

追補 2

「2. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

添付書類十 Ⅱ「2. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の記述に次のとおり追補する。

I 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

II 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

I 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の
選定について

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 事故シーケンスグループの分析について
 - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理
 - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理
 - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
2. 格納容器破損防止対策の有効性評価における格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの分析について
 - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出，整理
 - 2.1.2 内部事象運転時レベル1.5PRAの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討
 - 2.2 評価事故シーケンスの選定について
 - 2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態の選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンスの選定の考え方及び選定結果
 - 2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性

- 2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

- 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 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
 - 3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出・整理
 - 3.2 重要事故シーケンスの選定について
 - 3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方
 - 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

- 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	P R Aの対象とした主な設備・系統
第1-2表	内部事象運転時レベル1 P R Aにおける起因事象と発生頻度
第1-3表	地震レベル1 P R Aにおける起因事象と発生頻度
第1-4表	津波高さ別の発生頻度
第1-5表	イベントツリーにより抽出した事故シーケンス
第1-6表	P R A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1-7表	事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策と炉心損傷頻度
第1-8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	プラント損傷状態の定義
第2-3表	評価対象とするプラント損傷状態の選定について
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について
第3-1表	内部事象停止時レベル1 P R Aにおける起因事象と発生頻度
第3-2表	運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度
第3-3表	重要事故シーケンス（運転停止中）の選定について
第3-4表	燃料損傷までの余裕時間について

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 内部事象運転時レベル1 P R A イベントツリー
- 第1-3図 地震レベル1 P R A階層イベントツリー
- 第1-4図 地震レベル1 P R A イベントツリー
- 第1-5図 津波レベル1 P R A階層イベントツリー
- 第1-6図 プラント全体の炉心損傷頻度
- 第1-7図 各 P R A の結果と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 内部事象運転時レベル1.5 P R A 格納容器イベントツリー
- 第2-4図 内部事象運転時レベル1.5 P R A の定量化結果
- 第3-1図 運転停止中の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 定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第3-3図 P O S の分類及び定期事業者検査工程
- 第3-4図 内部事象停止時レベル1 P R A イベントツリー
- 第3-5図 起因事象別の寄与割合
- 第3-6図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

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おける外部事象の考慮について
- 2 外部事象特有の事故シーケンスについて
- 3 重大事故防止に係る設備についての諸外国の調査結果
- 4 T B Wシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定及びT Wシーケンスの纏め方について
- 5 内部事象P R Aにおける主要なカットセットとF V重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
- 6 地震P R A，津波P R Aから抽出される事故シーケンスと対策の有効性について
- 7 「水素燃焼」及び「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
- 8 格納容器隔離失敗の分岐確率の妥当性と隔離失敗事象への対応について
- 9 原子炉圧力容器内における水蒸気爆発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

別添

島根原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価（P R A）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」（以下「解釈」という。）に基づき、重大事故等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「P R A」という。）を活用している。当社は従来から定期安全レビュー等の機会に内部事象レベル1 P R A（出力運転時、停止時）及びレベル1.5 P R A（出力運転時）を実施してきており、これらのP R A手法を今回も適用した。また、外部事象としては、現段階でP R A手法を適用可能な事象として、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1 P R A及び津波レベル1 P R Aを対象とし、これらの外部事象P R Aから抽出される建物・構築物等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

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

今回実施するP R Aの目的が重大事故等対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下「AM策」という。）や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象としてP R Aモデルを構築した。

なお、今回のP R Aの実施に際しては、原子力規制庁配布資料「P R Aの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」を参照した。

表 今回のPRAの対象

対象	許認可	モデル化採否
設計基準対象施設及びプラント運転開始時から備えている手段・設備	対象	期待する（「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」,「常用系である復水・給水系」※ ¹ 等に期待する。）
AM策（平成4年に計画・整備）	対象外	期待しない
緊急安全対策	対象外	期待しない
重大事故等対処設備	現在申請中	期待しない

※1 手動停止時のみ期待する

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おいて想定する事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第1-1図に示す。本プロセスに従い、各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象PRA、外部事象PRA（適用可能なものとして地震、津波を選定）及びPRAを適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い、必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスについて、頻度、影響等を確認し、事故シーケンスグループとしての追加要否を検討した。
- ③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて、国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは、格納容器破損防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。
- ④ 炉心損傷防止対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に記載の観点（共通原因故障又は系統間の機能の依存性、余裕時間、設備容量、代表性）に基づき、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈には、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの、個別プラント評価による抽出に関して以下のとおりに示されている。

1 - 1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

① BWR

- ・ 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、PRAの適用可能な外部事象については一般社団法人日本原子力学会におけるPRA実施基準の標準化の状況、試評価実績

の有無等を考慮し、地震及び津波とした。したがって、内部事象運転時レベル1 P R A、地震レベル1 P R A及び津波レベル1 P R Aを実施し、事故シーケンスグループを評価した。

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

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を「1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理」に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) P R Aに基づく整理

内部事象運転時レベル1 P R A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。P R Aの対象とした島根原子力発電所2号炉の主な設備系統を第1-1表に示す。また、選定した起因事象及びその発生頻度を第1-2表に示す。

外部事象に関しては、P R Aが適用可能な事象として地震レベル1 P R A及び津波レベル1 P R Aを実施し、内部事象と同様にイベントツリー分析を行い、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第1-3図に地震レベル1 P R Aの階層イベントツリーを、第1-4図に地震レベル1 P R Aのイベントツリーを、第1-5図に津波レベル1 P R Aの階層イベントツリーを示す。地震によって生じる起因事象及びその発生頻度を第1-3表に、津波高さとは発生するシナリオの観点から整理した津波高さ別の発生頻度を第1-4表に示す。

地震や津波の場合、各安全機能の喪失に至るプロセスは異なるものの、起因事象が内部事象と同じであれば、炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため、事故シーケンスも内部事象と同様である。また、地震レベル1 P R A及び津波レベル1 P R Aでは、内部事象運転時レベル1 P R Aでは想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に

損傷する事象や、建物・構築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

各PRAにより抽出した事故シーケンスを第1-5表に、評価結果を第1-6図及び第1-7図に示す。

(2) PRAに代わる検討に基づく整理

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

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス（第1-5表参照）を、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と、解釈1-1(a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係及び解釈1-2に示されている要件との関係等を第1-6表に整理した。また、整理の内容を「1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応」～「1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理」に示す。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス（第1-5表参照）について、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した。具体的には次の(1)～(7)及びこれ以外の事故シーケンスに分類した。緩和機能の喪失状況、プラント

の状態の観点で、(1)～(7)は、解釈1－1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応するものとして整理した。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失 (T Q U V)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能を喪失し、原子炉の減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失して、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失 (T Q U X)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能を喪失し、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。

(3) 全交流動力電源喪失 (長期T B, T B D, T B P, T B U)

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

なお、P R Aでは電源喪失の事故シーケンスを長期T B, T B D, T B P及びT B Uに詳細化して抽出しているが、いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シーケンスであるため、解釈1－1(a)に記載の事故シーケンスグループでは「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理した。

また、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による交流電源確保失敗は高圧炉心スプレイ系のシステムモデルに含めてモデル化していることから、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用交流電源の確保に失敗し、かつ、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却に失敗する事故シーケンスを本事故シーケンスグループに分類することとする。

(4) 崩壊熱除去機能喪失 (TW)

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

(5) 原子炉停止機能喪失 (TC)

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

(6) LOCA時注水機能喪失 (AE, S1E, S2E)

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

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

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

インターフェイスシステムLOCAの発生後、破断箇所の隔離に失敗し、非常用炉心冷却系（以下「ECCS」という。）等による原子炉水位の確保に失敗することで炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、事故シーケ

ンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に分類する。

1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施したレベル1PRAにより抽出した各事故シーケンス（第1-5表参照）のうち、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスとしては、地震・津波特有の事象として以下の事故シーケンスを抽出した。

(1) Excessive LOCA

大規模な地震では、原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリにおいて、大破断LOCAを超える規模の損傷に伴う冷却材喪失（Excessive LOCA）が発生する可能性がある。具体的には、逃がし安全弁（以下「SRV」という。）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。大規模な地震においてLOCAが発生した場合であっても、破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、ECCSの注水機能の全喪失や、使用可能なECCSの注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、使用可能な緩和設備の状況によっては原子炉格納容器の除熱に失敗する等の原因により、原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

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

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

(2) 計装・制御系喪失

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

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

(3) 格納容器バイパス

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

このように、大規模な地震発生後の格納容器バイパス事象の影響には不

確かさが大きく、配管破断の程度や破断箇所の特長、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(4) 原子炉格納容器損傷

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

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

(5) 原子炉圧力容器損傷

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

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

(6) 原子炉建物損傷

大規模な地震では、原子炉建物が損傷することで、建物内の原子炉格納容器、原子炉圧力容器等の機器及び構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。大規模な地震において原子炉建物の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

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

(7) 制御室建物損傷

大規模な地震では、制御室建物が損傷することで、建物内の中央制御盤等が損傷を受ける可能性がある。大規模な地震において制御室建物の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

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

(8) 廃棄物処理建物損傷

大規模な地震では、廃棄物処理建物が損傷することで、建物内の補助盤室やバッテリー室等に設置された機器等が損傷を受ける可能性がある。大

規模な地震において廃棄物処理建物の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

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

(9) 直接炉心損傷に至る事象

津波高さE L 20mを超える大規模な津波によって建物内に浸水が発生した場合、計装・制御系、E C C S等の複数の緩和機能が広範にわたって機能喪失する可能性がある。津波高さE L 20mを超える大規模な津波によって建物内に浸水が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、浸水によりE C C Sが機能喪失すること等が原因で炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、浸水により残留熱除去系が機能喪失すること等の原因により、原子炉格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように、津波高さE L 20mを超える大規模な津波による損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

上記の事故シーケンスについて、解釈に従い、有効性評価における想定の可否を炉心損傷頻度又は影響度等の観点から分析した。

① 炉心損傷頻度の観点

(1)～(8)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度には、必ずしも炉心損傷に直結する程の損傷に至らない場合も含んでいる。別紙2のとおり、これらの事故シーケンスは評価方法にかなりの保守性を有している。また、地震

動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、対象とする建物や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には地震の程度に応じ、機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も想定される。機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合、それを用いた対応に期待することにより、炉心損傷を防止できる可能性もあると考える。これらを整理すると以下ようになる。

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

(1)～(8)の事故シーケンスについては、地震レベル1 P R Aから抽出される事故シーケンスであるが、炉心損傷頻度は 10^{-7} /炉年程度と小さく、上記の整理のとおり、a. の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため、評価を詳細化することで(1)～(8)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定される。また、機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待した上で、そのランダム故障により炉心損傷に至る場合の事故シーケンスは、内部事象運転時レベル1 P R Aの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものと考えられる。これらの事故シーケンスに対して、炉心損傷頻度の観点では、地震レベル1 P R Aの精度を上げることが望ましいと考える。

また、(9)の事故シーケンスについては、津波レベル1 P R Aから抽出される事故シーケンスであるが、炉心損傷頻度は 1.2×10^{-7} /炉年と小さく、また、この炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり、浸水による屋内外の施設の損傷の規模によっては、機能維持している設備により

原子炉への注水を継続することで、炉心損傷が回避できる可能性があり、現実的には更に小さい値になると推定される。

② 影響度（事象の厳しさ）の観点

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

また、(9)の事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて、敷地内及び建物内への浸水の程度によって事象の厳しさに幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものとする。このように、事象の厳しさの観点では、全交流動力電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

③ 炉心損傷防止対策の観点

現状、対象とする建物や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象と整理している(1)～(8)の各事故シーケンスについて、炉心損傷直結としていることの保守性を踏まえて定性的に考察すると、①及び②で述べたとおり、(1)～(8)の事象が発生するものの、機能を維持した設計基準事故対処設備

等が残る場合も考えられる。この場合、炉心損傷に至るか否かは地震によって機能を喪失した設備及び機能を維持した設計基準事故対処設備等のランダム故障によるため、内部事象運転時レベル1 P R Aの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されると考えられる。また、炉心損傷を防止できる場合も考えられるため、炉心損傷頻度は現在の値よりも低下するものと考えられる。

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

上記のように、(1)～(8)の各事故シーケンスは、実際のところプラントへの影響に不確かさが大きく、具体的な事故シーケンスを特定することが困難である。このため、外部事象に特有の事故シーケンスについては、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして事故シーケンスを特定して評価するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建物全体が崩壊し内部の安全系機器・配管のすべてが機能を喪失するような深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ、電源、放水設備等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応すべきものとする。

また、(9)の事故シーケンスについても、敷地内及び建物内への浸水の程度によっては機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備による対応に期待できる場合も考えられ、損傷の程度が大きく設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

以上の検討を踏まえ、(1)～(8)の各事故シーケンスは、一定の安全機能喪失時の対策の有効性を評価するシナリオとしては適当でない事象であり、新たに追加するシーケンスとはしないことを確認した。また、(1)～(8)の各事故シーケンスを炉心損傷頻度及び影響度の観点から総合的に判断した結果、

解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと比較して有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループとして新たに追加するシーケンスには該当しないと判断した。

また、上記の検討及び別紙 2 のとおり、大規模な地震を受けた場合であっても、炉心損傷に直結する程の損傷が生じることは考えにくく、大規模な地震を受けた場合の大部分は使用可能な緩和機能によって炉心損傷防止を試みることが可能であるものと考えられる。

(9)の事故シーケンスについても、計装・制御系、ECCS等の複数の緩和機能がすべて喪失する程の損傷が生じることは考えにくく、使用可能な設備によって炉心損傷防止を試みることが可能であるものとする。

1.1.2.3 炉心損傷後の原子炉格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内部事象運転時レベル 1 PRA、PRAが適用可能な外部事象として地震及び津波レベル 1 PRAを実施し、地震、津波以外の外部事象についてはPRAに代わる方法で概略評価を実施した結果、追加すべき新たな事故シーケンスグループはないことを確認した。

したがって、島根原子力発電所 2 号炉の有効性評価で想定する事故シーケンスグループは、解釈 1-1 (a)の必ず想定する事故シーケンスグループのみとなる。これについて、以下に示す解釈 1-2 及び 1-4 の要件に基づいて整理し、各事故シーケンスグループの対策の有効性の確認における要件を整理した。

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

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、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）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

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

整理の結果は以下のとおり。

○解釈1-2(a)に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ L O C A時注水機能喪失

○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 L O C A）

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス及び炉心損傷防止対策について整理した結果を第1-7表に示す。

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

一方で、事故シーケンスの中には、国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスが存在する。具体的には以下の2つの事故シーケンスが該当する。なお、国内外の先進的な対策と島根原子力発電所2号炉の対策の比較を別紙3に示す。

- ① 冷却材喪失（大破断LOCA）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗
- ② 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失）＋原子炉停止失敗

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

以上より、①の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとし、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスから除外した（重要事故シーケンス選定の対象とする事故シーケンスから除外する）。

①の事故シーケンスについても、炉心損傷後の原子炉への注水や格納容器スプレー等の実施により、事象の緩和に期待できる。また、今回整備した格納容器破損防止対策により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している（「2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する

格納容器破損防止対策の有効性」参照)。

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

②の事故シーケンスは地震レベル1 P R Aから抽出された事故シーケンスである。原子炉スクラムの失敗の支配的な理由として、カットセットの分析結果(別紙6)からは、地震による炉内構造物の損傷等が抽出されている。今回の地震レベル1 P R Aでは、事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが、事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて、実際には不確かさが大きい。炉内構造物の低い損傷確率(5%損傷確率)であることが高い信頼度(95%信頼度)で推定できる地震加速度(以下「H C L P F」という。)は、「地震加速度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による炉内構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。また、地震レベル1 P R Aでは機器の損傷を完全相関としていることから、例えば1本のみの制御棒挿入に失敗する場合であってもスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価の詳細は別紙2に示す。

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

なお、第 1-7 表に示すとおり、これらの事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全炉心損傷頻度の約 88%を占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれることを確認している。

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

(1) 重要事故シーケンス選定の着眼点に基づく整理

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

【審査ガイドに記載されている重要事故シーケンス選定の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障，系統間の機能の依存性の観点

本PRAでは、多重化された機器の共通原因故障を考慮しており、システム信頼性評価におけるフォールトツリーの中でモデル化している。このため、原子炉建物損傷等の炉心損傷直結事象を除き、緩和機能の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスでは、共通原因故障が炉心損傷の原因の1つとして抽出され得ることから、これらの事故シーケンスについては、炉心損傷頻度への寄与が大きい場合、共通原因故障の影響ありと判断する。

系統間の機能依存性については、ある安全機能の機能喪失によって必

然的に別の系統も機能喪失に至る場合を系統間の機能依存性ありと判断する。例えば、2つのフロントライン系（原子炉压力容器への注水等、事故時の基本的な安全機能を直接果たす系統）に共通のサポート系（電源等、フロントライン系の機能維持をサポートする系統）が機能喪失し、それが炉心損傷頻度に大きく寄与する場合は機能依存性ありと判断する。

b. 余裕時間の観点

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

【例1：LOCA時注水機能喪失】

破断口径が大きい方が、原子炉冷却材の系外への流出量が多くなるため、炉心損傷防止対策の対応操作のための余裕時間が短くなる。

【例2：高圧・低圧注水機能喪失】

過渡事象（全給水喪失事象）は原子炉水位低（レベル3）が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため、過渡事象を起因とする事故シーケンスの余裕時間が短い。

c. 設備容量の観点

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

【例：LOCA時注水機能喪失（中小破断LOCA）】

中小破断LOCA後の緩和措置としては原子炉減圧及び低圧注水があるが、減圧に用いるSRVは十分な台数が備えられている一方、低圧注水の代替となる注水設備の容量は低圧ECCSより少ない。このため、代替となる設備容量の観点で低圧ECCS失敗を含む事故シーケンスが厳しいと考える。

d. 事故シーケンスグループ内の代表性の観点

当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が大きく、事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有して

いるものを選定する。ただし、「高」、「中」、「低」の分類については炉心損傷頻度のみに着目して整理した。

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

○今回抽出された事故シーケンスについては、第1-8表に示すとおり、結果的に、事故シーケンスグループ内において選定対象としたすべての事故シーケンスに対して、おおむね同じ重大事故等対処設備で対応できるものと考えている。このため、重要事故シーケンスの選定に当たっては、その対応の厳しさに重きをおいて選定することが適切と考え、主に着眼点b及びcによって重要事故シーケンスを選定している。これは、決定論的な評価である有効性評価においては、対応が厳しい事故シーケンスを評価することで、選定対象としたすべての事故シーケンスに対しても重大事故等対策の有効性を確認できると考えたためである。

○着眼点dについては、対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いており、結果的に崩壊熱除去機能喪失及び原子炉停止機能喪失の事故シーケンスグループについて、重要事故シーケンスの選定の理由としている。なお、崩壊熱除去機能喪失及び原子炉停止機能喪失で選定した重要事故シーケンスは内部事象運転時レベル1 P R A及び地震レベル1 P R Aから

抽出された事故シーケンスであったが、第1-7表に示すとおり、いずれのPRAにおいても、事故シーケンスグループ内で最も大きい炉心損傷頻度となった事故シーケンスである。

(2) 同一のシーケンスグループ内で対策が異なる場合の整理

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

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

各々の事故シーケンスグループに対して考慮した内容の詳細は次の「1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果」に示す。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

「1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方」の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおりに選定している。また、「(3) 全交流動力電源喪失」では機能喪失の状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため、4つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。選定理由及び選定結果の詳細については、第1-8表に示す。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・ 低圧原子炉代替注水系（常設）

③ 選定理由

本事故シーケンスグループには、事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①～⑥）から、着眼点「高」が最も多い事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）を選定した。

なお、事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①～⑥）は有効と考えられる対策に差異がない。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、減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる、SRV再閉失敗を含まない事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）は、事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの②～⑥）に対して包絡性を有しているものとする。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・ 代替自動減圧機能
- ・ 残留熱除去系（低圧注水モード）

③ 選定理由

着眼点「高」が最も多い事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）を選定した。

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事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）は、本事故シーケンスグループの他の事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの②～③）に対して包絡性を有しているものとする。

(3) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、機能喪失の状況が異なる事故シーケンスが抽出されたため、4つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。4つの事故シーケンスは、PRAから抽出された電源喪失の事故シーケンスである、長期TB、TBD、TBP及びTBUと一致することから、この名称で事故シーケンスグループを詳細化した。

また、第1-4図に示すとおり、各重要事故シーケンスに対し、地震レベル1 PRAからは、全交流動力電源喪失と最終ヒートシンク喪失の重畳を伴う事故シーケンスも抽出されるが、全交流動力電源喪失時には、最終ヒートシンクの機能を有する設備も電源喪失によって機能喪失に至るため、地震による損傷の有無に関わらず最終ヒートシンクの喪失が生じる。交流電源の復旧後については、電源供給に伴う最終ヒートシンクの復旧可否の観点で対応に違いが表れると考えられ、設備損傷によって最終ヒートシンクの機能喪失が生じている場合の方が緩和手段は少なくなる。ただし、設備損傷によって最終ヒートシンクの喪失が生じている場合においても格納容器フィルタベント系による除熱が可能であり、交流電源の復旧によって最終ヒートシンクの機能を復旧可能な場合には、これに加えて原子炉補機代替冷却系の有効性を確認することができる。これを考慮し、重要事故シーケンスには、設備損傷による最終ヒートシンクの喪失を設定していない。

a. 長期TB

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+交流電源（DG-A，B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・原子炉隔離時冷却系
- ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）
- ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）
- ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

③ 選定理由

事故シーケンスとしては1種類のみ（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）抽出されたことからこれを選定した。

b. T B U

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+交流電源（D G - A, B）失敗+高圧炉心冷却失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・高圧原子炉代替注水系
- ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）
- ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）
- ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

③ 選定理由

事故シーケンスとしては1種類のみ（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）抽出されたことからこれを選定した。

c. T B P

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失+交流電源（D G - A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（S R V再閉）失敗+高圧炉心冷却（H P C S）失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・原子炉隔離時冷却系（動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間）
- ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）
- ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）
- ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

③ 選定理由

事故シーケンスとしては1種類のみ（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）抽出されたことからこれを選定した。

d. T B D

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失＋直流電源（区分1，2）失敗＋高圧炉心冷却（H P C S）失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・高圧原子炉代替注水系
- ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）
- ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）
- ・残留熱除去系（格納容器冷却モード）

③ 選定理由

事故シーケンスとしては1種類のみ（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）抽出されたことからこれを選定した。

(4) 崩壊熱除去機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」

（炉心損傷防止対策の有効性を確認する際の残留熱除去系の機能喪失の理由については残留熱除去系の機能喪失又は原子炉補機冷却系の機能喪失を考慮）

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

a. 残留熱除去系の機能喪失を考慮する場合

- ・格納容器フィルタベント系

b. 原子炉補機冷却水系の機能喪失を考慮する場合

- ・原子炉補機代替冷却系

③ 選定理由

本事故シーケンスグループにはL O C Aに伴う事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの⑬～⑱）が含まれており、いずれも格納容器圧力の上昇が早く、圧力上昇の抑制に必要な設備容量の観点でも厳しいことから、着眼点b及びcでは「高」に分類されるが、これらはL O C

Aから派生した事故シーケンスである。LOCAを起因とする事故シーケンスについては、崩壊熱除去機能の代替手段の有効性も含めてLOCA時注水機能喪失で評価することから、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスの選定対象から除外した。

また、事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの⑱～㉑)は炉心冷却に成功した後、原子炉格納容器の除熱手段を必要とする点で事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)と類似している。格納容器フィルタベント系は系統構成に必要な弁の駆動電源を喪失した場合でも手動操作により対応可能であり、外部電源及び非常用電源が喪失しているTBWシーケンスにおいても有効である。以上から事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの⑱～㉑)は事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)に包絡される。

このため、このほかの事故シーケンスから、着眼点「高」が多く、「高」の数と同じ場合は「中」の数が多い事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)を選定した。

なお、LOCAを起因としない事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①～⑫及び⑱～㉑)は有効と考えられる対策に差異がない。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、炉心損傷頻度が高く、当該事故シーケンスグループの特徴を有していると考えられる、SRV再閉失敗を含まない事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)は、LOCAを起因としない事故シーケンス(第1-8表の本事故シーケンスグループの①～⑫及び⑱～㉑)に対して包絡性を有しているものとする。(別紙4)

(5) 原子炉停止機能喪失

① 重要事故シーケンス

「過渡事象+原子炉停止失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

- ・ほう酸水注入系

③ 選定理由

着眼点「高」の数が最も多い事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）を選定した。

なお、本事故シーケンスグループでは、過渡事象を起因とする事故シーケンスとLOCAを起因とする事故シーケンスが抽出されている。本事故シーケンスグループに対しては、重大事故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており、これに期待する場合、LOCAを起因とする事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの②～④）の事象進展はLOCA時注水機能喪失の事故シーケンスグループに包絡される。また、LOCAを起因とする場合、水位低下の観点では厳しいものの、水位低下及びLOCAに伴う減圧によってボイド率が上昇し、負の反応度が投入されると考えられることから、事象発生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事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）の方が厳しいと考えられる。

本事故シーケンスグループでは、ECCSが確保されている事故シーケンスが抽出されていることから、水位低下に対しては一定の対応が可能と考えられるため、反応度制御の観点で厳しい事故シーケンスを選定することが妥当であると考え。さらに、LOCAと原子炉停止機能喪失が重畳する事故シーケンスの炉心損傷頻度は 1×10^{-12} /炉年未満であり、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事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①）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する。

(6) LOCA時注水機能喪失

① 重要事故シーケンス

「冷却材喪失（中破断LOCA）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・ S R Vの手動操作
- ・ 低圧原子炉代替注水系（常設）

③ 選定理由

着眼点「高」の数が最も多い事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの③）を選定した。なお、L O C Aに伴って生じる事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの①～④）は、配管破断規模の大きさ及び重畳する機能喪失が原子炉減圧機能喪失又は低圧注水機能喪失である点で異なっている。配管破断規模の大きさの観点では、中破断L O C Aの方が水位の低下が早く、厳しい事象と考えられる。重畳する機能喪失の観点では、原子炉減圧に用いるS R Vは十分な台数が備えられている一方、低圧注水の代替となる注水設備の容量は低圧E C C Sより少ない。このため、代替となる設備容量の観点で低圧注水機能喪失を含む事故シーケンスが厳しいと考える。これらのことから、配管破断規模が大きく、低圧注水機能喪失を含む事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループの③）は、本事故シーケンスグループの他の事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものと考ええる。

また、「(4) 崩壊熱除去機能喪失」においてもL O C Aを含む事故シーケンス（第1-8表の本事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の⑬～⑱）が抽出されている。これについて、重要事故シーケンスによる包絡性を考えると、重要事故シーケンスに低圧注水失敗が含まれており、低圧E C C Sの機能喪失は残留熱除去系による原子炉格納容器からの除熱にも期待できないことをほぼ包絡していることから、本重要事故シーケンスでは、原子炉格納容器除熱機能に関する重大事故等対処設備の有効性についても評価することとなる。このことから、本重要事故シーケンスは、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のL O C Aを起因とする事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものと考ええる。

(7) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

① 重要事故シーケンス

「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」

② 炉心損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・SRVの手動操作
- ・高圧炉心スプレイ系

③ 選定理由

事故シーケンスとしては1種類のみ(第1-8表の本事故シーケンスグループの①)抽出されたことからこれを選定した。

なお、各事故シーケンスグループに含まれる内部事象を起因とする事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度に対する寄与割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。(別紙5)

また、各事故シーケンスグループにおける地震又は津波を起因とする事故シーケンスについても、地震又は津波により直接炉心損傷に至る事故シーケンスを除いて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、主要なカットセットに対して炉心損傷防止対策がおおむね有効であることを確認した。(別紙6)

第1-1表 PRAの対象とした主な設備・系統

系統設備	概要
原子炉停止に関する機能	
原子炉停止系 制御棒及び制御棒駆動系	制御棒137本
原子炉保護系	1 out of 2 × 2 論理回路
炉心冷却に関する機能	
高圧炉心スプレイ系	系列数1 電動ポンプ1台 ポンプ容量約320m ³ /h～約1050m ³ /h
原子炉隔離時冷却系	系列数1 タービン駆動ポンプ1台 ポンプ容量約100m ³ /h
自動減圧系	自動減圧機能付SRV6個 容量約400t/h/個
低圧炉心スプレイ系	系列数1 電動ポンプ1台 ポンプ容量約1,050m ³ /h
低圧注水系	系列数3 電動ポンプ3台 ポンプ容量約1,200m ³ /h/台
崩壊熱除去に関する機能	
残留熱除去系	系列数2 電動ポンプ2台 ポンプ容量約1200m ³ /h/台
安全機能のサポートに関する機能	
原子炉補機冷却系	系列数2 電動ポンプ4台(2台/系列) ポンプ容量約1,700m ³ /h/台
原子炉補機海水系	系列数2 電動ポンプ4台(2台/系列) ポンプ容量約2,000m ³ /h/台
高圧炉心スプレイ系 補機冷却系	系列数1 電動ポンプ1台 ポンプ容量約240m ³ /h
高圧炉心スプレイ系 補機海水系	系列数1 電動ポンプ1台 ポンプ容量約340m ³ /h
非常用ディーゼル 発電機	台数2 発電容量約7,300kVA/台
高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機	台数1 発電容量約4,000kVA
直流電源設備	系列数(115V) 2 所内蓄電池2組 系列数(230V) 1 所内蓄電池1組 系列数(115V) 1 高圧炉心スプレイ系蓄電池1組

第1-2表 内部事象運転時レベル1 P R Aにおける起因事象と発生頻度

起因事象	発生頻度 (/炉年)	説明
過渡事象	1. 6E-01	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象。タービン・パイパス弁は正常に作動する事象であることから、いずれも事象初期から継続して復水・給水系 ^{※4} が利用可能。
	2. 5E-02	主蒸気隔離弁等が閉鎖する事象であり、原子炉とタービン側が互いに隔離される事象。事象初期には復水・給水系が利用できるが、水源である復水器のホットウェルが隔離されるため、復水・給水系の運転継続に支障が生じる。
	9. 5E-03	タービンからの給水流量が全喪失する事象であり、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事象。事象初期には復水・給水系 ^{※4} が利用できない。
	2. 5E-02	タービンからの給水流量が減少し、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事象。給水流量の全喪失までには至らないため、機能は低下しているが事象の初期にも復水・給水系 ^{※4} は利用可能。
外部電源喪失	7. 4E-02	原子炉保護系の誤動作が起因となつている事象や、制御棒の誤引き抜きに関する事象等出力の増加が軽微な事象。事象初期で原子炉が隔離されないため、復水・給水系 ^{※4} が利用可能。
	9. 5E-04	原子炉運転中にS R Vが誤開放する事象であり、原子炉冷却材(蒸気)の流出を伴う。原子炉水位の低下等は復水・給水系 ^{※4} により収束可能であるが、これに失敗する場合は、より厳しい過渡事象に移行する。
	3. 8E-03	外部電源が喪失する事象であり、事象の発生により非常用電源の確保が必要になる。
	1. 7	定期事業者検査等前もって計画されているプラント停止のほか、機器からの漏えい等比較的軽微な故障による計画されないプラント停止。
サポート系喪失 (従属性を有する起因事象)	1. 4E-04	当該設備が機能喪失した場合に、広範な緩和設備が併せて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として抽出。
	2. 6E-04	
	6. 6E-04	
	6. 6E-04	
原子炉冷却材喪失 (L O C A)	2. 0E-05	原子炉が減圧状態になる規模のL O C Aであり、S R Vによる原子炉減圧操作なしに低圧注水系による事象緩和が可能。
	2. 0E-04	事象発生後短時間では原子炉の減圧に至らないが、長時間では減圧に至る規模のL O C A。
	3. 0E-04	原子炉隔離時冷却系により事象緩和が可能なL O C A。
	8. 1E-08	隔離弁の多重故障や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とでこれが破損し、原子炉冷却材が原子炉格納容器外で流出する事象。

※1 発電機負荷遮断等によりタービンがトリップする事象(原子炉圧力容器は隔離されない)。

※2 主蒸気隔離弁閉信号等により主蒸気隔離弁が閉鎖する事象(原子炉圧力容器は隔離される)。

※3 給水制御系の故障等により給水流量が減少し、原子炉水位が低下する事象。

※4 内部事象運転時レベル1 P R Aでは復水・給水系は手動停止時のみ期待しており、過渡事象等では緩和設備として期待していない。

第1-3表 地震レベル1 P R Aにおける起回事象と発生頻度

起回事象	発生頻度 (／炉年)
外部電源喪失	1.5E-04
原子炉建物損傷	3.1E-08
原子炉格納容器損傷	3.4E-07
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07
格納容器バイパス	3.5E-09
Excessive LOCA	4.2E-07
制御室建物損傷	1.4E-08
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10
計装・制御系喪失	1.5E-07
直流電源喪失	5.8E-09
交流電源・補機冷却系喪失	3.9E-06

第1-4表 津波高さ別の発生頻度

津波高さ	発生頻度 (／炉年)	備考
E L 20m超過	1.2E-07	原子炉建物等への浸水により，計装・制御系，E C C S等の緩和機能が喪失し，直接炉心損傷に至る。

第1-5表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起回事象	事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス No.
過渡事象	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	○※1	—	(1)
	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗+低压炉心冷却失敗	○	○※1	—	(2)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	○※1	—	(3)
	崩壊熱除去失敗	○	○※1	—	(4)
	高压炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	○	○※1	—	(5)
	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+崩壊熱除去失敗	○	○※1	—	(6)
	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗	○	○※1	—	(7)
	原子炉停止失敗	○	○※1	—	(8)
外部電源喪失	交流電源 (DG-A, B) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗	○	○※2	—	(9)
	交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗	○	○※3	—	(10)
	交流電源 (DG-A, B) 失敗+高压炉心冷却失敗	○	○※4	—	(11)
	直流電源 (区分1, 2) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗	○	○※5	—	(12)
	交流電源 (DG-A, B) 失敗	○	—	—	(13)
	交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗	○	—	—	(14)
	直流電源 (区分1, 2) 失敗	○	—	—	(15)
	交流電源・補機冷却系喪失+原子炉停止失敗	—	○	—	(16)
手動停止	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(17)
	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(18)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(19)
	崩壊熱除去失敗	○	—	—	(20)
	高压炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(21)
	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(22)
	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(23)
	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(24)
サポート系喪失	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(25)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(26)
	崩壊熱除去失敗	○	—	—	(27)
	高压炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(28)
	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(29)
	圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高压炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(30)
	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(31)
	崩壊熱除去失敗	○	—	—	(32)
冷却材喪失 (大破断LOCA)	高压炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(33)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(34)
	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(35)
冷却材喪失 (中破断LOCA)	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(36)
	崩壊熱除去失敗	○	—	—	(37)
	高压炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(38)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(39)
	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(40)
冷却材喪失 (小破断LOCA)	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(41)
	崩壊熱除去失敗	○	—	—	(42)
	高压炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—	(43)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(44)
	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	○	—	—	(45)
地震に伴う損傷	Excessive LOCA	—	○	—	(46)
	計装・制御系喪失	—	○	—	(47)
	格納容器バイパス	—	○	—	(48)
	原子炉格納容器損傷	—	○	—	(49)
	原子炉圧力容器損傷	—	○	—	(50)
	原子炉建物損傷	—	○	—	(51)
	制御室建物損傷	—	○	—	(52)
	廃棄物処理建物損傷	—	○	—	(53)
津波に伴う損傷	直接炉心損傷に至る事象	—	—	○	(54)

※1 地震レベル1 PRAでは、過渡事象は外部電源喪失で代表。

※2 地震レベル1 PRAにおける事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源・補機冷却系喪失」が該当。

※3 地震レベル1 PRAにおける事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源・補機冷却系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗」が該当。

※4 地震レベル1 PRAにおける事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源・補機冷却系喪失+高压炉心冷却失敗」が該当。

※5 地震レベル1 PRAにおける事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源喪失」が該当。

第1-6表 PRAの結果に基づく新たな事故シナリオグループの検討

シナリオ No.	事故シナリオ	事故シナリオ別の炉心損傷頻度 (1/炉年)				全炉心損傷頻度に対する寄与割合 (%)	PRAにおける分類結果	解放1-1(a)の事故シナリオグループ	事故シナリオ別の炉心損傷頻度 (1/炉年)	全炉心損傷頻度に対する寄与割合 (%)	解放1-2の対応
		内部事象	地震	津波	合計						
1	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(1) 3.0E-09	1.2E-07	—	9.2E-07	6.4	T Q U V	高圧・低圧注水機能喪失	9.4E-07	(a)	
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	(2) 3.4E-11	1.4E-08	—	1.4E-08	<0.1					
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(17) 4.7E-13	—	—	4.7E-13	<0.1					
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	(18) 1.5E-13	—	—	1.5E-13	<0.1					
	サボート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(24) 2.3E-10	—	—	2.3E-10	<0.1					
	サボート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗+高圧炉心冷却失敗	(25) 4.0E-12	—	—	4.0E-12	<0.1					
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(3) 4.0E-09	1.0E-07	—	1.1E-07	0.8					
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(19) 5.7E-13	—	—	5.7E-13	<0.1					
	サボート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(26) 1.1E-09	—	—	1.1E-09	<0.1					
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗	(9) 2.7E-09	2.0E-06	—	2.0E-06	14					
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗	(10) 8.2E-12	1.5E-08	—	1.5E-08	0.1					
2	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗	(11) 1.2E-11	1.4E-06	—	1.4E-06	9.6	長期T B T B P T B D	全交流動力電源喪失	3.4E-06	(a)	
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗	(12) 3.8E-12	5.8E-09	—	5.8E-09	<0.1					
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗	(4) 4.5E-06	1.1E-06	—	5.7E-06	40					
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(6) 3.3E-08	3.2E-09	—	3.6E-08	0.3					
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗+炉稼熱除去失敗	(7) 3.6E-11	4.4E-09	—	4.4E-09	<0.1					
	手動停止+炉稼熱除去失敗	(20) 1.2E-08	—	—	1.2E-08	<0.1					
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(21) 1.1E-14	—	—	1.1E-14	<0.1					
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+炉稼熱除去失敗	(22) 3.1E-11	—	—	3.1E-11	<0.1					
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗+炉稼熱除去失敗	(23) 1.7E-14	—	—	1.7E-14	<0.1					
	サボート系喪失+炉稼熱除去失敗	(27) 1.2E-06	—	—	1.2E-06	8.3					
	サボート系喪失+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(28) 1.4E-10	—	—	1.4E-10	<0.1					
3	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗	(29) 3.8E-09	—	—	3.8E-09	<0.1	T W	崩壊熱除去機能喪失	7.8E-06	(b)	
	外部電源喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗	(30) 3.7E-12	—	—	3.7E-12	<0.1					
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗(HPPCS)失敗	(42) 5.4E-09	—	—	5.4E-09	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(43) 3.1E-14	—	—	3.1E-14	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(37) 3.6E-09	—	—	3.6E-09	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(38) 3.8E-12	—	—	3.8E-12	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(32) 3.6E-10	—	—	3.6E-10	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(33) 3.7E-13	—	—	3.7E-13	<0.1					
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗	(13) 4.4E-07	—	—	4.4E-07	3.1					
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(14) 1.3E-09	—	—	1.3E-09	<0.1					
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗+炉稼熱除去失敗	(15) 6.3E-10	—	—	6.3E-10	<0.1					
4	過渡事象+原子炉停止失敗	(8) 6.4E-10	3.3E-07	—	3.3E-07	2.3	T C	原子炉停止機能喪失	8.5E-07	(b)	
	炉稼熱除去失敗(小破断LOCA)+原子炉停止失敗	(44) 8.7E-13	—	—	8.7E-13	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(中破断LOCA)+原子炉停止失敗	(39) 5.8E-13	—	—	5.8E-13	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(大破断LOCA)+原子炉停止失敗	(34) 5.8E-14	—	—	5.8E-14	<0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+交流電源)+原子炉停止失敗	(16) —	5.2E-07	—	5.2E-07	3.6					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+交流電源)+原子炉停止失敗	(40) 2.8E-15	—	—	2.8E-15	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(41) 5.7E-15	—	—	5.7E-15	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(35) 3.5E-13	—	—	3.5E-13	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(36) 3.9E-14	—	—	3.9E-14	<0.1					
	炉稼熱除去失敗(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(31) 3.4E-14	—	—	3.4E-14	<0.1					
	5	格納容器パイパス(インターフェイスシステムLOCA)	(45) 3.3E-09	—	—	3.3E-09					<0.1
Excessive LOCA*		(46) —	4.2E-07	—	4.2E-07	2.9					
計装・制御系喪失*		(47) —	1.5E-07	—	1.5E-07	1.0					
格納容器パイパス*		(48) —	3.5E-09	—	3.5E-09	<0.1					
原子炉格納容器損傷*		(49) —	3.4E-07	—	3.4E-07	2.4					
原子炉圧力容器損傷*		(50) —	1.7E-07	—	1.7E-07	1.2					
原子炉建物損傷*		(51) —	3.1E-08	—	3.1E-08	0.2					
制御室建物損傷*		(52) —	1.4E-08	—	1.4E-08	<0.1					
廃棄物処理建物損傷*		(53) —	1.8E-10	—	1.8E-10	<0.1					
直接炉心損傷に至る事象*		(54) 6.2E-06	7.9E-06	1.2E-07	1.4E-05	100					

*1 解放1-1(a)の必ず想定する事故シナリオグループに該当しないが、安全機能喪失時の対策の有効性を評価するためのシナリオとして追加する事故シナリオとは異なることとした事故シナリオ。新たに追加する事故シナリオとは異なることとした事故シナリオ。

第1-8表 重要事故シナリオ等の選定 (1 / 3)

解釈の事故シナリオグループ	事故シナリオ群※1	喪失した機能	対応する主要な炉心損傷防止対策(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ナリオ選定の考え方				選定した重要事故シナリオと選定理由	
				a	b	c	d		
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	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能 低圧注水機能 	<ul style="list-style-type: none"> 高圧原子炉代替注水系 低圧原子炉代替注水系 (常設) 格納容器代替システム系 (可搬型) SRVの手動操作 SRVの中間失敗を含む場合は、SRVによって原子炉減圧圧力に低下し、SRV再開失敗を含まない場合を「高」とし、対応が容易になることから「低」とし、「高」と「低」の間の事故シナリオを「中」とした。 	中	高	高	高	<p>a. ⑤、⑥ではサブポート系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。</p> <p>b. c. 両着眼点について「高」と考えた事柄は、対応手段が著しく制限されること、d. 順位の観点では①が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シナリオとして選定。</p>	
	- ② 過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗 + 高圧炉心冷却			中	高	低	中		<p>a. 主要な事故シナリオのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シナリオの機能を「中」とした。その上でサブポート系喪失 (1系統) は、起因事象の時点で系統間の機能の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「高」とした。</p> <p>b. 過渡事象 (全給水喪失事象) は原子炉水位低 (レベル3) が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る事故シナリオを「高」とした。手動停止、サポ-ト系喪失よりも事象進展が早いこと、このため過渡事象を「高」とした。</p> <p>c. SRV再開失敗を含む場合は、SRVによって原子炉減圧圧力に低下し、SRV再開失敗を含まない場合を「高」とし、対応が容易になることから「低」とし、「高」と「低」の間の事故シナリオを「中」とした。</p> <p>d. 事故シナリオグループの中で最も炉心損傷傾向の高い事故シナリオ (ドミナントシナリオ) を「高」とした。また、ドミナントシナリオに対して1%未満の事故シナリオを「低」とし、「高」と「低」の間の事故シナリオを「中」とした。</p>
	- ③ 手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗			中	低	高	低		
	- ④ 手動停止 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗 + 高圧炉心冷却			中	低	低	低		
	- ⑤ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗			高	低	高	低		
	- ⑥ サポート系喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗 + 高圧炉心冷却			高	低	低	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	<ul style="list-style-type: none"> 代替自動減圧機能 高圧原子炉代替注水系 残留熱除去系 (低圧注水モード) 残留熱除去系 (サブプレッジョン・プール水冷却モード) 	<p>a. 主要な事故シナリオのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シナリオの機能を「中」とした。その上でサブポート系喪失 (1系統) は、起因事象の時点で系統間の機能の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「高」とした。</p> <p>b. 過渡事象 (全給水喪失事象) は原子炉水位低 (レベル3) が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る事故シナリオを「高」とした。手動停止、サポ-ト系喪失よりも事象進展が早いこと、このため過渡事象を「高」とした。</p> <p>c. 事故進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が早く必要設備容量が大きくなること、事故進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が早く必要設備容量が大きくなること、から、着眼点b.と同様に、過渡事象を起因としている事故シナリオを「高」とし、手動停止及びサブポート系喪失を起因としている事故シナリオについては「低」とした。</p> <p>d. 事故シナリオグループの中で最も炉心損傷傾向の高い事故シナリオ (ドミナントシナリオ) を「高」とした。また、ドミナントシナリオに対して1%未満の事故シナリオを「低」とし、「高」と「低」の間の事故シナリオを「中」とした。</p>	中	高	高	高	<p>a. ⑤ではサブポート系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。</p> <p>b. c. 両着眼点について「高」と考えた事柄は、対応手段が著しく制限されること、d. 順位の観点では①が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シナリオとして選定。</p>	
	- ② 手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗			中	低	低	中		
	- ③ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗			高	低	低	中		

※1 ◎は選定した重要事故シナリオを示す。

※2 地震レベル1 PRAでは多重化された機器を完全冗冗として、多重化された機器の損傷が生じるものとした。

第1-8表 重要事故シナリオ等の選定 (2 / 3)

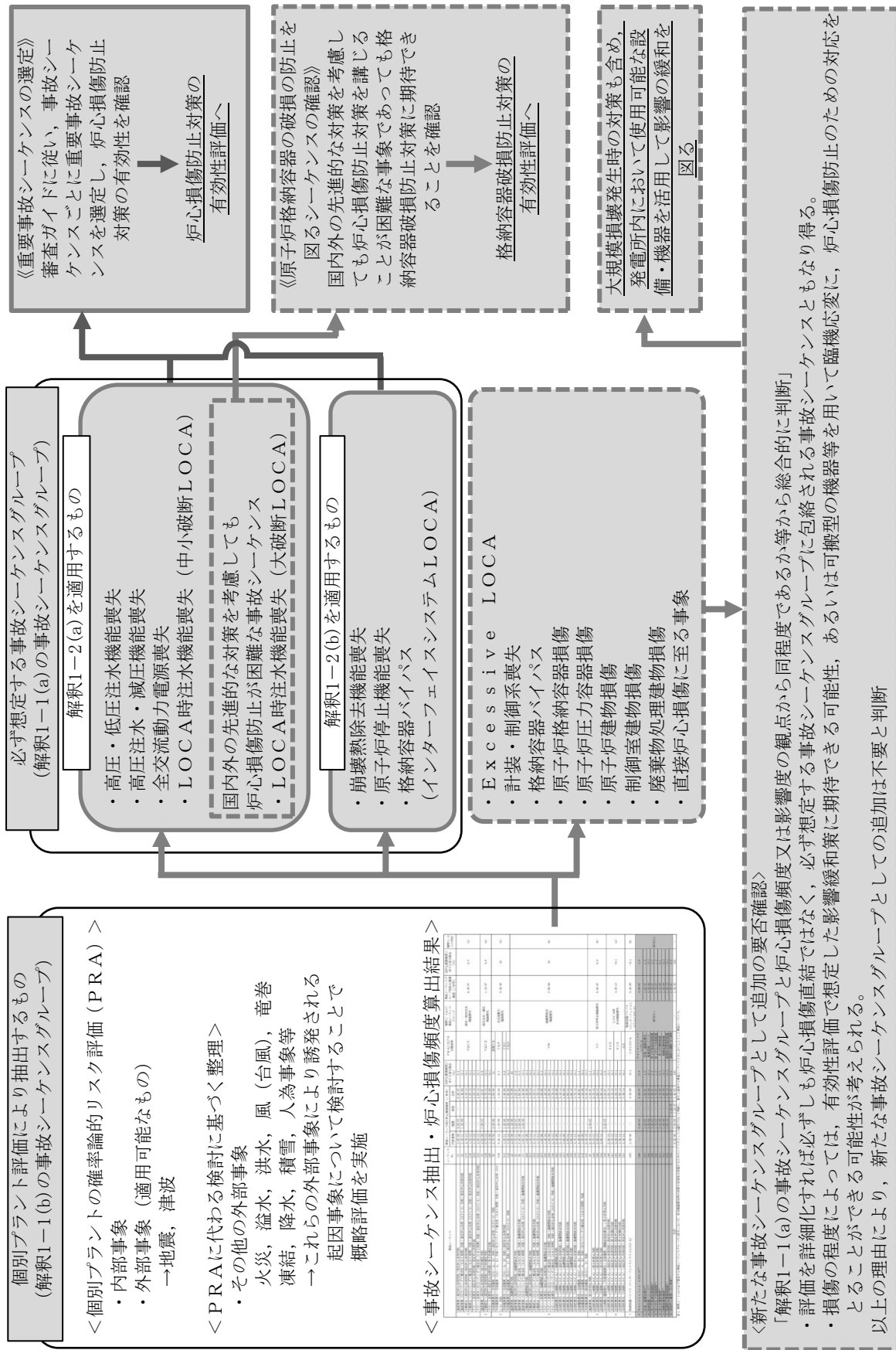
解釈の事故シナリオグループ	詳細化した事故シナリオグループ	事故シナリオ*1	喪失した機能		対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点との関係と重要事故シナリオ選定の考え方				選定した重要事故シナリオと選定理由
			電源	冷却機能		a	b	c	d	
全交流動力電源喪失	長期T B	①外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	全交流動力電源	原子炉隔離時冷却系(RCIC)を除く注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧原子炉代替注水系 SRVの手動操作 低圧原子炉代替注水系(可搬型) 格納容器代替スフレイ系(可搬型) 残置熱除去系(格納容器冷却モード) 	抽出された事故シナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、すべての着眼点について「-」とした。	-	-	-	①を重要事故シナリオとして選定。
				すべての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 高圧原子炉代替注水系 SRVの手動操作 低圧原子炉代替注水系(可搬型) 格納容器代替スフレイ系(可搬型) 残置熱除去系(格納容器冷却モード) 	抽出された事故シナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、すべての着眼点について「-」とした。	-	-	-	①を重要事故シナリオとして選定。
	T B P	①外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	全交流動力電源	すべての注水・除熱機能*3	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 高圧原子炉代替注水系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) SRVの手動操作 低圧原子炉代替注水系(可搬型) 格納容器代替スフレイ系(可搬型) 残置熱除去系(格納容器冷却モード) 	抽出された事故シナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、すべての着眼点について「-」とした。	-	-	-	①を重要事故シナリオとして選定。
				すべての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 高圧原子炉代替注水系 SRVの手動操作 低圧原子炉代替注水系(可搬型) 格納容器代替スフレイ系(可搬型) 残置熱除去系(格納容器冷却モード) 	抽出された事故シナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、すべての着眼点について「-」とした。	-	-	-	①を重要事故シナリオとして選定。
T B D	①外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	全交流動力電源*4 直流電源	すべての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 高圧原子炉代替注水系 SRVの手動操作 低圧原子炉代替注水系(可搬型) 格納容器代替スフレイ系(可搬型) 常設代熱直流電源設備 残置熱除去系(格納容器冷却モード) 	抽出された事故シナリオが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、すべての着眼点について「-」とした。	-	-	-	①を重要事故シナリオとして選定。	

*1 ◎は選定した重要事故シナリオを示す。

*2 抽籠レベル1 PRAでは多重化された機器を安全従属としていることから、多重化された機器の損傷が生じることで、原子炉隔離時冷却系を用いることで原子炉水位を維持することができる。

*3 蒸気駆動の注水系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでは、原子炉隔離時冷却系を用いることで原子炉水位を維持することができる。

*4 すべての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗」により、全交流動力電源喪失となる。



第 1-1 図 事故シナリオグループ抽出及び重要事故シナリオ選定の全体プロセス

過渡事象	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ	シナリオ No.
							炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
							過渡事象 + 崩壊熱除去失敗	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 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
							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 + 圧力バウンダリ健全性失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(6)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
							過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(7)
							過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性失敗 + 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)
							過渡事象 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(8)

外部電源喪失	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シナリオ	事故シナリオグループ	シナリオ No.
						過渡事象へ	-
						外部電源喪失 + 交流電源失敗	(9)
						外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗	(13)
						外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗	(11)
						外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 圧力バウンダリ健全性失敗	(14)
						外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 圧力バウンダリ健全性失敗 + 高圧炉心冷却失敗	(10)
						外部電源喪失 + 直流電源失敗	(15)
						外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗	(12)

※ 高圧炉心スプレイ系が成功した事故シナリオを「崩壊熱除去機能喪失」、高圧炉心スプレイ系に失敗し原子炉隔離時冷却系が成功した事故シナリオを「全交流動力電源喪失」に分類

第1-2 図 内部事象運転時レベル1 PRA イベントツリー (1 / 3)

手動停止 サブポート系喪失	圧力バウナダリ 健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ	シナリオ No.
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
						手動停止/サブポート系喪失+崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20), (27)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
						手動停止/サブポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(21), (28)
						手動停止/サブポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(17), (24)
						手動停止/サブポート系喪失+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	(19), (26)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
						手動停止/サブポート系喪失+圧力バウナダリ健全性喪失+崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(22), (29)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
						手動停止/サブポート系喪失+圧力バウナダリ健全性喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(23), (30)
						手動停止/サブポート系喪失+圧力バウナダリ健全性喪失+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	(18), (25)

第1-2図 内部事象運転時レベル1 PRAイベントツリー (2/3)

冷却材喪失 (LOCA)	原子炉停止	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ	シナリオ No.
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(32)
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	炉心損傷なし	(42)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(33)
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(38)
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(43)
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失	(31)
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失	(35)
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失	(40)
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA時注水機能喪失	(36)
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA時注水機能喪失	(41)
						冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(34)
						冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(39)
						冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(44)

インターフェイス システム LOCA	運転員による隔離操作	事故シナリオ	事故シナリオグループ	シナリオ No.
		炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
		冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(32)
		冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)
		冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 崩壊熱除去失敗	炉心損傷なし	(42)
		炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
		冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(33)
		冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(38)
		冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(43)
		冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失	(31)
		冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失	(35)
		冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失	(40)
		冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA時注水機能喪失	(36)
		冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA時注水機能喪失	(41)
		冷却材喪失 (大破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(34)
		冷却材喪失 (中破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(39)
		冷却材喪失 (小破断 LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(44)

第1-2図 内部事象運転時レベル1 PRAイベントツリー (3/3)

地震	外部電源喪失	原子炉建物損傷	原子炉格納容器損傷	原子炉圧力容器損傷	格納容器バイパス	冷却材喪失 (E-LOCA ^{※1})	制御室建物損傷	廃棄物処理建物損傷	計装・制御系喪失	直流電源喪失	交流電源・補機冷却系喪失	事故シナリオ	事故シナリオグループ	シナリオ No.
												炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
	外部電源喪失											外部電源喪失	外部電源喪失へ	-
		原子炉建物損傷										外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	全交流動力電源喪失へ	-
			原子炉格納容器損傷									外部電源喪失 + 直流電源喪失	全交流動力電源喪失	(12)
				原子炉圧力容器損傷					計装・制御系喪失			計装・制御系喪失	※2	(47)
					格納容器バイパス			廃棄物処理建物損傷				廃棄物処理建物損傷	※2	(53)
						冷却材喪失 (E-LOCA ^{※1})		制御室建物損傷				制御室建物損傷	※2	(52)
				原子炉圧力容器損傷								Excessive LOCA	※2	(46)
			原子炉格納容器損傷									格納容器バイパス	※2	(48)
				原子炉建物損傷								原子炉圧力容器損傷	※2	(50)
					格納容器バイパス							原子炉格納容器損傷	※2	(49)
												原子炉建物損傷	※2	(51)

※1 Excessive LOCA

※2 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

第1-3 図 地震レベル1 PRA階層イベントツリー

外部電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ	シナリオ No.
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
								外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
								外部電源喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
								外部電源喪失 + 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)
								外部電源喪失 + 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	-
								外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(6)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
								外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失	(7)
								外部電源喪失 + S R V 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	※	(46)
								外部電源喪失 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(8)

※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

第1-4図 地震レベル1 PRA イベントツリー (1/2)

全交流動力 電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高圧炉心冷却	事故シナリオ	事故シナリオ グループ	シナリオ No.
全交流動力 電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高圧炉心冷却	外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	全交流動力電源喪失	(9)
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失	(11)
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + S R V 再閉鎖失敗	全交流動力電源喪失	(10)
					Excessive LOCA	※	(46)
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(16)

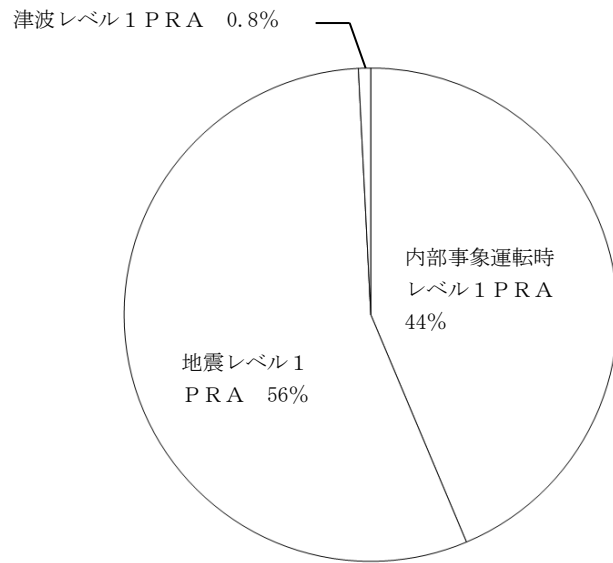
※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

第1-4図 地震レベル1 PRA イベントツリー (2/2)

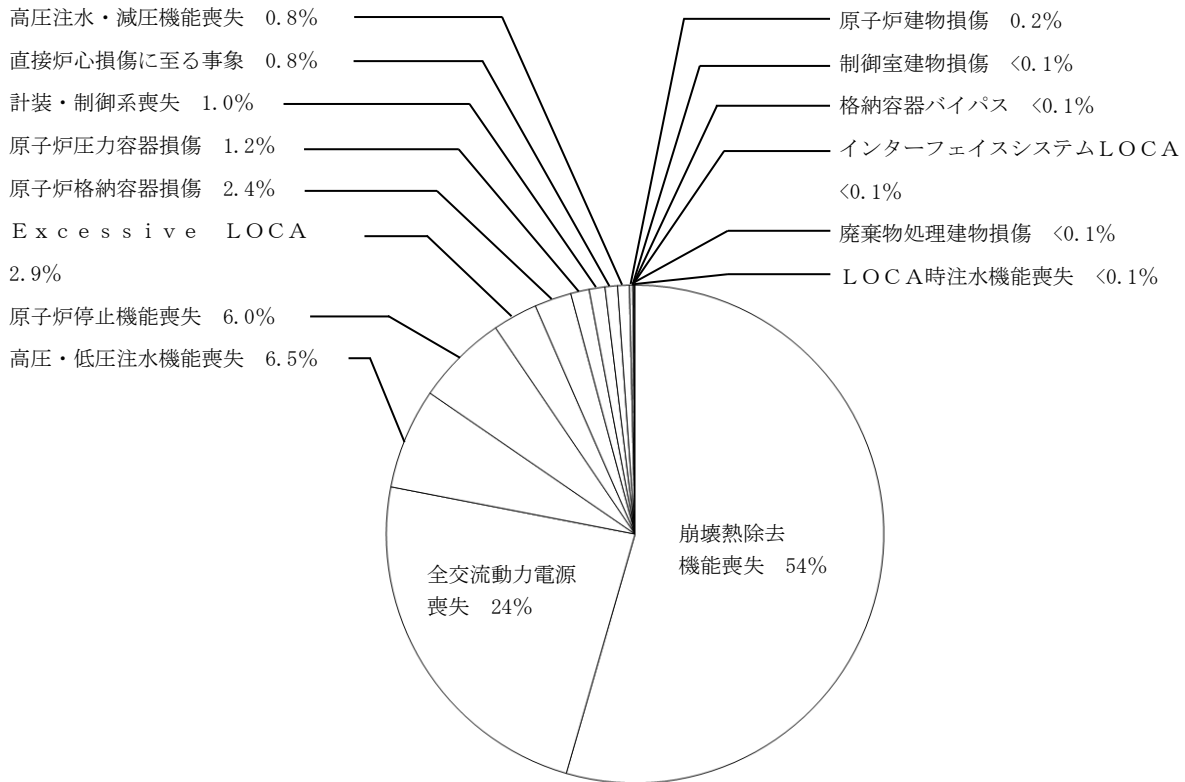
津波	直接炉心損傷に至る事象	事故シーケンス	最終状態	シーケンス No.
	津波高さ E L 20m 以下	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
	津波高さ E L 20m 超過	直接炉心損傷に至る事象	※	(54)

※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結事象として整理

第1-5 図 津波レベル1 PRA 階層イベントツリー



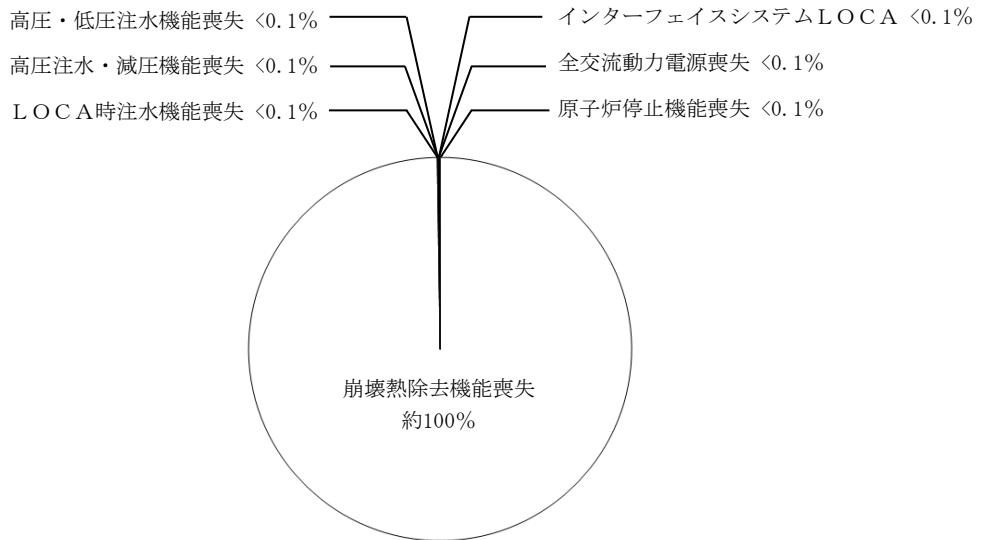
事象別



事故シーケンスグループ別

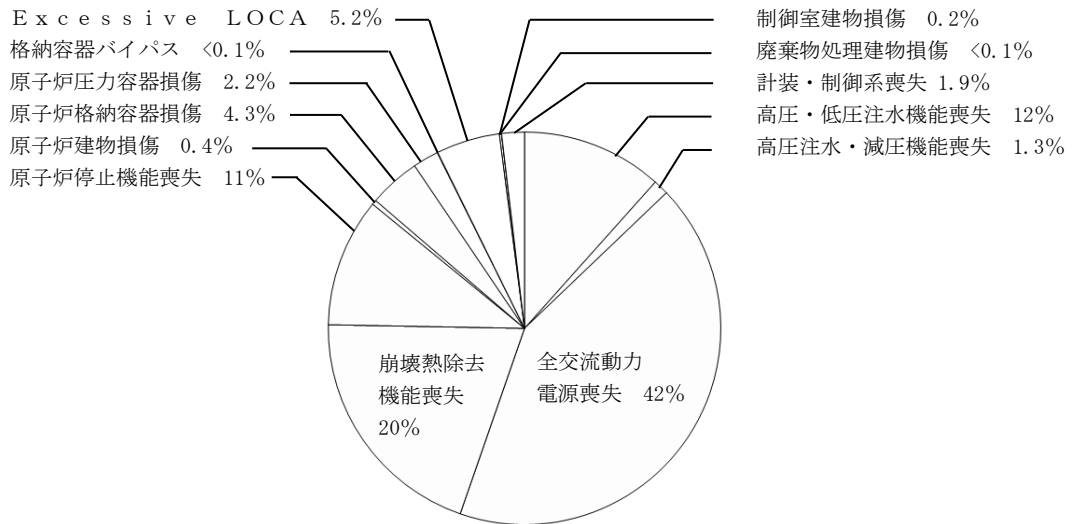
全炉心損傷頻度：1.4E-05/炉年

第1-6図 プラント全体の炉心損傷頻度



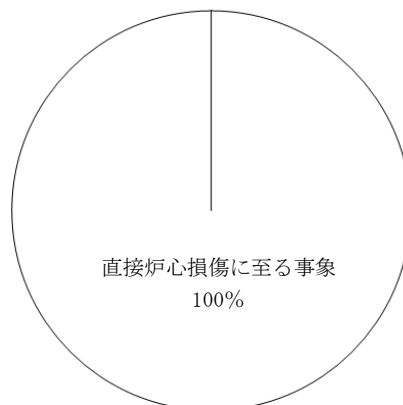
内部事象運転時レベル1 PRA

(炉心損傷頻度： 6.2×10^{-6} / 炉年)



地震レベル1 PRA

(炉心損傷頻度： 7.9×10^{-6} / 炉年)



津波レベル1 PRA

(炉心損傷頻度： 1.2×10^{-7} / 炉年)

第1-7図 各PRAの結果と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における格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

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

【概要】

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

2.1 格納容器破損モードの分析について

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

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

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

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関するP R A及び外部事象に関するP R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記2-1(a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

上記2-1(b)①に基づき、内部事象運転時レベル1.5 P R Aを実施し、格納容器破損モードを評価した。

外部事象については、地震レベル1.5 P R Aは原子炉建物、原子炉格納容器等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程の不確かさが大きく、定量評価結果の活用には損傷箇所、損傷モード等の精緻化の検討が必要な段階であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用しないこととした。

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

実施した格納容器破損モード抽出に係る分析結果を以下に示す。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出，整理

(1) P R Aに基づく整理

内部事象運転時レベル1.5 P R Aを実施し、事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、以下の①～⑫に示す格納容器破損モードの抽出を行った。

具体的には第2-2図のとおり、炉心損傷前、原子炉圧力容器破損前、原子炉圧力容器破損直後、原子炉圧力容器破損以降の各プラント状態に分類し、それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また、事故進展中に実施される緩和手段等を考慮し、第2-3図に示す格納容器イベントツリーを作成し、原子炉格納容器の破損に至る格納容器破損モードを整理している。内部事象運転時レベル1.5 P R Aから抽出された格納容器破損モード及び定量化結果を第2-1表に示す。また、格納容器破損モードごとの格納容器破損頻度（以下「C F F」という。）への寄与割合を第2-4図に示す。

① 早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）

原子炉停止失敗時に、炉心で発生した大量の水蒸気が原子炉格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇して、原子炉格納容器が過圧破損に至る事象として分類する。

② 水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）

炉心の冷却が達成される中で、水蒸気の蓄積による準静的加圧で原子炉格納容器が炉心損傷前に破損する事象として分類する。

③ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）

インターフェイスシステムL O C Aの発生により、原子炉格納容器をバイパスして原子炉冷却材が原子炉建物内に放出される事象として

分類する。

④ 格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心が損傷した時点で、原子炉格納容器の隔離に失敗しており、原子炉格納容器の閉じ込め機能を喪失している事象として分類する。

⑤ 原子炉圧力容器内の水蒸気爆発

高温の溶融炉心が下部プレナムの水中に落下して水蒸気爆発が発生し、その際の発生エネルギーによって原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって原子炉格納容器に衝突し、格納容器破損に至る事象として分類する。

⑥ 格納容器雰囲気直接加熱

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器の雰囲気中を飛散する過程で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱・加圧の結果、格納容器圧力が上昇し原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑦ 原子炉圧力容器外の水蒸気爆発

高温の溶融炉心が原子炉格納容器下部の水中に落下し、水蒸気爆発又は水蒸気による圧カスパイクが発生する可能性がある。このときに原子炉格納容器に付加される機械的エネルギーによって原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑧ 格納容器直接接触

原子炉圧力容器破損後に原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心が原子炉格納容器下部の床からその外側のドライウエルの床に拡がり、高温の溶融炉心がドライウエルの壁（バウンダリ）に接触してドライウエル壁の一部が溶融貫通し、原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑨ 水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷後）

炉心損傷後に溶融炉心の冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気によって原子炉格納容器が過圧され、破損に至る事象、

又は、溶融炉心が冷却されない場合に、溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、原子炉格納容器内が過圧されて原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑩ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）

原子炉圧力容器破損後、原子炉格納容器内で溶融炉心が冷却できない状態が継続した場合に、溶融炉心からの輻射及び対流によって原子炉格納容器の雰囲気が加熱され、原子炉格納容器の貫通部等が熱的に損傷し、原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑪ 溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器の破損後、原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が十分に冷却できない状態が継続した場合に、圧力容器ペDESTAL壁のコンクリートが侵食され、原子炉圧力容器支持機能の喪失により原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑫ 水素燃焼

原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していた場合にジルコニウム－水反応等によって発生した水素と反応して激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

(2) P R Aに代わる検討に基づく整理

地震、津波及びその他の外部事象等に対する格納容器破損モードについて、内部事象運転時レベル1.5 P R Aの知見等を活用して検討した結果、地震、津波及びその他の外部事象等についても、炉心損傷後の原子炉格納容器内の事象進展は内部事象と同等であると考えられることから、格納容器破損モードは内部事象と同等であり、今回、内部事象運転時レベル1.5 P R Aから選定した格納容器破損モードに追加すべきものはないものと判断した。（別紙1）

2.1.2 内部事象運転時レベル1.5 P R Aの定量化結果及び影響度を踏まえた格納容器破損モードの検討

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

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- ・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－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

確認の結果、上記の必ず想定する格納容器破損モードに分類されない以下(1)～(4)の格納容器破損モードが抽出されたため、これを新たな格納容器破損モードとして追加することの要否について検討を実施した。

なお、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)は、原子炉格納容器下部の床面とその外側のドライウエルの床面とが同じ高さに設計されているBWR Mark-I型の原子炉格納容器に特有の格納容器破損モードであり、島根原子力発電所2号炉のMark-I改良型の原子炉格納容器では、溶融炉心が原子炉格納容器バウンダリに直接接触することはない構造であることから、格納容器破損モードとして考慮しない。(別紙7)

※ 格納容器直接接触には、原子炉圧力容器が高圧の状態では破損した場合に、溶融炉心が急激に噴出し、噴出した溶融炉心が原子炉格納容器壁

に接触しこれを侵食する事象が含まれる。本事象は、原子炉圧力容器の破損までに減圧することが対策であり「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」も対策が同一であることから、この事象に含まれると整理

また、島根原子力発電所2号炉では、運転中、原子炉格納容器内を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さい。このため、本格納容器破損モードはレベル1.5PRAの定量化において想定する格納容器破損モードからは除外した。一方、原子炉格納容器内の窒素置換及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素封入が水素燃焼の格納容器破損防止対策であることを踏まえ、対策の有効性として炉心の著しい損傷が起こるような重大事故時においても原子炉格納容器の雰囲気が水素の可燃限界以下（水素濃度がドライ条件に換算して4 vol%以下又は酸素濃度5 vol%以下）に維持できることを確認する必要があると考える。よって、水素燃焼については、有効性評価の評価対象とする格納容器破損モードとした。（別紙7）

(1) 早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）

本格納容器破損モードは内部事象運転時レベル1.5PRA評価上の格納容器破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」と記載されており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお、当該格納容器破損モードのCFF（ 6.4×10^{-10} ／炉年）の全CFFに対する寄与割合は0.1%未満である。

したがって、当該格納容器破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(2) 水蒸気（崩壊熱）による過圧破損（炉心損傷前）

本格納容器破損モードは内部事象運転時レベル1.5 P R A上の格納容器破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」と記載されており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお、当該格納容器破損モードのC F F（ 6.2×10^{-6} / 炉年）の全C F Fに対する寄与割合は約100%である。

したがって、当該格納容器破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

(3) 格納容器隔離失敗及びインターフェイスシステムL O C A

これらの格納容器破損モードは、事象の発生と同時に原子炉格納容器の隔離機能を喪失している事象であり、解釈の要求事項における「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」に該当する事故シーケンスグループである。

このため、講じるべき対策は炉心損傷防止であり、これらの格納容器破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以下に、格納容器隔離失敗及びインターフェイスシステムL O C Aで想定した事象及び格納容器破損モードに追加する必要はないと判断した理由を示す。

a. 格納容器隔離失敗

本格納容器破損モードは炉心が損傷した時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している事象を想定したものである。

格納容器隔離失敗は炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来する

ものではなく、炉心損傷時点で原子炉格納容器が隔離機能を喪失している事象を示している。隔離機能喪失の原因として、ランダム要因による貫通部の機器の破損や人的過誤を考慮している。

現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか、格納容器圧力について1日1回記録を採取していることから、格納容器隔離失敗に伴う大規模な漏えいが生じた場合、速やかに検知できる可能性が高いと考える。(別紙8)

今回実施した内部事象運転時レベル 1.5 P R A では、国内 B W R プラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、N U R E G / C R - 4220 で評価された隔離失敗確率を固定分岐確率として設定し当該格納容器破損モードの格納容器破損頻度 (5.5×10^{-11} / 炉年, 全 C F F に対する寄与割合 0.1% 未満) を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、当該格納容器破損モードの C F F は更に小さくなると推測される。(別紙8)

以上、本事象は発生と同時に原子炉格納容器が隔離機能を喪失している事象であり、原子炉格納容器内で発生する物理化学現象を重大事故等対処設備を用いて抑制し、原子炉格納容器の機能喪失を防止することが対策とはならない。通常の運転管理において原子炉格納容器の状態を確認する運用とすることが対策であり、本格納容器破損モードにより格納容器隔離機能が喪失する頻度は十分に低く、本格納容器破損モードに至る前に炉心損傷を防止することが重要と考えることから、格納容器隔離失敗を個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

また、格納容器隔離失敗については地震レベル 1 P R A においても抽出されており、地震レベル 1 P R A では、地震によって原子炉格納容器を貫通する高圧及び低圧設計の配管が原子炉格納容器外で破断する事象を想定している。

破断箇所や破断の程度の組合せを特定することは困難であり、本格

格納容器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する。また、地震レベル1 P R Aの評価から、本格格納容器破損モードにより格納容器隔離機能が喪失する頻度は十分に低いことを確認している。

この観点から、地震レベル1 P R Aで抽出された格納容器隔離失敗についても、個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

b. インターフェイスシステム L O C A

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

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

したがって、当該格納容器破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。なお、当該格納容器破損モードの C F F (3.3×10^{-9} / 炉年) の全 C F F に対する寄与割合は 0.1% 未満である。

(4) 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

本格格納容器破損モードについては各種研究により得られた知見から原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。

(別紙9)

したがって、当該格納容器破損モードを個別プラント評価により抽出

された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

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

2.2 評価事故シーケンスの選定について

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

評価事故シーケンス選定に当たっては、審査ガイド「3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等」の各格納容器破損モードの主要解析条件に示されている、当該格納容器破損モードの観点で厳しい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

P R Aに基づく格納容器破損シーケンスの中から、過圧及び過温の観点で厳しい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原子炉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

P R Aに基づく格納容器破損シーケンスの中から、原子炉圧力が高く維持され、原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

P R Aに基づく格納容器破損シーケンスの中から、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点で厳しいシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

水素燃焼の観点で厳しいシーケンスを選定する。島根原子力発電所2号炉では、運転中、原子炉格納容器内を窒素で置換し、酸素濃度を低く

管理しているため、水素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいことから、本格納容器破損モードは内部事象運転時レベル1.5 P R Aの定量化において想定する格納容器破損モードから除外しているが、評価事故シーケンスとしては炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しい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

P R Aに基づく格納容器破損シーケンスの中から、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点から厳しいシーケンスを選定する。

上記に基づき、内部事象運転時レベル 1.5 P R A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、まず格納容器破損モードごとに原子炉格納容器の破損の際の結果が厳しくなると判断されるP D Sを選定し、その後、選定したP D Sを含むシーケンスの中から結果が厳しくなると判断されるシーケンスを評価事故シーケンスとして選定することとした。この選定プロセスにより、有効性評価に適した、厳しいシーケンスが選定されるものとする。

2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態の選定

内部事象運転時レベル 1.5 P R Aでは、内部事象運転時レベル1 P R A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、更に事象が進展して原子炉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、原子炉格納容器内の事象進展の特徴を把握するために「格納容器破損時期」、「原子炉圧力容器圧力」、「炉心損傷時期」及び「電源有無」の4つの属性に着目して内部事象運転時レベル1 P R Aから抽出された事故シーケンスグループを分類し、P D Sとして定義している。P D Sの分類結果を第2-2表に示す。

ここで、A E、S 1 E及びS 2 EはL O C Aとして1つのP D Sとした。これは事故進展解析の結果、原子炉冷却材の流出口の大きさが炉心損傷後の事象の進展速度に大きな影響を及ぼすものではないと考えたためである。

このPDSの定義に従い、格納容器破損モードごとにCFF，当該格納容器破損モードに至る可能性のあるすべてのPDSを整理した。また、各格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられるPDSを検討し、評価対象とするPDSを選定した。選定結果を第2-3表に示す。

なお、第2-2表において、格納容器破損時期が炉心損傷前と分類されているTW，TC，インターフェイスシステムLOCAについては、格納容器先行破損又は格納容器バイパスのPDSであることから、解釈の要求事項を踏まえ、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」，「原子炉停止機能喪失」，「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。したがって、これらのPDSは、第2-3表に示す評価対象とするPDSの選定では考慮していない。

2.2.2 評価事故シーケンスの選定の考え方及び選定結果

「2.2.1 評価対象とするプラント損傷状態の選定」で格納容器破損モードごとに選定したPDSに属する事故シーケンスを比較し、格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスを検討し、評価事故シーケンスを選定した。選定結果を第2-4表に示す。

なお、重大事故等対処設備により、炉心損傷後の原子炉圧力容器底部の損傷及び原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下を防止できるため、原子炉圧力容器の損傷が前提となる「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価では、物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から、一部の重大事故等対処設備に期待せず、炉心損傷後の原子炉圧力容器底部の損傷及び原子炉格納容器下部への溶融炉心の落下に至る状況を仮定している。

また、格納容器破損モードについて、C F Fが支配的となるP D Sと主要なカットセットの整理を実施し、C F Fの観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。(別紙5)

2.2.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスグループのうち、格納容器破損防止対策に期待できるものについては、今回整備した格納容器破損防止対策により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している。

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンスのうち、以下の事故シーケンスは、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できる」事故シーケンスである。(「1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて」参照)

- ・ 冷却材喪失（大破断L O C A）＋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事故シーケンスの選定では、上記の事故シーケンスを含めて格納容器破損モードごとに厳しいP D Sを選定している。したがって、炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等についても、今回整備した格納容器破損防止対策により、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している。

2.2.4 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策

「1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討」において、炉心損傷防止に係る有効性評価において想定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと判断した事故シーケンスグループについては、炉心損傷後の原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待することが困難な

場合が考えられる。一方で、プラントの損傷規模によっては、設計基準事故対処設備や今回整備した重大事故等対処設備により原子炉格納容器の破損の防止が可能な場合も考えられる。

原子炉格納容器の閉じ込め機能が喪失するような大規模損傷が生じた場合は、可搬型設備（大量送水車、高圧発電機車等）による対応や放射性物質の拡散を防止する対策（放水砲、シルトフェンス等）により敷地外への放射性物質の拡散抑制等を行い、事故の影響緩和を図る。

第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度

PRから抽出された格納容器破損モード	主に寄与するPDS	CFF (／炉年)	全CFFに占める割合 (%)	解釈2-1(a)で想定する破損モード	備考
早期過圧破損 (未臨界確保失敗時の過圧)	TC	6.4E-10	<0.1	解釈2-1(a)で想定する破損モード	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」 ⇒ 事故シナリオグループ「原子炉停止機能喪失」にて有効性を確認
水蒸気(崩壊熱)による過圧破損(炉心損傷前)	TW	6.2E-06	約100		
水蒸気(崩壊熱)による過圧破損(炉心損傷後)	TQX TQUV	3.3E-12	<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)	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」 ⇒ 事故シナリオグループ「崩壊熱除去機能喪失」にて有効性を確認
雰囲気圧力・温度による静的負荷(過温破損)	長期TB	2.8E-09	<0.1		
格納容器雰囲気直接加熱	長期TB	5.9E-17	<0.1	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	-
水蒸気爆発	-	-	-	なし	各種研究により得られた知見から、原子炉圧力容器内で水蒸気爆発が発生し、格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価
原子炉圧力容器外	TQX TQUV	2.3E-13	<0.1	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	-
水素燃焼*	-	-	-	水素燃焼	島根原子力発電所2号炉では、運転中、原子炉格納容器内に窒素で置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、水素及び酸素が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し、レベル1.5PRAでは定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素置換及びび可搬式窒素供給装置による窒素注入の有効性を確認する観点で有効性評価の対象とする
格納容器直接接触*	-	-	-	格納容器直接接触 (シールドアタック)	Mark-I改良型の原子炉格納容器である島根原子力発電所2号炉においては、溶融炉心は原子炉格納容器ハウンドリには直接接触することはない構造であることから、格納容器破損モードとして考慮しない
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQX TQUV	2.5E-09	<0.1	溶融炉心・コンクリート相互作用	-
格納容器隔離失敗	長期TB TQX TQUV	5.5E-11	<0.1	なし	格納容器隔離失敗に対する運用上の対策をとっていること及び炉心損傷防止対策が有効であることから、本格納容器破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	3.3E-09	<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」 ⇒ 事故シナリオグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」にて有効性を確認
合計		6.2E-06	100	-	-

網掛け：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意味する。

※ BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したものの、島根原子力発電所2号炉では想定されないことから定量化の対象から除外した格納容器破損モード。

第2-2表 プラント損傷状態の定義

PDS	格納容器 破損時期	原子炉 圧力	炉心損傷 時期	プラント損傷時点で の電源有無
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	交流／直流 電源有
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	交流／直流 電源有
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	直流電源無 ^{※1} 交流電源無
TBU	炉心損傷後	高圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	直流電源有 交流電源無
TBD	炉心損傷後	高圧	早期	交流／直流 電源無
LOCA (AE, S1E, S2E)	炉心損傷後	低圧 ^{※2}	早期	交流／直流 電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	—
TC	炉心損傷前	—	早期	—
インターフェイス システムLOCA	炉心損傷前	—	早期	—

※1 蓄電池枯渇により事象発生から8時間で原子炉隔離時冷却系が停止し、炉心損傷に至るため、プラント損傷時点では直流電源が機能喪失している。

※2 S1EやS2Eでは、高圧状態で炉心損傷に至る場合が考えられるが、LOCAは速やかな原子炉冷却材流出の影響を確認するPDSとして、大破断LOCAをその代表として扱うこととし、高圧状態かつ早期に炉心損傷に至る事象はTQUXで代表させることとした。

注：網掛けは格納容器先行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の選定について (1/2)

格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	PDS別 CFF (／炉年)	破損モード内 CFFに対する割合 (%)	最も厳しいPDS選定の考え方	評価対象と選定した PDS
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	3. 3E-12	TQUV	2. 3E-13	7	<p>【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】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ TQUX, TQUV, 長期TB, TBU, TBD, TBP の各シナリオと比較し, 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原子炉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原子炉格納容器 (損傷炉心) への注水が必要となる。 ・ LOCAに ECCS 注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を重量させることで, 電源の復旧, 注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く, 格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとなる。また, 原子炉格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。なお, いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持される。 <p>以上より, LOCAに全交流動力電源喪失 (SBO) を加え, 過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するためのPDSとする。</p>	LOCA + SBO
		TQUX	3. 0E-12	93		
		LOCA	2. 9E-16	<0.1		
		TQUV	1. 0E-10	4		
		TQUX	2. 9E-11	1		
		長期TB	2. 7E-09	94		
		TBU	1. 2E-11	0.4		
		TBP	8. 2E-12	0.3		
		TBD	3. 8E-12	0.1		
		LOCA	3. 9E-13	<0.1		
高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	5. 9E-17	TQUX	2. 9E-25	<0.1	<p>【事象進展緩和 (減圧) の余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 長期TBは事象初期において原子炉隔離時冷却系による冷却が有効なシナリオであり, 原子炉減圧までの時間余裕の観点ではTQUX, TBD, TBUの方が厳しい。 ・ 高圧状態で炉心損傷に至る点ではTQUX, TBD, TBUにPDS選定上の有意な違いはない。 <p>以上より, 最も厳しいPDSから, TQUXを代表として選定した。また, このPDSに全交流動力電源喪失を重量させることで, 電源の復旧, 注水機能の確保等の格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。なお, いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持される。</p>	TQUX
		長期TB	5. 9E-17	約100		
		TBU	1. 4E-29	<0.1		
		TBD	1. 1E-27	<0.1		
原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用 (FCI)	2. 3E-13	TQUV	1. 8E-13	76	<p>【事象 (FCI) における発生エネルギーの大きさ) の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 本格納容器破損モードに含まれるPDSのうち, 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用 (FCI) の観点からは, 原子炉格納容器下部へ落下する溶融炉心の割合が多く, 原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の保有エネルギーが大きいシナリオが厳しくなる。 ・ 原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合, 原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散されやすいと考えられ, 原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が, 原子炉格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。 ・ また, 本格納容器破損モードに対する事象の厳しさを考慮する上では, 溶融炉心・コンクリート相互作用の緩和対策である, 原子炉格納容器下部への水張りを実施された状態を想定しているが, その一方で, 原子炉圧力容器破損が想定される状況では, 高圧溶融物放出 / 格納容器雰囲気直接加熱の発生を防止するため, 原子炉圧力容器の減圧が実施されている。 ・ これらの状況も考慮し, 原子炉圧力容器が低圧状態で破損するものとし, 高圧状態で破損するTQUXは選定対象から除外する。 ・ LOCAは, 蒸気が急速に原子炉格納容器に流出するため, ジルコニウムの酸化割合が他の低圧破損シナリオより小さくなる考えられ, 酸化ジルコニウム質量割合が他の低圧破損シナリオより小さくなることで溶融炉心の内部エネルギーが小さくなると思われる。 <p>以上より, 本格納容器破損モードにおいて厳しいPDSとして, 原子炉の水位低下が早く, 原子炉圧力容器破損までの時間が短いTQUVを選定する。また, このPDSに全交流動力電源喪失を重量させることで, 電源の復旧, 注水機能の確保等の格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。なお, いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>	TQUV
		TQUX	5. 6E-14	24		
		LOCA	2. 0E-18	<0.1		

第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態の選定について (2/2)

格納容器破損モード	破損モード別 CFF (／炉年)	該当する PDS	PDS別 CFF (／炉年)	破損モード内 CFFに対する割合 (%)	最も厳しいPDS選定の考え方	評価対象と選定した PDS
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	2.5E-09	TQUV	1.9E-09	76	<p>【事象 (MCCI) に寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ) の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 本格納容器破損モードに含まれるPDSのうち、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点からは、原子炉格納容器下部に落下する溶融炉心の割合が多いシナリオが厳しくなる。 原子炉圧力容器が高圧で破損に至る場合、原子炉格納容器に放出される溶融炉心が分散され易く、また、落下速度が大きくなることで、原子炉格納容器下部に落下した際の粒子化割合が高くなり、落下した溶融炉心が冷却され易いと考えると、原子炉圧力容器が低圧で破損に至る場合の方が、原子炉格納容器下部へ一体となって落下する溶融炉心の割合が多くなると考えられる。 また、原子炉圧力容器破損が想定される状況では、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直加熱の発生を防止するため、原子炉圧力容器の減圧が実施されている。 これらの状況も考慮し、原子炉圧力容器が低圧状態で破損するPDSを選定するものとし、高圧状態で破損するTQUVは選定対象から除外する。 LOCAは、原子炉格納容器下部への原子炉冷却材の流入の可能性があり、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で厳しい事象とはならないと考えられるため、選定対象から除外する。 <p>以上より、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいPDSとして、原子炉の水位低下が早く、対策実施までの余裕時間の観点から厳しいTQUVを選定する。また、このPDSに全交流動力電源喪失の重量を考慮することで、電源の復旧、注水機能の確保等の格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しいシナリオとする。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。</p>	TQUV
		TQUX	6.0E-10	24	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> 島根原子力発電所2号炉では原子炉格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シナリオは抽出されない。このため、島根原子力発電所2号炉において評価することが適切と考えられるシナリオを選定するものとする。 <p>【評価において着目するパラメータ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 島根原子力発電所2号炉では、原子炉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、水素濃度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からは酸素濃度が重要になる。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。 島根原子力発電所2号炉においては評価する事故シナリオ <p>本格納容器破損モードはPRAから抽出されたものではないが、評価のためにPDSを格納容器先行破損の事故シナリオから選定する。酸素は水の放射線分解で発生するが、酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため、炉心損傷後の原子炉格納容器内の気体組成を考慮の上で影響が大きいと考える。また、水素燃焼による水素発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム-水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への原子炉冷却材の放出経路から、LOCAとその他のPDSに大別できる。LOCAでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され、原子炉冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから、ジルコニウム-水反応に寄与する冷却材の量が小さくなり、これに伴う水素発生量が少なくなる可能性がある。このため、LOCAでは水の放射線分解によって増加する酸素濃度が他のPDSより相対的に高くなる可能性がある。また、LOCAでは水の放射線分解の有無の影響を考えると、原子炉圧力容器が破損する場合には、原子炉格納容器下部での溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから、同じPDSでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考えられる。 島根原子力発電所2号炉において、炉心損傷を防止できない事故シナリオとしては、大破断LOCAとECCS注水機能喪失が重量する事故シナリオのみが抽出されている。 <p>以上より、PDSとしてはLOCA (大破断LOCA+ECCS注水機能喪失) を選定することが適切と考えられる。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)」の評価事故シナリオでは、対応の厳しさを観点としてSBOの重量を設定していることを考慮し、「冷却材喪失 (大破断LOCA) + ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」をPDSとして選定する。</p> </p>	TQUV
水素燃焼	-*	-	-	-	<p>【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】</p> <ul style="list-style-type: none"> 島根原子力発電所2号炉では原子炉格納容器内を窒素で置換しているため、水素燃焼による格納容器破損シナリオは抽出されない。このため、島根原子力発電所2号炉において評価することが適切と考えられるシナリオを選定するものとする。 <p>【評価において着目するパラメータ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 島根原子力発電所2号炉では、原子炉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、水素濃度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からは酸素濃度が重要になる。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。 島根原子力発電所2号炉においては評価する事故シナリオ <p>本格納容器破損モードはPRAから抽出されたものではないが、評価のためにPDSを格納容器先行破損の事故シナリオから選定する。酸素は水の放射線分解で発生するが、酸素濃度は他の気体の存在量の影響を受けるため、炉心損傷後の原子炉格納容器内の気体組成を考慮の上で影響が大きいと考える。また、水素燃焼による水素発生に着目する。原子炉注水に期待しない場合のジルコニウム-水反応の挙動は事象発生時の原子炉圧力容器外への原子炉冷却材の放出経路から、LOCAとその他のPDSに大別できる。LOCAでは事象発生と同時に原子炉圧力容器が大きく減圧され、原子炉冷却材が多量に原子炉圧力容器外に排出されることから、ジルコニウム-水反応に寄与する冷却材の量が小さくなり、これに伴う水素発生量が少なくなる可能性がある。このため、LOCAでは水の放射線分解の有無の影響を考えると、原子炉圧力容器が破損する場合には、原子炉格納容器下部での溶融炉心・コンクリート相互作用によって生じる非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性が考えられることから、同じPDSでも原子炉圧力容器破損に至らない場合を想定することが適切と考えられる。 島根原子力発電所2号炉において、炉心損傷を防止できない事故シナリオとしては、大破断LOCAとECCS注水機能喪失が重量する事故シナリオのみが抽出されている。 <p>以上より、PDSとしてはLOCA (大破断LOCA+ECCS注水機能喪失) を選定することが適切と考えられる。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)」の評価事故シナリオでは、対応の厳しさを観点としてSBOの重量を設定していることを考慮し、「冷却材喪失 (大破断LOCA) + ECCS注水機能喪失+全交流動力電源喪失」をPDSとして選定する。</p> </p>	LOCA +SBO

※ 格納容器破損モード「水素燃焼」は、島根原子力発電所2号炉が運転中、原子炉格納容器内を窒素で置換して管理しているため、酸素濃度を低く管理しているため、酸素が可燃限界に至る可能性が十分に小さいと判断し、内部事象運転時レベル1.5PRAの評価対象から除外している。このため、PRAからはPDS及び事故シナリオは抽出されない。

第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シークエンスの選定について (1/2)

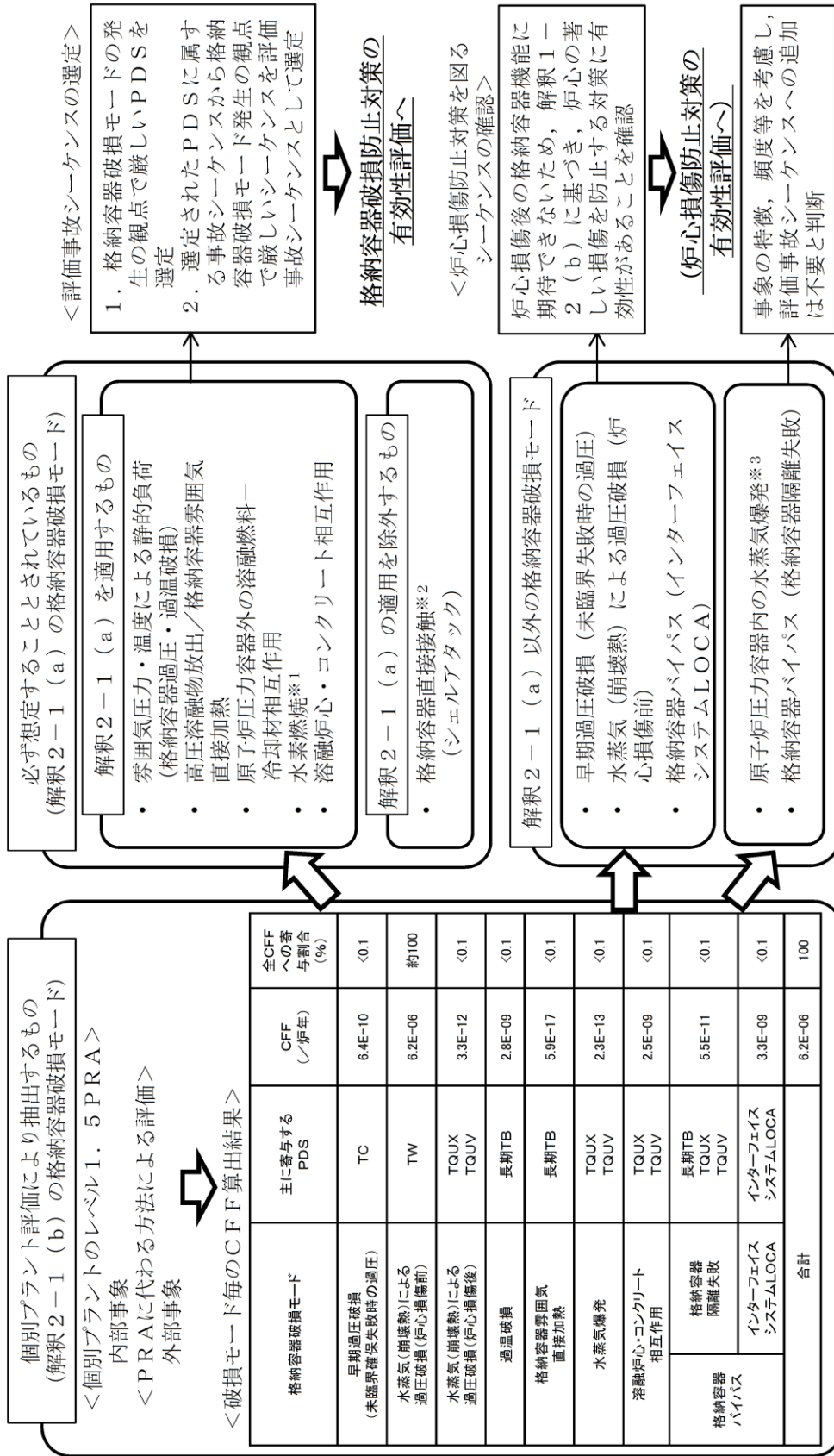
格納容器 破損モード	選定した PDS	該当する事故シークエンス*	格納容器破損 防止対策	評価対象事故シークエンス選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	LOCA + SBO	◎ 冷却材喪失(大破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 長期冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレイス(可搬型) 格納容器フィルタベント系 残留熱代替除去系 可搬式窒素供給装置 	<p>【事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 評価対象であるLOCAに属するシークエンスのうち、破断口径が大きいことから原子炉水位の低下が早く、また、水位回復に必要な流量が多いため、対応時の余裕時間、必要な設備容量の観点で厳しい冷却材喪失(大破断LOCA)を起因とするシークエンスを選定する。 過圧破損及び過温破損の各々において、炉心損傷後の原子炉注水失敗までと同じ事故シークエンスが選定されている。また、対策は損傷炉心への注水の観点で同じことから、同様の事故シークエンスを選定した。これに加え、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価するため、全交流動力電源喪失の重畳を考慮したシークエンス「冷却材喪失(大破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 全交流動力電源喪失」を選定する。
		- 冷却材喪失(中破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 長期冷却失敗		
		- 冷却材喪失(中破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 長期冷却失敗		
		- 冷却材喪失(小破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 長期冷却失敗		
		- 冷却材喪失(小破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 長期冷却失敗		
		- 冷却材喪失(大破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 格納容器注水失敗		
	LOCA + SBO	- 冷却材喪失(中破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 格納容器注水失敗		
		- 冷却材喪失(中破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 格納容器注水失敗		
		- 冷却材喪失(小破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 格納容器注水失敗		
		- 冷却材喪失(小破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + 格納容器注水失敗		
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	T Q U X	◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + 原子炉注水失敗 + DCH発生	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損までの手動減圧 	<p>【余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 過渡事象(給水流量の全喪失)は原子炉水位低(レベル3)が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至る手動停止、サポート系喪失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。 以上より、原子炉圧力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とするシークエンス「過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + 原子炉注水失敗 + DCH発生」を選定する。
		- 手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + 原子炉注水失敗 + DCH発生		
	- サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + 原子炉注水失敗 + DCH発生			
	- 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + 原子炉注水失敗 + DCH発生			
	- 手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + 原子炉注水失敗 + DCH発生			
	- サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 + 炉心損傷後の原子炉減圧失敗 + 原子炉注水失敗 + DCH発生			

※ ◎は選定した重要事故シークエンスを示す。また、青文字は格納容器イベントツリーで評価した炉心損傷以降のシークエンスを示す。

第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シナリオの選定について (2/2)

格納容器破損モード	選定した PDS	該当する事故シナリオ*	格納容器破損防止対策	評価対象事故シナリオ選定の考え方
原子炉压力容器外材融融燃料相互作用 (FCI)	T QUV	◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生	<p>(原子炉压力容器外材融融燃料相互作用による格納容器破損防止対策)</p> <p>① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>② 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>③ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>④ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑤ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑥ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑦ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑧ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑨ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑩ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p>	<p>【余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 (給水流失) は原子炉水位低 (レベル3) が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至るまでの余裕時間が短い。 サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間が短く厳しい。 事象 (FCI 発生時) の厳しさ いずれのシナリオも原子炉注水が低圧の状態であるため、対応時の余裕時間が短く厳しい。 <p>以上より、原子炉压力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生」を選定する。</p>
		◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	T QUV	◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生	<p>(原子炉压力容器破損防止対策)</p> <p>① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>② 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>③ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>④ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑤ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑥ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑦ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑧ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑨ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑩ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p>	<p>【余裕時間の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 (給水流失) は原子炉水位低 (レベル3) が事象進展の起点となるため、通常水位から原子炉停止に至るまでの余裕時間が短い。 サポート系喪失と比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間が短く厳しい。 事象 (MCCI 発生時) の厳しさ いずれのシナリオも原子炉注水が低圧の状態であるため、対応時の余裕時間が短く厳しい。 <p>以上より、原子炉压力容器破損までの余裕時間の観点で厳しい過渡事象を起因とし、発生頻度の観点で大きいと考えられる過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生」を選定する。</p>
		◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
		◎ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		
水素燃焼	LOCA + SBO	◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生	<p>(原子炉压力容器破損防止対策)</p> <p>① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>② 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>③ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>④ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑤ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑥ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑦ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑧ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑨ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p> <p>⑩ サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生</p>	<p>【事象 (酸素濃度上昇) の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> 酸素濃度が他の PDS よりも相対的に高くなる可能性があると考えられ、炉心損傷を防止できない事故シナリオであるが、原子炉格納容器においていかなる事故進展も緩和できると考えられる事故シナリオとして抽出される「冷却材喪失 (大破断 LOCA) + ECCS 機能喪失」に追加の厳しさを鑑みて全交流動力電源喪失を加えた事故シナリオ「冷却材喪失 (大破断 LOCA) + ECCS 注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」を設定した。さらに、原子炉压力容器下部での溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスが酸素濃度を低下させる方向に寄与する可能性があることから、同じ PDS でも原子炉压力容器破損に至らないシナリオを選定する。
		◎ 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 + 炉心損傷後の原子炉注水失敗 + FCI 発生		

※ ◎は選定した重要事故シナリオを示す。また、青文字は格納容器イベントツリーで評価した炉心損傷以降のシナリオを示す。

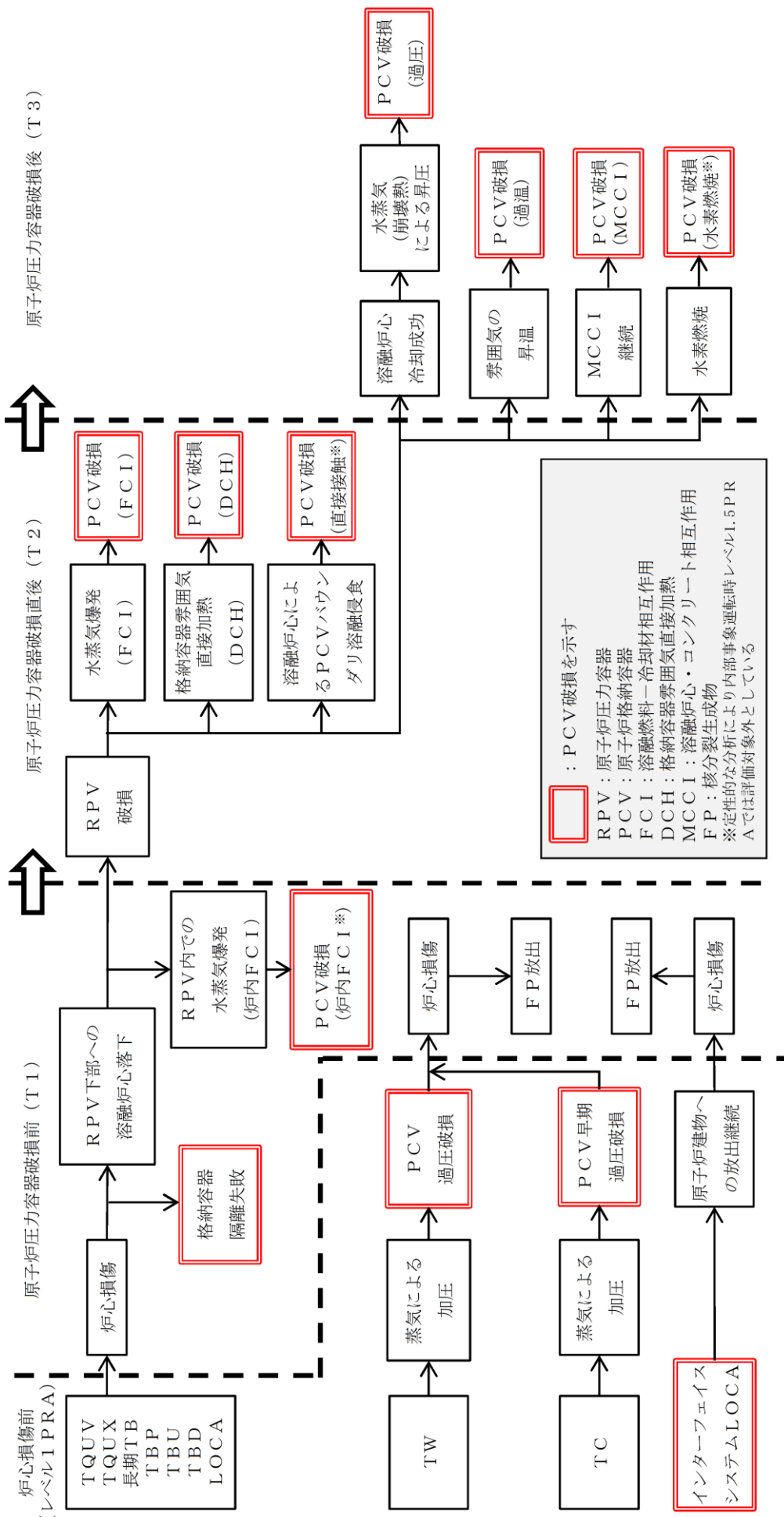


※1 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したもの、島根原子力発電所2号炉では、運転中、原子炉格納容器内を窒素で置換しており、酸素濃度を低く管理しているため、水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいと評価し、PRAで定量化する格納容器破損モードから除外しているが、有効性評価においては窒素置換の有効性を確認する観点で有効性評価の対象とする。

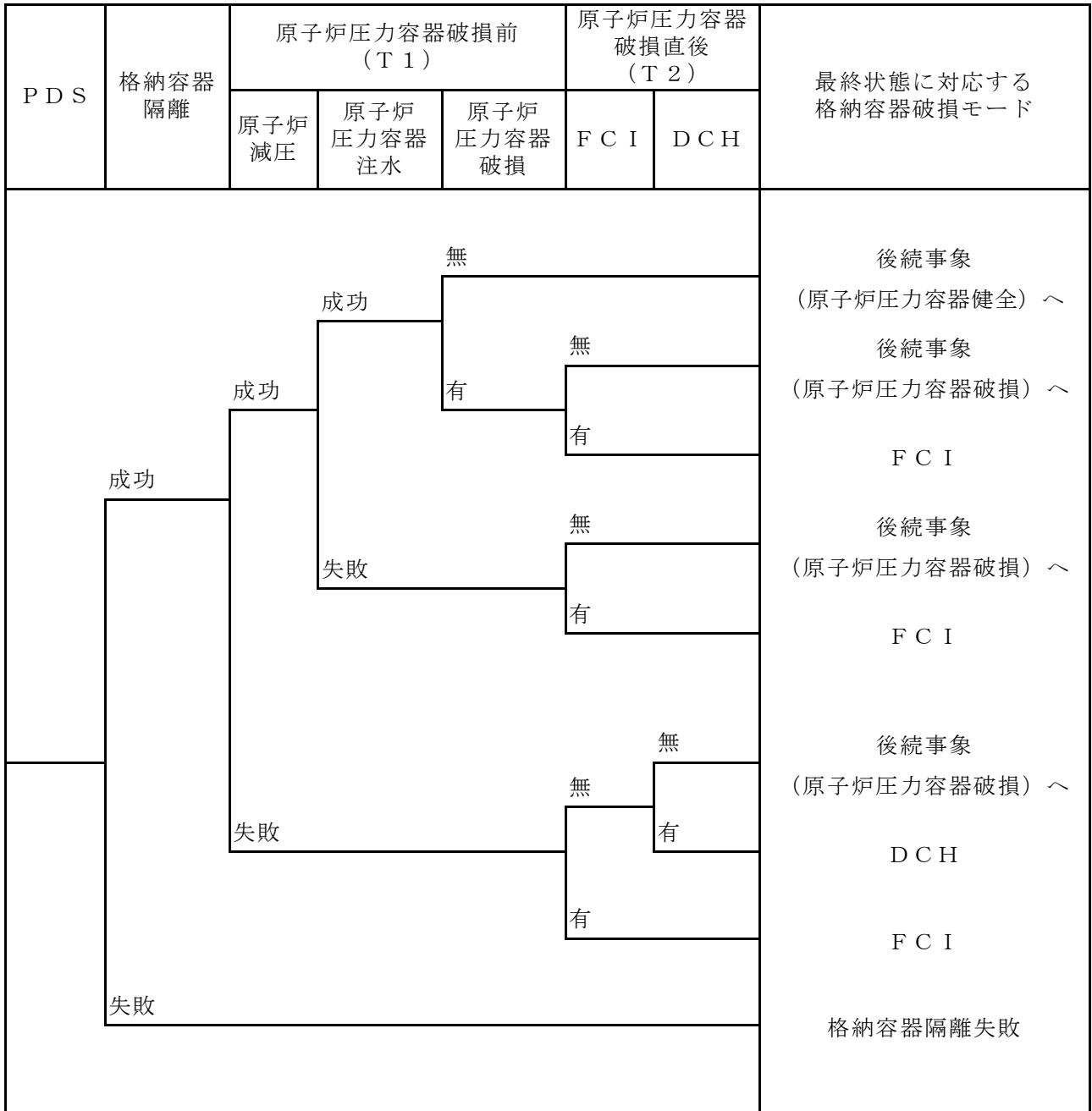
※2 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したもの、島根原子力発電所2号炉では、原子炉格納容器の構造上発生する可能性はない格納容器破損モードであることから、有効性評価の対象から除外した。

※3 BWRにおいて考えられる格納容器破損モードの1つとして抽出したもの、各種研究により得られた知見から、原子炉格納容器内で水蒸気爆発が発生し、格納容器破損に至る可能性は十分小さいと評価し、有効性評価の対象から除外した。

第2-1 図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シナリオ選定の全体プロセス



第2-2-2 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 内部事象運転時レベル1.5 P R A格納容器イベントツリー(1 / 3)

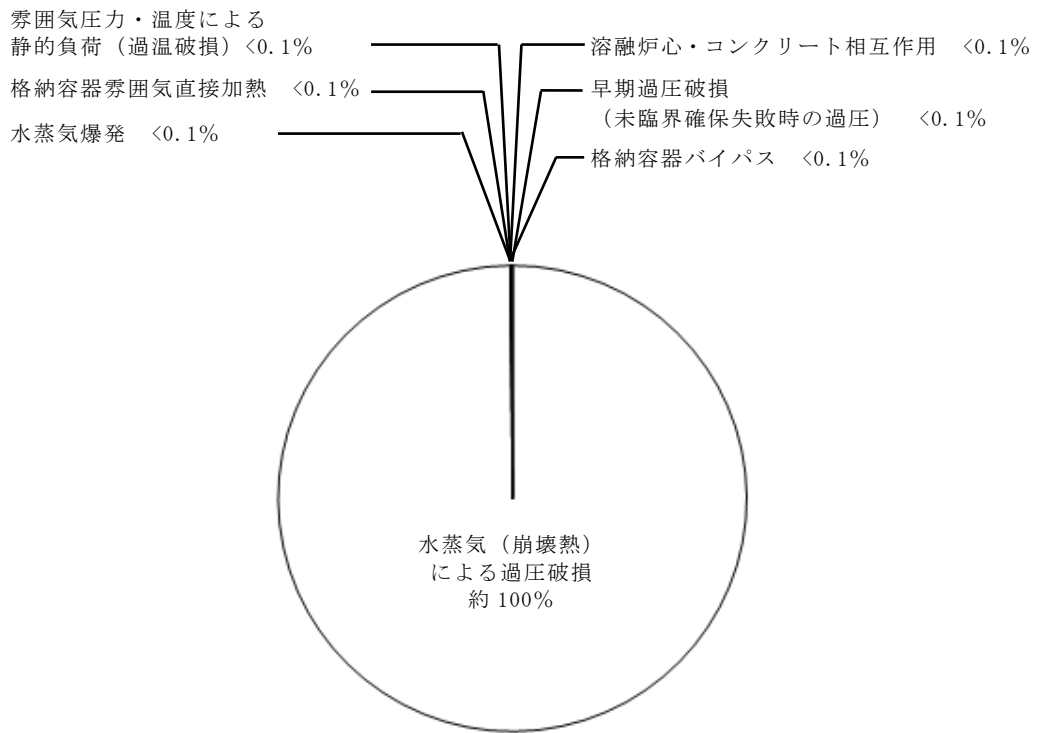
事故後期 (T3)			最終状態に対応する 格納容器破損モード
後続事象 (原子炉压力容器 健全)	格納容器注水	長期冷却	
	成功	成功	原子炉压力容器内で 事故収束 格納容器過圧・過温破損
		失敗	
	失敗	成功	原子炉压力容器内で 事故収束 格納容器過圧・過温破損
		失敗	

第2-3図 内部事象運転時レベル1.5 P R A格納容器イベントツリー(2 / 3)

事故後期 (T3)					最終状態に対応する 格納容器破損モード
後続事象 (原子炉压力容器 破損)	格納容器 注水	F C I	デブリ 冷却	長期冷却	
	成功	無	成功	成功	原子炉格納容器内で 事故収束 格納容器過圧・過温破損
			失敗	失敗	
	失敗	有	成功	成功	格納容器過圧・過温破損 M C C I F C I 格納容器過圧・過温破損
			失敗	失敗	

第2-3図 内部事象運転時レベル1.5 P R A格納容器イベントツリー(3 / 3)

格納容器破損モード別



(全 C F F : 6.2E-06 / 炉年)

第2-4図 内部事象運転時レベル1.5 P R A の定量化結果

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の全体プロセスは第3-1図に示すとおりであり，本プロセスにより各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象P R A及びP R Aを適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い，必ず想定する事故シーケンスグループ以外に抽出された外部事象特有の事故シーケンスについて，頻度，影響等を確認し，事故シーケンスグループとしての追加要否を検討した。
- ③ 有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに，「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「停止中審査ガイド」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 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

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

4-1

(a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ

- ・崩壊熱除去機能喪失（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P R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記4-1(a)の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

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

なお、事故シーケンスグループの選定は、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析と同様、従来の設置許可取得時の設計で考慮していた設備のみ期待できる条件^{※1}で評価した内部事象停止時レベル1 P R Aの結果を用いた。

※1 従来から整備してきたAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備

等を含めない条件。

3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出・整理

定期事業者検査中はプラントの状態が大きく変化することから、内部事象停止時レベル1 P R Aにおいては、定期事業者検査における評価対象期間を設定し、原子炉の水位、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準に関する類似性によって、評価対象期間を幾つかのプラント状態（以下「P O S」という。）に分類し評価を行う。分類したP O Sを、状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第3-2図に示す。また、P O Sごとの期間及び系統の待機状態を示した工程表を第3-3図に示す。

内部事象停止時レベル1 P R Aにおいては、原子炉停止後の運転停止中の各P O Sにおいて燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象について、マスターロジックダイヤグラム、過去の国内プラントのトラブル事例等から選定し、ここから燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第3-4図のイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る各事故シーケンスを抽出している。抽出した起因事象と発生頻度を第3-1表に示す。

抽出された事故シーケンス別の燃料損傷頻度を整理し、停止中審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか、それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認するとともに、燃料損傷状態を分類した。その結果、今回実施したP R Aでは、必ず想定する事故シーケンスグループに含まれ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。事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度を第3-2表に示す。

起因事象別の燃料損傷頻度への寄与割合を第3-5図に、事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度への寄与割合を第3-6図に示す。

<選定した起因事象>

- a. 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]，補機冷却系機能喪失）

運転中の除熱設備が弁やポンプの故障により機能喪失する事象。

- b. 外部電源喪失

送電システムのトラブル等により外部電源が喪失する事象。発生した場合には，非常用交流電源設備（非常用ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが，非常用ディーゼル発電機の起動に失敗した場合に注水又は崩壊熱除去機能が喪失する可能性がある。

- c. 原子炉冷却材の流出（制御棒駆動機構点検時・局部出力領域モニタ交換時及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出）

配管破断や運転員の弁の誤操作，点検時の人的過誤等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。運転停止中には配管破断による原子炉冷却材の流出の可能性は低いため，弁の誤操作等による原子炉冷却材の流出を対象とする。

3.2 重要事故シーケンスの選定について

設置変更許可申請における運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては、「3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について」で抽出した3つの運転停止中事故シーケンスグループに、必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループである「反応度の誤投入」*²を追加した4つのグループについて重要事故シーケンスの選定を実施した。

※2 運転停止中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。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内部事象停止時レベル1 P R Aの起因事象から除外している。

3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方

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

【停止中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

プラントの状態や起因事象等によって燃料損傷までの余裕時間は異なるものの、いずれも緩和措置の実施までに掛かる時間に比べて十分時間がある。反応度の誤投入については、事象発生後も崩壊熱除去や

注水機能は喪失しないため、それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要である。(第3-3表, 第3-4表)

b. 設備容量

設備容量については、事故シーケンスグループ内での必要な設備容量の大きさに応じて「高」、「中」、「低」と3つに分類した。なお、反応度の誤投入については、事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため、それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要である。(第3-3表, 第3-4表)

c. 代表性

第3-2表の事故シーケンスごとの燃料損傷頻度を比較し、事故シーケンスグループ内での寄与割合が支配的なものを「高」、支配的でないが1%以上のものを「中」、1%に満たないものを「低」と3つに分類した。

3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

「3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方」の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。各事故シーケンスグループに対する重要事故シーケンスの選定理由及び選定結果について、第3-3表及び以下に示す。

(1) 崩壊熱除去機能喪失

① 重要事故シーケンス

「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系機能喪失[フロントライン]）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」

② 選定理由

余裕時間の観点からは、異常の認知や待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系（常設）による注水といった緩和措置の実施までに掛かる時間（約2時間）に比べて十分時間がある。設備容量の観点からは、待機

中のECCS・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量に比べて蒸発量は十分小さい。代表性の観点からは、崩壊熱除去機能喪失を起因事象とする事故シーケンスグループに対する寄与割合が支配的である。

有効性評価では外部電源喪失との重畳を考慮しており、外部電源喪失時に原子炉補機冷却系（海水ポンプを含む。）が故障した場合については事象進展が全交流動力電源喪失と同様となるため、「補機冷却系機能喪失」及び「外部電源喪失」を起因事象とする事故シーケンスの対策の有効性については全交流動力電源喪失の事故シーケンスにて確認する。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

③ 燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）

(2) 全交流動力電源喪失

① 重要事故シーケンス

「外部電源喪失＋交流電源喪失」

② 選定理由

余裕時間の観点からは、常設代替交流電源設備の起動、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水といった緩和措置の実施までに掛かる時間（約2時間）に比べて十分時間がある。設備容量の観点からは、待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量に比べて蒸発量は十分小さい。代表性の観点からは、外部電源喪失とともに非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスが支配的である。

なお、「外部電源喪失＋直流電源喪失」は燃料損傷頻度が低く、常設代替交流電源設備や可搬型直流電源設備、所内常設蓄電式直流電源設備による電源供給、低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水等により燃料損傷が防止できることから選定しない。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

③ 燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・常設代替交流電源設備
- ・低圧原子炉代替注水系（常設）
- ・原子炉補機代替冷却系

(3) 原子炉冷却材の流出

① 重要事故シーケンス

「原子炉冷却材の流出(残留熱除去系切替時の冷却材流出) + 流出隔離・炉心冷却失敗」

② 選定理由

余裕時間の観点からは、異常の認知、漏えい箇所の隔離や待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系（常設）の起動といった緩和措置の実施までにかかる時間（最大2時間）に比べて長い。設備容量の観点からは、待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系（常設）といった緩和設備の設備容量に比べて原子炉冷却材流出流量は十分小さいが、その中で最も大きい「残留熱除去系切替時の冷却材流出」の事故シーケンスが94m³/hと他の漏えい事象より厳しい。代表性の観点からは「原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出」が 2.7×10^{-10} / 定期事業者検査と最も大きい、「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は 8.4×10^{-11} / 定期事業者検査となり、どちらも燃料損傷頻度としては非常に低く大きな差はない。

「制御棒駆動機構点検時の冷却材流出」等の点検作業に伴う原子炉冷却材流出事象は、運転操作に伴う原子炉冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と漏えい発生箇所が同一であるため、認知が容易であること、「原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出」については、原子炉水位を低下させる操作であるため、原子炉水位は適宜監視されており、原子炉冷却材流出発生時には、ブロー水の排水先である機器ドレンタンクの水位高等によっても認知することができるため、認知は容易である。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

③ 燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）
- ・原子炉冷却材流出箇所の隔離操作

(4) 反応度の誤投入

① 重要事故シーケンス

「反応度の誤投入」

② 選定理由

代表性の観点から、運転停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故を想定する。

③ 燃料損傷防止対策（有効性評価で主に考慮）

- ・中性子束高スクラム信号によるスクラム

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、燃料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等対策の整備状況等を確認している（別紙5）。

第3-1表 内部事象停止レベル1 PRAにおける起因事象と発生頻度

起因事象		発生頻度	説明
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]	4. 8E-05 (/ 日)	運転停止中の主要な除熱設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が故障した場合の除熱失敗を想定。
	補機冷却系機能喪失	6. 0E-06 (/ 日)	補機冷却系設備が故障した場合、これらが必要としている複数の設備すべてが使用不能となり、フロントライン系の故障と比べてもその影響が大きいことから、フロントライン系の故障と分けて考慮し、補機冷却系の故障による除熱失敗を想定。
	外部電源喪失	2. 2E-05 (/ 日)	送電系統のトラブルにより駆動電源を喪失し除熱設備が運転停止する場合を想定。
原子炉冷却材の流出	制御棒駆動機構 点検時の冷却材流出	3. 4E-08 (/ 本)	制御棒駆動機構の点検、局部出力領域計装の交換、残留熱除去系の切替えの際に作業又は操作誤り等により、原子炉冷却材が原子炉冷却材圧力バウンダリ外に漏えいする可能性があるため、各々を起因事象として選定。POS-Bにおいて生じる作業。
		POS-B-2 : 6. 5E-07 (/ POS)	
	局所出力領域モニタ 交換時の冷却材流出	6. 1E-08 (/ 本)	
	残留熱除去系 切替時の冷却材流出	POS-B-2 : 3. 7E-07 (/ POS)	
		2. 9E-04 (/ 回)	
		POS-B-3 : 2. 9E-04 (/ POS)	
	原子炉浄化系 ブロー時の冷却材流出	1. 3E-04 (/ 回)	原子炉ウェル満水状態から通常水位へ原子炉水位を下げる際には、原子炉浄化系による原子炉圧力容器の原子炉冷却材ブローが実施され、原子炉冷却材が系外である液体廃棄物処理系の機器ドレンタンクに移送される。原子炉浄化系ブローを終了させることを忘れた場合、燃料が露出する可能性があるため、起因事象として選定。POS-Cにおいて生じる作業。
		POS-C : 2. 7E-04 (/ POS)	

