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

1.　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　事故シーケンスの抽出

1.2　抽出した事故シーケンスの整理

1.2.1　必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

1.2.2　追加すべき事故シーケンスグループの検討

1.2.3　解釈に基づく事故シーケンスグループの分類

1.2.4　有効性評価の対象となる事故シーケンス

1.3　重要事故シーケンスの選定

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

2.　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抽出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抽出

2.2　抽出した格納容器破損モードの整理

2.2.1　必ず想定する格納容器破損モードとの対応

2.2.2　追加すべき格納容器破損モードの検討

2.3　評価事故シーケンスの選定

2.3.1　評価対象とするプラント損傷状態の選定

2.3.2　評価事故シーケンスの選定
2.3.3　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性
2.3.4　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故シーケンスにへの対応

3.　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抽出及び重要事故シーケンスの選定について
3.1　事故シーケンスの抽出
3.2　抽出した事故シーケンスの整理
3.2.1　必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
3.2.2　追加すべき事故シーケンスグループの検討
3.3　重要事故シーケンスの選定
3.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方
3.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

4.　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

表

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　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定
第3-3表　燃料損傷までの余裕時間

図

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１ＰＲＡにおけるイベントツリー
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
第1-5図　津波レベル１ＰＲＡにおける階層イベントツリー
第1-6図　津波レベル１ＰＲＡ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１．５ＰＲＡ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ＰＲＡにおけるプラント状態の分類及び定期検査工程
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

1. 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
4. 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
5. 重大事故等対処設備の津波からの防護について
6. 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
7. 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
8. 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
9. 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. 溶融炉心・コンクリート相互作用の評価対象プラント損傷状態について
12.「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
13. 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。

ＰＲＡの実施範囲は，一般社団法人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「内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ」，「内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡ」，「内部事象停止時レベル１ＰＲＡ」，「地震レベル１ＰＲＡ」及び「津波レベル１ＰＲＡ」を対象とした。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，定性的な検討から分析を実施した。

今回実施するＰＲＡの目的が重大事故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，これまでに整備したアクシデントマネジメント策（以下「ＡＭ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期待したＰＲＡモデルを構築した。

なお，今回のＰＲＡの実施に際しては，原子力規制庁配布資料「ＰＲＡ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ＰＲＡ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，復水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（代替原子炉再循環ポンプトリップ及び代替制御棒挿入機能） ・代替注水手段（復水補給水系，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非常用ディーゼル発電機からの 6.9kV／480V 融通）	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

1. 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係る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】

(1) 事故シーケンスの抽出

内部事象ＰＲＡ，外部事象ＰＲＡ（適用可能なものとして地震及び津波を選定）及びＰＲＡが適用可能でないと判断した外部事象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の整理

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事故シーケンスについては，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。また，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事故シーケンスは，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。

(3) 重要事故シーケンスの選定

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・系統間依存性，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　事故シーケンスの抽出

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，以下のとおり示されている。

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と炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか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，内部事象レベル１ＰＲＡに加えてＰＲＡの適用可能な外部事象として，一般社団法人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を実施し，事故シーケンスグループの抽出を行った。

また，ＰＲＡの適用が困難と判断した地震及び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，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。

事故シーケンスグループの抽出及び分析結果を以下に示す。

(1)　ＰＲＡに基づく抽出

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。

地震ＰＲＡ及び津波ＰＲＡに関しては，建屋・構築物，大型機器等の大規模な損傷が発生し，直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスや複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至る事故シーケンスについても取り扱っており，プラントへ与える影響度の高い順に起因事象階層イベントツリーの形で整理することで，複合的な事象発生の組合せも含めた事故シーケンスの抽出を実施している。また，直接的に炉心損傷に至る事故シーケンス以外の事象については，内部事象ＰＲＡと同様に各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和機能等の組合せをイベントツリーで分析し，事故シーケンスを抽出している。

地震ＰＲＡの起因事象階層イベントツリー及びイベントツリー

を第1－3図及び第1－4図に，津波ＰＲＡの起因事象階層イベントツリー及びイベントツリーを第1－5図及び第1－6図に示す。

また，各ＰＲＡより抽出した事故シーケンスを第 1－1 表に示す。

(2)　ＰＲＡに代わる検討に基づく分析

ＰＲＡの適用が困難と判断したその他の外部事象については，その他の外部事象によって誘発される事象について検討した。内部火災及び内部溢水では，同一区画内に近接設置されている安全施設や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性があり，過渡事象等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，いずれも今回のＰＲＡ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。

したがって，その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスは抽出されないと判断した（別紙 1）。

1.2　抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したＰＲＡにより抽出した各事故シーケンス（第 1－1 表）について，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要因等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，第 1－7 図及び第 1－8 図に整理した。また，整理の内容を以下に示す。

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ＰＲＡにより抽出した各事故シーケンス（第 1－1 表）のうち，緩和機能の喪失状況，炉心損傷に至る要因及びプラントへの影響等の観点で，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する事故シーケンスについて以下に示す。

(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の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「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が喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「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非常用交流電源の確保に失敗する等，

全交流動力電源喪失の発生により，原子炉注水機能を有する系統及び機器が機能喪失し，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「全交流動力電源喪失」に分類する。

なお，ＰＲＡでは電源喪失に至る事故シーケンスとして長期ＴＢ，ＴＢＤ，ＴＢＰ及びＴＢＵを抽出しているが，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「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理する。

(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，原子炉の注水等の炉心冷却に成功するものの，格納容器からの崩壊熱除熱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，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(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，原子炉停止機能が喪失し，設計上の除熱能力を超える熱が格納容器に負荷されることで炉心損傷前に格納容器が破損し，その後，炉心の冷却が十分に行われずに炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「原子炉停止機能喪失」に分類する。

(6)　ＬＯＣＡ時注水機能喪失（ＡＥ，Ｓ１Ｅ，Ｓ２Ｅ）

ＬＯＣＡの発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失，又は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の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－

１(a)に記載の「ＬＯＣＡ時注水機能喪失」に分類する。

(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の著しい損傷に至る事故シーケンスを解釈１－１(a)に記載の「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。

1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

(1) 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

今回実施したＰＲＡにより抽出した各事故シーケンス（第 1－1 表）のうち，緩和機能の喪失状況，炉心損傷に至る要因及びプラントへの影響等の観点で解釈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に対応しない事故シーケンスグループとして，地震・津波特有の事象である以下の事故シーケンスを抽出した。

ａ．津波浸水による注水機能喪失

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グループである。この事故シーケンスグループは，防潮堤の健全性が維持され，津波による影響の程度が特定できる事故シーケンスグループであり，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

応しない事象として抽出した。

b．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。

c．原子炉建屋損傷

地震による原子炉建屋の損傷により，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する可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは原子炉建屋の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，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。

d．格納容器損傷

地震による格納容器の損傷により，格納容器内の機器及び原子炉圧力容器等の構造物が広範囲にわたり損傷する可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは格納容器の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，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。

ｅ．原子炉圧力容器損傷

地震による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，非常用炉心冷却系による炉心冷却効果が期待できなくなる可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは原子炉圧力容器の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，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。

ｆ．格納容器バイパス

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続している主蒸気隔離弁，原子炉冷却材浄化系隔離弁，給水系隔離弁等の損傷とそれらの弁に接続している格納容器外配管の破損が地震によって同時に発生することにより，原子炉冷却材が格納容器外へ流出する事故シーケンスである。この事故シーケンスは高温・高圧の蒸気や溢水により原子炉建屋内の他の機器への悪影響を及ぼす可能性があるが，格納容器外への流出量や他の機器へ及ぼす悪影響の程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，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。

ｇ．原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）

地震による原子炉冷却材圧力バウンダリを形成する格納容器

内配管の破断，又は逃がし安全弁の開放失敗による原子炉圧力上昇により，大破断ＬＯＣＡ（再循環配管の両端破断）を超える規模の原子炉冷却材の流出（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）が発生する事故シーケンスである。大規模な地震においてＬＯＣＡが発生した場合であっても，原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷規模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，発生した場合の損傷規模及び漏えい量の特定が困難なため，保守的にＥｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ相当のＬＯＣＡが発生することを想定し，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。

なお，後述するシーケンス選定の結果，内部事象ＰＲＡにより抽出されるＥＣＣＳにより炉心損傷防止が可能な規模のＬＯＣＡ（大，中，小破断ＬＯＣＡ）を起因とする事故シーケンスについては，破断の規模に応じて炉心損傷防止が可能な事故シーケンスと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であり，格納容器の機能に期待する事故シーケンスに分類して整理している（「1.2.4　有効性評価の対象となる事故シーケンス」参照）。

ｈ．計装・制御系喪失

地震による計装・制御系が損傷することにより，プラントの監視及び各種制御が広範に不能に陥る可能性のある事故シーケンスである。この事故シーケンスは計装・制御系喪失による影響の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，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。

(2)　追加の要否の検討

(1)ａ．～ｈ．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グループについて，解釈に従い，新たに想定する事故シーケンスグループとしての追加の要否を頻度及び影響の観点から分析した。

津波特有の事象である「ａ．津波浸水による注水機能喪失」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ｂ．～ｈ．の各事故シーケンスについては，以下に示すとおり頻度及び影響の観点から検討した結果，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。

（頻度の観点）

ｂ．～ｈ．の外部事象特有の各事故シーケンスについては，これらの事故シーケンスの中で炉心損傷頻度が最も大きい「ｂ．防潮堤損傷」においても炉心損傷頻度は 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。また，これらの事故シーケンスは別紙 2 に示すとおり，炉心損傷に至らない小規模な事象も含まれた結果であることを考慮すると，現実的な炉心損傷頻度は更に小さくなると推定される。

（影響度の観点）

ｂ．～ｈ．の各事故シーケンスが発生した際の影響については，

具体的には炉心損傷に至るまでの時間余裕，炉心損傷の発生規模，放射性物質の放出量等の着眼点が考えられるが，外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することは困難であり，炉心損傷に至らない小規模な事象から，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，これらの外部事象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を試みる。

1.2.3　解釈に基づく事故シーケンスグループの分類

想定する事故シーケンスグループについて，以下に示す解釈１－２の要件との対応を確認し，各事故シーケンスグループの対策の有効性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。

上記要件に基づいて，事故シーケンスグループを分類した結果は以下のとおりとなる。

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

・津波浸水による注水機能喪失

解釈１－２(b)に分類される事故シーケンスグループ

・崩壊熱除去機能喪失

・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）

解釈では１－２(a)に分類される事故シーケンスグループは，炉心損傷後に格納容器の機能に期待できるものであり，炉心損傷を防止するための十分な対策（国内外の先進的な対策と同等のもの）が講じられており，その有効性を確認することとされている。一方，１－２(b)に分類される事故シーケンスグループは，炉心損傷後の格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損又は格納容器バイパスの事故シーケンス）であり，炉心損傷を防止するための対策の有効性を確認することとされている。

1.2.4　有効性評価の対象となる事故シーケンス

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等を整理した結果を第1－3表に示す。

解釈１－２(a)に分類される事故シーケンスグループに対しては.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が講じられていることが要求されている。

一方で，第 1－3 表に整理した事故シーケンスの中には，国内外の先進的対策を考慮しても，炉心損傷防止対策を講ずるものが困難な事故シーケンスも存在する。具体的には以下に示す事故シーケンスが，国内外の先進的な対策を考慮しても全ての条件に対応できるような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に該当する。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

較については別紙 3 に示すとおりである。

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，大破断ＬＯＣＡの発生により原子炉圧力容器から多量の冷却材が失われていく事象であり，極めて短時間のうち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。今回の先進的対策の調査では，事象発生から極めて短時間のうち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，本事故シーケンスを国内外の先進的対策を考慮しても，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た。また，本事故シーケンスについては，「2.3.3　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等における格納容器破損防止対策の有効性」に示すとおり，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，格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認する。

②，③の事故シーケンスは，地震により炉内構造物等が損傷して原子炉停止機能が喪失する事故シーケンスグループと，直流電源喪失又は全交流動力電源喪失が重畳する事故シーケンスであり，代替の原子炉停止手段であるほう酸水注入系が機能喪失することから，炉心損傷を防止することができない（別紙 7）。これらの事故シーケンスを抽出した地震レベル１ＰＲＡでは，炉内構造物等が地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価しているが，実機のスクラム信号「地震加速度大」は，最大加速度よりも十分小さな加速度で発信し，炉内構造物等が損傷する前に制御棒の挿入が完了す

ると考えられる。このため，現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考えられ，炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスとしては取り扱わないこととした。

なお，第 1－3 表に示すとおり，①～③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，これらを除く全炉心損傷頻度の約 99.6%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ていることを確認している。

以上より，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の選定については，これらを除く事故シーケンスを対象に実施することとする。

1.3　重要事故シーケンスの選定

1.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方

設置変更許可申請書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の選定を実施している。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。なお，各着眼点については，事故シーケンスグループごとに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。

【審査ガイドに記載の着眼点】

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，系統間機能依存性の観点

系統間の機能の依存性について，ある安全機能のサポート機能の喪失によって，複数の機器が機能喪失に至る場合を系統間機能依存性が高いと評価した。

【例１．事故シーケンスグループ(a)　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．事故シーケンスグループ(c)　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

余裕時間について，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余裕時間が短いと評価した。

【例．事故シーケンスグループ(a)　高圧・低圧注水機能喪失】

事象発生により原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）については，崩壊熱が高く事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる過程において事象が発生する手動停止／サポート系喪失（手動停止）については，崩壊熱が低く事象進展が遅いことから「低」とした。

c．設備容量の観点

設備容量について，炉心損傷防止に際して，喪失した安全機能に係る対策の設備容量が大きくなる事故シーケンスを設備容量が大きいと評価した。

【例．事故シーケンスグループ(a)　高圧・低圧注水機能喪失】

事象進展が早く余裕時間が短い場合，崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから，着眼点 b.と同様に，事象発生により原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）については「高」，原子炉を通常停止させる過程において事象が

発生する手動停止／サポート系喪失（手動停止）については「低」とした。

ｄ．事故シーケンスグループ内での代表性の観点

代表性について，各事故シーケンスグループにおいて炉心損傷頻度が大きく，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代表性が高いと評価した。

【例．事故シーケンスグループ(a)　高圧・低圧注水機能喪失】

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。

なお，上記の代表性に係る評価においては，同じ事故シーケンスとして分類されたものについては，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ，地震レベル１ＰＲＡ及び津波レベル１ＰＲＡに関わらず，同一の事故シーケンスとして扱い，炉心損傷頻度の比較を行っている。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，同一の事故シーケンスとして扱った上で炉心損傷頻度の比較を行うことの可否（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を目的としており，各ＰＲＡにおいて安全機能が喪失する要因となる事象は異なるが，同じ分類として整理される事故シーケンスについては，炉心状態や機能喪失している系統，使用可能な系統等に差異がなく，同じ炉心損傷防止対策が有効であると考えられることから，同一の事故シーケンスとして取り扱うことに問題は生じな

いものと判断した。

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選定した。なお，「(3)全交流動力電源喪失」では，安全機能の喪失状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため，複数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。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

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

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

ⅰ）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，高圧注水機能及び低圧注水機能を喪失し，炉心の冷却が十分に行われ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への対策としては，代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

ⅲ） 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した高圧・低圧注水機能に対する代替注水手段として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・低圧代替注水系（常設）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

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

着眼点における「高」の数が最も多い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は，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。このため，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは，②～⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものと考える。

(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

ⅰ)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，高圧注水機能及び原子炉減圧機能を喪失し，炉心の冷却が十分に行われ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，代替減圧手段による原子炉減圧後の低圧ＥＣＣＳによる原子炉冷却が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した高圧注水・減圧機能に対する代替減圧手段として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・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

着眼点における「高」の数が最も多い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は，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。このため，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，安全機能の喪失状況が異なるシーケンスが抽出されたため，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に着目して事故シーケンスグループを以下の 3 つに細分化した。なお，ＴＢＵは，全交流動力電源喪失の発生後，高圧炉心冷却にも失敗する事故シーケンスであり，ＴＢＤは，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て全交流動力電源喪失に至り，区分Ⅰの直流電源喪失により原子炉隔離時冷却系が機能喪失し，高圧炉心スプレイ系にも失敗す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り，重大事故等対処設備の計装設備は緊急用直流母線から給電されるため，直流電源及び計装設備の機能は維持される。また，ＴＢＤ，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，ひとつのグループとした。

①長期ＴＢ

②ＴＢＤ，ＴＢＵ

③ＴＢＰ

上記①は，炉心注水機能の喪失が重畳しない事故シーケンスグループであるが，②及び③は全交流動力電源の喪失に加えて炉心注水機能が喪失する事故シーケンスグループであり，他の事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」又は「高圧・低圧注水機能喪失」が重畳する。

審査ガイドでは，全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループの主要解析条件として，交流動力電源は 24 時間使用できないものとすることが記載されており，この条件は，炉心注水機能の喪失が重畳しない①の事故シーケンスグループに適用するものと考えられるが，東海第二発電所においては，福島第一原子力発電所における事故の知見を踏まえ，全交流動力電源喪失時の対策の信頼性を向上させる観点から，交流動力電源に依存しない対策として，高圧代替注水系，常設代替直流電源設備及び低圧代替注水系（可搬型）を整備するため，②及び③の事故シーケンスグループにおいても交流動力電源が 24 時間使用できない条件を適用し，対策の有効性を確認する。

(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（ＲＣＩＣ成功）

②サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）

ⅱ） 事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)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の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心スプレイ系による炉心冷却に失敗するが，原子炉隔離時冷却系による炉心冷却に成功する事故シーケンスであり，交流電源が復旧しない場合は蓄電池が枯渇することにより原子炉隔離時冷却系の運転継続が不能となり，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉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

本事故シーケンスグループの対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・原子炉隔離時冷却系
・低圧代替注水系（可搬型）
・原子炉手動減圧
・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
・残留熱除去系
・常設代替高圧電源装置
・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（ＲＣＩＣ成功）

ⅴ） 選定理由

「長期ＴＢ」に分類される①及び②の事故シーケンスのうち，着眼点における「高」の数が多い①のシーケンスを重要事故シ

ーケンスとして選定した。

なお，「長期ＴＢ」に分類される事故シーケンスは，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。このため，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) ＴＢＤ，ＴＢＵ

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

④外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗

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

ⅱ） 事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)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の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心冷却にも失敗することにより，炉心の冷却が十分に行われずに原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。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考えられる。

ⅲ） 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

本事故シーケンスグループの対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・高圧代替注水系

・低圧代替注水系（可搬型）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）

・残留熱除去系

・常設代替高圧電源装置

・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

ⅴ） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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，「ＴＢＤ，ＴＢＵ」に分類される事故シーケンスは，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いが，③の事故シーケンスは緊急用蓄電池への直流電源の切替操作が必要となることから，④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)ＴＢＰ

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＋ＨＰＣＳ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

ⅰ)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の故障により全交流動力電源喪失が発生し，高圧炉心スプレイ系の運転に失敗するとともに逃がし安

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が運転不能となることにより，炉心の冷却が十分に行われずに，原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。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

本事故シーケンスグループの対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・原子炉隔離時冷却系
・高圧代替注水系
・低圧代替注水系（可搬型）
・原子炉手動減圧
・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
・残留熱除去系
・常設代替高圧電源装置
・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＋高圧炉心冷却失敗

v） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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，「ＴＢＰ」に分類される事故シーケンスは，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。このため，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) 崩壊熱除去機能喪失

ⅰ) 事故シーケンス

①過渡事象＋ＲＨＲ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（ＨＰＣＳ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）＋ＲＨＲ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中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗

⑬大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗

ⅱ) 事故シーケンスグループの特徴

ⅰ)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，原子炉の注水等の炉心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
・低圧代替注水系（常設）
・原子炉手動減圧
・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント
・常設代替高圧電源装置
・常設代替直流電源設備

［取水機能喪失時］

・原子炉隔離時冷却系
・低圧代替注水系（常設）
・原子炉手動減圧
・残留熱除去系
・緊急用海水系
・常設代替高圧電源装置
・常設代替直流電源設備

ⅳ） 選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋ＲＨＲ失敗

ⅴ） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い事故シーケンスのうち，事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表する観点から，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，ａ．の着眼点について，⑥～⑨のシーケンスはサポート系１区分の喪失を起因としており，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態ではない。また，③，④，⑤，⑨，⑩のシーケンスは交流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ら，対応手段が著しく制限される状態ではない。

以上を踏まえ，本事故シーケンスグループに対する主要な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とすると，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。このため，①の事故シーケンスは，②～⑬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中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗

④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

ⅰ)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，設計上の除熱能力を超える熱が格納容器に負荷され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への対策としては，代替原子炉停止手段による原子炉出力抑制が考えられる。

ⅲ） 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した原子炉停止機能に対する代替原子炉停止手段として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・代替原子炉再循環ポンプトリップ

・ほう酸水注入系

・原子炉隔離時冷却系

・高圧炉心スプレイ系

・残留熱除去系

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

着眼点における「高」の数が最も多い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ＬＯＣＡを起因とする③及び④の事故シーケンスについても抽出されている。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に伴う原子炉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，事象発生直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①の事故シーケンスが厳しいと考えられる。また，ＬＯＣＡを起因とする場合，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，本事故シーケンスグループに対する対策である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る。さらに，ＬＯＣＡと原子炉停止機能喪失が重畳する③及び④の事故シーケンスのＣＤＦはいずれも1×10^{-10}／炉年未満であり，重要事故シーケンスである①の事故シーケンスと比較しても極めて小さい。これらを踏まえると，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中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

②中小破断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

ⅰ)に含まれる事故シーケンスは，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，炉心の冷却が十分に行われ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への対策としては，代替注水手段による原子炉注水が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した注水機能に対する代替注水手段として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・低圧代替注水系（常設）

・原子炉手動減圧

・代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

ⅳ） 選定した重要事故シーケンス

①中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

ⅴ） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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事故シーケンスは，重畳する機能喪失が低圧炉心冷却機能喪失又は原子炉減圧機能喪失である点で異なっているが，ⅲ）で示したとおり有効と考えられる主な対策に差異がない。このため，重要事故シーケンスとして選定した低圧炉心冷却機能が喪失する①の事故シーケンスは，原子炉減圧機能が喪失する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。

(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

ⅰ）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ＥＣＣＳによる原子炉注水が考えられる。

ⅲ）　有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

インターフェイスシステムＬＯＣＡ発生時における対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

・破損系統を除く原子炉注水機能

・原子炉手動減圧

・破損系統の隔離

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

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

抽出され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)　津波浸水による注水機能喪失

ⅰ）　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

②最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）

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

ⅰ)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

津波浸水による注水機能喪失発生時における対策として，以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する（別紙 5）。

・津波防護対策

・原子炉隔離時冷却系

・低圧代替注水系（常設）

・原子炉手動減圧

・残留熱除去系

・緊急用海水系

・常設代替高圧電源装置

・常設代替直流電源設備

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

ⅴ） 選定理由

着眼点における「高」の数が最も多い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，「津波浸水による注水機能喪失」に分類される事故シーケンスは，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。このため，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おけ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，炉心損傷頻度の事故シーケンスに対する寄与割合の観点で主要なカットセットに対して，炉心損傷防止対策が概ね有効であることを確認している（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概ね有効であることを確認している（別紙 7）。

第1−1表　イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

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

第1－2表　ＰＲＡの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケンスNo.	事故シーケンス別ＣＤＦ（／炉年）				全ＣＤＦに対する割合（%）	解釈1－1との対応	事故シーケンスグループ	グループ別ＣＤＦ（／炉年）	全ＣＤＦに対する割合（%）	解釈1－2との対応
		内部事象	地震	津波	合計						
過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(1)	3.2E-10	4.6E-07	－	4.6E-07	0.6	1－1(a)の事故シーケンス	高圧・低圧注水機能喪失	4.7E-07	0.6	1－2(a)
過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(2)	2.0E-10	2.5E-09	－	2.7E-09	＜0.1					
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(16)	4.2E-10	－	－	4.2E-10	＜0.1					
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(17)	4.3E-11	－	－	4.3E-11	＜0.1					
サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(21)	2.5E-09	－	－	2.5E-09	＜0.1					
サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(22)	3.0E-11	－	－	3.0E-11	＜0.1					
過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(3)	9.4E-09	1.3E-06	－	1.3E-06	1.7		高圧注水・減圧機能喪失	1.3E-06	1.8	1－2(a)
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(18)	2.6E-09	－	－	2.6E-09	＜0.1					
サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(23)	8.3E-09	－	－	8.3E-09	＜0.1					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	(7)	5.7E-08	5.6E-09	－	6.3E-08	＜0.1		全交流動力電源喪失	2.7E-06	3.6	1－2(a)
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	(27)	2.0E-08	－	－	2.0E-08	＜0.1					
外部電源喪失＋直流電源失敗＋ＨＰＣＳ失敗	(10)	6.0E-12	2.1E-06	－	2.1E-06	2.8					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	(9)	3.0E-10	2.4E-09	－	2.7E-09	＜0.1					
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	(29)	2.3E-10	－	－	2.3E-10	＜0.1					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗	(8)	2.0E-10	4.4E-07	－	4.5E-07	0.6					
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗	(28)	2.1E-08	－	－	2.1E-08	＜0.1					
過渡事象＋ＲＨＲ失敗	(4)	4.4E-05	5.4E-06	－	4.9E-05	65.1		崩壊熱除去機能喪失	6.6E-05	87.6	1－2(b)
過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	(5)	3.8E-07	2.9E-08	－	4.1E-07	0.5					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）	(19)	6.9E-07	6.4E-08	－	7.5E-07	1.0					
外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）	(20)	3.6E-09	3.5E-10	－	4.0E-09	＜0.1					
外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）	(24)	6.9E-10	1.2E-11	－	7.0E-10	＜0.1					
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗	(25)	9.9E-06	－	－	9.9E-06	13.2					
手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	(33)	5.2E-08	－	－	5.2E-08	＜0.1					
サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗	(37)	1.7E-06	－	－	1.7E-06	2.3					
サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	(11)	8.9E-09	－	－	8.9E-09	＜0.1					
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）	(12)	4.1E-06	－	－	4.1E-06	5.4					
サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）	(13)	2.1E-08	－	－	2.1E-08	＜0.1					
中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗	(31)	7.4E-08	－	－	7.4E-08	＜0.1					
大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗	(30)	3.0E-09	－	－	3.0E-09	＜0.1					
過渡事象＋原子炉停止失敗	(6)	2.5E-08	7.9E-08	－	1.0E-07	0.1		原子炉停止機能喪失	1.4E-07	0.2	1－2(b)
サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗	(26)	3.8E-11	－	－	3.8E-11	＜0.1					
中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗	(38)	5.4E-11	－	－	5.4E-11	＜0.1					
大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗	(34)	2.2E-12	－	－	2.2E-12	＜0.1					
直流電源喪失＋原子炉停止失敗	(14)	－	2.6E-08	－	2.6E-08	＜0.1					
交流電源喪失＋原子炉停止失敗	(15)	－	1.4E-08	－	1.4E-08	＜0.1					
中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(35)	1.5E-11	－	－	1.5E-11	＜0.1		ＬＯＣＡ時注水機能喪失	3.2E-10	＜0.1	1－2(a)
中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	(36)	4.6E-12	－	－	4.6E-12	＜0.1					
大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	(32)	1.4E-12	－	－	1.4E-12	＜0.1					
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）	(44)	－	3.0E-10	－	3.0E-10	＜0.1		－			
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	(39)	4.8E-10	－	－	4.8E-10	＜0.1		格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	4.8E-10	＜0.1	1－2(b)
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	(47)	－	－	7.6E-07	7.6E-07	1.0	1－1(a)以外の事故シーケンス	津波浸水による注水機能喪失	4.0E-06	5.3	1-2(a)
最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	(48)	－	－	3.2E-06	3.2E-06	4.2					
最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗	(49)	－	－	1.1E-08	1.1E-08	＜0.1					
最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	(50)	－	－	1.7E-08	1.7E-08	＜0.1					
原子炉建屋損傷	(40)	－	1.5E-07	－	1.5E-07	0.2		－	1.5E-07	0.2	－
格納容器損傷	(41)	－	4.1E-09	－	4.1E-09	＜0.1			4.1E-09	＜0.1	
原子炉圧力容器損傷	(42)	－	2.2E-07	－	2.2E-07	0.3			2.2E-07	0.3	
格納容器バイパス	(43)	－	3.2E-08	－	3.2E-08	＜0.1			3.2E-08	＜0.1	
計装・制御系喪失	(45)	－	3.7E-10	－	3.7E-10	＜0.1			3.7E-10	＜0.1	
防潮堤損傷	(46)	－	－	3.3E-07	3.3E-07	0.4			3.3E-07	0.4	
合計		6.1E-05	1.0E-05	4.3E-06	7.5E-05	100.0	－	－	7.5E-05	100.0	－

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

第1－3表　事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別ＣＤＦ（／炉年） 内部事象	地震	津波	合計	全ＣＤＦ※1に対する割合（%）	グループ別ＣＤＦ（／炉年）	全ＣＤＦ※1に対する割合（%）	備考
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉手動減圧 ・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又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	3.2E-10	4.6E-07	－	4.6E-07	0.6	4.7E-07	0.6	
	過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		－	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		4.2E-10	－	－	4.2E-10	＜0.1			
	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		4.3E-11	－	－	4.3E-11	＜0.1			
	サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		2.5E-09	－	－	2.5E-09	＜0.1			
	サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗		3.0E-11	－	－	3.0E-11	＜0.1			
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	・高圧代替注水系 ・低圧炉心スプレイ系 ・過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	9.4E-09	1.3E-06	－	1.3E-06	1.7	1.3E-06	1.8	
	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	－	－	2.6E-09	＜0.1			
	サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		8.3E-09	－	－	8.3E-09	＜0.1			
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ 外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（可搬型） ・原子炉手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） ・残留熱除去系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	5.7E-08	5.6E-09	－	6.3E-08	＜0.1	2.7E-06	3.6	
	長期ＴＢ サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋ＨＰＣＳ失敗（ＲＣＩＣ成功）		2.0E-08	－	－	2.0E-08	＜0.1			
	ＴＢＤ 外部電源喪失＋直流電源失敗＋ＨＰＣＳ失敗	・上記の点線枠内の対策	6.0E-12	2.1E-06	－	2.1E-06	2.8			
	ＴＢＵ 外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗		2.0E-10	4.4E-07	－	4.5E-07	0.6			
	ＴＢＵ 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		2.1E-08	－	－	2.1E-08	＜0.1			
	ＴＢＰ 外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＨＰＣＳ失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・上記の点線枠内の対策	3.0E-10	2.4E-09	－	2.7E-09	＜0.1			
	ＴＢＰ 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		2.3E-10	－	－	2.3E-10	＜0.1			
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象＋ＲＨＲ失敗	［ＲＨＲ故障時］ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉手動減圧 ・代替循環冷却系 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ［取水機能喪失時］ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	4.4E-05	5.4E-06	－	4.9E-05	65.1	6.6E-05	87.6	全炉心損傷頻度の約99%を炉心損傷防止対策でカバー
	過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		3.8E-07	2.9E-08	－	4.1E-07	0.5			
	外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）		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）		3.6E-09	3.5E-10	－	4.0E-09	＜0.1			
	外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）		6.9E-10	1.2E-11	－	7.0E-10	＜0.1			
	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗		9.9E-06	－	－	9.9E-06	13.2			
	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		5.2E-08	－	－	5.2E-08	＜0.1			
	サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗		1.7E-06	－	－	1.7E-06	2.3			
	サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		8.9E-09	－	－	8.9E-09	＜0.1			
	サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）		4.1E-06	－	－	4.1E-06	5.4			
	サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）		2.1E-08	－	－	2.1E-08	＜0.1			
	中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗		7.4E-08	－	－	7.4E-08	＜0.1			
	大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗		3.0E-09	－	－	3.0E-09	＜0.1			
原子炉停止機能喪失	過渡事象＋原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	2.5E-08	7.9E-08	－	1.0E-07	0.1	1.4E-07	0.2	
	サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗		3.8E-11	－	－	3.8E-11	＜0.1			
	中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗		5.4E-11	－	－	5.4E-11	＜0.1			
	大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗		2.2E-12	－	－	2.2E-12	＜0.1			
	直流電源喪失＋原子炉停止失敗※2	－	－	2.6E-08	－	2.6E-08	＜0.1			
	交流電源喪失＋原子炉停止失敗※2		－	1.4E-08	－	1.4E-08	＜0.1			
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗※3	・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉手動減圧 ・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又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	1.5E-11	－	－	1.5E-11	＜0.1	2.2E-11	＜0.1	
	中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗※3		4.6E-12	－	－	4.6E-12	＜0.1			
	大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗※4	－	1.4E-12	－	－	1.4E-12	＜0.1			
格納容器バイパス	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・原子炉手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	4.8E-10	－	－	4.8E-10	＜0.1	4.8E-10	＜0.1	
津波浸水による注水機能喪失	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 －	・津波防護対策　7.6E-07　7.6E-07　1.0 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・原子炉手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備						4.0E-06	5.3	
	最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功） －		3.2E-06	4.2						
	最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗 －		1.1E-08	1.1E-08	＜0.1					
	最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 －		1.7E-08	1.7E-08	＜0.1					
合計			6.1E-05	1.0E-05	4.0E-06	7.5E-05	99.0	7.5E-05	99.0	－

※1　全ＣＤＦは第1-2表で新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断した事故シーケンスの炉心損傷頻度を含む。
※2　地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル１ＰＲＡの設定上抽出された事故シーケンスであるが，地震時の挙動を現実的に想定すると，基準地震動よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信し，炉内構造物が損傷する加速度に到達する前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから，現実的には発生しがたいと考え，炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象としては取り扱わないと判断した事故シーケンス。
※3　ＬＯＣＡの破断規模が大きい場合は，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。
※4　国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。

第1－4表　重要事故シーケンス等の選定（1／2）

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

◎　：重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

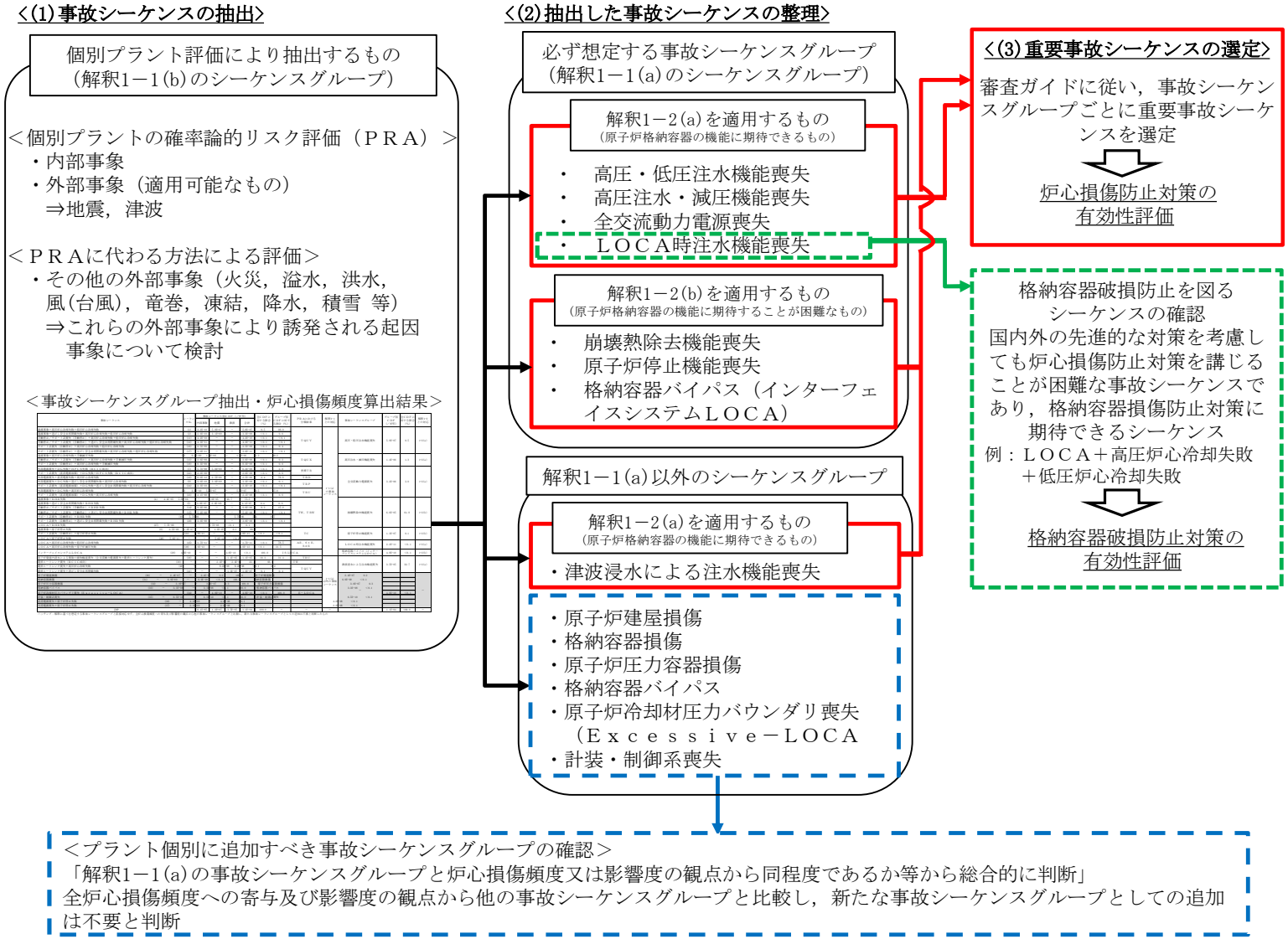
審査ガイドの着眼点a～dに対する影響度の観点から，厳しい順に「高」，「中」，「低」とした。

第1－4表　重要事故シーケンス等の選定（2／2）

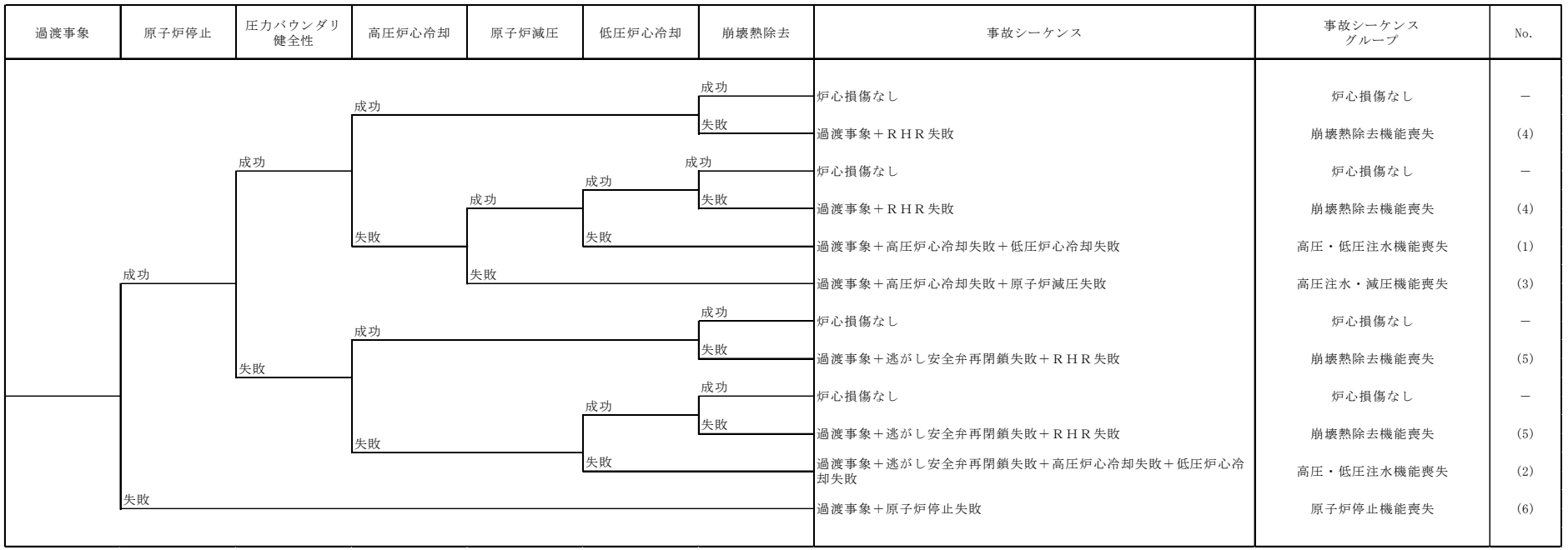
事故シーケンスグループ		事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由
				a	b	c	d	備考（a：共通原因故障・系統間機能依存性，b：余裕時間，c：設備容量，d：代表性）	
崩壊熱除去機能喪失	◎	①過渡事象＋ＲＨＲ失敗	低　高 ［ＲＨＲ故障時］ ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ［取水機能喪失時］ ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	高			a．外部電源喪失及びサポート系喪失（直流電源故障）を起因とするシーケンスは，いずれも全交流動力電源喪失に至るシーケンスであり，電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。また，サポート系喪失を起因とするシーケンスは，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。 b．原子炉が自動停止する過渡事象，外部電源喪失，サポート系喪失（自動停止），サポート系喪失（直流電源故障）及びＬＯＣＡを起因とするシーケンスは事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスは事象進展が比較的遅いことから「低」とした。 c．事象進展が早く余裕時間が短い場合，崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから，着眼点b．と同様に，過渡事象，外部電源喪失，サポート系喪失（自動停止），サポート系故障（直流電源故障）及びＬＯＣＡを起因としているシーケンスを「高」，手動停止／サポート系喪失（手動停止）を起因としているシーケンスを「低」とした。 d．事故シーケンスグループの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1%以上のシーケンスを「中」，1%未満のシーケンスを「低」とした。	a．の着眼点について，⑥～⑨はサポート系１区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態ではない。また，③，④，⑤，⑨，⑩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ら，対応手段が著しく制限される状態ではない。 b．c．の両着眼点について，「高」と考えたシーケンスとして①～⑤，⑧～⑬を抽出した。 d．頻度の観点では①が支配的となった。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお，交流電源の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，有効と考えられる主な対策に差異がないため，①の事故シーケンスは，②～⑬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過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		低	高	高	低		
	－	③外部電源喪失＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	中		
	－	④外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	低		
	－	⑤外部電源喪失＋直流電源失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	低		
	－	⑥手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋ＲＨＲ失敗		中	低	低	中		
	－	⑦手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		中	低	低	低		
	－	⑧サポート系喪失（自動停止）＋ＲＨＲ失敗		中	高	高	中		
	－	⑨サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗		中	高	高	低		
	－	⑩サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	中		
	－	⑪サポート系喪失（直流電源故障）＋（外部電源喪失＋）ＤＧ失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（ＨＰＣＳ成功）		高	高	高	低		
	－	⑫中小破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗		低	高	高	低		
	－	⑬大破断ＬＯＣＡ＋ＲＨＲ失敗		低	高	高	低		
原子炉停止機能喪失	◎	①過渡事象＋原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a．サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは，系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b．原子炉停止に失敗した場合，いずれの事故シーケンスにおいても原子炉出力状態が維持され事象進展が早いことから全て「高」とした。 c．原子炉停止に失敗した場合，いずれの事故シーケンスにおいても原子炉出力状態が維持されるため，原子炉を未臨界とするための必要な設備容量が大きくなることから，全て「高」とした。 d．事故シーケンスグループの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1%以上の事故シーケンスを「中」，1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．の着眼点について，②はサポート系１区分の喪失を起因としているが，他の区分は健全であるため，対応手段が著しく制限される状態ではない。 b．c．の着眼点について，全事故シーケンスに共通であるため，選定理由から除外した。 d．頻度の観点では①が支配的となった。なお，ＬＯＣＡと原子炉停止失敗が重畳する③，④のＣＤＦはいずれも1×10^{-10}／炉年未満であり，極めて小さい。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお，ＬＯＣＡを起因とする場合，ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが，代替制御棒挿入機能に期待することにより対応可能であり，そのＣＤＦは極めて小さい。そのため，反応度制御の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シーケンスは，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。
	－	②サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗		中	高	高	低		
	－	③中小破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗		低	高	高	低		
	－	④大破断ＬＯＣＡ＋原子炉停止失敗		低	高	高	低		
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	◎	①中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a．中小破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスは，系統間機能依存性がないことから，全て「低」とした。 b．中小破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスは，事象進展が早いことから全て「高」とした。 c．中小破断ＬＯＣＡを起因とする事故シーケンスは，必要な設備容量が大きいことから全て「高」とした。 d．事故シーケンスグループの中で最もＣＤＦの高いドミナントシーケンスを「高」，事故シーケンスグループ別ＣＤＦに対して1%以上の事故シーケンスを「中」，1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．b．c．の着眼点について，全事故シーケンスに共通であるため，選定理由から除外した。 d．頻度の観点では①が支配的となった。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお，有効と考えられる主な対策に差異がないため，①の事故シーケンスは，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。
	－	②中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗		低	高	高	中		
格納容器バイパス	◎	①インターフェイスシステムＬＯＣＡ	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	－	－	－	－	抽出されたシーケンスが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。
津波浸水による注水機能喪失	◎	①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系（常設） ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備	高	高	高	中	a．原子炉建屋内浸水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では，除熱を必要とする設備が機能喪失することから「中」とした。 b．事象初期から原子炉への注水に失敗している事故シーケンスについては「高」，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に成功している事故シーケンスについては，「低」とした。逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失する事故シーケンスは，原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまで炉心への注水が継続されるため，事象初期から注水に失敗している事故シーケンスと比較して，事象進展が遅いため「中」とした。 c．原子炉建屋内浸水を起因とするシーケンスは，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「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に対して1%以上の事故シーケンスを「中」，1%未満の事故シーケンスを「低」とした。	a．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。 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。 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②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。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高さは津波高さが高くなる①に包絡される。 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。
	－	②最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）		中	低	中	高		
	－	③最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗		中	高	中	低		
	－	④最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗		中	中	中	低		

◎　：重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

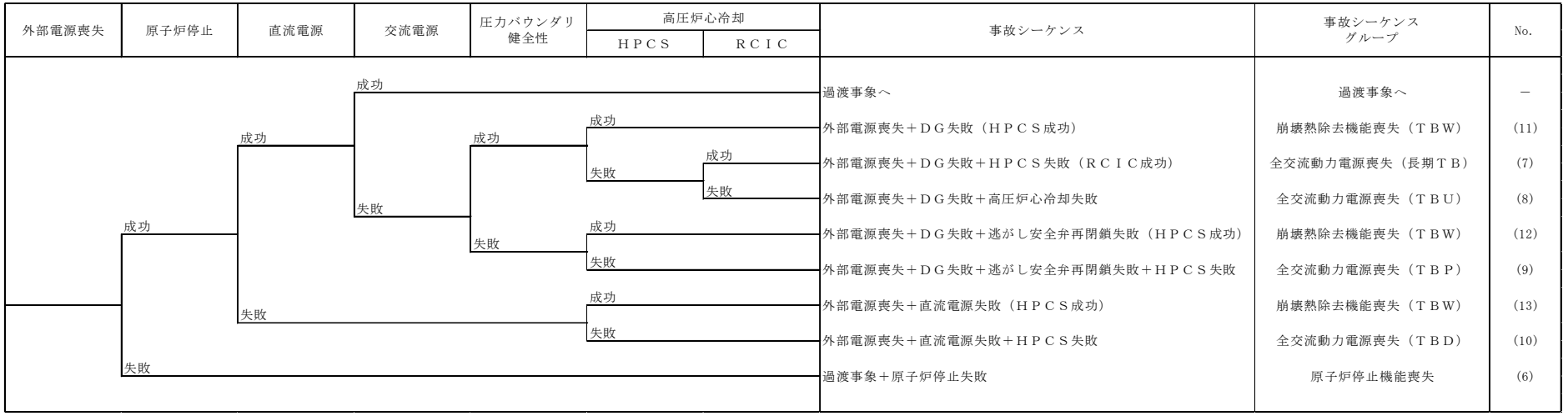
審査ガイドの着眼点a～dに対する影響度の観点から，厳しい順に「高」，「中」，「低」とした。



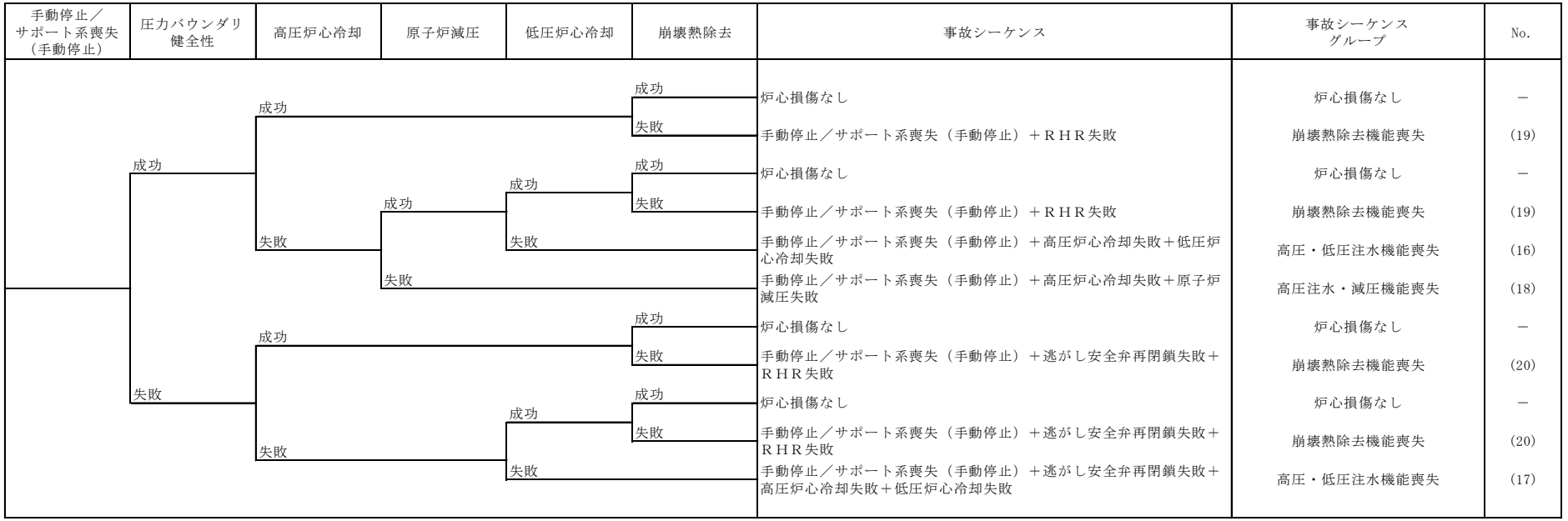
第 1－1 図　事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス



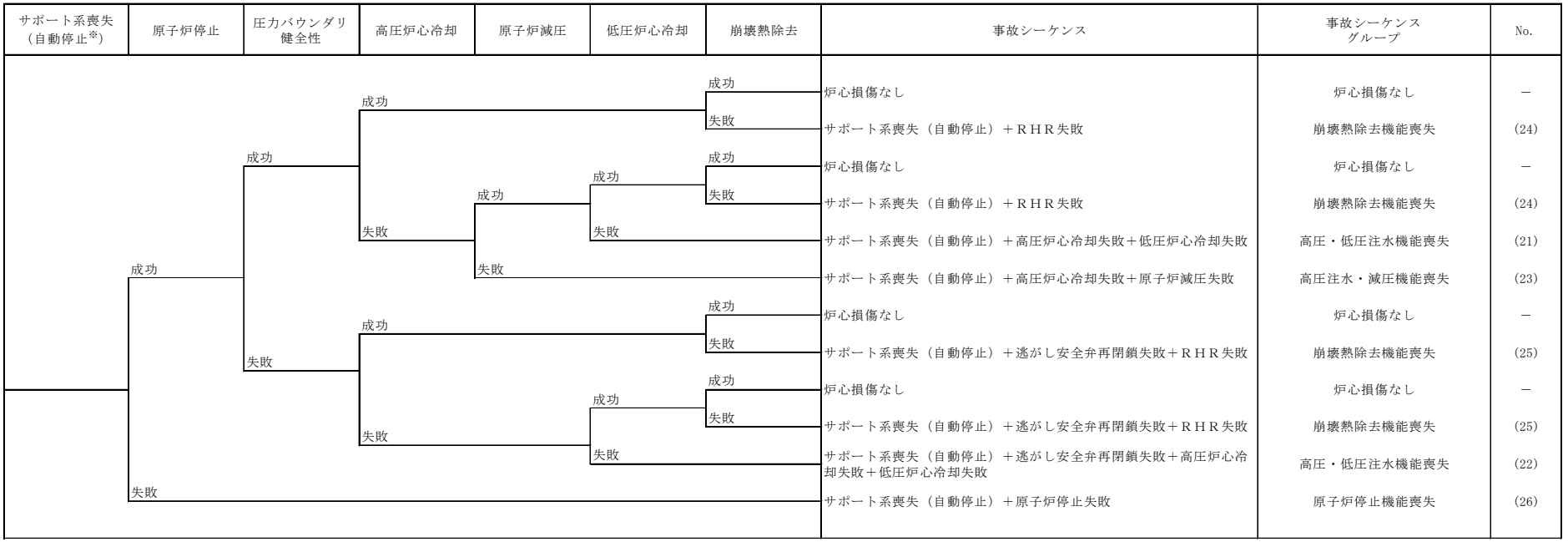
第1－2図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（1／7）



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）

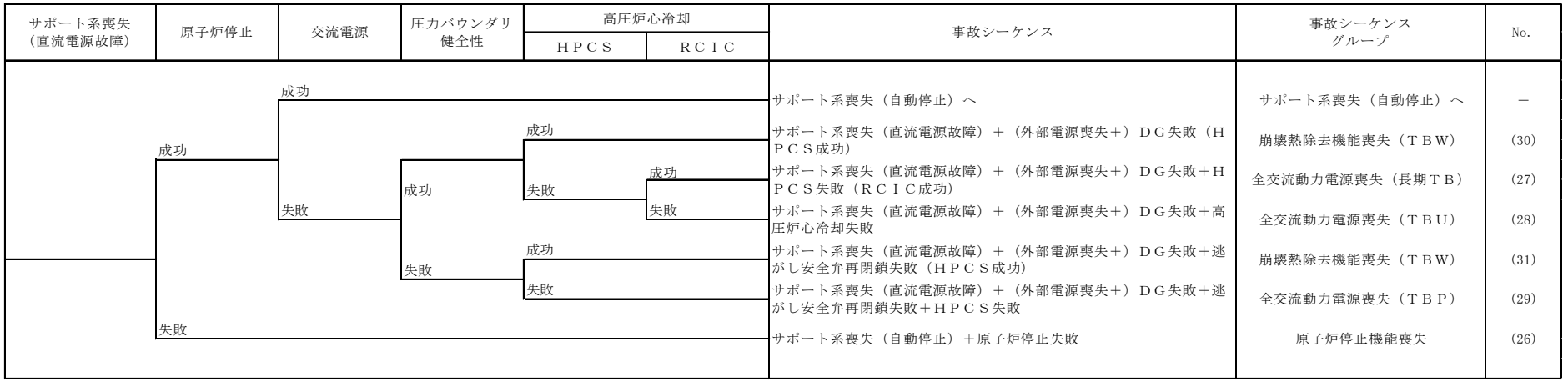


第1－2図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（3／7）

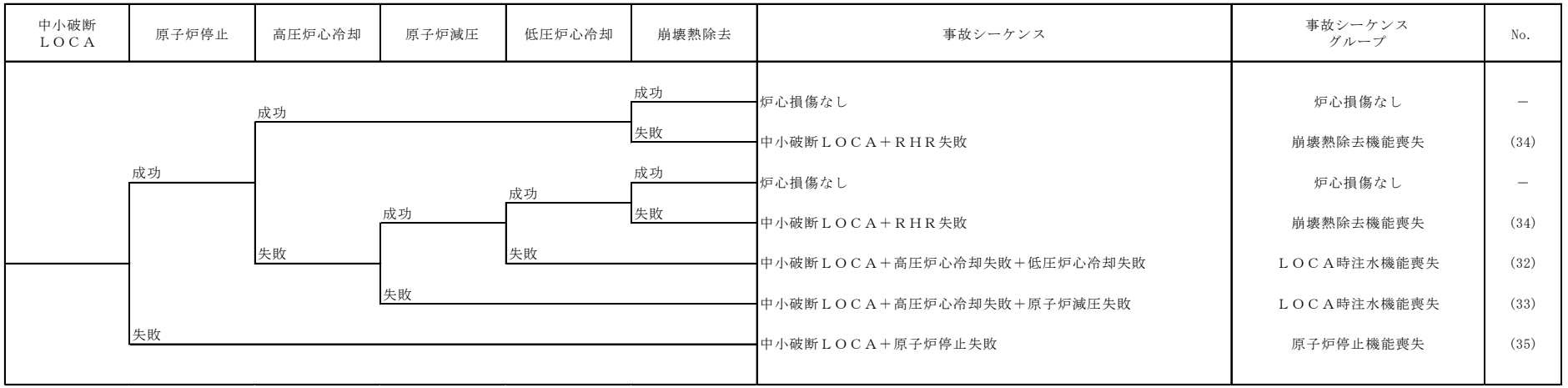


※　サポート系喪失において，原子炉自動停止に至る事象のうち，直流電源故障については別途評価。

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）



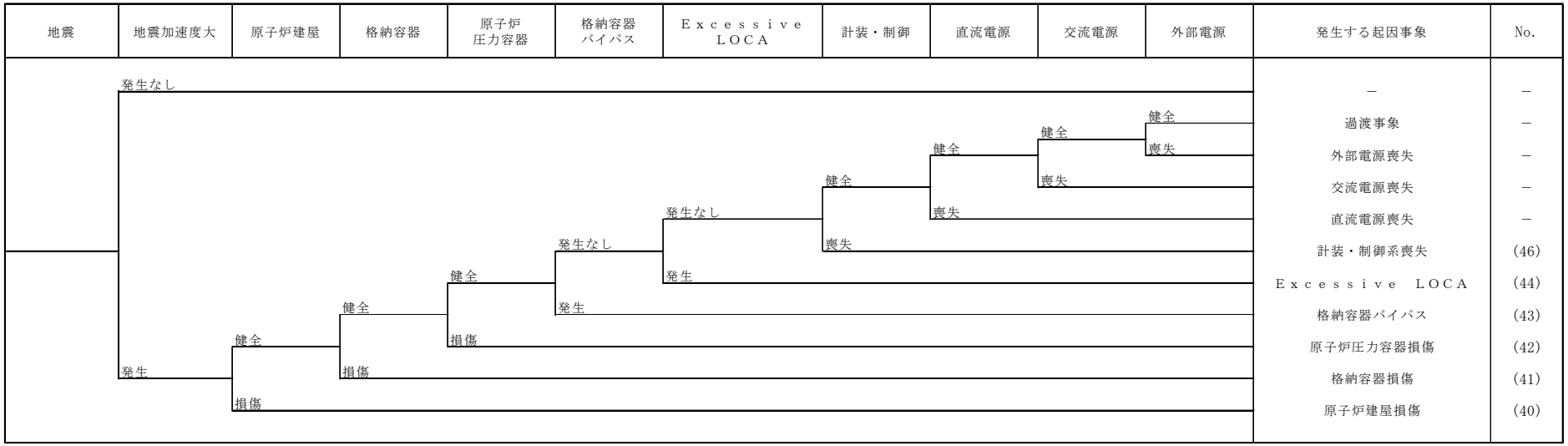
第1－2図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（5／7）



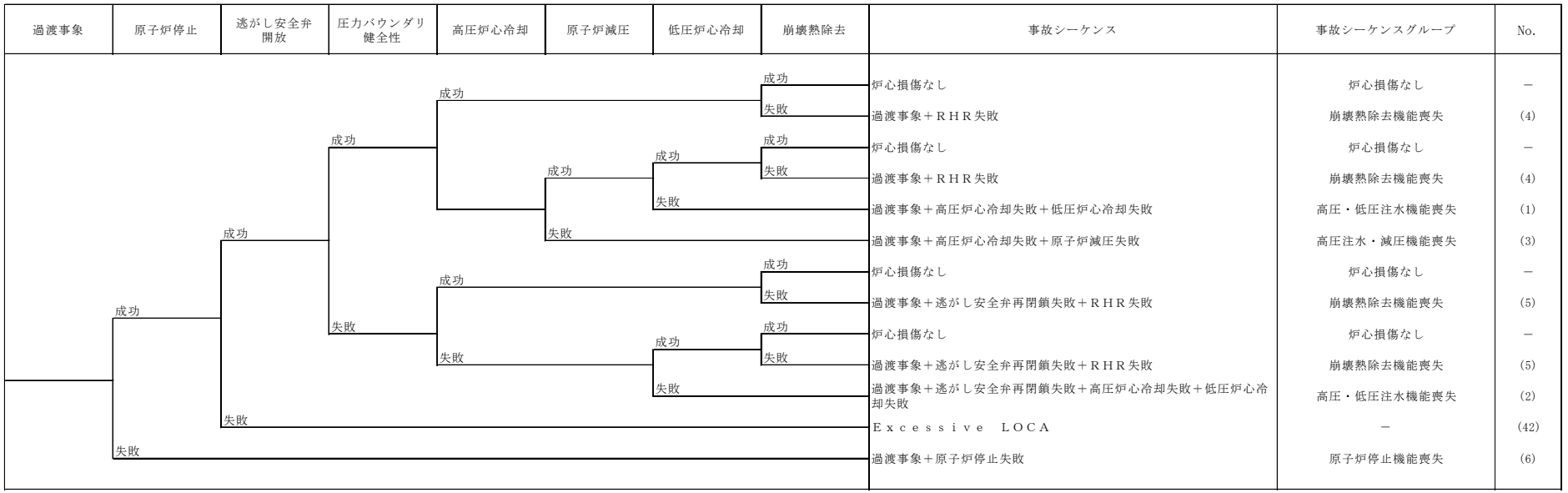
第1－2図　内部事象レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（6／7）

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）

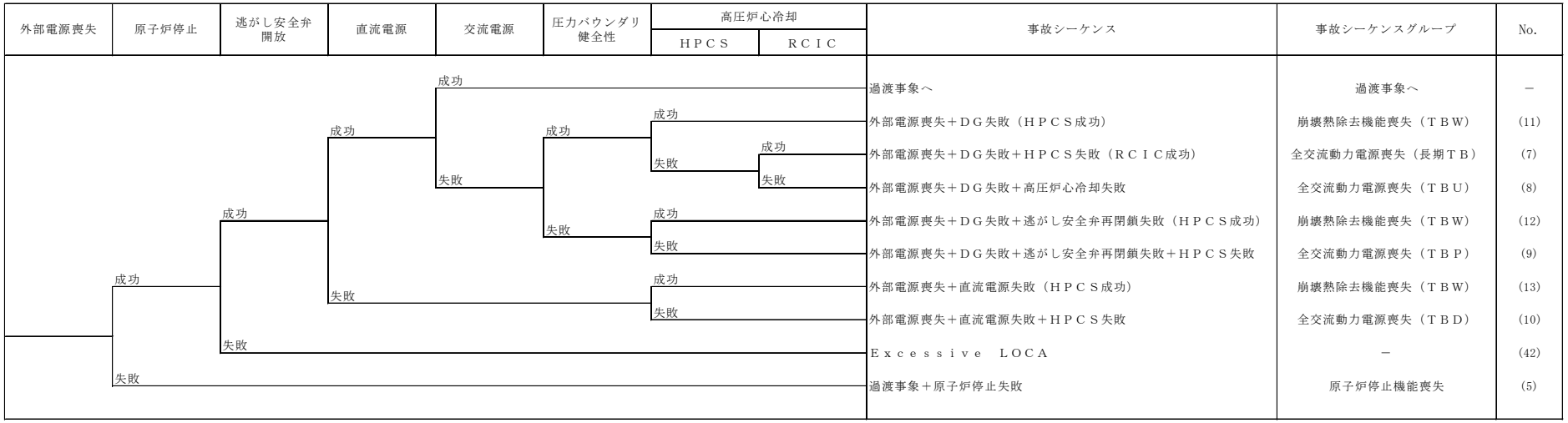


第1－3図　地震レベル１ＰＲＡにおける階層イベントツリー



事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
過渡事象＋ＲＨＲ失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)
炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
過渡事象＋ＲＨＲ失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)
過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(1)
過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(3)
炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
炉心損傷なし	炉心損傷なし	－
過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋ＲＨＲ失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
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	高圧・低圧注水機能喪失	(2)
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ	－	(42)
過渡事象＋原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)

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）

第1－4図　地震レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー（3／3）

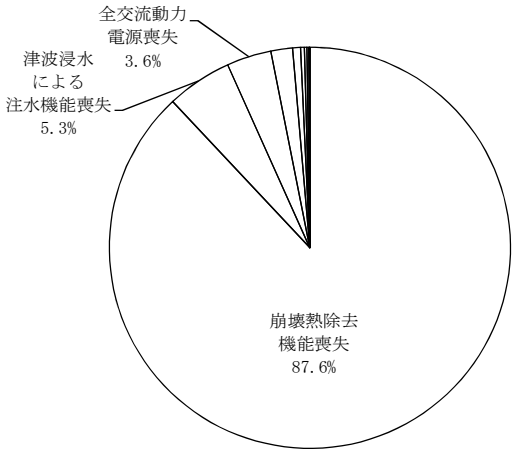
津波 （津波高さ）	防潮堤損傷 （T.P.＋24m～）	原子炉建屋内浸水 （T.P.＋22m～24m）	最終ヒートシンク喪失 （T.P.＋20m～22m）	発生する起因事象	No.
			発生なし	－	－
		発生なし			
	発生なし		発生	最終ヒートシンク喪失 （T.P.＋20m～22m）	－
		発生		原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失※ （T.P.＋22m～24m）	(47)
	発生			防潮堤損傷※ （T.P.＋24m～）	(46)

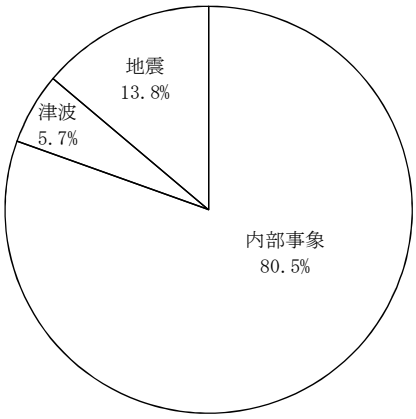
※　炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない。

第1－5図　津波レベル１ＰＲＡにおける階層イベントツリー

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	最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	津波浸水による注水機能喪失	(48)
	成功				
		失敗	最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗	津波浸水による注水機能喪失	(49)
	失敗		最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波浸水による注水機能喪失	(50)

第1－6図　津波レベル１ＰＲＡにおけるイベントツリー

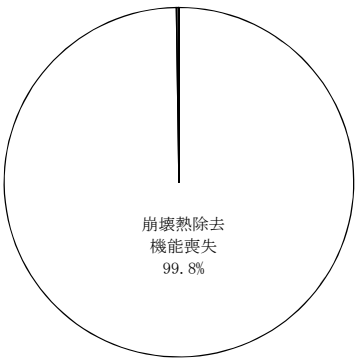




（ＣＤＦ：7.5×10^{-5}／炉年）

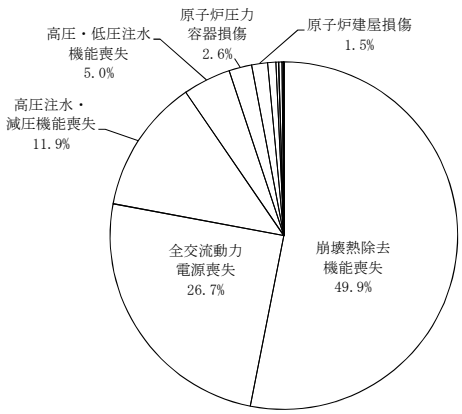
事故シーケンスグループ別　　事象別

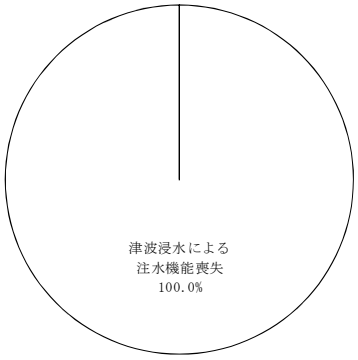
第1－7図　プラント全体の炉心損傷頻度



内部事象レベル１ＰＲＡ

（ＣＤＦ：6.1×10^{-5}／炉年）





地震レベル１ＰＲＡ　　津波レベル１ＰＲＡ

（ＣＤＦ：1.0×10^{-5}／炉年）　（ＣＤＦ：4.0×10^{-6}／炉年）

第1－8図　事故シーケンスグループごとの寄与割合

2. 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抽出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に係る格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定における全体プロセスを第2－1図に，全体プロセスの概要を以下に示す。

【概　　要】

(1) 格納容器破損モードの抽出

内部事象レベル１．５ＰＲＡを用いて格納容器破損モードを抽出した。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，定性的検討から格納容器破損モードを抽出した。

(2) 抽出した格納容器破損モードの整理

抽出し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機能に期待できない格納容器先行破損又は格納容器バイパスに該当するものは，解釈に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。また，解釈に示されている必ず想定する格納容器破損モードに対応しない格納容器破損モードについては，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確認を行い，新たな格納容器破損モードとしての追加の要否を検討した。

(3) 評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モードごとに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（ＰＤＳ）を選定し，その中で最も事象進展が厳しい事故シーケンスを有効性評価における評価事故シーケンスとして選定した。

なお，評価事故シーケンスの選定に当たっては，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ずることが困難な事

故シーケンスも含めて実施した。

2.1　格納容器破損モードの抽出

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に関して，内部事象レベル１．５ＰＲＡを用いて格納容器破損モードの抽出を行った。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，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。なお，地震レベル１．５ＰＲＡについては，原子炉建屋，格納容器，格納容器隔離弁等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり，国内でも試解析例はあるものの，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検討が必要であるため，現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないものと判断している。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。

(1)　ＰＲＡに基づく整理

内部事象レベル１．５ＰＲＡにおいては，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を分析し，格納容器破損モードを抽出した。

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，事故後期の各プラント状態に分類し，それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また，事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を以下に示す。また，各格納容器破損モードにおける定量化結果を第2－1表及び第2－4図に示す。

ａ．未臨界確保失敗時の過圧破損（炉心損傷前）

原子炉の未臨界達成に失敗した場合に，原子炉出力が維持されることで炉心で大量に発生する水蒸気により格納容器圧力が上昇し，格納容器が早期に過圧されて破損する格納容器破損モードとして抽出した。

b．崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷前）

炉心冷却に成功し崩壊熱除去に失敗した場合に，崩壊熱によって炉心で発生する水蒸気により格納容器圧力が徐々に上昇し，格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードとして抽出した。

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の発生後，原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り，格納容器をバイパスして放射性物質等が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードとして抽出した。

d．格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心損傷時点で，格納容器の隔離に失敗しており，隔離失敗箇所から放射性物質等が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードとして抽出した。

e．崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物落下なし）

炉心損傷後，溶融物の崩壊熱によって発生する水蒸気，溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガス等により格納容器圧力が徐々に上昇し，格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードとして抽出した。

f．過温破損（炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物落下なし）

炉心損傷後に，溶融物の崩壊熱によって格納容器雰囲気温度が徐々に上昇し，格納容器が加熱されることにより，格納容器貫通部の取付部又はフランジシール部などが熱的に損傷し，格

納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

g．高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

原子炉圧力容器が高圧状態で破損し，微粒子化した溶融物が格納容器空間部に飛散することで，格納容器雰囲気が直接加熱されて急速な圧力上昇が生じることにより格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

h．原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用（ペデスタル）

原子炉圧力容器破損後，溶融物がペデスタル（ドライウェル部）内の冷却水中に落下した場合又はペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物に対して注水を実施した場合に，溶融物と水の接触に伴い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り，その際に生じる荷重により格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

i．崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物落下あり）

原子炉圧力容器破損後，ペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物が冷却できない場合，ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，溶融物はペデスタル（ドライウェル部）床面を貫通してサプレッション・プールに落下する。その後，サプレッション・プールにおける溶融物の崩壊熱によって発生する水蒸気，及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガス等により格納容器圧力が徐々に上昇し，格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードとして抽出した。

j．過温破損（炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物

落下あり）

原子炉圧力容器破損後，ペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物が冷却できない場合，ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，溶融物はペデスタル（ドライウェル部）床面を貫通してサプレッション・プールに落下する。その後，溶融物の崩壊熱によって格納容器雰囲気が加熱され，格納容器貫通部の取付部又はフランジシール部などが熱的に損傷し，格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

k．原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用（サプレッション・プール）

原子炉圧力容器破損後，ペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物が冷却できない場合，ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，溶融物はペデスタル（ドライウェル部）床面を貫通してサプレッション・プールに落下する。溶融物がサプレッション・プールに落下した時に，溶融物と水の接触に伴い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り，その際に生じる荷重により格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

l．溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器破損後，ペデスタル（ドライウェル部）内に放出された溶融物が冷却できない場合，ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，溶融物はペデスタル（ドライウェル部）床面を貫通してサプレッション・プールに落下する。その後，サプレッション・プールにおける溶融物の

冷却ができない場合，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（ドライウェル部）側壁の侵食により原子炉圧力容器支持機能が喪失することで格納容器が破損する格納容器破損モードとして抽出した。

(2)　ＰＲＡに代わる検討に基づく整理

外部事象の影響としては，地震時には原子炉建屋損傷等の直接炉心損傷に至る事象が発生した場合に格納容器破損への影響が想定されるが，当該事象については地震レベル１ＰＲＡの知見から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ており，内部事象レベル１．５ＰＲＡから抽出した格納容器破損モードに追加すべきものはないと判断した。

また，津波やその他の自然現象については，格納容器が直接損傷する可能性は低く，炉心損傷後の格納容器内の物理現象は内部事象と同等と考えられるため，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に追加すべきものはないものと判断した（別紙 1)。

2.2　抽出した格納容器破損モードの整理

2.2.1　必ず想定する格納容器破損モードとの対応

抽出した格納容器破損モードについて，以下の解釈に基づき必ず想定する格納容器破損モードとの対応の確認を第2－1表に示すとおり行った。

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－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（別紙8)。

また，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，格納容器下部のペデスタル床とドライウェル床の高さが同じ高さで構成されているＭａｒｋ－Ⅰ型格納容器に特有の事象であり，東海第二発電所のＭａｒｋ－Ⅱ型格納容器では，溶融物が直接ドライウェル壁面に接触しない構造であることから，レベル１．５ＰＲＡにおいて格納容器破損モードとして考慮していない。(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」については，東海第二発電所では運転中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，起因事象発生後24時間のうちに水素及び酸素が可燃限界に至る可能性が十分に小さいことから，今回のレベル１．５ＰＲＡでは格納容器破損モードとして考慮していない。ただし，炉心の著しい損傷が起こるような重大事故時において，実際に長期（事象発生から7日間）にわたって格納容器内雰囲気が水素の可燃限界以下（水素濃度が13vol％以下又は酸素濃度が5vol％以下）に維持可能であることを確認する必要があると考える。そのため，「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。

2.2.2　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)～(3)の破損モードが抽出されたため，これらを有効性評価の評価対象とする新たな格納容器破損モードとして追加することの必要性について検討を実施した。

(1)　過圧破損（未臨界確保失敗）

本破損モードはレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが，格納容器先行破損シーケンスである本破損モードは，解釈１－２（b）に従い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。

したがって，本破損モードを有効性評価の対象とする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) 過圧破損（崩壊熱除去失敗）

本破損モードはレベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが，格納容器先行破損シーケンスである本破損モードは，解釈１－２（b）に従い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。

したがって，本破損モードを有効性評価の対象とする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) 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，格納容器バイパスであるこれらの破損モードに対して講じるべき対策は炉心損傷防止対策となる。このため，これらの破損モードを有効性評価の対象とする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について，評価シーケンスに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，レベル１．５ＰＲＡ上の破損モードとして抽出されたが，格納容器バイパスである本破損モードは，解釈１－２（b）に従い炉心損傷防止対策の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）」にて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。

したがって，本破損モードを有効性評価の対象とする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。

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隔離に失敗している破損モードとして抽出されており，事象の進展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となる。

隔離失敗の原因としては，格納容器貫通部，アクセス部等からの漏えい等の機械的破損や格納容器漏えい試験後の弁の復旧忘れ等の人的過誤が考えられる。これらの隔離失敗を防止するため，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。

また，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，本破損モードのＣＦＦ（5.5E-10／炉年）を定量化しているが，国内の運転管理実績を考慮すれば，本破損モードのＣＦＦはさらに小さくなると推定される。

以上より，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，事象発生前に格納容器の隔離機能が喪失している事象であり，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ること，また，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から，重大事故等対処設備の有効性評価の対象とする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（別紙10)。

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配管が格納容器外で破断する事象を想定している。

しかしながら，地震による配管の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。

以上のことから，地震ＰＲＡから抽出される格納容器隔離失敗についても，重大事故等対処設備の有効性評価の対象とする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。

以上より，ＰＲＡの知見等を踏まえ，格納容器破損防止対策の有効性評価において，解釈に基づき想定する格納容器破損モードに追加すべき新たな格納容器破損モードはないと判断した。

2.3　評価事故シーケンスの選定

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

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

原子炉圧力が高く維持される事故シーケンスの中から，減圧までの余裕時間の観点から厳しい事故シーケンスを選定する。

(3)　原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用

原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点から厳しい事故シーケンスを選定する。

(4)　水素燃焼

水素燃焼の観点から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おり，炉心損傷に伴い水素濃度は容易に可燃限界を超えることから，可燃限界到達の観点では酸素濃度の上昇が律速となる。このため，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

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事故シーケンスを選定する（別紙11)。

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破損の際の結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（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。

2.3.1　評価対象とするプラント損傷状態の選定

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，「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つの項目を用いて，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，分類したものをＰＤＳとして，第2－2表に示すとおり定義した。

上記のＰＤＳの定義に従い，格納容器破損モードごとに余裕時間，設備容量及び格納容器破損モードの発生の観点で最も厳しくなると考えられるＰＤＳを2.3(1)～(5)に示した観点で検討し，評価対象とするＰＤＳを第2－3表に示すとおり選定した。

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，ＰＲＡから抽出されないＰＤＳも対象に含めて選定を実施した。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損傷炉心冷却までは同じシーケンスとなり，各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の点で同じとなることから，有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。

さらに，格納容器破損時期が炉心損傷前に分類されている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となることから，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，格納容器破損防止対策の有効性評価の評価対象とするＰＤＳとして考慮していない。

2.3.2　評価事故シーケンスの選定

2.3.1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整理し，余裕時間，設備容量及び代表性の観点から評価事故シーケンスを選定した。各格納容器破損モードに対する評価事故シーケンスの選定理由及び選定結果について，第2－4表に示す。

なお，原子炉圧力容器の破損が前提となる「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）」，「原子炉圧力容器外溶融燃料－

冷却材相互作用（ＦＣＩ）」，「溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）」の格納容器破損モードについては，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状況を仮定して評価することとする。

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行い，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概ね有効であることを確認している（別紙6）。

2.3.3　炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等におけ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，以下の事故シーケンスがある。

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，上記シーケンスを含めて選定を実施しており，有効性評価において格納容器破損防止対策が有効に機能することを確認する。

2.3.4　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故シーケンスへの対応

1.2.2で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，使用可能な設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を柔軟に活用することにより，格納容器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深刻な事故が生じた場合は，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実施し，臨機応変に影響緩和を試みる。

第2－1表　格納容器破損モード別格納容器破損頻度

レベル１．５ＰＲＡ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
未臨界確保失敗時の過圧破損（炉心損傷前）	2.5E-08	<0.1	なし	解釈１－２（ｂ）に基づき，「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」
崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷前）	6.0E-05	99.7	なし	解釈１－２（ｂ）に基づき，「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「崩壊熱除去失敗」
格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	4.8E-10	<0.1	なし	解釈１－２（ｂ）に基づき，「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認 ⇒事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）」
格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）	6.1E-10	<0.1	なし	本破損モードは，事象の進展に伴い発生するものではなく，格納容器隔離に失敗しないように運用上の対策をとっていること，格納容器の隔離機能が喪失する頻度が十分に低いことから，個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断
崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷後，サプレッション・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（格納容器過圧／過温破損）	－
過温破損（炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物落下なし）	7.9E-08	0.2		－
高圧溶融物放出／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	－
溶融燃料－冷却材相互作用（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	－
崩壊熱除去失敗時の過圧破損（炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物落下あり）	1.8E-08	<0.1	溶融炉心・コンクリート相互作用	Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器特有の溶融物がサプレッション・プールへ落下した後に発生する破損モードについては，ペデスタル（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）床における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することが有効であることを考慮し，解釈に基づき必ず想定する破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」として整理した。
過温破損（炉心損傷後，サプレッション・プールへの溶融物落下あり）	4.7E-10	<0.1		
溶融燃料－冷却材相互作用（サプレッション・プール）	2.5E-09	<0.1		
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	<0.1		
合計	6.1E-05	100	－	－

注　ハッチングは，格納容器破損防止対策の有効性評価で考慮しないことを示す。

第2－2表　プラント損傷状態（ＰＤＳ）の定義

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

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

第2－3表　評価対象とするプラント損傷状態（ＰＤＳ）の選定

解釈で想定する格納容器破損モード	格納容器破損頻度（／炉年）	ＰＤＳ※2	格納容器破損頻度（／炉年）	寄与割合（%）	評価対象となるＰＤＳの選定の考え方	評価対象ＰＤＳ
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	2.2E-09	ＴＱＵＶ	－	－	【事象進展（過圧・過温）緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・他のＰＤＳと比較して，ＬＯＣＡは原子炉冷却材の流出を伴うことから，水位低下が早く，事象進展が早い。 ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については対策として格納容器（損傷炉心）への注水が必要となる。 以上より，余裕時間及び設備容量の厳しさの観点から，ＬＯＣＡを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	ＬＯＣＡ
		ＴＱＵＸ	2.2E-09	100.0		
		長期ＴＢ	－	－		
		ＴＢＵ	－	－		
		ＴＢＰ	－	－		
		ＴＢＤ	－	－		
		ＬＯＣＡ	－	－		
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	7.9E-08	ＴＱＵＸ	6.3E-09	8.0		
		長期ＴＢ	6.9E-08	86.7		
		ＴＢＵ	4.2E-09	5.3		
		ＴＢＤ	5.9E-12	<0.1		
		ＬＯＣＡ	2.1E-11	<0.1		
高圧溶融物／格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）※1	8.5E-09	ＴＱＵＸ	2.4E-11	0.3	【事象進展緩和（減圧）の余裕時間の厳しさ】 ・長期ＴＢは事象初期においてＲＣＩＣによる冷却が有効なＰＤＳであり，減圧までの余裕時間の観点ではＴＱＵＸ，ＴＢＤ．ＴＢＵの方が厳しい。 ・高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。 以上より，最も厳しいＰＤＳから，ＴＱＵＸを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	ＴＱＵＸ
		長期ＴＢ	8.5E-09	99.5		
		ＴＢＵ	1.6E-11	0.2		
		ＴＢＤ	2.2E-14	<0.1		
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）※1	2.2E-14	ＴＱＵＶ	－	－	【事象（ＦＣＩにおける発生エネルギーの大きさ）の厳しさ】 ・溶融燃料－冷却材相互作用の発生エネルギーは，格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く，保有エネルギーが大きくなるほど厳しくなる。この観点から，高圧状態が維持されるＰＤＳであるＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵ，長期ＴＢはＦＣＩの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ＬＯＣＡは，炉内での蒸気の発生状況の差異から，酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧破損シーケンス（ＴＱＵＶ，ＴＢＰ）より小さくなり，デブリの内部エネルギーが小さくなると考えられる※3。 ・ＴＢＰについて，事象初期のＲＣＩＣによる一時的な注水を考慮すると，ＴＱＵＶに比べて水位低下が遅く事象進展が遅い。 ・過渡事象のうち，原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 以上より，ＦＣＩの厳しさの観点でＴＱＵＶを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	ＴＱＵＶ
		ＴＱＵＸ	2.2E-14	100.0		
		長期ＴＢ	－	－		
		ＴＢＵ	－	－		
		ＴＢＰ	－	－		
		ＴＢＤ	－	－		
		ＬＯＣＡ	2.8E-20	<0.1		
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）※1	2.1E-08	ＴＱＵＶ	3.3E-09	15.7	【事象（ＭＣＣＩに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ）及び事象緩和のための対応の厳しさ】 ・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くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で，高圧状態が維持されるＰＤＳであるＴＱＵＸ，ＴＢＤ，ＴＢＵ，長期ＴＢはＭＣＣＩの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・ＬＯＣＡは，原子炉圧力容器破損のタイミングが過渡事象より早いため，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余裕時間は事象発生から3時間以上あることから，事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。 ・ＦＣＩとＭＣＣＩは原子炉圧力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから，ＦＣＩと同じＰＤＳを選定することにより，一連のプラント挙動を確認することができる。 以上より，ＭＣＣＩへの対応の厳しさの観点でＴＱＵＶを評価対象ＰＤＳとして選定する。なお，いずれのＰＤＳを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	ＴＱＵＶ
		ＴＱＵＸ	7.0E-10	3.3		
		長期ＴＢ	－	－		
		ＴＢＵ	1.7E-08	78.5		
		ＴＢＰ	5.2E-10	2.5		
		ＴＢＤ	－	－		
		ＬＯＣＡ	6.8E-16	<0.1		
水素燃焼	－	－	－	－	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・審査ガイドでは「ＰＲＡに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが，東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため，レベル１．５ＰＲＡでは水素燃焼により格納容器容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため，東海第二発電所において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・東海第二発電所では，格納容器内が窒素置換され，初期酸素濃度が低く保たれている。また，炉心損傷に伴い，水素は容易に可燃限界を超えることから，水素燃焼防止の観点では酸素濃度が重要となる。このため，水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【東海第二発電所において評価するシーケンス】 ・東海第二発電所において，国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが，格納容器において事象進展を緩和できると考えらえる事故シーケンスとして，ＬＯＣＡとＥＣＣＳ注水機能喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため，評価シーケンスとしては，ＬＯＣＡ（ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失）を想定することが適切であると考えられる。 以上より，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価シーケンスと同様，ＬＯＣＡを評価対象ＰＤＳとして選定する。	ＬＯＣＡ

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

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

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

第2－4表　格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	評価対象としたＰＤＳ		該当する事故シーケンス※2	格納容器破損防止対策	評価対象事故シーケンスの選定の考え方	
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	ＬＯＣＡ	◎	①　大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗※3	・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置 ・代替循環冷却系	【余裕時間の厳しさ】 ・中小破断ＬＯＣＡと比較し，大破断ＬＯＣＡは原子炉水位の低下が早いため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・中小破断ＬＯＣＡと比較し，大破断ＬＯＣＡは原子炉水位回復に必要な流量が大きいため，必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・①，②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているものの，発生頻度の大きさの観点で，①が代表性を有する。 以上より，①を評価事故シーケンスとして選定。	左記のとおり，過圧・過温の各々において損傷炉心冷却失敗までは同じ事故シーケンスとなり，各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水（損傷炉心冷却）の点で同じとなることから，有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。
		－	②　中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗※3			
		－	③　中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋（デブリ冷却成功）＋格納容器注水（ドライウェル）失敗※3			
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）		◎	①　大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ドライウェル）失敗		【余裕時間の厳しさ】 ・中小破断ＬＯＣＡと比較し，大破断ＬＯＣＡは原子炉水位の低下が早いため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・中小破断ＬＯＣＡと比較し，大破断ＬＯＣＡは原子炉水位回復に必要な流量が大きいため，必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・①，②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているものの，発生頻度の大きさの観点で，①が代表性を有する。 以上より，①を評価事故シーケンスとして選定。	
		－	②　中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ドライウェル）失敗			
		－	③　中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗＋損傷炉心冷却失敗＋格納容器注水（ドライウェル）失敗			
高圧溶融物放出／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＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ	・原子炉手動減圧	【余裕時間の厳しさ】 ・原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としているシーケンスは，通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としているシーケンスは，通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため，対応時の減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。 【代表性】 ・①～③は起因事象が異なるものの，同じ事故シーケンスとなり，各事故シーケンスの対策は同様であることから，代表性を有するものとして過渡事象を選定。 以上より，①を評価事故シーケンスとして選定。	
		－	②　手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ			
		－	③　サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の手動減圧失敗＋ＤＣＨ			
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）※1	ＴＱＵＶ	◎	①　過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）※4	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バウンダリの機能喪失に至らないことを確認する）	【余裕時間の厳しさ】 ・原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としているシーケンスは，通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（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ス間で差異がない。 【代表性】 ・発生頻度の大きさの観点で，逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス(①，③，⑤)が代表性を有する。①，③，⑤は起因事象が異なるものの，同じ事故シーケンスとなり，各事故シーケンスの対策は同様であることから，代表性を有するものとして過渡事象を選定。 【事象（ＦＣＩ発生時）の厳しさ】 ・いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから，定性的にも各シーケンスでＦＣＩが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より，①を評価事故シーケンスとして選定。	
		－	②　過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）※4			
		－	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			
		－	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）※4			
		－	⑤　サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）※4			
		－	⑥　サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋ＦＣＩ（ペデスタル）※4			
溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）※1	ＴＱＵＶ	◎	①　過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（ペデスタル）	・格納容器下部注水系（常設）	【余裕時間の厳しさ】 ・原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としているシーケンスは，通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため，対応時の余裕時間の観点で厳しい。 【設備容量の厳しさ】 ・格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（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ス間で差異がない。 【代表性】 ・発生頻度の大きさの観点で，逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス(①，③，⑤)が代表性を有する。①，③，⑤は起因事象が異なるものの，同じ事故シーケンスとなり，各事故シーケンスの対策は同様であることから，代表性を有するものとして過渡事象を選定。 【事象（ＭＣＣＩ発生時）の厳しさ】 ・いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから，定性的にも各シーケンスでＭＣＣＩが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より，①を評価事故シーケンスとして選定。	
		－	②　過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗＋損傷炉心冷却失敗＋デブリ冷却失敗（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）			
水素燃焼	ＬＯＣＡ		－	・窒素置換による格納容器雰囲気の不活性化	【事象（酸素濃度上昇）の厳しさ】 ・ジルコニウム・水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から，炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し，その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 ・格納容器ベントを実施する場合，格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され，格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから，格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 ・重大事故等対処設備によって炉心損傷を防止できるＰＤＳについても，事象発生後の格納容器内の気体の流れ等，酸素濃度の上昇の観点でＬＯＣＡと大きく異なるＰＤＳについては，有効性評価において適宜その感度を確認するものとする。	

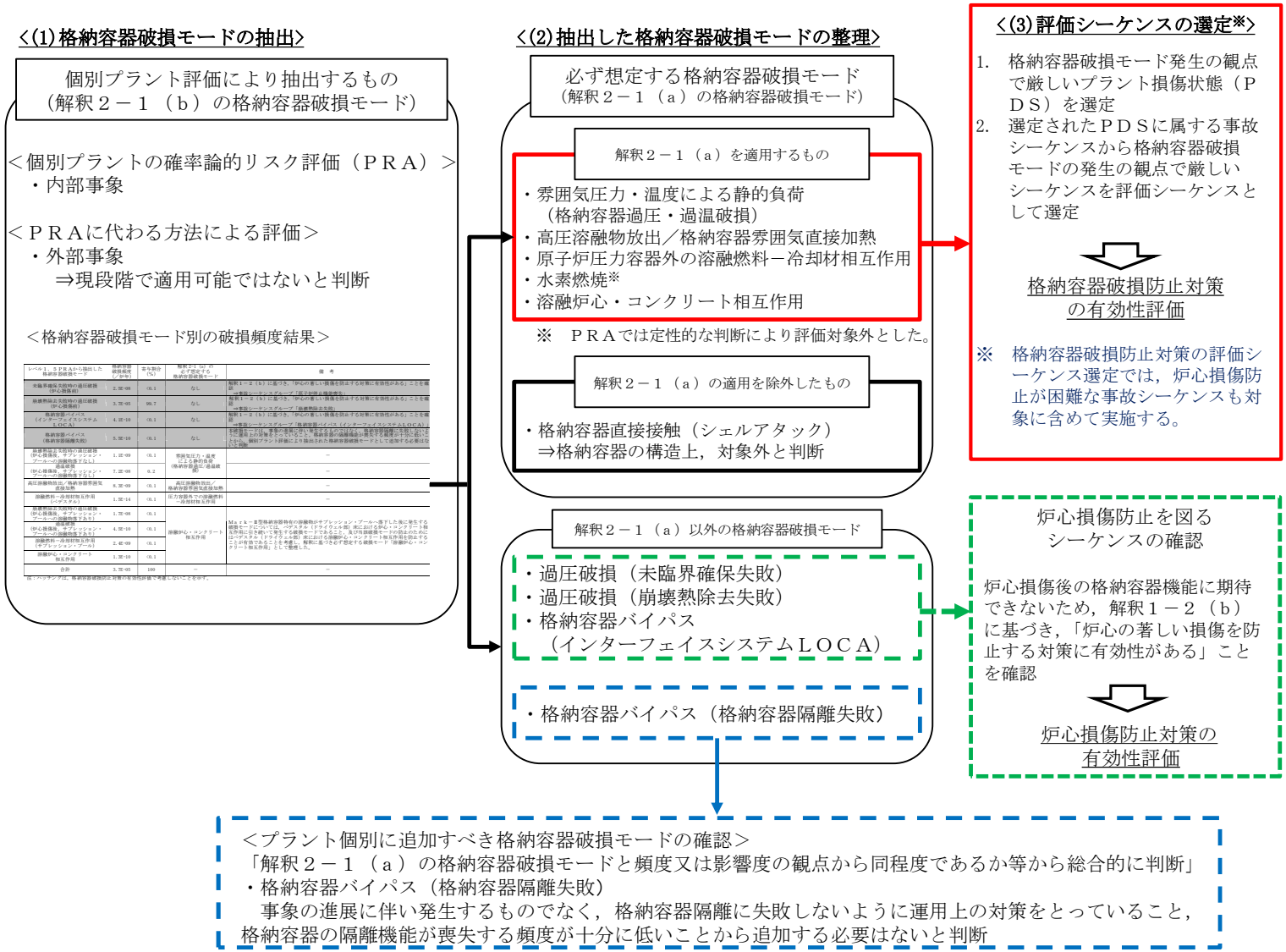
◎：選定した重要事故シーケンス

※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。

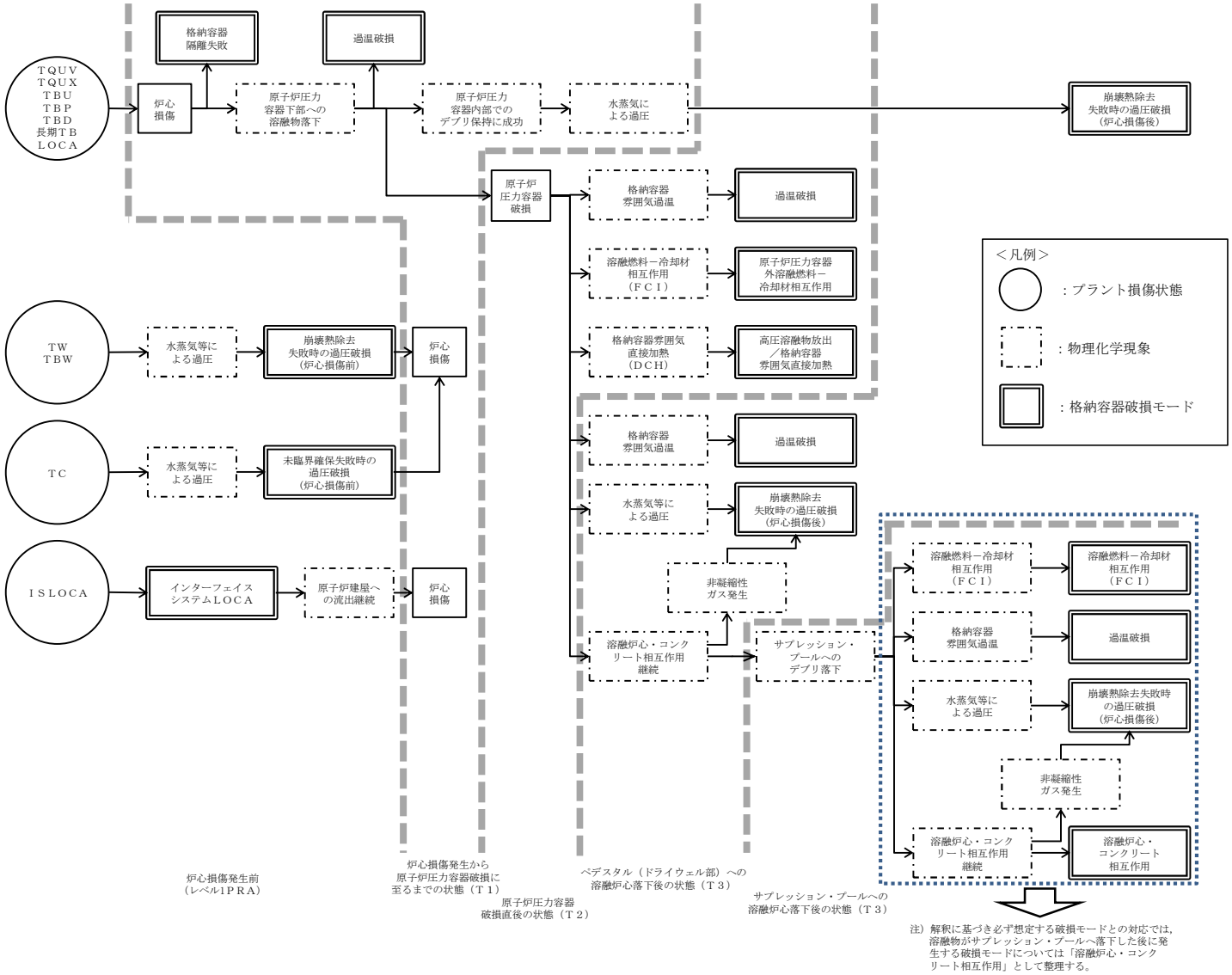
※2　各シーケンスの赤字で示した部分が炉心損傷まで，青字で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す。

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

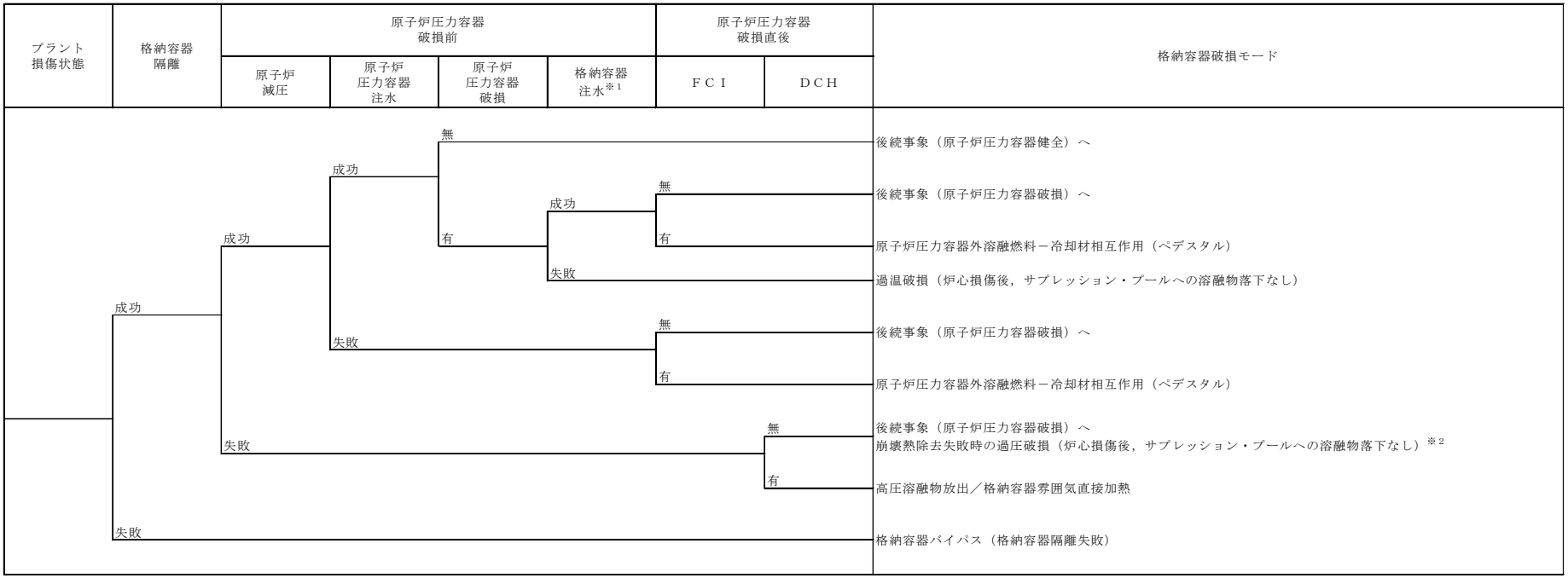
※4　ＰＤＳがＴＱＵＶに該当するシーケンスでは，ペデスタル（ドライウェル部）への注水機能が喪失するためＦＣＩが発生するシーケンスは抽出されないが，ＭＣＣＩ対策である事前水張りによりＦＣＩが発生する可能性を考慮して評価シーケンスを選定する。



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



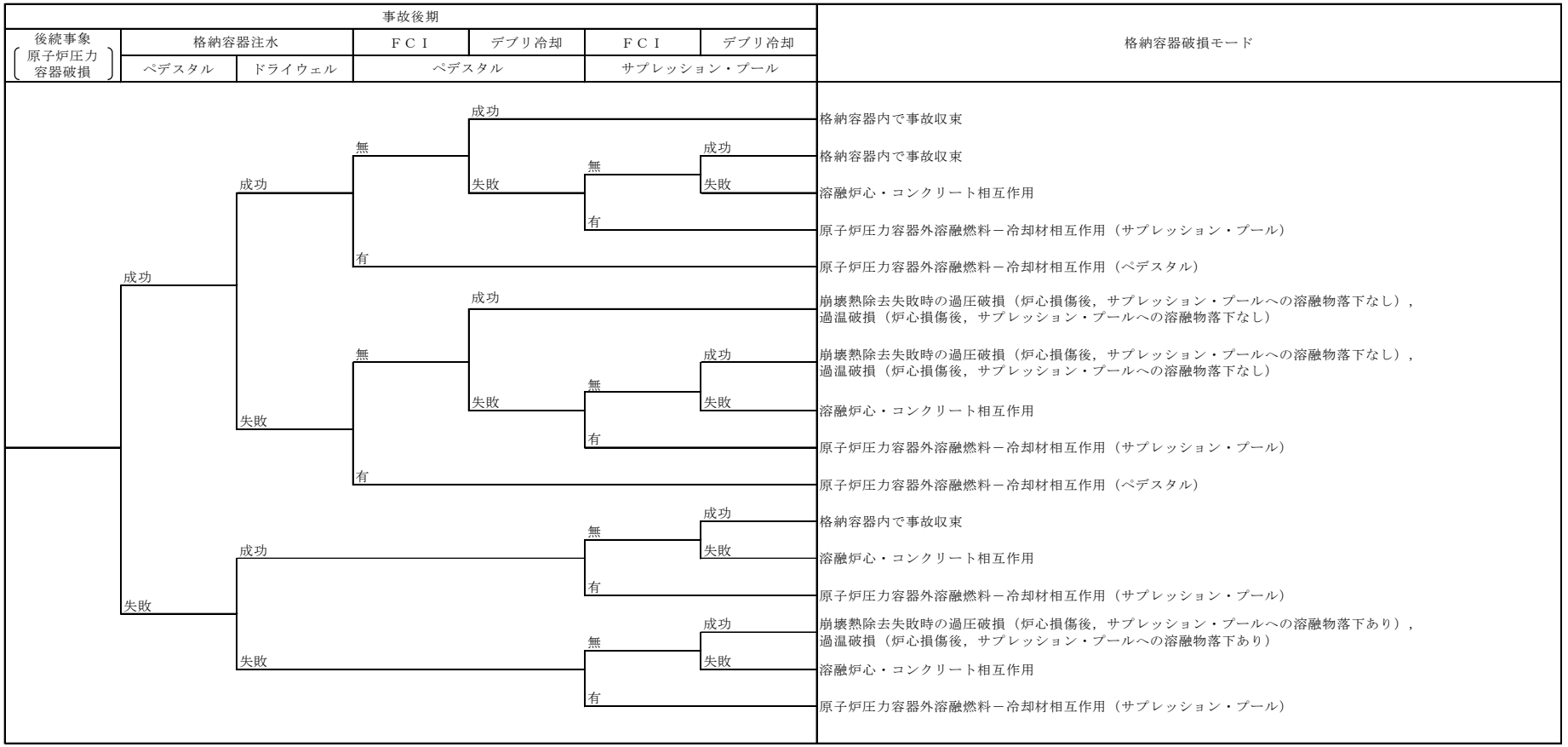
第2－2図　シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード



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

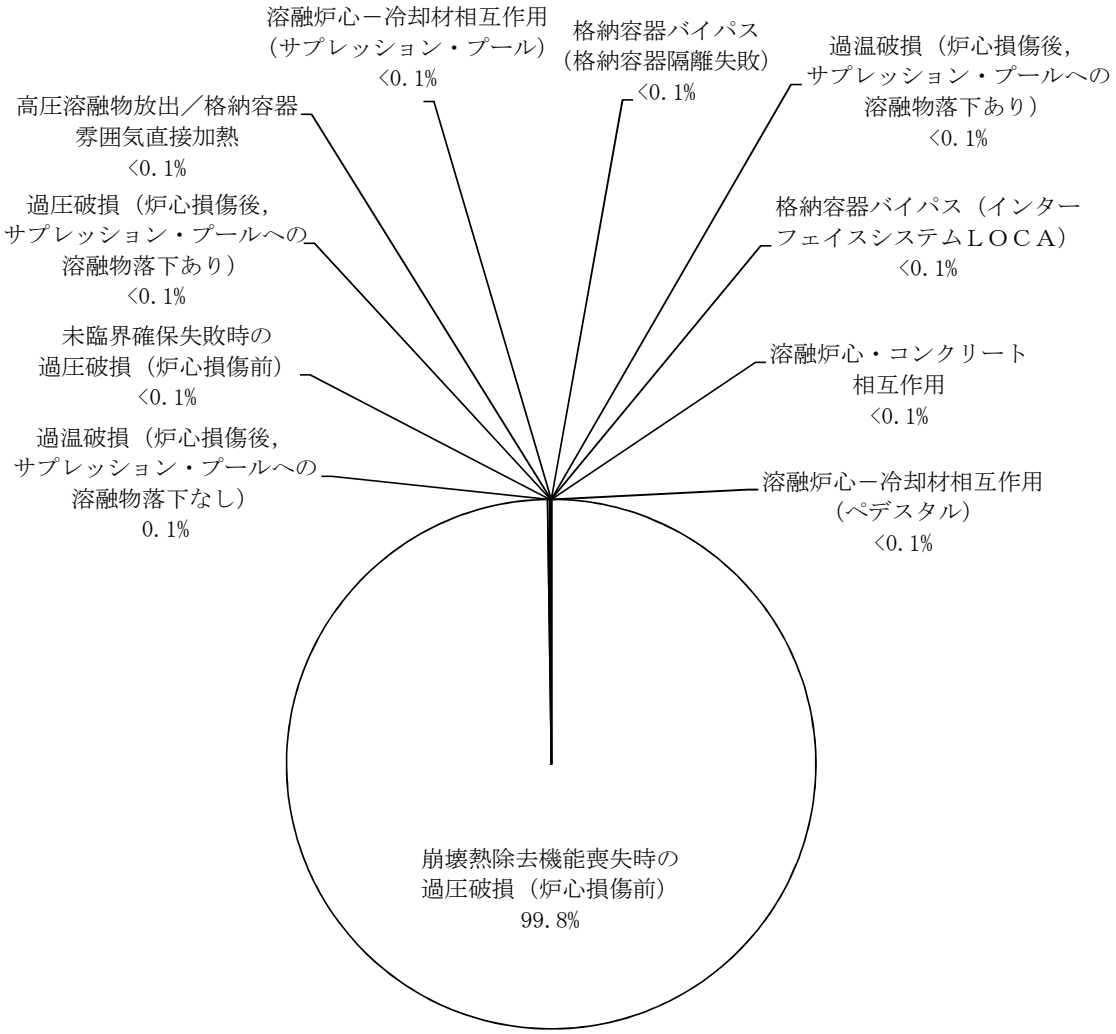
第2－3図　内部事象レベル１．５ＰＲＡにおけるイベントツリー（1／3）

第2－3図　内部事象レベル１．５ＰＲＡにおけるイベントツリー（2／3）



ＦＣＩ：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

第2－3図　内部事象レベル１．５ＰＲＡにおけるイベントツリー（3／3）



格納容器破損頻度：6.1E-05

第2－4図　格納容器破損モードごとの寄与割合

3. 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抽出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において想定する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おける全体プロセスと実施結果の概要を第3－1図に，全体プロセスの概要を以下に示す。

【概　　要】

(1)　事故シーケンスの抽出

運転停止中における内部事象レベル１ＰＲＡ及びＰＲＡを適用できない外部事象についての定性的検討から事故シーケンスを抽出した。

(2)　抽出した事故シーケンスの整理

抽出した事故シーケンスについて，解釈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比較検討・分類を実施した。

(3)　重要事故シーケンスの選定

有効性評価の対象と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運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下「停止時審査ガイド」という。)」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　事故シーケンスの抽出

解釈には，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，以下のとおり示されている。

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

・崩壊熱除去機能喪失

（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)に関して，内部事象停止時レベル１ＰＲＡを実施し，事故シーケンスグループの抽出を行った。

停止時ＰＲＡにおいては，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，原子炉の水位・温度・圧力，崩壊熱除去等に対する余裕時間及び使用可能な設備の組合せ等によって，評価対

象期間をいくつかのプラント状態を分類して評価する。分類したプラント状態を，状態ごとのプラントの主要パラメータとともに第3－2図に示す。また，今回の停止時ＰＲＡにおけるプラント状態の分類及び定期検査工程を第3－3図に示す。

停止時ＰＲＡにおいては，原子炉の運転停止中の各プラント状態において燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象をマスターロジックダイアグラム及び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することにより，燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出している。

停止時ＰＲＡより抽出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，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。

3.2　抽出した事故シーケンスの整理

3.2.1　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)の事故シーケンスとして整理した。

(1)　崩壊熱除去機能喪失

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ＰＲＡ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。

3.2.2　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ＰＲＡ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。

3.3　重要事故シーケンスの選定

3.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方

運転停止中原子炉における燃料破損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の選定を実施している。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3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。

【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．余裕時間の観点

余裕時間について，燃料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，燃料損傷に至る時間が短い事故シーケンスを余裕時間が短いと評価した。燃料損傷までの余裕時間を第3－3表に示す。

b．設備容量の観点

設備容量について，燃料損傷防止に際して，喪失した安全機能に係る対策の設備容量が大きくなる事故シーケンスを設備容量が大きいと評価した。

c．事故シーケンスグループ内での代表性の観点

代表性について，各事故シーケンスグループにおいて炉心損傷頻度が大きく，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代表性が高いと評価した。

3.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

3.3.1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3－2表及び以下に示す。

(1)　崩壊熱除去機能喪失

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

ⅰ)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となる。

ⅲ）　有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

ⅱ）の特徴を有する事故シーケンスの対応として，以下の燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

・待機中の残留熱除去系

ⅳ）　選定した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

着眼点における「高」の数が最も多い①のシーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

(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

ⅰ)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

ⅱ）の特徴を有する事故シーケンスの対応として，以下の燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

・常設代替直流電源設備

・常設代替高圧電源装置

・低圧代替注水系（常設）

ⅳ) 選定した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

着眼点における「高」の数が最も多い①の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

①原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）

＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

②原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）

＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

③原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）

＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

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

ⅰ)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

ⅱ）の特徴を有する事故シーケンスの対応として，原子炉冷却材の流出を補う，以下の燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

・待機中の残留熱除去系

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

着眼点における「高」の数が最も多い①のシーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。また，事象発生時の原子炉水位については，対策実施の余裕時間及び燃料損傷回避に必要な設備容量を厳しく評価する観点から，通常水位の状態でＲＨＲ切替時のＬＯＣＡが発生することを想定する。

なお，流出流量の大きい③（ＣＲＤ点検時ＬＯＣＡ），④（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）のシーケンスについては，ＬＯＣＡによる流出流量と比較して，燃料損傷防止対策となる待機中のＥＣＣＳ・低圧代替注水系（常設）の設備容量が十分大きいこと，作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であるため認知が容易であることから選定しない。また，②の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ＮＲ／Ｗの運転員も廃液収集タンク等の水位高を認知することができるため，認知が容易であることから選定しない。

(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。本評価では，代表性の観点から，停止余裕検査や冷温臨界試験等の制御棒が 2 本以上引き抜ける試験において，制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から，他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定する。

ⅱ） 有効性を確認する主な燃料損傷防止対策

ｉ）の特徴を有する事故シーケンスの対応として，以下の燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

・起動領域モニタペリオド短々（10 秒）による原子炉自動スクラム

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，炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で，主要なカットセットに対する重大事故防止対策の整備状況等を確認している（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

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策（下線は有効性を確認する主な対策）		シーケンス別ＣＤＦ（／施設定期検査）	全ＣＤＦに対する寄与割合（%）	グループ別ＣＤＦに対する寄与割合（%）	事故シーケンスグループ別ＣＤＦ（／施設定期検査）	全ＣＤＦに対する寄与割合（%）
		燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策					
崩壊熱除去機能喪失	①残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・緊急用海水系（ＲＨＲＳ喪失時）	9.9E-07	20.0	69.5	1.4E-06	27.3
	②残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のＥＣＣＳ（残留熱除去系（低圧注水系）※2） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・消火系，補給水系※3	1.2E-07	2.5	8.7		
	③外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			3.1E-07	6.3	21.8		
全交流動力電源喪失	①外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備（DG起動に使用）（直流電源失敗時）	3.5E-06	71.1	100.0	3.5E-06	72.7
		崩壊熱除去機能※1	・緊急用海水系					
	②外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系（常設）（交流電源復旧後） ・常設代替注水系（可搬型） ・消火系※3	1.3E-10	＜0.1	＜0.1		
原子炉冷却材の流出	①原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のＥＣＣＳ（残留熱除去系（低圧注水系）） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・消火系，補給水系※3	8.3E-11	＜0.1	44.6		
	②原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			5.8E-11	＜0.1	31.2		
	③原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			1.9E-10 4.5E-11	＜0.1 ＜0.1	24.2		
	④原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			9.8E-14	＜0.1	＜0.1		
合計		－		5.0E-06	100.0	－	5.0E-06	100.0

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

第3－2表　重要事故シーケンス（運転停止中）の選定

事故シーケンスグループ	事故シーケンス		対応する主要な燃料損傷防止対策（下線は有効性を確認する主な対策）		着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策	a	b	c	備考（a：余裕時間，b：設備容量，c：代表性）	
崩壊熱除去機能喪失	◎	①残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・緊急用海水系 （ＲＨＲＳ喪失時）	低	低	高	a. 余裕時間については，シーケンス間で差異がなく，異常の認知及び待機中のＥＣＣＳ・低圧代替注水系（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2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4.1時間であり，その他のＰＯＳではさらに余裕時間が見込める）ことから，全てのシーケンスにおいて「低」とした。 b. 原子炉への注水に必要な設備容量については，シーケンス間で差がなく，待機中のＥＣＣＳ・低圧代替注水系（常設）の設備容量（残留熱除去系：1,605m³／h，低圧代替注水系（常設）：378m³／h）に比べて十分小さい（最も崩壊熱の大きなＰＯＳ－Ｓにおいても約50m³／h）ことから，全ての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%以上のシーケンスを「中」，1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. b. の着眼点について，全シーケンスに共通であるため，選定理由から除外した。 c. 頻度の観点では，①が支配的となった。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお，外部電源喪失を起因とする③のシーケンスは，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。
	－	②残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			低	低	中		
	－	③外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のＥＣＣＳ （残留熱除去系（低圧注水系））※2 ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・消火系，補給水系※3	低	低	中		
全交流動力電源喪失	◎	①外部電源喪失 ＋交流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備（ＤＧ起動に使用） （直流電源失敗時）	低	低	高	a. 余裕時間については，シーケンス間で差異がなく，常設代替直流電源設備，常設代替高圧電源装置による給電，低圧代替注水系（常設）による注水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ＰＯＳ－Ｓにおいても4.1時間であり，その他のＰＯＳではさらに余裕時間が見込める）ことから，全てのシーケンスにおいて「低」とした。 b. 原子炉への注水に必要な設備容量については，シーケンス間で差がなく，待機中のＥＣＣＳ・低圧代替注水系（常設）の設備容量（残留熱除去系：1,605m³／h，低圧代替注水系（常設）：378m³／h）に比べて十分小さい（最も崩壊熱の大きなＰＯＳ－Ｓにおいても約50m³／h）ことから，全ての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%以上のシーケンスを「中」，1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. b. の着眼点について，全シーケンスに共通であるため，選定理由から除外した。 c. 頻度の観点では，①が支配的となった。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお，直流電源喪失となる②のシーケンスは，炉心損傷頻度が低く，有効性を確認する左記下線の対策により①のシーケンスと同様に燃料損傷防止が可能であり，さらに可搬型代替直流電源設備による非常用ディーゼル発電機の起動による対応にも期待できることから選定しない。
	－	②外部電源喪失 ＋直流電源失敗 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能※1	・緊急用海水系	低	低	低		
			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） ・常設代替注水系（可搬型） ・消火系※3					
原子炉冷却材の流出	◎	①原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のＥＣＣＳ （残留熱除去系（低圧注水系）） ・低圧代替注水系（常設） ・低圧代替注水系（可搬型） ・消火系，補給水系※3	高	低	高	a. 燃料損傷までの余裕時間が最も短いシーケンス（①ＲＨＲ切替時，②ＣＵＷブロー時：3.5時間）を「高」，最も長いシーケンス（④ＬＰＲＭ点検時：12.1時間）を「低」，それ以外のシーケンス（③ＣＲＤ点検時：5.5時間）を「中」とした。 b. 流出流量が多い程，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シーケンスを「高」，最も少ないシーケンスを「低」，それ以外のシーケンスを「中」とした。 c. 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%以上のシーケンスを「中」，1%未満のシーケンスを「低」とした。 （①ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡについては，ウェル満水時（ＰＯＳ－Ｂ）及び通常水位時（ＰＯＳ－Ａ 等）のどちらでも起こり得る可能性があるが，保有水量が少なく，余裕時間の観点で厳しい通常水位時を想定して着眼点に基づく整理を行った。なお，通常水位時においては，原子炉水位計による警報発生による速やかな冷却材流出事故の検知等に期待できることも考えられるが，評価上考慮しないものとする。）	a. の着眼点について，「高」と考えたシーケンスとして①，②を抽出した。 b. の着眼点について，③，④は流出流量が比較的多くなるが，燃料損傷防止対策である待機中のＥＣＣＳ・低圧代替注水系（常設）の設備容量は，③，④における流出流量と比較して十分大きい。 c. 頻度の観点では，①が支配的となった。 以上より，①を重要事故シーケンスとして選定した。 なお，流出流量の大きい③，④のシーケンスについては，ＣＲＤ点検時，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡによる流出流量と比較して，燃料損傷防止対策となる待機中のＥＣＣＳ・低圧代替注水系（常設）の設備容量（残留熱除去系：1,605 m³/h，低圧代替注水系（常設）：378 m³/h）が十分大きいこと，作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であるため，認知が容易であることから選定しない。 また，②の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ＮＲ／Ｗの運転員も廃液収集タンク等の水位高を認知することができるため，認知が容易であることから選定しない。
	－	②原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			高	低	中		
	－	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			中	高	中		
	－	④原子炉冷却材の流出（ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗			低	中	低		
反応度の誤投入	◎	制御棒の誤引き抜き※4	安全保護機能	・安全保護系 （起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10秒）信号による原子炉スクラム）	－	－	－	代表性の観点から停止中に実施される試験等により，最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から，他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ，臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定する。	

◎　：重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

※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。
（原子炉建屋（原子炉開放時）又は格納容器（原子炉未開放時）へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し，その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する。）
※2　停止時ＰＲＡの評価上，残留熱除去系の喪失も考えられるが，その場合の事象進展及び対策は「全交流動力電源喪失」と同様になるため，ガイド等を参照し，対策に追加。
※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。
※4　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3－3表　燃料損傷までの余裕時間（1／2）

（a）「崩壊熱除去機能喪失」，「全交流動力電源喪失」の場合

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

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

崩壊熱　：炉心及び使用済燃料プール内の燃料の崩壊熱を考慮

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

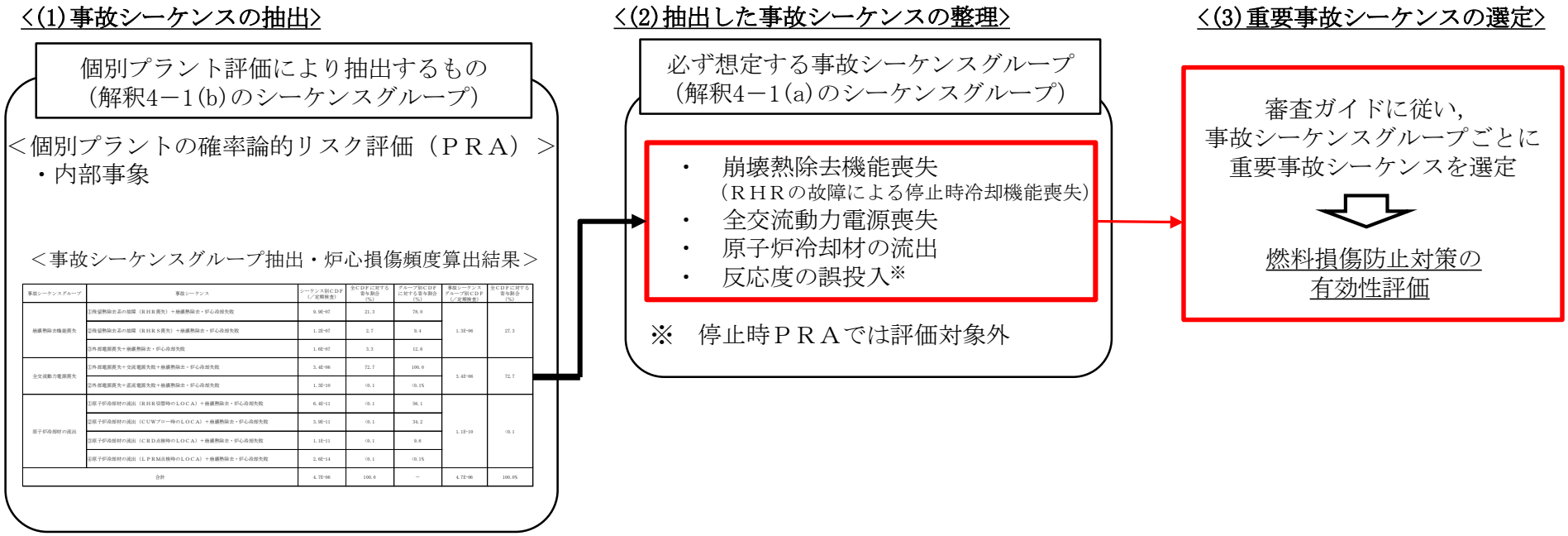
第3－3表　燃料損傷までの余裕時間（2／2）

（b）「原子炉冷却材の流出」の場合

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

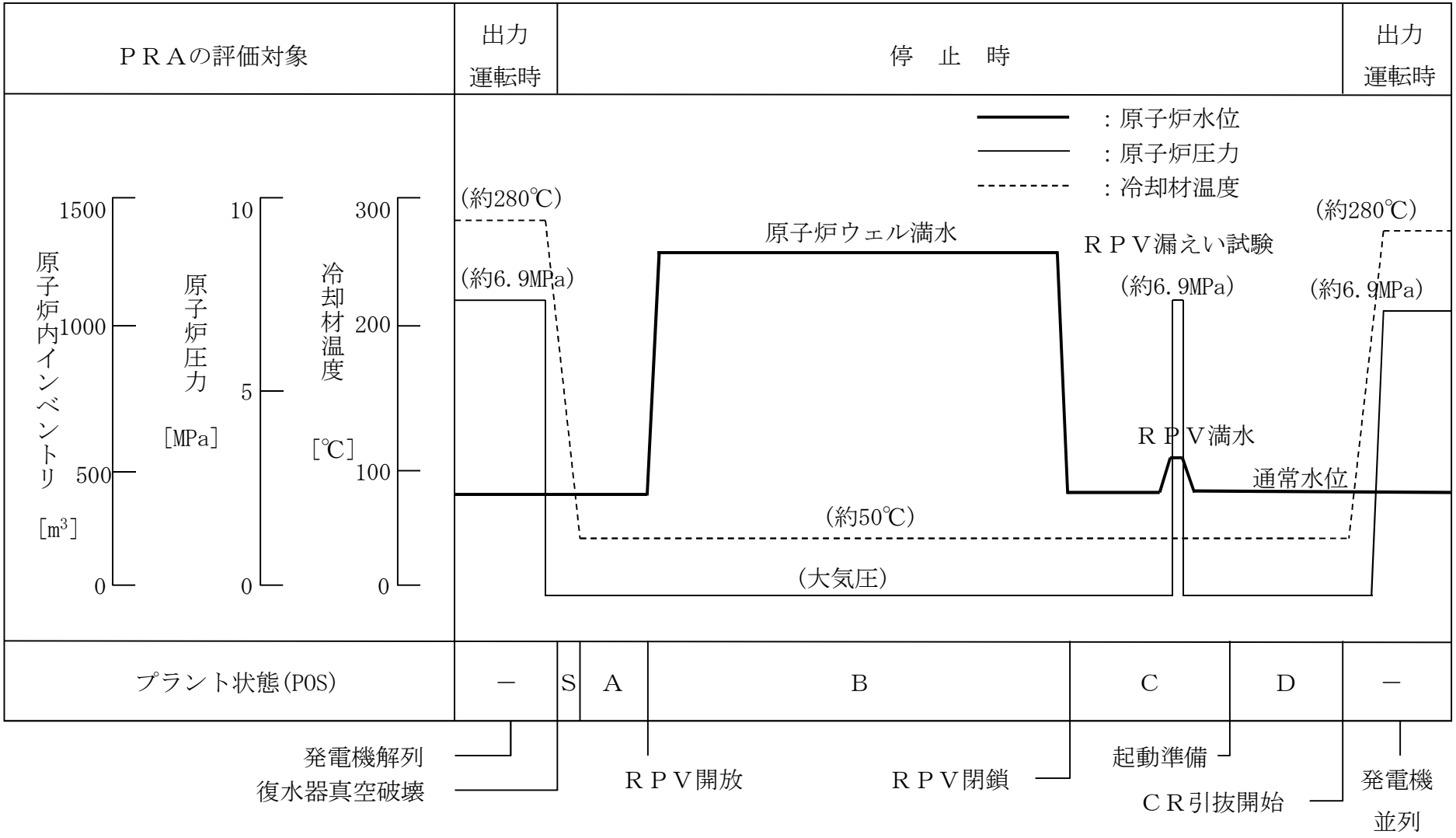
※２：原子炉ウェル満水状態における保有水量は，原子炉側のみの水量を考慮（プールゲートが閉止状態であることを想定し，使用済燃料プールの保有水量を含めない。）

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

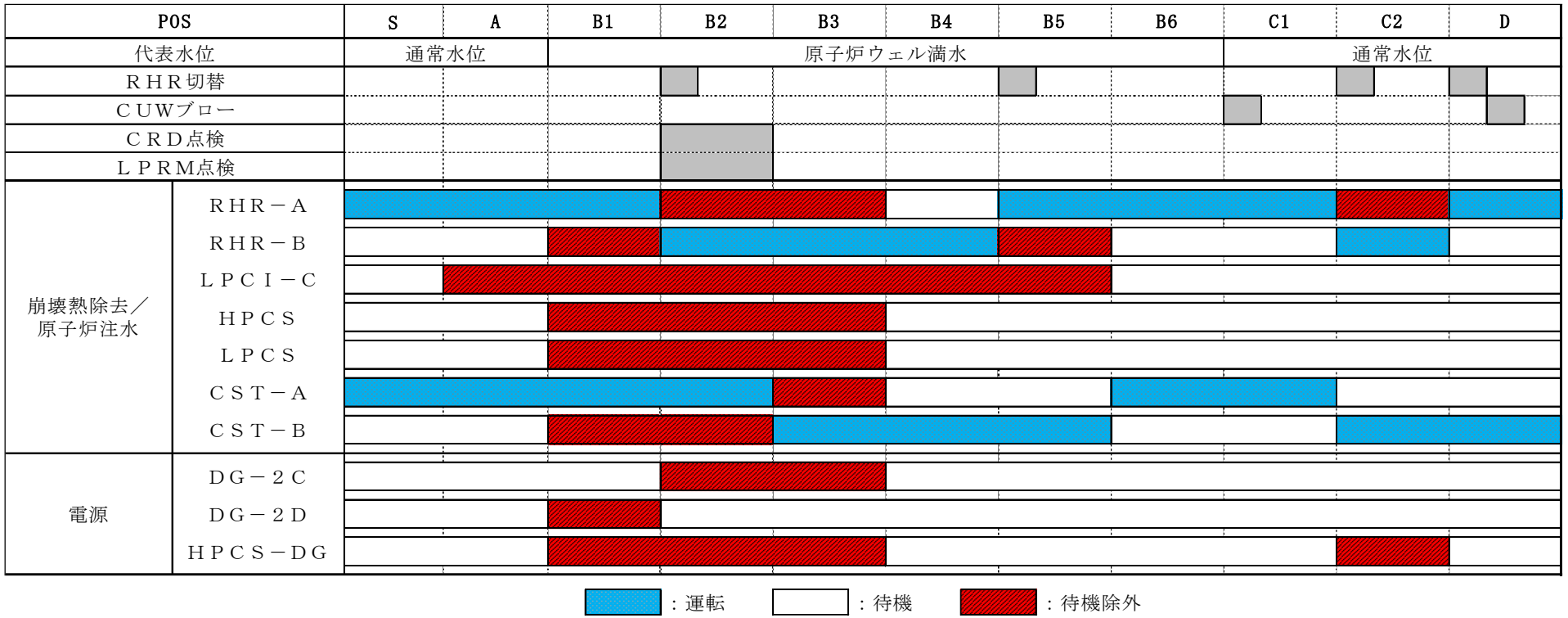


事故シーケンスグループ	事故シーケンス	シーケンス別ＣＤＦ（／定期検査）	全ＣＤＦに対する寄与割合（%）	グループ別ＣＤＦに対する寄与割合（%）	事故シーケンスグループ別ＣＤＦ（／定期検査）	全ＣＤＦに対する寄与割合（%）
崩壊熱除去機能喪失	①残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.9E-07	21.3	78.9	1.3E-06	27.3
	②残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.2E-07	2.7	9.4		
	③外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.6E-07	3.3	12.6		
全交流動力電源喪失	①外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.4E-06	72.7	100.0	3.4E-06	72.7
	②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	＜0.1%		
原子炉冷却材の流出	①原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切離時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	6.4E-11	＜0.1	56.1	1.1E-10	＜0.1
	②原子炉冷却材の流出（ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.9E-11	＜0.1	34.2		
	③原子炉冷却材の流出（ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-11	＜0.1	9.6		
	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	2.6E-14	＜0.1	＜0.1%		
合計		4.7E-06	100.0	－	4.7E-06	100.0%

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



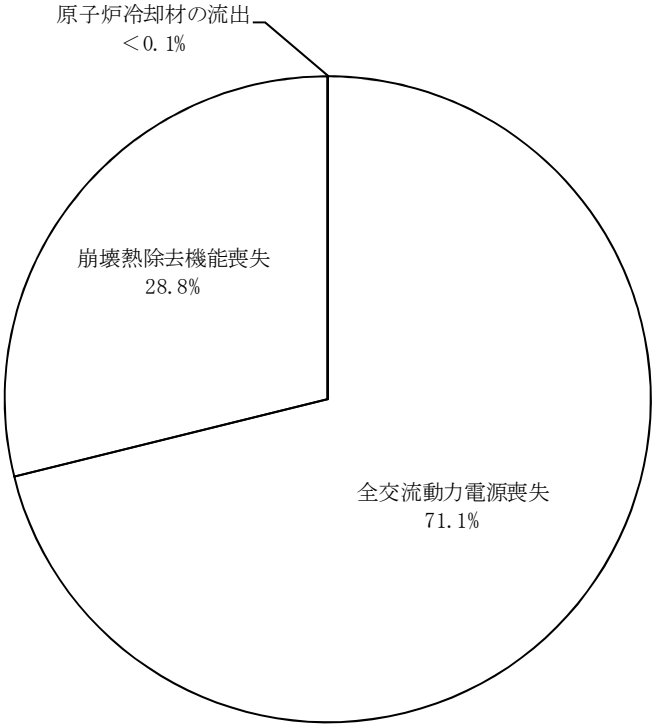
第３－３図　停止時ＰＲＡにおけるプラント状態の分類及び定期検査工程

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	崩壊熱除去機能喪失

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

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

第3－4図　停止時ＰＲＡにおけるイベントツリー



（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

4. 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

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，各実施項目について「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁　平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。（別紙12）

また，今回のＰＲＡの評価プロセスの確認及び更なる品質向上を目的として，専門家によるピアレビューを実施した。その結果，今回実施した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。（別紙13）

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わる検

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，これらを起因と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・内部火災を起因と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１ＰＲＡ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。

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
逃がし安全弁誤開放	内部火災による逃がし安全弁作動回路の誤動作　等
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

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項に外部人為事象として，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の結果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。

3.　運転停止中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アグラムを参考に，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の有無を確認した。

3.1　出力運転時と運転停止中のプラント状態等の差異

運転停止中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，出力運転時と運転停止中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運転停止中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

運転停止中の崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力は出力運転時と比べ小さくなるため，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

運転停止中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。

運転停止中は原子炉圧力容器・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，運転停止中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

運転停止中において，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

運転停止中において，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，運転停止中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運転時と運転停止中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運転時と運転停止中で異なり，運転停止中は燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

運転停止中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，直接炉心損傷至る事象が発生するが，これらについては出力運転中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，運転停止中の地震の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル１ＰＲＡから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　津波による影響

運転停止中においては，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，出力運転時津波レベル１ＰＲＡ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。運転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，運転停止中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。

以上より，運転停止中の津波の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル１ＰＲＡから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，運転停止中は，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運転時と運転停止中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運転時と運転停止中で異なり，運転停止中は燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

運転停止中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，運転停止中の内部溢水，内部火災の発生す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から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，運転停止中においても，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，運転時を対象とした整理を参考に，運転停止中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。

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ＰＲＡ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。

以上

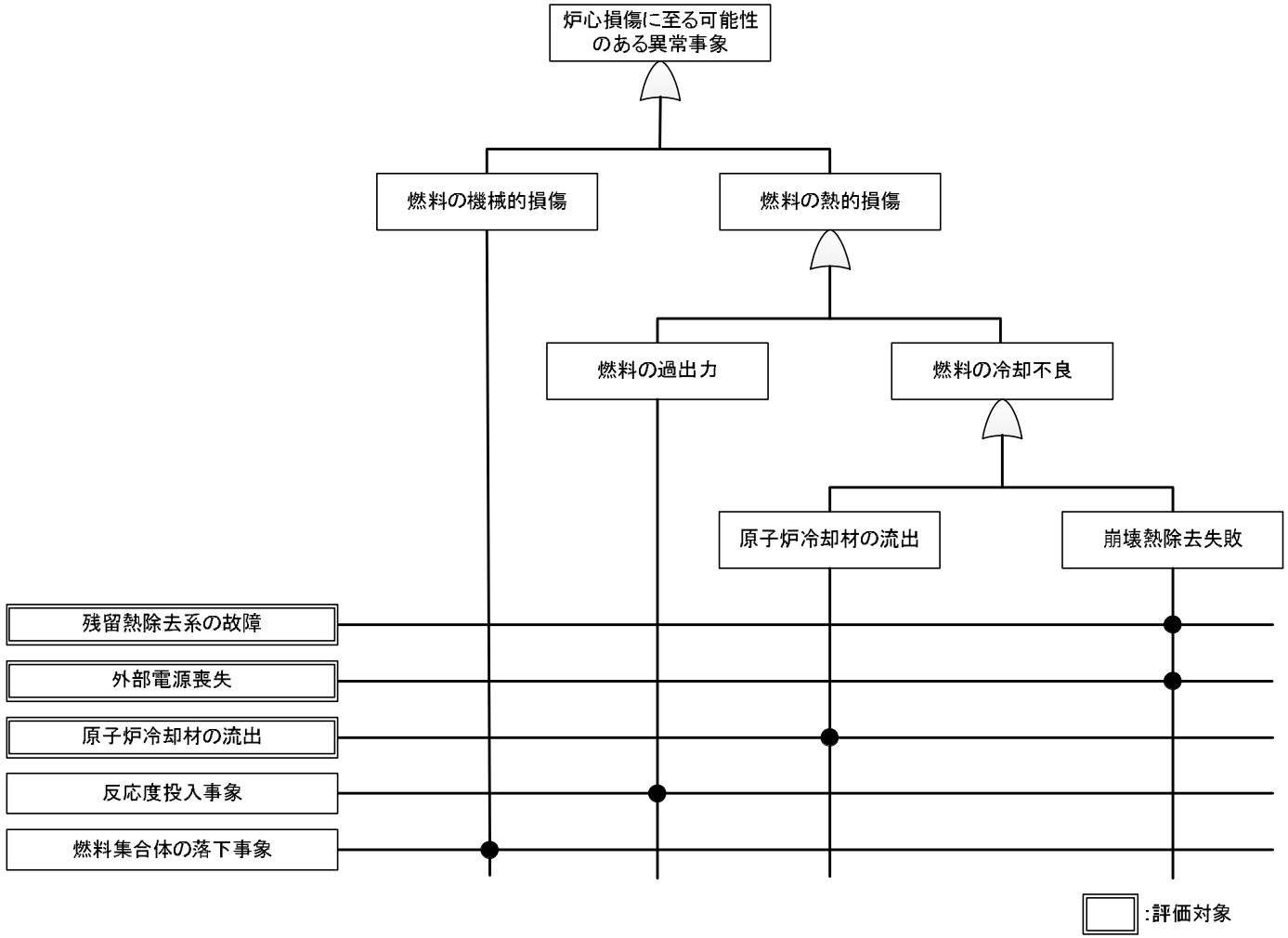


図１　内部事象停止時レベル１ＰＲＡのマスターロジックダイアグラム

表２　運転停止中原子炉における各外部事象で発生す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	－※1	－	－	－	－
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（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ） ・計測・制御系喪失	－	－	－	・出力運転時を対象とした地震レベル１ＰＲＡ結果に基づき，直接炉心損傷に至る起因事象を抽出しているが，別紙２に示すとおり，評価方法にはかなりの保守性を有し，かつ，大きな不確かさを有する。出力運転中の取り扱いと同様，機能維持した設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を柔軟に活用し影響緩和を図ることで対応すべきものと考える。

※１：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。

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１．５ＰＲＡ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関しての地震・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ＰＲＡ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

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。（補足1）

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12事象を対象に実施するものとする。

・極低温（凍結）
・降水（豪雨（降雨））
・積雪（暴風雪）
・高潮
・火山（火山活動・降灰）
・生物学的事象
・洪水（外部洪水）
・風（台風）
・竜巻
・森林火災

・落雷

・地滑り

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12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6事象については，他事象に包絡される（降水（豪雨（降雨）），高潮，風（台風），洪水（外部洪水））か，起因事象の発生はない（生物学的事象，地滑り）ことを確認している。（補足2）

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3）

(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)項で抽出した損傷・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)項で抽出した損傷・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」）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)項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)項にて特定した起因事象について，内部事象レベル１ＰＲＡ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2-1～6参照），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2-7)。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必要がある。

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組合せ)

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：地震により止水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（降水時は降下火砕物自体が発電所へ届きにくくなると考えられるため，堆積後の降水を想定））

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)項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.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.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.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確認結果を補足4に示す。また，外部人為事象との重畳影響については，補足5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，元々，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（送変電設備，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 想定される自然現象及び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の選定について

補足 2 過酷な自然現象により考え得る起因事象等

補足 2-1 低温（凍結）事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-2 積雪事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-3 火山事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-4 竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-5 森林火災事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-6 落雷事象に対する事故シーケンス抽出

補足 2-7 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 3 過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

補足 4 自然現象の重畳確認結果

補足 5 外部人為事象に関わる重畳の影響について

想定される自然現象及び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の選定について

想定される自然現象及び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，「想定される外部人為事象」という。）について選定を行った。

（１）想定される自然現象及び想定される外部人為事象の抽出

設置許可基準規則の解釈第６条２項及び８項において，「想定される自然現象（地震及び津波を除く。）」と「安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象」として，以下のとおり例示されている。

第６条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

２　第１項に想定する「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。

想定される自然現象及び想定される外部人為事象について網羅的に抽出するための基準等については，国外の基準として「Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants （IAEA,April 2010)」を，また外部人為事象を選定する観点から「DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES(FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE（NEI-12-06 August 2012)」，日本の自然現象を網羅する観点から「日本の自然災害（国会資料編纂会 1998 年)」を参考にした。これらの基準等に基づき抽出した想定される自然現象を第 1-1 表に，想定される外部人為事象を第 1-2 表に示す。

なお，その他に NRC の「NUREG/CR-2300 PRA Procedures Guide（NRC,January 1983）」等の基準も事象収集の対象としたが，これら追加した基準の事象により,「(3) 設計上考慮すべき想定される自然現象及び外部人為事象の選定結果」において選定される事象が増加することはなかった。

第 1-1 表　考慮する外部ハザードの抽出（想定される自然現象）

（丸数字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-1	極低温（凍結）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-2	隕石	○		○		○		○		○
1-3	降水（豪雨（降雨））	○	○	○	○	○	○	○		○
1-4	河川の迂回	○	○			○		○		○
1-5	砂嵐	○		○		○		○		○
1-6	静振	○				○		○		○
1-7	地震活動	○	○	○	○	○	○	○		○
1-8	積雪（暴風雪）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-9	土壌の収縮又は膨張	○	○			○		○		○
1-10	高潮	○	○			○		○		○
1-11	津波	○	○	○	○	○	○	○		○
1-12	火山（火山活動・降灰）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-13	波浪・高波	○	○			○		○		○
1-14	雪崩	○	○	○		○		○		○
1-15	生物学的事象	○			○		○	○		○
1-16	海岸浸食	○		○		○		○		○
1-17	干ばつ	○	○	○		○		○		○
1-18	洪水（外部洪水）	○	○	○		○	○	○		○
1-19	風（台風）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-20	竜巻	○	○	○	○	○	○	○		○
1-21	濃霧	○				○		○		○
1-22	森林火災	○	○	○	○	○	○	○		○
1-23	霜・白霜	○	○	○		○		○		○
1-24	草原火災	○								○
1-25	ひょう・あられ	○	○	○		○		○		○
1-26	極高温	○	○	○		○		○		○
1-27	満潮	○				○		○		○
1-28	ハリケーン	○				○		○		
1-29	氷結	○		○		○		○		○
1-30	氷晶			○						○
1-31	氷壁			○						○
1-32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）		○							
1-33	落雷	○	○	○	○	○	○	○		○
1-34	湖または河川の水位低下	○		○		○		○		○

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-35	湖または河川の水位上昇			○		○				
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	○	○							○
1-37	極限的な圧力（気圧高低）			○						○
1-38	もや			○						
1-39	塩害，塩雲			○						○
1-40	地面の隆起		○	○						○
1-41	動物			○						○
1-42	地滑り	○	○	○	○	○	○	○		○
1-43	カルスト			○						○
1-44	地下水による浸食			○						
1-45	海水面低			○						○
1-46	海水面高		○	○						○
1-47	地下水による地滑り			○						
1-48	水中の有機物			○						
1-49	太陽フレア，磁気嵐	○								○
1-50	高温水（海水温高）			○						○
1-51	低温水（海水温低）			○						○
1-52	泥湧出（液状化）		○							
1-53	土石流		○							○
1-54	水蒸気		○							○
1-55	毒性ガス	○	○			○		○		○

①DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)
②「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年
③Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
④「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」(制定：平成 25 年 6 月 19 日)
⑤ NUREG/CR-2300“PRA PROCEDURES GUIDE”,NRC, January 1983
⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
⑦ Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 “Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表
⑨「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

第 1-2 表　外部ハザードの抽出（想定される外部人為事象）

（丸数字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
2-1	衛星の落下	○		○				○		○
2-2	ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故(ｶﾞｽなど)，ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故によるサイト内爆発等	○		○		○		○		
2-3	交通事故（化学物質流出含む）	○		○	○	○		○		○
2-4	有毒ガス	○			○	○	○	○		
2-5	タービンミサイル	○			○	○	○	○		
2-6	飛来物（航空機落下）	○		○	○	○	○	○	○	○
2-7	工業施設又は軍事施設事故	○				○		○		○
2-8	船舶の衝突（船舶事故）	○		○	○		○			○
2-9	自動車または船舶の爆発	○		○						○
2-10	船舶から放出される固体液体不純物			○						○
2-11	水中の化学物質			○						
2-12	プラント外での爆発			○	○		○			○
2-13	プラント外での化学物質の流出			○						○
2-14	サイト貯蔵の化学物質の流出	○		○		○		○		
2-15	軍事施設からのミサイル			○						
2-16	掘削工事		○	○						
2-17	他のユニットからの火災			○						
2-18	他のユニットからのミサイル			○						
2-19	他のユニットからの内部溢水			○						
2-20	電磁的障害			○	○		○			○
2-21	ダムの崩壊			○	○		○			○
2-22	内部溢水				○	○	○	○		
2-23	火災（近隣工場等の火災）			○	○	○	○			○

①DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)

②「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年

③Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010

④「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」(制定：平成 25 年 6 月 19 日)

⑤ NUREG/CR-2300“PRA PROCEDURES GUIDE”,NRC, January 1983

⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）

⑦ASME/ANS RA-Sa-2009 ″Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications″

⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表

⑨「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

（２）設計上考慮すべき想定される自然現象及び想定される外部人為事象の選定

（１）で網羅的に抽出した事象について，東海第二発電所において設計上考慮すべき事象を選定するため，海外での評価手法※を参考とした第 1-3 表の除外基準のいずれかに該当するものは除外して事象の選定を行った。

第 1-3 表　考慮すべき事象の除外基準（参考 1 参照）

基準Ａ	プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。（例：No.1-5 砂嵐）
基準Ｂ	ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。（例：No.1-16 海岸浸食）
基準Ｃ	プラント設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，またはプラントの安全性が損なわれることがない（例：No.1-21 濃霧）
基準Ｄ	影響が他の事象に包絡される。（例：No.1-27 満潮）
基準Ｅ	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。（例：No.1-2 隕石）
基準Ｆ	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価している。または故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項（例：No.2-5 タービンミサイル）

※ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

（３）設計上考慮すべき想定される自然現象及び想定される外部人為事象の選定結果

（２）で検討した除外基準に基づき，東海第二発電所において設計上考慮すべき事象を選定した結果を第 1-4 表及び第 1-5 表に示す。

第 6 条に該当する「想定される自然現象」として，以下の 12 事象を選定した。

・洪水（外部洪水）
・風（台風）
・竜巻
・極低温（凍結）
・降水（豪雨（降雨））
・積雪（暴風雪）
・落雷
・地滑り
・火山（火山活動・降灰）
・生物学的事象
・森林火災
・高潮

また，「想定される外部人為事象」として，以下の 7 事象を選定した。

・飛来物（航空機落下）
・ダムの崩壊
・プラント外での爆発
・火災（近隣工場等の火災）
・有毒ガス
・船舶の衝突（船舶事故）
・電磁的障害

第　1-4 表　設計基準において想定される自然現象の選定結果

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-1	極低温（凍結）	－	○	「凍結」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-2	隕石	E※1	×	安全施設の機能に影響を及ぼす規模の隕石が衝突する可能性は極めて低い。
1-3	降水 （豪雨（降雨））	－	○	「降水」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-4	河川の迂回	B	×	発電所周辺の河川（久慈川）までは距離があり（約2km），また，迂回事象は進展が遅く，進展防止対策が可能であるため，安全性の影響はないことから除外する。
1-5	砂嵐	A,D	×	発電所及びその周辺には砂漠砂丘は存在せず，安全施設の機能に影響はないことから除外する。 大陸からの黄砂の影響については,「火山（火山活動・降灰）」に包絡される。
1-6	静振	D	×	静振は，津波や波浪といった事象に誘因されるものであり，それ単体での影響はなく，「津波」に包絡される。
1-7	地震活動	F	×	「第 4 条 地震による損傷の防止」にて評価される。
1-8	積雪（暴風雪）	－	○	「積雪」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-9	土壌の収縮または膨張	A,C	×	地盤の収縮または膨張が発生したとしても，施設荷重によって有意な圧密沈下・クリープ沈下は生じず，ま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，影響はないことから除外する。
1-10	高潮	－	○	「高潮」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-11	津波	F	×	「第 5 条 津波による損傷の防止」にて評価される。
1-12	火山 （火山活動・降灰）	－	○	「火山」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-13	波浪・高波	D	×	波浪は，風浪（風によってその場所に発生する波）とうねり（他の場所で発生した風浪の伝わり，風が静まった後に残される波）の混在した現象であり，高波は波浪の波高が高いものを指すが，設計基準津波による影響の方が大きく，「津波」に包絡される。
1-14	雪崩	A	×	安全上重要な施設は周辺斜面と十分な離隔距離があること，発電所敷地内及び敷地周辺の地形に急傾斜はなく，雪崩が起きる可能性はないことから除外する。
1-15	生物学的事象	－	○	「生物学的事象」としてプラントへの影響評価を実施する。

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-16	海岸浸食	B	×	基本的に取水に係る土木構築物はコンクリート製であり浸食はほとんどなく，仮に海底砂の流出等による海底勾配の変化が生じるような場合でも，非常に緩やかに進行するものと考えられ，保守管理による不具合防止が可能であるため，安全施設の機能の影響はないことから除外する。
1-17	干ばつ	C	×	発電所は海水を冷却源としていることから，安全施設の機能に影響を及ぼすことはない。また，淡水は復水貯蔵タンク等により保管していることから，干ばつが発生したとしても安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
1-18	洪水（外部洪水）	－	○	「洪水」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-19	風（台風）	－	○	「風（台風）」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-20	竜巻	－	○	「竜巻」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-21	濃霧	C	×	設備に損傷を与えることはなく，安全施設の機能に影響はないことから除外する。
1-22	森林火災	－	○	「森林火災」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-23	霜・白霜	C	×	設備に損傷を与えることはなく，安全施設の機能に影響はないことから除外する。
1-24	草原火災	A	×	発電所及びその周辺には草原は存在しないことから除外する。
1-25	ひょう・あられ	D	×	ひょう（直径5mm以上），あられ（直径5mm未満）は氷の粒であり，仮に直径10cm程度のひょうを想定した場合でも，竜巻の設計飛来物（鋼製材：長さ4.2m，幅0.3m，奥行0.2m）の衝突荷重に比べ十分小さいことから，ひょう，あられにより安全施設の機能が損なわれる恐れはなく，「竜巻」に包絡される。
1-26	極高温	C	×	気温は1日の中で高低差があるため高温期間は一時的であること，仮に水戸の過去最高気温（38.4℃）が継続したとしても，建屋内空調は海水にて冷却していることから室内の気温上昇の影響は著しくなく，安全機能に影響はないことから除外する。
1-27	満潮	D	×	発電所周辺の既往最高潮位がT.P+1.46mであり，設計津波による影響の方が大きいことから，「津波」に包絡される。

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-28	ハリケーン	A	×	日本がハリケーンの影響を受けることはないことから除外する。
1-29	氷結	D	×	氷結とは水の凝固であり，影響は凍結と同等と考えられることから，「極低温（凍結）」に包絡される。
1-30	氷晶	D	×	氷晶とは氷の結晶であり，仮に堆積しても影響は凍結と同等と考えられることから，「極低温（凍結）」に包絡される。
1-31	氷壁	A	×	氷壁とは氷河の末端や氷山などの絶壁を指すが，発電所周辺で氷壁を含む海氷の発生，流氷の到達事例はないことから除外する。
1-32	土砂崩れ （山崩れ，がけ崩れ）	A	×	発電所敷地内及び敷地周辺に土砂崩れを発生させるような急傾斜地形，山，がけはないことから除外する。
1-33	落雷	－	○	「落雷」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-34	湖または河川の 水位低下	C	×	発電所は海水を冷却源としていることから，湖または河川の水位低下による安全施設の機能に影響を及ぼすことはない。また，淡水は復水貯蔵タンク等により保管していることから，湖または河川の水位低下が発生したとしても安全施設の機能に影響を及ぼすことはないことから除外する。
1-35	湖または河川の 水位上昇	D	×	河川等の水位上昇により氾濫が発生したとしても，影響は外部からの洪水と同等を考えられるため，「洪水（外部洪水）」に包絡される。
1-36	陥没・地盤沈下・地割れ	F	×	陥没・地盤沈下・地割れ等地盤の変状を伴う変形は地盤の脆弱性に係る事象であり，「地震活動」による影響評価（地盤）にて評価する。
1-37	極限的な圧力 （気圧高低）	D	×	低気圧，高気圧による気圧の変化については予測可能であり，必要に応じて事前の備えが可能である。一方，同様の影響がある竜巻については，検知から対応までの時間的余裕が少ないことに加え，風荷重や飛来物衝突といったその他の影響も同時に考慮する必要があることから，竜巻の方がプラントへ及ぼす影響が大きいため，「竜巻」に包絡される。
1-38	もや	C	×	設備に損傷を与えることはなく，安全施設の機能に影響はないことから除外する。
1-39	塩害，塩雲	B	×	塩害による腐食の影響については，事象進展が遅く保守管理による不具合防止が十分可能であることから除外する。

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-40	地面の隆起	F	×	地面の隆起は地震による地盤の変状を伴う変形であり，「地震活動」による影響評価（地盤）にて評価する。
1-41	動物	D	×	動物を生物学的事象として考慮するため，「生物学的事象」に包絡される。
1-42	地滑り	－	○	「地滑り」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-43	カルスト	A	×	カルストとは石灰岩地域で雨水・地下水の溶食によって生じた地形であるが，発電所敷地内及び敷地周辺に石灰岩地形は認められないことから除外する。
1-44	地下水による浸食	A	×	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こう配を示しており，浸食をもたらす流れは発生しないことから除外する。
1-45	海水面低	D	×	海水面低は，津波，干潮により発生する事象であるが，津波によるものの規模が大きく，「津波」に包絡される。
1-46	海水面高	D	×	海水面高は，津波，満潮，高潮により発生する事象であるが，津波によるものの規模が大きく，「津波」に包絡される。
1-47	地下水による地滑り	D	×	影響は地滑り事象と同様であると考えられることから，「地滑り」に包絡される。
1-48	水中の有機物	D	×	プランクトン等の海生生物を生物学的事象として考慮するため，「生物学的事象」に包絡される。
1-49	太陽フレア，磁気嵐	C	×	太陽フレア，磁気嵐により誘導電流が発生する可能性があるが，影響が及んだとしても変圧器等の一部に限られること，仮に発電所外を含めた送変電設備に影響が及ぶような場合においても，プラント停止など適切な措置を講じることとしているため，安全施設の機能が損なわれることはないと考えられるため除外する。
1-50	高温水（海水温高）	B	×	設計条件を上回る海水温度高に対し定格出力維持が困難な場合も想定されるが，温度を監視しており，出力低下やプラント停止措置にて十分対応可能であることから，安全施設の機能が損なわれることはないため除外する。
1-51	低温水（海水温低）	C	×	取水温度の低下は冷却性能の低下につながるものではなく，安全施設の機能に影響はないため除外する。

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-52	泥湧出（液状化）	F	×	地盤の脆弱性に係る影響であり，「地震活動」による影響評価（地盤）にて評価する。
1-53	土石流	A	×	発電所敷地内及び敷地周辺には土石流を発生させるような地形，地質は認められないことから除外する。
1-54	水蒸気	A	×	火山事象により発生する事象であるが，周辺に火山がないことから除外する。
1-55	毒性ガス	D	×	火山事象，外部火災事象により発生する事象であるが，周辺に火山はなく，また，外部火災事象にて有毒ガスの評価を行うことから，「森林火災」に包絡される。

※1：NUREG-1407 “Procedure and Submittal Guidance for the Individual Plant Examination of External Events (IPEEE) for Severe Accident Vulnerabilities”によると，隕石や人工衛星については，衝突の確率が 10^{-9} と非常に小さいため，起因事象頻度は低く IPEEE の評価対象から除外する旨が記載されている。

なお，本記載の基となった NUREG/CR-5042,Supplement2 によると，1 ポンド以上の隕石の年間落下件数と地表の一定面積に落下する確率を面積比で概算した結果，100 ポンド以上の隕石が 10,000 平方フィートに落下する確率は 7×10^{-10}／炉年，100,000 平方フィートに落下する確率は 6×10^{-8}／炉年，隕石落下による津波の確率は 9×10^{-10}／炉年と評価されている。

地球近傍の天体が，地球に衝突する確率及び衝突した際の被害状況を表す尺度として，トリノスケールがあるが，NASA によると 2017 年において，今後 100 年間に衝突する可能性がある全ての天体について，レベル 0 とされている。レベル 0 とは，衝突確率が 0 か可能な限り 0 に近い，又は衝突したとしても大気中で燃え尽き被害がほとんど発生しないことを示す。NASA のリストにおいて，2017 年現在最も衝突確率の高い $2010RF_{12}$ が，今後 100 年間に東海第二発電所へ落下する確率を計算する。

地球の表面積：510,072,000km^2
東海第二発電所を含む敷地面積：0.66km^2
$2012RF_{12}$ の衝突確率（2017 年現在）：5.0×10^{-2}

東海第二発電所敷地内に衝突する確率は概算で以下のとおりであり，極頻度である。

$5.0\times10^{-2}\times(0.66\div510,072,000)=6.5\times10^{-11}$

その他，ＩＡＥＡの SAFETY STANDARDS SERIES No.NS-R-1,“SAFETY OF NUCLEAR POWER PLANTS:DESIGN”では，想定起因事象で考慮しないものとして，自然または人間に起因する外部事象であって，極めて起こりにくいもののたとえとして隕石や人工衛星の落下を挙げている。

第 1-5 表　設計基準において想定される外部人為事象の選定結果

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
2-1	衛星の落下	E※2	×	安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星が落下する可能性は非常に低いと考えられることから除外する。
2-2	ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故(ｶﾞｽなど)，ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故によるサイト内爆発等	A,D	×	発電所周辺のＬＮＧ基地内のパイプライン（約1.5km）は，十分な離隔距離が確保されていることから，影響は「爆発（プラント外での爆発）」，「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-3	交通事故 （化学物質流出含む）	D	×	敷地外において，タンクローリ等の可動施設の輸送事故（流出含む）影響については，「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。 敷地内の交通事故は，車両の制限速度の設定等により管理されることから，安全機器へ損傷を与えるほどの衝突は発生しない。
2-4	有毒ガス	－	○	「有毒ガス」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-5	タービンミサイル	E,F	×	「第18条 蒸気タービン」にて評価される。
2-6	飛来物（航空機落下）	－	○	「航空機落下」として，プラントへの影響評価を実施する。
2-7	工業施設又は 軍事施設事故	A,D	×	発電所周辺の大規模な工業施設は，十分な離隔距離が確保されていることから，「爆発（プラント外での爆発）」，「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。 また，発電所近傍に安全施設に影響を及ぼすような軍事施設はない。
2-8	船舶の衝突 （船舶事故）	－	○	「船舶の衝突」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-9	自動車又は船舶の爆発	A,D	×	発電所周辺の幹線道路及び定期航路は，十分な離隔距離が確保されていることから，「爆発（プラント外での爆発）」，「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-10	船舶から放出される 固体液体不純物	D	×	流出物の影響は船舶事故発生時と同等と考えられ，「船舶の衝突（船舶事故）」に包絡される。
2-11	水中の化学物質	D	×	水中の化学物質の影響は船舶事故発生時と同等と考えられ，「船舶の衝突（船舶事故）」に包絡される。
2-12	プラント外での爆発	－	○	「爆発」としてプラントへの影響評価を実施する。

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
2-13	プラント外での化学物質流出	D	×	発電所周辺の航路は，十分な離隔距離が確保されていることから，「船舶の衝突（船舶事故）」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-14	サイト貯蔵の化学物質の流出	D	×	屋内は空調管理，排水管理されていることから影響はないが，屋外貯蔵の化学物質流出の影響は「有毒ガス」に包絡される。
2-15	軍事施設からのミサイル	A	×	偶発的なミサイル到達は考え難いことから除外する。
2-16	掘削工事	A	×	敷地内の工事は管理されており，事前調査で埋設ケーブル・配管位置の確認を行うため，損傷は回避できることから除外する。 敷地外の工事はプラントに影響を与えないことから除外する。
2-17	他のユニットからの火災	D	×	近隣工場等の火災と影響は同様と考えられることから，「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。
2-18	他のユニットからのミサイル	A	×	安全施設に影響を及ぼすようなミサイル源はないため除外する。
2-19	他のユニットからの内部溢水	F	×	「第 9 条 溢水による損傷の防止等」にて評価される。
2-20	電磁的障害	－	○	「電磁的障害」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-21	ダムの崩壊	－	○	「ダムの崩壊」としてプラントへの影響評価を実施する。
2-22	内部溢水	F	×	「第 9 条 溢水による損傷の防止等」にて評価される。
2-23	火災 （近隣工場等の火災）	－	○	「近隣工場等の火災」としてプラントへの影響評価を実施する。

※２：人口衛星が落下した場合については，衛星の大部分が大気圏で燃え尽き，一部破片が落下する可能性があるものの原子炉施設に影響を及ぼすことはないものと考えられる。

＜参考１＞

基準Ａ：プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。

発電所の立地点の自然環境は一様ではなく，発生する自然事象は地域性があるため，発電所立地点において明らかに起こり得ない事象は対象外とする。

基準Ｂ：ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。

事象発生時の発電所への影響の進展が緩慢であって，影響の緩和又は排除の対策が容易に講じることが出来る事象は対象外とする。例えば，発電所の海岸の浸食の事象が発生しても，進展が遅いため補強工事等により侵食を食い止めることができる。

基準Ｃ：プラント設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，又はプラントの安全性が損なわれることがない。

事象が発生しても，プラントへの影響が極めて限定的で炉心損傷事故のような重大な事故にはつながらない事象は対象外とする。例えば，外気温が上昇しても，屋外設備でも故障に至る可能性は小さく，また，冷却海水の温度が直ちに上昇しないことから冷却は維持できるので，影響は限定的である。

基準Ｄ：影響が他の事象に包絡される。

プラントに対する影響が同様とみなせる事象については，相対的に影響が大きいと判断される事象に包絡して合理的に検討する。

基準Ｅ：発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。

航空機落下の評価では発生頻度が低い事象（10^{-7}／年以下）は考慮すべき事象からは対象外としており，同様に発生頻度がごく稀な事象は対象外とする。

基準Ｆ：外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項により評価を実施している。又は故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項

第四条 地震による損傷の防止，第五条 津波による損傷の防止，第九条 溢水による損傷の防止等，第十八条 蒸気タービンにより評価を実施するもの，または，故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止に該当しないものについては，対象外とする。

＜参考２＞

設計基準において想定される自然現象の抽出フロー

国内外の基準等に基づき，考えられる自然現象を網羅的に抽出

第 1-1 表　考慮する外部ハザードの抽出（想定される自然現象）

（丸数字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
1-1	極低温（凍結）	○	○	○	○	○	○	○		○
1-2	隕石	○		○		○		○		○
1-3	降水（豪雨（降雨））	○	○	○	○	○	○	○		○
1-4	河川の迂回	○	○			○		○		○
1-5	砂嵐	○		○		○		○		○

①DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)
②「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年
③Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
④「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
⑤ NUREG/CR-2300“PRA PROCEDURES GUIDE”,NRC, January 1983
⑥「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
⑦ Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 “Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表
⑨「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

敷地の自然環境を考慮し，海外での評価手法※を参考とした除外基準に該当するものを除外

第　1-4 表　設計基準において想定される自然現象の選定結果

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　　考
1-1	極低温（凍結）	－	○	「凍結」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-2	隕石	E※1	×	安全施設の機能に影響を及ぼす規模の隕石が衝突する可能性は極めて低い。
1 3	降水（豪雨（降雨））		○	「降水」としてプラントへの影響評価を実施する。
1-4	河川の迂回	B	×	発電所周辺の河川（久慈川）までは距離があり（約2km），また，迂回事象は進展が遅く，進展防止対策が可能であるため，安全性の影響はないことから除外する。
1-5	砂嵐	A,D	×	発電所及びその周辺には砂漠砂丘は存在せず，安全施設の機能に影響はないことから除外する。

基準Ａ	プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。（例：No.1-5 砂嵐）
基準Ｂ	ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。（例：No.1-16 海岸浸食）
基準Ｃ	プラント設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，またはプラントの安全性が損なわれることがない（例：No.1-21 濃霧）
基準Ｄ	影響が他の事象に包絡される。（例：No.1-27 満潮）
基準Ｅ	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。（例：No.1-2 隕石）
基準Ｆ	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価している。または故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項（例：No.2-5 タービンミサイル）

※ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

選定の結果，設計基準において想定される自然現象として 12 事象を選定

・洪水	・落雷
・風（台風）	・地滑り
・竜巻	・火山
・凍結	・生物学的事象
・降水	・森林火災
・積雪	・高潮

設計基準において想定される外部人為事象の抽出フロー

国内外の基準等に基づき，考えられる外部人為事象を網羅的に抽出

第 1-2 表　外部ハザードの抽出（想定される外部人為事象）

（丸数字は，外部ハザードを抽出した文献を示す。）

No	外部ハザード	外部ハザードを抽出した文献等								
		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
2-1	衛星の落下	○		○				○		○
2-2	ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故(ｶﾞｽなど)，ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故によるサイト内爆発等	○		○		○		○		
2-3	交通事故（化学物質流出含む）	○		○	○	○		○		○
2-4	有毒ガス	○			○	○	○	○		
2-5	タービンミサイル	○			○	○	○	○		

①DIVERSE AND FLEXIBLE COPING STRATEGIES (FLEX) IMPLEMENTATION GUIDE (NEI-12-06 August 2012)
②「日本の自然災害」国会資料編纂会 1998 年
③Specific Safety Guide (SSG-3) “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants”, IAEA, April 2010
④「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」(制定：平成 25 年 6 月 19 日)
⑤ NUREG/CR-2300 “PRA PROCEDURES GUIDE”,NRC, January 1983
⑥ 「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造および設備の基準に関する規則の解釈」（制定：平成 25 年 6 月 19 日）
⑦ Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 “Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”
⑧ B.5.b Phase2&3 Submittal Guideline (NEI-06-12 December 2006) -2011.5 NRC 公表
⑨「外部ハザードに対するリスク評価方法の選定に関する実施基準：2014」一般社団法人 日本原子力学会

敷地及び敷地周辺の状況を考慮し，海外での評価手法※を参考とした除外基準に該当するものを除外

第 1-5 表　設計基準において想定される外部人為事象の選定結果

No.	外部ハザード	選定基準	選定	備　考
2-1	衛星の落下	E※2	×	安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星が落下する可能性は非常に低いと考えられることから除外する。
2-2	ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故(ｶﾞｽなど)，ﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ事故によるサイト内爆発等	A,D	×	発電所周辺のＬＮＧ基地内のパイプライン（約1.5km）は，十分な離隔距離が確保されていることから，影響は「爆発（プラント外での爆発）」,「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡される。
				敷地外において，タンクローリ等の可動施設の輸送事故（流出含む）影響については，「火災（近隣工場等の火災）」及び「有毒ガス」に包絡

基準Ａ	プラントに影響を与えるほど接近した場所に発生しない。（例：No.1-5 砂嵐）
基準Ｂ	ハザード進展・襲来が遅く，事前にそのリスクを予知・検知することでハザードを排除できる。（例：No.1-16 海岸浸食）
基準Ｃ	プラント設計上，考慮された事象と比較して設備等への影響度が同等若しくはそれ以下，またはプラントの安全性が損なわれることがない(例：No.1-21 濃霧)
基準Ｄ	影響が他の事象に包絡される。（例：No.1-27 満潮）
基準Ｅ	発生頻度が他の事象と比較して非常に低い。（例：No.1-2 隕石）
基準Ｆ	外部からの衝撃による損傷の防止とは別の条項で評価している。または故意の外部人為事象等外部からの衝撃による損傷の防止の対象外の事項（例：No.2-5 タービンミサイル）

※ASME/ANS RA-Sa-2009 “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008 Standard for Level 1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications”

選定の結果，設計基準において想定される外部人為事象として７事象を選定

・飛来物 ・ダムの崩壊 ・爆発 ・近隣工場等の火災	・有毒ガス ・船舶の衝突 ・電磁的障害

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
1	極低温（凍結） ※詳細評価は補足2-1参照	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」が同時発生し，「全交流動力電源喪失」に至るシナリオ。
			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	荷重	荷重（衝突）	NUREGやIAEAのSAFETY STANDARDS SERIESでも言及されている様に，有意な発生頻度とはならない。（10-9／年以下）
			荷重（衝撃波）	
		浸水	随伴津波による水没に伴う設備の浸水	
3	降水 （豪雨（降雨））	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	浸水	河川の迂回による敷地内浸水	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。
		渇水	工業用水の枯渇	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。
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。
6	静振	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。
		渇水	静振による海水の枯渇	津波（No.11）の評価に包絡される。
7	地震活動	地震PRAにて評価される。		
8	積雪（暴風雪） ※詳細評価は補足2-2参照	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（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積雪による送電線，送受電設備の損傷に伴い機能喪失し，「外部電源喪失」に至るシナリオ。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
8	積雪（暴風雪） ※詳細評価は補足2-2参照	荷重	荷重（堆積）	復水貯蔵タンクへの積雪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吸気フィルタ及び排気ファンが積雪荷重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。
				高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系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。
				非常用ディーゼル発電機海水系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。
				補機冷却海水系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。
		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。
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞	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5.6m，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。
				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海水系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海水系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海水系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。
9	土壌の収縮 又は膨張	荷重	荷重（変位，傾斜）	施設荷重によって有意な圧密沈下・クリープ沈下は生じず，また，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・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。 また本事象は，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。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
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にて評価される。		
12	火山（火山活動・降灰） ※詳細評価は補足2-3参照	荷重	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（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。
				超高圧開閉所への降下火砕物の堆積による送電線，送受電設備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吸気フィルタ及び排気ファンが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。
				残留熱除去系海水系ポンプ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が機能喪失し，「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海水系ポンプモー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。
				非常用ディーゼル発電機海水系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。
				補機冷却海水系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。
		閉塞（海水系）	海水ストレーナの閉塞	降下火砕物により残留熱除去系海水ストレーナが閉塞，又は熱交換器の伝熱管，海水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。
				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海水ストレーナが閉塞，又は熱交換器の伝熱管，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。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
12	火山（火山活動・降灰） ※詳細評価は補足2-3参照	閉塞（海水系）	海水ストレーナの閉塞	降下火砕物により非常用ディーゼル発電機海水ストレーナが閉塞，又は熱交換器の伝熱管，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。
				降下火砕物により補機冷却系海水ストレーナが閉塞，又は熱交換器の伝熱管，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潤滑水ストレーナが閉塞，又は熱交換器の伝熱管，海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。
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞	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吸気口，吸気フィルタが閉塞，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5.6m，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」に至るシナリオ。
				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海水系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。
				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海水系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。
				降下火砕物の堆積又は吸込みにより補機冷却海水系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。
				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	荷重	荷重（衝突）	東海第二発電所敷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。
15	生物学的事象	閉塞（海水系）	取水口，海水ストレーナの閉塞	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。
		電気的影響	齧歯類（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。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
16	海岸浸食	渇水	海岸浸食による海水の枯渇	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。
17	干ばつ	渇水	工業用水の枯渇	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（外部洪水）	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。
19	風（台風）	荷重	荷重（風）	竜巻（No.20）の評価に包絡される。
			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2-4参照	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ブローアウトパネルが開放，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送電線，送受電設備の損傷に伴い機能喪失し，「外部電源喪失」に至るシナリオ。
				主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。
				非常用ガス処理系配管及び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非常用ガス処理系配管及び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。
				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排気ファン，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。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
20	竜巻 ※詳細評価は補足2-4参照	荷重	荷重（風及び気圧差）	風荷重により補機冷却海水ポンプが損傷，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。
				風荷重により循環水系が損傷，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。
			荷重（衝突）	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。
				飛来物の衝突，屋内への貫通により原子炉建屋ガス処理系／非常用ガス処理系配管，非常用ガス処理系排気筒が損傷，原子炉建屋ガス処理系／非常用ガス処理系が機能喪失し，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。
				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。
				飛来物の衝突による送電線，送受電設備の損傷に伴い機能喪失し，「外部電源喪失」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。
				飛来物の衝突，屋内への貫通により原子炉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，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，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。
				飛来物の衝突により非常用ディーゼル発電機排気ファン，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。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
20	竜巻 ※詳細評価は補足2-4参照	荷重	荷重（衝突）	飛来物の衝突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。
				飛来物の衝突により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系が損傷，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。
				飛来物の衝突により非常用ディーゼル発電機海水系が損傷，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。
				飛来物の衝突により補機冷却海水系が損傷，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。
				飛来物の衝突により循環水系が損傷，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。
21	濃霧	濃霧により設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。		
22	森林火災 ※詳細評価は補足2-5参照	温度	輻射熱	森林火災の輻射熱により送受電設備が損傷した場合，「外部電源喪失」に至るシナリオ。（敷地外）
				想定しう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，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。
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞	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。
				ばい煙の吸込みにより非常用ディーゼル発電機吸気フィルタが閉塞した場合でも，フィルタの取替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。
				ばい煙の吸込みにより中央制御室換気系給気フィルタが閉塞した場合でも，フィルタの取替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	極高温	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い。		
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，設備の損傷・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。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
31	氷壁	電気的影響	着氷	東海第二発電所敷地周辺には氷壁を含む海氷の発生，流氷の到達は考え難いことため，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（山崩れ，がけ崩れ）	荷重	荷重（衝突）	東海第二発電所敷地周辺には土砂崩れを発生させるような地形はないため，設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
33	落雷 ※詳細評価は補足2-6参照	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。
			直撃雷	直撃雷による送電線，送受電設備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海水系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	渇水	工業用水の枯渇	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	洪水（外部洪水）（No.18）の評価に包絡される。
36	陥没，地盤沈下，地割れ	荷重	荷重（変位，傾斜）	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	腐食	塩害による腐食	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。

過酷な自然事象により考え得る起因事象等

No	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		
		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
40	地面の隆起	荷重	荷重（変位，傾斜）	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	荷重	荷重（変位，傾斜）	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。
43	カルスト	荷重	荷重（変位，傾斜）	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	荷重	荷重（変位，傾斜）	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こう配を示しており，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	荷重	荷重（変位，傾斜）	地滑り（No.42）の評価に包絡される。
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	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	高温水による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）	荷重	荷重（変位，傾斜）	安全上重要な施設の基礎地盤は岩盤または液状化対策（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	荷重	荷重（衝突）	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。

低温（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)項で抽出した損傷・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附属配管（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)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え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。

(4)起因事象の特定

(3)項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。

・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。

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ないため，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，低温（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給気フィルタ等の閉塞

(2)評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・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＞

・送受電設備（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附属機器（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海水系

・非常用ディーゼル発電機海水系

・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給気フィルタ等の閉塞

・非常用ディーゼル発電機の附属機器（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海水系（モータ）

・非常用ディーゼル発電機海水系（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)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物理的に機能喪失した場合，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が物理的に機能喪失した場合，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（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設備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。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＞

・送受電設備（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落し，送受電設備に影響が及び，「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附属機器

積雪荷重により非常用ディーゼル発電機の附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海水系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海水系

積雪荷重により非常用ディーゼル発電機海水系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海水系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給気フィルタ等の閉塞

・非常用ディーゼル発電機附属機器の閉塞

積雪により非常用ディーゼル発電機室の給気口，吸気フィルタが閉塞した場合，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 5.6m，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，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)項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)項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え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ないため，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，起因事象として選定する。

③給気フィルタ等の閉塞

積雪事象により非常用ディーゼル発電機室の給気口，吸気フィルタが閉塞した場合には,(3)項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え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)項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え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

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無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フィルタ等の閉塞

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)項で抽出した損傷・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＞

・送受電設備（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附属機器（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海水系

・非常用ディーゼル発電機海水系

・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海水系

・非常用ディーゼル発電機海水系

・補機冷却海水系

・循環水系

③降下火砕物による給気フィルタ等の閉塞

・非常用ディーゼル発電機の附属機器（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海水系（モータ）

・非常用ディーゼル発電機海水系（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)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物理的に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物理的に機能喪失した場合，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（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設備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＞

・送受電設備（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，送受電設備に影響が及び，「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附属機器

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附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海水系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海水系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海水系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

海水中への降下火砕物によって海水ストレーナが閉塞，熱交換器の伝熱管が閉塞及び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フィルタ等の閉塞

・非常用ディーゼル発電機附属機器の閉塞

降下火砕物の吸込み又は給気口への堆積により非常用ディーゼル発電機室の給気口，吸気フィルタが閉塞した場合，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 5.6m，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口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，霧や降雨の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)項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降下火砕物による海水ストレーナ等の閉塞

海水系ストレーナの閉塞については，降下火砕物の粒径とストレーナ目開きを比較すると，粒径の方が大きく，ストレーナ閉塞の可能性を否定できないが，海水ストレーナは切替え及び清掃が可能であることから，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。

熱交換器の伝熱管，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熱交換器の伝熱管や海水ポンプ軸受の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フィルタ等の閉塞

降下火砕物の吸込み又は給気口への堆積により非常用ディーゼル発電機室の給気口，吸気フィルタを閉塞した場合には，(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口，吸気フィルタ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え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受電設備は，発電所内外の広範囲に渡るため，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，火山事象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)項で抽出した損傷・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＞

・送受電設備（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器）

・主排気筒

・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附属設備（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海水系

・非常用ディーゼル発電機海水系

・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，廃棄物処理棟）

・タービン建屋

＜屋外設備＞

・送受電設備（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器）

・主排気筒

・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附属設備（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海水系

・非常用ディーゼル発電機海水系

・補機冷却海水系

・循環水系

＜屋内設備＞

・原子炉補機冷却系

・原子炉建屋ガス再循環系／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

・気体廃棄物処理設備

・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)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，廃棄物処理棟）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いため，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，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。

・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＞

・送受電設備（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器）

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，変圧器に影響が及び「外部電源喪失」に至るシナリオ。

・主排気筒

主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

非常用ガス処理系配管及び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非常用ガス処理系配管及び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。

・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附属機器

風荷重により非常用ディーゼル発電機の附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海水系

風荷重により非常用ディーゼル発電機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

風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。

＜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＞

・送受電設備

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様。

・主排気筒

飛来物による衝突荷重により主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配管及び排気筒が損傷した場合,「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附属機器

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。原子炉建屋ガス再循環系／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（廃棄物処理棟）に設置している気体廃棄物処理設備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。

・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。また，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)項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ないため，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＞

超高圧開閉所や送受電設備が損傷した場合，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ないため，超高圧開閉所や送受電設備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附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＞

超高圧開閉所や送電線が飛来物により損傷した場合,(4)①と同様に送受電設備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。

主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。

非常用ガス処理系配管及び排気筒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附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の衝突，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，原子炉建屋ガス再循環系／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，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

・原子炉建屋ガス再循環系／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

・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

・主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附属機器の損傷，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)項で抽出した損傷・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＞

・送受電設備（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器）

・復水貯蔵タンク

・非常用ディーゼル発電機の附属設備（排気ファン，吸気フィルタ等）

・主排気筒

・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海水系

・非常用ディーゼル発電機海水系

・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附属設備（空気冷却器等）

・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海水系（モータ）

・非常用ディーゼル発電機海水系（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，想定しう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＞

・送受電設備（超高圧開閉所，特別高圧開閉所，変圧器）

森林火災の輻射熱により送受電設備が損傷した場合,「外部電源喪失」に至るシナリオ。

なお，送受電設備への影響については，想定しう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，敷地内の送受電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。

・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，想定しう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附属設備

森林火災の輻射熱による非常用ディーゼル発電機の附属設備への

影響については，想定しう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附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附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。

・主排気筒

森林火災の輻射熱による主排気筒への影響については，想定しう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，主排気筒が受ける輻射強度は低いため，主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，想定しう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，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。

・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海水系

／非常用ディーゼル発電機海水系／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，想定しう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附属設備（空気冷却器等）の閉塞

非常用ディーゼル発電機を構成する機器の間隙は，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。

・非常用ディーゼル発電機の附属設備（吸気フィルタ等）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口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)項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ないため，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)項で抽出した損傷・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海水系

・非常用ディーゼル発電機海水系

・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)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海水系

直撃雷により非常用ディーゼル発電機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)項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出来ず，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出来ず，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出来ない。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出来ないことから，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出来ない。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出来ない。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出来ないため，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出来ない場合には，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出来ない。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。

表１　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

自然現象	考慮対象とした起因事象	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
低温（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間短絡を起こすことによる外部電源喪失	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には低温による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 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間短絡を起こすことによる外部電源喪失	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には積雪による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 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	外部電源喪失	送電線や碍子へ降下火砕物が付着し，霧や降雨の水分を吸収することによって相間短絡を起こすことによる外部電源喪失	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には降下火砕物の堆積による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 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ブローアウトパネルの開放や，原子炉建屋ガス処理系等の損傷に伴う計画外停止	建屋内の機器のうち，飛来物が直接衝突する十分な厚さを有した外壁とひとつ内側の頑健性のある壁との間に設置されている機器以外には影響ないものと考えられる。 建屋外の機器には風荷重や飛来物の衝突による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器のうち，飛来物が直接衝突する十分な厚さを有した壁とひとつ内側の頑健性のある壁との間に設置されている機器以外には影響ないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 建屋外の機器に対しても，竜巻の局所性を考慮して位置的分散を図ること及び竜巻防護設備を設置することにより建屋外の機器に期待できるものと考えられる。
	非隔離事象	風荷重や，飛来物の衝突によるタービンや発電機の損傷に伴う非隔離事象		
	タービン・サポート系故障	風荷重や，飛来物の衝突による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		
	隔離事象	風荷重や，飛来物の衝突による循環水ポンプ等の損傷に伴う隔離事象		
	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		
	全交流動力電源喪失	風荷重や，飛来物の衝突による非常用ディ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		
	最終ヒートシンク喪失	風荷重や，飛来物の衝突による残留熱除去系海水系の損傷による最終ヒートシンク喪失		

自然現象	考慮対象とした起因事象	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
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源喪失	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には輻射熱による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 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直撃雷による循環水系の損傷に伴う隔離事象	建屋内の機器には影響しないものと考えられる。 建屋外の機器には直撃雷による影響が生じる可能性が考えられる。	建屋内の機器には影響しないものと考えられることから，必要な緩和機能は維持できるものと考えられる。 建屋外の機器に対しても，落雷の局所性を考慮して位置的分散を図ること及び避雷設備を設置することにより建屋外の機器に期待できるものと考えられる。
	原子炉緊急停止系誤動作等	安全保護回路に発生するノイズの影響に伴う原子炉緊急停止系誤動作		
	非隔離事象	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非隔離事象		
	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		
	最終ヒートシンク喪失	直撃雷による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		
	計画外停止	直撃雷による高圧炉心スプレイ系発電機海水系の損傷に伴う最終ヒートシンク喪失		
	全交流動力電源喪失	直撃雷による非常用ディ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		
	タービン・サポート系故障	直撃雷による補機冷却海水系の損傷に伴うタービン・サポート系故障		

過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

No	外部人為事象 （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		
		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
1	衛星の落下	荷重	荷重（衝突）	NUREGやIAEAのSAFETY STANDARDS SERIESでも言及されている様に，有意な発生頻度とはならない。（10^{-9}/年以下）
			荷重（爆風圧）	
		浸水	随伴津波による設備の浸水	
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	荷重	荷重（衝突）	プラント外での爆発（No.12）の評価に包絡される。
			荷重（爆風圧）	プラント外での爆発（No.12）の評価に包絡される。
		温度	輻射熱	火災（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	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。
			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。
3	交通事故（化学物質の流出含む）	温度	輻射熱	火災（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	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。
			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。
4	有毒ガス	有毒ガス	有毒ガスの侵入	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による再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	荷重	荷重（衝突）	有意な衝突頻度にならない。
6	飛来物（航空機落下）	荷重	荷重（衝突）	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。
			荷重（爆風圧）	
		温度	輻射熱	
		ばい煙，有毒ガス	ばい煙による閉塞	
			ばい煙，有毒ガスの侵入	
7	工業施設又は軍事施設事故	荷重	荷重（衝突）	プラント外での爆発（No.12）の評価に包絡される。
			荷重（爆風圧）	プラント外での爆発（No.12）の評価に包絡される。
		温度	輻射熱	火災（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	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。
			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

No	外部人為事象 （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		
		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
8	船舶の衝突 （船舶事故）	閉塞（海水系）	取水口の閉塞	発電所周辺の航路は十分な離隔距離が確保されており，航路を通行する船舶が漂流した場合であっても，敷地に到達する可能性は低く，さらに，敷地前面の防波堤に衝突して止まるものと考えられるため，取水性に影響はない。 万が一，カーテンウォール前面に小型船舶が到達した場合であっても，カーテンウォールにより阻害されること，呑み口は広く取水口が閉塞される可能性は低いことから，取水性に影響はない。 また，構内に入港する船舶について，港湾内で事故が発生した場合でも，カーテンウォールにより阻害されること，呑み口は広く取水口が閉塞される可能性は低いことから，取水性に影響はない。
			油漏えいによる海水系ストレーナの閉塞	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の海水が取水路に流入することから，取水性に影響はない。
		ばい煙，有毒ガス	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。
			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。
9	自動車又は 船舶の爆発	荷重	荷重（衝突）	プラント外での爆発（No.12）の評価に包絡される。
			荷重（爆風圧）	プラント外での爆発（No.12）の評価に包絡される。
		温度	輻射熱	火災（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	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。
			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。
12	プラント外での爆発	荷重	荷重（衝突）	東海第二発電所周辺には，ＬＮＧ基地（敷地北方約1.5km）があるため，発電所から十分な離隔距離が確保されていることを確認している。 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，発電所から約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。 また，本発電所敷地周辺の社会環境からみて，発電所周辺での爆発等に起因する飛来物による影響はない。
			荷重（爆風圧）	
		ばい煙，有毒ガス	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。
			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 化学物質の流出	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。
		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。

過酷な外部人為事象により考え得る起因事象等

No	外部人為事象 （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		
		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
15	軍事施設からのミサイル	荷重	荷重（衝突）	偶発的なミサイル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。
			荷重（爆風圧）	
		温度	輻射熱	
16	掘削工事	物理的損傷	掘削工事による配管・ケーブル類の損傷	敷地内で，地面の掘削工事を行う場合は，事前調査で埋設ケーブル・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。 敷地外で，地面の掘削工事を行う場合は，送電鉄塔の損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。
17	他のユニットからの火災	温度	輻射熱	火災（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	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。
			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	荷重	荷重（衝突）	有意なミサイル源はないため，設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
19	他のユニットからの内部溢水	浸水	内部溢水による設備の浸水	東海発電所分も含めた屋外タンク及び貯槽類からの溢水を想定しても，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内部溢水の影響による設備の損傷・機能喪失が発生するシナリオは考え難い。
20	電磁的障害	電気的影響	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。
			過電圧	
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に示すとおり。		
23	火災（近隣工場等の火災）	温度	輻射熱	自然現象　森林火災（No.22）の評価に包絡される。
		ばい煙，有毒ガス	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。
			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。

自然現象の重畳確認結果

【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（もしくは，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（もしくは，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
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
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					極低温		隕石		降水（豪雨（降雨））	河川の迂回		砂嵐	静振		地震活動	積雪（暴風雪）			土壌の収縮又は膨張	高潮	津波		
重畳事象				設備の損傷・機能喪失モード	温度	電気的影響	荷重（衝突，衝撃波）	浸水	浸水	浸水	渇水	閉塞（吸気等）	浸水	渇水	荷重（地震）	荷重（堆積）	電気的影響	閉塞（吸気等）	荷重（変位，傾斜）	浸水	荷重（衝突）	浸水	閉塞（海水系）
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード		備考																			
1	極低温	温度	屋外機器内部流体の凍結				－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－			
			ヒートシンク（海水）の凍結					－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		電気的影響	着氷による送電線の相間短絡					－		－	－	－	－	－	－	Ⅰ	－	－	－	－	－	－	
2	隕石	荷重	荷重（衝突）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
			荷重（衝撃波）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
		浸水	随伴津波による水没に伴う設備の浸水		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
3	降水（豪雨（降雨））	浸水	降水による設備の浸水		－	－						－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－
4	河川の迂回	浸水	河川の迂回による敷地内浸水		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
		渇水	工業用水の枯渇		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
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		－	－			－				－	－	－	－	－	Ⅰ		－	－	－	－
6	静振	浸水	静振による設備の浸水		－	－			Ⅰ			－			－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－
		渇水	静振による海水の枯渇		－	－			－			－			－	－	－	－		－	－	－	－
7	地震活動	荷重	荷重（地震）		－	－			Ⅱ			－	－	－		Ⅲ－１	－	－		Ⅱ	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ－１
8	積雪（暴風雪）	荷重	荷重（堆積）		－	－			－			－	－	－	Ⅲ－１					－	Ⅲ－１	－	－
		電気的影響	着雪による送電線の相間短絡		－	Ⅰ			－			－	－	－	－					－	－	－	－
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		－	－			－			－	－	－	－					－	－	－	－
9	土壌の収縮又は膨張	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水		－	－			Ⅰ			－	Ⅰ	－	－	－	－	－			－	Ⅰ	－
11	津波	荷重	荷重（衝突）		－	－			－			－	－	－	Ⅰ	Ⅲ－１	－	－		－			
		浸水	津波による設備の浸水		－	－			Ⅰ			－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ			
		閉塞（海水系）	漂流物による取水口，海水ストレーナの閉塞		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－			
12	火山（火山活動・降下火砕物）	荷重	荷重（堆積）		－	－			－			－	－	－	Ⅲ－１	Ⅰ	－	－		－	－	－	－
		閉塞（海水系）	海水系ストレーナの閉塞		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	Ⅰ
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		－	－			－			Ⅰ	－	－	－	－	－	Ⅰ		－	－	－	－
		腐食	腐食成分による化学的影響		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
		電気的影響	降下火砕物の付着による送電線の相間短絡		－	Ⅰ			－			－	－	－	－	－	Ⅰ	－		－	－	－	－
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水		－	－			Ⅰ			－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－
14	雪崩	荷重	荷重（衝突）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
15	生物学的事象	閉塞（海水系）	取水口，海水ストレーナの閉塞		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	Ⅰ
		電気的影響	齧歯類（ネズミ等）によるケーブル類の損傷		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
16	海岸浸食	渇水	海岸浸食による海水の枯渇		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
17	干ばつ	渇水	工業用水の枯渇		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
18	洪水（外部洪水）	浸水	洪水による設備の浸水		－	－			－			－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－
19	風（台風）	荷重	荷重（風）		Ⅲ－１	－			－			Ⅲ－１	－	－	Ⅰ	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１		－	－	－	－
			荷重（衝突）		－	－			－			－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	Ⅰ	－	－
20	竜巻	荷重	荷重（風）		－	－			－			Ⅲ－１	－	－	Ⅰ	－	－	Ⅲ－１		－	－	－	－
			荷重（衝突）		－	－			－			－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	Ⅰ	－	－
			荷重（気圧差）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	Ⅰ	－	－
21	濃霧	－			－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－

自然現象の重畳確認結果

【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（もしくは，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（もしくは，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
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
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					極低温		隕石		降水（豪雨（降雨））	河川の迂回		砂嵐	静振		地震活動	積雪（暴風雪）			土壌の収縮又は膨張	高潮	津波		
重畳事象				設備の損傷・機能喪失モード	温度	電気的影響	荷重（衝突，衝撃波）	浸水	浸水	浸水	渇水	閉塞（吸気等）	浸水	渇水	荷重（地震）	荷重（堆積）	電気的影響	閉塞（吸気等）	荷重（変位，傾斜）	浸水	荷重（衝突）	浸水	閉塞（海水系）
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード		備考																			
22	森林火災	温度	輻射熱		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		－	－			－			Ⅰ	－	－	－	－	－	Ⅰ		－	－	－	－
23	霜・白霜	－		－															－	－	－	－	
24	草原火災	－		－															－	－	－	－	
25	ひょう・あられ	荷重	荷重（衝突）		－	－			－			－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	－	－	－
26	極高温	－		－															－	－	－	－	
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水		－	－			Ⅰ			－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－
28	ハリケーン	－		－																			
29	氷結	電気的影響	着氷		Ⅲ－１	Ⅰ			－			－	－	－	－	－	Ⅰ	－		－	－	－	－
30	氷晶	電気的影響	着氷		Ⅲ－１	Ⅰ			－			－	－	－	－	－	Ⅰ	－		－	－	－	－
31	氷壁	電気的影響	着氷		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）	荷重	荷重（衝突）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
33	落雷	電気的影響	屋内外計測制御設備に発生するノイズ		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
			直撃雷		－	－			－			－	－	－	Ⅱ	－	－	－		－	Ⅱ	－	－
			誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
34	湖又は河川の水位低下	渇水	工業用水の枯渇		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
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		－	－			Ⅰ			－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－
36	陥没，地盤沈下，地割れ	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－			－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	－	－	－
37	極限的な圧力（気圧高低）	荷重	気圧差		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		Ⅲ－１	－	－	－
38	もや	－		－																			
39	塩害・塩雲	腐食	塩害による腐食		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
40	地面の隆起	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
42	地滑り	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－			－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	－	－	－
43	カルスト	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
44	地下水による浸食	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
45	海水面低	渇水	海水面の低下による海水の枯渇		－	－			－			－	－	Ⅰ	－	－	－	－		－	－	－	－
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水		－	－			Ⅰ			－	Ⅰ	－	－	－	－	－		Ⅰ	－	Ⅰ	－
47	地下水による地滑り	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－			－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	－	－	－
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	磁気嵐による誘導電流		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
50	高温水（海水温高）	温度	高温水		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
51	低温水（海水温低）	－			－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
52	泥湧出（液状化）	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－			－	－	－	Ⅰ	－	－	－		－	－	－	－
53	土石流	荷重	荷重（衝突）		－	－			－			－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
54	水蒸気	－		－																			
55	毒性ガス	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		－	－			－			Ⅰ	－	－	－	－	－	Ⅰ		－	－	－	－

自然現象の重畳確認結果

【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（もしくは，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（もしくは，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
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
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（火山活動・降下火砕物）					波浪・高波	雪崩	生物学的事象		海岸浸食	干ばつ	洪水（外部洪水）	風（台風）		竜巻			濃霧
重畳事象				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	荷重（衝突）	閉塞（海水系）	電気的影響	渇水	渇水	浸水	荷重（風）	荷重（衝突）	荷重（風）	荷重（衝突）	荷重（気圧差）	
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード		備考																		
1	極低温	温度	屋外機器内部流体の凍結		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
			ヒートシンク（海水）の凍結		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
		電気的影響	着氷による送電線の相間短絡		－	－	－		Ⅰ	－		－				－	－	－	－	－	－	
2	隕石	荷重	荷重（衝突）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
			荷重（衝撃波）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
		浸水	随伴津波による水没に伴う設備の浸水		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
3	降水（豪雨（降雨））	浸水	降水による設備の浸水		Ⅰ，Ⅲ－２（衝突）	－	－		－	Ⅰ		－				Ⅰ	－	－	－	－	－	
4	河川の迂回	浸水	河川の迂回による敷地内浸水		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
		渇水	工業用水の枯渇		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
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		－	Ⅰ	－		－	－		－				－	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１	－	－	
6	静振	浸水	静振による設備の浸水		－	－	－		－	Ⅰ		－				Ⅰ	－	－	－	－	－	
		渇水	静振による海水の枯渇		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
7	地震活動	荷重	荷重（地震）		－	－	－		－	Ⅱ		－				Ⅱ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	－	
8	積雪（暴風雪）	荷重	荷重（堆積）		Ⅰ	－	－		－	－		－				－	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１	－	－	
		電気的影響	着雪による送電線の相間短絡		－	－	－		Ⅰ	－		－				－	－	－	－	－	－	
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		－	Ⅰ	－		－	－		－				－	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１	－	－	
9	土壌の収縮又は膨張	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水		－	－	－		－	Ⅰ		－				Ⅰ	－	－	－	－	－	
11	津波	荷重	荷重（衝突）		－	－	－		－	－		－				－	Ⅰ	Ⅰ	－	Ⅰ	－	
		浸水	津波による設備の浸水		－	－	－		－	Ⅰ		－				Ⅰ	－	－	－	－	－	
		閉塞	漂流物による取水口，海水ストレーナの閉塞		－	－	Ⅰ		－	－		Ⅰ				－	－	－	－	－	－	
12	火山（火山活動・降下火砕物）	荷重	荷重（堆積）							－		－				－	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１	－	－	
		閉塞（海水系）	海水系ストレーナの閉塞							－		Ⅰ				－	－	－	－	－	－	
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞							－		－				－	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１	－	－	
		腐食	腐食成分による化学的影響							－		－				－	－	－	－	－	－	
		電気的影響	降下火砕物の付着による送電線の相間短絡							－		－				－	－	－	－	－	－	
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水		－	－	－		－			－				Ⅰ	－	－	－	－	－	
14	雪崩	荷重	荷重（衝突）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
15	生物学的事象	閉塞（海水系）	取水口，海水ストレーナの閉塞		－	－	Ⅰ		－	－						－	－	Ⅰ	－	Ⅰ	－	
		電気的影響	齧歯類（ネズミ等）によるケーブル類の損傷		－	－	－		－	－						－	－	－	－	－	－	
16	海岸浸食	渇水	海岸浸食による海水の枯渇		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
17	干ばつ	渇水	工業用水の枯渇		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
18	洪水（外部洪水）	浸水	洪水による設備の浸水		Ⅲ－１，Ⅲ－２（衝突）	－	－		－	Ⅰ		－					－	－	－	－	－	
19	風（台風）	荷重	荷重（風）		Ⅰ	Ⅲ－１	－		－	－		－				－			Ⅰ	－	－	
			荷重（衝突）		－	－	－		－	－		Ⅰ				－			－	Ⅰ	－	
20	竜巻	荷重	荷重（風）		－	Ⅲ－１	－		－	－		－				－	－	Ⅰ				
			荷重（衝突）		－	－	－		－	－		Ⅰ				－	－	Ⅰ				
			荷重（気圧差）		－	－	－		－	－		－				－	Ⅰ	Ⅰ				
21	濃霧	－			－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	

自然現象の重畳確認結果

【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（もしくは，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（もしくは，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
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
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（火山活動・降下火砕物）					波浪・高波	雪崩	生物学的事象		海岸浸食	干ばつ	洪水（外部洪水）	風（台風）		竜巻			濃霧
重畳事象				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	荷重（衝突）	閉塞（海水系）	電気的影響	渇水	渇水	浸水	荷重（風）	荷重（衝突）	荷重（風）	荷重（衝突）	荷重（気圧差）	
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード		備考																		
22	森林火災	温度	輻射熱		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		－	Ⅰ	－		－	－		－				－	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１	－	－	
23	霜・白霜	－		－	－	－					－											
24	草原火災	－		－	－	－					－											
25	ひょう・あられ	荷重	荷重（衝突）		－	－	－		－	－		－				－	Ⅰ	Ⅰ	－	－	－	
26	極高温	－		－	－	－		－	－		－			－	－	－	－	－	－	－	－	
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水		－	－	－		－	Ⅰ		－				Ⅰ	－	－	－	－	－	
28	ハリケーン	－		－	－	－			－		－				－	－	－	－	－	－	－	
29	氷結	電気的影響	着氷		－	－	－		Ⅰ	－		－				－	－	－	－	－	－	
30	氷晶	電気的影響	着氷		－	－	－		Ⅰ	－		－				－	－	－	－	－	－	
31	氷壁	電気的影響	着氷		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）	荷重	荷重（衝突）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
33	落雷	電気的影響	屋内外計測制御設備に発生するノイズ		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
			直撃雷		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
			誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
34	湖又は河川の水位低下	渇水	工業用水の枯渇		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
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		－	－	－		－	Ⅰ		－				Ⅰ	－	－	－	－	－	
36	陥没，地盤沈下，地割れ	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
37	極限的な圧力（気圧高低）	荷重	気圧差		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
38	もや	－		－	－	－					－											
39	塩害・塩雲	腐食	塩害による腐食		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
40	地面の隆起	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷		－	－	Ⅰ		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
42	地滑り	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
43	カルスト	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
44	地下水による浸食	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
45	海水面低	渇水	海水面の低下による海水の枯渇		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水		－	－	－		－	Ⅰ		－				Ⅰ	－	－	－	－	－	
47	地下水による地滑り	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
48	水中の有機物	閉塞	取水口，海水ストレーナの閉塞		－	－	Ⅰ		－	－		Ⅰ				－	－	－	－	－	－	
49	太陽フレア，磁気嵐	電気的影響	磁気嵐による誘導電流		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
50	高温水（海水温高）	温度	高温水		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
51	低温水（海水温低）	－			－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
52	泥湧出（液状化）	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
53	土石流	荷重	荷重（衝突）		－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
54	水蒸気	－			－	－	－		－	－		－				－	－	－	－	－	－	
55	毒性ガス	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		－	－	－		－	－		－				－	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１	－	Ⅲ－１	

自然現象の重畳確認結果

【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（もしくは，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（もしくは，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
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
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					森林火災		霜・白霜	草原火災	ひょう・あられ	極高温	満潮	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，地割れ	極限的な圧力（気圧高低）
重畳事象				設備の損傷・機能喪失モード	温度	閉塞（吸気等）			荷重（衝突）		浸水		電気的影響	電気的影響	電気的影響	荷重（衝突）	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）	渇水	浸水	荷重（変位，傾斜）	荷重（気圧差）
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード		備考																			
1	極低温	温度	屋外機器内部流体の凍結		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
			ヒートシンク（海水）の凍結		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		電気的影響	着氷による送電線の相間短絡		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
2	隕石	荷重	荷重（衝突）		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
			荷重（衝撃波）		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		浸水	随伴津波による水没に伴う設備の浸水		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
3	降水（豪雨（降雨））	浸水	降水による設備の浸水		－	－			－		Ⅰ		－	－			－	－	－		Ⅰ		－
4	河川の迂回	浸水	河川の迂回による敷地内浸水		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		渇水	工業用水の枯渇		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
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		－	Ⅰ			－		－		－	－			－	－	－		－		－
6	静振	浸水	静振による設備の浸水		－	－			－		Ⅰ		－	－			－	－	－		Ⅰ		－
		渇水	静振による海水の枯渇		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
7	地震活動	荷重	荷重（地震）		－	－			Ⅰ		Ⅱ		－	－			－	Ⅱ	－		Ⅱ		－
8	積雪（暴風雪）	荷重	荷重（堆積）		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		電気的影響	着雪による送電線の相間短絡		－	－			－		－		Ⅰ	Ⅰ			－	－	－		－		－
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		－	Ⅰ			－		－		－	－			－	－	－		－		－
9	土壌の収縮又は膨張	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水		－	－			－		Ⅰ		－	－			－	－	－		Ⅰ		Ⅲ－１
11	津波	荷重	荷重（衝突）		－	－			Ⅰ		－		－	－			－	Ⅱ	－		－		－
		浸水	津波による設備の浸水		－	－			－		Ⅰ		－	－			－	－	－		Ⅰ		－
		閉塞	漂流物による取水口，海水ストレーナの閉塞		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
12	火山（火山活動・降下火砕物）	荷重	荷重（堆積）		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		閉塞（海水系）	海水系ストレーナの閉塞		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞		－	Ⅰ			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		腐食	腐食成分による化学的影響		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		電気的影響	降下火砕物の付着による送電線の相間短絡		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水		－	－			－		Ⅰ		－	－			－	－	－		Ⅰ		－
14	雪崩	荷重	荷重（衝突）		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
15	生物学的事象	閉塞（海水系）	取水口，海水ストレーナの閉塞		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
		電気的影響	齧歯類（ネズミ等）によるケーブル類の損傷		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
16	海岸浸食	渇水	海岸浸食による海水の枯渇		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
17	干ばつ	渇水	工業用水の枯渇		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－
18	洪水（外部洪水）	浸水	洪水による設備の浸水		－	－			－		Ⅰ		－	－			－	－	－		Ⅰ		－
19	風（台風）	荷重	荷重（風）		Ⅲ－１	Ⅲ－１			Ⅰ		－		－	－			－	Ⅱ	－		－		－
			荷重（衝突）		－	－			Ⅰ		－		－	－			－	Ⅱ	－		－		－
20	竜巻	荷重	荷重（風）		Ⅲ－１	Ⅲ－１			Ⅰ		－		－	－			－	Ⅱ	－		－		－
			荷重（衝突）		－	－			Ⅰ		－		－	－			－	Ⅱ	－		－		－
			荷重（気圧差）		－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		Ⅰ
21	濃霧	－			－	－			－		－		－	－			－	－	－		－		－

別紙1－109

自然現象の重畳確認結果

【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（もしくは，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（もしくは，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
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
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					森林火災			霜・白霜	草原火災	ひょう・あられ	極高温	満潮	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，地割れ	極限的な圧力（気圧高低）
重畳事象				設備の損傷・機能喪失モード	温度	閉塞（吸気等）				荷重（衝突）		浸水		電気的影響	電気的影響	電気的影響	荷重（衝突）	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）	渇水	浸水	荷重（変位，傾斜）	荷重（気圧差）
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード		備考																				
22	森林火災	温度	輻射熱							－		－		－	－			－	－	－		－		－
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞							－		－		－	－			－	－	－		－		－
23	霜・白霜	－			－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
24	草原火災	－			－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
25	ひょう・あられ	荷重	荷重（衝突）		－	－						－		－	－			－	－	－		－		－
26	極高温	－			－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水		－	－				－				－	－			－	－	－		Ⅰ		Ⅲ－１
28	ハリケーン	－			－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
29	氷結	電気的影響	着氷		－	－				－		－			Ⅰ			－	－	－		－		－
30	氷晶	電気的影響	着氷		－	－				－		－		Ⅰ				－	－	－		－		－
31	氷壁	電気的影響	着氷		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）	荷重	荷重（衝突）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
33	落雷	電気的影響	屋内外計測制御設備に発生するノイズ		－	－				－		－		－	－							－		－
			直撃雷		－	－				－		－		－	－							－		－
			誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷		－	－				－		－		－	－							－		－
34	湖又は河川の水位低下	渇水	工業用水の枯渇		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
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		－	－				－		Ⅰ		－	－			－	－	－				－
36	陥没，地盤沈下，地割れ	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
37	極限的な圧力（気圧高低）	荷重	気圧差		－	－				－		Ⅲ－１		－	－			－	－	－		Ⅲ－１		
38	もや	－			－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
39	塩害・塩雲	腐食	塩害による腐食		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
40	地面の隆起	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
42	地滑り	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
43	カルスト	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
44	地下水による浸食	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
45	海水面低	渇水	海水面の低下による海水の枯渇		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水		－	－				－		Ⅰ		－	－			－	－	－		Ⅰ		Ⅲ－１
47	地下水による地滑り	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
48	水中の有機物	閉塞	取水口，海水ストレーナの閉塞		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
49	太陽フレア，磁気嵐	電気的影響	磁気嵐による誘導電流		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
50	高温水（海水温高）	温度	高温水		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
51	低温水（海水温低）	－			－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
52	泥湧出（液状化）	荷重	荷重（変位，傾斜）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
53	土石流	荷重	荷重（衝突）		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
54	水蒸気	－			－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－
55	毒性ガス	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		－	－				－		－		－	－			－	－	－		－		－

自然現象の重畳確認結果

【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（もしくは，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（もしくは，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
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
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					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，磁気嵐	高温水（海水温高）	低温水（海水温低）	泥湧出（液状化）	土石流	水蒸気	毒性ガス
重畳事象				設備の損傷・機能喪失モード		腐食	荷重（変位，傾斜）	物理的損傷	荷重（変位，傾斜）	荷重（変位，傾斜）	荷重（変位，傾斜）	渇水	浸水	荷重（変位，傾斜）	閉塞（海水系）	電気的影響	温度		荷重（変位，傾斜）	荷重（衝突）		閉塞（吸気等）
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード		備考																		
1	極低温	温度	屋外機器内部流体の凍結				－	－			－	－	－	－	－	－					－	
			ヒートシンク（海水）の凍結					－	－			－	－	－	－	－	－	－				－
		電気的影響	着氷による送電線の相間短絡					－	－			－	－	－	－	－	－	－				－
2	隕石	荷重	荷重（衝突）				－				－	－	－	－	－	－				－		
			荷重（衝撃波）				－	－			－	－	－	－	－	－				－		
		浸水	随伴津波による水没に伴う設備の浸水					－	－			－	－	－	－	－	－					－
3	降水（豪雨（降雨））	浸水	降水による設備の浸水					－	－			－	Ⅰ	－	－	－	－					－
4	河川の迂回	浸水	河川の迂回による敷地内浸水					－	－			－	－	－	－	－	－					－
		渇水	工業用水の枯渇					－	－			－	－	－	－	－	－					－
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					－	－			－	－	－	－	－	－					Ⅰ
6	静振	浸水	静振による設備の浸水					－	－			－	Ⅰ	－	－	－	－					－
		渇水	静振による海水の枯渇					－	－			－	－	－	－	－	－					－
7	地震活動	荷重	荷重（地震）					－	Ⅲ－１			－	－	Ⅲ－１	－	－	－					－
8	積雪（暴風雪）	荷重	荷重（堆積）					－	Ⅲ－１			－	－	Ⅲ－１	－	－	－					－
		電気的影響	着雪による送電線の相間短絡					－	－			－	－	－	－	－	－					－
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞					－	－			－	－	－	－	－	－					Ⅰ
9	土壌の収縮又は膨張	荷重	荷重（変位，傾斜）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
10	高潮	浸水	高潮による設備の浸水					－	－			－	Ⅰ	－	－	－	－					－
11	津波	荷重	荷重（衝突）					－	Ⅲ－１			－	－	Ⅲ－１	－	－	－					－
		浸水	津波による設備の浸水					－	－			－	Ⅰ	－	－	－	－					－
		閉塞	漂流物による取水口，海水ストレーナの閉塞					－	－			Ⅲ－１	－	－	Ⅰ	－	－					－
12	火山（火山活動・降下火砕物）	荷重	荷重（堆積）					－	Ⅲ－１			－	－	Ⅲ－１	－	－	－					－
		閉塞（海水系）	海水系ストレーナの閉塞					－	－			－	－	－	Ⅰ	－	－					－
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞					－	－			－	－	－	－	－	－					－
		腐食	腐食成分による化学的影響					－	－			－	－	－	－	－	－					－
		電気的影響	降下火砕物の付着による送電線の相間短絡					－	－			－	－	－	－	－	－					－
13	波浪・高波	浸水	波浪・高波による設備の浸水					－	－			－	Ⅰ	－	－	－	－					－
14	雪崩	荷重	荷重（衝突）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
15	生物学的事象	閉塞（海水系）	取水口，海水ストレーナの閉塞					－	－			Ⅲ－１	－	－	Ⅰ	－	－					－
		電気的影響	齧歯類（ネズミ等）によるケーブル類の損傷					－	－			－	－	－	－	－	－					－
16	海岸浸食	渇水	海岸浸食による海水の枯渇					－	－			－	－	－	－	－	－					－
17	干ばつ	渇水	工業用水の枯渇					－	－			－	－	－	－	－	－					－
18	洪水（外部洪水）	浸水	洪水による設備の浸水					－	－			－	Ⅰ	－	－	－	－					－
19	風（台風）	荷重	荷重（風）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
			荷重（衝突）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
20	竜巻	荷重	荷重（風）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
			荷重（衝突）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
			荷重（気圧差）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
21	濃霧	－						－	－			－	－	－	－	－	－					－

自然現象の重畳確認結果

【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（もしくは，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（もしくは，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
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
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					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，磁気嵐	高温水（海水温高）	低温水（海水温低）	泥湧出（液状化）	土石流	水蒸気	毒性ガス
重畳事象				設備の損傷・機能喪失モード		腐食	荷重（変位，傾斜）	物理的損傷	荷重（変位，傾斜）	荷重（変位，傾斜）	荷重（変位，傾斜）	渇水	浸水	荷重（変位，傾斜）	閉塞（海水系）	電気的影響	温度		荷重（変位，傾斜）	荷重（衝突）		閉塞（吸気等）
No	自然現象	設備の損傷・機能喪失モード		備考																		
22	森林火災	温度	輻射熱					－	－			－	－	－	－	－	－					－
		閉塞（吸気等）	給気フィルタ等の閉塞					－	－			－	－	－	－	－	－					Ⅰ
23	霜・白霜	－						－	－			－	－	－	－	－	－					－
24	草原火災	－						－	－			－	－	－	－	－	－					－
25	ひょう・あられ	荷重	荷重（衝突）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
26	極高温	－						－	－			－	－	－	－	－	－					－
27	満潮	浸水	満潮による設備の浸水					－	－			－	Ⅰ	－	－	－	－					－
28	ハリケーン	－						－	－			－	－	－	－	－	－					－
29	氷結	電気的影響	着氷					－	－			－	－	－	－	－	－					－
30	氷晶	電気的影響	着氷					－	－			－	－	－	－	－	－					－
31	氷壁	電気的影響	着氷					－	－			－	－	－	－	－	－					－
32	土砂崩れ（山崩れ，がけ崩れ）	荷重	荷重（衝突）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
33	落雷	電気的影響	屋内外計測制御設備に発生するノイズ					－	－			－	－	－	－	Ⅰ	－					－
			直撃雷					－	－			－	－	－	－	Ⅰ	－					－
			誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷					－	－			－	－	－	－	Ⅰ	－					－
34	湖又は河川の水位低下	渇水	工業用水の枯渇					－	－			－	－	－	－	－	－					－
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					－	－			－	Ⅰ	－	－	－	－					－
36	陥没，地盤沈下，地割れ	荷重	荷重（変位，傾斜）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
37	極限的な圧力（気圧高低）	荷重	気圧差					－	－			－	Ⅲ－１	－	－	－	－					－
38	もや	－						－	－			－	－	－	－	－	－					－
39	塩害・塩雲	腐食	塩害による腐食					－	－			－	－	－	－	－	－					－
40	地面の隆起	荷重	荷重（変位，傾斜）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
41	動物	物理的損傷	ケーブル類の損傷						－			－	－	－	－	－	－					－
42	地滑り	荷重	荷重（変位，傾斜）					－				－	－	－	－	－	－					－
43	カルスト	荷重	荷重（変位，傾斜）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
44	地下水による浸食	荷重	荷重（変位，傾斜）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
45	海水面低	渇水	海水面の低下による海水の枯渇					－	－				－	－	－	－	－					－
46	海水面高	浸水	海水面の上昇による設備の浸水					－	－			－		－	－	－	－					－
47	地下水による地滑り	荷重	荷重（変位，傾斜）					－	－			－	－		－	－	－					－
48	水中の有機物	閉塞	取水口，海水ストレーナの閉塞					－	－			Ⅲ－１	－	－		－	－					－
49	太陽フレア，磁気嵐	電気的影響	磁気嵐による誘導電流					－	－			－	－	－	－		－					－
50	高温水（海水温高）	温度	高温水					－	－			－	－	－	－	－						－
51	低温水（海水温低）	－						－	－			－	－	－	－	－	－					－
52	泥湧出（液状化）	荷重	荷重（変位，傾斜）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
53	土石流	荷重	荷重（衝突）					－	－			－	－	－	－	－	－					－
54	水蒸気	－						－	－			－	－	－	－	－	－					－
55	毒性ガス	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					－	－			－	－	－	－	－	－					

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 4 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，自然現象同士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事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）

表１　自然現象に包絡される外部人為事象

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

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」，「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 火災（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 火災（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」，「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 プラント外での爆発」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」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 プラント外での爆発」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 他ユニットからのミサイル

No.19 他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 他ユニットからの火災

事象毎の状況を表２にまとめる。

表２　各外部人為事象が包絡される自然現象等

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。)
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	【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。
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（船舶事故)	【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	プラント外での爆発	【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。
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】 敷地の変動等により屋外設備の基礎や地中設備の損傷。
17	他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	火災（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。)

凡例：【　】包絡される自然事象

地震レベル１．５ＰＲＡ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レベル１．５ＰＲＡ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，また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１．５ＰＲＡ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，もしく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されている。

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，水蒸気爆発など）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ＥｘｃｅｓｓｉｖｅＬＯＣＡ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など）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，内的事象ＰＲＡでは抽出されていない以下の(1)から(7)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) 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ）

(5) 計装・制御系喪失

(6) 格納容器バイパス

(7) 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ＰＲＡ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。

2. 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(7)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(7)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

(1)　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（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　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（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　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（点推定値）

【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

(1)　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ＬＯＣＡ（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も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。

2.3　原子炉圧力容器損傷

(1)　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（点推定値）

【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）

(1) 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Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　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－(2)　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－(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力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－(2)の通り，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　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。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－(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 15 年）[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また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，耐震評価から求まる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－(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－(2)の通り，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

(1)　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

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

(1)　想定事故シナリオ

格納容器バイパス事象は，常時開など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

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）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 防潮堤損傷

(1) 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。

＜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（点推定値）

【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}）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ＰＲＡ特有の事故シーケンスについては，本来は，ＰＲＡ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ＰＲＡ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ったり，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。

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

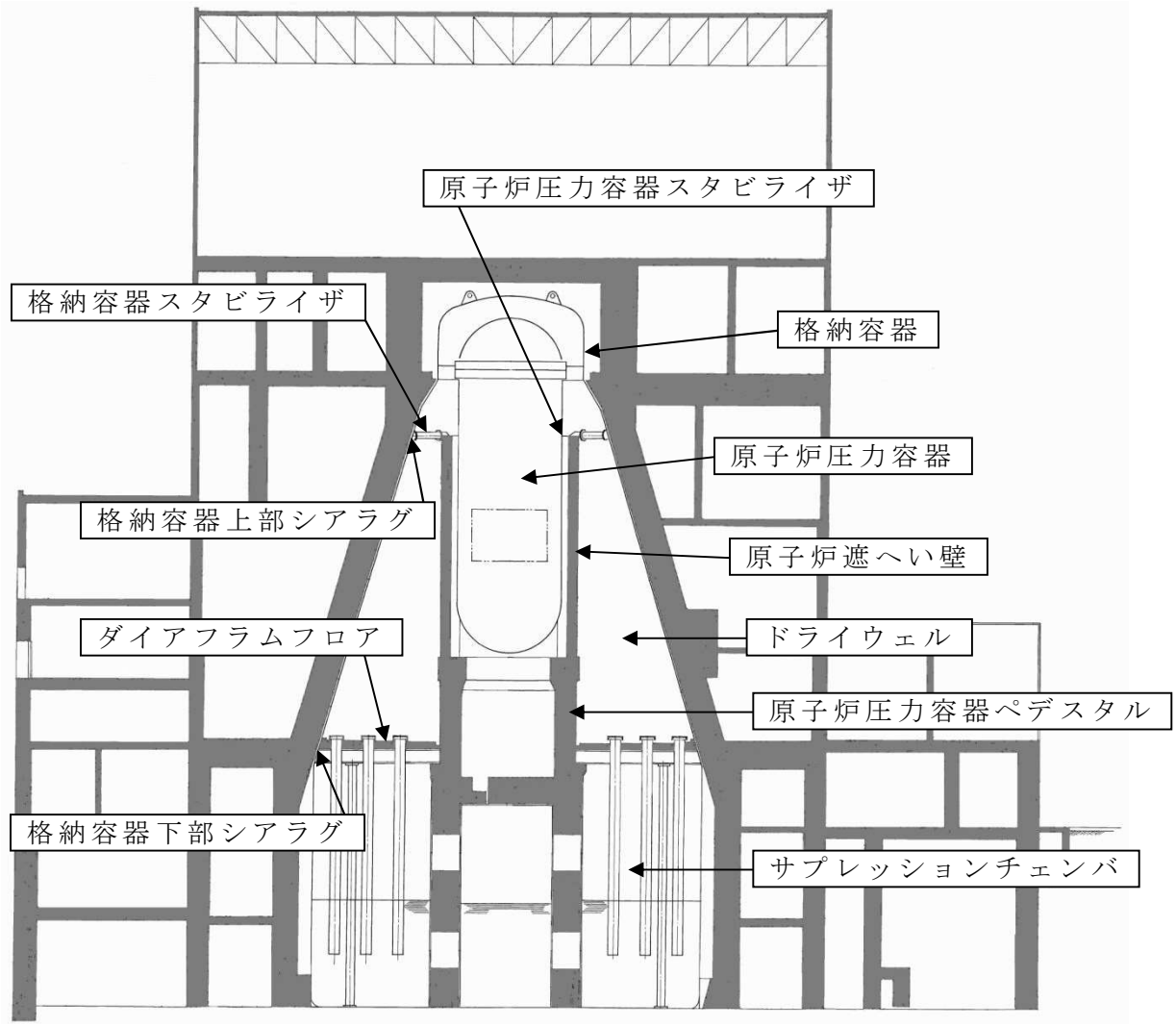
【参考文献】

[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

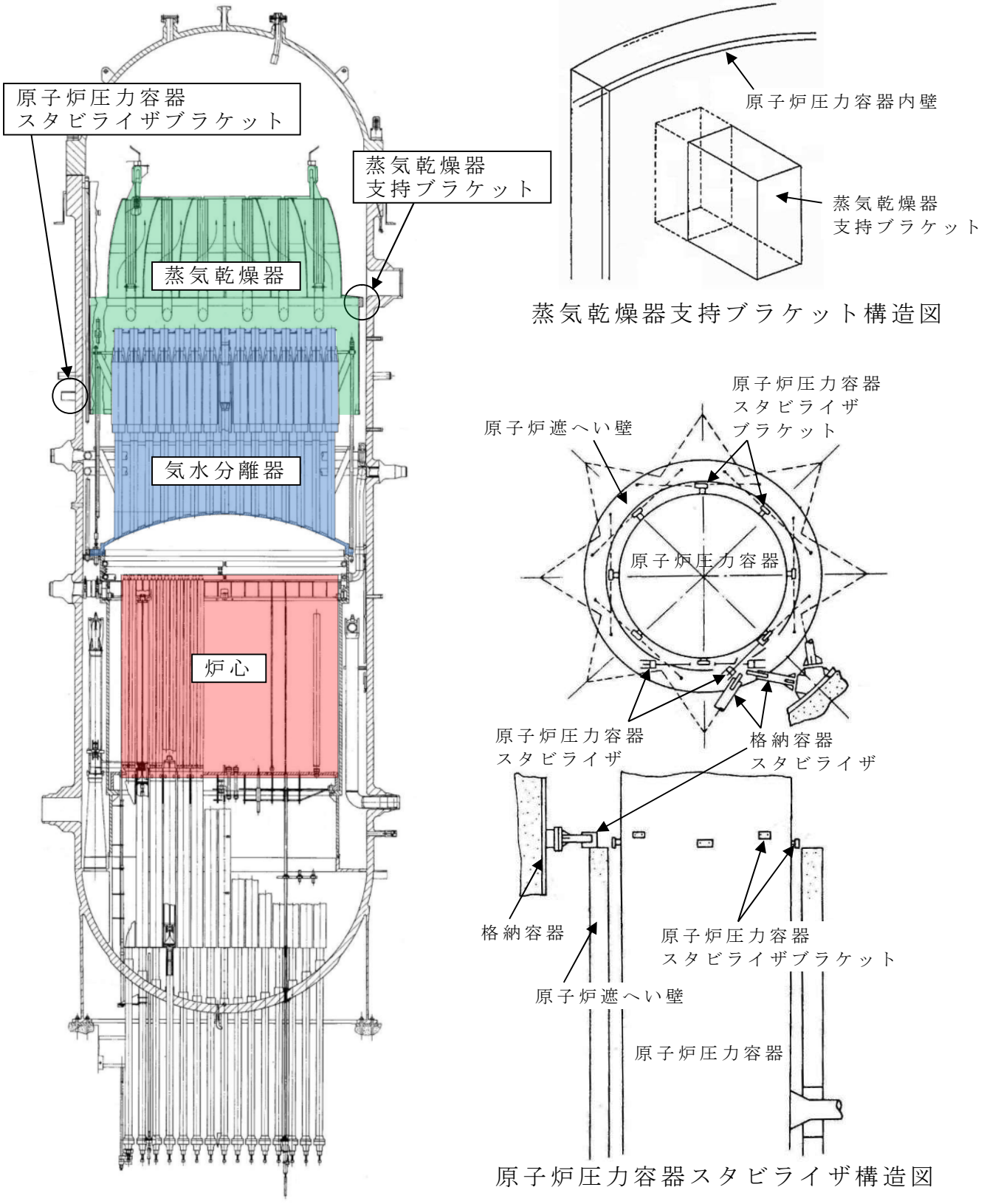
第１表　ＦＶ重要度

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
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	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
格納容器バイパス	格納容器バイパス	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
		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（格納容器スタビライザ，下部シアラグ）の概要図



第２図　原子炉圧力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット，
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. 調査方法

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。

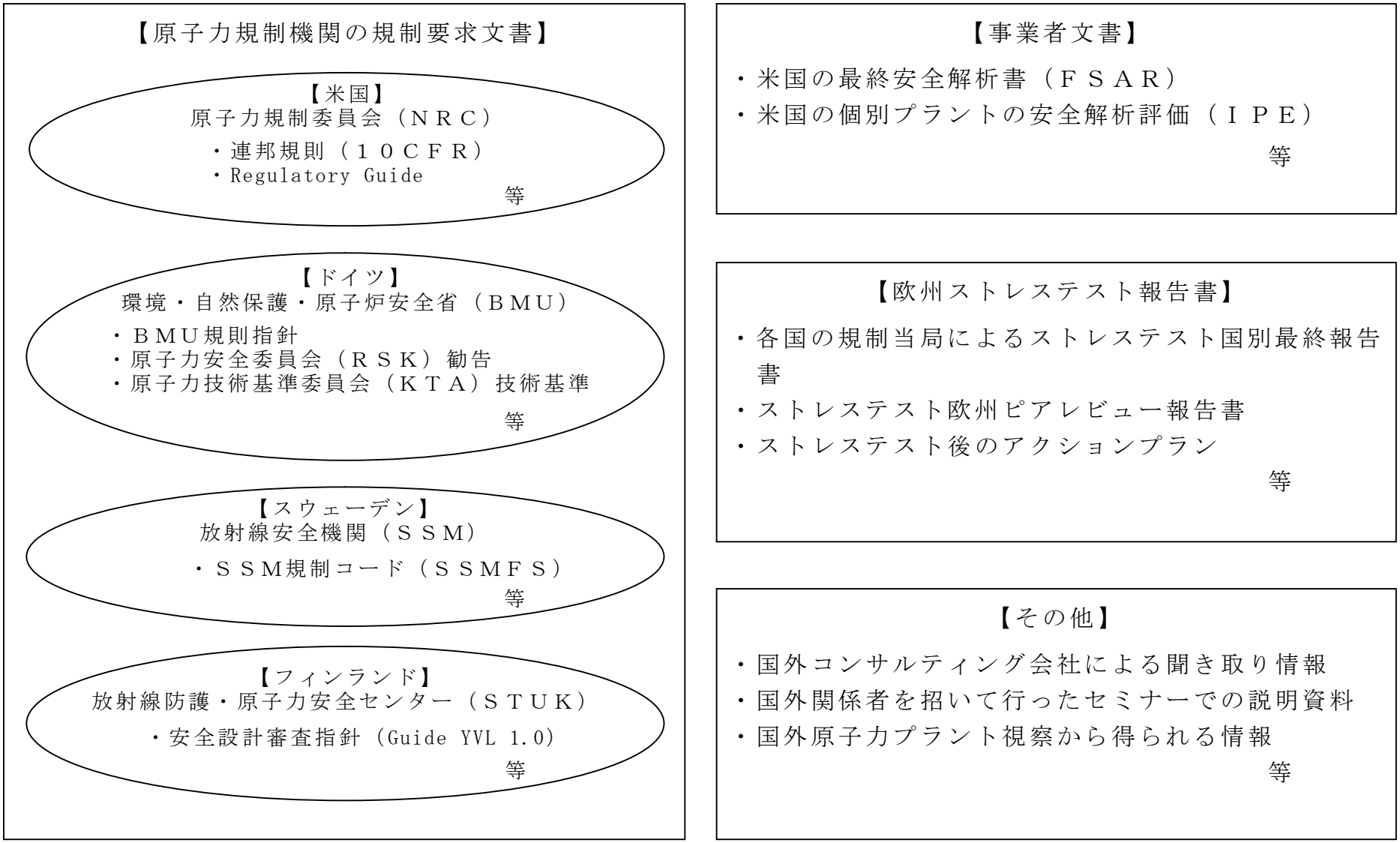


図１　諸外国における炉心損傷防止対策の調査対象

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）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
1	高圧・低圧注水機能喪失	炉心冷却	・常設低圧代替注水ポンプ ・常設高圧代替注水ポンプ ・代替循環冷却ポンプ ・復水ポンプ ・電動消火ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・復水移送ポンプ ・制御棒駆動水圧系ポンプ ・ほう酸水注入系ポンプ	・ディーゼル駆動消火ポンプ(RHR 経由) ・高圧サービス水系（RHR 経由） ・RHRSW（RHR 経由） ・制御棒駆動機構ポンプ ・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 ・制御棒駆動水系ポンプ ・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 ・淡水貯水池 ・ろ過水貯蔵タンク ・純水貯蔵タンク ・原水タンク ・海水 ・代替淡水貯槽への補給 -淡水貯水池，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 -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 -消火用水 ・ほう酸溶液タンクへの補給 -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，タンクへの補給手段及び複数の代替淡水源（淡水貯水池等）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[注]	・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。					

下線部：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

別紙 3-3

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）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
3	全交流動力電源喪失	電源設備（交流電源）	・常設代替高圧電源装置	・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 -起動用バッテリ追設 -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 -常設代替高圧電源装置，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	

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

別紙 3-4

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）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
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 ・常設高圧代替注水ポンプ ・ディーゼル駆動消火ポンプ ・常設低圧代替注水ポンプ	・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 ・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常設低圧代替注水ポンプを整備することとしている。
			・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）	・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，緊急用海水系を整備することとしている。
			・緊急用海水系 （残留熱除去系又は代替循環冷却系を利用するため，交流電源の復旧が必要）	−	−	−	−	
		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 −常設低圧代替注水ポンプ（交流電源の復旧が必要） −代替循環冷却ポンプ（交流電源の復旧が必要）	・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 −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，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納容器スプレイ手段を対策としている。
			・代替格納容器スプレイ −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	−	
		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。					

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

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（4／6）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-1	崩壊熱除去機能喪失（取水機能喪失）	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	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。
			・緊急用海水系					
		炉心冷却	・常設低圧代替注水ポンプ ・代替循環冷却ポンプ ・常設高圧代替注水ポンプ ・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 ・ほう酸水注入系ポンプ	1と同様※	1と同様※	1と同様※	1と同様※	1と同様 ※取水機能の喪失により動作できないものは除く。
			・可搬型代替注水大型ポンプ					
		格納容器注水	・代替格納容器スプレイ －常設低圧代替注水ポンプ －代替循環冷却ポンプ －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	・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，常設又は可搬型ポ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おり，格納容器スプレイ機能の多様化を対策としている。
			・代替格納容器スプレイ －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	－	
		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。					

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

別紙 3-6

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（5／6）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
4-2	崩壊熱除去機能喪失（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	・ほう酸水注入系（手動） ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・代替制御棒挿入機能	・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 原子炉再循環ポンプトリップ ・MSIV 閉後 ATWS 時の炉圧高で給水ポンプトリップロジック追加	・緊急ほう酸水注入系（手動）	・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）	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，代替原子炉再循環ポンプトリップ機能及び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。
		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。					
6	LOCA 時注水機能喪失	炉心冷却	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。 なお，「LOCA 時注水機能喪失」において，炉心損傷を防止するためには，LOCA の破断面積によっては大容量のポンプが自動的に動作する必要があるが，そのような対策は確認できなかったことから，諸外国においても全ての破断面積の大きさに対応できるような設備対策は取られていないことを確認した。					

下線部：有効性評価において有効性を確認する対策

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）

分類	事故シーケンスグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作					対策の概要
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド	
7	インターフェイスシステムLOCA	炉心冷却	・健全な原子炉注水設備で対応	・既存設備で対応	－	－	－	米国では，既存設備を用いて炉心冷却を実施するとしている。 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。
		格納容器バイパス防止等	・破損個所の検出，隔離（既設の計装） ・原子炉減圧，水位制御	・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。					

下線部：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(電源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，ＴＢＷ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。

表１　ＴＢＷシーケンスの炉心損傷頻度

		炉心損傷頻度（ＣＤＦ）（／炉年）	全ＣＤＦ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
ＴＷ		6.0E-05	99.8%	100%
	ＴＢＷ	4.7E-06	7.8%	7.8%
	ＴＢＷ（ＳＲＶ再閉鎖失敗）	2.5E-08	<0.1%	<0.1%

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（常設代替高圧電源装置による給電）

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高圧電源装置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，常設代替高圧電源装置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ＴＢＷ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，常設代替高圧電源装置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，常設代替高圧電源装置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

外部電源喪失により原子炉が自動停止するため，原子炉を手動停止させるシーケンスと比較して事象進展が早いことから「高」とした。

c.　設備容量の観点

事象進展が早く余裕時間が短い場合，崩壊熱が高く，必要な設備容量が大きくなることから，着眼点 b.と同様に「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。

表２　着眼点に基づく整理

シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	着眼点				備考
		a	b	c	d	
ＴＷ	・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＋RHR 失敗」における評価のとおり
ＴＢＷ	以下はＴＢＷに有効な対策 ・常設代替高圧電源装置 ＋残留熱除去系	高	高	高	中	上記 3. に記載のとおり

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ＴＢＷ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，取水機能喪失に伴う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に対する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。

※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。

表1　必要な安全機能及び防護対象設備

必要な安全機能	防護対象設備 常設重大事故等対処設備
原子炉注水	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧代替注水系 ・逃がし安全弁 ・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
格納容器注水／除熱	・残留熱除去系 ・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） ・格納容器下部注水系（常設） ・格納容器圧力逃がし装置
使用済燃料プール 注水／除熱	・代替燃料プール冷却系 ・代替燃料プール注水系 ・緊急用海水系
電 源	・所内常設直流電源設備 ・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・軽油貯蔵タンク
水 源	・代替淡水貯槽 ・サプレッション・プール
事故対応を実施する上で 必要となる機能	・計装設備 ・中央制御室及び居住性確保に必要な設備 ・緊急用対策所及び居住性確保に必要な設備 ・通信連絡設備

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及び内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ、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１ＰＲＡ

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 10^{-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高圧電源装置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と（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，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
高圧・低圧注水機能喪失	TQUV	過渡事象 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	3.2E-10	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%		○
				②外部電源喪失 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	5.5E-12	0.2%		○
				②外部電源喪失 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	5.5E-12	0.2%		○
		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	2.0E-10	①逃がし安全弁誤開放 ＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水トレーナ閉塞共通原因故障	5.7E-12	0.2%		○
				②非隔離事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋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	0.1%		○
				③逃がし安全弁誤開放 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンスによる待機除外 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水トレーナ閉塞共通原因故障	4.7E-12	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	4.2E-10	①交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ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	1.5E-11	0.4%		○
				②交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	7.3E-12	0.2%		○
				③交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	5.7E-12	0.2%		○
		手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	4.3E-11	①計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋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%		○
				②計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋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%		○
				③計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋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	5.0E-13	<0.1%		○
		サポート系喪失（自動停止） ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	2.5E-09	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	2.4E-10	6.8%	・低圧代替注水系（常設）	○
				②直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	1.6E-10	4.6%		○
				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%		○
				④直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂ海水ストレーナ閉塞	8.1E-11	2.3%		○
				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%		○
				⑥直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂ熱交入口弁開け忘れ	5.2E-11	1.5%		○
				⑥直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂ熱交出口弁開け忘れ	5.2E-11	1.5%		○
				⑥直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂ放出ライン隔離弁開け忘れ	5.2E-11	1.5%		○
				⑥直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂ放出ライン排水弁開け忘れ	5.2E-11	1.5%		○
				⑩直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ起動信号共通原因故障 ＋ＬＰＣＩ－Ｂ／Ｃ起動操作失敗	4.3E-11	1.2%		○
				⑪直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂ熱交入口弁開け忘れ	3.5E-11	1.0%		○
				⑪直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂ熱交出口弁開け忘れ	3.5E-11	1.0%		○
				⑪直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂ放水ライン隔離弁開け忘れ	3.5E-11	1.0%		○
				⑪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%		○
		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	3.0E-11	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	1.3E-12	<0.1%		○
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外	1.3E-12	<0.1%		○※1
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	8.5E-13	<0.1%		○
				③直流電源故障（区分Ⅱ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外	8.5E-13	<0.1%		○※1

※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。

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

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	TQUX	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 ＋原子炉手動減圧失敗	1.7E-10	0.8%	・過渡時自動減圧機能	○
				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	0.4%		○
				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%		○
		手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋高圧炉心冷却失敗 ＋手動減圧失敗	2.6E-09	①交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ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%		○
				②交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞 ＋原子炉手動減圧失敗	4.8E-11	0.2%		○
				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%		○
		サポート系喪失（自動停止） ＋高圧炉心冷却失敗 ＋手動減圧失敗	8.3E-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	1.6E-09	7.8%		○
				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	1.1E-09	5.3%		○
				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 ＋原子炉手動減圧失敗	6.8E-10	3.4%		○
				④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	6.3E-10	3.1%		○
				⑤直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋注水不能認知失敗	4.3E-10	2.1%		○
				⑥直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンス ＋注水不能認知失敗	2.7E-10	1.3%		○

【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，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※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 ＋ＤＧ失敗 ＋ＨＰＣＳ失敗 （ＲＣＩＣ成功）	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）	○
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク破損	3.2E-09	4.1%		○
				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%		○
		サポート系喪失（直流電源故障） （＋外部電源喪失） ＋ＤＧ失敗 ＋ＨＰＣＳ失敗 （ＲＣＩＣ成功）	2.0E-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%		○
				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%		○
				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	1.3%		○
				③直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	9.8E-10	1.3%		○

※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)】

○ＴＢＤ

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。

○ＴＢＵ

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，常設代替高圧電源装置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)」

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※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	ＴＢＤ	外部電源喪失 ＋直流電源失敗 ＋ＨＰＣＳ失敗	6.0E-12	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%	・低圧代替注水系（可搬型）	○
				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%		○
				③外部電源喪失 ＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通原因故障 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンスによる待機除外	6.8E-13	<0.1%		○
	ＴＢＵ	外部電源喪失 ＋ＤＧ失敗 ＋高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	①外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗	7.1E-11	0.3%		○
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋ＲＣＩＣメンテナンスによる待機除外	4.6E-11	0.2%		○
				③外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋ＲＣＩＣ流量制御器故障	7.7E-12	<0.1%		○
		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	2.1E-08	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.3%		○
				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	6.9%		○
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋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%		○
				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%		○
				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%		○
				⑥直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧメンテナンス	6.3E-10	3.0%		○
				⑧直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＤＧ－２Ｄメンテナンス ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗	4.3E-10	2.0%		○
				⑧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%		○
				⑩直流電源故障（区分Ⅰ） ＋軽油貯蔵タンク破損	2.1E-10	1.0%		○

※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）】

○ＴＢＰ

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と（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%未満と非常に小さくなっており，その場合においても常設代替高圧電源装置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）」

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※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	ＴＢＰ	外部電源喪失 ＋ＤＧ失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ失敗	3.0E-10	①外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.5E-10	47.8%	・代替代替注水系（可搬型）	○
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク破損 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	3.2%		○
				③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 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	2.4E-12	0.5%		○
		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	2.3E-10	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	3.2%		○
				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	3.2%		○
				③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 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	7.6E-12	1.4%		○
				③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 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	7.6E-12	1.4%		○

※1：全交流動力電源喪失（ＴＢＰ）の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

【崩壊熱除去機能喪失】

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，常設代替高圧電源装置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　「崩壊熱除去機能喪失」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
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ	過渡事象 ＋ＲＨＲ失敗	4.4E-05	①非隔離事象 ＋ＲＨＲ系操作失敗	1.9E-05	30.7%	[ＲＨＲ故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○
				②原子炉緊急停止系誤動作等 ＋ＲＨＲ系操作失敗	6.0E-06	9.9%		○
				③非隔離事象 ＋ＲＨＲＳ－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	○
				④隔離事象 ＋ＲＨＲ系操作失敗	2.9E-06	4.9%	[ＲＨＲ故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○
				④水位低下事象 ＋ＲＨＲ系操作失敗	2.9E-06	4.9%		○
				⑥原子炉緊急停止系誤動作等 ＋ＲＨＲＳ－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	○
				⑦全給水喪失 ＋ＲＨＲ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又は耐圧強化ベント	○
				⑧非隔離事象 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ流量調整弁開失敗共通原因故障	6.1E-07	1.0%		○
				⑨隔離事象 ＋ＲＨＲＳ－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	○
				⑨水位低下事象 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.6E-07	0.8%		○
				⑪非隔離事象 ＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂ熱交バイパス弁閉失敗共通原因故障	3.8E-07	0.6%	[ＲＨＲ故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○
				⑫外部電源喪失 ＋ＲＨＲ系操作失敗	4.5E-07	0.7%		○
				⑬非隔離事象 ＋ＲＨＲＳ－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	○
				⑭非隔離事象 ＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂポンプ起動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5%	[ＲＨＲ故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○
				⑮非隔離事象 ＋ＲＨＲ－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%		○
				⑯原子炉緊急停止系誤動作等 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ流量調整弁開失敗共通原因故障	2.0E-07	0.3%		○
				⑰非隔離事象 ＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂポンプ運転継続失敗共通原因故障	1.7E-07	0.3%		○
				⑱全給水喪失 ＋ＲＨＲＳ－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	○
				⑲非隔離事象 ＋ＲＨＲ－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	○
				⑲非隔離事象 ＋ＲＨＲ－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%		○
				㉑原子炉緊急停止系誤動作等 ＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂ熱交バイパス弁閉失敗共通原因故障	1.2E-07	0.2%		○
				㉒原子炉緊急停止系誤動作等 ＋ＲＨＲＳ－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	○
				㉓原子炉緊急停止系誤動作等 ＋ＲＨＲ－Ａ／Ｂポンプ起動失敗共通原因故障	1.0E-07	0.2%	[ＲＨＲ故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○
				㉓原子炉緊急停止系誤動作等 ＋ＲＨＲ－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%		○
		過渡事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＲＨＲ失敗	3.8E-07	①逃がし安全弁誤開放 ＋ＲＨＲ系操作失敗	1.1E-07	0.2%		○
				②非隔離事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＲＨＲ系操作失敗	9.7E-08	0.2%		○
				③逃がし安全弁誤開放 ＋ＲＨＲＳ－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	○
		手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋ＲＨＲ失敗	9.9E-06	①計画外停止 ＋ＲＨＲ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	○
				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%		○
				③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ） ＋ＲＨＲＳ－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	○
				③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ） ＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.4%		○
				⑤計画外停止 ＋ＲＨＲＳ－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ベント	○
		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	5.2E-08	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%		○
				②計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.9E-09	<0.1%	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				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%		○
				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%		○
		サポート系喪失（自動停止） ＋ＲＨＲ失敗	1.7E-06	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンスによる待機除外	1.0E-07	0.2%		○
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外	1.0E-07	0.2%		○
				③交流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンスによる待機除外	5.7E-08	<0.1%		○
		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	8.9E-09	①直流電源故障（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	5.4E-10	<0.1%		○
				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	<0.1%		○
				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	<0.1%		○
		中小破断ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲ失敗	7.4E-08	①小破断ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲ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又は耐圧強化ベント	○
				②中破断ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲ系操作失敗	2.2E-08	<0.1%		○
				③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%	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		大破断ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲ失敗	3.0E-09	①大破断ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲ系操作失敗	2.2E-09	<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	○
				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	<0.1%	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
				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	<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	○

※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
崩壊熱除去機能喪失	ＴＢＷ	外部電源喪失 ＋ＤＧ失敗 （ＨＰＣＳ成功）	6.9E-07	①外部電源喪失 ＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ運転継続失敗共通原因故障	2.0E-07	0.3%		○
				②外部電源喪失 ＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ起動失敗共通原因故障	1.3E-07	0.2%		○
				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	0.1%		○
		外部電源喪失 ＋ＤＧ失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 （ＨＰＣＳ成功）	3.6E-09	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	<0.1%		○
				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	<0.1%		○
				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	<0.1%		○
		外部電源喪失 ＋直流電源失敗 （ＨＰＣＳ成功）	6.9E-10	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	<0.1%		○
				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	<0.1%		○
				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	<0.1%		○
		サポート系喪失（直流電源故障） （＋外部電源喪失） ＋ＤＧ失敗 （ＨＰＣＳ成功）	4.1E-06	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗	6.3E-07	1.0%	・常設代替高圧電源装置	○
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗	6.3E-07	1.0%		○
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗	4.3E-07	0.7%		○
				③直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗	4.3E-07	0.7%		○
				⑤直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＤＧ－２Ｄメンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.5%		○
				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	2.7E-07	0.5%		○
		サポート系喪失（直流電源故障） （＋外部電源喪失） ＋ＤＧ失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 （ＨＰＣＳ成功）	2.1E-08	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	<0.1%		○
				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	<0.1%		○
				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	<0.1%		○
				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	<0.1%		○

※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

【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，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。

なお，直流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ）時は当該区分の代替再循環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ＣＤＦ，事故シーケンスグループ別ＣＤＦ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代替再循環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
原子炉停止機能喪失	TC	過渡事象 ＋原子炉停止失敗	2.5E-08	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%	・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系	○
				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%		○
				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%		○
				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%		○
		サポート系喪失（自動停止） ＋原子炉停止失敗	3.8E-11	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%		○※1
				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%		○※1
				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%		○※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
		中小破断ＬＯＣＡ ＋原子炉停止失敗	5.4E-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%	・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・代替制御棒挿入機能	○※2
				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%		○※2
				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%		○※2
				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%		○※2
		大破断ＬＯＣＡ ＋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A／C作動失敗共通原因故障	5.4E-13	<0.1%		○※2
				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%		○※2
				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%		○※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%		○※2

※1：直流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ）時は当該区分の代替再循環ポンプトリップ回路が機能しないが，代替再循環ポ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】

○中小破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

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，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，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。

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。

○中小破断ＬＯＣＡ＋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，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。

中小破断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，いずれのカットセットにおいても，ＬＯＣＡ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
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	Ｓ１Ｅ，Ｓ２Ｅ	中小破断ＬＯＣＡ ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	1.5E-11	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%	・低圧代替注水系（常設）	△※1
				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%		△※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	2.1%		△※1
				④中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	2.9E-13	1.3%		△※1
				⑤中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	2.9E-13	1.3%		△※1
				⑥中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%		△※1
				⑦中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%		△※1
				⑦中ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳメカシール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%		△※1
				⑦中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%		△※1
				⑦中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%		△※1
				⑦中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%		△※1
				⑦中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%		△※1
				⑦中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%		△※1
				⑦中ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳポンプ室空調クーラ元弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3%		△※1
				⑦中ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプ出口弁開け忘れ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	2.9E-13	1.3%		△※1
				⑦中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%		△※1
				⑦中ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ放出ライン排水弁１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%		△※1
				⑦中ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ放出ライン排水弁２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%		△※1
				⑦中ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷエンジンエア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%		△※1
				⑦中ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷエンジンエア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	2.4E-13	1.1%		△※1
				⑦中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	2.3E-13	1.1%		△※1
				㉒中ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗＋ＲＨＲＳ－流量調整弁開失敗共通要因故障	2.3E-13	1.1%		△※1
				㉓中ＬＯＣＡ＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗＋ＨＰＣＳ水源切替操作失敗＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.3E-13	0.6%		△※1
				㉙中ＬＯＣＡ＋復水貯蔵タンクＢ真空逃がし弁作動失敗＋ＨＰＣＳ水源切替操作失敗＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.3E-13	0.6%		△※1
		中小破断ＬＯＣＡ ＋高圧炉心冷却失敗 ＋原子炉減圧失敗	4.6E-12	①中破断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	1.3E-13	0.6%		△※1
				②中破断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－３）－Ａ／Ｂ作動失敗共通原因故障 ＋注水不能認知失敗	1.3E-13	0.6%		△※1
				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	0.5%		△※1
－	Ａ Ｅ	大破断ＬＯＣＡ ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	1.4E-12	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%		－
				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	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共通原因故障	4.5E-14	0.2%		－

※１：ＬＯＣＡの破断面積が低圧代替注水系（常設）の注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，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
格納容器バイパス	ＩＳＬＯＣＡ	インターフェイスシステムＬＯＣＡ	4.8E-10	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テスタブル逆止弁閉失敗 ＋ＲＨＲ－Ａ吐出配管破断	1.5E-10	30.4%	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・破損系統の隔離	○
				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%		○
				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%		○
				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%		○
				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%		○
				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%		○
				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%		○
				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%		○
				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%		○
				⑩ＨＰＣＳ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%		○
				⑪ＲＨＲ－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逆止弁操作スイッチ開失敗 ＋ＲＨＲ－Ａ吐出配管破断	8.2E-12	1.7%		○
				⑪ＲＨＲ－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吐出配管破断	8.2E-12	1.7%		○
				⑬ＲＨＲ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%		○
				⑬ＲＨＲ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%		○
				⑮ＲＨＲ－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逆止弁閉失敗＋ＲＨＲ－Ａ熱交換器破損	4.9E-12	1.0%		○
				⑮ＲＨＲ－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逆止弁閉失敗 ＋ＲＨＲ－Ｂ熱交換器破損	4.9E-12	1.0%		○

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10^{-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，10^{-3}を基準とすることとし，10^{-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 10^{-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」，「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 10^{-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 10^{-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。

【高圧・低圧注水機能喪失】

ＦＶ重要度が 10^{-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，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 10^{-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及び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 10^{-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高圧電源装置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。

【崩壊熱除去機能喪失】

ＦＶ重要度が 10^{-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。

【原子炉停止機能喪失】

ＦＶ重要度が 10^{-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 10^{-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，ＩＳＬＯＣＡ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１．５ＰＲＡ

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，ＨＰＣＳ－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，常設代替高圧電源装置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，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，常設代替高圧電源装置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，代替循環冷却系又は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	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
雰囲気圧力温度による静的負荷（過圧破損）	ＴＱＵＸ	2.2E-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＋ＲＨＲスプレイ失敗	1.8E-10	8.4%	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・低圧代替注水系（常設） ・代替格納容器スプレイ冷却系（常設） ・代替循環冷却系又は格納容器圧力逃がし装置	○
			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＋ＲＨＲスプレイ失敗	1.3E-10	2.5%		○
			③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＋ＲＨＲスプレイ失敗	8.0E-11	2.1%		○
雰囲気圧力温度による静的負荷（過温破損）	ＴＱＵＸ	6.3E-09	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＋論証炉心の冷却認知失敗	3.1E-10	5.0%		○
			②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%		○
			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%		○
	長期ＴＢ	6.9E-08	①外部電源喪失＋軽油貯蔵タンク閉塞	4.3E-08	62.2%		○
			②外部電源喪失＋軽油貯蔵タンク破損	2.8E-09	4.1%		○
			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%		○
	ＴＢＵ	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%		○
			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＋原子炉手動減圧失敗	2.9E-10	6.9%		○
			③直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋原子炉手動減圧失敗	2.0E-10	4.7%		○
			③直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗＋原子炉手動減圧失敗	2.0E-10	4.7%		○
	ＴＢＤ	5.9E-12	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%		○
			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%		○
			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%		○
	ＬＯＣＡ	2.1E-11	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%		○
			②中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.3E-13	4.3%		○
			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%		○

【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係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
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	ＴＱＵＸ	2.4E-11	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＋ＤＣＨによるＰＣＶ破損	1.2E-12	5.0%	・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＋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＋ＤＣＨによるＰＣＶ破損	7.9E-13	3.4%		－
	長期ＴＢ	8.5E-09	①外部電源喪失＋燃料貯蔵タンク閉塞＋ＤＣＨによるＰＣＶ破損	5.3E-09	62.2%		○
			②外部電源喪失＋燃料貯蔵タンク破損＋ＤＣＨによるＰＣＶ破損	3.5E-10	4.1%		○
			③外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｃ，２Ｄ運転継続失敗＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗＋ＤＣＨによるＰＣＶ破損	5.0E-11	0.6%		○
	ＴＢＵ	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%		－
			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＋原子炉手動減圧失敗＋ＤＣＨによるＰＣＶ破損	1.1E-12	6.9%		－
			③直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗＋ＨＰＣＳ－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－２Ｄ運転継続失敗＋ＨＰＣＳ－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%		－
	ＴＢＤ	2.2E-14	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%		○
			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%		○
			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%		○

【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力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
原子炉圧力容器外溶融燃料－冷却材相互作用	ＴＱＵＸ	2.2E-14	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＋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バウンダリの機能喪失に至らないことを確認する）	○
			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%		○
			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%		○
	ＬＯＣＡ	2.8E-20	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（ペデスタル）	2.1E-22	0.8%		○
			②中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス＋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（ペデスタル）	1.7E-22	0.6%		○
			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（ペデスタル）	1.2E-22	0.4%		○

【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－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，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
溶融炉心・コンクリート相互作用	ＴＱＵＶ	3.3E-09	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＋デブリ冷却失敗（Ｓ／Ｐ）	2.1E-10	6.4%	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・格納容器下部注水系（常設）	○
			②直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス＋デブリ冷却失敗（Ｓ／Ｐ）	1.4E-10	4.3%		○
			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＋デブリ冷却失敗（Ｓ／Ｐ）	9.2E-11	2.8%		○
	ＴＱＵＸ	7.0E-10	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＋ＩＶＲ失敗＋ペデスタル注水失敗＋ＲＨＲスプレイ失敗	2.4E-11	3.5%		○
			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＋ペデスタル注水失敗＋ＲＨＲスプレイ失敗	1.7E-11	2.4%		○
			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スプレイ失敗	1.1E-11	1.5%		○
	ＴＢＵ	1.7E-08	①直流電源故障（区分Ⅰ）＋軽油貯蔵タンク閉塞	2.3E-09	13.7%		○
			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	1.0E-09	6.2%		○
			③直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＤＧ－2Ｄ運転継続失敗＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗	7.0E-10	4.2%		○
			④直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	7.0E-10	4.2%		○
	ＴＢＰ	5.2E-10	①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%		○
			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%		○
			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%		○
	ＬＯＣＡ	6.8E-16	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＋ペデスタル（ドライウェル部）での水蒸気爆発なし	4.9E-18	0.7%		○
			②中破断ＬＯＣＡ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス＋ＲＨＲＳ－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%		○
			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）での水蒸気爆発なし	2.8E-18	0.4%		○

3. 内部事象停止時レベル１ＰＲＡ

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 10^{-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～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～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～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。

【崩壊熱除去機能喪失】

○崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・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。

