潤滑油プライミングポンプトリップのため、モータコイルの巻 き直しを実施)が待機除外となるまでの期間(8日間)をPOS -C1と設定した。

b. POS-C2 (67日目~75日目)

RHR-A及びHPCS-DGの待機除外期間(9日間)をP
 OS-C2と設定する。

(5) 起動準備状態(POS-D)

PCV/RPV復旧が終了後,プラントの再起動までに系統の機 能確認等の起動準備が実施される。この期間中は,系統の保守点検 が終了しており,緩和設備の多くが待機状態となっている。PCV /RPV復旧終了からCR引抜開始までの期間を「起動準備状態」 として分類する。

本PRAでは,76日目~82日目の7日間をPOS-Dと設定した。 この期間において緩和設備の状態に変化はないため, POSの細分 化は実施していない。

添付 3.1.2.1-4-4

	POS		S A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
[	定	三検日数	1 2 3	4 5 6 7 8	8 9 10 11	12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25	26 27 28 29 30 31 32 33	34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45	46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57	58 59 60 61 62 63 64 65	66 67 68 69 70 71 72 73 74 75	76 77 78 79 80 81 82
[	代	(表水位	通常水位				原子炉ウェル満水	<			通常水位	
	CRD点検											
	LP	PRM点検										
	除熱系	RHR - A			V///////							
		RHR-B										
		CST-A										
		С S Т – В								i		
		H P C S										
	注水系	LPCS										
		LPCI-A										
		LPCI-B										
		LPCI-C										
滚	4++ 446 VA ++ 10 72	RHRS-A			<i>V///////</i>							
۲. E	相機而叫求	RHRS-B										
ώ		DG - 2C										
·	電源系	DG - 2D			8	1						
• •>		$\mathrm{H} \ \mathrm{P} \ \mathrm{C} \ \mathrm{S} - \mathrm{D} \ \mathrm{G}$										
:		日数	1 2	5	3	14	8	12	13	8	9	7
<u> </u>		除熱系	**1 RHR-A RHR-B	RHR-A	RHR-B	RHR-B	RHR-A RHR-B	RHR-A	RHR-A RHR-B	RHR-A RHR-B	RHR-B	RHR-A RHR-B
-4-5	使用可能 緩和設備	注水系	HPCS LPCS LPCI-A %2 LPCI-B CST-A CST-B	LPCI-A CST-A	LPCI-B CST-A	LPCT-8 CST-8	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	ШРС5 ЦРС5 ЦРС1-8 ЦРС1-8 ЦРС1-6 ЦРС1-6 СST-4 (ST-8	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPOS LPCS LPC1-B LPC1-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
			W/4 DUD 4	DUD D								

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

図1 評価対象施設定期検査工程

## 制御棒誤引き抜け事象の除外理由について

プラント停止時は,原則として,全制御棒が全挿入されており,厳 格な管理等により制御棒引き抜きは1本ごとにしか行えない。臨界近 傍において,万一,制御棒が何らかの原因で誤って一本引き抜かれた 場合でも,その影響は誤引き抜きされた制御棒周辺のみに限られ,過 大な炉心損傷には至らない。

近年, BWRプラントにおいて, 停止中に制御棒が誤引き抜けした 事象が発生した。この事象の発生防止対策として, 制御棒駆動水圧系 (以下「CRD」という。)ノンリターン運転時の水圧制御ユニット(以 下「HCU」という。)の隔離を行わない等の実効的な再発防止対策が とられている。

本 P R A において上記の制御棒誤引き抜け事象を起因事象から除外 した理由を以下に示す。

1. 制御棒誤引き抜け事象の防止対策

東海第二発電所では, BWRプラントで発生した制御棒誤引き抜け事象の防止対策として, 次の対策を講じている(図1参照)。

- ・HCU隔離時のCRDリターンライン運転手順の整備
- ・原子炉-CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇時のCRDポンプ自動 トリップインターロックの設置(図2参照)
- 2. 制御棒誤引き抜け事象の発生頻度
- (1) 制御棒誤引き抜きに至るシナリオ

HCU隔離時において,制御棒の誤引き抜きが発生するシナリ オを以下のとおり想定した。

添付 3.1.2.2-1-1

- ① リターン運転を実施せずHCUを全数隔離
- ② 原子炉 冷却水ヘッダ間の差圧上昇時のCRDポンプ自動ト リップ失敗
- ③ 運転員による対応操作失敗
- (2) 制御棒誤引き抜け事象発生頻度算出モデル及び算出結果

上記シナリオに対して、制御棒誤引き抜け事象が発生する頻度 をイベントツリー及びフォールトツリーにより算出した(図3参 照)。その結果、HCU隔離操作1回当たりの制御棒誤引き抜け事 象の発生頻度は2.2E-10/回となった。

施設定期検査中において、HCU隔離操作が2回実施されるため、施設定期検査当たりの制御棒誤引き抜け事象の発生頻度は、 4.5E-10/施設定期検査となった。

以上より,制御棒誤引き抜け事象の発生頻度は十分小さいことか ら,本PRAでは起因事象から除外した。



図1 制御棒誤引き抜け防止対策(CRDポンプ自動トリップ)



※ いずれも警報有

図2 制御棒駆動水圧系ポンプの自動トリップインターロック

HCU隔離	リターン 運転	高警報 発報	高警報発報時 の操作	高高警報 発報	CRDポンプ 自動トリップ	高高警報発報 時の操作	No.	最終状態	発生頻度 (/回)
HCU	RE	ANN_HI	OPE_HI	ANN_HIHI	TRIP	OPE_HIHI			
							1	-	1.0E+00
							2	-	1.3E-04
							3	-	3.2E-07
							4	-	1.4E-10
					-		5	CR誤引き抜け	6.5E-12
							6	CR誤引き抜け	5.9E-11
				_			7	-	2.4E-08
							8	CR誤引き抜け	1.8E-11
							9	CR誤引き抜け	1.4E-10
								合計値	2.2E-10

ヘディング名 分岐石			説 明				
リタ-	ーン運転	1.3E-04	リターン運転失敗の人的過誤を評価し、分岐確率を設定				
高警	報発報	1.8E-04	差圧高*1警報発報失敗確率をフォールトツリーにてモデル化				
高警報発	報時の操作	2.5E-03	差圧高*1警報発報時の対応操作失敗の人的過誤を評価し、分岐確率を設定				
高高響	肇報発報	1.8E-04	差圧高高※2警報発報失敗をフォールトツリーにてモデル化				
C R I	CRDポンプ		差圧高※1信号及び差圧高高※2信号によるCRDポンプ自動トリップ失敗をフォールトツリー				
自動	トリップ	5.0L 04	にてモデル化				
高高警報	高 警 報 発 報 成 功 時	1.5E-01	差圧高 ^{※1} 警報時の操作失敗との従属性(中従属)を考慮した人的過誤確率を設定				
発報時の操作	高警報発報 失敗時 7.4E-04		差圧高高※2警報発報時の対応操作失敗の人的過誤により分岐確率を設定				

※1 高警報:原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧高, ※2 高高警報:原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧高高警報

図 3 制御棒誤引き抜け事象発生頻度算出用イベントツリー

RHR運転中のLOCAを起因事象から除外する

## 考え方について

本 P R A において, R H R 運転中の L O C A を起因事象から除外 した理由を以下に示す。

(1) 冷却材流出経路及び要因の特定

残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)-Aの系統概要図を図1 に示す。冷却材流出経路の特定に際しては,以下の選定条件を設 定した。

- ・RHR運転中に冷却材バウンダリを構成する弁の故障を対象とする。
- ・流出先が原子炉となる弁の故障を除く。
- ・発生頻度の観点から、1弁の故障により冷却材の流出が発生するものを対象とする。
- ・弁の故障モードは誤開及び内部リークを対象とする。

上記の選定条件より,次の4事象を運転中RHRからの冷却材 流出経路として選定した。

- ・ミニフロー弁 (F064A) の故障による S / C への流出
- ・S/P側吸込弁(F004A)の故障によるS/Cへの流出
- ・テストライン弁 (F024A) の故障によるS/Cへの流出
- ・S/Pスプレイライン弁(F027A)の故障によるS/Cへの流出
- (2) 発生頻度の算出

対象とした事象により、RHR運転中のLOCAが発生する確率について,1日当たりのRHR運転中のLOCAの発生頻度を算

添付 3.1.2.2-2-1

出した。

RHR運転中のLOCAの発生頻度(/日)

=4×(電動弁誤開の発生確率+電動弁内部リークの発生確率) =4×(2.5E-9×24+4.1E-9×24)

= 6.3E-7/日

電動弁誤開の故障率^{*1} : 2.5E-9/h

電動弁内部リークの故障率^{**1}:4.1E-9/h

※1 国内21ヶ年機器故障率データ「故障件数の不確実さを考慮した 国内一般機器故障率の推定(平成21年5月公表)」

よって、PRAで評価対象とした期間(82日間)におけるRH R運転中のLOCA発生頻度は以下により算出される。

RHR運転中のLOCAの発生頻度(/施設定期検査)

 $= 6.3E-7 \nearrow \exists \times 82 \exists$ 

= 5.2E-5/施設定期検査

RHR運転中のLOCAの発生頻度は 5.2E-5/施設定期検査と なり、RHR切替時のLOCAの発生頻度 1.2E-3/施設定期検査 と比較して十分小さい値となった。また、RHR運転中のLOC Aは、RHR切替時のLOCAと同様に緩和設備の待機/待機除 外状態に依らず、運転員の認知失敗が炉心損傷に至る主要な要因 となる。したがって、RHR運転中のLOCAの炉心損傷頻度に ついてもRHR切替時のLOCAと比較して十分小さい値となる。 以上より、RHR運転中のLOCAは起因事象から除外した。



図1 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)-Aの系統概略図

## 停止時のLOCAの発生頻度算出方法について

停止時PRA起因事象で評価対象とした冷却材流出事象(RHR切 替時のLOCA, CUWブロー時のLOCA, CRD点検時のLOC A, LPRM点検時のLOCA)の発生頻度については, 実績等を用 いた算出が困難であるため論理モデルにより算出している。以下にそ の算出方法を示す。

1. RHR 切替時のLOCAの発生頻度

RHR切替時のLOCAとして, RHRポンプ切替操作時にお けるミニフロー弁(F064A/B)からの冷却材流出を想定する(図 1)。 RHRを原子炉停止時冷却系で運転する場合は, ミニフロー弁は 閉の状態で停止時冷却ライン調整弁(F053A/B)を開としてRH Rポンプを起動する。この際,停止時冷却ライン調整弁の開操作 失敗により,最低流量が確保されない場合,インターロックによ りミニフロー弁が自動開となり冷却材流出が発生する。よって, RHR切替時のLOCAの起因事象発生頻度は,停止時冷却ライ ン調整弁に係る以下の人的過誤確率を用いて評価する。

運転員の弁開操作忘れ

手順書(10項以下)中の1項目を省いてしまう人的過誤確率・管理者の開操作チェック失敗

手順書を用いて行う慣例的な点検(作業)の作業ミスを発見しそこなう人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮し評価

項目	平均值	中央値	備考
運転員の弁開操作忘 れ	_	1.0E-03	N U R E G ∕ C R − 1 2 7 8 T a b l e 2 0 − 7 (1)
管理者の開操作チェ ック失敗	_	1.5E-01	NUREG/CR-1278 Table20-22(1)の人 的過誤確率 0.1に低従属を考慮
<ul> <li>R H R 切替 1 回当た</li> <li>りの冷却材流出発生</li> <li>頻度</li> </ul>	2.3E-04	_	エラーファクタ(EF):4.9

表1 RHR切替時のLOCAの発生頻度

以上より, RHR切替1回当たりのLOCAの発生頻度は 2.3E-4/回となる。



図1 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)-Aの系統概略図

CUWブロー時のLOCAの発生頻度

CUWブロー時のLOCAとして、CUWによる水位低下操作 時のCUWブロー弁(F033)の閉め忘れを想定する(図 2)。起因 事象発生頻度は、以下に示す人的過誤確率を用いて評価する。