第3-2表 運転停止中事故シークエンスグループ別燃料損傷頻度

シークエンス No.	事故シークエンス	対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)		燃料損傷頻度 (定期事業者 検査)	全燃料損傷頻度 に対する寄与割合 (%)	事故シークエンスグループ	事故シークエンスグループ に対する割合(%)	事故シークエンス グループ別 燃料損傷頻度 (定期事業者検査)	全燃料損傷頻 度に対する割合 (%)	備考			
		燃料損傷防止に必要な機能	対策設備										
1	崩壊熱除去機能喪失・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能 ^{*1}	— ^{*1}	2. 4E-10	<0.1	崩壊熱除去機能喪失	88	2. 7E-10	<0.1				
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 待機中のECCS ・ 残留熱除去系(低圧水モード)^{*2} ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} 										
		原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 										
2	外部電源喪失・崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能 ^{*1}	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機代替冷却系 ・ 上記線内の注水対策 	3. 1E-11	<0.1	全交流動力電源喪失	0.7	6. 0E-06	100	全燃料損傷頻度の100%を燃料損傷防止対策にてカバー			
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用ディーゼル発電機(直流通電復旧後) ・ 常設代替交流電源設備 										
		原子炉への注水に必要な交流電源の復旧(非常用ディーゼル発電機起動等の為)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 所内常設蓄電式直流通電設備 ・ 原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・ 原子炉浄化系(交流電源復旧後) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT(交流電源復旧後)、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} 										
3	外部電源喪失・交流電源喪失	崩壊熱除去機能 ^{*1}	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 	6. 0E-06	99	全交流動力電源喪失	99	3. 5E-10	<0.1				
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・ 原子炉浄化系(交流電源復旧後) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT(交流電源復旧後)、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} 										
		原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 										
4	外部電源喪失・交流電源喪失	崩壊熱除去機能 ^{*1}	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・ 原子炉浄化系(交流電源復旧後) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT(交流電源復旧後)、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} 	1. 9E-12	<0.1	原子炉冷却材の流出	0.5	6. 0E-06	100				
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 待機中のECCS(残留熱除去系(低圧注水モード)) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} ・ 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作 										
		原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 										
5	外部電源喪失・交流電源喪失	崩壊熱除去機能 ^{*1}	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・ 原子炉浄化系(交流電源復旧後) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT(交流電源復旧後)、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} 	1. 1E-12	<0.1	原子炉冷却材の流出	0.3	3. 5E-10	<0.1				
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 待機中のECCS(残留熱除去系(低圧注水モード)) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} ・ 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作 										
		原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 										
6	外部電源喪失・交流電源喪失	崩壊熱除去機能 ^{*1}	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・ 原子炉浄化系(交流電源復旧後) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT(交流電源復旧後)、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} 	2. 7E-10	<0.1	原子炉冷却材の流出	76	3. 5E-10	<0.1				
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 待機中のECCS(残留熱除去系(低圧注水モード)) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} ・ 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作 										
		原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 										
7	外部電源喪失・交流電源喪失	崩壊熱除去機能 ^{*1}	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・ 原子炉浄化系(交流電源復旧後) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT(交流電源復旧後)、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} 	8. 4E-11	<0.1	原子炉冷却材の流出	24	3. 5E-10	<0.1				
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 待機中のECCS(残留熱除去系(低圧注水モード)) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} ・ 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作 										
		原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 										
8	外部電源喪失・交流電源喪失	崩壊熱除去機能 ^{*1}	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・ 原子炉浄化系(交流電源復旧後) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT(交流電源復旧後)、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} 	6. 0E-06	100	原子炉冷却材の流出	100	6. 0E-06	100				
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 待機中のECCS(残留熱除去系(低圧注水モード)) ・ 低圧原子炉代替注水系(常設) ・ CWT、F、P、低圧原子炉代替注水系(可換型)^{*3} ・ 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作 										
		原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 										
合計													

※1 運転停止中において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炉心損傷を防止できる。(原子炉建物(原子炉開放時)へ崩壊熱を逃がすことで炉心損傷を防止し、その後基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 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は「全交流動力電源喪失」と同様になるため、停止中審査ガイド等を参照し、対策を追加。

※3 使用する注水ラインや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、事故シークエンスによって使用できる可能性のある線や設備。

第3-3表 重要事故シナリオ (運転停止中) の選定について (1/2)

事故シナリオグループ	事故シナリオ*1	対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)	着眼点 (a: 余裕時間, b: 設備容量, c: 代表性)			着眼点と選定理由
			a	b	c	
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	燃料損傷防止に必要な機能	対策設備			a. 異常の認知や待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系(常設)に比べて十分時間があるため(最も短いPOS-Sで約3.7時間)「低」とした。 b. 待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系(常設)といった緩和設備の設備容量(残留熱除去系(低圧注水モード)*4) 約1,200m ³ /h, 低圧原子炉代替注水系(常設) 約200m ³ /h)に比べて蒸発量は十分小さいため(最も崩壊熱の大きなPOS-Sにおいても蒸発量38m ³ /h)「低」とした。 c. 事故シナリオグループに対する帯与割合が88%と支配的である①の事故シナリオを「高」とし、帯与割合が12%である②の事故シナリオを「中」とした。 ・②の事故シナリオは非常用ディーゼル発電機に期待できるシナリオであり、「全交流動力電源喪失」で考慮している②の事故シナリオと比べて事象進展や対策が厳しくなく選定しない。 ・以上より、①の事故シナリオを重要事故シナリオとして選定した。
		崩壊熱除去機能*3	① ECCS (残留熱除去系(低圧注水モード))*4 ② 低圧原子炉代替注水系(常設) ③ CWT, F.P., 低圧原子炉代替注水系(可搬型)*5	低	低	
	原子炉への注水機能	・常設代替交流電源設備 ・原子炉補機代替冷却系 ・上記破線内の注水対策	低	低	中	
	原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	・非常用ディーゼル発電機(直流電源の復旧後) ・常設代替交流電源設備	低	低	低	
全交流動力電源喪失	- 外部電源喪失 + 直流電源喪失	原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	・非常用ディーゼル発電機(直流電源の復旧後) ・常設代替交流電源設備			a. 常設代替交流電源設備の起動, 低圧原子炉代替注水系(常設)に比べて十分時間があるため(最も短いPOS-Sで約3.7時間)「低」とした。 b. 待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系(常設)といった緩和設備の設備容量(残留熱除去系(低圧注水モード) 約1,200m ³ /h, 低圧原子炉代替注水系(常設) 約200m ³ /h)に比べて蒸発量は十分小さいため(最も崩壊熱の大きなPOS-Sにおいても38m ³ /h)「低」とした。 c. 事故シナリオグループに対する帯与割合が99%と支配的である②の事故シナリオを「高」とし、帯与割合が1%未満である①の事故シナリオを「低」とした。 ・①の「外部電源喪失 + 直流電源喪失」の事故シナリオは燃料損傷程度が低く、常設代替交流電源設備や可搬型直流電源設備, 所内常設普通式直流電源設備により電源供給, 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水等により燃料損傷が防止できると考えら選定しない。
		崩壊熱除去機能*3	・所内常設普通式直流電源設備 ・原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・原子炉浄化系(交流電源復旧後)	低	低	
	原子炉への注水機能	・低圧原子炉代替注水系(常設) ・CWT(交流電源復旧後), F.P., 低圧原子炉代替注水系(可搬型)*5	低	低	高	
	原子炉への注水に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備 ・原子炉補機代替冷却系(交流電源復旧後) ・原子炉浄化系(交流電源復旧後) ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・CWT(交流電源復旧後), F.P., 低圧原子炉代替注水系(可搬型)*5	低	低	高	
◎ 外部電源喪失 + 交流電源喪失	外部電源喪失 + 交流電源喪失	崩壊熱除去機能*3	・低圧原子炉代替注水系(常設) ・CWT(交流電源復旧後), F.P., 低圧原子炉代替注水系(可搬型)*5	低	低	高

※1 ◎は選定した重要事故シナリオを示す。
 ※2 全交流動力電源喪失に至る事故シナリオ②にて、対策の有効性を確認。
 ※3 運転停止中において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。(原子炉建物(原子炉開放時)や原子炉格納容器(原子炉未開放時)へ崩壊熱を逃が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)
 ※4 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため、停止中審査ガイド等を参照し、対策を追加。
 ※5 使用する注水フライング設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、事故シナリオによって使用できる可能性のある緩和設備。
 ※6 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。

第3-3表 重要事故シナリオ (運転停止中) の選定について (2/2)

事故シナリオグループ	事故シナリオ ^{※1}		対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線部は有効性評価で用いる重大事故等対処設備等を示す)	着眼点 (a: 余裕時間, b: 設備容量, c: 代表性)			着眼点と選定理由
	燃料損傷防止に必要な機能	対策設備		a	b	c	
原子炉冷却材の流出	-	①制御棒駆動機構点検時の冷却材流出 + 流出隔離・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 待機中のECCS (残留熱除去系 (低圧注水モード)) 低圧原子炉代替注水系 (常設) CWT, F.P., 低圧原子炉代替注水系 (可搬型)^{※2} 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作 	低	中	低	<p>a. 異常の認知、漏えい箇所の隔離や待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系 (常設) の起動と措置の実施までにかかる時間 (最大2時間) に比べて長い (余裕時間が最も短い) ③の事故シナリオにおいて最も2時間以上「低」とした。</p> <p>b. 待機中のECCS・低圧原子炉代替注水系 (常設) といった緩和設備の設備容量 (残留熱除去系 (低圧注水モード) 約1,200m³/h, 低圧原子炉代替注水系 (常設) 約200m³/h) に比べて原子炉冷却材流出量は十分小さいが、その中で最も大きい ④の事故シナリオを「高」、最も小さい②の事故シナリオを「低」、その間である①、③の事故シナリオを「中」とした。</p> <p>c. 事故シナリオグループに対する発生割合が76%と支配的である③の事故シナリオを「高」とし、発生割合が24%である④の事故シナリオを「中」、発生割合が1%未満である①、②の事故シナリオを「低」とした。</p> <ul style="list-style-type: none"> 「原子炉浄化系プロロープ時の冷却材流出」は2.7E-10/定期事業者検査、「残留熱除去系切替時の冷却材流出」は8.4E-11/定期事業者検査であり、どちらも燃料損傷頻度が低い。「制御棒駆動機構点検時の冷却材流出」等の点検作業に伴う原子炉冷却材流出事象 (①、②) の事故シナリオは、運転操作に伴う原子炉冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と漏えい発生箇所が同一であるため、認知が容易であること、「原子炉浄化系プロロープ時の冷却材流出」については、原子炉水位を低下させる操作であるため、原子炉水位は適宜監視されており、原子炉冷却材流出発生時には、プロロープの排水先である機器ドレンタンクの水位高等によっても認知することができると、認知は容易であること、また、④は流出流量が94m³/hと他の漏えい事象より大きいことから、事故シナリオを重要事故シナリオとして選定した。
		②扇部出力領域モニタ交換時の冷却材流出 + 流出隔離・炉心冷却失敗		低	低	低	
	③原子炉浄化系プロロープ時の冷却材流出 + 流出隔離・炉心冷却失敗	低	中	高			
	④残留熱除去系切替時の冷却材流出 + 流出隔離・炉心冷却失敗	低	高	中			
反応度の誤投入	◎	◎	◎	◎	◎	◎	<p>a. b. 事象発生後においても崩壊熱除去機能や注水機能は喪失しないため、それらの緩和措置実施までの余裕時間の考慮は不要であるため「-」とした。</p> <p>c. PRA評価において選定していない起因事象^{※3}による事故シナリオであるため、「-」とした。</p> <ul style="list-style-type: none"> 代表性の観点から、運転停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故を想定する。

※1 ◎は選定した重要事故シナリオを示す。
 ※2 全交流動力電源喪失に至る事故シナリオの②にて、対策の有効性を確認。
 ※3 運転停止中において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。(原子炉建物 (原子炉開放時) や原子炉格納容器 (原子炉未開放時) への崩壊熱を逃が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)
 ※4 PRA上、残留熱除去系の喪失も考えられるがその場合は事象進展や対策が「全交流動力電源喪失」と同様になるため、停止中審査ガイド等を参照し、対策を追加。
 ※5 使用する注水ライオンや設備によっては必ずしも重大事故等対処設備ではないが、事故シナリオによって使用できる可能性のある緩和設備。
 ※6 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の。

第3-4表 燃料損傷までの余裕時間について

(a) 崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失を起因事象とする場合

POS	燃料損傷までの余裕時間 (h)
S	3.7
A	5.3
B-1	80
B-2	110
B-3	160
B-4	190
C	26
D	27

(b) 原子炉冷却材の流出を起因事象とする場合

原子炉冷却材流出事象	制御棒駆動機構点検時	局部出力領域モニタ交換時	残留熱除去系切替時	原子炉浄化系ブロー時
POS	B-2		B-3※1	C
燃料損傷に至る流出量 (m ³)	1.0E+03	1.0E+03	1.0E+03	1.2E+02
原子炉冷却材流出量 (m ³ /h)			94	
燃料損傷までの余裕時間 (h)				

※1 残留熱除去系A系からB系への切替え。

※2 シール確保失敗等による漏えい。

個別プラント評価による抽出するもの
(解釈 4-1 (b) の事故シナシナグループ)

< 個別プラントの確率論的リスク評価 (PRA) >

- 内部事象

< PRAに代わる方法による評価 >

- 地震, 津波
- その他の外部事象
火災, 溢水, 洪水, 風 (台風), 竜巻,
凍結, 降水, 積雪, 人為事象等

→ これらの外部事象により誘発される
起因事象について検討することで
概略評価を実施

< 事故シナシナ抽出・燃料損傷頻度算出結果 >

シナシナ ID	シナシナ名	抽出率 (%)	燃料損傷頻度 (1/年)	燃料損傷頻度 (1/10年)	燃料損傷頻度 (1/100年)
1	炉心溶融	0.01	0.01	0.001	0.0001
2	炉心過熱	0.02	0.02	0.002	0.0002
3	炉心過熱 (燃料棒破断)	0.03	0.03	0.003	0.0003
4	炉心過熱 (燃料棒破断)	0.04	0.04	0.004	0.0004
5	炉心過熱 (燃料棒破断)	0.05	0.05	0.005	0.0005
6	炉心過熱 (燃料棒破断)	0.06	0.06	0.006	0.0006
7	炉心過熱 (燃料棒破断)	0.07	0.07	0.007	0.0007
8	炉心過熱 (燃料棒破断)	0.08	0.08	0.008	0.0008
9	炉心過熱 (燃料棒破断)	0.09	0.09	0.009	0.0009
10	炉心過熱 (燃料棒破断)	0.10	0.10	0.010	0.0010

必ず想定する事故シナシナグループ
(解釈 4-1 (a) の事故シナシナグループ)

- 崩壊熱除去機能喪失
(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)
- 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※

※PRAでは評価対象外としている。

事故シナシナごとに
停止中審査ガイドに従い
重要事故シナシナを
選定

第3-1 図 運転停止中の原子炉における事故シナシナグループ抽出及び重要事故シナシナ選定の全体プロセス

発電機出力					
原子炉圧力	約6.9MPa (大気圧)	約6.9MPa	約6.9MPa		
原子炉冷却材温度	約280℃	約50℃	約280℃		
復水器真空度	約-95kPa		約-95kPa		
原子炉水位	通常水位	原子炉ウエル満水	原子炉圧力容器満水	通常水位	
主要操作	発電機解列 制御棒全挿入 復水器真空破壊 原子炉圧力容器開放		原子炉圧力容器閉鎖 原子炉圧力容器満えい試験 起動準備	復水器真空度上昇 制御棒引抜開始	発電機並列
PRA評価で設定したプラント状態	出力運転時に含まれる期間 S	B	C	D	出力運転時に含まれる期間

第3-2図 定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

プラントの状態 (POS) ※1	原子炉冷温停止状態への移行状態		原子炉格納容器/原子炉圧力容器開放及び原子炉ウエル満水への移行状態		原子炉ウエル満水状態				原子炉格納容器/原子炉圧力容器閉鎖及び起動準備への移行状態		起動準備状態
	S (1)	A (5)	B-1 (6)	B-2 (28)	B-3 (10)	B-4 (8)	C (9)	D (6)			
崩壊熱の大きさ	高	中									
PRA上考慮が必要な工程	—	—	全燃料取出	制御棒駆動機構点検、局所出力領域モニタ交換	残留熱除去系切替え	全燃料装荷	原子炉浄化系プロロー	—			
	原子炉水位	通常水位	原子炉ウエル満水	原子炉ウエル満水	通常水位	通常水位	通常水位	炉心			
除熱対象の燃料	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料プールの燃料	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
残留熱除去系 (A系)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
残留熱除去系 (B系)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
原子炉浄化系 (A系) ※2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
原子炉浄化系 (B系) ※2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料プール冷却系 (A系、B系) ※2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
高圧炉心スプレイ系 ※2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
低圧炉心スプレイ系 ※2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
復水輸送系 (A系) ※3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
復水輸送系 (B系) ※3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
復水輸送系 (C系) ※3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
燃料プール補給水系	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

※1 () は期間 (日数) を示す

※2 今回のPRAでは期待していない設備 (残留熱除去系 (低圧注水モード) に期待しない)

※3 定期事業者検査に先行して点検を実施

崩壊熱除去に用いている設備
機能に期待できる設備

第3-3 図 POSの分類及び定期事業者検査工程

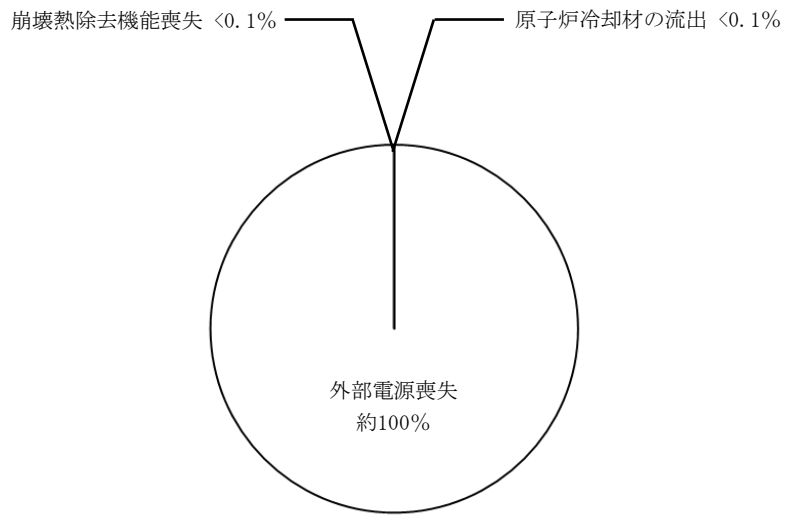
外部電源喪失	直流電源	交流電源※ ¹	崩壊熱除去・炉心冷却※ ²	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
				燃料損傷なし	燃料損傷なし	-
				外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失	(2)
				外部電源喪失+交流電源喪失	全交流動力電源喪失	(4)
				外部電源喪失+直流電源喪失	全交流動力電源喪失	(3)

崩壊熱除去機能喪失※ ³	崩壊熱除去・炉心冷却※ ²	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
		燃料損傷なし	燃料損傷なし	-
		崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失	(1)

原子炉冷却材の流出※ ⁴	流出隔離・炉心冷却※ ⁵	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	シーケンスNo.
		燃料損傷なし	燃料損傷なし	-
		原子炉冷却材の流出+流出隔離・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出	(5), (6), (7), (8)

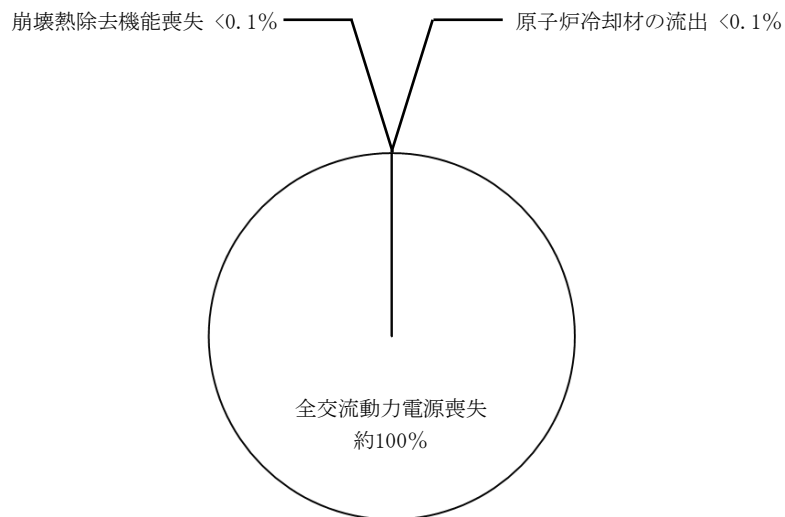
- ※¹ 非常用ディーゼル発電機全台が機能喪失を示すヘディング。
- ※² 崩壊熱除去機能（残留熱除去系）及び注水機能（復水輸送系，燃料プール補給水系）の確保に失敗するかどうかを示すヘディング。
- ※³ 残留熱除去系機能喪失〔フロントライン〕及び補機冷却系機能喪失。
- ※⁴ 残留熱除去系切替・制御棒駆動機構・局部出力領域計装，原子炉浄化系ブロー時における操作誤りによる原子炉冷却材流出。
- ※⁵ 事象を認知し，注水に成功するかどうかを示すヘディング（崩壊熱除去機能（残留熱除去系）には期待しない）。漏えい箇所隔離の成功・失敗により注水機能の成功基準が異なる。

第3-4図 内部事象停止時レベル1 PRA イベントツリー



(燃料損傷頻度 : 6. 0E-06 / 定期事業者検査)

第3-5図 起因事象別の寄与割合



(燃料損傷頻度 : 6. 0E-06 / 定期事業者検査)

第3-6図 事故シーケンスグループ別の寄与割合

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評価を実施した。

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

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

有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定における外部事象の考慮について

重大事故等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、解釈に「個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（P R A）及び外部事象に関する P R A（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は、外部事象に関しては、P R A手法が適用可能な段階にあると判断した地震、津波を対象にレベル 1 P R Aを実施した。

内部溢水、内部火災及びその他の外部事象に関する運転時レベル 1 P R A、外部事象運転時レベル 1.5 P R A並びに外部事象停止時レベル 1 P R Aについては、P R A手法の確立に向けた検討を実施中の段階であること、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」に含まれないものと判断し、「それに代わる方法」として、これらの外部事象に誘発される起因事象について検討することで、これらの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及び格納容器破損モード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選定に係る検討

(1) 内部溢水、内部火災の影響

今回は P R A の適用を見合わせたが、内部溢水、内部火災については運転時レベル 1 P R A の手法確立・個別プラントへの展開に係る検討作業がある程度進んでいる。このことを踏まえ、P R A 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。抽出結果を第 1 表に示す。

第 1 表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運転時レベル1 P R Aに用い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対策が図られることで、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、内部事象運転時レベル1 P R A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。

第1表 内部溢水、内部火災により誘発される起因事象の例

起因事象	起因事象を誘発する要因の例
過渡事象	内部溢水、内部火災による過渡変化
外部電源喪失	内部溢水、内部火災による常用母線の機能喪失
手動停止	内部溢水、内部火災による緩和設備の機能喪失に伴う手動停止
サポート系喪失	内部溢水、内部火災によるサポート系の機能喪失
L O C A	内部溢水、内部火災による逃がし安全弁制御回路の誤作動
インターフェイスシステムL O C A	内部溢水、内部火災による隔離弁制御回路の誤作動

(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八項に発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）（以下「人為事象」という。）として、具体的に以下が記載されている。

第6条（外部からの衝撃による損傷の防止）

（中略）

- 2 第1項に規定する「想定される自然現象」とは、敷地の自然環境を基に、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象又は森林火災等から適用されるものをいう。

（中略）

- 8 第3項に規定する「発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）」とは、敷地及び敷地周辺の状況をもとに選択されるものであり、飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突又は電磁的障害等をいう。

（略）

これらの地震、津波以外の自然現象及び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、自然現象及び人為事象の重畳も含めて定性的に分析した結果を別紙1（補足資料1）に示す。

地震、津波以外の自然現象及び人為事象について、事故シーケンスの発生可能性を検討した結果、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1 P R Aにて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

2. 格納容器破損モード選定に係る検討

外部事象運転時レベル 1.5 P R Aについては、地震 P R A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 P R A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。

(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別紙1（補足資料2）に示す。

また、運転時を対象として実施した地震レベル1 P R Aの結果からは、地震特有の炉心損傷モードとして原子炉建物の損傷や原子炉格納容器の破損等の炉心損傷直結事象が抽出されている。これらの事象では原子炉格納容器も破損に至るが、この場合の原子炉格納容器の破損は事象進展によって原子炉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原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失である。これらについて、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、有効性評価における評価事故シーケンス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、内部事象運転時レベル1.5 P R A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) 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、原子炉格納容器が津波による物理的負荷（波力・漂流物の衝撃力）によって直接破損することは想定し難い。また、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象についても内部事象運転レベル1.5 P R A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、内部事象運転時レベル1.5 P R A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) 内部溢水・内部火災の影響

1. (1)に示した運転時レベル1 P R Aの観点での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運転時レベル1 P R Aで用いた事象以外に追加すべきものは発生しないと判断し

ており，原子炉格納容器が直接破損することは想定し難い。また，炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象についても，内部事象運転時レベル1.5 P R A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，内部事象運転時レベル1.5 P R A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。

(4) その他外部事象の影響

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運転時レベル1 P R A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判断している。また，炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学現象についても，内部事象運転時レベル1.5 P R A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，内部事象運転時レベル1.5 P R A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選定に係る検討

停止時レベル1 P R Aについては地震，津波，内部溢水，内部火災及びその他の外部事象に関するレベル1 P R Aの標準的な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，運転時の地震及び津波レベル1 P R A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並びに第1図に示す内部事象停止時レベル1 P R Aのマスタ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って発生する起因事象を以下のとおり定性的に分析し，起因事象の抽出結果を第2表にまとめた。

さらに抽出した起因事象をもとに、内部事象停止時レベル1 P R Aにて抽出した事故シーケンスグループ以外に、新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無を確認した。

(1) 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、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、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、一般的な運転時と運転停止中の違いとして以下の観点に注目し、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・圧力は運転時に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な機能

運転停止中の燃料損傷防止に必要な機能は、運転時と異なり、原子炉停止機能，高圧注水機能等が不要となる。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，原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の状態

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の抽出には影響しない。

運転停止中は、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器が開放されている状態も考えられるが、これらの状態によらず、必要な機能は崩壊熱除去又は注水機能であり変わらない。そのため、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想定される。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1 PRAでこれらの設備の点検又は試験により機能に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、運転時と異なり、点検作業等に伴う開口箇所の発生等、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、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。

(2) 地震の影響

個々の機器が地震を受けた際に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、運転停止中に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除去を継続している系統は、崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり、フロントライン系としては残留熱除去系、サポート系としては原子炉補機冷却系及び電源系が該当する。

地震により原子炉補機冷却系又は残留熱除去系が機能喪失すると「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生し、また、碍子、所内電源設備等の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器の機能喪失を経て燃料損傷に至る可能性があるが、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運転停止時レベル1 P R Aにて抽出したものに含まれる。

地震特有の事象として、原子炉建物損傷、原子炉格納容器損傷、原子炉圧力容器損傷、E x c e s s i v e L O C A、制御室建物損傷、廃棄物処理建物損傷、計装・制御系喪失、格納容器バイパスの発生が挙げられるが、これらについては運転時を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様、損傷の規模に応じて、機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備等で炉心損傷防止を試みるものとする。一方、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、建物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べきものとする。

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1 P R Aにおいて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

(3) 津波の影響

運転停止中には点検等に伴い、運転時にはない開口が生じている可能性が考えられるが、運転停止中においても防波壁の機能は維持されることから、防波壁を超えて敷地に遡上する津波によるプラントへの影響は、運転時と運転停止中において相違はないものとする。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、運転停止中には燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

津波特有の事象として、直接炉心損傷に至る事象が発生すると、緩和系の機能に期待できず炉心損傷に至るが、これらについては運転時を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様、損傷の規模に応じて、機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故

等対処設備等で炉心損傷防止を試みるものとする。一方、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備又は重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、建物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べきものとする。

したがって、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1 P R Aにおい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する。

なお、運転停止中において、必要な浸水防止対策がすべて喪失することがないように複数の同時点検等は実施しない等、少なくとも1区分は機能維持可能な運用とする。

(4) 内部溢水、内部火災の影響

個々の機器が内部溢水又は内部火災の影響を受けた際に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、運転停止中に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除去を継続している系統は、崩壊熱除去に関する系統及びそのサポート系であり、フロントライン系としては残留熱除去系、サポート系としては原子炉補機冷却系及び電源系が該当する。

内部溢水又は内部火災により原子炉補機冷却系又は残留熱除去系が機能喪失すると「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生し、また、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運転停止時レベル1 P R Aにて抽出したものに含まれる。

したがって、運転停止中の内部溢水又は内部火災の発生を考慮しても、内部事象停止時レベル1 P R Aにおい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する。

なお、運転停止中においても必要な内部溢水、内部火災の影響拡大防

止対策を講じ、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の発生を防止する^{*}。

※内部溢水：定期事業者検査時等でのハッチ開放時の運用として異区分の安全機器の点検中に当該ハッチを開放しない等、内部溢水が複数の安全機能に影響しないよう対応を実施する。

内部火災：原子炉停止時も必要な防護処置等は実施される。

(5) その他外部事象の影響

地震、津波以外の自然現象及び人為事象について、運転時の整理（別紙1（補足資料1））を参考に起因事象が発生し得るかを確認した。確認の結果、出力運転時と運転停止中を比較し、プラント状態、必要な機能の違いが評価に影響しないことを確認した。

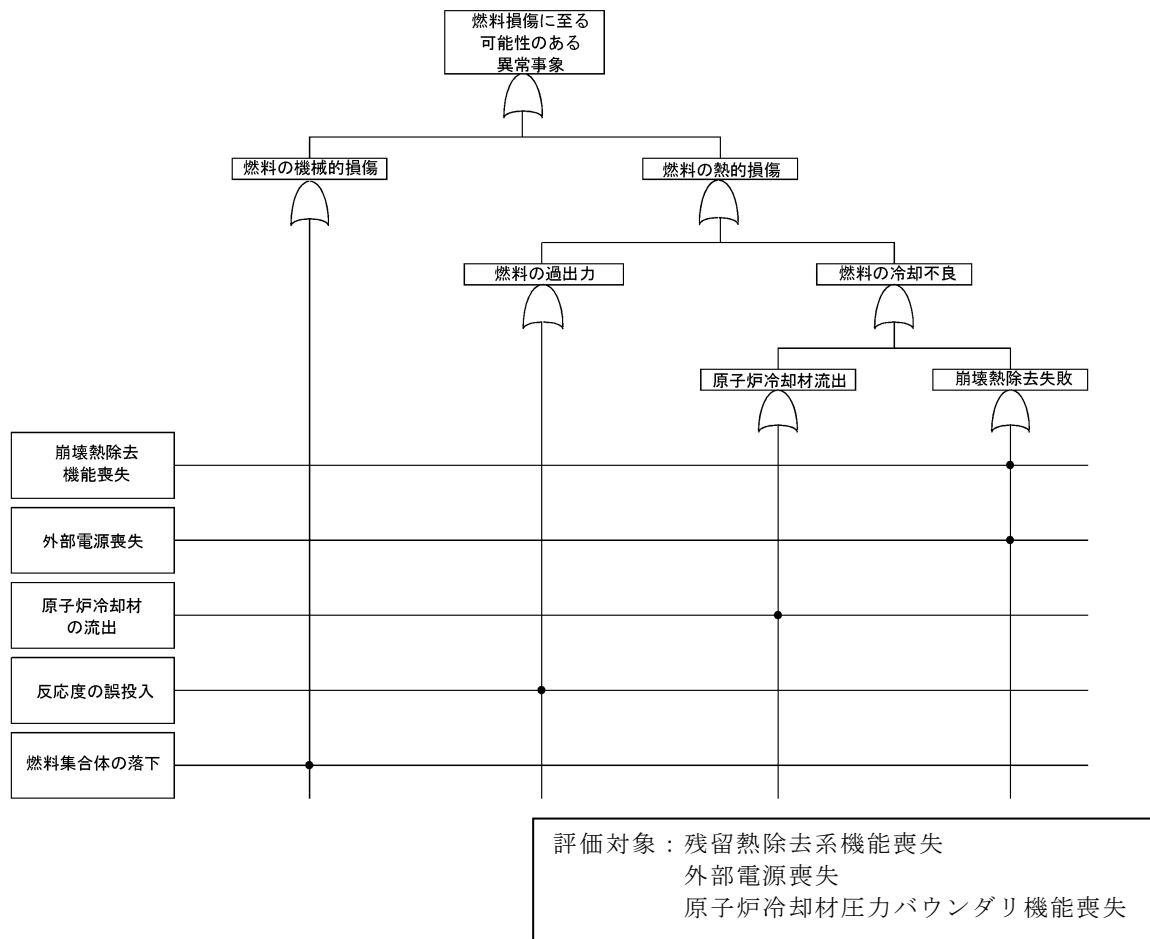
その他の自然現象の発生に伴う起因事象は、内部事象停止時レベル1 P R Aにおいて抽出される起因事象に含まれるため、内部事象停止時レベル1 P R Aにおいて抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

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P R Aが適用可能と判断した運転時地震レベル1 P R A、運転時津波レベル1 P R A以外の外部事象について、定性的な分析及び推定から新たに追加すべき事故シーケンスグループ並びに格納容器破損モードはないものと評価した。

なお、今回定性的な評価とした各P R A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P R Aについては、評価手法整備に向けた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



第1図 燃料損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジック
ダイアグラム（内部事象停止時レベル1 P R A）

第2表 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及び事故シナリオの抽出結果

想定される系統・機器の損傷			起因事象	主な燃料損傷防止対策
地震	津波	その他の外部事象		
<ul style="list-style-type: none"> 受電設備の損傷 	<ul style="list-style-type: none"> 受電設備の没水 	<ul style="list-style-type: none"> 受電設備の損傷 (風 (台風), 竜巻, 凍結, 積雪, 落雷, 火山の影響, 森林火災) 	外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機 原子炉補機代替冷却系 残留熱代替除去系 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 津波による浸水防止※1
<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系の損傷 原子炉補機冷却系の損傷 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機海水系の没水 	<ul style="list-style-type: none"> 海水系の閉塞 (火山の影響) 	崩壊熱除去機能喪失	
—※2	—	—	原子炉冷却材バウンダリ機能喪失	—
<ul style="list-style-type: none"> Excessive LOCA 計装・制御系喪失 格納容器バイパス 原子炉格納容器損傷 原子炉圧力容器損傷 原子炉建物損傷 制御室建物損傷 廃棄物処理建物損傷 	<ul style="list-style-type: none"> 直接炉心損傷に至る事象 	—	直接炉心損傷に至る事象	<ul style="list-style-type: none"> 運転時の地震及び津波レベル1 PRAに基づき, 直接炉心損傷に至る可能性のあ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。 運転時の取扱いと同様, 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等を柔軟に活用し, 影響緩和を図ることで対応すべきものと考ええる。

※1: 運転停止中において, 必要な浸水防止対策がすべて喪失することがないように複数の同時点検等は実施しない等, 少なくとも1区分は機能維持可能な運用とする。

※2: 「Excessive LOCA」として直接炉心損傷に至る事象に整理する。

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

解釈第 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に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して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 P R A 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。

外部事象の内，日本原子力学会標準として実施基準が定められており P R A の適用実績がある地震及び津波については，それぞれ P R A を実施し事故シーケンスグループの抽出を実施している。（ただし，地震随伴火災や津波随伴火災等，随件事象の評価はまだ未確立であり，今回，評価はできていない。）

また，地震，津波以外の自然現象については現段階での P R A 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，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。）の選定は，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，そもそも島根原子力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。

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，又は影響度の大きさが他の自然現象に包含されるものである。

したがって，事故シーケンスの有無の確認は，設計基準設定事象である以下の 11 事象を対象に実施するものとする。

<設計基準設定事象>

- ・洪水
- ・風（台風）
- ・竜巻
- ・凍結
- ・降水
- ・積雪
- ・落雷
- ・地滑り・土石流
- ・火山の影響
- ・生物学的影響
- ・森林火災

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，又は影響度の大きさが他の自然現象に包含されるものであると判断してい

るものの、各自然現象により想定される発電所への影響（損傷・機能喪失モード）を踏まえ、考え得る起因事象について整理しており、その結果からも上記 11 事象に加え詳細評価が必要な事象はないことを確認している。さらに、設計基準設定事象のうち 5 事象については、他事象に包含される（風（台風））か、起因事象の発生はない（洪水，降水，地滑り・土石流，生物学的事象）ことを確認している。（添付－1－1 参照）

また、各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含されることを確認している。（添付－1－2 参照）

(2) 想定範囲

上記自然現象については、それぞれ考慮すべき最も過酷と考えられる条件を設計基準として設定している。具体的には、設計基準を超える規模を仮定する。

2. 評価方法

(1) 起因事象の特定

a. 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。

b. 評価対象設備の選定

a. 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内，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。

c. 起回事象になり得るシナリオの選定

a. 項で抽出した損傷・機能喪失モードに対して、b. 項で選定した評価対象設備への影響を検討のうえ、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回事象となり得るシナリオを選定する。

なお、起回事象の選定は、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(レベル1 PSA編)：2008」等に示される考え方等を参考に行う。

d. 起回事象の特定

c. 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回事象の特定を行う。

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) 事故シーケンスの特定

(1)d. 項にて特定した起回事象について、内部事象レベル1 P R Aや地震、津波レベル1 P R Aにて考慮しておらず、重大事故等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回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うえ、有意な影響のある事故シーケンスとなり得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等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（添付－２－１～６参照）、内部事象、地震及び津波レベル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（添付－２－７参照）。したがって、内部事象、地震及び津波レベル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、人為事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おいては、損傷・機能喪失モードに応じて、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重ね合わせ）

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）

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

設計基準設定事象の選定において収集した自然現象を対象に、２つの

異なる事象が重畳した際の影響を、(1)に示すⅠ～Ⅲ-2に分類した(添付-3参照)。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の影響を考慮する必要がないものと判断し確認対象から除外した。

○島根原子力発電所及びその周辺では発生しない(又は、発生が極めて稀)と判断した事象(No.は、添付-1-1参照)

No.15: 隕石, No.19: 雪崩, No.22: カルスト, No.23: 地下水による浸食, No.32: 氷結(水面の凍結), No.34: 氷壁, No.44: ハリケーン, No.47: 陥没, No.51: 土砂崩れ(山崩れ, 崖崩れ), No.53: 水蒸気・熱湯噴出, No.54: 土壌の収縮又は膨張

○単独事象での評価において設備等への影響がない(又は、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ないと判断した事象(No.は、添付-1-1参照)

No.3: 高温, No.9: もや, No.10: 霜, No.11: 干ばつ, No.12: 塩害・塩雲, No.24: 海岸浸食, No.25: 湖又は河川の水位低下, No.26: 湖又は河川の水位上昇, No.30: 低水温(海水温低), No.40: 濃霧, No.45: 河川の迂回

重畳事象については、(1)に示すⅠ～Ⅲ-1の影響が考えられるものの、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、新たなシナリオは確認されなかった。個別自然現象の重畳影響の確認結果を添付-3に示す。

I. 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース

重畳により影響度合いが大きくなるのみであり、単独事象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，単独事象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（送受電設備等）の損傷を想定しても，起因事象としては外部電源喪失であり，新しいシナリオは生じない。

(3) 人為事象の重畳影響

外部人為事象の重畳影響については，添付－4に示すとおり自然現象の重畳影響に包含されると判断した。

(4) 重畳事象評価のまとめ

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，人為事象が重畳することにより，単独事象の評価で選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，人為事象の重畳により追加すべき新たな事故シーケンスはないと判断した。

5. 全体まとめ

地震，津波以外の自然現象，人為事象について，事故シーケンスに至る

可能性を検討した結果、内部事象、地震及び津波レベル1 P R Aにて抽出した事故シーケンスグループに対して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した結果、単独事象での評価と同様に、内部事象、地震及び津波レベル1 P R Aにて抽出した事故シーケンスグループに対して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と判断した。

(添付資料)

- 添付－1－1 各自然現象について考え得る起因事象の抽出
- 添付－1－2 各人為事象について考え得る起因事象の抽出
- 添付－2－1 設計基準を超える竜巻事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付－2－2 設計基準を超える凍結事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付－2－3 設計基準を超える積雪事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付－2－4 設計基準を超える落雷事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付－2－5 設計基準を超える火山事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付－2－6 設計基準を超える森林火災事象に対する事故シーケンス抽出
- 添付－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
- 添付－3 自然現象の重畳マトリックス
- 添付－4 外部人為事象に係る重畳の影響について

以上

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (1 / 11)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
1	風 (台風)	①荷重 (風圧, 気圧差及び衝突) 風荷重及び気圧差荷重による建物や設備等の損傷 ②閉塞 (取水) 台風による漂流物による取水口閉塞	<ul style="list-style-type: none"> 竜巻の影響に包含される (No.2参照)。
2	竜巻 ※別途, 詳細評価	①荷重 (風圧, 気圧差及び衝突) 風荷重及び気圧差荷重による建物や設備等の損傷	<ul style="list-style-type: none"> 気圧差荷重の発生に伴う原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放による手動停止に至るシナリオ。 想定を超える風荷重又は飛来物の衝撃荷重が原子炉建物, タービン建物又は廃棄物処理建物に作用した場合, 建物が損傷して建物内部の各設備に影響を及ぼす可能性は否定できないため, 原子炉補機冷却系サージタンクの損傷に伴う補機冷却系喪失, 可燃性ガス濃度制御系の機能喪失に伴う手動停止, タービンや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, 原子炉建物給排気隔離弁の損傷に伴う手動停止又は気体廃棄物処理設備の損傷に伴う手動停止に至るシナリオ。 想定を超える風荷重, 気圧差荷重又は飛来物の衝撃荷重に対して屋外設備が損傷する可能性は否定できないため, 送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失, デイゼル燃料移送ポンプ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, 排気筒 (非常用ガス処理系排気管を含む。) の損傷に伴う手動停止, 復水貯蔵タンクの損傷に伴う手動停止, 原子炉補機海水ポンプの損傷に伴う補機冷却系喪失, 高圧炉心スプレイト補機海水ポンプの損傷に伴う手動停止, タービン補機海水ポンプの損傷に伴うタービン・サポート系故障又は循環水ポンプの損傷に伴う隔離事象に至るシナリオ。 原子炉建物付属棟空調換気系は, 原子炉建物内に設置されており風荷重の影響を直接受けないが, 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。それらの設備の損傷により, デイゼル発電機室の換気が困難になった場合, デイゼル発電機室温度の上昇に伴い, デイゼル発電設備が機能喪失し, さらに上記の送受電設備損傷に伴う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。 竜巻により資機材, 車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水口を閉塞させた場合, 原子炉補機海水ポンプの取水ができなくなり補機冷却系喪失に至るシナリオが考えられるが, 取水口を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, 考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (2 / 1 1)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
3	高温	①外気温度高 外気温度高による設備等の 冷却能力低下	<ul style="list-style-type: none"> ・空調設計条件を超過する可能性はあるものの、1日の中でも気温の変動があり高温状態が長時間にわたり継続しないこと、また、外気温度高により即プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・ディーゼル発電機の燃料として使用している軽油は低温時の使用環境を考慮した油種としており、また、屋外の燃料移送系配管には保温材を取り付けていることから、考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・復水貯蔵タンクは凍結しない一定以上の温度に加温しており、また、屋外の附属配管には保温材を取り付けていることから、考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
4	低温 ※別途、詳細 評価	①外気温度低 (凍結) 屋外タンク及び配管内流体 の凍結 ②相間短絡 着水による送電線の相間短 絡	<ul style="list-style-type: none"> ・送電線や碍子への着水によって、相間短絡を起こし、外部電源喪失に至るシナリオ。
5	極限的な気圧	①荷重 (気圧差) 気圧差による換気空調設備 等への影響	<ul style="list-style-type: none"> ・竜巻の影響に含まれる (No. 2参照)。
6	降雨 (豪雨)	①浸水 敷地及び建物内浸水による 設備の浸水 ②荷重 (堆積荷重) 建物屋上での雨水滞留	<ul style="list-style-type: none"> ・日本全国の日最大1時間降水量の最大値 (153mm/h) に対しても、敷地内の雨水は排水可能であることから、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・日本全国の日最大1時間降水量の最大値 (153mm/h) に対しても、建物屋上の雨水は排水可能であること、また、仮に建物屋上に雨水が滞留した場合においても雨水の堆積荷重により建物天井は崩落しないことから、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シーケンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (3 / 11)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
7	積雪 (豪雪) ※別途, 詳細評価	①荷重 (堆積荷重) 建物及び屋外機器への堆積	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物等の各建物天井や屋外設備が積雪荷重により崩壊した場合に, 建物最上階に設置している設備が損傷する可能性はあるが, 積雪は事前の予測が十分に可能であり, また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, 考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②相間短絡 送受電設備の屋外設備への着氷	<ul style="list-style-type: none"> 送電線や碍子へ雪が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閉塞 空調給気口, 冷却口の閉塞	<ul style="list-style-type: none"> 中央制御室換気系の給排気口が積雪により閉塞した場合は, 外気遮断による系統隔離運転が可能な設計となっているため, 考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 原子炉補機海水ポンプ等のモータ冷却口が積雪により閉塞した場合, ポンプトリップする可能性はあるが, 積雪は事前の予測が十分に可能であり, また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, 考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
8	ひょう	①荷重 (衝突荷重) 建物及び屋外設備へのひょうの衝突荷重	<ul style="list-style-type: none"> 竜巻の影響に包含される (No. 2参照)。
		②荷重 (堆積荷重) 建物及び屋外設備へのひょうの堆積荷重	<ul style="list-style-type: none"> 積雪の影響に包含される (No. 7参照)。
9	もや	①— もやの発生による設備等への影響	<ul style="list-style-type: none"> 発電所敷地内でのもやの発生によるプラントの安全性への影響はない。したがって, 本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
10	霜	①— 建物及び屋外設備への霜の付着	<ul style="list-style-type: none"> 建物及び屋外設備への霜付着によるプラントの安全性への影響はない。したがって, 本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
11	干ばつ	①— 干ばつによる設備への影響	<ul style="list-style-type: none"> 海水を冷却源としていることから, 河川からの取水不可によるプラントへの影響はない。したがって, 本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
12	塩害, 塩雲	①腐食 塩害による屋外設備の腐食	<ul style="list-style-type: none"> 腐食の進展は遅く, 保守管理による不具合防止が可能であることから, 塩害によるプラントの安全性への影響はない。したがって, 本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (4/11)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
13	砂嵐	①閉塞 (空調) 空調フィルタの閉塞	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所周辺では砂嵐は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・なお、黄砂については、換気空調設備の外気取入口に設置されたフィルタにより大部分を捕集可能であること、また、容易に清掃又は取替が可能であることから、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
14	落雷 ※別途、詳細評価	①雷サージ、誘導電流及び直撃雷 過電圧による設備損傷	<ul style="list-style-type: none"> ・安全保護系に発生するノイズの影響により誤動作する可能性は否定できず、隔離事象又は原子炉保護系誤動作等に至るシナリオ。 ・安全保護系以外の計測制御設備に発生するノイズの影響により誤動作する可能性は否定できず、非隔離事象、全給水喪失又は水位低下事象に至るシナリオ。 ・直撃雷により屋外設備が損傷する可能性は否定できず、送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失、原子炉補機海水ポンプの損傷に伴う補機冷却系喪失、高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷に伴う手動停止、タービン補機海水ポンプの損傷に伴うタービン・サポート系故障又は循環水ポンプの損傷に伴う隔離事象に至るシナリオ。
15	隕石	①荷重 (衝突) 隕石衝突に伴う建物及び屋外設備の損傷 ②荷重 (衝撃波) 発電所敷地への隕石落下に伴う衝撃波による建物及び屋外設備の損傷 ③浸水 隕石の発電所近海への落下に伴う津波による建物及び屋外設備の浸水	<ul style="list-style-type: none"> ・安全施設の機能に影響を及ぼす隕石等の衝突は、有意な発生頻度とはならない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
16	地面の隆起	①地盤安定性 地盤の隆起に伴う建物や屋外設備の傾斜等による損壊	<ul style="list-style-type: none"> ・地震の影響に含まれる (No. 21参照)。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (5 / 11)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
17	動物	①電気的影響 動物等の侵入による電気機器接触による地絡等	<ul style="list-style-type: none"> ・生物学的事象の評価で考慮 (No. 36参照)。
18	火山 ※別途, 詳細評価	①荷重 (堆積) 降下火砕物による建物天井や屋外設備に対する堆積荷重 ②閉塞 (取水) 降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞 ③閉塞 (空調) 降下火砕物による空調給気口等の閉塞 ④電気的影響 送受電設備の地絡・短絡	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉建物等の各建物天井や屋外設備が降下火砕物により崩壊した場合に, 建物最上階に設置している設備が損傷する可能性はあるが, 火山事象は事前の予測が十分に可能であり, また降灰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, 考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・海中の降下火砕物による海水系への影響については, 降灰事象は進展速度を踏まえると, 海水ストレーナの差圧が上昇した場合に切り替えて清掃することによって機能喪失することとは考えにくいことから, 考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・降下火砕物によってディーゼル発電機の給気フィルタの目詰まり又は燃焼用給気口の閉塞によって, ディーゼル発電機が機能喪失する可能性はあるが, 火山事象は事前の予測が十分に可能であり, また降灰事象の進展速度を踏まえるとフィルタ交換が可能であることから, 考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・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, 相间短絡を起こし外部電源喪失に至るシナリオ。
19	雪崩	①荷重 (衝突) 雪崩による建物及び屋外設備への荷重	<ul style="list-style-type: none"> ・建物周辺に急峻な斜面がないことから, プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって, 本事象から事故シークエンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
20	地滑り	①荷重 (衝突荷重) 地滑りに伴う土砂等の建物及び屋外設備への衝突	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所敷地内において, 地滑りが発生する可能性はあるが, 安全上重要な設備とは十分な離隔距離を有しており, プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって, 本事象から事故シークエンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
21	地震	—	<ul style="list-style-type: none"> ・地震の事故シークエンスは, 地震時レベルIPRAに示すとおり。
22	カルスト	①地盤安定性 地盤沈下に伴う建物や屋外設備の損壊	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所敷地にはカルスト地形はない。したがって, 本事象から事故シークエンスの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (6 / 1 1)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
23	地下水による浸食	①地盤安定性 建物及び設備の地下部土壌 侵食	<ul style="list-style-type: none"> 発電所敷地には地下水による浸食を受ける岩質はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
		②浸水 建物の地下部浸食による建物内への地下水の流入	
24	海岸浸食	①冷却機能低下：海水系 海岸線の後退、海底勾配の変化による取水機能への影響	<ul style="list-style-type: none"> 海岸の浸食は進展が遅く十分に管理でき、補強工事等により浸食を食い止めることができることから、プラントの安全性への影響はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 海水を冷却源としていることから、河川からの取水不可によるプラントへの影響はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
25	湖又は河川の水位低下	①湖又は河川の水位低下による設備への影響なし	<ul style="list-style-type: none"> 海水を冷却源としていることから、湖又は河川からの取水不可によるプラントへの影響はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
26	湖又は河川の水位上昇	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	<ul style="list-style-type: none"> 発電所周辺の湖又は河川の水位が上昇しても、敷地は周囲を山で囲まれており、敷地への浸水はないため、プラントの安全性への影響はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
27	海水面低	①海水水位低（冷却機能低下：海水系） 取水口の水位低下に伴う冷却性能への影響	<ul style="list-style-type: none"> 津波の影響に含まれる (No. 37参照)。
28	海水面高	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	<ul style="list-style-type: none"> 津波の影響に含まれる (No. 37参照)。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (7/11)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
29	高水温 (海水 高温)	①海水温度高 (冷却機能低下: 海水系) 取水温度高に伴う冷却性能への影響	<ul style="list-style-type: none"> 海水温度は監視しており, 水温上昇に対しては出力低下等の措置を講じることができると, プラントの安全性への影響はない。したがって, 本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
30	低水温 (海水 低温)	①— 取水温度低に伴う海水系設備への影響なし	<ul style="list-style-type: none"> 取水温度低について冷却性能の劣化にもかかわらず, プラントの安全性への影響はない。したがって, 本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
31	海底地滑り	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	<ul style="list-style-type: none"> 津波の影響に含まれる (No. 37参照)。
32	氷結 (水面の 凍結)	①閉塞 (取水) 水面の凍結による取水口閉塞	<ul style="list-style-type: none"> 発電所周辺では取水源 (海水) の凍結は発生しない。したがって, 本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
33	氷晶	①荷重 (堆積荷重) 建物及び屋外設備への荷重	<ul style="list-style-type: none"> 積雪の影響に含まれる (No. 7参照)。
34	氷壁	①— 建物及び屋外設備への氷の付着	<ul style="list-style-type: none"> 発電所周辺では氷壁は発生しない。したがって, 本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
35	水中の有機物 質	①閉塞 (冷却機能低下: 海水系) 水中の有機物質による冷却性能への影響	<ul style="list-style-type: none"> 生物学的事象の評価で考慮 (No. 36参照)。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (8/11)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
36	生物学的事象	①閉塞（冷却機能低下：海水系） 海生生物（クラゲ等）の襲来による冷却性能への影響 ②個別設備の機能喪失 小動物の侵入による電気機器接触による地絡等	<ul style="list-style-type: none"> 大量発生したクラゲ等の海生生物は、除じん装置により捕獲されることから海水系の冷却機能が喪失することは考えにくい。さらに除じん能力を超える大量のクラゲ等が除じん装置に流入した場合でも循環水ポンプの取水量の調整、原子炉出力の抑制等により冷却性能を維持できることから、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 貫通部のシール等の小動物侵入防止対策を実施しており、小動物の侵入は考えにくい。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
37	津波	—	<ul style="list-style-type: none"> 津波の事故シナリオは、津波のレベルIPRAに示すとおり。
38	太陽フレア、磁気嵐	①誘導電流 太陽フレア等の地磁気誘導電流による送電設備の損傷	<ul style="list-style-type: none"> 落雷の影響に包含される (No. 14参照)。
39	洪水	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	<ul style="list-style-type: none"> 津波以外の洪水としては、河川の氾濫等が考えられるが、発電所敷地へ影響を及ぼす範囲に河川はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
40	濃霧	①濃霧の発生による設備等への影響	<ul style="list-style-type: none"> 発電所敷地内でのもやの発生によるプラントの安全性への影響はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (9 / 11)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
41	森林火災 ※別途、詳細評価	①輻射熱による建物や設備等への影響 輻射熱による建物・屋外設備への熱影響	<ul style="list-style-type: none"> 森林火災の輻射熱による建物への影響について、想定し得る最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、建物の許容温度を下回り、建物が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による建物影響について、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、考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 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、森林火災の輻射熱によるその他の屋外設備への影響については、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、設備が受ける輻射強度は低いため、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、考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 森林火災で発生するばい煙のディーゼル発電設備の給気口への吸い込みにより給気口が閉塞した場合でも、フィルタの取替え及び清掃が可能であることから、考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 換気空調設備の外気取入口にはフィルタを設置しているため、一定以上の粒径のばい煙を捕集するとともに、換気空調設備の停止により建物内へのばい煙の侵入を阻止することが可能であるため、考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 中央制御室換気系の外気取入口にはフィルタを設置しているため、一定以上の粒径のばい煙を捕集するとともに、給気隔離弁及び排気隔離弁を閉止し系統隔離運転モードとすることにより、長時間室内へのばい煙侵入を阻止することが可能であるため、考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
42	草原火災	①熱影響 輻射熱による建物・屋外設備への熱影響 ②外気取入機器及び人への影 響 ばい煙等による閉塞(空調) 影響及び人への影響	<ul style="list-style-type: none"> 森林火災の評価で考慮 (No. 41 参照)。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出（10/11）

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
43	満潮	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波の影響に含まれる（No. 37参照）。
44	ハリケーン	①荷重（風圧、衝突） 風圧（又は飛来物衝突）による建物、設備の損傷 ②閉塞（取水） 台風による漂流物による取水口閉塞	・日本ではハリケーンは発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
45	河川の迂回	①河川の迂回による設備への影響なし	・海水を冷却源としていることから、河川からの取水不可によるプラントへの影響はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
46	静振	①浸水 港湾内での潮位振動による建物及び屋外設備への浸水 ②冷却機能低下：海水系 港湾内での潮位振動による取水への影響	・津波の影響に含まれる（No. 37参照）。
47	陥没	①地盤安定性 地盤沈下に伴う建物や屋外設備の損壊	・発電所敷地の地盤は硬質岩盤であり陥没は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
48	高潮	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波の影響に含まれる（No. 37参照）。
49	波浪	①浸水 発電所敷地の浸水による建物や設備への浸水影響	・津波の影響に含まれる（No. 37参照）。

各自然現象について考え得る起因事象の抽出 (11/11)

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
50	土石流	①荷重 (衝突) 土石流による建物及び屋外設備への荷重	・発電所敷地内において、土石流が発生する可能性はあるが、安全上重要な設備とは十分な離隔距離を有しており、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
51	土砂崩れ (山崩れ, 崖崩れ)	①荷重 (衝突荷重) 土砂崩れ (山崩れ, 崖崩れ) に伴う土砂等の建物及び屋外設備への衝突	・発電所敷地内において、土砂崩れ (山崩れ, 崖崩れ) は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
52	泥湧出 (液化)	①地盤安定性 地盤の脆弱化に伴う建物及び屋外設備の傾斜等による損傷	・地震の影響に含まれる (No. 21参照)。
53	水蒸気, 熱湯噴出	①浸水影響 水蒸気等による設備への浸水影響	・発電所周辺には、発電所に影響を及ぼす範囲に火山はない。
54	土壌の収縮又は膨張	①地盤安定性 周辺地形の変状に伴う建物や屋外設備の損壊	・発電所敷地の地盤は硬質岩盤であり土壌の収縮及び膨張は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
55	毒性ガス	①人体への影響	・発電所周辺には、発電所に影響を及ぼす範囲に火山はない。

各人為事象について考え得る起因事象の抽出 (1 / 4)

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
1	船舶から放出される固体液体不純物	①冷却機能低下：海水系 船舶から流出した重油等による冷却機能への影響	・船舶の衝突（船舶事故）の影響に含まれる（No. 3参照）。
2	水中への化学物質の流出	①冷却機能低下：海水系 船舶から流出した化学物質による冷却機能への影響	・船舶の衝突（船舶事故）の影響に含まれる（No. 3参照）。
3	船舶の衝突（船舶事故）	①冷却機能低下：海水系 船舶の取水設備への衝突及び船舶から流出した重油による冷却機能への影響	・発電所は船舶の航路まで距離が離れていることから船舶の侵入はないこと、また、取水口前面に防波堤があり、さらに深層取水していることから船舶が取水設備に衝突するとは考えられないため、プラントの安全性への影響はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 なお、船舶等が座礁し、運搬している重油等が流出するような場合についても、深層から取水していることから、また、必要に応じて、オイルフェンスを設置することから、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。
4	交通機関（航空機を除く）の事故による爆発	①熱影響、爆風 危険物輸送車両や船舶の発電所敷地周辺における事故による火災、爆風	・外部火災（近隣工場等の火災）の影響に含まれる（No. 23参照）。
5	交通機関（航空機を除く）の事故による化学物質流出	①中央制御室居住性の低下 有毒ガスが中央制御室内に取り込まれることによる運転操作への影響	・有毒ガスの影響に含まれる（No. 21参照）。
6	爆発（発電所外）	①熱影響、爆風 発電所外の産業施設の事故による火災、爆発	・外部火災（近隣工場等の火災）の影響に含まれる（No. 23参照）。
7	化学物質流出（発電所外）	①中央制御室居住性の低下 有毒ガスが中央制御室内に取り込まれることによる運転操作への影響	・有毒ガスの影響に含まれる（No. 21参照）。

各人為事象について考え得る起因事象の抽出 (2 / 4)

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
8	発電所内貯蔵の化学物質流出	①冷却機能低下：海水系 発電所内で保管されている化学物質が港湾内へ放出されることによる海水系の冷却機能への影響	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所内の化学薬品は適切に保管されていること、また、仮に流出した場合でもせき等により薬品の拡散防止が図られていることから港湾内への放出は考えにくく、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たっては考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
9	パイプライン事故(爆発, 化学物質流出)	①熱影響, 爆風圧 パイプラインの損傷・破裂による火災, 爆風	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所敷地周辺には、プラントに影響を及ぼす範囲にはパイプラインはない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たっては考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
10	軍事施設からのミサイル	①衝撃力 軍事施設からのミサイル等の誤爆により建物及び屋外設備の損傷	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所敷地周辺には、射撃訓練区域の設定はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たっては考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
11	掘削工事	①物理的損傷 発電所敷地内での掘削工事により設備の一部を損傷	<ul style="list-style-type: none"> • 発電所敷地内で掘削工事を行う場合は、埋設物の管理図面により事前調査を行い、あらかじめ埋設物の位置を確認するため、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たっては考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
12	他ユニットからの火災	①熱影響 輻射熱による建物及び屋外設備への熱影響	<ul style="list-style-type: none"> • 外部火災 (近隣工場等の火災) の影響に包含される (No. 23参照)。
13	他ユニットからのタービン・ミサイル	①荷重 (衝突) タービンの一部が飛来物となって衝突	<ul style="list-style-type: none"> • 「実用発電用原子炉及びその附属施設的位置、構造及び設備の基準に関する規則」第十二条 (安全施設) 5 項の要求に従い、飛散物としてタービン・ミサイルの評価を行っている。「タービンミサイル評価について」(昭和52年7月20日原子力委員会原子炉安全専門審査会) に基づき評価した結果、基準である10^{-7}/年を下回っているため、有意な発生頻度とはならない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たっては考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
14	他ユニットからの内部溢水	①浸水 発電用原子炉施設内の配管等の損壊による保有水の漏えいの影響	<ul style="list-style-type: none"> • 内部溢水の影響に包含される (No. 22参照)。

各人為事象について考え得る起因事象の抽出 (3 / 4)

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
15	人工衛星の落下	①荷重 (衝突) 人工衛星衝突に伴う建物及び屋外設備の損傷	<ul style="list-style-type: none"> 安全施設の機能に影響を及ぼす人工衛星の衝突は、有意な発生頻度とはならない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
16	飛来物 (航空機落下)	①荷重 (衝突) 航空機が建物及び屋外設備に衝突 ②熱影響 輻射熱による建物及び屋外設備への熱影響	<ul style="list-style-type: none"> 偶発的な事故による発電用原子炉施設への航空機落下については、設計上の考慮の要否を「実用発電用原子炉施設への航空機落下確率の評価基準について」(平成21・06・25原院第1号(平成21年6月30日原子力安全・保安院制定))等に基づき、航空機落下確率を求めて判断している。 その結果、設計上の考慮が必要な10^{-7}回/炉・年を下回っているため、発電用原子炉施設への航空機落下の可能性は、有意な発生頻度とはならない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 航空機火災の輻射熱による建物への影響について、設計基準での非常に保守的な火災影響評価において、航空機火災位置から十分な離隔距離があることを考慮すると、建物の許容温度を下回り、実際に各建物の機能が損傷するにはさらに余裕があることから、有意な頻度又は影響のある事故シナリオと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。
17	電磁的障害	①電磁波によるノイズ 電磁波を放出する機器による計測制御設備へのノイズ発生で安全機能の誤動作、誤動作	<ul style="list-style-type: none"> 落雷の影響に含まれる (<自然現象>No. 14参照)。
18	ダムの崩壊	①浸水 ダムの崩壊に伴う洪水による建物及び屋外設備への浸水影響	<ul style="list-style-type: none"> 発電所敷地へ影響を及ぼす範囲にダムはない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
19	工場施設又は軍事施設事故 (爆発, 化学物質放出)	①熱影響, 爆風圧 発電所外の工場施設又は軍事施設事故による火災, 爆発	<ul style="list-style-type: none"> 外部火災 (近隣工場等の火災) の影響に含まれる (No. 23参照)。

各人為事象について考え得る起因事象の抽出 (4 / 4)

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考え得る起因事象等
20	タービン・ミサイル	①荷重 (衝突) タービンの一部が飛来物となつて衝突	・「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」第十二条 (安全施設) 5項の要求に従い、飛散物としてタービン・ミサイルの評価を行っている。「タービン・ミサイルの評価について」(昭和52年7月20日原子力委員会原子炉安全専門審査会)に基づき評価した結果、基準である 10^{-7} /年を下回っているため、有意な発生頻度とはならない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
21	有毒ガス	①中央制御室居住性の低下 有毒ガスが中央制御室内に取り込まれることによる運転操作への影響	・発電所周辺には有毒ガスの発生源となる危険物を貯蔵している石油コンビナートはない。また、発電所敷地内に貯蔵している物質が漏えいした場合であっても、中央制御室の空調を系統隔離運転へ移行することにより、有毒ガスの影響を遮断できる。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。
22	内部溢水	①浸水 発電用原子炉施設内の配管等の損壊による保有水の漏えいの影響	・第1表のとおり。 (過渡事象, 外部電源喪失, 手動停止, サボート系喪失, LOCA, I S L O C A)
23	外部火災 (近隣工場等の火災)	①爆風/圧 近隣工場の爆発による爆風 ②熱影響 輻射熱による建物及び屋外設備への熱影響	・発電所周辺には石油コンビナート施設はない。また、発電所近隣の産業施設での火災及び爆発の影響は、プラントと産業施設は離隔距離を十分確保していることから、プラントの安全性への影響はない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。 ・発電所敷地内の危険物タンクで火災が発生した場合であっても原子炉建物外壁面の許容温度を下回ることを確認していることから、安全上重要な設備への影響はなく、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生しない。したがって、本事象から事故シナリオの抽出に当たって考慮すべき起因事象の発生はないと判断。

設計基準を超える竜巻事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(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事象について，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物や設備等の損傷
- ②飛来物の衝撃荷重による建物や設備等の損傷
- 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物や設備等の損傷
- 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
- ⑤竜巻襲来後のがれき散乱によるアクセス性や作業性の悪化

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・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した。

具体的には，以下に示す建物及び屋外設置の設備等を評価対象として選定した。ただし，屋内設備については，飛来物の建物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，その一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物や設備等の損傷

<建物>

- ・原子炉建物
- ・タービン建物
- ・廃棄物処理建物
- ・制御室建物

<屋外設備>

- ・送受電設備
- ・ディーゼル燃料移送ポンプ
- ・排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）
- ・復水貯蔵タンク
- ・原子炉補機海水ポンプ
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
- ・タービン補機海水ポンプ
- ・循環水ポンプ

<屋内設備>

- ・原子炉建物付属棟空調換気系
- ・中央制御室換気系

②飛来物の衝撃荷重による建物や設備等の損傷

<建物>

- ・原子炉建物
- ・タービン建物
- ・廃棄物処理建物
- ・制御室建物

<屋外設備>

- ・送受電設備
- ・ディーゼル燃料移送ポンプ
- ・排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）
- ・復水貯蔵タンク
- ・原子炉補機海水ポンプ
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
- ・タービン補機海水ポンプ
- ・循環水ポンプ

<屋内設備>

- ・原子炉補機冷却系サージタンク
- ・原子炉補機冷却水ポンプ，熱交換器
- ・可燃性ガス濃度制御系
- ・原子炉建物付属棟空調換気系
- ・中央制御室
- ・中央制御室換気系
- ・原子炉建物給排気隔離弁
- ・気体廃棄物処理設備
- ・タービン補機冷却系サージタンク
- ・タービン及び発電機
- ・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物や設備等の損傷

- ・①及び②にて選定した建物や設備等

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

⑤竜巻襲来後のがれき散乱によるアクセス性や作業性の悪化

- －（アクセスルート）

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，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物や設備等の損傷

建物及び屋内外設備に対する風荷重及び気圧差荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建物>

○原子炉建物

原子炉建物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おり、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物の頑健性は維持されることが考えられることから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、原子炉建物設計時の地震荷重よりも小さく、建物の頑健性は維持されることが考えられることからシナリオの選定は不要である。

ただし、原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルは、建物内外の差圧による開放に至る場合に手動停止に至るシナリオを選定する。

○タービン建物

タービン建物上層部が風荷重及び気圧差荷重により破損に至る場合は、影響としてタービンや発電機の破損が想定され、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。

○廃棄物処理建物

原子炉建物同様、廃棄物処理建物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おり、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物の頑健性は維持されることが考えられることから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同様と考えられることからシナリオの選定は不要である。

○制御室建物

制御室建物は周囲をより高い建物で囲まれているため、直接風荷重及び気圧差荷重が作用することは考えられない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

送受電設備が風荷重により損傷した場合に、外部電源喪失に至るシナリオ。

○ディーゼル燃料移送ポンプ

ディーゼル燃料移送ポンプが気圧差荷重により損傷し、ディーゼル発電設備

が燃料枯渇により機能喪失した場合に，上記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。

○排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）

排気筒及び非常用ガス処理系排気管が風荷重により損傷した場合に，手動停止に至るシナリオ。

○復水貯蔵タンク

復水貯蔵タンクが風荷重及び気圧差荷重により損傷した場合に，復水輸送系の喪失により，手動停止に至るシナリオ。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプが気圧差荷重により損傷した場合に，原子炉補機冷却系が喪失し，補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが気圧差荷重により損傷した場合に，高圧炉心スプレイ系が喪失し，手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプが気圧差荷重により損傷した場合に，タービン補機冷却系が喪失し，タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプ

循環水ポンプが風荷重により損傷した場合に，復水器真空度低により隔離事象に至るシナリオ。

<屋内設備>

○原子炉建物付属棟空調換気系

原子炉建物付属棟空調換気系は，原子炉建物内に設置されており風荷重の影響を直接受けないが，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。それらの設備の損傷により，ディーゼル発電機室の換気が困難になった場合，ディーゼル発電機室温度の上昇に伴い，ディーゼル発電設備が機能喪失し，さらに上記の送受電設備損傷による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

中央制御室換気系は、廃棄物処理建物内に設置されており風荷重の影響を直接受けませんが、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。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、中央制御室内の温度が上昇するが、即、中央制御室内の機器へ影響が及ぶことはなく、また、竜巻の影響は一時的であり竜巻襲来後の対応は十分可能であるため計装・制御系喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

②飛来物の衝撃荷重による建物や設備等の損傷

建物及び建物内外設備に対する飛来物の衝撃荷重により発生する可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建物>

○原子炉建物，タービン建物，廃棄物処理建物，制御室建物

飛来物が建物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、後述の<屋内設備>で考慮することとする。

<屋外設備>

○送受電設備

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○ディーゼル燃料移送ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○復水貯蔵タンク

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○原子炉補機海水ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○タービン補機海水ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

○循環水ポンプ

①の風荷重等により発生可能性のあるシナリオと同様。

<屋内設備>

○原子炉補機冷却系サージタンク

原子炉建物に設置している原子炉補機冷却系サージタンクに建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に、原子炉補機冷却系が機能喪失し、補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○原子炉補機冷却水ポンプ，熱交換器

原子炉建物に設置している原子炉補機冷却水ポンプ又は熱交換器に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に、原子炉補機冷却系が機能喪失し、補機冷却系喪失に至るシナリオが考えられるが、原子炉補機冷却水ポンプ及び熱交換器は多重化されていることに加え分散配置が図られているため、同時に2系統が機能喪失する可能性は低いことから、補機冷却系喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

○可燃性ガス濃度制御系

原子炉建物に設置している可燃性ガス濃度制御系に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に、手動停止に至るシナリオ。

○原子炉建物付属棟空調換気系

原子炉建物付属棟空調換気系は、原子炉建物内に設置されており飛来物の影響を直接受けないが、外気取入口に飛来物が衝突して閉塞することが考えられる。それらの設備の損傷により、ディーゼル発電機室の換気が困難になった場合、ディーゼル発電機室温度の上昇に伴い、ディーゼル発電設備が機能喪失し、さらに同時に上記の送受電設備の損傷が発生した場合に全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられるが、ディーゼル発電機室外気取入口は多重化されていることに加え分散配置されているため、ディーゼル発電設備が全数機能喪失する可能性は低いことから、全交流動力電源喪失に至るシナリオは考慮不要と

する。

○中央制御室

制御室建物は周囲をより高い建物で囲まれているため、直接飛来物が衝突することは考えられないことからシナリオの選定は不要である。

○中央制御室換気系

中央制御室換気系は、廃棄物処理建物内に設置されており飛来物の影響を直接受けないが、外気取入口に飛来物が衝突して閉塞することが考えられる。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、中央制御室温度が上昇するが、即、中央制御室内の機器に影響が及ぶことはなく、また、竜巻の影響は一時的であり竜巻襲来後の対応は十分可能であるため計装・制御系喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

○原子炉建物給排気隔離弁

原子炉建物に設置している原子炉建物給排気隔離弁に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に、手動停止に至るシナリオ。

○気体廃棄物処理設備

廃棄物処理建物に設置している気体廃棄物処理設備に建物外壁を貫通した飛来物が衝突して機能喪失した場合に、手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機冷却系サージタンク

タービン建物に設置しているタービン補機冷却系サージタンクに建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に、タービン補機冷却系が機能喪失し、タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○タービン及び発電機

タービン建物に設置しているタービン又は発電機に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に、タービン又は発電機が機能喪失し、非隔離事象に至るシナリオ。

○主蒸気管（主蒸気隔離弁以降の配管）

タービン建物に設置している主蒸気管に建物外壁を貫通した飛来物が衝突した場合に、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物や設備等の損傷

建物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に包含される。

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、車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水口を閉塞させた場合、原子炉補機海水ポンプの取水ができなくなり補機冷却系喪失に至るシナリオが考えられるが、取水口を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。

⑤竜巻襲来後のがれき散乱によるアクセス性や作業性の悪化

竜巻襲来後のがれき散乱により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの、設計基準事故対処設備のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外での現場対応はなく、仮にアクセス性や屋外での作業性へ影響が及んだ場合であっても構内の道路又はアクセスルートについては、がれき撤去を行うことから問題はない。

そのため上記①～④の影響評価の結果として、可搬型重大事故等対処設備の接続といった屋外での作業が必要になるケースが確認された場合に、別途、詳細検討するものとする。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を超える竜巻事象に対しての裕度評価(起回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回事象の特定を行った。

①風荷重及び気圧差荷重による建物や設備等の損傷

<建物>

○原子炉建物、廃棄物処理建物、制御室建物

建物内外差圧の発生に伴う原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放による手動停止に至るシナリオは考えられるため、起回事象として選定する。

○タービン建物

想定を超える風荷重がタービン建物に作用した場合、建物が損傷してタービン、発電機又は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、タービンや発電機の機能喪失による非隔離事象、タービン補機冷却系の機能喪失によるタービン・サポート系故障は考慮すべき起因事象として選定する。

<屋外設備>

○送受電設備

想定を超える風荷重に対して送受電設備の損傷を否定できないため、送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○ディーゼル燃料移送ポンプ

想定を超える風荷重及び気圧差荷重に対しディーゼル燃料移送ポンプの損傷、かつ外部電源喪失の同時発生を否定できないため、全交流動力電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）

想定を超える風荷重に対して排気筒及び非常用ガス処理系排気管の損傷を否定できないため、排気筒及び非常用ガス処理系排気管の損傷に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○復水貯蔵タンク

想定を超える風荷重に対して復水貯蔵タンクの損傷を否定できないため、復水輸送系の喪失に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○原子炉補機海水ポンプ

想定を超える気圧差荷重に対して原子炉補機海水ポンプの損傷を否定できないため、原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う補機冷却系喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

想定を超える気圧差荷重に対し高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷を否定できないため、高圧炉心スプレイ系の機能喪失に伴う手動停止は考慮すべき

起因事象として選定する。

○タービン補機海水ポンプ

想定を超える気圧差荷重に対しタービン補機海水ポンプの損傷を否定できないため、タービン補機冷却系の機能喪失に伴うタービン・サポート故障は考慮すべき起因事象として選定する。

○循環水ポンプ

想定を超える風荷重に対し循環水ポンプの損傷を否定できないため、復水器真空度低による隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

<屋内設備>

○タービン及び発電機

先述のとおり、タービン建物損傷によりタービンや発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため、タービン建物損傷に伴う非隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

○原子炉建物付属棟空調換気系

想定を超える気圧差荷重に対し原子炉建物付属棟空調換気系のダクト等が損傷し、かつ外部電源喪失の同時発生を否定できないため、全交流動力電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○中央制御室換気系

上記(3)①のとおり、この損傷・機能喪失モードは考慮しないため、想定するシナリオはない。

②飛来物の衝撃荷重による建物や設備等の損傷

<建物>

○原子炉建物，タービン建物，廃棄物処理建物，制御室建物

飛来物が建物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、後述の<屋内設備>で考慮することとする。

<屋外設備>

○送受電設備

飛来物の衝撃荷重に対して送受電設備の損傷を否定できないため、送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○ディーゼル燃料移送ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対してディーゼル燃料移送ポンプが損傷し、かつ外部電源喪失の同時発生を否定できないため、全交流動力電源喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）

飛来物の衝撃荷重に対して排気筒及び非常用ガス処理系排気管の損傷を否定できないため、排気筒及び非常用ガス処理系排気管の損傷に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○復水貯蔵タンク

飛来物の衝撃荷重に対して復水貯蔵タンクの損傷を否定できないため、復水輸送系の喪失に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○原子炉補機海水ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対して原子炉補機海水ポンプの損傷を否定できないため、原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う補機冷却系喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対して高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷を否定できないため、高圧炉心スプレイ系の機能喪失に伴う手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○タービン補機海水ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対してタービン補機海水ポンプの損傷を否定できないため、タービン補機冷却系の機能喪失に伴うタービン・サポート故障は考慮すべき起因事象として選定する。

○循環水ポンプ

飛来物の衝撃荷重に対して循環水ポンプの損傷を否定できないため、復水器真空度低による隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

<屋内設備>

○原子炉補機冷却系サージタンク

原子炉建物外壁を飛来物が貫通することを想定すると原子炉補機冷却系サージタンクの損傷を否定できないため、原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う補機冷却喪失は考慮すべき起因事象として選定する。

○原子炉補機冷却水ポンプ，熱交換器

上記(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，起因事象として選定しない。

○可燃性ガス濃度制御系

原子炉建物外壁を飛来物が貫通することを想定すると可燃性ガス濃度制御系の損傷を否定できないため，手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○原子炉建物付属棟空調換気系

上記(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，起因事象として選定しない。

○中央制御室

上記(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，起因事象として選定しない。

○中央制御室換気系

上記(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，起因事象として選定しない。

○原子炉建物給排気隔離弁

原子炉建物外壁を飛来物が貫通することを想定すると原子炉建物給排気隔離弁の損傷を否定できないため，手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○気体廃棄物処理設備

廃棄物処理建物外壁を飛来物が貫通することを想定すると気体廃棄物処理設

備の損傷は否定できないため、手動停止は考慮すべき起因事象として選定する。

○タービン補機冷却系サージタンク

タービン建物外壁を飛来物が貫通することを想定するとタービン補機冷却系サージタンクの損傷を否定できないため、タービン補機冷却系の機能喪失に伴うタービン・サポート系故障は考慮すべき起因事象として選定する。

○タービン及び発電機

タービン建物外壁を飛来物が貫通することを想定するとタービンや発電機の損傷を否定できないため、非隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

○主蒸気管（主蒸気隔離弁以降の配管）

タービン建物を飛来物が貫通することを想定すると主蒸気管（主蒸気隔離弁以降の配管）の損傷を否定できないため、隔離事象は考慮すべき起因事象として選定する。

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物や設備等の損傷

上記(3)③のとおり、建物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に包含されるため、起因事象としては選定不要であると判断した。

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

上記(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、起因事象として選定しない。

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のとおり選定した。

- ・原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放に伴う手動停止
- ・可燃性ガス濃度制御系の機能喪失に伴う手動停止
- ・原子炉建物給排気隔離弁の損傷に伴う手動停止
- ・気体廃棄物処理設備の損傷に伴う手動停止

- ・タービン，発電機の損傷に伴う非隔離事象
- ・タービン補機海水ポンプ又はタービン補機冷却系サージタンクの損傷に伴うタービン・サポート系故障
- ・主蒸気系（主蒸気隔離弁以降の配管）の損傷に伴う隔離事象
- ・送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失
- ・排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）の損傷に伴う手動停止
- ・復水貯蔵タンクの損傷に伴う手動停止
- ・ディーゼル燃料移送ポンプの損傷又は原子炉建物付属棟空調換気系の損傷，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
- ・原子炉補機海水ポンプ又は原子炉補機冷却系サージタンクの損傷に伴う補機冷却系喪失
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷に伴う手動停止
- ・循環水ポンプ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，地震及び津波レベル1 P R A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。

設計基準を超える凍結事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

- (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
凍結事象により設備等に発生する可能性のある事象について，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着氷による送受電設備の相間短絡

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・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した。

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
 - ・ディーゼル燃料貯蔵タンク及びディーゼル発電機燃料移送系配管（以下「燃料貯蔵タンク等」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着氷による送受電設備の相間短絡
 - ・送受電設備

(3) 起回事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，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

○燃料貯蔵タンク等

低温によって燃料貯蔵タンク等の軽油が凍結した場合に、下記③の外部電源喪失の同時発生を想定した場合、ディーゼル発電機デイト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

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、復水輸送系の喪失により手動停止に至るシナリオ。

②ヒートシンク（海水）の凍結

○取水設備（海水）

低温によって島根原子力発電所周辺の海水が凍結することは起こり得ないと考えられるため、この損傷・機能喪失モードは考慮しない。

③着氷による送受電設備の相間短絡

○送受電設備

送電線や碍子への着氷によって、相間短絡を起こし、外部電源喪失に至るシナリオ。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を超える凍結事象に対しての裕度評価（起回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回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

○燃料貯蔵タンク等の凍結

ディーゼル発電機の燃料として使用している軽油は低温時の使用環境を考慮した油種としており、また、屋外の燃料移送系配管には保温材を取り付けていることから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスとはなり得ないと考えられるため、考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断した。

○復水貯蔵タンク等の凍結

復水貯蔵タンクは凍結しない一定以上の温度に加温しており、また、屋外の附属配管には保温材を取り付けていることから、有意な頻度又は影響のある事

故シーケンスとはなり得ないと考えられるため、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

②ヒートシンク（海水）の凍結

○取水設備（海水）

上記(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、起因事象として選定しない。

③着氷による送受電設備の相間短絡

○送受電設備

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える凍結事象に対して発生を否定できないため、送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべき起因事象として選定する。

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、地震及び津波レベル1 P R Aにて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

よって、凍結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。

設計基準を超える積雪事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

- (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事象について，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建物天井や屋外設備に対する荷重
- ②送受電設備の屋外設備への着氷
- ③空調給気口等の閉塞
- ④積雪によるアクセス性や作業性の悪化

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・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，以下に示す建物及び屋外設置（屋外に面した設備を含む。）の設備等を評価対象設備として選定した。

①建物天井や屋外設備に対する荷重

<建物>

- ・原子炉建物
- ・タービン建物
- ・廃棄物処理建物
- ・制御室建物

<屋外設備>

- ・送受電設備のうち変圧器
- ・復水貯蔵タンク
- ・ディーゼル発電機燃焼用給気口

- ・原子炉補機海水ポンプ
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
- ・タービン補機海水ポンプ
- ・循環水ポンプ

②送受電設備の屋外設備への着氷

- ・送受電設備

③空調給気口等の閉塞

- ・中央制御室換気系
- ・ディーゼル発電機給気系
- ・原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・タービン補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・循環水ポンプのモータ冷却口

④積雪によるアクセス性や作業性の悪化

- －（アクセスルート）

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①建物天井や屋外設備に対する荷重

建物及び屋外設備に対する積雪荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建物>

○原子炉建物

原子炉建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建物最上階に設置している原子炉補機冷却系サージタンクが機能喪失することで、原子炉補機冷却系が喪失し、補機冷却系喪失に至るシナリオ。

原子炉建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建物最上階に設置している原子炉建物給排気隔離弁の機能喪失による手動停止に至るシナリオ。

○タービン建物

タービン建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建物最上階に設置しているタービンや発電機に影響が及び、非隔離事象に至るシナリオ。

タービン建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建物最上階に設置しているタービン補機冷却系サージタンクが機能喪失することで、タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○廃棄物処理建物

廃棄物処理建物屋上が積雪荷重により崩壊した場合に、建物最上階に設置している気体廃棄物処理設備が機能喪失し、手動停止に至るシナリオ。

○制御室建物

制御室建物屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建物最上階に設置している中央制御室が機能喪失し、計装・制御系機能喪失に至るシナリオ。

<屋外設備>

○送受電設備のうち変圧器

変圧器が積雪荷重により損傷した場合に、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、復水輸送系の喪失により手動停止に至るシナリオ。

○ディーゼル発電機燃焼用給気口

ディーゼル発電機の燃焼用給気口が積雪荷重により損傷しディーゼル発電機が機能喪失した場合に、上記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。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプが積雪荷重により損傷した場合に、原子炉補機冷却系が喪失し、補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが積雪荷重により損傷した場合に、高圧炉心スプレイ系が機能喪失することによる手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプが積雪荷重により損傷した場合に、タービン補機海水系が機能喪失することでタービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプ

循環水ポンプが積雪荷重により損傷した場合に、復水器真空度低により隔離事象に至るシナリオ。

②送受電設備の屋外設備への着氷

○送受電設備

送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって、相间短絡を起こし外部電源喪失に至るシナリオ。

③空調給気口等の閉塞

○中央制御室換気系

積雪によって中央制御室換気系の給排気口が閉塞した場合は、外気遮断による系統隔離運転が可能な設計となっているため、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

○ディーゼル発電機給気系

積雪によるディーゼル発電機の燃焼用給気フィルタの目詰まり又は燃焼用給気口の閉塞によって、ディーゼル発電機の機能が喪失した場合に、上記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。

○原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口

積雪によって、原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合、原子炉補機冷却系の機能喪失による補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口

積雪によって、高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合、高圧炉心スプレイ系が機能喪失することによる手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプのモータ冷却口

積雪によって、タービン補機海水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合、タービン補機海水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。

○循環水ポンプのモータ冷却口

積雪によって、循環水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合、復水器真空度低により隔離事象に至るシナリオ。

④積雪によるアクセス性や作業性の悪化

積雪により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの、設計基準事故対処設備のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外での現場対応はなく、仮にアクセス性や屋外での作業性へ影響が及んだ場合であっても構内の道路又はアクセスルートについては、除雪を行うことから問題はない。

そのため上記①～③の影響評価の結果として、可搬型重大事故等対処設備の接続といった屋外での作業が必要になるケースが確認された場合に、別途、詳細検討するものとする。

(4) 起回事象の特定

(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(起回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回事象の特定を行った。

①建物天井や屋外設備に対する荷重により発生可能性のあるシナリオ

○建物及び屋外設備

積雪荷重が各建物天井や屋外設備の許容荷重を上回った場合には、(3)項で選定した各シナリオが発生する可能性はあるが、積雪は事前の予測が十分に可能であり、また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とはなりえないと考えられるため、考慮すべき起回事象としては選定不要であると判断した。

②送受電設備の屋外設備への着氷

○送受電設備

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

象に対して発生を否定できないため、送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失については考慮すべき起因事象として選定する。

③空調給気口等の閉塞

○中央制御室換気系，ディーゼル発電機給気系，原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口，タービン補機海水ポンプのモータ冷却口及び循環水ポンプのモータ冷却口

中央制御室換気系，ディーゼル発電機給気系，原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口，タービン補機海水ポンプのモータ冷却口又は循環水ポンプのモータ冷却口が閉塞した場合には，(3)項で選定した各シナリオが発生する可能性はあるが，積雪は事前の予測が十分に可能であり，また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，地震及び津波レベル1 P R A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。

設計基準を超える落雷事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

(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事象について，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)項で抽出した各損傷・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した。

- ①屋内外計測制御設備に発生するノイズ
 - ・計測制御設備
- ②直撃雷による設備損傷
 - ・送受電設備
 - ・原子炉補機海水ポンプ
 - ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
 - ・タービン補機海水ポンプ
 - ・循環水ポンプ
- ③誘導雷サージによる電気盤内の回路損傷
 - ・計測制御設備

(3) 起回事象になり得るシナリオの選定

(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うえ，発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋内外計測制御設備に発生するノイズ

○計測制御設備

ノイズにより安全保護系が誤動作した場合、隔離事象又は原子炉保護系誤動作等に至るシナリオ。

ノイズにより安全保護系以外の計測制御設備が誤動作した場合、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

○送受電設備

送受電設備への直撃雷により、当該設備が機能喪失し、外部電源喪失に至るシナリオ。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプへの直撃雷により、当該設備が機能喪失し、補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプへの直撃雷により、当該設備が機能喪失し、手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプへの直撃雷により、当該設備が機能喪失し、タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプ

循環水ポンプへの直撃雷により、当該設備が機能喪失し、復水器真空度喪失により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

○計測制御設備

建物避雷設備等から誘導雷サージが建物内に侵入し、電気盤内の制御回路が損傷し、計装・制御系喪失に至るシナリオ。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を超える落雷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屋内外計測制御設備に発生するノイズ

○計測制御設備

落雷によって安全保護系に発生するノイズの影響により誤動作する可能性は否定できず、隔離事象又は原子炉保護系誤動作等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系以外の計測制御設備に発生するノイズの影響により誤動作する可能性は否定できず、非隔離事象、全給水喪失又は水位低下事象に至るシナリオは考えられるため、起因事象として特定する。

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

②直撃雷による設備損傷

○送受電設備

送電線、開閉所は架空地線で落雷の確率低減対策を実施しているが、受雷を否定できないため、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。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプは、避雷設備の効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定できない。また、区分分離が実施された複数の系統に期待できるが、同時に機能喪失することを保守的に考慮し、補機冷却系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。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプは、避雷設備の効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定できないことから、手動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。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプは、避雷設備の効果を期待できるが、海水ポンプモータ部に関しては落雷によって機能喪失する可能性を否定できないことから、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

循環水ポンプモータ部に関しては、落雷によって機能喪失する可能性を否定できないため、循環水ポンプ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

○計測制御設備

落雷による誘導雷サージを接地網へ効果的に導くことができない場合には、電気盤内の絶縁耐力が低い制御回路が損傷し、発電用原子炉施設の安全保護系機能が喪失する。しかしながら、安全保護系の制御回路はシールドケーブルを使用し、基本的に建物内に布設しているため、有意なサージの侵入はないこと、また屋外との取合いがある制御回路についても、避雷器や絶縁トランスによるサージ対策が講じられており、制御回路が影響を受けるような誘導雷サージの侵入はないことから、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスと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される。

なお、安全保護系以外の計測制御設備は、誘導雷サージの影響により損傷し、安全保護系以外の計装・制御系喪失により制御不能に至る可能性を否定できない。制御不能となった場合は、非隔離事象、全給水喪失又は水位低下事象に至る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。

- ・安全保護系に発生するノイズの影響に伴う隔離事象又は原子炉保護系誤動作等
- ・安全保護回路以外の計測制御設備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
- ・送受電設備の機能喪失による外部電源喪失
- ・原子炉補機海水ポンプの機能喪失による補機冷却系喪失
- ・高圧炉心スプレイポンプの機能喪失による手動停止
- ・タービン補機海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障
- ・循環水ポンプの機能喪失による隔離事象
- ・安全保護回路以外の計測制御設備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，地震及び津波レベル1 P R A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。

設計基準を超える火山事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

- (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，火砕流や火山弾といった「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能とされている事象については，「影響評価ガイド」に基づく立地評価にて原子力発電所の運用期間中に影響を及ぼす可能性がないと判断されている。よって，個々の火山事象への設計対応及び運転対応の妥当性について評価を行うため抽出した降下火砕物を対象に原子力発電所への影響を検討するものとする。

降下火砕物により設備等に発生する可能性のある事象について，「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による荷重
 - ②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞
 - ③降下火砕物による空調給気口等の閉塞及び屋外設備の摩耗
 - 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降下火砕物の送受電設備への付着による相間短絡
 - ⑥降下火砕物によるアクセス性や作業性の悪化
- (2) 評価対象設備の選定
- (1)項で抽出した各損傷・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した。

- ①降下火砕物の堆積荷重による静的荷重

<建物>

- ・原子炉建物
- ・タービン建物

- ・廃棄物処理建物
- ・制御室建物

<屋外設備>

- ・送受電設備のうち変圧器
- ・復水貯蔵タンク
- ・ディーゼル発電機燃焼用給気口
- ・原子炉補機海水ポンプ
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
- ・タービン補機海水ポンプ
- ・循環水ポンプ

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

- ・取水口
- ・原子炉補機海水ポンプ
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
- ・タービン補機海水ポンプ
- ・循環水ポンプ

③降下火砕物による空調給気口等の閉塞及び屋外設備の摩耗

- ・ディーゼル発電機給気系
- ・中央制御室換気系
- ・原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・タービン補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・循環水ポンプのモータ冷却口
- ・ディーゼル燃料移送ポンプ

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

- ・原子炉補機海水ポンプ等の屋外設備

⑤降下火砕物の送受電設備への付着による相間短絡

- ・送受電設備

⑥降下火砕物によるアクセス性や作業性の悪化

－（アクセスルート）

(3) 起回事象になり得るシナリオの選定

(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うえ、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①降下火砕物による建物天井や屋外設備に対する堆積荷重

建物及び屋外設備に対する降下火砕物堆積荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建物>

○原子炉建物

原子炉建物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、建物最上階に設置している原子炉補機冷却系のサージタンクが損傷することで、原子炉補機冷却系が喪失し、補機冷却系喪失に至るシナリオ。

原子炉建物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、建物最上階に設置している原子炉建物給排気隔離弁の機能喪失により手動停止に至るシナリオ。

○タービン建物

タービン建物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、建物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が機能喪失することで、タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○廃棄物処理建物

廃棄物処理建物屋上が降下火砕物による堆積荷重により崩壊した場合に、建物最上階に設置している気体廃棄物処理設備が機能喪失し、手動停止に至るシナリオ。

○制御室建物

制御室建物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、建物最

上階に設置している中央制御室が機能喪失し、計装・制御系機能喪失に至るシナリオ。

<屋外設備>

○送受電設備のうち変圧器

変圧器が降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に、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、復水輸送系の喪失により手動停止に至るシナリオ。

○ディーゼル発電機燃焼用給気口

ディーゼル発電機の燃焼用給気口が降下火砕物による堆積荷重によって損傷し、ディーゼル発電機が機能喪失した場合に、上記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。

○原子炉補機海水ポンプ

原子炉補機海水ポンプが降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に、原子炉補機冷却系が喪失し、補機冷却系喪失に至るシナリオ。

○高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ

高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に、高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、手動停止に至るシナリオ。

○タービン補機海水ポンプ

タービン補機海水ポンプが降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に、タービン補機海水系が機能喪失し、タービン・サポート系故障に至るシナリオ。

○循環水ポンプ

循環水ポンプが降下火砕物による堆積荷重により損傷した場合に、復水器真空度低により隔離事象に至るシナリオ。

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

○取水口

海水中への降下火砕物による取水口への影響については、定量的な裕度評価

は困難であるが、降下火砕物に対する取水量や取水設備構造等を考慮すると、取水口閉塞の発生は考えにくく、考慮するシナリオとしては抽出不要と考えられる。

○原子炉補機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ，タービン補機海水ポンプ及び循環水ポンプ

海水系については、海水中の降下火砕物が高濃度な場合には、熱交換器の伝熱管，海水ポンプ軸受の閉塞による異常摩耗や海水ストレーナの閉塞により、原子炉補機海水ポンプが機能喪失し補機冷却系喪失に至るシナリオ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが機能喪失し手動停止に至るシナリオ，タービン補機海水ポンプが機能喪失しタービン・サポート系故障に至るシナリオ及び循環水ポンプが機能喪失し隔離事象に至るシナリオ。

③降下火砕物による空調給気口等の閉塞及び屋外設備の摩耗

○ディーゼル発電機給気系

降下火砕物によるディーゼル発電機の給気フィルタの目詰まり又は燃焼用給気口の閉塞によって、ディーゼル発電機の機能が喪失した場合に、下記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

降下火砕物によって中央制御室換気系の給排気口が閉塞した場合は、外気遮断による系統隔離運転が可能な設計となっているため、考慮すべきシナリオとして選定は不要である。また、降下火砕物の吸い込みにより給気口が閉塞した場合でも、フィルタの取替え及び清掃が可能であることから考慮すべきシナリオとして選定は不要である。

○原子炉補機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ，タービン補機海水ポンプ及び循環水ポンプのモータ冷却口の閉塞

降下火砕物の吸い込み又は冷却口への堆積により、海水ポンプモータの冷却口が閉塞した場合、原子炉補機海水ポンプが機能喪失し補機冷却系喪失に至るシナリオ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプが機能喪失し手動停止に至るシナリオ，タービン補機海水ポンプが機能喪失しタービン・サポート系故障に至る

シナリオ又は循環水ポンプが機能喪失し隔離事象に至るシナリオ。

○ディーゼル燃料移送ポンプ

降下火砕物による軸受摩耗により、ディーゼル燃料移送ポンプが損傷し、ディーゼル発電設備が燃料枯渇により機能喪失した場合に、下記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。

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

○原子炉補機海水ポンプ等の屋外設備

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、屋外設備表面に塗装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、適切な保守管理が可能であるため考慮するシナリオとしては抽出不要とする。

⑤降下火砕物の送受電設備への付着による相間短絡

○送受電設備

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。

⑥降下火砕物によるアクセス性や作業性の悪化

降下火砕物により屋外現場へのアクセス性や屋外での作業性に影響を及ぼす可能性があるものの、設計基準事故対処設備のみで対応可能なシナリオであれば基本的に屋外での現場対応はなく、仮にアクセス性や屋外での作業性へ影響が及んだ場合であっても構内の道路又はアクセスルートについては、除灰を行うことから問題はない。

そのため上記①～⑤の影響評価の結果として、可搬型重大事故等対処設備の接続といった屋外での作業が必要になるケースが確認された場合に、別途、詳細検討するものとする。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を超える火山事象に対しての裕度評価(起回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回事象の特定を行った。

①降下火砕物による建物天井や屋外設備に対する堆積荷重により発生可能性のあるシナリオ

○建物及び屋外設備

降下火砕物による堆積荷重が各建物天井や屋外設備の許容荷重を上回った場合には、(3)項で選定した各シナリオが発生する可能性はあるが、火山事象は事前の予測が十分に可能であり、また降灰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。

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

○原子炉補機海水ポンプ，高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ，タービン補機海水ポンプ及び循環水ポンプ

海水中の降下火砕物による海水系への影響については、降下火砕物の性質である硬度を考慮すると、海水中の降下火砕物によって熱交換器の伝熱管、海水ポンプ軸受の閉塞による異常摩耗は進展しにくく、また、降灰事象は進展速度を踏まえると、海水ストレーナの差圧が上昇した場合は切り替えて清掃することによって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選定不要であると判断した。

③降下火砕物による空調給気口等の閉塞及び屋外設備の摩耗

○ディーゼル発電機給気系

降下火砕物の吸い込み又は給気口への堆積によりディーゼル発電機の給気フィルタ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はあるが、火山事象は事前の予測が十分に可能であり、また降灰事象の進展速度を踏まえると除灰管理又はフィルタ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選定不要であると判断した。

また、モータ冷却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はあるが、火山事象は事前の予測が十分に可能であり、また降灰事象

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

上記(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、想定するシナリオはない。

⑤降下火砕物の送受電設備への付着による相間短絡

○送受電設備

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わたるため、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機能喪失の可能性を否定できないため、外部電源喪失については考慮すべき起因事象として選定する。

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、地震及び津波レベル1 P R A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。

設計基準を超える森林火災事象に対する事故シーケンス抽出

1. 起回事象の特定

- (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事象について，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輻射熱による建物や設備等への影響

②ばい煙による設備等の閉塞

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した各損傷・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した。

①輻射熱による建物や設備等への影響

<建物>

- ・原子炉建物
- ・タービン建物
- ・廃棄物処理建物
- ・制御室建物

<屋外設備>

- ・送受電設備
- ・復水貯蔵タンク
- ・排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）
- ・原子炉補機海水ポンプ
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプ
- ・タービン補機海水ポンプ
- ・循環水ポンプ

②ばい煙による設備等の閉塞

- ・ディーゼル発電設備の給気系
- ・換気空調設備
- ・中央制御室換気系
- ・原子炉補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・高圧炉心スプレイ補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・タービン補機海水ポンプのモータ冷却口
- ・循環水ポンプのモータ冷却口

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

(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うえ、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①輻射熱による建物や設備等への影響

<建物>

○原子炉建物，タービン建物，廃棄物処理建物及び制御室建物

森林火災の輻射熱による建物への影響について、想定し得る最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、建物の許容温度を下回り、建物が損傷することはない。また、森林火災の輻射熱による建物影響について、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

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、森林火災の輻射熱による送受電設備への影響について、想定し得る最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、敷地内の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、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、復水貯蔵タンクが受ける輻射強度は低いため、復水貯蔵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。

○排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）

森林火災の輻射熱による排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）への影響について、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）が受ける輻射強度は低いため、排気筒（非常用ガス処理系排気管を含む。）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。

○原子炉補機海水ポンプ、高圧炉心スプレー補機海水ポンプ、タービン補機海水ポンプ及び循環水ポンプ（以下「海水ポンプ」という。）

森林火災の輻射熱による海水ポンプへの影響について、想定し得る最大の火災影響評価において、防火帯外縁（火炎側）から十分な離隔距離があることを考慮すると、海水ポンプが受ける輻射強度は低いため、海水ポンプ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

○ディーゼル発電設備の給気系

森林火災で発生するばい煙のディーゼル発電設備の給気口への吸い込みにより給気口が閉塞した場合でも、フィルタの取替え及び清掃が可能であることか

ら、シナリオの選定は不要である。

○海水ポンプのモータ冷却口

海水ポンプモータ内部にばい煙粒子が侵入した場合でも、モータ内の通気経路の隙間は十分に大きく閉塞等の影響はないため、シナリオの選定は不要である。

○換気空調設備

外気取入口にはフィルタを設置しているため、一定以上の粒径のばい煙を捕集するとともに、換気空調設備の停止により建物内へのばい煙の侵入を阻止することが可能であるため、シナリオの選定は不要である。

○中央制御室換気系

外気取入口にはフィルタを設置しているため、一定以上の粒径のばい煙を捕集するとともに、給気隔離弁及び排気隔離弁を閉止し系統隔離運転モードとすることにより、長時間室内へのばい煙侵入を阻止することが可能であるため、シナリオの選定は不要である。

(4) 起回事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて、想定を超える森林火災事象に対しての裕度評価（起回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回事象の特定を行った。

①輻射熱による建物や設備等への影響

<建物>

森林火災の輻射熱による各建物の損傷については、上記(3)①のとおり、考慮すべき起回事象として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受電設備が損傷する可能性が否定できず、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、起回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、上記(3)①のとおり、考慮すべき起回事象として特定不要であると判断した。

②ばい煙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、上記(3)②のとおり、考慮すべき起回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. にて森林火災に対し発生可能性のある起回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、地震及び津波レベル1 P R A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。

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 (1 / 2)

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
竜巻	手動停止	風荷重、気圧差荷重、飛来物の衝撃荷重による原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネルの開放や高圧炉心スプレイト補機海水ポンプの損傷等に伴う手動停止	・建物内の設備のうち、飛来物が直接衝突する十分な厚さを有した外壁と一つ内側の頑健性のある壁との間に設置されている設備以外には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には風荷重や飛来物の衝撃荷重による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備のうち、飛来物が直接衝突する十分な厚さを有した外壁と一つ内側の頑健性のある壁との間に設置されている設備以外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。 ・建物外の設備に対しても、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物外の設備に期待できるものと考えられる。
	非隔離事象	飛来物による衝撃荷重によるタービンや発電機の損傷に伴う非隔離事象	・建物内の設備には風荷重や飛来物の衝撃荷重による影響が生じる可能性が考えられる。	
	タービン・サブポート系故障	気圧差荷重、飛来物やタービン補機冷却系サートシステムの損傷に伴うタービン・サブポート系故障		
	隔離事象	風荷重や飛来物の衝撃荷重による主蒸気系（主蒸気隔離弁以降の配管）や循環水ポンプ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撃荷重による送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失		
	全交流動力電源喪失	風荷重、気圧差荷重、飛来物の衝撃荷重による原子炉建物付属棟空調換気系等の損傷及び外部電源喪失の同時喪失に伴う全交流動力電源喪失		
凍結	補機冷却系喪失	気圧差荷重や飛来物の衝撃荷重による原子炉補機海水ポンプや原子炉補機冷却系サートシステムの損傷に伴う補機冷却系喪失	・建物内の設備には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には低温による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備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。 ・建物外の設備に対しても、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。
	外部電源喪失	送受電設備へ着水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	・建物内の設備には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には積雪による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備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。 ・建物外の設備に対しても、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。
積雪	外部電源喪失	送受電設備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	・建物内の設備には影響しないものと考えられる。 ・建物外の設備には積雪による影響が生じる可能性が考えられる。	・建物内の設備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。 ・建物外の設備に対しても、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。

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（2 / 2）

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
落雷	隔離事象	安全保護系に発生するノイズの影響や直撃雷による循環水ポンプの損傷に伴う隔離事象	建物内の設備には影響しないものと考えられる。 建物外の設備には直撃雷による影響が生じる可能性が考えられる。	建物内の設備には影響しないものと考えられる。 建物外の設備に対しては、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物外の設備に期待できるものと考えられる。
	原子炉保護系誤動作等	安全保護系に発生するノイズの影響に伴う原子炉保護系誤動作等		
	非隔離事象	安全保護系以外の計測制御設備に発生するノイズの影響に伴う非隔離事象		
	全給水喪失	安全保護系以外の計測制御設備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	安全保護系以外の計測制御設備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	直撃雷による送受電設備の損傷に伴う外部電源喪失		
	補機冷却系喪失	直撃雷による原子炉補機海水ポンプの損傷に伴う補機冷却系喪失		
	手動停止	直撃雷による高圧炉心スプレイ補機海水ポンプの損傷に伴う手動停止		
	タービン・サポート系故障	直撃雷によるタービン補機海水ポンプの損傷に伴うタービン・サポート系故障		
	外部電源喪失	送受電設備へ降下火砕物が付着し、水分を吸収することによって相间短絡を起こすことによる外部電源喪失		
火山の影響	外部電源喪失		建物内の設備には影響しないものと考えられる。 建物外の設備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。	建物内の設備には影響しないものと考えられる。 建物外の設備に対しては、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。
森林火災	外部火災	送受電設備が森林火災の輻射熱によって損傷することによる外部電源喪失	建物内の設備には影響しないものと考えられる。 建物外の設備には森林火災の輻射熱による影響が生じる可能性が考えられる。	建物内の設備には影響しないものと考えられる。 建物外の設備に対しては、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、あらかじめ散水する等の必要な安全処置を講じることにより機能を維持できるものと考えられる。

自然現象の重畳確認結果 (1 / 8)

重畳事象	主事象	1 風 (台風)			2 電巻			3 高温		4 低温		5 極限的な気圧		6 降雨 (豪雨)		7 積雪 (豪雪)		8 ひょう	9 もや	10 霜
		荷重 (風圧)	荷重 (飛来物)	閉塞 (取水)	荷重 (気圧差)	荷重 (気圧差)	荷重 (飛来物)	閉塞 (取水)	温度高	温度低 (凍結)	電氣的影響	荷重的な気圧	荷重 (堆積)	浸水	電氣的影響	閉塞 (空調)	荷重 (衝突)			
1 風 (台風)	設備等の損傷・機能喪失モード																			
	荷重 (風圧)																			
	建物及び屋外設備の損傷																			
2 電巻	荷重 (飛来物)																			
	閉塞 (取水)																			
	荷重 (風圧)																			
	荷重 (飛来物)																			
	閉塞 (取水)																			
	荷重 (風圧)																			
3 高温	温度高																			
	温度低 (凍結)																			
4 低温	電氣的影響																			
	電氣的影響																			
5 極限的な気圧	荷重 (風圧)																			
	荷重 (堆積)																			
6 降雨 (豪雨)	浸水																			
	電氣的影響																			
7 積雪 (豪雪)	荷重 (堆積)																			
	閉塞 (空調)																			
8 ひょう	荷重 (衝突)																			
	荷重 (堆積)																			
9 もや	電氣的影響																			
	電氣的影響																			
10 霜	冷却機能低下																			
	霜害																			
11 干ばつ	砂嵐																			
	砂嵐																			
12 嵐雪	電氣的影響 (雷サージ)																			
	電氣的影響 (雷サージ)																			
13 砂嵐	電氣的影響 (誘導電流)																			
	電氣的影響 (誘導電流)																			
14 落雷	電氣的影響 (雷サージ)																			
	電氣的影響 (雷サージ)																			
15 限石	電氣的影響 (雷サージ)																			
	電氣的影響 (雷サージ)																			
16 地震	荷重 (衝突)																			
	荷重 (衝突)																			
17 動物	浸水																			
	地震安定性																			
18 火山	電氣的影響																			
	電氣的影響																			
19 雷崩	荷重 (堆積)																			
	閉塞 (空調)																			
20 地滑り	電氣的影響																			
	電氣的影響																			
21 地震	荷重 (衝突)																			
	荷重 (衝突)																			
22 カラスト	地震安定性																			
	地震安定性																			
23 地下水による浸食	地震安定性																			
	浸水																			

[凡例]
 斜線：以下の理由により、重畳影響考慮不要
 ・発電所及びその周辺では発生しない(又は、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(又は、非常に小さい)事象で、他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象
 - : 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により増長しない。
 I : 各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し、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ほかの自然現象により機能喪失することにより、影響が増長するケース。
 III-1 : ほかの自然現象の作用により前記条件が変化し、影響が増長するケース。
 III-2 : ほかの自然現象の作用により影響が増長するケース。

自然現象の重畳確認結果 (2 / 8)

重畳事象	主事象	11 干ばつ		12 嵐害・暴風		13 砂嵐		14 落雷		15 隕石			16 地盤の陥起		17 動物			18 火山			19 雪崩		20 地滑り		21 地震		22 カルスト		23 地下水による浸食	
		設備等の損傷・機能喪失モード	装置及び屋外設備の損傷	荷重(風圧)	建物及び屋外設備の損傷	荷重(風圧差)	建物及び屋外設備の損傷	荷重(飛来物)	建物及び屋外設備の損傷	閉塞(取水)	取水設備及び海水系の閉塞	荷重(風圧)	建物及び屋外設備の損傷	荷重(風圧差)	建物及び屋外設備の損傷	閉塞(空調)	送受電設備の配線・短絡	荷重(風圧差)	建物及び屋外設備の損傷	閉塞(取水)	取水設備及び海水系の閉塞	荷重(堆積)	荷重(堆積)	電気的影響	電気的影響	荷重(衝突)	荷重(衝突)	地盤安定性	地盤安定性	浸水
1 風(台風)																														
2 竜巻																														
3 高温																														
4 低温																														
5 極限的な気圧																														
6 降雨(豪雨)																														
7 積雪(豪雪)																														
8 ひょう																														
9 もや																														
10 霜																														
11 干ばつ																														
12 嵐害, 暴風																														
13 砂嵐																														
14 落雷																														
15 隕石																														
16 地面の陥起																														
17 動物																														
18 火山																														
19 雪崩																														
20 地滑り																														
21 地震																														
22 カルスト																														
23 地下水による浸食																														

[凡例]

- 斜線：以下の理由により、重畳影響考慮不要
- ・発電所及びその周辺では発生しない(又は、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(又は、非常に小さい)事象で、他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象
 - －：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により増長しない。
 - I：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し、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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果 (3 / 8)

重畳事象	主事象	設備等の損傷・機能喪失モード													38	39	40			
		24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36				37		
1 風 (台風)	荷重 (風圧)	建築物及び屋外設備の損傷	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		荷重 (風圧差)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		荷重 (飛来物)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		閉塞 (取水)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		閉塞 (風圧)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		閉塞 (飛来物)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		閉塞 (取水)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		温度高	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		温度低 (凍結)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		電気的影響	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		極限的な気圧	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		降雨 (豪雨)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		積雪 (豪雪)	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		8 ひょう	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		9 もや	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
		10 霧	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧
11 干ばつ	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
12 嵐雪, 塩害	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
13 砂嵐	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
14 落雷	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
15 隕石	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
16 地面の隆起	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
17 動物	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
18 火山	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
19 雪崩	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
20 地滑り	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
21 地震	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
22 カルスト	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		
23 地下水による浸食	冷却機能低下	浸水	海水面低下	海水面低下	海水面高	高水温	低水温	海底地滑り	米結	米晶	米壁	水中の有機物質	閉塞 (取水)	電気的影響	津波	水防777, 電気風	洪水	濃霧		

[凡例]

斜線：以下の理由により，重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない(又は，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小さい(又は，非常に小さい)事象で，他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

Ⅰ：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により増長しない。

Ⅱ：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し，重ね合わさって増長するケース。

Ⅲ-1：ある自然現象の防護施設がほかの自然現象により機能喪失することにより，影響が増長するケース。

Ⅲ-2：ほか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。

自然現象の重畳確認結果 (4 / 8)

重畳事象	主事象	森林火災		草原火災		濁潮	ハリケーン	河川の迂回	静寂	陥没	高潮	波浪	土石流	土砂崩れ	泥湧出	水害等 熱帯風出	53 地震 又は 地盤 安定性	54 地震 又は 地盤 安定性	55 毒性 ガス		
		熱影響 (空調)	閉塞 (空調)	熱影響 (空調)	閉塞 (空調)															浸水	冷却機能 低下
1 風 (台風)	設備等の損傷・機能喪失モード 建築物及び屋外設備の損傷	荷重 (風圧)	-	-	-	浸水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (風圧差)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 竜巻	建築物及び屋外設備の損傷	閉塞 (飛来物)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (取水)	III-1	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (風圧)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		荷重 (飛来物)	III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 高温	建築物及び屋外設備の損傷	閉塞 (取水)	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		温度高	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 低温	屋外パイプ及び配管内流体の凍結	温度低 (凍結)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電気的影響	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 極限的な気圧	送受電設備の地絡・短絡	荷重 (気圧差)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 降雨 (豪雨)	建築物及び屋外設備の損傷	漏水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 積雪 (豪雪)	建築物及び屋外設備の損傷	電気的影響	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8 ひょう	送受電設備の屋外設備への着氷	閉塞 (衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9 もや	送受電設備の屋外設備への着氷	閉塞 (空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 霧	送受電設備の屋外設備への着氷	閉塞 (空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11 干ばつ	送受電設備の屋外設備への着氷	冷却機能低下	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		腐食	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 嵐害, 地震	送受電設備の屋外設備への着氷	閉塞 (空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		砂害	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13 落雷	送受電設備の屋外設備への着氷	電気的影響 (雷サージ)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電気的影響 (誘導電流)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14 落石	送受電設備の屋外設備への着氷	電気的影響 (直撃雷)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15 限石	送受電設備の屋外設備への着氷	荷重 (衝撃波)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		浸水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16 地面の陥起	送受電設備の屋外設備への着氷	地震安定性	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		動物	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 火山	送受電設備の屋外設備への着氷	地震安定性	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		閉塞 (取水)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18 雷助	送受電設備の屋外設備への着氷	閉塞 (空調)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		電気的影響	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19 地震	送受電設備の屋外設備への着氷	荷重 (衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		荷重 (衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20 カルスト	送受電設備の屋外設備への着氷	地震安定性	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		地震安定性	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21 地下水による浸食	送受電設備の屋外設備への着氷	地震安定性	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		浸水	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

[凡例]
 斜線：以下の理由により、重畳影響考慮不要
 ・発電所及びその周辺では発生しない(又は、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(又は、非常に小さい)事象で、他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象
 ・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により増長しない。
 I：各自然現象から同じ影響がそれぞれに作用し、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ほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果 (5 / 8)

重畳事象	主事象	1 風 (台風)			2 竜巻			3 高温		4 低温		5 極端な気圧		6 感雨 (豪雨)		7 積雪 (豪雪)		8 ひょう		9 もや		10 霜	
		設備等の損傷・機能喪失モード	荷重 (風圧)	荷重 (気圧差)	閉塞 (取水)	荷重 (風圧)	荷重 (気圧差)	荷重 (飛来物)	閉塞 (取水)	温度高	温度低 (凍結)	電氣的影響	荷重 (気圧差)	荷重 (堆積)	浸水	電氣的影響	閉塞 (空調)	荷重 (堆積)	荷重 (衝突)	荷重 (堆積)	荷重 (堆積)	荷重 (堆積)	荷重 (堆積)
24 海岸浸食	設備等の損傷・機能喪失モード (影響がない)																						
25 湖又は河川の水位低下	冷却機能低下 (影響がない)																						
26 湖又は河川の水位上昇	冷却機能低下 (影響がない)																						
27 海水面低下	取水機能への影響																						
28 海水面高	建物及び屋外設備の損傷																						
29 高水温 (海水面高)	取水機能低下																						
30 低水温 (海水面低)	冷却機能低下 (影響がない)																						
31 海底地滑り	建物及び屋外設備の損傷 (発生しない)																						
32 氷層 (氷面の凍結)	閉塞 (取水)																						
33 氷晶	荷重 (堆積)																						
34 氷壁	閉塞 (取水)																						
35 水中の有機物質	冷却機能低下																						
36 生物学的事象	取水機能及び海水系の閉塞																						
37 津波	電氣的影響																						
	荷重 (衝突)																						
38 太陽フレア、磁気嵐	閉塞 (取水)																						
39 洪水	送電設備の損傷																						
40 凍結	建物及び屋外設備の損傷																						
41 森林火災	熱影響																						
42 草原火災	閉塞 (空調)																						
	熱影響																						
43 満潮	閉塞 (空調)																						
44 ハリケーン	設備等の損傷																						
45 河川の迂回	冷却機能低下 (影響がない)																						
46 静寂	設備等の損傷																						
47 陸没	冷却機能低下																						
48 高潮	地震安定性																						
49 波浪	設備等の損傷																						
50 土石流	閉塞 (衝突)																						
51 土砂崩れ (山崩れ、崖崩れ)	建物及び屋外設備の損傷																						
52 泥湧出 (腐敗化)	地震安定性																						
53 水素気 蒸気噴出	取水影響																						
54 土壌の収縮又は膨脹	地震安定性																						
55 毒性ガス	人体への影響																						

【凡例】

斜線：以下の理由により、重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない(又は、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(又は、非常に小さい)事象で、他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

一：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により増長しない。

二：各自然現象からそれぞれに作用し、重ね合わさって増長することにより、影響が増長するケース。

III-1：ある自然現象の防護施設がほか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-2：ほか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-3：ほかの自然現象の作用により前提条件が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果 (6/8)

重畳事象	主事象	11 干ばつ 冷却機能低下	12 塩害、 腐食	13 砂嵐 閉塞(空調)	14 落雷		15 傾石		16 地面の隆起	17 動物	18 火山		19 雪崩	20 地滑り	21 地震	22 カルスト	23 地下水による浸食	
					電気の 影響 雷サージ	電気の 影響 雷電流(雷撃音)	荷重 (衝突)	荷重 (衝撃波)			浸水	荷重 (推積)						閉塞 (取水)
24 海岸浸食	設備等の損傷・機能喪失モード (影響がない)	冷却機能低下																
25 湖又は河川の水位低下	(影響がない)	冷却機能低下																
26 湖又は河川の水位上昇	(影響がない)	浸水																
27 海水面低下	取水機能への影響	冷却機能低下																
28 海水面高	建物及び屋外設備の損傷	冷却機能低下																
29 海水温(海水温高)	取水機能への影響	冷却機能低下																
30 低水温(海水温低)	(影響がない)	冷却機能低下																
31 海底地滑り	建物及び屋外設備の損傷	浸水																
32 氷碇(氷面の凍結)	閉塞(取水)	冷却機能低下																
33 氷晶	荷重(堆積)	冷却機能低下																
34 氷壁	閉塞(取水)	冷却機能低下																
35 水中の有機物質	取水機能への影響	冷却機能低下																
36 生物学的事象	電氣的影響	冷却機能低下																
37 津波	閉塞(取水)	冷却機能低下																
	浸水	冷却機能低下																
38 太陽フレア、磁嵐	閉塞(取水)	冷却機能低下																
39 洪水	送電設備の損傷	冷却機能低下																
40 凍結	建物及び屋外設備の損傷	冷却機能低下																
41 森林火災	熱影響	冷却機能低下																
	閉塞(空調)	冷却機能低下																
42 草原火災	熱影響	冷却機能低下																
	閉塞(空調)	冷却機能低下																
43 満潮	浸水	冷却機能低下																
	閉塞(空調)	冷却機能低下																
44 ハリケーン	浸水	冷却機能低下																
	設備等の損傷	冷却機能低下																
45 河川の迂回	設備等の損傷	冷却機能低下																
	取水機能への影響	冷却機能低下																
46 静浪	設備等の損傷	冷却機能低下																
	取水機能への影響	冷却機能低下																
47 陥没	設備等の損傷	冷却機能低下																
	地盤安定性	冷却機能低下																
48 高潮	浸水	冷却機能低下																
	設備等の損傷	冷却機能低下																
49 波浪	浸水	冷却機能低下																
	設備等の損傷	冷却機能低下																
50 土石流	閉塞(衝突)	冷却機能低下																
	設備等の損傷	冷却機能低下																
51 土砂崩れ(山崩れ、崖崩れ)	閉塞(衝突)	冷却機能低下																
	設備等の損傷	冷却機能低下																
52 泥湧出(腐敗化)	地盤安定性	冷却機能低下																
	取水機能への影響	冷却機能低下																
53 水素気、熱湯噴出	浸水	冷却機能低下																
	地盤安定性	冷却機能低下																
54 土壌の収縮又は膨脹	浸水	冷却機能低下																
	地盤安定性	冷却機能低下																
55 毒性的ガス	浸水	冷却機能低下																
	設備等の損傷	冷却機能低下																

[凡例]

斜線：以下の理由により、重畳影響考慮不要

・発電所及びその周辺では発生しない(又は、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(又は、非常に小さい)事象で、他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

一：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により増長しない。

二：各自然現象からそれぞれに作用し、重ね合わさって増長するケース。

III-1：ある自然現象の防護施設がほか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-2：ほか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-3：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果 (7/8)

重畳事象	主事象	設備等の損傷・機能喪失モード																		
		冷却機能低下	冷却機能低下	浸水	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下	冷却機能低下
24	海岸浸食	冷却機能低下																		
25	潮又は河川の水位低下																			
26	潮又は河川の水位上昇																			
27	海水面高																			
28	海水面低																			
29	海水面高																			
30	海水面低																			
31	海底地滑り																			
32	米糖(米面の凍結)																			
33	米糖(米面の凍結)																			
34	米糖(米面の凍結)																			
35	米糖(米面の凍結)																			
36	米糖(米面の凍結)																			
37	津波																			
38	太陽フレア、磁嵐																			
39	津波																			
40	森林火災																			
41	森林火災																			
42	草原火災																			
43	満潮																			
44	ハリケーン																			
45	河川の迂回																			
46	静浪																			
47	陸没																			
48	高潮																			
49	波浪																			
50	土石流																			
51	土砂崩れ(山崩れ、崖崩れ)																			
52	泥湧出(腐敗化)																			
53	水素気 蒸気噴出																			
54	土壌の圧縮又は膨張																			
55	毒性ガス																			

【凡例】

斜線：以下の理由により、重畳影響考慮不要

- ・発電所及びその周辺では発生しない(又は、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(又は、非常に小さい)事象で、他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

一：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により増長しない。

II：ある自然現象から同じ影響施設がほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

自然現象の重畳確認結果 (8/8)