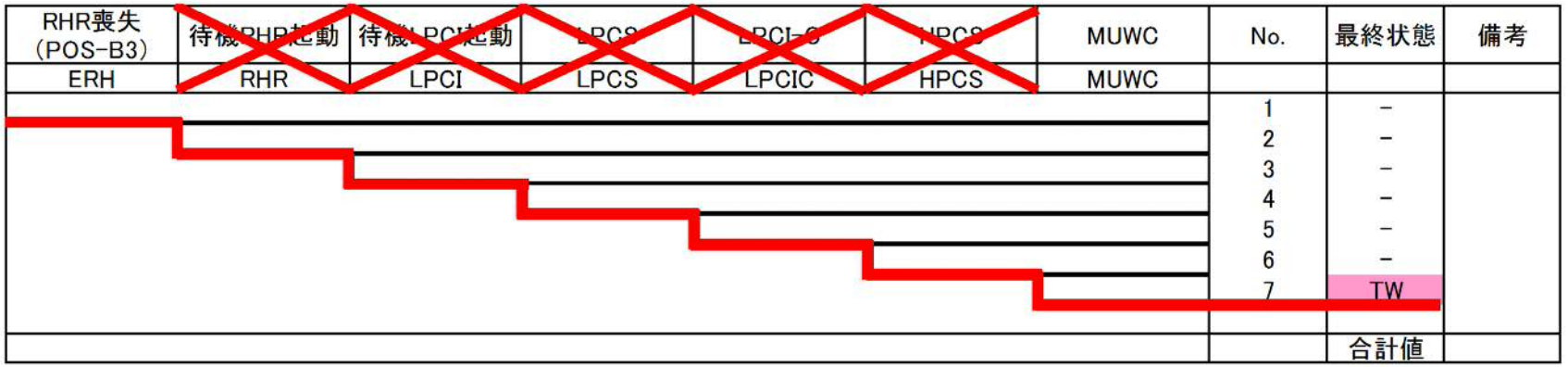
○外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗

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」におけるカットセット

事故シーケンス		ＣＤＦ（／施設定期検査）	主要なカットセット	ＰＯＳ	ＣＤＦ（／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
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障（ＲＨＲ喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.9E-07	①ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ3	3.0E-07	20.8%	・注水設備の多様化（低圧代替注水（常設），低圧代替注水系（可搬型），消火系等）	○
			①ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＢ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ3	3.0E-07	20.8%		○
			③ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ1	1.1E-07	7.4%		○
			③ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＢ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ1	1.1E-07	7.4%		○
			⑤ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ2	6.4E-08	4.5%		○
			⑤ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＢ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ2	6.4E-08	4.5%		○
			⑦ＲＨＲ喪失＋ＣＳＴ－Ｂポンプ運転継続失敗	Ｂ3	2.1E-08	1.5%		○
	残留熱除去系の故障（ＲＨＲＳ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	Ｂ3	3.7E-08	2.6%		○
			①ＲＨＲＳ喪失＋復水貯蔵タンクＢ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ3	3.7E-08	2.6%		○
			③ＲＨＲＳ喪失＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ1	1.3E-08	0.9%		○
			③ＲＨＲＳ喪失＋復水貯蔵タンクＢ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ1	1.3E-08	0.9%		○
	外部電源喪失＋崩壊熱除去・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	Ｂ2	8.4E-08	5.9%		○
			①外部電源喪失＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗	Ｂ2	8.4E-08	5.9%		○
			①外部電源喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ入口弁（S/P側）手動操作失敗	Ｂ2	8.4E-08	5.9%		○



×：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・炉心冷却喪失

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・炉心冷却喪失

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，常設代替直流電電設備及び常設代替高圧電源装置による電源復旧，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」におけるカットセット

事故シーケンス		CDF （／施設定期検査）	主要なカットセット	POS	CDF （／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
全交流動力電源喪失	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	①外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗	B3	8.2E-07	23.3%	・常設代替直流電源設備 ・常設高圧代替電源装置 ・注水設備の多様化	○
			②外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗	B3	5.6E-07	15.8%		○
			③外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗	B1	3.0E-07	8.4%		○
			④外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗	B1	2.0E-07	5.7%		○
			⑤外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗	B2	1.8E-07	5.0%		○
			⑥外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗	B2	1.2E-07	3.4%		○
			⑤外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ関連信号故障	B3	7.9E-08	2.2%		○
			⑥外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ遮断器開失敗	B3	7.6E-08	2.1%		○
			⑦外部電源喪失＋ＤＧＳＷ－２Ｄ海水ストレーナ閉塞	B3	4.7E-08	1.3%		○
			⑧外部電源喪失＋ＤＧＳＷ－２Ｄポンプ起動失敗	B3	3.6E-08	1.0%		○
	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	①外部電源喪失＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通要因故障	B3	6.0E-11	＜0.1%		○
			②外部電源喪失＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通要因故障	C2	3.8E-11	＜0.1%		○
			③外部電源喪失＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通要因故障	B1	2.2E-11	＜0.1%		○

外部電源喪失 (POS-B3)	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	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	
						合計値	

ACなし (POS-B3)	HPCS	No.	最終状態	備考
TE5	HPCS			
		22	-	
		23	TB	
			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）

＋崩壊熱除去・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）

＋崩壊熱除去・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

ＯＣＡが発生しているにも関わらず，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

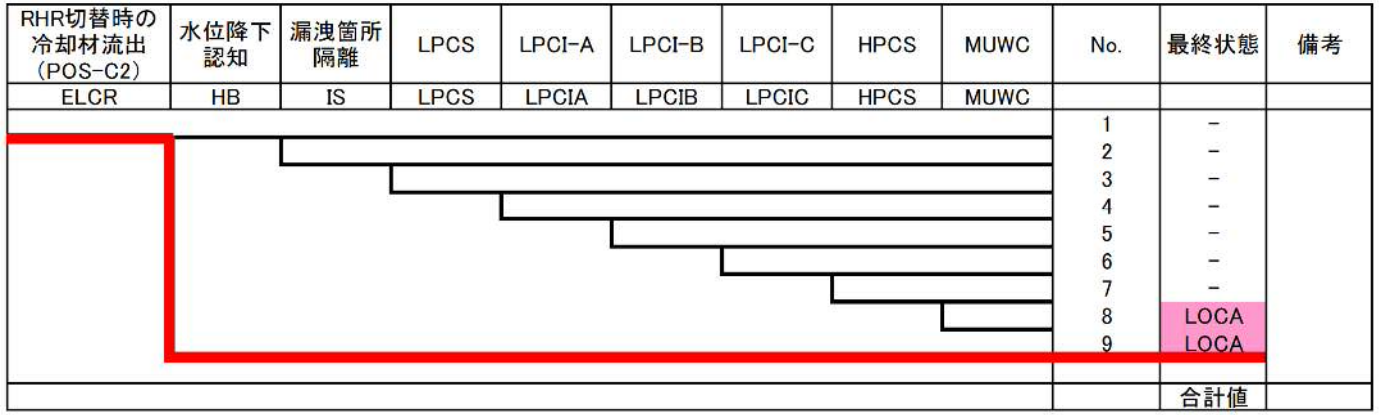
・ＣＵＷブローダウン流量は管理されており，燃料損傷までの余裕時間の間に中央制御室の運転員によるＣＵＷブローダウン流量，原子炉水位等の監視により異常の認知が可能である

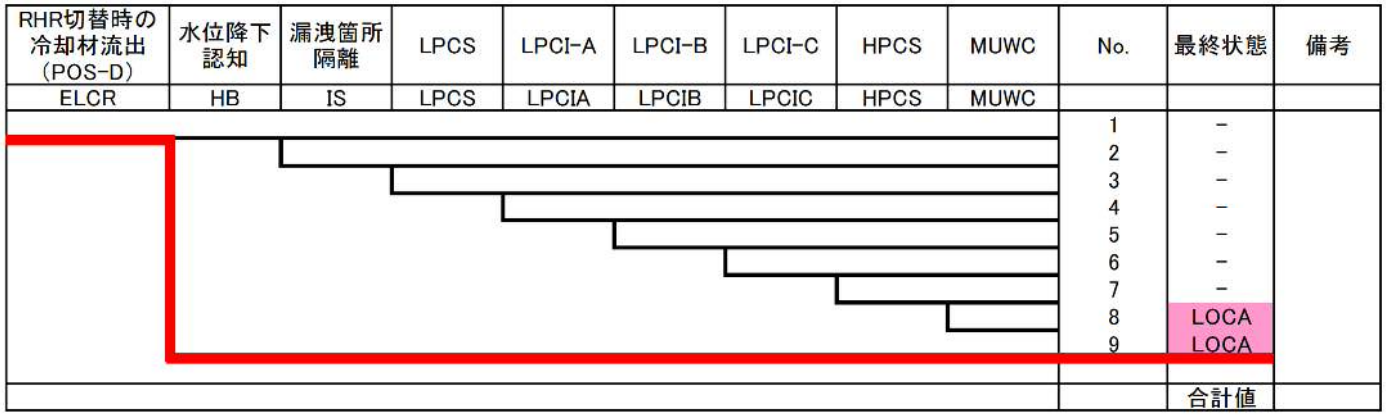
・中央制御室の運転員の他に，排水先であるＮＲ／Ｗの運転員による異常の認知にも期待できる

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予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」におけるカットセット

事故シーケンス		ＣＤＦ （／施設定期検査）	主要なカットセット	ＰＯＳ	ＣＤＦ （／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	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	8.3E-11	①ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ＋運転員の認知失敗	C2	4.1E-11	22.2%	・運転員への注意喚起 ・注水設備の多様化 （低圧代替注水（常設），低圧代替注水系（可搬型），消火系等）	－
			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ポンプ手動操作失敗＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	B2	5.1E-14	＜0.1%		○
			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	B2	5.1E-14	＜0.1%		○
			③ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	B2	5.1E-14	＜0.1%		○
			③ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ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	B2	5.1E-14	＜0.1%		○
			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	B2	5.1E-14	＜0.1%		○
			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	B2	5.1E-14	＜0.1%		○
	原子炉冷却材の流出 （ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.8E-11	①ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ＋運転員の認知失敗	C1	2.9E-11	15.6%		－
			①ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ＋運転員の認知失敗	D	2.9E-11	15.6%		－
			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	C1	1.5E-17	＜0.1%		○
			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%		○
	原子炉冷却材の流出 （ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	4.5E-11	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	B2	2.2E-12	1.2%		○
			①ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ（大規模流出）＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗	B2	2.2E-12	1.2%		○
			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	B2	2.2E-12	1.2%		○
	原子炉冷却材の流出 （ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	9.8E-14	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	B2	1.2E-14	＜0.1%		○
			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Ｂ真空逃がし弁作動失敗	B2	1.2E-14	＜0.1%		○
			①ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	B2	1.2E-14	＜0.1%		○
			①ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ＋隔離失敗＋ＬＰＣＩ－Ｂ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	B2	1.2E-14	＜0.1%		○
			①ＬＰＲＭ点検時の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	B2	1.2E-14	＜0.1%		○
			①ＬＰＲＭ点検時の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	B2	1.2E-14	＜0.1%		○





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ＦＶ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１ＰＲＡより１桁小さい 1.0×10^{-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 10^{-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 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高圧電源装置による電源復旧，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ＰＲＡ，津波ＰＲＡ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１ＰＲＡ

(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。

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（ＲＨＲＳ）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。

第 1-1 表　「高圧・低圧注水機能喪失」におけるカットセット

No.	加速度区分(G)	カットセット	CDF(／炉年)	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	・低圧代替注水系（常設）	○
2	1.4～1.5		3.4E-08	7.2		○
3	1.3～1.4		2.5E-08	5.4		○
4	1.3～1.4	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）＋地震によるRHRS配管損傷＋水源切替操作失敗	2.4E-08	5.1		○
4	1.0～1.1		2.4E-08	5.1		○
6	1.1～1.2		2.3E-08	4.9		○
7	1.2～1.3		2.2E-08	4.7		○
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		○
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（外部電源喪失）＋地震によるRHRS配管損傷＋水源切替操作失敗	1.8E-08	3.9		○
10	0.9～1.0		1.5E-08	3.2		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
19	1.4～1.5	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）＋地震によるRHR熱交換器損傷＋水源切替操作失敗	7.6E-09	1.6		○
20	1.2～1.3		6.9E-09	1.5		○
21	1.5～1.6		5.7E-09	1.2		○
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		○
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		○

【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。

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

No.	加速度区分(G)	カットセット	CDF(／炉年)	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（外部電源喪失）＋水源切替操作失敗＋手動減圧操作失敗	2.7E-07	20.2	・過渡時自動減圧機能	○
2	0.8～0.9		1.7E-07	12.7		○
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		○
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		○
5	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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○
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		○

【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）」における主要なカットセット

No.	加速度区分(G)	カットセット	CDF（／炉年）	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	1.1E-09	19.9	・低圧代替注水系（可搬型）	○
2	0.3～0.4		9.7E-10	17.1		○
3	0.5～0.6		9.6E-10	16.9		○
4	0.6～0.7		6.9E-10	12.2		○
5	0.2～0.3		5.7E-10	10.0		○
6	0.16～0.2		1.0E-10	1.8		○
7	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）＋軽油貯蔵タンク破損	7.2E-11	1.3		○
8	0.3～0.4		6.5E-11	1.1		○
9	0.5～0.6		6.4E-11	1.1		○

【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高圧電源装置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)	カットセット	CDF(／炉年)	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	①地震によるケーブルトレイ損傷	3.0E-07	14.0	・低圧代替注水系（可搬型）	○
2	1.0～1.1		2.9E-07	13.6		○
3	1.2～1.3		2.5E-07	11.6		○
3	0.9～1.0		2.5E-07	11.6		○
5	1.3～1.4		2.3E-07	10.5		○
6	0.8～0.9		2.1E-07	9.9		○
7	1.4～1.5		1.6E-07	7.6		○
8	1.5～1.6		1.2E-07	5.7		○
9	0.7～0.8		9.5E-08	4.4		○
10	1.6～1.7		7.3E-08	3.4		○
11	0.6～0.7		4.9E-08	2.3		○
12	1.7～1.8		3.8E-08	1.8		○

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)	カットセット	CDF(／炉年)	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地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	3.7E-08	8.3		○
2	1.4～1.5		3.6E-08	8.0		○
3	1.3～1.4	②地震による非常用パワーセンタ損傷	3.2E-08	7.2		○
4	1.2～1.3		3.1E-08	7.0		○
5	1.3～1.4	①地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	3.1E-08	6.9		○
6	1.0～1.1	②地震による非常用パワーセンタ損傷	3.0E-08	6.6		○
7	1.4～1.5		2.9E-08	6.4		○
8	1.1～1.2		2.9E-08	6.4		○
9	1.6～1.7	①地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	2.8E-08	6.4		○
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）	○
11	1.7～1.8	①地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	1.8E-08	4.0		○
12	1.2～1.3		1.8E-08	3.9		○
13	0.9～1.0	②地震による非常用パワーセンタ損傷	1.4E-08	3.2		○
14	1.6～1.7		1.4E-08	3.1		○
15	0.8～0.9		1.2E-08	2.7		○
16	1.8～1.9	①地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	1.1E-08	2.4		○
17	1.1～1.2		9.0E-09	2.0		○
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		○
19	1.9～2.0	①地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	5.4E-09	1.2		○

【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)	カットセット	CDF(／炉年)	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ＤＧＳＷポンプ損傷	1.9E-10	8.2	・低圧代替注水系（可搬型）	○
2	1.4～1.5		1.9E-10	7.9		○
3	1.3～1.4	②逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震による非常用パワーセンタ損傷	1.7E-10	7.1		○
4	1.2～1.3		1.6E-10	7.0		○
5	1.3～1.4	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	1.6E-10	6.8		○
6	1.0～1.1	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	6.6		○
7	1.4～1.5		1.5E-10	6.4		○
7	1.1～1.2		1.5E-10	6.4		○
9	1.6～1.7	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	1.5E-10	6.3		○
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		○
11	1.7～1.8	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	9.4E-10	4.0		○
12	1.2～1.3		9.2E-10	3.9		○
13	0.9～1.0	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	7.4E-10	3.1		○
14	1.6～1.7		7.2E-10	3.0		○
15	0.8～0.9		6.3E-11	2.7		○
16	1.8～1.9	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	5.6E-11	2.4		○
17	1.1～1.2		4.7E-11	2.0		○
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		○
19	1.9～2.0	①逃がし安全弁再閉鎖失敗＋地震によるＤＧＳＷポンプ損傷	2.8E-11	1.2		○

【崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ，ＴＢＷ)】

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。

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)	カットセット	CDF(／炉年)	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	①ＲＨＲ系操作失敗	1.7E-06	30.6	[ＲＨＲ故障時] ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	○
2	0.2～0.3		1.1E-06	19.1		○
3	0.3～0.4		3.0E-07	5.5		○
4	0.4～0.5		1.1E-07	2.1		○
5	0.16～0.2	②ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-07	1.9	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
6	0.2～0.3		6.5E-08	1.2		○

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

No.	加速度区分(G)	カットセット	CDF(／炉年)	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	4.5E-09	7.0	・常設代替高圧電源装置	○
2	0.3～0.4		4.0E-09	6.2		○
3	0.5～0.6		4.0E-09	6.1		○
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		○
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		○
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（外部電源喪失）＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ起動失敗共通原因故障	2.7E-09	4.2		○
7	0.5～0.6		2.7E-09	4.2		○
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		○
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		○
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		○
11	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		○
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（外部電源喪失）＋ＤＧＳＷ－２Ａ／２Ｂストレーナ閉塞共通原因故障	1.4E-09	2.2		○
13	0.5～0.6		1.4E-09	2.2		○
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		○
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（外部電源喪失）＋ＤＧＳＷ－２Ａ／２Ｂストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-09	1.6		○
16	0.2～0.3		8.4E-10	1.3		○

【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)	カットセット	CDF(／炉年)	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	1.3E-08	11.0	・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系	○
2	1.3～1.4		1.2E-08	10.3		○
3	1.5～1.6		1.1E-08	9.3		○
4	1.2～1.3		8,.5-09	7.1		○
5	1.6～1.7		8.0E-09	6.7		○
6	1.1～1.2		5.7E-09	4.8		○
7	1.7～1.8		4.4E-09	3.7		○
8	1.6～1.7	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	4.0E-09	3.3	—	—
9	1.5～1.6		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	・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系	○
12	1.4～1.5	②地震によるケーブルトレイ損傷+地震によるシュラウドサポート損傷	2.7E-09	2.3	—	—
13	1.8～1.9		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	・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系	○
15	1.9～2.0	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	2.1E-09	1.8	—	—
16	2.0～3.0		2.0E-09	1.7		—
17	1.3～1.4		1.9E-09	1.6		—
18	1.7～1.8	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		—
19	1.6～1.7		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	・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系	○

2. 津波レベル１ＰＲＡ

(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ＰＲＡ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	ＣＤＦ（／炉年）	主要なカットセット	ＣＤＦ（／炉年）	全ＣＤＦに対する寄与割合※1	有効性を確認する主な対策※2	対策の有効性
津波による注水機能喪失	最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	T.P.+20m～T.P.+22m	3.2E-06	①最終ヒートシンク喪失	3.2E-06	73.4%	・津波防護対策 ・緊急用海水系	○
	最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗		1.1E-08	①最終ヒートシンク喪失＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗	4.7E-09	0.1%		○
				②最終ヒートシンク喪失＋ＲＣＩＣメンテナンス	3.0E-09	＜0.1%		○
				③最終ヒートシンク喪失＋ＲＣＩＣ流量制御器故障	5.4E-10	＜0.1%		○
	最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗		1.7E-08	①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%		○
	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	T.P.+22m～T.P.+24m	7.6E-07	①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	7.6E-07	17.6%		○
	防潮堤損傷	T.P.+24m～	3.3E-07	①防潮堤損傷	3.3E-07	7.6%	－	－

※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

１．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１，２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。

- サプレッション・プール水を取り込む系統（残留熱除去系，代替循環冷却系 等）が機能喪失する恐れがある
- 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Ｍａｒｋ－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。

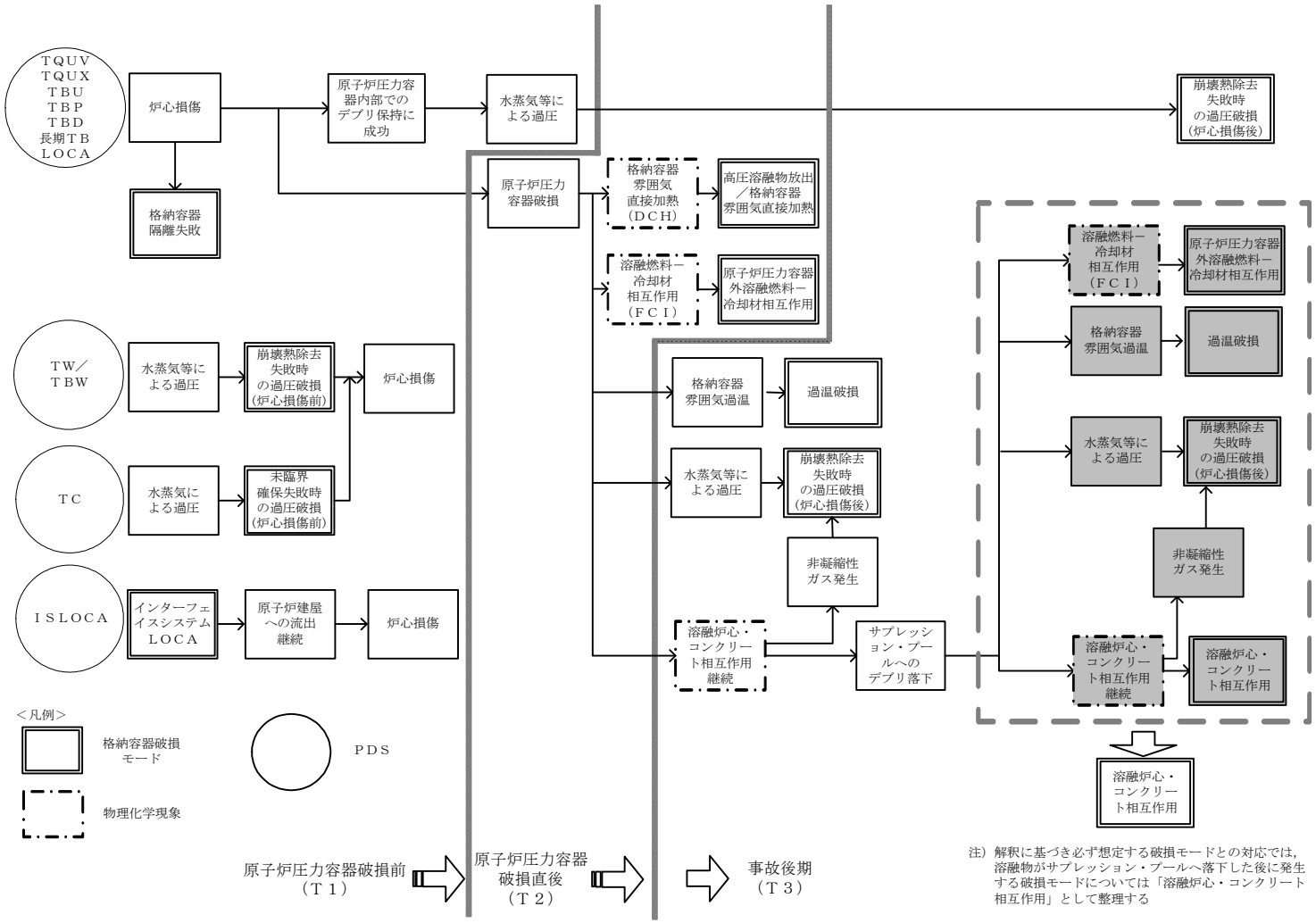
- ペデスタル床における溶融炉心・コンクリート相互作用に引き続いて発生する破損モードであること
- サプレッション・プールへの溶融物落下後の格納容器破損モードの発生防止のためには，ペデスタル床における溶融炉心・コンクリート相互作用を防止することが有効であること

３．まとめ

レベル１．５ＰＲＡ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」として整理する。

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。



注）解釈に基づき必ず想定する破損モードとの対応では，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破損モードについては「溶融炉心・コンクリート相互作用」として整理する

図１　ＰＲＡより抽出される格納容器破損モード

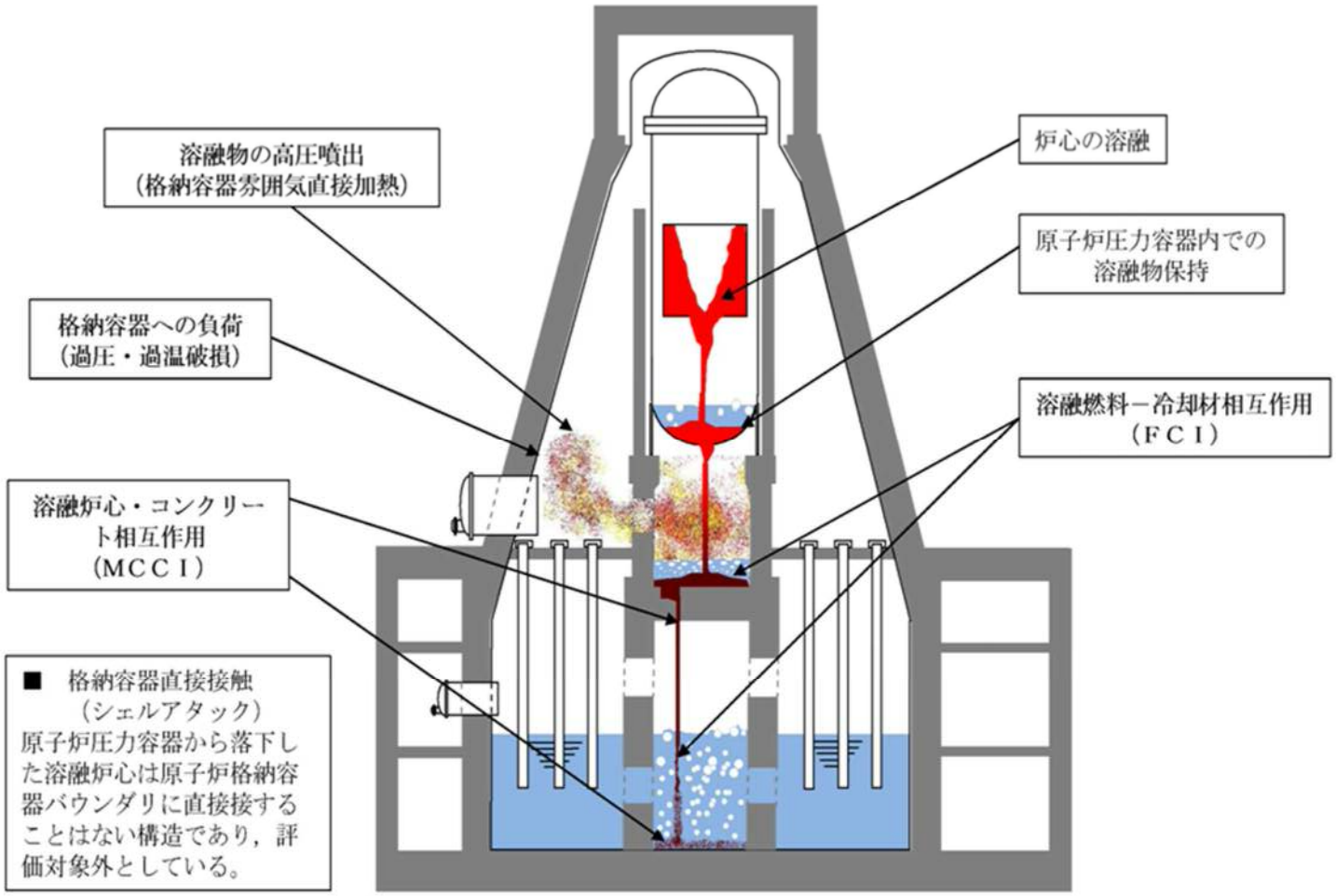


図２　Ｍａｒｋ－Ⅱ格納容器の形状及び溶融デブリの移動経路の概略

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，Ｍａｒｋ－Ⅱ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，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。

３．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１．５ＰＲＡにおけるライナープレート破損の考え方

レベル１．５ＰＲＡにおいては，環境への放射性物質の大規模放出に至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，Ｍａｒｋ－Ⅰ型格納容器特有の破損モードであり，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

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，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

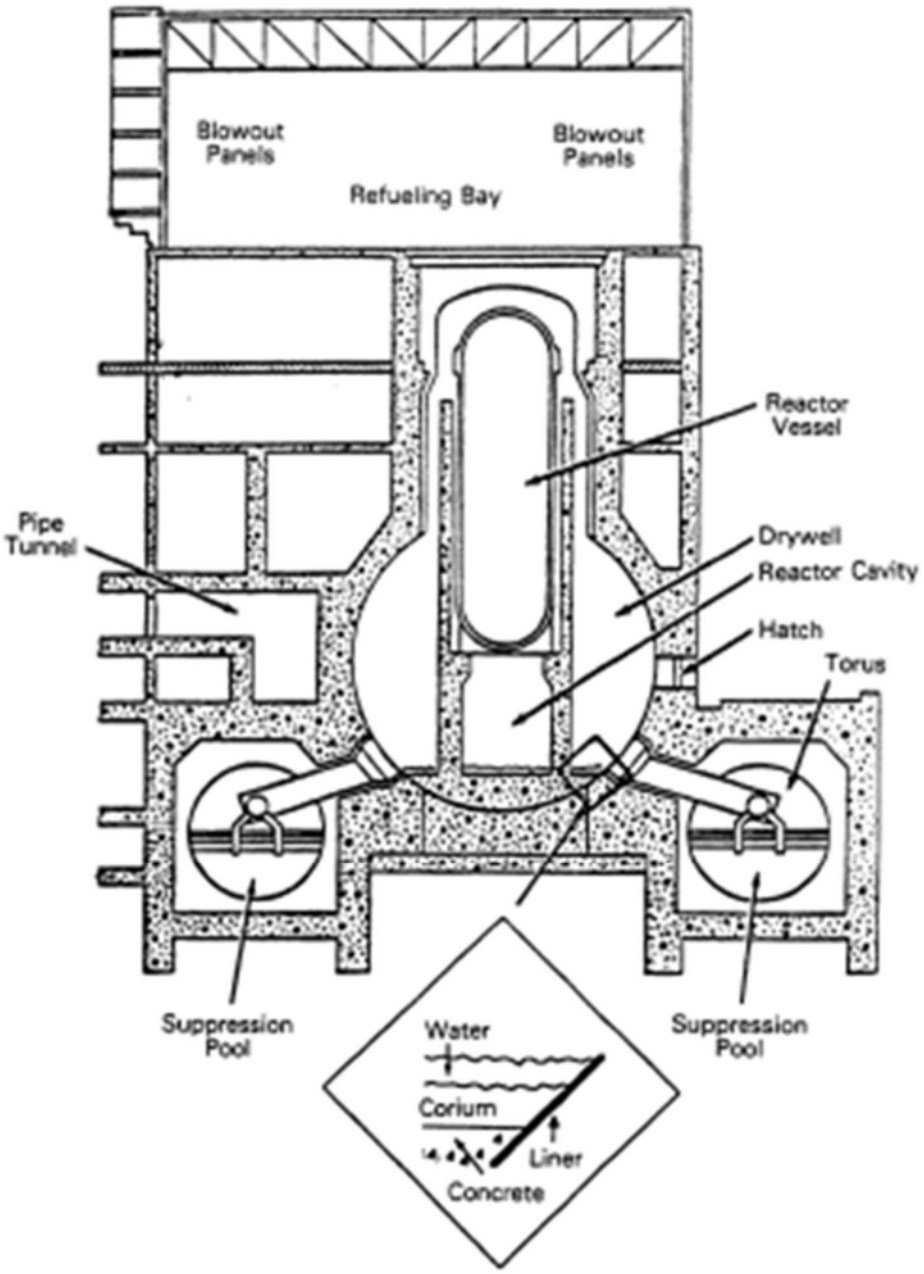


図１　ＢＷＲ　ＭＡＲＫ－Ｉ型格納容器における格納容器直接接触［１］

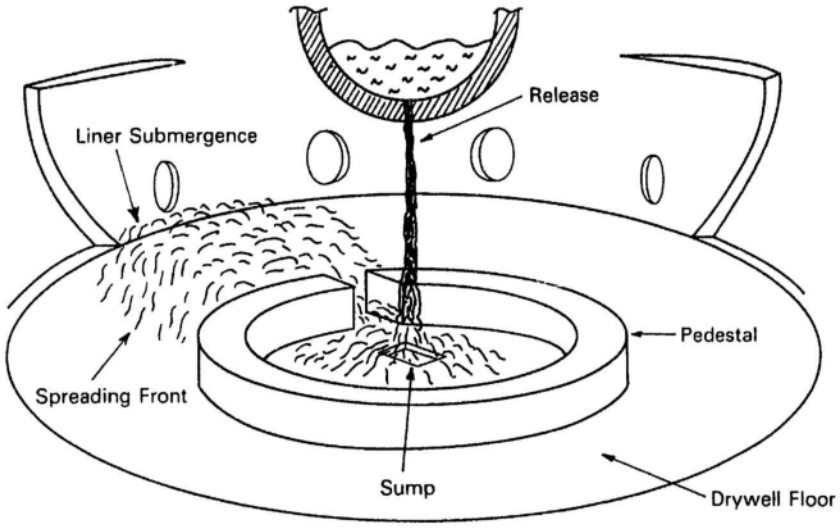


図２　ＢＷＲ　ＭＡＲＫ－Ｉ型格納容器における
格納容器直接接触の物理現象図［１］

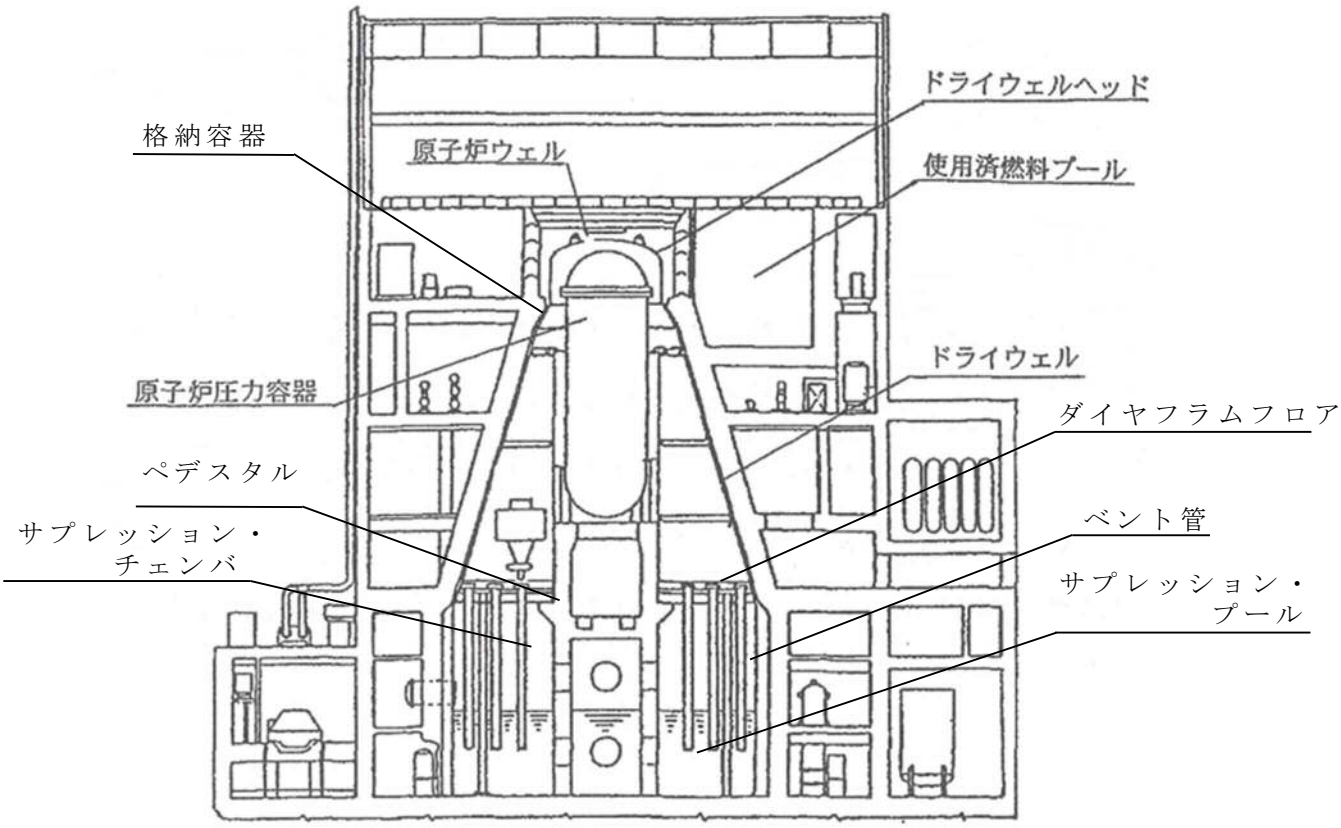


図３　東海第二発電所（ＭＡＲＫ－Ⅱ型）の格納容器概略図

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. 格納容器隔失敗の分岐確率の根拠

(1) 格納容器隔失敗の分岐確率の根拠

内部事象レベル１．５ＰＲＡ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。

表１　大規模漏えいとして抽出された事象

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

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。

2.　格納容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

定期点検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,重大事故等発生時に，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

(1) 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

溶融炉心・コンクリート相互作用の評価対象プラント損傷状態について

１．溶融炉心・コンクリート相互作用のプラント損傷状態を選定する際の考慮

東海第二発電所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等の選定においては，溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）の評価対象プラント損傷状態（ＰＤＳ）として，高圧・低圧注水機能喪失（ＴＱＵＶ）を選定している。ＰＤＳを選定するに当たっては，ＴＱＵＶとＬＯＣＡを定性的に比較し，ＬＯＣＡ時には破断口から流出した冷却材の一部がペデスタル（ドライウェル部）へ流入することで，ＭＣＣＩへの対応が容易になる可能性があるため，評価対象ＰＤＳとしてはＴＱＵＶを選定している。

しかしながら，ＬＯＣＡ時に破断口から流出した冷却材のペデスタル（ドライウェル部）への流入は，格納容器の構造上，起こり得ると考えられる現象であるものの，定量的にその割合を設定することは困難であり，また，不確かさも大きいと考えられることから，有効性評価においてはその不確かさを考慮した扱いとしている。以降にその詳細を示す。

２．ＬＯＣＡ時の破断口から流出した冷却材の移行経路

関係する格納容器の構造を図１に示す。ＬＯＣＡが発生し，ドライウェルに放出された冷却材は，ベント管を通ってサプレッション・チェンバに流入するとともに，床ドレン配管を通ってペデスタル（ドライウェル部）に流入すると考えられる。

ただし，床ドレン配管の内径は［　　］と細く，ＬＯＣＡ時に保温材等の異物が床ドレン配管内に溜まることで，ペデスタル（ドライウェル部）への流入流量が少なくなることや，閉塞により流入しなくなることが考えられる。東海第二発電所では，床ドレン配管は 2 本敷設されており，これまで床ドレン配管

が閉塞した実績は無いこと，再循環系配管１本の両端破断である大ＬＯＣＡが発生した場合，再循環系配管と床ドレン配管流入口の位置関係から２本の床ドレン配管ともに異物により閉塞することは考えにくい※ことから，破断口から流出した冷却材は，少なくとも１本の床ドレン配管からペデスタル（ドライウェル部）へ流入する可能性が高いと考えられる。

※　ドライウェルに放出された冷却材は，ペデスタル（ドライウェル部）外壁 90°と 270°に位置する床ドレン配管流入口を通じてペデスタル（ドライウェル部）内に流入する。主要な再循環配管はＡ系が 30°～180°，Ｂ系が 210°～0°に位置しており，片系の破断の場合，分散配置されている床ドレン配管が同時に閉塞することは考えにくい。

３．ペデスタル（ドライウェル部）への流入の不確かさを考慮した有効性評価での扱い

２．に記載のとおり，破断口から流出した冷却材は，少なくとも１本の床ドレン配管からペデスタル（ドライウェル部）へ流入する可能性が高いと考えられるが，２本の床ドレン配管ともに閉塞することの不確かさも存在する。さらには，ＴＱＵＶとＬＯＣＡとを比較すると，ＬＯＣＡの方が事象進展は早く，崩壊熱が高い状態で溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）に落下することから，ＬＯＣＡの方がコンクリート侵食量はやや大きくなることが考えられる。

このため，有効性評価においては，現状選定しているＴＱＵＶの他，ペデスタル（ドライウェル部）へ冷却材が流入しない状態でのＬＯＣＡ（大破断ＬＯＣＡ＋ＥＣＣＳ注水機能喪失）を選定した場合の感度解析を実施し，この場合でも原子炉圧力容器の支持機能が維持できることを確認する。

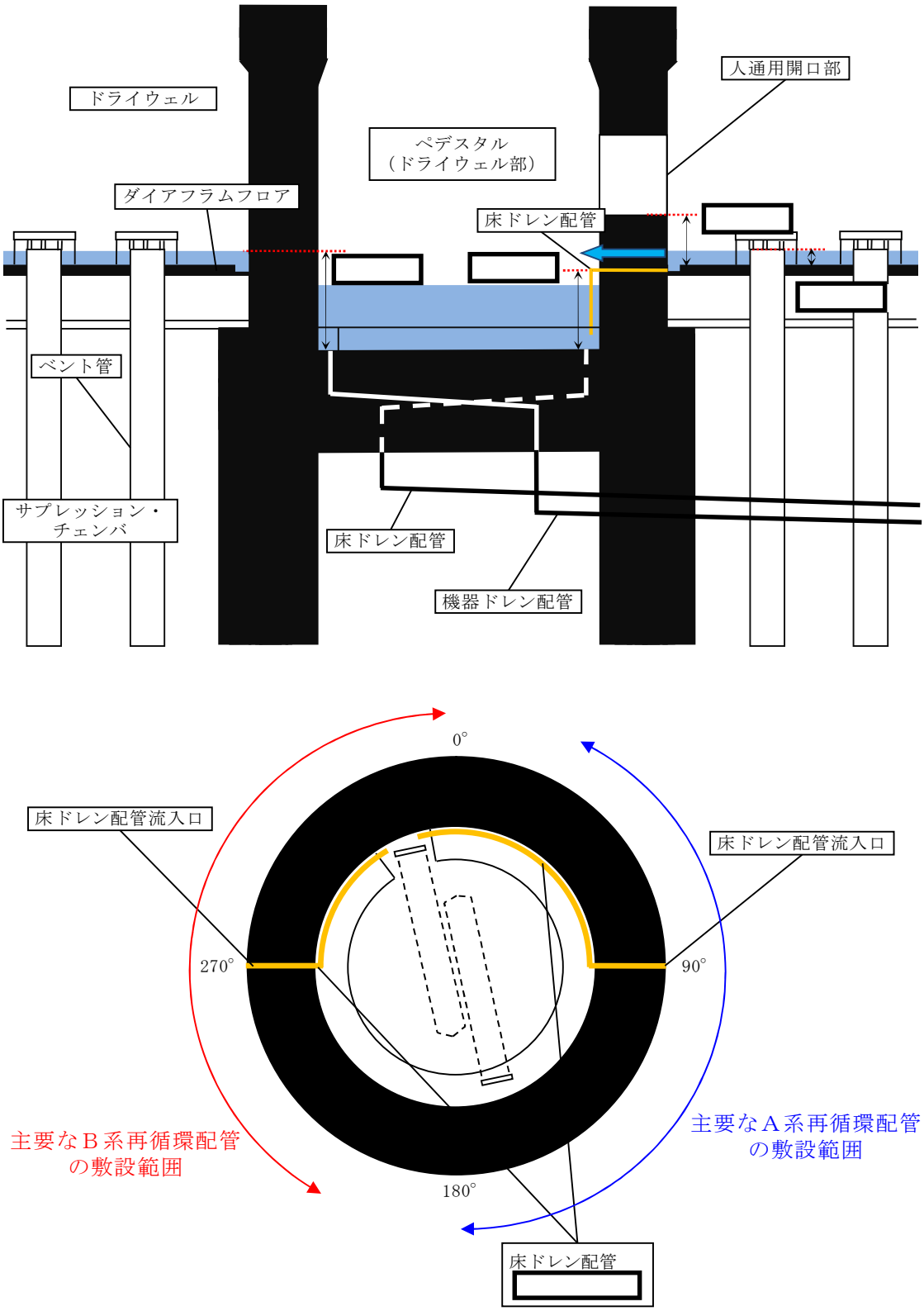

ドライウェル
人通用開口部
ペデスタル
（ドライウェル部）
ダイアフラムフロア
床ドレン配管
ベント管
サプレッション・
チェンバ
床ドレン配管
機器ドレン配管
0°
床ドレン配管流入口
床ドレン配管流入口
270°
90°
主要なＢ系再循環配管
の敷設範囲
主要なＡ系再循環配管
の敷設範囲
180°
床ドレン配管

図１　格納容器の構造図

「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
（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。	当社が事故シーケンスグループ等の抽出に際して実施した各種ＰＲＡの報告資料については，「ＰＲＡの説明における参照事項（原子力規制庁　平成25年９月)」を参考に構成した。
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 の実施内容を踏まえて，説明に最低限必要な項目を列記した。なお，説明に当たっては，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の評価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，現段階で適用可能な外部事象として，一般社団法人 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を適用対象とし，建屋，構造物，大型機器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。 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。 （「1.事故シーケンスグループ等の選定に係るＰＲＡの実施範囲と評価対象について」）

「ＰＲＡの説明における参照事項（平成25年9月　原子力規制庁)」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．ＰＲＡ の評価対象 今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては，これまでの許認可実績を踏まえて，規制上の担保が得られている対策を基にＰＲＡを実施するものであり，ＰＲＡ の前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があり，評価対象を明示すること（例：下図の(B)までの設備について，既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが，許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。）。	今回のＰＲＡの目的は，設計基準事象を超えた重大事故に対する炉心損傷防止対策等の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であることから，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策（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）以前から整備しているアクシデントマネジメント策を含む）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」，「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を作動させるための操作については，本評価においても期待することとした。なお，作動中である設計基準事故対処設備の機能維持に係る操作のうち，余裕時間が十分長い操作（「サプレッション・プール水温上昇時の水源切替操作」，「ＲＣＩＣタービン排気圧高トリップインターロックのバイパス操作」等）については，本評価において考慮するものとした。 （「1.事故シーケンスグループ等の選定に係るＰＲＡの実施範囲と評価対象について」）

別紙 12-2

「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
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 ●プラント状態の分類結果	①ＰＲＡ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ＰＲＡで記載 ③停止時ＰＲＡ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 ●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 ●対象外とした起因事象と，対象外とした理由	① ●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，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」） ●起因事象の抽出に当たっては，国内外の評価事例やプラント設備の故障時の影響を分析し，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」） ●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。 ・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（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
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 ●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 ●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 （「3.1.1.3 成功基準 (1)成功基準について」） ●成功基準の一覧表は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「別紙 3.1.1.3-1 成功基準解析及び事故進展解析について」） ●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，使命時間については，プラントを安定な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ことから，24 時間と設定した。 （「3.1.1.3 成功基準 (1)成功基準について」） ●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 ●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。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。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分類した。 （「3.1.1.4 事故シーケンス (1)イベントツリー」）
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，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」）

「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システム信頼性評価手法	②システム信頼性解析では,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，信頼性評価を行った。 （「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「別紙 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）	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制御棒挿入失敗確率について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)」）
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)評価対象としたシステムとその説明」）
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	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」）
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)機器復帰の取り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。 （「3.1.1.6 信頼性パラメータ (4)待機除外確率」）
⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ	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」）

「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
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 ●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 ●人的過誤評価用いた主要な仮定	① ●ＴＨＥＲＰ手法を用いて人的過誤確率を評価した。 ●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。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た。また，当直長 ●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。 （「3.1.1.7 人的過誤」）
h. 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 ③重要度解析，不確実さ解析及び感度解析	①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。 （「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」） ②全炉心損傷頻度，起因事象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」） 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,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（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
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	①ＰＲＡ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図に整理した。 （「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 ●対象外とした起因事象と，対象外とした理由	① ●炉心損傷へ至る可能性のある事象を選定し，その事象の説明及び発生頻度を整理した。 （「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 ●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」） ●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。 ・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」）

「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
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 ●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 ●炉心燃料の有効燃料長頂部（ＴＡＦ）が露出した状態と設定した。 （「3.1.2.3 成功基準 (1)炉心損傷判定条件」） ●炉心損傷防止に必要な緩和設備の観点から，成功基準の一覧表を起因事象ごとに整理した。 （「3.1.2.3 成功基準 (2)起因事象ごとの成功基準の一覧表」） ●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。使命時間については，24時間と設定した。 （「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」） ●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」）
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。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。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。 （「3.1.2.4 事故シーケンス (1)イベントツリー」）
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(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。 （「3.1.2.5 システム信頼性 (2)システム信頼性評価手法」）

「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
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，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」）
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	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。 （「3.1.2.6 信頼性パラメータ (2)機器故障率」）
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。 （「3.1.2.6 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敗確率」）
④待機除外確率	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，待機除外確率は使用していない。 （「3.1.2.6 信頼性パラメータ (4)待機除外確率」）
⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ	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た。 （「3.1.2.6 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」）

「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
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 ●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 ●人的過誤評価用いた主要な仮定	① ●ＴＨＥＲＰ手法を用いて人的過誤確率を評価した。 ●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。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た。また，当直長 ●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。 （「3.1.2.7 人的過誤）
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 ③重要度解析，不確実さ解析及び感度解析	①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。 （「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 (1)炉心損傷頻度」） 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，(3)不確実さ解析及び感度解析」）

別紙 12-10

「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
３．２ 外部事象（地震） a. 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 ●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	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	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 ・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（ＥＬＯＣＡ） ・計装・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・交流電源喪失 ・外部電源喪失 ・過渡事象 （「3.2.1.1 対象プランと事故シナリオ (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（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
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Ｓ$_s$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Ｓ$_s$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」)

別紙 12-12

「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
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 ●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】 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 建屋フラジリティ及び屋外重要土木構造物のフラジリティは「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)」，機器フラジリティは「耐力係数と応答係数による方法（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 機器のフラジリティ」）
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ＰＲＡ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（ＥＬＯＣＡ） ・計装・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・交流電源喪失 ・外部電源喪失 ・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選定した起因事象を基に，地震により発生する起因事象の影響を考慮して階層イベントツリーを作成した。 「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（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) 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。ただし，同様の系統は完全相関を仮定しているため，事故緩和に必要な系統数は考慮していない。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。 「3.2.1.4 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起因事象の発生要因は地震と内部事象では異なるが，起因事象発生後の緩和設備は内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様の設備に期待した。 「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となる燃料移送系設備は評価対象とした。
②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い	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に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）	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。 「3.2.1.4 事故シーケンス (4)システム信頼性」
(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	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運転員操作に係る心的負担が大きいことを考慮し，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡでの検討結果に対して，人的過誤のストレスファクタを設定した。 「3.2.1.4 事故シーケンス (5)人的過誤」

別紙 12-14

「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
(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 ③重要度解析，不確実さ解析及び感度解析	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。 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」

別紙 12-15

「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
３．２ 外部事象（津波） a. 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 ●津波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	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	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。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。 ・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 ・起因事象を引き起こす設備 ・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（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 ●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」)

別紙 12-17

「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
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	①津波ＰＲＡでは以下の起因事象を抽出した。
●津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果	・最終ヒートシンク喪失（T.P.+20m～T.P.+23m）
●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	・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（T.P.+23m～）
●対象外とした起因事象と，対象外とした理由	
●津波固有の事象とその取扱い	
②階層イベントツリーとその説明	②選定した起因事象について，影響が大きい事故シナリオを考慮して階層イベントツリーを作成した。
●起因事象の階層化の考え方，イベントツリーとその説明	（「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	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，津波で損傷した機器の復旧は期待していない。
●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	
(3) 事故シーケンス	（「3.2.2.4 事故シーケンス (2)成功基準」）
①イベントツリー	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ＲＣＩＣ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。
●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	
(4) システム信頼性	（「3.2.2.4 事故シーケンス (3)事故シーケンス」）
①評価対象としたシステムとその説明	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。
●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	
②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い	②フロントライン系及びそのサポート系の機器間の相関は内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同じである。
③システム信頼性評価結果	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１ＰＲＡ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。
●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	④本評価では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（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
(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	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運転員操作に係る心的負担が大きいことを考慮し，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡでの検討結果に対して，人的過誤のストレスファクタを設定した。 (「3.2.2.4 事故シーケンス (5)人的過誤」)
(6) 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法	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	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重要度解析，不確実さ解析及び感度解析	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の評価対象となる高さ T.P.20m 以上の津波では必ず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（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
４．レベル１．５ＰＲＡ 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 (1)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。また，格納容器破損モードの一覧において各格納容器破損モードの概要をまとめた。 （「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 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	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，ＲＰＶ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」） 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」）

「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
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，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ヘ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ヘディングの分岐確率 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	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格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率は，緩和操作と物理化学現象に分類し，その分岐確率の算出方法を整理した。 （「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」） ③全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析，ＰＤＳ別格納容器破損頻度，破損モード別格納容器破損頻度の分析結果を整理した。 （「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」）
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（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
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ことから，実施していない。なお，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格納容器破損モードが考えられるが，それ以外の事故シーケンスについては，内部事象と同様の格納容器破損モードが考えられる。
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	－

「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
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 ●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】 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	－
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	－

「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
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	－
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	－
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ヘ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	－
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	－

「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
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	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専門家判断の導出のプロセス	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	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ピアレビューの結果	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ピアレビュー結果のＰＲＡ への反映状況	④ＰＲＡ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 ①ＰＲＡ を実施するに当たって行った品質保証活動 ●ＰＲＡ 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。

別添

東海第二発電所

確率論的リスク評価（ＰＲＡ）について

目　　次

1.　事故シーケンスグループ等の選定に係るＰＲＡの実施範囲と評価対象について

2.　「ＰＲＡの説明における参照事項」に基づく構成について

3.　レベル１ＰＲＡ

3.1　内部事象ＰＲＡ

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ＰＲＡ

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ＰＲＡ

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１．５ＰＲＡ

4.1　内部事象ＰＲＡ

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

添付資料　目次

3. レベル１ＰＲＡ

3.1　内部事象ＰＲＡ

3.1.1　出力運転時ＰＲＡ

添付資料 3.1.1-1　出力運転時ＰＲＡの対象範囲について

添付資料 3.1.1.2-1　起因事象のグループ化について

添付資料 3.1.1.2-2　主蒸気管破断の分類の考え方について

添付資料 3.1.1.2-3　手動による原子炉停止事象のモデル化について

添付資料 3.1.1.2-4　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

添付資料 3.1.1.2-5　外部電源喪失の発生頻度について

添付資料 3.1.1.2-6　ＬＯＣＡの起因事象発生頻度について

添付資料 3.1.1.2-7　ＥＣＣＳ配管破断を考慮したＬＯＣＡの炉心損傷頻度評価について

添付資料 3.1.1.2-8　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

添付資料 3.1.1.2-9　起因事象発生頻度のエラーファクタの設定について

添付資料 3.1.1.3-1　成功基準解析及び事故進展解析について

添付資料 3.1.1.3-2　成功基準における余裕時間の設定について

添付資料 3.1.1.4-1　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー集

添付資料 3.1.1.4-2　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

添付資料 3.1.1.4-3　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

添付資料 3.1.1.4-4　事故シーケンスの分類について
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
添付資料 3.1.1.5-2　制御棒挿入失敗確率の算出方法について
添付資料 3.1.1.5-3　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
添付資料 3.1.1.6-1　熱交換器の故障率における淡水／海水の考慮について
添付資料 3.1.1.6-2　故障率データがない機器の既存データの代用について
添付資料 3.1.1.6-3　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
添付資料 3.1.1.6-4　共通要因故障に関するＭＧＬパラメータ適用の考え方
添付資料 3.1.1.6-5　中性子束検出器のモデル化について
添付資料 3.1.1.7-1　人的過誤率の評価方法について
添付資料 3.1.1.7-2　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
添付資料 3.1.1.7-3　校正ミスの取扱いについて
添付資料 3.1.1.7-4　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考え方について
添付資料 3.1.1.7-5　オミッションエラーを考慮していない理由について
添付資料 3.1.1.7-6　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
添付資料 3.1.1.7-7　認知失敗における過誤回復の考慮について
添付資料 3.1.1.8-1　ＰＲＡ使用コードの検証について
添付資料 3.1.1.8-2　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
添付資料 3.1.1.8-3　不確実さ解析における計算回数について

添付資料 3.1.1.8-4　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

3.1.2　停止時ＰＲＡ

添付資料 3.1.2.1-1　ＰＲＡにおいて期待する緩和設備の選定の考え方について

添付資料 3.1.2.1-2　評価対象とした定期検査工程の代表性について

添付資料 3.1.2.1-3　評価対象定期検査における特別な工程について

添付資料 3.1.2.1-4　プラント状態の分類の考え方について

添付資料 3.1.2.2-1　制御棒誤引き抜け事象の除外理由について

添付資料 3.1.2.2-2　ＲＨＲ運転中のＬＯＣＡを起因事象から除外する考え方について

添付資料 3.1.2.2-3　停止時のＬＯＣＡの発生頻度算出方法について

添付資料 3.1.2.2-4　停止時のＬＯＣＡ発生頻度算出時の人的過誤の設定について

添付資料 3.1.2.3-1　炉心損傷条件について

添付資料 3.1.2.3-2　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

添付資料 3.1.2.3-3　ＬＯＣＡにおける余裕時間の評価について

添付資料 3.1.2.3-4　炉心損傷防止に必要な安全機能の考え方について

添付資料 3.1.2.4-1　内部事象停止時レベル１ＰＲＡイベントツリー集

添付資料 3.1.2.5-1　システム信頼性解析の結果について

添付資料 3.1.2.7-1　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考え方について

添付資料 3.1.2.7-2　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
添付資料 3.1.2.7-3　人的過誤に係わる認知失敗確率の考え方について

3.2　外部事象ＰＲＡ

3.2.1　地震ＰＲＡ

添付資料 3.2.1.1-1　地震ＰＲＡにおけるプラントウォークダウンのチェック項目について
添付資料 3.2.1.1-2　耐震Ｂ・Ｃクラスの評価対象設備の取扱いについて
添付資料 3.2.1.1-3　建屋・機器リストとフラジリティデータの外部電源喪失において，開閉所設備の碍子部を代表箇所とする妥当性について
添付資料 3.2.1.1-4　「余震による炉心損傷への影響」に関する整理について
添付資料 3.2.1.1-5　起因事象の抽出に関する網羅性について
添付資料 3.2.1.3-3-1 機器フラジリティの設定における「規格値に含まれる余裕」の考え方について
添付資料 3.2.1.3-3-2 機器フラジリティ評価に用いる比率補正の考え方について
添付資料 3.2.1.3-3-3 機能損傷に対するフラジリティ評価で片方向の評価を採用する理由について
添付資料 3.2.1.4-1　高圧炉心スプレイ系の相関の取扱いについて

3.2.2　津波ＰＲＡ

添付資料 3.2.2.1-1　プラントウォークダウンのチェックの観点について

添付資料 3.2.2.1-2　今回実施した津波ＰＲＡの前提条件について
添付資料 3.2.2.1-3　津波襲来時の原子炉停止手順について
添付資料 3.2.2.1-4　基準津波に伴う砂移動について
添付資料 3.2.2.1-5　事故シナリオの分析で引き波を除外する考え方について
添付資料 3.2.2.1-6　建屋・機器リストの抽出の考え方について
添付資料 3.2.2.1-7　建屋・機器リストの設備の設置高さの根拠について
添付資料 3.2.2.2-1　確率論的津波ハザード評価に関する検討
添付資料 3.2.2.3-1　防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定について
添付資料 3.2.2.3-2　防潮堤及び津波流入経路止水対策の耐力について
添付資料 3.2.2.3-3　津波による敷地内浸水解析について
添付資料 3.2.2.3-4　建屋内浸水評価について
添付資料 3.2.2.4-1　外部電源の取扱いについて

4. レベル１．５ＰＲＡ
4.1　内部事象ＰＲＡ
4.1.1　出力運転時ＰＲＡ
添付資料 4.1.1.1-1　デブリの移動経路について
添付資料 4.1.1.2-1　炉心損傷時期を分類する基準について
添付資料 4.1.1.2-2　ＴＢＰ及びＳ２Ｅシーケンスのプラント損傷状態について
添付資料 4.1.1.3-1　炉内溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）に関する知見の整理

添付資料 4.1.1.3-2　サプレッション・プールに落下した溶融物による格納容器破損モードについて
添付資料 4.1.1.4-1　内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡイベントツリー集
添付資料 4.1.1.5-1　原子炉圧力容器破損等のＭＡＡＰ上の判定条件
添付資料 4.1.1.5-2　福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえた格納容器破損の判定条件について
添付資料 4.1.1.6-1　物理化学現象に係る分岐確率の設定方法
添付資料 4.1.1.6-2　格納容器隔離の分岐確率の妥当性について
添付資料 4.1.1.6-3　原子炉圧力容器内溶融物保持（ＩＶＲ）の取扱いについて
添付資料 4.1.1.7-1　ペデスタル内サンプ及びサンプドレン配管図について

1. 事故シーケンスグループ等の選定に係るＰＲＡの実施範囲と評価対象について

本確率論的リスク評価（以下「ＰＲＡ」という。）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。

ＰＲＡの実施範囲は，一般社団法人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「内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ」，「内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡ」，「内部事象停止時レベル１ＰＲＡ」，「地震レベル１ＰＲＡ」及び「津波レベル１ＰＲＡ」を対象とした。

今回のＰＲＡの目的は，設計基準事象を超えた重大事故に対する炉心損傷防止対策等の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であることから，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策（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）以前から整備しているアクシデントマネジメント策を含む）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」，「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を作動させるた

めの操作については，本評価においても期待することとした。

＜今回のＰＲＡの評価対象＞

対象設備	今回のＰＲＡでの取り扱い
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，復水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（代替原子炉再循環ポンプトリップ及び代替制御棒挿入機能） ・代替注水手段（復水補給水系，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非常用ディーゼル発電機からの 6.9kV／480V 融通）	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

2. 「ＰＲＡの説明における参照事項」に基づく構成について

本資料では事故シーケンスグループ等の選定に際して実施した各種ＰＲＡ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）の記載に基づく構成とした。

3.　レベル１ＰＲＡ

3.1　内部事象ＰＲＡ

3.1.1　出力運転時ＰＲＡ

出力運転時レベル１ＰＲＡ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。

・ＰＲＡ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１ＰＲＡ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。異常時にあっては，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モード

格納容器スプレイ冷却モードは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。

②　Ｓ／Ｐ冷却モード

Ｓ／Ｐ冷却モードは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Ｓ／Ｐ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，通常運転中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。

異常時にあっては，以下の系統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／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。

ⅳ） 電源系（第3.1.1.1-10図，第3.1.1.1-11図）

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Ⅲ）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（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）

また，上記(a)～(d)の起因事象区分のそれぞれにおいて，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。

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しゃ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) ＬＯＣＡ

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ＥＰＲＩ　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，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」に分類する。

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ＬＯＣＡ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，ＬＯＣＡ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－１４００を参考に工学的判断により設定した（添付資料3.1.1.2-9）。

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ＷＡＳＨ－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　：1763.3年

数を考慮した総運転炉年

※：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

②　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ＬＯＣＡ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ＬＯＣＡ）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）。

①　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「ＬＯＣＡ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，ＨＰＣＳ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，ＨＰＣＳが機能喪失し，Ｓ／Ｒ弁再閉鎖失敗によってＲＣＩＣ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，ＨＰＣＳ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）

＜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及びその故障モードを第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代表的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_s：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

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，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（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。共通要因故障を考慮する機器と故障モードの同定フロー図を第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共通要因故障の対象機器と故障モードを第3.1.1.6-1表及び第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（ＮＵＲＥＧ／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項で設定した余裕時間を用いる（添付資料3.1.1.7-6，添付資料3.1.1.7-7）。

(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，全炉心損傷頻度は約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」が約71.3%を占める。次いで，「手動停止／サポート系喪失（手動停止）」が約16.5%，「サポート系喪失（直流電源故障）」が約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約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」が約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。

○ＦＶ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

$$\text{ＦＶ重要度} = \frac{\text{ＣＤＦ}-\text{ＣＤＦ（Ａ＝0)}}{\text{ＣＤＦ}}$$

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

○ＲＡＷ

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

$$RAW = \frac{CDF\ (A=1)}{CDF}$$

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，約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」が約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，及び条件付き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，かつ条件付き炉心損傷確率が1である「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」のＲＡＷが最も高く，約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）」がそれぞれ約1.6E+2，約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」が約6.2E-1と最も高くなった。そのほか，残留熱除去系及び残留熱除去系海水系に関する基事象と，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。これらはいずれも崩壊熱除去機能喪失に関する基事象である。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，ＦＶ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%下限値，中央値，平均値，及び95%上限値を評価した。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約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約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％上限値と5％下限値の間に約14倍の不確実さ幅があることを意味する。

$$EF=\sqrt{\frac{95\%上限値}{5\%下限値}}$$

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用いた全炉心損傷頻度を第3.1.1.8-11表及び第3.1.1.8-6図に，パイチャートを第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約1.6倍である約9.8E-5／炉年，ベイズ統計の場合はベースケースの約1.3倍である約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ＰＲＡ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，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約1.4E-5／炉年となり，ベースケースと比較して約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」が約99.3％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約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約6.4E-5／炉年，エラーファクタは約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，代替残留熱除去系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。

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（1／2）

ＰＲＡの作業	収集すべき情報		主な情報源
1. プラントの構成・特性の調査	ＰＲＡ実施に当たり必要とされる基本的な情報	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）
		b）運転・保守管理情報	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 4）警報処置手順書 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 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 17）保全計画
2. 起因事象の選定	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	1）上記１の情報源 2）既往ＰＲＡ報告書 3）原子力施設運転管理年報 4）過渡事象に関する報告書 ・EPRI NP-2230※1 5）ＬＯＣＡの発生頻度の評価に関する報告書 ・NUREG/CR-5750※2 ・NUREG-1829※3

※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
※3：NUREG-1829,「Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process」,1999

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）

ＰＲＡの作業	収集すべき情報		主な情報源
3. 成功基準の設定	定量化に当たり必要とされる情報	・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
4. 事故シーケンスの分析			
5. 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. 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
7. パラメータの作成		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-1150※10 ・NUREG/CR-2771※11 ・SECY-83-293※12 ・NUREG-0666※13 ・NUREG/CR-5497※14

※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
※6：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」,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（Ｓ／Ｒ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（ＲＨＲ））	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モード／サプレッション・プール冷却モード）	格納容器スプレイ冷却モードは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・プール冷却モードは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・プール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，Ｓ／Ｒ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

第 3.1.1.1-3 表　系統設備概要

系統設備	概要
制御棒及び制御棒駆動水圧系 （スクラム系）	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 スクラム排出容器：2 組
高圧炉心スプレイ系 （ＨＰＣＳ）	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t／h
原子炉隔離時冷却系 （ＲＣＩＣ）	タービン駆動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 142m^3／h
自動減圧系（ＡＤＳ）	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 （ＬＰＣＳ）	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t／h
残留熱除去系（ＲＨＲ）	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 ・格納容器スプレイ冷却モード／ サプレッション・プール冷却モード：2 系統 ポンプ容量：約 1,690m^3／h／台
残留熱除去系海水系 （ＲＨＲＳ）	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海水系 （ＤＧＳＷ）	非常用ディーゼル発電機用：2 台 ポンプ容量：約 273m^3／h／台 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 （ＤＧ）	非常用ディーゼル発電機台数：2 台 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
直流電源（ＤＣ）	所内蓄電池：2 組 容量：A－約 3,500Ah，B－約 2,500Ah ＨＰＣＳ系用蓄電池：1 組 容量：約 900Ah

第 3.1.1.2-1 表　既往のＰＲＡを基に選定した起因事象

	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
過渡事象	・過渡事象	・PCS が使用可能でない過渡事象	・PCS が使用可能でない過渡事象	・MSIV 閉 ・復水器真空喪失	・隔離事象
		・PCS が使用可能な過渡事象	・PCS が使用可能な過渡事象	・タービントリップ ・その他の過渡変化	・非隔離事象 ・水位低下事象 ・原子炉緊急停止系誤動作等
		・給水喪失	・給水喪失	・給水喪失	・全給水喪失
		・逃がし安全弁誤開放	・逃がし安全弁誤開放	・逃がし安全弁誤開放	・逃がし安全弁誤開放
		・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失※3
手動停止／サポート系喪失	－	・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
ＬＯＣＡ	・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	・大破断ＬＯＣＡ ・中破断ＬＯＣＡ ・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	・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

※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））

第 3.1.1.2-2 表　申請書添付書類十及び EPRI NP-2230 の起因事象との比較結果

	東海第二発電所 申請書添付書類十による過渡・事故事象	ＥＰＲＩ ＮＰ－２２３０による過渡事象	起因事象グループ
過渡事象	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	原子炉緊急停止系誤動作等
	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	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	再循環ポンプ１台トリップ	起因事象対象外
		再循環流量制御系の誤動作（再循環流量減少）	
	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	外部電源喪失 補助電源喪失	外部電源喪失
		復水器真空度喪失	隔離事象
	給水加熱喪失	給水加熱喪失	非隔離事象
	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）	
	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） バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	非隔離事象
		発電機負荷遮断バイパス弁不作動 タービントリップバイパス弁不作動	隔離事象
	主蒸気隔離弁の誤閉止	主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖	隔離事象
		主蒸気隔離弁の１弁閉鎖	非隔離事象
	給水制御系の故障	給水制御系の故障（流量増加，出力運転時） 給水制御系の故障（流量増加，起動・停止時）	非隔離事象
	原子炉圧力制御系の故障	圧力制御装置の故障（蒸気流量増加） タービンバイパス弁誤開放	隔離事象
	給水流量の全喪失	全給水流量喪失	全給水喪失
		給水または復水ポンプ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）	水位低下事象
	－	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 原子炉保護系計装の故障によるスクラム	原子炉緊急停止系誤動作等
事故	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	非隔離事象
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	再循環ポンプ軸固着	
	放射性気体廃棄物処理施設の破損	－	起因事象対象外
	主蒸気管破断	－	隔離事象
	燃料集合体の落下	－	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）	－	原子炉冷却材喪失
	可燃性ガスの発生	－	

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例一覧（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。

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例一覧（2／2）

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※

※：本評価では対象外とした。

第 3.1.1.2-4 表　起因事象の発生頻度

起因事象		発生頻度［／炉年］	ＥＦ	評価方法
過渡事象	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） ・発生件数に対して，総運転炉年※1 より算出
	隔離事象	2.7E-02	3.0	
	全給水喪失	1.0E-02	3.0	
	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
手動停止／ サポート系喪失 （手動停止）	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
	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，総運転炉年※1 より算出(発生頻度は系統あるいは母線当たり)
	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	7.2E-04	3.0	
	交流電源故障（区分Ⅰ）	1.5E-04	3.0	
サポート系喪失 （自動停止）	交流電源故障（区分Ⅱ）	1.5E-04	3.0	
	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）	直流電源故障（区分Ⅰ）	2.8E-04	3.0	
	直流電源故障（区分Ⅱ）	2.8E-04	3.0	
ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ	2.0E-05	20.0	・発生経験はないため，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－５７５０※3 及びＮＵＲＥＧ－１８２９※4 のデータに基づき算出
	中破断ＬＯＣＡ	2.0E-04	20.0	
	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

※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

第 3.1.1.3-1 表　成功基準の一覧

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 （自動停止） ・サポート系喪失 （直流電源故障）	Ｓ／Ｒ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
	Ｓ／Ｒ弁（1 弁） 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	・ＨＰＣＳ ・ＬＰＣＳ ・1／3ＬＰＣＩ	・1／2ＲＨＲ
・手動停止／サポート系喪失(手動停止)	Ｓ／Ｒ弁 正常作動時	－	・ＨＰＣＳ ・ＲＣＩＣ ・手動減圧＋ＬＰＣＳ ・手動減圧＋1／3ＬＰＣＩ	・1／2ＲＨＲ
	Ｓ／Ｒ弁（1 弁） 開固着時	－	・ＨＰＣＳ ・ＬＰＣＳ ・1／3ＬＰＣＩ	・1／2ＲＨＲ
・ＬＯＣＡ	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	・ＨＰＣＳ ・ＬＰＣＳ ・1／3ＬＰＣＩ	・1／2ＲＨＲ
	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	・ＨＰＣＳ ・ＡＤＳ＋ＬＰＣＳ ・ＡＤＳ＋1／3ＬＰＣＩ	・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	・ＨＰＣＳ ・ＲＣＩＣ ・ＡＤＳ＋ＬＰＣＳ ・ＡＤＳ＋1／3ＬＰＣＩ	・1／2ＲＨＲ

※ 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。

第 3.1.1.3-2 表　低圧炉心冷却時のＳ／Ｒ弁の必要弁数

系統名	過渡事象		中破断 ＬＯＣＡ	小破断 ＬＯＣＡ
	Ｓ／Ｒ弁 正常動作時	Ｓ／Ｒ弁 誤開放時		
ＬＰＣＳ 又は 1／3ＬＰＣＩ	1 弁	－	1 弁	1 弁

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

系統名	空調機の成功基準
ＨＰＣＳ	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

第 3.1.1.3-5 表　ＭＡＡＰによる事故進展解析結果

事故シーケンス / 事象進展	高圧・低圧注水機能喪失（ＴＱＵＶ）	高圧注水・減圧機能喪失（ＴＱＵＸ）	全交流動力電源喪失（長期ＴＢ）	原子炉停止機能喪失（ＴＣ）	崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）	ＬＯＣＡ時注水機能喪失（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）

※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

第 3.1.1.4-1 表　炉心損傷状態の分類

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
全交流動力電源喪失	ＴＢ		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
		ＴＢＰ	ＤＧ2 台機能喪失，ＨＰＣＳ機能喪失及びＳ／Ｒ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ＲＣＩＣ機能喪失
原子炉停止機能喪失	ＴＣ		事象発生後，原子炉停止（未臨界確保）に失敗
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ		事象発生後，原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗
	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
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＬＯＣＡ		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
		ＡＥ	大破断ＬＯＣＡ後の炉心冷却失敗
		Ｓ１Ｅ	中破断ＬＯＣＡ後の炉心冷却失敗
		Ｓ２Ｅ	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3.1.1.5-1表　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）										
			原子炉停止	高圧炉心冷却		原子炉減圧		低圧炉心冷却				格納容器除熱	
			スクラム系	HPCS	RCIC	ADS		LPCS	LPCI			RHR	
						自動	手動		A	B	C	A	B
サポート系（故障系統・機器）	交流電源	区分Ⅰ	－	－	－	－	－	◎	◎	－	－	◎	－
		区分Ⅱ	－	－	－	－	－	－	－	◎	◎	－	◎
		区分Ⅲ	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	直流電源	区分Ⅰ	－	－	◎	○	○	◎	◎	－	－	◎	－
		区分Ⅱ	－	－	－	○	○	－	－	◎	◎	－	◎
		区分Ⅲ	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	非常用補機冷却系	RHRS-A	－	－	－	－	－	◎	◎	－	－	◎	－
		RHRS-B	－	－	－	－	－	－	－	◎	◎	－	◎
		HPCS-DGSW	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	空調機	HPCSポンプ室	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		LPCSポンプ室	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－
		LPCI-A（RHR-A）ポンプ室	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	◎	－
		LPCI-B（RHR-B）ポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	◎
		LPCI-Cポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－
		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。

第 3.1.1.5-2 表　サポート系同士の依存性

故障系統・機器			従属故障の可能性のある系統																				
			残留熱除去系海水系		交流電源			交流電源関連設備						直流電源			空調機						
			RHRS		区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	DG			DGSW			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	HPCS ポンプ室	LPCS ポンプ室	LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	LPCI-C ポンプ室	DG-2C 室	DG-2D 室	HPCS-DG 室
			A	B				2C	2D	HPCS	A	B	HPCS											
故障系統・機器	残留熱除去系海水系	RHRS-A		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	◎	◎	－	－	－	－	－
		RHRS-B	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	◎	◎	－	－	－
	交流電源	区分Ⅰ	◎	－		－	－	－	－	－	◎	－	－	△	－	－	－	◎	◎	－	－	◎	－	－
		区分Ⅱ	－	◎	－		－	－	－	－	－	◎	－	－	△	－	－	－	－	－	◎	◎	－	◎	－
		区分Ⅲ	－	－	－	－		－	－	－	－	－	◎	－	－	△	◎	－	－	－	－	－	－	◎
	交流電源関連設備	DG-2C	○	－	○	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		DG-2D	－	○	－	○	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		HPCS-DG	－	－	－	－	○	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		DGSW-A	－	－	－	－	－	◎	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		DGSW-B	－	－	－	－	－	－	◎	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		HPCS- DGSW	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－		－	－	－	◎	－	－	－	－	－	－	－
	直流電源	区分Ⅰ	◎	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		区分Ⅱ	－	◎	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－
		区分Ⅲ	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－
	空調機	HPCSポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－
		LPCSポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－
		LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
		LPCI-Cポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－
		DG-2C室	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－
		DG-2D室	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－
		HPCS-DG室	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		

◎： 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。

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
電動ポンプ（淡水）	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
電動ポンプ（海水）	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
タービン動ポンプ	起動失敗
	運転継続失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	運転継続失敗
ファン	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
電動弁（淡水）	作動失敗
	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
	閉塞
	内部リーク
	制御部故障
電動弁（海水）	開失敗
	閉塞
	制御部故障
空気作動弁	誤閉
	閉塞
逆止弁	開失敗
	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（2／3）

機器タイプ	故障モード
真空逃がし弁	作動失敗
Ｓ／Ｒ弁	開失敗
配管（３インチ未満）	閉塞
熱交換器 冷却器	故障
	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
ダンパ	開失敗
	閉塞
	制御部故障
タンク	破損
	閉塞
リレー	作動失敗
	誤動作
遅延リレー	作動失敗
	誤動作
遮断器	開失敗
	閉失敗
	誤開
リミットスイッチ	作動失敗
	誤動作
スイッチ	開失敗
	閉失敗
	誤開
	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（3／3）

機器タイプ	故障モード
充電器	故障
蓄電池	給電失敗
動力用変圧器 制御用変圧器	故障
母線	故障
トリップユニット	作動失敗
	誤動作
警報設定器	不動作
流量トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
水位トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
圧力トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
速度検出器	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
温度検出器	誤高出力
中性子束検出器	作動失敗
	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 3.1.1.5-4 表　代表的なフォールトツリーの評価結果

システム（系統）	非信頼度 （平均値） ［／要求時］	
	過渡事象	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
ＬＰＣＩ－Ａ	2.2E-03	2.1E-03
ＬＰＣＩ－Ｂ	2.2E-03	2.1E-03
ＬＰＣＩ－Ｃ	2.1E-03	2.0E-03
ＲＨＲ－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 3.1.1.5-5(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%

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

	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	ＲＣＩＣ原子炉注入弁閉塞	1.3%

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%

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	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	ＬＰＣＳ・ＬＰＣＩ－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原子炉注入弁閉塞	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(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－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	ＬＰＣＳ・ＬＰＣＩ－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－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(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	17.3%
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	5.5%
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＋低圧系起動操作失敗	3.1%
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(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－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	ＬＰＣＩ－Ｂ・ＬＰＣＩ－Ｃ共通起動信号故障＋低圧系起動操作失敗	3.2%
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(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－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(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

	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 3.1.1.5-6 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

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」	Ｓ／Ｒ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 弁あり，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Ｓ／Ｒ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 弁当たりの開失敗確率(2.7E-4／d，ＥＦ 13.3）に全弁数 18 弁を乗じた。
	Ｓ／Ｒ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解放後，Ｓ／Ｒ弁 1 弁以上が再閉鎖失敗する確率とした。1 弁当たりの閉失敗確率（2.9E-4／d，ＥＦ 13.2）に全弁数 18 弁を乗じた。
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 3.1.1.6-1 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
ＲＨＲＳ	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	逆止弁	開失敗
ＤＧ室空調	ダンパ	開失敗
ＥＣＣＳ起動信号	検出器	作動失敗
	トリップ設定器	作動失敗
ＲＰＳ	リレー（スクラムコンタクタ）	作動失敗

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

系統	機器タイプ	故障モード
ＥＣＣＳ起動信号	検出器	作動失敗
	トリップ設定器	作動失敗
ＬＰＣＩ－Ａ／Ｂ／Ｃ （ＲＨＲ－Ａ／Ｂ）	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	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
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）
交流電源（区分Ⅰ，Ⅱ） （ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ）	非常用ディーゼル発電機	起動失敗 運転継続失敗
	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	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

第 3.1.1.6-3 表　共通要因故障パラメータの一覧

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

※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

第 3.1.1.7-1 表　人的過誤の評価結果

人的過誤		過誤確率（平均値）［／ｄ］	エラーファクタ
起因事象発生前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	8.3E-05	4.8
	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
起因事象発生後	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→Ｓ／Ｐ，大中ＬＯＣＡ以外）	2.5E-03	6.5
	水源切替操作失敗（ＣＳＴ→Ｓ／Ｐ，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
	注水不能認知失敗（大中ＬＯＣＡ）	4.0E-01	5.0
	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 3.1.1.8-1 表　起因事象別炉心損傷頻度

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
過渡事象	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%
	全給水喪失		1.0E-02	1.5E-04	1.5E-06	2.5%
	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）	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%
	交流電源故障	区分Ⅰ	1.5E-04	2.3E-03	3.4E-07	0.6%
サポート系喪失（自動停止）		区分Ⅱ	1.5E-04	2.3E-03	3.4E-07	0.6%
	タービン・サポート系故障		7.2E-04	1.5E-04	1.1E-07	0.2%
サポート系喪失（直流電源故障）	直流電源故障	区分Ⅰ	2.8E-04	9.6E-03	2.7E-06	4.4%
		区分Ⅱ	2.8E-04	9.6E-03	2.7E-06	4.4%
ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ		2.0E-05	1.5E-04	3.0E-09	＜0.1%
	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ＬＯＣＡ		4.8E-10	1.0E+00	4.8E-10	＜0.1%
合計					6.1E-05	100%

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

事故シーケンスグループ		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%
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	7.7E-08	0.1%
	ＴＢＵ	2.1E-08	＜0.1%
	ＴＢＰ	5.3E-10	＜0.1%
	ＴＢＤ	6.0E-12	＜0.1%
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ	5.6E-05	91.9%
	ＴＢＷ	4.8E-06	7.9%
原子炉停止機能喪失	ＴＣ	2.5E-08	＜0.1%
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＡＥ	1.4E-12	＜0.1%
	Ｓ１Ｅ	2.0E-11	＜0.1%
	Ｓ２Ｅ	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%

第 3.1.1.8-3 表　事故シーケンスグループの分析結果（1／7）

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
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%	①外部電源喪失 ＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	8.2E-12	2.6%
				②外部電源喪失 ＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	5.5E-12	1.8%
				②外部電源喪失 ＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	5.5E-12	1.8%
	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	2.0E-10	5.7%	①逃がし安全弁誤開放 ＋ＨＰＣＳ入口逆止弁（Ｓ／Ｐ側）開失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水トレーナ閉塞共通要因故障	5.7E-12	2.9%
				②非隔離事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋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要因故障	5.1E-12	2.6%
				③逃がし安全弁誤開放 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水トレーナ閉塞共通要因故障	4.7E-12	2.3%
	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	4.2E-10	12.0%	①交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	1.5E-11	3.6%
				②交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ海水ストレーナ閉塞 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	7.3E-12	1.7%
				③交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	5.7E-12	1.4%
	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	4.3E-11	1.2%	①計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋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要因故障	1.3E-12	3.0%
				②計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.0E-12	2.4%
				③計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋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	5.0E-13	1.2%
	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%	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	2.4E-10	9.6%
				②直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	1.6E-10	6.5%
				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	1.0E-10	4.2%
	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	3.0E-11	0.9%	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	1.3E-12	4.2%
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス	1.3E-12	4.2%
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	8.5E-13	2.8%
				③直流電源故障（区分Ⅱ） ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス	8.5E-13	2.8%

※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 3.1.1.8-3 表　事故シーケンスグループの分析結果（2／7）

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
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	46.5%	①非隔離事象 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス ＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗 ＋原子炉手動減圧失敗	1.7E-10	1.8%
				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 ＋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 ＋手動減圧失敗	2.6E-09	12.6%	①交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス ＋原子炉手動減圧失敗	1.0E-10	3.9%
				②交流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ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－ＤＧメンテナンス ＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗 ＋原子炉手動減圧失敗	4.3E-11	1.7%
	サポート系喪失（自動停止） ＋高圧炉心冷却失敗 ＋手動減圧失敗	8.3E-09	40.9%	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	8.8E-10	10.6%
				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	6.0E-10	7.2%
				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	5.0E-10	6.0%

※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 3.1.1.8-3 表　事故シーケンスグループの分析結果（3／7）

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
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 ＋ＤＧ失敗 ＋ＨＰＣＳ失敗 （ＲＣＩＣ成功）	5.7E-08	57.6%	①外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞	4.8E-08	84.1%
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク破損	3.2E-09	5.6%
				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	4.6E-10	0.8%
	サポート系喪失（直流電源故障） ＋ＤＧ失敗 ＋ＨＰＣＳ失敗 （ＲＣＩＣ成功）	2.0E-08	20.7%	①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.6%
				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	7.1%
				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－２Ｃ起動失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	9.8E-10	4.8%
	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 ＋ＲＣＩＣポンプ起動失敗	7.1E-11	＜0.1%
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋ＲＣＩＣメンテナンス	4.6E-11	＜0.1%
				③外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋ＲＣＩＣ流量制御器故障	7.7E-12	＜0.1%
	サポート系喪失（直流電源故障） ＋ＤＧ失敗 ＋高圧炉心冷却失敗	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	3.2%
				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	1.5%
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ起動失敗	9.8E-10	1.0%
				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	1.0%
	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	3.0E-10	0.3%	①外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク閉塞 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.5E-10	0.3%
				②外部電源喪失 ＋軽油貯蔵タンク破損 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	＜0.1%
				③外部電源喪失 ＋ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ運転継続失敗共通要因故障 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＨＰＣＳ－ＤＧ運転継続失敗	2.4E-12	＜0.1%
	サポート系喪失（直流電源故障） ＋ＤＧ失敗 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋高圧炉心冷却失敗	2.3E-10	0.2%	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	＜0.1%
				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	＜0.1%
				③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 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	7.6E-12	＜0.1%
				③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 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	7.6E-12	＜0.1%
	外部電源喪失 ＋直流電源失敗 ＋高圧炉心冷却失敗	6.0E-12	＜0.1%	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	＜0.1%
				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	＜0.1%
				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	＜0.1%

※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（4／7）

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
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 ＋ＲＨＲ失敗	4.4E-05	73.2%	①非隔離事象 ＋ＲＨＲ系操作失敗	1.9E-05	30.7%
				②原子炉緊急停止系誤動作等 ＋ＲＨＲ系操作失敗	6.0E-06	9.9%
				③隔離事象 ＋ＲＨＲ系操作失敗	2.9E-06	4.9%
				③水位低下事象 ＋ＲＨＲ系操作失敗	2.9E-06	4.9%
	過渡事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＲＨＲ失敗	3.8E-07	0.6%	①逃がし安全弁誤開放 ＋ＲＨＲ系操作失敗	1.1E-07	0.2%
				②非隔離事象 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＲＨＲ系操作失敗	9.7E-08	0.2%
				③逃がし安全弁誤開放 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	1.7E-08	＜0.1%
	手動停止／サポート系喪失（手動停止） ＋ＲＨＲ失敗	9.9E-06	16.4%	①計画外停止 ＋ＲＨＲ系操作失敗	4.7E-06	7.8%
				②計画外停止 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	7.4E-07	1.2%
				③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ） ＋ＲＨＲＳ－Ｂメンテナンス	2.7E-07	0.4%
				③残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ） ＋ＲＨＲＳ－Ａメンテナンス	2.7E-07	0.4%
	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 ＋ＲＨＲ失敗	5.2E-08	＜0.1%	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%
				②計画外停止 ＋逃がし安全弁再閉鎖失敗 ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	3.9E-09	＜0.1%
				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	1.4E-09	＜0.1%
				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	1.4E-09	＜0.1%
	サポート系喪失（自動停止） ＋ＲＨＲ失敗	5.7E-06	9.5%	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗	6.3E-07	1.0%
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＤＧ－２Ｃ運転継続失敗	6.3E-07	1.0%
				③直流電源故障（区分Ⅰ） ＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗	4.3E-07	0.7%
				③直流電源故障（区分Ⅱ） ＋ＤＧ－２Ｃ起動失敗	4.3E-07	0.7%
	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	3.0E-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	＜0.1%
				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	＜0.1%
				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	＜0.1%
				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	＜0.1%
	ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲ失敗	7.7E-08	0.1%	①小ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲ系操作失敗	3.3E-08	＜0.1%
				②中ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲ系操作失敗	2.2E-08	＜0.1%
				③小ＬＯＣＡ ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	5.2E-09	＜0.1%

※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（5／7）

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Ａ／Ｃ作動失敗共通要因故障	4.6E-09	＜0.1%
				①非隔離事象 ＋スクラムコンタクタＢ／Ｄ作動失敗共通要因故障	4.6E-09	＜0.1%
				①非隔離事象 ＋スクラムコンタクタＥ／Ｇ作動失敗共通要因故障	4.6E-09	＜0.1%
				①非隔離事象 ＋スクラムコンタクタＦ／Ｈ作動失敗共通要因故障	4.6E-09	＜0.1%
	サポート系喪失（自動停止） ＋原子炉停止失敗	3.8E-11	0.2%	①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋スクラムコンタクタＢ／Ｄ作動失敗共通要因故障	7.6E-12	＜0.1%
				①直流電源故障（区分Ⅰ） ＋スクラムコンタクタＦ／Ｈ作動失敗共通要因故障	7.6E-12	＜0.1%
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋スクラムコンタクタＡ／Ｃ作動失敗共通要因故障	7.6E-12	＜0.1%
				①直流電源故障（区分Ⅱ） ＋スクラムコンタクタＥ／Ｇ作動失敗共通要因故障	7.6E-12	＜0.1%
	ＬＯＣＡ ＋原子炉停止失敗	5.6E-11	0.2%	①小ＬＯＣＡ ＋スクラムコンタクタＡ／Ｃ作動失敗共通要因故障	8.1E-12	＜0.1%
				①小ＬＯＣＡ ＋スクラムコンタクタＢ／Ｄ作動失敗共通要因故障	8.1E-12	＜0.1%
				①小ＬＯＣＡ ＋スクラムコンタクタＥ／Ｇ作動失敗共通要因故障	8.1E-12	＜0.1%
				①小ＬＯＣＡ ＋スクラムコンタクタＦ／Ｈ作動失敗共通要因故障	8.1E-12	＜0.1%

※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（6／7）

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	ＬＯＣＡ ＋高圧炉心冷却失敗 ＋低圧炉心冷却失敗	1.7E-11	78.5%	①中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%
				②中ＬＯＣＡ ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス ＋ＲＨＲＳ－Ａ／Ｂ海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.3E-13	4.3%
				③中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%
	ＬＯＣＡ ＋高圧炉心冷却失敗 ＋原子炉減圧失敗	4.6E-12	21.5%	①中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作動失敗共通要因故障 ＋注水不能認知失敗	1.3E-13	0.6%
				②中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－３）－Ａ／Ｂ作動失敗共通要因故障 ＋注水不能認知失敗	1.3E-13	0.6%
				③中ＬＯＣＡ ＋ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷメンテナンス ＋原子炉水位トランスミッタ（Ｌ－１）－Ａ／Ｂ／Ｃ／Ｄ作動失敗共通要因故障 ＋注水不能認知失敗	1.0E-13	0.5%

※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3.1.1.8-3表　事故シーケンスグループの分析結果（7／7）

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
バイパス	格納容器インターフェイスシステムＬＯＣＡ	4.8E-10	100.0%	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テスタブル逆止弁閉失敗 ＋ＲＨＲ－Ａ吐出配管破断	1.5E-10	30.4%
				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%
				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：事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-4 表　起因事象のＦＶ重要度評価結果

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 3.1.1.8-5 表　起因事象のＲＡＷ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 3.1.1.8-6 表　緩和設備の基事象のＦＶ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ＲＡＷ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－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－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－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－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

第 3.1.1.8-8 表　不確実さ解析の評価結果

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)	ＥＦ
高圧注水・減圧機能喪失	ＴＱＵＸ	2.0E-08	2.1E-08	7.4E-09	1.1E-09	6.3E-08	7.7
高圧・低圧注水機能喪失	ＴＱＵＶ	3.5E-09	4.0E-09	1.8E-09	3.8E-10	1.3E-08	5.8
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
	ＴＢＰ	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	ＴＣ	2.5E-08	3.1E-08	1.7E-09	5.1E-11	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
	Ｓ１Ｅ	2.0E-11	1.7E-11	2.1E-12	7.5E-14	6.9E-11	30.3
	Ｓ２Ｅ	1.6E-13	1.8E-13	2.1E-14	1.0E-15	5.5E-13	23.0
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	ＩＳＬＯＣＡ	4.8E-10	8.3E-10	1.0E-10	6.9E-12	2.7E-09	19.6
合計		6.1E-05	6.4E-05	2.6E-05	1.0E-05	1.5E-04	3.8

※点推定値、平均値の積算値を記載

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）

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 3.1.1.8-10 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）

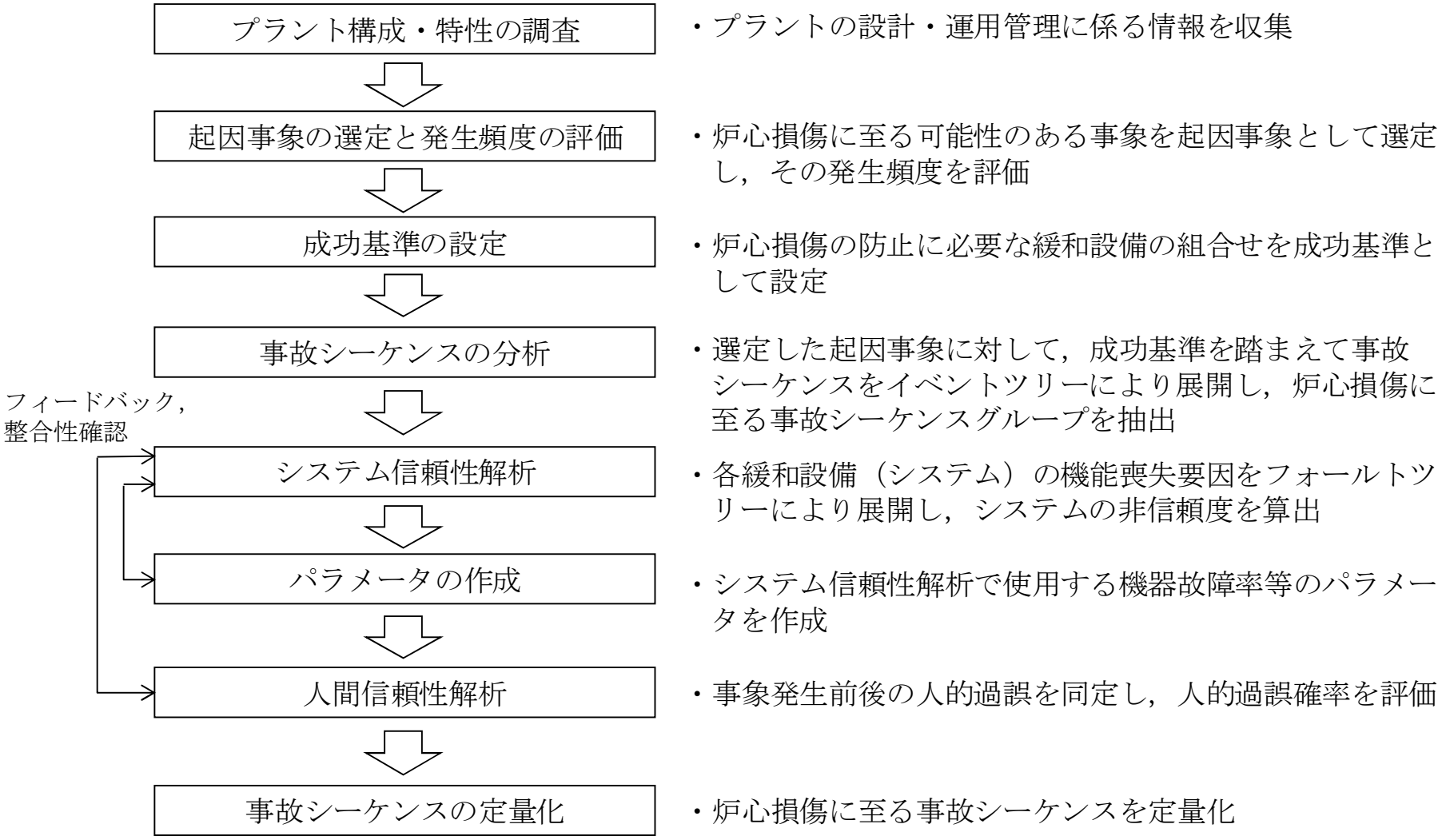
故障モード	ベースケース	感度解析① （頻度論統計）	①／ベースケース	感度解析② （ベイズ統計）	②／ベースケース
電動弁（淡水）作動失敗	4.8E-08／h	1.4E-07／h	2.9	1.2E-07／h	2.5
逆止弁開失敗	7.1E-09／h	7.1E-08／h	10.0	2.4E-08／h	3.4

第 3.1.1.8-11 表　プラント固有データの反映に関する感度解析結果

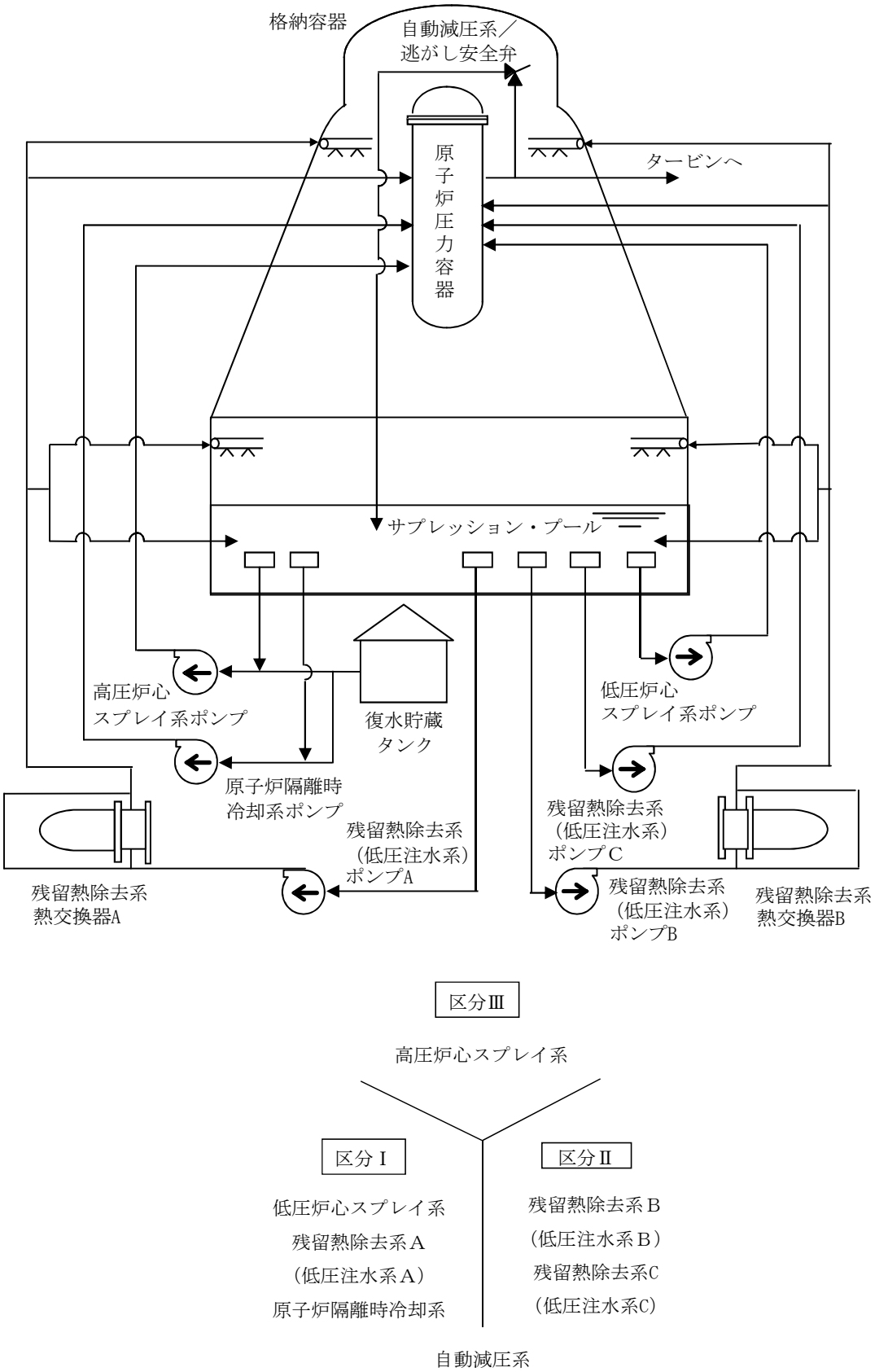
事故シーケンスグループ		ベースケース（／炉年）	感度解析①（頻度論統計）（／炉年）	感度解析②（ベイズ統計）（／炉年）
高圧・低圧注水機能喪失	ＴＱＵＶ	3.5E-09	4.2E-09	3.6E-09
高圧注水・減圧機能喪失	ＴＱＵＸ	2.0E-08	2.9E-08	2.3E-08
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	7.7E-08	7.8E-08	7.7E-08
	ＴＢＵ	2.1E-08	2.1E-08	2.1E-08
	ＴＢＰ	5.3E-10	6.1E-10	5.3E-10
	ＴＢＤ	6.0E-12	6.1E-12	6.0E-12
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ	5.6E-05	9.3E-05	7.2E-05
	ＴＢＷ	4.8E-06	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	ＴＣ	2.5E-08	4.7E-08	3.7E-08
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＡＥ	1.4E-12	3.2E-12	1.4E-12
	Ｓ１Ｅ	2.0E-11	4.2E-11	2.0E-11
	Ｓ２Ｅ	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 3.1.1.8-12 表　給水系のモデル化に関する感度解析結果

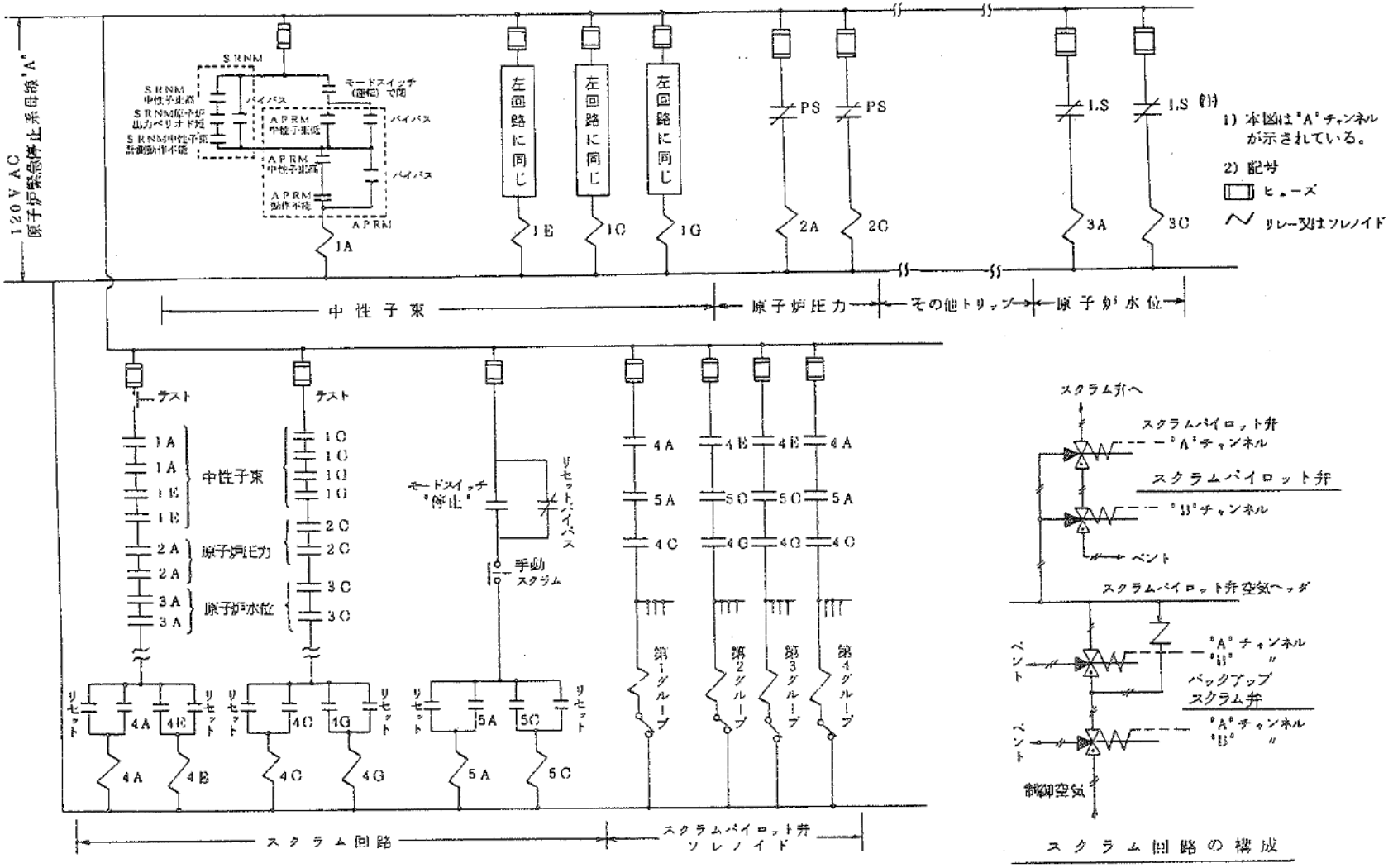
事故シーケンスグループ		ベースケース（／炉年）	感度解析結果（／炉年）
高圧・低圧注水機能喪失	ＴＱＵＶ	3.5E-09	3.4E-09
高圧注水・減圧機能喪失	ＴＱＵＸ	2.0E-08	1.2E-08
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	7.7E-08	7.7E-08
	ＴＢＵ	2.1E-08	2.1E-08
	ＴＢＰ	5.3E-10	5.3E-10
	ＴＢＤ	6.0E-12	6.0E-12
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ	5.6E-05	9.1E-06
	ＴＢＷ	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	ＴＣ	2.5E-08	2.5E-08
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＡＥ	1.4E-12	1.4E-12
	Ｓ１Ｅ	2.0E-11	2.0E-11
	Ｓ２Ｅ	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		6.1E-05	1.4E-05



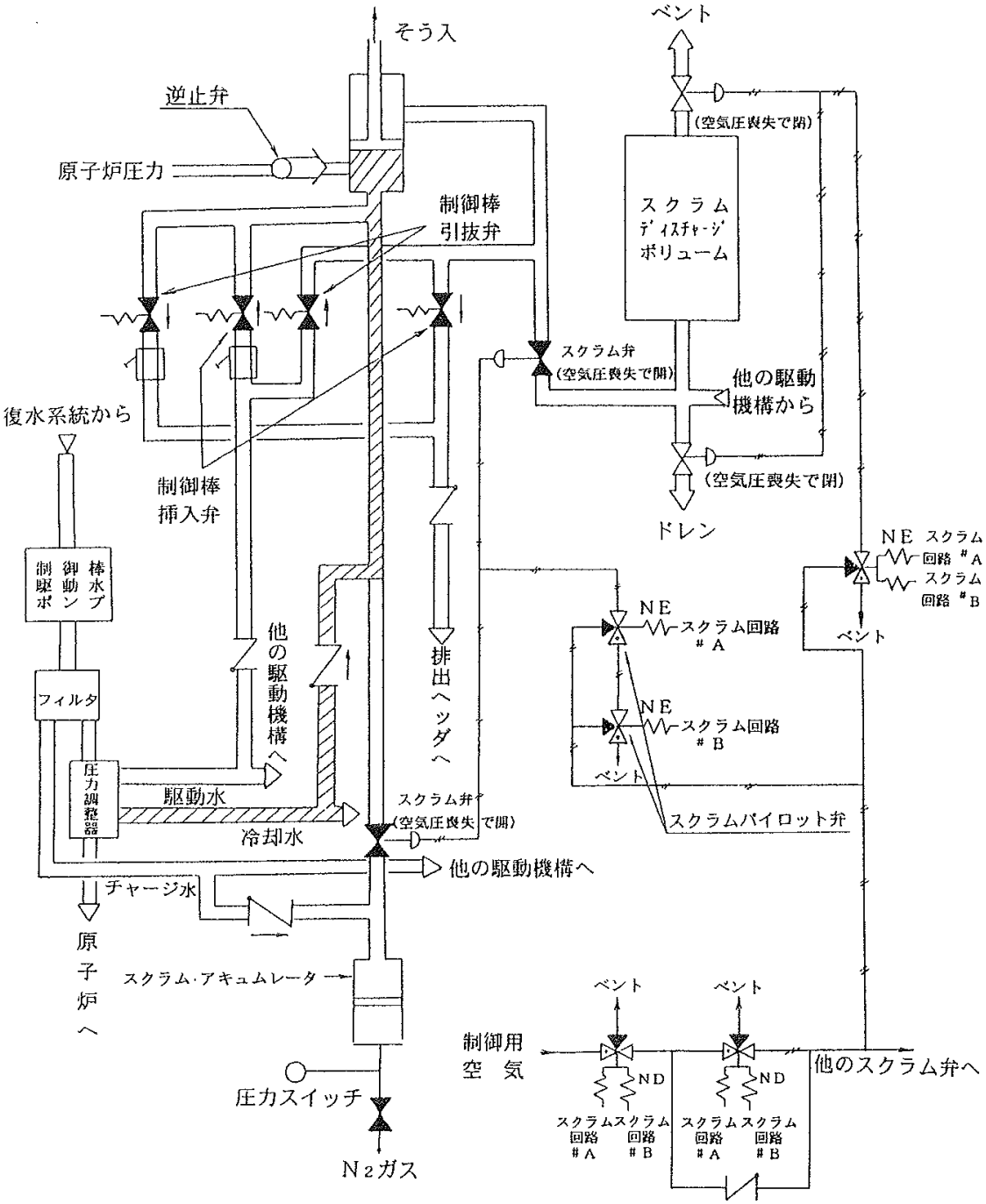
第 3.1.1-1 図　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡの評価フロー図



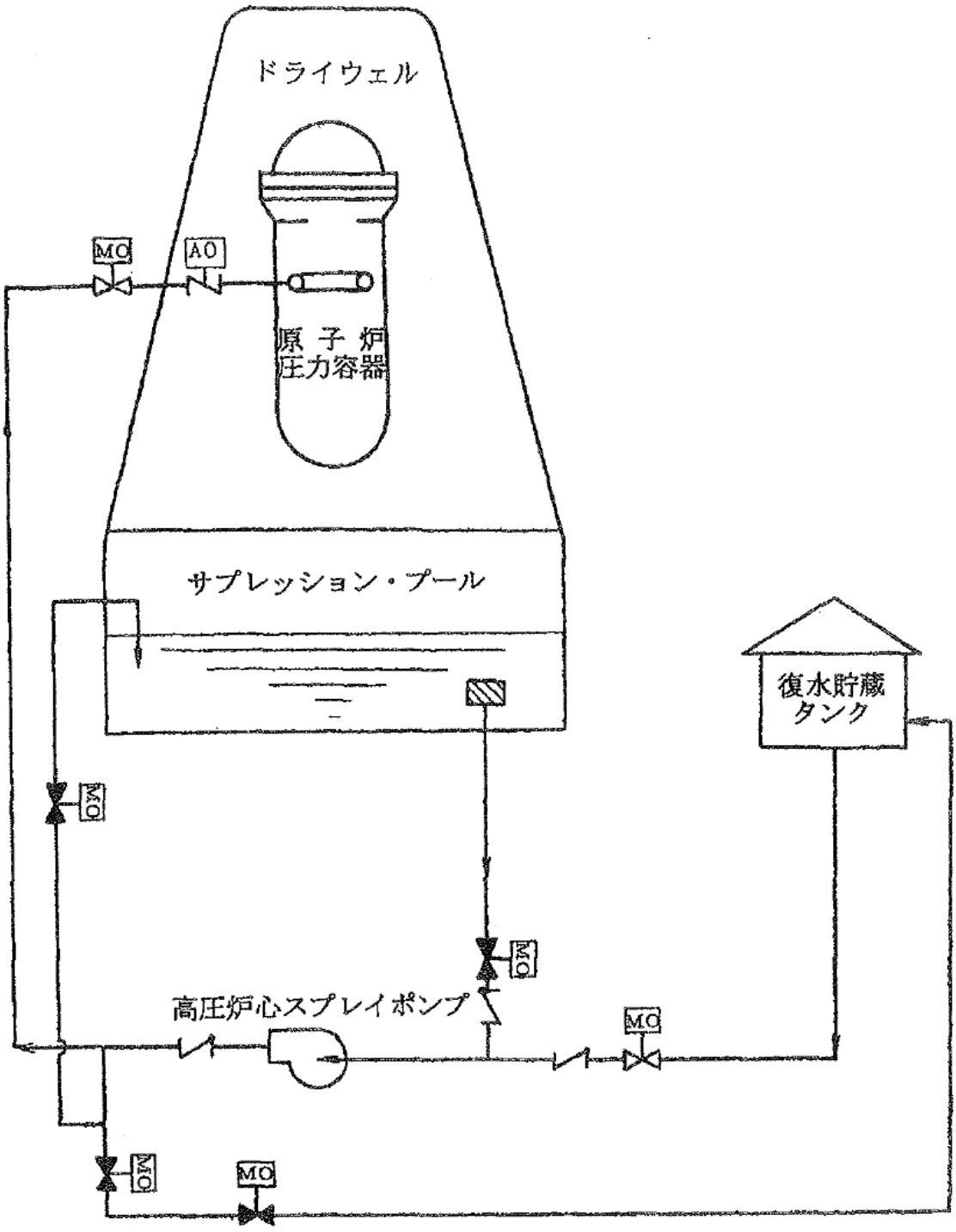
第 3.1.1.1-1 図　東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図



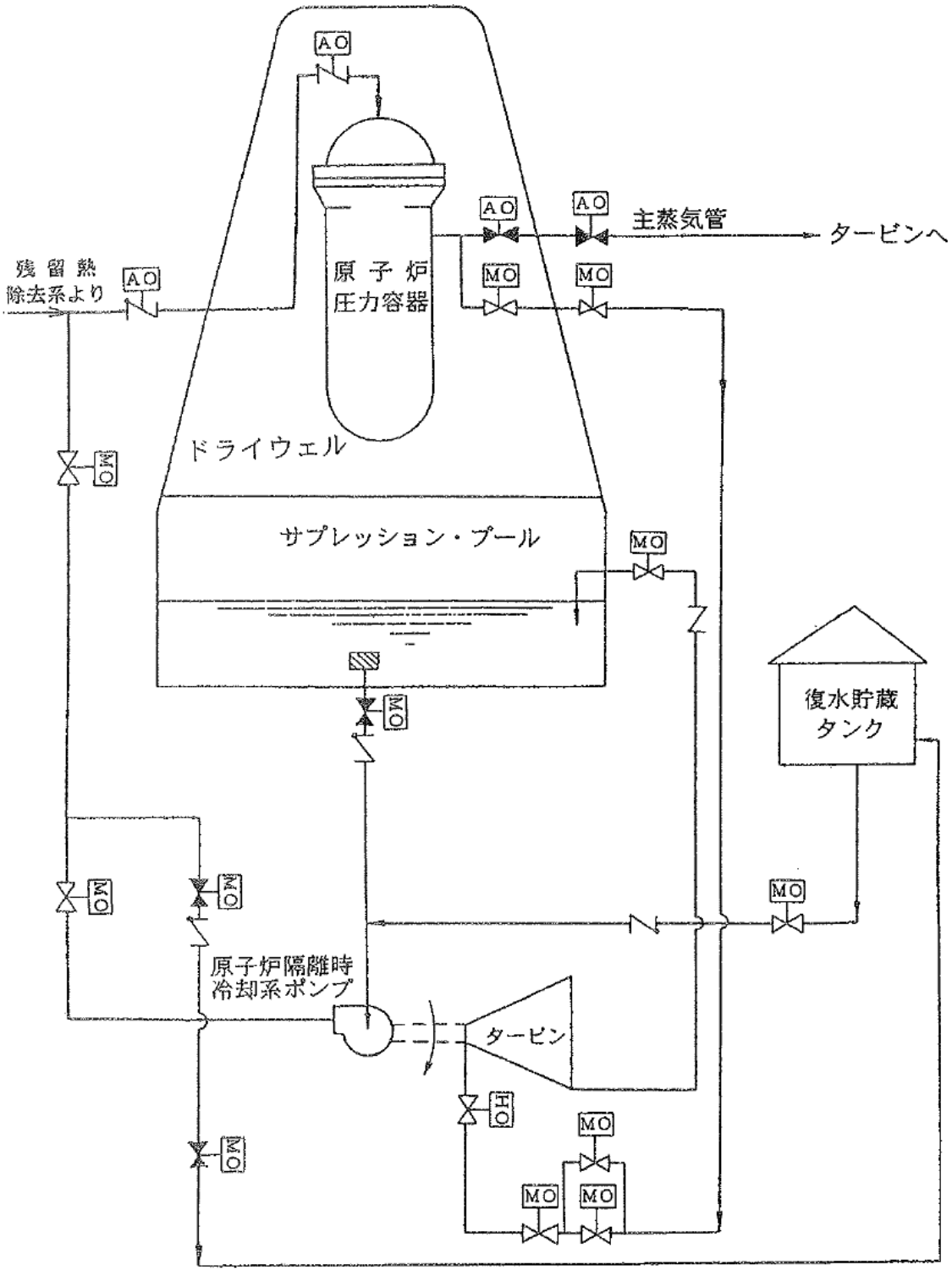
第 3.1.1.1-2 図　原子炉緊急停止系の系統説明図



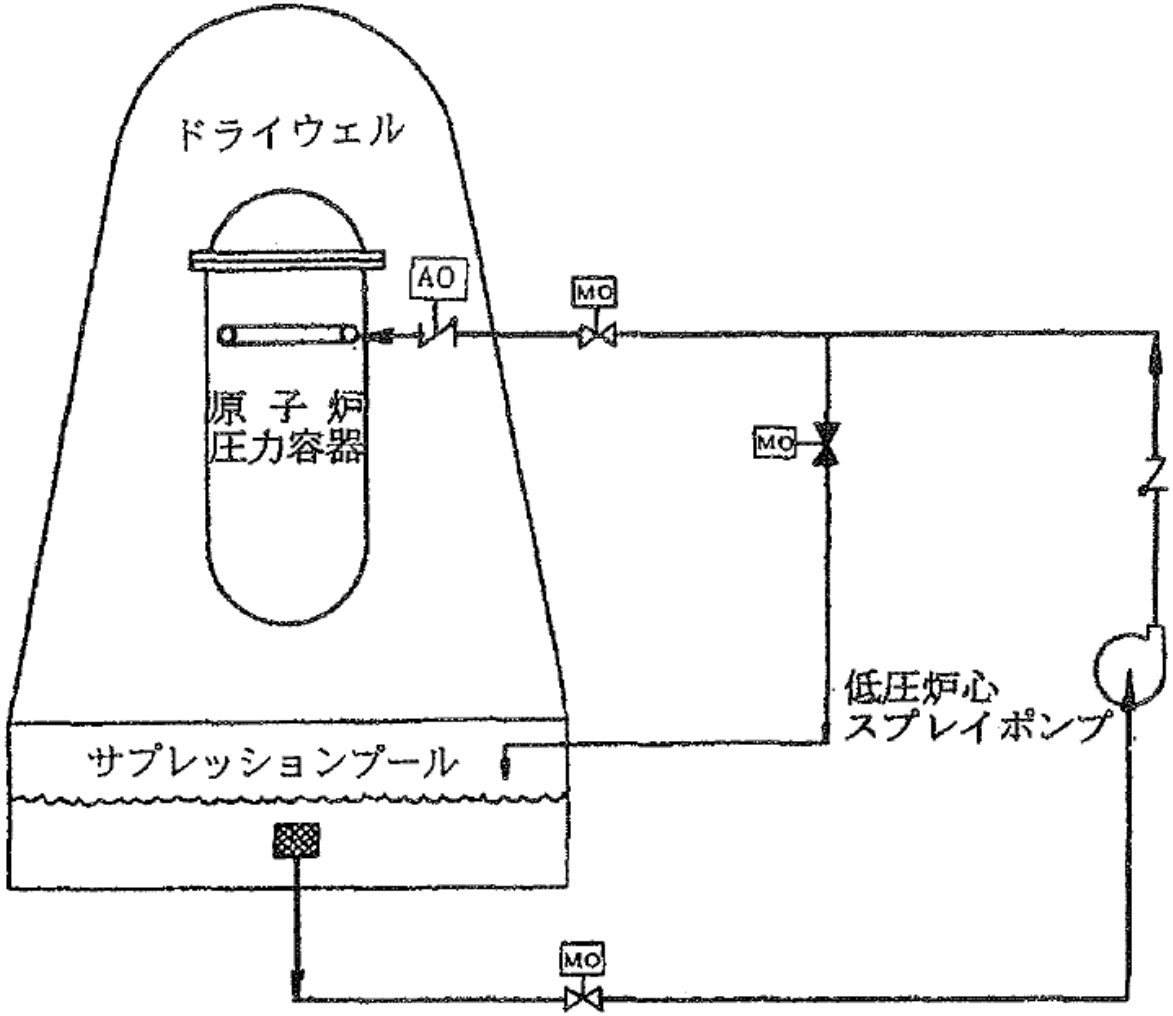
第 3.1.1.1-3 図　制御棒駆動水圧系の系統説明図



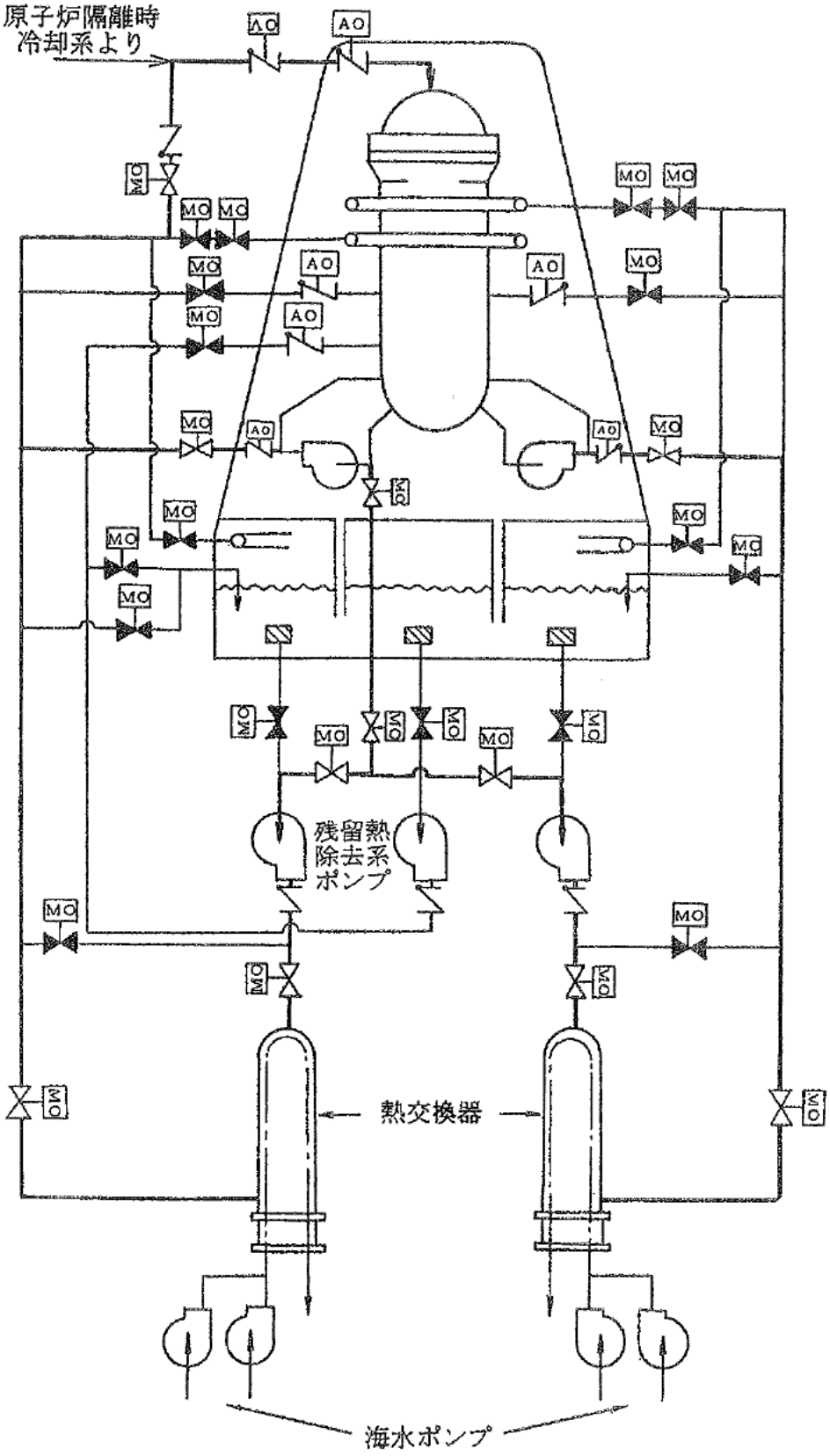
第 3.1.1.1-4 図　高圧炉心スプレイ系の系統説明図



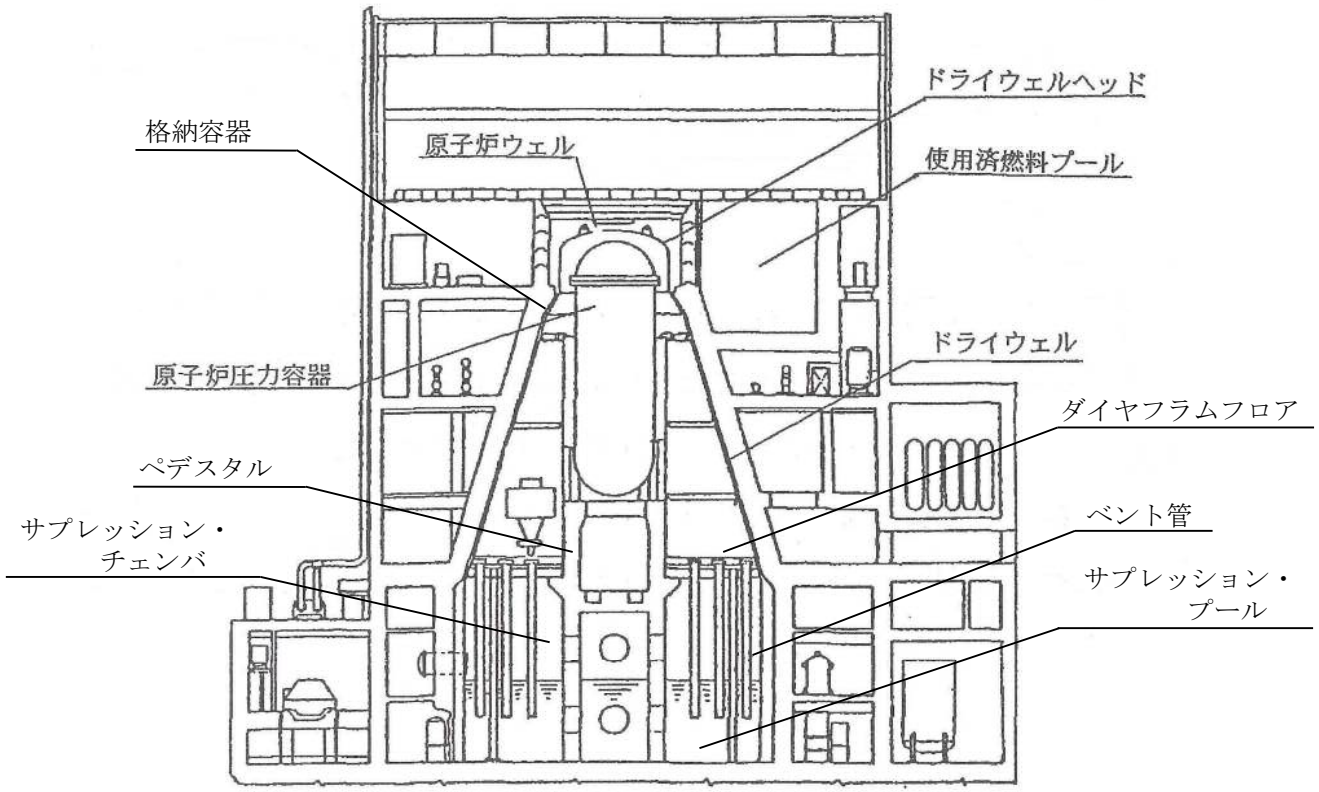
第 3.1.1.1-5 図　原子炉隔離時冷却系の系統説明図



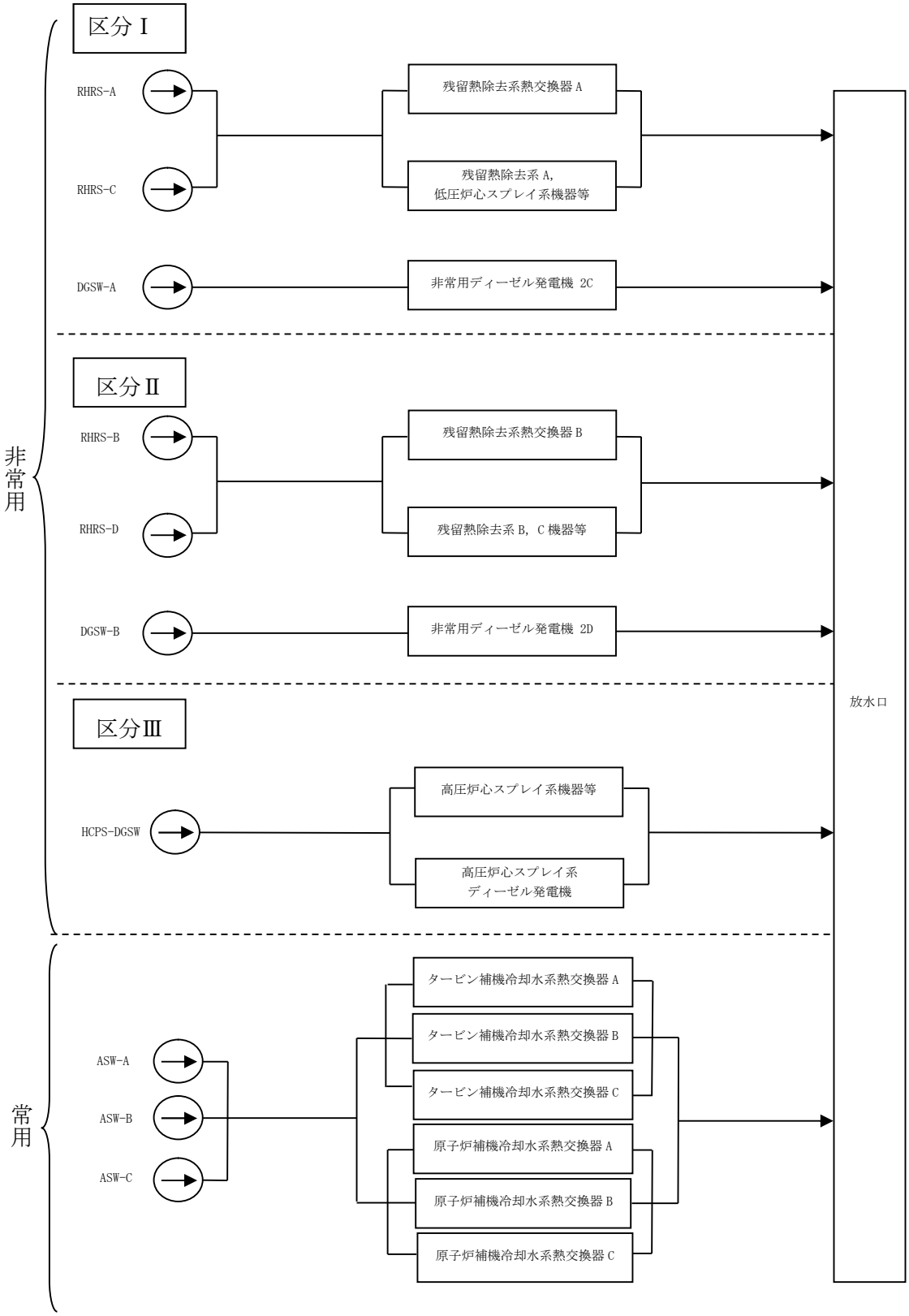
第 3.1.1.1-6 図　低圧炉心スプレイ系の系統説明図



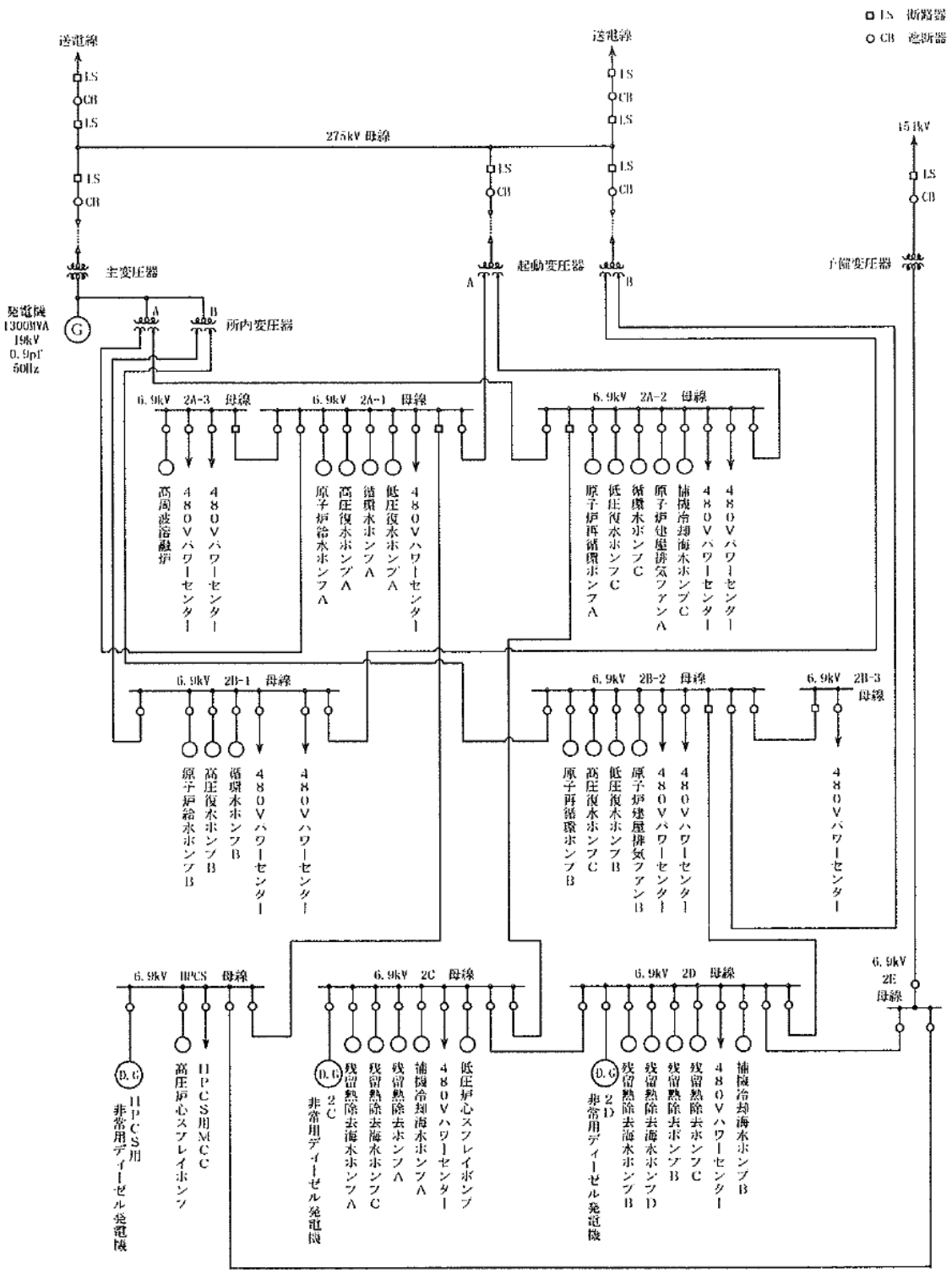
第 3.1.1.1-7 図　残留熱除去系の系統説明図



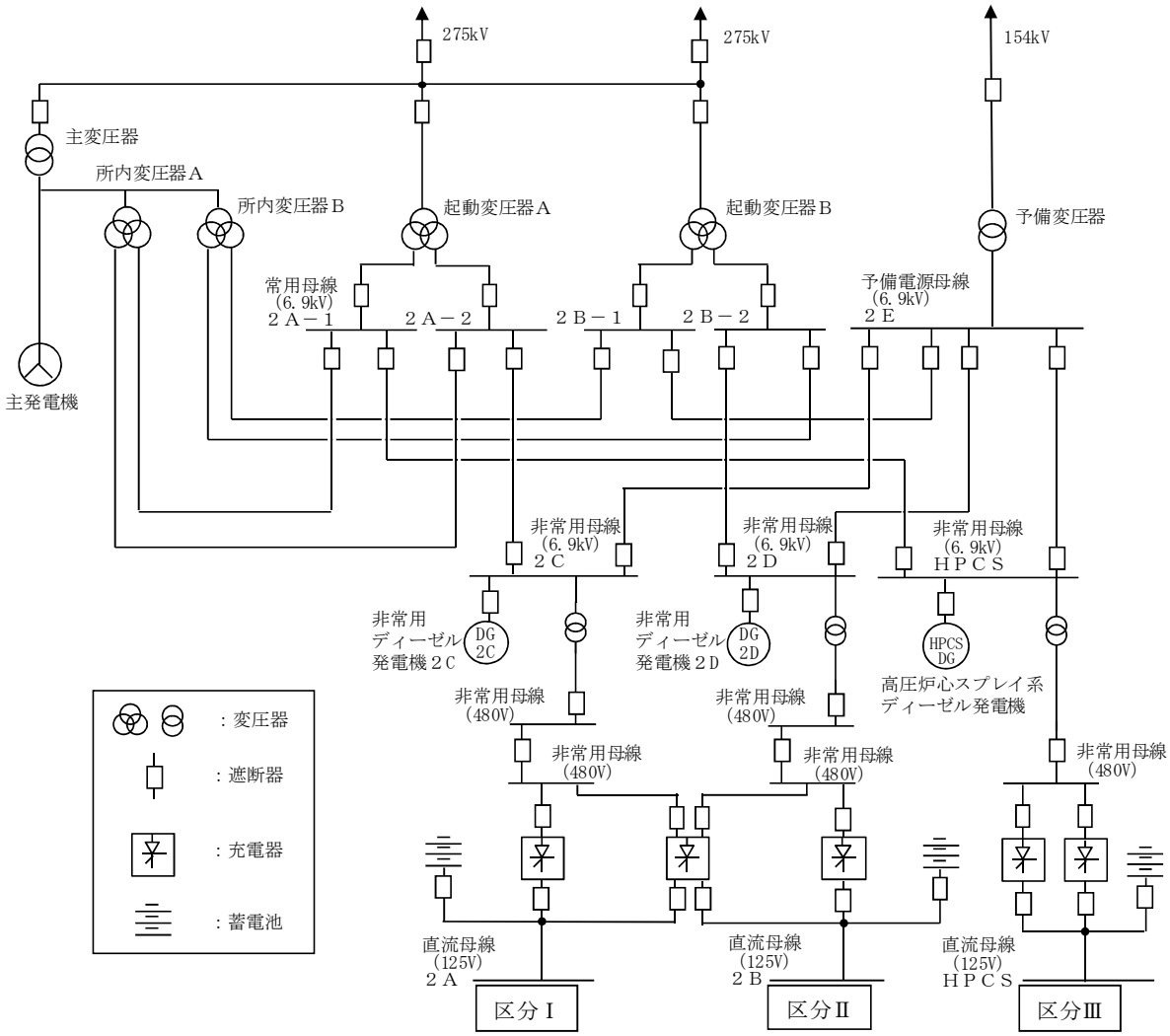
第 3.1.1.1-8 図　格納容器の概要図



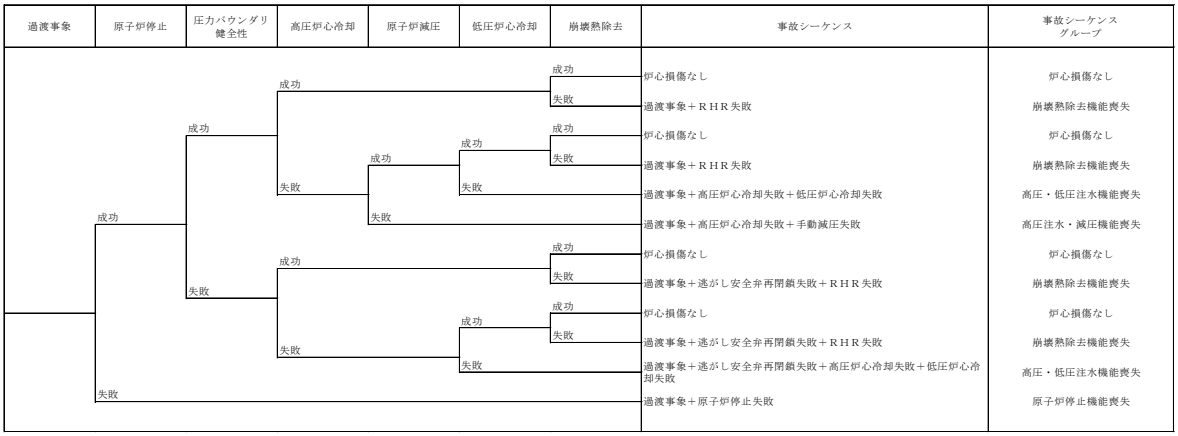
第 3.1.1.1-9 図　常用及び非常用補機冷却系の概要図



第 3.1.1.1-10 図　所内単線結線図



第 3.1.1.1-11 図　電源系統の概要図



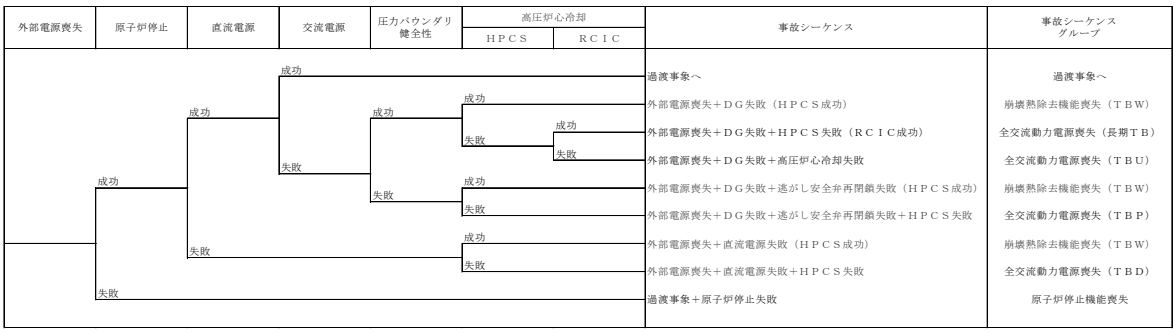
第 3.1.1.4-1(a)図　過渡事象に対するイベントツリー

【仮定条件】

・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。



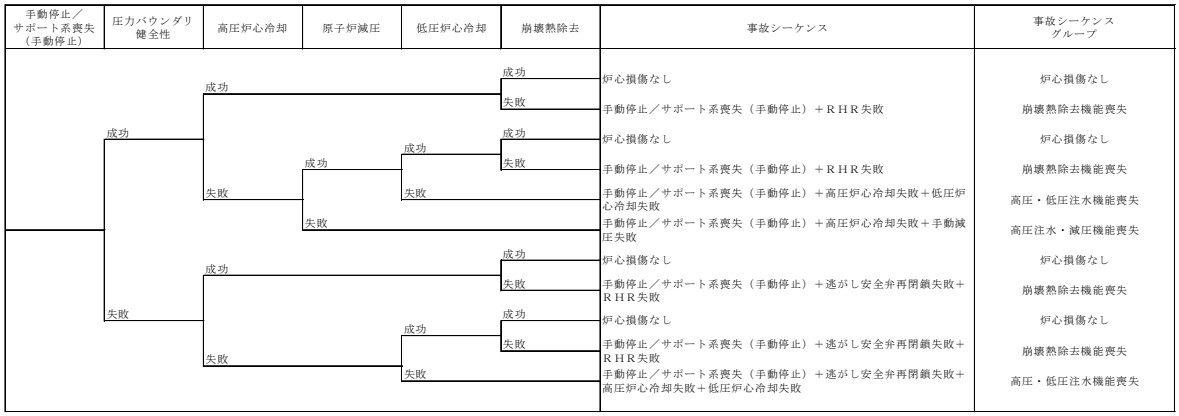
第 3.1.1.4-1(b)図　外部電源喪失に対するイベントツリー

【仮定条件】

・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。



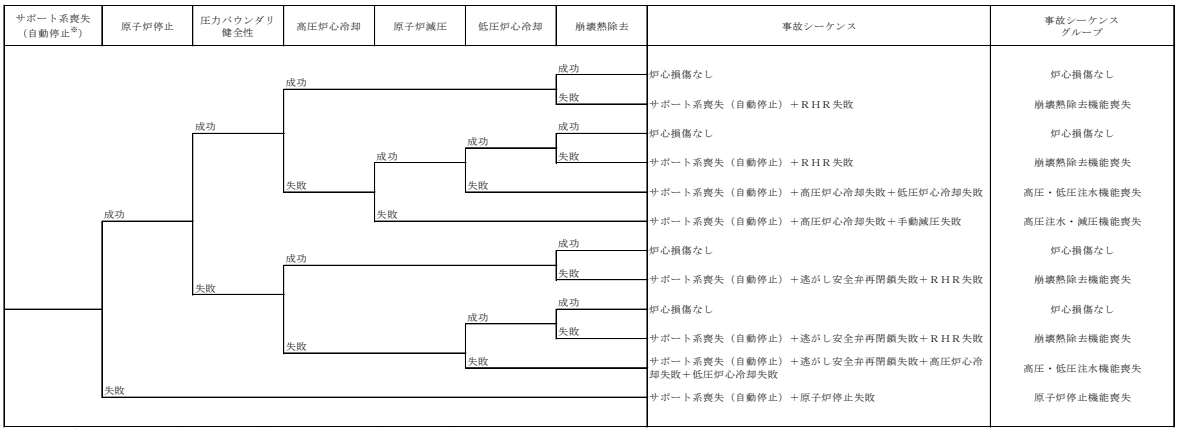
第 3.1.1.4-1(c)図　手動停止に対するイベントツリー

【仮定条件】

・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。



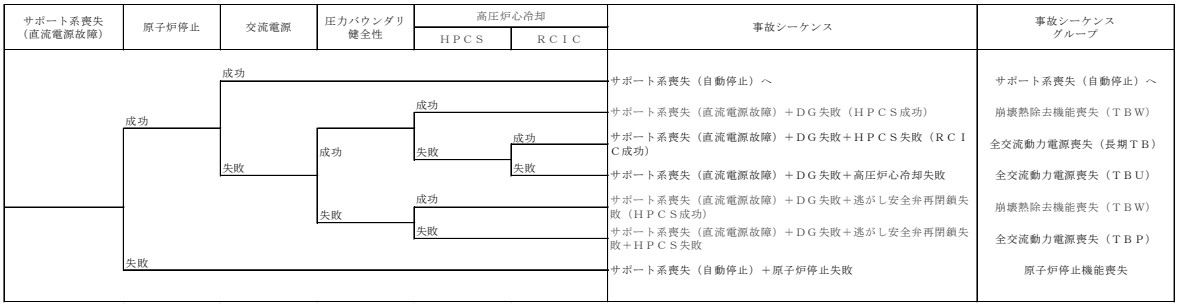
第 3.1.1.4-1(d)図　サポート系喪失（自動停止）に対するイベントツリー

【仮定条件】

・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。



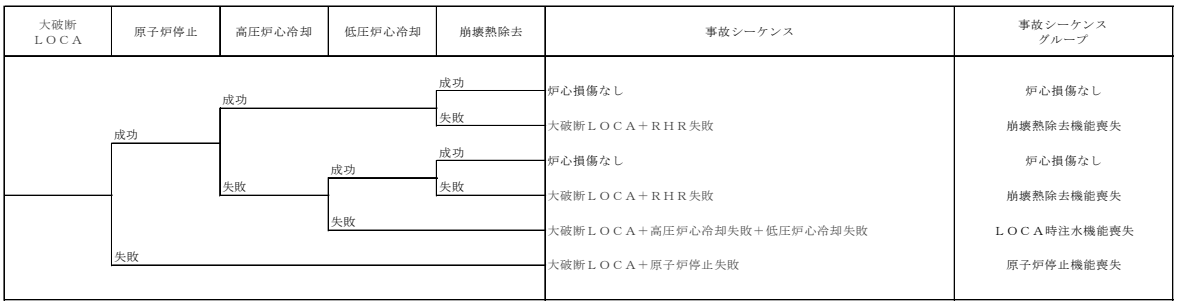
第 3.1.1.4-1(e)図　サポート系喪失（直流電源喪失）に対するイベントツリー

【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（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。



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

【仮定条件】

・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は，大破断ＬＯＣＡと比較して破断口が小さく，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。また，破断流量は原子炉隔離時冷却系の容量以上であり，原子炉隔離時冷却系のみでの炉心冷却は不可能である。
・小破断ＬＯＣＡは，中破断ＬＯＣＡより破断口が小さく，原子炉隔離時冷却系のみでの炉心冷却が可能である。減圧が緩やかなため，低圧炉心冷却には，原子炉減圧が必要となる。

【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）

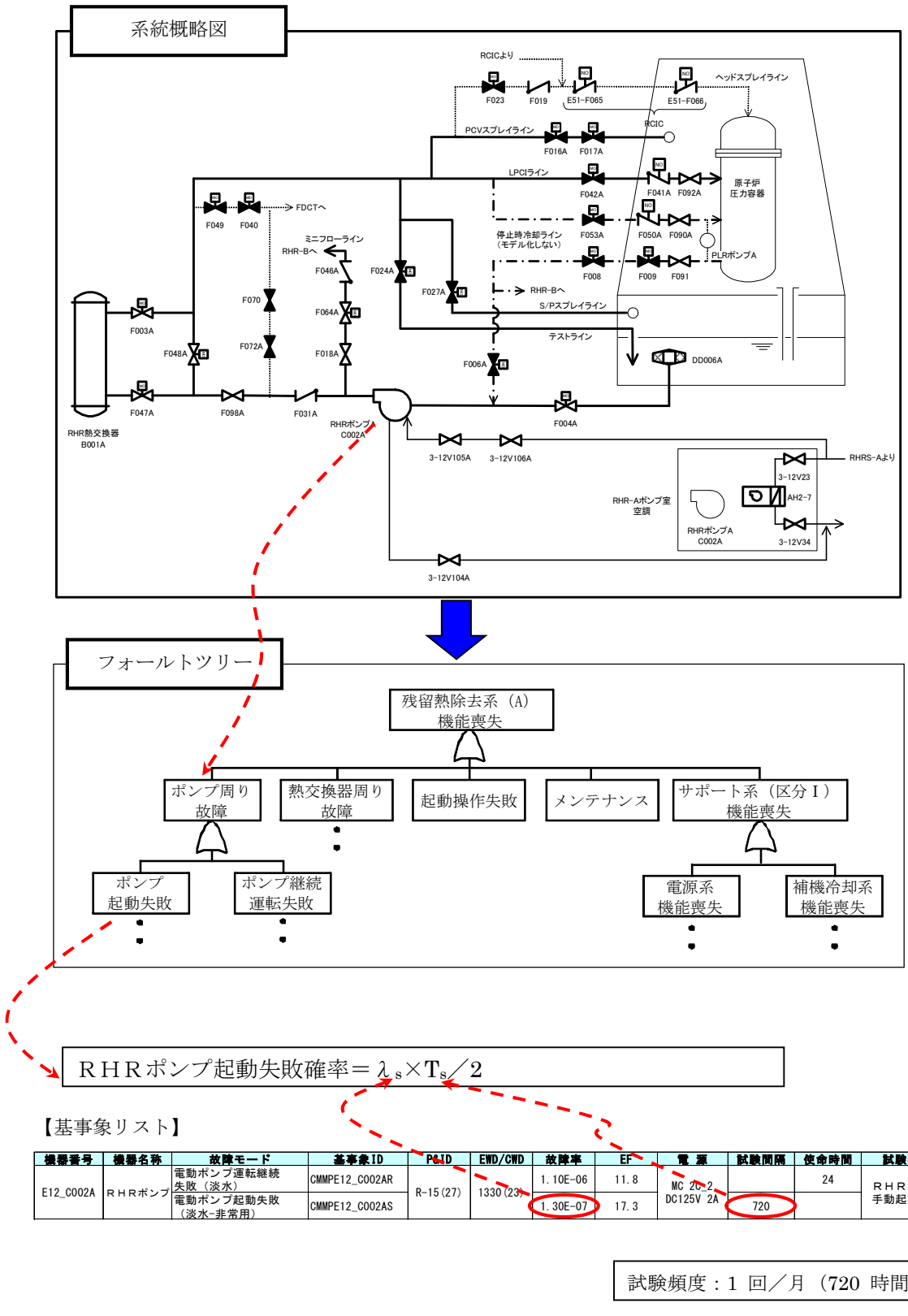
第 3.1.1.4-1(g)図　インターフェイスシステムＬＯＣＡに対するイベントツリー

【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。

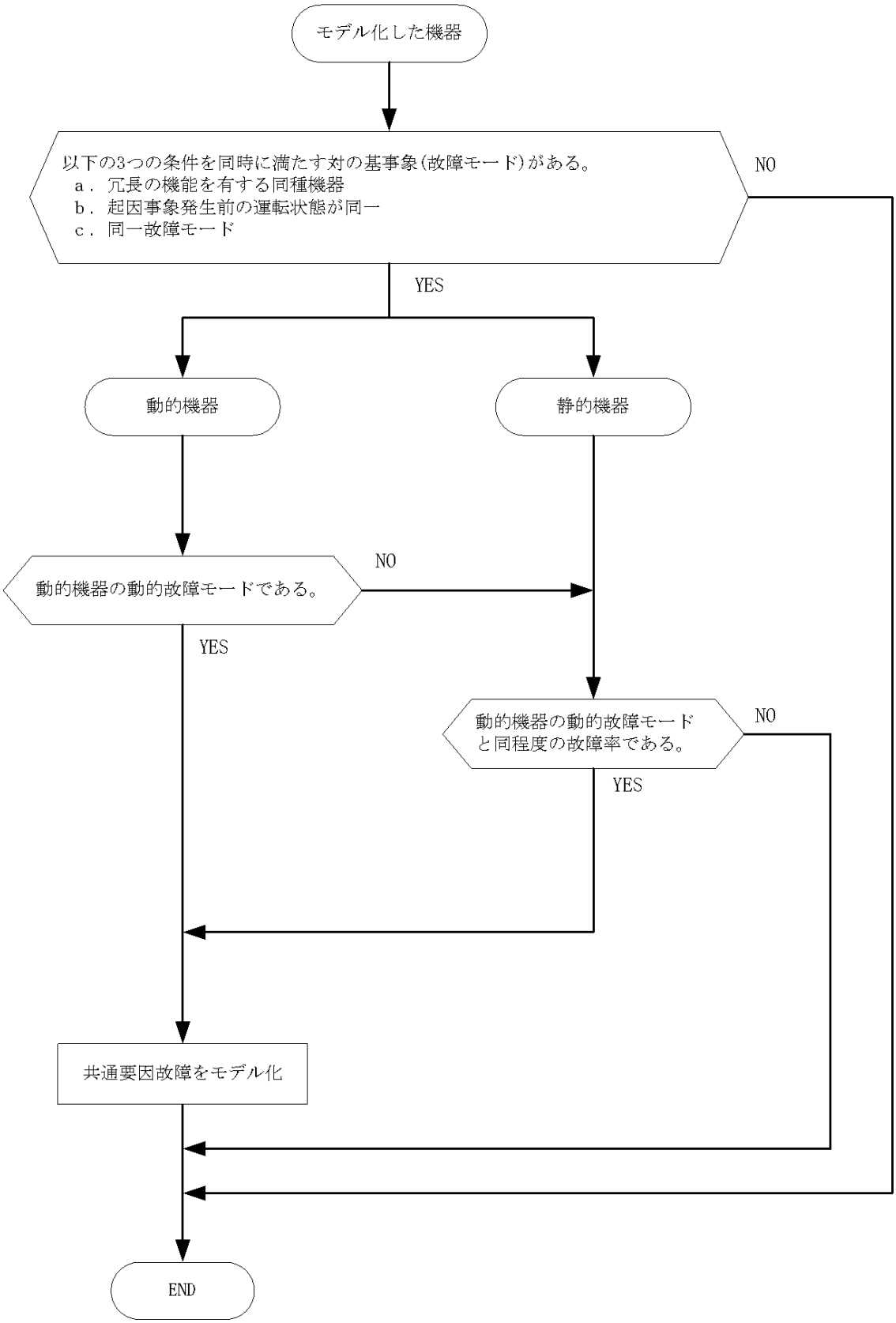


【基事象リスト】

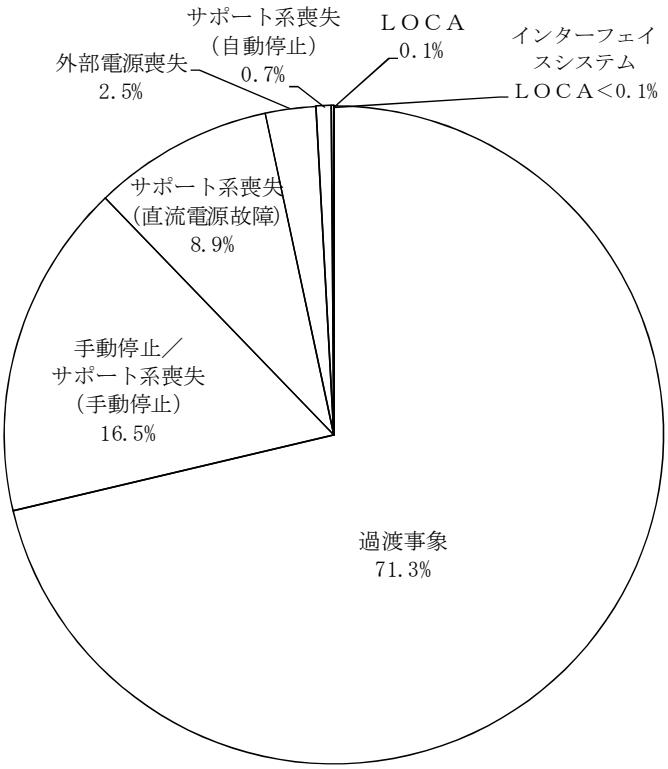
機器番号	機器名称	故障モード	基事象ID	P&ID	EWD/CWD	故障率	EF	電 源	試験間隔	使命時間	試験名称
E12_C002A	ＲＨＲポンプ	電動ポンプ運転継続失敗（淡水）	CMMPE12_C002AR	R-15(27)	1330(23)	1.10E-06	11.8	MC 2C-2 DC125V 2A		24	ＲＨＲポンプ手動起動試験
		電動ポンプ起動失敗（淡水-非常用）	CMMPE12_C002AS			1.30E-07	17.3		720		

試験頻度：1 回／月 （720 時間）

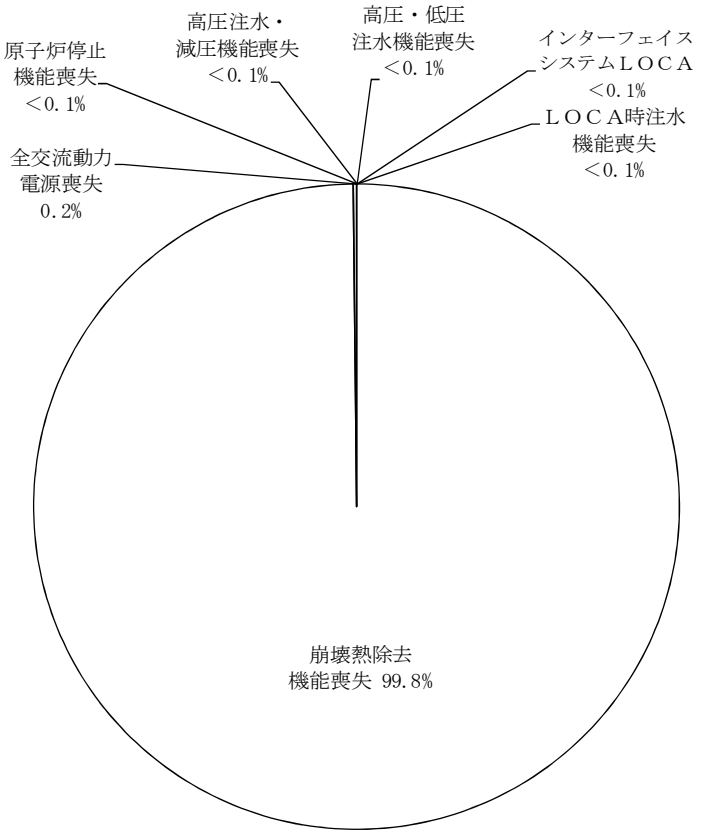
第 3.1.1.5-1 図　システム信頼性評価の例



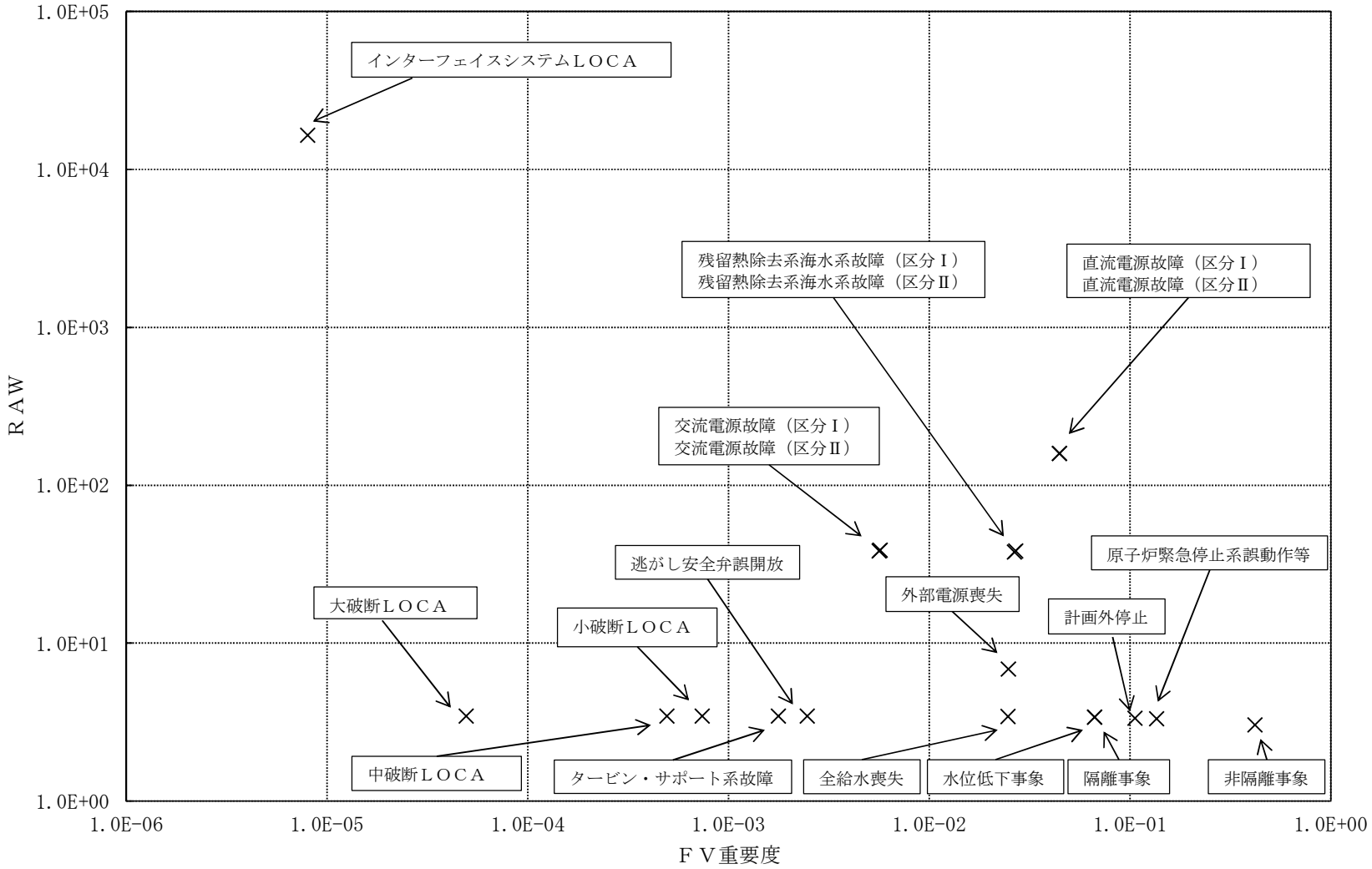
第 3.1.1.6-1 図　共通要因故障同定のフロー



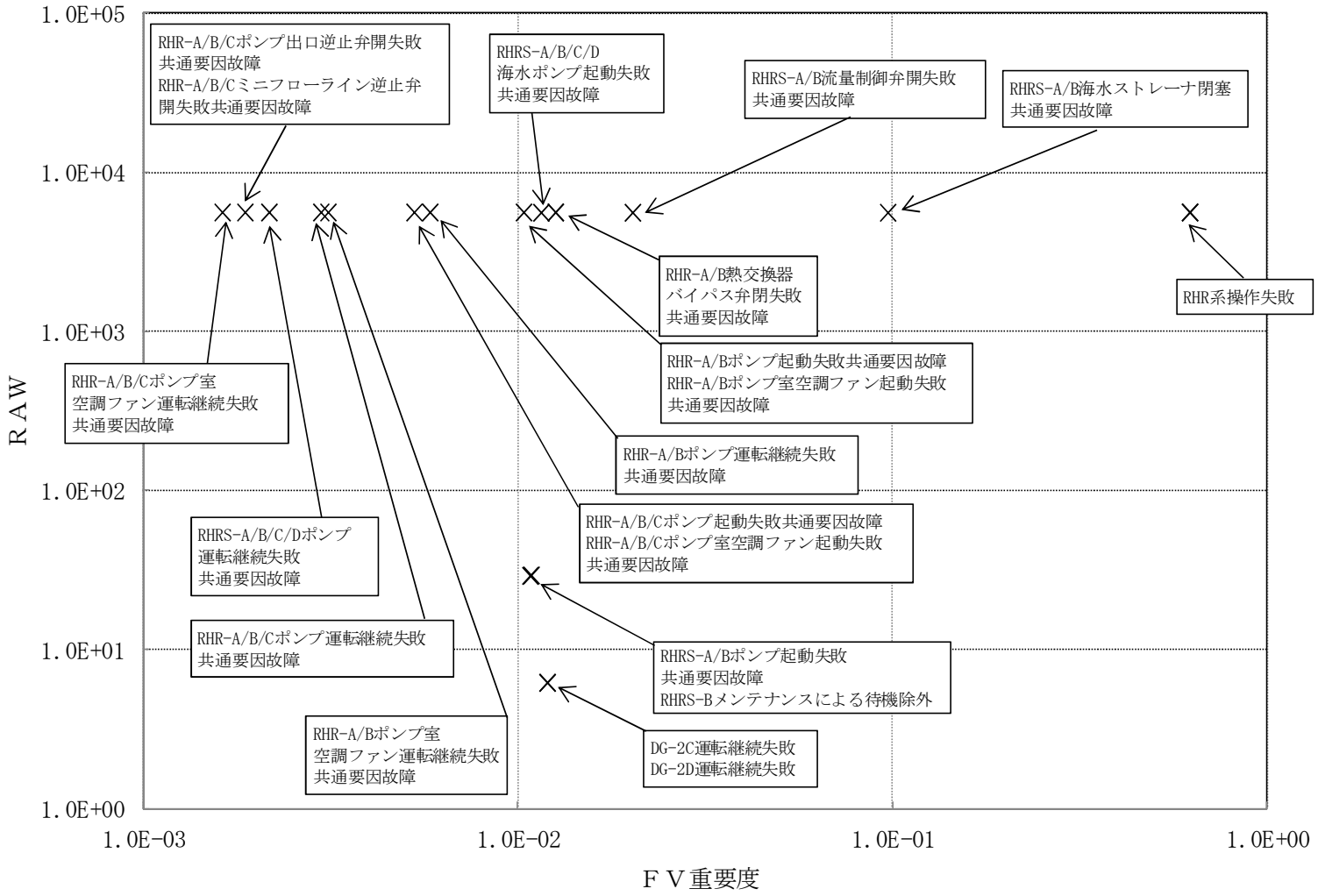
第 3.1.1.8-1 図　起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合



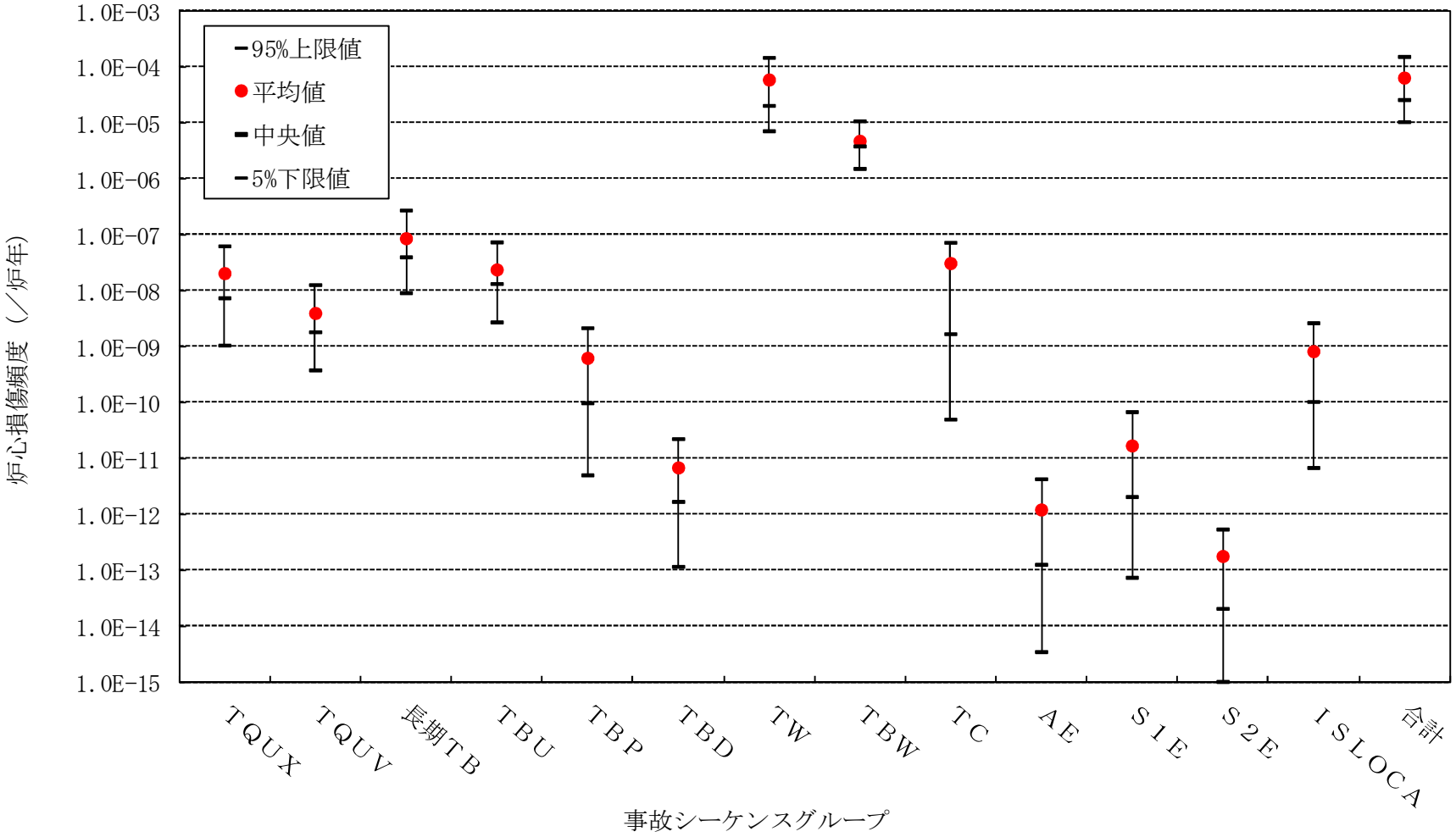
第 3.1.1.8-2 図　事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合



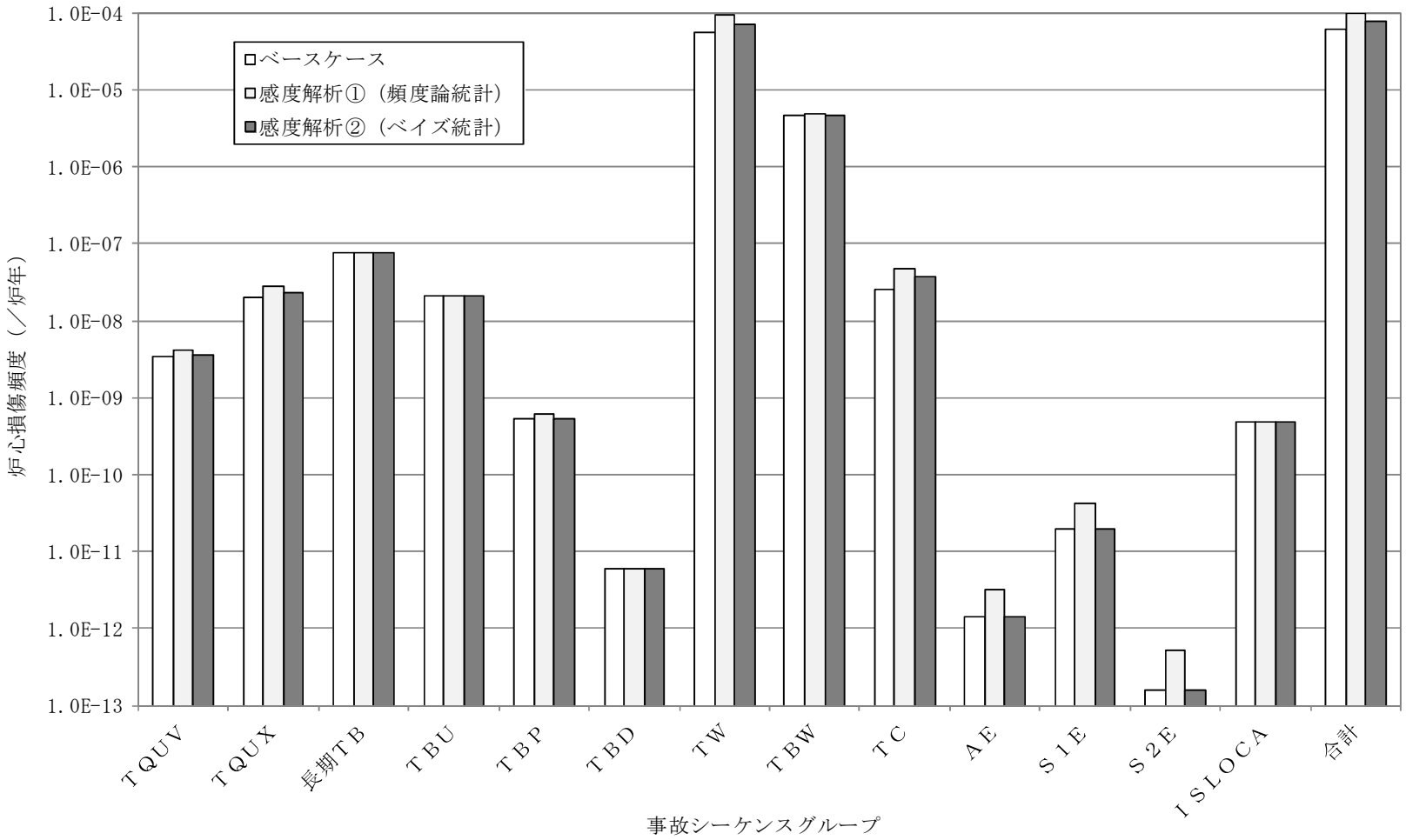
第 3.1.1.8-3 図　起因事象の重要度解析結果



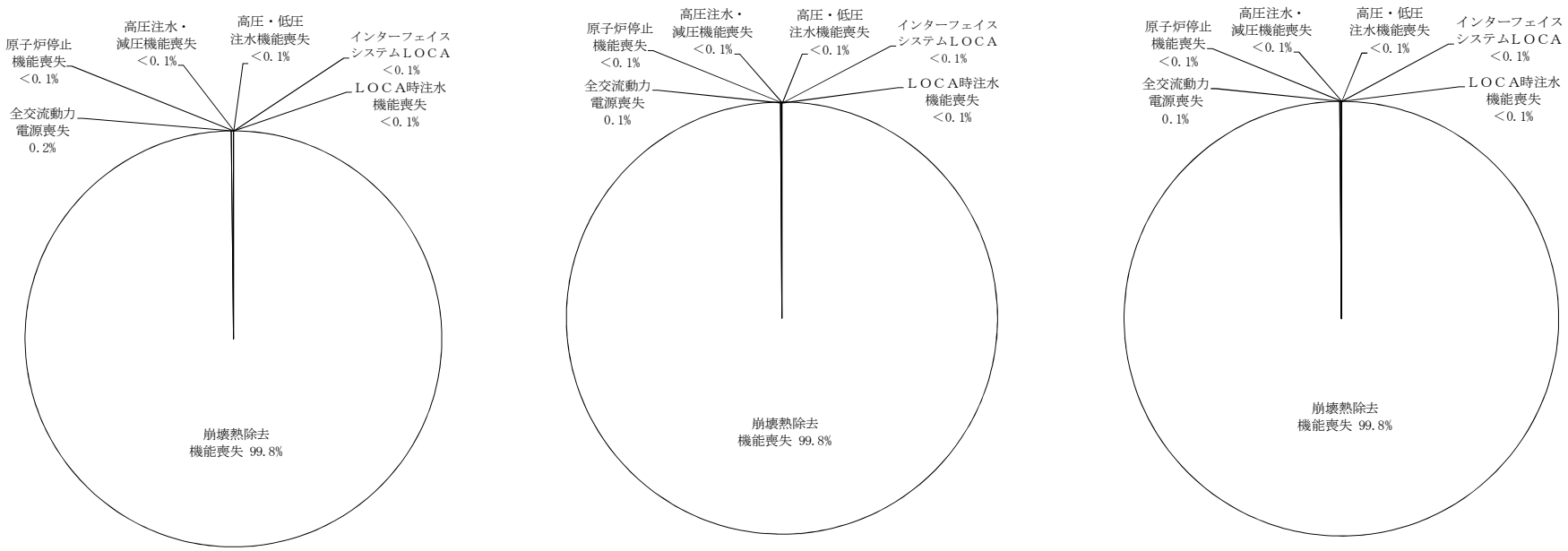
第 3.1.1.8-4 図　緩和設備の基事象の重要度解析結果



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



第 3.1.1.8-6 図　プラント固有データの反映に関する感度解析結果（炉心損傷頻度の比較）

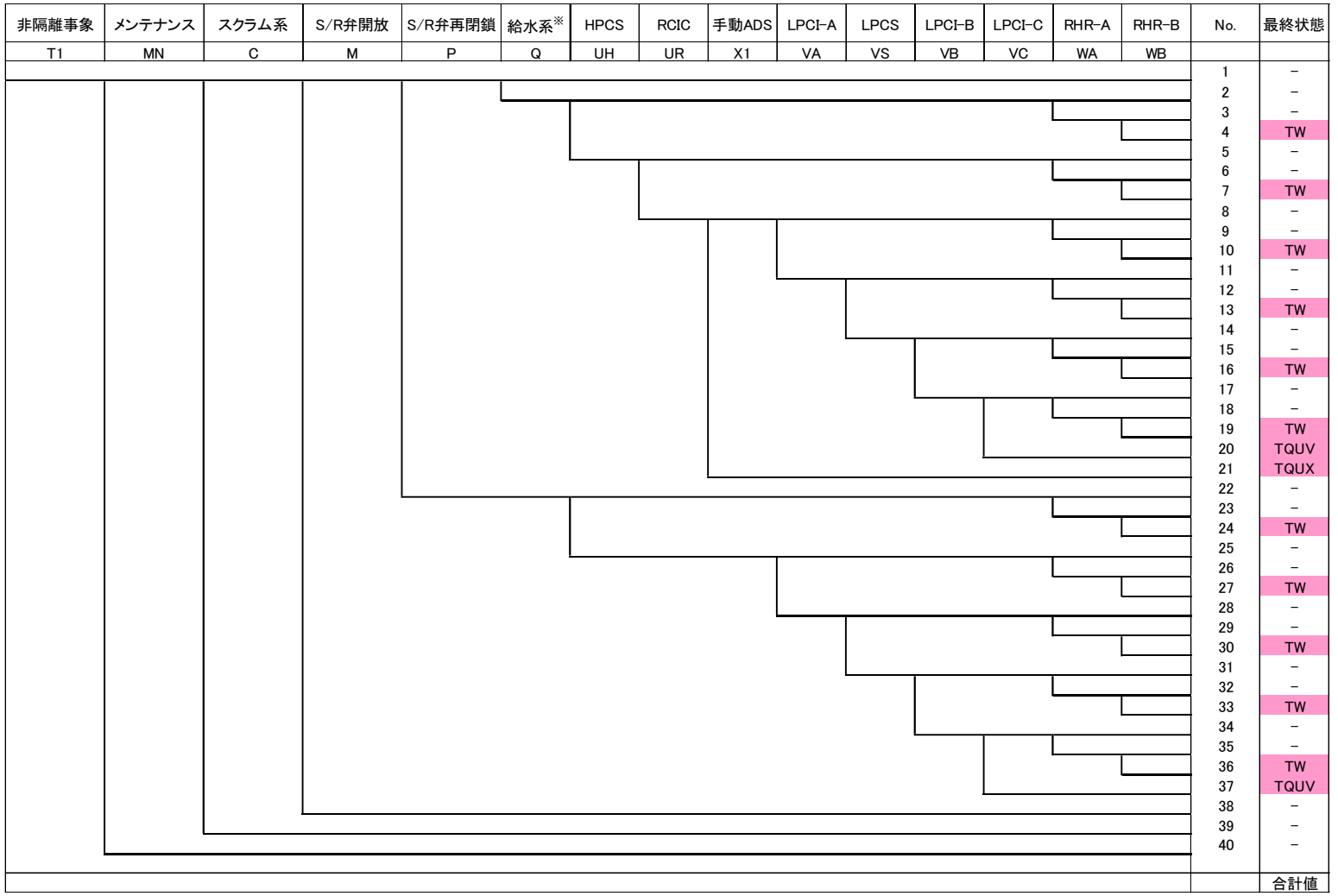


炉心損傷頻度：約 6.1E-5（／炉年）
【ベースケース】

炉心損傷頻度：約 9.8E-5（／炉年）
【感度解析①（頻度論統計）】

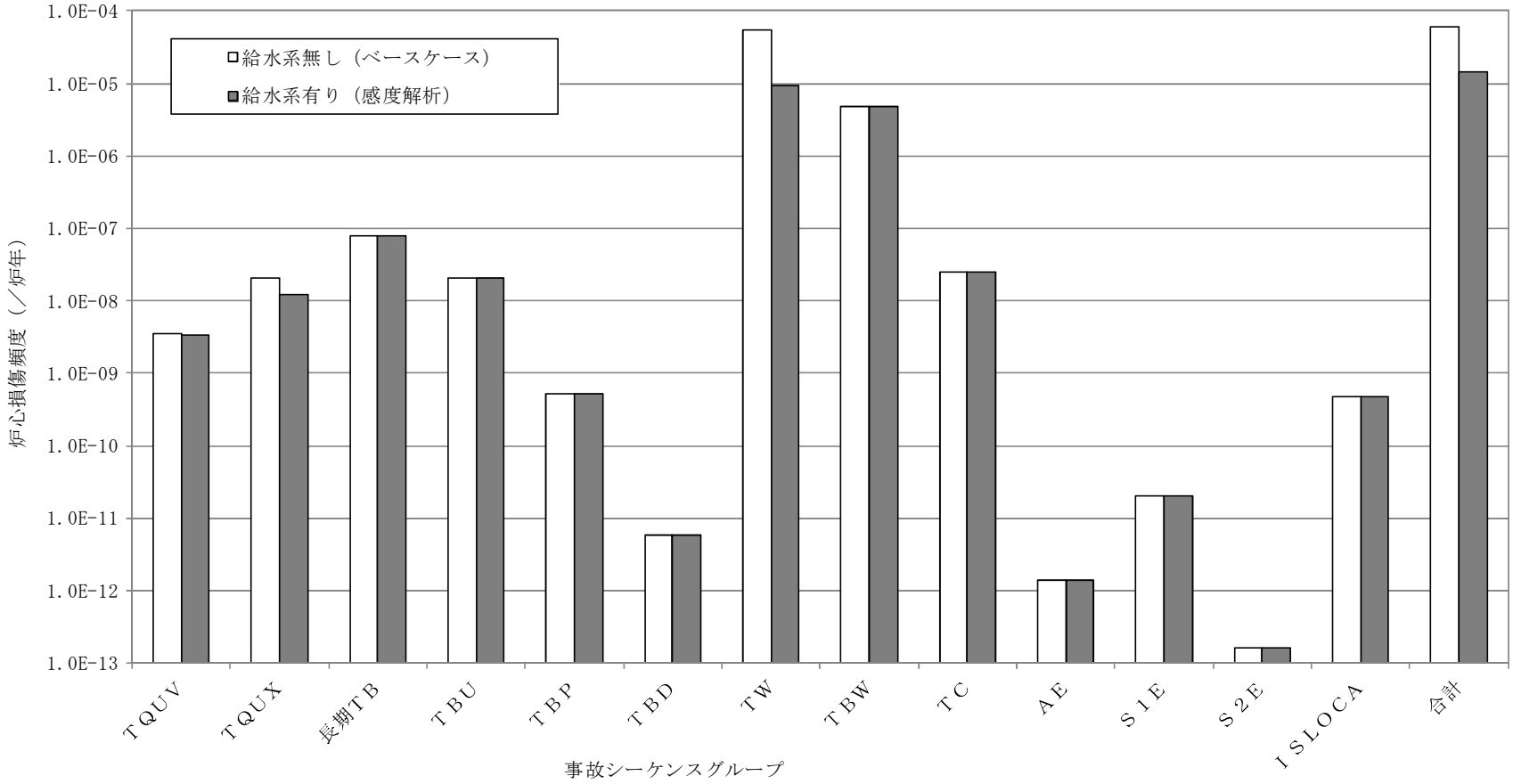
炉心損傷頻度：約 7.7E-5（／炉年）
【感度解析②（ベイズ統計）】

第 3.1.1.8-7 図　プラント固有データの反映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）

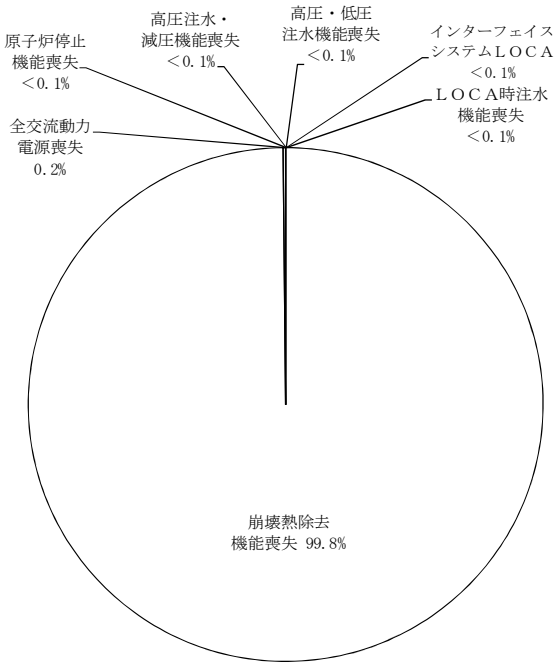


※給水系は復水系を含めてモデル化。

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）

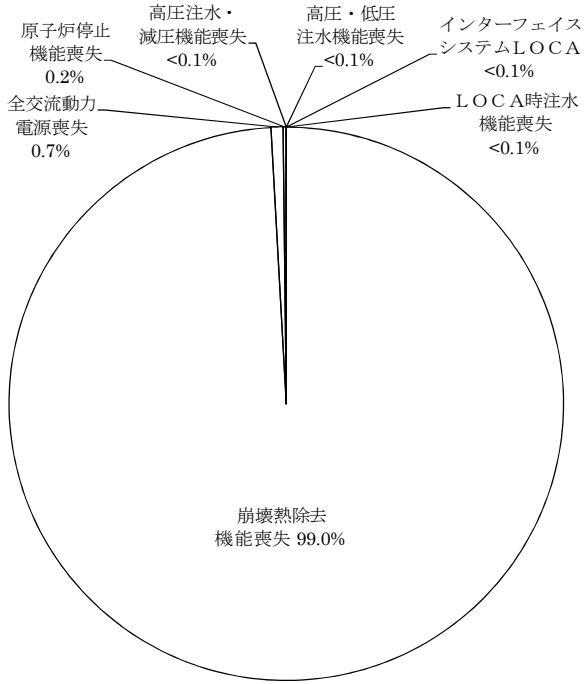


第 3.1.1.8-9 図　給水系のモデル化に関する感度解析結果（炉心損傷頻度の比較）



炉心損傷頻度：約 6.1E-5（／炉年）

【給水系無し（ベースケース）】



炉心損傷頻度：約 1.4E-5（／炉年）

【給水系有り（感度解析）】

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）：２００８」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。

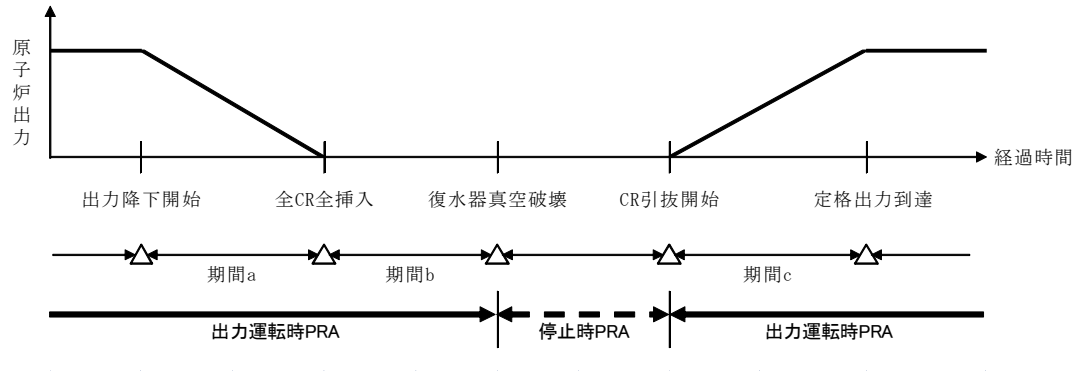


図１　出力運転時ＰＲＡ及び停止時ＰＲＡの対象範囲（ＢＷＲ）

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」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となる。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

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．過渡事象及び設計基準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過渡事象及び設計基準事故に関して，過渡事象を分析しているＥＰＲＩ　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（原子炉冷却材圧力バウンダリの状態，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。過渡事象及び設計基準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く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で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で破損部位が隔離される場合は，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は表3に示すとおりである。ＬＯＣＡは発生経験のない稀有事象であり，プラント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ＬＯＣＡ事象（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として評価対象外とする。

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」（ＥＨＣ，ＩＡ，補器冷却海水系の機能喪失）

(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ＬＯＣＡ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（ＩＳＬＯＣＡ）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

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過渡事象及び設計基準事故		EPRI NP-2230による過渡事象 (注1)	起因事象の状況			緩和設備の状況		事象分類
			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	
過渡事象	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くと，引抜制御棒近傍の出力が上昇するが，定格出力の105%のところで制御棒引抜阻止信号が出され，制御棒の引き抜きは阻止される。その結果，原子炉スクラムには至らない。					起因事象対象外
	原子炉冷却材流量の部分喪失	16. 再循環ポンプ１台トリップ 15. 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し，ボイドが急増する。ボイドの増加によって原子炉水位は上昇するが，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，原子炉スクラムにも至らない。					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する。このため，ボイドが減少し中性子束が増加するが，中性子束高信号発信には至らず，原子炉スクラムには至らない。					起因事象対象外
	外部電源喪失	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)
		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)
	負荷の喪失	1. 発電機負荷遮断 3. タービントリップ 10. 圧力制御装置の故障（蒸気流量減少） 13. 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)
		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パス弁不作動			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)
	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)
		6. 主蒸気隔離弁の１弁閉鎖				継続可能	中性子束高	(B1)
	給水制御系の故障	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誤開放			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	22. 全給水流量喪失			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）	(F)
		23. 給水又は復水ポンプ１台トリップ 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	(J)
		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)
設計基準事故	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
	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。（別紙3.1.1.2-2）						起因事象対象外
	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
	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の，緩和設備への影響は考え難い。	－
	ジェット・ポンプ	ジェット・ポンプ		
燃料の貯蔵設備及び取扱設備	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。	－
	原子炉建屋クレーン	クレーン・インターロック		
	新燃料貯蔵庫	新燃料貯蔵ラック		
	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	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分岐確率（FT）で考慮している。 原子炉隔離時冷却系の誤動作については非隔離事象として考慮する。	計画外停止
	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）		
		残留熱除去系海水系	この設備が機能喪失する場合には，被冷却設備も機能喪失した状態となるため，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を，アンアベイラビリティとして分岐確率（FT）で考慮している。 高圧炉心スプレイ系の誤動作については非隔離事象で，自動減圧系の誤動作については，冷却材喪失の起因事象の同定にて検討する。	計画外停止
	低圧注水系	残留熱除去系に同じ		
	高圧炉心スプレイ系	ポンプ・配管・弁		
	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 補機冷却海水系（原子炉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，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。 なお，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。このため，従属性を有する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		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		
	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（RWM）	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，非隔離事象等として考慮する。 なお，外部電源が喪失する場合には，外部電源喪失として考慮する。	－
	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）		
	変圧器	主要変圧器・所内変圧器・起動変圧器		
	開閉所	275kV超高圧開閉所		
	所内高圧母線	常用母線6・非常用母線2・HPCS母線1	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Ⅱ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2 HPCSディーゼル発電機1	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分岐確率（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2・125VHPCS用母線1 250V常用電源母線1・±24V中性子モニタ用母線2	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，外部電源喪失にも至る。 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，外部電源喪失にも至る。 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2・バイタル交流電源母線1・計装用母線2	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。	計画外停止
	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		
	隔離弁	隔離弁		
	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，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）

評価のまとめ

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	手動停止／サポート系喪失（手動停止）
従属性を有する起因事象	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	残留熱除去系海水系の1区分が機能喪失し，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	残留熱除去系海水系の1区分が機能喪失し，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	
	交流電源故障（区分Ⅰ）	交流電源機能喪失時（区分Ⅰ）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	
	交流電源故障（区分Ⅱ）	交流電源機能喪失時（区分Ⅱ）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	サポート系喪失（自動停止）
	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	
	直流電源故障（区分Ⅰ）	直流電源機能喪失時（区分Ⅰ）の自動停止	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	サポート系喪失（直流電源故障）
	直流電源故障（区分Ⅱ）	直流電源機能喪失時（区分Ⅱ）の自動停止	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	

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			事象の定義	事象分類	起因事象の状況			緩和設備の状況	
					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
過渡事象	過渡事象	非隔離事象	1．発電機負荷遮断 2．タービントリップ 3．圧力制御装置の故障（蒸気流量減少） 4．バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖 5．全再循環ポンプトリップ 6．再循環ポンプ軸固着 7．給水制御系の故障（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 10．主蒸気隔離弁の1弁閉鎖 11．再循環流量制御系の誤動作（再循環流量増加） 12．給水加熱喪失	事象分類A 事象分類B1 事象分類B2				継続可能 継続可能 継続可能	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉 主蒸気止め弁閉 中性子束高 中性子束高（中性子束） 中性子束高（熱流束相当）
		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 5．発電機負荷遮断バイパス弁不作動 6．タービントリップバイパス弁不作動 7．復水器真空度喪失	事象分類C 事象分類D 事象分類E			主蒸気隔離弁で隔離 タービン側で隔離 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） 可／継続に障害 （ホットウェル水位低下）	主蒸気隔離弁閉 蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉 主蒸気止め弁閉
		全給水喪失	1．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	1．給水又は復水ポンプ1台トリップ 2．給水制御系の故障（流量減少，出力運転時） 3．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 2．原子炉保護系故障によるスクラム 3．プラント異常によるスクラム 4．原子炉保護系計装の故障によるスクラム	事象分類H1 事象分類H2				継続可能 継続可能（注2）	原子炉出力ペリオド短（起動領域計装） 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		1．外部電源喪失 2．補助電源喪失　（所内電源が非常用電源以外にない状態）	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／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
		残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）							
		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Ⅰ）					手動停止
	サポート系喪失（自動停止）	交流電源故障（区分Ⅱ）		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）
		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ない状態での自動停止	直流電源故障（区分Ⅰ）		外部電源からの受電不可	主蒸気隔離弁で隔離	不可（電源なし）	原子炉水位低（レベル3）
		直流電源故障（区分Ⅱ）		直流電源故障（区分Ⅱ）					主蒸気止め弁閉
LOCA	大破断LOCA		事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲 [redacted]	大破断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）
	中破断LOCA		小LOCAと大LOCAの中間範囲 [redacted]	中破断LOCA					
	小破断LOCA		原子炉隔離時冷却系で注水可能な範囲 [redacted]	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）	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。

以下に主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度について，評価した結果を示す。

(1) 主蒸気管破断の発生頻度

隔離を伴う主蒸気管破断事例はないため，国内ＢＷＲの運転実績約 490 炉年（平成 21 年 3 月末までのＢＷＲ全 32 基の発電時間の合計値）において 0.5 件を仮定し，発生頻度が約 1.0E-3／炉年と考える。ただし，各発電所における主蒸気管は 4 本と仮定し，主蒸気管 1 本当たりとしては全頻度の 1／4 を用いることとする。

(2) 主蒸気管破断の隔離失敗確率

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 弁あるが，「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。

(3)　主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度

主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度は，隔離弁 2 弁の隔離失敗及び主蒸気管 4 本について発生が考えられることから，以下のとおり評価した。

（1.0E-3）／炉年×（1／4）×（3.2E-4）×（3.2E-4）×4

＝1.0E-10／炉年

評価の結果，主蒸気管破断による格納容器バイパスの発生頻度は，1.0E-10／炉年となり，発生頻度が極めて低い値となるため，評価対象外とした。

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。

2. 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。

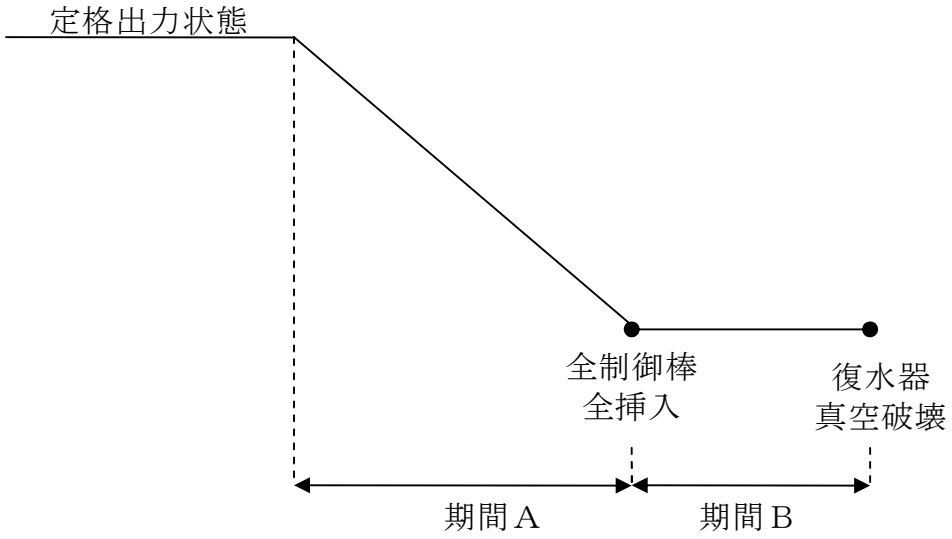


図１　手動による原子炉停止事象を考慮すべき期間

(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。

表１　出力降下中のスクラム事象

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２　通常停止を考慮した場合の炉心損傷頻度評価結果

解析ケース	通常停止の起因事象 発生頻度（／炉年）	通常停止の炉心損傷 頻度（／炉年）	全炉心損傷頻度 （／炉年）
ベースケース	－	－	6.1E-5
感度解析	1.6※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。

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

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度（／炉年）	
		ベースケース	感度解析
高圧・低圧注水機能喪失	ＴＱＵＶ	3.5E-09	3.5E-09
高圧注水・減圧機能喪失	ＴＱＵＸ	2.0E-08	2.1E-08
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	7.7E-08	7.7E-08
	ＴＢＵ	2.1E-08	2.1E-08
	ＴＢＰ	5.3E-10	5.3E-10
	ＴＢＤ	6.0E-12	6.0E-12
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ	5.6E-05	5.8E-05
	ＴＢＷ	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	ＴＣ	2.5E-08	2.5E-08
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＡＥ	1.4E-12	1.4E-12
	Ｓ１Ｅ	2.0E-11	2.0E-11
	Ｓ２Ｅ	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		6.1E-05	6.3E-05

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。

表 1　出力運転時ＰＲＡ「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	ＢＷＲ	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（／炉年）	4.2E-3	4.8E-3	4.5E-3

※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ＰＷＲ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。

これにより，外部電源喪失を起因としたシーケンスの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割合は全体(全ＣＤＦ:6.1E-5／炉年)の約 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

(1)　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ＬＯＣＡ」，「中破断ＬＯＣＡ」，「大破断ＬＯＣＡ」及び「設計基準事故（ＤＢＡ）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。

表１　ＬＯＣＡ関連事象の分類定義

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ＬＯＣＡ	ＲＣＩＣで注水可能な範囲		
中破断ＬＯＣＡ	小破断ＬＯＣＡと大破断ＬＯＣＡの中間範囲		
大破断ＬＯＣＡ	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲		
ＤＢＡ超過ＬＯＣＡ	設計基準事象でのＬＯＣＡを超える範囲		

(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－１８２９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

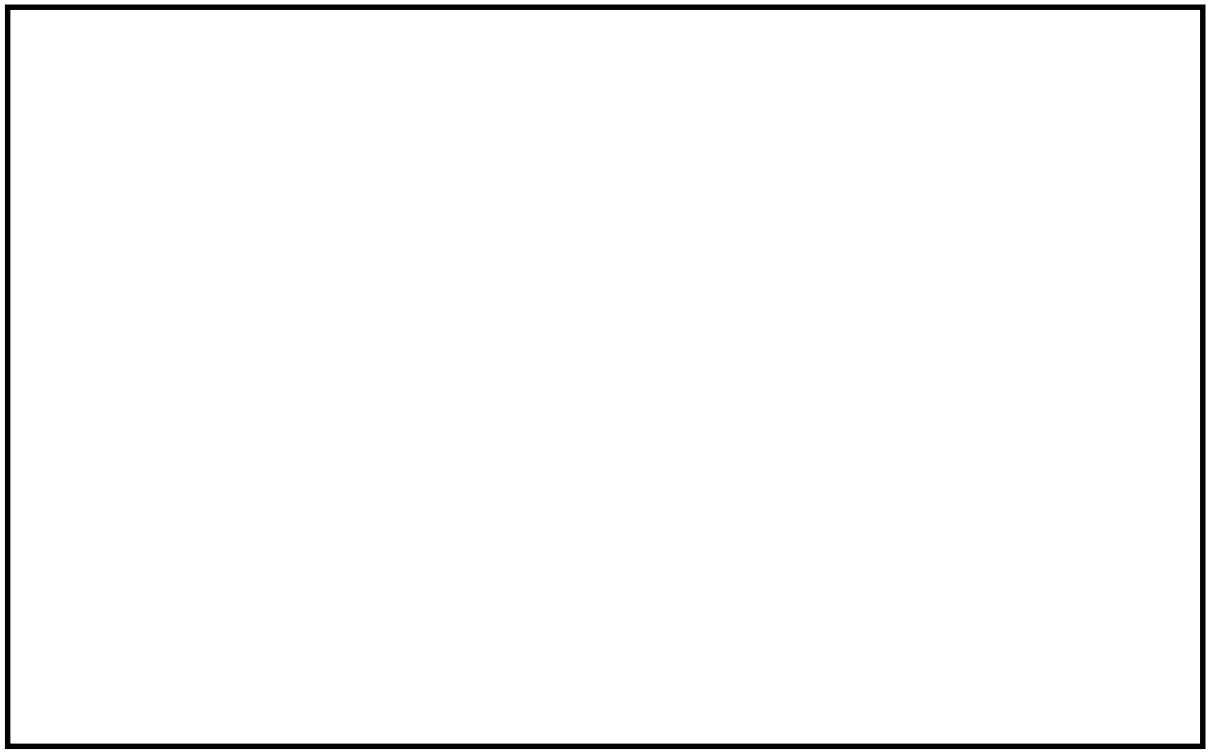
・原子炉圧力容器については，確率論的破壊力学（ＰＦＭ）による評価も参照しつつ，破損頻度を検討

・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

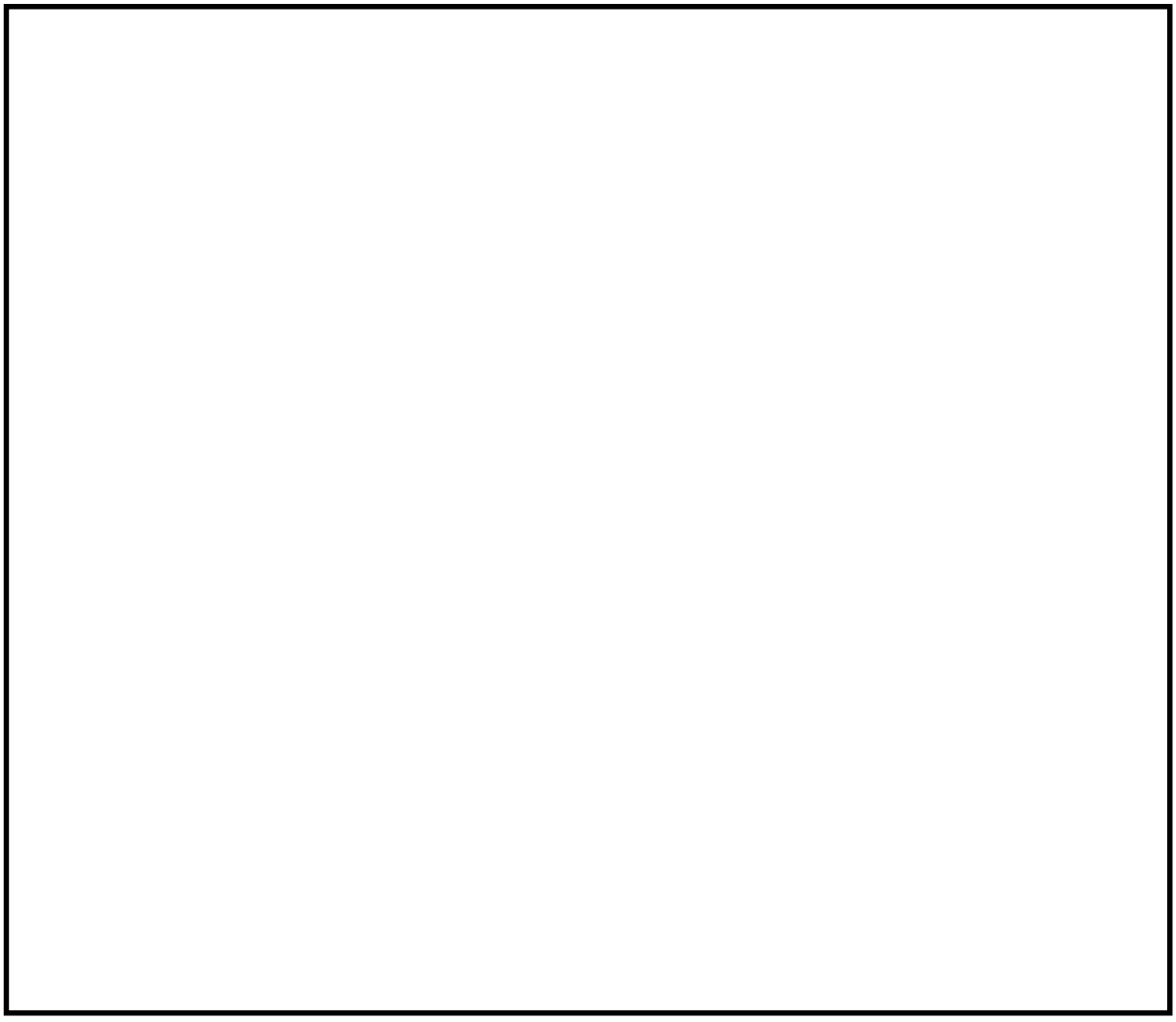
表２に示す。

・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



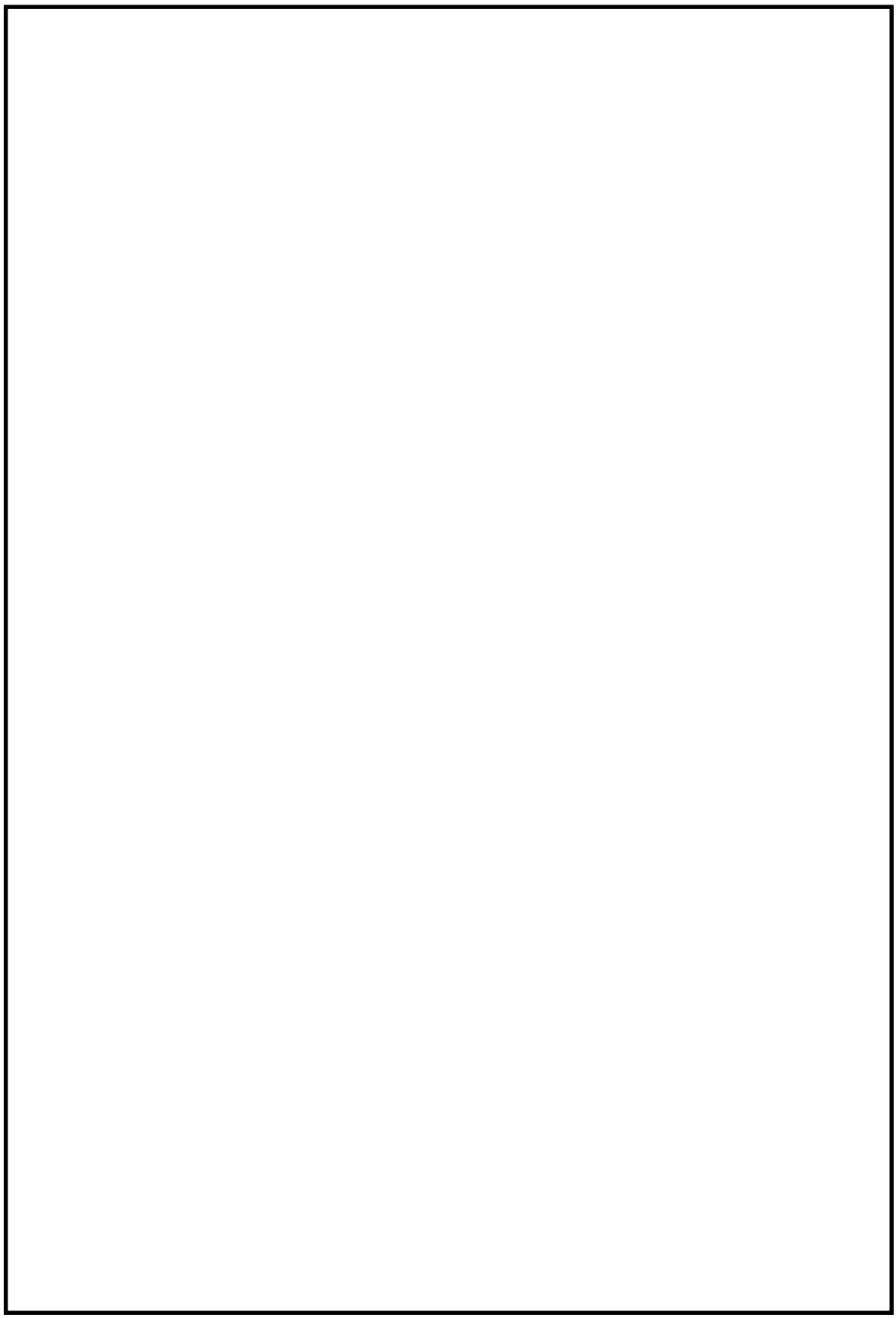


図１　ＬＯＣＡ事象分類と発生頻度検討のまとめ

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，原子炉冷却材圧力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ＬＯＣＡ，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。

$$\text{着目する系統の配管破断発生頻度} = \frac{\text{着目する系統の溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{ＬＯＣＡ発生頻度}$$

・・・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。

$$\text{ＬＯＣＡ時の炉心損傷頻度} = \sum_{i} \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{での} \\ \text{ＬＯＣＡ発生頻度} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{に期待できない場合の条件付} \\ \text{炉心損傷確率} \end{array} \right)$$

・・・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無いことを確認した。

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

	溶接線数※1		配管破断発生頻度（／炉年）	
	100A 以上	100A 未満	大破断ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ
ＲＣＩＣ	33	0	9.5E-07	0
ＨＰＣＳ	19	0	5.4E-07	0
ＬＰＣＳ	19	0	5.4E-07	0
ＲＨＲ－Ａ	21	0	6.0E-07	0
ＲＨＲ－Ｂ	21	0	6.0E-07	0
ＲＨＲ－Ｃ	21	0	6.0E-07	0
その他の原子炉冷却材圧力バウンダリ	564	89	1.6E-05	2.0E-04
合計	698	89	2.0E-05	2.0E-04

※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ＬＯＣＡ発生時の条件付炉心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ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ	中破断ＬＯＣＡ
ＲＣＩＣ	1.5E-04	1.5E-04	1.4E-10	0
ＨＰＣＳ	1.5E-04	1.6E-04	8.1E-11	0
ＬＰＣＳ	1.5E-04	1.5E-04	8.0E-11	0
ＲＨＲ－Ａ	2.3E-03	2.3E-03	1.4E-09	0
ＲＨＲ－Ｂ	2.3E-03	2.3E-03	1.4E-09	0
ＲＨＲ－Ｃ	1.5E-04	1.5E-04	8.9E-11	0
その他の原子炉冷却材圧力バウンダリ	1.5E-04	1.5E-04	2.4E-09	3.0E-08
合計			5.5E-09	3.0E-08

表３　本評価結果と本ＰＲＡ評価結果の比較

起因事象	事故シーケンス	本評価 （／炉年）	ベースケース （／炉年）
大破断 ＬＯＣＡ	原子炉停止機能喪失	2.2E-12	2.2E-12
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	1.5E-11	1.4E-12
	崩壊熱除去機能喪失	5.5E-09	3.0E-09
	合計	5.5E-09	3.0E-09
中破断 ＬＯＣＡ	原子炉停止機能喪失	2.2E-11	2.2E-11
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	2.0E-11	2.0E-13
	崩壊熱除去機能喪失	3.0E-08	3.0E-08
	合計	3.0E-08	3.0E-08

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，原子炉冷却材圧力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。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を第 1 図に，選定結果を第 1 表に示す。

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を選定

②閉状態の弁が直列に 4 弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外

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－５９２８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，ＮＵＲＥＧ／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の発生頻度は約 4.8E-10／炉年（エラーファクタ：約 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発生頻度は約 4.8E-10／炉年と評価した。一方，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－５１２４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 Ｍａｒｋ－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ＩＳＬＯＣＡ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７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※1	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
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ注入配管	評価対象	－
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	評価対象	－
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外※1	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
低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ，Ｂ，Ｃ）	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ，Ｂ）	残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管	評価対象	－
	残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管	評価対象	－
残留熱除去系（Ａ）	残留熱除去系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	対象外※2	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
制御棒駆動水圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外※1	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
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外※1	
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外※2	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
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外※1	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
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外※1	
原子炉圧力容器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外※1	
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外※1	

※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を選定。
※２：閉状態の弁が直列に４弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外

表２　ＩＳＬＯＣＡの発生を想定する系統及びシナリオの一覧表

系統	ケース	発生シナリオ
高圧炉心スプレイ系（図 1）	－	電動弁 F004，逆止弁 F005，F024 の故障，誤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
原子炉隔離時冷却系（図 2）	－	電動弁 F013，逆止弁 F065，F066 の故障，誤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
低圧炉心スプレイ系（図 3）	①	電動弁 F005，逆止弁 F006 の故障，誤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，ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F005，逆止弁 F003，F006 の故障，誤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
残留熱除去系（Ａ，Ｂ）（図 4）	①	電動弁 F042A/B，逆止弁 F041A/B の故障，誤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，ポンプ吐出圧設計配管又は熱交換器が破損
	②	電動弁 F042A/B，逆止弁 F031A/B，F041A/B の故障，誤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
	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
残留熱除去系（Ｃ）（図 5）	①	電動弁 F042C，逆止弁 F041C の故障，誤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，ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F042C，逆止弁 F031C，F0041C の故障，誤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

表 3　各系統の配管破損確率

対象	配管破損確率（／d）
ＲＨＲ－Ａ／Ｂ吐出圧配管	
ＲＨＲ－Ｃ吐出圧配管	
ＬＰＣＳ吐出圧配管	
ＨＰＣＳ低圧配管	
ＬＰＣＳ低圧配管	
ＲＨＲ低圧配管	
ＲＣＩＣ低圧配管	

表 4　熱交換器破損確率

対象	配管破損確率（／d）
ＲＨＲ熱交換器	

表5　東海第二発電所のＩＳＬＯＣＡカットセット（上位20位）

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	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	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	電動弁F009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	逆止弁操作スイッチ開失敗	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	逆止弁操作スイッチ開失敗	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	逆止弁操作スイッチ開失敗	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。

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

Nine Mile Point-2

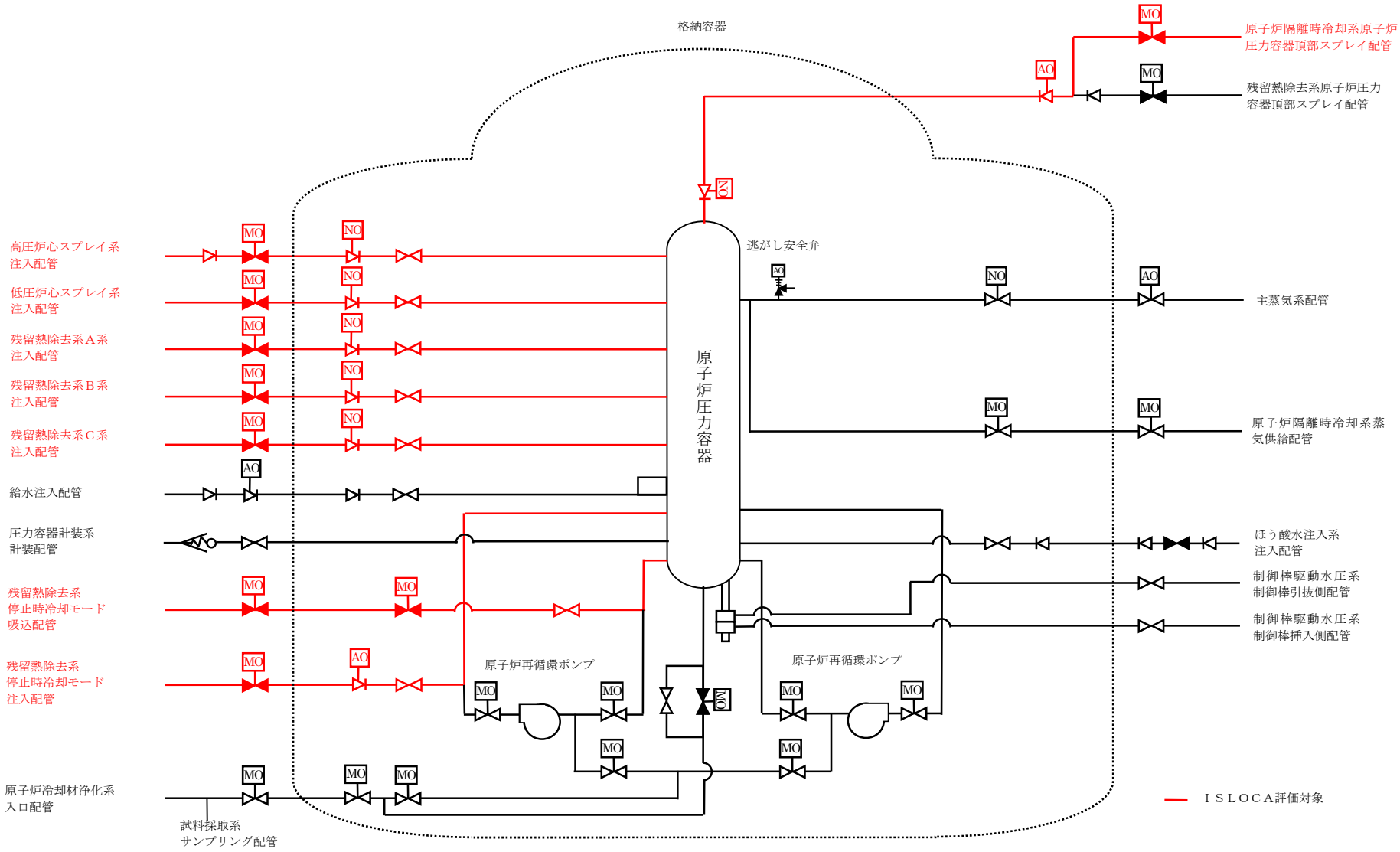
系統	配管過圧頻度 (／炉年)	配管破損確率 (／d)	ISLOCA 発生頻度 (／炉年)
HPCS	2.7E-07	2.7E-02	8.6E-14
RCIC	-	-	-
LPCS	3.7E-06	4.0E-03	2.9E-11
LPCI	1.3E-05	4.0E-03	8.8E-09
RHR (suction)	7.7E-07	1.6E-02	4.1E-09
Vessel Head Spray	4.4E-06	1.7E-03	9.3E-13
Feedwater	1.0E-03	1.0E-03	1.0E-06
Steam Condensing	8.9E-03	4.0E-03	8.8E-06
合計	-	-	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
ドミナントシナリオ		・ＲＨＲ－Ａ／Ｂのバウンダリ弁（電動弁及び逆止弁）の内部リーク又は破損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	・ＲＨＲ－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
モデル化の仮定		・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	・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
パラメータ	機器故障率	逆止弁内部リーク　：①約 7.3E-04	逆止弁の閉失敗　：⑤約 2.5E-05
		電動弁内部リーク　：②約 6.0E-04	
		電動弁誤操作　　：③約 4.0E-04	
	人的過誤確率	－ （ＬＰＣＩでの人的過誤は発生しないとし，人的過誤確率は設定無し）	⑥約 2.0E-03 （定期試験時の電動弁の閉状態への復旧失敗）
	配管破損確率	④約 4.0E-03（ＬＰＣＩ－Ａ／Ｂ／Ｃ）	⑦約 3.1E-03（ＬＰＣＩ－Ａ／Ｂ）
			⑧約 1.2E-03（ＬＰＣＩ－Ｃ）
評価結果		約 8.8E-09／炉年 ｛①×（②＋③）×④｝×3	約 3.8E-10／炉年 ｛⑤×⑥×⑦｝×2 ＋｛⑤×⑥×⑧｝



第１図　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

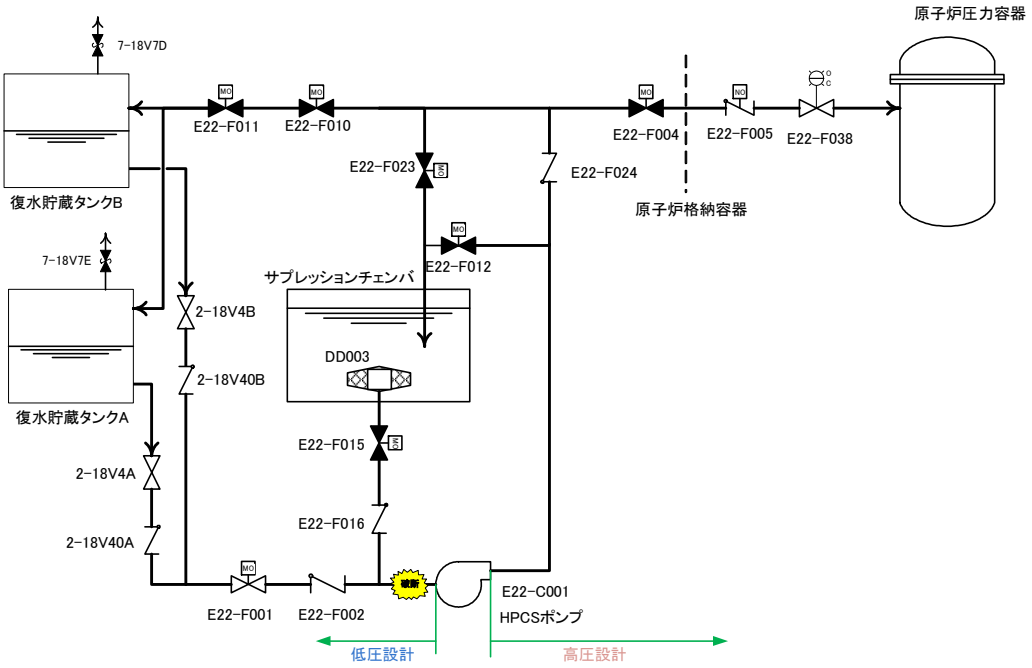


図１　ＨＰＣＳのＩＳＬＯＣＡ発生箇所

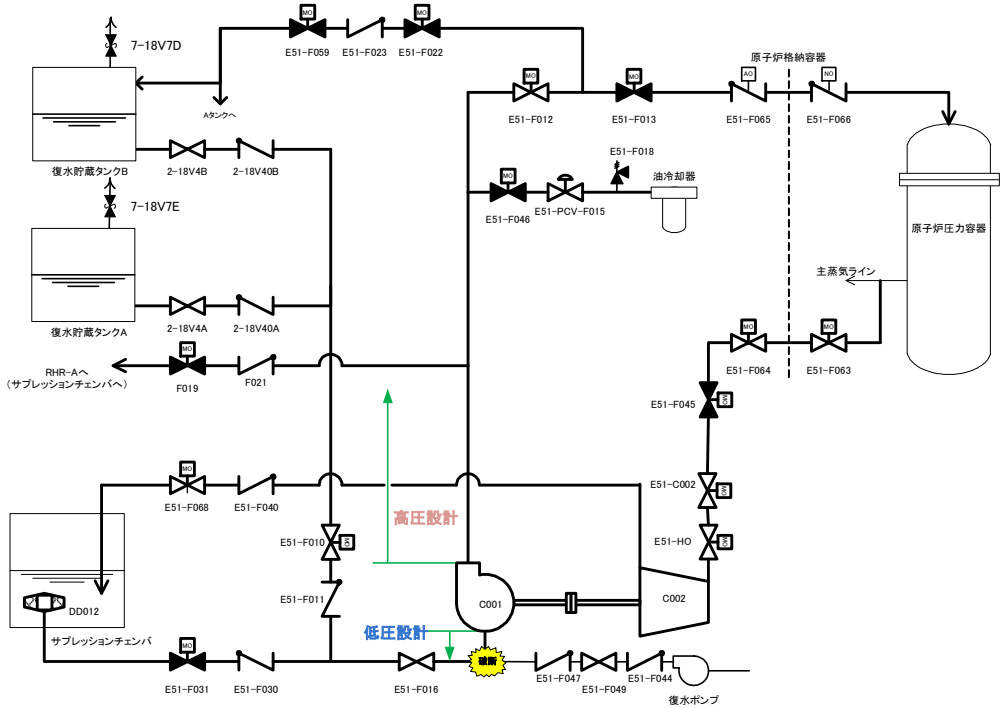


図２　ＲＣＩＣのＩＳＬＯＣＡ発生箇所

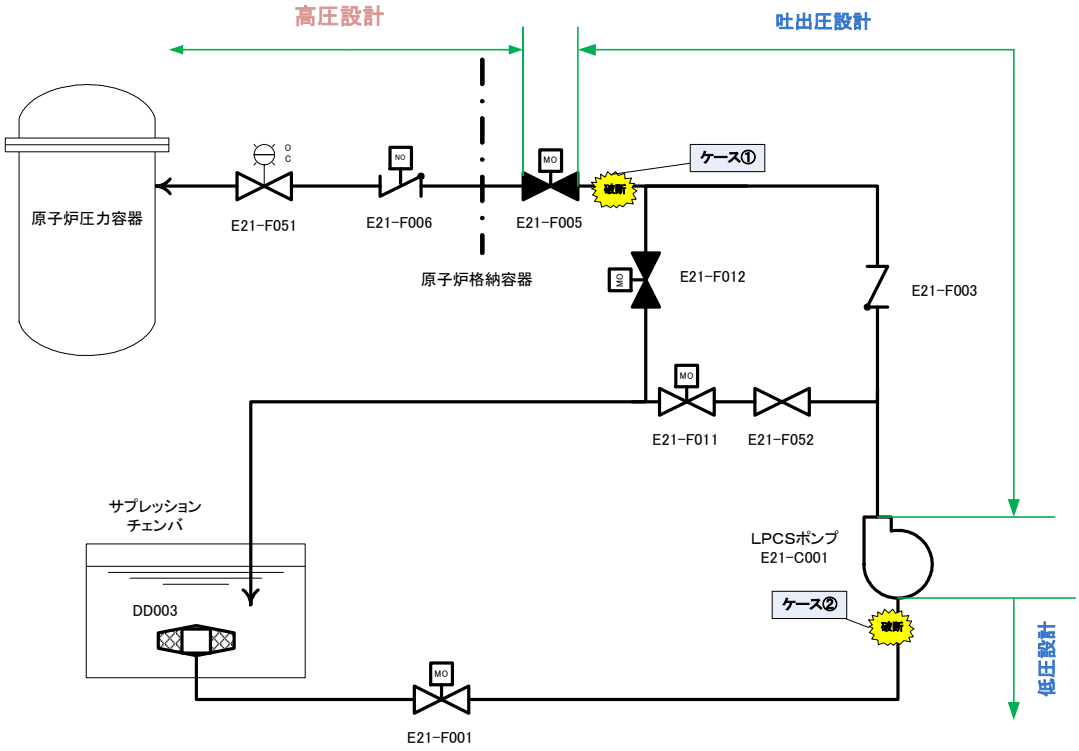


図３　ＬＰＣＳのＩＳＬＯＣＡ発生箇所

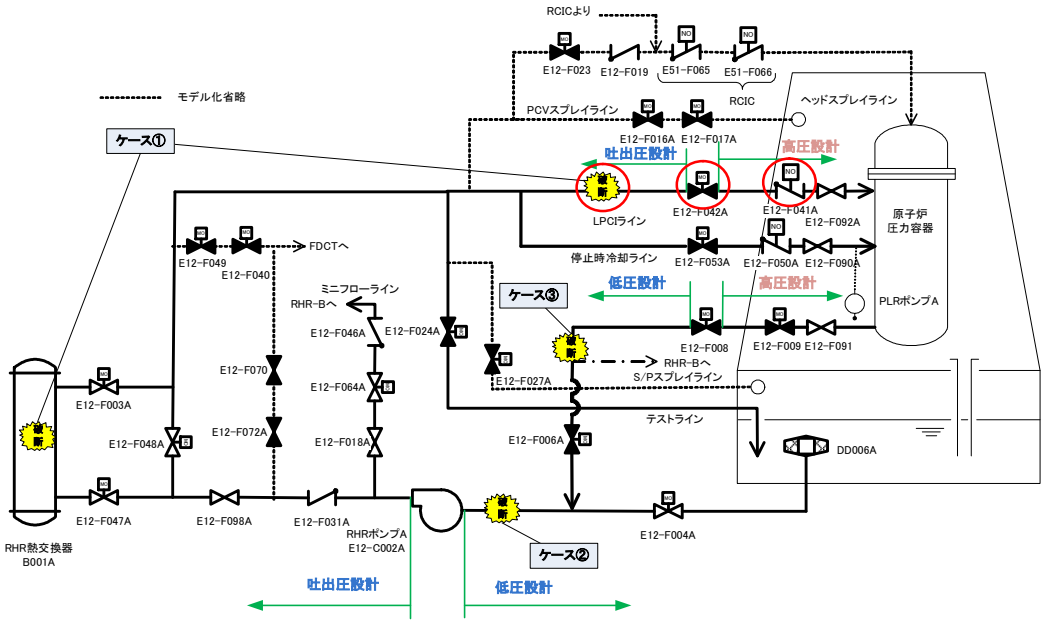


図４　ＲＨＲ－Ａ(Ｂ)のＩＳＬＯＣＡ発生箇所
（◯：ＬＰＣＩ配管破損ケース）

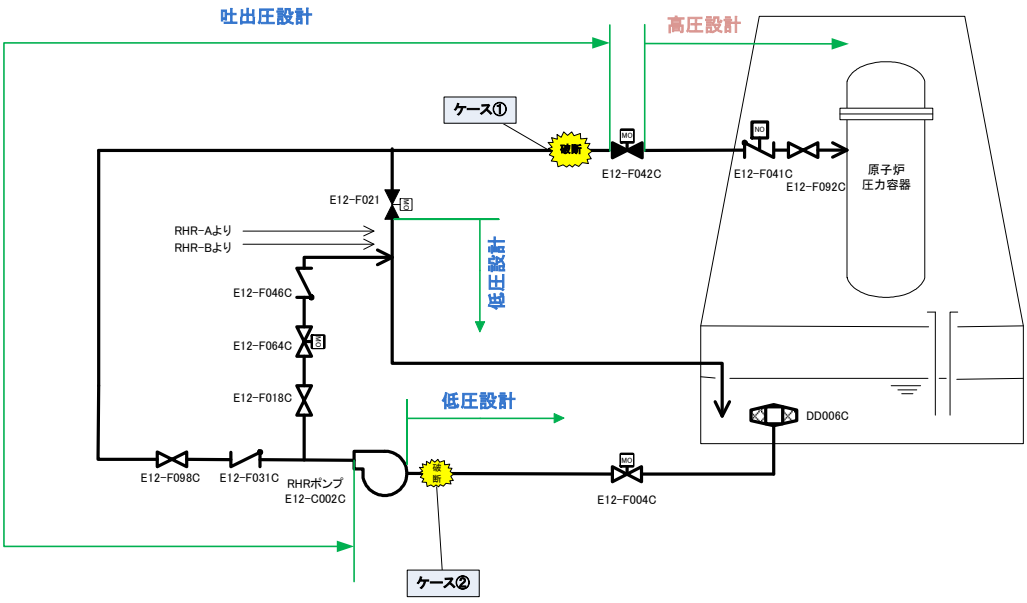


図５　ＲＨＲ－ＣのＩＳＬＯＣＡ発生箇所

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 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。

① 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)

表１　NUREG/CR-4550 TableⅧ.1-1 抜粋

起因事象	起因事象 発生頻度(／年)	ASEP※の 平均値(／年)	ＥＦ
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

※ASEP：Accident Sequence Evaluation Program

表２　感度解析結果

起因事象			起因事象 発生頻度 (／炉年)	ベースケース				感度解析ケース			
				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	ＥＦ	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	ＥＦ
過渡事象	非隔離事象		1.7E-01	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
	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
	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
手動停止／ サポート系喪失（手動停止）	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
	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
		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
サポート系喪失 （自動停止）	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
		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
	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）	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
		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
ＬＯＣＡ	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
	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	インターフェイスシステム 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。熱水力解析又は構造解析は最確推定を原則とする。ただし，ＰＳＡ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十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 弁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。

表１　成功基準解析条件と申請書添付資料十の解析条件の比較

項　目	成功基準解析条件	申請書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）＋3σ
燃料	9×9 燃料（A 型）	同左
燃料棒最大線出力密度	44.0kW／m （通常運転時の制限値）	44.0kW／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
原子炉隔離時冷却系流量	136m^{3}／h（7.86 MPa[gage]～1.04MPa[gage]において）	考慮していない

表 2　事故進展解析の主要解析条件

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３　大破断ＬＯＣＡ時の成功基準解析結果（破断面積：約 0.29m^2）

炉心冷却機能に係る緩和設備※1	燃料被覆管の表面温度	燃料被覆管の酸化割合
高圧炉心スプレイ系	532℃	0.1%
低圧炉心スプレイ系	530℃	0.1%
低圧注水系	599℃	0.1%

※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 93cm^2）

炉心冷却機能に係る緩和設備※1	燃料被覆管の表面温度	燃料被覆管の酸化割合
高圧炉心スプレイ系	402℃	0.1%
自動減圧系＋低圧炉心スプレイ系	421℃	0.1%
自動減圧系＋低圧注水系	525℃	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 9.3cm^2）

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の表面温度	燃料被覆管の酸化割合
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）

炉心冷却機能に係る緩和設備※1	燃料被覆管の表面温度	燃料被覆管の酸化割合
逃がし安全弁（1 弁）＋低圧炉心スプレイ系	1,032℃	8%
逃がし安全弁（1 弁）＋低圧注水系	1,149℃	11%

※１：事象発生後 30 分での手動起動を仮定

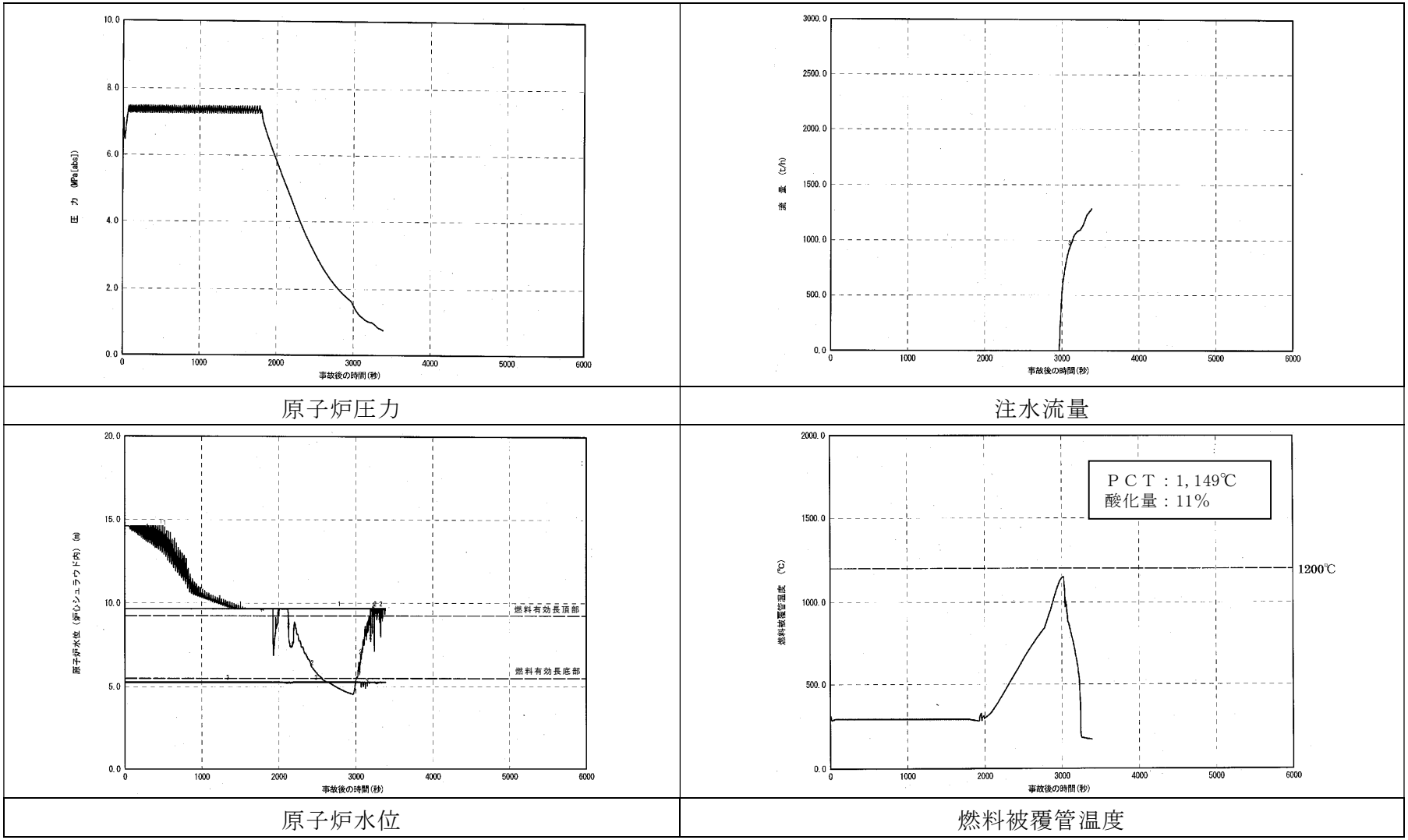


図１　成功基準解析の評価結果（全給水喪失，事象発生 30 分後 逃がし安全弁（1 弁）＋低圧注水系）

成功基準における余裕時間の設定について

(1)　本ＰＲＡ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，ＳＡＦＥＲ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。

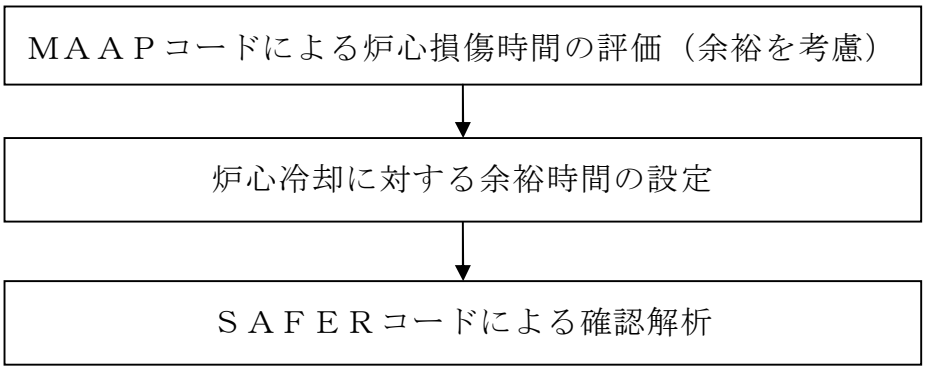


図１　炉心冷却に対する成功基準における余裕時間設定の流れ

内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡ

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

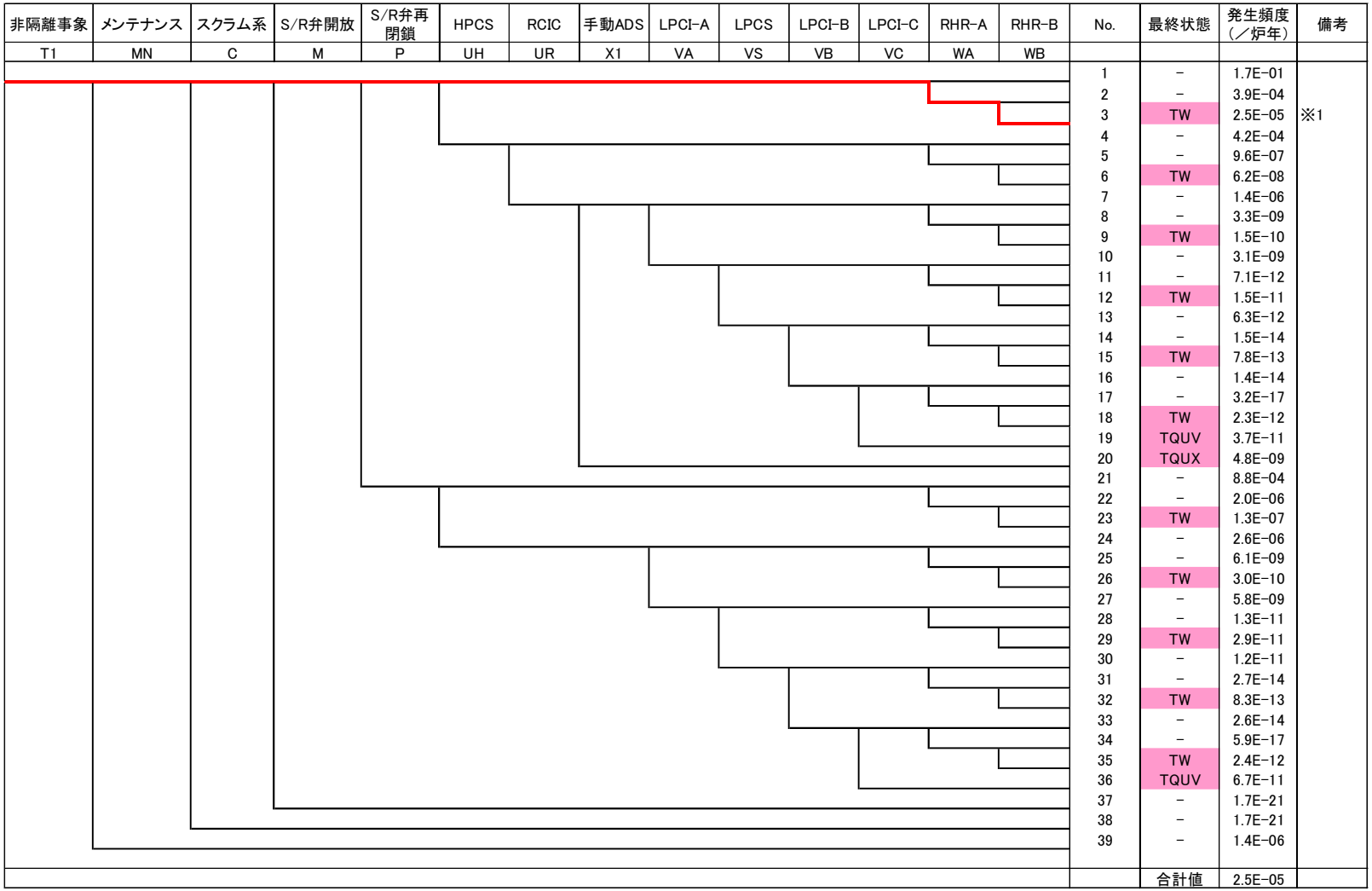
図 16-2 直流電源故障（区分Ⅱ）ＡＴＷＳに対するイベントツリー

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



非隔離事象	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
T1	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	－	1.7E-01	
														2	－	3.9E-04	
														3	TW	2.5E-05	※1
														4	－	4.2E-04	
														5	－	9.6E-07	
														6	TW	6.2E-08	
														7	－	1.4E-06	
														8	－	3.3E-09	
														9	TW	1.5E-10	
														10	－	3.1E-09	
														11	－	7.1E-12	
														12	TW	1.5E-11	
														13	－	6.3E-12	
														14	－	1.5E-14	
														15	TW	7.8E-13	
														16	－	1.4E-14	
														17	－	3.2E-17	
														18	TW	2.3E-12	
														19	TQUV	3.7E-11	
														20	TQUX	4.8E-09	
														21	－	8.8E-04	
														22	－	2.0E-06	
														23	TW	1.3E-07	
														24	－	2.6E-06	
														25	－	6.1E-09	
														26	TW	3.0E-10	
														27	－	5.8E-09	
														28	－	1.3E-11	
														29	TW	2.9E-11	
														30	－	1.2E-11	
														31	－	2.7E-14	
														32	TW	8.3E-13	
														33	－	2.6E-14	
														34	－	5.9E-17	
														35	TW	2.4E-12	
														36	TQUV	6.7E-11	
														37	－	1.7E-21	
														38	－	1.7E-21	
														39	－	1.4E-06	
															合計値	2.5E-05	

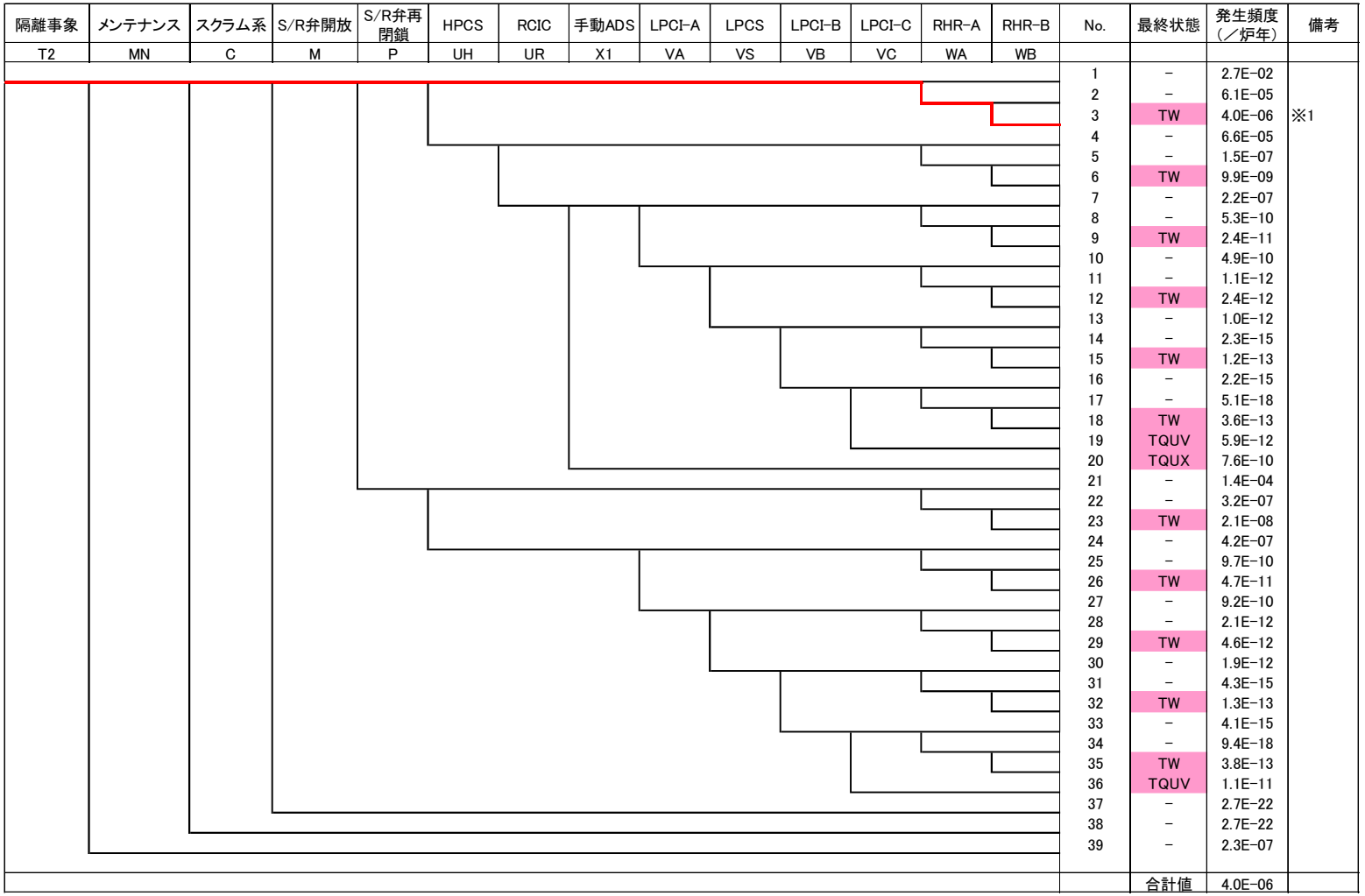
※1　起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

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	CM				
				1	－	1.7E-01	
				2	TC	5.8E-12	
				3	TC	1.8E-08	※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



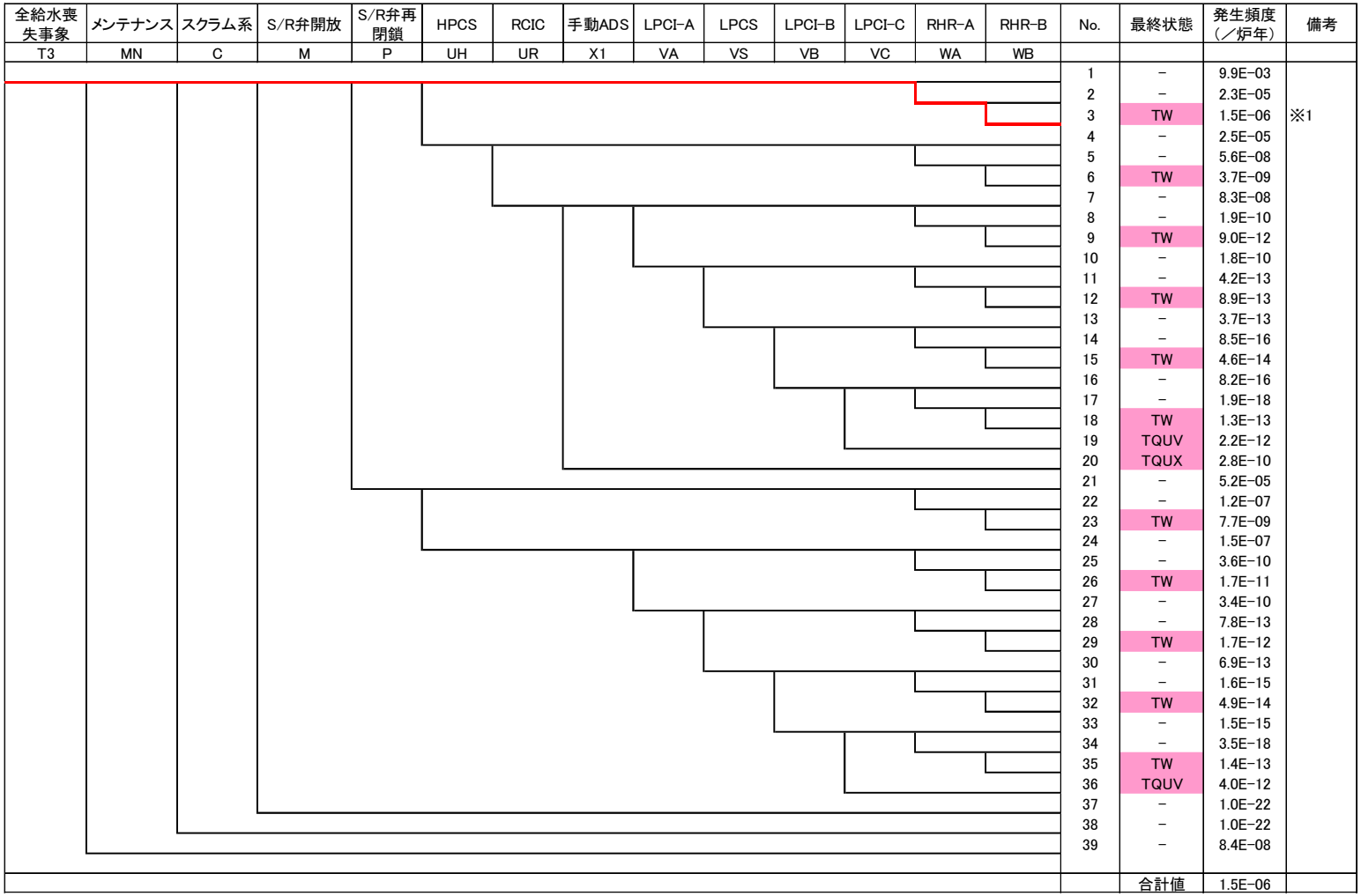
隔離事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
T2	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	－	2.7E-02	
														2	－	6.1E-05	
														3	TW	4.0E-06	※1
														4	－	6.6E-05	
														5	－	1.5E-07	
														6	TW	9.9E-09	
														7	－	2.2E-07	
														8	－	5.3E-10	
														9	TW	2.4E-11	
														10	－	4.9E-10	
														11	－	1.1E-12	
														12	TW	2.4E-12	
														13	－	1.0E-12	
														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	
														22	－	3.2E-07	
														23	TW	2.1E-08	
														24	－	4.2E-07	
														25	－	9.7E-10	
														26	TW	4.7E-11	
														27	－	9.2E-10	
														28	－	2.1E-12	
														29	TW	4.6E-12	
														30	－	1.9E-12	
														31	－	4.3E-15	
														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	
															合計値	4.0E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