・運転員の弁の閉操作忘れ

CUWブローは厳重な管理の下で実施される作業であり,そ の作業過誤は,表3に示す「厳重な管理の下にある機器復旧に 対する過誤」に分類されるが,弁閉止操作はブロー開始から時 間が経過した後で実施される作業のため,保守的に「機器組立 /計器校正に対する過誤」の人的過誤確率を使用して評価

・管理者の閉操作チェック失敗

日常的なものではなく,特に要求された点検(作業)の作業 ミスを発見し損なう人的過誤確率を用い,これに低従属を考慮 して評価

項目	平均值	中央値	備考
運転員の弁の閉 操作忘れ	_	1.0E-04	機器組立/計器校正に対する過誤確率
管 理 者 の 閉 操 作 チェック 失敗	_	9.8E-02	NUREG/CR-1278 Table20-22(1)の人的過 誤確率 0.05に低従属を考慮
ブロー操作 1 回 当たりの冷却材 流出発生頻度	9.7E-05	_	エラーファクタ (EF): 33.9

表2 CUWブロー時のLOCAの発生頻度

以上より, CUWブロー1 回当たりのLOCAの発生頻度は 9.7E-5/回となる。



図 2 CUW系統概略図

3. CRD点検時のLOCAの発生頻度

CRD点検時のLOCAの発生頻度は,以下の人的過誤を考慮し たイベントツリーを作成し,人的過誤確率を分岐確率として与えて 評価する。

a. C R D 取り外し時

- ・制御棒によるシール確保失敗
- ・シール確保失敗時の漏えい認知失敗
- 漏えい認知成功時の復旧失敗

b. C R D 取り外し状態

・オペフロ側の操作誤りによる当該CRの誤取り外し

c. C R D 取り付け時

・フランジ取り付け忘れ

添付 3.1.2.2-3-4

- ・フランジ取り付け忘れ時のオペフロ側の操作誤りによる当該 CRの誤取外し
- ・フランジ取り付け不十分
- d. C R D 取り付け完了時
  - ・フランジ取り付けが不十分な場合の漏えい認知失敗
  - 漏えい認知成功時の復旧失敗

CRD取り外し状態において,当該CRを誤って取り外す(オペ フロ側操作誤り)場合等,CRとCRDを同時に取り外した時に漏 えい量は大規模となる。それ以外の場合の漏えい量は小規模となる。

これらの冷却材流出流量の違いにより緩和設備の成功基準が異な るため、大規模漏えいと小規模漏えいを区別して評価する。CRD 点検時のLOCAの発生頻度を算出するためのイベントツリーを図 3に示す。

図 3 より, CRD点検時のLOCAの 1 本当たりの発生頻度は 1.1E-6/本(小規模:1.1E-06/本, 大規模:7.1E-09/本)となる。

		CRD取外し		CRD取外 し状態	CRD取り付け時			CRD取り付け完了時				改十屆座	
CRD点検	シール確保 失敗	漏えい認知 失敗	復旧失敗	オペフロ側 操作誤り	フランジ 取り付け忘れ	オペフロ側 操作誤り	フランジ取り 付け不十分	漏えい 認知失敗	復旧失敗	No	状態	光生頻度 (/本)	備考
	1				1					1	-		
										2	- 漏えい	7 1F-08	小損榵
										4	漏えい	7.1E-07	小規模
										5	-		
										6	漏えい	7.1E-09	大規模
										7	漏えい	1.0E-20	大規模
											_		
										10	漏えい	7.1E-12	小規模
										11	漏えい	7.1E-11	小規模
						1				12	-	7 15 10	上相株
										13	痛えい 漏えい	1.1E-13 1.0E-24	大規模 大相構
										15	漏えい	2.7E-08	小規模
										16	漏えい	2.7E-07	小規模
											合計	1.1E-06	

図3 CRD点検時のLOCA発生頻度算出用イベントツリー
4. L P R M 点検時の L O C A の発生頻度

LPRM点検時のLOCAの発生頻度は,以下の人的過誤を考慮 したイベントツリーを作成し,人的過誤確率を分岐確率として与え て評価する。

a.LPRM取り外し時

・ドライチューブシール確保失敗

・ドライチューブシール確保失敗時の漏えい認知失敗

b.ドレンライン取り付け失敗

c.LPRM装荷時

・ドライチューブシール確保失敗

・ドライチューブシール確保失敗時の漏えい認知失敗

d.オペフロ側操作誤り

LPRM点検時のLOCAの発生頻度を算出するためのイベント ツリーを図4に示す。

図 4 より, L P R M 点検時の L O C A の 1 本当たりの発生頻度は 5.4E-7/本となる。

	LPRM	LPRM取外し		LPRM装荷		ナペフロ側		11.44	戏开起座
LPRM交換	ドライ チューブ シール確保	シール 漏えい認知	ン 取り付け	ドライ チューブ シール確保	シール 漏えい認知	操作誤り	No	状態	光生頭度 (/本)
							1	-	
					-		2	-	
							3	漏えい	2.7E-07
						-	4	-	
							5	漏えい	7.1E-09
							6	-	
					-		7	-	
							8	漏えい	2.7E-11
						-	9	-	
							10	漏えい	7.1E-13
							11	漏えい	2.7E-07
								合計	5.4E-07

図4 LPRM点検時のLOCA発生頻度算出用イベントツリー

添付 3.1.2.2-3-6

5. LOCAの発生頻度算出に使用する人的過誤

LOCAの発生頻度算出に使用する人的過誤の考え方及び人的過 誤確率を表3に示す。

冷却材流出の発生頻度算出に使用する人的過誤は, 定検時の作業 員の点検・検査時に特徴的な過誤で, 実績データは少ない。このた め,現在までの経験や知見を工学的に判断し, 作業員の過誤確率を 設定した。

					人的過誤研	潅率[/d	]		
人的過誤 No	人的過誤の 項目	人的過誤の特徴	10-1	10 ⁻²	10 ⁻³	10 ⁻⁴	10-5	10 ⁻⁶	適用例
1	安全措置/安全対 策に対する過誤	故障や誤操作との組合せ でトラブルに至るために, 過誤が摘出されにくい。		A M		M : A : EF:	1. 0E-02 2. 7E-02 10		MCC電源の遮断失敗 電動弁のラインナップ失 敗
2	点検/確認/試験 に対する過誤	トラブルの摘出を念頭に 実施される作業であるた めに,過誤が見逃される可 能性がある。			A M		M :1 A :2 E F :1	1. 0E-03 2. 7E-03 10	機器漏えいの認知失敗 漏えい試験の確認失敗
3	機器組立/計器構 成に対する過誤	系統や機器の機能回復に 係るために,過誤は発生し にくい。	M : A : E F :	1. 0E-04 2. 7E-04 10		A M			隔離弁の復旧失敗 流出部の隔離失敗 安全弁の設定ミス
4	厳重な管理の下に ある機器復旧に対 する過誤	復旧作業の失敗が直接過 大なトラブルに至るため に,過誤が発生しないよう 十分注意されている。	]	M :1.0 A :2.7 E F :10	E-05 E-05		A M		隔離弁の開閉操作忘れ リフトの復旧忘れ ポンプの復旧失敗 CRD/LPRMの復旧 失敗
									M :メディアン値 A :平均値 EF:エラーファクタ

表3 LOCAの発生頻度算出に使用する人的過誤の考え方及び人的過誤確率

停止時のLOCA発生頻度算出時の人的過誤の設定について

停止時のLOCA発生頻度算出において対象となる人的過誤の確率 については、THERP手法(NUREG/CR-1278)を参考 にして以下のとおり設定した。

(1) 対象となる人的過誤の分類

停止時のLOCA発生頻度算出において対象となる人的過誤を, 人的過誤の特徴により以下の4つに分類した。

a. 安全措置/安全対策に対する過誤

当該作業の失敗のみではトラブルに至らない作業における過 誤であり、下記のb. ~d. に比べて過誤が見逃される可能性 が高いと考えられる。

例: M C C 電源の遮断失敗, 電動弁のラインナップ失敗 b. 点検/確認/試験に対する過誤

トラブルや不具合を確認する作業における過誤であり,下記のc.及びd.に比べて過誤が見逃される可能性が高いと考えられる。

例:機器漏えいの認知失敗,漏えい試験の確認失敗

c. 機器組立/計器校正に対する過誤

系統や機器の機能回復を確認する作業における過誤であり、

上記のa.及びb.に比べて機器の状態確認が注意深く行われる。

例:隔離弁の復旧失敗,安全弁の設定ミス

d. 厳重な管理下における機器復旧に対する過誤

添付 3.1.2.2-4-1

復旧作業の失敗が直接過大なトラブルに至る作業における過 誤であり、厳重に管理されている。

例:隔離弁の開閉操作忘れ、リフトの復旧忘れ、ポンプの復 旧失敗、CRD/LPRMの復旧失敗

(2) 人的過誤確率の設定

a. 厳重な管理下における機器復旧に対する人的過誤確率

人的過誤が直接トラブルに至る作業での(1)d.「厳重な管理 下における機器復旧に対する過誤」に対して, THERP手法 を参考とし,表1に示すとおり人的過誤確率を設定した。

作業者の人的過誤確率については,(1)d.の作業は厳重な管 理体制とした上での作業となるため,NUREG/CR-12 78のTable20-6(表3)における(2)「特別な定期的なチェッ ク又は検査機能を開始した状態」の人的過誤確率 1×10⁻³を適 用した。

チェック者による作業者のミスの検出失敗確率については、 NUREG/CR-1278のTable20-22(表 4)における(4) 「計器による測定等の、積極的な関与を伴うチェック」のチェ ック者のミス検出失敗確率1×10⁻²を適用した。

b. その他の人的過誤確率

(1) a. ~ c. については, (1) d. で厳重な管理がなされる
 として設定した表3における(2)の人的過誤確率1×10⁻³に対し
 て,表3における(1)「定期的な試験や点検を実施する場合」の
 人的過誤確率1×10⁻²が1桁高くなっていることを参考に,そ
 れぞれ1桁ずつ高い人的過誤確率を設定した。

## c. エラーファクタ

エラーファクタについては、これらの人的過誤確率の持つ不 確実性を考慮し、10を設定した。

上記のとおり評価した結果を表2に示す。

表1 厳重な管理下における機器復旧に対する過誤

No	項目	中央値	備考
а	特別な管理方法における作業者 の人的過誤	1.0×10 ⁻³ (a)	表 3 における(2)「特別な定期的なチェッ ク又は検査機能を開始した状態」の人的過 誤確率を設定
b	チェック者による作業者のミス の検出失敗	1.0×10 ⁻² (b)	表 4 における(4)「計器による測定等の, 積極的な関与を伴うチェック」のチェック 者のミス検出失敗確率を設定
с	厳重な管理下における機器復旧 に対する過誤確率	1.0×10 ⁻⁵ ( a × b )	a 及び b より算出

表2 停止時のLOCA時に適用する人的過誤

No.	人的過誤の 項目	人的過誤の特徴	中央値	ΕF	適用例
а	安全措置/安全 対策に対する過 誤	当該作業の失敗のみではト ラブルに至らない作業にお ける過誤であり,下記のb. ~d.に比べて過誤が見逃 される可能性が高いと考え られる。	1. $0 \times 10^{-2}$	10	M C C 電 源 の 遮 断 失敗 電 動 弁 の ラインナ ップ失敗
b	点検 / 確認 / 試 験に対する過誤	トラブルや不具合を確認す る作業における過誤であ り,下記のc.及びd.に 比べて過誤が見逃される可 能性が高いと考えられる。	1.0×10 ⁻³	10	機 器 漏 え い の 認 知 失敗 漏 え い 試 験 の 確 認 失敗
С	機器組立/計器 校正に対する過 誤	系統や機器の機能回復を確 認する作業における過誤で あり,上記のa.及びb. に比べて機器の状態確認が 注意深く行われる。	1. $0 \times 10^{-4}$	10	隔離弁の復旧失敗 安全弁の設定ミス
d	厳重な管理下に おける機器復旧 に対する過誤	復旧作業の失敗が直接過大 なトラブルに至る作業にお ける過誤であり,厳重に管 理されている。	1.0×10 ⁻⁵	10	隔離弁の開閉操作 忘れ リフトの復旧忘れ ポンプの復旧失敗 CRD/LPRM の復旧失敗

Item	Task	HEP	EF
(1)	Carry out a plant policy or scheduled tasks such as periodic tests or maintenance per-	.01	5
(2)	Initiate a scheduled shiftly checking or inspection function*	.001	3
	Use written operations procedures under		141
(3)	normal operating conditions	.01	3
(4)	abnormal operating conditions	.005	10
(5)	Use a valve change or restoration list	.01	3
(6)	Use written test or calibration procedures	.05	5
(7)	Use written maintenance procedures	.3	5
(8)	Use a checklist properly**	.5	5
	87 - SE 14072	7.5	

#### Table 20-6 Estimated HEPs related to failure of administrative control (from Table 16-1)

* Assumptions for the periodicity and type of control room scans are discussed in Chapter 11 in the section, "A General Display Scanning Model." Assumptions for the periodicity of the basic walk-around inspection are discussed in Chapter 19 in the section, "Basic Walk-Around Inspection."