重畳事象	主事象	森林火災		草原火災		43 満潮	44 ハリケーン	45 河川の迂回		46 静寂	47 陥没	48 高潮	49 波浪	50 土石流	51 土砂崩れ	52 泥湧出	53 水害 熱源 熱源	54 地震 又は影響	55 毒性 ガス		
		熱影響 (空調)	閉塞 (空調)	熱影響 (空調)	閉塞 (空調)			浸水	冷却機能 低下											地盤 安定性	浸水
24 海岸浸食	設備等の損傷・機能喪失モード (影響がない)																				
25 湖又は河川の水位低下	冷却機能低下 (影響がない)																				
26 昇	浸水 (影響がない)																				
27 海水面低下	取水機能への影響																				
28 海水面高	建物及び屋外設備の損傷																				
29 高水堰(海水堰高)	取水機能への影響																				
30 低水堰(海水堰低)	冷却機能低下 (影響がない)																				
31 海底地質リ	建物及び屋外設備の損傷 (発生しない)																				
32 米層(米面の凍結)	閉塞(取水)																				
33 氷晶	荷重(埋積)																				
34 氷壁	建物及び屋外設備の損傷 (発生しない)																				
35 水中の有機物質	取水機能への影響																				
36 生物学的事象	取水設備及び海水系の閉塞 電気ケーブル等の損傷 建物及び屋外設備の損傷 設備等の損傷																				
37 津波	浸水																				
38 太陽フレア、磁気嵐	閉塞(取水)																				
39 洪水	送電設備の損傷																				
40 濃霧	建物及び屋外設備の損傷 (影響がない)																				
41 森林火災	建物及び屋外設備の損傷 空調給気口等の閉塞 閉塞(空調)																				
42 草原火災	熱影響 閉塞(空調)																				
43 満潮	浸水 設備等の損傷																				
44 ハリケーン	冷却機能低下 (発生しない)																				
45 河川の迂回	設備等の損傷 浸水																				
46 静寂	冷却機能への影響 取水機能への影響 (発生しない)																				
47 陥没	設備等の損傷																				
48 高潮	浸水																				
49 波浪	設備等の損傷																				
50 土石流	荷重(衝突)																				
51 土砂崩れ(山崩れ、崖崩れ)	荷重(衝突)																				
52 泥湧出(殺菌化)	建物及び屋外設備の損傷 地盤安定性																				
53 水素気、熱源噴出	浸水影響 (発生しない)																				
54 土壌の収縮又は膨張	地盤安定性																				
55 毒性ガス	— 人体への影響																				

[凡例]

斜線：以下の理由により、重畳影響考慮不要

- ・発電所及びその周辺では発生しない(又は、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(又は、非常に小さい)事象で、他の事象と重畳を考慮しても明らかに設備等への影響がないと判断した事象

- ：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により増長しない。

- I：各自然現象からそれぞれに作用し、重ね合わさって増長するケース。

- II：ある自然現象がほか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：ほか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：ほかの自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース。

外部人為事象に係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、添付－ 3 に示すように組合せを考慮し、単独事象とは異なる新たな影響が発生しないことを確認した。一方、外部人為事象については、以下に示す理由から個々の組合せについて確認する必要はなく、自然現象同士の重畳影響評価に包含されると考える。

<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、発電用原子炉施設全体に対して同時に作用する点の特徴である。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広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含する自然現象について重畳影響を確認しておくことで、外部人為事象についても重畳影響を確認したことと同等となる。(第 1 表参照)

第1表 自然現象と包含される外部人為事象

自然現象	特徴	包含される外部人為事象 (No.は、添付－1－2参照)
地震	発電用原子炉施設全体に対して同時に外力が作用し、複数の機器が同時に機能喪失する可能性がある。敷地の変動等により屋外設備の基礎や地中設備を損傷させる可能性がある。	No. 11：掘削工事
津波	発電用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可能性がある。波力により海水系機器を損傷させる可能性がある。	No. 1：船舶から放出される固体液体不純物 No. 2：水中への化学物質の流出 No. 3：船舶の衝突（船舶事故） No. 7：化学物質流出（発電所外） No. 14：他ユニットからの内部溢水 No. 22：内部溢水
落雷	発電用原子炉施設への落雷により、広範囲の計測系、制御系を損傷させる可能性がある。	No. 17：電磁的障害
竜巻	移動しながら広範囲にわたって風圧、気圧差、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、建物内の設備を損傷させる可能性がある。	No. 4：交通機関（航空機を除く）の事故による爆発 No. 6：爆発（発電所外） No. 9：パイプライン事故（爆発、化学物質流出） No. 19：工場施設又は軍事施設事故（爆発、化学物質放出）

なお、第1表のとおり自然現象に包含される外部事象以外のその他事象については、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. 4：交通機関（航空機を除く）の事故による爆発」、「No. 6：爆発（発電所外）」、「No. 9：パイプライン事故（爆発、化学物質流出）」、「No. 12：他ユニットからの火災」、「No. 19：工場施設又は軍事施設事故（爆発、化学物質放出）」、「No. 16：飛来物（航空機落下）」及び「No. 23：

外部火災（近隣工場等の火災）」が想定されるが、発電用原子炉施設に対して最も厳しい影響がある事象は「No. 16：飛来物（航空機落下）」にて想定している航空機燃料火災である。航空機燃料火災と発電用原子炉施設周辺で発生し得る重畳事象としては、「No. 23：外部火災（近隣工場等の火災）」のガスタービン発電機用軽油タンク火災が挙げられる。偶発的に発生する航空機の落下による火災とガスタービン発電機用軽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、事象の重畳により新たに起因事象の追加はない。

爆発による影響については、「No. 4：交通機関（航空機を除く）の事故による爆発」、「No. 6：爆発（発電所外）」、「No. 9：パイプライン事故（爆発，化学物質流出）」及び「No. 19：工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）」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事象を評価することで影響が包含される。（「No. 4：交通機関（航空機を除く）の事故による爆発」については、燃料輸送車両の爆発事故を想定した場合であっても、爆風圧の影響が発電用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. 6：爆発（発電所外）」、「No. 9：パイプライン事故（爆発，化学物質流出）」及び「No. 19：工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）」については、石油コンビナートが発電所への影響が及ぶ範囲にないこと及び発電所敷地から最短距離の危険物貯蔵施設の爆発事故を想定した場合であっても、爆風圧の影響が発電用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。）

(2) 事象の影響について考慮が不要な場合

以下に挙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、単独事象として発電用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. 13 : 他ユニットからのタービン・ミサイル

No. 15 : 人工衛星の落下

No. 16 : 飛来物 (航空機落下)

No. 20 : タービン・ミサイル

○発生源となる施設が発電所への影響を及ぼす範囲にない事象

No. 10 : 軍事施設からのミサイル

No. 18 : 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. 5 : 交通機関 (航空機を除く) の事故による化学物質流出

No. 8 : 発電所内貯蔵の化学物質流失

No. 21 : 有毒ガス

事象ごとの状況を以下の第2表にまとめる。

第2表 各外部人為事象が包含される自然現象等

No.	外部人為事象	包含される自然現象等
1	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
2	水中への化学物質の流出	【津波】 海水系機器の性能低下
3	船舶の衝突（船舶事故）	【津波】 海水系機器の性能低下
4	交通機関（航空機を除く）の事故による爆発	【竜巻】 飛来物による影響 熱影響等の影響は、その他の事象（1）のとおり
5	交通機関（航空機を除く）の事故による化学物質流出	【－】 影響を緩和可能（その他の事象（2）のとおり）
6	爆発（発電所外）	【竜巻】 飛来物による影響 熱影響等の影響は、その他の事象（1）のとおり
7	化学物質流出（発電所外）	【津波】 海水系機器の性能低下
8	発電所内貯蔵の化学物質流出	【－】 影響を緩和可能（その他の事象（2）のとおり）
9	パイプライン事故（爆発，化学物質流出）	【竜巻】 飛来物による影響 熱影響等の影響は、その他の事象（1）のとおり
10	軍事施設からのミサイル	【－】 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）
11	掘削工事	【地震】 敷地の変更等による屋外設備の基礎や地中設備の損傷
12	他ユニットからの火災	【－】 影響確認済み （その他の事象（1）のとおり）
13	他ユニットからのタービン・ミサイル	【－】 低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
14	他ユニットからの内部溢水	【津波】 広範囲の機器等の同時浸水
15	人工衛星の落下	【－】 低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
16	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）
17	電磁的障害	【落雷】 計測系，制御系へのノイズ影響等
18	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）
19	工場施設又は軍事施設事故（爆発，化学物質放出）	【竜巻】 飛来物による影響 熱影響等の影響は、その他の事象（1）のとおり
20	タービン・ミサイル	【－】 低頻度事象（その他の事象（2）のとおり）
21	有毒ガス	【－】 影響を緩和可能（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	外部火災（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：【－】 包含される自然現象

地震レベル1.5 P R A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原子炉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 1.5 P R A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

炉心損傷後の原子炉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原子炉格納容器が損傷する場合，原子炉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原子炉格納容器の破損に至る場合が考えられる。

(1) 原子炉格納容器本体の損傷

地震動による原子炉建物の損傷影響により原子炉格納容器が破損に至る，又は原子炉格納容器本体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，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 α モードとして分類されている。

このケースの場合，炉心損傷時に原子炉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 1.5 P R A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原子炉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、原子炉格納容器本体の損傷と同様に炉心損傷時には原子炉格納容器の放射性物質閉じ込め機能は喪失している状態であり、内部事象レベル 1.5 P R A 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(格納容器冷却モード)や格納容器ベント管, サプレッション・チェンバの損傷により格納容器圧力が抑制できなくなり、原子炉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 1.5 P R A において、水蒸気(崩壊熱)蓄積等による過圧によって原子炉格納容器が破損に至る過圧破損モードとして考慮している。

以上を踏まえると、地震事象特有の影響として原子炉格納容器本体や隔離弁等の破損が考えられるものの、地震事象特有の格納容器破損モードは無く、内部事象レベル 1.5 P R A と同様であるといえる。

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原子炉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、格納容器破損モードとしては内部事象レベル 1.5 P R A と同様である。

また、地震動による直接的な原子炉格納容器や隔離機能等の損傷については、重大事故の事象進展により原子炉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。

加えて原子炉格納容器本体の損傷については、内部事象レベル 1.5 P R Aでも想定していない機器の損傷モードであるが、原子炉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、様々な原子炉格納容器の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であると考えられる。

4. 地震レベル1.5 P R Aについて

内部事象 P R Aでは、レベル 1 P R A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 1.5 P R A評価の起点となるようプラント損傷状態を定義したうえで、炉心損傷に至るまでのプラント状態などの観点から原子炉格納容器の健全性に影響を与える事象（過温破損、水蒸気爆発等）を抽出しているが、地震レベル 1.5 P R Aでは、地震事象特有の影響として原子炉建物、原子炉格納容器等の損傷から原子炉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 1 P R A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物損傷や E x c e s s i v e L O C A 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を行うことは困難かつ不確実さが大きく、これらの事故シナリオが発生した場合の事象進展（炉心損傷までの時間余裕や緩和系の健全性等）を定量化することが困難な状況にある。

そのため、今後、対象設備の損傷影響評価などの精緻化を進めるとともに、実機適用へ向けた検討を進めていくところである。

外部事象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、地震及び津波レベル 1 P R A を実施した結果、内部事象運転時レベル 1 P R A では抽出されていない地震による原子炉建物、原子炉圧力容器等の大型静的機器の損傷、津波による直接炉心損傷に至る事象といった事故シーケンスが抽出されている点が地震及び津波事象の特徴となっている。

また、これらの事故シーケンスに加え、計装・制御系喪失、格納容器バイパスについては、事象進展の特定、詳細な事故シーケンスの定量化が困難であるため、保守的に炉心損傷直結事象として整理している点も地震事象評価特有の扱いである。

以下では、これらの外部事象に特有の各事故シーケンス（炉心損傷直結事象）について、地震及び津波レベル 1 P R A 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のうえ、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

炉心損傷直結事象として整理した各事故シーケンスに関連する建物・構築物・機器のフラジリティ評価や事故シーケンスの評価条件や想定シナリオ等の詳細について評価上の条件設定の妥当性等について改めて確認した。

2.1 原子炉建物損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉建物が損傷することで、原子炉建物内の原子炉格納容器、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

ケースである。

実際には地震による原子炉建物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物損傷として原子炉建物全損壊ではなく一部フロア程度の損傷を想定する場合には、大規模なLOCA (E x c e s s i v e L O C A) 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>

原子炉建物損傷時に、緩和できない大規模なLOCA (E x c e s s i v e L O C A) が発生すると同時に、建物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。建物損傷の二次的被害により、原子炉格納容器や原子炉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、地震による建物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グループとして整理した。

【炉心損傷頻度】 3.1×10^{-8} / 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

(a) 評価対象機器／評価部位

原子炉建物の支配的な損傷モード及び部位としては、建物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

原子炉建物は、「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。評価手法は一般社団法人日本原子力学会発行の「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」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

原子炉建物のフラジリティ曲線は、建物を構成する評価対象部位のうち、HCLPFが最小となる要素を対象として算出しており、建物全体の損傷を模擬したものではないため、建物全体崩壊に至るまでに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扱い

以上のとおり、原子炉建物の損傷シーケンスの評価は、現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられる。

仮に原子炉建物が損傷した場合に考え得るシナリオとしては、過渡事象やLOCAが発生すると同時にECCS等の緩和系が機能喪失に至る事故シナリオが考えられるが、炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり、原子炉建物の損傷の規模によっては、ECCS等による原子炉冷却、格納容器冷却系等によって原子炉格納容器を冷却することにより、影響を緩和できる可能性がある。

以上を総合的に勘案したうえで、本事象については新たな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。

2.2 原子炉格納容器損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉格納容器の損傷により、原子炉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>

原子炉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、原子炉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、地震による原子炉格納容器の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グループとして整理した。

【炉心損傷頻度】 3.4×10^{-7} / 炉年 (点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約2.4%

(2) フラジリティ評価

(a) 評価対象機器／評価部位

原子炉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、原子炉格納容器スタビライザを選定している。原子炉格納容器スタビライザの概要図を第1図に示す。

原子炉格納容器スタビライザは、ガンマ線遮蔽壁を支持するトラス状の構造物であり、ガンマ線遮蔽壁の水平方向の地震荷重を原子炉格納容器へ伝達する。

(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

原子炉格納容器スタビライザの構造強度評価は、地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重を静的荷重として評価する。評価モデルの概要図を第2図に示す。原子炉格納容器スタビライザの地震荷重（最大ばね反力）を交番荷重ではなく、静的荷重を連続的に負荷した状態を想定して評価を行っているところに、決定論的評価の保守性がある。

最大地震荷重を受ける原子炉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原子炉格納容器スタビライザ及び原子炉压力容器基礎でガンマ線遮蔽壁の地震荷重を受けることができることから、直ちにガンマ線遮蔽壁が転倒するには至らず、接続配管の一部の破断又は破損に留ま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扱い

今回のフラジリティ評価では保守的な決定論的評価に基づいた方法により評価しており、原子炉格納容器スタビライザの支持機能が実際に失われ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はるかに大きいと考えられるため、原子炉格納容器損傷シーケンスの評価は、現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられ、現実的な耐性がPRAの結果に表れているものではない。

仮に最大地震荷重を受ける原子炉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原子炉格納容器スタビライザ及び原子炉压力容器基礎でガンマ線遮蔽壁の地震荷重を受けることができることから、直ちにガンマ線遮蔽壁が転倒するには至らず、接続配管の一部の破断又は破損に留まるものと考えられる。この場合の事象進展は、既存のLOCAシナリオと同様の進展となることが想定される。

以上を総合的に勘案したうえで、本事象については新たな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。

2.3 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の損傷や、原子炉冷却材の流路閉塞等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の大規模な損傷に至らず原子炉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の大規模な損傷や、炉内構造物の大規模な破損による原子炉冷却材の流路閉塞等により、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、地震による原子炉圧力容器の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グループとして整理した。

【炉心損傷頻度】 1.7×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約1.2%

(2) フラジリティ評価

(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、原子炉圧力容器スタビライザである。原子炉圧力容器スタビライザの概要図を第1図に示す。

原子炉圧力容器スタビライザは、原子炉圧力容器を安定的に支持する構造物であり、原子炉圧力容器の水平方向の地震荷重をガンマ線遮蔽壁へ伝達する。

(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

原子炉圧力容器スタビライザの構造強度評価は、地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重を静的荷重として評価する。評価モデルの概要図を第2図に示す。原子炉圧力容器スタビライザの地震荷重（最大ばね反力）を交番荷重ではなく、静的荷重を連続的に負荷した状態を想定して評価を行っているところに、決定論的評価の保守性がある。

原子炉圧力容器スタビライザ1個が受け持つ最大地震荷重の算出例を第3図に示す。最大地震荷重を受ける原子炉圧力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原子炉圧力容器スタビライザ及び支持スカートで原子炉圧力容器の地震荷重を受けられることから、直ちに原子炉圧力容器が転倒するには至らず、一次系配管の一部の破断又は破損に留ま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扱い

今回のフラジリティ評価では保守的な決定論的評価に基づいた方法により評価しており、原子炉圧力容器スタビライザの支持機能が実際に失われ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はるかに大きいと考えられるため、原子炉圧力容器損傷シーケンスの評価は、現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考え

られ、現実的な耐性がPRAの結果に表れているものではない。

最大地震荷重を受ける原子炉圧力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原子炉圧力容器スタビライザ及び支持スカートで原子炉圧力容器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が転倒するには至らず、一次系配管の一部の破断又は破損に留まるものと考えられる。この場合の事象進展は、既存のLOCAシナリオと同様の進展となることが想定される。

以上を総合的に勘案したうえで、本事象については新たな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。

2.4 Excessive LOCA

(1) 想定事故シナリオ

Excessive LOCAについては、地震によるスクラム後、SRV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一次系配管が損傷に至るシナリオを想定している。

実際には地震による原子炉格納容器内の一次系配管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>

地震発生時の損傷規模を特定することは困難であるものの、原子炉格納容器内の一次系配管は、配置によって応答に差があることなどから、格納容器内配管が必ずしも大規模に損傷するとは限らず、損傷規模によっては、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>

SRV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を構成する配管が大規模に損傷し、緩和系により事象収束ができない場合、炉心損傷に至る。

このように、一次系配管の損傷規模や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E x c e s s i v e L O C A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】 4.2×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約2.9%

(2) フラジリティ評価

① 逃がし安全弁開失敗シナリオ

(a) 評価対象機器／評価部位

事故シーケンスとしては、外部電源喪失、全交流動力電源喪失時の発生を想定しているが、いずれのケースにおいても、S R Vの損傷に起因している。

(b) 評価方法

S R Vの構造上、最弱部の決定論的評価結果に基づき、フラジリティ評価を実施している。S R Vの構造概要を第4図に示す。

(c) フラジリティ曲線の保守性等

S R Vは合計12個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、単一機器の評価を全台の評価としているが、実際には機器配置の差等により機器の応答に差があることを踏まえると、同時破損確率は現評価より小さくなることが考えられる。

② 格納容器内配管損傷シナリオ

(a) 評価対象機器／評価部位

配管が原子炉格納容器内を通る系統については、配管本体及びその支持構造物のフラジリティを評価した。

(b) 評価方法

格納容器内配管の評価は、決定論の結果に基づき、耐震評価上厳しい原子炉再循環系配管で代表させ、延性破壊や塑性崩壊に対する応力制限である一次応力強さの評価結果から、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

配管系の損傷様式や耐力については、既往研究により以下のことが確認されている⁽¹⁾。

- ・地震によって配管に負荷される荷重は変位制御型であり、配管の破損形態は、ラチェットを伴う低サイクル疲労である。
- ・フラジリティの評価に用いている既往の設計手法は、配管の破損・崩壊限界に対して余裕が大きい。

配管系についての代表的な試験研究の結果を、以下に示す。

- ・平成 15 年に財団法人原子力発電技術機構により実施された、配管系終局強度試験⁽²⁾において、エルボ、ティ等の要素により構成された、実機配管系の特徴を有する試験体を用いた加振試験が実施されている。この試験では、試験体の発生応力が許容応力に達する入力地震レベル及びこの 1.5～4 倍以上となる入力地震レベルでの加振試験を実施した結果、配管の崩壊現象や破損による内部水の漏えいは生じておらず、許容応力を用いた現行の設計手法が保守的な手法であることが確認されている。

また、同試験において、1 回の地震波加振では損傷が確認されず、加振試験を繰り返し行った結果、エルボで亀裂貫通による内部水の漏えいが生じ、ラチェット変形を含む低サイクル疲労による破損限界が確認された。配管系終局強度試験を第5図に示す。

以上の結果から、フラジリティ評価に用いる現行の配管系の設計手法は、応力評価に対して十分な余裕を有しており、実機配管系における地震時の損傷は疲労によるものであると考えられる。

ここで、上記試験結果を用いた配管系の解析において、配管バウンダリは設計レベルの 12 倍程度の安全余裕が確認されている。安全余裕は以下の式により算出する。

$$\text{(安全余裕)} = \frac{\text{(1回の地震で配管が疲労破損するとしたときの入力地震レベル)}}{\text{(設計上許容される*入力地震レベル)}}$$

※ J E A G 4601 に規定される供用状態 D s の許容限界

分母は J E A G 4601 に規定される供用状態 D s の許容限界に達する入力地震レベルであり，分子は同じ地震波において加速度の大きさを係数倍することにより，1回の加振で配管が疲労損傷するときの入力地震レベルを表している。上式では，許容応力を用いた現行の設計手法に対して，実際の配管が有する安全余裕を示している。安全余裕のイメージを第 6 図に示す。

- ・ 配管サポート及び定着部を含めて模擬した配管系試験体の実規模加振試験では，配管及びサポートについて，設計レベルの約 9 倍の地震波による加振試験において健全性が確認されている⁽³⁾。

いずれの試験においても以下の理由により，島根原子力発電所 2 号炉におけるフラジリティ評価対象の配管系も同様の安全余裕を有すると考えられる。

- ・ 島根原子力発電所 2 号炉の配管系の応力評価について，現行の設計手法における許容応力は保守的であることを試験により確認している。
- ・ 試験体に対し，耐震評価上厳しい条件（加振方向，入力波の周波数成分）の加振を行っている。
- ・ 試験体は一般的な配管の構成要素（直管，エルボ，ティ等）が模擬されている。
- ・ 配管系終局強度試験においては，最大応力発生箇所であるエルボにおいて疲労損傷が生じている。ここで，島根原子力発電所 2 号炉における原子炉格納容器内配管のフラジリティ評価対象である原子炉再循環系配管の応答解析モデルを第 7 図に，第 7 図の赤枠内における発生応力を第 8 図に示す。第 8 図に示すと

おり、実機配管においても試験と同様にエルボにおける発生応力が他の箇所に対して大きくなる結果が得られているため、実機配管においても試験体と同様にエルボの疲労損傷が生じるものと考えられる。

上述の配管系の試験・解析結果等の既往研究から、配管系の耐力には設計レベルの地震力に対して大きな安全余裕があると考えられる。この安全余裕を、原子炉再循環系配管のフラジリティ曲線上に表したものを第9図に示す。ここでは、配管系の耐力が設計レベルの10倍の余裕があると仮定して図示した。配管系の試験・解析結果等の既往研究から、配管系のフラジリティ曲線を作成するためには、配管系の疲労破損や弾塑性応答のばらつきを適切に評価する必要がある。

(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扱い

① 逃がし安全弁開失敗シナリオ

地震レベル1 PRAでは、SRV開失敗によるLOCAシナリオとして、SRV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配管が広範囲・大規模に破損に至ることを想定し、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、合計12個あるSRV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

地震レベル1 PRAでは、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）を特定することは困難であるものの、「(2)②格納容器内配管損傷シナリオ」のとおり、フラジリティ評価にかなり保守的な仮定をしている。

また、一般に地震による配管破損の形態は疲労破損であり、疲労破損では全周破断のような大きな開口を伴う配管破損が発生する可能性は小さく、現実的な事故シナリオとしては、有効性評価での評価シナリオである原子炉再循環系配管の全周破断を超える配管破断が発生することは考えにくい。(別紙2 (補足資料1))

さらに、E x c e s s i v e L O C Aが発生した場合でも、配管損傷の規模によっては格納容器破損防止対策が有効と考えられるため、原子炉再循環系配管2本破断相当の破断によるE x c e s s i v e L O C Aを想定した場合について、対策の適用性の検討を行った。

E x c e s s i v e L O C Aでは事象発生初期のブローダウン過程で格納容器圧力が限界圧力を超える可能性があるが、破断面積が原子炉再循環系配管2本相当のE x c e s s i v e L O C Aを想定したS A F E R解析で得られた破断流量及びエネルギーを、格納容器応答解析コードに与えることにより格納容器圧力を評価したところ、格納容器最高圧力は約330kPa[gage]であり、格納容器最高使用圧力を超えることはなかった。また、M A A P解析によると、E x c e s s i v e L O C Aと大破断L O C Aで、ブローダウン以降の事象進展に大きな差異はなく、原子炉への注水がない場合の原子炉圧力容器破損時間はともに約3時間となった。以上より、原子炉再循環系配管2本相当のE x c e s s i v e L O C Aであったとしても、格納容器破損防止対策の有効性を確認する評価事故シーケンス「冷却材喪失(大破断L O C A) + E C C S注水機能喪失 + 全交流動力電源喪失」と同等程度の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、格納容器破損が回避できるものと考えられる。

以上を総合的に勘案したうえで、本事象については新たな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 制御室建物損傷

(1) 想定事故シナリオ

制御室建物が損傷することで、建物内の中央制御盤等が広範囲にわたり損傷し、緩和系の制御機能が喪失する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制御室建物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>

地震による制御室建物損傷として建物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、炉心損傷防止対策の制御機能が有効な範囲の建物損傷に留まる可能性があり、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>

制御室建物損傷時に建物内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定した場合には、中央制御室損傷による中央制御盤等の損傷により原子炉注水機能等が喪失し、炉心損傷に至る。

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、地震による建物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グループとして整理した。

【炉心損傷頻度】 1.4×10^{-8} / 炉年 (点推定値)

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 0.1%未満

(2) フラジリティ評価

(a) 評価対象機器／評価部位

制御室建物の支配的な損傷モード及び部位としては、建物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

制御室建物は、「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。評価手法は一般社団法人日本原子力学会発行の「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」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

制御室建物のフラジリティ曲線は、建物を構成する評価対象部位のうち、HCLPFが最小となる要素を対象として算出しており、建物全体の損傷を模擬したものではないため、建物全体崩壊に至るまでに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扱い

以上のとおり、制御室建物の損傷シーケンスの評価は、現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられる。

仮に制御室建物が損傷した場合に考え得るシナリオとしては、外部電源喪失が発生すると同時にECCS等の緩和系の制御機能喪失に至る事故シナリオが考えられるが、炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり、制御室建物の損傷の規模によっては、機能維持しているECCS等により原子炉への注水を継続することで、炉心損傷が回避できる可能性がある。

以上を総合的に勘案したうえで、本事象については新たな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 廃棄物処理建物損傷

(1) 想定事故シナリオ

廃棄物処理建物が損傷することで、建物内の補助盤室やバッテリー室等に設置された機器等が広範囲にわたり損傷し、緩和系の制御機能が喪失する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廃棄物処理建物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>

地震による廃棄物処理建物損傷として建物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、炉心損傷防止対策の制御機能が有効な範囲の建物損傷に留まる可能性があり、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>

廃棄物処理建物損傷時に建物内に設置されている主要な設備のすべてが同時に損傷することを想定した場合には、補助盤室やバッテリー室損傷により緩和系の制御機能が喪失する。これにより原子炉注水機能等が喪失し、炉心損傷に至る。

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、地震による建物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グループとして整理した。

【炉心損傷頻度】 1.8×10^{-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

(a) 評価対象機器／評価部位

廃棄物処理建物の支配的な損傷モード及び部位としては、建物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

廃棄物処理建物は、「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。評価手法は一般社団法人日本原子力学会発行の「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」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

廃棄物処理建物のフラジリティ曲線は、建物を構成する評価対象部位のうち、HCLPFが最小となる要素を対象として算出しており、建物全体の損傷を模擬したものではないため、建物全体崩壊に至るまでに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扱い

以上のとおり、廃棄物処理建物の損傷シーケンスの評価は、現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられる。

仮に廃棄物処理建物が損傷した場合に考え得るシナリオとしては、外部電源喪失が発生すると同時にECCS等の緩和系の制御機能喪失に至る事故シナリオが考えられるが、炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり、廃棄物処理建物の損傷の規模によっては、機能維持しているECCS等により原子炉への注水を継続することで、炉心損傷が回避できる可能性がある。

以上を総合的に勘案したうえで、本事象については新たな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。

2.7 計装・制御系喪失

(1) 想定事故シナリオ

計装・制御系が損傷した場合、プラントの監視及び制御が不能に陥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シナリオとして整理している。

【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1.0%

(2) フラジリティ評価

(a) 評価対象機器／評価部位

計装・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、計装ラック、計装用無停電交流電源設備、ケーブル・トレイである。

これらの電気計装機器について、基礎ボルトの構造損傷及び盤又は計装ラック全体における機能損傷について評価している。

(b) 評価方法

制御盤及び計装用無停電交流電源設備は、盤の形状がいずれも直立盤に分類されることから、水平方向の耐力評価については、過去に直立盤について機能確認済加速度値を検証している旧独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「2.7 計装・制御系喪失」では「旧 J N E S」という。）の知見⁽⁴⁾を用いて評価を実施した。

計装ラックについても水平方向の耐力評価については、旧 J N E S により計装ラック全体を加振して機能確認済加速度が検証されていることから、この知見を用いて評価を実施した。鉛直方向については、既往の試験結果による機能確認済加速度を適用することとした。

ケーブル・トレイについては、耐震 S クラスのケーブル・トレイのうち、決定論的耐震性評価において最も裕度が小さいケーブル・トレイについてフラジリティ評価を実施している。また、ケーブル・トレイの評価部位は、最弱部位（サポート）に対する評価結果であり、ケーブル・トレイが断線等により直接的に機能喪失に至ることを評価したのではない。

(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、誤作動を起こすまでの結果であり、電気計装機器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、盤及び内蔵器具類が再使用困難な状態まで検証を行っ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留まる可能性が高く、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られる。

また、ケーブル・トレイはじん性（ねばり）に優れた鋼材が用いら

れており、ケーブルは余長をもって敷設されているため、保守的な評価となっている。仮に最弱部位のサポートが損傷したとしても、すべてのサポートが同時に損傷するものではないと考えられること及びケーブル断線等の直接的な機能喪失を評価した結果を適用しているものではないことから、実際のケーブル断線等の機能損傷に至るまでには裕度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扱い

今回の評価結果から炉心損傷直結事象と整理しているが、現実的に、制御盤又は計装ラックが倒壊するような復旧困難な損傷でない限り、事象収束措置が図られ、機能回復が見込めること及びケーブル断線等の機能喪失に至るまでには裕度を有していることから実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。

仮に制御盤又は計装ラックが倒壊するような機能回復が見込めないような場合であっても、その範囲により事象収束の可能性が残されているものの、損傷の程度や影響の程度によって変化する事故シーケンスを個別に特定していくことは困難である。

ただし、上記のとおり、現実的な事故シナリオとしては、一時的な機能喪失に留まる機器に対し、地震収束後に適切に対応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。

2.8 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、常時開の隔離弁に接続している配管が原子炉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原子炉格納容器外（原子炉建物）へ流出し、原子炉建物内の広範な影響緩和系に係る機器（電気品、計装品等）が機能喪失する可能性があ

るが、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】 3.5×10^{-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

(a) 評価対象機器／評価部位

本事故シーケンスで支配的なシナリオは、主蒸気配管の破損と主蒸気隔離弁の閉失敗、原子炉浄化系配管の破損と原子炉浄化系隔離弁の閉失敗により格納容器バイパスに至るものである。

(b) 評価方法

主蒸気配管及び原子炉浄化系配管については、耐震Bクラスであり、地震発生時の損傷確率を1.0としている。主蒸気隔離弁及び原子炉浄化系隔離弁は弁の応答加速度と機能確認済加速度に基づきフラジリティ評価を実施している。

(c) フラジリティ曲線の保守性等

主蒸気配管及び原子炉浄化系配管については、耐震Bクラスであり、フラジリティ評価では地震に対する耐力を考慮していないものの、一定程度の耐力は有しているものと考えられる。

また、弁の機能維持評価に使用している既往試験における機能確認済加速度は加振設備の性能による制限を受けており、実際の弁の機能損傷レベルに対して余裕のある値となっている。また、弁については2重化されているものの、完全相関を仮定していることから、同時破損確率は、現評価より小さくなることが考えられる。

(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

地震レベル1 PRAでは、格納容器バイパスシナリオについて、配管損傷の程度やその発生位置に応じて変化する溢水量や溢水（又は蒸気）の伝播経路の特定、影響緩和措置の実現性や成立性の確認を含めた詳細な事象進展の特定は不確かさも大きく定量化が困難である。

ただし、(2)のとおり、要因となる配管、弁のフラジリティ評価に保守的な仮定をおいており、損傷の程度や位置によっては、建物内で影響の及ぶ機器は限定的となることから、現実的なシナリオとしては、原子炉へ注水を継続することにより炉心損傷が回避できる可能性がある。

すなわち、損傷の程度によっては既存の有効性評価の事故シーケンスグループに含まれること、加えて本事故シーケンスにより炉心損傷に至る頻度はかなり稀な事象であるといえることから、新たな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ものとした。

2.9 原子炉停止機能喪失

(1) 想定事故シナリオ

原子炉停止機能喪失事象は、スクラムによる原子炉停止に失敗するシナリオである。ただし、本シナリオについては炉心損傷直結事象に分類されるものではない。

地震レベル1 P R Aではヘディング「原子炉停止」において、以下の設備の地震要因損傷により、制御棒の挿入に失敗するものとして評価している。

- ・ 炉内支持構造物
- ・ 制御棒駆動系
- ・ 燃料集合体（過度の相対変位による制御棒挿入失敗を想定）

【炉心損傷頻度】 5.2×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約3.6%

(2) 事故シーケンスグループとしての取扱い

原子炉停止機能喪失は内部事象運転時レベル1 P R Aにおいて既に抽出された事故シーケンスグループであるものの、地震レベル1 P R Aにおいては全交流動力電源喪失+スクラム失敗といったシナリオも評価上抽出される。

ただし、(1)で挙げた設備（炉内支持構造物、制御棒駆動系、燃料集合体）については地震要因による損傷は否定できないものの、地震発生か

ら損傷に至るまでには時間差があると考えられる。そのため、その間に地震加速度大（水平 140gal，鉛直 70gal）によるスクラム信号発信及び制御棒挿入^{*}は余裕をもって完了している可能性が高い。

また，制御棒が部分的に挿入失敗するようなケースでは，必ずしも臨界とはならないが，地震による制御棒駆動系の損傷は完全相関を仮定しているため，1本の制御棒でも挿入失敗した場合は保守的にスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。

以上より，現実的には本事故シーケンスにより炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し，地震レベル1 P R Aとしては改めて有効性評価の事故シーケンスグループとして取り扱う必要はないものとした。

※75%挿入時間：平均 1.24 秒（非加振時，平成 22 年制御棒駆動水圧系機能検査），1.35 秒（燃料集合体相対変位 41mm における正弦波加振時，島根 2 号機工事計画認可申請書（第 3 回定期検査 新型制御棒の採用）（第 10 図参照））

2.10 直接炉心損傷に至る事象

(1) 想定事故シナリオ

津波高さ E L 20m を超える大規模な津波の遡上により，敷地内が広範囲にわたって浸水することで，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事象である。実際には，建物内への主要な流入経路となる建物外壁の水密扉の損傷状況に応じて，発生する事象は幅を有する。

<小規模な損傷の場合>

浸水箇所や浸水量の程度によっては，建物内の水密扉やせきにより，安全機能を有する設備が設置されたエリアへの浸水は一部に留まるものと考えられる。その場合，原子炉隔離時冷却系による原子炉注水等に期待できる場合がある。

<大規模な損傷の場合>

建物外壁水密扉が波力により破損し，複数箇所から建物内に大規模

な浸水が発生する場合は、屋内外の複数の緩和系が同時に機能喪失する可能性がある。

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、津波による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グループとして整理した。

【炉心損傷頻度】 1.2×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約0.8%

(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、機能喪失浸水高を超えた時点で建物外壁水密扉の損傷確率を1.0と仮定しているが、実際には機能喪失浸水高を超えた場合であっても一定程度は建物外壁水密扉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

以上のとおり、直接炉心損傷に至る事象の評価は、現状のフラジリティ評価手法にかなりの保守性を有していると考えられる。

また、E L 20m を超える津波発生時は、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について不確かさが大きく、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は困難である。

仮に津波高さE L 20m を超える津波が襲来した場合に考え得るシナリオとしては、原子炉補機冷却系の喪失やE C C S等の緩和系の制御機能喪失に至る事故シナリオが考えられるが、炉心損傷頻度は小規模な損傷の影響を含めた値であり、浸水による屋内外の施設の損傷の規模によっては、機能維持している原子炉隔離時冷却系等により原子炉への注水を継続することで、炉心損傷が回避できる可能性がある。

以上を総合的に勘案したうえで、本事象については新たな有効性評価

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。

3. まとめ

炉心損傷直結事象として整理した事故シーケンスについては、現実的な耐力や事故シナリオを考慮することにより、新たな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ものとした。

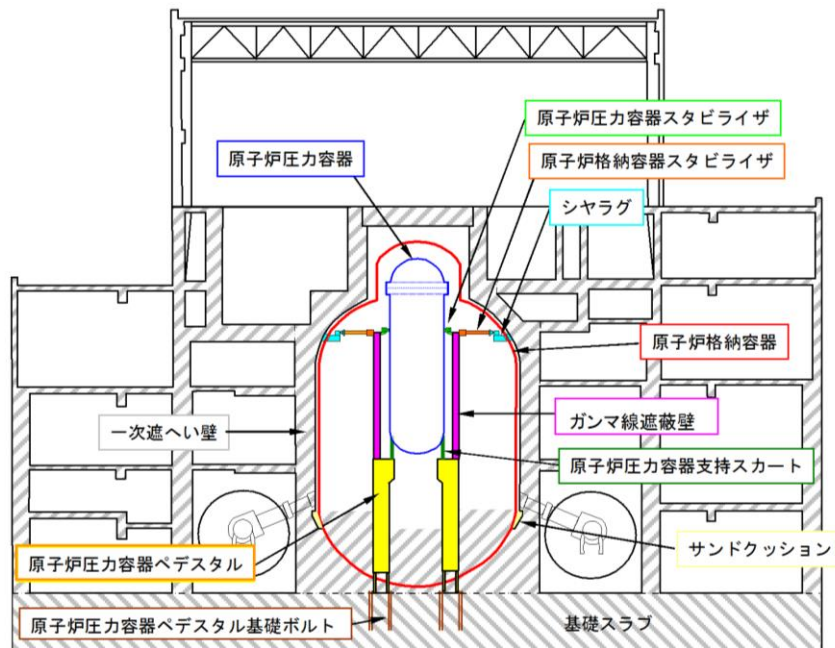
本来は地震及び津波レベル 1 P R Aにおいても、損傷の程度に応じて緩和系による事象収束可否を詳細に評価することが望ましいが、現段階では損傷の規模や範囲の特定は困難かつ不確かさが大きく、これら事故シーケンスが発生した場合の事象進展、具体的には、炉心損傷までの時間余裕、緩和系の健全性や炉心損傷防止への必要性能有無などについて評価を行うことは現実的ではないことから、保守的に炉心損傷直結として取り扱っている。

大規模な地震等を想定した場合の、多数の設備の機能喪失により炉心損傷回避が困難となるケースについても、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、地震等による損傷の程度や事象進展に応じて、さまざまな炉心損傷防止対策を臨機応変に組み合わせて活用可能なように準備しておくことが重要である。また、原子炉建物全体が損壊し、建物内部の安全系機器が機能喪失に至ってしまうような非常に過酷な状況下においても、屋外の可搬型設備により注水、除熱、電源機能を確保するとともに、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であると考えられる。

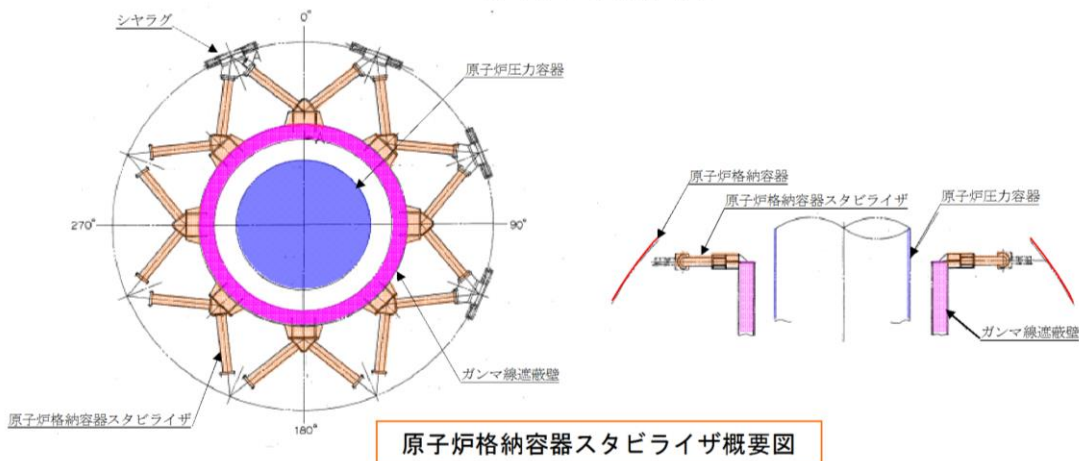
参考文献

- (1) 一般社団法人 日本電気協会, “原子力発電所耐震設計技術規程 J E A C 4 6 0 1 - 2 0 1 5 ”
- (2) 財団法人 原子力発電技術機構, “平成15年度原子力発電施設耐震信頼性実証に関する報告書その 1 配管系終局強度”, 平成15年9月

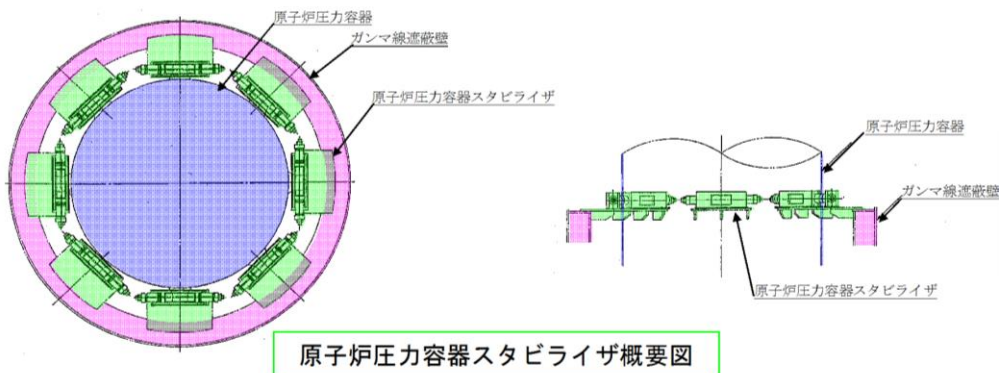
- (3) 佐藤 他, “小口径配管系の耐震安全性に関する研究”, 三菱重工技報
Vol. 46 No. 4, 2009年
- (4) 独立行政法人 原子力安全基盤機構, “平成16年度原子力発電施設耐震
信頼性実証に関する報告書 機器耐力その1 (横形ポンプ, 電気品)”,
平成17年7月



原子炉建物断面図

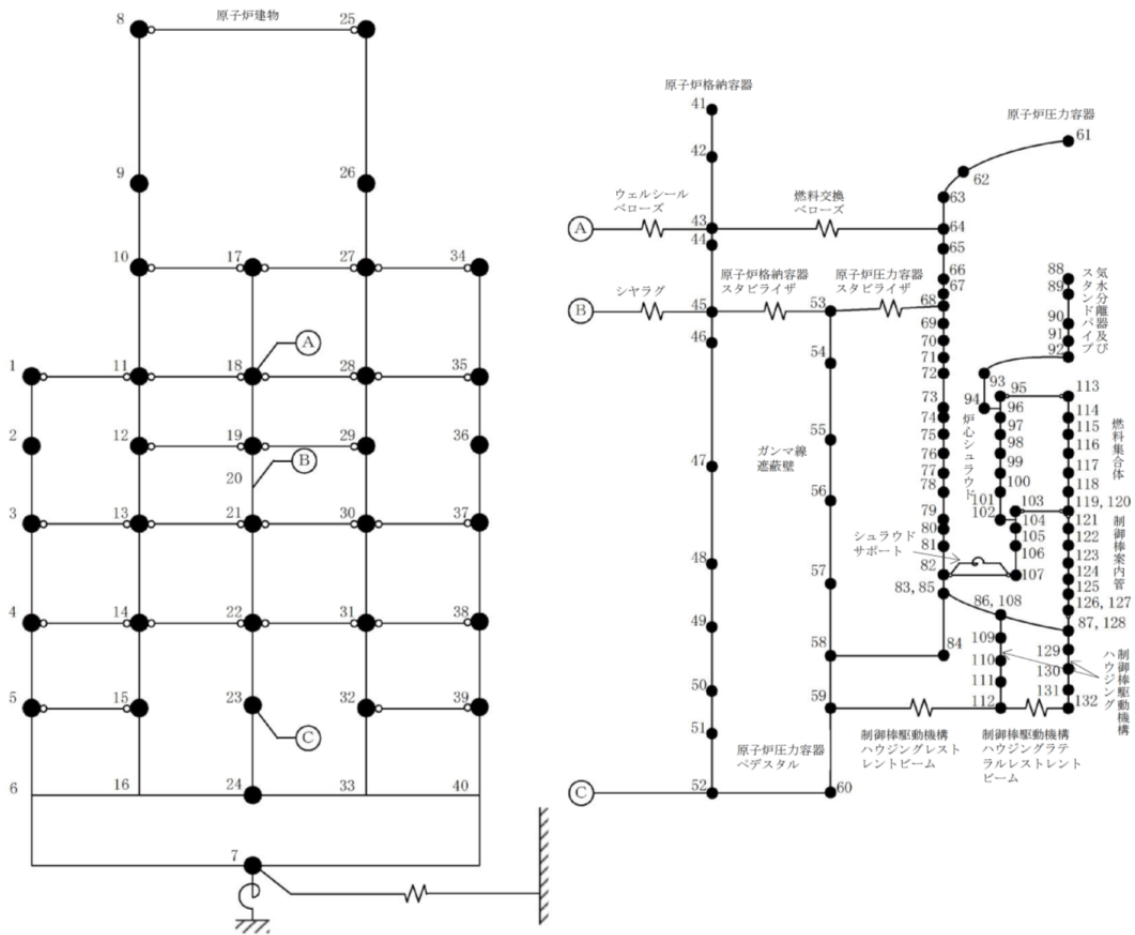


原子炉格納容器スタビライザ概要図

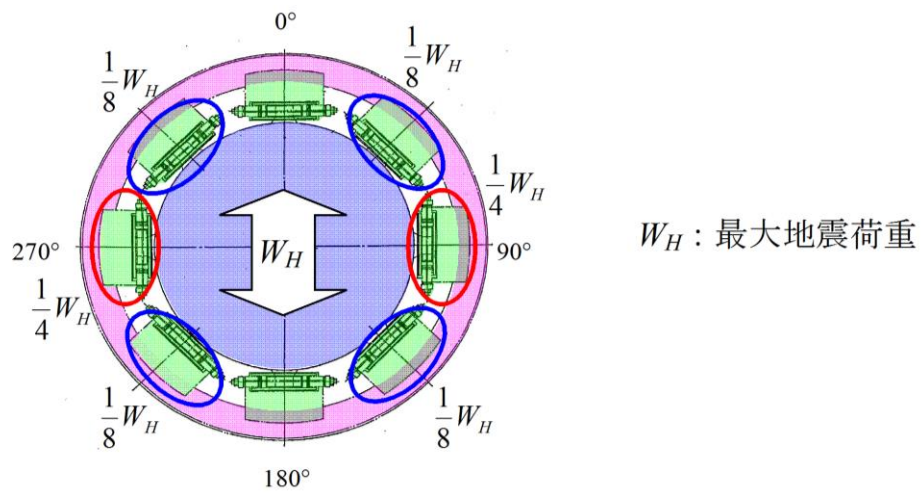


原子炉圧力容器スタビライザ概要図

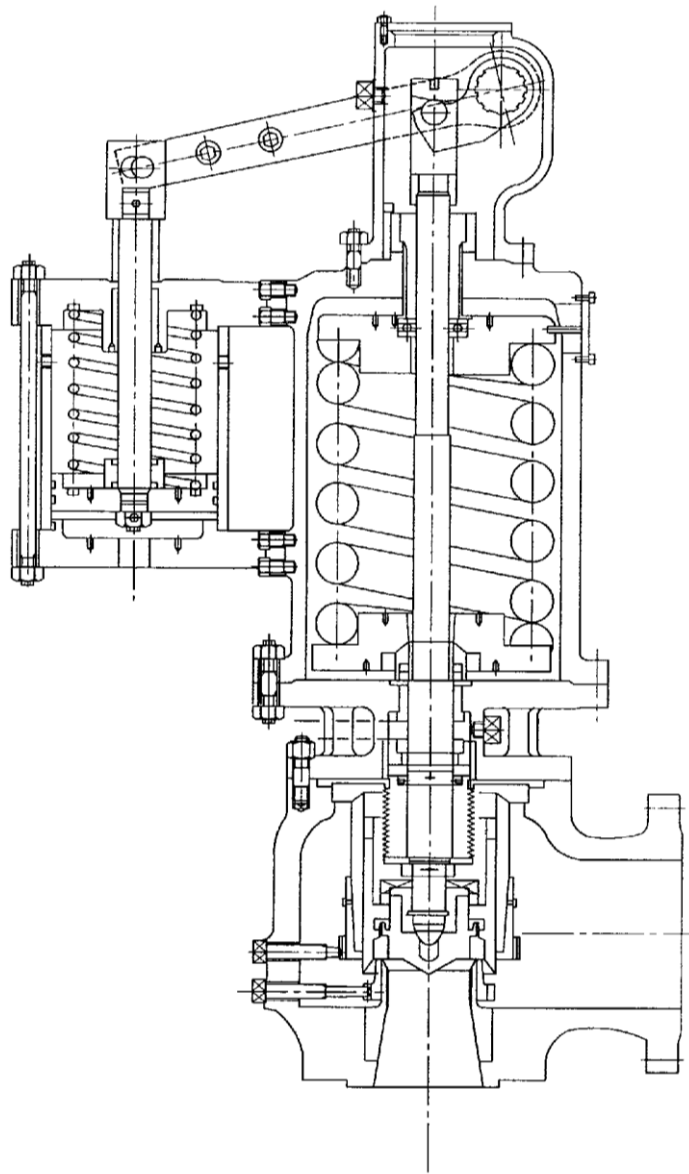
第1図 原子炉格納容器スタビライザ，原子炉圧力容器スタビライザの概要図



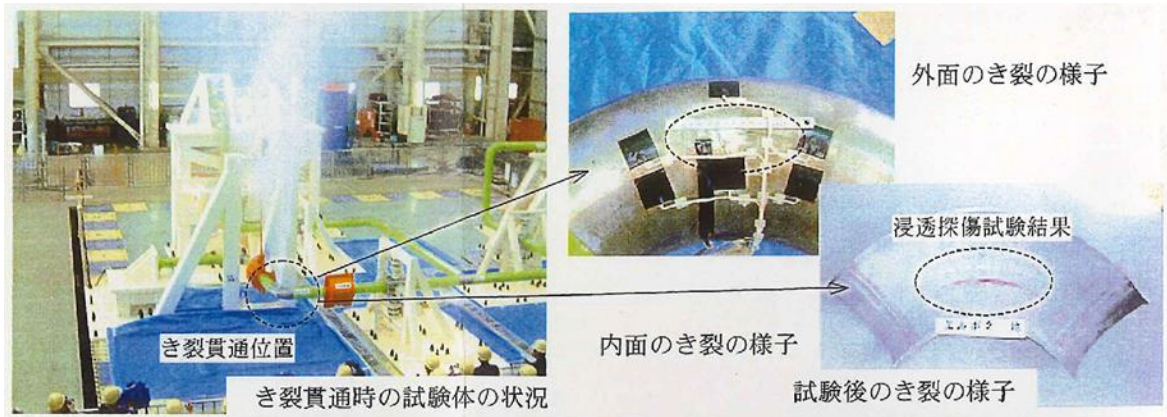
第2図 大型機器系地震応答解析モデル(NS方向)



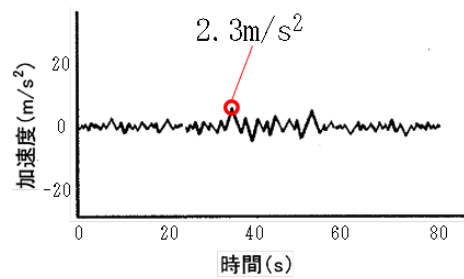
第3図 原子炉圧力容器スタビライザ1個が受け持つ最大地震荷重



第 4 図 SRV の構造概要図



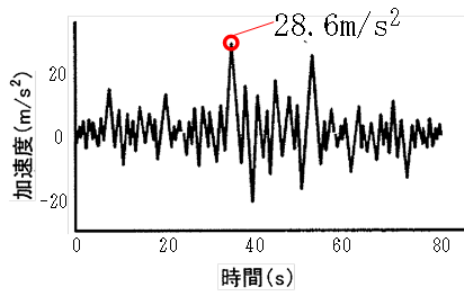
第5図 配管系終局強度試験



最大応力発生箇所：エルボ（STS410）
 発生最大応力：411[MPa]
 （供用状態Dsの許容限界）

設計上許容される入力地震レベル

加速度を係数倍
 ↓



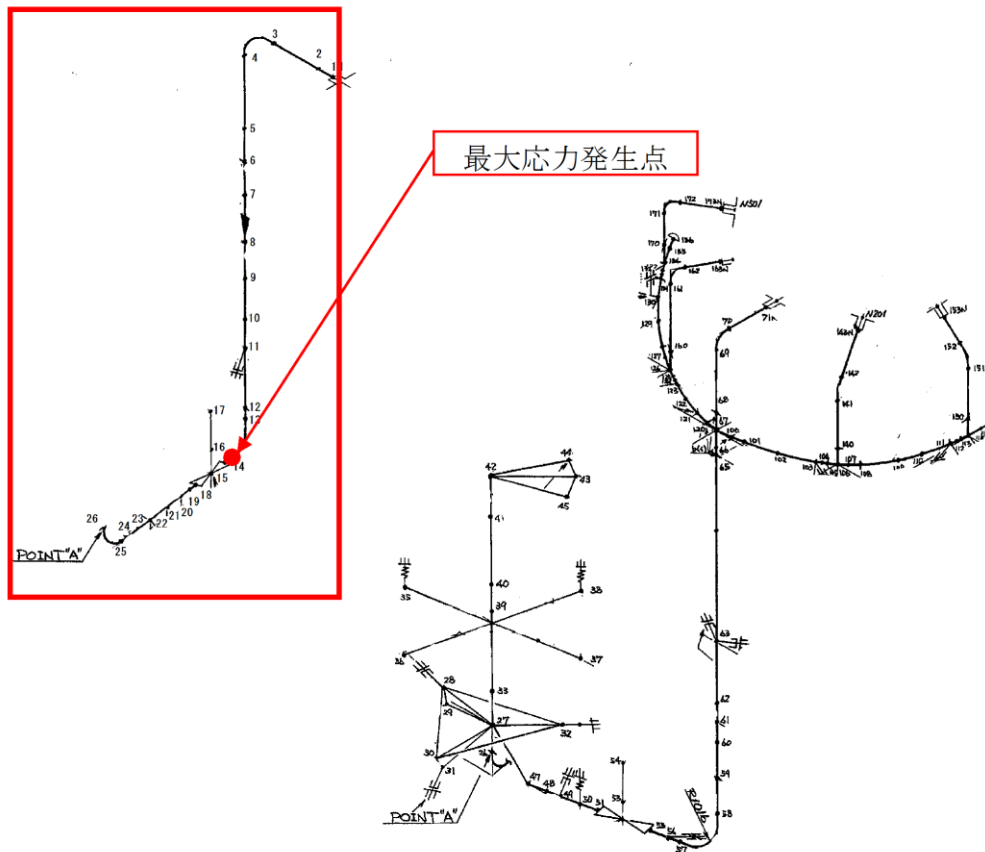
約12倍

最大応力発生箇所：エルボ（STS410）
 発生最大応力：5111[MPa]※
 （1回の地震で疲労破損するときの応力）

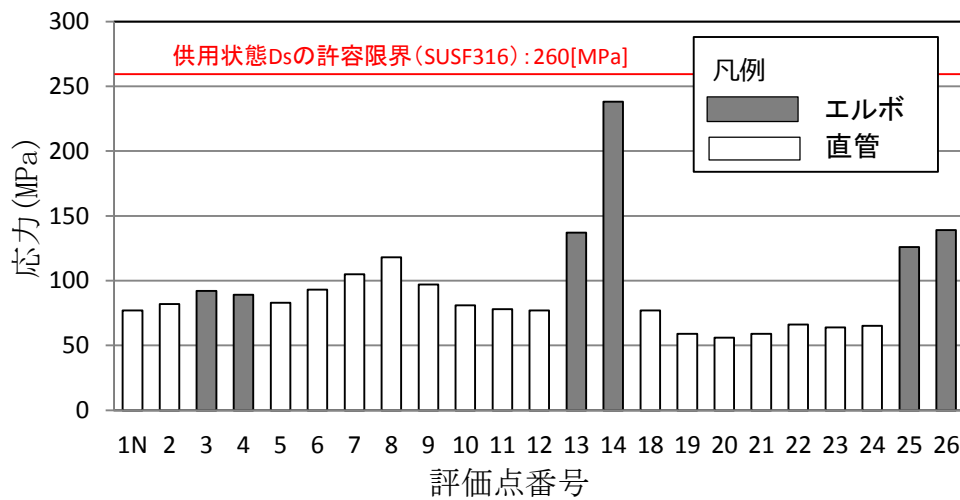
※ 現行の配管設計手法である弾性解析による値

1回の地震で配管が疲労破損するときの入力地震レベル

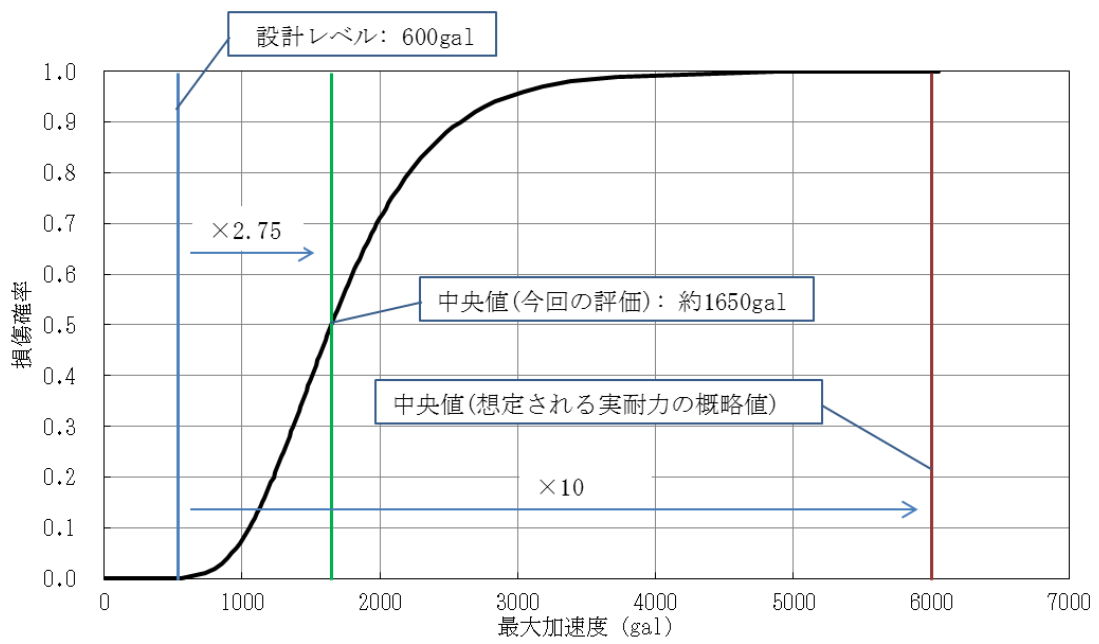
第6図 安全余裕のイメージ



第7図 原子炉再循環系配管の解析モデル

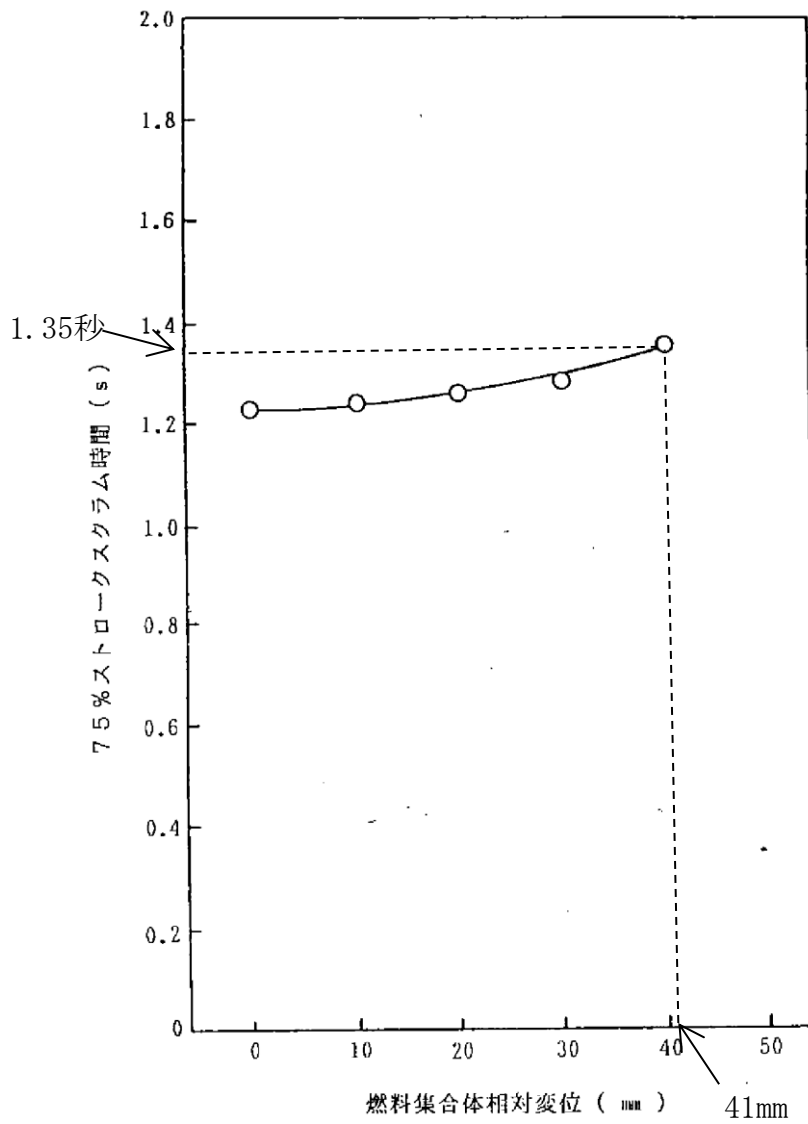


第8図 原子炉再循環系配管の各評価点応力分布



※安全余裕を10倍と仮定した場合を示す。

第9図 原子炉再循環系配管のフラジリティ評価と試験で確認された実耐力



島根2号機工事計画認可申請書（第3回定期検査 新型制御棒の採用）より抜粋，加筆

第 10 図 制御棒挿入時間（加振時）

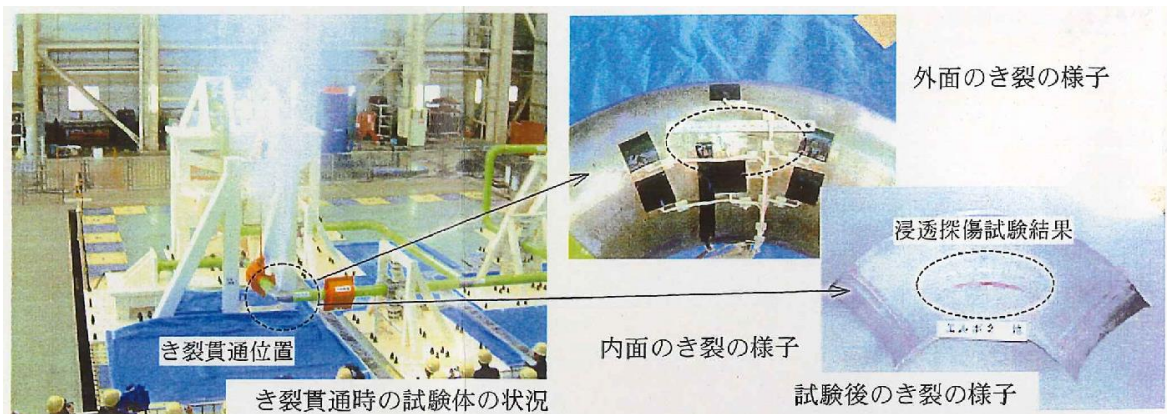
Excessive LOCAの評価における現実的な配管開口面積について

1. はじめに

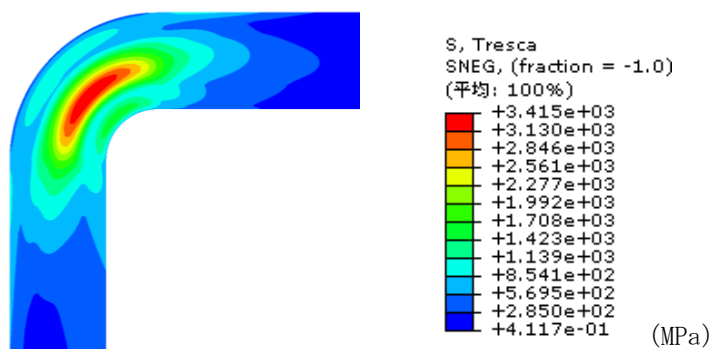
Excessive LOCAは、原子炉格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の大規模な損傷を想定したものであるが、一般に、地震による配管の破損形態は、曲げ管やT管の応力集中部に生じる疲労破損であり、亀裂は配管軸方向に生じるため、全周破断のような大きな開口を伴う配管破損が発生する可能性は十分に小さいと考えられる。ここでは、原子炉格納容器内配管に対し、地震発生時の現実的な亀裂開口面積の概略評価を実施した。

2. 配管の破損形態

配管系終局強度試験⁽¹⁾等の既往研究により、配管は地震によって塑性崩壊することはなく、破損形態はラチェット変形を含む低サイクル疲労による貫通亀裂であることが確認されている。配管系終局強度試験における亀裂貫通部の試験体の状況を第1図に示す。図より、亀裂貫通部は応力集中部である曲げ管の横腹部であり、配管軸方向に貫通亀裂が発生している。これは、第2図に示すように、曲げ管の面内変形により、配管断面が楕円状に変形し、曲げ管の横腹に応力集中部が生じ、配管軸方向に疲労亀裂が生じるためである。これは、T管においても同様であり、配管軸方向に疲労亀裂が生じる。



第1図 終局強度試験



第2図 面内変形による曲げ管の応力分布

3. 亀裂開口面積の評価

原子炉格納容器内の大口径配管に地震による亀裂の発生を想定し、内圧による亀裂開口面積を評価する。評価対象となる原子炉格納容器内の大口径配管は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成するため厚肉であるが（原子炉再循環系配管：500A, Sch80, 給水系配管：300A, Sch100, 低圧注水系配管：250A, Sch100等）、亀裂開口面積が大きくなるよう薄肉大口径配管（400A, Sch40）を解析対象とした。

曲げ管の亀裂開口面積解析モデルを第3図に示す。曲げ管（ 0° ～ 90° ）及び前後の直管部 100mm を含めた赤線部に亀裂を想定し、内圧として 1 MPa（通常水位を想定した時に原子炉冷却材圧力バウンダリ底部にかかる静水圧である約 0.3MPa に余裕をみた値）を仮定して開口面積を評価した。評価結果を第4図に示す。亀裂長さは、約 830mm、亀裂幅の最大値は約 0.8mm であり、上部と下部亀裂部の開口面積の合計は約 920mm^2 となった。これは、当該配管（400A, Sch40）の全周破断の断面積（配管両側） 0.23m^2 の約 250 分の 1、大破断 L O C A で想定する配管破断面積 0.21m^2 の約 230 分の 1 である。

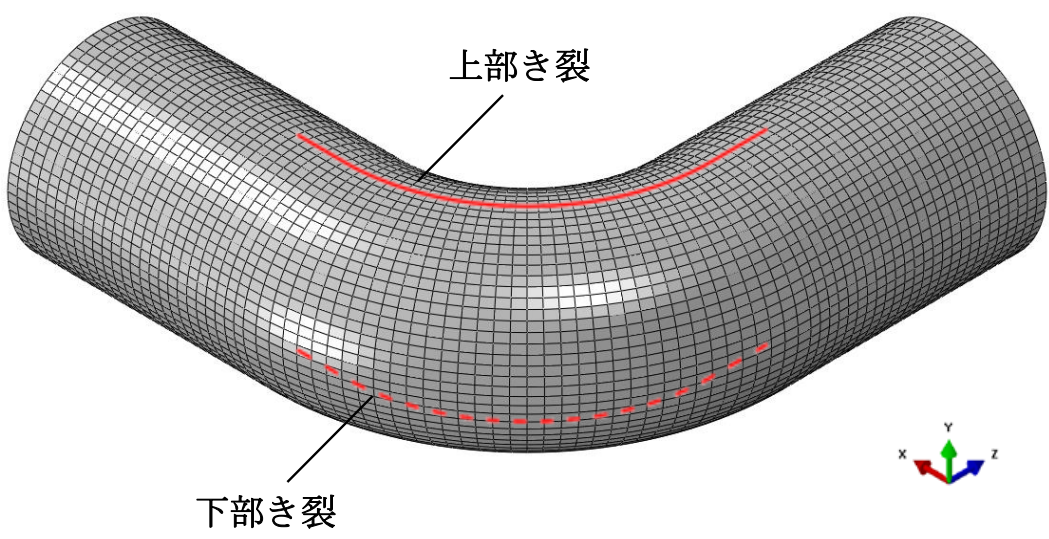
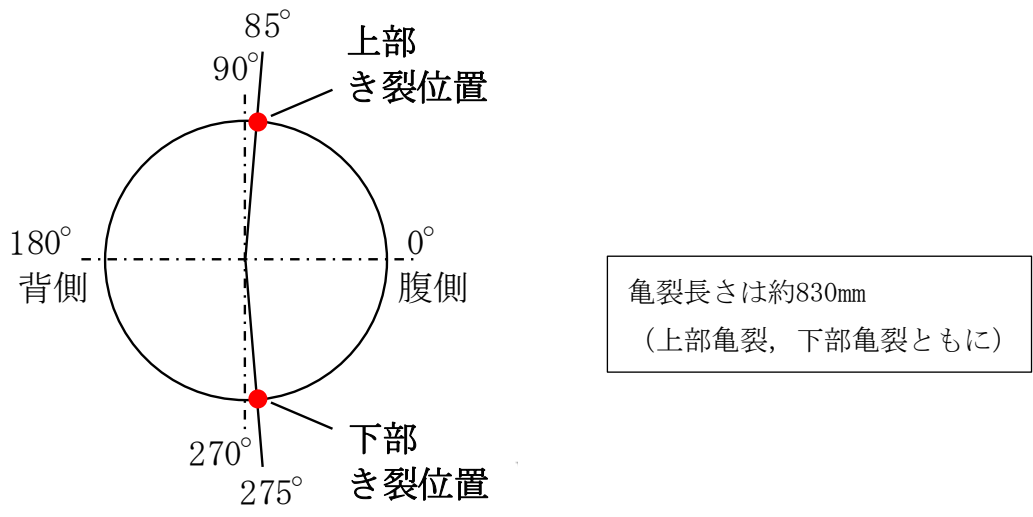
4. まとめ

薄肉大口径配管（400A, Sch40）に対し開口面積を概略評価した結果によると、開口面積は当該配管（400A, Sch40）の全周破断の断面積の約 250 分の 1、大破

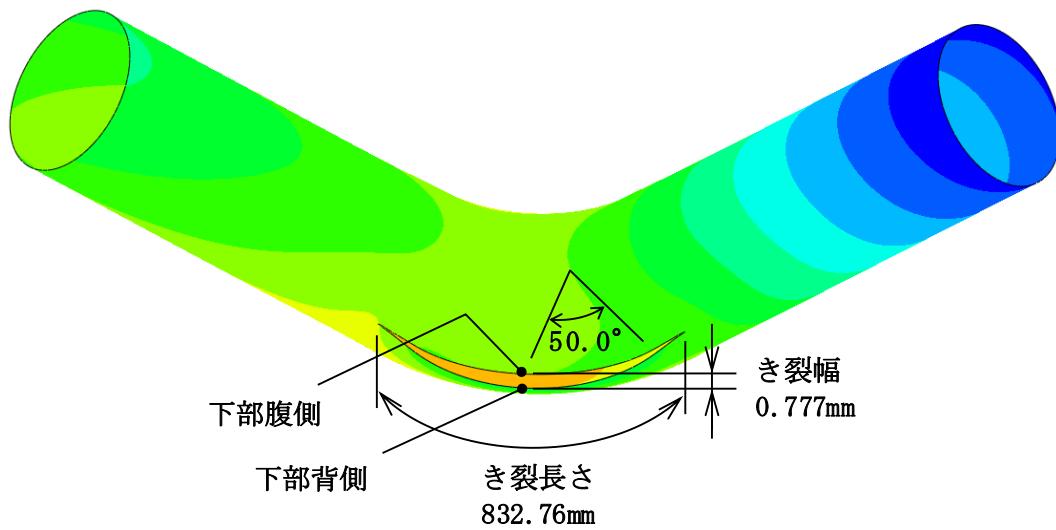
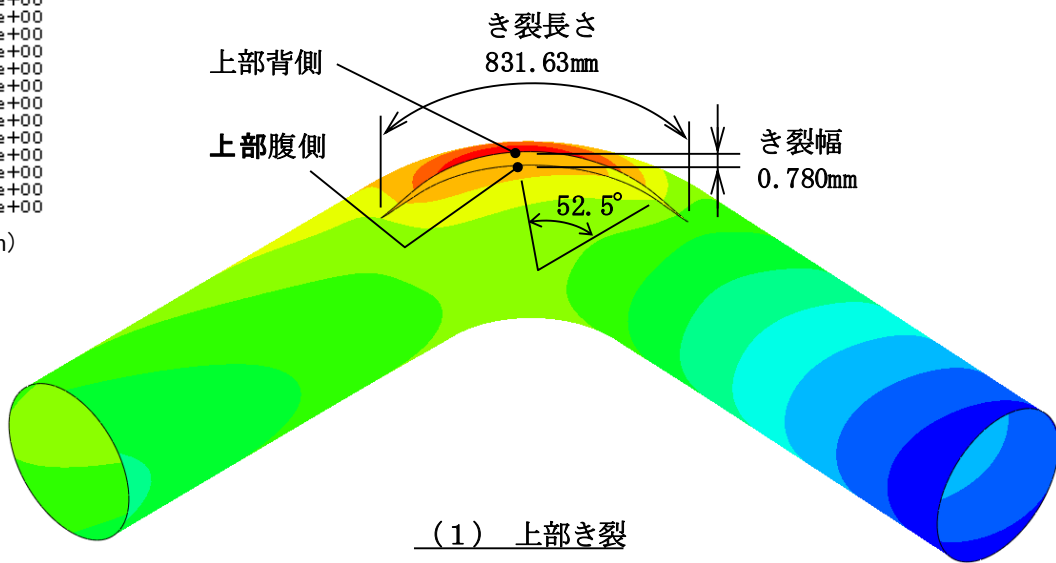
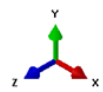
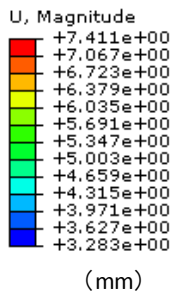
断LOCAで想定する配管破断面積の約 230 分の 1 であり、また、原子炉格納容器内配管は高圧配管のため厚肉であることから開口面積は更に小さくなるものと考えられ、原子炉格納容器内配管において複数箇所の配管破損により、大破断LOCAの配管破断面積を超える程の破損が発生し、Excessive LOCAに至る可能性は低いと考えられる。

参考文献

- (1) 独立行政法人 原子力安全基盤機構（平成16年6月）：平成15年度
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



第3図 亀裂開口面積解析モデル (曲げ管)



上部亀裂部の開口面積：約460mm ²
下部亀裂部の開口面積：約460mm ²
合計：約920mm ²

第4図 曲げ管亀裂開口部に着目した変形図

重大事故防止に係る設備についての諸外国の調査結果

1. 諸外国における先進的な安全対策の調査方法

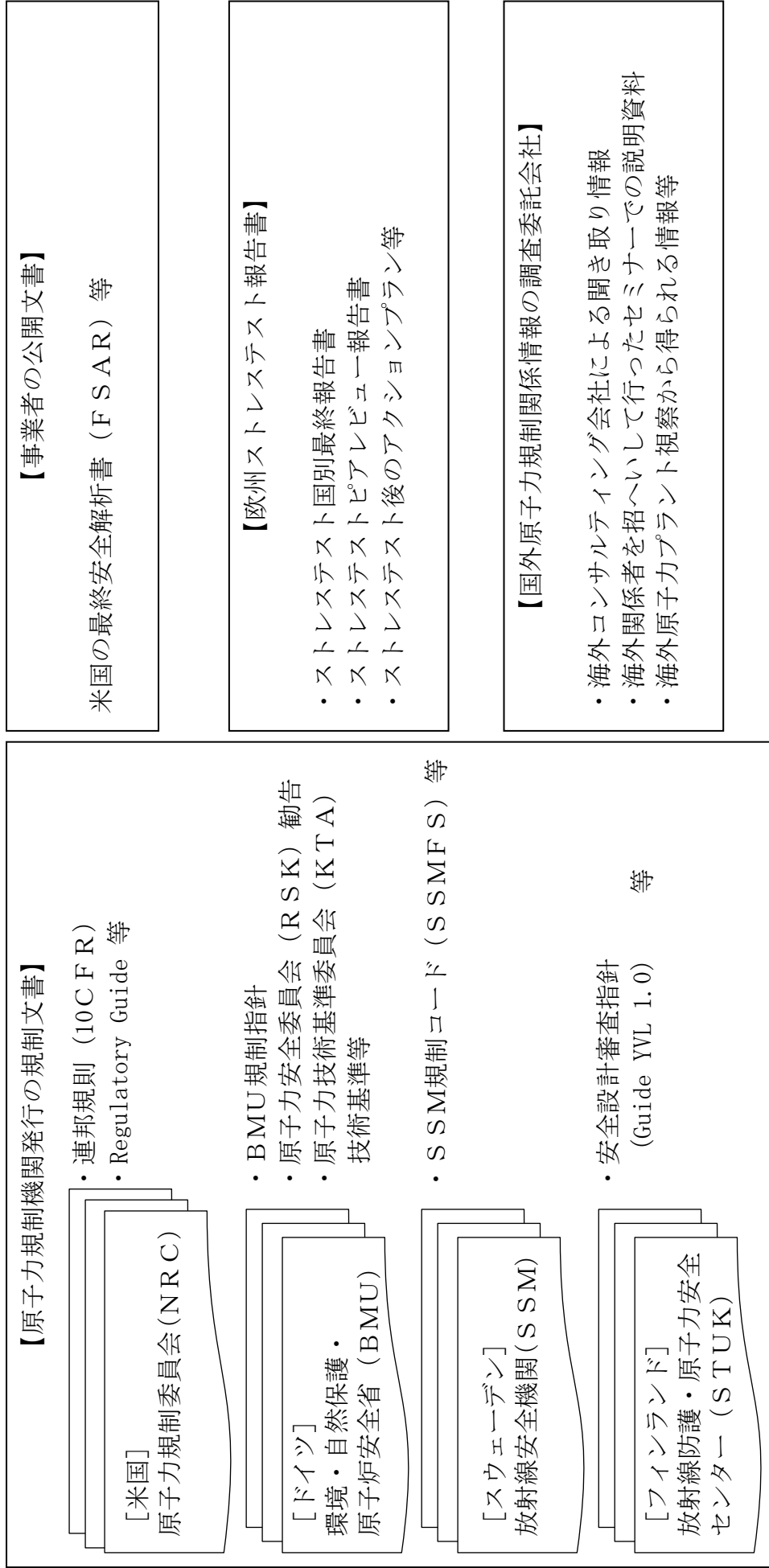
諸外国(米国及び欧州)において整備されている対策の状況については、国外の原子力規制機関である米国原子力規制委員会（NRC）等の規制文書、米国の事業者公開資料、欧州におけるストレステスト報告書等を調査した。また、原子力規制関係の調査委託会社から得られる情報等についても調査した。当社における海外情報収集の体系を第1図に示す。

2. 諸外国での先進的な対策について

諸外国における重大事故防止に係る対策の情報について、島根原子力発電所2号炉で整備している対策と比較した結果を第1表に示す。

調査の結果、すべての事故シーケンスグループについて、諸外国の既設プラントで整備されている各機能の対策と同等の対策が、島根原子力発電所2号炉にも整備されていることを確認した。

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、諸外国においてもすべ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。



【情報入手先】
 ○原子力安全推進協会 (JANSI)
 ○国外原子力規制関係情報の調査委託会社

第1図 当社における海外等の情報収集の仕組み

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に係る設備の比較 (1/5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要
			島根原子力発電所2号炉	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	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水系 (常設) * 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 高圧原子炉代替注水系 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ 高圧サービス水系 制御棒駆動機構ポンプ 復水ポンプ 残留熱除去系サービス水系 可搬式ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系 (中圧ポンプ) 復水系 (給水ポンプ/バイパス) サービス水系 (河川水) 代替注水 制御棒駆動水系ポンプ インターナルポンプ・シール水系ポンプ 可搬式消火ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ、ブースターポンプ 可搬式ポンプ 	<p>欧米では、注水ポンプの追加設置又は炉心注水機能を有さない既設ポンプに炉心注水機能を追加する等による炉心冷却手段を整備している。</p> <p>当社においても、既設の代替ポンプや可搬式ポンプ、また常設の低圧原子炉代替注水系を使用した炉心冷却を行う手段を整備している。また、蒸気駆動の高圧注水手段として高圧原子炉代替注水系を設置している。</p>
		格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器フィルタメント系* 原子炉補機代替冷却系 格納容器代替スプレイ系 (可搬型) * 残留熱代替除去系 	<ul style="list-style-type: none"> ウエットウエル、ペント 原子炉冷却材浄化系によるサブレーション・プールの除熱 主蒸気隔離弁、タービン・バイパス弁の再開放による主復水器のヒートシンク機能回復 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系 (専用ヒートシンク) フィルタメント 必須サービス水系 原子炉浄化系 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器フィルタメント 代替最終ヒートシンク導入 	<p>米国では、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのペント設備を整備している。また欧州においては、河川や大気等を最終ヒートシンクとする熱交換設備やポンプ等を含む独立非常用系、フィルタメント系を整備している。</p> <p>当社においても、大気を最終ヒートシンクとする格納容器フィルタメント系、海水を最終ヒートシンクとする原子炉補機代替冷却系、残留熱代替除去系を整備している。</p>	
		交流電源設備	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 (ガスタービン発電機) * 	—	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系電源 (ディーゼル発電機他) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 専用発電機 	<p>欧州では、独立非常用系の専用電源としてディーゼル発電機等を整備している。</p> <p>当社においても、独立性のある常設のガスタービン発電機を整備している。</p>
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水槽* 低圧原子炉代替注水槽への補給* 貯水槽 海水 	<ul style="list-style-type: none"> 復水貯蔵タンクへの水補給 — 処理水の水源 脱塩水貯蔵タンク、復水器ホットウエル、燃料プール、他 ユニット貯蔵タンク — 非処理水の水源 消火水系、公共の消火系、水道系 — 燃料取替用水タンクからの補給 — 他ユニット復水貯蔵タンクからの補給 — 防氷用火タンク — 飲料水系 	<ul style="list-style-type: none"> 復水タンクへの補給 — 消火水系からの補給 — ほう酸溶液タンクへの補給 — 河川水 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンクへの補給 — 脱塩水系からの補給 — 消火系からの補給 — 消火系への補給 — 純水系からの補給 	<ul style="list-style-type: none"> 脱塩水タンクへの補給 — 消火系からの補給 — 貯水池 	<p>欧米では、淡水タンク、河川、貯水池等の代替水源からの給水が可能である。当社においては、淡水タンクや貯水池及び海水の代替水源からの給水が可能である。</p>
		まとめ	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根原子力発電所2号炉においても整備されていることを確認した。なお、ドイツの独立非常用系については、事故シナリオの特定が困難な航空機衝突、毒ガスの放出、テロリストの攻撃等のような破滅的事象を想定した系統であり、国内では特定重大事故等対処施設に相当する設備であり、重大事故等対処設備に相当するものではない。</p>					

※ 有効性評価において有効性を評価した対策

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (2/5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要	
			島根原子力発電所2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド		
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	【・残留熱除去系（低圧注水モード）】 [*] ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型） ・高圧原子炉代替注水系	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様	
		原子炉減圧	・代替自動減圧機能 [*] ・減圧機能信頼性向上策 — 予備の窒素ポンプ配備 — 可搬電源からの給電 — 直流電源車の配備 — 窒素供給圧の調整機能	・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 — 追加電源（直流） — 追加の窒素供給系 — ケーブル性能確保 ^(B)	・多様化炉容器減圧系（逃がし安全弁駆動用電動弁） — 手動及び原子炉保護系にて駆動	・減圧機能ロジック	・減圧機能の信頼性向上 — バックアップ用窒素ポンプ — 消火系からの水圧による開操作	吹米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、逃がし安全弁駆動用の予備窒素ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。また、米国ではシビアアクシデント時の温度環境下に於いて、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。当社においても、代替の減圧自動化ポンプや電源の整備等による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。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、逃がし安全弁と同様に過酷な条件下で機能維持が可能であることを確認する。	
		格納容器除熱	【・残留熱除去系（サブプレッショ ン・プール水冷却モード）】 [*] ・格納容器フィルタメント系 ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		直流電源設備	・既設蓄電池の容量増加 ・負荷切離しによる蓄電池容量保持 — 常設充電器＋高圧発電機車 — 主蒸気逃がし安全弁用蓄電池（補助盤室）	・蓄電池容量の増加 ・非安全関連蓄電池設置 ・可搬型充電器による蓄電池再充電 ・原子炉圧力容器減圧及び可搬式ポンプのための直流通源 ・蓄電池負荷切離し	・蓄電池容量の増加 ・可搬型ディーゼル発電機による充電	・不要負荷の切離しによる蓄電池容量保持 ・S A設備への給電蓄電池の確保	・受電用可搬型発電機 ・充電用可搬型整流器	吹米では、既設の蓄電池容量の増加や負荷の切離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。また、可搬型発電機等による蓄電池充電手段を整備している。当社においても、蓄電池の容量増加や負荷の切離し等の手段を整備し、給電の延命対策を整備している。	
	給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
	まとめ	上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根原子力発電所2号炉においても整備されていることを確認した。							

※ 有効性評価において有効性を評価した対策

【・】：設計基準事故対処設備

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より抽出したものである。

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (3 / 5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					ファイナランド	対策の概要
			島根原子力発電所2号炉	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	<ul style="list-style-type: none"> 【・原子炉隔離時冷却系】* 一現場での入力による弁操作 【・残留熱除去系（低圧注水モーター）】** ・低圧原子炉代替注水系（常設） ・低圧原子炉代替注水系（可搬型）* ・高圧原子炉代替注水系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器フィルタバント系 ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器代替スプレイ系（可搬型）* ・残留熱代替除去系 	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	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	1と同様
		交流電源設備	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備（ガスタービン発電機）* ・可搬型代替交流電源設備（高圧発電機車） ・隣接号機からの電源融通 	<ul style="list-style-type: none"> ・独立非常用系ディーゼル発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・隣接ユニット間での非常用電源接続 ・第3送電線（地中埋設） 	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用ディーゼル発電機追設 ・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・小型可搬ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用ディーゼル信頼性向上 一起動用バッテリー追設 一燃料タンクの配備 一除熱系設置非常用ディーゼーゼル発電機更新に合わせ、除熱系2系統（海水、空冷）設置 ・非常用ディーゼル発電機追設 ・ガスタービン発電機 ・可搬型ディーゼル発電機 ・近隣発電所からの受電 ・地域電力会社からの受電 	<p>米国では、ディーゼル発電機の追加設置等を整備している。また欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別のディーゼル発電機等を設置するともに、既設の非常用ディーゼル発電機の冷却系の最終ヒートシンクの多様化（水冷、空冷）を実施している。</p> <p>当社においては、常設の代替交流電源としてガスタービン発電機や高圧発電機車を整備している。</p>		
直流電源設備	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様	2と同様		
まとめ		上述の調査結果より、国内外の既設プラントで整備されている対策が、島根原子力発電所2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「全交流動力電源喪失+交流電源（DG-A、B）失敗」+高圧炉心冷却失敗、「全交流動力電源喪失+直流電源（区分1、2）失敗」+高圧炉心冷却（HPCS）失敗、「全交流動力電源喪失+交流電源（DG-A、B）失敗」+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオに関する情報は無い。							

※ 有効性評価において有効性を評価した対策

【 】：設計基準事故対処設備

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較（4/5）

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作						対策の概要	
			島根原子力発電所2号炉	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)	炉心冷却	1と同様 【・原子炉隔離時冷却系】* 【・残留熱除去系(低圧注水モード)】* ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・低圧原子炉代替注水系(可搬型) ・高圧原子炉代替注水系	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器除熱	1と同様 ・格納容器フィルタメント系 ・原子炉補機代替冷却系* ・格納容器代替スプレイ系(可搬型) ・残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)*	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	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	1と同様	1と同様
		交流電源設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
4-2	崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去機能喪失)	炉心冷却	1と同様 【・原子炉隔離時冷却系】* ・低圧原子炉代替注水系(常設)* ・低圧原子炉代替注水系(可搬型) ・高圧原子炉代替注水系	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
		格納容器除熱	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	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	1と同様	1と同様
		交流電源設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様
		まとめ	上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根原子力発電所2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「過渡事象+崩壊熱除去失敗」(残留熱除去系の機能喪失)における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報はない。							
		まとめ	上記の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根原子力発電所2号炉においても整備されていることを確認した。							

※ 有効性評価面において有効性を評価した対策

【 】：設計基準事故対処設備

第1表 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (5 / 5)

分類	事故シナリオグループ	想定する機能	重大事故等対策にかかる設備又は操作					対策の概要								
			島根原子力発電所2号炉	米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド									
5	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								
		格納容器除熱	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様								
		給水原	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様								
		交流電源設備	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様								
6	原子炉停止機能喪失	<p>上述の調査結果より、国外の既設プラントで整備されている対策が、島根原子力発電所2号炉においても整備されていることを確認した。なお、「大破断LOCAを上回るLOCA (Essive LOCA (地震起因))」、「大破断LOCA：注水機能喪失 (内部事象・地震起因)」における欧米の対策状況について、調査可能な範囲において調査を実施したが、当該シナリオを想定した対策に関する情報は無い。</p> <ul style="list-style-type: none"> 代替制御挿入系回路 (ARI) MSIV開後のATWS時の炉圧高で給水ポンプトリップロジック追加 	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御挿入系回路 (ARI) MSIV開後のATWS時の炉圧高で給水ポンプトリップロジック追加 	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御挿入系回路 (ARI) S LCS ほう酸濃度の増加 S LCS (自動) CRD系、原子炉浄化系によるほう酸水注入 ATWS 原子炉再循環ポンプトリップ 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸注入系 (手動) 原子炉再循環ポンプ自動トリップ ほう酸注入系 (手動) 原子炉再循環ポンプ自動トリップ 	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸注入系 (手動、自動) ベックアップ・スクラム回路 (制御挿入、原子炉再循環ポンプ回転数減速) 	<p>欧米においては、代替制御挿入回路や原子炉再循環ポンプトリップ回路を導入し、また、ほう酸水注入系を設置している。</p> <p>当社においても、欧米と同等の設備を設置している。</p> <p>米国で確認されているTAF以下で原子炉の水位を制御する対応は、当社では採用していない。これは、原子炉停止機能喪失事象であっても冠水維持が事故対応の基本と考えるためである。なお、TAFより上で原子炉水位を制御する現状の当社の手順であってもPCT等の判断基準を満たすことを確認している。</p>									
7	インターフェイシンステムLOCA	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>	<p>炉心冷却</p> <p>格納容器バypass防止</p>

※ 有効性評価において有効性を評価した対策

T B Wシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価を踏まえた
重要事故シーケンスの選定及びT Wシーケンスの纏め方について

1. T B Wシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定

T B W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。島根原子力発電所2号炉の運転時レベル1 P R Aでは、T B Wシーケンスは「崩壊熱除去機能喪失 (T W)」の事故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T B Wシーケンス（非常用電源の喪失による崩壊熱除去機能喪失）に対する炉心損傷防止対策、及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定について以下に示す。

(1) T B Wシーケンスの炉心損傷頻度

T B Wシーケンスの炉心損傷頻度を第1表に示す。第1表に示すとおり、T B Wシーケンスは事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」のドミナントシーケンスとはならないが、事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対して約6%の寄与を持っている。

第1表 T B Wシーケンスの炉心損傷頻度

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンス グループに対する 寄与割合 (%)
T W	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.7E-06	73
T B W	外部電源喪失+ 交流電源 (D G - A, B) 失敗	4.4E-07	6
	外部電源喪失+ 交流電源 (D G - A, B) 失敗+ 圧力バウンダリ健全性 (S R V 再開) 失敗	1.3E-09	<0.1
	外部電源喪失+ 直流電源 (区分1, 2) 失敗	6.3E-10	<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 : 格納容器フィルタベント系
- ・ 取水機能が喪失した場合 : 原子炉補機代替冷却系

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フィルタベント系については、系統構成に必要な電動弁等は常設代替交流電源設備から代替所内電気設備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。

「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原子炉補機代替冷却系については、常設代替交流電源設備からの電源供給による非常用母線の受電及び原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による対応の有効性を確認しており、TBWシーケンスにおいても有効な対策である。

さらに、TBWシーケンスについては、常設代替交流電源設備からの電源供給による非常用母線の受電により、原子炉補機代替冷却系を用いずとも、原子炉補機冷却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＋崩壊熱除去失敗）と比較した結果を第2表に示す。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

主要な事故シーケンスのカットセットに共通原因故障が含まれている事故シーケンスを「中」とした。そのうえで交流電源や直流電源が喪失している事故シーケンスでは，電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから，「高」とした。

b. 余裕時間の観点

過渡事象（全給水喪失事象及び外部電源喪失）は手動停止，サポート系喪失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

LOCA以外の起因事象については，崩壊熱除去に関する設備容量に差異はないと考え「低」とした。

d. 代表性の観点

事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高い事故シーケンス（ドミナントシーケンス）を「高」とした。ドミナントシーケンスに対して1%未満の事故シーケンスを「低」とし，「高」と「低」の間の事故シーケンスを「中」とした。

第2表 着眼点に基づく評価

事故シーケンス		対応する主要な 炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認 する主な対策)	着眼点			
			a	b	c	d
TW	過渡事象+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・原子炉隔離時冷却系 ・SRVの手動操作 ・残留熱除去系(低圧注水モード) ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・格納容器代替スプレイ系(可搬型) ・常設代替交流電源設備 	中	高	低	高
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗		高	高	低	中
TBW	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗		高	高	低	低
	外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗		高	高	低	低

第2表に示すとおり，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の「過渡事象+崩壊熱除去失敗」とTBWの「外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗」で同じとなる。

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T B Wシーケンスに対しても有効となっており、「取水機能が喪失した場合」の有効性評価では、全交流動力電源喪失を仮定した評価を行うことでT B Wを包絡した評価を行っている。また、崩壊熱除去機能喪失への対策の有効性を確認する観点からは、非常用電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失するT B W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T W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られる。

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T B W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。

2. T Wシーケンスの纏め方について

運転時レベル1 P R Aでは「崩壊熱除去機能喪失（T W）」の事故シーケンスグループの寄与割合が大きいため、「崩壊熱除去機能喪失（T W）」の各事故シーケンスの特徴及び対策の網羅性について以下に整理する。

「崩壊熱除去機能喪失（T W）」に分類される事故シーケンスを第3表、各事故シーケンスの寄与割合を第1図、過渡事象のイベントツリーを第2図に示す。

「崩壊熱除去機能喪失（T W）」の事故シーケンスグループは、原子炉への注水に成功しているが、除熱機能が喪失した事故シーケンスを纏めている（第2図参照）。このため、各事故シーケンスでの除熱機能喪失への対策が有効であれば、当該事故シーケンスに対応できることとなる。

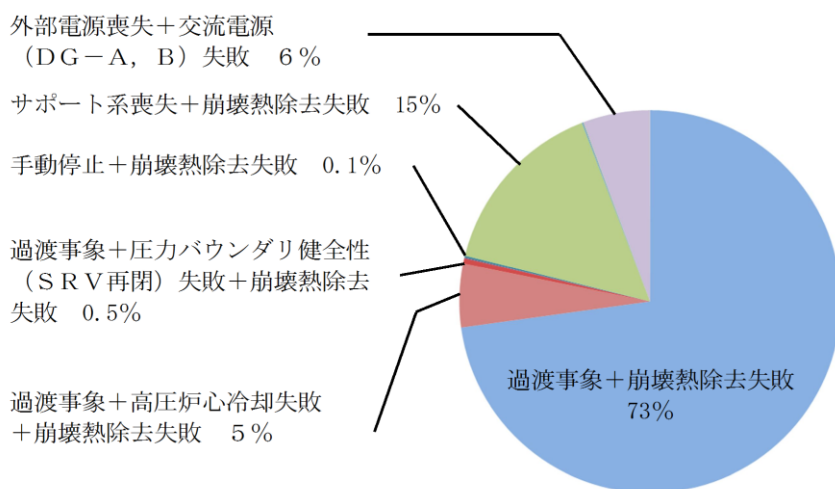
注水については、第3表に示すとおり、有効性評価で評価している重要事故シーケンス「過渡事象+崩壊熱除去失敗」とその他の各事故シーケンスを比較すると、原子炉への注水に関する機能喪失状態が異なることが分かる。しかしながら、例えば「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失

敗」は、設計基準事故対処設備（低圧ECCS）による注水が確保できているシーケンスであるなど、事故シーケンスによって原子炉への注水パターンが重要事故シーケンス（原子炉隔離時冷却系により注水）とは多少異なるが、設計基準事故対処設備により注水ができていないことに変わりはない。

除熱については、いずれの事故シーケンスでも、原子炉への注水を確保した上で、重要事故シーケンスでの対策でもある「原子炉補機代替冷却系」又は「格納容器フィルタベント系」により行う点は同様である。

したがって、重要事故シーケンスの評価は、LOCAを起因とするシーケンスを除くすべての事故シーケンスに対する対策の確認となっているものと考えている。

なお、LOCAを起因とする事故シーケンスは、崩壊熱除去機能の代替手段も含めて他の事故シーケンスグループで評価している。また、高圧注水及び低圧注水の両方に失敗した場合は「崩壊熱除去機能喪失」には分類されず、「高圧・低圧注水機能喪失」の事故シーケンスグループによって対策される。



※ その他の事故シーケンスの寄与割合はいずれも0.1%未満

第1図 崩壊熱除去機能喪失の各事故シーケンスの寄与割合

第3表 事故シナリオの分析 (崩壊熱除去機能喪失)

事故シナリオ	喪失した機能
<ul style="list-style-type: none"> • 過渡事象 + 崩壊熱除去失敗 • 手動停止 + 崩壊熱除去失敗 • サポート系喪失 + 崩壊熱除去失敗 • 外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> • 除熱機能
<ul style="list-style-type: none"> • 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 • 手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 • サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 • 過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗 + 崩壊熱除去失敗 • 手動停止 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗 + 崩壊熱除去失敗 • サポート系喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗 + 崩壊熱除去失敗 	<ul style="list-style-type: none"> • 除熱機能 • 高圧注水機能 (高圧炉心スプレイ系, 原子炉隔離時冷却系)
<ul style="list-style-type: none"> • 過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 崩壊熱除去失敗 • 手動停止 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 崩壊熱除去失敗 • サポート系喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 + 崩壊熱除去失敗 • 外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 失敗 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再閉) 失敗 • 外部電源喪失 + 直流電源 (区分1, 2) 失敗 	<ul style="list-style-type: none"> • 除熱機能 • 高圧注水機能 (原子炉隔離時冷却系)

※ LOCAを起因とする以下の事故シナリオについては崩壊熱除去機能の代替手段も含めて他の事故シナリオグループ (LOCA時注水機能喪失) で評価する。

- 冷却材喪失 (小破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗
- 冷却材喪失 (小破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗
- 冷却材喪失 (中破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗
- 冷却材喪失 (中破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗
- 冷却材喪失 (大破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗
- 冷却材喪失 (大破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗

過渡事象	原子炉停止	圧力バウンス健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ
過渡事象	原子炉停止	圧力バウンス健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
過渡事象	原子炉停止	圧力バウンス健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
過渡事象	原子炉停止	圧力バウンス健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	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
							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
過渡事象	原子炉停止	圧力バウンス健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象 + 圧力バウンス健全性失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
過渡事象	原子炉停止	圧力バウンス健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象 + 圧力バウンス健全性失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
過渡事象	原子炉停止	圧力バウンス健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	過渡事象 + 圧力バウンス健全性失敗 + 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
							過渡事象 + 圧力バウンス健全性失敗 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

第2図 イベントツリー (過渡事象の例)

内部事象P R Aにおける主要なカットセットとF V重要度に照らした
重大事故等防止対策の対応状況

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する重大事故防止対策の対応状況等を確認した。

また、事故シーケンスグループ別にFussell-Vesely重要度（以下「F V重要度」という。）※を評価し、F V重要度が高い基事象に対する重大事故防止対策の対応状況等を確認した。

※ F V重要度

炉心損傷の発生を仮定した時に、当該事象の発生が寄与している割合を表す指標。特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を低減することにより、どれ程の安全性の向上が望めるかを示す指標とみることにもできる。プラントのリスクの低減を図る際に注目すべき機器等の候補を同定する際に有用な指標。

以下に、内部事象運転時レベル1 P R A、内部事象運転時レベル1.5 P R A、内部事象停止時レベル1 P R Aそれぞれのカットセットの分析結果及び内部事象運転時レベル1 P R A、内部事象停止時レベル1 P R AにおいてF V重要度が高い基事象に対する重大事故防止対策の対応状況の確認結果を示す。

1. 内部事象運転時レベル1 P R A

1.1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(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*のうち、上位3位までのカットセット
- ・炉心損傷頻度が 1.0×10^{-8} / 炉年以上のカットセット

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第1-1表～第1-7表に示す。

※ 事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目して分類したもの。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1-1表～第1-7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、整備された重大事故等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、「L O C A時注水機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障によっては有効性評価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、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。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る。このため、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ごとに異なり、約8～100%の幅が生じた。

全炉心損傷頻度から見ると、除熱機能の喪失によって原子炉格納容器が先行破損し、炉心損傷に至る事故シーケンスグループである「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約100%を占めている。「崩壊熱除去機能喪失」についてはその炉心損傷頻度の約86%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86%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。

さらに、「崩壊熱除去機能喪失」への対策としては、残留熱除去系に対して電源等のサポート系を含めて独立であり、遠隔操作のほか手動による開放も可能である等、残留熱除去系と異なる動作原理を持ち、残留熱除去系と異なる最終ヒートシンクに除熱を行う系統である格納容器フィルタベント系の持つ独立性及び多様性を考慮すると、有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため、全炉心損傷頻度の約100%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対して、有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考えられる。

(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、「LOCA時注水機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤（原子炉手動減圧操作失敗）と計測制御系の故障（計器や自動起動ロジックの故障）の重畳が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに、計測制御系の故障時にも、正常に動作・計測されている他の計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるよう訓練等による対応能力の向上に努めていく。

上記のとおり、人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、有効性評価で考慮した対策と設計基準設備の共用部分（注入弁等）の故障を伴うようなカットセットは、支配的なカットセットとしては抽出されていない。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，独立な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支配的なカットセットとして抽出されていない以上，有効性評価で考慮した対策は，ほとんどのシーケンスに対して有効であると考えられる。また，全炉心損傷頻度の約100%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フィルタベント系が設けられていることから，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。

第1-1表 事故シークエンスの分析(カットセットの抽出)結果(1/2)

事故シークエンスグループ	事故シークエンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シークエンスへの寄与割合(%)		
T Q U V (高圧・低圧注水機能喪失) (3. 3E-09/炉年)	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 (3. 0E-09/炉年)	非隔離事象 + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P S W ポンプ起動失敗	2. 1E-10	7. 0	6. 4	○
		非隔離事象 + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P C W / H P S W メンテナンス	1. 9E-10	6. 3	5. 8	○
		非隔離事象 + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P C S メンテナンス	1. 2E-10	4. 0	3. 6	○
	過渡事象 + 圧力バウナダリ健全性(S R V 再開)失敗 + 高圧炉心冷却(H P C S)失敗 + 低圧炉心冷却失敗 (3. 4E-11/炉年)	逃がし安全弁誤開放 + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P S W ポンプ起動失敗	1. 2E-12	3. 5	<0.1	○
		逃がし安全弁誤開放 + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P C W / H P S W メンテナンス	1. 1E-12	3. 2	<0.1	○
		逃がし安全弁誤開放 + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P C S メンテナンス	6. 9E-13	2. 0	<0.1	○
	手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 (4. 7E-13/炉年)	手動停止(通常停止) + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P S W ポンプ起動失敗 + 2起動変圧器機能喪失	1. 4E-14	3. 0	<0.1	○
		手動停止(通常停止) + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P S W ポンプ起動失敗 + 動力変圧器2C機能喪失	1. 4E-14	3. 0	<0.1	○
		手動停止(通常停止) + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P C W / H P S W メンテナンス + 2起動変圧器機能喪失	1. 3E-14	2. 8	<0.1	○
		手動停止(通常停止) + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P C W / H P S W メンテナンス + 動力変圧器2C機能喪失	1. 3E-14	2. 8	<0.1	○
		手動停止(通常停止) + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P C W / H P S W メンテナンス + 動力変圧器2C機能喪失	1. 3E-14	2. 8	<0.1	○
		手動停止(通常停止) + S1, S2水位トランスミッタ L X 2 9 8 - 1 共通原因機能喪失 + H P C W / H P S W メンテナンス + 動力変圧器2C機能喪失	1. 3E-14	2. 8	<0.1	○

第1-1表 事故シナリオの分析(カットセットの抽出)結果(2/2)

事故シナリオグループ	事故シナリオ	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シナリオへの寄与割合(%)		
T Q U V (高圧・低圧注水機能喪失) (3.3E-09/炉年)	手動停止 + 圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗 + 高圧炉心冷却(HPCS)失敗 + 低圧炉心冷却失敗 (1.5E-13/炉年)	手動停止(通常停止) + 非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗 + 非常用DG-H継続運転失敗 + 外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.3E-14	8.7	<0.1	○
		手動停止(通常停止) + 非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗 + 非常用DG-H起動失敗 + 外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.9E-15	5.9	<0.1	
		手動停止(通常停止) + 非常用DG-A, B共通原因起動失敗 + 非常用DG-H継続運転失敗 + 外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	8.9E-15	5.9	<0.1	
	サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗 (2.3E-10/炉年)	直流母線A喪失 + S2水位トランスミスミッタLX298-1D機能喪失 + HPSWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	0.1	
		直流母線A喪失 + S2水位トランスミスミッタLX298-1B機能喪失 + HPSWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	0.1	
		直流母線B喪失 + S1水位トランスミスミッタLX298-1A機能喪失 + HPSWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	0.1	
	サポート系喪失 + 圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗 + 高圧炉心冷却(HPCS)失敗 + 低圧炉心冷却失敗 (4.0E-12/炉年)	直流母線B喪失 + S1水位トランスミスミッタLX298-1C機能喪失 + HPSWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	0.1	
		補機冷却系A喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + S2水位トランスミスミッタLX298-1D機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1	
		補機冷却系A喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + S2水位トランスミスミッタLX298-1B機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1	
		補機冷却系B喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + S1水位トランスミスミッタLX298-1C機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1	
		補機冷却系B喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + S1水位トランスミスミッタLX298-1A機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1	
		補機冷却系C喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPSWポンプ起動失敗 + S1水位トランスミスミッタLX298-1A機能喪失	3.1E-14	0.8	<0.1	

【主要なカットセットに対する検討】(高圧・低圧注水機能喪失(T Q U V))

- 第1-1表より、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約16%のカットセットを確認した。なお、「高圧・低圧注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 事故シーケンスのうち、「過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」、「過渡事象+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗」、「手動停止+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗」、「サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」、「サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗」では、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、ECCSの起動信号の機能喪失と合わせて、高圧炉心スプレイ系又は高圧炉心スプレイ補機冷却系の機能喪失が挙げられている。炉心損傷防止対策としては、機能喪失したECCSの代替となる、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水が有効である。
- 「手動停止+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗+低圧炉心冷却失敗」については、非常用ディーゼル発電機の故障が挙げられている。炉心損傷防止対策としては、機能喪失したECCSの代替となる、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水が有効である。
- いずれの事故シーケンスについても、注水による炉心冷却を確保した後は、原子炉補機代替冷却系又は格納容器フィルタベント系を用いて除熱を行う。なお、上位のカットセットとしては抽出されていないが、残留熱除去系が機能喪失している場合には、格納容器フィルタベント系を用いて除熱を行う。

第1-2表 事故シークエンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シークエンスグループ	事故シークエンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シークエンスへの寄与割合(%)		
T Q X (高圧注水・減圧機能喪失) (5.1E-09 /炉年)	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 (4.0E-09 /炉年)	非隔離事象+R C I C トーラス水入口弁開操作失敗+H P C S 水源切替 手動操作失敗+ C S T 閉塞+手動減圧操作失敗	1.4E-10	3.5	<ul style="list-style-type: none"> 代替自動減圧機能 高圧原子炉代替注水系 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(サブプレッジョン・プールの冷却モード) 	○
		非隔離事象+R C I C ポンプ起動失敗+H P S W ポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	9.6E-11	2.4		1.9
	非隔離事象+H P C W / H P S W メンテナンス+R C I C ポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	8.8E-11	2.2	1.7		○
	手動停止(通常停止)+R C I C トーラス水入口弁開操作失敗+H P C S 水源切替手動操作失敗+ C S T 閉塞+動力変圧器2 C 機能喪失+手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6	<0.1		○
	手動停止(通常停止)+R C I C トーラス水入口弁開操作失敗+H P C S 水源切替手動操作失敗+ C S T 閉塞+2 起動変圧器機能喪失+手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6	<0.1		○
	手動停止(通常停止)+R C I C ポンプ起動失敗+H P S W ポンプ起動失敗+2 起動変圧器機能喪失+手動減圧操作失敗	6.3E-15	1.1	<0.1		○
	サボート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗 (1.1E-09 /炉年)	1.1E-10	10	2.2		○
	直流母線B 喪失+H P S W ポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	9.8E-11	8.9	1.9		○
	直流母線B 喪失+H P C W / H P S W メンテナンス+手動減圧操作失敗	5.9E-11	5.4	1.2		○
	直流母線B 喪失+H P C S メンテナンス+手動減圧操作失敗					

【主要なカットセットに対する検討】(高圧注水・減圧機能喪失(T Q U X))

- 第1-2表より、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については炉心損傷頻度の約12%のカットセットを確認した。なお、「高圧注水・減圧機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- いずれの事故シーケンスからも、高圧注水系の機器故障又は人的過誤、手動減圧操作失敗の人的過誤が抽出されている。これらのカットセットに対しては、代替自動減圧機能による低圧状態への移行により、注水による炉心冷却を確保できる。
- 注水による炉心冷却の確保に成功した後は、残留熱除去系を用いて除熱を行う。
- 全炉心損傷頻度から見た場合、炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考える。カットセットとして抽出されている手動減圧操作失敗については、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第1-3表 事故シークエンスの分析(カットセットの結果(1/7))

事故シークエンスグループ	事故シークエンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シークエンスへの寄与割合(%)		
T W (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06/炉年)	過渡事象 + 崩壊熱除去失敗 (4.5E-06/炉年)	非隔離事象 + R C W R H R 熱交換器出口弁MV214-7 A, B 共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替 格納容器フィルタベント系 原子炉隔離時冷却系 S R V の手動操作 残留熱除去系(低圧注水モータ) 残留熱除去系(サブレッション・プールの冷却モータ) 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレイ系(可搬型) 常設代替交流電源設備 	○
		非隔離事象 + R H R 熱交換器バイパス弁MV222-2 A, B 共通原因閉失敗	3.6E-07	8.0		○
		非隔離事象 + R H R ミニマムフロー弁MV222-17 A, B 共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0		○
		非隔離事象 + R H R ポンプ A, B 共通原因起動失敗	3.0E-07	6.7		○
		非隔離事象 + R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因起動失敗	2.8E-07	6.2		○
		R P S 誤動作等 + R H R ミニマムフロー弁MV222-17 A, B 共通原因作動失敗	1.7E-07	3.8		○
		R P S 誤動作等 + R H R 熱交換器バイパス弁MV222-2 A, B 共通原因閉失敗	1.7E-07	3.8		○
		R P S 誤動作等 + R C W R H R 熱交換器出口弁MV214-7 A, B 共通原因作動失敗	1.7E-07	3.8		○
		非隔離事象 + R H R ポンプ A, B 共通原因連続運転失敗	1.6E-07	3.6		○
		非隔離事象 + R H R ポンプ室送風機共通原因起動失敗	1.5E-07	3.3		○
		R P S 誤動作等 + R H R ポンプ A, B 共通原因起動失敗	1.4E-07	3.1		○
		P R S 誤動作等 + R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因起動失敗	1.3E-07	2.9		○
		非隔離事象 + R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因連続運転失敗	9.0E-08	2.0		○
		非隔離事象 + R C W ポンプ共通原因連続運転失敗	8.3E-08	1.8		○
		R P S 誤動作等 + R H R ポンプ A, B 共通原因連続運転失敗	7.4E-08	1.6		○
		R P S 誤動作等 + R H R ポンプ室送風機共通原因起動失敗	6.8E-08	1.5		○
		非隔離事象 + R S W ポンプ共通原因連続運転失敗	6.0E-08	1.3		○
		隔離事象 + R C W R H R 熱交換器出口弁MV214-7 A, B 共通原因作動失敗	5.6E-08	1.2		○
		隔離事象 + R H R ミニマムフロー弁MV222-17 A, B 共通原因閉失敗	5.6E-08	1.2		○
		隔離事象 + R H R 熱交換器バイパス弁MV222-2 A, B 共通原因閉失敗	5.6E-08	1.2		○
		水位低下事象 + R C W R H R 熱交換器出口弁MV214-7 A, B 共通原因作動失敗	5.6E-08	1.2		○
		水位低下事象 + R H R 熱交換器バイパス弁MV222-2 A, B 共通原因閉失敗	5.6E-08	1.2		○
		水位低下事象 + R H R ミニマムフロー弁MV222-17 A, B 共通原因作動失敗	5.6E-08	1.2		○
		非隔離事象 + R H R ポンプ出口逆止弁V222-1 A, B 共通原因閉失敗	5.3E-08	1.2		○
		隔離事象 + R H R ポンプ A, B 共通原因起動失敗	4.7E-08	1.0		○
		水位低下事象 + R H R ポンプ A, B 共通原因起動失敗	4.7E-08	1.0		○
		非隔離事象 + 空調機送風機共通原因連続運転失敗	4.7E-08	1.0		○
非隔離事象 + R H R ポンプ室送風機共通原因連続運転失敗	4.7E-08	1.0	○			
非隔離事象 + 空調機排風機共通原因連続運転失敗	4.7E-08	1.0	○			
水位低下事象 + R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因起動失敗	4.4E-08	1.0	○			
隔離事象 + R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因起動失敗	4.4E-08	1.0	○			
R P S 誤動作等 + R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因連続運転失敗	4.2E-08	0.9	○			
R P S 誤動作等 + R C W ポンプ共通原因連続運転失敗	3.8E-08	0.8	○			
R P S 誤動作等 + R S W ポンプ共通原因連続運転失敗	2.8E-08	0.6	○			
隔離事象 + R H R ポンプ A, B 共通原因連続運転失敗	2.5E-08	0.6	○			

第1-3表 事故シケケンスの分析(カットセットの結果)抽出結果 (2/7)

事故シケケンスグループ	事故シケケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性	
			事故シケケンスへの寄与割合 (%)	事故シケケンスへの寄与割合 (%)			
T W (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06 / 炉年)	過渡事象 +崩壊熱除去失敗 (4.5E-06 / 炉年)	水位低下事象 + RHRポンプA, B共通原因継続運転失敗 RPS誤動作等 + RHRポンプ出口逆止弁V222-1A, B共通原因閉失敗 水位低下事象 + RHRポンプ室送風機共通原因起動失敗 隔離事象 + RHRポンプ室送風機共通原因起動失敗 RPS誤動作等 + 空調機排風機共通原因継続運転失敗 RPS誤動作等 + 空調機送風機共通原因継続運転失敗 RPS誤動作等 + RHRポンプ室送風機共通原因継続運転失敗 全給水喪失 + RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因起動失敗 全給水喪失 + RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因閉失敗 全給水喪失 + RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因起動失敗 全給水喪失 + RHRポンプA, B共通原因起動失敗 全給水喪失 + RHRポンプ室送風機A, B共通原因起動失敗 水位低下事象 + RHRポンプ室送風機A, B共通原因継続運転失敗 隔離事象 + RHRポンプ室送風機A, B共通原因継続運転失敗 水位低下事象 + RCWポンプ共通原因継続運転失敗 隔離事象 + RCWポンプ共通原因継続運転失敗 非隔離事象 + RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因起動失敗 + RCICトローラス水入口弁開操作失敗 + HPCS水源切替手動操作失敗 + CST閉塞 非隔離事象 + RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因起動失敗 + RCICトローラス水入口弁開操作失敗 + HPCS水源切替手動操作失敗 + CST閉塞 非隔離事象 + RHR注入弁MV222-5A, B共通原因起動失敗 + RCICトローラス水入口弁開操作失敗 + HPCS水源切替手動操作失敗 + CST閉塞 非隔離事象 + RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因起動失敗 + RCICトローラス水入口弁開操作失敗 + HPCS水源切替手動操作失敗 + CST閉塞 逃がし安全弁誤開放 + RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因起動失敗 逃がし安全弁誤開放 + RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因起動失敗 逃がし安全弁誤開放 + RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因起動失敗 逃がし安全弁誤開放 + RHR注入弁MV222-5A, B共通原因起動失敗 逃がし安全弁誤開放 + HPSWポンプ起動失敗 + RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因起動失敗 逃がし安全弁誤開放 + HPSWポンプ起動失敗 + RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因起動失敗 逃がし安全弁誤開放 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因起動失敗 逃がし安全弁誤開放 + HPSWポンプ起動失敗 + RHR注入弁MV222-5A, B共通原因起動失敗	2.5E-08	0.6	0.4	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機 代替冷却系 格納容器フイルタベント系 原子炉隔離時冷却系 SRVの手動操作 残留熱除去系 (低圧注水モード) 残留熱除去系 (サブレーション・プール水冷却モード) 低圧原子炉代替注水系 (常設) 格納容器代替スプレイス系 (可搬型) 常設代替交直流電源設備 	○
			2.5E-08	0.6	0.4		
			2.3E-08	0.5	0.4		
			2.3E-08	0.5	0.4		
			2.2E-08	0.5	0.4		
			2.2E-08	0.5	0.4		
			2.2E-08	0.5	0.4		
			2.1E-08	0.5	0.3		
			2.1E-08	0.5	0.3		
			2.1E-08	0.5	0.3		
			1.8E-08	0.4	0.3		
			1.7E-08	0.4	0.3		
			1.4E-08	0.3	0.2		
			1.4E-08	0.3	0.2		
1.3E-08	0.3	0.2					
1.3E-08	0.3	0.2					
7.8E-14	0.5	<0.1					
7.8E-14	0.5	<0.1					
7.8E-14	0.5	<0.1					
2.1E-09	6.4	<0.1					
2.1E-09	6.4	<0.1					
2.1E-09	6.4	<0.1					
2.1E-09	6.4	<0.1					
2.2E-13	0.6	<0.1					
2.2E-13	0.6	<0.1					
2.2E-13	0.6	<0.1					
2.2E-13	0.6	<0.1					

第1-3表 事故シークエンスの分析(カットセットの抽出)結果(3/7)

事故シークエンスグループ	事故シークエンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シークエンスへの寄与割合(%)	事故シークエンスへの寄与割合(%)		
T W (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06 /炉年)	外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 失敗 (4.4E-07 /炉年)	外部電源喪失 + 非常用DG-A, B 共通原因継続運転転失敗	1.8E-07	41	2.9	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却系 格納容器ファイラータベント系 原子炉隔離時冷却系 S R Vの手動操作 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード) 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレイ系(可搬型) 常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失 + 非常用DG-A, B 共通原因起動失敗	1.2E-07	27	1.9		
	外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 失敗 (4.4E-07 /炉年)	外部電源喪失 + 非常用DG-A 継続運転転失敗 + 非常用DG-B 継続運転転失敗	2.0E-08	4.5	0.3		
		外部電源喪失 + 非常用DG-A 継続運転転失敗 + 非常用DG-B 起動失敗	1.4E-08	3.2	0.2		
	外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 失敗 + 圧力バウンダリ健全性(S R V再開)失敗 (1.3E-09 /炉年)	外部電源喪失 + 非常用DG-A 継続運転転失敗 + 非常用DG-B 継続運転転失敗	1.4E-08	3.2	0.2		
		外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 非常用DG-A, B 共通原因継続運転転失敗	5.4E-10	42	<0.1		
		外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 非常用DG-A, B 共通原因起動失敗	3.7E-10	28	<0.1		
		外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 非常用DG-A 継続運転転失敗 + 非常用DG-B 継続運転転失敗	5.9E-11	4.5	<0.1		
		外部電源喪失 + 蓄電池(A, B) 共通原因機能喪失	6.3E-10	100	<0.1		
		外部電源喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 蓄電池(A, B) 共通原因機能喪失	1.9E-12	0.3	<0.1		

第1-3表 事故シークエンスの分析(カットセット)の結果(4/7)

事故シークエンスグループ	事故シークエンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シークエンスへの寄与割合(%)		
事故シークエンスグループ	手動停止 +崩壊熱除去失敗 (1.2E-08/炉年)	手動停止(通常停止)+非常用DGG-A, B共通原因継続運転失敗+外部電源喪失	1.9E-09	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却系 格納容器フィルター系 原子炉隔離時冷却系 S R Vの手動操作 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(サブプレッショントラップ) 原子炉冷却モーター 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレイス(可搬型) 常設代替交流電源設備 	○
		手動停止(通常停止)+非常用DGG-A, B共通原因起動失敗+外部電源喪失	1.3E-09	<0.1		○
		手動停止(通常停止)+RCW/R SW-Bメンテナンス+動力変圧器2C機能喪失	7.5E-10	<0.1		○
	手動停止 +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗 (1.1E-14/炉年)	手動停止(通常停止)+RCICTラース水入口弁閉操作失敗+HPCS水源切替	1.4E-16	<0.1		○
		手動操作失敗+CST閉塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bメンテナンス	1.0E-16	<0.1		
		手動停止(通常停止)+RCICTラース水入口弁閉操作失敗+HPCS水源切替	1.0E-16	<0.1		
		手動操作失敗+CST閉塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bポンプ起動失敗	1.0E-16	<0.1		
	手動停止 +圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗 +崩壊熱除去失敗 (3.1E-11/炉年)	手動停止(通常停止)+RCICTラース水入口弁閉操作失敗+HPCS水源切替	5.7E-12	<0.1		○
		手動操作失敗+CST閉塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bポンプ室冷却機送風機起動失敗	3.9E-12	<0.1		
		手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再開鎖失敗+非常用DGG-A, B共通原因継続運転失敗+外部電源喪失	2.3E-12	<0.1		
手動停止 +圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗 +崩壊熱除去失敗 (6.2E-06/炉年)	手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再開鎖失敗+非常用DGG-A, B共通原因起動	2.0E-16	<0.1	○		
	手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再開鎖失敗+非常用DGG-A, B共通原因起動	1.9E-16	<0.1			
	手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再開鎖失敗+RCW/R SW-Bメンテナンス	1.6E-16	<0.1			
	手動停止(通常停止)+HPCW/HPSWメンテナンス+逃がし安全弁再開鎖失敗+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bメンテナンス	1.6E-16	<0.1			
	手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常用DGG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再開鎖失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	1.6E-16	<0.1			
	手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常用DGG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再開鎖失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV22-2A, B共通原因作動失敗	1.6E-16	<0.1			
	手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常用DGG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再開鎖失敗+RHR注入弁MV22-5A, B共通原因作動失敗	1.6E-16	<0.1			