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
T2	MN	CE	CM				
				1	－	2.7E-02	
				2	TC	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



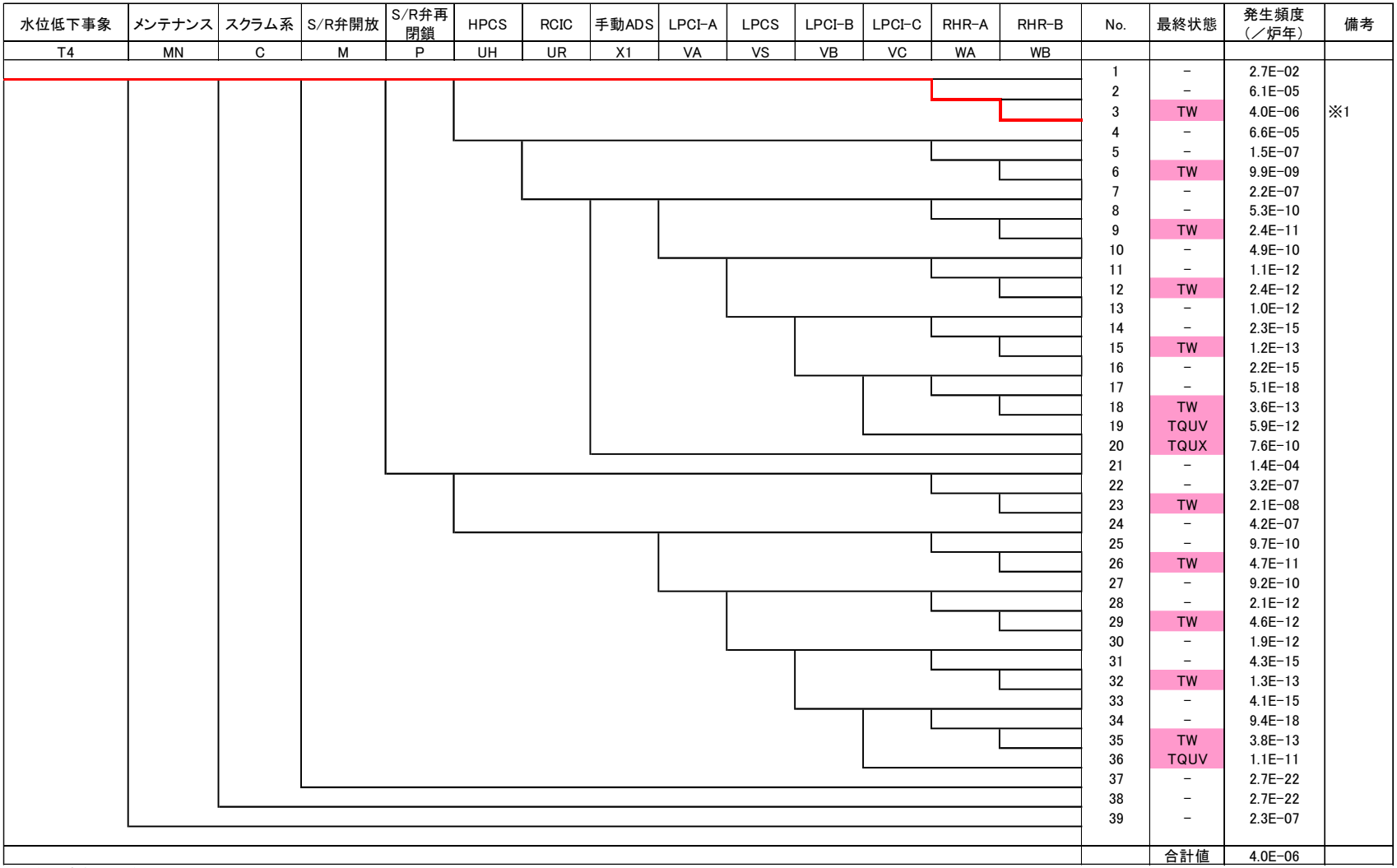
全給水喪失事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
T3	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	－	9.9E-03	
														2	－	2.3E-05	
														3	TW	1.5E-06	※1
														4	－	2.5E-05	
														5	－	5.6E-08	
														6	TW	3.7E-09	
														7	－	8.3E-08	
														8	－	1.9E-10	
														9	TW	9.0E-12	
														10	－	1.8E-10	
														11	－	4.2E-13	
														12	TW	8.9E-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	
														21	－	5.2E-05	
														22	－	1.2E-07	
														23	TW	7.7E-09	
														24	－	1.5E-07	
														25	－	3.6E-10	
														26	TW	1.7E-11	
														27	－	3.4E-10	
														28	－	7.8E-13	
														29	TW	1.7E-12	
														30	－	6.9E-13	
														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	

※1　起因事象別のドミナントシーケンス

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
T3	MN	CE	CM				
				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



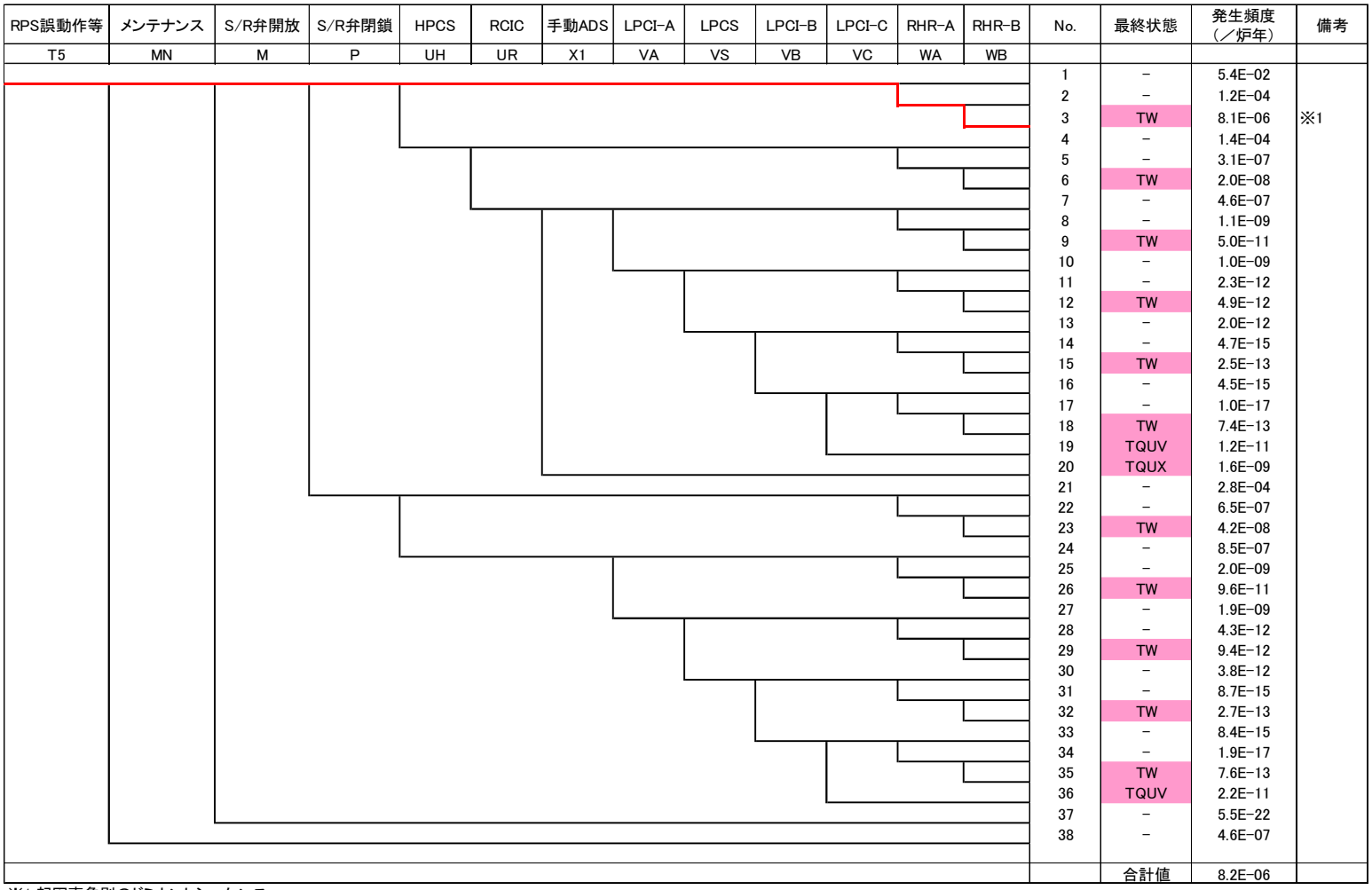
水位低下事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
T4	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	－	2.7E-02	
														2	－	6.1E-05	
														3	TW	4.0E-06	※1
														4	－	6.6E-05	
														5	－	1.5E-07	
														6	TW	9.9E-09	
														7	－	2.2E-07	
														8	－	5.3E-10	
														9	TW	2.4E-11	
														10	－	4.9E-10	
														11	－	1.1E-12	
														12	TW	2.4E-12	
														13	－	1.0E-12	
														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	
														22	－	3.2E-07	
														23	TW	2.1E-08	
														24	－	4.2E-07	
														25	－	9.7E-10	
														26	TW	4.7E-11	
														27	－	9.2E-10	
														28	－	2.1E-12	
														29	TW	4.6E-12	
														30	－	1.9E-12	
														31	－	4.3E-15	
														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	
															合計値	4.0E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 4-1　水位低下事象に対するイベントツリー

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
T4	MN	CE	CM				
				1	－	2.7E-02	
				2	TC	9.2E-13	
				3	TC	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	M	P	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	
													12	TW	4.9E-12	
													13	－	2.0E-12	
													14	－	4.7E-15	
													15	TW	2.5E-13	
													16	－	4.5E-15	
													17	－	1.0E-17	
													18	TW	7.4E-13	
													19	TQUV	1.2E-11	
													20	TQUX	1.6E-09	
													21	－	2.8E-04	
													22	－	6.5E-07	
													23	TW	4.2E-08	
													24	－	8.5E-07	
													25	－	2.0E-09	
													26	TW	9.6E-11	
													27	－	1.9E-09	
													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	

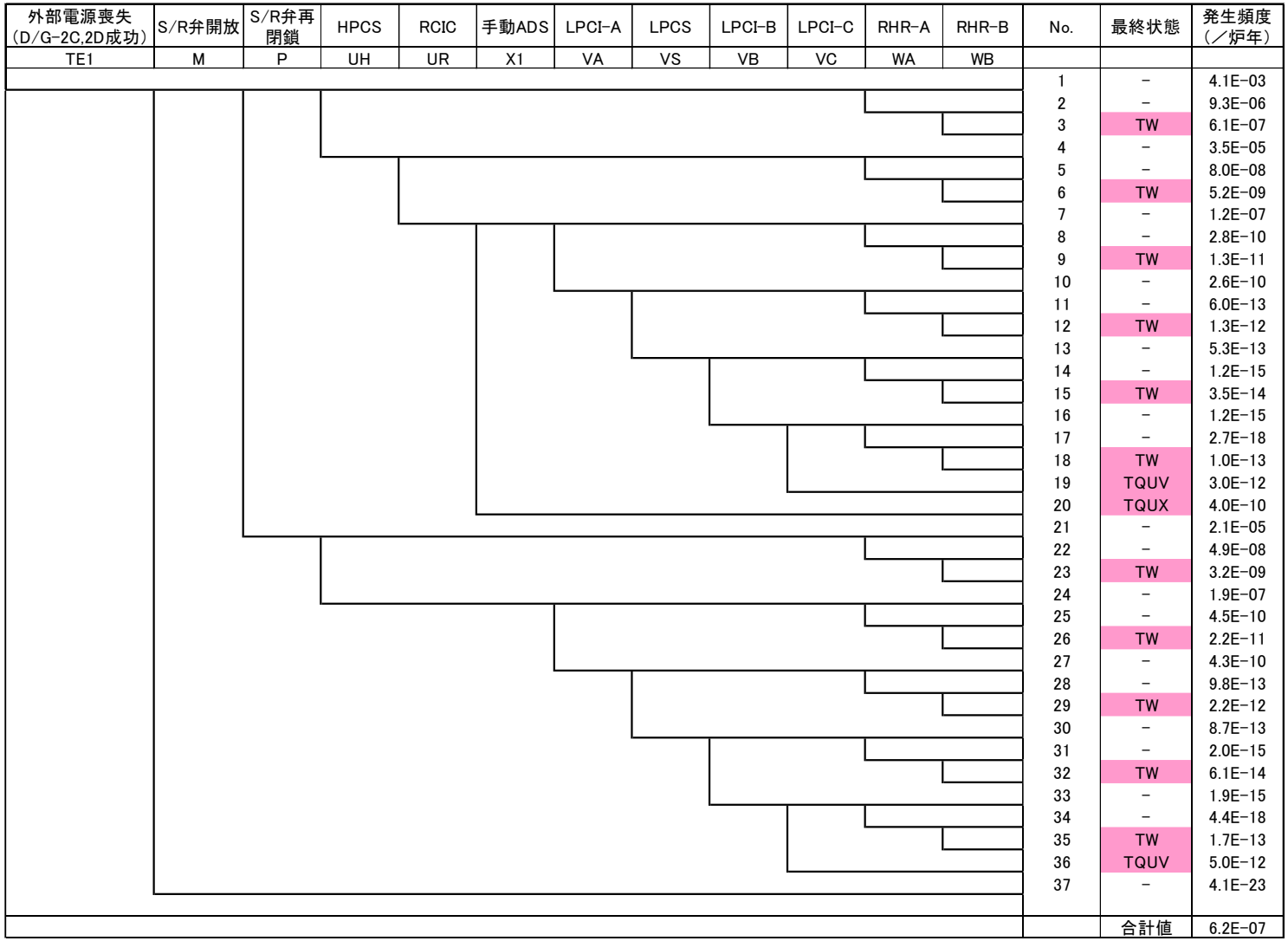
※1 起因事象別のドミナントシーケンス

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125V 電源喪失	D/G-2C	D/G-2D	No.	最終状態	発生頻度 （／炉年）	備考
T6	MN	C	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

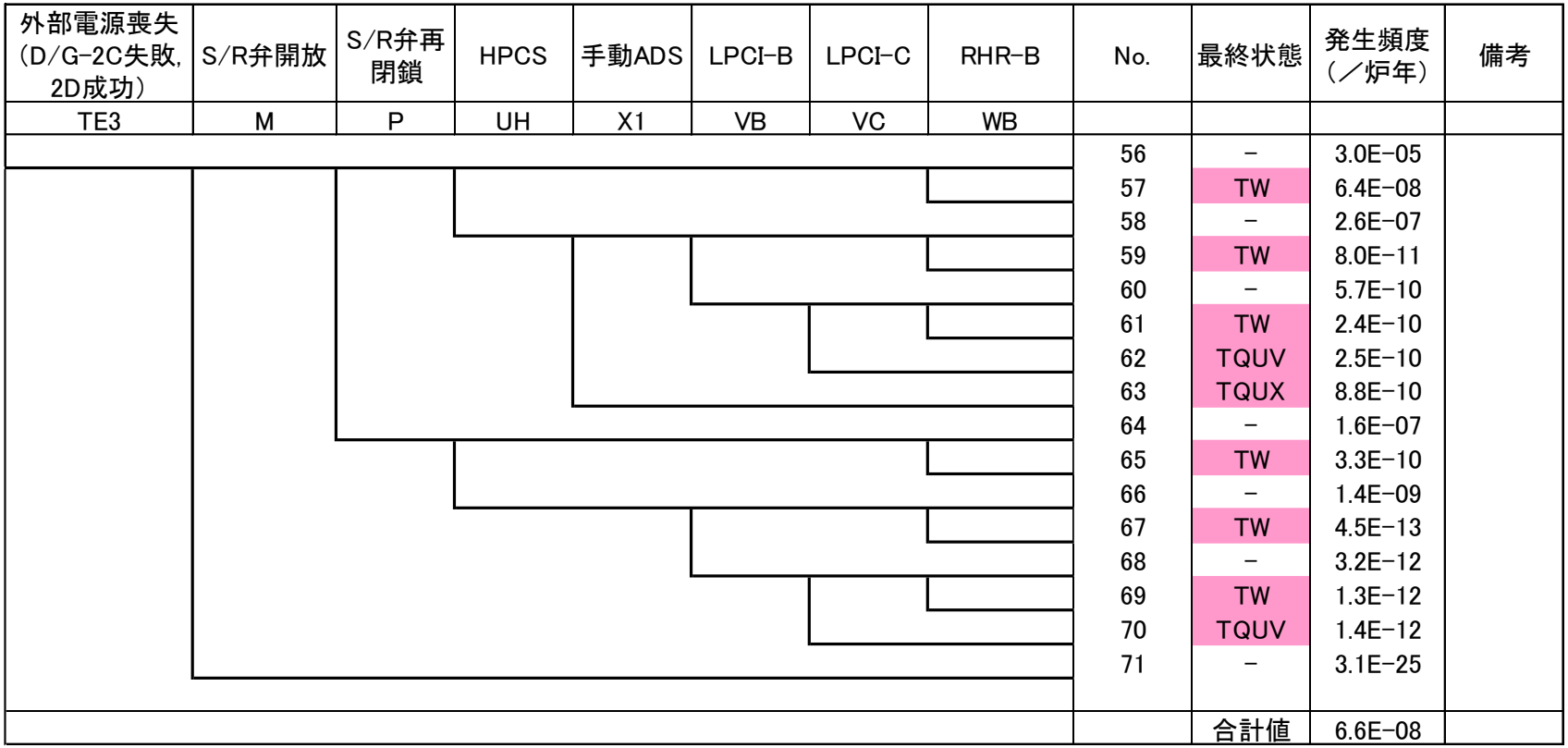


外部電源喪失 (D/G-2C,2D成功)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (／炉年)
TE1	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB			
												1	－	4.1E-03
												2	－	9.3E-06
												3	TW	6.1E-07
												4	－	3.5E-05
												5	－	8.0E-08
												6	TW	5.2E-09
												7	－	1.2E-07
												8	－	2.8E-10
												9	TW	1.3E-11
												10	－	2.6E-10
												11	－	6.0E-13
												12	TW	1.3E-12
												13	－	5.3E-13
												14	－	1.2E-15
												15	TW	3.5E-14
												16	－	1.2E-15
												17	－	2.7E-18
												18	TW	1.0E-13
												19	TQUV	3.0E-12
												20	TQUX	4.0E-10
												21	－	2.1E-05
												22	－	4.9E-08
												23	TW	3.2E-09
												24	－	1.9E-07
												25	－	4.5E-10
												26	TW	2.2E-11
												27	－	4.3E-10
												28	－	9.8E-13
												29	TW	2.2E-12
												30	－	8.7E-13
												31	－	2.0E-15
												32	TW	6.1E-14
												33	－	1.9E-15
												34	－	4.4E-18
												35	TW	1.7E-13
												36	TQUV	5.0E-12
												37	－	4.1E-23
													合計値	6.2E-07

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	M	P	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	M	P	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	M	P	UH	UR				
					72	TBW	6.9E-07	※1
					73	TB	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	

※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 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

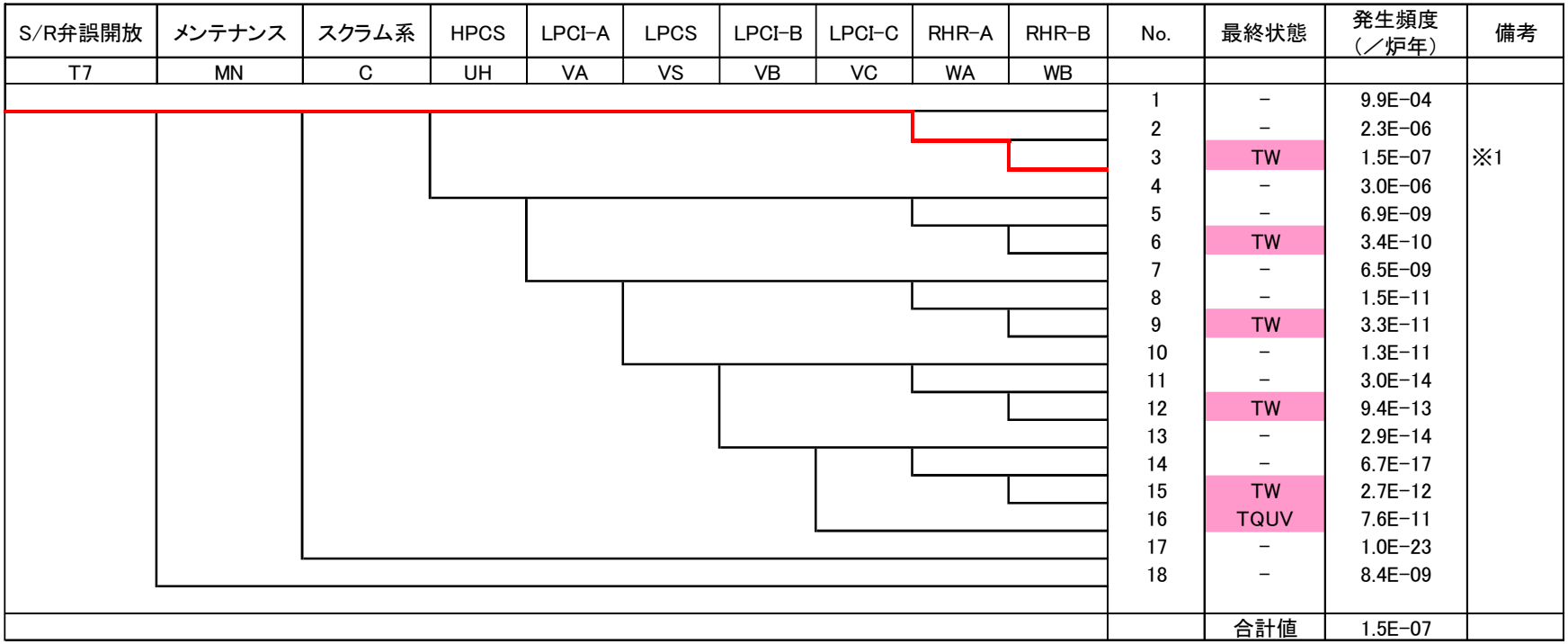
外部電源喪失 （直流125V電源喪失）	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 （／炉年）	備考
TE5	M	P	UH				
				78	TBW	6.9E-10	
				79	TBD	5.9E-12	※1
				80	TBW	3.6E-12	
				81	TBD	3.3E-14	
				82	－	7.0E-30	
					合計値	7.0E-10	

※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
T6	MN	CM				
			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



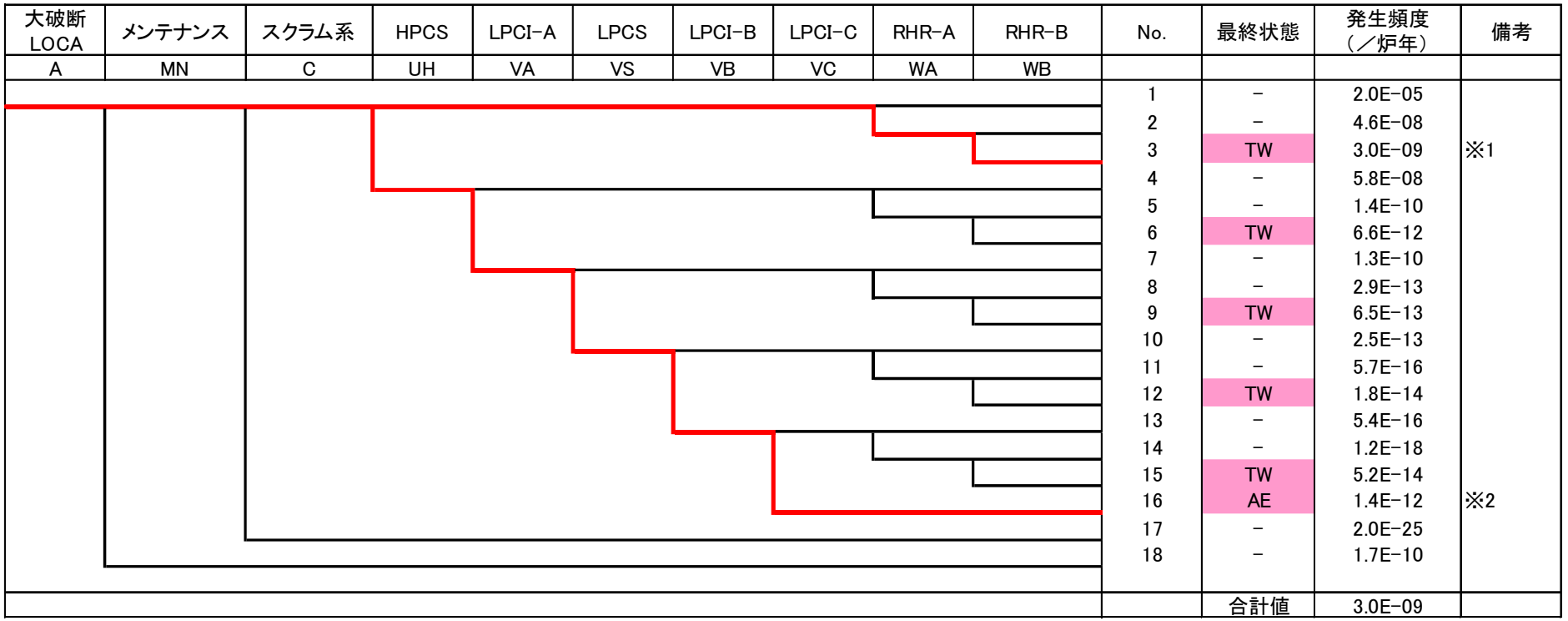
S/R弁誤開放	メンテナンス	スクラム系	HPCS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
T7	MN	C	UH	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
										1	－	9.9E-04	
										2	－	2.3E-06	
										3	TW	1.5E-07	※1
										4	－	3.0E-06	
										5	－	6.9E-09	
										6	TW	3.4E-10	
										7	－	6.5E-09	
										8	－	1.5E-11	
										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	
											合計値	1.5E-07	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

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
T7	MN	CE	CM				
				1	－	1.0E-03	
				2	TC	3.4E-14	
				3	TC	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



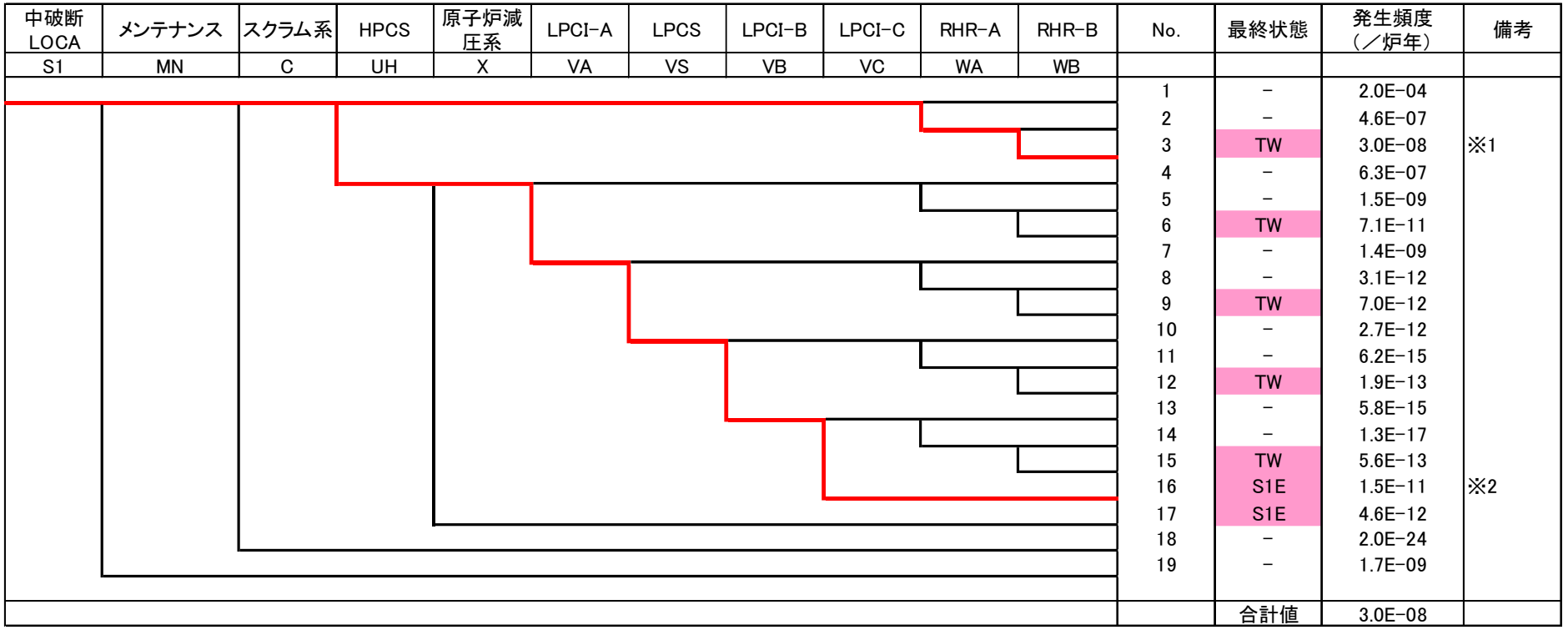
大破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
A	MN	C	UH	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
										1	－	2.0E-05	
										2	－	4.6E-08	
										3	TW	3.0E-09	※1
										4	－	5.8E-08	
										5	－	1.4E-10	
										6	TW	6.6E-12	
										7	－	1.3E-10	
										8	－	2.9E-13	
										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	
											合計値	3.0E-09	

※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 8-1　大破断ＬＯＣＡに対するイベントツリー

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
A	MN	CE	CM				
				1	－	2.0E-05	
				2	TC	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



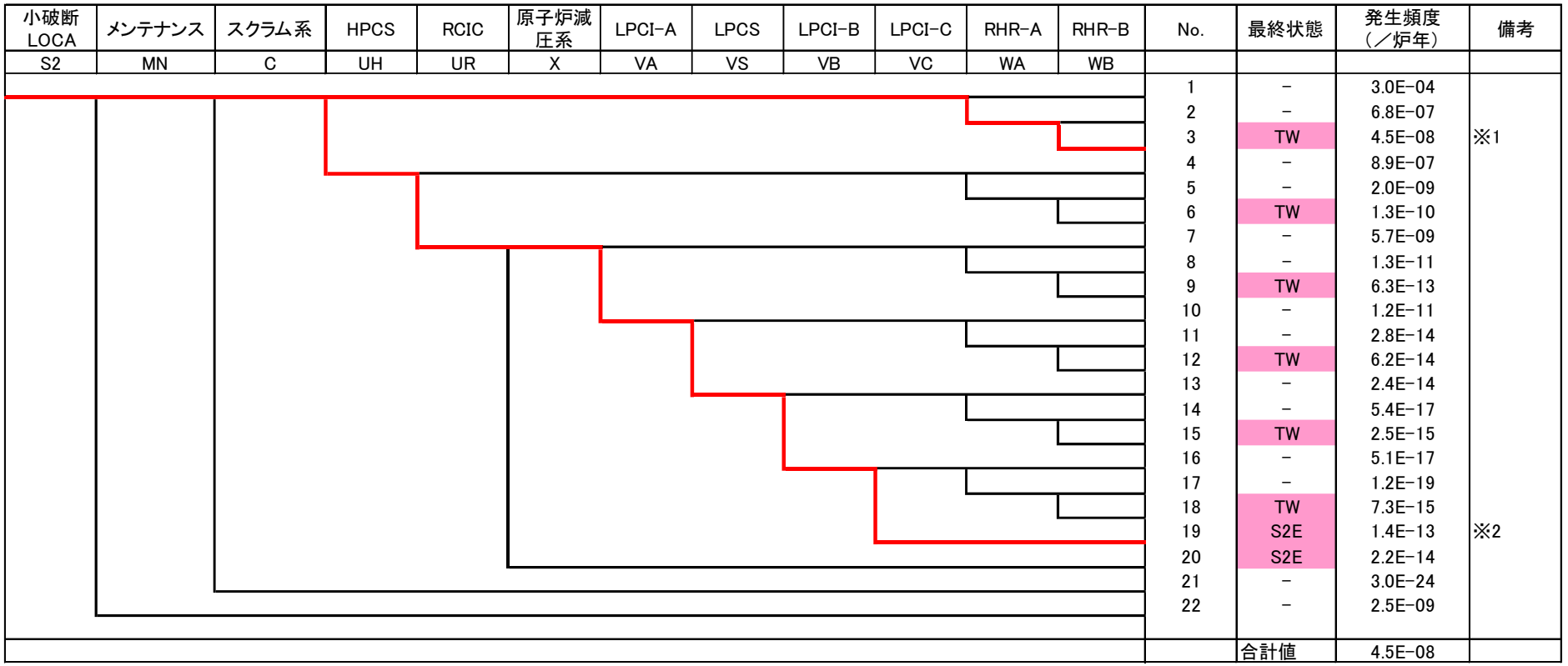
中破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	原子炉減圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
S1	MN	C	UH	X	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
											1	－	2.0E-04	
											2	－	4.6E-07	
											3	TW	3.0E-08	※1
											4	－	6.3E-07	
											5	－	1.5E-09	
											6	TW	7.1E-11	
											7	－	1.4E-09	
											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 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	CM				
				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



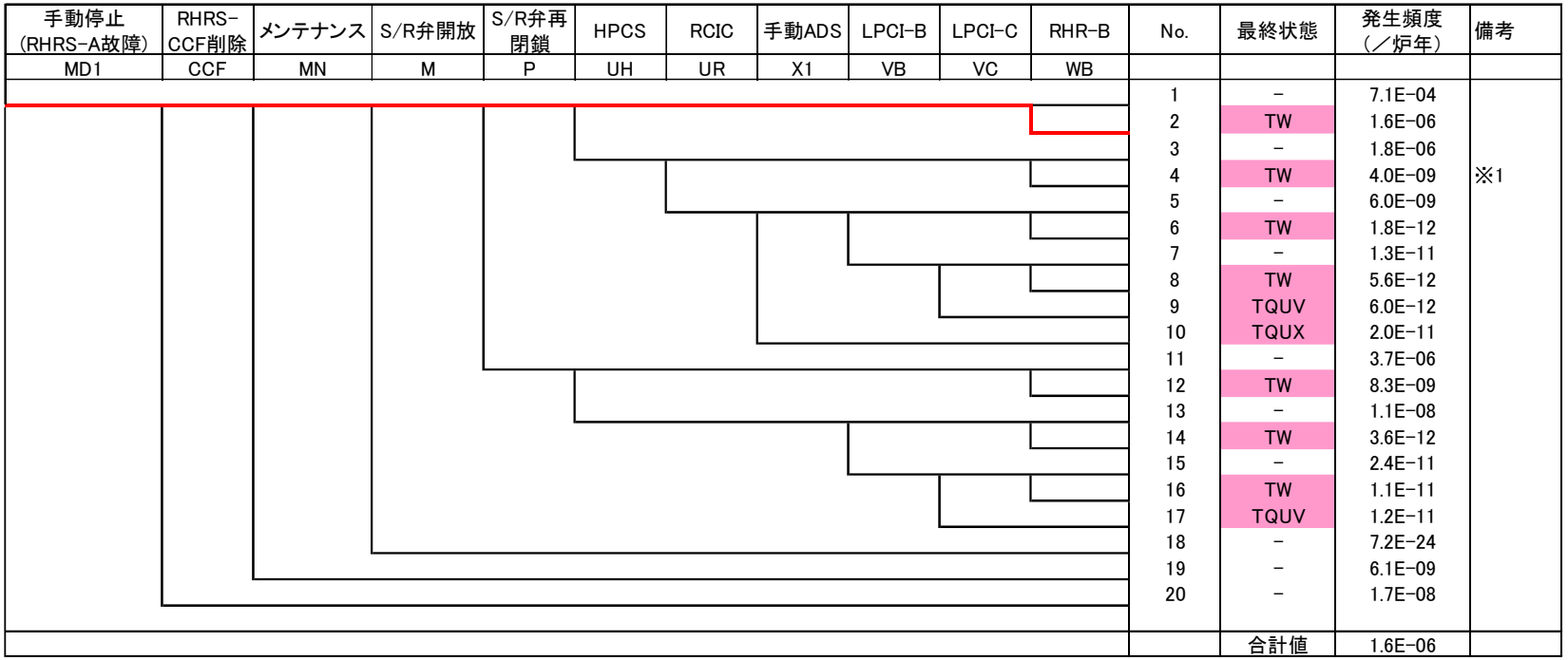
小破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	RCIC	原子炉減圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
S2	MN	C	UH	UR	X	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
												1	－	3.0E-04	
												2	－	6.8E-07	
												3	TW	4.5E-08	※1
												4	－	8.9E-07	
												5	－	2.0E-09	
												6	TW	1.3E-10	
												7	－	5.7E-09	
												8	－	1.3E-11	
												9	TW	6.3E-13	
												10	－	1.2E-11	
												11	－	2.8E-14	
												12	TW	6.2E-14	
												13	－	2.4E-14	
												14	－	5.4E-17	
												15	TW	2.5E-15	
												16	－	5.1E-17	
												17	－	1.2E-19	
												18	TW	7.3E-15	
												19	S2E	1.4E-13	※2
												20	S2E	2.2E-14	
												21	－	3.0E-24	
												22	－	2.5E-09	
													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	CM				
				1	－	3.0E-04	
				2	TC	1.0E-14	
				3	TC	3.2E-11	
				4	－	2.5E-09	
					合計値	3.2E-11	

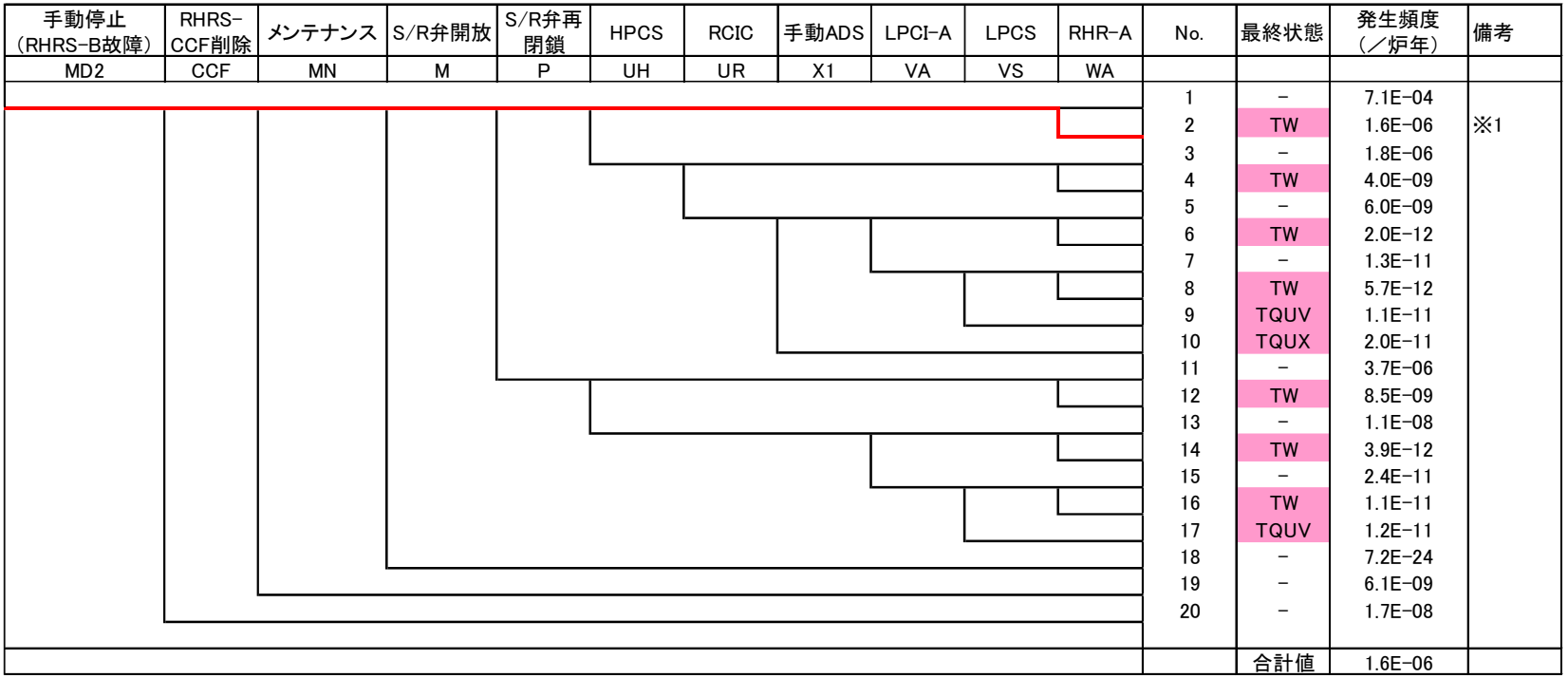
図 10-2　小破断ＬＯＣＡ　ＡＴＷＳに対するイベントツリー



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	M	P	UH	UR	X1	VB	VC	WB				
											1	－	7.1E-04	
											2	TW	1.6E-06	
											3	－	1.8E-06	
											4	TW	4.0E-09	※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	
											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	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

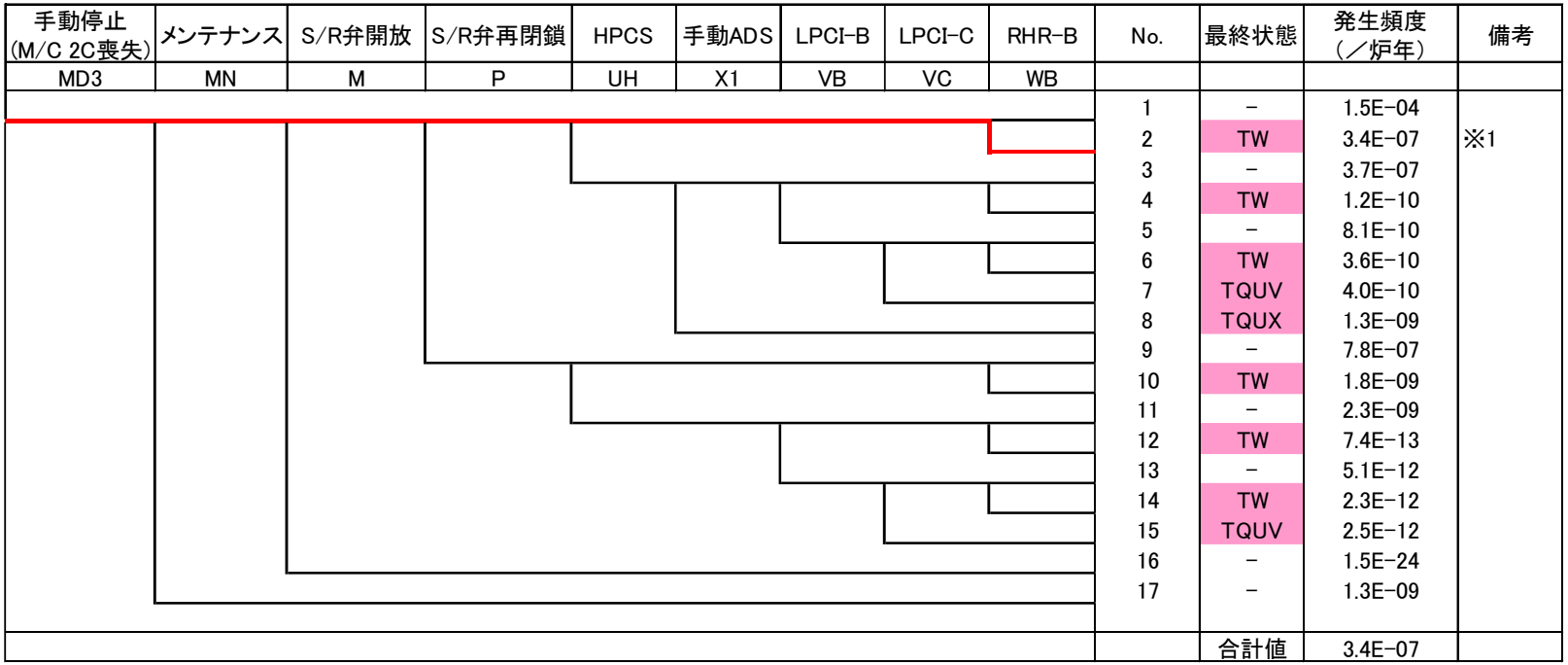
図 11　残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）に対するイベントツリー



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	M	P	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	－	1.7E-08	
												合計値	1.6E-06	

※1　起因事象別のドミナントシーケンス

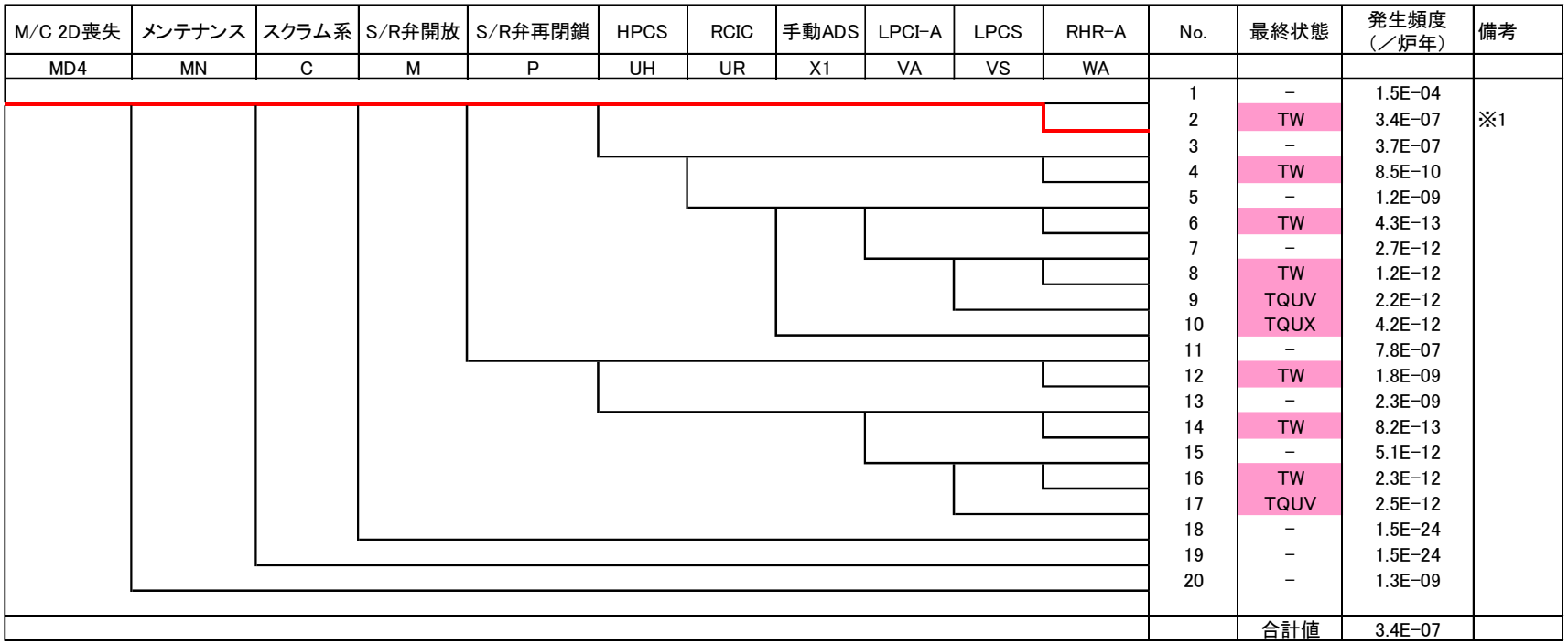
図 12　残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー



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	M	P	UH	X1	VB	VC	WB				
									1	－	1.5E-04	
									2	TW	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	

※1　起因事象別のドミナントシーケンス

図 13　交流電源故障（区分Ⅰ）に対するイベントツリー



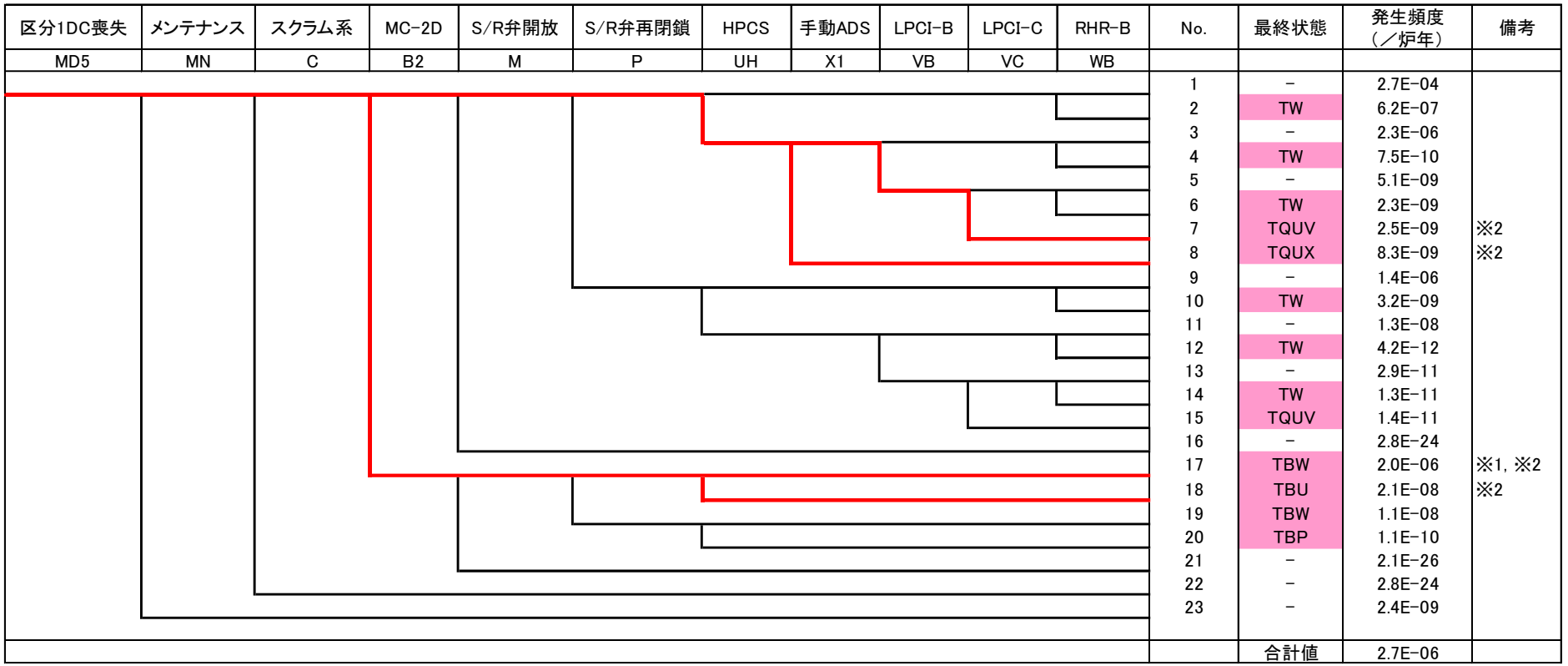
M/C 2D喪失	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
MD4	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
											1	－	1.5E-04	
											2	TW	3.4E-07	※1
											3	－	3.7E-07	
											4	TW	8.5E-10	
											5	－	1.2E-09	
											6	TW	4.3E-13	
											7	－	2.7E-12	
											8	TW	1.2E-12	
											9	TQUV	2.2E-12	
											10	TQUX	4.2E-12	
											11	－	7.8E-07	
											12	TW	1.8E-09	
											13	－	2.3E-09	
											14	TW	8.2E-13	
											15	－	5.1E-12	
											16	TW	2.3E-12	
											17	TQUV	2.5E-12	
											18	－	1.5E-24	
											19	－	1.5E-24	
											20	－	1.3E-09	
												合計値	3.4E-07	

※1　起因事象別のドミナントシーケンス

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	CM				
				1	－	1.5E−04	
				2	TC	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



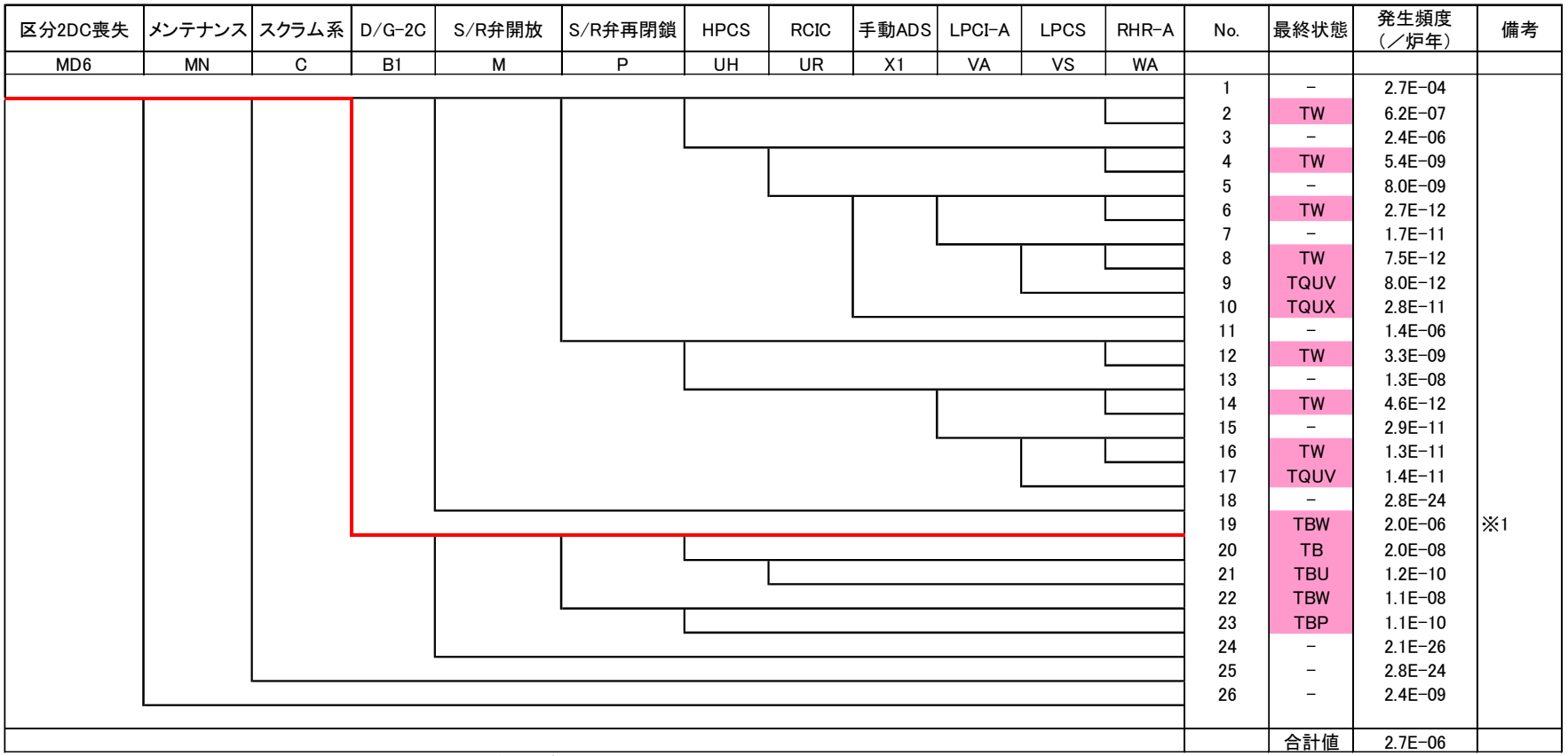
区分1DC喪失	メンテナンス	スクラム系	MC-2D	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
MD5	MN	C	B2	M	P	UH	X1	VB	VC	WB				
											1	－	2.7E-04	
											2	TW	6.2E-07	
											3	－	2.3E-06	
											4	TW	7.5E-10	
											5	－	5.1E-09	
											6	TW	2.3E-09	
											7	TQUV	2.5E-09	※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	
											13	－	2.9E-11	
											14	TW	1.3E-11	
											15	TQUV	1.4E-11	
											16	－	2.8E-24	
											17	TBW	2.0E-06	※1, ※2
											18	TBU	2.1E-08	※2
											19	TBW	1.1E-08	
											20	TBP	1.1E-10	
											21	－	2.1E-26	
											22	－	2.8E-24	
											23	－	2.4E-09	
												合計値	2.7E-06	

※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	CM				
				1	－	2.8E-04	
				2	TC	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



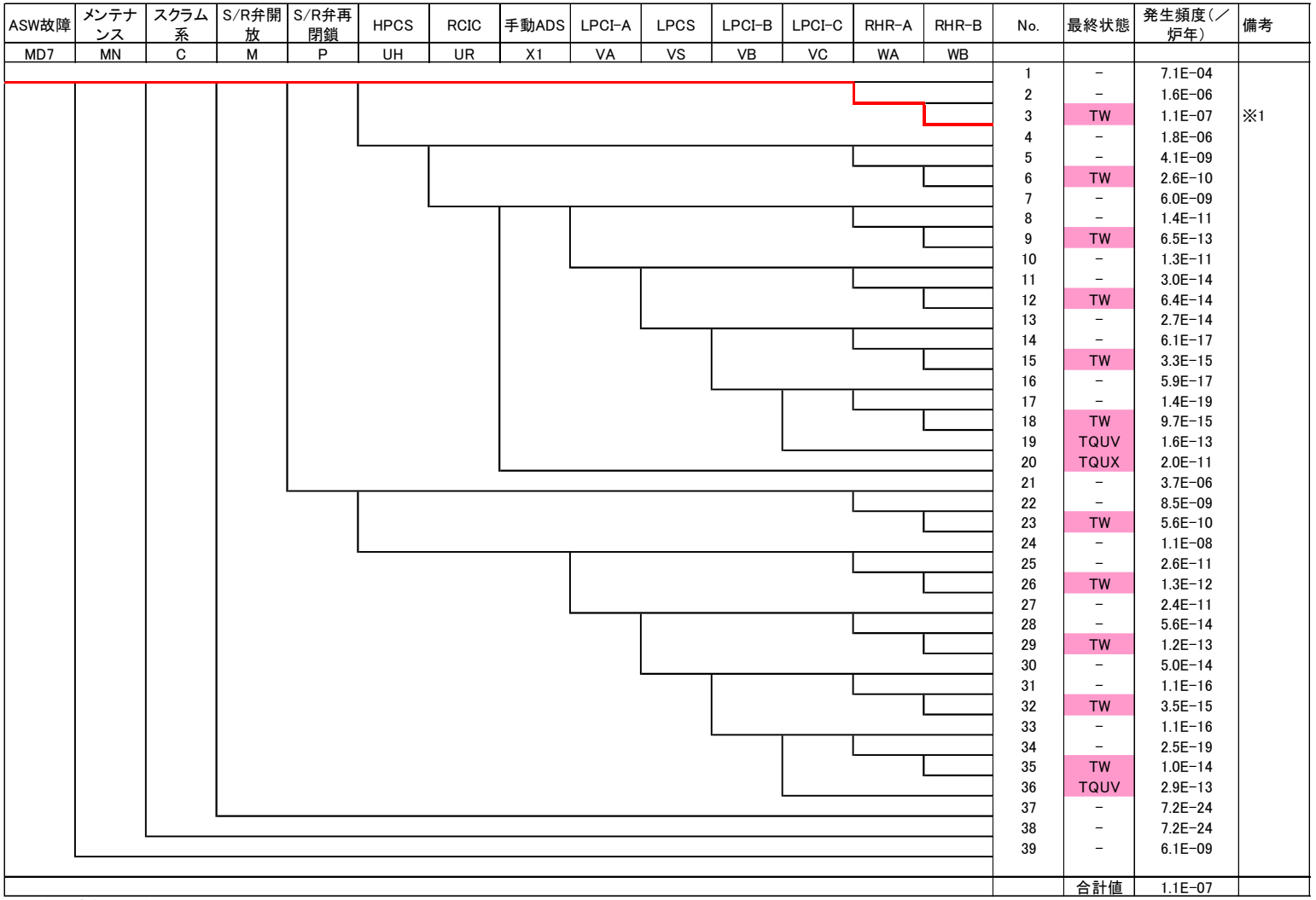
区分2DC喪失	メンテナンス	スクラム系	D/G-2C	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
MD6	MN	C	B1	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
												1	－	2.7E-04	
												2	TW	6.2E-07	
												3	－	2.4E-06	
												4	TW	5.4E-09	
												5	－	8.0E-09	
												6	TW	2.7E-12	
												7	－	1.7E-11	
												8	TW	7.5E-12	
												9	TQUV	8.0E-12	
												10	TQUX	2.8E-11	
												11	－	1.4E-06	
												12	TW	3.3E-09	
												13	－	1.3E-08	
												14	TW	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	TB	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	
													合計値	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	CM				
				1	－	2.8E-04	
				2	TC	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



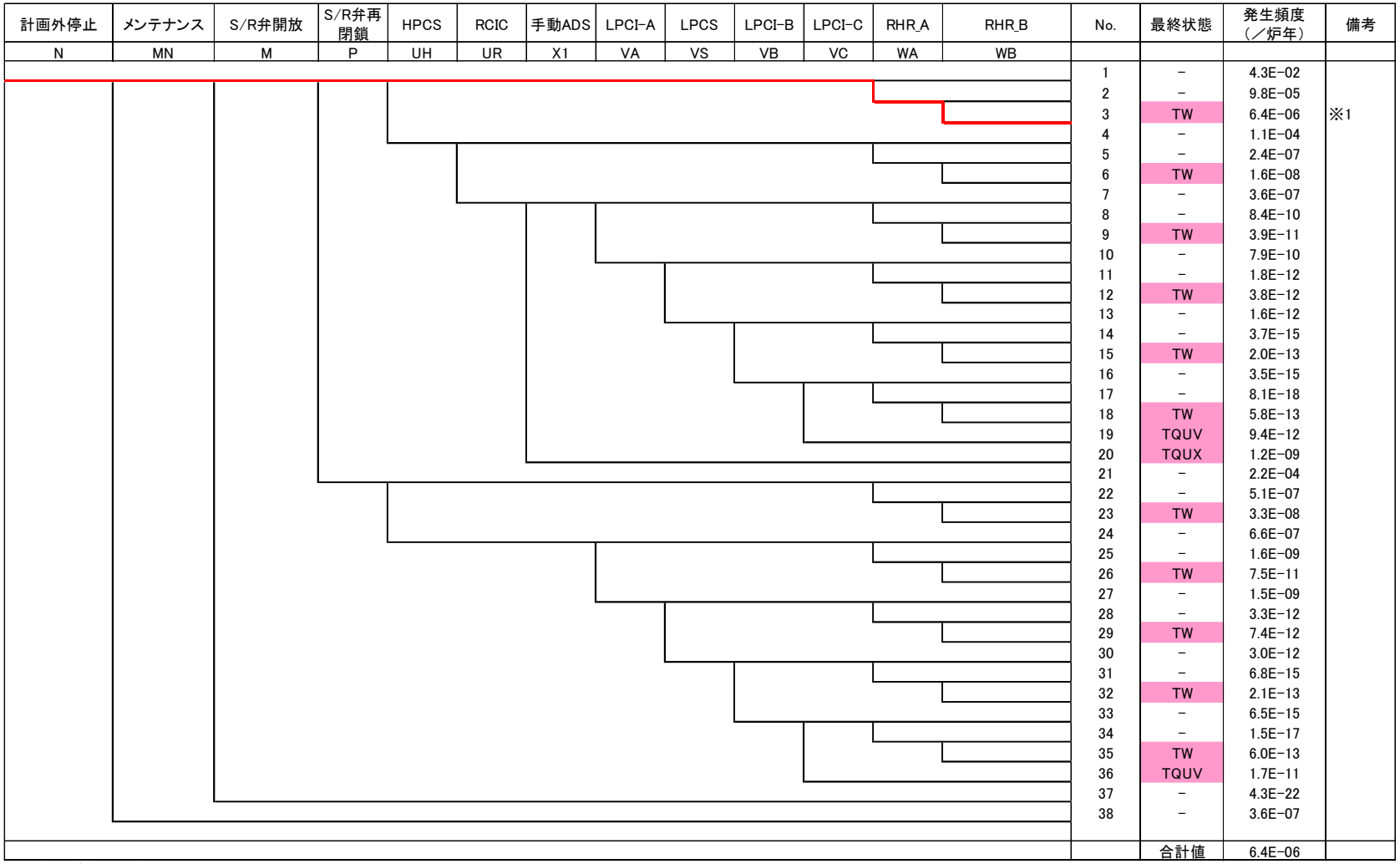
ASW故障	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
MD7	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	－	7.1E-04	
														2	－	1.6E-06	
														3	TW	1.1E-07	※1
														4	－	1.8E-06	
														5	－	4.1E-09	
														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	TQUX	2.0E-11	
														21	－	3.7E-06	
														22	－	8.5E-09	
														23	TW	5.6E-10	
														24	－	1.1E-08	
														25	－	2.6E-11	
														26	TW	1.3E-12	
														27	－	2.4E-11	
														28	－	5.6E-14	
														29	TW	1.2E-13	
														30	－	5.0E-14	
														31	－	1.1E-16	
														32	TW	3.5E-15	
														33	－	1.1E-16	
														34	－	2.5E-19	
														35	TW	1.0E-14	
														36	TQUV	2.9E-13	
														37	－	7.2E-24	
														38	－	7.2E-24	
														39	－	6.1E-09	
															合計値	1.1E-07	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

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	CM				
			1	－	7.2E-04	
			2	TC	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



計画外停止	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	LPCI-B	LPCI-C	RHR_A	RHR_B	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）	備考
N	MN	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
													1	－	4.3E-02	
													2	－	9.8E-05	
													3	TW	6.4E-06	※1
													4	－	1.1E-04	
													5	－	2.4E-07	
													6	TW	1.6E-08	
													7	－	3.6E-07	
													8	－	8.4E-10	
													9	TW	3.9E-11	
													10	－	7.9E-10	
													11	－	1.8E-12	
													12	TW	3.8E-12	
													13	－	1.6E-12	
													14	－	3.7E-15	
													15	TW	2.0E-13	
													16	－	3.5E-15	
													17	－	8.1E-18	
													18	TW	5.8E-13	
													19	TQUV	9.4E-12	
													20	TQUX	1.2E-09	
													21	－	2.2E-04	
													22	－	5.1E-07	
													23	TW	3.3E-08	
													24	－	6.6E-07	
													25	－	1.6E-09	
													26	TW	7.5E-11	
													27	－	1.5E-09	
													28	－	3.3E-12	
													29	TW	7.4E-12	
													30	－	3.0E-12	
													31	－	6.8E-15	
													32	TW	2.1E-13	
													33	－	6.5E-15	
													34	－	1.5E-17	
													35	TW	6.0E-13	
													36	TQUV	1.7E-11	
													37	－	4.3E-22	
													38	－	3.6E-07	
														合計値	6.4E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

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
T8	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，ＴＷ（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ＣＳＴからＳ／Ｐ水に切り替わる。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Ｓ／Ｐ水への水源切り替えは，ＬＯＣＡ時のＳ／Ｐ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の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。

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

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度（／炉年）	
	ＴＢＷを崩壊熱除去機能喪失に含める場合	ＴＢＷ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

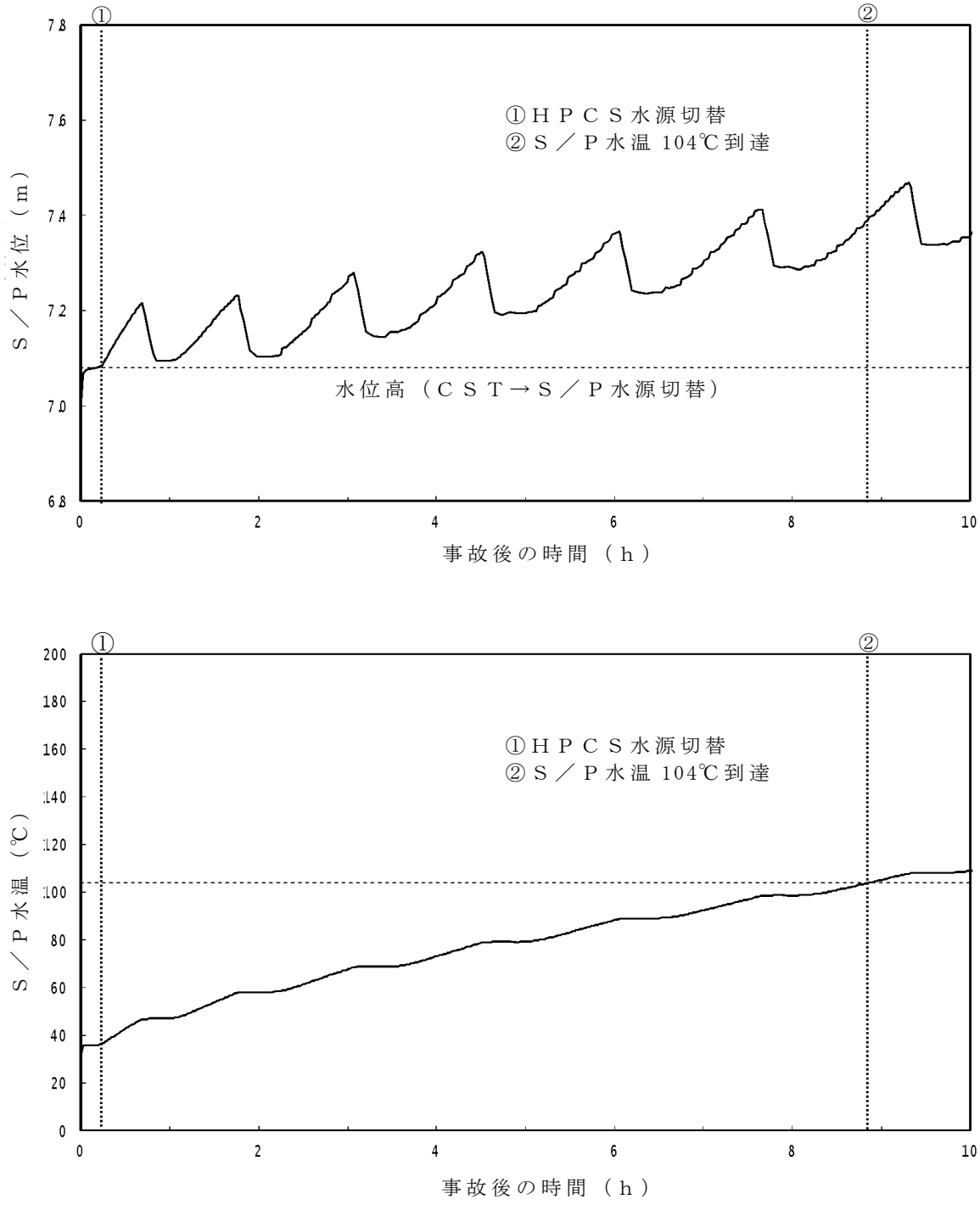
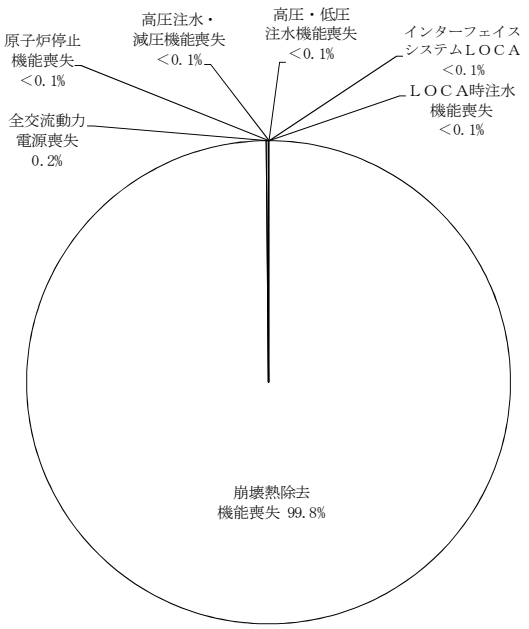
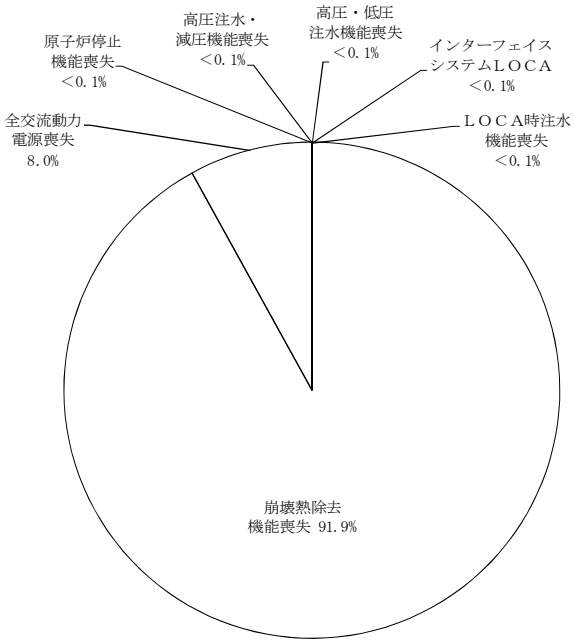


図１　ＴＢＷにおけるＳ／Ｐ水位及びＳ／Ｐ水温



ＴＢＷ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（ＮＰＳＨ）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・プールの温度上昇

・サプレッション・プールの圧力上昇

・ＲＣＩＣポンプ室の室温上昇（添付資料参照）

・中央制御室の室温上昇（添付資料参照）

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 Ａ系蓄電池の負荷内訳を表 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 Ａ系蓄電池の電源容量 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 SBA S 0601「据置蓄電池の容量算出法」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：＋１０℃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。

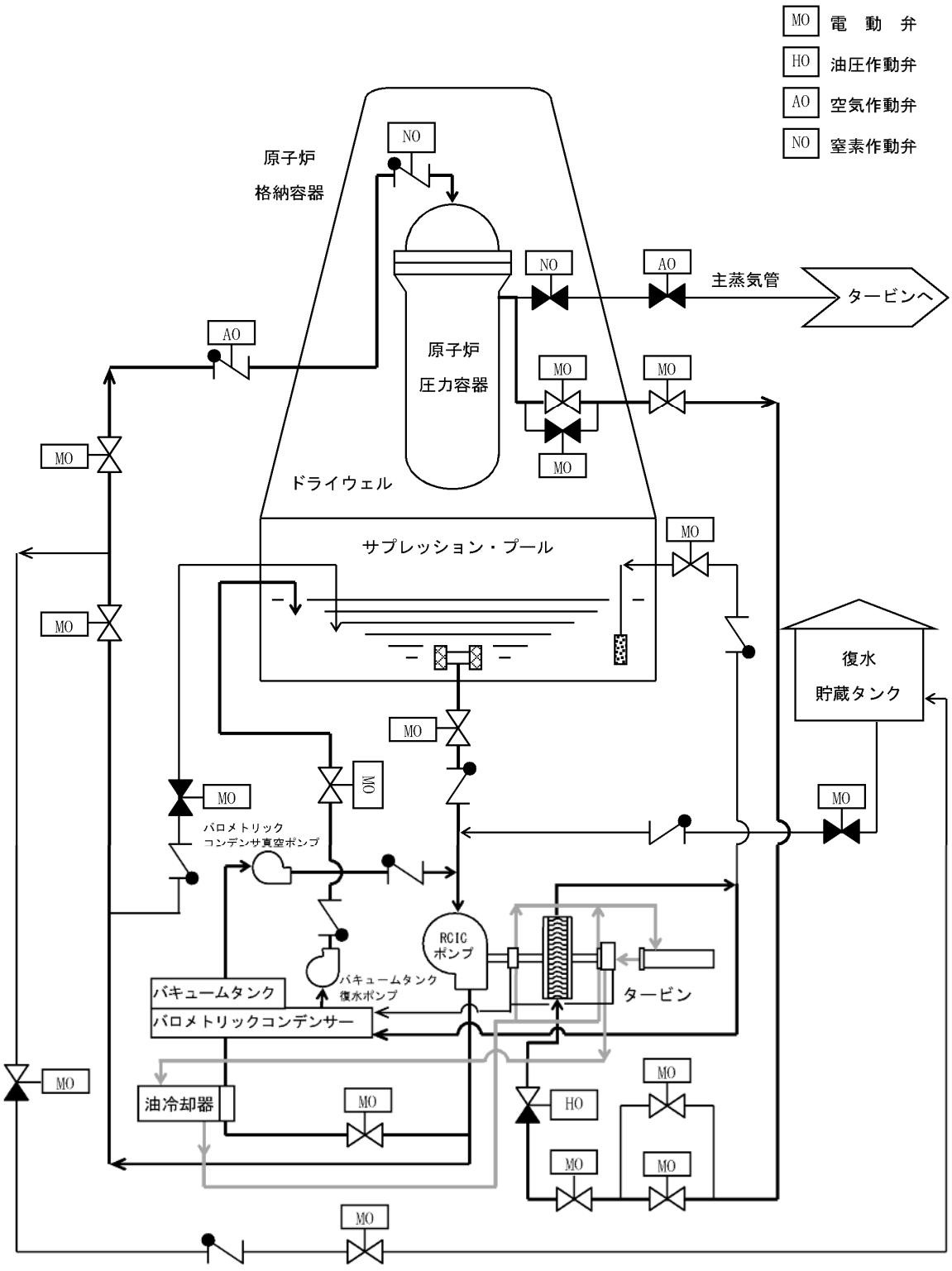


図１　ＲＣＩＣの系統概略図

表１　原子炉隔離時冷却系の運転継続に係る評価結果

評価項目	概　要	評　価
サプレッション・プールの温度上昇	サプレッション・プール水の温度が上昇すると，ＲＣＩＣポンプのキャビテーションやポンプ軸受潤滑油冷却機能を阻害する場合，ＲＣＩＣポンプの運転に影響を与える可能性がある。	ＲＣＩＣポンプの第一水源は復水貯蔵タンクであり，自動でサプレッション・プールに水源が切り替わることはないため，サプレッション・プールの温度上昇がＲＣＩＣポンプの運転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・プールを水源とした場合，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［　　］高くなるが，潤滑油の許容温度である［　　］未満となるため，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。
サプレッション・プールの圧力上昇	ＲＣＩＣタービン排気圧高トリップインターロックの設定圧力は 0.172MPa[gage]である。全交流動力電源喪失時は残留熱除去系によるサプレッション・プールの冷却ができないため，サプレッション・プールの圧力が上昇し，ＲＣＩＣタービン排気圧高トリップインターロックが動作してＲＣＩＣが停止する可能性がある。	全交流動力電源喪失時にＲＣＩＣによる原子炉注水を継続した場合のサプレッション・プール圧力を評価した結果，事象発生から 8 時間後のサプレッション・プールの圧力は約0.07MPa[gage]であり，ＲＣＩＣタービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回っている。したがって，サプレッション・プールの圧力上昇によるＲＣＩＣの８時間運転継続への影響はない。
ＲＣＩＣポンプ室の室温上昇	ＲＣＩＣの機器設計において，ポンプ構成部品の許容温度と，部品同士の材質の違いからくる金属熱膨張差による干渉を考慮して，ＲＣＩＣポンプの最大周囲温度を66℃と設定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため，ＲＣＩＣポンプ室の室温が最高温度を超過してＲＣＩＣが停止する可能性がある。	全交流動力電源喪失時のＲＣＩＣポンプ室の室温を評価した結果，8 時間後の室温は約 63.6℃（初期温度 40℃）であり，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，ＲＣＩＣポンプ室の室温上昇によるＲＣＩＣの 8 時間運転継続への影響はない。
中央制御室の室温上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は，制御盤の設計上の最高温度から，40℃と設定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため，中央制御室の室温が最高温度を超過してＲＣＩＣが停止する可能性がある。	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 時間後の室温は約 37.5℃（初期温度 26℃）であり，設計上考慮している最高温度 40℃を下回る。したがって，中央制御室の室温上昇によるＲＣＩＣの８時間運転継続への影響はない。

表 2　125V Ａ系蓄電池の負荷内訳

No.	負荷名称	負荷電流と運転時間			備考
		1 分以内	480 分	600 分	
1	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とする。 よって，No.4 の（）内は積算しない。
4	ディーゼル発電機初期励磁	(200A)	－	－	
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	

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。

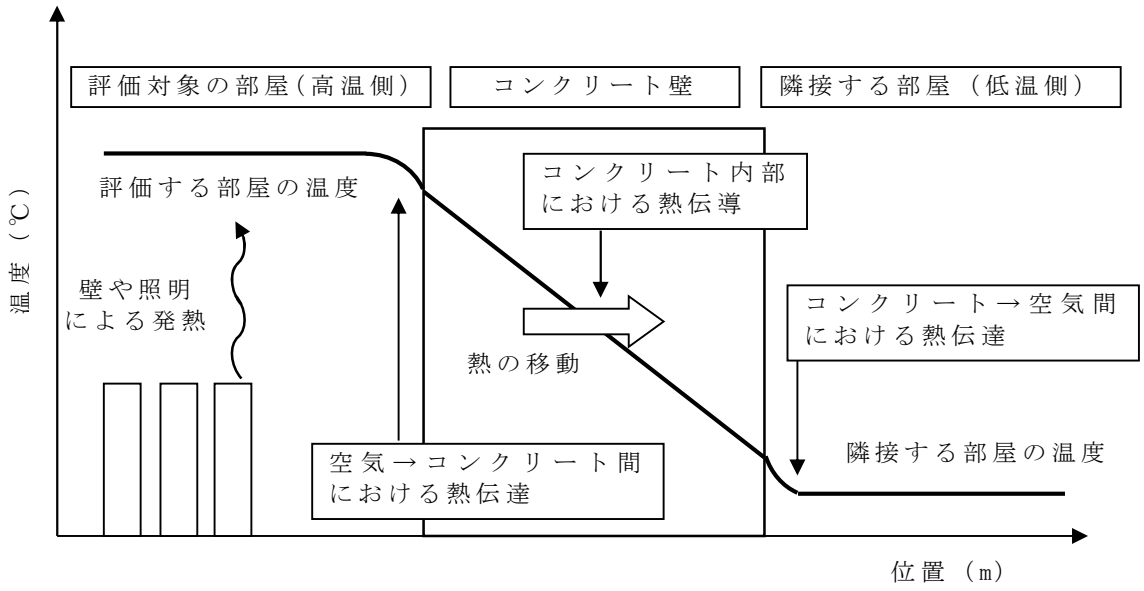


図 1　評価モデルの概要

(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(kW)	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・チェンバ

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－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	物性値※2
熱伝導率	1.6（W/m・℃）
熱拡散率	5.3E-07（m^2/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[W]	
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－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	物性値※5
熱伝導率	1.6（W/m・℃）
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。

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ＴＢＤ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	・ＴＣ
炉心冷却機能喪失	高圧・低圧注水機能喪失	・ＴＱＵＶ
	高圧注水・減圧機能喪失	・ＴＱＵＸ
	全交流動力電源喪失	・長期ＴＢ ・ＴＢＵ ・ＴＢＰ ・ＴＢＤ
	ＬＯＣＡ時注水機能喪失	・ＬＯＣＡ （ＡＥ，Ｓ１Ｅ，Ｓ２Ｅ）
	格納容器バイパス （インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	・ＩＳＬＯＣＡ
格納容器からの除熱機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	・ＴＷ ・ＴＢＷ

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）											
			原子炉停止	高圧炉心冷却		原子炉減圧		低圧炉心冷却				格納容器除熱	
			スクラム系	HPCS	RCIC	ADS		LPCS	LPCI			RHR	
						自動	手動		A	B	C	A	B
サポート系（故障系統・機器）	交流電源	区分Ⅰ	－	－	－	－	－	◎	◎	－	－	◎	－
		区分Ⅱ	－	－	－	－	－	－	－	◎	◎	－	◎
		区分Ⅲ	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	直流電源	区分Ⅰ	－	－	◎	○	○	◎	◎	－	－	◎	－
		区分Ⅱ	－	－	－	○	○	－	－	◎	◎	－	◎
		区分Ⅲ	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	非常用補機冷却系	RHRS-A	－	－	－	－	－	◎	◎	－	－	◎	－
		RHRS-B	－	－	－	－	－	－	－	◎	◎	－	◎
		HPCS-DGSW	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	空調機	HPCSポンプ室	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		LPCSポンプ室	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－
		LPCI-A（RHR-A）ポンプ室	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	◎	－
		LPCI-B（RHR-B）ポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	◎
		LPCI-Cポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－
		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。

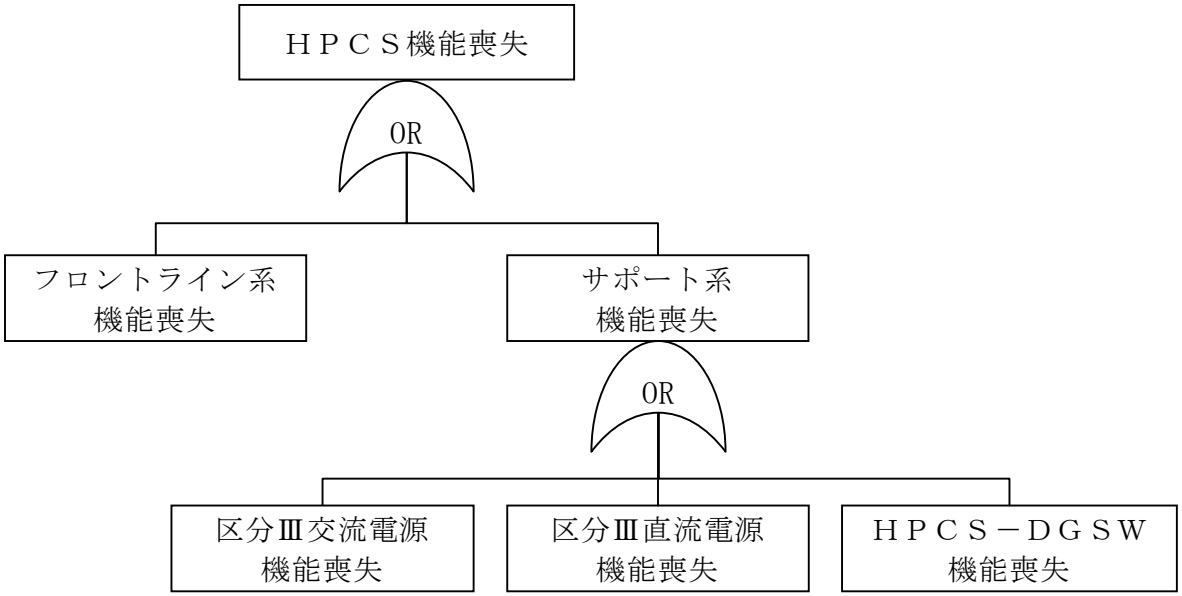


図１　ＨＰＣＳのフォールトツリー概略図

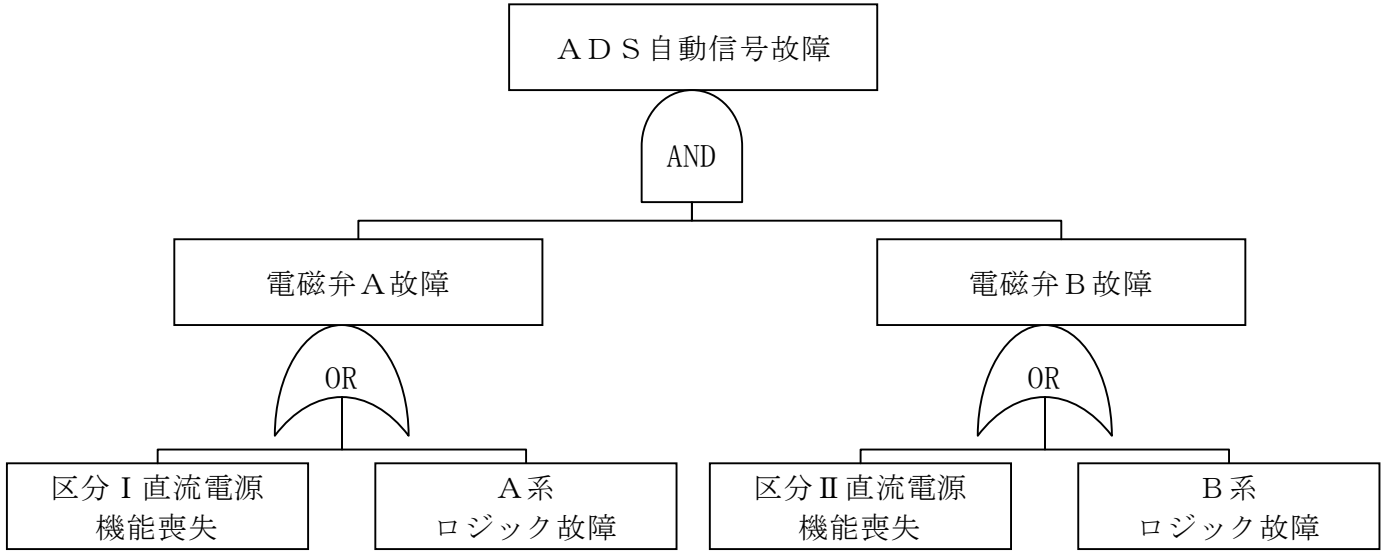


図２　ＡＤＳ自動信号故障のフォールトツリー概略図

制御棒挿入失敗確率の算出方法について

(1)　はじめに

本ＰＲＡ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いては，[　　]の制御棒の挿入に失敗すると未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。[　　]の制御棒挿入失敗確率については，以下に示す方法により算出している。

(3)　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

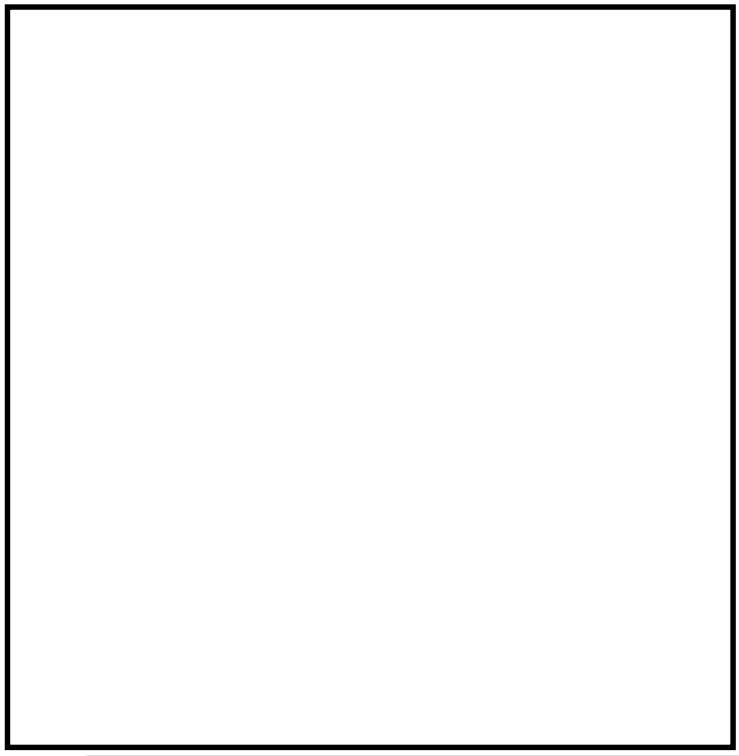


図 1

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。

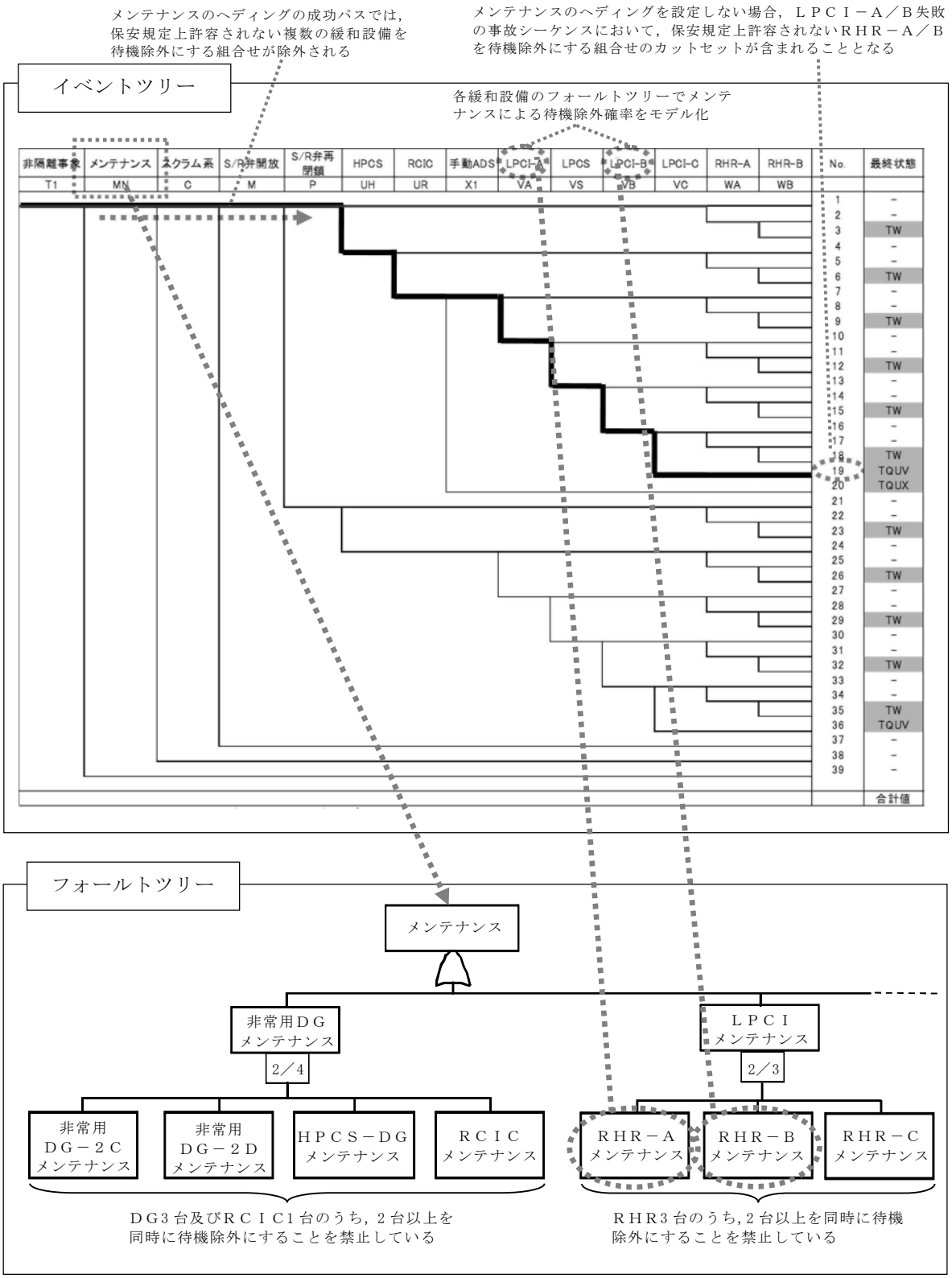


図１　保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を評価上除外するためのイベントツリー及びフォールトツリーの概念図

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。

表１　国内プラントの熱交換器の故障実績

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（A）点検（1982 年 04 月 22 日） 原因：自然劣化	海水	7.1E-8
	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	
外部リーク	－（実績なし）	－	8.8E-9※

※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，機器故障率データを公開しているＪＡＮＳＩにおいて，検討がなされ

ていることから，その結果につ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ＰＲＡ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

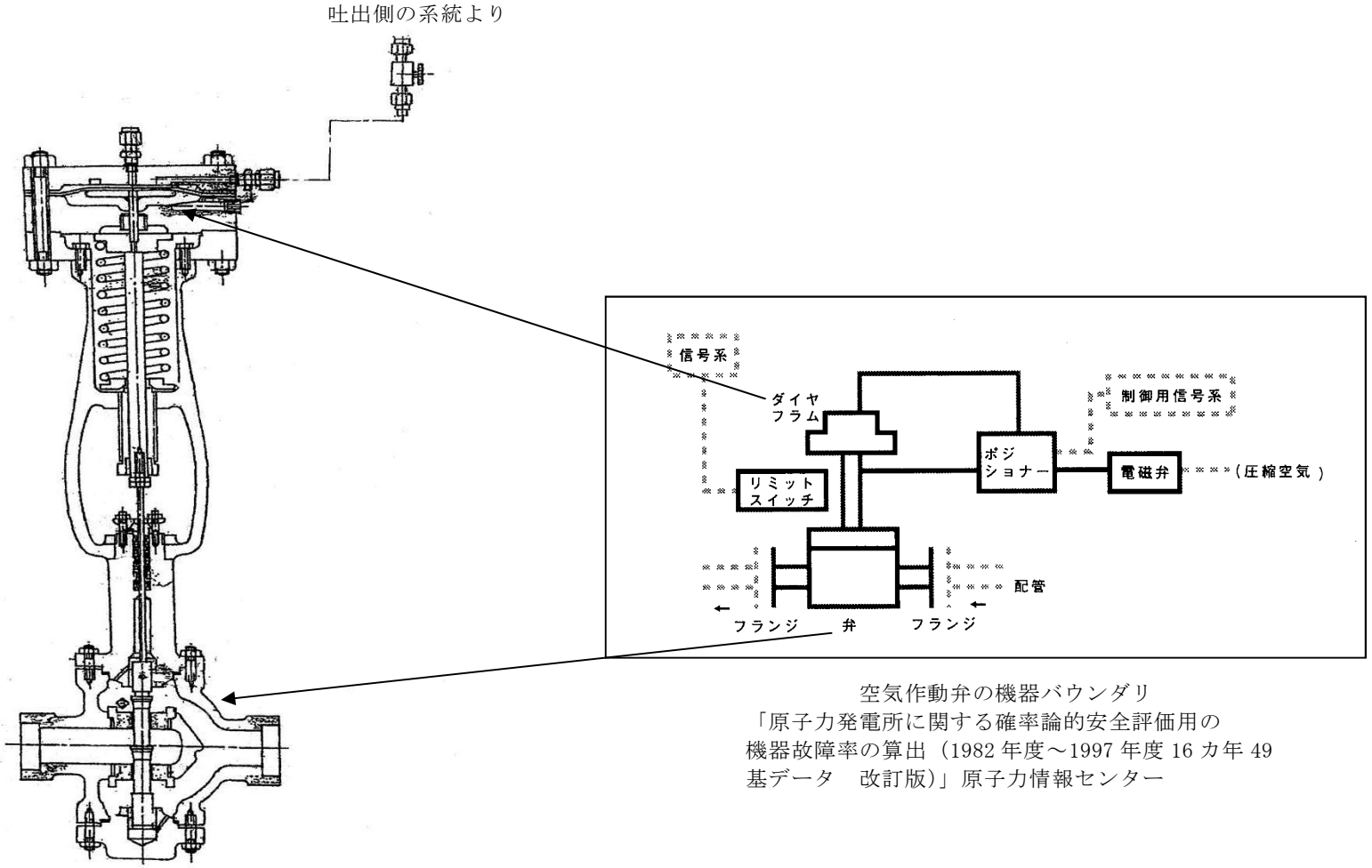
として検出する機器構造の類似性により「放射線検出器」を代用し,「中性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器誤低出力」の故障率を，それぞれ故障モードの類似性により「放射線検出器不動作」及び「放射線検出器高出力／低出力」の故障率で代用している(添付資料 3.1.1.6-5)。

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

機器及び故障モード （代用している機器及び故障モード）		NUREG/CR-6928	IEEE-Std.500 （／時間）	T-Book 6th edition （／時間）	国内 21 ヵ年データ （／時間）
制御弁 （空気作動弁）	誤閉 （誤開又は誤閉）	－ （1.8E-07）	5.5E-06 （5.3E-07）	－ （2.0E-06／1.7E-06）	－ （2.7E-08）
冷却器 （熱交換器）	故障 （伝熱管破損）	－ （－）	3.4E-06 （－）	－ （－）	－ （2.6E-08）
	閉塞 （伝熱管閉塞）	－ （6.5E-07）	－ （－）	－ （3.2E-07）	－ （7.1E-08）
速度検出器 （水位トランスミッタ）	作動失敗 （不動作）	－ （1.0E-07）	9.0E-08 （4.6E-07）	－ （3.7E-06）	－ （1.4E-08）
速度検出器 （圧力トランスミッタ）	誤高出力／誤低出力 （誤高出力／誤低出力）	－ （8.2E-07）	1.9E-07／6.5E-07 （6.9E-07／5.3E-07）	－ （1.4E-06）	－ （3.5E-08）
中性子束検出器 （放射線検出器）	作動失敗 （不動作）	－ （－）	6.0E-06 （1.8E-06）	－ （－）	－ （3.4E-08）
	誤低出力 （高出力／低出力）	－ （－）	－ （2.4E-06／2.3E-06）	－ （－）	－ （7.3E-08）

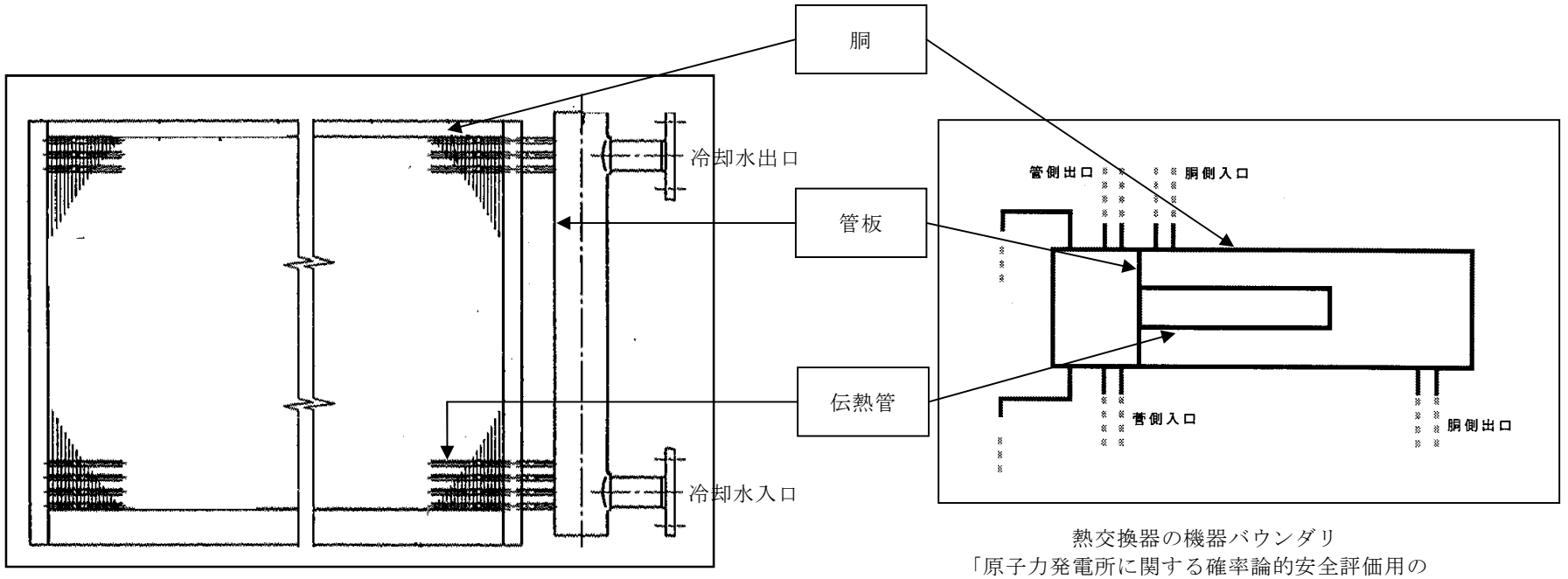
表 2　機器故障率を代用している機器一覧

故障率が整備されていない機器		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
冷却器	故障	熱交換器	伝熱管破損	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
	閉塞		伝熱管閉塞	
速度検出器	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
	誤高出力	圧力トランスミッタ	高出力／低出力	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
	誤低出力			
中性子束検出器	作動失敗	放射線検出器	不動作	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
	誤低出力		高出力／低出力	



空気作動弁の機器バウンダリ
「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）」原子力情報センター

図 1　構造の比較（制御弁と空気作動弁の例）



冷却器構造図

熱交換器の機器バウンダリ
「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）」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_i：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Tr_iについては，表1に示す時間を使用している。

表1　平均修復時間データ

機器	平均修復時間	出典	備考
ポンプ，ファン	19時間	WASH-1400	残留熱除去系など安全系に対する値
弁	7時間	WASH-1400	残留熱除去系など安全系に対する値
ディーゼル発電機	20時間	国内実績	1979年6月から1986年3月までのデータに基づく

(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。

表 2　メンテナンス確率算出例（低圧炉心スプレイ系）

機器タイプ	故障モード	機器数	故障率 (／h)	平均修復時間 (h)	計算値※
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
合計					6.0E-05

※：計算値＝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，延べ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。

表 3　メンテナンスによる待機除外確率の比較

系統	本ＰＲＡ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	－

※：「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，延べプラント運転時間（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ＰＲＡ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

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ＰＲＡで用いた共通要因故障パラメータ

本ＰＲＡ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，原子力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。

(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，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－５４９７の改訂版である CCF Parameter Estimations 2010 がある。

本ＰＲＡ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ＰＲＡ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，全炉心損傷頻度は約 5.0E-5／炉年となり，ベースケースの全炉心損傷頻度約 6.1E-5／炉年と比較して約 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）の約 1／30 に低下したことに起因する。

表１　共通要因故障パラメータの一覧

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

※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）

TABLE 10. SUMMARY OF PUMP FAULTS BY TYPE OF EVENT, PUMP CATEGORY, AND PRIME-MOVER

	Category													
	Running		Alternating		Standby									
	Motor-Driven		Motor-Driven		Motor-Driven		Turbine-Driven		Diesel-Driven		Subtotal			
Type of Event	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Total	%
Random	19	17	91	26	90	32	93	27	4	25	187	29	297	27
Recurring	15	14	121	35	12	4	50	14	--	--	62	10	198	18
Common Cause	6	5	5	1	3	1	6	2	--	--	9	1	20	2
Recurring Common Cause	--	--	36	10	1	<1	--	--	--	--	1	<1	37	3
Command Faults	37	34	64	18	91	33	106	30	4	25	201	31	302	27
Recurring Command Faults	9	8	16	5	40	14	65	19	7	44	112	17	137	12
Common Cause Command Faults	20	18	13	4	31	11	21	6	1	6	53	8	86	8
Recurring Common Cause Command Faults	4	4	4	1	11	4	7	2	--	--	18	3	26	2
Total	110		350		279		348		16		643		1,103	

38

ポンプのβファクタ＝（9+1）/（187+62+9+1）
＝10/259
≒0.039

表 3　抽出した故障モード及び共通要因故障パラメータ

機器	共通要因故障パラメータの参照元等			β	γ	δ
ポンプ（ファンもポンプで代用）	現状モデル			3.90E-02	5.20E-01	1.00E+00
	CCF Parameter Estimations 2010	継続運転失敗	CCCG-2※	3.36E-02	－	－
			CCCG-3	4.14E-02	1.83E-01	－
			CCCG-4	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01
		起動失敗	CCCG-2	2.45E-02	－	－
			CCCG-3	2.31E-02	4.18E-01	－
			CCCG-4	2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01
電動弁	現状モデル			1.30E-01	5.65E-01	1.00E-00
	CCF Parameter Estimations 2010	開閉失敗	CCCG-2	9.46E-03	－	－
			CCCG-3	1.05E-02	2.12E-01	－
逆止弁	現状モデル			1.30E-01	5.65E-01	1.00E-00
	CCF Parameter Estimations 2010	開失敗	CCCG-2	0.00E+00	－	－
			CCCG-3	0.00E+00	0.00E+00	－
ＤＧ	現状モデル			2.10E-02	－	－
	CCF Parameter Estimations 2010	起動失敗	CCCG-2	1.08E-02	－	－
		継続運転失敗	CCCG-2	2.24E-03	－	－
ストレーナ	現状モデル			1.33E-01	－	－
	CCF Parameter Estimations 2010	閉塞	CCCG-2	3.90E-03	－	－

※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。

表４　事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度比較

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度（／炉年）	
	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
崩壊熱除去機能喪失	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（インターフェイスシステムＬＯＣＡ）	4.8E-10	4.8E-10
合計	6.1E-05	5.0E-05

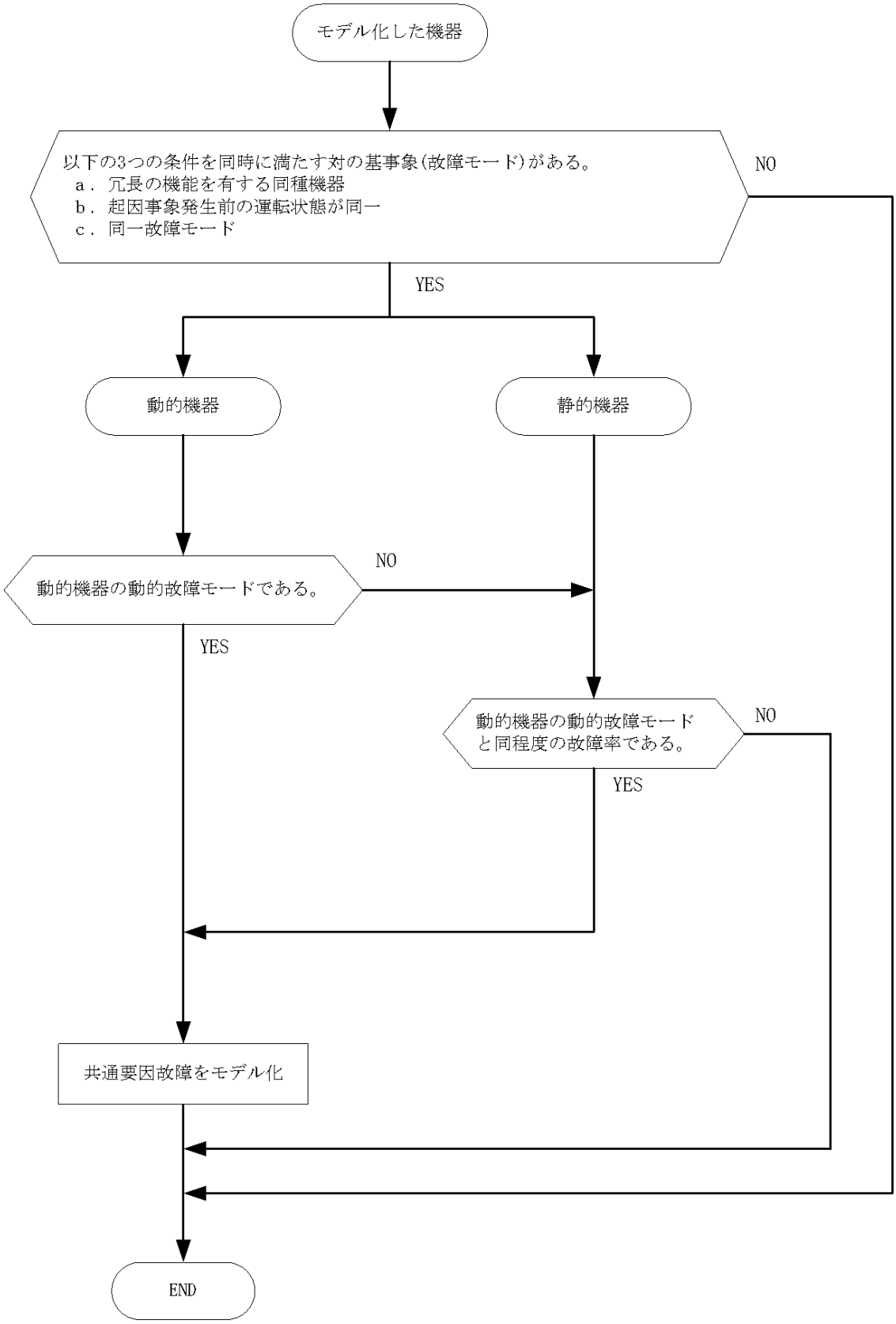


図１　共通要因故障同定のフロー

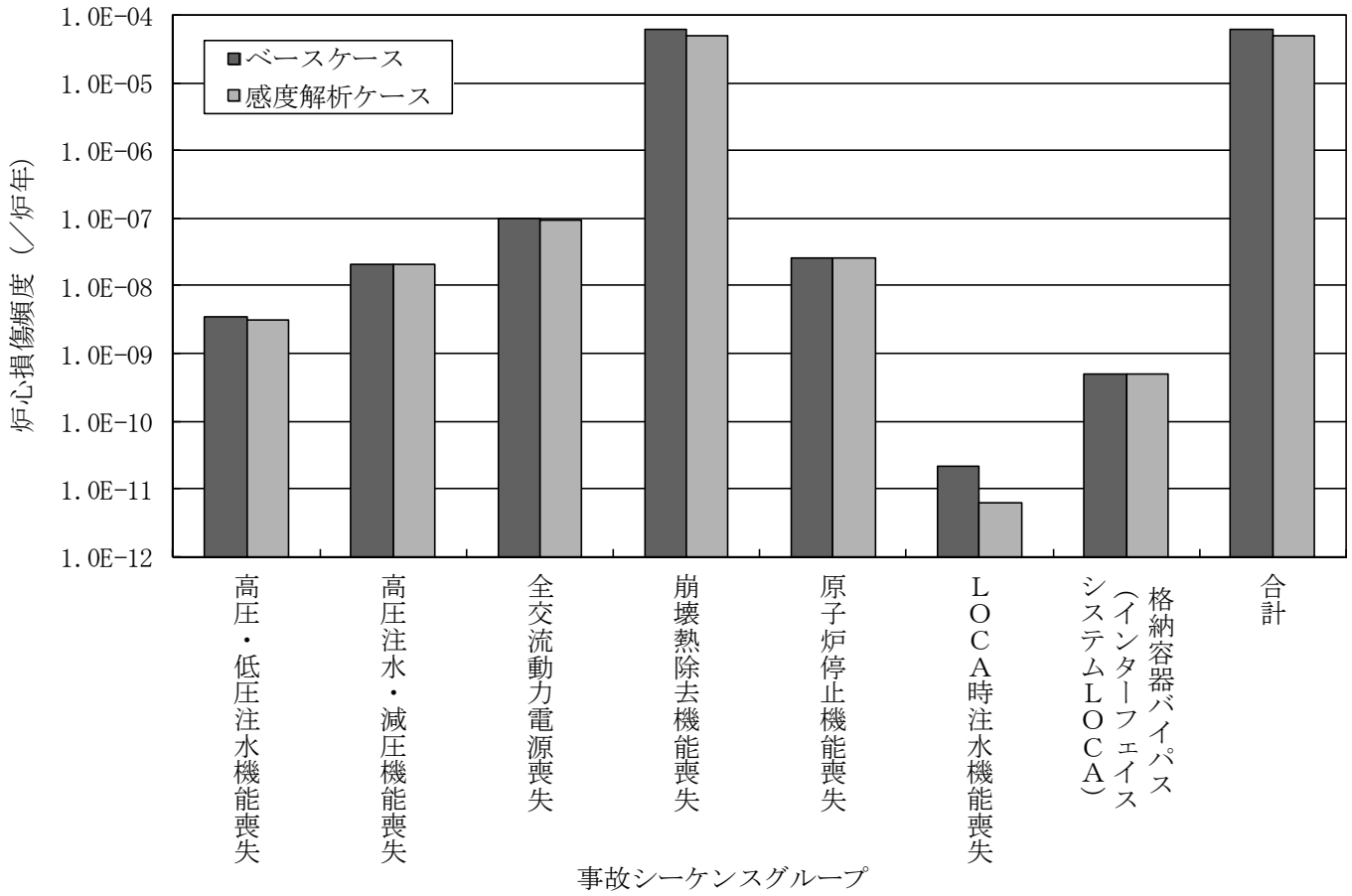


図２　事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度比較

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「ＡＰＲＭ」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

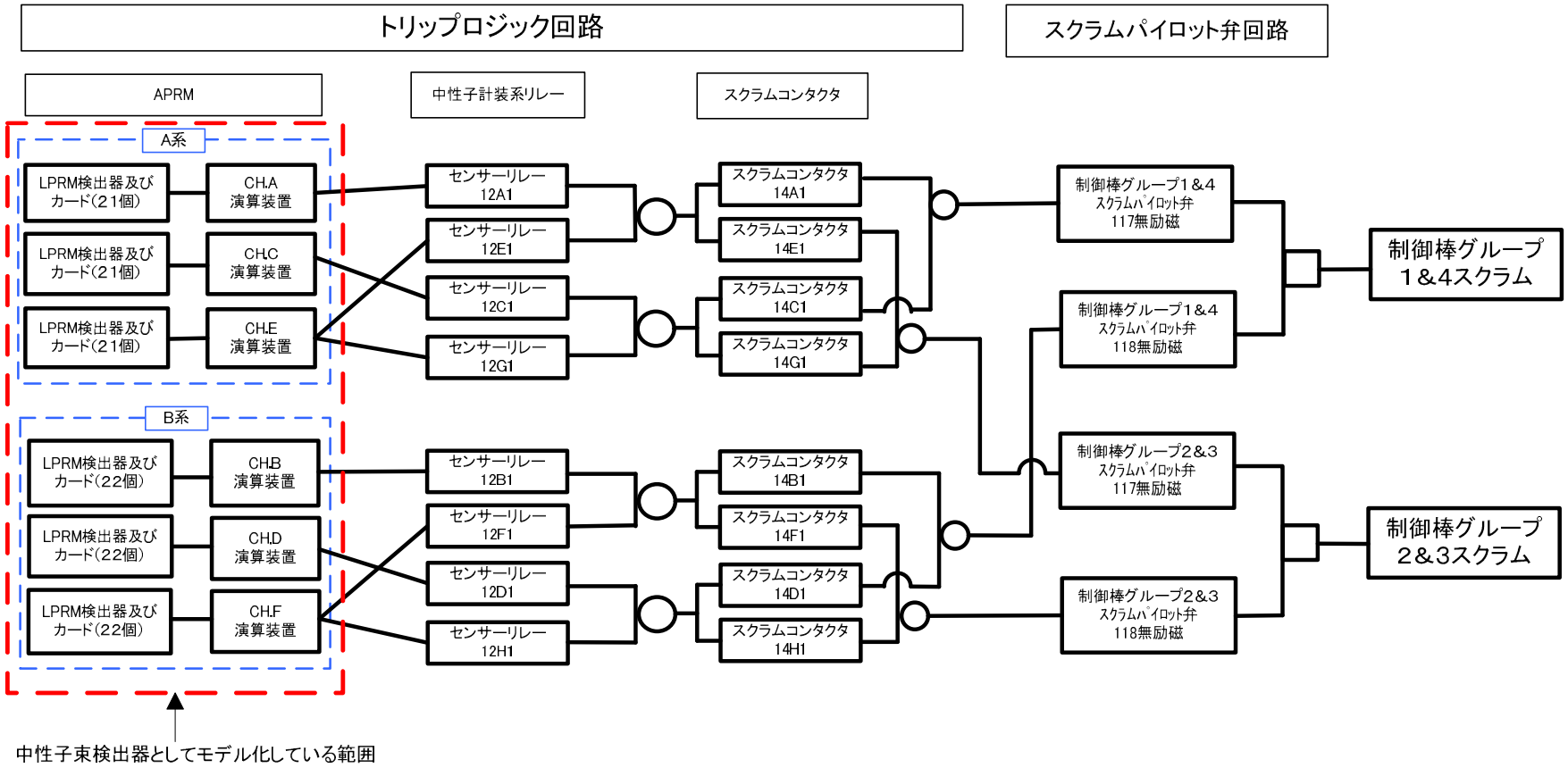


図１　中性子束高高信号によるトリップロジック及びスクラムパイロット弁回路

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 1-1～1-3 に示す。

2. 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 2-1～2-3 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）

①ＲＨＲＳポンプを（2 台）起動

②ＲＨＲポンプ室空調機を起動

③ＲＨＲ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モード及びサプレッション・プール冷却モードは 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。

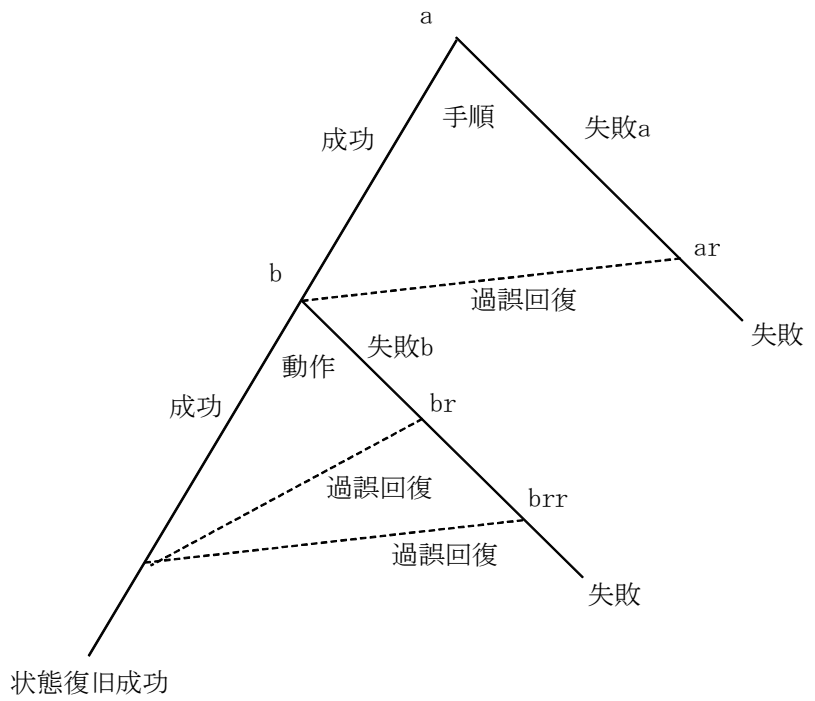
3.　評価に使用したデータベース

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。

人的過誤の定義（事象発生前）：事象発生前に操作・試験の復旧に失敗する
操　作：弁の開け忘れ・閉め忘れ　等

1．操作内容： 操作や試験に伴い待機状態や通常の設定点を変更する場合に，当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する。
2．該当手順書： 定期試験手順書等
3．人的過誤のモード： 待機状態への復旧失敗や設定点の回復失敗等
4．過誤回復の可能性： 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。

定量評価



ＨＲＡイベントツリー

分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（中央値）		ＥＦ
a	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する	1.0E-03	計算シート１－a	3
a r	分岐 a の過誤回復	5.1E-02	計算シート１－a r	－
b	機器の状態復旧のための動作に失敗する	1.0E-03	計算シート１－b	3
b r	分岐 b の過誤回復	1.0E-02	計算シート１－b	5
b r r	分岐 b r の過誤回復	5.0E-02	計算シート１－brr	－

平均値（点推定値）：8.3E-05（過誤回復あり）

確率分布：対数正規分布　EF：4.8

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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

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）

過誤確率計算シート　　1－b

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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

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）

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）

過誤確率計算シート　　１－ａｒ

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）

従属性の設定（学会標準解説表24）：
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
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
低従属とする。

（学会標準解説表23-5）

□	完全従属	当該過誤確率値 ＝	1.0E+00
□	高従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋従属考慮前値）／２ 5.0E-01
□	中従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋６×従属考慮前値）／７ 1.4E-01
○	低従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋１９×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 1-4　過誤確率計算シート（弁の開け忘れ・閉め忘れ：分岐 brr）

過誤確率計算シート　　1－b r 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-05　（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-05　（従属考慮前値）

従属性の設定（学会標準解説表24）：
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
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
低従属とする。

（学会標準解説表23-5）

□	完全従属	当該過誤確率値 ＝	1.0E+00
□	高従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋従属考慮前値）／２ 5.0E-01
□	中従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋６×従属考慮前値）／７ 1.4E-01
○	低従属	当該過誤確率値 ＝	（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

人的過誤の定義（事象発生後）：原子炉注水後のＲＨＲによる格納容器除熱操作に失敗する

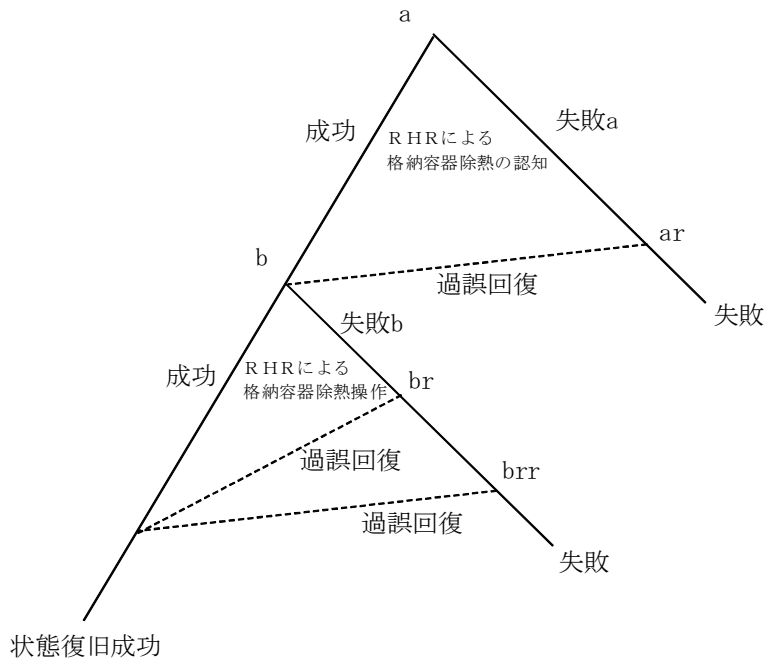
１．操作内容：
原子炉への注水に成功した後のＲＨＲによる格納容器から除熱操作に失敗する
本操作の具体的な手順は以下のとおり（ただし，ＲＨＲが既にＬＰＣＩモードで起動している場合は，ＬＰＣＩモードから格納容器スプレイ冷却モードへの切替のための弁操作のみを行う）
（1）ＲＨＲＳポンプの起動
（2）ＲＨＲポンプ室空調機起動
（3）ＲＨＲポンプ起動
（4）ＲＨＲ熱交バイパス弁閉操作
（5）格納容器スプレイ弁開操作
（6）サプレッションプールスプレイ弁の開操作

２．該当手順書：
非常時運転手順書（徴候ベース），設備別運転手順書

３．余裕時間
余裕時間は格納容器除熱に対する余裕時間1時間とする
格納容器スプレイ冷却モード等は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：
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

定量評価



ＨＲＡイベントツリー

分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（中央値）		ＥＦ
a	RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する	2.0E-04	計算シート７－a	30
ａｒ	分岐ａの過誤回復	5.0E-02	計算シート７－ａｒ	-
b	RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する	2.0E-03	計算シート７－b	3
ｂｒ	分岐ｂの過誤回復	1.0E-02	ー	5
ｂｒｒ	分岐ｂｒの過誤回復	5.0E-02	計算シート７－brr	-

平均値（点推定値）：1.1E-04

確率分布：対数正規分布　EF：35.6

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：RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する

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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

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）

過誤確率計算シート　　7－a r

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　2.0E-04
従属性を考慮する動作失敗確率　－　（計算シート７－ｂ）
合　計　2.0E-04　（従属考慮前値）

従属性の設定（学会標準解説表24）：
事象発生からの時間余裕は十分長く，担当運転員以外の当直長等の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	当該過誤確率値 ＝	1.0E+00
□	高従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋従属考慮前値）／２ 5.0E-01
□	中従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋６×従属考慮前値）／７ 1.4E-01
○	低従属	当該過誤確率値 ＝	（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 2.0E-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）

過誤確率計算シート　　7－b r r

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	－	（計算シート７－ａ）
従属性を考慮する動作失敗確率	2.0E-05	（計算シート７－ｂ）
合　計	2.0E-05	（従属考慮前値）

従属性の設定（学会標準解説表24）：
事象発生からの時間余裕は十分長く，担当運転員以外の当直長等の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	当該過誤確率値 ＝	1.0E+00
□	高従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋従属考慮前値）／２ 5.0E-01
□	中従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋６×従属考慮前値）／７ 1.4E-01
○	低従属	当該過誤確率値 ＝	（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 2.0E-05

表 3-1　ＴＨＥＲＰの標準診断曲線（NUREG/CR-1278 から抜粋）

区間	T（To 後の時間）［分］	運転員全員による診断失敗確率（初期事象に対して）［ﾒﾃﾞｨｱﾝ］	EF	区間	T（To 後の時間）［分］	運転員全員による診断失敗確率（２次事象に対して）［ﾒﾃﾞｨｱﾝ］	EF	区間	T（To 後の時間）［分］	運転員全員による診断失敗確率（３次事象に対して）［ﾒﾃﾞｨｱﾝ］	EF
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

（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 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）

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 (ラベルで区別)	.003	3
3.	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)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (系統を模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	２状態スイッチの誤った方向への操作，又は，誤ったレベルへの設定	(注)	
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 (ラベルで区別)	.005	3
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 (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)	.003	3

(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
	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)

項目	ストレスレベル	HEPs の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 （段階的操作）	×1	×1
3.	作業負荷が適度 （動的操作）	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い （段階的操作）	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い （動的操作）	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い （段階的操作）	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い （動的操作又は診断操作）	.25（EF = 5）	.50（EF = 5）
		極度にストレス・レベルが高い場合は，増倍係数ではなく，複数のクルーを対象とした固定値を用いる。	

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	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid ZD〕 = n$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid ZD〕 = N$
LD	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid LD〕 = \frac{1+19n}{20}$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid LD〕 = \frac{1+19N}{20}$
MD	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid MD〕 = \frac{1+6n}{7}$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid MD〕 = \frac{1+6N}{7}$
HD	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid HD〕 = \frac{1+n}{2}$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid HD〕 = \frac{1+N}{2}$
CD	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid CD〕 = 1.0$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid CD〕 = 1.0$

(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

表 3-6　エラーファクタ推定ガイドライン（NUREG/CR-1278 から抜粋）

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†† conducted 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., increasing 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 circumstances; 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 estimates in this table apply to experienced personnel. The performance of novices is discussed in Chapter 18.

**For UCBs for HEPs based on the dependence model, see Table 7-3.

†The highest upper UCB is 1.0.

See Appendix A to calculate the UCBs for $Pr[F_T]$, the total-failure term of an HRA event tree.

††See Table 18-1 for definitions of step-by-step and dynamic procedures.

表 3-7　計測・操作などの活動に対する確認の失敗（NUREG/CR-1278 から抜粋）

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, or checking by a second 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.

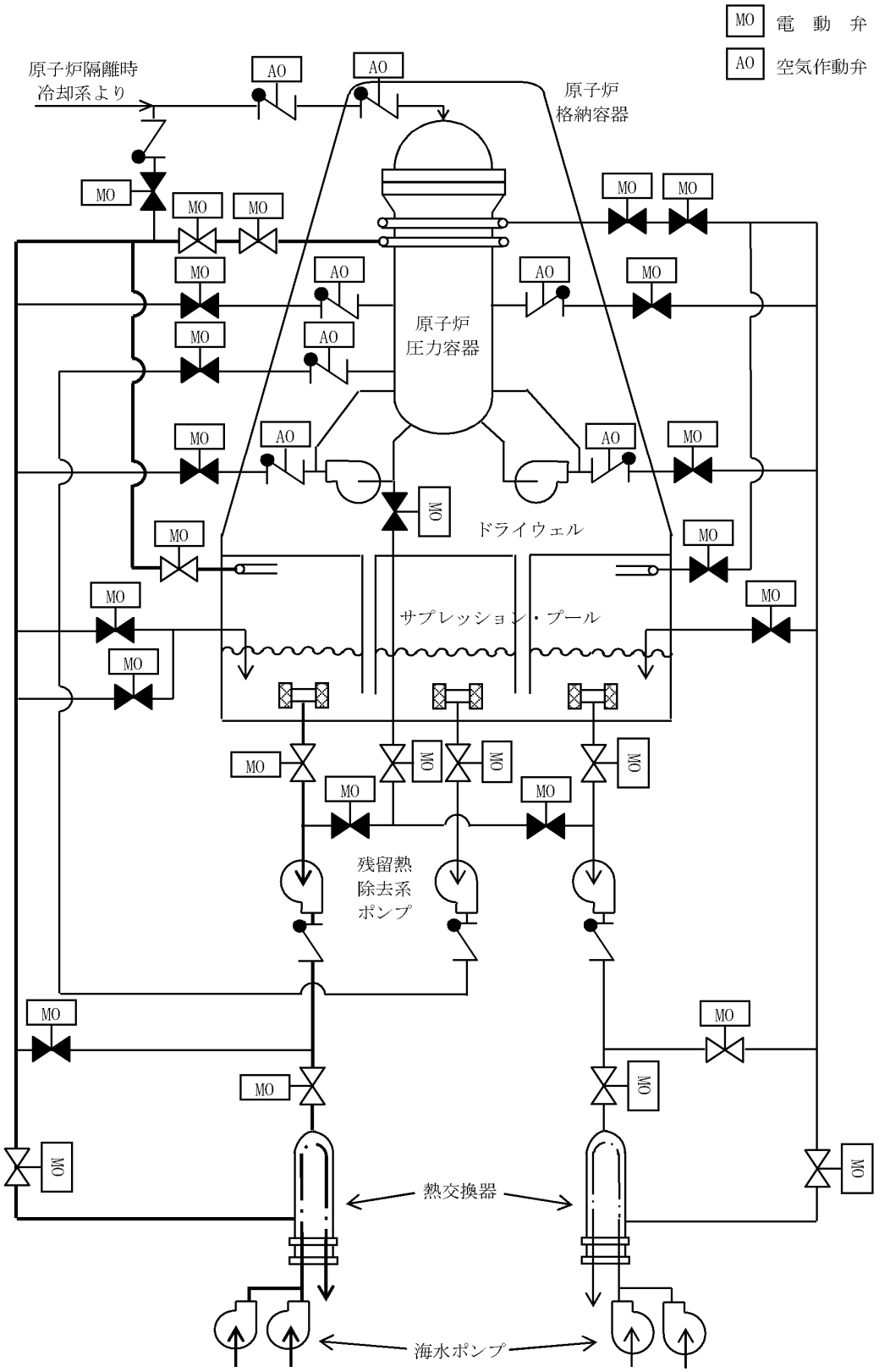


図３　ＲＨＲによる格納容器スプレイ冷却モード及びサプレッション・プール冷却モードの系統構成

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ＰＲＡ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ＰＲＡ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。

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）

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果		対象とした操作・作業等とスクリーニング結果				モデル化の要否
		運転中の試験等に伴う操作等に起因（定期試験手順等）		プラント停止中の操作等に起因（設備別手順書，定期試験手順等）		
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本体	待機（自動）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
非常用ディーゼル発電機ガバナ	通常状態への復旧失敗	試験時の手動操作	除外ルールに該当しない	試験時の手動操作	除外ルールに該当しない	要
非常用ディーゼル発電機燃料油移送ポンプ	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
非常用ディーゼル発電機空調機	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
非常用ディーゼル発電機冷却水ライン手動弁	待機（弁開）への復旧失敗	なし	－	点検後の待機状態への復旧操作	除外ルールに該当しない	要

校正ミスの取扱いについて

本ＰＲＡ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

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-6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重要度は約4.1E-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（4.1E-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。

表１　保修員の校正ミスを含む機器故障率の例

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	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。 (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。 (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。 (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。
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。

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

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	1.4E-01	―	NUREG/CR-1278 表 20-17（中従属）
③	検出器単体の校正ミス	5.1E-05	3	①×②
④	複数の検出器の校正ミス（共通要因故障）	7.3E-06	3	③に対して中従属を仮定 NUREG/CR-1278 表 20-17（中従属）

④の平均値：9.1E-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

非信頼度及び重要度評価結果（ＦＶ重要度上位 10 位）

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

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考え方について

本ＰＲＡ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ＰＲＡ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ＰＲＡでは、ヒューマンエラーハンドブック（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８）のＴＨＥＲＰ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

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→Ｓ／Ｐ，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。

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

人的過誤	ストレスレベル （ストレスファクタ）	過誤確率 （平均値）	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。
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	
弁の開け忘れ・閉め忘れ（ＩＳＬＯＣＡ）	適度 【No.2】 （×1）	2.0E-03	3.5	

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	ストレスレベル（ストレスファクタ）		余裕時間	過誤確率（平均値）	EF	ストレスレベル，ストレスファクタの選定理由
	認知失敗	操作失敗				
原子炉水位制御操作失敗	やや高い【No.4】（×2）	やや高い【No.4】（×2）	30分	2.5E-03	6.5	○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。
水源切替操作失敗（ＣＳＴ→Ｓ／Ｐ，大中破断ＬＯＣＡ以外）	やや高い【No.4】（×2）	やや高い【No.4】（×2）	30分	2.5E-03	6.5	
原子炉手動減圧失敗（ＬＯＣＡ以外）	やや高い【No.4】（×2）	やや高い【No.4】（×2）	30分	2.5E-03	6.5	
ＤＧ燃料油補給操作失敗	やや高い【No.4】（×2）	やや高い【No.4】（×2）	60分	1.1E-04	35.6	
水源切替操作失敗（ＣＳＴ→Ｓ／Ｐ，中破断ＬＯＣＡ）	極度に高い【No.7】（固定値）	やや高い【No.4】（×2）	極めて短い時間	1.8E-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】（×2）	やや高い【No.4】（×2）	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。

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）

人的過誤	ストレスレベル（ストレスファクタ）		余裕時間	過誤確率（平均値）	EF	ストレスレベル，ストレスファクタの選定理由
	認知失敗	操作失敗				
起動信号の共通原因故障時						
注水不能認知失敗（大中破断ＬＯＣＡ以外）	やや高い【No.4】 （×2）	－	30 分	1.0E-03	13.8	○認知失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。
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

項目	ストレスレベル	HEPs の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 （段階的操作）	×1	×1
3.	作業負荷が適度 （動的操作）	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い （段階的操作）	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い （動的操作）	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い （段階的操作）	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い （動的操作又は診断操作）	.25（ EF = 5 ）	.50（ EF = 5 ）
		極度にストレス・レベルが高い場合は，増倍係数ではなく，複数のクルーを対象とした固定値を用いる。	

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

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ＮＵＲＥＧ／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。ＮＵＲＥＧ／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。
- チェック欄は手順の隣に記載されている。

対象機器	手順	確認事項	備考
FTM panel	DC 測定ボタンを下に押す。	ランプが点灯する事	
	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 の間である事	記録計 3.4A
	D から G	0.049 から 0.050 の間である事	記録計 3.4B

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 項目以内）」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，約 1.7E-04 まで低減できるものと考えられる。これは，本ＰＲＡ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十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ＰＲＡ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

（NUREG/CR-1278 から抜粋）

項目	ストレスレベル	HEPs の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 （段階的操作）	×1	×1
3.	作業負荷が適度 （動的操作）	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い （段階的操作）	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い （動的操作）	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い （段階的操作）	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い （動的操作又は診断操作）	.25（ EF = 5 ）	.50（ EF = 5 ）
		極度にストレス・レベルが高い場合は，増倍係数ではなく，複数のクルーを対象とした固定値を用いる。	

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 2　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
	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　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 (ラベルで区別)	.003	3
3.	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)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (系統を模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	２状態スイッチの誤った方向への操作，又は，誤ったレベルへの設定	(注)	
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 (ラベルで区別)	.005	3
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 (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)	.003	3

（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－１２７８）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
- 作業スピード，作業負荷
- 高い危険
- 脅威（失敗，仕事をなくすこと）
- 単調さ，品位の低さ，無意味さ
- 長期の警戒時間
- 成績に対する軋轢
- 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。

(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

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－１２７８）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，診断失敗を表１に示す標準診断曲線を用いて評価しており，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ＰＲＡ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

表１　ＴＨＥＲＰの標準診断曲線（NUREG/CR-1278 から抜粋）

区間	T（To 後の時間）［分］	運転員全員による診断失敗確率（初期事象に対して）［ﾒﾃﾞｨｱﾝ］	EF	区間	T（To 後の時間）［分］	運転員全員による診断失敗確率（２次事象に対して）［ﾒﾃﾞｨｱﾝ］	EF	区間	T（To 後の時間）［分］	運転員全員による診断失敗確率（３次事象に対して）［ﾒﾃﾞｨｱﾝ］	EF
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

（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

(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	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid ZD〕 = n$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid ZD〕 = N$
LD	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid LD〕 = \frac{1+19n}{20}$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid LD〕 = \frac{1+19N}{20}$
MD	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid MD〕 = \frac{1+6n}{7}$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid MD〕 = \frac{1+6N}{7}$
HD	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid HD〕 = \frac{1+n}{2}$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid HD〕 = \frac{1+N}{2}$
CD	$Pr〔S_{“N”} \mid S_{“N-1”} \mid CD〕 = 1.0$	$Pr〔F_{“N”} \mid F_{“N-1”} \mid CD〕 = 1.0$

(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

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。

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.※	①RiskSpectrum の解析結果 （／炉年）	②SafetyWatcher の解析結果 （／炉年）	①／②	事故シーケンス グループ
3			1.01	ＴＷ
6			1.01	ＴＷ
9			1.01	ＴＷ
12			1.01	ＴＷ
15			1.01	ＴＷ
18			1.01	ＴＷ
19			1.01	ＴＱＵＶ
20			1.01	ＴＱＵＸ
23			1.00	ＴＷ
26			1.00	ＴＷ
29			1.00	ＴＷ
32			1.00	ＴＷ
35			1.00	ＴＷ
36			1.00	ＴＱＵＶ
合計			1.01	－

※：Sq No.は，図１中の「No.」に対応する。

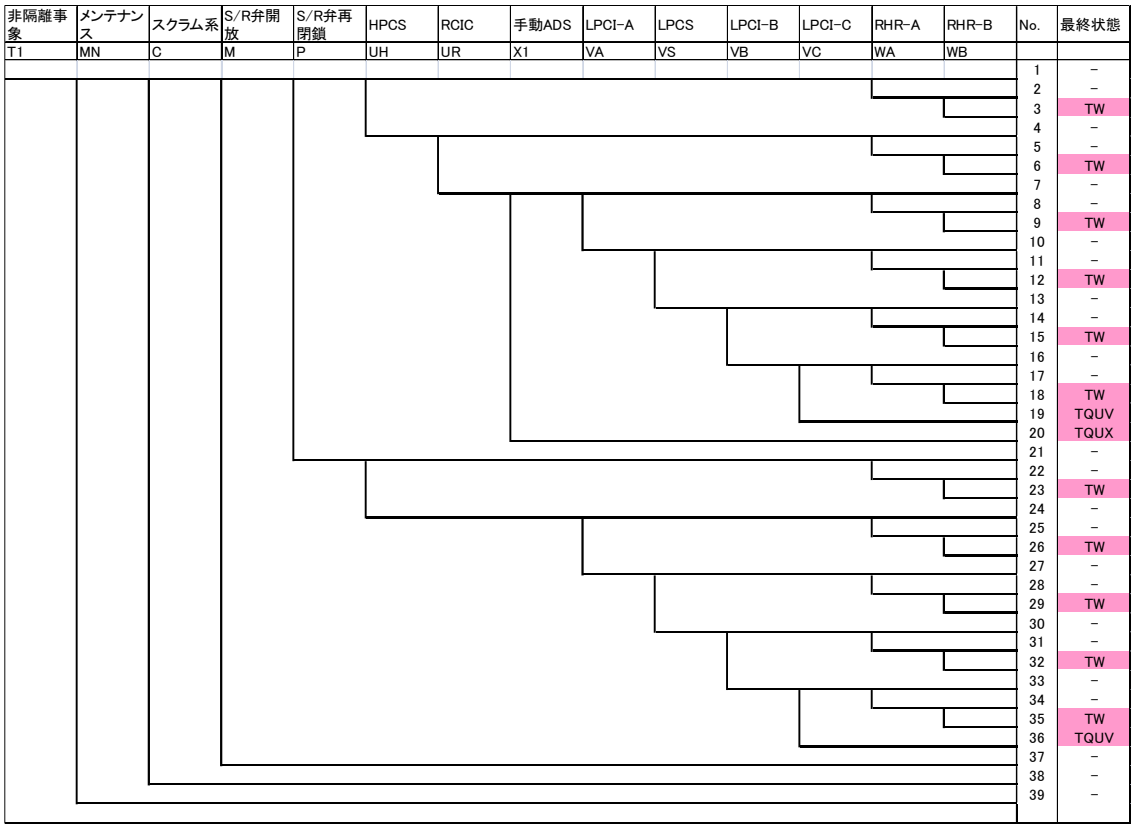


図１　ベンチマークに用いたイベントツリー

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。

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

起因事象		炉心損傷頻度（／炉年）	主要な事故シーケンス
過渡事象	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＋崩壊熱除去失敗
	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）
手動停止／サポート系喪失（手動停止）	計画外停止	6.4E-06	計画外停止＋崩壊熱除去失敗
	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）	1.6E-06	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）＋崩壊熱除去失敗
	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	1.6E-06	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）＋崩壊熱除去失敗
	交流電源故障（区分Ⅰ）	3.4E-07	交流電源故障（区分Ⅰ）＋崩壊熱除去失敗
サポート系喪失（自動停止）	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
	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
サポート系喪失（直流電源故障）	直流電源故障（区分Ⅰ）	2.7E-06	直流電源故障（区分Ⅰ）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）
	直流電源故障（区分Ⅱ）	2.7E-06	直流電源故障（区分Ⅱ）＋ＤＧ失敗（ＨＰＣＳ成功）
ＬＯＣＡ	大破断ＬＯＣＡ	3.0E-09	大破断ＬＯＣＡ＋崩壊熱除去失敗
	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ＬＯＣＡ

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

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	3.5E-09	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	2.0E-08	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
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	7.7E-08	外部電源喪失＋ＤＧ失敗＋高圧炉心冷却失敗
	ＴＢＵ	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
	ＴＢＰ	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
	ＴＢＤ	6.0E-12	外部電源喪失＋直流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ	5.6E-05	非隔離事象＋崩壊熱除去失敗
	ＴＢＷ	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	ＴＣ	2.5E-08	非隔離事象（ＡＴＷＳ）＋原子炉停止失敗
ＬＯＣＡ時注水機能喪失	ＡＥ	1.4E-12	大破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
	Ｓ１Ｅ	2.0E-11	中破断ＬＯＣＡ＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
	Ｓ２Ｅ	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ＬＯＣＡ

不確実さ解析における計算回数について

本ＰＲＡ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。

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。

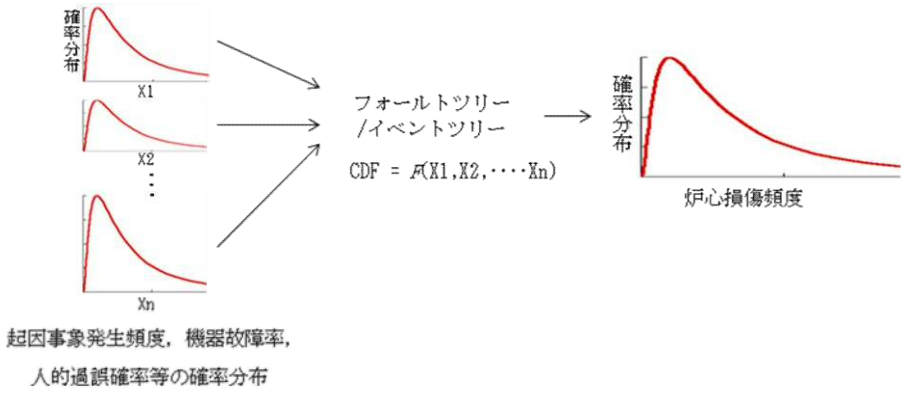


図 1　不確実さ解析（イメージ図）

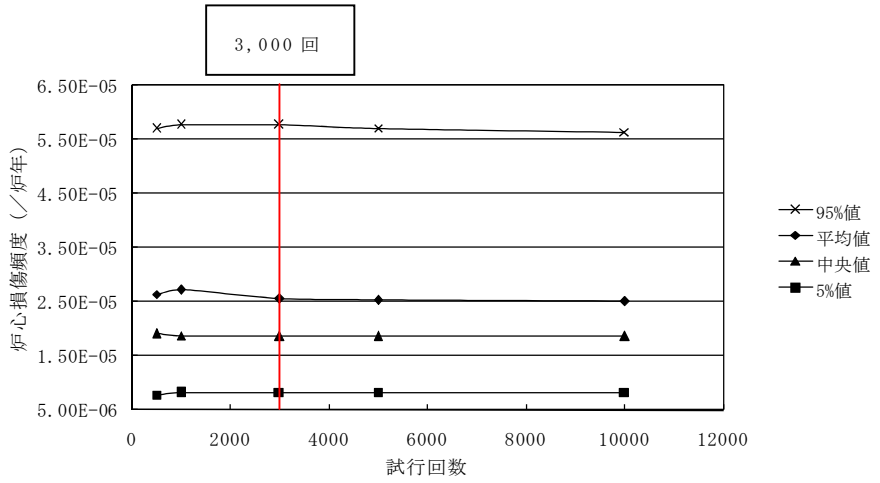


図 2　不確実さ解析結果の遷移

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

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。

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

起因事象	①ベースケース	②感度解析ケース（ベイズ統計）	②／①
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	5.4E-02／炉年	1.1
計画外停止	4.3E-02／炉年	4.5E-02／炉年	1.0

表２　ベイズ統計による個別プラントの機器故障率

機器	①ベースケース	②感度解析ケース（ベイズ統計）	②／①
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

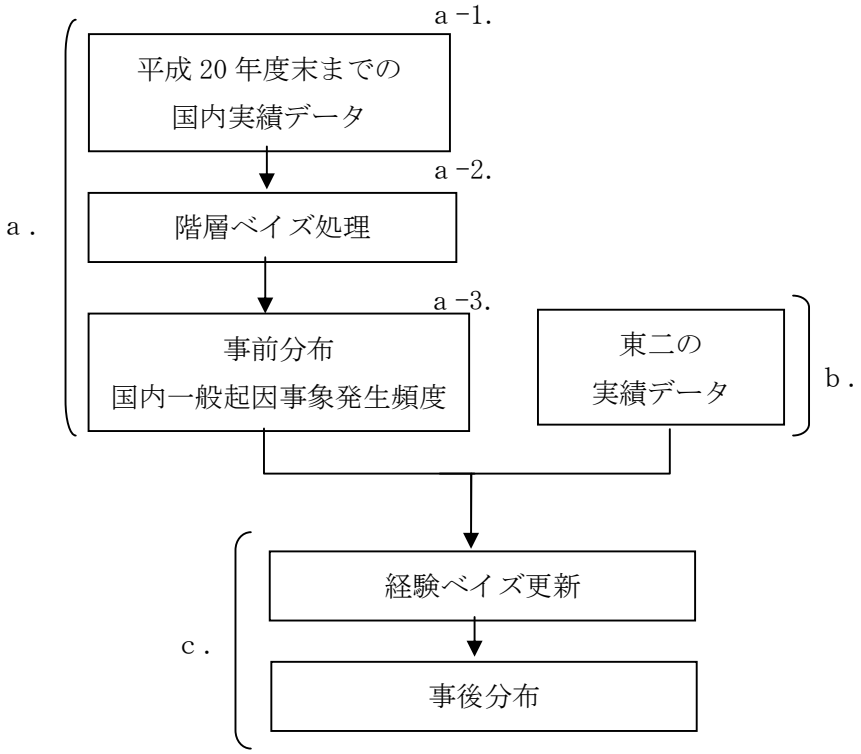


図 1　個別プラントの起因事象発生頻度の算出フロー

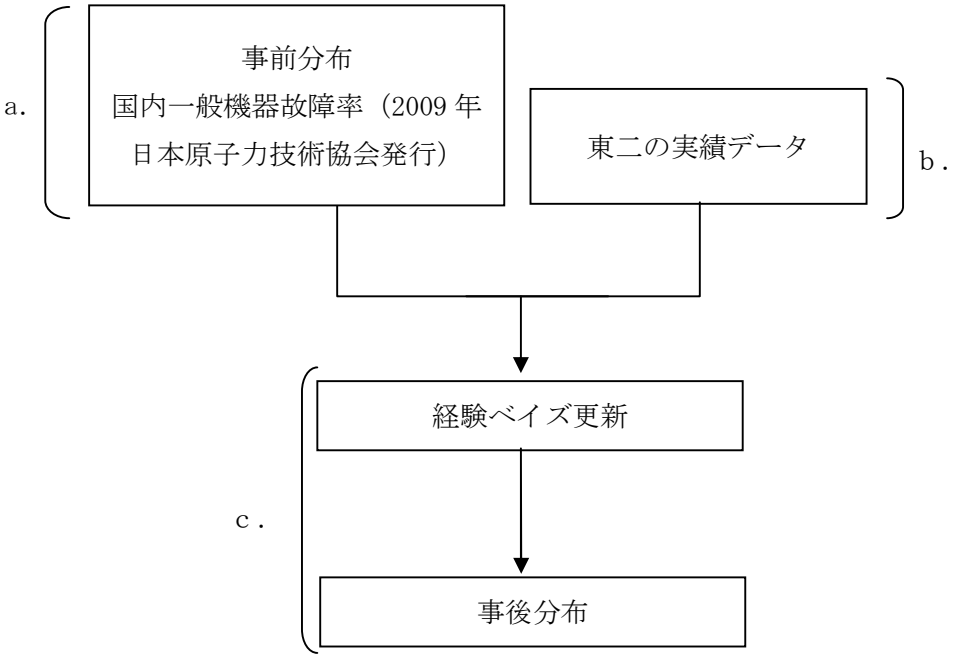


図 2　個別プラントの機器故障率の算出フロー

3.1.2　停止時ＰＲＡ

停止時ＰＲＡ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 1PSA 編）：2010」に基づいて評価を実施した。評価フロー図を第 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

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（ＡＤＳ）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）（原子炉停止時冷却モード）（第 3.1.1.1-7 図）

原子炉停止時冷却モードは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。原子炉停止時冷却モードは，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（ＬＰＣＳ）（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

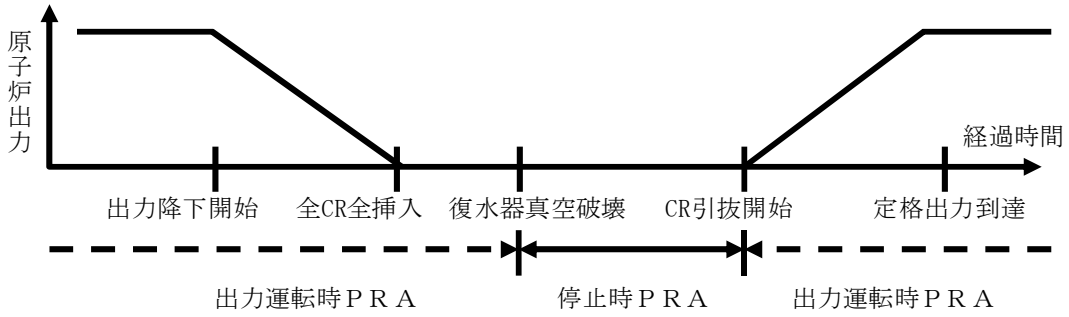
プラント停止中は，起動変圧器から外部電源を受電する。外部電源（275kV系）喪失時，非常用母線２Ｄ及びＨＰＣＳ母線は予備変圧器（154kV系）からの受電に切り替わる。なお，非常用母線２Ｃは後述のＤＧ－２Ｃからの受電が優先されるため，必要に応じ，手動操作にて予備変圧器からの受電に切り替える。常用母線から非常用母線への給電がない場合には，非常用母線の電圧低下を検知してＤＧ－２Ｃ／２Ｄ及びＨＰＣＳ－ＤＧが自動起動し，非常用母線を介して非常用機器に給電する。

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，ＣＲ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ＣＲ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，図に示すように，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み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ＰＯＳ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

(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，ＲＨＲの原子炉停止時冷却モード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。ＲＨＲの原子炉停止時冷却モード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，崩壊熱がまだ比較的高く，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／ＲＰＶ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約 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とする必要があるため，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。

(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)　崩壊熱除去失敗

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ＬＯＣＡ」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（ＣＲＤ）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ＰＲＡ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，ＲＰＶ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ＰＣＶ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，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しており，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，停止時冷却モードで運転中の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ＲＨＲ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ＰＲＡで評価対象とした起因事象のうち,ＲＨＲＳ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，ＰＯＳ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（平成21年3月）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

4／70822＝5.6E-5／日

ＲＨＲ喪失の発生件数　：4件

総施設定期検査日数　：70822日

(b)　ＲＨＲＳ喪失の発生頻度

0.5／70822＝7.1E-6／日

ＲＨＲＳ喪失の発生件数※　：0.5件

総施設定期検査日数　　：70822日

※：発生経験がないため，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(平成21年3月)末までの実績を用いている。

（3／706.1／365.25）＋（1／70822）＝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	：70822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)　ＣＲＤ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，ＬＰＣＳ，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4時間以上あり，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

$$T_1 = \frac{\Delta T \times M_1 \times C}{Q}$$

T_1 ：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）（℃）

M_1 ：保有水量（m^3）

C ：比熱（J／m^3／℃）

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

$$T_2 = T_1 + \frac{M_2 \times H_V}{Q}$$

T_2 ：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／m^3）

Q ：崩壊熱量（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．崩壊熱除去機能喪失

・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ＰＲＡ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：デマンド故障率

又は

$Q = \lambda_s \times T_s / 2$

λ_s：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（ＮＵＲＥＧ／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，全炉心損傷頻度は約4.7E-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3.1.2.8-4図に示す。

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約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

約 22.6％と大きくなった。また，ＰＯＳ別の炉心損傷頻度は，ＰＯＳ－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約 71.1％，崩壊熱除去機能喪失が約 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（ＦＶ）重要度及びRisk Achievement Worth（ＲＡＷ）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ＣＳＴ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%下限値，中央値，平均値，及び 95%上限値を評価した。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約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%上限値と5%下限値の間に約8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約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。

第 3.1.2.1-1 表　ＰＲＡで考慮する主な設備

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） （原子炉停止時冷却モード）	原子炉停止時冷却モードは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		
	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 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。

※：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

第 3.1.2.1-2 表　系統設備概要

系統設備	概要
残留熱除去系（ＲＨＲ）	電動ポンプ台数：3 台，熱交換器台数：2 台 ・　原子炉停止時冷却モード　：2 系統 ・　低圧注水系（ＬＰＣＩ）　：3 系統 ポンプ容量：約 1,690m^3／h／台
高圧炉心スプレイ系（ＨＰＣＳ）	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t／h
低圧炉心スプレイ系（ＬＰＣＳ）	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t／h
復水移送系（ＣＳＴ）	電動ポンプ：2 台 ポンプ容量：約 143m^3／h／台
残留熱除去系海水系（ＲＨＲＳ）	電動ポンプ 4 台 ポンプ容量：約 886m^3／h／台
非常用ディーゼル発電機海水系（ＤＧＳＷ）	非常用ディーゼル発電機用：2 台 ポンプ容量：約 273m^3／h／台 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（ＤＧ）	非常用ディーゼル発電機台数：2 台 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
直流電源（ＤＣ）	所内蓄電池：2 組 容量：A－約 3,500Ah，B－約 2,500Ah ＨＰＣＳ系用蓄電池：1 組 容量：約 900Ah

第 3.1.2.1-3 表　東海第二発電所の施設定期検査の実績概要

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）
第 18 回	H13.3.26～ H13.7.23	119	全燃料取出	・中性子計測ハウジング取替
第 19 回	H14.9.16～ H14.12.9	85	部分燃料取出	
第 20 回	H16.2.1～ H16.4.26	86	全燃料取出	・ルースパーツ（ＨＰＣＳデフレクタ）探査
第 21 回	H17.4.23～ H17.9.30	161	全燃料取出	・原子炉再循環流量制御弁取替
第 22 回	H18.11.18～ H.19.2.12	87	全燃料取出	・炉内点検（ジェットポンプ流量計測管点検）
第 23 回	H20.3.18～ H20.7.9	114	全燃料取出	・ＲＰＶバウンダリ弁点検（ＲＰＶ水抜き） ・ＥＣＣＳストレーナ改造
第 24 回	H21.9.7～ H22.3.31	206	全燃料取出	・原子炉再循環ポンプ分解点検

：本評価において選定した施設定期検査工程

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

	Grand Gulf (NUREG/CR-6143※1)	JNES※2	本評価
ＲＨＲ喪失（フロントライン系）	○	○	○
ＲＨＲＳ喪失（サポート系）	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断ＬＯＣＡ	○	○	－
ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ	－	－	○
ＲＨＲ運転中のＬＯＣＡ	○	○	－
ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ	○	○	○
ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ	－	－	○
ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ	－	－	○

※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

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		内容
残留熱除去系の故障	ＲＨＲ喪失	ＲＨＲの弁やポンプの故障により運転中のＲＨＲ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		外部電源が喪失する事象
原子炉冷却材の流出	ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ	原子炉水位の下降調整操作において，人的過誤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ＬＯＣＡ	ＲＨＲの系統切替え操作において，人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象
	ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ	ＣＲＤ点検作業時の人的過誤により原子炉冷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ＬＯＣＡ	ＬＰＲＭ点検作業時の人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象

第 3.1.2.2-3 表　起因事象発生頻度一覧

起因事象		発生頻度		評価方法
崩壊熱除去機能喪失				・国内ＢＷＲ実績データ　（平成 21 年 3 月末時点） ・ＲＨＲＳ喪失は発生実績がないため 0.5 回の発生を仮定 ・ＰＯＳごとの起因事象発生頻度は 1 日当たりの発生頻度にＰＯＳ日数を乗じて算出
	ＲＨＲ喪失	5.6E-05	（／日）	
	ＲＨＲＳ喪失	7.1E-06	（／日）	
外部電源喪失				・国内ＢＷＲ実績データ（平成 21 年 3 月末時点） ・ＰＯＳごとの起因事象発生頻度は 1 日当たりの発生頻度にＰＯＳ日数を乗じて算出
	外部電源喪失	2.6E-05	（／日）	
原子炉冷却材の流出				・人間信頼性解析により算出 ・ＰＯＳごとの起因事象発生頻度は 1 回（本）当たりの発生頻度にＰＯＳの期間中の操作回数（点検本数）を乗じて算出
	ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ	2.3E-04	（／回）	
	ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ	9.7E-05	（／回）	
	ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ	1.1E-06	（／本）	
	ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ	5.4E-07	（／本）	

第 3.1.2.2-4 表　ＰＯＳ別の起因事象発生頻度

	S 1 日間	A 2 日間	B1 5 日間	B2 3 日間	B3 14 日間	B4 8 日間	B5 12 日間	B6 13 日間	C1 8 日間	C2 9 日間	D 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 ＬＯＣＡ	—	—	—	2.3E-04	—	—	2.3E-04	—	—	2.3E-04	2.3E-04
ＣＵＷブロー時の ＬＯＣＡ	—	—	—	—	—	—	—	—	9.7E-05	—	9.7E-05
ＣＲＤ点検時の ＬＯＣＡ	—	—	—	2.9E-05 (27 本)	—	—	—	—	—	—	—
ＬＰＲＭ点検時の ＬＯＣＡ	—	—	—	5.4E-07 (1 本)	—	—	—	—	—	—	—

第3.1.2.2-5表　ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡの発生頻度

項目	中央値	平均値	ＥＦ	備考
①運転員の弁開操作忘れ	1.0E-03	-	3.0	NUREG/CR-1278 Table20-7(1)
②管理者の開操作チェック失敗	1.5E-01	-	5.0	NUREG/CR-1278 Table20-22(1) 低従属を考慮
		2.3E-04	4.9	

①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	平均値	ＥＦ	備考
①運転員の弁閉操作忘れ	1.0E-04	-	30.0	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	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

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

起因事象＼POS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
RHR喪失	RHR－B HPCS LPCS LPCI－B LPCI－C CST－A CST－B	RHR－B HPCS LPCS LPCI－B CST－A CST－B	CST－A	CST－A	CST－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
RHRS 喪失	RHR－B HPCS LPCI－B LPCI－C CST－A CST－B	RHR－B HPCS LPCI－B CST－A CST－B	CST－A	CST－A	CST－B	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				LPCI－B CST－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				LPCI－B CST－A※							
LPRM 点検時の LOCA				LPCI－B CST－A							

※：CRD点検時のLOCAのうち，大規模流出時はCSTに期待できない

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
ＨＰＣＳ	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

第 3.1.2.3-4 表　ＰＯＳごとの余裕時間（除熱機能及び注水機能）

起因事象	ＰＯＳ	ＰＯＳ別の代表時間	余裕時間 (h)
ＲＨＲ喪失 ＲＨＲＳ喪失 外部電源喪失	Ｓ	6 時間後	4.1
	Ａ	1 日後	6.0
	Ｂ1	3 日後	54.7
	Ｂ2	8 日後	92.4
	Ｂ3	11 日後	109.3
	Ｂ4	25 日後	157.7
	Ｂ5	33 日後	177.3
	Ｂ6	45 日後	203.0
	Ｃ1	58 日後	37.6
	Ｃ2	66 日後	40.1
	Ｄ	75 日後	42.8

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

			フロントライン系（従属故障の可能性のある系統）								
			RHR		HPCS	LPCS	LPCI			CST	
			A	B			A	B	C	A	B
サポート系（故障系統・機器）	交流電源	区分Ⅰ	◎	◎	－	◎	◎	－	－	◎	－
		区分Ⅱ	－	◎	－	－	－	◎	◎	－	◎
		区分Ⅲ	－	－	◎	－	－	－	－	－	－
	直流電源	区分Ⅰ	◎	◎	－	◎	◎	－	－	－	－
		区分Ⅱ	◎	◎	－	－	－	◎	◎	－	－
		区分Ⅲ	－	－	◎	－	－	－	－	－	－
	非常用補機冷却系	RHRS-A	◎	－	－	◎	◎	－	－	－	－
		RHRS-B	－	◎	－	－	－	◎	◎	－	－
		HPCS-DGSW	－	－	◎	－	－	－	－	－	－
	空調機	HPCSポンプ室	－	－	◎	－	－	－	－	－	－
		LPCSポンプ室	－	－	－	◎	－	－	－	－	－
		LPCI-A（RHR-A）ポンプ室	◎	－	－	－	◎	－	－	－	－
		LPCI-B（RHR-B）ポンプ室	－	◎	－	－	－	◎	－	－	－
		LPCI-Cポンプ室	－	－	－	－	－	－	◎	－	－
		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。

第 3.1.2.5-2 表　サポート系同士の依存性

故障系統・機器			従属故障の可能性のある系統																					
			残留熱除去系海水系		非常用交流電源			非常用ディーゼル発電機			非常用ディーゼル発電機海水系			直流電源			空調機							
			RHRS		区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	DG			DGSW			区分Ⅰ	区分Ⅱ	区分Ⅲ	HPCSポンプ室	LPCSポンプ室	LPCI-A(RHR-A)ポンプ室	LPCI-B(RHR-B)ポンプ室	LPCI-Cポンプ室	DG-2C室	DG-2D室	HPCS-DG室
			A	B				2C	2D	HPCS	A	B	HPCS											
故障系統・機器	非常用補機冷却系	RHRS-A		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	◎	◎	－	－	－	－	－
		RHRS-B	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	◎	◎	－	－	－
	非常用交流電源	区分Ⅰ	◎	－		－	－	－	－	－	◎	－	－	△	－	－	－	◎	◎	－	－	◎	－	－
		区分Ⅱ	－	◎	－		－	－	－	－	－	◎	－	－	△	－	－	－	－	◎	◎	－	◎	－
		区分Ⅲ	－	－	－	－		－	－	－	－	－	◎	－	－	△	◎	－	－	－	－	－	－	◎
	交流電源関連設備	DG-2C	○	－	○	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		DG-2D	－	○	－	○	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		HPCS-DG	－	－	－	－	○	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		DGSW-A	－	－	－	－	－	◎	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		DGSW-B	－	－	－	－	－	－	◎	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		HPCS- DGSW	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－		－	－	－	◎	－	－	－	－	－	－	－
	直流電源	区分Ⅰ	◎	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
		区分Ⅱ	－	◎	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－	－
		区分Ⅲ	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－	－
	空調機	HPCSポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－	－
		LPCSポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－	－
		LPCI-A（RHR-A）ポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－
		LPCI-B（RHR-B）ポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－	－
		LPCI-Cポンプ室	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－	－
		DG-2C室	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－	－
		DG-2D室	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－		－
		HPCS-DG室	－	－	－	－	－	－	－	◎	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

◎： 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。

第 3.1.2.5-3 表　代表的なフォールトツリーの評価結果

システム（系統）	非信頼度［平均］（／ｄ）	
	残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	外部電源喪失
ＨＰＣＳ	6.8E-03	1.2E-02
ＬＰＣＳ	3.6E-03	3.6E-03
ＬＰＣＩ－Ａ	3.7E-03	3.8E-03
ＬＰＣＩ－Ｂ	3.7E-03	3.8E-03
ＬＰＣＩ－Ｃ	3.7E-03	3.7E-03
ＣＳＴ－Ａ	2.5E-03	2.4E-03
ＣＳＴ－Ｂ	2.5E-03	2.5E-03
ＲＨＲ－Ａ	8.7E-03※	1.1E-02
ＲＨＲ－Ｂ	8.9E-03※	1.1E-02

※：起因事象「原子炉冷却材の流出」では期待しない

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

	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(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

	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(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

	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Ａ入口弁開け忘れ	2.2%
4	ＲＨＲＳ－Ａ熱交換器Ａ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(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

	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(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

	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(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

	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%
5	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(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

	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ポンプ口弁開け忘れ	3.3%
6	ＣＳＴ－Ｂポンプ出口弁開け忘れ	3.3%
5	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

	主要なミニマルカットセット	割合
1	原子炉停止時冷却モードＡライン調整弁手動操作失敗	12.6%
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（原子炉停止時冷却モード）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）手動操作失敗	12.6%
1	ＲＨＲ－Ａポンプ手動操作失敗	12.6%
6	原子炉停止時冷却モードＡライン調整弁開失敗	2.4%
6	原子炉停止時冷却モードＡライン調整弁制御部故障	2.4%
6	ＲＨＲ－Ａポンプ入口弁（原子炉停止時冷却モード）開失敗	2.4%
6	ＲＨＲ－Ａポンプ入口弁（原子炉停止時冷却モード）制御部故障	2.4%
10	内側隔離弁（原子炉停止時冷却モード）隔離誤信号	2.1%
10	外側隔離弁（原子炉停止時冷却モード）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Ａ入口弁開け忘れ	1.0%
13	ＲＨＲＳ－Ａ熱交換器Ａ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－Ａポンプ出口手動弁開け忘れ	1.0%
13	ＲＨＲ－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%

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

	主要なミニマルカットセット	割合
1	原子炉停止時冷却モード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（原子炉停止時冷却モード）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	原子炉停止時冷却モードＢライン調整弁開失敗	2.4%
6	原子炉停止時冷却モードＢライン調整弁制御部故障	2.4%
6	ＲＨＲ－Ｂポンプ入口弁（原子炉停止時冷却モード）開失敗	2.4%
6	ＲＨＲ－Ｂポンプ入口弁（原子炉停止時冷却モード）制御部故障	2.4%
10	内側隔離弁（原子炉停止時冷却モード）隔離誤信号	2.1%
10	外側隔離弁（原子炉停止時冷却モード）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 3.1.2.6-1 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
ＲＨＲＳ	ポンプ	起動失敗 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 （手動起動に必要な信号）	検出器	作動失敗
	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
ＬＰＣＩ－Ａ／Ｂ／Ｃ （ＲＨＲ－Ａ／Ｂ）	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	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
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）
交流電源（区分Ⅰ，Ⅱ） （ＤＧ－２Ｃ／２Ｄ）	非常用ディーゼル発電機	起動失敗 運転継続失敗
	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	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

第 3.1.2.6-3 表　共通要因故障パラメータの一覧

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

※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

第 3.1.2.7-1 表　人的過誤の評価結果

人的過誤		過誤確率 (平均値) ［／ｄ］	エラー ファクタ
起因事象 発生前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	8.3E-05	4.8
	ＤＧ試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3.9E-03	6.8
起因事象 発生後	手動操作失敗	1.1E-03	3.5
	水源切替操作失敗 （ＣＳＴ→Ｓ／Ｐ）	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
	運転員の認知失敗 （ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ）	1.8E-07	42.7
	運転員の認知失敗 （ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ）	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 3.1.2.8-1 表　起因事象別・ＰＯＳ別炉心損傷頻度内訳表

ＰＯＳ		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	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 (5.7E-14)	3.1E-13 (1.5E-13)	2.5E-07 (5.0E-08)	1.6E-07 (5.3E-08)	7.1E-07 (5.1E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.1E-06	22.6%
	ＲＨＲ喪失	2.1E-14 (2.1E-14)	4.7E-14 (2.3E-14)	2.2E-07 (4.5E-08)	1.4E-07 (4.7E-08)	6.3E-07 (4.5E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	9.9E-07	20.0%
	ＲＨＲＳ喪失	3.5E-14 (3.5E-14)	2.6E-13 (1.3E-13)	2.8E-08 (5.6E-09)	1.7E-08 (5.8E-09)	7.9E-08 (5.6E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.2E-07	2.5%
外部電源喪失		3.7E-10 (3.7E-10)	7.3E-10 (3.7E-10)	8.0E-07 (1.6E-07)	7.8E-07 (2.6E-07)	2.2E-06 (1.6E-07)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	3.8E-06	77.4%
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%
	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%

上段：／POS，下段（　）内：／日

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	事故シーケンスグループ別 炉心損傷頻度 （／施設定期検査）	寄与割合
崩壊熱除去機能喪失	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	28.8%
	外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	6.3%		
全交流動力電源喪失	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%	3.5E-06	71.1%
	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%		
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 3.1.2.8-3 表　事故シーケンスグループの分析結果

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
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-06	78.2%	①ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ3	3.0E-07	26.6%
				①ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＢ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ3	3.0E-07	26.6%
				③ＲＨＲ喪失＋復水貯蔵タンクＡ真空逃がし弁作動失敗	Ｂ1	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	Ｂ1	1.1E-07	9.4%
	外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	21.8%	①外部電源喪失＋ＲＨＲ－Ｂポンプ手動操作失敗	Ｂ2	8.4E-08	27.1%
				①外部電源喪失＋ＬＰＣＩ－Ｂ注入弁手動操作失敗	Ｂ2	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	Ｂ2	8.4E-08	27.1%
全交流動力電源喪失	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	100.0%	①外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ運転継続失敗	Ｂ3	8.2E-07	23.3%
				②外部電源喪失＋ＤＧ－２Ｄ起動失敗	Ｂ3	5.6E-07	15.8%
				③外部電源喪失＋ＤＧ２Ｃ運転継続失敗	Ｂ1	3.0E-07	8.4%
	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%	①外部電源喪失＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通要因故障	Ｂ3	6.0E-11	44.2%
				②外部電源喪失＋蓄電池－Ａ／Ｂ給電失敗共通要因故障	Ｃ2	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	Ｂ1	2.2E-11	15.9%
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	100.0%	①ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ＋運転員の認知失敗	Ｃ2	4.1E-11	22.2%
				①ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ＋運転員の認知失敗	Ｄ	4.1E-11	22.2%
				③ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ＋運転員の認知失敗	Ｃ1	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%

※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	ＦＶ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

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

第 3.1.2.8-6 表　不確実さ解析結果

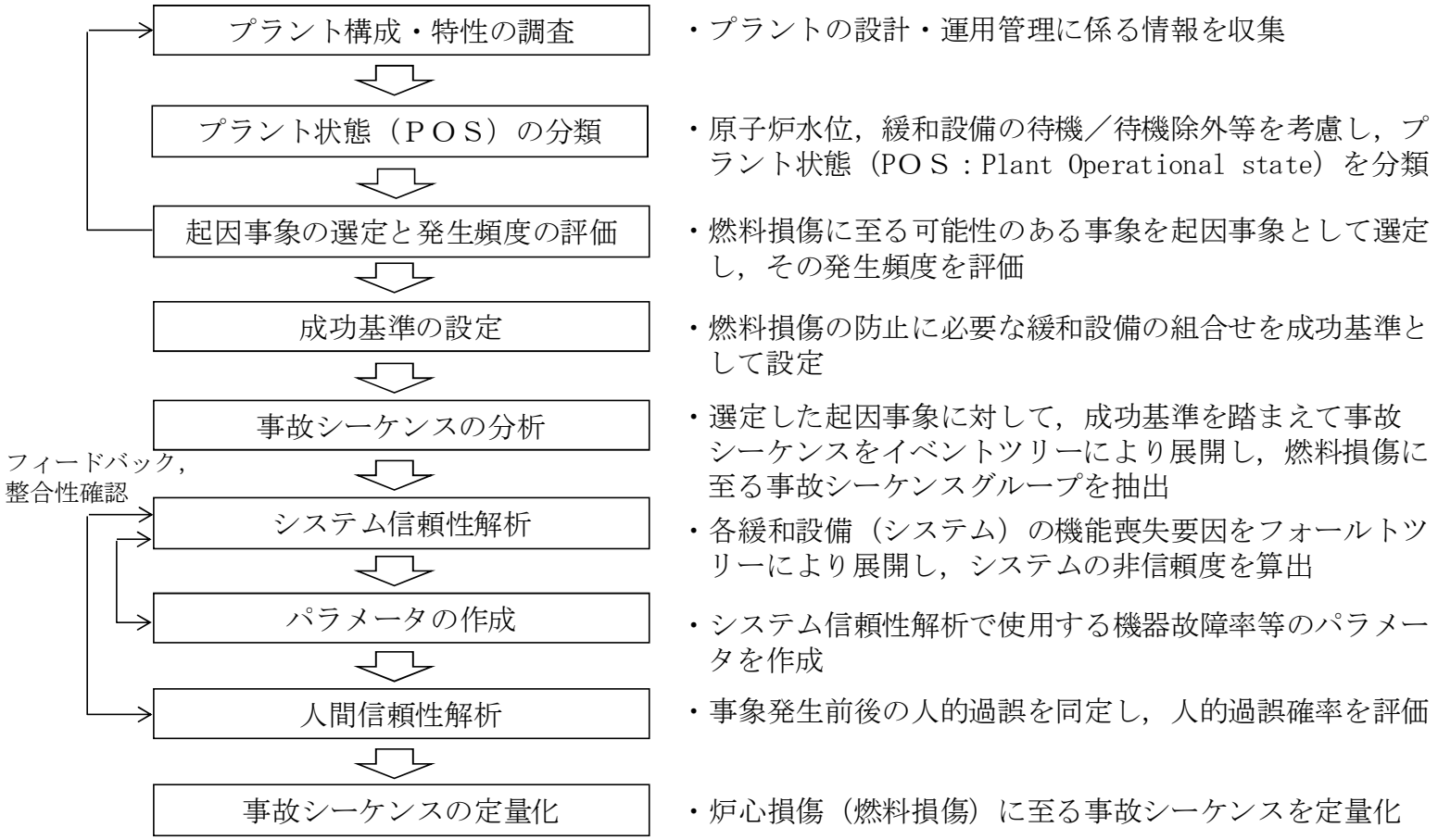
		全炉心損傷頻度（／施設定期検査）
点推定値		5.0E-06
不確実さ解析	平均値	5.0E-06
	95%上限値	1.2E-05
	中央値	3.9E-06
	5%下限値	1.6E-06
	エラー ファクタ	2.7

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）

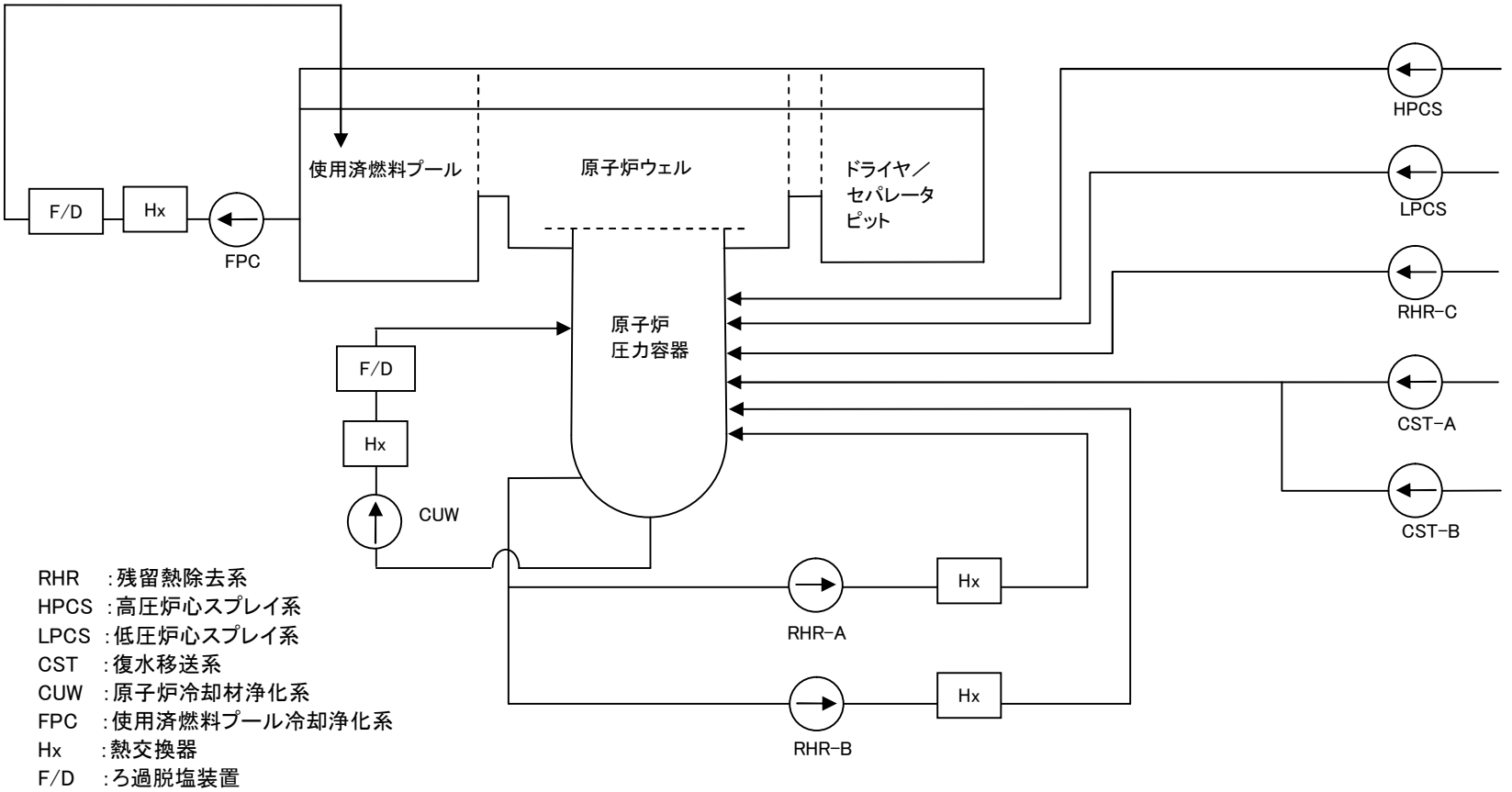
感度解析実施範囲

ＰＯＳ		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	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 (5.7E-14)	3.1E-13 (1.5E-13)	2.4E-07 (4.8E-08)	1.4E-07 (4.8E-08)	6.7E-07 (4.8E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.1E-06	86.9%
	ＲＨＲ喪失	2.1E-14 (2.1E-14)	4.7E-14 (2.3E-14)	2.1E-07 (4.2E-08)	1.3E-07 (4.3E-08)	6.0E-07 (4.3E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	9.4E-07	77.2%
	ＲＨＲＳ喪失	3.5E-14 (3.5E-14)	2.6E-13 (1.3E-13)	2.7E-08 (5.3E-09)	1.6E-08 (5.4E-09)	7.5E-08 (5.4E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.2E-07	9.7%
外部電源喪失		3.7E-10 (3.7E-10)	7.3E-10 (3.7E-10)	2.3E-08 (4.7E-09)	1.4E-08 (4.6E-09)	6.5E-08 (4.6E-09)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	1.6E-07	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	－	－	－	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%	＜0.1%	＜0.1%	＜0.1%	＜0.1%	3.1%	＜0.1%		100.0%

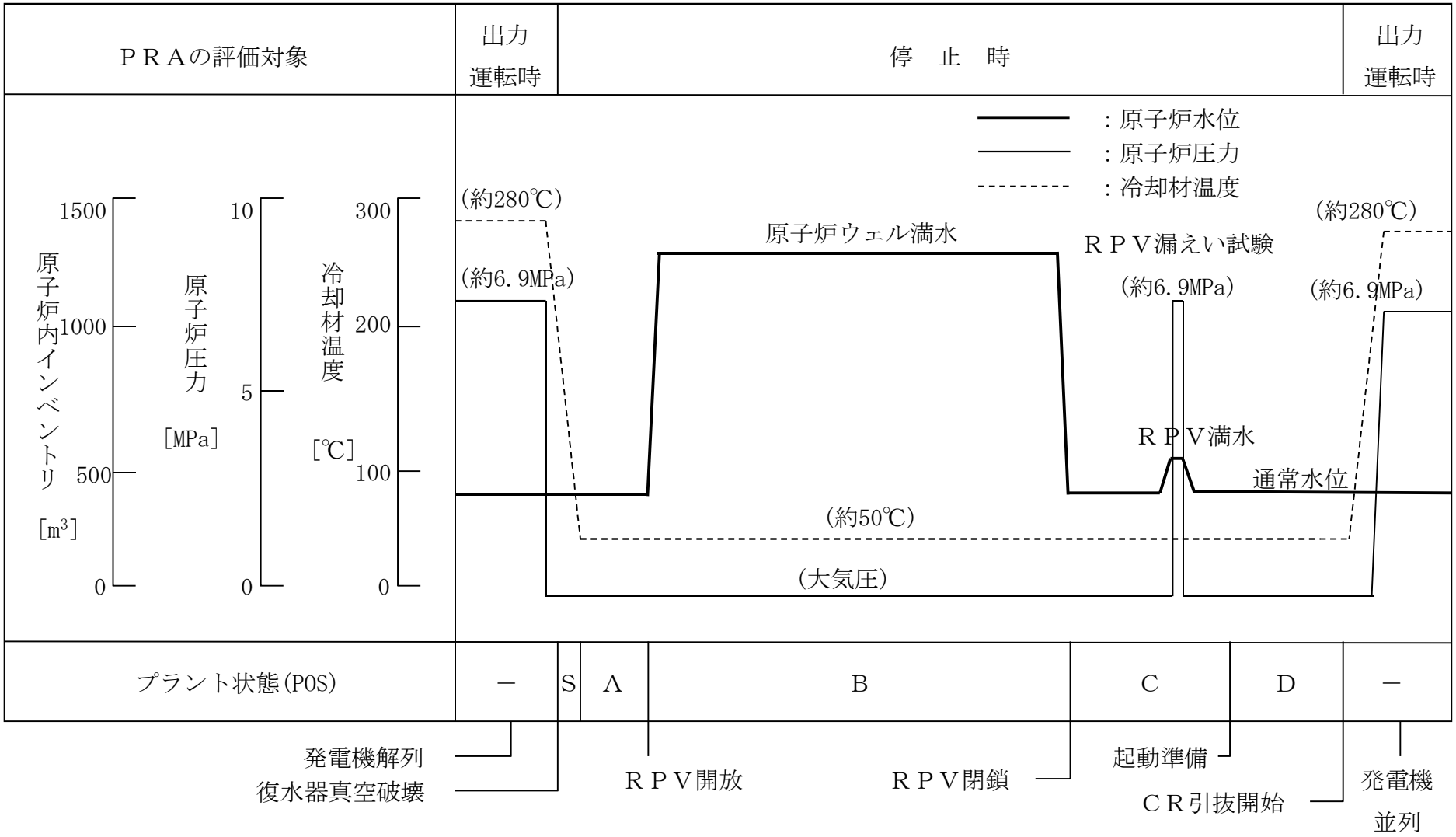
上段：／ＰＯＳ，下段（　）内：／日



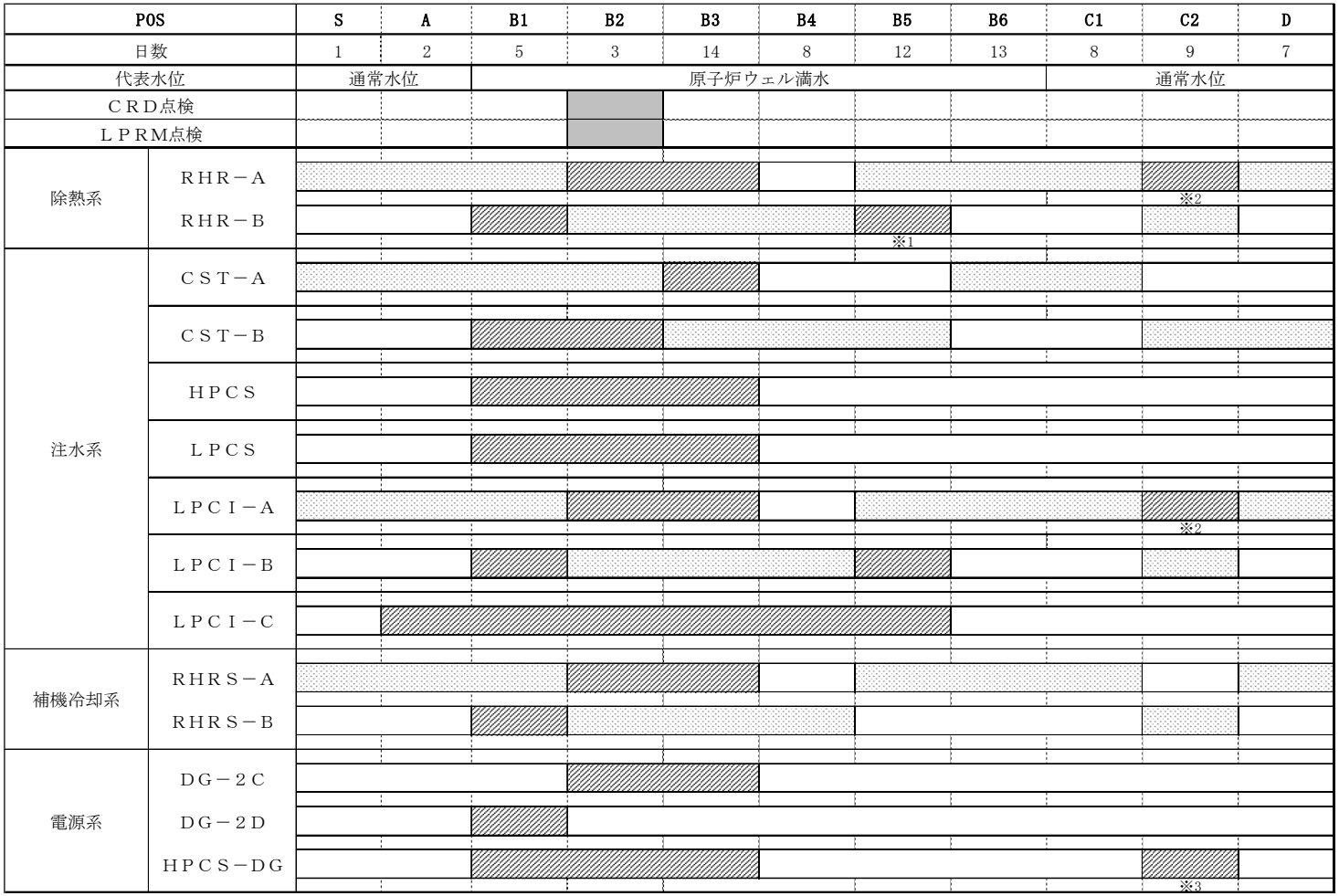
第 3.1.2-1 図　内部事象停止時レベル１ＰＲＡの評価フロー図



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



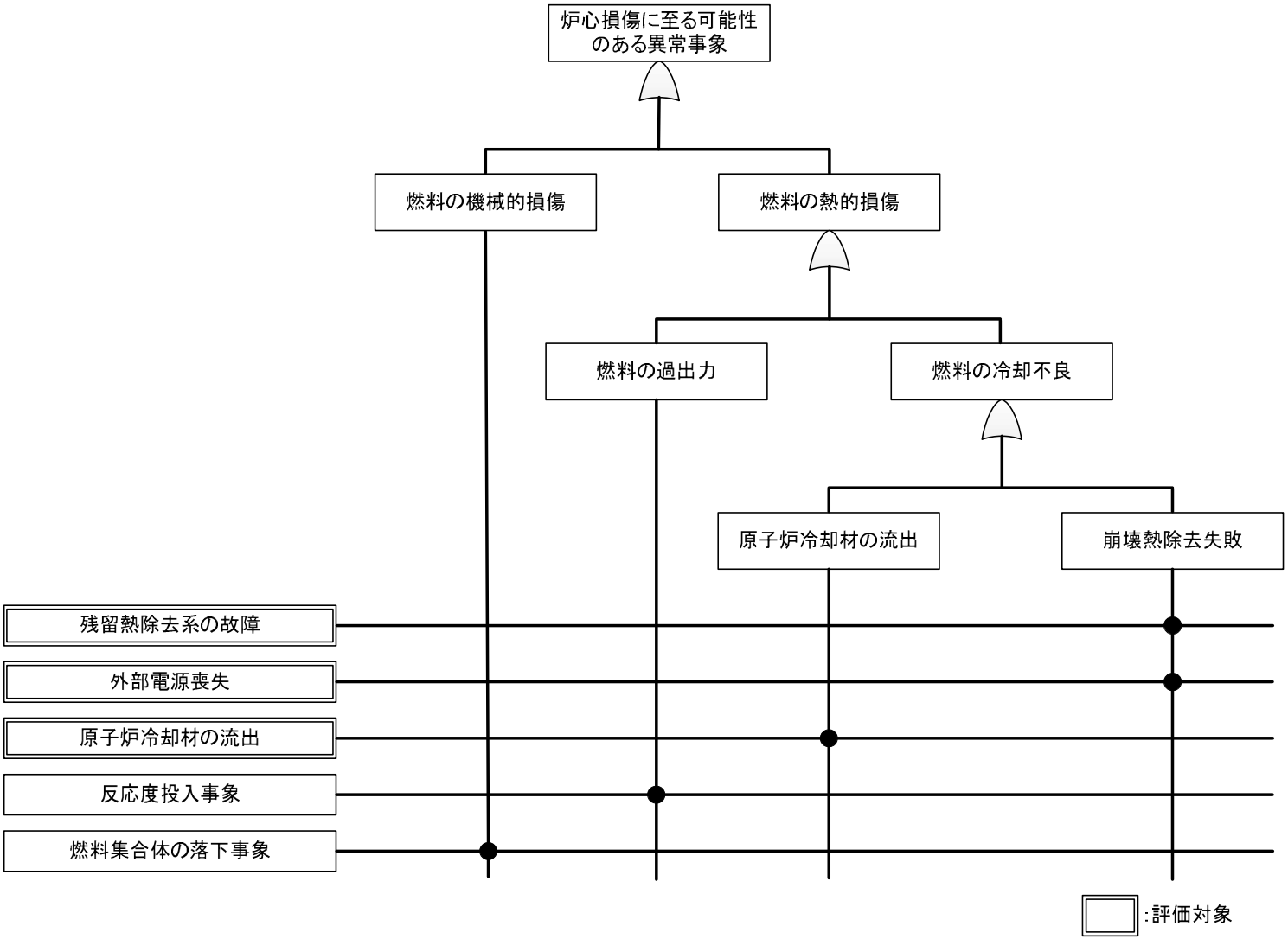
第 3.1.2.1-2 図　プラント状態・主要パラメータとＰＯＳ分類



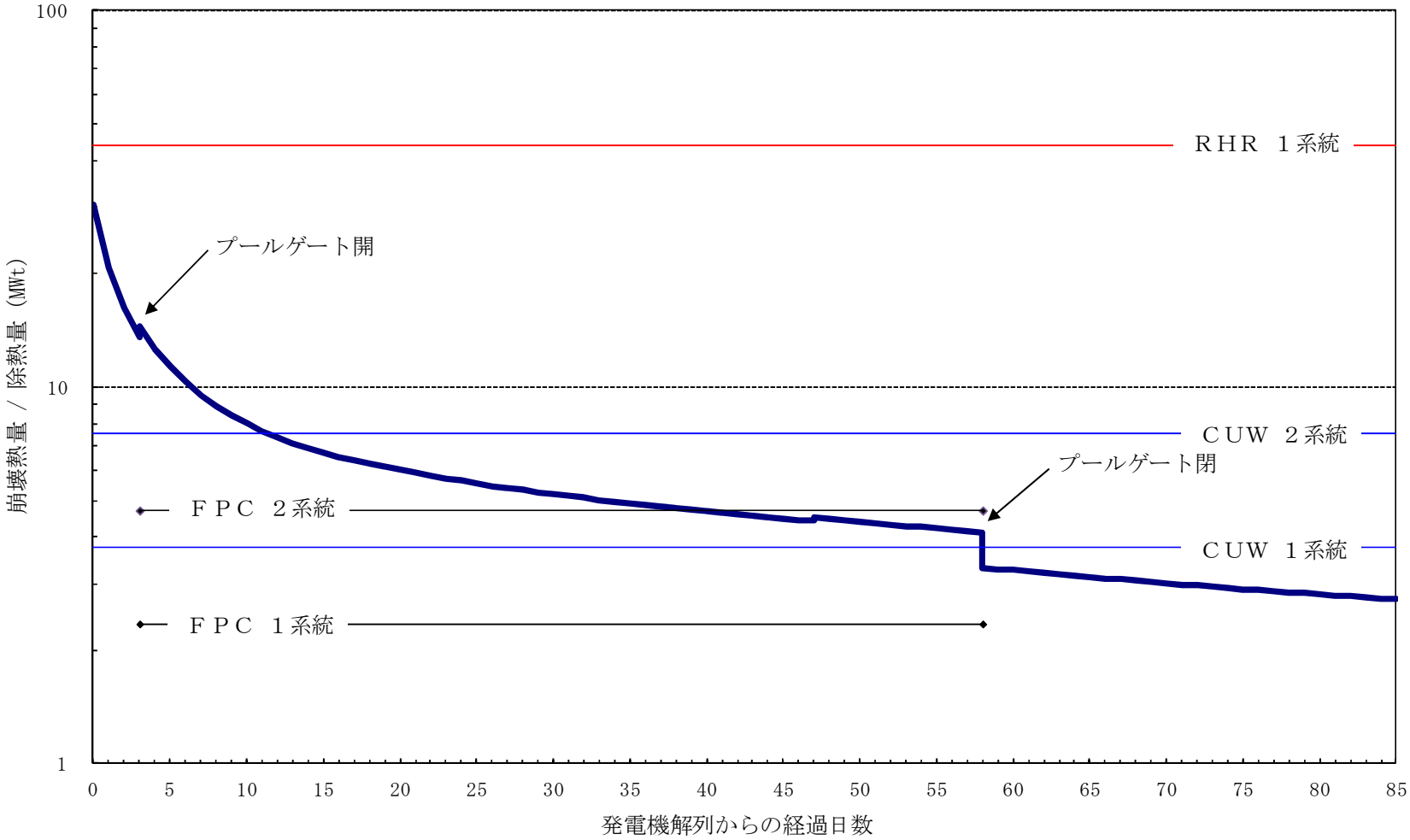
※1：RHR蒸気凝縮配管撤去のため，RHR-B待機除外
※2：RHR-A系統圧力上昇による点検のため，RHR-A待機除外
※3：HPCS-DGの潤滑油プライミングポンプの点検のため，HPCS-DG待機除外

：運転　：待機　：待機除外

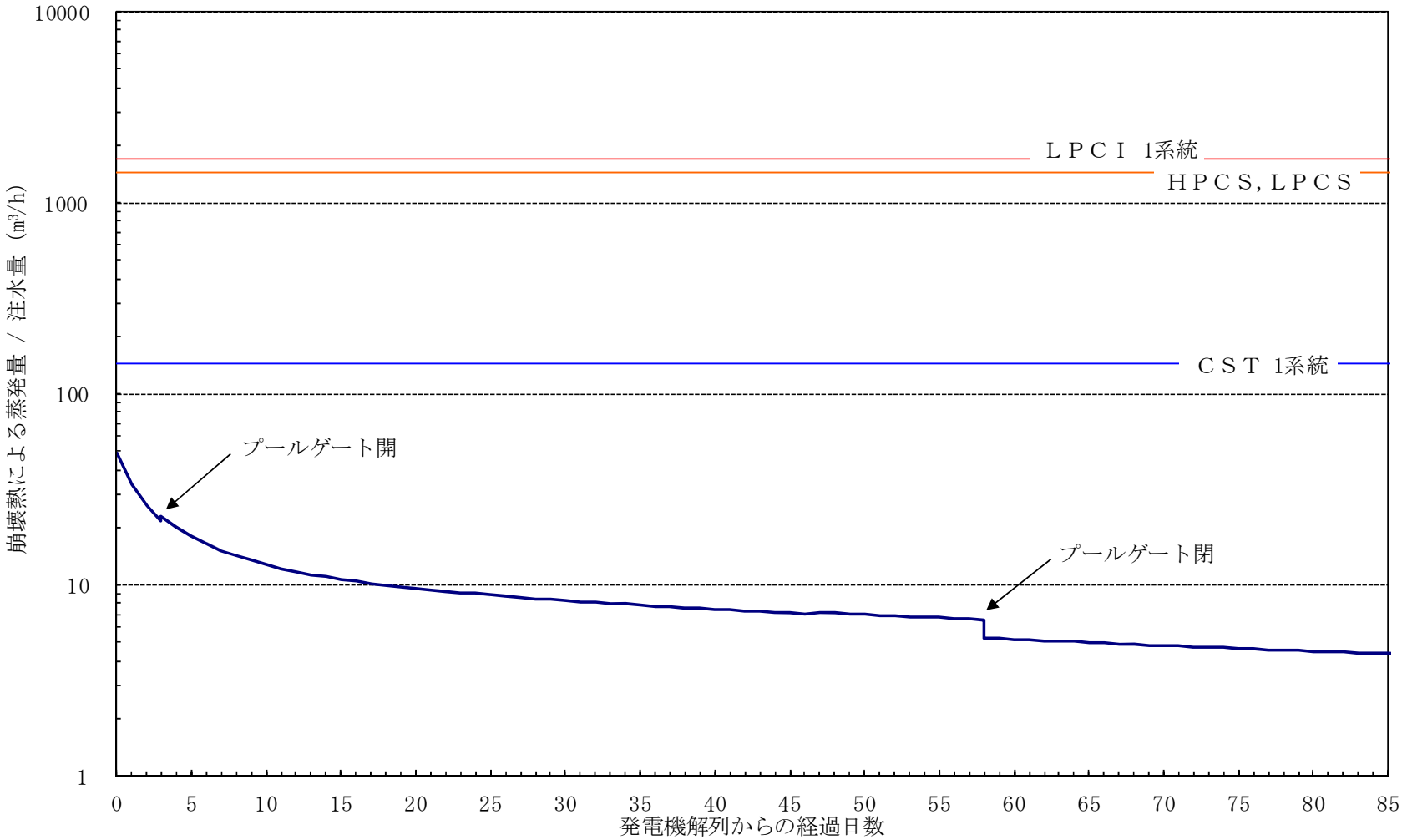
第 3.1.2.1-3 図　第 19 回施設定期検査工程のＰＯＳ分類結果



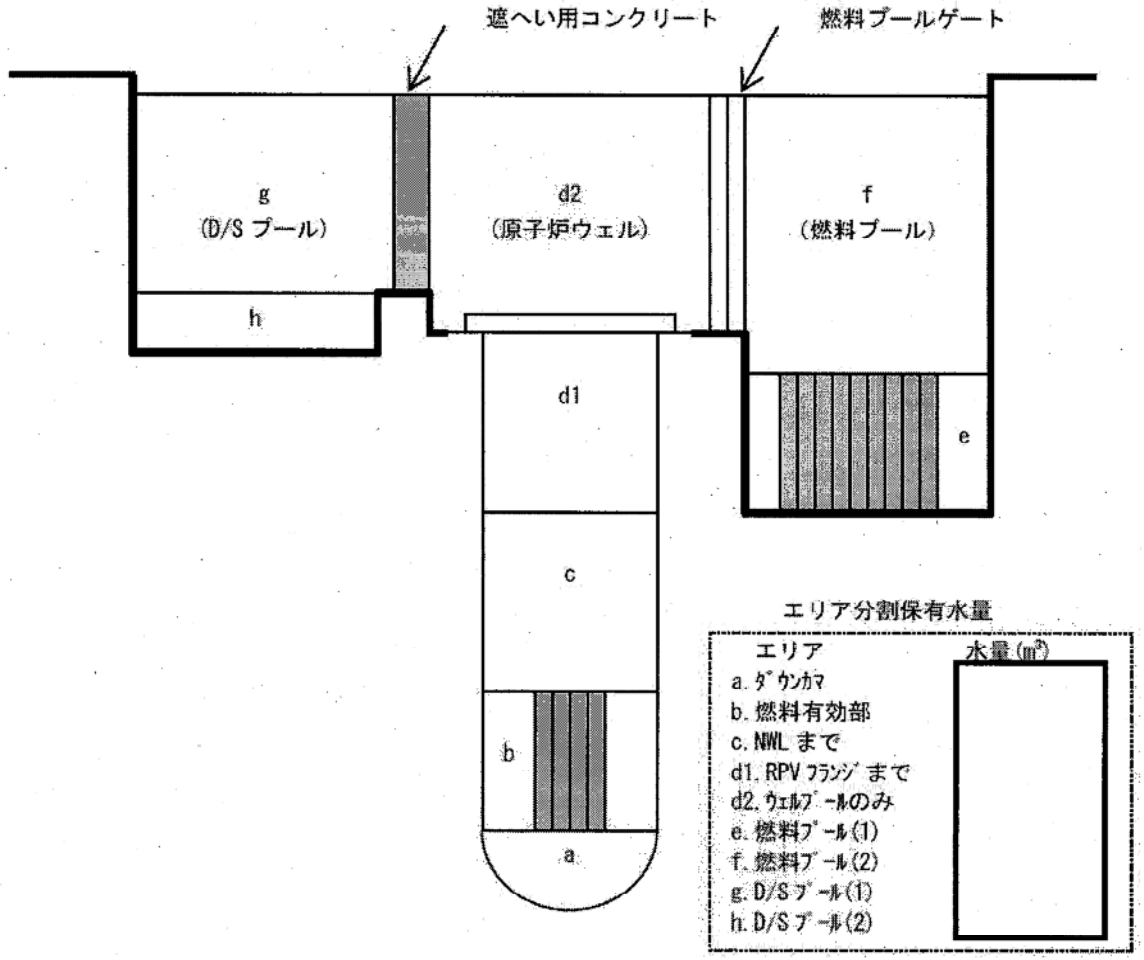
第 3.1.2.2-1 図　マスターロジックダイアグラム抽出結果



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

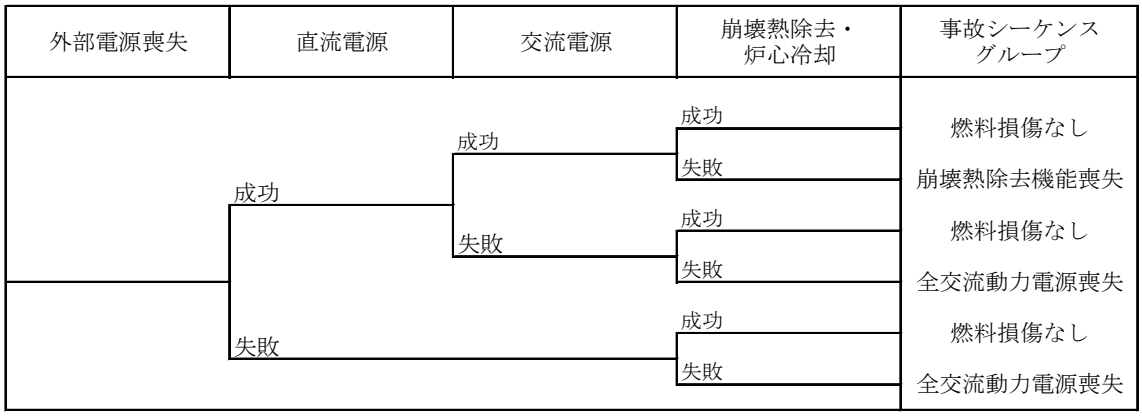
第 3.1.2.4-1（a）図　残留熱除去系の故障に対するイベントツリー

【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」により炉心損傷に至る。



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。
・本ヘ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，ＨＰＣＳ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。

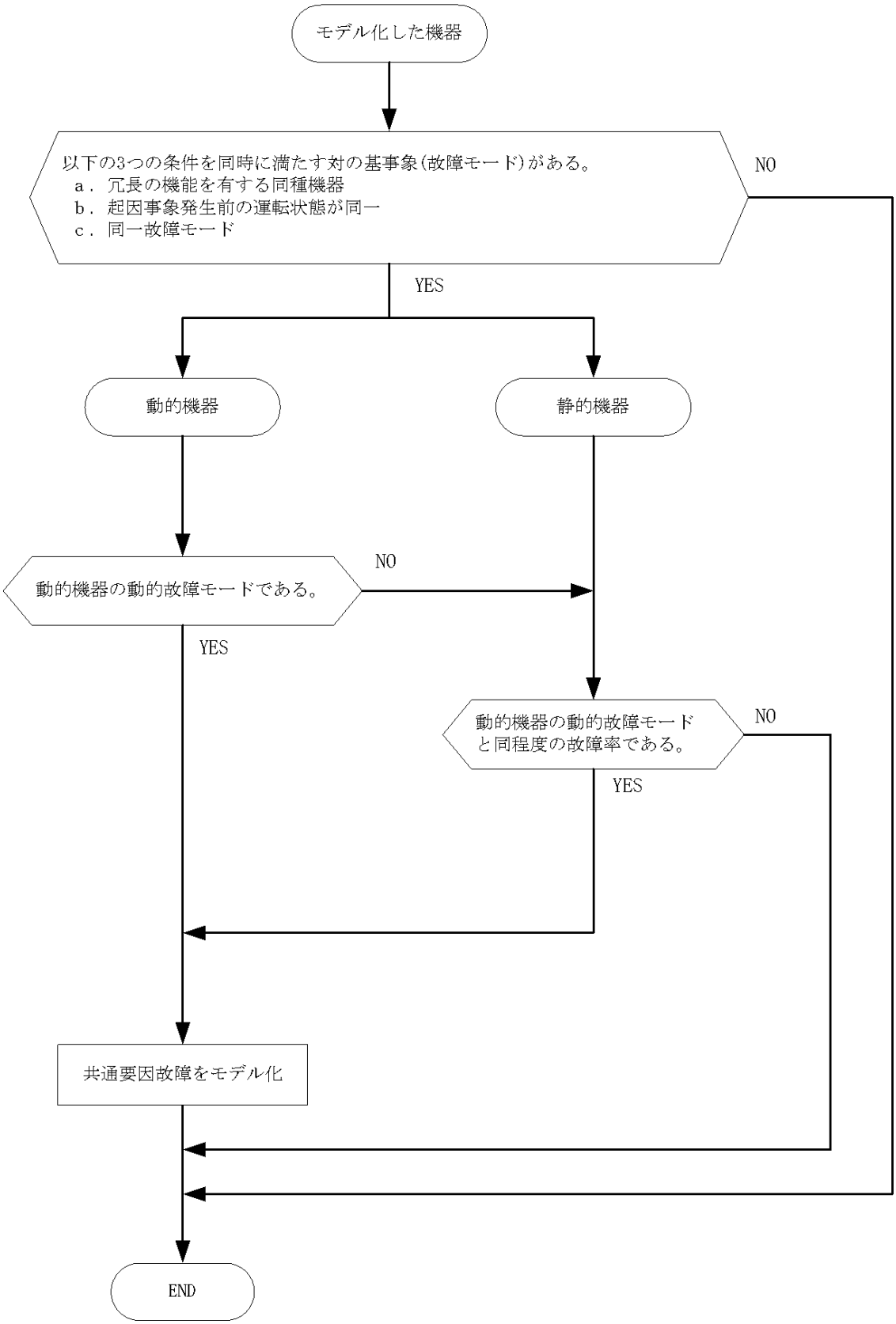
第 3.1.2.4-1（c）図　原子炉冷却材の流出に対するイベントツリー

【仮定条件】

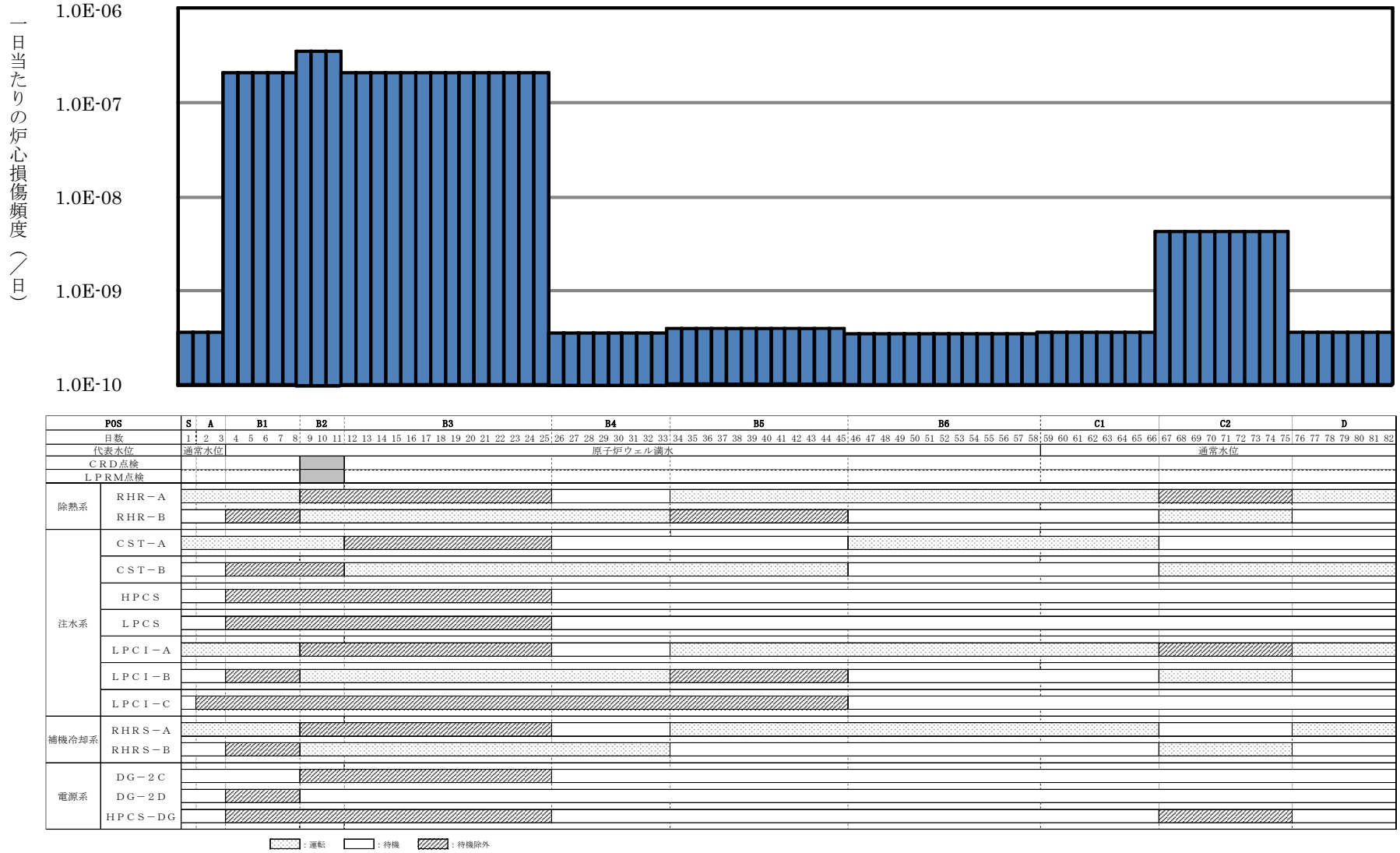
・原子炉冷却材の流出（ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ，ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ，ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ）が発生する場合を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

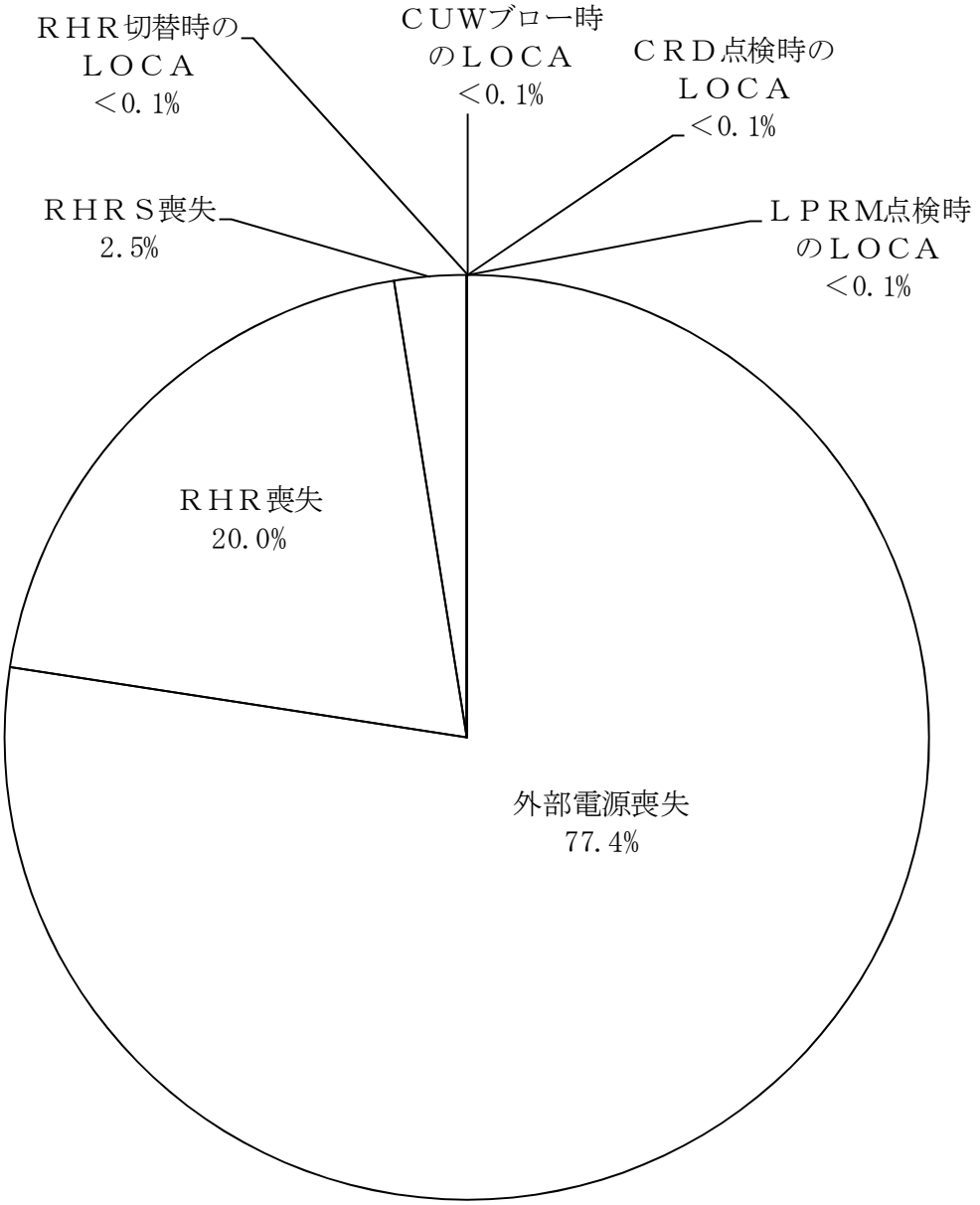
・起因事象発生後，冷却材流出の隔離又は注水系による崩壊熱除去・炉心冷却に成功すれば，事象が収束する。
・崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗する場合，「原子炉冷却材の流出」により炉心損傷に至る。



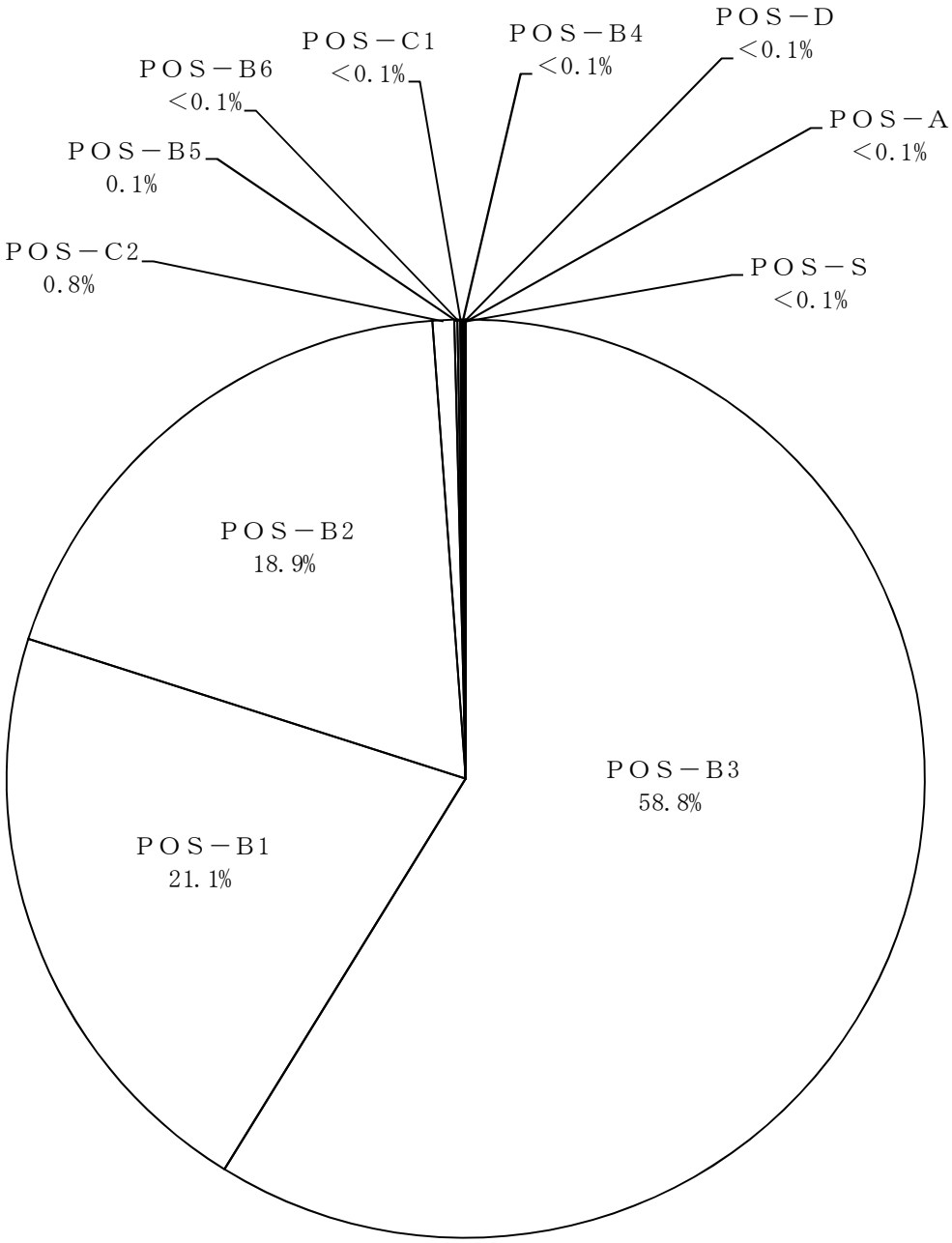
第 3.1.2.6-1 図　共通要因故障同定のフロー



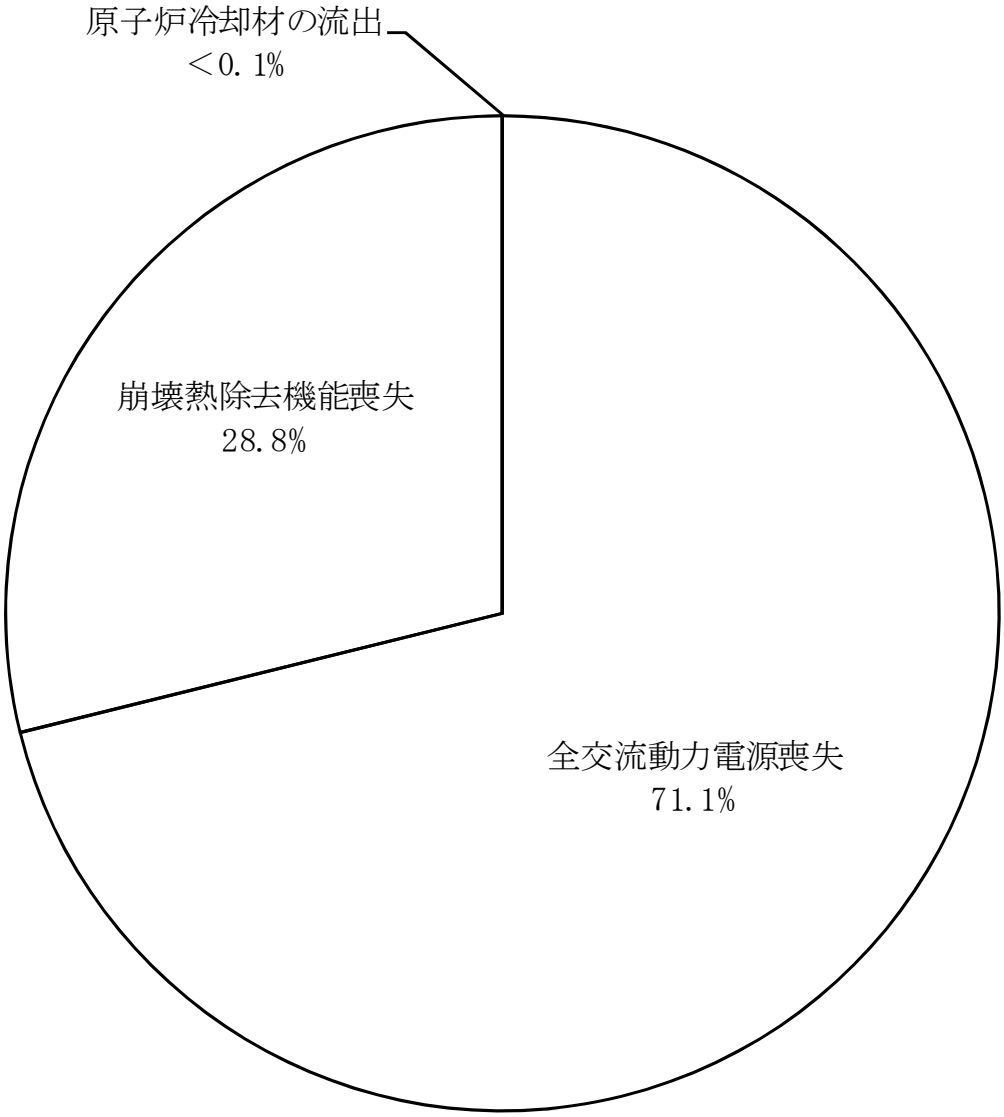
第 3.1.2.8-1 図　一日当たりの炉心損傷頻度の変化



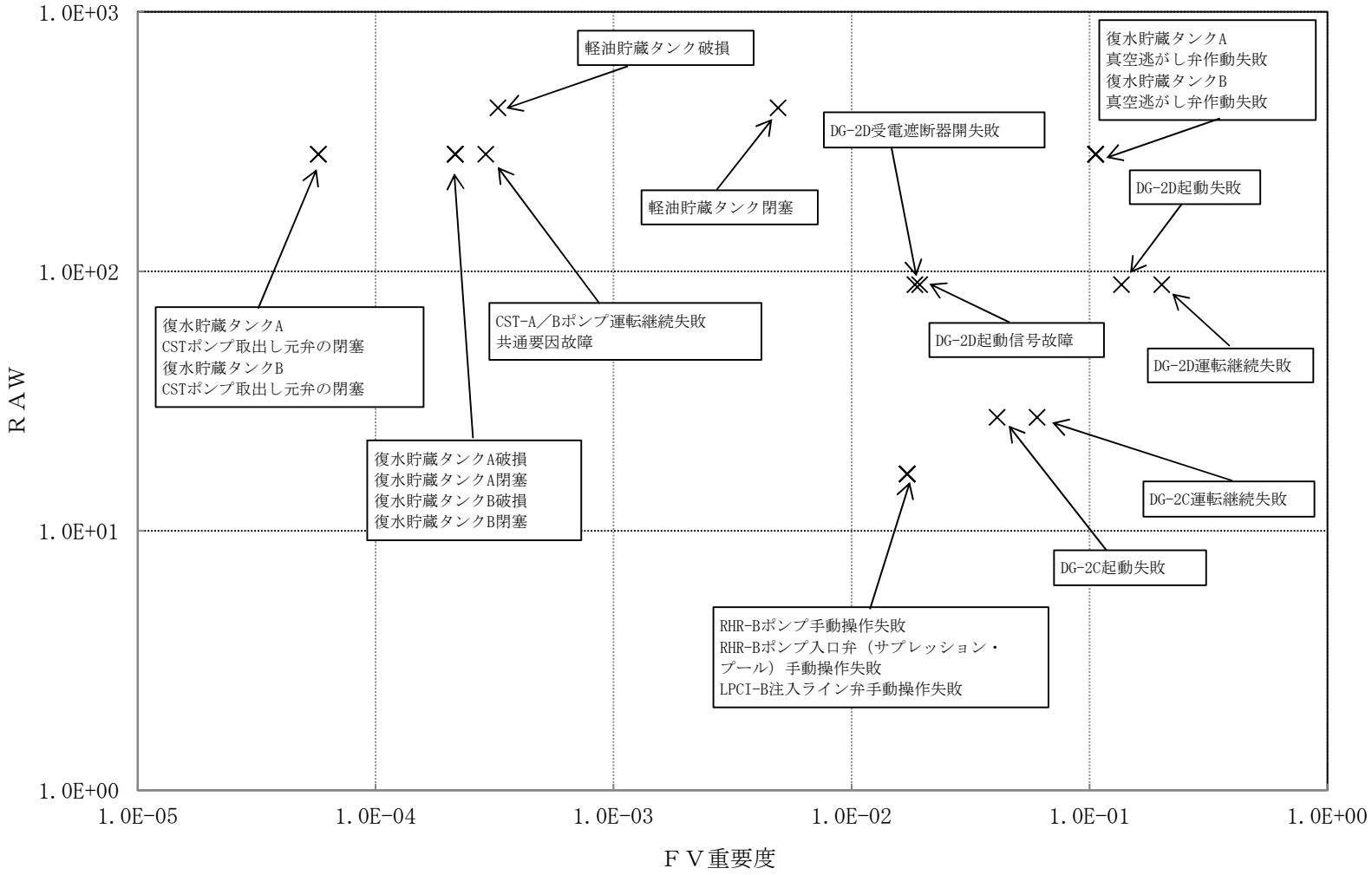
第 3.1.2.8-2 図　起因事象別の全炉心損傷頻度への寄与割合



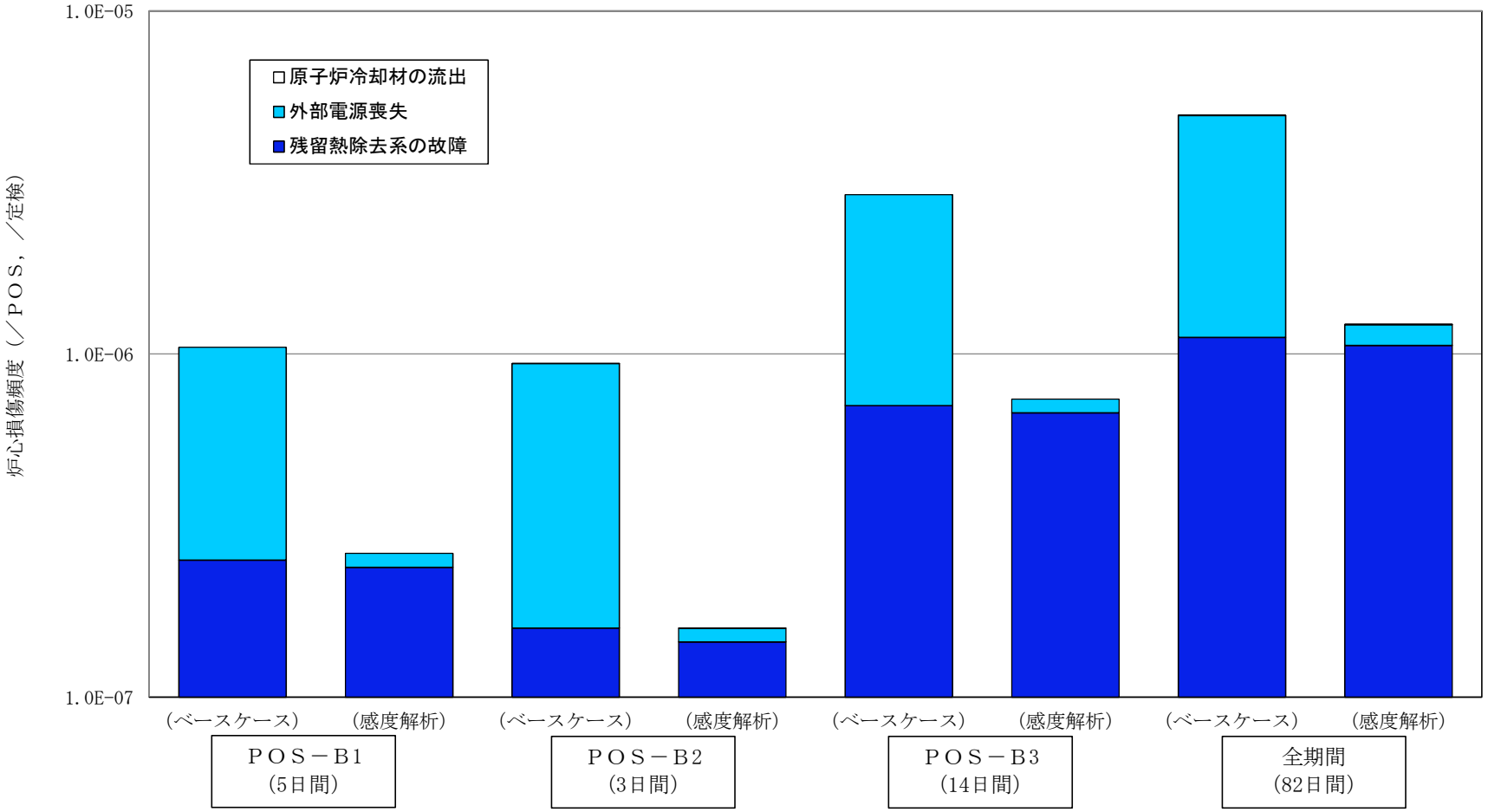
第3.1.2.8-3図　ＰＯＳ別の全炉心損傷頻度への寄与割合



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

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ＰＲＡ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ＰＲＡ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
ＲＨＲ	○	設計基準事故対処設備
燃料プール冷却浄化系（ＦＰＣ）	×	除熱能力の観点から崩壊熱除去に期待できるのは，原子炉ウェル満水の一部期間のみであるため，考慮しない
ＣＵＷ	×	再生熱交換器のバイパス操作に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
ＨＰＣＳ	○	設計基準事故対処設備
ＲＣＩＣ	×	停止時は駆動源である炉蒸気がないため，考慮しない
ＬＰＣＳ	○	設計基準事故対処設備
ＬＰＣＩ	○	設計基準事故対処設備
ＣＳＴ	○	保安規定において非常用炉心冷却系として位置づけられているため，考慮する
消火系（ＦＰ）	×	ＡＭ策として整備されている注水操作のため，考慮しない
ＣＲＤ	×	注水能力不足のため，考慮しない
ＲＨＲＳ	○	設計基準事故対処設備
ＤＧ	○	設計基準事故対処設備

評価対象とした施設定期検査工程の代表性について

本ＰＲＡ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

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

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 原子炉停止時冷却系その２	原子炉の状態が冷温停止において， (1)１系列が運転中であること及び原子炉で発生する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 原子炉停止時冷却系その３	原子炉の状態が燃料交換において， (1)１系列が運転中であること及び原子炉水位がオー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 非常用炉心冷却系その２	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において， (1)非常用炉心冷却系（自動減圧系を除く。）２系列 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 非常用ディーゼル発電機その２	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において (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 直流電源その２	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において (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 所内電源系統その２	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において (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。）

表２　東海第二発電所の施設定期検査の実績概要（1／2）

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 (S54.9.6～S54.12.28)	部分燃料取出	
第２回	82 (S55.9.6～S55.11.26)	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	・原子炉再循環ポンプ出口弁修繕
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	・炉内点検 ・ルースパーツ（燃料ﾁｬﾝﾈﾙﾌｧｽﾅ・ﾜｯｼｬｰ）探査
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	・中性子計測ハウジングＳＣＣ対策
第18回	119 (H13.3.26～H13.7.23)	全燃料取出	・中性子計測ハウジング取替
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（2／2）

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（HPCS ﾃﾞﾌﾚｸﾀ）探査
第 21 回	161 （H17.4.23～H17.9.30）	全燃料取出	・原子炉再循環流量制御弁取替
第 22 回	87 （H18.11.18～H19.2.12）	全燃料取出	・炉内点検（ｼﾞｪｯﾄﾎﾟﾝﾌﾟ流量計測管点検）
第 23 回	114 （H20.3.18～H20.7.9）	全燃料取出	・ＲＰＶバウンダリ弁点検（ＲＰＶ水抜き） ・ＥＣＣＳストレーナ改造
第 24 回	206 （H21.9.7～H22.3.31）	全燃料取出	・原子炉再循環ポンプ分解点検

：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）時に原子炉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ＲＨＲ－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。

(1)　ＰＯＳ－Ｂ５におけるＲＨＲ－Ｂの待機除外

浜岡原子力発電所１号機の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，ＨＰＣＳ－ＤＧを待機除外し，当該ポンプ・モータのコイルの巻き直しを実施した。

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。

(1)　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。

本ＰＲＡ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ＰＯＳ－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，崩壊熱がまだ比較的高く，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／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）

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。

本ＰＲＡでは，原子炉ウェル満水期間の施設定期検査 4 日目～58

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 日目～8 日目）

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 日目～11 日目）

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

とほぼ同じである。しかし，崩壊熱は，プラント停止直後の約 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）

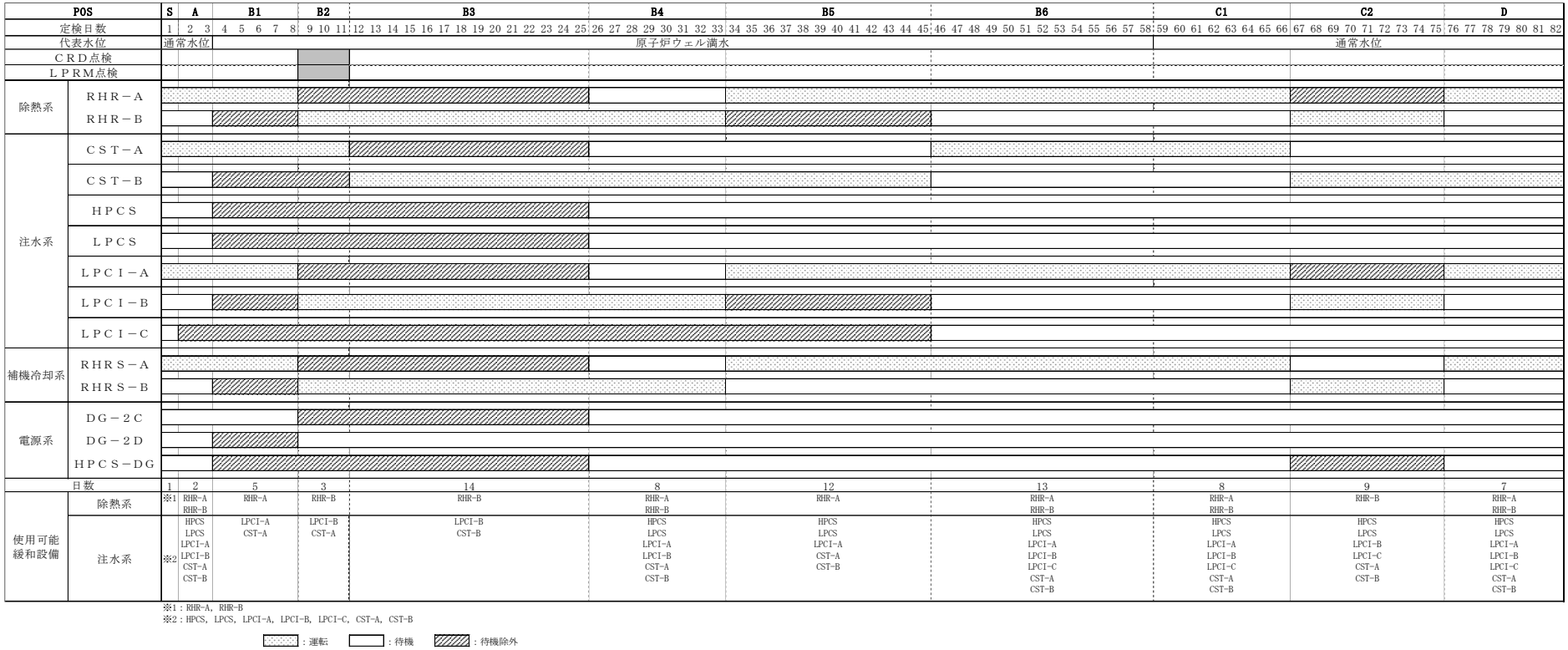
ＲＨＲ－Ａ及びＨＰＣＳ－ＤＧの待機除外期間（9 日間）をＰＯＳ－Ｃ２と設定する。

(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。



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

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

：運転　：待機　：待機除外

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ＰＲＡ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）。

(1) ＨＣＵ隔離時のＣＲＤリターンライン運転手順の整備

(2) 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。

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。

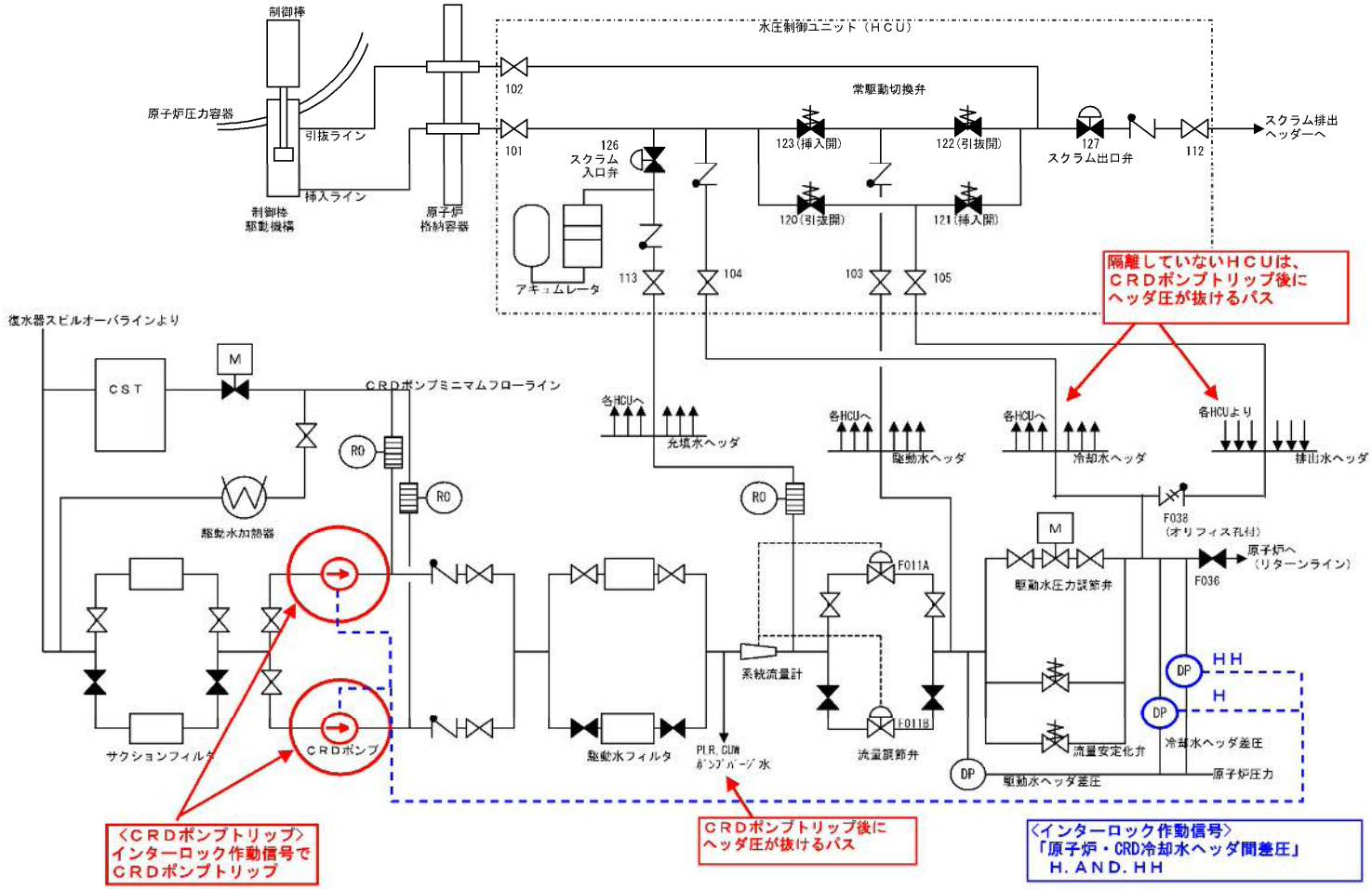
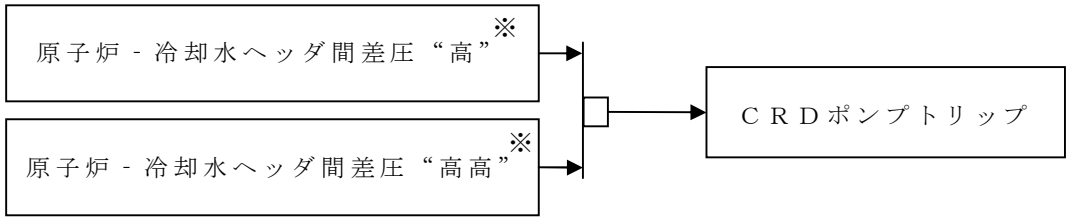


図１　制御棒誤引き抜け防止対策（ＣＲＤポンプ自動トリップ）



※：いずれも警報有

図２　ＣＲＤポンプ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		分岐確率	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（図 4 参照）。
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（図 5 参照）。
高高警報発報		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。
ＣＲＤポンプ自動トリップ		5.0E-04	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にてモデル化。
高高警報発報時の操作	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（図 5 参照）。
	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（図 6 参照）。

※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　ＣＲ誤引き抜け事象発生頻度算出用イベントツリー

人的過誤の定義（事象発生前）：試験時の機器の操作に失敗する（事象発生前）
操　作：弁の開け忘れ・閉め忘れ

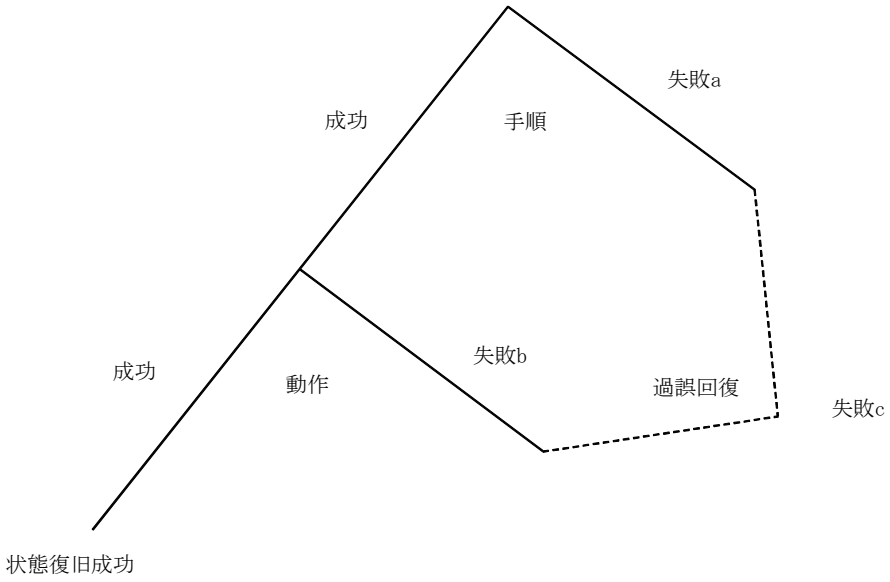
１．操作内容：
試験に伴い機器を操作する場合の操作失敗。

２．該当手順書：
定期試験手順書等

３．人的過誤のモード：
－

４．過誤回復の可能性：
業務の連携等は良好であり，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。

定量評価



人的過誤確率＝（a＋b）×c

ＨＲＡツリー

分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（平均値）		EF
a	機器操作の手順遵守に失敗する	1.2E-03	計算シートa	3
b	機器操作のための動作に失敗する	1.2E-03	計算シートb	3
c	上記認知及び動作の過誤回復 認知及び操作自体は上記と同じため，失敗確率も同じとし従属性を考慮する	5.2E-02	計算シートc	-

平均値（点推定値）：1.3E-04　ＥＦ：10　(NUREG/CR-1278 Table7-2(1))

確率分布：対数正規分布

図４　ＨＲＡイベントツリー（リターン運転失敗）

表 4-1　過誤確率算出シート（リターン運転失敗：分岐ａ）

過誤確率計算シート　　a

動作に失敗する確率：機器操作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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.4	停止時学会標準 表L.4No.2 定例の操作であり，特に高いストレスには至らないため，ファクタ１とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順，又は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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.3	停止時学会標準 表L.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／平均値0.0012）
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 停止時学会標準 表L.2	過誤確率計算シートb（コミッションエラー）で考
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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

当該過誤確率値（平均値）＝オミッションエラー×ストレス要因
＝0.0012×1

0.0012

対数正規分布　　EF3

表 4-2　過誤確率算出シート（リターン運転失敗：分岐ｂ）

過誤確率計算シート　　b

動作に失敗する確率：機器操作のための動作に失敗する

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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.4	停止時学会標準 表L.4No.2 定例の操作であり，特に高いストレスには至らないため，ファクタ１とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順，又は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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.3	過誤確率計算シートa（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 停止時学会標準 表L.2	停止時学会標準 表L.2No.3 現場操作であるが，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／平均値0.0012）
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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

当該過誤確率値（平均値）＝コミッションエラー×ストレス要因
＝0.0012×1

0.0012
対数正規分布

EF3

表 4-3　過誤確率算出シート（リターン運転失敗：分岐ｃ）

過誤確率計算シート　　ｃ

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　1.2E-03
従属性を考慮する動作失敗確率　1.2E-03
合　計　2.5E-03　（従属考慮前値）

従属性の設定（停止時学会標準　表M.1）：
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
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
低従属とする。

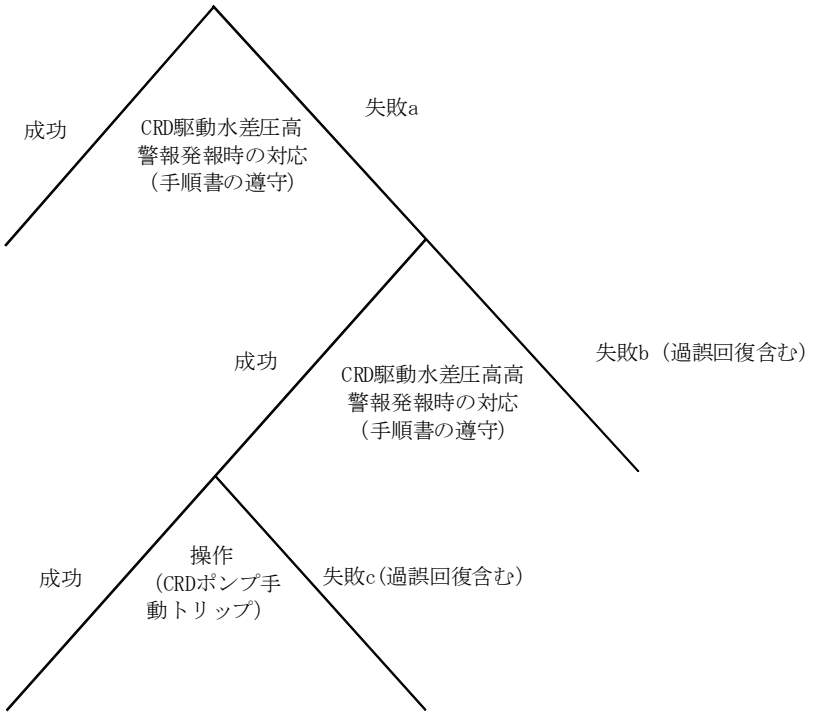
（停止時学会標準　表L.5）

	完全従属	当該過誤確率値 ＝	1.0E+00
	高従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋従属考慮前値）／２ 5.0E-01
	中従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋６×従属考慮前値）／７ 1.4E-01
○	低従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋１９×従属考慮前値）／２０ 5.2E-02
	従属性なし	当該過誤確率値 ＝	従属考慮前値 2.5E-03

過誤確率計算シート人的過誤の定義：CRD冷却水差圧高/高高発報時等の対応操作に失敗する

1．操作内容： CRD冷却水差圧高/高高発報時等の対応操作に失敗する
2．該当手順書： 設備別運転手順書，警報処置手順書
3．過誤回復の可能性： 業務の連携等は良好であり，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。

定量評価



高警報時の人的過誤確率 ＝a
高高警報時の人的過誤確率 ＝b+c

ＨＲＡツリー

分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（平均値）		EF
a	CRD冷却水差圧高警報発報時の対応（手順書の遵守）に失敗する	2.5E-03	計算シートa	3
b	CRD冷却水差圧高高警報発報時の対応（手順書の遵守）に失敗する（前段操作に従属）	1.4E-01	計算シートb2	3
c	CRD冷却水差圧高高警報発報時の対応操作に失敗する	3.6E-04	計算シートc1*c2	3

高警報時の人的過誤の平均値（点推定値）：2.5E-03　ＥＦ：3　（計算シートa）
高高警報時の人的過誤の平均値（点推定値）：1.5E-01　ＥＦ：5　(NUREG/CR-1278 Table7-2(5))

確率分布：対数正規分布

図５　ＨＲＡイベントツリー

（ＣＲＤ冷却水差圧高／高高警報発報時の対応操作）

表 5-1　過誤確率算出シート

（ＣＲＤ冷却水差圧高／高高警報発報時の対応操作：分岐ａ）

過誤確率計算シート　　a

動作に失敗する確率：CRD冷却水差圧高警報発報時の対応（手順書の遵守）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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.4	停止時学会標準 表L.4No.4 訓練内容と同等レベルであり，一般に高いストレスには至らないが，操作は事象進展の中で発生することから，熟練者でのやや高いストレスファクタ２とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順，又は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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.3	停止時学会標準 表L.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／平均値0.0012）
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 停止時学会標準 表L.2	CRD冷却水差圧高発報時は，HCU隔離操作を中断する手順となっており，操作は発生しないことから，コミッションエラーは考慮しない
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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