** Read a single item, perform the task, check off the item on the list. For any item in which a display reading or other entry must be written, assume correct use of the checklist for that item.

## 表 4 NUREG/CR-1278 Table20-22

Table 20-22 Estimated probabilities that a checker will fail to detect errors made by others* (from Table 19-1)

Item	' ' Checking Operation	HEP	EF
(1)	Checking routine tasks, checker using written materials (includes over-the-shoulder inspections, verifying position of locally>operated valves, switches, circuit breakers, connectors, etc., and checking written lists, tags, or procedures for accuracy)	.1	5
(2)	Same as above, but without written materials	.2	5
(3)	Special short-term, one-of-a-kind checking with alerting factors	.05	5
(4)	Checking that involves active participation, such as special measurements	.01	5
	Given that the position of a locally operated valve is checked (item 1 above), noticing that it is not completely opened or closed:	.5	5
(5)	Position indicator** only	.1	5
(6)	Position indicator** and a rising stem	.5	5
(7)	Neither a position indicator** nor a rising stem	.9	5
(8)	Checking by reader/checker of the task performer in a two-man team, <u>or</u> checking by a <u>second</u> checker, routine task (no credit for more than 2 checkers)	.5	5
(9)	Checking the status of equipment if that status affects one's safety when performing his tasks	.001	5
(10)	An operator checks change or restoration tasks performed by a maintainer	Above HEPs † 2	5

* This table applies to cases during normal operating conditions in which a person is directed to check the work performed by others either as the work is being performed or after its completion.

*** A position indicator incorporates a scale that indicates the position of the valve relative to a fully opened or fully closed position. A rising stem qualifies as a position indicator if there is a scale associated with it. 炉心損傷条件について

1. 炉心損傷の判定条件及び評価条件

(1) 炉心損傷の判定条件

本評価では炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

・ 炉心燃料の燃料有効長頂部(TAF)が露出した状態

(2) 炉心損傷までの余裕時間評価における評価条件

炉心損傷の判定条件となるTAFの露出までの余裕時間は,保 有水量や崩壊熱に依存する。POSごとの評価条件について,表1 に示す。

POS	原子炉水位	プール ゲート	保有水量	評価対象 燃料	崩壊熱を考 慮する燃料
P O S - S , A , C 1 , C 2 , D	原子炉通常水位	閉		炉心燃料	炉心燃料
P O S − B 1 ~ B 6	原子炉ウェル満水	開		炉心燃料	炉心燃料 + SFP内の 使用済燃料

表1 炉心損傷判定の評価条件

2. 冷却材の保有水量

1. の評価条件における保有水量は,以下のとおり設定した。なお,保有水量の設定に使用した保有水量のエリア分割の概要は図 1 に示すとおりである。

(1) 原子炉通常水位(POS-S, A, C1, C2, D)

通常水位の場合の保有水量は,原子炉圧力容器底部から原子炉 通常水位までの水量(a+b+c)とした。また,崩壊熱により蒸発す る水量はTAFから通常水位までの水量(c)を考慮した。 (2) 原子炉ウェル満水(POS-B1~B6)

原子炉ウェル満水時の場合の保有水量は,原子炉圧力容器底部 から原子炉ウェル満水までの水量(a+b+c+d1+d2)とした。また, 崩壊熱により蒸発する水量はTAFから原子炉ウェル満水までの 水量(c+d1+d2)を考慮した。

上記の水量の設定は,評価対象を炉心又はSFPいずれの燃料とした場合にも,表2に示すとおり保守的な条件となっている。

百乙烷		該何に住田中で	評価は	こ使用する水量	現実的な水量		
尿于炉	ゲート	評価に使用する 水量の範囲	対象	保有水量	対象	保有水量	
71 JL		小重の範囲	燃料	(保有水エリア)	燃料	(保有水エリア)	
		崩壊熱により水					
		温が上昇する範	炉心		炉心		
通常	月月	囲					
水位	[計]	崩壊熱により冷					
		却材が蒸発・流出	炉心		炉心		
		する範囲					
		崩壊熱により水					
		温が上昇する範	炉心		»нъ с п п		
原子炉		囲			SFP		
尿 テ 炉 ェ ル 満 水	開						
		崩壊熱により冷			炉心		
		却材が蒸発・流出	炉心				
		する範囲			SFP		

表 2 設定した保有水量



エリア分割保有水量

	水量 (m ³ )	
а	原子炉圧力容器底部から燃料有効長底部まで	
b	燃料有効長底部から燃料有効長頂部まで	
с	燃料有効長頂部から通常水位まで	
d 1	通常水位から原子炉圧力容器フランジまで	
d2	原子炉圧力容器フランジから原子炉ウェル満 水水位まで	
е	燃料プール底部から燃料有効長頂部まで	
f' f''	燃料有効長頂部から燃料プール通常水位まで	- -

# 図1 保有水のエリア分割概要図

崩壊熱除去機能喪失時の緩和操作のための余裕時間評価の

## 前提条件について

崩壊熱除去機能喪失時の緩和操作のための余裕時間は,炉心及び使 用済燃料プールで発生する崩壊熱及び冷却材の保有水量を基に評価し ている。余裕時間評価の前提条件を以下に示す。

(1) 崩壞熱

炉心及び使用済燃料プールで発生する崩壊熱は,「原子力発電所の 停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2010」指定の May-Witt の式を使用し評価した。各POS における崩壊熱は,各POSの開始時点を代表時間として評価し, POS期間中における崩壊熱の減衰は考慮していない。各POSの 代表時間における崩壊熱の評価結果を表1に示す。また,崩壊熱の 評価においては,炉心及び使用済燃料プール内の燃料を以下のとお り想定している。

a. 炉心

炉心の燃料 764 体(100% 炉心)は,通常1回の定検で約20~ 25% 炉心の燃料が交換され,発電機解列時点では照射時間約1年 ~4年の燃料がそれぞれ約20~25% 炉心ずつ装荷されているが, 本PRAでは,保守的に全ての炉心燃料の照射時間を4年として いる。また,燃料取替による照射燃料の燃料プールへの取出し及 び新燃料の装荷は考慮していない。

b. 使用済燃料プール

使用済燃料プールの使用済燃料貯蔵容量は295% 炉心(2250 体)

添付 3.1.2.3-2-1

である。本PRAでは、1 炉心分の燃料を除いた 195% 炉心分の燃料が使用済燃料プールに保管されているものとしている。また、施設定期検査ごとに約 20~25% 炉心分の燃料が交換されることを考慮し、使用済燃料プールには冷却期間の異なる 25% 炉心ずつの使用済燃料(照射時間4年)が保管されているとする(冷却期間1年~7年:各 25% 炉心,冷却期間8年:20% 炉心)。

(2) 冷却材初期温度

冷却材の初期水温は、燃料交換作業や原子炉周りの機器の保守が 行える最高温度である 52℃としている。

(3) 冷却材の保有水量

冷却材の保有水量は、添付資料 3.1.2.3-1 に示すとおりである。

POS	崩壊熱評価の 代表時間	崩壊熱 (MW)
S	6時間後	30.5
А	1日後	20.8
B 1	3日後	14.4
B 2	8日後	8.9
В 3	11 日後	7.7
B 4	25 日後	5.6
В 5	33 日後	5.0
В 6	45 日後	4.5
C 1	58日後	3.3
C 2	66日後	3.1
D	75日後	2.9

表1 各POSの代表時間における崩壊熱

### LOCAにおける余裕時間の評価について

本PRAでは、冷却材流出に係る起因事象としてRHR切替時のL OCA、CUWブロー時のLOCA、CRD点検時のLOCA及びL PRM点検時のLOCAを選定している。このうち、CRD点検時の LOCA及びLPRM点検時のLOCAについては、現場作業に伴う 人的過誤により発生する事象であるため、作業員が冷却材流出の認知 に失敗することは想定し難いことから、認知失敗を評価するための余 裕時間は設定していない。

RHR切替時のLOCA及びCUWブロー時のLOCA各事象にお ける余裕時間を表1に示す。停止時のLOCAにおける余裕時間は, 冷却材の流出流量及び保有水量から,炉心内の燃料が露出するまでの 時間としている。

表1より,原子炉水位が通常水位の場合のRHR切替時のLOCA 及びCUWブロー時のLOCAについては,燃料が露出するまでの時 間は3.5時間あることから,緩和設備作動までの余裕時間を3時間と している。

また,原子炉水位がウェル満水の場合のRHR切替時のLOCAに ついては,原子炉ウェル満水状態では保有水量が多いため,燃料露出 までの時間は22.7時間と長い。このため,冷却材流出の認知に失敗す ることは想像し難いことから,認知失敗を評価するための余裕時間は 設定していない。

起因事象	T A F まで の保有水量 (m ³ )	冷却材流出 流量 (m ³ ∕h)	燃料露出まで の時間(h)	備考
R H R 切替時 のLOCA			3.5	通常水位
			22.7	原子炉ウェル満水
C U W ブロー時 の L O C A			3.5	通常水位

表1 冷却材流出時の燃料露出までの時間

#### 炉心損傷防止に必要な安全機能の考え方について

(1) 炉心損傷の判定条件

本PRAでは、炉心損傷の判定条件を次のとおり設定している。

・炉心燃料の燃料有効長頂部(TAF)が露出した状態

(2) 炉心損傷防止に必要な安全機能

各起因事象において炉心損傷防止に必要な安全機能は以下のとおりである。

a. 崩壊熱除去失敗(残留熱除去系の故障及び外部電源喪失)

崩壊熱除去失敗に係る起因事象に対して, 炉心損傷防止に必要な安全 機能を表1に示す。

POS	S	А	В	С	D
RPVの状態	閉鎖	閉鎖~開放	開放	開放~閉鎖	閉鎖
PCVの状態	開放	開放	開放	開放 ^{*1}	閉鎖
	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能
必要な 安全機能	注水機能 減圧機能	注水機能 減圧機能 ^{※2}	注水機能	注水機能 減圧機能 ^{※2}	注水機能 減圧機能 PCV除熱 機能

表1 炉心損傷防止に必要な安全機能(崩壊熱除去失敗)

※1 格納容器漏えい率検査のため、PCVは一時的に閉鎖されるが、この期間は短期 間であり、崩壊熱量も小さいため、PCV開放状態で代表させた。

※2 RPVが閉鎖されている期間のみ。

RPVが閉鎖されている状態(POS-S, POS-A, POS-C 及びPOS-D)においては、崩壊熱除去失敗時に冷却材温度が 100℃ に到達後、水蒸気によりRPVが加圧されると、原子炉減圧が必要とな る。 原子炉減圧に失敗する要因として、SRVの機械的故障と運転員によるSRV開操作失敗があるが、SRVの機械的故障については18弁の全 弁が作動に失敗する確率は無視できるほど小さい。また、原子炉水位が TAFに到達するまでの余裕時間が出力運転時に比べて十分長い(PO S-Sの大気圧条件におけるTAF到達までの余裕時間は3.9時間)こ とを踏まえると、運転員によるSRV開操作失敗確率は十分小さい。