第1-3表 事故シケケンスの分析(カットセットの結果(5/7))

事故シケケンスグループ	事故シケケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シケケンスへの寄与割合(%)		
T W (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06 /炉年)	サポータ系喪失+崩壊熱除去喪失(1.2E-06/炉年)	補機冷却系A喪失+RCW/R SW-Bメネテナンス	4.8E-08	4.0	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却系 格納容器フィルターシステム系 原子炉隔離時冷却系 S R Vの手動操作 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(サブレーション) プール水冷却モード) 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレイ系(可搬型) 常設代替交流電源設備 	○
		補機冷却系A喪失+RRR-Bメネテナンス	4.1E-08	3.4		○
		補機冷却系B喪失+RRR-Aメネテナンス	4.1E-08	3.4		○
		補機冷却系A喪失+RRR-Aポンプ起動失敗	3.2E-08	2.7		○
		補機冷却系A喪失+RRR-Bポンプ起動失敗	3.2E-08	2.7		○
		補機冷却系B喪失+RRR-Aポンプ室冷却機送風機起動失敗	3.0E-08	2.5		○
		補機冷却系A喪失+RRR-Bポンプ室冷却機送風機起動失敗	3.0E-08	2.5		○
		直流母線A喪失+RCW/R SW-Bメネテナンス	1.9E-08	1.6		○
		補機冷却系A喪失+RRR-Bポンプ室冷却機熱交換器入口弁V45B開け忘れ	1.8E-08	1.5		○
		補機冷却系B喪失+RRR-Aポンプ室冷却機熱交換器入口弁V45A開け忘れ	1.8E-08	1.5		○
		補機冷却系A喪失+RRR-Bポンプ室冷却機熱交換器出口弁V46B開け忘れ	1.8E-08	1.5		○
		補機冷却系B喪失+RRR-Aポンプ室冷却機熱交換器出口弁V46A開け忘れ	1.7E-08	1.4		○
		補機冷却系A喪失+RRR-Bポンプ室冷却機熱交換器出口弁V46A開け忘れ	1.7E-08	1.4		○
		補機冷却系B喪失+RRR-Aポンプ室冷却機熱交換器出口弁V46A開け忘れ	1.6E-08	1.3		○
		直流母線B喪失+RRR-Aメネテナンス	1.6E-08	1.3		○
		直流母線A喪失+RRR-Bメネテナンス	1.6E-08	1.3		○
		直流母線B喪失+RRR-Aポンプ起動失敗	1.3E-08	1.1		○
		直流母線A喪失+RRR-Bポンプ起動失敗	1.3E-08	1.1		○
		直流母線B喪失+RRR-Aポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-08	1.0		○
		直流母線A喪失+RRR-Bポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-08	1.0		○
		補機冷却系B喪失+RRR-A熱交換器バイパス弁MV222-2-A開失敗	1.1E-08	0.9		○
		補機冷却系A喪失+RRR-B熱交換器バイパス弁MV222-1-A開失敗	1.1E-08	0.9		○
		補機冷却系A喪失+RRR-B熱交換器バイパス弁MV222-2-B開失敗	1.1E-08	0.9		○
		補機冷却系A喪失+RRR-Bミニマムフロー弁MV222-1-7B作動失敗	1.1E-08	0.9		○
		補機冷却系B喪失+RRR-Aミニマムフロー弁MV222-1-7A作動失敗	1.1E-08	0.9		○
		補機冷却系A喪失+RRR-B熱交換器バイパス弁MV222-2-B閉制御故障	1.1E-08	0.9		○
		補機冷却系A喪失+RCW-B RRR熱交換器出口弁MV214-7B開制御故障	1.1E-08	0.9		○
		補機冷却系B喪失+RRR-Aミニマムフロー弁MV222-1-7A制御部故障	1.1E-08	0.9		○
補機冷却系A喪失+RRR-Bポンプ室冷却機送風機制御部故障	1.1E-08	0.9	○			
補機冷却系B喪失+RRR-A熱交換器バイパス弁MV222-2-A閉制御故障	1.1E-08	0.9	○			
補機冷却系B喪失+RCW-A RRR熱交換器出口弁MV214-7A開制御故障	1.1E-08	0.9	○			

第1-3表 事故シケケンスの分析(カットセットの結果(6/7))

事故シケケンスグループ	事故シケケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度			主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シケケンスへの寄与割合(%)	事故シケケンスの寄与割合(%)		
TW (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06 /炉年)	サポ-ト系喪失 + 崩壊熱除去失敗 (1.2E-06 /炉年)	補機冷却系B喪失+RHR-Aポンプ制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却系 格納容器フイルタベント系 原子炉隔離時冷却系 SRVの手動操作 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(サブレーション・プ-ール水冷却モード) 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレ-系(可搬型) 常設代替交流電源設備 	○
		補機冷却系A喪失+RHR-Bミニマムフロー弁MV222-17B制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2		
		補機冷却系A喪失+RHR-Bポンプ制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2		
	サポ-ト系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 (1.4E-10 /炉年)	補機冷却系B喪失+RHR-Aポンプ室冷却機制御部故障	1.1E-08	0.9	0.2		
		交流母線C喪失+RCW/R SW-Bメ-テナ-ンス	1.0E-08	0.8	0.2		
		直流母線B喪失+H P S Wポンプ起動失敗+RHR-Aメ-テナ-ンス	1.7E-12	1.2	<0.1		
	サポ-ト系喪失 + 圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗 + 崩壊熱除去失敗 (3.8E-09 /炉年)	直流母線B喪失+H P S Wポンプ起動失敗+RHR-Aメ-テナ-ンス	1.3E-12	0.9	<0.1		
		直流母線B喪失+H P S Wポンプ起動失敗+RHR-Aポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-12	0.9	<0.1		
		補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RCW/R SW-Bメ-テナ-ンス	1.4E-10	3.7	<0.1		
	サポ-ト系喪失 + 圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗 + 高圧炉心冷却(HPCS)失敗 + 崩壊熱除去失敗 (3.7E-12 /炉年)	補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR-Bメ-テナ-ンス	1.2E-10	3.2	<0.1		
		補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR-Aメ-テナ-ンス	1.2E-10	3.2	<0.1		
		補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+H P S Wポンプ起動失敗+RHR-Aメ-テナ-ンス	1.3E-14	0.4	<0.1		
サポ-ト系喪失 + 圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗 + 高圧炉心冷却(HPCS)失敗 + 崩壊熱除去失敗 (3.7E-12 /炉年)	補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+H P S Wポンプ起動失敗+RHR-Bメ-テナ-ンス	1.3E-14	0.4	<0.1			
	補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+H P S Wポンプ起動失敗+RHR-Aメ-テナ-ンス	9.8E-15	0.3	<0.1			
	補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗+H P S Wポンプ起動失敗+RHR-Bメ-テナ-ンス	9.8E-15	0.3	<0.1			

第1-3表 事故シークエンスの分析(カセットセットの抽出)結果(7/7)

事故シークエンスグループ	事故シークエンス	主要なカセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シークエンスへの寄与割合(%)		
TW (崩壊熱除去機能喪失) (6.2E-06 /炉年)	冷却材喪失 (小破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗 (5.4E-09 /炉年)	小破断LOCA+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替 格納容器フィルタベント系 原子炉隔離時冷却系 S.R.Vの手動操作 残留熱除去系(低圧注水モード) 残留熱除去系(サブプレッジョン・ブール水冷却モード) 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレイ系(可搬型) 常設代替交流電源設備 	○
		小破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	<0.1		○
		小破断LOCA+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	<0.1		○
	冷却材喪失 (小破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 (3.1E-14 /炉年)	小破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	<0.1		○
		小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HPSWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5		○
		小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HPSWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5		○
	冷却材喪失 (中破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗 (3.6E-09 /炉年)	小破断LOCA+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	<0.1		○
		中破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	<0.1		○
		中破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	<0.1		○
	冷却材喪失 (中破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 (3.8E-12 /炉年)	中破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	<0.1		○
		中破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	<0.1		○
		中破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	<0.1		○
	冷却材喪失 (大破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗 (3.6E-10 /炉年)	大破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	<0.1		○
		大破断LOCA+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	<0.1		○
		大破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	<0.1		○
冷却材喪失 (大破断LOCA) + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗 (3.7E-13 /炉年)	大破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	<0.1	○		
	大破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	<0.1	○		
	大破断LOCA+HPSWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	<0.1	○		

【主要なカットセットに対する検討】（崩壊熱除去機能喪失（TW））

- 第1-3表より、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については約86%のカットセットを確認した。なお、「崩壊熱除去機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約100%であり、全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。
- 事故シーケンスのカットセットからは、残留熱除去系、原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系の起動又は継続運転失敗の共通原因故障が抽出されている。これらの基事象に対しては、原子炉補機代替冷却系による海水への熱除去機能の代替や、格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷（格納容器先行破損）を防止できる。
- 事故シーケンスのうち、「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」、「過渡事象＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」では、残留熱除去系又は原子炉補機冷却系の電動弁等の故障が抽出されている。これらの基事象に対しては、原子炉補機代替冷却系又は格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷（格納容器先行破損）を防止できる。
- 事故シーケンスのうち、「手動停止＋崩壊熱除去失敗」、「手動停止＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗＋崩壊熱除去失敗」、「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗」、「外部電源喪失＋交流電源（DG-A, B）失敗＋圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗」では、使命時間中の外部電源喪失等、電源喪失により炉心損傷（格納容器先行破損）に至るカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては、常設代替交流電源設備により電源を確保し、原子炉補機代替冷却系又は格納容器フィルタベント系による除熱を行うことにより炉心損傷（格納容器先行破損）を防止できる。また、「外部電源喪失＋直流電源（区分1, 2）失敗」については、常設代替直流電源設備の対策により炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスのうち、「サポート系＋崩壊熱除去失敗」、「サポート

系+圧力バウンダリ健全性（SRV）失敗+崩壊熱除去失敗」では，起因事象で喪失していない原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系のメンテナンス又はポンプ故障等のカットセットが抽出されている。これらカットセットに対しては，原子炉補機代替冷却系又は格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷（格納容器先行破損）を防止できる。

- 事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる格納容器フィルタベント系は，残留熱除去系，原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系に対して独立な系統であり，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100%を占める「崩壊熱除去機能喪失」につい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が有効なものであると考えられる。

第1-4表 事故シークエンスの分析(カセットセットの抽出)結果

事故シークエンス グループ	事故シークエンス	主要なカセットセット	(／炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
				事故シークエンス 割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)		
長期 T B	外部電源喪失 + 交流電源 (D G-A, B) 失敗 + 高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗 (2.7E-09／炉年)	外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因継続運 転失敗 + 非常用D G-H 継続運転失敗	4.1E-10	15	15	原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系 ・S R Vの手動操作	○
		外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因継続運 転失敗 + 非常用D G-H 起動失敗	2.8E-10	10	10	・低圧原子炉代替注水系 (可搬型) ・格納容器代替スプレイ系 (可搬 型)	○
		外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因起動失 敗 + 非常用D G-H 継続運転失敗	2.8E-10	10	10	・残留熱除去系 (格納容器冷却モ ード)	○
T B P	外部電源喪失 + 交流電源 (D G-A, B) 失敗 + 圧力バウナダリ健全性 (S R V再開)失敗 + 高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗 (8.2E-12／炉年)	外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因継続運 転失敗 + 非常用D G-H 継続運転失敗 + 逃がし安全 弁再閉鎖失敗	1.2E-12	15	<0.1	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系	○
		外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因継続運 転失敗 + 非常用D G-H 起動失敗 + 逃がし安全弁再 閉鎖失敗	8.4E-13	10	<0.1	・S R Vの手動操作 ・低圧原子炉代替注水系 (可搬型) ・格納容器代替スプレイ系 (可搬 型)	○
		外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因起動失 敗 + 非常用D G-H 継続運転失敗 + 逃がし安全弁再 閉鎖失敗	8.4E-13	10	<0.1	・残留熱除去系 (格納容器冷却モ ード)	○
T B U	外部電源喪失 + 交流電源 (D G-A, B) 失敗 + 高圧炉心冷却失敗 (1.2E-11／炉年)	外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因継続運 転失敗 + 非常用D G-H 継続運転失敗 + R C I C ポ ンプ起動失敗	6.0E-13	5.0	<0.1	・高圧原子炉代替注水系 ・S R Vの手動操作	○
		外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因継続運 転失敗 + 非常用D G-H 起動失敗 + R C I C ポンプ 起動失敗	4.1E-13	3.4	<0.1	・低圧原子炉代替注水系 (可搬型) ・格納容器代替スプレイ系 (可搬 型)	○
		外部電源喪失 + 非常用D G-A, B 共通原因起動失 敗 + 非常用D G-H 継続運転失敗 + R C I C ポンプ 起動失敗	4.1E-13	3.4	<0.1	・残留熱除去系 (格納容器冷却モ ード)	○
T B D	外部電源喪失 + 直流電源 (区分1, 2) 失敗 + 高圧炉心冷却 (H P C S) 失敗 (3.8E-12／炉年)	外部電源喪失 + 蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失 + 非常用D G-H 継続運転失敗	1.4E-12	37	0.1	・高圧原子炉代替注水系 ・S R Vの手動操作	○
		外部電源喪失 + 蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失 + 非常用D G-H 起動失敗	9.7E-13	26	<0.1	・低圧原子炉代替注水系 (可搬型) ・格納容器代替スプレイ系 (可搬 型)	○
		外部電源喪失 + 蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失 + 非常用D G-H メンテナンス	5.4E-13	14	<0.1	・常設代替直流電源設備 ・残留熱除去系 (格納容器冷却モ ード)	○

【主要なカットセットに対する検討】（全交流動力電源喪失（TB））

- 第1-4表より，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については36%のカットセットを確認した。なお，「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり，全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+交流電源（DG-A，B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」（長期TB）では，外部電源，非常用ディーゼル発電機による給電を喪失するカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては，原子炉隔離時冷却及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器代替スプレイ系（可搬型）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。
- 事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+交流電源（DG-A，B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」（TBP）では，全交流動力電源喪失により電動駆動のECCSが機能喪失することに加え，圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗により，長時間の原子炉隔離時冷却系には期待できない。このため，原子炉隔離時冷却系による注水停止後は低圧原子炉代替注水系（可搬型）による低圧注水に移行し炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+交流電源（DG-A，B）失敗+高圧炉心冷却失敗」（TBU）では，外部電源，非常用ディーゼル発電機による給電を喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動に失敗するカットセットが抽出されている。このカットセットに対しては，高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水等により，炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+直流電源喪失（区分1，2）+高圧注水（HPCS）失敗」（TBD）では，外部電源を喪失し，共

通原因故障による蓄電池喪失及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機からの給電に失敗するカットセットが抽出されている。高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系(可搬型)による注水等により、炉心損傷を防止できる。

第1-5表 事故シークエンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シークエンス グループ	事故シークエンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性	
			(/炉年)	事故シークエンスへの寄与割合 (%)			
T C (原子炉停止機能喪失) (6.4E-10/炉年)	過渡事象 + 原子炉停止失敗 (6.4E-10/炉年)	非隔離事象+R P Sスクラムコンタクト共通原因故障	4.4E-10	69		○	
	冷却材喪失 (小破断LOCA) + 原子炉停止失敗 (8.7E-13/炉年)	隔離事象+R P Sスクラムコンタクト共通原因故障	6.9E-11	11			
		水位低下事象+R P Sスクラムコンタクト共通原因故障	6.9E-11	11			
	冷却材喪失 (中破断LOCA) + 原子炉停止失敗 (5.8E-13/炉年)	小破断LOCA+R P Sスクラムコンタクト共通原因故障	8.2E-13	94	0.1	○	
		冷却材喪失 (大破断LOCA) + 原子炉停止失敗 (5.8E-14/炉年)	中破断LOCA+R P Sスクラムコンタクト共通原因故障	5.5E-13	95		0.1
			大破断LOCA+R P Sスクラムコンタクト共通原因故障	5.5E-14	95		<0.1

【主要なカットセットに対する検討】（原子炉停止機能喪失（TC））

- 第1-5表より、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約91%のカットセットを確認した。なお、「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 事故シーケンスとして、「過渡事象+原子炉停止失敗」について評価したところ、原子炉保護系スクラムコンタクタ機能喪失に関する基事象のカットセットが抽出された。このカットセットに対しては、代替制御棒挿入機能、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能及びほう酸水注入系によって炉心損傷を防止できる。

第1-6表 事故シークエンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シークエンスグループ	事故シークエンス※2	主要なカットセット	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
			(/炉年)	事故シークエンスへの寄与割合(%)		
事故シークエンスグループ (LOCA時注水機能喪失) (4.3E-13/炉年)	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗 (2.8E-15/炉年)	小破断LOCA+RRCIC水源切替失敗+HPSWPポンプ起動失敗+RCWポンプ共通原因継続運転失敗	4.0E-17	<0.1	<ul style="list-style-type: none"> SRVの手動操作 代替自動減圧機能 残留熱除去系(低圧注水モード) 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレイス(可搬型) 格納容器フィルターベント系 常設代替交流電源設備 	○
		小破断LOCA+RRCIC水源切替失敗+HPCW/HPSWメンテナンス+RCWポンプ共通原因継続運転失敗	3.7E-17	<0.1		
		小破断LOCA+RRCICTローラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞+RCWポンプ共通原因継続運転失敗	3.4E-17	<0.1		
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +原子炉減圧失敗 (5.7E-15/炉年)	小破断LOCA+S1,S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPSWPポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.6E-15	0.4		
		小破断LOCA+S1,S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+手動減圧操作失敗	1.4E-15	0.3		
		小破断LOCA+S1,S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCSメンテナンス+手動減圧操作失敗	8.7E-16	0.2		
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗 (3.5E-13/炉年)	中破断LOCA+RCWポンプ共通原因継続運転失敗+HPSWPポンプ起動失敗	1.1E-14	2.6		
		中破断LOCA+RCWポンプ共通原因継続運転失敗+HPCW/HP SWメンテナンス	9.8E-15	2.3		
		中破断LOCA+RSWPポンプ共通原因継続運転失敗+HPSWPポンプ起動失敗	7.7E-15	1.8		
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +原子炉減圧失敗 (3.9E-14/炉年)	中破断LOCA+S1,S2圧力トランスミッタPX217-7共通原因機能喪失+HPSWPポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.1E-15	0.3		
		中破断LOCA+S1,S2圧力トランスミッタPX217-7共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+手動減圧操作失敗	1.0E-15	0.2		
		中破断LOCA+S1,S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPSWPポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.0E-15	0.2		
冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗 (3.4E-14/炉年)	中破断LOCA+ADS水位トランスミッタLX298-2(L3)共通原因機能喪失+HPSWPポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.0E-15	0.2			
	大破断LOCA+RCWポンプ共通原因継続運転失敗+HPSWPポンプ起動失敗	1.1E-15	0.3			
	大破断LOCA+RCWポンプ共通原因継続運転失敗+HPCW/HP SWメンテナンス	9.8E-16	0.2			
冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗 (3.4E-14/炉年)	大破断LOCA+RSWPポンプ共通原因継続運転失敗+HPSWPポンプ起動失敗	7.7E-16	0.2			

※1 原子炉注水自動起動不能の認識失敗等の人的過誤については、訓練等の運用面の対策は、確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが、当該カットセットの発生頻度の低下に期待できるものと考えられる。

※2 大破断LOCAについては、炉心損傷防止対策は困難であるが、格納容器破損防止対策としては、低圧原子炉代替注水系(常設)、格納容器代替スプレイス(可搬型)、格納容器フィルターベント系等に期待できる。

【主要なカットセットに対する検討】（冷却材喪失（L O C A））

- 第1-6表より、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約8%のカットセットを確認した。なお、「L O C A時注水機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 事故シーケンスのうち、「冷却材喪失（小破断L O C A）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び「冷却材喪失（中破断L O C A）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」では、原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系の共通原因故障、並びに高圧炉心スプレイ補機冷却系又は高圧炉心スプレイ補機海水系の喪失が抽出されている。中破断L O C A又は故障により原子炉隔離時冷却系に期待できず、原子炉補機冷却系等の喪失により、駆動機構の冷却が必要な電動駆動のE C C Sに期待できない状況であるため、このカットセットに対しては、S R Vの手動作動により原子炉を減圧し、駆動機構の冷却を必要としない低圧原子炉代替注水系（常設）により注水することで炉心損傷を防止できる。
- 事故シーケンスのうち、「冷却材喪失（大破断L O C A）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」では、国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水、格納容器フィルタベント系による除熱を実施することにより、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待することができる。
- 事故シーケンスのうち、「冷却材喪失（小破断L O C A）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」及び「冷却材喪失（中破断L O C A）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」では、手動減圧操作に失敗する人的過誤、計測器の共通原因故障、高圧炉心スプレイ補機冷却系又は

高圧炉心スプレイ補機海水系の喪失が抽出されている。この場合、原子炉手動減圧操作の必要性に気付けない場合は、SRVの手動操作等の運転員操作に期待することができないため、これらの重大事故等防止対策に期待できず、炉心損傷を防止できないが、小破断LOCA又は中破断LOCAが発生しているにも係わらず、認知に失敗したまま長時間気付かない場合や、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にくい。全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられているが、原子炉手動減圧操作の認知失敗等の人的過誤については、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。

第1-7表 事故シークエンスの分析(カットセットの抽出)結果

事故シークエンス グループ	事故シークエンス	主要なカットセット	(／炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策 有効性
				事故シークエンス への寄与割合 (%)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)		
格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA) (3.3E-09／炉年)	格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA) (3.3E-09／炉年)	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLO CA)	3.3E-09	100	100	<ul style="list-style-type: none"> ・漏えい箇所の隔離 ・SRVの手動操作 ・高圧炉心スプレイス ・残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード) 	○

【主要なカットセットに対する検討】(格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA))

- 第1-7表より、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)」について確認した。なお、「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。
- 事故シーケンス「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」では、低圧注水系の定期試験時の弁リークや誤開放による発生寄与が大きい。これらに対しては、高圧炉心スプレイ系による炉心の水位維持によって炉心損傷を防ぐことができる。その後は、注入隔離弁の再閉操作等、漏えい箇所の隔離、SRVによる手動操作を試みるとともに、残留熱除去系による除熱を行うことで、炉心を安定な状態とすることができる。

1.2 F V重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(1) 実施内容

今回は、F V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か否かを定性的に考察した。

なお、今回の整理は定量的に評価したF V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結果である。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うえでP R A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開始時の内部事象運転時レベル1 P R Aの結果のみ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F V重要度を分析し、その値が 1.0×10^{-3} を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。F V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、今回は 1.0×10^{-3} を基準とすることとし、 1.0×10^{-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

F V重要度が 1.0×10^{-3} を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失 (T Q U V)」, 「高圧注水・減圧機能喪失 (T Q U X)」, 「崩壊熱除去機能喪失 (T W)」, 「全交流動力電源喪失」に含まれるすべての事故シーケンスグループ (長期T B, T P U, T B P, T B D), 「インターフェイスシステムL O C A (I S L O C A)」については、抽出されたすべ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、「L O

CA時注水機能喪失（S1E，S2E）」については、抽出された基事象の一部に対して、定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。

今回の内部事象運転時レベル1PRAでは、TWがその炉心損傷頻度のほぼ100%を占めており、TWに対しては、FV重要度が 1.0×10^{-3} を超えるすべての基事象に重大事故等対処設備（具体的には格納容器フィルタベント系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運転時レベル1PRAの全炉心損傷頻度は大幅に低減されるものと考えられる。このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性があると整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○ 高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）

FV重要度が 1.0×10^{-3} を超えるすべ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、計測器の共通原因機能喪失、高圧炉心スプレイ系等が抽出されたが、これらに対しては低圧原子炉代替注水（常設）、SRVの手動操作、格納容器フィルタベント系及び常設代替交流電源設備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（TQUX）

FV重要度が 1.0×10^{-3} を超えるすべ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、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系及び手動減圧操作の人的過誤等が抽出された。格納容器圧力高を伴わない高圧注水不能の状況下では、自動減圧系による原子炉の減圧機能に期待できないが、重大事故等対処設備として導入した代替自動減圧機能（原子炉水位低（レベル1）到達10分後及び低圧炉心スプレイポンプ又は残留熱除去ポンプ運転（低圧注水モード）の場

合)によって減圧されるため、その後の低圧注水によって対応することが可能である。

○ 崩壊熱除去機能喪失 (TW)

FV重要度が 1.0×10^{-3} を超えるすべ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、原子炉補機冷却系の共通原因故障及び非常用ディーゼル発電機の共通原因故障等が抽出されたが、これらに対しては独立な系統である格納容器フィルタベント系等によって除熱機能を確保することが可能である。

○ 全交流動力電源喪失 (長期TB, TPU, TBP, TBD)

FV重要度が 1.0×10^{-3} を超えるすべ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、長期TB及びTBPでは交流電源の喪失、TBUではこれに加えて原子炉隔離時冷却系の機器故障、TBDでは蓄電池の共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては低圧原子炉代替注水系 (常設)、低圧原子炉代替注水系 (可搬型)、常設代替交流電源設備及び常設代替直流電源設備によって対応することが可能である。

○ LOCA時注水機能喪失 (S1E, S2E)

FV重要度が 1.0×10^{-3} を超える基事象のうち、重大事故等防止対策の有効性が確認できない基事象は以下のとおり。

- ・ LOCA時の原子炉手動減圧操作失敗

(FV重要度：中破断LOCA (S1E) 1.0×10^{-1} ,

小破断LOCA (S2E) 6.7×10^{-1})

これは人的過誤による基事象であり、主要なカットセットにも含まれている。この基事象については、訓練等による発生確率の低減に努めることが、今後も継続して取り組むべき対策の1つであると考えられる。

このほかに支配的な基事象として、原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系の共通原因故障が抽出された。破断口径の大きさによるが、これらに対しては低圧原子炉代替注水系（常設）によって対応することが可能である。

○ 原子炉停止機能喪失（TC）

FV重要度が 1.0×10^{-3} を超える基事象のうち、支配的な基事象として、原子炉保護系の共通原因故障が抽出されたが、これらに対してはほう酸水注入系等による原子炉停止によって対応することが可能である。

○ 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）に対し重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な事象として、低圧注水系の配管破断が抽出されたが、これに対しては漏えい箇所の隔離又はSRVの手動操作及び高圧炉心スプレイ系等によって対応することが可能である。

2. 内部事象運転時レベル1.5 P R A

(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。また、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中で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整備状況等を第2-1表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

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、整備された重大事故等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。

第2-1表 事故シナリオの分析(カットセットの抽出)結果

格納容器 破損モード	プラント 損傷状態 (PDS) ※1	主要なカットセット	格納容器破損頻度		主な対策	対策 有効性
			(/炉年)	格納容器破損 モードへの寄与 割合 (%)		
雰囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過圧破損) (3.3E-12/炉年) ※2	T Q U X	直流母線B喪失+H P S Wポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗 + R H R-A長期冷却手動操作失敗 直流母線B喪失+H P C W/H P S Wメンテナンス+手動減圧 操作失敗+R H R-A長期冷却手動操作失敗 直流母線B喪失+H P C Sメンテナンス+手動減圧操作失敗+ R H R-A長期冷却手動操作失敗	2.1E-13	6.4	<ul style="list-style-type: none"> • 低圧原子炉代替注水系(常設) • 格納容器代替スレイ系(可搬型) • 格納容器フィルターベント系 • 常設代替交流電源設備 • 可搬式差素供給装置 • 残留熱代替除去系 	○
			1.9E-13	5.8		○
			1.1E-13	3.3		○
雰囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過温破損) (2.8E-09/炉年)	長期T B	外部電源喪失+非常用D G-H継続運転失敗+非常用D G-A, A, B共通原因継続運転失敗 外部電源喪失+非常用D G-H起動失敗+非常用D G-A, B 共通原因継続運転失敗 外部電源喪失+非常用D G-H継続運転失敗+非常用D G-A, A, B共通原因起動失敗	4.1E-10	15	<ul style="list-style-type: none"> • 原子炉圧力容器破損までの手動減圧 	○
			2.8E-10	10		○
			2.8E-10	10		○
高圧溶融物放出/ 格納容器雰囲気直接加熱 (5.9E-17/炉年)	長期T B	外部電源喪失+非常用D G-H継続運転失敗+非常用D G-A, A, B共通原因継続運転失敗+D C H発生 外部電源喪失+非常用D G-H起動失敗+非常用D G-A, B 共通原因継続運転失敗+D C H発生 外部電源喪失+非常用D G-H継続運転失敗+非常用D G-A, A, B共通原因起動失敗+D C H発生	9.0E-18	15	<ul style="list-style-type: none"> • 原子炉圧力容器破損までの手動減圧 	○
			6.1E-18	10		○
			6.1E-18	10		○
原子炉圧力容器外の 溶融燃料- 冷却材相互作用 (2.3E-13/炉年)	T Q U V	非隔離事象+水位トランスミッタL X 2 9 8-1共通原因機能 喪失+H P S Wポンプ起動失敗+F C I発生 非隔離事象+水位トランスミッタL X 2 9 8-1共通原因機能 喪失+H P C W/H P S Wメンテナンス+F C I発生 非隔離事象+水位トランスミッタL X 2 9 8-1共通原因機能 喪失+H P C Sメンテナンス+F C I発生	1.1E-14	4.8	(格納容器バウンダリの機能は 喪失しないことを確認)	○
			1.0E-14	4.3		○
			6.3E-15	2.7		○
溶融炉心・コンクリート 相互作用 (2.5E-09/炉年)	T Q U V	非隔離事象+水位トランスミッタL X 2 9 8-1共通原因機能 喪失+H P S Wポンプ起動失敗+デブリ冷却失敗 非隔離事象+水位トランスミッタL X 2 9 8-1共通原因機能 喪失+H P C W/H P S Wメンテナンス+デブリ冷却失敗 非隔離事象+水位トランスミッタL X 2 9 8-1共通原因機能 喪失+H P C Sメンテナンス+デブリ冷却失敗	1.2E-10	4.8	<ul style="list-style-type: none"> • ペDESTアル代替注水系(可搬型) によるペDESTアル注水 	○
			1.1E-10	4.4		○
			6.7E-11	2.7		○

※1 最も格納容器破損頻度の高いシナリオを抽出しているため、有効性評価におけるPDSとは一致しない。
 ※2 格納容器が先行破損に至る崩壊熱除去機能喪失(TW)、原子炉停止機能喪失(TC)による格納容器破損頻度を除く。

【主要なカットセットに対する検討】

○ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

支配的な事故シーケンスは、T Q U X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であり、主要なカットセットには過圧破損・過温破損においては、高圧炉心スプレイ系機能喪失、手動減圧操作失敗及び残留熱除去系手動操作失敗の基事象の組合せが抽出されている。これらのカットセットに対しては、格納容器フィルタベント系が有効である。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）によって格納容器圧力の上昇抑制を図ること、残留熱代替除去系による除熱も有効である。

○ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

支配的な事故シーケンスは、長期T B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であり、主要なカットセットにはすべての交流電源が失われる基事象の組合せが抽出されている。これらのカットセットに対しては、低圧原子炉代替注水系（常設）による損傷炉心への注水、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器冷却、格納容器フィルタベント系や残留熱代替除去系による除熱が有効である。

○ 高圧溶融物放出／格納容器直接加熱

支配的な事故シーケンスは、長期T Bによって炉心損傷に至った後に高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に至るシーケンスであり、主要なカットセットにはすべての交流電源が失われる基事象の組合せが抽出されている。交流電源を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、現状の対策である原子炉圧力容器の減圧操作によって、本モードによる格納容器破損を防止できる。

○ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

支配的な事故シーケンスは、T Q U V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、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相

互作用に至るシーケンスであり，主要なカットセットには水位トランスミッタの共通原因故障及び高圧炉心スプレイ系機能喪失が抽出されている。この事象については，仮に発生した場合であっても格納容器の破損に至らないことを確認している。

○ 溶融炉心・コンクリート相互作用

支配的な事故シーケンスは，TQUV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，原子炉格納容器下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であり，主要なカットセットには水位トランスミッタの共通原因故障及び高圧炉心スプレイ系機能喪失が抽出されている。炉心損傷後にはその状況を認知するとともに，炉心損傷から原子炉圧力容器の損傷までの間にペDESTAL代替注水系等を用いて，ペDESTAL水張りを行うことで，溶融炉心・コンクリート相互作用の継続を防止できる。

3. 停止時レベル1 P R A

3.1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

(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非常に多くある。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。

- ・各事故シーケンス（P O S－S～D）の中で上位5位までのカットセット

(2) 主要なカットセットの確認結果

各事故シーケンス（P O S－S～D）の燃料損傷頻度が上位であるカットセットの分析を実施し（第3－1表～第3－3表）、整備された燃料損傷防止対策が有効となることを確認した。

第3-1表 崩壊熱除去機能喪失の主要なカセットセット
 (POS-S~Dの各事故シナリオにおける主要なカセットセット)

事故シナリオ	燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	主要なカセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者検査)	寄与割合 (%)	対策	対策 有効性
崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去・炉心 冷却失敗	2.4E-10	フロントライン系機能喪失+ F MWポンプ出口弁MV-2開失敗+ C WT起動操作失敗	B-2	1.5E-11	6.3	<ul style="list-style-type: none"> 低圧原子炉代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 	○
		フロントライン系機能喪失+ F MWポンプ出口弁MV-2開制御故障+ C WT起動操作失敗	B-2	1.5E-11	6.2		
		フロントライン系機能喪失+ F MWポンプ出口弁MV-2開失敗+ C WT起動操作失敗	B-3	5.4E-12	2.3		
		フロントライン系機能喪失+ F MWポンプ出口弁MV-2開制御故障+ C WT起動操作失敗	B-3	5.3E-12	2.2		
		フロントライン系機能喪失+ R HRポンプ炉水戻り弁MV222-11A作 動失敗+ C WT起動操作失敗	C	4.8E-12	2.0		
		外部電源喪失+ R HR炉水入口止め弁V222-5閉塞+ C WT起動操作失敗	C	4.0E-13	1.3		
		外部電源喪失+ R HRポンプ炉水戻り弁MV222-11A, B 共通原因開失敗+ C WT起動操作失敗	C	2.9E-13	0.9		
		外部電源喪失+ R HRポンプ炉水入口弁MV222-8A, B共 通原因作動失敗+ C WT起動操作失敗	C	2.9E-13	0.9		
		外部電源喪失+ R HR炉水入口止め弁V222-5閉塞+ C WT起動操作失敗	D	2.7E-13	0.9		
		外部電源喪失+ R HR炉水入口止め弁V222-5閉塞+ C WT起動操作失敗	A	2.2E-13	0.7		
外部電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心 冷却失敗	3.1E-11					<ul style="list-style-type: none"> 待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) 低圧原子炉代替注水系 (常設) 常設代替交流電源設備 	○

【主要なカットセットに対する検討】

- POS-B-2, 3においては、取水路点検等により片系の補機冷却系に期待していないため、期待する注水機能が少ない状態である。そのため、期待できる注水機能はもう一方の系列のみとなり、主要なカットセットとして抽出された。
- 主要なカットセットに対する対策としては待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）、注水機能の信頼性向上・多様化（低圧原子炉代替注水系（常設））であり、当社の実施している燃料損傷防止対策は有効である。

第3-2表 全交流動力電源喪失の主要なカットセット
 (POS-S~Dの各事故シーケンスにおける主要なカットセット)

事故シーケンス	燃料損傷頻度 (/定期事業者検査)	主要なカットセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者検査)	寄与割合 (%)	対策	対策 有効性
外部電源喪失 + 交流電源喪失	6.0E-06	外部電源喪失 + 非常用ディーゼル発電機A継続運転失敗	B-2	1.4E-06	24	<ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 ・低圧原子炉代替注水系 (常設) ・原子炉補機代替冷却系 	○
		外部電源喪失 + 非常用ディーゼル発電機A起動失敗	B-2	9.7E-07	16		○
		外部電源喪失 + 非常用ディーゼル発電機Aメンテナンス	B-2	5.4E-07	9.0		○
		外部電源喪失 + 非常用ディーゼル発電機B継続運転失敗	B-3	5.1E-07	8.5		○
		外部電源喪失 + 非常用ディーゼル発電機B継続運転失敗	B-4	4.1E-07	6.8		○
		外部電源喪失 + 蓄電池A機能喪失	B-2	1.3E-08	30		○
		外部電源喪失 + 蓄電池A遮断器誤開	B-2	1.1E-08	24		○
		外部電源喪失 + 蓄電池B機能喪失	B-3	4.6E-09	11		○
外部電源喪失 + 直流電源喪失	4.3E-08	外部電源喪失 + 蓄電池B遮断器誤開	B-3	3.8E-09	8.6		○
		外部電源喪失 + 蓄電池B機能喪失	B-4	3.7E-09	8.4		○

【主要なカットセットに対する検討】

- POS-B-2においては、点検によりB系の緩和系及び非常用ディーゼル発電機に期待することができない。外部電源が喪失し、非常用ディーゼル発電機A系が起動に失敗すると全交流動力電源喪失となる。そのため、非常用ディーゼル発電機A系の運転継続失敗や起動失敗を含むカットセットが主要なカットセットとして抽出された。
- 対策として常設代替交流電源設備や注水の多様化（低圧原子炉代替注水系（常設））及び原子炉補機代替冷却系があり、当社の実施している燃料損傷防止対策は有効である。

第3-3表 原子炉冷却材の流出の主要なカットセット
(POS-S~Dの各事故シナリオにおける主要なカットセット)

事故シナリオ	燃料損傷頻度 (/定期事業者検査)	主要なカットセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者検査)	寄与割合 (%)	対策	対策 有効性
原子炉冷却材の流出 + 流出隔離・炉心冷 却失敗	3.5E-10	C UWブロー+ 水位低下認知失敗 (C UWブロー)	C	1.9E-10	54	<ul style="list-style-type: none"> 待機中の残留熱除去系 (低圧注水モード) 冷却材流出箇所の隔離操 作 【認知失敗の場合】 運転員への注意喚起等によ る発生頻度の低減	—※
		R HR切替+ 流出の隔離失敗+ C WT起動操作失敗	B-3	8.3E-11	23		
		C UWブロー+ 流出の隔離失敗+ C WT起動操作失敗	C	7.6E-11	21		
		C RD点検+ 流出の隔離失敗+ C WT起動操作失敗	B-2	1.9E-12	0.5		
		L PRM交換+ 流出の隔離失敗+ C WT起動操作失敗	B-2	1.1E-12	0.3		

※ 運転員への注意喚起等は人的過誤防止のための運用面の対策であり、確実に当該カットセットの発生を防止するものではないが、当該カットセットの発生頻度の低下には期待できるものと考えられる。

【主要なカットセットに対する検討】

- 本シーケンスで主要なカットセットは定期事業者検査中の水位調整のために原子炉浄化系ブローにより目標水位まで原子炉水位を低下させた後、ブローの停止し忘れにより冷却材の流出が継続し、その後、水位低下の認知に失敗することで発生するものである。このリスクに対しては運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、手順書等による作業時の注意喚起が有効である。また、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための時間があること、原子炉水位計による警報機能にも期待できることから、PRA上の想定より運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。
- 原子炉冷却材の流出に対する対策としては待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による注水、冷却材流出箇所の隔離操作であり、当社の実施している燃料損傷防止対策は有効である。認知に対しては、運転員への注意喚起等の運用を実施していく。

3.2 F V重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認

F V重要度が $1.0 \times 10^{-4} \text{※}^1$ を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。

また、有効性評価中で考慮している対策が有効とならないものを以下のとおり抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様、注水機能の信頼性向上・多様化（低圧原子炉代替注水系（常設））や運転員への注意喚起等の継続的实施、区分Ⅰ～Ⅲの直流電源に期待しない常設代替交流電源設備の給電等によって燃料損傷の発生頻度を更に低下させることが可能であることを確認した。

(1) 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が有効とならない基事象

停止時レベル1 P R Aにおいては時間余裕が十分長いことから重大事故対処設備である低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉等への注水に期待している。そのためこの機能が喪失する基事象は有効性評価で考慮している対策が有効とならない基事象として第3-4表に抽出される。

これらの基事象の故障が発生した場合は、低圧原子炉代替注水系（常設）による注水に期待できないと考えられる。ただし、低圧原子炉代替注水系（常設）（有効性評価で期待している注水手段）以外の対策（大量送水車等）を考慮することで燃料損傷を防止できる。

(2) 冷却材流出事象において待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧原子炉代替注水系（常設）が有効とならない基事象

冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、燃料損傷に至る（第3-5表）。

対策として運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、マニュアルや手順等による操作時の注意喚起が有効である（例：社内で実施するリスク評価の際に抽出された「水位低下の操作」等に対して注意喚起の連絡の実施）。また、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理も

されており十分認知のための時間余裕があることから、P R A上の想定より運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。

※1 停止時におけるF V重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全燃料損傷頻度に対する分析を実施した。その際、全燃料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、内部事象運転時レベル1 P R Aより一桁小さい 1.0×10^{-4} を基準としてそれを超える基事象について抽出を実施した。

第3-4表 低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水が有効とならない基事象とFV重要度

基事象	FV重要度	基事象の説明
①RHR-A注水弁MV222-5A開失敗	-※	低圧原子炉代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行う際に使用する残留熱除去系注水ラインの電動弁の基事象
②RHR-A配管閉塞	<1.0E-04	低圧原子炉代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行う際に使用する残留熱除去系配管の基事象

※ 今回の停止時レベル1PRAでは、残留熱除去系の注水ラインには期待しておらず、カットセットは抽出されていない。

第3-5表 冷却材流出事象において待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧原子炉代替注水系（常設）の原子炉注水が有効とならない基事象とFV重要度

基事象	FV重要度	基事象の説明
①水位低下認知失敗（CUWブロー）	5.4E-01	冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、燃料損傷に至る基事象

地震P R A，津波P R Aから抽出される事故シーケンスと対策の
有効性について

内部事象P R Aから抽出される事故シーケンスには，一部を除いてそれぞれ有効な炉心損傷防止対策が講じられている。内部事象P R Aでは，機器の故障等の発生確率をランダム要因によるものとして炉心損傷頻度等を評価しているが，外部事象P R Aでは，外部事象によっても機器の故障等が発生するため，例えば，ランダム要因では壊れにくい地震に対しては脆弱な機器等が含まれる場合等，同じ事故シーケンス又はカットセットであってもその発生頻度及び寄与率には違いが現れる。このため，地震レベル1 P R A，津波レベル1 P R Aから抽出される事故シーケンスについても，支配的な事故シーケンスに対してカットセットを分析し，炉心損傷防止対策の有効性を整理した。

1. 地震レベル1 P R A

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては、展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンス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。

- ・事故シーケンスのうち、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炉心損傷防止対策の整備状況を第1表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1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、その際は機能喪失を免れた設備等を用いて対応することとなる。

一方、事故シーケンスのうち、「原子炉停止機能喪失」に含まれる一部の事故シーケンスにおいて、故障モードによっては有効性評価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。また、原子炉建物損傷、原子炉格納容器損傷、原子炉圧力容器損傷、格納容器バイパス、E x c e s s i v e L O C A、制御室建物損傷、廃棄物処理建物損傷、計装・制御系喪失の炉心損傷直結事象についても、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には、損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があることを確認した。

【主要なカットセットに対する検討】

○ 高圧・低圧注水機能喪失

サプレッション・チェンバの構造損傷又は残留熱除去系電動弁（ゲート弁）の機能損傷を含むカットセットが抽出されている。これらのカットセットに対しては、低圧原子炉代替注水系（常設）により原子炉圧力容器に注水を行うことで炉心損傷を防止できる。

○ 高圧注水・減圧機能喪失

いずれのカットセットにも、地震によるSRV損傷の基事象は含まれていない。このため、対策は、内部事象レベル1PRAの結果、抽出されたカットセットに対する対策と同様のものとなる。

○ 全交流動力電源喪失

・外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失

事故シーケンスのうち、「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失」では、非常用ディーゼル発電機の燃料移送系配管や非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンクの構造損傷又は原子炉補機海水ポンプの機能損傷を含むカットセットが抽出されている。これらのカットセットに対しては、原子炉隔離時冷却系によって炉心を冷却し、その後、SRVの手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器圧力制御を行い、残留熱除去系による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

・外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋高圧炉心冷却失敗

事故シーケンスのうち、「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋高圧炉心冷却失敗」では、非常用ディーゼル発電機の燃料移送系配管や非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンクの構造損傷及びサプレッション・チェンバの構造損傷を含むカットセットが抽出されている。これらのカットセットに対しては、高圧原子炉代替注水系、

低圧原子炉代替注水系（可搬型）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器圧力制御を行い、残留熱除去系による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

- ・外部電源喪失＋直流電源喪失

事故シーケンスのうち、「外部電源喪失＋直流電源喪失」では、地震又はランダム故障により直流電源設備が機能喪失に至るカットセットが抽出されている。これらのカットセットに対しては、高圧原子炉代替注水系及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による注水等により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器圧力制御を行い、残留熱除去系による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

- ・外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋SRV再閉鎖失敗

事故シーケンスのうち、「外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失＋SRV再閉鎖失敗」では、非常用ディーゼル発電機の燃料移送系配管や非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンクの構造損傷又は原子炉補機海水ポンプの機能損傷を含むカットセットが抽出されている。これにより外部電源喪失と合わせて全交流動力電源喪失に至り、電動駆動のECCS注水設備が機能喪失する。また、SRV再閉鎖失敗により、長時間の原子炉隔離時冷却系又は高圧原子炉代替注水系による注水には期待できない。このため、原子炉隔離時冷却系又は高圧原子炉代替注水系による注水が継続している間に低圧原子炉代替注水系（可搬型）による低圧注水に移行することで炉心損傷の防止を図る。また、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器圧力制御を行い、残留熱除去系による格納容器除熱によってプラントを安定な状態に維持することが有効である。

○ 崩壊熱除去機能喪失

いずれのカットセットにも、残留熱除去系電動弁の機能損傷又は残留熱除去系配管の構造損傷が含まれている。このカットセットに対しては、原子炉補機代替冷却系による除熱には期待できないが、格納容器フィルタベントによる大気への除熱により炉心損傷（格納容器先行破損）を防止できる。

○ 原子炉停止機能喪失

いずれのカットセットにも、炉内構造物の構造損傷が含まれている。原子炉スクラムが必要な際に制御棒が挿入できない場合、原子炉停止機能を喪失するため、炉心損傷に至る。

これらのカットセットに対しては、代替再循環ポンプトリップ機能により炉心流量を減少させ原子炉出力を低下させることに加え、ほう酸水注入系で原子炉停止することにより炉心損傷を防止できる。一方、非常用ディーゼル発電機の燃料移送系配管や非常用ディーゼル発電機燃料貯蔵タンクの構造損傷又は原子炉補機海水ポンプを含むカットセットについては、交流電源を喪失するため、ほう酸水注入系に期待できず、炉心損傷に至る。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り、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とから、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。

○ その他の炉心損傷直結事象

原子炉建物損傷、原子炉格納容器損傷、原子炉圧力容器損傷、格納容器バイパス、Excessive LOCA、制御室建物損傷、廃棄物処理建物損傷、計装・制御系喪失については、別紙2のとおり、評価方法にかなりの保守性を有しており、また、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損

傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があるものとする。その場合は、損傷した機能に応じて内部事象運転時レベル1 P R Aの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。

2. 津波レベル1 P R A

津波 P R A の結果、津波高さ E L 20m 超過の津波発生時に、建物等への浸水により計装・制御系、E C C S 等の緩和機能の喪失が発生し、直接炉心損傷に至る事故シーケンスが抽出された。

津波により直接炉心損傷に至る事象については、別紙2のとおり、評価手法に保守性を有しており、また、津波による建物内外の浸水に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、炉心損傷直結事象として整理しているものの、実際には損傷の程度に応じて使用可能な重大事故等対処設備等を用いて対応することにより、炉心損傷を防止できる可能性があるものとする。その場合は、損傷した機能に応じて内部事象運転時レベル1 P R A の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。

第1表 地震PRAにおける事故シナリオの分析（カットセットの抽出）結果（1/3）

事故シナリオグループ	主要な事故シナリオ*1	主要なカットセット*2	炉心損傷頻度 （/炉年）		主な対策	対策有効性
			寄与割合 （%）	*3		
高圧・低圧注水機能喪失 （9.3E-07/炉年）	外部電源喪失 +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗 （9.2E-07/炉年）	外部電源受電設備の損傷+サブレーション・チェンバの損傷	3.8E-07	41	<ul style="list-style-type: none"> 高圧原子炉代替注水系（常設） 低圧原子炉代替注水系（常設） SRVの手動操作 格納容器代替スプレイス系（可搬型） 格納容器フィルターバント系 常設代替交流電源設備 	○
		外部電源受電設備の損傷+RCIC電動弁（グローブ弁）の損傷+HPCSSディーゼルの損傷+燃料貯蔵タンクの損傷+RRH電動弁（ゲート弁）の損傷*4	4.5E-09	0.5		
		外部電源受電設備の損傷+RCIC電動弁（グローブ弁）の損傷+HPCSSディーゼルの損傷+RRH電動弁（ゲート弁）の損傷*4	4.3E-09	0.5		
		外部電源受電設備の損傷+RCIC電動弁（グローブ弁）の損傷+HPCSSディーゼルの損傷+燃料貯蔵タンクの損傷+原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6		
高圧注水・減圧機能喪失 （1.0E-07/炉年）	外部電源喪失 +高圧炉心冷却失敗 +原子炉減圧失敗 （1.0E-07/炉年）	外部電源受電設備の損傷+RCIC電動弁（グローブ弁）の損傷+HPCSSディーゼルの損傷+燃料貯蔵タンクの損傷+原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6	<ul style="list-style-type: none"> 代替自動減圧機能 高圧原子炉代替注水系 残留熱除去系 	○
		外部電源受電設備の損傷+RCIC電動弁（グローブ弁）の損傷+HPCSSディーゼルの損傷+燃料貯蔵タンクの損傷+原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6		
		外部電源受電設備の損傷+RCIC電動弁（グローブ弁）の損傷+HPCSSディーゼルの損傷+燃料貯蔵タンクの損傷+原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6		
		外部電源受電設備の損傷+RCIC電動弁（グローブ弁）の損傷+HPCSSディーゼルの損傷+燃料貯蔵タンクの損傷+原子炉減圧失敗（ランダム故障）	2.7E-09	2.6		
全交流動力電源喪失 （3.4E-06/炉年）	外部電源喪失+交流電源・補機冷却系喪失（2.0E-6/炉年）	外部電源受電設備の損傷+燃料移送系配管の損傷	2.5E-07	13	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧原子炉代替注水系 SRVの手動操作 低圧原子炉代替注水系（可搬型） 格納容器代替スプレイス系（可搬型） 残留熱除去系 	○
		外部電源受電設備の損傷+RSWポンプの損傷	2.4E-07	12		
		外部電源受電設備の損傷+ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷	2.3E-07	12		
		外部電源受電設備の損傷+ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷+サブレーション・チェンバの損傷	6.0E-08	4.4		
		外部電源受電設備の損傷+RSWポンプの損傷+サブレーション・チェンバの損傷	5.7E-08	4.2		
		外部電源受電設備の損傷+燃料移送系配管の損傷+サブレーション・チェンバの損傷	5.1E-08	3.7		
		外部電源受電設備の損傷+燃料移送系配管の損傷+SRV再閉鎖失敗（ランダム故障）	1.9E-09	13		
		外部電源受電設備の損傷+RSWポンプの損傷+SRV再閉鎖失敗（ランダム故障）	1.8E-09	12		
		外部電源受電設備の損傷+ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷+SRV再閉鎖失敗（ランダム故障）	1.8E-09	12		
		外部電源受電設備の損傷+115V系充電器盤の損傷	5.1E-09	88		
		外部電源受電設備の損傷+115V系直流盤の損傷	6.8E-10	12		
		外部電源受電設備の損傷+直流電源喪失（ランダム故障）	8.0E-12	0.1		

※1 主要な事故シナリオグループに含まれる複数のシナリオを、シナリオ上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものを、括弧内は主要な事故シナリオに含まれるシナリオのうち、支配的なシナリオの炉心損傷頻度を示す。
 ※2 地震PRAでは機器の損傷を完全相関としているため、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。
 ※3 主要な事故シナリオの炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。
 ※4 残留熱除去系電動弁（ゲート弁）は低圧原子炉代替注水系（常設）及び格納容器代替スプレイス系（可搬型）の注水経路上にもあるが、当該弁は十分な耐震裕度があることを確認している。

第1表 地震PRAにおける事故シークエンスの分析(カットセットの抽出)結果(2/3)

事故シークエンスグループ	主要な事故シークエンス*1	主要なカットセット*2	炉心損傷頻度(／炉年)	炉心損傷頻度		主な対策	対策有効性
				(%)	*3		
崩壊熱除去機能喪失(1. 6E-06／炉年)	外部電源喪失+崩壊熱除去失敗(1. 1E-06／炉年)	外部電源受電設備の損傷+RRR電動弁(グループ弁)の損傷*4	2. 2E-07	19	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機代替冷却系 格納容器フイタルベント系 原子炉隔離時冷却系 SRVの手動操作 残留熱除去系 低圧原子炉代替注水系(常設) 格納容器代替スプレイス系(可搬型) 常設代替交流電源設備 	○	
		外部電源受電設備の損傷+RRR電動弁(ゲート弁)の損傷*4	1. 6E-07	14			
		外部電源受電設備の損傷+RRR配管の損傷*4	1. 3E-07	12			
原子炉停止機能喪失(8. 5E-07／炉年)	外部電源喪失+交流電源・補機冷却系喪失+原子炉停止失敗(5. 2E-07／炉年)	外部電源受電設備の損傷+ディーゼル燃料貯蔵タンクの損傷+シュラウドサポートの損傷	1. 5E-08	2. 9	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイス系 原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 	—*5	
		外部電源受電設備の損傷+RSWポンプの損傷+シュラウドサポートの損傷	1. 4E-08	2. 8			
		外部電源受電設備の損傷+ディーゼル燃料移送ポンプの損傷+シュラウドサポートの損傷	1. 3E-08	2. 5			
原子炉建物損傷(3. 1E-08／炉年)	原子炉建物損傷(3. 1E-08／炉年)	原子炉建物の損傷	3. 1E-08	100	—	—*6	
原子炉格納容器損傷(3. 4E-07／炉年)	原子炉格納容器損傷(3. 4E-07／炉年)	原子炉格納容器スタスタピライザの損傷	2. 3E-07	68	—	—*6	
		原子炉格納容器の損傷	5. 8E-08	17			
		原子炉圧力容器ベデスタルの損傷	5. 0E-08	15			
		原子炉圧力容器スタスタピライザの損傷	9. 7E-08	56			
原子炉圧力容器損傷(1. 7E-07／炉年)	原子炉圧力容器損傷(1. 7E-07／炉年)	原子炉圧力容器の損傷	7. 5E-08	44	—	—*6	
		原子炉遮蔽壁の損傷	2. 8E-10	0. 2			
		主蒸気隔離弁の損傷	2. 0E-09	58			
格納容器パイパス(3. 5E-09／炉年)	格納容器パイパス(3. 5E-09／炉年)	原子炉浄化系隔離弁の損傷	1. 3E-09	37	—	—*6	
		給水系逆止弁の損傷	1. 5E-10	4. 4			

※1 主要な事故シークエンスは、同じ事故シークエンスグループに含まれる複数のシークエンスを、シークエンス上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものである。括弧内は主要な事故シークエンスに含まれるシークエンスのうち、支配的なシークエンスの炉心損傷頻度を示す。

※2 地震PRAでは機器の損傷を完全相関としているため、多重化された機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 主要な事故シークエンスの炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

※4 残留熱除去系電動弁(グループ弁)、残留熱除去系配管は残留熱除去系及び格納容器代替スプレイス系(可搬型)の注水経路上にもあるが、当該弁は十分な耐震裕度があることを確認している。

※5 地震発生と同時に最大の加速度を受けるものとして評価している地震レベル1 PRAの設定上抽出されたものであるが、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」が発信され、炉内構造物が損傷する加速度に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、現実的には発生し難いと見え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象には該当しないと判断したシークエンス。

※6 損傷の規模に応じて、常設及び可搬型の低圧原子炉代替注水系による原子炉冷却、常設及び可搬型の格納容器代替スプレイス系による格納容器冷却、又は可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図る。

第1表 地震PRAにおける事故シーケンスの分析(カットセットの抽出)結果(3/3)

事故シーケンス グループ	主要な事故シーケンス※1	主要なカットセット※2	炉心損傷頻度 (/炉年)		主な対策	対策 有効性
			炉心損傷頻度 (%)	寄与割合 (%) ※3		
Excessive LOCA (4.2E-07/炉年)	Excessive LOCA (4.2E-07/炉年)	原子炉格納容器内配管の損傷	100	100	—	—※4
制御室建物損傷 (1.4E-08/炉年)	制御室建物損傷 (1.4E-08/炉年)	制御室建物の損傷	100	100	—	—※4
廃棄物処理建物 損傷 (1.8E-10/炉年)	廃棄物処理建物損傷 (1.8E-10/炉年)	廃棄物処理建物の損傷	100	100	—	—※4
計装・制御系喪失 (1.5E-07/炉年)	計装・制御系喪失 (1.5E-07/炉年)	外置電源受電設備の損傷+ケーブル・トレイの損傷	89	89	—	—※4
		外置電源受電設備の損傷+計装ラックの損傷	6.4			
		外置電源受電設備の損傷+計装用無停電交流電源装置の損傷	3.3			

※1 主要な事故シーケンスは、同じ事故シーケンスグループに含まれる複数のシーケンスを、シーケンス上の主な特徴に着目し、詳細化して分類したものである。括弧内は主要な事故シーケンスに含まれるシーケンスのうち、支配的なシーケンスの炉心損傷頻度を示す。

※2 地震PRAでは機器の損傷を完全相関としており、多重化されたある機器が地震により損傷する場合、他の多重化された機器も全て損傷する。

※3 主要な事故シーケンスの炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

※4 損傷の規模に応じて、常設及び可搬型の低圧原子炉代替注水系による原子炉冷却、常設及び可搬型の格納容器代替スプレイ系による格納容器冷却、又は可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図る。

「水素燃焼」及び「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

解釈の第37条 2-1 では、必ず想定する格納容器破損モードの1つとして水素燃焼及び格納容器直接接触（シェルアタック）が挙げられている。

一方、審査ガイドに基づき、格納容器破損モード抽出のための個別プラント評価として実施した、島根原子力発電所2号炉の内部事象運転時レベル1.5 PRAでは、水素燃焼及び格納容器直接接触（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している。以下に、除外理由の詳細を示す。

1. 「水素燃焼」の除外理由

審査ガイドにおける、「水素燃焼」の現象の概要は以下のとおりである。

原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると、水-ジルコニウム反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器が破損する可能性がある。

(1) 炉心損傷に伴う原子炉格納容器内の気体の組成及び存在割合の変化

島根原子力発電所2号炉では、運転中は原子炉格納容器内を常時窒素で置換しており、酸素濃度は2.5vol%以下に管理される。一般に可燃限界とされている濃度は、水素濃度が4 vol%以上かつ酸素濃度が5 vol%以上の場合である。

ジルコニウム-水反応の程度や水蒸気等他の気体の存在割合にもよるが、燃料温度の著しい上昇に伴ってジルコニウム-水反応が生じる状況になれば、水素濃度は4 vol%をほぼ上回る。

一方酸素は、事象発生前から原子炉格納容器内に存在している量の他には水の放射線分解によって生じるのみである。このため、炉心損傷後の原子炉格納容器内での水素燃焼の発生を考慮する際には、酸素濃度に

着目する必要がある。なお、炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシナリオで評価しても、事象発生から7日以内に酸素濃度が5 vol%を超えることはない。

(2) 内部事象運転時レベル1.5 P R Aの格納容器破損モードから除外する理由

内部事象運転時レベル1.5 P R Aにおいて、仮にイベントツリーに水素燃焼に関するヘディングを設けたとしても、上記のとおり、7日以内に酸素濃度が5 vol%を超えることは無く、また、7日以上原子炉格納容器の機能を維持（破損を防止）しながら酸素濃度の上昇については何も対応しない状況は考え難いことを考えると、水素燃焼に関するヘディングの分岐確率は0となる。

内部事象運転時レベル1.5 P R Aは、格納容器破損のシーケンスに加えてC F Fを求める評価であることから、発生する状況が想定されない水素燃焼を評価対象とすることは適切でないと考える。

上記の理由により、水素燃焼は内部事象運転時レベル1.5 P R Aの対象から除外した。ただし、有効性評価においては、炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシナリオを考慮し、可燃限界に至らないことを示している。

なお、原子炉格納容器外部からの空気の流入によって酸素濃度が上昇する場合については、既に原子炉格納容器の隔離機能が失われている状況であるため、内部事象運転時レベル1.5 P R Aの対象外となる。

2. 「格納容器直接接触（シェルアタック）」の除外理由

審査ガイドにおける、「格納容器直接接触（シェルアタック）」の現象の概要は以下のとおりである。

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可能性がある。

(1) 格納容器直接接触（シェルアタック）について

格納容器直接接触（シェルアタック）については、NUREG/CR-6025⁽¹⁾において、BWR Mark-I型格納容器に対する検討が実施されている。BWR Mark-I型格納容器における格納容器直接接触（シェルアタック）のメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後、原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心は原子炉格納容器下部に落下する。この時、BWR Mark-I型格納容器は原子炉格納容器下部の床面とドライウェル床面が同じ高さに設計されており、圧力容器ペDESTALには切れ込み（第1図）があるため、溶融炉心が原子炉格納容器下部床面に拡がった場合、溶融炉心が切れ込みからドライウェル側に流出して原子炉格納容器の壁面（金属製のライナー部分）に接触する可能性（第2図）がある。

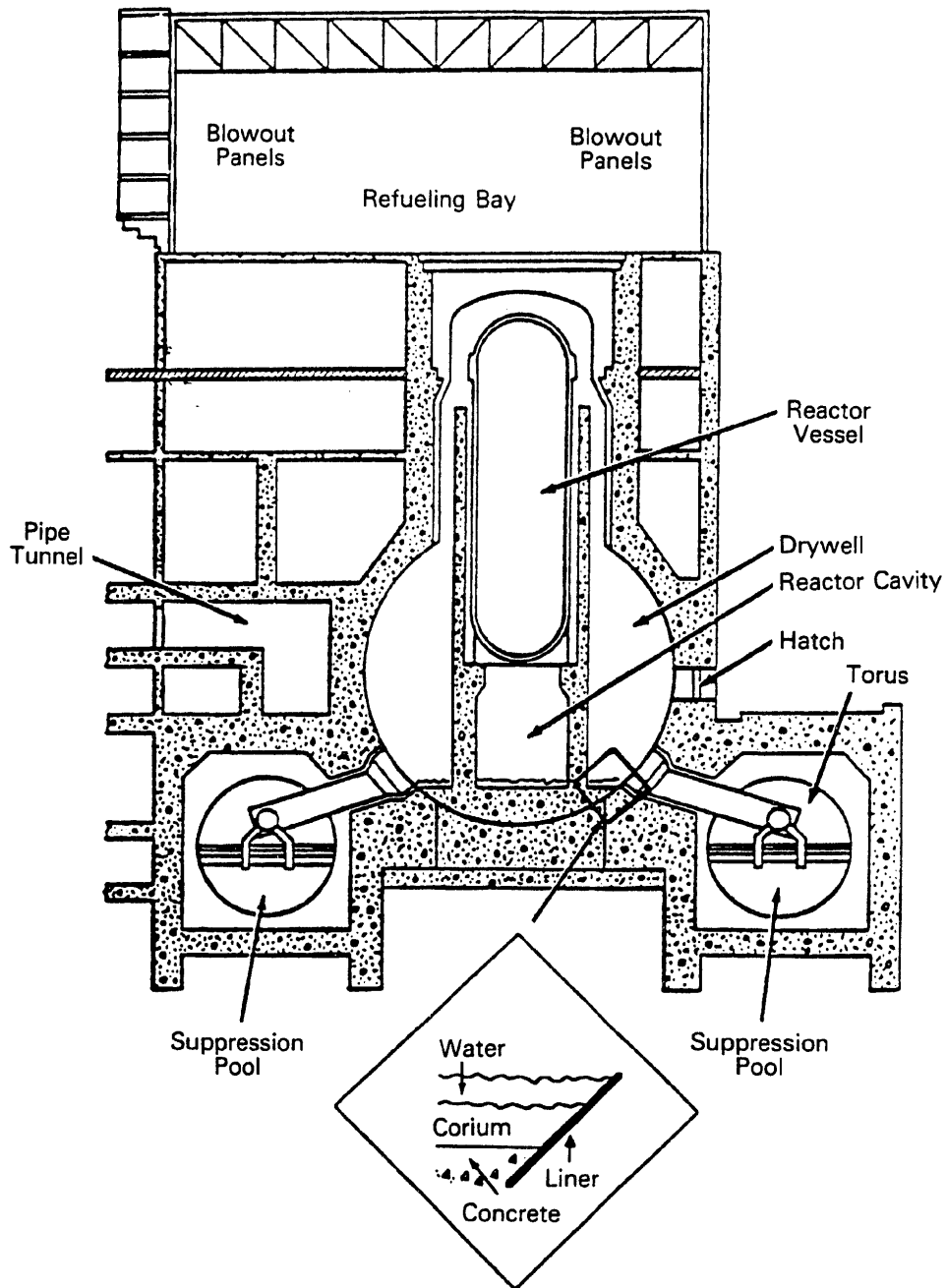
この事象は、原子炉格納容器の構造上、BWR Mark-I型格納容器特有である。

(2) 内部事象運転時レベル1.5PRAの格納容器破損モードから除外する理由

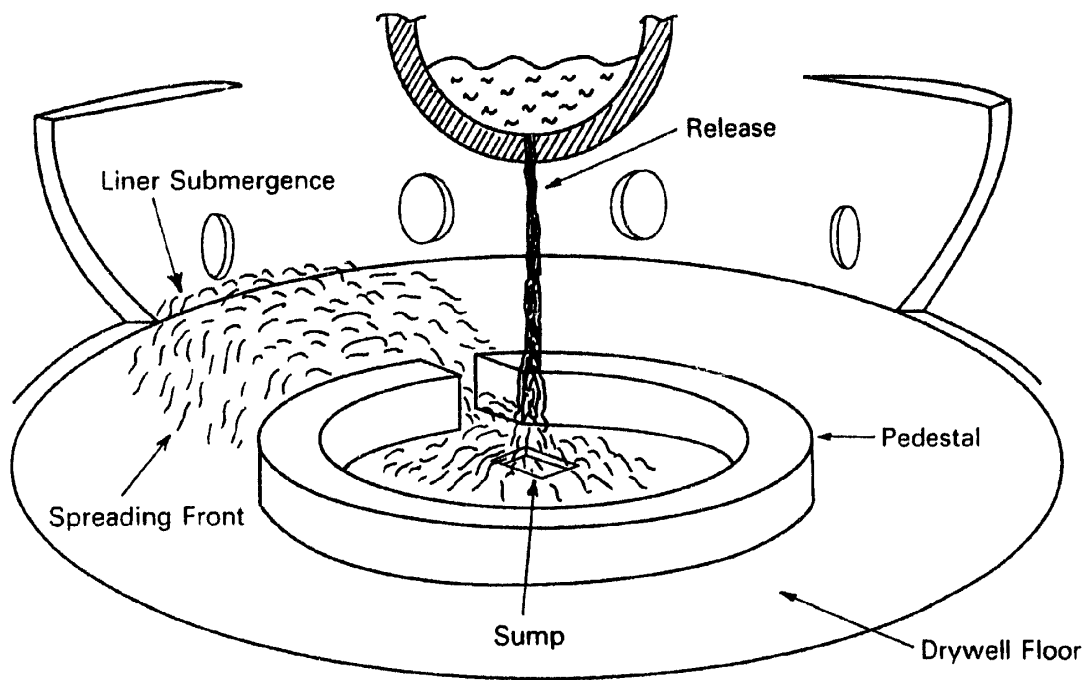
島根原子力発電所2号炉のMark-I改良型格納容器は、原子炉格納容器の構造上、原子炉格納容器下部床に落下した溶融炉心が直接格納容器バウンダリと接触することはない（第3図）。このため、溶融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触する格納容器直接接触（シェルアタック）の発生の可能性はない。このように、島根原子力発電所2号炉の原子炉格納容器では構造的に発生しない格納容器破損モードであることから、内部事象運転時レベル1.5PRAの対象から除外した。なお、同様の理由により有効性評価の評価対象からも除外している。

参考文献

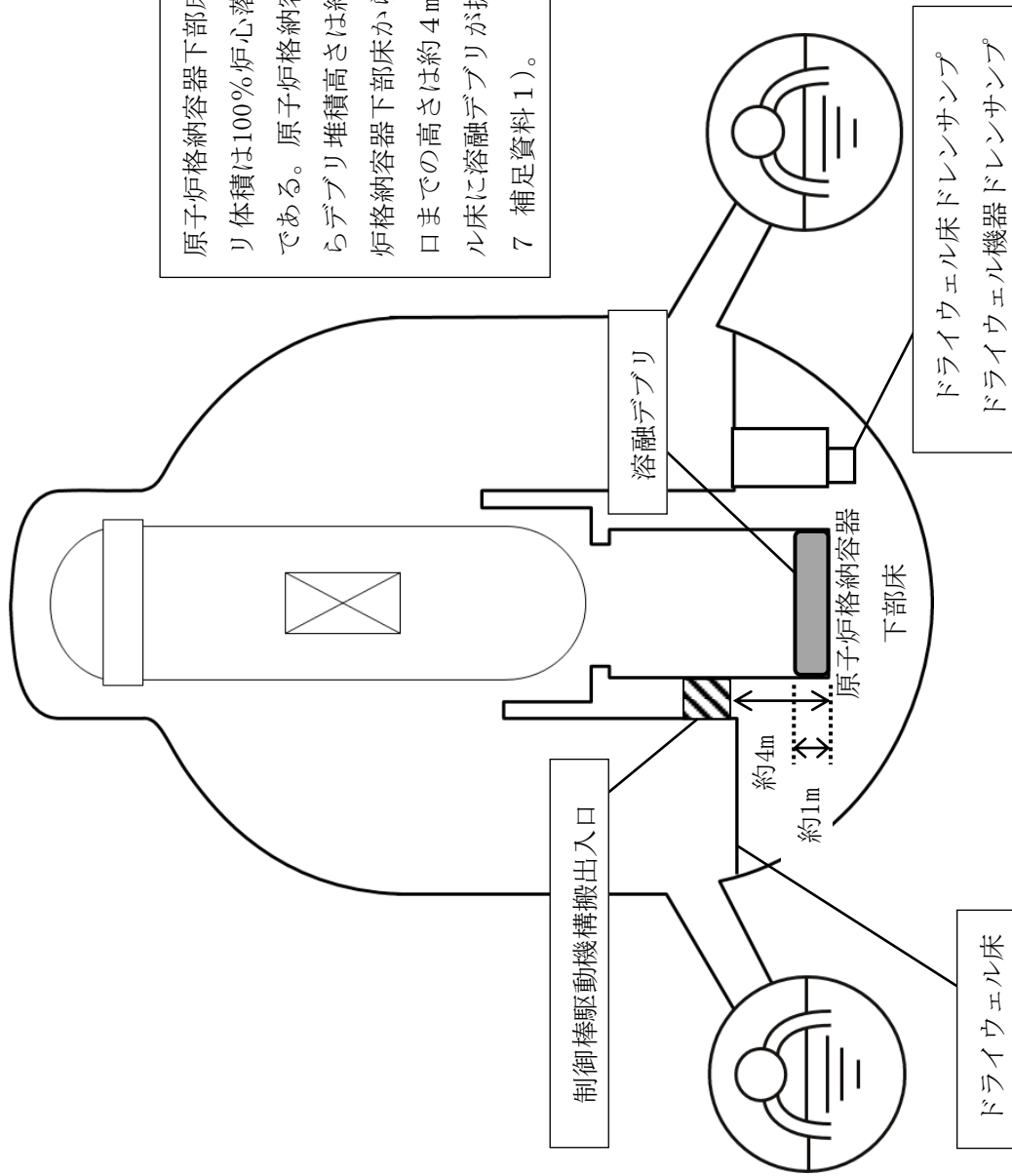
- (1) T.G. Theofanous, et al, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the liner, NUREG/CR-6025, 1993



第1図 BWR Mark-I型格納容器における
格納容器直接接触⁽¹⁾



第2図 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⁾



原子炉格納容器下部床上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 \square m^3 である。原子炉格納容器下部床面積約 \square m^2 からデブリ堆積高さは約1mにとどまるが、原子炉格納容器下部床から制御棒駆動機構搬出入口までの高さは約4mであるため、ドライウエル床に溶融デブリが拡がることはない（別紙7 補足資料1）。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第3図 島根原子力発電所2号炉（Mark-I改良型）における溶融炉心と原子炉格納容器下部の位置関係

原子炉格納容器下部に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の堆積に関する
考慮について

1. 評価に用いた溶融デブリの設定条件

MCCI評価においては、全炉心に相当する量が溶融炉心として原子炉格納容器下部に落下するものとしており、この溶融炉心には炉内構造物等を考慮している（第1表参照）。

2. 溶融デブリの堆積高さ

MCCI評価では、落下した溶融デブリが原子炉格納容器下部床上一様に広がるものとしており、この場合の堆積高さは約1mとなる。原子炉格納容器下部に落下した溶融デブリと原子炉格納容器下部の構造の位置関係は別紙7の第3図に示すとおりであり、原子炉格納容器下部の側面の開口部として最も低い箇所にある制御棒駆動機構搬出入口までであっても約4mの高さがあることから、仮に溶融炉心が全量落下しても原子炉格納容器下部以外に溶融デブリが広がるおそれはないと考えられる。

3. 溶融デブリの堆積高さの不確かさ

(1) 原子炉格納容器下部の構造物の影響

原子炉格納容器下部の構造物としては制御棒駆動機構（CRD）交換装置（プラットフォーム、旋回レール等含む。）があり、原子炉圧力容器下部の構造物としてCRDハウジング、中性子計装ハウジング等がある。溶融デブリへこれらの構造物が取り込まれたことを考慮すると、溶融デブリ全体の温度を低下させ、MCCIを緩和する側に作用すると考えられることから、現在の評価ではこれらの構造物は考慮していない。これらの構造物の重量は全体の溶融デブリ量（約□□）に対して小さく、これらの構造物を考慮した場合で

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

も、熔融デブリ堆積高さの増加分は約0.17mであることから、熔融デブリが原子炉格納容器下部以外に広がるおそれはないと考える。

(2) 熔融デブリの粒子化に伴う影響

熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下する場合、予め2.4mの水張りを実施する手順としていることから、熔融デブリの一部は水中で粒子化するものと考えられる。この時、粒子化した熔融デブリの密度が低いと堆積高さが高くなる。

最も厳しい条件として、デブリが粒子化割合0.38で粒子化した際の堆積高さを評価する。例えば、ポロシティが最も大きな粒子の充填状態である、単純立方格子（ポロシティ0.48）として粒子が堆積する場合を想定すると、熔融デブリの堆積高さは約1.4m、粒子化したデブリの範囲を除いた水プール水深は約2mとなるが、前述のとおり、原子炉格納容器下部の側面の開口部までは十分な高さがあることから、粒子化に伴う堆積高さの増加を考慮しても、原子炉格納容器下部以外に熔融デブリが広がるおそれはないと考える。

なお、熔融炉心の比重は8程度であり、水と比べて非常に重く、粒子化した熔融デブリは水面に浮遊しないと想定される。

(3) 熔融炉心の落下の位置及び拡がりの影響

原子炉圧力容器下部から原子炉格納容器下部への熔融炉心の落下の経路⁽¹⁾については、CRDハウジングの逸出に伴う開口部からの落下等が考えられる。原子炉圧力容器の構造からは、熔融炉心は原子炉圧力容器底部の中心に流れ込むと考えられ、原子炉圧力容器底部の中心近傍に開口部が発生し、熔融炉心が原子炉格納容器下部に落下する可能性が高いと推定されるが、開口部の発生箇所については不確かさがあると考えられる。

ここで仮に熔融デブリが偏って堆積し、制御棒駆動機構搬出入口の高さ（約4m）に到達する条件を考えると、熔融デブリが直径約3mの円柱を形成する必要があるが、熔融デブリの厚さが均一化するまでの時間が2～3分程度であるという過去の知見⁽²⁾を踏まえると、熔融炉心は落下と同時に原子炉格納容器下部床面を拡がり、堆積高さが均一化していくと考えられることから、溶

融デブリが制御棒駆動機構搬出入口の高さまで堆積する状況は考えにくい。

また、熔融炉心の落下位置及び堆積形状に係る知見として、近年、以下のものがある（第2表参照）。

- ・東京電力株式会社福島第一原子力発電所2号炉における格納容器下部の調査結果により熔融炉心が圧力容器の中心位置から偏って落下した可能性がある。
- ・PULiMS実験⁽³⁾において確認された熔融デブリの堆積高さ と 拡がり距離のAspect比が確認されている。

これらの知見を踏まえ、熔融炉心が原子炉圧力容器の中心位置から偏って落下し、熔融デブリが円錐上に堆積するという仮定で堆積高さを評価した場合においても、熔融デブリ堆積の頂点位置における高さは、約2.2mであり、制御棒駆動機構搬出入口の高さ（約4m）を下回っている評価結果となった（第2図）。

よって、熔融炉心が圧力容器下部の偏心位置から落下し円錐上に堆積した場合においても、原子炉格納容器下部以外に熔融デブリが拡がるおそれはないと考える。

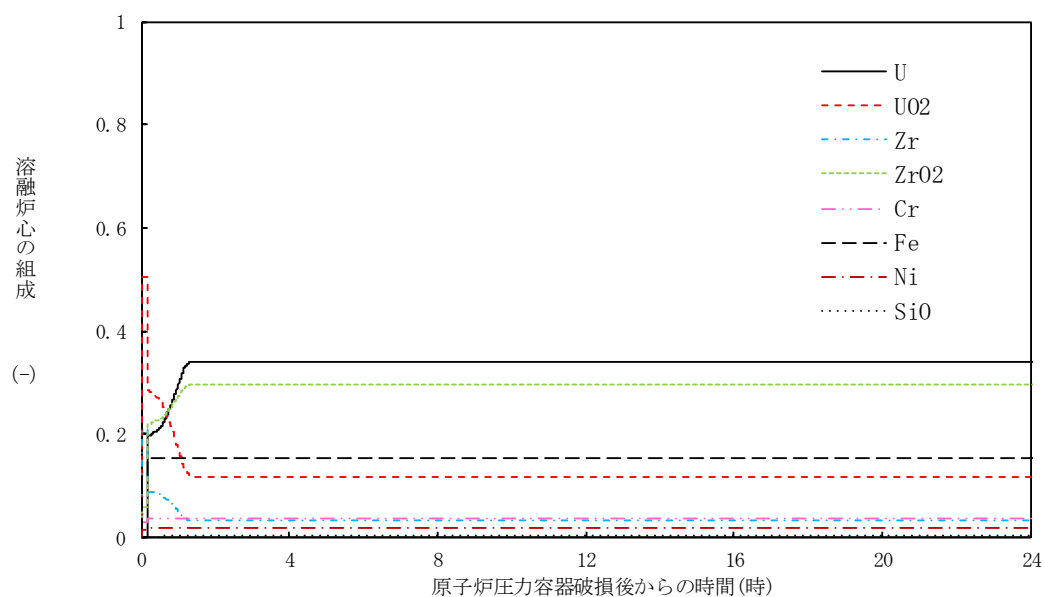
第1表 熔融炉心に関する評価条件

項目	設定値	設定根拠
熔融炉心落下割合	100% (約□t)	保守的に全炉心相当量が落下するものとして設定
熔融デブリの組成	第1図参照	MAAP評価結果 (炉内構造物の組成・質量等を考慮)
原子炉格納容器下部 床面積	約□m ²	設計値

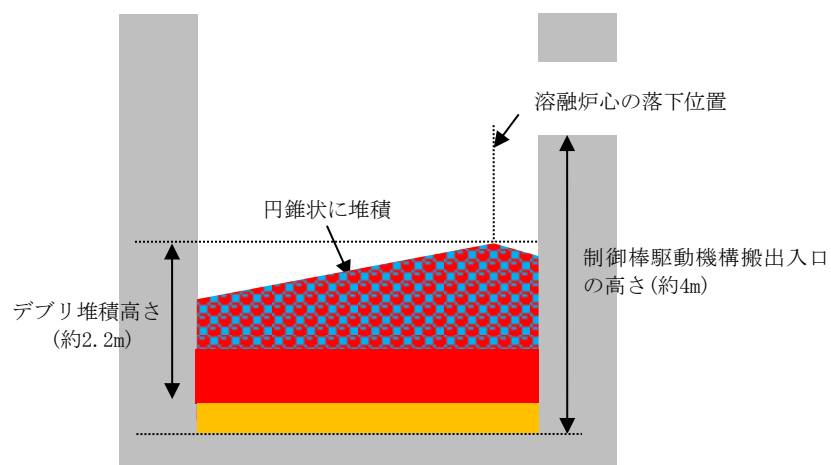
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第2表 溶融デブリの堆積高さ評価に係る近年得られた知見について

項目	概要	今回評価上の扱い
溶融炉心の落下位置	平成29年2月の東京電力株式会社福島第一原子力発電所2号炉における格納容器下部の調査結果により、格納容器下部の中心軸から外れた位置のグレーチングの落下が確認されている。グレーチングの落下理由の1つとして、压力容器から流出した溶融炉心が中心位置から偏った位置に落下したことが考えられる。	溶融炉心が压力容器下部の偏心位置から落下したことを考慮した場合、格納容器壁面に近い方がより保守的な条件であるため、溶融炉心が最外周の制御棒駆動機構位置から落下すると仮定して、評価を行った。
堆積形状	PULiMS実験は溶融物を水中に落下した実験であり、溶融デブリの堆積高さや拡がり距離のAspect Ratioとしては1:18~1:14程度となっている。	溶融デブリの堆積形状として、保守的に、1:14の円錐状に堆積すると仮定して、評価を行った。



第1図 溶融炉心の組成の推移



第2図 デブリ堆積高さと制御棒駆動機構搬出入口の高さ関係

参考文献

- (1) 「沸騰水型原子力発電所 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コード(MAAP)について」, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-094, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-123, 平成30年5月
- (2) J. D. Gabor, L. Baker, Jr., and J. C. Cassulo, (ANL), “Studies on Heat Removal and Bed Leveling of Induction-heated Materials Simulating Fuel Debris,” SAND76-9008 (1976).
- (3) A. Konovalenko et al., Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-coolant Interaction, NUTHOS-9, Kaohsiung, Taiwan, September 9-13, 2012.

格納容器隔離失敗の分岐確率の妥当性と隔離失敗事象への対応について

内部事象運転時レベル1.5 P R Aにおいて、格納容器隔離失敗として参考としている N U R E G の想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定並びに格納容器隔離失敗事象への対応について以下にまとめる。

1. 格納容器隔離失敗の分岐確率の設定について

(1) 分岐確率の設定根拠について

内部事象運転時レベル1.5 P R Aでは、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮しており、これを「格納容器隔離」のヘディング（分岐確率 5.0×10^{-3} ）として設定している。

この分岐確率は、原子炉格納容器の隔離システムの信頼性について評価している N U R E G / C R - 4220⁽¹⁾を基に設定している。N U R E G / C R - 4220では、米国の L E R (Licensee Event Report) (1965年～1984年分) を分析しており、原子炉格納容器からの大規模漏えいが生じた事象4件を抽出し、これを評価時点での運転炉年(740炉年)で割ることにより、格納容器隔離失敗の発生頻度(5.0×10^{-3} /炉年)を算出している。さらに、格納容器隔離失敗の継続時間の情報がないことから、工学的判断として原子炉格納容器の隔離機能が確認される間隔を1年とし、上記の発生頻度に1年を掛けることにより、「格納容器隔離」の失敗確率としている。

本評価においても、原子炉格納容器の隔離機能は少なくとも1年に1回程度は確認されるもの(1サイクルに1回程度)と考え、上記の発生頻度に1年を掛けることにより、「格納容器隔離」の失敗確率としている。

なお、N U R E G / C R - 4220では、潜在的な漏えいが発生する経路として、ベント弁等の大型弁の故障や原子炉格納容器の壁に穴が空く事象等の直接的な破損を考えている。

ここで抽出された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。

第1表 大規模漏えいとして抽出された事象⁽¹⁾

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、出力運転中は原子炉格納容器内を窒素置換し管理しているため、原子炉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) 島根原子力発電所2号炉において想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路）

島根原子力発電所2号炉における原子炉格納容器からの漏えい経路は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すものが想定される。

a. 機械的な破損による隔離失敗

(a) アクセス部からの漏えい

ドライウェル上ぶた、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、原子炉格納容器内の雰囲気漏えいする可能性がある。

(b) 原子炉格納容器バウンダリ配管等からの漏えい

格納容器スプレイ配管、窒素ガス制御系、可燃性ガス濃度制御系等は原子炉格納容器内の雰囲気と連通しており、これらのバウンダ

りが破損している場合には、原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。

(c) 原子炉格納容器の貫通部からの漏えい

原子炉格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。

b. 人的過誤による弁・フランジの復旧忘れ

(a) 漏えい試験配管からの漏えい

定期事業者検査時の原子炉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、原子炉格納容器内の雰囲気が漏えいする可能性がある。

なお、上述のとおり、島根原子力発電所2号炉においては出力運転中に原子炉格納容器内の雰囲気を窒素置換することとしており、原子炉格納容器内の状態を日常的に監視することから、仮に今回想定したような大規模な漏えいが生じた場合、速やかに検知できる可能性が高いと考える。

(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

今回の内部事象運転時レベル1.5 P R Aでは、1984年までのデータを用いたN U R E G / C R - 4220に基づいた隔離失敗確率を用いている。それ以降の格納容器隔離失敗に関連する情報として、米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書⁽²⁾（以下「E P R I 報告書」という。）がある。

E P R I 報告書では、2007年までの米国におけるI L R T (Integrated Leak Rate Test : 全体格納容器漏えい試験)の実績217件が整理されている。このうち、大規模漏えいに至る事象としては保守的に設計漏えい率の35倍を基準としているが、その発生実績は0件となっている。

E P R I 報告書では、大規模漏えいに至る事象実績をI L R T試験数で除することで隔離機能喪失の確率を概算している。すなわち、大規模漏えいに至る事象発生実績0件（計算上0.5件としている）をI L R T試

験数217件で除すると隔離機能喪失の確率は 2.3×10^{-3} ($0.5 / 217 = 0.0023$) となる。この値は、NUREG/CR-4220で評価された格納容器隔離失敗確率の 5.0×10^{-3} よりも小さい値となっており、EPR I 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. 格納容器隔離失敗事象への対応

格納容器隔離失敗事象には、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合や、原子炉圧力容器に繋がる高圧配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合、低圧配管との接続部で破断した後に炉心損傷に至る場合（インターフェイスシステムLOCA）が含まれている。

内部事象運転時レベル1.5PRAでは、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している場合を考慮している。PRA上、具体的な隔離失敗（漏えい）箇所を設定しているものではないが、万一、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の隔離に失敗していた場合には、隔離失敗（漏えい）箇所の隔離を試みることとなる。

このため、本事象への対応としては、炉心損傷頻度の低減を図るとともに、万一の重大事故発生時に原子炉格納容器の隔離に失敗していることのないよう、原子炉格納容器の漏えいに対する検知性を向上させることが有効であり、これらについては重大事故等対処設備や日常の原子炉格納容器の圧力監視等で対応している。

また、炉心損傷の時点で原子炉格納容器の空間部に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した場合には、破断箇所の隔離を試みることとなる。

主蒸気系配管等、原子炉圧力容器に繋がる配管が原子炉格納容器外で破断した後に炉心損傷に至る場合については、配管破断の発生頻度が十分に低いと見做すため、インターフェイスシステムLOCAを除いてPRA上はモデル化していない。仮に配管破断が生じた場合には、破断箇所の隔離、原子炉

圧力容器の急速減圧，水位低下・維持操作等，インターフェイスシステム
L O C Aの場合と同様の対応をとることとなる。

参考文献

- (1) P. J. Pelto, et al, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220, 1985
- (2) Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals: Revision 2-A of 1009325, EPRI, Palo Alto, CA: 2008.
1018243

原子炉圧力容器内における水蒸気爆発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

1. 現象の概要

原子炉圧力容器内での水蒸気爆発による原子炉格納容器の破損は α モード破損と呼ばれ、WASH-1400から研究が続けられてきた。この現象は、溶融炉心が原子炉圧力容器の炉心下部プレナムに溜まっている水中に落下した時に水蒸気爆発が発生し、それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し、原子炉圧力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し、上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至るとい現象である。

原子炉内での現象は、以下のようなメカニズムであると考えられている。

- ① 原子炉内の原子炉冷却材が喪失し、炉心が溶融して、その溶融炉心が炉心下部プレナムの水中に落下する。水と接触した溶融炉心は、その界面の不安定性により、溶融炉心の一部又は大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。さらに、自発的又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。
- ② 炉心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って、更に液体どうしの接触を促進し（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。
- ③ 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、それにより水塊がミサイルとなって炉内構造物を破壊し、原子炉圧力容器上蓋に衝突することで上蓋を固定するボルトを破壊し、上蓋が原子炉格納容器に衝突して原子炉格納容器の破損に至る。

2. 専門家会議等の知見

原子炉圧力容器内における水蒸気爆発については、国際的な専門家会議において議論がなされてきた。第1表にBWR体系の原子炉圧力容器内における水蒸気爆発に関する専門家会議の知見をまとめる。

専門家の間での議論の結果として、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、これらは溶融炉心落下時の粗混合を制限すると考えられるため、原子炉圧力容器内における水蒸気爆発は格納容器破損の脅威とはならないと結論付けられている。

3. まとめ

これまでに実施された専門家間における議論の結果から、BWR体系では原子炉圧力容器内における水蒸気爆発（炉内FCI）発生の可能性は十分小さいと考えられる。

したがって、BWRにおける原子炉格納容器破損モードとして、原子炉圧力容器内における水蒸気爆発（炉内FCI）の考慮は不要である。

参考文献

- (1) T. Okkonen, et al, Safety Issues Related to Fuel-Coolant Interactions in BWR' S, NUREG/CP-0127, 1994
- (2) T.G. Theofanous, et al, Steam Explosions: Fundamentals and Energetic Behavior, NUREG/CR-5960, 1994
- (3) S. Basu, T. Ginsberg, A Reassessment of the Potential for an Alpha-Mode Containment Failure and a Review of the Current understanding of Broader Fuel-Coolant Interaction (FCI) issues, Report of the Second Steam Explosion Review Group Workshop (SERG-2), NUREG-1524, 1996
- (4) O. Zuchuat, et al, Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for Swiss Nuclear Power Plants, JAERI-Conf 97-011, 1998

第1表 炉内FCI現象の発生確率に関する議論の整理

著者	会議／文献	議論
Okkonen等 (1993)	OECD/CSNI FCI専門家会議 (1993) ⁽¹⁾	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。このような特徴によって、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルが制限され、水蒸気爆発に起因する水-熔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) ⁽²⁾	BWRの下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、原子炉圧力容器内における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) ⁽³⁾	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 モードによる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) ⁽⁴⁾	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。 現在の知見は、一般にBWRでは原子炉圧力容器内における水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならない。

島根原子力発電所 2 号炉
確率論的リスク評価（P R A）について

目次

- 1. レベル1 P R A
 - 1.1 内部事象 P R A
 - 1.1.1 運転時 P R A
 - 1.1.1.a 対象プラント
 - 1.1.1.b 起回事象
 - 1.1.1.c 成功基準
 - 1.1.1.d 事故シーケンス
 - 1.1.1.e システム信頼性
 - 1.1.1.f 信頼性パラメータ
 - 1.1.1.g 人的過誤
 - 1.1.1.h 炉心損傷頻度
 - 1.1.2 停止時 P R A
 - 1.1.2.a 対象プラント
 - 1.1.2.b 起回事象
 - 1.1.2.c 成功基準
 - 1.1.2.d 事故シーケンス
 - 1.1.2.e システム信頼性
 - 1.1.2.f 信頼性パラメータ
 - 1.1.2.g 人的過誤
 - 1.1.2.h 燃料損傷頻度
 - 1.2 外部事象 P R A
 - 1.2.1 地震 P R A
 - 1.2.1.a 対象プラントと事故シナリオ
 - 1.2.1.b 確率論的地震ハザード
 - 1.2.1.c 建物・機器フラジリティ
 - 1.2.1.d 事故シーケンス

1.2.2 津波 P R A

1.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ

1.2.2.b 確率論的津波ハザード

1.2.2.c 建物・機器フラジリティ

1.2.2.d 事故シーケンス

2. レベル1.5 P R A

2.1 内部事象 P R A

2.1.1 運転時 P R A

2.1.1.a プラントの構成・特性

2.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度

2.1.1.c 格納容器破損モード

2.1.1.d 事故シーケンス

2.1.1.e 事故進展解析

2.1.1.f 格納容器破損頻度

2.1.1.g 不確実さ解析及び感度解析

表

内部事象運転時レベル1 P R A

- 第1.1.1.a-1表 レベル1 P R A実施のために収集した情報及びその主な情報源
- 第1.1.1.a-2表 P R Aで考慮する主な設備
- 第1.1.1.a-3表 系統設備概要
- 第1.1.1.b-1表 既往のP R Aで選定している起回事象
- 第1.1.1.b-2表 過渡事象等の起回事象の分析
- 第1.1.1.b-3表 類似した起回事象のグループ化
- 第1.1.1.b-4表 選定した起回事象一覧表
- 第1.1.1.b-5表 起回事象発生頻度（平成24年3月まで）
- 第1.1.1.c-1表 成功基準の一覧
- 第1.1.1.e-1表 フロントライン系とサポート系の依存性
- 第1.1.1.e-2表 サポート系同士の依存性
- 第1.1.1.e-3表 機器タイプ及び故障モード
- 第1.1.1.e-4表 システム信頼性評価結果
- 第1.1.1.f-1表 国内故障率データベースの例
- 第1.1.1.f-2表 共通原因故障を考慮した機器と故障モード
- 第1.1.1.f-3表 共通原因故障パラメータ
- 第1.1.1.g-1表 人的過誤確率に関するデータの例
- 第1.1.1.g-2表 人的過誤評価結果
- 第1.1.1.h-1表 炉心損傷頻度（起回事象別）
- 第1.1.1.h-2表 炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）
- 第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果
- 第1.1.1.h-4表 重要度解析結果（起回事象別F V重要度）
- 第1.1.1.h-5表 重要度解析結果（起回事象別R A W）
- 第1.1.1.h-6表 重要度解析結果（基事象別F V重要度）

- 第1.1.1.h-7表 重要度解析結果（基事象別RAW）
- 第1.1.1.h-8表 不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
- 第1.1.1.h-9表 感度解析結果（外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響）
- 第1.1.1.h-10表 感度解析結果（起因事象発生頻度）
- 第1.1.1.h-11表 感度解析結果（機器故障率）
- 第1.1.1.h-12表 感度解析結果（プラント固有データの反映）

停止時レベル1PRA

- 第1.1.2.a-1表 PRAで考慮する主な設備
- 第1.1.2.a-2表 系統設備概要
- 第1.1.2.a-3表 島根原子力発電所2号炉定期検査の工程日数の比較
- 第1.1.2.a-4表 各プラント状態の継続時間
- 第1.1.2.a-5表 緩和設備の使用可能性
- 第1.1.2.b-1表 既往の停止時レベル1PRAで選定している起因事象
- 第1.1.2.b-2表 プラント状態と起因事象の対応
- 第1.1.2.b-3表 起因事象発生頻度（平成24年3月まで）
- 第1.1.2.c-1表 成功基準の一覧
- 第1.1.2.c-2表 プラント状態ごとの崩壊熱
- 第1.1.2.c-3表 対象設備動作までの余裕時間
- 第1.1.2.e-1表 フロントライン系とサポート系の依存性
- 第1.1.2.e-2表 サポート系同士の依存性
- 第1.1.2.e-3表 システム信頼性評価結果
- 第1.1.2.g-1表 人的過誤評価結果
- 第1.1.2.h-1表 燃料損傷頻度（プラント状態別・起因事象別）
- 第1.1.2.h-2表 燃料損傷頻度（事故シーケンスグループ別）
- 第1.1.2.h-3表 事故シーケンスの分析結果
- 第1.1.2.h-4表 重要度解析結果（起因事象別FV重要度）

- 第1.1.2.h-5表 重要度解析結果（起因事象別R A W）
- 第1.1.2.h-6表 重要度解析結果（基事象別F V重要度）
- 第1.1.2.h-7表 重要度解析結果（基事象別R A W）
- 第1.1.2.h-8表 不確かさ解析結果（プラント状態別）
- 第1.1.2.h-9表 不確かさ解析結果（事故シーケンスグループ別）
- 第1.1.2.h-10表 感度解析結果（外部電源復旧及びE C C S手動起動操作の影響（プラント状態別・起因事象別））
- 第1.1.2.h-11表 感度解析結果（外部電源復旧及びE C C S手動起動操作の影響（事故シーケンスグループ別））

地震レベル1 P R A

- 第1.2.1.a-1表 地震レベル1 P R Aを実施するために収集した情報及び主な情報源
- 第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング
- 第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト
- 第1.2.1.b-1表 敷地周辺の活断層諸元（宍道断層による地震）
- 第1.2.1.b-2表 敷地周辺の活断層諸元（F-Ⅲ断層＋F-Ⅳ断層＋F-Ⅴ断層による地震）
- 第1.2.1.b-3表 敷地周辺の活断層諸元（主要な活断層による地震）
- 第1.2.1.b-4表 敷地周辺の活断層諸元（その他の活断層による地震）
- 第1.2.1.b-5表 宍道断層による地震の発生頻度
- 第1.2.1.b-6表 対象領域の最大Mの設定値
- 第1.2.1.b-7表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方
- 第1.2.1.c-1-1表 考慮する不確かさ要因の例
- 第1.2.1.c-1-2表 損傷限界点の現実的な値（地震P S A学会標準）
- 第1.2.1.c-1-3表 地盤物性値
- 第1.2.1.c-1-4表 物性値（原子炉建物）

第1.2.1.c-1-5表	物性値（制御室建物）
第1.2.1.c-1-6表	物性値（タービン建物）
第1.2.1.c-1-7表	物性値（廃棄物処理建物）
第1.2.1.c-1-8表	現実的な物性値の評価方法
第1.2.1.c-1-9表	建物のばね定数と減衰定数（原子炉建物）
第1.2.1.c-1-10表	地盤のばね定数と減衰係数（原子炉建物）
第1.2.1.c-1-11表	地盤のばね定数と減衰係数（制御室建物）
第1.2.1.c-1-12表	地盤のばね定数と減衰係数（タービン建物）
第1.2.1.c-1-13表	地盤のばね定数と減衰係数（廃棄物処理建物）
第1.2.1.c-2-1表	強度係数の中央値の算出結果
第1.2.1.c-2-2表	強度係数 F_s の不確かさに対する対数標準偏差の設定
第1.2.1.c-2-3表	解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 ，構造物への入力地震動に関する係数 F_2 ，構造物の地震応答に関する係数 F_3 の中央値及び不確かさに対する対数標準偏差の設定
第1.2.1.c-2-4表	取水槽
第1.2.1.c-2-5表	屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）
第1.2.1.c-3-1表	考慮する不確かさ要因の整理
第1.2.1.c-3-2表	構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方
第1.2.1.c-3-3表	建物の応答係数
第1.2.1.d-1表	起因事象の発生頻度
第1.2.1.d-2表	評価対象システム一覧
第1.2.1.d-3表	人的過誤評価結果
第1.2.1.d-4表	炉心損傷頻度（起因事象別）
第1.2.1.d-5表	起因事象別の炉心損傷頻度, 主要な事故シーケンス及びカットセット
第1.2.1.d-6表	炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

- 第1.2.1.d-7表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度, 主要な事故シーケンス及びカットセット
- 第1.2.1.d-8表 炉心損傷頻度 (地震加速度区分別)
- 第1.2.1.d-9表 重要度解析結果 (F V重要度)
- 第1.2.1.d-10表 完全独立の影響に係る感度解析の対象機器

津波レベル1 P R A

- 第1.2.2.a-1表 津波 P R A を実施するために収集した情報及び主な情報源
- 第1.2.2.a-2表 対象とした津波防護施設及び浸水防止設備
- 第1.2.2.a-3表 プラントウォークダウン結果
- 第1.2.2.a-4表 考慮すべき津波による影響
- 第1.2.2.a-5表 津波による損傷・機能喪失要因と対象となる構築物・機器の種類
- 第1.2.2.a-6表 津波により発生する起因事象の選定
- 第1.2.2.a-7表 津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と機能喪失浸水高
- 第1.2.2.a-8表 津波高さ別の事故シナリオと起因事象
- 第1.2.2.c-1表 建物・機器フラジリティの検討内容
- 第1.2.2.d-1表 津波発生頻度及び炉心損傷頻度 (津波高さ別)
- 第1.2.2.d-2表 炉心損傷頻度 (事故シーケンスグループ別)

内部事象運転時レベル1.5 P R A

- 第2.1.1.a-1表 原子炉格納容器の主要仕様
- 第2.1.1.b-1表 事故シーケンスの識別子
- 第2.1.1.b-2表 炉心損傷に至る事故シーケンスグループ
- 第2.1.1.b-3表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される事故シーケンス

- 第2.1.1.b-4表 炉心損傷頻度（プラント損傷状態別）
- 第2.1.1.c-1表 原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷の種類の出
出
- 第2.1.1.c-2表 プラント損傷状態と負荷の対応
- 第2.1.1.c-3表 島根原子力発電所2号炉の原子炉格納容器耐性及び判断
基準
- 第2.1.1.c-4表 格納容器破損モードの選定
- 第2.1.1.c-5表 格納容器破損モードの除外理由
- 第2.1.1.d-1表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理
- 第2.1.1.d-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
- 第2.1.1.d-3表 ヘディングの従属性
- 第2.1.1.d-4表 ヘディングの選定及び定義
- 第2.1.1.e-1表 事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス
- 第2.1.1.e-2表 基本解析条件
- 第2.1.1.e-3表 各事故シーケンスの事故進展解析条件
- 第2.1.1.e-4表 事故進展解析結果（主要事象発生時刻）
- 第2.1.1.f-1表 格納容器イベントツリー分岐確率の設定
- 第2.1.1.f-2表 物理化学現象の分岐確率評価結果
- 第2.1.1.f-3表 格納容器破損頻度（プラント損傷状態別）
- 第2.1.1.f-4表 格納容器破損頻度（格納容器破損モード別）
- 第2.1.1.f-5表 重要度解析結果（基事象別F V重要度）
- 第2.1.1.f-6表 重要度解析結果（基事象別R A W）
- 第2.1.1.g-1表 不確実さ解析結果（格納容器破損モード別）
- 第2.1.1.g-2表 感度解析結果（R P V破損確率の影響）

図

内部事象運転時レベル 1 P R A

- 第1.1.1-1図 内部事象運転時レベル 1 P R A 評価フロー
- 第1.1.1.a-1図 主要な安全系統概要図
- 第1.1.1.a-2図 制御棒駆動系系統概要図
- 第1.1.1.a-3図 高圧炉心スプレー系系統概要図
- 第1.1.1.a-4図 低圧炉心スプレー系系統概要図
- 第1.1.1.a-5図 残留熱除去系系統概要図
- 第1.1.1.a-6図 原子炉隔離時冷却系系統概要図
- 第1.1.1.a-7図 原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅰ，区分Ⅱ）
- 第1.1.1.a-8図 原子炉補機冷却系系統概要図（区分Ⅲ）
- 第1.1.1.a-9図 所内単線結線図
- 第1.1.1.a-10図 直流電源設備
- 第1.1.1.a-11図 原子炉冷却設備系統概要図
- 第1.1.1.a-12図 原子炉格納施設構造概要図
- 第1.1.1.d-1図 過渡事象イベントツリー
- 第1.1.1.d-2図 外部電源喪失イベントツリー
- 第1.1.1.d-3図 手動停止／サポート系喪失イベントツリー
- 第1.1.1.d-4図 原子炉冷却材喪失（LOCA）イベントツリー
- 第1.1.1.d-5図 インターフェイスシステムLOCAイベントツリー
- 第1.1.1.e-1図 システム信頼性の評価例
- 第1.1.1.f-1図 共通原因故障同定フロー
- 第1.1.1.g-1図 自動減圧系の手動起動のHRAイベントツリー
- 第1.1.1.h-1図 炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）
- 第1.1.1.h-2図 炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
- 第1.1.1.h-3図 重要度解析結果（起因事象別）
- 第1.1.1.h-4図 重要度解析結果（基事象別）

- 第1.1.1.h-5図 不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
- 第1.1.1.h-6図 感度解析結果（外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響）
- 第1.1.1.h-7図 感度解析結果（プラント固有データの反映）

停止時レベル1 P R A

- 第1.1.2-1図 停止時レベル1 P R A評価フロー
- 第1.1.2.a-1図 運転停止中の炉心冷却・崩壊熱除去に関する設備概要図
- 第1.1.2.a-2図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統概要図
- 第1.1.2.a-3図 復水輸送系系統概要図
- 第1.1.2.a-4図 燃料プール補給水系系統概要図
- 第1.1.2.a-5図 定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第1.1.2.a-6図 主要工程と使用可能な除熱及び補給系統
- 第1.1.2.b-1図 燃料損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイアグラム
- 第1.1.2.c-1図 運転停止中の崩壊熱
- 第1.1.2.d-1図 崩壊熱除去機能喪失イベントツリー
- 第1.1.2.d-2図 外部電源喪失イベントツリー
- 第1.1.2.d-3図 原子炉冷却材の流出イベントツリー
- 第1.1.2.e-1図 システム信頼性の評価例
- 第1.1.2.h-1図 評価工程期間中における1日当たりの燃料損傷頻度
- 第1.1.2.h-2図 燃料損傷頻度寄与割合（プラント状態別）
- 第1.1.2.h-3図 燃料損傷頻度寄与割合（起因事象別）
- 第1.1.2.h-4図 燃料損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
- 第1.1.2.h-5図 重要度解析結果（起因事象別）
- 第1.1.2.h-6図 重要度解析結果（基事象別）

- 第1.1.2.h-7図 不確実さ解析結果（プラント状態別）
- 第1.1.2.h-8図 不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）
- 第1.1.2.h-9図 感度解析結果（外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響）

地震レベル1 P R A

- 第1.2.1-1図 地震レベル1 P R A評価フロー
- 第1.2.1.a-1図 プラントウォークダウン対象施設選定フロー
- 第1.2.1.a-2図 プラントウォークダウン実施結果の例
- 第1.2.1.a-3図 起因事象の抽出フロー
- 第1.2.1.b-1図 敷地周辺の活断層分布
- 第1.2.1.b-2図 領域震源モデルの対象領域
- 第1.2.1.b-3図 宍道断層による地震のロジックツリー
- 第1.2.1.b-4図 F-Ⅲ断層+F-Ⅳ断層+F-Ⅴ断層による地震のロジックツリー
- 第1.2.1.b-5図 主要な活断層及びその他の活断層による地震のロジックツリー
- 第1.2.1.b-6図 領域震源による地震のロジックツリー
- 第1.2.1.b-7図 平均地震ハザード曲線
- 第1.2.1.b-8図 フラクタイル地震ハザード曲線
- 第1.2.1.b-9図 震源別平均地震ハザード曲線
- 第1.2.1.b-10図 基準地震動 S_{s-D} 、 S_{s-F1} 及び S_{s-F2} の応答スペクトル及び敷地における地震動の一樣ハザードスペクトル
- 第1.2.1.b-11図 基準地震動 S_{s-N1} 及び S_{s-N2} の応答スペクトル及び領域震源モデルによる一樣ハザードスペクトル
- 第1.2.1.b-12図 周期ごとの平均地震ハザード曲線
- 第1.2.1.b-13図 フラジリティ評価用地震動

- 第1.2.1.b-14図 耐震バックチェック評価用地震動 $S_s - 1$
- 第1.2.1.c-1-1図 原子炉建物の概要
- 第1.2.1.c-1-2図 制御室建物の概要
- 第1.2.1.c-1-3図 タービン建物の概要
- 第1.2.1.c-1-4図 廃棄物処理建物の概要
- 第1.2.1.c-1-5図 原子炉建物の地震応答解析モデル
- 第1.2.1.c-1-6図 制御室建物の地震応答解析モデル
- 第1.2.1.c-1-7図 タービン建物の地震応答解析モデル
- 第1.2.1.c-1-8図 廃棄物処理建物の地震応答解析モデル
- 第1.2.1.c-1-9図 原子炉建物のフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-1-10図 制御室建物のフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-1-11図 タービン建物のフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-1-12図 廃棄物処理建物のフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-2-1図 取水槽平面図
- 第1.2.1.c-2-2図 取水槽断面図 (A-A断面)
- 第1.2.1.c-2-3図 屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒) 平面図
- 第1.2.1.c-2-4図 屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒) 断面図 (A-A断面)
- 第1.2.1.c-2-5図 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 (スペクトル形状係数) の評価
- 第1.2.1.c-2-6図 取水槽のフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-2-7図 屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒) のフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-3-1図 建物の非線形応答を考慮した機器の応力
- 第1.2.1.c-3-2図 建物のスペクトル形状係数の概念図
- 第1.2.1.c-3-3図 原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-3-4図 原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-3-5図 原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線

- 第1.2.1.c-3-6図 非常用母線メタクラのフラジリティ曲線
- 第1.2.1.c-3-7図 スペクトル形状係数 F_{SA} の概念図
- 第1.2.1.c-3-8図 減衰係数 F_D の概念図
- 第1.2.1.c-3-9図 原子炉補機海水系配管のフラジリティ曲線
- 第1.2.1.d-1図 地震レベル1 P R A階層イベントツリー
- 第1.2.1.d-2図 外部電源喪失イベントツリー
- 第1.2.1.d-3図 全交流動力電源喪失イベントツリー
- 第1.2.1.d-4図 炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）
- 第1.2.1.d-5図 炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
- 第1.2.1.d-6図 炉心損傷頻度評価結果（地震加速度区分別）
- 第1.2.1.d-7図 不確実さ解析結果
- 第1.2.1.d-8図 感度解析結果（完全独立：事故シーケンスグループ別）
- 第1.2.1.d-9図 感度解析結果（完全独立：地震加速度区分別）
- 第1.2.1.d-10図 感度解析結果（使命時間72時間：事故シーケンスグループ別）
- 第1.2.1.d-11図 感度解析結果（使命時間72時間：地震加速度区分別）

津波レベル1 P R A

- 第1.2.2-1図 津波レベル1 P R A評価フロー
- 第1.2.2.a-1図 津波防護施設及び浸水防止設備の設置概要
- 第1.2.2.a-2図 プラントウォークダウン対象の構築物・機器の選定フロー
- 第1.2.2.a-3図 プラントウォークダウンチェックシート
- 第1.2.2.a-4図 構築物・機器現場写真
- 第1.2.2.a-5図 起因事象の抽出フロー
- 第1.2.2.b-1図 フラクタイル曲線及び算術平均曲線
- 第1.2.2.b-2図 島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽
- 第1.2.2.c-1図 「被水・没水」，「流体力」及び「波力」に対するフラジ

リティ曲線

- 第1.2.2.d-1図 津波レベル1 P R A階層イベントツリー
- 第1.2.2.d-2図 炉心損傷頻度寄与割合（津波高さ別）
- 第1.2.2.d-3図 炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）
- 第1.2.2.d-4図 不確実さ解析結果

内部事象運転時レベル1.5 P R A

- 第2.1.1-1図 内部事象運転時レベル1.5 P R A評価フロー
- 第2.1.1.a-1図 原子炉格納容器内の溶融炉心挙動
- 第2.1.1.b-1図 プラント損傷状態の分類
- 第2.1.1.c-1図 BWRのシビアアクシデントで考えられる事故進展
- 第2.1.1.d-1図 格納容器イベントツリー
- 第2.1.1.e-1図 代表シーケンスにおける事故進展
- 第2.1.1.f-1図 格納容器破損頻度寄与割合（プラント損傷状態別）
- 第2.1.1.f-2図 格納容器破損頻度寄与割合（格納容器破損モード別）
- 第2.1.1.f-3図 重要度解析結果（基事象別）
- 第2.1.1.g-1図 不確実さ解析結果（格納容器破損モード別）
- 第2.1.1.g-2図 感度解析結果（原子炉圧力容器破損確率の影響）

1. レベル1 P R A

1.1 内部事象 P R A

1.1.1 運転時 P R A

内部事象運転時レベル1 P R Aは，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1 P S A編）：2008」（以下「レベル1 P S A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「P R Aの説明における参照事項」（平成25年9月 原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.1-1図に示す。

1.1.1.a 対象プラント

① 対象とするプラントの説明

(1) プラント情報の収集・分析

内部事象運転時レベル1 P R A実施に当たり必要とされる設計，運転・保守管理に関する情報を把握するため，以下の本プラントの設計，運転・保守管理の情報をP R Aの目的に応じて調査・収集した。

- ・ P R A実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報，運転・保守管理情報等）
- ・ 定量化に当たり必要とされる情報（機器故障，起因事象発生に関する運転経験等）

本プラントについて入手した主な情報源を，第1.1.1.a-1表に示す。

「a. 主要な設備の構成・特性」に安全系，サポート系及び電源系等の主要な設備の構成・特性について示し，「b. 原子炉格納容器の構成・特性」に原子炉格納容器の構成・特性について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。

- ・ 出力
 - － 熱出力 2,436MW
 - － 電気出力 約820MW
- ・ プラント型式 ー 沸騰水型 B W R - 5
- ・ 格納容器型式 ー 圧力抑制形（M a r k - I 改良型）

a. 主要な設備の構成・特性

今回のPRAで考慮する主な設備を第1.1.1.a-2表に示す。本プラントのPRAに係る基本設計は、次に説明する主要な安全システムにより構成される。第1.1.1.a-1図に本プラントの主要な安全システム概要を示す。また、第1.1.1.a-3表にシステム設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統

通常運転時は、再循環流量制御系、制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により、原子炉の出力の調整を行う。原子炉起動時及び停止時にも、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。

1) 制御棒及び制御棒駆動系（第1.1.1.a-2図）

原子炉水位低（レベル3）等の安全保護系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。

(b) 原子炉冷却に関する系統

通常運転時は、復水・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・給水系へ冷却材を供給する。原子炉停止時には、残留熱除去系により原子炉の残留熱を除去する。

復水器が使えない異常時にあっては、以下の系統により原子炉を冷却する。

1) 高圧炉心スプレー系（第1.1.1.a-3図）

高圧炉心スプレー系は、原子炉水位低（レベル1H）又は格納容器圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水（第1水源）あるいはサプレッション・チェンバのプール水（第2水源）を炉心上部に設けられたノズルから燃料集合体にスプレーして炉心を冷却する。

2) 低圧炉心スプレイ系（第 1.1.1.a-4 図）

低圧炉心スプレイ系は、原子炉水位低（レベル 1）又は格納容器圧力高の信号で自動起動し、サプレッション・チェンバのプール水を炉心上部に設けられたノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。

3) 低圧注水系（第 1.1.1.a-5 図）

低圧注水系は、残留熱除去系が原子炉水位低（レベル 1）又は格納容器圧力高の信号で自動起動し、サプレッション・チェンバのプール水を原子炉へ注水して炉心を冷却する運転モードである。本原子炉施設では、低圧注水系を 3 系統設けている。

4) 自動減圧系

自動減圧系は、主蒸気系の SRV12 個のうち 6 個からなり、低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本系統は、原子炉水位低（レベル 1）及び格納容器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。

5) 原子炉隔離時冷却系（第 1.1.1.a-6 図）

原子炉隔離時冷却系は、原子炉停止後、復水・給水系が何らかの原因で停止した場合に、原子炉水位低（レベル 2）により自動起動し、原子炉の水位を維持する。本系統は、注水ポンプの動力源として、原子炉で生じる蒸気を使った蒸気タービンを用い、制御用電源は直流電源を用いており、発電所内のすべての交流電源が喪失しても原子炉の冷却を達成できる。

(c) 崩壊熱除去に関する系統

原子炉停止時は、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにより冷却される。

異常時にあっては、残留熱除去系のサプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モードにより冷却される。

1) 残留熱除去系（第 1.1.1.a-5 図）

残留熱除去系は、ポンプ 3 台、熱交換器 2 基からなり、原子炉停止後の崩壊熱を原子炉から除去する。また、本系統は、弁の切替えにより、原子炉への注水及び原子炉格納容器の冷却としても使用できる。

(d) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時及び原子炉停止時の補機冷却については、中間ループ、海水系からなる原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系により原子炉建物内の補機を冷却する。また、電源は、通常運転時は発電機から所内変圧器を通して供給し、原子炉停止時は 220kV 送電線から起動変圧器を通して受電する。なお、220kV 送電線停電時には、66kV 送電線から予備変圧器を通して受電する。

異常時にあつては、以下の系統により補機を冷却し、電源を供給する。

1) 原子炉補機冷却系（第 1.1.1.a-7 図～第 1.1.1.a-8 図）

低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機は、原子炉補機冷却系で冷却され、原子炉補機冷却系は原子炉補機海水系で冷却される。また、高圧炉心スプレイ系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機は、高圧炉心スプレイ系補機冷却系で冷却され、高圧炉心スプレイ系補機冷却系は高圧炉心スプレイ系補機海水系で冷却される。

2) 電源系（第 1.1.1.a-9 図～第 1.1.1.a-10 図）

発電機トリップ等により所内常用電源が失われると、常用母線への給電は自動的に所内変圧器経由から起動変圧器経由の給電に切り替わる。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 台の非常用ディーゼル発電機と 1 台の高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が自動起動し、非常用機器に給電する。

直流電源設備は、非常用の直流 115V の蓄電池 2 組及び高圧炉心スプレイ系の直流 115V の蓄電池 1 組が設けられている。直流電源設備は、電源の制御として遮断器の開閉のほか、非常用ディーゼル発電機の起動等にも用いられる。また、原子炉隔離時冷却系の電源として 230V の蓄電池 1 組が設けられている。

(e) その他の系統

1) 復水・給水系による除熱（第 1.1.1.a-11 図）

復水・給水系は、復水器で凝縮した復水を復水ポンプ、復水昇圧ポンプ及び給水ポンプにより炉心へ注水する系統である。復水器による除熱は、復水器で蒸気を凝縮することにより、炉心から崩壊熱を除去する系統である。復水・給水系及び復水器による除熱のサポート系としては、循環水系、タービン・グラウンド蒸気系、抽出空気系及び気体廃棄物処理系がある。

b. 原子炉格納容器の構成・特性

(a) 原子炉格納容器の構成・特性（第 1.1.1.a-12 図）

本プラントの原子炉格納容器は、圧力抑制形の鋼製格納容器(Mark-I 改良型)である。原子炉格納容器は上下部半球胴部円筒形をしたドライウエルと円環形のサプレッション・チェンバに区分されている。ドライウエルとサプレッション・チェンバの液相部は、8本のベント管により連絡されており、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過してサプレッション・プール水に導かれて凝縮される。

原子炉格納容器内雰囲気は、通常運転時には窒素置換されており、大量の水素ガスが発生したとしても可燃限界に至らない。

(b) 残留熱除去系（第 1.1.1.a-5 図）

本系統は、サプレッション・チェンバのプール水をドライウエル及びサプレッション・チェンバ内にスプレイすることによって、

事故時に原子炉格納容器内に浮遊しているよう素を除去するとともに、原子炉格納容器内の温度、圧力を低減し、原子炉格納容器内の放射性物質が漏えいするのを抑制する。

1.1.1.b 起回事象

起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷へ至る可能性のある事象のことである。

① 評価対象とした起回事象のリスト，説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象について、以下の方法により検討し、選定を行った。

a. 国内外の評価事例の分析（既往のP R A，安全評価審査指針，E P R I N P - 2230）

既往のP R A，安全評価審査指針及びE P R I N P - 2230 について分析を行い、当該プラントにおける起回事象の選定を行った。既往のP R A（第 1.1.1.b-1 表）で選定されている起回事象を参考に当該プラントにおける起回事象の候補を選定した。また、選定された起回事象と安全評価審査指針及びE P R I N P - 2230 で評価されている事象との比較により起回事象を選定した。分析結果については第 1.1.1.b-2 表に示す。

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象について調査を行い、選定したいずれかの起回事象に含まれることを確認している。なお、島根原子力発電所 2 号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。

プラント停止に至った過去のトラブル事象（発生時期）	起因事象
<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉出力上昇中主蒸気隔離弁閉による原子炉自動停止（1990. 12. 04） ・スクラム排出水容器水位異常高信号による原子炉自動停止（1995. 01. 30） 	過渡事象
<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉再循環ポンプ速度低下に伴う原子炉手動停止（1989. 04. 10） ・原子炉再循環ポンプ電動機軸受潤滑油位低下に伴う原子炉手動停止（1990. 11. 19） ・原子炉再循環ポンプメカニカルシールの不具合に伴う原子炉手動停止（1993. 01. 18） ・ドライウェル冷却機凝縮水量及び床ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止（2004. 03. 17） ・原子炉再循環ポンプ点検に伴う点検停止（2005. 03. 25） ・原子炉再循環ポンプ点検に伴う点検停止（2005. 06. 18） 	手動停止／ サポート系喪失

(2) 対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については，発生する可能性や影響を考慮し，評価対象外と判断している。なお，レベル 1 P S A 学会標準において，以下の条件を満たす場合に起因事象を評価対象から除外してもよいとされている。

【レベル 1 P S A 学会標準より抜粋】

5. 1. 3 同定した起因事象の除外 発生の可能性が極めて低いか，又は発生を仮定してもその影響が限定される場合，又は P S A の使用目的からは必要がないと考えられる場合には，5. 1. 1 或いは 5. 1. 2 で同定した起因事象を評価対象から除外してもよい

- ・原子炉冷却材流量の部分喪失(原子炉再循環ポンプ 1 台トリップ)
- ・燃料プールでの放射性物質の放出
- ・燃料集合体の落下
- ・制御棒落下
- ・放射性気体廃棄物処理施設の破損