当該過誤確率値（平均値）＝オミッションエラー×ストレス要因

＝0.0012×2

0.0025

対数正規分布　　EF3

表 5-2　過誤確率算出シート

（ＣＲＤ冷却水差圧高／高高警報発報時の対応操作：分岐ｂ1）

過誤確率計算シート　　b1

動作に失敗する確率：CRD冷却水差圧高高警報発報時の対応（手順書の遵守）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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.4	停止時学会標準 表L.4No.4 訓練内容と同等レベルであり，一般に高いストレスには至らないが，操作は事象進展の中で発生することから，熟練者でのやや高いストレスファクタ２とする
3．操作の複雑さ	5．操作の手順，又は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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.3	停止時学会標準 表L.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／平均値0.0012）
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 停止時学会標準 表L.2	過誤確率計算シートc（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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

当該過誤確率値（平均値）　＝オミッションエラー×ストレス要因
＝0.0012×2
0.0025
対数正規分布　　EF3

表 5-3　過誤確率算出シート

（ＣＲＤ冷却水差圧高／高高警報発報時の対応操作：分岐ｂ2）

過誤確率計算シート　　b2

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　2.5E-03
従属性を考慮する動作失敗確率　-
合　計　2.5E-03　（従属考慮前値）

従属性の設定（停止時学会標準　表M.1）：
事象発生から時間余裕として５分以上を有し，担当運転員以外の当直長等の上位の運転員による過誤回復に期待できる。比較的余裕を有するため中従属とする。

（停止時学会標準　表L.5）

	完全従属	当該過誤確率値 ＝	1.0E+00
	高従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋従属考慮前値）／２ 5.0E-01
○	中従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋６×従属考慮前値）／７ 1.4E-01
	低従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋１９×従属考慮前値）／２０ 5.2E-02
	従属性なし	当該過誤確率値 ＝	従属考慮前値 2.5E-03

表 5-4　過誤確率算出シート

（ＣＲＤ冷却水差圧高／高高警報発報時の対応操作：分岐ｃ1）

過誤確率計算シート　　c1

動作に失敗する確率：CRD冷却水差圧高高警報発報時の対応操作に失敗する

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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.4	停止時学会標準 表L.4No.4 訓練内容と同等レベルであり，一般に高いストレスには至らないが，操作は事象進展の中で発生することから，熟練者でのやや高いストレスファクタ２とする
3．操作の複雑さ	5．操作の手順，又は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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.3	過誤確率計算シートb1（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 停止時学会標準 表L.2	停止時学会標準 表L.2No.3 操作方法は訓練されており，操作器具は機能別に分類されているため，同様なコントロールを持つパネルで選択誤り（機能別によく分類された配置）の過誤確率で代表する （中央値0.001 EF3／平均値0.0012）
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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

当該過誤確率値（平均値）＝コミッションエラー×ストレス要因

＝0.0012×2

0.0025

対数正規分布　　EF3

表 5-5　過誤確率算出シート

（ＣＲＤ冷却水差圧高／高高警報発報時の対応操作：分岐ｃ2）

過誤確率計算シート　　c2

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　－
従属性を考慮する動作失敗確率　2.5E-03
合　計　2.5E-03　（従属考慮前値）

従属性の設定（停止時学会標準　表M.1）：
事象発生から時間余裕として５分以上を有し，担当運転員以外の当直長等の上位の運転員による過誤回復に期待できる。比較的余裕を有するため中従属とする。

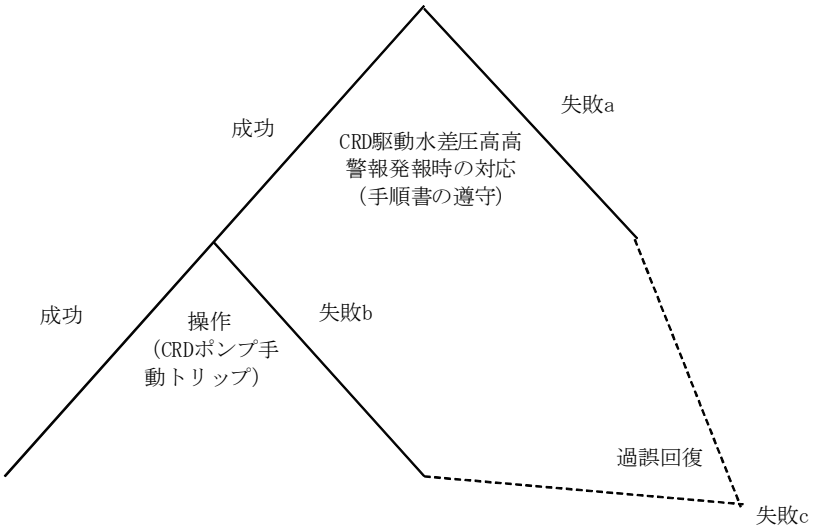
（停止時学会標準　表L.5）

	完全従属	当該過誤確率値 ＝	1.0E+00
	高従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋従属考慮前値）／２ 5.0E-01
○	中従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋６×従属考慮前値）／７ 1.4E-01
	低従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋１９×従属考慮前値）／２０ 5.2E-02
	従属性なし	当該過誤確率値 ＝	従属考慮前値 2.5E-03

過誤確率計算シート人的過誤の定義：CRD冷却水差圧高高発報時等の対応操作に失敗する

1．操作内容： CRD冷却水差圧高高発報時等の対応操作に失敗する
2．該当手順書： 設備別運転手順書，警報処置手順書
3．過誤回復の可能性： 業務の連携等は良好であり，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。

定量評価



人的過誤確率＝（a＋b）×c

ＨＲＡツリー

分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（平均値）		EF
a	CRD冷却水差圧高高警報発報時の対応（手順書の遵守）に失敗する	2.5E-03	計算シートa	3
b	CRD冷却水差圧高高警報発報時の対応操作に失敗する	2.5E-03	計算シートb	3
c	上記手順書の遵守及び操作の過誤回復	1.5E-01	計算シートc	-

高高警報時の人的過誤の平均値（点推定値）：7.4E-04　ＥＦ：10　(NUREG/CR-1278 Table7-2(4))

確率分布：対数正規分布

図６　ＨＲＡイベントツリー

（ＣＲＤ冷却水差圧高高警報発報時の対応操作）

表 6-1　過誤確率算出シート

（ＣＲＤ冷却水差圧高高警報発報時の対応操作：分岐ａ）

過誤確率計算シート　　a

動作に失敗する確率：CRD冷却水差圧高高警報発報時の対応（手順書の遵守）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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.4	停止時学会標準 表L.4No.4 訓練内容と同等レベルであり，一般に高いストレスには至らないが，操作は事象進展の中で発生することから，熟練者でのやや高いストレスファクタ２とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順，又は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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.3	停止時学会標準 表L.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／平均値0.0012）
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 停止時学会標準 表L.2	過誤確率計算シートb（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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

当該過誤確率値（平均値）　＝オミッションエラー×ストレス要因
＝0.0012×2
0.0025
対数正規分布　　EF3

表 6-2　過誤確率算出シート

（ＣＲＤ冷却水差圧高高警報発報時の対応操作：分岐 b）

過誤確率計算シート　　b

動作に失敗する確率：CRD冷却水差圧高高警報発報時の対応操作に失敗する

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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.4	停止時学会標準 表L.4No.4 訓練内容と同等レベルであり，一般に高いストレスには至らないが，操作は事象進展の中で発生することから，熟練者でのやや高いストレスファクタ２とする
３．操作の複雑さ	５．操作の手順，又は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 停止時学会標準 表L.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 停止時学会標準 表L.3	過誤確率計算シートa（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 停止時学会標準 表L.2	停止時学会標準 表L.2No.3 操作方法は訓練されており，操作器具は機能別に分類されているため，同様なコントロールを持つパネルで選択誤り（機能別によく分類された配置）の過誤確率で代表する （中央値0.001 EF3／平均値0.0012）
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・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから，影響は小さい	

当該過誤確率値（平均値）＝コミッションエラー×ストレス要因
＝0.0012×2
0.0025
対数正規分布　　EF3

表 6-3　過誤確率算出シート

（ＣＲＤ冷却水差圧高高警報発報時の対応操作：分岐ｃ）

過誤確率計算シート　　c

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　2.5E-03
従属性を考慮する動作失敗確率　2.5E-03
合　計　5.0E-03　（従属考慮前値）

従属性の設定（停止時学会標準　表M.1）：
事象発生から時間余裕として５分以上を有し，担当運転員以外の当直長等の上位の運転員による過誤回復に期待できる。比較的余裕を有するため中従属とする。

（停止時学会標準　表L.5）

	完全従属	当該過誤確率値 ＝	1.0E+00
	高従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋従属考慮前値）／２ 5.0E-01
○	中従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋６×従属考慮前値）／７ 1.5E-01
	低従属	当該過誤確率値 ＝	（１＋１９×従属考慮前値）／２０ 5.5E-02
	従属性なし	当該過誤確率値 ＝	従属考慮前値 5.0E-03

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ＰＲＡにおいて，ＲＨＲ運転中のＬＯＣＡ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

ＲＨＲ-Ａ停止時冷却モードの系統概要図を図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停止時冷却モード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をとして選定した。

・ＲＨＲミニフロー弁（F064A）の故障によるＳ／Ｃへの冷却材流出

・Ｓ／Ｐ側吸込弁（F004A）の故障によるＳ／Ｃへの冷却材流出

・テストライン弁（F024A）の故障によるＳ／Ｃへの冷却材流出

・Ｓ／Ｐスプレイライン弁（F027A）の故障によるＳ／Ｃへの冷却材流出

(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ＲＨＲ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／日×82日

＝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。

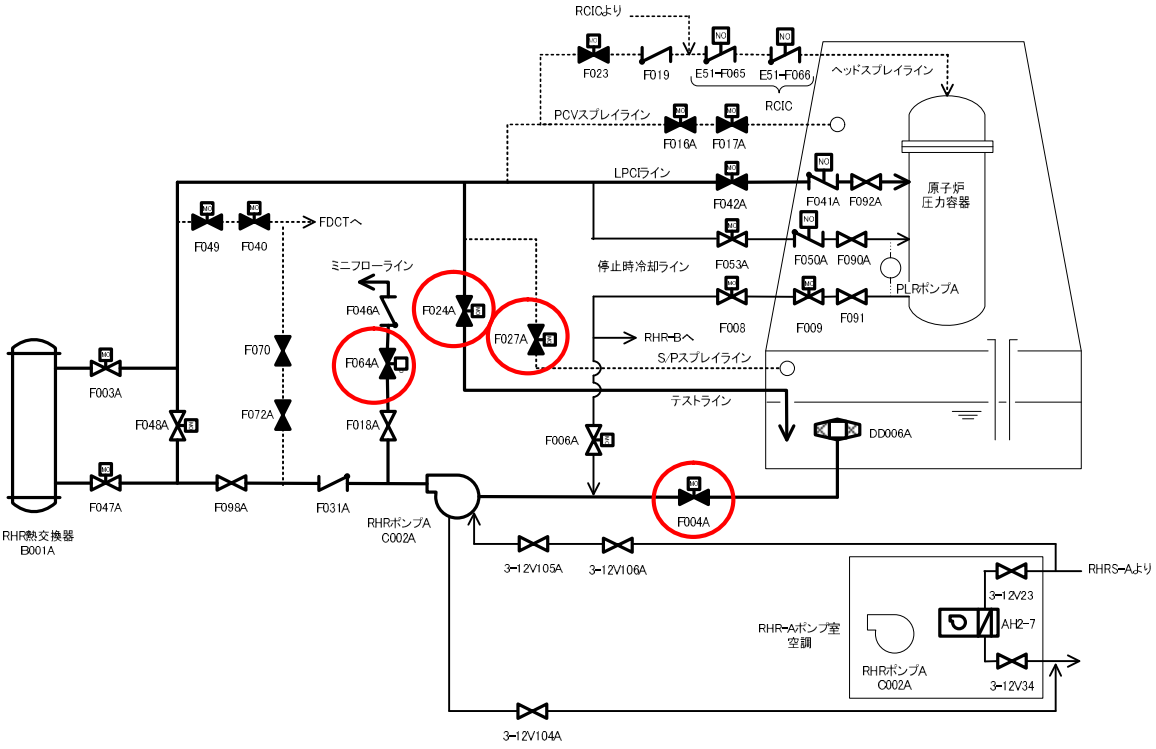


図１　ＲＨＲ－Ａ停止時冷却モードの系統概略図

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ＬＯＣＡ，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モード（ＳＤＣモード）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ＲＨＲ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切替時の冷却材流出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

表１　ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡの発生頻度

項目	平均値	中央値	備考
運転員の弁開操作忘れ	－	1.0E-03	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８ Ｔａｂｌｅ２０－７（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
ＲＨＲ切替１回当たりの冷却材流出発生頻度	2.3E-04	－	EF：4.9

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。

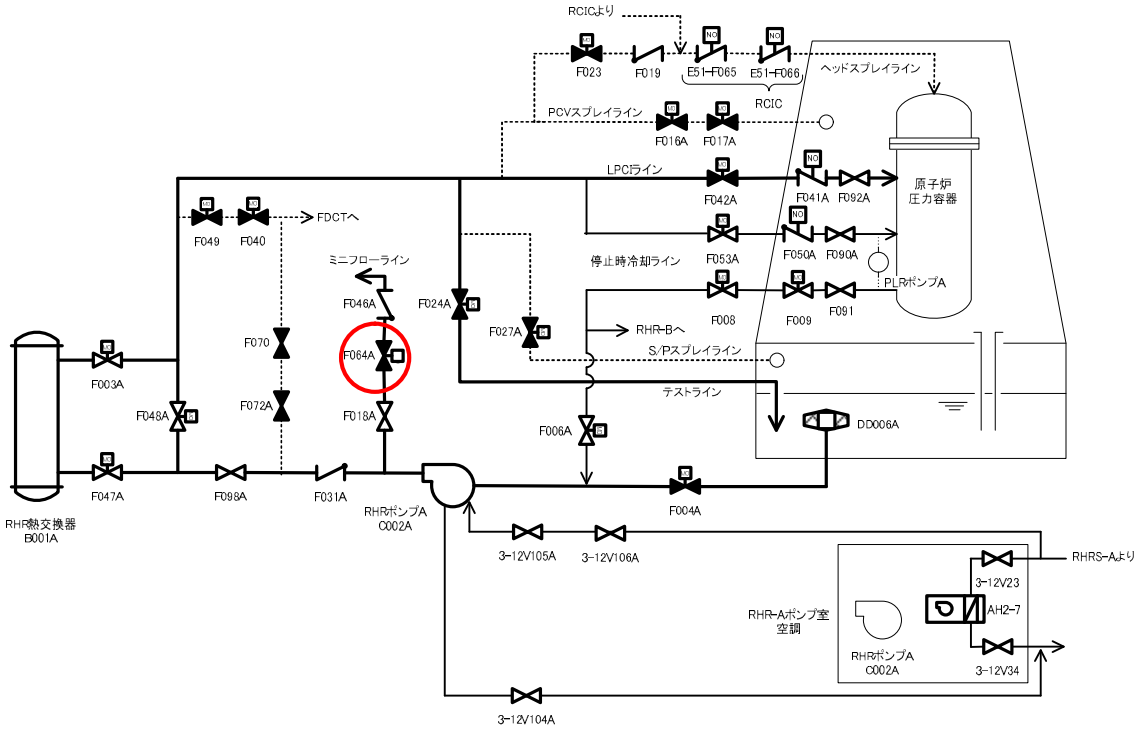


図１　ＲＨＲ停止時冷却モードの系統概略図

２．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

表２　ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡの発生頻度

項目	平均値	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	－	EF：33.9

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。

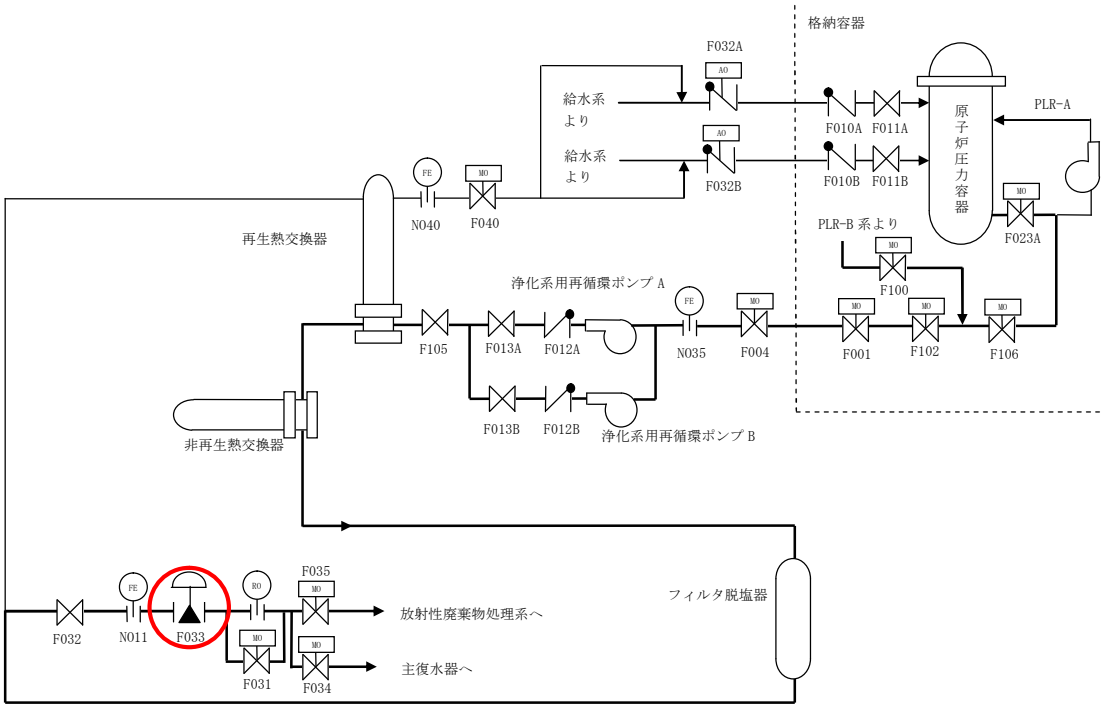


図 2 ＣＵＷ系統概略図

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. ＣＲＤ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. ＣＲＤ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. ＣＲＤ取り付け時

・フランジ取り付け忘れ

・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.ＣＲＤ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点検	ＣＲＤ取外し			ＣＲＤ取外し状態	ＣＲＤ取り付け時			ＣＲＤ取り付け完了時		No	状態	発生頻度（／本）	備考
	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				
										1	－		
										2	－		
										3	漏えい	7.1E-08	小規模
										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
										8	－		
										9	－		
										10	漏えい	7.1E-12	小規模
										11	漏えい	7.1E-11	小規模
										12	－		
										13	漏えい	7.1E-13	大規模
										14	漏えい	1.0E-24	大規模
										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．ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ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，ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡの１本当たりの発生頻度は5.4E-7／本となる。

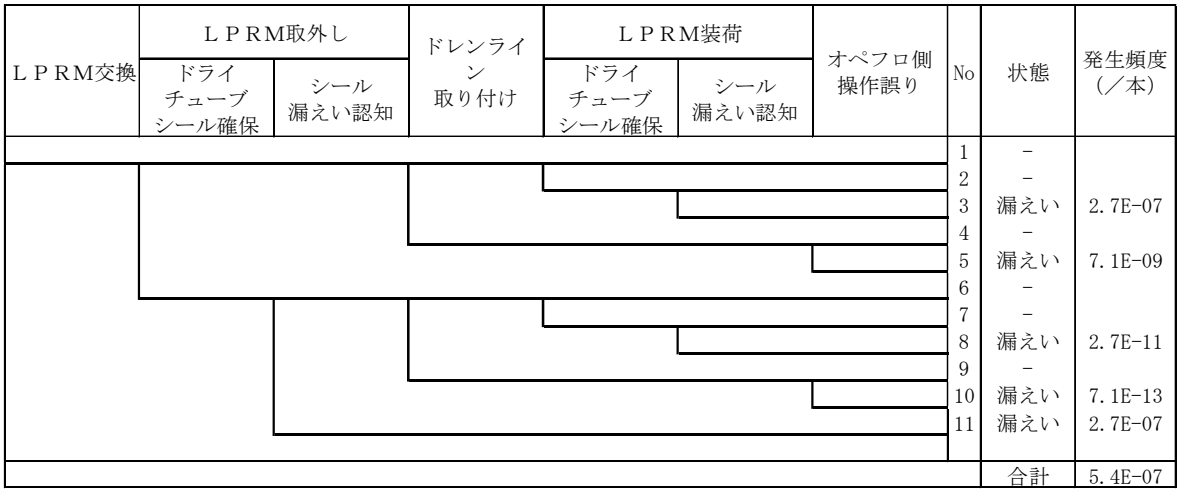


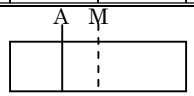
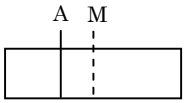
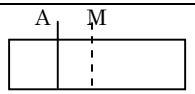
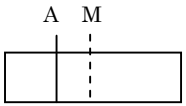
図４　ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ発生頻度算出用イベントツリー

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。

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

人的過誤 No	人的過誤の項目	人的過誤の特徴	人的過誤確率[／d]	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。	 M:1.0E-02 A:2.7E-02 EF: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。	 M:1.0E-03 A:2.7E-03 EF: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:1.0E-04 A:2.7E-04 EF:10 	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:1.0E-05 A:2.7E-05 EF: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
				Ｍ：メディアン値 Ａ：平均値 ＥＦ：エラーファクタ

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：ＭＣＣ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．～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．～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

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－１２７８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
a	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
c	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	EF	適用例
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。	1.0×10^{-2}	10	MCC 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．～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
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．～ｂ．に比べて機器の状態確認が注意深く行われる。	1.0×10^{-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

表３　ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８ Table20-6

Table 20-6 Estimated HEPs related to failure of administrative control (from Table 16-1)

Item	Task	HEP	EF
(1)	Carry out a plant policy or scheduled tasks such as periodic tests or maintenance performed weekly, monthly, or at longer intervals	.01	5
(2)	Initiate a scheduled shiftly checking or inspection function*	.001	3
	Use written operations procedures under		
(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

*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, or checking by a second 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)　炉心損傷の評価条件

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。

表１　炉心損傷判定の評価条件

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
ＰＯＳ－Ｓ，Ａ，Ｃ１，Ｃ２，Ｄ	原子炉通常水位	閉		炉心燃料	炉心燃料
ＰＯＳ－Ｂ１～Ｂ６	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

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。

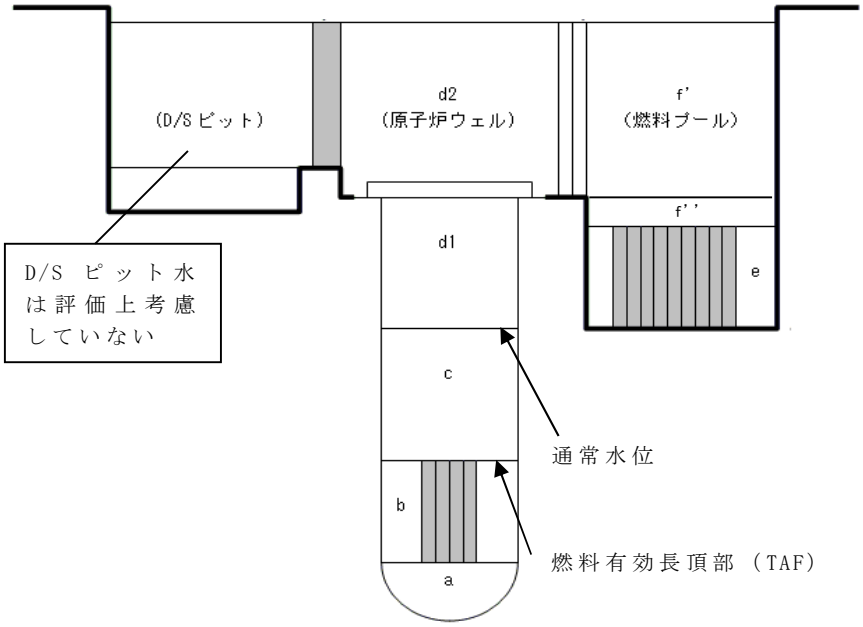
(2)　原子炉ウェル満水（ＰＯＳ－Ｂ１～Ｂ６）

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，評価対象を炉心または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。

表２　設定した保有水量

原子炉水位	プールゲート	評価に使用する水量の範囲	評価に使用する水量		現実的な水量	
			対象燃料	保有水量（保有水エリア）	対象燃料	保有水量（保有水エリア）
通常水位	閉	崩壊熱により水温が上昇する範囲	炉心		炉心	
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	炉心		炉心	
原子炉ウェル満水	開	崩壊熱により水温が上昇する範囲	炉心		炉心 ＳＦＰ	
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	炉心		炉心	
					ＳＦＰ	



エリア分割保有水量

エリア		水量 (m^3)
a	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	
c	燃料有効長頂部から通常水位まで	
d1	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	
e	燃料プール底部から燃料有効長頂部まで	
f'	燃料有効長頂部から燃料プール通常水位まで	
f''		

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) 崩壊熱

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)

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。

表 1　各ＰＯＳの代表時間における崩壊熱

ＰＯＳ	崩壊熱評価の代表時間	崩壊熱 (MW)
S	6 時間後	30.5
A	1 日後	20.8
B 1	3 日後	14.4
B 2	8 日後	8.9
B 3	11 日後	7.7
B 4	25 日後	5.6
B 5	33 日後	5.0
B 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

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ＬＯＣＡ，ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ，ＣＲＤ点検時のＬＯＣＡ及びＬＰＲＭ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，通常水位状態におけるＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ及びＣＵＷブロー時のＬＯＣＡにおいては，燃料が露出するまでの時間は 3.6 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，ウェル満水状態におけるＲＨＲ切替時のＬＯＣＡにおいては，原子炉ウェル満水状態では保有水量が多いため，燃料露出までに十分な時間があり，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。

表１　冷却材流出時の燃料露出までの時間

起因事象	ＴＡＦ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
ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡ			3.6	通常水位
			22.8	原子炉ウェル満水
ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ			3.6	通常水位

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。

表１　炉心損傷防止に必要な安全機能（崩壊熱除去失敗）

ＰＯＳ	S	A	B	C	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
必要な安全機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能
	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

※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（ＰＯＳ－Ｓの大気圧条件におけるＴＡＦ到達までの余裕時間は 4.1 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，ＰＣＶ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。

表 2　炉心損傷防止に必要な安全機能（原子炉冷却材喪失）

ＰＯＳ	Ｓ	Ａ	Ｂ	Ｃ	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
必要な 安全機能	注水機能	注水機能	注水機能	注水機能	注水機能 除熱機能

※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ＰＣＶ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１ＰＲＡ

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－Ａ）

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－Ｂ３）

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）

図 1-8　ＲＨＲ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ｂ６）

図 1-9　ＲＨＲ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ｃ１）

図 1-10　ＲＨＲ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ｃ２）

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－Ｂ５）

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－２Ｃ，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－２Ｃ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－２Ｃ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－２Ｃ，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－Ａ）

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））

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））

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））

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））
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－２Ｃ確保，２Ｄ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－２Ｃ確保，２Ｄ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－

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－２Ｃ確保，２Ｄ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－２Ｃ確保，２Ｄ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－２Ｃ確保，２Ｄ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－２Ｃ確保，２Ｄ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

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－２Ｃ確保，２Ｄ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－２Ｃ確保，２Ｄ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）

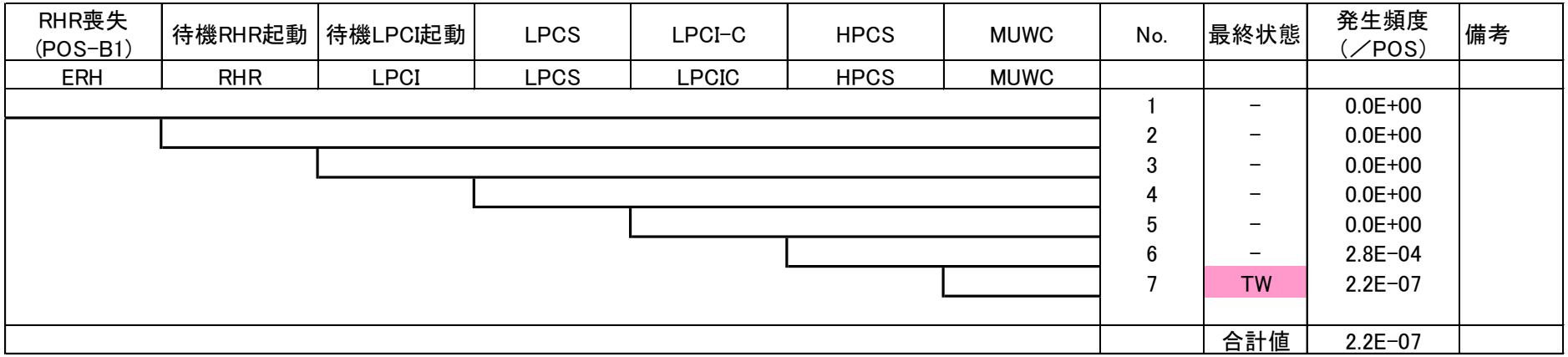
図 4-8　ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ（ＰＯＳ－Ｂ２）

RHR喪失 (POS-S)	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	－	5.6E-05	
							2	－	4.9E-07	
							3	－	1.8E-09	
							4	－	5.4E-12	
							5	－	2.0E-14	
							6	－	1.4E-16	
							7	TW	2.1E-14	
								合計値	2.1E-14	

図 1-1　ＲＨＲ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ｓ）

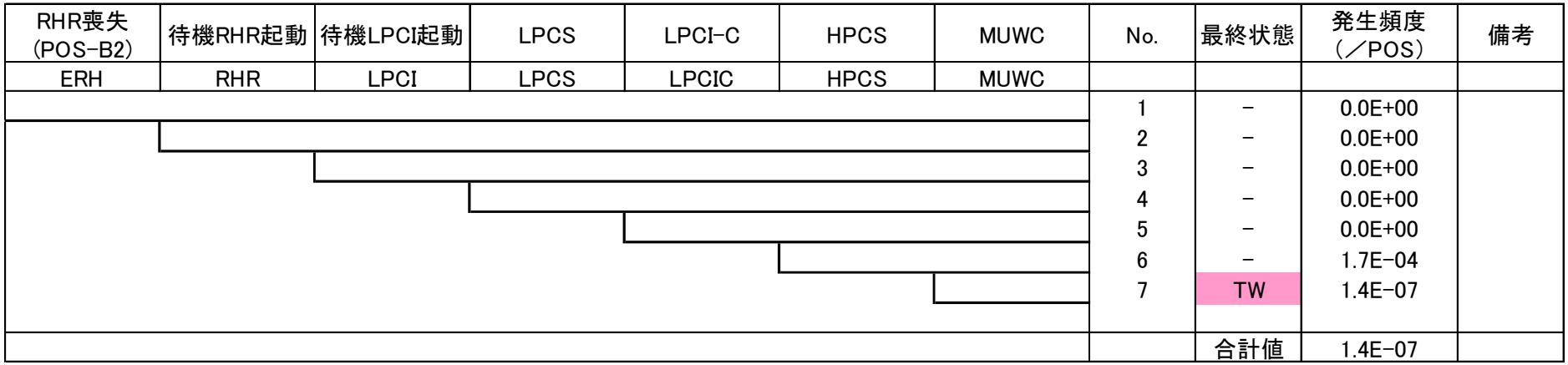
RHR喪失 (POS-A)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (／POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	－	1.1E-04	
							2	－	9.5E-07	
							3	－	3.5E-09	
							4	－	0.0E+00	
							5	－	1.1E-11	
							6	－	7.2E-14	
							7	TW	4.7E-14	
								合計値	4.7E-14	

図 1-2　ＲＨＲ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ａ）



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）

RHR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
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	－	7.9E-04	
							7	TW	6.3E-07	
								合計値	6.3E-07	

図 1-5　ＲＨＲ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ｂ３）

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）

RHR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
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	－	0.0E+00	
							2	－	0.0E+00	
							3	－	6.8E-04	
							4	－	0.0E+00	
							5	－	2.0E-06	
							6	－	1.4E-08	
							7	TW	1.5E-11	
								合計値	1.5E-11	

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－Ｂ６）

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－Ｃ１）

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－Ｃ２）

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）

RHRS喪失 (POS-S)	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	－	7.0E-06	
							2	－	6.2E-08	
							3	－	0.0E+00	
							4	－	2.3E-10	
							5	－	8.4E-13	
							6	－	5.8E-15	
							7	TW	3.5E-14	
								合計値	3.5E-14	

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－Ａ）

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	

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－Ｂ２）

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－Ｂ３）

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	

図 2-7　ＲＨＲＳ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ｂ５）

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）

RHRS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
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	－	5.6E-05	
							2	－	4.9E-07	
							3	－	0.0E+00	
							4	－	1.8E-09	
							5	－	6.6E-12	
							6	－	4.5E-14	
							7	TW	2.8E-13	
								合計値	2.8E-13	

図 2-9　ＲＨＲＳ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ｃ１）

RHRS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
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	－	0.0E+00	
							2	－	0.0E+00	
							3	－	6.4E-05	
							4	－	0.0E+00	
							5	－	2.3E-07	
							6	－	1.6E-09	
							7	TW	2.0E-12	
								合計値	2.0E-12	

図 2-10　ＲＨＲＳ喪失に対するイベントツリー（ＰＯＳ－Ｃ２）

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）

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-S)	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	-	2.5E-05	
									2	-	2.1E-07	
									3	-	2.5E-09	
									4	-	8.0E-12	
									5	-	3.2E-14	
									6	-	1.2E-16	
									7	-	4.3E-19	
									8	-	5.2E-21	
									9	TW	6.9E-15	
										合計値	6.9E-15	

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	TB	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	TB	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	TB	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	TB	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	TB	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	TW	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	TB	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	TB	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	TB	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	TW	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	TW	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	TB	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	TB	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	TW	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	TB	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	TB	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	TB	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	TB	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	TB	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	TB	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	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	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	TW	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	TB	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	TB	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	TB	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	TB	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	MUWC	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	TW	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	TW	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	TB	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	TB	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	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	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	TW	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	TB	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	TB	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	TW	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	TB	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	TB	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）

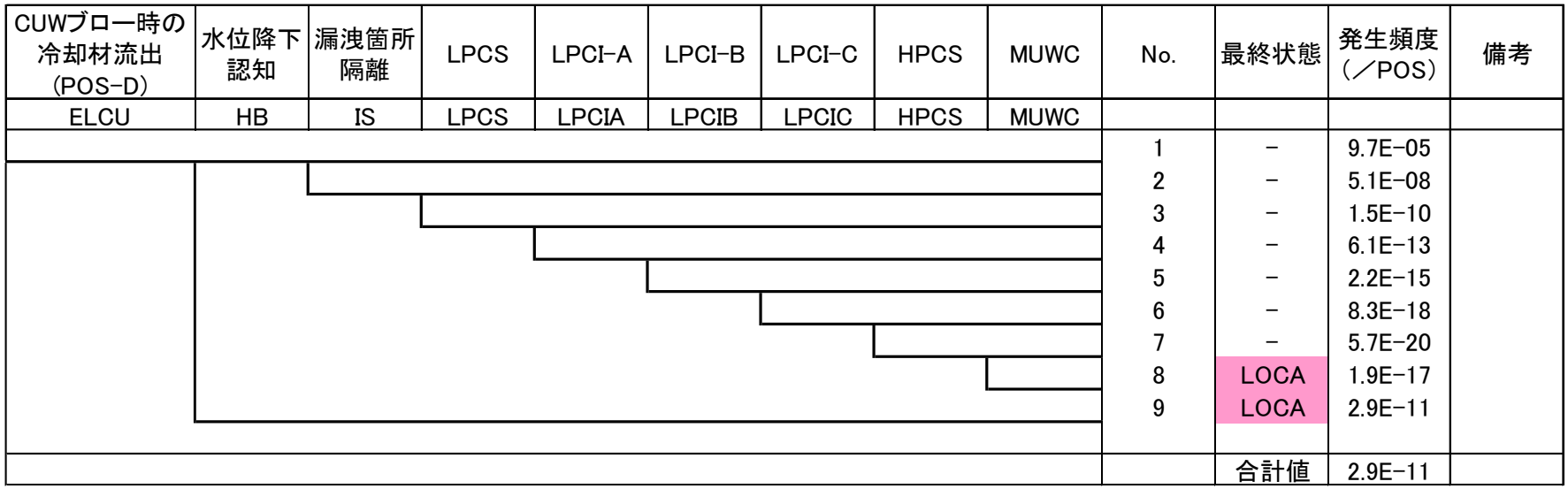
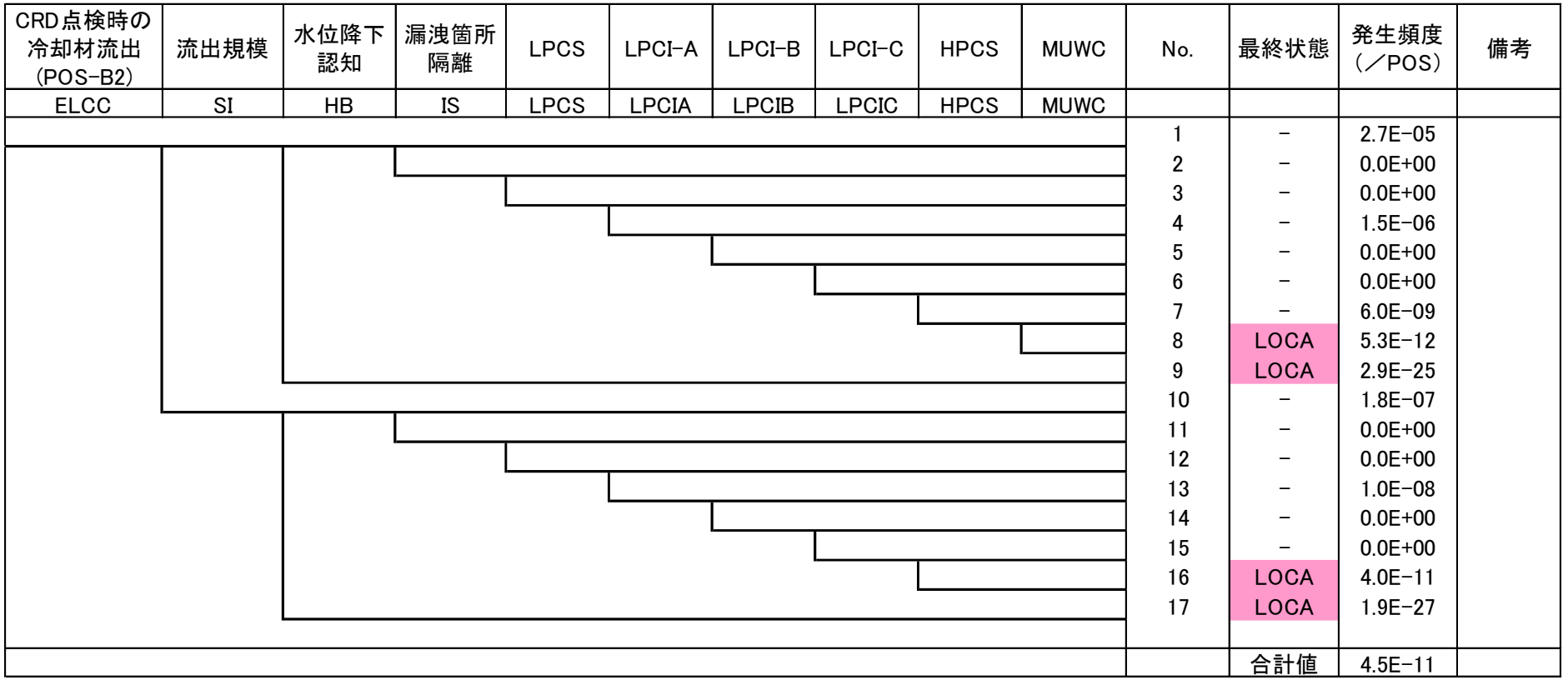


図 4-6　ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡ（ＰＯＳ－Ｄ）



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	
										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　ＬＰＲＭ点検時のＬＯＣＡ（ＰＯＳ－Ｂ２）

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)　ＨＰＣＳ

①「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)　ＬＰＣＳ，ＬＰＣＩ－Ａ／Ｂ／Ｃ

①「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

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)　ＲＨＲ－Ａ／Ｂ」も同様の想定としている。

(3)　ＲＨＲ－Ａ／Ｂ

①「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と同様だか，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)　ＣＳＴ－Ａ／Ｂ

①「残留熱除去系の故障」,「原子炉冷却材の流出」

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

起因事象	フロントライン	サポート系			
		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	○	○	○	○※1	○
外部電源喪失	○	○	○	○※2	○

※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

起因事象	フロントライン	サポート系			
		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)	○※2	○
外部電源喪失	○	○	○※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

起因事象	フロントライン	サポート系			
		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)	○※2	○
外部電源喪失	○	○	○※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

起因事象	フロントライン	サポート系			
		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)	○	○※3 (起動モード)	○※4	○
外部電源喪失	○※1※2 (起動モード)	○	○※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ＰＣＶ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

起因事象	フロントライン	サポート系
		交流電源
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	○※1 (起動モード)	○※2
外部電源喪失	○※1 (起動モード)	○※2

※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

表６　停止時ＰＲＡにおける代表的なシステム信頼性評価結果

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
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	ＨＰＣＳ	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	
	ＬＰＣＩ－Ｂ	3.7E-3	3.7E-3	
	ＬＰＣＩ－Ｃ	3.7E-3	3.7E-3	
	ＣＳＴ－Ａ	2.5E-3	2.5E-3	
	ＣＳＴ－Ｂ	2.5E-3	2.5E-3	
	ＲＨＲ－Ａ※	8.7E-3	8.7E-3	
	ＲＨＲ－Ｂ※	8.7E-3	8.9E-3	
外部電源喪失	ＨＰＣＳ	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	
	ＬＰＣＩ－Ａ	3.7E-3	3.8E-3	
	ＬＰＣＩ－Ｂ	3.7E-3	3.8E-3	
	ＬＰＣＩ－Ｃ	3.7E-3	3.7E-3	
	ＣＳＴ－Ａ	2.4E-3	2.4E-3	
	ＣＳＴ－Ｂ	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PCV隔離弁の開操作が必要
	ＲＨＲ－Ｂ	1.2E-2	1.1E-2	

※：起因事象「原子炉冷却材の流出」では期待しない

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考え方について

停止時ＰＲＡ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ＰＲＡでは、ヒューマンエラーハンドブック（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８）のＴＨＥＲＰ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。

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 【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。
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	

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

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	ストレスレベル，ストレスファクタの選定理由
	認知失敗	操作失敗			
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。
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	
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】（×2）	やや高い【No.4】（×2）	2.5E-03	6.5	
水源切替操作失敗	やや高い【No.4】（×2）	やや高い【No.4】（×2）	2.5E-03	6.5	
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	

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

項目	ストレスレベル	HEPsの増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 （段階的操作）	×1	×1
3.	作業負荷が適度 （動的操作）	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い （段階的操作）	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い （動的操作）	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い （段階的操作）	×5	×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	

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ＰＲＡ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ＰＲＡ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ＰＲＡ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。

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）

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果		対象とした操作・作業等とスクリーニング結果				モデル化の要否
		運転中の試験等に伴う操作等に起因（定期試験手順等）		プラント停止中の操作等に起因（設備別手順書，定期試験手順等）		
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ＤＧ本体	待機（自動）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ガバナ	通常状態への復旧失敗	試験時の手動操作	除外ルールに該当しない	試験時の手動操作	除外ルールに該当しない	要
非常用ＤＧ燃料油移送ポンプ	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冷却水ライン手動弁	待機（弁開）への復旧失敗	なし	－	点検後の待機状態への復旧操作	除外ルールに該当しない	要

人的過誤に係わる認知失敗の考え方について

(1)　本ＰＲＡ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ＰＯＳ－Ｓでも4時間以上あり,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。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。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。

・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

運転員がプラント異常として原子炉水位低下を認知することを想定し,3時間の余裕時間に対する認知失敗確率を評価

項目	平均値	中央値	備考
ＲＨＲ切替操作時のプラント状態の確認失敗	－	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	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８ Ｔａｂｌｅ２０－３
ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡにおける運転員認知失敗確率	1.8E-07	－	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。

・中央制御室運転員認知失敗

中央制御室運転員がプラントの異常として原子炉水位低下を認知することを想定し,3時間の余裕時間に対する認知失敗確率を評価

・ＮＲ／Ｗ制御室運転員認知失敗

ＮＲ／Ｗ制御室運転員がプラントの異常として廃棄収集タンク等の水位高を認知することを想定し，3時間の余裕時間に対する認知失敗確率を評価

項目	平均値	中央値	備考
中央制御室 運転員認知失敗 （3時間）	－	9.2E-05	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８ Ｔａｂｌｅ２０－３
ＮＲ／Ｗ制御室運転員認知失敗 （3時間）	－	4.6E-05	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８ Ｔａｂｌｅ２０－３
ＣＵＷブロー時のＬＯＣＡにおける運転員認知失敗確率	3.0E-07	－	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ＬＯＣＡ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 9.2E-05／d となった。

○通常水位

項目	平均値	中央値	備考
原子炉水位認知失敗（3時間）	－	4.6E-05	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８ Ｔａｂｌｅ２０－３
ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡにおける運転員認知失敗確率	9.2E-05	－	EF を 30 と設定

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 2.2E-05／d となった。

○ウェル満水

項目	平均値	中央値	備考
原子炉水位認知失敗（22時間）	－	1.1E-05	ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－１２７８ Ｔａｂｌｅ２０－３
ＲＨＲ切替時のＬＯＣＡにおける運転員認知失敗確率	2.2E-05		EFを30と設定

(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，約5.6E-6／炉年であり，ベースケースの約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%未満から約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。

なお，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。

表１　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」）

ＰＯＳ	余裕時間		除熱の必要性に対する認知失敗確率		注水の必要性に対する認知失敗確率※2	
	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
Ａ	1	5	1.7E-03	30	3.2E-01	1
Ｂ１	1	54	1.7E-03	30	—※3	
Ｂ２	2	92	1.0E-03	30	—※3	
Ｂ３	3	109	7.8E-04	30	—※3	
Ｂ４	4	157	6.3E-04	30	—※3	
Ｂ５	5	177	5.4E-04	30	—※3	
Ｂ６	5	203	5.4E-04	30	—※3	
Ｃ１	6	37	4.7E-04	30	—※3	
Ｃ２	6	40	4.7E-04	30	—※3	
Ｄ	7	42	4.2E-04	30	—※3	

※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

表２　起因事象別・ＰＯＳ別炉心損傷頻度内訳表（感度解析）

ＰＯＳ		Ｓ	Ａ	Ｂ１	Ｂ２	Ｂ３	Ｂ４	Ｂ５	Ｂ６	Ｃ１	Ｃ２	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		5.0E-08 (5.0E-08)	6.7E-08 (3.4E-08)	2.5E-07 (5.0E-08)	1.6E-07 (5.3E-08)	7.1E-07 (5.1E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.2E-06	22.2%
	ＲＨＲ喪失	4.5E-08 (4.5E-08)	6.0E-08 (3.0E-08)	2.2E-07 (4.5E-08)	1.4E-07 (4.7E-08)	6.3E-07 (4.5E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	1.1E-06	19.7%
	ＲＨＲＳ喪失	5.6E-09 (5.6E-09)	7.6E-09 (3.8E-09)	2.8E-08 (5.6E-09)	1.7E-08 (5.8E-09)	7.9E-08 (5.6E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.4E-07	2.5%
外部電源喪失		2.1E-08 (2.1E-08)	2.9E-08 (1.5E-08)	8.0E-07 (1.6E-07)	7.8E-07 (2.6E-07)	2.2E-06 (1.6E-07)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	3.9E-06	69.8%
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%
	ＲＨＲ切替	－	－	－	4.4E-08	－	－	4.4E-08	－	－	1.8E-07	1.8E-07	4.5E-07	8.0%
	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）		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３　起因事象別・ＰＯＳ別炉心損傷頻度内訳表（ベースケース）

ＰＯＳ		Ｓ	Ａ	Ｂ1	Ｂ2	Ｂ3	Ｂ4	Ｂ5	Ｂ6	Ｃ1	Ｃ2	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 (5.7E-14)	3.1E-13 (1.5E-13)	2.5E-07 (5.0E-08)	1.6E-07 (5.3E-08)	7.1E-07 (5.1E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.1E-06	22.6%
	ＲＨＲ喪失	2.1E-14 (2.1E-14)	4.7E-14 (2.3E-14)	2.2E-07 (4.5E-08)	1.4E-07 (4.7E-08)	6.3E-07 (4.5E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	9.9E-07	20.0%
	ＲＨＲＳ喪失	3.5E-14 (3.5E-14)	2.6E-13 (1.3E-13)	2.8E-08 (5.6E-09)	1.7E-08 (5.8E-09)	7.9E-08 (5.6E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.2E-07	2.5%
外部電源喪失		3.7E-10 (3.7E-10)	7.3E-10 (3.7E-10)	8.0E-07 (1.6E-07)	7.8E-07 (2.6E-07)	2.2E-06 (1.6E-07)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	3.8E-06	77.4%
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%
	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%

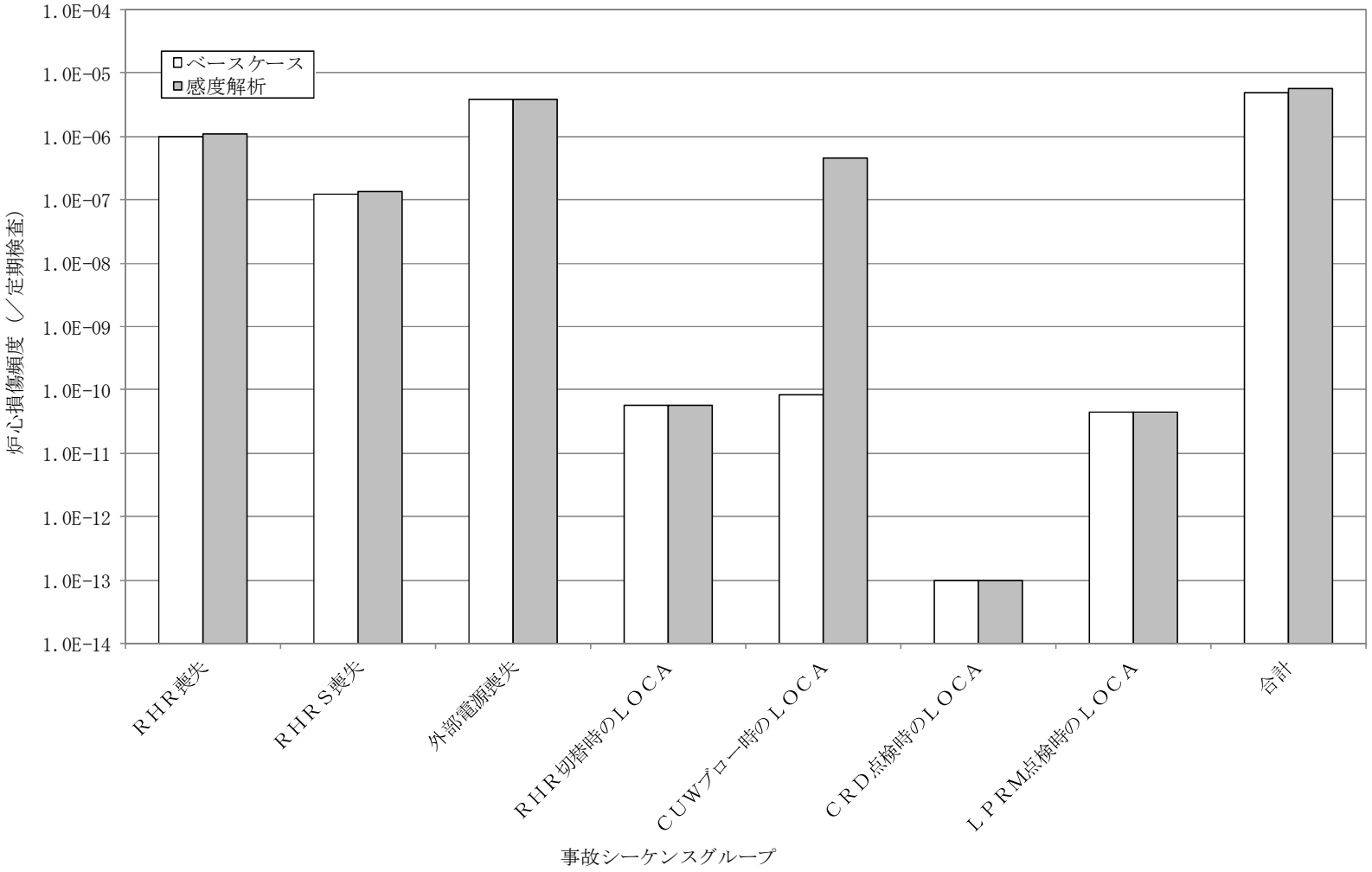
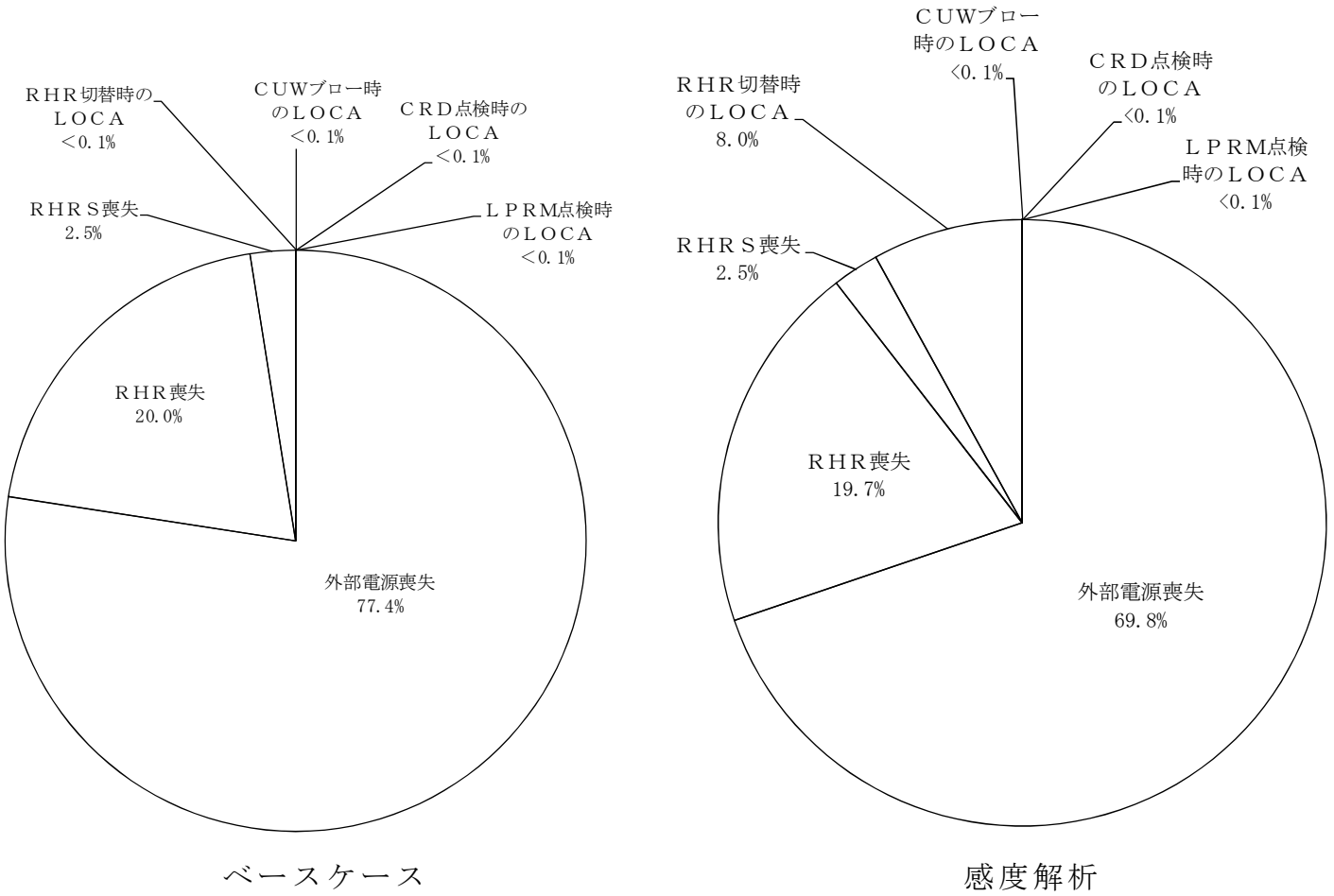


図１　感度解析結果（炉心損傷頻度の比較）



ベースケース　　感度解析

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）

3.2　外部事象ＰＲＡ

3.2.1　地震ＰＲＡ

地震ＰＲＡは，一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下「地震ＰＳＡ学会標準」という。）を参考に評価を実施し，各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。地震ＰＲＡの評価フローを第 3.2.1-1 図に示す。

なお，今回の地震ＰＲＡでは，地震単独の影響のみを評価しており，地震に随伴する津波（重畳事象）等は対象としていない。

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

ａ．サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにおいて収集した設計，運転・保守管理の情報に加え，地震ＰＲＡを実施するために，プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等を踏まえて，地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び情報源を第 3.2.1.1-1 表に示す。なお，関連設計図書等で確認できない事項についてはプラントウォークダウンにて確認した。

ｂ．機器・系統の配置及び形状・設備容量

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は 3.1.1 内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにて記載した内容と同様である。

c．プラントウォークダウン

(a)　プラントウォークダウンの実施手順

机上検討では確認が難しいプラント情報を取得すること及び検討した事故シナリオの妥当性を確認することを目的として，以下の観点からプラントウォークダウンを実施した。（添付資料 3.2.1.1-1）

ⅰ）　耐震安全性の確認

ⅱ）　二次的影響の確認

(b)　プラントウォークダウン対象の建屋・構築物，機器選定

プラントウォークダウンの対象設備は，基本的に地震ＰＲＡの評価対象設備の全てとしている。ただし，以下を考慮している。

ⅰ）　重要事故シーケンス選定を目的とした地震ＰＲＡの評価作業を行う上で調査対象とすべき設備かの観点

ⅱ）　プラントウォークダウンが有効かつ可能な設備かの観点

・配管系，ケーブルトレイは，耐震設計法，据付方法が同様であることから，耐震安全性の確認においては以下による代表箇所を対象とする。

－配管系は，プラントウォークダウン対象弁付近の配管を対象とする。

－ケーブルトレイは，プラントウォークダウン対象電気品付近のものを対象とする。

・アクセスが困難な以下の設備（例えば，炉内構造物や格納容器内設備であり，机上検討で信頼できる情報が得られる設備等）は除外する。

－高線量エリア，汚染の程度が著しいエリアにある設備

－確認する場合に通電部位へ接触するおそれがある設備

－高所・狭隘部にある設備

プラントウォークダウン評価対象設備の選定フローを第 3.2.1.1-1 図に示す。

(c) プラントウォークダウンの実施結果

プラントウォークダウン用チェックシートに基づき，上記(b)で選定した設備を対象に調査を実施した。その結果，調査対象に対する耐震安全性や二次的影響に関して問題はなく，フラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項がないことを確認した。プラントウォークダウンの実施結果の例を第 3.2.1.1-2 図に示す。

d．今回実施した地震ＰＲＡの前提条件等について

今回実施した地震ＰＲＡについて，主に留意すべき点について以下に示す。

(a) 評価の前提条件について

・起因事象に対する対応は，設計基準対象施設による対応を基本とし，これまでに整備したＡＭ策及び緊急安全対策並びに重大事故等対処設備については，期待しないものとする。

・耐震重要度Ｂ又はＣクラスの機器は基本的には期待しない。ただし，安全設備の使命時間内の機能維持に必要となる燃料移送系設備は評価対象とする。（添付資料 3.2.1.1-2）

・外部電源喪失は，開閉所設備の碍子部の損傷により発生するものとする。

・地震時には，機器及び電源の復旧は不可能とし，外部電源喪失時の外部電源復旧に期待しない。

・評価地震動範囲は 0.16G～3.00G（解放基盤面上の加速度）とす

る。

・津波及び地震随伴の火災，溢水が建屋，機器及び緩和機能に及ぼす影響は考慮せず，地震の影響のみ評価する。

(b)　地震の影響について

・相関性が考えられる設備は，地震の影響により同時に損傷する（完全相関）と仮定する。

(2)　地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

a．事故シナリオの概括的な分析・設定

収集したプラント関連情報及びプラントウォークダウンによって得られた情報を用いて，事故シナリオを広範に分析し，事故シナリオを設定した。事故シナリオの設定に当たっては，地震起因による安全機能を有する建屋・構築物，機器の損傷が炉心損傷事故に直接つながりうる事故シナリオだけでなく，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響，経年変化を考慮した場合の影響を考慮した。

なお，地震ＰＲＡの評価地震動範囲は，原子炉自動停止となる信号の設定点（スクラム設定値）を目安に 0.16G 以上とした。

上記の事故シナリオのうち，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響及び経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行った。

事故シナリオに対するスクリーニング結果を第 3.2.1.1-2 表に示す。

b．起因事象の選定

地震時特有の影響及び内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで考慮している起因事象との関係を考慮し，事故シーケンス評価の対象となる起因

事象を第 3.2.1.1-3 図に示すフローを用いて，以下の通り抽出した。（添付資料 3.2.1.1-5）

・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

・直流電源喪失

・交流電源喪失

・外部電源喪失

・過渡事象

ｃ．建屋・機器リストの作成

選定した起因事象の要因となる建屋・構築物，機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係る建屋・構築物，機器を抽出し，地震ＰＲＡで対象となる建屋・機器リストを作成した。第 3.2.1.1-3 表に建屋・機器リストを示す。

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

地震ＰＳＡ学会標準の方法に基づき評価を行う。

(2)　確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

ａ．震源モデルの設定

震源モデルは，以下のとおり特定震源モデルと領域震源モデルを設定する。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「調査モデル」という。）の他，地震調査研究推進本部の知見を参考に設定した震源モデル（以下「推本参考モデル」という。）をロジックツリーで考慮する。

(a)　特定震源モデル

ⅰ）　内陸地殻内地震

調査モデルについては，敷地周辺の震源として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する。推本参考モデルについては，地震調査研究推進本部（2012）で考慮されている活断層を評価対象とする。敷地周辺の考慮する活断層の分布及び諸元をそれぞれ第 3.2.1.2-1 図，第 3.2.1.2-2 図及び第 3.2.1.2-1 表，第 3.2.1.2-2 表に示す。

ⅱ）　海溝型地震

調査モデルでは，関東地震及び東北地方太平洋沖型の地震を，推本参考モデルでは関東地震，茨城県沖で発生する地震（繰り返し発生する地震）及び東北地方太平洋沖型の地震を特定震源として扱う。調査モデル及び推本参考モデルで考慮している特定震源の震源位置及び諸元を第 3.2.1.2-3 図，第 3.2.1.2-4 図及び第 3.2.1.2-3 表，第 3.2.1.2-4 表に示す。

(b)　領域震源モデル

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する。調査モデルについては，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する。推本参考モデルについては，地震調査研究推進本

部（2012）に基づいて領域区分及び各領域の最大マグニチュードを設定する。内陸地殻内地震及び海溝型地震の領域区分を第 3.2.1.2-5 図から第 3.2.1.2-9 図に示す。

b．地震動伝播モデル

東北地方太平洋沖型地震については，断層モデルを用いた手法を用いる。それ以外の震源については，Noda et al.（2002）の方法を用い，第 3.2.1.2-10 図から第 3.2.1.2-12 図に示す領域については地震観測記録による補正係数を考慮する。

c．ロジックツリーの作成

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する。震源モデルについては前述のとおり，調査モデルと推本参考モデルをロジックツリーで考慮する。作成したロジックツリーを第 3.2.1.2-13 図に，重みの考え方について第 3.2.1.2-5 表に示す。

(3) 確率論的地震ハザード評価結果

a．地震ハザード曲線

上記により評価した平均地震ハザード曲線を第 3.2.1.2-14 図に，フラクタイル地震ハザード曲線を第 3.2.1.2-15 図に示す。また，震源別の平均ハザード曲線を第 3.2.1.2-16 図に示す。

b．一様ハザードスペクトル

一様ハザードスペクトルと応答スペクトルに基づく手法による基準地震動S_s－Ｄ１及び断層モデルを用いた手法による基準地震動S_s－１

１～Ｓｓ－２２との比較を第 3.2.1.2-17 図に示す。基準地震動Ｓｓ－Ｄ１の年超過確率は 10^{-4}から 10^{-5}程度である。基準地震動Ｓｓ－１１からＳｓ－２２の年超過確率は基準地震動Ｓｓ－Ｄ１を超過する周期帯で 10^{-4}から 10^{-6}程度である。また，内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと震源を特定せず策定する地震動に基づく基準地震動Ｓｓ－３１との比較を第 3.2.1.2-18 図に示す。基準地震動Ｓｓ－３１の年超過確率は 10^{-4}から 10^{-6}程度である。

一様ハザードスペクトルの算出のもととなる周期ごとの平均ハザード曲線を第 3.2.1.2-19 図に示す。

ｃ．フラジリティ評価用地震動

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，経時特性は Noda et al.（2002）に基づき地震規模Ｍ及び等価震源距離 Xeq で与え，それぞれＭ7.6，Xeq＝25.7km とした。模擬波を第 3.2.1.2-20 図に示す。

3.2.1.3-1　建屋のフラジリティ

(1)　評価対象と損傷モードの設定

ａ．評価対象物

建屋のフラジリティ評価の対象は，第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに記載されたものとし，原子炉建屋とした。原子炉建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 3.2.1.3-1-1 図及び第 3.2.1.3-1-2 図に示す。

ｂ．損傷モード及び部位の設定

建屋の要求機能喪失につながる支配的な構造損傷モード及び部位として，建屋の崩壊シーケンスを踏まえ，層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

(2) フラジリティの評価方法の選択

フラジリティの評価方法として，「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）」を選択した。評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とする。

(3) フラジリティの評価上の主要な仮定

ａ．考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さ（以下「β_R」という。）と認識論的不確実さ（以下「β_U」という。）については，地震ＰＳＡ学会標準に基づき評価した。考慮する不確実さ要因の例を第 3.2.1.3-1-1 表に示す。

ｂ．損傷評価の指標

損傷評価の指標については，耐震壁のせん断破壊の程度を表すことができる指標として，せん断ひずみを選定した。

(4) フラジリティの評価における耐力情報

現実的耐力である損傷限界時のせん断ひずみの平均値と変動係数は地震ＰＳＡ学会標準に示されたボックス壁の実験結果に基づく値を用いることとし，対数正規分布を仮定した。損傷限界点の現実的な値を第 3.2.1.3-1-2 表に示す。

(5)　フラジリティの評価における応答情報

現実的応答については，現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震ＰＳＡ学会標準に基づき算出し，対数正規分布を仮定した。損傷評価の指標である耐震壁のせん断破壊に対しては水平動が支配的であることから，水平動による評価を行うこととした。

ａ．入力地震動

入力地震動は第 3.2.1.2-19 図に示す模擬地震波を入力レベルごとに係数倍したものとした。（最大 1,500cm／s^2）

ｂ．現実的な物性値と応答解析モデル

東海第二発電所の地盤物性値を第 3.2.1.3-1-3 表に，原子炉建屋の物性値を第 3.2.1.3-1-4 表にそれぞれ示す。応答解析に用いる現実的な物性は，地震ＰＳＡ学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第 3.2.1.3-1-5 表に示す。

原子炉建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第 3.2.1.3-1-3 図及び第 3.2.1.3-1-6 表に，地盤ばね定数と減衰係数を第 3.2.1.3-1-7 表に示す。

ｃ．現実的応答

現実的応答は，地震ＰＳＡ学会標準に準拠してコンクリート強度，支持地盤のせん断波速度及び建屋の減衰定数を変動パラメータとし，対数正規分布を仮定して２点推定法による応答解析を行い，最大応答せん断ひずみの中央値と対数標準偏差を算出した。

(6)　建屋のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線とＨＣＬＰＦ（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）を算出した。フラジリティ曲線は，原子炉建屋を構成する全要素のうち，ＨＣＬＰＦが最小となる要素で代表させることとした。ここに，損傷確率は，現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は，対数正規累積分布関数により近似し，信頼度毎の連続的なフラジリティ曲線を算出した。

原子炉建屋のフラジリティ曲線を第3.2.1.3-1-4図に示す。またＨＣＬＰＦについては第3.2.1.1-3表の建屋・機器リストに示す。

3.2.1.3-2　屋外重要土木構造物のフラジリティ

(1)　評価対象と損傷モードの設定

ａ．評価対象物

屋外重要土木構造物のフラジリティ評価の対象は，第3.2.1.1-3表の建屋・機器リストに記載されたものとし，海水ポンプ室とした。海水ポンプ室の平面図及び断面図をそれぞれ第3.2.1.3-2-1図及び第3.2.1.3-2-2図に示す。

ｂ．損傷モード及び部位の設定

海水ポンプ室の要求機能喪失につながる支配的な構造損傷モードとして，非線形時刻歴応答解析による耐震評価に基づき，構造部材の曲げ破壊及びせん断破壊のうち，耐震裕度の観点からせん断破壊を損傷モードとして選定した。対象とする損傷部材は最も耐震性の低い構造部材とし

た。

(2)　フラジリティの評価方法の選択

フラジリティの評価方法として，「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）」を選択した。評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とした。

(3)　フラジリティの評価上の主要な仮定

ａ．考慮する不確実さ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確実さβ_Rと認識論的不確実さβ_Uについては，地震ＰＳＡ学会標準に基づき評価した。考慮する不確実さ要因の例を第 3.2.1.3-2-1 表に示す。

ｂ．損傷評価の指標

損傷評価の指標については，構造部材のせん断破壊の程度を表すことができる指標として，せん断力を選定した。

(4)　フラジリティの評価における耐力情報

現実的耐力は，「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会，2005）」のせん断破壊に対する照査（材料非線形解析を用いる方法）による評価値を適用した。現実的耐力に含まれる不確実さ要因は，地震ＰＳＡ学会標準を参考に，コンクリートの圧縮強度と鉄筋の降伏強度を考慮し，それぞれ実強度の調査結果，建設時の試験結果から対数正規分布を仮定した。現実的耐力に含まれるコンクリートの圧縮強度及び鉄筋の降伏強度の現実的な値を第 3.2.1.3-2-2 表に示す。

(5)　フラジリティの評価における応答情報

現実的応答については，現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震ＰＳＡ学会標準に基づき算出し，対数正規分布を仮定した。地震応答解析は地盤および構造物の非線形を考慮した有限要素法解析手法を用い，水平・鉛直地震動を同時に入力した。

ａ．入力地震動

入力地震動は第 3.2.1.2-19 図に示す模擬地震波を入力レベルごとに係数倍したものとした（最大 1,579cm／s^2（水平），1,001cm／s^2（鉛直））。

ｂ．現実的な物性値と応答解析モデル

東海第二発電所の地盤物性値を第 3.2.1.3-2-3 表に，海水ポンプ室の物性値を第 3.2.1.3-2-4 表にそれぞれ示す。また，鋼管杭の断面諸元を第 3.2.1.3-2-5 表に示す。応答解析に用いる現実的な物性は，応答への影響度が高い地盤物性を対象に地震ＰＳＡ学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第 3.2.1.3-2-6 表に示す。海水ポンプ室の解析モデルを第 3.2.1.3-2-3 図に示す。

ｃ．現実的応答

現実的応答は，地震ＰＳＡ学会標準に準拠して，第四紀層のせん断波速度を変動パラメータとし，対数正規分布を仮定して２点推定法による応答解析を行い，これらの応答解析結果に基づき算出した。

(6)　屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線とＨＣＬＰＦを算出した。ここに，損傷確率は，現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は，対数正規累積分布関数により近似し，信頼度毎の連続的なフラジリティ曲線を算出した。ＨＣＬＰＦは信頼度 95%のフラジリティ曲線をもとに算出した。

海水ポンプ室のフラジリティ曲線を第 3.2.1.3-2-4 図に示す。また，ＨＣＬＰＦについては第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに示す。

3.2.1.3-3　機器のフラジリティ

(1)　評価対象と損傷モードの設定

機器のフラジリティ評価の対象を，第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに示す。損傷モードは評価対象機器の要求機能に応じ，構造損傷と機能損傷に分類し適切に設定する。

機器のフラジリティ評価のうち，タンク，熱交換器等の静的機器は，要求機能の喪失につながる延性破壊や脆性破壊等の構造損傷の観点からフラジリティ評価を実施する。また，電気盤類及びポンプ・弁等の動的機器は，事故シーケンス評価上の要求機能に応じて構造損傷，動的機能限界や電気的機能維持限界等の機能損傷の観点からフラジリティ評価を実施し，当該機器のフラジリティとして用いることとする。

なお，構造強度に関する評価では，機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について耐震評価が実施されるが，部位間で裕度（例えば，設計許容値／発生応力）が異なり，また，同一部位でも評価応力の種類（引張応力，曲げ応力，組合せ応力等）によって裕度が異なる。構造損傷に関

するフラジリティ評価では，これらの中から，最も裕度が低かった部位・評価応力に着目して強度に関する係数等を設定する。

(2)　フラジリティの評価方法の選択

フラジリティの評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（以下「応答解析に基づく方法」という。）」，「現実的耐力と応答係数による方法（以下「原研法に基づく方法」という。）」及び「耐力係数と応答係数による方法（以下「安全係数法」という。）」の中から「安全係数法」を選択した。

「安全係数法」は後述の通り，地震応答解析結果，耐力係数及び応答係数により評価する。

耐力係数の評価で用いる現実的耐力は，構造損傷については材料強度の規格値等をもとに，機能損傷については試験結果又は解析結果をもとに，地震ＰＳＡ学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき中央値や不確実さを設定し，算定している。この現実的耐力の評価法は，「応答解析に基づく方法」，「原研法に基づく方法」及び「安全係数法」は本質的に同じであり，同等の精度を有している。また，耐力係数の評価で用いる設計応答値は，既工認等で実績のある応答値（耐震バックチェックベース），もしくは，当該応答値を一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果となるよう補正した応答値（裕度向上ベース）を用いている。

応答係数は，既工認等で実績のある機器の決定論的評価である応答解析結果に基づき評価しているが，決定論的評価は保守性を有する線形範囲の評価を行っている。また，この応答解析に含まれる余裕や不確実さを，地震ＰＳＡ学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき設定していることから，「応答解析に基づく方法」と比較しても，遜色のな

い精度で現実的な応答を求めることができる。

なお，「安全係数法」は米国において，評価手法として提案され[1]，約40プラントでの評価実績がある[2-4]。

以上より，米国での評価実績もあり，既往の応答評価結果がそのまま使用できる「安全係数法」を用いることとする。

評価手法は地震ＰＳＡ学会標準に準拠した手法とする。

(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）

機器フラジリティ評価とは，地震動の入力が増大し，評価対象機器が損傷に至る時点における最大地動加速度を評価尺度として表示するものである。このとき，最大地動加速度Ａをフラジリティ加速度と称し，機器フラジリティ評価ではこれを確率量として扱い，以下の式で表す。

$$A = Am \cdot \varepsilon_R \cdot \varepsilon_U$$

ここで，

Ａｍ：フラジリティ加速度中央値（50%損傷確率に対する最大加速度の中央値）

ε_R：中央値に対する偶然的不確実さを示す確率密度分布。中央値を1.0として対数標準偏差β_Rである対数正規分布を仮定する。

ε_U：中央値に対する認識論的不確実さを示す確率密度分布。中央値を1.0として対数標準偏差β_Uである対数正規分布を仮定する。

フラジリティ加速度Ａを対数正規累積分布関数で示したものが機器フラジリティ曲線である。

なお，フラジリティ評価では，直接Ａｍ，ε_R，ε_Uからフラジリティ加速度を算定せず，一般に安全係数の概念を用いて下式の様に算定する。

$$Am = F \times A_d \qquad \text{（式 3.2.1-1）}$$

ここで，

Ａｍ：フラジリティ加速度中央値

Ｆ　：安全係数（裕度）

A_d：基準地震動S_Sの最大地動加速度，もしくは，一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波の最大地動加速度

（式 3.2.1-1）の安全係数（裕度）は，（式 3.2.1-2）のように基準とする地震動による現実的な応答に対する機器の現実的な耐力の割合で定義されるが，（式 3.2.1-3）のように評価対象機器の設計応答値に対する現実的な応答の割合（応答に関する安全係数）と現実的な耐力に対する設計応答値の割合（耐力に関する安全係数）に分離して評価する。

ただし，入力地震動に対する機器の応答には，機器自身の応答に加えて建屋の応答が影響することから，応答に関する係数は機器応答係数と建屋応答係数に分割して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \qquad \text{（式 3.2.1-2）}$$

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答に関する係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力に関する係数}}$$

$$\therefore F = F_C \times F_{RE} \times F_{RS} \qquad \text{（式 3.2.1-3）}$$

ここで，

F_C：耐力係数

F_{RE}：機器応答係数

F_{RS}：建屋応答係数

耐力係数F_C，機器応答係数F_{RE}及び建屋応答係数F_{RS}は，それぞれ以下に示す係数に分離して評価する。これらの係数は，フラジリティ評価

上に存在する各種の不確実さ要因を評価したものであり，全て対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の整理結果を第 3.2.1.3-3-1 表に示す。

$F_C = F_S \cdot F_\mu$

ここで，

F_S ：強度係数

F_μ ：塑性エネルギ吸収係数

$F_{RE} = F_{SA} \cdot F_D \cdot F_M \cdot F_{MC}$

ここで，

F_{SA} ：スペクトル形状係数

F_D ：減衰係数

F_M ：モデル化係数

F_{MC} ：モード合成係数

$F_{RS} = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$

ここで，

F_1 ：解放基盤表面の地震動に関する係数

F_2 ：建屋への入力地震動に関する係数

F_3 ：建屋の地震応答に関する係数

(4) フラジリティ評価における耐力情報

耐力値は，その評価部位に使われる部材のＪＳＭＥ「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年版）」（JSME S NC1-2005）に記載されている許容値を適用した。確率分布については，中央値に関する不確実さの要素について，加振試験結果や文献値，工学的判断等によって評価し，β_R，β_Uとして定量化した。

(5)　フラジリティ評価における応答情報

設計応答値は，建屋・構築物の非線形地震応答解析及び機器の線形地震応答解析による機器評価部位における発生応答等を設定した。地震動は耐震バックチェック評価用地震動（600Gal）を基本とするが，建屋・構築物の非線形応答を精度よく評価する場合は，図 3.2.1.2-19 に示す一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波を，年超過確率 10^{-6}の入力レベルとなるよう係数倍した地震動（1,579Gal）を用いる。確率分布については，中央値に関する不確実さの要素について，加振試験結果や文献値，工学的判断等によって評価し，β_R，β_Uとして定量化した。

(6)　機器のフラジリティ評価結果

機器フラジリティ評価結果を第 3.2.1.1-3 表に示す。

機器フラジリティ評価は，その評価上の特徴を踏まえ，「大型機器」，「静的機器」，「動的機器」，「電気盤・計装」及び「配管」の５グループに分類した。また，グループごとに代表機器を抽出し，その評価の具体例を以下に示す。各グループの代表機器はＦＶ重要度を参照し，抽出した。なお，５グループの分類の考え方については以下のとおりである。

大型機器：原子炉圧力容器等で，多質点時刻歴解析評価が主となる機器の構造損傷

静的機器：上記大型機器以外で，スペクトルモーダル解析または静的評価が主となる機器の構造損傷

動的機器：ポンプ，内燃機関，電動弁等の動的機器の機能損傷

電気盤・計装：電気盤，計装品等の電気的機器の機能損傷

配管：配管・サポート等の構造損傷

ａ．大型機器（原子炉圧力容器）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

・評価対象機器：原子炉圧力容器

・設置位置：原子炉建屋

・耐震重要度クラス：Ｓ

・固有振動数：20Hz 以上

・各部位の耐震バックチェック評価用地震動S_S（600Gal）に対する発生応力

・評価対象部位：蒸気乾燥器支持ブラケット付根部

・評価応力：一次膜応力＋一次曲げ応力

下表に，原子炉圧力容器の蒸気乾燥器支持ブラケットの耐震評価結果を示す。これを基にフラジリティを算出した。

表　原子炉圧力容器の蒸気乾燥器支持ブラケットの耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕度
蒸気乾燥器支持ブラケット付根部	SUSF304	一次膜応力＋一次曲げ応力	391	105	3.72

(a)　耐力係数F_Cの評価

ｉ）　強度係数F_Sの評価

本係数は，次式により評価する。

$$F_S = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで，

σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

蒸気乾燥器支持ブラケットの材質はSUSF304であることから，限界応力としてＪＳＭＥ「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年度版）」第Ⅰ編付録図表 Part5 の引張応力Ｓｕ＝391MPa（評価温度 302℃）を採用する。

上記規格値に含まれる余裕（Ｓｕ値の 1.13 倍）を考慮して限界応力の中央値とする。（添付資料 3.2.1.3-3-1）

したがって，

$\sigma_C = 1.13 \times Su = 1.13 \times 391 = 442MPa$

地震時発生応力は，表の耐震バックチェックの評価結果を，一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため，表の発生応力に，以下の計算式より求めた比率の最大値 3.24 を掛け合せた値を計算に用いることとする。（添付資料 3.2.1.3-3-2）

$$\text{比率} = \frac{\text{一様ハザードスペクトルによる大型機器連成解析より求めた荷重}}{\text{耐震バックチェック評価用地震動による大型機器連成解析より求めた荷重}}$$

$\sigma_T = 105 \times 3.24 = 340MPa$

通常運転時応力は，耐震評価において地震時応力を分離して評価していないため 0MPa とする。

$\sigma_N = 0MPa$

以上より，強度係数F_Sは，以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{442}{340} = 1.30$$

不確実さとして，限界応力の中央値 1.13×Ｓｕに対して，規格値Ｓｕが 99%信頼下限に相当すると考え，全てβ_Uとして評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.13 \times Su}{Su}\right) = 0.05$$

以上により，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_S＝1.30　β_R＝0.00　β_U＝0.05

ⅱ）　塑性エネルギ吸収係数F_μの評価

本係数は，塑性変形によるエネルギ吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数F_Sの評価において，限界応力の中央値として 1.13×Ｓｕを用いているため，塑性変形によるエネルギ吸収効果は考慮しない。

以上により，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_μ＝1.00　β_R＝β_U＝0.00

(b)　機器応答係数F_{RE}の評価

ｉ）　スペクトル形状係数F_{SA}の評価

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

ただし，蒸気乾燥器支持ブラケットは，時刻歴応答解析により評

価した原子炉圧力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており，床応答スペクトルを用いないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{SA}=1.00$　$\beta_R=\beta_U=0.00$

ⅱ）減衰係数F_Dの評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D=\frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

蒸気乾燥器支持ブラケットは原子炉圧力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており，原子炉圧力容器の設計用減衰定数は1%，減衰定数の中央値 3%[(5)]として，係数を算出する。

設計用減衰定数による応答値と減衰定数の中央値での応答値の比は，下記の Newmark の応答倍率式[(6)]を用いる。

応答値＝3.21－0.68×ln（h）

ここで，

h ：減衰定数（%）

不確実さについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限値として用いられているため，設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の 99%上限値と考え算定する。

また，β_Rとβ_Uが等しいとして評価する。

したがって，

$$F_D=\frac{3.21-0.68\times\ln(1)}{3.21-0.68\times\ln(3)}=1.30$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33\times\sqrt{2}}\ln\left[\frac{3.21-0.68\times\ln(1)}{3.21-0.68\times\ln(3)}\right] = 0.08$$

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_D = 1.30$　$\beta_R = \beta_U = 0.08$

iii） モデル化係数F_Mの評価

本係数は，機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし，評価対象の解析モデル化は妥当であり，解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

機器の耐震評価は，建屋連成解析モデルを用いて行われているため，モデル化に関する不確実さβ_Uは海外文献(1)より 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_M = 1.00$　$\beta_R = 0.00$　$\beta_U = 0.15$

iv） モード合成係数F_{MC}の評価

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に，モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし，蒸気乾燥器支持ブラケットは原子炉圧力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており，原子炉圧力容器は時刻歴応答解析を実施しているため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{MC} = 1.00$　$\beta_R = \beta_U = 0$

(c)　建屋応答係数F_{RS}の評価

建屋応答に関する各係数は，第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

ⅰ）　解放基盤表面の地震動に関する係数F_1の評価

本係数は，基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では，解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお，スペクトル形状係数は，基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を，次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数}=\frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

ただし，蒸気乾燥器支持ブラケットは，一様ハザードスペクトルにより評価していることから，スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また，不確実さは，確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため，本係数では考慮しない。

$F_1=1.00 \quad \beta_R=\beta_U=0.00$

ⅱ）　建屋への入力地震動に関する係数F_2の評価

本係数は，地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし，また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋の地震応答に関する係数F_3の不確実さと合わ

せて評価する。

β_Rは，地震ＰＳＡ学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが，概ね 0.2 程度であることから，0.20 とする。

β_Uは，解析モデル化誤差等によるものであり，国内文献[7]に基づき 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_2＝1.00　β_R＝0.20　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_3と共通）

ⅲ） 建屋の地震応答に関する係数F_3の評価

本係数は，建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため，中央値を与えるものとみなし，また，一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋への入力地震動に関する係数F_2の不確実さと合わせて評価する。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_3＝1.00　β_R＝0.20　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_2と共通）

(d)　評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，原子炉圧力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット）のフラジリティ加速度の中央値Ａm，

その不確実さ β_R，β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第3.2.1.3-3-4図に示す。

Ａｍ＝2.72（G）

β_R＝0.22，β_U＝0.23

ＨＣＬＰＦ＝Ａｍ×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝2.72×exp[－1.65×(0.22＋0.23)]

＝1.29（G）

表　原子炉圧力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット）　安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		1.30	1.00	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.00		1.69
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22
	β_U	0.05	0.00	0.00	0.08	0.15	0.00	0.00	0.15		0.23

ｂ．静的機器（残留熱除去系熱交換器）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

・評価対象機器：残留熱除去系熱交換器

・設置位置：原子炉建屋 EL.＋2.00m

・耐震重要度クラス：Ｓ

・固有振動数：10.4Hz（１次）

・各部位の耐震バックチェック評価用地震動S_S（600Gal）に対する発生応力

・評価対象部位：アンカボルト

・評価応力：引張応力及びせん断応力

下表に，残留熱除去系熱交換器の耐震評価結果を示す。各評価部位・各評価応力のうち，裕度が最小であるアンカボルトが，残留熱除去系熱交換器の地震時の損傷に支配的であると考えられることから，アンカボルトに着目して評価する。

表　残留熱除去系熱交換器の耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕　度
胴板	SB410	一次応力	351	108	3.25
架台（脚）	SS400	組合せ応力	280	159	1.76
アンカボルト	SCM435	引張応力	488	433	1.12
		せん断応力	375	109	3.44

(a)　耐力係数F_Cの評価

ⅰ）　強度係数F_Sの評価

ボルトの強度係数は，引張応力及びせん断応力に対して次式により評価する。

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_C}\right)^2+\left(\frac{\tau}{\tau_C}\right)^2=\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2+\left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2=\lambda^2\leq 1$$

ここで，

λ ：ボルトの応力比

σ ：ボルトの引張応力

τ ：ボルトのせん断応力

σ_C：ボルトの限界引張応力の中央値

τ_C：ボルトの限界せん断応力の中央値

F_{σ}：引張に対する余裕度

F_{τ}：せん断に対する余裕度

以上により，強度係数F_Sは次式により評価する。

$$F_S=\frac{1}{\lambda}=\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_{\sigma}}\right)^2+\left(\frac{1}{F_{\tau}}\right)^2}}$$

アンカボルトの材質は SCM435 であることから，限界応力としてＪＳＭＥ「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年度版）」第Ⅰ編付録図表 Part5 の引張応力Ｓｕ＝930MPa（評価温度 40℃）を採用する。なお，上記規格値に含まれる余裕（Ｓｕ値の 1.17 倍）（添付資料 3.2.1.3-3-1）を考慮するとともに，限界引張応力は谷径断面積と呼び径断面積の比（0.75）を乗じ，限界せん断応力はＳｕ／√3 を用いる。

σ_C＝1.17×0.75×Ｓｕ＝1.17×0.75×930＝816MPa

τ_C＝1.17×Ｓｕ／√3＝1.17×930／√3＝628MPa

地震時発生応力は，表の耐震バックチェックの評価結果を，一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため，表の発生応力に，以下の計算式より求めた比率（本評価対象の固有周期における比率）1.47 を掛け合せた値を計算に用いることとする。（添付資料 3.2.1.3-3-2）

$$\text{比率}=\frac{\begin{array}{c}\text{一様ハザードスペクトルによる}\\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた}\\ \text{EL.＋2.00m の床応答加速度}\end{array}}{\begin{array}{c}\text{耐震バックチェック評価用地震動による}\\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた}\\ \text{EL.＋2.00m の床応答加速度}\end{array}}$$

$F_{\sigma}=\sigma_C/\sigma$＝816／（433×1.47）＝1.28

$F_{\tau}=\tau_C/\tau=628/(109\times1.47)=3.92$

以上より，強度係数F_Sは，以下のとおりとなる。

$$F_S=\frac{1}{\lambda}=\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_{\sigma}}\right)^2+\left(\frac{1}{F_{\tau}}\right)^2}}=\frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{1.28}\right)^2+\left(\frac{1}{3.92}\right)^2}}=1.22$$

不確実さは，限界応力の中央値 1.17×Ｓｕに対して，規格値Ｓｕが 99%信頼下限に相当すると考え，全てβ_Uとして評価する。

$$\beta_U=\frac{1}{2.33}\ln\left(\frac{1.17\times Su}{Su}\right)=0.07$$

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_S=1.22$　$\beta_R=0.00$　$\beta_U=0.07$

ⅱ）　塑性エネルギ吸収係数F_{μ}の評価

本係数は，塑性変形によるエネルギ吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数F_Sの評価については，限界応力の中央値として 1.17×Ｓｕを用いているため，塑性変形によるエネルギ吸収係数効果は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{\mu}=1.00$　$\beta_R=\beta_U=0.00$

(b)　機器応答係数F_{RE}の評価

ｉ）　スペクトル形状係数F_{SA}の評価

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA}=\frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

拡幅前後の応答スペクトル比（拡幅後／拡幅前）は，サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられるため，国内の代表プラントで評価した値を用いる。

国内の代表プラントでの拡幅前後の応答スペクトル比は，機器系の主要周期帯である 0.05～0.1 秒に対して 1.1～1.4 であり，この知見から中央値F_{SA}を算定する。

不確実さは，最小値と最大値がそれぞれ中央値に対し－95％下限値と＋95％上限値に相当するものとみなし算定する。なお，不確実さは，本係数を各機器に対して一般値として適用するため，すべてβ_Uとする。

$$F_{SA}=\sqrt{1.1\times1.4}=1.24$$

$$\beta_U=\frac{1}{1.65\times2}\ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right)=0.07$$

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{SA}=1.24$　$\beta_R=0.00$　$\beta_U=0.07$

ⅱ）　減衰係数F_Dの評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D=\frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

ボルトの設計用減衰定数は 1%，減衰定数の中央値 3%[(5)]として，係数を算出する。

設計用減衰定数と減衰定数の中央値での応答値の比は，下記のNewmarkの応答倍率式[6]を用いる。

応答値＝3.21－0.68×ln（ｈ）

ここで，

ｈ：減衰定数（％）

不確実さについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限値として用いられているため，設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の99％上限値と考え算定する。

また，β_Rとβ_Uが等しいとして評価する。

したがって，

$$F_D = \frac{3.21-0.68\times\ln(1)}{3.21-0.68\times\ln(3)} = 1.30$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33\times\sqrt{2}}\ln\left[\frac{3.21-0.68\times\ln(1)}{3.21-0.68\times\ln(3)}\right] = 0.08$$

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_D = 1.30$　$\beta_R = \beta_U = 0.08$

iii） モデル化係数F_Mの評価

本係数は，機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし，評価対象の解析モデル化は妥当であり，解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

機器の耐震評価は，建屋連成解析モデルを用いて行われているた

め，モデル化に関する不確実さβ_Uは海外文献[1]より 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_M＝1.00　β_R＝0.00　β_U＝0.15

ⅳ） モード合成係数F_{MC}の評価

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に，モード合成に起因する裕度を評価するものである。本機器はスペクトルモーダル解析を行っているため，モード合成法に含まれる余裕としては，地震ＰＳＡ学会標準解説 98 に基づき，本係数及び不確実さは以下の値とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_{MC}＝1.03　β_R＝0.13　β_U＝0.00

(c)　建屋応答係数F_{RS}の評価

建屋応答に関する各係数は，第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

ⅰ） 解放基盤表面の地震動に関する係数F_1の評価

本係数は，基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では，解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお，スペクトル形状係数は，基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を，次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数}=\frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお，本機器は，一様ハザードスペクトルにより評価していることから，スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また，不確実さは，確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため，本係数では考慮しない。

$F_1 = 1.00$　$\beta_R = \beta_U = 0.00$

ⅱ） 建屋への入力地震動に関する係数F_2の評価

本係数は，地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし，また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋の地震応答に関する係数F_3の不確実さと合わせて評価する。

β_Rは，地震ＰＳＡ学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが，概ね 0.2 程度であることから，0.20 とする。

β_Uは，解析モデル化誤差等によるものであり，国内文献(7)に基づき 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_2 = 1.00$　$\beta_R = 0.20$　$\beta_U = 0.15$

（β_R及びβ_UはF_3と共通）

ⅲ） 建屋の地震応答に関する係数F_3の評価

本係数は，建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考

慮した諸元を使用しているため，中央値を与えるものとみなし，また，一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋への入力地震動に関する係数F_2の不確実さと合わせて評価する。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_3＝1.00　β_R＝0.20　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_2と共通）

(d)　評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，残留熱除去系熱交換器（アンカボルト）のフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，その不確実さ β_R，β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-5 図に示す。

Ａｍ＝3.27（G）

β_R＝0.25，β_U＝0.25

$$HCLPF = Am \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$
$$= 3.27 \times \exp[-1.65 \times (0.25 + 0.25)]$$
$$= 1.43\ (G)$$

表　残留熱除去系熱交換器（アンカボルト）　安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		1.22	1.00	1.24	1.30	1.00	1.03	1.00	1.00		2.03
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.13	0.00	0.20		0.25
	β_U	0.07	0.00	0.07	0.08	0.15	0.00	0.00	0.15		0.25

ｃ．動的機器（残留熱除去系海水ポンプ）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

・評価対象機器：残留熱除去系海水ポンプ

・設置位置：海水ポンプ室　EL.＋0.8m

・耐震重要度クラス：Ｓ

・固有振動数：水平 15.2Hz，鉛直 20Hz 以上

・各部位の耐震バックチェック評価用地震動S_S（水平 600Gal，鉛直 400Gal）に対する設計応答加速度：水平方向 0.04G，鉛直方向 0.49G

・機能維持確認済加速度：水平方向 14.6G[8]，鉛直方向 2.0G

水平方向と鉛直方向の応答加速度に対して動的機能維持評価を行うが，ここでは耐震裕度が小さい鉛直方向についての評価を示す。（添付資料 3.2.1.3-3-3）

(a)　耐力係数F_Cの評価

ｉ）　強度係数F_Sの評価

本係数は下記の式にて算出する。

$$F_S = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{機器応答加速度}}$$

・損傷加速度中央値について

ポンプ類のように，構造強度に加え動的機能維持が必要な機器については，試験加速度（機能維持確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

ここで，フラジリティ評価における試験加速度は，既往の検討結果より以下の値を用いる。

鉛直：2.0G

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作・損傷が見られないことから，試験加速度がＨＣＬＰＦに相当すると考え，地震ＰＳＡ学会標準解説 85 に基づき，誤動作・損傷に対する加速度の中央値Ａｍを下記のように推定する。

$$Am = HCLPF / 0.9$$

不確実さは，ＡｍとＨＣＬＰＦより求める。ＡｍとＨＣＬＰＦの関係は下記のとおりである。

$$Am = HCLPF \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

β_Rとβ_Uは同程度と考え，$\beta_R = \beta_U$とする。

したがって，強度係数F_S及びその不確実さは，以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\text{損傷加速度の中央値}}{\text{応答加速度}} = \frac{HCLPF/0.9}{\text{応答加速度}}$$

$$= \frac{2.0/0.9}{0.49} = 4.53$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{1.65\times 2}\ln\left(\frac{\mathrm{HCLPF}/0.9}{\mathrm{HCLPF}}\right)$$

$$= \frac{1}{1.65\times 2}\ln\left(\frac{2.0/0.9}{2.0}\right) = 0.03$$

ⅱ） 塑性エネルギ吸収係数F_μの評価

本係数は，塑性変形によるエネルギ吸収に関する裕度を評価するものである。

残留熱除去系海水ポンプについては，変形が大きくなると機能喪失につながるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_\mu = 1.00$　$\beta_R = \beta_U = 0.00$

(b) 機器応答係数F_{RE}の評価

ⅰ） スペクトル形状係数F_{SA}の評価

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

ただし，本機器は剛構造であるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{SA} = 1.00$　$\beta_R = \beta_U = 0.00$

ⅱ） 減衰係数F_Dの評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，

減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

ただし，本機器は剛構造であるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_D = 1.00 \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$

iii） モデル化係数F_Mの評価

本係数は，機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし，本機器の機能損傷による評価は試験加速度値を採用しており，解析モデル等を構築した評価ではないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_M = 1.00 \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$

iv） モード合成係数F_{MC}の評価

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に，モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし，本機器は剛構造であり，モーダル解析による評価ではないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{MC} = 1.00 \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$

(c)　建屋応答係数F_{RS}の評価

建屋応答に関する各係数は，第 3.2.1.3-3-2 表に示す海水ポンプ室の応答係数を用いる。

ⅰ）　解放基盤表面の地震動に関する係数F_1の評価

本係数は，基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では，解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお，スペクトル形状係数は，基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を，次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数}=\frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

本機器は剛構造であることを考慮して，機器・配管系の固有周期のある 1.0 秒以下範囲における応答スペクトル比の最も保守的な値を適用する。

また，不確実さは，確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため，本係数では考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_1=0.68$　$\beta_R=\beta_U=0.00$

ⅱ）　建屋への入力地震動に関する係数F_2の評価

本係数は，地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし，また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから，中

央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋の地震応答に関する係数F_3の不確実さと合わせて評価する。

β_Rは，地震ＰＳＡ学会標準解説 67 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが，0.1 以内であることから，0.10 とする。

β_Uは，解析モデル化誤差等によるものであり，国内文献[7]に基づき 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_2＝1.00　β_R＝0.10　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_3と共通）

ⅲ） 建屋の地震応答に関する係数F_3の評価

本係数は，建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため，中央値を与えるものとみなし，また，一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋への入力地震動に関する係数F_2の不確実さと合わせて評価する。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_3＝1.00　β_R＝0.10　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_2と共通）

(d)　評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，残留熱除去系海水ポンプのフラジリティ加速度の中央値Ａm，その不確実さ β_R，β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第3.2.1.3-3-6図に示す。

Ａm＝1.25（G）

β_R＝0.10，β_U＝0.15

ＨＣＬＰＦ＝Ａm×exp[－1.65×(β_R＋β_U)]

＝1.25×exp[－1.65×(0.10＋0.15)]

＝0.83（G）

表　残留熱除去系海水ポンプ　安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		4.53	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.68	1.00		3.06
不確実さ	β_R	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10		0.10
	β_U	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.15

ｄ．電気盤・計装（非常用パワーセンタ）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

・評価対象機器：非常用パワーセンタ

・設置位置：原子炉建屋 EL.＋2.56m

・耐震重要度クラス：Ｓ

・固有振動数：水平，鉛直とも20Hz以上

・各部位の耐震バックチェック評価用地震動S_S（水平 600Gal，鉛直

400Gal）に対する盤の設計応答加速度：水平方向 0.62G，鉛直方向 0.48G

・機能維持確認済加速度：水平方向 1.10G，鉛直方向 1.00G

水平方向と鉛直方向の応答加速度に対して動的機能維持評価を行うが，ここでは耐震裕度が小さい水平方向についての評価を示す。（添付資料 3.2.1.3-3-3）

(a) 耐力係数F_Cの評価

ⅰ） 強度係数F_Sの評価

本係数は下記の式にて算出する。

$$F_S = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{盤応答加速度}}$$

・損傷加速度中央値について

電気盤類のように，構造強度に加え電気的機能維持が必要な機器については，試験加速度（機能維持確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作，損傷が見られないことから，以下に示す方法（ここでは「β設定法」という。）により誤動作，損傷に対する加速度の中央値を推定する。

［β 設定法の概要］

フラジリティ評価において，ＨＣＬＰＦは次式により評価される。

$$HCLPF = Am \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

上式より，

$$Am = HCLPF \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

これと同様に，加振試験における損傷加速度の中央値とＨＣＬＰ

Ｆの関係は次式により表される。

損傷加速度の中央値

＝損傷加速度のＨＣＬＰＦ×exp[1.65×（β_R＋β_U）]

したがって，“損傷加速度のＨＣＬＰＦ＝試験加速度”とし，不確実さβ_R及びβ_Uを与えることにより，損傷加速度の中央値を推定できる。

なお，既往の電気品の試験結果(9)より，電気品の誤動作に関する不確実さはβ_R＝0.10，β_U＝0.20 程度と考えられる。

したがって，非常用パワーセンタの損傷加速度の中央値は，β設定法に基づき以下のとおりとなる。

損傷加速度の中央値

＝試験加速度×exp[1.65×（β_R＋β_U）]

＝1.10×exp[1.65×（0.10＋0.20）]

＝1.81

盤の設計応答加速度は，耐震バックチェックの評価結果を，一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため，盤の設計応答加速度に，以下の計算式より求めた比率の最大値 1.77 を掛け合せた値を計算に用いることとする。（添付資料 3.2.1.3-3-2）

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c}\text{一様ハザードスペクトルによる}\\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた}\\ \text{床面の最大震度（1.0ZPA）}\end{array}}{\begin{array}{c}\text{耐震バックチェック評価用地震動による}\\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた}\\ \text{床面の最大震度（1.0ZPA）}\end{array}}$$

したがって，強度係数F_S及びその不確実さは，以下のとおりとなる。

F_S＝損傷加速度の中央値／床応答加速度

＝1.81／（0.62×1.77）

＝1.65

β_R＝0.10，β_U＝0.20

ⅱ） 塑性エネルギ吸収係数F_μの評価

本係数は，塑性変形によるエネルギ吸収に関する裕度を評価するものである。

電気盤類については，変形が大きくなると機能喪失につながるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_μ＝1.00　β_R＝β_U＝0.00

(b) 機器応答係数F_{RE}の評価

ⅰ） スペクトル形状係数F_{SA}の評価

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第3.2.1.3-3-1図に示す。

$$F_{SA}=\frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

ただし，本機器は剛構造であるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_{SA}＝1.00　β_R＝β_U＝0.00

ⅱ） 減衰定数に関する係数F_Dの評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定

数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

ただし，本機器は剛構造であるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_D = 1.00 \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$

iii） モデル化に関する係数F_Mの評価

本係数は，機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし，本機器の機能損傷による評価は試験加速度値を採用しており，解析モデル等を構築した評価ではないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_M = 1.00 \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$

iv） モード合成法に関する係数F_{MC}の評価

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に，モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし，本機器は剛構造であり，モーダル解析による評価ではないことから，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{MC} = 1.00 \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$

(c)　建屋応答係数F_{RS}の評価

建屋応答に関する各係数は，第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

ⅰ）　解放基盤表面の地震動に関する係数F_1の評価

本係数は，基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では，解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお，スペクトル形状係数は，基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を，次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数}=\frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお，本機器は，一様ハザードスペクトルにより評価していることから，スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また，不確実さは，確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため，本係数では考慮しない。

$F_1=1.00$　$\beta_R=\beta_U=0.00$

ⅱ）　建屋への入力地震動に関する係数F_2の評価

本係数は，地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし，また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋の地震応答に関する係数F_3の不確実さと合わ

せて評価する。

β_Rは，地震ＰＳＡ学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが，概ね 0.2 程度であることから，0.20 とする。

β_Uは，解析モデル化誤差等によるものであり，国内文献[7]に基づき 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_2＝1.00　β_R＝0.20　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_3と共通）

iii） 建屋の地震応答に関する係数F_3の評価

本係数は，建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため，中央値を与えるものとみなし，また，一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋への入力地震動に関する係数F_2の不確実さと合わせて評価する。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_3＝1.00　β_R＝0.20　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_2と共通）

(d)　評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，非常用パワー

センタのフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，その不確実さ β_R，β_U 及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第3.2.1.3-3-7図に示す。

Ａｍ＝2.66（G）

β_R＝0.22，β_U＝0.25

ＨＣＬＰＦ＝Ａｍ×exp[－1.65×（β_R＋β_U）]

＝2.66×exp[－1.65×（0.22＋0.25）]

＝1.22（G）

表　非常用パワーセンタ　安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		1.65	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.65
不確実さ	β_R	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22
	β_U	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.25

ｅ．配管（残留熱除去系海水系配管）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

・評価対象機器：残留熱除去系海水系配管

・設置位置：原子炉建屋 EL.＋2.00m

・耐震重要度クラス：Ｓ

・固有振動数：2.84Hz（配管系１次）

・各部位の耐震バックチェック評価用地震動S_S（600Gal）に対する発生応力

・評価対象部位：配管本体

・評価応力：一次応力

下表に，残留熱除去系海水系配管の耐震評価結果を示す。これを基にフラジリティを算出した。

表　残留熱除去系海水系配管の耐震評価結果

評価部位	材　料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕度
配管本体	STPT42	一次応力	410	153	2.67

(a)　機器耐力係数F_Cの評価

ｉ）　強度係数F_S

本係数は，次式により評価する。

$$F_S = \frac{\sigma_C - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで，

σ_C：限界応力の中央値

σ_T：地震時発生応力

σ_N：通常運転時応力

配管本体の材質は STPT42 であることから，限界応力としてＪＳＭＥ「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年度版）」第Ⅰ編付録図表 Part5 の引張応力Ｓｕ＝410MPa（評価温度 38℃）を採用する。

上記規格値に含まれる余裕（Ｓｕ値の 1.17 倍）を考慮して限界応力の中央値とする。（添付資料 3.2.1.3-3-1）

したがって，

$\sigma_C = 1.17 \times Su = 1.17 \times 410 = 479$MPa

地震時発生応力は，表の耐震バックチェックの評価結果を，一様

ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため，表の発生応力に，以下の計算式より求めた比率の最大値 3.15 を掛け合せた値を計算に用いることとする。（添付資料 3.2.1.3-3-2）

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c}\text{一様ハザードスペクトルによる}\\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた}\\ \text{床応答加速度}\end{array}}{\begin{array}{c}\text{耐震バックチェック評価用地震動による}\\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた}\\ \text{床応答加速度}\end{array}}$$

σ_T＝153×3.15＝481MPa

通常運転時応力は，耐震評価において地震時応力を分離して評価していないため 0MPa とする。

σ_N＝0MPa

以上より，強度に関する係数F_Sは，以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{479}{481} = 0.99$$

不確実さとして，限界応力の中央値 1.17×Ｓｕに対して，規格値Ｓｕが 99%信頼下限に相当すると考え，全てβ_Uとして評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33}\ln\left(\frac{1.17\times Su}{Su}\right) = 0.07$$

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_S＝0.99　β_R＝0.00　β_U＝0.07

ⅱ） 塑性エネルギ吸収係数F_μの評価

本係数は，塑性変形によるエネルギ吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数F_Sの評価において，限界応力の中央値として 1.17×

Ｓｕを用いているため，塑性変形によるエネルギ吸収効果は考慮しない。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{\mu}=1.00 \quad \beta_R=\beta_U=0.00$

(b)　機器応答係数F_{RE}の評価

ｉ）　スペクトル形状係数F_{SA}の評価

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA}=\frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

応答スペクトル比（拡幅後／拡幅前）は，サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられるため，代表プラントで評価した値を用いる。

代表プラントでの応答スペクトル比は，機器系の主要周期帯である 0.05～0.1 秒に対して 1.1～1.4 であり，この知見から中央値F_{SA}を算定する。

不確実さは，最小値と最大値がそれぞれ中央値に対し－95％下限値と＋95％上限値に相当するものとみなし算定する。なお，不確実さは，本係数を各機器に対して一般値として適用するため，すべてβ_Uとする。

$$F_{SA}=\sqrt{1.1\times1.4}=1.24$$

$$\beta_U=\frac{1}{1.65\times2}\ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right)=0.07$$

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$F_{SA}=1.24$　$\beta_R=0.00$　$\beta_U=0.07$

ⅱ）減衰係数F_Dの評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D=\frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

配管の設計用減衰定数は 0.5%，減衰定数の中央値 2.9%として，係数を算出する。

設計用減衰定数と減衰定数の中央値での応答値の比は，下記の Newmark の応答倍率式[6]を用いる。

応答値＝3.21－0.68×ln（h）

ここで，

h ：減衰定数（%）

不確実さについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限値として用いられているため，設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の 99%上限値と考え，算定する。また，β_Rとβ_Uが等しいとして評価する。

したがって，

$$F_D=\frac{3.21-0.68\times\ln(0.5)}{3.21-0.68\times\ln(2.9)}=1.48$$

$$\beta_R=\beta_U=\frac{1}{2.33\times\sqrt{2}}\ln\left[\frac{3.21-0.68\times\ln(0.5)}{3.21-0.68\times\ln(2.9)}\right]=0.12$$

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_D＝1.48　β_R＝β_U＝0.12

ⅲ）　モデル化に関する係数F_Mの評価

本係数は，機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし，本機器の解析モデル化は妥当であり，中央値に相当すると考える。本機器の耐震評価は，多質点系モデルを用いて行われているため，モデル化に関する不確実さβ_Uは海外文献(1)より 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_M＝1.00　β_R＝0.00　β_U＝0.15

ⅳ）　モード合成法に関する係数F_{MC}の評価

本係数は，機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に，モード合成に起因する裕度を評価するものである。本機器はスペクトルモーダル解析を行っているため，モード合成法に含まれる余裕としては，地震ＰＳＡ学会標準解説 98 に基づき，本係数及び不確実さは以下の値とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_{MC}＝1.03　β_R＝0.13　β_U＝0.00

(c)　建屋応答係数F_{RS}の評価

建屋応答に関する各係数は，第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

ⅰ） 解放基盤表面の地震動に関する係数F_1の評価

本係数は，基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では，解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお，スペクトル形状係数は，基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋または機器の固有周期における比を，次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお，本機器は，一様ハザードスペクトルにより評価していることから，スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また，不確実さは，確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため，本係数では考慮しない。

$F_1 = 1.00 \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$

ⅱ） 建屋への入力地震動に関する係数F_2の評価

本係数は，地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし，また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋の地震応答に関する係数F_3の不確実さと合わせて評価する。

β_Rは，地震ＰＳＡ学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが，概ね 0.2 程度であることか

ら，0.20 とする。

β_Uは，解析モデル化誤差等によるものであり，国内文献[7]に基づき 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_2＝1.00　β_R＝0.20　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_3と共通）

iii） 建屋の地震応答に関する係数F_3の評価

本係数は，建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため，中央値を与えるものとみなし，また，一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから，中央値を 1.00 とする。

不確実さは，建屋への入力地震動に関する係数F_2の不確実さと合わせて評価する。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

F_3＝1.00　β_R＝0.20　β_U＝0.15

（β_R及びβ_UはF_2と共通）

(d)　評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，残留熱除去系海水系配管のフラジリティ加速度の中央値Ａｍ，その不確実さ β_R，β_U及びＨＣＬＰＦは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-8 図に示す。

Ａｍ＝3.01（G）

β_R＝0.27, β_U＝0.26

ＨＣＬＰＦ＝Ａｍ×exp[－1.65×（β_R＋β_U）]

＝3.01×exp[－1.65×（0.27＋0.26）]

＝1.26（G）

表　残留熱除去系海水系配管　安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		0.99	1.00	1.24	1.48	1.00	1.03	1.00	1.00		1.87
不確実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.12	0.00	0.13	0.00	0.20		0.27
	β_U	0.07	0.00	0.07	0.12	0.15	0.00	0.00	0.15		0.26

(参考資料)

(1) R.P.Kennedy and M.K.Ravindra, “Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies,” Nuclear Engineering and Design, Vol. 79, No. 1, (1984)

(2) R.Kassawara, EPRI Report 1003121, “Methodology for Probabilistic Risk Assessment Applications of Seismic Margin Evaluations”, Electric Power Research Institute, December 2001

(3) Westinghouse Electric Company, “AP1000 Design Control Document”, December 2011 (年・月は, AP1000標準設計認証修正版のNRC認可時期を示す)

(4) General Electric (GE) Nuclear Energy, “ABWR Design Control Document”, March 1997 (年・月は, ABWR標準設計認証のNRC認可時期を示す)

(5) Regulatory Guide 1.61,“Damping Values for Seismic Design of Nuclear Power Plants”

(6) N.M.Newmark and W.J.Hall,“Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants”,NUREG/CR-0098

(7) 美原他,“原子力発電所建屋のフラジリティ評価における認識的不確実さに関する研究（その３）まとめ”，日本建築学会大会学術講演梗概集（九州）2007年8月

(8) 原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査 機器耐力その３（総合評価）に係る報告書，平成18年8月，独立行政法人 原子力安全基盤機構

(9) K.K.Bandyopadhyay, C.H.Hofmayer, M.K.Kassir, S.Shteyngart “Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (Phase Ⅱ)”, NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007 Vol.4

3.2.1.4　事故シーケンス

(1)　起因事象

ａ．評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度

(a)　評価対象とした起因事象について

地震時特有の要因による分類を踏まえた地震ＰＲＡにおける起因事象及びその説明を以下に示す。

ⅰ）　原子炉建屋損傷

原子炉建屋の損傷により，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する可能性がある。本事象は原子炉建屋損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，

保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

ⅱ） 格納容器損傷

格納容器の損傷により，格納容器内の機器及び原子炉圧力容器等の構造物が広範囲にわたり損傷する可能性がある。本事象は格納容器損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

ⅲ） 原子炉圧力容器損傷

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，非常用炉心冷却系による炉心冷却効果が期待できなくなる可能性がある。本事象は原子炉圧力容器損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

ⅳ） 格納容器バイパス

主蒸気隔離弁，原子炉冷却材浄化系隔離弁，給水系隔離弁等の損傷と接続している格納容器外配管の破損が同時に発生することにより，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，原子炉建屋内の他の機器への悪影響を及ぼす可能性がある。本事象は格納容器バイパスが発生した場合の損傷程度及び流出量の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

ⅴ） 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）

格納容器内配管の破断等により格納容器内に原子炉冷却材が流出する事象である。本事象は原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失が発生した場合の損傷程度及び流出量の特定が難しいため，保守的にＥＣＣＳの注水容量を超える大規模なＬＯＣＡ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ）の発生を想定し，直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

なお，Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ発生の要因となる配管については，計装系等の口径の小さい配管を除く格納容器内配管を対象とし，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。

ⅵ） 計装・制御系喪失

計装・制御系が損傷することにより，プラントの監視及び各種制御が広範に不能に陥る可能性がある。本事象は計装・制御系喪失が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

ⅶ） 直流電源喪失

直流電源設備の損傷により，非常用交流電源の制御機能等が喪失するため，全交流動力電源喪失となる。事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため，起因事象として整理した。

ⅷ） 交流電源喪失

非常用交流母線，非常用ディーゼル発電機及び補機冷却海水系機器等の交流電源設備の損傷により，非常用交流電源が喪失する事象である。本事象発生時は，地震耐力の小さい外部電源設備についても同時に損傷するものとして仮定しているため，全交流動力電源喪

失となる。事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため，起因事象として整理した。

ix） 外部電源喪失

開閉所設備等の外部電源設備の損傷により，プラントへの外部からの電源供給が途絶える事象である。プラントに外乱を発生させる過渡事象であり，事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため，起因事象として整理した。

x） 過渡事象

ⅰ)～ix)の起因事象が発生しない場合においても，地震動を検知した原子炉停止信号により原子炉停止に至り，「過渡事象」が発生するものとして整理した。内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡでは，「過渡事象」を給復水系の使用可否等により分類しているが，地震時には耐震クラスの低い給復水系は使用不可能であるものとし，全給水喪失として取り扱う。

b．階層イベントツリーとその説明

事故シーケンスの定量化では，第 3.2.1.4-1 図に示す階層イベントツリーにより，地震により発生する起因事象の発生確率の和が 1.0 を超えないように取り扱う。階層イベントツリーのヘディングは，起因事象発生時の影響の大きい順に配列しており，各起因事象の発生頻度は，起因事象発生の対象となる建屋・構築物，機器等のフラジリティを評価することで算出した。また，後続のヘディングの分岐確率は，先行のヘディングで考慮している事象が発生しないという条件付確率として評価した。評価した各起因事象の発生頻度を第 3.2.1.4-1 表に示す。

(2)　成功基準

ａ．成功基準の一覧

炉心損傷を防止するための緩和設備の設備能力及び余裕時間は，地震時においても内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと相違ない。ただし，直接炉心損傷に至る事象については，緩和手段がないため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時間とした。また，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

第3.2.1.4-1図に示した階層イベントツリー及び直接炉心損傷に至る事象以外の起因事象に対する緩和設備の状態を表すイベントツリーを作成した。第3.2.1.4-2図～第3.2.1.4-5図に「過渡事象」，「外部電源喪失」，「交流電源喪失」，「直流電源喪失」の起因事象に対するイベントツリーを示す。

各イベントツリーは小イベントツリー／大フォールトツリー法に基づいて作成し，イベントツリーのヘディングには，炉心損傷の防止に関わる緩和設備のフロントライン系，事象の進展に影響する重要な設備状態を選定した。また，炉心損傷防止の観点から，「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，炉心損傷に至る事故シーケンスの分類を行った。分類した事故シーケンスを第3.2.1.4-2表に示す。

(4)　システム信頼性

ａ．評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした緩和機能及びその依存性については，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様であるが，内部事象で考慮しているランダム故障等に加えて，地震の影響による損傷を考慮して評価している。また，地震時特有の影響として建屋・構築物，機器の地震による損傷についても考慮している。評価対象としたシステムの一覧を第 3.2.1.4-3 表に示す。

ｂ．機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

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，同様の系統間及び機器間で完全相関（完全従属）を仮定した。また，高圧炉心スプレイ系の関連設備のうち，ケーブルトレイ（区分Ⅲ）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系については，区分Ⅰ／Ⅱの同種設備と構造上の差異がほぼなく，これらの設備と同一のフロアに設置しているため完全相関を仮定した。それ以外の機器については完全独立を仮定した。機器損傷に関する機器間の相関の取扱いを第 3.2.1.4-4 表に示す。（添付資料 3.2.1.4-1）

ｃ．システム信頼性

イベントツリーのヘディングに対応する起因事象及び緩和機能（フロントライン系，サポート系）について，フォールトツリーを作成し評価した。

ｄ．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

内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで設定した項目を除き，地震ＰＲＡで新たに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。

(5)　人的過誤

a．起因事象発生前の人的過誤

事象発生前における設備の試験・保守作業終了後の復旧忘れ等であり，地震による影響を考慮する必要がないため，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様の評価を用いた。

b．起因事象発生後の人的過誤

事象発生後における対応操作に対する過誤であり，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様の対応操作の過誤を想定している。ただし，過誤確率の評価においては，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。起因事象発生後の人的過誤確率を第 3.2.1.4-5 表に示す。

(6)　炉心損傷頻度

a．炉心損傷頻度の算出に用いた方法

地震ＰＲＡでは，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事故シーケンスを定量化し，炉心損傷頻度を算出した。

なお，地震ＰＲＡの評価地震動範囲は，下限を原子炉自動停止となる信号の設定点（スクラム設定値），上限を発生頻度の観点から全炉心損傷頻度への寄与が十分小さくなる規模の地震動として 0.16G～3.0G と設定している。

b．炉心損傷頻度評価結果

上記のとおりの手順で定量化を行った結果，全炉心損傷頻度は約

1.0E-05／炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4-6 表，第 3.2.1.4-6 図に示す。起因事象別の結果では，過渡事象を起因とする炉心損傷頻度が最も高く約 41%を占め，次いで外部電源喪失が約 30%，直流電源喪失が約 21%を占め支配的である。起因事象別炉心損傷頻度の寄与が大きな事故シーケンス及びカットセットを第 3.2.1.4-7 表に示す。

また，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4-8 表，第 3.2.1.4-7 図に示す。事故シーケンスグループ別の結果では，崩壊熱除去機能喪失（ＴＷ）の炉心損傷頻度が最も高く約 52%を占め，次いで全交流動力電源喪失（ＴＢＤ）が約 20%を占め支配的である。事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の寄与が大きな事故シーケンス及びカットセットを第 3.2.1.4-9 表に示す。

さらに，地震加速度区分別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4-10 表，第 3.2.1.4-8 図に，地震加速度－起因事象別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4-11 表に示す。低加速度領域では，地震により起因事象又は緩和設備に係る機器等が損傷する確率が低いことから，加速度の増加による地震発生頻度の低下とともに炉心損傷頻度は低下している。更に加速度が大きくなると，地震による機器等の損傷が発生することから炉心損傷頻度は増加し，0.8G 付近で最大となるが，各地震加速度区分の炉心損傷頻度は 1.0E-6／年を下回る。これらの領域では緩和設備に係る機器等の損傷による影響が大きいが，地震加速度の増大に伴い，原子炉建屋損傷等の直接炉心損傷に至るシーケンスが増大し，1.8G 以上では支配的となっている。

c．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）重要度を評価した。

地震で損傷する建屋・構築物，機器のＦＶ重要度評価結果を第3.2.1.4-12 表に示す。ＦＶ重要度は，炉心損傷頻度に寄与する相対的な割合を表すものである。

(b) 不確実さ解析

確率論的地震ハザード，機器フラジリティ，ランダム故障の不確かさに着目した全炉心損傷頻度の不確実さ解析として，全炉心損傷頻度の 5%下限値，中央値，平均値，95%上限値を評価した。評価結果を第 3.2.1.4-9 図に示す。

平均値は点推定値とほぼ同値の約 9.9E-06／炉年となった。また，エラーファクタは約 4.7 と評価され，約 22 倍の不確実さがあるという結果となった。

(c) 感度解析

本評価において設定した解析上の仮定が評価結果に与える影響を確認するため，相関性及び使命時間の設定に係る感度解析を実施した。

ⅰ） 相関性

本評価では，相関性が考えられる機器について，完全相関を仮定して評価を実施しているが，この仮定が炉心損傷頻度に与える影響の感度を確認するため，完全相関を仮定した機器のうちＦＶ重要度が高い機器の相関性を完全独立と仮定した感度解析を実施した。相関性を完全独立とする機器については，リスク上重要な建屋・構築

物，機器を対象にするものとし，ＦＶ重要度が 0.01 以上の機器を対象として選定した。

相関性を変更した場合の起因事象別の評価結果を第 3.2.1.4-10 図に，地震加速度区分別の評価結果を第 3.2.1.4-11 図に示す。感度解析の結果，炉心損傷頻度は約 7.0E-06／炉年となり，ベースケースでの炉心損傷頻度である約 1.0E-05／炉年と比較して，約 33%低減する結果となった。加速度区分ごとの結果を分析すると，中程度の加速度領域で炉心損傷頻度低減の影響が確認できる。これは低加速度領域ではランダム故障による寄与が大きく，また，高加速度領域では原子炉建屋損傷等の炉心損傷に直結する事象による寄与が支配的となるため，相関性による影響が小さいことによる。

ⅱ） 使命時間

本評価では，使命時間について内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様に 24 時間としているが，この使命時間の設定が炉心損傷頻度に与える影響の感度を確認するため，使命時間を変更した感度解析を実施した。感度解析における使命時間の設定については，外部からの支援に期待できる時間として東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所による実績を参考に 72 時間と設定した。

使命時間を 72 時間とした場合の起因事象別の評価結果を第 3.2.1.4-12 図に，地震加速度区分別の評価結果を第 3.2.1.4-13 図に示す。感度解析の結果，炉心損傷頻度は約 1.1E-05／炉年となり，ベースケースでの炉心損傷頻度である約 1.0E-05／炉年と比較して，同等の結果となった。加速度区分ごとの結果を分析すると，ランダム故障による寄与が大きい低加速度領域において，炉心損傷頻度増加の影響が確認できる。

第 3.2.1.1-1 表　地震ＰＲＡで収集した情報及び情報源（1／3）

項目	ＰＲＡ評価作業		収集した情報	情報源
1	対象プラントと事故シナリオ		・地震ＰＲＡの実施に当たり必要とされる設計・運転管理に関する基本的な情報	・内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで収集した図書（原子炉設置許可申請書，工事計画認可申請書，保安規定等） ・全体配置図，機器配置図，耐震計算書，配管計装線図，電気系統図（所内単線結線図等），系統設計仕様書，機器設計仕様書 ・ストレステストに関する報告書 ・プラントウォークダウン報告書
2	確率論的地震ハザード		・敷地周辺地域における地震発生様式を考慮し，震源モデルの設定に係る震源特性や，地震動伝播モデルの設定に係わる地震動伝播特性に関する情報	・原子炉設置許可申請書 ・気象庁地震カタログ ・文献調査結果（次ページ参照） ・地質調査結果
3	建屋・機器フラジリティ		・プラント固有の建屋・機器の耐力評価，及び応答評価に関する情報	・上記項目１の情報源 ・文献調査結果（次ページ参照）
4	事故シーケンス	a）事故シナリオ及び起因事象の分析	・大規模地震時に想定されるプラント状態での必要な情報	・上記項目１の情報源
		b）事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系などのシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記項目１の情報源 ・既往のＰＲＡ情報
		c）システムのモデル化	・評価対象プラントに即した機器故障モード，運転状態	
		d）事故シーケンスの定量化	・評価結果の妥当性を確認できる情報	

第 3.2.1.1-1 表　地震ＰＲＡで収集した情報及び情報源（2／3）

	参考文献
確率論的地震ハザード評価	1）活断層研究会編(1991)：［新編］日本の活断層－分布と資料，東京大学出版会 2）地震調査研究推進本部(2012)：今後の地震動ハザード評価に関する検討～2011 年・2012 年における検討結果～，平成 24 年 12 月 21 日 3）松田(1975)：活断層から発生する地震の規模と周期について，地震　第 2 輯，第 28 巻(1975) 269-283 頁 4）武村(1998)：日本列島における地殻内地震のスケーリング則－地表断層の影響および地震被害との関連－，地震第 2 輯，第 51 巻(1998) 211-228 頁 5）佐藤良輔(1989)：日本の地震断層パラメータハンドブック，鹿島出版会 6）宇佐美龍夫，石井寿，今村隆正，武村雅之，松浦律子(2013)：日本被害地震総覧　599-2012，東京大学出版会 7）地震調査研究推進本部(2009a)：全国地震動予測地図－地図を見て　私の街の　揺れを知る－技術報告書（2009），平成 21 年 12 月 8）地震調査研究推進本部(2009b)：三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価（一部改訂），平成 21 年 3 月 9 日 9）垣見俊弘，松田時彦，相田勇，衣笠善博（2003）：日本列島と周辺海域の地震地体構造区分，地震　第 2 輯，第 55 巻(2003) 389-406 頁 10）Shizuo Noda, Kazuhiko Yashiro, Katsuya Takahashi, Masayuki Takemura, Susumu Ohno, Masanobu Tohdo, Takahide Watanabe(2002)：RESPONSE SPECTRA FOR DESIGN PURPOSE OF STIFF STRUCTURES ON ROCK SITES, OECD-NEA Workshop on the Relations between Seismological Data and Seismic Engineering Analysis, Oct. 16-18, Istanbul

第3.2.1.1-1表　地震ＰＲＡで収集した情報及び情報源（3／3）

	参考文献
建屋・機器フラジリティ評価	1) R.P.Kennedy and M.K.Ravindra, “Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies,” Nuclear Engineering and Design, Vol. 79, No. 1, (1984) 2) R.Kassawara, EPRI Report 1003121, “Methodology for Probabilistic Risk Assessment Applications of Seismic Margin Evaluations”, Electric Power Research Institute, December 2001 3) Westinghouse Electric Company, “AP1000 Design Control Document”, December 2011 （年・月は，AP1000標準設計認証修正版のNRC認可時期を示す） 4) General Electric (GE) Nuclear Energy, “ABWR Design Control Document”, March 1997 （年・月は，ABWR標準設計認証のNRC認可時期を示す） 5) Regulatory Guide 1.61, “Damping Values for Seismic Design of Nuclear Power Plants” 6) N.M.Newmark and W.J.Hall, “Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants”, NUREG/CR-0098 7) 美原他，“原子力発電所建屋のフラジリティ評価における認識的不確実さに関する研究（その３）まとめ”，日本建築学会大会学術講演梗概集（九州）2007年8月 8) 原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査 機器耐力その３（総合評価）に係る報告書，平成18年8月，独立行政法人 原子力安全基盤機構 9) K.K.Bandyopadhyay, C.H.Hofmayer, M.K.Kassir, S.Shteyngart “Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (Phase Ⅱ)”, NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007 Vol.4

第 3.2.1.1-2 表　地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果（1／4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋がりうる事故シナリオ		
1.1 安全機能を有する建屋・構築物，機器以外の屋内設備の損傷		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器，格納容器への影響	・天井クレーンは地震時に落下しないよう転倒・落下防止装置を有する構造となっている。 ・天井クレーンは原子炉圧力容器，格納容器の直上に待機させない運用としている。また，天井クレーンの使用時に原子炉圧力容器，格納容器の上部に落下した場合でもシールドウォールがあるため，原子炉圧力容器，格納容器が直接損傷することはない。 ・なお，他プラントの天井クレーンにおいて地震によりクレーン駆動部の軸継手部に破損が確認されているが，走行機能を目的とした部品が損傷したものであり，落下防止装置は健全であったことが確認されている。	除外
耐震重要度Ｂ，Ｃクラスの損傷に伴うＳクラス機器の損傷	・耐震重要度Ｓクラスの機器は，下位の分類に属する施設の破損により波及的影響が生じないように設計段階で要求されており，耐震設計において建屋内又は建屋外における下位クラス施設の損傷，転倒，落下等による影響がないことを確認している。 ・プラントウォークダウンにより耐震重要度Ｓクラスの機器が波及的影響を受けないことを確認している。	除外
主タービンの軸受けなどの損傷に伴うタービンミサイルによる隣接原子炉建屋内関連設備への影響	・「東海第二発電所における定格熱出力一定運転実施に伴う発電設備の健全性評価書」（平成 14 年 8 月）において，タービンミサイルによる原子炉施設への影響の可能性は極めて低いことを確認している。	除外

第 3.2.1.1-2 表　地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果（2／4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋がりうる事故シナリオ		
1.2 安全機能を有する建屋・構築物，機器以外の屋外設備の損傷		
排気筒の転倒による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・排気筒は，一様ハザードスペクトル 2,000Gal 相当の地震に対する耐震評価において，耐震性を有することを確認しており，当該地震動はプラントフラジリティの条件付炉心損傷確率が 1.0 となる加速度に相当することから，炉心損傷頻度に与える影響が小さいことを確認している。 ・なお，他プラントにおいて地震により排気筒と排気ダクトを接続しているベローズに亀裂が確認されているが，排気筒は健全であったことが確認されている。	除外
斜面崩壊による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	・原子炉建屋又は周辺構造物の周辺に斜面はないことを確認している。	除外
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	・外部電源に関連する機器のフラジリティについては，送電網を含めたシステム全体として評価し，開閉所設備の碍子部で代表させている。（添付資料 3.2.1.1-3）	地震ＰＲＡで考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な工業用水などの原水供給停止に伴う冷却水の枯渇の影響	・原子炉注水～除熱を含めた長期冷却のための水源については，サプレッション・チェンバ水と海水冷却系の海水に期待している。このため，工業用水などの外部水源に期待しない。	除外

第 3.2.1.1-2 表　地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果（3／4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋がりうる事故シナリオ		
1.3. 地震時特有の現象による運転操作の阻害及び地震時の安全機能への人的過誤の影響		
施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミス	・原子炉施設の安全性，信頼性及び点検保守上の要求を満足するため，設計，製作，据付等の各段階において適切な品質保証活動が実施されている。 ・万一，これらのミスがあったとしても，多重性を備えた設備の全てに同様のミスを犯す可能性は小さい。	除外
地震時，地震後の操作員，構内勤務者，周辺関係者（送電関係など）のミスオペレーション	・地震時に必要となる操作には期待していない。 ・地震後の混乱に伴う高ストレス状態は，操作員の操作の阻害要因となるため，人的過誤評価で考慮している。	地震ＰＲＡで考慮
変圧器などの碍子類の損傷によるサイト電源の停電に伴うバックアップ操作の支障	・現場での復旧操作には期待しないため，停電の影響はない。 ・中央制御室での運転員操作の影響については，非常用照明，ヘッドライト，懐中電灯が備えられているため，小さいと考えられる。	除外
地盤液状化，よう壁損傷による構内通行支障	・地震発生後に発電所構内の道路に陥没，段差，亀裂等の損傷が発生し，構内通行に支障が出る可能性があるが，本評価では現場での復旧操作には期待しない。	除外
二次部材損傷による運転員等従業員への影響	・施設内の損壊物や地震動による飛来物が操作員等を傷付け，操作を妨げる可能性があるが，中央制御室付近において，運転員操作を著しく妨げるような物体は基本的にない。	除外

第 3.2.1.1-2 表　地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果（4／4）

事故シナリオ	分　　析	スクリーニング結果
2. 余震に係わる事故シナリオ		
余震による炉心損傷への影響	・本震と比較して，余震のハザード又は建屋・構築物及び機器・配管系の損傷に対する影響が無視できない場合，本震と余震の地震動を連続し受けた場合の事故シナリオを分析して炉心損傷頻度を評価する必要がある。 ・これらの評価技術は研究段階にあり，評価方法の詳細及び評価例などに関する情報が非常に少ないため，余震による炉心損傷への影響評価方法を体系的に示すには至っていない。（添付資料 3.2.1.1-4）	除外（今後の課題）
3. 経年変化に係わる事故シナリオ		
経年変化を考慮した場合の炉心損傷への影響	・建屋・構築物については，原子炉施設の供用期間中のコンクリートの強度低下や鋼材腐食の可能性は小さい。 ・機器・配管系については，点検，機器の取替えを実施していることから，直接大きな影響を及ぼす可能性は小さい。 ・「東海第二発電所　高経年化対策に関する報告書」（平成 19 年 11 月）において，経年劣化事象の技術評価を行い設備の健全性が維持されていることを確認している。	除外

第 3.2.1.1-3 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（1／7）

起因事象／影響緩和機能	設　備	損傷モード	評価部位	中央値（G） β_R β_u	HCLPF（G）	フラジリティの参照元
原子炉建屋損傷	原子炉建屋	構造損傷	耐震壁	2.23 0.14 0.15	1.38	裕度向上ベース
格納容器損傷	格納容器	構造損傷	ドライウェル下部シアラグ（シアプレート）	3.72 0.20 0.17	2.02	裕度向上ベース
格納容器損傷	格納容器スタビライザ	構造損傷	ドライウェル下部シアラグ（シアプレート）	3.72 0.20 0.17	2.02	裕度向上ベース
原子炉圧力容器損傷	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	2.72 0.22 0.23	1.29	裕度向上ベース
原子炉圧力容器損傷	原子炉遮へい壁	構造損傷	開口集中部	3.33 0.20 0.17	1.81	裕度向上ベース
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	2.93 0.20 0.17	1.59	裕度向上ベース
格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	機能損傷	— （水平方向評価）	6.49 0.23 0.24	2.99	裕度向上ベース
格納容器バイパス	主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	8.71 0.26 0.25	3.75	裕度向上ベース
格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁(内側)	機能損傷	— （水平方向評価）	12.01 0.24 0.25	5.35	裕度向上ベース
格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁(外側)	機能損傷	— （水平方向評価）	2.58 0.24 0.25	1.15	裕度向上ベース
格納容器バイパス	主蒸気ドレン配管（内側）	構造損傷	配管本体	16.78 0.27 0.26	7.00	裕度向上ベース
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系蒸気隔離弁	機能損傷	— （鉛直方向評価）	7.42 0.14 0.24	3.96	裕度向上ベース
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10 0.26 0.25	2.63	裕度向上ベース
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系隔離弁	機能損傷	— （水平方向評価）	14.31 0.22 0.23	6.81	裕度向上ベース
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系配管	構造損傷	配管本体	8.31 0.26 0.25	3.58	裕度向上ベース
格納容器バイパス	給水系逆止弁	機能損傷	— （鉛直方向評価）	2.67 0.13 0.23	1.47	裕度向上ベース

第 3.2.1.1-3 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（2／7）

起因事象／影響緩和機能	設　備	損傷モード	評価部位	中央値（G）	HCLPF（G）	フラジリティの参照元
				β_R		
				β_u		
格納容器バイパス	給水系配管	構造損傷	配管本体	12.49 0.25 0.25	5.47	裕度向上ベース
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	原子炉再循環系配管	構造損傷	配管本体	8.29 0.25 0.24	3.69	裕度向上ベース
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	原子炉冷却材浄化系配管	構造損傷	配管本体	8.31 0.26 0.25	3.58	裕度向上ベース
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	8.71 0.26 0.25	3.75	裕度向上ベース
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	給水系配管	構造損傷	配管本体	12.49 0.25 0.25	5.47	裕度向上ベース
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10 0.26 0.25	2.63	裕度向上ベース
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	主蒸気ドレン配管（内側）	構造損傷	配管本体	16.78 0.27 0.26	7.00	裕度向上ベース
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	逃がし安全弁	機能損傷	— （水平方向評価）	6.25 0.23 0.24	2.88	裕度向上ベース
計装・制御系喪失	制御盤	機能損傷	— （鉛直方向評価）	2.93 0.14 0.25	1.54	裕度向上ベース
計装・制御系喪失	計装ラック	機能損傷	— （鉛直方向評価）	3.11 0.14 0.25	1.63	裕度向上ベース
直流電源喪失	ケーブルトレイ	構造損傷	サポート	2.01 0.24 0.24	0.91	裕度向上ベース
直流電源喪失	直流母線盤	機能損傷	— （鉛直方向評価）	3.11 0.14 0.25	1.63	裕度向上ベース
直流電源喪失	蓄電池	機能損傷	— （水平方向評価）	3.61 0.22 0.25	1.66	裕度向上ベース
直流電源喪失	充電器盤	機能損傷	— （水平方向評価）	3.61 0.22 0.25	1.66	裕度向上ベース
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機室空調機	機能損傷	— （鉛直方向評価）	4.12 0.10 0.15	2.73	裕度向上ベース
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機	機能損傷	— （鉛直方向評価）	2.14 0.10 0.15	1.42	裕度向上ベース

第 3.2.1.1-3 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（3／7）

起因事象／影響緩和機能	設　備	損傷モード	評価部位	中央値（G）	HCLPF（G）	フラジリティの参照元
				β_R		
				β_u		
交流電源喪失	非常用メタクラ	機能損傷	―（鉛直方向評価）	3.11 0.14 0.25	1.63	裕度向上ベース
交流電源喪失	非常用モータコントロールセンタ	機能損傷	―（鉛直方向評価）	2.77 0.14 0.25	1.46	裕度向上ベース
交流電源喪失	非常用パワーセンタ	機能損傷	―（水平方向評価）	2.66 0.22 0.25	1.22	裕度向上ベース
交流電源喪失	非常用動力用変圧器	構造損傷	ボルト	6.65 0.20 0.17	3.61	裕度向上ベース
交流電源喪失	軽油貯蔵タンク	構造損傷	胴	3.41 0.21 0.20	1.73	耐震バックチェックベース
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機始動空気溜	構造損傷	基礎ボルト	31.95 0.20 0.17	17.35	裕度向上ベース
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機燃料デイタンク	構造損傷	基礎ボルト	8.81 0.20 0.17	4.78	裕度向上ベース
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ	機能損傷	―（鉛直方向評価）	1.25 0.10 0.15	0.83	耐震バックチェックベース
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機用海水系配管	構造損傷	配管本体	5.31 0.26 0.25	2.29	裕度向上ベース
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機用海水系逆止弁	機能損傷	―（鉛直方向評価）	3.34 0.16 0.25	1.70	耐震バックチェックベース
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機用海水ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	10.52 0.20 0.17	5.71	耐震バックチェックベース
交流電源喪失	海水ポンプ室	構造損傷	構造部材	3.26 0.09 0.23	1.92	裕度向上ベース
外部電源喪失	開閉所設備	構造損傷	碍子部	0.65 0.32 0.29	0.24	耐震バックチェックベース
スクラム系	炉心支持板	構造損傷	補強ビーム	6.59 0.20 0.16	3.64	裕度向上ベース
スクラム系	燃料集合体	機能損傷	制御棒挿入性	11.43 0.24 0.25	5.09	裕度向上ベース
スクラム系	燃料支持金具	構造損傷	周辺燃料支持金具	27.34 0.20 0.16	15.09	裕度向上ベース

第3.2.1.1-3表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（4／7）

起因事象／影響緩和機能	設　備	損傷モード	評価部位	中央値（G）	HCLPF（G）	フラジリティの参照元
				β_R		
				β_u		
スクラム系	制御棒案内管	構造損傷	下部溶接部	27.40	15.13	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	制御棒駆動水圧系制御ユニット	構造損傷	フレーム	3.41	1.85	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
スクラム系	制御棒駆動水圧系配管	構造損傷	配管本体	19.82	8.27	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング	構造損傷	貫通孔	3.70	2.04	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	シュラウド	構造損傷	下部胴	7.26	4.01	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	シュラウドサポート	構造損傷	シリンダ	2.50	1.38	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	上部格子板	構造損傷	グリッドプレート	6.78	3.74	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング支持金具	構造損傷	レストレントビーム	5.65	2.92	裕度向上ベース
				0.22		
				0.18		
HPCS	高圧炉心スプレイ系逆止弁	機能損傷	—（水平方向評価）	19.71	9.38	裕度向上ベース
				0.22		
				0.23		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ゲート弁	機能損傷	—（水平方向評価）	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
HPCS	高圧炉心スプレイ系グローブ弁	機能損傷	—（水平方向評価）	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機室空調機	機能損傷	—（鉛直方向評価）	4.12	2.73	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	機能損傷	—（鉛直方向評価）	2.14	1.42	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機始動空気溜	構造損傷	基礎ボルト	31.95	17.35	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料デイタンク	構造損傷	基礎ボルト	10.21	5.54	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
HPCS	高圧炉心スプレイ系動力用変圧器	構造損傷	ボルト	6.65	3.61	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		

第 3.2.1.1-3 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（5／7）

起因事象／影響緩和機能	設　備	損傷モード	評価部位	中央値（G）	HCLPF（G）	フラジリティの参照元
				β_R		
				β_u		
HPCS	高圧炉心スプレイ系メタクラ	機能損傷	—（鉛直方向評価）	3.11 0.14 0.25	1.63	裕度向上ベース
HPCS	高圧炉心スプレイ系モータコントロールセンタ	機能損傷	—（鉛直方向評価）	2.77 0.14 0.25	1.46	裕度向上ベース
HPCS	高圧炉心スプレイ系ポンプ室空調機	機能損傷	—（鉛直方向評価）	4.30 0.10 0.15	2.85	裕度向上ベース
HPCS	高圧炉心スプレイ系ポンプ	機能損傷	—（鉛直方向評価）	2.03 0.10 0.15	1.34	裕度向上ベース
HPCS	高圧炉心スプレイ系配管	構造損傷	配管本体	7.66 0.26 0.25	3.30	裕度向上ベース
HPCS	ケーブルトレイ	構造損傷	サポート	2.01 0.24 0.24	0.91	裕度向上ベース
HPCS	直流母線盤	機能損傷	—（鉛直方向評価）	3.11 0.14 0.25	1.63	裕度向上ベース
HPCS	蓄電池	機能損傷	—（水平方向評価）	3.61 0.22 0.25	1.66	裕度向上ベース
HPCS	充電器盤	機能損傷	—（水平方向評価）	3.61 0.22 0.25	1.66	裕度向上ベース
HPCS	軽油貯蔵タンク	構造損傷	胴	3.41 0.21 0.20	1.73	耐震バックチェックベース
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ	機能損傷	—（鉛直方向評価）	1.25 0.10 0.15	0.83	耐震バックチェックベース
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系配管	構造損傷	配管本体	5.31 0.26 0.25	2.29	裕度向上ベース
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系逆止弁	機能損傷	—（鉛直方向評価）	3.34 0.16 0.25	1.70	耐震バックチェックベース
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	10.52 0.20 0.17	5.71	耐震バックチェックベース
HPCS	海水ポンプ室	構造損傷	構造部材	3.26 0.09 0.23	1.92	裕度向上ベース
RCIC	原子炉隔離時冷却系逆止弁	機能損傷	—（鉛直方向評価）	2.19 0.13 0.23	1.21	裕度向上ベース

第 3.2.1.1-3 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（6／7）

起因事象／影響緩和機能	設　備	損傷モード	評価部位	中央値（G） β_R	中央値（G） β_u	HCLPF（G）	フラジリティの参照元
ＲＣＩＣ	原子炉隔離時冷却系ゲート弁	機能損傷	―（水平方向評価）	2.58	0.24	1.15	裕度向上ベース
					0.25		
ＲＣＩＣ	原子炉隔離時冷却系グローブ弁	機能損傷	―（水平方向評価）	6.38	0.23	2.94	裕度向上ベース
					0.24		
ＲＣＩＣ	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10	0.26	2.63	裕度向上ベース
					0.25		
ＲＣＩＣ	原子炉隔離時冷却系ポンプ	機能損傷	―（鉛直方向評価）	3.61	0.10	2.39	裕度向上ベース
					0.15		
ＲＣＩＣ	原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン	機能損傷	―（鉛直方向評価）	1.80	0.10	1.19	裕度向上ベース
					0.15		
ＲＣＩＣ	充電器盤	機能損傷	―（水平方向評価）	3.61	0.22	1.66	裕度向上ベース
					0.25		
ＲＣＩＣ	原子炉隔離時冷却系直流モータコントロールセンタ	機能損傷	―（鉛直方向評価）	2.77	0.14	1.46	裕度向上ベース
					0.25		
原子炉減圧	窒素供給系配管	構造損傷	配管本体	37.34	0.27	15.57	裕度向上ベース
					0.26		
原子炉減圧	逃がし安全弁制御用アキュムレータ（逃がし弁機能用）	構造損傷	胴板	7.55	0.20	4.17	裕度向上ベース
					0.16		
ＬＰＣＳ	低圧炉心スプレイ系ポンプ室空調機	機能損傷	―（鉛直方向評価）	4.30	0.10	2.85	裕度向上ベース
					0.15		
ＬＰＣＳ	低圧炉心スプレイ系逆止弁	機能損傷	―（鉛直方向評価）	2.19	0.13	1.21	裕度向上ベース
					0.23		
ＬＰＣＳ	低圧炉心スプレイ系ゲート弁	機能損傷	―（水平方向評価）	2.58	0.24	1.15	裕度向上ベース
					0.25		
ＬＰＣＳ	低圧炉心スプレイ系グローブ弁	機能損傷	―（水平方向評価）	6.38	0.23	2.94	裕度向上ベース
					0.24		
ＬＰＣＳ	低圧炉心スプレイ系ポンプ	機能損傷	―（鉛直方向評価）	2.03	0.10	1.34	裕度向上ベース
					0.15		
ＬＰＣＳ	低圧炉心スプレイ系配管	構造損傷	配管本体	5.28	0.26	2.28	裕度向上ベース
					0.25		
ＬＰＣＩ ＲＨＲ	残留熱除去系ポンプ室空調機	機能損傷	―（鉛直方向評価）	4.30	0.10	2.85	裕度向上ベース
					0.15		

第 3.2.1.1-3 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ（7／7）

起因事象／影響緩和機能	設　備	損傷モード	評価部位	中央値（G）	HCLPF（G）	フラジリティの参照元
				β_R		
				β_u		
LPCI RHR	残留熱除去系逆止弁	機能損傷	—（鉛直方向評価）	5.25 0.13 0.23	2.90	裕度向上ベース
LPCI RHR	残留熱除去系ゲート弁	機能損傷	—（水平方向評価）	2.58 0.24 0.25	1.15	裕度向上ベース
LPCI RHR	残留熱除去系グローブ弁	機能損傷	—（水平方向評価）	6.38 0.23 0.24	2.94	裕度向上ベース
LPCI RHR	残留熱除去系熱交換器	構造損傷	アンカボルト	3.27 0.25 0.25	1.43	裕度向上ベース
LPCI RHR	残留熱除去系ポンプ	機能損傷	—（鉛直方向評価）	2.03 0.10 0.15	1.34	裕度向上ベース
LPCI RHR	残留熱除去系配管	構造損傷	配管本体	5.28 0.26 0.25	2.28	裕度向上ベース
LPCI RHR	残留熱除去系海水ポンプ	機能損傷	—（鉛直方向評価）	1.25 0.10 0.15	0.83	耐震バックチェックベース
LPCI RHR	残留熱除去系海水系逆止弁	機能損傷	—（鉛直方向評価）	5.21 0.14 0.24	2.78	耐震バックチェックベース
LPCI RHR	残留熱除去系海水系グローブ弁	機能損傷	—（水平方向評価）	6.38 0.23 0.24	2.94	裕度向上ベース
LPCI RHR	残留熱除去系海水系配管	構造損傷	配管本体	3.01 0.27 0.26	1.26	裕度向上ベース
LPCI RHR	残留熱除去系海水ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	4.99 0.20 0.17	2.71	耐震バックチェックベース

第 3.2.1.2-1 表　活断層のリスト（調査モデル）

断層番号	断層名	断層長さ(km)	等価震源距離(km)	M※1（松田式）	M※2（武村式）	活動度	再来期間（年）
1	関谷断層	40	92	7.5	7.6	－	3,350※4
2	三郡森付近	18	106	6.9	7.0	B	5,600
3	大阪－足沢	7	91	6.8	6.9	B	4,800
4	二ッ箭断層	8	82	6.8	6.9	B	4,800
5	赤井断層	5	73	6.8	6.9	C	25,600
6	湯ノ岳断層	5	64	6.8	6.9	B	4,800※4
7	江花－虫笠	9	94	6.8	6.9	B	4,800
8	那須湯本北	9	94	6.8	6.9	B	4,800
9	那須湯本北東	4	89	6.8	6.9	B	4,800
10	湯本塩原断層群	3	92	6.8	6.9	B	4,800
11	深谷断層帯・綾瀬川断層	103	128	8.2	8.3	－	58,000※4
12	新編日活海域※3	11	102	6.8	6.9	C	25,600
13	新編日活海域※3	23	110	7.1	7.2	C	38,000
14	新編日活海域※3	22	98	7.1	7.2	C	36,700
15	新編日活海域※3	12	99	6.8	6.9	C	25,600
16	新編日活海域※3	15	109	6.8	6.9	C	26,000
17	新編日活海域※3	17	93	6.9	7.0	C	28,900
18	新編日活海域※3	30	83	7.3	7.4	C	50,200
19	新編日活海域※3	12	90	6.8	6.9	C	25,600
20	新編日活海域※3	12	87	6.8	6.9	C	25,600
21	新編日活海域※3	12	72	6.8	6.9	C	25,600
22	新編日活海域※3	13	112	6.8	6.9	C	25,600
23	新編日活海域※3	32	106	7.3	7.5	C	53,600
24	Ｆ３断層，Ｆ４ｂ－１断層	16	22	6.8	7.0	B	5,100
25	棚倉破砕帯西縁断層，同東縁付近の推定活断層	42	37	7.5	7.7	B	13,300
26	Ｆ１断層，北方陸域の断層，塩ノ平地震断層	58	31	7.8	7.9	B	18,400※5
27	Ｆ１断層，北方陸域の断層	44	28	7.6	7.7	B	13,900
	Ｆ８断層	26	26	7.2	7.3	B	8,300
28	Ｆ１６断層	26	30	7.2	7.3	B	8,300
29	Ａ－１背斜	20	22	7.0	7.1	B	6,400
30	関口－米平リニアメント	6	27	6.8	7.0	B	5,400
31	宮田町リニアメント	1	21	6.8	7.0	B	5,400
32	竪破山リニアメント	4	25	6.8	7.0	B	5,400
33	Ｆ１１断層	5	38	6.8	7.0	B	5,400

※1　松田（1975）に基づき算定。ただし下限はM6.8とする。
※2　武村（1998）に基づき算定。ただし下限はM6.8とする。
※3　活断層研究会編（1991）に記載されている活断層
※4　更新過程に基づき評価
※5　2011年4月に活動した塩ノ平地震断層の地震調査研究推進本部の手法による今後50年発生確率は10^{-848}であることから，F1断層，北方陸域の断層，塩ノ平地震断層の全長が破壊する場合の確率は更に低くなる。

第 3.2.1.2-2 表　活断層のリスト（推本参考モデル）

断層番号	断層名	断層長さ (km)	等価震源距離(km)	M	再来期間(年)※1
1	関谷断層	38	97	7.5	3,350※2
2	関東平野北西縁断層主部	82	132	8.0	21,500※2
3	平井－櫛挽断層帯	23	138	7.1	7,000
4	大阪－足沢断層帯	16	88	6.8	12,700
5	二ツ箭断層	10	81	6.5	3,200
6	三郡森断層帯	18	105	6.9	5,700
7	湯ノ岳断層	12	65	6.6	3,800
8	井戸沢断層	19	56	7.0	62,900
9	高萩付近推定	17	34	6.9	56,300
10	棚倉破砕帯西縁断層	20	40	7.0	66,200
11	白河西方断層帯	18	94	6.9	59,600
12	越生断層	13	132	6.7	22,000

※1　地震調査研究推進本部(2012)に基づき算定。地震発生については地震調査研究推進本部（2012）に基づき，断層番号 1，2 は更新過程，それ以外はポアソン過程とする。

※2　地震調査研究推進本部（2012）で示されている 50 年発生確率 0%より，年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-3 表　海溝型地震で考慮している特定震源モデル（調査モデル）

断層名	断層長さ及び断層幅(km)	等価震源距離(km)	M	平均発生間隔(年)※1
関東地震※2	22×45 63×55	162	7.9～8.2	220※3
東北地方太平洋沖型の地震	500×200	－	Mw9.0	600※4

※1　地震調査研究推進本部（2012）に基づく。
※2　巨視的断層は佐藤（1989）に，Mは宇佐美（2013）に基づく。
※3　地震調査研究推進本部（2009），（2012）に基づき更新過程として扱い，示されている 50 年発生確率 1%より，年発生確率を算出する。
※4　地震調査研究推進本部（2012）に基づき更新過程として扱い，示されている 50 年発生確率 0%より，年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-4 表　海溝型地震で考慮している特定震源モデル(推本参考モデル)

断層名	断層長さ及び断層幅(km)	等価震源距離(km)	M	平均発生間隔(年)※1
関東地震※2	22×45 63×55	162	7.9～8.2	220※3
茨城県沖の地震 (繰り返し発生する地震) ※4	60 ×60	103	7.0	21※5
東北地方太平洋沖型の地震	500×200	－	Mw9.0	600※6

※1　地震調査研究推進本部（2009a），（2009b），（2012）に基づく。
※2　巨視的断層は佐藤（1989）に，Mは宇佐美（2013）に基づく。
※3　地震調査研究推進本部（2009a），（2012）に基づき更新過程として扱い，示されている 50 年発生確率 1%より，年発生確率を算出する。
※4　巨視的断層及び M は地震調査研究推進本部（2009）に基づく。
※5　ポアソン過程で評価する。
※6　地震調査研究推進本部（2012）に基づき更新過程として扱い，示されている 50 年発生確率 0%より，年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-5 表　ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方

項目		分岐	重みの配分	重み付けの考え方
モデル		調査モデル	0.5	複数のモデルを設定し，重みは等配分とする。
		推本参考モデル	0.5	
特定震源	Ｆ１断層の連動（調査モデル）	Ｆ１断層，北方陸域の断層の連動	0.9	2011 年 4 月に活動した直後である塩ノ平地震断層を含んだ全長破壊は当面起こりにくいと考えられることから，重みを低く設定する。
		Ｆ１断層，北方陸域の断層，塩ノ平地震断層の連動	0.1	
	活断層のマグニチュード（調査モデル）	松田式	0.5	複数の計算式を設定し，重みは等配分とする。
		武村式	0.5	
領域震源	領域最大 M（調査モデル）	既往最大値の中央値	0.5	中央値の重みを高く設定する。
		ばらつきの下限値	0.25	
		ばらつきの上限値	0.25	
	領域②最大 M（調査モデル）	7.6	0.67	領域内で最大の M7.6（2011 年）と，領域外であるが同一の地震地体構造区内で最大の M8.0（1667 年）を設定，M8.0 は津波地震である可能性を踏まえ，M7.6 の重みを高く設定する。
		8.0	0.33	
	領域④最大 M（調査モデル）	7.2	0.5	既往最大の M7.2 と「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動のうち海洋プレート内地震」における茨城県南部の地震の不確かさケースの M7.4 を設定し，重みを当配分とする。
		7.4	0.5	
	領域最大 M（推本参考モデル）	「モデル１」による最大 M	0.5	地震調査研究推進本部（2012）による「モデル１」及び「モデル２」を設定し，重みは等配分とする。
		「モデル２」による最大 M	0.5	
	鹿島灘の補正の適用範囲	東経 141.0～141.2 度 北緯 36.3～36.6 度	0.5	補正を適用する領域の範囲を複数設定し，重みは等配分とする。
		東経 140.9～141.3 度 北緯 36.2～36.7 度	0.5	
	内陸補正	なし	0.5	内陸地殻内地震に対する Noda et al.（2002）の補正を行う場合と行わない場合を設定し，重みは等配分とする。
		あり	0.5	
地震動伝播モデル	断層モデル手法におけるばらつき	0.5	0.5	Noda et al.（2002）の方法で用いている対数標準偏差 0.5 を適用する場合と観測記録に基づく場合を設定し，重みは等配分とする。
		観測記録	0.5	

第 3.2.1.3-1-1 表　考慮する不確実さ要因の例

評価方法		偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
建屋・構築物	現実的耐力	・構造材料定数 ・損傷限界時ひずみ	・施工精度 ・実験データの統計的精度 ・耐力評価式の誤差
	現実的応答	・構造材料定数 ・地盤材料定数	・モデル形態 ・剛性評価の仮定 ・復元力特性のモデル化 ・耐震要素の評価範囲

第 3.2.1.3-1-2 表　損傷限界点の現実的な値（地震ＰＳＡ学会標準）

損傷限界点の指標	平均値	変動係数
せん断ひずみ	5.36×10^{-3}	0.24

第 3.2.1.3-1-3 表　地盤物性値

地層 EL. (m)	地盤せん断波 速度 Vs (m/s)	密度 ρ (kN/m^3)	ポアソン比 ν	せん断 弾性係数 G (N/mm^2)	ヤング係数 E (N/mm^2)
8.0	210	17.85	0.385	80.3	222
3.2	240	18.53	0.286	109	280
2.0	240	19.71	0.491	116	345
-3.3	500	21.08	0.462	537	1570
-14.6	453	16.87	0.460	353	1031
-37.2	471	16.97	0.458	384	1119
-60.8	489	16.97	0.455	414	1200
-85.2	509	16.97	0.453	448	1300
-110.7	529	16.97	0.450	484	1400
-137.1	547	17.06	0.448	521	1510
-157.6	563	17.06	0.446	551	1590
-178.7	579	17.06	0.443	583	1680
-200.4	596	17.06	0.441	618	1780
-222.8	614	17.06	0.439	656	1890
-245.8	632	17.16	0.436	699	2010
-269.4	650	17.16	0.434	739	2120
-293.8	669	17.16	0.431	783	2240
-318.9	689	17.16	0.429	831	2370
-344.8	709	17.26	0.426	885	2520
-370.0	741	17.26	0.422	966	2750

第 3.2.1.3-1-4 表　原子炉建屋物性値

部位	使用材料	ヤング係数 E(N/mm^2)	せん断 弾性係数 G(N/mm^2)	減衰定数 h(%)
建屋部	コンクリート： Fc=22.1(N/mm^2) (225kgf/cm^2) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.21×10^4	9.19×10^3	5
人工岩盤	コンクリート： Fc=13.7(N/mm^2) (140kgf/cm^2)	1.88×10^4	7.84×10^3	5

第 3.2.1.3-1-5 表　現実的な物性値の評価方法

物性値		現実的な物性値の評価方法
構造材料定数	コンクリート強度 Fc	平均値：1.4×設計基準強度 変動係数：0.13
	コンクリートの減衰定数 h	平均値：5% 変動係数：0.25
地盤材料定数	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10

第 3.2.1.3-1-6 表（1／2）　解析モデル諸元（水平　NS 方向）

質点番号	高さ EL. (m)	質点重量 W (kN)	回転慣性重量 I_G ($\times 10^5$kN･m^2)	要素番号	せん断断面積 As (m^2)	断面 2 次モーメント I (m^4)
1	63.65	20,700	44.19	1	27.3	20,400
2	57.00	16,480	45.60	2	27.3	20,400
3	46.50	68,930	123.16	3	212	64,400
4	38.80	99,760	165.98	4	133	45,000
5	34.70	85,760	116.83	5	143	45,400
6	29.00	124,220	355.13	6	218	77,600
7	20.30	165,460	499.60	7	242	86,300
8	14.00	239,600	735.56	8	394	178,500
9	8.20	203,670	911.80	9	464	218,400
10	2.00	225,520	849.66	10	464	218,800
11	-4.00	412,170	1,614.56	11	4,675	1,828,100
12	-9.00	729,320	2,881.57	12	4,675	1,828,100
13	-17.00	448,810	1,778.89			

第 3.2.1.3-1-6 表（2／2）　解析モデル諸元（水平　EW 方向）

質点番号	高さ EL. (m)	質点重量 W (kN)	回転慣性重量 I_G ($\times 10^5$kN･m^2)	要素番号	せん断断面積 As (m^2)	断面 2 次モーメント I (m^4)
1	63.65	20,700	38.98	1	25.5	18,400
2	57.00	16,480	52.17	2	25.5	18,400
3	46.50	68,930	107.21	3	154	34,700
4	38.80	99,760	102.86	4	141	37,300
5	34.70	85,760	71.41	5	156	38,700
6	29.00	124,220	254.97	6	237	72,900
7	20.30	165,460	555.73	7	224	77,600
8	14.00	239,600	795.41	8	345	147,400
9	8.20	203,670	905.27	9	454	208,500
10	2.00	225,520	847.80	10	454	208,900
11	-4.00	412,170	1,602.51	11	4,675	1,814,800
12	-9.00	729,320	2,860.80	12	4,675	1,814,800
13	-17.00	448,810	1,766.10			

第 3.2.1.3-1-7 表（1／2）　地盤ばね定数と減衰係数（1,500cm／s^{2}規準化入力中央値　NS 方向）

	ばね番号	ばね定数※1	減衰係数※2
側面 水平ばね	K1	6.078×10^{5}	3.614×10^{5}
	K3	7.828×10^{5}	7.636×10^{5}
	K5	3.818×10^{6}	1.474×10^{6}
	K7	7.841×10^{6}	2.343×10^{6}
	K9	4.659×10^{6}	1.323×10^{6}
側面 回転ばね	K2	6.731×10^{8}	1.549×10^{8}
	K4	9.234×10^{8}	2.581×10^{8}
	K6	4.326×10^{9}	4.607×10^{8}
	K8	8.413×10^{9}	7.786×10^{8}
	K10	5.005×10^{9}	4.364×10^{8}
底面水平ばね	K11	5.176×10^{7}	2.701×10^{6}
底面回転ばね	K12	6.965×10^{10}	1.047×10^{9}

※1：ばね定数の単位は，kN／m（水平），kN･m／rad（回転）

※2：減衰係数の単位は，kN･s／m（水平），kN･s･m／rad（回転）

第 3.2.1.3-1-7 表（2／2）　地盤ばね定数と減衰係数（1,500cm／s^{2}規準化入力中央値　EW 方向）

	ばね番号	ばね定数※1	減衰係数※2
側面 水平ばね	K1	6.078×10^{5}	3.614×10^{5}
	K3	7.828×10^{5}	7.630×10^{5}
	K5	3.818×10^{6}	1.473×10^{6}
	K7	7.841×10^{6}	2.343×10^{6}
	K9	4.659×10^{6}	1.323×10^{6}
側面 回転ばね	K2	6.731×10^{8}	1.549×10^{8}
	K4	9.234×10^{8}	2.581×10^{8}
	K6	4.326×10^{9}	4.605×10^{8}
	K8	8.413×10^{9}	7.782×10^{8}
	K10	5.005×10^{9}	4.361×10^{8}
底面水平ばね	K11	5.179×10^{7}	2.703×10^{6}
底面回転ばね	K12	6.928×10^{10}	1.035×10^{9}

※1：ばね定数の単位は，kN／m（水平），kN･m／rad（回転）

※2：減衰係数の単位は，kN･s／m（水平），kN･s･m／rad（回転）

第 3.2.1.3-2-1 表　考慮する不確実さ要因の例

評価方法	偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
現実的耐力	・構造材料定数	・施工精度 ・実験データの統計的精度
現実的応答	・地盤材料定数	・モデル形態 ・動的地盤定数の評価法 ・解析手法　など

第 3.2.1.3-2-2 表　現実的耐力に含まれるコンクリートの圧縮強度及び鉄筋の降伏強度の現実的な値

損傷限界点の指標	平均値	変動係数
コンクリートの圧縮強度	39.9N/mm^2	0.13
鉄筋の降伏強度	374N/mm^2	0.05

第 3.2.1.3-2-3 表　地盤物性値

地層名	せん断波速度※2 Vs (m/s)	密度※1 ※2 ρ_t (g/cm^3)	初期せん断 弾性係数※1 (N/mm^2)	動ポアソン比※1※2 ν_d	動せん断弾性係数 のひずみ依存性 $G/G_0 \sim \gamma$	減衰定数 $h \sim \gamma$
bk 層 du 層	210	1.82 1.98	80.3 87.3	0.385 0.493	$\frac{1}{1+1540\cdot\gamma^{1.04}}$	$\frac{\gamma}{(4.27\cdot\gamma+0.00580)}+0.0102$
Ac 層	163-1.54・Z	1.65	ρ_{sat}／1000 ×Vs^2	0.486	$\frac{1}{1+269\cdot\gamma^{0.909}}$	$\frac{\gamma}{(6.65\cdot\gamma+0.0104)}+0.0222$
As 層	211-1.19・Z	1.74	ρ_{sat}／1000 ×Vs^2	0.484	$\frac{1}{1+422\gamma^{0.951}}$	$\frac{\gamma}{(4.40\cdot\gamma+0.0122)}+0.0144$
Ag2 層	240	1.89 2.01	109 116	0.491	$\frac{1}{1+2520\cdot\gamma^{1.14}}$	$\frac{\gamma}{(4.10\cdot\gamma+0.00577)}+0.00413$
Ag1 層	350	2.01	246	0.483	$\frac{1}{1+1730\cdot\gamma^{1.11}}$	$\frac{\gamma}{(3.73\cdot\gamma+0.0102)}+0.00791$
D2c-3 層	270	1.77	129	0.488	$\frac{1}{1+269\cdot\gamma^{0.862}}$	$\frac{\gamma}{(6.62\cdot\gamma+0.00949)}+0.0205$
D2g-3 層	500	2.15	538	0.462	$\frac{1}{1+237\cdot\gamma^{0.732}}$	$\frac{\gamma}{(9.70\cdot\gamma+0.00754)}+0.0233$
Km 層	433-0.771・Z	1.72-1.03 ×10^{-4}・Z	ρ_t／1000 ×Vs^2	0.463+1.03 ×10^{-4}・Z	$\frac{1}{1+107\cdot\gamma^{0.824}}$	$\frac{\gamma}{(4.41\cdot\gamma+0.0494)}+0.0184$
地盤改良	758	2.04	1180	0.387	—	—

※1：上段は地下水位以浅，下段は地下水位以深に対する値を示す。
※2：Zは標高(m)を示す。

第 3.2.1.3-2-4 表　海水ポンプ室物性値

項目	構造材料定数
コンクリート強度 (N／mm^2)	39.9
コンクリートの静弾性係数 (kN／mm^2)	31.0
鉄筋コンクリートの単位体積重量 (kN／m^3)	24
鉄筋コンクリートのポアソン比	0.2
鉄筋強度（SD295） (N／mm^2)	374
鉄筋の静弾性係数 (kN／mm^2)	200
杭の引張強度 (N／mm^2)	287
杭の静弾性係数 (kN／mm^2)	200
杭の単位体積重量 (kN／m^3)	77

第 3.2.1.3-2-5 表　鋼管杭の断面諸元

杭径 ϕ (mm)	断面積 A (m^2)	断面二次モーメント I (m^4)	断面係数 Z (m^3)
1014	4.70×10^{-2}	5.87×10^{-3}	1.16×10^{-2}

第 3.2.1.3-2-6 表　現実的な物性値の評価方法

地層名	物性値	現実的な物性値の評価方法
bk 層	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
du 層	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ac 層	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
As 層	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ag2 層	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ag1 層	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
D2c-3 層	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
D2g-3 層	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10
地盤改良	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10

第 3.2.1.3-3-1 表　現実的耐力及び現実的応答の不確実さ要因例

評価方法	偶然的不確実さ（β_R）	認識論的不確実さ（β_U）
現実的耐力	・機能試験データの統計的精度	・機能試験データの統計的精度 ・材料物性値
現実的応答	・減衰定数 ・モード合成法	・減衰定数 ・床応答スペクトル ・解析モデル化

第 3.2.1.3-3-2 表　建屋の応答係数（1／2）

建屋	方向	係数				中央値	β_R	β_U
原子炉建屋	水平	F_1	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数		※	0.00	0.00
		F_2	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.20	0.15
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
		F_3	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰	1.00		
					建屋剛性	1.00		
				地盤―建屋連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
				非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
				地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00
	鉛直	F_1	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数		※	0.00	0.00
		F_2	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.10	0.15
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
		F_3	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰	1.00		
					建屋剛性	1.00		
				地盤―建屋連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
				非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
				地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00

※：建屋のスペクトル形状係数は，対象設備に応じ個別に算定する。

第 3.2.1.3-3-2 表　建屋の応答係数(2／2)

建屋	方向	係数				中央値	β_R	β_U
海水ポンプ室	水平	F_1	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数		※	0.00	0.00
		F_2	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.20	0.15
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
		F_3	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰	1.00		
					建屋剛性	1.00		
				地盤―建屋連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
				非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
				地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00
	鉛直	F_1	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数		※	0.00	0.00
		F_2	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数		1.00	0.10	0.15
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数		1.00		
		F_3	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰	1.00		
					建屋剛性	1.00		
				地盤―建屋連成系モデルに関するサブ応答係数		1.00		
				非線形応答に関するサブ応答係数		1.00		
				地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00

※：建屋のスペクトル形状係数は，対象設備に応じ個別に算定する。

第 3.2.1.4-1 表　起因事象発生頻度

起因事象	発生頻度 (／炉年)
原子炉建屋損傷	1.5E-07
格納容器損傷	4.1E-09
原子炉圧力容器損傷	2.2E-07
格納容器バイパス	3.2E-08
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 （Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）	3.0E-10
計装・制御系喪失	3.7E-10
直流電源喪失	2.2E-06
交流電源喪失	4.4E-07
外部電源喪失	4.9E-04
過渡事象	1.2E-02

第 3.2.1.4-2 表 事故シーケンスグループ分類一覧

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
全交流動力電源喪失	ＴＢ		全交流動力電源喪失
		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ＲＣＩＣ機能喪失
		ＴＢＵ	非常用ディーゼル発電機 2 台機能喪失，ＨＰＣＳ機能喪失及びＲＣＩＣ機能喪失
		ＴＢＰ	非常用ディーゼル発電機 2 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非常用ディーゼル発電機 2 台の起動失敗，ＨＰＣＳ機能喪失及びＲＣＩＣ機能喪失
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ		事象発生後，原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗
	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
原子炉停止機能喪失	ＴＣ		事象発生後，原子炉停止（未臨界確保）に失敗
原子炉建屋損傷			原子炉建屋損傷
格納容器損傷			格納容器損傷
原子炉圧力容器損傷			原子炉圧力容器損傷
格納容器バイパス			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）			ＥＣＣＳの注水容量を上回る原子炉冷却材の流出
計装・制御系喪失			計装・制御系喪失

第 3.2.1.4-3 表　評価対象システム一覧

分類	
起因事象	原子炉建屋
	格納容器
	原子炉圧力容器
	格納容器バイパス
	原子炉冷却材圧力バウンダリ（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ）
	計装・制御系
	直流電源
	交流電源
	外部電源
緩和機能	原子炉停止（スクラム系）
	逃がし安全弁開放
	原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性
	高圧炉心冷却（ＨＰＣＳ，ＲＣＩＣ）
	原子炉減圧（ＡＤＳ）
	低圧炉心冷却（ＬＰＣＳ，ＬＰＣＩ）
	崩壊熱除去（ＲＨＲ）

第 3.2.1.4-4 表　機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

系統名		完全独立／完全相関	設備
高圧炉心冷却	ＨＰＣＳ	完全独立	―
	ＲＣＩＣ	完全独立	―
低圧炉心冷却／崩壊熱除去	ＬＰＣＳ	完全独立	―
	ＲＨＲ－Ａ（ＬＰＣＩ－Ａ）	完全相関	・残留熱除去系ポンプ ・残留熱除去系ゲート弁 ・残留熱除去系逆止弁 ・残留熱除去系グローブ弁 ・残留熱除去系配管 ・残留熱除去系ポンプ室空調機
	ＲＨＲ－Ｂ（ＬＰＣＩ－Ｂ）		
	ＬＰＣＩ－Ｃ		
残留熱除去系海水系	ＲＨＲＳ－Ａ	完全相関	・残留熱除去系海水ポンプ ・残留熱除去系海水系グローブ弁 ・残留熱除去系海水系逆止弁 ・残留熱除去系海水ストレーナ ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系海水系配管
	ＲＨＲＳ－Ｂ		
直流電源系（ケーブルトレイ除く）	区分Ⅰ	完全相関	・蓄電池 ・充電器盤 ・直流母線盤
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ	完全独立	―
直流電源系（ケーブルトレイ）	区分Ⅰ	完全相関※1	・ケーブルトレイ
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ		
交流電源系	区分Ⅰ	完全相関	・非常用ディーゼル発電機 ・非常用ディーゼル発電機燃料デイタンク ・非常用ディーゼル発電機始動空気溜 ・非常用ディーゼル発電機空調機 ・非常用メタクラ ・非常用パワーセンタ ・非常用モータコントロールセンタ ・非常用動力用変圧器
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ	完全独立	―
非常用ディーゼル発電機海水系／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系	ＤＧＳＷ－Ａ	完全相関※2	・非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機用海水系逆止弁／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系逆止弁 ・非常用ディーゼル発電機用海水ストレーナ／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ストレーナ ・非常用ディーゼル発電機用海水系配管／高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系配管
	ＤＧＳＷ－Ｂ		
	ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ		

※１：区分Ⅲのケーブルトレイは，区分Ⅰ/Ⅱのケーブルトレイと構造上の差異がほぼなく，同一フロアに設置していることから完全相関を仮定

※２：ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ関連機器は，ＤＧＳＷ関連機器と構造上の差異がほぼなく，同一フロアに設置していることから完全相関を仮定

第 3.2.1.4-5 表　起因事象発生後の人的過誤

起因事象発生後の人的過誤		余裕時間	ストレスファクタ※1		過誤確率(平均値)［／ｄ］	エラーファクタ
			認知	操作		
原子炉水位制御操作失敗		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
水源切替操作失敗※2		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
起動信号共通原因故障時	注水不能認知失敗	30 分	5	－	2.6E-03	13.8
	高圧注水系起動操作失敗	－	－	5	6.2E-03	3.0
	低圧注水系起動操作失敗	－	－	5	2.0E-01	3.5
原子炉手動減圧失敗		－	5	5	6.6E-03	6.4
ＲＨＲ系操作失敗		60 分	5	5	2.8E-04	35.6
非常用ディーゼル発電機燃料油補給操作失敗		60 分	5	5	2.8E-04	35.6

※1：内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと比較して 1 段階高いストレスレベルのストレスファクタを設定。

※2：高加速度領域においては，地震により復水貯蔵タンク・出口配管が損傷し，サプレッション・プールへの水源切替操作前にＨＰＣＳポンプ及びＲＣＩＣポンプが吸込圧力の低下により機能喪失する可能性がある。そのため，0.7G 以上では，水源切替操作に必ず失敗するもの（過誤確率＝1）として保守的に評価した。（添付資料 3.2.1.1-2）

第 3.2.1.4-6 表　起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
原子炉建屋損傷	1.5E-07	1.5%
格納容器損傷	4.1E-09	＜0.1%
原子炉圧力容器損傷	2.2E-07	2.1%
格納容器バイパス	3.2E-08	0.3%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ）	3.0E-10	＜0.1%
計装・制御系喪失	3.7E-10	＜0.1%
直流電源喪失	2.2E-06	20.7%
交流電源喪失	4.4E-07	4.3%
外部電源喪失	3.1E-06	29.7%
過渡事象	4.3E-06	41.4%
合計	1.0E-05	100.0%

第 3.2.1.4-7 表　起因事象別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセット

起因事象	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年） （起因事象別炉心損傷頻度（／炉年））	主要なカットセット
外部電源喪失	外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗	1.6E-06 (3.1E-06)	・開閉所設備の損傷＋ＲＨＲ系ゲート弁の損傷
直流電源喪失	直流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	2.1E-06 (2.2E-06)	・ケーブルトレイの損傷
過渡事象	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	3.9E-06 (4.3E-06)	・ＲＨＲ系操作失敗
交流動力電源喪失	交流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	4.3E-07 (4.4E-07)	・非常用ディーゼル発電機冷却海水ポンプの損傷＋水源切替操作失敗 ・非常用パワーセンタの損傷＋水源切替操作失敗
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	2.2E-07 (2.2E-07)	・原子炉圧力容器の損傷
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	1.5E-07 (1.5E-07)	・原子炉建屋の損傷

第 3.2.1.4-8 表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
高圧・低圧注水機能喪失	ＴＱＵＶ	4.6E-07	4.5%
高圧注水・減圧機能喪失	ＴＱＵＸ	1.3E-06	12.5%
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	5.6E-09	＜0.1%
	ＴＢＵ	4.4E-07	4.3%
	ＴＢＰ	2.4E-09	＜0.1%
	ＴＢＤ	2.1E-06	20.5%
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ	5.5E-06	52.5%
	ＴＢＷ	6.4E-08	0.6%
原子炉停止機能喪失	ＴＣ	1.2E-07	1.1%
原子炉建屋損傷		1.5E-07	1.5%
格納容器損傷		4.1E-09	＜0.1%
原子炉圧力容器損傷		2.2E-07	2.1%
格納容器バイパス		3.2E-08	0.3%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 （Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）		3.0E-10	＜0.1%
計装・制御系喪失		3.7E-10	＜0.1%
合計		1.0E-05	100.0%

第 3.2.1.4-9 表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセット

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度（／炉年） （事故シーケンスグループ別 全炉心損傷頻度（／炉年））	主要なカットセット
崩壊熱除去喪失 （ＴＷ）	過渡事象+崩壊熱除去失敗	3.9E-06 (5.5E-06)	・ＲＨＲ系操作失敗
	外部電源喪失+崩壊熱除去失敗	1.6E-06 (5.5E-06)	・開閉所設備の損傷＋ＲＨＲ系ゲート弁の損傷
直流電源喪失 （ＴＢＤ）	直流電源喪失+高圧炉心冷却失敗	2.1E-06 (2.1E-06)	・ケーブルトレイの損傷
高圧注水・減圧機能失敗 （ＴＱＵＸ）	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗 +原子炉減圧失敗	9.1E-07 (1.3E-06)	・開閉所設備の損傷＋水源切替操作失敗 ＋原子炉手動減圧失敗 ・開閉所設備の損傷＋水源切替操作失敗 ＋注水不能認知失敗
高圧・低圧注水機能喪失 （ＴＱＵＶ）	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	4.2E-07 (4.6E-07)	・開閉所設備の損傷＋水源切替操作失敗 ＋残留熱除去系海水ポンプの損傷 ・開閉所設備の損傷＋水源切替操作失敗 ＋残留熱除去系海水系配管の損傷
全交流動力電源喪失 （ＴＢＵ）	交流電源喪失+高圧炉心冷却失敗	4.3E-07 (4.4E-07)	・非常用ディーゼル発電機用海水ポンプの損傷 ＋水源切替操作失敗 ・非常用パワーセンタの損傷＋水源切替操作失敗
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	2.2E-07 (2.2E-07)	・原子炉圧力容器の損傷
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	1.5E-07 (1.5E-07)	・原子炉建屋の損傷
原子炉停止機能喪失 （ＴＣ）	外部電源喪失+原子炉停止失敗	7.4E-08 (1.2E-07)	・開閉所設備の損傷＋シュラウドサポートの損傷

第 3.2.1.4-10 表　地震加速度区分別炉心損傷頻度

加速度区分	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合
1 (0.16～0.20G)	2.0E-06	18.8%
2 (0.20～0.30G)	1.2E-06	12.0%
3 (0.30～0.40G)	4.0E-07	3.8%
4 (0.40～0.50G)	1.9E-07	1.8%
5 (0.50～0.60G)	1.2E-07	1.1%
6 (0.60～0.70G)	1.3E-07	1.2%
7 (0.70～0.80G)	8.0E-07	7.6%
8 (0.80～0.90G)	6.8E-07	6.5%
9 (0.90～1.00G)	6.7E-07	6.5%
10 (1.00～1.10G)	7.1E-07	6.8%
11 (1.10～1.20G)	7.4E-07	7.1%
12 (1.20～1.30G)	6.4E-07	6.2%
13 (1.30～1.40G)	6.5E-07	6.2%
14 (1.40～1.50G)	5.2E-07	5.0%
15 (1.50～1.60G)	4.0E-07	3.8%
16 (1.60～1.70G)	2.6E-07	2.5%
17 (1.70～1.80G)	1.4E-07	1.4%
18 (1.80～1.90G)	8.2E-08	0.8%
19 (1.90～2.00G)	4.6E-08	0.4%
20 (2.00～3.00G)	3.7E-08	0.4%
合計	1.0E-05	100.0%

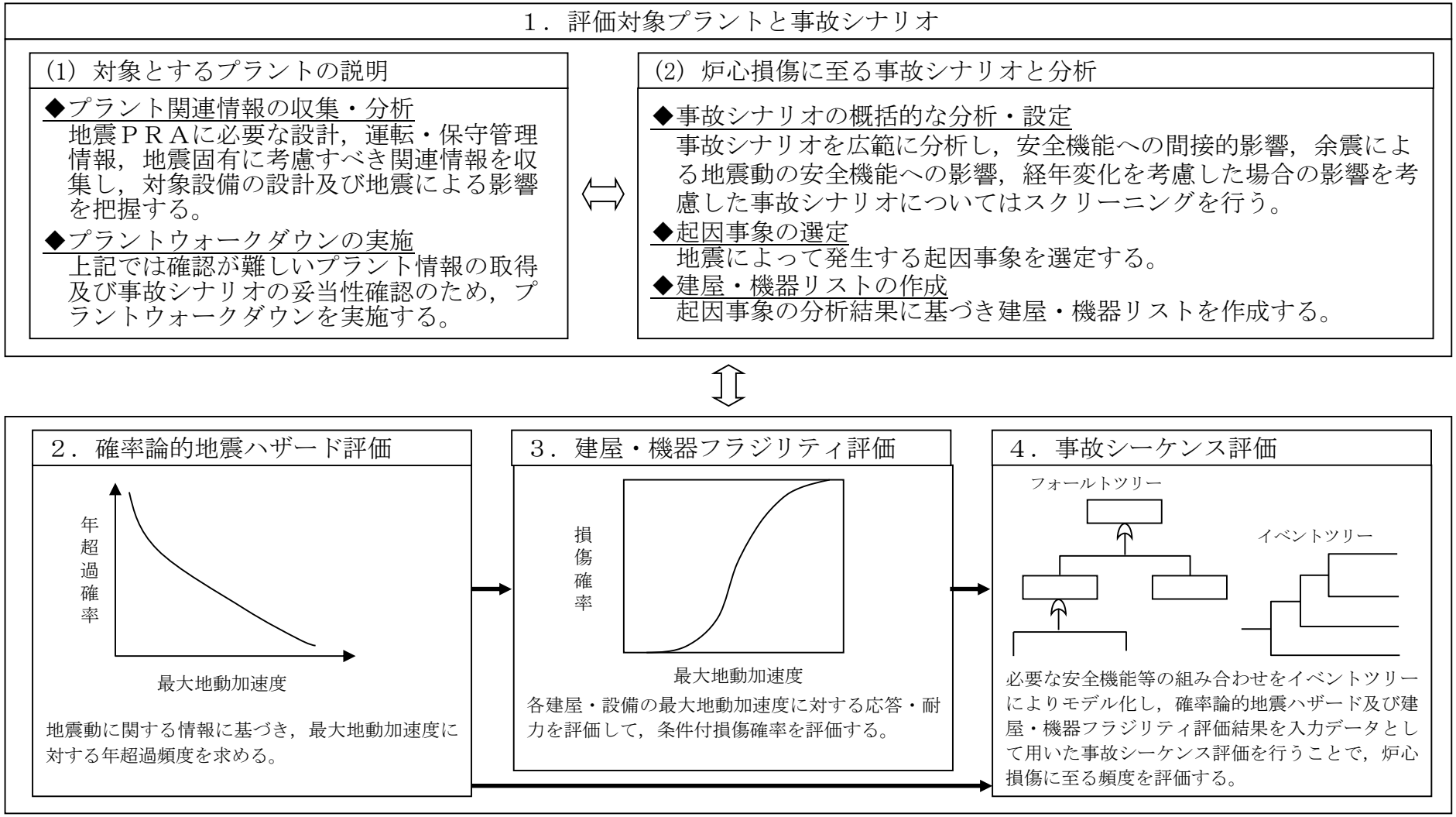
第 3.2.1.4-11 表　地震加速度－起因事象別の炉心損傷頻度

単位：／炉年

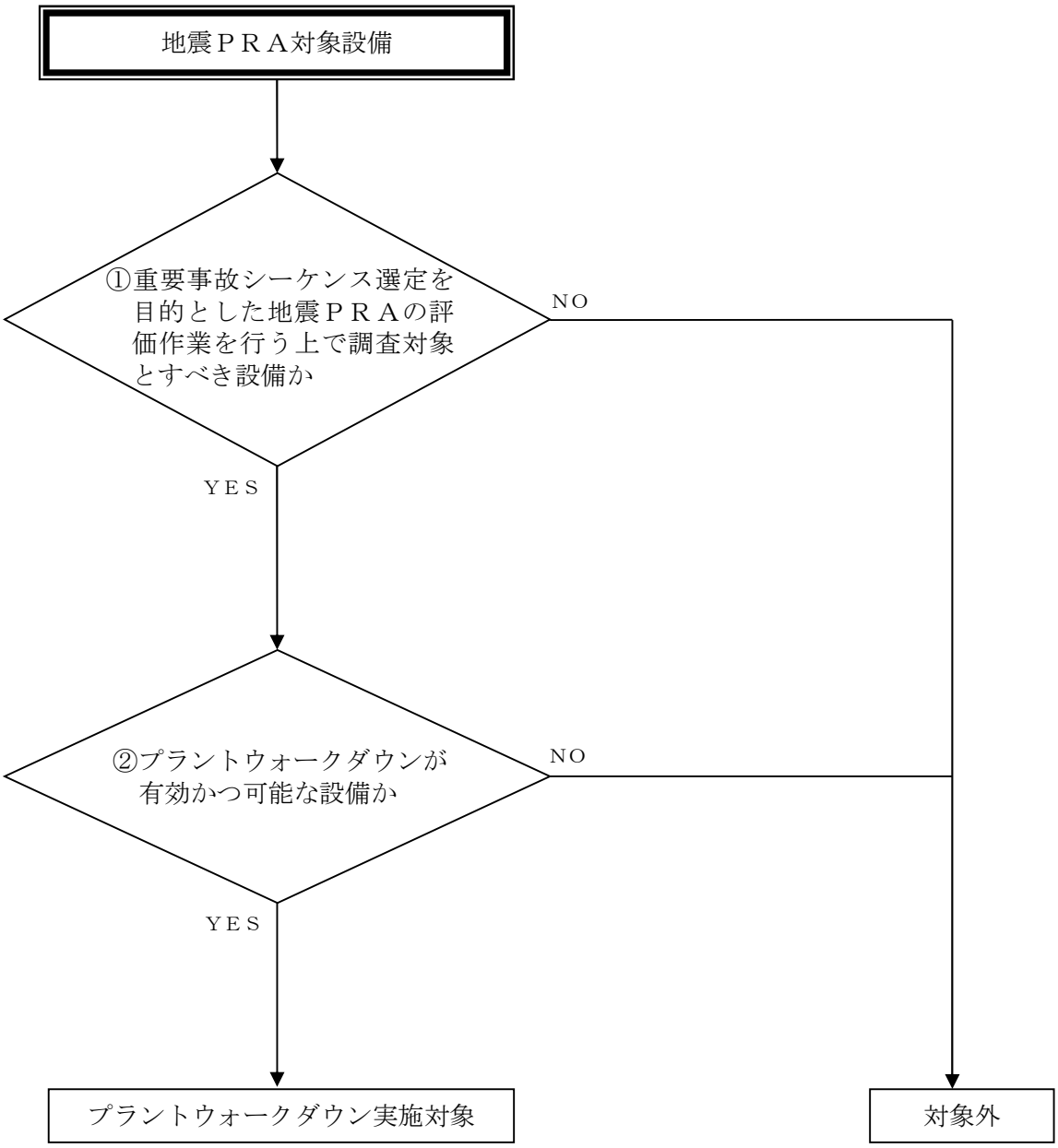
起因事象 / 加速度区分	原子炉建屋損傷	格納容器損傷	原子炉圧力容器損傷	格納容器バイパス	原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 Excessive LOCA)	計装・制御系喪失	直流電源喪失	交流電源喪失	外部電源喪失	過渡事象	合　計
1 (0.16～0.20G)	0.0E+00	0.0E+00	1.6E-22	1.6E-08	0.0E+00	0.0E+00	1.4E-15	1.7E-22	4.9E-09	1.9E-06	2.0E-06
2 (0.20～0.30G)	0.0E+00	0.0E+00	3.8E-18	9.8E-09	1.3E-23	0.0E+00	1.3E-12	2.6E-16	2.6E-08	1.2E-06	1.2E-06
3 (0.30～0.40G)	8.8E-25	1.5E-24	3.9E-14	3.0E-09	1.3E-19	0.0E+00	2.8E-10	4.6E-13	4.5E-08	3.5E-07	4.0E-07
4 (0.40～0.50G)	4.4E-20	5.9E-20	3.4E-12	1.3E-09	1.6E-18	0.0E+00	3.2E-09	2.2E-11	5.0E-08	1.3E-07	1.9E-07
5 (0.50～0.60G)	3.6E-16	1.6E-17	2.6E-11	6.3E-10	4.7E-16	5.7E-24	1.4E-08	1.5E-10	4.7E-08	5.5E-08	1.2E-07
6 (0.60～0.70G)	1.1E-13	6.6E-16	2.1E-10	3.3E-10	1.6E-14	1.4E-22	4.9E-08	1.1E-09	4.5E-08	3.4E-08	1.3E-07
7 (0.70～0.80G)	1.8E-12	6.3E-14	3.8E-09	1.9E-10	8.2E-14	7.6E-19	9.5E-08	3.7E-09	4.3E-07	2.6E-07	8.0E-07
8 (0.80～0.90G)	4.0E-11	4.8E-13	3.3E-09	1.4E-10	2.5E-13	9.8E-16	2.1E-07	1.2E-08	3.3E-07	1.2E-07	6.8E-07
9 (0.90～1.00G)	2.5E-10	3.3E-12	9.0E-09	1.4E-10	2.1E-12	1.4E-14	2.5E-07	1.5E-08	3.3E-07	7.7E-08	6.7E-07
10 (1.00～1.10G)	1.2E-09	1.1E-11	1.3E-08	1.4E-10	6.6E-12	2.0E-14	2.9E-07	3.2E-08	3.2E-07	5.1E-08	7.1E-07
11 (1.10～1.20G)	3.1E-09	4.1E-11	2.0E-08	1.5E-10	1.0E-11	3.7E-13	3.0E-07	3.8E-08	3.4E-07	3.4E-08	7.4E-07
12 (1.20～1.30G)	6.9E-09	6.9E-11	2.3E-08	1.3E-10	1.3E-11	2.4E-12	2.5E-07	5.0E-08	2.9E-07	2.1E-08	6.4E-07
13 (1.30～1.40G)	1.5E-08	1.9E-10	3.0E-08	1.5E-10	1.5E-11	1.1E-11	2.3E-07	6.5E-08	3.0E-07	1.5E-08	6.5E-07
14 (1.40～1.50G)	2.0E-08	3.7E-10	2.9E-08	1.3E-10	2.5E-11	1.0E-11	1.7E-07	6.7E-08	2.3E-07	7.8E-09	5.2E-07
15 (1.50～1.60G)	2.4E-08	4.9E-10	2.6E-08	1.2E-10	4.3E-11	4.1E-11	1.3E-07	6.0E-08	1.5E-07	3.6E-09	4.0E-07
16 (1.60～1.70G)	2.3E-08	5.7E-10	2.3E-08	1.1E-10	4.6E-11	5.8E-11	7.9E-08	4.4E-08	8.8E-08	1.4E-09	2.6E-07
17 (1.70～1.80G)	1.9E-08	5.7E-10	1.5E-08	7.4E-11	4.2E-11	5.3E-11	4.3E-08	2.7E-08	3.8E-08	4.1E-10	1.4E-07
18 (1.80～1.90G)	1.6E-08	5.2E-10	1.1E-08	8.2E-11	3.2E-11	6.8E-11	2.4E-08	1.6E-08	1.5E-08	1.2E-10	8.2E-08
19 (1.90～2.00G)	1.2E-08	4.4E-10	7.3E-09	6.7E-11	3.0E-11	4.0E-11	1.3E-08	8.3E-09	5.1E-09	2.9E-11	4.6E-08
20 (2.00～3.00G)	1.5E-08	8.1E-10	7.4E-09	7.2E-11	3.6E-11	8.5E-11	7.9E-09	4.3E-09	1.3E-09	4.8E-12	3.7E-08
合　計	1.5E-07	4.1E-09	2.2E-07	3.2E-08	3.0E-10	3.7E-10	2.2E-06	4.4E-07	3.1E-06	4.3E-06	1.0E-05
寄与割合（%）	1.5%	＜0.1%	2.1%	0.3%	＜0.1%	＜0.1%	20.7%	4.3%	29.7%	41.4%	

第 3.2.1.4-12 表　ＦＶ重要度評価結果

建屋・機器・操作	中央値 (G)	ＨＣＬＰＦ (G)	ＦＶ重要度	建屋・機器の損傷及び人的過誤が影響を与える主な事故シーケンス
ＨＰＣＳ水源切替操作失敗 （ＣＳＴ→Ｓ／Ｐ）	－	－	5.7E-01	ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＷ，ＴＢＵ，ＴＢＰ，ＴＢＤ
ＲＣＩＣ水源切替操作失敗 （ＣＳＴ→Ｓ／Ｐ）	－	－	3.6E-01	ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ，ＴＷ，ＴＢＵ
ＲＨＲ系操作失敗	－	－	3.3E-01	ＴＷ
ケーブルトレイ	2.01	0.91	1.7E-01	ＴＢＤ
原子炉手動減圧失敗	－	－	8.9E-02	ＴＱＵＸ
注水不能認知失敗	－	－	3.5E-02	ＴＱＵＶ，ＴＱＵＸ
残留熱除去系ゲート弁 （サプレッション・プール ＲＨＲポンプ入口弁）	2.58	1.15	3.0E-02	ＴＷ
残留熱除去系ゲート弁 （ミニフロー弁）	2.58	1.15	3.0E-02	ＴＷ
残留熱除去系ゲート弁 （インジェクション弁）	2.58	1.15	3.0E-02	ＴＷ
残留熱除去系ゲート弁 （熱交換器入口弁）	2.58	1.15	3.0E-02	ＴＷ
残留熱除去系ゲート弁 （熱交換器出口弁）	2.58	1.15	3.0E-02	ＴＷ
ストレーナ閉塞等(海水) ＣＣＦ	－	－	2.0E-02	ＴＱＵＶ，ＴＷ
非常用パワーセンタ	2.66	1.22	1.7E-02	ＴＢＵ，ＴＢＰ
残留熱除去系海水系配管	3.01	1.26	1.6E-02	ＴＱＵＶ，ＴＷ
残留熱除去系海水系ポンプ	1.25	0.83	1.2E-02	ＴＱＵＶ，ＴＷ
非常用ディーゼル発電機 冷却海水ポンプ	1.25	0.83	1.1E-02	ＴＢＵ，ＴＢＰ
原子炉圧力容器	2.72	1.29	1.0E-02	原子炉圧力容器損傷
開閉所設備	0.65	0.24	9.5E-03	外部電源喪失



第 3.2.1-1 図　地震ＰＲＡの評価フロー



第 3.2.1.1-1 図　プラントウォークダウン評価対象設備選定フロー

東海第二発電所　プラントウォークダウンチェックシート

機器名称	:	2C非常用ディーゼル発電機海水ストレーナ
機器ID	:	3_13D1
耐震クラス	:	S
建屋	:	Y/O
系統図書番号	:	R-17
機器配置図番号	:	S-5

【チェック対象項目】
1) 耐震安全性の確認 ■
2) 二次的影響について ■

実施日	:	08/25/2014
実施者	:	[redacted]

1) 耐震安全性の確認
対象機器本体の評価

	Y	N	U	N／A
1. 対象機器の図面(外形図・耐震計算書等)と外見上相違点は無い	■	□	□	□
2. 対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□
3. 配管接合部と図面に外見上の相違点は無い	■	□	□	□
4. 配管接合部に外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□

アンカーボルト評価

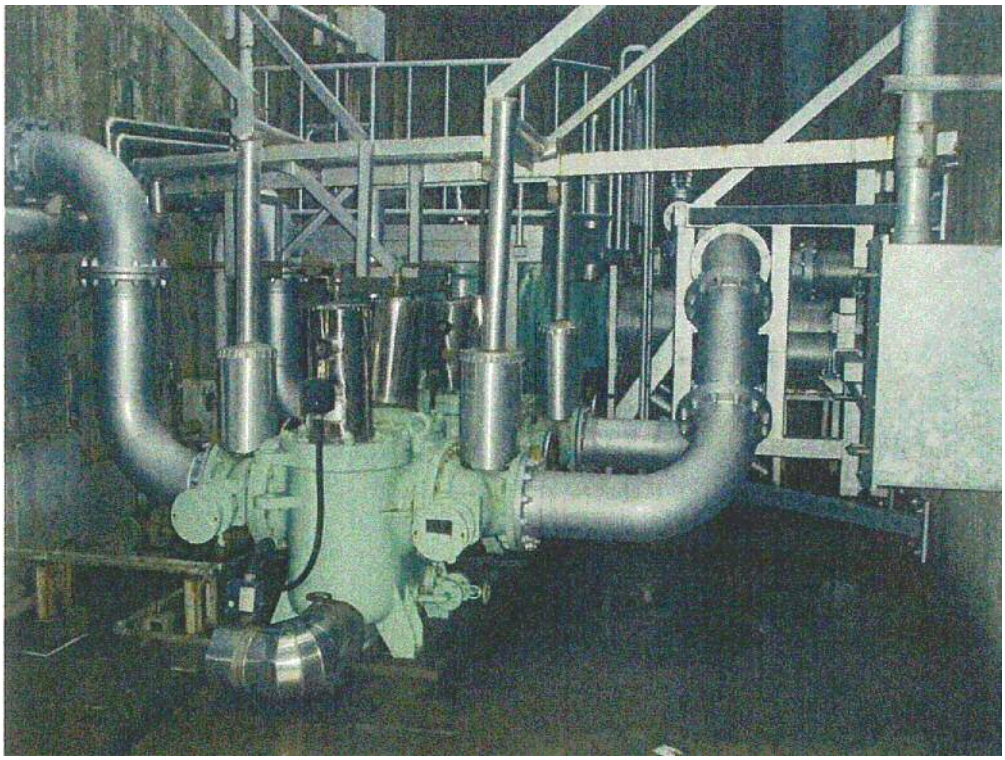
	Y	N	U	N／A
1. 図面(外形図・耐震計算書)と外見上の相違は無い	■	□	□	□
2. 外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□
3. 締め付け強度は適切に管理されている	■	□	□	□
4. アンカーボルト付近のコンクリートに部に異常がない	■	□	□	□

2) 二次的影響について

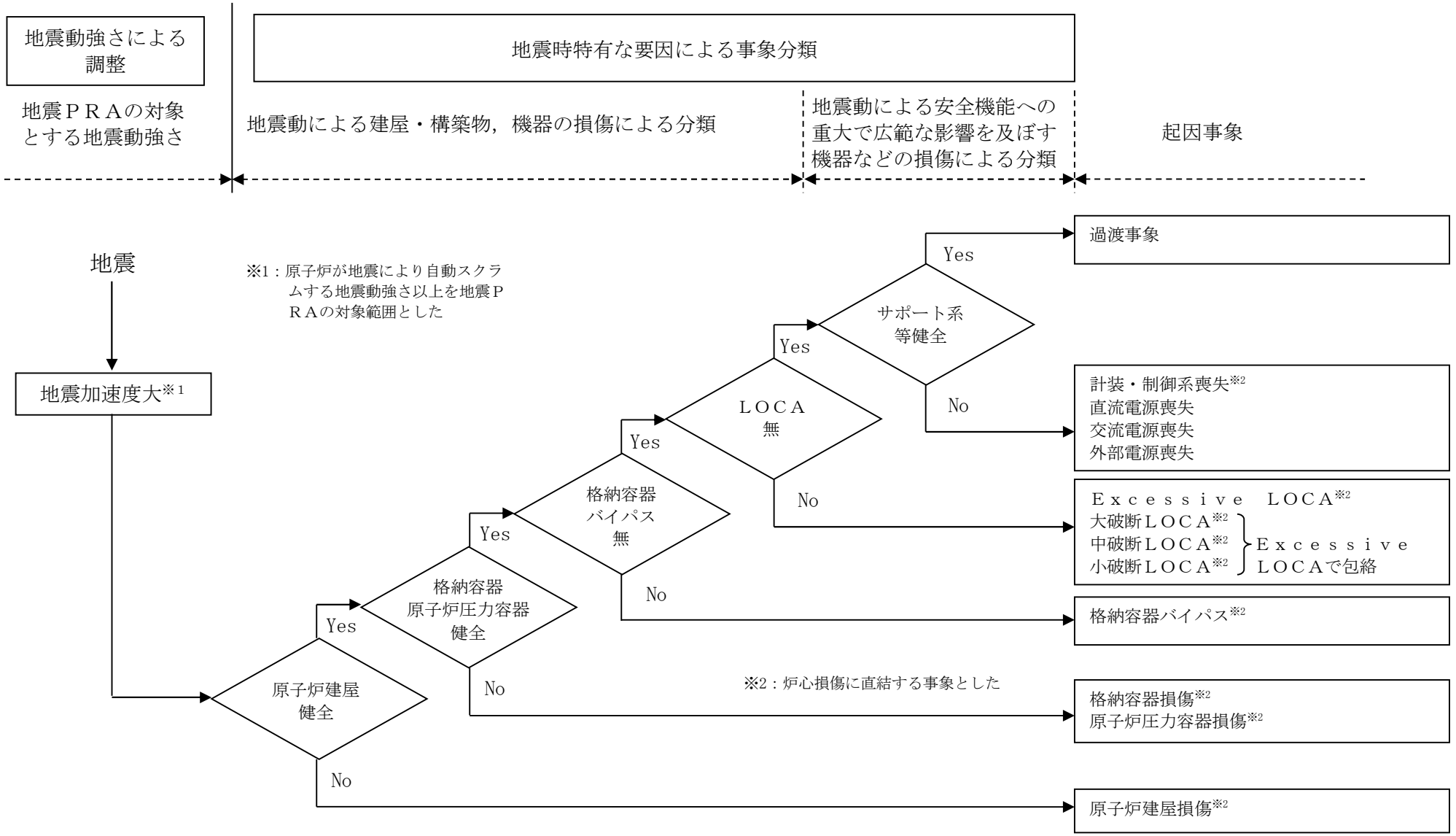
	Y	N	U	N／A
1. 周辺の耐震クラスが低い機器の倒壊により被害を受けない	■	□	□	□
2. 被害を与えうる周辺の機器の耐震は問題ない(対象設備への波及的機器があるか)	■	□	□	□
3. 無筋のブロック壁が近傍にない	■	□	□	□

Y：問題なし，N：問題あり，U：調査不可，N／A：対象外

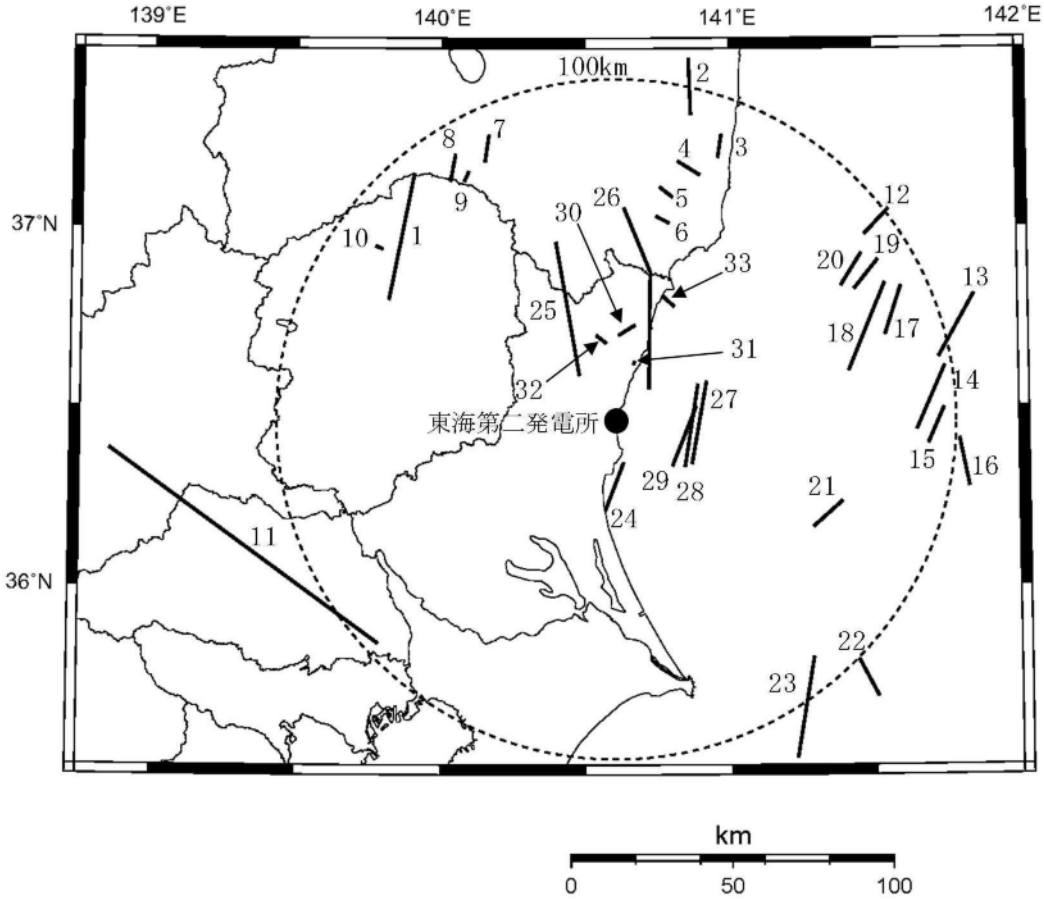
第3.2.1.1-2図　プラントウォークダウン結果（1／2）



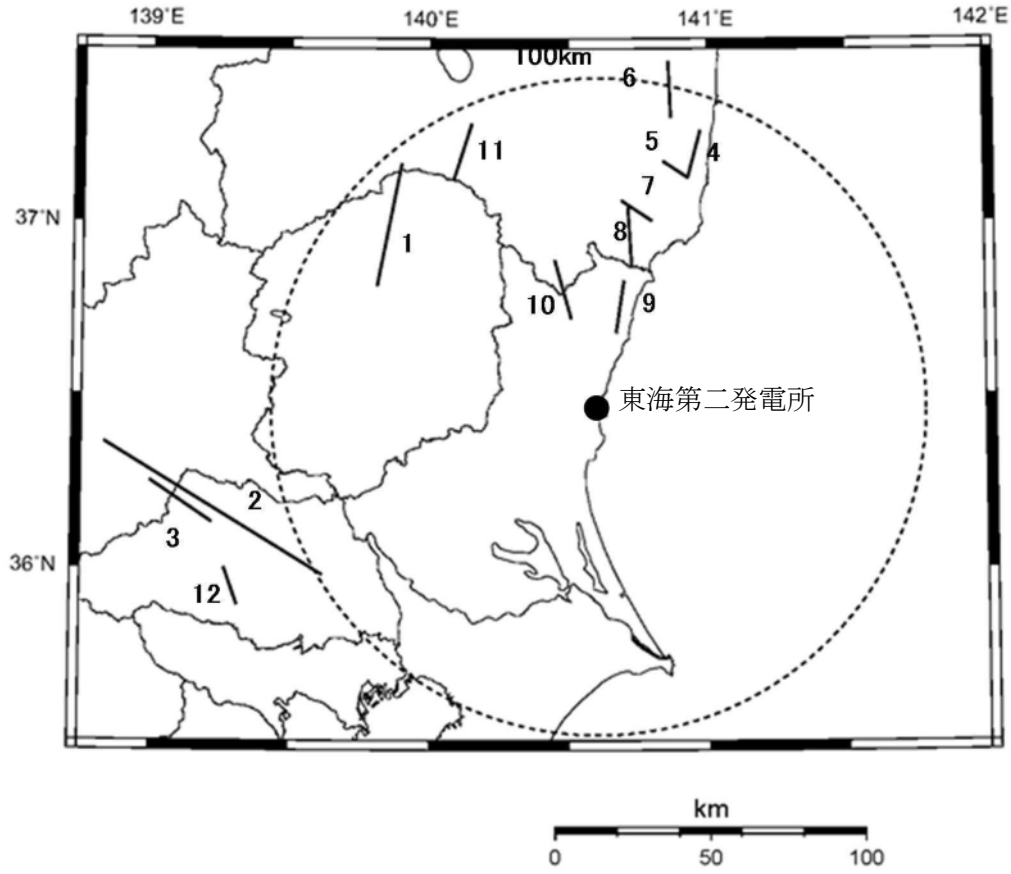
第 3.2.1.1-2 図　プラントウォークダウン結果（2／2）



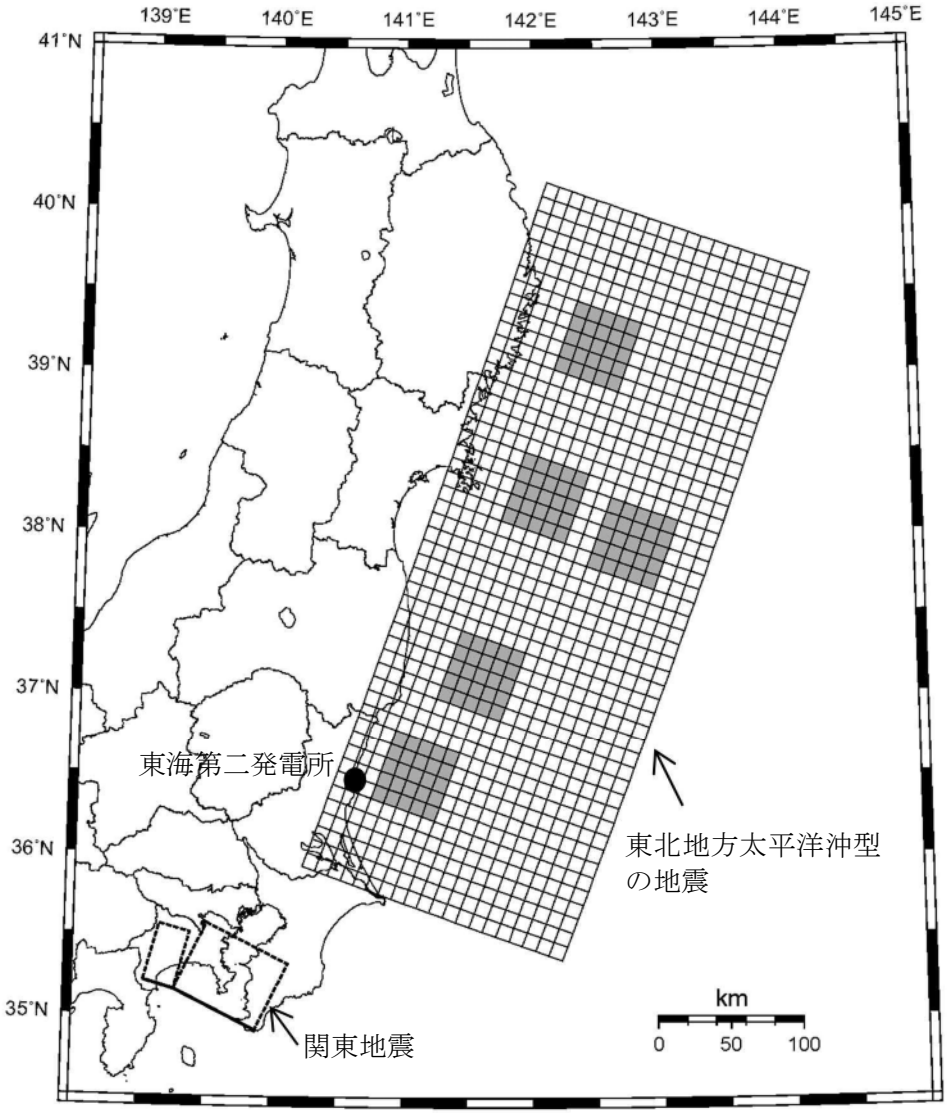
第 3.2.1.1-3 図　起因事象の抽出フロー



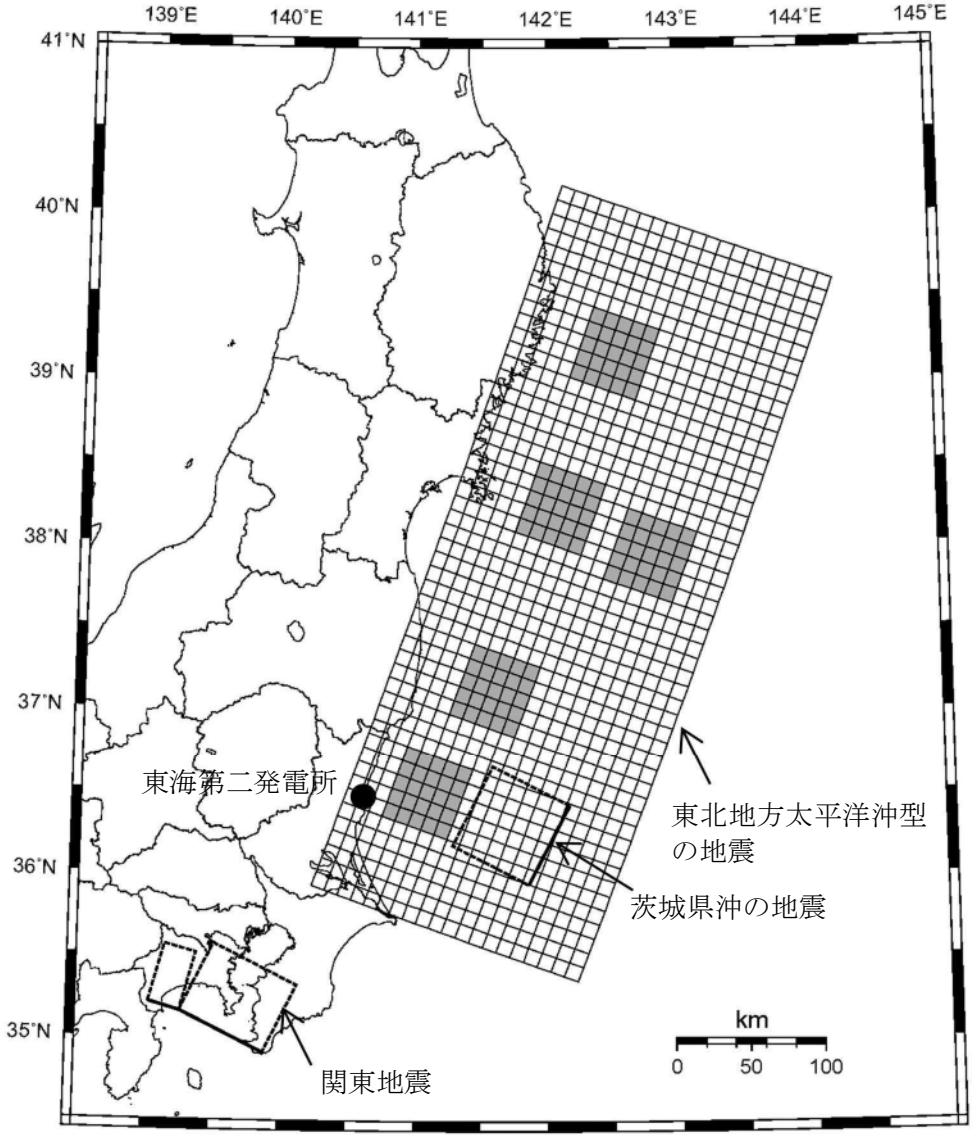
第 3.2.1.2-1 図　活断層の分布（調査モデル）



第 3.2.1.2-2 図　活断層の分布（推本参考モデル）



第 3.2.1.2-3 図　海溝型地震で考慮している特定震源モデル（調査モデル）



第 3.2.1.2-4 図　海溝型地震で考慮している特定震源モデル（推本参考モデル）

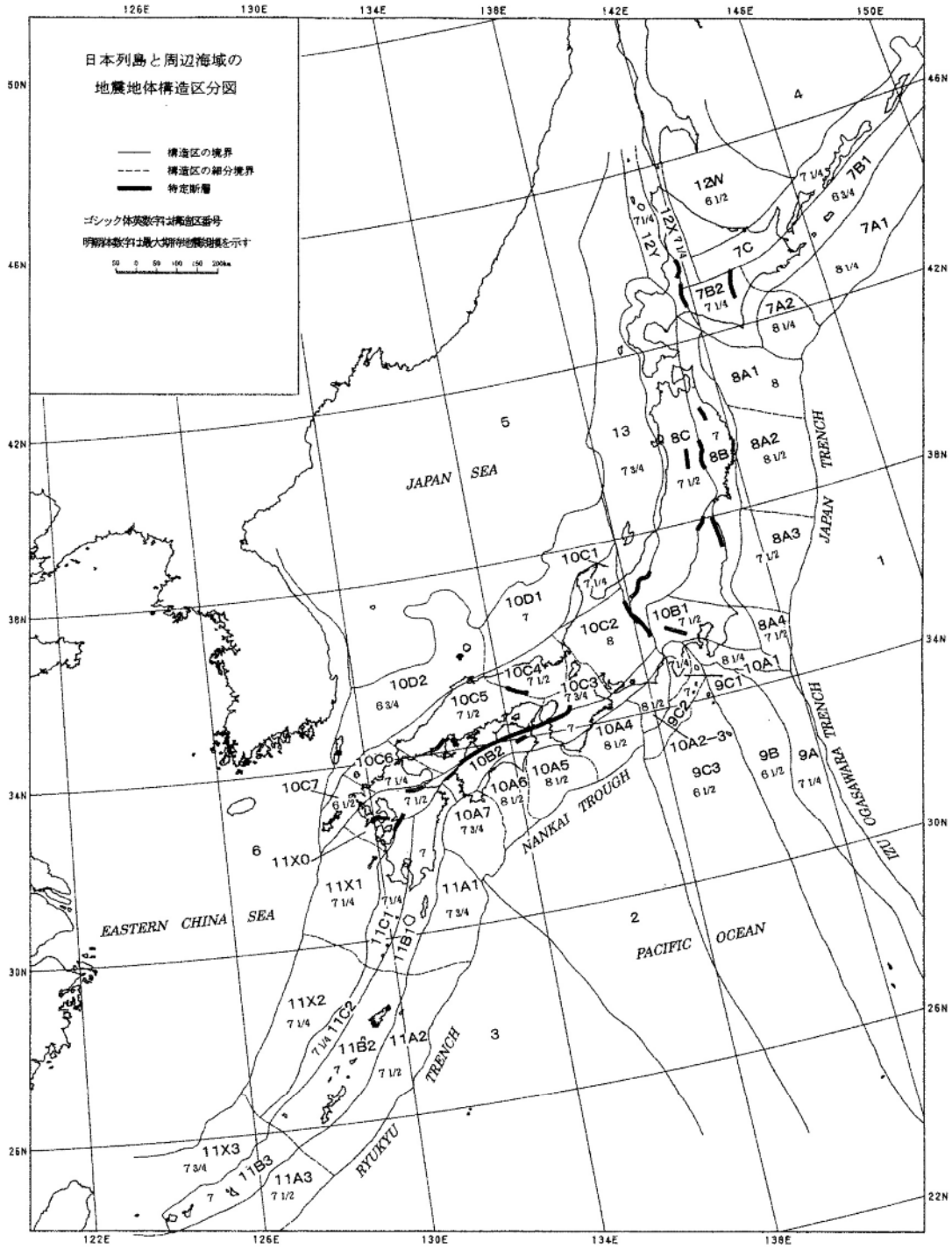
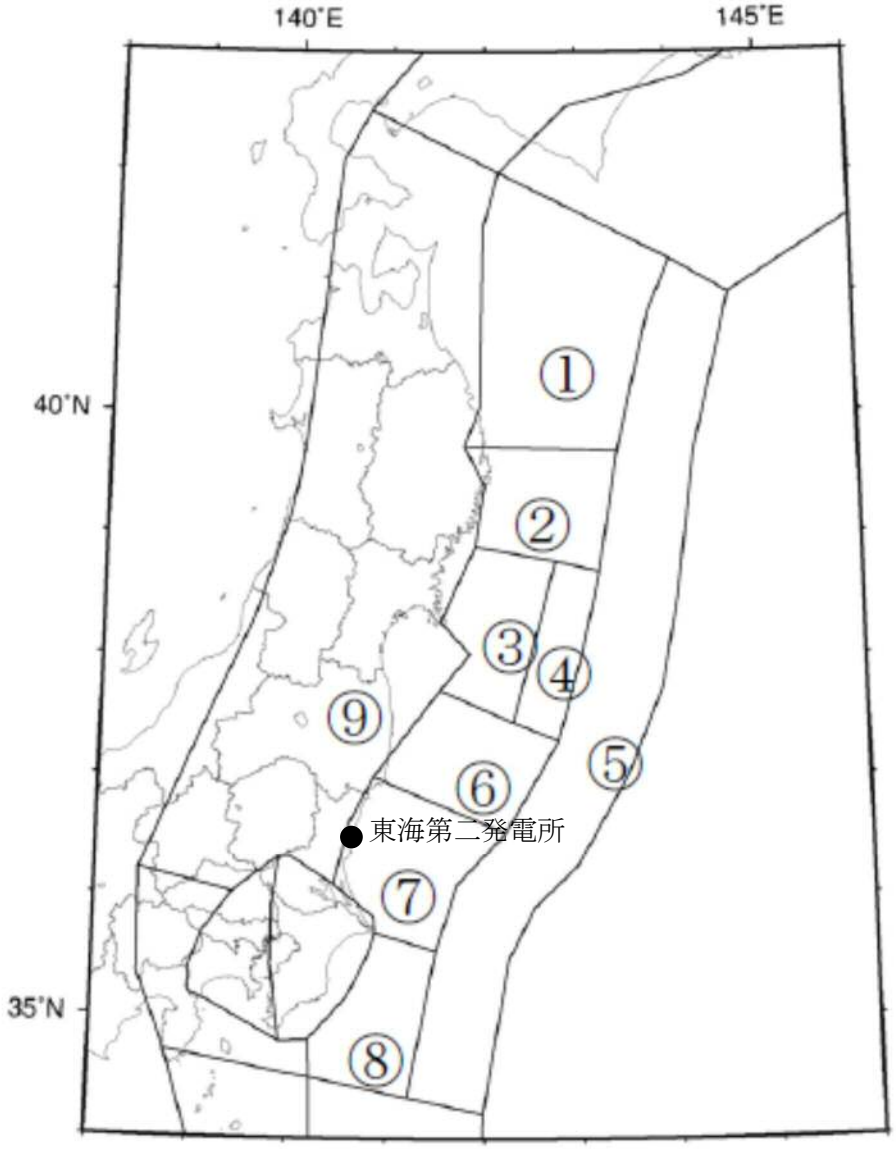


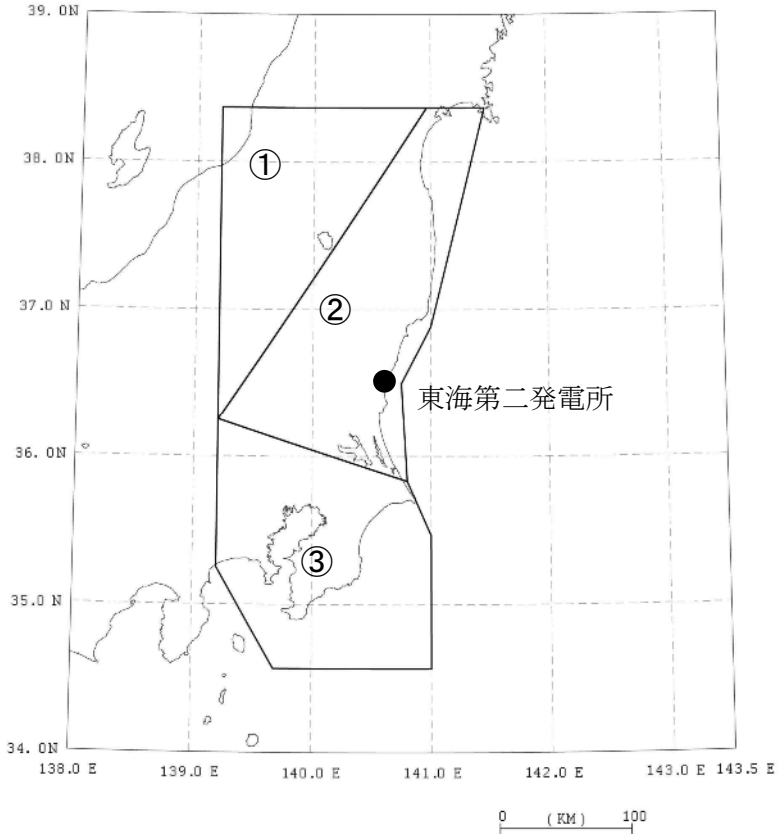
Fig. 1. Seismotectonic province map in and around the Japanese islands. Boldfaced sign is the symbol of province. Roman-type numeral represents the expected maximum earthquake magnitude (M_{max}) assigned to each province. Solid line: boundary between provinces. Broken line: boundary between subprovinces. Bar: the designated fault.