そのため、本PRAでは、RPVが閉鎖されている期間においても、 減圧機能はモデル化していない。

また, PCVが閉鎖されている状態(POS-D)においては, 崩壊 熱除去失敗時にSRVを介してS/Cに流入した蒸気によりS/P温 度が上昇する。

しかし, POS-Dでは崩壊熱が停止直後の1/10以下まで低下して おり, S/P水温の上昇が緩やかであるため,除熱操作までの時間余裕 は十分長いことから,運転員による操作失敗確率は十分小さい。

そのため、本PRAではPCVが閉鎖されている期間においても、P CV除熱機能はモデル化していない。

以上より,崩壊熱除去失敗時の炉心損傷防止に必要な安全機能として, 除熱機能又は注水機能のみをモデル化している。

b. 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材喪失に係る起因事象に対して,炉心損傷防止に必要な安 全機能を表2に示す。

POS	S	А	В	С	D
RPVの状態	閉鎖	閉鎖~開放	開放	開放~閉鎖	閉鎖
PCVの状態	開放	開放	開放	開放 ^{※1}	閉鎖
<ul><li>必要な</li><li>安全機能</li></ul>	注水機能	注水機能	注水機能	注水機能	注水機能 除熱機能

表2 炉心損傷防止に必要な安全機能(原子炉冷却材喪失)

※1 格納容器漏えい率検査のため、PCVは一時的に閉鎖されるが、この期間は短期 間であり、崩壊熱量も小さいため、PCV開放状態で代表させた。

プラント停止期間においては,原子炉冷却材の圧力・温度は低いため, PCVが閉鎖されている期間においても,原子炉冷却材の流出によるP CV圧力・温度の上昇は限定的である。そのため,本PRAでは原子炉 冷却材流出時の炉心損傷防止に必要な安全機能として,注水機能のみを モデル化している。

# 内部事象停止時レベル1 P R A

# イベントツリー集

- 目 次
- 1. RHR喪失に対するイベントツリー
  - 図 1-1 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-S)
  - 図 1-2 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-А)
  - 図 1-3 RHR喪失に対するイベントツリー(POS-B1)
  - 図 1-4 RHR喪失に対するイベントツリー(POS-B2)
  - 図 1-5 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-В3)
  - 図 1-6 RHR喪失に対するイベントツリー(POS-B4)
  - 図1-7 RHR喪失に対するイベントツリー(POS-В5)
  - 図 1-8 RHR喪失に対するイベントツリー(POS-В6)
  - 図 1-9 RHR喪失に対するイベントツリー(POS-С1)
  - 図 1-10 RHR喪失に対するイベントツリー(POS-С2)
  - 図 1-11 RHR喪失に対するイベントツリー(POS-D)
- 2. RHRS喪失に対するイベントツリー
  - 図 2-1 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-S)
  - 図 2-2 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-A)
  - 図 2-3 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-B1)
  - 図 2-4 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-B2)
  - 図 2-5 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-B3)
  - 図 2-6 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-B4)
  - 図 2-7 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-В5)
  - 図 2-8 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-B6)

図 2-9 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-C1)

- 図 2-10 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-C2)
- 図 2-11 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-D)
- 3. 外部電源喪失に対するイベントツリー
  - 3.1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-S)
    - 図 3.1-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S)
    - 図 3.1-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S(DG-2 C, 2D確保))
    - 図 3.1-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S(DG-2 C確保, 2D失敗))
    - 図 3.1-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S(DG-2 C失敗, 2D確保))
    - 図 3.1-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S(DG-2 C, 2D失敗))
    - 図 3.1-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S(直流電源 喪失))
  - 3.2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A)
    - 図 3.2-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-А)
    - 図 3.2-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A(DG-2 C, 2D確保))
    - 図 3.2-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A(DG-2 C確保, 2D失敗))
    - 図 3.2-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A(DG-2 C失敗, 2D確保))

- 図 3.2-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A(DG-2 C, 2D失敗))
- 図 3.2-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A(直流電源 喪失))
- 3.3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1)
  - 図 3.3-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1)
  - 図 3.3-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1 (DG-2C, 2D確保))
  - 図 3.3-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1 (DG-2 C確保, 2 D失敗))
  - 図 3.3-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1(DG-2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.3-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1 (DG-2C, 2D失敗))
  - 図 3.3-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1(直流電 源喪失))
- 3.4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2)
  - 図 3.4-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2)
  - 図 3.4-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2(DG-2C, 2D確保))
  - 図 3.4-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2(DG-2 C確保, 2 D失敗))
  - 図 3.4-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2(DG-2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.4-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2(DG-目-3

2C, 2D失敗))

- 図 3.4-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2(直流電 源喪失))
- 3.5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B3)
  - 図 3.5-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3)
  - 図 3.5-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3(DG-2C, 2D確保))
  - 図 3.5-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3(DG-2 C確保, 2 D失敗))
  - 図 3.5-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3(DG-2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.5-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3 (DG-2C, 2D失敗))
  - 図 3.5-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3(直流電 源喪失))
- 3.6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B4)
  - 図 3.6-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4)
  - 図 3.6-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4(DG-2C, 2D確保))
  - 図 3.6-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4(DG-2 C確保, 2 D失敗))
  - 図 3.6-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4(DG-2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.6-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4(DG-2C, 2D失敗))

- 図 3.6-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4(直流電 源喪失))
- 3.7 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5)
  - 図 3.7-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5)
  - 図 3.7-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5(DG-2C, 2D確保))
  - 図 3.7-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5(DG-2 C確保, 2 D失敗))
  - 図 3.7-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5(DG-2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.7-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5(DG-2C, 2D失敗))
  - 図 3.7-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5(直流電 源喪失))
- 3.8 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6)
  - 図 3.8-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6)
  - 図 3.8-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6(DG-2C, 2D確保))
  - 図 3.8-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6(DG-2 C確保, 2 D失敗))
  - 図 3.8-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6(DG-2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.8-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6(DG-2C, 2D失敗))
  - 図 3.8-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6(直流電 目-5

源喪失))

- 3.9 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1)
  - 図 3.9-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1)
  - 図 3.9-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1(DG-2C, 2D確保))
  - 図 3.9-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1(DG-2 C確保, 2 D失敗))
  - 図 3.9-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1(DG-2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.9-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1(DG-2C, 2D失敗))
  - 図 3.9-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1(直流電 源喪失))
- 3.10 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2)
  - 図 3.10-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2)
  - 図 3.10-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2(DG -2C, 2D確保))
  - 図 3.10-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2(DG 2C確保, 2D失敗))
  - 図 3.10-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2(DG 2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.10-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2(DG -2C, 2D失敗))
  - 図 3.10-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2(直流 電源喪失))

- 3.11 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D)
  - 図 3.11-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D)
  - 図 3.11-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-D(DG-2C, 2D確保))
  - 図 3.11-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-D(DG-2 C確保, 2 D失敗))
  - 図 3.11-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-D(DG-2C失敗, 2D確保))
  - 図 3.11-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-D(DG-2C, 2D失敗))
  - 図 3.11-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-D(直流電 源喪失))
- 4. 原子炉冷却材の喪失に対するイベントツリー
  - 図 4-1 RHR 切替時のLOCA (POS-B2)
  - 図 4-2 RHR 切替時のLOCA (POS-B5)
  - 図 4-3 RHR切替時のLOCA (POS-C2)
  - 図 4-4 RHR 切替時のLOCA (POS-D)
  - 図 4-5 CUWブロー時のLOCA (POS-C1)
  - 図 4-6 CUWブロー時のLOCA (POS-D)
  - 図 4-7 CRD 点検時のLOCA (POS-B2)
  - 図 4-8 L P R M 点検時のLOCA (POS-B2)



# 添付 3.1.2.4-1-1

図 1-1 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-S)

RHR喪失 (POS−A)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	1.1E-04	
							2	-	9.5E-07	
							3	-	3.5E-09	
							4	-	0.0E+00	
		-					5	-	1.1E-11	
							6	-	7.2E-14	
							7	TW	4.7E-14	
							]			
								合計値	4.7E-14	

図 1-2 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-А)

RHR喪失 (POS-B1)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	0.0E+00	
							6	-	2.8E-04	
							7	TW	2.2E-07	
								合計値	2.2E-07	

図 1-3 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-B1)

•											
	RHR喪失 (POS-B2)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
	ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
								1	-	0.0E+00	
								2	-	0.0E+00	
								3	-	0.0E+00	
								4	-	0.0E+00	
			-					5	-	0.0E+00	
								6	-	1.7E-04	
								7	TW	1.4E-07	
								]			
									合計値	1.4E-07	

図 1-4 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-B2)

添付 3.1.2.4-1-2



添付 3.1.2.4-1-3

## 図 1-5 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-В3)

RHR喪失 (POS-B4)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
		· ·		•			1	-	4.5E-04	
							2	-	3.9E-06	
							3	-	1.4E-08	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	5.2E-11	
							6	-	3.5E-13	
							7	TW	2.2E-12	
								合計値	2.2E-12	

図 1-6 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-B4)





## 図1-7 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-B5)

RHR喪失 (POS-B6)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	7.2E-04	
							2	-	6.3E-06	
							3	-	2.3E-08	
							4	-	7.0E-11	
							5	-	2.6E-13	
							6	-	1.8E-15	
							7	TW	2.8E-13	
								合計値	2.8E-13	

図 1-8 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-В6)

RHR喪失 (POS-C1)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	4.5E-04	
							2	-	3.9E-06	
							3	-	1.4E-08	
							4	-	4.3E-11	
							5	-	1.6E-13	
							6	-	1.1E-15	
							7	TW	1.7E-13	
								合計値	1.7E-13	

図 1-9 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-С1)

RHR喪失 (POS-C2)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
						•	1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	5.1E-04	
							4	-	1.8E-06	
							5	-	5.7E-09	
							6	-	3.9E-11	
							7	TW	2.2E-12	
								合計値	2.2E-12	

図 1-10 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-С2)

添付 3.1.2.4-1-5

RHR喪失 (POS-D)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	4.0E-04	
							2	-	3.5E-06	
							3	-	1.3E-08	
							4	-	3.9E-11	
							5	-	1.4E-13	
							6	-	9.8E-16	
							7	TW	1.5E-13	
								合計値	1.5E-13	

図 1-11 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-D)





図 2-1 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-S)

RHRS喪失 (POS-A)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	1.4E-05	
							2	-	1.2E-07	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	4.5E-10	
							6	-	3.1E-12	
							7	TW	2.6E-13	
								合計値	2.6E-13	

図 2-2 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-А)

RHRS喪失 (POS-B1)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
		_					5	-	0.0E+00	
							6	-	3.5E-05	
							7	TW	2.8E-08	
								合計値	2.8E-08	

添付 3.1.2.4-1-8

図 2-3 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-B1)

RHRS喪失 (POS-B2)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
						•	1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	0.0E+00	
							6	-	2.1E-05	
							7	TW	1.7E-08	
								合計値	1.7E-08	

図 2-4 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-В2)

RHRS喪失 (POS-B3)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
		_					5	-	0.0E+00	
							6	-	9.9E-05	
							7	TW	7.9E-08	
								合計値	7.9E-08	



# 図 2-5 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-В3)

RHRS喪失 (POS-B4)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
					-		1	-	5.6E-05	
							2	-	4.9E-07	
							3	-	1.8E-09	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	6.4E-12	
							6	-	4.4E-14	
							7	TW	2.8E-13	
								合計値	2.8E-13	

図 2-6 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-B4)

RHRS喪失 (POS-B5)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
		_					5	-	8.4E-05	
							6	-	5.8E-07	
							7	TW	6.3E-10	
								合計値	6.3E-10	

添付 3.1.2.4-1-10

図 2-7 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-В5)