- ・計装用空気系故障
- ・主蒸気管破断
- ・原子炉圧力容器破損

(3) 起因事象のグループ化

起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、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には、事故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し、さらに、必要とされる緩和設備等が類似しており、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範囲まで以下のとおり起因事象をグループ化している。グループ化した結果を第 1.1.1.b-3 表に示す。

a. 過渡事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉スクラム信号が発生して原子炉スクラムに至る事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は損なわれていないものの、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象を過渡事象としてグループ化する。なお、事象の進展が異なる一部の事象については独立した起因事象として取り扱う。

- ・過渡事象
- ・外部電源喪失（非常用電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす）

b. 原子炉冷却材喪失（LOCA）

原子炉冷却材の流出によりプラントパラメータが変動し、格納容器圧力高信号等が発生して原子炉スクラムに至る事象であり、起因事象としては原子炉冷却材圧力バウンダリ配管破損が該当する。また、LOCAに含まれる事象について破断規模に応じて期待される ECCS 等の相違から、以下のとおり細分化を行った。

- ・大破断 L O C A
- ・中破断 L O C A
- ・小破断 L O C A

なお、漏えい等の極めて少量の冷却材の流出は、小破断 L O C A よりも事象の進展が緩やかであるため、手動停止に含めて考える。

c. インターフェイスシステム L O C A

原子炉冷却材圧力バウンダリと、それに直結した原子炉格納容器外の残留熱除去系、低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系との隔離に失敗した場合に、原子炉の圧力が残留熱除去系、低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系に付加されるために発生する事象であり、独立した起因事象として取り扱う。

d. 手動停止／サポート系喪失

定期事業者検査のための通常停止及び通常運転中に軽微なトラブルが生じた際等の計画外停止における手動停止操作を想定しており、原子炉スクラムを伴う事象ではないが、独立した起因事象として取り扱う。

また、サポート系の故障に起因する事象も、独立した起因事象として取り扱い、以下のとおり細分化を行った。

- ・交流電源故障
- ・直流電源故障
- ・原子炉補機冷却系故障
- ・タービン・サポート系故障

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として 5 事象を選定した。選定した起因事象は第 1.1.1.b-4 表に示す。

(4) 起因事象の発生頻度評価

選定された起因事象に基づき、レベル 1 P R A で使用する起因事象の発生頻度を評価した結果を第 1.1.1.b-5 表に示す。各起因事象の発生頻度の評価の考え方を以下に示す。

a. 過渡事象の発生頻度

過渡事象の発生頻度は、国内BWRの運転実績に基づいて算定した。運転実績には利用可能なデータである平成23年度（平成24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求める。

なお、国内では発生経験のないSRV誤開放の発生頻度に関しては、保守的に0.5件の発生を仮定して評価した。

○ 非隔離事象の発生頻度

$$= 83 / 526.2 = 1.6 \times 10^{-1} / \text{炉年}$$

83 : 非隔離事象の発生実績（件）

526.2 : 国内BWRの発電期間（年）

○ 隔離事象の発生頻度

$$= 13 / 526.2 = 2.5 \times 10^{-2} / \text{炉年}$$

13 : 隔離事象の発生実績（件）

526.2 : 国内BWRの発電期間（年）

○ 全給水喪失の発生頻度

$$= 5 / 526.2 = 9.5 \times 10^{-3} / \text{炉年}$$

5 : 全給水喪失の発生実績（件）

526.2 : 国内BWRの発電期間（年）

○ 水位低下事象の発生頻度

$$= 13 / 526.2 = 2.5 \times 10^{-2} / \text{炉年}$$

13 : 水位低下事象の発生実績（件）

526.2 : 国内BWRの発電期間（年）

○ 原子炉保護系誤動作等の発生頻度

$$= 39 / 526.2 = 7.4 \times 10^{-2} / \text{炉年}$$

39 : 原子炉保護系誤動作等の発生実績（件）

526.2 : 国内BWRの発電期間（年）

○ 外部電源喪失の発生頻度

$$= 3 / 792.7 = 3.8 \times 10^{-3} / \text{炉年}$$

3 : 外部電源喪失の発生実績 (件)

792.7 : 国内BWRプラント運転期間 (年) ※

※ 外部電源喪失は運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する。

(運転期間 = 発電期間 + 運転停止期間)

○ SRV誤開放の発生頻度

$$= 0.5 / 526.2 = 9.5 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

b. 原子炉冷却材喪失 (LOCA) の発生頻度

LOCAの発生頻度は、NUREG-1829及びNUREG/CR-5750のデータに基づき算出した。

○ 大破断LOCA

$$= 2.0 \times 10^{-5} / \text{炉年}$$

○ 中破断LOCA

$$= 2.0 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

○ 小破断LOCA

$$= 3.0 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

c. 手動停止/サポート系喪失の発生頻度

手動停止の発生頻度は、過渡事象の発生頻度と同様に平成23年度 (平成24年3月) までの国内BWRの運転経験に基づき算出した。

また、サポート系喪失の発生頻度については、国内BWRの運転経験を基に算出した。国内実績としては安全機能にかかわるサポート系の機能喪失事例は発生していないため、発生頻度は保守的に0.5件の発生を仮定し、これを対象システムの延べ運転年数で除して求める。

○ 手動停止の発生頻度

$$=869/526.2=1.7$$

869 : 国内BWRの手動停止実績 (件)

526.2 : 国内BWRの発電期間 (年)

○ 原子炉補機冷却系故障 (非常用1系統) の発生頻度

$$=0.5/757.9=6.6 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

757.9 : 国内BWR原子炉補機冷却系の延べ運転期間 (年)

○ 交流電源故障 (非常用1系統) の発生頻度

$$=0.5/3652.9=1.4 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

3,652.9 : 国内BWR交流電源の延べ運転期間 (年)

○ 直流電源故障 (非常用1系統) の発生頻度

$$=0.5/1915.7=2.6 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

1,915.7 : 国内BWR直流電源の延べ運転期間 (年)

○ タービン・サポート系故障の発生頻度

$$=0.5/757.9=6.6 \times 10^{-4} / \text{炉年}$$

757.9 : 国内BWRタービン・サポート系の延べ運転期間 (年)

d. 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は、原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部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り、低圧設計部に設計圧以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

(a) 評価対象配管

インターフェイスシステムLOCAの評価対象配管として、既往のPRAやNUREG/CR-5124の検討例より次のものが考えられる。

- ・ 低圧注水系注入配管
- ・ 低圧炉心スプレイ系注入配管

- ・残留熱除去系停止時冷却戻り配管
- ・残留熱除去系停止時冷却吸込み配管

なお、これらの配管は、すべて2個以上の通常時閉の隔離弁を有しており、インターロック等も備えているため、低圧設計部への異常な加圧はほとんど発生することはない。

(b) 評価方法

評価対象配管のうち、隔離弁が2個のものについて、インターフェイスシステムLOCAの発生頻度を評価する。インターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、低圧配管への異常な加圧の発生頻度とこの時の配管の破損確率に加え、運転員による隔離操作を考慮して次式で評価する。

$$F_{IS} = F_{PB} \cdot B \cdot H$$

ここで、

F_{IS} : インターフェイスシステムLOCA発生頻度

F_{PB} : 評価対象配管への異常な加圧の発生頻度

B : 異常な加圧による配管の破損確率

H : 運転員による隔離失敗確率

また、評価対象配管への異常な加圧の発生頻度は、隔離弁2個の故障等の重畳に加え、弁の故障検出を考慮して次式で評価する。

$$F_{PB} = (\lambda_1 \cdot P_2 \cdot \lambda_2 \cdot T_2 + \lambda_2 \cdot P_1 \cdot \lambda_1 \cdot T_1) \cdot T$$

ここで、

λ_1, λ_2 : 弁の故障率等

P_1, P_2 : 弁の故障検出失敗確率

T_1, T_2 : 故障が放置される平均時間

T : 評価期間 (1年)

弁の故障率等には、破損／リークや誤開に加えて運転中に開閉試験を実施する弁については、試験に伴う開操作、試験終了時の閉め忘れと閉失敗を考慮する。

1.1.1.c 成功基準

成功基準とは、原子炉設備が異常な状態となった際に、原子炉施設を安全に停止するために必要な安全機能、あるいは安全機能の組合せをいう。原子炉施設の安全停止に関わる安全機能は下記の3機能である。

- ・原子炉停止
- ・炉心冷却（炉水位の維持）
- ・原子炉格納容器からの除熱

本PRAでは、本プラントの構成・特徴や、既往のPRA、あるいは安全解析等に基づき、それぞれの安全機能に対し、最低限必要な系統構成・作動機器台数を成功基準として設定した。なお、これらの決定に当たっては、必要に応じて許認可コード等を用いた解析を実施した。

① 成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷判定条件

a. 一般的な炉心損傷判定条件

レベル1PSA学会標準における定義と同様に、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1,200℃を超えると炉心損傷と判定する。

b. 起回事象ごとの成功基準の一覧表

上記を踏まえ、起回事象ごとに整備した成功基準の一覧を第1.1.1.c-1表に示す。

(2) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

自動起動・動作するものを除く事象発生後の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及びその設定根拠について、以下に示す。

(a) 炉心冷却

対象操作：過渡事象発生時の手動減圧

過渡事象発生時、炉心の冷却に対する余裕時間としては、炉心

損傷防止の観点及び運転員による操作にかかる時間から□と
 する。

b. 使命時間

事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づき、安定したプラ
 ント状態をもたらす、又は必要な安全機能を果たすことができる時
 間である使命時間（求められる継続運転時間）は、レベル1 P S A
 学会標準の考え方を参考に、喪失した設備の復旧や追加の運転員操
 作に期待できると考えられる時間として、24 時間を使命時間として
 設定した。実際の使命時間が 24 時間より短いものもあるが、保守的
 に一律 24 時間として機器の故障率を評価している。なお、故障した
 機器の使命時間中の復旧には期待していない。

(3) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性

熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性については次表の
 とおりである。

成功基準解析	確認内容
LOCA時におけるECCSの炉心冷却機能に関する熱水力解析	ECCSの1つの系統において、炉心冷却が達成されることを確認した。
過渡事象時における原子炉減圧後の低圧ECCS（低圧炉心スプレイ系、低圧注水系）の炉心冷却機能に関する熱水力解析	原子炉を手動で減圧して、低圧ECCSの1つの系統において、炉心冷却が達成されることを確認した。

使用コード	コード検証
S A F E R	原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

1.1.1.d 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。

① イベントツリー

イベントツリーは、各起因事象が発生した時に、原子炉の安全を確保するため必要な安全機能の成功又は失敗の組合せによって事象の進展を表す際に使用される手法である。

イベントツリーの構造には、小イベントツリー／大フォールトツリーの手法を用いた。系統従属性や機器間従属性を適切に考慮して、島根原子力発電所2号炉の構成・特性に対応したヘディングの設定とツリーを構築し、事故シーケンスへの展開を行った。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を第1.1.1.d-1～5図に示す。なお、事故シーケンスグループ分類については、「1.1.1.h 炉心損傷頻度」に示す。

イベントツリーの作成上の主要な仮定を以下に示す。

(1) 過渡事象のイベントツリー

過渡事象のイベントツリーは、「原子炉停止」、「圧力バウンダリ健全性」、「炉心冷却」（「高圧炉心冷却」、「原子炉減圧」、「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

過渡事象後に原子炉停止に失敗すると「原子炉停止機能喪失」に分類する。原子炉停止に成功すると炉心冷却を行う。炉心冷却及び崩壊熱除去の作動条件は、原子炉冷却材圧力バウンダリの状態で異なるため、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を確認する。

炉心冷却は、原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）と原子炉が低圧状態で注水できる低圧炉心冷却（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系）がある。低圧炉心冷却は、原子炉減圧と連携して注水する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全な場合の高圧炉心冷却は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心冷却に失敗し原子炉減圧に失敗した場合は「高圧注水・減圧機能喪失」に分類し、高圧炉心冷却に失敗し低圧炉心冷却に失敗した場合は「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でない場合は、原子炉圧力が低圧炉心冷却の作動圧力まで減圧するため、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却が不能となると共に原子炉減圧は不要となる。高圧炉心冷却に失敗し低圧炉心冷却に失敗した場合は「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

炉心冷却に成功した場合に崩壊熱除去に成功すると「炉心損傷なし」に分類し、失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

(2) 外部電源喪失のイベントツリー

外部電源喪失のイベントツリーは、電源設備（「直流電源」、「交流電源」）、「圧力バウンダリ健全性」及び「高圧炉心冷却」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

外部電源喪失が発生すると動力電源が喪失するため、交流電源（非常用ディーゼル発電機の起動）による早急な非常用電源確保が必要となる。非常用ディーゼル発電機の起動には直流電源設備からの給電が必要となる。直流電源の確保に成功すると交流電源が起動でき、交流電源が確保できた場合には過渡事象のイベントツリーへ移行する。

炉心冷却の作動条件は、原子炉冷却材圧力バウンダリの状態で異なるため、原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性を確認する。炉心冷却は、交流電源の確保に失敗した場合でも原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却として、タービン駆動の原子炉隔離時冷却系及び独立した専用非常用ディーゼル発電機のある高圧炉心スプレイ系がある。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全な場合の高圧炉心冷却は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。原子炉隔

離時冷却系で炉心冷却に成功している場合は蓄電池が枯渇する「全交流動力電源喪失」に分類し、高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び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」に分類する。

原子炉冷却材圧力バウンダリが健全でない場合の高圧炉心冷却は、高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類し、失敗した場合は「全交流動力電源喪失」に分類する。

直流電源が喪失した場合は、高圧炉心冷却として、独立した専用直流電源のある高圧炉心スプレイ系が使用可能となる。高圧炉心スプレイ系で炉心冷却に成功している場合は「崩壊熱除去機能喪失」に分類し、失敗した場合は「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3) 手動停止／サポート系喪失のイベントツリー

手動停止／サポート系喪失のイベントツリーは、「圧力バウンダリ健全性」、炉心冷却（「高圧炉心冷却」、「原子炉減圧」、「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され、「原子炉停止」を除き過渡事象と同様となる。

手動停止／サポート系喪失は、プラント停止手順が同一であるため、イベントツリーの構造は同じものとなる。

手動停止／サポート系喪失は、原子炉の出力を制御しながら時間をかけて原子炉を停止するものであり、制御棒による通常停止操作で原子炉を停止する。原子炉停止操作中に原子炉自動スクラムが生じる事象については過渡事象で評価されるため、ここでは除外する。

なお、本評価では、手動停止において通常の停止操作により原子炉を停止することから、炉心冷却及び崩壊熱除去において復水・給水系を考慮する。

(4) 原子炉冷却材喪失のイベントツリー

原子炉冷却材喪失のイベントツリーは、「原子炉停止」、炉心冷却（「高圧炉心冷却」、「原子炉減圧」、「低圧炉心冷却」）及び「崩壊熱除去」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

原子炉冷却材喪失後に原子炉停止に失敗すると「原子炉停止機能喪失」に分類する。原子炉停止に成功すると炉心冷却をする。

炉心冷却は、原子炉が高圧状態で注水できる高圧炉心冷却（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系）と原子炉が低圧状態で注水できる低圧炉心冷却（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系）がある。低圧炉心冷却は、原子炉減圧と連携して注水する。

高圧炉心冷却に失敗し原子炉減圧に失敗した場合と、高圧炉心冷却に失敗し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場合に崩壊熱除去（残留熱除去系）に成功すると「炉心損傷なし」に分類し、失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

なお、原子炉冷却材喪失のイベントツリーは、冷却材流出の状態に応じて事故シーケンスは異なる。大破断LOCA時には、破断の直後に原子炉が瞬時に減圧するため、低圧炉心冷却作動のための原子炉減圧は不要となる。中破断LOCA時には、高圧炉心冷却として原子炉隔離時冷却系では容量不足のため、高圧炉心スプレイ系のみが使用可能であり、低圧炉心冷却作動には原子炉減圧が必要となる。小破断LOCA時には、高圧炉心冷却として高圧炉心スプレイ系以外に原子炉隔離時冷却系が使用でき、低圧炉心冷却作動には原子炉減圧が必要となる。

(5) インターフェイスシステムLOCAのイベントツリー

インターフェイスシステムLOCAのイベントツリーは、起因事象と隔離操作を考慮している。インターフェイスシステムLOCAが発

生し，隔離操作に失敗した場合「格納容器バイパス（インターフェイ
スシステム L O C A）」に分類する。

1.1.1.e システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには，展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために，システム信頼性評価にはフォールトツリー法を用いる。本項目では，前項で抽出された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，それを適切に運転するために必要となるサポート系について，フォールトツリーを構築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

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し，それぞれのシステムごとに概要，機能，系統図，必要とするサポート系，試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また，フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.1.e-1表に，サポート系同士の依存性を第1.1.1.e-2表に示す。

【フロントライン系】

<原子炉停止系>

<E C C S >

- ・ 低圧炉心スプレイ系
- ・ 低圧注水系
- ・ 高圧炉心スプレイ系
- ・ 自動減圧系

<原子炉隔離時冷却系>

<残留熱除去系>

<常用系設備>

- ・ 常用系設備（復水・給水系及び復水器による除熱）

【サポート系】

<補機冷却系>

- ・原子炉補機冷却系／海水系
- ・高圧炉心スプレイ系補機冷却系／海水系
- ・タービン補機冷却系／海水系

<電源>

- ・交流電源
- ・直流電源

<空調>

- ・ポンプ室空調
- ・非常用D G室換気系

② システム信頼性評価手法

システム信頼性評価では、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、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器で評価すべき故障モードを整理した。また、これらの情報に基づき「① 評価対象としたシステムとその説明」に示すシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。システム信頼性の評価例を第1.1.1.e-1図に示す。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第1.1.1.e-3表に示す。

なお、内部事象レベル1 P R Aでは起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（過渡事象等）とサポート系（電源、補機冷却等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。

③ システム信頼性評価の結果

システム信頼性評価の結果について、各システムの代表的なフォール

トツリーの非信頼度を第1.1.1.e-4表に示す。起因事象ごとに結果が異なるものについて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。

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

(1) S R V 開放及び再閉

S R V の開放及び再閉によって原子炉圧力容器の圧力が維持されることを想定している。S R V は全部で 12 個あり、それぞれが逃がし弁機能と安全弁機能を有している。島根原子力発電所 2 号炉においては、S R V が [] 開放すれば原子炉圧力容器の破損に至らない。[] [] 開放せずに原子炉圧力容器の破損に繋がる発生確率は [] [] と考えられるため、S R V 開放の分岐確率は [] 考えている。

S R V 開放後の再閉については、 [] [] した値を用いている。S R V の閉失敗確率 ($5.6 \times 10^{-8} / \text{h}$) と試験間隔 (8,760 時間) を用いて 1 個あたりの閉失敗確率を求め、全弁の閉失敗確率 [] としている。

(2) 制御棒 4 本挿入失敗確率

原子炉停止系の故障は、運転時に原子炉を停止する際、制御棒の多重故障により未臨界を確保できない事象として、隣接 4 本の制御棒の挿入失敗を想定した。評価においては、故障原因が少ないため、フォールトツリーは作成せず、制御棒 1 本当たりの挿入失敗確率 $1.1 \times 10^{-6} / \text{要求時から}$ 、隣接 4 本制御棒挿入失敗確率は、 $2.5 \times 10^{-11} / \text{要求時}$ としている。

1.1.1.f 信頼性パラメータ

システム信頼性評価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、共通原因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等を実評価するために必要となるパラメータを整備した。

[] 本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

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、機器故障率データ、共通原因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA（<http://www.nucia.jp/>）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（21ヵ年データ））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」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。使用した国内故障率データの例を第1.1.1.f-1表に示す。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）、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、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。

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、AM策等を考慮しない評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④ 待機除外確率

(1) 試験による待機除外データ

試験による待機除外について検討し、試験時でも作動要求があった場合、自動的に待機除外が解除されるような設備の場合はオーバーライドが期待できること及び試験時間が短時間なことから、評価への影

響が軽微であるため考慮しないこととした。

(2) 保守作業による待機除外データ

保守作業による系統の待機除外確率 (q_{mu}) は、下記の式を用いて、評価した。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

λ_{mui} : 試験等によって異常の発見が可能な機器 i の異常発生率

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間

本評価では、NUR EG / CR - 2815 を参考に、機器の異常発生率については、機器の故障率の 10 倍を用いる。この理由としては、機器の故障（機能喪失）だけでなく軽微な異常（例えば、弁の小リークや油漏れ）でも保守を受けることが考えられ、保守頻度は機器故障率に比較して高いと考えられるためである。

⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

(1) 共通原因故障の同定

多重性を持たせた機器については、共通原因故障を考慮する必要がある。共通原因故障を考慮する機器と故障モードの同定フローを第 1.1.1.f-1 図に示す。

ただし、多重性を持たせた機器についても、複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障については、レベル 1 P S A 学会標準に従い評価対象機器から除外している。

その結果、次の機器に対し、共通原因故障を考慮した。

- ・ 同一系統内の冗長機器

同一系統内の冗長機器については共通原因故障を適用した。具体的には、原子炉補機冷却系等の弁、ポンプを選定した。

- ・ 独立した系統間の冗長機器

独立した系統間の冗長機器については、機能喪失した場合に影響する範囲が極めて広いため、共通原因故障を考慮した。具体的には、安全保護系、非常用電源設備及び E C C S（補機冷却系、関連する

空調設備を含む。)の主要機器を選定した。

(2) 想定される故障モード

共通原因故障で考慮する故障モードは、機器の機能喪失に対して想定するが、動的機器又は静的機器の故障モードのいずれかによって、故障モードの選定は異なると考えられる。したがって、これらを区別して故障モードの適用性を検討した。

具体的には、ポンプの起動失敗、ポンプの継続運転失敗、電動弁の作動失敗のような「動的機器の故障モード」、配管の閉塞のような「静的機器の故障モード」に分類される。これらのうち、動的機器の故障は共通原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共通原因故障の適用対象とする。

共通原因故障を考慮した機器と故障モードを第 1.1.1.f-2 表に示す。

(3) 共通原因故障パラメータ

本評価では、MGL法を用いて、共通原因故障を考慮した。

共通原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。MGL法は冗長度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のある共通原因故障パラメータである。本評価で使用した共通原因故障パラメータの例を第 1.1.1.f-3 表に示す。

1.1.1.g 人的過誤

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ことである。

本評価では、起因事象発生前の作業及び起因事象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。求めた人的過誤確率はシステム信頼性解析に引き継が

れる。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の算出に用いた方法

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUR E G / C R - 1278）の T H E R P 手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を用いて、当該プラントの関連操作手順書に基づき、それぞれの人的過誤の H R A イベントツリーを作成し人的過誤確率を評価している。第 1.1.1.g-1 表に人的過誤確率の評価において使用した主要なデータを示す。なお、本評価では、過誤回復として、複数の運転員によるバックアップを評価している。

(2) 人的過誤の分類，人的操作に対する許容時間，過誤回復の取り扱い

本作業では、起回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。

a. 起回事象発生前人的過誤

起回事象発生前の人的過誤として、試験、保守時において、作業終了後、その系統あるいは機器の復旧エラーを考慮した。具体的には、手動弁の開閉忘れ及び計測器の誤校正が挙げられる。

手動弁の開閉忘れは、手動弁の機械的故障と同様に、フォールトツリーで機器故障の 1 つのモードとして取り扱われる。ただし、運転員及び保修士による過誤回復の効果が大きく、通常無視できる程度となる。

計測器の誤校正は、同一プロセス量の計測器に対して共通な故障モードの 1 つとして、共通原因故障に含めて評価する。

b. 起回事象発生後人的過誤

起回事象発生後の人的過誤として、プラントで事故が発生した場合、運転員は事故時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操作を行う。手順に記載さ

れている操作としては、原子炉へ注水を行うためのECCS等の操作や、自動減圧系による手動減圧、残留熱除去系の手動起動による原子炉格納容器除熱等がある。PRAにおいては、これらの運転員が行う操作を人的過誤の評価対象とする。

それぞれの事象発生後の人的過誤に対して、「診断失敗」と「操作失敗」を考慮し評価している。

(a) 診断失敗

起因事象の発生や操作の必要性に対する診断を、診断失敗として取り扱う。診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。

診断失敗確率はTHERPの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。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間については、「1.1.1.c 成功基準」で設定した余裕時間を用いる。

なお、今回のPRAで用いた余裕時間はすべて1,500分以内に設定している。これは、THERPに記載されている時間信頼曲線の範囲（1分～1,500分）である。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。

(b) 操作失敗

上記「b. 起因事象発生後人的過誤」に記載するように、事故シナリオに対し炉心損傷を防止するために事故時の運転手順書に記載された操作の中で必要となる操作を同定し、操作失敗として扱う。

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。また、担当の運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員による過誤回復に期待できるものとしている。

c. 人的過誤評価結果

事故対応の人的過誤としては、手動起動等の失敗があり、系統の機械系故障と同レベルで取り扱われる。具体的には、自動減圧系の手動減圧失敗や残留熱除去系の手動起動及びモード切替え等を考慮している。

第 1.1.1.g-1 図に人的過誤評価の例として、自動減圧系の手動起動の H R A イベントツリーを示す。

人的過誤評価結果を第 1.1.1.g-2 表に示す。

1.1.1.h 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。本評価では、W i n N U P R A を使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った。また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために事故シーケンスグループに分類する。

(1) 事故シーケンスグループの選定

運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故等の事象が発生した場合に、原子炉を安全な状態に移行させるための基本的な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」、「原子炉格納容器閉じ込め機能」（いわゆる、「止める」「冷やす」「閉じ込める」）がある。これらの安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シーケンスのグループ化を行う。

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に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして分類する（原子炉停止機能喪失）。

b. 原子炉冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも、炉心を冷却しなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、高圧注水機能（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による高圧炉心冷却）と低圧注水機能（低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系による低圧炉心冷却）があり、これらの注水機能の状況に応じて事故シーケンスグループを選定する。

事象発生後、高圧注水機能や低圧注水機能が喪失した場合、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る可能性があり、事故シーケンスグループとして分類する（高圧・低圧注水機能喪失）。

高圧注水機能が喪失し、原子炉の減圧に失敗した場合には、低圧注水機能が使用できないため、炉心への注水ができずに炉心損傷に至る可能性があり、事故シーケンスグループとして分類する（高圧注水・減圧機能喪失）。

LOCA発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失した場合、炉心の冷却が十分に行われず炉心損傷に至る可能性があり、事故シーケンスグループとして分類する（LOCA時注水機能喪失）。

また、原子炉冷却材が原子炉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うえで炉心の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可能性があることから事故シーケンスグループとして分類する（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））。

c. 除熱機能

原子炉の注水に成功した場合においても、原子炉格納容器からの除熱機能が必要である。この機能が喪失した場合、原子炉格納容器が破損し、炉心損傷に至る（いわゆる格納容器先行破損が発生する）可能性があることから、事故シーケンスグループとして分類する（崩壊熱除去機能喪失）。

d. 安全機能のサポート機能

上記、原子炉冷却機能及び除熱機能といった安全機能を果たすためには、電源系や原子炉補機冷却系といったサポート系が必要である。これらの機能が喪失した場合、原子炉冷却機能及び除熱機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから、それぞれ事故シーケンスグループとして分類する（全交流動力電源喪失）。

以上から、次の事故シーケンスグループに分類される。

- ・ 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
- ・ L O C A 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 L O C A）

② 炉心損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は 6.2×10^{-6} / 炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第1.1.1.h-1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の内訳を第1.1.1.h-2表に示す。さらに、炉心損傷シーケンスの分析結果を第1.1.1.h-3表に示す。

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大部分を占めている。次いで、手動停止／サポート系喪失、外部電源喪失が支配的となっている。一方、原子炉冷却材喪失（L O C A）事象の寄与割合は小さくなっている。また、事故シーケンスグループ別で分析すると、崩壊熱除去機能喪失が支配的であり、次いで全交流動力電源喪失が支配的となっている。

(1) 評価結果の分析

起因事象別炉心損傷頻度寄与割合及び事故シーケンスグループ別炉

心損傷頻度寄与割合を第 1.1.1.h-1 図及び第 1.1.1.h-2 図に示す。事故シーケンスグループごとの寄与割合としては「崩壊熱除去機能喪失」が支配的となる。

a. 崩壊熱除去機能喪失（炉心損傷頻度： 6.2×10^{-6} / 炉年，寄与割合：約 100%）

AM策等を考慮しない今回の評価条件においては，手動停止時を除いて，原子炉格納容器からの除熱機能として期待できるのは残留熱除去系のみであることから，崩壊熱除去機能喪失の炉心損傷頻度が大きくなる。

なお，起因事象発生頻度については，手動停止／サポート系喪失が大きくなるが，手動停止時に常用系の緩和機能を期待できること等から，炉心損傷頻度への寄与割合は，過渡事象の方が大きくなる。

③ 重要度解析，不確かさ解析及び感度解析

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，PRA結果の活用目的である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，不確かさ解析を行った。

また，炉心損傷頻度を解析する評価上の仮定について，結果への影響を把握するため，感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

炉心損傷頻度に対するFV重要度及びRisk Achievement Worth（以下「RAW」という。）を評価し，炉心損傷頻度への寄与の大きい要因を分析した。重要度は，起因事象及び緩和系に対して評価した。

a. FV重要度

特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を0とした時にリスクがどれだけ低減されるかを示す指標。

$$FV = \frac{F(CD) - F(CD | A=0)}{F(CD)}$$

$F(CD | A=0)$: 対象とする事象Aの生起確率が0の場合の炉心損傷頻度

$F(CD)$: 炉心損傷頻度

b. 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。

$$RAW = \frac{F(CD | A=1)}{F(CD)}$$

$F(CD | A=1)$: 対象とする事象Aの生起確率が1の場合の炉心損傷頻度

起因事象別のFV重要度の評価結果は第1.1.1.h-4表のとおりであり、炉心損傷頻度の支配的要因である過渡事象が高くなった。起因事象別のRAWの評価結果は、第1.1.1.h-5表のとおりであり、起因事象に対して有効な緩和手段の少ないインターフェイスシステムLOCAが最も高くなった。FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-3図に示す。

基事象別のFV重要度の評価結果は第1.1.1.h-6表のとおりであり、AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、残留熱除去系が高く、続いてそのサポート系である原子炉補機冷却系、原子炉補機海水系及び非常用交流電源機能が高くなった。崩壊熱除去機能喪失に対しては、有効性評価の事故シーケンスとして残留熱除去系が故障した場合に該当する事故シーケンス及び取水機能が喪失した場合に該当する事故シーケンスの2つの事故シーケンスを選定しており、それぞれに対して格納容器フィルタベント系、原子炉補機代替冷却系等を整備することが重大事故等対策として有効となる。

また、基事象別RAWの評価結果は第1.1.1.h-7表のとおりであり、

AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、原子炉補機冷却系、原子炉補機海水系、非常用交流電源等のサポート系及び残留熱除去系の機能喪失が高くなった。ECCS等フロントライン系の安全機能がサポート系の機能に依存していることによりサポート系の喪失がリスク増加に寄与している。これらのサポート系の機能喪失を含む事故シナリオに対しては、原子炉補機代替冷却系や常設代替交流電源設備といった重大事故等対策を整備することが有効である。フロントライン系として上位にある残留熱除去系の機能喪失は、崩壊熱除去機能が残留熱除去系のみになっていることが原因と考えられる。これに対しては格納容器フィルタベント系を整備することが重大事故等対策として有効となる。FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-4図に示す。

原子炉停止に関する機器は、FV重要度の観点からは高くならなかったがRAWでは高くなっている。これは、原子炉停止に関する機器の非信頼度が小さいため、原子炉停止に関する機器の機能喪失により炉心損傷が起こると仮定した場合、炉心損傷頻度が増加することによる。原子炉停止に係る対策としては、ほう酸水注入系及び代替原子炉再循環ポンプトリップ機能並びに代替制御棒挿入機能による原子炉停止機能を持つシステムを整備することが重大事故等対策として有効となる。

(2) 不確かさ解析

起因事象、機器故障率、人的過誤及び共通原因故障等の統計的な不確かさを考慮し、モンテカルロ法を用いて不確かさ解析を行った。不確かさ解析の結果を第1.1.1.h-8表及び第1.1.1.h-5図に示す。

全炉心損傷頻度は 6.2×10^{-6} / 炉年 (平均値)、エラーファクタ (以下「EF」という。) は3.0となった。これは、各パラメータの不確かさの影響により、上限と下限の間に約9倍の不確かさ幅があることを意味する。

$$E F = \sqrt{\frac{95\% \text{上限値}}{5\% \text{下限値}}}$$

また、事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の E F は、低いもので一桁、高いもので約 22 となった。

(3) 感度解析

a. 外部電源復旧及び E C C S 手動起動操作の影響

平成 4 年の計画以前から整備している AM 策である「外部電源復旧」と「E C C S の手動起動」を P R A で考慮した場合の事故シーケンスの抽出及び評価全体への影響を分析するため、感度解析を実施した。感度解析の結果を第 1.1.1.h-9 表及び第 1.1.1.h-6 図に示す。

感度解析の結果、外部電源の復旧及び E C C S 手動起動の操作を考慮した炉心損傷頻度は 5.8×10^{-6} / 炉年となり、ベースケースの 6.2×10^{-6} / 炉年から若干低下した。主に「全交流動力電源喪失」及び「高圧・低圧注水機能喪失」の炉心損傷頻度が低下している。「全交流動力電源喪失」については、全交流動力電源喪失状態時に電源復旧する可能性が考慮されるため、炉心損傷頻度が低減している。また、「高圧・低圧注水機能喪失」については、E C C S 自動起動失敗時のバックアップ操作を考慮するため、炉心損傷頻度が低減している。

b. プラント固有データの反映

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため、起回事象発生頻度及び機器故障率データについて、頻度論統計とベイズ統計の 2 通りについて感度解析を実施した。

(a) 起回事象発生頻度

起回事象発生頻度について、第 1.1.1.h-10 表に示す。対象とする起回事象は島根原子力発電所 2 号炉で発生経験のある事象を

選定している。

隔離事象は、島根原子力発電所 2 号炉の運転経験データより 1 件の発生件数があるため、ベースケースの 2.5×10^{-2} / 炉年から頻度論統計では約 2.2 倍の 5.4×10^{-2} / 炉年、ベイズ統計では約 1.5 倍の 3.8×10^{-2} / 炉年となった。

原子炉保護系誤動作等については、島根原子力発電所 2 号炉の運転経験データより 1 件の発生件数がカウントされているが、国内故障率データの発生件数も 39 件と多いため、頻度論統計及びベイズ統計では発生頻度は同等となった。

手動停止(通常停止)についても、島根原子力発電所 2 号炉の運転経験データは 24 件カウントされているが、国内故障率データの発生件数も 869 件と多いため、発生頻度は同程度の 1.7 / 炉年から頻度論統計は 1.3 / 炉年、ベイズ統計は 1.4 / 炉年と低減した。

(b) 機器故障率データ

第 1.1.1.h-11 表に機器故障率の結果について示す。島根原子力発電所 2 号炉の故障件数、運転延べ時間、事前データを基に機器故障率の算出を行った結果、国内故障率データと同程度となった。

(c) 炉心損傷頻度

炉心損傷頻度に対する感度解析の結果を第 1.1.1.h-12 表及び第 1.1.1.h-7 図に示す。

感度解析の結果、全炉心損傷頻度は、頻度論統計は 6.5×10^{-6} / 炉年となり、ベイズ統計は 5.7×10^{-6} / 炉年となった。ベースケースの解析結果 6.2×10^{-6} / 炉年から若干低下したが、ベースケースの炉心損傷頻度の E F の幅の中に含まれていることから、固有プラントデータを適用した評価は一般パラメータを適用した評価と比較して大きな差はないと考えられる。

第1.1.1.a-1表 レベル1 P R A実施のために収集した情報及びその主な情報源

P R A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	P R A実施に当たり必要とされる基本的な情報	(1)設計情報	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉設置変更許可申請書 工事計画認可申請書 配管計装線図 単線結線図 展開接続図 プラント機器配置図 系統設計仕様書 機器設計仕様書 インターロックブロック線図 	
			(2)運転管理情報	<ul style="list-style-type: none"> 保安規定 運転要領書 定期試験要領書 巡視点検要領書 	
2	定量化	(1)起因事象の選定と発生頻度の評価	過渡事象，外部電源喪失等に関する事例	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 原子力施設運転管理年報 既往のP R Aに関する情報 原子力発電所運転管理年報 原子力安全推進協会により運営されているNUC I A 電気事業者によるプレスリリース E P R I N P-2230 NUREG等の報告書 	
			(2)成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> 安全系等のシステム使用条件 システムの現実的な応答 運転員による緩和操作 	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 既往のP R Aに関する情報
			(3)事故シーケンスの分析		
			(4)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，運転形態	
			(5)人間信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> 運転員による緩和操作等 各種操作，作業等に係る体制 	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 人間信頼性解析に関する報告書（NUREG／CR-1278）
			(6)パラメータの作成	対象プラントに即したデータ	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 プラント運転記録 国内故障率データ 原子力施設運転管理年報 NUREG等の報告書

第1.1.1.a-2表 P R Aで考慮する主な設備

機能及び設備名		機器の説明
原子炉停止機能		
設計基準対象施設	原子炉停止系	原子炉水位低等の異常を検知した際に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。制御棒及び制御棒駆動系並びにほう酸水注入系から構成される。 ほう酸水注入系は設計基準対応としての設備でもあるが、運転時の異常な過渡変化時におけるほう酸水注入系については、緊急停止失敗時の重大事故等対策としても位置付けていることから、考慮していない。
炉心冷却機能		
設計基準対象施設	高圧炉心スプレイ系	原子炉水位低又は格納容器圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより高圧～低圧状態の炉心に注水する。
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低を検知した際に自動起動し、タービン駆動のポンプにより高圧状態の炉心に注水する。
	低圧注水系	原子炉水位低又は格納容器圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。
	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位低又は格納容器圧力高を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。
	自動減圧系	原子炉水位低及び格納容器圧力高を検知した際に自動減圧機能を有するSRVを開放して原子炉圧力を低下させる。
AM策	原子炉手動減圧＋低圧注水操作	原子炉手動減圧については、設計基準（残留熱を除去する系統）としての機能もあることから考慮する。低圧注水操作については、手動操作は考慮せず、自動起動のみ考慮している。
格納容器熱除去機能		
設計基準対象施設	残留熱除去系	ドライウェル及びサブプレッション・チェンバ内にスプレイし、原子炉格納容器の温度、圧力を低下させる。
AM策	残留熱除去系の手動起動	設計基準（LOCA時の格納容器冷却機能）としても位置付けられることから考慮している。
安全機能のサポート機能		
設計基準対象施設	原子炉補機冷却系	残留熱除去ポンプ、非常用ディーゼル発電機等を冷却する。
	非常用ディーゼル発電機	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。
	直流電源設備	原子炉隔離時冷却系の起動やSRVの電磁弁の開閉等、非常用機器の制御に用いる。

第1.1.1.a-3表 系統設備概要

項目	概要
原子炉停止系	制御棒137本
原子炉保護系	1 out of 2×2
原子炉隔離時冷却系	タービン駆動ポンプ台数 1 容量：約100m ³ /h, 全揚程 約120m～約900m
高圧炉心スプレイ系	電動ポンプ台数 1 容量：約320m ³ /h～約1,050m ³ /h, 全揚程 約890m～約260m
低圧炉心スプレイ系	電動ポンプ台数 1 容量：約1,050m ³ /h, 全揚程 約190m
残留熱除去系 (低圧注水モード)	電動ポンプ台数 3 容量：約1,200m ³ /h, 全揚程 約95m
自動減圧系	弁個数 6 (SRVと共用)
残留熱除去系 (格納容器冷却モード)	電動ポンプ台数 2 容量：約1,200m ³ /h, 全揚程 約95m
原子炉補機冷却系	電動ポンプ台数 4 (うち2台は予備) 容量：約1,700m ³ /h
原子炉補機海水系	電動ポンプ台数 4 (うち2台は予備) 容量：約2,000m ³ /h
高圧炉心スプレイ系補機冷却系	電動ポンプ台数 1 容量：約240m ³ /h
高圧炉心スプレイ系補機海水系	電動ポンプ台数 1 容量：約340m ³ /h
非常用ディーゼル発電設備	非常用ディーゼル発電機台数 2 容量：約7,300kVA 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機台数 1 容量：約4,000kVA
直流電源設備	所内蓄電池 電圧115V 2組 容量：約1,200Ah 電圧230V 1組 容量：約3,500Ah 高圧炉心スプレイ系蓄電池 電圧115V 1組 容量：約500Ah

第1.1.1.b-1表 既往のPRAで選定している起因事象

	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）	今回のPRA
L	<ul style="list-style-type: none"> 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA 極小破断LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA 極小破断LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断LOCA 中破断LOCA 小破断LOCA
O					
C					
A	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損 	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA 	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA 	<ul style="list-style-type: none"> — 	<ul style="list-style-type: none"> インターフェイスシステムLOCA
過渡事象 / 手動停止	<ul style="list-style-type: none"> 過渡事象 	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 復水器による除熱が使用可能でない過渡事象 復水器による除熱が使用可能な過渡事象 給水喪失 SRV誤開放 交流電源故障 直流電源故障 	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 復水器による除熱が使用可能でない過渡事象 復水器による除熱が使用可能な過渡事象 給水喪失 SRV誤開放 計装用圧縮空気系故障 	<ul style="list-style-type: none"> タービントリップ 主蒸気隔離弁閉 復水器真空喪失 給水喪失 外部電源喪失 SRV誤開放 その他 	<ul style="list-style-type: none"> 非隔離事象 隔離事象 全給水喪失 水位低下事象 原子炉保護系誤動作等 外部電源喪失 SRV誤開放 交流電源故障 直流電源故障 原子炉補機冷却系故障 タービン・サポート系故障 手動停止

第1.1.1.b-2表 過渡事象等の起因事象の分析 (1/2)

項目 (島根原子力発電所2号炉 申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (島根原子力発電所2号炉 申請書添付書類十)	起因事象の状況	緩和設備の状況		起因事象					
			原子炉冷却材圧力 バウンダ リの状態	外部電源 の状態		主蒸気管隔離	初期の復水・給水系 の使用 主な原子炉スクラム信号			
過渡 事象	炉心内の反応度又は 出力分布の異常な変 化 炉心内の熱発生又は 熱除去の異常な変化	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	原子炉冷却材圧力 バウンダ リの状態	外部電源 の状態	主蒸気管隔離	初期の復水・給水系 の使用 主な原子炉スクラム信号	原子炉保護系 誤動作等	過渡事象	
		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	外部電源喪失 補助電源喪失 復水器真空度喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	起因事象対象外	過渡事象
		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	外部電源喪失 補助電源喪失 復水器真空度喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	非隔離事象	過渡事象
		外部電源喪失	外部電源喪失 補助電源喪失 復水器真空度喪失	外部電源喪失 補助電源喪失 復水器真空度喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	外部電源喪失	外部電源 喪失
		給水加熱喪失	給水加熱喪失	給水加熱喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	隔離事象	過渡事象
		原子炉冷却材流量制御系の 誤動作	原子炉冷却材流量制御系の 誤動作	給水加熱喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	非隔離事象	過渡事象
		負荷の喪失	発電機負荷 タービントリップ 圧力制御装置の故障 (蒸気流量減少) バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖 発電機負荷遮断バイパス弁不動作 タービントリップバイパス弁不動作	給水加熱喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	非隔離事象	過渡事象
		主蒸気隔離弁の誤閉止	主蒸気隔離弁の誤閉止	給水加熱喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	隔離事象	過渡事象
		給水制御系の故障	給水制御系の故障	給水加熱喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	非隔離事象	過渡事象
		原子炉圧力制御系の故障	原子炉圧力制御系の故障	給水加熱喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	隔離事象	過渡事象
		給水流量の全喪失	給水流量の全喪失	給水加熱喪失	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	再循環流量制御系の異常な 減少	全給水喪失 水位低下事象	過渡事象

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1.1.1.b-2表 過渡事象等の起因事象の分析 (2/2)

項目 (島根原子力発電所2号 炉申請書添付書類十)	過渡・事故事象 (島根原子力発電所2号 炉申請書添付書類十)	EPRINP-2230 による過渡事象	起因事象の状況			緩和設備の状況		起因事象	
			原子炉冷却材圧力 バウンダリの状態	外部電源 の状態	主蒸気管 隔離	初期の復水・給水系の使用	主な原子炉スクラム信号	非隔離事象	過渡事象
過渡 事象	-	-	HP CI / HPCS の誤起動	-	-	-	非隔離事象	過渡事象	
			SRV誤開放/開固 着				SRV誤開放		
			原子炉保護系故障に よる原子炉スクラム プラント異常による 原子炉スクラム 原子炉保護系計装の 故障による原子炉ス クラム				原子炉保護系 誤動作等		
事故	原子炉冷却材喪失 又は炉心冷却状態 の著しい変化	原子炉冷却材喪失	-	-	-	原子炉冷却材喪失	原子炉冷却材喪失 (LOCA)		
	反応度の異常な投 入又は原子炉出力 の急激な変化	原子炉冷却材流量の喪失	全原子炉再循環ポン プトリップ	-	-	非隔離事象	過渡事象		
		原子炉冷却材ポンプの軸 固着	原子炉再循環ポンプ 軸固着	-	-	非隔離事象			
		制御棒落下	-	-	-	起因事象対象外			
	環境への放射性情 質の異常な放出	放射性気体廃棄物処理施 設の破損	-	-	-	-	起因事象対象外	起因事象対象外 (主蒸気隔離弁閉成功時 は隔離事象、主蒸気隔離弁 閉失敗は格納 容器バイパス)	
		主蒸気管破断	-	-	-	-	起因事象対象外		
		燃料集合体の落下	-	-	-	-	起因事象対象外		
		原子炉冷却材喪失	-	-	-	-	原子炉冷却材喪失 (LOCA)		
		制御棒落下	-	-	-	-	起因事象対象外		
		原子炉格納容器内 圧力、雰囲気等の異 常な変化	-	-	-	-	原子炉冷却材喪失 (LOCA)		
原子炉冷却材喪失		-	-	-	-	原子炉冷却材喪失 (LOCA)			

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1.1.1.b-3表 類似した起因事象のグループ化

炉心損傷に至る可能性のある事象	起因事象	
発電機負荷遮断 タービントリップ 圧力制御装置の故障（蒸気流量減少） バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖 全原子炉再循環ポンプトリップ 原子炉再循環ポンプ軸固着 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） 高圧注入系／高圧炉心スプレイ系の誤起動 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖 再循環流量制御系の誤動作（再循環流量増加） 再循環停止ループ誤起動 給水加熱喪失	非隔離事象	
主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖 圧力抑制装置の故障（蒸気流量増加） タービン・バイパス弁誤開放 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 復水器真空度喪失		
全給水流量喪失	全給水喪失	
給水又は復水ポンプ1台トリップ 給水制御系の故障（流量減少，出力運転時） 給水制御系の故障（流量減少，起動・停止時）	水位低下事象	
出力運転中の制御棒引き抜き 起動時における制御棒引き抜き 原子炉保護系故障による原子炉スクラム プラント異常による原子炉スクラム 原子炉保護系計装の故障による原子炉スクラム	原子炉保護系誤動作等	
S R V誤開放／開固着	S R V誤開放	
外部電源喪失 補助電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失
計画されているプラント停止の他，比較的軽微な故障による計画されない停止を含む原子炉手動停止	手動停止	
交流電源故障	サポート系喪失	手動停止／サポート系喪失
直流電源故障		
原子炉補機冷却系故障		
タービン・サポート系故障		
原子炉冷却材喪失（大破断LOCA，中破断LOCA，小破断LOCA）	原子炉冷却材喪失（LOCA）	原子炉冷却材喪失（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	インターフェイスシステムLOCA

第1.1.1.b-4表 選定した起回事象一覧表

起回事象	説明
過渡事象	タービントリップ、主蒸気隔離弁閉等、原子炉スクラムを生じさせるおそれのある過渡事象を対象とする。
外部電源喪失	送電系統の故障等により所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱される事象であり、緩和機能として、原子炉スクラム、非常用交流電源に期待している。
手動停止／ サポート系喪失	過渡事象と異なり、原子炉スクラム信号は発生せず自動で原子炉停止には至らず、安全上問題にならない可能性があるトラブルだが、手動停止を行うことで炉心損傷への波及的影響の観点から評価するもの。定期事業者検査等前もって計画されているプラント停止のほか、機器からの漏えい等の比較的軽微な故障による計画されないプラント停止を含めている。極小破断LOCAも対象とする。
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	原子炉冷却材圧力バウンダリ配管破断を想定事象とする、そこから生じるプラント応答を評価の対象とする。
インターフェイスシステム LOCA	原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部の取り合い部分（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り、低圧設計部に設計以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

第1.1.1.b-5表 起因事象発生頻度（平成24年3月まで）

起因事象		発生 件数	発生頻度 (／炉年)	発生頻度 (／炉年)	E F	備考
過渡事象	非隔離事象	83	1.6E-01	2.9E-01	3	国内BWR実績データ (平成24年3月末時点)
	隔離事象	13	2.5E-02		3	
	全給水喪失	5	9.5E-03		3	
	水位低下事象	13	2.5E-02		3	
	原子炉保護系誤 動作等	39	7.4E-02		3	
	S R V誤開放	0	9.5E-04		3	
外部電源喪失		3	3.8E-03	3.8E-03	3	国内BWR実績デー タ(平成24年3月末時 点)
手動停止／ サポート系喪 失	手動停止（通常 停止を含む）	869	1.7	1.7	3	発生件数と運転炉年よ り算出
	サポート系喪失 （交流電源故 障）	0	1.4E-04		3	
	サポート系喪失 （直流電源故 障）	0	2.6E-04		3	
	サポート系喪失 （原子炉補機冷 却系故障）	0	6.6E-04		3	
	サポート系喪失 （タービン・サ ポート系故障）	0	6.6E-04		3	
原子炉冷却材 喪失（LOC A）	大破断LOCA	0	2.0E-05	5.2E-04	20	N U R E G / C R - 1829及びN U R E G / C R -5750
	中破断LOCA	0	2.0E-04		20	
	小破断LOCA	0	3.0E-04		10	
インターフェイスシステム LOCA		0	8.1E-08	8.1E-08	10	隔離弁等の故障率等 により低圧設計配管が破 損する頻度を算出

第1.1.1.c-1表 成功基準の一覧

起因事象	原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
過渡事象 手動停止/ サポート系喪失	SRV 正常作動時	・ 給水系※1 ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 自動減圧系（手動）＋低圧炉心スプレイ系 ・ 自動減圧系（手動）＋1／3低圧注水系 ・ 自動減圧系（手動）＋復水系※1 ・ 原子炉隔離時冷却系	・ 1／2 残留熱除去系 ・ 復水器による除熱※1
	SRV 1個以上開固着時	・ 原子炉保護系＋ スクラム排出水容器	・ 1／2 残留熱除去系
	大破断LOCA	・ 原子炉保護系＋ スクラム排出水容器	・ 1／2 残留熱除去系
	中破断LOCA	・ 原子炉保護系＋ スクラム排出水容器	・ 1／2 残留熱除去系
	小破断LOCA	・ 原子炉保護系＋ スクラム排出水容器	・ 1／2 残留熱除去系
過渡事象 原子炉スクラム失敗時	原子炉スクラム失敗時	期待できない※2	

※1 手動停止時のみ成功基準として期待している。

※2 ほう酸水注入系を考慮しない評価条件であるため、原子炉スクラム失敗時の原子炉未臨界に係る成功基準はない。

第1.1.1.e-1表 フロントライン系とサポート系の依存性

サポート系 (影響を与える側)	フロントライン系 (影響を受ける側)		原子炉 停止	圧力バ ウンダ リ健全 性	高圧炉心冷却			原子炉 減圧	低圧炉心冷却					崩壊熱除去		
	原子炉 停止系	SRV	給水系 ^{※3}	原子炉 隔離時 冷却系	高圧炉 心スプ レイ系	SRV	低圧炉 心スプ レイ系	低圧注 水系 (A系)	低圧注 水系 (B系)	低圧注 水系 (C系)	復水器 ^{※3} による ^{※3} 除熱 ^{※3}	残留熱 除去系 ^{※5} (A系)	残留熱 除去系 ^{※5} (B系)	残留熱 除去系 ^{※5} (B系)		
交流電源	常用交流電源	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—		
	非常用交流電源 ^{※1} (区分Ⅰ)	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—	○	—	—		
	非常用交流電源 ^{※1} (区分Ⅱ)	—	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—	○		
	非常用交流電源 ^{※1} (高圧炉心スプレイ系)	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—	—		
直流電源	直流電源 ^{※2} (区分Ⅰ)	—	○ ^{※4}	—	—	○ ^{※4}	—	—	—	○ ^{※4}	—	—	—	—		
	直流電源 ^{※2} (区分Ⅱ)	—	○ ^{※4}	○	—	○ ^{※4}	—	—	—	○ ^{※4}	—	—	—	○		
	直流電源 ^{※2} (高圧炉心スプレイ系)	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—	—		
	直流電源 ^{※2} (原子炉隔離時冷却系)	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 (A系)	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—		
	原子炉補機冷却系 (B系)	—	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—	○		
	高圧炉心スプレイ系補機冷却系	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—	—		
空調	タービン補機冷却系	—	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	○	—		
	ポンプ室空調	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○		

※1 非常用交流電源は、外部電源又は非常用ディーゼル発電機からの給電が可能。

※2 直流電源は、蓄電池又は充電器からの給電が可能。

※3 復水・給水系は、手動停止のみ考慮。代表的なサポート機器を表示、復水・給水系設備としても従属有り。

※4 いずれか一方の電源供給で作動可能。

※5 原子炉停止時冷却モード、格納容器スプレイモード及びサブプレッション・プール水冷却モードを考慮。

第1.1.1.e-2表 サポート系同士の依存性

サポート系 (影響を与える側)	非常用ディーゼル発電機			補機冷却系				補機海水系			空調	
	非常用ディーゼル発電機(A系)	非常用ディーゼル発電機(B系)	非常用ディーゼル発電機(高圧炉心スプレイ系)	原子炉補機冷却系(A系)	原子炉補機冷却系(B系)	高圧炉心スプレイ系補機冷却系	タービン補機冷却系	原子炉補機海水系(A系)	原子炉補機海水系(B系)	高圧炉心スプレイ系補機海水系		タービン補機海水系
サポート系 (影響を受ける側)	サポート系同士の依存性											
交流電源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
直流電源	○ ^{**1}	○ ^{**1}	○ ^{**1}	○	○	○	○	○	○	○	○	○
補機冷却系	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
補機海水系	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
空調	○	○	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-

※1 起動時は直流電源による電源供給が必須。

第1.1.1.e-3表 機器タイプ及び故障モード(1 / 3)

機器タイプ	故障モード
非常用ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
電動ポンプ (非常用待機, 純水)	起動失敗
電動ポンプ (常用運転, 純水)	継続運転失敗
電動ポンプ (非常用待機, 海水)	起動失敗
電動ポンプ (常用運転, 海水)	継続運転失敗
電動ポンプ (常用待機, 海水)	起動失敗
	継続運転失敗
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
電動弁 (純水)	作動失敗
	誤開又は誤閉
	内部リーク
	閉塞
電動弁 (海水)	作動失敗
	誤開又は誤閉
	内部リーク
	閉塞
空気作動弁	作動失敗
	誤開又は誤閉
	閉塞
油圧作動弁	作動失敗
逆止弁	開失敗
手動弁	作動失敗
	閉塞
	内部リーク
安全弁	開失敗
	誤開
	内部リーク
逃がし安全弁 (BWR)	閉失敗

第1.1.1.e-3表 機器タイプ及び故障モード(2/3)

機器タイプ	故障モード
ファン/ブロー	起動失敗
	継続運転失敗
ダンパ	作動失敗
	閉塞
熱交換器	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
タンク	閉塞
オリフィス	閉塞
ストレーナ/フィルタ (純水等)	閉塞
ストレーナ/フィルタ (海水等)	閉塞
制御棒駆動装置 (BWR)	挿入失敗
遮断器	作動失敗
	誤開
変圧器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
充電器	機能喪失
母線	機能喪失
配管 3インチ未満	閉塞
配管 3インチ以上	閉塞
リレー	不動作
遅延リレー	不動作

第1.1.1.e-3表 機器タイプ及び故障モード(3/3)

機器タイプ	故障モード
警報設定器	不動作
	誤動作
圧力トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
水位トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
温度検出器	高出力/低出力
放射線検出器	不動作
	高出力/低出力
圧力スイッチ	不動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ	不動作
手動スイッチ	不動作
配線/電線	短絡
	地絡
	断線
アナランシエータ	機能喪失

第1.1.1.e-4表 システム信頼性評価結果

起因事象	システム	非信頼度 (点推定値)
過渡事象 手動停止	高圧炉心スプレイ系	3.1E-04
	原子炉隔離時冷却系	2.2E-03
	手動減圧	4.0E-03
	低圧炉心スプレイ系	6.6E-04
	低圧注水系	6.9E-04
	残留熱除去系	2.8E-03
	復水・給水系※	2.8E-05
	復水器による除熱※	8.8E-04
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	高圧炉心スプレイ系	3.9E-04
	原子炉隔離時冷却系	4.8E-03
	手動減圧及び自動減圧	1.7E-07
	低圧炉心スプレイ系	2.9E-04
	低圧注水系	3.2E-04
	残留熱除去系	2.8E-03
—	スクラム電気系	2.9E-09
	スクラム機械系	2.5E-11
	非常用電源	1.1E-05

※ 手動停止のみ成功基準として期待している。

第1.1.1.f-1表 国内故障率データベースの例

機 器※	故障モード	平均値 (／h)	E F
電動ポンプ (非常用／純水)	起動失敗	1.3E-07	17
	継続運転失敗	1.1E-06	12
タービン駆動 ポンプ	起動失敗	4.1E-06	47
	継続運転失敗	2.9E-06	4
電動弁 (純水)	作動失敗	4.8E-08	60
	誤開／誤閉	2.5E-09	9
	閉塞	9.7E-09	16
空気作動弁	作動失敗	1.1E-07	6
	誤開／誤閉	2.7E-08	37
	閉塞	1.0E-08	22
油圧作動弁	作動失敗	4.5E-07	17
	誤開／誤閉	1.1E-07	18
	閉塞	2.2E-08	10
逆 止 弁	開失敗	7.1E-09	17
	内部リーク	7.1E-09	17
非常用ディーゼル 発電機	起動失敗	4.3E-06	7
	運転継続失敗	9.5E-05	2

※ 今回のPRAでは、「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」に記載されている多数の機器のデータを使用しており、ここではその一部を例示している。

第1.1.1.f-2表 共通原因故障を考慮した機器と故障モード（1／2）

機器	故障モード
RCWポンプ	起動失敗
RCWポンプ	継続運転失敗
RSWポンプ	起動失敗
RSWポンプ	継続運転失敗
RCWポンプ出口逆止弁	開失敗
RSWポンプ出口逆止弁	開失敗
RCW RHR熱交換器出口弁	作動失敗
RCW DG冷却水出口弁	開失敗
非常用DG	起動失敗
非常用DG	継続運転失敗
蓄電池	機能喪失
原子炉水位トリップユニット	作動失敗
格納容器圧力トリップユニット	作動失敗
原子炉水位トランスミッタ	作動失敗
格納容器圧力トランスミッタ	作動失敗
HPCS専用原子炉水位トリップユニット	作動失敗
HPCS専用格納容器圧力トリップユニット	作動失敗
HPCS専用原子炉水位トランスミッタ	作動失敗
HPCS専用格納容器圧力トランスミッタ	作動失敗
非常用DG燃料油ポンプ	起動失敗
非常用DG燃料油ポンプ	継続運転失敗
非常用DG燃料油タンク内逆止弁	開失敗
非常用DG燃料油ポンプ出口逆止弁	開失敗
RHRポンプ	起動失敗
RHRポンプ	継続運転失敗
RHRポンプ出口逆止弁	開失敗
RHRミニマムフローライン逆止弁	開失敗
RHR注入ライン試験可能逆止弁	開失敗
RHR炉水戻り試験可能逆止弁	開失敗
RHR S/P側ポンプ入口弁	閉失敗
RHR熱交換器バイパス弁	閉失敗
RHR D/W第1スプレイ弁	開失敗
RHR D/W第2スプレイ弁	開失敗

第1.1.1.f-2表 共通原因故障を考慮した機器と故障モード (2 / 2)

機器	故障モード
RHR注入弁	作動失敗
RHR SDCポンプ炉水入口弁	開失敗
RHRポンプ炉水戻り弁	開失敗
RHRテスト弁	開失敗
RHRミニマムフロー弁	作動失敗
R C I C水位トリップユニット	作動失敗
R P Sトリップユニット(放射線検出器)	作動失敗
SDVトリップユニット(警報)	作動失敗
R P S水位トリップユニット	作動失敗
R P S圧力トリップユニット	作動失敗
SDVトリップユニット(スクラム)	作動失敗
R P S放射線検出器	作動失敗
R P Sスクラムコンタクタ	作動失敗
SDVレベルスイッチ	作動失敗
SDV水位トランスミッタ(警報)	作動失敗
R P S水位トランスミッタ	作動失敗
R P S水位トランスミッタ(スクラム)	作動失敗
R P S圧力トランスミッタ	作動失敗
非常用DG室送風機	起動失敗
非常用DG室送風機	継続運転失敗
非常用電気品室送風機	継続運転失敗
非常用電気品室排風機	継続運転失敗
RHRポンプ室送風機	起動失敗
RHRポンプ室送風機	継続運転失敗
非常用DG室送風機出口ダンパ	作動失敗
A D S水位トリップユニット	作動失敗
A D S圧力トリップユニット	作動失敗
A D S水位トランスミッタ	作動失敗

第1.1.1.f-3表 共通原因故障パラメータ

機器タイプ	β ファクタ	γ ファクタ	出典
ポンプ	3.9E-02	5.2E-01	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁	1.3E-01	5.7E-01	NUREG/CR-1363 Rev. 1
非常用 ディーゼル 発電機	2.1E-02	—	NUREG-1150
計装・制御 機器	8.2E-02	6.7E-01	NUREG/CR-2771
リレー	5.0E-02	1.0E-01	SECY-83-293
蓄電池	8.0E-03	—	NUREG-1150 (NUREG-0666に基づき評価)

※ γ ファクタは、共通原因故障によって多重故障（2重以上）が発生した時、それが3重以上の故障である条件付確率。

第1.1.1.g-1表 人的過誤確率に関するデータの例

エラーモード	人的過誤確率	
	中央値	E F
1. 時間信頼性曲線から得られる人的過誤確率の値		
(a) 事象に応答しない (20分)	1.0E-02	10
(b) 事象に応答しない (30分)	1.0E-03	10
2. 個別操作に対する人的過誤確率の値		
(a) ラベルで区別される操作盤のスイッチ操作	3.0E-03	3
(b) 機能的に分離された操作盤のスイッチ操作	1.0E-03	3
3. ストレスファクタ (作業負荷がやや高い)	2	—

(NUREG/CR-1278に基づく)

第1.1.1.g-2表 人的過誤評価結果

人的過誤		余裕時間 (分)	人的過誤確率 (平均値)	E F
起因事象 発生前	手動弁開／閉忘れ	—	2.7E-05	10
	スクラム排出容器警報認知失敗	—	2.7E-04	10
起因事象 発生後	原子炉隔離時冷却系作動後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（初期水源確保時）	10	5.3E-01	10
	原子炉注水成功後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（長期水源確保時）	—	2.5E-03	3
	高圧炉心スプレイ系作動後の高圧炉心スプレイ系サプレッション・プール側水源切替操作失敗	10	5.3E-01	10
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）手動操作失敗	—	2.5E-03	3
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）手動操作失敗	—	2.5E-03	3
	原子炉注水成功後の残留熱除去系（停止時冷却モード）手動操作失敗	—	5.2E-03	5
	復水・給水系による除熱操作失敗	—	5.2E-04	5
	復水・給水系による注水操作失敗	—	5.2E-03	5
	抽出空気系手動操作失敗	—	2.0E-01	10
	タービン・グランド蒸気系手動操作失敗	—	2.0E-01	10
	復水系／復水ポンプ再起動操作失敗	—	2.0E-01	10
	手動減圧操作失敗	30	4.0E-03	10

第1.1.1.h-1表 炉心損傷頻度（起回事象別）

起回事象	発生頻度 (/炉年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
過渡事象	2.9E-01	4.5E-06	72
手動停止/ サポート系喪失	1.7	1.2E-06	19
外部電源喪失	3.8E-03	5.2E-07	8
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	5.2E-04	9.3E-09	0.2
インターフェイスシステム LOCA	8.1E-08	3.3E-09	<0.1
合計		6.2E-06	100

第1.1.1.h-2表 炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	約100
全交流動力電源喪失	2.7E-09	<0.1
長期T B	2.7E-09	<0.1
T B U	1.2E-11	<0.1
T B P	8.2E-12	<0.1
T B D	3.8E-12	<0.1
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	<0.1
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	<0.1
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	<0.1
L O C A時注水機能喪失	4.3E-13	<0.1
インターフェイスシステム L O C A	3.3E-09	<0.1
合計	6.2E-06	100

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（1/10）

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)	寄与割合 (%)	
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	①非隔離事象+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	2.1E-10	7.0	
		②非隔離事象+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス	1.9E-10	6.3	
		③非隔離事象+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPCSメンテナンス	1.2E-10	4.0	
	過渡事象 +圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗 +高圧炉心冷却(HPCS)失敗 +低圧炉心冷却失敗	3.4E-11	①逃がし安全弁誤開放+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	1.2E-12	3.5
			②逃がし安全弁誤開放+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス	1.1E-12	3.2
			③逃がし安全弁誤開放+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCSメンテナンス	6.9E-13	2.0
	手動停止 +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	4.7E-13	①手動停止(通常停止)+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HP SWポンプ起動失敗+2起動変圧器機能喪失	1.4E-14	3.0
			②手動停止(通常停止)+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HP SWポンプ起動失敗+動力変圧器2C機能喪失	1.4E-14	3.0
			③手動停止(通常停止)+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+2起動変圧器機能喪失	1.3E-14	2.8
			④手動停止(通常停止)+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+動力変圧器2C機能喪失	1.3E-14	2.8
	手動停止 +圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗 +高圧炉心冷却(HPCS)失敗 +低圧炉心冷却失敗	1.5E-13	①手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗+非常用DG-H継続運転失敗+外部電源喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗	1.3E-14	8.7
			②手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗+非常用DG-H起動失敗+外部電源喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗	8.9E-15	5.9
③手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因起動失敗+非常用DG-H継続運転失敗+外部電源喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗			8.9E-15	5.9	
サポート系喪失 +高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	2.3E-10	①直流母線A喪失+S2水位トランスミッタLX298-1D機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	
		②直流母線A喪失+S2水位トランスミッタLX298-1B機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	
		③直流母線B喪失+S1水位トランスミッタLX298-1A機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	
		④直流母線B喪失+S1水位トランスミッタLX298-1C機能喪失+HP SWポンプ起動失敗	4.1E-12	1.8	
サポート系喪失 +圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗 +高圧炉心冷却(HPCS)失敗 +低圧炉心冷却失敗	4.0E-12	①補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+S2水位トランスミッタLX298-1D機能喪失	3.1E-14	0.8	
		②補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+S2水位トランスミッタLX298-1B機能喪失	3.1E-14	0.8	
		③補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+S1水位トランスミッタLX298-1C機能喪失	3.1E-14	0.8	
		④補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+S1水位トランスミッタLX298-1A機能喪失	3.1E-14	0.8	

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（2/10）

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)	寄与割合 (%)
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	4.0E-09	①非隔離事象+RCICトーラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞+手動減圧操作失敗	1.4E-10	3.5
			②非隔離事象+RCICポンプ起動失敗+HP SWポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	9.6E-11	2.4
			③非隔離事象+HPCW/HP SWメンテナンス+RCICポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	8.8E-11	2.2
	手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	5.7E-13	①手動停止(通常停止)+RCICトーラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞+動力変圧器2C機能喪失+手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6
			②手動停止(通常停止)+RCICトーラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞+2起動変圧器機能喪失+手動減圧操作失敗	9.1E-15	1.6
			③手動停止(通常停止)+RCICポンプ起動失敗+HP SWポンプ起動失敗+2起動変圧器機能喪失+手動減圧操作失敗	6.3E-15	1.1
	サポート系喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	1.1E-09	①直流母線B喪失+HP SWポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.1E-10	10
			②直流母線B喪失+HPCW/HP SWメンテナンス+手動減圧操作失敗	9.8E-11	8.9
			③直流母線B喪失+HPCSメンテナンス+手動減圧操作失敗	5.9E-11	5.4

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（3/10）

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)	寄与割合 (%)
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 +交流電源（DG-A, B）失敗+高圧 炉心冷却（HPCS） 失敗	①外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H継続運転失敗	4.1E-10	15
		②外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H起動失敗	2.8E-10	10
		③外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因起動失 敗+非常用DG-H継続運転失敗	2.8E-10	10
	外部電源喪失 +交流電源（DG-A, B）失敗 +圧力バウンダリ健全性（SRV再開） 失敗 +高圧炉心冷却（H PCS）失敗	①外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉 鎖失敗	1.2E-12	15
		②外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H起動失敗+逃がし安全弁再閉 鎖失敗	8.4E-13	10
		③外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因起動失 敗+非常用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉 鎖失敗	8.4E-13	10
	外部電源喪失 +交流電源（DG-A, B）失敗 +高圧炉心冷却（H PCS）失敗	①外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H継続運転失敗+RCICポン プ起動失敗	6.0E-13	5.0
		②外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因継続運 転失敗+非常用DG-H起動失敗+RCICポンプ起 動失敗	4.1E-13	3.4
		③外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因起動失 敗+非常用DG-H継続運転失敗+RCICポンプ起 動失敗	4.1E-13	3.4
	外部電源喪失 +直流電源（区分1, 2）失敗 +高圧炉心冷却（H PCS）失敗	①外部電源喪失+蓄電池（A, B）共通原因機能喪失 +非常用DG-H継続運転失敗	1.4E-12	37
		②外部電源喪失+蓄電池（A, B）共通原因機能喪失 +非常用DG-H起動失敗	9.7E-13	26
		③外部電源喪失+蓄電池（A, B）共通原因機能喪失 +非常用DG-Hメンテナンス	5.4E-13	14

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（4/10）

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)	寄与割合 (%)	
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + 崩壊熱除去失敗	①非隔離事象+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	
		②非隔離事象+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	
		③非隔離事象+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0	
	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	1.7E-11	①非隔離事象+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗+RCICTローラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞	7.8E-14	0.5
			②非隔離事象+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗+RCICTローラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞	7.8E-14	0.5
			③非隔離事象+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗+RCICTローラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞	7.8E-14	0.5
			④非隔離事象+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗+RCICTローラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞	7.8E-14	0.5
	過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	3.3E-08	①逃がし安全弁誤開放+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			②逃がし安全弁誤開放+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			③逃がし安全弁誤開放+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
			④逃がし安全弁誤開放+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	2.1E-09	6.4
	過渡事象 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗 + 高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗	3.6E-11	①逃がし安全弁誤開放+HPSWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			②逃がし安全弁誤開放+HPSWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			③逃がし安全弁誤開放+HPSWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
			④逃がし安全弁誤開放+HPSWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	2.2E-13	0.6
	外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 喪失	4.4E-07	①外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗	1.8E-07	41
			②外部電源喪失+非常用DG-A, B共通原因起動失敗	1.2E-07	27
			③外部電源喪失+非常用DG-A継続運転失敗+非常用DG-B継続運転失敗	2.0E-08	4.5
	外部電源喪失 + 交流電源 (DG-A, B) 喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗	1.3E-09	①外部電源喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+非常用DG-A, B共通原因継続運転失敗	5.4E-10	42
			②外部電源喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+非常用DG-A, B共通原因起動失敗	3.7E-10	28
			③外部電源喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+非常用DG-A継続運転失敗+非常用DG-B継続運転失敗	5.9E-11	4.5
	外部電源喪失 + 直流電源 (区分1, 2) 失敗	6.3E-10	①外部電源喪失+蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失	6.3E-10	約100
			②外部電源喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+蓄電池 (A, B) 共通原因機能喪失	1.9E-12	0.3

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（5/10）

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)	寄与割合 (%)	
崩壊熱除去機能喪失	手動停止 + 崩壊熱除去失敗	①手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因 継続運転失敗+外部電源喪失	1.9E-09	16	
		②手動停止(通常停止)+非常用DG-A, B共通原因 起動失敗+外部電源喪失	1.3E-09	11	
		③手動停止(通常停止)+RCW/RSW-Bメンテナ ンス+動力変圧器2C機能喪失	7.5E-10	6.3	
	手動停止 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	1.1E-14	①手動停止(通常停止)+RCICTーラス水入口弁開 操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉 塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bメンテナ ンス	1.4E-16	1.3
			②手動停止(通常停止)+RCICTーラス水入口弁開 操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉 塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bポンプ起動 失敗	1.1E-16	1.0
			③手動停止(通常停止)+RCICTーラス水入口弁開 操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉 塞+動力変圧器2C機能喪失+RHR-Bポンプ室冷 却機送風機起動失敗	1.0E-16	0.9
	手動停止 + 圧力バウンダリ健全性(SRV再閉) 失敗 + 崩壊熱除去失敗	3.1E-11	①手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+非常 用DG-A, B共通原因継続運転失敗+外部電源喪 失	5.7E-12	18
			②手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+非常 用DG-A, B共通原因起動失敗+外部電源喪失	3.9E-12	13
			③手動停止(通常停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+R CW/RSW-Bメンテナンス+動力変圧器2C機能 喪失	2.3E-12	7.4
	手動停止 + 圧力バウンダリ健全性(SRV再閉) 失敗 + 高圧炉心冷却(HPCS)失敗 + 崩壊熱除去失敗	1.7E-14	①手動停止(通常停止)+HPSWポンプ起動失敗+逃 がし安全弁再閉鎖失敗+動力変圧器2C機能喪失+R HR-Bメンテナンス	2.0E-16	1.2
			②手動停止(通常停止)+HPCW/HPSWメンテナ ンス+逃がし安全弁再閉鎖失敗+動力変圧器2C機能 喪失+RHR-Bメンテナンス	1.9E-16	1.1
			③手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常 用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+ RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共 通原因作動失敗	1.6E-16	0.9
			④手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常 用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+ RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共 通原因作動失敗	1.6E-16	0.9
			⑤手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常 用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+ RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	1.6E-16	0.9
			⑥手動停止(通常停止)+2起動変圧器機能喪失+非常 用DG-H継続運転失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+ RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共 通原因作動失敗	1.6E-16	0.9

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（6/10）

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)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	サポート系喪失 +崩壊熱除去失敗	1.2E-06	①補機冷却系A喪失+RCW/R SW-Bメンテナンス	4.8E-08	4.0
			②補機冷却系A喪失+RHR-Bメンテナンス	4.1E-08	3.4
			③補機冷却系B喪失+RHR-Aメンテナンス	4.1E-08	3.4
	サポート系喪失 +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗	1.4E-10	①直流母線B喪失+HP SWポンプ起動失敗+RHR-Aメンテナンス	1.7E-12	1.2
			②直流母線B喪失+HP SWポンプ起動失敗+RHR-Aポンプ起動失敗	1.3E-12	0.9
			③直流母線B喪失+HP SWポンプ起動失敗+RHR-Aポンプ室冷却機送風機起動失敗	1.2E-12	0.9
	サポート系喪失 +圧力バウンダリ健全性（SRV再開）失敗 +崩壊熱除去失敗	3.8E-09	①補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+RCW/R SW-Bメンテナンス	1.4E-10	3.7
			②補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+RHR-Bメンテナンス	1.2E-10	3.2
			③補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+RHR-Aメンテナンス	1.2E-10	3.2
	サポート系喪失 +圧力バウンダリ健全性（SRV再開）失敗 +高圧炉心冷却（HPCS）失敗 +崩壊熱除去失敗	3.7E-12	①補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+RHR-Aメンテナンス	1.3E-14	0.4
			②補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+RHR-Bメンテナンス	1.3E-14	0.4
			③補機冷却系B喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+RHR-Aポンプ起動失敗	9.8E-15	0.3
			④補機冷却系A喪失+逃がし安全弁再開鎖失敗+HP SWポンプ起動失敗+RHR-Bポンプ起動失敗	9.8E-15	0.3

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（7/10）

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)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	冷却材喪失 (小破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	5.4E-09	①小破断LOCA+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	13
			②小破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	13
			③小破断LOCA+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	13
			④小破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	6.8E-10	13
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗	3.1E-14	①小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HP SWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
			②小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HP SWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
			③小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HP SWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
			④小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HP SWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	1.7E-16	0.5
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	3.6E-09	①中破断LOCA+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	13
			②中破断LOCA+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	13
			③中破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	13
			④中破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.5E-10	13
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗	3.8E-12	①中破断LOCA+HP SWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
			②中破断LOCA+HP SWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
			③中破断LOCA+HP SWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
			④中破断LOCA+HP SWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.6E-14	1.2
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +崩壊熱除去失敗	3.6E-10	①大破断LOCA+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	13
			②大破断LOCA+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	13
			③大破断LOCA+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	13
			④大破断LOCA+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.5E-11	13
冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗 +崩壊熱除去失敗	3.7E-13	①大破断LOCA+HP SWポンプ起動失敗+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2	
		②大破断LOCA+HP SWポンプ起動失敗+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2	
		③大破断LOCA+HP SWポンプ起動失敗+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2	
		④大破断LOCA+HP SWポンプ起動失敗+RHR注入弁MV222-5A, B共通原因作動失敗	4.6E-15	1.2	

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（8／10）

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)	寄与割合 (%)
原子炉停止機能喪失	過渡事象 +原子炉停止失敗	6.4E-10	①非隔離事象+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	4.4E-10	69
			②隔離事象+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	6.9E-11	11
			③水位低下事象+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	6.9E-11	11
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +原子炉停止失敗	8.7E-13	①小破断LOCA+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	8.2E-13	94
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +原子炉停止失敗	5.8E-13	①中破断LOCA+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	5.5E-13	95
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +原子炉停止失敗	5.8E-14	①大破断LOCA+RPSスクラムコンタクタ共通原因故障	5.5E-14	95

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（9/10）

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)	寄与割合 (%)
冷却材喪失 (LOCA)	冷却材喪失 (小破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	2.8E-15	①小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HPSWポンプ起動失敗+RCWポンプ共通原因継続運転失敗	4.0E-17	1.4
			②小破断LOCA+RCIC水源切替失敗+HPCW/HPSWメンテナンス+RCWポンプ共通原因継続運転失敗	3.7E-17	1.3
			③小破断LOCA+RCICトラス水入口弁開操作失敗+HPCS水源切替手動操作失敗+CST閉塞+RCWポンプ共通原因継続運転失敗	3.4E-17	1.2
	冷却材喪失 (小破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	5.7E-15	①小破断LOCA+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPSWポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.6E-15	28
			②小破断LOCA+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+手動減圧操作失敗	1.4E-15	25
			③小破断LOCA+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPCSメンテナンス+手動減圧操作失敗	8.7E-16	15
	冷却材喪失 (中破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	3.5E-13	①中破断LOCA+RCWポンプ共通原因継続運転失敗+HPSWポンプ起動失敗	1.1E-14	3.1
			②中破断LOCA+RCWポンプ共通原因継続運転失敗+HPCW/HPSWメンテナンス	9.8E-15	2.8
			③中破断LOCA+RSWポンプ共通原因継続運転失敗+HPSWポンプ起動失敗	7.7E-15	2.2
	冷却材喪失 (中破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	3.9E-14	①中破断LOCA+S1, S2圧力トランスミッタPX217-7共通原因機能喪失+HPSWポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.1E-15	2.8
			②中破断LOCA+S1, S2圧力トランスミッタPX217-7共通原因機能喪失+HPCW/HPSWメンテナンス+手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6
			③中破断LOCA+S1, S2水位トランスミッタLX298-1共通原因機能喪失+HPSWポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6
			④中破断LOCA+S1, S2水位トランスミッタLX298-2(レベル3)共通原因機能喪失+HPSWポンプ起動失敗+手動減圧操作失敗	1.0E-15	2.6
	冷却材喪失 (大破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	3.4E-14	①大破断LOCA+RCWポンプ共通原因継続運転失敗+HPSWポンプ起動失敗	1.1E-15	3.2
			②大破断LOCA+RCWポンプ共通原因継続運転失敗+HPCW/HPSWメンテナンス	9.8E-16	2.9
③大破断LOCA+RSWポンプ共通原因継続運転失敗+HPSWポンプ起動失敗			7.7E-16	2.3	

第1.1.1.h-3表 炉心損傷シーケンスの分析結果（10/10）

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)	寄与割合 (%)
格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	100

第1.1.1.h-4表 重要度解析結果（起因事象別F V重要度）

起因事象	F V重要度
過渡事象	7.2E-01
手動停止／サポート系喪失	1.9E-01
外部電源喪失	8.3E-02
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	1.5E-03
インターフェイスシステム LOCA	5.3E-04

第1.1.1.h-5表 重要度解析結果（起因事象別RAW）

起因事象	RAW
インターフェイスシステム LOCA	1.6E+05
手動停止／サポート系喪失	1.1E+02
外部電源喪失	2.3E+01
過渡事象	3.9E+00
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	3.9E+00

第1.1.1.h-6表 重要度解析結果（基事象別F V重要度）

基事象	F V重要度
R C W R H R 熱交換器出口弁MV 2 1 4 - 7 A, B 共通原因作動失敗	1.1E-01
R H R 熱交換器バイパス弁MV 2 2 2 - 2 A, B 共通原因閉失敗	1.1E-01
R H R ミニマムフロー弁MV 2 2 2 - 1 7 A, B 共通原因作動失敗	1.1E-01
R H R ポンプA, B 共通原因起動失敗	9.1E-02
R H R ポンプ室送風機A, B 共通原因起動失敗	8.6E-02
R H R ポンプA, B 共通原因継続運転失敗	4.8E-02
R H R ポンプ室送風機3区分共通原因起動失敗	4.5E-02
非常用DG-A, B 共通原因継続運転失敗	3.0E-02
R H R ポンプ室送風機A, B 共通原因継続運転失敗	2.7E-02
R C W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	2.5E-02

第1.1.1.h-7表 重要度解析結果（基事象別R A W）

基事象	R A W
R C W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4.8E+04
R S W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4.8E+04
R H R ポンプ室送風機A, B 共通原因継続運転失敗	4.8E+04
R H R ポンプ出口逆止弁V 2 2 2 - 1 A, B 共通原因開失敗	4.8E+04
R H R ポンプ室送風機3区分共通原因継続運転失敗	4.8E+04
R H R ポンプA, B 共通原因継続運転失敗	4.8E+04
R C W R H R 熱交換器出口弁MV 2 1 4 - 7 A, B 共通原因作動失敗	4.8E+04
R H R 熱交換器バイパス弁MV 2 2 2 - 2 A, B 共通原因閉失敗	4.8E+04
R H R ミニマムフロー弁MV 2 2 2 - 1 7 A, B 共通原因作動失敗	4.8E+04
R H R ポンプ室送風機3区分共通原因起動失敗	4.8E+04

第1.1.1.h-8表 不確かさ解析結果（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンス グループ	平均値	95%確率値	中央値	5%確率値	E F
崩壊熱除去 機能喪失	6.2E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0
全交流動力 電源喪失	2.7E-09	7.9E-09	1.8E-09	4.3E-10	4.3
長期TB	2.7E-09	7.8E-09	1.7E-09	4.1E-10	4.3
TBU	1.2E-11	3.6E-11	4.8E-12	8.4E-13	6.6
TBP	8.2E-12	2.9E-11	1.3E-12	5.8E-14	22
TBD	3.9E-12	1.5E-11	1.0E-12	7.4E-14	14
高圧注水・減圧 機能喪失	5.0E-09	1.4E-08	2.5E-9	8.1E-10	4.1
高圧・低圧注水 機能喪失	3.3E-09	1.1E-08	7.6E-10	1.0E-10	11
原子炉停止 機能喪失	6.1E-10	1.9E-09	6.2E-11	4.0E-12	22
インターフェイス システムLOCA	3.3E-09	9.5E-09	2.1E-09	5.7E-10	4.1
LOCA時注水 機能喪失	4.3E-13	1.3E-12	5.5E-14	3.6E-15	19
合計	6.2E-06	1.5E-05	4.0E-06	1.7E-06	3.0

第1.1.1.h-9表 感度解析結果（外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響）

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)
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	5.8E-06
全交流動力電源喪失	2.7E-09	6.2E-11
長期TB	2.7E-09	5.6E-11
TBU	1.2E-11	1.3E-12
TBP	8.2E-12	9.0E-13
TBD	3.8E-12	3.8E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	4.9E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	1.7E-09
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	3.3E-09
LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	4.3E-13
合計	6.2E-06	5.8E-06

第1.1.1.h-10表 感度解析結果（起回事象発生頻度）

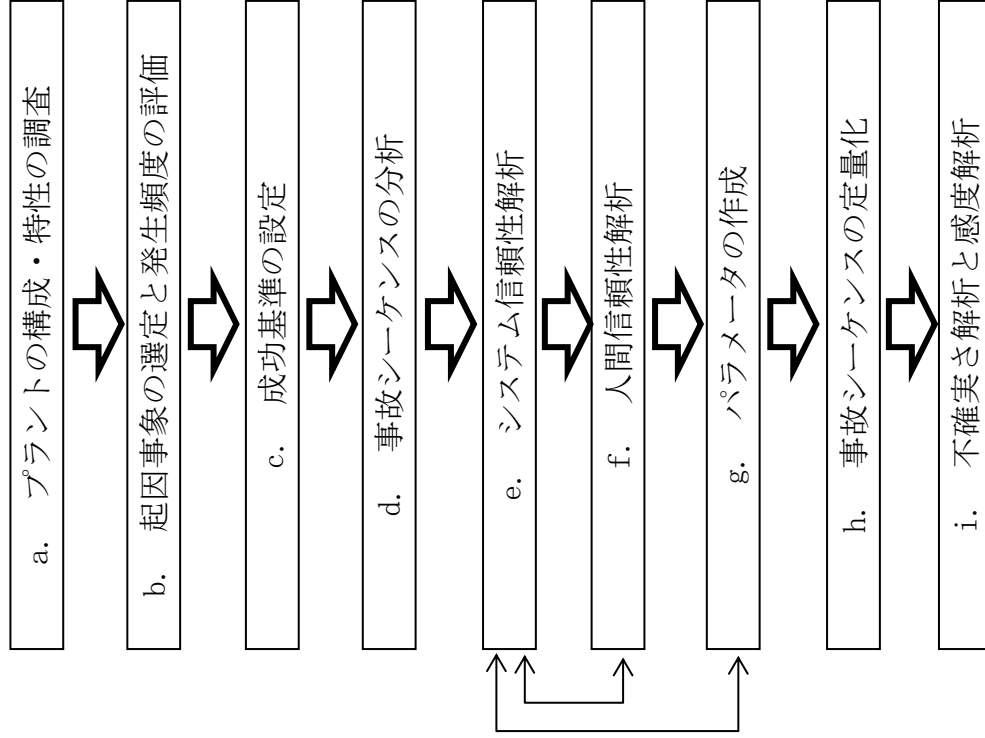
起回事象		ベース ケース (/炉年)	感度解析① (頻度論統計) (/炉年)	感度解析② (ベイズ統計) (/炉年)
過渡事象	隔離事象	2.5E-02	5.4E-02	3.8E-02
	原子炉保護系 誤動作等	7.4E-02	5.4E-02	7.1E-02
手動停止/ サポート系喪失	通常停止	1.7	1.3	1.4

第1.1.1.h-11表 感度解析結果（機器故障率）

故障モード	ベースケース (/h)	感度解析① (頻度論統計) (/h)	感度解析② (ベイズ統計) (/h)
非常用ディーゼル発電機 起動失敗	4.3E-06	3.1E-06	3.0E-06
タービン駆動ポンプ 起動失敗	4.1E-06	9.2E-06	5.3E-06
電動弁（純水等）作動失敗	4.8E-08	5.1E-08	3.4E-08
放射線検出器 高出力/低出力	7.3E-08	1.0E-06	3.1E-07

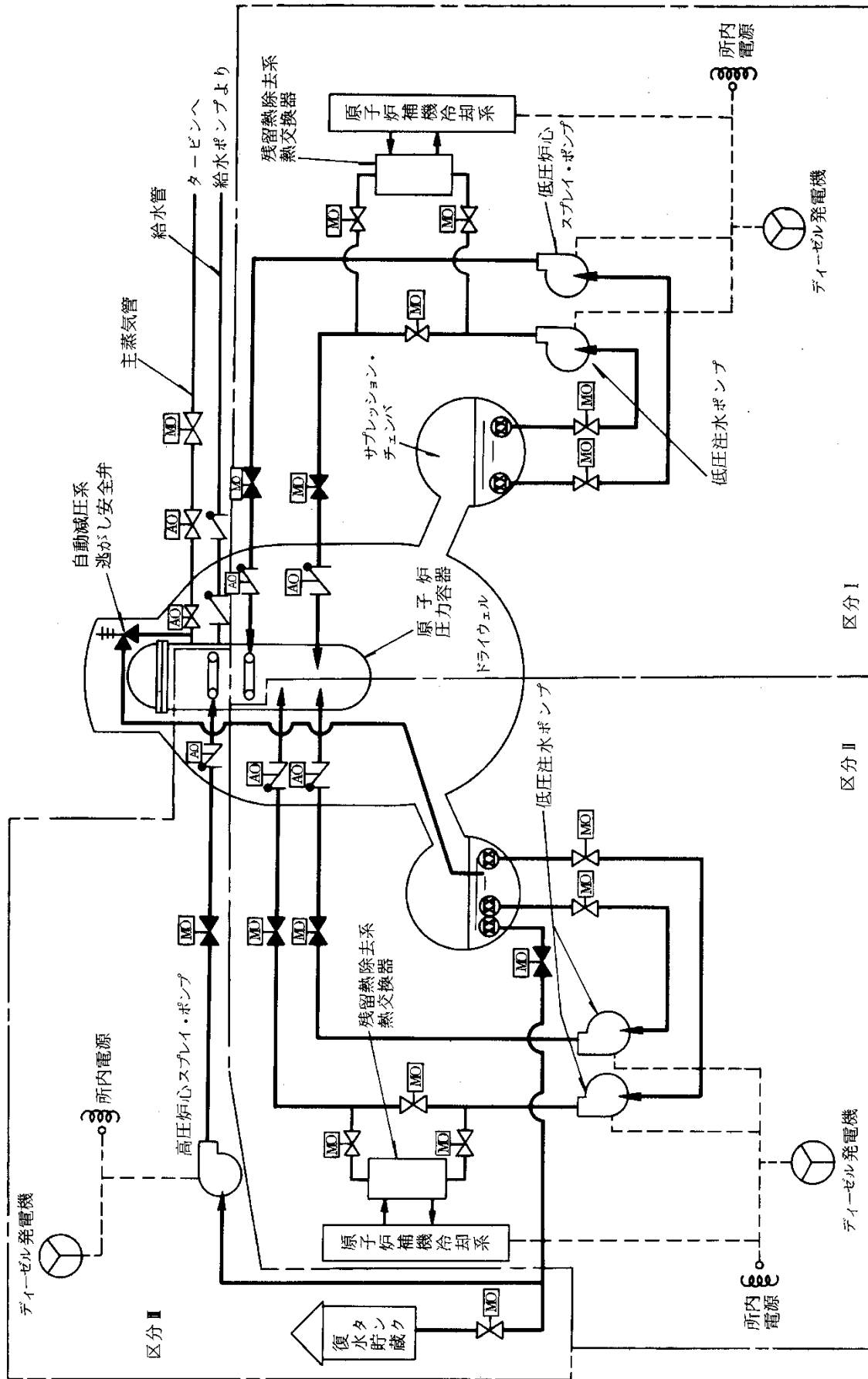
第1.1.1.h-12表 感度解析結果（プラント固有データの反映）

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)
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.5E-06	5.7E-06
全交流動力電源喪失	2.7E-09	2.2E-09	2.2E-09
長期TB	2.7E-09	2.2E-09	2.2E-09
TBU	1.2E-11	1.4E-11	1.0E-11
TBP	8.2E-12	6.7E-12	6.6E-12
TBD	3.8E-12	3.6E-12	3.5E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	7.7E-09	5.8E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.4E-09	3.4E-09
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	7.2E-10	6.8E-10
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	3.3E-09	3.3E-09
LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	4.3E-13	4.2E-13
合計	6.2E-06	6.5E-06	5.7E-06

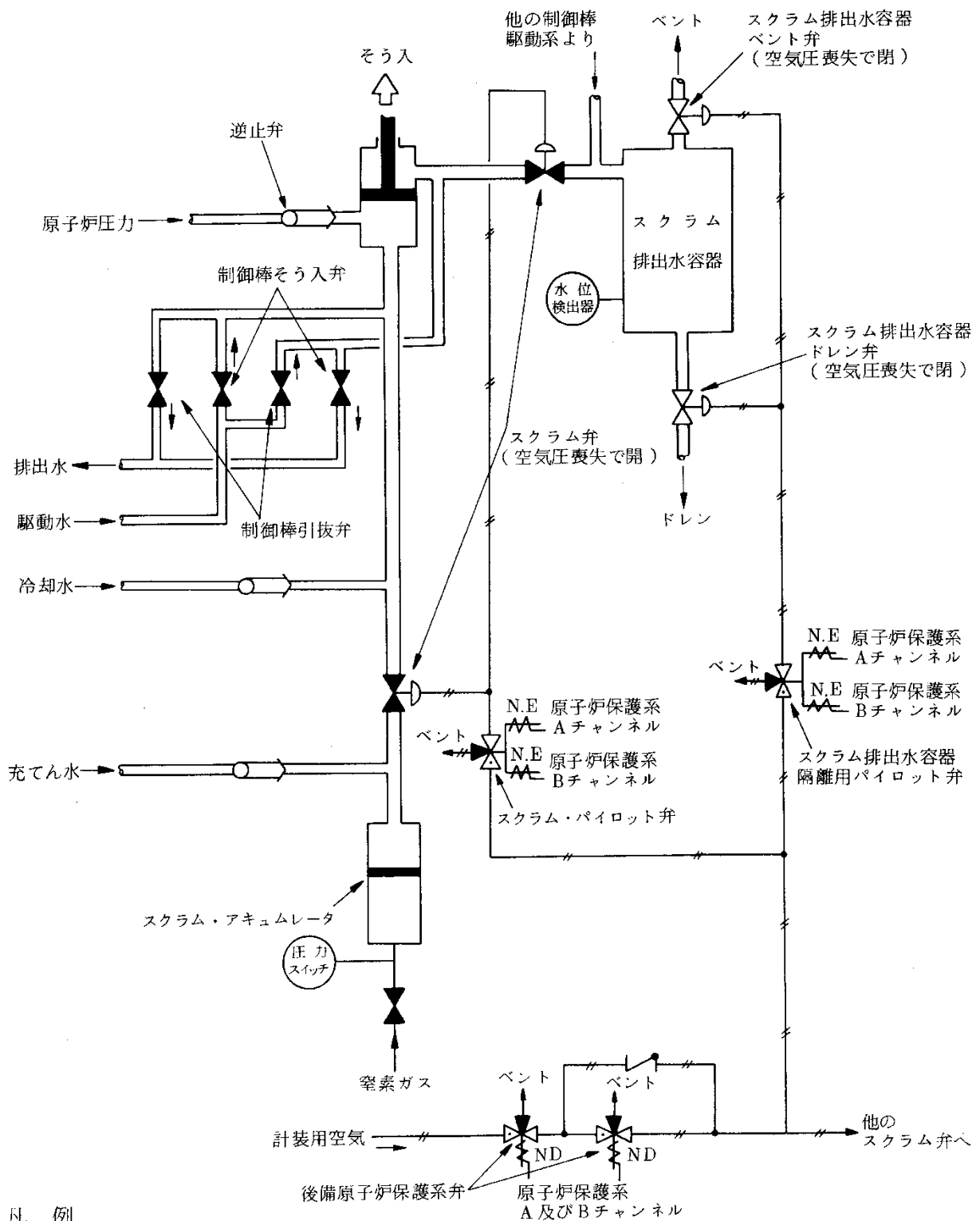


- ・島根原子力発電所2号炉のプラントの構成・特性を調査する。
- ・既往のPRA, 島根原子力発電所2号炉の特徴を踏まえて, 炉心損傷に至る可能性のある事象を選定し, その発生頻度の定量化を行う。
- ・炉心損傷の防止に必要な緩和機能を成功基準として設定する。
- ・イベントツリーのヘディングにおける分岐の有無を考慮して, 事故シークエンスを網羅的に展開する。
- ・イベントツリーのヘディングの分岐確率を設定するためにフォールトツリーによるシステム信頼性解析を実施する。
- ・人間信頼性解析を実施し, システム信頼性解析に反映させる。
- ・システム信頼性解析で使用する機器故障率等のパラメータを作成する。
- ・炉心損傷に至る事故シークエンスの定量化を行う。
- ・全炉心損傷頻度の平均値及び不確かさの幅を求める。感度解析を実施し, 結果への影響を確認する。

第1.1.1-1図 内部事象運転時レベル1 PRA評価フロー



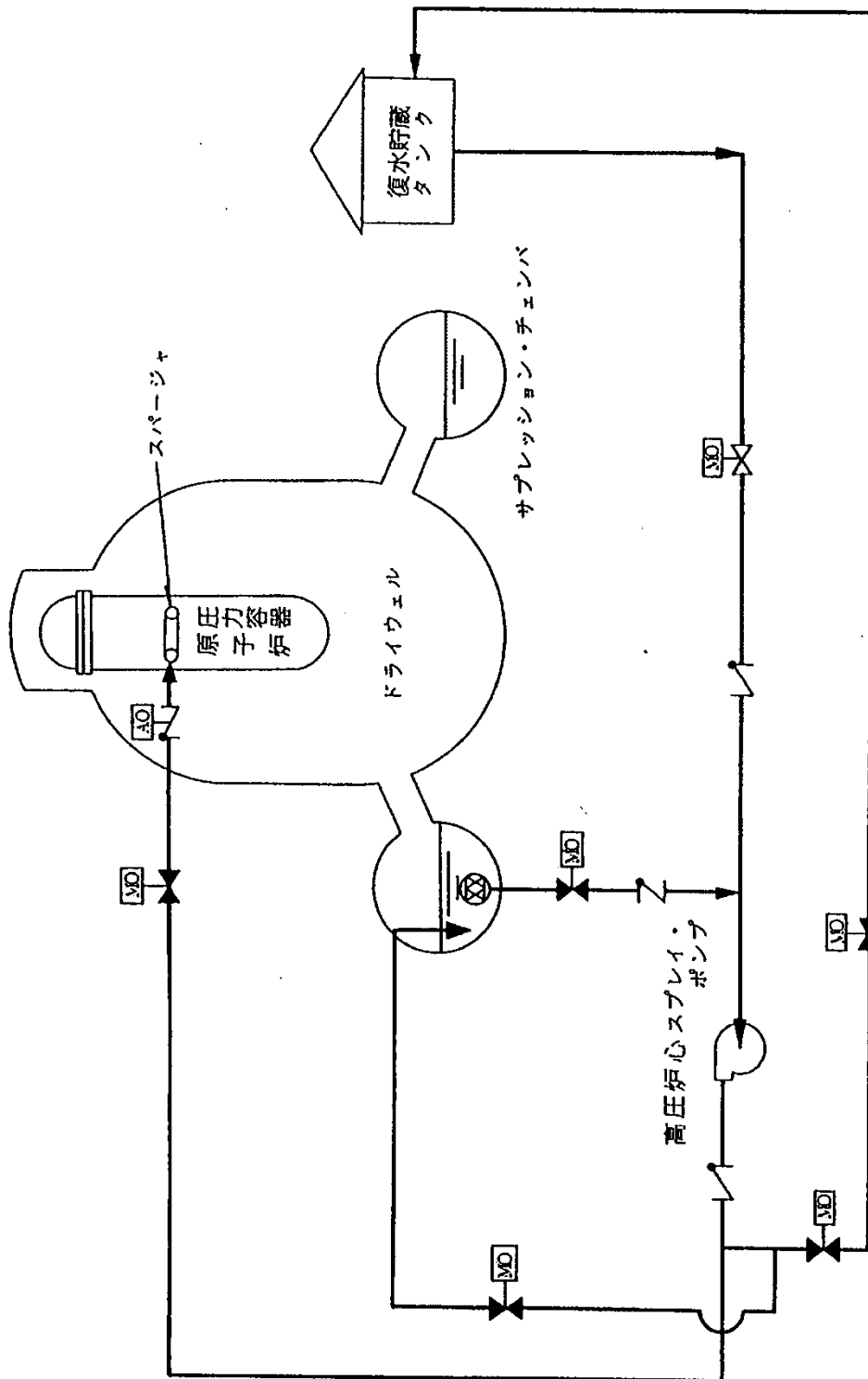
第1.1.1.a-1図 主要な安全系統概要図



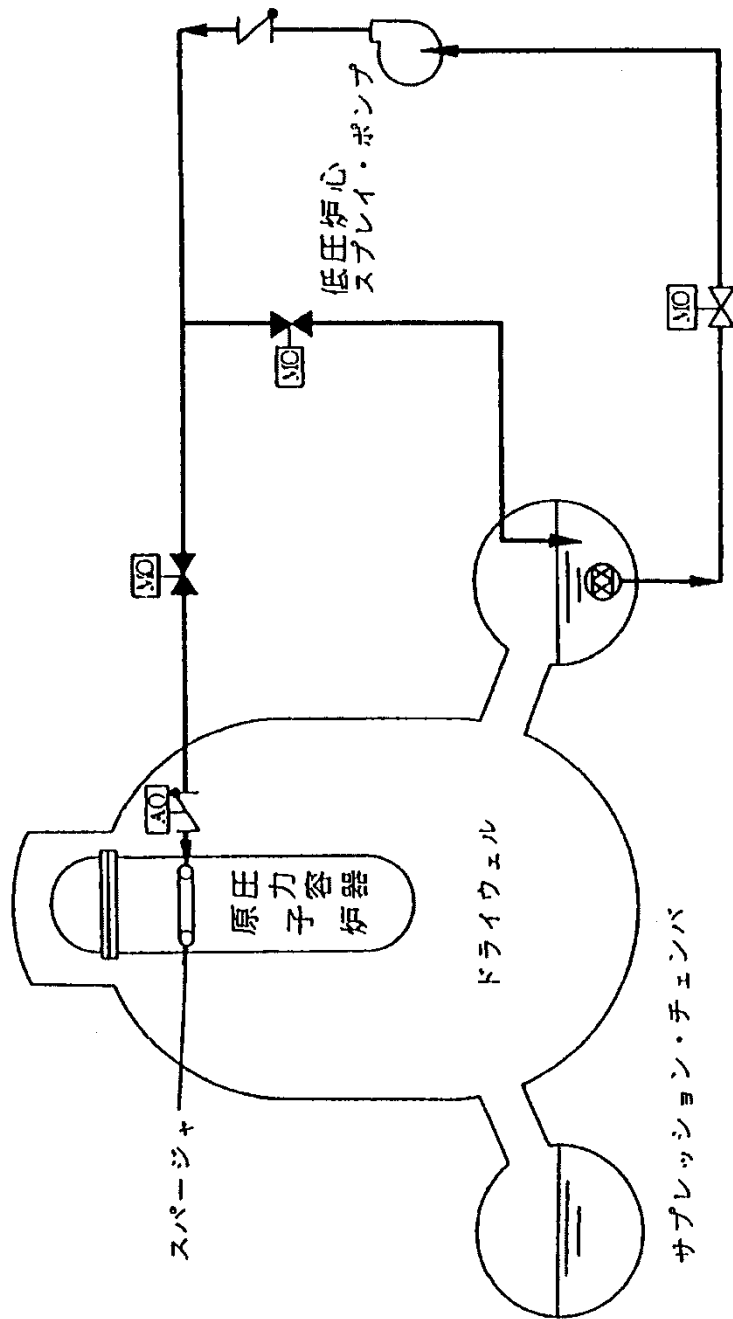
凡 例
 NE : 常時励磁
 ND : 常時無励磁

(原子炉保護系及び制御棒駆動系の作動前の状態を示す。)

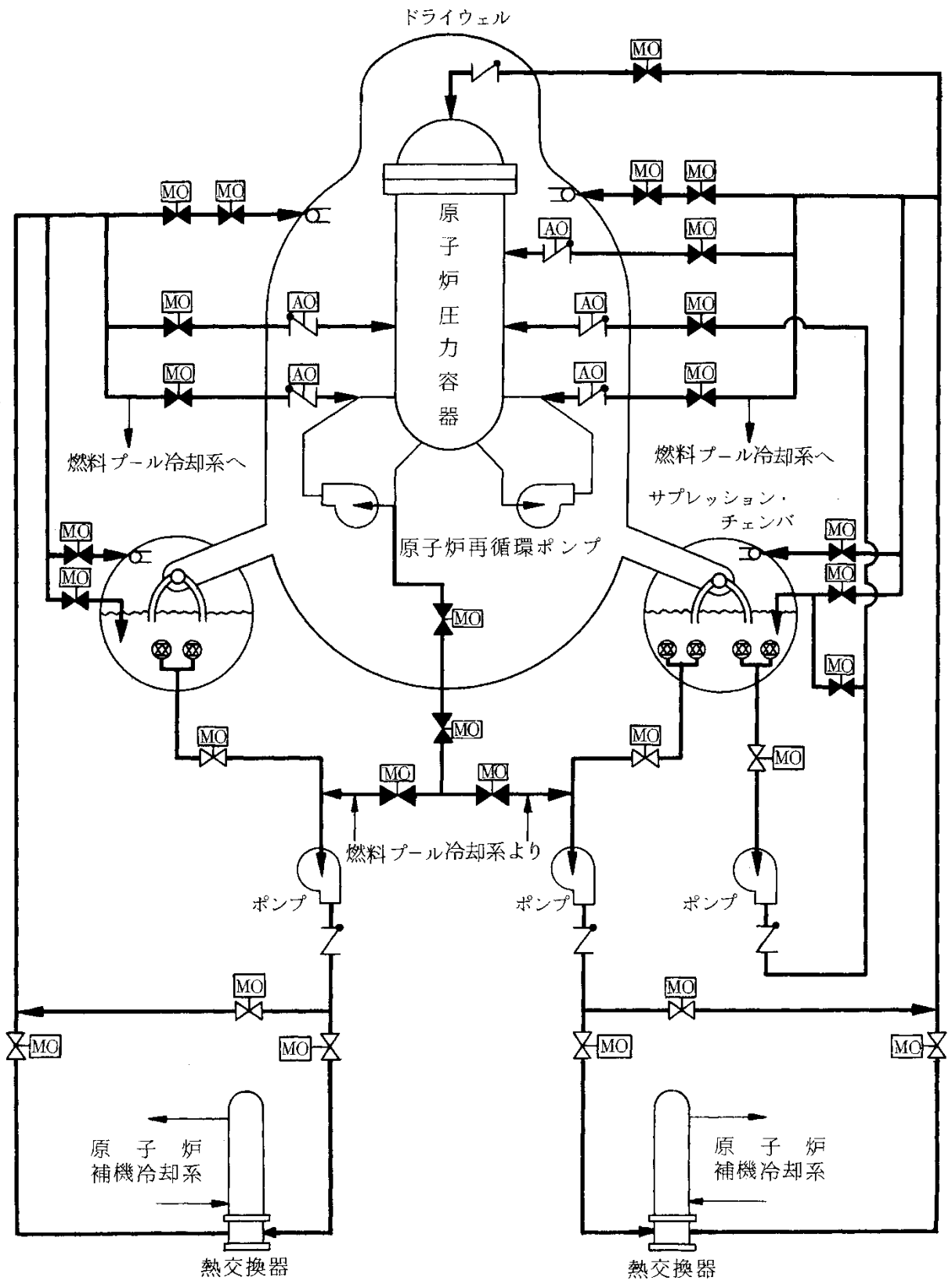
第1.1.1.a-2図 制御棒駆動系系統概要図



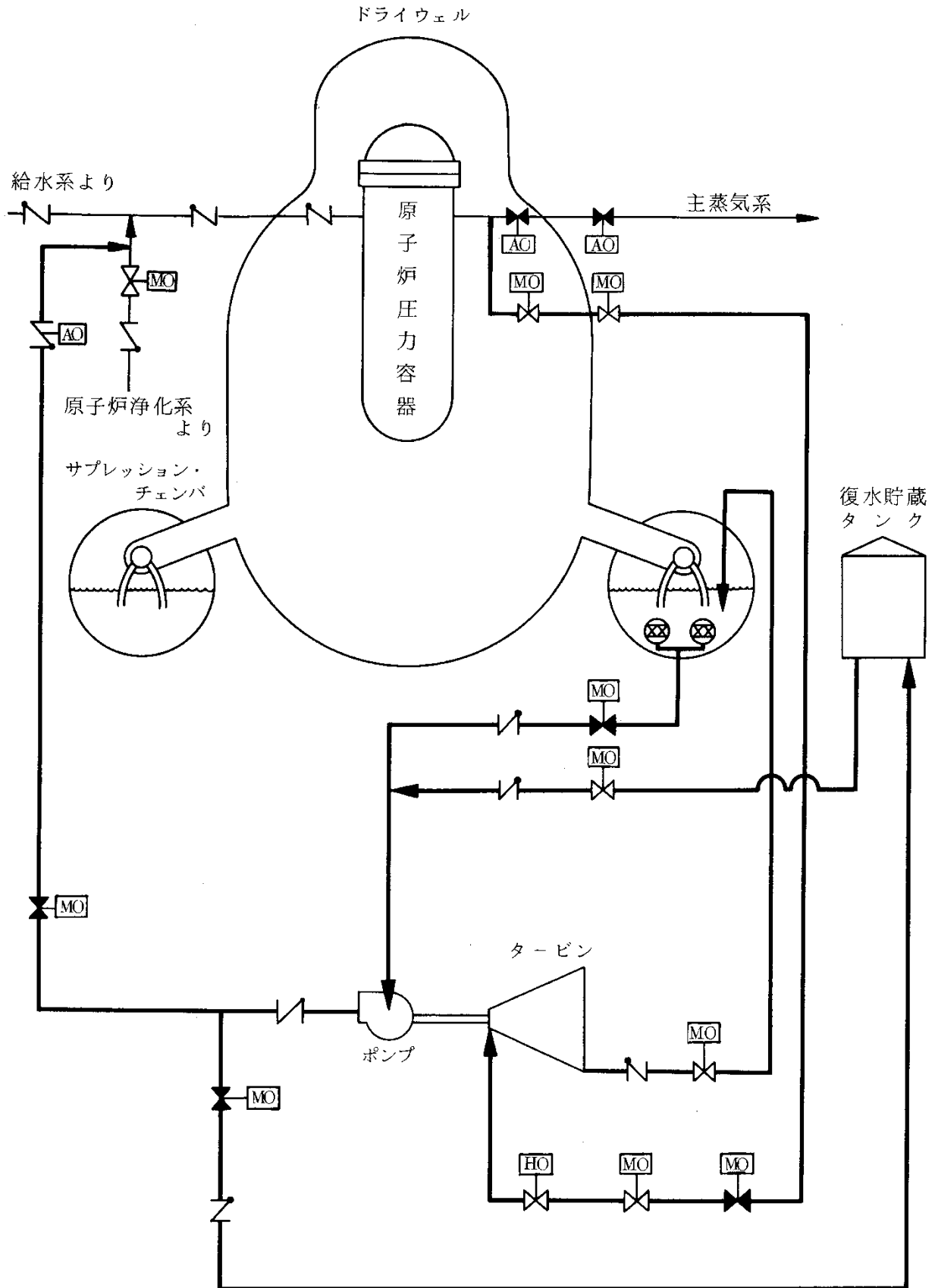
第1.1.1.a-3図 高圧炉心スプレイ系統概要図



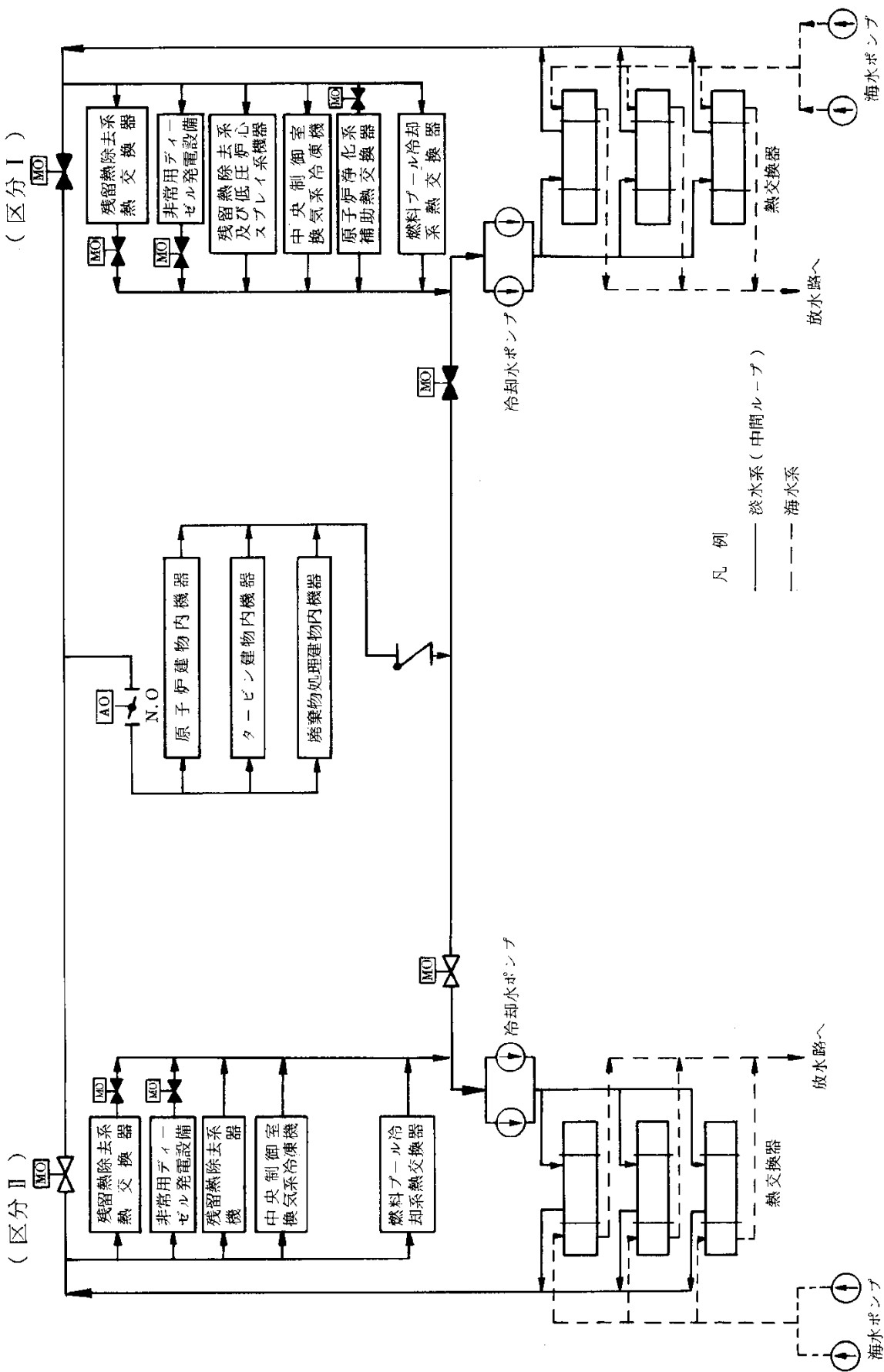
第1.1.1.a-4図 低圧炉心スプレイ系統概要図



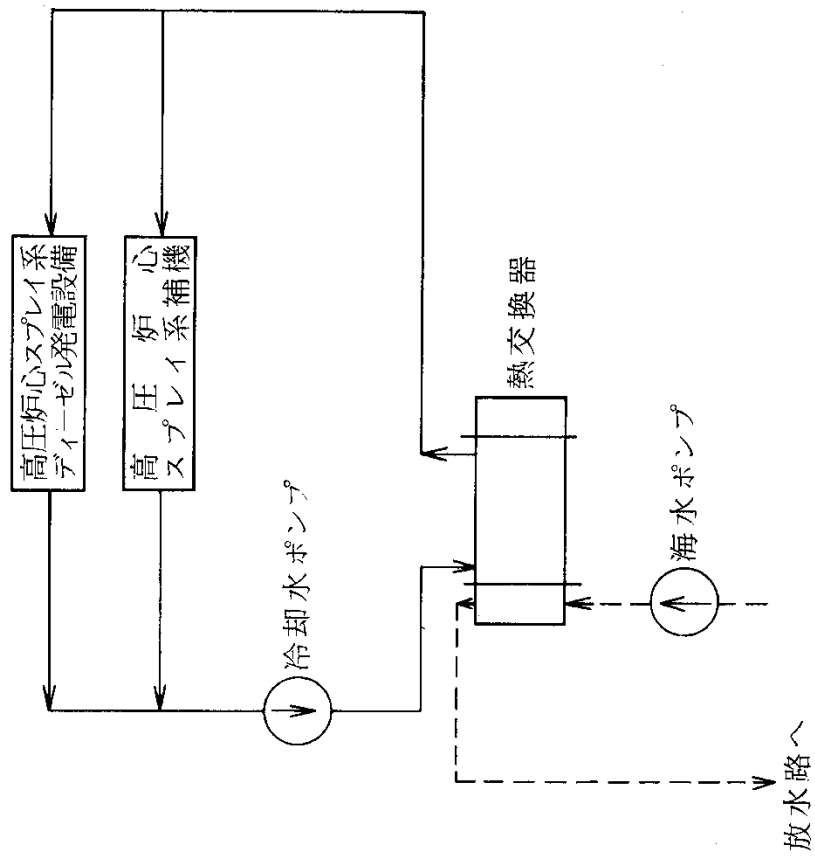
第1.1.1. a-5図 残留熱除去系系統概要図



第1.1.1.a-6図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



第1.1.1.a-7図 原子炉補機冷却系系統概要図 (区分I, 区分II)

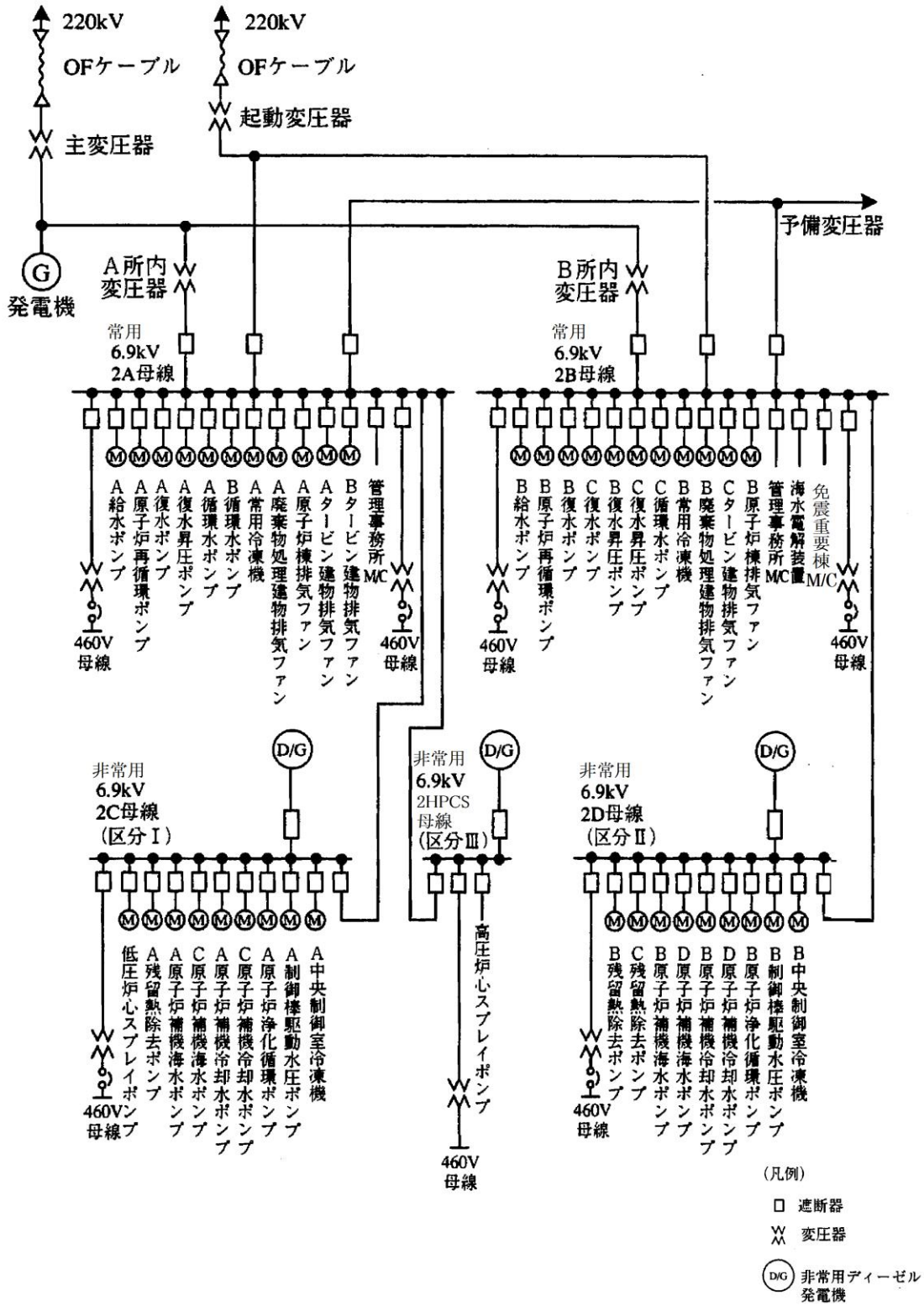


凡例

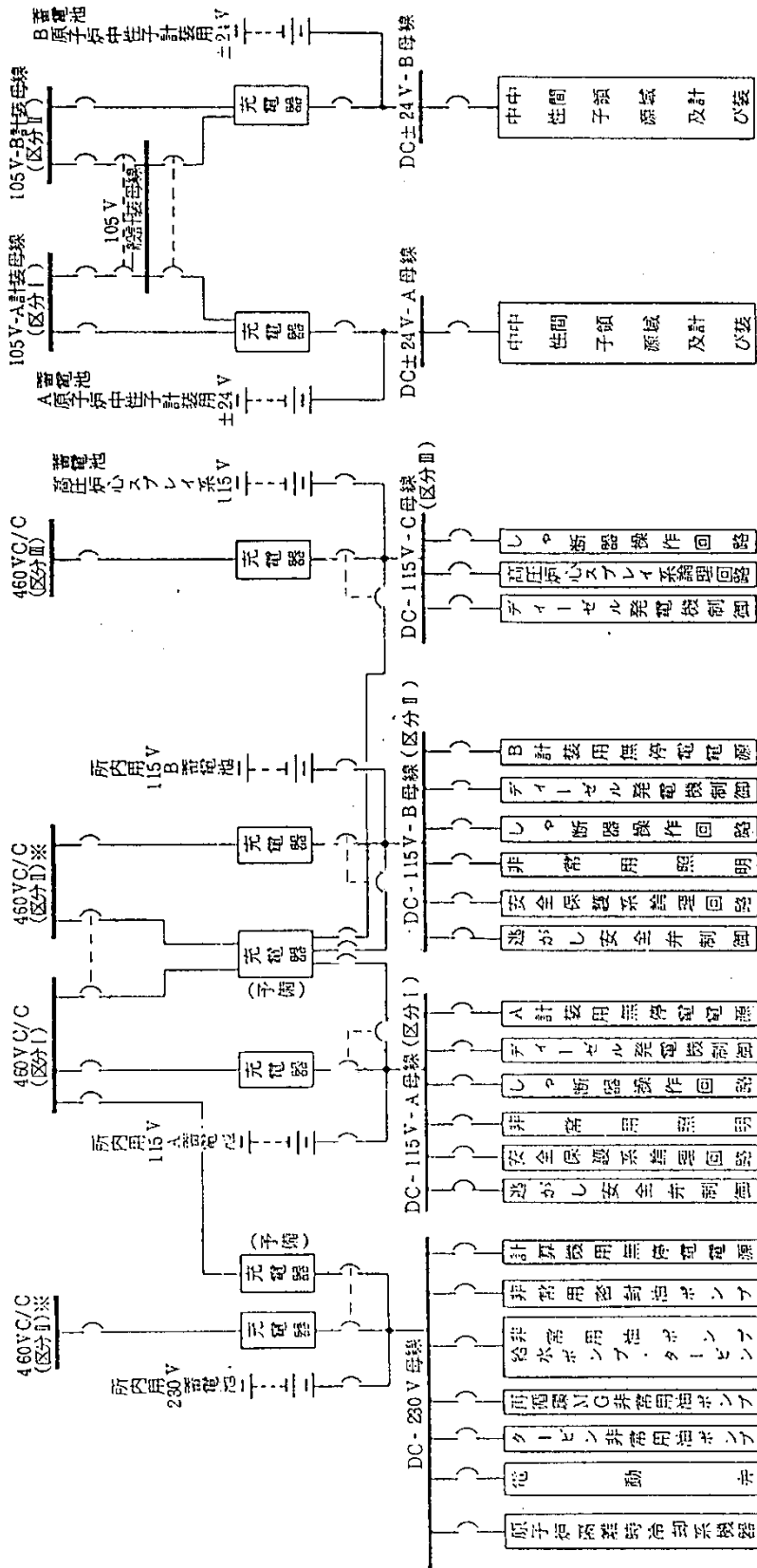
—— 淡水系 (中間ループ)