第 3.2.1.2-5 図　垣見ほか（2003）による領域区分



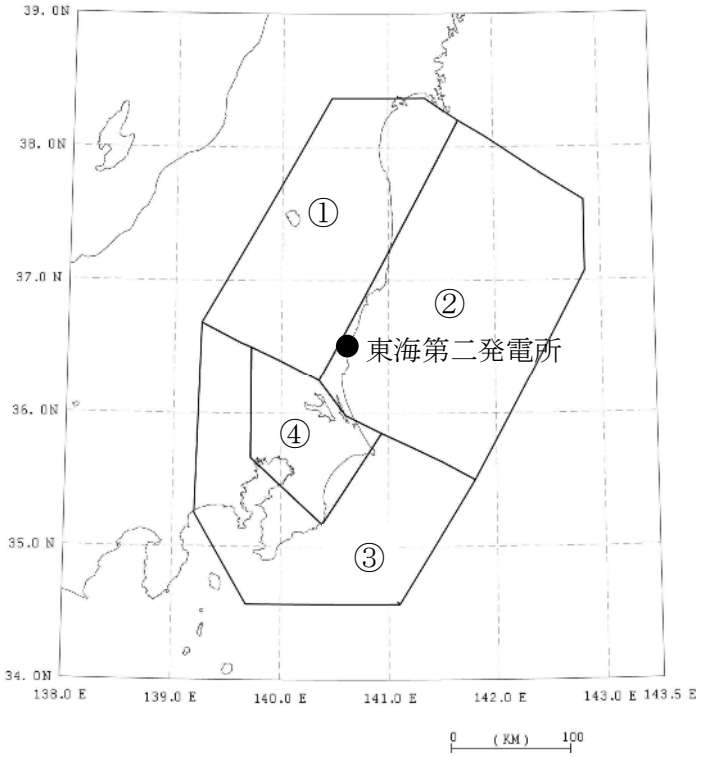
地震調査研究推進本部(2012)「震源断層を予め特定しにくい地震」
の領域区分に基づき作成。番号は領域番号を示す。

第 3.2.1.2-6 図　地震調査研究推進本部(2012)による領域区分



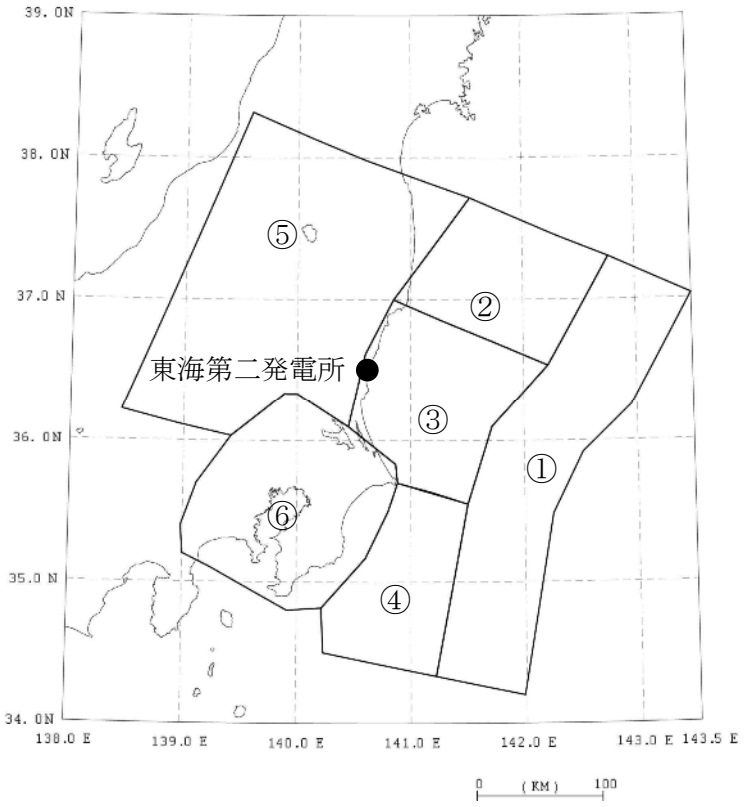
①垣見ほか(2003)の 8C に対応する領域
②垣見ほか(2003)の 8B に対応する領域
③垣見ほか(2003)の 10A1 と 10B1 の領域を合わせた領域

第 3.2.1.2-7 図　領域区分（内陸地殻内地震（調査モデル，推本参考モデル共通））



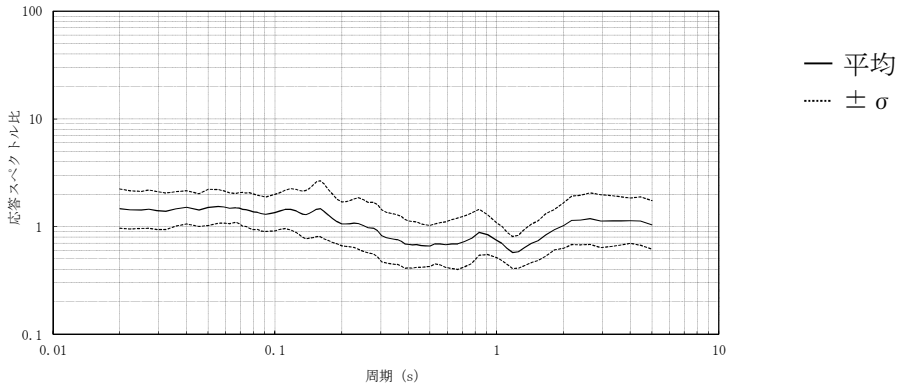
①太平洋プレートの上面深度が 60km よりも深い領域
②垣見ほか(2003)の 8A3 に対応し，太平洋プレートの上面深度が 60km よりも浅い領域
　（東側の境界以東では，地震数が減少するため境界線を設定）
③主にフィリピン海プレートに関する地震活動が見られる領域
④茨城県南西部から千葉県北部にかけて中小地震の活動が活発な領域
　（太平洋プレートとフィリピン海プレートの地震が混在している領域）

第 3.2.1.2-8 図　領域区分（海溝型地震（調査モデル））



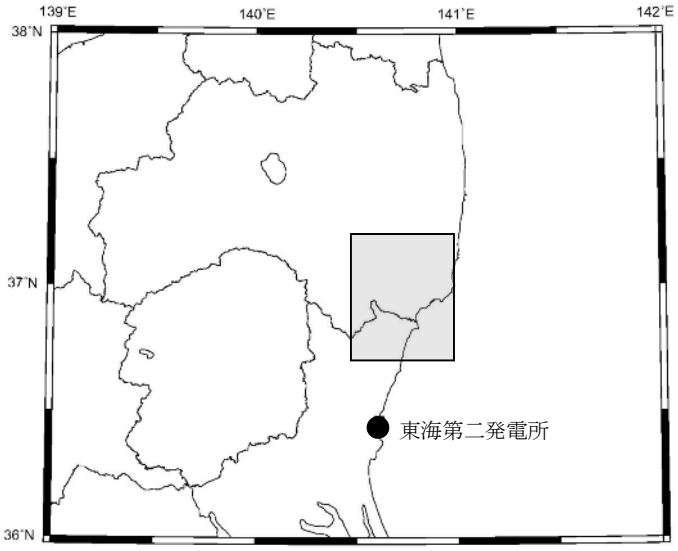
①地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「三陸沖北部から房総沖の海溝寄り」の領域
②地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「福島県沖のプレート間地震」の領域
③地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「茨城県沖のプレート間地震」の領域
④地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「房総沖」の領域
⑤地震調査研究推進本部の確率論的地震動予測地図における太平洋プレートの上面が 60km よりも深い領域
⑥地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「その他の南関東で発生するM7 程度の地震」の領域

第 3.2.1.2-9 図　領域区分（海溝型地震（推本参考モデル））



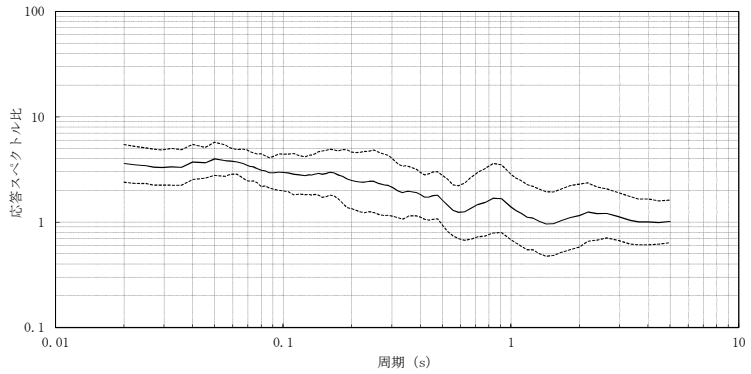
補正係数は観測記録の平均値を用いる。また，その時に用いる距離減衰式のばらつきは，観測記録から算定する。

観測記録の応答スペクトル比



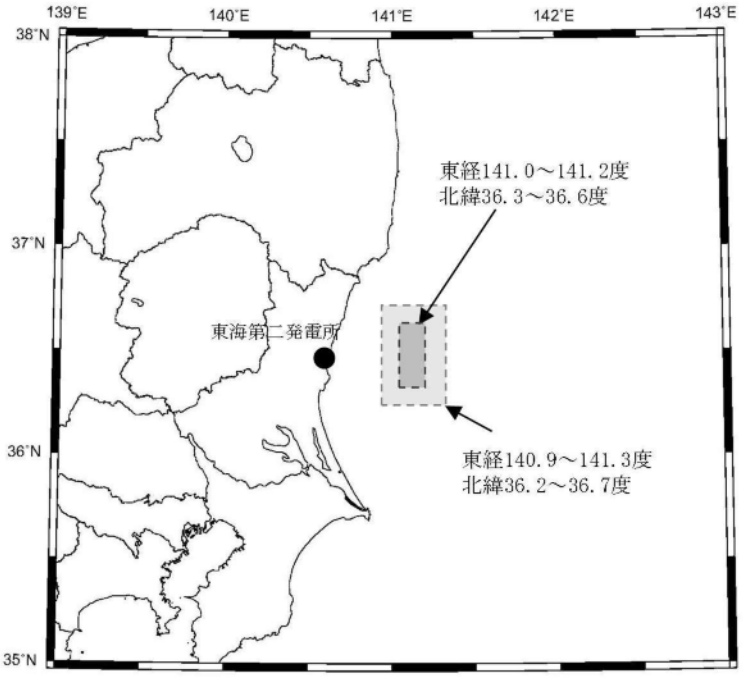
補正係数を考慮する領域（網掛け部）

第 3.2.1.2-10 図　地震観測記録による補正係数
（内陸地殻内地震のうち福島県と茨城県の県境付近で発生する地震）



補正係数は観測記録の平均値を用いる。また，その時に用いる距離減衰式のばらつきは，観測記録から算定する。

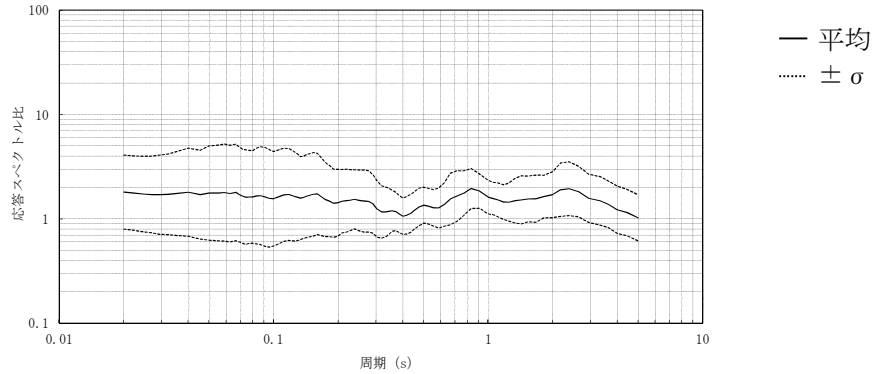
観測記録の応答スペクトル比



補正係数を適用する領域（網掛け部）
（領域大，小の２つをロジックツリーで考慮。）

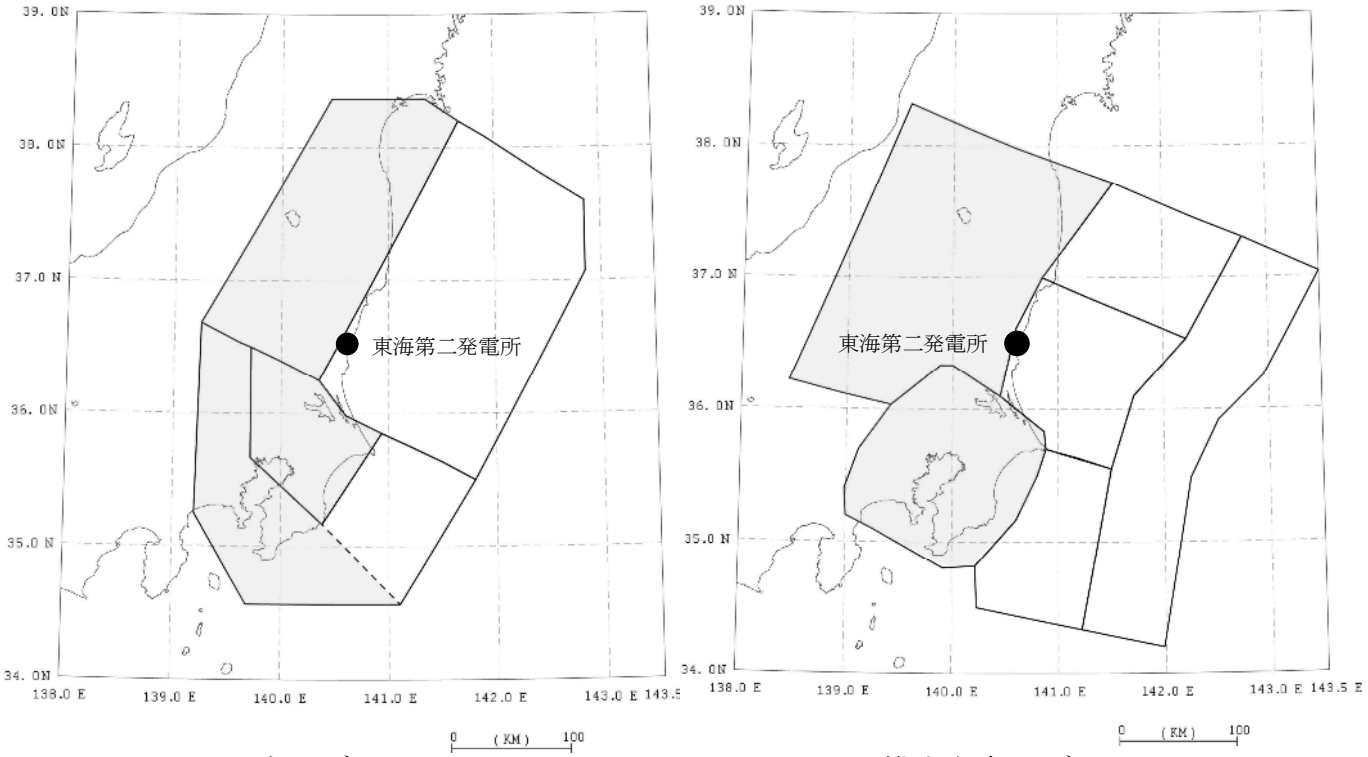
第 3.2.1.2-11 図　地震観測記録による補正係数

（海溝型地震のうち鹿島灘周辺で発生する地震）



補正係数は観測記録の平均値を用いる。また，その時に用いる距離減衰式のばらつきは，観測記録から算定する。

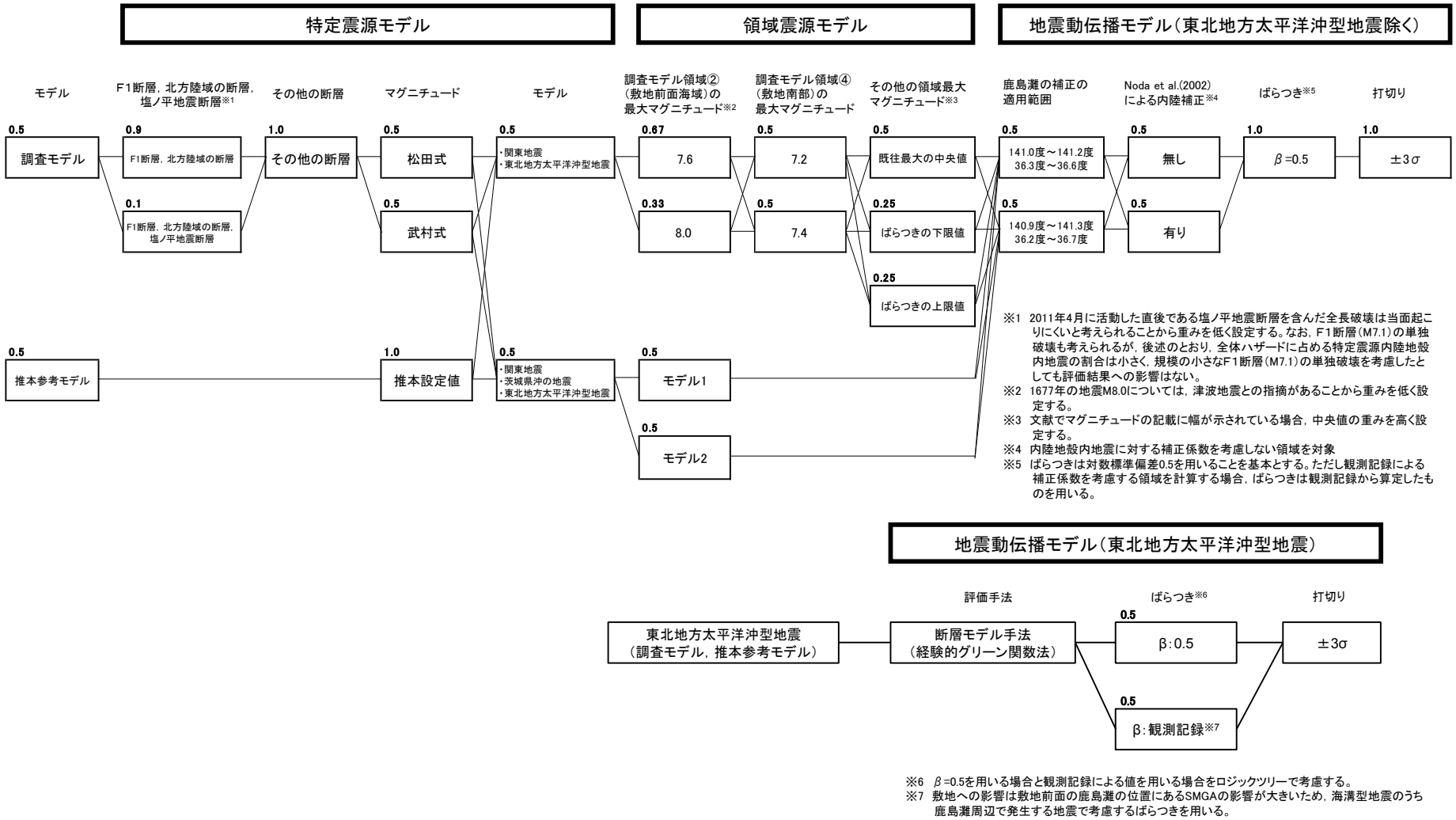
観測記録の応答スペクトル比



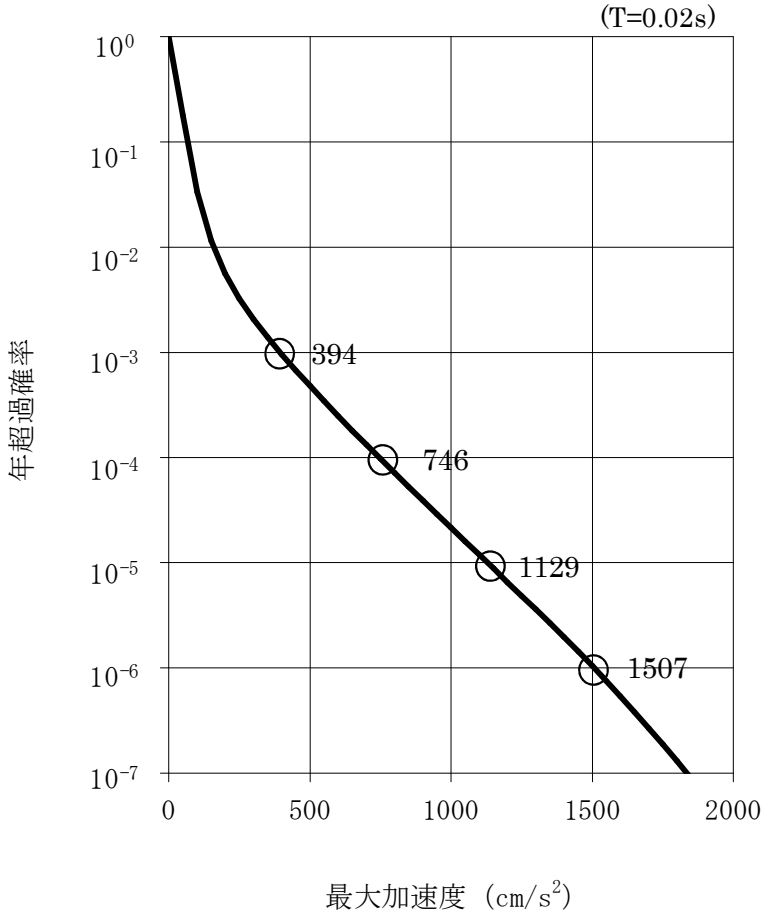
調査モデル　　推本参考モデル

補正係数を適用する領域（網掛け部）

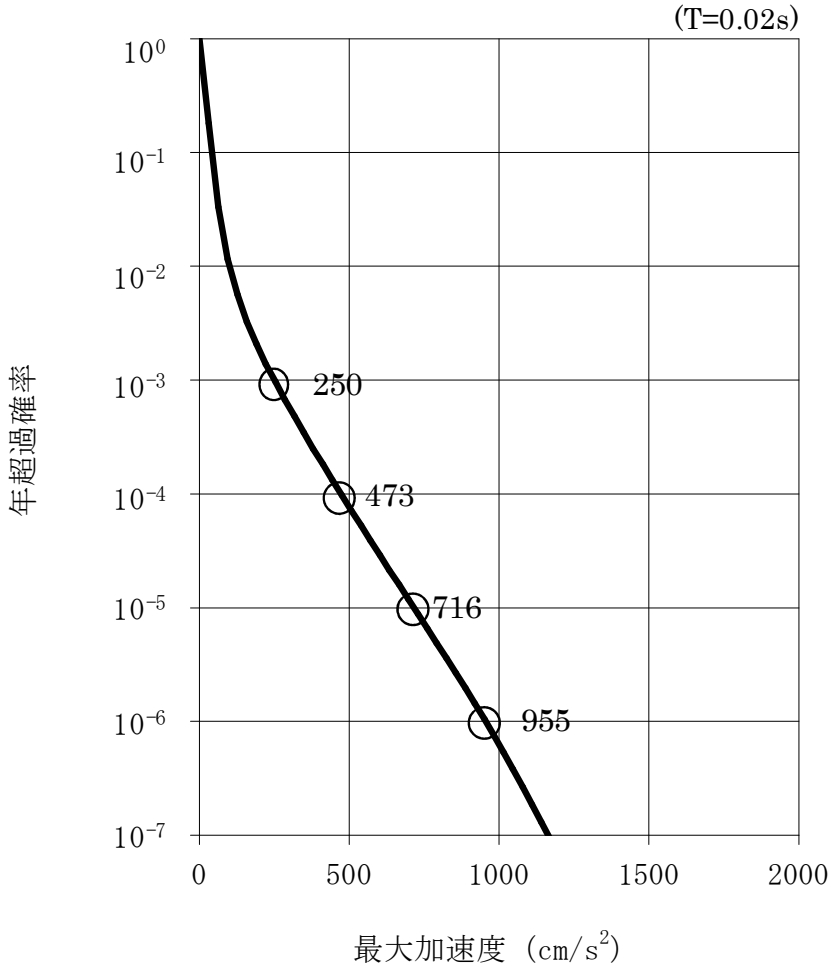
第 3.2.1.2-12 図　地震観測記録による補正係数
（海溝型地震のうち深い場所で発生する地震）



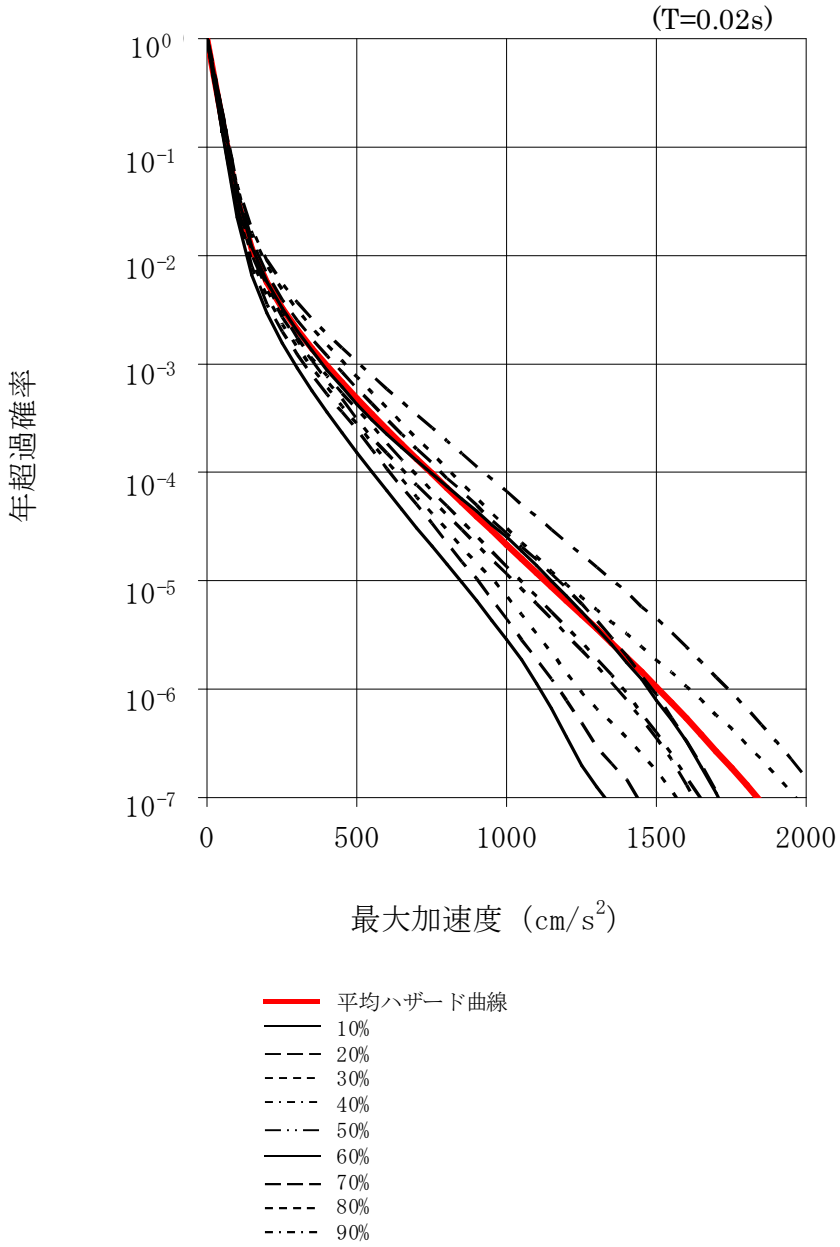
第3.2.1.2-13図　設定したロジックツリー



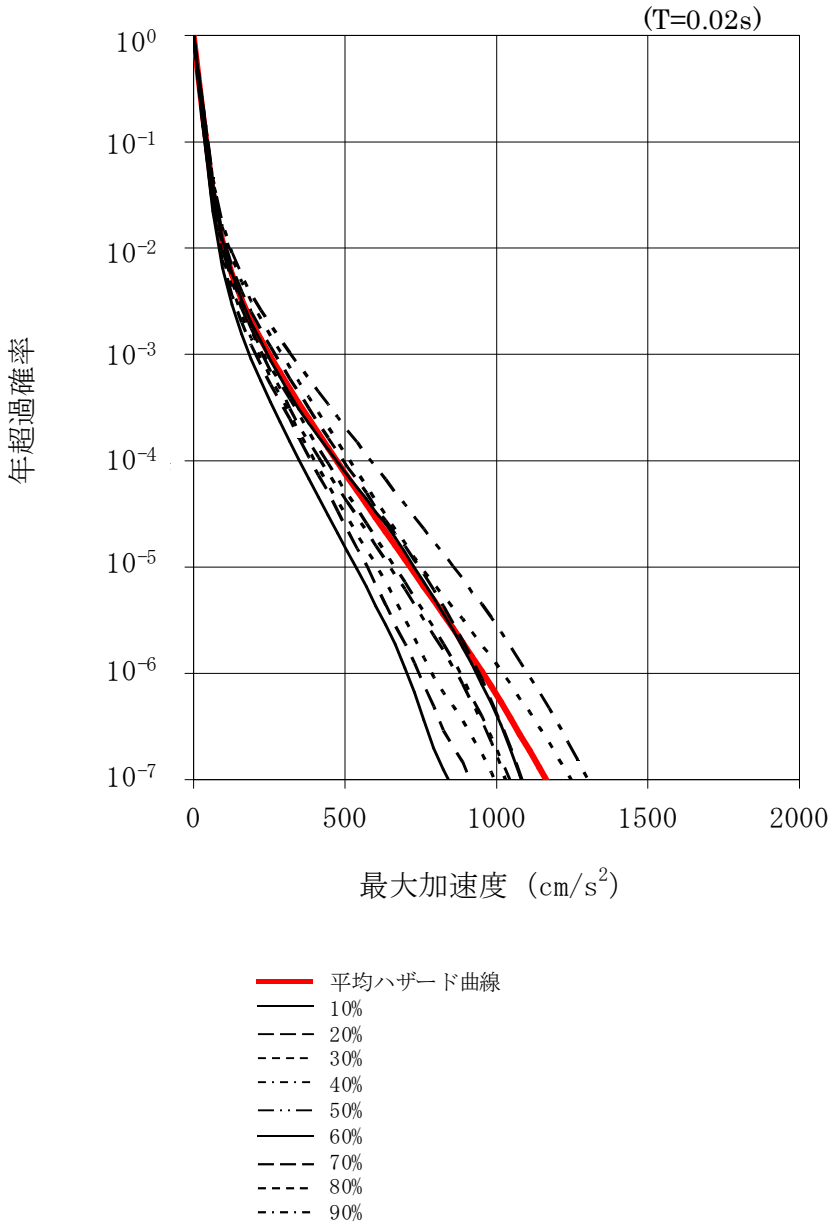
第 3.2.1.2-14 図（1／2）　平均地震ハザード曲線（水平方向）



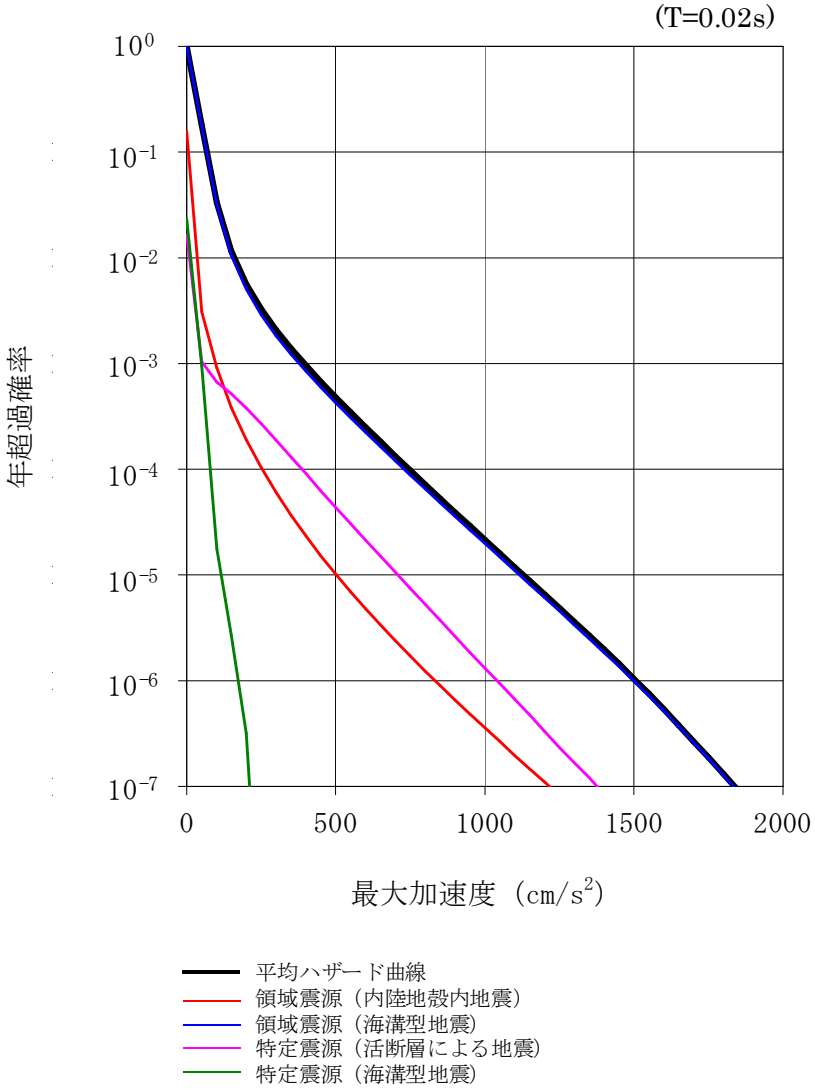
第 3.2.1.2-14 図（2／2）　平均地震ハザード曲線（鉛直方向）



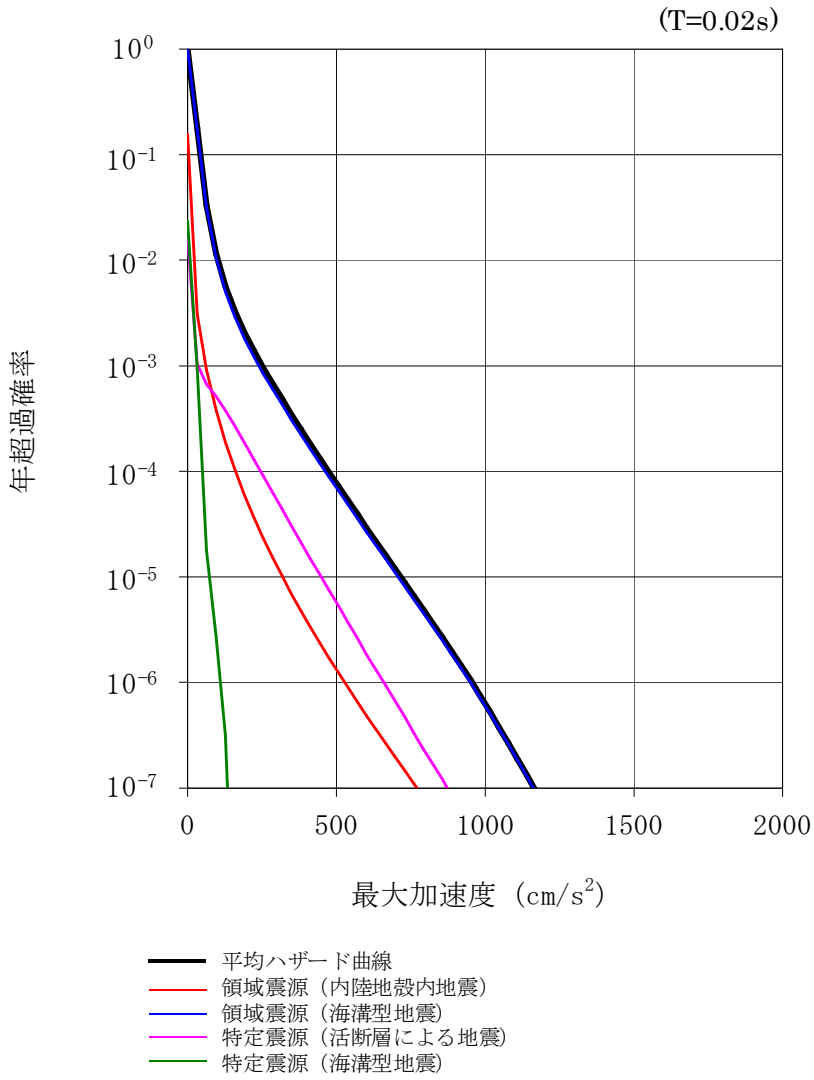
第 3.2.1.2-15 図（1／2）　フラクタイル地震ハザード曲線（水平方向）



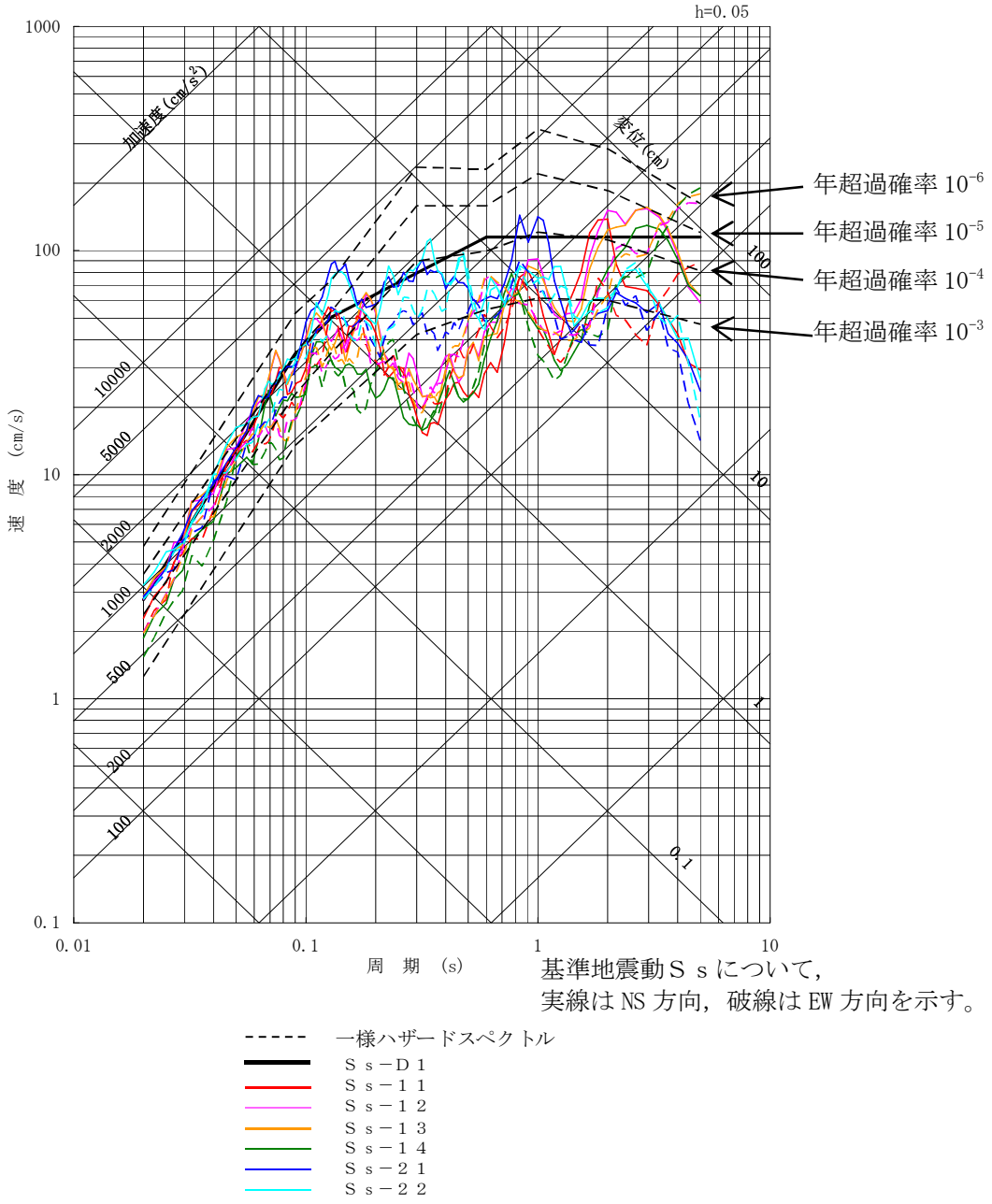
第 3.2.1.2-15 図（2／2）　フラクタイル地震ハザード曲線（鉛直方向）



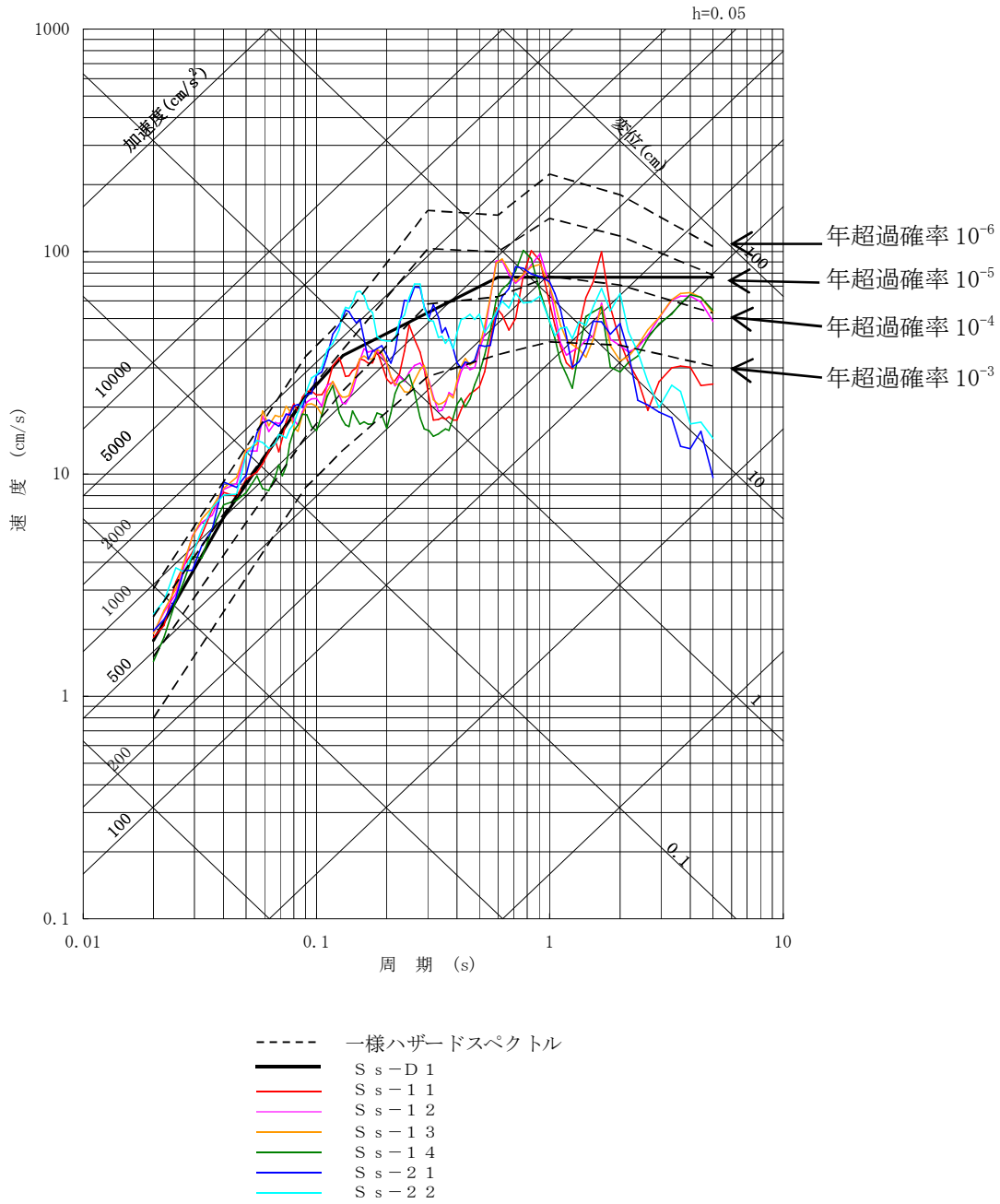
第 3.2.1.2-16 図（1／2）　震源別平均ハザード　（水平方向）



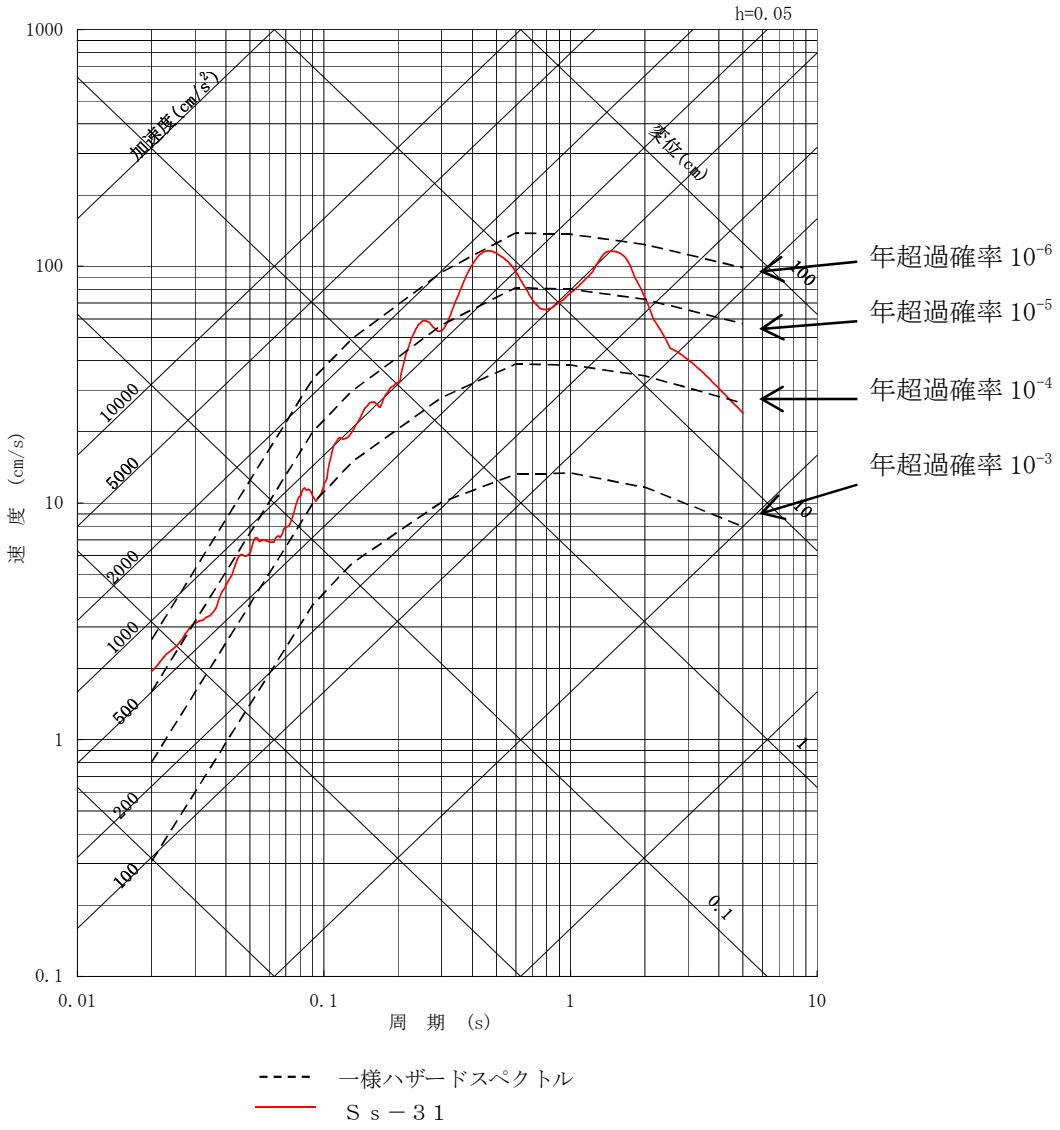
第 3.2.1.2-16 図（2／2）　震源別平均ハザード　（鉛直方向）



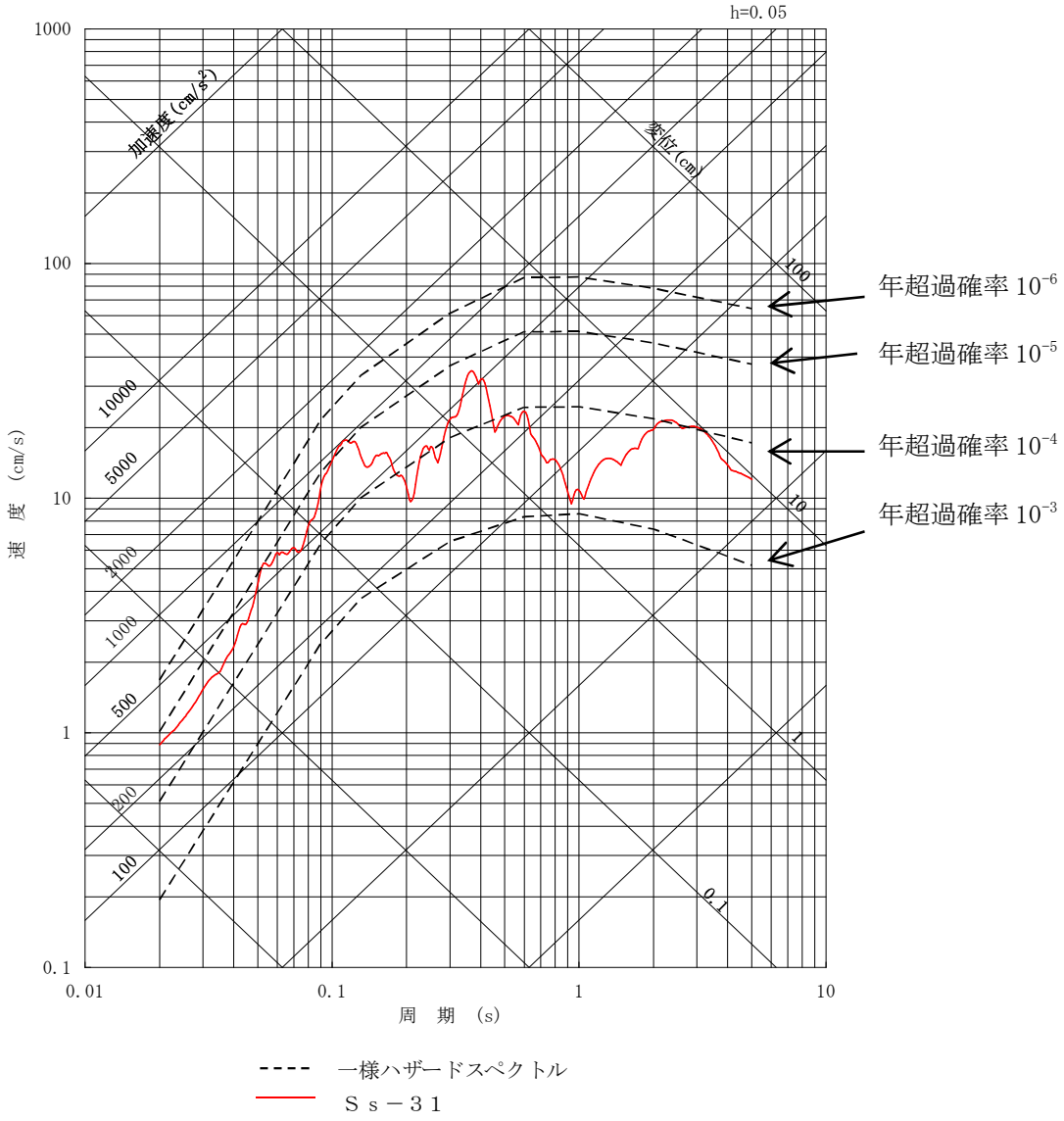
第 3.2.1.2-17 図（1／2）　一様ハザードスペクトルと基準地震動Ｓ$_S$の応答スペクトルの比較（水平方向）



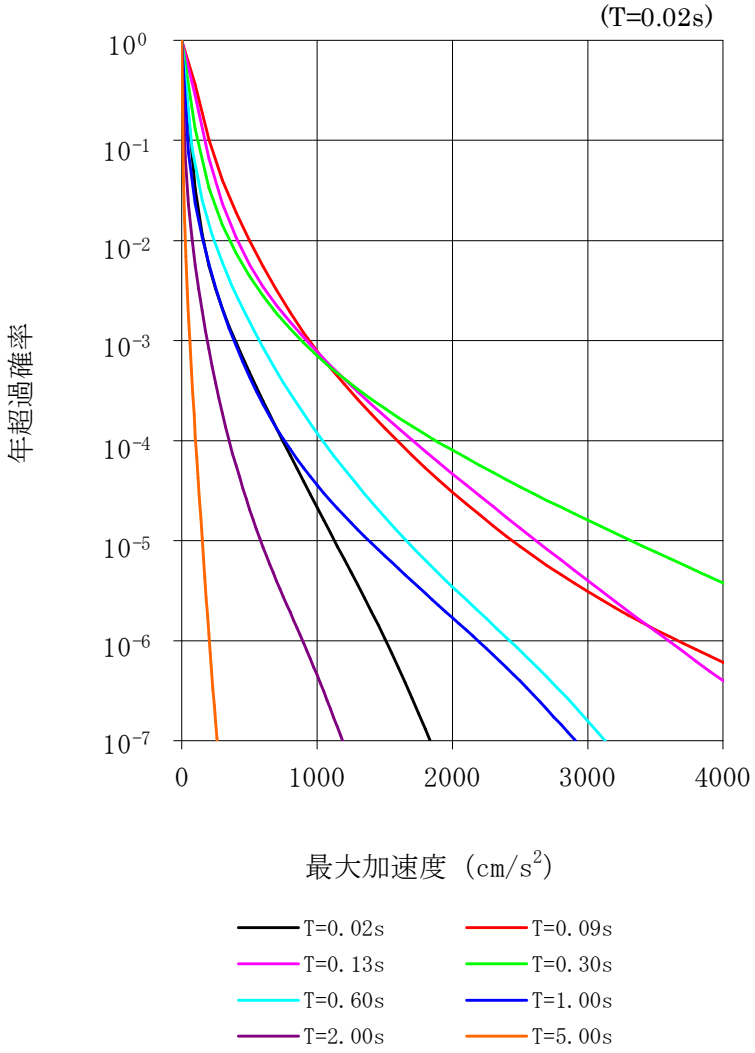
第 3.2.1.2-17 図（2／2）　一様ハザードスペクトルと基準地震動Ｓｓの応答スペクトルの比較（鉛直方向）



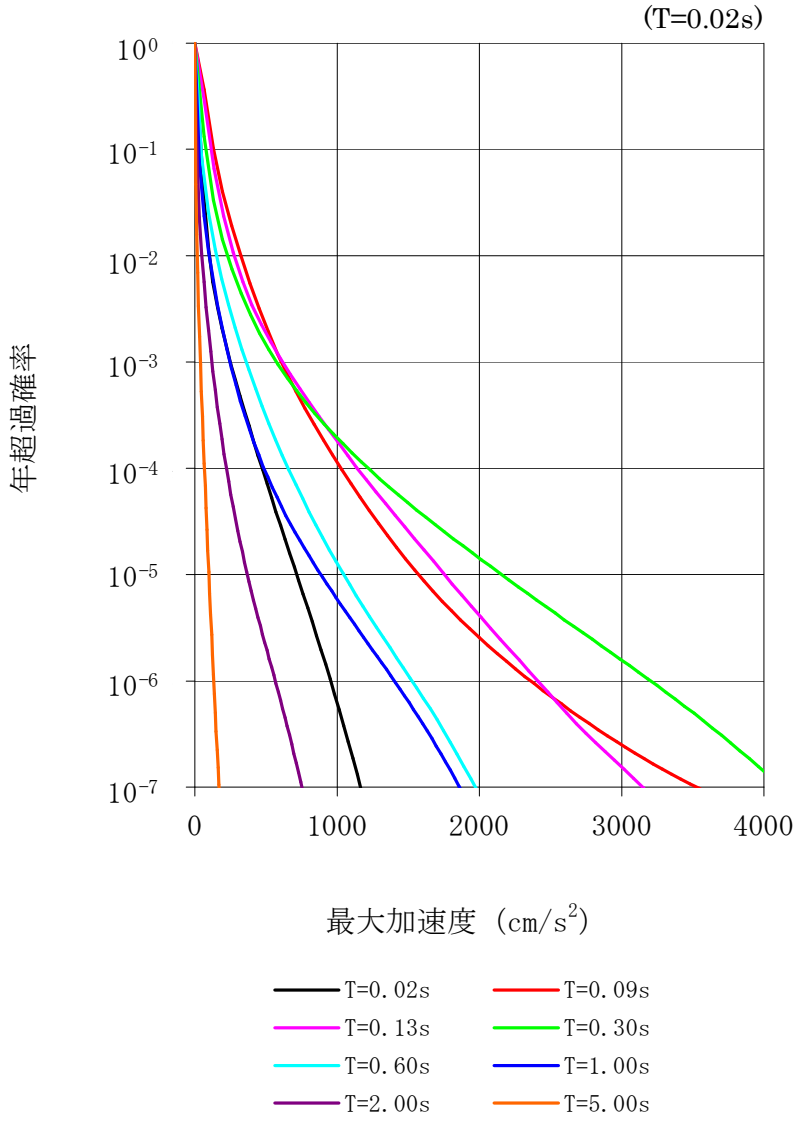
第 3.2.1.2-18 図（1／2）　内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと基準地震動Ｓ$_S$の応答スペクトルの比較（水平方向）



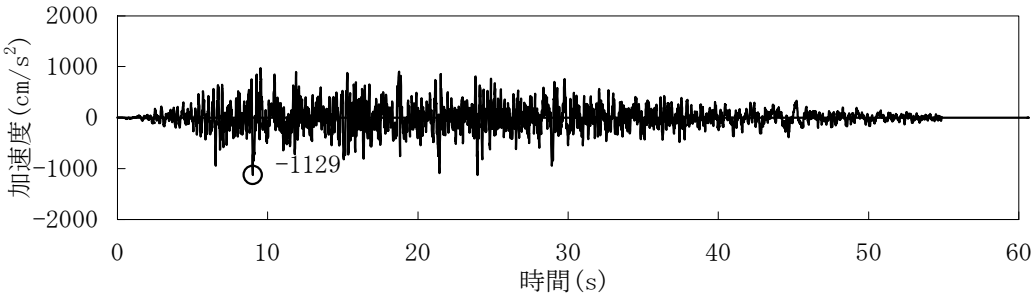
第 3.2.1.2-18 図（2／2）　内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと基準地震動Ｓ$_S$の応答スペクトルの比較（鉛直方向）



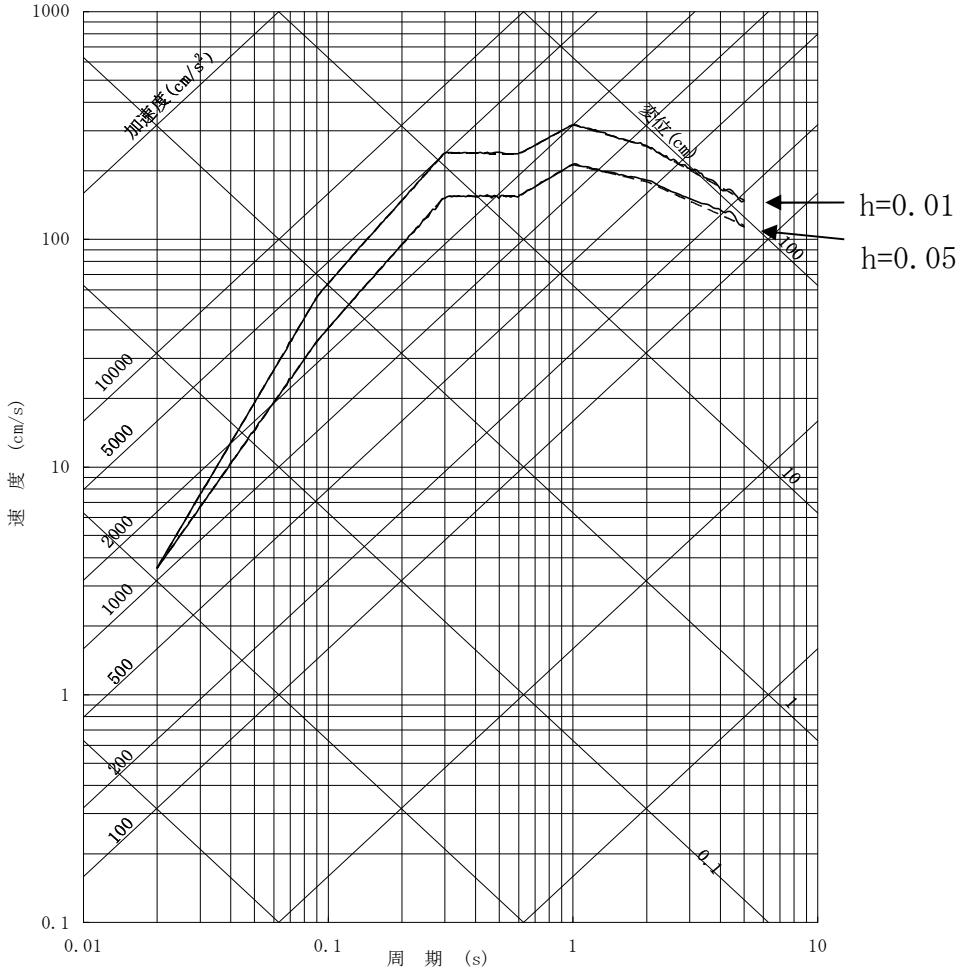
第 3.2.1.2-19 図（1／2）　周期ごとの平均ハザード曲線　（水平方向）



第 3.2.1.2-19 図（2／2）　周期ごとの平均ハザード曲線　（鉛直方向）

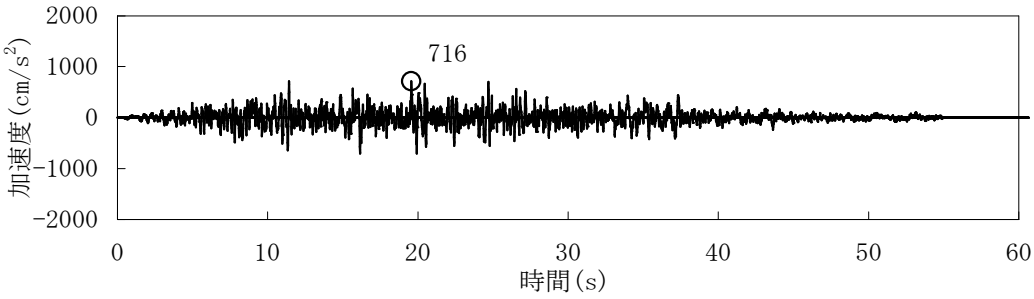


加速度時刻歴波形

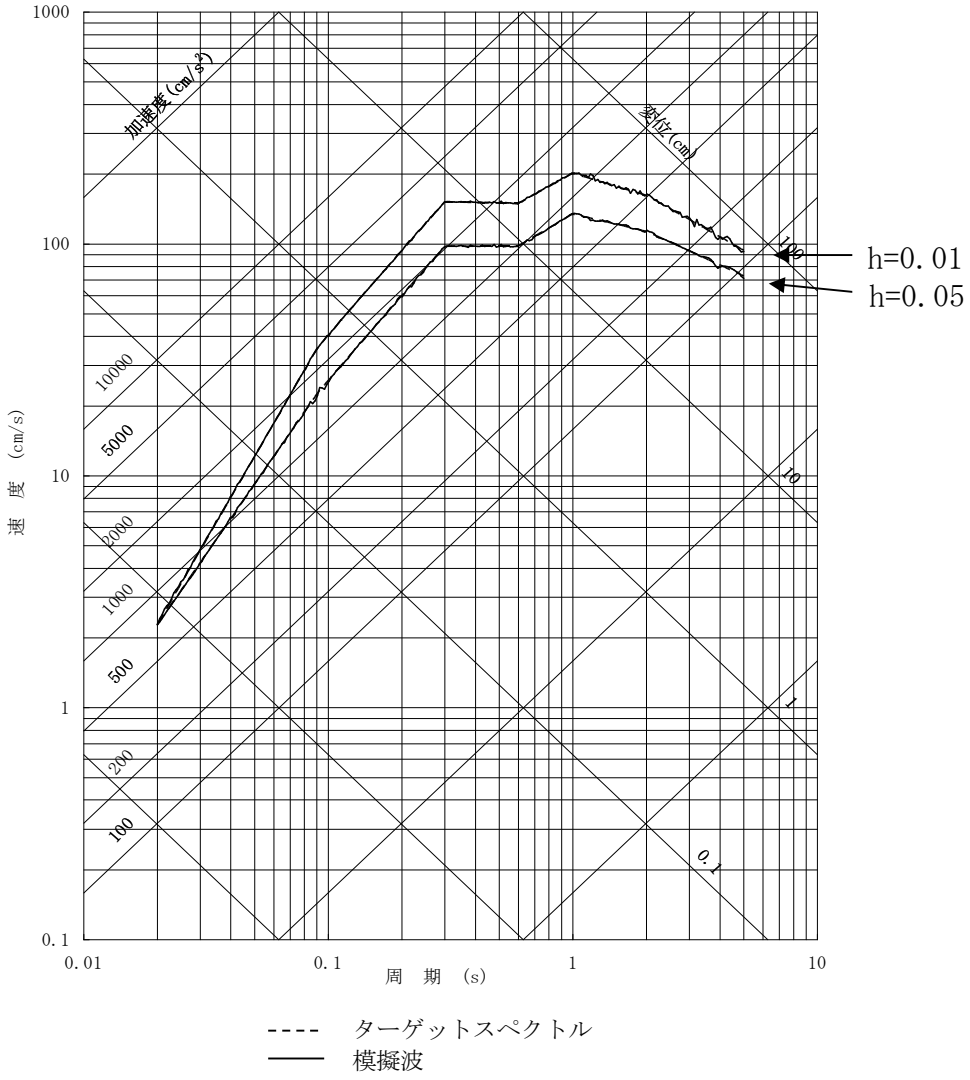


応答スペクトル

第 3.2.1.2-20 図（1／2）　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（水平方向）

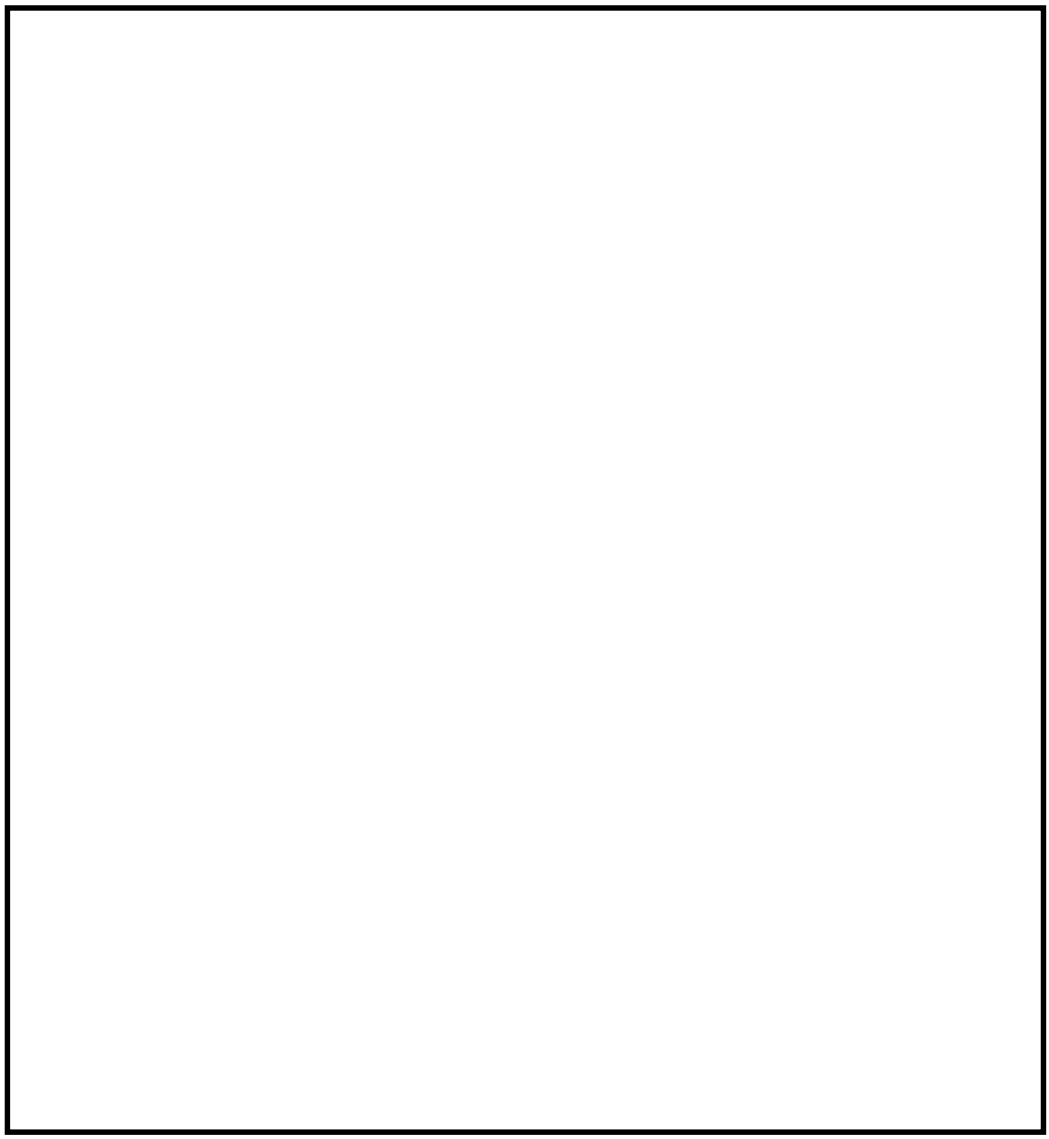


加速度時刻歴波形

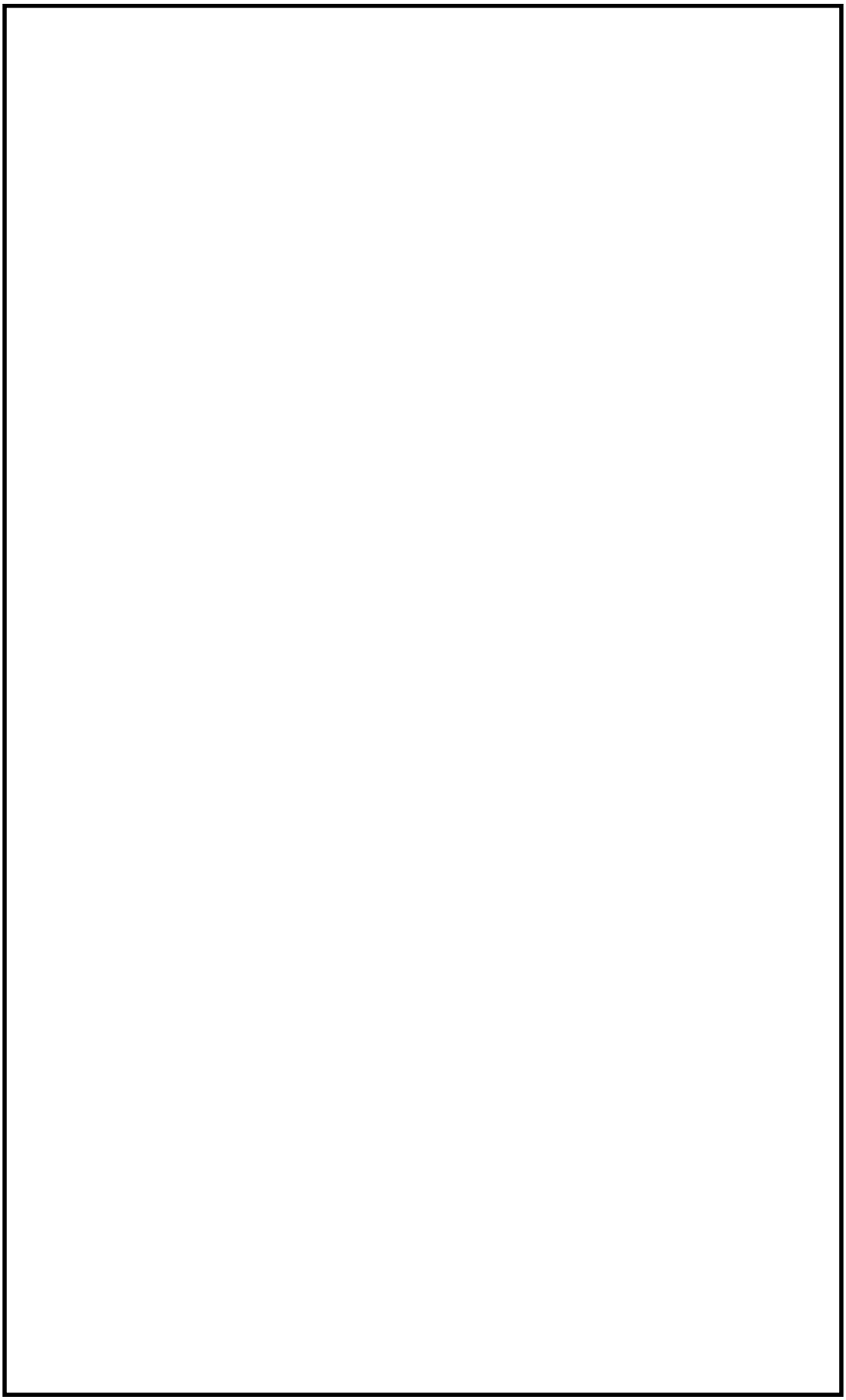


応答スペクトル

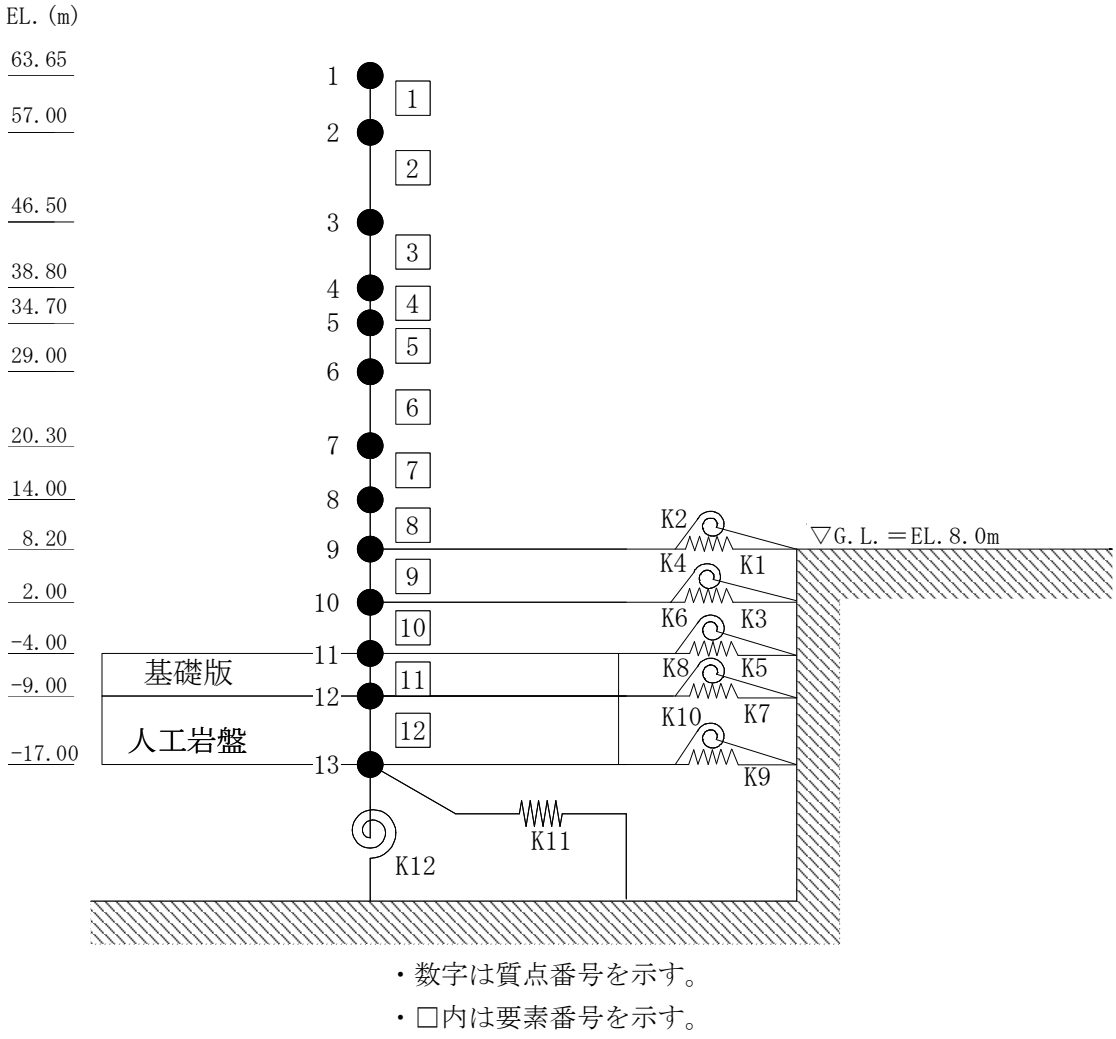
第 3.2.1.2-20 図（2／2）　年超過確率 10^{-5} の一様ハザードスペクトルに適合する模擬波（鉛直方向）



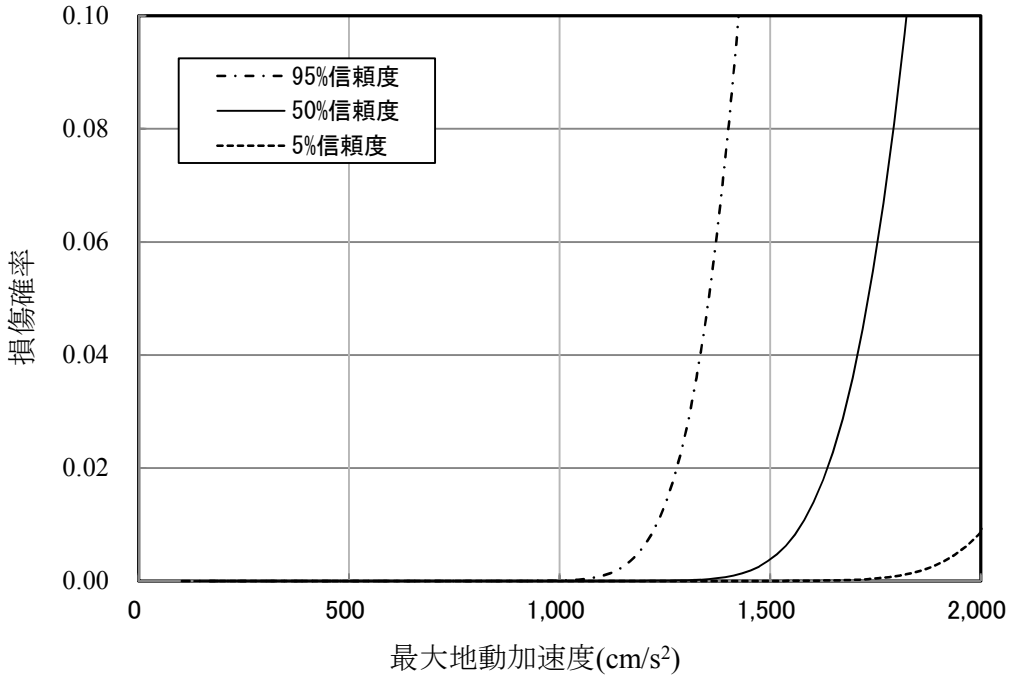
第 3.2.1.3-1-1 図　原子炉建屋の概略平面図（EL.-4.0m）



第 3.2.1.3-1-2 図　原子炉建屋の概略断面図

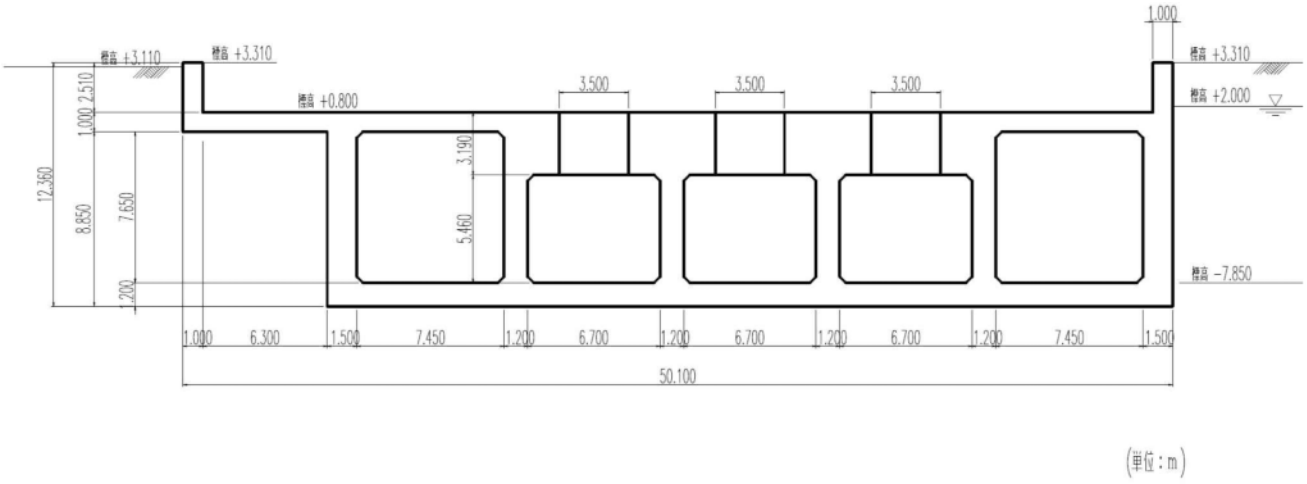


第 3.2.1.3-1-3 図　解析モデル（水平）

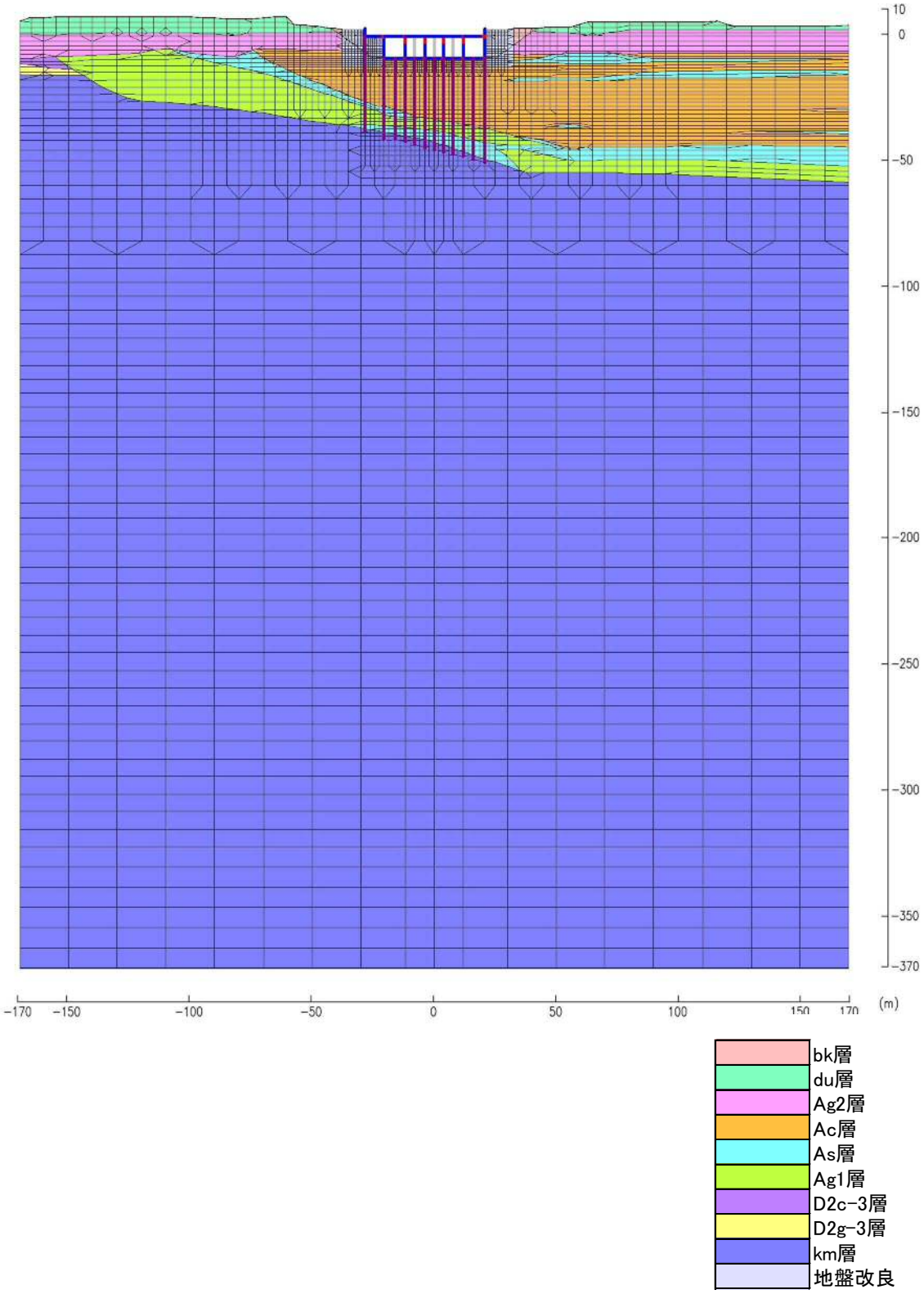


第 3.2.1.3-1-4 図　原子炉建屋のフラジリティ曲線

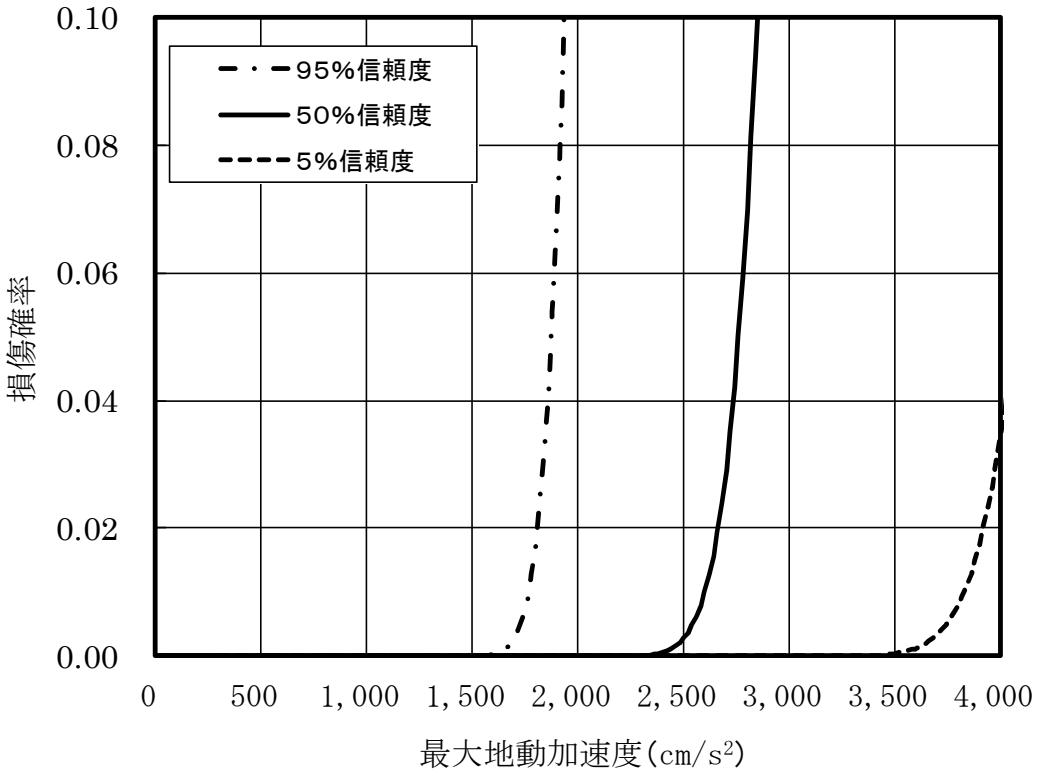
第 3.2.1.3-2-1 図　海水ポンプ室平面図



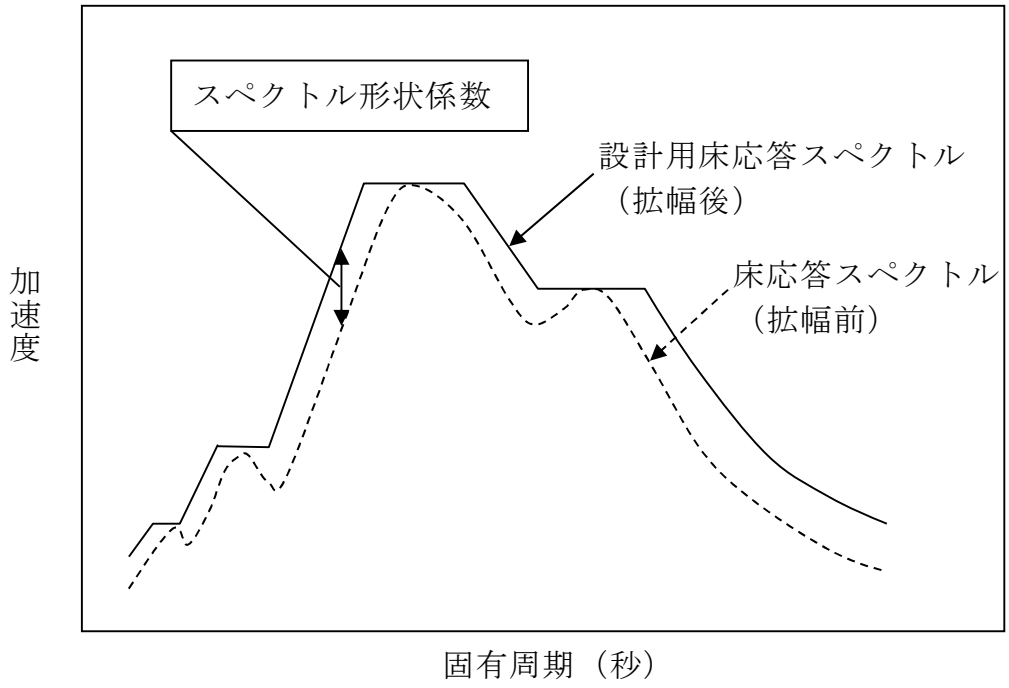
第 3.2.1.3-2-2 図　海水ポンプ室断面図（Ａ－Ａ’断面）



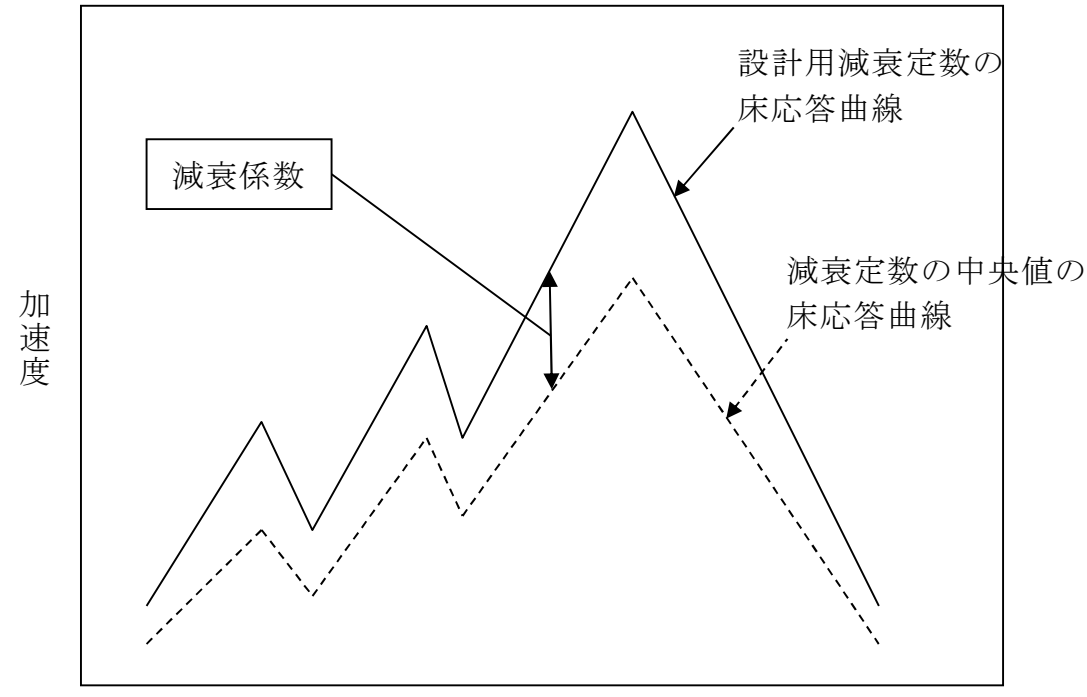
第 3.2.1.3-2-3 図　解析モデル



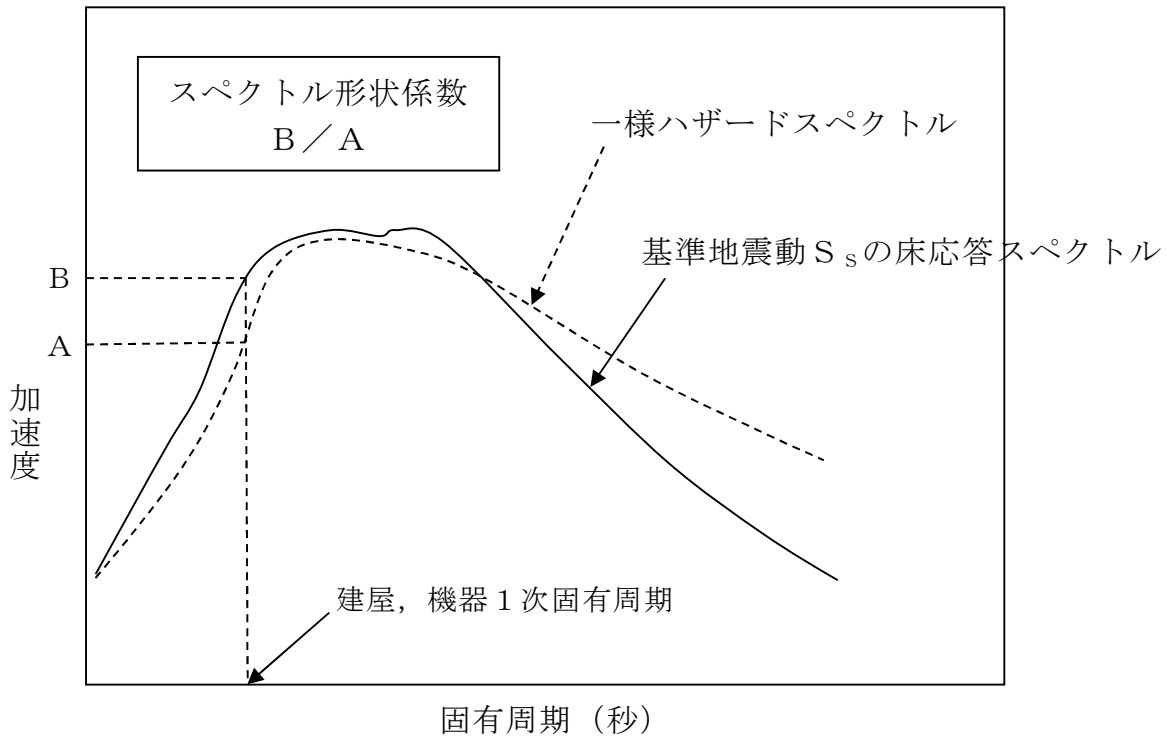
第 3.2.1.3-2-4 図　海水ポンプ室のフラジリティ曲線



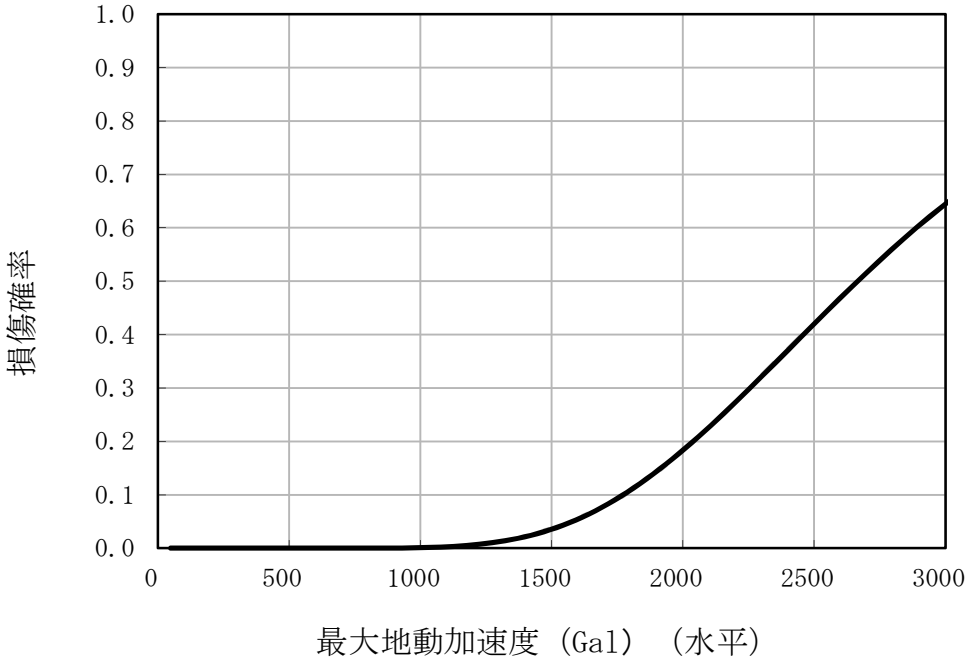
第 3.2.1.3-3-1 図　スペクトル形状係数の概念図



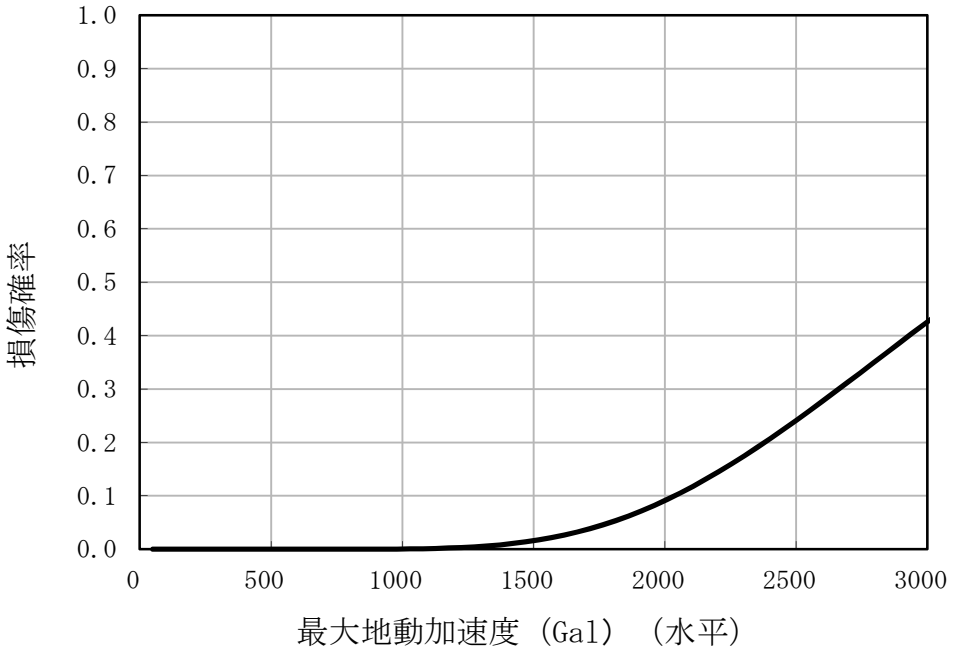
第 3.2.1.3-3-2 図　減衰係数の概念図



第 3.2.1.3-3-3 図　解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数の概念図

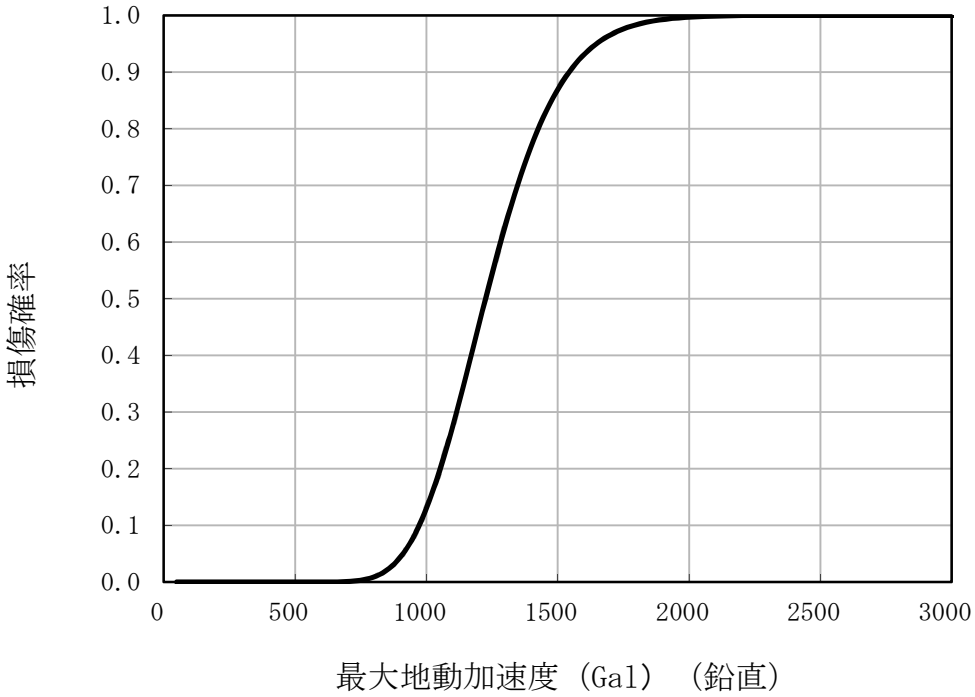


第 3.2.1.3-3-4 図　原子炉圧力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット）平均フラジリティ曲線

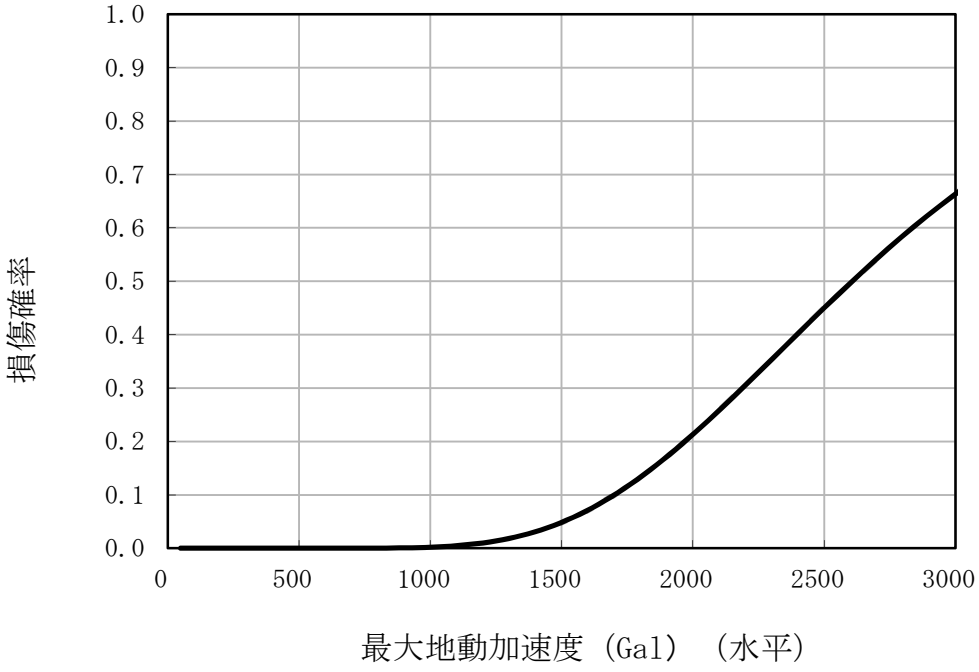


第 3.2.1.3-3-5 図　残留熱除去系熱交換器（アンカボルト）

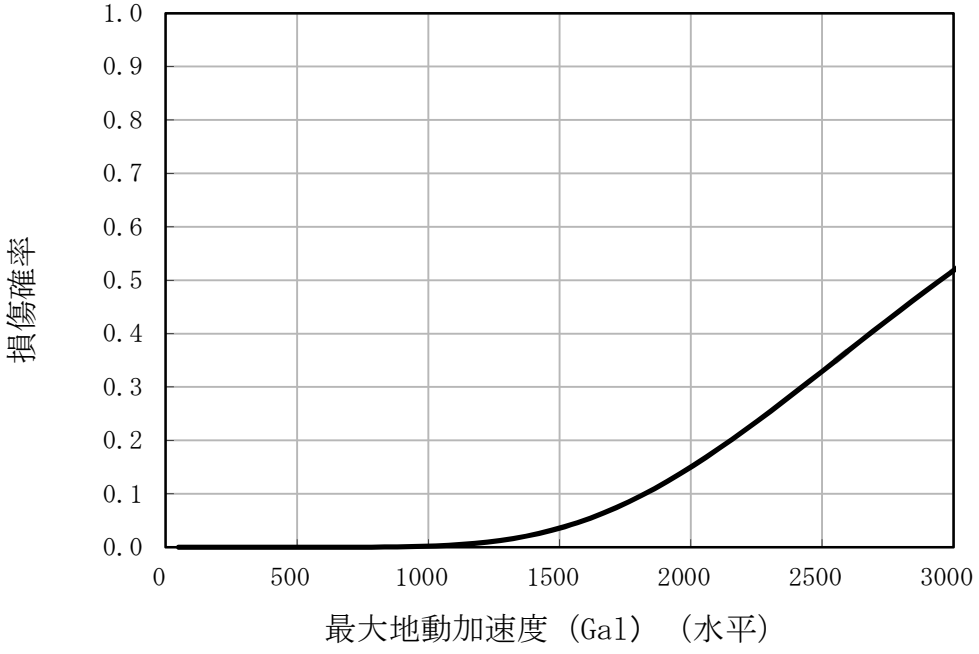
平均フラジリティ曲線



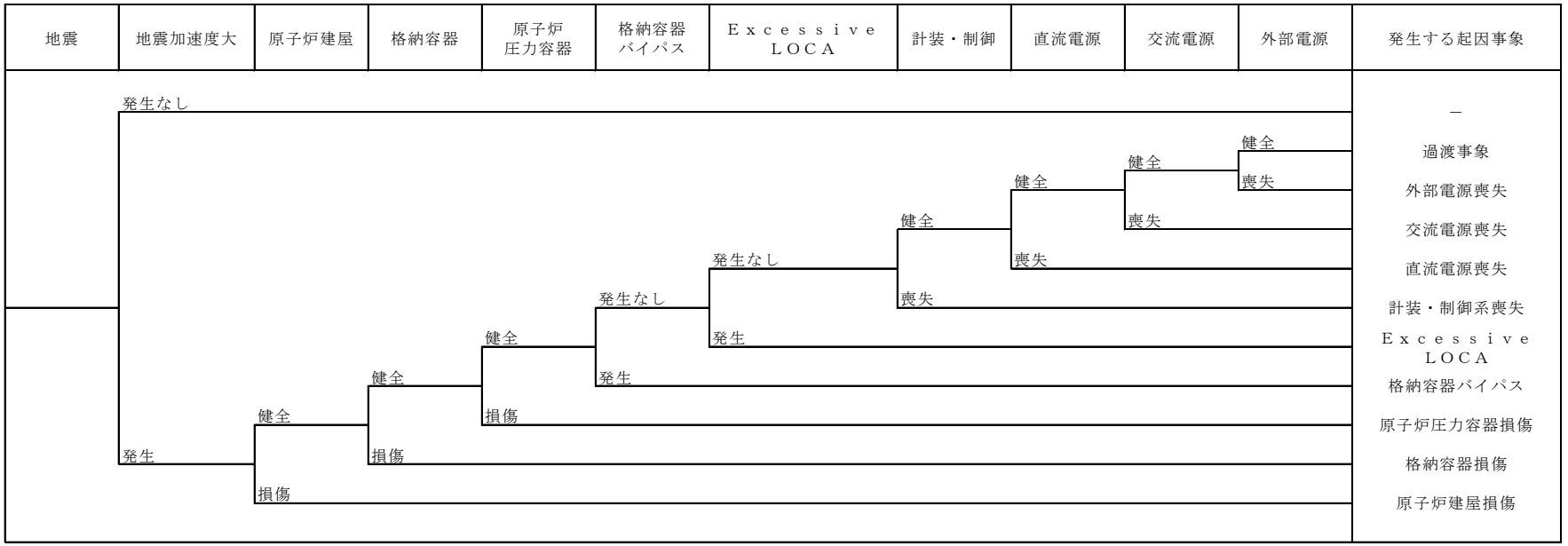
第 3.2.1.3-3-6 図　残留熱除去系海水ポンプ　平均フラジリティ曲線



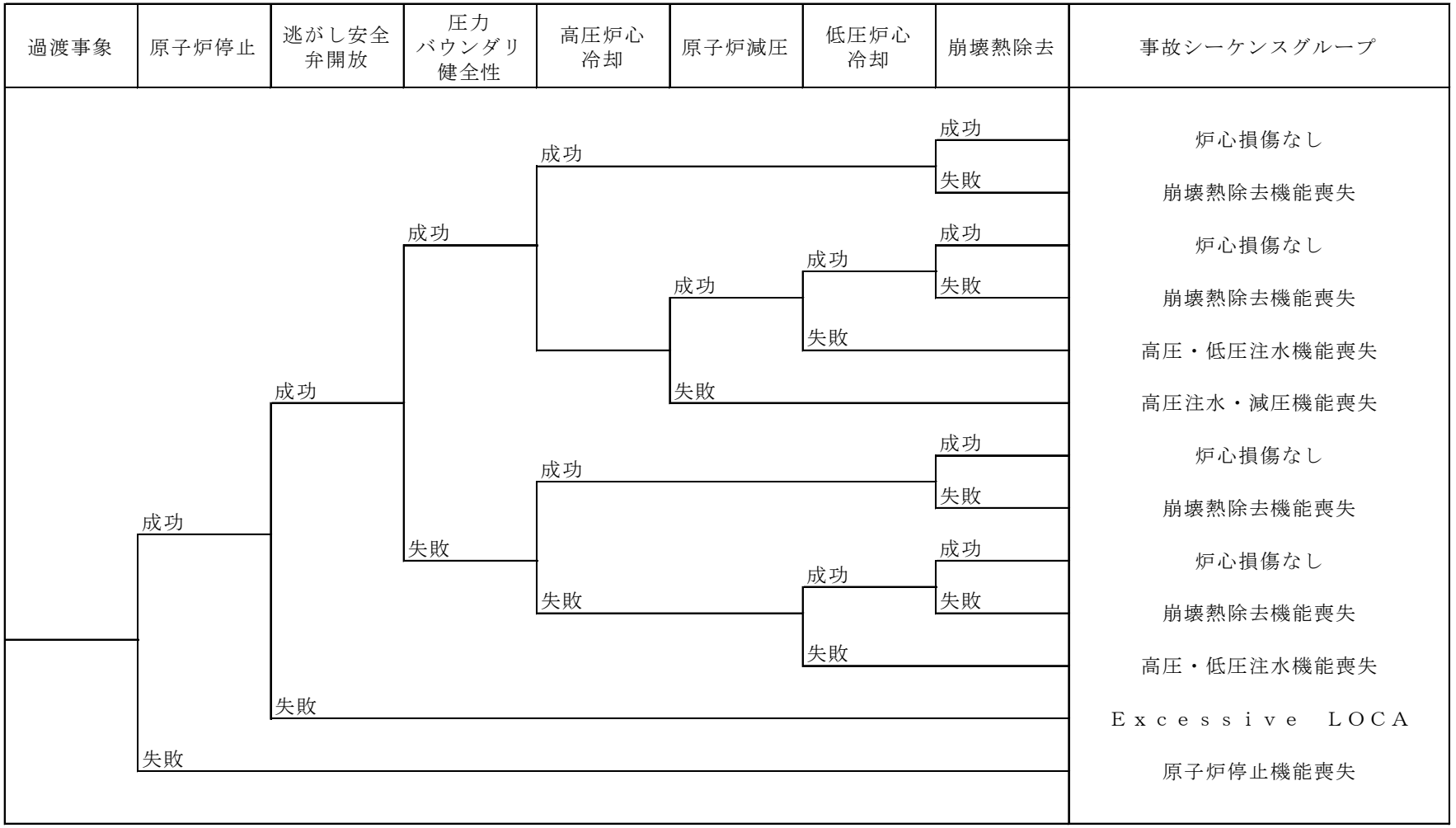
第 3.2.1.3-3-7 図　非常用パワーセンタ　平均フラジリティ曲線



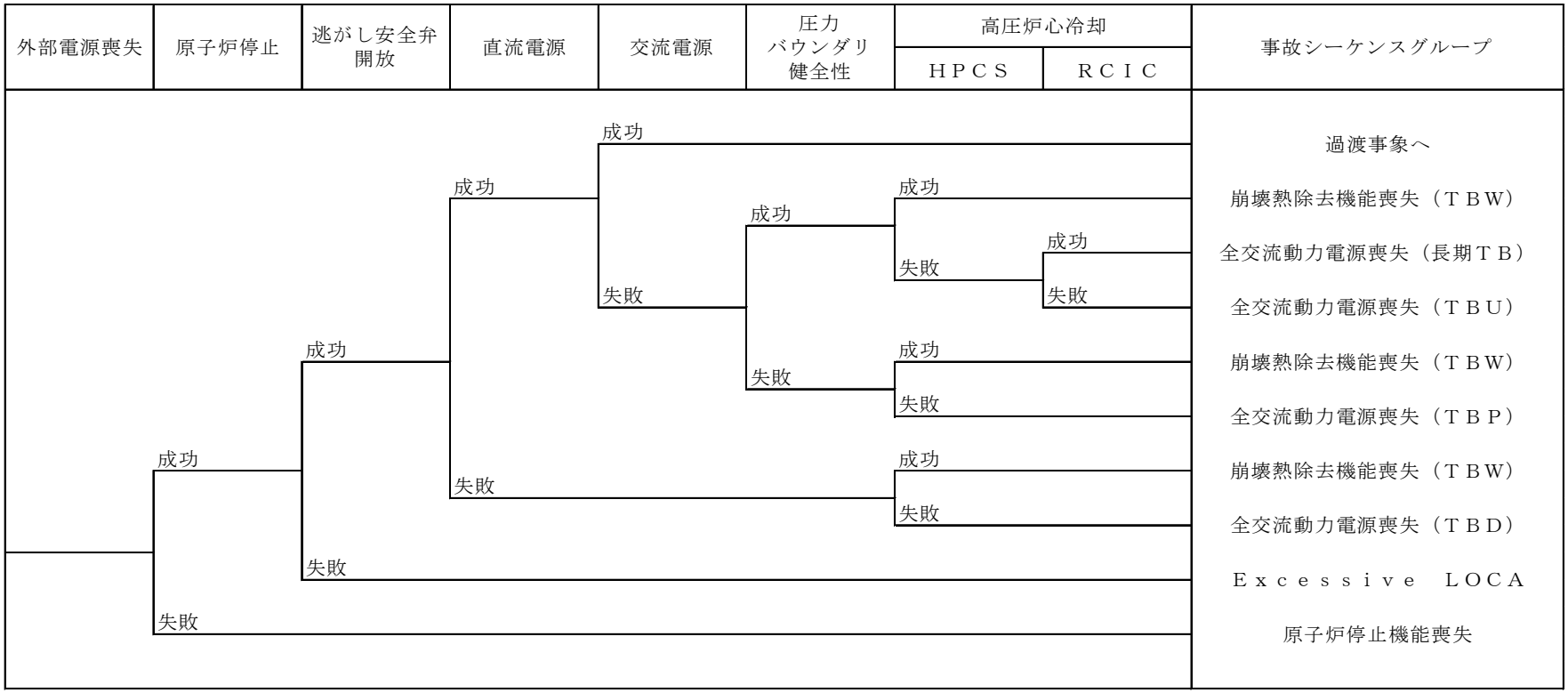
第 3.2.1.3-3-8 図　残留熱除去系海水系配管　平均フラジリティ曲線



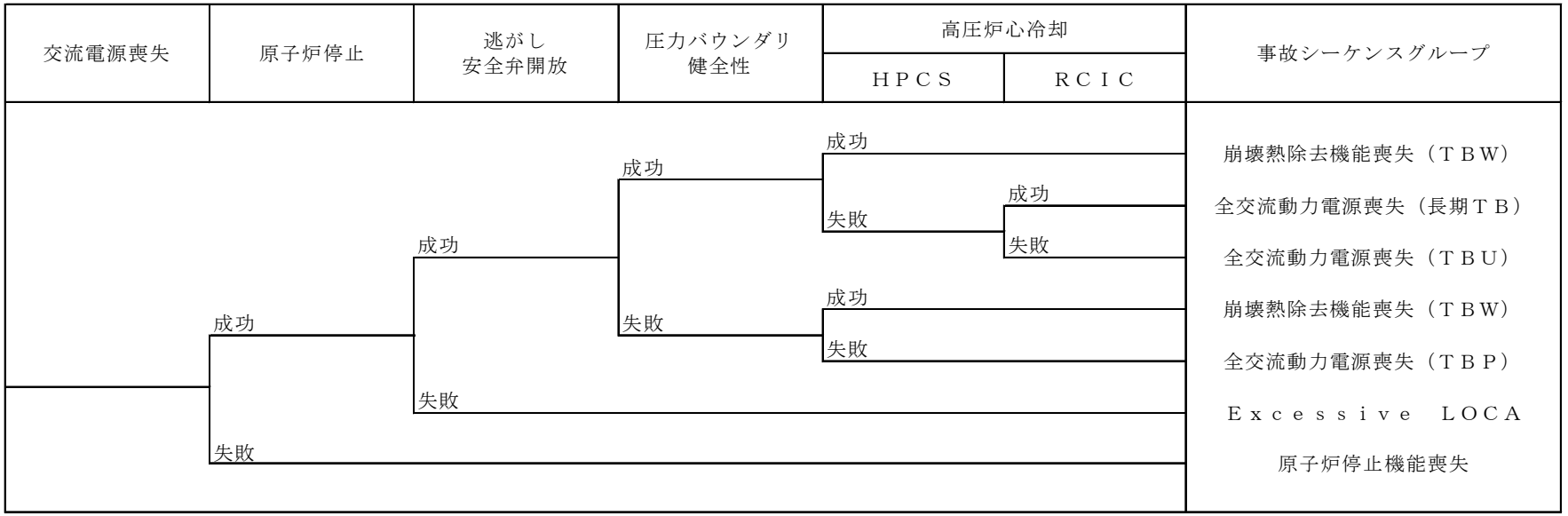
第 3.2.1.4-1 図　地震ＰＲＡ階層イベントツリー



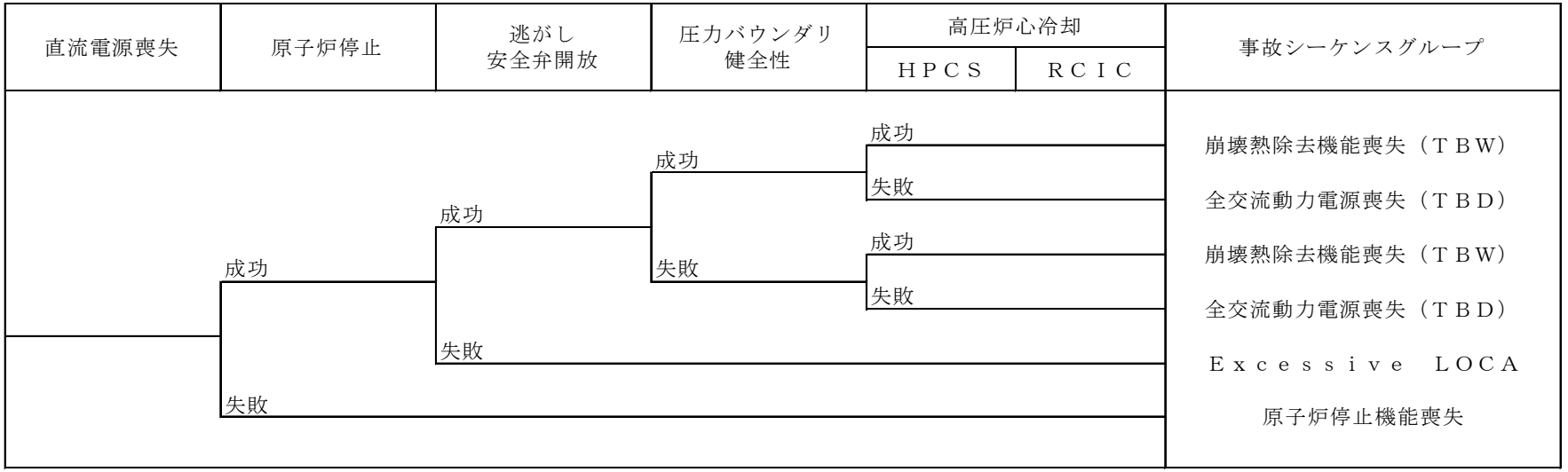
第 3.2.1.4-2 図　過渡事象イベントツリー



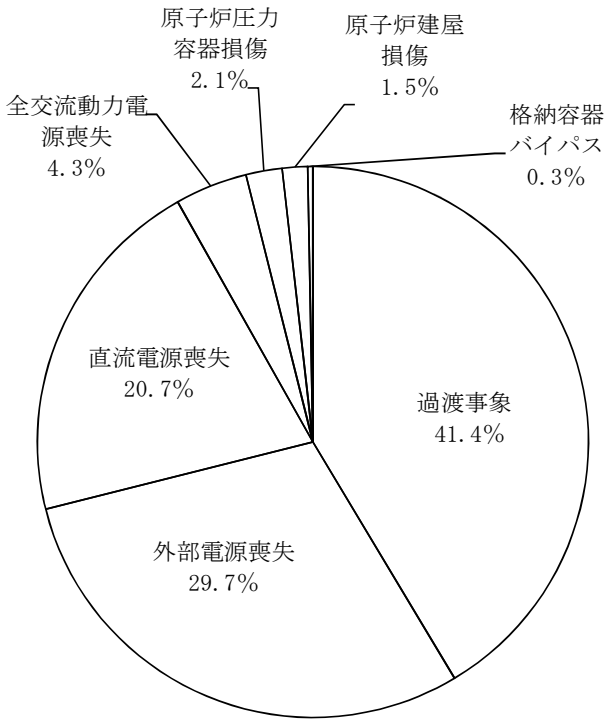
第 3.2.1.4-3 図　外部電源喪失イベントツリー



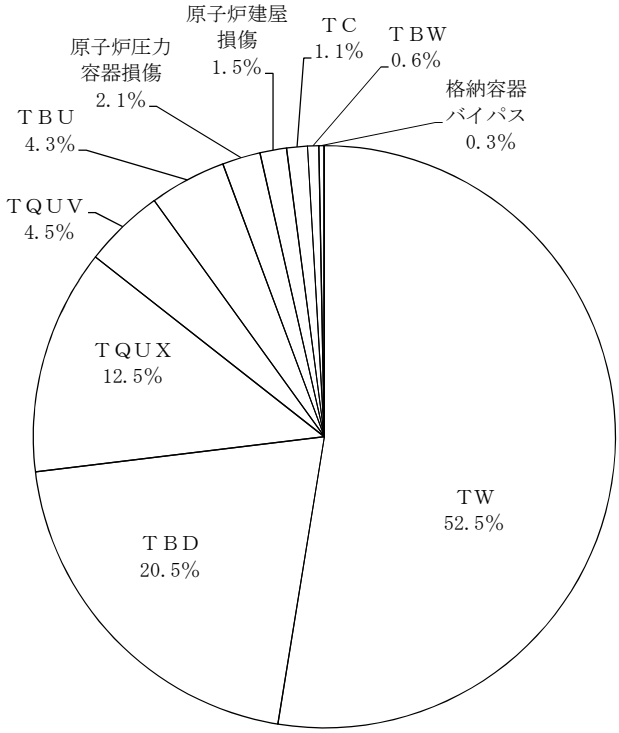
第 3.2.1.4-4 図　交流電源喪失イベントツリー



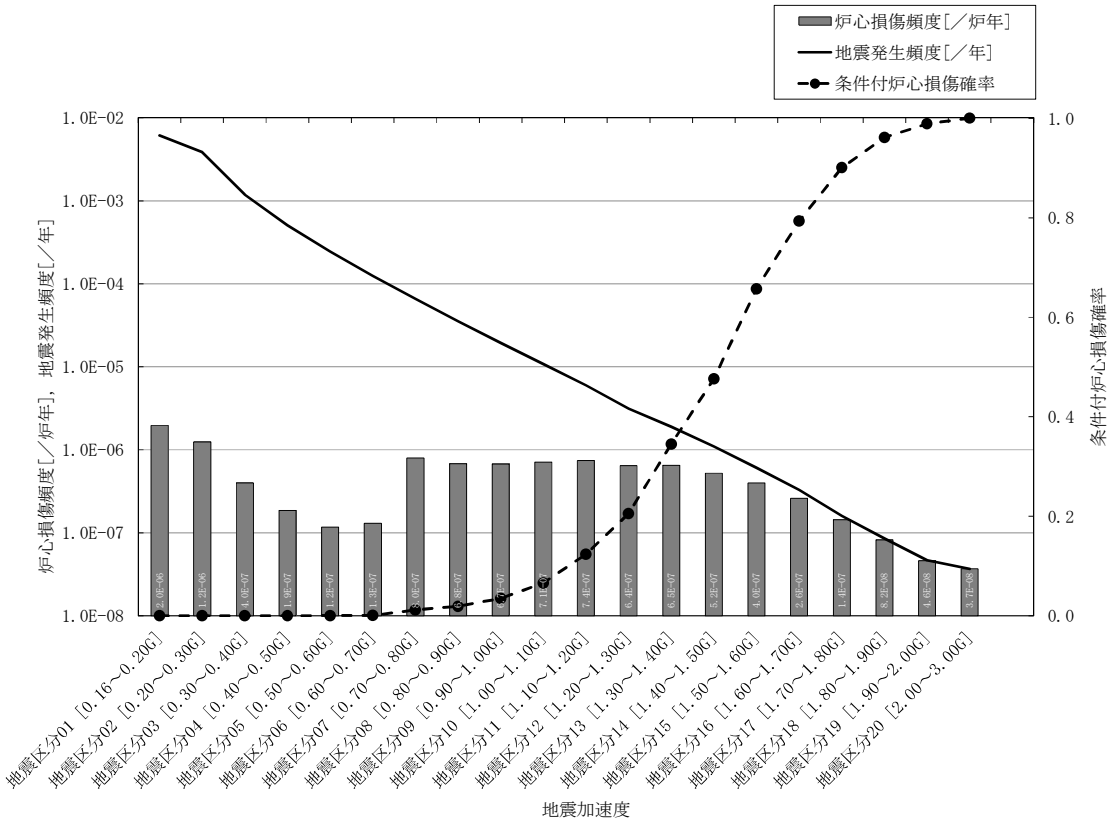
第 3.2.1.4-5 図　直流電源喪失イベントツリー



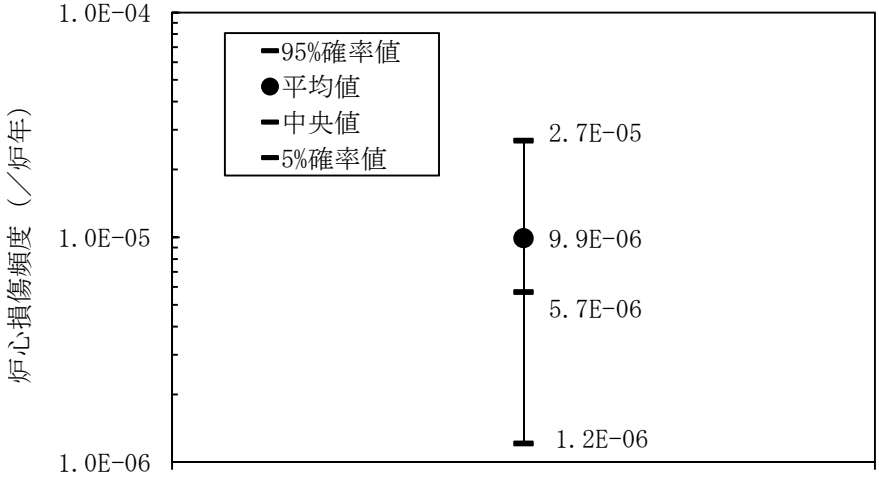
第 3.2.1.4-6 図　起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



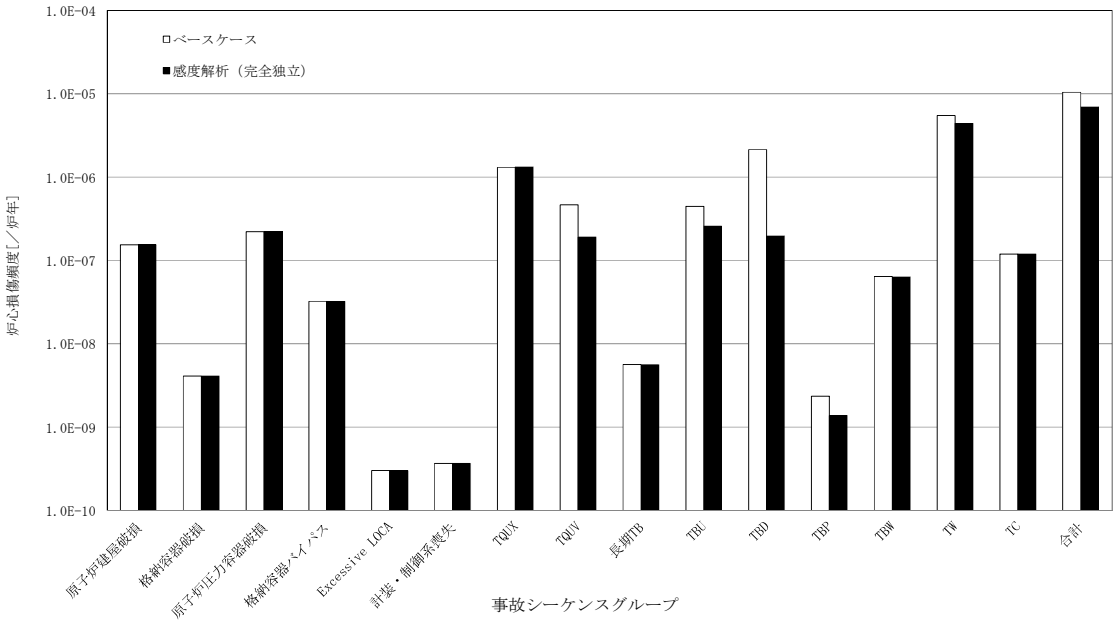
第 3.2.1.4-7 図　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度寄与割合



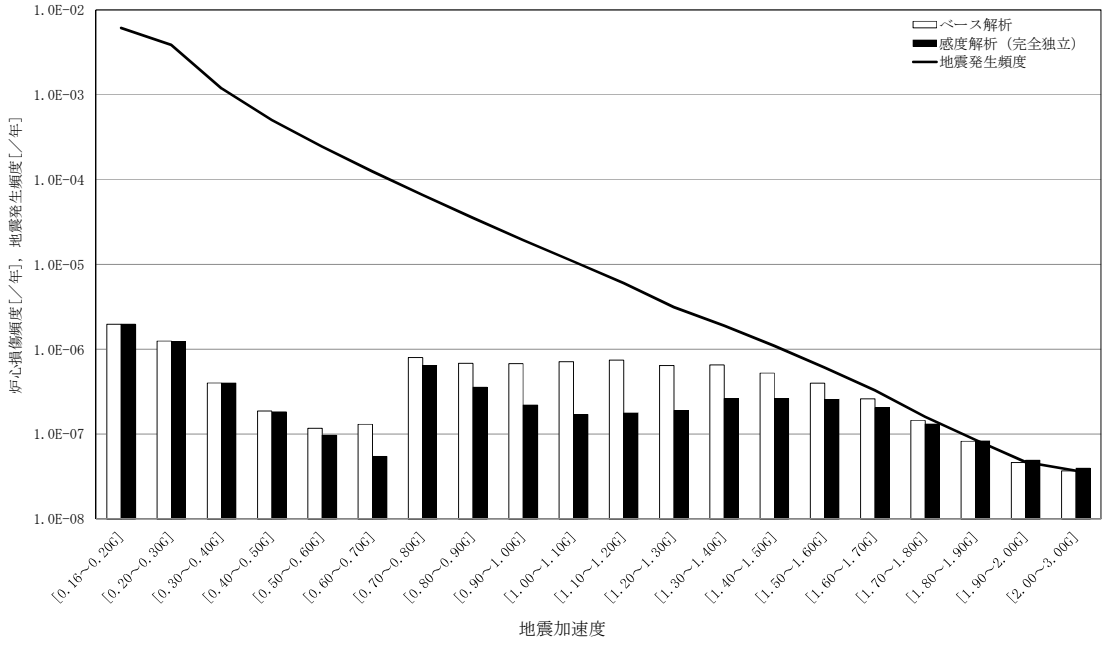
第 3.2.1.4-8 図　地震加速度区分別炉心損傷頻度



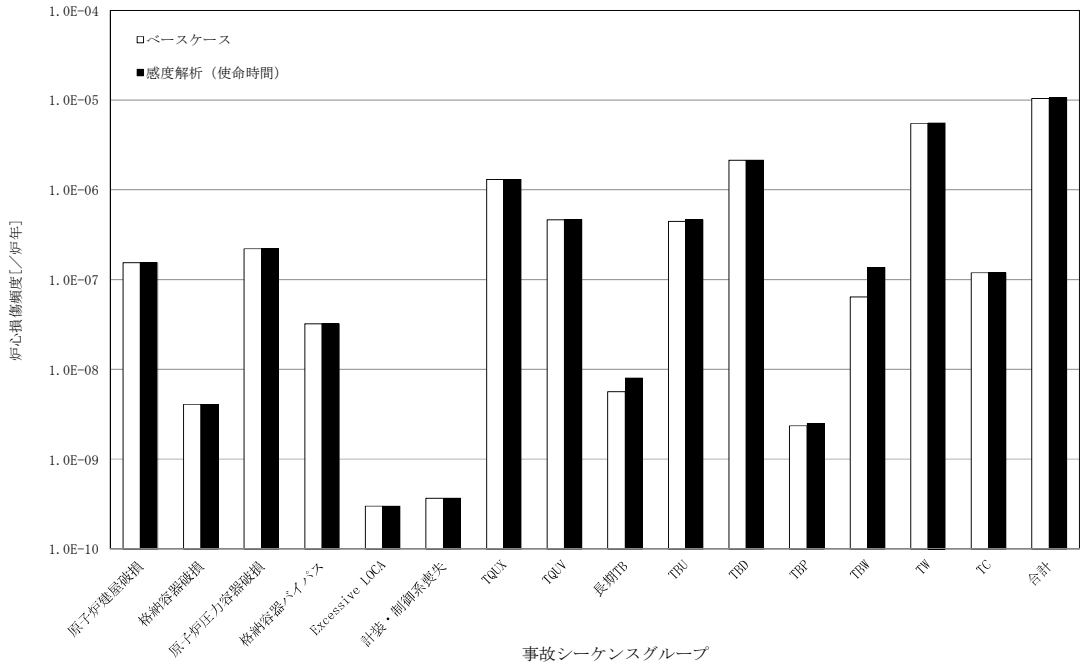
第 3.2.1.4-9 図　不確実さ評価結果



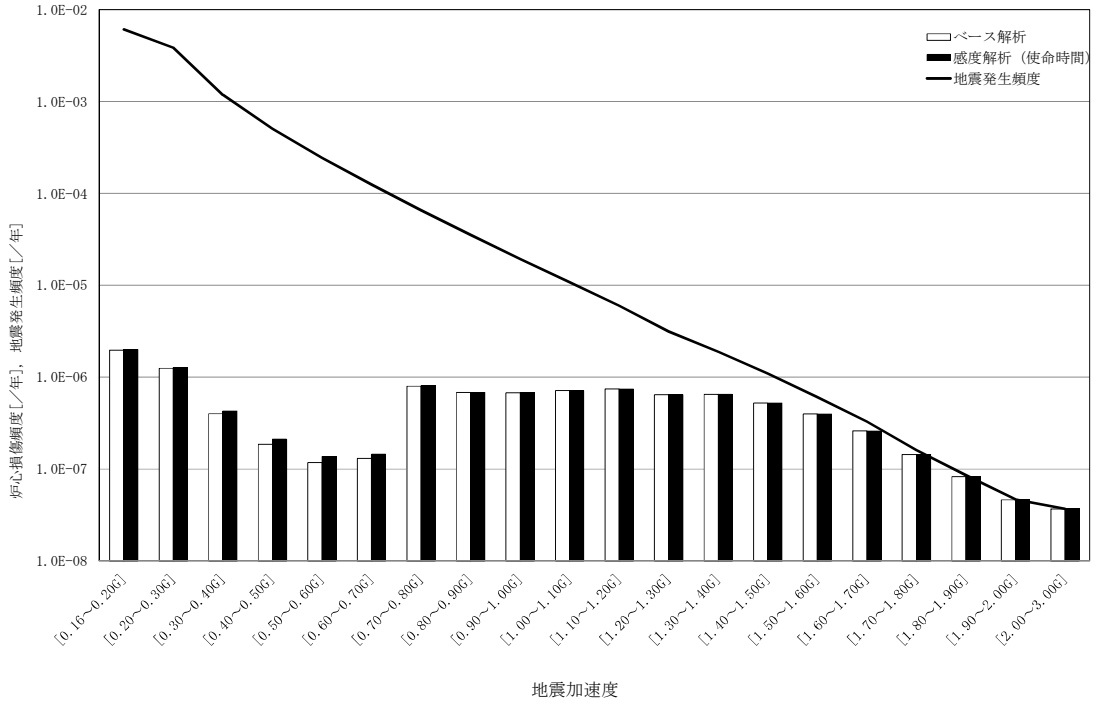
第 3.2.1.4-10 図　相関性に係る感度解析結果
（事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度）



第 3.2.1.4-11 図　相関性に係る感度解析結果
（地震加速度区分別炉心損傷頻度）



第 3.2.1.4-12 図　使命時間に係る感度解析結果
（事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度）



第 3.2.1.4-13 図　使命時間に係る感度解析結果
（地震加速度区分別炉心損傷頻度）

地震ＰＲＡにおけるプラントウォークダウンのチェック項目について

地震ＰＲＡにおけるプラントウォークダウンで確認すべきチェック項目の具体的内容について，以下に示す。これらの項目をチェックシートに整理し，プラントウォークダウンを実施した。

1. 耐震安全性の確認

(1) 対象機器本体に対するチェック項目

耐震バックチェック等における耐震計算では，各機器が図面どおりに設置されており，機器の各部位に耐力を低下させるような要因がないことが前提になっている。このため本項目では，各機器について図面との相違や，腐食・亀裂等の地震に対する耐力の低下につながる要因はないかについて点検し，耐震計算の前提に問題がないことを確認する。

ａ．対象機器の図面（外形図・耐震計算書等）と外見上相違点は無い

ｂ．対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い

ｃ．配管接合部と図面に外見上の相違点は無い

ｄ．配管接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い

(2) アンカーボルトに対するチェック項目

前項と同様に，耐震計算の前提となっているアンカーボルトの設置本数・配置状況や健全性について点検し，耐震計算に与える影響はないかを確認する。

ａ．図面（外形図・耐震計算書等）と外見上の相違は無い

ｂ．外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い

ｃ．締め付け強度は適切に管理されている

・ボルトの締め付け強度の管理に関しては，以下の点をチェックすることで確認する。

➢ボルトに引かれている合いマークがずれていない

➢ボルトに塗られているペンキに割れや剥がれがない

➢スプリングワッシャーやダブルナットによるゆるみ止めがされている

➢ボルトを緩ませるような振動が発生する機器ではない

➢定検等の点検において構造に係るトラブルが発生したことがない

ｄ．アンカーボルト付近のコンクリート部に異常がない

2.　二次的影響に対するチェック項目

ａ．周辺の耐震クラスが低い機器の倒壊により被害を受けない

・調査対象機器の周辺に，それが損傷することにより対象機器を破損させうる耐震クラスの低い機器類（特に照明，電線管，小口径配管等及び仮設設備）がないかを確認する。なお，現場調査時に耐震クラス等が不明であった場合には，写真等で状況を記録した後に，系統図・配管ルート図等で確認する。

ｂ．被害を与えうる周辺の機器の耐震性は問題ない（対象設備への波及的機器があるか）

・損傷した場合に調査対象機器に衝突するなどして被害を与えうる機器について，その機器の支持構造物・定着部等を点検することで耐震性に問題がないか確認する。

ｃ．無筋のブロック壁が近傍にない

・調査対象機器の周辺にブロックを積み上げただけのような，仮設の壁面がないかを確認する。

耐震Ｂ・Ｃクラスの評価対象設備の取扱いについて

1.　耐震Ｂ・Ｃクラスの評価対象設備の取扱い

耐震Ｂ・Ｃクラスの設備について，地震ＰＲＡの評価上期待している設備は以下の通りであり，評価におけるモデル化の方法を示す。

・外部電源系：耐震Ｃクラス

外部電源に関連する機器のフラジリティについては，送電網を含めたシステム全体として評価し，開閉所設備の碍子部で代表させていることから，地震ＰＲＡのモデルに開閉所設備（碍子部）のフラジリティを入力している。

・燃料移送系：耐震Ｃクラス

使命時間内（24 時間）の非常用ディーゼル発電機への燃料移送機能に期待しているため，地震ＰＲＡのモデルに軽油貯蔵タンクのフラジリティを入力している。

・復水移送系※1：耐震Ｂクラス

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系（以下「高圧注水系」という。）の初期水源を復水貯蔵タンクとしており，水源切替に失敗すると，高圧注水系の機能損傷につながることから，水源切替の人的過誤についてモデル化を行い，フラジリティの入力は行っていない。高圧注水系の水源切替のモデル化の方法について，次項に示す。

※1：復水移送系とは，復水貯蔵タンク，高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系への移送配管を含む設備系統をいう。

2.　高圧注水系の水源切替のモデル化方法

2.1　高圧注水系の水源の構成について

東海第二発電所の高圧注水系は，初期水源を復水貯蔵タンクとし，復水貯蔵タンクの水位が低下した場合又はサプレッション・プールの水位が上昇した場合に自動又は手動でサプレッション・プールに水源を切り替える設計としている。高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の系統概要図を図1及び図2に示す。

2.2　地震ＰＲＡにおける高圧注水系の水源のモデル化方法について

東海第二発電所の復水貯蔵タンクの耐震クラスがＢクラスであることを考慮し，地震ＰＲＡにおいては，高圧注水系の水源は次のとおりモデル化している。

- 0.7G[※2]未満の地震加速度区分においては，復水貯蔵タンクからの取水ラインが地震により損傷する可能性はあるものの，高圧注水系の吸込み圧力が確保できなくなるような配管破断は考えにくいため，運転員による水源切替操作に成功した場合は高圧注水系の機能が維持できると想定し，運転員によるサプレッション・プールへの水源切替操作失敗及び水源切替弁等の機械的故障（地震による損傷を含む）をモデル化している。
- 0.7G[※2]を超過する地震加速度区分においては，復水貯蔵タンクからの取水ラインが地震により損傷し，高圧注水系の吸込み圧力が確保できなくなるような配管破断が発生する可能性があることから，保守的に運転員による水源切替操作に必ず失敗すると仮定し，高圧注

※2：「東海第二発電所発電用原子炉設置変更許可申請書（発電用原子炉施設の変更）」（平成26年5月20日申請）における基準地震動Ｓｓの最大加速度。

水系に期待しないモデルとしている。

上記のモデル化により，0.7G※2 を超過する地震加速度区分では高圧注水系に期待していないため，0.7G※2 未満の地震加速度区分に比べて炉心損傷頻度が増加する。

3. 高圧注水系の水源切替操作のモデル化方法に関する感度解析

ベースケースでは，加速度区分 7（0.70～0.80G）以降は高圧注水系の水源切替操作に必ず失敗するものとして評価しているが，この高圧注水系の水源切替操作のモデル化方法が全炉心損傷頻度に与える影響を確認するため，高圧注水系の水源切替操作に全加速度区分で成功するとした場合の感度解析を実施した。その結果，全炉心損傷頻度は 9.2E-06／炉年であり，ベースケースの 1.0E-05／炉年から有意な変化はなかった。地震加速度区分別の炉心損傷頻度を図 3 に示す。

感度解析ケースでは，加速度区分 7（0.70～0.80G）から加速度区分 14（1.40～1.50G）の中加速度領域の炉心損傷頻度が低減するものの，全炉心損傷頻度に対して支配的な加速度区分はいずれのケースも加速度区分 1（0.16～0.20G）及び加速度区分 2（0.20～0.30G）であるため，高圧注水系の水源切替操作のモデル化方法は全炉心損傷頻度に対して有意な影響を与えるものではない。

したがって，地震発生時の復水貯蔵タンクからの取水ラインの損傷の程度及び運転員による高圧注水系の水源切替操作には不確かさがあると考えられるものの，加速度区分 7（0.70～0.80G）以上の地震動に対する高圧注水系の水源切替操作における仮定は，評価結果に有意な影響を与えない。

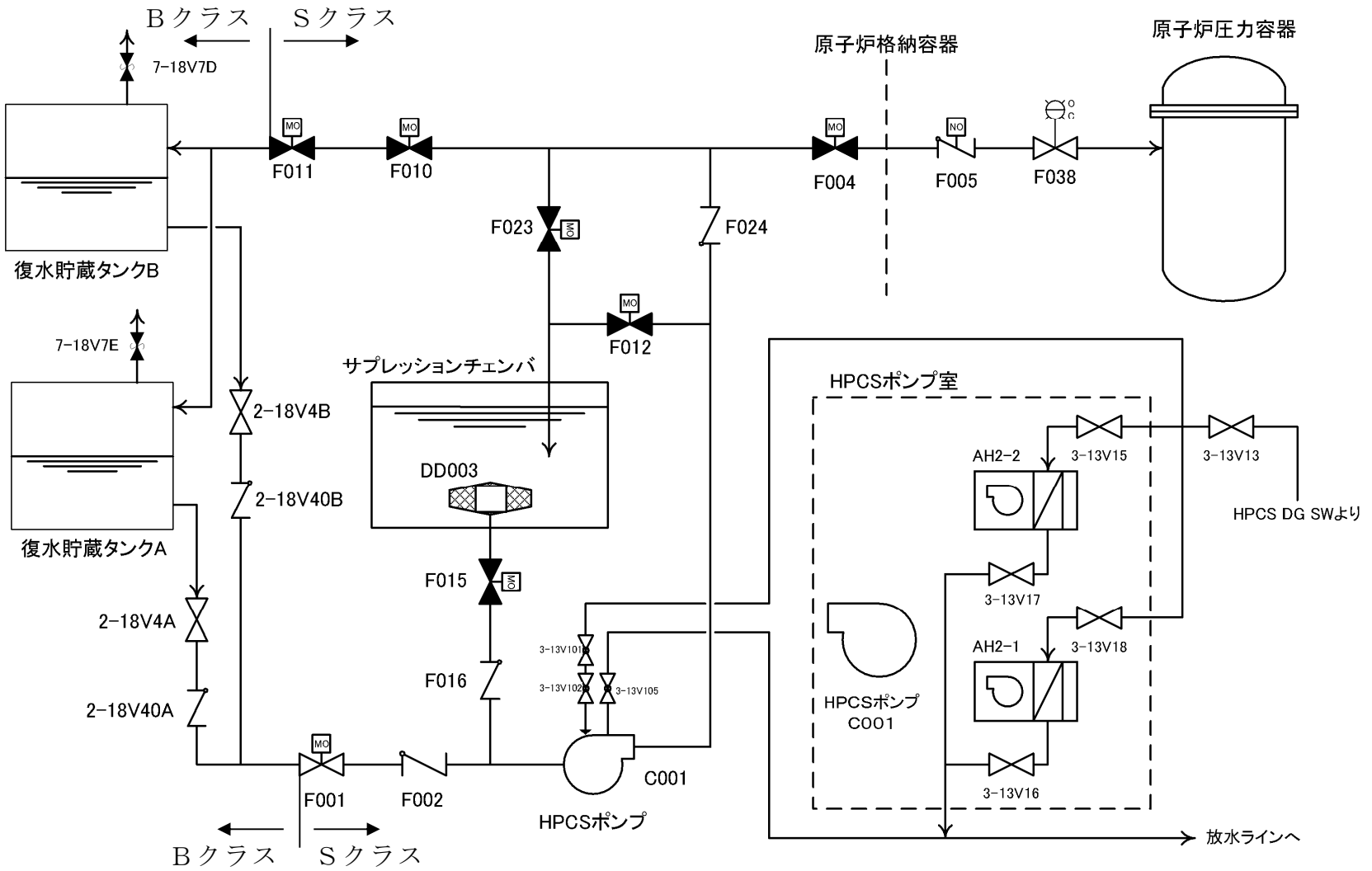


図１　高圧炉心スプレイ系の系統概要図

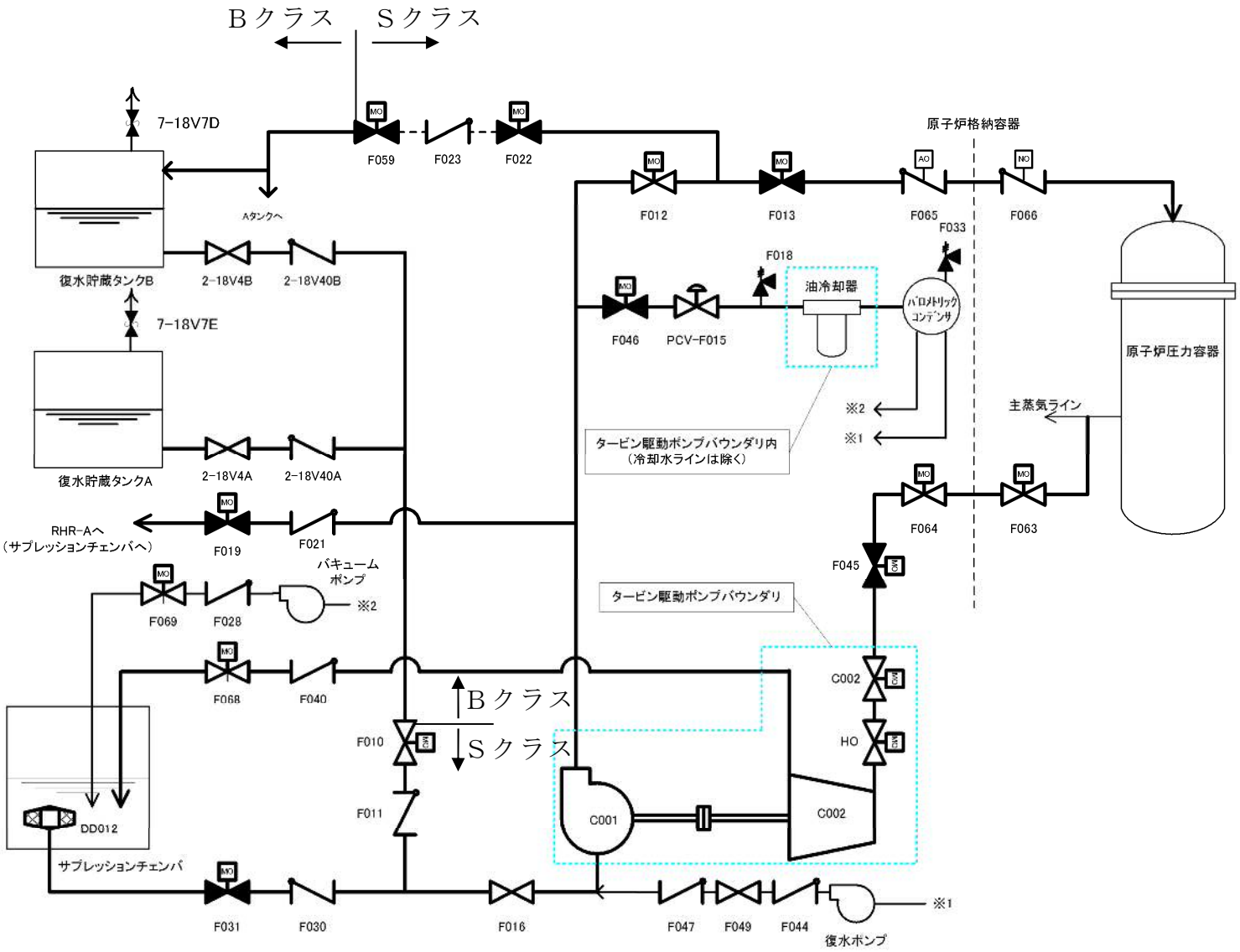


図２　原子炉隔離時冷却系の系統概要図

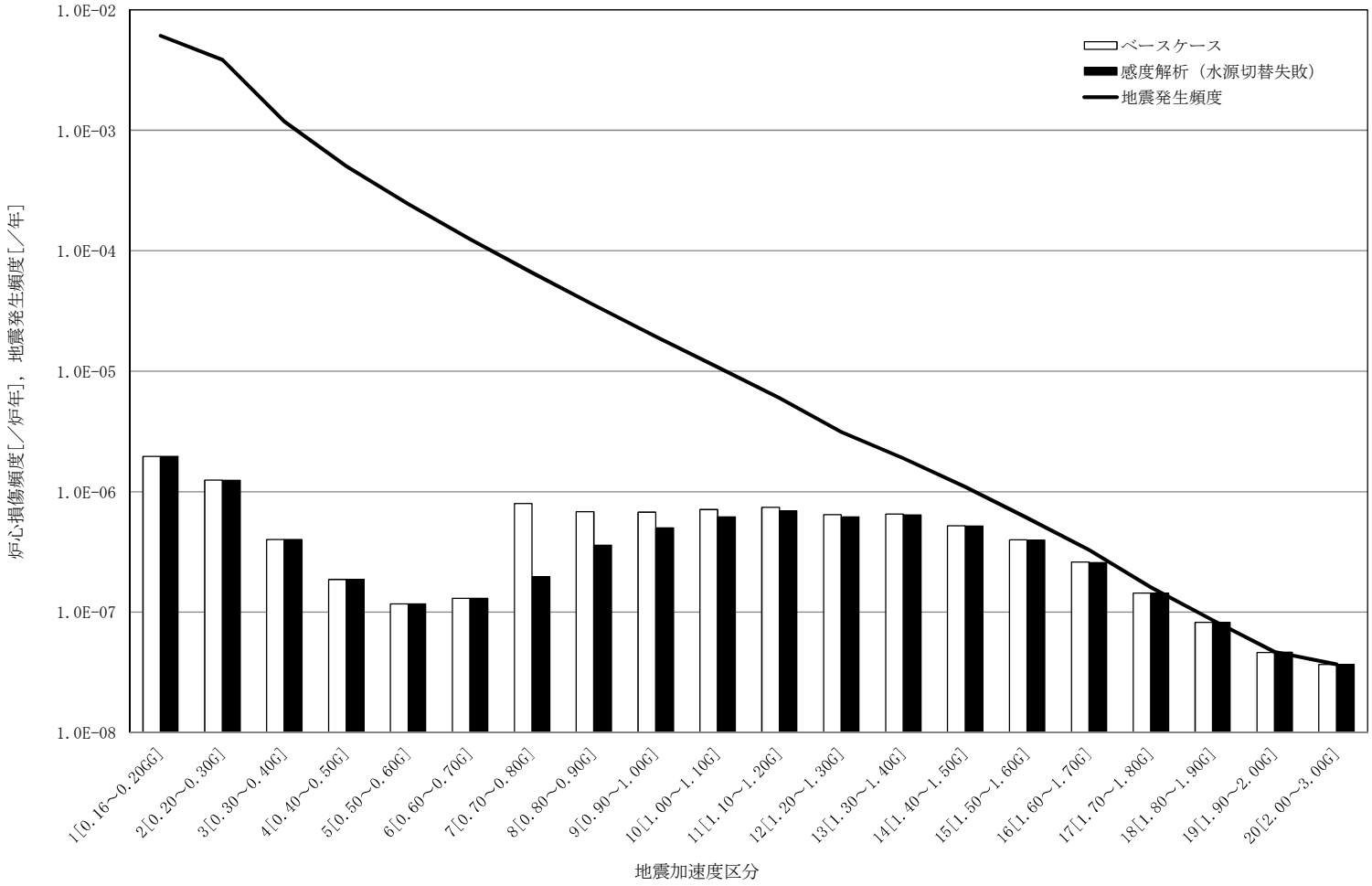


図 3　地震加速度区分別炉心損傷頻度（高圧注水系の水源切替のモデル化方法に関する感度解析）

建屋・機器リストとフラジリティデータの外部電源喪失において，開閉所設備の碍子部を評価部位の代表箇所とする妥当性について

1. はじめに

東海第二発電所の地震ＰＲＡでは，送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響を開閉所設備の碍子部の損傷で代表して評価する手法を取っている。この仮定の置き方が，シーケンス選定の目的に照らして，妥当であるとする理由について以下に記載する。

2. 開閉所設備の碍子部を評価部位の代表箇所とする妥当性

「第 3.2.1.1-2 表　地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果」のうち,「送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響」において,「外部電源に関連する機器のフラジリティについては，送電網を含めたシステム全体として評価し，開閉所設備の碍子部で代表させている」としている。

これは，東北地方太平洋沖地震における送電網の鉄塔の耐震性を示した報告書として,「原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について」（平成２３年５月１６日，東京電力株式会社）があり，「４．電源線鉄塔の耐震性」において，地震により倒壊した鉄塔はないが，支持碍子の折損が発生していることが示されており，送電網の碍子の耐力が小さいことが確認されているからである。（補足資料 1）

なお，東海第二発電所の開閉所設備については，信頼性向上対策として気中絶縁開閉装置と比べて重心が低く耐震性の高いガス絶縁開閉装置に変更することとしている。これにより，開閉所設備の耐力は向上するものの，開閉所設備のフラジリティに送電網を含めたシステム全体としての影響を包含さ

せるため，フラジリティ評価において開閉所設備の耐力の向上は考慮しないこととした。

3.　外部電源喪失を仮定した場合の感度解析

東海第二発電所の地震ＰＲＡにおいて，外部電源が必ず喪失すると仮定した場合の感度解析を実施し，全炉心損傷頻度への影響は限定的であることを確認した。（補足資料 2）

補足資料１

原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について

平成２３年５月１６日

東京電力株式会社

４．電源線鉄塔の耐震性（指示事項３）

４．１　送電設備の耐震性について

「防災基本計画」（平成 7 年 7 月　中央防災会議決定）に基づき、「電気設備防災対策検討会」（資源エネルギー庁長官の私的検討会）の報告書（平成 7 年 11 月 24 日）において、下記の通り各電気設備の耐震性確保に関する基本的考え方が示されている。

(1) 一般的な地震動に際し、
　個々の設備毎に機能に重大な支障が生じないこと。
(2) 高レベルの地震動に際しても、
　著しい（長期的かつ広範囲）供給支障が生じないよう、代替性の確保、多重化等により総合的にシステムの機能が確保されること。

また、報告書では、兵庫県南部地震における地震動や被害の程度が設計で想定した範囲内かどうかの分析を行うとともに、被害実態を踏まえた実証的な検討を併せて行い、現行耐震基準の妥当性に関する検討が行われた。

この検討の結果、現行耐震基準は、各電気設備が確保すべき耐震性を規定するものとして妥当であると評価された。すなわち、各電気設備の現行耐震基準は、一般的な地震動に際して機能に重大な支障が生じない耐震性を確保するとともに、高レベルの地震動に際しても著しい（長期的かつ広範囲）供給支障が生じることのないよう、代替性の確保、多重化等により、総合的にシステムの機能を確保するものであることを確認し、現行耐震基準は妥当であると評価された。

そこで、上記評価に加えて、東北地方太平洋沖地震（以下、今回の地震という）における被害実態を踏まえ、原子力発電所に外部電源供給系統として直接接続している送電設備　7 線路（510 基）を対象に耐震性の評価を行った。

【耐震性評価対象送電設備】

電圧	線路名	基数
500kV	新新潟幹線	214 基
500kV	南新潟幹線	201 基
275kV	東海原子力線	44 基
275kV	原研那珂線	4 基
154kV	原子力線	8 基
154kV	村松線	38 基
154kV	村松北線	1 基

4．2　送電鉄塔の耐震性について

(1) 今回の地震での被害実態と推定原因

【被害実態】

・原子力発電所の電源線およびそれ以外の送電線を含め、鉄塔倒壊は 1 基。

・送電鉄塔に設置されている支持がいしの折損が多数発生し、送電線によっては、絶縁距離不足による送電不能事象が発生。

【推定原因】

・鉄塔倒壊の原因は、隣接地の大規模な盛土が地震動により崩壊し、鉄塔敷地になだれ込み、その土圧により倒壊したものと現時点では推定。

・支持がいしの折損は、地震動によるものと推定。

(2) 耐震性の評価

【鉄　塔】

・今回の地震においても、当社および東北電力ともに、地震動が直接原因となり倒壊した鉄塔は無い。

・今回の地震を含め、過去の大規模地震（兵庫県南部地震、中越地震）で倒壊した鉄塔は 3 基であるが、その原因は、全て地震による鉄塔敷地周辺の影響による被害（以下、二次的被害という）であり、地震動による鉄塔倒壊は無い。

・従って、今回の地震においても、平成 7 年の報告書どおり、鉄塔は十分な耐震性を有していると評価できる。

・ただし、今回の地震では、隣接地の大規模盛土の崩壊による鉄塔倒壊が 1 基発生しているため、鉄塔敷地周辺の影響による基礎の安定性について検討する必要がある。

【支持がいし】

・地震動による折損が多数発生しているため、耐震性が確保されているとは言い難い。
・従って、より耐震性に優れたものに取り替えるなどの対応が必要である。
・今回、電気事故の原因は、長幹支持がいしを用いたジャンパー支持がいしの破損によることから、原子力電源線における類似設備の抽出を行った。
・対策方法としては、長幹支持がいしを懸垂がいしや有機がいしに変更する方法を検討する。

【評価対象線路と類似設備箇所数】

対策線路名	対策基数	対策期間
500kV　新新潟幹線 （全 214 基）	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－
500kV　南新潟幹線 （全 201 基）	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－
275kV　東海原子力線 （全 44 基）	16 基	暫定対策：－ 本 対 策：H23.5 ～ H23.12
275kV　原研那珂線 （全 4 基）	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－
154kV　原子力線 （全 8 基）	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－
154kV　村松線 （全 38 基）	1 基	暫定対策：－ 本 対 策：H23.5 ～ H23.12
154kV　村松北線 （全 1 基）	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－

【対策スケジュール】

項　目	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
耐震設計	━							
性能確認試験		━	━	━				
製　造					━	━	━	
改修工事								━

補足資料 2

外部電源喪失を前提とした場合の炉心損傷頻度について

1. はじめに

東海第二発電所の地震ＰＲＡでは，評価上，開閉所設備の碍子部のフラジリティを用いて外部電源喪失の発生の有無を評価しているが，実際には，地震により送電系統等が損傷した場合は，開閉所設備の碍子部が健全であっても外部電源が喪失する。そのため，地震により外部電源が必ず喪失すると仮定した場合の感度解析を実施し，炉心損傷頻度への影響を評価した。

2. 感度解析結果

地震により外部電源が必ず喪失すると仮定したため，感度解析ケースの全炉心損傷頻度は 1.3E-05／炉年となり,ベースケースの 1.0E-05／炉年に比べて増加したものの，有意な変化ではなかった。地震加速度区分別の炉心損傷頻度の比較を表 1 及び図 1 に，事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の比較を表 2 及び図 2 示す。

炉心損傷頻度は加速度区分 1(0.16G～0.2G)から加速度区分 8(0.8G～0.9G)の低加速度領域のみで増加している。この理由は，ベースケースにおいて外部電源喪失の確率を与えている開閉所設備の碍子の耐力が小さく，外部電源が必ず喪失するとの仮定は，低加速度領域のみに影響を与えるためである。

なお，長期ＴＢ及びＴＢＷの事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が有意に増加しているが，これらの事故シーケンスグループは低加速度領域の炉心損傷頻度が支配的であることによるものである。

3. まとめ

東海第二発電所の地震ＰＲＡにおいて，外部電源が必ず喪失すると仮定し

た場合の感度解析を実施した。

その結果,全炉心損傷頻度への影響は有意なものではないことを確認した。

表１　地震加速度区分別の炉心損傷頻度の比較

加速度区分	感度解析ケース（外部電源なし）		ベースケース		感度解析ケース／ベースケース
	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合	
1（0.16～0.20G）	3.2E-06	25.2%	2.0E-06	18.8%	1.65
2（0.20～0.30G）	2.0E-06	15.8%	1.2E-06	12.0%	1.64
3（0.30～0.40G）	6.3E-07	4.9%	4.0E-07	3.8%	1.57
4（0.40～0.50G）	2.7E-07	2.1%	1.9E-07	1.8%	1.46
5（0.50～0.60G）	1.5E-07	1.2%	1.2E-07	1.1%	1.29
6（0.60～0.70G）	1.4E-07	1.1%	1.3E-07	1.2%	1.10
7（0.70～0.80G）	8.0E-07	6.2%	8.0E-07	7.6%	1.01
8（0.80～0.90G）	6.8E-07	5.3%	6.8E-07	6.5%	1.00
9（0.90～1.00G）	6.8E-07	5.2%	6.7E-07	6.5%	1.00
10（1.00～1.10G）	7.1E-07	5.5%	7.1E-07	6.8%	1.00
11（1.10～1.20G）	7.4E-07	5.8%	7.4E-07	7.1%	1.00
12（1.20～1.30G）	6.4E-07	5.0%	6.4E-07	6.2%	1.00
13（1.30～1.40G）	6.5E-07	5.1%	6.5E-07	6.2%	1.00
14（1.40～1.50G）	5.2E-07	4.1%	5.2E-07	5.0%	1.00
15（1.50～1.60G）	4.0E-07	3.1%	4.0E-07	3.8%	1.00
16（1.60～1.70G）	2.6E-07	2.0%	2.6E-07	2.5%	1.00
17（1.70～1.80G）	1.4E-07	1.1%	1.4E-07	1.4%	1.00
18（1.80～1.90G）	8.2E-08	0.6%	8.2E-08	0.8%	1.00
19（1.90～2.00G）	4.6E-08	0.4%	4.6E-08	0.4%	1.00
20（2.00～3.00G）	3.7E-08	0.3%	3.7E-08	0.4%	1.00
合計	1.3E-05	100%	1.0E-05	100.0%	1.23

表２　事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度評価結果の比較

事故シーケンスグループ		感度解析ケース（外部電源なし）		ベースケース		感度解析ケース／ベースケース
		炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合	炉心損傷頻度（／炉年）	寄与割合	
高圧・低圧注水機能喪失	ＴＱＵＶ	4.7E-07	3.6%	4.6E-07	4.5%	1.01
高圧注水・減圧機能喪失	ＴＱＵＸ	1.3E-06	10.3%	1.3E-06	12.5%	1.01
全交流動力電源喪失	長期ＴＢ	1.8E-07	1.4%	5.6E-09	＜0.1%	31.1
	ＴＢＵ	4.5E-07	3.5%	4.4E-07	4.3%	1.02
	ＴＢＰ	3.3E-09	＜0.1%	2.4E-09	＜0.1%	1.40
	ＴＢＤ	2.1E-06	16.6%	2.1E-06	20.5%	1.00
崩壊熱除去機能喪失	ＴＷ	5.8E-06	45.2%	5.5E-06	52.5%	1.06
	ＴＢＷ	2.0E-06	15.3%	6.4E-08	0.6%	30.6
原子炉停止機能喪失	ＴＣ	1.2E-07	0.9%	1.2E-07	1.1%	0.99
原子炉建屋破損		1.5E-07	1.2%	1.5E-07	1.5%	1.00
格納容器破損		4.1E-09	＜0.1%	4.1E-09	＜0.1%	1.00
原子炉圧力容器破損		2.2E-07	1.7%	2.2E-07	2.1%	1.00
格納容器バイパス		3.2E-08	0.3%	3.2E-08	0.3%	1.00
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ　ＬＯＣＡ）		3.0E-10	＜0.1%	3.0E-10	＜0.1%	1.00
計装・制御喪失		3.7E-10	＜0.1%	3.7E-10	＜0.1%	1.00
合計		1.3E-05	100%	1.0E-05	100.0%	1.23

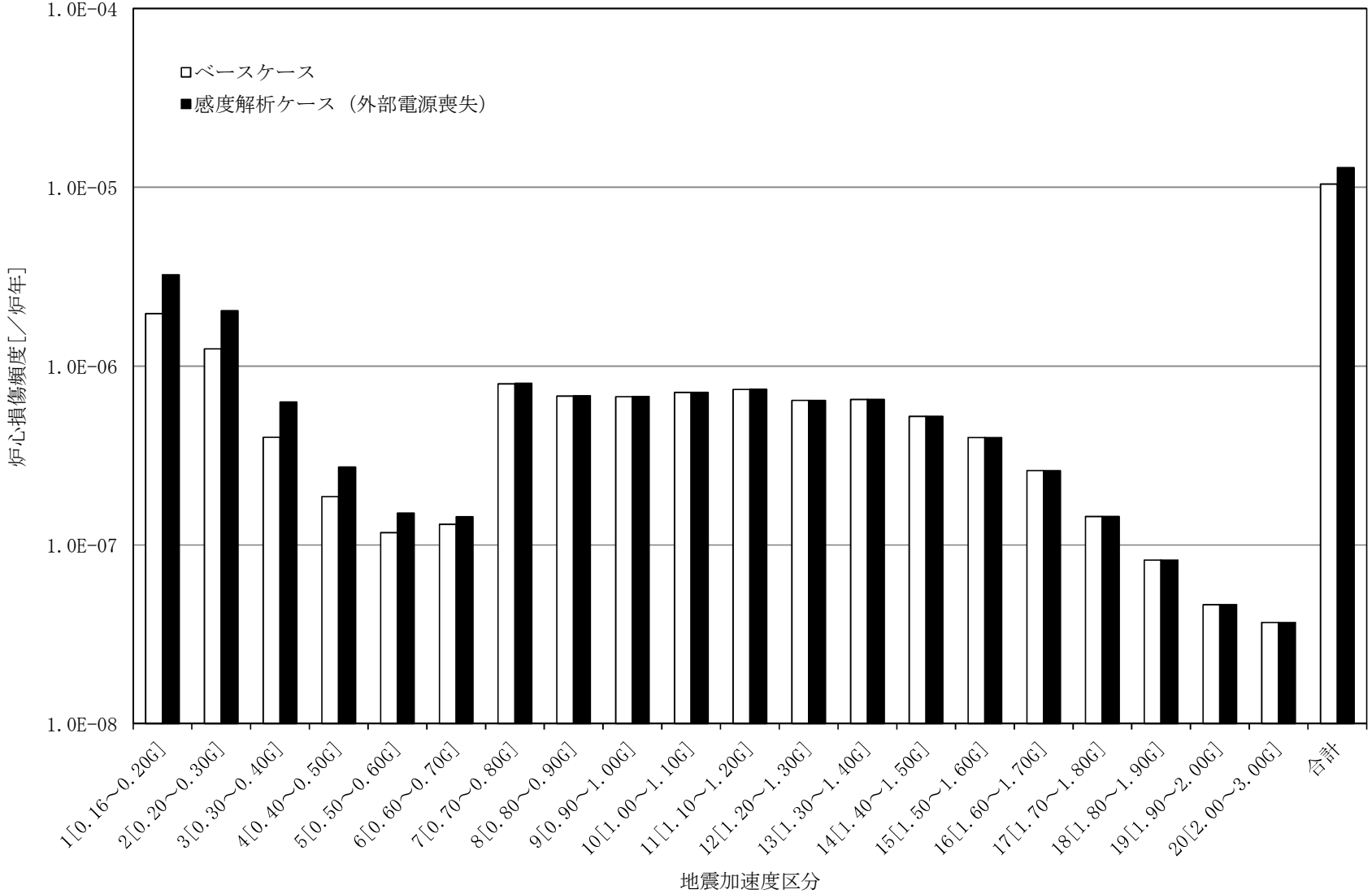


図１　地震加速度区分別の炉心損傷頻度評価結果の比較

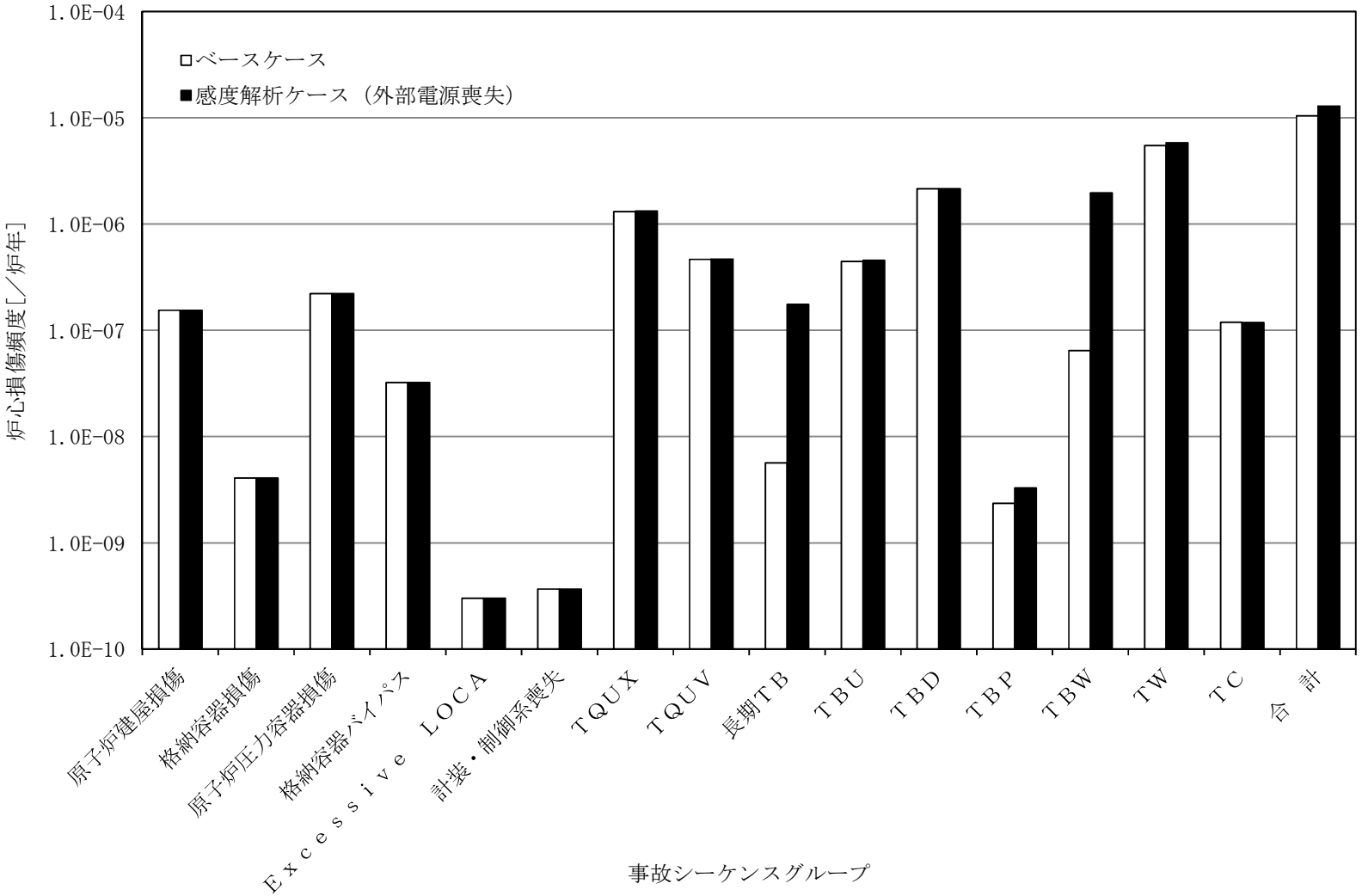


図２　事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度評価結果の比較

「余震による炉心損傷への影響」に関する整理について

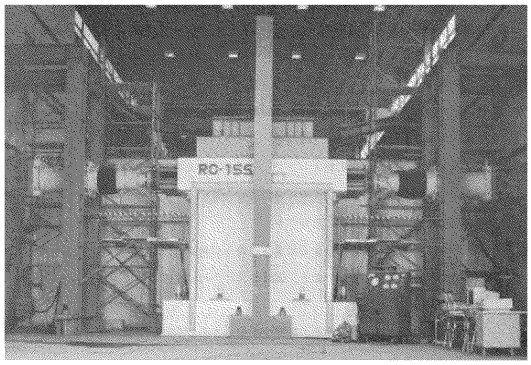
1. 建屋

学会標準の【解説 10】において，原子炉建屋の主要耐震要素であるＲＣ造耐震壁，ＲＣＣＶ及びＰＣＣＶについて，最大耐力あるいは耐力低下後の破壊に至るまでの静的試験，振動台等による動的試験がこれまで数多く実施されており，JEAG 4601 - 追補版にはそれらの復元力特性の評価法が纏められている。静的試験の結果から，荷重の繰り返しに対して，各振幅の最大荷重はほぼスケルトンカーブに一致し，繰り返しによる劣化は認められない。さらに，地震時の耐震壁等の挙動を確認するための動的試験又は仮動的試験でＲＣ造耐震壁の耐力に相当するせん断変形角 4～5×10^{-3}程度までは，地震力の繰り返しに対して最大点を示す復元力特性が維持され，スケルトンカーブの低下が見られないことが確認されている。したがって，「本震あるいは余震による応答が，耐力以下であれば，本震と余震の地震動の大きさに係わらず，原子炉建屋は健全性を保つことができる。」との記載に従い，余震による建屋フラジリティ評価は，本震による建屋フラジリティ評価に含まれているものと考えられることができる。

具体的には【解析 10】の記載内容に基づき，本震による地震動と同等の余震による地震動を数回想定しても耐震壁の最大応答値及び現実的耐力評価にはほとんど影響を与えないこと，並びに，フラジリティ評価用地震動の設定に際しては，【解説 57】に基づき，以下に示すとおり継続時間が長くなるように配慮していることを踏まえて，余震による建屋フラジリティ評価は本震による建屋フラジリティ評価に含まれているものと判断している。

【解説 57】模擬地震波作成の経時特性を設定するための地震規模及び震源距離は，確率論的地震ハザード評価において支配的な震源に対応したものを

用いれば十分であると考えられる。支配的な震源の評価方法としては，対象サイト周辺震源の中で地震動が最も大きくなると予想されるものを用いるか，確率論的地震ハザード評価より求まる平均的な地震規模及び震源距離の組合せを用いる方法などがある。東海第二発電所の評価では，前者の方法により評価を行っており，この評価によると地震動が長くなり最大振幅が複数回存在していることとなるため，余震の影響をある程度加味した評価となっている。



ＲＣ造耐震壁の仮動的試験で，終局せん断ひずみを上回るせん断変形角 2×10^{-3}～7×10^{-3}程度までの 3 レベルの試験を実施。
各試験では，ほぼ同じ振幅レベルを 2～3 回程度繰り返した応答を示しているが，履歴特性及びスケルトンカーブの劣化は見られない。

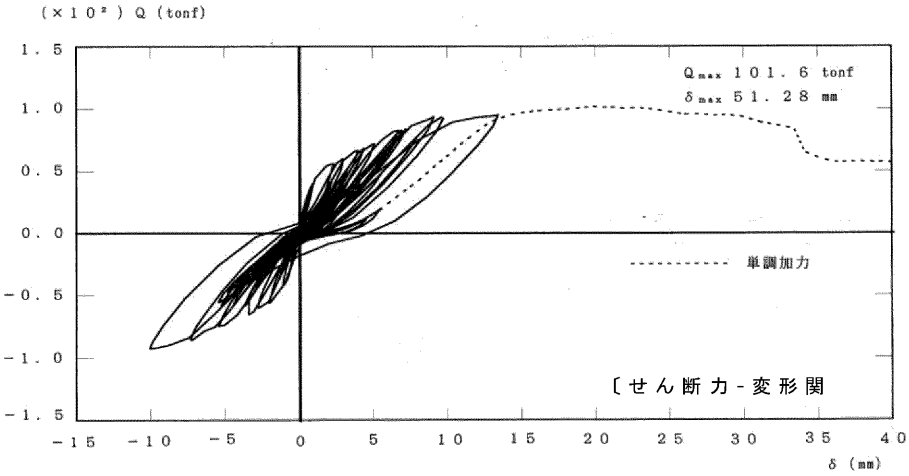
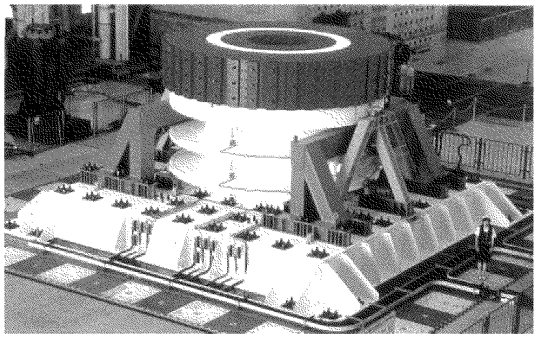


図１　Ｉ型耐震壁の仮動的試験例



ＲＣＣＶについてＳ$_2$の９倍の地震動レベルまで振動試験を実施。正側でＳ$_2$の４倍（最大耐力時Ｒ＝8×10^{-3}程度），負側で３倍（最大耐力時Ｒ＝5×10^{-3}程度）まで履歴特性及びスケルトンカーブの劣化は見られない。

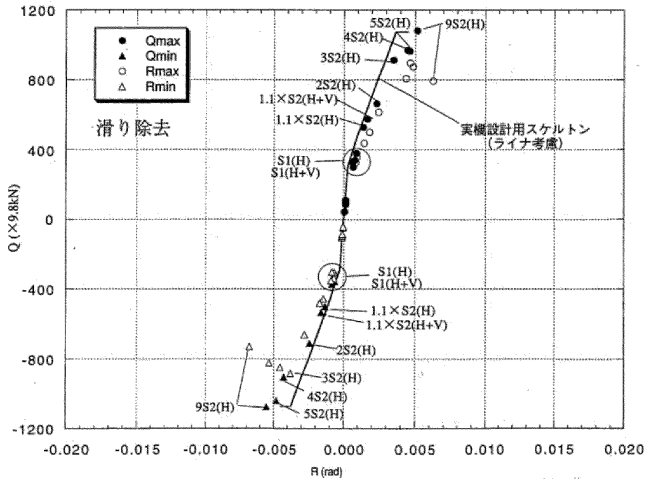
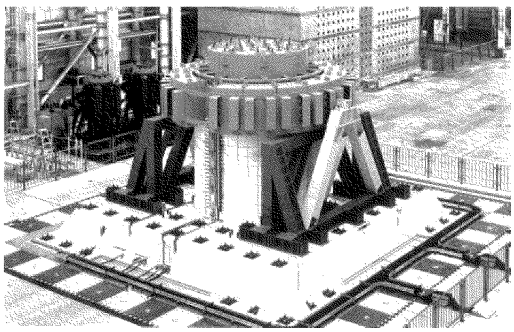


図２　ＲＣＣＶの振動試験例



ＰＣＣＶについてＳ$_2$の５倍の地震動レベルまで振動試験を実施。Ｓ$_2$の４倍で最大耐力に達しているが，履歴特性及びスケルトンカーブの劣化は見られない。

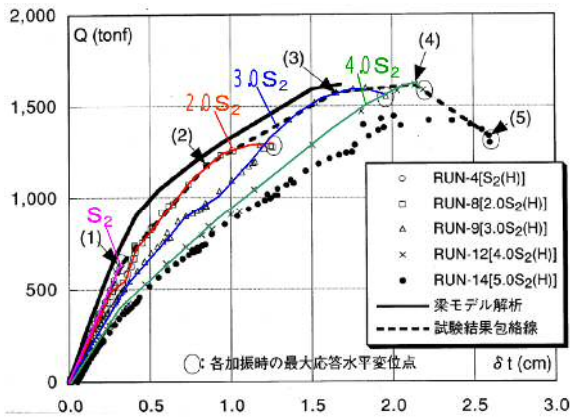


図３　ＰＣＣＶの振動試験例

2.　機器・配管系

学会標準の【解説 10】において配管及び動的機器の余裕が記載されている。各サイトの機器・配管系の設計用繰り返し回数の余裕を評価し，設計想定レベル以上の地震が繰り返し生じても問題ないとしている。

具体的には以下のとおりである。

(1)　静的機器に対する余震の影響

静的機器に対する余震の影響について配管系を例に説明する。

原子力発電技術機構では，現行の耐震設計法で設計された一般的な配管系の弾塑性応答挙動及び終局強度を把握し，許容応力に対する安全裕度を把握するための試験及び解析を実施している。安全裕度の確認では，特に設計許容応力を超えた弾塑性領域での配管の応答挙動で問題となるラチェット変形を伴う低サイクル疲労に着目して評価を実施しており，本震と余震による地震動を繰返し受けた場合の配管系への影響を検討する上で有用な知見が得られている。

それらの結果によれば，現行耐震設計法によって設計された配管系は，設計用基準地震動S_2に対する許容応力（3Sm）の 10 倍以上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，低サイクル疲労強度は設計疲れ線図を上回る強度を有している等が確認されている。したがって，配管系は破損に対して非常に大きな安全裕度を保有しており，余震による地震動の影響は小さいものと考える。

また，プラントの耐震設計で用いる地震の等価繰返し回数は一律に保守的な回数を設定しており，実際の繰返し回数に比べ多めになっている。

これらのことから,現状の静的機器の構造強度に対する耐震設計手法は,疲労損傷に対して十分な余裕を含んでおり，余震による地震動の影響は小さいといえる。

(2)　動的機器および電気品に対する余震の影響

動的機器の地震時機能については，加振試験等により動的機能に係る各部位が弾性範囲内であることで，その機能維持が確認される。また，電気品も同様であり，例えば加振時にリレーの誤動作やチャタリングが起きた場合でも，加振終了後は元の状態に復帰し，物理的な損傷はみられない場合が多い。フラジリティ評価上は，炉心損傷への影響をみた上で，これらを損傷とみなしている。

このことから，動的機器及び電気品は，機能維持が確認された範囲内であれば，各部位は弾性範囲内であり，余震による繰り返し荷重の影響は受けないものと考えている。

また，動的機能に関する加振試験結果から以下のことがいえる。

原子力安全基盤機構では，地震ＰＲＡ上の重要度が高い横型ポンプ及び電気品の耐力を把握することを目的として，部分品及び実機に対して設計条件を大きく超える加速度を入力した加振実験を実施している。

実機試験では，試験横型ポンプの代表機種として原子炉補機冷却ポンプ（ＲＣＷポンプ）を対象に最大約 6×9.8m／s^2の加速度による振動試験を行い,ポンプの運転状態,外観等に異常が見られないことを確認している。また，電気品の実機試験では，原子炉補助盤，中央制御盤，計装ラック，論理回路制御盤等について最大約 6×9.8m／s^2の振動試験を行い，電気的に異常がないことが確認されている。

これらの振動試験では，1 試験体に対して加振レベルを上げながら繰り返し加振試験を実施して，最終的に機能維持が確認された最大加速度を地震ＰＲＡにおける現実的耐力値として採用している。したがって，これらの耐力評価結果において，余震による地震動の繰り返しの影響はないものと考えられる（あるいは繰り返しの影響を含めた耐力評価結果となってい

る)。

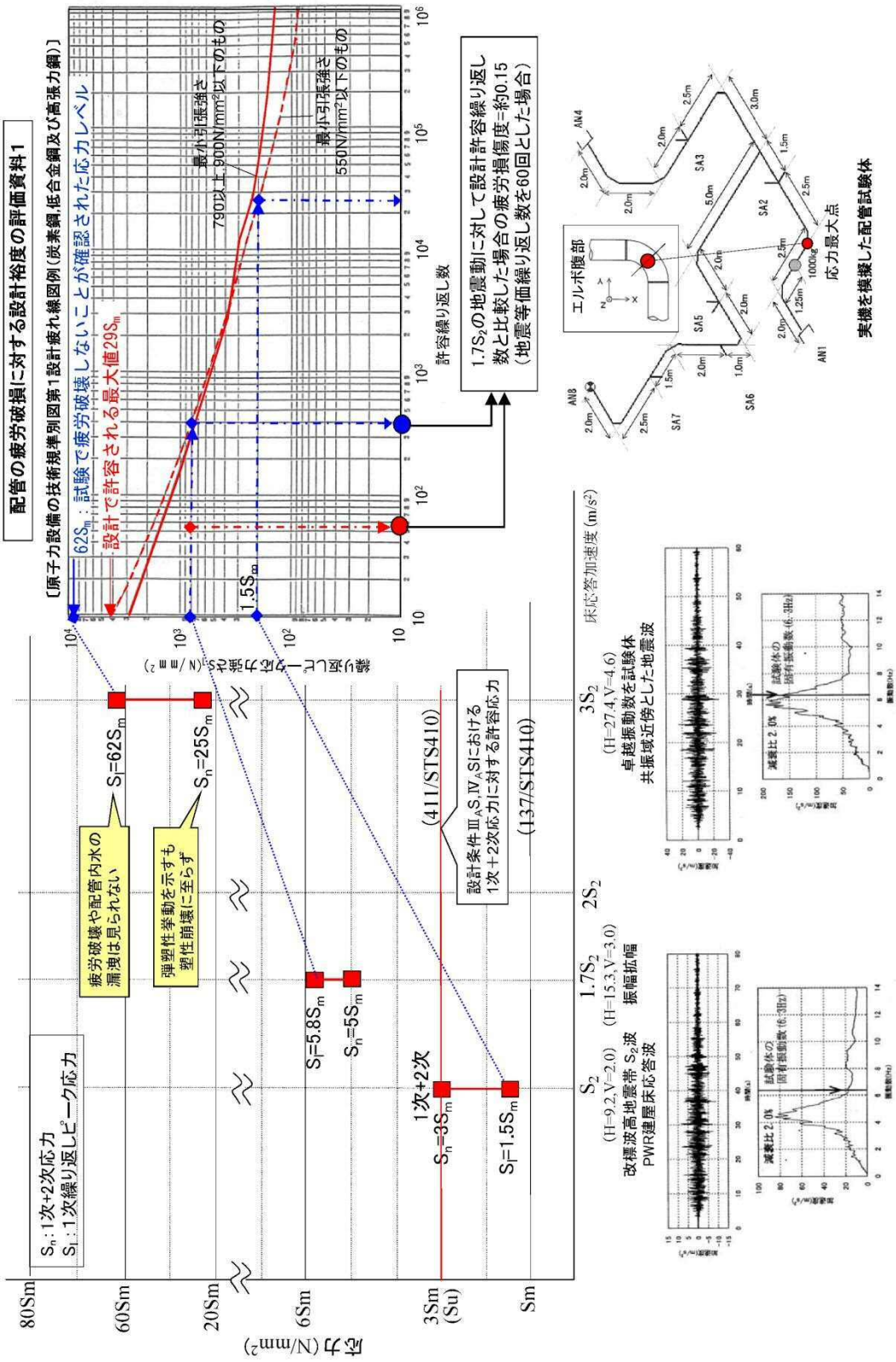
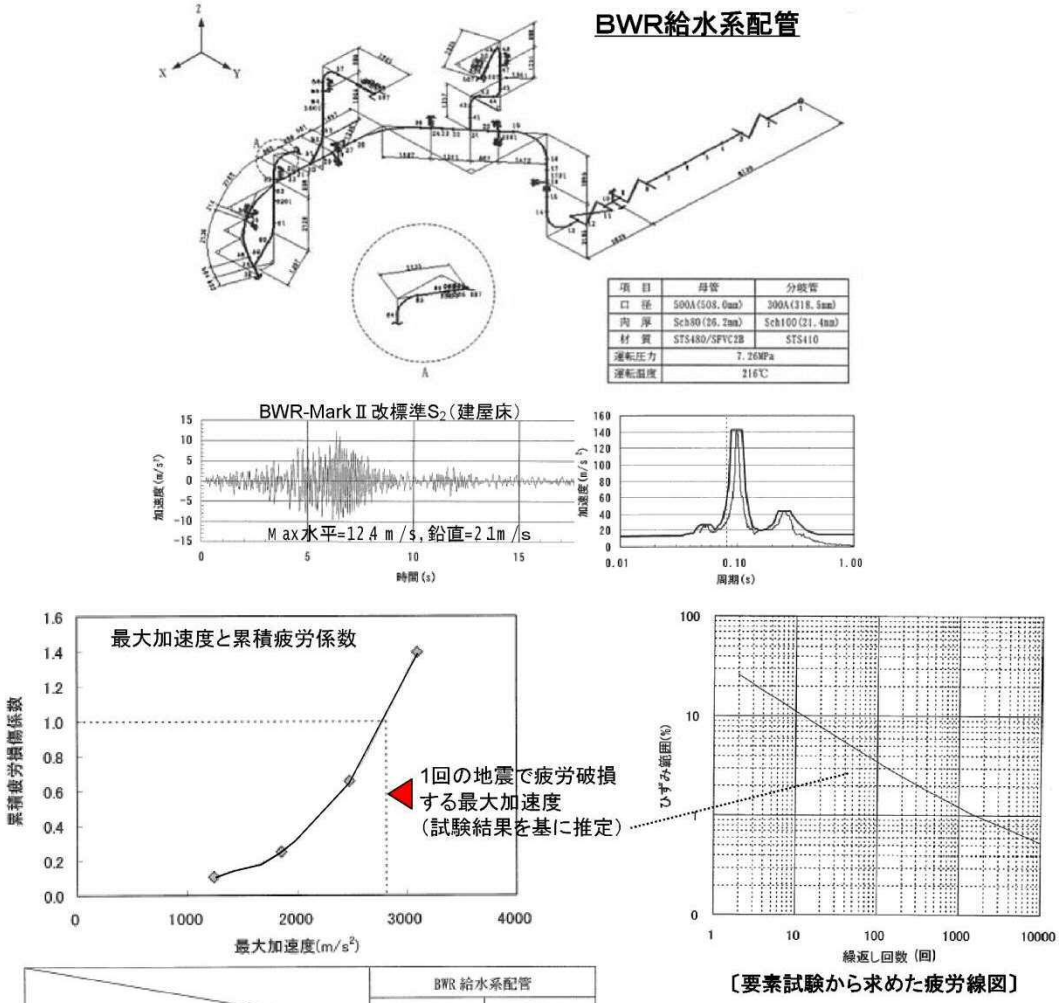


図 4　実機配管系モデルの終局強度試験



項目	母管	分岐管
口径	500A(508.0mm)	300A(318.5mm)
肉厚	Sch80(26.2mm)	Sch100(21.4mm)
材質	STS480/SFVC2B	STS410
運転圧力	7.26MPa	
運転温度	216℃	

			BWR給水系配管	
			拡幅あり	拡幅なし
解析条件	入力地震波の卓越振動数(水平)(Hz)	①	10.1	
	給水系配管の1次固有振動数(Hz)	②	12.5	
	振動数比[注1]	①/②	0.8	
解析結果	1回の地震波で配管が疲労破損するとした場合の入力地震レベル α_1 (m/s²)	③	2807	
	設計上許容される S_2 地震の入力地震レベル α_{S2} (m/s²)	④	104	179
	耐震設計手法の裕度 M[注2]	③/④	27.0	15.7

MIN（一次応力制限に達する入力地震動レベル，疲労制限に達する入力地震動レベル）
・一次応力制限：内圧＋自重＋地震慣性力による一次応力が$3S_m$に達する入力地震動レベル
・設計評価上の繰り返しピーク応力が、等価地震繰り返し回数(60回)に対応する疲れ線図の繰り返しピーク応力強さに達する入力地震動レベル

注1) 振動数比＝入力地震波の卓越振動数/配管系の1次固有振動数
注2) 地震等価繰返し回数を60回と仮定して計算

図５　実機配管系の安全裕度の評価例（ＢＷＲ給水系配管）

起因事象の抽出に対する網羅性について

1. 概要

起因事象の抽出に関しては地震ＰＳＡ学会標準で挙げられている事象を考慮したほか，国内で発生した地震による発電所への影響事例の調査，及び海外文献調査を実施し，抽出結果の網羅性を確認した。

2. 国内で発生した地震による発電所への影響事例調査

2.1 概要

国内で発生した地震による発電所への影響として，次に挙げる地震に対し，施設に影響した地震規模，安全上重要な設備への影響（ＡＭ設備への影響及び波及的影響を含む），外部電源への影響及び復旧操作へのアクセス性の観点で事例を抽出した。

- 宮城県沖地震（2005 年 8 月）による女川原子力発電所に対する影響
- 能登半島地震（2007 年 3 月）による志賀原子力発電所に対する影響
- 新潟県中越沖地震（2007 年 7 月）による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響
- 駿河湾の地震（2009 年 8 月）による浜岡原子力発電所に対する影響
- 東北地方太平洋沖地震（2011 年 3 月）による福島第一原子力発電所，福島第二原子力発電所，東通原子力発電所，女川原子力発電所，及び東海第二発電所に対する影響

上記の震害事例を調査した結果，一部の地震において，地震観測記録が発電所設計時に設定された基準地震動Ｓ$_2$若しくは耐震安全性評価で設定

された基準地震動S_sを上回ることが確認されたが，安全上重要な設備に対する地震による直接的な異常は確認されなかった。また，波及的影響の可能性としては，点検及び仮置き中の重量物の移動又は遮へいブロック崩れによる安全上重要な設備への接触，低耐震クラス配管の損傷又は津波による溢水事象，並びに，電気盤火災による波及的影響が確認された。

地震随伴溢水及び火災については，今回の評価では評価技術の成熟度から随伴事象の影響評価は困難であると判断し，評価対象外としている。

2.2　震害事例調査結果

2.2.1　宮城県沖地震（2005 年 8 月）による女川原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中であった１号機，２号機及び３号機は，地震に伴い自動停止。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，一部の周期で発電所設計時に設定された基準地震動S_2を上回ることが確認されたが，耐震安全性の評価によって健全性が確保されていることが確認されており，安全上重要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 1 に示す。

2.2.2　能登半島地震（2007 年 3 月）による志賀原子力発電所に対する影響

敷地地盤や１／２号機原子炉建屋において観測された地震記録を分析した結果，観測した地震動の応答スペクトルが基準地震動S_2を長周期側の一部の周期帯において超えている部分があったが，耐震安全性の評価によって健全性が確保されていることが確認されており，安全上重要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 2

に示す。

2.2.3　新潟県中越沖地震（2007 年 7 月）による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中又は起動中であった２号機，３号機，４号機及び７号機は，地震に伴い自動停止。（１号機，５号機及び６号機は定期検査のため停止中）発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，耐震設計上考慮すべき地震による地震動の周期帯のほぼ全域にわたって発電所設計時に設定された基準地震動S_2を上回ることが確認され，機器によっては構造強度や機能維持に影響を与えると考えられる異常が確認されているものの，重大な損傷をもたらしたものではなく，原子炉の安全性を阻害する可能性のない軽微な事象であった。

安全上重要な設備への影響については，点検及び仮置き中であった重量物の移動又は遮へいブロック崩れによる安全上重要な設備への接触事例や，地震に伴う消火系配管の損傷による一部ＡＭ設備の浸水事例が確認されたものの，地震による直接的な異常は確認されなかった。なお，３号機の所内変圧器のダクトの基礎が不等沈下したことによって火災が発生した。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 3 に示す。

2.2.4　駿河湾の地震（2009 年 8 月）による浜岡原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中であった４号機及び５号機は，地震に伴い自動停止。（３号機は定期検査のため停止中。１号機及び２号機は廃止措置準備中。）発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，３号機及

び４号機については，発電所設計時に設定された基準地震動Ｓ$_2$による床応答スペクトルを超えるものではなく，設備の健全性が確保されていることが確認されている。５号機については，観測された地震データによる床応答スペクトルが一部の周期帯において基準地震動Ｓ$_1$による床応答スペクトルを上回っていたが，主要な耐震設計上重要な機器及び配管の固有周期では下回っていたこと，また床応答スペクトルの一部が超えたことについては観測記録による地震応答解析結果によって全ての設備が弾性状態にあったことから，設備の健全性が確保されていることが確認されている。以上のことから，安全上重要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 4 に示す。

2.2.5　東北地方太平洋沖地震（2011 年 3 月）による原子力発電所に対する影響

(1)　福島第一原子力発電所に対する影響

地震時，運転中であった１号機，２号機，３号機は，地震に伴い自動停止（４号機，５号機，６号機は定期検査中）。原子炉建屋及び原子炉建屋に設置されている安全上重要な設備（原子炉格納容器，残留熱除去系配管など）について，地震観測記録及び基準地震動Ｓ$_S$それぞれによる応答解析を比較した結果，基準地震動による地震荷重より耐力の方が大きく，地震直後，各安全機能は保持されていたものと評価されている。

しかし，１～５号機については，地震後の津波によって，非常用ディーゼル発電設備，電源設備などが被水，機能喪失したことで全交流電源喪失に至り，１～３号機については最終的に炉心損傷に至った。５号機及び６

号機については,原子炉に燃料が装荷されている状態で,１～３号機同様,津波による影響によって海水系が機能喪失に至ったものの，６号機の空冷式ディーゼル発電設備による電源確保（５号機については，６号機から電源融通実施）を行うとともに，仮設海水系ポンプによる冷却機能確保などの復旧措置によって冷温停止状態への移行及び維持が図られた。

また，全燃料が使用済燃料プールへ取り出されていた４号機をはじめとする，各号機の使用済燃料プール内燃料については，注水又は冷却によって使用済燃料プール水位を確保し，燃料損傷防止が図られた。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表５に示す。

(2)　福島第二原子力発電所に対する影響

地震時，１～４号機は運転中であったが，地震に伴い全号機自動停止。原子炉建屋及び原子炉建屋に設置されている安全上重要な設備（原子炉格納容器，残留熱除去系配管など）について，地震観測記録及び基準地震動S_sそれぞれによる応答解析を比較した結果，基準地震動S_sによる地震荷重より耐力の方が大きく，地震後，各安全機能は保持されていたものと評価されている。

３号機を除く，１号機，２号機及び４号機については，地震後の津波によって，海水系設備が被水することでヒートシンク喪失に至ったものの，外部電源及び３号機非常用ディーゼル発電設備，電源車による電源確保，海水系ポンプのモータ取り替えなどの復旧措置によって，除熱機能を確保することで，各号機とも冷温停止状態への移行，維持が図られた。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 6 に示す。

(3)　東通原子力発電所に対する影響

地震時において１号機は定期検査のため停止中。発電所敷地内で観測された地震加速度は 17Gal であり，地震による設備への影響はなかった。また，地震後に外部電源が全て喪失したが，非常用ディーゼル発電機が自動起動し全交流電源喪失には至らなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 7 に示す。

(4)　女川原子力発電所に対する影響

地震時に運転中又は起動中であった１号機，２号機及び３号機は，地震に伴い自動停止。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，観測された地震データによる床応答スペクトルが一部の周期帯において発電所設計用の基準地震動Ｓ$_s$による床応答スペクトルを上回っていたが，地震観測結果に基づく原子炉建屋及び耐震安全上重要な主要設備の地震時における機能を概略評価（建屋については最大応答せん断ひずみ及び層せん断力,設備については影響構造強度評価及び動的機能維持評価）した結果，機能維持の評価基準を下回っていることが確認されている。今後は詳細なシミュレーション解析によって健全性を確認するとともに主要設備以外の耐震安全上重要な設備を含め設備の健全性を確認することとしている。

安全上重要な設備への影響については次のとおりである。１号機において常用系の高圧電源盤火災によって地絡した同期検定器の出力回路ケーブルから非常用母線と予備変圧器の連絡しゃ断器投入コイルに電圧が印加され，非常用母線電圧が瞬時低下したため，同母線から受電していた残留熱除去系ポンプ 2 台の自動停止が確認された。２号機において海水ポンプ室

に流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋の一部に流入し，原子炉補機冷却水系の一系統及び高圧炉心スプレイ補機冷却水系の機能喪失が確認された。同冷却水系の喪失によって非常用ディーゼル発電機一系統及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の自動停止が確認された。さらに，常用系の高圧電源盤火災の影響により，非常用ディーゼル発電機が起動していない状態でしゃ断器投入が発生し，非常用ディーゼル発電機界磁回路損傷が確認されたものの，地震による直接的な異常は確認されなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表８に示す。

(5)　東海第二発電所に対する影響

地震時に運転中であった東海第二発電所は，地震に伴い自動停止。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，観測された地震データによる原子炉建屋の最大応答加速度は，設計時に用いた最大応答加速度及び新耐震指針に基づく耐震安全性評価で設定した基準地震動Ｓ$_s$の最大応答加速度以下であった。また，観測された地震データによる原子炉建屋の床応答スペクトルが一部の周期帯において発電所設計時に用いた床応答スペクトルを上回っていたが，主要な周期帯で観測地震記録が下回っていることが確認されている。安全上重要な設備への影響については，津波対策工事が完了していなかった一部の海水ポンプ室に海水が浸水し３台ある非常用ディーゼル発電機用海水ポンプのうち１台が停止したこと，並びに，125V蓄電池２Ｂ室のドレンファンネルからの逆流によって床面に3cmの深さで溢水が確認されたものの，地震による直接的な異常は確認されなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表９に示す。

表１　2005 年 8 月に発生した宮城県沖地震による女川原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模（地震観測記録と基準地震動の関係）	女川原子力発電所１，２，３号機は，定格熱出力運転中のところ平成 17 年 8 月 16 日に発生した宮城沖を震源とするマグニチュード 7.2（震源深さ 72km，震央距離 73km，震源距離 84km）の地震の影響によって，11 時 46 分に１号機，２号機，３号機は地震加速度大信号によって原子炉自動停止した。なお，観測された保安確認用地震動は，最大で 251.2Gal であった。 １号機，２号機，３号機の原子炉建屋で観測された地震動から求めた加速度応答スペクトル（周期ごとの加速度の最大値）は，機器が設置されていない屋上を除き，全ての周期において基準地震動Ｓ$_2$による応答スペクトルを下回っていることを確認した。また，岩盤上で観測された地震データから上部地盤の影響を取り除いたデータを解析したところ，一部周期において基準地震動Ｓ$_2$を超えている部分があることを確認した。この地震で，一部の周期において基準地震動の応答スペクトルを超えることとなった要因分析及び評価を行った結果，宮城県沖近海のプレート境界に発生する地震の地域的な特性によるものと考えられるとの結論が得られた。
②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）	無し 今回観測された地震データを用いて，安全上重要な設備（建屋及び機器）の耐震安全性の評価を実施し，耐震安全性が確保されていることを確認した。
②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）	無し
③－1 外部電源への影響	無し
③－2Ｄ／Ｇへの影響	無し
③－3 補機冷却系への影響	無し
③－4 電源融通の可能性	可能
③－5 復旧操作へのアクセス性	重大な影響無し。ただし，構内道路アスファルト亀裂，波うち及び段差が発生した。
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	無し

表２　2007 年 3 月に発生した能登半島地震による志賀原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模 （地震観測記録と基準地震動の関係）	【志賀１，２号機】 敷地地盤や１／２号機原子炉建屋において観測された地震記録を分析した結果，観測した地震動の応答スペクトルが基準地震動Ｓ$_2$を長周期側の一部の周期帯において超えている部分があったが，この周期帯に関して，安全上重要な施設に影響がないことを確認した。 また，１／２号機の原子炉建屋で観測された地震記録に基づいて原子炉建屋及び同建屋内の安全上重要な機器について検討した結果，各施設とも弾性範囲内に収まっており，施設の健全性が確保されていることを確認した。 タービン建屋内及び海水熱交換器建屋内の安全上重要な機器及び配管，並びに排気筒について，敷地地盤で観測された地震記録に基づいて検討した結果，各施設とも弾性範囲内に収まっており，施設の健全性が確保されていることを確認した。 さらに，今回の地震において長周期側の一部の周期帯で基準地震動Ｓ$_2$を上回ったことから，長周期側で今回の地震動を上回る地震動（検討に用いた地震動）を想定し，長周期側の主要施設であるタービン建屋基礎版上の原子炉補機冷却水系配管及び排気筒の耐震安全性について確認した結果，耐震安全余裕を有していることを確認した。 以上，安全上重要な施設や長周期側の主要施設に関する一連の耐震安全性確認結果から，能登半島地震を踏まえても耐震安全性は確保されていることが確認できたと考えられる。
②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）	【志賀１，２号機】無し
②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）	【志賀１，２号機】無し
③－1 外部電源への影響	【志賀１，２号機】 供用中の 3 回線すべてが喪失し外部電源喪失となったが，事象発生の 6 分後に復旧した。
③－2Ｄ／Ｇへの影響	【志賀１，２号機】無し
③－3 補機冷却系への影響	【志賀１，２号機】無し
③－4 電源融通の可能性	【志賀１，２号機】可能
③－5 復旧操作へのアクセス性	【志賀１，２号機】影響無し
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	■水銀灯の落下 １号機タービン建屋運転階の水銀灯が 7 個，また２号機原子炉建屋運転階の水銀灯が 2 個落下した。 また，２号機で落下した水銀灯の破片は，約 97％を運転階床上から回収したが，残りの破片については使用済燃料貯蔵プールなどへ落下した可能性があったため，これらの箇所での点検及び清掃を行った。

確認項目	確認結果
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）（つづき）	■２号機低圧タービン組み立て中のタービンロータの位置ずれ 組み立て中の低圧タービンロータを仮止めしていた治具が変形し，わずかな位置ずれが生じた。低圧タービンを開放し点検を実施したところ，動翼に微小な接触痕が複数確認された。
	■１号機使用済燃料貯蔵プールからの水飛散 使用済燃料貯蔵プールの水約 45 リットル（放射能量約 750 万ベクレル）が使用済燃料貯蔵プール周辺に飛散した。そのうち，養生シート外には約 8 リットル（放射能量約 130 万ベクレル）の水が飛散した。飛散した水については速やかに拭き取った。外部への放射能の影響はなし。

表 3　2007 年 7 月に発生した中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響

<table>
<tr><th>確認項目</th><th>確認結果</th></tr>
<tr><td>①施設に影響した地震規模
（地震観測記録と基準地震動の関係）</td><td>【柏崎刈羽１～７号機】
新潟県中越沖においてマグニチュード 6.8 の地震が発生，震央距離 16km，震源距離 23km に位置している柏崎刈羽においては，全号機（１～７号機）にて基準地震動を超える加速度を確認，原子炉建屋基礎版上での最大加速度のものは，１号機での 680Gal（設計時の最大加速度応答値 273Gal）であった。各号機で原子炉建屋基礎版上での最大加速度（観測値，設計時応答値）は下表の通り。
<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">観測値</th><th colspan="2">南北</th><th colspan="2">東西</th><th colspan="2">上下</th></tr>
<tr><th>観測</th><th>設計</th><th>観測</th><th>設計</th><th>観測</th><th>設計※</th></tr>
<tr><td>１号機</td><td>最下階</td><td>311</td><td>274</td><td>680</td><td>273</td><td>408</td><td>(235)</td></tr>
<tr><td>２号機</td><td>最下階</td><td>304</td><td>167</td><td>606</td><td>167</td><td>282</td><td>(235)</td></tr>
<tr><td>３号機</td><td>最下階</td><td>308</td><td>192</td><td>384</td><td>193</td><td>311</td><td>(235)</td></tr>
<tr><td>４号機</td><td>最下階</td><td>310</td><td>193</td><td>492</td><td>194</td><td>337</td><td>(235)</td></tr>
<tr><td>５号機</td><td>最下階</td><td>277</td><td>249</td><td>442</td><td>254</td><td>205</td><td>(235)</td></tr>
<tr><td>６号機</td><td>最下階</td><td>271</td><td>263</td><td>322</td><td>263</td><td>488</td><td>(235)</td></tr>
<tr><td>７号機</td><td>最下階</td><td>267</td><td>263</td><td>356</td><td>263</td><td>355</td><td>(235)</td></tr>
</table>
※上下方向については，（ ）内の値を静的設計で使用
１～７号機で観測された地震観測記録に基づき，設計時の解放基盤表面と原子炉建屋基礎版上の関係を参照し，解放基盤表面における地震動を推定したところ，基準地震動Ｓ$_2$（450Gal）に対して１～４号機で約 2.3～3.8 倍，５～７号機で 1.2～1.7 倍の結果であった。
設備点検の結果，地震の影響による構造強度や機能維持に影響を与えると考えられる異常が確認されてはいるが，機器の重大な損傷をもたらしたものではなく，原子炉の安全性を阻害する可能性のない軽微な事象であった。
安全上重要な設備については，１号機において異常が数例確認されているが，点検，仮置き中だったために転倒，損傷に至ったこと，地震に伴う消火系配管の建屋接続部の損傷に伴う浸水によって機能喪失に至ったことが原因であり，地震による直接的な異常は確認されていない。</td></tr>
<tr><td>②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）</td><td>【柏崎刈羽１～７号機】無し</td></tr>
<tr><td>②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）</td><td>【柏崎刈羽１～７号機】無し</td></tr>
<tr><td>③－1 外部電源への影響</td><td>【柏崎刈羽１～７号機】
4 回線中，2 回線が機能喪失</td></tr>
<tr><td>③－2Ｄ／Ｇへの影響</td><td>【柏崎刈羽１～７号機】無し</td></tr>
<tr><td>③－3 補機冷却系への影響</td><td>【柏崎刈羽１～７号機】無し</td></tr>
<tr><td>③－4 電源融通の可能性</td><td>【柏崎刈羽１～７号機】無し</td></tr>
<tr><td>③－5 復旧操作へのアクセス性</td><td>土捨て場北側斜面の一部が崩落。（復旧操作のためのアクセス性への影響無し。）</td></tr>
</table>

確認項目	確認結果
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	■３号機 原子炉建屋地下 2 階にあるＳＬＣ系注入ライン配管（格納容器外側貫通部）の近傍に置いてあったＩＳＩ用ＲＰＶ模擬ノズルが地震によって移動し，配管の板金保温材に衝突したと思われるへこみを確認。配管及びサポートには損傷は無かったものの，安全上重要な設備に影響が及ぶ可能性があったことを踏まえ，室内にて床に固定されていない重量物を固定及び固縛する対策を講じた。 なお，所内変圧器のダクトの基礎が不等沈下したことによって火災が発生した。
	■１号機 不等沈下によって消火配管が破断し，漏水及び消火系の機能喪失に至ったものと推定。 地震による建屋周辺の地盤沈下などのため，消火系配管が破断（消火系の機能喪失）。 さらに，原子炉複合建屋とモニタ建屋（屋外）間のトレンチの沈下によって生じた接続部の隙間及びトレンチ本体のひび割れ損傷部を通じ，消火系から漏れた水が原子炉複合建屋内に流入。 その結果，機能要求は無かったものの主蒸気放射線モニタ検出器が浸水によって損傷するとともに，復水補給水ポンプ（ＡＭ設備）についても浸水による被害を受けた。

表 4　2009 年 8 月に発生した駿河湾の地震による浜岡原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模 （地震観測記録と基準地震動の関係）	【浜岡３，４号機】 地震観測記録と基準地震動Ｓ$_1$による応答を比較した結果，地震観測記録は基準地震動Ｓ$_1$による応答を十分下回っており，地震時に耐震設計上重要な設備が弾性状態にあったことから，設備の健全性が確保されていることを確認した。 【浜岡５号機】 耐震設計上重要な設備について，地震観測記録と基準地震動Ｓ$_1$による応答を比較し，原子炉建屋の一部の階において地震観測記録における最大加速度が基準地震動Ｓ$_1$による最大応答加速度をわずかに上回っている以外は，地震観測記録における最大加速度が基準地震動Ｓ$_1$による最大応答加速度を下回っていることを確認した。 原子炉建屋の地震観測記録の床応答スペクトルは，一部の周期帯において基準地震動Ｓ$_1$の床応答スペクトルを上回っているが，主な耐震設計上重要な機器及び配管系の固有周期では下回っており，地震時に弾性状態にあったことから，これらの機器及び配管系の健全性が確保されていることを確認した。 ５号機については，主要な設備は弾性状態にあり，健全性は確保されていることを確認していたが，一部の観測記録で基準地震動Ｓ$_1$による応答加速度を超えたことから，地震観測記録を入力とした地震応答解析を行い，設備の健全性評価の結果は，全ての設備が弾性状態にあったことから，設備の健全性が確保されていることを確認した。
②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）	【浜岡３～５号機】無し
②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）	【浜岡３～５号機】無し
③－1 外部電源への影響	【浜岡３～５号機】 ３，４号機：3 ルート 6 回線すべてが健全 ５号機：2 ルート 4 回線すべてが健全
③－2Ｄ／Ｇへの影響	【浜岡３～５号機】無し
③－3 補機冷却系への影響	【浜岡３～５号機】無し
③－4 電源融通の可能性	【浜岡３～５号機】可能
③－5 復旧操作へのアクセス性	【浜岡５号機】 タービン建屋の東側屋外エリアの地盤沈下（15m×15m，10cm 程度）を確認した。
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	■５号機“補助変圧器過電流トリップ”（常用系）：地震の振動でトリップ接点の接触による保護継電器の誤動作（リレーチャター発生）⇒より強い耐震性を有する保護継電器への取替を検討した結果，水平 3G，上下 1G 程度の実力のある保護継電器に取替。

確認項目	確認結果
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）（つづき）	■５号機制御棒駆動機構モータ制御ユニットの故障警報点灯：５号機“補助変圧器過電流トリップ”（常用系）との従属性。
	■原子炉建屋管理区域区分の変更,原子炉建屋５階(放射線管理区域内）燃料交換エリア換気放射線モニタ指示の一時的な上昇：地震の揺れによって，燃料集合体表面の放射性物質を含んだ鉄錆びなどが，プール水に遊離し，プール表面からの放射線線量率が上昇したものと推定。
	■主タービンスラスト軸受摩耗トリップ警報点灯及びタービン開放点検：各種接触痕，変形，ネジ損傷などが見られた。

表 5　2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による福島第一原子力発電所に対する影響

<table>
<tr><th>確認項目</th><th>確認結果</th></tr>
<tr><td>①施設に影響した地震規模
（地震観測記録と基準地震動の関係）</td><td>【福島第一１～６号機】
平成 23 年 3 月 11 日,東北地方太平洋沖地震が発生,福島第一原子力発電所１～６号機の原子炉建屋基礎版上において観測された最大加速度と基準地震動Ｓｓから求めた基礎版上の最大応答加速度を比較した結果,２，３，５号機の東西方向の観測記録が，基準地震動Ｓｓによる最大応答加速度を上回っていた。各号機で原子炉建屋基礎版上での最大加速度（観測値，設計時応答値）は下表の通り。
<table>
<tr><th rowspan="2">観測値</th><th colspan="2">南北</th><th colspan="2">東西</th><th colspan="2">上下</th></tr>
<tr><th>観測</th><th>設計</th><th>観測</th><th>設計</th><th>観測</th><th>設計</th></tr>
<tr><td>１号機</td><td>460※</td><td>487</td><td>447</td><td>489</td><td>258</td><td>412</td></tr>
<tr><td>２号機</td><td>348※</td><td>441</td><td>550</td><td>438</td><td>302</td><td>420</td></tr>
<tr><td>３号機</td><td>322※</td><td>449</td><td>507</td><td>441</td><td>231</td><td>429</td></tr>
<tr><td>４号機</td><td>281※</td><td>447</td><td>319</td><td>445</td><td>200</td><td>422</td></tr>
<tr><td>５号機</td><td>311※</td><td>452</td><td>548</td><td>452</td><td>258</td><td>427</td></tr>
<tr><td>６号機</td><td>288※</td><td>445</td><td>444</td><td>448</td><td>244</td><td>415</td></tr>
</table>
※記録開始から 130～150 秒程度で記録は中断
原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される安全上重要な機能及び配管系（主蒸気系配管，原子炉格納容器，残留熱除去系配管，炉心支持構造物及び制御棒（挿入性）など）に加え，１号機については非常用復水器系配管，原子炉再循環系配管などについて，地震観測記録を用いた応答解析と基準地震動を用いた応答解析で得られた地震荷重を比較した結果，ほとんどの機器及び配管系において基準地震動Ｓｓによる地震荷重の方が大きく，それらについては地震直後に安全機能は保持可能な状態であったと評価されている。
一部，地震観測記録を用いた応答解析による地震荷重の方が大きかった機器及び配管系についても，適切な応答値を評価するため実物の構造を考慮するなどの解析モデルの見直しを行った結果，基準地震動を用いた応答解析による地震荷重の方が大きく評価された。加えて，現場確認が可能な５号機については，目視によって，可能な範囲で損傷の有無など，現場状況の確認を実施し，主要な弁，ポンプなどの機器及びその周辺の配管などに有意な損傷などは認められなかったことから，地震時及び地震直後においても安全機能を保持可能な状態にあったものと評価されている。</td></tr>
<tr><td>②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）</td><td>【福島第一１～６号機】
無し（推定）</td></tr>
<tr><td>②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）</td><td>【福島第一１～６号機】
不明（消火系配管に損傷が確認されているが，津波（漂流物含む）による影響と考えられる。）</td></tr>
</table>

確認項目	確認結果
③－1 外部電源への影響	【福島第一１～６号機】 全 6 回線中，5 回線機能喪失 ※1 回線は，工事のため受電停止中
③－2D／Ｇへの影響	【福島第一１～６号機】 影響無し（津波によって喪失。ただし，一部空冷式Ｄ／Ｇについては，津波襲来後も機能維持）
③－3 補機冷却系への影響	【福島第一１～６号機】 影響無し（津波によって喪失）
③－4 電源融通の可能性	【福島第一１～６号機】 ・影響無し（津波によって喪失） ・５－６号機間については，仮設ケーブル敷設によって電源融通実施
③－5 復旧操作へのアクセス性	・道路に割れ，段差など有り。 ・防災道路ではないが斜面崩落による道路閉鎖箇所有り。
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	【福島第一 1～6 号機】 詳細確認不可

表 6　2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による福島第二原子力発電所に対する影響

<table>
<tr><th>確認項目</th><th>確認結果</th></tr>
<tr><td>①施設に影響した地震規模
（地震観測記録と基準地震動の関係）</td><td>【福島第二１～４号機】
平成 23 年 3 月 11 日，東北地方太平洋沖地震が発生，福島第二原子力発電所１～４号機の原子炉建屋基礎版上において観測された最大加速度と基準地震動Ｓ_sから求めた原子炉建基礎版上の最大応答加速度は下表の通り。全号機，原子炉基礎版上（最地下階）で得られた最大加速度は，基準地震動Ｓ_sに対する最大応答加速度を下回っていることが確認されている。
<table>
<tr><th rowspan="2">観測値</th><th colspan="2">南北</th><th colspan="2">東西</th><th colspan="2">上下</th></tr>
<tr><th>観測</th><th>設計</th><th>観測</th><th>設計</th><th>観測</th><th>設計</th></tr>
<tr><td>１号機</td><td>254</td><td>434</td><td>230※</td><td>434</td><td>305※</td><td>512</td></tr>
<tr><td>２号機</td><td>243</td><td>428</td><td>196※</td><td>429</td><td>232※</td><td>504</td></tr>
<tr><td>３号機</td><td>277※</td><td>428</td><td>216※</td><td>430</td><td>208※</td><td>504</td></tr>
<tr><td>４号機</td><td>210※</td><td>415</td><td>205※</td><td>415</td><td>288※</td><td>504</td></tr>
</table>
※記録開始から 130～150 秒程度で記録は中断
原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される安全上重要な機能及び配管系（主蒸気系配管，原子炉格納容器，残留熱除去系配管，炉心支持構造物及び制御棒（挿入性）など）について地震観測記録を用いた応答解析と基準地震動Ｓ_sを用いた応答解析で得られた地震荷重を比較した結果，一部の機器及び配管系を除き基準地震動Ｓ_sによる地震荷重の方が大きく，それらについては地震後に安全機能は保持可能な状態であったと評価されている。一部，地震観測記録を用いた応答解析による地震荷重の方が大きかった機器及び配管系についても，適切な応答値を評価するため実物の構造を考慮するなどの解析モデルの見直しを行った結果，基準地震動を用いた応答解析による地震荷重の方が大きいことが確認されており，地震後に安全機能は保持可能な状態であったと評価されている。</td></tr>
<tr><td>②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）</td><td>【福島第二１～４号機】無し</td></tr>
<tr><td>②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）</td><td>【福島第二１～４号機】
影響なし（消火系配管に損傷が確認されているが，津波（漂流物含む）による影響と考えられる。）</td></tr>
<tr><td>③－1 外部電源への影響</td><td>【福島第二１～４号機】
4 回線中，1 回線機能停止
※1 回線は停止点検中。さらに 1 回線は，避雷器の損傷が確認されたため，被害拡大防止を目的として受電停止の上，復旧作業を実施。</td></tr>
<tr><td>③－2Ｄ／Ｇへの影響</td><td>【福島第二１～４号機】
影響無し（３号機を除き，津波によって機能喪失）</td></tr>
<tr><td>③－3 補機冷却系への影響</td><td>【福島第二１～４号機】
影響無し（３号機を除き，津波によって機能喪失）</td></tr>
</table>

確認項目	確認結果
③－4 電源融通の可能性	【福島第二１～４号機】 影響無し（津波によって喪失）
③－5 復旧操作へのアクセス性	道路に割れ，段差など生じるも影響無し。
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	【福島第二１～４号機】 特に影響無し

表 7　2011 年 3 月に発生した東北地方太平洋沖地震による東通原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模（地震観測記録と基準地震動の関係）	発電所において観測した地震加速度は 17Gal であり，設備への影響はなかった。
②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）	無し
②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）	無し
③－1 外部電源への影響	むつ幹線（2 回線），東北白糠線の停止に伴い，外部電源が喪失した。 同日 23 時 59 分に東北白糠線が復旧した。
③－2Ｄ／Ｇへの影響	外部電源喪失に伴い，非常用ディーゼル発電機が自動起動した。
③－3 補機冷却系への影響	無し
③－4 電源融通の可能性	可能
③－5 復旧操作へのアクセス性	無し
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	■8 台あるモニタリングポストのうち 4 台がバッテリ切れによって停止した。

表 8　2011 年 3 月に発生した東北地方太平洋沖地震による女川原子力発電所に対する影響

<table>
<tr><th>確認項目</th><th>確認結果</th></tr>
<tr><td>①施設に影響した地震規模
（地震観測記録と基準地震動の関係）</td><td>女川原子力発電所は，1 号機及び 3 号機が定格熱出力一定運転中，また，2 号機が原子炉起動中のところ，3 月 11 日 14 時 46 分に発生した東北地方太平洋沖地震によって全号機において原子炉が自動停止した。観測された地震加速度は 567.5Gal（保安確認用地震計：1 号機原子炉建屋地下 2 階）であり，全号機とも，原子炉保護系が設計どおり作動したことによって自動停止した。
最大応答加速度について基準地震動と観測記録の関係は次の通り。

原子炉建屋の最大加速度値
<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">観測位置</th><th colspan="3">観測記録
最大加速度値（ガル）</th><th colspan="3">基準地震動Ssに対する
最大応答加速度値（ガル）</th></tr>
<tr><th>NS方向</th><th>EW方向</th><th>UD方向</th><th>NS方向</th><th>EW方向</th><th>UD方向</th></tr>
<tr><td rowspan="4">1号機</td><td>屋上</td><td>2000※1</td><td>1636</td><td>1389</td><td>2202</td><td>2200</td><td>1388</td></tr>
<tr><td>燃料取替床 (5階)</td><td>1303</td><td>998</td><td>1183</td><td>1281</td><td>1443</td><td>1061</td></tr>
<tr><td>1階</td><td>573</td><td>574</td><td>510</td><td>660</td><td>717</td><td>527</td></tr>
<tr><td>基礎版上</td><td>540</td><td>587</td><td>439</td><td>532</td><td>529</td><td>451</td></tr>
<tr><td rowspan="4">2号機</td><td>屋上</td><td>1755</td><td>1617</td><td>1093</td><td>3023</td><td>2634</td><td>1091</td></tr>
<tr><td>燃料取替床 (3階)</td><td>1270</td><td>830</td><td>743</td><td>1220</td><td>1110</td><td>968</td></tr>
<tr><td>1階</td><td>605</td><td>569</td><td>330</td><td>724</td><td>658</td><td>768</td></tr>
<tr><td>基礎版上</td><td>607</td><td>461</td><td>389</td><td>594</td><td>572</td><td>490</td></tr>
<tr><td rowspan="4">3号機</td><td>屋上</td><td>1868</td><td>1578</td><td>1004</td><td>2258</td><td>2342</td><td>1064</td></tr>
<tr><td>燃料取替床 (3階)</td><td>956</td><td>917</td><td>888</td><td>1201</td><td>1200</td><td>938</td></tr>
<tr><td>1階</td><td>657</td><td>692</td><td>547</td><td>792</td><td>872</td><td>777</td></tr>
<tr><td>基礎版上</td><td>573</td><td>458</td><td>321</td><td>512</td><td>497</td><td>476</td></tr>
</table>
※1 当該地震計の最大設定値(2000ガル)を上回っているため参考値
※2 網掛は基準地震動Ssに対する最大応答加速度値を超えていることを示す</td></tr>
<tr><td>②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）</td><td>【女川 1 号】
●タービン建屋地下 1 階高圧電源盤火災
タービン建屋地下 1 階において高圧電源盤 6-1A からの発煙が発生した。また，高圧電源盤 6-1A の火災の影響によって，S／P 水冷却のために手動起動したＲＨＲポンプ（A）及び（C）号機が自動停止した。</td></tr>
<tr><td>②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）</td><td>無し</td></tr>
</table>

確認項目	確認結果
③－1 外部電源への影響	5 回線中 4 回線が機能喪失 女川原子力発電所には，外部電源として 5 回線（牡鹿幹線１，２号線（275kV 系），松島幹線１，２号線（275kV 系），塚浜支線（66kV 系））が接続されている。地震直後は，当社管内の送電線事故に伴う系統保護回路の動作によって，松島幹線２号 1 回線のみとなったが，3 月 12 日 20 時 12 分に牡鹿幹線１号，同日 20 時 15 分に牡鹿幹線２号，3 月 17 日 10 時 47 分に松島幹線１号，3 月 26 日 15 時 41 分に塚浜支線がそれぞれ復旧している。 【牡鹿１，２号線避雷器の損傷】 地震の揺れによると思われる影響によって，避雷器内部に部分放電が発生した。（地震に伴う牡鹿幹線１，２号線停止の原因は，避雷器の損傷によるものと考えられる。）
③－2Ｄ／Ｇへの影響	【女川１号】 ●非常用ＤＧ（Ａ）界磁回路の損傷 ＤＧ（Ａ）の同期検定器が動作せず，しゃ断器を手動で投入することができなかった。また，ＤＧ（Ａ）が起動していない状態でＤＧ（Ａ）のしゃ断器が自動投入される事象が発生した。 ⇒メタクラ 6－1A で発生した火災の影響によって制御ケーブルに溶損などが生じ，地絡が発生した。 【女川２号】 ●浸水によるＤＧ（Ｂ）及びＤＧ（Ｈ）の停止 海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し，ＲＣＷ（Ｂ）系及びＨＰＣＷの二系統が機能喪失したことによって，ＤＧ（Ｂ）ならびにＤＧ（Ｈ）が自動停止となった。（ＤＧ(Ａ)は健全）
③－3 補機冷却系への影響	【女川２号】 ●浸水によるＤＧ（Ｂ）及びＤＧ（Ｈ）の停止 海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し，ＲＣＷ（Ｂ）系及びＨＰＣＷの 2 系統が機能喪失した。
③－4 電源融通の可能性	女川 1 号にて，地震又は火災の影響によって一部しゃ断器に不具合が生じた。
③－5 復旧操作へのアクセス性	無し

確認項目	確認結果
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	【女川１号】 ●高圧電源盤しゃ断器の投入不可 主に定検時に使用する高圧電源盤（１号機所内電源を２号機から受電する際に使用）において，電源盤内に設置しているしゃ断器が地震の振動によって傾き，投入スイッチを入切するためのインターロックローラーが正常位置から外れた。 ●母連しゃ断器制御電源喪失 火災が発生した高圧電源盤の制御電源回路の溶損による地絡や短絡の影響によって，制御電源回路が接続されているしゃ断器用制御電源回路の電圧が変動し，“制御電源喪失”警報が発生した。 ●125V 直流主母線盤の地絡（計 2 件） 高圧電源盤の火災によって，配線に地絡が発生し，地絡警報が発生した。 【女川２号】 特に無し 【女川３号】 ●使用済燃料プールゲート押さえ脱落 使用済燃料プールと原子炉ウェル間の通路部に設置している使用済燃料プールゲート（No.1 及び No.2）を固定しているゲート押さえ金具計 4 個のうち 3 個のスイングボルトが外れていた。 ●ＨＰＣＳ圧力抑制室吸込弁自動での全開動作不能 4 月 7 日の余震の揺れによる影響と推定される圧力抑制室の水位変動時に，本来全開するはずのＨＰＣＳ圧力抑制室吸込弁が，地震による弁の開閉指示を行うスイッチなどの誤動作（推定）によって，全開にならなかった。（手動での全開は可能） 【各号機共通】 ●制御棒駆動系ハウジング支持金具サポートバーのずれ 制御棒駆動機構ハウジングのハウジング支持金具（グリッド）が，１号機で 1 カ所，２号機で 2 カ所，３号機で 1 カ所ずれていることを確認した。これによる制御棒駆動機構ハウジングの落下防止機能への影響はなかった。

表 9　2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による東海第二発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模 （地震観測記録と基準地震動の関係）	観測記録に基づく各階の最大応答加速度は，建設時の当初設計時に用いた最大応答加速度及び新耐震設計審査指針に基づく耐震安全性評価で設定した基準地震動Ｓ$_s$の最大応答加速度以下であることを確認した。 原子炉建屋の地震観測記録による床応答スペクトルは，一部の周期帯（約 0.65 秒から約 0.9 秒）で建設時の設計に用いた床応答スペクトルを上回っているが，耐震設計上重要な機器及び配管系のうち主要な設備の固有周期では，地震観測記録が工認設計波による床応答スペクトル以下であることを確認した。
②－1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）	地震による影響は無し
②－2 既存のＡＭ設備への影響（波及影響も含む）	地震による影響は無し
③－1 外部電源への影響	3 回線中 3 回線が機能喪失 （13 日 12:32 154kV 系東海原子力線復旧）
③－2Ｄ／Ｇへの影響	地震による影響は無し（津波によってＤＧＳＷ－２Ｃが水没したため，ＤＧ－２Ｃは手動停止）
③－3 補機冷却系への影響	地震による影響は無し
③－4 電源融通の可能性	可能（ＨＰＣＳ－ＤＧから 6.9kV の交流電源融通，予備充電器を介して直流電源融通）
③－5 復旧操作へのアクセス性	地震による影響は無し
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	タービン設備などの一部で，耐震クラスＢ，Ｃクラスの設備が損傷を受けた。 【蒸気タービン】 低圧タービン及び高圧タービンの動翼と隔板の一部に接触による摺動痕 高圧タービンと低圧タービンの中間軸受け基礎グラウト部の割れ，基礎ボルトの緩み（10 本中 3 本） 【主発電機関係】 主発電機軸受及び励磁機及び副励磁機廻りに接触痕，間隙拡大などの損傷

3. 海外のＰＲＡ関連文献調査

海外文献についての調査結果をまとめたものを表 10 に示す。海外の地震ＰＲＡ関連文献を調査した結果，他にモデル化すべき起因事象は存在しなかった。

海外文献では原子炉冷却材喪失（ＬＯＣＡ）についてサイズや場所を分類した評価を例示している文献があったが，今回の評価ではＬＯＣＡを１つの起因事象として選定した。これは次の 2 つの理由による。1 つは，同一の地震動による複数の配管損傷の相関性を考慮すると，事故シナリオを詳細に分析すること（緩和系にどの程度期待できるか判断すること）が困難で，破断の規模による分類が厳密には難しいこと，もう１つは，相関を持つ配管を同定し，損傷の相関係数を全ての配管に対して適切に算定することは現状の評価技術では困難が伴うことである。このため，地震ＰＳＡ学会標準に許容されている取り扱いとして，これらの事象はより厳しい条件となる起因事象に包含させ，この起因事象は格納容器内にある一次系配管の大規模な破断によりＥＣＣＳ性能を上回る大規模な原子炉冷却材喪失（Excessive ＬＯＣＡ）が発生するものと想定し，緩和系によって事象の進展を抑制することができずに炉心損傷に至る可能性があるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象で代表させた。

地震随伴溢水については，今回の評価では評価技術の成熟度から随伴事象の影響評価は困難であると判断し，評価対象外としている。

表 10　海外文献調査結果（1／2）

	文献名	記載内容	確認結果
1	ＡＳＭＥ標準[i] （239 ページ）	地震ＰＲＡで考慮される起因事象は例えば以下を含める。 (a) ＲＰＶやその他の大型機器（steam generator, recirculation pump, pressurizer）の損傷 (b) 様々なサイズと場所でのＬＯＣＡ (c) トランジェント（ＬＯＰＡは特に重要） ＰＣＳやヒートシンクが地震要因で使用できない場合（例えば，ＬＯＰＡ）と使用できる場合の両方のトランジェントを考慮すべきである。 また，他のトランジェントの例として，service water のような重要なサポート系の喪失や直流電源の喪失がある。	左記の例は，すべて評価上考慮していることを確認した※1。
2	ＩＡＥＡ Safety Guide (SSG-3)[ii] （108 ページ）	特に，以下のタイプのシナリオに至る起因事象はモデル化すべきである。 (a) 大型機器の損傷（例：reactor pressure vessel, steam generators, pressurizer） (b) 様々なサイズと場所の LOCA。極小 LOCA も考慮すべき。 (c) ＬＯＰＡ (d) 様々なサポートシステムの喪失を含むトランジェント（ＰＣＳが失敗するシナリオと失敗しないシナリオ）	左記の例は，すべて評価上考慮していることを確認した※1。
3	EPRI 地震ＰＲＡ 実施ガイド[iii] （5～7 ページ）	“initiator”は例えば以下を含める。 (a) ＲＰＶやその他の大型機器（steam generator, recirculation pump, pressurizer 等）の損傷 (b) 様々なサイズと場所のＬＯＣＡ (c) サポートシステム故障（service water や直流電源） (d) トランジェント（ＬＯＰＡは特に重要） ＰＣＳやヒートシンクが地震要因で使用できない場合（例えば，ＬＯＰＡ）と使用できる場合の両方のトランジェントを考慮すべきである。外電が使用可能だが他の地震要因損傷があるシーケンスも考慮しなければならない。（なぜなら，ＬＥＲＦを考えた場合，外電やＩＡが必ず喪失すると仮定することが，必ず保守的とは限らないからである。例えば格納容器隔離弁が外電喪失やＩＡ喪失で安全側に閉動作となる。） Excessive ＬＯＣＡやリレーチャタリングも考慮しなければならない。	左記の例は，すべて評価上考慮していることを確認した※1。

※1：様々なサイズと場所のＬＯＣＡ（極小ＬＯＣＡを含む）については，本評価においては完全相関を仮定しているため，保守的に極大ＬＯＣＡとしてまとめて評価している。

表 10　海外文献調査結果（2／2）

	文献名	記載内容	確認結果
4	スイス連邦原子力安全検査局（ＥＮＳＩ）ＰＳＡガイド[iv]（25 ページ）	以下のように起因事象を定義しなければいけない。 ・最小のＨＣＬＰＦ値とスクリーニング値の間の地震加速度範囲に，少なくとも 7 つの起因事象が含まれないといけない。 ・スクリーニング値を超える地震加速度で，1 つの起因事象を定義しないといけない。	左記の起因事象数を，評価において満足していることを確認した。また，スクリーニング値を超える地震加速度では，起因事象「原子炉建屋損傷」「格納容器損傷」が支配的である。

＜調査対象文献一覧＞

(i ASME/ANS RA-Sa-2009, “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008: Standard for Level1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications, an American National Standard.” American Society of Mechanical Engineers, New York, NY. 2009.

(ii IAEA Safety Guide SSG-3, “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants.” International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, 2010.

(iii Seismic Probabilistic Risk Assessment Implementation Guide. EPRI, Palo Alto, CA:2003. 1002989.

(iv Probabilistic Safety Assessment (PSA): Quality and Scope, Guideline for Swiss Nuclear Installations. Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate (ENSI), Brugg, Switzerland: 2009.ENSI-A05/e.

機器フラジリティの設定における「規格値に含まれる余裕」の考え方について

1. はじめに

機器フラジリティ評価における強度係数F_sは，「規格値に含まれる余裕」を考慮して限界応力の中央値を算出している。この「規格値に含まれる余裕」の考え方を以下に示す。

2. 規格値に含まれる余裕の考え方

地震ＰＳＡ学会標準の解説 80「機器材料の限界強度データに基づく現実的耐力の中央値の設定例」に以下の記載がある。

【解説 80】 機器材料の限界強度データに基づく現実的耐力の中央値の設定例 ここでは，設計・建設規格に記載の引張強さ及び降伏応力に対する限界強度データに基づく現実的な耐力の中央値の求め方の例を示す。下記の考え方は工学的判断に基づく一例であり，他の考え方，又は試験結果を用いた現実的な耐力の設定を行うこともできる。

a) 引張強さ 引張強さに対する現実的な耐力の中央値は，**【解説 81】**機器の材料強度に関する文献を参考に，設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 9 に記載のＳｕ値を用いて，α×Ｓｕと設定することができる。係数“α”は，材料に応じて，1.1～1.2 解説 81-1)などの適切な現実的な値を設定する。

b) 引張降伏点 引張降伏点に対する現実的な耐力の中央値は，**【解説 81】**機器の材料強度に関する文献を参考に，設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 8 に記載のＳｙ値を用いて，β×Ｓｙと設定することができる。係数“β”は，材料に応じて，1.1～1.25 解説 81-2)などの適切な現実的な値を設定する。

なお，現実的耐力の設定に関しては，“発電用原子炉設備に関する構造などの技術基準（通商産業省告示第 501 号）”（以下，“告示 501 号”という。）解説 81-3)別表 9，10 の備考“この表に規定されていない材料の値は，引張試験結果を行い耐力に次の値を乗じる。ステンレス鋼及び高ニッケル合金においては 0.885，上記以外の材料においては 0.856･･･”の記載内容を参考に，設計・建設規格の規定値に基づき，材料に応じて 1.13（＝1/0.885），又は 1.17（＝1/0.856）を乗じて現実的耐力を設定することもできる。

【本体 6.4.2.2】

機器フラジリティ評価においては，ステンレス鋼及び高ニッケル合金の場合 1.13，それ以外の材料の場合 1.17 を，「規格値に含まれる余裕」と

している。

審査資料の中で，機器フラジリティ評価の例として取り上げた設備の規格値に含まれる余裕は下記のとおりである。

大型機器（原子炉圧力容器）　　SUSF304：1.13

静的機器（残留熱除去系熱交換器）SCM435　：1.17

配管（残留熱除去系海水系配管）　STPT42　：1.17

機器フラジリティ評価に用いる比率補正の考え方について

1. はじめに

機器フラジリティ評価における強度係数F_Sの評価において，耐震バックチェックの耐震評価結果を一様ハザードスペクトルの耐震評価結果に補正するために，比率補正を行っている。比率の算出方法及び比率補正の適用の考え方を以下に示す。

2. 比率の算出方法

(1) 応答解析

一様ハザードスペクトル及び耐震バックチェック評価用地震動を用いて原子炉建屋応答解析又は大型機器連成解析を行い，震度，荷重，応答加速度，相対変位を算出する。

(2) 比率の算出

原子炉建屋応答解析又は大型機器連成解析毎の比率の算出方法を以下に示す。

ａ．原子炉建屋応答解析による比率算出方法

原子炉建屋応答解析により求めた震度,応答加速度に対して以下の計算式より比率を算出する。

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c}\text{一様ハザードスペクトルによる}\\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた}\\ \text{震度，応答加速度}\end{array}}{\begin{array}{c}\text{耐震バックチェック評価用地震動による}\\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた}\\ \text{震度，応答加速度}\end{array}}$$

b．大型機器連成解析による比率算出方法

大型機器連成解析により求めた震度，荷重，応答加速度，相対変位に対して以下の計算式より比率を算出する。

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c}\text{一様ハザードスペクトルによる}\\ \text{大型機器連成解析により求めた}\\ \text{震度，荷重，応答加速度，相対変位}\end{array}}{\begin{array}{c}\text{耐震バックチェック評価用地震動による}\\ \text{大型機器連成解析により求めた}\\ \text{震度，荷重，応答加速度，相対変位}\end{array}}$$

3. 比率補正の適用の考え方

比率補正に用いる比率には，個別比率と代表比率があり，それぞれについて適用の考え方を以下に示す。

(1) 個別比率

2.(2)で求めた質点毎の震度，荷重，応答加速度，相対変位の比率の算出結果を,個別機器に特化した評価に適用できるように,機器の設置レベル，固有周期等を特定した比率を個別比率として算出する。

個別比率は,代表比率を用いてフラジリティ評価を行った結果を用いて，事故シーケンス評価を行った際に，ＦＶ重要度が高く，過度に保守性を含むような場合に，より現実的な評価となるようにフラジリティの向上を図る目的で使用する。フラジリティ評価において，個別比率を適用した設備を表１に示す。

(2) 代表比率

2.(2)で求めた質点毎の震度，荷重，応答加速度，相対変位の比率の算出結果から，フラジリティ評価の結果が最も厳しくなる比率を各々選定し，

代表比率とする。代表比率は，同じ応答（評価手法）を用いて評価する設備の比率補正に対して，一律適用できる値であり，炉心損傷頻度への寄与が小さい設備に対してフラジリティ評価を効率良く実施することができる。代表比率の算出結果を表 2 に示す。

なお，ケーブルトレイについては全炉心損傷頻度への寄与が高い設備であるが，ケーブルトレイのフラジリティは，ケーブルトレイを支持しているサポートの集合体として，最も耐震裕度の小さいサポートを代表箇所として選定して評価している。ケーブルトレイのサポートは，原子炉建屋の各階層に設置されており，幅広い固有周期を有していることから，機器の設置レベルや固有周期を特定した個別比率ではなく，代表比率での評価が適している。

表１　個別比率でフラジリティ評価した設備(1／2)

起因事象／ 影響緩和機能	設　備	個別比率	解析モデル
格納容器損傷	格納容器	1.83	大型機器連成解析
格納容器損傷	格納容器スタビライザ	1.83	大型機器連成解析
原子炉圧力容器損傷	原子炉遮へい壁	1.75	大型機器連成解析
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器スタビライザ	1.52	大型機器連成解析
格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	0.93	大型機器連成解析
格納容器バイパス	主蒸気系配管	0.72	大型機器連成解析
格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁(内側)	0.49	大型機器連成解析
格納容器バイパス	主蒸気ドレン配管（内側）	0.49	大型機器連成解析
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系蒸気隔離弁	1.25	大型機器連成解析
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系配管	1.59	原子炉建屋応答解析
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系隔離弁	1.78	原子炉建屋応答解析
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系配管	1.51	大型機器連成解析
格納容器バイパス	給水系逆止弁	1.47	大型機器連成解析
格納容器バイパス	給水系配管	0.97	大型機器連成解析
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	原子炉再循環系配管	1.01	大型機器連成解析
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	原子炉冷却材浄化系配管	1.51	大型機器連成解析
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	主蒸気系配管	0.72	大型機器連成解析
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	給水系配管	0.97	大型機器連成解析
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	原子炉隔離時冷却系配管	1.59	原子炉建屋応答解析
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	主蒸気ドレン配管（内側）	0.49	大型機器連成解析
Ｅｘｃｅｓｓｉｖｅ ＬＯＣＡ	逃がし安全弁	0.93	大型機器連成解析

表１　個別比率でフラジリティ評価した設備（2／2）

起因事象／ 影響緩和機能	設　備	個別比率	解析モデル
スクラム系	制御棒駆動水圧系配管	0.63	大型機器連成解析
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング	1.71	大型機器連成解析
ＨＰＣＳ	高圧炉心スプレイ系逆止弁	0.85	大型機器連成解析
ＨＰＣＳ	高圧炉心スプレイ系配管	1.63	原子炉建屋応答解析
ＲＣＩＣ	原子炉隔離時冷却系配管	1.59	原子炉建屋応答解析
ＬＰＣＳ	低圧炉心スプレイ系配管	1.00	原子炉建屋応答解析
ＬＰＣＩ ＲＨＲ	残留熱除去系逆止弁	0.97	大型機器連成解析
ＬＰＣＩ ＲＨＲ	残留熱除去系熱交換器	1.47	原子炉建屋応答解析
ＬＰＣＩ ＲＨＲ	残留熱除去系配管	1.00	原子炉建屋応答解析

表２　代表比率の算出結果

算出条件		代表比率	備考
原子炉建屋応答解析　震度		1.77	原子炉建屋内設備の震度で評価する設備の代表比率として設定
大型機器連成解析　震度		1.84	炉内構造物の震度で評価する設備の代表比率として設定
大型機器連成解析 荷重	せん断力， モーメント， 軸力	3.24	炉内構造物の荷重で評価する設備の代表比率として設定
	ばね反力	1.83	炉内構造物の荷重で評価する設備の代表比率として設定
	グリット反力	1.61	炉内構造物の荷重で評価する設備の代表比率として設定
原子炉建屋応答解析，大型機器連成解析　応答加速度		3.15	床応答スペクトルにて計算する設備の代表比率として設定
大型機器連成解析 相対変位		1.72	燃料集合体のみ使用

機能損傷に対するフラジリティ評価で片方向の評価を採用する理由について

1. はじめに

地震ＰＳＡ学会標準の解説 68「機器の損傷モードの例」において，「上下地震動によって損傷する可能性のある設備については，水平地震動と同様に上下地震動による損傷にも注意して損傷モードを選定する必要がある。」と記載されている。

一方，「第 3.2.1.1-3 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ」には，水平方向と鉛直方向の評価結果うち片方の評価結果を記載していることから，本理由について以下に示す。

2. 水平方向と鉛直方向のうち，片方の評価結果を採用する理由

機能損傷に対するフラジリティ評価は，地震ＰＳＡ学会標準の記載に従い，水平方向及び鉛直方向の耐震評価結果のうち，裕度の小さい方向の評価結果を用いて評価を行っている。事故シーケンス評価において機器をモデル化する際には，機器に対して１つのフラジリティの値を入力するため，水平方向及び鉛直方向の厳しい方向のフラジリティを選定して建屋・機器リストに記載している。

なお，「第 3.2.1.1-3 表　建屋・機器リストとフラジリティデータ」において，機能損傷を評価している機器に対しては，評価した方向を識別できるように，評価部位の列に「水平方向評価」と「鉛直方向評価」を記載した。

高圧炉心スプレイ系の相関の取扱いについて

1. はじめに

高圧炉心スプレイ系の関連設備のうち，ケーブルトレイ（区分Ⅲ）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系については，区分Ⅰ／Ⅱの同種設備と完全相関を仮定している。この考え方を以下に示す。

2. ケーブルトレイ

ケーブルトレイ（電線管含む）のフラジリティは，ケーブルトレイを支えているサポート部を代表部位として評価している。ケーブルトレイのサポートは，区分Ⅰ／Ⅱ／Ⅲに関わらず構造がほぼ同じであり，フラジリティ評価における機器の耐力がほぼ同じであること，また，ケーブルトレイは原子炉建屋内の広範囲に渡り張り巡らされており，同一フロア（建屋応答が同じフロア（図 1））内に区分Ⅰ／Ⅱ／Ⅲのケーブルトレイが設置されていることから，設置場所の応答が同じであることを踏まえ，完全相関を仮定した。

3. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

ＤＧＳW関連機器とＨＰＣＳ－ＤＧＳW関連機器は，ポンプや電動機の構造がほぼ同じであり，フラジリティ評価における機器の耐力がほぼ同じであること，また，設置場所も海水ポンプ室の同一高さに設置されており設置床面の応答が同じであることから,完全相関を仮定した。逆止弁やストレーナ，配管についても同様の考えを適用している。海水ポンプ室内におけるポンプの配置を図 2 及び図 3 に示す。

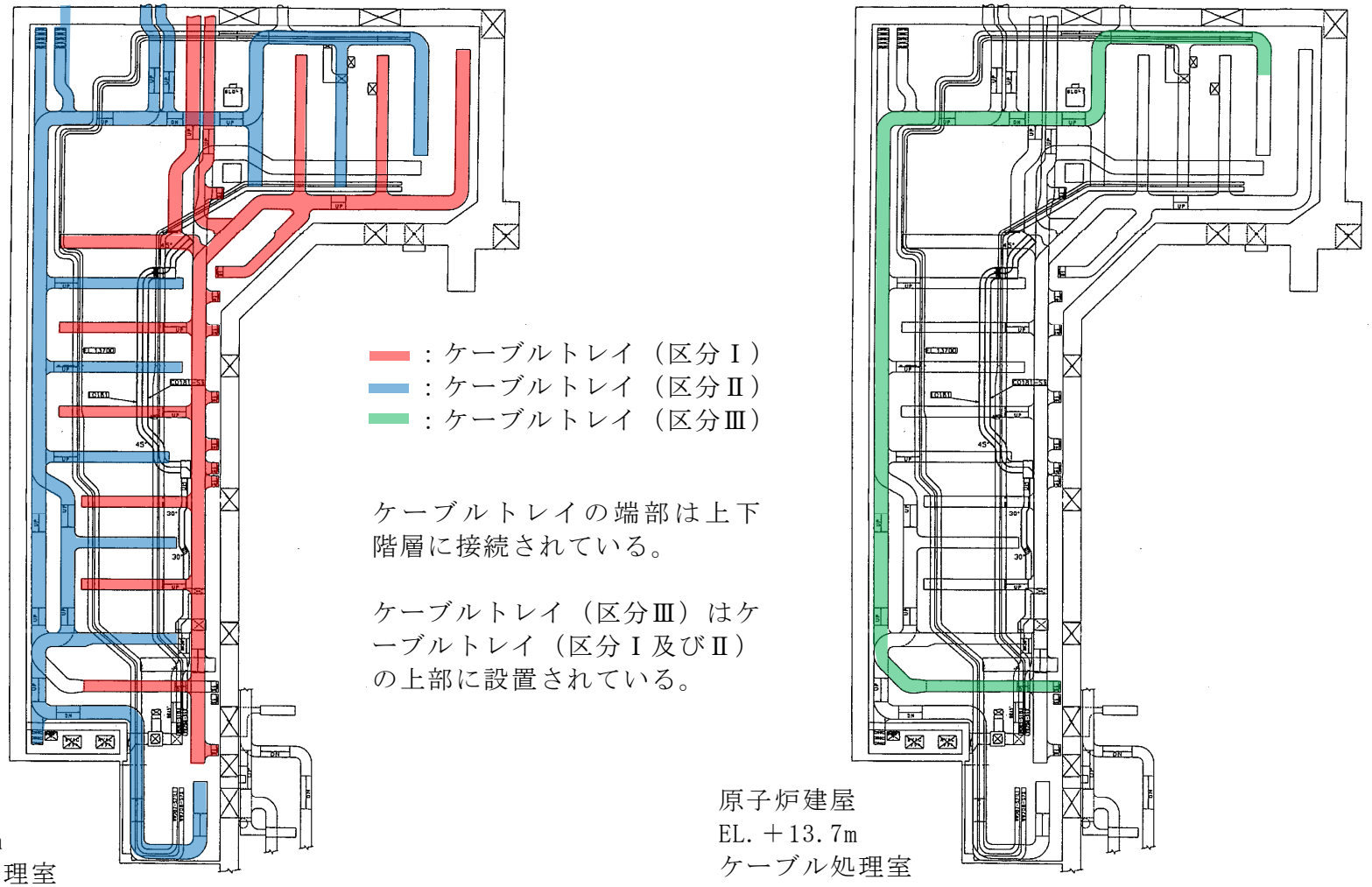


図1　直流電源系ケーブルトレイ配置図

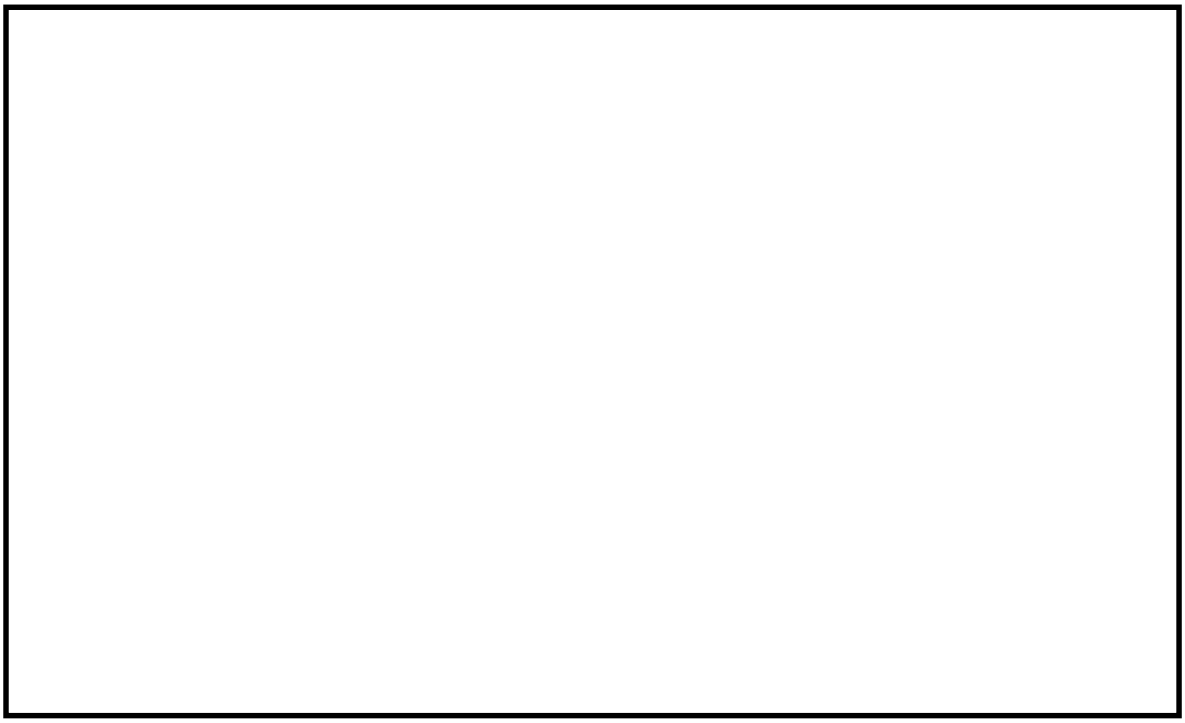


図 2　海水ポンプ室平面図

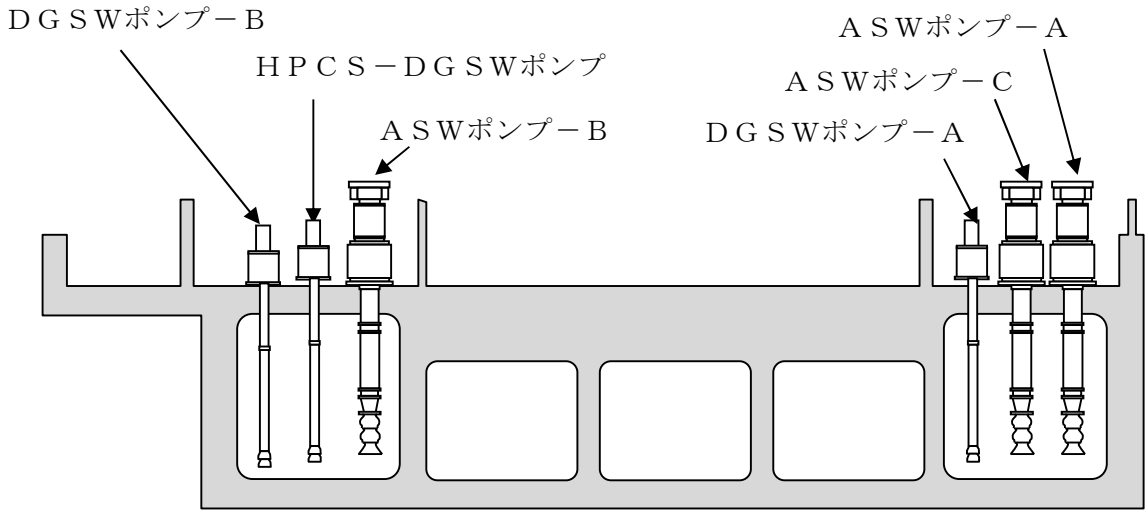


図 3　海水ポンプ室断面図（Ａ－Ａ矢視）

3.2.2　津波ＰＲＡ

津波ＰＲＡ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」（以下「津波ＰＲＡ学会標準」という。）を参考に評価を実施し，各実施項目については「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。津波ＰＲＡの評価フローを第 3.2.2-1 図に示す。

なお，今回の津波ＰＲＡでは，津波単独の影響のみを評価しており，地震と津波等の重畳事象は対象としていない。

3.2.2.1　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

ａ．機器・系統の配置及び形状・設備容量

津波ＰＲＡの実施に当たり，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにおいて収集した設計，運転・保守管理の情報に加え，耐津波設計やプラント配置の特徴等を踏まえて，津波固有に考慮すべき関連情報を配置関連設計図書等により収集・分析した。津波ＰＲＡで収集した情報及び情報源を第 3.2.2.1-1 表に示す。

収集したプラント情報に基づき，津波ＰＲＡの評価対象設備として，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡの評価対象とした設備のほか，耐津波設計としての設計基準対象施設である津波防護施設及び浸水防止設備を選定した。

プラントの設備配置の概略図を第 3.2.2.1-1 図に示す。また，津波防護施設及び浸水防止設備の概要を以下に示す。

(a)　基準津波による遡上波が設計基準対象施設の設置された敷地に到達及び流入することを防止するために，発電所を取り囲む形で高さT.P.＋20m※1（敷地前面東側）～T.P.＋18m（敷地側面北側・南側）の防潮堤を設置

(b)　海と連接する取水路及び放水路等の経路並びに海水ポンプ室及び原子炉建屋への浸水の可能性がある経路（扉，開口部，貫通口等）からの津波の流入を防止するため，浸水対策を実施

ｂ．プラントウォークダウン

(a)　プラントウォークダウンの実施手順

津波ＰＲＡでは，上記ａ．において第3.2.2.1-1表に示した情報をもとにシナリオを想定しているが，机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討した事故シナリオの妥当性を確認するため，以下に示す観点からプラントウォークダウン実施要領書及びチェックシートを作成し，プラントウォークダウンを実施した。（添付資料3.2.2-1-1）

ⅰ）　津波影響の確認

ⅱ）　間接的被害の可能性の確認

(b)　プラントウォークダウン対象機器の選定

プラントウォークダウンの実施に当たっては,上記(a)に示した観点を考慮して,プラントウォークダウン対象機器の選定フローを作成し，以下に示す機器を調査対象として選定した。プラントウォークダウン

※1：本資料中のT.P.とEL.の記載について
T.P.はTokyo Peilの略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示すもので，EL.はElevationの略で地盤の標高を示すものである。EL.はT.P.±0mを基準としているためT.P.＝EL.となる。これらの資料中における記載は，原則，津波の水位等に関する数値にはT.P.を使用し，地盤高さ等に関する数値にはE.L.を使用している。ただし，防潮堤高さなど津波の水位と比較する場合には，T.P.で記載している。

対象機器の選定フローを第 3.2.2.1-2 図に示す。

ⅰ） 津波影響の確認

・津波が原子炉建屋の 1 階床面高さである EL.＋8.2m に到達した場合，建屋内浸水が生じ，建屋内の機器が没水，被水により機能喪失するものと仮定している。このため，後述(2) c．に示す建屋・機器リスト（事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果に基づき抽出した，津波防護施設，浸水防止設備，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のリスト）に記載されているもののうち，原子炉建屋外の機器，原子炉建屋外壁の貫通部等を調査対象とした。

・原子炉建屋内の機器を津波の影響から防護するため，建屋外壁（地下トレンチ取り合い部及び隣接する建屋境界含む。)は建屋バウンダリとしての機能が要求される。このため，原子炉建屋の 1 階床面高さである EL.＋8.2m 以下の範囲に存在する建屋外壁の貫通部等を調査対象とした。

ⅱ） 間接的被害の可能性の確認

・津波襲来時に屋外に設置されている機器の津波の波力による離脱，移動等に起因して生じる干渉及び衝突等の間接的な被害の影響を確認するため，漂流物となる可能性のある機器等を調査対象とした。

(c) プラントウォークダウン結果

プラントウォークダウン用チェックシートに基づき,上記(b)で選定した機器を対象に調査を実施した。調査結果の例として，残留熱除去系海水ポンプを対象としたチェックシートを第 3.2.2.1-3 図に示す。また，プラントウォークダウン結果を第 3.2.2.1-2 表に示す。第

3.2.2.1-2 表に示したとおり，プラントウォークダウンによって，津波ＰＲＡの評価上特に問題となる箇所は見当たらなかった。

ｃ．今回実施した津波ＰＲＡの前提条件等について

今回実施した津波ＰＲＡについて，主に留意すべき点について以下に示す。（添付資料 3.2.2.1-2）

(a) 原子炉は，津波襲来前に地震により自動停止する可能性が高く，自動停止しない場合においても，地震発生から津波襲来までの時間余裕の間に原子炉を手動停止することから，津波襲来時には原子炉は停止しているものとする。（添付資料 3.2.2.1-3）

(b) 地震が安全上重要な設備に及ぼす影響は考慮せず，津波による影響のみを評価する。

(c) 起因事象に対する対応は，設計基準事故対象設備による対応を基本とし，これまでに整備したＡＭ策及び緊急安全対策並びに重大事故等対処設備については，期待しないものとする。

(d) 原子炉建屋の１階床面高さである EL.＋8.2m に津波が到達した場合は，津波が建屋内に浸水し，建屋内の機器が没水，被水により機能喪失するものと仮定した。

(2) 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

ａ．事故シナリオの広範な分析・選定及び事故シナリオのスクリーニング

津波特有の事故シナリオを広範に分析・選定するため，津波ＰＲＡ学会標準を参考に，考慮すべき影響として以下に示す直接的影響及び間接的影響を抽出した。

(a) 直接的影響

ⅰ） 浸水による設備の没水，被水

ⅱ） 津波波力，流体力，浮力

ⅲ） 海底砂移動

ⅳ） 引き波による水位低下

(b) 間接的影響

ⅰ） 洗掘

ⅱ） 漂流物の衝突

ⅲ） 津波による高ストレス

ⅳ） 作業環境の悪化

その上で，直接的影響又は間接的影響ごとに，影響を受ける可能性のある設備と，考えられる事故シナリオを抽出した。津波による事故シナリオの抽出結果を第 3.2.2.1-3 表に示す。

なお，直接的影響のうち，海底砂移動及び引き波による水位低下，間接的影響のうち,津波による高ストレス及び作業環境の悪化については，以下の理由から事故シナリオの対象外とした。

・海底砂移動

海底砂移動に関して事故シナリオを検討するためには，取水口が閉塞する津波高さの評価結果が必要となるが，現状では定量的な評価をする手法が整備されていないことから，津波ＰＲＡ学会標準※2に従い，今回の津波ＰＲＡにおいては評価の対象外とした。なお，基準津波に伴う砂移動については評価を行っており，海水ポンプ室取水口の開口高さに比べて取水口前面における砂の堆積厚が小さい

※2：「炉心損傷に至るまでの事故進展が不明確，あるいは評価技術が十分でないと判断される事故シナリオについては，定量的なスクリーニングに比重をおいて判断せざるを得ないことに留意する。スクリーニングで除外されない事故シナリオを，事故シーケンス評価の対象とするか，または，留意事項として報告書等に記載する等，評価技術の成熟度を考慮した取扱いとする。」（津波ＰＲＡ学会標準 6.2 項より抜粋）

こと，最大堆積量分布から取水口前面の砂の堆積は局所的であることから，閉塞することはないことを確認している。（添付資料 3.2.2.1-4）

・引き波による水位低下

海水の潮位が低下して，海水を水源とするポンプ（非常用海水ポンプ※3及び常用海水ポンプ※4）の取水障害が発生し，キャビテーションでポンプが機能喪失することとなる。その後の事象進展は，押し波により非常用海水ポンプ又は常用海水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり，新たな事故シーケンスを発生させるものではないため，対象外とした。（添付資料 3.2.2.1-5）

・津波による高ストレス

緩和設備の操作失敗に係る人的過誤確率の評価において考慮するため対象外とした。

・作業環境の悪化

事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備（可搬型設備等）には期待していないため，対象外とした。

ｂ．事故シナリオの明確化及び起因事象の分析

上記ａ．における事故シナリオの抽出結果に基づき，津波特有の原因によって炉心損傷に至る事故シナリオを明確化するとともに，明確化した事故シナリオを対象に津波を起因として炉心損傷に至る起因事象を分析した。事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果を第 3.2.2.1-4 表及び第 3.2.2.1-4 図に示す。

※3：残留熱除去系海水ポンプ（ＲＨＲＳポンプ），非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（ＤＧＳＷポンプ），高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ（ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプ）
※4：循環水ポンプ，補機冷却系海水ポンプ

また，抽出した起因事象のスクリーニングの過程を以下に示す。

○津波の遡上高さ：～EL.＋8.2m

津波の敷地内浸水の影響等により海水ポンプ室への浸水が生じ，以下の事象が発生する。

・ 循環水ポンプの機能喪失による「①復水器真空度喪失」
・ 非常用海水ポンプの機能喪失による「②最終ヒートシンク喪失」
・ 補機冷却系海水ポンプの機能喪失による「⑤タービン・サポート系故障」

これらの事象は，海水ポンプ室への浸水に伴い同時に発生するが，津波襲来前に原子炉は既に停止しており，津波ＰＲＡの評価では①，⑤の事象に伴い機能喪失する給･復水系に期待していないことから，緩和設備の機能喪失の要因となる「最終ヒートシンク喪失」を想定して評価する。

○津波の遡上高さ： EL.＋8.2m～

敷地内へ浸水した津波が EL.＋8.2m 以上の高さに到達した場合，上記の事象に加え，以下の事象が発生する。

・ 変圧器機能喪失による外部電源喪失及び最終ヒートシンク喪失の重畳による「③全交流動力電源喪失」
・ 「④ 復水貯蔵タンクの機能喪失，燃料移送系機能喪失」
・ タービン建屋内機器機能喪失による「⑤タービン・サポート系故障」
・ 「⑥原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」

これらの事象は，津波が EL.＋8.2m 以上の敷地高さまで到達するような場合に発生するが，津波ＰＲＡの評価では，原子炉建屋内浸水に伴う原子炉建屋内機器が機能喪失し，全交流動力電源喪失及び

全緩和設備の機能喪失により直接的に炉心損傷に至る「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」を想定して評価する。

なお，防潮堤が損傷する場合，上記事象に加え，以下の事象が発生する。

・「⑦防潮堤損傷」

この事象は，津波による防潮堤の損傷により敷地内に多量の津波が流入することで，屋内外の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する事象である。しかし，屋内外の津波による影響の程度の不確かさが大きく，どの程度の緩和設備に期待できるか厳密に特定することが困難であることから，他の事象と区別して「防潮堤損傷」を想定して評価する。

この結果，スクリーニングで除外されずに残った事故シナリオによる起因事象としては,「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」及び「防潮堤損傷」の 3 事象が選定された。

また,「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」は，津波が原子炉建屋 1 階床面の高さである EL.＋8.2m に達した場合に建屋内浸水が生じるものとしている。

選定された起因事象の説明を以下に示す。

(a)　最終ヒートシンク喪失

ｉ）　津波の敷地内浸水の影響（防潮堤越流），津波波力の影響（防潮堤及び防潮扉の損傷，放水路止水機能喪失，取水路止水機能喪失等）により，海水ポンプ室浸水が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失に至る。

(b)　原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失

ｉ）　津波の敷地内浸水の影響（防潮堤越流），津波波力の影響（防潮

堤及び防潮扉の損傷，放水路止水機能喪失，取水路止水機能喪失並びに取水路止水機能喪失に引き続く原子炉建屋外壁部止水機能喪失）により，原子炉建屋内浸水が生じ，複数の緩和機能喪失に至る。

ⅱ） 津波波力の影響，漂流物の衝突の影響（原子炉建屋損傷，排気筒損傷に引き続く原子炉建屋損傷）により，原子炉建屋内浸水が生じ，複数の緩和機能喪失に至る。

(c) 防潮堤損傷

ⅰ） 津波波力の影響（防潮堤及び防潮扉の損傷）により，防潮堤が大規模に損傷し，防潮堤損傷に至る。

ｃ．建屋・機器リストの作成

上記ｂ．における起因事象の分析結果に基づき，津波ＰＲＡの評価対象として，津波防護施設，浸水防止設備，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を選定して，建屋・機器リストを作成した。建屋・機器リストを第 3.2.2.1-5 表に示す。(添付資料 3.2.2.1-6，添付資料 3.2.2.1-7)

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

基準津波の年超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザード評価については，津波ＰＲＡ学会標準，土木学会（2002，2009，2011，2016)，原子力安全基盤機構(2014)（以下「JNES(2014)」という。)，地震調査研究推進本部(2012，2014）等を踏まえて実施した。また，2011 年東北地方太平洋沖地震の発生に伴い，当該地震の発生領域に蓄積していたひずみはほぼ解消

し，今後数百年オーダーの期間に，プレート境界部で 2011 年東北地方太平洋沖地震と同程度の規模のすべりの発生が起こる可能性は小さいことも考慮した。

(2)　確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定

評価対象とする津波発生領域は，敷地に与える津波の影響が大きい日本海溝沿いの海域とした。津波発生領域は，津波ＰＲＡ学会標準，土木学会（2009）等に示される領域を参考に，以下のように設定した。なお，三陸沖北部から房総沖の領域については，2011 年東北地方太平洋沖地震から得られた知見を踏まえ，プレート間地震と津波地震の連動型地震も考慮した。

ａ．プレート間地震と津波地震の連動型地震(茨城県沖～房総沖)

ｂ．津波地震(JTT)

ｃ．海洋プレート内の正断層地震(JTNR)

なお，上記ａ．～ｃ．以外の領域については，土木学会(2016)に示されるスクリーニング式により，年超過確率に与える影響が微小であることを確認したため，ロジックツリーに含めないこととした。

津波発生領域を第 3.2.2.2-1 図に，ロジックツリーを第 3.2.2.2-2 図，第 3.2.2.2-3 図に示す。

(3)　確率論的津波ハザード評価結果

防潮堤前面における波源別のハザード曲線及びフラクタイルハザード曲線をそれぞれ第 3.2.2.2-4 図，第 3.2.2.2-5 図に示す。

なお，津波ＰＲＡの設置高さや事故シナリオを検討した結果，防潮堤を越流する津波によって発生する起因事象のみを評価対象とすることから，評価位置として防潮堤前面でのハザードを選定した。

3.2.2.3　建屋・機器フラジリティ

(1)　評価対象と損傷モードの設定

3.2.2.1(2) b．における起因事象の分析結果（第 3.2.2.1-4 図）及び 3.2.2.1(2) c．で作成した建屋・機器リスト（第 3.2.2.1-4 表）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。なお，事故シナリオのスクリーニングにおいて対象外とした，海底砂移動及び引き波による水位低下については除外している。建屋・機器のフラジリティ評価結果を第 3.2.2.3-1 表に示す。(添付資料 3.2.2.3-1，添付資料 3.2.2.3-2，添付資料 3.2.2.3-3)

評価対象設備のフラジリティ検討の結果，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。

(2)　フラジリティ評価結果

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，フラジリティ曲線は，第 3.2.2.3-1 図に示すステップ状とした。

上記を踏まえた建屋・機器のフラジリティ評価結果について，津波高さの区分ごとに整理した。

a．非常用海水ポンプは，津波高さが防潮堤高さである T.P.＋20m を超えた時点で没水，被水により機能喪失する。

b．原子炉建屋内機器は，津波高さが T.P.＋22m を超えた時点で原子炉建屋内浸水が生じ，没水，被水により機能喪失する。(添付資料 3.2.2.3-4)

ｃ．防潮堤は，津波高さがT.P.＋24mを超えた時点で損傷する。（添付資料3.2.2.3-2）

3.2.2.4　事故シーケンス

(1)　起因事象

ａ．津波高さごとのシナリオ分類

津波高さに応じたプラントへの影響を識別するため，津波高さと敷地内浸水深の関係及び建屋・機器フラジリティを考慮し，プラントへの影響が同等となる津波高さを分類した。分類した津波区分において発生する起因事象及び事故シナリオについて,第3.2.2.4-1表及び第3.2.2.4-1図に示す。また，以下に各区分の特徴を示す。

なお，津波高さT.P.＋20m以下の津波については，プラントへの影響がないため，津波を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスはない。

(a)　津波区分１（津波高さT.P.＋20m～T.P.＋22m）

防潮堤位置における津波高さがT.P.+20mを超過する場合,津波が防潮堤を越流し，敷地内浸水が発生する。本津波区分では，ＲＨＲＳポンプ，ＤＧＳＷポンプ及びＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプが没水，被水して，起因事象「最終ヒートシンク喪失」が発生する。

(b)　津波区分２（津波高さT.P.＋22m～T.P.＋24m）

防潮堤位置における津波高さがT.P.＋22mを超過する場合，防潮堤を越流して敷地内の浸水した津波が原子炉建屋1階床面高さであるEL.＋8.2mまで到達し，原子炉建屋内への浸水が発生する。本津波区分では，防潮堤の健全性は維持されるものの，起因事象「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が発生し，直接炉心損傷に至る。

(c)　津波区分３（津波高さT.P.＋24m～）

防潮堤位置における津波高さがT.P.＋24mを超過する場合，防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水する。防潮堤の損傷の有無によりプラントの状況は大きく変化すると考えられることから，本津波区分では，防潮堤耐力を超える津波高さを対象としており，起因事象「防潮堤損傷」の発生により，直接炉心損傷に至る。

b．階層イベントツリーについて

選定した起因事象及び津波区分をもとに，津波により発生する起因事象の影響の大きさを考慮することで階層イベントツリーを作成し，評価を行った。

津波ＰＲＡの階層イベントツリーを第3.2.2.4-2図に示す。階層イベントツリーの各ヘディング及び分岐構造に関する考え方は以下のとおりである。

(a)防潮堤損傷

津波波力による防潮堤損傷の有無を分岐として設定した。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，屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失する。防潮堤が損傷した場合，津波の影響の程度を特定することが困難であるため，防潮堤の損傷の有無で事故シーケンスを分類することとした。本事象の発生により，屋内外の施設が広範囲にわたり喪失するため，イベントツリー上では防潮堤損傷後のヘディングの分岐は設けず，直接炉心損傷に至るものとした。

(b)　原子炉建屋内浸水

防潮堤が健全な場合における，防潮堤を越流した津波による原子炉建屋への浸水の有無を分岐として設定した。津波ＰＲＡでは，原子炉

建屋外壁扉及び建屋内の止水対策に期待していないため，津波が原子炉建屋１階床面高さであるEL.＋8.2mに到達した時点で建屋内への浸水が発生し，建屋内の複数の緩和機能が喪失すると仮定している。このため，イベントツリー上では原子炉建屋内浸水後のヘディングの分岐は設けず，直接炉心損傷に至るものとした。

(c)　最終ヒートシンク喪失

防潮堤を越流した津波による非常用海水ポンプの機能喪失の有無を分岐として設定した。

(2)　成功基準

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ＰＲＡで相違ないため，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ることができる。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

津波により発生する起因事象「最終ヒートシンク喪失」のイベントツリーを第3.2.2.4-3図に示す。「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，高圧炉心冷却系であるＲＣＩＣの成否により事故シーケンスが異なるため，圧力バウンダリ健全性（逃がし安全弁再閉鎖）及び高圧炉心冷却をヘディングとしてイベントツリーを展開している。なお，圧力バウンダリ健全性（逃がし安全弁再閉鎖）のヘディングについては，逃がし安全弁再閉鎖失敗によりＲＣＩＣの駆動蒸気が喪失

し，ＲＣＩＣが機能喪失することを考慮して設定したものである。

(4)　システム信頼性解析

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。

(5)　人的過誤

ａ．起因事象発生前の人的過誤

事象発生前における設備の試験･保守作業終了後の復旧忘れ等であり，津波による影響を考慮する必要がないため，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様の評価を用いた。

ｂ．起因事象発生後の人的過誤

事象発生後における対応操作に対する過誤であり，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと同様の対応操作の過誤を想定している。ただし，過誤確率の評価においては，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と比較して高いストレスレベルを仮定した。起因事象発生後の人的過誤確率を第 3.2.2.4-2 表に示す。

(6)　炉心損傷頻度

ａ．炉心損傷頻度の算出に用いた方法

津波ＰＲＡでは，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事故シーケンスを定量化し，炉心損傷頻度を算出した。

ｂ．炉心損傷頻度評価結果

上記のとおりの手順で定量化を行った結果，津波の影響による全炉心損傷頻度（点推定値）は約 4.3E-06／炉年となった。津波区分ごとの評価結果及び全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第 3.2.2.4-3 表及び第 3.2.2.4-4 図に示す。津波区分別の結果では，津波区分 1（津波高さ T.P.＋20m～T.P.＋22m）の炉心損傷頻度が最も高く約 75%を占め，次いで津波区分２（津波高さ T.P.＋22m～T.P.＋24m）が約 18%，津波区分３（津波高さ T.P.＋24m～）が約 8%となった。

また，事故シーケンスごとの炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第 3.2.2.4-4 表及び第 3.2.2.4-5 図に示す。事故シーケンスごとの炉心損傷頻度は「最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功)」の寄与割合が約 74%と最も大きく，次いで「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」の寄与割合が約 18%，「防潮堤損傷」の寄与割合が約 8%となった。

ｃ．重要度解析，不確実さ解析，感度解析

(a)　重要度解析

津波ＰＲＡの重要度解析については，評価対象となる津波高さ以上（T.P.＋20m～）では，必ず炉心損傷に至るため，重要度解析を実施しても有用な情報は得られないと判断し，実施していない。

(b)　不確実さ解析

確率論的津波ハザードの不確かさを考慮し，不確実さ解析を実施した。不確実さ解析の結果を第 3.2.2.4-6 図に示す。全炉心損傷頻度の平均値は約 4.3E-06／炉年となり，点推定値と同値となった。また，T.P.＋20m を超える津波高さでは，確率論的津波ハザードの不確かさが非常に大きいものとなっている。

(c)　感度解析

ベースケースでは地震による直接的影響がないものとして評価しているが，大規模な地震時には地震耐力の小さい外部電源設備が損傷している可能性があることから，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感度解析を実施した。(添付資料 3.2.2.4-1)

感度解析結果を第 3.2.2.4-5 表及び第 3.2.2.4-7 図に示す。評価対象となる津波高さ(T.P.＋20m～)では「最終ヒートシンク喪失」が発生し，崩壊熱除去機能喪失により必ず炉心損傷に至るため，全炉心損傷頻度は変わらない。一方，事故シーケンスごとの評価結果については，地震による外部電源喪失を仮定したことにより津波区分１（津波高さ T.P.＋20m～T.P.＋22m）の範囲における，「外部電源喪失＋最終ヒートシンク（ＲＣＩＣ成功)」の事故シーケンスが全炉心損傷頻度の 74%を占め，支配的となった。

d．まとめ

東海第二発電所の津波ＰＲＡを実施した結果，全炉心損傷頻度の点推定値は，約 4.3E-06／炉年となった。事故シーケンスとしては，「最終ヒートシンク喪失」が発生し，崩壊熱除去機能喪失により炉心損傷に至るシーケンス「最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功)」が最も寄与割合が多く，次いで津波が原子炉建屋内に浸水し，「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」により炉心損傷に至るシーケンスの寄与割合が大きくなった。

また，感度解析として地震により外部電源が喪失していると仮定した場合の評価を行った。その結果，外部電源の有無の違いはあるものの，各事故シーケンスの炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度は変わらないこと

を確認した。

なお，海底砂移動による海水取水機能障害の影響については，事故シナリオの検討で現時点では評価技術が十分でないことから評価対象外としているが，リスク要因となり得ることに留意する必要がある。