RHRS喪失 (POS-B6)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	9.1E-05	
							2	-	8.0E-07	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	3.0E-09	
		_					5	-	1.1E-11	
							6	-	7.5E-14	
							7	TW	4.6E-13	
								合計値	4.6E-13	

図 2-8 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-B6)


## 図 2-9 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-С1)

## 発生頻度 RHRS喪失 待機RHR起動 最終状態 備考 LPCS LPCI-C HPCS MUWC No. (/POS) (POS-C2) ERS RHR LPCI LPCIC HPCS MUWC LPCS 1 0.0E+00 _ 0.0E+00 2 _ 3 6.4E-05 _ 4 0.0E+00 _ 2.3E-07 5 _ 1.6E-09 6 _ 7 2.0E-12 TW 合計値 2.0E-12

図 2-10 RHRS喪失に対するイベントツリー(POS-С2)

添付 3.1.2.4-1-11

RHRS喪失 (POS-D)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	4.9E-05	
							2	-	4.3E-07	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	1.6E-09	
							5	-	5.8E-12	
							6	-	4.0E-14	
							7	TW	2.5E-13	
								合計値	2.5E-13	

図 2-11 RHRS喪失に対するイベントツリー (POS-D)

外部電源喪失 (POS-S)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	TB	2.6E-14	
						合計値	2.6E-14	

図 3.1-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-S)



図 3.1-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-S)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.6E-07	
						11	-	1.0E-09	
						12	-	3.3E-12	
						13	-	1.3E-14	
						14	-	1.6E-16	
						15	TW	1.3E-15	
							合計値	1.3E-15	

図 3.1-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-S)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.6E-07	
						18	-	5.8E-10	
						19	-	2.1E-12	
						20	-	2.6E-14	
						21	TW	3.1E-15	
							合計値	3.1E-15	

図 3.1-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-S)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	9.6E-10	
		23	ТВ	3.7E-10	
			合計値	3.7E-10	

図 3.1-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-S)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	4.2E-12	
		25	ТВ	2.5E-14	
			合計値	2.5E-14	

図 3.1-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-S)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-A)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	_	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	TB	5.2E-14	
						合計値	5.2E-14	

図 3.2-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-A)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	5.1E-05	
									2	-	4.2E-07	
									3	-	4.9E-09	
									4	-	1.6E-11	
									5	-	6.4E-14	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	2.4E-16	
									8	-	2.8E-18	
									9	TW	1.4E-14	
										合計値	1.4E-14	

図 3.2-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-A)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	3.1E-07	
						11	-	2.1E-09	
						12	-	6.7E-12	
						13	-	2.7E-14	
						14	-	3.2E-16	
						15	TW	2.5E-15	
							合計値	2.5E-15	

図 3.2-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-A)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	3.2E-07	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	1.2E-09	
						20	-	1.4E-11	
						21	TW	3.7E-14	
							合計値	3.7E-14	

図 3.2-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-A)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	1.9E-09	
		23	ТВ	7.3E-10	
			合計値	7.3E-10	

図 3.2-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-A)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	8.5E-12	
		25	ТВ	5.1E-14	
			合計値	5.1E-14	

図 3.2-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-A)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B1)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	_	
					16 - 21	TE4へ	_	
					22 – 23	TE5へ	_	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	ТВ	2.2E-11	
						合計値	2.2E-11	

図 3.3-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B1)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	0.0E+00	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	0.0E+00	
									8	-	0.0E+00	
									9	ТW	0.0E+00	
										合計値	0.0E+00	

図 3.3-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B1)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
					-	10	-	1.3E-04	
						11	-	0.0E+00	
						12	-	8.4E-07	
						13	-	0.0E+00	
						14	_	3.4E-09	
						15	TW	4.9E-10	
							合計値	4.9E-10	

図 3.3-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B1)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	0.0E+00	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	0.0E+00	
						20	-	0.0E+00	
						21	TW	0.0E+00	
							合計値	0.0E+00	

図 3.3-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B1)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	0.0E+00	
		23	ТВ	8.0E-07	
			合計値	8.0E-07	

図 3.3-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B1)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	0.0E+00	
		25	ТВ	0.0E+00	
			合計値	0.0E+00	

図3.3-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B1)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B2)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	ТВ	1.3E-11	
						合計値	1.3E-11	

図 3.4-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B2)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	0.0E+00	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	0.0E+00	
									8	-	0.0E+00	
									9	ΤW	0.0E+00	
										合計値	0.0E+00	

図 3.4-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B2)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
	-					10	-	0.0E+00	
						11	-	0.0E+00	
						12	-	0.0E+00	
						13	-	0.0E+00	
						14	-	0.0E+00	
						15	TW	0.0E+00	
							合計値	0.0E+00	

図 3.4-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B2)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	7.6E-05	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	0.0E+00	
						20	-	0.0E+00	
						21	тw	3.1E-07	
							合計値	3.1E-07	

図3.4-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B2)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	0.0E+00	
		23	ТВ	4.7E-07	
			合計値	4.7E-07	

図 3.4-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B2)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	0.0E+00	
		25	ТВ	0.0E+00	
			合計値	0.0E+00	

図3.4-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B2)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-3B)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	TB	6.0E-11	
						合計値	6.0E-11	

図 3.5-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B3)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	0.0E+00	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	0.0E+00	
									8	-	0.0E+00	
									9	ТW	0.0E+00	
										合計値	0.0E+00	

図 3.5-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B3)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	0.0E+00	
						11	-	0.0E+00	
						12	-	0.0E+00	
						13	-	0.0E+00	
						14	-	0.0E+00	
						15	TW	0.0E+00	
							合計値	0.0E+00	

図3.5-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B3)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	3.6E-04	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	0.0E+00	
						20	-	1.4E-06	
			-			21	TW	3.4E-09	
							合計値	3.4E-09	

図3.5-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B3)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	0.0E+00	
		23	ТВ	2.2E-06	
			合計値	2.2E-06	

図 3.5-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B3)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	0.0E+00	
		25	ТВ	0.0E+00	
			合計値	0.0E+00	

図3.5-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B3)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B4)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	ТВ	2.1E-13	
						合計値	2.1E-13	

図 3.6-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B4)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	2.1E-04	
									2	-	2.4E-06	
									3	-	2.0E-08	
									4	-	7.1E-11	
									5	-	2.6E-13	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	1.0E-15	
									8	-	1.3E-17	
						-			9	TW	5.8E-14	
										合計値	5.8E-14	

図 3.6-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4)(DG-2C, 2D確保)

DG−2C確保 (POS−B4)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.3E-06	
						11	-	1.3E-08	
						12	-	4.6E-11	
						13	-	1.7E-13	
						14	-	2.0E-15	
						15	TW	2.4E-14	
							合計値	2.4E-14	

図 3.6-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B4)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.3E-06	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	5.1E-09	
						20	-	6.1E-11	
			-			21	TW	1.5E-13	
							合計値	1.5E-13	

図3.6-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B4)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	7.8E-09	
		23	ТВ	3.0E-09	
			合計値	3.0E-09	

図 3.6-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B4)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	3.4E-11	
		25	ТВ	2.1E-13	
			合計値	2.1E-13	

図3.6-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B4)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B5)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSか らの受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	ТВ	3.1E-13	
						合計値	3.1E-13	

図 3.7-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B5)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSP D	LPCIA	LPCIB	LPCICP D	HPCS	MUWC				
									1	-	3.0E-04	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	2.5E-06	
									4	-	8.1E-09	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	3.2E-11	
									8	-	3.9E-13	
									9	тw	9.3E-13	
										合計値	9.3E-13	

図 3.7-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B5)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.9E-06	
						11	-	1.2E-08	
						12	-	4.0E-11	
						13	-	1.6E-13	
						14	_	1.9E-15	
						15	TW	1.6E-14	
							合計値	1.6E-14	

図3.7-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B5)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	0.0E+00	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	1.9E-06	
						20	_	2.2E-08	
			-			21	TW	5.6E-11	
							合計値	5.6E-11	

図3.7-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B5)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	1.1E-08	
		23	TB	4.4E-09	
			合計値	4.4E-09	

図 3.7-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B5)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	5.1E-11	
		25	ТВ	3.0E-13	
			合計値	3.0E-13	

図3.7-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B5)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B6)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	ТВ	3.3E-13	
						合計値	3.3E-13	

図 3.8-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B6)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	3.2E-04	
									2	-	2.6E-06	
									3	-	3.1E-08	
									4	-	1.0E-10	
									5	-	4.1E-13	
									6	-	1.5E-15	
									7	-	5.5E-18	
									8	-	6.6E-20	
									9	TW	8.8E-14	
										合計値	8.8E-14	

図 3.8-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B6)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
	•					10	-	2.0E-06	
						11	-	1.3E-08	
						12	-	4.2E-11	
						13	-	1.7E-13	
						14	-	2.0E-15	
						15	TW	1.6E-14	
							合計値	1.6E-14	

図 3.8-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B6)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	2.0E-06	
						18	-	7.4E-09	
						19	-	2.7E-11	
						20	-	3.2E-13	
			-			21	TW	3.9E-14	
							合計値	3.9E-14	

図 3.8-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B6)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	1.2E-08	
		23	TB	4.7E-09	
			合計値	4.7E-09	

図 3.8-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B6)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	5.4E-11	
		25	ТВ	3.2E-13	
			合計値	3.2E-13	

図3.8-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-B6)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-C1)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	ТВ	2.1E-13	
						合計値	2.1E-13	

図 3.9-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-C1)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	мижс	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSP	LPCIA	LPCIB	LPCICP	HPCS	MUWC				
									1	-	2.1E-04	
									2	-	1.7E-06	
									3	-	2.0E-08	
									4	-	6.5E-11	
									5	-	2.6E-13	
									6	-	9.6E-16	
									7	-	3.5E-18	
									8	-	4.2E-20	
									9	тw	5.6E-14	
										合計値	5.6E-14	

図 3.9-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POSC-1)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.3E-06	
						11	-	8.3E-09	
						12	-	2.7E-11	
						13	-	1.1E-13	
						14	-	1.3E-15	
						15	ТW	1.0E-14	
							合計値	1.0E-14	

図 3.9-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-C1)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICP	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.3E-06	
						18	-	4.7E-09	
						19	-	1.7E-11	
						20	-	2.1E-13	
						21	TW	2.5E-14	
							合計値	2.5E-14	

図3.9-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-C1)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	7.8E-09	
		23	ТВ	3.0E-09	
			合計値	3.0E-09	

図 3.9-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-C1)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	3.4E-11	
		25	TB	2.1E-13	
			合計値	2.1E-13	

図3.9-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C1)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-C2)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 – 25	TE6へ	-	
					26	ТВ	3.8E-11	
						合計値	3.8E-11	

図 3.10-1 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-C2)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSP D	LPCIA	LPCIB	LPCICP D	HPCS	MUWC				
									1	-	0.0E+00	
									2	-	2.3E-04	
									3	-	1.9E-06	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	6.7E-09	
									6	-	2.7E-11	
									7	-	0.0E+00	
									8	-	9.0E-14	
									9	ΤW	4.3E-12	
										合計値	4.3E-12	

図 3.10-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2)(DG-2C, 2D確保)

DG−2C確保 (POS−C2)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSP	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	0.0E+00	
						11	-	1.4E-06	
						12	-	0.0E+00	
						13	-	0.0E+00	
						14	-	5.0E-09	
						15	TW	1.2E-11	
							合計値	1.2E-11	

図 3.10-3 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2)(DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-C2)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.4E-06	
-						18	-	5.6E-09	
						19	-	0.0E+00	
						20	-	1.9E-11	
			-			21	TW	9.3E-13	
							合計値	9.3E-13	

図 3.10-4 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2)(DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-C2)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	0.0E+00	
		23	ТВ	3.8E-08	
			合計値	3.8E-08	

図 3.10-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-C2)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	0.0E+00	
		25	TB	0.0E+00	
			合計値	0.0E+00	