--- 海水系

第1.1.1.a-8図 原子炉補機冷却系系統概要図 (区分Ⅲ)



第1.1.1.a-9図 所内単線結線図



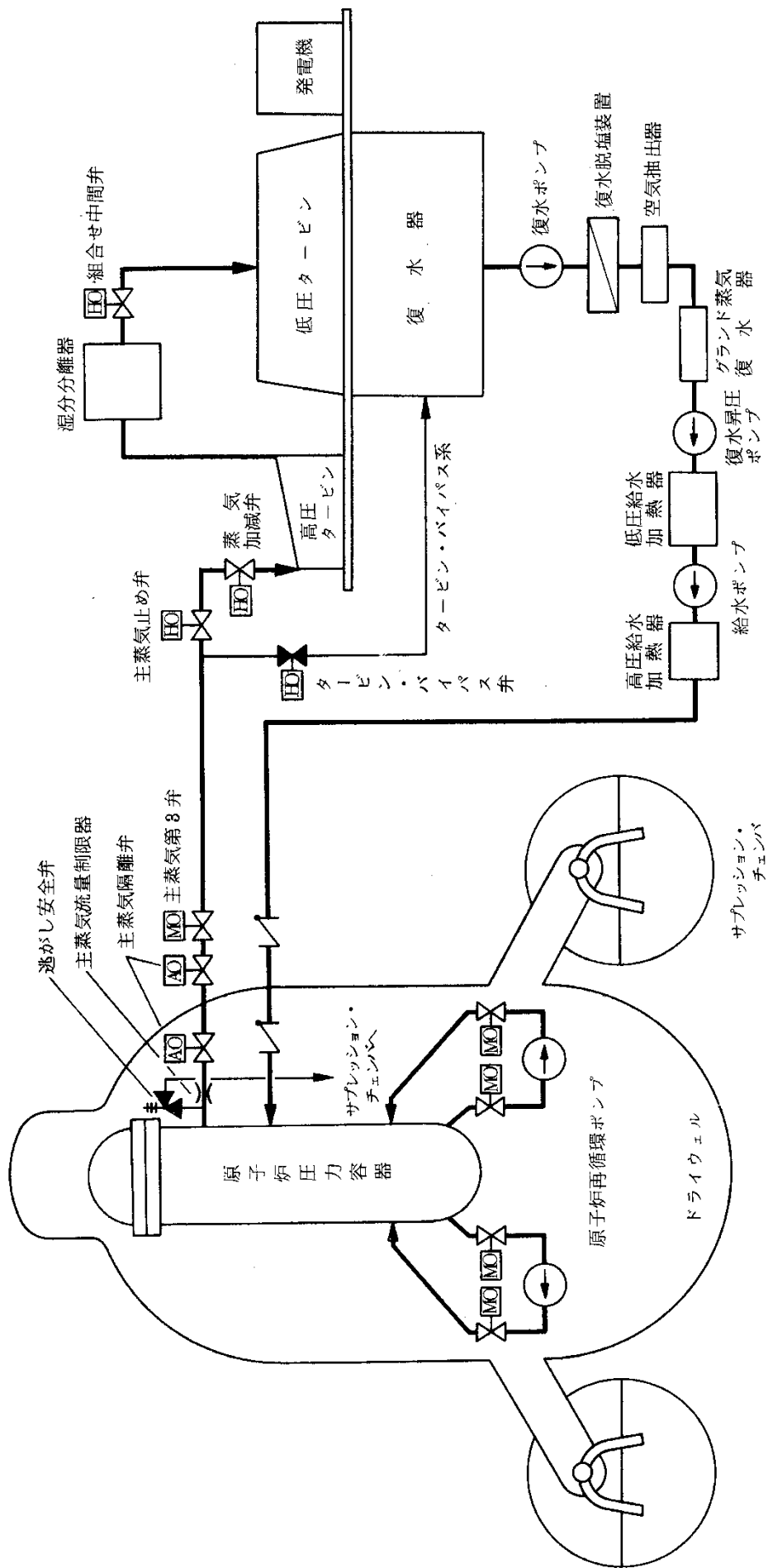
凡 例

配線用し・断路器

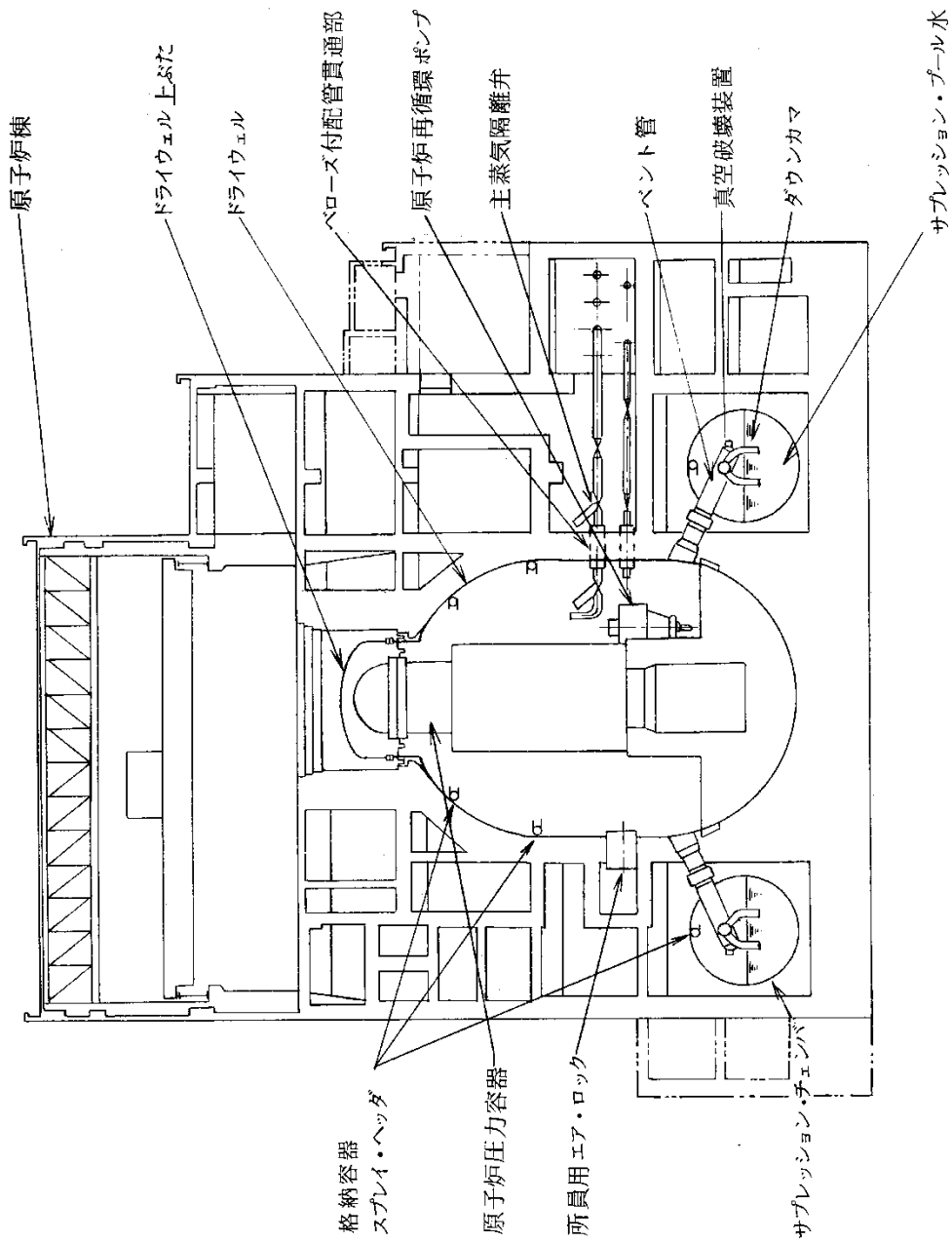
機械的インタロック

(注) ※は同一設備の再掲

第1.1.1.a-10図 直流電源設備



第1.1.1.a-11図 原子炉冷却設備系統概要図



(図中2点鎖線の部分は原子炉建物付属棟である。)

第1.1.1.a-12図 原子炉格納施設構造概要図

外部電源喪失	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シナリオ	事故シナリオグループ
					過渡事象へ	過渡事象へ
					外部電源喪失 + 交流電源失敗	全交流動力電源喪失※ 崩壊熱除去機能喪失
					外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
					外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 圧力バウンダリ健全性失敗	崩壊熱除去機能喪失
					外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 圧力バウンダリ健全性失敗 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
					外部電源喪失 + 直流電源失敗	崩壊熱除去機能喪失
					外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失

※ 高圧炉心スプレイ系が成功した事故シナリオを「崩壊熱除去機能喪失」、高圧炉心スプレイ系に失敗し原子炉隔離時冷却系が成功した事故シナリオを「全交流動力電源喪失」に分類

事故シナリオ	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ
手動停止 サポート 系喪失	[]	[]	[]	[]	[]	炉心損傷なし	炉心損傷なし
						手動停止／サポート系喪失＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						手動停止／サポート系喪失＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						手動停止／サポート系喪失＋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
						手動停止／サポート系喪失＋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
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						手動停止／サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						手動停止／サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性失敗＋高圧炉心冷却失敗＋崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
手動停止／サポート系喪失＋圧力バウンダリ健全性失敗＋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						

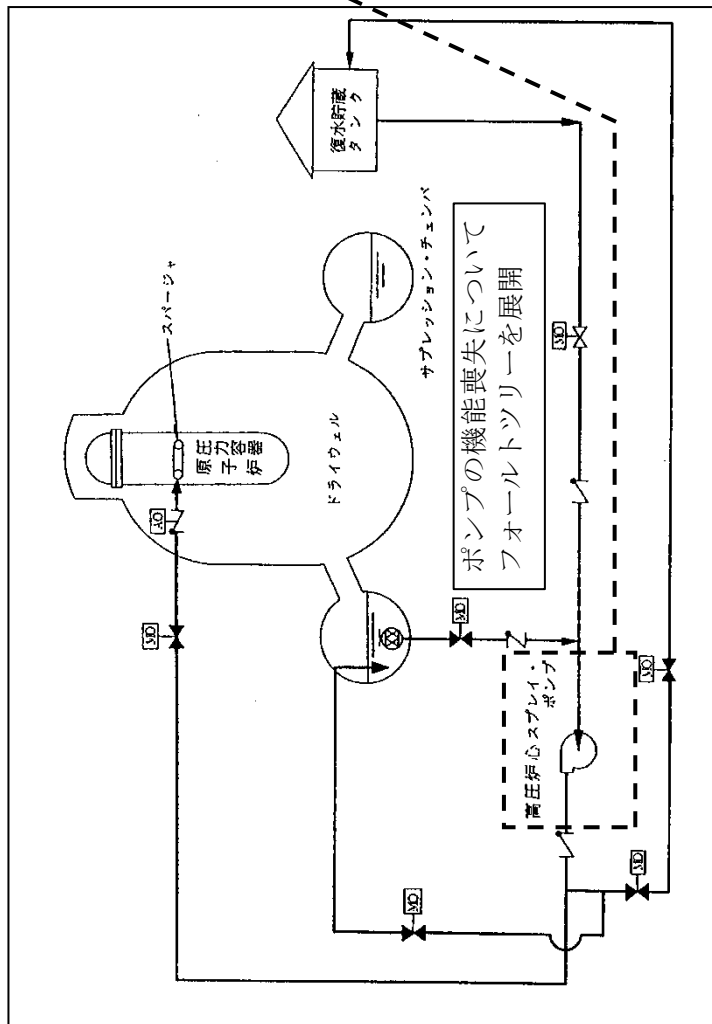
第1.1.1.d-3図 手動停止／サポート系喪失イベントツリー

冷却材喪失 (LOCA)	原子炉 停止	高压炉心 冷却	原子炉 減圧	低压炉心 冷却	崩壊熱 除去	事故シナリオ	事故シナリオ グループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						冷却材喪失 (大破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
						冷却材喪失 (中破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗	
						冷却材喪失 (小破断LOCA) + 崩壊熱除去失敗	
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						冷却材喪失 (大破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	
						冷却材喪失 (中破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	
						冷却材喪失 (小破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	
						冷却材喪失 (大破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	
						冷却材喪失 (中破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA時注水機能 喪失
						冷却材喪失 (小破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	
						冷却材喪失 (中破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA時注水機能 喪失
						冷却材喪失 (小破断LOCA) + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	
						冷却材喪失 (大破断LOCA) + 原子炉停止失敗	
						冷却材喪失 (中破断LOCA) + 原子炉停止失敗	
						冷却材喪失 (小破断LOCA) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

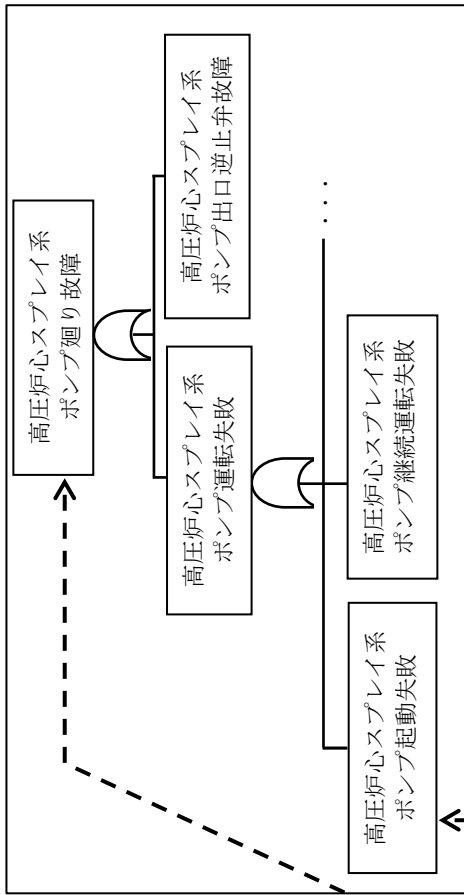
第1.1.1.d-4図 原子炉冷却材喪失 (LOCA) イベントツリー

インターフェースシステムLOCA	運転員による隔離操作	事故シケケンス	事故シケケンスグループ
		手動停止／サポート系喪失へ 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)	手動停止／サポート系喪失へ 格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)

系統概要図 (高圧炉心スプレイ系)



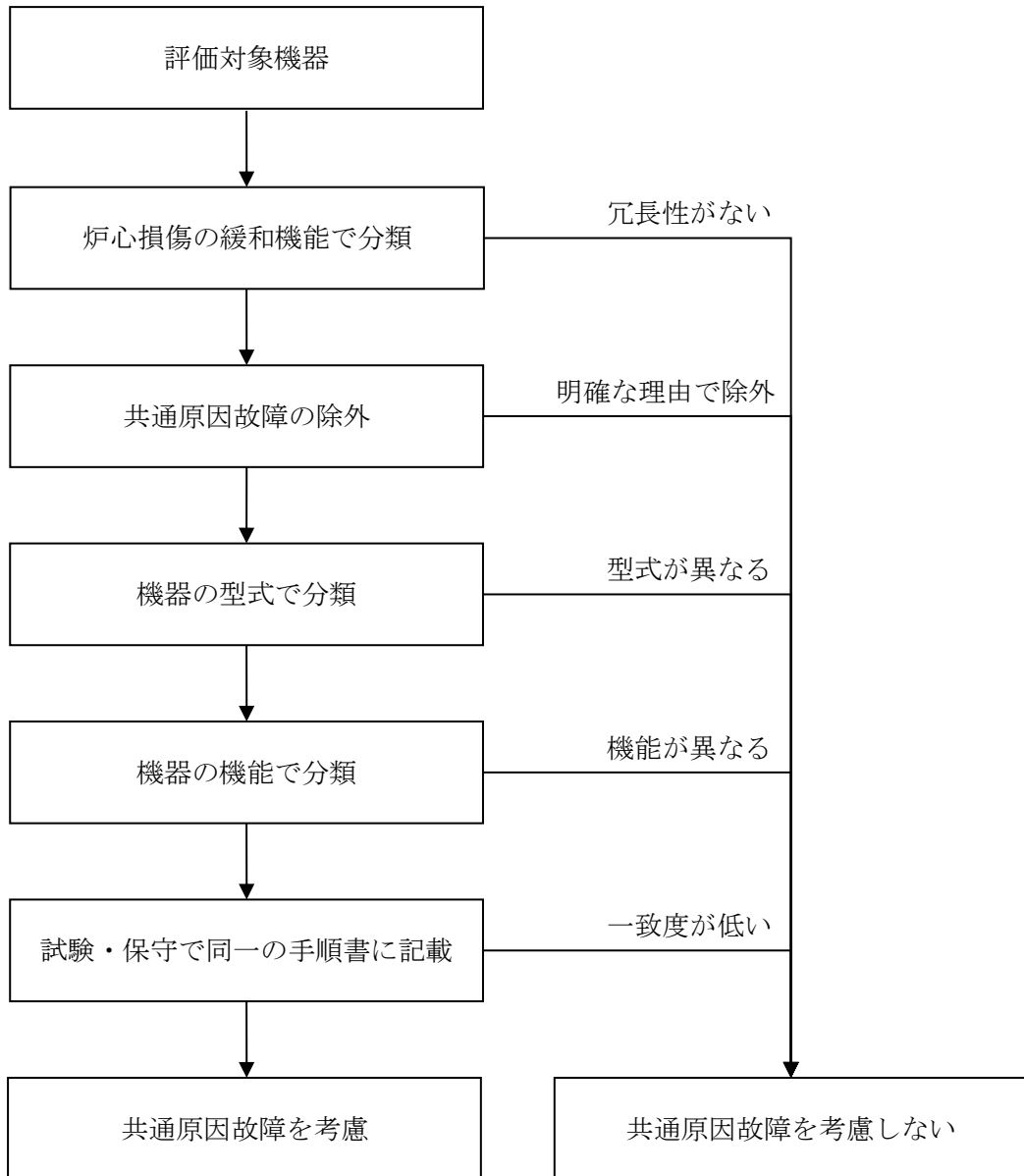
フォールトツリー (高圧炉心スプレイ系ポンプ廻り)



機器故障率データ

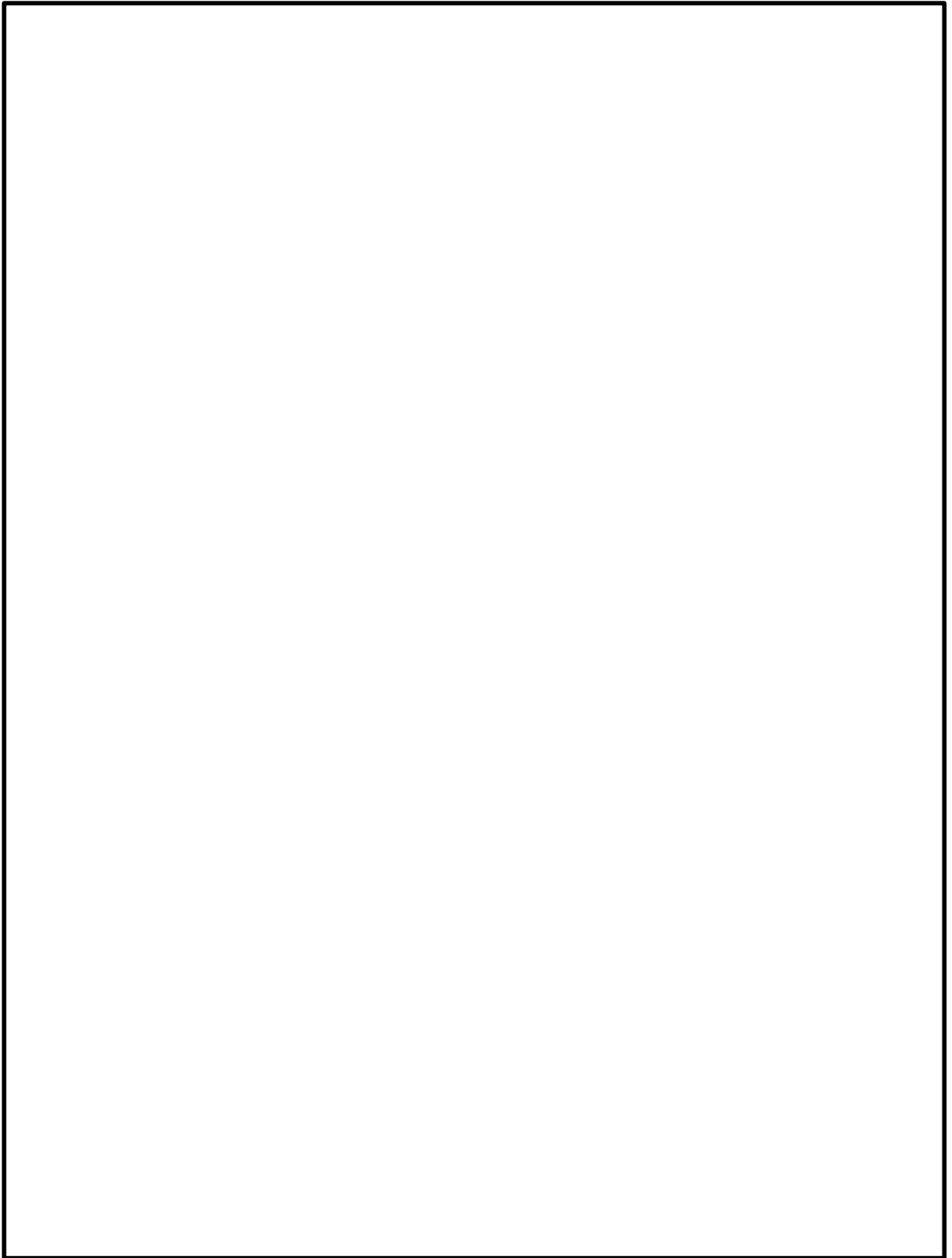
機 器	故障モード	国内故障率データ	
		平均値 (/h)	E F
電動ポンプ (非常用待機, 純水)	起動失敗	1.3E-07	17
電動ポンプ (常用運転, 純水)	継続運転失敗	1.1E-06	12
タービン駆動ポンプ	起動失敗	4.1E-06	47
	継続運転失敗	2.9E-06	4

第1.1.1.e-1図 システム信頼性の評価例



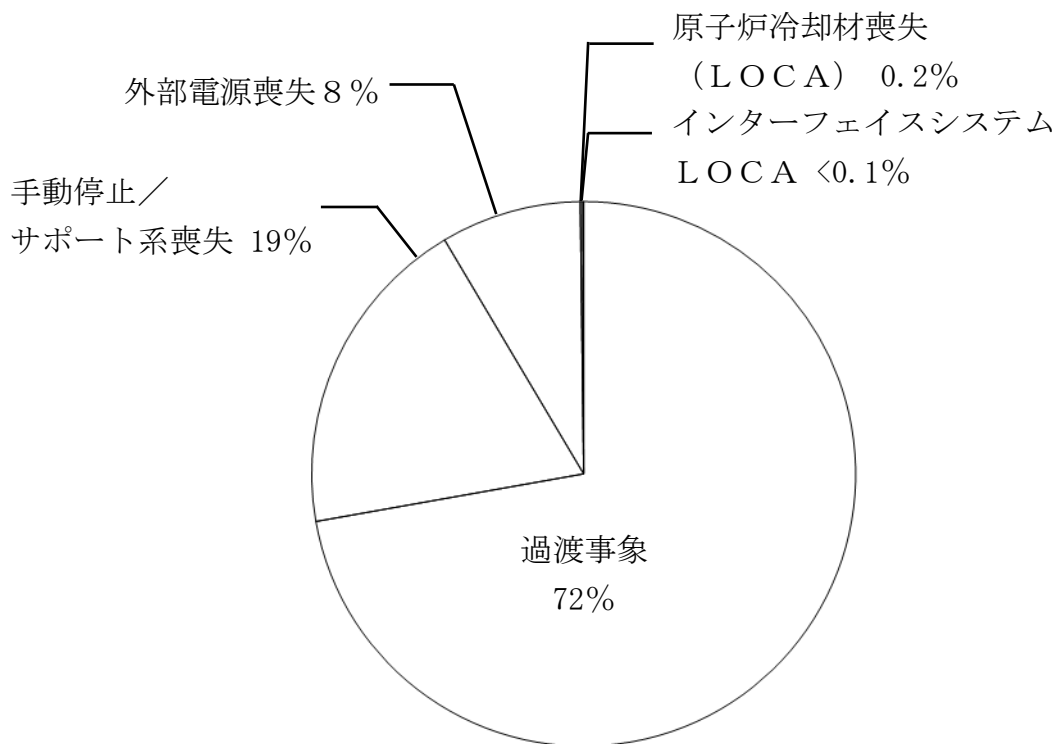
第1.1.1.f-1図 共通原因故障同定フロー

自動減圧系手動起動診断

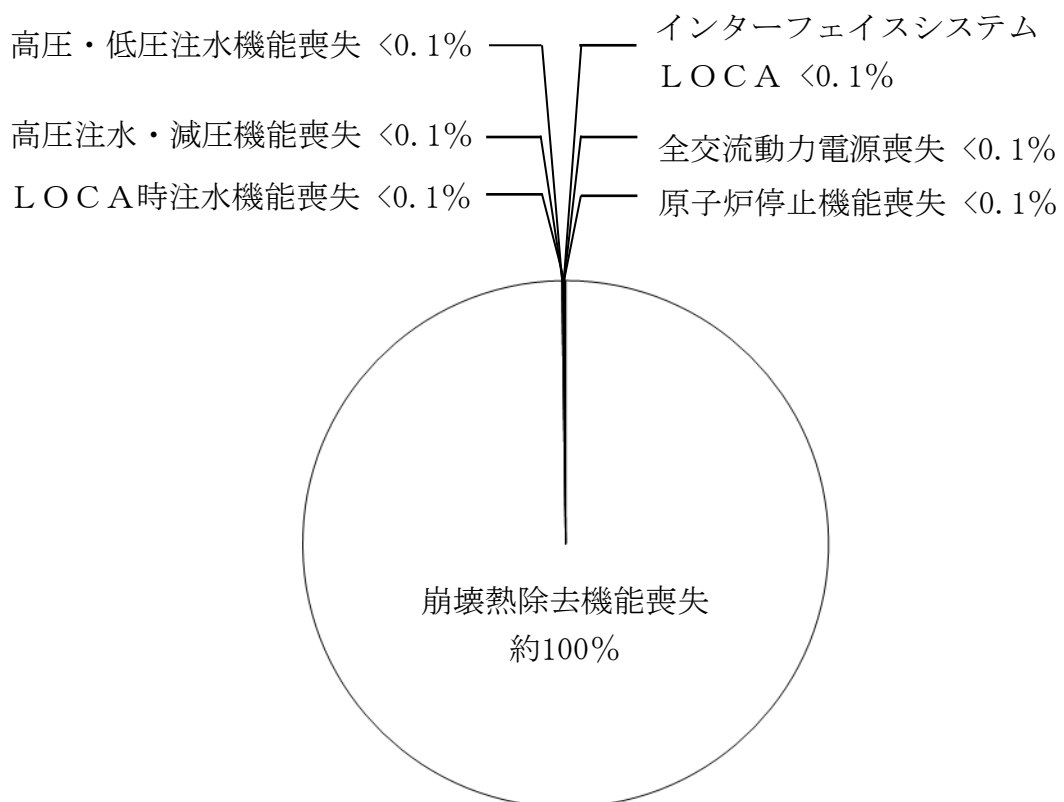


第1.1.1.g-1図 自動減圧系の手動起動のHRAイベントツリー

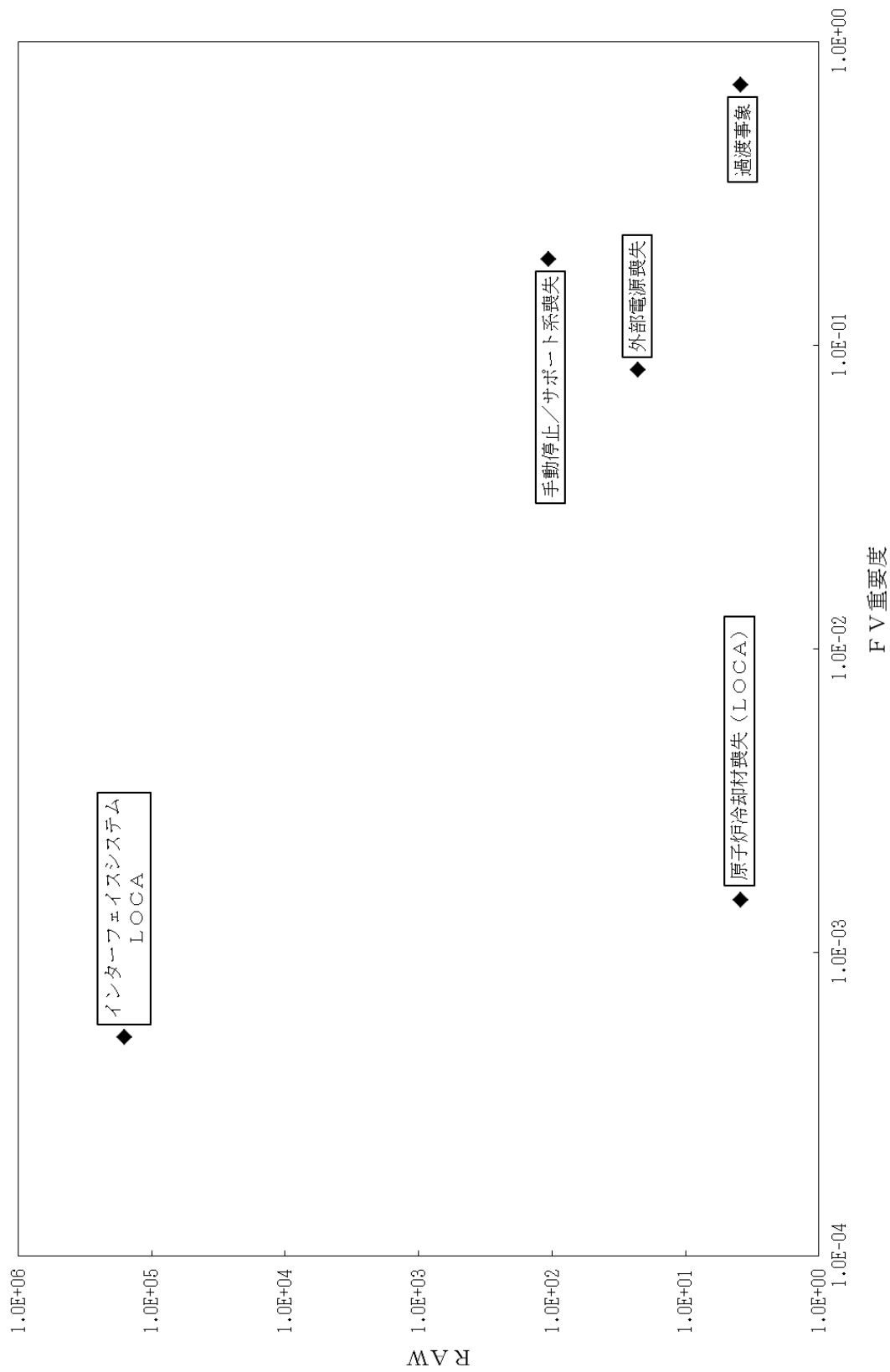
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



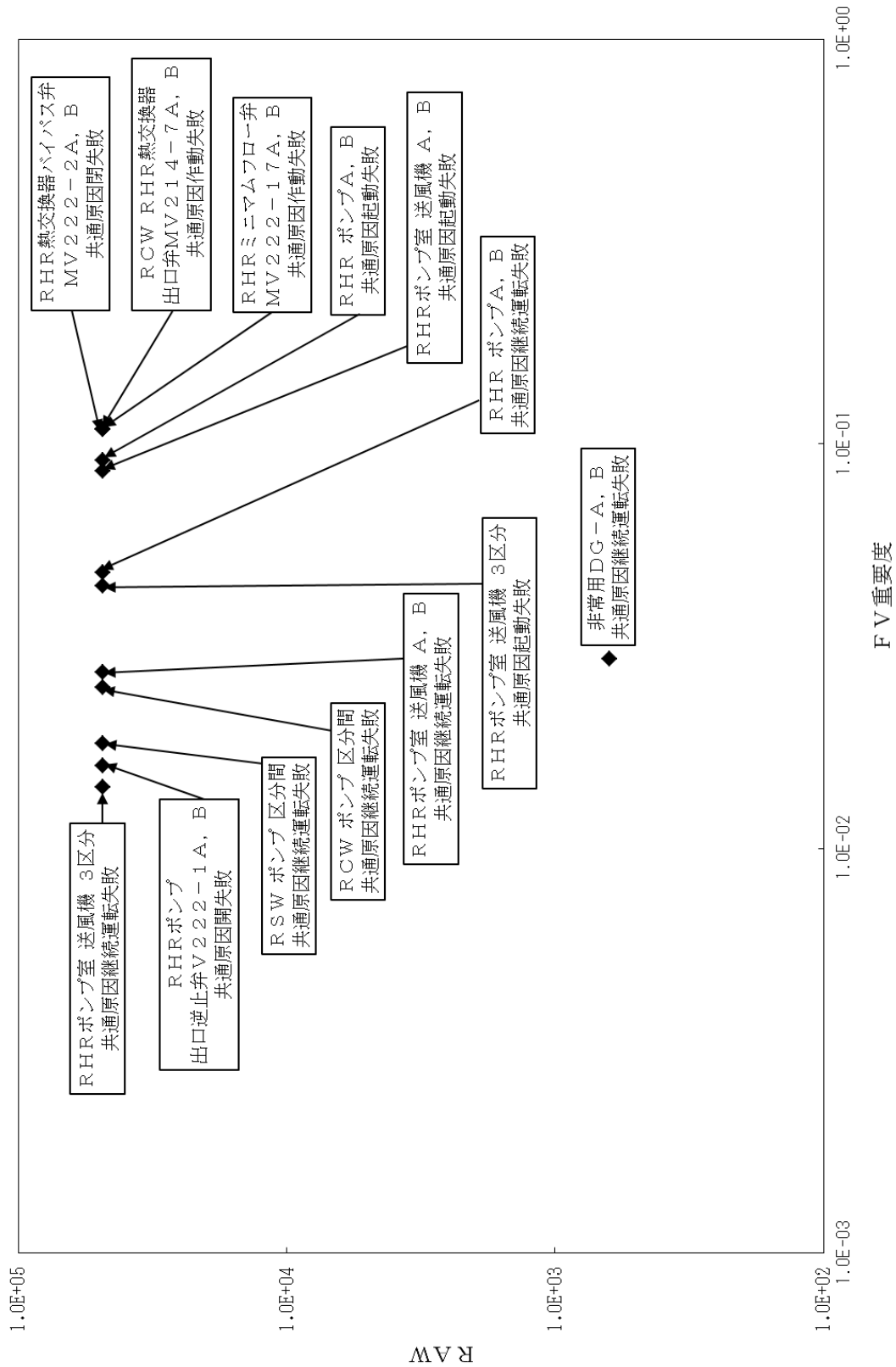
第 1.1.1.h-1 図 炉心損傷頻度寄与割合 (起因事象別)



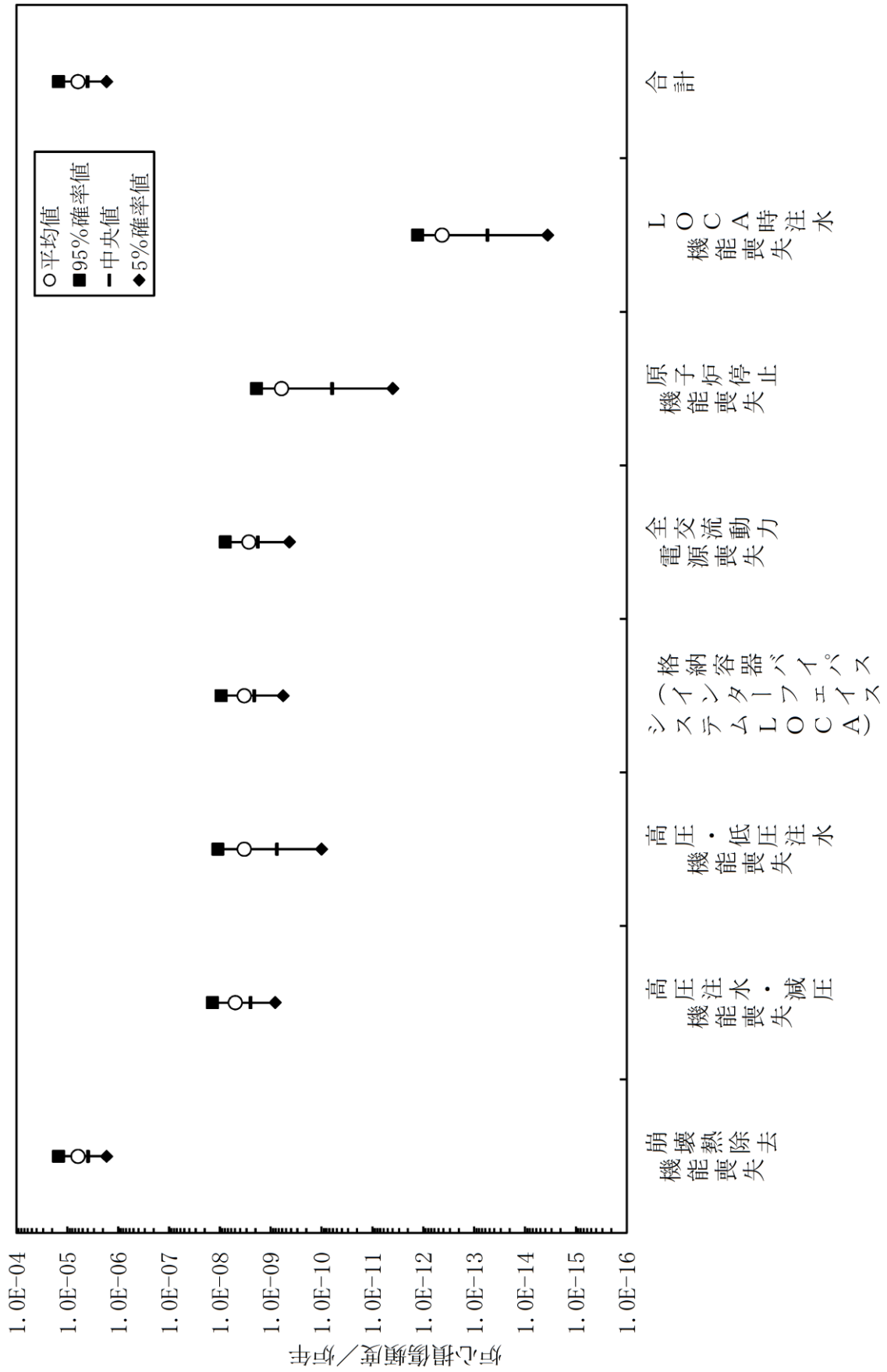
第1.1.1.h-2図 炉心損傷頻度寄与割合 (事故シーケンスグループ別)



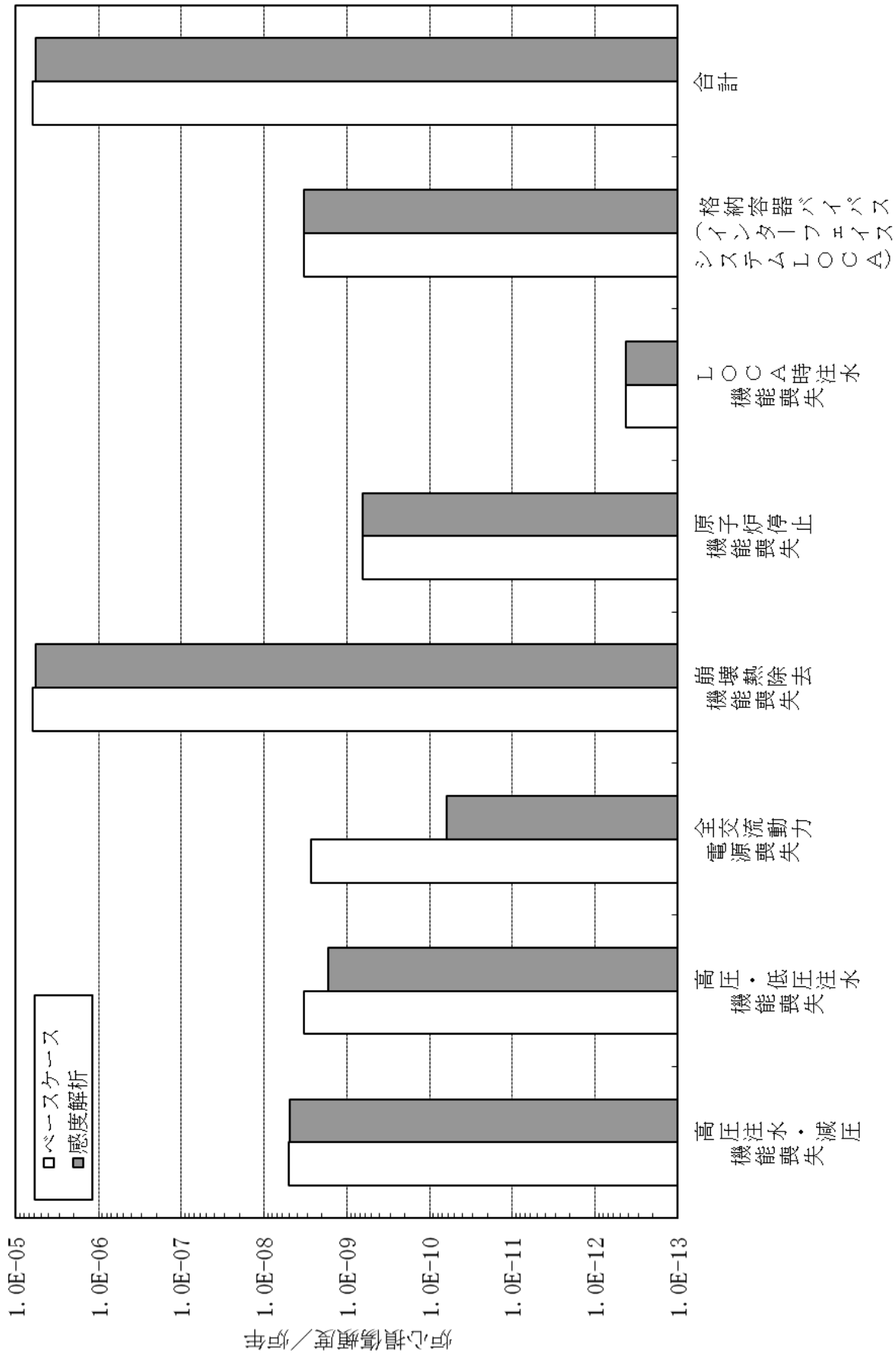
第1.1.1.h-3図 重要度解析結果 (起因事象別)



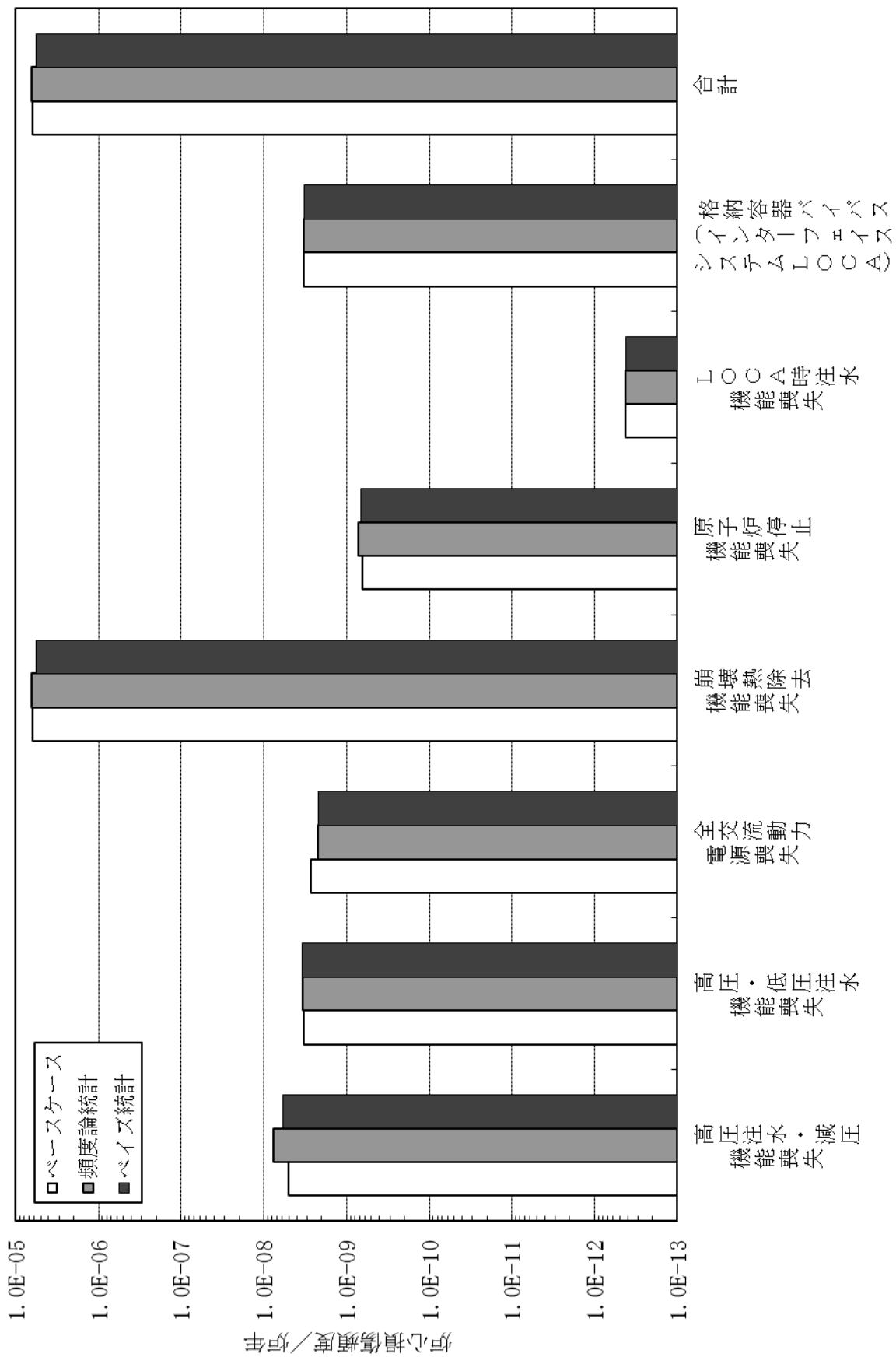
第1.1.1.h-4図 重要度解析結果 (基事象別)



第1.1.1.h-5図 不確実さ解析結果 (事故シナリオグループ別)



第1.1.1.h-6図 感度解析結果 (外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響)



第1.1.1.h-7図 感度解析結果 (プラント固有データの反映)

1.1.2 停止時P R A

停止時レベル1 P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1 P S A編）：2010（以下「停止時P S A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「P R Aの説明における参照事項」（平成25年9月 原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.2-1図に示す。

1.1.2.a 対象プラント

① 対象とするプラントの説明

(1) プラント情報の収集・分析

本プラントの基本仕様は、以下のとおりである。

- ・出力
 - － 熱出力 2,436MW
 - － 電気出力 約820MW
- ・プラント型式 ー 沸騰水型BWR-5
- ・格納容器型式 ー 圧力抑制形（M a r k - I改良型）

以下に、停止時レベル1 P R Aに係る安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

a. 主要な設備の構成・特性

本評価で考慮する主な設備を第1.1.2.a-1表に示す。停止時レベル1 P R Aに係る本プラントの基本設計は、次に説明する主要な安全系統により構成される。第1.1.2.a-1図に主要な系統設備の概要を示す。また、第1.1.2.a-2表に系統設備概要を示す。

(a) 原子炉停止に関する系統

今回のP R Aでは、プラント運転中と停止・起動過程を除いた復水器真空破壊から制御棒引抜開始までを評価対象期間としている。また、反応度投入事象を起因事象から除外したことから、原子炉停止に関する系統は考慮していない。

(b) 炉心冷却及び崩壊熱除去に関する系統

炉心の冷却及び崩壊熱の除去に関する設備のうち、崩壊熱除去及び注水の観点から以下の緩和機能を考慮する。

崩壊熱除去系統としては、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）を考慮する。また、注水系統としては、復水輸送系及び燃料プール補給水系を考慮する。

プラントの停止状態の特徴として、後述のとおり点検等のため運転中又は待機状態にある設備及び冷却材の保有水量が変化するとともに、時間の経過により燃料の崩壊熱が減少する。ECCSは、手動起動のみ期待でき、自動起動信号は定期事業者検査により期待できない場合がある。また、本PRAでは崩壊熱の観点でより厳しいMOX燃料を考慮した評価を実施している。燃料プール冷却系については、1系列運転となった場合に緩和設備として成功基準を満たさない。原子炉浄化系については、緩和設備として成功基準を満たすことができる期間が短い。以上を踏まえ、これらについては緩和設備として期待しない。

1) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)(第1.1.2.a-2図)

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）は、ポンプ2台、熱交換器2基からなり、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、原子炉再循環ポンプ吸込配管から炉水をポンプにより吸引し、熱交換器で冷却した後、原子炉再循環ポンプ吐出配管を經由して再び原子炉へ戻す。

2) 復水輸送系（第1.1.2.a-3図）

復水輸送系は、復水貯蔵タンク、補助復水貯蔵タンク、復水輸送ポンプ等で構成される。

本系統は、通常運転時及び運転停止中に復水器補給水、ろ過脱塩器の逆洗水及び洗浄水、原子炉ウェル水張り等復水を必要

とする機器に復水貯蔵タンク水を給水する。また、プラントの余剰水及び液体廃棄物処理系の処理済水を復水貯蔵タンクに回収し再使用する。

3) 燃料プール補給水系（第 1.1.2. a-4 図）

燃料プール補給水系は、燃料プールの冷却水保有量の一部が喪失し、かつ、復水輸送系による燃料プール水の補給機能が喪失した時に、冷却水を燃料プールに補給する。

(c) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時及び運転停止中の補機冷却は、中間ループ、海水系からなる原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系により原子炉建物内の補機を冷却する。また、電源は、通常運転時は発電機から所内変圧器を通して供給し、運転停止中は主回線から起動変圧器を通して受電する。なお、主回線停電時には、66kV送電線から予備変圧器を通して受電する。

1) 補機冷却系（第 1.1.1. a-7 図）

残留熱除去系、原子炉浄化系、燃料プール冷却系及び非常用ディーゼル発電機は、原子炉補機冷却系で冷却され、原子炉補機冷却系は原子炉補機海水系で冷却される。

2) 電源系（第 1.1.1. a-9 図～第 1.1.1. a-10 図）

発電機を解列すると、常用母線への給電は自動的に所内変圧器経由から起動変圧器経由の給電に切り替わる。また、起動変圧器経由で受電できない場合は、予備変圧器から受電する。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非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用機器に給電する。

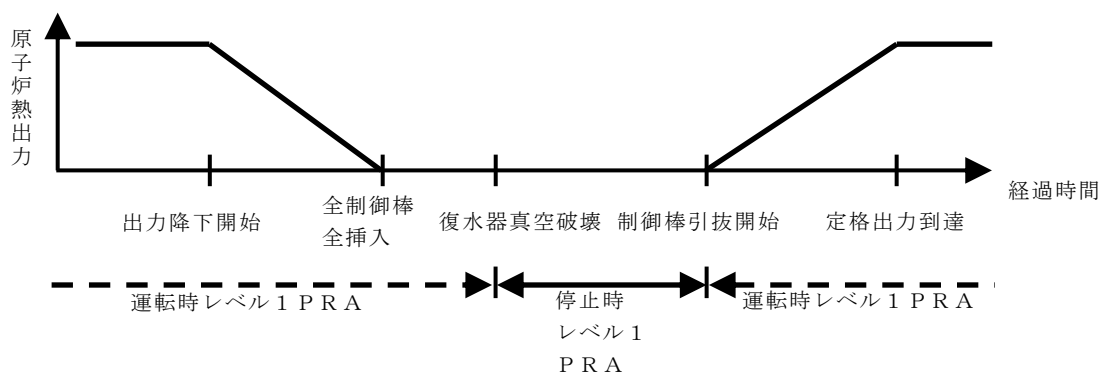
直流電源設備は、非常用の直流 115V の蓄電池 2 組が設けられている。直流電源設備は、電源の制御として遮断器の開閉のほか、非常用ディーゼル発電機の起動等にも用いられる。

② 停止時のプラント状態の推移

(1) 評価対象期間の設定

原子炉の安全性の観点から見ると、復水器真空破壊を実施する以前と制御棒引抜開始以降は、安全系の待機状態は出力運転中とほぼ同一であり、仮に何らかの異常事象が発生した場合でも、安全系の自動起動によって、事象は終結される。したがって、復水器真空破壊を実施する以前と制御棒引抜開始以降は出力運転中の評価に包含されることから、既往の停止時レベル1 P R A及び停止時 P S A学会標準においても復水器真空破壊の実施から、制御棒引抜開始までが評価対象とされている。

以上より、停止中審査ガイドに定められる運転停止中の期間は、「原子炉運転停止の過程における主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」とされているが、起因事象及び緩和設備の状態が大きく変化することを考慮し、停止時レベル1 P R Aにおける評価対象期間は、停止時 P S A学会標準を参考に下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「制御棒引抜開始」の時点までの期間とした。



(2) 停止時プラント状態の推移

プラント状態の変化に伴って崩壊熱除去などに対する成功基準、余裕時間及び使用可能な設備の組合せが変化することを考慮し、定期事業者検査工程を以下のプラント状態に分類した。

- ・原子炉低温停止への移行状態 (S)

- ・原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態（A）
- ・原子炉ウェル満水状態（B）
- ・原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖への移行状態（C）
- ・起動準備状態（D）

これらのプラント状態を，状態ごとのプラントの主要パラメータとともに第 1.1.2.a-5 図に示す。

(3) 評価対象とする定期事業者検査工程

定期事業者検査時の安全性を定量的に評価するうえで，定期事業者検査中のプラント状態並びに機器等の点検状態を把握することが重要である。プラント状態は定期事業者検査ごとに変化するが，プラント安全確保の観点からの安全処置及び運用管理の考え方は同一と考えられる。

また，評価対象とする定期事業者検査工程としては，過去の運転実績を代表するものとするため，以下の観点から定期検査工程を整理し，評価対象工程を選定した。

- ・過去の当該プラントの定期検査工程について，特別な工事を行っていないかどうかを確認する。
- ・定期検査に要した日数を比較し，平均的な定期検査工程を選定する。

島根原子力発電所 2 号炉の至近の定期検査における定期検査日数の比較結果を，第 1.1.2.a-3 表に示す。この結果，特別な工事がなく，平均的な日数で実施された，島根原子力発電所 2 号炉第 14 回定期検査（平成 19 年 5 月～平成 19 年 7 月）を選定した。

③ プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では，以下のように状態が変化する。

- ・運転中の設備や待機状態にある設備が定期事業者検査工程とともに変化する

- ・原子炉内の保有水量が定期事業者検査工程とともに変化する
- ・燃料の崩壊熱が時間の経過とともに減少する

このため、プラント状態について、原子炉冷却材の保有水量、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、分類を行った。

(2) プラント状態分類の分類結果

(1)の考え方に従い、②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態（以下「POS」という。）に分類した。分類したPOSごとの継続時間を第 1.1.2.a-4 表、POSの分類及び使用可能な緩和設備を第 1.1.2.a-5 表及び第 1.1.2.a-6 図に示す。

各POSの概要を以下に示す。

a. 原子炉低温停止への移行状態（POS-S）

通常のプラント停止では、残留熱除去系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、復水器によって原子炉は除熱される。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードの運転による除熱を開始した後、復水器を真空破壊し、復水器による除熱を停止する。プラント停止直後は、原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系統のほかに、残りの残留熱除去系1系統が待機状態にある。復水器真空破壊から原子炉圧力容器開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉低温停止への移行状態（POS-S）として分類する。

b. 原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態（POS-A）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放開始から原子炉ウエルの水張り完了までの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内の保有水量も運転中とほぼ変わらない。この期間は、原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系統のほかに、残りの残留熱除去系1系統が待機状態にある。この期間を、原子炉格納容器／原子炉

圧力容器の開放状態（POS-A）として分類する。

c. 原子炉ウェル満水状態（POS-B）

原子炉圧力容器開放完了から原子炉圧力容器閉鎖開始までの期間は、原子炉ウェルが満水の状態にある。この期間は、原子炉内の保有水量が多く、残留熱除去系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。この期間を原子炉ウェル満水状態（POS-B）として分類する。さらに、POS-Bの期間において、保守点検に伴い使用可能な設備の組合せ等が変化するため、POS-B-1、B-2、B-3及びB-4の4つの期間に分類する。

d. 原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（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、設備の保守点検は継続中であるが、原子炉内の保有水量は運転中とほぼ同じである。しかし、炉心の崩壊熱は、停止直後の約1/10に低下している。原子炉圧力容器閉鎖開始から起動準備に入るまでの期間を、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（POS-C）として分類する。

e. 起動準備状態（POS-D）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖が終了後、プラントの再起動までに設備の機能確認などの起動準備が実施される。この期間中は、設備の保守点検が終了しており、タービン駆動の注水機能を除き、緩和設備の多くが待機状態となっている。原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖終了から制御棒引抜開始までの期間を、起動準備状態（POS-D）として分類する。

上記を踏まえ、停止時レベル1 PRAの評価を実施するため、定期事業者検査期間中の主要工程と、系統の除熱及び注水能力を整理し、評価対象とするPOSを以下のとおり設定した。

- ・ P O S - S : 原子炉低温停止への移行状態
- ・ P O S - A : 原子炉格納容器／原子炉压力容器開放への移行状態
- ・ P O S - B - 1 : 原子炉ウェル満水 1 の期間
- ・ P O S - B - 2 : 原子炉ウェル満水 2 の期間
- ・ P O S - B - 3 : 原子炉ウェル満水 3 の期間
- ・ P O S - B - 4 : 原子炉ウェル満水 4 の期間
- ・ P O S - C : 原子炉格納容器／原子炉压力容器閉鎖への移行状態
- ・ P O S - D : 起動準備状態

1.1.2.b 起回事象

起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、燃料損傷へ波及する可能性のある事象のことである。

① 評価対象とした起回事象のリスト，説明及び発生頻度

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象について、以下の方法により検討し、選定を行った。

a. 国内外の既往の P R A による知見の活用

既往の P R A 研究で選定された起回事象について調査を実施し、起回事象を選定した。調査結果について第 1.1.2.b-1 表に示す。

b. マスターロジックダイアグラムに基づく分析

マスターロジックダイアグラムを用いて起回事象の分析を行い、起回事象を選定した。分析結果について第 1.1.2.b-1 図に示す。

炉心の過大な損傷要因としては、燃料集合体や器物の落下に伴う「燃料の機械的損傷」及び「燃料の熱的損傷」が考えられる。このうち「燃料の機械的損傷」に至る要因として、「燃料集合体の落下事象」が考えられる。一方、「燃料の熱的損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」又は「燃料の冷却不良」が考えられる。

「燃料の過出力」に至る要因として、「反応度の誤投入」が考えられる。一方、「燃料の冷却不良」に至る要因としては、「原子炉冷却材の流出」及び「崩壊熱除去失敗」が考えられる。

「原子炉冷却材の流出」に至る要因として、「配管破断 L O C A」, 「インターフェイスシステム L O C A」及び保守点検における人的過誤に起因する L O C A 事象「停止時特有の L O C A」が考えられる。一方、「崩壊熱除去失敗」に至る要因として、残留熱除去ポンプ等の機械的な故障による「残留熱除去系機能喪失[フロントライン]」と原子炉補機冷却系等の機械的な故障による「補機冷却系機能喪失」が考えられる。また、送電システムのトラブルによる「外部電源喪失」に起因するものも考えられる。

停止時特有の L O C A の要因は様々考えられるが、定期事業者検査工程の作業時において人的過誤が要因となって L O C A が発生する確率が、機械的な故障が発生する確率よりも高いと考えられることから、人的過誤により発生し得る L O C A を評価対象とする。定期事業者検査工程中に人的過誤が要因となり L O C A が発生すると考えられる作業としては、原子炉冷却材圧力バウンダリを直接点検している「制御棒駆動機構点検作業」、「局部出力領域モニタ交換作業」が挙げられるほか、定期事業者検査時の「残留熱除去系切替作業」、「原子炉浄化系ブロー作業」が挙げられる。

c. 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

本プラント及び国内他プラントのトラブル事象について調査を行い、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、今回の起因事象に島根原子力発電所 2 号炉における過去のトラブル事例はない。

(2) 対象外とする起因事象

以下に示す起因事象については、発生する可能性や影響を考慮し、

本評価の対象外としている。

a. 配管破断 L O C A

運転停止中においては、通常運転時と異なり、原子炉冷却材圧力バウンダリの内部にある原子炉冷却材の圧力が、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい試験時を除いて低いことから、通常運転時の圧力で設計されている原子炉冷却材圧力バウンダリの配管が破断することによる L O C A の発生率は十分小さいと考えられる。また、原子炉冷却材圧力バウンダリの配管は、供用期間中検査が行われており、減肉などによる破損も考え難い。したがって、本事象は除外する。

b. インターフェイスシステム L O C A

この事象は、原子炉圧力容器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起こすことにより、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。停止時レベル 1 P R A の評価対象期間においては、長時間にわたり原子炉圧力容器が開放されている。また、原子炉圧力容器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試験時を除いて、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 L O C A の発生する確率は通常運転時に比べて非常に小さい。漏えい試験時には、原子炉圧力を通常運転圧力以上に上昇させてこれを保持するが、検査の性格上、原子炉冷却材圧力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、現場での監視がなされていることから、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 L O C A が発生する確率は非常に小さい。さらに、検査時において原子炉が高圧に保持される期間は数時間程度と短い期間である。したがって、本事象は除外する。

c. 燃料集合体の落下

原子炉格納容器及び原子炉圧力容器の開放後に、原子炉ウェルに水張りした状態で、燃料取出作業を行う。燃料取替機に装着した燃料把握機を原子炉圧力容器の炉心内燃料集合体位置に降下させ、燃料把握機によって燃料集合体を吊り上げ、これを使用済燃料貯蔵ラックに移送して、ラック内に挿入する。燃料取扱設備は、燃料集合体の重量を十分上回る重量に耐えることのできる強度に設計されており、燃料把握機のワイヤの二重化を行っている。燃料把握機は、圧縮空気が喪失した場合、燃料集合体が外れないフェイル・セーフ設計となっており、また燃料つかみ具が燃料集合体を確実につかんでいない場合には、吊り上げができないようなインターロックを設けている。こうした設計上の配慮から、燃料取替え中に、燃料集合体が脱落、落下する可能性は非常に小さいと考えられる。したがって、本事象は除外する。

d. 反応度の誤投入

運転停止中には原則として全制御棒が挿入されており、制御棒駆動機構の試験を行う場合でも、厳格な管理等により1体ごとにしか行えない。また、万一、制御棒が誤って引き抜かれた場合でも、その影響は引き抜かれた制御棒等の周辺のみに限られるため、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らない。

また、過去にBWRプラントにおいて、運転停止中に制御棒が誤って引き抜かれた事象が発生している。本プラントでは、従前からHCU隔離時には制御棒駆動系はリターン運転とする手順としていたが、本事象に対する対策として、制御棒駆動水差圧高の検知の明確化を図るとともに、差圧が更に高くなった場合には制御棒駆動水ポンプをトリップさせるインターロックを設置する等の再発防止対策をとり、同様の事象発生を防止している。また、仮に同様の事象が発生したとしても、中性子束異常高による原子炉スクラムにより

制御棒の引き抜きが停止することから燃料は健全性を失うことはない。したがって、本事象は除外する。

なお、制御棒の誤引き抜きが発生する確率を評価すると、発生確率は、と十分小さく、頻度の観点からも起因事象から除外しても問題ない。

e. 残留熱除去系運転中の冷却材流出

本事象は、残留熱除去系原子炉停止時冷却モードで運転中の残留熱除去系から、主に弁の損傷を起因として原子炉冷却材が流出する事象である。一方、残留熱除去系切替時の冷却材流出は、残留熱除去系切替え時に主に人的過誤を起因として原子炉冷却材が流出する事象であるが、残留熱除去系運転中のLOCAは、事象発生後の事故シーケンスの展開としては残留熱除去系切替時の冷却材流出とほぼ同様となる。

また、残留熱除去系運転中のLOCAの発生頻度は、残留熱除去系切替時の冷却材流出の 2.9×10^{-4} / 定期事業者検査よりである。また、流出経路となるシステムの最高使用圧力に対し、評価期間中の残留熱除去系原子炉停止時冷却モードにおける残留熱除去系の系統圧力は十分に低く、弁の破損が発生する可能性は十分に低いと考えられる。

以上より、残留熱除去系運転中のLOCAは、人的過誤が起因となる残留熱除去系切替時の冷却材流出で代表できるとし、本事象は除外する。

f. 燃料プール冷却系及び原子炉浄化系の機能喪失

定期事業者検査中もクラッドの処理等で燃料プール冷却系及び原子炉浄化系は運転しているが、燃料プール冷却系及び原子炉浄化系には100%炉心を冷却する能力は無く、主として残留熱除去系で冷却する設計となっている。このため、残留熱除去系が機能喪失する

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

と燃料損傷に至る可能性があるが、燃料プール冷却系及び原子炉浄化系が機能喪失しても、冷却は残留熱除去系で行っており、燃料損傷に至る可能性はない。したがって、本事象は除外する。

(3) 起因事象のグループ化

起因事象のグループ化においては、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し、さらに、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範囲まで、以下のとおりグループ化した。各起因事象グループについて、POSとの対応を第1.1.2.b-2表に示す。

a. 崩壊熱除去機能喪失

崩壊熱除去機能に関わる弁、ポンプ等の故障により崩壊熱除去機能が喪失する事象。

b. 外部電源喪失

外部電源が喪失する事象。発生した場合には、非常用交流電源（非常用ディーゼル発電機）が起動して交流電源を供給するが、さらに、非常用ディーゼル発電機の起動に失敗した場合には、全交流動力電源喪失が発生し、崩壊熱除去機能が喪失する可能性がある。

c. 原子炉冷却材の流出

運転員の弁の誤操作等により原子炉冷却材が系外へ流出する事象。

(4) 起因事象の発生頻度評価

選定された起因事象に基づき、停止時レベル1PRAで使用する起因事象の発生頻度の評価結果を第1.1.2.b-3表に示す。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す。

a. 崩壊熱除去機能喪失

各POSで使用する、残留熱除去機能喪失の発生頻度について以下に示す。

(a) 発生件数

残留熱除去系機能喪失[フロントライン]事象と補機冷却系機能

喪失事象とに分けて評価する。

崩壊熱除去機能喪失の発生頻度は、国内BWRの運転実績に基づいて算定した。運転実績には利用可能なデータである平成23年度（平成24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、その件数を定期事業者検査日数で除して発生頻度を求める。

平成23年度（平成24年3月）までのデータによると、残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生は4件と報告されている。

また、国内では発生経験のない原子炉補機冷却系の機能喪失の発生頻度に関しては、保守的に0.5件の発生を仮定して評価した。

(b) 定期事業者検査1日当たりの発生頻度

平成23年度（平成24年3月）までのデータから、残留熱除去系が継続運転していた総日数を求める。残留熱除去系が継続運転している日数は、定期事業者検査時の解列から並列までの日数とし、中間停止、その他点検等による停止日数は考慮しないこととした。

残留熱除去系の総運転日数は83,830日であり、1日当たりの崩壊熱除去機能喪失の残留熱除去系機能喪失[フロントライン]及び補機冷却系機能喪失の発生頻度を以下のように算出する。

○ 残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度

$$= 4 / 83830 = 4.8 \times 10^{-5} / \text{日}$$

4 : 残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生実績(件)

83,830 : 総定期事業者検査日数(日)

○ 補機冷却系機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / 83830 = 6.0 \times 10^{-6} / \text{日}$$

0.5 : 原子炉補機冷却系機能喪失の発生実績(件)

83,830 : 総定期事業者検査日数(日) ※

※ 原子炉補機冷却系の運転日数は残留熱除去系の運転日

数に等しいものとする。

(c) POSごとの発生頻度

停止時レベル1PRAではPOSごとにイベントツリー評価を実施するため、POSごとに崩壊熱除去機能喪失の発生頻度を算出する必要がある。そのため、前項で算出した定期事業者検査1日当たりの崩壊熱除去機能喪失の発生頻度にPOSごとの日数を乗じて、POSにおける崩壊熱除去機能喪失の発生頻度を算出する。

定期事業者検査1日当たりの崩壊熱除去機能喪失の発生頻度から、下記の式によりPOSごとの発生頻度を算出している。

- 残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度
＝残留熱除去系機能喪失[フロントライン]の発生頻度(／日)
× POS (S～D) の定期事業者検査日数 (日／定期事業者検査)
- 補機冷却系機能喪失の発生頻度
＝補機冷却系機能喪失の発生頻度(／日) × POS (S～D)
の定期事業者検査日数 (日／定期事業者検査)

b. 外部電源喪失

(a) 発生件数

外部電源喪失の発生頻度は、崩壊熱除去機能喪失と同様に平成23年度(平成24年3月)までの国内BWRの運転経験に基づき算出した。外部電源喪失は、運転中と停止中のどちらも発生することから、どちらの発生件数も起因事象として考慮している。ただし、定期事業者検査などによる特有の状態(外部電源2系列非待機状態)で起きた発生件数は、運転中では起こらない事象であるため、運転停止中のみで発生件数を考慮する。

発生頻度の算出は、出力運転中で考慮している3件に対しては運転炉年(暦年)で除して算出し、停止時特有として考慮した1

件に対しては停止日数で除して算出する。

(b) 定期事業者検査 1 日当たりの発生頻度

平成 23 年度までの国内 BWR プラントの運転炉年は、792.7 炉年となり、1 日当たりの外部電源喪失発生頻度は以下のように算出する。

○ 外部電源喪失の発生頻度（出力運転時）

$$= 3 / 792.7 / 365.25 = 1.0 \times 10^{-5} / \text{日}$$

3 : 外部電源喪失の発生実績（件）（出力運転時）

792.7 : 国内 BWR プラント運転期間（年）※

365.25 : 1 年の平均日数

※ 外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電時間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する。（運転期間＝発電時間＋運転停止期間）

○ 外部電源喪失の発生頻度（運転停止中）

$$= 1 / 83830 = 1.2 \times 10^{-5} / \text{日}$$

1 : 外部電源喪失の発生実績（件）（運転停止中）

83,830 : 総定期事業者検査日数（日）

○ 外部電源喪失の発生頻度

= 外部電源喪失の発生頻度（出力運転時）

+ 外部電源喪失の発生頻度（運転停止中）

$$= 2.2 \times 10^{-5} / \text{日}$$

(c) POS ごとの発生頻度

停止時レベル 1 PRA では POS ごとにイベントツリー評価を実施するため、POS ごと（事象区分ごと）に外部電源喪失の発生頻度を算出する必要がある。そのため、前項で算出した定期事業者検査 1 日当たりの外部電源喪失の発生頻度に POS ごとの日数を乗じて、各 POS における外部電源喪失の発生頻度を算出す

る。

定期事業者検査 1 日当たりの外部電源喪失の発生頻度から，下記の式により事象区分ごとの発生頻度を算出する。

○ 外部電源喪失の発生頻度×各 P O S（S～D）の定期事業者検査日数（日／定期事業者検査）

c. 原子炉冷却材の流出

(a) 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出の発生頻度

制御棒駆動機構点検本数及び機器点検手順から，原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある以下の事象に対して，操作失敗の人的過誤確率，機器故障率を考慮したイベントツリーを作成して評価した結果，発生頻度は 6.5×10^{-7} / 定期事業者検査となった。

- ・カップリングシール確保
- ・制御棒駆動機構フランジ取付け
- ・燃料取替階側での操作

(b) 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出の発生頻度

局部出力領域計装交換本数及び機器点検手順から，原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある以下の事象に対して，操作失敗の人的過誤確率，機器故障確率を考慮したイベントツリーを作成して評価した結果，発生頻度は 3.7×10^{-7} / 定期事業者検査となった。

- ・局部出力領域計装シール確保
- ・フラッシング装置取付け
- ・燃料取替階側での操作

(c) 残留熱除去系運転切替時の冷却材流出の発生頻度

ミニマムフロー弁の閉め忘れを対象として，HRA イベントツリーを作成し，人的過誤確率を求めることにより評価した結果，発生頻度は 2.9×10^{-4} / 定期事業者検査となった。

(d) 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出の発生頻度

原子炉浄化系ブロー時の弁の閉め忘れを対象として、HRAイベントツリーを作成し、人的過誤確率を求めることにより評価した結果、発生頻度は 1.3×10^{-4} / 定期事業者検査となった。

1.1.2.c 成功基準

既往のPRAや熱水力解析結果を反映し、燃料損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

① 成功基準の一覧表

(1) 燃料損傷判定条件

a. 一般的な燃料損傷判定条件

停止時PSA学会標準における定義と同様、燃料棒有効長頂部が露出した状態とする。

b. 起因事象ごとの成功基準

運転停止中の発電用原子炉施設に発生した異常事象を安全に収束させるために必要な安全機能を摘出し、各安全機能の成功基準を設定した。設定した成功基準を第1.1.2.c-1表に示す。

成功基準の設定に当たっては、May-Wittの式及びORIGEN2コードを用いた崩壊熱評価により、第1.1.2.c-1図に示す崩壊熱曲線を作成した。また、各POSの代表時間における崩壊熱量を第1.1.2.c-2表のとおり算出した。これらの結果を用いて、緩和設備に要求される除熱能力又は注水能力について検討し、POSを考慮したうえで、炉心冷却を達成するための崩壊熱除去機能、注水機能として必要な系統及び機器の作動台数等を決定した。

(2) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

原子炉冷却材の流出の有無により、余裕時間が異なることを考慮し、以下のとおり対処設備作動までの余裕時間を評価した。評価結

果を第 1.1.2.c-3 表に示す。

(a) 崩壊熱除去機能喪失又は外部電源喪失

崩壊熱除去機能喪失又は外部電源喪失の発生時の崩壊熱除去・炉心冷却に使用可能な緩和設備の動作までの余裕時間を、崩壊熱の評価結果及び以下の評価式を用いて評価した。なお、燃料プール内の燃料体数によって余裕時間は異なるため、通常水位（POS-S、POS-A、POS-C及びPOS-D）では原子炉内に100%の燃料が入っている状態における崩壊熱を考慮し、また、原子炉ウェル水位（POS-B-1～B-4）ではPOS-B-1、POS-B-4は原子炉内に100%の燃料が入っている状態における崩壊熱、POS-B-2、POS-B-3は燃料プール内に630%（100%燃料+使用済燃料530%）の燃料が入っている状態における崩壊熱を考慮して、限界温度（通常水位では100℃、原子炉ウェル満水では66℃）になるまでの時間を評価した。

・原子炉冷却材温度上昇までの余裕時間

$$t_{M1} = \frac{\Delta T \times M_1 \times C}{Q_D}$$

t_{M1} : 原子炉冷却材温度上昇時の余裕時間

ΔT : 差温（限界温度－初期温度）

M_1 : 保有水量

C : 比熱

Q_D : 崩壊熱量

・原子炉冷却材の水位低下までの余裕時間

$$t_{M2} = t_{M1} + \frac{M_2 \times H_v}{Q_D}$$

t_{M2} : 原子炉冷却材蒸発時の余裕時間

M_2 : 蒸発水量

H_v : 蒸発潜熱

Q_D : 崩壊熱量

(b) 原子炉冷却材の流出

制御棒駆動機構点検時，局部出力領域モニタ交換時，残留熱除去系切替時及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出において，燃料露出までの余裕時間は1時間以上あることから，緩和設備作動までの余裕時間を1時間としている。

b. 使命時間

本評価では，事故後24時間までの安定冷却が可能であれば，それ以降の時間で仮に不具合が発生したとしてもある程度崩壊熱は除去されており，また，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と考えられることから，24時間を使命時間として設定した。

(3) 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，解析コードを使用した熱水力解析は実施していない。燃焼コードであるORIGEN2コードについては，燃料プール等の許認可で使用実績があり，PNL (Pacific Northwest National Laboratory) 及びEPRI (Electric Power Research Institute) の文献等により大型実験／ベンチマーク試験による検証が実施されている。

1.1.2.d 事故シーケンス

事故シーケンスとは，燃料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。

① イベントツリー

各起因事象に対して，燃料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，燃料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，燃料損傷又は燃料損傷なしのい

ずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリー及び各シーケンスに対して分類された事故シーケンスグループを第 1.1.2.d-1 図～第 1.1.2.d-3 図に示す。なお、事故シーケンスグループについては、「1.1.2.h 燃料損傷頻度」に示す。

イベントツリーの作成上の主要な仮定を以下に示す。

(1) 崩壊熱除去機能喪失のイベントツリー

崩壊熱除去機能喪失のイベントツリーは、起因事象を除き、「崩壊熱除去・炉心冷却」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

崩壊熱除去機能喪失後に崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。運転している残留熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失しても、待機中の残留熱除去系、原子炉浄化系又は燃料プール冷却系の起動若しくは蒸発に伴う水位低下を補う注水のいずれかに成功すれば、燃料損傷に至らない。

(2) 外部電源喪失のイベントツリー

外部電源喪失のイベントツリーは、電源設備（「直流電源」、「交流電源」）及び「崩壊熱除去・炉心冷却」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

外部電源喪失が発生すると動力電源が喪失するため、交流電源（非常用ディーゼル発電機の起動）による早急な非常用電源確保が必要となる。非常用ディーゼル発電機の起動には直流電源（蓄電池）からの給電が必要となる。直流電源に成功すると交流電源が起動でき、交流電源が確保できた場合には崩壊熱除去・炉心冷却設備が起動できる。

外部電源喪失後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。外部電源喪失後、非常用ディーゼル発電機が起動し、外部電源喪失により停止した崩壊熱除去設備の再起動又は蒸発に伴う水位低下を補う注水のいずれかに成功すれば、燃料損傷に至

らない。

また、外部電源喪失後、直流電源に失敗又は交流電源に失敗すると「全交流動力電源喪失」に分類する。

(3) 原子炉冷却材の流出のイベントツリー

原子炉冷却材の流出のイベントツリーは、起因事象を除き、「流出隔離・炉心冷却」のヘディングで構成され、分岐の上は成功、分岐の下は失敗を示す。

原子炉冷却材の流出後に崩壊熱除去・炉心冷却に失敗すると「原子炉冷却材の流出」に分類する。原子炉冷却材が流出しても、流出に伴う水位低下を補う注水に成功すれば、燃料損傷に至らない。

1.1.2.e システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功確率及び失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和系の成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性評価にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出された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、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築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

評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第 1.1.2.e-1 表に、サポート系同士の依存性を第 1.1.2.e-2 表に示す。

【フロントライン系】

- ・ 残留熱除去系
- ・ 燃料プール補給水系
- ・ 復水輸送系

【サポート系】

- ・ 交流電源
- ・ 直流電源
- ・ 原子炉補機冷却系／海水系

② システム信頼性評価手法

システム信頼性評価では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、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器で考慮すべき故障モードを整理した。また、従属故障、人的過誤によるアンアベイラビリティ等の構成要素を考慮し、これらの情報に基づき①に示すシステム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 1.1.2. e-1 図に示す。

なお、停止時レベル 1 P R Aにおけるシステム信頼性評価では、原子炉が停止状態にあること、余裕時間があり作業員や運転員による現場対応が可能であることなどの停止時特有の特徴を考慮し、以下を仮定している。

- ・ 信号

機器の自動起動は、点検などにより期待しない。手動起動は、通常運転停止中に運転する系統において、運転員による中央制御室での手動操作を考慮する。なお、待機中の非常用ディーゼル発電機については、定期事業者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、運転時と同様に自動起動信号を考慮する。

- ・ 残留熱除去ポンプ室空調機

運転停止中は、原子炉冷却材の温度が出力運転時と比べて十分に低いことより、ポンプを運転することに伴うポンプ室温度の上昇は、ポンプに影響を及ぼすほどまでは上昇しないと考えられるため、ポンプ

室の空調機は考慮しない。

- ・非常用ディーゼル発電機室空調機

運転停止中の場合は、出力運転時と比べて余裕時間があり、作業員や運転員による現場対応が可能であると考えられるため、非常用ディーゼル発電機室の空調機は考慮しない。

- ・現場操作

電動弁の電源が機能喪失している場合等、当該電動弁を現場にて手動で開又は閉にすることにより、注水のためのラインナップが可能となる。運転中と異なり運転停止中の場合には余裕時間があるため、本評価においては、弁の現場操作を期待しているが、系統の人的過誤に含め、現場操作は考慮しない。

- ・メンテナンス

停止時レベル1 P R Aにおいては、機器の待機除外確率はP O S分類の中で直接考慮している。ただし、非常用ディーゼル発電機は、自動起動できる状態で待機しており、サーベランス試験も実施することからメンテナンスによる待機除外確率を考慮する。

③ システム信頼性評価の結果

フォールトツリー解析では、系統や機器の運転状態や待機状態を考慮して各P O Sにおけるシステムの非信頼度及び主要なミニマルカットセットの評価を実施した。各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第1.1.2.e-3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はない。

1.1.2.f 信頼性パラメータ

本作業は、システム信頼性評価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、共通原因故障パラメータ及び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するものである。

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、機器故障率データ、共通原因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。これらの評価式は、内部事象運転時レベル1 P R Aと同じである。

② 機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性評価や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、内部事象運転時レベル1 P R Aと同様、原則として、原子力安全推進協会（J A N S I）が管理している原子力施設情報公開ライブラリー（N U C I A）（<http://www.nucia.jp/>）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 ヶ年 49 基データ（21 ヶ年データ））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）」に記載されているデータ（国内故障率データ）を使用する。使用した国内故障率データは内部事象運転時レベル1 P R Aと同様である。また、N U C I A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 ヶ年 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収集されている。

なお、評価対象機器のうち、N U C I Aでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてN U C I Aの機器グループに分類した。

③ 機器復旧の取扱い方法及び機器復旧失敗確率

本評価では、故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。

④ 待機除外確率

停止時レベル1 P R Aにおいては、機器の待機除外状態は、P O S 分類の中で直接考慮している。

⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

システムにおいて多重性を持たせた機器については、共通原因故障を考慮する必要がある。共通原因故障を考慮する機器と故障モードの同定は、内部事象運転時レベル1 P R Aと同様に、同一系統内の冗長機器等について、共通原因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられる動的機器の故障を対象とした。また、評価方法についても、内部事象運転時レベル1 P R Aと同様に、M G L法を用い、共通原因故障パラメータは、米国で公開され、あるいはP R Aで使用実績のある文献から、妥当と考えられる β 、 γ ファクタを使用した。M G L法は冗長度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実績のある共通原因故障パラメータである。

1.1.2.g 人的過誤

人間信頼性解析とは、燃料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ことである。本評価では、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（N U R E G / C R - 1278）のT H E R P（Technique for Human Error Rate Prediction）手法を使用して評価した。

(1) 起因事象発生前人的過誤

起因事象発生前人的過誤として、試験、保守時において作業終了後、その系統あるいは機器を正しい状態に復旧させる際の復旧失敗を考慮した。

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は所定の手順に従って、原子炉を安全な状態にするために必要な措置をとる。本評価においては、

運転員等が行う「診断失敗」と「操作失敗」を人的過誤の評価対象とする。

a. 診断失敗

崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失発生後、緩和設備の起動の必要性の診断に対する人的過誤を診断失敗として取り扱う。また、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。

診断失敗確率は、THERPの標準診断曲線を用いて評価した。曲線を用いる際に必要な余裕時間は、第1.1.2.c-3表の余裕時間を用いた。なお、燃料の崩壊熱及び原子炉水位がPOSにより異なるため、POSごとに診断失敗の確率は異なる。診断に成功した場合に、緩和系に期待できるものとした。

b. 操作失敗

手順書に記載された操作の中で、燃料損傷を対象とする事故シーケンスに対して必要となる操作について同定し、操作失敗確率を評価した。

(3) 人的過誤評価結果

人的過誤の評価結果を第1.1.2.g-1表に示す。

1.1.2.h 燃料損傷頻度

① 燃料損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。本評価では、WinNUPRAを使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った。また、燃料損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために「事故シーケンスグループ」に分類する。

(1) 事故シーケンスグループの選定

運転停止中に起因事象が発生し、原子炉を安全な状態に移行させるための緩和機能として、「原子炉停止機能」、「炉心冷却及び崩壊熱除去

に関する機能」及び「安全機能のサポート機能」がある。これらの安全機能に着目し、燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化を行う。

a. 原子炉停止機能

運転停止中は、原子炉に全制御棒が全挿入されているが、制御棒が引き抜ける等、反応度の誤投入により燃料が損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして反応度の誤投入に分類する。しかし、本評価では、プラント運転中と停止・起動過程を除いた復水器真空破壊から制御棒引抜開始までを評価対象期間としている。また、反応度投入事象を起因事象から除外したことから、本事故シーケンスグループを今回のPRAでは考慮しない。

b. 炉心冷却及び崩壊熱除去に関する機能

LOCA以外の起因事象発生時に、炉心冷却機能及び崩壊熱除去機能が喪失した場合、燃料損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして崩壊熱除去機能喪失に分類する。(崩壊熱除去機能喪失)

また、LOCA時において、炉心冷却及び崩壊熱除去機能が喪失した場合、燃料損傷に至る可能性があることから事故シーケンスグループとして原子炉冷却材の流出に分類する。(原子炉冷却材の流出)

c. 安全機能のサポート機能

上記、炉心冷却及び崩壊熱除去機能といった安全機能を果たすためには、電源系や補機冷却系といったサポート機能が必要である。外部電源喪失時には、非常用電源などの確保に失敗した場合、安全機能が喪失し燃料の冷却が十分に行われず燃料損傷に至る可能性があることから、事故シーケンスグループとして全交流動力電源喪失に分類する。(全交流動力電源喪失)

以上から、次の事故シーケンスグループに分類される。

- ・崩壊熱除去機能喪失
- ・原子炉冷却材の流出

・全交流動力電源喪失

② 燃料損傷頻度

事故シーケンスの定量化を行った結果、全燃料損傷頻度は 6.0×10^{-6} / 定期事業者検査となった。評価工程中の1日当たりの燃料損傷頻度を第 1.1.2.h-1 図に示すとともに、POS別・起因事象別の燃料損傷頻度の内訳を第 1.1.2.h-1 表に、事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度の内訳を第 1.1.2.h-2 表に示す。また、事故シーケンスに対する分析結果を第 1.1.2.h-3 表に示す。

POS別の結果では、緩和設備が他のPOSに比べて少ないPOS-Bにおいて燃料損傷頻度が高くなっており、起因事象別の結果では、外部電源喪失の寄与が支配的となる。また、事故シーケンスグループ別の結果では、全交流動力電源喪失が支配的となる。

(1) 評価結果の分析

POS別及び起因事象別の燃料損傷頻度寄与割合を第 1.1.2.h-2 図及び第 1.1.2.h-3 図に示す。また、事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度寄与割合を第 1.1.2.h-4 図に示す。

事故シーケンスグループ別の寄与割合としては、「全交流動力電源喪失」が支配的となる。

a. 全交流動力電源喪失（燃料損傷頻度： 6.0×10^{-6} / 定期事業者検査，寄与割合：約 100%）

AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、運転停止中に外部電源喪失が発生した場合、考慮できる非常用交流電源が少ない場合があることから、全交流動力電源喪失の燃料損傷頻度が大きくなる。

③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

燃料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、PRA結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る燃料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

確実さ解析を実施した。

また、燃料損傷頻度を解析する評価上の仮定について、結果への影響を把握するため、感度解析を実施した。

(1) 重要度解析

燃料損傷頻度に対するFV重要度及びRAWを評価し、燃料損傷頻度への寄与の大きい要因を分析した。重要度は、起因事象及び緩和系に対して評価した。

起因事象別のFV重要度の評価結果は第1.1.2.h-4表のとおりであり、他のPOSに比べて緩和設備の少ないPOS-Bにおける外部電源喪失が上位となった。また、RAWの評価結果は第1.1.2.h-5表のとおりであり、FV重要度同様にPOS-Bにおける外部電源喪失が上位となった。FV重要度とRAWの相関を第1.1.2.h-5図に示す。

基事象別のFV重要度の評価結果は第1.1.2.h-6表のとおりであり、非常用交流電源が大きく、続いて、そのサポート機能である原子炉補機冷却系、原子炉補機海水系及び直流電源が上位となった。また、RAWの評価結果は第1.1.2.h-7表のとおりであり、FV重要度同様に非常用交流電源が上位となった。FV重要度とRAWの相関を第1.1.2.h-6図に示す。

AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、非常用交流電源の機能喪失に伴う全交流動力電源喪失が支配的となることから、電源機能に係る対策が重要となる。

(2) 不確実さ解析

起因事象、機器故障率、人的過誤、共通原因故障等の統計的な不確かさを考慮し、モンテカルロ法を用いて不確実さ解析を行った。不確実さ解析の結果を第1.1.2.h-8,9表及び第1.1.2.h-7,8図に示す。

全燃料損傷頻度は 6.0×10^{-6} / 定期事業者検査（平均値）、EFは2.3となった。また、POS別燃料損傷頻度のEFも、一桁程度とな

った。各パラメータの不確かさ影響による上限値と下限値の間には大きな幅はないことが分かった。

(3) 感度解析

a. 外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響

平成4年の計画以前から整備しているAM策である「外部電源復旧」と「ECCSの手動起動」を考慮した場合の事故シーケンス抽出及び評価全体への影響を分析するため、感度解析を実施した。感度解析の結果を第1.1.2.h-10, 11表及び第1.1.2.h-9図に示す。

感度解析の結果、外部電源の復旧及びECCS手動起動の操作を考慮した燃料損傷頻度は 7.9×10^{-9} / 定期事業者検査となり、ベースケース 6.0×10^{-6} / 定期事業者検査から約1 / 1,000に低減した。外部電源の復旧及びECCS手動起動の操作を考慮することにより燃料損傷頻度が上記の程度まで低減するが、事故シーケンス選定への影響はない。

第 1.1.2. a-1 表 P R A で考慮する主な設備

機能及び設備名	機器の説明
原子炉停止機能	運転停止中の評価であるため，考慮しない。
崩壊熱除去機能	
残留熱除去系	原子炉停止時冷却モードにて，崩壊熱を除去する。
原子炉浄化系	成功基準を満たす期間が短いことから，保守的に緩和機能として期待しない。
燃料プール冷却系	1 系列では成功基準を満足しないことから，緩和機能として期待しない。
炉心冷却機能	
復水輸送系	復水を必要とする機器に復水貯蔵タンク水を給水する。
燃料プール補給水系	燃料プールの冷却水保有量の一部が喪失し，かつ，復水輸送系による燃料プール水の補給機能が喪失した時に，冷却水を燃料プールに補給する。
安全機能のサポート機能	
原子炉補機冷却系	残留熱除去ポンプ，非常用ディーゼル発電機等を冷却する。
原子炉補機海水系	原子炉補機冷却系を冷却する。
非常用ディーゼル発電機	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	非常用ディーゼル発電機の起動など機器の制御に用いる。

第 1.1.2. a-2 表 系統設備概要

項目	概要
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード)	電動ポンプ台数 2 容量：約 1,200m ³ /h/台 熱交換器 2 伝熱容量：約 3.3E+07kJ/h/基
燃料プール冷却系	電動ポンプ台数 2 容量：約 200m ³ /h/台 熱交換器 2 伝熱容量：約 6.8E+06kJ/h/基
原子炉浄化系	電動ポンプ台数 2 容量：約 110m ³ /h/台 電動ポンプ台数 1 容量：約 220m ³ /h 再生熱交換器 1 伝熱容量：約 1.7E+08kJ/h 非再生熱交換器 1 伝熱容量：約 5.9E+07kJ/h 補助熱交換器 1 伝熱容量：約 7.9E+07kJ/h
復水輸送系	電動ポンプ台数 3 容量：約 85m ³ /h/台
燃料プール補給水系	電動ポンプ台数 1 容量：約 30m ³ /h
原子炉補機冷却系	電動ポンプ台数 4 (うち2台は予備) 容量：約 1,700m ³ /h/台 熱交換器 2 (うち1基は予備) 伝熱容量：約 1.1E+08kJ/h/基
原子炉補機海水系	電動ポンプ台数 4 (うち2台は予備) 容量：約 2,000m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機	非常用ディーゼル発電機台数 2 容量：約 7,300kVA/台
直流電源設備	所内蓄電池 電圧115V 2組 容量：約1,200AH/組

第 1.1.2. a-3 表 島根原子力発電所 2 号炉定期検査の工程日数の比較

定期検査回数	解列日～並列日	停止日数	主要工事等
第 1 回	H2. 2. 5 ～4. 18	73	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 原子炉再循環ポンプ振動記録計設置工事, 原子炉再循環流量制御系多重化工事
第 2 回	H3. 5. 7 ～7. 15	70	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 原子炉再循環ポンプ用電動機軸受油面計多重化工事
第 3 回	H4. 9. 7 ～11. 18	73	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 局部出力領域計装用電線管遮へい材敷設工事
第 4 回	H6. 1. 12 ～3. 23	71	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 選択制御棒挿入機能改造工事, 出力領域計測装置の警報動作範囲変更工事
第 5 回	H7. 4. 27 ～7. 10	75	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, ジェットポンプビーム取替工事
第 6 回	H8. 9. 6 ～11. 8	64	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事
第 7 回	H10. 1. 5 ～2. 22	49	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, アクシデントマネジメント策工事
第 8 回	H11. 5. 11 ～7. 9	60	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 復水器内給水加熱器防熱板取替工事, アクシデントマネジメント策工事
第 9 回	H12. 9. 17 ～10. 29	43	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 制御棒取替工事, 逃がし安全弁取替工事
第10回	H14. 1. 8 ～2. 21	45	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 制御棒取替工事, 逃がし安全弁取替工事, アクシデントマネジメント対策工事
第11回	H15. 4. 15 ～8. 1	109	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, タービン建物配管床ドレンサンプルタンク取替工事, 制御棒取替工事, 発電機回転子点検工事, B・C 低圧タービン動翼修理工事, 炉心シュラウド溶接線点検, 原子炉再循環系配管等の溶接継手部点検
第12回	H16. 9. 7 ～ H17. 2. 6	153	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 制御棒取替工事, 9×9 (B) 燃料採用, 燃料取替階モニタ及び原子炉棟排気高レンジモニタ改造工事, 計装用無停電交流電源装置改造工事, 炉心シュラウド修理工事, 炉心シュラウド予防保全工事, 圧力抑制室内部塗装工事, 原子炉再循環系配管修理工事
第13回	H18. 2. 28 ～6. 3	96	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, 制御棒取替工事, 炉心シュラウド予防保全工事, 原子炉浄化系配管他点検, 蒸気タービン設備他配管点検
第14回	H19. 5. 8 ～7. 22	76	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, 制御棒取替工事, 非常用炉心冷却系ポンプ入口ストレーナ取替工事, 高圧炉心スプレイ系スパーギャノズル修理工事, 耐震裕度向上工事
第15回	H20. 9. 7 ～ H21. 3. 24	199	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, 制御棒取替工事, 水没弁点検工事, 耐震裕度向上工事, 残留熱除去系ヘッドスプレイ配管改造工事
第16回	H22. 3. 18 ～12. 6	264	燃料取替工事, 制御棒駆動機構取替工事, 出力領域計装取替工事, 逃がし安全弁取替工事, 制御棒取替工事, 耐震裕度向上工事, 原子炉再循環系配管他修理工事
平均		約95	—

第 1.1.2. a-4 表 各プラント状態の継続時間

POS	POSの継続時間 (日)
S	1
A	5
B-1	6
B-2	28
B-3	10
B-4	8
C	9
D	6

第 1.1.2.a-5 表 緩和設備の使用可能性

POS		S	A	B-1	B-2	B-3	B-4	C	D
緩和設備	A	○	○	○	○	×	×	△	△
	B	△	△	×	×	○	○	○	○
	—	—	—	×※1	×※1	×※1	×※1	—	—
	—	×	×	×	×	×	×※2	×※2	×※2
	—	—	—	△	△	△	△	—	—
	A	○	○	○	○	○	○	○	○
	B	△	△	△	△	△	△	△	△
	C	△	△	△	△	△	△	△	△
	A	△	△	△	△	×	×	△	△
	B	△	△	×	×	△	△	△	△
	区分Ⅰ	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅱ	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅰ	○	○	○	○	○	○	○	○
	区分Ⅱ	○	○	○	○	○	○	○	○
	A	○	○	○	○	×	×	△	△
	B	△	△	×	×	○	○	○	○
	A	○	○	○	○	○	×	△	△
	B	△	△	×	×	○	○	○	○

○：使用可能（運転中） △：使用可能（待機中） ×：使用不可 —：検討対象外

※1 燃料プール冷却系は、1 系統運転の場合には成功基準を満足しないことから緩和機能として期待しない。

※2 原子炉浄化系は、成功基準を満足する期間が短いことから保守的に緩和機能として期待しない。

第 1.1.2.b-1 表 既往の停止時レベル 1 P R A で選定している起回事象

起回事象	NUREG/ CR-6143 (Grand Gulf)	JNES 検討 ^{※1}	本評価
残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]	○	○	○
補機冷却系機能喪失	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断 L O C A	○	○	—
残留熱除去系 運転中の L O C A	○	○	—
残留熱除去系 切替時の冷却材流出	○	○	○
局部出力領域モニタ 交換時の冷却材流出	—	—	○
制御棒駆動機構 点検時の冷却材流出	—	—	○
原子炉浄化系 ブロー時の冷却材流出	—	—	○

※1 “P S A 手法の標準化に係る整備＝停止時内の事象レベル 1 P S A / 地震 P S A
＝（別冊 1）停止時内の事象レベル 1 P S A 実施手順書”，平成 23 年 1 月 独立
行政法人 原子力安全基盤機構

第 1.1.2.b-2 表 プラント状態と起因事象の対応

起因事象	POS							D
	S	A	B-1	B-2	B-3	B-4	C	
崩壊熱除去機能喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
	○	○	○	○	○	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉冷却材の流出	—	—	—	○	—	—	—	—
	—	—	—	○	—	—	—	—
	—	—	—	—	○	—	—	—
	—	—	—	—	○	—	—	—
原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	—	—	—	—	—	—	○	—

第 1.1.2.b-3 表 起因事象発生頻度 (平成 24 年 3 月まで)

起因事象	POS	発生頻度	備考
崩壊熱除去機能喪失			1) 崩壊熱除去機能喪失における残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]は,実績データに基づき算出。また,補機冷却系機能喪失は,発生経験がないため0.5件を仮定 2) 外部電源喪失は,実績データに基づき算出 3) 崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失の単位は(日),原子炉冷却材の流出の単位は(定期事業者検査)
・ 残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]	全POS	4.8E-05	
・ 補機冷却系機能喪失	全POS	6.0E-06	
外部電源喪失	全POS	2.2E-05	
原子炉冷却材の流出			
・ 残留熱除去系切替時の冷却材流出	B-3	2.9E-04	
・ 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	B-2	6.5E-07	
・ 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	B-2	3.7E-07	
・ 原子炉浄化系ブローロー時の冷却材流出	C	1.3E-04	

第 1.1.2.c-1 表 成功基準の一覧

起因事象	POS							
	S	A	B-1	B-2	B-3	B-4	C	D
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系機能喪失 [フロントライン]	B-RHR CWT	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	A-RHR CWT	A-RHR CWT
	補機冷却系機能喪失	B-RHR CWT	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	CWT FMW	A-RHR CWT	A-RHR CWT
外部電源喪失	A-RHR B-RHR CWT	A-RHR B-RHR CWT	A-RHR CWT FMW	A-RHR CWT FMW	B-RHR CWT FMW	B-RHR CWT FMW	A-RHR B-RHR CWT	A-RHR B-RHR CWT
原子炉冷却材の流出	制御棒駆動機構 点検時の冷却材流出	-	-	CWT	-	-	-	-
	局部出力領域モニタ交換 時の冷却材流出	-	-	CWT	-	-	-	-
	残留熱除去系 切替時の冷却材流出	-	-	-	-	CWT	-	-
	原子炉浄化系 ブロー時の冷却材流出	-	-	-	-	-	CWT	-

一は該当起回事象発生無し

RHR : 残留熱除去系 (1/2) FMW : 燃料プール補給水系 (1/1)
CWT : 復水輸送系 (1/3)

第 1.1.2.c-2 表 プラント状態ごとの崩壊熱

POS	各POSの代表時間 (解列からの日数)	崩壊熱量 (MW)
S	0.25日後 (6時間後)	23
A	1日後	16
B-1	6日後	9.3
B-2	12日後	7.5
B-3	40日後	5.1
B-4	50日後	4.8
C	58日後	3.2
D	67日後	3.0

第 1.1.2.c-3 表 対象設備動作までの余裕時間

起回事象	POS	POS別の 代表時間 (解列から の日数)	対象設備				
			除熱機能		注水機能		
			残留熱除去系 (A系/B系) 余裕時間(時間) (TAFまで)	原子炉浄化系 余裕時間(時間) (TAFまで)	燃料プール冷却系 余裕時間(時間) (ウエル満水時66℃)	復水輸送系 余裕時間(時間) (TAFまで)	燃料プール 補給水系 余裕時間(時間) (TAFまで)
残留熱除去系機能喪失 [フロントライン] 補機冷却系機能喪失 外部電源喪失	S	0.25日後 (6時間後)	3.7	-	-	3.7	-
	A	1日後	5.3	-	-	5.3	-
	B-1	6日後	80	-	-	80	80
	B-2	12日後	110	-	-	110	110
	B-3	40日後	160	-	-	160	160
	B-4	50日後	190	-	-	190	190
	C	58日後	26	-	-	26	-
	D	67日後	27	-	-	27	-
	B-2	-	-	-	-	-	-
	B-2	-	-	-	-	-	-
B-3	-	-	-	-	1.0	-	
C	-	-	-	-	-	-	

第 1.1.2.e-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 (影響を受ける側)		除熱機能						注水機能			
		残留熱除去系 (A系)	残留熱除去系 (B系)	燃料プールの 冷却系	原子炉浄化系	燃料プールの 補給水系	復水輸送系 (Aポンプ)	復水輸送系 (Bポンプ)	復水輸送系 (Cポンプ)		
サポート系 (影響を与える側)	交流電源	非常用交流電源※1 (区分Ⅰ)	○	—	—	—	○※3	○	—	○※3	
	直流電源	非常用交流電源※1 (区分Ⅱ)	—	○	—	—	○※3	—	○	○※3	
補機冷却系	原子炉補機冷却系 (A系)	直流電源※2 (区分Ⅰ)	○	—	—	—	○※3	○	—	○※3	
	原子炉補機冷却系 (B系)	直流電源※2 (区分Ⅱ)	—	○	—	—	○※3	—	○	○※3	

※1 非常用交流電源は、外部電源又は非常用ディーゼル発電機からの給電が可能

※2 直流電源は、蓄電池又は充電器からの給電が可能

※3 非常用交流電源(区分Ⅰ)及び直流電源(区分Ⅰ)又は非常用交流電源(区分Ⅱ)及び直流電源(区分Ⅱ)いずれか一方の電源供給で作動可能

第 1.1.2.e-2 表 サポート系同士の依存性

サポート系 (影響を与える側)	サポート系 (影響を受ける側)		非常用ディーゼル発電機		補機冷却系		補機海水系	
	非常用ディーゼル発電機(A系)	非常用ディーゼル発電機(B系)	原子炉補機冷却系(A系)	原子炉補機冷却系(B系)	原子炉補機海水系(A系)	原子炉補機海水系(B系)		
交流電源	非常用交流電源(区分Ⅰ)	—	○	—	○	—		
	非常用交流電源(区分Ⅱ)	—	—	○	—	○		
直流電源	直流電源(区分Ⅰ)	○※1	—	—	○	—		
	直流電源(区分Ⅱ)	—	○※1	—	—	○		
補機冷却系	原子炉補機冷却系(A系)	○	—	—	—	—		
	原子炉補機冷却系(B系)	—	○	—	—	—		
補機海水系	原子炉補機海水系(A系)	○	—	○	—	—		
	原子炉補機海水系(B系)	—	○	—	○	—		

※1 起動時は蓄電池からの電源供給が必須

第1.1.2.e-3表 システム信頼性評価結果

機能	システム	非信頼度 (点推定値)	備考
崩壊熱除去機能	残留熱除去系 (A系)	2.2E-03	
	残留熱除去系 (B系)	2.2E-03	
	原子炉浄化系 (CUW)	-	
	燃料プール冷却系 (FPC)	-	
炉心冷却機能	復水輸送系 (Aポンプ)	1.6E-04	
	復水輸送系 (Bポンプ)	1.8E-04	
	復水輸送系 (Cポンプ)	1.8E-04	
	燃料プール補給水系 (FMW)	5.6E-04	LOCA時に期待しない
安全機能のサポート機能	原子炉補機冷却系 (A-RCW/R SW)	1.0E-04	残留熱除去系冷却時
	原子炉補機冷却系 (B-RCW/R SW)	6.6E-05	非常用ディーゼル発電機冷却時
		1.0E-04	残留熱除去系冷却時
		6.6E-05	非常用ディーゼル発電機冷却時

第 1.1.2.g-1 表 人的過誤評価結果

人的過誤	余裕時間 (時間)	人的過誤確率 (平均値)	E F
POS-S 短時間診断失敗	0.6	1.5E-03	10
POS-A 短時間診断失敗	0.8	5.6E-04	10
POS-B-1 短時間診断失敗	2.2	4.8E-04	30
POS-B-2 短時間診断失敗	3.7	3.3E-04	30
POS-B-3 短時間診断失敗	5.4	2.5E-04	30
POS-B-4 短時間診断失敗	5.1	2.6E-04	30
POS-C 短時間診断失敗	4.0	3.1E-04	30
POS-D 短時間診断失敗	4.3	3.0E-04	30
原子炉浄化系ブロー時の水位低下の認知失敗	1.0	7.2E-07	10
制御棒駆動機構点検，局部出力領域モニタ交換及び残留熱除去系切替時の水位低下の認知失敗	—	$\cong 0$	—
制御棒駆動機構点検及び局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出の隔離失敗	—	5.3E-02	10
残留熱除去系切替及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出の隔離失敗	—	5.3E-03	10
停止時系統起動操作失敗	—	5.3E-05	10

第 1.1.2.h-1 表 燃料損傷頻度 (プラント状態別・起因事象別)

起因事象 POS	崩壊熱除去 機能喪失	外部電源 喪失	原子炉冷却材の流出				合計 (／定期事 業者 検査)
			制御棒駆動 機構点検時 の冷却材流 出	局部出力領域 モニタ交換時 の冷却材流出	残留熱除去系 切替時 の冷却材流出	原子炉浄化系 プロセス時 の冷却材流出	
S	原子炉冷却停止への移行状態	2.5E-09	—	—	—	—	2.5E-09
A	原子炉格納容器／圧力容器開放への移行状態	1.3E-08	—	—	—	—	1.3E-08
B-1	原子炉ウエル満水 1	6.9E-07	—	—	—	—	6.9E-07
B-2	原子炉ウエル満水 2	3.2E-06	1.9E-12	1.1E-12	—	—	3.2E-06
B-3	原子炉ウエル満水 3	1.1E-06	—	—	8.4E-11	—	1.1E-06
B-4	原子炉ウエル満水 4	9.2E-07	—	—	—	—	9.2E-07
C	原子炉格納容器／圧力容器閉鎖への移行状態	2.3E-08	—	—	—	2.7E-10	2.3E-08
D	起動準備状態	1.5E-08	—	—	—	—	1.5E-08
合計 (／定期事業者検査)		6.0E-06	3.5E-10				6.0E-06

第 1.1.2.h-2 表 燃料損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

運転停止中 事故シーケンスグループ	燃料損傷頻度 (/定期事業者検査)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	2.7E-10	<0.1
全交流動力電源喪失	6.0E-06	100
原子炉冷却材の流出	3.5E-10	<0.1
合計	6.0E-06	100

第 1.1.2.h-3 表 事故シーケンスの分析結果 (1 / 3)

事故シーケンス		全燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	主要なカットセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	寄与割合 (%)
L O C A	原子炉冷却材 の流出 + 流出隔離・炉 心冷却失敗	3.5E-10	①CUWブロー+水位低下 認知失敗 (CUWブロー)	C	1.9E-10	54.0
			②RHR切替+流出の隔離 失敗+CWT起動操作失敗	B-3	8.3E-11	23.4
			③CUWブロー+流出の隔 離失敗+CWT起動操作失 敗	C	7.6E-11	21.3
			④CRD点検+流出の隔離 失敗+CWT起動操作失敗	B-2	1.9E-12	0.5
			⑤LPRM交換+流出の隔 離失敗+CWT起動操作失 敗	B-2	1.1E-12	0.3

第 1.1.2.h-3 表 事故シーケンスの分析結果 (2 / 3)

事故シーケンス		全燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	主要なカットセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	寄与割合 (%)
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	2.4E-10	①フロントライン系機能喪 失+FMWポンプ出口弁M V216-2開失敗+CW T起動操作失敗	B-2	1.5E-11	6.3
			②フロントライン系機能喪 失+FMWポンプ出口弁M V216-2開制御故障+ CWT起動操作失敗	B-2	1.5E-11	6.2
			③フロントライン系機能喪 失+FMWポンプ出口弁M V216-2開失敗+CW T起動操作失敗	B-3	5.4E-12	2.3
			④フロントライン系機能喪 失+FMWポンプ出口弁M V216-2開制御故障+ CWT起動操作失敗	B-3	5.3E-12	2.2
			⑤フロントライン系機能喪 失+RHRポンプ炉水戻り 弁MV222-11A作動 失敗+CWT起動操作失敗	C	4.8E-12	2.0
	外部電源喪失 + 崩壊熱除 去・炉心冷却 失敗	3.1E-11	①外部電源喪失+RHR炉 水入口止め弁V222-5 閉塞+CWT起動操作失敗	C	4.0E-13	1.3
			②外部電源喪失+RHRポ ンプ炉水戻り弁MV222 -11A, B共通原因開失敗 +CWT起動操作失敗	C	2.9E-13	0.9
			②外部電源喪失+RHRポ ンプ炉水入口弁MV222 -8A, B共通原因作動失敗 +CWT起動操作失敗	C	2.9E-13	0.9
			④外部電源喪失+RHR炉 水入口止め弁V222-5 閉塞+CWT起動操作失敗	D	2.7E-13	0.9
			⑤外部電源喪失+RHR炉 水入口止め弁V222-5 閉塞+CWT起動操作失敗	A	2.2E-13	0.7

第 1.1.2.h-3 表 事故シーケンスの分析結果 (3 / 3)

事故シーケンス		全燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	主要なカットセット	POS	燃料損傷頻度 (/定期事業者 検査)	寄与割合 (%)
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 + 交流電源喪失	6.0E-06	①外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機A継続運転失敗	B-2	1.4E-06	23.7
			②外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機A起動失敗	B-2	9.7E-07	16.3
			③外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機Aメンテナンス	B-2	5.4E-07	9.0
			④外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機B継続運転失敗	B-3	5.1E-07	8.5
			⑤外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機B継続運転失敗	B-4	4.1E-07	6.8
	外部電源喪失 + 直流電源喪失	4.3E-08	①外部電源喪失+蓄電池A機能喪失	B-2	1.3E-08	29.5
			②外部電源喪失+蓄電池A遮断器誤開	B-2	1.1E-08	24.2
			③外部電源喪失+蓄電池B機能喪失	B-3	4.6E-09	10.6
			④外部電源喪失+蓄電池B遮断器誤開	B-3	3.8E-09	8.6
			⑤外部電源喪失+蓄電池B機能喪失	B-4	3.7E-09	8.4

第 1.1.2.h-4 表 重要度解析結果（起因事象別 F V 重要度）

起因事象	POS	F V 重要度
外部電源喪失	B-2	5.3E-01
外部電源喪失	B-3	1.9E-01
外部電源喪失	B-4	1.5E-01
外部電源喪失	B-1	1.1E-01
外部電源喪失	C	3.8E-03
外部電源喪失	D	2.5E-03
外部電源喪失	A	2.1E-03
外部電源喪失	S	4.2E-04
原子炉冷却材の流出 (原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出)	C	4.4E-05
原子炉冷却材の流出 (残留熱除去系切替時の冷却材流出)	B-3	1.4E-05

第 1.1.2.h-5 表 重要度解析結果（起因事象別 RAW）

起因事象	POS	RAW
外部電源喪失	B-1	8.6E+02
外部電源喪失	B-4	8.6E+02
外部電源喪失	B-3	8.6E+02
外部電源喪失	B-2	8.6E+02
外部電源喪失	S	2.0E+01
外部電源喪失	A	2.0E+01
外部電源喪失	C	2.0E+01
外部電源喪失	D	2.0E+01
原子炉冷却材の流出 (制御棒駆動機構点検時の冷却材流出)	B-2	1.5E+00
原子炉冷却材の流出 (局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出)	B-2	1.5E+00

第 1.1.2.h-6 表 重要度解析結果（基事象別 F V 重要度）

基事象	F V 重要度
非常用ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	2.9E-01
非常用ディーゼル発電機 A 起動失敗	2.0E-01
非常用ディーゼル発電機 B 継続運転失敗	1.5E-01
非常用ディーゼル発電機 A メンテナンス	1.1E-01
非常用ディーゼル発電機 B 起動失敗	1.0E-01
非常用ディーゼル発電機 B メンテナンス	5.8E-02
非常用ディーゼル発電機 A, B 共通原因継続運転失敗	1.3E-02
非常用ディーゼル発電機 A, B 共通原因起動失敗	8.8E-03
非常用ディーゼル発電機 A 遮断器作動信号故障	6.3E-03
燃料移送ポンプ A 起動失敗	6.1E-03

第 1.1.2.h-7 表 重要度解析結果（基事象別 R A W）

基事象	R A W
原子炉補機冷却海水ポンプ A, B 共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却ポンプ A, B 共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却海水ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプ A, B 共通原因起動失敗	2.7E+02
原子炉補機冷却系 非常用ディーゼル発電機冷却水出口弁 MV 2 1 4 - 1 2 A, MV 2 1 4 - 1 3 A 共通原因開失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	2.7E+02
燃料移送タンク内逆止弁 V 2 8 0 - 9 9 A, B 共通原因開失敗	2.7E+02
燃料移送ポンプ出口逆止弁 V 2 8 0 - 1 0 2 A, B 共通原因開失敗	2.7E+02
蓄電池 A, B 共通原因機能喪失	2.7E+02

第 1.1.2.h-8 表 不確実さ解析結果（プラント状態別）

POS	燃料損傷頻度（／定期事業者検査）				
	平均値	95%確率値	中央値	5%確率値	E F
S	2.5E-09	6.8E-09	1.8E-09	5.1E-10	3.6
A	1.3E-08	3.4E-08	9.1E-09	2.6E-09	3.6
B-1	6.8E-07	1.8E-06	4.9E-07	1.4E-07	3.6
B-2	3.2E-06	8.6E-06	2.3E-06	6.7E-07	3.6
B-3	1.2E-06	3.1E-06	8.3E-07	2.4E-07	3.6
B-4	9.1E-07	2.4E-06	6.6E-07	1.9E-07	3.5
C	2.3E-08	6.1E-08	1.7E-08	4.8E-09	3.6
D	1.5E-08	4.1E-08	1.1E-08	3.1E-09	3.6
合計	6.0E-06	1.3E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3

第 1.1.2.h-9 表 不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）

事故シーケンス グループ	平均値	95%確率値	中央値	5%確率値	E F
崩壊熱除去機能喪失	2.8E-10	9.6E-10	7.9E-11	8.2E-12	11
全交流動力電源喪失	6.0E-06	1.2E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3
原子炉冷却材の流出	3.6E-10	1.3E-09	6.9E-11	4.7E-12	16
合計	6.0E-06	1.3E-05	5.1E-06	2.4E-06	2.3

第 1.1.2.h-10 表 感度解析結果 (外部電源復旧及び E C C S 手動起動操作の影響 (プラント状態別・起因事象別))

POS	起因事象	崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失	原子炉冷却材の流出				合計 (／定期事業者検査)
				制御棒駆動機構点検時の冷却材流出	局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出	残留熱除去系切替時の冷却材流出	原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出	
S	原子炉冷態停止への移行状態	5. 2E-17 (6. 9E-12)	5. 3E-13 (2. 5E-09)	-	-	-	-	5. 3E-13 (2. 5E-09)
A	原子炉格納容器／圧力容器開放への移行状態	2. 6E-16 (3. 5E-11)	2. 1E-12 (1. 3E-08)	-	-	-	-	2. 1E-12 (1. 3E-08)
B-1	原子炉ウエル満水 1	1. 1E-11 (1. 1E-11)	1. 6E-09 (6. 9E-07)	-	-	-	-	1. 6E-09 (6. 9E-07)
B-2	原子炉ウエル満水 2	5. 0E-11 (5. 0E-11)	4. 9E-09 (3. 2E-06)	1. 9E-15 (1. 9E-12)	1. 1E-15 (1. 1E-12)	-	-	4. 9E-09 (3. 2E-06)
B-3	原子炉ウエル満水 3	1. 8E-11 (1. 8E-11)	1. 1E-09 (1. 1E-06)	-	-	8. 4E-11 (8. 4E-11)	-	1. 2E-09 (1. 1E-06)
B-4	原子炉ウエル満水 4	1. 3E-11 (1. 4E-11)	3. 8E-12 (9. 2E-07)	-	-	-	-	1. 6E-11 (9. 2E-07)
C	原子炉格納容器／圧力容器閉鎖への移行状態	4. 7E-16 (6. 3E-11)	1. 0E-12 (2. 3E-08)	-	-	-	1. 9E-10 (2. 7E-10)	1. 9E-10 (2. 3E-08)
D	起動準備状態	3. 1E-16 (4. 2E-11)	6. 4E-13 (1. 5E-08)	-	-	-	-	6. 4E-13 (1. 5E-08)
合計 (／定期事業者検査)		9. 1E-11 (2. 4E-10)	7. 5E-09 (6. 0E-06)	2. 8E-10 (3. 5E-10)				7. 9E-09 (6. 0E-06)