第 3.2.2.1-1 表　津波ＰＲＡで収集した情報及び主な情報源

項目	ＰＲＡ評価作業		収集すべき情報	主な情報源
1	対象プラントと事故シナリオ		・津波ＰＲＡの実施に当たり必要とされる設計・運転管理に関する基本的な情報	・内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで収集した図書（原子炉設置許可申請書，工事計画認可申請書，保安規定等） ・津波固有に考慮すべき関連図書（配管施工図，据付図，外形図，配置図，原子炉建屋一般配置図等） ・プラントウォークダウン報告書
2	確率論的津波ハザード		・評価対象サイトに影響を与え得る津波を発生させる地震発生様式に関する情報	・下記の参考文献※
3	建屋・機器フラジリティ		・プラント固有の建屋・機器の耐力評価及び応答評価に関する情報 ・浸水解析結果	・上記項目１の情報源
4	事故シーケンス	a)事故シナリオ及び起因事象の分析	・津波時に想定されるプラント状態での必要な情報	・上記項目１の情報源
		b)事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記項目１の情報源 ・既往のＰＲＡ情報
		c)システムのモデル化	・評価対象プラントに即した機器故障モード，運転状態	
		d)事故シーケンスの定量化	・評価結果の妥当性を確認できる情報	

※：・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2002)：原子力発電所の津波評価技術
・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2009)：確率論的津波ハザード解析の方法（案）
・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2011)：確率論的津波ハザード解析の方法
・原子力安全基盤機構(2014)：確率論的手法に基づく基準津波策定手引き
・地震調査研究推進本部地震調査委員会(2012)：三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価（第二版）について
・地震調査研究推進本部地震調査委員会(2014)：全国地震動予測地図 2014 年版～全国の地震動ハザードを概観して～付録 1

第 3.2.2.1-2 表　プラントウォークダウン結果

No.	機器名称等※1	津波影響の確認					間接的な被害の可能性の確認	総合評価
		対象機器の図面（配置図・構造図等）との相違※2		屋外の構築物，機器の波力に対する耐力の低減要因の確認（周辺環境含む）※2			津波襲来時に建物外部にある設備の津波による離脱，移動等に起因して生じる干渉及び衝突の間接的な被害の可能性はないか	
		図面から想定した設置高さ(フロア)と相違無いか損傷部位の高さより低い位置に損傷要因となる部位は無いか	対象建屋貫通部が，図面等から想定した状況（貫通孔の有無，水密化処理の有無，設置高さ）と相違無いか	基礎ボルト(又は設置面溶接部)及び支持構造物に外観上の異常（腐食・亀裂等）はないか（ボルトの場合は締め付けについても確認）	対象機器周辺の配管に外観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	海水ポンプ室開口部・貫通部及び原子炉建屋貫通部の開口部・貫通部の止水状態に外観上の異常はないか		
1	残留熱除去系海水系※3	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A※6	問題なし
2	非常用ディーゼル発電機用海水系※2	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A※6	問題なし
3	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系※3	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A※6	問題なし
4	循環水ポンプ	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A※6	問題なし
5	補機冷却系海水ポンプ	Y	N／A	Y	Y	N／A	N／A※6	問題なし
6	海水ポンプ室開口部・貫通部	N／A	Y	N／A	N／A	Y	N／A※7	問題なし
7	原子炉建屋外壁貫通部（原子炉建屋，タービン建屋）※4	N／A	Y	N／A	N／A	Y	N／A※7	問題なし
8	起動変圧器，予備変圧器	Y	N／A	N／A※5	N／A※5	N／A	N／A※8	問題なし
9	復水貯蔵タンク	Y	N／A	N／A※5	N／A※5	N／A	N／A※8	問題なし
10	燃料移送系	Y	N／A	N／A※5	N／A※5	N／A	N／A※8	問題なし
11	排気筒	Y	N／A	N／A※5	N／A※5	N／A	N／A※8	問題なし

【凡例】Y：YES　N：NO　U：調査不可　　N／A：対象外

※1：第 3.2.2.1-2 図のプラントウォークダウン対象機器の選定フローにより抽出される新規設置設備（防潮堤，防潮扉及び放水路止水対策）は，プラントウォークダウンの対象外とする。

※2：津波が，原子炉建屋 1 階床面高さである EL.＋8.2m に到達した時点で，原子炉建屋内浸水が生じ，建屋内の機器が没水，被水により機能喪失すると仮定しているため，高さ EL.＋8.2m までの範囲について確認した。

※3：海水ポンプ及び海水ポンプ室内の関連機器を含む。

※4：地下トレンチ取り合い部及び隣接する建屋境界含む。

※5：津波が，EL.＋8.2m に到達した時点で，原子炉建屋内浸水が生じ，建屋内の機器が没水，被水により機能喪失するため調査対象外とした。

※6：漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に，没水，被水により当該機器は機能喪失するため調査対象外とした。

※7：漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる可能性がないため，調査対象外とした。

※8：漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に，原子炉建屋内浸水が生じ，建屋内機器の没水，被水により機能喪失するため，調査対象外とした。

第 3.2.2.1-3 表　津波による事故シナリオの抽出結果（1／5）

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	1.浸水による設備の没水，被水	設備の動的機能喪失 電気設備の発電／送電機能喪失	(1)循環水ポンプ	①津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ,循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(2)補機冷却系海水ポンプ	①津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ,補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン･サポート系故障が発生する。
			(3)非常用海水系※1	①津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ,非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。
			(4)起動変圧器，予備変圧器	①津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ,起動変圧器及び予備変圧器の機能喪失による外部電源喪失が発生する。
			(5)燃料移送ポンプ	①津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ,燃料移送ポンプの機能喪失による燃料移送系機能喪失が発生する。
			(6)タービン建屋内機器	①津波の防潮堤越流によりタービン建屋内浸水が生じ,タービン建屋内機器の機能喪失によるタービン･サポート系故障が発生する。
			(7)原子炉建屋内機器	①津波の防潮堤越流により原子炉建屋内浸水が生じ,複数の緩和系機器の機能喪失が発生する。
	2.津波波力，流体力，浮力	建屋・構築物，機器の構造的損傷	(8)防潮堤及び防潮扉	①津波波力により防潮堤及び防潮扉が損傷する。 ②①により海水ポンプ室浸水,タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③津波波力により防潮堤が損傷し,敷地内に多量の津波が流入することで,屋外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する防潮堤損傷が発生する。
			(9)放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	①津波波力により放水路止水機能が喪失する。 ②①により海水ポンプ室浸水，敷地浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水と同じ。

※1：非常用海水系とは，残留熱除去系海水ポンプ（ＲＨＲＳポンプ），非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（ＤＧＳＷポンプ），高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ（ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプ）及び海水ポンプ室内の関連機器を含む。以下，同じ。

第 3.2.2.1-3 表　津波による事故シナリオの抽出結果（2／5）

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	2.津波波力，流体力，浮力（つづき）	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷（つづき）	(10)取水路止水対策（海水取水ピット止水対策含む）	①津波波力により取水路止水機能が喪失する。 ②①により海水ポンプ室浸水，敷地浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水と同じ。
			(11)原子炉建屋外壁部止水対策	①津波波力により取水路止水機能が喪失し，引き続き原子炉建屋外壁部止水対策の機能が喪失する。 ②①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。
			(12)起動変圧器，予備変圧器	①津波波力により起動変圧器及び予備変圧器が損傷する。 ②①により，変圧器機能喪失が生じ，外部電源喪失が発生する。
			(13)復水貯蔵タンク	①津波波力により復水貯蔵タンクが損傷する。 ②①により，復水貯蔵タンク機能喪失が生じ，これを水源とする機器の機能喪失が発生する。
			(14)燃料移送系※2	①津波波力により燃料移送ポンプが損傷する。 ②①により，燃料移送系機能喪失が生じ，非常用ディーゼル発電機の機能喪失が発生する。
			(15)タービン建屋	①津波波力によりタービン建屋が損傷する。 ②①によりタービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。
			(16)原子炉建屋	①津波波力により原子炉建屋が損傷する。 ②①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。

※2：燃料移送系とは，燃料移送ポンプ及び関連設備を含む。以下，同じ。

第 3.2.2.1-3 表　津波による事故シナリオの抽出結果（3／5）

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	2.津波波力，流体力，浮力（つづき）	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷（つづき）	(17)排気筒	①津波波力により排気筒が損傷する。 ②①によりタービン建屋が損傷し，タービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，１．浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。 ③①により原子炉建屋が損傷し，原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，１．浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。
	3.海底砂移動※3	海水取水設備の機能喪失	(18)循環水ポンプ	①海底砂移動により海水取水機能障害が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(19)補機冷却系海水ポンプ	①海底砂移動により海水取水機能障害が生じ，補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(20)非常用海水ポンプ	①海底砂移動による海水取水機能障害が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。
	4.引き波による水位低下※4	海水取水設備の機能喪失	(21)循環水ポンプ	①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(22)補機冷却系海水ポンプ	①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン･サポート系故障が発生する。
			(23)非常用海水ポンプ	①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。

※3：海底砂移動は，現時点では評価技術が十分でないため，津波ＰＲＡ学会標準に従い，今回の津波ＰＲＡにおいては評価の対象外とした。

※4：引き波による水位低下は，押し波により非常用海水ポンプ又は常用海水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり，新たな事故シーケンスを発生させるものではないため，対象外とした。

第 3.2.2.1-3 表　津波による事故シナリオの抽出結果（4／5）

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
間接的	5.洗掘	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷	(24)防潮堤及び防潮扉	①洗掘により防潮堤・防潮扉が損傷する。 ②①により海水ポンプ室浸水,タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③洗掘により防潮堤が損傷し,敷地内に多量の津波が流入することで,屋外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する防潮堤損傷が発生する。
	6.漂流物の衝突	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷	(25)防潮堤・防潮扉	①漂流物の衝突により防潮堤・防潮扉が損傷する。 ②①により海水ポンプ室浸水,タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③漂流物の衝突により防潮堤が損傷し,敷地内に多量の津波が流入することで,屋外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する防潮堤損傷が発生する。
			(26)起動変圧器，予備変圧器	①漂流物の衝突により起動変圧器及び予備変圧器が損傷する。 ②①により，変圧器機能喪失が生じ，外部電源喪失が発生する。
			(27)復水貯蔵タンク	①津波波力により復水貯蔵タンクが損傷する。 ②①により，復水貯蔵タンク機能喪失が生じ，これを水源とする機器の機能喪失が発生する。
			(28)燃料移送系※2	①漂流物の衝突により燃料移送ポンプが損傷する。 ②①により，燃料移送系機能喪失が生じ，非常用ディーゼル発電機の機能喪失が発生する。
			(29)タービン建屋	①漂流物の衝突によりタービン建屋が損傷する。 ②①によりタービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。
			(30)原子炉建屋	①漂流物の衝突により原子炉建屋が損傷する。 ②①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1．浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。

第 3.2.2.1-3 表　津波による事故シナリオの抽出結果（5／5）

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
間接的	6.漂流物の衝突（つづき）	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷（つづき）	(31)排気筒	①漂流物の衝突により排気筒が損傷する。 ②①によりタービン建屋が損傷し，タービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，１．浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。 ③①により原子炉建屋が損傷し，原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，１．浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。
	7.津波による高ストレス	運転員等の操作失敗	－	①津波による高ストレスは,緩和設備の操作失敗に係る人的過誤確率の評価において考慮するため，シナリオから除外する。
	8.作業環境の悪化	運転員等の回復操作失敗	－	①事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備（可搬型設備等）については期待していないため，シナリオから除外する。

第 3.2.2.1-4 表　津波による影響を受ける建屋・機器及び発生する起因事象

津波の遡上高さ	津波による影響を受ける建屋・機器	起因事象※
～EL.＋8.2m	・循環水ポンプ ・非常用海水ポンプ （ＲＨＲＳ，ＤＧＳＷ，ＨＰＣＳ－ＤＧＳＷ） ・補機冷却系海水ポンプ	・（① 復水器真空度喪失） ・**② 最終ヒートシンク喪失** ・（⑤ タービン・サポート系喪失）
EL.＋8.2m～	・起動変圧器，予備変圧器 ・燃料移送系 ・復水貯蔵タンク ・タービン建屋 ・原子炉建屋	・（① 復水器真空度喪失） ・（② 最終ヒートシンク喪失） ・（⑤ タービン・サポート系喪失） ・（③ 全交流動力電源喪失） （外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失） ・（④ －） （燃料移送系，復水貯蔵タンク損傷に伴う緩和設備の機能喪失） ・**⑥ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失** ・**⑦防潮堤損傷**

※：下線の起因事象は，津波の遡上高さが高くなることにより新たに発生する起因事象となる。
また，（ ）内の起因事象は，同時に発生する可能性があるが，他の起因事象で発生する影響に包含される起因事象となる。

第 3.2.2.1-5 表　建屋・機器リスト（1／2）

区　　分		No.	建屋・機器（系統）名称		設置場所※1	設置場所の高さ※1（EL.）
津波防護施設及び浸水防止設備		1	防潮堤及び防潮扉	－	屋外	－
		2	放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	－	屋外	－
		3	取水路止水対策（海水引込み管，緊急用海水取水管止水対策含む）	－	海水ポンプ室及び屋外	－
		4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）	－	原子炉建屋及び屋外	－
起因事象を引き起こす設備		5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		6	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		8	循環水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		9	補機冷却系海水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		10	起動変圧器，予備変圧器	変圧器	屋外	＋8.2m
		11	原子炉建屋	1 階床面	－	＋8.2m
		12	タービン建屋	1 階床面	－	＋8.2m
		13	排気筒	排気筒	屋外	＋8.5m
起因事象を緩和する設備	フロントライン系	14	高圧炉心スプレイ系	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		15	原子炉隔離時冷却系	ポンプ，タービン，電動弁，器具，分電盤	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		16	低圧炉心スプレイ系	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		17	低圧注水系（残留熱除去系）	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		18	自動減圧系	制御盤	原子炉建屋（２階）	＋18.0m
	サポート系	19	復水貯蔵タンク	タンク	屋外	＋3.0m
		20	燃料移送系	タンク，ポンプ	屋外	＋8.3m
		21	直流電源系	分電盤	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		22	非常用交流電源系	ディーゼル発電設備	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m

第 3.2.2.1-5 表　建屋・機器リスト（2／2）

区　　分		No.	建屋・機器（系統）名称		設置場所※1	設置場所の高さ※1（EL.）
起因事象を緩和する設備	サポート系	23	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		24	残留熱除去系海水系（原子炉建屋内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		25	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		26	非常用ディーゼル発電機用海水系（原子炉建屋附属棟内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		27	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		28	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（原子炉建屋内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m

※1：設置場所の高さは，工事計画認可申請書，配管施工図，配置図，据付図等を元に調査し，没水・被水による機能喪失に着目して，当該機器の設置床面の高さを記載している。（添付資料 3.2.2.1-7）

なお，複数の機器が異なる高さに設置されている場合は，今回の津波ＰＲＡの評価の前提条件を踏まえ，以下の方針で記載している。

＜海水ポンプ室＞

防潮堤越流により，海水ポンプ室内の機器が没水，被水するため，複数の機器が異なる高さに設置されている場合は，最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

＜原子炉建屋＞

原子炉建屋の１階床面高さである EL.＋8.2m に津波が到達した場合は，津波が建屋内に浸水し，建屋内の機器が没水，被水により機能喪失するものと仮定していることから，複数の機器が異なる高さに設置されている場合は，最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

＜建屋本体＞

原子炉建屋及びタービン建屋については，地上１階の床面高さとしている。

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（1／11）

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
津波防護施設及び浸水防止設備	1	防潮堤及び防潮扉	没水，被水	－	津波の敷地内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体力，浮力	○	防潮堤については,防潮堤位置における津波高さ T.P.＋24m までの耐力を確保する設計としているため,原子炉建屋が浸水する津波高さ T.P.＋22m に対しても健全性を確保できる。なお，本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水，被水により，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が機能喪失する。	※1
			洗掘	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが,洗掘防止対策を講じる設計としているため，支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが,漂流物の衝突を考慮した設計としているため，支配的な損傷モードとならない。	※1
	2	放水路止水対策(構内排水路止水対策含む)	没水，被水	－	津波の敷地内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体力，浮力	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが,防潮堤耐力を超える津波を考慮した設計としている。なお，本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水，被水により，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が機能喪失する。	※1
			洗掘	－	放水ピット及び構内排水路には，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	放水ピット及び構内排水路には，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	

※1：添付資料 3.2.2.3-1「防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定について」及び添付資料 3.2.2.3-2「防潮堤及び津波流入経路止水対策の耐力について」参照。

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（2／11）

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
津波防護施設及び浸水防止設備（つづき）	3	取水路止水対策（海水取水ピット止水対策含む）	没水，被水	－	津波の海水ポンプ室及び敷地内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体力，浮力	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，防潮堤耐力を超える津波を考慮した設計としている。なお，本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水，被水により，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が機能喪失する。	※1
			洗掘	－	海水ポンプ室及び海水取水ピットには，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	海水ポンプ室及び海水取水ピットには，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
	4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）	没水，被水	－	津波の原子炉建屋内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体力，浮力	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，取水路止水対策が損傷した場合に生じるものであるため，可能性は小さいと想定した。	
			洗掘	－	原子炉建屋地下部であり，洗掘の影響は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	原子炉建屋地下トレンチ取り合い部及び隣接建屋境界に対する止水対策であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
起因事象を引き起こす設備	5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により残留熱除去系海水系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（3／11）

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を引き起こす設備（つづき）	6	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により非常用ディーゼル発電機用海水系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
	7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
	8	循環水ポンプ	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により循環水ポンプは機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（4／11）

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を引き起こす設備（つづき）	9	補機冷却系海水ポンプ	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により補機冷却系海水ポンプは機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
	10	起動変圧器，予備変圧器	没水，被水	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードが発生する津波高さで没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
			波力，流体力，浮力	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
			洗掘	（○）	同上	
			漂流物	（○）	同上	

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（5／11）

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を引き起こす設備（つづき）	11	原子炉建屋	没水，被水（浸水）	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋 1 階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達した場合，原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器の機能喪失が発生する。	※2
			波力，流体力，浮力	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器は機能喪失が発生する。	
			洗掘	－	原子炉建屋は岩盤上に設置されているため，支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モード発生前に没水，被水により機能喪失が発生する。	
	12	タービン建屋	没水，被水（浸水）	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードが発生する津波高さで没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機能喪失する。	※2
			波力，流体力，浮力	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器は機能喪失が発生する。	
			洗掘	－	タービン建屋は岩盤上に設置されているため，支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モード発生前に没水，被水により機能喪失が発生する。	

※2：添付資料 3.2.2.3-3「津波による敷地内浸水解析について」参照。以下，同じ。

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（6／11）

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を引き起こす設備（つづき）		13	排気筒	没水，被水	－	鋼製部材より構成されるものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
				波力，流体力，浮力	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モード発生前に没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
				洗掘	（○）	同上	
				漂流物	（○）	同上	
起因事象を緩和する設備	フロントライン系	14	高圧炉心スプレイ系	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	
		15	原子炉隔離時冷却系	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（7／11）

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を緩和する設備（つづき）	フロントライン系	16	低圧炉心スプレイ系	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	
		17	低圧注水系（残留熱除去系）	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	
		18	自動減圧系	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（8／11）

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を緩和する設備（つづき）	サポート系	19	復水貯蔵タンク	没水，被水	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
				波力，流体力，浮力	（○）	同上	
				洗掘	（○）	同上	
				漂流物	（○）	同上	
		20	燃料移送系	没水，被水	（○）	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
				波力，流体力，浮力	（○）	同上	
				洗掘	（○）	同上	
				漂流物	（○）	同上	

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（9／11）

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を緩和する設備（つづき）	サポート系	21	直流電源系	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋 1 階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	
		22	非常用交流電源系	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋 1 階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	
		23	残留熱除去系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
				波力，流体力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により残留熱除去系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
				漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（10／11）

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を緩和する設備（つづき）	サポート系	24	残留熱除去系（原子炉建屋内機器）	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	
		25	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
				波力，流体力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により非常用ディーゼル発電機用海水系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
				漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
		26	非常用ディーゼル発電機用海水系（原子炉建屋附属棟内機器）	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	

第 3.2.2.3-1 表　建屋・機器フラジリティ評価結果（11／11）

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を緩和する設備（つづき）	サポート系	27	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
				波力，流体力，浮力	－	本損傷モードの発生前に没水，被水により機能喪失するため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
				漂流物	－	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
		28	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（原子炉建屋内機器）	没水，被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P.＋22m を超える津波により，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m まで津波が到達すると，建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力，流体力，浮力	－	原子炉建屋内に設置されているため，評価対象外とした。	
				洗掘	－	同上	
				漂流物	－	同上	

＜津波損傷モードにおける記号凡例＞

○　：当該損傷モードが機器の機能喪失の支配的な要因になる。

（○）：当該損傷モードは機器の機能喪失要因となる可能性があるが，当該損傷モード発生前に他の損傷モードにより機能喪失する又は支配的な損傷モードとならないあるいは可能性が小さい。

－　：当該損傷モードにより機器は機能喪失しない又は対象外。

第 3.2.2.4-1 表　津波高さによるシナリオ分類

津波区分	津波高さ	津波による影響を受ける建屋・機器	起因事象
津波区分１	T.P.＋20m～T.P.＋22m	・ 非常用海水ポンプ機能喪失	・ 最終ヒートシンク喪失
津波区分２	T.P.＋22m～T.P.＋24m	・ 非常用海水ポンプ機能喪失 ・ 起動変圧器，予備変圧器機能喪失 ・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失
津波区分３	T.P.＋24m～	・ 非常用海水ポンプ機能喪失 ・ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 ・ 防潮堤損傷	・ 防潮堤損傷

第 3.2.2.4-2 表　起因事象発生後の人的過誤

起因事象発生後の人的過誤		余裕時間	ストレスファクタ※		過誤確率（平均値）［／ｄ］	エラーファクタ
			認知	操作		
原子炉水位制御操作失敗		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
水源切替操作失敗		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
起動信号共通原因故障時	注水不能認知失敗	30 分	5	－	2.6E-03	13.8
	高圧注水系起動操作失敗	－	－	5	6.2E-03	3.0

※：内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡと比較して１段階高いストレスレベルのストレスファクタを設定。

第 3.2.2.4-3 表　津波区分ごとの炉心損傷頻度

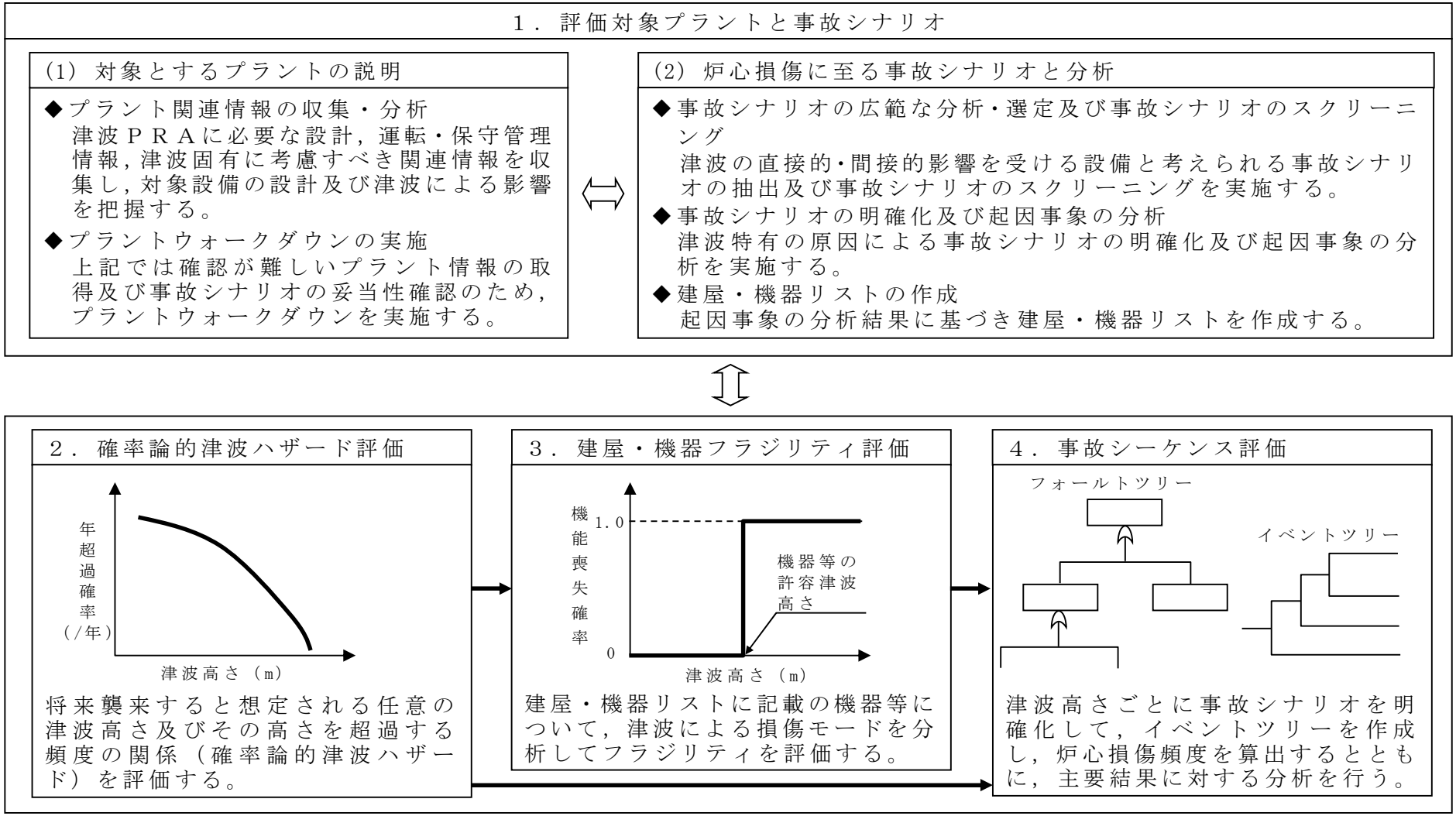
津波区分	津波高さ	津波発生頻度 (／年)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
津波区分１	T.P.＋20m～T.P.＋22m	3.2E-06	3.2E-06	74.6%
津波区分２	T.P.＋22m～T.P.＋24m	7.6E-07	7.6E-07	17.7%
津波区分３	T.P.＋24m～	3.3E-07	3.3E-07	7.7%
全炉心損傷頻度			4.3E-06	100.0%

第 3.2.2.4-4 表　事故シーケンスごとの炉心損傷頻度

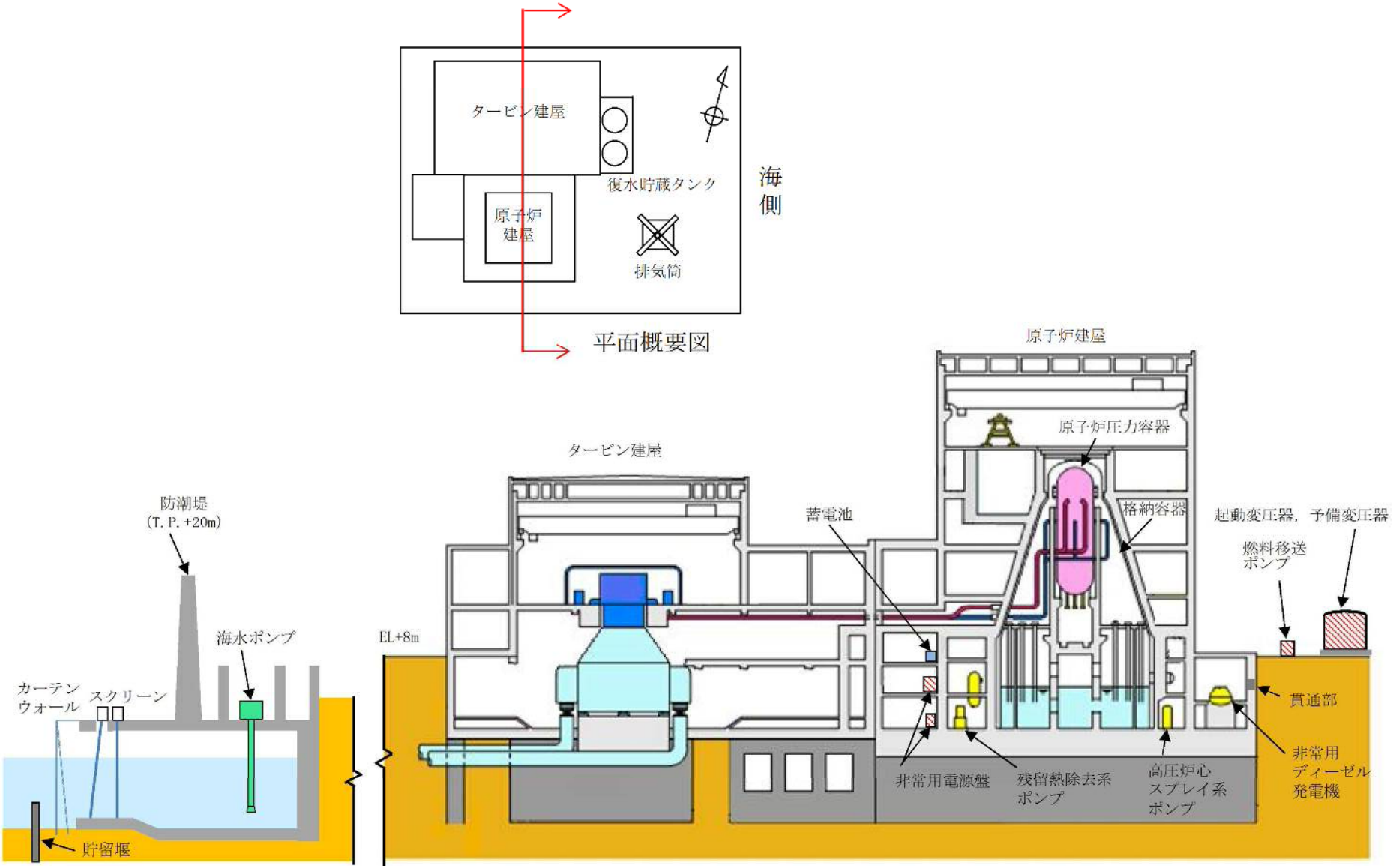
事故シーケンス	津波区分	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	津波区分１	3.2E-06	73.9%
最終ヒートシンク喪失＋高圧注水機能喪失	津波区分１	1.1E-08	0.3%
最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波区分１	1.7E-08	0.4%
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	津波区分２	7.6E-07	17.7%
防潮堤損傷	津波区分３	3.3E-07	7.7%
全炉心損傷頻度		4.3E-06	100%

第 3.2.2.4-5 表　感度解析結果

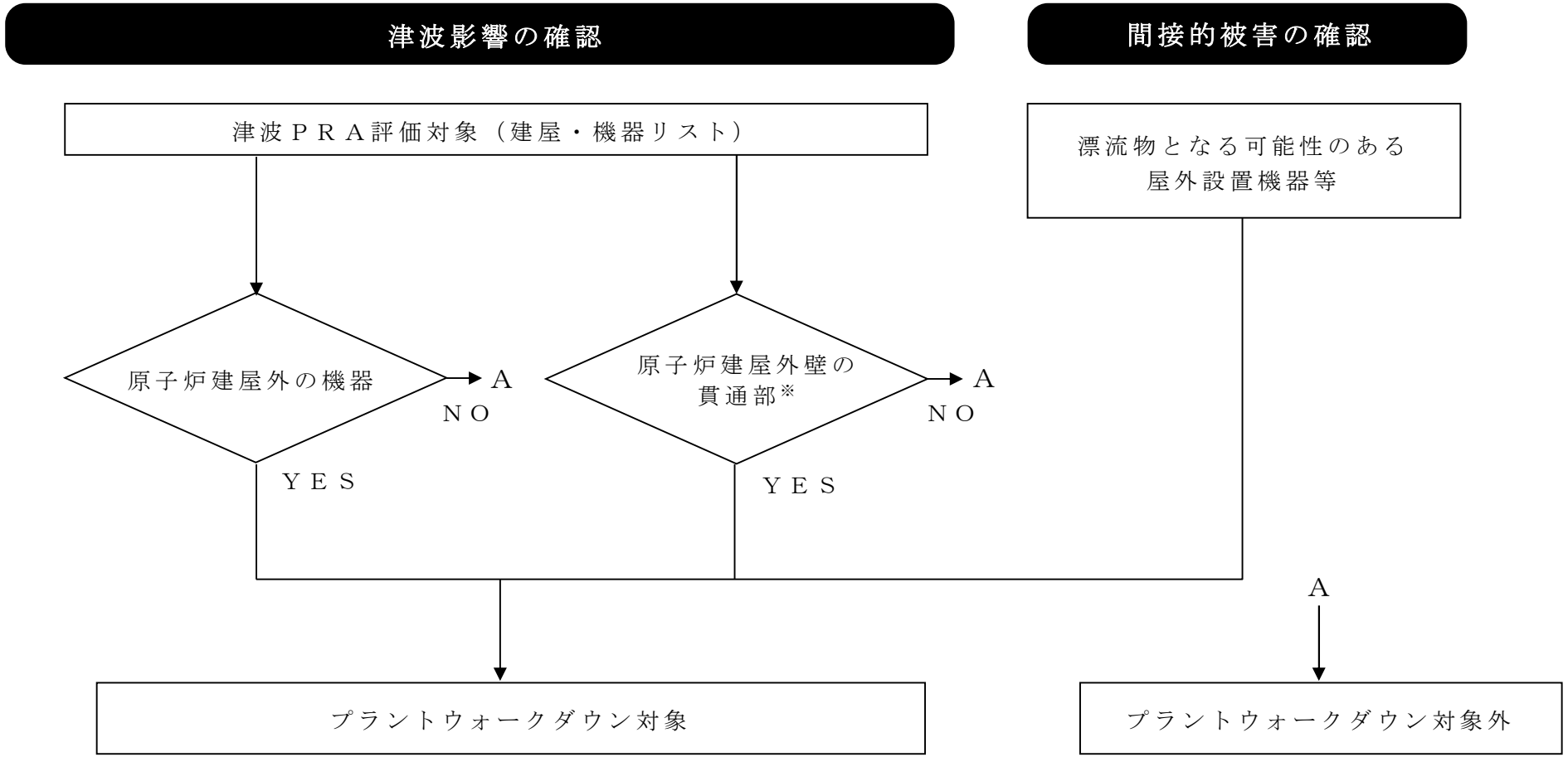
事故シーケンス	津波区分	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失（ＲＣＩＣ成功）	津波区分１	3.2E-06	73.9%
外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋高圧注水機能喪失	津波区分１	1.1E-08	0.3%
外部電源喪失＋最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波区分１	1.7E-08	0.4%
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失	津波区分２	7.6E-07	17.7%
防潮堤損傷	津波区分３	3.3E-07	7.7%
全炉心損傷頻度		4.3E-06	100%



第 3.2.2-1 図　津波ＰＲＡの評価フロー



第 3.2.2.1-1 図　プラントの設備配置の概略図

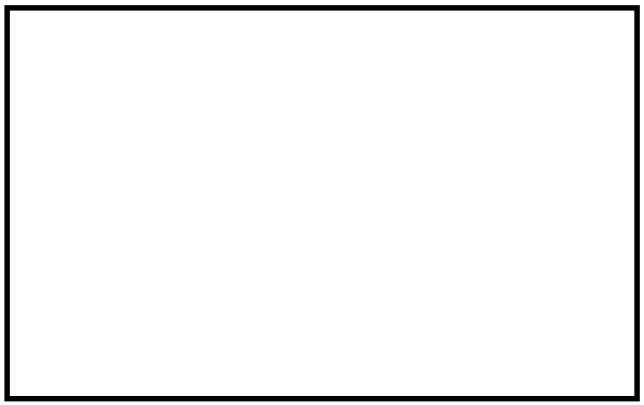


※：原子炉建屋１階床面高さ EL.＋8.2m 以下の範囲

第 3.2.2.1-2 図　プラントウォークダウン対象機器の選定フロー

現地調査表（調査日 2014/8/25）

【東海第二発電所】屋外		No. 1
ウォークダウン対象機器名称	残留熱除去系海水ポンプ A	
調査対象の設置場所	海水ポンプ室	PP：内・外

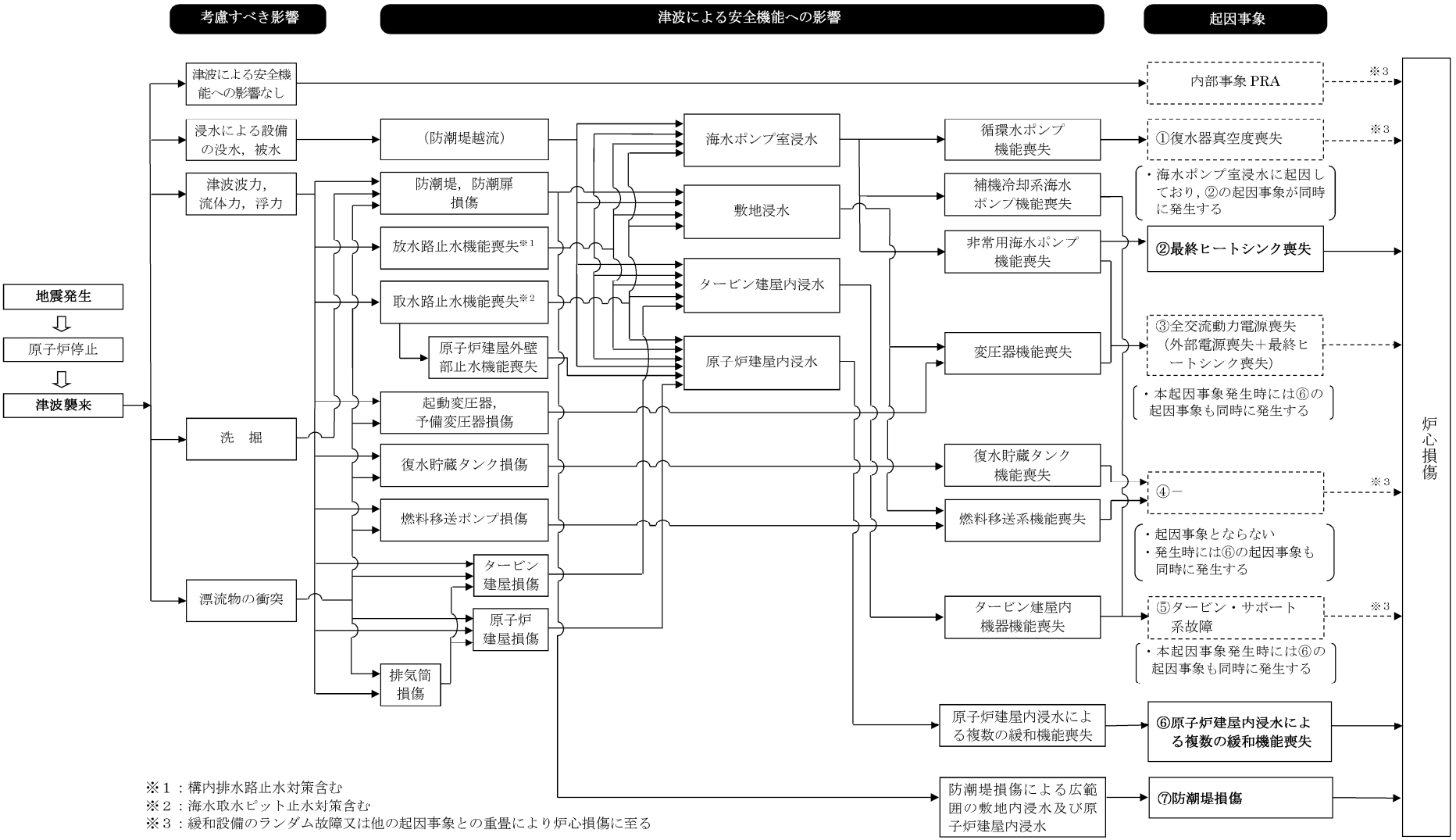


No	確認内容	評価	備考
1	対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか	問題なし	－
2	屋外の構築物・機器については，その周辺環境も含め，潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点はないか。 a. 基礎ボルト（又は設置面溶接部）、及び支持構造物に外観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認） b. 対象機器周辺の配管に外観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	問題なし	－
3	津波襲来時に建物外部にある設備の津波による離脱，移動等に起因して生じる干渉及び衝突の間接的な被害の可能性はないか。	問題なし	－

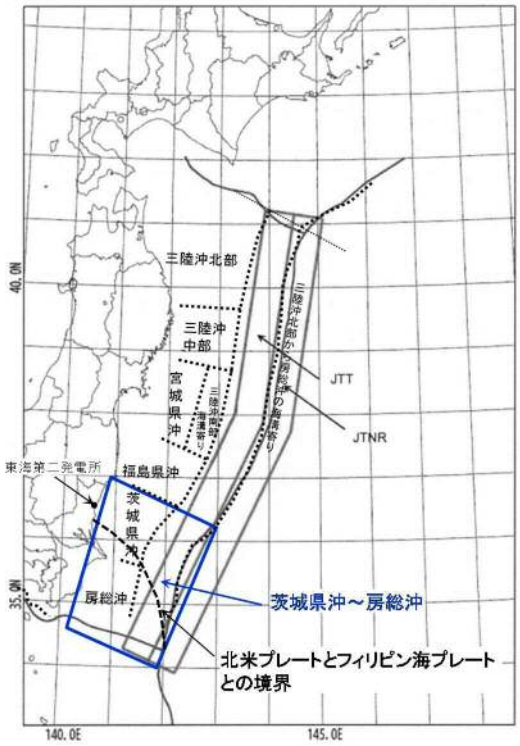
考察
・設置位置は防潮堤設置予定位置に隣接している。ポンプの上部は大気開放状態であるため，防潮堤を越流した海水が流れ込むと考えられる。 ・基礎ボルトの状態に問題はなく，津波による機器の離脱及び移動の可能性は低い。 ・間接的な影響を及ぼす対象物はなし。

評価	問題なし	備考	－

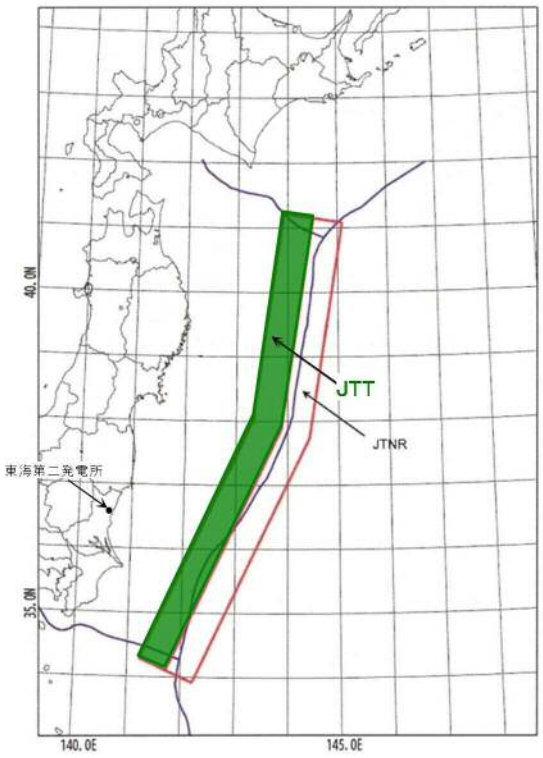
第 3.2.2.1-3 図　プラントウォークダウン用チェックシート（残留熱除去系海水ポンプの例）



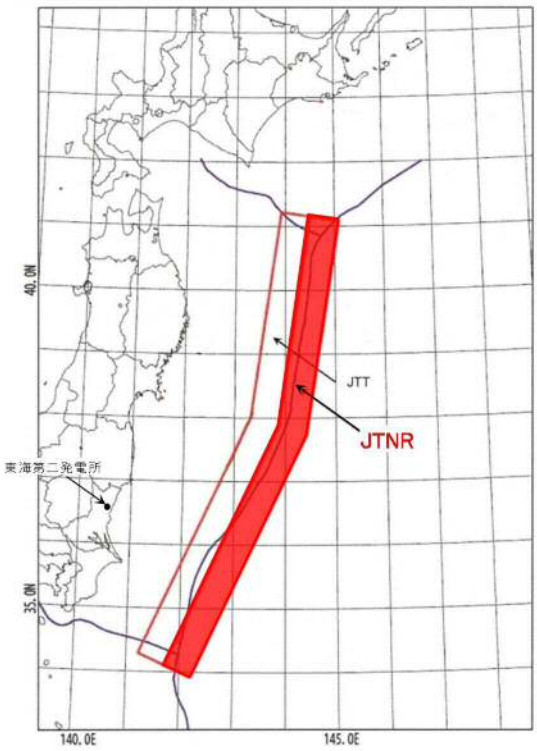
第 3.2.2.1-4 図　事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果



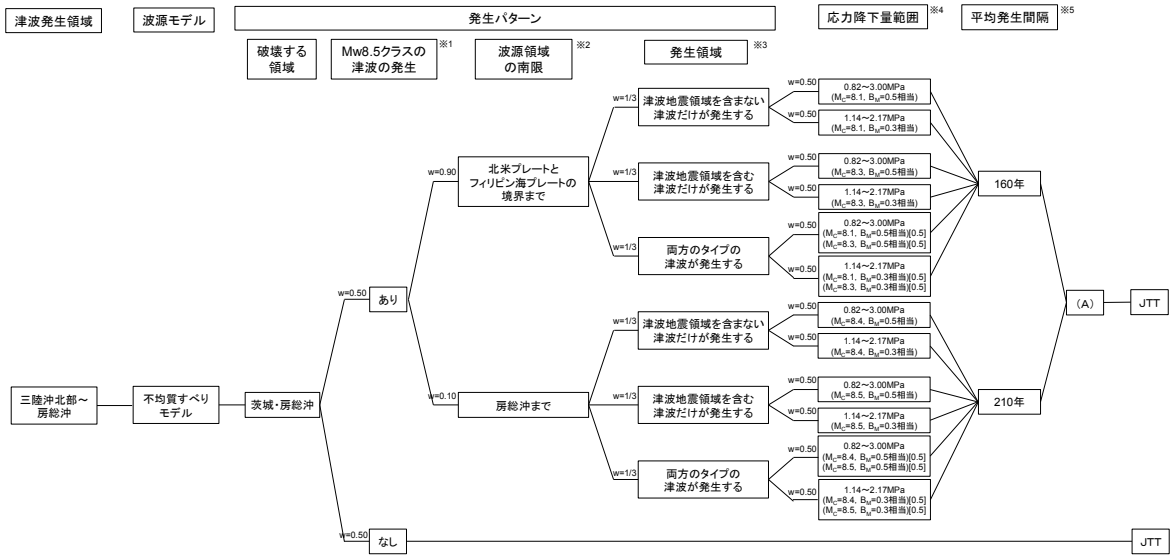
第 3.2.2.2-1 図(1)　津波発生領域(茨城県沖～房総沖)



第 3.2.2.2-1 図(2)　津波発生領域(JTT)



第 3.2.2.2-1 図(3)　津波発生領域(JTNR)



※1 過去に発生したという知見はないが，今後起きることを考慮して分岐及び重みを設定

※2 2011年東北地方太平洋沖地震の特徴と関連する知見を考慮して設定

※3 貞観地震は2011年東北地方太平洋沖地震と同様に津波地震領域が連動しているという考え方と連動していないという考え方があるため，分岐として設定

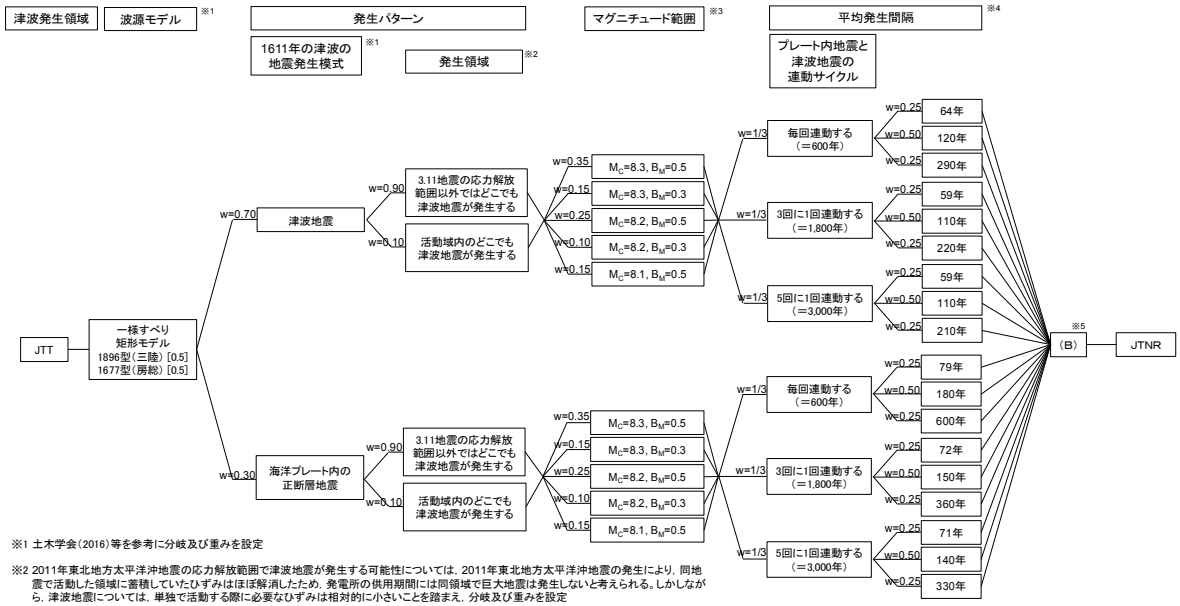
※4 土木学会(2016)等を参考に分岐及び重みを設定

※5 Gutenberg-Richter式を参考に，分岐及び重みを設定

※6 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー(偶然的不確実さの考慮)

第 3.2.2.2-2 図(1)　津波発生モデルのロジックツリー

(プレート間地震と津波地震の連動型地震)



※1 土木学会(2016)等を参考に分岐及び重みを設定

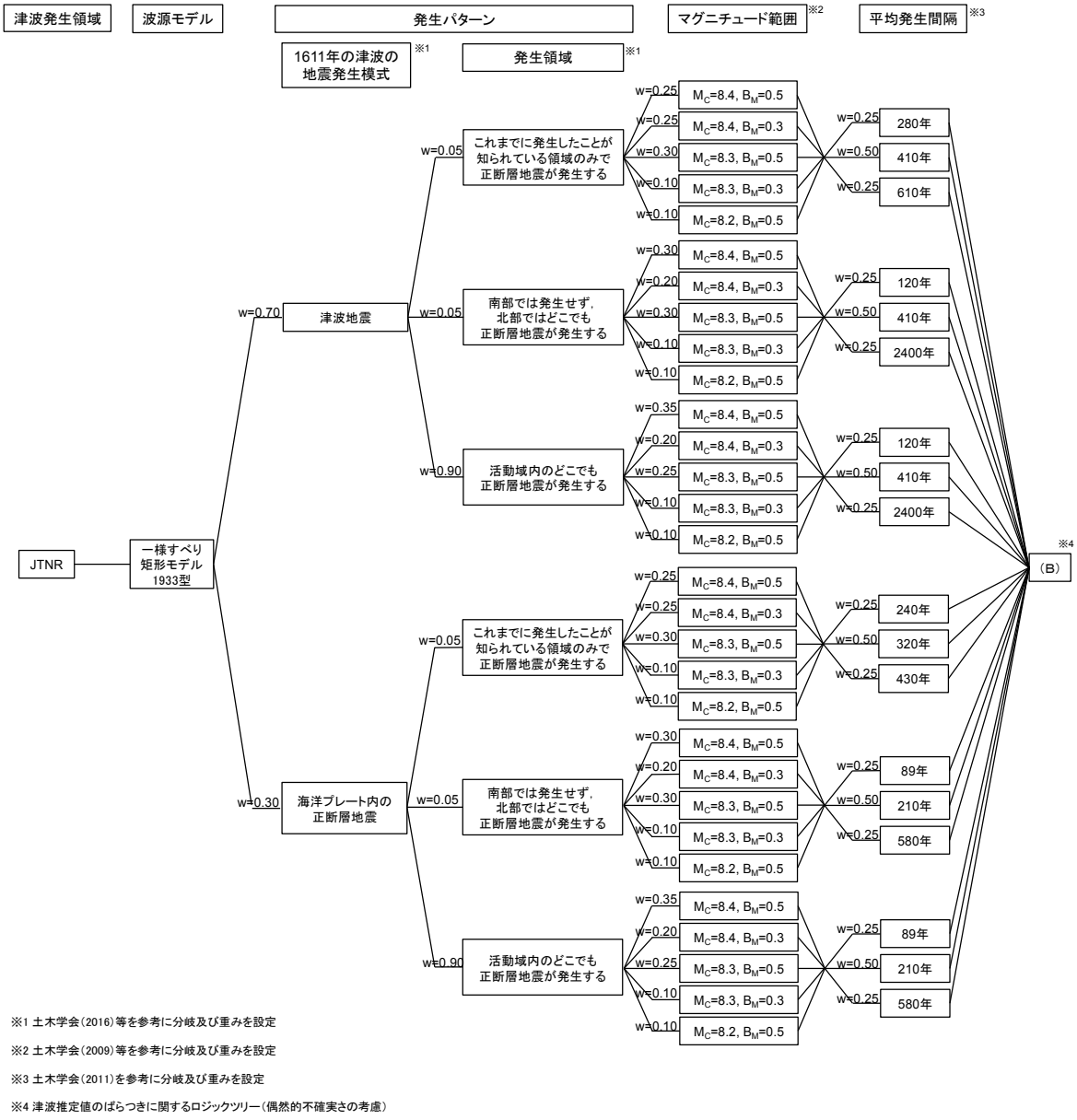
※2 2011年東北地方太平洋沖地震の応力解放範囲で津波地震が発生する可能性については，2011年東北地方太平洋沖地震の発生により，同地震で活動した領域に蓄積していたひずみはほぼ解消したため，発電所の供用期間には同領域で巨大地震は発生しないと考えられる。しかしながら，津波地震については，単独で活動する際に必要なひずみは相対的に小さいことを踏まえ，分岐及び重みを設定

※3 土木学会(2009)等を参考に分岐及び重みを設定

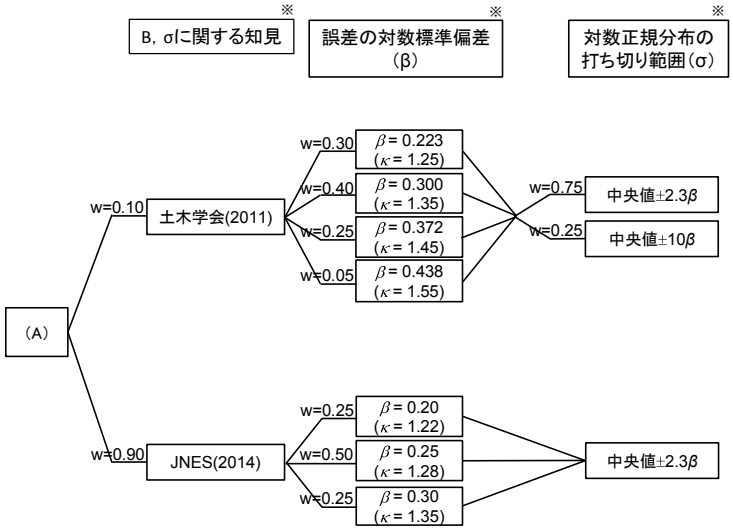
※4 津波地震の平均発生間隔については，土木学会(2011)を参考に，プレート間地震と津波地震の連動型地震である東北地方太平洋沖型の地震のうち津波地震領域を含む地震の発生間隔を除いて分岐及び重みを設定

※5 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー(偶然的不確実さの考慮)

第 3.2.2.2-2 図(2)　津波発生モデルのロジックツリー(JTT)



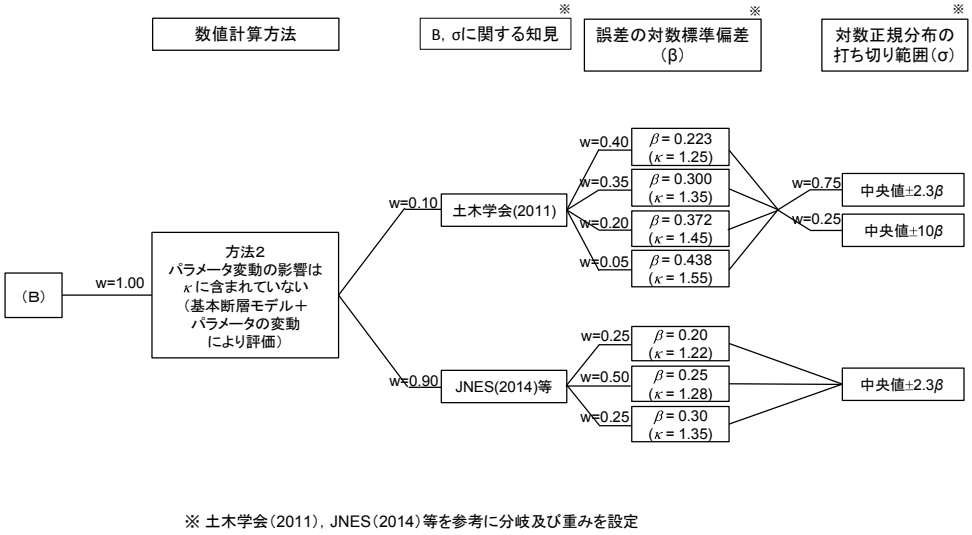
第 3.2.2.2-2 図(3)　津波発生モデルのロジックツリー(JTNR)



※ 土木学会(2011)，JNES(2014)等を参考に分岐及び重みを設定

第 3.2.2.2-3 図(1)　津波推定値のばらつきに関するロジックツリー

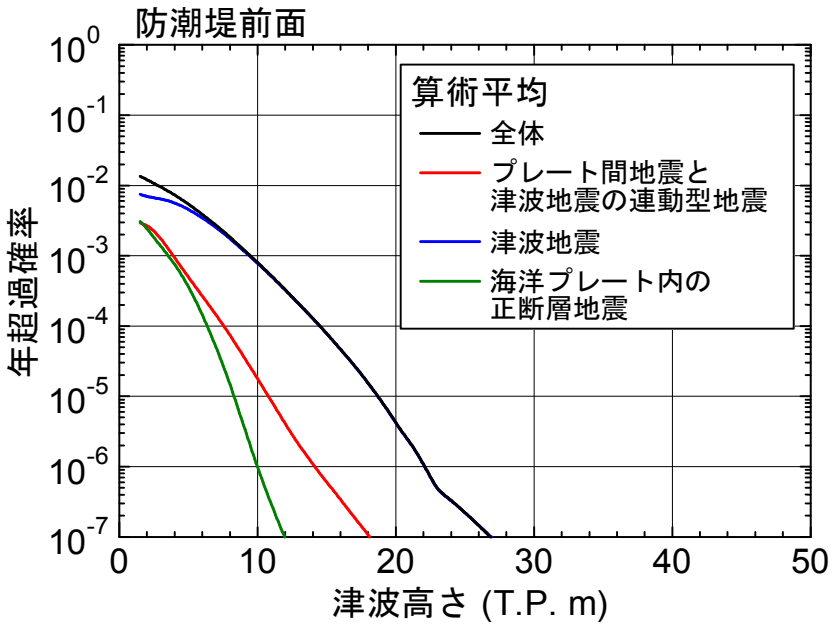
(不均質すべりモデル)



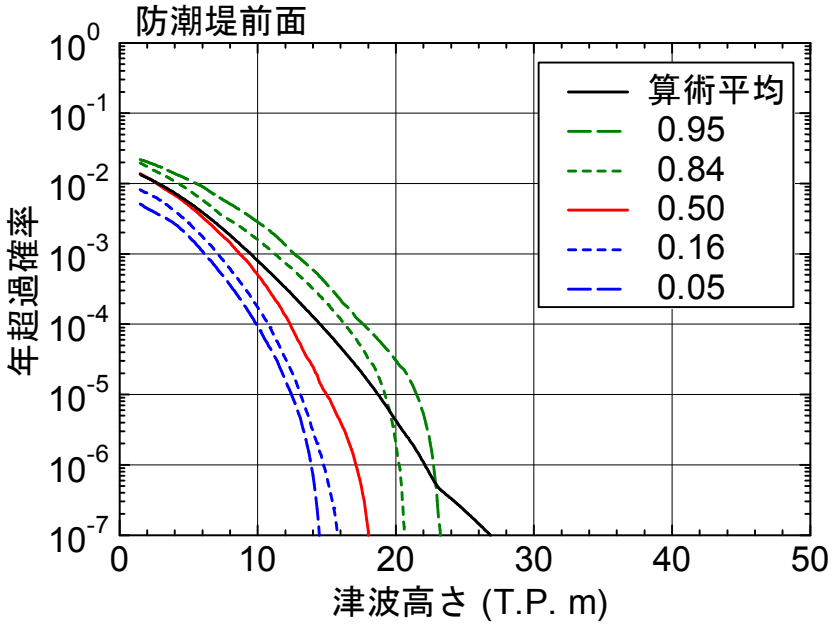
※ 土木学会(2011)，JNES(2014)等を参考に分岐及び重みを設定

第 3.2.2.2-3 図(2)　津波推定値のばらつきに関するロジックツリー

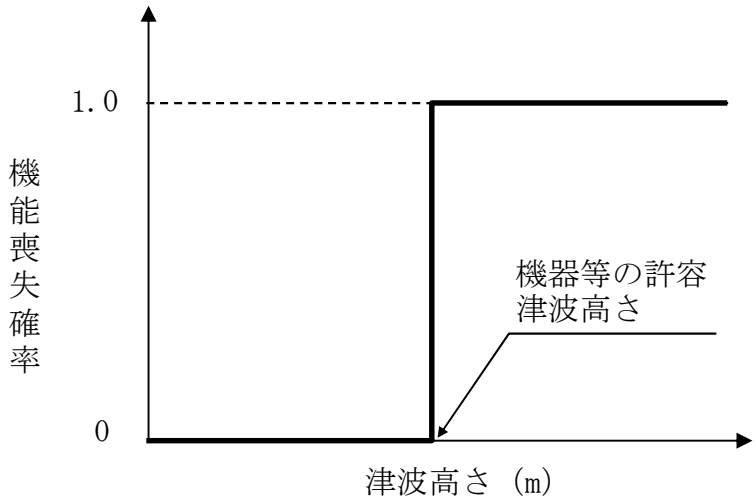
(一様すべり矩形モデル)



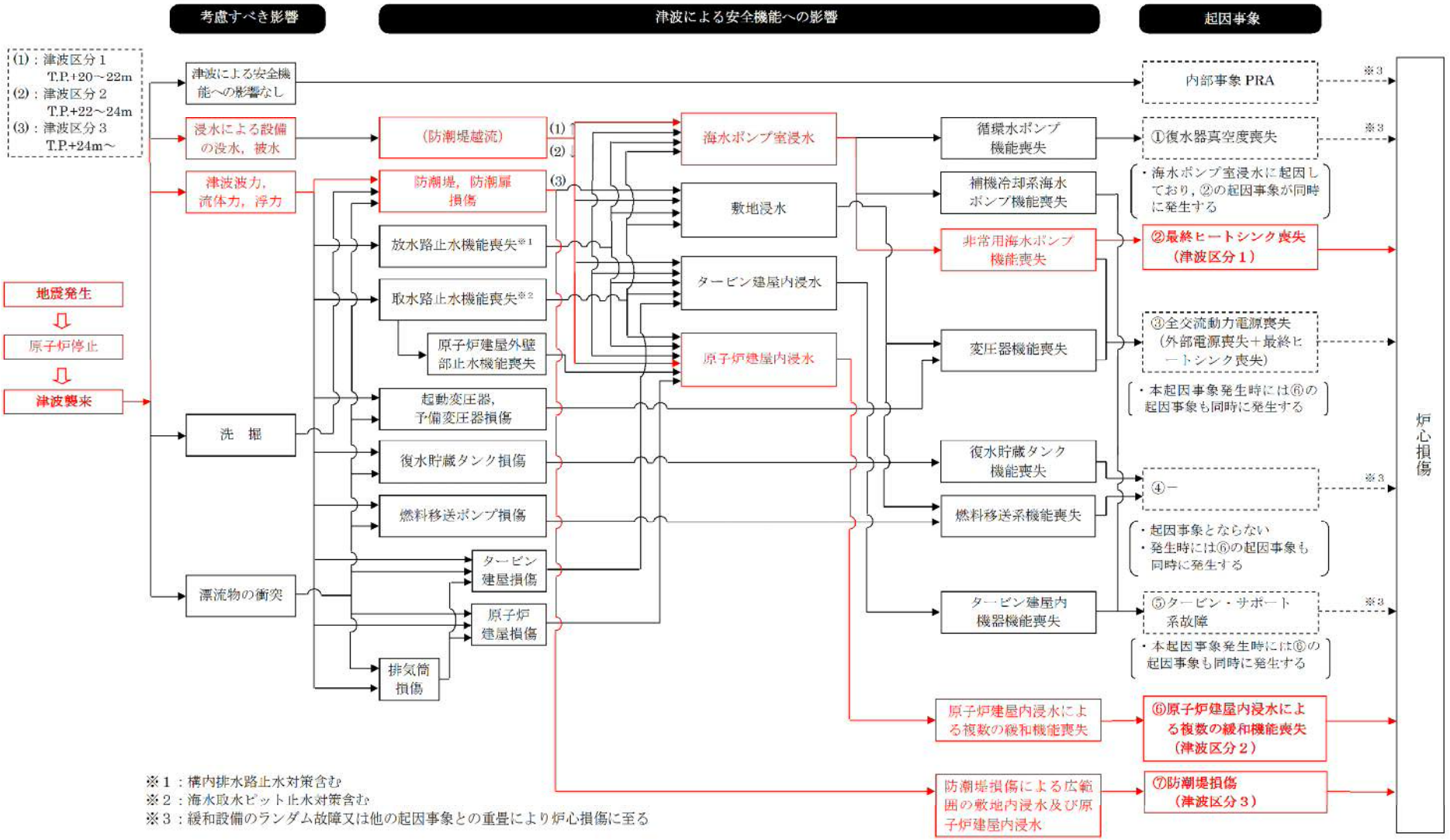
第 3.2.2.2-4 図　波源別のハザード曲線(上昇側，防潮堤前面)



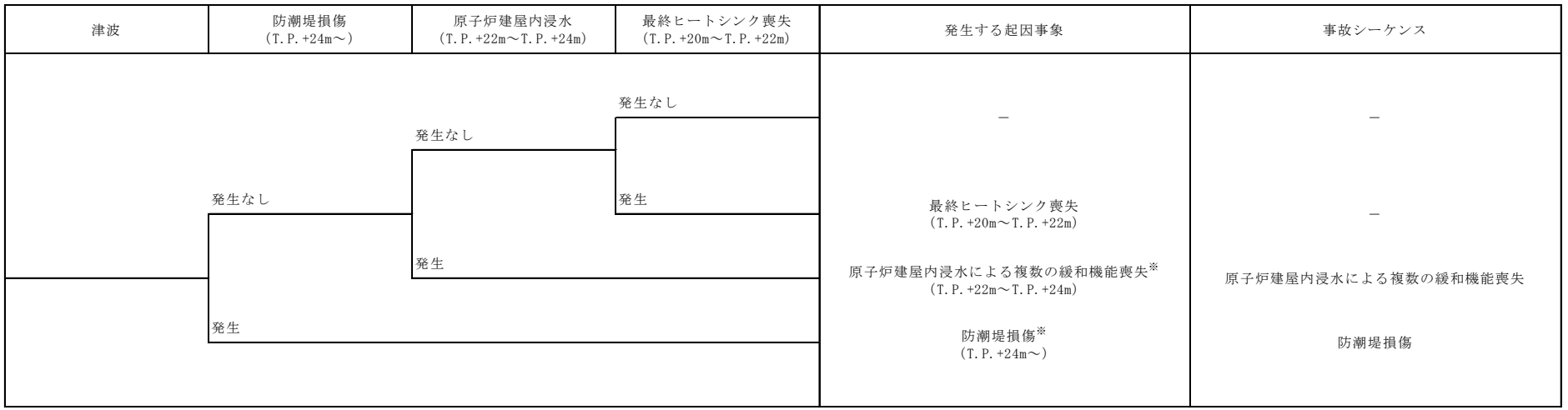
第 3.2.2.2-5 図　フラクタイルハザード曲線(上昇側，防潮堤前面)



第 3.2.2.3-1 図　機器等のフラジリティ曲線（波力，没水，被水）

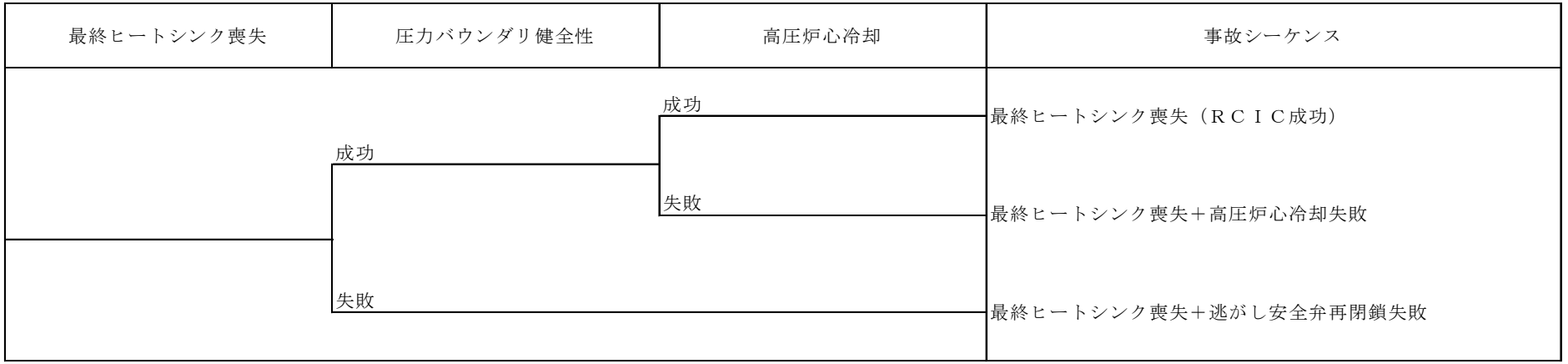


第 3.2.2.4-1 図　評価対象となる事故シナリオと起因事象

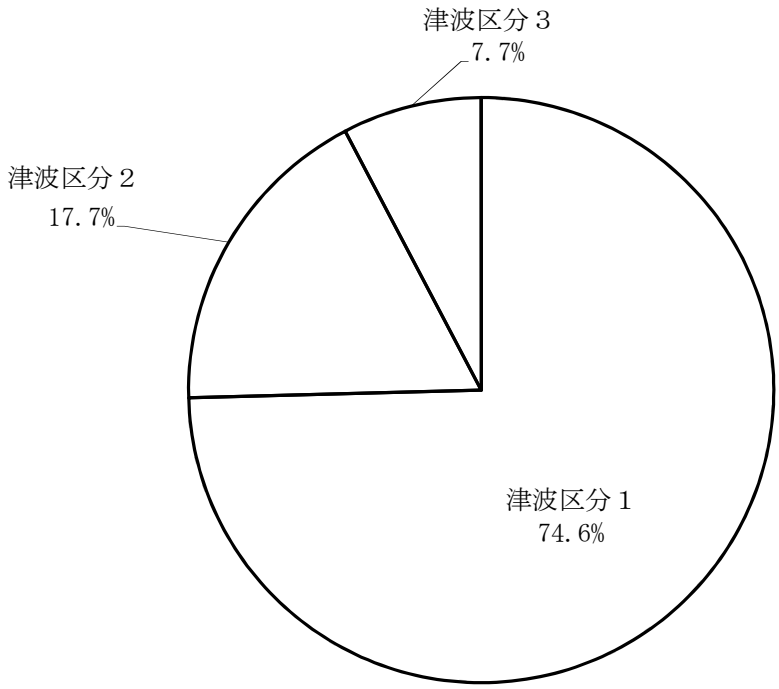


※：炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない

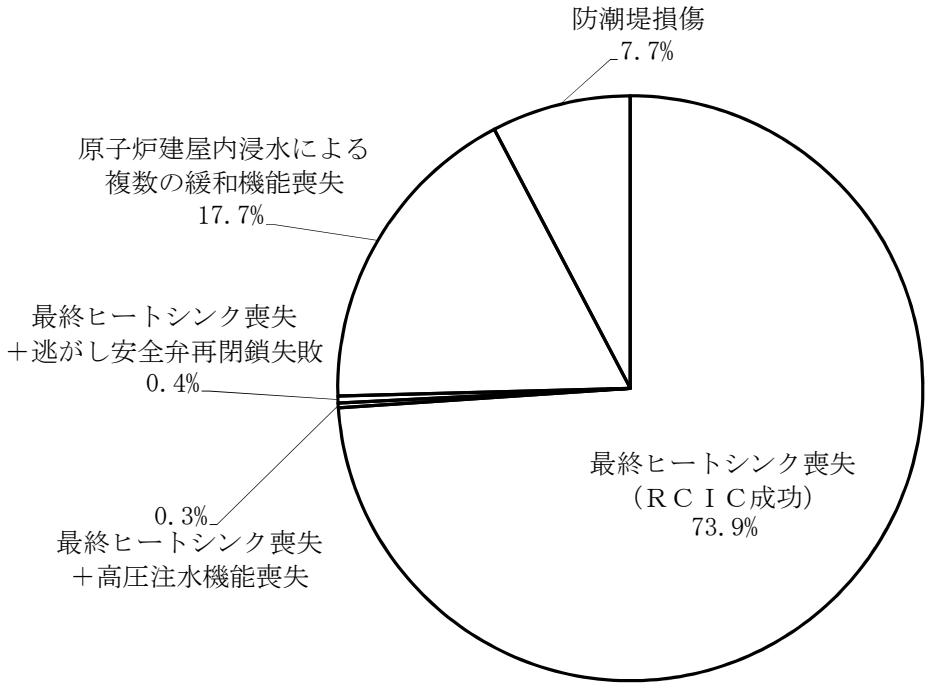
第 3.2.2.4-2 図　階層イベントツリー



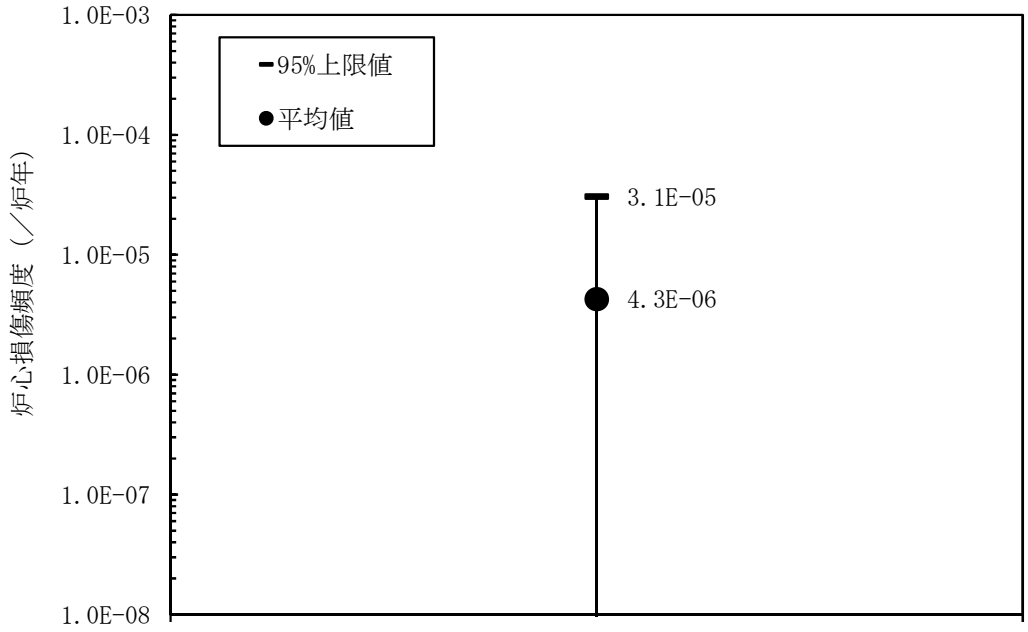
第 3.2.2.4-3 図　最終ヒートシンク喪失のイベントツリー



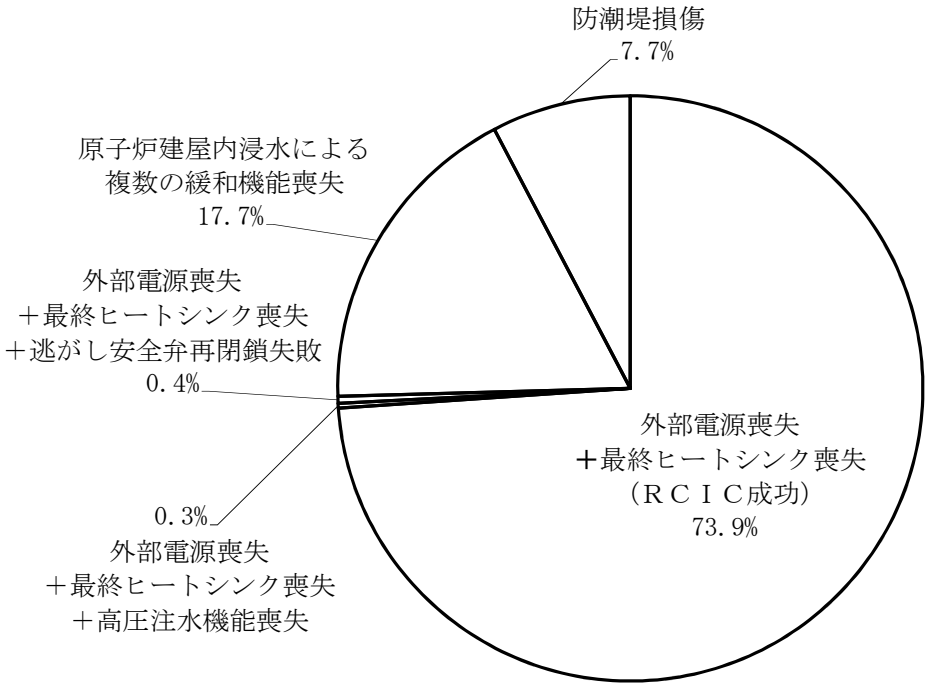
第 3.2.2.4-4 図　津波区分ごとの炉心損傷頻度への寄与割合



第 3.2.2.4-5 図　事故シーケンスごとの炉心損傷頻度への寄与割合



第 3.2.2.4-6 図　不確実さ解析結果



第 3.2.2.4-7 図　感度解析

（事故シーケンスごとの全炉心損傷頻度への寄与割合）

プラントウォークダウンのチェックの観点について

1. はじめに

津波ＰＲＡにおけるプラントウォークダウンで確認すべきチェック項目の具体的内容について，以下に示す。これらの項目をチェックシートに整理し，プラントウォークダウンを実施した。

2. 調査対象機器

プラントウォークダウンの調査対象機器は，以下の種類に分類されることから，これらの種類毎にチェックの観点を整理した。

・津波の影響を受ける可能性のある屋外設置機器

・建屋外壁開口部・貫通部（海水ポンプ室含む）

3. チェックの観点

3.1 津波の影響を受ける可能性のある屋外設置機器

(1) 対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか

➢対象機器が，図面等から想定した設置高さ（フロア）と相違無いかチェックを行い，相違無ければチェックシートにチェックする。合わせて，対象機器の損傷部位の高さ（浸水口高さ）より低い位置に損傷要因となる部位は無いかをチェックする。

➢必要に応じて，対象機器や当該部位の写真を撮影し，エビデンスを残す。

(2) 屋外の構築物・機器については，その周辺環境も含め，潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点はないか。

ａ．基礎ボルト（又は設置面溶接部），及び支持構造物に外観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認）

➢以下の点に合致していることが目視にて確認できれば，ボルトの締め付けは妥当であると判断し，チェックシートにチェックする。

－ボルトに引かれている合いマークがずれていない

－ボルトに塗られているペンキに割れや剥がれがない

－スプリングワッシャーやダブルナットによるゆるみ止めがされている

－ボルトを緩ませるような振動が発生する機器ではない

➢海水ポンプのように，海水に浸水している箇所がある設備について，防潮堤を越流する前に海水ポンプの基礎ボルトに緩みがあった場合，海水ポンプのフランジ部からの漏えいにより，海水ポンプの没水・被水が発生する可能性があることから，基礎ボルトの外観上を確認する。

➢起動変圧器，予備変圧器，復水貯蔵タンク，燃料移送系，排気筒のように敷地に設置されている設備に関しては，設置高さに津波高さが到達した場合には没水・被水することとしていることから基礎ボルトの外観上の確認は対象外とする。

➢必要に応じて，基礎ボルト（または設置面溶接部），及び支持構造物（ボルトの締め付け含む）が確認できる写真を撮影し，エビデンスとして残す。

ｂ．対象機器周辺の配管に外観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか

➢海水ポンプ周辺の海水配管において，外観上の異常（フランジ部からの漏えい，配管本体の腐食，亀裂等）があった場合には，想定される津波高さ以下で対象設備の没水・被水が発生するため，外観上の異常の有無を確認し，チェックシートにチェックする。

➢起動変圧器，予備変圧器，復水貯蔵タンク，燃料移送系，排気筒のように敷地に設置されている設備に関しては，設置高さに津波高さが到達した場合には没水・被水することとしていることから配管の外観上の確認は対象外とする。

➢必要に応じて，当該配管の写真を撮影し，エビデンスとして残す。

(3)　津波襲来時に建物外部にある設備の津波による離脱，移動等に起因して生じる干渉及び衝突の間接的な被害の可能性はないか。

➢プラントウォークダウンの対象とした機器は，漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に，没水，被水により当該機器以外の機器が機能喪失するか，建屋内機器で漂流物による被害が生じる可能性がない機器であるため，本観点からの調査は対象外とする。なお，防潮堤の機能に関わる漂流物に関しては別途検討する。

3.2　建屋外壁開口部・貫通部（海水ポンプ室含む）

(1)　対象建屋貫通部の図面（配置図等）に対し，貫通孔の有無，水

密処理の有無，高さをチェックする。

➢対象建屋貫通部が，図面等から想定した状況（貫通孔の有無，水密処理の有無，設置高さ）と相違無いかチェックを行い，相違無ければチェックシートにチェックする。

➢必要に応じて，対象の建屋貫通部，写真を撮影し，エビデンスとして残す。

(2)　対象建屋貫通部の止水状態に外観上の異常は無いか

➢(1)において，水密処理の有無を確認しているが，経年劣化を考慮したときの止水状態に外観上の異常は無いかを確認する。

今回実施した津波ＰＲＡの前提条件について

1. はじめに

東海第二発電所の津波ＰＲＡでは，敷地に遡上する津波を想定して評価を行っている。この前提に基づいた，東海第二発電所の津波ＰＲＡのモデル化の方法について，以下に詳細を記載する。

2. 津波ＰＲＡの前提条件

今回の津波ＰＲＡにおける前提条件については，以下の前提条件に基づき実施している。この前提条件については，審査資料「3.2.2.1 (1) ｃ．今回実施した津波ＰＲＡの前提条件について」に記載しているものである。

(a) 原子炉は，津波襲来前に地震により自動停止する可能性が高く，自動停止しない場合においても，地震発生から津波襲来までの時間余裕の間に原子炉を手動停止することから，津波襲来時には原子炉は停止しているものとする。

(b) 地震が安全上重要な設備に及ぼす影響は考慮せず，津波による影響のみを評価する。

(c) 起因事象に対する対応は，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ＡＭ策及び緊急安全対策並びに重大事故等対処設備については，期待しないものとする。

(d) 原子炉建屋の１階床面高さである EL.＋8.2m に津波が到達した場合は，津波が建屋内に浸水し，建屋内の機器が没水，被水により機能喪失するものと仮定した。

上述の前提条件のうち，(c)と(d)の条件について，次項で説明を補足する。

3.　前提条件の補足説明

(1)　津波ＰＲＡにおいて期待する設備

津波ＰＲＡの実施に当たっては，「ＰＲＡの説明における参照事項」（原子力規制庁　平成 25 年 9 月）を参照し，設計基準事故対処設備による対応を基本とした条件で実施している。津波ＰＲＡで期待する設備については，「第 3.2.2.1-5 表　建屋・機器リスト」に整理している。

東海第二発電所の津波ＰＲＡにおいて特徴的な設計基準事故対処設備として，津波防護施設及び浸水防止設備（防潮堤やその他敷地内への流入経路に対する止水対策）があり，防潮堤前面位置で T.P.＋20m の津波に対して浸水を防護できる条件としている。このため，防潮堤前面位置での津波高さが T.P.＋20m を超えるまでは，津波を起因とした炉心損傷は発生しない。

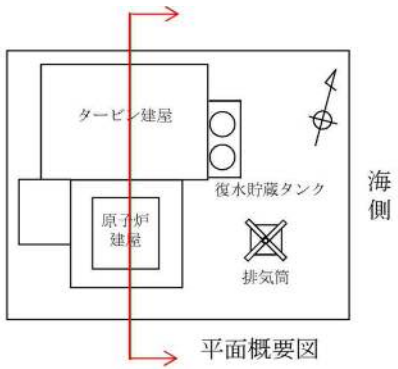
(2)　原子炉建屋の水密化の扱い

原子炉建屋外壁の水密化については，緊急安全対策として EL.＋15m までの水密化対策を実施しているものの，設計基準事故対処設備としては位置付けていないため，今回の津波ＰＲＡでは期待していない。このため，敷地を遡上し原子炉建屋の１階床面 EL.＋8.2m を超える津波に対しては，原子炉建屋内浸水が生じる。敷地内浸水解析の結果，防潮堤前面位置での津波高さが T.P.＋22m～＋23m の津波により，原子炉建屋内への浸水が生じることを確認しており，本評価では，T.P.＋22m で建屋内浸水が生じるものとしている。

東海第二発電所の敷地配置図と津波高さの関係を図 1 に，防潮堤前面位置で T.P.＋22m 及び T.P.＋23m の津波による敷地内浸水解析の結果を，図 2 に示す。

◆津波高さ区分

- 津波ＰＲＡでは，防潮堤を超える領域における炉心損傷頻度を評価
- 津波区分１（EL.＋8m 以下の敷地浸水，津波高さ T.P.＋20m～T.P.＋22m）
  本区分では，ＲＨＲＳポンプ，ＤＧＳＷポンプ及びＨＰＣＳ－ＤＧＳＷポンプが没水，被水して，起因事象「最終ヒートシンク喪失」が発生
- 津波区分２（EL.＋8m 以上の敷地浸水，津波高さ T.P.＋22m～T.P.＋24m）
  原子炉建屋１階床面高さまで津波が到達し，原子炉建屋内への浸水が発生することにより，起因事象「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」が発生
  また，本区分では変圧器の機能喪失により全交流電源喪失も発生
- 津波区分３（防潮堤損傷，津波高さ T.P.＋24m～）
  防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水することにより，起因事象「防潮堤損傷」が発生



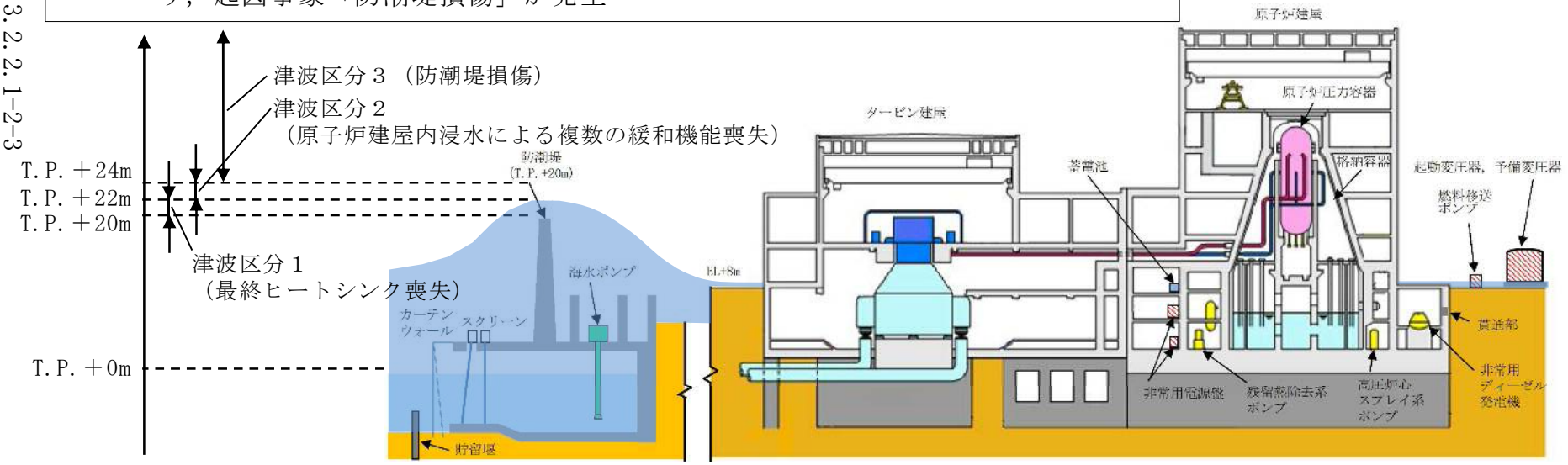
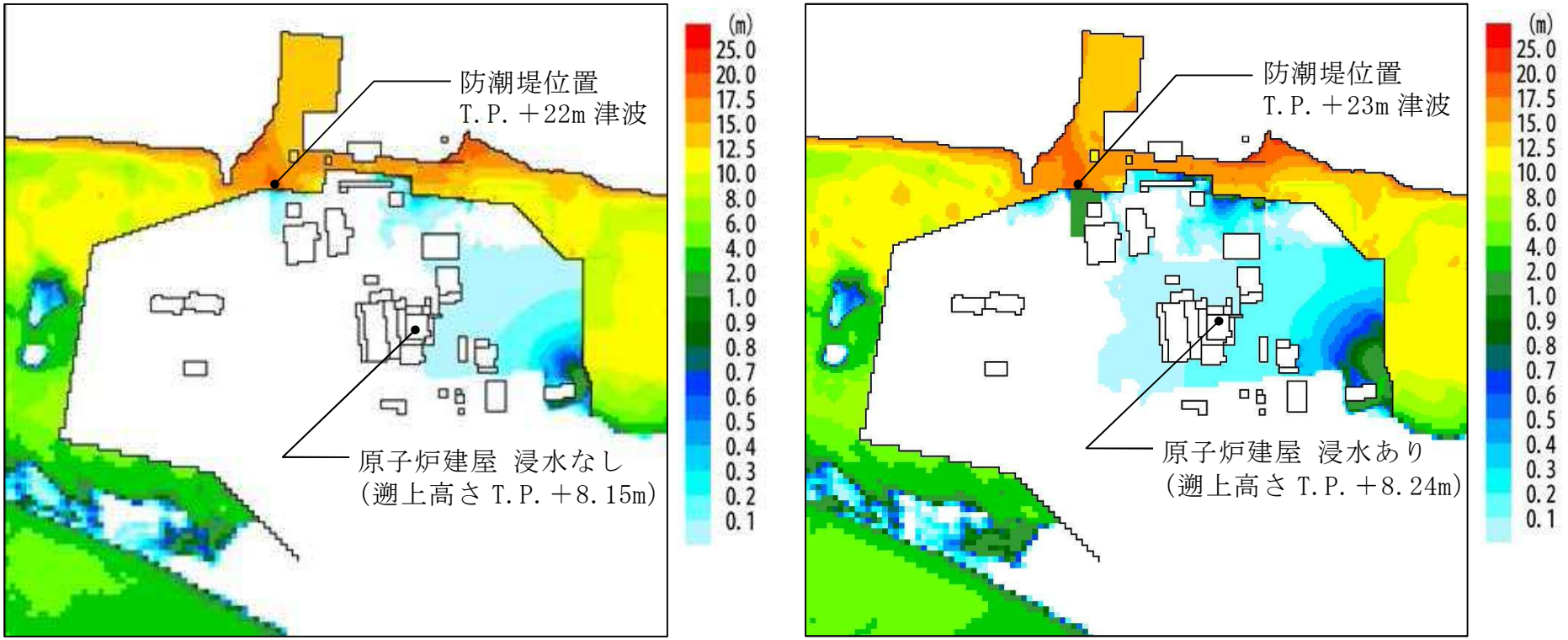


図１　東海第二発電所の敷地配置図と津波高さの関係

◆敷地内浸水解析結果

- 津波の影響を確認するため，防潮堤位置で T.P.＋22m 津波と T.P.＋23m 津波の敷地内浸水解析を実施
- 防潮堤位置で T.P.＋22m 津波の場合，原子炉建屋 1 階床面高さ T.P.＋8.2m には到達せず，T.P.＋23m 津波の場合，原子炉建屋 1 階床面高さ T.P.＋8.2m に到達すると評価
- 本評価結果を踏まえ，T.P.＋22m 津波で原子炉建屋内浸水が生じると仮定し，T.P.＋22m 津波を境にフラジリティや津波区分を設定



T.P.＋22m 津波による敷地内浸水解析結果

T.P.＋23m 津波による敷地内浸水解析結果

図 2　防潮堤前面位置で T.P.＋22m 及び T.P.＋23m の津波による敷地内浸水解析の結果

4.　原子炉建屋の水密化対策に期待した場合の評価

緊急安全対策で実施した原子炉建屋水密化対策（T.P.＋15m）に期待した場合の感度解析を実施した。津波区分ごとの炉心損傷頻度の比較を表１に示す。

設計基準対処設備のみに期待した津波ＰＲＡでは，防潮堤高さを超える津波においては非常用海水ポンプが喪失し，炉心損傷防止ができないことから，原子炉建屋水密化対策に期待した場合においても，全炉心損傷頻度はベースケースと変わらない。

なお，本評価では重大事故等対処設備に期待していないが，これに期待した場合は津波区分1(T.P.＋20m～T.P.＋22m)及び津波区分2(T.P.＋22m～T.P.＋24m)の炉心損傷頻度が低減することにより，全炉心損傷頻度も低減する。

表１　緊急安全対策で実施した原子炉建屋水密化対策に期待した場合の津波区分ごとの炉心損傷頻度

ベースケース（水密化に期待しない）				感度解析ケース（水密化に期待する）			
津波区分 （津波高さ）	事故シーケンス	炉心損傷頻度 （／炉年）	全炉心損傷頻度に 対する寄与割合（%）	津波区分 （津波高さ）	事故シーケンス	炉心損傷頻度 （／炉年）	全炉心損傷頻度に 対する寄与割合（%）
津波区分１ (T.P.＋20～22m)	最終ヒートシンク喪失 （ＲＣＩＣ成功）	3.2E-06	73.9	津波区分１ (T.P.＋20～22m)	最終ヒートシンク喪失 （ＲＣＩＣ成功）	3.2E-06	73.9
	最終ヒートシンク喪失 ＋高圧注水機能喪失	1.1E-08	0.3		最終ヒートシンク喪失 ＋高圧注水機能喪失	1.1E-08	0.3
	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		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
津波区分２ (T.P.＋22～24m)	原子炉建屋内浸水による 複数の緩和機能喪失	7.6E-07	17.7	津波区分２ (T.P.＋22～24m)	最終ヒートシンク喪失 （ＲＣＩＣ成功）	7.5E-07	17.6
					最終ヒートシンク喪失＋高圧 注水機能喪失	2.6E-09	＜0.1
					最終ヒートシンク喪失＋逃が し安全弁再閉鎖失敗	3.9E-09	＜0.1
津波区分３ (T.P.＋24m～)	防潮堤損傷	3.3E-07	7.7	津波区分３ (T.P.＋24m～)	防潮堤損傷	3.3E-07	7.7
合計		4.3E-06		合計		4.3E-06	

津波襲来時の原子炉停止手順について

東海第二発電所近傍で大きな地震が発生した場合，当該地震を検知して原子炉は自動スクラムする。また，地震により外部電源が喪失した場合，原子炉は自動スクラムする。そのため，震源が近い地震により津波が発生するような場合は，津波襲来時までに原子炉は既に停止していると考えられる。

また，震源が遠い地震の場合等，地震によって原子炉が自動停止に至らずに津波が襲来する場合を想定し，以下の手順を整備する。

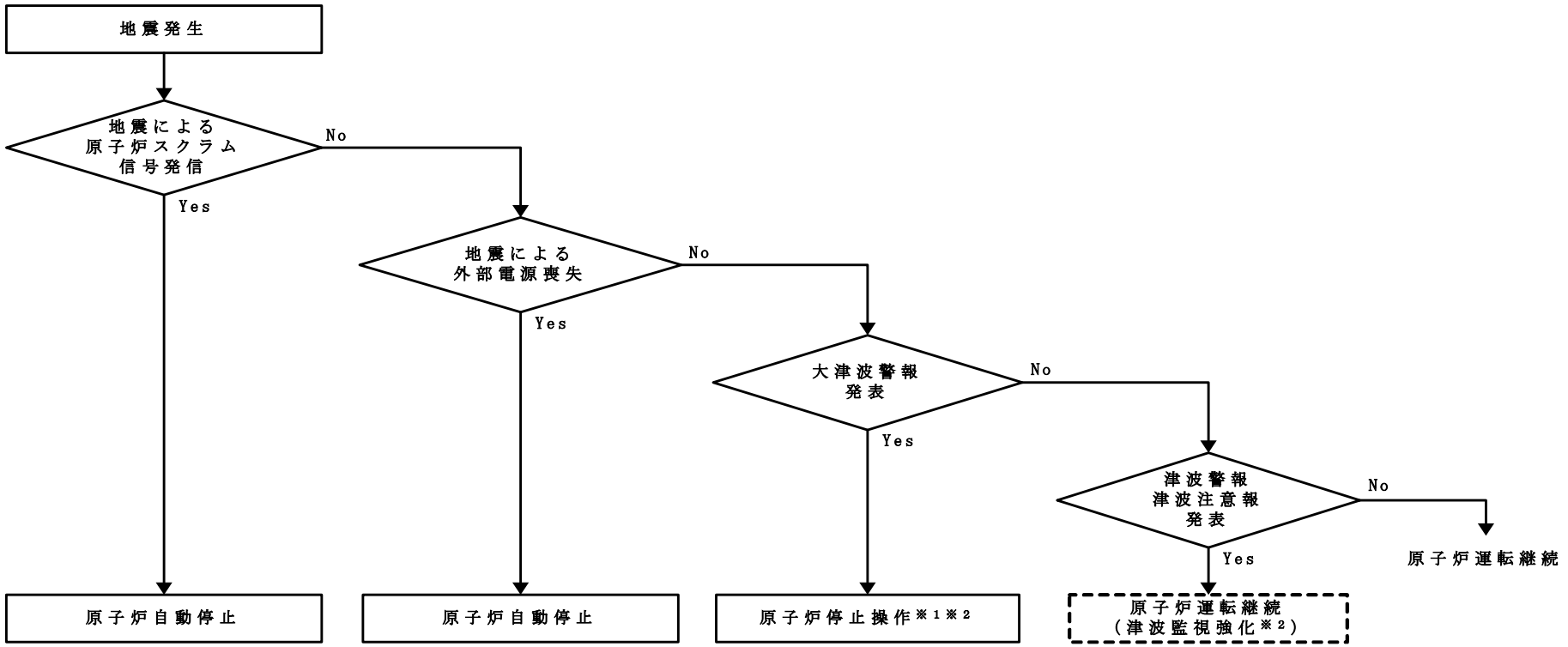
・大津波警報が発表された場合は，原則として原子炉停止操作を開始する[注)]。

・津波警報又は津波注意報が発表された場合は，取水ピット水位計や津波監視カメラ等により津波監視を強化する。

・引き波により海水取水ピット水位が循環水ポンプの取水可能下限水位（T.P.-1.59m：設計値）まで低下した場合等，原子炉の運転継続に支障がある場合に，原子炉を手動停止する。

注）大津波警報が誤報であった場合，及び震源が遠い地震に伴う津波であって到達津波が到達するまでの間に大津波警報が解除又は見直された場合を除く

上記手順に則った津波襲来時の原子炉停止手順のフローを図1に示す。



※１：大津波警報が誤報であった場合及び震源が遠い地震に伴う津波であって，到達津波が到達するまでの間大津波警報が解除又は見直された場合を除く

※２：取水ピット水位が循環水ポンプの取水可能下限水位（T.P.-1.59m（設計値））まで低下した場合等，原子炉の運転継続に支障がある場合は，原子炉を手動停止する

図１　津波襲来時の原子炉停止手順のフロー

東海第二発電所
津波評価について
（基準津波に対する安全性評価）

平成29年2月3日
日本原子力発電株式会社

目　次

1. 基準津波に対する安全性評価
1.1 評価概要 ・・・

目　次

第439回審査会合
資料2－1　再掲

1. 基準津波に対する安全性評価

1.1 評価概要

1.2 砂移動評価（地形変化）

1.3 砂移動評価（海水ポンプ室における砂の堆積厚さ）

2. 参考文献

補足説明資料

1. 高橋他（1999）の手法に関する補足資料

2. 高橋他（1999）の手法における浮遊砂濃度の影響評価

2.1 評価概要

2.2 砂移動評価（地形変化）

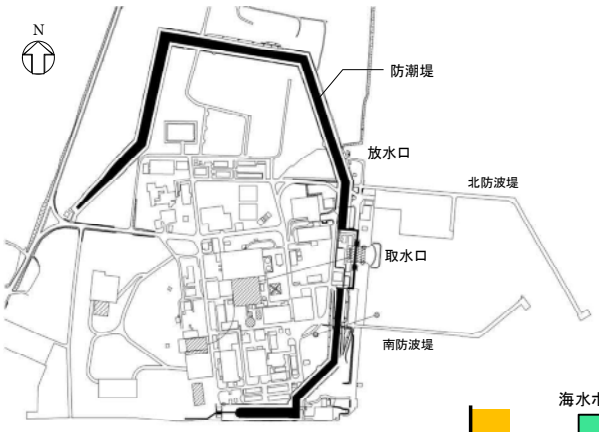
2.3 砂移動評価（海水ポンプ室における砂の堆積厚さ）

3. 参考文献

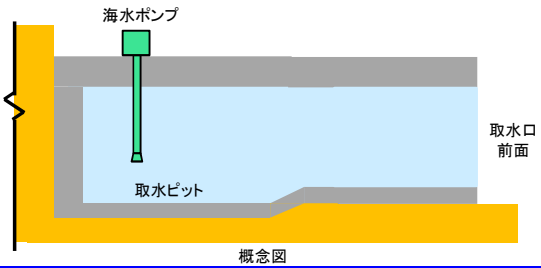
1.1 評価概要

第439回審査会合
資料2－1　再掲

- 基準津波に対する安全性の評価に関して，以下を確認する。
  - ✓ 基準津波に伴う砂移動（地形変化）について評価を実施し，取水口が閉塞しないことを確認する。
  - ✓ 海水ポンプ室（取水ピット）における砂の堆積厚さを評価し，非常用海水ポンプの取水に影響がないことを確認する。



敷地平面図



概念図

目　次

第439回審査会合
資料2－1　再掲

1. 基準津波に対する安全性評価

1.1 評価概要

1.2 砂移動評価（地形変化）

1.3 砂移動評価（海水ポンプ室における砂の堆積厚さ）

2. 参考文献

補足説明資料

1. 高橋他（1999）の手法に関する補足資料

2. 高橋他（1999）の手法における浮遊砂濃度の影響評価

2.1 評価概要

2.2 砂移動評価（地形変化）

2.3 砂移動評価（海水ポンプ室における砂の堆積厚さ）

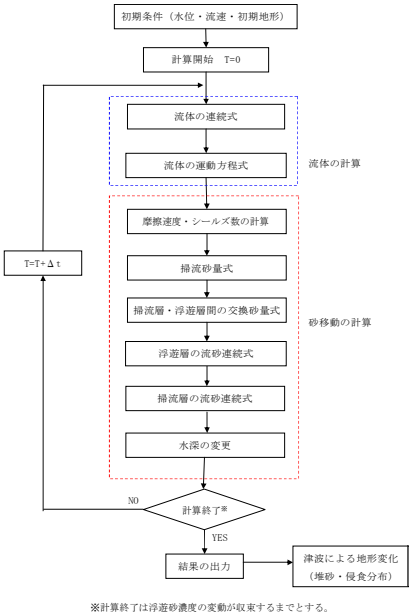
3. 参考文献

解析概要

第439回審査会合
資料2－1　再掲

- 基準津波に伴う砂移動について評価を実施し，取水口が閉塞しないことを確認する。
- 藤井他（1998）及び高橋他（1999）の手法に基づき砂移動の数値シミュレーションを実施した。

【数値シミュレーションのフロー】



※計算終了は浮遊砂濃度の変動が収束するまでとする。

	藤井他（1998）の手法	高橋他（1999）の手法
地盤高の連続式	$\frac{\partial Z}{\partial t}+\alpha\left(\frac{\partial Q}{\partial x}\right)+\frac{E-S}{\sigma(1-\lambda)}=0$	$\frac{\partial Z}{\partial t}+\frac{1}{1-\lambda}\left(\frac{\partial Q}{\partial x}+\frac{E-S}{\sigma}\right)=0$
浮遊砂濃度連続式	$\frac{\partial C}{\partial t}+\frac{\partial (UC)}{\partial x}-\frac{E-S}{D}=0$	$\frac{\partial (C_s D)}{\partial t}+\frac{\partial (MC_s)}{\partial x}-\frac{E-S}{\sigma}=0$
流砂量式	小林他（1996）の実験式 $Q=80\tau_*^{1.5}\sqrt{sgd^3}$	高橋他（1999）の実験式 $Q=21\tau_*^{1.5}\sqrt{sgd^3}$
巻き上げ量の算定式	$E=\frac{(1-\alpha)Qw^2\sigma(1-\lambda)}{Uk_z\left[1-\exp\left\{\frac{-wD}{k_z}\right\}\right]}$	$E=0.012\tau_*^2\sqrt{sgd}\cdot\sigma$
沈降量の算定式	$S=wC_b$	$S=wC_s\cdot\sigma$
摩擦速度の計算式	log-wake 則（$u_*/U=\kappa/\{\ln(h/Z_0)-1\}$ に wake 関数を付加した式）を鉛直方向に積分した式より算出	マニング則より算出 $u_*=\sqrt{gn^2U\lvert U\rvert/D^{1/3}}$

ここで、表中の記号は以下の意味を示す。

Z：水深変化量(m)　t：時間(s)　x：平面座標　Q：単位幅，単位時間当たりの掃流砂量(m²/s/m)　τ：シールズ数

σ：砂の密度　s：σ/ρ－1　d：砂の粒径　g：重力加速度(m/s²)　ρ：海水の密度(g/cm³)　U：流速(m/s)

D：全水深(m)　M：U×D(m²/s)　λ：空隙率　n：Manning の粗度係数

α：局所的な外力のみに移動を支配される成分が全流砂量に占める比率（=0.1　藤井ほか(1998)より）

w：土粒子の沈降速度(Rubey 式より算出)(m/s)　Z_0：粗度高さ(=k_s/30)(m)

k_z：鉛直拡散係数(=0.2κu_*h　藤井ほか(1998)より)(m²/s)　k_s：相当粗度(=(7.66gn^2/$D^{1/3}$))(m)

κ：カルマン定数(=0.4，藤井ほか(1998)より)　h　：水深(m)

C，C_b：浮遊砂濃度，底面浮遊砂濃度（浮遊砂濃度連続式より算出）(kg/m³)　C_s：浮遊砂体積濃度（浮遊砂濃度連続式より算出）

log-wake 則：対数則 $u_*/U=\kappa/\{\ln(h/Z_0)-1\}$ に wake 関数（藤井ほか(1998)より）を付加した式

解析条件

主な解析条件

	設定値	備考
砂移動モデル	・藤井他(1998)によるモデル ・高橋他(1999)によるモデル	
空間格子間隔	沖合4320m→2160m→720m→沿岸域240m→ 敷地周辺80m→40m→20m→10m→5mへ順次細分化	
計算時間間隔	0.05秒	
マニングの粗度係数	0.03 $m^{-1/3}$・s	土木学会(2002)
浮遊砂上限濃度	・藤井他(1998)の手法　1%，5% ・高橋他(1999)の手法　1%	
砂の粒径	0.15mm	底質調査より設定
砂粒の密度	2.72 g/cm^3	底質調査より設定
空隙率	0.4	高橋他(1992)
海水の密度	1.03 g/cm^3	理科年表より設定
潮位条件※	水位上昇側：T.P.+0.81m 水位下降側：T.P.−0.61m	
計算時間	地震発生後240分間(4時間)	
初期砂層厚	無限	

※ 2011年東北地方太平洋沖地震に伴う地殻変動量を考慮

解析条件(浮遊砂上限濃度)

- 高橋他(1999)の浮遊砂上限濃度について，砂移動評価に関する論文を整理した。
- 検証の結果，浮遊砂上限濃度5%は過大評価となっている。
- 検証の結果，浮遊砂上限濃度1%は再現性が良好である。

高橋他(1999)の検証事例

実規模検証	文献	計算使用砂粒径	計算格子間隔	浮遊砂上限濃度	浮遊砂上限濃度に関する評価
気仙沼湾 (1960年チリ地震津波)	玉田他 (2009)	0.001～1mm	25m，5m	1%，5%	・計算格子間隔5mの場合，浮遊砂上限濃度5%では実績値より侵食深を過大に評価
八戸港 (1960年チリ地震津波)	藤田他 (2010)	0.26mm	10.3m	1%，2%，5%	・浮遊砂上限濃度5%は過大に評価 ・浮遊砂上限濃度1～2%の場合の再現性が良好
宮古港 (2011年東北地方太平洋沖地震津波)	近藤他 (2012)	0.08mm	10m	1%	・土砂移動の全体的な傾向は良く一致 ・防波堤堤頭部の最大洗掘深や断面地形も定量的に概ね良く一致
気仙沼湾 (2011年東北地方太平洋沖地震津波)	森下他 (2014)	0.3mm	10m	1% $C_{sat}=\alpha\times\sqrt{U^2\times V^2}$	・砂移動評価に影響を及ぼす因子として，無次元掃流力，流砂量式係数，飽和浮遊砂濃度の3つを抽出 ・上記の3つの因子を同時に変えたモデルにより，再現性が向上する可能性を示唆 ・飽和浮遊砂濃度については，摩擦速度の関数とすることで再現性向上につながることを示唆

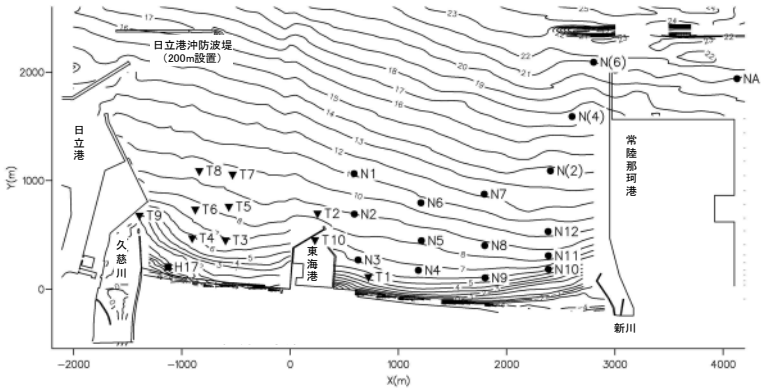
C_{sat}：飽和浮遊砂濃度　U，V：断面平均流速分布　α：係数（0.01）

- 以上より，高橋他(1999)の浮遊砂上限濃度を1%に設定する。

解析条件(粒径, 密度)

- 砂の諸元については, 茨城県(2005)を参考に設定した。
- 中央粒径については, 全26地点の平均値で0.18mmとなり, 本解析で用いる中央粒径の設定値は保守的に0.15mmとした。
- 密度については, 全26地点の平均値である2.72g/cm³を設定値とした。

●:常陸那珂港調査(2002年2月)
■:日立港調査(1998年1月)
▼:東海港調査(2002年1-2月)
(T10は最新の調査(2004年10月)を採用)



調査位置

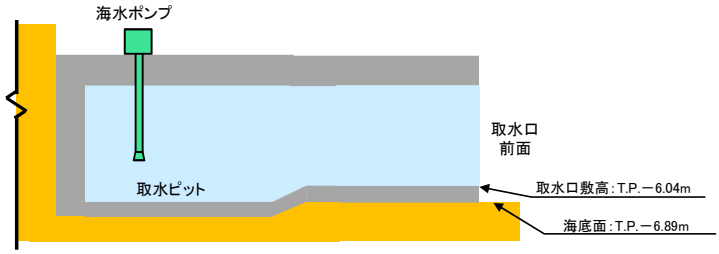
試料採取位置	密度(g/cm³)	中央粒径(mm)
H17	2.69	0.48
N1	2.76	0.11
N2	2.76	0.12
N3	2.76	0.13
N4	2.82	0.14
N5	2.81	0.13
N6	2.73	0.12
N7	2.79	0.13
N8	2.75	0.11
N9	2.73	0.14
N10	2.70	0.16
N11	2.68	0.11
N12	2.70	0.11
N(2)	2.76	0.13
N(4)	2.66	0.89
N(6)	2.58	0.01
T1	2.72	0.15
T2	2.73	0.16
T3	2.70	0.15
T4	2.68	0.18
T5	2.69	0.17
T6	2.69	0.14
T7	2.70	0.13
T8	2.67	0.31
T9	2.68	0.16
T10	2.67	0.18
平均値	**2.72**	**0.18**
設定値	**2.72**	**0.15**

評価結果

- 取水口前面における砂の堆積厚さは, 最大で0.4m程度であり, 取水口は閉塞しない。
- 以上から, 非常用海水ポンプの取水への影響はないことを確認した。

評価結果

基準津波	砂移動モデル	浮遊砂上限濃度	取水口前面における砂の堆積厚さ
水位上昇側	藤井他(1998)	1%	0.01 m
		5%	0.01 m
	高橋他(1999)	1%	0.33 m
水位下降側	藤井他(1998)	1%	0.01 m
		5%	0.01 m
	高橋他(1999)	1%	0.19 m

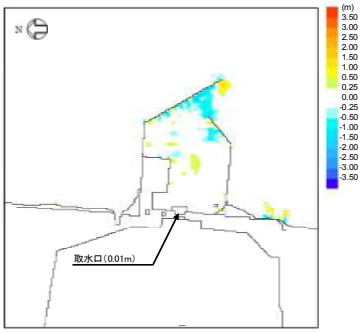


取水口概念図

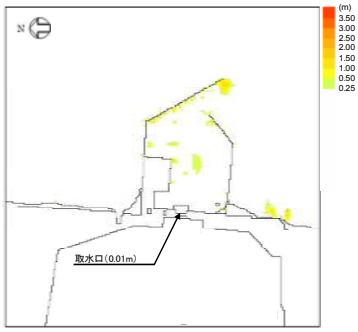
解析結果(藤井他(1998), 浮遊砂上限濃度:1%, 水位上昇側)

■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.01 m



地形変化量分布(地震発生4時間後)

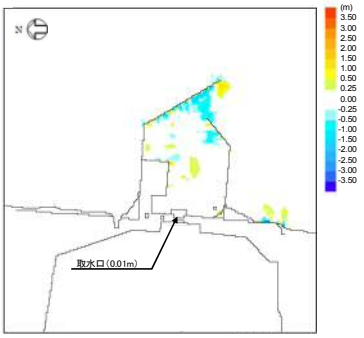


最大堆積量分布

解析結果(藤井他(1998), 浮遊砂上限濃度:5%, 水位上昇側)

■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.01 m



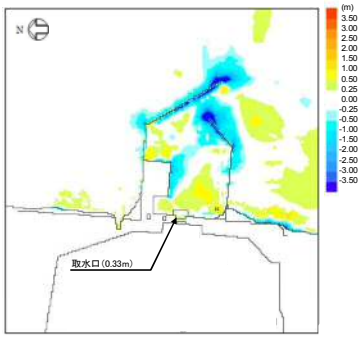
地形変化量分布(地震発生4時間後)

最大堆積量分布

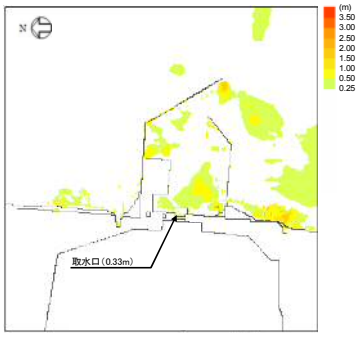
解析結果(高橋他(1999), 浮遊砂上限濃度:1%, 水位上昇側)

■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布, 最大シールズ数分布

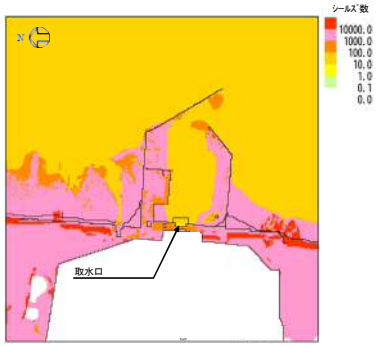
取水口前面における砂の堆積厚さ
0.33 m



地形変化量分布(地震発生4時間後)



最大堆積量分布

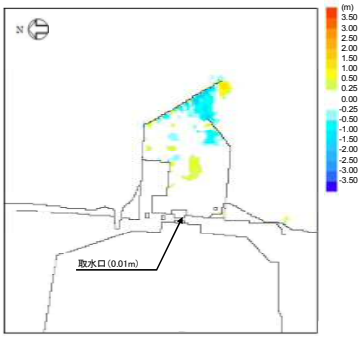


最大シールズ数分布

解析結果(藤井他(1998), 浮遊砂上限濃度:1%, 水位下降側)

■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.01 m



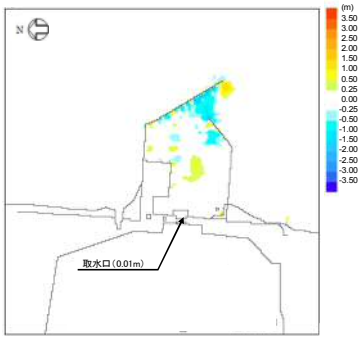
地形変化量分布(地震発生4時間後)

最大堆積量分布

解析結果(藤井他(1998), 浮遊砂上限濃度:5%, 水位下降側)

■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.01 m



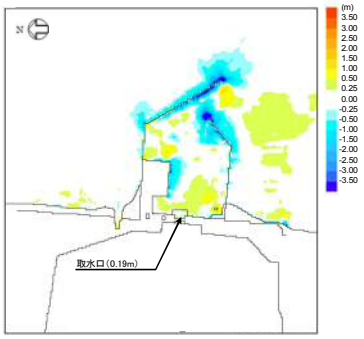
地形変化量分布(地震発生4時間後)

最大堆積量分布

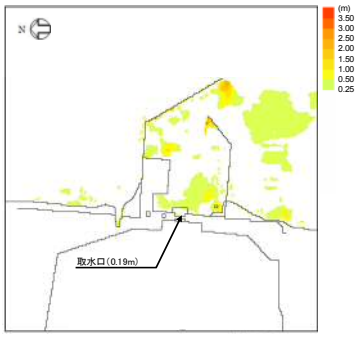
解析結果(高橋他(1999), 浮遊砂上限濃度:1%, 水位下降側)

■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布, 最大シールズ数分布

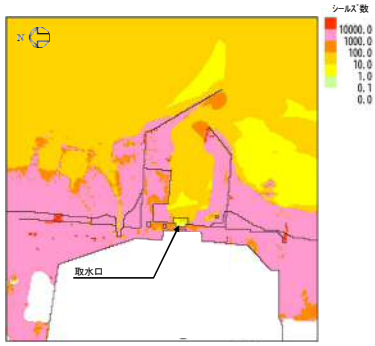
取水口前面における砂の堆積厚さ
0.19 m



地形変化量分布(地震発生4時間後)



最大堆積量分布



最大シールズ数分布

目　次

第439回審査会合
資料2－1　再掲

1. 基準津波に対する安全性評価

1.1 評価概要

1.2 砂移動評価（地形変化）

1.3 砂移動評価（海水ポンプ室における砂の堆積厚さ）

2. 参考文献

補足説明資料

1. 高橋他（1999）の手法に関する補足資料

2. 高橋他（1999）の手法における浮遊砂濃度の影響評価

2.1 評価概要

2.2 砂移動評価（地形変化）

2.3 砂移動評価（海水ポンプ室における砂の堆積厚さ）

3. 参考文献

解析概要

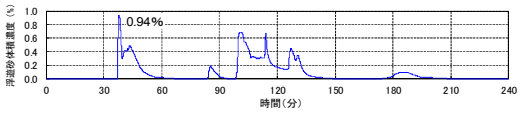
第439回審査会合
資料2－1　再掲

- 海水ポンプ室（取水ピット）における砂の堆積厚さを評価し，非常用海水ポンプの取水に影響がないことを確認する。
- 取水設備を一次元でモデル化し，地形変化の評価から得られる取水口前面の浮遊砂濃度を境界条件として，取水設備内の浮遊砂濃度を算定し，非常用海水ポンプ位置における砂の堆積厚さを算定した。
- 取水路及び海水ポンプ室内の流量及び流速は，当該解析モデルで計算される管路解析結果を使用した。
- 水路内の砂移動評価については，地形変化の検討において取水口前面における砂の堆積厚さが最も大きくなるケースを対象に，高橋他（1999）の手法に基づき数値シミュレーションを実施した。

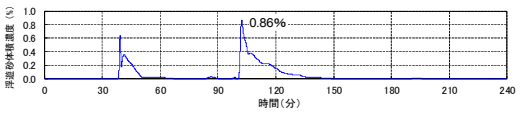
評価結果（地形変化）

基準津波	砂移動モデル	浮遊砂上限濃度	取水口前面における砂の堆積厚さ	備考
水位上昇側	藤井他（1998）	1%	0.01 m	
		5%	0.01 m	
	高橋他（1999）	**1%**	**0.33 m**	検討ケース
水位下降側	藤井他（1998）	1%	0.01 m	
		5%	0.01 m	
	高橋他（1999）	**1%**	**0.19 m**	検討ケース

■取水口前面における浮遊砂体積濃度の時刻歴波形（高橋他（1999），浮遊砂上限濃度：1%）



水位上昇側



水位下降側

解析条件(設定項目)

項目	設定内容
計算領域	取水口～取水路～取水ピット
基礎方程式	非定常開水路流及び管路流の連続式・運動方程式※1
非常用海水ポンプ取水条件	流量:2,549.4 (m^3/hr) ・残留熱除去系海水ポンプ:885.7 (m^3/hr/台) ×2 台 ・非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ:272.6 (m^3/hr/台) ×2 台 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ:232.8 (m^3/hr/台)×1 台
マニングの粗度係数	n=0.020$m^{-1/3}$・s
貝の付着代	貝代10cmを考慮
局所損失係数	電力土木技術協会(1995):火力・原子力発電所土木構造物の設計－増補改訂版－ 千秋信一(1967):発電水力演習 土木学会(1999):水理公式集[平成11年版]
入射条件	基準津波:水位上昇側，水位下降側
計算時間間隔	⊿t=0.01秒
計算時間	地震発生後240分間(4時間)
潮位条件※2	水位上昇側:T.P.+0.81m 水位下降側:T.P.−0.61m

※1 基礎方程式

＜開水路＞

a)運動方程式 $$\frac{\partial Q}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{Q^2}{A}\right)+gA\frac{\partial H}{\partial x}+gA\left(\frac{n^2|v|v}{R^{4/3}}+\frac{1}{\Delta x}f\frac{|v|v}{2g}\right)=0$$

b)連続式 $$\frac{\partial A}{\partial t}+\frac{\partial Q}{\partial x}=0$$

＜管路＞

a)運動方程式 $$\frac{\partial Q}{\partial t}+gA\frac{\partial H}{\partial x}+gA\left(\frac{n^2|v|v}{R^{4/3}}+\frac{1}{\Delta x}f\frac{|v|v}{2g}\right)=0$$

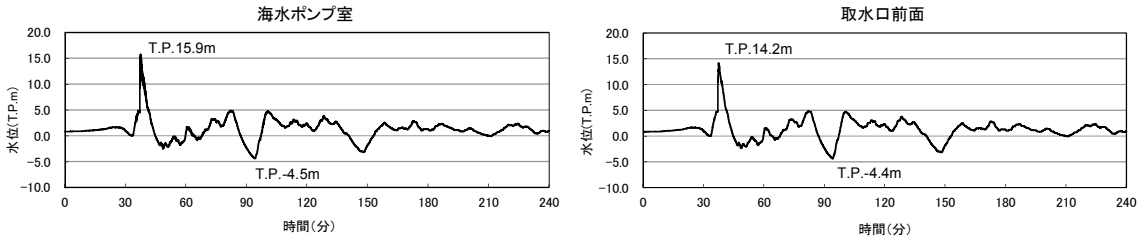
b)連続式 $$\frac{\partial Q}{\partial x}=0$$

ここに，t :時間 Q :流量 v :流速 x :管底に沿った座標 A :流水断面積 H :圧力水頭＋位置水頭(管路の場合)/位置水頭(開水路の場合)
z :管底高 g :重力加速度 n :マニングの粗度係数 R :径深 Δx :管路の流れ方向の長さ f :局所損失係数

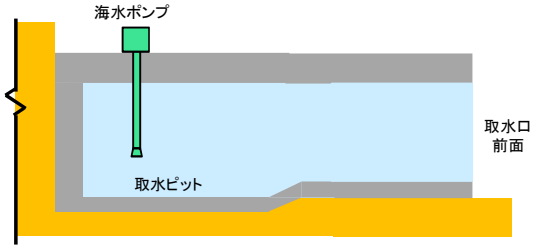
※2 2011年東北地方太平洋沖地震に伴う地殻変動量を考慮

解析条件(取水設備の水理特性を考慮した水変動解析結果:基準津波(水位上昇側))

- 基準津波(水位上昇側)による取水口前面の水位時刻歴波形を用いて算定した海水ポンプ室の水位時刻歴波形を以下に示す。



水位の時刻歴波形(水位上昇側)

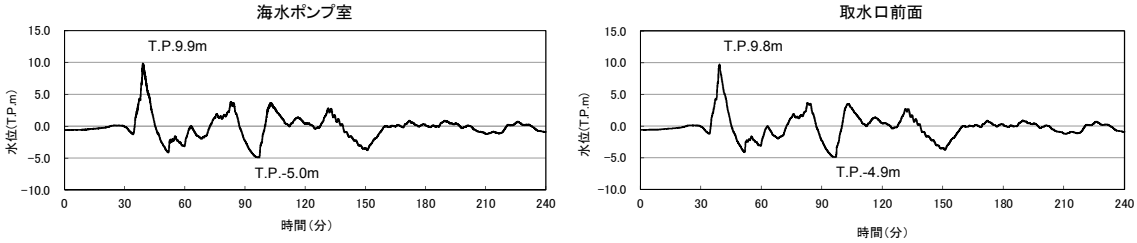


取水口概念図

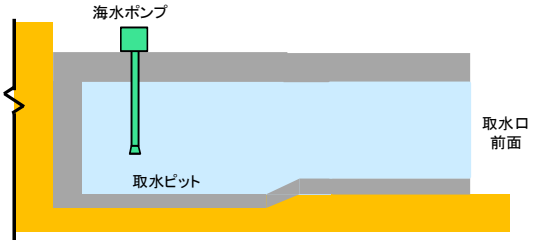
解析条件(取水設備の水理特性を考慮した水変動解析結果:基準津波(水位下降側))

第439回審査会合
資料2－1 再掲

- 基準津波(水位下降側)による取水口前面の水位時刻歴波形を用いて算定した海水ポンプ室の水位時刻歴波形を以下に示す。



水位の時刻歴波形(水位下降側)



取水口概念図

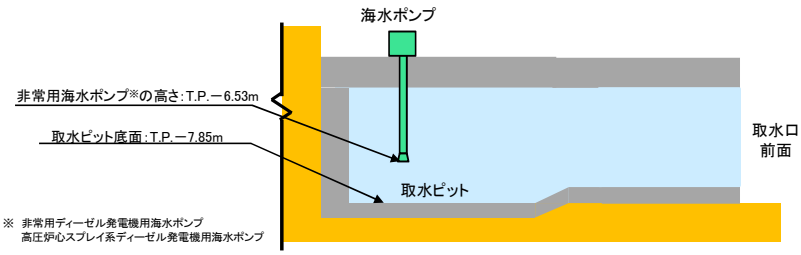
評価結果

第439回審査会合
資料2－1 再掲

- 海水ポンプ室(取水ピット)における砂の堆積厚さは最大で0.01m程度であり，非常用海水ポンプの高さを上回らない。
- 以上から，非常用海水ポンプの取水への影響はないことを確認した。

評価結果

基準津波	砂移動モデル	浮遊砂上限濃度	海水ポンプ室における砂の堆積厚さ
水位上昇側	高橋他(1999)	1%	0.01 m
水位下降側	高橋他(1999)	1%	0.01 m



取水口概念図

目　次

第439回審査会合
資料2－1　再掲

1. 基準津波に対する安全性評価
1.1 評価概要
1.2 砂移動評価（地形変化）
1.3 砂移動評価（海水ポンプ室における砂の堆積厚さ）
2. 参考文献

補足説明資料
1. 高橋他（1999）の手法に関する補足資料
2. 高橋他（1999）の手法における浮遊砂濃度の影響評価
2.1 評価概要
2.2 砂移動評価（地形変化）
2.3 砂移動評価（海水ポンプ室における砂の堆積厚さ）
3. 参考文献

2. 参考文献

第439回審査会合
資料2－1　再掲

- 藤井直樹・大森政則・高尾誠・金山進・大谷英夫（1998）：津波による海底地形変化に関する研究，海岸工学論文集，第45巻，pp.376-380
- 高橋智幸・首藤伸夫・今村文彦・浅井大輔（1999）：掃流砂層・浮遊砂層間の交換砂量を考慮した津波移動床モデルの開発，海岸工学論文集，第46巻，pp.606-610
- 小林昭男・織田幸伸・東江隆夫・高尾　誠・藤井直樹（1996）：津波による砂移動に関する研究，海岸工学論文集，第43巻，pp.691-695
- 土木学会原子力土木委員会津波評価部会（2002）：原子力発電所の津波評価技術
- 高橋智幸・今村文彦・首藤伸夫（1992）：土砂移動を伴う津波計算法の開発，海岸工学論文集，第39巻，pp.231-235
- 玉田崇・田村保・高橋智幸・佐々木元（2009）：河川での津波防災検討における津波移動床モデルの適用性に関する研究，土木学会論文集B2（海岸工学），Vol.B2-65，No.1，pp.301-305
- 藤田尚毅・稲垣和男・藤井直樹・高尾誠・金戸俊道（2010）：津波による海底地形変化評価モデルの現地適用性に関する研究，海洋開発論文集，第26巻，pp.213-216
- 近藤武司・森本徹・藤本典子・殿最浩司・志方建仁（2012）：港湾での津波による土砂移動計算の再現性評価，土木学会論文集B2（海岸工学），Vol.68，No.2，Ⅰ_396-Ⅰ_400
- 森下祐・高橋智幸（2014）：2011年東北地方太平洋沖地震津波襲来時の気仙沼湾を対象とした津波移動床モデルの再現性向上，土木学会論文集B2（海岸工学），Vol.70，No.2，Ⅰ_491-Ⅰ_495
- 茨城県東海地区海岸保全対策研究会（2005）：茨城県東海地区海岸の保全に関する技術検討資料
- 電力土木技術協会(1995)：火力・原子力発電所土木構造物の設計－増補改訂版－，pp826-833
- 千秋信一(1967)：発電水力演習，pp76-89
- 土木学会(1999)：水理公式集[平成11年版]，pp373-377
- 高橋智幸・黒川貴博・藤田将孝・島田広昭（2011）：津波による土砂移動の粒径依存性に関する水理実験，土木学会論文集B2（海岸工学），Vol.67，No.2，Ⅰ_231-Ⅰ_235

事故シナリオの分析で引き波を除外する考え方について

1. 目的

「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５条（津波による損傷の防止）の解釈別記３において，水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止するため，非常用海水冷却系については，基準津波による水位の低下に対して海水ポンプが機能保持でき，かつ，冷却に必要な海水が確保できる設計であることを要求している。

本規制要求を満足させるため，東海第二発電所では，引き波時においても非常用海水ポンプ※1の運転が継続可能なように，設計基準事故対処設備として，取水口前面の海中に貯留堰を設置する計画としている。貯留堰の概略構造を図 1 に示す。貯留堰については，天端高さを T.P.－4.9m とすることで，引き波時においても非常用海水ポンプ全台が 30 分間程度の運転が継続可能なように，有効貯留量として約 2,370m^3の海水が貯留できる容量を有する設計としている。

このため，設計基準の引き波に対する非常用海水ポンプの健全性は維持されるものと言える。以下では，津波ＰＲＡの評価において，設計基準の引き波を下回る津波を想定した場合に対しても，貯留堰の設計を踏まえて，非常用海水ポンプの取水性が確保できる設計であることを確認することにより，事故シナリオの分析で引き波を除外可能であることを示す。

※1：非常用海水ポンプ：残留熱除去系海水ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

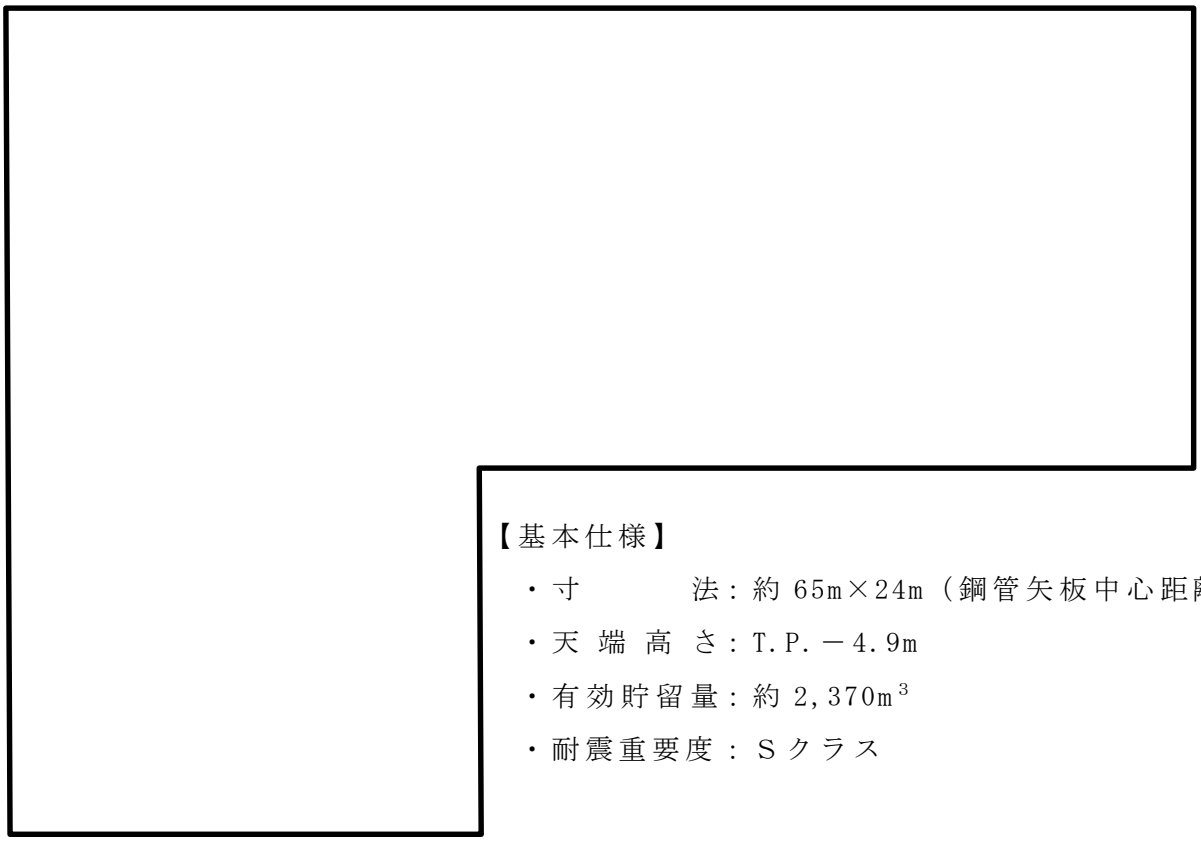


図 1　貯留堰の概略構造

2.　引き波時の最低水位と低下時間

一般に想定する津波の高さを高くするほど引き波の水位も低くなることから，本評価では，基準津波高さを上回る津波として，添付資料 3.2.2.3-2 において防潮堤の耐力を確保することとしている T.P.＋24m 津波の水位挙動に着目して評価を行う。T.P.＋24m 津波は，防潮堤前面高さ T.P.＋20m を上回ることから，そもそも押し波が防潮堤を越流して非常用海水ポンプが没水，被水して機能喪失することになるものの，ここでは保守性を確保した評価として，取水継続性を検討することとする。

T.P.＋24m 津波の防潮堤取水口前面における水位の時刻歴波形を図 2 に示す。図 2 において引き波の最低水位は T.P.－6.8m となっており，最低水位の近傍で水位が貯留堰天端高さ（T.P.－4.9m）を下

回る時間は約 7.5 分間となっている。

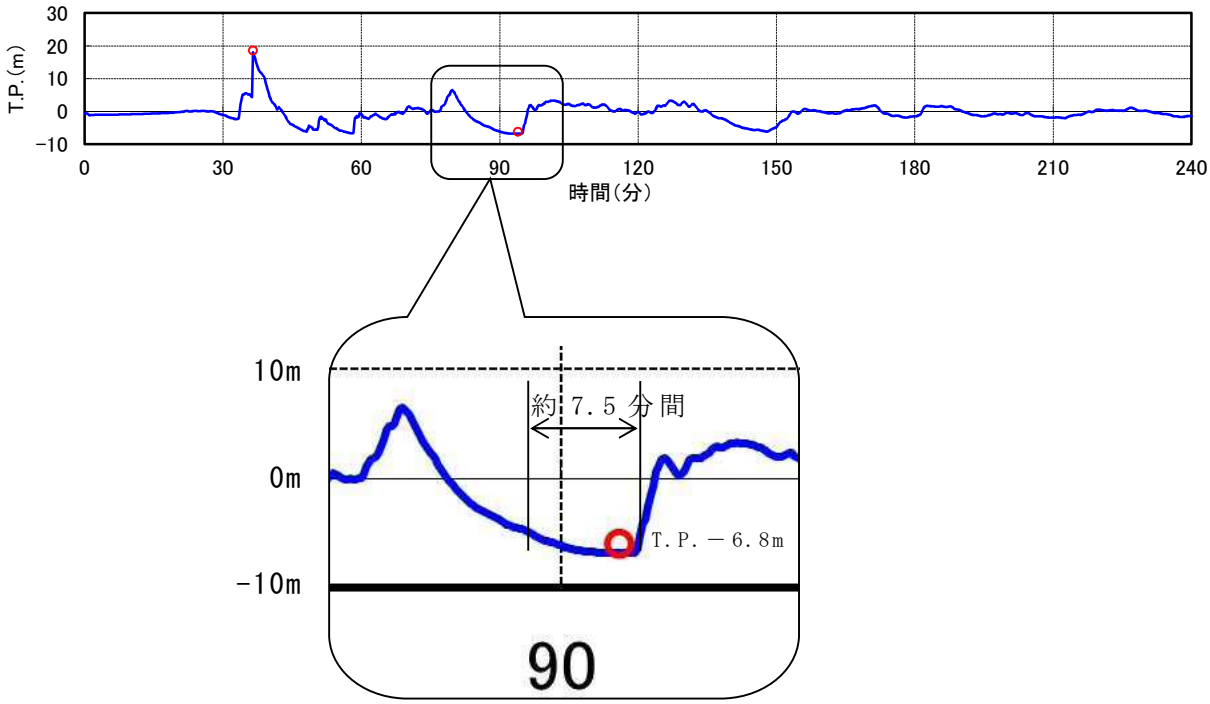


図 2　T.P.＋24m 津波の水位の時刻歴波形と最低水位時拡大図

（取水口前面）

3.　貯留堰による非常用海水ポンプの運転継続可能時間の評価

(1)　評価内容及び方法

取水ピットは,非常用海水ポンプと常用海水ポンプ※2で共用している。このため，引き波により取水ピットの水位が停止警報設定値に達した場合には，常用系の循環水ポンプ及び補機冷却系海水ポンプを停止する運用としているが，ここでは，非常用海水ポンプ全台が運転状態の場合の運転継続可能時間とともに，常用海水ポンプの停止に失敗したことを想定した状態，つまり，非常用及び常用海水ポンプ全台が運転状態の場合における非常用海水ポンプの運転継続可能時間を評価した。

※2：常用海水ポンプ：循環水ポンプ及び補機冷却系海水ポンプ

(2)　評価条件

非常用海水ポンプの運転継続可能時間の評価に当たり，非常用海水ポンプ及び常用海水ポンプの取水量は，各々のポンプの定格容量とした。非常用海水ポンプ及び常用海水ポンプの取水量を表1に示す。

また，安全側の評価となるよう常用海水ポンプは，ポンプ呑口下端まで取水可能とし，水位がポンプ呑口下端を下回った時点で停止するものとした。海水ポンプの取水可能水位を表2に示す。

表1　非常用海水ポンプ及び常用海水ポンプの取水量

海水ポンプ	区分	台数	取水量（m^3／h）	
			1台当たり	合計
残留熱除去系海水ポンプ	非常用	4（2系統）	886	3,544
非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ		2（2系統）	273	546
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ		1（1系統）	233	233
循環水ポンプ	常用	3（3系統）	74,200	222,600
補機冷却系海水ポンプ		3※3（3系統）	2,838	5,676

※3：1台は予備機。このため，取水量の合計は2台分の値としている。

表 2　海水ポンプの取水可能水位

海水ポンプ	区分	取水可能水位 （呑口部水位）
残留熱除去系海水ポンプ	非常用	T.P.－5.42m※4
		T.P.－5.66m※5
非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ		T.P.－6.08m※4
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ		T.P.－6.08m※4
循環水ポンプ	常用	T.P.－1.59m （T.P.－5.20m）
補機冷却系海水ポンプ		T.P.－5.08m※4 （T.P.－6.51m）

※4：日本機械学会標準「ポンプの吸込水槽の模型試験法」（JSME S 004-1984）
吸込水槽の標準形状に対する最小没水深さによる値
※5：実機ポンプを用いた水理実験結果に基づく値

(3)　評価結果

評価の結果，非常用海水ポンプは，常用海水ポンプが停止かつ非常用海水ポンプ全台が運転状態の場合で約 30 分間，非常用及び常用海水ポンプ全台が運転状態の場合で約 8 分間，運転継続可能であることを確認した。これらの時間は，いずれも引き波の水位が貯留堰の天端高さ（T.P.－4.9m）を下回る時間である約 7.5 分間を上回っている。

ａ．常用海水ポンプ停止条件での評価

①貯留堰内に貯留される有効貯留量：約 2,370m^3

②非常用海水ポンプ全台の取水量：4,323m^3／h

③非常用海水ポンプの運転継続時間：約 30 分

・約 2,370m^3（①）／ 4,323m^3／h（②）＝32.8 分

ｂ．常用海水ポンプ運転継続条件での評価

①循環水ポンプ停止までに取水される貯留堰内の水量

：約 940m^3

②非常用及び常用海水ポンプ全台の合計取水量

：232,599m^3／h

③循環水ポンプ停止までの時間：0 分 13 秒

・約 940m^3（①）／ 232,599m^3／h（②）＝0 分 13 秒

④循環ポンプ停止後に貯留堰に貯留されている有効貯留量

：1,430m^3

⑤非常用及び常用海水ポンプ（循環水ポンプ除く）全台の取水量：9,999m^3／h

⑥非常用海水ポンプの運転継続時間：約 8 分

・1,430m^3（④）／ 9,999m^3／h（⑤）＝約 8.58 分

3. 事故シナリオの分析で引き波を除外する考え方

上述の検討により，敷地内浸水解析により原子炉建屋に到達すると評価したT.P.＋24m津波の引き波の水位が貯留堰の天端高さ(T.P.－4.9m）を下回る約 7.5 分間に対し，非常用海水ポンプの取水継続時間が十分長いことから，基準津波高さを上回る津波の引き波に対しても非常用海水ポンプの取水性が確保できることを確認した。

また，押し波が T.P.＋20m を超えた時点で，防潮堤を越流し，非常用海水ポンプが機能喪失することから，引き波により非常用海水ポンプが機能喪失する事故シナリオは，押し波による事故シナリオに包含されると考えられるため考慮は不要である。

以上を踏まえ，事故シナリオの分析において引き波を除外した。

建屋・機器リストの抽出の考え方について

1.　津波ＰＲＡ学会標準の規定

津波ＰＲＡ学会標準には，建屋・機器リストの作成に関する以下の規定があり，東海第二発電所の建屋・機器リストについても，当該規定に基づき作成を行っている。

（津波ＰＲＡ学会標準 6.5 項抜粋部）

6.5　建屋・機器リストの作成

6.3 事故シナリオの明確化と 6.4 起因事象の分析に基づき，9. 事故シーケンス評価に必要な建屋・機器リストを作成する。このリストは，図 6.5-1 に示す津波ＰＲＡの一連の作業の中で調整・利用される。建屋・機器リストの作成に関連する作業項目には，5. プラント構成・特性及びサイト状況の調査，6. 事故シナリオの同定，8. 建屋・機器フラジリティ評価，9. 事故シーケンス評価がある。

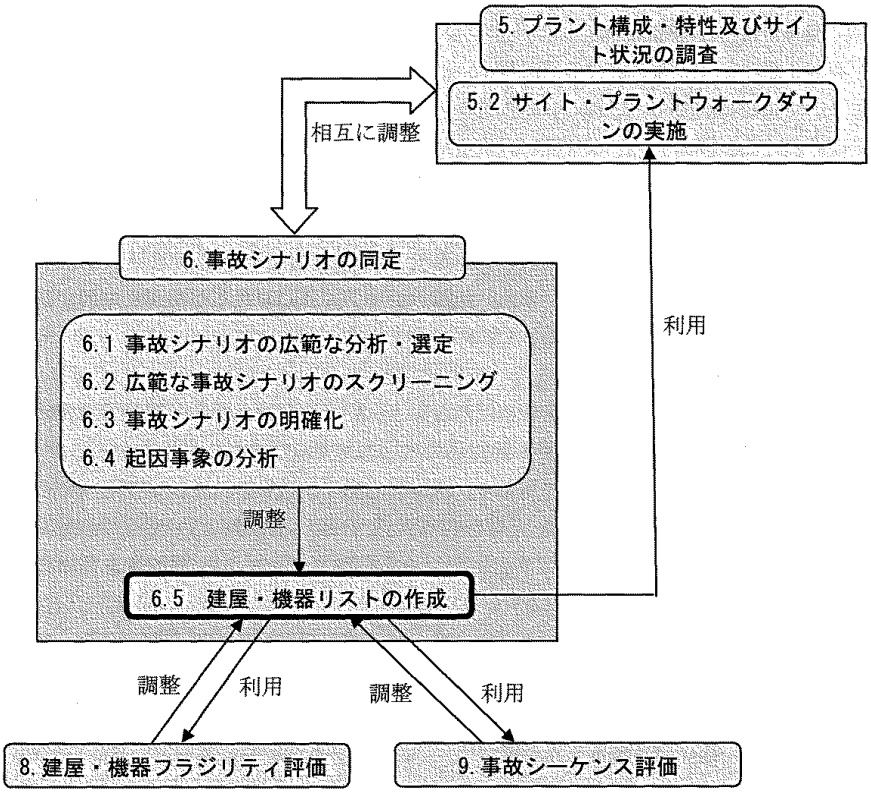


図 6.5-1　建屋・機器リストの調整・利用の流れ

2.　建屋・機器リストの作成手順

津波ＰＲＡ学会標準の評価の流れに従い，「6.1 事故シナリオの広範な分析・選定」及び「6.2 広範な事故シナリオのスクリーニング」を行い，「6.3 事故シナリオの明確化」及び「6.4 起因事象の分析」の結果に基づき，津波ＰＲＡの評価対象として，津波防護施設，浸水防止設備，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を選定して，「6.5 建屋・機器リストの作成」を行った。各設備区分に該当する設備の抽出の考え方を以下に示す。

(1)　津波防護施設及び浸水防止設備

設計基準事故対処設備である，防潮堤，防潮扉，放水路止水対策，取水路止水対策及び原子炉建屋外壁部止水対策（EL.＋8.2m 以下※3）を抽出した。

(2)　起因事象を引き起こす設備

事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果（図 1）に基づき，起因事象を引き起こす設備を抽出した。

(3)　起因事象を緩和する設備

設計基準事故対処設備である緩和設備を抽出対象とし，内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡにおいて考慮する緩和設備（表 1）を抽出した。ただし，津波到達前に原子炉が停止していることから，緩和設備のうちスクラム系は対象外とした。

3.　建屋・機器リスト

※3：原子炉建屋外壁部止水対策のうち，EL.＋8.2m 以下の地下部については，屋外タンク破損や降雨等による水の原子炉建屋内への流入を防止するため，設計基準事故対処設備として止水対策を行っている。なお，EL.＋8.2m 以上の地上部については，緊急安全対策で設置した止水対策であり，設計基準事故対処設備として位置付けていない。

2.の作成手順に基づき作成した建屋・機器リストを表2に示す。

4.　プラントウォークダウンへの活用

津波ＰＲＡ学会標準には，建屋・機器リストのプラントウォークダウンへの利用に関して以下の規定があり，東海第二発電所のプラントウォークダウン対象機器の選定の際にも活用している。

（津波ＰＲＡ学会標準6.5項抜粋部）

作成した建屋・機器リストは，8.建屋・機器フラジリティ評価，9.事故シーケンス評価に利用する他，5.プラント構成・特性及びサイト状況の調査のサイト・プラントウォークダウンへの利用も有用であり，評価手順に拘らず，一連の作業の中で相互に調整し利用すべきものであることに留意し，必要に応じてフィードバックを行う。

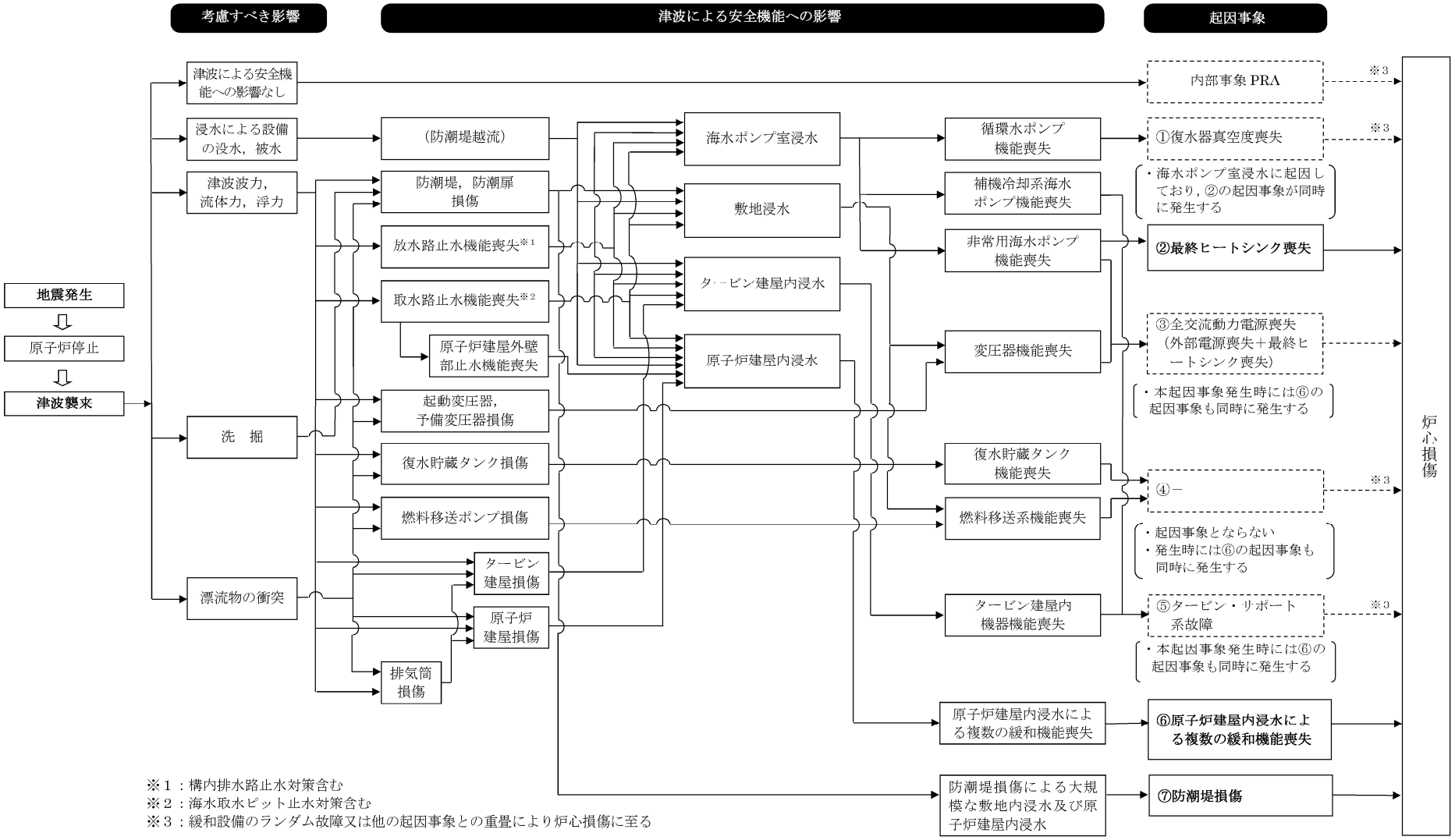


図 1（第 3.2.2.1-4 図）　事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果

表１　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡで考慮する代表的な緩和設備

機能及び系統名		系統の概要
炉心冷却機能		
	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，復水貯蔵タンク又はサプレッション・プールから高圧～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，復水貯蔵タンク又はサプレッション・プールから原子炉に注水する。
	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，サプレッション・プールから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（ＲＨＲ)）	ＬＰＣＩはＲＨＲの機能の１つであり，原子炉水位異常低下（Ｌ１）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，サプレッション・プールから低圧状態の原子炉に注水する。
	自動減圧系（逃がし安全弁）（ＡＤＳ）	原子炉水位異常低下（Ｌ１）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（Ｓ／Ｒ弁）を自動開放して原子炉圧力を低下させる。
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モード／サプレッション・プール冷却モード)	格納容器スプレイ冷却モードは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・プール冷却モードは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・プール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
	［交流電源］ 非常用ディーゼル発電機（ＤＧ） 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（ＨＰＣＳ－ＤＧ） 燃料移送系	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やディーゼル発電機の起動，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。

表 2（第 3.2.2.1-5 表）　建屋・機器リスト（1／2）

区　　分		No.	建屋・機器（系統）名称		設置場所※1	設置場所の高さ※1（EL.）
津波防護施設及び浸水防止設備		1	防潮堤及び防潮扉	－	屋外	－
		2	放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	－	屋外	－
		3	取水路止水対策（海水引込み管，緊急用海水取水管止水対策含む）	－	海水ポンプ室及び屋外	－
		4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）	－	原子炉建屋及び屋外	－
起因事象を引き起こす設備		5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		6	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		8	循環水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		9	補機冷却系海水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		10	起動変圧器，予備変圧器	変圧器	屋外	＋8.2m
		11	原子炉建屋	1 階床面	－	＋8.2m
		12	タービン建屋	1 階床面	－	＋8.2m
		13	排気筒	排気筒	屋外	＋8.5m
起因事象を緩和する設備	フロントライン系	14	高圧炉心スプレイ系	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下 2 階）	－4.0m
		15	原子炉隔離時冷却系	ポンプ，タービン，電動弁，器具，分電盤	原子炉建屋（地下 2 階）	－4.0m
		16	低圧炉心スプレイ系	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下 2 階）	－4.0m
		17	低圧注水系（残留熱除去系）	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下 2 階）	－4.0m
		18	自動減圧系	制御盤	原子炉建屋（2 階）	＋18.0m
	サポート系	19	復水貯蔵タンク	タンク	屋外	＋3.0m
		20	燃料移送系	タンク，ポンプ	屋外	＋8.3m
		21	直流電源系	分電盤	原子炉建屋（地下 2 階）	－4.0m
		22	非常用交流電源系	ディーゼル発電設備	原子炉建屋（地下 2 階）	－4.0m

表 2（第 3.2.2.1-5 表）　建屋・機器リスト（2／2）

区　　分		No.	建屋・機器（系統）名称		設置場所※1	設置場所の高さ※1（EL.）
起因事象を緩和する設備	サポート系	23	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		24	残留熱除去系海水系（原子炉建屋内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		25	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		26	非常用ディーゼル発電機用海水系（原子炉建屋附属棟内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m
		27	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	＋0.8m
		28	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（原子炉建屋内設置機器）	熱交換器	原子炉建屋（地下２階）	－4.0m

※1：設置場所の高さは，工事計画認可申請書，配管施工図，配置図，据付図等を元に調査し，没水・被水による機能喪失に着目して，当該機器の設置床面の高さを記載している。（添付資料 3.2.2.1-7）

なお，複数の機器が異なる高さに設置されている場合は，今回の津波ＰＲＡの評価の前提条件を踏まえ，以下の方針で記載している。

＜海水ポンプ室＞

防潮堤越流により，海水ポンプ室内の機器が没水，被水するため，複数の機器が異なる高さに設置されている場合は，最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

＜原子炉建屋＞

原子炉建屋の１階床面高さである EL.＋8.2m に津波が到達した場合は，津波が建屋内に浸水し，建屋内の機器が没水，被水により機能喪失するものと仮定していることから，複数の機器が異なる高さに設置されている場合は，最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

＜建屋本体＞

原子炉建屋及びタービン建屋については，地上１階の床面高さとしている。

建屋・機器リストの設備の設置高さの根拠について

1. はじめに

建屋・機器リストに記載している設置場所の高さの設定の考え方について，原子炉隔離時冷却系（以下「ＲＣＩＣ」という。）を例に以下で説明する。

2. 設置場所の高さの設定方法

(1) ＲＣＩＣ関連機器の抽出

基本系統図及び電気計装図を元に，ＲＣＩＣの機能維持に必要な機器を抽出しリスト化する。ＲＣＩＣの機器リストを表 1 に示す。

(2) 各機器の設置場所の高さの調査

工事計画認可申請書，配管施工図，据付図，外形図，配置図，原子炉建屋一般配置図等を用いて，各機器が設置されている原子炉建屋の階層を特定し，当該階層の床面高さを設置場所の高さとする。各機器の設置場所の高さを表 1 に，ＲＣＩＣポンプ／タービンの設置高さを示した機器配置図を図 1 に示す。

(3) ＲＣＩＣの設置場所の高さの特定

ＲＣＩＣは複数の階層に設置されていることから，最も低い階層である原子炉建屋地下２階の床面高さ EL.－4.0m を，ＲＣＩＣの設置場所の高さと設定する。

表1　ＲＣＩＣ関連機器リスト

総称名	機器名称	設置場所	設置場所の高さ(EL.)
ポンプ	RCIC ポンプ	原子炉棟地下２階	－4.0m
タービン	RCIC タービン	原子炉棟地下２階	－4.0m
弁	RCIC 注入弁	原子炉棟４階	＋29.0m
	RCIC 外側隔離弁	原子炉棟３階	＋20.3m
	RCIC タービン排気弁	原子炉棟地下１階	＋2.0m
	RCIC 蒸気供給弁	原子炉棟地下２階	－4.0m
	:	:	:
器具	RCIC DIV-Ⅰ計装ラック	原子炉棟地下１階	＋2.0m
	RCIC PUMP DISCHARGE FLOW (伝送器)	原子炉棟地下２階	－4.0m
	RCIC TURBINE CONTROL BOX	電気室上部３階	＋23.0m
	:	:	:
直流ＭＣＣ	直流 125V MCC 2A-2	原子炉棟４階	＋29.0m
	直流 125V MCC 2A-1	原子炉棟地下１階	＋2.0m
蓄電池	直流 125V 蓄電池(2A)	電気室１階	＋8.2m
充電器盤	直流 125V 充電器盤(2A)	電気室１階	＋8.2m
直流母線盤	直流 125V 直流母線盤(2A)	電気室１階	＋8.2m
分電盤	直流 125V 分電盤(2A-1)	電気室１階	＋8.2m
	直流 125V 分電盤(2A-2-1)	電気室地下２階	－4.0m

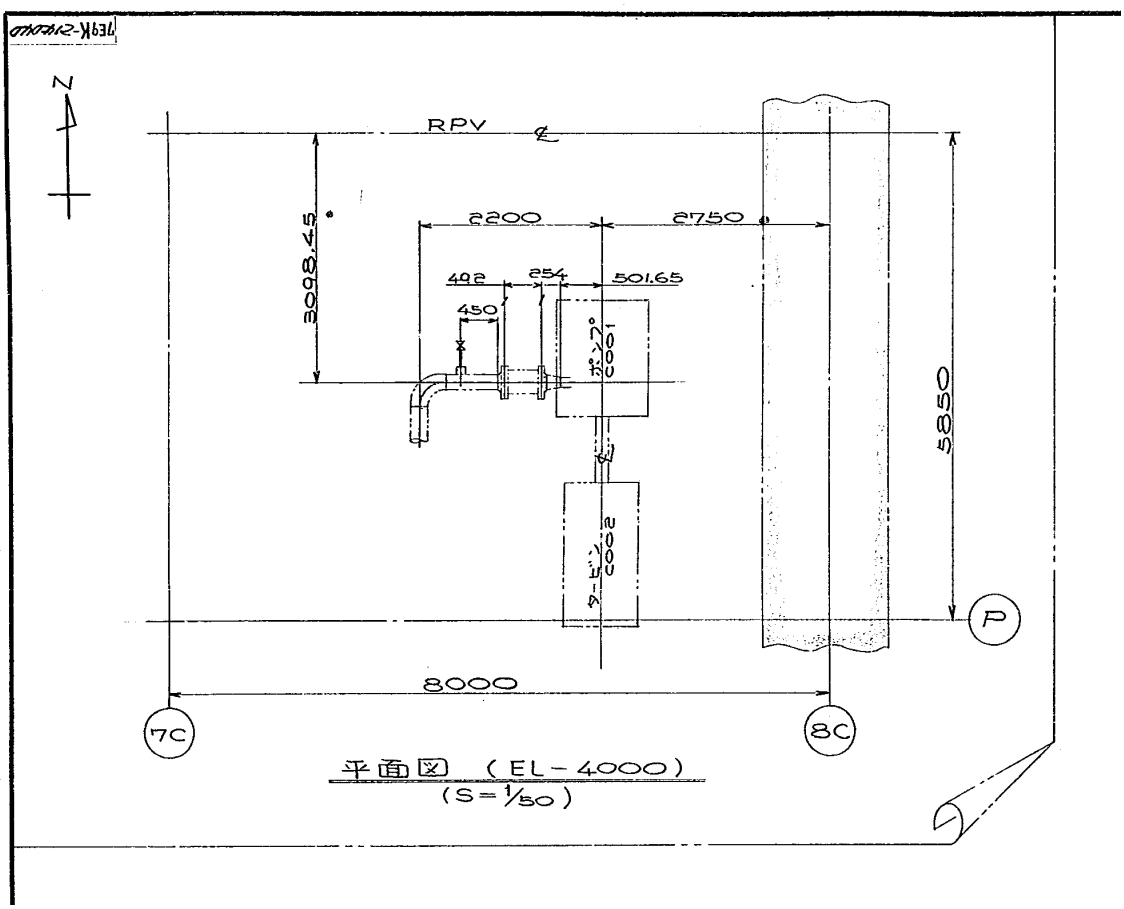


図１　ＲＣＩＣポンプ／タービンの機器配置図

本添付資料は，第５条　津波による損傷の防止の審査結果を反映予定。

防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定について

1.　はじめに

起因事象の分析結果に基づく機器フラジリティ評価に当たり，防潮堤の漂流物の衝突による影響を評価するため，考慮すべき漂流物を選定する必要がある。このため，発電所敷地内及び発電所敷地外を対象に，漂流物となる可能性のある施設・設備（発電所港湾施設に接岸する船舶含む。以下同じ。）について広範な調査を実施し，漂流物の衝突による影響評価に用いる漂流物を選定した。

2.　漂流物調査・選定フローの策定

防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に先立ち，漂流物となり得る施設・設備の抽出及び選定を行うため，漂流物の調査・選定フローを図 1 に示すとおり作成した。以下に調査・選定フローの概要を示す。

【ステップ１】基準津波の流向の確認及び漂流物の移動量の評価

基準津波の数値計算により得られた流向ベクトルより，発電所周辺海域の津波の流向を確認するとともに，発電所に向かう津波の継続時間から漂流物の移動量を評価する。

【ステップ２】漂流物選定のための調査対象範囲の設定

基準津波の流向ベクトル及び津波の移動量に基づき，防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定のための調査範囲を設定する。

【ステップ３】発電所敷地内及び発電所敷地外の調査並びに漂流物となり得る施設・設備の抽出（スクリーニング）

設定した調査範囲内に存在する施設・設備について，設計図書，ウォークダウン及び関係箇所への聞き取りにより調査し，調査結果について，発電所敷地内，発電所敷地外ごとに，また，種別ごとに区分して整理する。

調査結果で確認された施設・設備に対して，図 1 に示したスクリーニング条件に基づき，漂流物となり得る施設・設備を抽出する。

【ステップ４】漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定

ステップ３で抽出された漂流物となり得る施設・設備のうち，最大の重量物を漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物として選定する。

【ステップ１】基準津波の流向の確認及び漂流物の移動量の評価

◆基準津波の数値計算により得られた流向ベクトルにより，発電所周辺海域の津波の流向を確認
◆発電所に向かう津波の継続時間から津波の移動量を評価

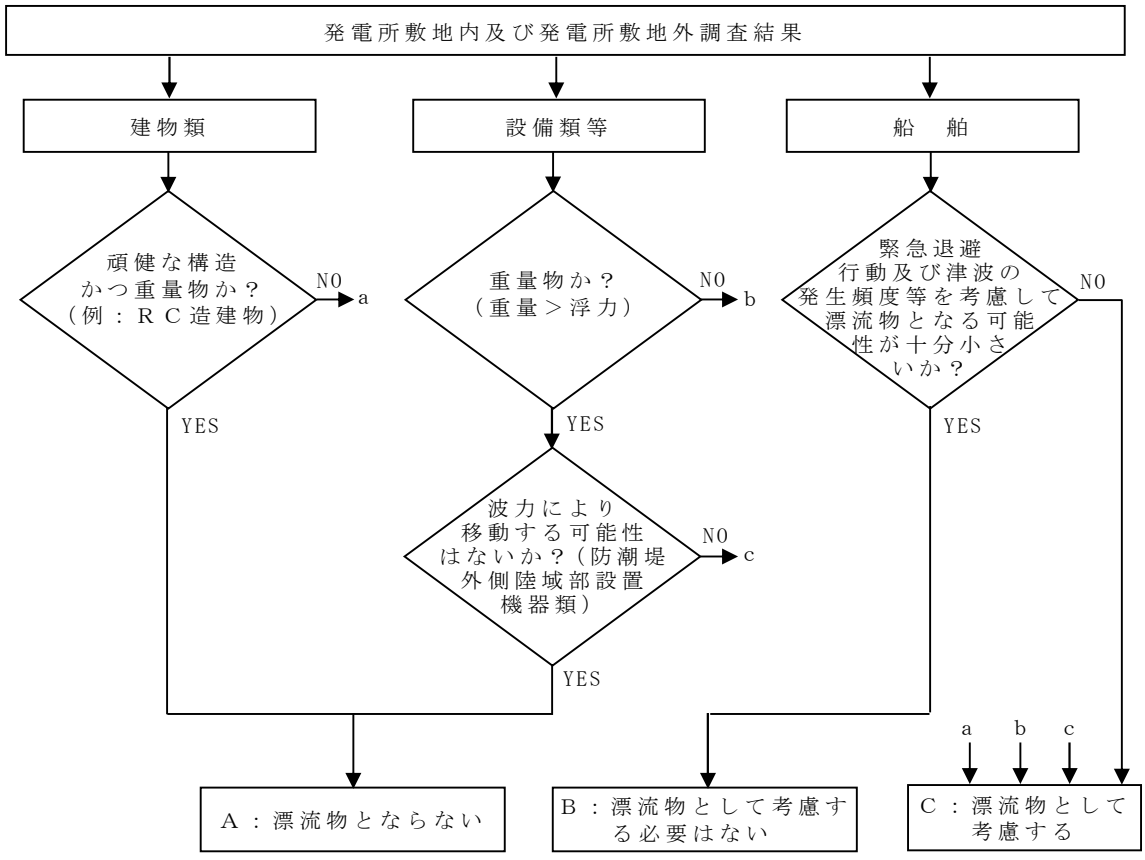
【ステップ２】漂流物選定のための調査対象範囲の設定

◆ステップ１の流向ベクトル及び津波の移動量から調査範囲を設定
◆防潮堤への到達の可能性が考えられる陸域沿岸部を重点的に調査

【ステップ３】発電所敷地内及び発電所敷地外の調査並びに漂流物となり得る施設・設備の抽出（スクリーニング）

◆設計図書，ウォークダウン及び関係箇所への聞き取り
◆調査結果の整理（発電所敷地内及び発電所敷地外ごと，種別ごと）
◆調査結果で確認された施設・設備に対して，下記のスクリーニング条件に基づき，漂流物となり得る施設・設備を抽出

＜スクリーニング条件（漂流物となる可能性判定基準）＞



【ステップ４】漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定

◆ステップ３で抽出された漂流物となり得る施設・設備のうち，最大の重量物を漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物をして選定

図１　漂流物の調査・選定フロー

3.　漂流物の選定

3.1　基準津波の流向の確認及び漂流物の移動量の評価【ステップ１】

(1)　基準津波の流向の確認

基準津波の発電所周辺海域の流向ベクトルを図 2 に示す。発電所前面の海岸線は，南北方向に広がりを有しているため，発電所に襲来する津波は，発電所敷地前面において敷地の南北の方向に振り分けられ，発電所周辺陸域に遡上する。

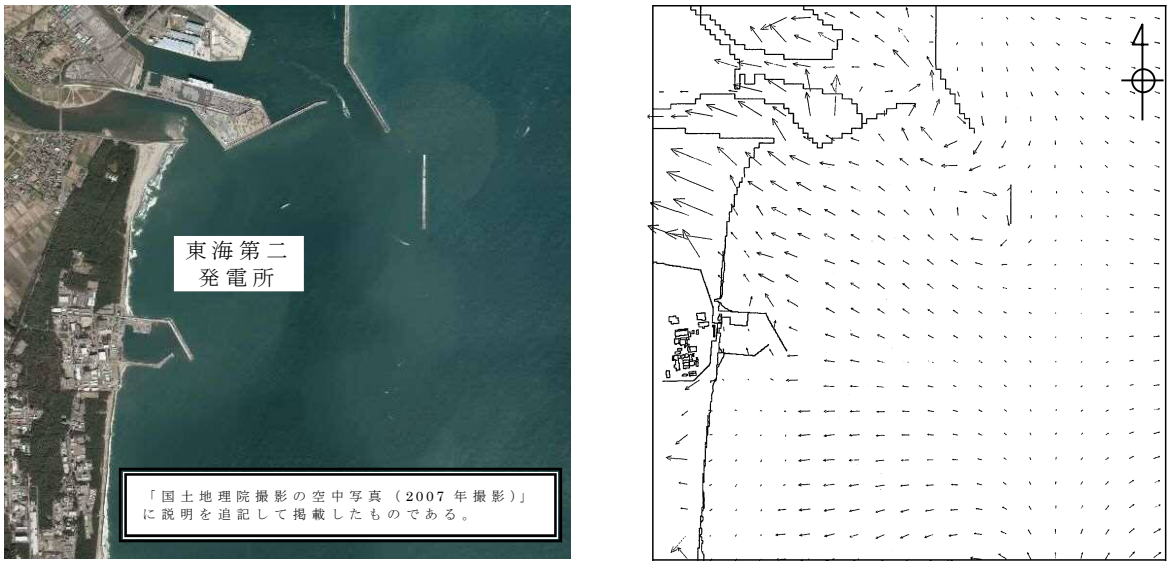


図 2　発電所周辺海域の流向ベクトル

(2)　漂流物の移動量の評価

基準津波の波源特性から，発電所敷地に向かう津波の継続時間を評価した。

①基準津波の波源特性

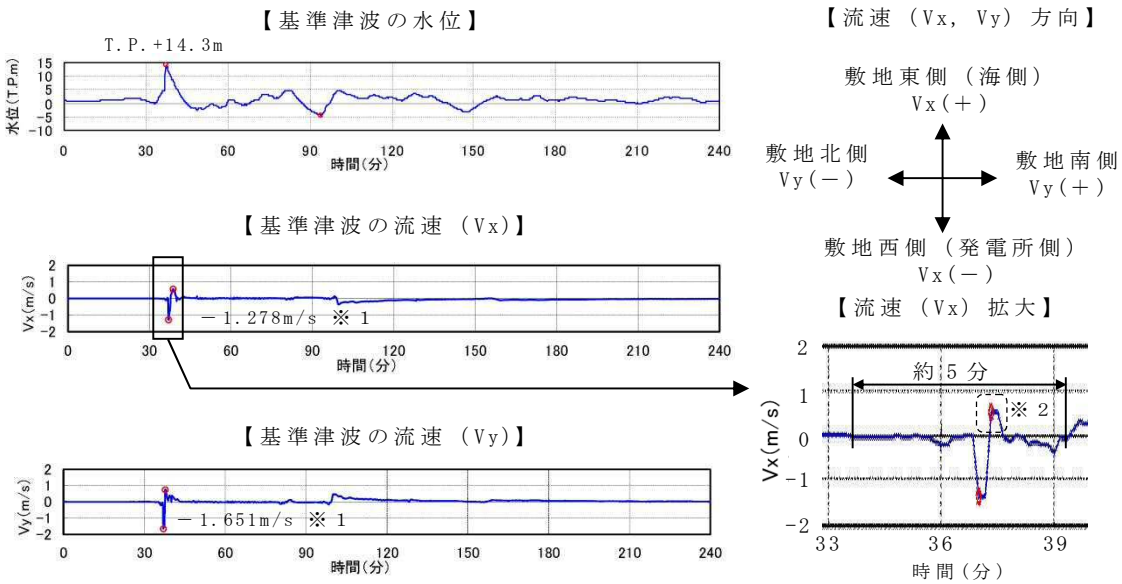
取水口前面における基準津波の水位，流速の時刻歴波形を図 3 に示す。図 3 より基準津波の波源特性は以下のとおりである。

・基準津波の取水口前面における時刻歴波形から，漂流物の衝突による影響評価において考慮する津波は，地震発生 37 分

40 秒後に到達する第 1 波である。

・第 1 波の発電所に向かう津波の継続時間は約 5 分である。

・第 1 波の最大流速は約 2.1m/s である。



※1：流速は，Vx（－）成分と Vy（－）成分の合成として 2.1m/s とした。

流速＝［(-1.278m/s) ^{2} ＋ (-1.651m/s) ^{2}］$^{0.5}$

＝2.09m/s ⇒ 2.1m/s

※2：敷地東側（海側）に流向が変化（引き波）するが，保守的に発電所に向かう津波の継続時間として扱い約 5 分とした。

図 3　取水口前面における基準津波の水位，流速の時刻歴波形

②漂流物の移動量

漂流物は，基準津波の第 1 波の発電所に向かう津波の継続時間中に発生するものとし，上記①に示した基準津波の波源特性から，漂流物の移動量を 0.63 km と評価した。

・漂流物の移動量

＝発電所に向かう津波の継続時間×津波の流速

＝5 分×2.1m/s×60

＝630m（0.63 km）

3.2　漂流物選定のための調査対象範囲の設定【ステップ２】

3.1（1）における基準津波の流向ベクトルを勘案すると，発電所敷地外の陸域沿岸部からの漂流物が発電所敷地に漂流する可能性は小さいと考えられる。しかし，本評価においては，3.1(2)で算出した漂流物の移動量の評価に基づき，発電所敷地周辺を含めて調査範囲を設定することとし，漂流物の移動量 0.63 kmを 0.7 kmに切り上げ，安全側の余裕を考慮して，発電所周辺半径 1.4 kmを漂流物の選定の調査範囲に設定した。漂流物選定のための調査範囲を図 4 に示す。

なお，調査範囲は，防潮堤への到達の可能性のある陸域沿岸部を重点的に調査し，標高，地形から取水口付近への到達の可能性が小さいと判断される陸域部は除外している（図 4 参照）。

図 4　漂流物の調査範囲

3.3　発電所敷地内及び発電所敷地外の調査並びに漂流物となり得る施設・設備の抽出（スクリーニング）【ステップ３】

上記 3.2 で設定した調査範囲に基づき，発電所敷地内及び発電所敷地外に存在する施設・設備について，設計図書，ウォークダウン及び関係者への聞き取りにより調査した。以下に調査結果を発電所敷地内（防潮堤外側）と発電所敷地外で区分けして整理した結果を示す。

(1)　発電所敷地内における漂流物調査結果(平成 27 年 3 月調査実施)

建物・構築物は，鉄筋コンクリート造建物として検潮室，海水電解装置建屋，物揚場倉庫等，鉄骨造建物としてメンテナンスセンター，輸送本部建屋及び輸送本部倉庫，その他，再利用物品を保管する再利用物品置場テント等がある。

機械装置類としては，港湾ジブクレーン，除塵装置（回転バースクリーン，トラベリングスクリーン)，除塵装置制御盤，海水電解装置等が存在する。

その他，発電所敷地の北側には海上監視レーダー設置用鉄塔，防砂林等，沖合には東海発電所取水鋼管標識ブイがある。

発電所港湾施設に定期的に接岸する船舶としては，使用済燃料輸送船，低レベル放射性廃棄物運搬船（以下「燃料等輸送船」という。）がある。また，港湾内における浚渫作業を考慮すると，不定期ではあるが浚渫作業用台船が港湾内に入港する。

上記調査の結果，確認された施設・設備が津波により漂流物となり得るかについて，図 1 に示した漂流物の調査・選定フローにおけるスクリーニング条件に基づき抽出した。発電所敷地内に存

在する施設・設備の調査結果並びに漂流物となり得る施設・設備の抽出結果を別紙 1 に示す。

(2) 発電所敷地外における漂流物調査結果

発電所敷地外の北側には，鉄筋コンクリート造建物，防砂林等が存在するが，その他に考慮すべき施設・設備は存在しなかった（平成 27 年 3 月調査実施)。また，発電所敷地外の南側には，国立研究開発法人日本原子力研究開発機構が存在するため，同敷地内に存在する施設・設備について調査した（平成 27 年 3 月調査実施)。

なお，発電所敷地から北方約 4km の位置に久慈漁港が，発電所敷地から南方約 9km の位置に磯崎漁港が存在する。このため，漁船が発電所付近で操業することを考慮し，漁協への聞き取り調査を実施した（平成 28 年 1 月調査実施)。

上記調査の結果，確認された施設・設備が津波により漂流物となり得るかについて，図 1 に示した漂流物の調査・選定フローにおけるスクリーニング条件に基づき抽出した。発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果並びに漂流物となり得るものの抽出結果を別紙 2 に示す。なお，3.1 (1) において示した基準津波の流向ベクトルから，発電所敷地外において漂流物化する施設・設備は，それぞれ西側に流され，防潮堤に衝突する可能性は小さいと考えられるが，漂流物化する施設・設備を，防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物として考慮した。

3.4　漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定【ステップ４】

(1)　漂流物となり得る施設・設備の種別毎の最大重量物

上記 3.3 の結果から,発電所敷地内及び発電所敷地外において漂流物となり得る施設・設備について整理した結果を表 1 に示す。

表 1　漂流物となり得る施設・設備の最大重量物

区分	種別	対象物（最大重量物）	重量
発電所敷地内	施設・設備（船舶を除く）	回転バースクリーン	約 8.2t
	船舶	浚渫作業船（台船）	約 44t
発電所敷地外	施設・設備（船舶を除く）	自家用車両	約 3t
	船舶	5t 級漁船	約 15t

(2)　漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定

表 1 より，防潮堤の漂流物衝突影響評価の際に用いる漂流物として，最大重量である浚渫作業船（台船）（約 44 トン）を選定する。

発電所敷地内に存在する施設・設備の調査結果並びに漂流物となり得る施設・設備の抽出結果

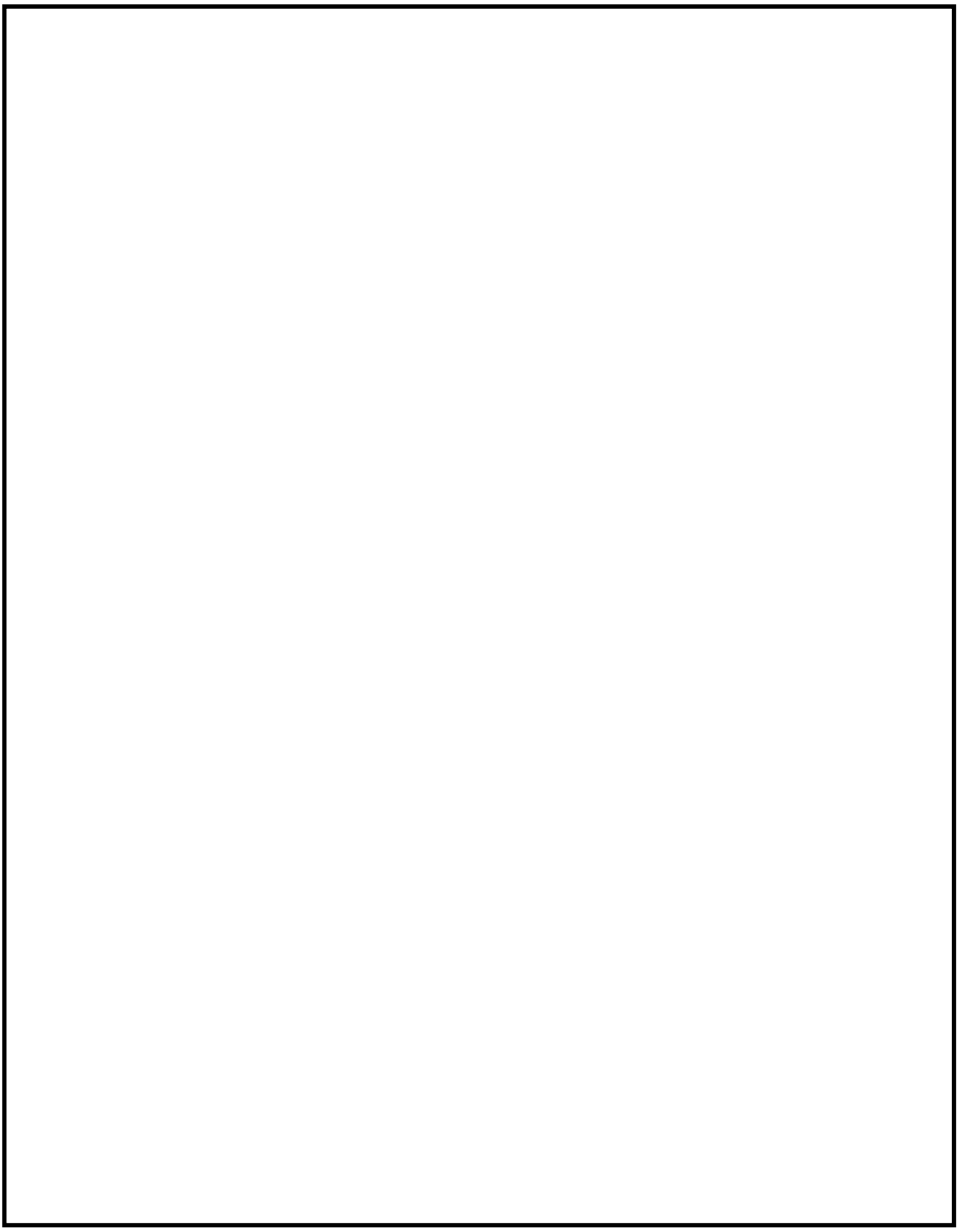


図1　発電所敷地内に存在する施設・設備配置図

表1　発電所敷地内に存在する施設・設備の調査結果並びに
漂流物となり得る施設・設備の抽出結果まとめ表（1／2）

	番号	種類	場所	数量	重量(t)※1	評価	分類
建物類等	①	検潮室	発電所構内	1	－(RC 造)	・RC造建物等であり，構造的に頑健かつ重量物であるため，漂流物とならない。	A
	②	海水電解装置建屋		1	－(RC 造)		
	③	物揚場倉庫		1	－(RC 造)		
	④	放水口モニター室		1	－(RC 造)		
	⑤	北防波堤灯台		1	－(RC 造)		
	⑥	復水冷却用水路スクリーン室		1	－(RC 造)		
	⑦	塩素処理施設		1	－(RC 造)		
	⑧	放水口放射能測定機器上屋		1	－(RC 造)		
	⑨	ロータリースクリーン室		1	－(RC 造)		
	⑩	主ゲート		1	－(RC 造)		
	⑪	次亜塩素酸ソーダ注入室		1	－(RC 造)		
	⑫	メンテナンスセンター		1	－(S造)	・本体（鉄骨）並びに建屋内設置物又は保管物のうち重量物は，漂流物とならない。 ・外装板並びに軽量な設置物又は保管物は，波力により破損，移動すると考えられるため，漂流物として考慮する。	A
	⑬	輸送本部建屋		1	－(S造)		C
	⑭	輸送本部倉庫		1	－(S造)		
	⑮	再利用物品置場テント		1	－	・テント本体及び軽量な保管物は，波力により破損，移動すると考えられるため，漂流物として考慮する。 ・重量物は津波により移動する可能性がないため，漂流物とならない。	C A
設備類等	⑯	港湾ジブクレーン		1	約370	・重量物であり，基礎が固定されており，また，波力により移動する可能性がないため，漂流物とならない。	A
	⑰	クレーン荷重試験用ウェイト		119	最大約15.4		
	⑱	クレーン荷重試験用吊具		11	最大約8.2		
	⑲	使用済燃料輸送用専用吊具		1	約12.0		
	⑳	オイルフェンス巻取機		1	約4.0		
	㉑	海上監視レーダー設置用鉄塔		1	約37		
	㉒	除塵装置制御盤		1	約0.3	・浮力により浮く可能性があるため，漂流物として考慮する。 （基礎ボルト等で固定されているものもあるが，津波により破損することを前提とした。）	C
	㉓	屋外照明灯		9	約0.09(頭柱灯)		
				10	約0.15（ハイウェイ灯)		
	㉔	PP フェンス		一式	－(約1800m)		
	㉕	水路変圧器函		1	約0.6		
	㉖	放水口モニター		1	約0.1		

表1　発電所敷地内に存在する施設・設備の調査結果並びに
漂流物となり得る施設・設備の抽出結果まとめ表（2／2）

	番号	種類	場所	数量	重量(t)※1	評価	分類
設備類等	㉗	回転バースクリーン	発電所構内	8	約8.2	・重量物であるが，防潮堤近傍に設置されており，波力により移動する可能性のあるため，漂流物として考慮する。 （基礎ボルト等で固定されているものもあるが，津波により破損することを前提とした。）	C
	㉘	トラベリングスクリーン		8	約7.5		
	㉙	潜水用防護柵		2	約2.5		
	㉚	海水電解装置		2	約0.4 （ｽﾄﾚｰﾅ）		
				4	約0.2 （脱気筒）		
				36	約0.15 （電解槽）		
	㉛	放水口サンプルポンプ		3	約0.1		
	㉜	放射性液体廃棄物 希釈水ポンプ		2	約0.2		
	㉝	使用済燃料輸送用 区画器具保管箱		1	約2.0		
	㉞	鉄製防護柵		一式	― （約400m）		
	㉟	自動販売機		1	約0.42	・浮力により浮く可能性があるため，漂流物として考慮する。	C
	㊱	オイルフェンス		1	約1.6		
	㊲	標識		1	約1.0		
	㊳	防砂林		多数	約0.3	・津波による倒木が考えられるため，漂流物として考慮する。	C
	㊴	取水鋼管標識ブイ	沖合	1	約0.5	・波力によりチェーンが破損する可能性があるため，漂流物として考慮する。	C
船舶	㊵	使用済燃料輸送船	東海港湾内	1	約5000	・緊急退避行動及び津波の発生頻度等を考慮すると，漂流物となる可能性が十分小さいため，漂流物として考慮する必要はない。 （別紙3参照）	B
	㊶	低レベル放射性 固体廃棄物輸送船		1	約4000		
	㊷	浚渫作業船（台船）		1	約44	・自航不可であり，緊急退避が困難なため，漂流物として考慮する。	C

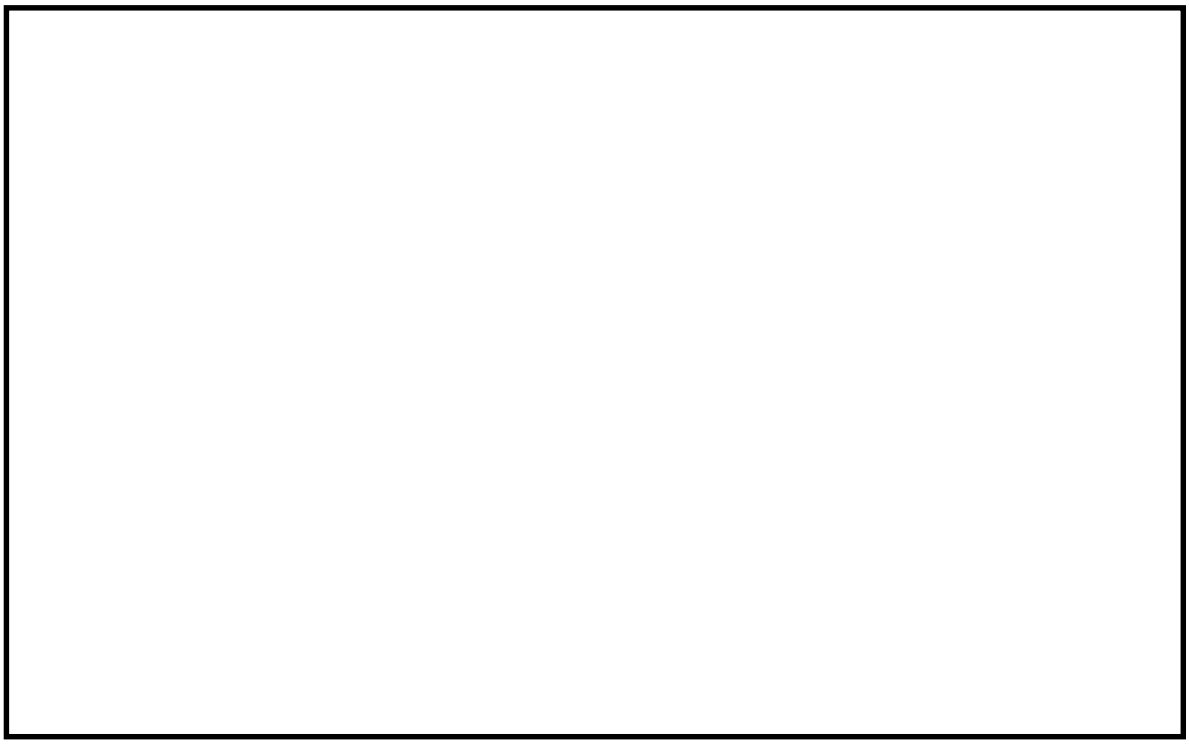
※1：設備等の重量は1台当たりの重量を示す。

【分類】A：漂流物とならない
B：漂流物として考慮する必要はない
C：漂流物として考慮する

発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果並びに漂流物となり得る施設・設備の抽出結果

1. 発電所敷地外北側

発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果のうち，北側の配置図を図1に，まとめ表を表1に示す。



：建物類等（①）

：設備類等

：設備類等のうち防砂林（③）

図1　発電所敷地外に存在する施設・設備配置図
（発電所敷地外北側）

表1　発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果並びに
漂流物となり得る施設・設備の抽出結果まとめ表

【発電所敷地外北側】

	番号	種類	場所	数量	重量(t)	評価	分類
建物類等	①	東海村衛生センター	発電所敷地外北側	1	－ (RC造)	・RC造建物であり，構造的に頑健かつ重量物であるため，漂流物とならない。	A
設備類等	②	防護柵（木製）		一式	－ (約500m)	・浮力により浮く可能性があるため，防潮堤近傍に設置※1されているものは，漂流物として考慮する。	C
	③	防砂林		多数	約0.3		
	④	墓石等		一式	－	・石材であり，重量物のため，漂流物とならない。	A

※1：陸域部に遡上する津波の流向ベクトル（「3.1 (1) 基準津波の流向の確認」図2参照。）を考慮すると，発電所敷地北側において漂流物化する施設・設備は，同陸域部の西側に流され，防潮堤に衝突する可能性は小さいと考えられるが，保守的に防潮堤から500mの範囲において漂流物化する施設・設備を，防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物として考慮する。

【分類】A：漂流物とならない
B：漂流物として考慮する必要はない
C：漂流物として考慮する

2.　発電所敷地外南側（日本原子力研究開発機構内敷地）

発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果のうち，南側（日本原子力研究開発機構内敷地）の配置図を図2に，まとめ表を表2に示す。

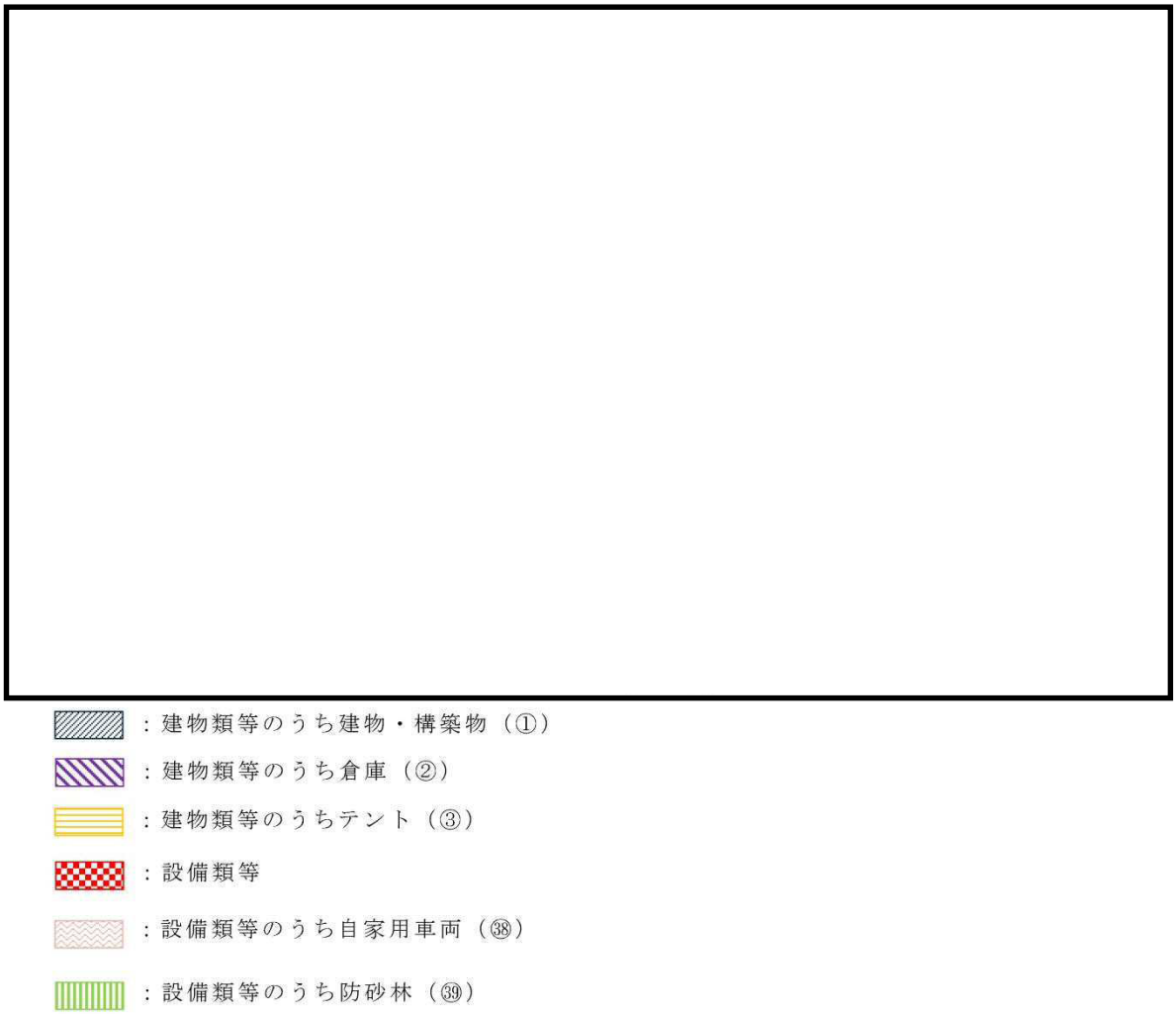


図2　発電所敷地外に存在する施設・設備配置図
（発電所敷地外南側（日本原子力研究開発機構内敷地））

表2　発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果並びに
漂流物となり得る施設・設備の抽出結果まとめ表（1／2）

【発電所敷地外南側（日本原子力研究開発機構内敷地）】

表2　発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果並びに
漂流物となり得る施設・設備の抽出結果まとめ表（2／2）
【発電所敷地外南側（日本原子力研究開発機構内敷地）】

3.　発電所敷地外（東海港沖合）

発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果のうち，東海港沖合のまとめ表を表3に示す。

表3　発電所敷地外に存在する施設・設備の調査結果並びに漂流物となり得る施設・設備の抽出結果まとめ表

【東海港沖合】

	番号	種類	場所	数量	重量(t)	評価	分類
船舶	－	漁船	東海港沖合	－	約15 （5t級漁船）	・発電所敷地から北方約4km及び南方9kmに漁港が存在する。このため，漁船が発電所付近で操業することを考慮し，津波襲来時に漂流するものと仮定して，漁協への聞き取り調査結果に基づき5t級漁船を漂流物として考慮する。	C

【分類】A：漂流物とならない
B：漂流物として考慮する必要はない
C：漂流物として考慮する

防潮堤に対する漂流物衝突影響評価における燃料等輸送船の扱い

1. はじめに

防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に先立つ発電所敷地内調査の結果，発電所港湾施設に接岸する船舶として燃料等輸送船が抽出された。このため，燃料等輸送船が漂流物となる可能性について評価した。

2. 燃料等輸送船が漂流物となる可能性の評価

燃料等輸送船が津波襲来時に漂流物になり得るかについて，緊急退避行動及び津波の発生頻度等の観点から評価した。

(1) 燃料等輸送船の緊急退避行動の観点からの評価

発電所敷地内には港湾施設として物揚岸壁があり，燃料等輸送船が停泊する。図1に燃料等輸送船の入港から出港までの主な輸送行程を示す。

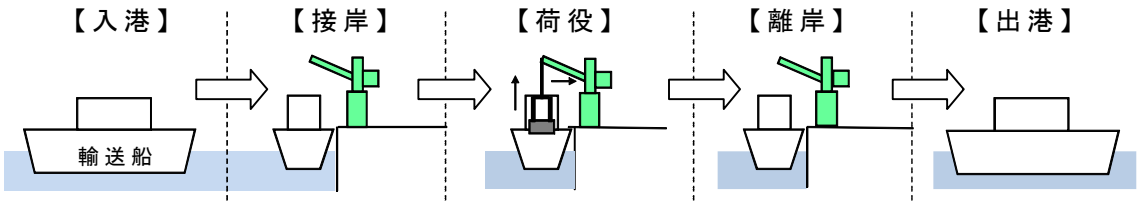
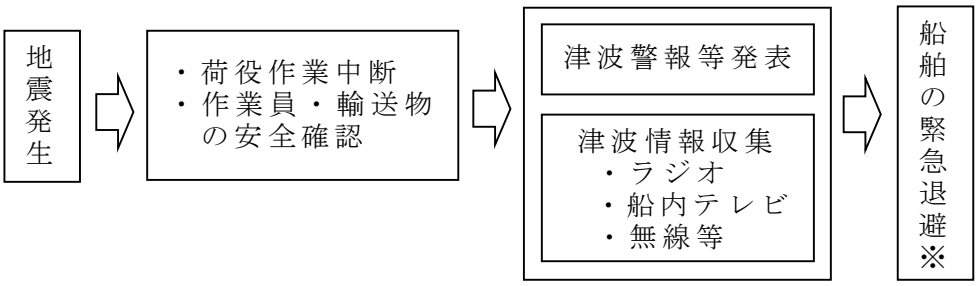


図1 燃料等輸送船の主な輸送行程

燃料等輸送船は，港湾施設に停泊中に津波警報等発表時には，緊急退避を行うこととしており，2011年東北地方太平洋沖地震を踏まえ，輸送に先立ち，図2に示す緊急退避フローを取り込んだマニュアルを整備している。また，燃料等輸送船の緊急退避についての当社と船会社の対応分担は図3に示すとおりであり，これら一連の対応を

行うため，当社は，当社と船会社間の連絡体制を整備するとともに，地震・津波発生時の緊急対応マニュアルを整備し，緊急退避訓練を実施している。



※津波到達時間等を考慮し船長が判断・指示

図2　燃料等輸送船の緊急退避フロー

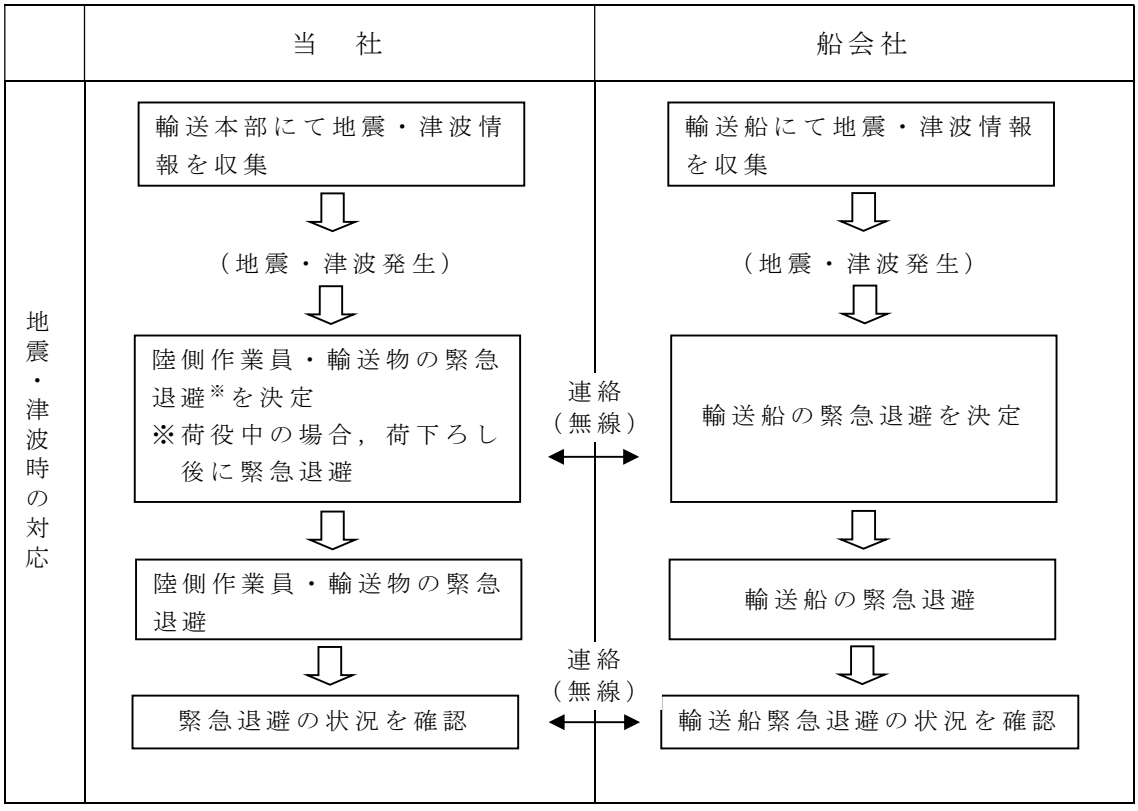


図3　燃料等輸送船の緊急退避時の当社と船会社の対応分担

(2) 津波の発生頻度等の観点からの評価

津波襲来時に燃料等輸送船が緊急退避開始までに最も時間を要するのは，燃料等輸送船と輸送物が干渉し得る「荷役」行程中である。しかし，「荷役」行程中の津波の襲来を想定した場合においても，緊急退避が可能となるまでの時間（係留索解らん完了）は，図4に示すとおり地震発生から約13分であり，基準津波の到達（約37分）前に緊急退避は可能である。

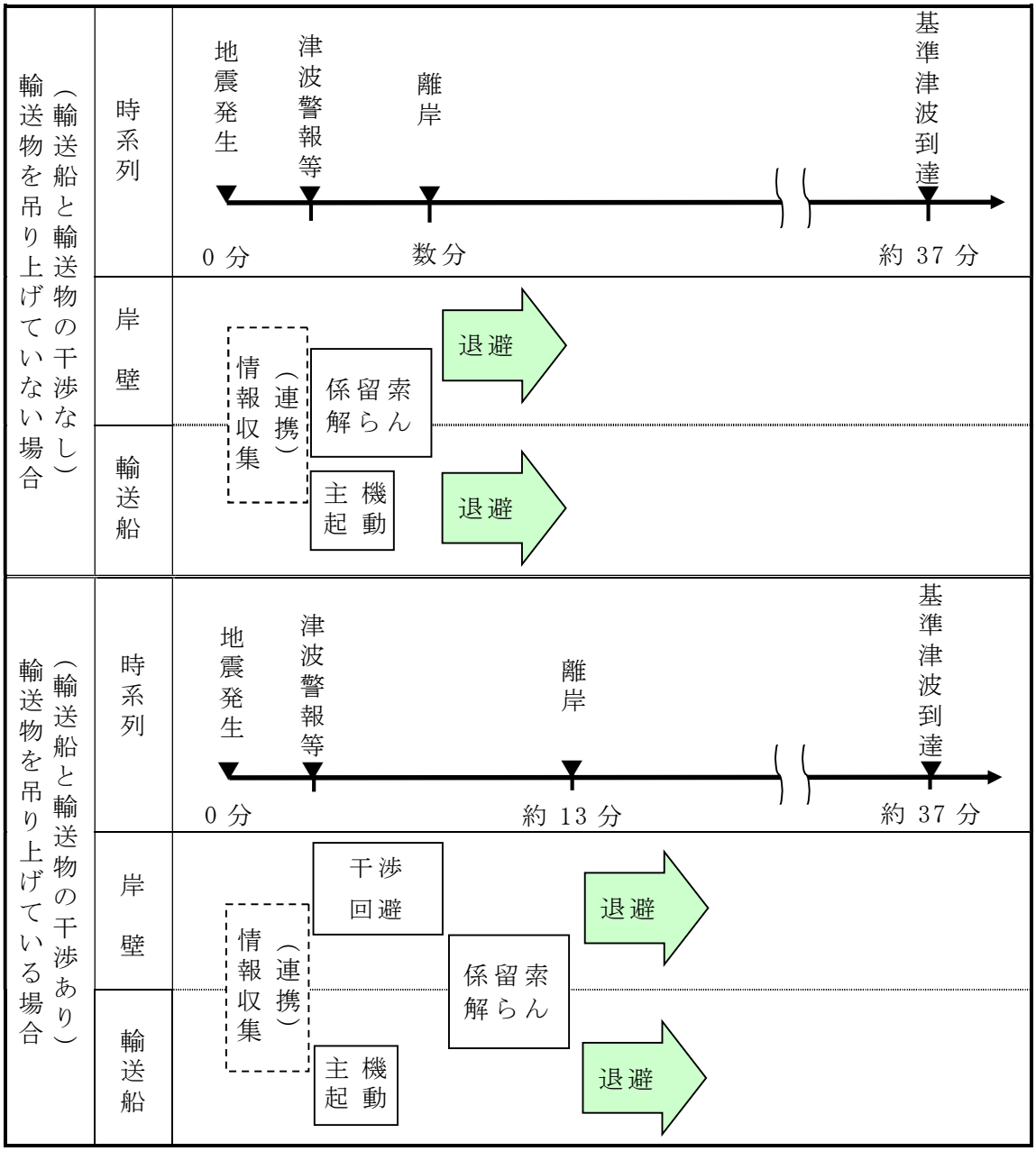


図4　津波襲来と緊急退避時間

このため，本評価においては，緊急退避が可能となる前に到達する早い津波※1（地震発生から13分以内）の発生頻度を評価した。

評価の結果，図5に示すとおり，防潮堤前面の護岸（T.P.＋3.11m）高さを超える津波が発生する水位の年超過確率に燃料等輸送船の年間の停泊時間を考慮すると，燃料等輸送船が漂流物となる発生頻度は極めて小さくなる。

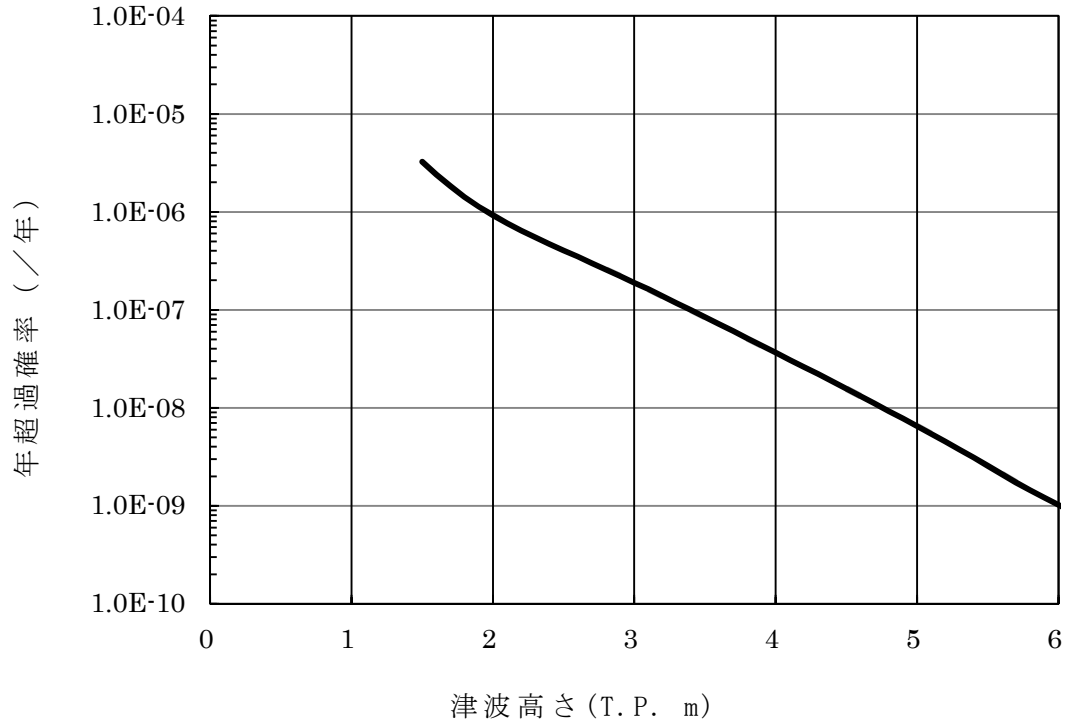


図5　早い津波※が発生する水位の年超過確率

※：係留索解らん前（地震発生から13分以内）に到達する津波

※1：早い津波の波源領域は，設定時間（地震発生から13分）以内に発電所構内に津波が到達する可能性のある茨城県沖から房総沖のプレート間地震の発生領域（津波地震発生領域を除く）及び発電所敷地周辺の海域活断層とする。（図6）

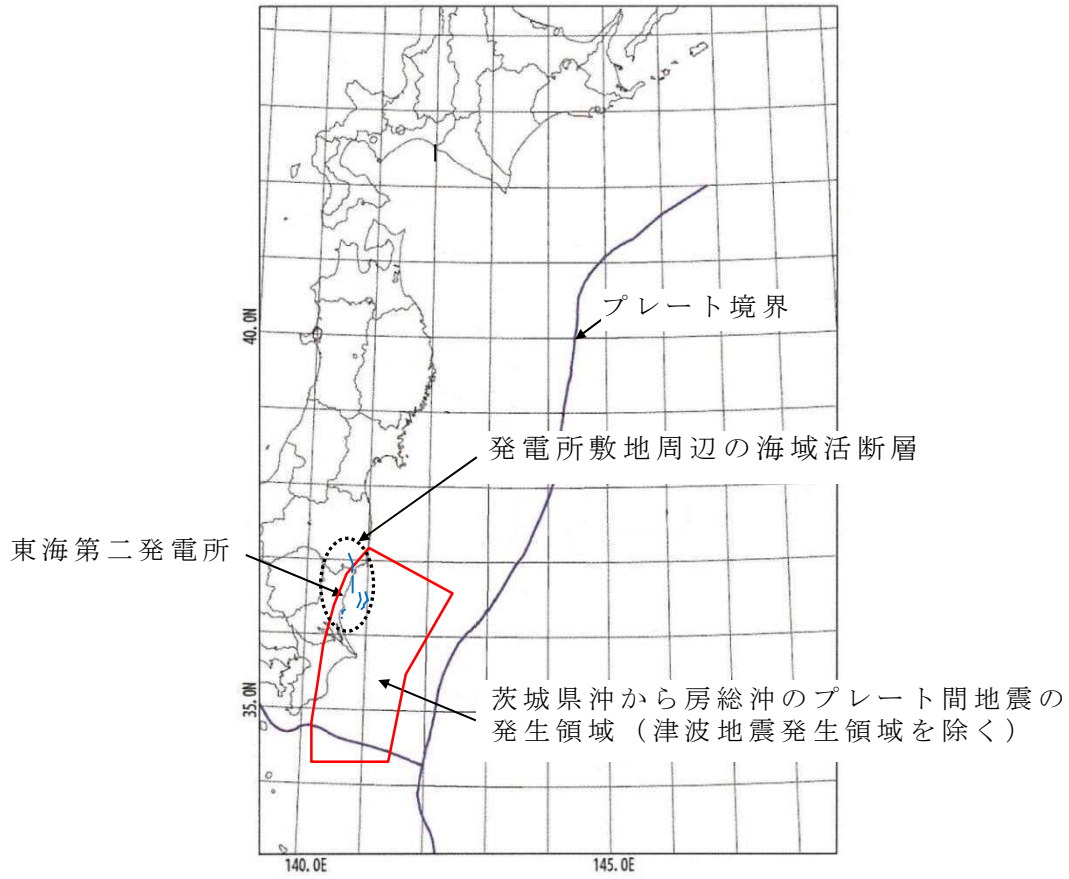


図6　波源位置

3.　まとめ

燃料等輸送船が津波襲来時に漂流物となる可能性について評価した。緊急退避行動の観点からは，緊急退避に係るマニュアル及び当社と船会社間の連絡体制を整備するとともに，緊急退避訓練によりマニュアルの実効性を確認している。また，津波の発生頻度等の観点からは，燃料等輸送船が緊急退避可能となる前に到達する早い津波を想定しても，防潮堤前面の護岸高さを超える津波水位の年超過確率に燃料等輸送船の年間停泊時間を考慮すると，燃料等輸送船が漂流物となる発生頻度は極めて小さくなる。

以上より，燃料等輸送船は，防潮堤に対する漂流物衝突影響評価において，漂流物として考慮する必要はないと判断される。

本添付資料は，第５条　津波による損傷の防止の審査結果を反映予定。

防潮堤及び津波流入経路止水対策の耐力について

1.　防潮堤の耐力

(1)　防潮堤の概要

防潮堤は，基準津波による遡上波の地上部から敷地への到達又は流入を防止するため，敷地全体を取り囲む形で設置する津波防護施設であり，天端高さは敷地前面東側で T.P.＋20m，敷地側面北側及び南側で T.P.＋18m である。

その総延長は約 2.3 kmであり，海水ポンプエリア（約 0.3 km）及び敷地周辺エリア（約 2.0 km）からなる。

海水ポンプエリアについては，鉄筋コンクリート造の地中連続壁を基礎構造とし，鋼製防護壁及び鉄筋コンクリート壁（以下「ＲＣ壁」という。）の上部構造である。また，敷地周辺エリアについては，鋼管杭を基礎とした鋼管杭鉄筋コンクリート造の上部構造である。

防潮堤の配置図を図 1 に示す。

(2)　防潮堤の設計耐力

防潮堤の設計耐力に際しては，防潮堤位置における津波高さ T.P.＋24.0m の津波に対して耐力を確保する設計とする。

なお，この設計条件は，既設計の海水ポンプエリアの鉄筋コンクリート壁の構造により決まっているものである。このため，現在，セメント固化盛土から鋼管杭鉄筋コンクリート壁に変更する計画としている敷地周辺エリアについても，鉄筋コンクリート壁の設計耐力に合わせて，津波高さ T.P.＋24m の津波に対して耐力

を確保する設計とする。

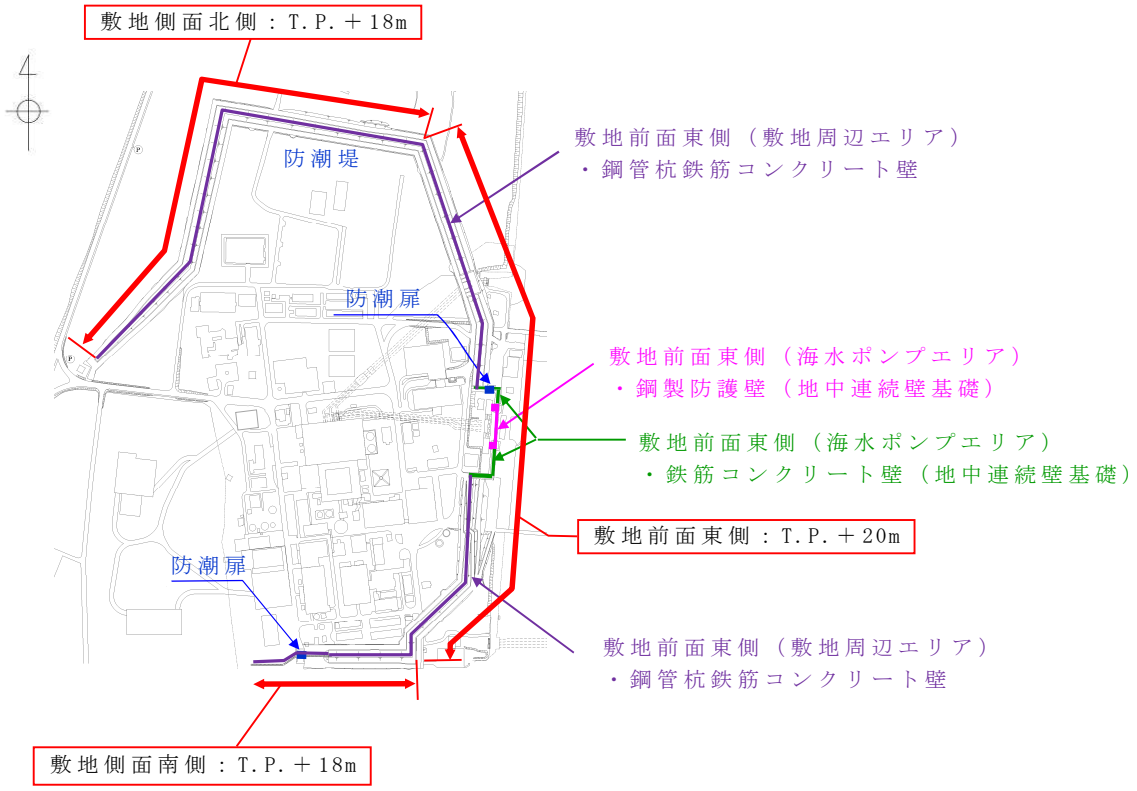


図 1　防潮堤配置図

2.　津波流入経路止水対策

(1)　敷地への津波の流入の可能性のある経路（流入経路）の特定

取水路・放水路等の構造に基づき，海域に連接する水路から敷地への津波の流入する可能性のある経路として，取水路，海水引込み管，緊急用海水取水管，放水路，構内排水路及びその他の経路（防潮堤下部貫通部等）を特定した。

特定した流入経路を表 1 に，配置図を図 2 示す。なお，特定した津波流入経路については，いずれも浸水防止対策を講じるか，現状設備の強度評価を行うこととしている。これらの津波流入経路に対する止水対策の具体的な内容について，表 1 に整理した。

(2)　津波流入経路止水対策の設計耐力

津波流入経路止水対策の設計耐力に際しては，防潮堤の設計耐力に合わせて，防潮堤位置における津波高さ T.P.＋24.0m の津波に対して耐力を確保する設計とする。

表１　特定した流入経路に対する止水対策(1／3)

系　統		流入経路	状　況	止水対策
ａ．取水路	(a)海水系	①取水路点検用開口部	当該経路から津波が流入する可能性があるため，開口部に対し，浸水防止蓋を設置する。	浸水防止蓋
		②海水ポンプグランドドレン排出口	当該経路から津波が流入する可能性があるため，逆止弁を設置する。	逆止弁
		③非常用海水ポンプグランド減圧配管基礎フランジ貫通部	当該貫通部は，ポンプ基礎フランジとフランジ取り合いで，取付ボルトにより密着させる構造であるため，十分な水密性がある。	－
		④常用海水ポンプグランド減圧配管基礎フランジ貫通部		
		⑤非常用海水ポンプ及び常用海水ポンプ据付面（スクリーン洗浄水ポンプ及び海水電解装置用海水ポンプ含む）	据付面のポンプ基礎フランジは，ベースプレートとフランジ取り合いで，基礎ボルトにより密着させる構造であるため，十分な水密性がある。	－
		⑥取水ピット水位計据付面	水位計フランジは，鋼製スリーブの取付座とフランジ取り合いで，取付ボルトで密着させる構造であるため，十分な水密性がある。	－
	(b)循環水系	①取水ピット空気抜き配管	取水ピット空気抜き配管から津波が流入する可能性があるため，当該配管に逆止弁を設置する。	逆止弁
		②循環水ポンプ据付面	据付面のポンプ基礎フランジは，ベースプレートとフランジ取り合いで，基礎ボルトにより密着させる構造であるため，十分な水密性がある。	－
ｂ．海水引込み管	(a)海水系	①ＳＡ用海水ピット開口部	当該経路から津波が流入する可能性があるため，開口部に対し，浸水防止蓋を設置する。	浸水防止蓋

表１　特定した流入経路に対して実施する止水対策(2／3)

系　統		流入経路	状　況	止水対策
c．緊急用海水取水管	(a)海水系	①緊急用海水ポンプピット点検用開口部	当該経路から津波が流入する可能性があるため，開口部に対し，浸水防止蓋を設置する。	浸水防止蓋
		②緊急用海水ポンプグランドドレン排出口	当該経路から津波が流入する可能性があるため，逆止弁を設置する。	逆止弁
		③緊急用海水ポンプ室床ドレン排出口	当該経路から津波が流入する可能性があるため，逆止弁を設置する。	逆止弁
		④緊急用海水ポンプ減圧配管基礎フランジ貫通部	当該貫通部は，ポンプ基礎フランジとフランジ取り合いで，取付ボルトにより密着させる構造であるため，十分な水密性がある。	－
		⑤緊急用海水取水ポンプ据付面	据付面のポンプ基礎フランジは，ベースプレートとフランジ取り合いで，基礎ボルトにより密着させる構造であるため，十分な水密性がある。	－
d．放水路	(a)海水系	①放水ピット上部開口部	当該経路から津波が流入する可能性があるため，放水路ゲートにより放水路を閉止し，津波が流入することを防止する。	放水路ゲート
		②放水路ゲート点検用開口部（上流側）		放水路ゲート
		③放水路ゲート点検用開口部（下流側）	当該経路から津波が流入する可能性があるため，開口部に対し，浸水防止蓋を設置する。	浸水防止蓋
		④海水配管（放水ピット接続部）	当該経路から津波が流入する可能性があるため，放水路ゲートにより放水路を閉止し，津波が流入することを防止する。	放水路ゲート
		⑤海水配管（放水路接続部）		放水路ゲート

表１　特定した流入経路に対して実施する止水対策(3／3)

系　統		流入経路	状　況	止水対策
ｄ．放水路	(b)循環水系	①放水ピット上部開口部（ｃ．(a)①と同じ）	当該経路から津波が流入する可能性があるため，放水路ゲートにより放水路を閉止し，津波が流入することを防止する。	放水路ゲート
		②放水路ゲート点検用開口部（上流側）（ｃ．(a)②と同じ）		放水路ゲート
		③放水路ゲート点検用開口部（下流側）（ｃ．(a)③と同じ）	当該経路から津波が流入する可能性があるため，開口部に対し，浸水防止蓋を設置する。	浸水防止蓋
		④循環水管（放水ピット接続部）	当該経路から津波が流入する可能性があるため，放水路ゲートにより放水路を閉止し，津波が流入することを防止する。	放水路ゲート
	(c)その他の排水配管	①液体廃棄物処理系放出管		放水路ゲート
		②排ガス洗浄廃液処理設備放出管		放水路ゲート
		③構内排水路排水管		放水路ゲート
ｅ．構内排水路		①構内排水路（放水ピット）	当該経路から津波が流入する可能性があるため，放水路ゲートにより放水路を閉止し，津波が流入することを防止する。	放水路ゲート
		②構内排水路（北側）	当該経路から津波が流入する可能性があるため，構内排水路に対し，逆流防止設備を設置する。	逆流防止設備
		③構内排水路（東側）		逆流防止設備
ｆ．その他		①防潮堤及び防潮扉の地下部を貫通する配管等の貫通部（予備貫通部含む）	当該電線管・配管等貫通部から津波が流入する可能性があるため，止水処置と同等の穴仕舞を実施する。	貫通部止水処置
		②東海発電所（廃止措置中）取水路及び放水路	敷地前面東側の防潮堤は，東海発電所の取水路及び放水路上に設置することから，取水路及び放水路を経由した津波が敷地に流入する可能性があるため，取水路及び放水路にコンクリートを充填し閉鎖する。	貫通部止水処置

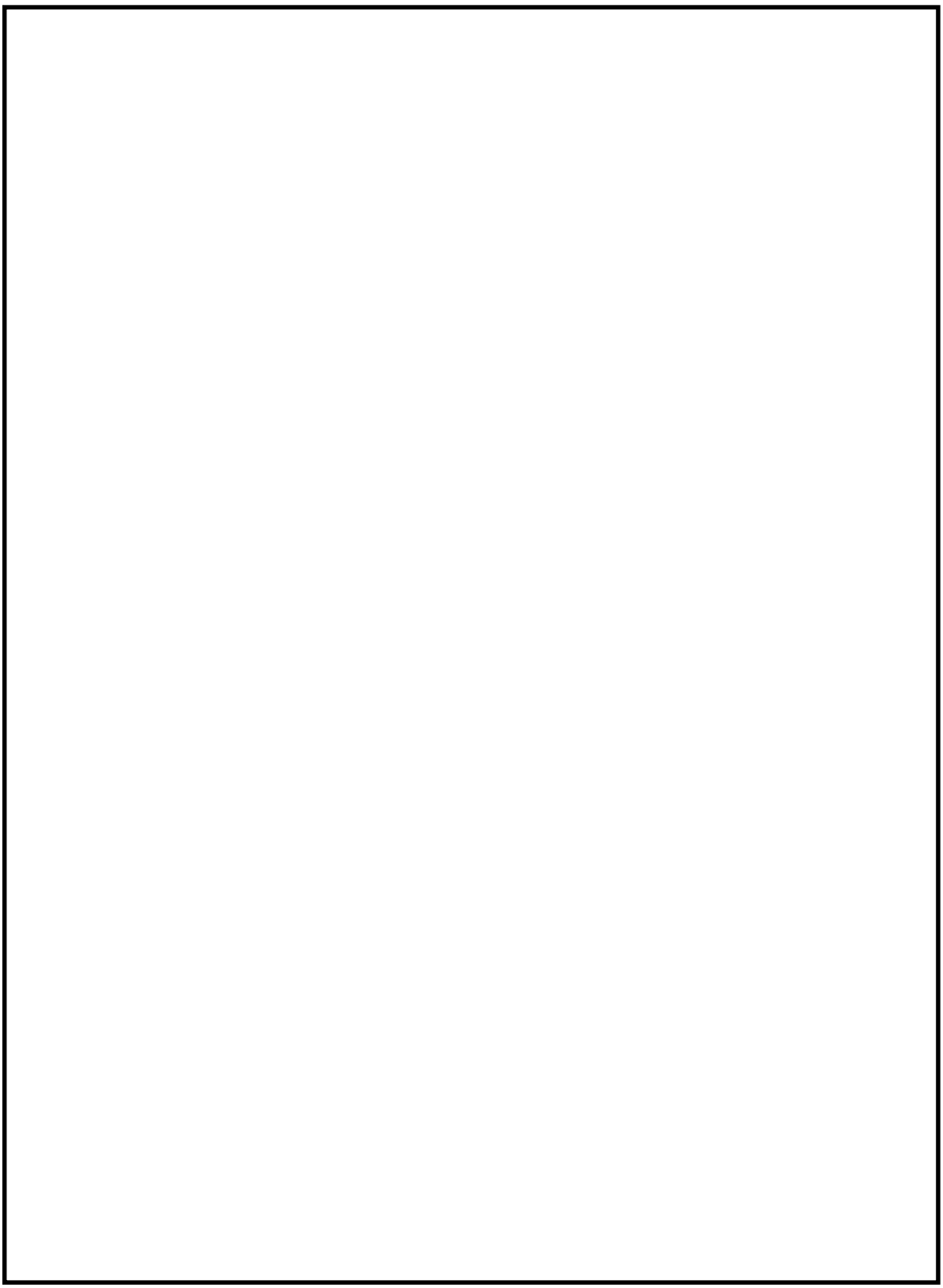


図 2　特定した流入経路の配置図（1／3）

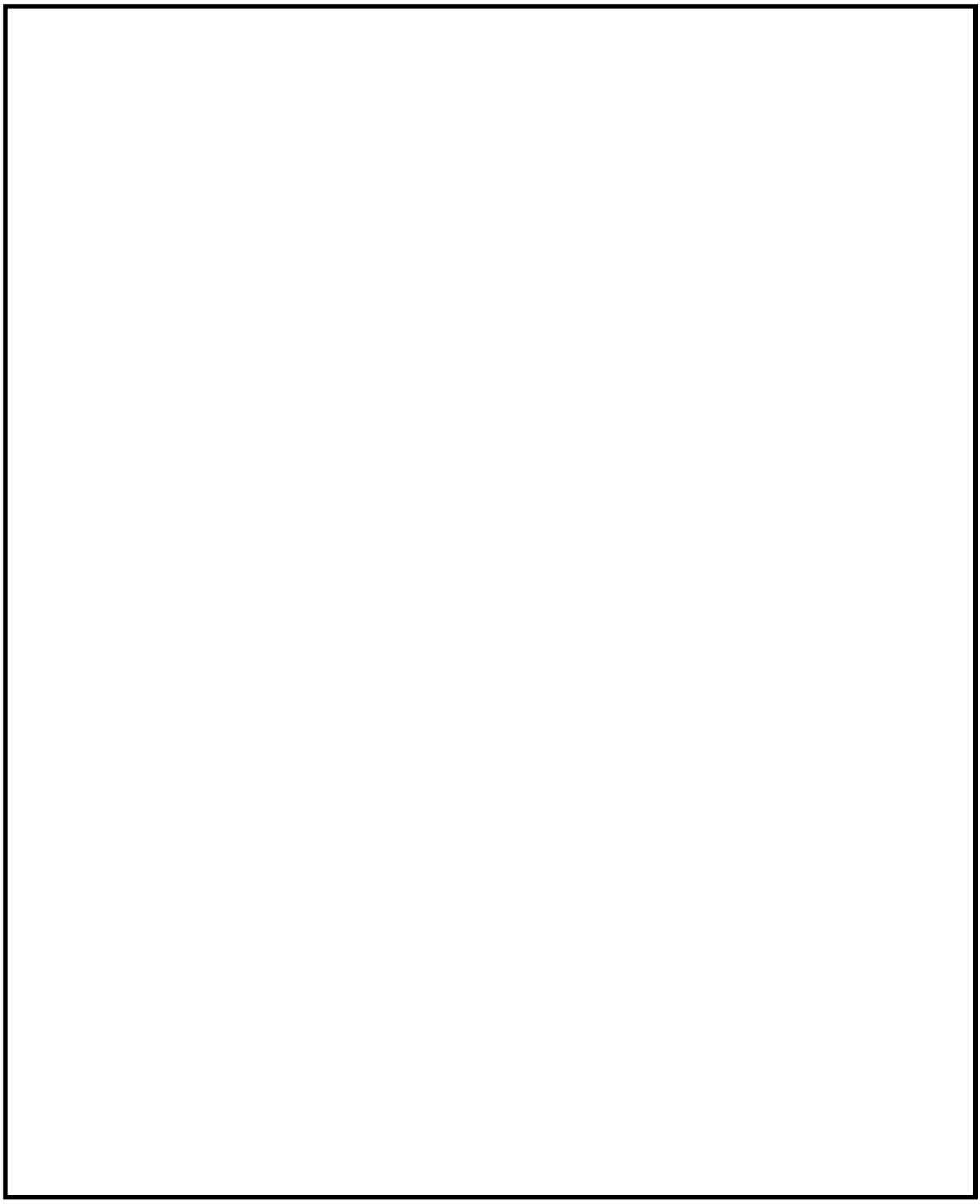


図 2　特定した流入経路の配置図（2／3）

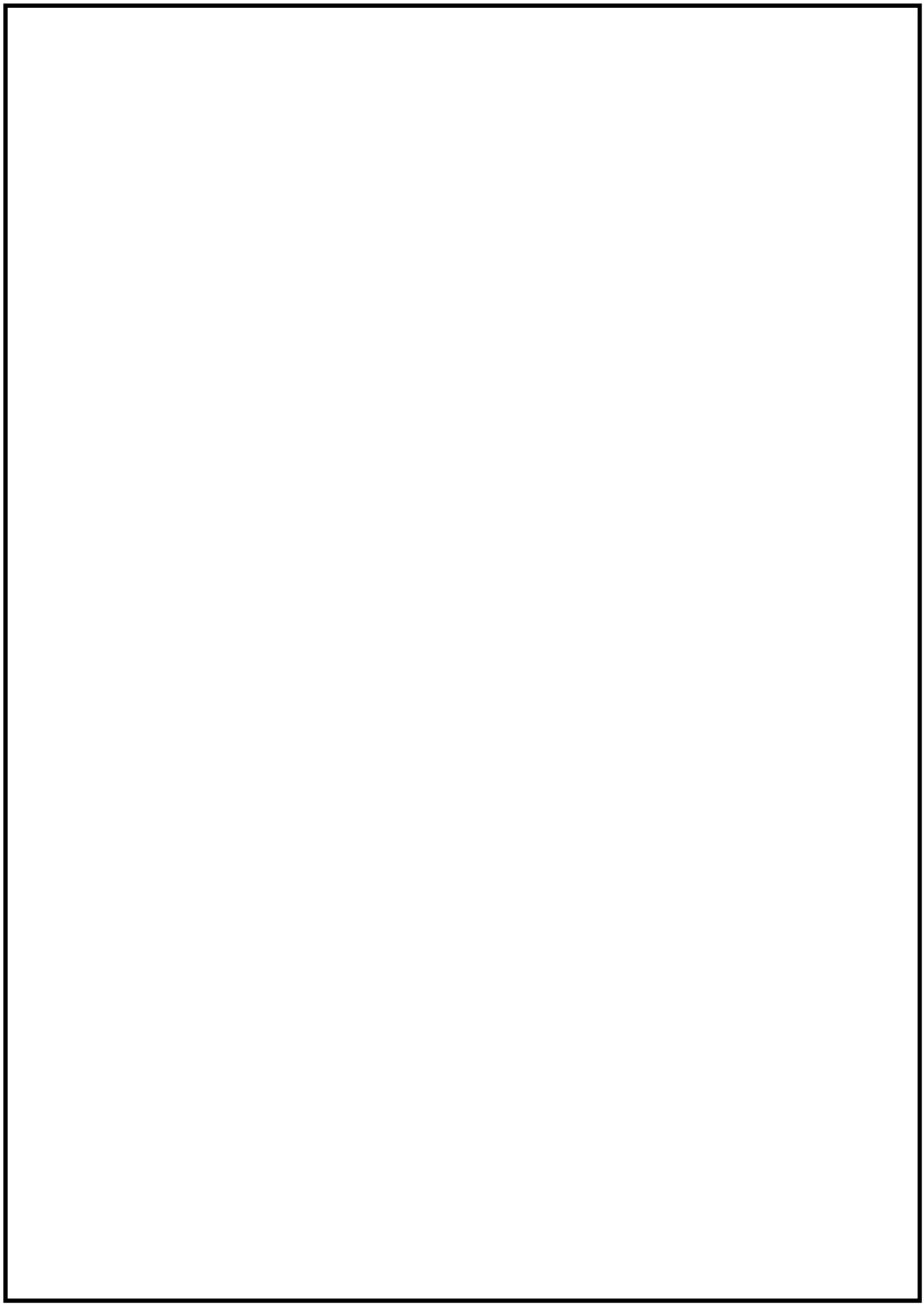


図2　特定した流入経路の配置図（3／3）

津波による敷地内浸水解析について

1. はじめに

基準津波による遡上波の敷地内への到達又は流入を防止するため，津波防護施設として敷地を取り囲む形で防潮堤を設置する計画である。また，海と連接する取水路，放水路等からの津波の浸水を防止するため，津波防護施設として放水ピット開口部に放水ピット逆流防止設備を設置するとともに，浸水防止設備として海水ポンプエリア等，敷地への津波の流入の可能性のある経路を特定して，貫通部等に対して止水措置等を講じることとしている。

このため，基準津波が地上部又は地下部から敷地内に到達又は流入することはないが，防潮堤高さを超える津波が襲来した場合には，敷地内への浸水が生じることから，基準津波を超える津波の襲来を想定した敷地内浸水解析を実施した。

2. 浸水解析条件

(1) 防潮堤高さ

基準津波による防潮堤位置における最高水位は，海水ポンプエリア近傍で T.P.＋17.1m である。このため，防潮堤高さは，海岸側防潮堤でT.P.＋20m,敷地側面及び背面でT.P.＋18mとしている。

(2) 敷地内浸水想定

上記(1)のとおり,海岸側の防潮堤高さはT.P.＋20mであるため，津波の遡上波を含む津波高さが T.P.＋20m までは，敷地内に津波が流入することはない。

しかし，防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の襲来を想定すると，津波は防潮堤を越流し始め，まず，海水ポンプ室内に津波が流入し，非常用海水ポンプの機能喪失を引き起こす。さらに，津波高さが高くなると，原子炉建屋が設置されている EL.＋8m 盤の敷地まで津波が到達し，原子炉建屋地上１階の床面高さ EL.＋8.2m を超えると原子炉建屋内への流入が生じる。

原子炉建屋地上 1 階の床面高さ EL.＋8.2m に到達する津波高さを確認するため，T.P.＋23m 及び T.P.＋22m の津波の襲来を想定した場合の敷地内の浸水解析を実施した。

なお，防潮堤は添付資料 3.2.2.3-2 に示すとおり T.P.＋24m 津波に対する耐力を有している。また，海と連接する取水路，放水路等からの津波の浸水対策については，T.P.＋24m の津波に対しても，機能保持できる設計とするため，取水路，放水路等からの津波の浸水は生じない。

(3)　入力津波の作成

日本海溝沿いのプレート間地震（Mw8.7）による津波の波源を，防潮堤位置において T.P.＋23m 程度となるように，津波波源モデルのすべり量（約 1.415 倍）を調整させたものを T.P.＋23m 津波とした。防潮堤位置の最高水位地点を図 1 に，防潮堤位置の最高水位地点の時刻歴波形を図 2 に示す。

また，T.P.＋22m 津波に対しても，同様の手順により作成した。

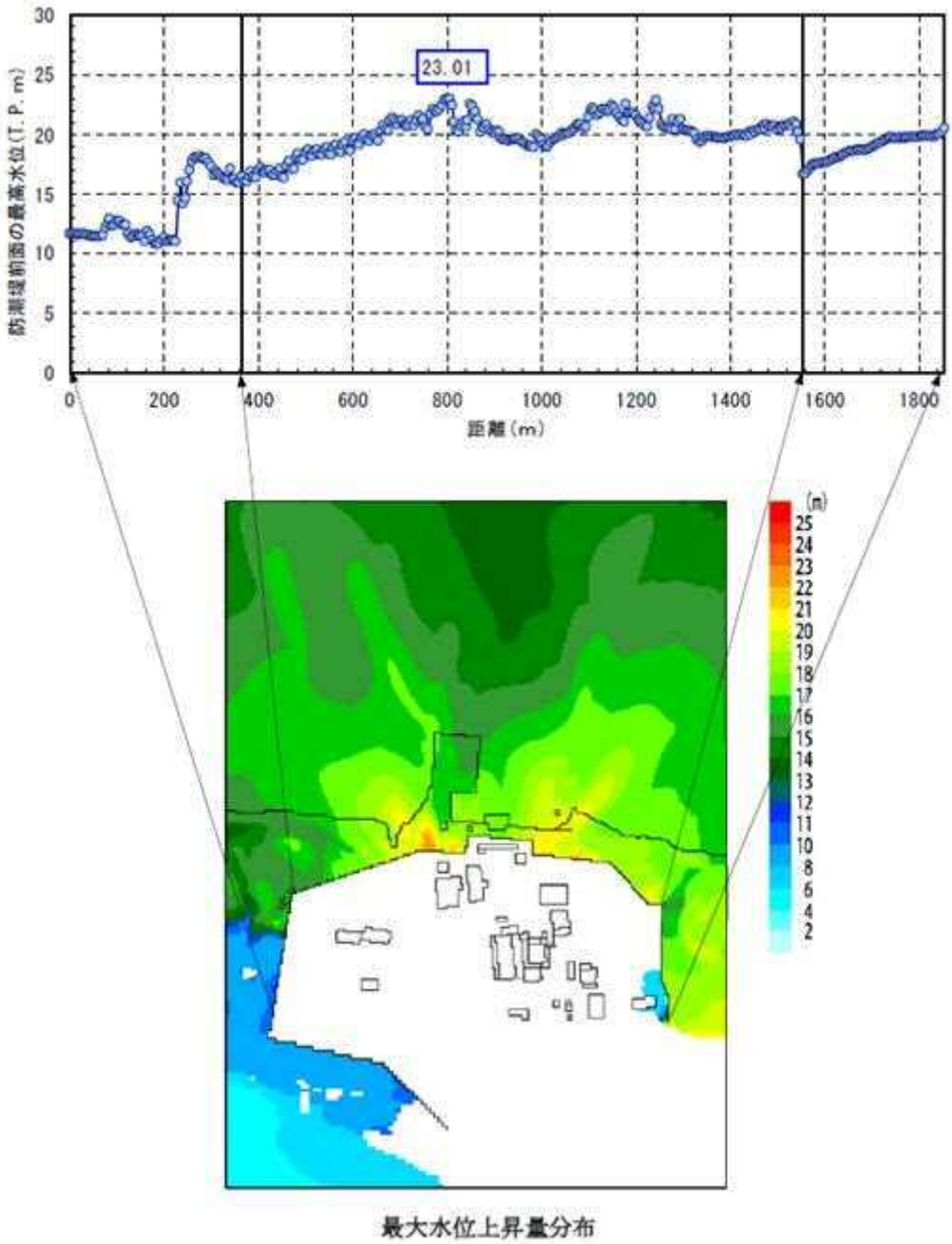


図 1　防潮堤位置の最高水位地点

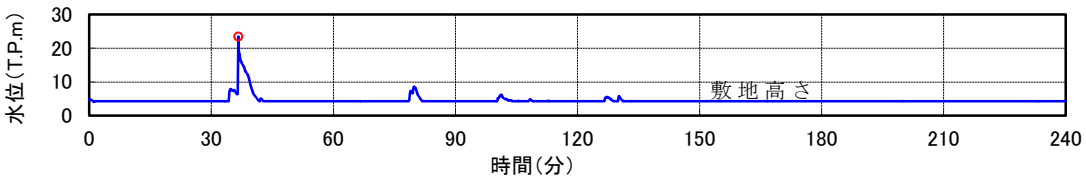


図 2　防潮堤位置の最高水位地点の時刻歴波形

(4)　敷地内浸水の検討

上記(3)で作成したT.P.＋23m津波及びT.P.＋22m津波を用いて，敷地内への浸水解析を実施した。

敷地内浸水解析に当たっては，敷地内に存在する建物・構築物等をモデル化し，原子炉建屋が設置されているEL.＋8m盤の敷地における津波の最大浸水深を求めた。なお，最大浸水深の算定に当たっては，安全側の評価となるように防潮堤を越流した津波は全量敷地内に留まるものとし，排出施設等からの排出は考慮しないこととした。

3.　敷地内浸水解析結果

(1)　T.P.＋23m津波による敷地内浸水解析結果

T.P.＋23m津波の襲来を想定し,敷地内浸水解析を実施した。T.P.＋23m津波による敷地内における最大浸水深分布を図3に示す。

解析の結果，原子炉建屋周辺の津波の遡上高さはT.P.＋8.24mとなった。これに対し，原子炉建屋地上1階の床面高さはEL.＋8.2mであるため，T.P.＋23m津波の襲来を想定した場合には，原子炉建屋の入口扉から建屋内への津波の流入が生じ，建屋内の設備の機能喪失が生じる。

なお，原子炉建屋周辺への津波の浸水は，防潮堤前面東側で最高水位となる位置からの越流によるものではなく，敷地側面南側からの越流が支配的である。これは，敷地前面東側の防潮堤高さがT.P.＋20mに対し，敷地側面南側の防潮堤高さがT.P.＋18mであることに加え，津波の波源が敷地の南東側に位置しているため，南側からの越流が発生しやすい状況にあるためと考えられる。

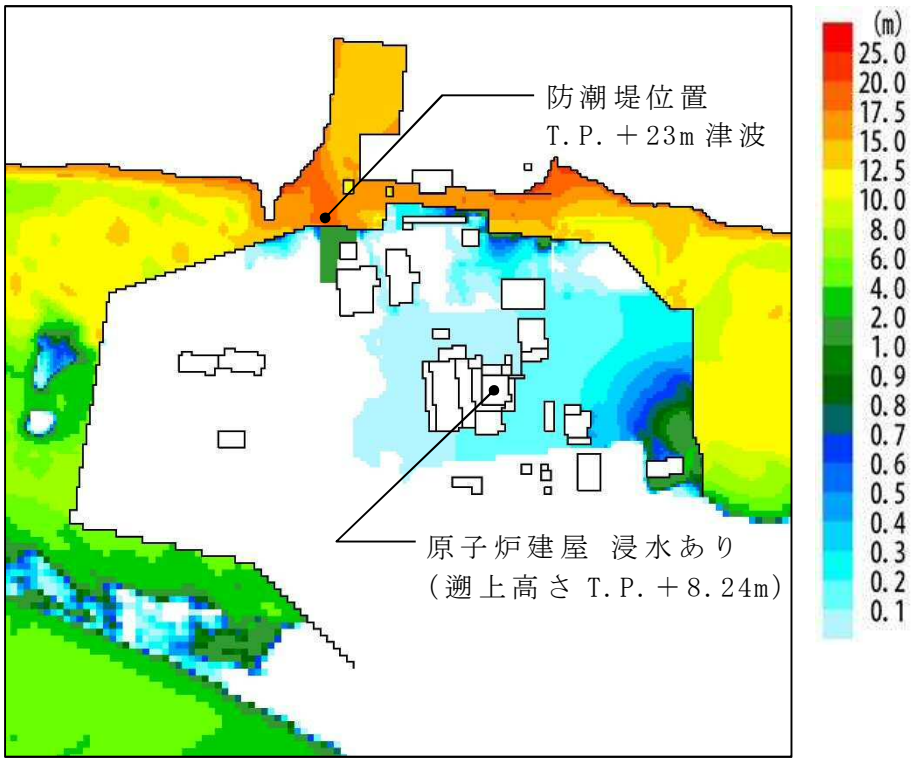


図 3　T.P.＋23m 津波による敷地内における最大浸水深分布

(2)　T.P.＋22m 津波による敷地内浸水解析結果

上記(1)の T.P.＋23m 津波による敷地内浸水解析の結果，EL.＋8m 盤の敷地における津波の遡上高さは T.P.＋8.24m であったため，T.P.＋22m 津波の襲来を想定した敷地内浸水解析を実施した。

この結果，T.P.＋22m 津波では原子炉建屋周辺の津波の遡上高さは T.P.＋8.15m となり，原子炉建屋 1 階床面高さ EL.＋8.2m を超えないことを確認した。T.P.＋22m 津波による敷地内における最大浸水深分布を図 4 に示す。

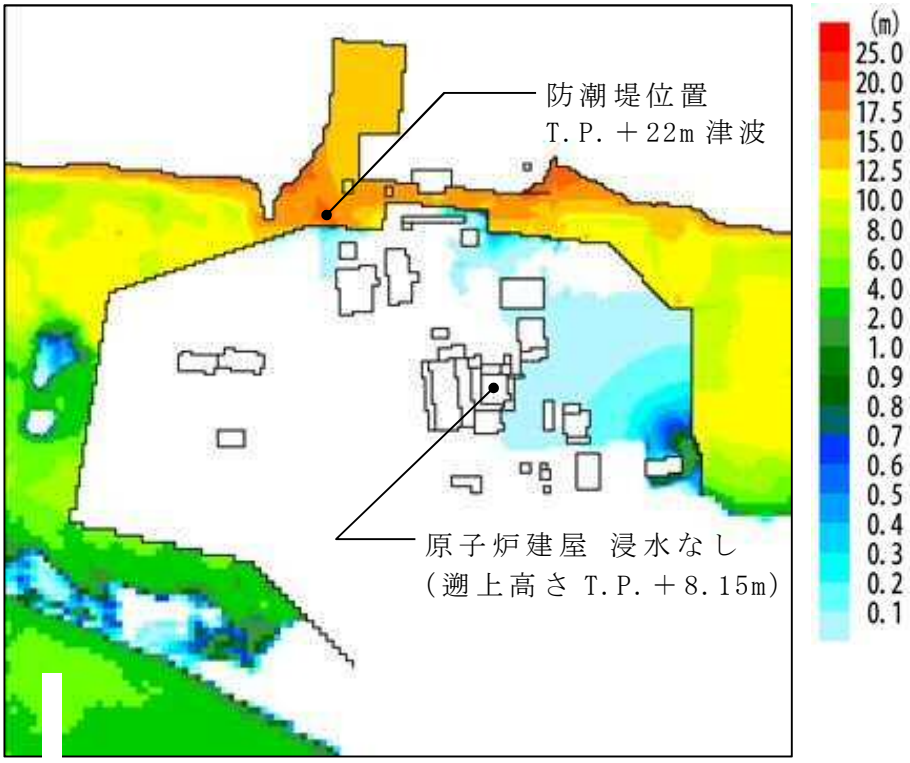


図 4　T.P.＋22m 津波による敷地内における最大浸水深分布

4.　まとめ

防潮堤高さ T.P.＋20m を超える津波の襲来を想定した敷地内浸水解析を実施した。解析結果は以下のとおりである。

・T.P.＋22m までの津波では，原子炉建屋周辺の津波の遡上高さは T.P.＋8.15m までであり，原子炉建屋１階床面（EL.＋8.2m）まで津波が到達しないため，建屋内の設備は機能喪失しない。

・T.P.＋22m～T.P.＋23m 未満の津波では，原子炉建屋内への津波の流入が生じ，建屋内の設備が機能喪失する可能性がある。

・T.P.＋23m 以上の津波では，原子炉建屋１階床面（EL.＋8.2m）まで津波が到達するため，原子炉建屋の入口扉から津波が流入し，建屋内の設備が機能喪失する。

以上の解析結果を踏まえ，津波ＰＲＡの評価においては，T.P.＋

22m 津波により原子炉建屋への流入が生じ，建屋内の設備が機能喪失するものとして，津波区分を設定することとした。

建屋内浸水評価について

津波ＰＲＡの評価では，原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等に期待しない条件で評価を行っている。そのため，津波が防潮堤を越流し，原子炉建屋１階床面高さである EL.＋8.2m に到達すると，原子炉建屋内への浸水が生じ,「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」により直接炉心損傷に至るものとして評価している。

以下に，直接炉心損傷に至るものとして評価した事象について，建屋内浸水を考慮した場合のシナリオを分析した結果を示す。

1. 建屋内浸水評価対象設備の選定

敷地内浸水により，建屋内浸水前に下記の設備及びこれらをサポート系として用いる設備が機能喪失しているため,「最終ヒートシンク喪失」及び「全交流動力電源喪失」状態となっていることから，建屋内浸水評価の対象は原子炉隔離時冷却系（以下「ＲＣＩＣ」という。）のみとなる。

＜建屋内浸水前に津波により機能喪失している設備等＞

・非常用海水ポンプ（残留熱除去系海水ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ）

・起動変圧器，予備変圧器

このため，評価対象機器をＲＣＩＣの機能維持に必要な設備とし，機能維持に必要な設備とその設置場所を表1に示す。

これらの評価対象設備が設置されている区画のうち，津波浸水を考慮する箇所は，原子炉棟の地下1階共通エリア，地下2階ＲＣＩＣ

ポンプ室，電気室の１階，地下１階，地下２階となるため，この区画に着目して評価を実施する。

表1　ＲＣＩＣ系機能維持に必要な設備の配置

設置場所		主な設備
原子炉棟　４階	EL.＋29.0m	RCIC 注入弁
		直流 125V MCC（2A-2）
		:
原子炉棟　３階	EL.＋20.3m	RCIC 外側隔離弁
原子炉棟 地下１階 共通エリア	EL.＋2.0m	RCIC タービン排気弁
		RCIC DIV-Ⅰ計装ラック
		直流 125V MCC（2A-1）
		:
原子炉棟 地下２階 ＲＣＩＣポンプ室	EL.－4.0m	RCIC ポンプ
		RCIC タービン
		RCIC 蒸気供給弁
		RCIC PUMP DISCHARGE FLOW（伝送器）
		:
電気室上部　３階 空調機械室	EL.＋23.0m	RCIC TURBINE CONTROL BOX
電気室　１階	EL.＋8.2m	直流 125V 蓄電池(2A)
		直流 125V 充電器盤(2A)
		直流 125V 直流母線盤(2A)
		直流 125V 分電盤(2A-1)
電気室 地下２階	EL.－4.0m	直流 125V 分電盤(2A-2-1)

2. 原子炉建屋への浸水経路の特定

(1) 原子炉棟

原子炉棟への浸水経路としては，直接の浸水経路として，原子炉建屋大物搬入口からの浸水を考慮する。また，隣接する建屋からの浸水として，廃棄物処理棟を経由した浸水を考慮する。廃棄物処理棟への浸水経路は，建屋外壁部からの直接浸水とタービン建屋経由の経路がある（図１参照）。

原子炉棟へ浸水した海水は，階段やエレベータ部からの流下経路を伝い，原子炉棟の地下１階共通エリア，地下２階ＲＣＩＣポンプ室へと浸水するため，当該エリアに設置されているＲＣＩＣの機能維持に必要な設備の没水・被水により，ＲＣＩＣの機能喪失に至る（図２から図４参照）。

(2) 電気室

電気室への浸水経路としては，建屋外壁部からの浸水として，直接の浸水経路となる電気室機器搬入口（EL.＋9.0m）がある。また，隣接する建屋からの浸水として，サービス建屋とディーゼル発電機室から連絡扉を経由した浸水を考慮する（図１参照）。

電気室へ浸水した海水は，階段からの流下経路を伝い，電気室の地下１階，地下２階へと浸水するため，当該エリアに設置されているＲＣＩＣの機能維持に必要な設備の没水・被水により，ＲＣＩＣの機能喪失に至る（図２から図４参照）。