図3.10-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-C2)(直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-D)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G−2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 – 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 – 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	ТВ	1.8E-13	
						合計値	1.8E-13	

図 3.11-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-D)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	1.8E-04	
									2	-	1.4E-06	
									3	-	1.7E-08	
									4	-	5.5E-11	
									5	-	2.2E-13	
									6	-	8.2E-16	
									7	-	3.0E-18	
									8	-	3.6E-20	
									9	ТW	4.8E-14	
										合計値	4.8E-14	

図 3.11-2 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-D)(DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-D)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.1E-06	
						11	-	7.1E-09	
						12	-	2.3E-11	
						13	-	9.2E-14	
						14	-	1.1E-15	
			-			15	TW	9.3E-15	
							合計値	9.3E-15	

図 3.11-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-D)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.1E-06	
						18	-	4.0E-09	
						19	-	1.5E-11	
						20	_	1.8E-13	
			-			21	TW	2.0E-14	
							合計値	2.0E-14	

図 3.11-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-D)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	6.7E-09	
		23	ТВ	2.5E-09	
			合計値	2.5E-09	

図 3.11-5 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-D)(DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-D)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	2.9E-11	
		25	ТВ	1.8E-13	
			合計値	1.8E-13	

図 3.11-6 外部電源喪失に対するイベントツリー(POS-D)(直流電源喪失)

RHR切替時の 冷却材流出 (POS-B2)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	2.3E-04	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	1.2E-07	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	4.8E-10	
						-			8	LOCA	4.2E-13	
							,		9	LOCA	2.3E-24	
										合計値	4.2E-13	

図 4-1 RHR 切替時のLOCA (POS-B2)
RHR切替時の 冷却材流出 (POS-B5)	水位降下 認知	漏洩箇 所隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	2.3E-04	
									2	-	1.2E-07	
									3	-	3.6E-10	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	1.4E-12	
									7	-	9.8E-15	
									8	LOCA	7.3E-17	
									9	LOCA	2.3E-24	
										合計値	7.3E-17	

図 4-2 RHR切替時のLOCA (POS-B5)

RHR切替時の 冷却材流出 (POS-C2)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	2.3E-04	
									2	-	1.2E-07	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	4.4E-10	
									5	-	1.7E-12	
									6	-	5.3E-15	
									7	-	3.7E-17	
									8	LOCA	5.2E-16	
									9	LOCA	4.1E-11	
										合計値	4.1E-11	

図 4-3 RHR切替時のLOCA (POS-C2)

RHR切替時の 冷却材流出 (POS-D)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	2.3E-04	
									2	-	1.2E-07	
									3	-	3.6E-10	
									4	-	1.4E-12	
									5	-	5.3E-15	
									6	-	2.0E-17	
									7	-	1.3E-19	
									8	LOCA	4.5E-17	
									9	LOCA	4.1E-11	
										合計値	4.1E-11	

図 4-4 RHR切替時のLOCA (POS-D)

CUWブロー時の 冷却材流出 (POS-C1)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCU	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	9.7E-05	
									2	-	5.1E-08	
									3	-	1.5E-10	
									4	-	6.1E-13	
									5	-	2.2E-15	
									6	-	8.3E-18	
									7	-	5.7E-20	
									8	LOCA	1.9E-17	
									9	LOCA	2.9E-11	
										合計値	2.9E-11	

図 4-5 CUWブロー時のLOCA (POS-C1)

CUWブロー時の 冷却材流出 (POS-D)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCU	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	9.7E-05	
									2	-	5.1E-08	
									3	-	1.5E-10	
									4	-	6.1E-13	
									5	-	2.2E-15	
									6	-	8.3E-18	
									7	-	5.7E-20	
									8	LOCA	1.9E-17	
									9	LOCA	2.9E-11	
										合計値	2.9E-11	

図 4-6 CUWブロー時のLOCA (POS-D)

CRD点検時の 冷却材流出 (POS-B2)	流出規模	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCC	SI	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
	-									1	-	2.7E-05	
										2	-	0.0E+00	
										3	-	0.0E+00	
										4	-	1.5E-06	
							r			5	-	0.0E+00	
										6	-	0.0E+00	
										7	-	6.0E-09	
										8	LOCA	5.3E-12	
										9	LOCA	2.9E-25	
										10	-	1.8E-07	
										11	-	0.0E+00	
										12	-	0.0E+00	
										13	-	1.0E-08	
										14	-	0.0E+00	
										15	-	0.0E+00	
										16	LOCA	4.0E-11	
										17	LOCA	1.9E-27	
											合計値	4.5E-11	

図 4-7 CRD 点検時のLOCA (POS-B2)

LPRM点検時の 冷却材流出 (POS-B2)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCL	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	5.1E-07	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	2.9E-08	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	1.1E-10	
									8	LOCA	9.8E-14	
									9	LOCA	5.4E-27	
										合計値	9.8E-14	

図 4-8 L P R M 点検時の L O C A (P O S - B 2)

## システム信頼性解析の結果について

各緩和設備の代表的なフォールトツリー(FT)のモデル化内容 を表 1~表 5 に示す。また,各緩和設備のシステム信頼性解析結果 を表 6 に示す。

- (1) H P C S
  - 「残留熱除去系の故障」,「原子炉冷却材の流出」

外部電源が健全であるため,外部電源及びHPCS-DG からの受電失敗をモデル化している。

②「外部電源喪失」

外部電源喪失により, HPCS-DGからの受電失敗のみ をモデル化している。

HPCSの電源として、②ではHPCS-DGのみに期待する ことになるため、電源の喪失によりHPCSが機能喪失に至る確 率が高くなり、①と比較して②の場合の非信頼度は高くなる。

- (2) L P C S , L P C I -A / B / C
  - 「残留熱除去系の故障」,「原子炉冷却材の流出」

外部電源が健全であるため,外部電源及び非常用DGから の受電失敗をモデル化している。

②「外部電源喪失」

外部電源喪失後の非常用DGからの受電失敗は,別途イベントツリー上で考慮しているため,FTでは非常用DGから

添付 3.1.2.5-1-1

の受電成功時を想定し,受電失敗による機能喪失はモデル化 していない。

②では受電失敗をモデル化していないが、①においても外部電 源及び非常用DG両方からの受電に失敗する確率は小さく、非信 頼度に対する寄与が小さいため、非信頼度の点推定値に差は現れ なかった。なお、上記の電源に対する想定については、「(3) R HR-A/B」も同様の想定としている。

- (3) R H R A  $\angle$  B
  - 「残留熱除去系の故障」

起因事象発生により,運転中のRHRが機能喪失した際の 待機中RHRの起動失敗をモデル化しており,ポンプの起動 や必要な弁操作を考慮している。

②「外部電源喪失」

待機中RHRの起動失敗をモデル化している点では①と同 様だが,外部電源喪失により,当該系統の格納容器隔離弁が 閉止されるため,格納容器隔離弁の開操作が必要となる。

②では①の操作に加えて格納容器隔離弁の開操作が必要となる ため、①と比較して②の場合の非信頼度は高くなる。

- (4) C S T  $A \swarrow B$ 
  - ①「残留熱除去系の故障」,「原子炉冷却材の流出」

添付 3.1.2.5-1-2

待機中CSTの起動失敗をモデル化しており、ポンプの起 動や必要な弁操作を考慮している。

②「外部電源喪失」

電源の状態については、事故シーケンスの定量化時に別途 イベントツリー内で考慮しているため、①と同じFTを用い て評価している。

表1 HPCSの代表的なFTのモデル化範囲

	7 1 1	サポート系							
起因事象	ライン	空調機	補機冷却系 (HPCS-DGSW)	交流電源	直流電源				
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	0	0	0	$\bigcirc \ ^{\ast 1}$	0				
外部電源喪失	0	0	0	○ * 2	0				

※1 外部電源及びHPCS-DGからの受電失敗をモデル化

※2 HPCS-DGからの受電失敗のみをモデル化

表2 LPCSの代表的なFTのモデル化範囲

	7 1 1	サポート系						
起因事象	ライン	空調機	補機冷却系 (RHRS)	交流電源	直流電源			
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	0	0	○ ** 1 (起動モード)	○ * 2	0			
外部電源喪失	0	0	○ ^{※1} (起動モード)	_ % 3	_ % 3			

※1 待機中RHRSの起動失敗をモデル化

※2 外部電源及び非常用DGからの受電失敗をモデル化

※3 非常用DGからの受電成功時を想定しているため、モデル化していない

表3 LPCI-A/B/Cの代表的なFTのモデル化範囲

	7 1 1	サポート系							
起因事象	ライン	空調機	補機冷却系 (RHRS)	交流電源	直流電源				
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	0	0	○ * 1 (起動モード)	○ * 2	0				
外部電源喪失	0	0	○ ^{※1} (起動モード)	_ % 3	_ % 3				

※1 待機中RHRSの起動失敗をモデル化

※2 外部電源及び非常用DGからの受電失敗をモデル化

※3 非常用DGからの受電成功時を想定しているため、モデル化していない

表4 RHR-A/Bの代表的なFTのモデル化範囲

	7 1 1	サポート系							
起因事象	ライン	空調機	補機冷却系 (RHRS)	交流電源	直流電源				
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	○ ^{※1} (起動モード)	0	○ ^{※3} (起動モード)	○ * 4	0				
外部電源喪失	○ ^{※1※2} (起動モード)	0	○ ^{※3} (起動モード)	% 5	_ % 5				

※1 待機中RHRの起動失敗をモデル化

※2 外部電源喪失により P C V 隔離弁が閉止するため, PCV 隔離弁開操作をモデ ル化

※3 待機中RHRSの起動失敗をモデル化

※4 外部電源及び非常用DGからの受電失敗をモデル化

※5 非常用DGからの受電成功時を想定しているため、モデル化していない

表5 CST-A/Bの代表的なFTのモデル化範囲

フロントライン	サポート系		
ノロンドノイン	交流電源		
○ ** 1			
(起動モード)			
○ ** 1			
(起動モード)			
	フロントライン 〇 ^{※1} (起動モード) 〇 ^{※1} (起動モード)		

※1 待機中CSTの起動失敗をモデル化

※2 外部電源及び非常用DGからの受電失敗をモデル化

起因事象	緩和設備	非信頼度 点推定値 (/ d )	非信頼度 平均値 (/d)	備考
	НРСЅ	6.8E-3	6.8E-3	電源として外部電源及び HPCS-DG に期待
	LPCS	3.6E-3	3.6E-3	
	LPCI-A	3.7E-3	3.7E-3	
	L P C I — B	3.7E-3	3.7E-3	
残留熱际去糸の故障 原子炉冷却材の流出	L P C I – C	3.7E-3	3.7E-3	
	С S Т – А	2.5E-3	2.5E-3	
	С S Т — В	2.5E-3	2.5E-3	
	R H R – A *	8.7E-3	8.7E-3	
	R H R – B *	8.7E-3	8.9E-3	
	НРСЅ	1.2E-2	1.2E-2	電源として HPCS-DG のみに期待
	LPCS	3.6E-3	3.6E-3	
	L P C I – A	3.7E-3	3.8E-3	
	L P C I — B	3.7E-3	3.8E-3	
外部電源喪失	L P C I – C	3.7E-3	3.7E-3	
	С S Т – А	2.4E-3	2.4E-3	
	С S Т — В	2.4E-3	2.5E-3	
	RHR-A	1.2E-2	1.1E-2	外部電源喪失により、閉止した当該系統の
	RHR-B	1.2E-2	1.1E-2	PCV 隔離弁の開操作が必要

表 6 停止時 P R A における代表的なシステム信頼性評価結果

※ 起因事象「原子炉冷却材の流出」では期待しない

添付 3.1.2.5-1-6

人的過誤に係わるストレスレベル及びストレスファクタの

## <u>考え方について</u>

停止時 P R A における起因事象発生前後の人的過誤確率をストレ スレベル及びストレスファクタとともに表 1 及び表 2 に示す。

停止時PRAにおけるストレスレベル及びストレスファクタについては、出力運転時と同様の考え方に基づき以下のとおり設定している。

(1) ストレスレベルの分類

本 P R A では、ヒューマンエラーハンドブック(N U R E G / C R - 1 2 7 8)のT H E R P 手法(Technique for Human Error Rate Prediction)を使用しており、作業負荷等に応じて7つのストレスレベルを分類し、それらに対応した補正係数(ストレスファクタ)を評価している。その詳細については、表3に示す。