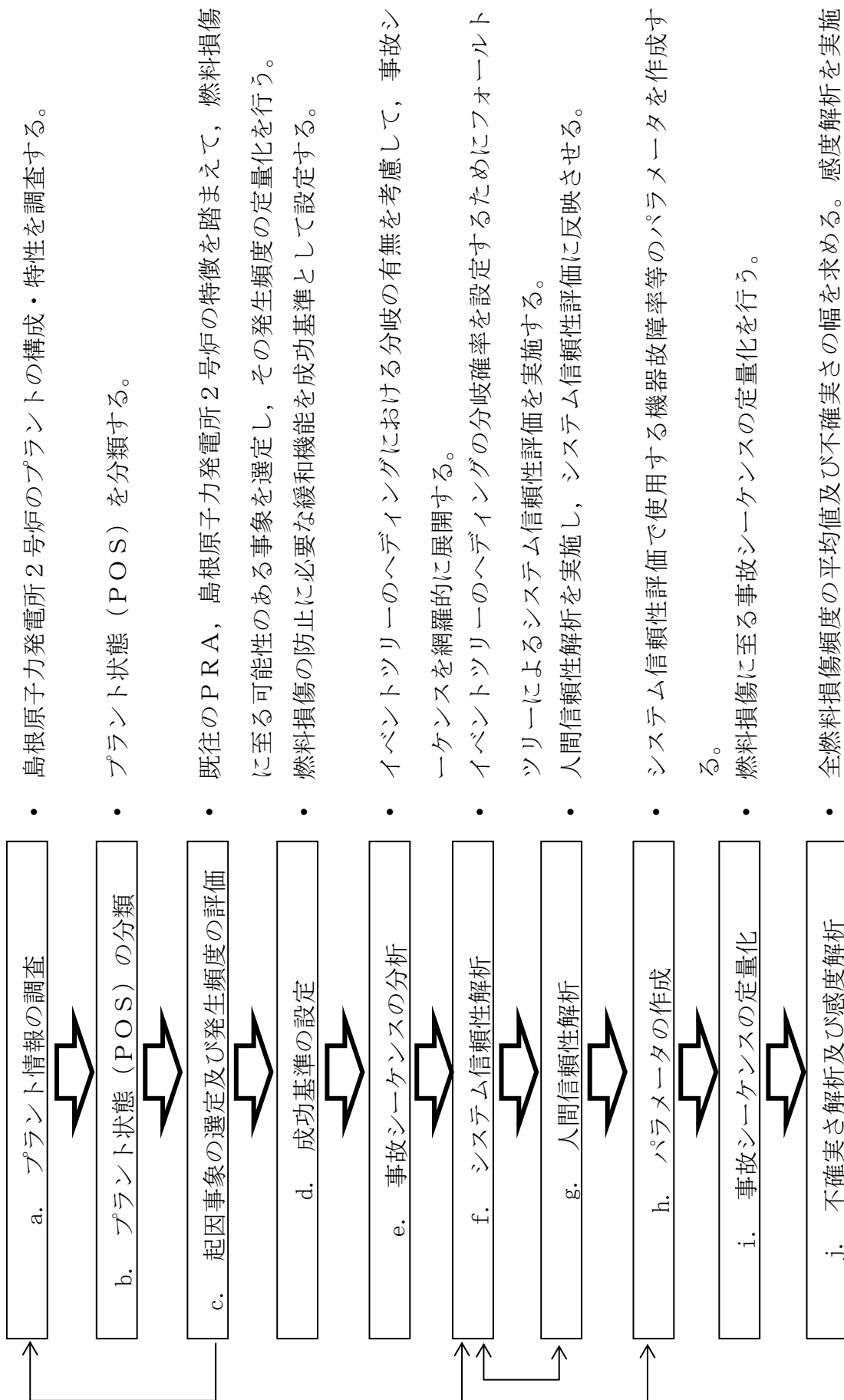
() はベースケース

第 1.1.2.h-11 表 感度解析結果

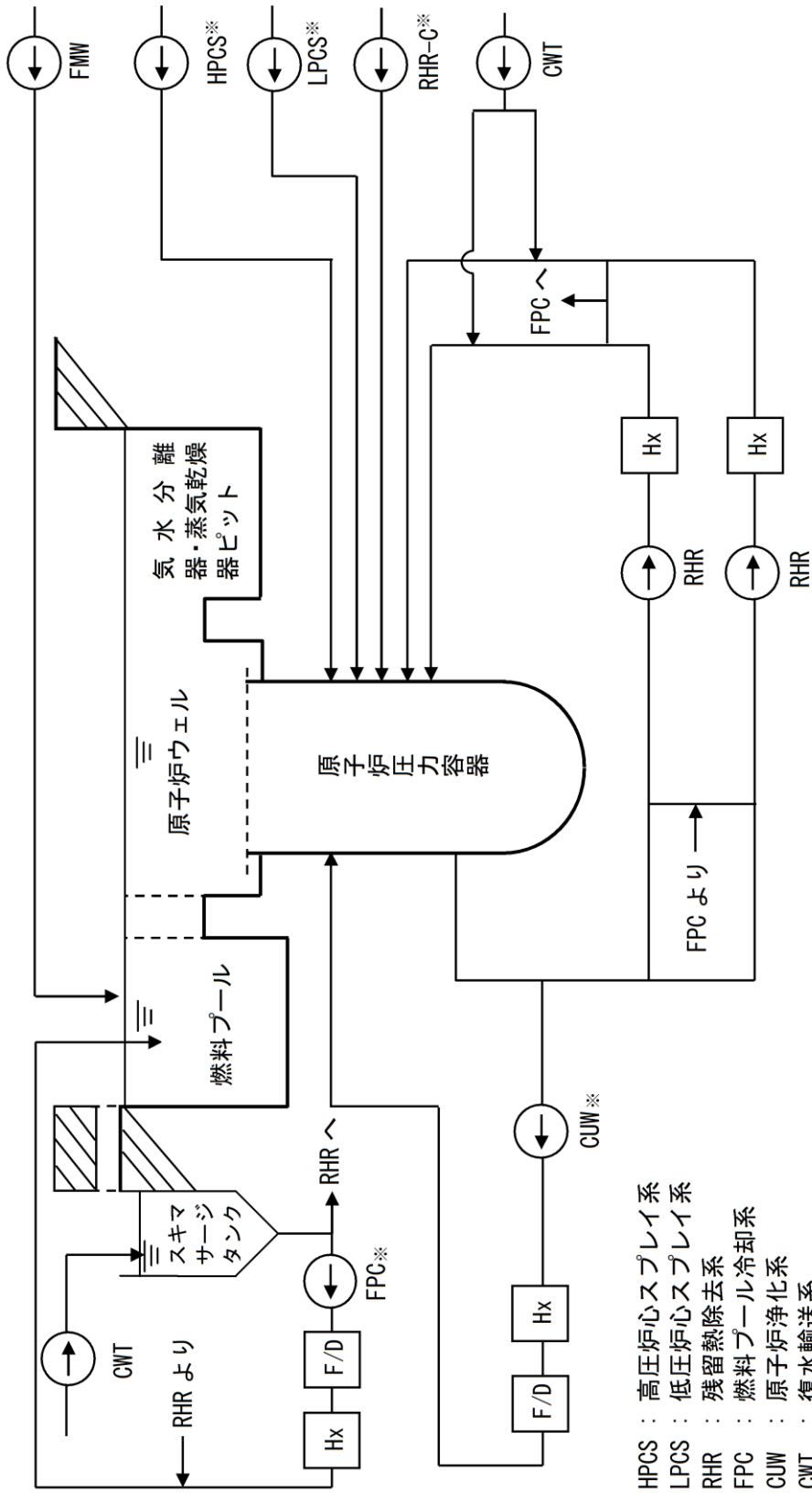
(外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響 (事故シーケンスグループ別))

事故シーケンスグループ	燃料損傷頻度 (/定期事業者検査)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	9.1E-11 (2.7E-10)	1.2
全交流動力電源喪失	7.5E-09 (6.0E-06)	95
原子炉冷却材の流出	2.8E-10 (3.5E-10)	3.5
合計	7.9E-09 (6.0E-06)	100

() はベースケース

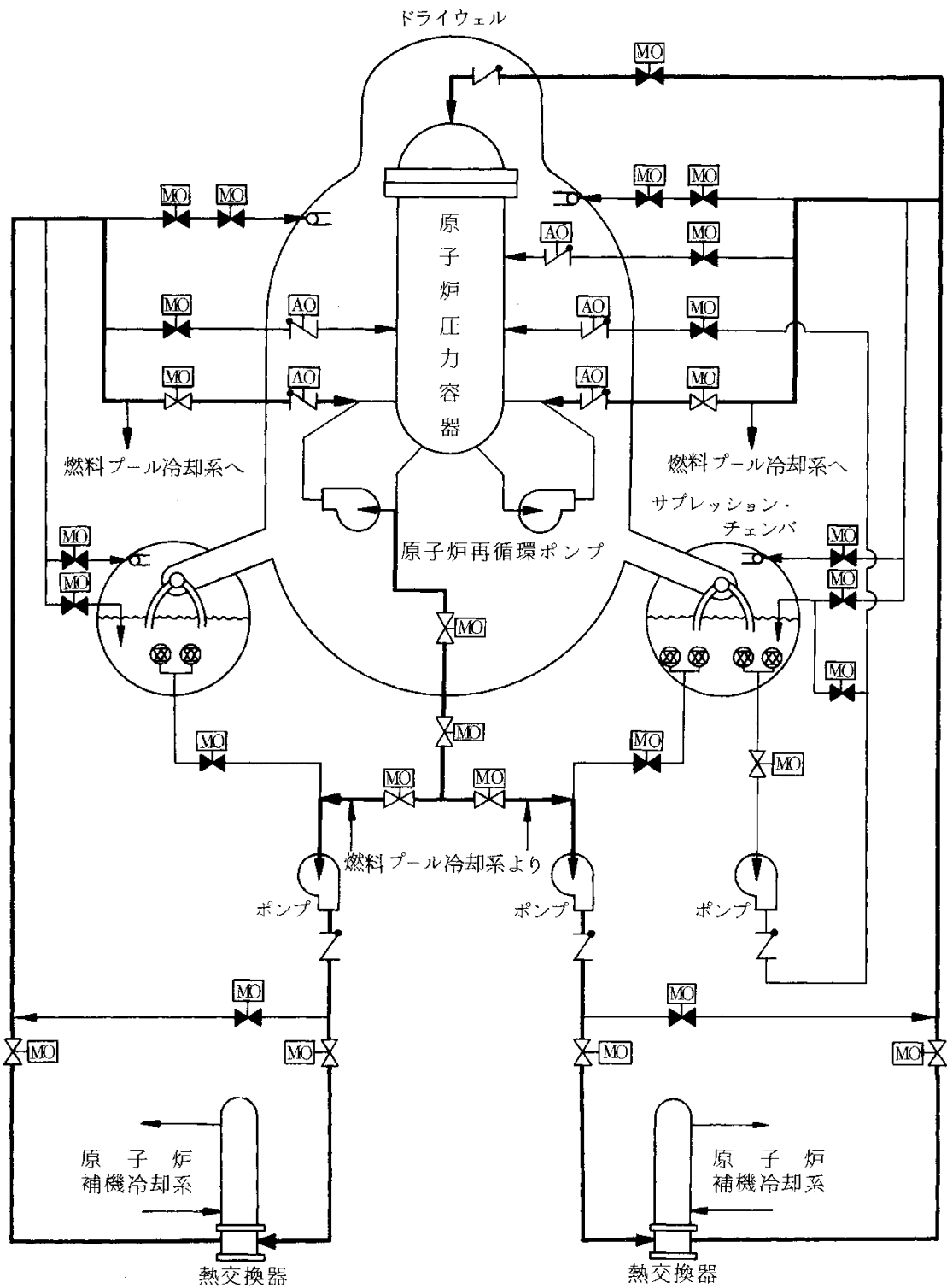


第1.1.2-1 図 停止時レベル1 PRA評価フロー



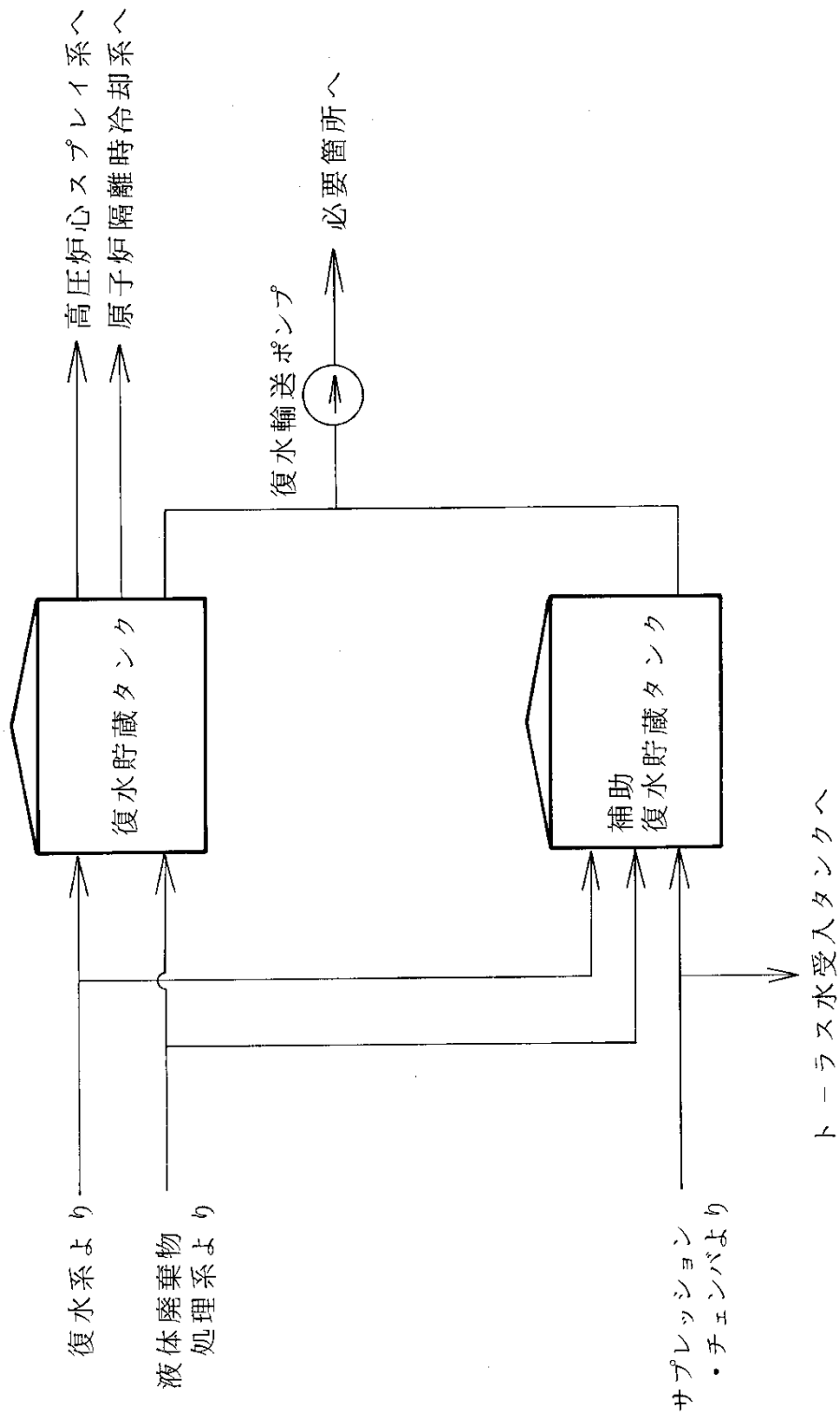
※今回のPRAでは期待していない設備
 (RHRは低圧注水モードを期待せず)

第 1.1.2.a-1 図 運転停止中の炉心冷却・崩壊熱除去に関する設備概要図

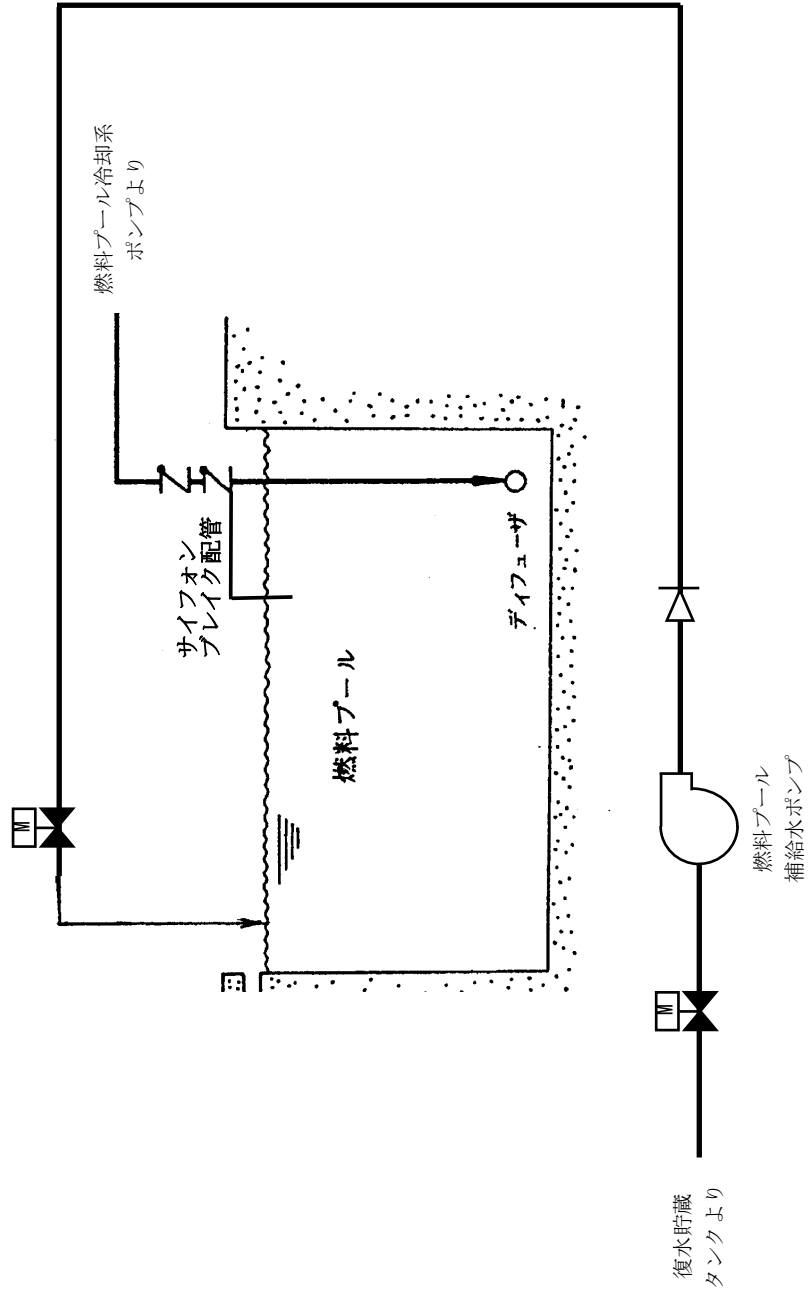


(弁の開閉状態は本モード運転中を示す。)

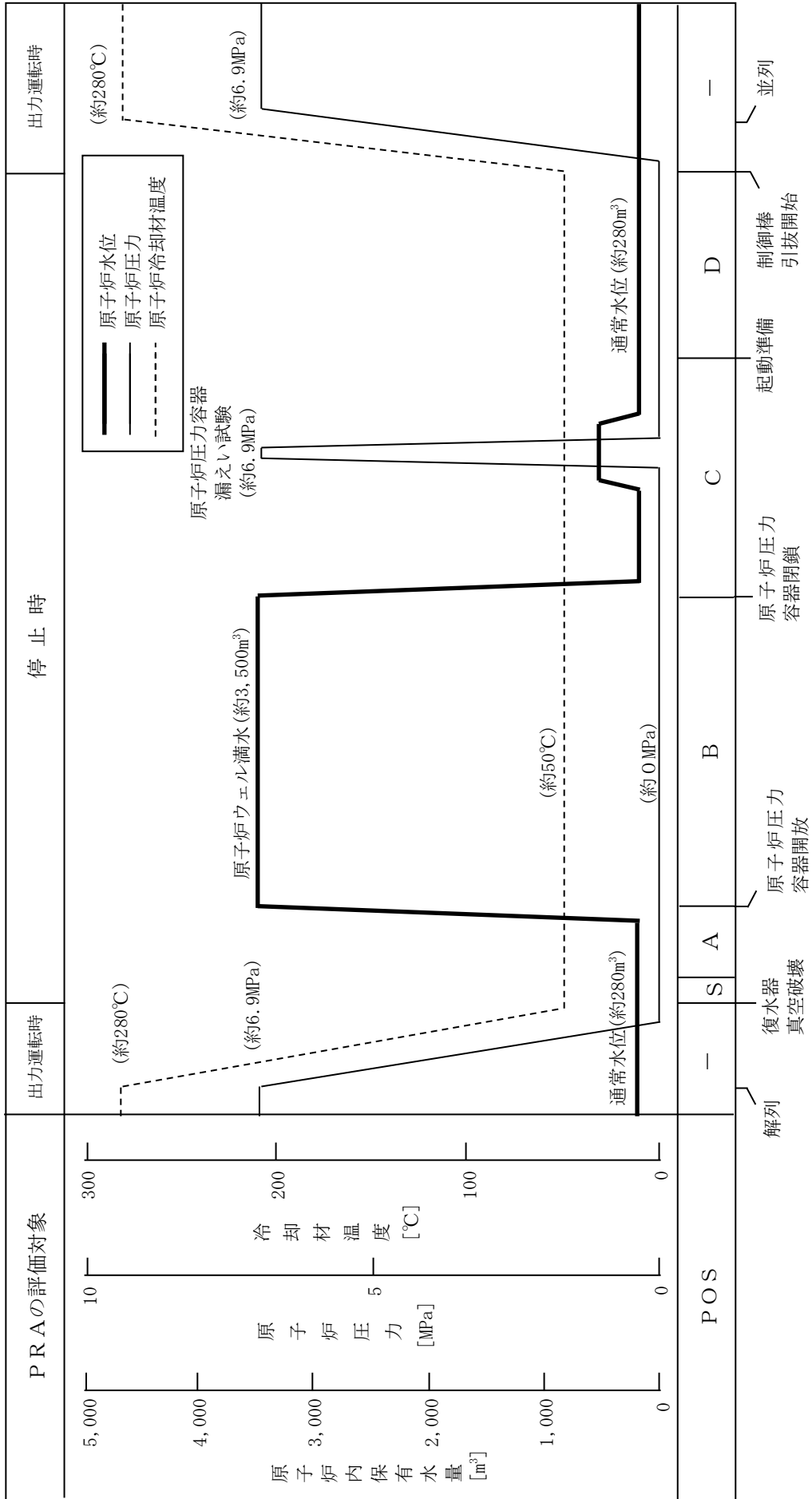
第 1.1.2. a-2 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統概要図



第 1.1.2.a-3 図 復水輸送系系統概要図



第 1.1.2.a-4 図 燃料プール補給水系概要図



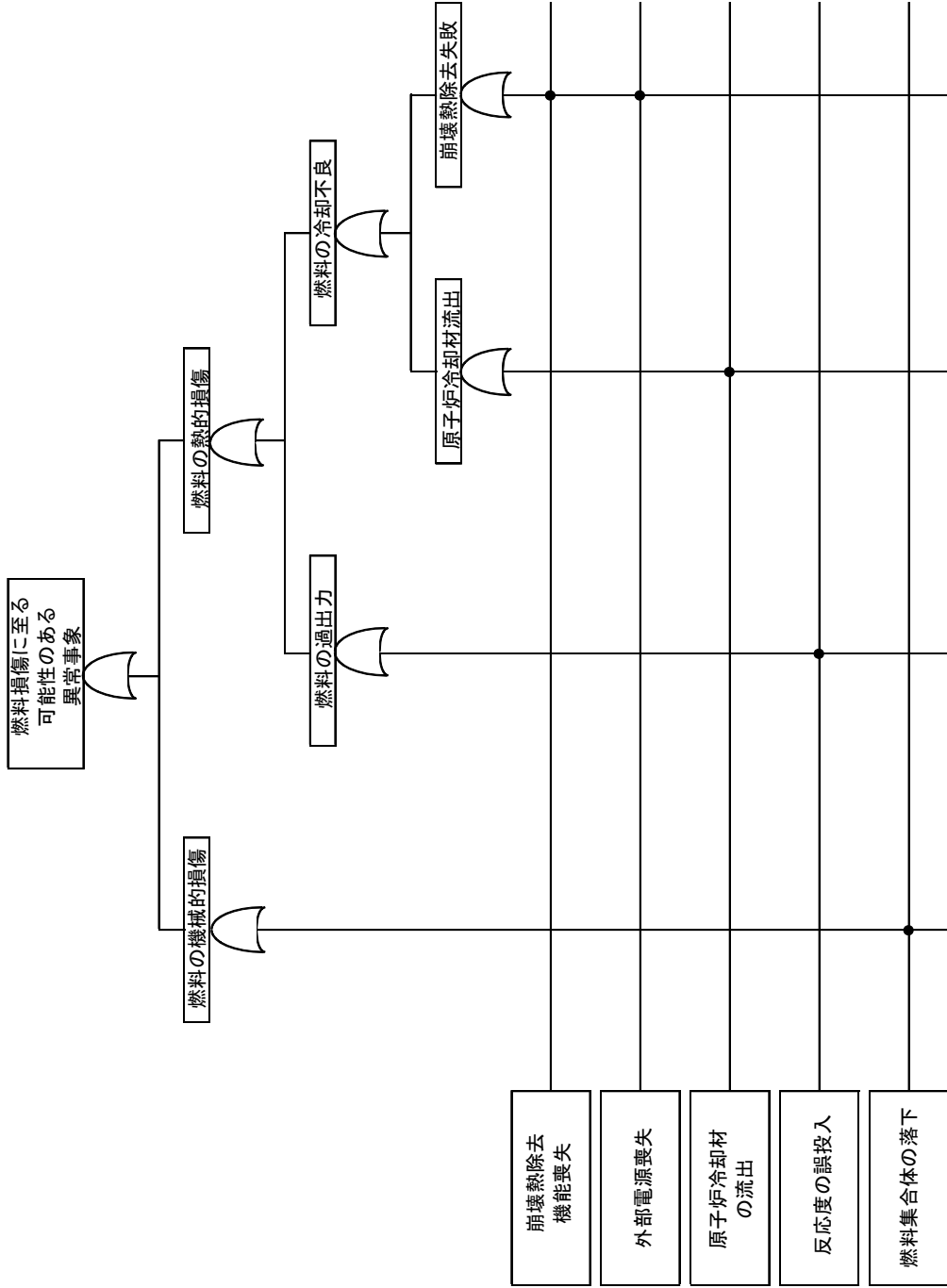
第 1.1.2.a-5 図 定期事業者検査時のプラント状態と主要パラメータの推移

項目	定期事業者検査日数																																																																							
	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
プラント状態	P-CV・F-PV駆動																																																																							
クリティカル工程	燃料移動																																																																							
海水系点検	A-水部点検 C-水部点検 B-水部点検 CRD機部点検 R-PV駆動・漏えい試験 燃料探傷 B-4																																																																							
代表水位	A-水部点検 C-水部点検 B-水部点検 原子炉クォール点検 通常水位																																																																							
A-RHR	A-RHR																																																																							
B-RHR	A-RHR																																																																							
C-W	A-RHR																																																																							
FPC	A-RHR																																																																							
代表除熱	A-RHR																																																																							
HPCS ※1	A-RHR																																																																							
LPCI (G-RHR) ※1	A-RHR																																																																							
A-CWT ※2	A-RHR																																																																							
B-CWT ※2	A-RHR																																																																							
C-CWT ※2	A-RHR																																																																							
FMW	A-RHR																																																																							
A-DG	A-RHR																																																																							
B-DG	A-RHR																																																																							
H-DG ※1	A-RHR																																																																							
余添時間	5.3h	11.0h																									80h	160h		190h	26h		27h																																							

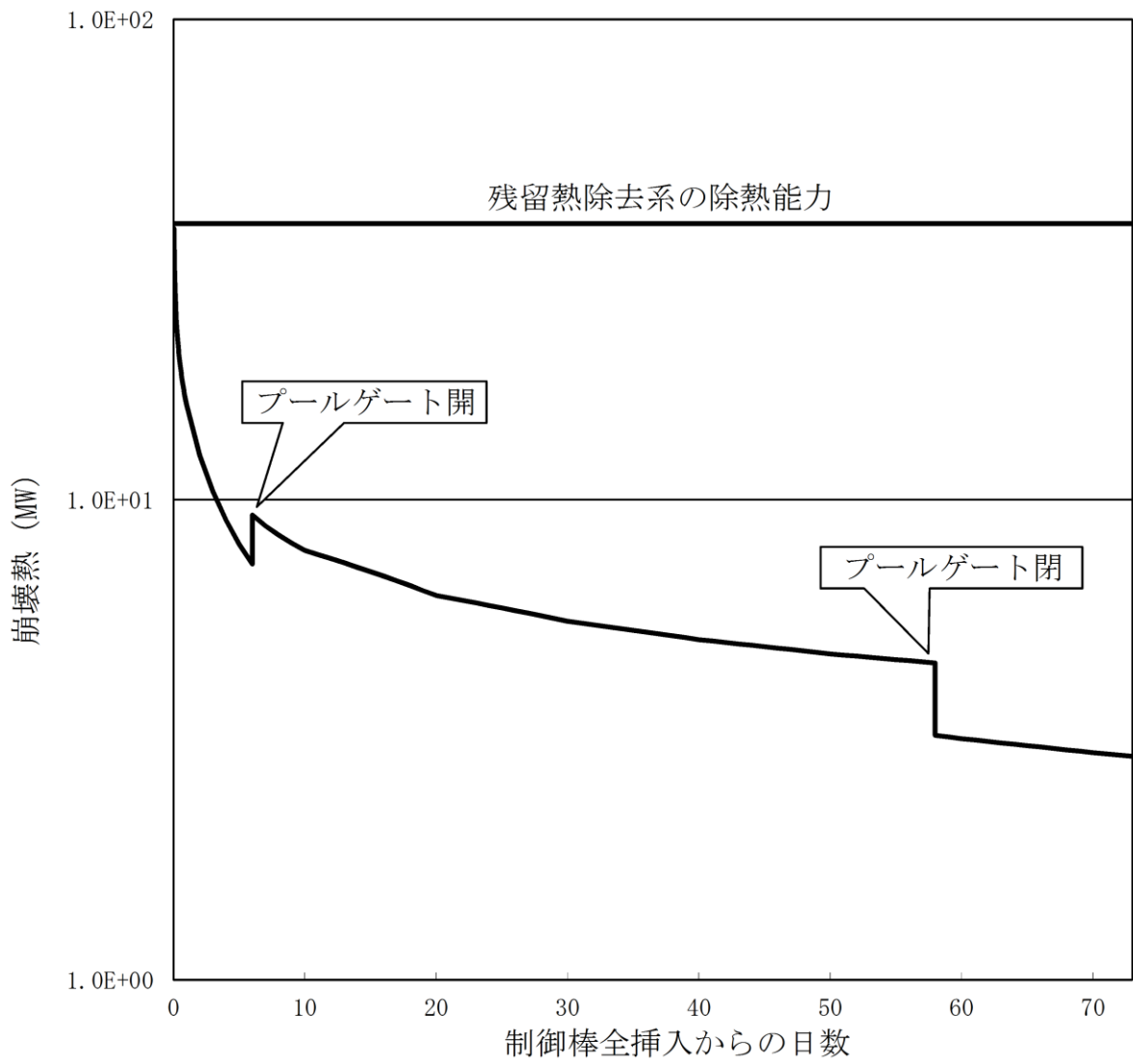
※1 今回のPRAでは期待しない設備(残留熱除去系(低圧注水モード)に期待しない)
 ※2 定期事業者検査に先行して点検を実施

A-RHR:残留熱除去系(A系)
 B-RHR:残留熱除去系(B系)
 C-W:原子炉浄化系
 FPC:燃料プール冷却系
 DG:非常用アイゼン巻電機
 HPCS:高圧炉心スプレイス
 LPCS:低圧炉心スプレイス
 LPCI:残留熱除去系(低圧注水モード)
 A-CWT:炉心輸送系Aポンプ
 B-CWT:炉心輸送系Bポンプ
 C-CWT:炉心輸送系Cポンプ
 FMW:燃料プール補給水系
 PCV:原子炉格納容器
 RPV:原子炉圧力容器
 LPRM:炉部出力領域計装
 CRD:制御棒駆動機構

第 1.1.2.a-6 図 主要工程と使用可能な除熱及び補給系統



第 1.1.2.b-1 図 燃料損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイヤグラム



第 1. 1. 2. c-1 図 運転停止中の崩壊熱

崩壊熱除去機能喪失	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
		燃料損傷なし	燃料損傷なし
		崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能喪失

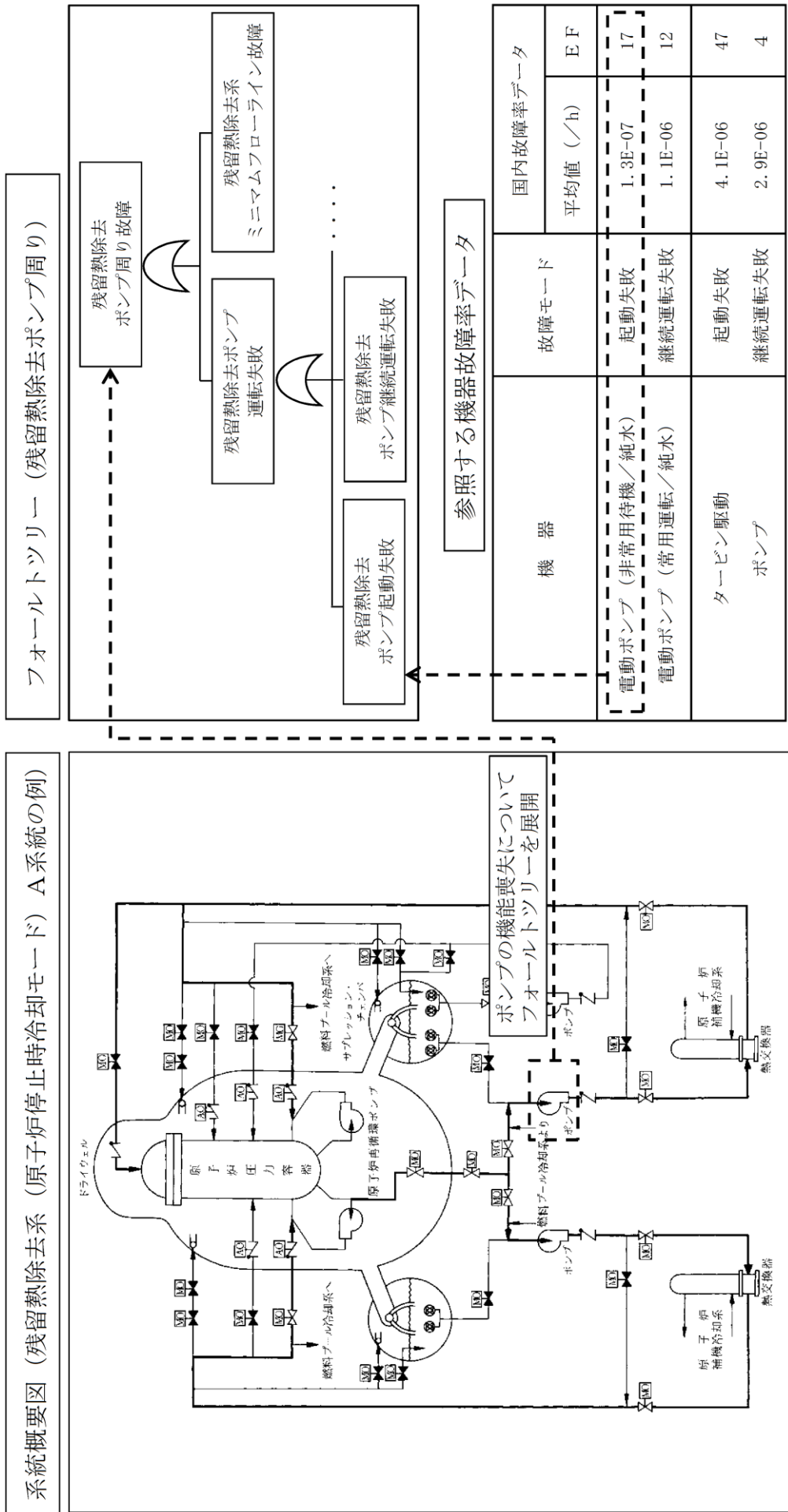
第1.1.2.d-1図 崩壊熱除去機能喪失イベントツリー

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
				燃料損傷なし	燃料損傷なし
				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
				外部電源喪失＋交流電源喪失	全交流動力電源喪失
				外部電源喪失＋直流電源喪失	全交流動力電源喪失

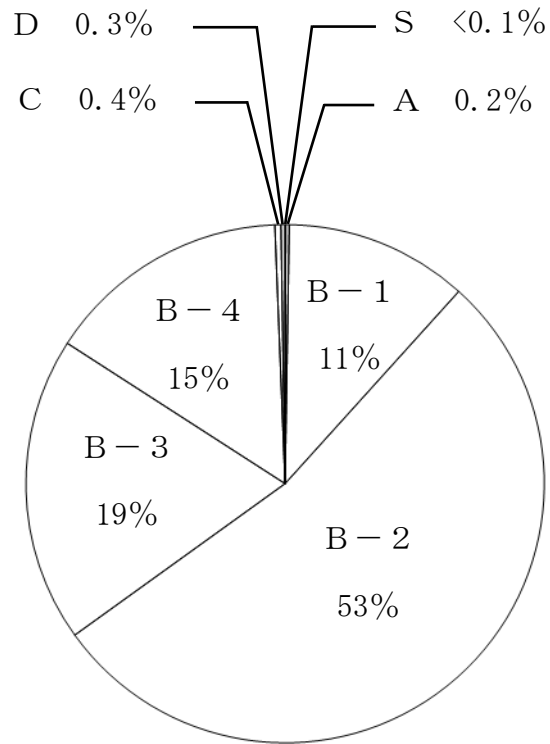
第1.1.2.d-2図 外部電源喪失イベントツリー

原子炉冷却材の流出	流出隔離・炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
		燃料損傷なし	燃料損傷なし
		原子炉冷却材の流出＋流出隔離・炉心冷却失敗	原子炉冷却材の流出

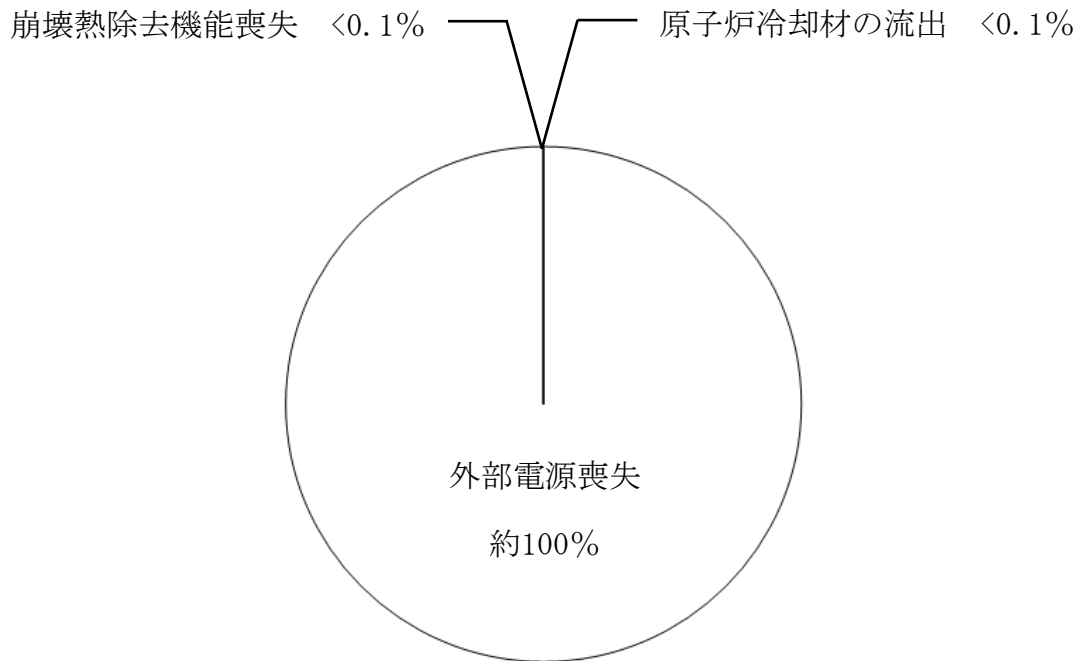
第1.1.2.d-3図 原子炉冷却材の流出イベントツリー



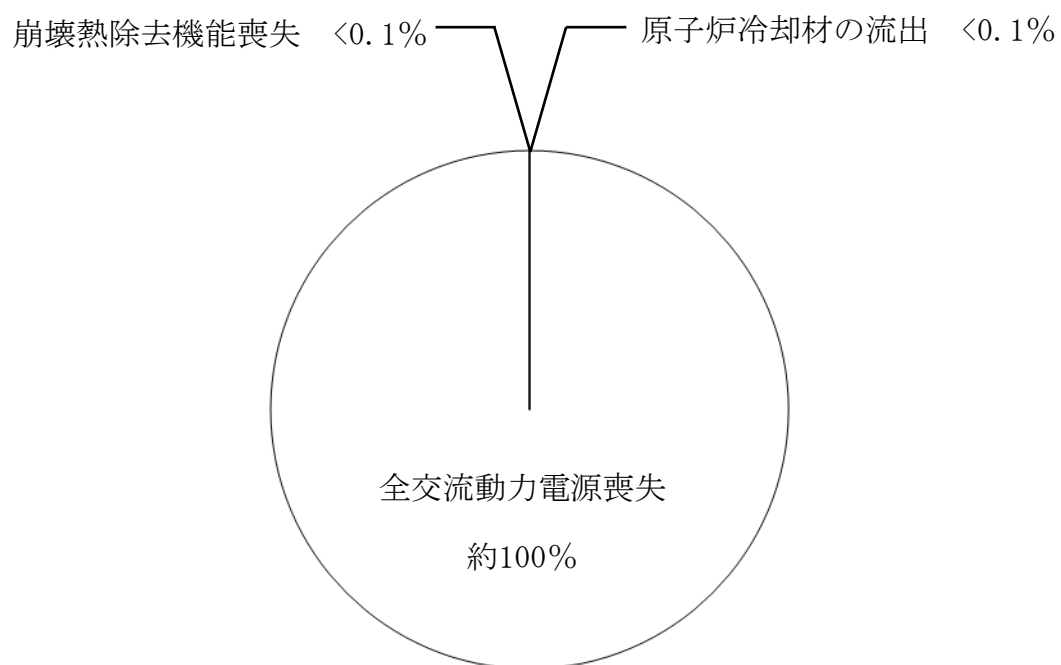
第 1.1.2.e-1 図 システム信頼性の評価例



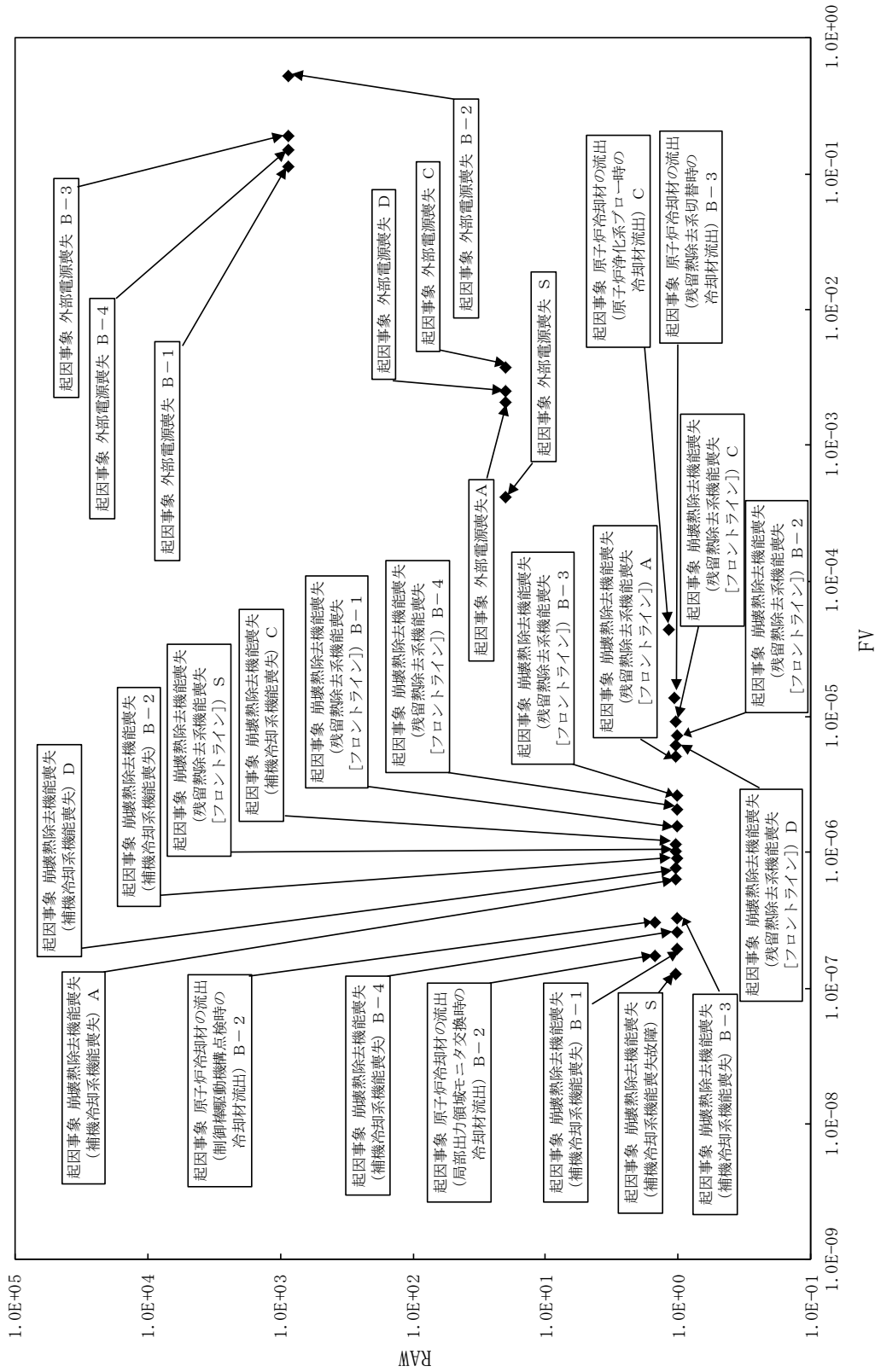
第 1.1.2.h-2 図 燃料損傷頻度寄与割合（プラント状態別）



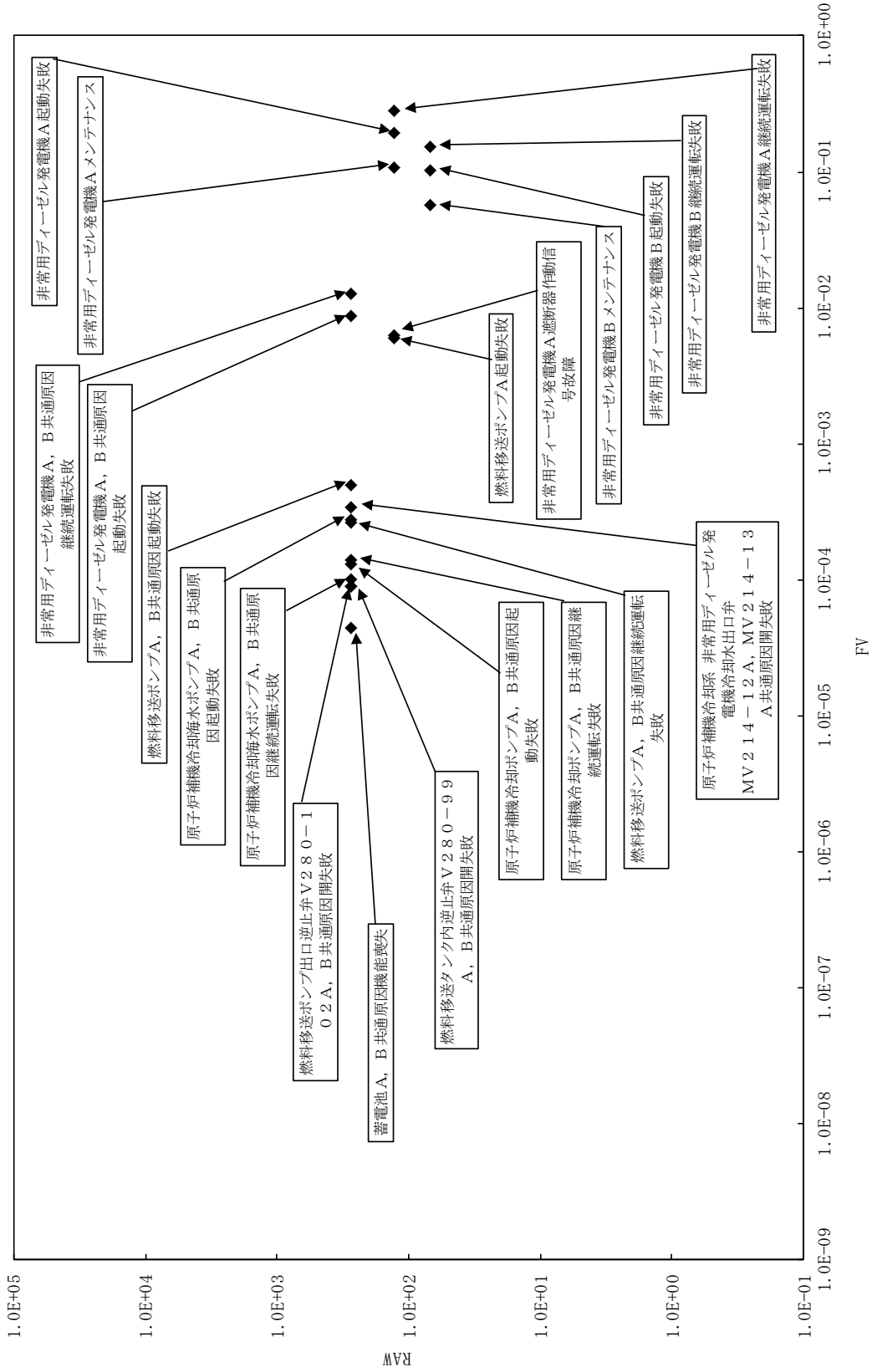
第 1.1.2.h-3 図 燃料損傷頻度寄与割合（起因事象別）



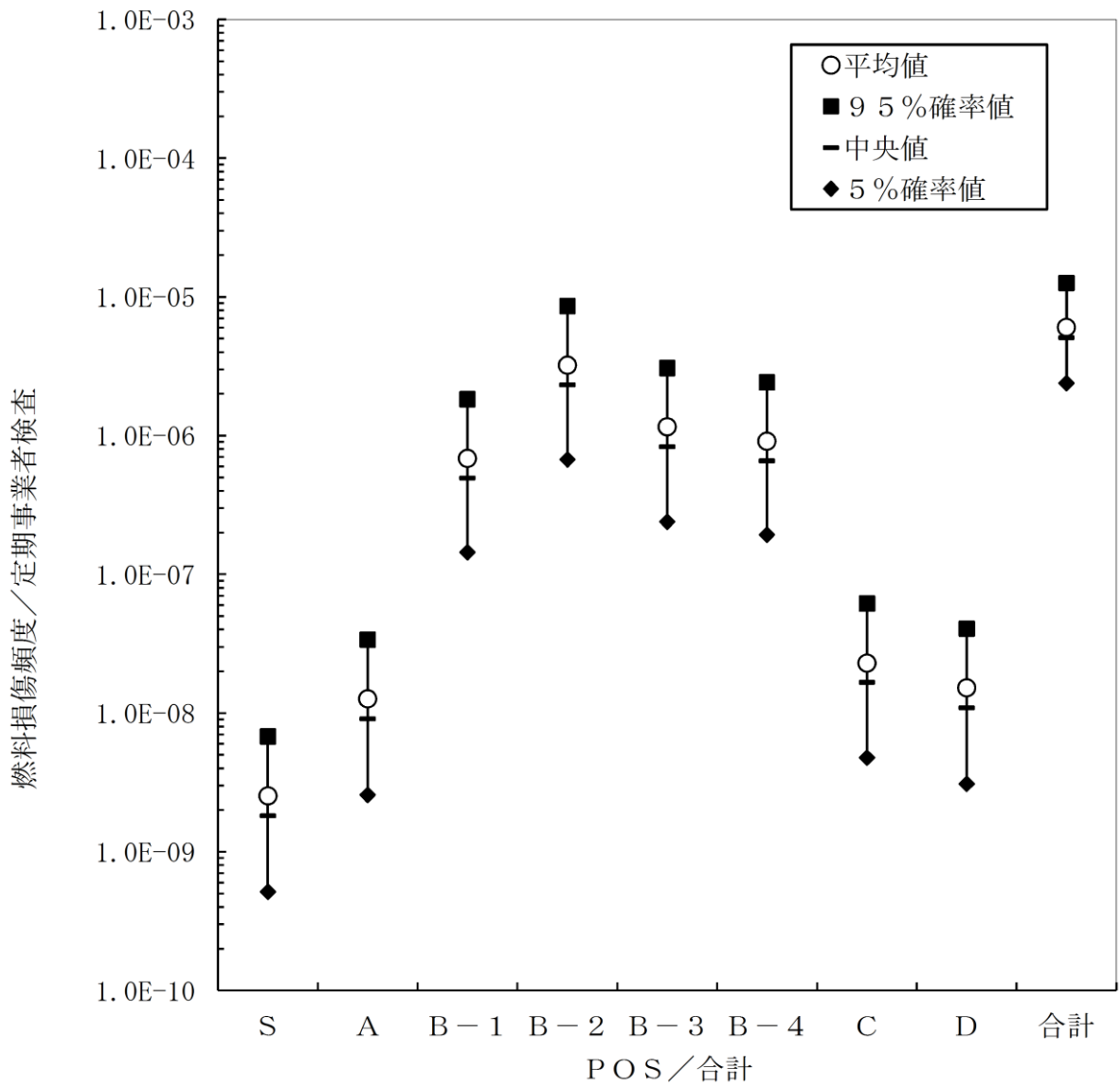
第 1.1.2.h-4 図 燃料損傷頻度寄与割合 (事故シーケンスグループ別)



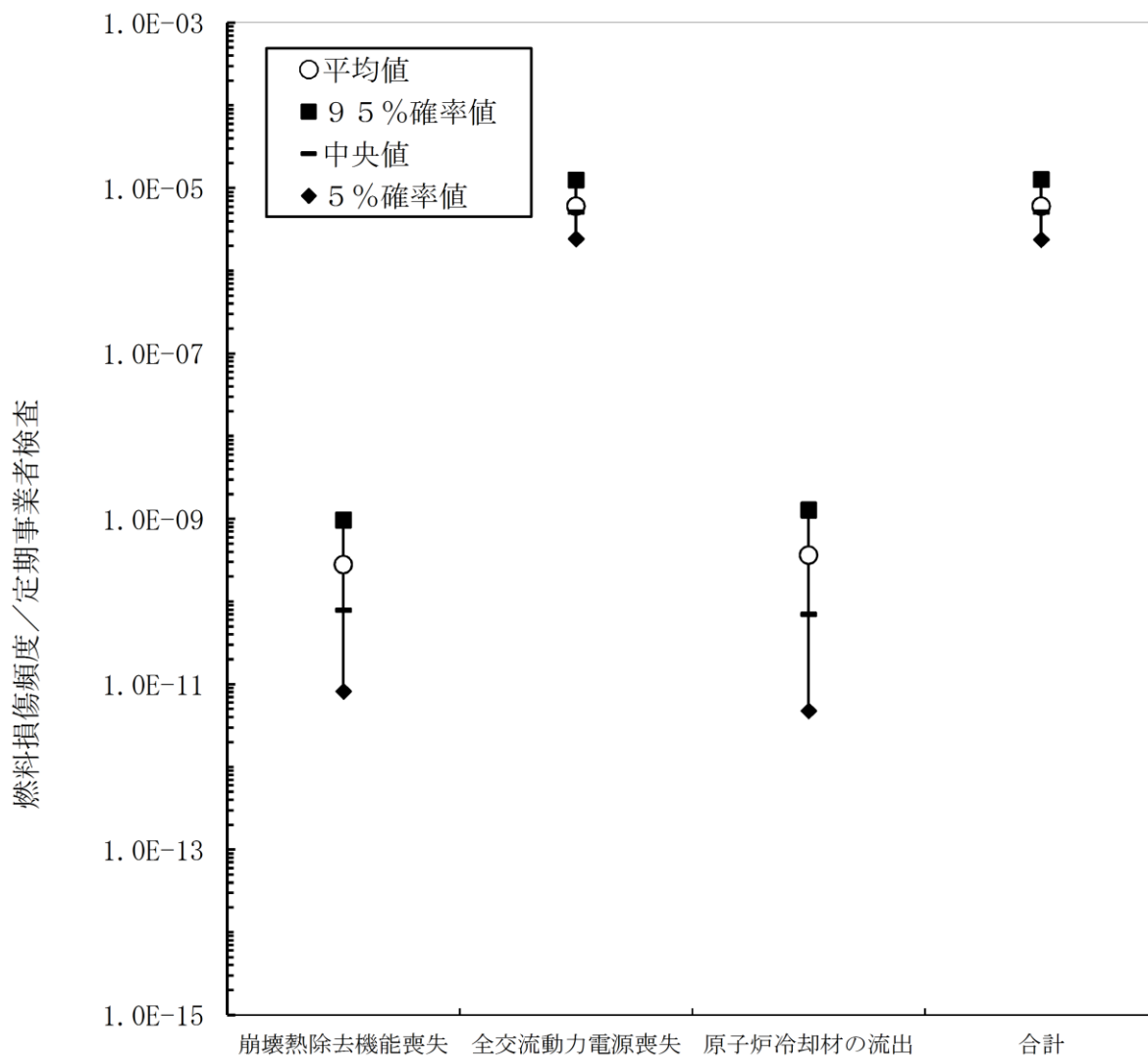
第 1.1.2.h-5 図 重要度解析結果 (起因事象別)



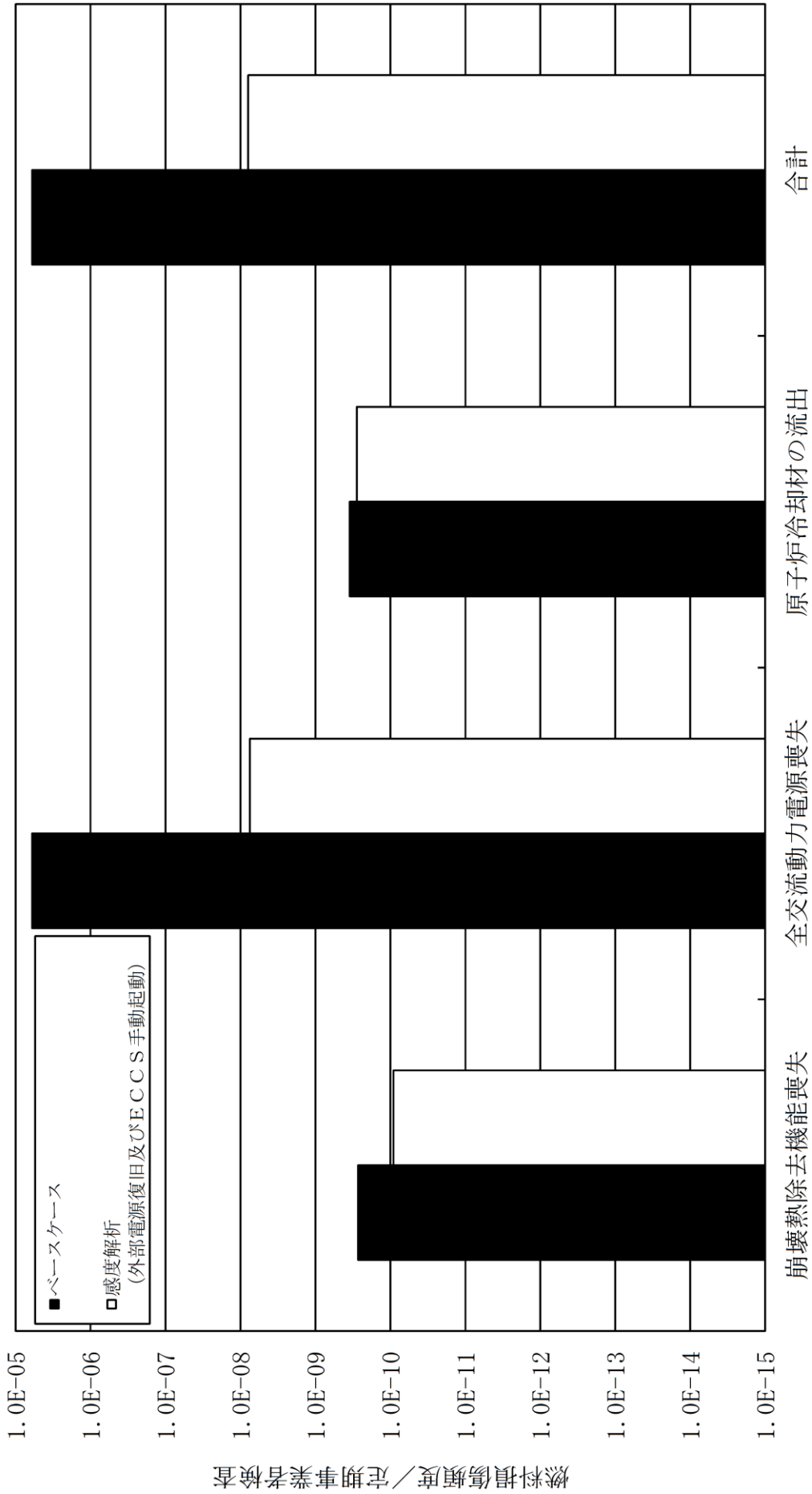
第 1.1.2.h-6 図 重要度解析結果 (基事象別)



第 1.1.2.h-7 図 不確実さ解析結果 (プラント状態別)



第 1.1.2.h-8 図 不確実さ解析結果（事故シーケンスグループ別）



第 1.1.2.h-9 図 感度解析結果 (外部電源復旧及びECCS手動起動操作の影響)

1.2 外部事象P R A

1.2.1 地震P R A

地震レベル1 P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の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P S A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「P R Aの説明における参照事項」（平成25年9月 原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.1-1図に示す。なお、今回のP R Aでは、地震単独の影響のみを評価しており、地震に伴う津波、溢水、火災等の重畳は対象としていない。

1.2.1.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

(1) サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象運転時レベル1 P R Aで収集したプラントの基本的な情報（設計、運転・保守管理情報等）に加え、地震レベル1 P R A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の地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.1.a-1表に示す。

(2) P R Aにおいて考慮する主な設備の概要

地震レベル1 P R Aにおいて考慮する主な設備は「1.1.1 運転時P R A」での記載と同様である。

(3) 地震に対する特徴

内部事象運転時レベル1 P R Aに対する地震レベル1 P R Aの特徴は以下のとおり。

- ・設計基準対象施設は、各施設の安全機能が喪失した場合の相対的な影響の程度に応じて、耐震重要度をSクラス、Bクラス及びCクラスに分類し、設計されている。地震レベル1 P R Aでは大規模な地震を考慮するため、Bクラス及びCクラスの施設については、緩和機能として期待しない。

- ・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。
- ・事故シーケンス評価における起因事象に関しては、複数の建物・構築物、安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷することによる様々な起因事象を合理的に処理するために、成功基準の観点からグループ化を行ったうえで、プラントへの影響が最も厳しい起因事象に代表させる形で階層イベントツリーを作成している。

(4) 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の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のため、以下の観点でプラントウォークダウン(以下「PWD」という。)実施要領及びチェックシートを作成し、PWDを実施した。

- ・耐震安全性の確認
- ・波及的影響の確認

b. プラントウォークダウン対象の建物・構築物・機器の選定

Sクラスの建物・構築物・機器をPWD対象として選定した。PWD対象施設選定フローを第1.2.1.a-1図に示す。

c. プラントウォークダウン実施結果

PWDチェックシートを用いて、PWD対象の建物・構築物・機器の確認を実施した。その結果、Sクラスの建物・構築物・機器は、耐震安全性や波及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は確認されなかった。実施結果の例を第1.2.1.a-2図に示す。

(5) 地震レベル1 PRAの実施に当たっての前提条件等について

地震レベル1 PRAの実施に当たっての前提条件等を以下に示す。

a. 評価の前提条件について

- ・評価地震動の範囲は 0.0G～3.0G (解放基盤表面上の加速度)

とする。

- ・外部電源系は他の耐震設計された設備と比較すると耐震性が小さく、外部電源系が健全な場合は他の系統も健全と考えられるため、炉心損傷に至ることはないとする。
- ・津波が建物・構築物・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

- ・冗長機器及び設備は、地震の影響により同時に損傷する（完全相関）と仮定する。
- ・余震による炉心損傷への影響は考慮しない。

② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオの分析

事故シナリオの分析を行い、地震レベル1 P R Aで対象とする起因事象を選定した。また、対象とする建物・構築物及び機器を選定するとともに、その影響（起因事象の発生、緩和設備への影響）を整理した。

(1) 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P W D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た。事故シナリオの分析に当たっては、地震起因により安全機能を有する建物・構築物及び機器が損傷して炉心損傷事故に繋がる事故シナリオだけでなく、安全機能への間接的影響（地震起因の火災、溢水、津波の影響を除いた周辺設備の損傷による間接的な影響（例：斜面崩壊、クレーン落下など））による事故シナリオも広範囲に抽出した。

選定した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、経年劣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い、安全機能を有する建物・構築物・機器の損傷が炉心損傷に直結する事故シナリオと合わせて事故シナリオの明確化を行った。スクリーニング結果を第1.2.1.a-2表に示す。事故シナリオのスクリーニングについては、こ

れまでに決定論的に評価されている情報，又は運用面での対策・対応に関する情報に基づき判断している。

(2) 起因事象の選定

第 1.2.1.a-3 図に示すフローを用いて，以下を地震によって発生する起因事象として選定した。

- ・ 外部電源喪失
- ・ 原子炉建物損傷
- ・ 原子炉格納容器損傷
- ・ 原子炉圧力容器損傷
- ・ 格納容器バイパス
- ・ Excessive LOCA
- ・ 制御室建物損傷
- ・ 廃棄物処理建物損傷
- ・ 計装・制御系喪失
- ・ 直流電源喪失
- ・ 交流電源・補機冷却系喪失

(3) 建物・構築物・機器リストの作成

選定した起因事象の要因となる建物・構築物・機器及び地震時に使用可能な緩和設備に係る建物・構築物・機器を抽出し，建物・構築物・機器リストを作成した。建物・構築物・機器リストを第 1.2.1.a-3 表に示す。

1.2.1.b 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

基準地震動の超過確率の算出に用いた確率論的地震ハザード評価を行うに当たっては，地震 P S A 学会標準を踏まえて実施した。

② 確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

(1) 震源モデルの設定

震源モデルは，以下に示す特定震源モデルと領域震源モデルを設定

した。

a. 特定震源モデル

敷地から 100km 以内に位置する敷地周辺の地質調査結果に基づいて評価した活断層，地震調査研究推進本部（2016）⁽¹⁾ に掲載されている活断層及び「[新編]日本の活断層」⁽²⁾ に掲載されている確実度 I 及び II の活断層をモデル化し，検討用地震の宍道断層による地震及び F - III 断層 + F - IV 断層 + F - V 断層による地震については，決定論による「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」の評価において基本震源モデル及び認識論的不確かさとして考慮した評価ケースに基づいてモデル化した。敷地周辺の活断層分布及び活断層諸元を第 1.2.1.b-1 図，第 1.2.1.b-1 表，第 1.2.1.b-2 表，第 1.2.1.b-3 表及び第 1.2.1.b-4 表に示す。また，地質調査結果等に基づき設定した宍道断層による地震の発生頻度を第 1.2.1.b-5 表に示す。

b. 領域震源モデル

萩原(1991)⁽³⁾ 及び垣見ほか(2003)⁽⁴⁾ の領域区分に基づき，敷地から半径 100km 以内の領域を対象にモデル化した。対象領域の最大マグニチュード（以下「M」という。）については，各領域で過去に発生した活断層と関連づけることが困難な地震の最大Mに基づいて設定し，また最大Mに幅がある場合には，その中央値，上限値，下限値に基づいて設定した。領域震源モデルの対象領域を第 1.2.1.b-2 図に，対象領域の最大Mの設定値を第 1.2.1.b-6 表に示す。

(2) 地震動伝播モデルの設定

特定震源モデルのうち，宍道断層による地震は敷地の極近傍に位置し，また F - III 断層 + F - IV 断層 + F - V 断層による地震は Noda et al. (2002)⁽⁵⁾ の方法（以下「耐専式」という。）が適用範囲外となる評価ケースがあり，敷地の比較的近くに位置することから，これらの

震源モデルには断層モデルを用いた手法と距離減衰式の両者を用いた。それ以外の震源モデルについては距離減衰式のみを用いた。距離減衰式としては、基本的に内陸補正の有無を考慮した耐専式を用い、耐専式の適用範囲外となる宍道断層による地震については Abrahamson et al. (2014) ⁽⁶⁾ を用いた。

(3) 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において、地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす認識論的不確実さを選定して作成した。作成したロジックツリーを第 1.2.1.b-3 図、第 1.2.1.b-4 図、第 1.2.1.b-5 図及び第 1.2.1.b-6 図に、ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方を第 1.2.1.b-7 表に示す。

③ 確率論的地震ハザード評価結果

(1) 地震ハザード曲線

ロジックツリーに基づき評価した平均地震ハザード曲線を第 1.2.1.b-7 図に、フラクタイル地震ハザード曲線を第 1.2.1.b-8 図に示す。また、震源別の平均地震ハザード曲線を第 1.2.1.b-9 図に示す。

(2) 一様ハザードスペクトル

基準地震動 $S_s - D$ 、 $S_s - F 1$ 及び $S_s - F 2$ 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の比較を第 1.2.1.b-10 図に示す。基準地震動 $S_s - D$ の年超過確率は、周期 0.2 秒より短周期側では $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度、それより長周期側では $10^{-5} \sim 10^{-6}$ 程度であり、また基準地震動 $S_s - F 1$ 及び $S_s - F 2$ の年超過確率は、周期 0.5 秒より短周期側では $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度、それより長周期側では $10^{-3} \sim 10^{-4}$ 程度である。

また、基準地震動 $S_s - N 1$ 及び $S_s - N 2$ の応答スペクトルと領域震源モデルによる年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルの比較を第 1.2.1.b-11 図に示す。基準地震動 $S_s - N 1$ 及び $S_s - N 2$ の

年超過確率は $10^{-4} \sim 10^{-6}$ 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地震ハザード曲線を第 1.2.1.b-12 図に示す。

(3) フラジリティ評価用地震動

「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）」を用いる建物のフラジリティ評価に適用する評価用地震動は年超過確率 $10^{-4} \sim 10^{-6}$ の一様ハザードスペクトルを考慮して設定した形状に適合する模擬波とした。模擬波の経時特性は基準地震動の策定と同様に Noda et al. (2002) ⁽⁵⁾ に基づき、地震規模 M7.7、等価震源距離 $X_{eq} = 17.3\text{km}$ として設定した。建物のフラジリティ評価用地震動を第 1.2.1.b-13 図に示す。

なお、屋外重要土木構造物及び機器のフラジリティ評価に適用する評価用地震動は耐震バックチェック評価用地震動 S_{s-1} （以下「 S_{s-1} 」という。）とした。 S_{s-1} を第 1.2.1.b-14 図に示す。

1.2.1.c 建物・機器フラジリティ

1.2.1.c-1 建物のフラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

(1) 評価対象物

建物のフラジリティ評価の対象は、第 1.2.1.a-3 表の建物・構築物・機器リストに記載されたものとし、原子炉建物、制御室建物、タービン建物及び廃棄物処理建物とした。各建物の概要をそれぞれ第 1.2.1.c-1-1 図、第 1.2.1.c-1-2 図、第 1.2.1.c-1-3 図及び第 1.2.1.c-1-4 図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

建物の要求機能喪失に繋がる支配的な構造的損傷モード及び部位として、建物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P S A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

(1) 考慮する不確かさ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確かさ(以下「 β_r 」という。)と認識論的不確かさ(以下「 β_u 」という。)については、地震P S A学会標準に基づき評価した。考慮する不確かさ要因の例を第 1.2.1.c-1-1 表に示す。

(2) 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P S A学会標準に示された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 1.2.1.c-1-2 表に示す。

⑤ フラジリティ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P S A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。

(1) 入力地震動

入力地震動は第 1.2.1.b-13 図に示す模擬波を入力レベルごとに係数倍したものとした。(最大 3,000gal)

(2) 現実的な物性値と応答解析モデル

島根原子力発電所の地盤物性値を第 1.2.1.c-1-3 表に示す。原子炉建物、制御室建物、タービン建物及び廃棄物処理建物の物性値をそれぞれ第 1.2.1.c-1-4 表、第 1.2.1.c-1-5 表、第 1.2.1.c-1-6 表及び第 1.2.1.c-1-7 表に示す。応答解析に用いる現実的な物性値は、地震 P S A 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 1.2.1.c-1-8 表に示す。

原子炉建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第 1.2.1.c-1-5 図、第 1.2.1.c-1-9 表及び第 1.2.1.c-1-10 表に示す。制御室建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第 1.2.1.c-1-6 図及び第 1.2.1.c-1-11 表に示す。タービン建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第 1.2.1.c-1-7 図及び第 1.2.1.c-1-12 表に示す。廃棄物処理建物の解析モデル及び解析モデル諸元を第 1.2.1.c-1-8 図及び第 1.2.1.c-1-13 表に示す。

(3) 現実的応答

現実的応答は、地震 P S A 学会標準に準拠して、対数正規分布を仮定し、その中央値は物性値に中央値を与えた応答解析結果より算出した。また、対数標準偏差は、地震 P S A 学会標準に基づき、最大応答せん断ひずみとして 0.2 を与えた。

⑥ 建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 H C L P F を算出した。フラジリティ曲線は、各建物を構成する評価対象部位のうち、H C L P F が最小となる要素を対象として算出することとした。ここで、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、信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。

原子炉建物、制御室建物、タービン建物及び廃棄物処理建物のフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-1-9 図、第 1.2.1.c-1-10 図、第 1.2.1.c-

1-11 図及び第 1.2.1.c-1-12 図に示す。また、HCLPF について第 1.2.1.a-3 表の建物・構築物・機器リストに示す。

1.2.1.c-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

(1) 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 1.2.1.a-3 表の建物・構築物・機器リストに示す取水槽及び屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）とする。取水槽の平面図を第 1.2.1.c-2-1 図，断面図を第 1.2.1.c-2-2 図，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）の平面図を第 1.2.1.c-2-3 図，断面図を第 1.2.1.c-2-4 図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

S_s-1 を用いた非線形時刻歴地震応答解析による耐震評価に基づき，構造部材の曲げ及びせん断破壊のうち，S_s-1 による耐震裕度が厳しいせん断破壊を選定し，最も耐震性の低い部材を評価対象とした。

② フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として，「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）」，「現実的耐力と応答係数による方法（原研法）」，「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」の中から「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」を選択した。「安全係数法」は，後述のとおり，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，材料強度の規格値等をもとに，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」のいずれも本質的に同じであり，同等の精度を有している。

応答係数は，既工認等での実績のある決定論的評価である応答解析結果

に基づき、安全側に設定している。また、この応答解析に含まれる余裕や不確実さは、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。

以上より、米国での評価実績もあり、既往の応答評価結果をもとに安全側に評価することができる「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

(1) 耐力係数と応答係数による方法に基づくフラジリティ評価

耐力係数と応答係数による方法に基づくフラジリティ評価では、耐力係数と応答係数の積である安全係数に設計応答を評価する際に用いた地震動の最大加速度 A_{input} を乗じてフラジリティ曲線の中央値 A を算出する。

$$A = F \cdot A_{input} = F_C \cdot F_R \cdot A_{input}$$

ここで、

F : 安全係数

F_C : 耐力係数の中央値

F_R : 応答係数の中央値

安全係数は、現実的耐力と現実的応答の割合で定義されるが、現実的耐力に対する設計応答の割合（耐力係数）と設計応答に対する現実的応答の割合（応答係数）に分離して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的耐力}}{\text{現実的応答}} = \underbrace{\frac{\text{現実的耐力}}{\text{設計応答}}}_{\text{耐力係数 } F_C} \times \underbrace{\frac{\text{設計応答}}{\text{現実的応答}}}_{\text{応答係数 } F_R}$$

$$F_C = F_S \times F_\mu$$

$$F_R = F_1 \times F_2 \times F_3$$

ここで、

F_S : 強度係数

- F_{μ} : 塑性エネルギー吸収係数
 F_1 : 解放基盤表面の地震動に関する係数
 F_2 : 構造物への入力地震動に関する係数
 F_3 : 構造物の地震応答に関する係数

(2) 考慮する不確かさの要因

β_r と β_u については、地震 P S A 学会標準等を参考に評価した。

④ フラジリティ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。現実的耐力評価に含まれる不確かさ要因は、地震 P S A 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た。

現実的耐力の評価に当たっての材料物性値（中央値）について、コンクリートの実強度の平均値は、設計基準強度の 1.4 倍とした（地震 P S A 学会標準による）。また、鉄筋の実降伏点の平均値は、規格降伏点の 1.1 倍とした（「鋼材等及び溶接部の許容応力度並びに材料強度の基準強度を定める件，平成 12 年（2000 年）12 月 26 日，建設省告示第 2464 号」による）。

⑤ フラジリティ評価における応答情報

設計応答は、 S_{s-1} を用いた非線形時刻歴地震応答解析による構造物材の発生応力を設定した。

⑥ 屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

(1) 耐力係数 F_c のうち強度係数 F_s の評価

強度係数は、現実的耐力及び設計応答に基づき、評価した。

各構造物の強度係数 F_s の中央値及び不確かさを以下に示す（中央値、不確かさの詳細は、第 1.2.1.c-2-1 表、第 1.2.1.c-2-2 表のとおり）。

a. 取水槽

$$F_s = 5.00, \beta_r = 0.10, \beta_u = 0.15$$

b. 屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

$$F_s = 7.14, \beta_r = 0.10, \beta_u = 0.15$$

(2) 耐力係数 F_c のうち塑性エネルギー吸収係数 F_μ

構造物の設計応答に、 S_{s-1} を用いた非線形時刻歴地震応答解析を用いていることから、塑性エネルギー吸収係数 F_μ は考慮しない。

各構造物の塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確実さを以下に示す。

a. 取水槽，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

$$F_\mu = 1.00, \beta_r = 0.00, \beta_u = 0.00$$

(3) 応答係数 F_R の評価（ F_1 ， F_2 ， F_3 の評価）

応答係数のうち F_1 （解放基盤表面の地震動に関する係数）は、スペクトル形状係数として評価し、その中央値は第 1.2.1.c-2-5 図のとおり、構造物の固有周期に対する一様ハザードスペクトルと S_{s-1} の加速度応答スペクトルの比率として評価した。不確実さは、一様ハザードスペクトルを評価に用いていることから、第 1.2.1.c-2-3 表のとおり評価した。

F_2 （構造物への入力地震動に関する係数）及び F_3 （構造物の地震応答に関する係数）について、地盤と構造物を一体としてモデル化した非線形時刻歴地震応答解析を用いていることから、 F_2 と F_3 を併せて、地盤モデルに係るサブ応答係数として評価した。中央値と対数標準偏差は、地震 P S A 学会標準を参考に、第 1.2.1.c-2-3 表のとおり評価した。

各構造物の F_1 ， F_2 ， F_3 の中央値及び不確実さを以下に示す。

a. 取水槽，屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

$$F_1 = 0.87, \beta_r = 0.00, \beta_u = 0.00$$

$$F_2, F_3 = 1.00, \beta_r = 0.10, \beta_u = 0.15$$

(4) フラジリティ評価結果のまとめ

各係数の評価結果について、取水槽を第 1.2.1.c-2-4 表に、屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）を第 1.2.1.c-2-5 表に示す。

フラジリティ曲線について、取水槽を第 1.2.1.c-2-6 図、屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）を第 1.2.1.c-2-7 図に示す。また、信頼度 50%での 50%損傷確率及びHCLPFについて、第 1.2.1.a-3 表に示す。

1.2.1.c-3 機器フラジリティ

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 1.2.1.a-3 表の建物・構築物・機器リストに示す。損傷モードは、構造損傷と機能損傷に分類し、評価対象機器の要求機能を踏まえて適切に設定する。タンク及び熱交換器のような静的機器は、要求機能の喪失につながる延性破壊や疲労破壊等の構造損傷の観点から評価し、電気盤類及びポンプのような動的機器については、システム評価上の要求機能に対応して構造損傷・機能損傷（動的機能限界や電氣的機能限界）双方の観点から評価する。フラジリティは、J E A G 4601 に従って実施した既往の地震応答解析結果を基に算出する。

なお、構造強度に関する評価は、機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について評価しており、部位間で裕度（例えば、設計許容値／発生応力）が異なっている。また、裕度は、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）によって異なる。構造損傷に関するフラジリティ評価は、これらの各部位・各評価応力の中から、基本的には最も裕度が低い部位・評価応力について実施した。

② フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として、「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）」、「現実的耐力と応答係数による方法（原研法）」、「耐力係数と応答係数による方法（安全係数法）」の中から「耐力

係数と応答係数による方法（安全係数法）」を選択した。「安全係数法」は後述のとおり、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をもとに、地震 P S A 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かさを設定し、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。

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かさを地震 P S A 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。したがって、「安全係数法」は線形範囲において「応答解析に基づく方法」と比較して遜色のない精度で現実的な応答を求めることができる。

以上より、米国での評価実績もあり、既往の応答評価結果をもとに評価することができる「安全係数法」を用いることとする。評価手法は地震 P S A 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（不確かさの設定、応答係数等）

機器のフラジリティは評価対象機器が損傷に至る時点における地震動の最大加速度 A を評価尺度として示すものである。ここで、地震動の最大加速度 A をフラジリティ加速度と称して、確率量として扱い、以下の式で表す。

$$A = A_m \cdot \varepsilon_r \cdot \varepsilon_u$$

ここで、

A_m : 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な不確かさを示す確率密度分布。中央値を 1 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 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、安全係数法によるフラジリティ評価は、直接 A_m , ε_r , ε_u からフラジリティ加速度を算出せず、安全係数の概念を用いて下式により算出する。

$$A_m = F \cdot A_d \quad (\text{式 1.2.1-1})$$

ここで、

F : 安全係数 (裕度)

A_d : 基準地震動の最大加速度

安全係数 (裕度) F は、(式 1.2.1-2) に示すように、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 1.2.1-3) に示すように評価対象機器の現実的な応答に対する設計応答値の割合 (応答係数) と設計応答値に対する現実的な耐力の割合 (耐力係数) 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物の応答が影響することから、応答に関する係数は機器の応答係数と建物の応答係数に分割して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \quad (\text{式 1.2.1-2})$$

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力係数}} \quad (\text{式 1.2.1-3})$$

よって、

$$F = F_C \cdot F_{RE} \cdot F_{RS}$$

ここで、

F_C : 耐力係数

F_{RE} : 機器の応答係数

F_{RS} : 建物の応答係数

耐力係数 F_C 、機器の応答係数 F_{RE} 及び建物の応答係数 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保守性及び不確実さ要因を評価したものであり、すべ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 1.2.1.c-3-1 表に示す。また、耐力係数 F_C の算定に用いる構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方を第 1.2.1.c-3-2 表に示す。

$$F_C = F_S \cdot F_\mu$$

ここで、

F_S : 強度係数

F_μ : 塑性エネルギー吸収係数

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

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

・建物のスペクトル形状係数

F_2 : 建物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

・基礎による入力損失に関するサブ応答係数

F_3 : 建物の地震応答に関する係数

- ・建物振動モデルに関するサブ応答係数
- ・地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数
- ・非線形応答に関するサブ応答係数

建物の応答係数は、第 1.2.1.c-3-3 表の値を使用する。

④ フラジリティ評価における耐力情報

耐力値は、J S M E 発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年度版）に示されている部材の許容値を適用した。確率分布の不確実さは、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、建物・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力等を設定した。地震動は $S_s - 1$ (600gal) を基本とするが、建物・構築物の非線形応答を精度よく評価する場合は、 $S_s - 1$ の 2 倍の地震動 (1,200gal) (以下「 $S_s - 1 \times 2$ 」という。)を用いる。この考え方を第 1.2.1.c-3-1 図に示す。確率分布の不確実さは、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

機器のフラジリティ評価は、その評価上の特徴を踏まえ、「建物内大型機器及び炉内構造物」、「静的機器」、「動的機器」、「電気品」及び「配管」の 5 グループに分類した。機器のフラジリティ評価結果を第 1.2.1.a-3 表に示す。

また、グループごとに代表機器の評価の具体例を以下に示す。

(1) 建物内大型機器及び炉内構造物（原子炉格納容器スタビライザ）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に、原子炉格納容器スタビライザの耐震性評価結果を下表に示す。

- ・評価対象機器：原子炉格納容器スタビライザ
- ・設置位置：原子炉格納容器内部

- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：20Hz以上（剛）
- ・地震動：S_s - 1 × 2
- ・評価温度：57℃

表 原子炉格納容器スタビライザの耐震性評価結果

評価部位	材料	評価指標	発生値 [MPa]
フランジボルト	S N B 24-1	引張応力	527

a. 耐力係数 F_c の評価

F_c は以下の式にて評価する。

$$F_c = F_s \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数 F_s

本係数は、設計応力に対する限界強度の持つ保守性及び不確かさを評価するものであり、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

フランジボルトの材質は S N B 24-1 であることから、限界応力として J S M E 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 Part 5 の引張応力 $S_u = 1,105 \text{MPa}$ を採用する。限界応力の中央値 σ_c は、規格値に含まれる余裕として S_u 値を 1.17 倍し、さらに、フランジボルトの応力評価を有効断面積での評価とするため、0.75 倍（有効断面積と呼び径断面積の比）した

値とすると、以下で与えられる。

$$\sigma_c = 1.17 \times 0.75 \times S_u = 1.17 \times 0.75 \times 1,105 = 970 \text{MPa}$$

強度係数 F_s の中央値は、以下で与えられる。なお、フランジボルトに作用する通常運転時応力 σ_N は、0MPa である。

$$F_s = \frac{\sigma_c}{\sigma_T} = \frac{970}{527} = 1.84$$

不確実さは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が 99% 信頼下限に相当すると考え、すべて β_u として次式により評価する。

$$\beta_u = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u} \right) = 0.07 \quad (\beta_r = 0)$$

強度係数 F_s の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_s = 1.84, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

本係数は、塑性変形によりエネルギー吸収することによる保守性及び不確実さを評価するものである。

フランジボルトは塑性変形によるエネルギー吸収効果が小さいと考え、本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

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

機器の応答係数 F_{RE} は、評価対象機器及びそれを支持する機器の応答に対して評価する。原子炉格納容器スタビライザは、原子炉格納容器とガンマ線遮蔽壁間に設置され、ガンマ線遮蔽壁の応答を支配的に受けると考えられる。したがって、機器の応答係数 F_{RE} はガ

ンマ線遮蔽壁の応答に対して評価する。

(a) スペクトル形状係数 F_{SA}

ガンマ線遮蔽壁は床応答スペクトルを用いて評価しないため、本係数は考慮しない。

スペクトル形状係数 F_{SA} の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_{SA} = 1.00, \beta_r = 0, \beta_u = 0$$

(b) 減衰係数 F_D

ガンマ線遮蔽壁（鉄筋コンクリート）の減衰係数 F_D は、建物の地震応答に関する係数 F_3 で考慮するため、本係数は考慮しない。

減衰係数 F_D の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_D = 1.00, \beta_r = 0, \beta_u = 0$$

(c) モデル化係数 F_M

本係数は、機器のモデル化が持つ保守性及び不確かさを評価する。原子炉格納容器ガンマ線遮蔽壁等の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。不確かさは、Kennedy⁽⁷⁾ の評価結果を参考に 0.15 としすべて β_u とする。

モデル化係数 F_M の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_M = 1.00, \beta_r = 0, \beta_u = 0.15$$

(d) モード合成係数 F_{MC}

ガンマ線遮蔽壁はモード合成をしていないため、本係数は考慮しない。

モード合成係数 F_{MC} の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_{MC} = 1.00, \beta_r = 0, \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

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

建物応答に関する各係数は、第 1.2.1.c-3-3 表に示す建物の応

答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本係数は建物への入力として用いる解放基盤表面における設計用地震動の目標周期特性（建物のスペクトル形状係数）の設定における保守性及び不確実さを評価する。中央値は、最大加速度でアンカーした基準地震動のターゲットスペクトルと一様ハザードスペクトルの比として以下により評価する。第 1.2.1.c-3-2 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

剛な機器：建物の 1 次固有周期におけるスペクトルの比

柔な機器：機器の固有周期におけるスペクトルの比

不確実さは地震ハザード評価に含まれるため考慮しない。

本機器は、原子炉建物内に設置され、ガンマ線遮蔽壁の水平応答を支配的に受けるため、ガンマ線遮蔽壁の 1 次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_1 = 0.77, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動に関する係数 F_2

本係数は地盤モデルに関するサブ応答係数及び基礎による入力損失に関するサブ応答係数の積として評価する。

・地盤モデルに関するサブ応答係数

解放基盤表面位置と建物基礎底面位置が異なることに対する保守性及び不確実さ、かつ表層地盤による建物応答への保守性及び不確実さを考慮する。

・基礎による入力損失に関するサブ応答係数

建物 1 次固有周期近傍における基礎の拘束効果による入力損失の保守性及び不確実さを考慮する。

中央値は以下の理由から 1.00 とする。

- ・地盤物性値の設計値と中央値はほとんど相違がない。また、解放基盤表面の最大加速度1,000gal以上では表層の剛性低下が顕著となり建物及び支持岩盤を拘束する効果が期待できず入力低減効果が見込めない。
- ・基礎の拘束効果による入力損失の影響は小さい。

不確実さは、建物への入力地震動に関する係数 F_2 及び建物の地震応答に関する係数 F_3 を併せてひとつの値として評価する。 β_r は、地震PSA学会標準を参考に0.2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⁽⁸⁾に基づき0.15とする。建物への入力地震動に関する係数 F_2 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.15$$

(β_r 及び β_u は F_3 と共通)

(c) 建物の地震応答に関する係数 F_3

本係数は、建物振動モデルに関するサブ応答係数、地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数及び非線形応答に関するサブ応答係数の積として評価する。

- ・建物振動モデルに関するサブ応答係数

建物の減衰及び剛性の評価に際して、設計時の物性を用いた場合の応答に基づき現実的な物性を用いた場合の応答の保守性及び不確実さを評価する。

- ・地盤－建物連成系モデルに関するサブ応答係数

地下逸散減衰及び地盤－建物の相互作用の評価に際して、設計時の物性を用いた場合の応答に基づき、現実的な物性を用いた場合の応答の保守性及び不確実さを評価する。

- ・非線形応答に関するサブ応答係数

建物の非線形応答が機器入力に与える保守性及び不確実さを評価する。

中央値は以下の理由から 1.00 とする。

- ・減衰定数の設計値に基づく応答スペクトルと中央値に基づく応答スペクトルにはほとんど相違がない。
- ・地盤物性値の設計値と中央値はほとんど相違がない。また、建物の実剛性が応答に与える影響は小さい。
- ・建物の非線形応答によって応答加速度が低減される可能性があるが、保守的な値として1.00を適用する。

不確かさは、建物への入力地震動に関する係数 F_2 及び建物の地震応答に関する係数 F_3 を併せてひとつの値として評価する。 β_r は、地震 P S A 学会標準を参考に 0.2 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⁽⁸⁾に基づき 0.15 とする。建物の地震応答に関する係数 F_3 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.15$$

(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。原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ加速度の中央値 A_m 、 β_r 、 β_u 及び $HCLPF$ を以下に示す。

原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-3 図に示す。

$$A_m = 1.74 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.22$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 1.74 \times \exp(-1.65 \times (0.20 + 0.22)) \\ &= 0.87 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 原子炉格納容器スタビライザ（フランジボルト）
安全係数評価結果の一覧

F _C		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _s	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	0.87
β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	
1.84	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.77	1.00	1.00	1.74	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.20	
0.07	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.15		0.22	

(2) 静的機器（原子炉補機冷却系サージタンク）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に，原子炉補機冷却系サージタンクの耐震性評価結果を下表に示す。裕度は基礎ボルトが最小となるため，基礎ボルトを対象にフラジリティ曲線を算出した。

- ・評価対象機器：原子炉補機冷却系サージタンク
- ・設置位置：原子炉建物E L 42.8m
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：20Hz以上（剛）
- ・地震動：S_s - 1
- ・評価温度：50℃

表 原子炉補機冷却系サージタンクの耐震性評価結果

評価部位	材料	評価指標	発生値 [MPa]	許容値 [MPa]	裕度
基礎ボルト	S S 400	引張応力	112	205	1.83
		せん断応力	53	159	3.00

a. 耐力係数 F_C の評価

F_C は以下の式にて評価する。

$$F_C = F_s \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数 F_s

基礎ボルトには組合せ応力が作用するため、本係数は、次式により評価する。

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_c}\right)^2 + \left(\frac{\tau}{\tau_c}\right)^2 = \left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2 = \lambda^2 \leq 1$$

$$F_s = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}}$$

ここで、

λ : 基礎ボルトの応力比

σ : ボルトの引張応力

τ : ボルトのせん断応力

σ_c : せん断が作用しない場合の限界引張応力の中央値

τ_c : 引張が作用しない場合の限界せん断応力の中央値

F_τ : せん断に対する裕度

F_σ : 引張に対する裕度

基礎ボルトの材質は S S 400 であることから、限界応力として J S M E 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 Part 5 の引張応力 $S_u = 394\text{MPa}$ を採用する。せん断が作用しない場合の限界引張応力の中央値 σ_c は、規格値に含まれる余裕として S_u 値を 1.17 倍し、さらに、基礎ボルトの応力評価を有効断面積での評価とするため、0.779 倍（有効断面積と呼び径断面積の比）した値とすると、以下で与えられる。

$$\sigma_c = 1.17 \times 0.779 \times S_u = 1.17 \times 0.779 \times 394 = 359\text{MPa}$$

引張が作用しない場合の限界せん断応力の中央値 τ_c は、規格値に含まれる余裕として S_u 値を 1.17 倍し、さらにせん断の許容値に適用する $\sqrt{3}$ で除した値とすると、以下で与えられる。

$$\tau_c = 1.17 \times 1/\sqrt{3} \times S_u = 1.17 \times 1/\sqrt{3} \times 394 = 266\text{MPa}$$

強度係数 F_s は、次式により評価する。

$$\frac{1}{F_\sigma} = \frac{\sigma}{\sigma_c} = \frac{112}{359}$$

$$\frac{1}{F_\tau} = \frac{\tau}{\tau_c} = \frac{53}{266}$$

$$F_s = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{112}{359}\right)^2 + \left(\frac{53}{266}\right)^2}} = 2.70$$

不確実さは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が 99%信頼下限に相当すると考え、すべて β_u として次式により評価する。

$$\beta_u = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u}\right) = 0.07 \quad (\beta_r = 0)$$

強度係数 F_s の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_s = 2.70, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

基礎ボルトは塑性変形によるエネルギー吸収効果が小さいと考え、本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

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

本機器は剛な機器であるため、本係数は考慮しない。

機器の応答係数 F_{RE} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{RE} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

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

建物応答に関する各係数は、第 1.2.1.c-3-3 表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本機器は、原子炉建物内に設置されるため、原子炉建物の 1 次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_1 = 1.22, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2, F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2, F_3 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_2, F_3 = 1.00, \quad \beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.15$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ加速度の中央値 A_m , β_r , β_u 及び HCLPF を以下に示す。

原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-4 図に示す。

$$A_m = 2.01 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.20, \quad \beta_u = 0.17$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 2.01 \times \exp(-1.65 \times (0.20 + 0.17)) \\ &= 1.09 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 原子炉補機冷却系サージタンク安全係数評価結果の一覧

F _c		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _s	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	
β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	
2.70	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.22	1.00	1.00	2.01	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.20	
0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.17	

(3) 動的機器（原子炉補機海水ポンプ）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に示す。裕度は電動機の動的機能損傷（水平）が最小となるため、電動機の動的機能損傷（水平）を対象にフラジリティ曲線を算出した。

- ・評価対象機器：原子炉補機海水ポンプ用電動機

- ・設置位置：取水槽 E L 1.1m

- ・耐震クラス：S

- ・固有振動数：20Hz以上（剛）

- ・地震動：S_s - 1

- ・応答加速度：

水平方向 1.38 (G)

鉛直方向 0.79 (G)

- ・機能確認済加速度：

水平方向 2.5 (G)

鉛直方向 3.0 (G)

a. 耐力係数 F_c の評価

F_c は以下の式にて評価する。

$$F_c = F_s \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数 F_s

本係数は次式により評価する。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}}$$

機能損傷モードに対する強度係数 F_s は、加振試験等により機能維持することが確認された加速度（機能維持確認済加速度）を用いて評価する。フラジリティ評価のベースとする機能維持確認済加速度レベルではポンプ類及び電動機類に誤動作・損傷が見られないことから、以下に示す方法（ここでは、 β 設定法と呼ぶ）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。

$$HCLPF = A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

上式より、

$$A_m = HCLPF \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

これと同様に、加振試験における損傷加速度の中央値と $HCLPF$ の関係は次式により表される。

損傷加速度の中央値

$$= \text{損傷加速度の } HCLPF \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u))$$

したがって、“損傷加速度の $HCLPF = \text{機能維持確認済加速度}$ ” とし、 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。

ポンプ及び電動機類等の動的機器に関する誤動作等の不確実さデータの知見は現状得られていないが、電気品の誤動作に関する不確実さ（ $\beta_c = 0.17^{(9)}$ ）よりも小さいと仮定し、 $\beta_r = \beta_u = 0.10$ とする。

電動機の損傷加速度の中央値は、 β 設定法に基づき次式により評価する。

$$\begin{aligned} \text{損傷加速度の中央値} &= \text{機能維持確認済加速度} \\ &\quad \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 2.5 \times \exp(1.65 \times (0.10 + 0.10)) \end{aligned}$$

$$=3.48 \text{ (G)}$$

強度係数 F_s の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_s = \text{損傷加速度の中央値} / \text{応答加速度}$$

$$=3.48 / 1.38 = 2.52$$

$$\beta_r = 0.10, \quad \beta_u = 0.10$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

損傷加速度の HCLPF を機能維持確認済加速度としており本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

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

本機器は剛な機器であるため、本係数は考慮しない。

機器の応答係数 F_{RE} の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_{RE} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

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

建物応答に関する各係数は、第 1.2.1.c-3-3 表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本機器は、取水槽内に設置されるため、取水槽の 1 次固有周期に対応した値として本係数を適用する。

解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確実さを以下に示す。

$$F_1 = 0.92, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2 , F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2 , F_3 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_2, F_3 = 1.00, \beta_r = 0.20, \beta_u = 0.15$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機海水ポンプのフラジリティ加速度の中央値 A_m , β_r , β_u 及び HCLPF を以下に示す。

原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-5 図に示す。

$$A_m = 1.42 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.22, \beta_u = 0.18$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 1.42 \times \exp(-1.65 \times (0.22 + 0.18)) \\ &= 0.73 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 原子炉補機海水ポンプ安全係数評価結果の一覧

F _C		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _s	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	0.73
β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	
2.52	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.92	1.00	1.00	1.42	
0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22	
0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.18	

(4) 電気品 (非常用母線メタクラ)

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に示す。裕度は動的機能損傷 (水平) が最小となるため、動的機能損傷 (水平) を対象にフラジリティ曲線を算出した。

- ・評価対象機器：非常用母線メタクラ
- ・設置位置：原子炉建物 E L 23.8m

- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：20Hz以上（剛）
- ・地震動：S s -1
- ・応答加速度：
 - 水平方向 0.92（G）
 - 鉛直方向 0.82（G）
- ・機能確認済加速度：
 - 水平方向 2.87（G）
 - 鉛直方向 2.50（G）

a. 耐力係数 F_c の評価

F_c は以下の式にて評価する。

$$F_c = F_s \cdot F_\mu$$

(a) 強度係数 F_s

本係数は次式により評価する。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}}$$

機能損傷モードの強度係数は β 設定法に基づき評価した。不確実さは、電気品の既往試験結果⁽⁹⁾より、電気品の誤動作に関する不確実さ β_c の最大 0.17 を採用し、 β_r と β_u は文献⁽¹⁰⁾より 1 : 2 で配分し、 $\beta_r = 0.08$ 、 $\beta_u = 0.15$ とする。

したがって、非常用母線メタクラの損傷加速度の中央値は、次式により評価する。

$$\begin{aligned} & \text{損傷加速度の中央値} \\ & = \text{機能維持確認済加速度} \times \exp(1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ & = 2.87 \times \exp(1.65 \times (0.08 + 0.15)) \\ & = 4.19 \text{ (G)} \end{aligned}$$

強度係数 F_s の中央値及び不確実さを以下に示す。

$F_s = \text{損傷加速度の中央値} / \text{応答加速度}$

$$= 4.19 / 0.92 = 4.55$$

$$\beta_r = 0.08, \quad \beta_u = 0.15$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

損傷加速度の HCLPF を機能維持確認済加速度としており本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

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

本機器は剛な機器であるため、本係数は考慮しない。

機器の応答係数 F_{RE} の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_{RE} = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

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

建物応答に関する各係数は、第 1.2.1.c-3-3 表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本機器は、原子炉建物内に設置されるため、原子炉建物の 1 次固有周期に対応した値として本係数を適用する。解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_1 = 1.22, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2 , F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2 , F_3 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_2, F_3 = 1.00, \beta_r = 0.20, \beta_u = 0.15$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。非常用母線メタクラのフラジリティ加速度の中央値 A_m , β_r , β_u 及び HCLPF を以下に示す。非常用母線メタクラのフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-6 図に示す。

$$A_m = 3.40 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.22, \beta_u = 0.21$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 3.40 \times \exp(-1.65 \times (0.22 + 0.21)) \\ &= 1.67 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 非常用母線メタクラ安全係数評価結果の一覧

F _C		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _S	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	β _r	
β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	β _u	
4.55	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.22	1.00	1.00	3.40	
0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22	
0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.21	

(5) 配管（原子炉補機海水系配管）

フラジリティ曲線算出に用いた耐震性評価条件を以下に、原子炉補機海水系配管の耐震性評価結果を下表に示す。

- ・ 評価対象機器：原子炉補機海水系配管
- ・ 設置位置：取水槽 E L 0.6m
- ・ 耐震クラス：S
- ・ 固有振動数：8.49Hz
- ・ 地震動：S_s-1
- ・ 評価温度：40℃

表 原子炉補機海水系配管の耐震性評価結果

材 料	評価指標	発生値 [MPa]	許容値 [MPa]	裕度
S M41C	一次応力	264	360	1.36

a. 耐力係数 F_c の評価

F_c は以下の式にて評価する。

$$F_c = F_s \cdot F_\mu$$

(a) 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

配管の材質は S M41C であることから、限界応力として J S M E 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 Part 5 の引張応力 $S_u = 400\text{MPa}$ を採用する。限界応力の中央値 σ_c は、規格値に含まれる余裕として S_u 値を 1.17 倍した値とすると、以下で与えられる。

$$\sigma_c = 1.17 \times S_u = 1.17 \times 400 = 468\text{MPa}$$

強度係数 F_s は、以下で与えられる。なお、通常運転時応力 $\sigma_N = 27\text{MPa}$ である。

$$F_s = \frac{\sigma_c - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N} = \frac{468 - 27}{264 - 27} = 1.86$$

不確実さは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が 99% 信頼下限に相当すると考え、すべて β_u として次式により評価する。

$$\beta_u = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u} \right) = 0.07 \quad (\beta_r = 0)$$

強度係数 F_s の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_s = 1.86, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ

強度係数 F_s の評価において、弾塑性範囲まで考慮した S_u を用いているため、本係数は考慮しない。

塑性エネルギー吸収係数 F_μ の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0$$

b. 機器の応答係数 F_{RE} の評価

F_{RE} は以下の式にて評価する。

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

(a) スペクトル形状係数 F_{SA}

本係数は、設計で用いられる拡幅した床応答スペクトルが持つ保守性及び不確かさを評価するものであり次式により評価する。

第 1.2.1.c-3-7 図にスペクトル形状係数 F_{SA} の概念図を示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

拡幅後／拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度比は、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共通値として用いる。代表プラントでの応答加速度比は、機器の主要な固有周期帯である 0.05～0.10 秒において平均値が、最小 1.1，最大 1.4 であったことから、中央値は次式により算出する。

$$F_{SA} = \sqrt{1.1 \times 1.4} = 1.24$$

不確かさは、応答比加速度比の最小値と最大値がそれぞれ中央

値に対し中央値－95%下限値と中央値＋95%上限値に相当するものとみなし，中央値及び不確かさを計算する。不確かさは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。

$$\beta_u = \frac{1}{1.65 \times 2} \ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right) = 0.07$$

スペクトル形状係数 F_{SA} の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_{SA} = 1.24, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.07$$

(b) 減衰係数 F_D

本係数は，現実的減衰定数の中央値に対して設計用減衰定数が持つ保守性及び不確かさを評価するものであり，次式により評価する。第 1.2.1.c-3-8 図に減衰係数 F_D の概念図を示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{現実的減衰定数の中央値による応答値}}$$

設計用減衰定数による応答値と現実的減衰定数の中央値による応答値は，以下の Newmark 応答倍率式⁽¹¹⁾を用いる。

$$\text{応答値} = 3.21 - 0.68 \times \ln(h)$$

ここで，

h : 減衰定数 (%)

本配管は，J E A G 4601 の配管区分Ⅱに該当する保温材無の配管であることから設計用減衰定数は 1.0%である。現実的減衰定数の中央値は，過去の振動試験データを参考に 4.1%とする。不確かさについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限值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が現実的減衰定数の中央値による応答値の $+2.33\beta$ (99%上限値)と仮定して算出する。 β_r と β_u は1 : 1で配分する。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{現実的減衰定数の中央値による応答値}} \\ = \frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1.0)}{3.21 - 0.68 \times \ln(4.1)} = 1.43$$

$$\beta_r = \beta_u = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left(\frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1.0)}{3.21 - 0.68 \times \ln(4.1)} \right) = 0.11$$

減衰係数 F_D の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_D = 1.43, \quad \beta_r = 0.11, \quad \beta_u = 0.11$$

(c) モデル化係数 F_M

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。不確かさは、Kennedy⁽⁷⁾ の評価結果を参考に 0.15 としすべて β_u とする。

モデル化係数 F_M の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_r = 0, \quad \beta_u = 0.15$$

(d) モード合成係数 F_{MC}

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析のモード合成に含まれる保守性及び不確かさを評価する。モード合成係数 F_{MC} の中央値及び不確かさは地震 P S A 学会標準の値を参考に設定する。また、不確かさは解析手法が本質的に持つものであるため、すべて β_r とする。

モード合成係数 F_{MC} の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_{MC} = 1.03, \quad \beta_r = 0.13, \quad \beta_u = 0$$

c. 建物の応答係数 F_{RS} の評価

F_{RS} は以下の式にて評価する。

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

建物応答に関する各係数は、第 1.2.1.c-3-3 表に示す建物の応答係数を用いる。

(a) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1

本配管は柔な機器であるため、配管の 1 次固有周期に対応した

値としての係数を適用する。解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_1 = 0.77, \beta_r = 0, \beta_u = 0$$

(b) 建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2, F_3

建物への入力地震動及び地震応答に関する係数 F_2, F_3 の中央値及び不確かさを以下に示す。

$$F_2, F_3 = 1.00, \beta_r = 0.20, \beta_u = 0.15$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。原子炉補機海水系配管のフラジリティ加速度の中央値 A_m , β_r , β_u 及び HCLPF を以下に示す。原子炉補機海水系配管のフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-9 図に示す。

$$A_m = 1.60 \text{ (G)}$$

$$\beta_r = 0.26, \beta_u = 0.26$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp(-1.65 \times (\beta_r + \beta_u)) \\ &= 1.60 \times \exp(-1.65 \times (0.26 + 0.26)) \\ &= 0.68 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 原子炉補機海水系配管の安全係数評価結果の一覧

F _c		F _{RE}				F _{RS}			A _m (G)	HCLPF (G)
F _s	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	F ₃		
β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	β_r	0.68
β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	β_u	
1.86	1.00	1.24	1.43	1.00	1.03	0.77	1.00	1.00	1.60	
0.00	0.00	0.00	0.11	0.00	0.13	0.00	0.20		0.26	
0.07	0.00	0.07	0.11	0.15	0.00	0.00	0.15		0.26	

1.2.1.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とその説明

事故シナリオの分析を踏まえ、地震レベル 1 PRA における起因事

象は、以下を評価対象とした。なお、起因事象の発生頻度を第 1.2.1.d-1 表に示す。

- ・ 外部電源喪失

外部電源系が地震動により損傷し、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱される事象である。他の過渡事象と比較して、広範囲な緩和系の機能喪失に至るため、過渡事象を代表する起因事象として選定した。

- ・ 原子炉建物損傷

原子炉建物が損傷すると建物全体が崩壊する可能性があり、同時に建物内の原子炉格納容器や原子炉圧力容器等の機器及び構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。原子炉建物損傷が発生した場合に緩和系の機能に期待できる可能性を厳密に考慮することは困難なため、保守的に全損を仮定し、原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものとして直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

- ・ 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器の損傷により、原子炉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。原子炉格納容器損傷が発生した場合の損傷程度を厳密に評価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。

- ・ 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の損傷や、原子炉冷却材の流路閉塞が発生する可能性がある。原子炉圧力容器損傷が発生した場合の損傷程度を厳密に評価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。

- ・ 格納容器バイパス

格納容器バイパス事象は、バイパス破断及びインターフェイスシ

ステム L O C A に細分化される。バイパス破断は、常時開の隔離弁に接続している配管の原子炉格納容器外での破損と、隔離弁の閉失敗が同時に発生する事象であり、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ流出する事象である。

格納容器バイパス発生時は、破損箇所の隔離に失敗し、高温・高圧の蒸気や溢水が原子炉格納容器外（原子炉建物）に流出することにより、原子炉建物内の他の機器（電気品、計装品等）へ悪影響を及ぼすことが避けられないため、直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

なお、インターフェイスシステム L O C A は、隔離弁の誤開若しくは内部破損により高圧の冷却材が低圧設計側を損傷させ、冷却材が喪失する事象である。ただし、隔離弁の誤開は人的過誤が主な要因と考えられ、地震によって多重の隔離弁が同時に誤開するような状況は稀有であり、また、地震によって隔離弁の内部破損が発生するよりも、配管の構造損傷が先行して発生することが予想される。したがって、地震レベル 1 P R A では、インターフェイスシステム L O C A が発生する頻度は極めて低いとして、評価対象外とする。

・ E x c e s s i v e L O C A

地震動によって原子炉格納容器内にある一次系配管又はそのサポート部が損傷することにより、原子炉冷却材喪失を引き起こす事象である。

内部事象運転時レベル 1 P R A では、L O C A を大、中、小破断 L O C A に分類しているものの、地震レベル 1 P R A では、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）が困難なため破断の規模による分類が厳密には難しいこと、相関を持つ配管を同定し、損傷の相関係数をすべ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であることから、原子

炉格納容器内の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LOCA（Excessive LOCA）が発生するものと想定し、直接炉心損傷に至る起因事象として代表させた。

- ・制御室建物損傷

制御室建物の損傷により、建物内の中央制御盤等が損傷を受ける可能性がある。制御室建物損傷が発生した場合に緩和系の制御機能が喪失する可能性があり、実際の影響範囲を厳密に考慮することは困難なため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

- ・廃棄物処理建物損傷

廃棄物処理建物の損傷により、建物内の補助盤室やバッテリー室等に設置された機器等が大規模な損傷を受ける可能性がある。廃棄物処理建物損傷が発生した場合に緩和系の制御機能が喪失する可能性があり、実際の影響範囲を厳密に考慮することは困難なため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

- ・計装・制御系喪失

計装・制御系が損傷した場合、プラントの監視及び制御が不能に陥る可能性があること、プラント挙動に対する影響が現在の知見では明確ではないことから、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

- ・直流電源喪失

直流電源を供給する設備の損傷により、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。安全系に関係する直流電源系は、同種系列間での地震による損傷は完全相関を仮定した。

- ・交流電源・補機冷却系喪失

交流電源・補機冷却系の損傷により、非常用交流電源及び炉心冷却等に必要の各種機器の冷却機能が喪失する。さらに地震により外部電源喪失が発生している場合には、全交流動力電源喪失に至る。

事象の緩和に必要な系統の機能が広範に喪失するため、起因事象として選定した。安全系に関係する交流電源・補機冷却系は、同種系統間での地震による損傷は完全相関を仮定した。

(2) 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 1.2.1.d-1 図の階層イベントツリーで、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は、起因事象が発生したときの炉心損傷への影響が大きい順に並べ、これらをヘディングとしており、それらの発生確率は、それぞれ対象とする建物・構築物・機器などを設定し、その fragility を評価することで算出する。

ただし、外部電源系は他の耐震設計された設備と比較すると耐震性が小さく、外部電源系が健全な場合は他の系統も健全であると考えられることから、炉心損傷に至ることはないと想定し、外部電源喪失を最初のヘディングに設定した。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

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。本評価では、全交流動力電源喪失時についても、緩和手段がないため成功基準を設定していない。これら以外の起因事象については、起因事象の発生原因（内的要因か外的要因か）が成功基準の設定に直接関係しないと考えられることから、内部事象運転時レベル 1 P R A をもとに成功基準を設定した。

使命時間については、内部事象運転時レベル 1 P R A と同様に 24 時間とした。また、地震で損傷した機器の復旧は期待していない。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

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機能は内部事象運転時レベル 1 P R A と同様の機能に期待す

る。

イベントツリーの展開方法には小イベントツリー／大フォールトツリー法を用い、事故シーケンスの定量化手法にはフォールトツリー結合法を用いた。これにより、サポート系とフロントライン系間などの従属関係がフォールトツリー内で明示的に表現され、従属関係が適切に取り扱われる。

外部電源喪失及び全交流動力電源喪失のイベントツリーを第 1.2.1.d-2 図、第 1.2.1.d-3 図に示す。

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

評価対象システムの各系統の情報や依存性については内部事象運転時レベル 1 P R A と同等であるが、それぞれについて地震における故障の分析を行い、起因事象に係るフォールトツリー及び緩和系に係るフォールトツリーを作成した。フォールトツリーのモデル化に当たっては、内部事象運転時レベル 1 P R A のフォールトツリーをもとに既に考慮されている機器故障、人的過誤に加えて、地震による動的機器や電気機器の損傷を基事象としてフォールトツリーに追加している。さらに地震時特有の建物・構築物、大型機器の損傷も基事象としてフォールトツリーに追加している。評価システムの一覧を第 1.2.1.d-2 表に示す。

(2) 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

相関性が考えられるすべての構造物、系統又は機器に対する本評価モデルにおける相関性の取扱いは、同一系統での同種の機器間において損傷の完全相関（完全従属）を仮定する方法を採用した。

(3) 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はない。

⑤ 人的過誤

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

地震発生後の運転員操作に対する人間信頼性解析手法には、内部事象運転時レベル1 P R Aで採用している T H E R P手法（N U R E G / C R - 1278）を採用する。中央制御室での操作等に対する人間信頼性解析における仮定は以下のとおり。

a. 起回事象発生前人的過誤

試験、保守作業後の復旧ミス等であり、事象発生の原因が地震であっても変わることはないため、内部事象運転時レベル1 P R Aでの検討結果を用いた。

b. 起回事象発生後人的過誤

地震発生後は、運転員操作に係る心的負荷が大きいことを考慮し、人的過誤のストレスファクタを設定している。

具体的には、地震発生後に運転員による対応を必要とする操作に対して、ストレスファクタは10とする。

今回の P R Aで評価対象とした人的過誤の項目及び評価結果を第1.2.1.d-3表に示す。

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、W i n N U P R Aを使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った。

(2) 炉心損傷頻度の算出結果

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 7.9×10^{-6} / 炉年となった。起回事象別の炉心損傷頻度の内訳を第1.2.1.d-4表、起回事象別の炉心損傷頻度寄与割合を第1.2.1.d-4図に示す。

起回事象別の結果では、「交流電源・補機冷却系喪失」による炉心損傷頻度が全体の約5割を占めており、特に非常用ディーゼル発電機関連設備の損傷により安全機能の喪失に至るシナリオが重要となってい

る。

地震レベル 1 P R A では大型静的機器、建物、制御盤等の損傷等による事故シナリオを考慮しており、原子炉建物損傷、原子炉格納容器損傷、原子炉圧力容器損傷、E x c e s s i v e L O C A、計装・制御系喪失等を地震特有の事故シーケンスとして整理した。第 1.2.1.d-5 表に起因事象別の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を示す。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第 1.2.1.d-6 表、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合を第 1.2.1.d-5 図に示す。全交流動力電源喪失の寄与が最も大きく、次いで崩壊熱除去機能喪失、高圧・低圧注水機能喪失が続いている。事故シーケンスグループ別の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を第 1.2.1.d-7 表に示す。

また、地震加速度区別の炉心損傷頻度を第 1.2.1.d-8 表及び第 1.2.1.d-6 図に示す。0.4G 以下の地震加速度が小さい領域では、地震の発生頻度は大きいものの起因事象又は緩和機能に係る機器等が損傷しにくいいため、炉心損傷頻度への寄与は小さい。地震加速度が増加すると、炉心損傷頻度への寄与は増加する。炉心損傷頻度は、地震加速度区分 0.8G~1.0G で最も大きく、次いで地震加速度区分 1.0G~1.2G となっており、これは非常用ディーゼル発電機関連設備（燃料移送系等）といった全交流動力電源喪失の要因となる機器の損傷による影響が大きい。さらに地震加速度が増加すると、地震による機器の損傷確率は増加するものの、地震の発生頻度が減少するため、地震加速度区分の炉心損傷頻度は減少傾向となる。

なお、原子炉建物損傷、計装・制御系喪失等の炉心損傷直結事象については、事象進展の特定、詳細な事故シーケンスの定量化が困難であるため、保守的に炉心損傷直結事象として整理している等、地震に対するプラントの現実的な耐性が地震レベル 1 P R A の結果に現れて

いるものではない。

(3) 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析

重要度解析では，炉心損傷頻度に有意な寄与を持つ機器故障，人的過誤等を対象に，各基事象の全地震加速度区分における炉心損傷頻度の積分値に対するF V重要度を算出した。基事象別のF V重要度の評価結果を第1.2.1.d-9表に示す。

燃料移送系配管，続いて原子炉補機海水系配管，原子炉補機海水ポンプが挙がっており，いずれも全交流動力電源喪失の要因となる機器が上位を占める結果となった。

b. 不確実さ解析

不確実さ解析では，確率論的地震ハザード，建物・構築物・機器 fragility 及びランダム故障に含まれる不確かさの要因を対象として不確実さの伝播解析を実施し，全炉心損傷頻度について平均値，中央値，95%確率値，5%確率値及び不確かさの指標としてE Fを評価した。不確実さ解析の結果を第1.2.1.d-7図に示す。

c. 感度解析

本評価における解析上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，以下のとおり感度解析を実施した。

(a) 感度解析ケース1（完全独立）

ベースケースでは，同種の機器間に耐力，応答の完全相関を仮定しているが，損傷の完全独立を仮定した場合の感度解析を実施した。

損傷の完全独立の仮定は，リスク上重要な建物・構築物・機器を対象にするものとし，具体的には，F V重要度の値が0.01以上の機器を対象として選定した。ただし，原子炉建物といった損傷の完全相関を仮定していないものは対象から除外するとともに，原子炉格納容器内配管については，以下の理由から対象から除外

した。

原子炉格納容器内配管の完全独立を仮定した場合、まず個々の配管の地震による損傷の程度（両端破断，亀裂等）に応じた原子炉冷却材の漏えい規模を同定若しくは仮定して，成功基準を設定する必要がある。さらに，同一の地震動によって複数の配管破損が重畳する組合せを考慮し，配管損傷の規模に応じて起因事象を適切に分類する必要がある。これらの工学的判断は，事象が複雑であり判断基準が不明瞭であるため，判断の正当性・妥当性を確認することは技術的に困難なことから，原子炉格納容器内配管については対象から除外することとした。第 1.2.1.d-10 表に感度解析の対象機器を示す。

炉心損傷頻度は，ベースケースの 7.9×10^{-6} / 炉年に対し，感度解析ケース 1 では 5.5×10^{-6} / 炉年となり，約 3 割低減する結果となった。事故シーケンスグループ別の感度解析結果を第 1.2.1.d-8 図，地震加速度区分別の感度解析結果を第 1.2.1.d-9 図に示す。

第 1.2.1.d-9 図からは，感度解析ケース 1 ではベースケースに比べ，「全交流動力電源喪失」，「崩壊熱除去機能喪失」及び「高圧・低圧注水機能喪失」の炉心損傷頻度が低減していることが分かる。これは，非常用ディーゼル発電機関連設備（燃料移送系配管等），原子炉補機冷却系関連設備（原子炉補機海水系配管等），残留熱除去系関連設備（残留熱除去系電動弁等）について同種系統間で損傷の完全独立を仮定したことにより，これらの系統の地震による損傷確率が低下したためである。

(b) 感度解析ケース 2（使命時間 72 時間）

ベースケースでは，ランダム故障確率の使命時間を 24 時間と設定して評価したが，使命時間を 72 時間とした場合の感度解析を実施した。これは，地震レベル 1 P R A では，設計基準地震動を超

える大規模な地震動によって耐震重要度の高い設備の機能喪失が生じる事故シーケンスを対象とするため、機能喪失した設備の修復及びサイト内、サイト外からの支援に時間を要することが想定されることから、これらの修復や支援が可能となるまでの時間に対する感度を確認するために設定したものである。

炉心損傷頻度は、ベースケースの 7.9×10^{-6} / 炉年に対し、感度解析ケース 2 では 7.9×10^{-6} / 炉年と同等の結果となった。事故シーケンスグループ別の感度解析結果を第 1.2.1.d-10 図、地震加速度区分別の感度解析結果を第 1.2.1.d-11 図に示す。

第 1.2.1.d-11 図の結果からは、ランダム故障による寄与が比較的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。

参考文献

- (1) 地震調査研究推進本部 地震調査委員会 (2016) : 中国地域の活断層の長期評価 (第一版)
- (2) 活断層研究会編 (1991) : [新編] 日本の活断層 分布図と資料, 東京大学出版会
- (3) 萩原尊禮編 (1991) : 日本列島の地震 地震工学と地震地体構造, 鹿島出版会
- (4) 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
- (5) Noda, S. ・K. Yashiro ・K. Takahashi ・M. Takemura ・S. Ohno ・M. Tohdo ・T. 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, Oct.16-18 Istanbul
- (6) Abrahamson, N. A. ・W. J. Silva ・R. Kamai (2014) : Summary of the ASK14 ground motion relation for active crustal regions, Earthquake Spectra Vol.30, No.3
- (7) Kennedy, R. P. ・M. K. Ravindra (1984) : Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies, Nuclear Engineering and Design, Vol.79
- (8) 美原義徳・伏見実・宮崎覚・杉田浩之 (2007) : 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, B-2, 構造II
- (9) 独立行政法人 原子力安全基盤機構 (2006) : 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), 06基構報-0003
- (10) Bandyopadhyay, K. K. ・C. H. Hofmayer ・M. K. Kassir ・S. Shteyngart (19

- 91) : Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (Phase III), NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007, Vol. 4
- (11) Newmark, N. M. ・W. J. Hall (1978) : Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants, NUREG/CR-0098
- (12) 入倉孝次郎・三宅弘恵 (2001) : シナリオ地震の強震動予測, 地学雑誌, Vol. 110, No. 6
- (13) 武村雅之 (1998) : 日本列島における地殻内地震のスケーリング則 地震断層の影響および地震被害との関連, 地震第2輯, 第51巻
- (14) 松田時彦 (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
- (15) 武村雅之 (1990) : 日本列島およびその周辺地域に起こる浅発地震のマグニチュードと地震モーメントの関係, 地震, 第2輯, 第43巻
- (16) 奥村俊彦・石川裕 (1998) : 活断層の活動度から推定される平均変位速度に関する検討, 土木学会第53回年次学術講演会講演概要集, 第I部(B)
- (17) 渡辺満久・中田高・奥村晃史・熊原康博・後藤秀昭・隈元崇・今泉俊文・徳岡隆夫・吹田歩 (2006) : 鹿島断層 (島根半島) 東部におけるトレンチ調査, 日本地震学会秋季大会講演予稿集
- (18) 今泉俊文・宮内崇裕・堤浩之・中田高編 (2018) : 活断層詳細デジタルマップ [新編], 東京大学出版会

第1.2.1.1.a-1表 地震レベル1 PRAを実施するために収集した情報及び主な情報源

	PRAの作業	情報	主な情報源
1	プラントの構成・特性の調査	設計・運転管理に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 内部事象運転時レベル1 PRAで使用した設計図書 (原子炉設置変更許可申請書, 工事計画認可申請書, 配管計装線図, 単線結線図, 展開接続図, プラント機器配置図, 系統設計仕様書, 機器設計仕様書, 原子炉施設保安規定, 運転要領書, 定期試験要領書, 巡視点検要領書) PWD
2	確率論的地震ハザード評価	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	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉設置許可申請書 気象庁地震カタログ 地質調査結果 文献調査結果 (参考文献(1)～(6), (12)～(18))
3	建物・機器フラジリティ評価	プラント固有の建物・機器の耐力評価並びに応答評価に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 耐震計算書 既往のPRAに関する情報
4	事故シナリオの分析と起因 事象の分類	大規模地震時に想定されるプラント状態	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源
		<ul style="list-style-type: none"> 安全系等のシステム使用条件 システムの現実的な応答 運転員による緩和操作 	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 既往のPRAに関する情報
		<ul style="list-style-type: none"> 対象プラントに即した機器故障モード、運転形態 	
		<ul style="list-style-type: none"> 評価結果の妥当性を確認できる情報 	
		(4) 事故シナリオの定量化	

第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング (1/4)