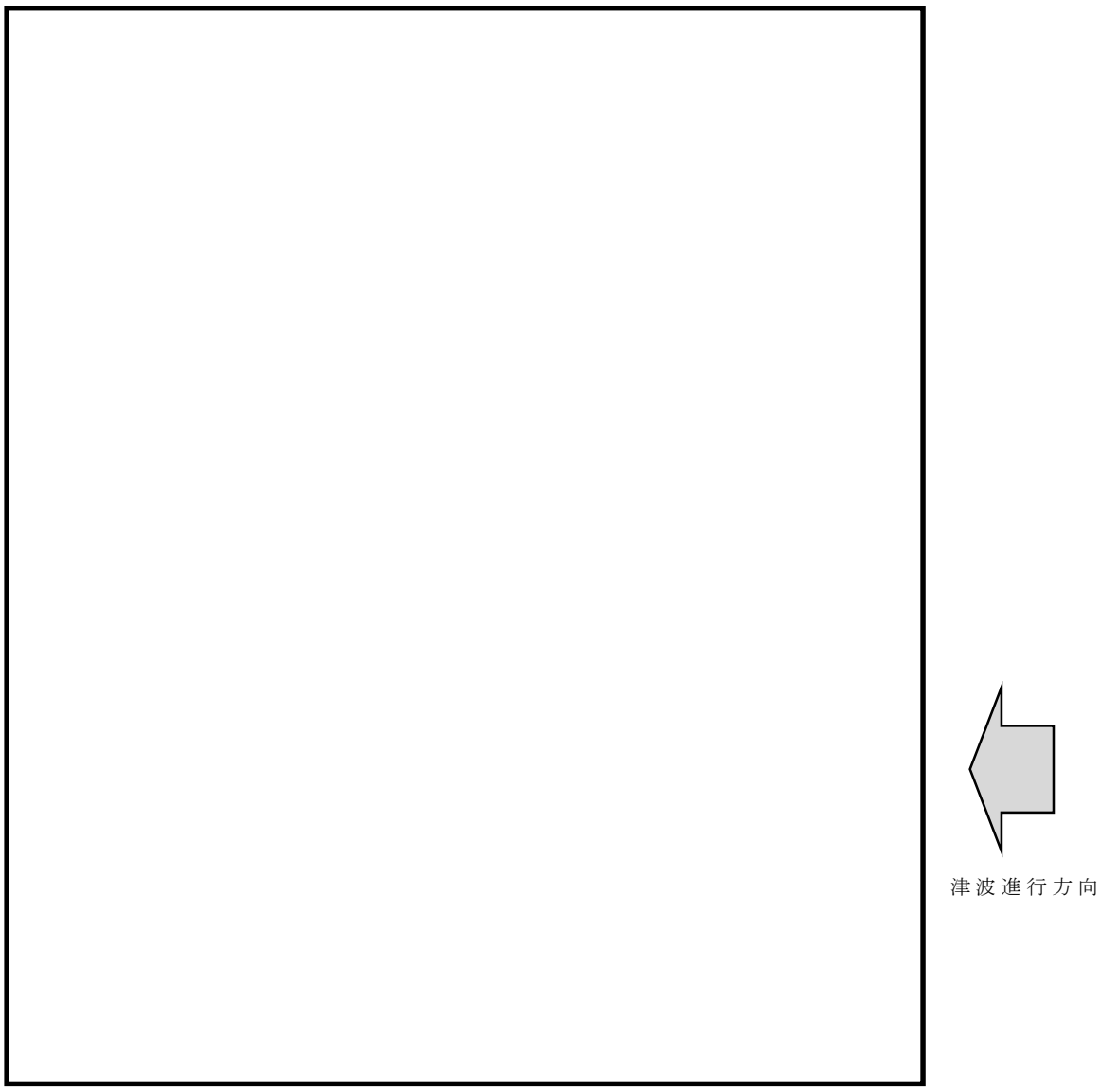


図１　東海第二発電所　原子炉建屋配置

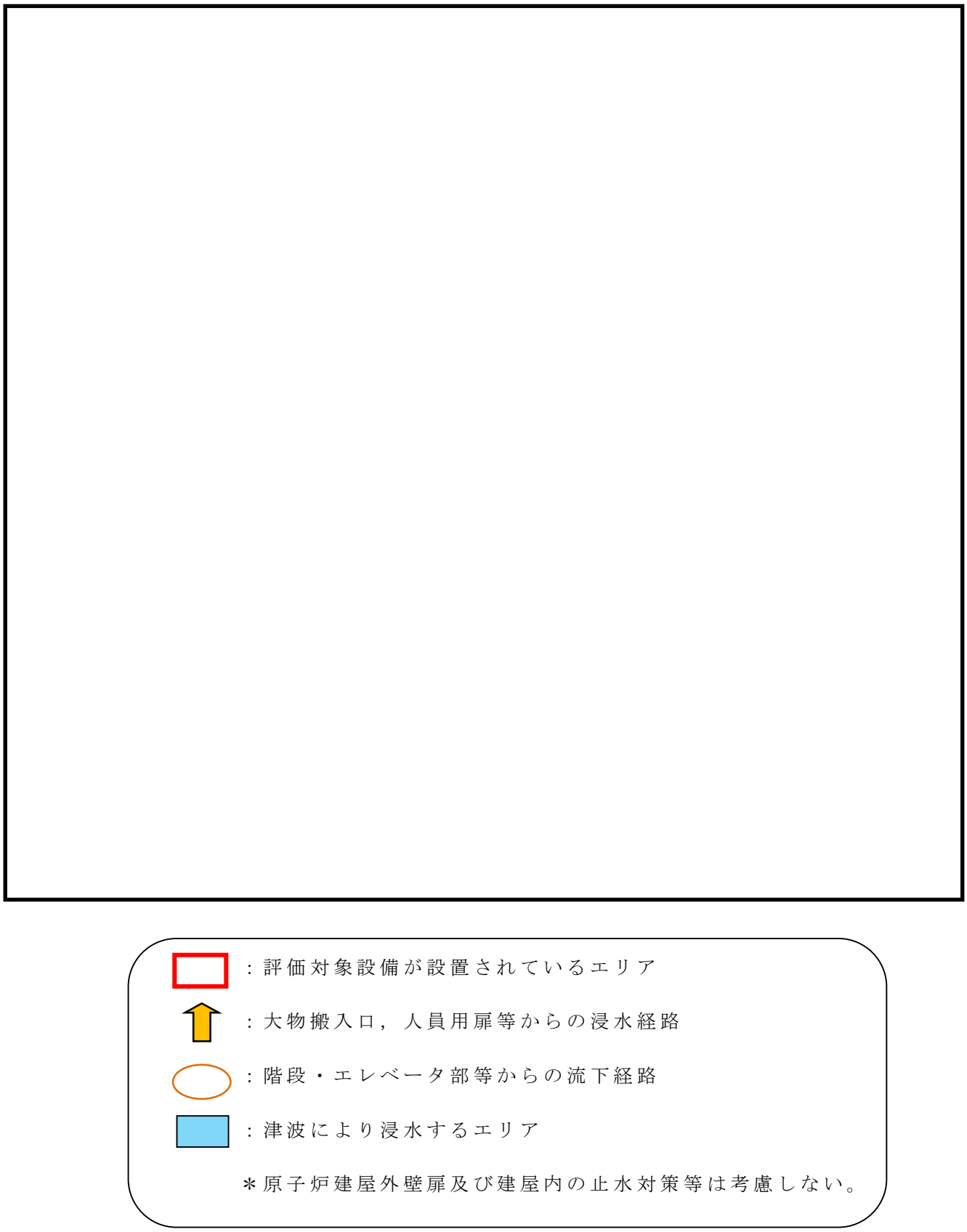
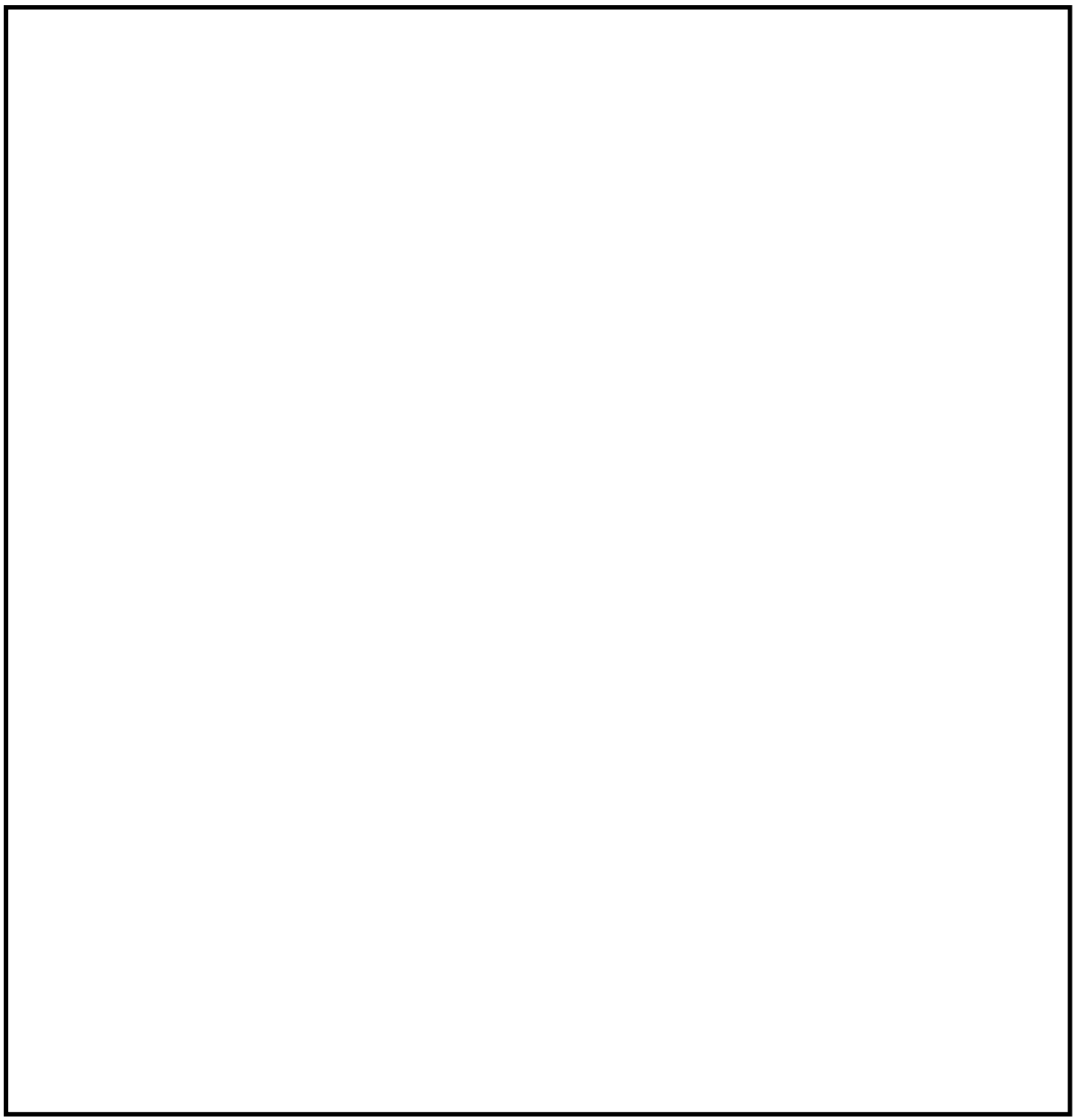


図 2　東海第二発電所　原子炉建屋地上１階(EL.＋8.2m)



：評価対象設備が設置されているエリア

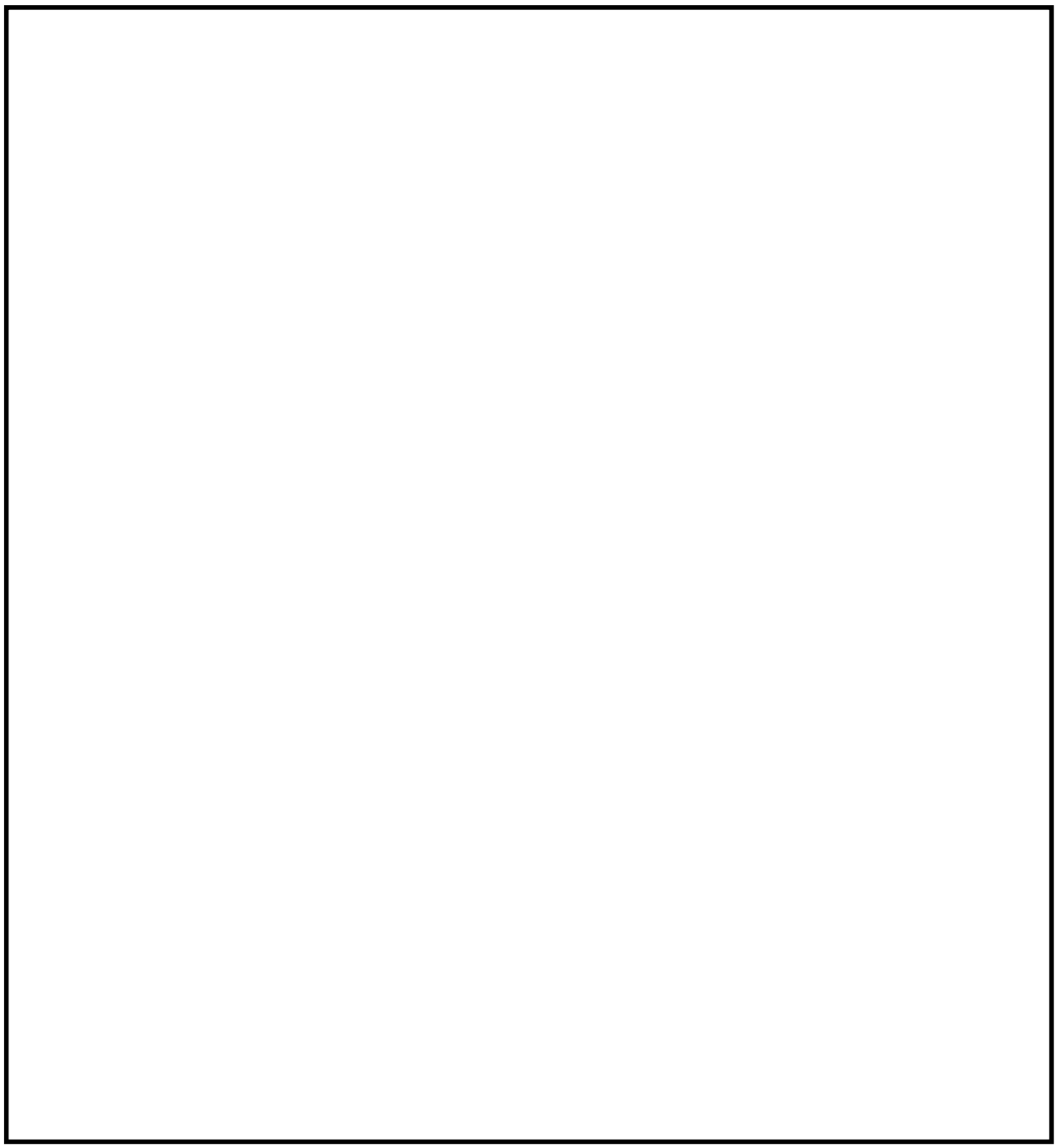
：大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路

：階段・エレベータ部等からの流下経路

：津波により浸水するエリア

＊原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 3　東海第二発電所　原子炉建屋地下１階（EL.＋2.0m）



：評価対象設備が設置されているエリア

：大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路

：津波により浸水するエリア

＊原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図４　東海第二発電所　原子炉建屋地下２階（EL.－4.0m）

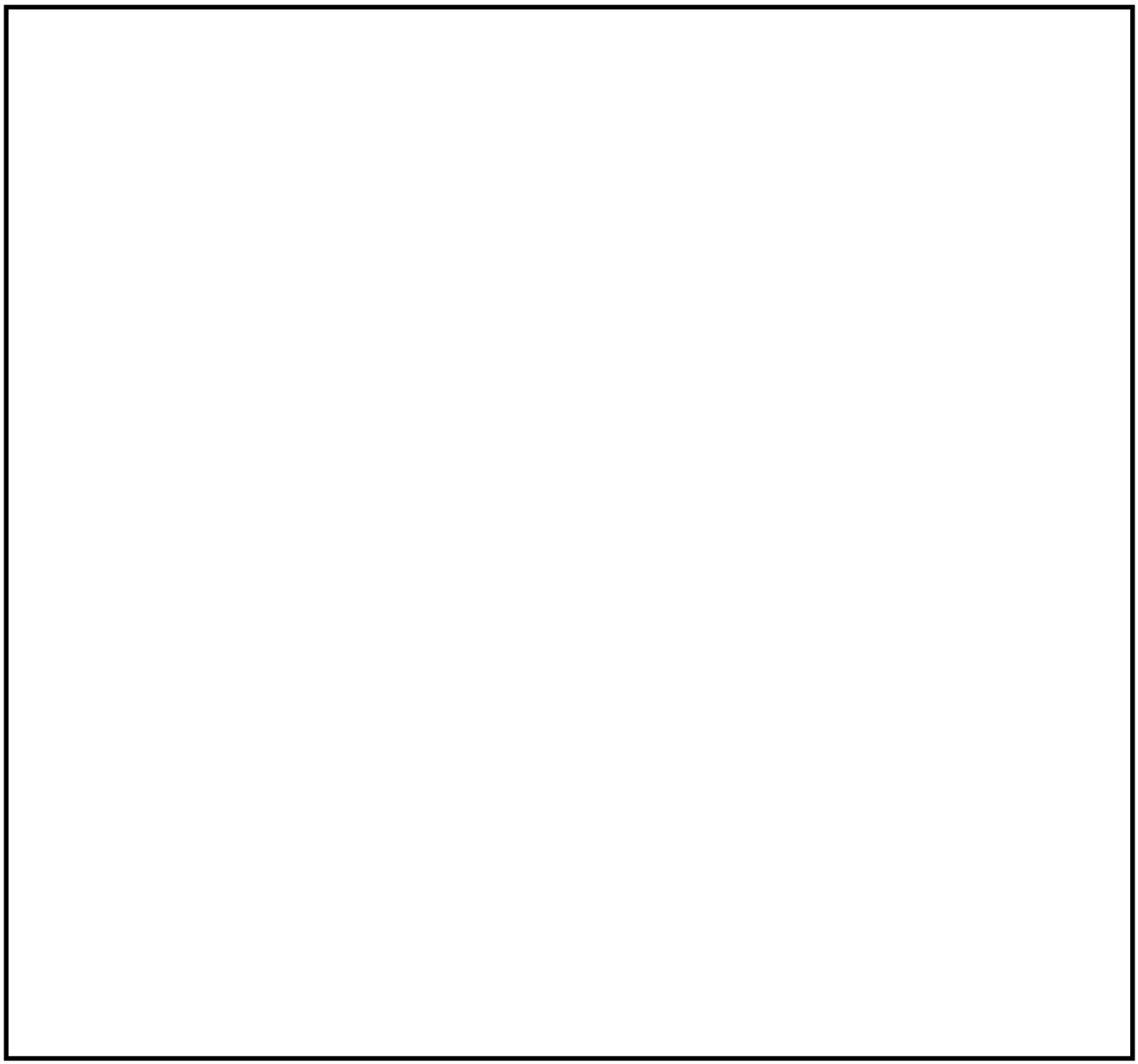
3.　内部溢水対策の考慮

原子炉建屋における内部溢水に対する設計基準事故対処設備として期待している水密扉の配置を，図5から図7に示す。

また，隣接する建屋からの浸水については，内部溢水対策として水密扉を設置しているが，大物搬入口からの原子炉建屋への浸水に対しては，原子炉建屋1階床面高さ（EL.＋8.2m）が，敷地高さ（EL.＋8.0m)に比べ0.2m高く,建屋外からの流入を防止できることから，堰等は設けていない。このため，原子炉建屋の1階床面高さ（EL.＋8.2m）に津波が到達する場合，大物搬入口より，原子炉建屋内に海水が浸水する。

原子炉建屋内の浸水経路については，水密扉によりＲＣＩＣポンプ室等は防護されるが，大物搬入口から浸水した海水が，原子炉棟地下1階の共通エリアに浸水するため，当該エリアに設置されているＲＣＩＣの機能維持に必要な設備の没水・被水により，ＲＣＩＣの機能喪失に至る。

内部溢水評価において設計基準事故対処設備としている水密扉を期待した場合の浸水範囲を，図5から図7に示す。なお，電気室については，津波が電気室機器搬入口の高さ（EL.＋9.0m）に到達した時点から浸水する。



：評価対象設備が設置されているエリア

：大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路

：内部溢水評価で設計基準事故対処設備としている水密扉

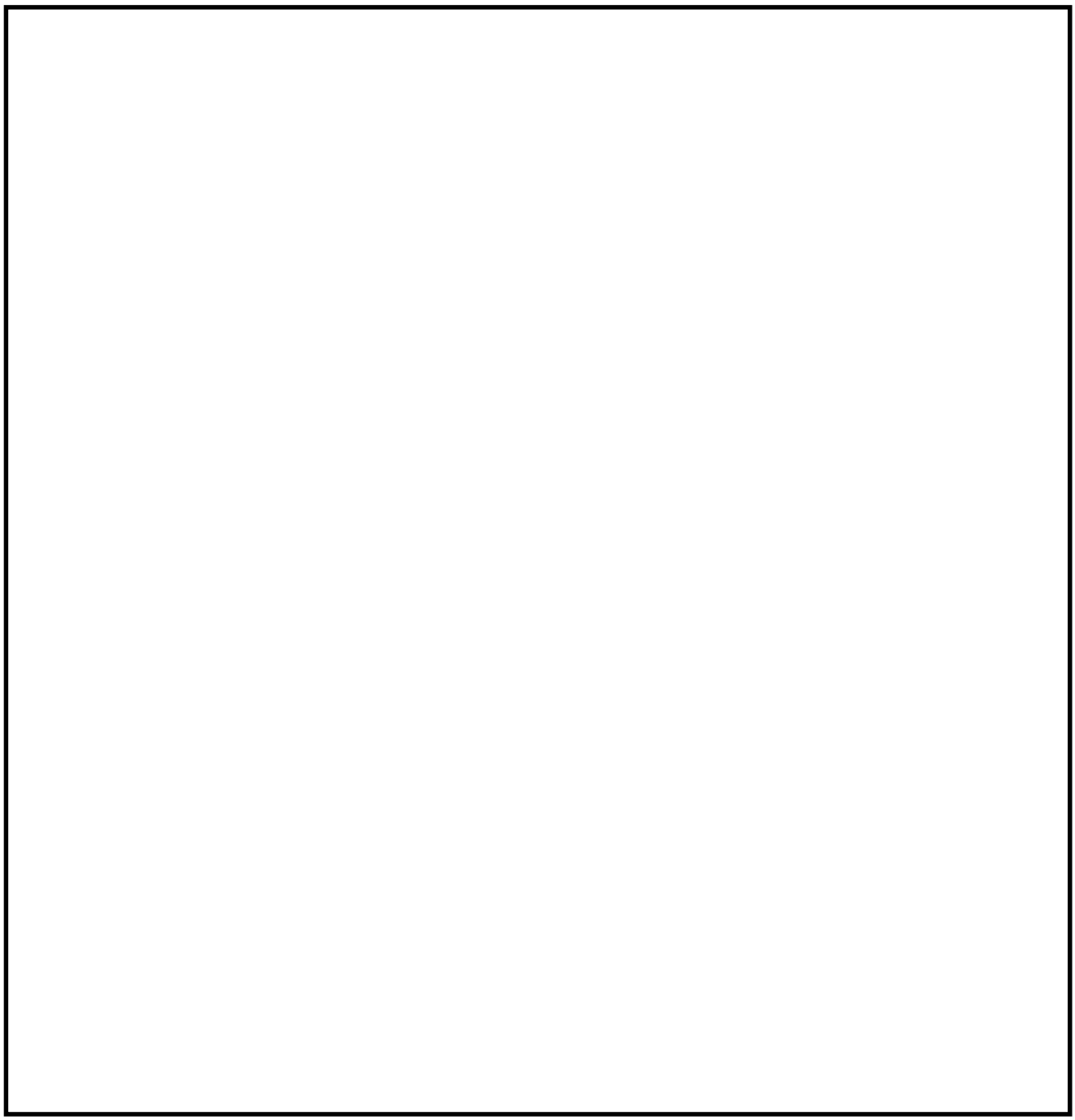
：水密扉で浸水が防止される浸水経路

：階段・エレベータ部等からの流下経路

：津波により浸水するエリア

＊原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 5　東海第二発電所　原子炉建屋地上１階(EL.＋8.2m)



：評価対象設備が設置されているエリア

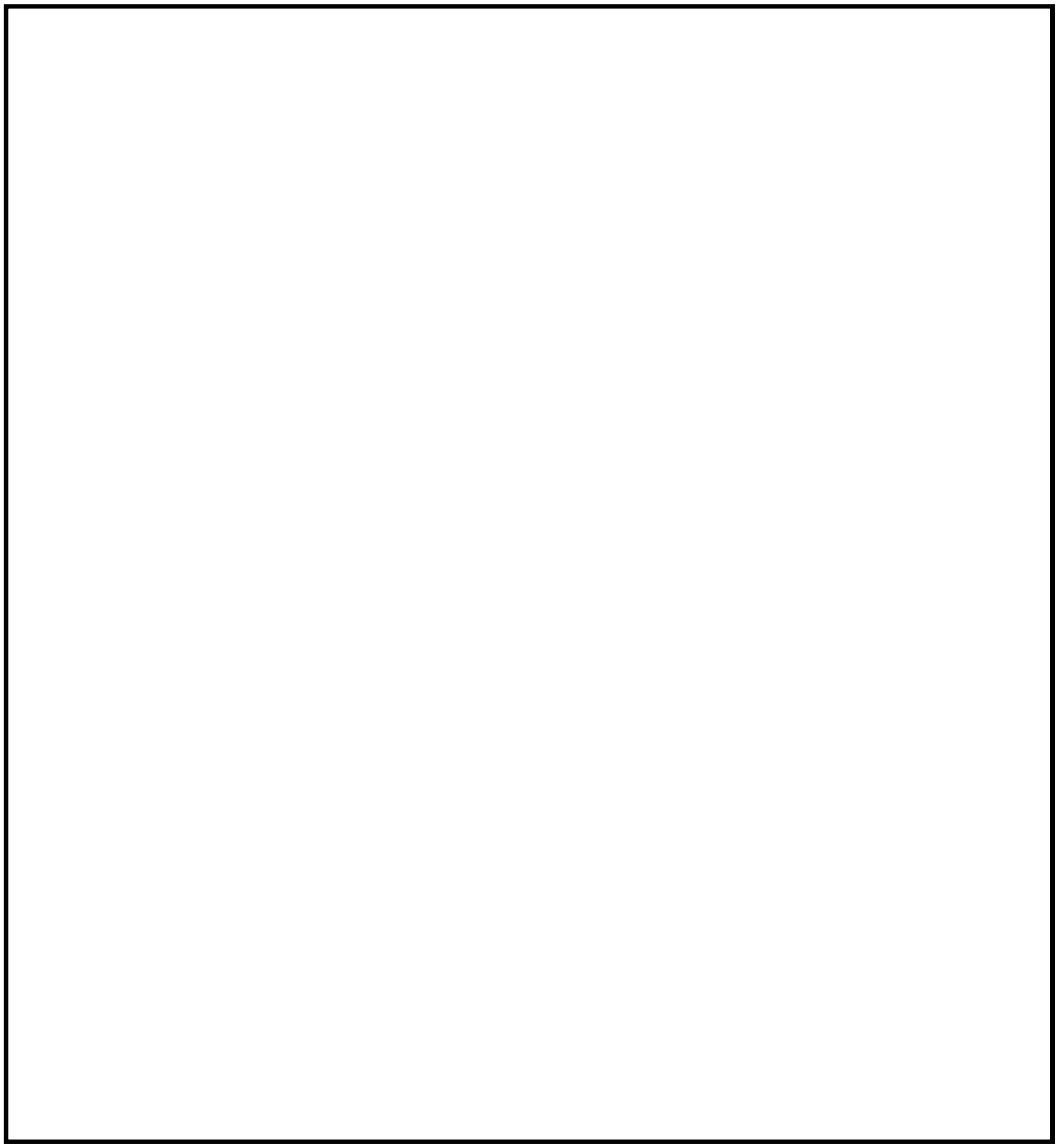
：大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路

：階段・エレベータ部等からの流下経路

：津波により浸水するエリア

＊原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 6　東海第二発電所　原子炉建屋地下１階（EL.＋2.0m）



：評価対象設備が設置されているエリア

：大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路

：内部溢水評価で設計基準事故対処設備としている水密扉

：水密扉で浸水が防止される浸水経路

：津波により浸水するエリア

＊原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 7　東海第二発電所　原子炉建屋地下２階（EL.－4.0m）

4.　建屋内浸水を考慮した場合のシナリオ

直接炉心損傷に至るものとして評価している津波高さT.P.＋23mを超過する事象について，建屋内浸水を考慮したシナリオの分析をした場合，全交流動力電源喪失時に原子炉建屋内への浸水によりＲＣＩＣの機能喪失に至ることから，事故シーケンスグループとしては，「ＴＢＵ」によって炉心損傷に至るものとして分類される。

外部電源の取扱いについて

1. 東海第二発電所の外部電源系統の概要

275kV 送電線 2 回線は，約 17km 離れた東京電力パワーグリッド株式会社那珂変電所（以下「那珂変電所」という。）に接続している。また，154kV 送電線 1 回線は，約 9km 離れた東京電力パワーグリッド株式会社茨城変電所（以下「茨城変電所」という。）に接続している。送電系統図を図 1 に示す。

上記 2 ルート 3 回線の送電線により，万一，那珂変電所が停止した場合でも，東京電力パワーグリッド株式会社 154kV 原子力 1 号線を経由するルートで東海第二発電所に電力を供給することが可能である。また，茨城変電所が停止した場合には，那珂変電所を経由するルートで，東海第二発電所に電力を供給することが可能である。

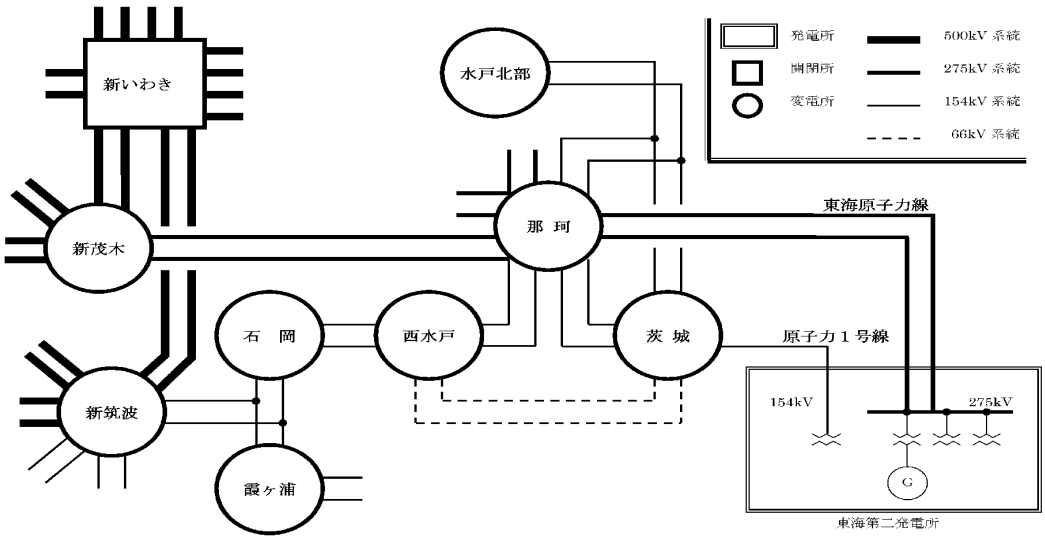


図 1　送電系統図

2. 津波ＰＲＡにおける外部電源の取扱い

(1) 津波ＰＲＡ学会標準における外部電源の取扱い

外部電源の取扱いについて，津波ＰＲＡ学会標準では次のように記載されている。

1.　適用範囲

（略）

軽水型原子力発電所は地震発生前には出力運転状態にあるとする。地震によって安全上重要な機器・システム，建物の機能喪失につながる損傷はない，すなわち，地震による直接的影響はないとする。（略）ただし，外部電源についてはその喪失も考慮する。**【解説 1.2 外部電源喪失の考慮　参照】**地震によって外部電源喪失以外の直接的影響がある場合の津波に起因するリスク評価については適用範囲外とする。（略）

解説１　適用範囲について

1.2　外部電源喪失の考慮

大規模の地震時には，外部電源系統が損傷する可能性が小さくはない。従って，地震による直接的な影響がないことを前提として津波ＰＲＡを実施するとしても，外部電源が利用できない場合のリスクとの比較によってその影響を評価しておくことが期待されるであろう。地震に起因するリスク評価において，外部電源のフラジリティを地震パラメータに関して評価している。それを津波ＰＲＡにおいて，外部電源喪失確率として用いるべきとの意見もあろうが，津波ＰＲＡではリスク評価パラメータは津波高さであり，地震の規模と津波の規模は一対一に対応しない。従って，外部電源の地震時フラジリティを津波ＰＲＡにて用いることはできない。よって，地震によって外部電源が既に喪失している条件でのリスク評価を，別途実施することを求めた。

(2)　東海第二発電所の津波ＰＲＡにおける外部電源の取扱い

ａ．発電所内部の外部電源設備に対する津波影響

東海第二発電所の津波ＰＲＡでは，防潮堤高さ T.P.＋20m を超え敷地内浸水が発生する津波高さを評価対象としている。

外部電源からの受電設備である起動変圧器（275kV）及び予備変圧器（154kV）は屋外に設置されている機器であるが，防潮堤位置で T.P.＋22m の高さまでの津波（以下「津波高さ T.P.＋22m の津波」という。）では没水・被水しないことを敷地内浸水解析により確認している。（添付資料 3.2.2.3-3 参照）

ｂ．発電所外部の外部電源設備に対する津波影響

東海第二発電所外部の送電設備に対する津波の影響については，那珂変電所，茨城変電所は津波高さ T.P.＋22m の津波を考慮した場合でも影響のない高所に位置していることから，津波による影響はないものと考える。

また，東海第二発電所周辺の送電ルートへの影響については，154kV 送電線 1 回線は津波による影響はないと考えられるものの，275kV 送電線 2 回線は津波高さ T.P.＋22m の津波により浸水する箇所に送電鉄塔が設置されているため，275kV 送電線 2 回線からの外部電源は喪失する可能性がある（図 2）。

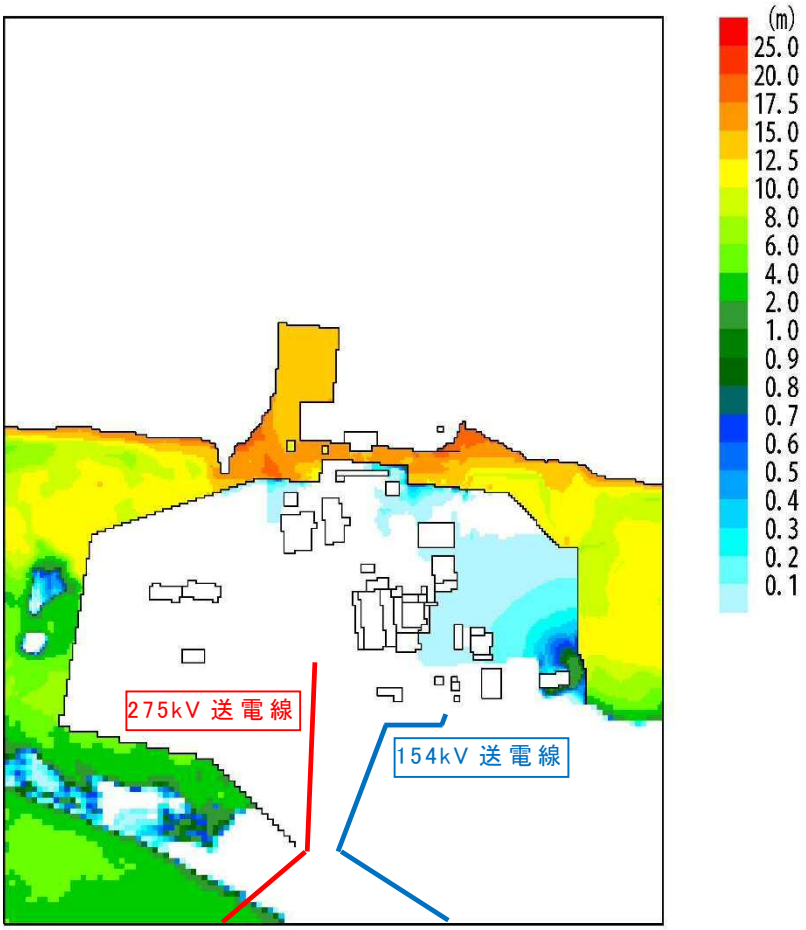


図２　津波高さ T.P.＋22m の津波による東海第二発電所周辺への影響

ｃ．外部電源の有無に関する感度解析

ａ．及びｂ．に示したとおり，津波高さ T.P.＋22m の津波を考慮した場合においても，154kV 送電線及び予備変圧器を介した外部電源に期待できるものと考えられることから，ベースケースにおいては，津波区分１（T.P.＋20m～T.P.＋22m）では外部電源に期待し，津波区分２（T.P.＋22m～24m）を超える津波高さでは外部電源が喪失するものとして評価している。

また，津波ＰＲＡ学会標準の記載を踏まえ，津波襲来前の地震により外部電源が喪失すると仮定した場合の感度解析を実施している。その結果，外部電源の有無により事故シーケンスは

異なるものの，評価対象となる津波高さ（T.P.＋20m～）では緩和設備がなくなり必ず炉心損傷に至るため，全炉心損傷頻度は変わらないことを確認している。

なお，津波ＰＲＡより抽出した事故シーケンスに対する対策については，地震及び津波の影響により外部電源が喪失する可能性があることを考慮し，外部電源に依存しない対策（常設代替高圧電源装置から重大事故等対処設備への給電が可能な設計）としている。

4. レベル１．５ＰＲＡ

4.1 内部事象ＰＲＡ

4.1.1 出力運転時ＰＲＡ

出力運転時レベル１．５ＰＲＡ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 2PSA 編）：2008」に基づいて評価を実施した。評価フロー図を第 4.1.1-1 図に示す。

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

ａ．機器・系統の配置及び形状・設備容量

格納容器の主要仕様を第 4.1.1.1-1 表に示す。

Ｍａｒｋ－Ⅱ格納容器は，第 3.1.1.1-8 図に示したように，円錐フラスタム形をしたドライウェルとその下部に配置した円筒系のサプレッション・チェンバにより構成され，ドライウェルとサプレッション・チェンバはダイヤフラムフロアにて仕切られている。また，ペデスタルは，ベースマットコンクリート上からダイヤフラムフロアを貫通して原子炉圧力容器を支持する構造となっている。

その他の主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「3. レベル１ＰＲＡ」に示すとおりである。

ｂ．事故の緩和操作

本ＰＲＡでは，プラント運転開始時より備えている手段・設備による事故の緩和操作として以下を考慮する。

・原子炉手動減圧

・低圧炉心スプレイ系（ＬＰＣＳ）手動起動

・低圧注水系（ＬＰＣＩ）手動起動

・残留熱除去系（ＲＨＲ）（格納容器スプレイ冷却モード）手動起動

ｃ．燃料及びデブリの移動経路

事故時の燃料及びデブリなどの熱源の移動は，水素発生，溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）及び格納容器内の熱水力挙動，核分裂生成物（ＦＰ）移行挙動に影響する。燃料及びデブリの格納容器内での挙動を第 4.1.1.1-1 図に示す。また，燃料及びデブリの移動経路及びそれに係る挙動を以下に示す（添付資料 4.1.1.1-1)。ペデスタル（ドライウェル部）床からサプレッション・チェンバへの移動経路は，Ｍａｒｋ－Ⅱ格納容器の構造上の特徴である。

	放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動	【原子炉圧力容器破損時】 ペデスタル （ドライウェル部）内	ペデスタル（ドライウェル部）床 溶融貫通	サプレッション・チェンバ
	【ペデスタル（ドライウェル部）床貫通後】 サプレッション・チェンバ	最下区画のため 移動なし	なし
高速ガス流による噴出	【原子炉圧力容器破損時】 ペデスタル （ドライウェル部）内	ペデスタル（ドライウェル部）内 開口部	ドライウェル

4.1.1.2　プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象レベル１ＰＲＡ（出力運転時）で得られた炉心損傷に至る全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）を定義し，ＰＤＳの分類及び発生頻度の評価をする。

(1)　ＰＤＳの一覧

ａ．ＰＤＳの考え方，定義

ＢＷＲのＰＲＡにおいて用いる事故シーケンスの識別子を第4.1.1.2-1表に，レベル１ＰＲＡで得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを第4.1.1.2-2表に示す。ＰＤＳの分類は，レベル１ＰＲＡで得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを，熱水力挙動の類似性及び事故後の緩和設備・緩和操作の類似性から，以下の４項目に着目して実施する。

(a)　格納容器破損時期

炉心損傷後に格納容器破損が生じる場合と格納容器破損後に炉心損傷が生じる場合で分類する。この前後関係によって，事故の防止手段及び緩和手段の種類が大きく異なる。

(b)　原子炉圧力

炉心損傷後，原子炉圧力容器破損に至るまでに，原子炉圧力容器内が高圧状態か低圧状態かで分類する（添付資料4.1.1.2-2)。この圧力状態の違いによって，原子炉圧力容器破損時の格納容器雰囲気の圧力上昇の程度，デブリの飛散の程度等，原子炉圧力容器破損後の事故進展が異なる。

(c)　炉心損傷時期

炉心損傷時期が早期か後期かで分類する。この時期の違い

によって，原子炉圧力容器破損時期，格納容器雰囲気の圧力及び温度上昇の時期が大きく変化し，格納容器破損の時期が影響を受けるため，事故の緩和操作の余裕時間が大きく異なる（添付資料 4.1.1.2-1）。

(d)　電源確保

交流電源及び直流電源の有無により分類する。電源が確保されている場合は緩和操作に期待できる。

b．レベル１ＰＲＡの事故シーケンスのＰＤＳへの分類結果

炉心損傷に至る事故シーケンスを上記ａ．の考え方に基づいてＰＤＳとして分類した結果を第 4.1.1.2-1 図に示す。なお，第 4.1.1.2-1 図の分類結果のうち，次の(a)から(c)の事故シーケンスについては，ＰＤＳの分類方法を個別に検討した。

(a)　ＴＱＵＶとＬＯＣＡ

ＴＱＵＶとＬＯＣＡについては，ＬＯＣＡは原子炉圧力容器破損前に破断口からの放出蒸気により格納容器の圧力・温度が上昇する等，ＴＱＵＶと事象進展が大きく異なるため，異なるＰＤＳとした。なお，ＬＯＣＡ（ＡＥ，Ｓ１Ｅ，Ｓ２Ｅ）については，炉心損傷後のプラント挙動の類似性を考慮して，１つのＰＤＳとした。

(b)　ＴＷとＴＢＷ

ＴＷとＴＢＷは電源の状態が異なるが，いずれも除熱機能が喪失して格納容器が先行破損する事故シーケンスであり，レベル１．５ＰＲＡの範囲では緩和操作に期待できず，事象進展に差異がないため，ＴＷ／ＴＢＷとして１つのＰＤＳとした。

(c) ＴＣとＩＳＬＯＣＡ

ＴＣとＩＳＬＯＣＡについては，ＴＣは格納容器先行破損のシーケンスであることに対して，ＩＳＬＯＣＡは格納容器バイパス事象であることから，異なるＰＤＳとした。

(2) ＰＤＳ別の炉心損傷頻度

ＰＤＳ別の炉心損傷頻度を整理した結果を第 4.1.1.2-3 表に示す。ＰＤＳ別の炉心損傷頻度は，格納容器先行破損のＰＤＳであるＴＷ／ＴＢＷが約 99.6％と支配的である。

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

炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故シーケンスは，次章 4.1.1.4 でイベントツリーによって分析するが，このイベントツリーの最終状態となる格納容器破損モードは，炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を分析することで抽出する。本章では格納容器破損モードを網羅的に抽出し，本ＰＲＡでイベントツリーの最終状態として設定すべき格納容器破損モードを選定する。

本プラントにおけるシビアアクシデントで考えられる事故進展を第 4.1.1.3-1 図に示す。また，事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を抽出した結果を第4.1.1.3-1表に，これらの負荷を発生時期に着目し，以下に示す事故進展フェーズに整理したものを第 4.1.1.3-2 表に示す。

・炉心損傷前

・Ｔ１：原子炉圧力容器破損前

・Ｔ２：原子炉圧力容器破損直後

・Ｔ３：事故後期

事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響する負荷から整理される物理的破損事象を考慮し，選定した格納容器破損モードは以下のとおりである。

ａ．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の発生後，原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り，格納容器をバイパスして放射性物質等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。

b．格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心損傷時点で，格納容器の隔離に失敗しており，隔離失敗箇所から放射性物質等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。

c．早期過圧破損（未臨界確保失敗）

原子炉の未臨界達成に失敗した場合に，炉心で発生する大量の水蒸気により格納容器圧力が上昇し，格納容器が早期に過圧されて破損する格納容器破損モードである。

d．過圧破損（崩壊熱除去失敗）

炉心冷却に成功し崩壊熱除去に失敗した場合に，崩壊熱によって炉心で発生する水蒸気により格納容器圧力が徐々に上昇し，格納容器が過圧されて破損す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，デブリの崩壊熱によって発生する水蒸気，及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスにより格納容器圧力が徐々に上昇し，格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードである。

f．過温破損

原子炉圧力容器破損後，デブリからの崩壊熱によって格納容器雰囲気が加熱され，格納容器貫通部の取付部又はフランジシール部などが熱的に損傷し，格納容器が破損す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

原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に，微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し，格納容器雰囲気が直接加熱

されて急速な圧力上昇が生じることにより格納容器が破損する格納容器破損モードである。

ｈ．水蒸気爆発

デブリがペデスタル（ドライウェル部）の冷却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，デブリと水の接触に伴い，デブリ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

原子炉圧力容器破損後，格納容器内に放出されたデブリによりペデスタル(ドライウェル部)床のコンクリートが侵食され，デブリはペデスタル（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（ドライウェル部）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が破損する格納容器破損モードである。

以上の格納容器破損モードについて，炉心損傷前の格納容器先行破損と，炉心損傷後の格納容器破損に分類して整理したものを第 4.1.1.3-3 表に示す。なお，以下の格納容器破損モードは，分析により除外した。

ｊ．炉内溶融燃料－冷却材相互作用

溶融炉心が下部プレナム内の残存水中に落下し，高温の溶融

炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。このときに発生したエネルギにより，水塊が原子炉圧力容器上部に衝突し，さらに原子炉圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損す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，本ＰＲＡでは格納容器破損モードとして設定していない（添付資料 4.1.1.3-1)。

ｋ．水素燃焼

ジルコニウム－水反応，水の放射線分解等により発生した水素が格納容器雰囲気中の酸素と反応して燃焼し，熱エネルギを放出して格納容器を過圧・過熱することで格納容器が破損す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，本ＰＲＡでは格納容器破損モードとして設定してしない。

ｌ．溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後にペデスタル（ドライウェル部）へ落下したデブリが，ペデスタル（ドライウェル部）床面からドライウェル床に拡がり，ドライウェル壁に直接接触してドライウェル壁の一部が溶融貫通することにより格納容器が破損する格納容器破損モードである。

ただし，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上には拡がらない格納容器構造となっているため，格納容器破損モード

として設定してしない（添付資料 4.1.1.3-2)。

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

シビアアクシデントでは，事故進展の各フェーズにおいて格納容器の健全性を脅かす物理化学現象が異なるため，事故進展フェーズごとに重要な物理化学現象，緩和設備の作動状況及び運転員操作の因果関係を分析して，これらの組合せから事故の進展を分類するために格納容器イベントツリーを構築する。

なお,格納容器先行破損であるＰＤＳ（ＴＷ／ＴＢＷ及びＴＣ）及び格納容器バイパスであるＰＤＳ（ＩＳＬＯＣＡ）については，炉心損傷時点で既に格納容器の閉じ込め機能が喪失しているため，格納容器イベントツリーは構築しない。

(2) 格納容器イベントツリー

ａ．格納容器イベントツリー構築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，ヘディング間の従属性

(a) 重要な物理化学現象，対処設備の作動・不作動及び運転員操作

格納容器イベントツリーの構築に際し，炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について，その発生条件及び発生後の事故進展を第4.1.1.4-1表のとおり整理した。また，格納容器破損モードに関する物理化学現象,対処設備及び運転員操作を第4.1.1.4-2表のとおり整理した。

第4.1.1.4-2表に示す検討結果に基づき，対処設備の作動状態及び物理化学現象の発生状態を分析することにより，格

納容器イベントツリーのヘディングとその定義を第4.1.1.4-3表のとおり設定した。

(b) ヘディング間の従属性

第4.1.1.4-3表で定義したヘディングの状態が発生する確率は，他の複数のヘディングの状態に従属して決定される場合があるため，ヘディングの順序及び分岐確率の設定に際してヘディング間の従属性を整理した。結果を第4.1.1.4-4表に示す。

b．格納容器イベントツリー

選定したヘディングについてヘディング間の従属性を考慮し順序付けして，格納容器イベントツリーを作成した。作成した格納容器イベントツリーを第4.1.1.4-1図に示す。第4.1.1.4-1図の格納容器破損モードは，4.1.1.3(1)で定義した格納容器破損モードを「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」が指定する事故シーケンスグループに集約した形となっている。

4.1.1.5　事故進展解析

格納容器破損頻度を評価するための事故進展解析の目的は，以下の２つがある。

・緩和設備の復旧操作等のための余裕時間の評価

・物理化学現象の発生の有無と格納容器への負荷

このうち後者の物理化学現象の発生と格納容器への負荷については，現象の不確定性等を考慮した分岐確率を評価しているため，ここでは緩和設備の復旧操作等のための余裕時間を評価することを目的とする。したがって，緩和設備が機能しない状態で物理化学現象が発生せずに，格納容器が過圧又は過温破損に至る事故シーケンスを評価する。

(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

プラントの熱水力的挙動及び炉心損傷，原子炉圧力容器破損等の事故の発生時期，シビアアクシデント現象による格納容器負荷を解析するとともに，格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の計算に必要なデータを得ることを目的として，各ＰＤＳを代表する事故進展解析を実施する。

ａ．解析対象事故シーケンスの選定

解析対象事故シーケンスの選定に当たっては，事故進展の類似性，緩和設備の機能喪失状態の類似性を基に選定する。

事故進展の類似性の観点では，第 4.1.1.2-1 図に示すＰＤＳの分類の考え方において，事故進展の類似性を考慮した分類を実施している。ここで，事故進展解析において緩和設備が機能しない状態を想定すること，及び過渡事象とＬＯＣＡでは事故進展が大きく異なると考えられることを踏まえて，事故シーケ

ンスを分類した結果を第 4.1.1.5-1 図に示す。

ＴＱＵＸ，ＴＢＵ及びＴＢＤは，いずれも高圧注水及び減圧ができないまま炉心損傷に至るシーケンスであり，事故進展解析上の相違は見られないと考えられることから，解析についてはＴＱＵＸで代表することとした。

ＴＱＵＶとＴＢＰはそれぞれ解析対象とした。これは，いずれも原子炉は減圧され，高圧及び低圧注水ができないまま炉心損傷に至るシーケンスであるが，ＴＱＵＶは緩和操作としてのＡＤＳによる逃がし安全弁 7 弁での減圧に対し，ＴＢＰでは事象発生初期からの逃がし安全弁 1 弁の再閉鎖失敗による減圧であるため，減圧の挙動が異なり，その後の事象進展に影響を与えることを考慮したためである。

ＬＯＣＡについては，操作余裕時間の観点から事故進展が早いＡＥで代表することとした。

格納容器先行破損（レベル１ＰＲＡの評価の範囲）であるＴＣ，ＴＷ／ＴＢＷ及びＩＳＬＯＣＡについては，炉心損傷の前に格納容器が破損しているモードであり，レベル１．５ＰＲＡにおける緩和手段が存在しないことから，イベントツリーの作成対象から除外した。これは，ＴＣ，ＴＷ／ＴＢＷ及びＩＳＬＯＣＡについては，レベル１ＰＲＡ側で格納容器破損防止対策を講じなければならないということを意味している。

以上の検討の結果，第 4.1.1.5-1 表のとおり以下の事故シーケンスを解析対象として選定した。

・ＴＱＵＶ

・ＴＱＵＸ

・長期ＴＢ

・ＴＢＰ

・ＡＥ

ｂ．事故進展解析の解析条件

プラント構成・特性の調査により設定した，全ての事故シーケンスに対し共通するプラント構成・特性に依存した基本解析条件を第 4.1.1.5-2 表に示す。

また，解析対象の各事故シーケンスの事故状態及び対処設備作動状況に関する事故進展解析条件を第 4.1.1.5-3 表に示す。

なお，事故進展解析には，事故シーケンスに含まれる物理化学現象，機器・系統の動作を模擬することができるＭＡＡＰコードを使用した。

(2)　事故シーケンスの解析結果

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を第 4.1.1.5-2(a) 図～第 4.1.1.5-2 (e) 図に示す。原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力挙動の事故進展を表す主要事象発生時刻を第 4.1.1.5-4 表に示す（添付資料 4.1.1.5-1，添付資料 4.1.1.5-2)。また，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以下に示す。

ａ．ＴＱＵＶ

本事故シーケンスでは，給水喪失後，原子炉減圧には成功するが，原子炉注水機能が作動しないため，炉心損傷に至る。その後，原子炉圧力容器は低圧状態で破損する。 デブリは原子炉圧力容器からペデスタル（ドライウェル部）内に放出され，溶融炉心・コンクリート相互作用によりペデスタル（ドライウェ

ル部）床を貫通する。格納容器は，デブリがサプレッション・プールへ落下することにより発生する蒸気によって過圧され，過圧破損に至る。

ｂ．ＴＱＵＸ

本事故シーケンスでは，給水喪失後，ＲＣＩＣ及びＨＰＣＳによる原子炉注水に失敗し，原子炉減圧に失敗するため炉心損傷に至る。その後，原子炉圧力容器は高圧状態で破損する。格納容器は，原子炉圧力容器が破損した際に噴出される高温のガス流によって過熱され，過温破損に至る。

ｃ．長期ＴＢ

本事故シーケンスは，外部電源喪失後，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。また，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に失敗するが，事象発生後 8 時間までは蒸気駆動のＲＣＩＣによって原子炉水位は維持される。その間，逃がし安全弁からの放出蒸気により，格納容器の温度，圧力は徐々に上昇する。蓄電池枯渇によりＲＣＩＣが機能喪失し，炉心損傷に至る。その後，原子炉圧力容器は高圧状態で破損する。格納容器は，原子炉圧力容器が破損した際に噴出される高温のガス流によって過熱され，過温破損に至る。

ｄ．ＴＢＰ

本事故シーケンスは，外部電源喪失後，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。また，高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に失敗するとともに，逃がし安全弁の再閉鎖失敗により原子炉が減

圧され，ＲＣＩＣによる原子炉注水に失敗し，炉心損傷に至る。その後，原子炉圧力容器は低圧状態で破損する。格納容器は，原子炉圧力容器外に放出されたデブリの崩壊熱により過熱され，過温破損に至る。

ｅ．ＡＥ

本事故シーケンスでは，大破断ＬＯＣＡ発生後，ＥＣＣＳの作動に失敗して炉心損傷に至る。その後，炉心支持板破損によって，デブリと原子炉圧力容器下部プレナムに溜まっていた冷却材が接触することで発生する過熱蒸気が破断口から放出されることによって格納容器が過熱され，過温破損に至る。

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

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，炉心損傷頻度，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）を算出する。

(2)　格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率

格納容器イベントツリーの各ヘディングの分岐確率については，次のとおり設定した。格納容器イベントツリーのヘディングの設定を第 4.1.1.6-1 表に示す。

a．物理化学現象に関する分岐確率の設定

シビアアクシデント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（ＤＥＴ）手法等を用いて，分岐確率を設定した（添付資料 4.1.1.6-1，添付資料 4.1.1.6-3)。

なお，今回の評価で設定した物理化学現象のヘディングの分岐確率は，評価の対象とした物理化学現象が不確実さの大きな現象であることを認識しつつも，現状有している知見をもとに，可能な限りの評価を実施して設定したものであり，今回設定した値には依然大きな不確実さを含んでいるものと認識している。

この内ＩＶＲは，その成立によって事象が緩和される側に寄与する点が他の物理化学現象と異なるが，今回の評価ではヘディン

グとして設定した。これは，格納容器イベントツリーで考慮する物理化学現象の選定にあたっては，格納容器に与える影響が厳しいか，あるいは緩和されるかという観点では無く，考えられる物理化学現象の可能性を排除しないという観点で選定したためである。

このため，今回の評価で設定した物理化学現象のヘディングの分岐確率の多寡は，有効性評価の対象となる評価事故シーケンスを選定する際には影響しない。

b．緩和設備に関する分岐確率の設定

緩和設備に関する分岐確率は，緩和操作までの余裕時間を考慮して作成したフォールトツリーを格納容器イベントツリーにリンキングすることで設定した。

緩和操作実施までの余裕時間の検討結果を第 4.1.1.6-2 表に示す。

また，格納容器隔離の分岐確率は過去の文献を基に設定した（添付資料 4.1.1.6-2)。

(3) 格納容器破損頻度の評価結果（点推定値）

格納容器破損頻度の評価結果を第 4.1.1.6-3 表，第 4.1.1.6-4 表及び第 4.1.1.6-1～3 図に示す。全ＣＦＦは約 6.1E-5／炉年，ＣＣＦＰは約 1.0 であった。

ＰＤＳ別のＣＦＦでは，ＣＦＦの約 99.8%が格納容器先行破損のＰＤＳであるＴＷ／ＴＢＷであった。本ＰＲＡではアクシデントマネジメント（ＡＭ）策を考慮していないことから，炉心損傷後に低圧ＥＣＣＳによる原子炉注水に期待できるＴＱＵＸ以外のＣＣＦＰは約 0.95～1.0 となる。ＴＱＵＸのＰＤＳについては，

炉心損傷後の原子炉手動減圧に成功した場合は低圧ＥＣＣＳによる原子炉注水及びＲＨＲによるドライウェルスプレイに期待できるため，ＣＣＦＰは約 0.46 となった。ただし，上述のとおり，ＰＤＳ別のＣＦＦではＴＷ／ＴＢＷのＰＤＳが支配的であるため，全体のＣＣＦＰは約 1.0 となっている。

格納容器破損モード別のＣＦＦは,「過圧破損（崩壊熱除去失敗）」の寄与が約 99.8％を占める。以下,「過温破損」,「早期過圧破損（未臨界確保失敗）」,「格納容器雰囲気直接加熱」,「過圧破損（長期冷却失敗）」,「水蒸気爆発」,「格納容器隔離失敗」,「インターフェイスシステムＬＯＣＡ」,「溶融炉心・コンクリート相互作用」が続き，これらの寄与は全て 1％以下であった。

格納容器先行破損及び格納容器バイパスを除いた格納容器破損モード別の格納容器破損頻度を第 4.1.1.6-4 図に示す。格納容器先行破損及び格納容器バイパスを除いた場合,「過温破損（原子炉圧力容器高圧破損）」の寄与割合が約 70.9％を占め支配的である。これは，レベル１ＰＲＡにおいて，格納容器先行破損を除いた場合に炉心損傷頻度に対して寄与割合が大きな長期ＴＢは，原子炉圧力が高圧状態で維持されたまま原子炉圧力容器が破損することから,「格納容器雰囲気直接加熱」が発生しない場合は格納容器が過温破損に至ることによる。

(4)　重要度評価について

レベル１ＰＲＡでは格納容器先行破損の事故シーケンスグループが支配的であることを考慮すると，レベル１．５ＰＲＡにおいても，レベル１ＰＲＡにおける重要度評価結果と同様，崩壊熱除去機能に係る系統である残留熱除去系，残留熱除去系海水系及び

非常用ディーゼル発電機の重要度が高くなることは明らかであることから，重要度評価は実施しないこととする。

なお，残留熱除去系の機能喪失については，代替除熱手段である耐圧強化ベント又は格納容器圧力逃がし装置，残留熱除去系海水系の機能喪失については代替残留熱除去系海水系，非常用ディーゼル発電機の故障については常設代替高圧電源装置により，格納容器破損頻度の低減が可能である。

4.1.1.7　不確実さ解析及び感度解析

(1)　不確実さ解析

格納容器破損モード別のＣＦＦの不確実さ解析結果を第4.1.1.7-1表及び第4.1.1.7-1図に示す。

不確実さ解析の結果，全ＣＦＦの平均値は，約6.1E-5／炉年，エラーファクタは約4.1となった。また，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はなく，「過圧破損（崩壊熱除去失敗）」が支配的であることを確認した。

(2)　感度解析

4.1.1.6で説明した評価結果（以下「ベースケース」という。）では，ＡＭ策に期待していない評価としているため，全ＣＦＦに対しては格納容器先行破損のＰＤＳであるＴＷ／ＴＢＷが支配的となっている。このため，格納容器イベントツリーを展開した炉心損傷後に格納容器破損に至るＰＤＳの寄与は小さく，上記(1)のとおり物理化学現象の分岐確率等の不確実さも有意な影響を与えていないが，重大事故等に対する対策を講じる上でＭａｒｋ－Ⅱ型格納容器の特徴を把握するため，これらのＰＤＳの事故シーケンスの定量化に当たってのモデル上の不確実さの要因等の影響について，以下の感度解析を実施した。

・モデル上の仮定に係る感度解析

デブリによるペデスタル（ドライウェル部）床のサンプドレン配管破損及びサプレッション・プールへ落下したデブリによる残留熱除去系吸込ストレーナ閉塞等を考慮（添付資料4.1.1.7-1）

・物理化学現象による格納容器破損確率（以下「ＣＦＰ」という。）に係る感度解析

他研究機関等においてＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラントを対象に実施された物理化学現象によるＣＦＰ評価結果を考慮

ａ．モデル上の仮定に係る感度解析（感度解析ケース１）

ベースケースでは，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するシーケンスにおいて，ペデスタル（ドライウェル部）床面に落下したデブリ冷却が不十分な場合には，デブリはペデスタル（ドライウェル部）床のコンクリートを侵食しサプレッション・プールに落下するとしている。また，サプレッション・プール落下時に水蒸気爆発が発生しない場合は，発生蒸気による圧力上昇を残留熱除去系にて抑制できるとしている。

一方，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器の原子炉圧力容器外のデブリ挙動及び格納容器破損モード等を評価したＮＵＲＥＧ／ＣＲ－５６２３，５５２８においては，ペデスタル（ドライウェル部）床面に落下したデブリによるペデスタル（ドライウェル部）床サンプドレン配管の破損並びにデブリがサプレッション・プールに落下した場合の残留熱除去系等の吸込ストレーナ閉塞及びＮＰＳＨ喪失の可能性が指摘されている。

以上を踏まえ，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するシーケンスにおいて，以下の条件を仮定した感度解析を実施した。

・ペデスタル（ドライウェル部）注水の有無に係らず，原子炉圧力容器破損直後にデブリによりペデスタル（ドライウェル

部）床サンプドレン配管が破損し，デブリがサプレッション・プールに落下する。

・サプレッション・プールに落下したデブリにより残留熱除去系は使用不能とし，水蒸気爆発又は発生蒸気による過圧による格納容器破損の可能性を考慮する。

感度解析結果を第 4.1.1.7-2 表及び第 4.1.1.7-2 図に示す。感度解析結果とベースケースを比較すると，過温破損（原子炉圧力容器低圧破損）によるＣＦＦが低下し，溶融炉心・コンクリート相互作用，過圧破損（長期冷却失敗）及び水蒸気爆発（サプレッション・プール）によるＣＦＦが増加しているが，炉心損傷後の支配的な格納容器破損モードが過温破損（原子炉圧力容器高圧破損）であることに変わりはなく，また，全ＣＦＦに対しても有意な感度を持っていない。

しかしながら，重大事故等に対する対策を講じる上では，原子炉圧力容器が低圧状態で破損する事故シーケンスにおいて，ペデスタル（ドライウェル部）床サンプドレン配管破損等の発生の可能性についても留意する必要がある。

ｂ．ＣＦＰに係る感度解析

ベースケースでは，物理化学現象等によるＣＦＰの不確実さ幅を考慮した不確実さ解析を実施している。ここでは，不確実さの大きな物理化学現象に対して，他研究機関等が国内ＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラントを対象として評価したＣＦＰを適用した場合の感度解析を実施した。調査した他研究機関等の評価結果を第 4.1.1.7-3 表に示す。この結果に基づき実施した解析は以下のとおりである。

・格納容器雰囲気直接加熱によるＣＦＰ（感度解析ケース２）

・水蒸気爆発によるＣＦＰ（感度解析ケース３）

感度解析結果を第 4.1.1.7-4 表及び第 4.1.1.7-3 図に示す。いずれの感度解析ケースにおいても，各格納容器破損モードのＣＦＦはベースケースの不確実さの幅の中に納まっており，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器の特徴を把握する上で，有意な影響がないことを確認した。

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

4.1.1.6及び4.1.1.7の評価結果を踏まえ,主として重大事故等に対する対策を講じる上で考慮すべきＭａｒｋ－Ⅱ型格納容器の破損モードの特徴に係る分析を行った。なお，原子炉圧力容器が高圧状態で破損する場合と低圧状態で破損する場合では，その後の事故進展が相違するため,それぞれのシーケンスについて以下に説明する。

(1)　原子炉圧力容器高圧シーケンス

ａ．炉心損傷後に格納容器破損に至る事故シーケンスのＣＦＦにおいて，原子炉圧力容器高圧シーケンスの寄与は約78%である。

ｂ．原子炉圧力容器高圧シーケンスでの格納容器破損は，原子炉圧力容器高圧破損直後の高温ガス流の噴出により発生する過温破損モードの寄与が支配的となっており，重大事故等に対する対策を講じる上で特に着目すべき破損モードである。

・過温破損モードに至る主要なＰＤＳは長期ＴＢ，ＴＢＵ及びＴＱＵＸであり，これらのＰＤＳは，全交流動力電源喪失時に直流電源が枯渇又は高圧注水機能が喪失し，炉心注水機能の全喪失から炉心損傷となる事故シーケンスである。

・したがって，重大事故等に対する対策を講じる上では，電源機能の強化及び全交流動力電源喪失時の高圧注水機能の強化による炉心損傷防止対策，炉心損傷後の減圧機能の強化による格納容器破損防止対策がリスク低減に寄与すると考えられる。

(2)　原子炉圧力容器低圧シーケンス

ａ．炉心損傷後に格納容器破損に至る事故シーケンスのＣＦＦにおいて，原子炉圧力容器低圧シーケンスの寄与は約22%である。

b．原子炉圧力容器低圧シーケンスでの格納容器破損は，ペデスタル（ドライウェル部）床破損後の水蒸気等の発生による格納容器圧力の上昇により発生する過圧破損（長期冷却失敗）モードの寄与が支配的となっている。

・過圧破損モード（長期冷却失敗）に至る主要なＰＤＳはＴＢＵ及びＴＱＵＶであり，これらのＰＤＳは，全交流動力電源喪失時には高圧注水機能が喪失し，炉心注水機能の全喪失（炉心損傷後に減圧成功），過渡時炉心注水機能の全喪失から炉心損傷となる事故シーケンスである。

・したがって，重大事故等に対する対策を講じる上では，電源機能の強化及び全交流動力電源喪失時の高圧注水機能の強化による炉心損傷防止対策，格納容器圧力上昇を抑制する格納容器除熱機能及び電源機能の確保による格納容器破損防止対策がリスク低減に寄与すると考えられる。

c．Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器は，ドライウェル下部にサプレッション・チェンバを配置する構造上の特徴から，ペデスタル（ドライウェル部）床面に落下したデブリの冷却が不十分な事故シーケンスに対しても，ペデスタル（ドライウェル部）床破損後に，サプレッション・プール水により，デブリを冷却する後備手段を有している。この構造上の特徴がＣＦＦに与える影響を確認した。

・上記影響を確認するため，仮想的にデブリの冷却が不十分な事故シーケンスについては，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により，格納容器破損（原子炉圧力容器支持機能喪失）に至るとした場合の感

度解析（感度解析ケース４）を実施した。

・感度解析結果を第 4.1.1.8-1 表及び第 4.1.1.8-1 図に示す。ベースケースと感度解析結果の原子炉圧力容器低圧シーケンスのＣＦＦは同等であるが，ベースケースは過圧破損（長期冷却失敗）の寄与が大きく，溶融炉心・コンクリート相互作用（ペデスタル（ドライウェル部）床）の寄与が小さい結果となっている。

・この結果は，サプレッション・プールをドライウェル下部に配置した構造が，格納容器の圧力上昇を抑制する格納容器除熱機能の強化に伴い，デブリの冷却が不十分な事故シーケンスによるＣＦＦを低減する効果を有していることを示している。この低減効果の程度は，水蒸気爆発（サプレッション・プール）によるＣＦＰに依存しており，ベースケースでは約 1／10，水蒸気爆発によるＣＦＰを小さく評価している感度解析ケース３では約 1／70 の低減効果となる。

ｄ．上記のとおり，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器は，その構造上の特徴から，格納容器除熱機能の強化に伴いペデスタル（ドライウェル部）床面に落下したデブリの冷却が不十分な事故シーケンスによるＣＦＦを有意に低減することが可能であるが，この事故シーケンスに対する重大事故等に対する対策を講じる上では，以下の観点から，ペデスタル（ドライウェル部）床上でのデブリ冷却機能の確保による格納容器破損防止対策が重要と考える。

・ペデスタル（ドライウェル部）床破損によるサプレッション・プールバイパスの回避

溶融炉心・コンクリート相互作用によるペデスタル（ドラ

イウェル部）床破損及びＮＵＲＥＧ／ＣＲ－５６２３，５５２８において指摘されているペデスタル（ドライウェル部）床サンプドレン配管破損は，ドライウェルとサプレッション・チェンバ空間部間にサプレッション・プールを介さない流路を形成する。このため，格納容器破損やウェットウェル・ベント時の放射性物質のスクラビング機能の喪失となる。

・サプレッション・プール水源機能喪失の回避

ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－５５２８において指摘されているデブリの落下による吸込ストレーナ閉塞，ＮＰＳＨ喪失の可能性を回避し，サプレッション・プールを水源とする注水系等の機能を維持する。

第 4.1.1.1-1 表　格納容器の主要仕様

項目		仕様
型式		圧力抑制形 （Ｍａｒｋ－Ⅱ）
容積	ドライウェル空間部 （ベント管含む）	約 5,700m^3
	サプレッション・チェンバ空間部	約 4,100m^3
	サプレッション・プール水量	約 3,400m^3
最高使用圧力	ドライウェル	0.31MPa［gage］
	サプレッション・チェンバ	0.31MPa［gage］
最高使用温度	ドライウェル	171℃
	サプレッション・チェンバ	104℃
限界圧力		0.62MPa［gage］ （最高使用圧力の 2 倍）
限界温度		200℃

第 4.1.1.2-1 表　事故シーケンスの識別子

識別子	内容
A	大破断ＬＯＣＡ
B	工学的安全施設に対する電源の故障状態
C	原子炉緊急停止系の故障状態
D	工学的安全施設に対する直流電源の故障状態
E	ＥＣＣＳによる注水の故障状態
P	逃がし安全弁の再閉失敗
Q	給水系による注水の故障状態
Ｓ１	中破断ＬＯＣＡ
Ｓ２	小破断ＬＯＣＡ
T	過渡事象
U	高圧注水系による注水の故障状態
V	低圧ＥＣＣＳによる注水の故障状態
W	残留熱除去の失敗状態
X	原子炉の急速減圧の失敗状態

第 4.1.1.2-2 表　炉心損傷に至る事故シーケンス（1／2）

事故シーケンス	特徴
ＴＱＵＶ	高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。本シーケンスにおいては，原子炉は低圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
ＴＱＵＸ	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して炉心損傷に至る事故シーケンスである。本シーケンスにおいては，原子炉は高圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
長期ＴＢ	外部電源喪失後，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。その後，ＨＰＣＳによる炉心冷却に失敗し，ＲＣＩＣの作動には成功するが，直流電源の枯渇によりＲＣＩＣが機能喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり，炉心損傷時期は後期に分類される。
ＴＢＵ	外部電源喪失後，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。ＨＰＣＳ及びＲＣＩＣによる炉心冷却に失敗し，炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
ＴＢＰ	外部電源喪失後，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。Ｓ／Ｒ弁の再閉鎖失敗によりＲＣＩＣが機能喪失し，ＨＰＣＳによる炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は低圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
ＴＢＤ	外部電源喪失後，直流電源系の故障により非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し，ＨＰＣＳによる炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
ＴＷ	事故後，炉心冷却には成功するが，崩壊熱の除去に失敗する事故シーケンスである。崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が過圧破損する。その後，炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は後期に分類される。
ＴＢＷ	外部電源喪失後，区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。ＨＰＣＳによる炉心冷却は継続しているが，崩壊熱の除去に失敗する事故シーケンスである。崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が過圧破損する。その後，炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は後期に分類される。
ＴＣ	事故後，原子炉の未臨界確保に失敗する事故シーケンスである。ＴＷシーケンスと同様，崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が炉心損傷前に過圧破損する。その後，炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は早期に分類される。

第 4.1.1.2-2 表　炉心損傷に至る事故シーケンス（2／2）

事故シーケンス		特徴
ＬＯＣＡ	ＡＥ	大破断ＬＯＣＡ後，炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため，原子炉は低圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
	ＳＩＥ	中破断ＬＯＣＡ後，炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため，原子炉は低圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
	Ｓ２Ｅ	小破断ＬＯＣＡ後，炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため，原子炉は低圧状態であり，炉心損傷時期は早期に分類される。
ＩＳＬＯＣＡ		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し，原子炉冷却材の原子炉建屋への流出が継続し炉心損傷に至る事故シーケンスである。炉心損傷時期は早期に分類される。

第 4.1.1.2-3 表　プラント損傷状態別の炉心損傷頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
ＴＱＵＶ	3.5E-09	＜0.1%
ＴＱＵＸ	2.0E-08	＜0.1%
長期ＴＢ	7.7E-08	0.1%
ＴＢＵ	2.1E-08	＜0.1%
ＴＢＰ	5.3E-10	＜0.1%
ＴＢＤ	6.0E-12	＜0.1%
ＴＷ／ＴＢＷ	6.0E-05	99.8%
ＴＣ	2.5E-08	＜0.1%
ＬＯＣＡ	2.2E-11	＜0.1%
ＩＳＬＯＣＡ	4.8E-10	＜0.1%
合計	6.1E-05	100.0%

第 4.1.1.3-1 表　格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類の抽出

破損状態	破損形態	破損形態の解説
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の発生後，原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り，格納容器をバイパスして放射性物質等が原子炉建屋内に放出される。
	格納容器隔離失敗	炉心損傷時点で，格納容器の隔離に失敗しており，隔離失敗箇所から放射性物質等が原子炉建屋内に放出される。
格納容器破損	早期過圧破損（未臨界確保失敗）	原子炉の未臨界達成に失敗した場合に，炉心で発生する大量の水蒸気により格納容器の圧力が上昇し，早期に格納容器の過圧破損に至る。
	過圧破損（崩壊熱除去失敗）	炉心冷却に成功し崩壊熱除去に失敗した場合に，崩壊熱によって炉心で発生する水蒸気により格納容器圧力が徐々に上昇し，格納容器の過圧破損に至る。
	過圧破損（長期冷却失敗）	炉心損傷後に，デブリの崩壊熱によって発生する水蒸気，及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスにより格納容器圧力が徐々に上昇し，格納容器の過圧破損に至る。
	過温破損	原子炉圧力容器破損後，デブリからの崩壊熱によって格納容器雰囲気が加熱され，格納容器貫通部の取付部又はフランジ部などが熱的に損傷し，格納容器破損に至る。
	格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）	原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に，微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し，格納容器雰囲気が直接加熱されて急速な圧力上昇が生じることにより格納容器破損に至る。
	水蒸気爆発（ＦＣＩ）	デブリと水が接触した場合に，デブリの持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され，格納容器への荷重が生じることにより格納容器破損に至る。
	溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	原子炉圧力容器破損後，格納容器内に放出されたデブリによりペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，デブリはペデスタル（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，原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器破損に至る。

第 4.1.1.3-2 表　プラント損傷状態と負荷の対応

プラント損傷状態	炉心損傷前	Ｔ１	Ｔ２	Ｔ３
ＴＱＵＶ ＴＱＵＸ 長期ＴＢ ＴＢＵ ＴＢＰ ＴＢＤ ＬＯＣＡ	－	格納容器隔離失敗	格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ） 水蒸気爆発（ＦＣＩ）	過圧破損（長期冷却失敗） 過温破損 溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ） 水蒸気爆発（ＦＣＩ）
ＴＷ／ＴＢＷ	過圧破損 （崩壊熱除去失敗）	－	－	－
ＴＣ	早期過圧破損 （未臨界確保失敗）	－	－	－
ＩＳＬＯＣＡ	インターフェイスシステム ＬＯＣＡ	－	－	－

Ｔ１：原子炉圧力容器破損前

Ｔ２：原子炉圧力容器破損直後

Ｔ３：事故後期

第 4.1.1.3-3 表　格納容器破損モードの選定

格納容器の状態		格納容器破損モード	格納容器破損モードの概要
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後の格納容器バイパス
格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	事故後に格納容器の隔離に失敗
格納容器物理的破損	格納容器先行破損	早期過圧破損（未臨界確保失敗）	未臨界確保に失敗し，水蒸気発生に伴う過圧による格納容器先行破損
		過圧破損（崩壊熱除去失敗）	崩壊熱除去に失敗し，水蒸気発生に伴う過圧による格納容器先行破損
	炉心損傷後の格納容器破損	過圧破損（長期冷却失敗）	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積に伴う過圧による格納容器破損
		過温破損	格納容器貫通部等が過温により破損
		格納容器雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損
		水蒸気爆発	水蒸気爆発による格納容器破損
		溶融炉心・コンクリート相互作用	溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，原子炉圧力容器支持機能の喪失による格納容器破損

第 4.1.1.4-1 表　シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
原子炉圧力容器破損	・炉心溶融進展が炉心への注水により停止しない	・デブリの原子炉圧力容器外への放出。
過圧破損 （長期冷却失敗）	・崩壊熱による水蒸気発生 ・デブリが冷却できない場合の溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生	・水蒸気により過圧され格納容器破損に至る。 ・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格納容器破損に至る。
過温破損	・デブリへの注水失敗	・格納容器貫通部あるいはフランジ部が熱的に損傷し，格納容器破損に至る。
格納容器雰囲気直接加熱 （ＤＣＨ）	・高圧状態で原子炉圧力容器が破損	・微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し，格納容器雰囲気が直接加熱されて急速に格納容器が過圧され格納容器破損に至る。
水蒸気爆発（ＦＣＩ）	・水中へのデブリの落下 ・デブリへの注水	・デブリと水の接触に伴い，デブリの持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され，格納容器への荷重が生じることにより格納容器破損に至る。
溶融炉心･コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）	・格納容器内に放出されたデブリの冷却失敗	・格納容器内に放出されたデブリにより，ペデスタル（ドライウェル部）床面のコンクリートが侵食され，その後，ペデスタル（ドライウェル部）床の溶融貫通により，デブリはサプレッション・プールに落下する。落下したデブリにより，溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器破損に至る。

第 4.1.1.4-2 表　格納容器破損モードと物理化学現象，対処設備，運転員操作の対応整理

格納容器破損モード	物理化学現象	対処設備	運転員操作
過圧破損 （長期冷却失敗）	・過圧破損	・ＲＨＲ （格納容器スプレイ冷却）	・ＲＨＲ手動起動
過温破損	・原子炉圧力容器破損 ・溶融炉心・コンクリート相互作用	・ＥＣＣＳ	・損傷炉心への注水（原子炉圧力容器の破損回避）
格納容器雰囲気直接加熱	・原子炉圧力容器破損 ・格納容器雰囲気直接加熱	・Ｓ／Ｒ弁 ・ＥＣＣＳ	・原子炉減圧（原子炉圧力容器の高圧破損回避） ・損傷炉心への注水（原子炉圧力容器の破損回避）
水蒸気爆発	・原子炉圧力容器破損 ・水蒸気爆発	・ＥＣＣＳ	・損傷炉心への注水（原子炉圧力容器の破損回避） ・デブリへの注水（原子炉圧力容器の破損口経由）
溶融炉心・コンクリート相互作用	・原子炉圧力容器破損 ・溶融炉心・コンクリート相互作用	・ＥＣＣＳ	・損傷炉心への注水（原子炉圧力容器の破損回避） ・デブリへの注水（原子炉圧力容器の破損口経由）

第 4.1.1.4-3 表　ヘディングの選定及び定義

	ヘディング		定義
Ｔ１	格納容器隔離		炉心が損傷した状態での格納容器隔離が正常に実施されない場合，失敗とする。
	原子炉減圧		炉心損傷後，原子炉減圧ができない場合，失敗とする。
	原子炉圧力容器注水		低圧ＥＣＣＳによる注水ができない場合，失敗とする。
	原子炉圧力容器破損		低圧ＥＣＣＳによる注水により，デブリが下部プレナムにて冷却できず，原子炉圧力容器内に保持できない場合，有とする。
Ｔ２	ＦＣＩ		ペデスタル（ドライウェル部）内の水プールに落下したデブリにより，水蒸気爆発が発生し，格納容器が破損する場合，有とする。
	ＤＣＨ		原子炉圧力容器の高圧破損時にデブリが微粒子化し，雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化・発熱反応が発生し，格納容器が破損する場合，有とする。
Ｔ３	格納容器注水	ペデスタル（ドライウェル部）	低圧ＥＣＣＳによる注水（原子炉圧力容器の破損口経由）ができない場合，失敗とする。
		ドライウェル	格納容器冷却スプレイモードによるスプレイができない場合，失敗とする。
	ＦＣＩ	ペデスタル（ドライウェル部）	低圧ＥＣＣＳにより，原子炉圧力容器の破損口経由でペデスタル（ドライウェル部）のデブリに注水した際，水蒸気爆発が発生し，格納容器が破損する場合，有とする。
	デブリ冷却		低圧ＥＣＣＳによる注水（原子炉圧力容器の破損口経由）に成功するものの，デブリ冷却ができずに溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，ペデスタル（ドライウェル部）床が溶融貫通する場合，失敗とする。
	ＦＣＩ	サプレッション・プール	ペデスタル（ドライウェル部）床貫通に伴い，デブリがサプレッション・プールに落下することにより，水蒸気爆発が発生し，格納容器が破損する場合，有とする。
	デブリ冷却		ペデスタル（ドライウェル部）床貫通により落下したデブリが，サプレッション・プールで冷却できずに溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器が破損する場合，失敗とする。

第4.1.1.4-4表　ヘディングの従属性

ヘディング（影響を受ける側）			ヘディング（影響を与える側）	T1				T2		T3					
				格納容器隔離	原子炉減圧	原子炉圧力容器注水	原子炉圧力容器破損	FCI	DCH	格納容器注水		ペデスタル（ドライウェル部）		サプレッション・プール	
										ペデスタル（ドライウェル部）	ドライウェル	FCI	デブリ冷却	FCI	デブリ冷却
T1	格納容器隔離														
	原子炉減圧														
	原子炉圧力容器注水				○※1										
	原子炉圧力容器破損				○※2	○※4									
T2	FCI					○※5	○※5								
	DCH				○※3		○※3								
T3	格納容器注水	ペデスタル（ドライウェル部）				○※6	○※7								
		ドライウェル				○※6				○※6					
	ペデスタル（ドライウェル部）	FCI					○※7			○※8					
		デブリ冷却					○※7			○※9					
	サプレッション・プール	FCI					○※7			○※9			○※10		
		デブリ冷却					○※7			○※9			○※10		

○：前段のヘディングにおける緩和設備の成功／失敗状態又は物理化学現象の発生により，当該ヘディングに影響を及ぼすもの
※　1：低圧ＥＣＣＳによる原子炉圧力容器注水を実施するためには原子炉減圧が必要
※　2：原子炉圧力容器破損回避のための低圧ＥＣＣＳによる原子炉圧力容器注水を実施するためには原子炉減圧が必要
※　3：原子炉減圧に失敗し原子炉圧力容器が高圧で破損する場合，ＤＣＨの可能性あり
※　4：低圧ＥＣＣＳによる原子炉圧力容器への注水に成功した場合，原子炉圧力容器破損の回避に期待できる
※　5：低圧ＥＣＣＳによる原子炉圧力容器への注水に成功し，原子炉圧力容器が破損する場合，ＦＣＩの可能性あり
※　6：一部同じ系統であるため従属性あり
※　7：原子炉圧力容器破損時のＦＣＩ及びＤＣＨを回避できた場合に，緩和設備又は物理化学現象を考慮する
※　8：ペデスタル（ドライウェル部）への注水時にＦＣＩの可能性あり
※　9：ペデスタル（ドライウェル部）への注水が成功した場合，デブリのペデスタル（ドライウェル部）床貫通の回避に期待できる
※10：ペデスタル（ドライウェル部）におけるデブリ冷却に失敗した場合，サプレッション・プールにおける物理化学現象を考慮する

第 4.1.1.5-1 表　事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス

ＰＤＳ	代表事故シーケンス	
ＴＱＵＶ	ＴＱＵＶ	全給水喪失を起因事象とし，その後の高圧ＥＣＣＳの注水に失敗し，自動減圧系の作動には成功するものの，低圧ＥＣＣＳの注水に失敗すると仮定する。
ＴＱＵＸ ＴＢＵ ＴＢＤ	ＴＱＵＸ	全給水喪失を起因事象とし，主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの，その後の高圧ＥＣＣＳの注水に失敗し，自動減圧系の作動に失敗すると仮定する。
長期ＴＢ	長期ＴＢ	外部電源喪失を起因事象とし，非常用ＤＧ2 台が機能喪失した状態で，主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの，ＨＰＣＳによる注水に失敗すると仮定する。その後，直流電源蓄電池が枯渇するまでの 8 時間はＲＣＩＣによる炉心冷却が継続すると仮定する。
ＴＢＰ	ＴＢＰ	外部電源喪失を起因事象とし，非常用ＤＧ2 台が機能喪失した状態で，主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの，ＨＰＣＳによる注水に失敗すると仮定する。その後，逃がし安全弁の再閉鎖に失敗し，原子炉が減圧されるため，ＲＣＩＣによる炉心冷却にも失敗すると仮定する。
ＬＯＣＡ	ＡＥ	再循環配管の両端破断を想定した原子炉冷却材喪失を起因事象とし，その後の高圧ＥＣＣＳ及び低圧ＥＣＣＳの注水に失敗すると仮定する。

第 4.1.1.5-2 表　基本解析条件

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）	
サプレッション・プール初期水位	7.0m	通常水位
格納容器初期圧力	5kPa[gage]	通常運転時圧力
格納容器初期温度	ドライウェル：57℃	通常運転中のドライウェル内平均温度
	サプレッション・プール：32℃	通常運転中の上限値
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] （過圧破損条件）	格納容器の健全性が保てる範囲として設定
格納容器破損温度	200℃ （過温破損条件）	

第 4.1.1.5-3 表　各事故シーケンスの事故進展解析条件

事故シーケンス	起因事象	スクラム系	ＲＣＩＣ	ＨＰＣＳ	原子炉減圧	ＬＰＣＳ	ＬＰＣＩ	格納容器スプレイ
ＴＱＵＶ	過渡事象（全給水喪失）	作動	不作動	不作動	作動	不作動	不作動	不作動
ＴＱＵＸ	過渡事象（全給水喪失）	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
長期ＴＢ	外部電源喪失	作動	作動（8 時間後に停止）	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
ＴＢＰ	外部電源喪失	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
ＡＥ	原子炉冷却材喪失（再循環配管の両端破断）	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動

第 4.1.1.5-4 表　事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

事故シーケンス / 事象進展	ＴＱＵＶ	ＴＱＵＸ	長期ＴＢ	ＴＢＰ	ＡＥ
炉心露出	0.6h	0.6h	9.5h	2.1h	0.01h
燃料被覆管破損（1,000K）	0.7h	0.9h	10.1h	2.5h	0.1h
炉心損傷（1,500K）	0.9h	1.1h	10.4h	2.7h	0.2h
炉心溶融（2,500K）	1.2h	1.3h	10.8h	3.1h	0.5h
炉心支持板破損	2.6h	2.7h	13.9h	4.9h	1.6h
原子炉圧力容器破損	5.4h	3.3h	14.4h	10.7h	4.0h
ペデスタル（ドライウェル部）床貫通	8.4h	－※	－※	14.6h	7.6h
格納容器最高使用圧力到達時刻	7.7h	3.3h	13.9h	12.7h	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）	14.6h（過温破損）	1.6h（過温破損）

※：24 時間以内にペデスタル（ドライウェル部）床貫通せず

○ＭＡＡＰ上の判定基準について

項目	条件	備考
炉心損傷の判断	燃料被覆管の最高温度が 1,500K 到達	炉心損傷が始まる温度
炉心溶融の判断	炉心最高温度が 2,500K 到達	炉心構成物質の代表的な融点
炉心支持板破損の判断	炉心支持板ノードにおいて累積破損割合が 1 となった時点	炉心支持板のクリープ破損を Larson-Miller のパラメータによって判定
原子炉圧力容器破損の判断	ＣＲＤチューブ逸出判定到達	原子炉圧力容器破損モードのうち，最も早い破損形態として，ＣＲＤチューブ逸出を設定
ペデスタル（ドライウェル部）床貫通の判断	コンクリートの侵食深さが [redacted] 到達	ペデスタル（ドライウェル部）床面サンプ部厚さを設定

第 4.1.1.6-1 表　格納容器イベントツリーの分岐確率の設定

	分岐		PDS	分岐確率	EF	分岐確率の評価方法
T1	格納容器隔離		TQUX TQUV LOCA TBU TBP TBD 長期TB	5.0E-03	5.0	NUREG／CR－４２２０で評価された値を設定。
	原子炉減圧		TQUX TBU	フォールトツリーにより設定		炉心支持板破損までの余裕時間における，原子炉減圧に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	原子炉圧力容器注水		TQUX	フォールトツリーにより設定		炉心支持板破損までの余裕時間における，原子炉圧力容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。また，炉心損傷後のため，LOCA信号による自動起動に期待する。
	原子炉圧力容器破損（IVR）		TQUX			IVRに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し，IVRの失敗確率を設定（添付資料 4.1.1.6-3）。
T2	FCI		TQUX LOCA			FCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し，FCIによる格納容器破損確率を設定。なお，TQUX及びLOCAにおいて，原子炉圧力容器破損時にペデスタル（ドライウェル部）に水が存在している想定については，以下のとおり。 【TQUX】 原子炉圧力容器破損前に原子炉圧力容器注水に成功するが，IVRに失敗した場合，原子炉圧力容器内に注水した水がデブリとともにペデスタル（ドライウェル部）に放出される可能性を想定。 【LOCA】 LOCAの発生により，格納容器に流出した原子炉冷却材によってペデスタル（ドライウェル部）に水が存在する可能性を想定。
	DCH		TQUX TBU TBD 長期TB			DCHに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し，DCHによる格納容器破損確率を設定。
T3（原子炉圧力容器健全時）	格納容器注水		TQUX	フォールトツリーにより設定		損傷炉心冷却成功のため，TQUV時の格納容器破損までの余裕時間での格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
T3（原子炉圧力容器破損時）	格納容器注水（ペデスタル（ドライウェル部））	原子炉減圧成功時	TQUX	フォールトツリーにより設定		原子炉圧力容器の低圧破損後のため，TQUV時の原子炉圧力容器破損までの余裕時間におけるペデスタル（ドライウェル部）への注水（原子炉圧力容器の破損口経由）に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	格納容器注水（ドライウェル）	原子炉減圧成功時	TQUX TQUV	フォールトツリーにより設定		原子炉圧力容器の低圧破損後のため，TQUV時の格納容器破損までの余裕時間における格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
		LOCA時	LOCA	フォールトツリーにより設定		LOCA時の格納容器破損までの余裕時間における格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	FCI（ペデスタル（ドライウェル部））		TQUX			FCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し，FCIによる格納容器破損確率を設定。
	デブリ冷却（ペデスタル（ドライウェル部））		TQUX			MCCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し，MCCIによる格納容器破損確率を設定。
	FCI（サプレッション・プール）		TQUX TQUV LOCA			FCIに係る過去の試験結果を踏まえ，トリガリングの発生確率をFCIによる格納容器破損確率として設定。
	デブリ冷却（サプレッション・プール）		TQUX TQUV LOCA			MCCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し，MCCIによる格納容器破損確率を設定。

第 4.1.1.6-2 表　緩和操作に対する余裕時間の検討結果

緩和操作	ヘディング	タイミング		適用シーケンス	事故進展解析との関連	余裕時間
炉心冷却	原子炉減圧	事象発生から	炉心支持板破損までに原子炉減圧ができれば，原子炉圧力容器注水により原子炉圧力容器破損を回避できる可能性がある。また，原子炉圧力容器注水ができない場合でも，DCH を回避できる可能性がある。	TQUX，TBU	TQUV 及び TQUX 事故進展解析により，炉心支持板破損まで 2.6h 及び 2.7h であるため，余裕をとり 2h とする。	2 時間
	原子炉圧力容器注水	事象発生から	炉心支持板破損までに原子炉減圧及び原子炉圧力容器注水ができれば，原子炉圧力容器破損を回避できる可能性がある。	TQUX		
ペデスタル（ドライウェル部）注水	格納容器注水（ペデスタル（ドライウェル部））	事象発生から	原子炉圧力容器の減圧成功後，原子炉圧力容器破損までに原子炉圧力容器注水ができれば，原子炉圧力容器破損時にデブリとともに水が落下するため，ペデスタル（ドライウェル部）注水に成功し，ペデスタル（ドライウェル部）床貫通を回避できる可能性がある。	TQUX	TQUV 事故進展解析により，原子炉圧力容器破損は 5.4h であるため，余裕をとり 4h とする。	4 時間
格納容器除熱（RHR）	格納容器注水（ドライウェル）	事象発生から	格納容器破損までにドライウェル注水ができれば，格納容器破損を回避できる可能性がある。	TQUV，TQUX	TQUV 事故進展解析により，格納容器破損は 15.9h であるため，余裕をとり 15h とする。	15 時間
				LOCA	AE 事故進展解析により，格納容器破損は 1.6h であるため，余裕をとり 1h とする。	1 時間

第 4.1.1.6-3 表　プラント損傷状態別の格納容器破損頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 （／炉年）	寄与割合	条件付き格納容器 破損確率（／炉年）	格納容器破損頻度 （／炉年）	寄与割合
ＴＱＵＶ	3.5E-09	＜0.1%	9.5E-01	3.3E-09	＜0.1%
ＴＱＵＸ	2.0E-08	＜0.1%	4.6E-01	9.3E-09	＜0.1%
ＬＯＣＡ	2.2E-11	＜0.1%	1.0E+00	2.2E-11	＜0.1%
ＴＢＵ	2.1E-08	＜0.1%	1.0E+00	2.1E-08	＜0.1%
ＴＢＰ	5.3E-10	＜0.1%	1.0E+00	5.3E-10	＜0.1%
ＴＢＤ	6.0E-12	＜0.1%	1.0E+00	6.0E-12	＜0.1%
長期ＴＢ	7.7E-08	0.1%	1.0E+00	7.7E-08	0.1%
ＴＷ／ＴＢＷ	6.0E-05	99.8%	1.0E+00	6.0E-05	99.8%
ＴＣ	2.5E-08	＜0.1%	1.0E+00	2.5E-08	＜0.1%
ＩＳＬＯＣＡ	4.8E-10	＜0.1%	1.0E+00	4.8E-10	＜0.1%
全格納容器破損頻度	6.1E-05	100.0%	1.0E+00	6.1E-05	100.0%

第 4.1.1.6-4 表　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合
インターフェイスシステム LOCA	4.8E-10	＜0.1%
格納容器隔離失敗	6.1E-10	＜0.1%
過圧破損（未臨界確保失敗）	2.5E-08	＜0.1%
過圧破損（崩壊熱除去失敗）	6.0E-05	99.8%
過圧破損（長期冷却失敗）	2.0E-08	＜0.1%
過温破損（RPV 高圧破損）	7.9E-08	0.1%
過温破損（RPV 低圧破損）	4.9E-10	＜0.1%
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	＜0.1%
水蒸気爆発(ペデスタル(ドライウェル部))	2.2E-14	＜0.1%
水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	＜0.1%
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	＜0.1%
全格納容器破損頻度	6.1E-05	100.0%

第 4.1.1.7-1 表　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度（不確実さ解析）

格納容器破損モード	点推定値 （／炉年）	平均値 （／炉年）	寄与割合	中央値 （／炉年）	5%下限値 （／炉年）	95%上限値 （／炉年）	EF
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	4.8E-10	6.4E-10	＜0.1%	1.0E-10	7.3E-12	2.0E-09	16.4
格納容器隔離失敗	6.1E-10	6.2E-10	＜0.1%	2.4E-10	3.3E-11	2.1E-09	8.0
過圧破損（未臨界確保失敗）	2.5E-08	5.6E-08	＜0.1%	1.5E-09	4.2E-11	6.9E-08	40.5
過圧破損（崩壊熱除去失敗）	6.0E-05	6.1E-05	99.7%	2.7E-05	1.0E-05	1.7E-04	4.1
過温破損（ＲＰＶ高圧破損）	7.9E-08	8.2E-08	0.1%	4.5E-08	1.1E-08	2.5E-07	4.9
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	8.4E-09	＜0.1%	2.6E-09	2.7E-10	3.0E-08	10.5
過温破損（ＲＰＶ低圧破損）	4.9E-10	5.0E-10	＜0.1%	9.9E-11	7.9E-12	1.7E-09	14.6
過圧破損（長期冷却失敗）	2.0E-08	2.4E-08	＜0.1%	1.3E-08	2.6E-09	7.5E-08	5.4
水蒸気爆発（ペデスタル（ドライウェル部））	2.2E-14	1.7E-14	＜0.1%	5.4E-16	6.0E-18	4.1E-14	82.0
水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	2.9E-09	＜0.1%	1.0E-09	1.1E-10	9.8E-09	9.6
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	2.0E-10	＜0.1%	7.4E-12	1.3E-13	4.4E-10	57.6
全格納容器破損頻度	6.1E-05	6.1E-05	100.0%	2.7E-05	1.0E-05	1.7E-04	4.1

第 4.1.1.7-2 表　モデル上の仮定に係る感度解析結果

（格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く）

格納容器破損モード		ベースケース		感度解析ケース 1	
		点推定値（／炉年）	寄与割合	点推定値（／炉年）	寄与割合
原子炉圧力容器高圧シーケンス		8.8E-08	79.0%	8.8E-08	77.2%
	過温破損（ＲＰＶ高圧破損）	7.9E-08	71.3%	7.9E-08	69.7%
	格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	7.7%	8.5E-09	7.5%
原子炉圧力容器低圧シーケンス		2.3E-08	21.0%	2.6E-08	22.8%
	過温破損（ＲＰＶ低圧破損）	4.9E-10	0.4%	2.1E-11	＜0.1%
	過圧破損（長期冷却失敗）	2.0E-08	18.2%	2.3E-08	20.3%
	水蒸気爆発（ペデスタル(ドライウェル部)）	2.2E-14	＜0.1%	2.2E-14	＜0.1%
	水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	2.3%	2.6E-09	2.3%
	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1%	1.4E-10	0.1%
格納容器破損頻度		1.1E-07	100.0%	1.1E-07	100.0%

第 4.1.1.7-3 表　他研究機関等によるＣＦＰ評価結果

格納容器破損モード		ＣＦＰ（平均値）		備考
		ベースケース	他研究機関	
ＤＣＨ	早期ＲＰＶ破損	3.7E-03	2.3E-03［1］ （感度解析ケース２）	JNES評価では，MELCORコードによる溶融炉心等初期条件の設定，デブリ伝熱及び圧力抑制プールへの輸送に係る伝熱・輸送方程式による圧力ピーク算出
	後期ＲＰＶ破損	1.1E-01	3.7E-02［1］ （感度解析ケース２）	
ＭＣＣＩ	ペデスタル （ドライウェル部）※1	5.1E-01	5.0E-01［1］	JNES評価では，ペデスタル（ドライウェル部）ＭＣＣＩは，同程度に生じ得ると判断される現象として設定。Ｓ／Ｐ ＭＣＣＩは，ペデスタル（ドライウェル部）床破損前に格納容器過圧破損に至るため設定していない。 ※１：ペデスタル（ドライウェル部）床でのＭＣＣＩ継続確率
	サプレッション・プール	6.7E-03	－	
ＦＣＩ	ペデスタル （ドライウェル部）	4.7E-06	2.2E-03※2，［2］	JAEA評価では，THALES２コード等による溶融炉心等初期条件の設定，JASMINEコードによる粗混合，爆発解析及びAUTODYN-2Dコードによるペデスタル構造解析 ※２：トリガリング発生当たりのＣＦＰ
	サプレッション・プール	1.1E-01	6.4E-02※2，［2］ （感度解析ケース３）	

参考文献

［１］原子力発電技術機構，原子力安全解析所「PWR及びBWRプラントのCVイベントツリー重要度評価に関する報告書」，INS/M01-40（平成14年3月）

［２］日本原子力研究開発機構，安全研究センター，熱水力安全評価研究グループ「軽水炉シビアアクシデント時の炉外水蒸気爆発による格納容器破損確率の評価」2007-072（2007年11月）

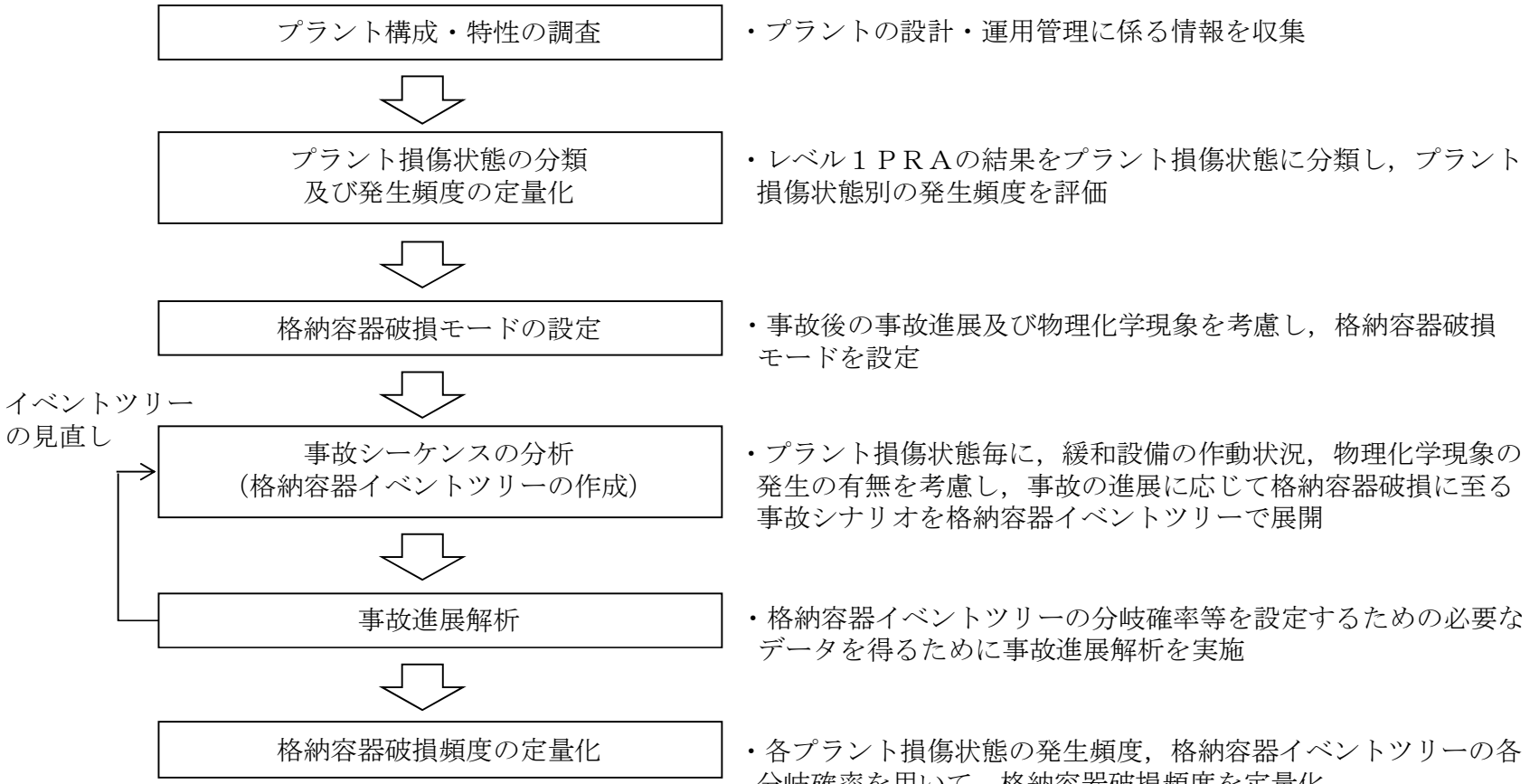
第 4.1.1.7-4 表　物理化学現象によるＣＦＰ解析結果

（格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く）

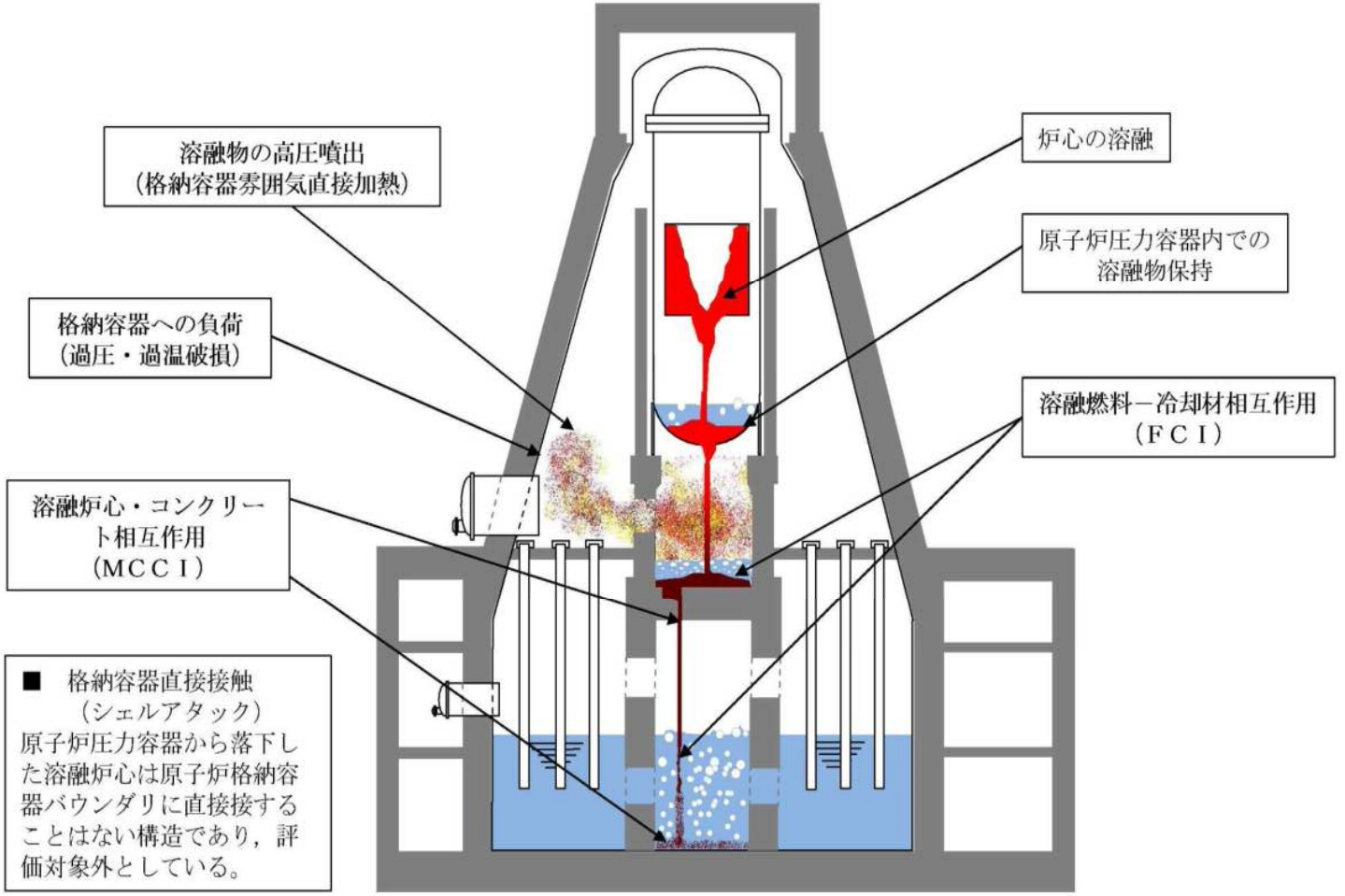
格納容器破損モード		ベースケース		感度解析ケース 2（ＤＣＨ）		感度解析ケース 3（ＦＣＩ）	
		点推定値（／炉年）	寄与割合	点推定値（／炉年）	寄与割合	点推定値（／炉年）	寄与割合
原子炉圧力容器高圧シーケンス		8.8E-08	79.0%	8.8E-08	79.0%	8.8E-08	79.1%
	過温破損（ＲＰＶ高圧破損）	7.9E-08	71.3%	8.5E-08	76.4%	7.9E-08	71.5%
	格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	7.7%	2.9E-09	2.6%	8.5E-09	7.7%
原子炉圧力容器低圧シーケンス		2.3E-08	21.0%	2.3E-08	21.0%	2.3E-08	20.9%
	過温破損（ＲＰＶ低圧破損）	4.9E-10	0.4%	4.9E-10	0.4%	5.4E-10	0.5%
	過圧破損（長期冷却失敗）	2.0E-08	18.2%	2.0E-08	18.2%	2.2E-08	20.1%
	水蒸気爆発（ペデスタル(ドライウェル部)）	2.2E-14	＜0.1%	2.2E-14	＜0.1%	2.2E-14	＜0.1%
	水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	2.3%	2.5E-09	2.3%	1.6E-10	0.1%
	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1%	1.3E-10	0.1%	1.5E-10	0.1%
格納容器破損頻度		1.1E-07	100.0%	1.1E-07	100.0%	1.1E-07	100.0%

第 4.1.1.8-1 表　Ｍａｒｋ－Ⅱ格納容器の構造上の特徴に係る感度解析結果
（格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く）

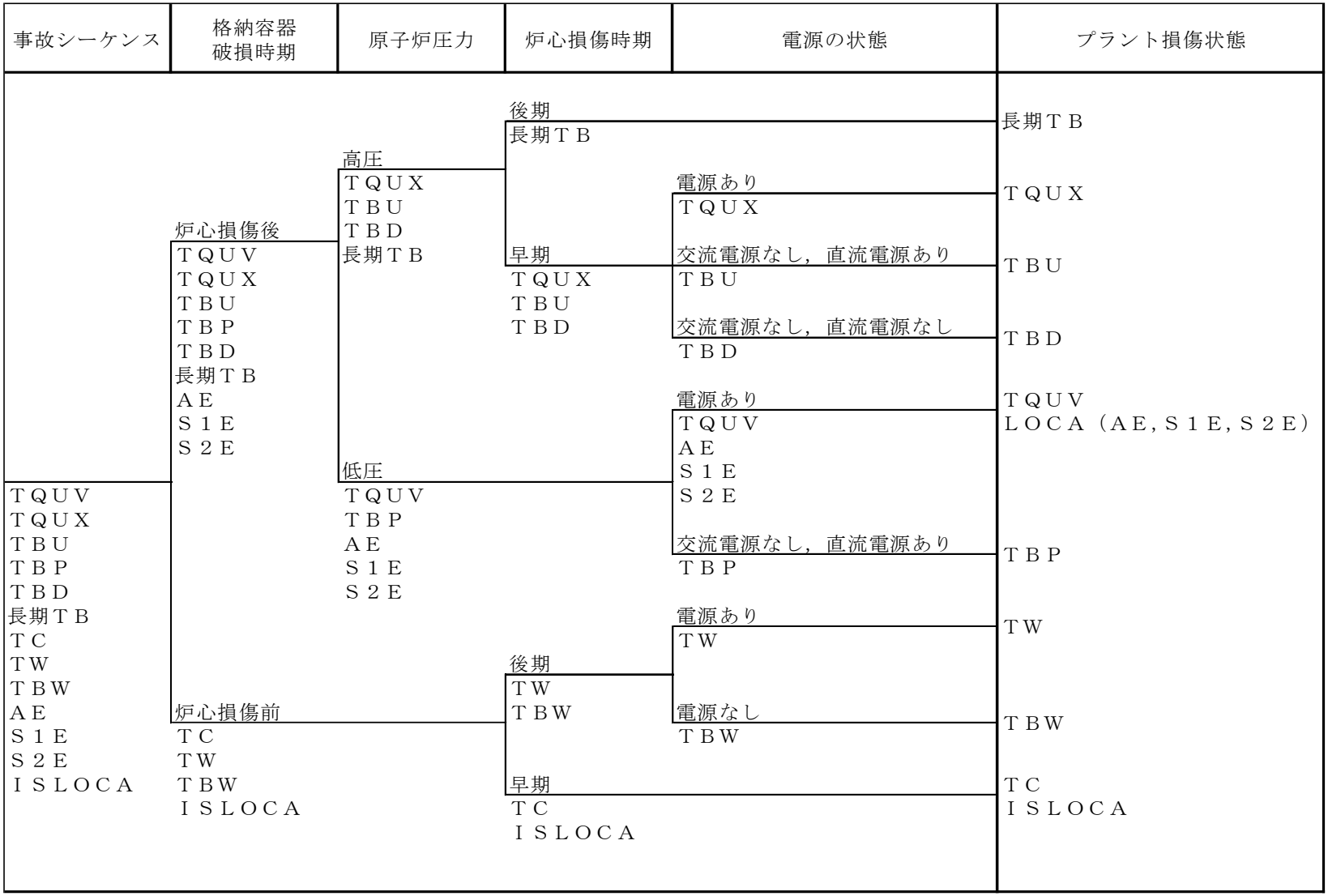
格納容器破損モード		ベースケース		感度解析ケース 4（ＭＣＣＩ）	
		点推定値（／炉年）	寄与割合	点推定値（／炉年）	寄与割合
原子炉圧力容器高圧シーケンス		8.8E-08	79.0%	8.8E-08	77.7%
	過温破損（ＲＰＶ高圧破損）	7.9E-08	71.3%	7.9E-08	70.1%
	格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	7.7%	8.5E-09	7.5%
原子炉圧力容器低圧シーケンス		2.3E-08	21.0%	2.5E-08	22.3%
	過温破損（ＲＰＶ低圧破損）	4.9E-10	0.4%	2.1E-11	＜0.1%
	過圧破損（長期冷却失敗）	2.0E-08	18.2%	2.2E-09	1.9%
	水蒸気爆発（ペデスタル(ドライウェル部)）	2.2E-14	＜0.1%	2.2E-14	＜0.1%
	水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	2.3%	－	－
	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1%	2.3E-08	20.4%
格納容器破損頻度		1.1E-07	100.0%	1.1E-07	100.0%



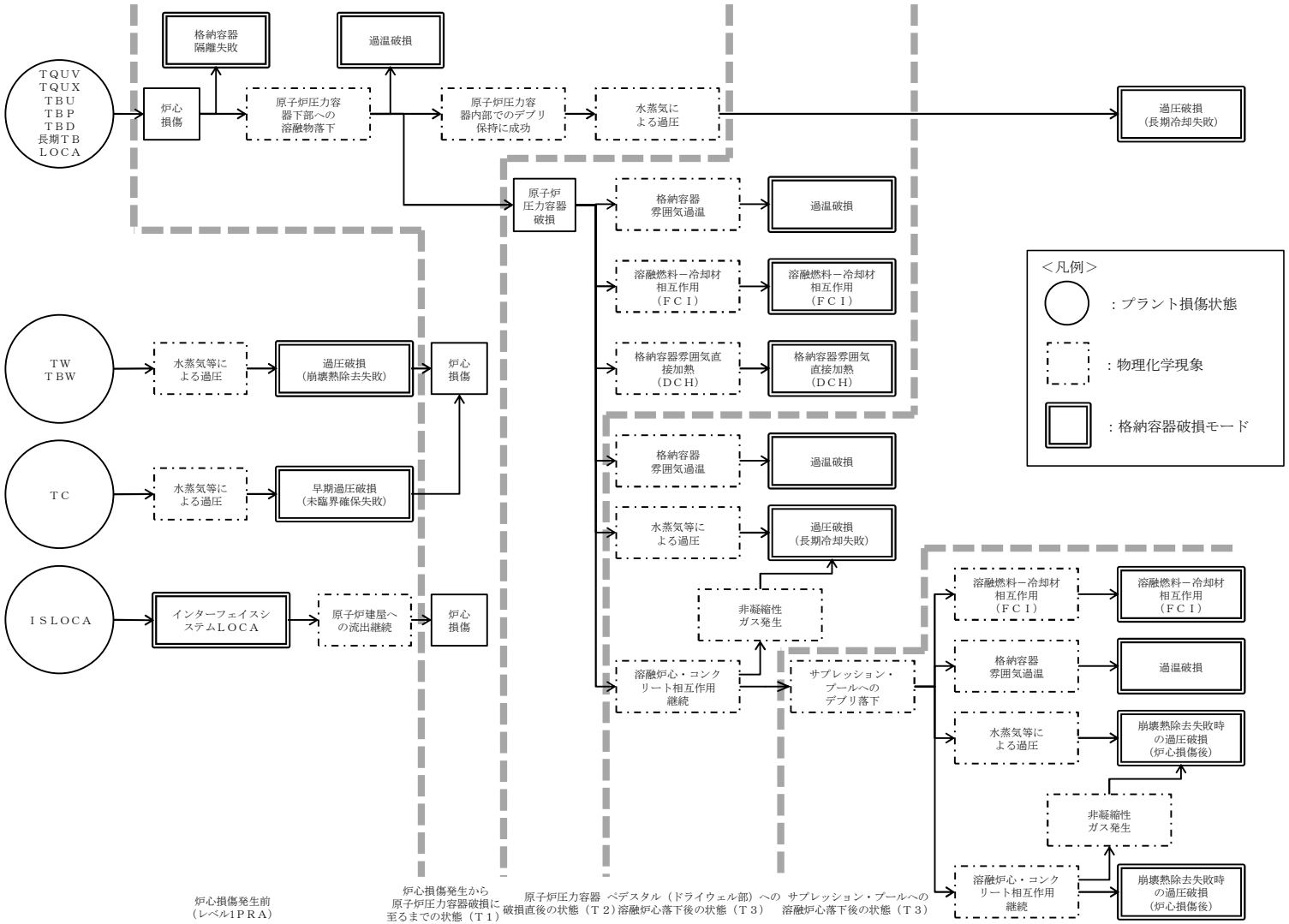
第 4.1.1-1 図　内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡの評価フロー図



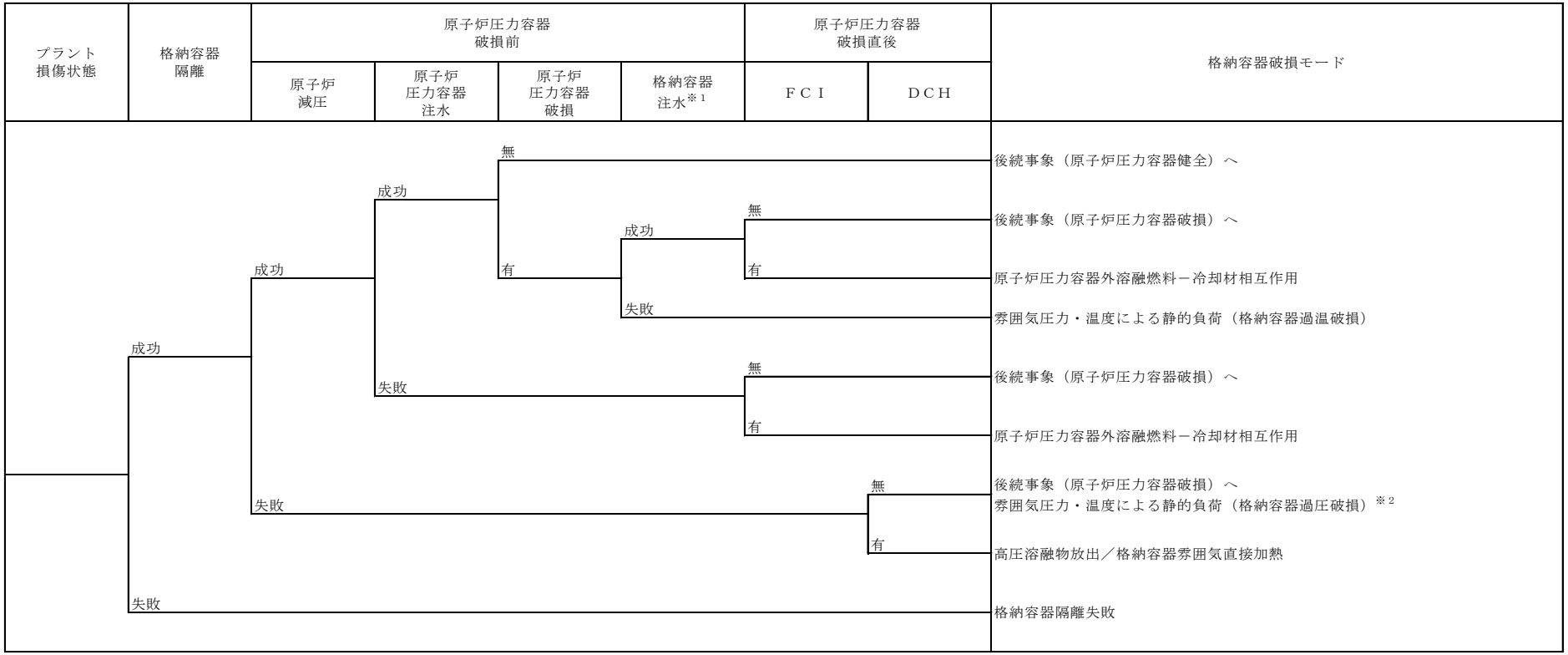
第 4.1.1.1-1 図　格納容器の形状及び溶融デブリの移動経路の概略



第 4.1.1.2-1 図　プラント損傷状態の分類

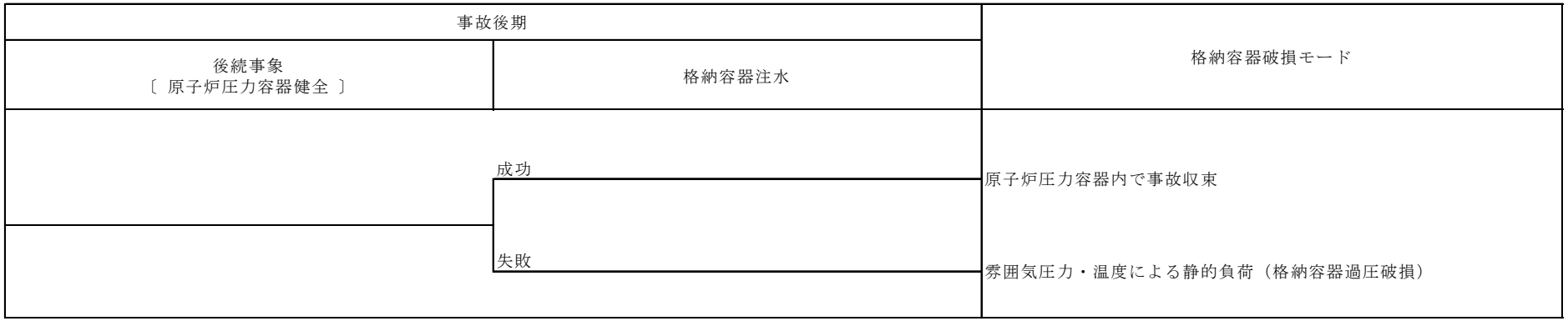


第 4.1.1.3-1 図　本プラントのシビアアクシデントで考えられる事故進展

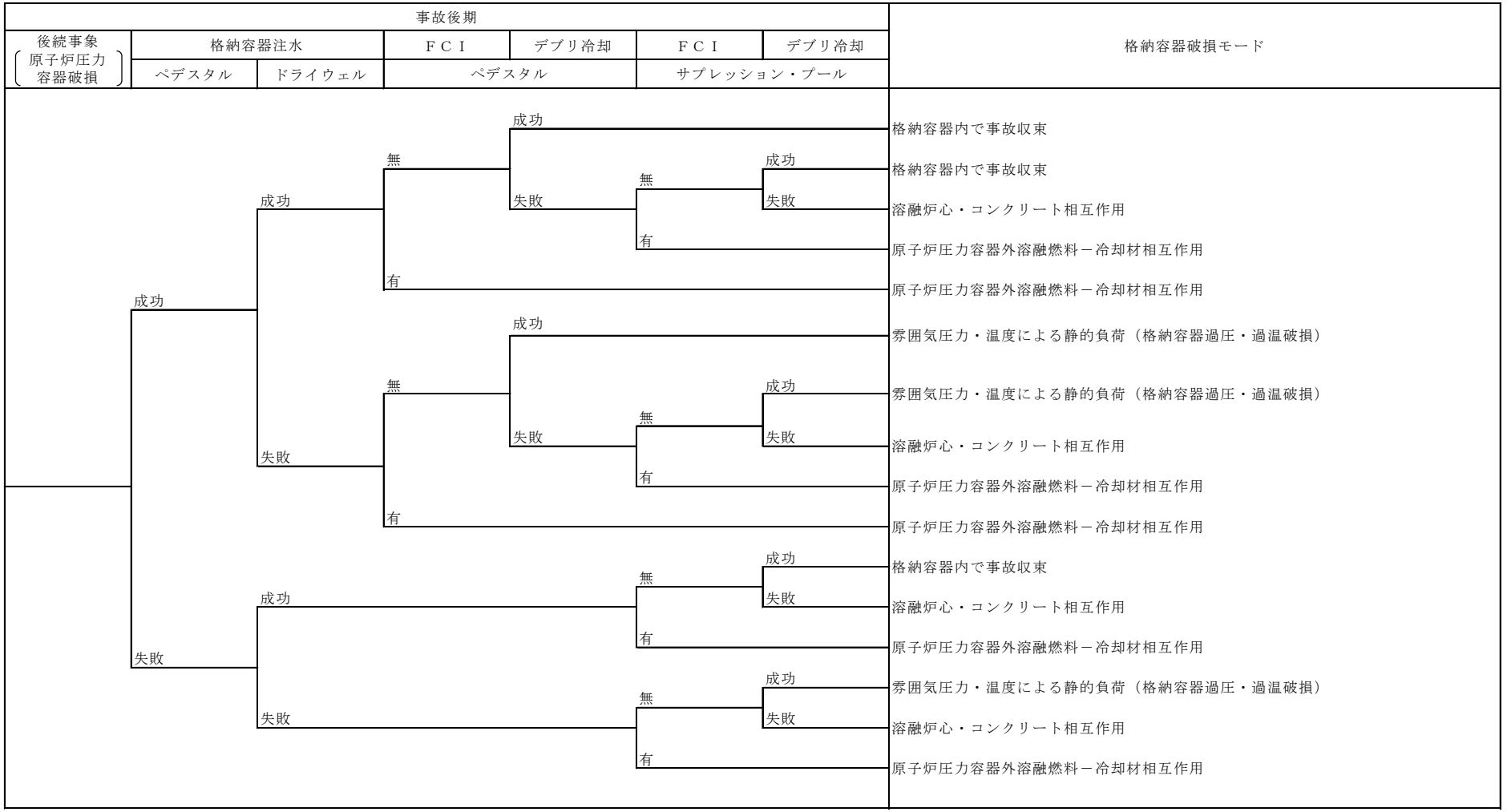


ＦＣＩ：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
ＤＣＨ：格納容器雰囲気直接加熱
※１：ＬＯＣＡシーケンスは，格納容器注水に失敗した場合，原子炉圧力容器破損前に過温破損に至るため，本ヘディングの成功／失敗を原子炉圧力容器破損前に考慮
※２：長期ＴＢシーケンスは，原子炉圧力容器注水に失敗した場合，原子炉圧力容器破損直後に過圧破損に至る

第 4.1.1.4-1 図　格納容器イベントツリー（1／3）

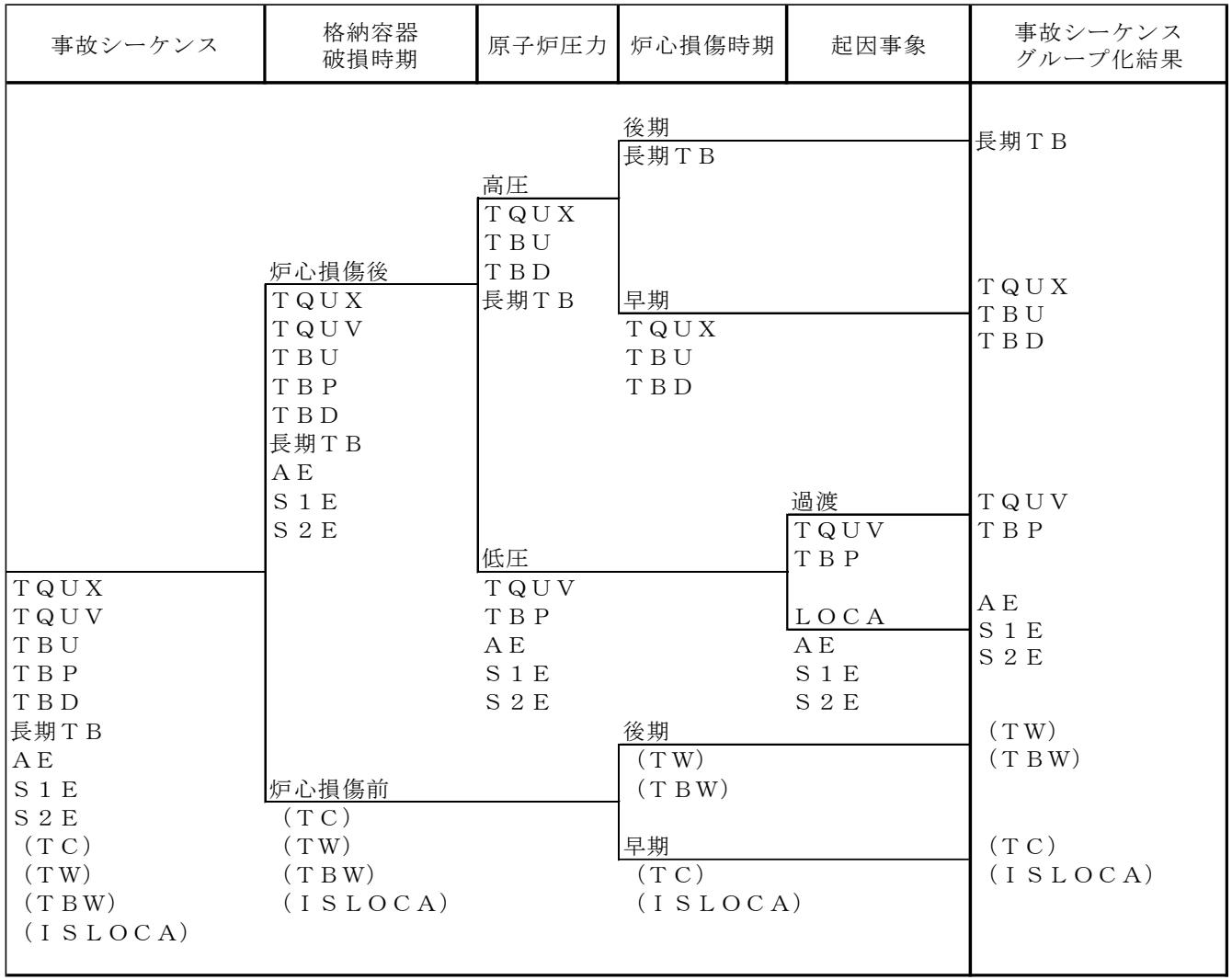


第 4.1.1.4-1 図　格納容器イベントツリー（2／3）



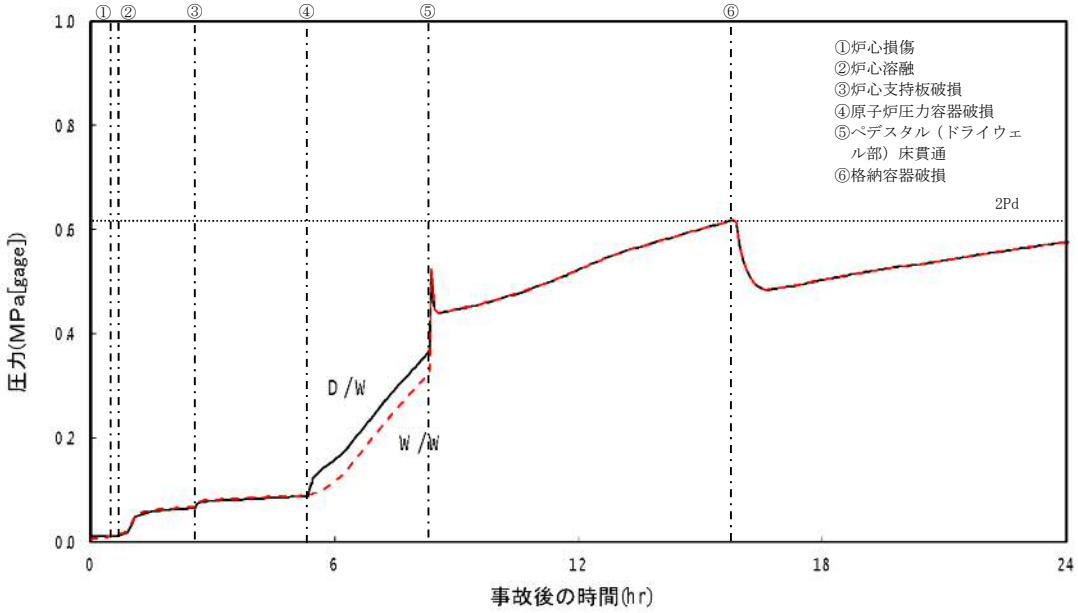
ＦＣＩ：原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

第 4.1.1.4-1 図　格納容器イベントツリー（3／3）

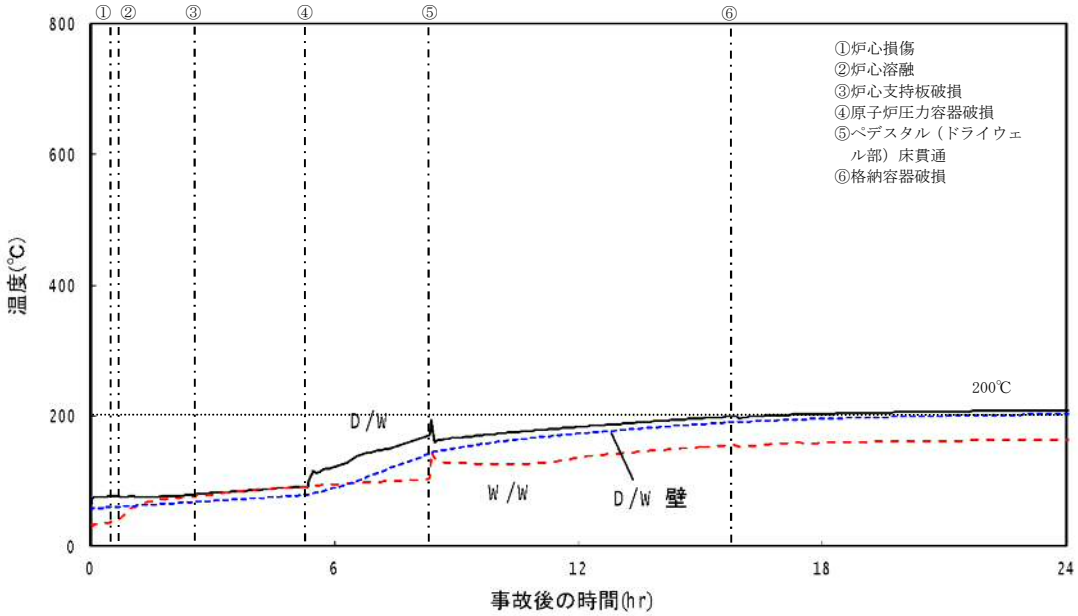


（ ）は格納容器先行破損又は格納容器バイパスの事故シーケンスを示す

第 4.1.1.5-1 図　解析対象とする事故シーケンス分類

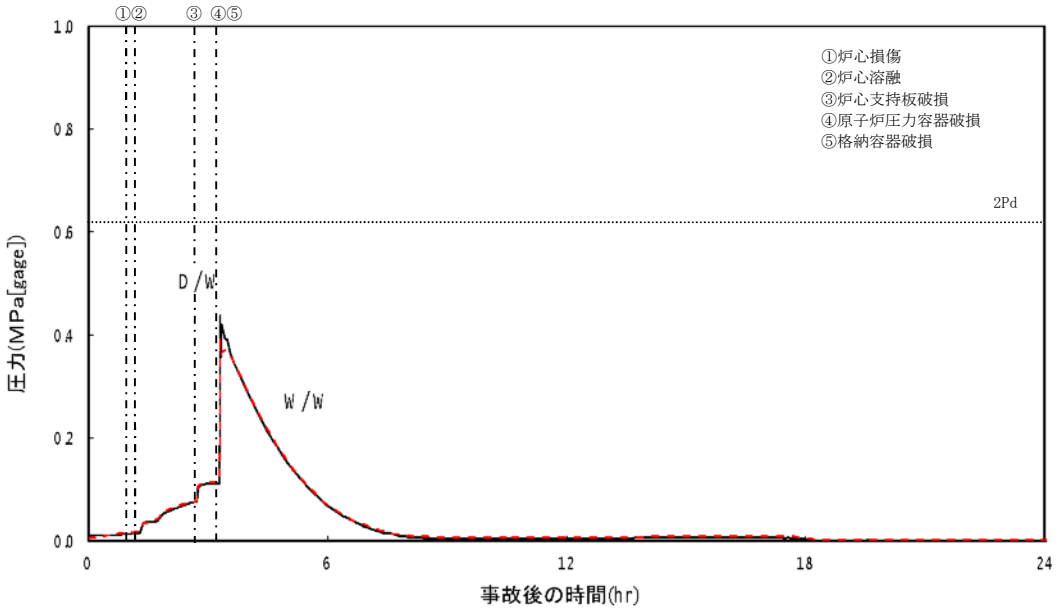


格納容器圧力

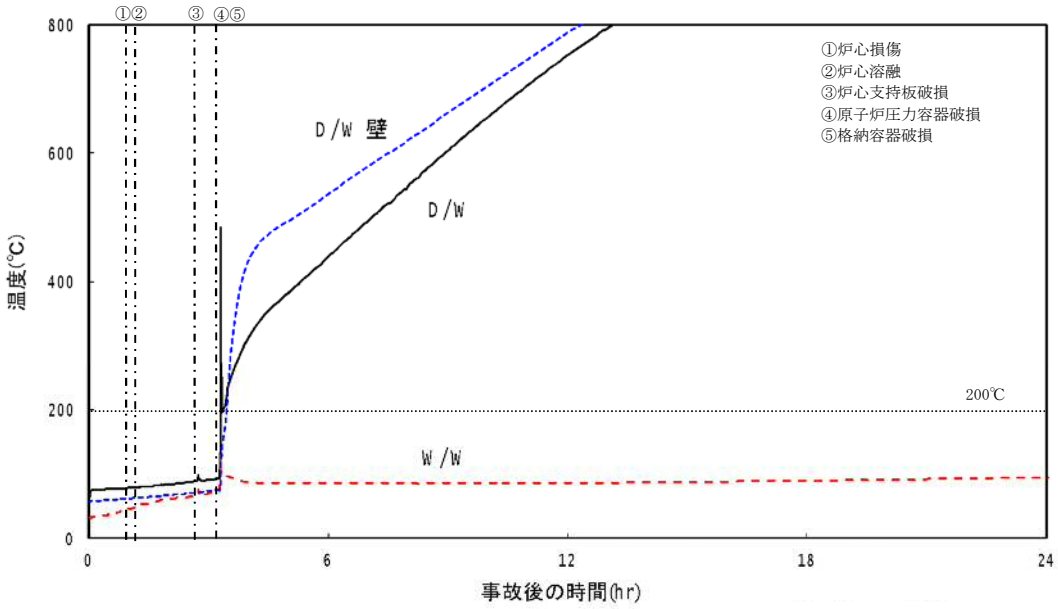


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(a)図　代表事故シーケンスの事故進展（ＴＱＵＶ）

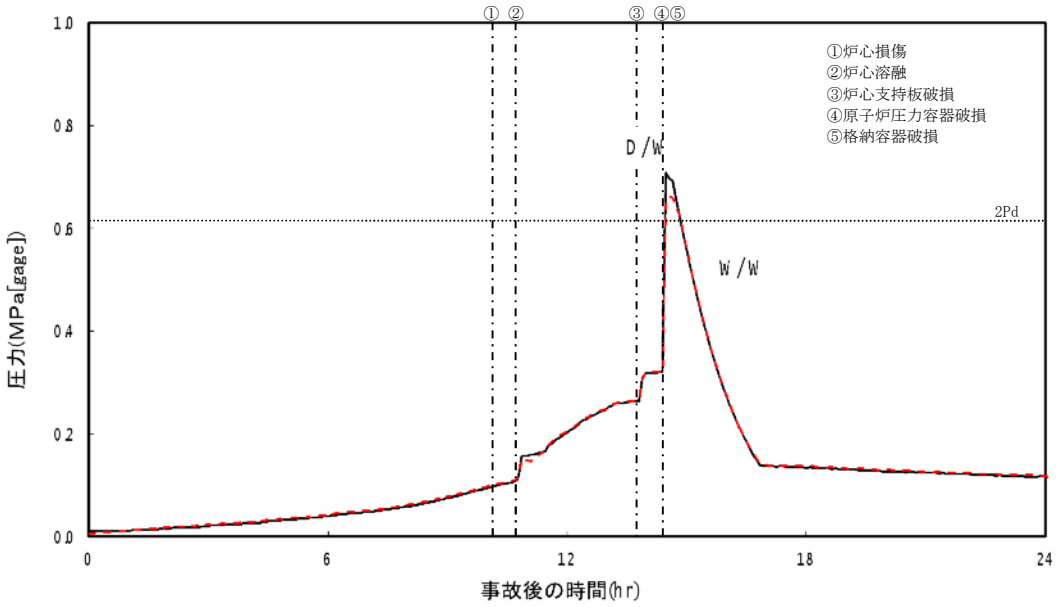


格納容器圧力

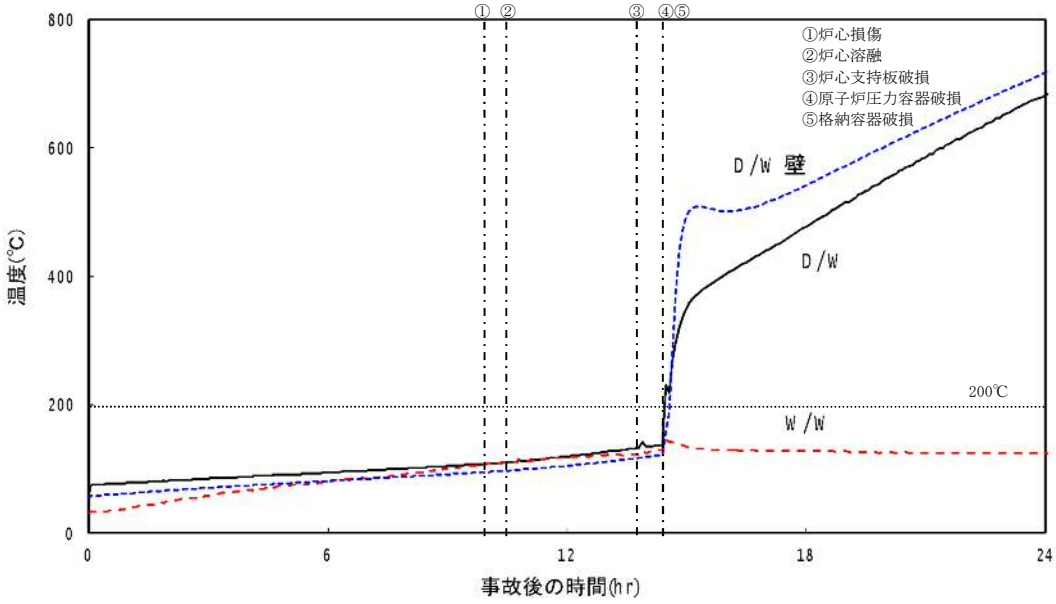


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(b)図　代表事故シーケンスの事故進展（ＴＱＵＸ）

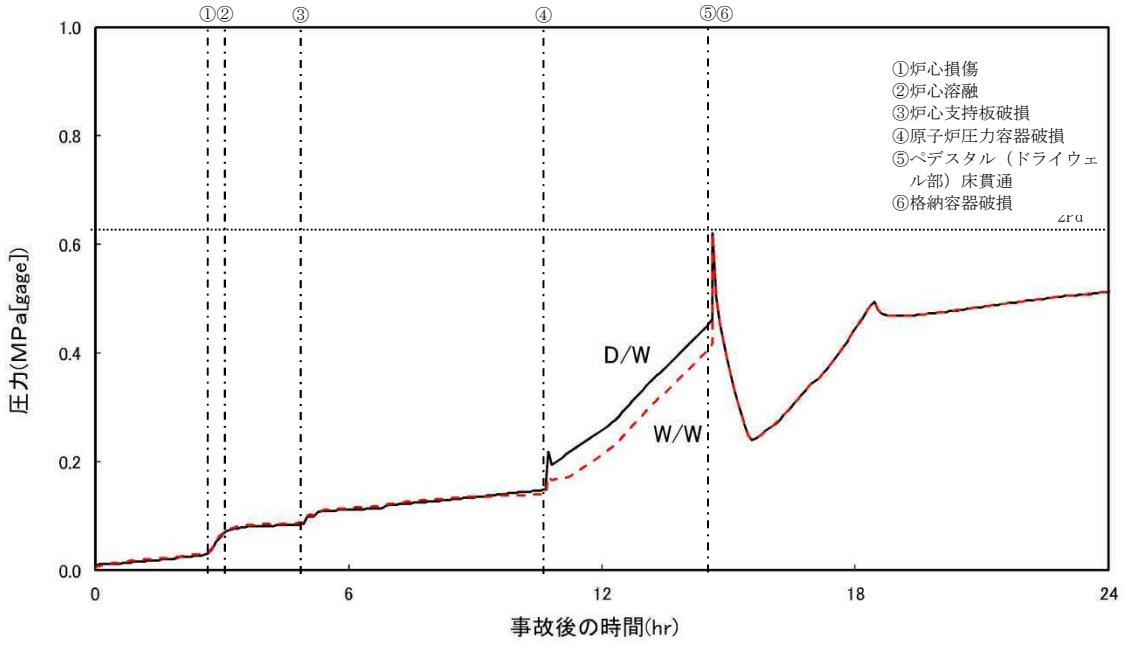


格納容器圧力

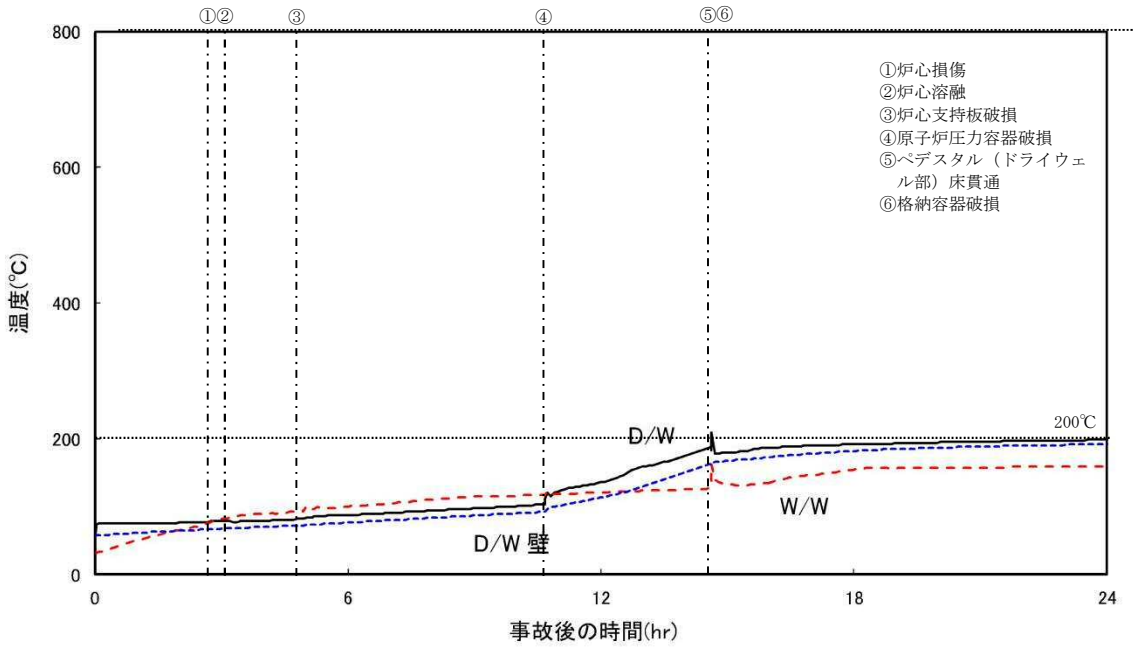


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(c)図　代表事故シーケンスの事故進展（長期ＴＢ）

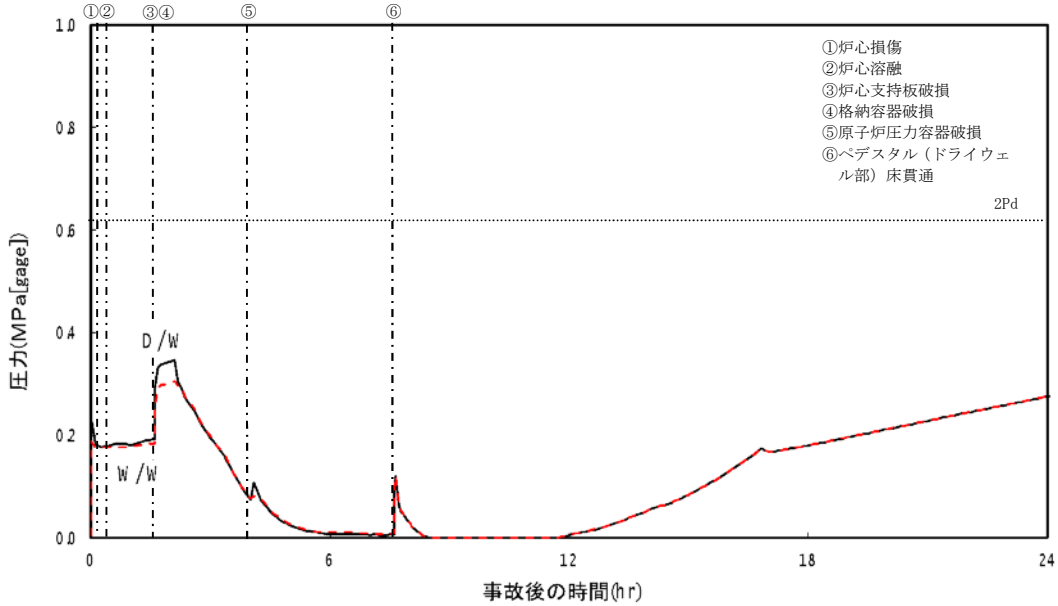


格納容器圧力

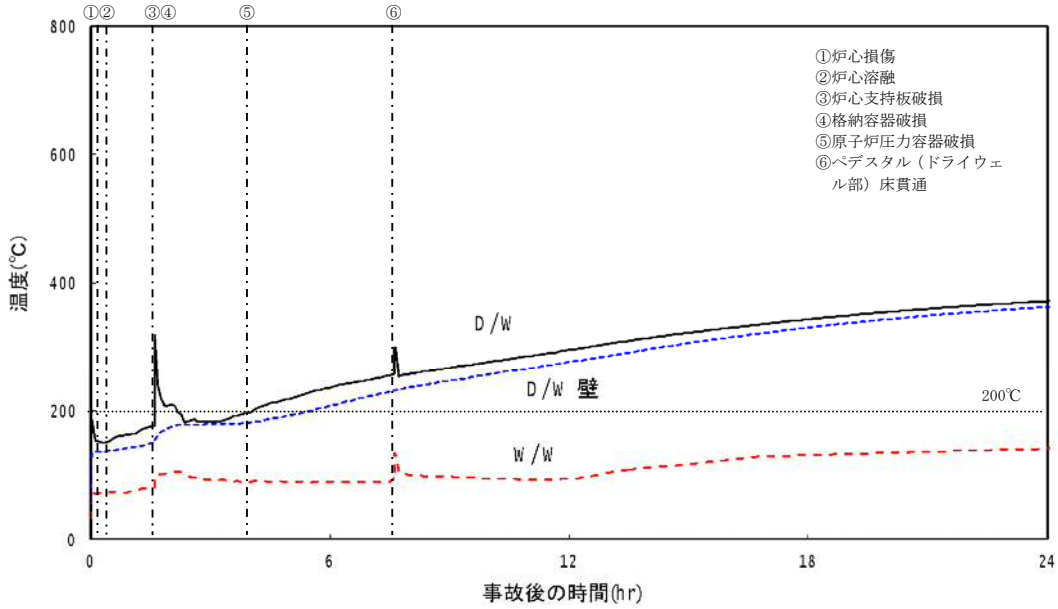


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(d)図　代表事故シーケンスの事故進展（ＴＢＰ）

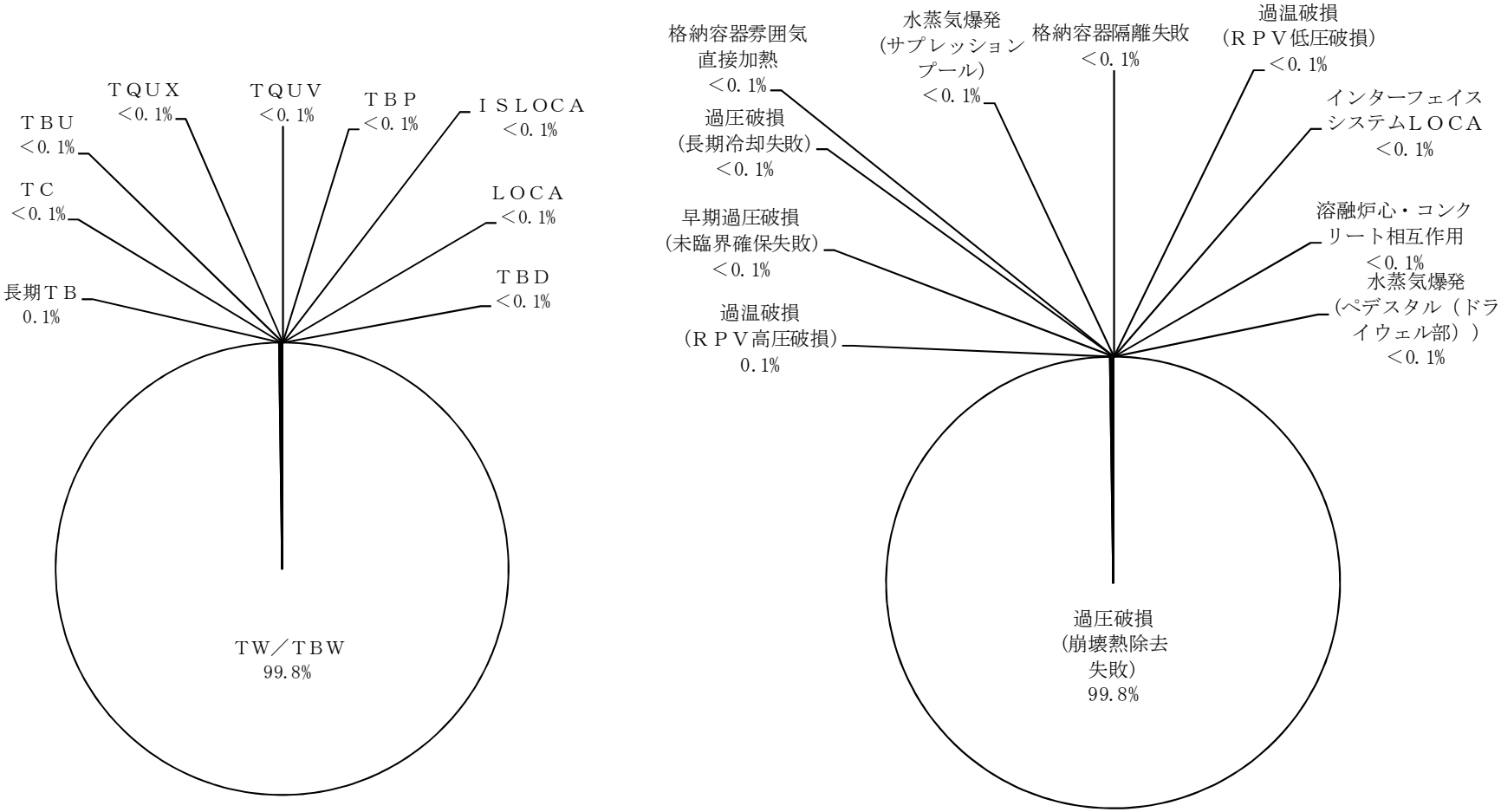


格納容器圧力

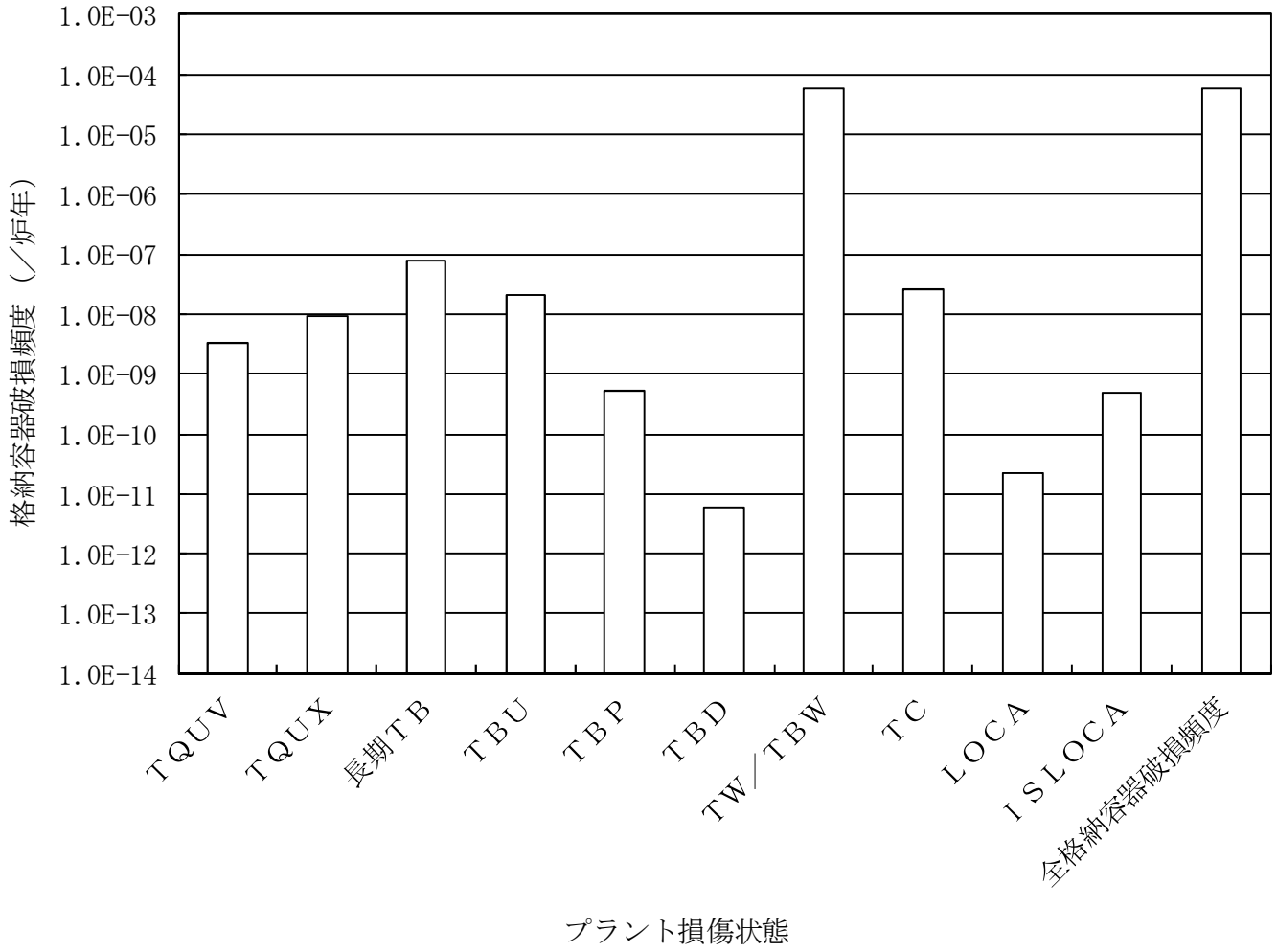


格納容器温度

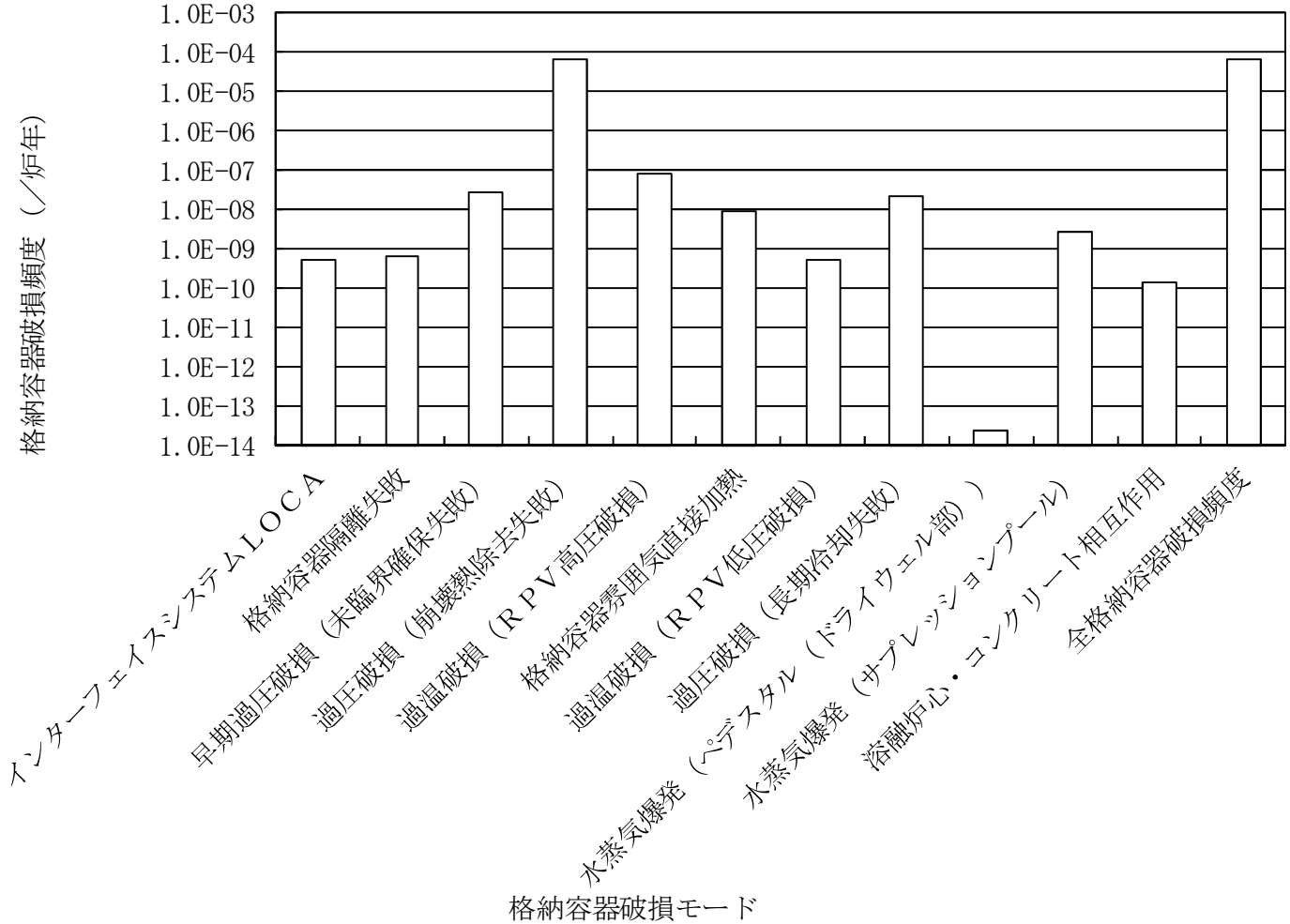
第 4.1.1.5-2(e)図　代表事故シーケンスの事故進展（ＡＥ）



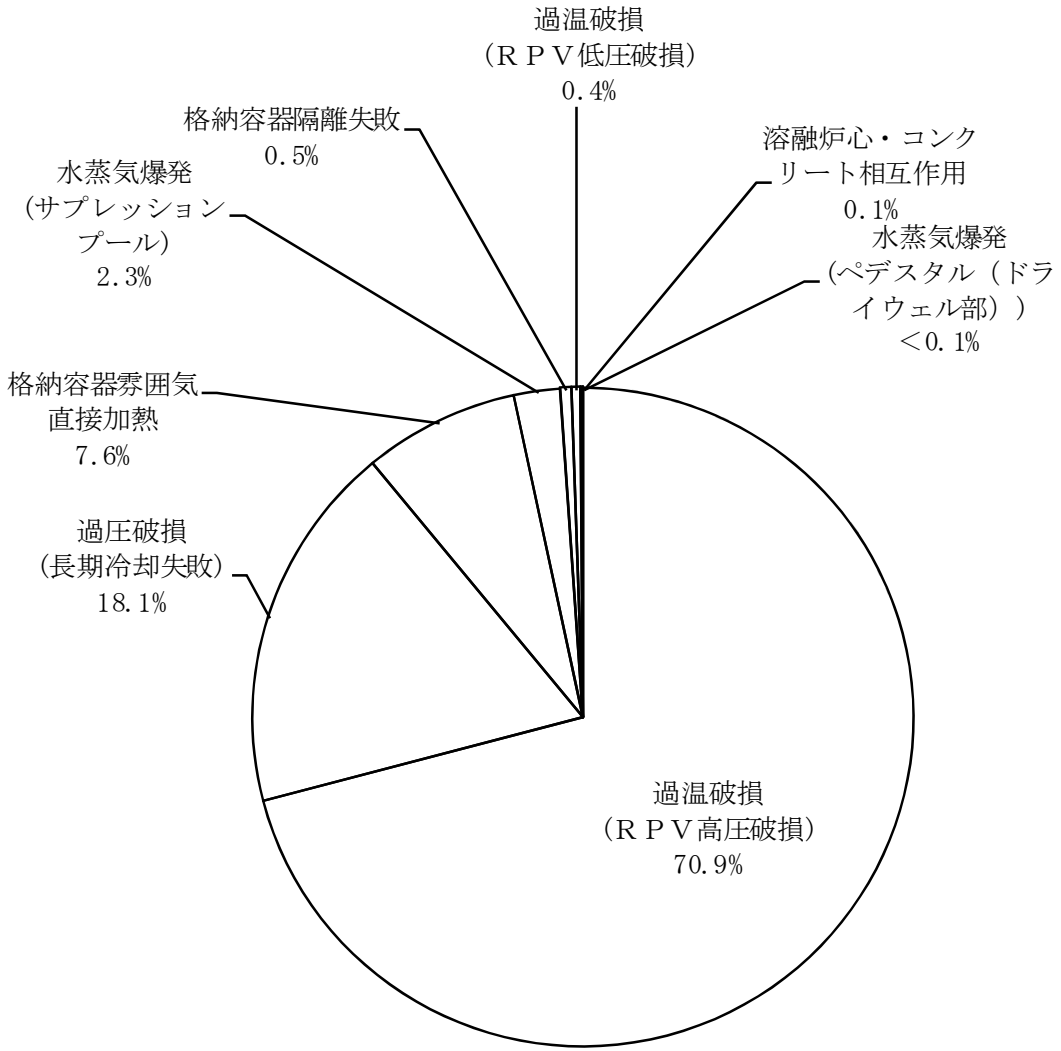
第 4.1.1.6-1 図　プラント損傷状態別及び格納容器破損モード別の格納容器破損頻度寄与割合



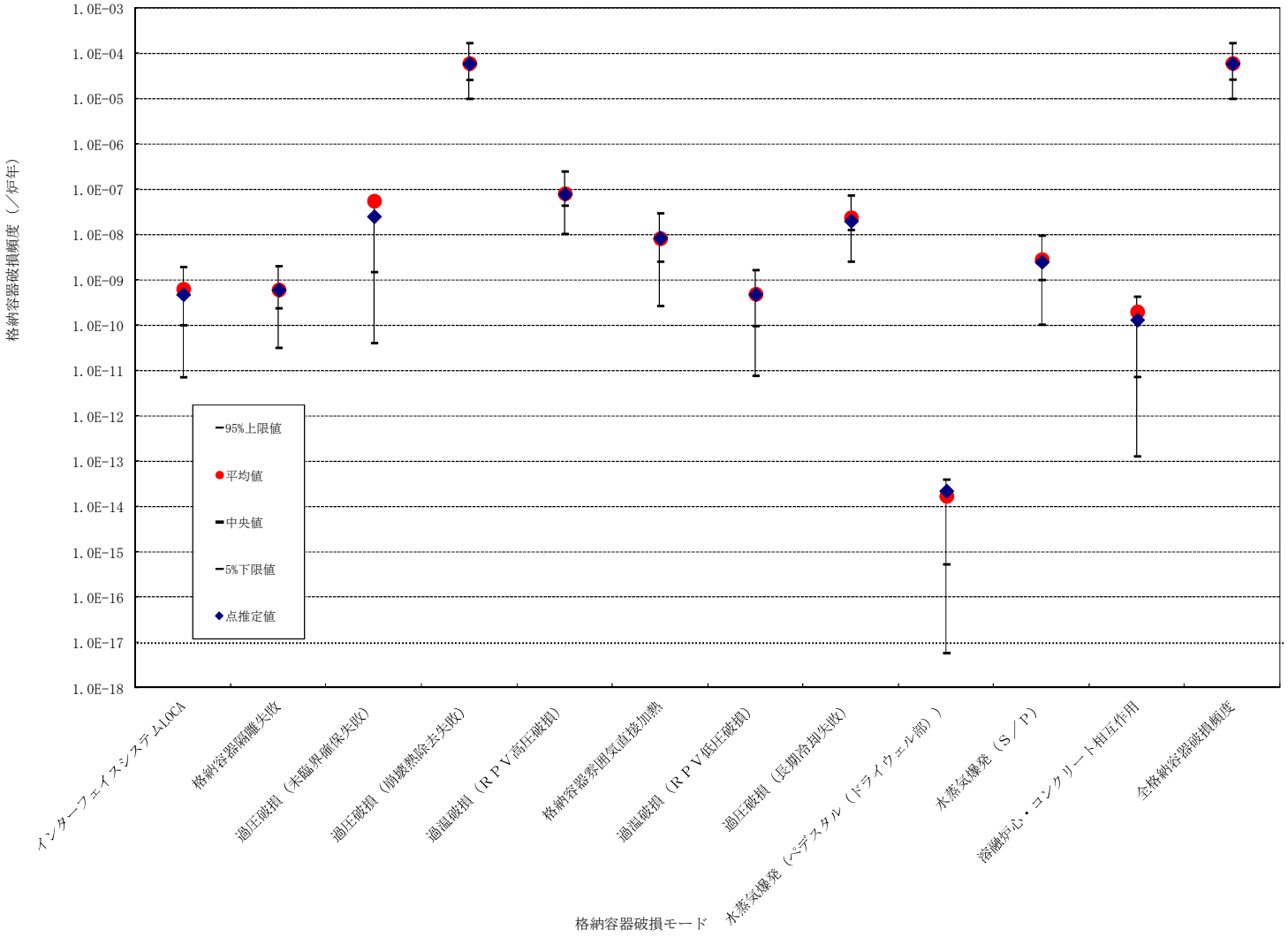
第 4.1.1.6-2 図　プラント損傷状態別の格納容器破損頻度



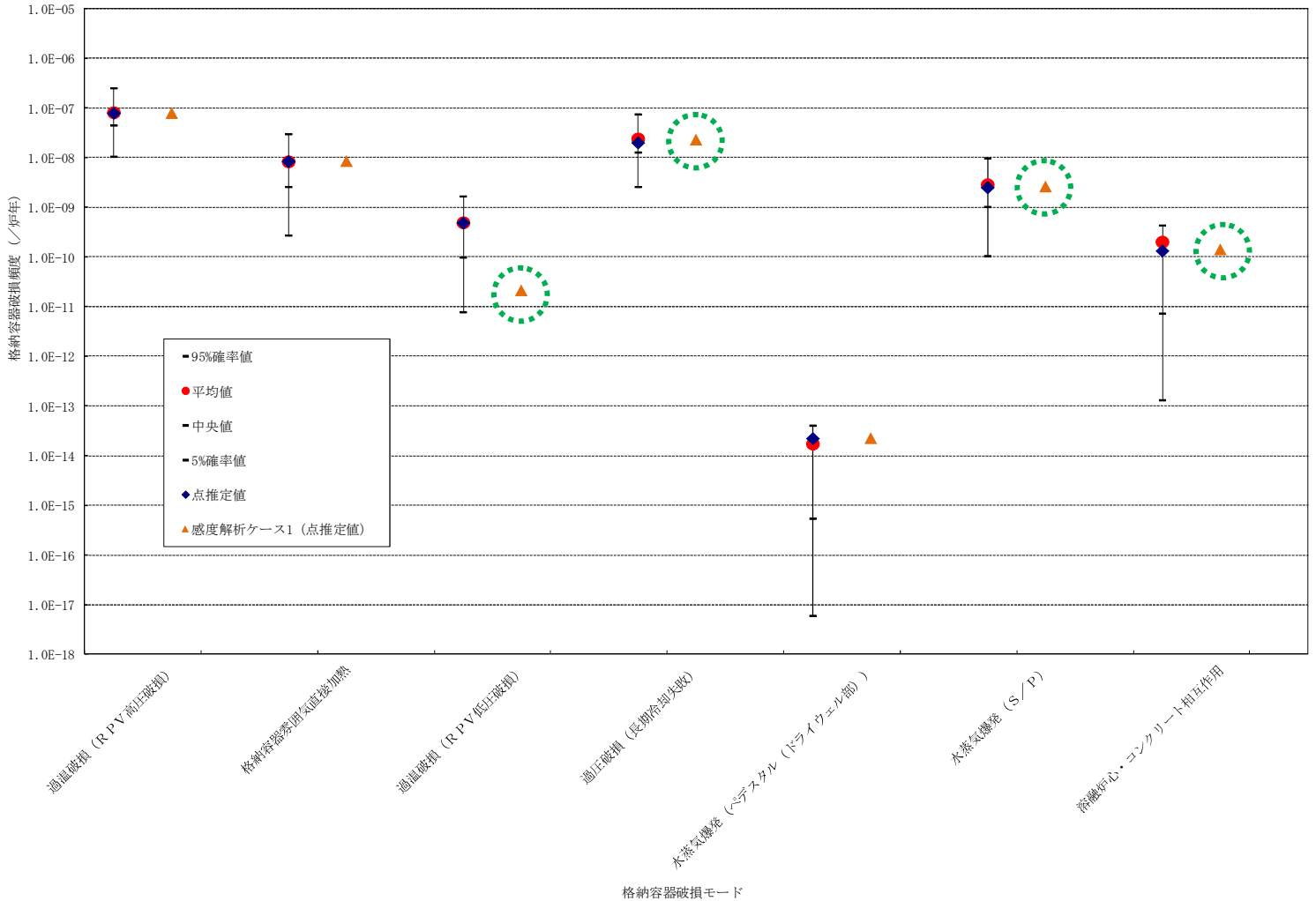
第 4.1.1.6-3 図　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度



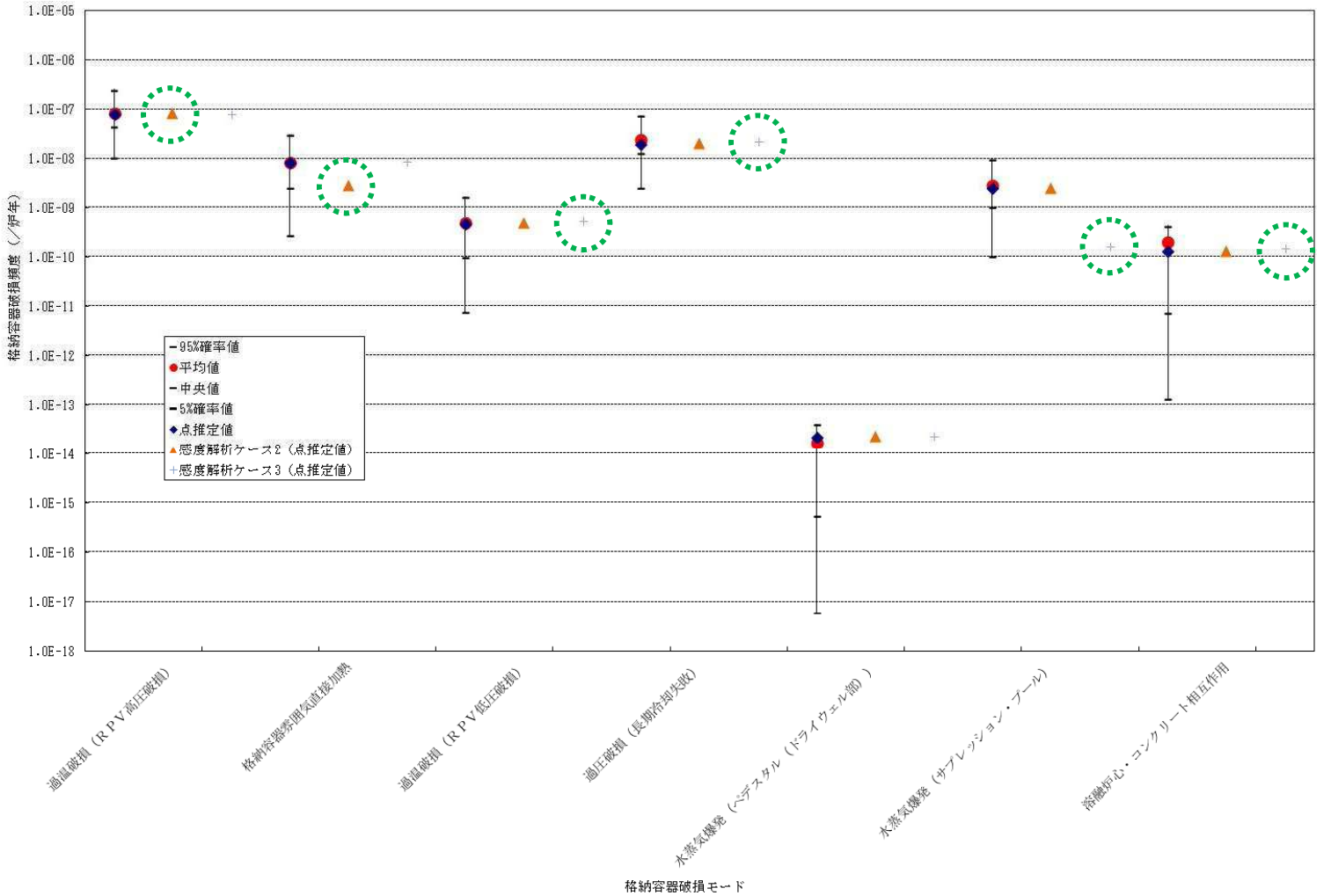
第 4.1.1.6-4 図　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度寄与割合（格納容器先行破損及び格納容器バイパス除外）



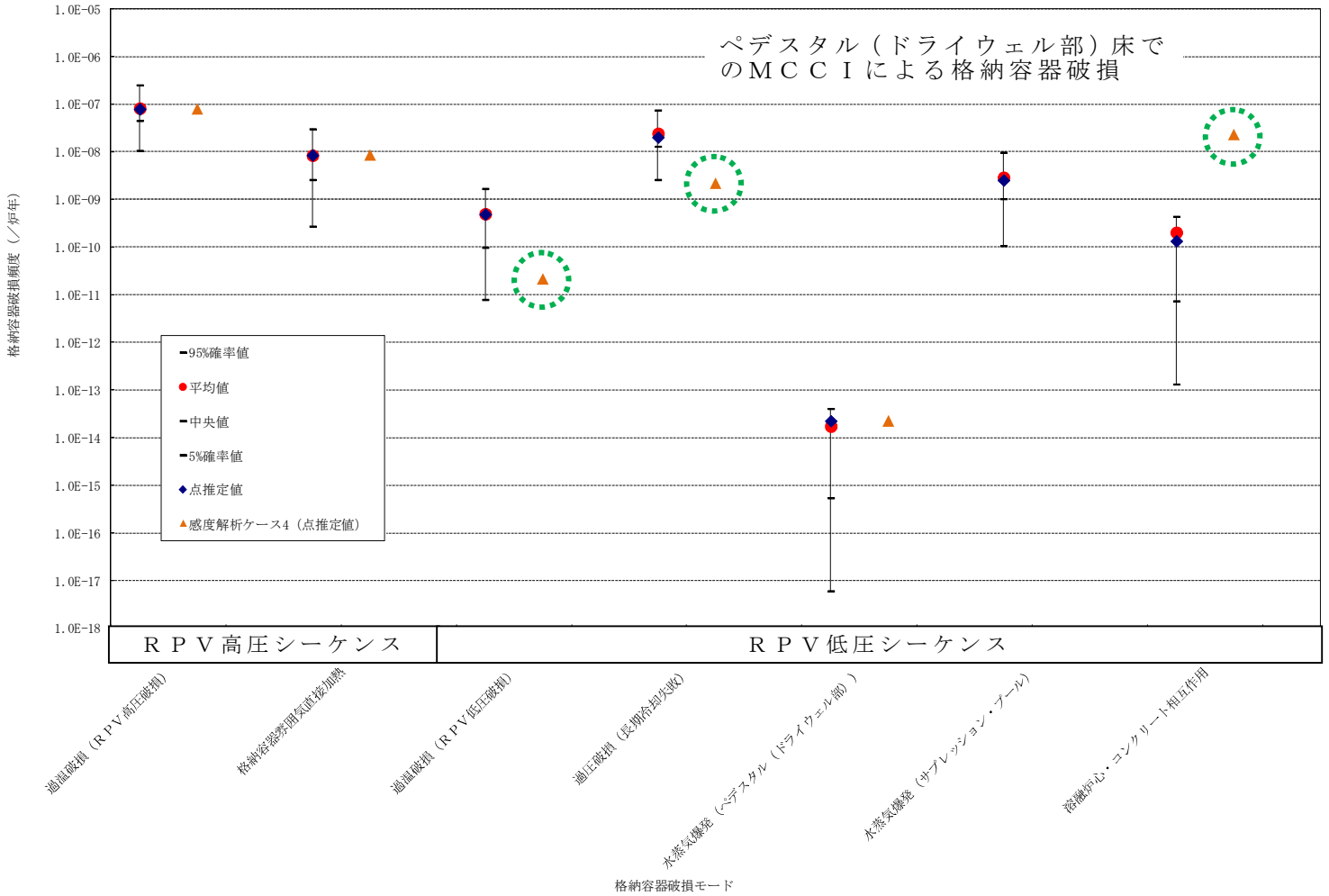
第 4.1.1.7-1 図　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度（不確実さ解析）



第 4.1.1.7-2 図　モデル上の仮定に係る感度解析結果
（格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く）



第 4.1.1.7-3 図　物理化学現象によるＣＦＰに係る感度解析結果
（格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く）



第 4.1.1.8-1 図　Ｍａｒｋ－Ⅱ格納容器の構造上の特徴に係る感度解析結果
（格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く）

デブリの移動経路について

原子炉圧力容器破損後にペデスタル（ドライウェル部）床面に堆積する溶融デブリ体積は100%炉心落下を想定しても約[　　]であり，ペデスタル（ドライウェル部）床面積は約[　　]であるため，ペデスタル（ドライウェル部）床のサンプを考慮しない場合のデブリ高さは約[　　]となる。

ペデスタル（ドライウェル部）床からペデスタル（ドライウェル部）開口部までの高さは約[　　]あるため，ドライウェル床に溶融デブリが広がることはない。また，ペデスタル（ドライウェル部）床のサンプを考慮するとデブリ高さはさらに低くなる。

なお，ペデスタル（ドライウェル部）注水配管はペデスタル（ドライウェル部）床面から約[　　]であるため，ペデスタル（ドライウェル部）注水配管までデブリが到達することはない。

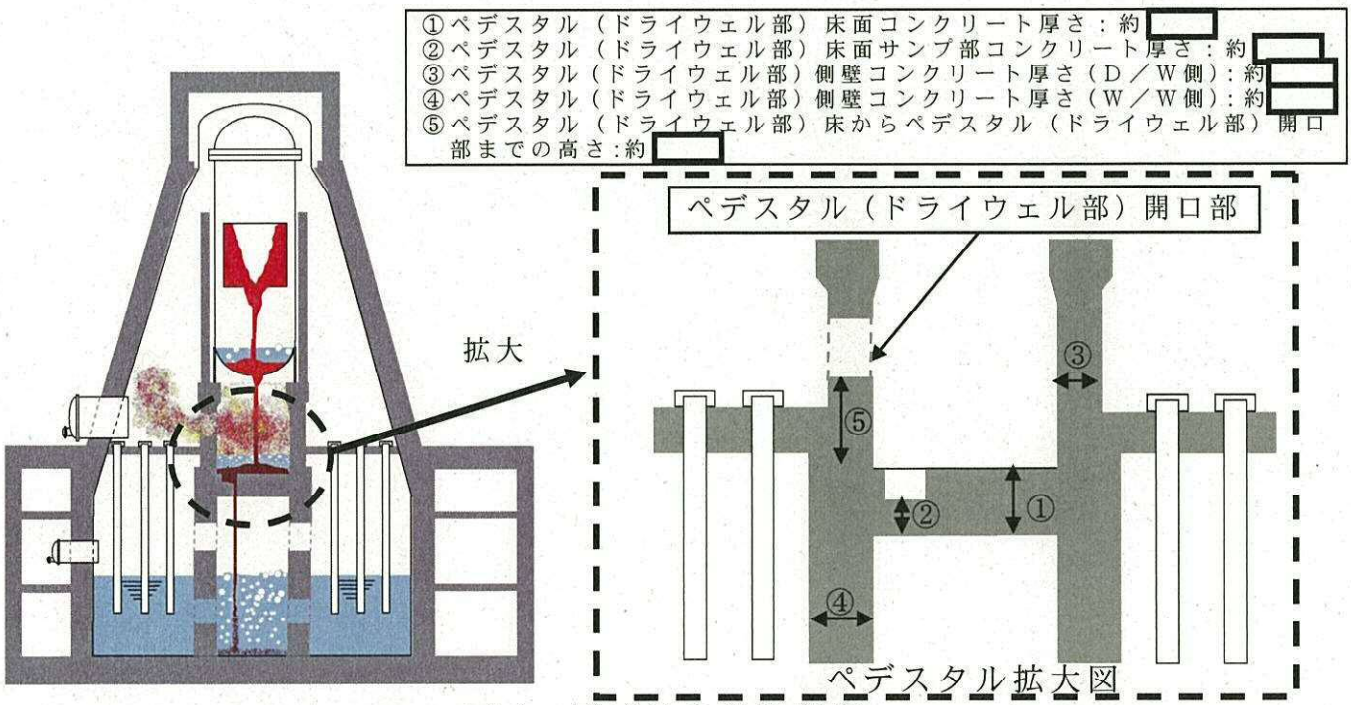


図1　デブリの移動経路

炉心損傷時期を分類する基準について

炉心損傷時期の早期／後期の分類は，事象発生後の原子炉への注水の成功／失敗を考慮したものであり，結果として長期ＴＢ，ＴＷ及びＴＢＷが後期として分類される（図 1)。

事象発生後に注水に成功する長期ＴＢ，ＴＷ及びＴＢＷ，事象発生が即ち格納容器の機能喪失（破損）となるＩＳＬＯＣＡ，事象発生後速やかに格納容器先行破損に至るＴＣを除き，他の事故シーケンスは全て注水に失敗するシーケンスであり，概ね 1 時間前後で炉心損傷に至る。

長期ＴＢは，全交流動力電源喪失後，ＲＣＩＣの運転に成功している事故シーケンスである。本ＰＲＡでは，蓄電池が 8 時間で枯渇することを想定しているため，その後ＲＣＩＣが機能喪失し，炉心損傷に至る。

ＴＷ及びＴＢＷは，電源の確保状態が異なるものの，いずれも原子炉への注水に成功後，格納容器からの除熱機能の喪失により格納容器が先行破損する事故シーケンスである。格納容器が過圧破損に至るのは事象発生後 20 時間以上経過後であり，その後炉心損傷に至る。

以上より，炉心損傷時期の分類に当たっては，事象発生後の原子炉注水に成功している事故シーケンスのうち，全交流動力電源喪失時のＲＣＩＣ運転継続に期待できる蓄電池枯渇までの時間を参考に，事象発生後 8 時間以降に炉心損傷に至る事故シーケンスを後期とした。

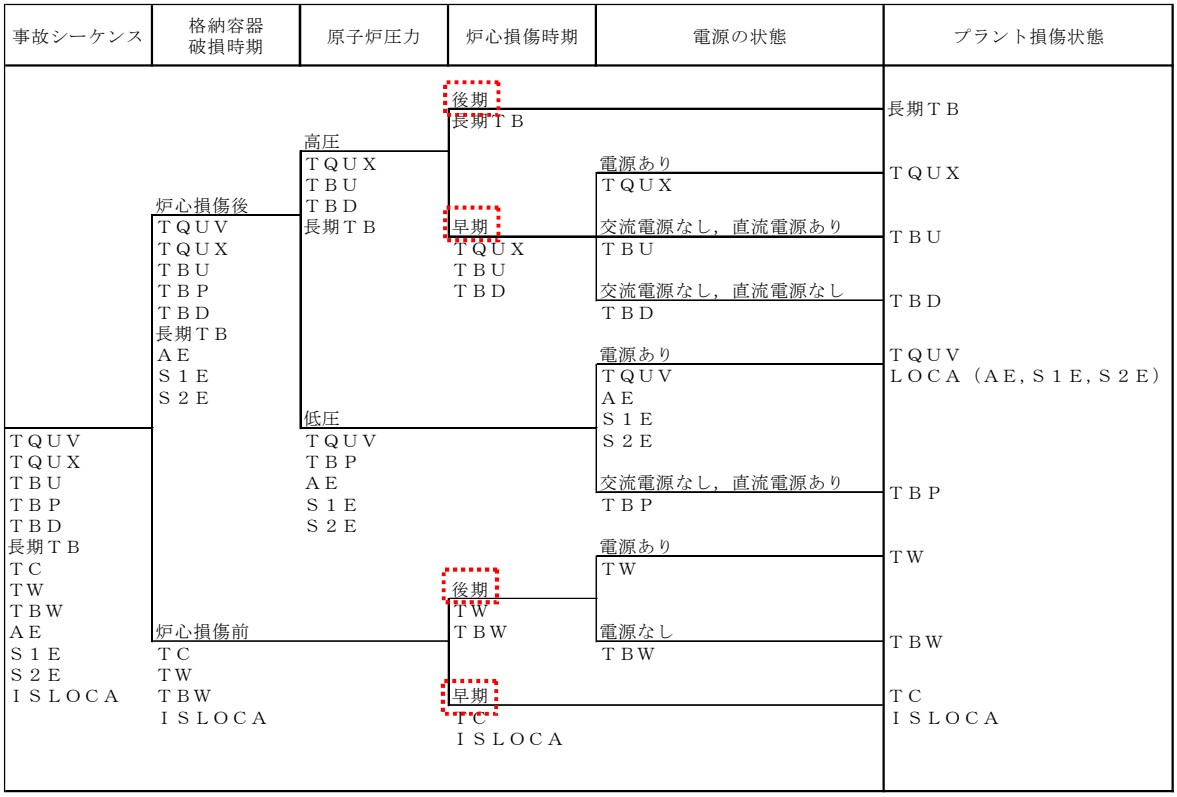


図１　プラント損傷状態の分類

ＴＢＰ及びＳ２Ｅシーケンスのプラント損傷状態について

本ＰＲＡでは，炉心損傷に至る事故シーケンスのうち，ＴＢＰ（全交流動力電源喪失後の逃がし安全弁再閉鎖失敗及び高圧炉心スプレイ系失敗）及びＳ２Ｅ（小破断ＬＯＣＡ後の注水失敗）について，いずれも低圧の炉心損傷シーケンスとしている。その考え方を以下に示す。

1. 高圧／低圧シーケンスの分類の考え方

格納容器イベントツリーを展開するためのプラント損傷状態の分類に当たっては，格納容器雰囲気直接加熱の発生の有無の観点から，原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力（2MPa[gage]）を判断基準として，高圧／低圧シーケンスを分類した。

2. ＴＢＰシーケンス

緩和設備に期待できない場合のＴＢＰシーケンスについて，ＭＡＡＰによる事故進展解析結果を図１に示す。

図１より，原子炉圧力容器破損時（事故後約 10.7 時間後）の原子炉圧力は 2MPa[gage]以下であるため，低圧シーケンスとして分類した。

なお，レベル１ＰＲＡのイベントツリーの展開に当たっては，高圧／低圧の分類により期待する緩和操作が異なる（原子炉圧力が約 2MPa[gage]以下で，低圧の注水系により注水可能）ことから，炉心損傷開始時の原子炉圧力により高圧／低圧を分類し，それぞれツリーを展開している。ＴＢＰシーケンスでは，炉心損傷開始時（事故後約 2.5 時間後）の原子炉圧力は 2MPa[gage]以下であることから，

低圧状態としてイベントツリーを展開している。

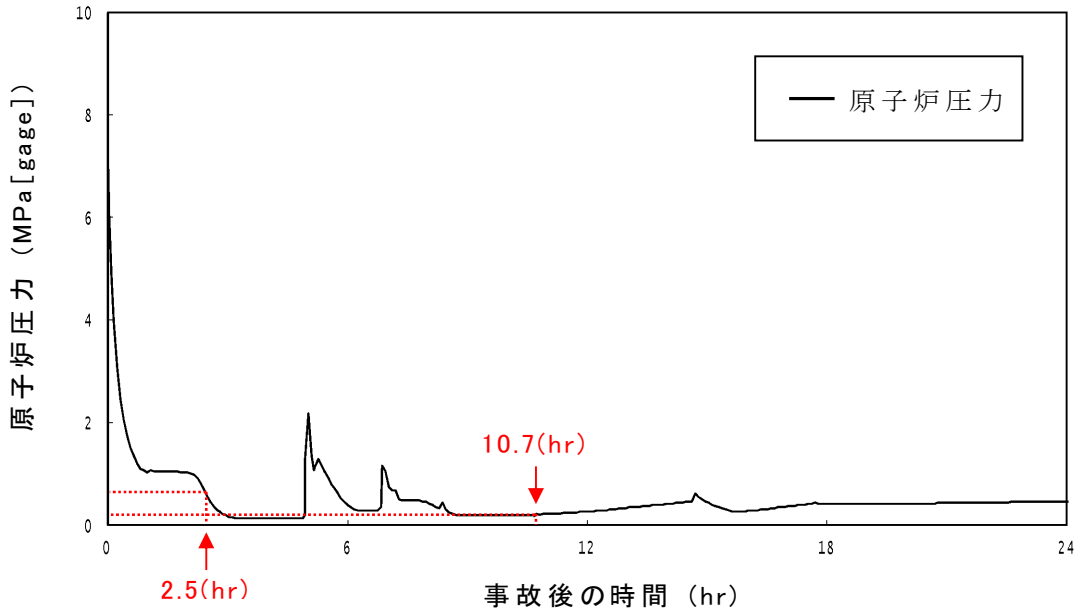


図１　ＴＢＰシーケンスの事故進展解析結果（原子炉圧力）

3.　Ｓ２Ｅシーケンス

緩和設備に期待できない（減圧に失敗する）場合のＳ２Ｅシーケンスについて，ＭＡＡＰによる事故進展解析結果を図２に示す。

図２より，原子炉圧力容器破損時（事故後約 3.3 時間後）の原子炉圧力は 2MPa[gage]以上であり，高圧状態となっている。しかしながら，図３（「添付資料 3.1.1-1　内部事象出力運転時レベル１ＰＲＡイベントツリー集」の図 10-1）のとおり，小破断ＬＯＣＡに対するイベントツリーにおいて，最終状態がＳ２Ｅとなる No.19 及び 20 のシーケンスの炉心損傷頻度は以下のとおりであり，低圧シーケンスの炉心損傷頻度が高圧シーケンスに対して１桁程度高くなっている。

・原子炉減圧に成功して低圧シーケンスとなる No.19 シーケンス：
炉心損傷頻度は 1.4×10^{-13}（／炉年）

・原子炉減圧に失敗して高圧シーケンスとなる No.20 シーケンス：
炉心損傷頻度は 2.2×10^{-14}（／炉年）

このように，Ｓ２Ｅシーケンスは，炉心損傷頻度に対して低圧シーケンスが支配的であるため，低圧シーケンスとして分類した。

なお，Ｓ２Ｅシーケンスでは，炉心損傷開始時（事故後約 0.7 時間後）の原子炉圧力は 2MPa[gage]以上であり，高圧状態となっていることから，レベル１ＰＲＡのイベントツリーの展開に当たっては，原子炉減圧系に期待し，高圧／低圧を分類している。

Ｓ２Ｅシーケンスと同様に，Ｓ１Ｅシーケンスについても，中破断ＬＯＣＡに対するイベントツリーにおいて低圧シーケンスの炉心損傷頻度が高圧シーケンスに対して数倍程度高く支配的であるため，低圧シーケンスとして分類した。

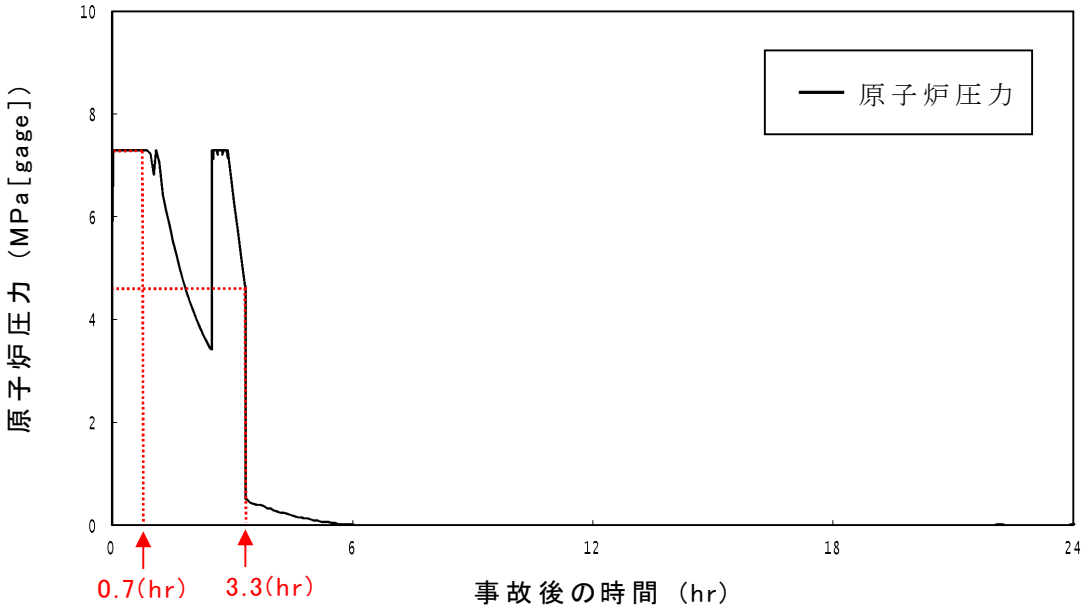
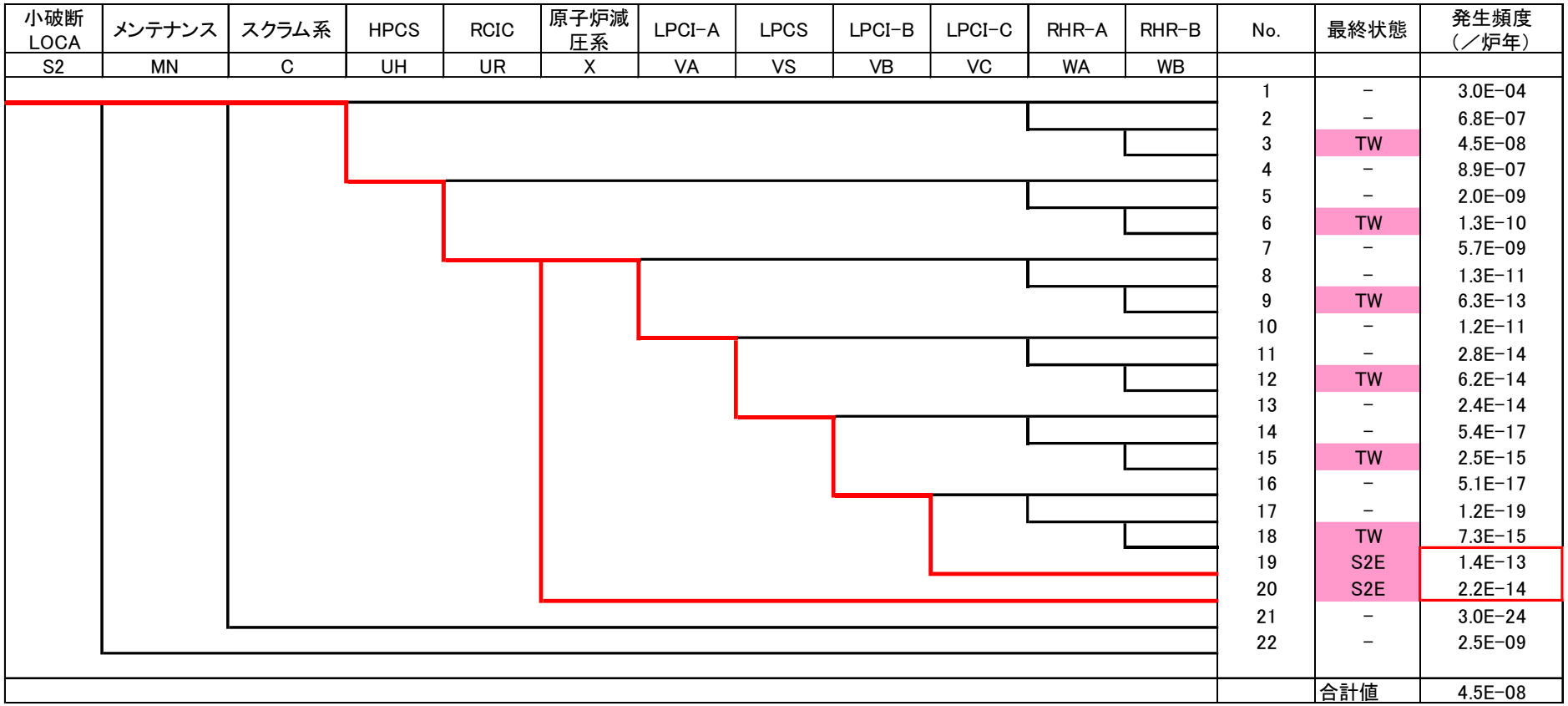


図２　Ｓ２Ｅシーケンスの事故進展解析結果（原子炉圧力）



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）
S2	MN	C	UH	UR	X	VA	VS	VB	VC	WA	WB			
												1	－	3.0E-04
												2	－	6.8E-07
												3	TW	4.5E-08
												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	TW	6.2E-14
												13	－	2.4E-14
												14	－	5.4E-17
												15	TW	2.5E-15
												16	－	5.1E-17
												17	－	1.2E-19
												18	TW	7.3E-15
												19	S2E	1.4E-13
												20	S2E	2.2E-14
												21	－	3.0E-24
												22	－	2.5E-09
													合計値	4.5E-08

図３　小破断ＬＯＣＡに対するイベントツリー

炉内溶融燃料－冷却材相互作用（ＦＣＩ）に関する知見の整理

溶融燃料－冷却材相互作用（以下「ＦＣＩ」という。）は，高温のデブリと水が接触して生じる水蒸気爆発によって，格納容器健全性が脅かされる現象である。ＦＣＩは原子炉圧力容器内又は原子炉圧力容器外で発生する可能性があるが，原子炉圧力容器内における水蒸気爆発は，ＢＷＲ体系では，下部プレナム内の冷却水は飽和状態であるとともに多数の制御棒駆動機構の構造物が存在するため，トリガリング（粗混合状態から発生した膜沸騰が破壊され微粒子化，衝撃波が伝播）が制約されることで，水蒸気爆発は発生しないと考えられる。

ここでは，これまでに国内外で実施されたＦＣＩに関する試験の結果等を整理した。

1. 炉内ＦＣＩにおいて想定される現象の概要

炉内ＦＣＩによる格納容器破損はαモード破損と呼ばれ，これまでに多くの現象論の研究，試験が行われてきた。この現象は，溶融炉心が下部プレナム内の残存水中に落下し，高温の溶融炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。このときの発生したエネルギーにより，水塊が原子炉圧力容器上部に衝突し，さらに原子炉圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損に至るモードである。炉内ＦＣＩは，以下のようなメカニズムであると考えられている。

ａ．炉内の冷却材が喪失し，炉心が溶融してその溶融炉心が下部プレナム残存水に落下する。水と接触した溶融炉心は，その界面の不安定性により，溶融炉心の一部若しくは大部分が分裂し，

膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。さらに，自発的若しくは外部からの圧力パルスにより，膜沸騰が不安定化し（トリガリング），二液が直接接触する。

ｂ．下部プレナムにおける二液の直接接触により，急速な熱の移動が発生し，急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化により，さらに液体同士の接触を促進し（伝播），蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する。

ｃ．発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合領域）の膨張により運動エネルギーが発生し，上部ヘッドを破壊する。この結果，上部ヘッドはミサイルとなって格納容器に衝突する。

2.　過去の知見の整理

ａ．ＦＡＲＯ試験[1]

ＦＡＲＯ試験は，イタリアのＪＲＣ（Joint Research Centre）のイスプラ研究所で実施された，原子炉圧力容器内でのＦＣＩを調べることを主な目的として実施された試験である。多くの試験は高圧・飽和水条件で実施されているが，原子炉圧力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。

試験装置の概要図を図 2-1 に示す。また，試験条件及び結果の一覧を表 2-1 に示す。

試験は，酸化物コリウム（80wt％UO_2＋20wt％ZrO_2）及び金属コリウム（77wt％UO_2＋19wt％ZrO_2＋4wt％Ｚｒ）を用いて実施された。ＦＡＲＯ試験で得られた主な知見は以下のとおりである。

・高圧・飽和水試験，低圧・サブクール試験のいずれにおいても

水蒸気爆発は発生していない。

・高圧・飽和水の酸化物コリウム試験の場合は一部が粒子化し，一部はパンケーキ状でプール底部に堆積した。高圧・飽和水コリウムに金属Ｚｒ成分を含んだ試験及び低圧･サブクール試験では全てのコリウムは粒子化した。

･粒子の質量中央径は比較的大きかったが,試験条件(初期圧力，水深，コリウム落下速度，サブクール度）に依存していない。

ｂ．ＫＲＯＴＯＳ試験[1]

ＫＲＯＴＯＳ試験は,ＦＡＲＯプログラムの一部としてイスプラ研究所で実施された試験である。ＦＡＲＯ試験に比べて小規模ではあるが，低圧・サブクール水を主として試験を実施していることに特徴がある。

実験装置の概要図を図 2-2 に示す。また，試験条件及び結果の一覧を表 2-2 に示す。

試験では，模擬コリウムとしてアルミナ又はUO_2混合物（80wt％UO_2＋20wt％ZrO_2）を用いた試験を実施している。また，外部トリガリング装置によりトリガリングを与えることで，水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。ＫＲＯＴＯＳ試験により得られた主な知見は以下のとおりである。

・アルミナを用いた試験では，圧力が 0.1～0.37MPa の範囲でサブクール水の場合は,外部トリガリング無しで水蒸気爆発が発生した。また，飽和水の場合には外部トリガリング無しでは水蒸気爆発は発生しなかったが,外部トリガリングを与えた場合には水蒸気爆発が発生した。

・UO_2混合物を用いた試験では，圧力 0.1～0.2MPa，サブクー

ル度 4～102K の範囲で,外部トリガリング無しでは水蒸気爆発は発生せず,外部トリガリングを与えた場合でも大規模な水蒸気爆発は発生しなかった。

・粗混合時において，UO_2混合物はアルミナに比べて粒子径が小さいため,粒子化後の表面積が大きくなることでプールが高ボイドとなり，トリガリングの伝播を阻害した可能性がある。

・UO_2混合物試験の方が一般的に溶融物の過熱度が小さく，また，ブレイクアップ後の粒径も小さい。UO_2混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化した可能性があり,これが水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。

・UO_2混合物試験では，水素の発生により粗混合時の蒸気膜の崩壊による水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。

ｃ．ＣＯＴＥＬＳ計画[1]

ＣＯＴＥＬＳ計画は,（財）原子力発電技術機構が実施した試験であり，原子炉圧力容器外のデブリ冷却特性を調べることを目的として実施された試験である。

試験装置の概要図を図 2-3 に示す。また，試験条件及び結果の一覧を表 2-3 に示す。

試験では，シビアアクシデント時の溶融コリウム成分を模擬するため，原子炉圧力容器下部ヘッド内の構造物の成分を考慮した模擬溶融物（55wt％UO_2＋25wt％Ｚｒ＋5wt％ZrO_2＋15wt％ＳＵＳ）を用いている。ＣＯＴＥＬＳ計画で得られた主な知見は以下のとおりである。

・サブクール度が大きいケースも含め，全ての試験で水蒸気爆発は発生しなかった。

・落下直後の圧力上昇は，コリウム落下速度に最も大きな影響を受け，コリウム落下速度が大きいほど圧力上昇速度及び圧力上昇量が大きい。また，プール水深が深くなるほど，水蒸気爆発が生じていないため，プールのサブクール度が大きくなるほど初期圧力上昇量は小さくなる。

・プールに落下した溶融コリウムは，40cm の水深においても，約 90％以上がプール水中で粒子化した。

・粒子径は，コリウム落下速度の大きいケースを除いて，質量中央径で 6mm 程度である。コリウム落下速度の大きいケースの粒子径は小さくなっている。

ｄ．ＡＬＰＨＡ実験（1）

ＡＬＰＨＡ実験は，旧日本原子力研究所で実施された実験であり，シビアアクシデント時の格納容器内の諸現象を明らかにし，格納容器の耐性やアクシデントマネジメント策の有効性を評価することを目的として実施された。

試験装置の概要図を図 2-4 に示す。また，試験条件及び結果の一覧を表 2-4 に示す。

テルミット反応により生成した酸化アルミニウムと鉄からなる高温溶融物，又は高周波誘導加熱により生成した溶融ステンレス鋼を，模擬格納容器内に設置した冷却水プールに落下させる実験を実施することにより，水蒸気爆発の発生及び規模に及ぼす種々のパラメータの影響を明らかにするとともに，発生圧力，微細化粒子径，衝撃波伝播速度，エネルギー変換効率等，水蒸気爆発に関連する特性を把握することを目的としている。ＡＬＰＨＡ実験で得られた主な知見は以下のとおりである。

・高雰囲気圧力又は高冷却水温度の場合に，水蒸気爆発の発生が抑制される。

・溶融ステンレス鋼を用いた実験では，冷却水のサブクール度が大きい条件においても水蒸気爆発は発生しなかった。

・溶融物分散板を用いた実験では，水蒸気爆発の発生及び規模が抑制される場合と水蒸気爆発の規模が増大する場合の両方が観測された。この結果は，溶融物と冷却水との粗混合状態が，その後の溶融炉心と冷却水の相互作用の進展に大きな影響を及ぼすことを示唆するものである。

ｅ．ＴＲＯＩ試験（2）

ＴＲＯＩ試験は，韓国原子力研究所（ＫＡＥＲＩ）で 2001 年から実施された試験であり，2007 年から 2012 年までは，ＫＲＯＴＯＳ試験とともに，ＯＥＣＤ／ＮＥＡのＳＥＲＥＮＡプロジェクトとして実施された試験である。

試験装置の概要図を図 2-5 に示す。また，試験条件及び結果の一覧を表 2-5 に示す。

ZrO_2を用いた試験では外部トリガリングを与えていないが，圧力スパイクや水蒸気爆発が発生した試験がある。一方，UO_2－ZrO_2の混合物を用いた試験では，異なった条件による内部トリガリングを発生させるため又は外部トリガリングによる水蒸気爆発時の発生エネルギを変えるため，混合物の割合，水深及び混合物量等の様々な条件により試験を実施し，数ケースでは水蒸気爆発が発生している。ＴＲＯＩ試験で得られた主な知見は以下のとおりである。

・自発的な水蒸気爆発が生じた試験は，融点を大きく上回る過熱

度を溶融物に対して与えるなどの実機と異なる条件であり，その他の試験では自発的な水蒸気爆発は生じていない。なお，水深が深い場合（130cm）には，内部トリガリングによる水蒸気爆発は発生していない。

f．知見のまとめ

上記で示した実験等の結果から得られた主な知見を以下にまとめる。

・実機条件におけるUO_2混合物を用いた代表的なＦＣＩ実験（外部トリガリング無し）では，水蒸気爆発は確認されていない（ＦＡＲＯ試験，ＫＲＯＴＯＳ試験，ＣＯＴＥＬＳ計画，ＴＲＯＩ実験）。

・高圧力条件，または低サブクール水条件は，水蒸気爆発を抑制する傾向がある（ＫＲＯＴＯＳ試験，ＡＬＰＨＡ実験）。

・粒子化割合は，サブクール度に依存し，サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。金属成分が含まれていると粒子化が促進される（ＦＡＲＯ試験）。

・粒子化割合は，デブリ落下速度に依存し，落下速度が大きいと粒子化が促進される（ＣＯＴＥＬＳ計画）。

・UO_2混合物は（融点が高いため）過熱度が小さく，水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化すると考えられることが示唆される（ＫＲＯＴＯＳ試験）。

・デブリ落下後の水プールが高ボイド率状態になると，トリガリングの伝播を阻害する可能性がある（ＫＲＯＴＯＳ試験）。

・水深が深い場合には，内部トリガリングによる水蒸気爆発が発生していない（ＴＲＯＩ試験）。

・金属－水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し，蒸気膜の安定化に寄与すると考えられることが示唆される（ＫＲＯＴＯＳ試験）。

3. 専門家会議等の知見（2）

αモード破損の発生確率については，これまで専門家会議（ＳＥＲＧ）等で議論がなされてきており，ＢＷＲについての議論の結果を表3に示す。ＢＷＲ体系では下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており，これらは大規模な水蒸気爆発の発生を制限すると考えられるため，αモード破損の発生確率は，プラント全体でみた際に他の要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。

4. まとめ

これまでに実施された各種試験結果及び専門家による工学的議論から，ＢＷＲ体系における炉内ＦＣＩの発生の可能性は十分低いと考えられる（表4）。

したがって，ＢＷＲにおける格納容器破損モードとして，炉内ＦＣＩの考慮は不要である。

5. 参考文献

[1]「シビアアクシデント熱流動現象評価」（社団法人　日本原子力学会，平成12年3月）

[2] Institute de Physique et Chimie des Matériaux de Strasbourg Laboratorie d'Essais pour la Maîtrise des Accidents Graves, CEA Cadarache

表 2-1　ＦＡＲＯ試験条件及び試験結果

No.	溶融コリウムの組成*	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	溶融物粒径 (mm)	圧力 (MPa)	水深 (m)	サブクール度 (K)	水蒸気爆発の発生の有無
L-06	A	18	2,923	100	5	0.87	0	無
L-08	A	44	3,023	100	5.8	1.00	12	無
L-11	B	151	2,823	100	5	2.00	2	無
L-14	A	125	3,123	100	5	2.05	0	無
L-19	A	157	3,073	100	5	1.10	1	無
L-20	A	96	3,173	100	2	1.97	0	無
L-24	A	177	3,023	100	0.5	2.02	0	無
L-27	A	129	3,023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3,052	50	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3,070	50	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2,990	50	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3,070	50	0.4	1.60	124	無

＊A：80wt％UO_2＋20wt％ZrO_2

B：77wt％UO_2＋19wt％ZrO_2＋4wt％Ｚｒ

表 2-2　ＫＲＯＴＯＳ試験条件及び試験結果

No.	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	溶融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水深 (m)	サブクール度 (K)	外部トリガの有無	水蒸気爆発の発生の有無
38	アルミナ	1.533	2,665	0.10	1.11	79	無	有
40	アルミナ	1.470	3,073	0.10	1.11	83	無	有
41	アルミナ	1.430	3,073	0.10	1.11	5	無	無
42	アルミナ	1.539	2,465	0.10	1.11	80	無	有
43	アルミナ	1.500	2,625	0.21	1.11	100	無	有
44	アルミナ	1.500	2,673	0.10	1.11	10	有	有
49	アルミナ	1.470	2,688	0.37	1.11	120	無	有
50	アルミナ	1.700	2,473	0.10	1.11	13	無	無
51	アルミナ	1.794	2,748	0.10	1.11	5	無	無
37	コリウム*	3.222	3,018	0.10	1.1	77	有	無
45	コリウム*	3.085	3,106	0.10	1.14	4	有	無
47	コリウム*	5.431	3,023	0.10	1.1	82	有	無
52	コリウム*	2.627	3,023	0.20	1.1	102	有	有

＊：80wt％UO_2＋20wt％ZrO_2

表 2-3　ＣＯＴＥＬＳ計画の試験条件及び試験結果

No.	溶融コリウムの組成*	溶融物質量 (kg)	圧力 (MPa)	水深 (m)	サブクール度 (K)	水蒸気爆発の発生の有無
A1	C	56.3	0.20	0.4	0	無
A4	C	27.0	0.30	0.4	8	無
A5	C	55.4	0.25	0.4	12	無
A6	C	53.1	0.21	0.4	21	無
A8	C	47.7	0.45	0.4	24	無
A9	C	57.1	0.21	0.9	0	無
A10	C	55.0	0.47	0.4	21	無
A11	C	53.0	0.27	0.8	86	無

＊C：55wt％UO_2＋25wt％Ｚｒ＋5wt％ZrO_2＋15wt％ＳＵＳ

表 2-4　ＡＬＰＨＡ実験の試験条件及び試験結果

No.	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	雰囲気圧力 (MPa)	水温 (K)	水深 (m)	水蒸気爆発の発生の有無
STX002	酸化アルミニウム＋鉄	20	0.1	289	1.0	有
STX003		20	0.1	292	1.0	有
STX005		20	0.1	300	1.0	有
STX009		20	0.1	289	1.0	有
STX016		20	0.1	295	0.9	有
STX017		20	0.1	286	0.9	有
STX018		20	0.1	283	0.9	有
STX001		10	0.1	293	1.0	無
STX010		10	0.1	297	1.0	有
STX013		10	0.1	284	1.0	無
STX014		20	0.1	372	1.0	無
STX008		20	1.6	288	1.0	無
STX012		20	1.6	290	1.0	無
STX015		20	1.0	282	1.0	無
STX025		20	0.5	280	0.9	有
STX006		20	0.1	298	1.0	無
STX011		20	0.1	290	1.0	有
STX019		20	0.1	281	0.9	有
STX020		20	0.1	281	1.0	無
STX021		20	0.1	281	0.9	有
STX022		20	0.1	286	0.8	無
STX023		20	0.1	285	0.3	有
STX024		20	0.1	280	0.8	有
STX102	ステンレス鋼	20	0.1	282	0.8	無
STX103		20	0.1	373	0.8	無
STX104		20	0.1	333	0.8	無

表 2-5　ＴＲＯＩ試験条件及び試験結果（1／3）

	No	–	1	2	3	4	5	9	10	11	12
INPUT	Material	–	ZrO2/Zr	ZrO2/Zr	ZrO2/Zr	ZrO2/Zr	ZrO2/Zr	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2
		%	99/1	99/1	99/1	99/1	98.5/1.5	70/30	70/30	70/30	70/30
	Melt Temp	K	>3373	>3373	>3373	>3373	3373	3200	3800	>3800	3800
	Melt amount in FCI	kg	5	5.5	4.88	4.2	2.9	4.3	8.7	9.2	8.4
	Initial Jet diameter	cm									
	Water Temp	K	365	365	323	292	337	296	298	296	293
	Water mass	kg	283	283	283	283	283	–	–	–	–
	Water height (initial)	cm	67	67	67	67	67	90	67	67	67
	initial pressure	MPa	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.117	0.111	0.11
	Vessel Free Volume	m3									
	Trigger	–	×	×	×	×	×	×	×	×	×
		sec									
OUTPUT	Steam Explosion	–	Spike	×	×	○	Double Explosion	×	○	×	○
	Max PV Press	MPa									
	Dyn Press	MPa						–	–	–	
	Water height (final)	cm									

表 2-5　ＴＲＯＩ試験条件及び試験結果（2／3）

	No	–	13	14	17	18	23	29	32	34	35
INPUT	Material	–	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2
		%	70/30	70/30	70/30	78/22	78/22	50/50	87/13	70/30	70/30
	Melt Temp	K	2600	3000						～3000	～3000
	Melt amount in FCI	kg	7.7	6.5		9.1		11.5		10.5	8
	Initial Jet diameter	cm									
	Water Temp	K	292	285						341	334
	Water mass	kg	–	–						189	367
	Water height (initial)	cm	67	67						67	130
	initial pressure	MPa	0.108	0.105							0.11
	Vessel Free Volume	m3									
	Trigger	–	×	×	×	×	×	×	×	○	○
		sec									
OUTPUT	Steam Explosion	–	○	○	×		×	×	×	○	○
	Max PV Press	MPa									
	Dyn Press	MPa									
	Water height (final)	cm									

表 2-5　ＴＲＯＩ試験条件及び試験結果（3／3）

	No	-	36	37	38	39	40	49	50	51	52
INPUT	Material	-	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2 /Zr/Fe	UO2/ZrO2 /Zr/Fe	UO2/ZrO2 /Zr/Fe	UO2/ZrO2 /Zr/Fe
		%	70/30	78/22	78/22	78/22	70/30	62.3/15 /11.7/11	59.5/18 /11.9/10.6	60.5/16.7 /12.1/10.7	61/16 /12/11
	Melt Temp	K	～3000	～3000	～3000	～3000	～3000	2730 (3360)		2695 (3420)	2650
	Melt amount in FCI	kg	5.3	8.1	5.3	3.4	11.1	15.96	14.46	6.3 (14.2 load)	8.6 (14.1 load)
	Initial Jet diameter	cm								10	5
	Water Temp	K	305	313	288	285	287			294	285
	Water mass	kg	269	269	92	92	92			367	367
	Water height (initial)	cm	95	95	130	130	130			130	130
	initial pressure	MPa		0.104	0.105	0.106	0.312			0.115	0.116
	Vessel Free Volume	m3								8.023	8.023
	Trigger	-	○	○	×	×	×	×	×	○	○
		sec								1.35	1.67
OUTPUT	Steam Explosion	-	○	○	×	×	×	-	-	○	×
	Max PV Press	MPa								0.053	0.07
	Dyn Press	MPa								32 (SE)	11 (ET)
	Water height (final)	cm								1.02	1.23

表３　ＢＷＲ体系における炉内ＦＣＩ現象の発生確率に関する議論の整理

著者	会議及び文献	議論
Okkonen 等（1993）	OECD/CSNI FCI 専門家会議（1993）	BWR の原子炉圧力容器下部プレナムは，制御棒案内管で密に占められている。そして，炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは，炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。これらの特徴は，燃料－冷却材の粗混合のポテンシャルを制限し，水蒸気爆発に起因する水－溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって，スラグにより破壊された原子炉圧力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は，PWR よりも BWR の方が起こりにくいと評価される。
Theofanous 等（1994）	NUREG/CR-5960（1994）	下部プレナムには，密に詰められた制御棒案内管があるため，炉内水蒸気爆発問題の対象とならない。
Corradini（1996）	SERG-2 ワークショップ（1996）NUREG-1524	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため，BWR のαモード格納容器破損確率は，おそらく PWR より小さい。
Zuchuat 等（1997）	OECD/CSNI FCI 専門家会議（1997）JAERI-Conf 97-011	下部プレナム構造物の存在により，水蒸気爆発の影響を緩和する。一般に，BWR の現在の知見は，炉内水蒸気爆発は格納容器への脅威とならない（NUREG/CR-5960 を参考文献としている。）。

表４　ＢＷＲ実機体系を踏まえた炉内ＦＣＩの分析結果

炉内 FCI に影響する因子	BWR 実機体系の条件	実験・専門家会議等による知見	炉内 FCI への影響
溶融物組成	溶融落下物は，金属成分を含む UO_2 混合物	・実機条件において，模擬溶融物に UO_2 を用いた代表的な FCI 試験（FARO 試験，COTELS 試験，KROTOS 試験，TROI 試験）では，トリガリング無しで水蒸気爆発は確認されていない。 ・溶融物に金属成分を含む場合は，粒子化が促進される。（FARO 試験） ・UO_2 混合物では（融点が高いため）過熱度が小さく，水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化することが考えられる。（KROTOS 試験の考察） ・金属―水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し，蒸気膜の安定化に寄与すると考えられる。（KROTOS 試験の考察）	金属成分により粒子化が促進される可能性があるが，粒子表面の固化，水蒸気爆発の発生は抑制される。
下部プレナム水温度	溶融物が下部プレナムに落下する状況では，下部プレナム残存水は飽和温度に近い	・低サブクール水条件では，水蒸気爆発は抑制される可能性がある。（ALPHA 試験，KROTOS 試験） ・粒子化割合は，サブクール度に依存し，サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。（FARO 試験） ・下部プレナム水が低サブクール条件の場合，デブリ落下維持のボイド発生が多くなり，トリガリングの伝播を阻害する可能性がある。（KROTOS 試験の考察）	低サブクール条件では，粒子化を抑制し，ボイド発生が多くなるため，水蒸気爆発の発生を抑制する。
下部プレナム部構造材	下部プレナム部には多数の制御棒案内管等の構造物が存在	・下部プレナム内の制御棒案内管等の多くの構造物が水蒸気爆発のエネルギーを吸収するため，格納容器破損に至るような大規模なエネルギーは発生しない。（専門家会議等の知見）	水蒸気爆発が発生しても，構造物により水蒸気爆発のエネルギーが制限される。

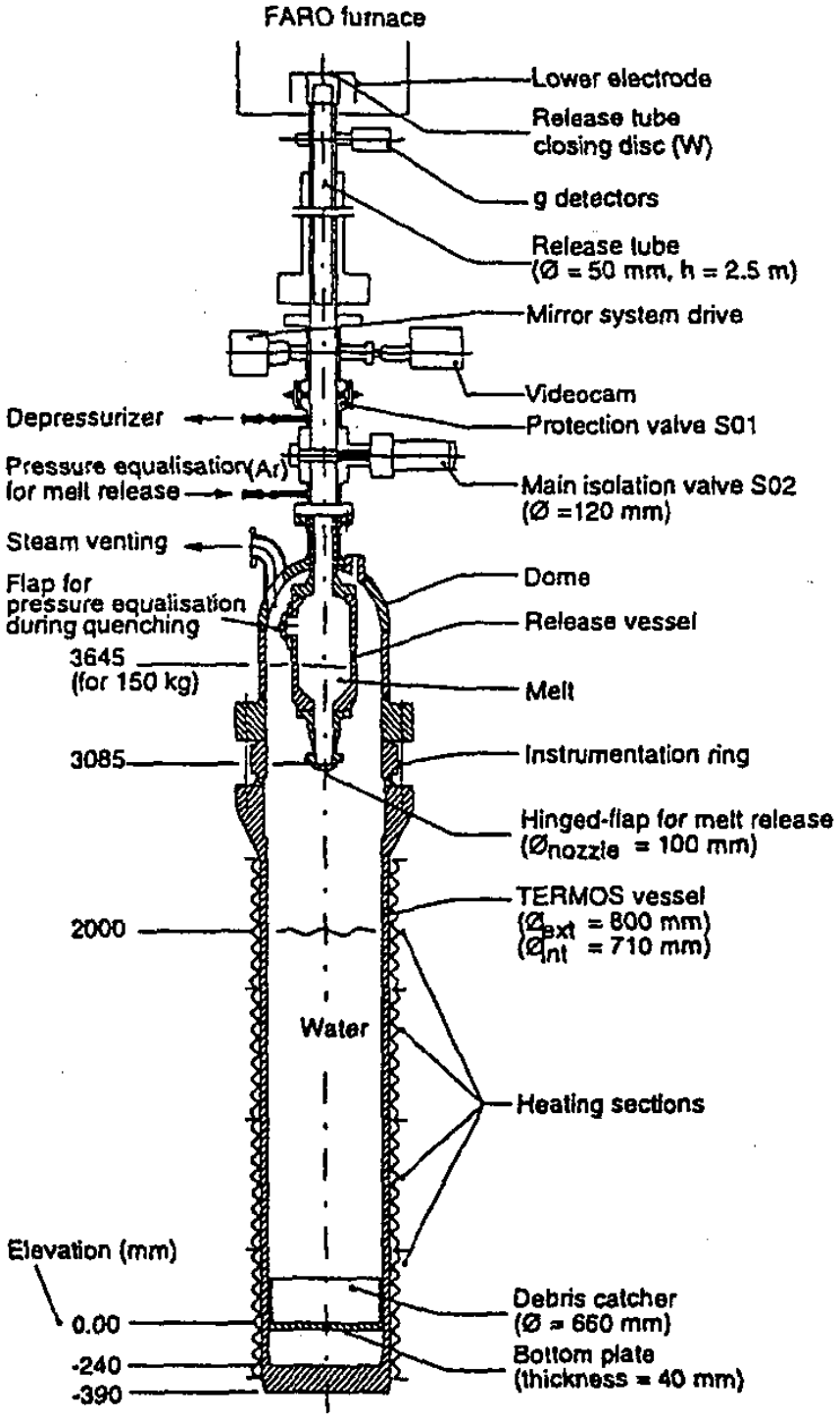


図 2-1　ＦＡＲＯ試験装置の概要

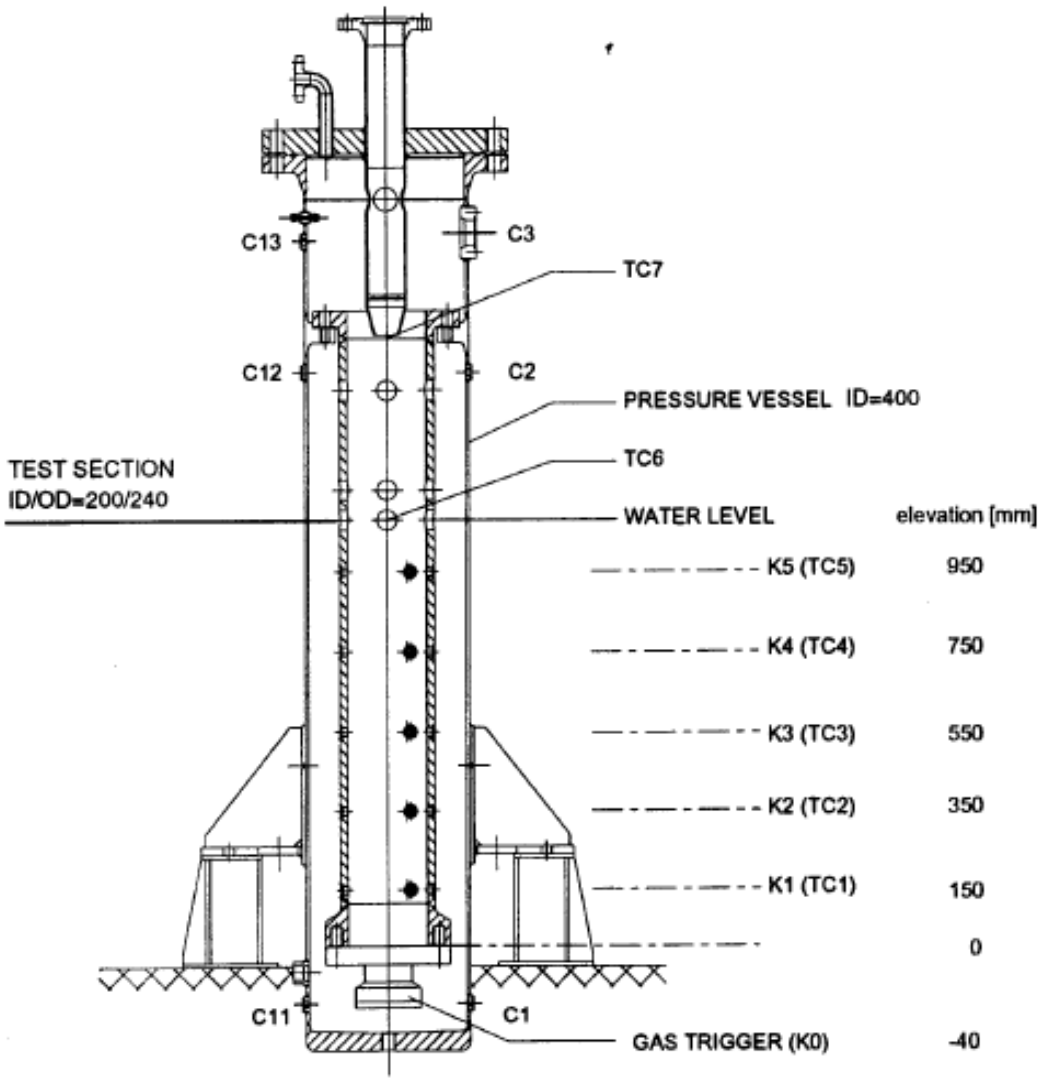


図 2-2　ＫＲＯＴＯＳ試験装置の概要

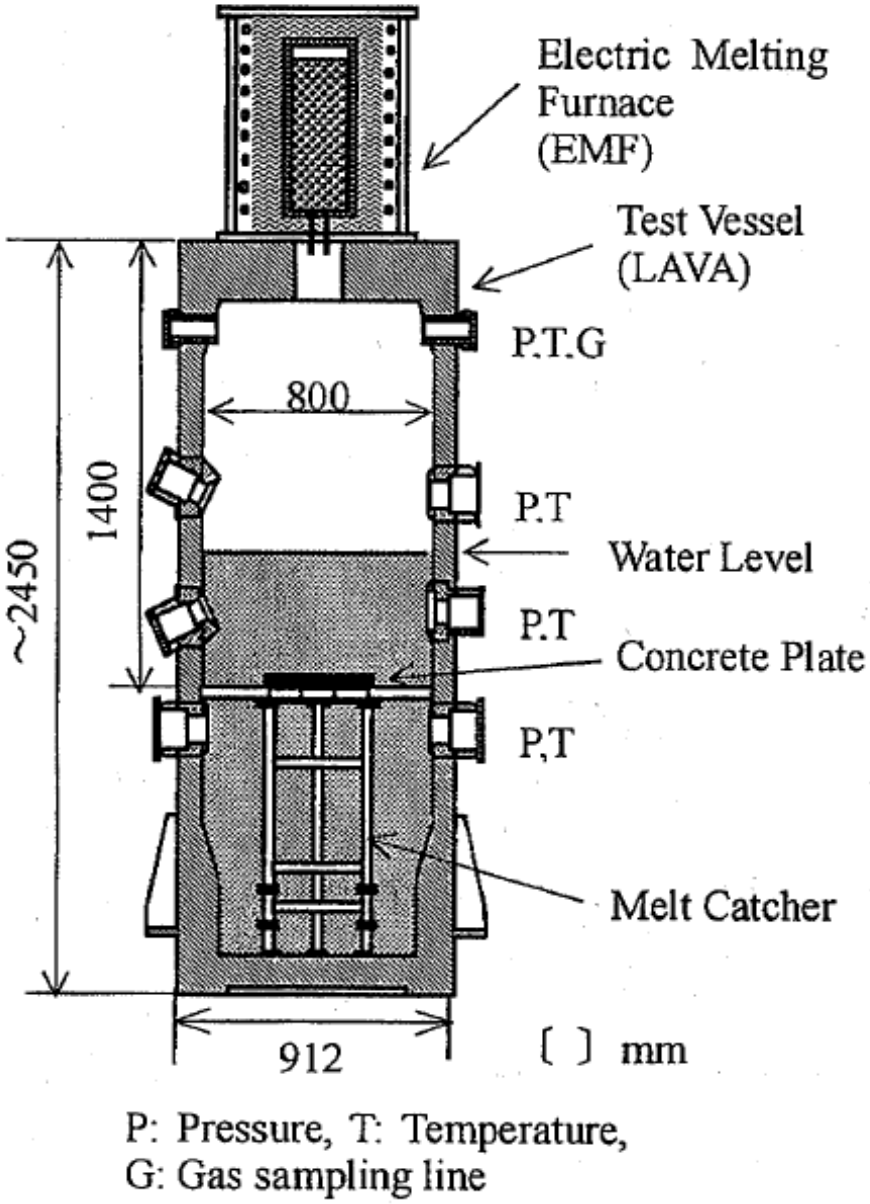


図 2-3　ＣＯＴＥＬＳ計画の試験装置の概要

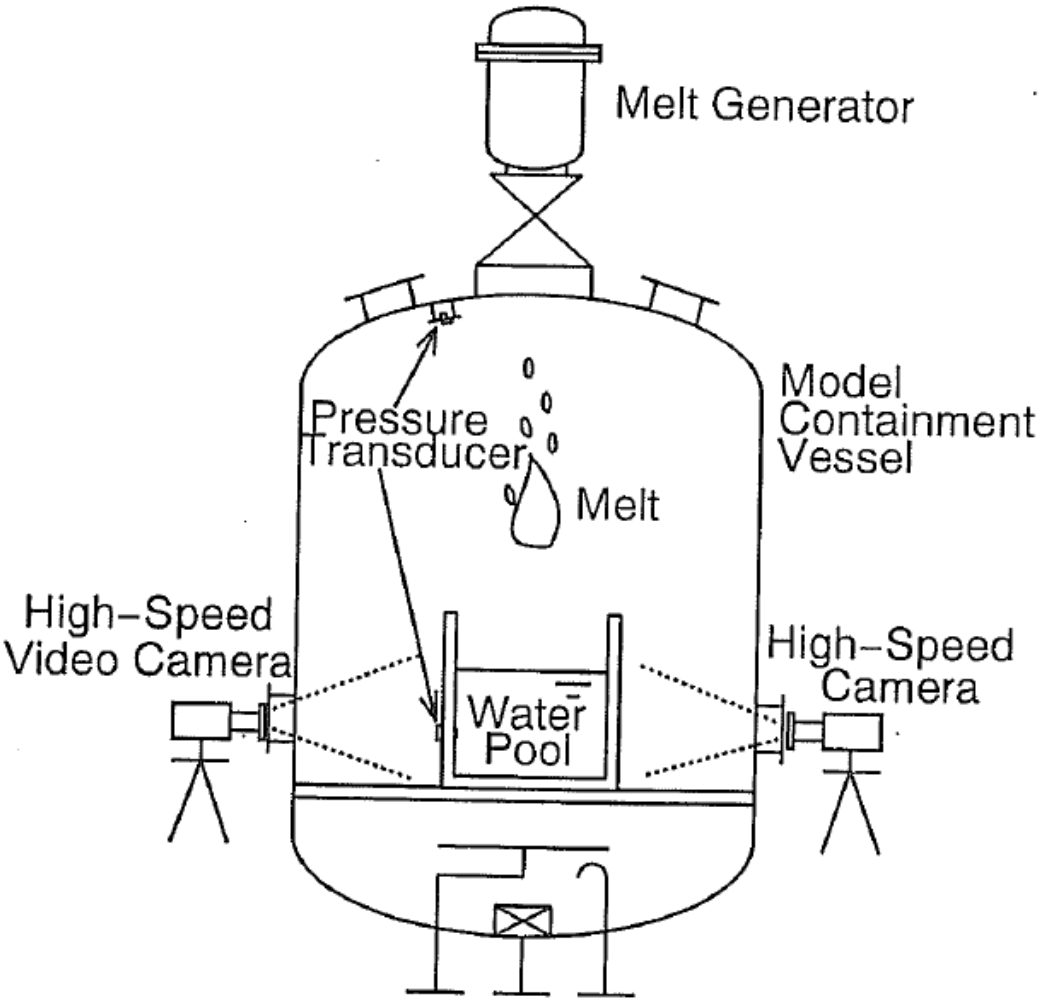


図 2-4　ＡＬＰＨＡ実験の試験装置の概要

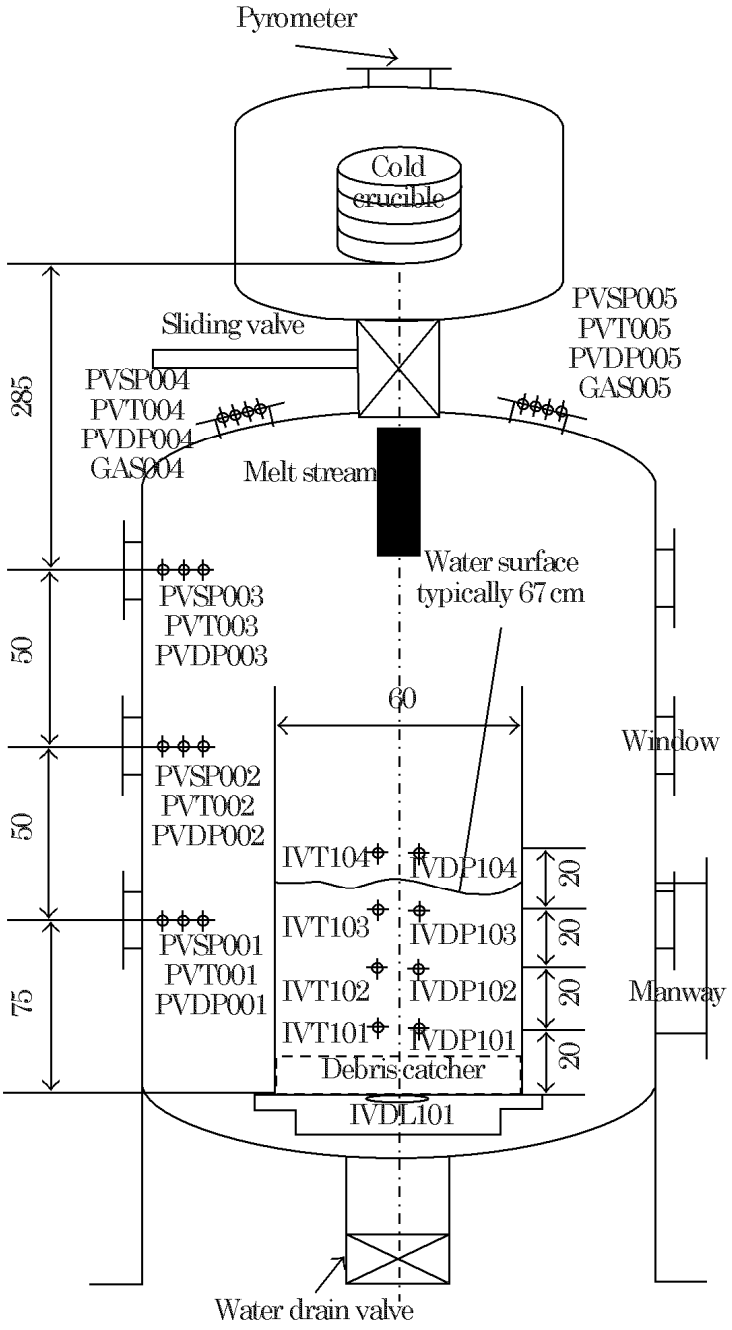


図 2-5　ＴＲＯＩ試験装置の概要

サプレッション・プールに落下した溶融物による格納容器破損モードについて

サプレッション・プール床に落下した溶融物の冷却が不十分な場合の格納容器破損モードの取扱いは，以下のとおりである。

・ＷＡＳＨ－１４００[1]，ＮＵＲＥＧ－１１５０[2]においては，格納容器への溶融物の接触による格納容器破損メカニズムとして，①「鋼製ライナーの溶融貫通」（シェルアタック）と②「コンクリートベースマット溶融貫通」の２種類が考慮されている。

①「鋼製ライナーの溶融貫通」（シェルアタック）は，原子炉圧力容器破損により放出された溶融物が直接ドライウェル鋼製ライナーに接触する構造となっているＭａｒｋ－Ⅰ型格納容器に特有の現象であり，ライナーが溶融貫通するとライナーとコンクリート間のギャップを通した大規模な放射性物質の放出経路が形成される可能性がある破損モードである（図１参照）。この現象は原子炉圧力容器破損直後に発生することから，事故後早期の破損モードに分類されている。なお，東海第二発電所のＭａｒｋ－Ⅱ型格納容器は，ペデスタル（ドライウェル部）床面の高さが，ダイヤフラムフロアより低く，溶融物が直接ドライウェル壁面に接触しない構造となっている（図２参照）。

②「コンクリートベースマット溶融貫通」は，大型ドライ型格納容器のＰＷＲにおいて，ベースマット上に広がった溶融物とコン

クリートの相互作用によりコンクリートが侵食され貫通することで，周辺の土壌への放射性物質の放出経路を形成する破損モードである。ライナーの溶融貫通が起こった場合でも厚いベースマットが存在することや，格納容器雰囲気内の放射性物質が，溶融物及びその上層水でシールされてライナーの貫通部に移行しないため，大規模な放射性物質の放出経路とはならない。この現象はベースマット溶融貫通に相当の時間があることから，事故後後期の破損モードに分類されている。なお，東海第二発電所において，サプレッション・プール床ライナーの溶融貫通が起こった場合でも同様に大規模な放射性物質の経路とはならない。

・一方，ＮＵＲＥＧ－１１５０，ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－５６２３[3]等においては，溶融物とコンクリートの相互作用による別の格納容器破損モードとして，ＢＷＲの原子炉圧力容器支持構造部（ペデスタル側壁）のコンクリート侵食により原子炉圧力容器が倒壊し，格納容器シェル又は貫通部が破損するモードが摘出されている。これは大規模な放出経路となり得る格納容器破損モードである。

これらの先行ＰＲＡ研究での知見より，東海第二発電所のＰＲＡでは，サプレッション・プールへ落下したデブリの冷却が不十分な場合は，以下の理由により，ペデスタル（ドライウェル部）壁面侵食に伴う原子炉圧力容器支持機能喪失を格納容器破損モード（溶融物・コンクリート相互作用）として分類している。

・サプレッション・プール床ライナーの破損後に発生するペデスタル（ドライウェル部）壁面侵食に伴う原子炉圧力容器支持機能喪

失による格納容器破損は，大規模な放射性物質の放出を伴うものであり，環境への放射性物質の放出カテゴリの分類を行う上で，影響の大きな破損モードとなり得ること

・サプレッション・プール床ライナーは，格納容器バウンダリを形成するものであるが，仮にサプレッション・プール床ライナーの破損を格納容器破損モードとして取り扱った場合にも，新たな対策が摘出されないこと

参考文献

[1]U.S. NRC, “Reactor Safety Study: AN ASSESSMENT OF ACCIDENT RISKS IN U.S. COMMERCIAL NUCLEAR POWER PLANTS” WASH-1400 (NUREG75/014), OCTOBER 1975

[2] U.S. NRC, “Severe Accident Risks: An Assessment for five U.S. Nuclear Power Plants” NUREG-1150, December 1989

[3]U.S. NRC, “BWR MarkⅡ Ex-Vessel Corium Interaction Analysis” NUREG/CR-5623, November 1991

[4] U.S. NRC, “The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner” NUREG/CR-6025, November 1993

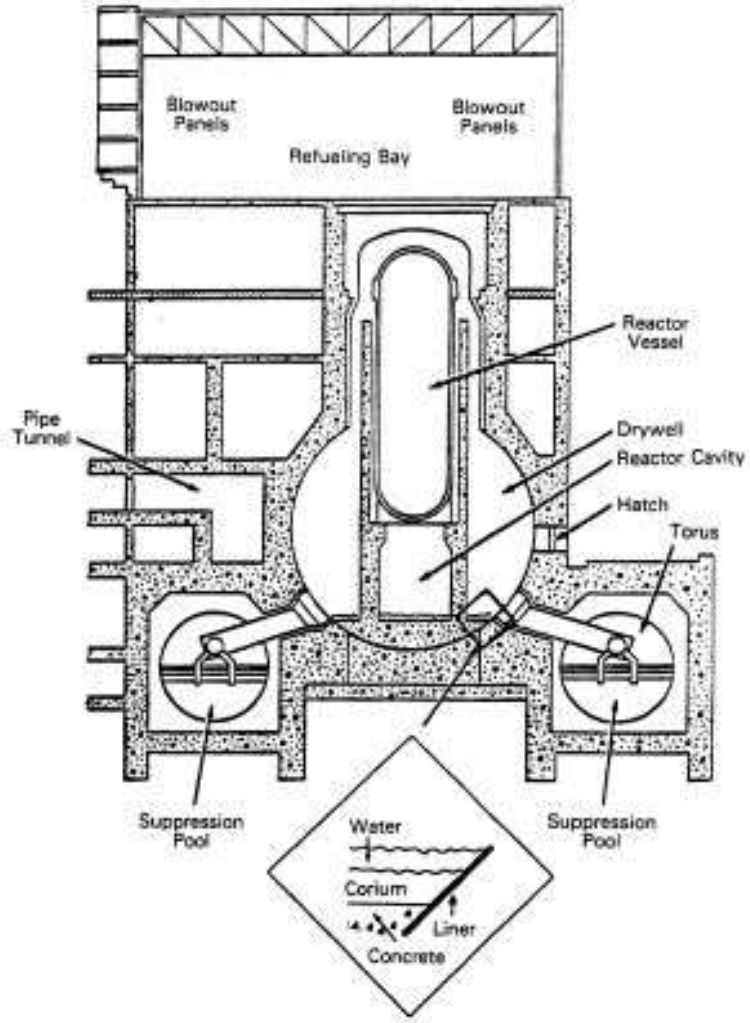


図１　Ｍａｒｋ－Ｉ型格納容器概略図（ＮＵＲＥＧ／ＣＲ－６０２５[4]より）

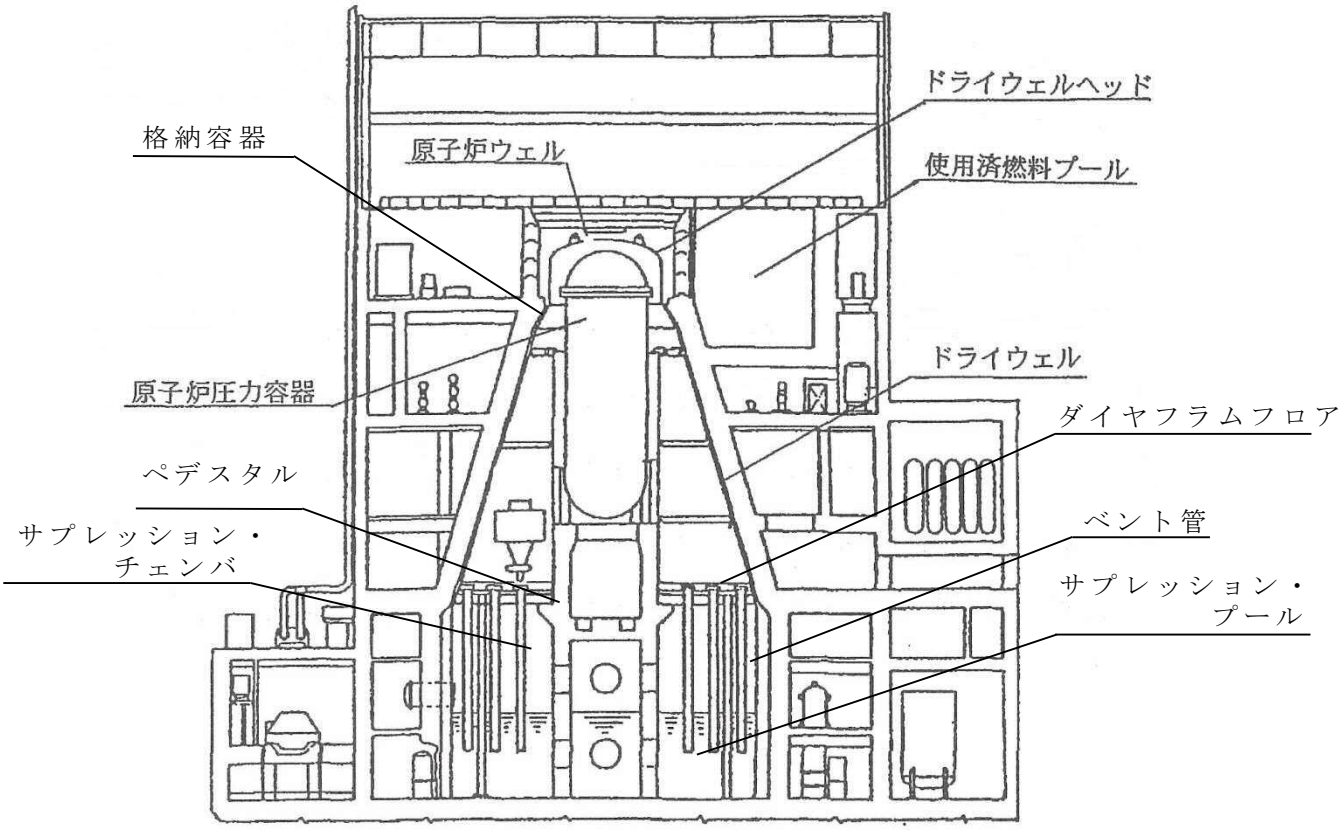


図２　Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器概略図（東海第二発電所）

内部事象出力運転時レベル１．５ＰＲＡ

イベントツリー集

目　　次

図 1-1　ＴＱＵＶに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

図 1-2　ＴＱＵＶに対するイベントツリー（Ｔ３Ｄ）

図 2-1　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

図 2-2　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ３Ａ）

図 2-3　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ３Ｂ－１）

図 2-4　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ３Ｂ－２）

図 2-5　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ３Ｃ）

図 3-1　長期ＴＢに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

図 3-2　長期ＴＢに対するイベントツリー（Ｔ３Ｆ）

図 4-1　ＴＢＵに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

図 4-2　ＴＢＵに対するイベントツリー（Ｔ３Ｄ）

図 4-3　ＴＢＵに対するイベントツリー（Ｔ３Ｅ）

図 5-1　ＴＢＰに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

図 5-2　ＴＢＰに対するイベントツリー（Ｔ３Ｄ）

図 6-1　ＴＢＤに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

図 6-2　ＴＢＤに対するイベントツリー（Ｔ３Ｆ）

図 7-1　ＬＯＣＡに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

図 7-2　ＬＯＣＡに対するイベントツリー（Ｔ３Ｂ）

○格納容器イベントツリーの最終状態について

各格納容器イベントツリーの最終状態には，以下の格納容器破損モードのＩＤを割り付けた。なお，格納容器の健全性が維持される事故シーケンス（原子炉圧力容器内で事故収束，格納容器内で事故収束）についても格納容器破損モードのＩＤを割り付けた。

ＯＫＶ　　：原子炉圧力容器内で事故収束

ＯＫＰ　　：格納容器内で事故収束

ＦＯＰ　　：過圧破損

ＦＯＴＬ　：過温破損（原子炉圧力容器低圧）

ＦＯＴＨ　：過温破損（原子炉圧力容器高圧）

ＦＰＥ　　：水蒸気爆発（ペデスタル側）

ＦＰＤＥ　：水蒸気爆発（サプレッション・プール側）

ＦＣＣＩ　：溶融炉心・コンクリート相互作用

ＦＤＣＨ　：格納容器雰囲気直接加熱

ＰＢＹＰ　：格納容器隔離失敗

プラント損傷状態 TQUV	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし（IVR）	RPV破損時水蒸気爆発なし	DCHによるPCV破損			
							4－9	T3DのETへ	ー
							10	PBYP	1.8E−11
								合計値	3.3E−09

図 1-1　ＴＱＵＶに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

T1/T2の後続事象	T3D						No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	ペデスタル注水低圧ECCS	PCV注水RHRDW	PCV注水時水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペデスタル破損時水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							4	OKP	1.7E−10
							5	FCCI	1.2E−12
							6	FPDE	2.2E−11
							7	FOP	2.9E−09
							8	FCCI	2.0E−11
							9	FPDE	3.6E−10

図 1-2　ＴＱＵＶに対するイベントツリー（Ｔ３Ｄ）

プラント損傷状態 TQUX	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし (IVR)	RPV破損時 水蒸気爆発なし	DCHによる PCV破損			
							3 - 4	T3AのETへ	ー
							5 - 20	T3B-1のETへ	ー
							21	FPE	1.5E-14
							22 - 37	T3B-2のETへ	ー
							38	T3CのETへ	ー
							39	FDCH	2.4E-11
							40	PBYP	1.0E-10
								合計値	9.3E-09

図 2-1　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

T1/T2の後続事象	T3A PCV注水 (D/Wスプレイ)RHR	No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
		3	OKV	8.6E-09
		4	FOP	2.0E-09

図 2-2　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ３Ａ）

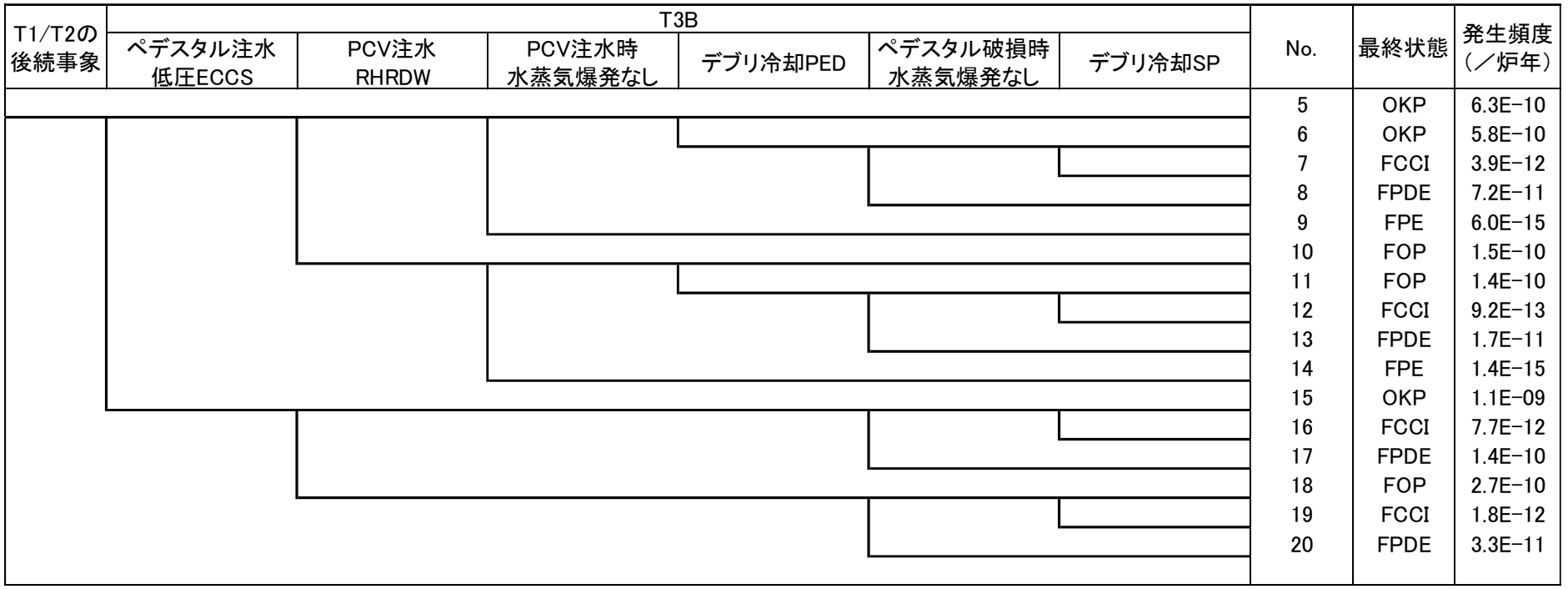


図 2-3　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ３Ｂ－１）

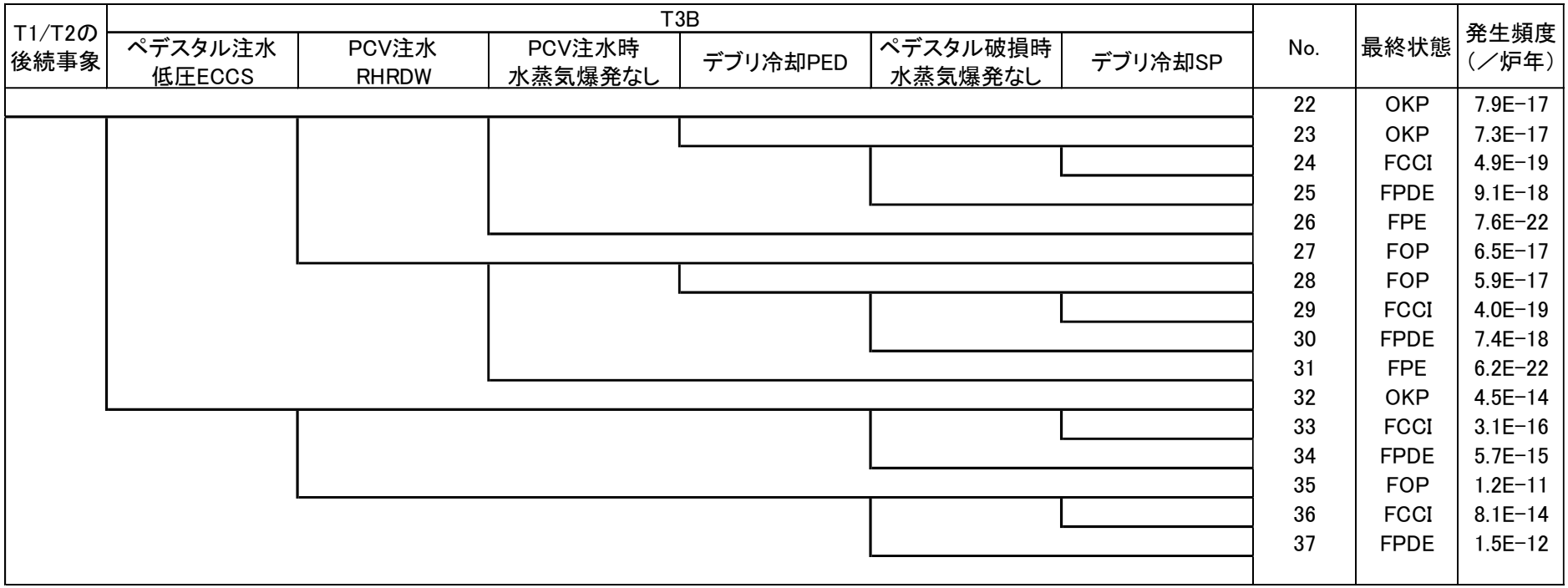


図 2-4　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ３Ｂ－２）

T1/T2の後続事象	T3C						No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	ペデスタル注水低圧ECCS	PCV注水RHRDW	PCV注水時水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペデスタル破損時水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							38	FOTH	6.3E-09

図 2-5　ＴＱＵＸに対するイベントツリー（Ｔ３Ｃ）

プラント損傷状態 TB	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし（IVR）	RPV破損時水蒸気爆発なし	DCHによるPCV破損			
							4	T3FのETへ	ー
							5	FDCH	8.5E-09
							6	PBYP	3.9E-10
								合計値	7.7E-08

図 3-1　長期ＴＢに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

T1/T2の後続事象	T3F						No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	ペデスタル注水低圧ECCS	PCV注水RHRDW	PCV注水時水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペデスタル破損時水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							4	FOTH	6.9E-08

図 3-2　長期ＴＢに対するイベントツリー（Ｔ３Ｆ）

プラント損傷状態 TBU	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし（IVR）	RPV破損時水蒸気爆発なし	DCHによるPCV破損			
							3－5	T3DのETへ	ー
							6	T3EのETへ	ー
							7	FDCH	1.6E−11
							8	PBYP	1.0E−10
								合計値	2.1E−08

図 4-1　ＴＢＵに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

T1/T2の後続事象	T3D						No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	ペデスタル注水低圧ECCS	PCV注水RHRDW	PCV注水時水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペデスタル破損時水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							3	FOP	1.5E−08
							4	FCCI	9.9E−11
							5	FPDE	1.8E−09

図 4-2　ＴＢＵに対するイベントツリー（Ｔ３Ｄ）

T1/T2の後続事象	T3E						No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	ペデスタル注水低圧ECCS	PCV注水RHRDW	PCV注水時水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペデスタル破損時水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							6	FOTH	4.2E-09

図 4-3　ＴＢＵに対するイベントツリー（Ｔ３Ｅ）

プラント損傷状態 TBP	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし（IVR）	RPV破損時水蒸気爆発なし	DCHによるPCV破損			
							5－6	T3DのETへ	ー
							7	PBYP	2.6E-12
								合計値	5.3E-10

図 5-1　ＴＢＰに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

T1/T2の後続事象	T3D						No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	ペデスタル注水低圧ECCS	PCV注水RHRDW	PCV注水時水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペデスタル破損時水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							5	FOTL	4.7E-10
							6	FPDE	5.8E-11

図 5-2　ＴＢＰに対するイベントツリー（Ｔ３Ｄ）

プラント損傷状態 TBD	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし（IVR）	RPV破損時水蒸気爆発なし	DCHによるPCV破損			
							3	T3FのETへ	－
							4	FDCH	2.2E-14
							5	PBYP	3.0E-14
								合計値	6.0E-12

図 6-1　ＴＢＤに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

T1/T2の後続事象	T3F						No.	最終状態	発生頻度（／炉年）
	ペデスタル注水低圧ECCS	PCV注水RHRDW	PCV注水時水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペデスタル破損時水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							3	FOTH	5.9E-12

図 6-2　ＴＢＤに対するイベントツリー（Ｔ３Ｆ）

図 7-1　ＬＯＣＡに対するイベントツリー（Ｔ１／Ｔ２）

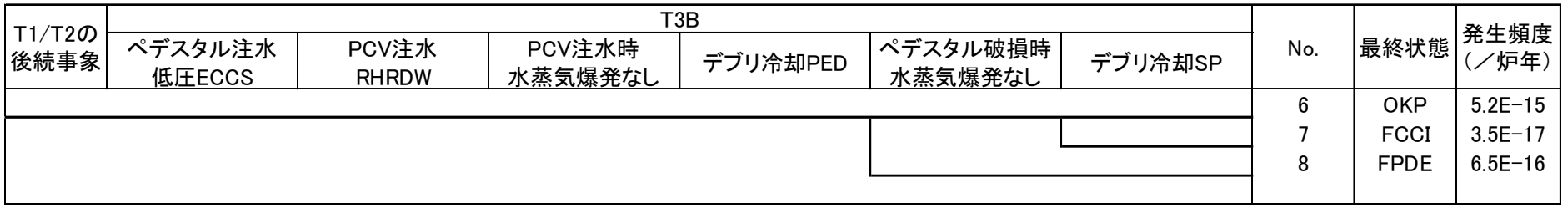


図 7-2　ＬＯＣＡに対するイベントツリー（Ｔ３Ｂ）

原子炉圧力容器破損等のＭＡＡＰ上の判定条件

ＭＡＡＰコードによる事故進展解析において，炉心損傷，炉心溶融，炉心支持板破損，原子炉圧力容器破損，ペデスタル（ドライウェル部）床貫通の判定条件については，表１に示す条件を満足する場合に破損したと判断している。

各項目の判断の根拠については，以下に示すとおりである。

1. 炉心損傷の判断

炉心損傷に至ると評価されている，燃料被覆管の最高温度が 1,500K に到達した時点を炉心損傷開始と判断している。

2. 炉心溶融の判断

炉心構成物質の代表的な共晶温度として，炉心最高温度が 2,500K に到達した時点を溶融開始と判断している。

3. 炉心支持板破損の判断

下部プレナムへのリロケーションの発生を炉心支持板の破損と定義している。リロケーションの発生は，以下の判断のうちいずれか早い方で判断している。

・ 炉心支持板ノードに溶融物が存在する場合
・ Larson-Miller のパラメータにより炉心支持板のクリープ破損と判断された場合

4. 原子炉圧力容器破損の判断

貫通部への浸入による貫通部過熱，溶接部過熱による貫通部逸出，

金属層による過熱，ジェットによる侵食，クリープ破損のうち，最も早い破損モードを原子炉圧力容器破損と定義している。

5. ペデスタル（ドライウェル部）床貫通の判断

ＭＣＣＩによるコンクリ―ト侵食量が，ペデスタル（ドライウェル部）床面サンプ部厚さに到達した時点をペデスタル（ドライウェル部）床貫通と判断している。

表１　事故進展解析における各項目の判定条件

項目	条件	備考
炉心損傷の判断	燃料被覆管の最高温度が 1,500K 到達	炉心損傷が始まる温度
炉心溶融の判断	炉心最高温度が 2,500K 到達	炉心構成物質の代表的な融点
炉心支持板破損の判断	下部プレナムへのリロケーション発生時	リロケーション発生の判断として，より早い炉心支持板ノードに溶融物が存在する場合を設定
原子炉圧力容器破損の判断	ＣＲＤチューブ逸出判定到達	原子炉圧力容器破損モードのうち，最も早い破損形態として，ＣＲＤチューブ逸出を設定
ペデスタル（ドライウェル部）床貫通の判断	コンクリートの侵食深さが□到達	ペデスタル（ドライウェル部）床サンプ部厚さを設定

福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえた格納容器破損の判定条件について

1．はじめに

格納容器破損頻度を評価するレベル１．５ＰＲＡでは，格納容器破損の判定条件として，格納容器雰囲気の限界温度を 200℃，格納容器雰囲気の限界圧力を格納容器最高使用圧力の２倍（2Pd）と設定している。

この判定条件の適用に当たっては，福島第一原子力発電所事故の知見を考慮しており，以下に知見の内容，その知見を踏まえた影響確認方法及び結果について記載する。

2．格納容器破損に係る福島第一原子力発電所事故の知見

東京電力福島第一原子力発電所の事故の調査状況は，未解明問題に係る進捗報告[1]~[4]（以下「報告書」という。）に取りまとめられている。ここでは，格納容器破損に係る情報として，漏えい経路，格納容器圧力挙動及び格納容器温度挙動に着目し，以下のとおり知見を整理した。

(1) 漏えい経路

原子炉建屋での水素爆発が発生しておらず，原子炉建屋オペレーティングフロアの形状が維持されているため，他号機に比べて格納容器からの漏えい経路が推定しやすい２号機を対象とする。２号機では以下が確認されており，トップヘッドフランジ等の格納容器気相部より漏えいした可能性があると考えられる。

・格納容器圧力の低下が確認された３月 15 日の朝方に，ブロ

ーアウトパネルから蒸気が放出されており，格納容器のオペフロに繋がる格納容器の比較的高い箇所からの漏えいが推定されること

・シールドプラグの隙間から蒸気が放出されていること

・オペフロにおける空間線量率の調査の結果，シールドプラグの近傍における線量率が他の測定点に比べて高いこと

(2) 格納容器圧力挙動

１号機では，3 月 12 日 2 時 30 分頃から 14 時 30 分頃のベント操作による圧力減少まで，ドライウェル圧力の測定値は 0.7MPa[abs]～0.8MPa[abs]程度で推移している。この間，注水による蒸気発生，格納容器温度の上昇，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等により，格納容器圧力は上昇傾向になると考えられるが，測定値では上昇傾向を示していないことから，格納容器の気相部からの漏えいが示唆されている。

２号機では，原子炉隔離時冷却系（ＲＣＩＣ）運転期間中に格納容器圧力が徐々に上昇し，ＲＣＩＣ停止後は炉心損傷に伴う水素発生や逃がし安全弁（ＳＲＶ）の開放等により，3 月 14 日 23 時頃の測定では約 0.75MPa[abs]程度まで上昇し，その後 3 月 15 日 7 時 20 分頃までほぼ一定の圧力で推移している。そのため，3 月 14 日 23 時頃から 3 月 15 日の 7 時 20 分頃までの間に，漏えいが発生した可能性がある。

３号機では，3 月 13 日 9 時 24 分に格納容器ベントが実施された後，原子炉注水やベント操作等に応じてドライウェル圧力の増加・減少を繰り返し，3 月 21 日に一時的に上昇した後，ほぼ大気圧で変動を示さなくなった。ＭＡＡＰの解析においては格納容

器の漏えいは仮定していないが，３号機の原子炉建屋で水素爆発が発生したことや，原子炉建屋上部の原子炉ウェル周辺で蒸気放出が観察されていたこと，３月 21 日以降のドライウェル圧力は大気圧で変動がないことなどから，格納容器からの気相漏えいが発生しているものと考えられる。

(3) 格納容器温度挙動

炉心損傷後の格納容器温度の測定データは得られていないが，１号機のＭＡＡＰ解析結果では，地震発生から３月 12 日 12 時頃のドライウェル温度は約 300℃以上となっている。過去の研究[5]によれば，このような過温条件ではガスケットが損傷する可能性があることから，過温によるガスケット損傷により格納容器からの漏えいが発生した可能性がある。

２号機のＭＡＡＰ解析結果では，格納容器からの漏えいを仮定した３月 15 日７時 20 分頃のドライウェル温度は 170℃程度と評価されているが，過温破損の可能性には言及されていない。(1)に示した漏えい経路となっている可能性がある格納容器では，溶融炉心により過熱された原子炉圧力容器の熱が格納容器内の気体に伝えられ，その気体の対流により過熱される可能性や，過熱された原子炉圧力容器からの熱伝導・輻射により過熱される可能性があると考えられる。また，Ｍａｒｋ－Ｉ格納容器の上部円筒部は熱がこもりやすい構造であり，溶融炉心により過熱された原子炉圧力容器の熱が格納容器頂部の温度を上昇させた可能性もある。

３号機については，格納容器温度の挙動や過温破損の可能性は報告書では言及されていない。ＭＡＡＰ解析結果によれば，格納

容器スプレイを実施している間並びに淡水及び海水を注入している間は格納容器温度が比較的低く推移しているが，3 月 14 日 11 時頃に発生した 3 号機の水素爆発直後から急激に上昇しており，3 月 15 日朝方の海水注入再開時点では格納容器温度は 300℃程度まで上昇している。そのため，解析の不確かさはあるものの，ガスケット損傷により格納容器からの漏えいが発生した可能性がある。

(4) まとめ

格納容器破損に係る福島第一原子力発電所事故の知見を以下にまとめる。

・漏えい経路に係る調査結果，及びＭＡＡＰ解析による格納容器圧力・温度の挙動から，格納容器トップヘッドフランジ等のシール部から漏えいが発生した可能性がある。

・格納容器温度は局所的に高くなることが考えられ，溶融炉心により加熱された原子炉圧力容器の熱が格納容器頂部の温度を上昇させたことにより格納容器頂部の過温破損の可能性がある。

・特に，２号機では，格納容器の過温破損の可能性には言及されていないものの，ＭＡＡＰ解析では格納容器温度 170℃にて漏えい開始を仮定している。

3．福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえた影響確認方法

上述のとおり，福島第一原子力発電所事故では，特に，２号機のＭＡＡＰ解析において格納容器温度 170℃にて気相部からの漏えい開始を仮定している等，局所的な格納容器頂部の温度上昇による過

温破損の可能性が考えられる。しかしながら，２号機のＭＡＡＰ解析で仮定した格納容器温度 170℃での気相部漏えいについては，次の 2 点から分かるように直接的な証拠は得られていない。[2]

・実際の格納容器圧力の計測値に合わせるための解析上の仮定であること

・実際に格納容器気相部から漏えいがあったのか，計測器の問題により格納容器圧力が正しく表示されなかったのかは，現時点では不明であること

そこで，ここでは局所的な格納容器頂部の温度上昇が本ＰＲＡに与える影響を確認するために，感度解析を実施することとした。具体的には，ＭＡＡＰコードを用いたレベル１．５ＰＲＡの事故進展解析において，ベースケースでは 1 ノードでドライウェルを模擬しているところ，局所的な格納容器頂部の温度上昇を考慮するため，ドライウェルを 3 ノード（格納容器頂部ヘッド，ドライウェル空間，アニュラス部）で扱うモデル（図 1 参照）にて解析を実施し，ＰＲＡへの影響を確認した。

ここで，格納容器破損は，本来，格納容器本体（構造材）の温度が限界温度として設定した 200℃に到達した場合であるため，感度解析では上記を格納容器破損条件として設定したが，ベースケースでは保守的に「ドライウェルの気相部が 200℃に到達した場合」を格納容器破損条件として設定している。

なお，今後，２号機の格納容器挙動が明らかになった場合は，その知見を踏まえ必要に応じＰＲＡへ反映する予定である。

4．福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえた影響確認結果

原子炉圧力容器が高圧状態で破損するＴＱＵＸシーケンス及び低圧状態で破損するＴＱＵＶシーケンスの 3 ノードモデルによる事故進展解析結果を，1 ノードモデルにおけるドライウェル気相部温度と比較して図 2 及び図 3 に示す。

図 2 より，ＴＱＵＸシーケンスでは局所的な格納容器頂部フランジ部の温度よりも 1 ノードによるドライウェル気相部温度の方が 200℃に到達するタイミングが早いことが分かる。一方，図 3 のＴＱＵＶシーケンスでは，局所的な格納容器頂部フランジ部の温度の方が 200℃に到達するタイミングが早くなっている。

このドライウェルの 3 ノードモデルによる解析結果を踏まえ，レベル１．５ＰＲＡの感度解析を実施した。表 1 に，代表的なシーケンスの格納容器破損時刻及び破損モードを示す。結果は表 2 及び図 4 のとおりであり，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するＴＱＵＶ等のシーケンスが過圧破損から過温破損モードに変更になったため，過圧破損（長期冷却失敗）のＣＦＦが減少し，過温破損（ＲＰＶ低圧破損）のＣＦＦが増加している。しかし，全ＣＦＦは両ケースともに約 6.1E-5／炉年であり，全ＣＦＦに対する過温破損（ＲＰＶ低圧破損）及び過圧破損（長期冷却失敗）モードの寄与割合は，両ケースともに 0.1％未満である。

以上のように，福島第一原子力発電事故の知見を踏まえ，局所的な格納容器頂部の温度上昇を考慮した結果，東海第二発電所のレベル１．５ＰＲＡへの影響はほとんど無いことを確認した。

なお，東海第二発電所では，福島第一原子力発電所事故での知見を踏まえ，重大事故等対処設備として格納容器頂部注水系を設置す

ることとしている。

参考文献：

[1]「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討　第 1 回進捗報告」(平成 25 年 12 月 13 日，東京電力株式会社)

[2]「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討　第 2 回進捗報告」(平成 26 年 8 月 6 日，東京電力株式会社)

[3]「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討　第 3 回進捗報告」(平成 27 年 5 月 20 日，東京電力株式会社)

[4]「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討　第 4 回進捗報告」(平成 27 年 12 月 17 日，東京電力株式会社)

[5] K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., “High-temperature leak-characteristics of PCV hatch flange gasket,” Nuclear Engineering and Design, Vol.145, 375-386, 1993.