作業負荷が低い場合は注意力が散漫になり,逆に作業負荷が高 い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は超 えているため,タスク遂行の妨害となることから,その作業に対 する増倍係数を設定している。また,極端にストレスレベルが高 い場合は,情緒的反応が生じる等タスク遂行に非常に妨害となる ことから,固定値を用いて評価する。

なお、本PRAでは、運転員による異常時の事象の認知や操作 方法は訓練されているため、補正係数は「熟練者」の値を選択す る。また、運転員の操作内容は手順書に従った段階的操作である ことから、各ストレスレベルの「段階的操作」を選択する。

- (2) ストレスレベルの設定の考え方
  - a. 起因事象発生前(表1,表3)

事故が発生していないときの操作であり,特に高いストレス には至らないため,ストレスレベル「【No. 2】作業負荷が適度 (段階的操作)」のストレスファクタ1を設定した。

- b. 起因事象発生後(表2,表3)
  - ○認知失敗

期待する緩和設備に対しては手順書の整備及び訓練の十分な 実施が行われているが,起因事象発生後は起因事象発生前に比 べて運転員のストレスレベルが高いと考えられるため,ストレ スレベル「【No.4】作業負荷がやや高い(段階的操作)」のス トレスファクタ2を設定した。

○操作失敗

認知と同様の理由により、ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い(段階的操作)」のストレスファクタ2を設定した。

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)	過誤確率 (平均値)	EF	選定理由
弁の開け忘れ・閉め忘れ	適度 【 <u>No. 2</u> 】 (×1)	8. 3E-05	4.8	事故が発生していないときの操作であり,特に 高いストレスには至らないため,ストレスレベ ル「【No.2】作業負荷が適度(段階的操作)」
DG試験時ガバナ操作後の 復旧失敗	適度 【No. 2】 (×1)	3.9E-03	6.8	のストレスファクタ1を設定した。

表 1	起因事象発生前の	人的過誤のス	トレスレベル	レ及びスト	レスフ	ァクタ
-----	----------	--------	--------	-------	-----	-----

人的语言	ストレスレベル (ストレスファクタ)		過誤確率	FF	ストレスレベル ストレスファクタの選定理由		
八时间陕	認知失敗	操作失敗	(平均値)	LI			
運転員の認知失敗 (RHR切替時のLOCA)	やや高い 【No. 4】 (×2)	_	1.8E-07	42.7	○認知失敗及び操作失敗 期待する緩和設備に対しては手順書の整備及び訓練の十分 な実施が行われているが,起因事象発生後は起因事象発生前		
運転員の認知失敗 (CUWブロー時のLOCA)	やや高い 【No. 4】 (×2)	_	3.0E-07	122. 7	に比べて運転員のストレスレベルが高いと考えられるため, ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い(段階的操 作)」のストレスファクタ2を設定した。		
隔離失敗 (CRD, LPRM点検時のLOCA)	_	やや高い 【No. 4】 (×2)	5.3E-02	10.0			
隔離失敗 (RHR切替, CUWブロー時のLOCA)	_	やや高い 【No. 4】 (×2)	5.3E-04	10.0			
手動操作失敗	_	やや高い 【No. 4】 (×2)	1.1E-03	3.5			
原子炉水位制御操作失敗	やや高い 【No. 4】	やや高い 【No.4】	2.5E-03	6.5			
	$(\times 2)$	$(\times 2)$					
水源切替操作失敗	やや高い 【No. 4】	やや高い 【No. 4】	2, 5E-03	6, 5			
	$(\times 2)$	$(\times 2)$					
DG燃料油補給操作失敗	やや高い 【No.4】 (×2)	やや高い 【No. 4】 (×2)	1.1E-04	35.6			
DG燃料油補給操作失敗	(×2)	(×2)	1.1E-04	35.6			

## 表 2 起因事象発生後の人的過誤のストレスレベル及びストレスファクタ

百日	7 1 . 7	HEPsの増倍係数		
項日		熟練者	熟練度の低い者	
1.	作業負荷が大変低い	×2	$\times 2$	
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	$\times 1$	
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	$\times 2$	
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	$\times 2$	$\times 4$	
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	$\times 5$	imes10	
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	imes 10	
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	0.25 (EF=5)	0.50 (EF=5)	
		極度にストレスレベル	レが高い場合は,増倍係	
		数ではなく,複数のク	ルーを対象とした固定	
		値を用いる		

表3 ストレス及び熟練度による人的過誤率(HEP)への補正係数

注:日本原子力学会標準「原子力発電所の停止時を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2010」の表 L.4 から転記

起因事象発生前の人的過誤として評価した事象の抽出について

停止時 P R A における起因事象発生前の人的過誤は,出力運転時と 同様の方法で抽出している。本 P R A で評価対象とした起因事象発生 前の人的過誤の抽出過程を以下に示す。ここで,起因事象発生前の人 的過誤は運転員による試験・操作及びその後の状態復旧を対象として おり,保修員による保全作業時の人的過誤(計装機器の校正エラーを 含む。)については機器故障率に含まれているとして,ここでは取り扱 っていない。

(1) 操作・作業の同定

フォールトツリーでモデル化している全ての機器を対象に,プラ ント運転中及び停止中における操作・作業等を手順書類(定期試験 手順書,設備別運転手順書等)から抽出する。なお,プラント停止 中の作業として,緩和設備の点検作業があるが,点検作業終了前に プラント運転中の定期試験と同様の試運転を実施し,系統・機器の 健全性を確認している。

(2) スクリーニング

抽出した操作・作業等に対し,日本原子力学会標準「原子力発電 所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レ ベル 1PSA 編):2010」(以下「学会標準」という。)に基づき,以下 に示すスクリーニング基準を設け,スクリーニングできない操作・ 作業等について,起因事象発生前の人的過誤として定義する。

- a. 系統の要求に対して機器の調整が自動的に行われるもの。
- b. 中央制御室にて機器の状態表示が確認でき,その状態が日常的 に確認されており,かつ調整が可能なもの。
- c. 実施されている保守後の機能試験により, 誤調整が明らかにな

るもの。

- d. 当初の操作の後, チェックリストに基づく独立した機器の状態 確認があるもの(NUREG-1792を参考に設定*)。
  - ※:学会標準に本スクリーニング基準に関する記載はないが、 NUREG-1792を参考に、従属性のない独立した確認が別途実施されている場合においては、起因事象発生前の人的過誤を除外できるものとして設定している。
- e. 機器の状態確認が頻繁に実施されているもの。

本 P R A で評価対象とした全ての系統について検討した結果,停 止時特有の起因事象発生前の人的過誤は抽出されず,出力運転時と 同様に以下の人的過誤が抽出された。なお,スクリーニング基準 d. のみで除外した起因事象発生前の人的過誤はなかった。

- ・手動弁に対する開け忘れ/閉め忘れ
- ・定期試験において非常用DGを母線に並列させる際に手動でガバナ類の調整を行うが、試験後の待機状態(自動投入可能な設定)への復旧に失敗する。

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果のうち,非常用DGの例を 表1に示す。

		対象と				
起因事象発生前の人的過誤の抽出結果		運転中の試験等に伴	運転中の試験等に伴う操作等に起因		プラント停止中の操作等に起因	
		(定期試験3	ミ順等)	(設備別手順書,定	期試験手順等)	要否
機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	除外理由	操作・作業等	除外理由	
	待機(自動)への復					
非常用DG本体			試験時の運転操作   除外ルール b.   試		除外ルール b .	省
	通常状態への復旧	シア 中 の て 町 旧 /4	除外ルールに	シャン キャイモ 旧 ル	除外ルールに	
非 常 用 D G カ バ ナ	D G ガバナ      試験時の手動操	試験時の手動操作	該当しない	試験時の手動操作	該当しない	安
非常用DG						
燃料油移送ポンプ	待機への復旧矢敗	試験時の運転操作	除外ルール b . 	試験時の運転操作	除外ルール b .	省
非常用DG空調機	待機への復旧失敗	試験時の運転操作	除外ルール b.	試験時の運転操作	除外ルール b.	否
非常用DG	待機(弁開)への復			点検後の待機状態	除外ルールに	
冷却水ライン手動弁	旧失敗		_	への復旧操作	該当しない	要

表1 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果(非常用DGの例)

人的過誤に係わる認知失敗の考え方について

- (1) 本 P R A における認知失敗の設定の考え方について
  - a. 残留熱除去系の故障,外部電源喪失

残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の認知失 敗については、TAFが露出するまでの余裕時間が最も短いPO S-Sでも約4時間であり,崩壊熱除去機能が喪失していることの 認知に失敗することは想定し難いため,認知失敗は考慮していない。

- b. 原子炉冷却材の流出
- (a) RHR 切替時のLOCA

RHR切替は原子炉水位がウェル満水時に実施される場合と 通常水位で実施される場合が考えられる。原子炉水位がウェル 満水時の場合は,TAF露出までの余裕時間が長く,冷却材流 出の認知に失敗する可能性は極めて低いと考えられることから, 冷却材流出の認知失敗は考慮していない。また,原子炉水位が 通常水位の場合は,余裕時間をTAF到達までの3時間として, 以下の人的過誤を考慮し,認知失敗確率を1.8E-7/dと設定し た(表1)。

- ・RHR切替操作時のプラント状態の確認失敗 手順書(10項目以下)中の1項目を省いてしまう人的過誤 確率
- ・管理者のプラント状態チェック失敗
  手順書を用いて行う慣例的な点検(作業)の作業ミスを発見しそこなう人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮し

評価

·原子炉水位認知失敗(3時間)

運転員が3時間以内に原子炉水位低下の認知に失敗する確 率

表1 RHR切替時のLOCAの認知失敗確率

項目	平均值	中央値	備考
<ul><li>RHR 切替操作時の</li><li>プラント状態の確認</li><li>失敗</li></ul>	_	2.0E-03	NUREG∕CR−1278 Table20−7(1)
管理者のプラント状 態チェック失敗	_	1.5E-01	NUREG/CR-1278 Table20-22(1)の人 的過誤確率 0.1に低従属を考慮
原子炉水位認知失敗 (3時間)	_	4.6E-05	N U R E G ∕ C R − 1 2 7 8 T a b l e 2 0 − 3
RHR切替時のLO CAにおける運転員 認知失敗確率	1.8E-07	_	エラーファクタ (EF):42.7

(b) CUWブロー時のLOCA

CUWブロー時のLOCAが発生した場合の認知失敗につい ては、中央制御室の運転員による原子炉水位低下の認知失敗の 他に、ブロー先である廃棄物処理設備(NR/W)制御室の運 転員による認知失敗をモデル化している。CUWブロー時の認 知に対する余裕時間をTAF到達までの3時間として、以下の 人的過誤を考慮し、認知失敗確率を3.0E-7/dと設定した(表 2)。

·中央制御室運転員認知失敗(3時間)

中央制御室運転員が3時間以内に原子炉水位低下の認知に

失敗する確率

NR/W制御室運転員認知失敗(3時間)

N R / W制御室運転員が3時間以内に廃液収集タンク等の 水位高の認知に失敗する確率

表 2 CUWブロー時の認知失敗確率

項目	平均值	中央値	備考
中央制御室 運転員認知失敗 (3時間)	_	9.2E-05	N U R E G ∕ C R − 1 2 7 8 T a b l e 2 0 − 3
N R / W制御室運転 員認知失敗 (3 時間)	_	4.6E-05	N U R E G ∕ C R − 1 2 7 8 T a b l e 2 0 − 3
CUWブロー時のL OCAにおける運転 員認知失敗確率	3.0E-07	_	エラーファクタ (EF): 122.7