表１　代表的なシーケンスの格納容器破損モード及び破損時刻

事故シーケンス		ベースケース		感度解析ケース	
		格納容器破損時刻	格納容器破損モード	格納容器破損時刻	格納容器破損モード
高圧	ＴＱＵＸ	3.3h	過温破損	3.6h	過温破損
	長期ＴＢ	14.4h	過温破損	14.4h	過温破損
低圧	ＴＱＵＶ	15.9h	過圧破損	13.5h	過温破損
	ＡＥ	1.6h	過温破損	5.6h	過温破損

表２　格納容器破損モード別のＣＦＦ比較表

格納容器破損モード	①感度解析ケース		②ベースケース		①／②
	格納容器破損頻度（／炉年）	寄与割合	格納容器破損頻度（／炉年）	寄与割合	割合
インターフェイスシステムＬＯＣＡ	4.8E-10	<0.1%	4.8E-10	<0.1%	1.0
格納容器隔離失敗	6.1E-10	<0.1%	6.1E-10	<0.1%	1.0
早期過圧破損（未臨界確保失敗）	2.5E-08	<0.1%	2.5E-08	<0.1%	1.0
過圧破損（崩壊熱除去失敗）	6.0E-05	99.8%	6.0E-05	99.8%	1.0
過圧破損（長期冷却失敗）	2.3E-09	<0.1%	2.0E-08	<0.1%	0.1
過温破損（ＰＲＶ高圧破損）	7.9E-08	0.1%	7.9E-08	0.1%	1.0
過温破損（ＰＲＶ低圧破損）	1.8E-08	<0.1%	4.9E-10	<0.1%	37.6
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	<0.1%	8.5E-09	<0.1%	1.0
水蒸気爆発（ペデスタル（ドライウェル部））	2.3E-14	<0.1%	2.2E-14	<0.1%	1.0
水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	<0.1%	2.5E-09	<0.1%	1.0
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	<0.1%	1.3E-10	<0.1%	1.0
全格納容器破損頻度	6.1E-05	100.0%	6.1E-05	100.0%	1.0

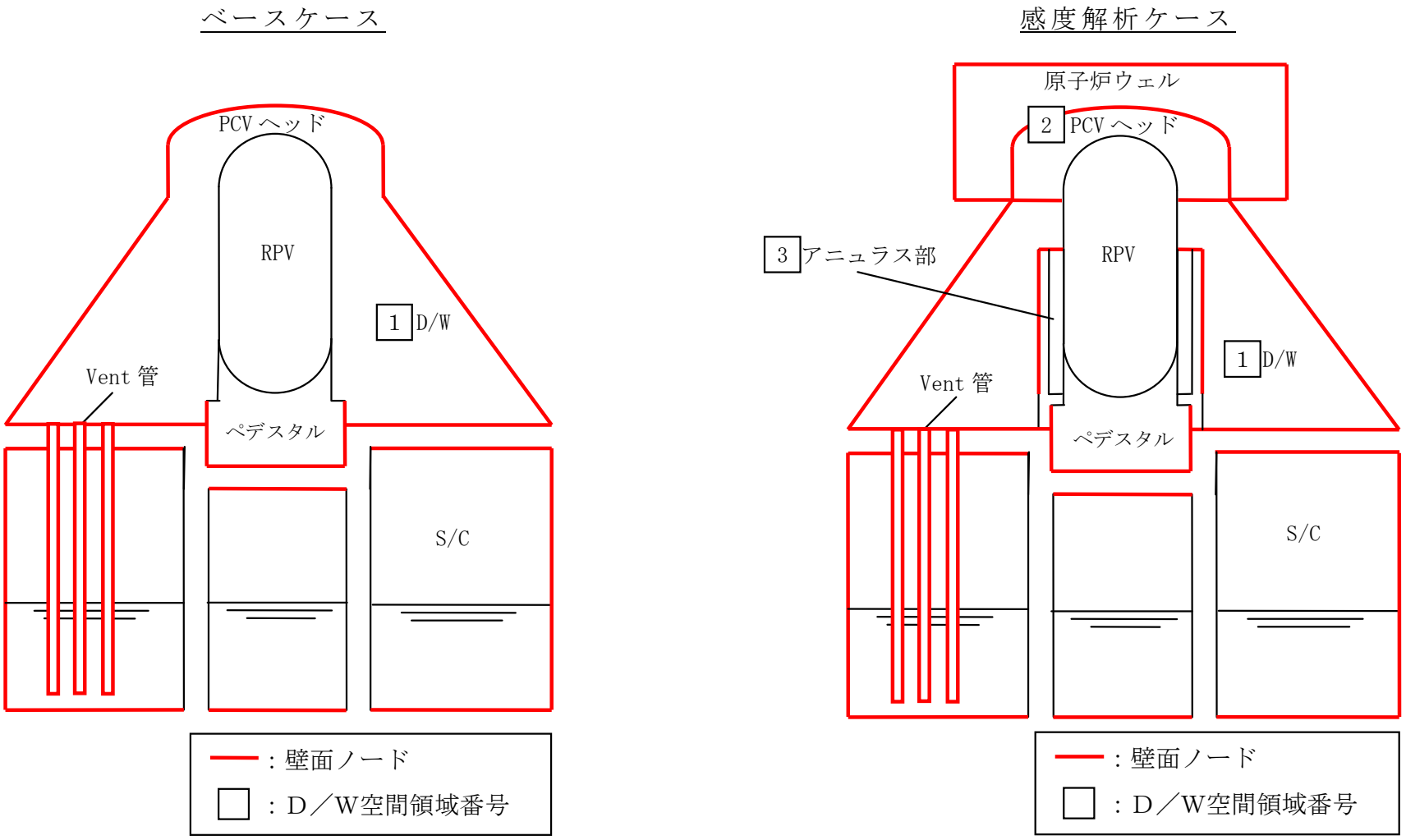


図 1　格納容器ノード図（ベースケース及び感度解析ケース）

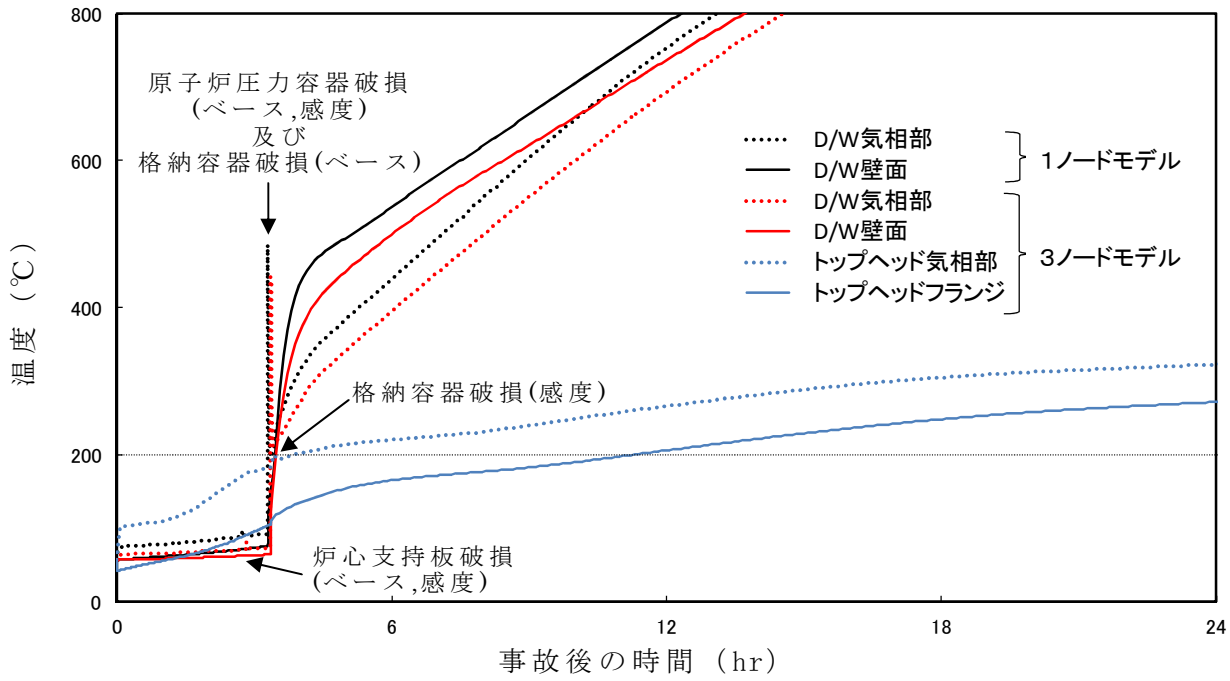


図２　ＴＱＵＸシーケンスの事故進展解析結果

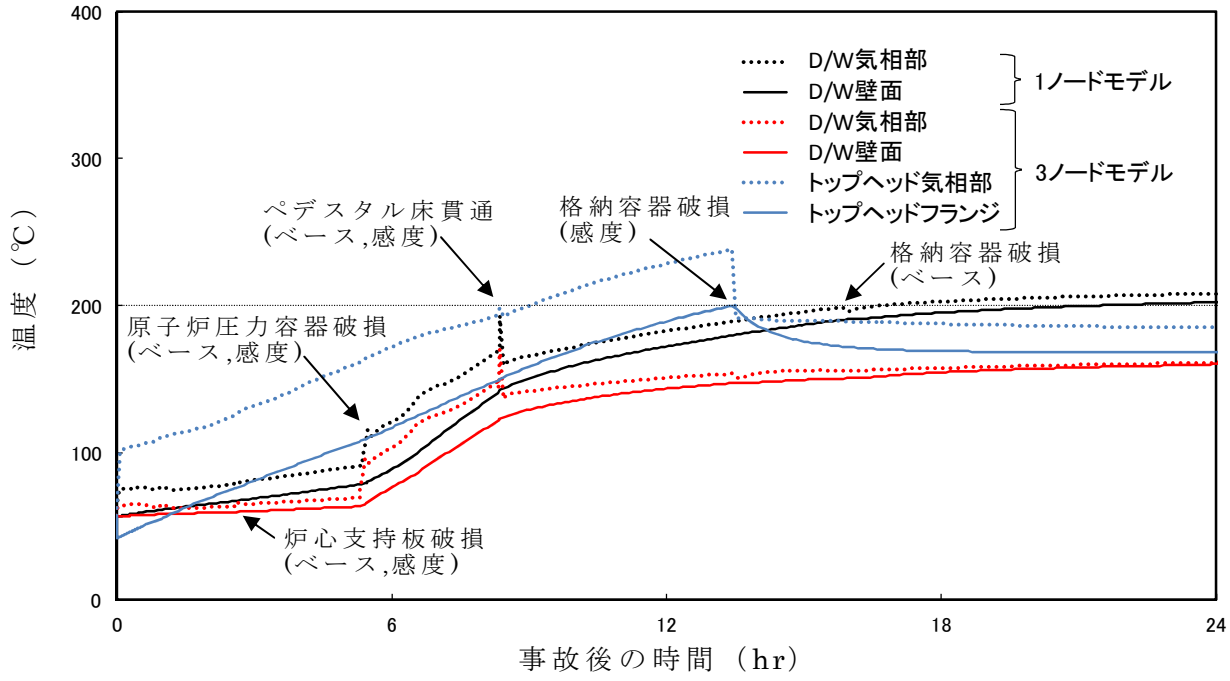


図３　ＴＱＵＶシーケンスの事故進展解析結果

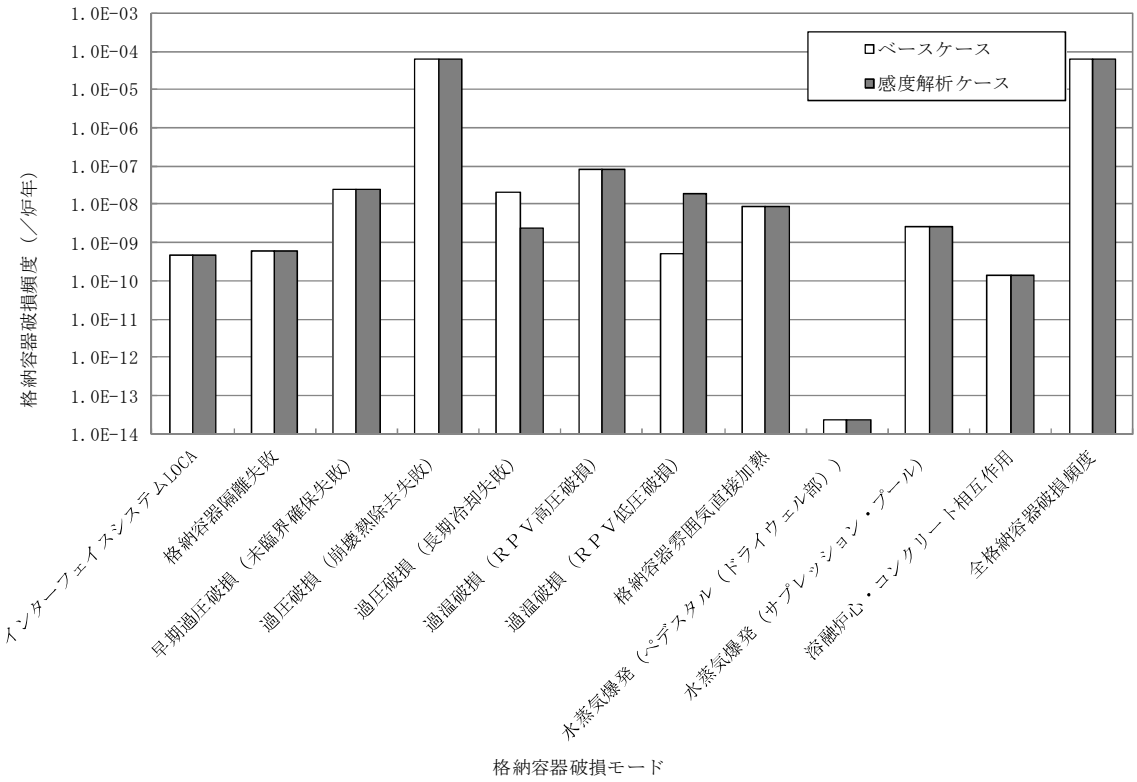


図 4　格納容器破損モード別のＣＦＦ比較図

物理化学現象に係る分岐確率の設定方法

格納容器イベントツリーにおける
物理化学現象による格納容器破損確率の設定方法

1. 圧力容器内溶融物保持（ＩＶＲ）
2. 格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）
3. 炉外水蒸気爆発（ＦＣＩ）
4. 溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）

1. 圧力容器内溶融物保持（ＩＶＲ）

1.1　現象の概要

圧力容器内溶融物保持（以下「ＩＶＲ」という。）は，炉心損傷後に溶融炉心が下部プレナム部へ落下して下鏡の上に堆積したとしても，下部プレナムの残存水によって原子炉圧力容器下部が早期に破損することなく，その後の注水系復旧等により溶融炉心が原子炉圧力容器内に冷却・保持される現象である。

1.2　ＩＶＲ分岐確率の評価方法について

ＤＥＴ（Decomposition Event Tree）上の不確かさ評価により，ＩＶＲ失敗確率の確率分布を以下のとおり評価する。ＩＶＲ現象の確率論的評価の枠組みを図 1-1 に示す。

(1) ＩＶＲ現象の支配パラメータについてＤＥＴへディングの条件を設定する。

(2) 支配パラメータを基にＤＥＴを作成する。

(3) ＩＶＲ現象を解析する評価コードを用いて，ＤＥＴ上の各パスの条件でＩＶＲ解析を実施し，ＩＶＲ達成の有無を評価する。

(4) ＤＥＴ上の各分岐に対して，確率値又は確率密度関数を与え，モンテカルロサンプリングにより，不確かさを考慮したＩＶＲ失敗確率の確率分布を評価する。

以上の評価により得られたＩＶＲ失敗確率の確率分布の平均値をＩＶＲ分岐確率として設定する。

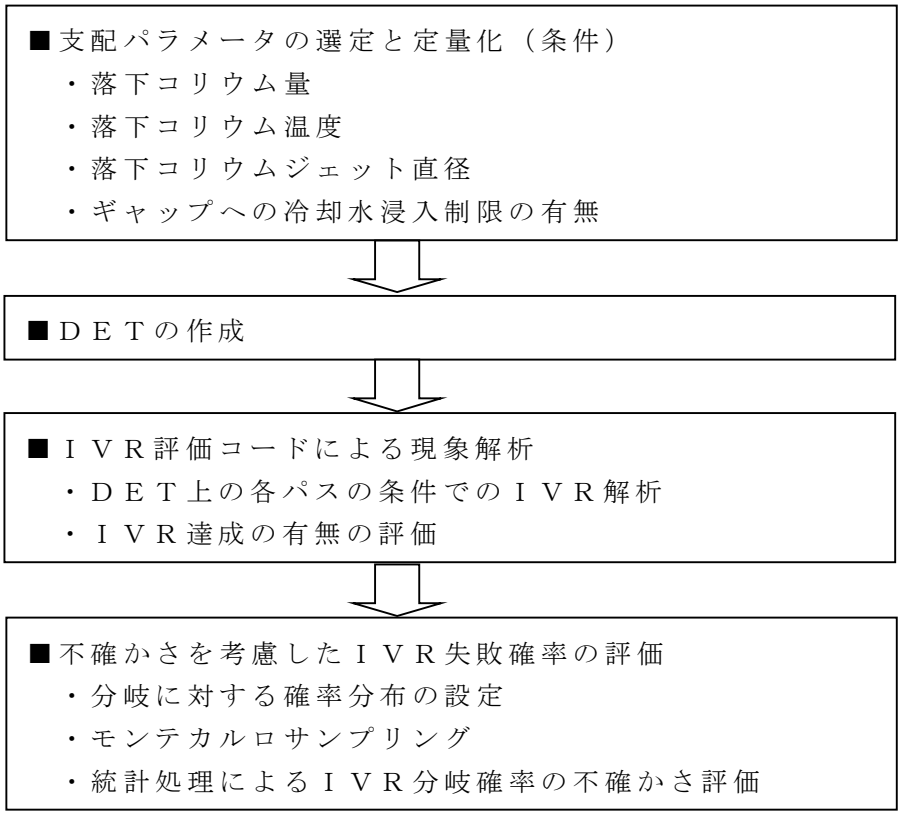


図1-1　ＩＶＲ現象の確率論的評価の枠組み

1.3　ＩＶＲ分岐確率の評価結果

1.3.1　支配パラメータのＤＥＴへディングの条件設定

ＩＶＲ現象の発生に関連して，不確かさを考慮する支配パラメータとして，以下のパラメータを選定した。

- 落下コリウム量
- 落下コリウム温度
- 落下コリウムジェット直径
- ギャップへの冷却水浸入制限の有無

（補足資料1.1）

選定した支配パラメータについて，表1-1に示すとおりＤＥＴへディングの条件を設定した。

表 1-1　支配パラメータのＤＥＴヘディングの条件設定

支配パラメータ	ＤＥＴヘディングの条件	設定の考え方
落下コリウム量	以下の2条件を設定 ・70%炉心 ・100%炉心	コリウム量は，ＭＡＡＰで評価した結果（70%炉心）及び不確かさを考慮して保守的に大量落下した場合（100%炉心）を設定 （補足資料 1.2）
落下コリウム温度	以下の2条件を設定 ・2,500K ・2,800K	炉心構成物質の共晶反応により溶融温度には幅があると考え，ＭＡＡＰの事故進展解析における炉心溶融判定温度（2,500K）及び酸化物系の共晶温度に相当する温度（2,800K）を設定
落下コリウムジェット直径	以下の3条件を設定 ・直径 0.05m ・直径 0.10m ・直径 0.15m	・溶融コリウムは，ＣＲチューブ間（最大およそ 0.15m）を液柱状で落下することを想定 ・ジェット直径は最小値 0.01m から最大値 0.15m の範囲で分布し，かつ，ＭＡＡＰのデフォルト値 0.10m の確率密度が最も高い（最尤値）ものとして仮定した三角分布から，代表的な 3 点を設定
ギャップへの冷却水浸入制限の有無	以下の2条件を設定 ・浸入制限無し ・浸入制限有り	ギャップへの冷却水浸入に関して，ギャップ位置にかかわらず常に冷却水がギャップに浸入する場合（浸入制限無し）及びギャップへの水の浸入が水蒸気の上昇流によって制限される場合（浸入制限有り）を想定

1.3.2　ＤＥＴの作成

選定した支配パラメータに分岐を設定したＤＥＴを図1-2に示すとおり作成した。

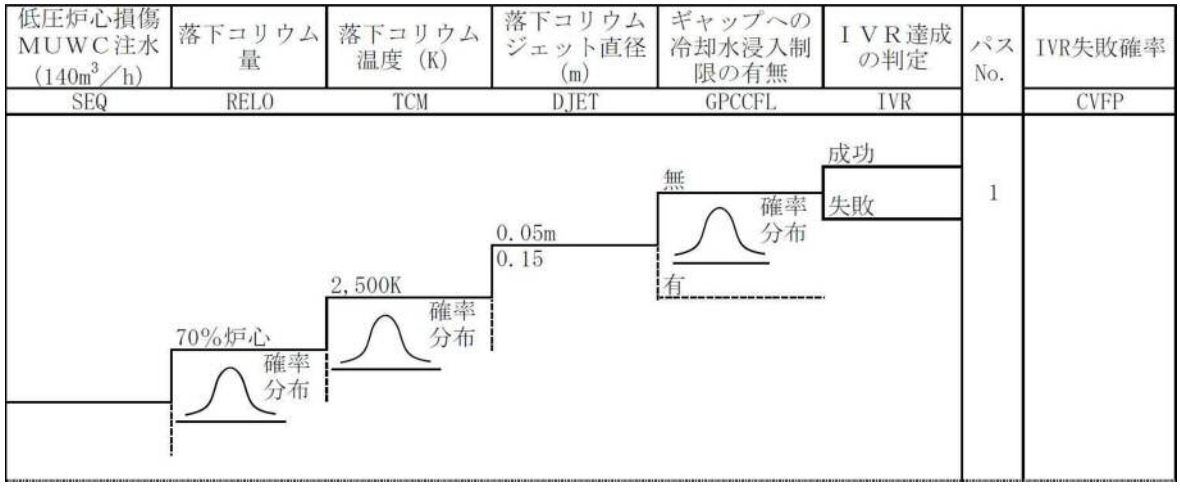


図 1-2　ＩＶＲ評価のＤＥＴ構造の一部

1.3.3　ＩＶＲ現象を解析する評価コードによる現象解析

ＩＶＲ現象を解析する評価コードを用いて，ＤＥＴ上の各パスの条件でＩＶＲ解析を実施し，ＩＶＲ達成の有無を評価した。

（補足資料 1.3）

対象とするシナリオは，低圧シーケンス（ＴＱＵＶ）において，溶融炉心の落下開始と同時（＝炉心支持板破損と同時）に復水補給水系（以下「ＭＵＷＣ」という。）による復旧注水（140m^3／h）を実施する場合を想定した。

初期条件は，ＭＡＡＰコードによる炉心支持板破損時点の結果を用いて，溶融炉心の落下開始から計算を開始し，ＤＥＴ上の各パスについて現象解析を実施した。

評価対象シーケンスの初期条件を表1-2に，ＩＶＲ現象を解析する評価コードによる現象解析結果を表1-3に，それぞれ示す。

（補足資料1.4）

表1-2　評価対象シーケンスの初期条件

項　目	低圧シーケンス（ＴＱＵＶ）
	注水遅延後ＭＵＷＣ復旧注水
解析開始時刻	事象発生後 1.5h
初期圧力	0.46MPa
初期水量	93t
注水流量	140m^3／h

表 1-3　ＩＶＲ現象を解析する評価コードによる現象解析結果

落下コリウム量	落下コリウム温度（K）	落下コリウムジェット直径（m）	ギャップへの冷却水浸入制限の有無	下部プレナムドライアウト	下部ヘッド破損時刻（h）	下部ヘッド破損形態

1.3.4　不確かさを考慮したＩＶＲ分岐確率の評価

ＤＥＴヘディング上の各分岐に対して，確率値又は確率密度関数を表 1-4 に示すとおり与え，モンテカルロサンプリングにより統計処理を行うことで，不確かさを考慮したＩＶＲ失敗確率の確率分布を評価し，その平均値をＩＶＲ分岐確率として表 1-5 に示すとおり設定した。

表 1-4　ＤＥＴ分岐に与えた確率値又は確率密度関数

<table>
<tr><th>ＤＥＴ分岐</th><th>確率値又は確率密度関数</th><th>設定の考え方</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>落下コリウム温度</td><td>2,500K の分岐に対して以下の確率密度関数を設定し，残りの確率値(1-p)を 2800K の分岐に対して設定
分布形：三角分布
最小値：0.0
最尤値：0.5
最大値：1.0</td><td>確率 0.5 を最尤値とし，0.0 から 1.0 の範囲で三角分布を設定</td></tr>
<tr><td>落下コリウムジェット直径</td><td>3 つの分岐に対してそれぞれ以下の確率値を設定
<table><tr><th>直　径</th><th>確率値</th></tr><tr><td>0.05m</td><td>0.15</td></tr><tr><td>0.10m</td><td>0.50</td></tr><tr><td>0.15m</td><td>0.35</td></tr></table></td><td>先に述べたジェット直径の確率分布（最小値 0.01m，最尤値 0.10m，最大値 0.15m の三角分布）上における 3 つの代表点の確率値
（補足資料 1.5）</td></tr>
<tr><td>ギャップへの冷却水浸入制限の有無</td><td>浸入制限無しの分岐に対して以下の確率密度関数を設定し，残りの確率値(1-p)を浸入制限有りの分岐に対して設定
分布形：三角分布
最小値：0.0
最尤値：0.5
最大値：1.0</td><td>実炉スケールの大量デブリ堆積の場合，下鏡底部のギャップまで冷却水が浸入するか否かは不確かさが大きいと考え，0.5 の確率密度が最も高いものとし，0.0 から 1.0 の範囲で三角分布を設定</td></tr>
<tr><td>ＩＶＲ達成の判定</td><td>(a)　ＩＶＲ評価結果が「成功」の場合，成功の分岐に対して 1.0 を設定，失敗の分岐に対して 0.0 を設定
(b)　ＩＶＲ評価結果が「失敗」の場合，成功の分岐に対して 0.0 を設定，失敗の分岐に対して 1.0 を設定</td><td>ＩＶＲ現象を解析する評価コードによる現象解析結果の反映</td></tr>
</table>

表 1-5　ＩＶＲ分岐確率

ＩＶＲ分岐確率 （ＩＶＲ失敗確率の確率分布の平均値）	

補足資料 1.1

ＤＥＴにより不確かさを考慮する
支配パラメータの選定について（ＩＶＲ）

ＩＶＲ現象は，炉心損傷後に溶融炉心が下部プレナム部へ落下して下鏡の上に堆積したとしても，下部プレナムの残存水によって原子炉圧力容器下部が早期に破損することなく，その後の注水により溶融炉心が原子炉圧力容器内で冷却・保持される現象である。

これまでの知見より，ＩＶＲ現象の主要過程は以下のように分けられる。

- 下部プレナムへの溶融物移行（リロケーション）
- 水中での落下溶融物の分散及び冷却
- 落下・堆積デブリと貫通部との熱的相互作用
- 堆積デブリ上面からのプール水による冷却
- 連続デブリ層表面でのクラスト形成と溶融プール内自然対流熱伝達
- 連続デブリ層と下鏡との狭隘ギャップ形成及びギャップ沸騰冷却
- 原子炉圧力容器下鏡破損

これらの各過程に対する現状の知見及びＩＶＲ現象に支配的なパラメータについて，以下に整理する。

a. 下部プレナムへの溶融物移行（リロケーション）

炉心溶融進展に伴う下部プレナムへのコリウムリロケーション量（流量と落下総量）は，下部プレナム残存水との相互作用の結果，下部プレナムに堆積するデブリの性状，すなわち後述する粒子状デブリベッドと連続デブリ層との存在割合に大きく影響を与える。

一般に，後期炉心溶融過程については不確かさが大きいが，事故シナリオ（低圧炉心損傷か高圧炉心損傷か，あるいは原子炉圧力容器内部注水の条件）によって，下部プレナムへのコリウム落下挙動は異なると考えられる。また，落下コリウムの温度は，下部プレナム残存水との相互作用による冷却水インベントリ減少の速さや下鏡の熱負荷の大きさに影響するが，炉心構成物質（UO_2，Ｚｒ，ZrO_2及びステンレススティール）によって不確かさ幅を有すると考えられる。

b. 水中での落下溶融物の分散及び冷却

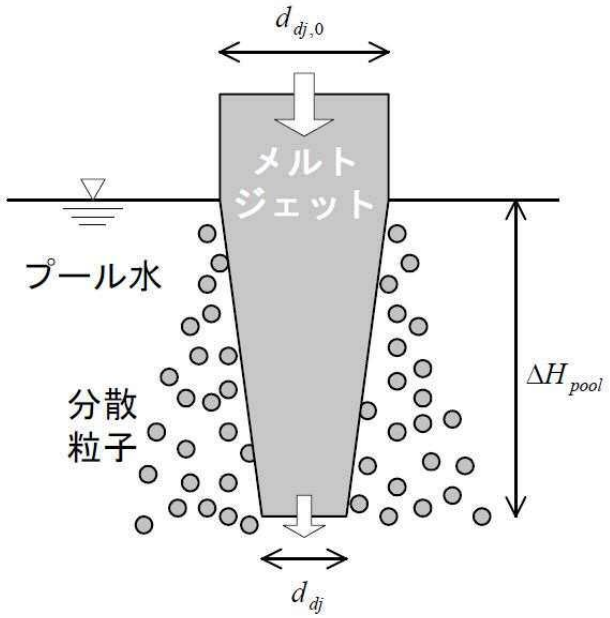
下部プレナムへ炉心溶融物が落下を開始する時点では下部プレナムに残存水があり，水中に溶融物が落下する場合には，ジェットブレークアップにより一部が粒子化することが，実験的に確認されている（ＦＡＲＯ実験やＣＯＴＥＬＳ実験）。粒子化する割合が大きいほどデブリは冷却されやすく，ＩＶＲ達成の可能性が大きくなると考えられる。一方，粒子化によってデブリ冷却が促進されるほど，下部プレナム残存水の減少は速く，注水系の復旧タイミングや注水流量が重要となる。

落下コリウムの粒子化割合は，ＭＡＡＰコードにも組み込まれている Ricou-Spalding の相関式をコリウムのジェットブレークア

ップに応用することによって，下図のように評価が可能である。

水深ΔH_{pool}でのジェット直径：$d_{dj} = d_{dj,0} - 2E_0\left(\frac{\rho_w}{\rho_{dj}}\right)^{1/2}\Delta H_{pool}$

粒子化割合：$\Phi_{ent} = \frac{d_{dj,0}^{\ 2} - d_{dj}^{\ 2}}{d_{dj,0}^{\ 2}}$



図補足 1.1-1　水中での落下溶融物の分散及び冷却

この粒子化割合Φ_{ent}は，初期ジェット直径$d_{dj,0}$とプール水深ΔH_{pool}に大きく影響される。ここで，プール水深（プール水量）は事故シナリオに依存するが，初期ジェット直径については不確かさが大きいと考えられる。また，E_0はエントレインメント係数と呼ばれる定数項であり，電共研の実験からＣＲＤガイドチューブの存在によって空間的に拘束がある場合には 0.045 であることが確認されている。

c. 落下・堆積デブリと貫通部との熱的相互作用

ＩＶＲ成立のためには，堆積デブリによって貫通配管部が損傷しないこと（早期の原子炉圧力容器破損無し）が必要条件である。

これまでの実験的知見として，某社ＰＷＲの計装配管（二重管）を模擬したＥＰＲＩ／ＦＡＩ実験によれば，溶融物（アルミナ）がペネ部に浸入しても凝固し，圧力バウンダリとしての破損は生じなかったことが報告されている。また，ＣＯＲＶＩＳ実験（スイスＰＳＩ）でも同様に，ドライ条件でＢＷＲドレン配管に溶融物（アルミナ）が浸入しても凝固し，健全性を維持したことが報告されている。これらの実験的知見から，落下・堆積デブリと貫通部との熱的相互作用によって，コリウム落下直後に貫通部の早期破損が生じる可能性は小さいと考えられる。

d. 堆積デブリ上面からのプール水による冷却

水中での落下溶融物の分散によって生じた粒子が堆積して粒子状デブリベッドが生じることは，ＦＡＲＯ実験（ＪＲＣ　ＩＳＰＲＡ）やＣＯＴＥＬＳ実験（ＮＵＰＥＣ）において確認されている。粒子状デブリベッドの下部プレナム残存水による冷却性については，既往研究に基づきLipinskiのドライアウトヒートフラックスモデルによって除熱量が評価可能である。本モデル（相関式）による除熱量は主としてデブリ粒子径に依存するが，水中で分散した粒子径については幾つかの相関式やＴＭＩ－２事故分析からおおむね1～5mmと考えられ，この粒子範囲では粒子状デブリベッドの崩壊熱を十分に除去可能と評価される。

また，粒子化せず連続層として堆積したデブリからの除熱は，平板での Kutateladze タイプの限界熱流束相関式（最大除熱量）や膜沸騰熱伝達相関式による評価が可能であり，連続デブリ層の崩壊熱が除去可能か否かは連続デブリ層の堆積量（厚さ）に依存する。

e. 連続デブリ層表面のクラスト形成と溶融プール内自然対流熱伝達

連続デブリ層の表面は，下部プレナム残存水や下鏡との接触により凝固点以下となってクラストを形成し，内部は発熱を伴う自然対流が生じると考えられる。内部発熱を伴う自然対流熱伝達については，方位角に依存した実験相関式により評価が可能である。

f. 連続デブリ層と下鏡の狭隘ギャップ形成及びギャップ沸騰冷却

下部ヘッドに堆積した連続デブリ層は，下鏡を加熱するものの完全には固着せずにギャップを形成し，下鏡のクリープ変形によるギャップ拡大によって冷却水が浸入したことが，ＴＭＩ－２事故での下部ヘッド急冷メカニズムと考えられている。ギャップ形成と容器壁の冷却はＩＶＣ実験（ＦＡＩ社）及びＡＬＰＨＡ実験（ＪＡＥＲＩ）によって確認されている。また，狭隘ギャップでの沸騰除熱特性については，傾斜角度の効果を考慮した電共研実験相関式より評価が可能である。

ただし，実炉スケールでの堆積デブリ量は，炉心全量落下（110万 kWe 級プラント）条件では 200t 以上にもなり，ＴＭＩ－２事故における 20t に比べて著しく大きい場合が想定される。現時点では，大量の連続デブリ層が堆積した場合にも下部プレナム底部のギャップまで冷却水が浸入するか否かは不確かさが大きいと考えられる。

g. 原子炉圧力容器下鏡破損

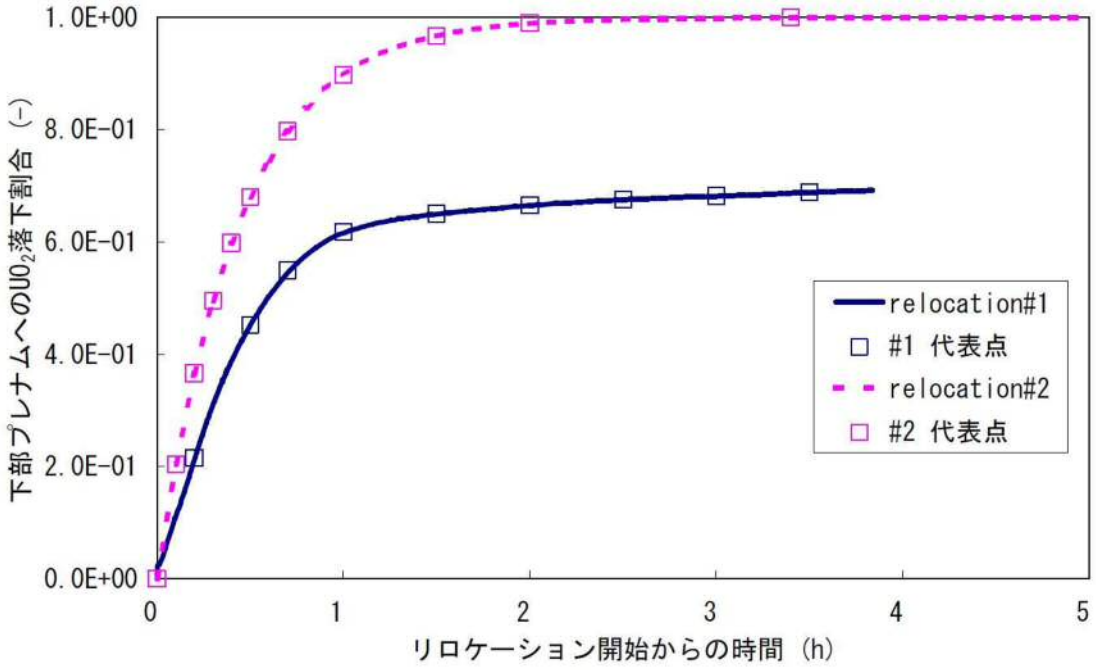
原子炉圧力容器下鏡破損のメカニズムとしては，堆積デブリによって下鏡が加熱された結果，ＣＲＤチューブや計装管を接続する溶接部分の健全性が失われてチューブが逸出するいわゆる“チ

ューブイジェクション”あるいは“下鏡クリープ破断”が想定される。“チューブイジェクション”は，溶接部でのせん断応力と温度上昇による強度低下から評価することができる。また，“下鏡クリープ破断”については，過渡的な下鏡応力及び下鏡温度を評価することによって判定することができる。

落下コリウム量のＭＡＡＰ解析について

図補足 1.2-1 にＭＡＡＰによる低圧シーケンス（ＴＱＵＶ）の解析結果を示す。

解析の結果，70％炉心が落下する結果となる（relocation#1）。なお，relocation#2 は，100％炉心が落下する場合を想定したＵＯ$_2$落下割合の時間変化である。



図補足 1.2-1　下部プレナムへのＵＯ$_2$落下割合

補足資料 1.3

ＩＶＲ現象を解析する評価コードについて

ＩＶＲ現象を解析する評価コードの全体モデル概要を図補足 1.3-1 に示す。

本コードは，解析体系を１ボリュームで表し，その底部にコリウムが落下する下部プレナム領域を想定し，原子炉圧力容器下鏡と内部構造物（ＣＲＤ）をモデル化している。境界条件には，落下コリウム条件（コリウム温度，落下流量，落下継続時間）及び注水条件（注水方法：ＣＲＤ注水又は炉内注水，注水流量等）を設定し，これらの様々な条件でのＩＶＲ評価を行う。

考慮される現象は，水中での溶融コリウム落下挙動から，コリウム堆積後のプール水及び原子炉圧力容器下鏡／内部構造物との熱的相互作用に関わるもので，次のような要素モデルである。

(1) プール水中落下時の溶融物の分散冷却

a. 水中での落下溶融物の分散・冷却モデル

・粒子化割合算出に Ricou-Spalding の相関式を応用

・粒子径は Henry 他の相関式による

b. 分散粒子のＺｒ－水反応モデル

・水中での粒子滞留時間を考慮し，Baker-Just の実験データに基づくＺｒ酸化割合を入力

(2) 堆積コリウムからの熱移行

c. 粒子状コリウムベッドの冷却モデル

・Lipinski のドライアウト熱流束相関式

d. 連続コリウム層表面でのクラスト形成と溶融プール内自然対

流熱伝達モデル

・準定常を仮定したクラストエネルギバランス

・Jahn-Reineke の発熱を伴う自然対流相関式

e. 連続コリウム層上面での冷却モデル

・プール沸騰曲線に依存した熱伝達相関式（核沸騰：Rohsenow，膜沸騰：Berenson）

・あるいは，限界熱流束相関式

f. 原子炉圧力容器下鏡との間でのギャップ沸騰冷却モデル

・狭隘ギャップの最大熱流束相関式を用いる Suh 他の評価モデル

g. ＣＲＤ冷却水による冷却モデル

・沸騰曲線に依存したプール沸騰熱伝達相関式

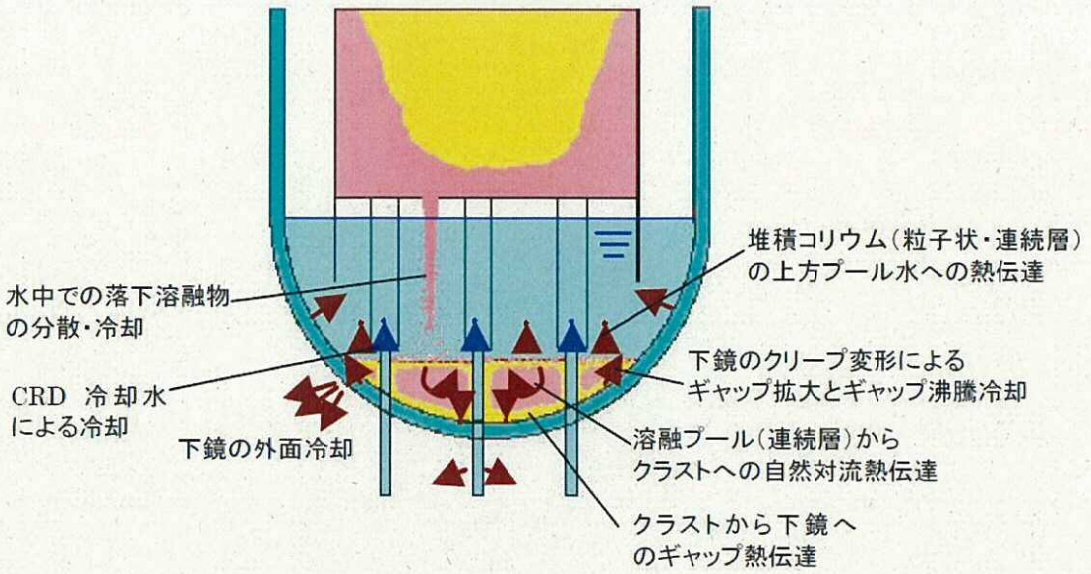
(3) 原子炉圧力容器下鏡挙動

h. 原子炉圧力容器下鏡のクリープ変形モデル

・ラーソンミラパラメータ相関式を用い，クリープ破断モデルを適用した Suh 他の評価モデル

i. 原子炉圧力容器外部冷却モデル

・沸騰曲線に依存したプール沸騰熱伝達相関式



（a）評価コードの要素モデル

図補足 1.3-1　評価コードの全体モデル概要

ＩＶＲ失敗の判断基準について

ＩＶＲ失敗の判断基準は，ＩＶＲ現象を解析する評価コードによる現象解析に基づき，下鏡貫通配管（ＣＲＤチューブ）の逸出あるいは下鏡のクリープ破断に至った場合とする。

下鏡貫通配管の逸出は，下鏡との溶接部が過温状態となって健全性が失われ，チューブが逸出する「チューブイジェクション」を想定したものである。

下鏡のクリープ破断については，

及び

から，破断時間 t_r を求め，評価する。

過渡計算では，

が変化するため，破断時間 t_r も変化する。このため，

のクリープ変形による[redacted]を定義し，[redacted]において，評価開始からの[redacted]を求め，[redacted]となる時点でクリープ破断と判定する。

[redacted]

落下コリウムジェット直径の
ＤＥＴ分岐確率の設定の与え方について

落下コリウムジェット直径の確率分布図を図補足1.5-1に示す。ＤＥＴ分岐として設定した3点（0.05m，0.10m，0.15m）の確率の与え方は以下のとおり。

（1）ジェット直径が0.05mのとき

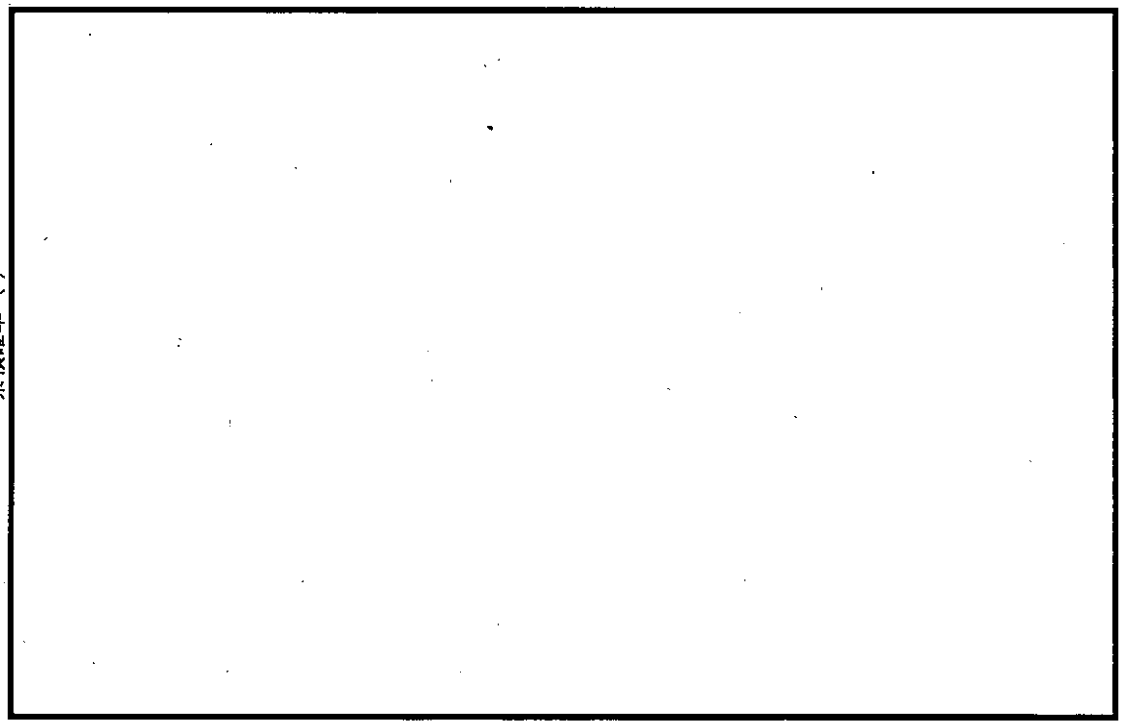
累積確率は0.15であり，確率は0.15となる。

（2）ジェット直径が0.10mのとき

累積確率は0.65であり，確率は0.65－0.15＝0.50となる。

（3）ジェット直径が0.15mのとき

累積確率は1.00であり，確率は1.00－0.65＝0.35となる。



図補足 1.5-1　落下コリウムジェット直径の確率分布

2. 格納容器雰囲気直接加熱（ＤＣＨ）

2.1　現象の概要

格納容器雰囲気直接加熱（以下「ＤＣＨ」という。）は，原子炉圧力容器が高圧状態で破損することにより，破損口から高速のガス流によって微粒子化したデブリがドライウェル空間部へ移行し，デブリの保有熱及び金属成分と水との反応熱によりドライウェル雰囲気を直接加熱する現象である。ＤＣＨが発生した場合，ドライウェル雰囲気の直接加熱による非凝縮性ガスの膨張等により格納容器圧力が急激に上昇し，格納容器過圧破損に至る可能性がある。

2.2　ＤＣＨによる格納容器破損の分岐確率の評価方法について

ＲＯＡＡＭ手法により，ＤＣＨによる格納容器破損確率の確率分布を以下のとおり評価する。ＲＯＡＡＭ手法による評価の流れを図 2-1 に示す。

(1) ＤＣＨ現象の支配パラメータについて確率密度関数（pdf）を設定する。

(2) 支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係（CR）を評価する。

(3) 格納容器圧力に対する格納容器フラジリティカーブを設定する。

(4) 支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係及び格納容器フラジリティカーブを基にモンテカルロサンプリングにより，格納容器破損確率の確率分布を評価する。

以上の評価により得られた格納容器破損確率の確率分布の平均値をＤＣＨによる格納容器破損の分岐確率として設定する。

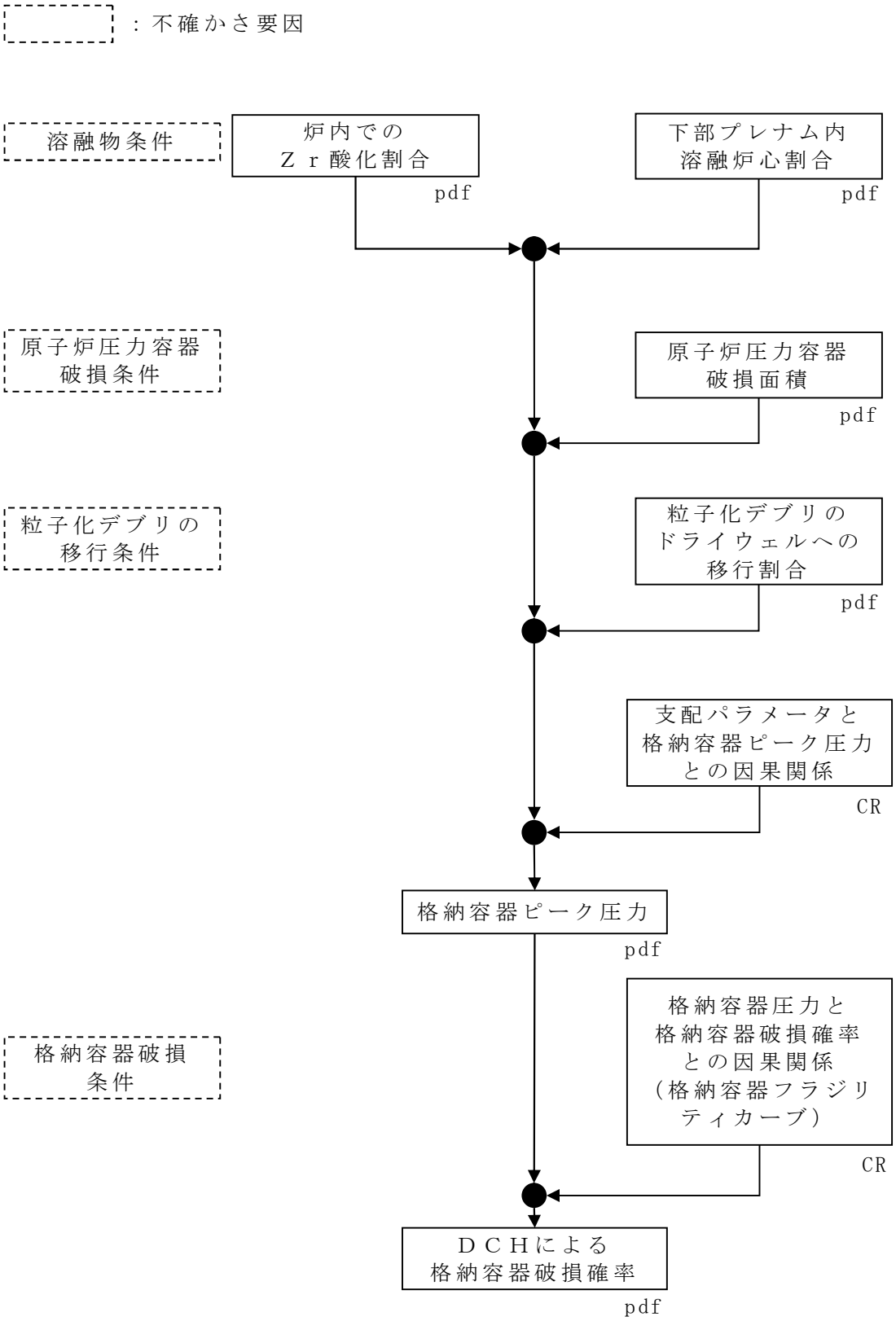


図 2-1　ＤＣＨによる格納容器破損確率の評価フロー

2.3　ＤＣＨによる格納容器破損の分岐確率の評価結果

2.3.1　支配パラメータの確率密度関数の設定

ＤＣＨ現象の発生に関連して不確かさを考慮する支配パラメータとして以下のパラメータを選定した。

・炉内でのジルコニウム酸化割合

・下部プレナム内溶融炉心割合

・原子炉圧力容器破損面積

・粒子化デブリのドライウェルへの移行割合

（補足資料 2.1）

選定した支配パラメータについて，表 2-1 に示すとおり確率密度関数を設定した。

表 2-1　支配パラメータの確率密度関数の設定

支配パラメータ	確率密度関数	設定の考え方
炉内での Ｚｒ酸化割合	分布形：三角分布 最小値：0.01 最尤値：0.24 最大値：0.53	・先行ＰＲＡ[2-1]における複数の専門家による確率密度関数の評価の平均値を基に設定 ・ただし，最小値はＤＢＡ　ＬＯＣＡの上限値に設定
下部プレナム内 溶融炉心割合	分布形：三角分布 最小値：0.1 最尤値 [redacted] 最大値：1.0	・最小値は，溶融物落下の早期に下部ヘッドが破損したとして10 %炉心量を設定 ・最尤値は，ＭＡＡＰ解析に基づき60 %炉心量を設定 ・最大値は，全量の溶融物が落下するとして100 %炉心量を設定
原子炉圧力容器 破損面積	分布形：三角分布 最小値：0.002 m^2 最尤値：[redacted] 最大値：2.0 m^2	・最小値は，下部ヘッドに接続されている中で最も細い計装配管相当として設定 ・最尤値は，ＣＲＤ貫通部１本の破損相当として設定 ・最大値はクリープ破断相当として設定
粒子化デブリの ドライウェルへの 移行割合	以下の評価式に基づきパラメータサンプリング計算により確率密度関数を設定 $F_{frag}=F_{ent}\times F_{pd-out}\times F_{no-impact}$ ・$F_{ent}=1$ ・F_{pd-out}： 分布形：一様分布 最小値：[redacted] 最大値： ・$F_{no-impact}$ 分布形：一様分布 最小値：0.8 最大値：1.0	・ドライウェルへ移行する粒子化デブリの割合（F_{frag}）は，ペデスタル床上の溶融コリウムがガス流によりエントレインされる割合（F_{ent}），エントレインされた粒子がペデスタルから開口部へ流出する割合（F_{pd-out}）及びペデスタル開口部で付着しない割合（$F_{no-impact}$）を考慮し，それぞれのパラメータのサンプリング計算により以下の式で確率密度関数を設定 $F_{frag}=F_{ent}\times F_{pd-out}\times F_{no-impact}$ ・F_{ent}は，保守的に全量がエントレインされるとして１を設定 ・F_{pd-out}は，ペデスタル内粒子移行解析結果により0～0.007の範囲で一様分布を設定 ・$F_{no-impact}$は，粒子移行解析結果により0.8～1.0の範囲で一様分布を設定

2.3.2　支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係評価

支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係を評価するため，それぞれの支配パラメータを最大値と最小値との間で変化させた組合

せをインプットパラメータとしたＭＡＡＰ解析を実施し，それぞれの組み合わせのときの原子炉圧力容器破損前の格納容器圧力（P_0）及びＤＣＨ発生時の格納容器圧力の上昇幅（ΔP）を評価し，表 2-2 に示すように整理した。

その結果，それぞれの支配パラメータと原子炉圧力容器破損前の格納容器圧力及びＤＣＨ発生時の格納容器圧力の上昇幅には，以下の因果関係があると分析した。

・炉内でのＺｒ酸化割合（X）は，図 2-2 に示すとおり，原子炉圧力容器破損前の格納容器圧力に対して線形の関係がある。また，評価範囲ではＤＣＨ発生時の格納容器圧力の上昇幅にはほとんど感度がない。

・原子炉圧力容器の破損面積（A）は，図 2-3 に示すとおり，ＤＣＨ発生時の格納容器圧力の上昇幅に対してほぼ指数関数近似が可能である。

・下部プレナム内溶融炉心割合に粒子化デブリのドライウェルへの移行割合を乗じた，全炉心量に対するドライウェルへのデブリ移行割合（Ｆ）は，図 2-3 に示すとおり，ＤＣＨ発生時の格納容器圧力上昇幅に対してほぼ指数関数近似が可能である。

以上により，支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係は以下の関数として示すことができる。また，定数ｃ１～ｃ５は，最小二乗法によるフィッティング計算により，表 2-3 のとおりとなる。

c1, c2, c3, c4, c5 : 定数

表 2-2　ＤＣＨ時の格納容器圧力評価結果例

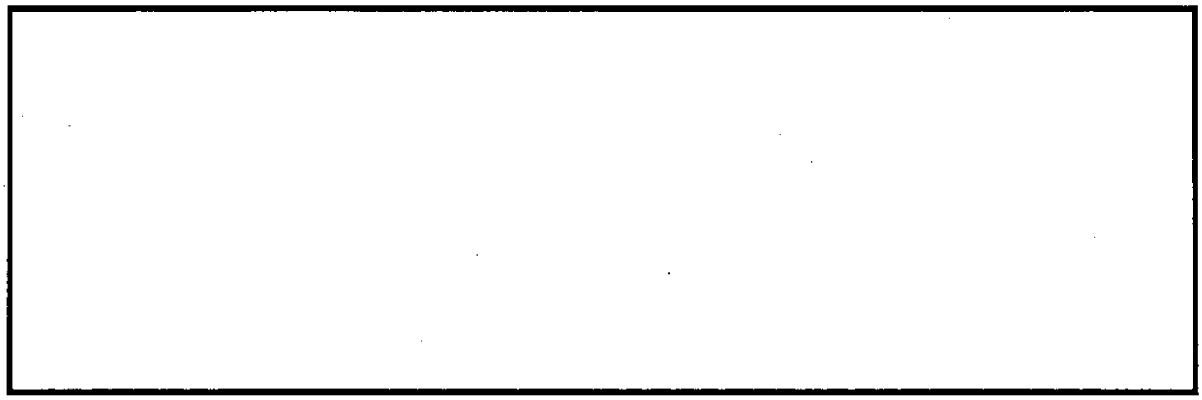


表 2-3　定数の評価結果

対象シーケンス	ｃ１	ｃ２	ｃ３	ｃ４	ｃ５
ＴＱＵＸ					
長期ＴＢ					

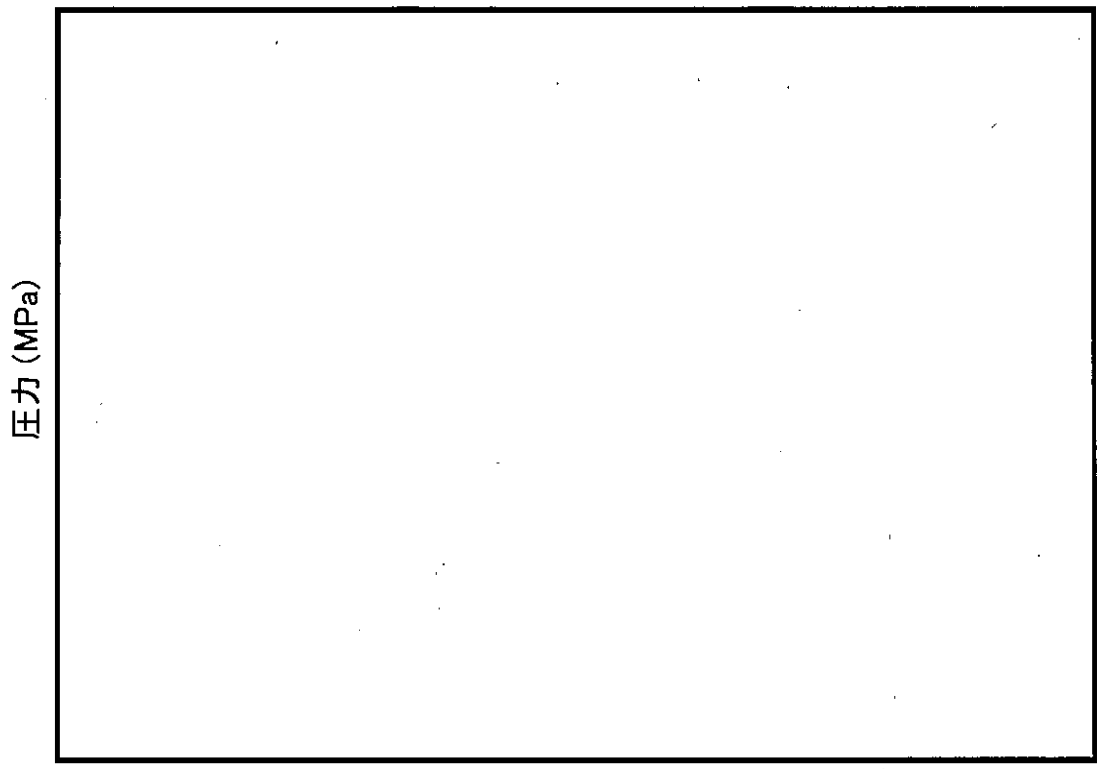


図 2-2　最小二乗法によるフィッティング計算の例

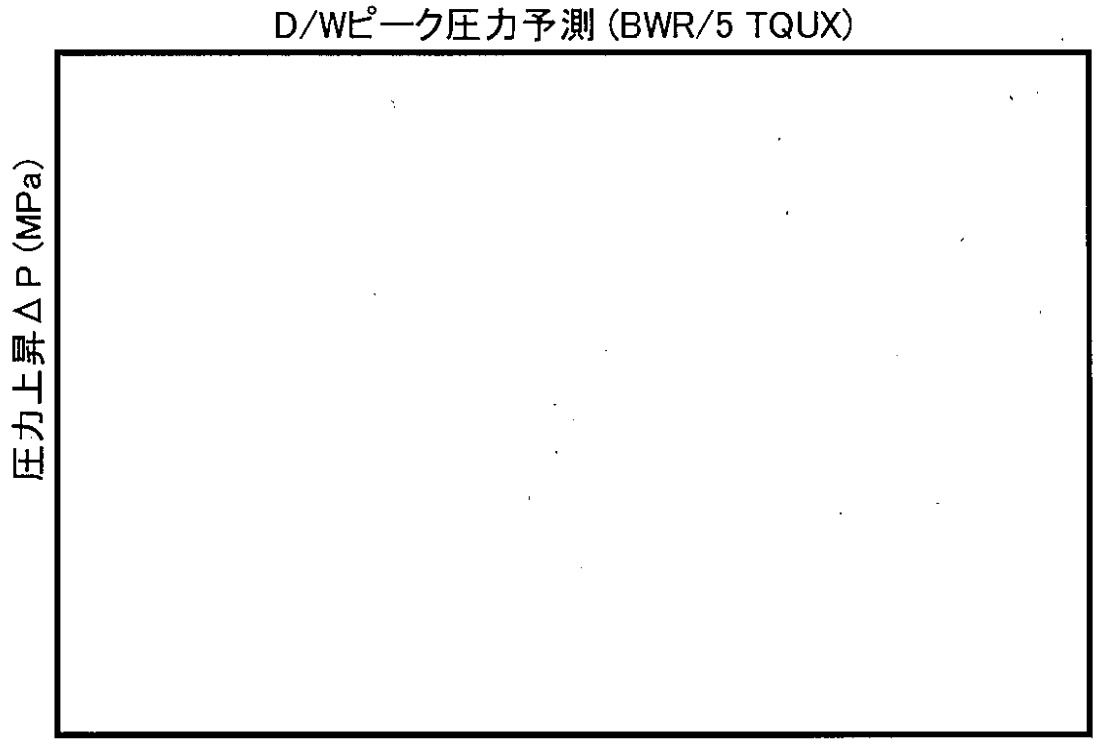


図 2-3　最小二乗法によるフィッティング計算の例

2.3.3　格納容器フラジリティカーブの設定

格納容器圧力と格納容器破損確率の相関（格納容器フラジリティカーブ）を図2-4に示す。格納容器フラジリティカーブは，代表的Mark-Ⅱ型格納容器耐性評価線図（図2-5）において，[redacted]と仮定し，不確かさを考慮して，[redacted]とした。

（補足資料2.2）

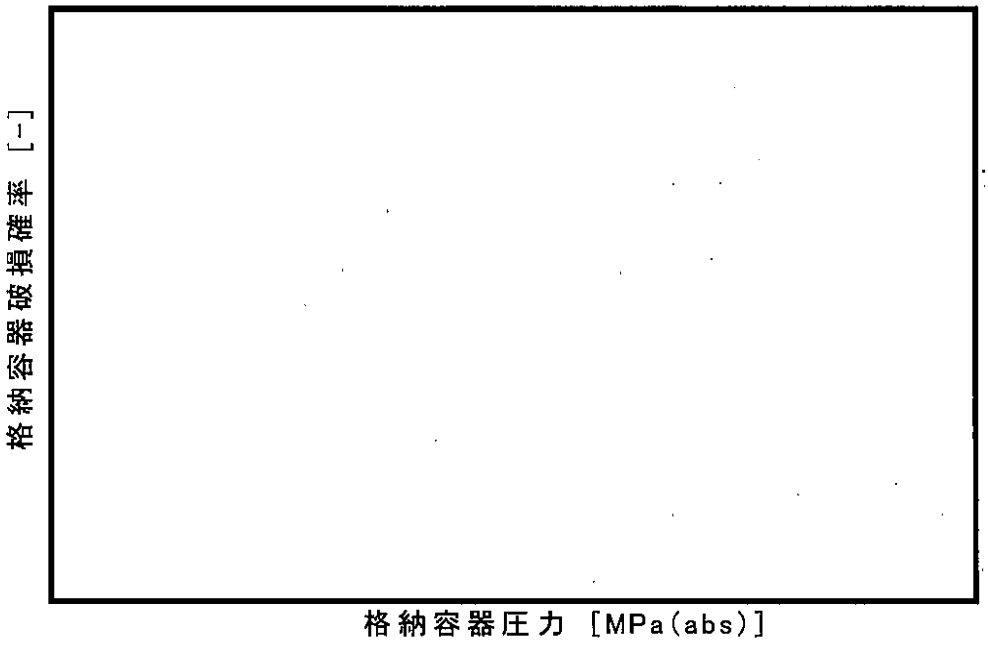


図 2-4　格納容器フラジリティ

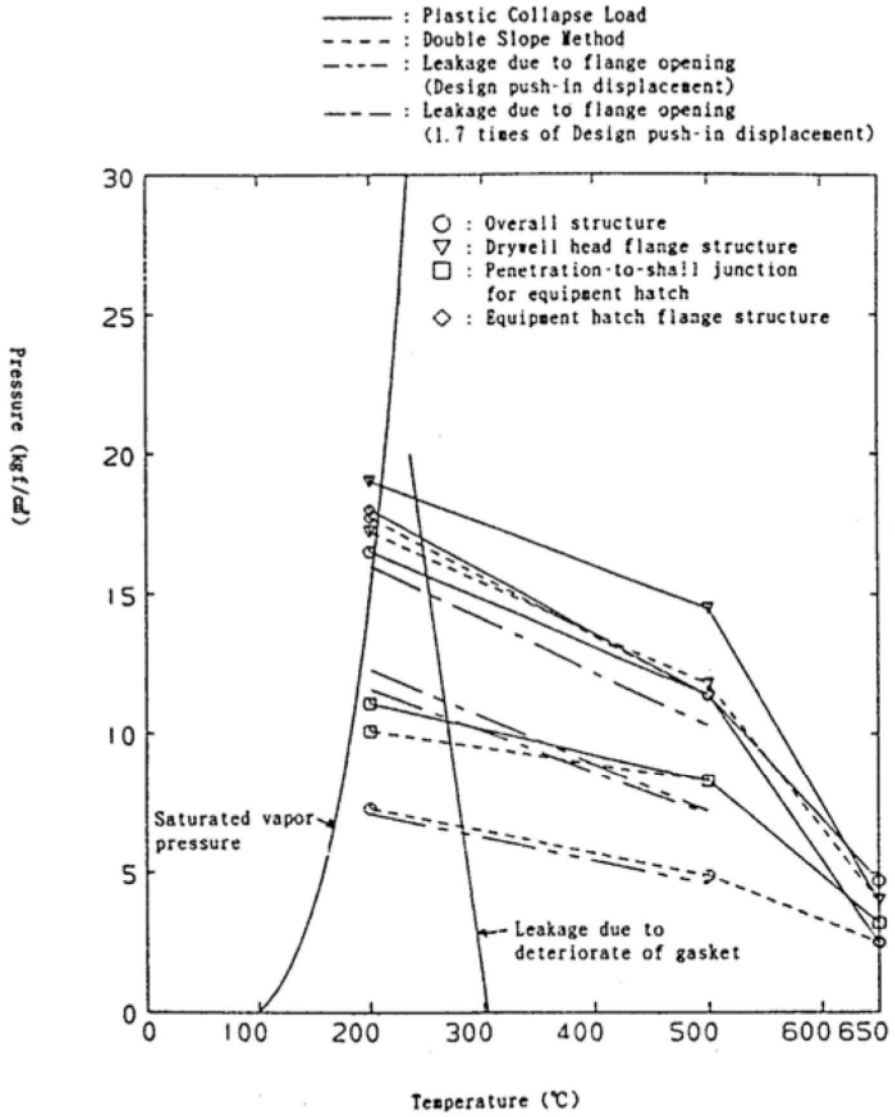


Fig. 15 Endurance Evaluation Diagram (Mark I model)

図 2-5　代表的 Mark-Ⅱ型格納容器耐性評価線図[2-2]

2.3.4　ＤＣＨによる格納容器破損の分岐確率の評価

支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係及び格納容器フラジリティカーブに基づき，モンテカルロサンプリングにより格納容器破損確率の確率分布を評価し，その平均値をＤＣＨによる格納容器破損の分岐確率として設定した。

表 2-4　ＤＣＨによる格納容器破損の分岐確率

	早期ＲＰＶ破損シナリオ（ＴＱＵＸシーケンス）	後期ＲＰＶ破損シナリオ（長期ＴＢシーケンス）
ＤＣＨによる格納容器破損確率		

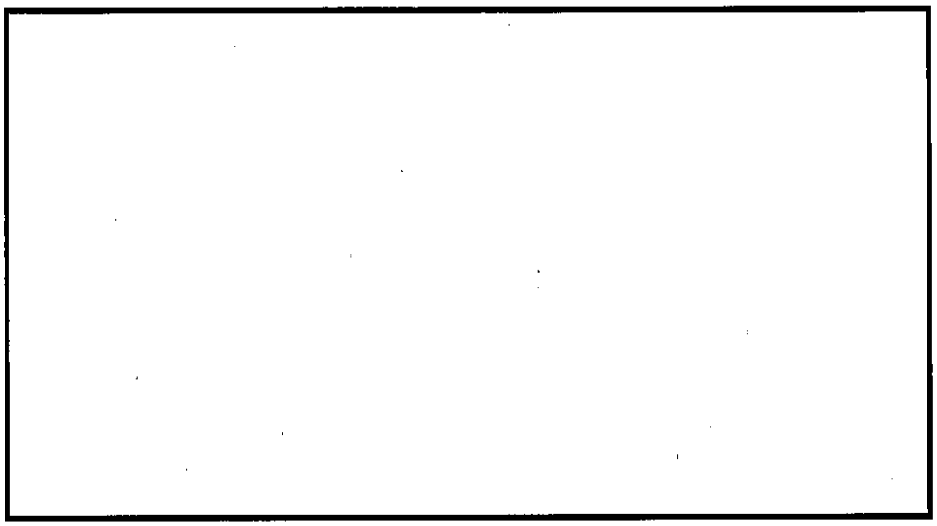


図 2-6　格納容器破損確率の確率分布評価結果（ＴＱＵＸシーケンス）

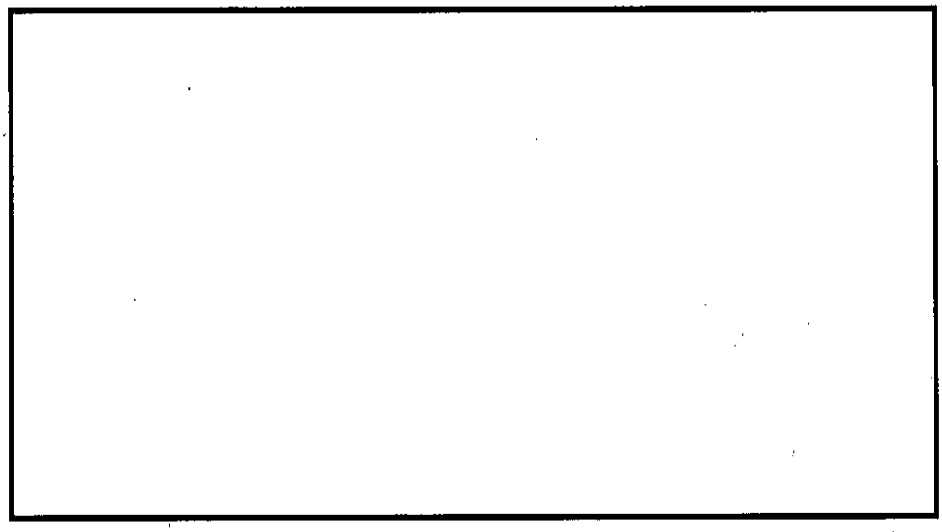


図 2-7　格納容器破損確率の確率分布評価結果（長期ＴＢシーケンス）

2.4 参考文献

[2-1] E.D.Gorham.et.al., "Severe Accident Risk:Methodology for the Containment Source Term,Concequence,and Risk Integration Analyses",NUREG/CR-4551,1993

[2-2] M.Goto, et al., "Study for Ultimate Capacity of Typical BWR Containment Vessel in Japan",ICONE-3,1995

[2-3] L.G.Greimann, et al., "Reliability Analysis of Steel Containment Strength", NUREG/CR-2442, 1982

補足資料 2.1

ＲＯＡＡＭ手法で不確かさを考慮する支配パラメータの選定について（ＤＣＨ）

ＤＣＨは，シビアアクシデント時において，炉心溶融物が高圧状態で原子炉圧力容器から噴出した際に，高速のガス流により微粒子化した炉心溶融物がドライウェル空間に流出し，溶融物の保有熱や溶融物中のＺｒと水蒸気との化学反応による発熱により，格納容器雰囲気が直接加熱されることで格納容器圧力の急激な上昇を引き起こす現象である。また，Ｚｒと水蒸気との化学反応に伴い発生する水素ガスによっても格納容器の加圧が促進される。ＤＣＨ現象の概要を図補足 2.1-1 に示す。

これまでの知見により，ＤＣＨ現象の主要過程は下記 3 つに分けられる。

(1) 原子炉圧力容器からの炉心溶融物放出及びガスブローダウン過程

(2) ペデスタル（ドライウェル部）からの溶融物の分散と移行過程

(3) 格納容器雰囲気中での粒子化デブリの熱伝達及び酸化反応過程

これらの過程において影響を与えるパラメータ及びそれらのパラメータのうちＲＯＡＡＭ手法による評価において不確かさを考慮する支配パラメータの選定の考え方について，以下に説明する。

(1) 原子炉圧力容器からの炉心溶融物放出及びガスブローダウン過程

①下部プレナム内溶融炉心割合（原子炉圧力容器破損時）

支配パラメータとして不確かさを考慮する。原子炉圧力容器破損時に下部プレナムに存在する溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）床面に落下し，ブローダウンガスによりエントレインされドライウェルに流出することで，格納容器加温及び加圧に影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

②原子炉圧力容器破損面積

支配パラメータとして不確かさを考慮する。原子炉圧力容器の破損面積は，ブローダウンガス流量及びその継続時間並びに原子炉圧力容器内に蓄積したガスによる格納容器加圧に影響する。ブローダウンガス流量及びその継続時間については，デブリの粒子化割合及び粒子化デブリのドライウェルへの移行割合に影響するが，デブリ粒子化割合については，保守的にペデスタル（ドライウェル部）床面に落下したデブリ全量が粒子化するものとし，粒子化デブリのドライウェルへの移行割合については，当該パラメータの中で不確かさを考慮する。よって，原子炉圧力容器破損面積は，原子炉圧力容器内に蓄積したガスによる格納容器加圧に影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

③原子炉圧力容器破損時の 1 次系圧力

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。原子炉圧力容器破損時の 1 次系圧力は，ブローダウンガス流量に影響するが，ブローダウンガス流量は粒子化デブリのドライウェルへの移行割合の中で不確かさを考慮する。

④溶融物放出量とガスブローダウン流量

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。溶融物放出量は，保守的に下部プレナム内の溶融炉心の全量が放出するとし，ガス

ブローダウン流量は粒子化デブリのドライウェルへの移行割合に影響するが，当該パラメータの中で不確かさを考慮する。

(2) ペデスタルからの溶融物の分散と移行過程

⑤デブリの粒子化割合

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。保守的にペデスタルに落下したデブリ全量が粒子化するものとして設定する。

⑥粒子化デブリのドライウェルへの移行割合

支配パラメータとして不確かさを考慮する。粒子化デブリのドライウェル（ドライウェル部）床面への移行割合は，格納容器雰囲気を直接加熱することにより格納容器加温及び加圧に影響するとともに，Ｚｒと水蒸気との反応による反応熱及び水素発生により格納容器加温及び加圧に影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

(3) 格納容器雰囲気中での粒子化デブリの熱伝達及び酸化反応過程

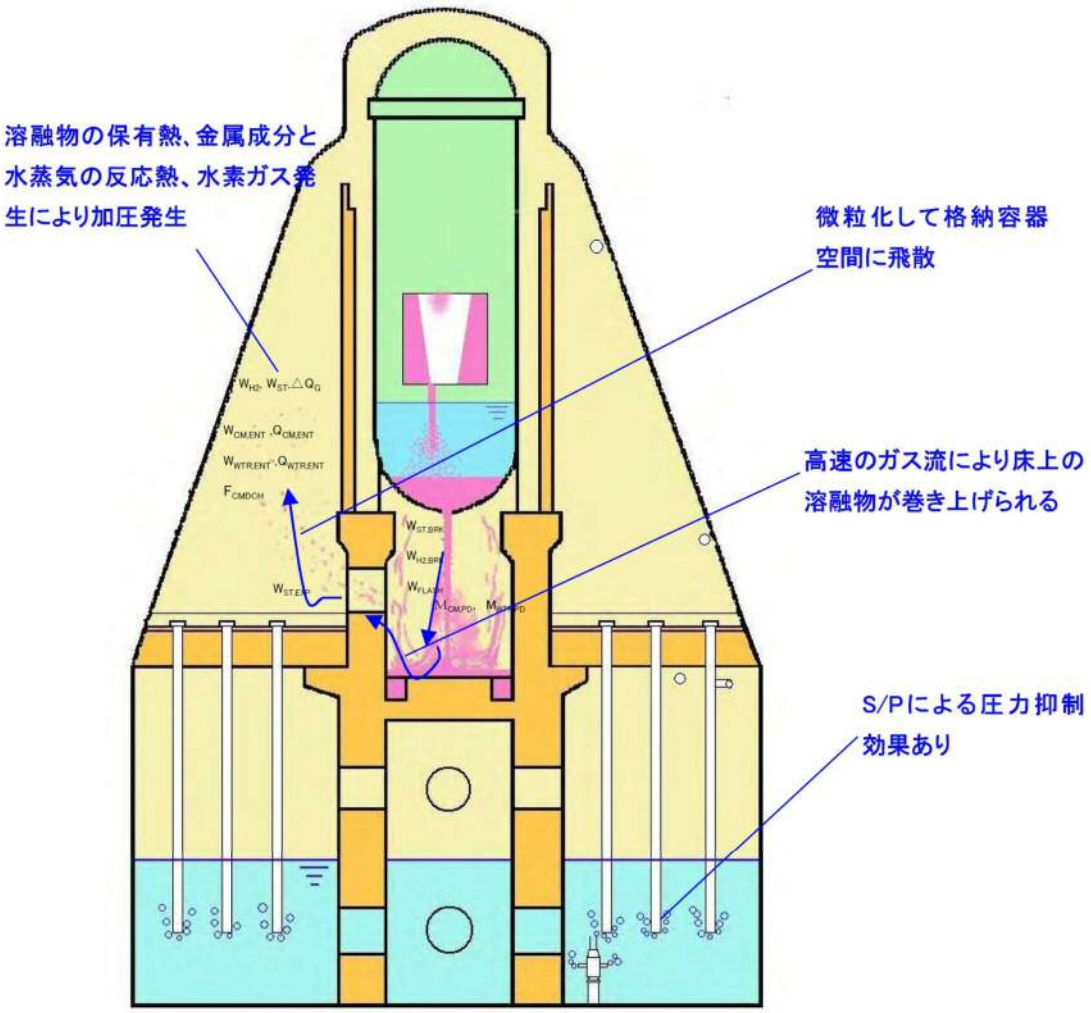
⑦デブリ粒子径

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。デブリ粒子径によりデブリの表面積が決定する。デブリ表面積は，粒子化デブリと格納容器雰囲気との熱伝達及び粒子化デブリと水蒸気との反応に影響するが，保守的にドライウェルに流出した粒子化デブリの保有熱は全て格納容器雰囲気に移行することとし，未酸化Ｚｒは全て水蒸気と反応するものとする。

⑧炉内でのＺｒ酸化割合

支配パラメータとして不確かさを考慮する。炉内でのＺｒ酸化割合，下部プレナム内溶融炉心割合及び粒子化デブリのドライウェルへの移行割合により，ドライウェルに移行する未酸化Ｚｒ量

が決定される。ドライウェルに移行する未酸化Ｚｒ量は，Ｚｒと水蒸気との反応による反応熱及び水素発生により格納容器加温及び加圧に影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。



図補足 2.1-1　ＤＣＨ現象の概要

補足資料 2.2

格納容器イベントツリーにおけるＤＣＨの取扱いについて

ＤＣＨに対する格納容器フラジリティは，格納容器圧力に対して設定する。

Ｍａｒｋ－Ⅱ格納容器に対するＤＣＨが発生した場合の，格納容器の圧力，雰囲気温度及び構造材の温度の挙動評価の例について図補足 2.2-1 に示す。これによると，ＤＣＨによる格納容器の負荷としては以下のものが考えられる。

①ドライウェルに拡散した粒子化デブリによるドライウェル雰囲気の急激な加温及び加圧（格納容器過圧破損）

②ドライウェル雰囲気からの熱伝達によるドライウェル構造材の比較的緩やかな加温（格納容器過温破損）

また，ＭＡＡＰによる事故進展解析（第 4.1.1.5-4 表参照）の結果によれば，Ｍａｒｋ－Ⅱ格納容器では，原子炉圧力容器が高圧で破損した際にＤＣＨが発生しなかった場合においても，原子炉圧力容器が破損した際に噴出される高温のガス流によって加熱され，過温破損に至る。

ＤＣＨは数分以内の短時間の現象であり，格納容器の負荷としては圧力が重要である。よって，今回のＰＲＡにおいては，ＤＣＨに関して図補足 2.2-2 のようなイベントツリーを設定し，短期間で過圧破損が発生しない場合は，必ず過温破損に至るとした（ＤＣＨによる過圧破損が発生しなかった場合の過温破損の確率を 1 とした）。

ＤＣＨによる格納容器過温破損については，不確かさは存在するものの，イベントツリーにおいてＤＣＨにより過圧破損に至らなかった場合は必ず過温破損に至ると設定することで，評価結果に与える影響はないと考える。

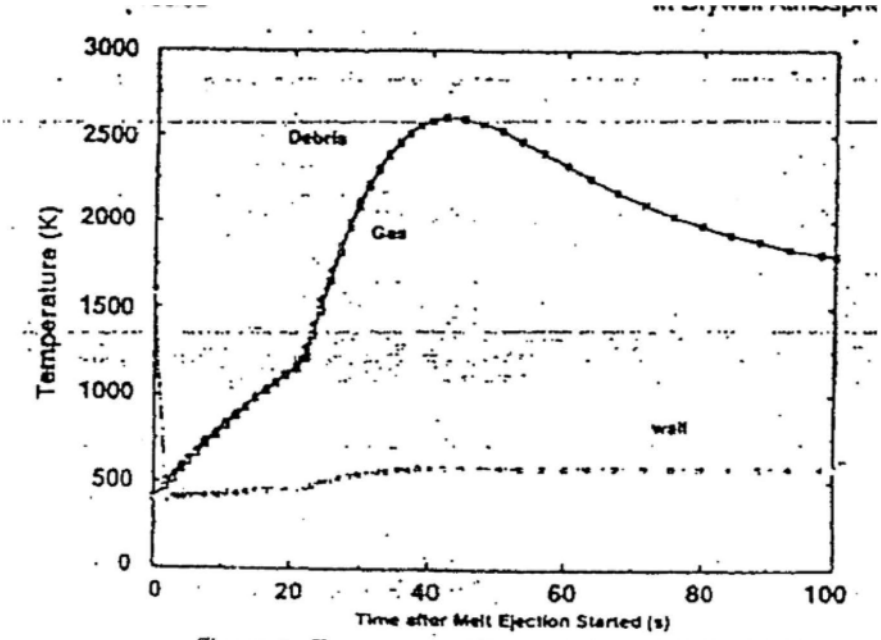


Figure 4. Temperature History of Drywell during DCH

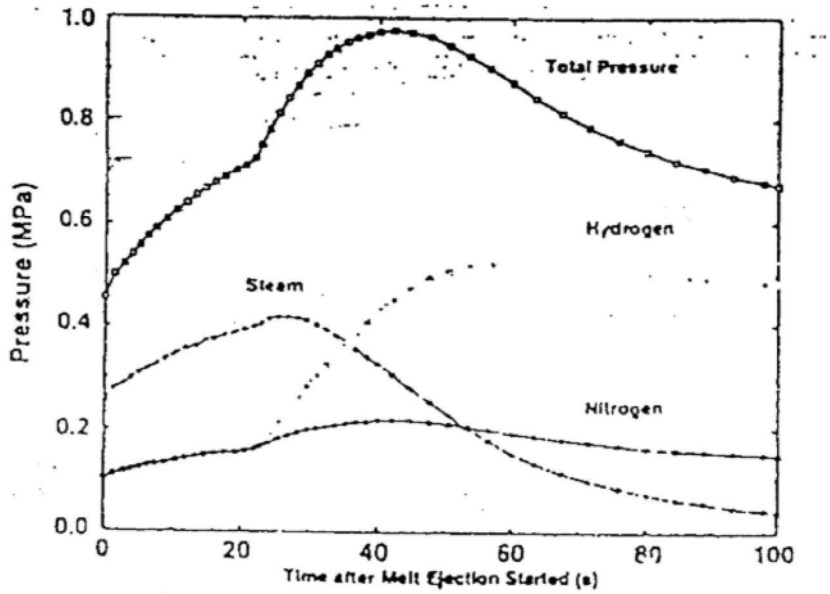
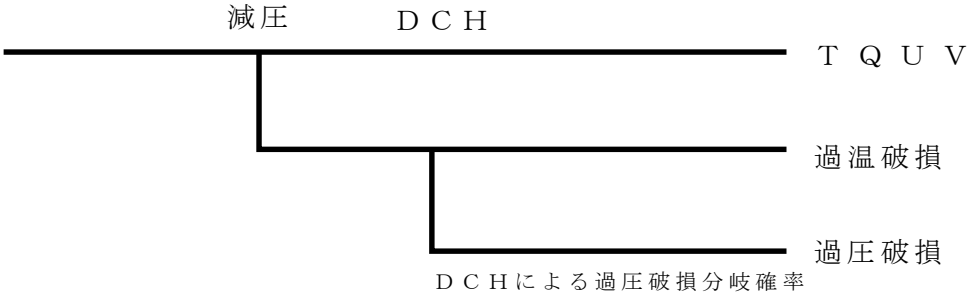


Figure 5. Prassure History of Drywell during DCH

- ＢＷＲ－５／Ｍａｒｋ－Ⅱ（3,293MW）のＴＢシーケンスに対する解析
- ドライウェル空間体積　5400m^2
- デブリ初期温度　1,600K
- デブリ主要組成　ＵＯ$_2$；1.5×10^{5}kg，Ｚｒ；8.8×10^{4}kg，ＺｒＯ$_2$；3.0×10^{4}kg
- ドライウェル初期圧力　0.47MPa
- ドライウェル初期温度　400K

図補足 2.2-1　ＤＣＨ発生時の格納容器挙動

（出典；Analysis of Direct Containment Heating in a BWR Mark-Ⅱ Containment, JAERI-memo 05-139）



図補足 2.2-2　ＤＣＨのイベントツリー

3. 炉外水蒸気爆発（ＦＣＩ）

3.1　現象の概要

炉外水蒸気爆発（以下「ＦＣＩ」という。）は，原子炉圧力容器破損後に溶融炉心が放出された際に，高温の溶融炉心が原子炉圧力容器下部の冷却材に落下すること等により水蒸気爆発が発生し，溶融炉心の持つ熱エネルギが機械エネルギに変換される現象である。なお,水蒸気爆発とは，蒸発速度が大きく蒸気圧力の増加速度が周囲の液体中での圧力緩和速度より大きい場合に起きる爆発的な反応である。ＦＣＩが発生した場合，爆発による衝撃波等が格納容器の構造物にかかり，格納容器破損に至る可能性がある。

3.2　ペデスタル（ドライウェル部）内でのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率の評価方法について

ＲＯＡＡＭ手法により，ペデスタル（ドライウェル部）内でのＦＣＩによる格納容器破損確率の確率分布を以下のとおり評価する。ＲＯＡＡＭ手法による評価の流れを図 3-1 に示す。

(1)　ＦＣＩ現象の支配パラメータについて確率密度関数（pdf）を設定する。

(2)　ＦＣＩ発生エネルギと格納容器破損確率の因果関係（ペデスタルフラジリティ）（CR）を設定する。

(3)　支配パラメータのモンテカルロサンプリングを実施し，ＦＣＩ時に発生する機械エネルギからペデスタル破損確率の確率分布を設定する。また，ペデスタル破損は格納容器破損と仮定して，格納容器破損確率の確率分布を評価する。

以上の評価により得られた格納容器破損確率の確率分布の平均値を，ペデスタル（ドライウェル部）内でのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率として設定する。

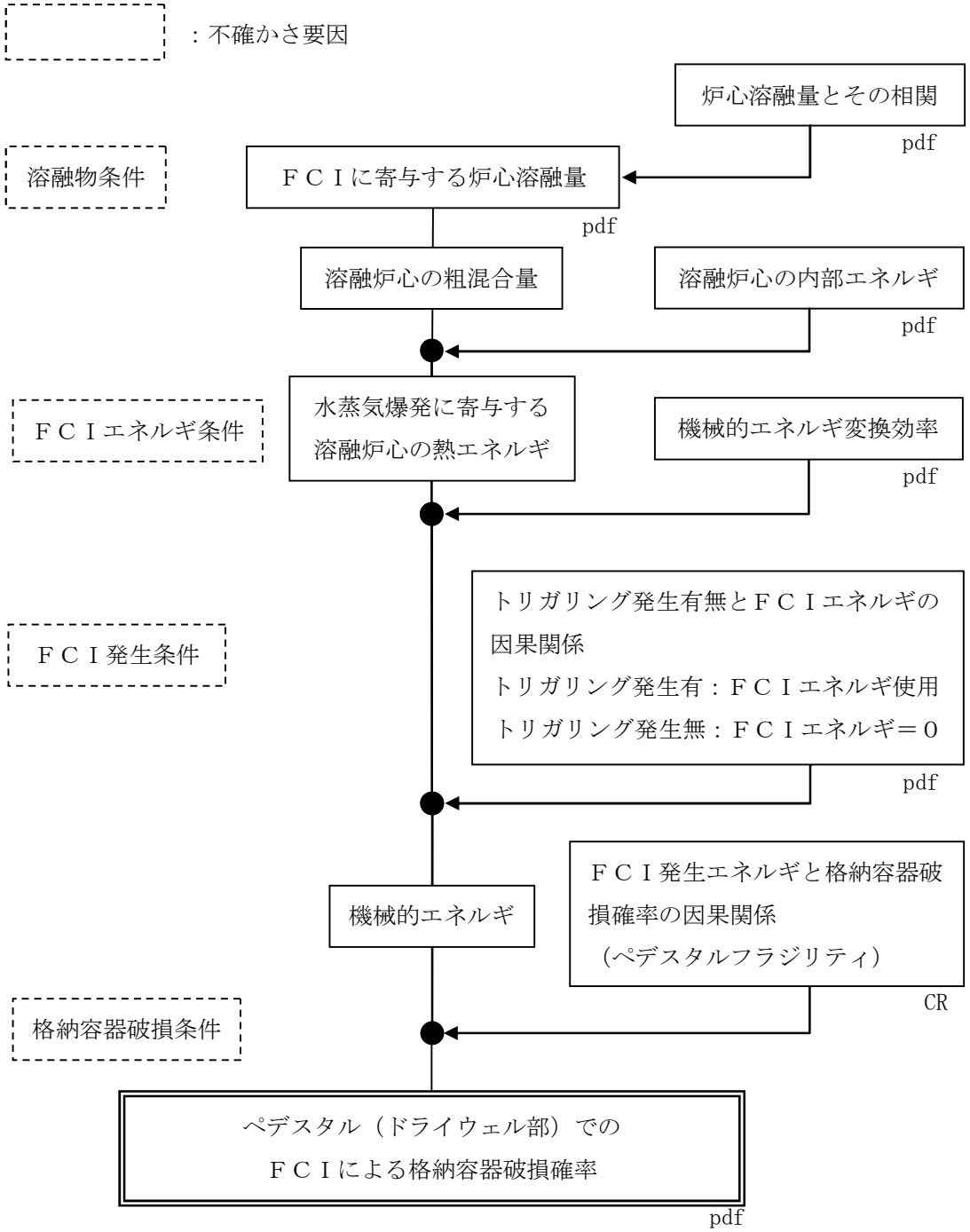


図 3-1　ペデスタル（ドライウェル部）内でのＦＣＩによる格納容器破損確率の評価フロー

3.3　ペデスタル内でのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率の評価結果

3.3.1　支配パラメータの確率密度関数の設定

ペデスタル（ドライウェル部）内でのＦＣＩ現象の発生に関連して不確かさを考慮する支配パラメータとして以下のパラメータを選定した。

・ＦＣＩに寄与する炉心溶融量（以下「粗混合量」という。）

・溶融炉心の内部エネルギ

・機械的エネルギ変換効率

・トリガリング発生確率

（補足資料 3.1）

選定した支配パラメータについて，表 3-1 に示すとおり確率密度関数を設定した。

表 3-1　支配パラメータの確率密度関数の設定

支配パラメータ	確率密度関数	設定の考え方
粗混合量	・炉心溶融量に以下の分布を設定 分布形：三角分布 最小値：[redacted] 最尤値：[redacted] 最大値：[redacted] ・上記の分布と，炉心溶融量と粗混合量との因果関係から設定	・代表的な8つのシーケンスのＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラントにおけるＭＡＡＰ解析結果に基づき，炉心溶融量の分布及び炉心溶融量と粗混合量の因果関係を設定 ・炉心溶融量の分布の最大値，最尤値は，[redacted]を設定 ・炉心溶融量の分布の最小値は，[redacted]
溶融炉心の内部エネルギ	分布形：三角分布 最小値：1.3 MJ／kg 最尤値：1.4 MJ／kg 最大値：1.5 MJ／kg	・ＭＡＡＰ解析結果に基づく溶融炉心の組成，先行研究で設定している溶融炉心の融点及び過熱度により，保有熱エネルギに対する累積確率を評価した結果に基づき設定 （補足資料 3.2）
機械的エネルギ変換効率	分布形：三角分布 最小値：0.002 最尤値：0.01 最大値：0.03	・ＫＲＯＴＯＳ試験[3-1,2,3]の知見（変換効率は，アルミナ試験では[redacted]，コリウム試験では極めて小さい[redacted]を参考に設定
トリガリング発生確率	発生確率 0.1 の二項分布	・実機の炉心溶融物に組成が近いＵ－Ｚｒ－ＳＵＳ混合物から成る溶融物を用いた，水蒸気爆発が発生しやすいと考えられる低圧，高サブクール条件でのＦＣＩ試験結果[3-4～8]（10回のうち１回ＦＣＩが発生）から設定

3.3.2 [ ]と粗混合量との因果関係評価

[ ]と粗混合量の因果関係は，以下のように評価した。

① ＴＥＸＡＳコードの実機解析[3-9]では，水蒸気爆発による発生エネルギが最大となるタイミングが原子炉圧力容器破損後[ ]秒後であることを踏まえ，代表的なシーケンスのＭＡＡＰ解析結果（図 3-2）から，最初の[ ]秒間にペデスタルに落下した[ ]を粗混合量として評価（表 3-2）。

（補足資料 3.3）

② 表 3-2 の[ ]と粗混合量の関係をプロットし，近似曲線を導出（図 3-3）。

表 3-2　代表的なシーケンスにおける[ ]と粗混合量

ケース番号	事故シーケンス	[ ]	粗混合量(kg)
1	AE-1		
2	AE-2		
3	TQUX-1		
4	TQUX-2		
5	TQUV-1		
6	TQUV-2		
7	TC-1		
8	TC-2		

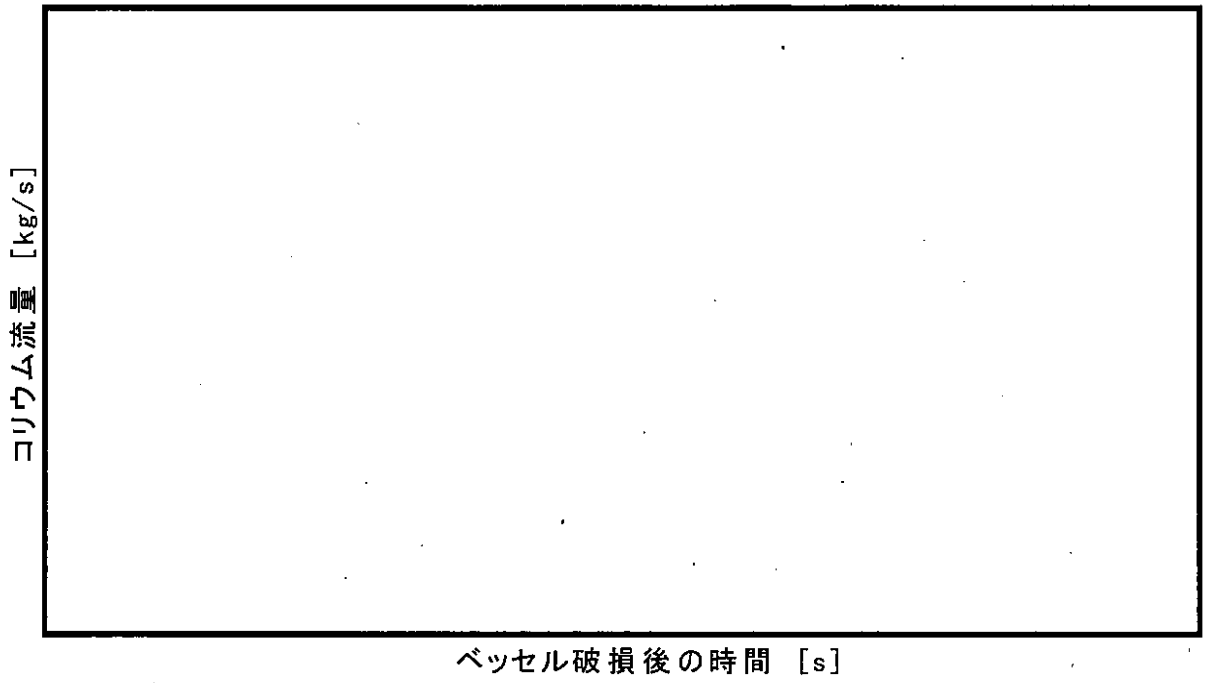


図 3-2　代表的なシーケンスにおけるコリウム流量の変化

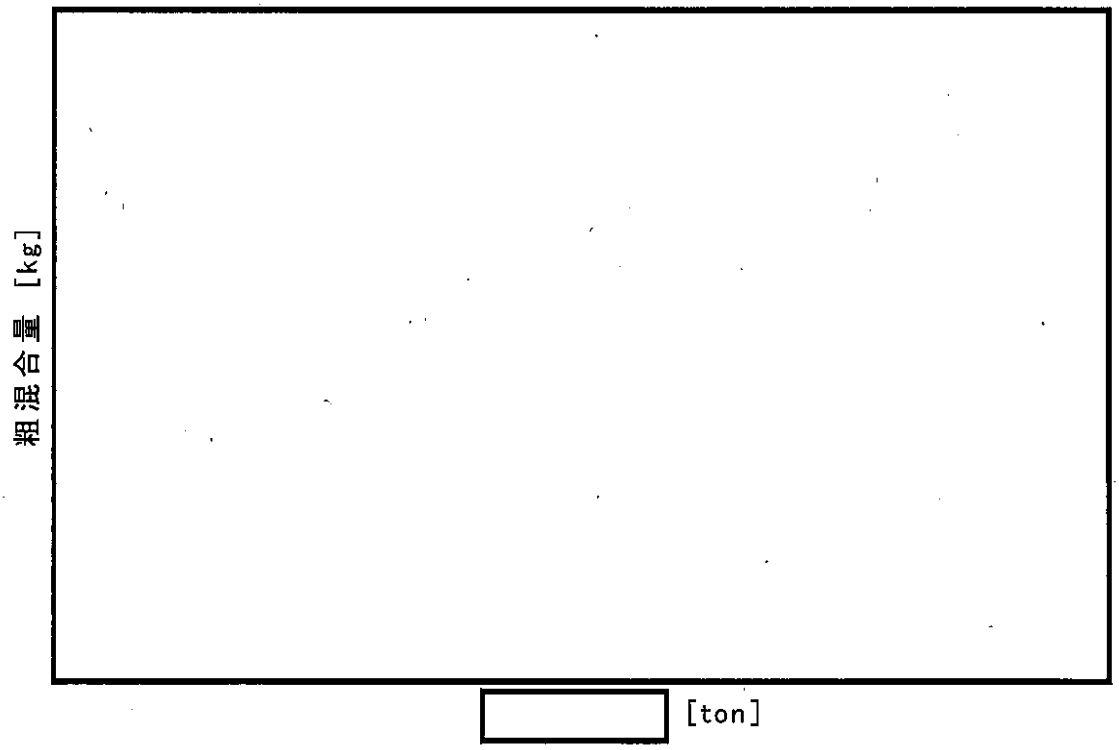


図 3-3 [redacted] と粗混合量の因果関係

3.3.3　ＦＣＩ発生エネルギとペデスタル破損確率の因果関係（ペデスタルフラジリティ）について

ＦＣＩ発生エネルギ（機械エネルギ）とペデスタル破損確率の因果関係（ペデスタルフラジリティ）は，以下のように設定した。

（補足資料 3.4）

① ＦＣＩ発生時の機械エネルギによる鉄筋に発生する塑性ひずみを［　　］[3－10]により解析。

② 鉄筋の最大引張強さ相当の塑性ひずみが発生する場合のペデスタル破損確率を［　　］，鉄筋に塑性ひずみが発生しない場合はペデスタル破損確率を［　　］と仮定。

③ ペデスタル破損確率が［　　］の場合の機械エネルギを算出し，［　　］の最尤値と仮定。また，ペデスタル破損確率が［　　］，［　　］の場合の機械エネルギを，それぞれ［　　］の最大値，最小値と仮定。

④ ③にて仮定した［　　］により累積のペデスタル破損確率分布を求め，ペデスタルフラジリティを設定（図 3-4）。

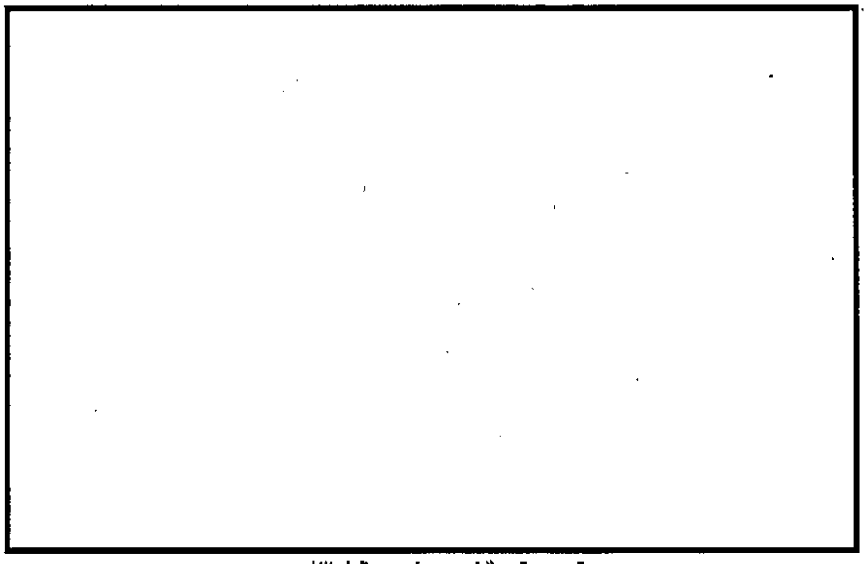


図 3-4　ペデスタルフラジリティ

3.3.4　ペデスタル（ドライウェル部）内でのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率の評価

支配パラメータのモンテカルロサンプリングを実施することにより評価したＦＣＩ時に発生する機械エネルギと，ペデスタルフラジリティにより，ペデスタル破損確率の確率分布を評価した(図 3-5)。その平均値として，ペデスタル（ドライウェル部）内でのＦＣＩによる格納容器破損確率の分岐確率を表 3-3 に示すとおり評価した。

表 3-3　ペデスタル（ドライウェル部）内でのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率

	ペデスタル
ＦＣＩによる 格納容器破損確率	

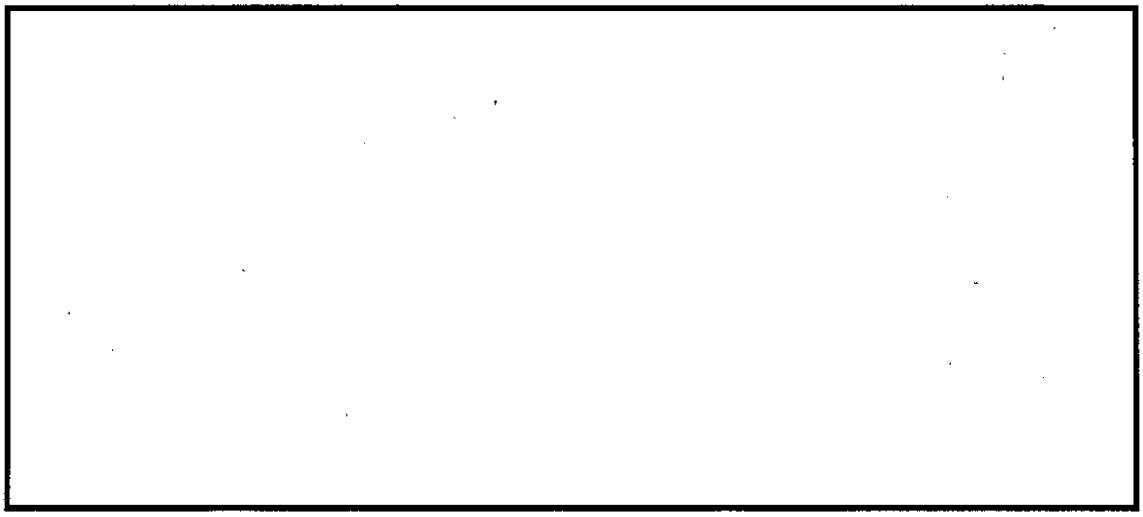


図 3-5　格納容器破損確率の確率分布評価結果

3.4　サプレッション・プールでのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率について

サプレッション・プールでのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率については，実機の炉心溶融物に組成が近い［　　］から成る溶融物を用いた，［　　］でのＦＣＩ試験[3－4～8，11]におけるトリガリング発生確率［　　］を考慮して設定した（表 3-4）。溶融炉心はサプレッション・プールに大量に落下すると考えられ，ＦＣＩにより発生する荷重とペデスタル（ドライウェル部）床面が破損した状態におけるペデスタル（ドライウェル部）壁面強度の関係について不確かさが大きいと考えられることから，確率値としてはトリガリング発生確率のみを用いた。

なお，表 3-1 のとおり，ペデスタル（ドライウェル部）でのトリガリング発生確率は，［　　］でのＦＣＩ試験結果から設定している。一方，サプレッション・プールでのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率設定に当たっては，溶融炉心落下時にサプレッション・プールが飽和状態になっていることも考えられることから，［　　］でのＦＣＩ試験も考慮して設定した。

表 3-4　サプレッション・プールでのＦＣＩによる格納容器破損の分岐確率

	サプレッション・プール
ＦＣＩによる格納容器破損確率	

3.5 参考文献

[3-1] I. Huhtiniemi, et al., "Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts," Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999.

[3-2] D. Magallon, "Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments," Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006.

[3-3] H. S. Park, et al., "Vapor Explosions in One-Dimensional Large Scale Geometry with Simulant Melts", NUREG/CR-6623, 1999

[3-4] D.F.Fletcher, "A Review of the Available Information on the Triggering Stage of a Steam Explosion",Nuclear Safety.Vol.35,No.1,1994.

[3-5] H.S.Park et al., "Vapor Explosions in a One-Dimensional Large Scale Geometry With Simulant Melts",NUREG/CR-6623,1999.

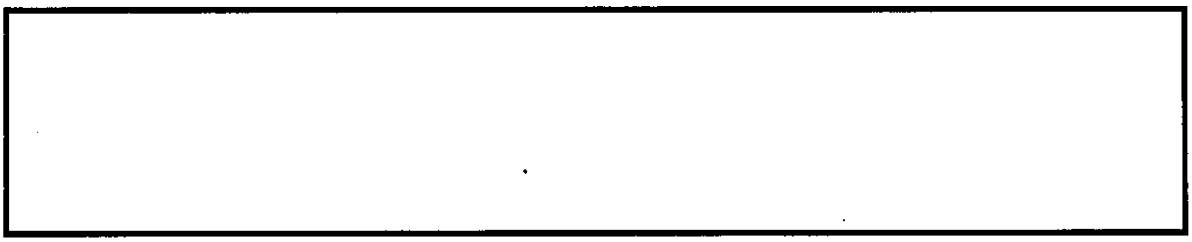
[3-6] M.F.Young et al., "Hydrogen Generation During Fuel/Coolant Interactions",Nucl.Sci.Eng.,Vol.98,1989.

[3-7] I.Huhtiniemi et al., "Results of Recent KROTOS FCI Tests : Alumina vs. Corium Melts",JAERI-Conf 97-011,1997.

[3-8] M.Kato et al., "COTELS Project(2) : Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions",OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability.Karlsuhe.Nov.1999.

[3-9] Nishiura. H. et al. "Assessment of Ex-Vessel Steam Explosion Energy Using TEXAS-V". Proc. Second Japan-Korea Symposium on Nuclear Thermal Hydraulics and Safety, Fukuoka, Octorver

15-18, 2000.



[3-11] M.Kato et al., "Fuel Coolant Interaction Tests using UO2 Corium under Ex-Vessel Conditions", JAERI-Conf 99-005, 1999.

ＲＯＡＡＭ手法で不確かさを考慮する支配パラメータの選定について（ＦＣＩ）

ＦＣＩは，原子炉圧力容器破損後に溶融炉心が放出された際に，高温の溶融炉心が原子炉圧力容器下部の冷却材に落下すること等により，溶融炉心の持つ熱エネルギが爆発的な機械エネルギに変換され，水蒸気爆発が発生する現象である。

これまでの知見により，ＦＣＩ現象は以下に示すような過程を経て進行していくものと提唱されている。

①高温高沸点液体（溶融金属）と低温低沸点液体（水等）の接触

②粗混合：溶融金属の固まりが水中で細かくなり分散

③膜沸騰：細かく分散した金属液滴の周りを蒸気の膜が覆う

④蒸気膜の一部が崩壊

⑤金属と水の直接接触

⑥高温液滴の細粒化

⑦急激な熱移動

⑧圧力波の発生

⑨圧力波の伝播

⑩大規模な水蒸気爆発

特に，機械的エネルギへの変換効率が発生する条件としては，下記の４過程が必要であると考えられている。

(1) 粗混合状態（適度な大きさに細粒化した高温融体と水とが蒸気膜を介して粗混合）

(2) トリガリング（蒸気膜が崩壊して高温融体と水との直接接触を引き起こす）

(3) 伝播及び膨張（直接接触と高温伝播・沸騰，高温融体の微粒化が高速に進み，体系全体へ機械的エネルギを放出）

これらの過程における影響を与えるパラメータ及びそれらのパラメータのうちＲＯＡＡＭ手法による評価において不確かさを考慮する支配パラメータについて選定した。この選定の考え方について，以下に説明する。

(1) 粗混合状態

①炉心溶融量（原子炉圧力容器破損前に下部プレナムに落下する溶融デブリ量）

粗混合量に直接影響するため，不確かさを考慮する。ただし，粗混合状態の過程における支配パラメータである粗混合量の中で炉心溶融量の不確かさを考慮する。

②原子炉圧力容器から放出されるコリウムの特性（流量，組成）

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。原子炉圧力容器から放出されるコリウムの特性（流量，組成）は，原子炉圧力容器破損モード・原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力により決まり，溶融炉心の細粒化量に影響する。溶融炉心の細粒化量は粗混合量に影響するため，粗混合量の中で不確かさを考慮する。なお，原子炉圧力容器の破断口の拡がりについては，粗混合量を評価するＭＡＡＰ解析において考慮されている。

③ペデスタル水中における粗混合領域

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。ペデスタル（ドライウェル部）水中における粗混合領域は，落下した溶融炉心のジェットからの離脱の態様と水中の落下挙動により決まり，ジェットから離脱した場合，熱伝達によって固化することで，粗混合量は減少する。したがって，本パラメータは粗混合量に影響するため，粗混合量の中で不確かさを考慮する。

④粗混合量

支配パラメータとして不確かさを考慮する。粗混合量は，「炉心溶融量（原子炉圧力容器破損前に下部プレナムに落下する溶融デブリ量）」，「原子炉圧力容器から放出されるコリウムの特性（流量，組成）」及び「ペデスタル（ドライウェル部）水中における粗混合領域」等により異なり，ＦＣＩにより発生する機械エネルギに直接影響するため，支配パラメータとして不確かさを考慮する。

(2) トリガリング

⑤溶融炉心の過熱度

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。溶融炉心の過熱度が小さい場合，溶融炉心周りの蒸気膜崩壊時に接触界面温度が固化温度以下に低下してトリガリングが起きないと考えられており，トリガリング発生の有無に対して影響するため，トリガリング発生の有無の中で不確かさを考慮する。

⑥ペデスタルの水温

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。飽和水に溶融物が落下する場合には，サブクール度によって自発的トリガリングの発生に影響するため，トリガリング発生の有無の中で不確かさを考慮する。

⑦トリガリング発生の有無

支配パラメータとして不確かさを考慮する。トリガリング発生の有無は，「溶融炉心の過熱度」，「ペデスタルの水温」等により影響を受け，機械エネルギを発生するかどうかが決まる。したがって，支配パラメータとして不確かさを考慮する。

(3) 伝播及び膨張

⑧トリガリングのタイミング

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。トリガリングのタイミングが早い場合，粗混合状態を形成して水蒸気爆発に寄与する溶融炉心の量が少ないために発生エネルギは低下し，一方でタイミングが遅い場合は，細粒化した溶融炉心の固化が進む上，冷却材ボイド率が高まり発生エネルギは低下するため，本パラメータはＦＣＩにより発生する機械エネルギに影響する。ただし，本評価では，補足資料 3.3 に記載のとおり，ＴＥＸＡＳコードでの実機解析の知見を踏まえて，トリガリングタイミングは最も発生エネルギが高いと考えられる[redacted]をトリガリングタイミングとしており，支配パラメータとして選定しない。

⑨溶融炉心の内部エネルギ

支配パラメータとして不確かさを考慮する。溶融炉心の内部エネルギは溶融炉心の金属（特にＺｒ）の酸化割合，溶融炉心の融点及び溶融炉心の過熱度により決まり，ＦＣＩにより発生する機械エネルギに直接影響するため，支配パラメータとして不確かさを考慮する。

⑩粗混合領域のボイド率

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。粗混合領域のボイド率が高いと，水の運動エネルギが蒸気相に吸収されてしまうため，機械的エネルギ変換効率が低下する。したがって，本パラメータは機械的エネルギ変換効率に影響するため，機械的エネルギ変換効率の中で不確かさを考慮する。

⑪機械的エネルギ変換効率

支配パラメータとして不確かさを考慮する。機械的エネルギ変換効率は粗混合領域のボイド率等により異なり，ＦＣＩにより発生する機械エネルギに直接影響するため，支配パラメータとして不確かさを考慮する。

溶融炉心の単位質量当たりの保有熱エネルギの評価について

溶融物の持つ単位質量当たりの保有熱エネルギE_t(J／kg)(以下「単位質量保有熱エネルギ」という。)は，次式で定義される。E_tに機械的エネルギの変換効率を掛けることにより，水蒸気爆発による発生エネルギが評価できる。

[redacted]

表補足 3.2-1 に，溶融物の物性値をまとめて示す。本表より，ZrO_2の液体状態での比熱及び溶融潜熱が比較的大きいことが分かる。

そこで，ＭＡＡＰ解析[1]に基づき，表補足 3.2-2 のとおりZrO_2の質量割合の異なる 2 ケースの組成を設定し，更にコリウム温度に係る文献[2, 3]を参考に以下のとおりコリウムの融点，相互作用後のコリウム温度及び溶融炉心の過熱度を仮定し，保有熱エネルギに対する累積確率を評価した。その結果を図補足 3.2-1 に示す。

[redacted]

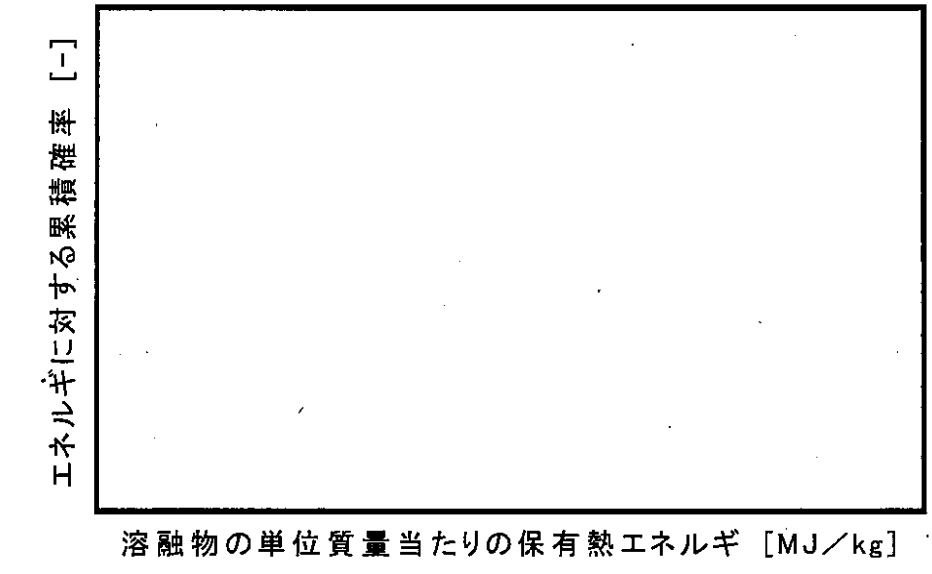
図補足 3.2-1 から分かるように，ZrO_2 の質量割合が大きい組成 1 のケースの保有熱エネルギが高いことから，組成 1 における保有熱エネルギに対する累積確率が［　　］の場合の単位質量保有熱エネルギである［　　］を，それぞれ最小値，最尤値，最大値とし，分布は［　　］と仮定した。

表補足 3.2-1　物性値のまとめ [2]

	固体の比熱	液体の比熱	溶融潜熱
UO_2	332J/kgK	503J/kgK	274J/kgK
ZrO_2	604J/kgK	815J/kgK	706J/kgK
Zr	356J/kgK	356J/kgK	225J/kgK
Stainless Steel	558J/kgK	558J/kgK	280J/kgK

表補足 3.2-2　溶融炉心の組成

	組成 1	組成 2



図補足 3.2-1　溶融物の保有熱エネルギに対する累積確率評価結果

参考文献

[1] 「溶接部等熱影響部信頼性実証試験（原子炉格納容器）に関する報告書」財団法人 原子力発電技術機構 平成 10 年度

[2] D.T.Hargman, ″SCDAP/RELAP5/MOD3.1 Code Manual, MATPRO-A Library of Materials Properties for Light-Water-Reactor Accident Analysis″,NUREG/CR-6150,1995.

[3] O.Zuchuat,et al.,″Steam Explosions-Induced Containment Filure Studies for SWISS Nuclear Power Plants″,OECD/CSNI Specialist Meeting,JAERI,Japan,May 1997.

ＴＥＸＡＳコードでの実機解析について

ＴＥＸＡＳコードでの実機解析では，トリガリングのタイミングに対する発生エネルギにはピークがある結果となっている。これは，トリガリングが早いと水中の溶融物量が少ないこと，トリガリングが遅いと粒子が固化したりボイド率が増大して爆発に寄与する溶融物量が少なくなるためである。

したがって，ＴＥＸＡＳコードでの実機解析の知見を踏まえて，本評価におけるトリガリングの最適条件を[redacted]とし，それまでに落下した溶融物落下量を粗混合量とすることとした。

補足資料 3.4

ＦＣＩにおけるペデスタルフラジリティ評価方法について

ＦＣＩにおけるペデスタルフラジリティは，「3.3.3　ＦＣＩ発生エネルギと格納容器破損確率の因果関係（ペデスタルフラジリティ）について」に記載のとおり，[redacted]コードによりＦＣＩ発生時の機械エネルギによる鉄筋に発生する塑性ひずみを評価し，塑性ひずみの評価結果からペデスタル破損確率に変換し，[redacted]を仮定することでペデスタルフラジリティを設定している。

以下では，[redacted]コードの概要，[redacted]コードによる解析条件及び結果並びにペデスタル破損確率の評価方法について記載する。

1. [redacted]コードの概要

[redacted]コードは，[redacted]コードで，時間とともに接触条件や構造物形状が変化するような非線形解析が可能である。

2. [redacted]コードによる解析条件及び結果

(1) 解析条件

[redacted]コードを用いた評価モデル概念図を図補足 3.4-1 に示す。体系はＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラントを対象としており，解析範囲は圧力波の伝播による構造物への影響を考慮して，[redacted]その間の[redacted]及び[redacted]とした。

解析では，下部ドライウェル冷却材中での水蒸気爆発による圧力波が冷却材あるいは蒸気層部を伝播した結果，構造物に生じる荷重・変形の評価を行う。

(2) 解析結果

機械エネルギに対するペデスタル鉄筋に発生する塑性ひずみの評価結果の一例を，図補足 3.4-2 に示す。

解析では，ペデスタル（ドライウェル部）内表面から外側表面に向かって評価点を複数設定しているが，ペデスタル破損確率を評価する際は、最も塑性ひずみが大きくなっているペデスタル（ドライウェル部）内表面から厚み方向に［　　］の位置の解析結果を使用している。

3. ペデスタル破損確率の評価方法

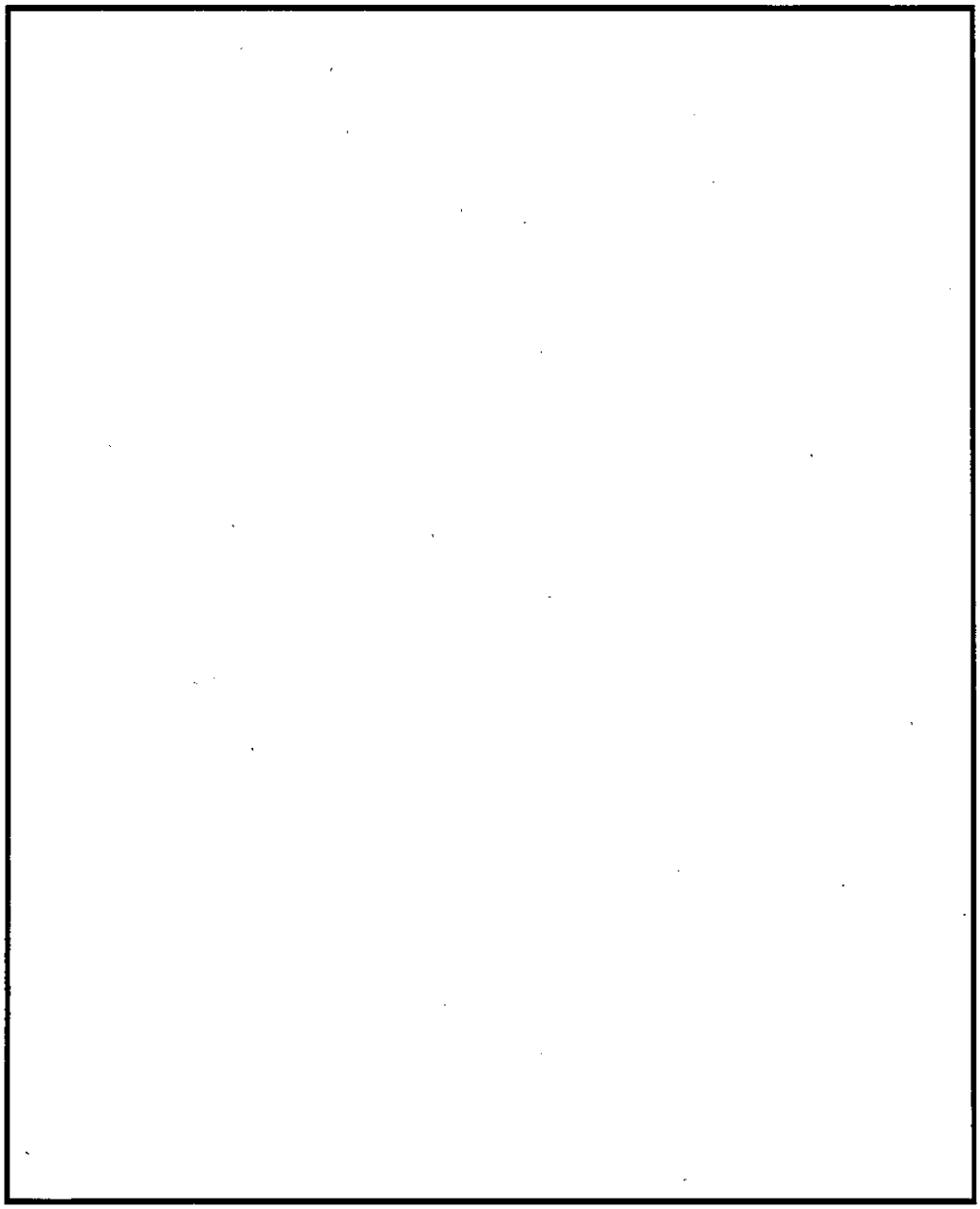
① ペデスタルが破損する塑性ひずみは，鉄筋の最大引張強さ時の塑性ひずみ［　　］に不確定要素［　　］を考慮した塑性ひずみ［　　］とする。すなわち，鉄筋の塑性ひずみ［　　］を発生させるのに必要な機械エネルギは［　　］であり（図補足 3.4-3），この場合ペデスタルが破損するとして破損確率を 100％と仮定。

② 機械エネルギ［　　］により鉄筋に発生する塑性ひずみは［　　］であり（図補足 3.4-3），以下の式よりペデスタル破損確率は［　　］と評価されることから，機械エネルギ［　　］を破損確率 50％と設定。

［　　］

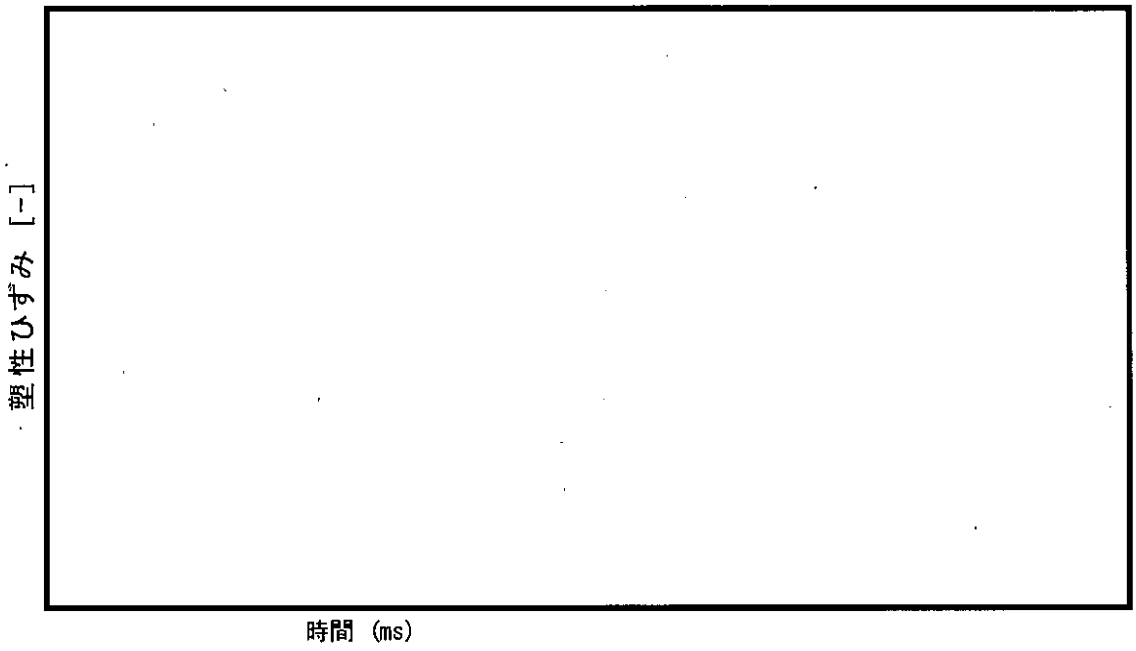
③ 機械エネルギが［　　］を越えた領域で鉄筋に塑性ひずみが発生することから，［　　］はペデスタル破損確率を 0％と仮定。

④ 機械エネルギの最大値，最尤値，最小値を、それぞれ［　　］［　　］とし，分布は［　　］を仮定し，累積のペデスタル破損確率分布を求め，ペデスタルフラジリティを設定。



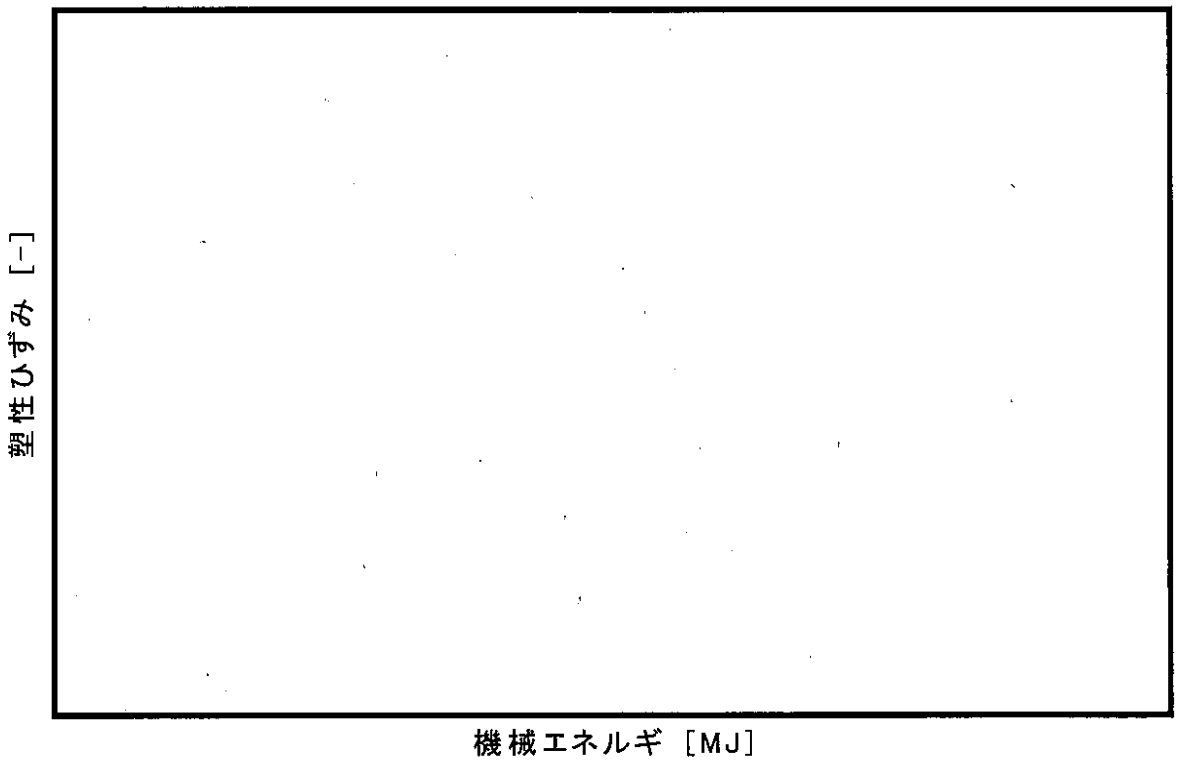
図補足 3.4-1［　　］コードを用いた評価モデル概念図

（ＢＷＲ５，Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラント）



図補足 3.4-2　ペデスタル鉄筋に発生する塑性ひずみの評価結果

（機械エネルギ　　）



図補足 3.4-3　機械エネルギと鉄筋に発生する塑性ひずみの関係

4. 溶融炉心・コンクリート相互作用（ＭＣＣＩ）

4.1 現象の概要

溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「ＭＣＣＩ」という。）は，炉心が溶融し原子炉圧力容器下部ヘッドを溶融貫通してペデスタル（ドライウェル部）床面に落下した場合に発生し，ペデスタル内に堆積した高温の溶融炉心によってコンクリートが熱せられ，熱分解し侵食される現象である。

コンクリートの分解により発生する水蒸気及び二酸化炭素が溶融炉心内を通過する際，未酸化金属成分と反応して水素や一酸化炭素等の非凝縮性の可燃性ガスが発生する。これらのガス発生による格納容器内の加圧が格納容器の閉じ込め機能維持に悪影響を与える可能性がある。

また，堆積溶融物の冷却が不十分で侵食が継続した場合，ペデスタル（ドライウェル部）床が貫通し，溶融炉心がサプレッション・プールに落下する可能性がある。さらに，サプレッション・プールに落下し堆積した溶融物の冷却が不十分であり，コンクリートの侵食が発生し継続した場合には，放射性物質の地中放出が起きる可能性や，原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し，格納容器破損に至る可能性がある。

4.2 ＭＣＣＩによる格納容器破損の分岐確率の評価方法について

ＲＯＡＡＭ手法により，ＭＣＣＩによる格納容器破損確率の確率分布を以下のとおり評価する。ＲＯＡＡＭ手法による評価の流れを図 4-1，図 4-2 に示す。

(1) ＭＣＣＩ現象の支配パラメータについて，確率密度関数（pdf）を設定する。

(2) 支配パラメータを基に，デブリからの除熱量の確率分布を評価する。

(3) デブリからの除熱量とＭＣＣＩ継続確率の因果関係（CR）を評価する。

(4) デブリからの除熱量とＭＣＣＩ継続確率の因果関係（CR），及び支配パラメータを基に，モンテカルロサンプリングにより，ＭＣＣＩ継続による格納容器破損確率の確率分布を評価する。

以上の評価により得られた格納容器破損確率の確率分布の平均値を，ＭＣＣＩによる格納容器破損の分岐確率として設定する。

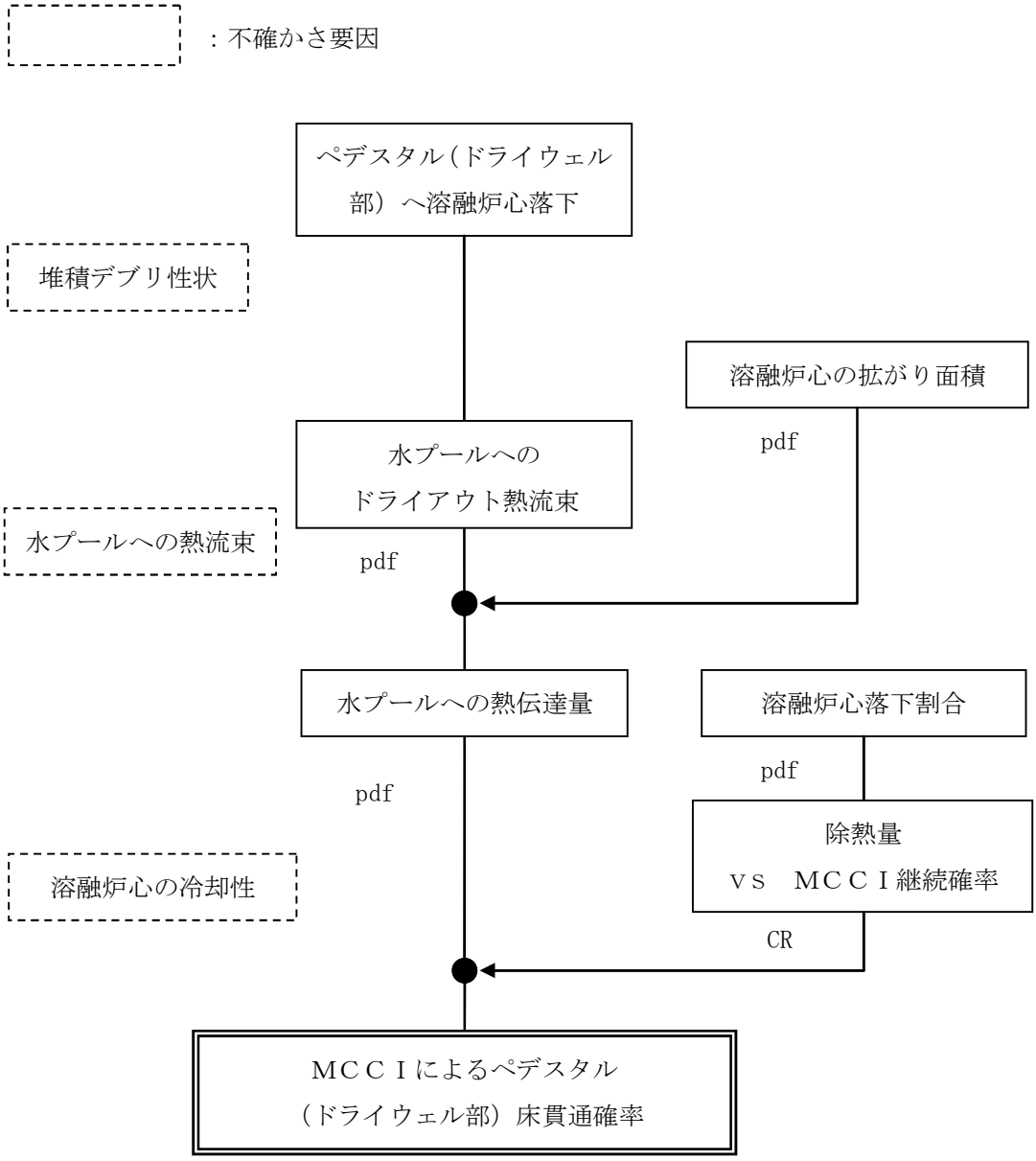


図 4-1　ＭＣＣＩによる格納容器破損確率の評価フロー

（ペデスタル（ドライウェル部）床貫通確率評価まで）

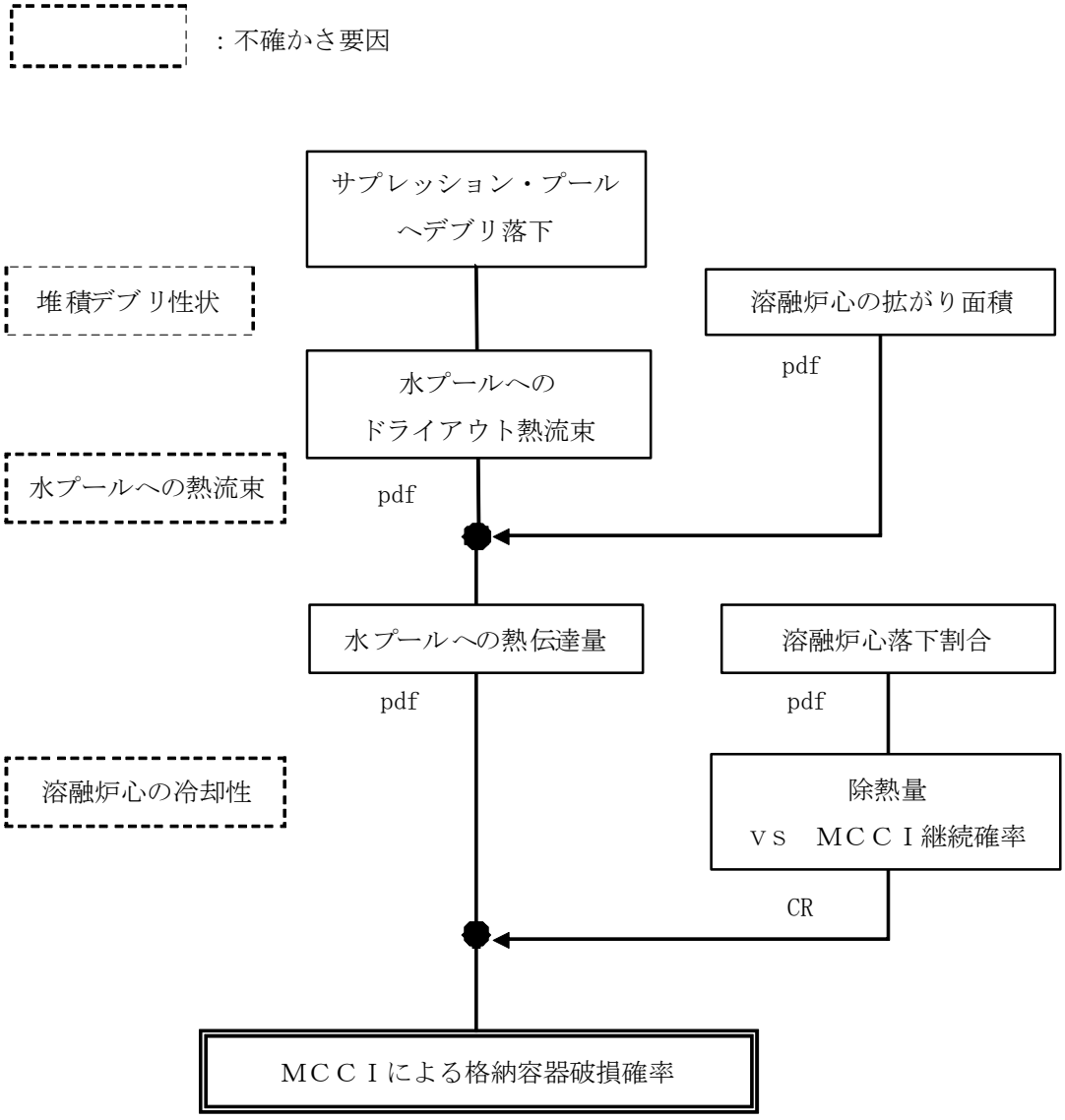


図 4-2　ＭＣＣＩによる格納容器破損確率の評価フロー

（サプレッション・プールへデブリ落下後）

4.3　ＭＣＣＩによる格納容器破損の分岐確率の評価結果

4.3.1　支配パラメータの確率密度関数の設定

ＭＣＣＩ現象の発生に関連して不確かさを考慮する支配パラメータとして以下のパラメータを選定した。

・溶融炉心落下割合

・溶融炉心の広がり面積

・水プールへのドライアウト熱流束

（補足資料 4.1）

選定したパラメータについて，表 4-1 に示すとおり確率密度関数を設定した。

表 4-1　支配パラメータの確率密度関数の設定

（ペデスタル）

支配パラメータ	確率密度関数	設定の考え方
溶融炉心落下割合	分布形：一様分布 上限値：[　　] 下限値：[　　]	・ＭＡＡＰ解析結果によると全炉心の[　　]がペデスタル（ドライウェル部）に落下するが，[　　]落下まで想定し設定
溶融炉心の広がり面積	分布形：三角分布 最小値：ペデスタル（ドライウェル部）面積の 90％ 最尤値：ペデスタル（ドライウェル部）面積 最大値：ペデスタル（ドライウェル部）面積	・ドライ条件での広がり面積として設定 ・最小値は，ペデスタル（ドライウェル部）床面面積の大部分に広がるものとして工学的判断に基づき設定 ・最尤値は，ペデスタル（ドライウェル部）床面全面に広がる可能性が高いことを考慮し設定
水プールへのドライアウト熱流束	分布形：三角分布 最小値：[　　] MW／m^2 最尤値：[　　] MW／m^2 最大値：[　　] MW／m^2	・ＳＳＷＩＣＳ試験を参考に設定 ・最小値は，クラスト浸水時のドライアウト熱流束を想定し，ハードクラストにおいて水が浸入しない場合の熱流束としても[　　]MW／m^{2}程度の熱流束となることから，浸水による改善を考慮し設定 （補足資料 4.2）

表 4-2　支配パラメータの確率密度関数の設定

（サプレッション・プール）

支配パラメータ	確率密度関数	設定の考え方
溶融炉心落下割合	分布形：一様分布 上限値：[redacted] 下限値：[redacted]	・ペデスタル内の全ての溶融炉心がサプレッション・プールに落下すると想定して設定。
溶融炉心の広がり面積	分布形：三角分布 最小値：サプレッション・プール床面積※の 50％ 最尤値：サプレッション・プール床面積の 80％ 最大値：サプレッション・プール床面積	・最小値及び最尤値については，サプレッション・プール水により溶融炉心の広がりが阻害されること，セルフレベリング効果による広がりを考慮し，工学的判断に基づき設定 ※サプレッション・プール床面積はペデスタル部に相当する面積
水プールへのドライアウト熱流束	（粒子径の分布） 分布形：三角分布 最小値：[redacted] m 最尤値：[redacted] m 最大値：[redacted] m （ポロシティの分布） 分布形：三角分布 最小値：[redacted] 最尤値： 最大値：	・プール水中で大部分が粒子化されるため，Lipinski モデルにより，粒子径，ポロシティからドライアウト熱流束を設定 （補足資料 4.2） （補足資料 4.3） ・粒子径の確率分布は，ＣＯＴＥＬＳ試験を参考に設定 ・ポロシティの確率分布は，種々の粒子堆積状態を考慮して設定

4.3.2 デブリからの除熱量とＭＣＣＩ継続確率との因果関係

単位時間当たりのデブリからの除熱量が与えられた場合のＭＣＣＩ継続確率を次のような考え方で設定し，デブリからの除熱量とＭＣＣＩ継続確率との関係式とする（図 4-3 及び図 4-4）。

- 図 4-5 のＭＡＡＰ解析に基づき，溶融炉心からの除熱量が崩壊熱を除去できれば，その時点でＭＣＣＩが停止する。
- 溶融炉心からの除熱量が，表 4-3 に示すペデスタル（ドライウェル部）床面又はサプレッション・プールへ溶融炉心が落下した直後の崩壊熱 Q_1 以上である場合，ＭＣＣＩは進行しないと想定されるため，ＭＣＣＩ継続確率として[redacted]を設定。

・ 溶融炉心からの除熱量が，表 4-3 に示すコンクリート侵食が許容限界まで進行した時点の崩壊熱 Q_2 以下である場合，許容限界以上に侵食されると想定されるため，ＭＣＣＩ継続確率として［　　］を設定。

（補足資料 4.4）

・ 溶融炉心からの除熱量が，Q_1 と Q_2 の中間である場合は，許容範囲内である程度コンクリート侵食が継続した後，ＭＣＣＩが停止すると想定されるため，除熱量で直線内挿してＭＣＣＩ継続率を設定。

表 4-3　デブリからの除熱量の想定

	Q_1	Q_2
ペデスタル（ドライウェル部）	定格出力の 1% ×0.8※ ×溶融炉心落下割合 （溶融炉心がペデスタル（ドライウェル部）へ落下すると想定される事故後 3 時間の崩壊熱を想定）	定格出力の 0.66% ×0.8 ×溶融炉心落下割合 （コンクリート侵食が，許容限界となると想定される事故後 15 時間の崩壊熱）
サプレッション・プール	定格出力の 0.8% ×0.8 ×溶融炉心落下割合 （溶融炉心がサプレッション・プールへ落下すると想定される事故後 8 時間の崩壊熱を想定）	定格出力の 0.61% ×0.8 ×溶融炉心落下割合 （コンクリート侵食が許容限界となると想定される事故後 20 時間の崩壊熱）

※ 燃料損傷時に高揮発性核種（希ガス，ヨウ素，セシウム等）が燃料外へ放出され，発熱に係る核分裂生成物が 80%に減衰する。

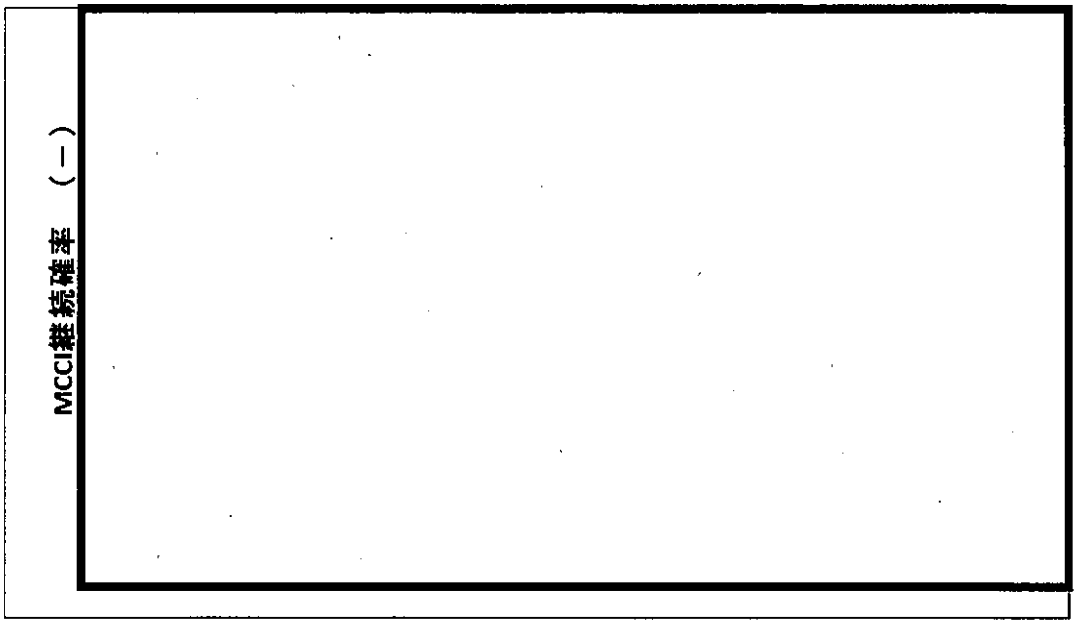


図 4-3　デブリからの除熱量とＭＣＣＩ継続確率の関係

（　　ペデスタル）

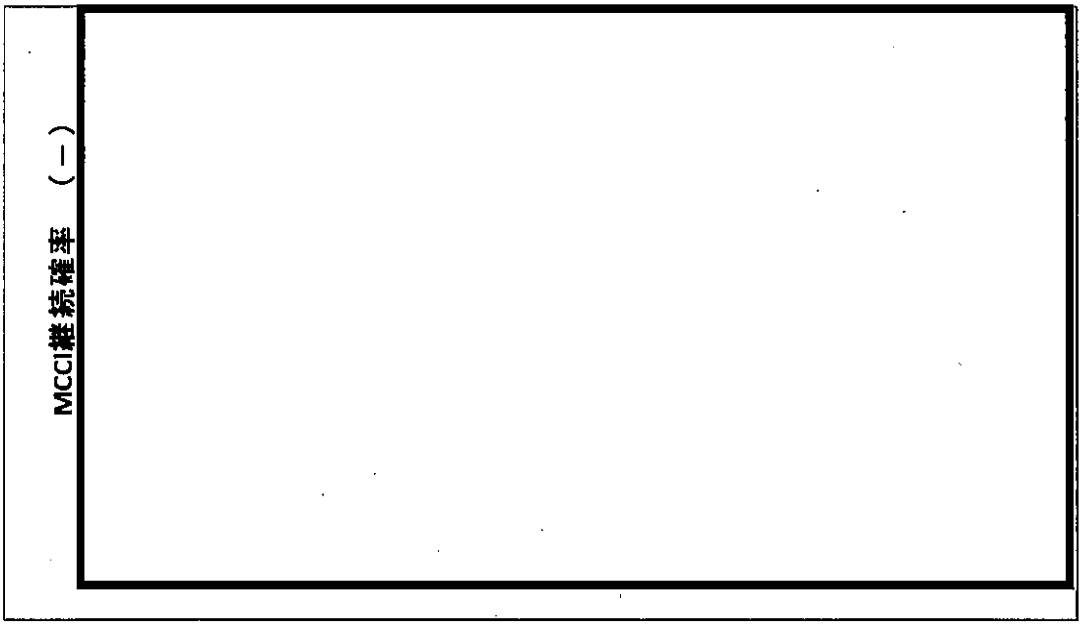


図 4-4　デブリからの除熱量とＭＣＣＩ継続確率の関係

（　　サプレッション・プール）

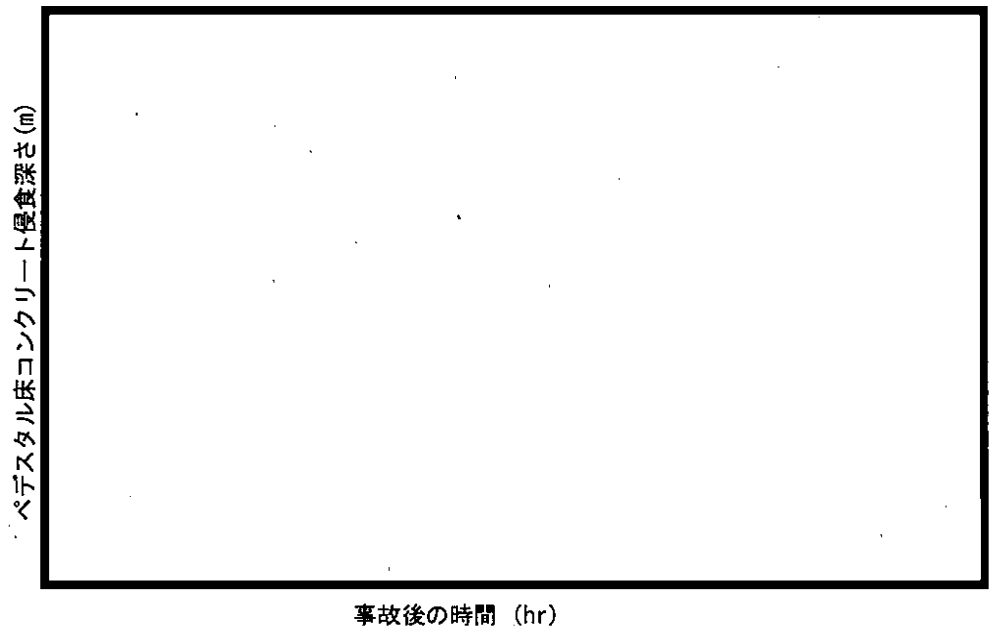


図 4-5　ＭＡＡＰ解析結果

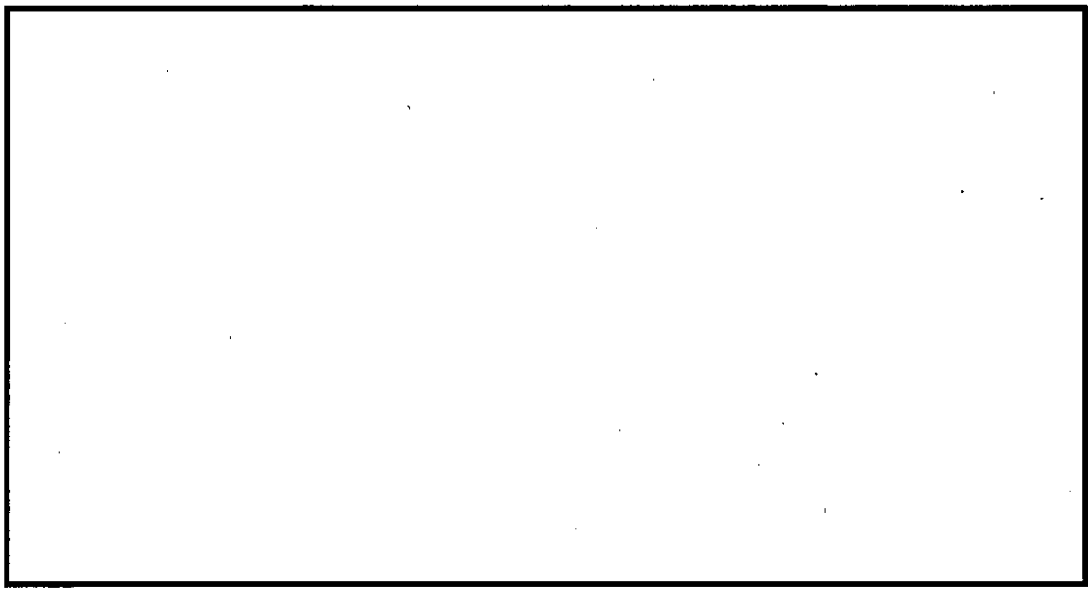
4.4.3 ＭＣＣＩによる格納容器破損の分岐確率の評価

支配パラメータのモンテカルロサンプリング結果として得られたデブリからの除熱量の確率分布とＭＣＣＩ継続確率との因果関係により，ＭＣＣＩ継続による格納容器破損確率の確率分布を評価し，その平均値をＭＣＣＩ継続による格納容器破損の分岐確率として設定した。

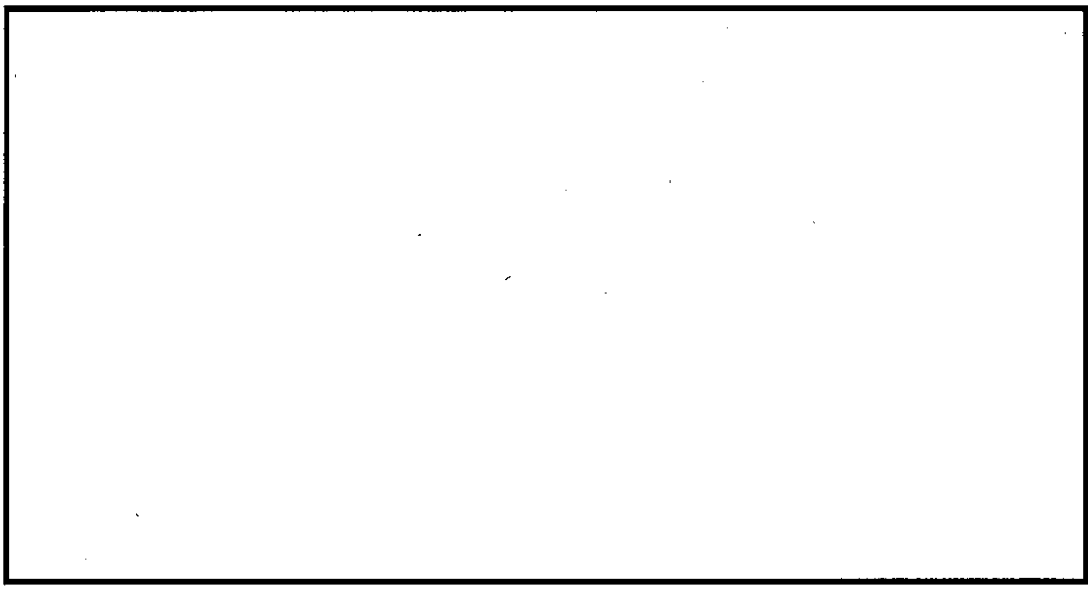
格納容器破損確率の確率分布を図 4-6 に,分岐確率を表 4-4 に示す。

表 4-4　ＭＣＣＩによる格納容器破損の分岐確率

	ペデスタル（ペデスタル（ドライウェル部）床貫通）	サプレッション・プール（格納容器破損）
ＭＣＣＩによる格納容器破損確率		



a）ペデスタル（ドライウェル部）（床貫通）



b）サプレッション・プール（格納容器破損）

図 4-6　格納容器破損確率の確率分布

補足資料 4.1

ＭＣＣＩ現象の支配パラメータの選定について

ＭＣＣＩは，炉心損傷進展が抑制されない場合，溶融炉心が格納容器下部ヘッドを溶融貫通してペデスタルに落下し，落下した溶融炉心が十分に冷却されない場合に，高温の溶融炉心からの熱の移行により，コンクリートが熱分解し侵食される事象である。また，コンクリート侵食が継続すると，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。さらに，サプレッション・プールでＭＣＣＩが発生し継続した場合，ベースマット貫通による放射性物質の地中放出や原子炉圧力容器支持構造の強度低下による格納容器破損に至る可能性がある。

これまでの知見により，ＭＣＣＩの主要過程は下記２つに分けられる。

(1) 溶融炉心落下

(2) 溶融炉心から水プールへの熱伝達

これらの過程における影響を与えるパラメータ及びそれらのパラメータのうちＲＯＡＡＭ手法による評価において不確かさを考慮する支配パラメータについて選定した。この選定の考え方について，以下に説明する。

(1) 溶融炉心の落下

① 溶融炉心落下割合

支配パラメータとして不確かさを考慮する。溶融炉心落下割合により，床上の溶融炉心堆積高さが異なるため，溶融炉心落下割

合は堆積溶融炉心の冷却性に直接影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

② 溶融炉心の広がり

支配パラメータとして不確かさを考慮する。溶融炉心の広がり面積が小さい場合，堆積高さは増え，冷却性を悪くするため，溶融炉心の広がりは堆積溶融炉心の冷却性に直接影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

③ 溶融炉心落下時の水深

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。水張りの有無は，溶融炉心の広がり及び水プールへのドライアウト熱流束の設定に影響があるため，これらの支配パラメータにおいて不確かさを考慮する。

④ 粒子化割合（水張り有）

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。Lipinski モデルにおいて粒子状コリウムベッド高さが考慮されており，粒子化割合は粒子状コリウムベッド高さに影響を与えるが，本事象として取り得る値の範囲においては熱流束への感度が無いことから，不確かさを考慮しない。

⑤ 塊状溶融炉心高さ（水張り無）

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。塊状溶融炉心への浸水により十分な熱流束が得られるとの知見から，水プールへのドライアウト熱流束の中で不確かさを考慮する。

(2) 溶融炉心から水プールへの熱伝達

① 水プールへのドライアウト熱流束（水張り無し）

支配パラメータとして不確かさを考慮する。事前水張り無し時

の水プールへのドライアウト熱流束は,溶融炉心落下後の注水におけるクラスト浸水時のドライアウト熱流束として設定する。

② 粒子径（水張り有）

支配パラメータとして不確かさを考慮する。水プールへデブリが落下した場合，水プールへのドライアウト熱流束は Lipinski モデルにより計算されるため，Lipinski モデルのパラメータである粒子径を考慮する。

③ ポロシティ（水張り有）

支配パラメータとして不確かさを考慮する。水プールへデブリが落下した場合，水プールへのドライアウト熱流束は Lipinski モデルにより計算されるため，Lipinski モデルのパラメータであるポロシティを考慮する。

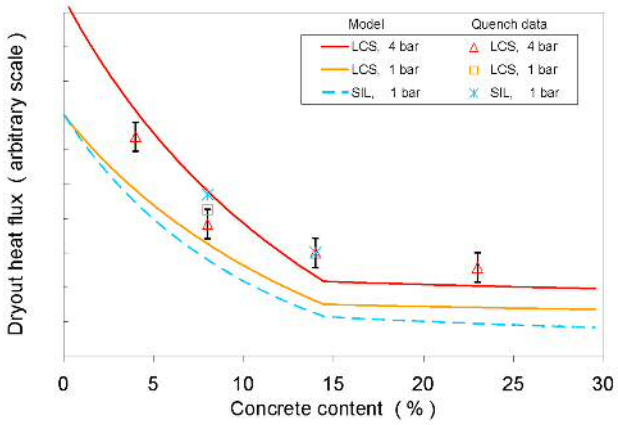
プール水へのドライアウト熱流束の確率分布の設定方法について

（１）ペデスタル（ドライウェル部）

事前水張り無しを想定し，溶融炉心落下後に注水する条件にて設定。

最小値は，クラスト浸水時の除熱量として設定し，ＳＳＷＩＣＳ試験[1]において，ハードクラストが生成した場合における熱流束として 0.15MW／m^2が与えられている。実際には，クラストへの浸水により熱流束は更に高くなると考えられるため，0.2MW／m^2を設定。

最尤値及び最大値については，コンクリート取り込み時のドライアウト熱流束（図補足 4.2-1）を基に設定。



図補足 4.2-1　コンクリート取り込み時のドライアウト熱流束

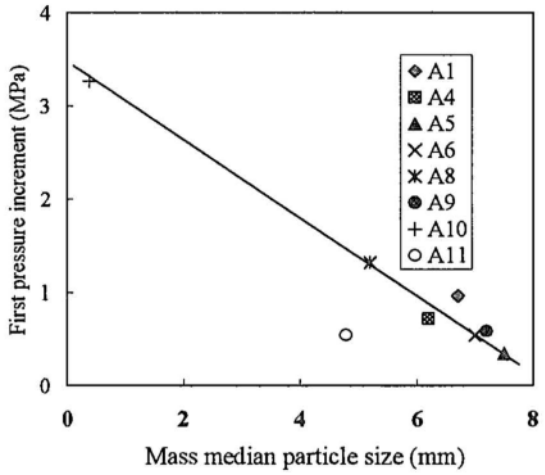
最尤値は，玄武岩系（ＳＩＬ）のうち，比較的コンクリート含有量が少ない領域（5%付近）の代表値から 0.3MW／m^2と設定。

最大値は，コンクリート含有率 0%の値に，圧力上昇による熱伝達促進を加味して 0.5MW／m^2と設定。

（２）サプレッション・プール

ａ．粒子径

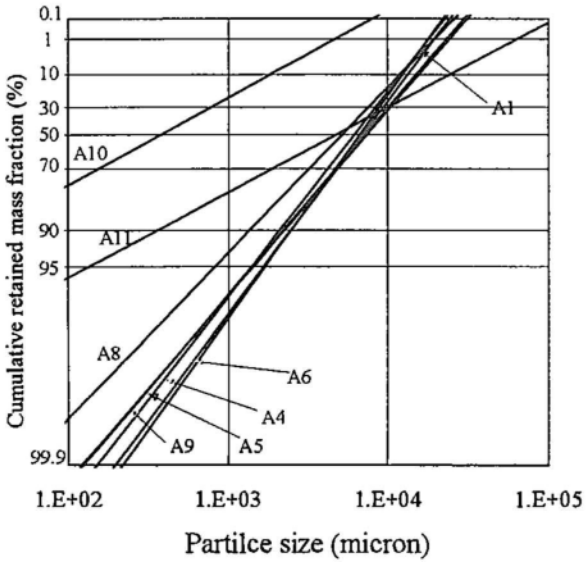
ＣＯＴＥＬＳ試験[2]において，水中に溶融炉心を落下させた場合の粒子径（図補足 4.2-2）を基に設定。



図補足 4.2-2 質量平均粒径

図補足 4.2-2 では，粒径の平均値は約 5mm であることから，最尤値として 0.005m を設定。

最小値及び最大値については，粒子径が桁の範囲でばらつくこと（図補足 4.2-3）を考慮し，それぞれ 0.0005m，0.05m を設定。



図補足 4.2-3　粒径と累積保持質量割合

b．ポロシティ

最小値は，面心立方格子で最稠密で堆積し，その隙間に小径粒子が入ることを考慮して工学的判断において 0.2 を設定。

最大値が，単一粒径の単純立方格子相当として 0.5 を設定。

最尤値は，粒子状ベッドのポロシティ測定値（表補足 4.2-1）を基に設定。

表補足 4.2-1　Miyazaki 他の混合粒子径[3]

	1 mm	2 mm	3 mm	d_{eq}(mm)	ε
A	66.7(%)	33.3(%)	—	1.2	0.364
B	33.3	66.7	—	1.5	0.360
C	11.1	88.9	—	1.8	0.368
D	50	—	50	1.5	0.337
E	25	—	75	2.0	0.327
F	10	—	90	2.5	0.357

$d_{eq}=(\Sigma m_i/d_i)^{-1}$

参考文献

[1]Farmer ,M.T., Lomperski ,S. (ANL) and Basu ,S. (NRC),” Status of the Melt Coolability and Concrete Interaction (MCCI) Program at Argonne National Laboratoryy, Paper 5644, Proc. of ICAPP’05,Seoul, Korea, May 15-19, 2005

[2]Kato,M. et al. “COTELS Project (2): Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions”. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe Germany, November 1999.

[3]Miyazaki. Et al. “Dryout Heat Flux for Core Debris Bed,(Ⅱ) Effects of Particle size Mixing and Coolant Flow”. Journal of Nuclear Science and technology, 23[9],pp.769-778,Sep.1986.

Lipinski モデルについて

コリウム粒子が堆積して形成される粒子状コリウムベッドの冷却については次式で与えられるLipinskiモデルを用いて除熱量を評価している。

$$q_{dry} = \frac{h_{hg}\left[\rho_g\left(\rho_w-\rho_g\right)g\eta_{pb}\left(1+\gamma_{pb}/z_{pb}\right)\right]^{1/2}}{\left[1+\left(\rho_g/\rho_w\right)^{1/4}\right]^2}$$

$$\gamma_{pb} = \frac{\sigma_{pb}\left(\varepsilon_{pb}/\kappa_{pb}\right)^{1/2}}{\sqrt{5}\left(\rho_w-\rho_g\right)g} \qquad \kappa_{pb} = \frac{{d_{pb}}^2}{180}\frac{{\varepsilon_{pb}}^3}{\left(1-\varepsilon_{pb}\right)^2}$$

$$\eta_{pb} = \frac{d_{pb}}{1.75}\frac{{\varepsilon_{pb}}^3}{1-\varepsilon_{pb}}$$

d_{pb} ：コリウム粒子径［m］　　g ：重力加速度，9.807[m/s^2]

h_{hg} ：蒸発潜熱［kJ/kg］　　z_{pb} ：粒子状コリウムベッド高さ[m]

ε_{pb} ：粒子状コリウムベッド空隙率[-]　　ρ_g ：蒸気密度［kg/m^3]

ρ_w ：水密度[kg/m^3]　　σ_{pb} ：表面張力［N/m]

補足資料 4.4

ＭＣＣＩによる侵食量の許容限界について

ＭＣＣＩによる侵食量の許容限界について，格納容器破損形態を考慮し，ペデスタル（ドライウェル部）及びサプレッション・プールについて，それぞれ以下のとおり設定する。

（１）ペデスタル（ドライウェル部）

ペデスタル（ドライウェル部）においてＭＣＣＩが発生した場合，壁面及び床面のコンクリートが侵食される。壁面が侵食された場合には，原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し，原子炉圧力容器の転倒による格納容器破損等が考えられる。床面が侵食された場合には，ペデスタル床（ドライウェル部）を貫通し，溶融炉心がサプレッション・プールに落下し堆積することが考えられる。

代表Ｍａｒｋ－Ⅱ型格納容器プラントでは，床面の厚さは最も薄いサンプ部で約[redacted]ｍであり，壁面の厚さは約[redacted]ｍであることから，床面の貫通が先行して発生するものと考えられる。

以上から，ペデスタル（ドライウェル部）におけるＭＣＣＩについては，直接格納容器破損には至らず，床面が[redacted]ｍ侵食された場合にペデスタル床を貫通し，溶融炉心がサプレッション・プールに落下し堆積することとする。

（２）サプレッション・プール

サプレッション・プールにおいてＭＣＣＩが発生した場合，ペデスタル（ドライウェル部）と同様に壁面及び床面（ベースマッ

ト）のコンクリートが侵食される。壁面が侵食された場合には，原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し，原子炉圧力容器の転倒による格納容器破損等が考えられる。また，ベースマットが侵食された場合には，ベースマットを溶融貫通し，放射性物質の地中放出が起きる可能性がある。ただし，ベースマット溶融貫通までの過程で，壁面の侵食により原子炉圧力容器支持機能が喪失し格納容器が破損すると考えられる。

以上から，サプレッション・プールにおけるＭＣＣＩについては，壁面が□m侵食された場合に原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し，原子炉圧力容器の転倒等により格納容器が破損するものとする。

なお，サプレッション・プール側面の侵食量については原子炉圧力容器支持構造の強度に影響を与える量ではないが，保守的な設定として，ペデスタル床貫通相当の侵食量において，原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し格納容器破損に至るものとして設定している。

以上から，ペデスタル（ドライウェル部），サプレッション・プールともに，ＭＣＣＩによる侵食量の許容限界として，□mを設定する。

格納容器隔離の分岐確率の妥当性について

1. 格納容器隔離の参考文献（ＮＵＲＥＧ/ＣＲ－４２２０[(1)]）

内部事象レベル１．５ＰＲＡ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の短時間であり，大規模な漏えい事象には至っていない。

表 1　大規模漏えいとして抽出された事象

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

なお，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.　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。

(1)　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。

(2)　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

定期点検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。

3.　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。

4.　参考文献

(1) 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

原子炉圧力容器内溶融物保持（ＩＶＲ）の取扱いについて

1. はじめに

原子炉圧力容器内溶融物保持（ＩＶＲ：In-Vessel Retention）は，炉心支持板が破損した後に，溶融炉心が原子炉圧力容器下部プレナム部において冷却されることにより，原子炉圧力容器内に保持される現象である。

本ＰＲＡでは，1979 年に発生した米国スリーマイルアイランド原子力発電所２号機の事故においてＩＶＲが達成されたことやＩＶＲに関する実験結果を勘案し，イベントツリーにＩＶＲのヘディングを設け，その達成に分岐確率を与えている。補足資料１にＩＶＲに関する知見を整理する。

シビアアクシデント時においてＩＶＲが達成された場合，溶融炉心が原子炉圧力容器内に保持されることから，原子炉圧力容器外で発生する物理化学現象（溶融炉心 - 冷却材相互作用，格納容器雰囲気直接加熱，溶融炉心・コンクリート相互作用等）の発生を回避することができ，格納容器破損に至る脅威を大幅に低減することができる。このため，ＩＶＲ現象は，シビアアクシデント時の事故進展に大きな影響があるため，本ＰＲＡにおけるＩＶＲの取扱いについて以下に述べる。

2. 本ＰＲＡにおけるＩＶＲの取扱いについて

ＴＱＵＸの事故進展解析において，事象発生から 2 時間後に原子炉注水を実施した場合に，炉心支持板の破損を回避できることをＭＡＡＰコードにより確認している（図１）が，本ＰＲＡにおいては，

炉心支持板が破損するものと仮定し，下部プレナム部でのＩＶＲの成否[　　]を考慮している。

しかしながら，下部プレナム部でのＩＶＲ現象には大きな不確かさがあることを踏まえ，炉心支持板が破損する仮定に加え，下部プレナムでのＩＶＲにも必ず失敗すると仮定した感度解析を実施した。

3.　感度解析

ＩＶＲに必ず失敗するとした場合（分岐確率 1）の感度解析を実施し，その影響を評価した。感度解析の結果を図 2 及び表 1 に示す。

これらの結果よりＩＶＲに必ず失敗するとした場合には，過圧破損（長期冷却失敗）が僅かに減少し，水蒸気爆発（ペデスタル（ドライウェル部）及びサプレッション・プール）及び溶融炉心・コンクリート相互作用が僅かに増加するが，全格納容器破損頻度に対しては，有意な感度がないことがわかる。以上により，ＩＶＲ現象考慮の有り／無しによる支配的な格納容器破損モードに対して影響はないことを確認した。

表１　ＩＶＲを考慮しない場合の感度解析結果

格納容器破損モード	格納容器破損頻度（／炉年）	
	ベースケース	感度解析ケース
インターフェイス システム LOCA	4.8E-10	4.8E-10
格納容器隔離失敗	6.1E-10	6.1E-10
過圧破損 （未臨界確保失敗）	2.5E-08	2.5E-08
過圧破損 （崩壊熱除去失敗）	6.0E-05	6.0E-05
過圧破損 （長期冷却失敗）	2.0E-08	2.0E-08
過温破損（RPV 高圧破損）	7.9E-08	7.9E-08
過温破損（RPV 低圧破損）	4.9E-10	4.9E-10
格納容器雰囲気 直接加熱	8.5E-09	8.5E-09
水蒸気爆発 （ペデスタル（ドライウェル部））	2.2E-14	9.8E-14
水蒸気爆発 （サプレッション・プール）	2.5E-09	3.4E-09
溶融炉心・コンクリート 相互作用	1.3E-10	1.8E-10
全格納容器破損頻度	6.1E-05	6.1E-05

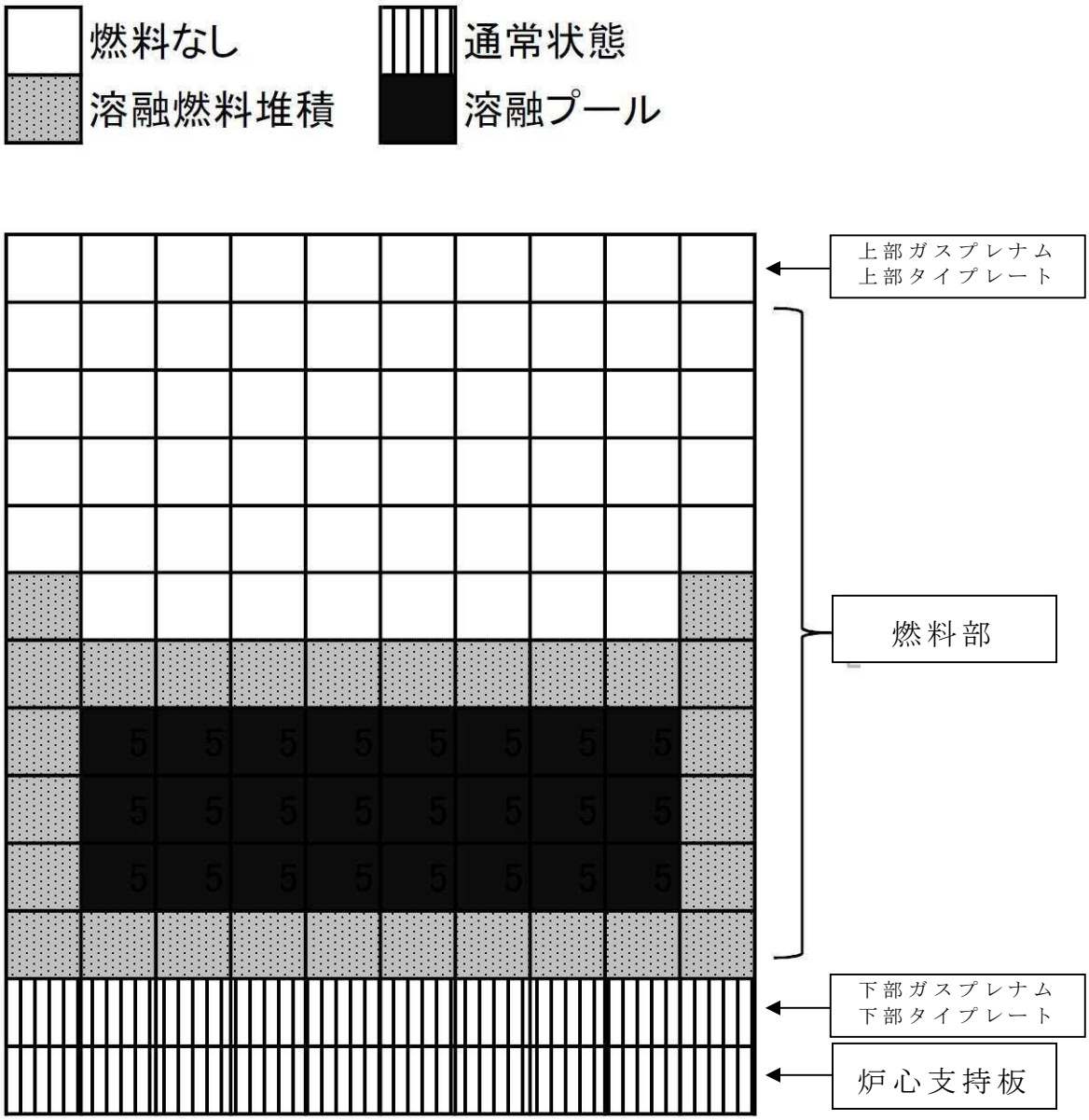


図１　事象発生から２時間で原子炉注水した場合の炉心状態

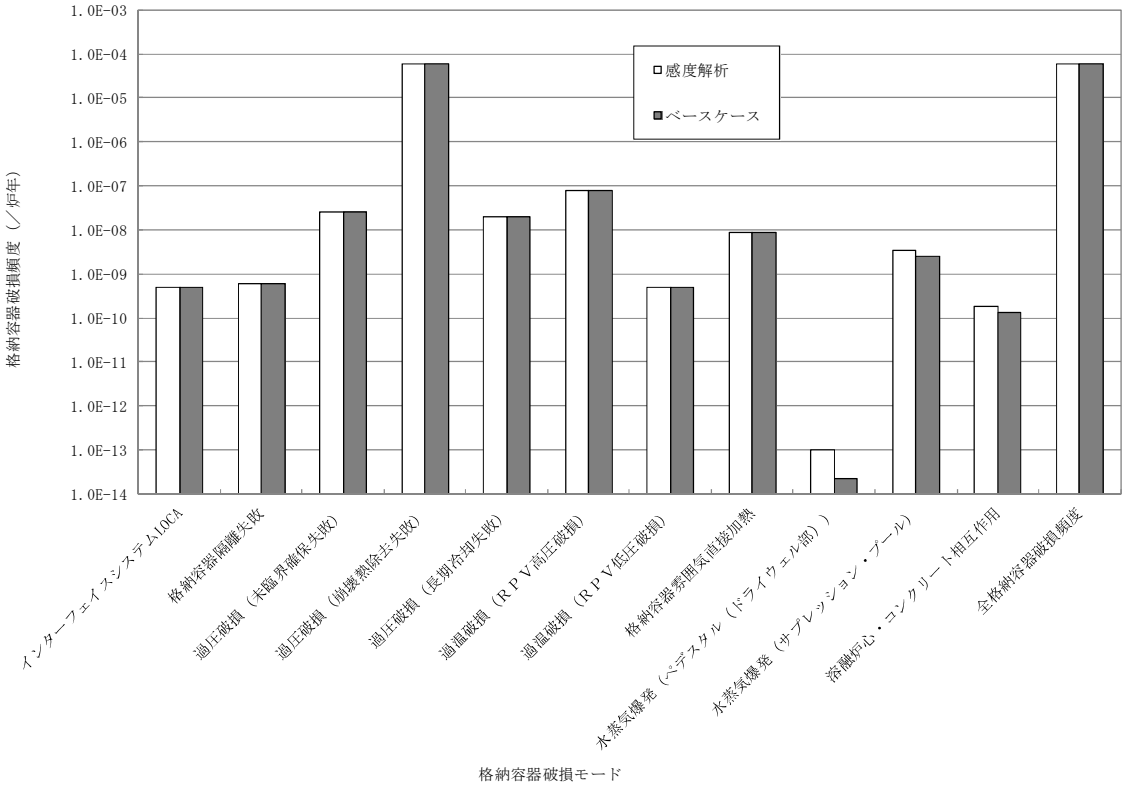


図２　ＩＶＲを考慮しない場合の感度解析結果

補足資料１

原子炉圧力容器内溶融物保持（ＩＶＲ）に関する知見の整理

１．はじめに

ここでは，ＩＶＲ現象並びにＴＭＩ－２事故及びこれまでに国内外で実施されたＩＶＲに関する試験の結果等の知見を整理した。

２．ＩＶＲ現象の概要[1]

(1)　原子炉圧力容器下部ヘッドの破損挙動

原子炉圧力容器下部ヘッドの破損モードとその概要を図 1 に示す。下部ヘッドの破損モードとして，貫通部過温破損，貫通部溶融逸出，下部ヘッド全体破損及び下部ヘッド局所破損が想定される。これらの破損は，下部ヘッド及び制御棒駆動機構案内管などの貫通部における溶融炉心による加熱に伴う温度上昇や原子炉圧力容器の内圧上昇時における下部ヘッドの弾塑性挙動やクリープ挙動によって支配される。また，下部ヘッド構造材と溶融炉心との材料的な相互作用も下部ヘッドの健全性に影響を与える。

(2)　原子炉圧力容器下部プレナム部での炉心溶融物の挙動

原子炉圧力容器下部プレナム部での溶融炉心の挙動を図 2 に示す。原子炉圧力容器下部プレナム部での溶融炉心の挙動は，炉心溶融物落下時の過程と溶融プール形成時の伝熱流動（成層化）の過程に分けられる。

原子炉圧力容器下部プレナム部での溶融物の挙動は，冷却水の有無に大きく影響される。すなわち，溶融物落下時に下部プレナム部に冷却水が存在する場合は，粒子状デブリの生成，溶融物の

下部クラストと原子炉圧力容器壁間の間隙（ギャップ）や溶融物中の亀裂（クラック）の生成の促進が期待できる。また，溶融物落下以降における冷却水注水が存在する場合は，粒子状デブリ層，溶融プール層及び金属層の除熱が促進され，下部ヘッド過熱の抑制が期待できる。

3．知見の整理[1]~[3]

(1)　ＴＭＩ－２事故

1979 年に発生した米国ＴＭＩ－２の事故では，炉心冷却機能が喪失したことにより，炉心の一部が溶融したが，事象発生から約 3 時間半後に運転員が高圧ＥＣＣＳを起動し，その後炉心は再冠水した。ＴＭＩ－２事故では,約 19 トンの溶融炉心(全炉心の約 16%)が原子炉圧力容器下部に落下したが，下部ヘッドの顕著な破損はなく，溶融炉心が原子炉圧力容器内部に保持された。ＴＭＩ－２の事故後の炉心状態[2]を図 3 に示す。

(2)　ＡＬＰＨＡ実験

ａ．実験の概要

日本原子力研究所では,事故時格納容器挙動試験（ＡＬＰＨＡ）計画において，原子炉圧力容器下部プレナム内における溶融炉心の冷却性に関する実験が実施された。

実験では，テルミット反応により生成したアルミナを模擬溶融炉心として用い，実験ごとに投入アルミナ重量を変えて，冷却水が存在する下部ヘッド実験容器に落下させている。

なお，自発的な水蒸気爆発の発生を抑制するために，実験設備を設置したＡＬＰＨＡ装置の模擬格納容器内を約 1.3MPa まで加圧

している。

ｂ．実験装置の概要

実験装置の概念と下部ヘッド実験容器の構造を図 4 及び図 5 に示す。

ｃ．実験の結果

実験の結果，アルミナと容器壁とが密着せず両者の境界に隙間が形成され，固化したアルミナと容器壁との境界に幅 1mm～2mm 程度の隙間を確認した。また，隙間への冷却水侵入が，下部プレナム内における溶融炉心の冷却に関与するかの確認のため，溶融炉心の自然対流により生じる固化体外壁における熱流束と狭隘流路内の限界熱流束を比較評価した。その評価結果を図 6 に示す。図中の曲線の交点に対応する下部プレナム内溶融炉心深さが,その隙間幅で冷却できる最大深さに相当する。よって，下部プレナムに形成される溶融炉心深さが 0.5m 程度（ＴＭＩ－２事故程度）でり，1mm～2mm の隙間が形成されれば冷却可能であるが，大量の溶融炉心が下部プレナム移行する状況では，隙間への冷却水侵入だけでは不十分である可能性が高いことが判明した。

(3)　ＬＡＶＡ実験

ａ．実験の概要

韓国原子力研究所（ＫＡＥＲＩ）において，ＬＡＶＡ実験が実施された。実験では，テルミット反応により生成した溶融アルミナのみ又は溶融アルミナと溶融鉄の両方を模擬溶融炉心として用い，冷却水を満たした下部ヘッド模擬実験容器に落下させている。

ｂ．実験装置の概要

実験装置の概要を図 7 に示す。実験容器は炭素鋼製の半球部と円筒部であり，半径 0.25m 及び肉厚 0.025m となっている。

c．実験の結果

実験の結果，熱膨張による容器の膨張とともに，大きさの異なる永久歪みが残っていることが示された。また，アルミナのみを模擬溶融炉心として用いた場合，ＡＬＰＨＡ実験と同様に容器壁温度の急激な低下が観測された。この現象は，実験容器壁と固化溶融物との境界における隙間形成と隙間内への冷却水の侵入が関連し，冷却水の沸騰で発生する水蒸気が多孔質のアルミナ固化体内部を通過して排出されるため，冷却水の侵入が容易になるとの考察されている。また，アルミナと鉄の混合溶融物の場合は，アルミナのみに比べて実験容器壁の温度低下速度が小さくなる結果となっている。

(4) ＦＯＲＥＶＥＲ実験

a．実験の概要

スウェーデン王立工科大学（ＲＩＴ）において実施されているＦＯＲＥＶＥＲ実験は，下部プレナム内における溶融炉心の自然対流，下部ヘッドのクリープ変形及び溶融炉心と下部ヘッド境界におけるギャップ形成とギャップ冷却に関連する実験である。

なお，溶融物の自然対流による容器への熱負荷及び容器のクリープ変形に関する知見を得ることを目的としているため，冷却水を用いていない。

b．実験装置の概要

実験装置の概要を図 8 に示す。実験容器は，実炉の 1／10 規

模（直径 0.4m 及び肉厚 0.015m）の炭素鋼製の下部ヘッド模擬容器となっている。

c．実験の結果

実験の結果，初期に熱膨張が見られ，容器を加圧した後にクリープによる容器の変形（膨張）が生じた。クリープ歪み速度は 0.125％／hr 程度である。変位計測の結果から，径方向ではなく軸方向の変位が生じていることが示された。溶融物から容器への局所熱流束の分布を図 9 に示す。容器中心軸から約 70 度の位置において最大熱流束を示した。この傾向は，これまでに多くの研究機関等で実施された内部発熱を伴う自然対流実験の結果と定性的に一致するものであった。

(5) 米国ＦＡＩにおける実験

a．実験の概要

米国のＦＡＩ社（Fauske and Associates, Inc.）において，ＮＲＣ，ＥＰＲＩ，日本産業界等の出資による国際的な協力プログラムとして炉心溶融物冷却試験が実施された。

また，ＴＭＩ－２炉容器調査計画（ＶＩＰ）では，下部ヘッドの温度が約 1,100℃まで上昇し，その後冷却されることがわかったが，冷却に至るメカニズムは特定できなかったため，原子炉圧力容器の内壁が高温にさらされた状態において，酸化物溶融物と密着しないことにより冷却される点に着目して実験が実施されている。

実験は，２つのフェーズからなり，いずれも内径 30cm の模擬原子炉圧力容器下部ヘッドに，高温の模擬溶融物質を落下させている。フェーズ 1 では，模擬下部ヘッドの中に，テルミット

反応により溶融させた溶融二酸化アルミニウムと溶融鉄との混合物約 40kg を流入させる。フェーズ 2 では，テルミット反応によって溶融させた溶融二酸化アルミニウムと溶融鉄の混合物から二酸化アルミニウムのみ約 20kg を分離して模擬下部ヘッドに落下させている。

b．実験装置の概要

実験装置の概要を図 10 に示す。

c．実験の結果

実験の結果，模擬下部ヘッド内に水が存在する場合に，溶融鉄と溶融二酸化アルミニウムの混合物の場合及び溶融二酸化アルミニウム単独でも，溶融物は容器に密着することなく容器壁は，浸食されないことを確認した。また，フェーズ 2 では貫通部を設置したが，この溶接部にも，溶融物は密着しなかった。

溶融物の表面に形成されたクラストと模擬圧力容器の内壁面にギャップが確認され，それは容器下端で最も大きいことがわかった。また，このギャップと容器壁の間において，二相流による冷却現象が確認された。

溶融物の上面の水が存在することで，下部ヘッドの冷却が促進されるデータが得られたが，冷却率はギャップへの水の侵入に依存すると考えられている。

実験では，約 1MPa 以上の条件で実施したが，水蒸気爆発は発生しなかった。

(6) ＭＡＳＣＡ計画

a．試験の概要

ＭＡＳＣＡ試験は，経済協力開発機構国際協力プロジェクト

において実施され，ＩＶＲに関する実コリウムを用いた試験である。

ＭＡＳＣＡ計画はスウェーデンのＲＩＴの試験において，成層化により原子炉圧力容器への熱流束が 3 倍程度変化することが確認され，さらに，ＦＰ及び崩壊熱の発生分布も非均質に分布する可能性がわかったことから，実コリウムの化学的挙動を把握することを目的に，フェーズ 1，フェーズ 2 が実施され，逆成層化（金属層が酸化物層の下に成層化する現象）等の新たな知見が得られた。

b．試験装置の概要

試験装置の概要を図 11 に示す。

c．試験の結果

フェーズ 1 試験の結果は，炭素のデブリの成層化への影響が定量的に把握された。さらに，デブリに鉄が含まれると，鉄にウラン金属が移行して密度が高くなり，酸化物層の下に成層化する逆成層化が確認された。既存のシビアアクシデント解析コードで想定されていた原子炉圧力容器下部ヘッド内の成層化とＭＡＳＣＡ計画の結果を図 12 及び図 13 に示す。図 13 に示すように，金属層にＵやＺｒが移行して密度が高くなり酸化物の下に成層化し，遅れて落下してくるスチールが上部に残る可能性が示された。また，制御材のB_4Cが成層化に影響することがわかった。

フェーズ 2 試験では，鉄割合 30wt％まで含むコリウムの成層化状態を把握する実験が実施され，B_4Cの成層化は鉄割合が高くなるとB_4Cの影響がほとんどなくなることがわかった。また，

酸化雰囲気における試験では，逆成層化した鉄を含む未飽和酸化コリウムを高温のまま酸化雰囲気にすると，ＵやＺｒの酸化が進み，金属層の密度が低下し，酸化物層の下に成層化する結果が得られた。

(7) ＭＡ試験及びB_4C試験

ＭＡＳＣＡ試験で最も重要な成果となったスチールを含むデブリの逆成層化に関する試験の概要及び結果（ＭＡ試験及びB_4C試験）を以下に説明する。

ａ．ＭＡ試験

ＭＡ試験は，約 2kg のコリウムを溶融・保持するもので，ＭＡＳＣＡ計画で中規模試験として位置づけられている。試験装置にコールドルーシブル手法を用いることで，チューブと溶融物との相互作用を防止し，スーパーヒート状態の酸化物と金属の混合溶融物を保持することができる。

ＭＡＳＣＡ計画では，ＭＡ試験を 6 ケース（ＭＡ－1～ＭＡ－6）実施している。

分析の結果，装填時にUO_2，ZrO_2，Ｚｒ及びＦｅの混合物であったものが溶融すると，UO_2がＺｒによって還元されＵ金属となり，このＵと残りのＺｒがＦｅとともに金属層を形成していることが示された。Ｕ金属の密度が高いことにより金属層の密度が高くなり，酸化物層の下に成層化したことがわかる。一方，酸化度の高いコリウム及びスチール割合の高いケースでは，金属層が上部に残る形となった。これは，酸化割合が高いと還元されて金属層への移行するＵが少なくなり，スチール割合が高いと金属層中のＵの割合が減少し，金属層の密度が低く

なるためであることわかった。

b．B_4C試験

B_4C試験は，制御材のB_4Cによる影響を把握する目的で実施され，約 300g のコリウムを溶融できる試験装置を用い，0.5wt%のB_4Cを含むC－34 コリウムを溶融した後，約 2wt%のFeを投入し，生成されたインゴットの分析を実施している。

分析の結果，Fe割合が小さい場合にB_4Cの添加による金属相割合が大きく増加し，Fe割合が大きくなるとB_4Cの影響は小さくなることがわかった。これは，溶融したBやCが金属層に含まれることから，Fe割合が増加するとB_4Cが希釈されるためであることわかった。

参考文献：

［1］ シビアアクシデント熱流動現象評価（平成 13 年 3 月，社団法人日本原子力学会）

［2］ J. M. Broughton, et al.：A Scenario of the Three Mile Island Unit 2 Accident, Nuclear Technology, Vol.87, No.1, p.35, 1989

［3］ 平成21年度原子炉施設のアクシデントマネージメントに係る知識ベースの整備に関する報告書＝環境への影響緩和＝（平成 22 年 10 月，独立行政法人原子力安全基盤機構）

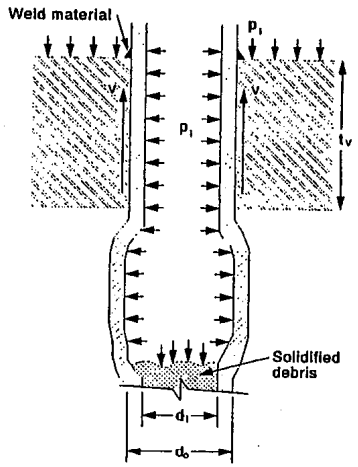
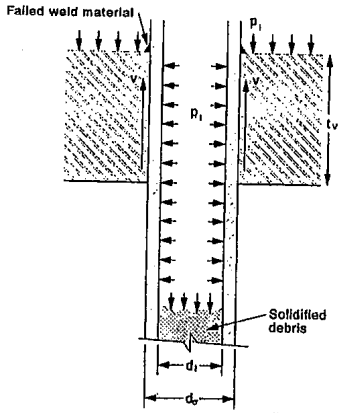
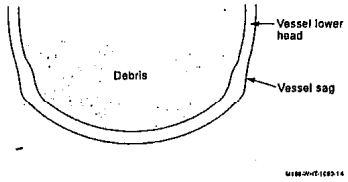
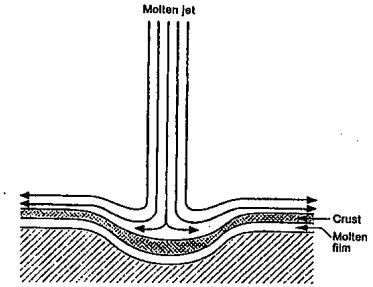
破損モード	貫通部過温破損 (Penetration Tube Heat-up and Rupture)	貫通部溶融逸出 (Penetration Tube Ejection)	下部ヘッド全体破損 (Lower Head Global Rupture)	下部ヘッド局所破損 (Localized Effects/ Jet Impingement)
概略図				
説明	炉心溶融物による圧力容器外での貫通部の過熱と加圧に伴う貫通部の破裂	炉心溶融物による貫通部溶接部の溶融と加圧に伴う貫通部の逸出	炉心溶融物による加熱と応力に伴う下部ヘッドのクリープ破損	炉心溶融物のジェットによる下部ヘッドの局所的破損又は局所的溶融

図１　原子炉圧力容器下部ヘッドの破損モードとその概要[1]

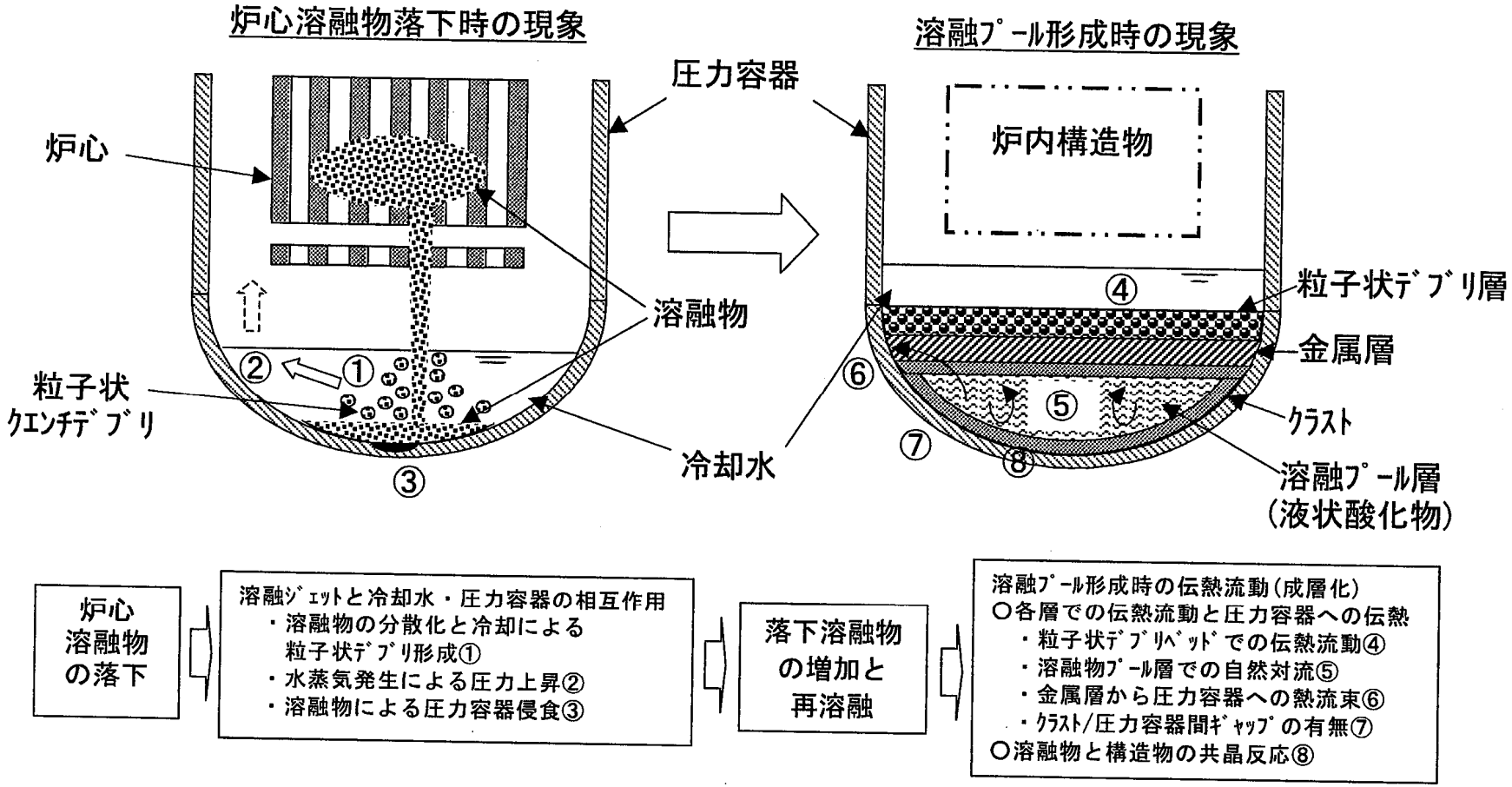


図 2　原子炉圧力容器下部プレナム部での溶融炉心の挙動[1]

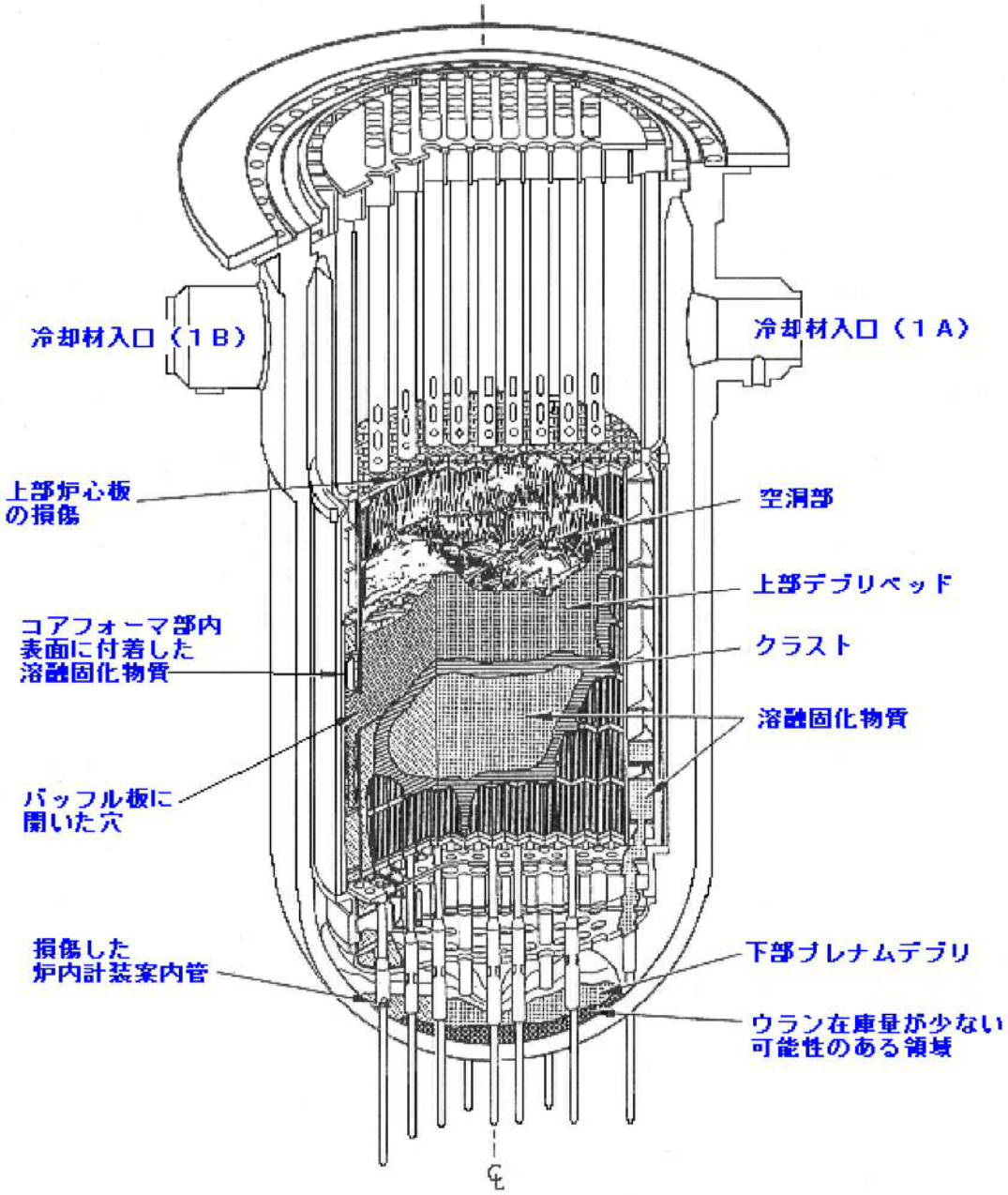


図３　ＴＭＩ－２の事故後の炉心状態[２]

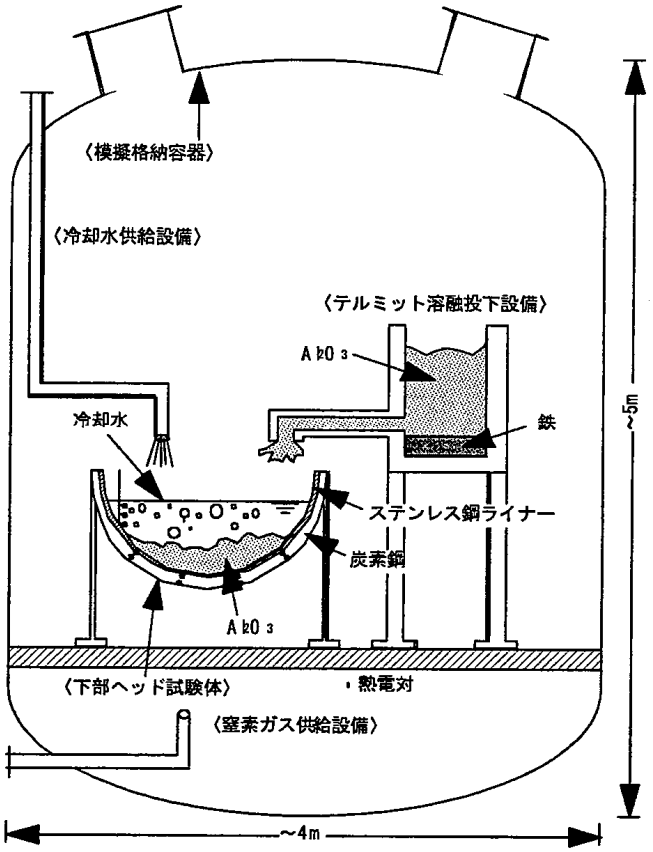


図４　ＡＬＰＨＡ実験装置の概念[1]

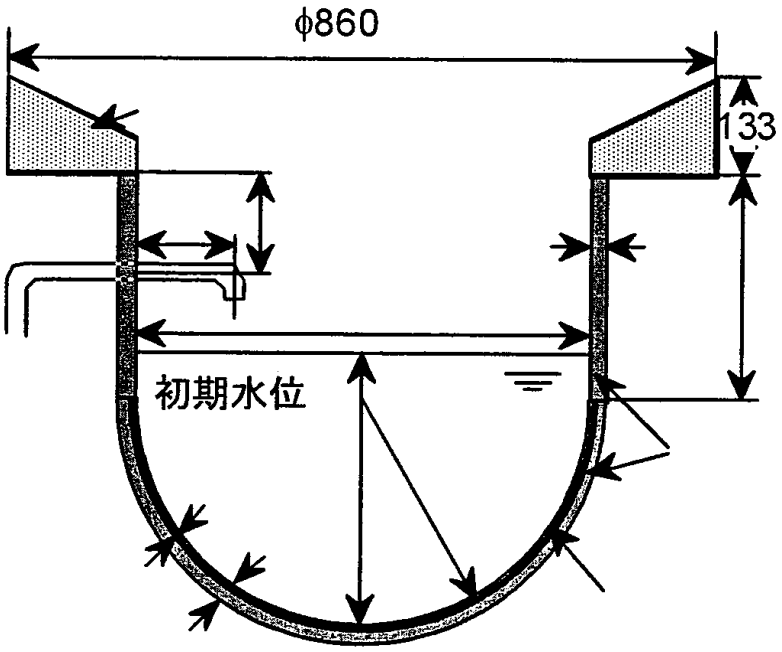


図５　下部ヘッド実験容器の構造[1]

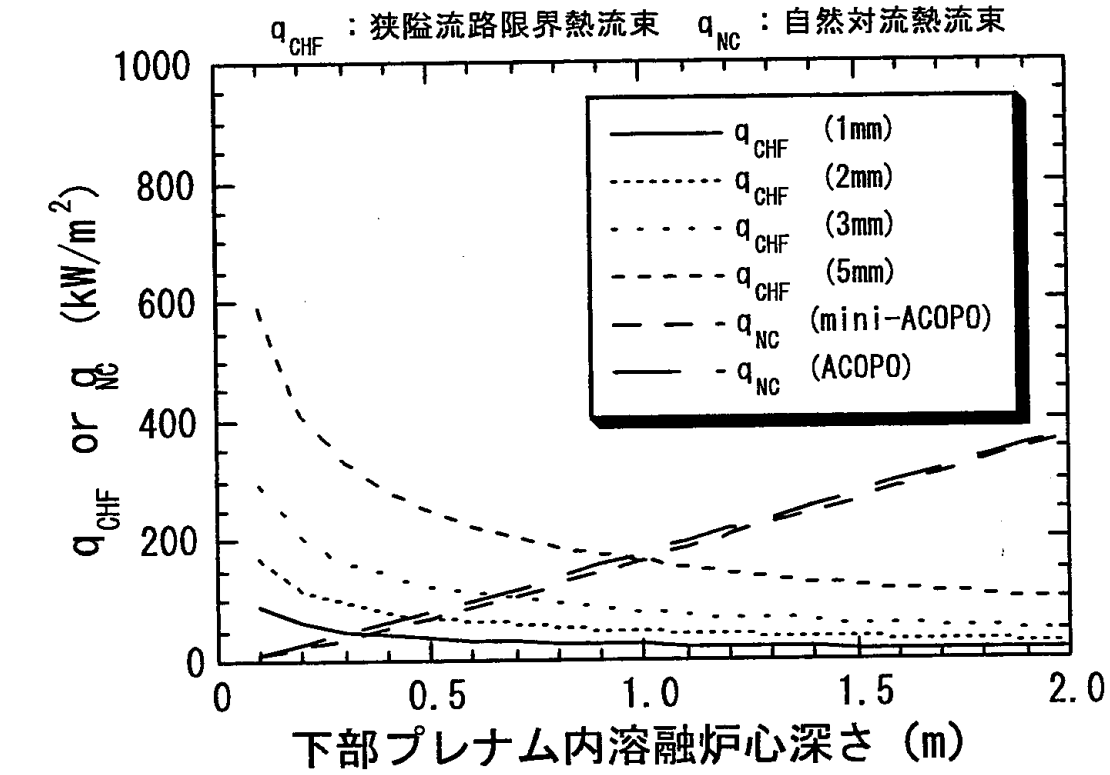


図 6　実験規模における（半径 2m）隙間内冷却水侵入の効果[1]

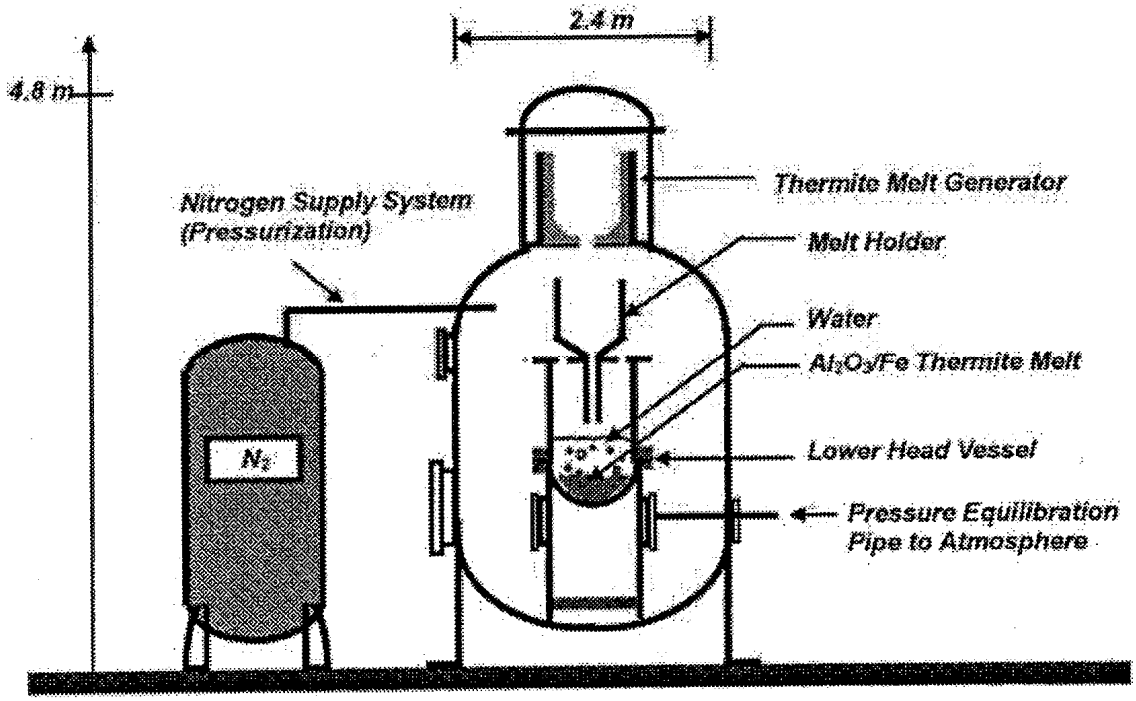


図 7　ＬＡＶＡ実験装置の概要[1]

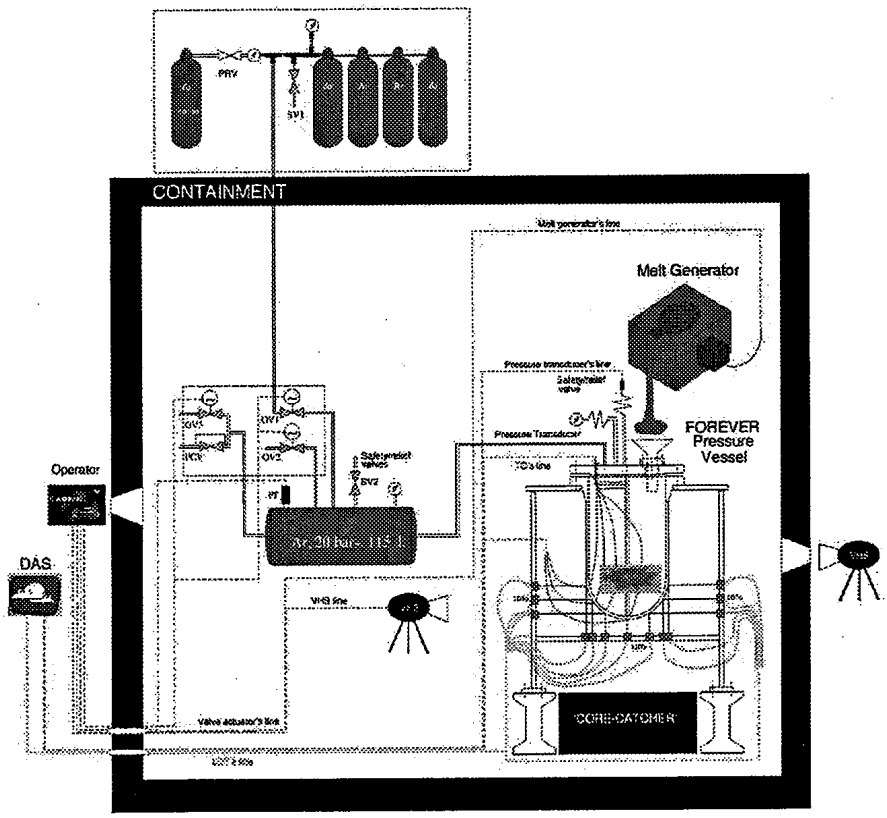


図８　ＦＯＲＥＶＥＲ実験装置の概要[1]

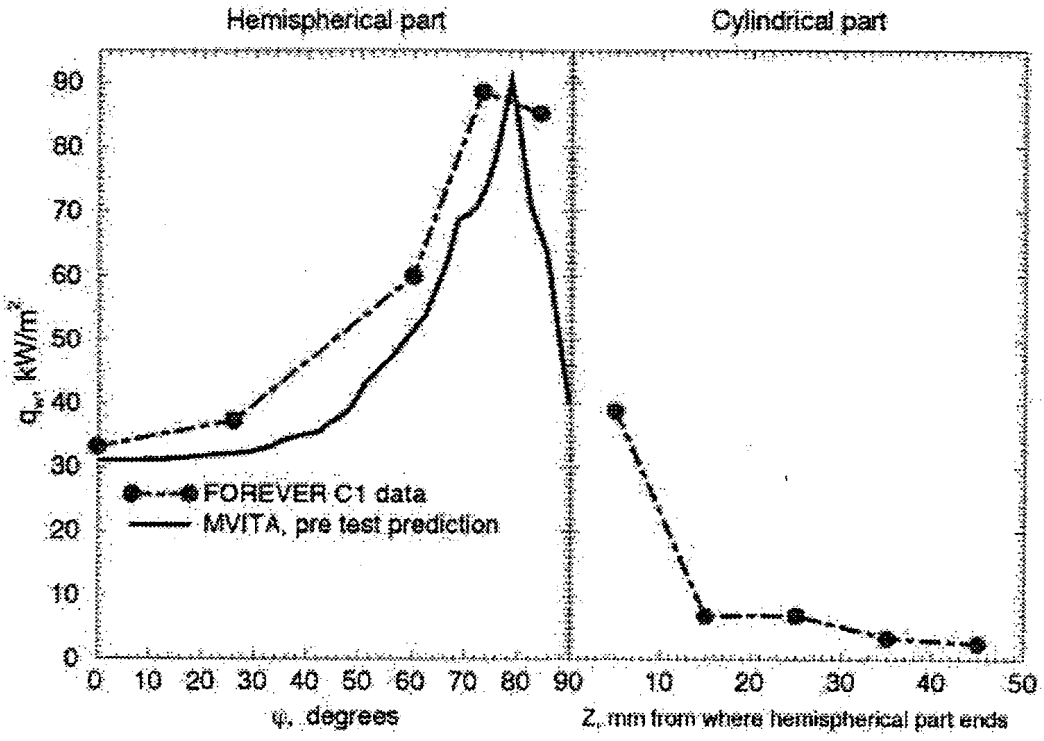


図９　ＦＯＲＥＶＥＲ／Ｃ１実験における局所熱流束の分布[1]

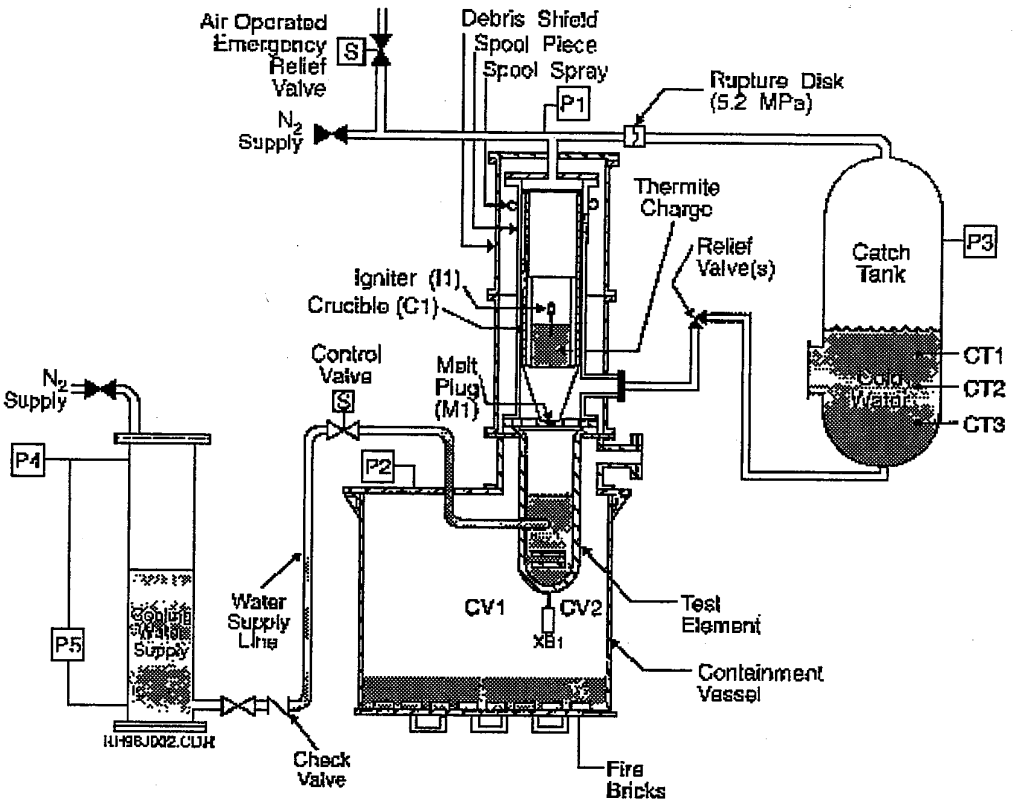


図 10　ＦＡＩ試験装置の概要[1]

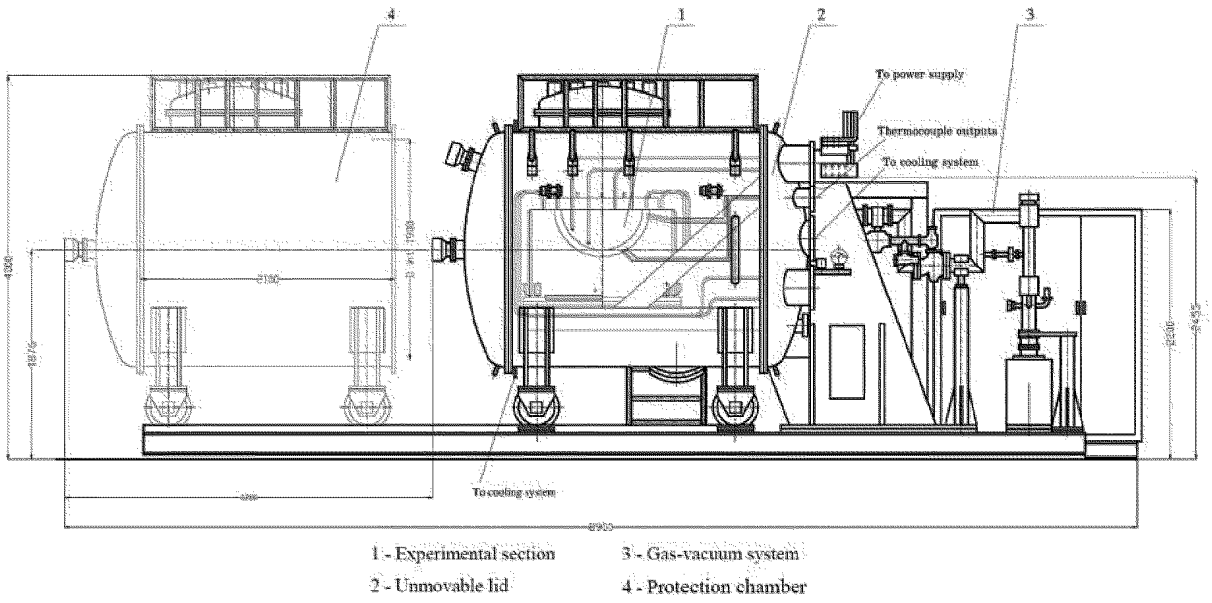


図 11　ＭＡＳＣＡ試験装置の概要[3]

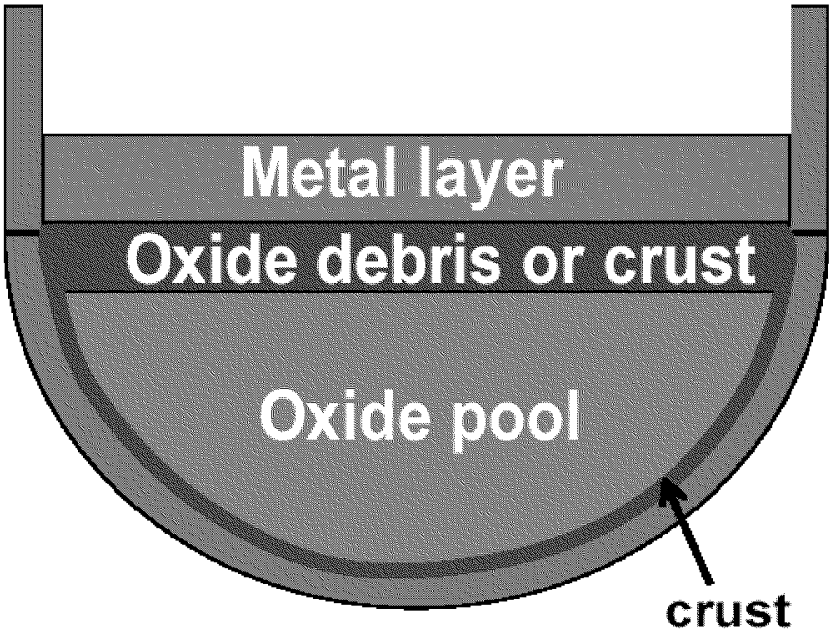


図 12　既存シビアアクシデント解析コードで想定されていた
原子炉圧力容器下部ヘッド内の成層化[3]

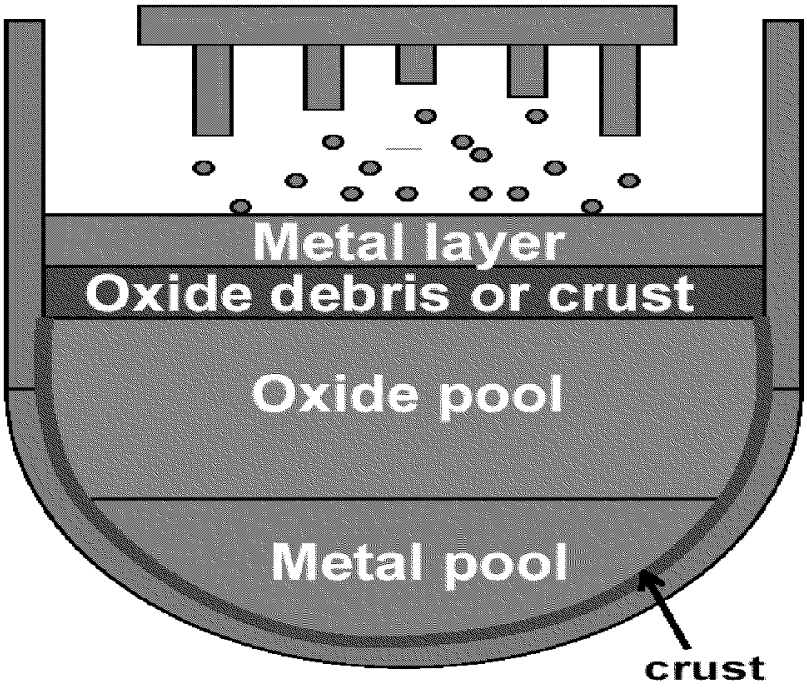
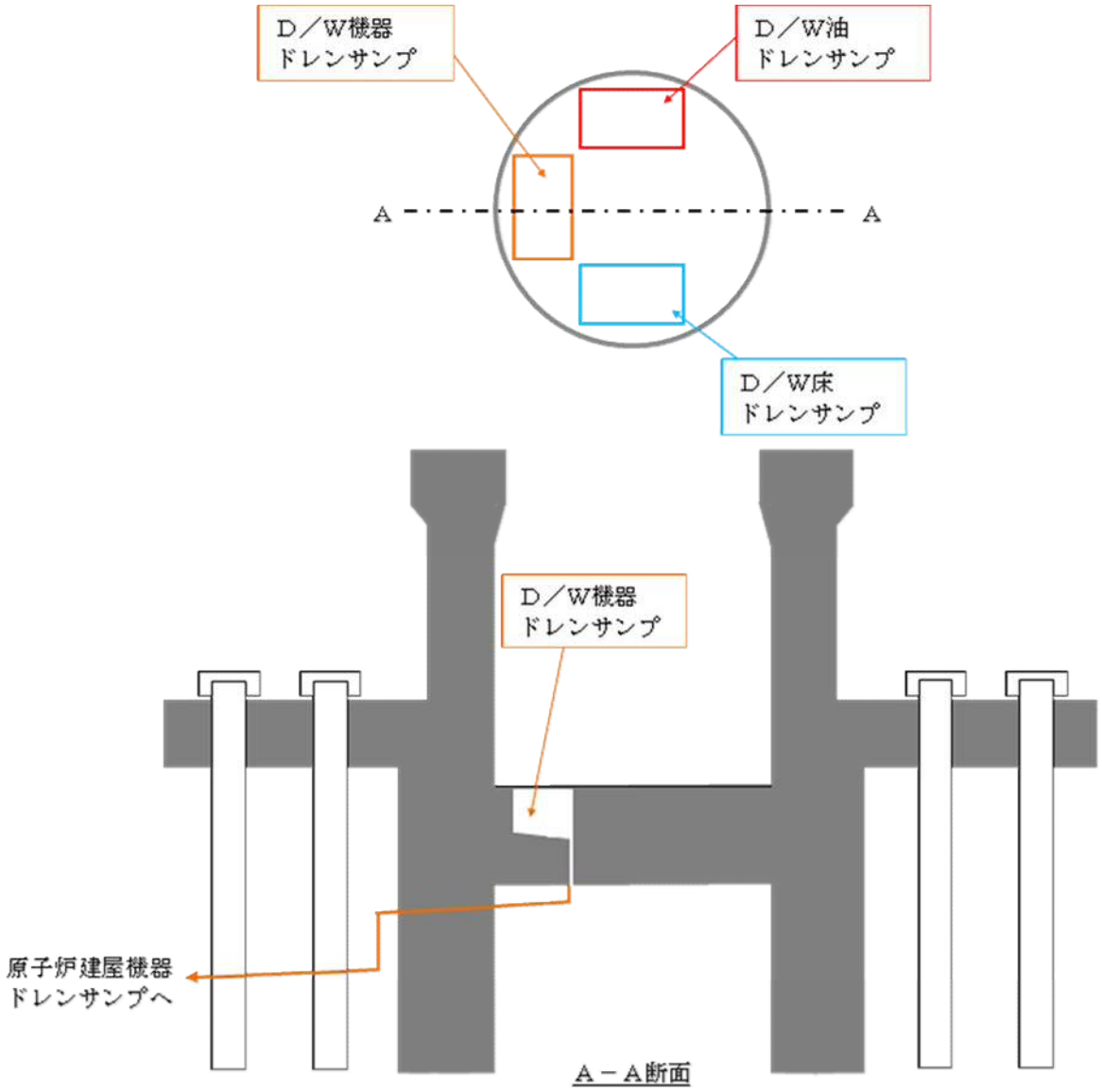


図 13　ＭＡＳＣＡ試験で得られた原子炉圧力容器下部ヘッド内の
成層化状況[3]

ペデスタル内サンプ及びサンプドレン配管図について

以下に東海第二発電所ペデスタル内サンプ配置図及びサンプドレン配管図を示す。