(c) CRD点検時のLOCA, LPRM点検時のLOCA

CRD点検時のLOCA及びLPRM点検時のLOCAが発 生した場合の認知失敗については,現場作業に伴う人的過誤で 発生する事象であるため作業員が必ず気づくことを考慮し,本 PRAでは認知失敗を考慮していない。

- (2) 認知失敗確率に対する感度解析
  - a. 残留熱除去系の故障,外部電源喪失

(1)で述べたとおり、本PRAにおいては、残留熱除去系の故障 及び外部電源喪失が発生した場合の認知失敗については、TAF 到達までとした余裕時間が十分長いことから考慮していない。こ の認知失敗について、除熱系緩和設備に対する余裕時間を100℃

到達までの時間とし,注水系緩和設備に対する余裕時間をTAF 到達までの時間として評価した結果を表1に示す。なお,表1に おける注水認知失敗確率は除熱認知に失敗する条件付き確率とし て設定している。また,余裕時間が1500分を超える認知失敗につ いては,多数の警報,定時のパラメータチェック,巡視点検,直 交代等の過誤回復手段があるため,必ず認知できるとした。

- b. 原子炉冷却材の流出
- (a) RHR 切替時のLOCA

(1)で述べたとおり、本PRAにおいては、RHR切替時のL OCAが発生した場合の認知失敗については、RHR切替操作 後の確認段階における操作運転員による認知及び管理者の過誤 回復、その後の余裕時間内における運転員認知について期待で きるものとして評価している。ただし、前者の操作後の認知及 びその過誤回復については、起因事象発生頻度を評価する際に 考慮した人的過誤との従属性に対する不確かさが考えられるた め、保守的に期待しないとして評価した場合、認知失敗確率は 7.8E-04/dとなった(表 3)。

項目	平均值	中央値	備考
原子炉水位認知失敗 (3時間)	_	9.2E-05	N U R E G ∕ C R − 1 2 7 8 T a b l e 2 0 − 3
R H R 切替時の L O C A における運転員 認知失敗確率	7.8E-04	_	エラーファクタ(EF)を 30 と 設定

表3 RHR切替時のLOCAの認知失敗確率(感度(通常水位))

また、ウェル満水時のRHR切替時のLOCAの認知失敗確

率についても同様に評価した場合, TAF 到達までの余裕時間 (22時間)内における認知失敗確率は 1.9E-04/d となった(表 4)。

]	項目	平均值	中央値	備考
原子炉水 (22時間	:位認知失敗 引)	_	2.2E-05	N U R E G ∕ C R − 1 2 7 8 T a b l e 2 0 − 3
RHR切 CAにお 認知失敗	] 替時の L O ; ける 運転員 : 確率	1.9E-04		エラーファクタ(EF)を 30 と 設定

表4 RHR切替時のLOCAの認知失敗確率(感度(ウェル満水))

## (3) 感度解析ケースの炉心損傷頻度

(2)で算出した各認知失敗確率を用いて炉心損傷頻度を評価した 結果を表 2,図1及び図2に示す。また、ベースケースの炉心損傷 頻度を表3に示す。感度解析ケースの全炉心損傷頻度は、5.6E-6/ 炉年であり、ベースケースの1.1倍となった。これは主に、RHR 切替時のLOCAの認知失敗確率が増加したことの影響によるもの で、全炉心損傷頻度に対するRHR切替時のLOCAの寄与割合も 0.1%未満から8.0%へ増加した。なお、本PRAではモデル化して いないが、冷却材流出時のRHR自動隔離信号に期待できる期間も あることから、本信号を考慮することでRHR切替時のLOCAの 炉心損傷頻度の低減が期待できる。

残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の除熱認知 失敗及び注水認知失敗を考慮した影響は,崩壊熱除去機能喪失(「RHR 喪失」,「RHRS喪失」)及び外部電源喪失の炉心損傷頻度が微増した程 度であり,全炉心損傷頻度に対する大きな影響はなかった。

	余裕	時間 時間 協熱の必要性に 認知失敗確 ³		性に対する 敗確率	対する  注水の必要性に対する    率  認知失敗確率*2	
POS	除熱認知 (100℃到達) [/h]	注水認知 ^{*1} (TAF到達) [/h]	平均値 [/d]	EF	平均値 [/d]	EF
S	0.5	3	5.3E-03	10	1.5E-01	1
А	1	5	1.7E-03	30	3.2E-01	1
B 1	1	54	1.7E-03	30	*3	
B 2	2	92	1.0E-03	30	*3	
В З	3	109	7.8E-04	30	%3	
В4	4	157	6.3E-04	30	_ * 3	
В 5	5	177	5.4E-04	30	-	_ * 3
В 6	5	203	5.4E-04	30	%3	
C 1	6	37	4.7E-04	30	-	_ * 3
C 2	6	40	4.7E-04	30	-	_ * 3
D	7	42	4.2E-04	30	-	_ * 3

	余裕時間の評価結果(「残留熱除去系の故障」及び「外部電源	喪失	:1)
--	------------------------------	----	-----

※1 操作時間 30 分を考慮

※2 除熱認知に失敗する条件付き確率

※3 25時間以上の時間余裕がある場合は、多数の警報、定時のパラメーターチェック、巡視点検、直交代等の 過誤回復が手段あるため、認知失敗を考慮しない

	POS		S	А	В1	В2	В3	B4	В5	В6	С1	C 2	D	合計 (/施設定期検査)	寄与割合
[	日数		1日間	2日間	5日間	3日間	14 日間	8日間	12 日間	13 日間	8日間	9日間	7日間		
	崩壞埶除去機能亟失		5.0E-08	6.7E-08	2.5E-07	1.6E-07	7.1E-07	2.5E-12	6.4E-10	7.4E-13	4.5E-13	4.2E-12	4.0E-13	1 2F-06	22.2%
			(5.0E-08)	(3.4E-08)	(5.0E-08)	(5.3E-08)	(5.1E-08)	(3.1E-13)	(5.4E-11)	(5.7E-14)	(5.6E-14)	(4.7E-13)	(5.8E-14)		55. 570
	-	RHR喪失	4.5E-08	6.0E-08	2.2E-07	1.4E-07	6.3E-07	2.2E-12	1.5E-11	2.8E-13	1.7E-13	2.2E-12	1.5E-13	1.1E-06	19.7%
			(4.5E-08)	(3.0E-08)	(4.5E-08)	(4.7E-08)	(4.5E-08)	(2.8E-13)	(1.3E-12)	(2.2E-14)	(2.2E-14)	(2.5E-13)	(2.2E-14)		
		RHRS喪失	5.6E-09	7.6E-09	2.8E-08	1.7E-08	7.9E-08	2.8E-13	6.3E-10	4.6E-13	2.8E-13	2.0E-12	2.5E-13	1.4E-07	2.5%
			(5.6E-09)	(3.8E-09)	(5.6E-09)	(5.8E-09)	(5.6E-09)	(3.5E-14)	(5.2E-11)	(3.5E-14)	(3.5E-14)	(2.2E-13)	(3.6E-14)		
	外部電源喪失		2.1E-08	2.9E-08	8.0E-07	7.8E-07	2.2E-06	3.0E-09	4.4E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.5E-09	3.9E-06	69.8%
滚			(2.1E-08)	(1.5E-08)	(1.6E-07)	(2.6E-07)	(1.6E-07)	(3.7E-10)	(3.7E-10)	(3.6E-10)	(3.7E-10)	(4.2E-09)	(3.6E-10)		
À	原子炉冷却材の流出		_	_	_	4.4E-08	_	_	4.4E-08	_	2.9E-11	1.8E-07	1.8E-07	4.5E-07	8.0%
3.1		RHR切替	_	—	—	4.4E-08	_	_	4.4E-08	_	—	1.8E-07	1.8E-07	4.5E-07	8.0%
2.		CUWブロー	—	—	—	—	—	—	—	—	2.9E-11	—	2.9E-11	5.8E-11	<0.1%
7_		CRD点検	_	—	—	4.5E-11	_	_	—	_	—	_	—	4.5E-11	<0.1%
ယ် ၂		LPRM点検	_		_	9.8E-14					_		_	9.8E-14	<0.1%
-7	合計 (/POS)		7.1E-08	9.6E-08	1.0E-06	9.8E-07	2.9E-06	3.0E-09	4.9E-08	4.7E-09	3.0E-09	2.2E-07	1.8E-07	5.6E-06	_
		寄与割合	1.3%	1.7%	18.8%	17.6%	52.3%	<0.1%	0.9%	<0.1%	<0.1%	3.9%	3.3%	_	100.0%

表 2 起因事象别 · P O S 別炉心損傷頻度内訳表 (感度解析)

	POS		S	А	B1	В2	B3	Β4	В5	В6	C1	С2	D	合計 (/施設定期検査)	寄与割合
	日数		1日間	2日間	5日間	3日間	14 日間	8日間	12 日間	13 日間	8日間	9日間	7日間		
	崩壊熱除去機能喪失		5.7E-14	3.1E-13	2.5E-07	1.6E-07	7.1E-07	2.5E-12	6.4E-10	7.4E-13	4.5E-13	4.2E-12	4.0E-13	1.1E-06	22.6%
			(5.7E-14)	(1.5E-13)	(5.0E-08)	(5.3E-08)	(5.1E-08)	(3.1E-13)	(5.4E-11)	(5.7E-14)	(5.6E-14)	(4.7E-13)	(5.8E-14)		
		RHR喪失	2.1E-14	4.7E-14	2.2E-07	1.4E-07	6.3E-07	2.2E-12	1.5E-11	2.8E-13	1.7E-13	2.2E-12	1.5E-13	9.9E-07	20.0%
			(2.1E-14)	(2.3E-14)	(4.5E-08)	(4.7E-08)	(4.5E-08)	(2.8E-13)	(1.3E-12)	(2.2E-14)	(2.2E-14)	(2.5E-13)	(2.2E-14)		
		RHRS喪失	3.5E-14	2.6E-13	2.8E-08	1.7E-08	7.9E-08	2.8E-13	6.3E-10	4.6E-13	2.8E-13	2.0E-12	2.5E-13	1.2E-07	2.5%
			(3.5E-14)	(1.3E-13)	(5.6E-09)	(5.8E-09)	(5.6E-09)	(3.5E-14)	(5.2E-11)	(3.5E-14)	(3.5E-14)	(2.2E-13)	(3.6E-14)		
	外部電源喪失		3.7E-10	7.3E-10	8.0E-07	7.8E-07	2.2E-06	3.0E-09	4.4E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.5E-09	3.8E-06	77.4%
涨			(3.7E-10)	(3.7E-10)	(1.6E-07)	(2.6E-07)	(1.6E-07)	(3.7E-10)	(3.7E-10)	(3.6E-10)	(3.7E-10)	(4.2E-09)	(3.6E-10)		
4 3	原子炉冷却材の流出			_	_	4.6E-11	_	_	7.3E-17	_	2.9E-11	4.1E-11	7.1E-10	1.9E-10	<0.1%
!-		RHR切替		_	_	4.2E-13		_	7.3E-17	_		4.1E-11	4.1E-11	8.3E-11	<0.1%
2.7		CUWブロー		_	_	_		_	_	_	2.9E-11		2.9E-11	5.8E-11	<0.1%
		CRD点検		_	—	4.5E-11		_	_	_			_	4.5E-11	<0.1%
Ĩ		LPRM点検	_	_	_	9.8E-14	—	_	_	_	_	_	_	9.8E-14	<0.1%
ω	合計 (/POS)		3.7E-10	7.3E-10	1.0E-06	9.4E-07	2.9E-06	3.0E-09	5.1E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.6E-09	5.0E-06	_
ſ		寄与割合	<0.1%	<0.1%	21.1%	18.9%	58.8%	<0.1%	0.1%	<0.1%	<0.1%	0.8%	<0.1%	_	100.0%

表3 起因事象別・POS別炉心損傷頻度内訳表(ベースケース)



図1 感度解析結果(炉心損傷頻度の比較)



図2 感度解析結果(事故シーケンスグループ別の寄与割合)