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
① 安全機能を有する建物・構築物・機器以外の屋内設備の損傷		
<p>天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器・原子炉格納容器への影響</p>	<p>以下のとおり天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器・原子炉格納容器への影響は極めて小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・地震時に落下しないよう落下防止装置を有する構造となっている。 ・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。 ・仮に落下しても影響がないようプラント運転時の待機位置は気水分離器・蒸気乾燥器ピット側としている。 	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>
<p>耐震重要度B, Cクラスの機器の損傷に伴うSクラス機器の損傷</p>	<p>下位クラスの機器は、衝突、転倒、落下によりSクラス機器の安全機能を損なうことがないよう、隔離をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、基準地震動S_sに対する構造強度を持たせる等の方策により、波及的影響の発生を防止している。また、PWDにより下位クラス機器がSクラス機器に波及的影響を与えないことを確認している。</p>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>
<p>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物内関連設備への影響</p>	<p>設置変更許可申請書添付書類において、タービン・ミサイルによって安全上重要な構築物、系統及び機器が損傷する可能性は極めて小さいことを確認している。</p>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>

第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング（2/4）

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
② 安全機能を有する建物・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物又は周辺構築物への影響	<p>排気筒の転倒による原子炉建物及び周辺構築物への影響は、以下のとおり極めて小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・排気筒は、条件付炉心損傷確率が1となる地震動レベルを超える1200ga1相当の地震動に対して、各部材が損傷しないことを確認している。 ・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。 	工学的判断によりスクリーニングアウト
斜面崩壊による原子炉建物又は周辺構築物への影響	原子炉建物周辺の斜面を評価した結果、基準地震動による地震力に対して十分な安全性を有していることが確認された。	工学的判断によりスクリーニングアウト
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	外部電源系のフラジリティは、耐力の小さいセラミックインシュレータで代表させており、送電網周りの影響を包絡していると判断。	地震レベル1PRAで考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な給水源の停止に伴う冷却水枯渇の影響	原子炉注水から除熱を含めた長期冷却のための水源については、サブレーション・チェンバに期待することで炉心冷却に成功するモデルとしており、外部水源に期待していない。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング（3/4）

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
③ 運転員操作の阻害による波及的影響		
施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミス	施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミスがプラントに与える影響を，定量的に評価する手法は確立されていないが，設備の設計・製作・施工の各段階における品質保証活動で適正に管理されているため，評価への影響は小さいと考えられる。	工学的判断によりスクリーニングアウト
地震後の運転員による操作において，地震による高ストレスを受けた条件下で引き起こされる操作失敗	地震後の混乱に伴う高ストレス状態は運転員操作の阻害要因となる。	地震レベル1 P R Aで考慮
変圧器等碍子類の損傷によるサイト停電に伴うバックアップ操作の支障	地震要因による設備の損傷状態は様々であり，地震後の初期段階で機器そのものの復旧に期待することは現実的ではないと考えられる。また，複数基同時被災の影響並びに損傷の相関性を考慮すると，他号機においても同様な事象が発生している可能性がある。	損傷機器の復旧や他号機からの電源融通には期待しない。
地盤液状化，よう壁損傷による構内通行支障	地震発生後，原子力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，本評価では現場操作に期待していないため，構内通行支障による影響はない。	工学的判断によりスクリーニングアウト
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による運転員等を傷付け，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はないものと考えられる。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1.2.1.a-2表 地震による事故シナリオのスクリーニング（4/4）

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
<p>余震による地震動の安全機能への影響</p> <p>余震による炉心損傷への影響評価</p>	<p>地震P S A学会標準では余震の評価手法が例示されているが、系統的な評価手法は確立されておらず、余震による影響は今後の課題と考えるが、以下のとおり評価への影響は小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・本震を上回るような余震は稀有である。 ・本震による地震力を下回る余震による地震力による施設の損傷モードとしては、疲労破損が挙げられる。配管系は旧独立行政法人原子力安全基盤機構の配管系終局強度試験において、低サイクル疲労強度は設計疲れ線図を上回る強度であり、破損に対して非常に大きな安全裕度を有している。 ・動的機器の機能維持を確認する試験は、試験体に対して段階的に加振レベルを上げながら繰り返し試験を実施している。動的機器は機能維持が確認された最大加速度を現実的耐力としていることから、余震による影響を含めたフラジリティ評価となっている。 	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト (今後の課題)</p>
<p>経年劣化を考慮した場合の影響</p>		
<p>経年劣化事象を考慮した場合の炉心損傷への影響評価</p>	<p>建物については経年変化による強度低下の可能性は小さいと考えられ、定期的な点検と保全を計画的に実施していることから経年劣化が構造物の耐震性に与える影響は小さいものと考えられる。</p> <p>また、機器については保全により、耐震上大きな影響が生じないよう管理・対処することとしている。</p>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (1 / 7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r	
				β_u	
外部電源喪失	セラミック インシュレータ	構造損傷	セラミック	0.50	0.18
				0.32	
				0.29	
原子炉建物損傷	原子炉建物	構造損傷	-	3.23	1.39
				0.36	
				0.15	
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器	構造損傷	シヤラグ	2.47	1.16
				0.22	
				0.24	
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器 スタビライザ	構造損傷	フランジボルト	1.74	0.87
				0.20	
				0.22	
原子炉格納容器損傷	原子炉圧力容器 ペDESTAL	構造損傷	円筒部	2.55	1.19
				0.22	
				0.24	
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器	構造損傷	ボルト	2.38	1.11
				0.22	
				0.24	
原子炉圧力容器損傷	ガンマ線遮蔽壁	構造損傷	胴	5.10	2.55
				0.20	
				0.22	
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	2.25	1.05
				0.22	
				0.24	
格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	機能損傷	- (水平方向評価)	4.95	2.06
				0.27	
				0.26	
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系 隔離弁	機能損傷	- (水平方向評価)	8.71	3.63
				0.27	
				0.26	
格納容器バイパス	原子炉浄化系隔離弁	機能損傷	- (水平方向評価)	5.26	2.19
				0.27	
				0.26	
格納容器バイパス	給水系逆止弁	機能損傷	- (水平方向評価)	6.88	2.87
				0.27	
				0.26	
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
Excessive LOCA	原子炉格納容器内 配管 (P L R配管)	構造損傷	配管本体	1.68	0.75
				0.25	
				0.24	
制御室建物損傷	制御室建物	構造損傷	-	6.48	1.85
				0.61	
				0.15	
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物	構造損傷	-	4.37	2.62
				0.16	
				0.15	
計装・制御系喪失	制御盤	機能損傷	- (鉛直方向評価)	4.11	2.16
				0.14	
				0.25	
計装・制御系喪失	計装ラック	機能損傷	- (水平方向評価)	3.40	1.67
				0.22	
				0.21	
計装・制御系喪失	計装用無停電 交流電源設備	機能損傷	- (水平方向評価)	3.95	1.82
				0.22	
				0.25	
計装・制御系喪失	ケーブル・トレイ	構造損傷	サポート	2.26	0.96
				0.26	
				0.26	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト(2/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	
				β_r	HCLPF(G)
				β_u	
直流電源	直流母線盤	機能損傷	— (水平方向評価)	5.15	2.37
				0.22	
				0.25	
直流電源	蓄電池	構造損傷	ボルト	8.97	4.87
				0.20	
				0.17	
直流電源	充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	3.95	1.82
				0.22	
				0.25	
交流電源	燃料移送系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
交流電源	非常用ディーゼル発電設備非 常用ディーゼル室送風機	構造損傷	ボルト	3.80	2.06
				0.20	
				0.17	
交流電源	非常用ディーゼル発 電設備	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
交流電源	非常用母線メタクラ	機能損傷	— (水平方向評価)	3.40	1.67
				0.22	
				0.21	
交流電源	非常用コントロール センタ	機能損傷	— (水平方向評価)	2.72	1.34
				0.22	
				0.21	
交流電源	燃料移送系配管	構造損傷	配管本体	1.52	0.67
				0.25	
				0.25	
交流電源	非常用ディーゼル発 電設備燃料移送ポン プ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.53	0.90
				0.14	
				0.18	
交流電源	非常用ロードセンタ	機能損傷	— (水平方向評価)	3.57	1.76
				0.22	
				0.21	
交流電源	非常用ディーゼル発 電設備空気だめ	構造損傷	胴板	3.77	2.05
				0.20	
				0.17	
交流電源	非常用ディーゼル発電設 備ディーゼル燃料デイタ ンク	構造損傷	ボルト	3.37	1.83
				0.20	
				0.17	
交流電源	非常用ディーゼル発電設 備燃料貯蔵タンク	構造損傷	ボルト	1.39	0.75
				0.20	
				0.17	
交流電源	非常用母線変圧器	構造損傷	ボルト	5.40	2.93
				0.20	
				0.17	
交流電源	屋外配管ダクト (タービン建物～排 気筒)	構造損傷	—	3.80	2.13
				0.14	
				0.21	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (3/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)		HCLPF(G)
				β_r	β_u	
補機冷却系	取水槽	構造損傷	—	2.66	1.49	
				0.14		
				0.21		
補機冷却系	タービン建物	構造損傷	—	1.99	0.96	
				0.29		
				0.15		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.30	2.58	
				0.28		
				0.26		
補機冷却系	原子炉補機海水系 逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.33	0.97	
				0.27		
				0.26		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 熱交換器	構造損傷	ボルト	2.26	1.23	
				0.20		
				0.17		
補機冷却系	原子炉補機冷却水 ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.68	2.17	
				0.14		
				0.18		
補機冷却系	原子炉補機海水 ポンプ	機能損傷	— (水平方向評価)	1.42	0.73	
				0.22		
				0.18		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 電動弁 (ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.92	
				0.29		
				0.27		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 電動弁 (グローブ)	機能損傷	— (水平方向評価)	1.72	0.73	
				0.27		
				0.25		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 空気作動弁 (バタフライ)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.59	1.10	
				0.27		
				0.25		
補機冷却系	原子炉補機海水系 電動弁 (バタフライ)	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.65	0.74	
				0.22		
				0.27		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88	
				0.27		
				0.26		
補機冷却系	原子炉補機海水系 配管	構造損傷	配管本体	1.60	0.68	
				0.26		
				0.26		
補機冷却系	原子炉補機海水 ストレーナ	構造損傷	ボルト	2.60	1.41	
				0.20		
				0.17		
補機冷却系	原子炉補機冷却系 サージタンク	構造損傷	ボルト	2.01	1.09	
				0.20		
				0.17		
補機冷却系	原子炉補機冷却水 ポンプ熱交換器室 冷却機	構造損傷	ボルト	8.21	4.46	
				0.20		
				0.17		
スクラム系	炉心支持板	構造損傷	支持板	2.66	1.33	
				0.20		
				0.22		
スクラム系	燃料集合体	機能損傷	燃料集合体	3.73	1.66	
				0.24		
				0.25		
スクラム系	制御棒案内管	構造損傷	長手中央部	2.34	1.11	
				0.22		
				0.23		

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト(4/7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r	
				β_u	
スクラム系	水圧制御ユニット	構造損傷	フレーム	4.40	1.93
				0.25	
				0.25	
スクラム系	制御棒駆動機構 ハウジング	構造損傷	制御棒駆動機構 ハウジング	3.22	1.24
				0.24	
				0.34	
スクラム系	制御棒駆動系配管	構造損傷	サポート	2.77	1.16
				0.27	
				0.26	
スクラム系	炉心シュラウド	構造損傷	下部胴	2.51	1.19
				0.22	
				0.23	
スクラム系	シュラウドサポート	構造損傷	サポートレグ	2.11	0.91
				0.23	
				0.28	
スクラム系	上部格子板	構造損傷	グリッドプレート	3.10	1.55
				0.20	
				0.22	
スクラム系	制御棒駆動機構ハウ ジングレストレント ビーム	構造損傷	一般部	6.15	3.08
				0.20	
				0.22	
逃がし安全弁開放/ 再閉鎖	逃がし安全弁	機能損傷	— (水平方向評価)	9.01	3.76
				0.27	
				0.26	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.39	1.00
				0.27	
				0.26	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 電動弁(ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.02	0.84
				0.27	
				0.26	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 電動弁(グローブ)	機能損傷	— (水平方向評価)	1.72	0.73
				0.27	
				0.25	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却 ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却 ポンプ駆動用蒸気 タービン	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	
原子炉隔離時冷却系	サブプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68	0.79
				0.22	
				0.24	
原子炉隔離時冷却系	230V直流母線盤	機能損傷	— (水平方向評価)	5.66	2.61
				0.22	
				0.25	
原子炉隔離時冷却系	230V蓄電池	構造損傷	ボルト	7.68	4.17
				0.20	
				0.17	
原子炉隔離時冷却系	230V充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	4.33	1.99
				0.22	
				0.25	
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系 直流コントロールセ ンタ	機能損傷	— (水平方向評価)	4.78	2.35
				0.22	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ ポンプ室冷却機	構造損傷	ボルト	12.16	6.60
				0.20	
				0.17	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (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)
				β_r	
				β_u	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 電動弁(ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.22	0.93
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 配管	構造損傷	配管本体	1.41	0.63
				0.25	
				0.24	
高圧炉心スプレイ系	サブレーション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68	0.79
				0.22	
				0.24	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電設備 非常用ディーゼル室送風機	構造損傷	ボルト	8.04	4.37
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル 発電設備	構造損傷	サポート	2.10	0.88
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル 発電設備空気だめ	構造損傷	胴板	3.77	2.05
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備 ディーゼル燃料デイトンク	構造損傷	ボルト	6.32	3.43
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備燃 料貯蔵タンク	構造損傷	ボルト	1.39	0.75
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備燃 料移送系配管	構造損傷	配管本体	1.52	0.67
				0.25	
				0.25	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備燃 料移送系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電設備燃 料移送ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.53	0.9
				0.14	
				0.18	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用母線メタクラ	機能損傷	— (水平方向評価)	5.13	2.52
				0.22	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用母線変圧器	構造損傷	ボルト	13.51	7.34
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 非常用コントロール センタ	機能損傷	— (水平方向評価)	5.49	2.70
				0.22	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	屋外配管ダクト (タービン建物～排 気筒)	構造損傷	—	3.80	2.13
				0.14	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	取水槽	構造損傷	—	2.66	1.49
				0.14	
				0.21	
高圧炉心スプレイ系	タービン建物	構造損傷	—	1.99	0.96
				0.29	
				0.15	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト(6/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)	HCLPF(G)
				β_r	
				β_u	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却系熱交換器	構造損傷	胴板	6.47	3.51
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却水ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.78	1.64
				0.14	
				0.18	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水ポンプ	機能損傷	— (水平方向評価)	1.42	0.73
				0.22	
				0.18	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水系電動弁 (バタフライ)	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.47	0.68
				0.21	
				0.26	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却系配管	構造損傷	配管本体	1.41	0.63
				0.25	
				0.24	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水系配管	構造損傷	配管本体	1.41	0.63
				0.25	
				0.24	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機海水ストレータ	構造損傷	ボルト	3.62	1.97
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ 補機冷却系サージ タンク	構造損傷	ボルト	9.65	5.24
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 直流母線盤	機能損傷	— (水平方向評価)	7.70	3.55
				0.22	
				0.25	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 蓄電池	構造損傷	ボルト	35.74	19.41
				0.20	
				0.17	
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ系 充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	5.90	2.72
				0.22	
				0.25	
減圧	逃がし安全弁	機能損傷	— (水平方向評価)	9.01	3.76
				0.27	
				0.26	
減圧	逃がし安全弁窒素ガ ス供給系空気作動弁 (グローブ)	機能損傷	— (水平方向評価)	6.32	2.64
				0.27	
				0.26	
減圧	逃がし安全弁窒素ガ ス供給系配管	構造損傷	配管本体	5.14	2.29
				0.25	
				0.24	
減圧	逃がし安全弁アキュ ムレータ	構造損傷	胴板	109.97	60.72
				0.20	
				0.16	
低圧注水系	残留熱除去ポンプ室 冷却機	構造損傷	ボルト	9.61	5.22
				0.20	
				0.17	
低圧注水系	残留熱除去系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97
				0.27	
				0.26	
低圧注水系	残留熱除去系熱 交換器	構造損傷	ボルト	2.09	0.92
				0.25	
				0.25	
低圧注水系	残留熱除去ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72
				0.14	
				0.18	

第1.2.1.a-3表 地震レベル1 P R A評価対象建物・構築物・機器リスト (7 / 7)

起回事象／ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値(G)		HCLPF(G)
				β_r	β_u	
低圧注水系	残留熱除去系 電動弁(ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.02	0.84	
				0.27		
				0.26		
低圧注水系	残留熱除去系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88	
				0.27		
				0.26		
低圧注水系	サプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68	0.79	
				0.22		
				0.24		
残留熱除去系	残留熱除去ポンプ室 冷却機	構造損傷	ボルト	9.61	5.22	
				0.20		
				0.17		
残留熱除去系	残留熱除去系 逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.33	0.97	
				0.27		
				0.26		
残留熱除去系	残留熱除去系 熱交換器	構造損傷	ボルト	2.09	0.92	
				0.25		
				0.25		
残留熱除去系	残留熱除去ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.92	1.72	
				0.14		
				0.18		
残留熱除去系	残留熱除去系 電動弁(ゲート)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.02	0.84	
				0.27		
				0.26		
残留熱除去系	残留熱除去系 配管	構造損傷	サポート	2.10	0.88	
				0.27		
				0.26		
残留熱除去系	残留熱除去系 電動弁(グローブ)	機能損傷	— (水平方向評価)	1.88	0.77	
				0.28		
				0.26		
残留熱除去系	サプレッション・ チェンバ	構造損傷	ベースプレート	1.68	0.79	
				0.22		
				0.24		

第1.2.1.1.b-1表 敷地周辺の活断層諸元（宍道断層による地震）

No.	断層名	評価ケース	断層長さ (km)	モーメントマグニチュードMw		断層最短距離 (km)	平均活動間隔 (活動度)
				入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾	武村(1998) ⁽¹³⁾		
1	宍道断層	基本震源モデル※1	39	6.9	7.1	2.8	地質調査結果及び 文献に基づき設定 (第1.2.1.1.b-5表)
		断層傾斜角の不確かさを考慮した ケース		6.9	7.1	2.4	
		破壊伝播速度の不確かさを考慮した ケース		—※2			
		すべり角の不確かさを考慮したケース		—※2			
		アスペリティの不確かさを考慮した ケース（一塊：正方形）		—※2			
		アスペリティの不確かさを考慮した ケース（一塊：縦長）		—※2			
		中越沖地震の短周期レベルの不確かさを 考慮したケース		—※2			
		断層傾斜角と破壊伝播速度の不確かさ の組合せケース		—※2			
		断層傾斜角と横ずれ断層の短周期 レベルの組合せケース		—※2			
		破壊伝播速度と横ずれ断層の短周期 レベルの組合せケース		—※2			

※1 基本震源モデルの断層パラメータ

断層長さ(39km)、断層傾斜角(90°)、破壊伝播速度(0.72Vs)、すべり角(180°)、アスペリティ(2個)、短周期レベル(レシビ)

※2 断層モデルを用いた手法において設定する微視的パラメータの不確かさであることから、距離減衰式の評価ケースとしては考慮しない。

第1.2.1.1.b-2表 敷地周辺の活断層諸元 (F-III断層 + F-IV断層 + F-V断層による地震)

No.	断層名	評価ケース	断層長さ (km)	地震規模M ^{※2}		等価震源距離 (km)	平均活動間隔 ^{※5} (活動度)
				松田(1975) ⁽¹⁴⁾	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾ 武村(1990) ⁽¹⁵⁾		
2	F-III断層 + F-IV断層 + F-V断層	基本震源モデル ^{※1}	48	7.6	7.7	17.3	14500年(B級) 77300年(C級)
		断層傾斜角の不確かさを考慮したケース		7.6	— ^{※3}	16.7	
		破壊伝播速度の不確かさを考慮したケース			— ^{※4}		
		すべり角の不確かさを考慮したケース			— ^{※4}		
		アスペリティの不確かさを考慮したケース (一塊：横長)			— ^{※3}		
		アスペリティの不確かさを考慮したケース (一塊：縦長)			— ^{※3}		
		中越沖地震の短周期レベルの不確かさを考慮したケース			— ^{※4}		
		断層位置の不確かさを考慮したケース		53	— ^{※3}		

※1 基本震源モデルの断層パラメータ

断層長さ (48km), 断層傾斜角 (70°), 破壊伝播速度 (0.72Vs), すべり角 (180°), アスペリティ (3個), 短周期レベル (レシビ)

※2 MとXeqの関係より, 距離減衰式として用いる耐専式の適用範囲外になる武村(1998)⁽¹³⁾による地震規模Mは考慮しない。

※3 MとXeqの関係より, 距離減衰式として用いる耐専式の適用範囲外になる評価ケースは考慮しない。

※4 断層モデルを用いた手法において設定する微視的パラメータの不確かさであることから, 距離減衰式の評価ケースとしては考慮しない。

※5 松田(1975)⁽¹⁴⁾による地震規模に基づき平均活動間隔を一例として示す (松田(1975)⁽¹⁴⁾による地震規模とすべり量の関係式から求めると, 奥村・石川(1998)⁽¹⁶⁾に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定)。

第 1.2.1.1.b-3 表 敷地周辺の活断層諸元 (主要な活断層による地震)

No	断層名	断層長さ (km)	地震規模M			等価震源距離 (km)	平均活動間隔* (活動度)
			松田(1975) ⁽¹⁴⁾	武村(1998) ⁽¹³⁾	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾ 武村(1990) ⁽¹⁵⁾		
3	大社衝上断層	28	7.2	7.4	7.2	24.8	44500年(C級)
4	F _K -1断層	19	7.0	7.1	6.9	31.5	6300年(B級) 33700年(C級)
5	K-1 撓曲 + K-2 撓曲 + F _{KO} 断層	36	7.4	7.5	7.4	52.8	11000年(B級) 58600年(C級)
6	K-4 撓曲 + K-6 撓曲 + K-7 撓曲	19	7.0	7.1	6.9	18.1	6300年(B級) 33700年(C級)
7	鳥取沖西部断層 + 鳥取沖 東部断層	98	8.2	8.3	8.1	71.0	33300年(B級) 177000年(C級)
8	大田沖断層	53	7.7	7.8	7.7	64.0	16700年(B級) 88700年(C級)
9	F 5 7断層	108	8.2	8.3	8.2	90.0	33300年(B級) 177000年(C級)

※ 松田(1975)⁽¹⁴⁾による地震規模に基づく平均活動間隔を一例として示す(松田(1975)⁽¹⁴⁾による地震規模とすべり量の関係式から求めるすべり量と、奥村・石川(1998)⁽¹⁶⁾に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定)。

第 1.2.1.b-4 表 敷地周辺の活断層諸元（その他の活断層による地震）

No	断層名	断層長さ (km)	地震規模 M ^{※1}	等価震源距離 (km)	平均活動間隔 (活動度)
10	田の戸断層	5	6.9	16.0	29400年 (C級) ^{※2}
11	大船山東断層	4	6.9	16.1	29400年 (C級) ^{※2}
12	仏経山北断層	5	6.9	26.2	29400年 (C級) ^{※2}
13	東来待-新田畑断層	11	6.9	20.2	29400年 (C級) ^{※2}
14	柳井断層	2	6.9	18.3	29400年 (C級) ^{※2}
15	三刀屋北断層	7	6.9	32.1	29400年 (C級) ^{※2}
16	半場-石原断層	5	6.9	25.7	29400年 (C級) ^{※2}
17	布部断層	8	6.9	32.1	29400年 (C級) ^{※2}
18	東忌部断層	3	6.9	17.3	29400年 (C級) ^{※2}
19	山王寺断層	3	6.9	22.2	29400年 (C級) ^{※2}
20	大井断層	5	6.9	16.0	29400年 (C級) ^{※2}
21	F h - 1 断層	7	6.9	34.3	29400年 (C級) ^{※2}
22	F h - 2 断層	5	6.9	44.2	29400年 (C級) ^{※2}
23	F h - 3 断層	5.5	6.9	43.2	29400年 (C級) ^{※2}
24	F h - 4 断層	4.5	6.9	50.4	29400年 (C級) ^{※2}
25	鹿野-吉岡断層	26	7.2	105.8	6900年 ^{※3}
26	那岐山断層帯	32	7.3	100.3	38500年 ^{※3}
27	筒賀断層	58	7.8	123.1	12000年 ^{※4}
28	日南湖断層	13	6.9	48.5	20000年 ^{※4}
29	岩坪断層	10	6.9	101.0	20000年 ^{※4}
30	安田断層	5	6.9	90.5	20000年 ^{※4}
31	角ヶ山南断層	6	6.9	99.1	29400年 (C級) ^{※2}
32	債原断層	3.3	6.9	91.9	29400年 (C級) ^{※2}
33	尾田断層	2.5	6.9	72.4	29400年 (C級) ^{※2}
34	大立断層	1	6.9	67.3	29400年 (C級) ^{※2}
35	庄原断層	10	6.9	75.5	29400年 (C級) ^{※2}
36	上布野・二反田断層	7	6.9	75.2	29400年 (C級) ^{※2}
37	山内断層	8	6.9	78.5	29400年 (C級) ^{※2}
38	畠敷南断層	5	6.9	82.0	29400年 (C級) ^{※2}
39	船佐断層	6	6.9	89.0	29400年 (C級) ^{※2}

※1 孤立した短い活断層(断層長さ18km未満)については、震源断層が地震発生層(深さ2~20km)の上限から下限まで広がっているものと仮定し、断層幅18km、断層長さ18kmでモデル化し、松田(1975)⁽¹⁴⁾に基づきM6.9として設定。

※2 松田(1975)⁽¹⁴⁾による地震規模とすべり量の関係式から求まるすべり量と、奥村・石川(1998)⁽¹⁶⁾に記載の平均変位速度より平均活動間隔を算定。

※3 地震調査研究推進本部(2016)⁽¹⁾に記載の平均活動間隔の中央値。

※4 地震調査研究推進本部(2016)⁽¹⁾に記載の平均活動間隔。

第1.2.1.b-5表 宍道断層による地震の発生頻度

(a) 地質調査結果

	設定値	設定根拠
最新活動時期	3000年前 7000年前 11000年前	<ul style="list-style-type: none"> ・南講武におけるトレンチ調査結果より、宍道断層は約 25000 年前以降に 2 回活動があり、最新活動時期は約 3000～11000 年前の期間と推定。3000～11000 年前を「イベント 1」、11000～25000 年前を「イベント 2」とした。 ・最新活動時期はイベント 1 期間の(新)3000年前、(中間)7000年前、(古)11000年前に設定。 ・平均活動間隔はイベント 1 と 2 のそれぞれの期間の(新)、(中間)、(古)を対応させて、(新)3000～11000年前の8000年、(中間)7000～18000年前の11000年、(古)11000～25000年前の14000年に設定。
平均活動間隔	8000年 11000年 14000年	
イメージ図		

(b) 地震調査研究推進本部(2016) ⁽¹⁾

	設定値	設定根拠
最新活動時期	1137年前 3700年前 4800年前 5900年前	<ul style="list-style-type: none"> ・地震調査研究推進本部(2016) ⁽¹⁾ によると、宍道(鹿島)断層の活動時期は奈良時代～鎌倉時代、約3700～5900年前、約7300～11000年前、最新活動時期は約3700～5900年前であった可能性もあり、平均活動間隔は約3300～4900年とされている。渡辺ほか(2006) ⁽¹⁷⁾ では、鹿島断層の奈良時代～鎌倉時代の最新活動は、880年出雲の地震に対応する可能性が高いとされている。出雲の地震に対応する1137年前を「イベント 1」、3700～5900年前を「イベント 2」とした。 ・最新活動時期はイベント 1 の1137年前と、イベント 2 期間の(新)3700年前、(中間)4800年前、(古)5900年前に設定。 ・平均活動間隔は地震調査研究推進本部(2016) ⁽¹⁾ に示される間隔の(短)3300年、(中間)4100年、(長)4900年に設定。
平均活動間隔	3300年 4100年 4900年	
イメージ図		

(c) [新編] 日本の活断層 ⁽²⁾、今泉ほか(2018) ⁽¹⁸⁾

	設定値	設定根拠
活動度	B級 C級	<ul style="list-style-type: none"> ・[新編] 日本の活断層 ⁽²⁾ によると、宍道断層に該当する法田、高尾山、森山、宍道断層[北][南]、古浦東方の活動度はC級とされ、今泉ほか(2018) ⁽¹⁸⁾ によると、宍道(鹿島)断層帯の活動度はB～C級とされていることから、活動度をB級、C級に設定。
平均活動間隔	12600年(B級) 67300年(C級)	<ul style="list-style-type: none"> ・松田(1975) ⁽¹⁴⁾ による地震規模Mとすべり量D(m)の関係式 [$\log D = 0.6M - 4.0$] から求まるすべり量と、奥村・石川(1998) ⁽¹⁶⁾ に記載の平均変位速度S(mm/年)[B級:0.25, C級:0.047] より平均活動間隔T(年)[$T = 1,000D/S$] を算定し、12600年(B級)、67300年(C級)に設定。

第1.2.1.b-6表 対象領域の最大Mの設定値

文献	対象領域	最大M	根拠となる歴史地震
萩原(1991) ⁽³⁾	L_2 ^{※1}	7.3	2000年鳥取県西部地震
	M ^{※2}	6.6, 6.8, 7.0	1729年能登の地震
		6.9	2007年能登半島地震
垣見ほか(2003) ⁽⁴⁾	10C4	7.0	868年播磨・山城の地震
	10C5	7.3	2000年鳥取県西部地震
	10D1	6.6, 6.8, 7.0	1729年能登の地震
	10D2	6.6	1940年島根県沖の地震

※1 萩原(1991)⁽³⁾の L_2 領域における最大Mは1872年浜田地震による 7.1 ± 0.2 であるが、萩原(1991)⁽³⁾以降に起こった2000年鳥取県西部地震のMは7.3であり、1872年浜田地震のM以上となることから、最大Mを7.3に設定。

※2 萩原(1991)⁽³⁾の M 領域における最大Mは1729年能登の地震による6.6～7.0であるが、萩原(1991)⁽³⁾以降に起こった2007年能登半島地震のMは6.9であり、1729年能登の地震のMの中央値より大きく、上限値より小さいことから、それぞれの地震を考慮して最大Mを設定。

第1.2.1.b-7表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方（1 / 3）

(a) 宍道断層による地震

項目	分岐		重み	考え方
評価ケース 〔断層モデル〕	基本震源モデル		1/2	基本震源モデルと不確かさケースの分岐の重みを1 : 1とし、不確かさケースのそれぞれの分岐の重みは等配分した。
	不確かさを考慮したケース (9ケース)		1/18	
評価ケース 〔距離減衰式〕	基本震源モデル		1/2	
	不確かさを考慮したケース (1ケース)		1/2	
地震規模	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾		1/2	2つの算定式の分岐とし、重みは等配分した。
	武村(1998) ⁽¹³⁾		1/2	
発生頻度の モデル	地質調査結果		1/3	3つの知見の分岐とし、重みは等配分した。
	地震調査研究推進本部(2016) ⁽¹⁾		1/3	
	〔新編〕日本の活断層 ⁽²⁾ 今泉ほか(2018) ⁽¹⁸⁾		1/3	
最新活動時期	地質調査 結果	3000年前	1/3	調査結果に基づく3つの設定値の分岐とし、重みは等配分した。
		7000年前	1/3	
		11000年前	1/3	
	地震調査研 究推進本部 (2016) ⁽¹⁾	1137年前	1/2	1137年前(880年出雲の地震に対応)と他の設定値の分岐の重みを1 : 1とし、他の設定値のそれぞれの分岐の重みは等配分した。
		3700年前	1/6	
		4800年前	1/6	
5900年前		1/6		
平均活動間隔	地震調査研 究推進本部 (2016) ⁽¹⁾	3300年	1/3	文献に基づく3つの設定値の分岐とし、重みは等配分した。
		4100年	1/3	
		4900年	1/3	
活動度	〔新編〕日本の 活断層 ⁽²⁾ 、 今泉ほか (2018) ⁽¹⁸⁾	B級	1/2	文献に基づきB級とC級の分岐とし、重みは等配分した。
		C級	1/2	
地震動評価 手法	断層モデル		4/5	断層が敷地近傍にあるため断層モデルを重視し、距離減衰式との分岐の重みは4 : 1とした。
	距離減衰式		1/5	

第1.2.1.b-7表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方（2 / 3）

(b) F-Ⅲ断層+F-Ⅳ断層+F-Ⅴ断層による地震

項目	分岐		重み	考え方
評価ケース 〔断層モデル〕	基本震源モデル		1/2	基本震源モデルと不確かさケースの分岐の重みを1：1とし、不確かさケースのそれぞれの分岐の重みは等配分した。
	不確かさを考慮したケース (7ケース)		1/14	
評価ケース 〔距離減衰式〕	基本震源モデル		1/2	
	不確かさを考慮したケース (1ケース)		1/2	
地震規模	松田(1975) ⁽¹⁴⁾		1/2	2つの算定式の分岐とし、重みは等配分した。
	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾ 武村(1990) ⁽¹⁵⁾		1/2	
活動度	B級		1/2	活動度が不明なためB級とC級の分岐とし、重みは等配分した。
	C級		1/2	
地震動評価 手法	断層モデル		4/5	断層が敷地近傍にあるため断層モデルを重視し、距離減衰式との分岐の重みは4：1とした。
	距離減衰式		1/5	
	距離 減衰式	耐専式 (内陸補正有り)		3/4
耐専式 (内陸補正無し)		1/4		

第1.2.1.b-7表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方 (3 / 3)

(c) 主要な活断層 (No. 3～9), その他の活断層 (No. 10～39) による地震

項目	分岐	重み	考え方
地震規模 〔主要な活断層〕	松田(1975) ⁽¹⁴⁾	1/3	3つの算定式の分岐とし、重みは等配分した。
	武村(1998) ⁽¹³⁾	1/3	
	入倉・三宅(2001) ⁽¹²⁾ 武村(1990) ⁽¹⁵⁾	1/3	
活動度 〔主要な活断層〕	B級	1/2	大社衝上断層以外の主要な活断層は活動度が不明なためB級とC級の分岐とし、重みは等配分した。なお、大社衝上断層は「[新編]日本の活断層」 ⁽²⁾ よりC級とした。
	C級	1/2	
地震動評価手法 〔主要な活断層 その他の活断層〕	耐専式 (内陸補正有り)	3/4	内陸地殻内地震の短周期レベルに関する知見等に基づき、内陸補正有りとなしとの分岐の重みは3:1とした。
	耐専式 (内陸補正無し)	1/4	

(d) 領域震源による地震

項目	分岐	重み	考え方
領域区分	萩原(1991) ⁽³⁾	1/2	2つの領域区分の分岐とし、重みは等配分した。
	垣見ほか(2003) ⁽⁴⁾	1/2	
最大M	最大Mの幅の中央値	1/2	文献に示される各領域の歴史地震の最大値を当該領域の最大規模とし、歴史地震の規模の記載に幅がある場合、上限値と中央値と下限値の分岐とし、重みは1:2:1とした。
	最大Mの幅の上限値	1/4	
	最大Mの幅の下限値	1/4	
地震動評価手法	耐専式 (内陸補正有り)	3/4	内陸地殻内地震の短周期レベルに関する知見等に基づき、内陸補正有りとなしとの分岐の重みは3:1とした。
	耐専式 (内陸補正無し)	1/4	

第1.2.1.c-1-1表 考慮する不確かさ要因の例

評価方法		偶然的不確かさ(β_r)	認識論的不確かさ(β_u)
建 物	現実的耐力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造材料定数 ・ 損傷限界時ひずみ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造材料定数 ・ 地盤材料定数 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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1.2.1.c-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	ボックス壁	5.36×10^{-3}	0.24
	円筒壁	9.77×10^{-3}	0.33

第1.2.1.c-1-3表 地盤物性値

層区分	地盤せん断 波速度 V_s (m/s)	単位体積 重量 γ (kN/m ³)	ポアソン比 ν	せん断 弾性係数 G ($\times 10^5$ kN/m ²)	ヤング係数 E ($\times 10^5$ kN/m ²)
岩盤①	250	20.6	0.446	1.31	3.80
岩盤②	900	23.0	0.388	19.0	52.9
岩盤③	1600	24.5	0.377	64.0	176.5
岩盤④	1950	24.5	0.344	95.1	256.0
岩盤⑤	2000	26.0	0.339	105.9	283.4
岩盤⑥	2350	27.9	0.355	157.9	427.6

第1.2.1.c-1-4表 物性値（原子炉建物）

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 (%)
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： F _c =23.5 (N/mm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.25×10 ⁴	0.938×10 ⁴	5

第1.2.1.c-1-5表 物性値（制御室建物）

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 (%)
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： F _c =22.1 (N/mm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.20×10 ⁴	0.918×10 ⁴	5

第1.2.1.c-1-6表 物性値（タービン建物）

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 (%)
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： F _c =23.5 (N/mm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.25×10 ⁴	0.938×10 ⁴	5

第1.2.1.c-1-7表 物性値（廃棄物処理建物）

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 (%)
上部躯体 基礎スラブ	コンクリート： F _c =23.5 (N/mm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.25×10 ⁴	0.938×10 ⁴	5

第1.2.1.c-1-8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 F_c	平均値 : $1.4 \times$ 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 V_s	平均値 : 設計値 変動係数 : 0.10

第1.2.1.c-1-9表 建物のばね定数と減衰定数

(原子炉建物 中央値 EW方向)

部材番号	位置	剛性 ($\times 10^9 \text{kN} \cdot \text{m}/\text{rad}$)		減衰定数 (%)
K θ 1	5-11, 11-19	回転剛性	2.450	4.85
	6-12, 12-20			
K θ 2	14-27	回転剛性	150.6	4.85

第1.2.1.c-1-10表(1) 地盤のばね定数と減衰係数

(原子炉建物 中央値 NS方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K $_g$, C $_g$)	1.529×10^9	2.217×10^7
底面回転ばね (K θ , C θ)	2.109×10^{12}	4.599×10^9

※ ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN \cdot m/rad (回転)
減衰係数の単位は, kN \cdot s/m (水平), kN \cdot s \cdot m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-10表(2) 地盤のばね定数と減衰係数

(原子炉建物 中央値 EW方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K $_g$, C $_g$)	1.495×10^9	2.115×10^7
底面回転ばね (K θ , C θ)	2.987×10^{12}	9.513×10^9

※ ばね定数の単位は, kN/m (水平), kN \cdot m/rad (回転)
減衰係数の単位は, kN \cdot s/m (水平), kN \cdot s \cdot m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-11表(1) 地盤のばね定数と減衰係数

(制御室建物 中央値 NS方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	5.032×10^8	2.827×10^6
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	7.359×10^{10}	2.325×10^7

※ ばね定数の単位は、kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は、kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-11表(2) 地盤のばね定数と減衰係数

(制御室建物 中央値 EW方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	4.801×10^8	2.570×10^6
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	1.548×10^{11}	1.287×10^8

※ ばね定数の単位は、kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は、kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-12表(1) 地盤のばね定数と減衰係数

(タービン建物 中央値 NS方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	9.343×10^8	2.152×10^7
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	1.363×10^{12}	4.755×10^9

※ ばね定数の単位は、kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は、kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-12表(2) 地盤のばね定数と減衰係数

(タービン建物 中央値 EW方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	8.750×10^8	1.865×10^7
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	3.903×10^{12}	3.489×10^{10}

※ ばね定数の単位は、kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は、kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-13表(1) 地盤のばね定数と減衰係数

(廃棄物処理建物 中央値 NS方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	9.446×10^8	9.383×10^6
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	6.949×10^{11}	8.151×10^8

※ ばね定数の単位は、kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は、kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-1-13表(2) 地盤のばね定数と減衰係数

(廃棄物処理建物 中央値 EW方向)

地盤ばね	ばね定数	減衰係数
底面水平ばね (K_g, C_g)	9.436×10^8	9.374×10^6
底面回転ばね (K_θ, C_θ)	7.055×10^{11}	9.338×10^8

※ ばね定数の単位は、kN/m (水平), kN・m/rad (回転)
減衰係数の単位は、kN・s/m (水平), kN・s・m/rad (回転)

第1.2.1.c-2-1表 強度係数の中央値の算出結果

	損傷部位	せん断力 (k N)	せん断耐力 (k N)	せん断破壊の照査値	強度係数 F_s の中央値
取水槽	床版	1,350	6,748	0.20	5.00
屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒)	側壁	204	1,470	0.14	7.14

第1.2.1.c-2-2表 強度係数 F_s の不確実さに対する対数標準偏差の設定

	対数標準偏差		備考
	β_r	β_u	
強度係数 F_s	0.07	0.15	地震PSA学会標準 (解説118) の解説118表2による値
F_s 設定値	0.10	0.15	

第1.2.1.c-2-3表 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 , 構造物への入力地震動に関する係数 F_2 , 構造物の地震応答に関する係数 F_3 の中央値及び不確実さに対する対数標準偏差の設定

	中央値	対数標準偏差		備考
		β_r	β_u	
解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1	0.87	0.00	0.00	不確実さは地震ハザード評価に含まれるため考慮しない。
F_1 設定値	0.87	0.00	0.00	
構造物への入力地震動に関する係数 F_2 , 構造物の地震応答に関する係数 F_3	1.00	0.10	0.15	地震PSA学会標準 (解説118) の解説118表2による値
F_2, F_3 設定値	1.00	0.10	0.15	

第1.2.1.c-2-4表 取水槽

	中央値	対数標準偏差	
		β_r	β_u
強度係数 F_s	5.00	0.10	0.15
塑性エネルギー吸収係数 F_μ	1.00	0.00	0.00
耐力係数 F_c	5.00	0.10	0.15
解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1	0.87	0.00	0.00
構造物への入力地震動に関する係数 F_2	1.00	0.10	0.15
構造物の地震応答に関する係数 F_3			
応答係数 F_R	0.87	0.10	0.15

第1.2.1.c-2-5表 屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）

	中央値	対数標準偏差	
		β_r	β_u
強度係数 F_s	7.14	0.10	0.15
塑性エネルギー吸収係数 F_μ	1.00	0.00	0.00
耐力係数 F_c	7.14	0.10	0.15
解放基盤表面の地震動に関する 係数 F_1	0.87	0.00	0.00
構造物への入力地震動に関する 係数 F_2	1.00	0.10	0.15
構造物の地震応答に関する 係数 F_3			
応答係数 F_R	0.87	0.10	0.15

第1.2.1.c-3-1表 考慮する不確かさ要因の整理

評価方法		偶然的不確かさ (β_r)	認識論的不確かさ (β_u)
機器配管系	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	・モード合成法 ・減衰定数	・減衰定数 ・床応答スペクトル ・解析モデル化

第1.2.1.c-3-2表 構造損傷限界及び機能損傷限界の考え方

	要求機能	損傷限界	考え方
構造損傷	支持機能 バウンダリ機能	引張強さ (S_u)	<ul style="list-style-type: none"> ・塑性エネルギー吸収効果の小さい機器に用いる ・S_uの規格値に含まれる余裕を考慮する (SUS材：1.13倍，SUS材以外1.17倍)
		塑性限界 (弾性限界 S_y を許容塑性率 μ で補正)	<ul style="list-style-type: none"> ・塑性エネルギー吸収効果の大きい機器に用いる ・S_yの規格値に含まれる余裕を考慮する (SUS材：1.13倍，SUS材以外1.17倍) ・弾性限界以降の塑性限界までの塑性エネルギー吸収効果を許容塑性率μで補正する。
機能損傷	動的機能	機能限界 加速度 (損傷加速度)	<ul style="list-style-type: none"> ・機能維持確認済加速度を機能限界加速度のHCLPFとする。

第1.2.1.1.c-3-3表 建物の応答係数

方向	係数		中央値	β_r	β_u			
水平	F 1	建物のスペクトル形状係数	※	0.00	0.00			
	F 2	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	建物振動モデルに関するサブ応答係数	建物減衰			1.00		
			建物剛性			1.00		
		地盤-建物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					
	鉛直	F 1	建物のスペクトル形状係数			※	0.00	0.00
		F 2	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		建物振動モデルに関するサブ応答係数	建物減衰	1.00				
			建物剛性	1.00				
		地盤-建物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					

※ 建物のスペクトル形状係数は設備に応じ個別に算定する

第1.2.1.d-1表 起因事象の発生頻度

起因事象	発生頻度 (／炉年)
外部電源喪失	1.5E-04
原子炉建物損傷	3.1E-08
原子炉格納容器損傷	3.4E-07
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07
格納容器バイパス	3.5E-09
Excessive LOCA	4.2E-07
制御室建物損傷	1.4E-08
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10
計装・制御系喪失	1.5E-07
直流電源喪失	5.8E-09
交流電源・補機冷却系喪失	3.9E-06

第1.2.1.d-2表 評価対象システム一覧

分類	評価対象システム
起因事象	外部電源
	原子炉建物
	原子炉格納容器
	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
	制御室建物
	廃棄物処理建物
	計装・制御系
	直流電源
	交流電源・補機冷却系
緩和系	スクラム系
	SRV開・SRV再閉
	原子炉隔離時冷却系
	高圧炉心スプレイ系
	原子炉減圧
	低圧注水系
	残留熱除去系

第1.2.1.d-3表 人的過誤評価結果

人的過誤		ストレス ファクタ	余裕時間 (分)	過誤確率 平均値	E F
起因事象 発生前	手動弁開／閉忘れ	1	—	2.7E-05	10
	スクラム排水容器水位高警報	1	—	2.7E-04	10
起因事象 発生後	原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	10	30	2.0E-02	10
	手動減圧操作失敗	10	30	2.0E-02	10

第1.2.1.d-4表 炉心損傷頻度（起因事象別）

起因事象	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
外部電源喪失	2.9E-06	37
原子炉建物損傷	3.1E-08	0.4
原子炉格納容器損傷	3.4E-07	4.3
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07	2.2
格納容器バイパス	3.5E-09	<0.1
Excessive LOCA	4.2E-07	5.2
制御室建物損傷	1.4E-08	0.2
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10	<0.1
計装・制御系喪失	1.5E-07	1.9
直流電源喪失	5.8E-09	<0.1
交流電源・補機冷却系喪失	3.9E-06	49
合 計	7.9E-06	100

第1.2.1.1.d-5表 起因事象別の炉心損傷頻度，主要な事故シナリオケース及びカットセット

起因事象	主要な事故シナリオケース	炉心損傷頻度 (／炉年) (起因事象別の炉心損傷頻度 (／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. 1E-06 (2. 9E-06)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷＋RHR 電動弁 (グローバル弁) の損傷 外部電源受電設備の損傷＋RHR 電動弁 (ゲート弁) の損傷
原子炉建物損傷	原子炉建物損傷	3. 1E-08 (3. 1E-08)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建物の損傷
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	3. 4E-07 (3. 4E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器スタビライザの損傷
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	1. 7E-07 (1. 7E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器スタビライザの損傷
格納容器バイパス	格納容器バイパス	3. 5E-09 (3. 5E-09)	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の損傷
Excessive LOCA	Excessive LOCA	4. 2E-07 (4. 2E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内配管の損傷
制御室建物損傷	制御室建物損傷	1. 4E-08 (1. 4E-08)	<ul style="list-style-type: none"> 制御室建物の損傷
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物損傷	1. 8E-10 (1. 8E-10)	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物処理建物の損傷
計装・制御系喪失	計装・制御系喪失	1. 5E-07 (1. 5E-07)	<ul style="list-style-type: none"> ケーブル・トレイの損傷
直流電源喪失	外部電源喪失＋直流電源喪失	5. 8E-09 (5. 8E-09)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷＋115V系充電器盤の損傷 外部電源受電設備の損傷＋115V系直流盤の損傷
交流電源・補機冷却系喪失	外部電源喪失＋交流電源・補機冷却系喪失	2. 0E-06 (3. 9E-06)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷＋燃料移送配管の損傷 外部電源受電設備の損傷＋RSWポンプの損傷

RHR：残留熱除去系，RSW：原子炉補機海水系

第1.2.1.d-6表 炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

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	9.3E-07	12
高圧注水・減圧機能喪失	1.0E-07	1.3
全交流動力電源喪失	3.4E-06	42
崩壊熱除去機能喪失	1.6E-06	20
原子炉停止機能喪失	8.5E-07	11
原子炉建物損傷	3.1E-08	0.4
原子炉格納容器損傷	3.4E-07	4.3
原子炉圧力容器損傷	1.7E-07	2.2
格納容器バイパス	3.5E-09	<0.1
Excessive LOCA	4.2E-07	5.2
制御室建物損傷	1.4E-08	0.2
廃棄物処理建物損傷	1.8E-10	<0.1
計装・制御系喪失	1.5E-07	1.9
合計	7.9E-06	100

第1.2.1.d-7表 事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度，主要な事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度 (1/2)

事故シナリオグループ	主要な事故シナリオ	炉心損傷頻度 (炉年) (事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度 (炉年))	主要なカセットセット
高圧・低圧注水機能喪失	外部電源喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	9. 2E-07 (9. 3E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + サプレッション・チェンバの損傷 外部電源受電設備の損傷 + R C I C 電動弁 (グループ弁) の損傷 + H P C S デイゼル燃料貯蔵タンクの損傷 + R H R 電動弁 (ゲート弁) の損傷
	外部電源喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	1. 0E-07 (1. 0E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + R C I C 電動弁 (グループ弁) の損傷 + H P C S デイゼル燃料貯蔵タンクの損傷 + 原子炉減圧失敗 (ランダム故障) 外部電源受電設備の損傷 + R C I C 電動弁 (グループ弁) の損傷 + H P S W 配管の損傷 + 原子炉減圧失敗 (ランダム故障)
全交流動力 電源喪失	外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	2. 0E-06 (2. 0E-06)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + 燃料移送配管の損傷 外部電源受電設備の損傷 + R S W ポンプの損傷
	外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 高圧炉心冷却失敗	1. 4E-06 (1. 4E-06)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + デイゼル燃料貯蔵タンクの損傷 + サプレッション・チェンバの損傷 外部電源受電設備の損傷 + R S W ポンプの損傷 + サプレッション・チェンバの損傷
	外部電源喪失 + 直流電源喪失	5. 8E-09 (5. 8E-09)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + 115V系充電器盤の損傷 外部電源受電設備の損傷 + 115V系直流盤の損傷
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 圧力バウンダリ健全性 (S R V 再閉) 失敗	1. 5E-08 (1. 5E-08)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + 燃料移送系配管の損傷 + S R V 再閉鎖失敗 (ランダム故障) 外部電源受電設備の損傷 + R S W ポンプの損傷 + S R V 再閉鎖失敗 (ランダム故障)
	外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗	1. 1E-06 (1. 6E-06)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + R H R 電動弁 (グループ弁) の損傷 外部電源受電設備の損傷 + R H R 電動弁 (ゲート弁) の損傷
原子炉停止機能喪失	外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 原子炉停止失敗	5. 2E-07 (8. 5E-07)	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源受電設備の損傷 + デイゼル燃料貯蔵タンクの損傷 + シュラウドサポートの損傷 外部電源受電設備の損傷 + R S W ポンプの損傷 + シュラウドサポートの損傷

R C I C : 原子炉隔離時冷却系, H P C S : 高圧炉心スプレイス系, R H R : 残留熱除去系 : H P S W : 高圧炉心スプレイス系補機海水系, R S W : 原子炉補機海水系

第1.2.1.d-7表 事故シナリオグループ 主要な事故シナリオ別の炉心損傷頻度，主要な事故シナリオセット及びカットセット (2/2)

事故シナリオグループ	主要な事故シナリオ	炉心損傷頻度 (／炉年) (事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度 (／炉年))	主要なカットセット
原子炉建物損傷	原子炉建物損傷	3. 1E-08 (3. 1E-08)	・原子炉建物の損傷
原子炉格納容器損傷	原子炉格納容器損傷	3. 4E-07 (3. 4E-07)	・原子炉格納容器スタビライザの損傷
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	1. 7E-07 (1. 7E-07)	・原子炉圧力容器スタビライザの損傷
格納容器バイパス	格納容器バイパス	3. 5E-09 (3. 5E-09)	・主蒸気隔離弁の損傷
Excessive LOCA	Excessive LOCA	4. 2E-07 (4. 2E-07)	・原子炉格納容器内配管の損傷
制御室建物損傷	制御室建物損傷	1. 4E-08 (1. 4E-08)	・制御室建物の損傷
廃棄物処理建物損傷	廃棄物処理建物損傷	1. 8E-10 (1. 8E-10)	・廃棄物処理建物の損傷
計装・制御系喪失	計装・制御系喪失	1. 5E-07 (1. 5E-07)	・ケーブル・トレイの損傷

第1.2.1.d-8表 炉心損傷頻度（地震加速度区分別）

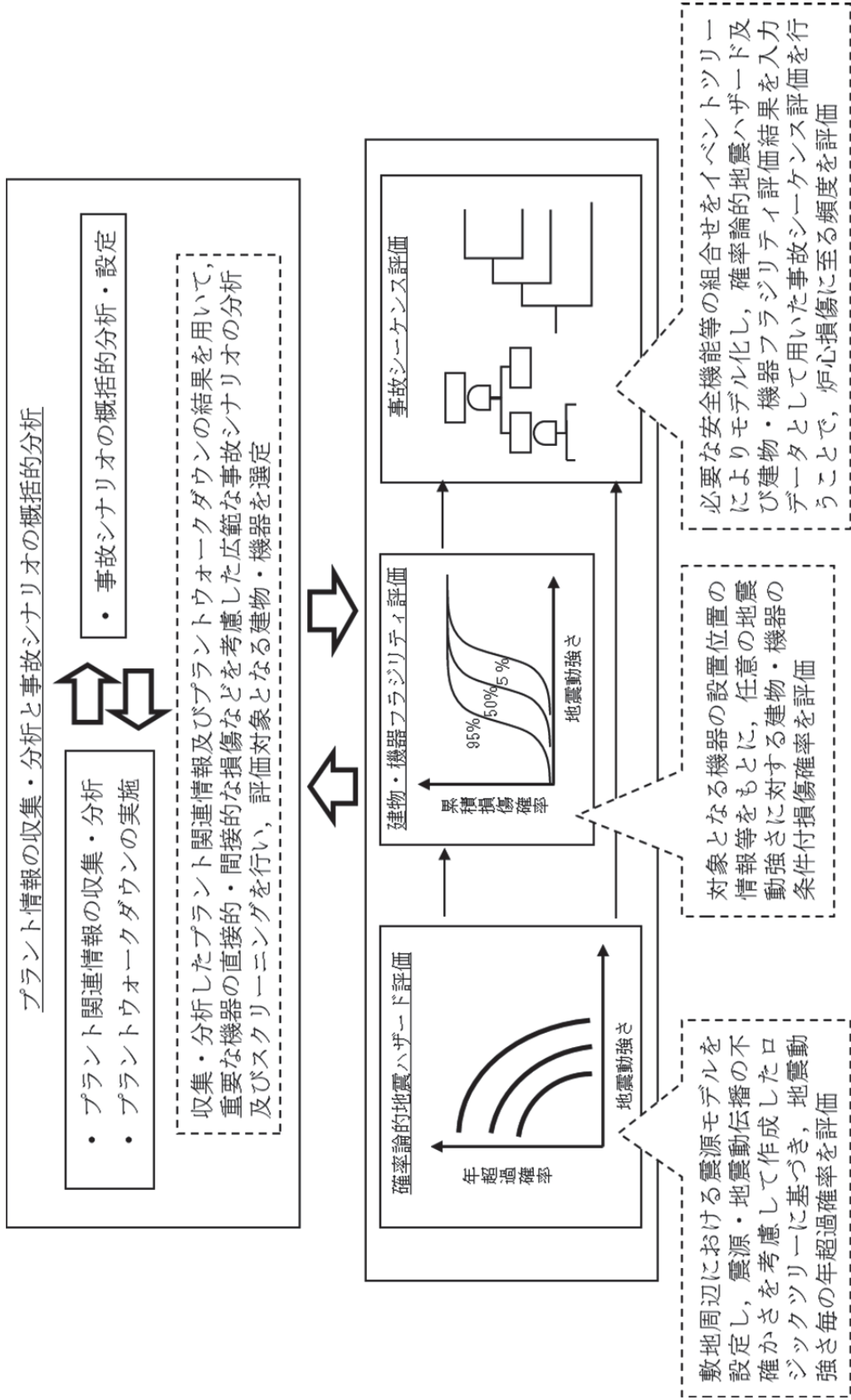
地震加速度区分	地震発生頻度 (/年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
0.0G~0.2G	3.0E-02	8.1E-10	<0.1
0.2G~0.4G	3.4E-04	1.6E-08	0.2
0.4G~0.6G	1.7E-04	5.6E-07	7.1
0.6G~0.8G	2.8E-05	1.6E-06	20
0.8G~1.0G	4.5E-06	1.9E-06	24
1.0G~1.2G	2.0E-06	1.8E-06	22
1.2G~1.4G	9.6E-07	9.6E-07	12
1.4G~1.6G	4.9E-07	4.9E-07	6.1
1.6G~1.8G	2.7E-07	2.7E-07	3.4
1.8G~2.0G	1.6E-07	1.6E-07	2
2.0G~3.0G	2.1E-07	2.1E-07	2.7
合 計		7.9E-06	100

第1.2.1.d-9表 重要度解析結果 (F V重要度)

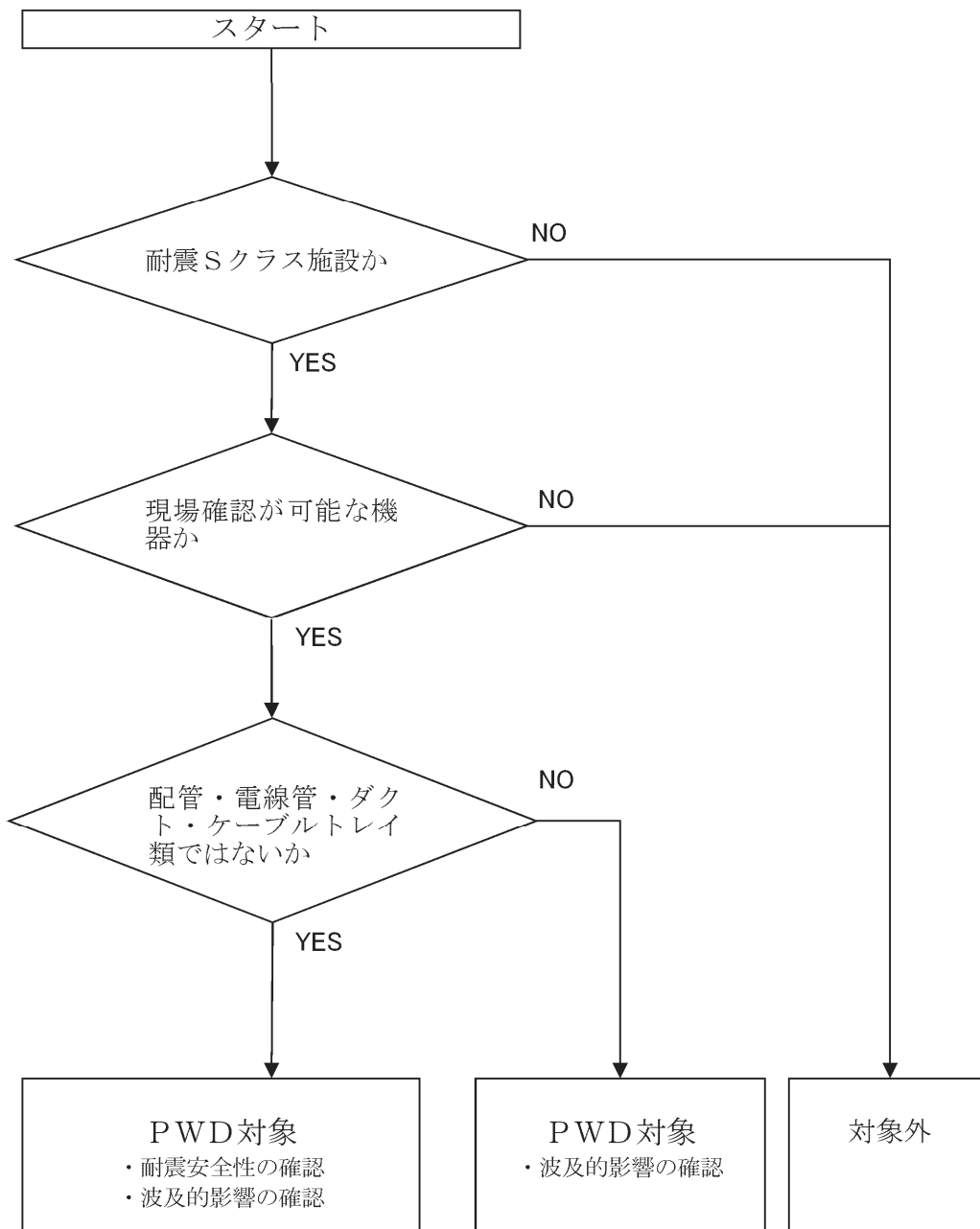
機器名称	F V重要度	H C L P F (G)
燃料移送系配管	7.6E-02	0.67
原子炉補機海水系配管	6.5E-02	0.68
原子炉補機海水ポンプ	4.2E-02	0.73
原子炉補機冷却系 電動弁 (グローブ弁)	4.0E-02	0.73
原子炉補機海水系 電動弁 (バタフライ弁)	3.8E-02	0.74
ディーゼル燃料 貯蔵タンク	3.4E-02	0.75
格納容器内配管	2.9E-02	0.75
残留熱除去系 電動弁 (グローブ弁)	2.7E-02	0.77
サプレッション・ チェンバ	2.6E-02	0.79
残留熱除去系 電動弁 (ゲート弁)	1.4E-02	0.84

第1.2.1.d-10表 完全独立の影響に係る感度解析の対象機器

機器名称	F V 重要度
燃料移送系配管	7.6E-02
原子炉補機海水系配管	6.5E-02
原子炉補機海水ポンプ	4.2E-02
原子炉補機冷却系 電動弁（グローブ弁）	4.0E-02
原子炉補機海水系 電動弁（バタフライ弁）	3.8E-02
ディーゼル燃料 貯蔵タンク	3.4E-02
残留熱除去系 電動弁（グローブ弁）	2.7E-02
残留熱除去系 電動弁（ゲート弁）	1.4E-02
残留熱除去系配管	1.0E-02
非常用ディーゼル発電機	1.0E-02
原子炉補機冷却系配管	1.0E-02



第1.2.1-1図 地震レベル1 PRA評価フロー



第1.2.1.a-1図 プラントワークダウン対象施設選定フロー

地震 PSA プラントウオークダウンチェックシート (機器・配管系) シート番号 12

プラント	島根原子力発電所 2号機
建物名	R2B・7B・Rw/B・C/B・屋外・その他 ()
フロア	B2F・B1F・MB1F・1F・2F・M2F・3F・4F・5F・その他 ()
設置場所 (エリア)	R-BZF-10
対象機器	設置場所内の対象機器

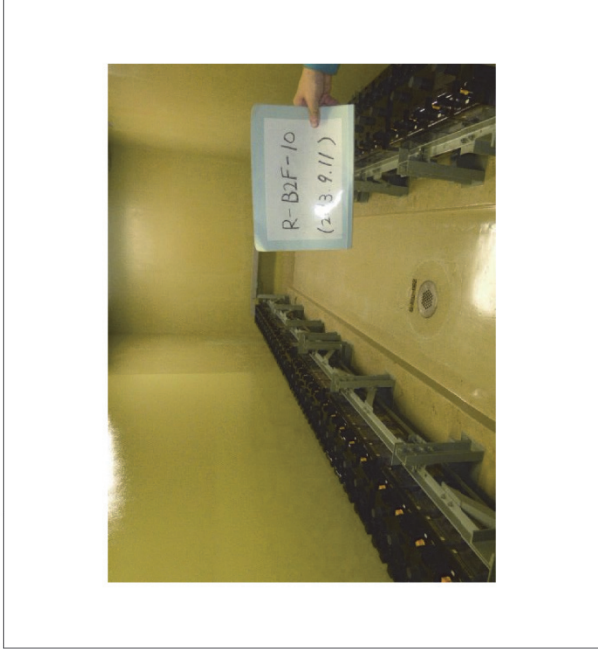
1次評価 確認項目

分類	確認項目	チェック
耐震安全性の確認	① 基礎のコンクリートに問題 (ひび割れ/劣化等) がある	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	② 緩んでいるボルト/ナットがある	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	③ ボルト/ナット類が喪失、または、劣化している	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	④ アンカーボルトに影響を与える事項がある	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	⑤ 耐震性に影響するサポート機器が適切に取り付けられていない	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	⑥ 外部から接続されたケーブルが柔軟になっていない	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	⑦ 盤等の内部の部品がしっかりと固定されていない	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	⑧ 対象機器の上部に固定されていない重量物がある	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	⑨ 対象機器とその他機器は適切な離隔距離が設けられていない	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>
	⑩ 対象機器周辺に固定されていない重量物がある	Y <input checked="" type="checkbox"/> N <input checked="" type="checkbox"/>

1次評価 判定

実施日	2013年9月11日	
確認者	[REDACTED]	
評価への反映	要 (2次評価へ)	<input checked="" type="checkbox"/>
特記事項	なし	

1次評価 現場写真

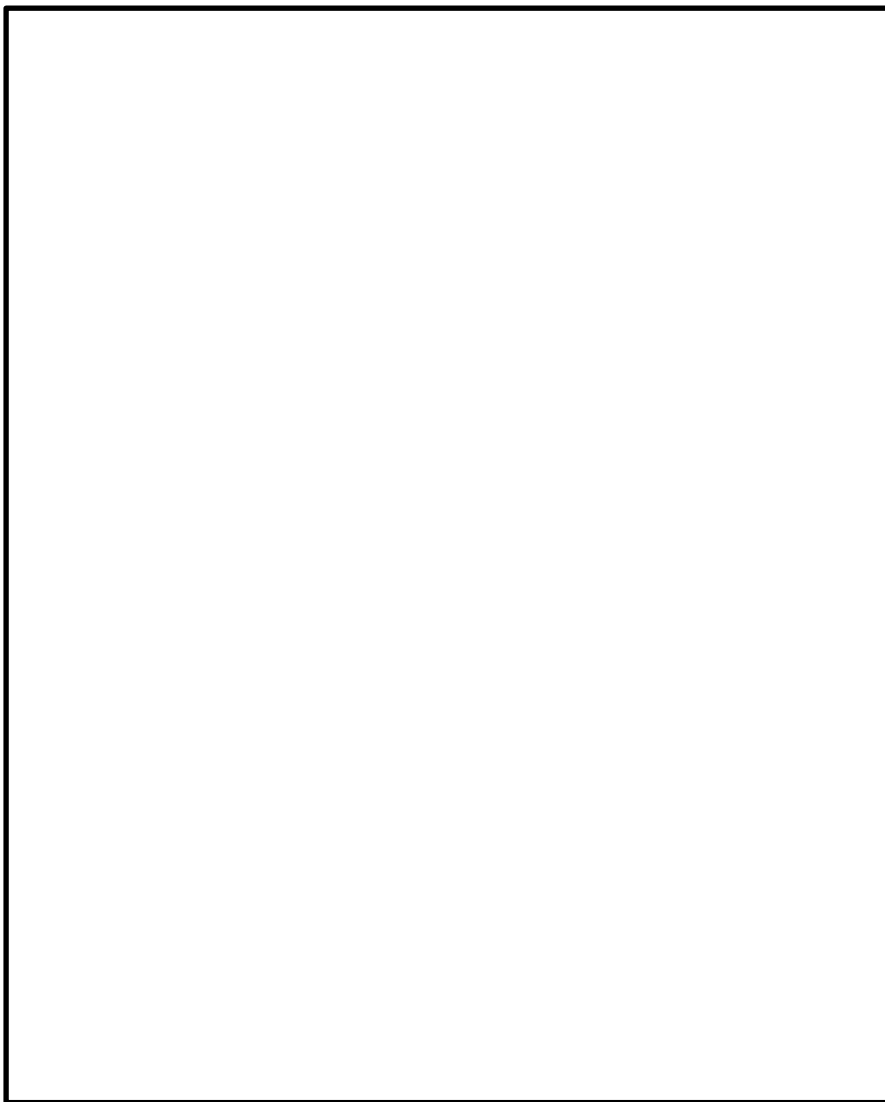


2次評価 判定

実施日		
確認者		
評価への反映	要	<input type="checkbox"/>
評価内容		

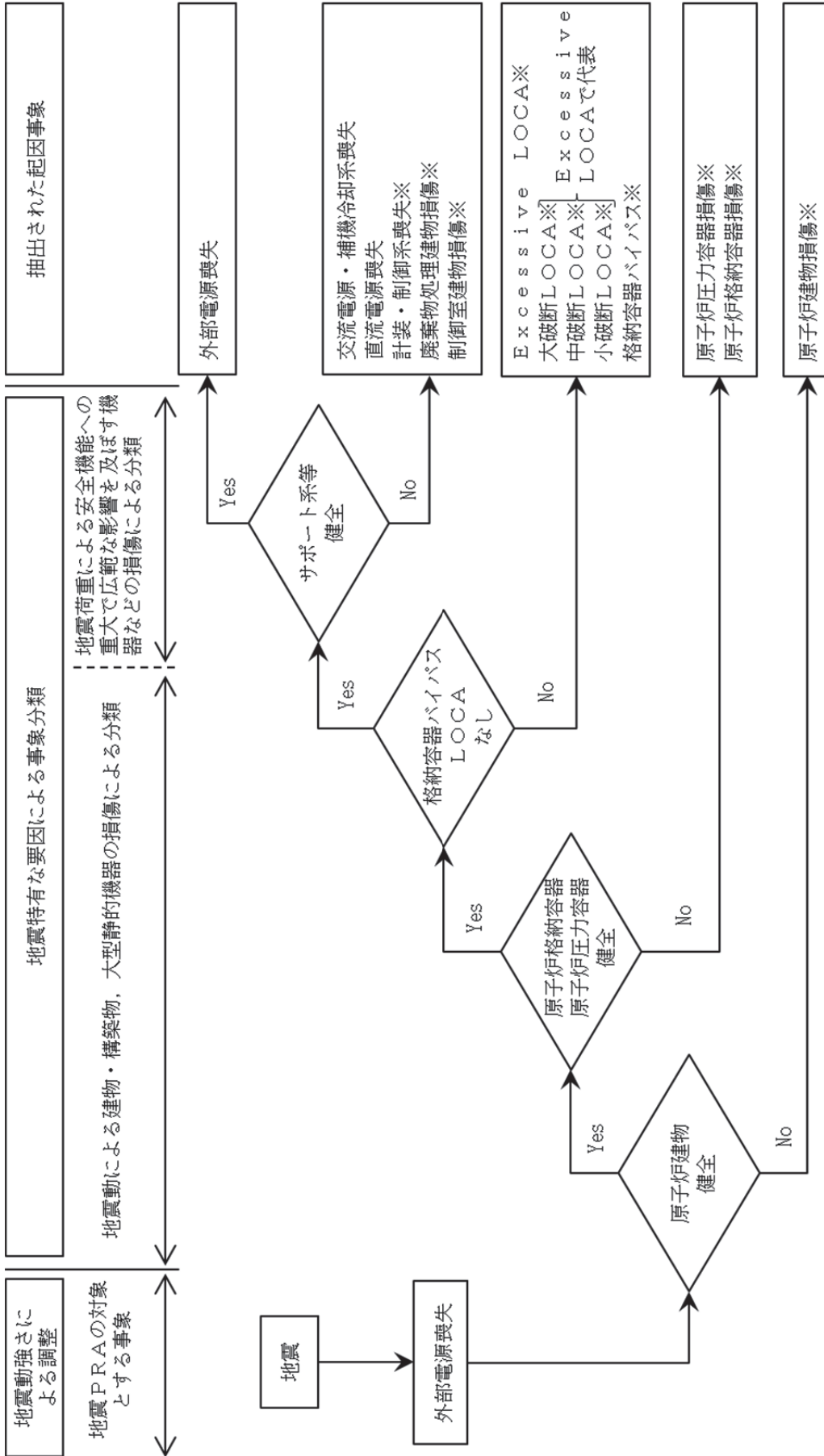
第1.2.1.a-2図 プラントウオークダウン実施結果の例 (1/2)

設置エリア	機器番号	機器名
R-B2F-10	-	高圧炉心スプレイス系蓄電池
	2-2265H	高圧炉心スプレイス系直流盤
R-B2F-11	2-2267H	高圧炉心スプレイス系充電器盤
	2HPCS-M/C	2HPCS-メタクラ
R-B2F-12	2-2220H1	制御盤
	2-2220H2	自動電圧調整器盤
	2-2220H3	整流器盤
	2-2220H4	リアクトル盤
	2-2220H5	整流器用変圧器盤
	2-2220H6	飽和変流器盤
	2-2220H7	中性点接地装置盤
	2HPCS-C/C	2HPCSコントロールセンタ
	2-2216H	HPCS電気室空調換気継電器盤
	2-2220H1	HPCS-ディーゼル発電機制御盤
2RCB-80H	HPCS-ディーゼル発電機速度検出用変換器箱	



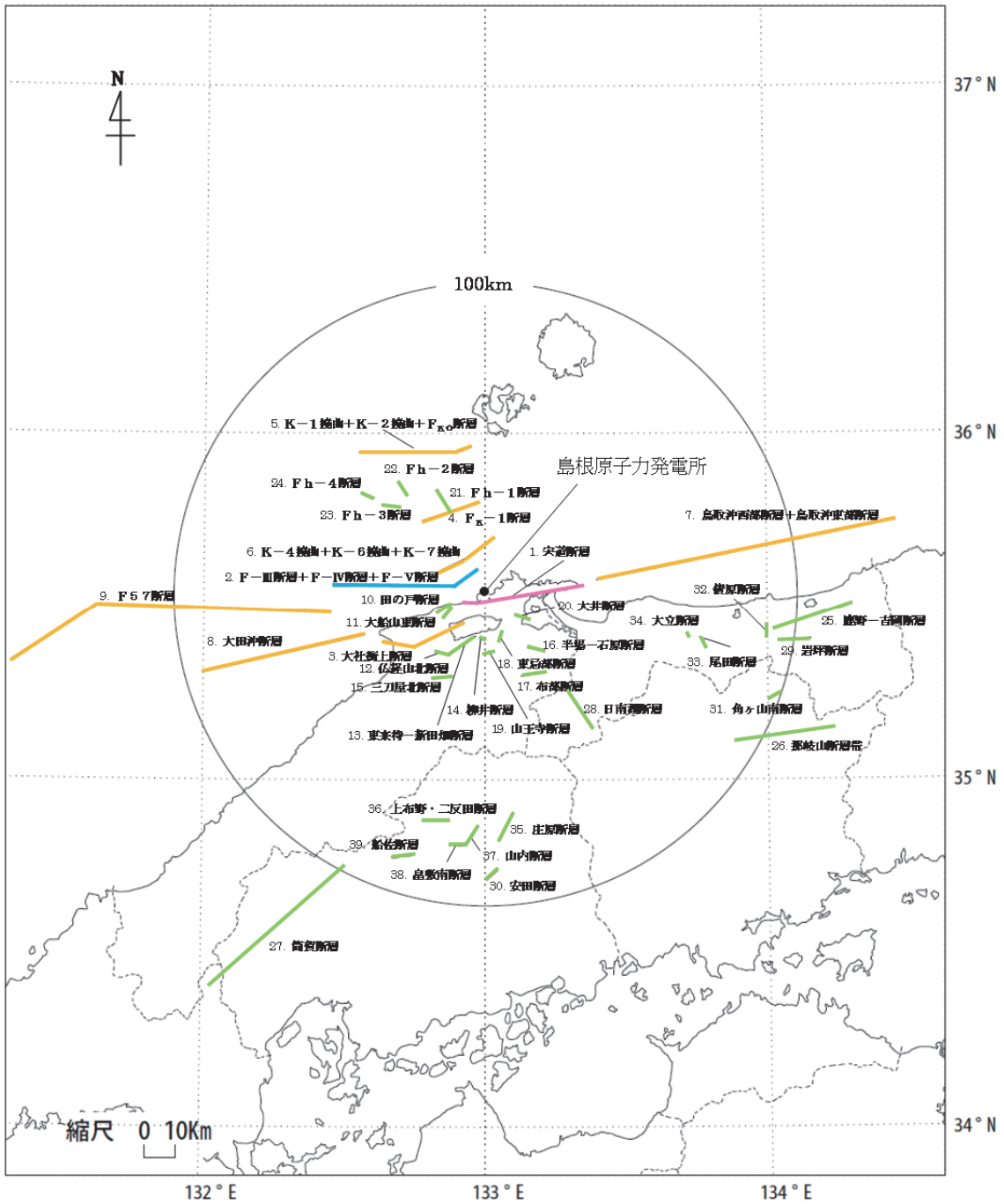
第1.2.1.a-2図 プラントウオークダウン実施結果の例 (2/2)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



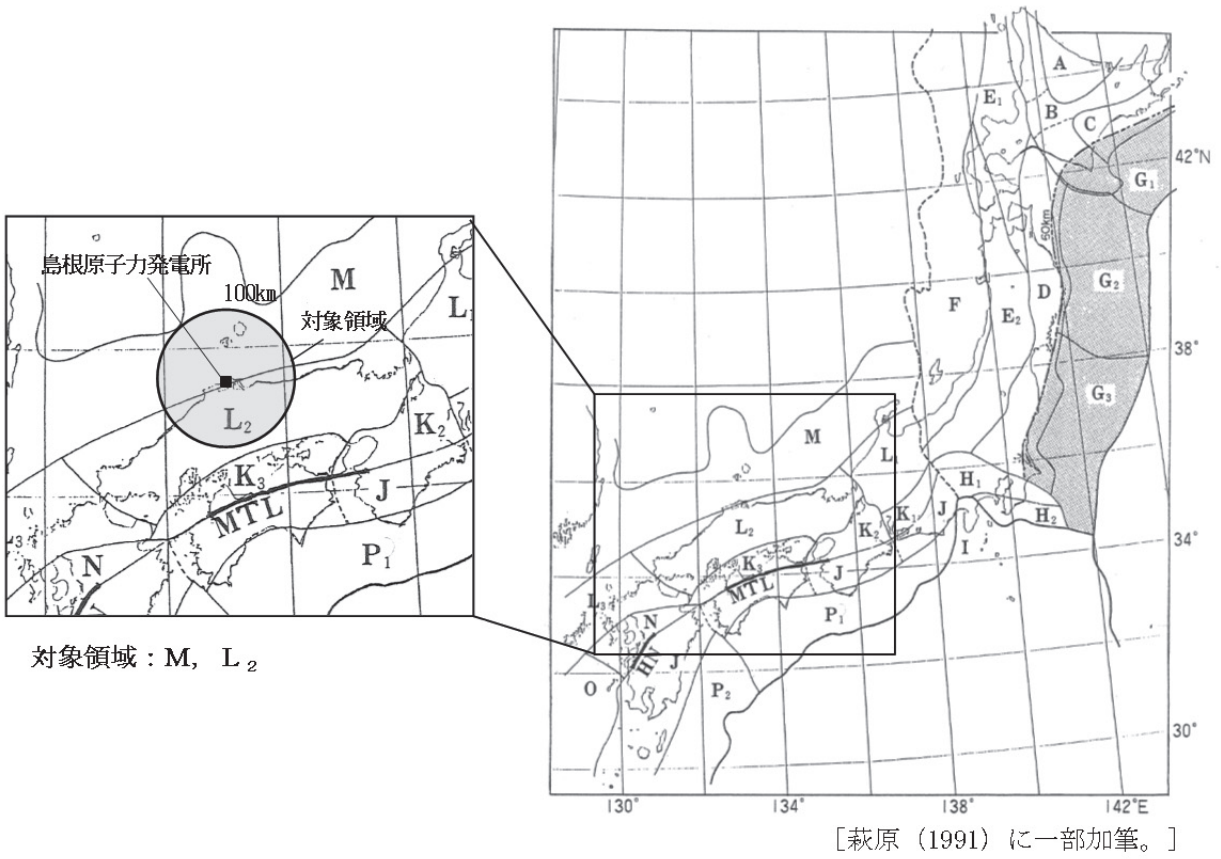
※ 炉心損傷に直結する事象とした

第1.2.1.a-3図 起因事象の抽出フロー

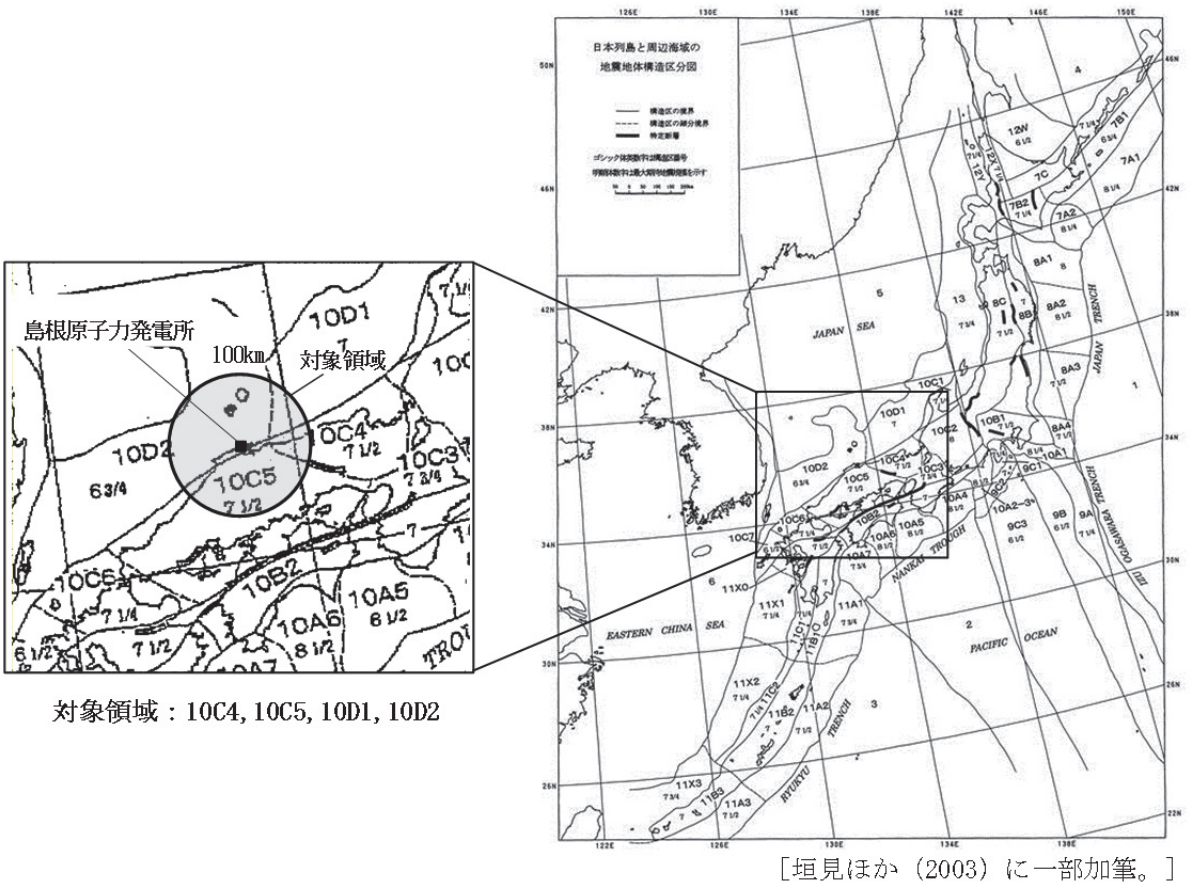


<p>【検討用地震の対象活断層】</p> <ul style="list-style-type: none"> — 宍道断層 — F-III断層 + F-IV断層 + F-V断層 	<p>【検討用地震以外の対象活断層】</p> <ul style="list-style-type: none"> — 主要な活断層 — その他の活断層
---	---

第1.2.1.b-1図 敷地周辺の活断層分布

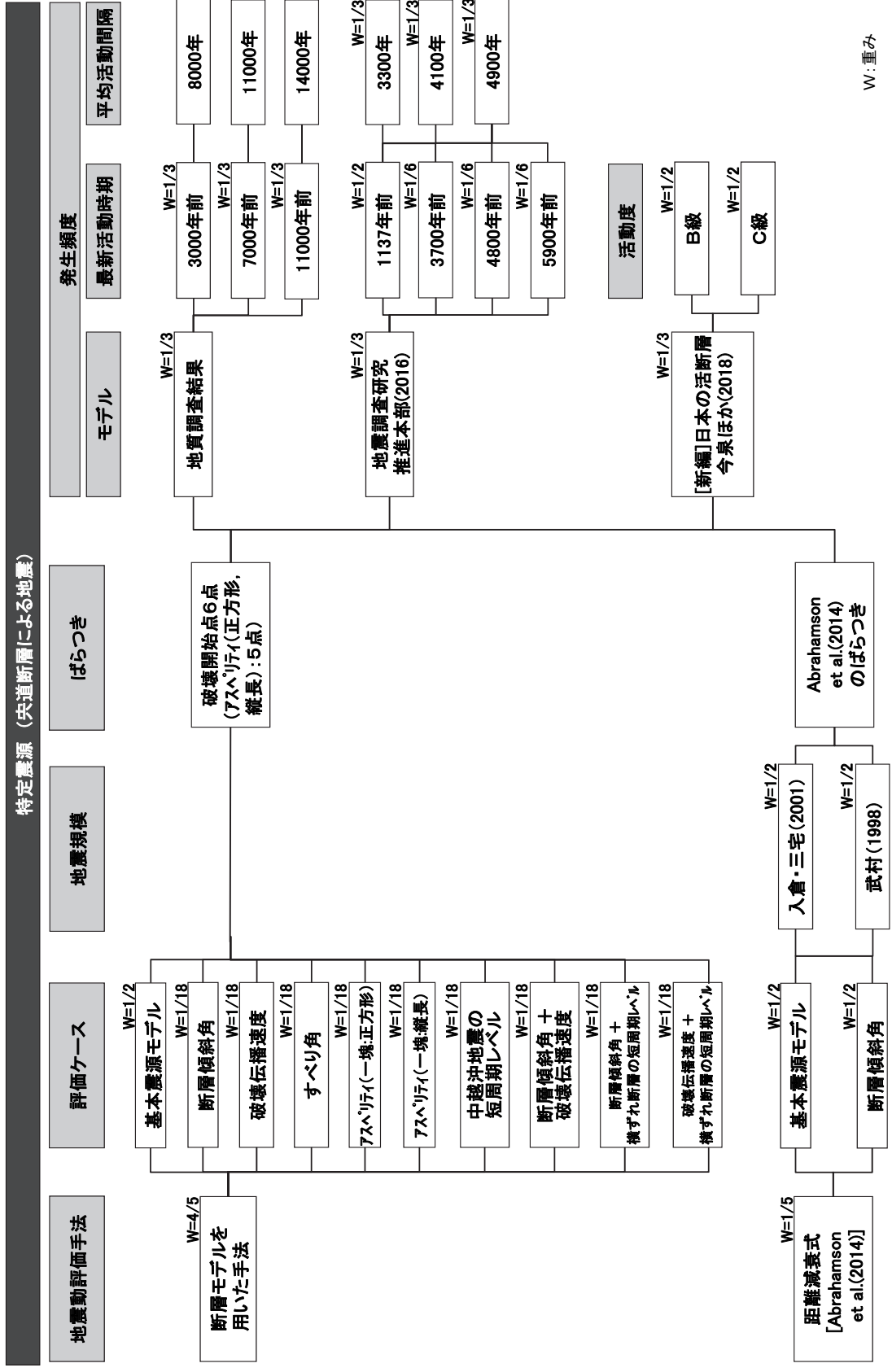


萩原(1991) ⁽³⁾ に基づく対象領域



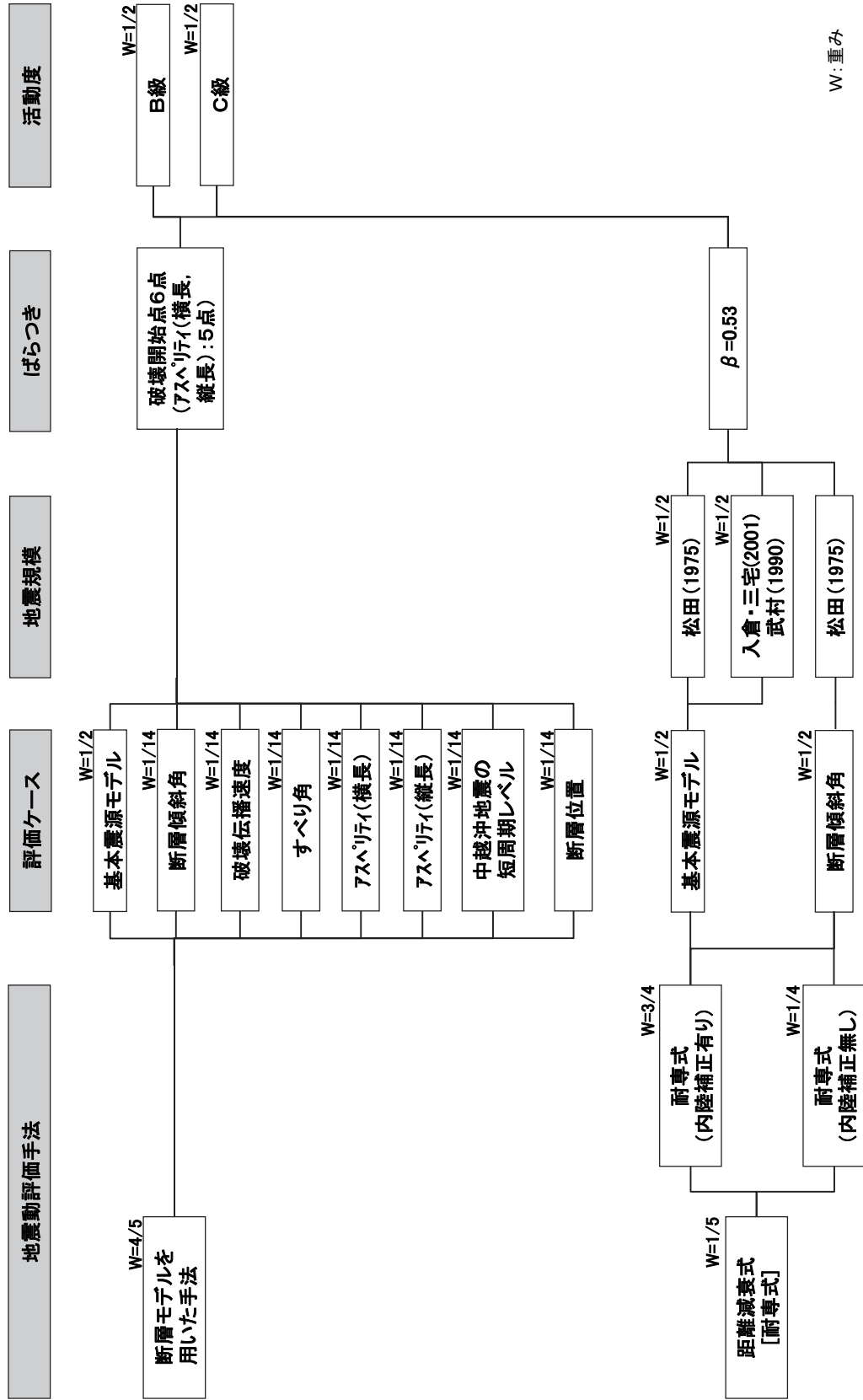
垣見ほか(2003) ⁽⁴⁾ に基づく対象領域

第1.2.1.b-2図 領域震源モデルの対象領域



第1.2.1.1.b-3図 糸道断層による地震のロジックツリー

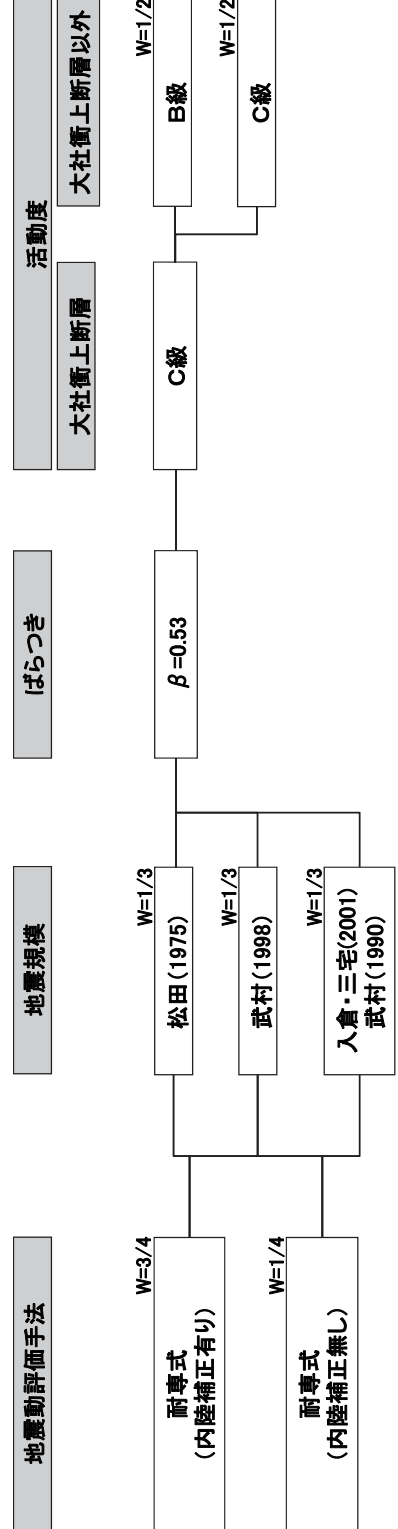
特定震源 (F-III断層+F-IV断層+F-V断層による地震)



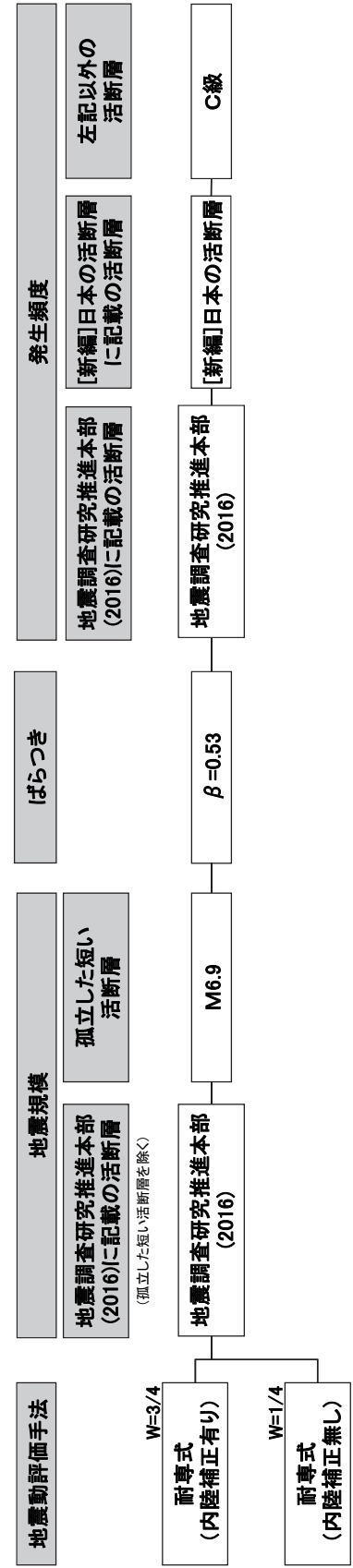
W: 重み

第1.2.1. b-4図 F-III断層+F-IV断層+F-V断層による地震のロジックツリー

特定震源 (主要な活断層による地震)



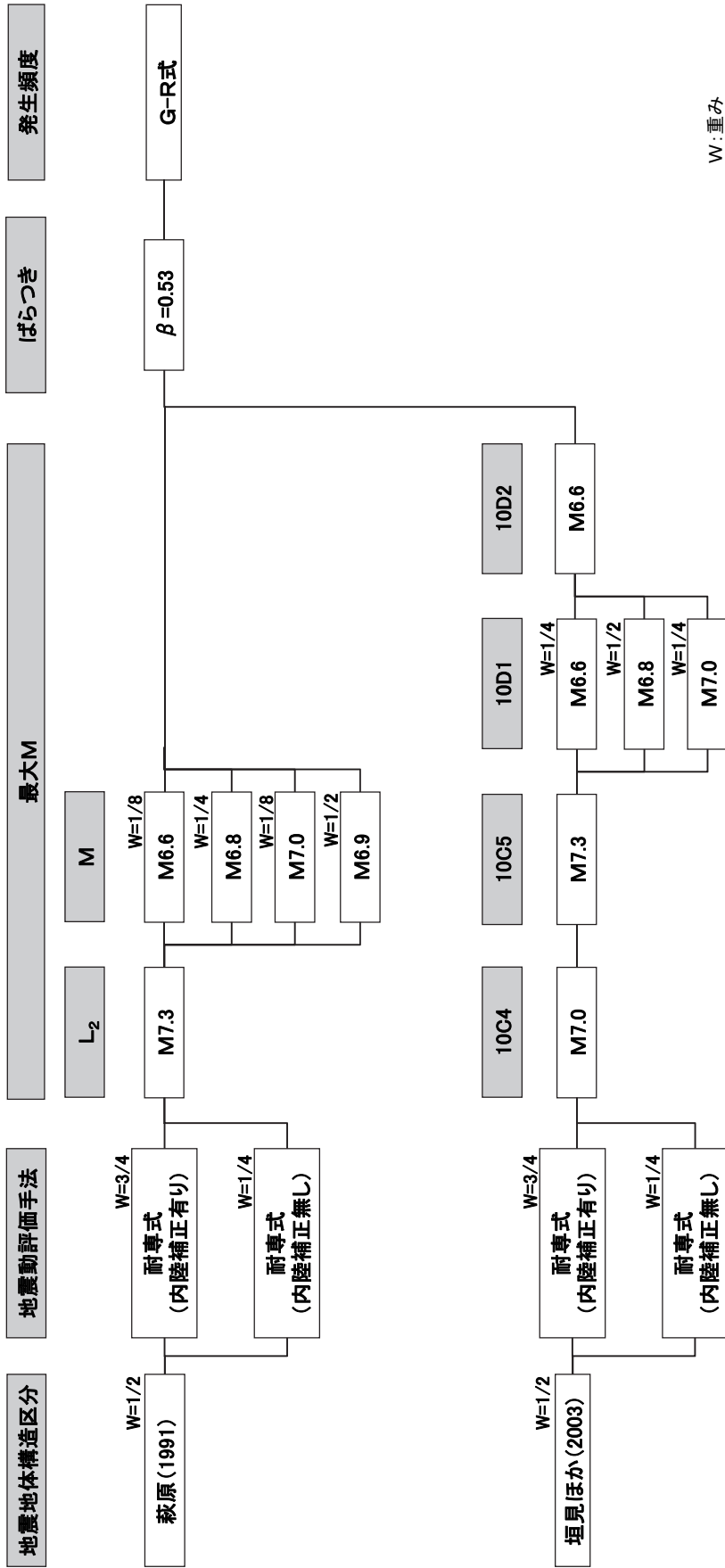
特定震源 (その他の活断層による地震)



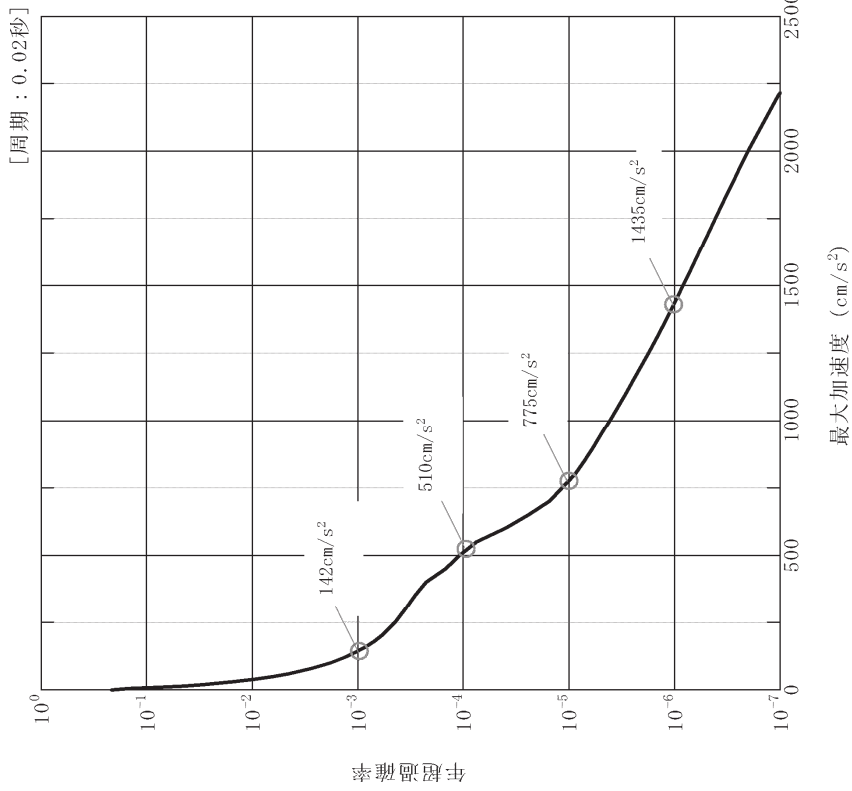
W: 重み

第1.2.1.b-5図 主要な活断層及びその他の活断層による地震のロジックツリー

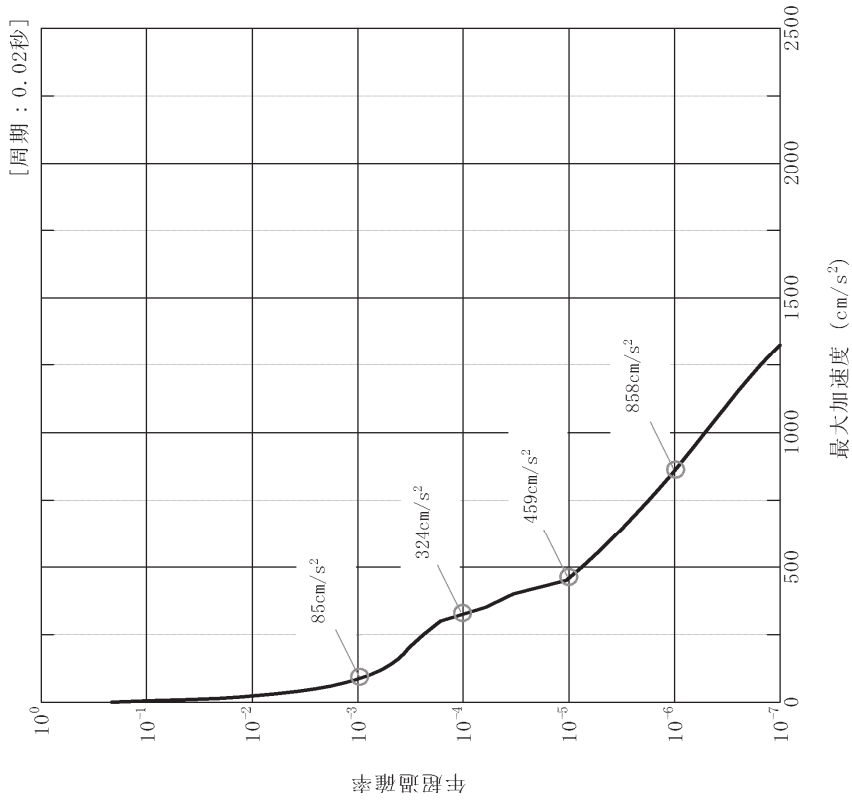
領域震源



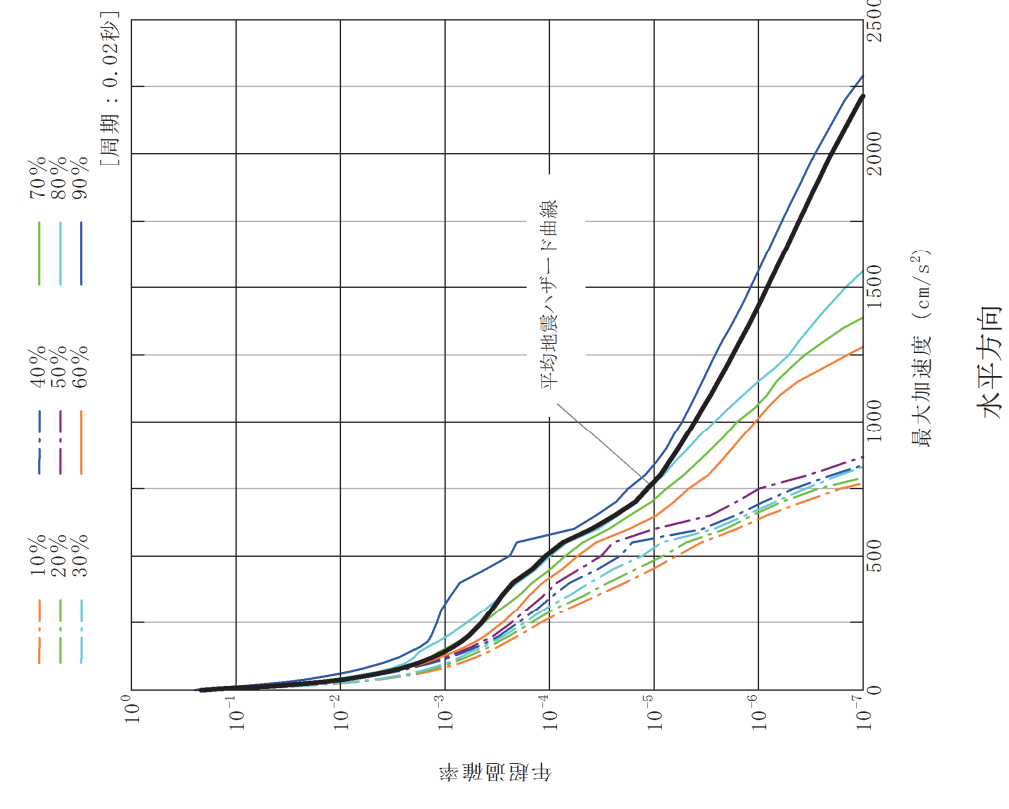
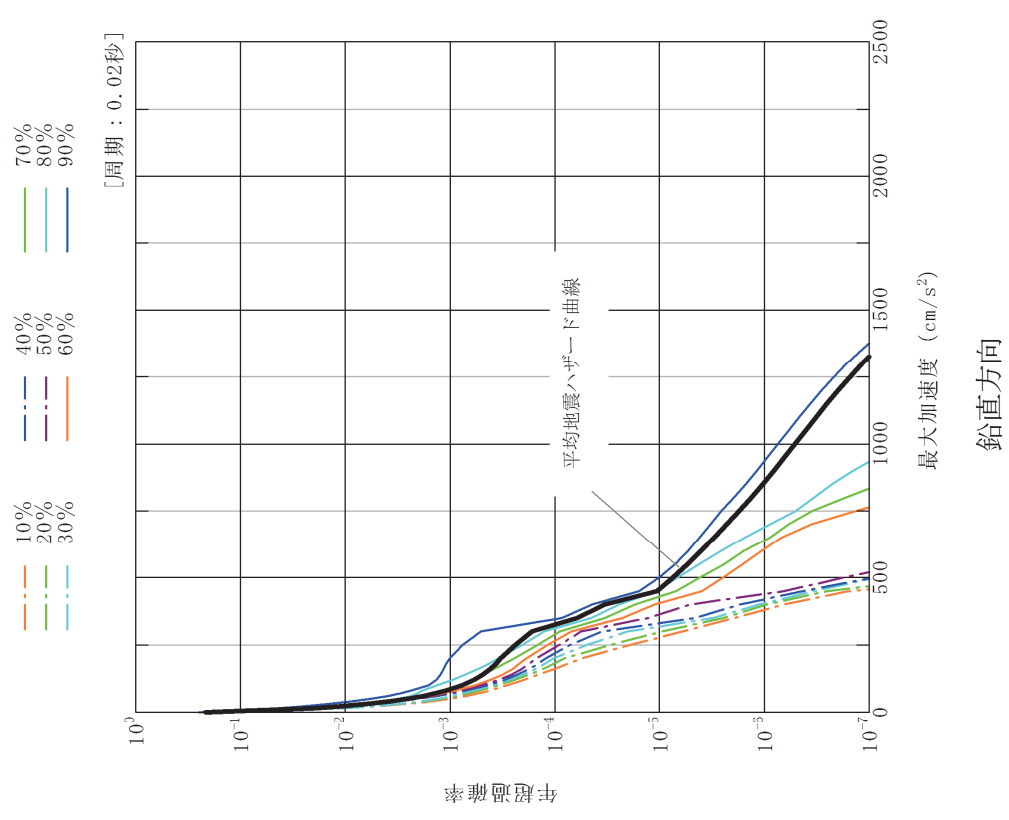
第1.2.1.b-6図 領域震源による地震のロジックツリー



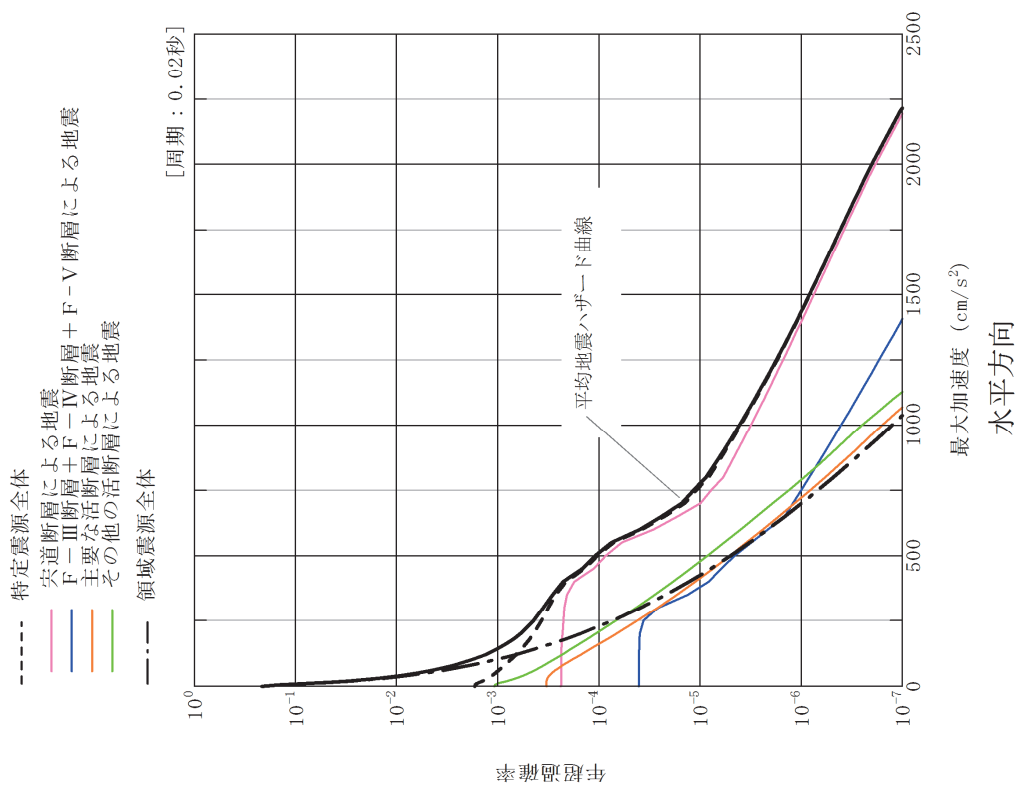
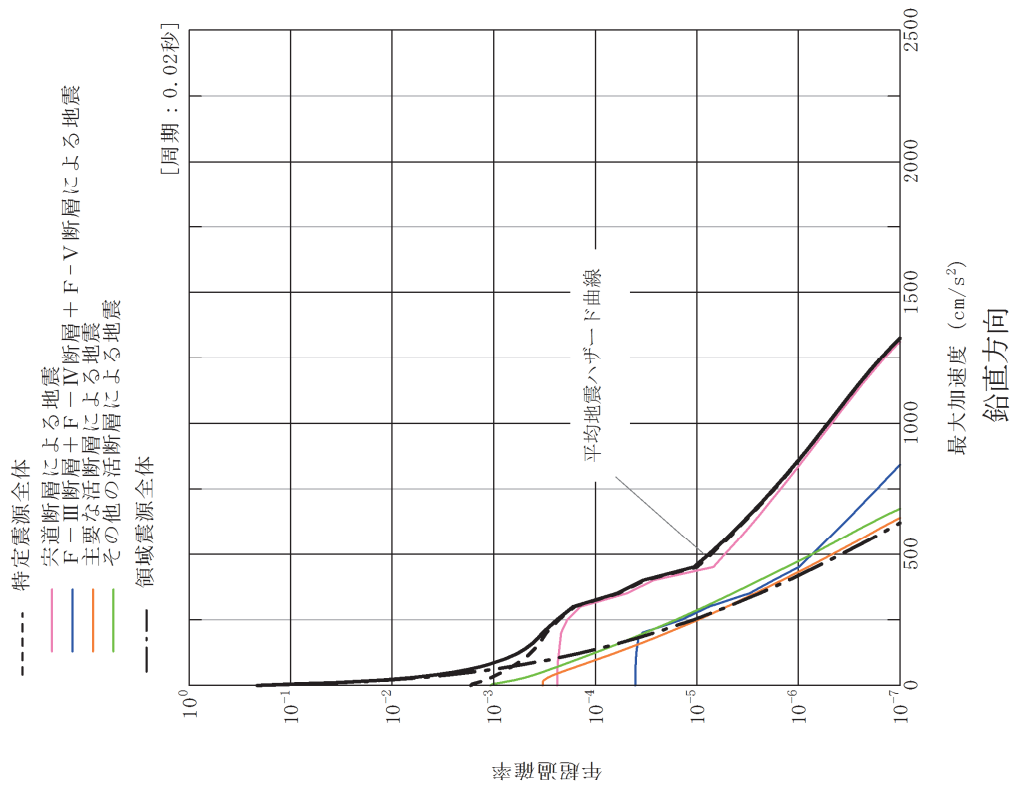
[平均地震ハザード曲線の年超過確率 $10^{-3} \sim 10^{-6}$ に対応する加速度値を表示]



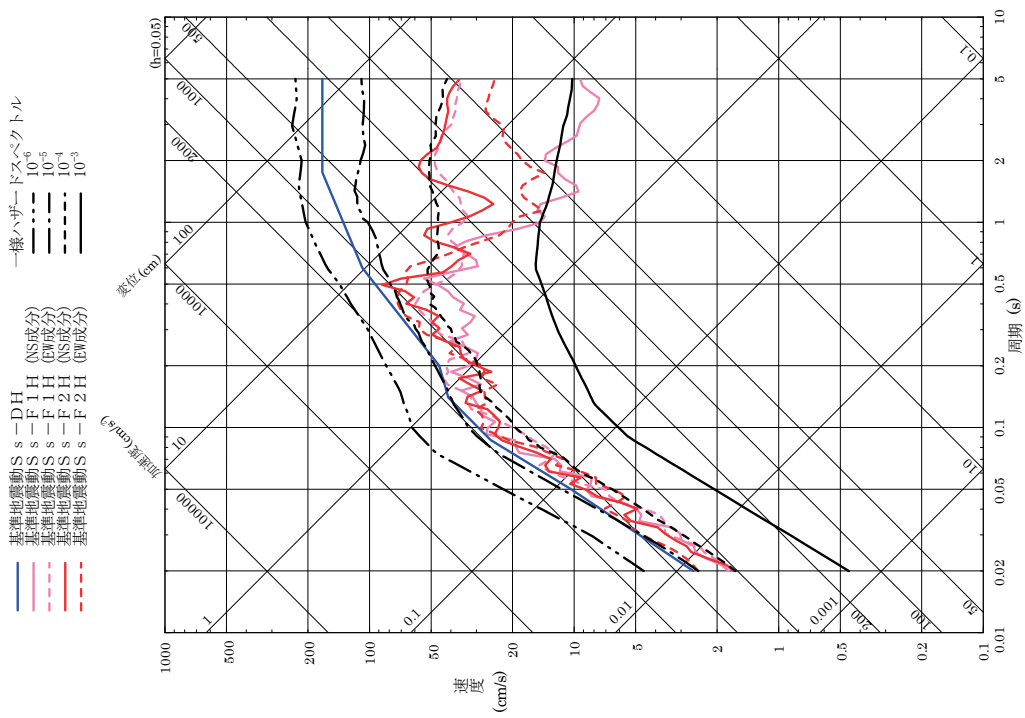
第1.2.1.1.b-7図 平均地震ハザード曲線



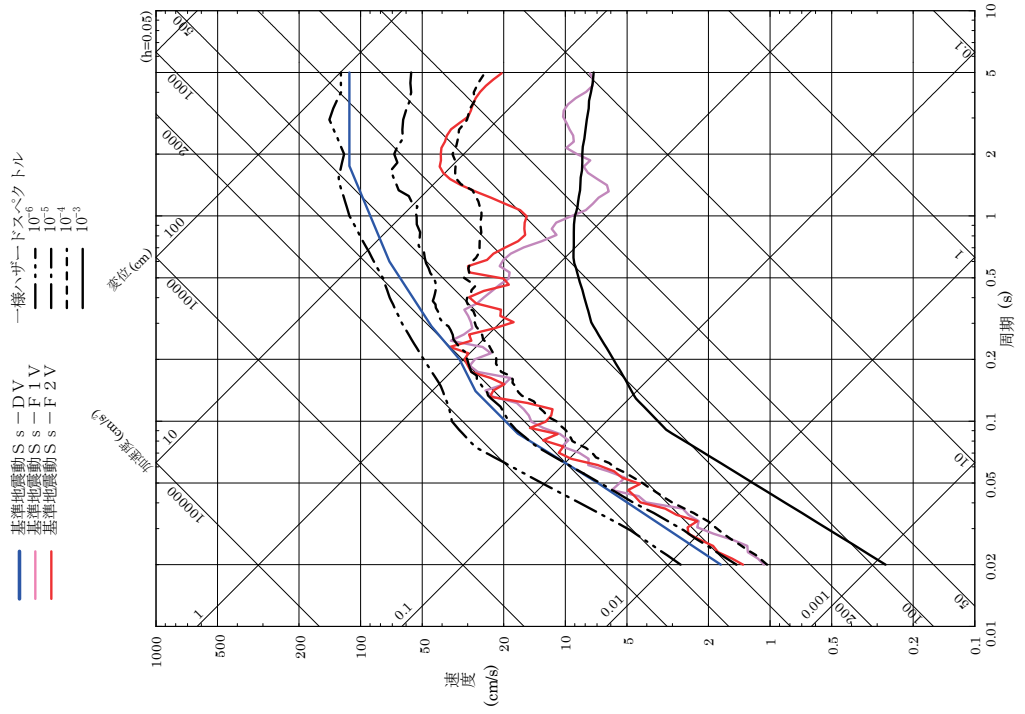
第1.2.1.b-8図 フラクタイル地震ハザード曲線



第1.2.1.b-9図 震源別平均地震ハザード曲線

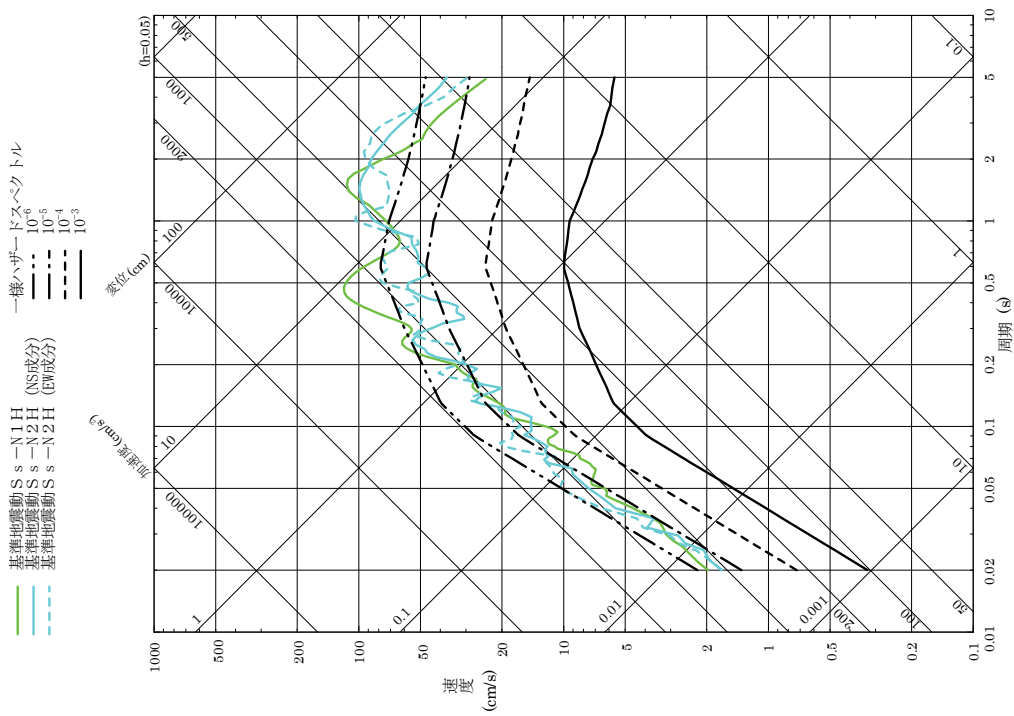


水平方向

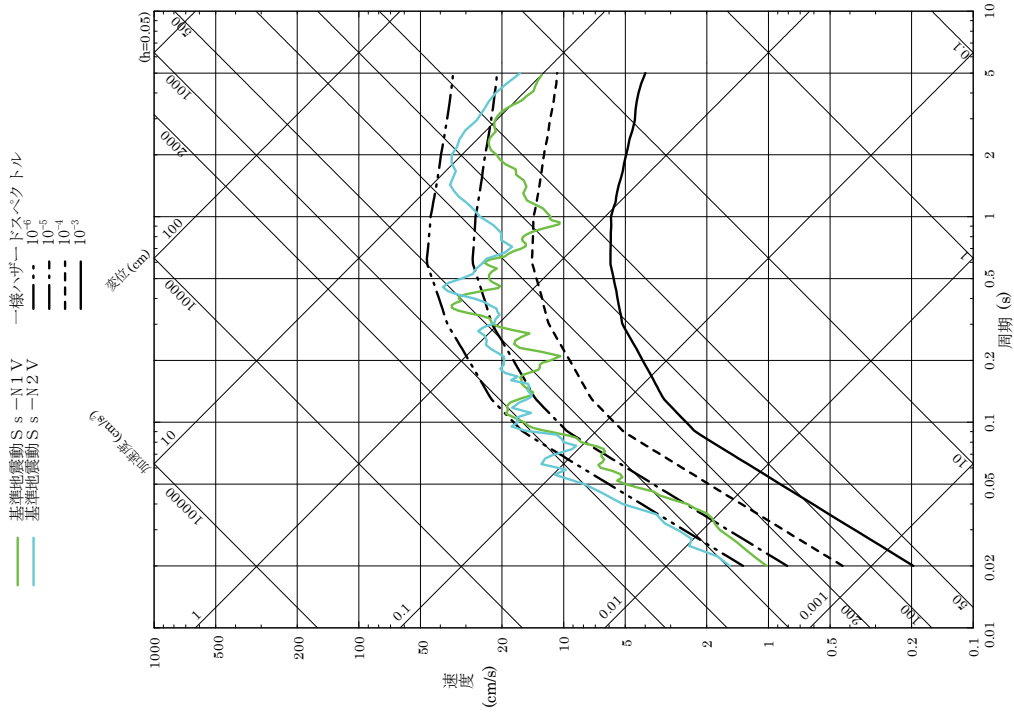


鉛直方向

第1.2.1.1.b-10図 基準地震動Ss-D, Ss-F1及びSs-F2の応答スペクトル及び敷地における地震動の一樣ハザードスペクトル

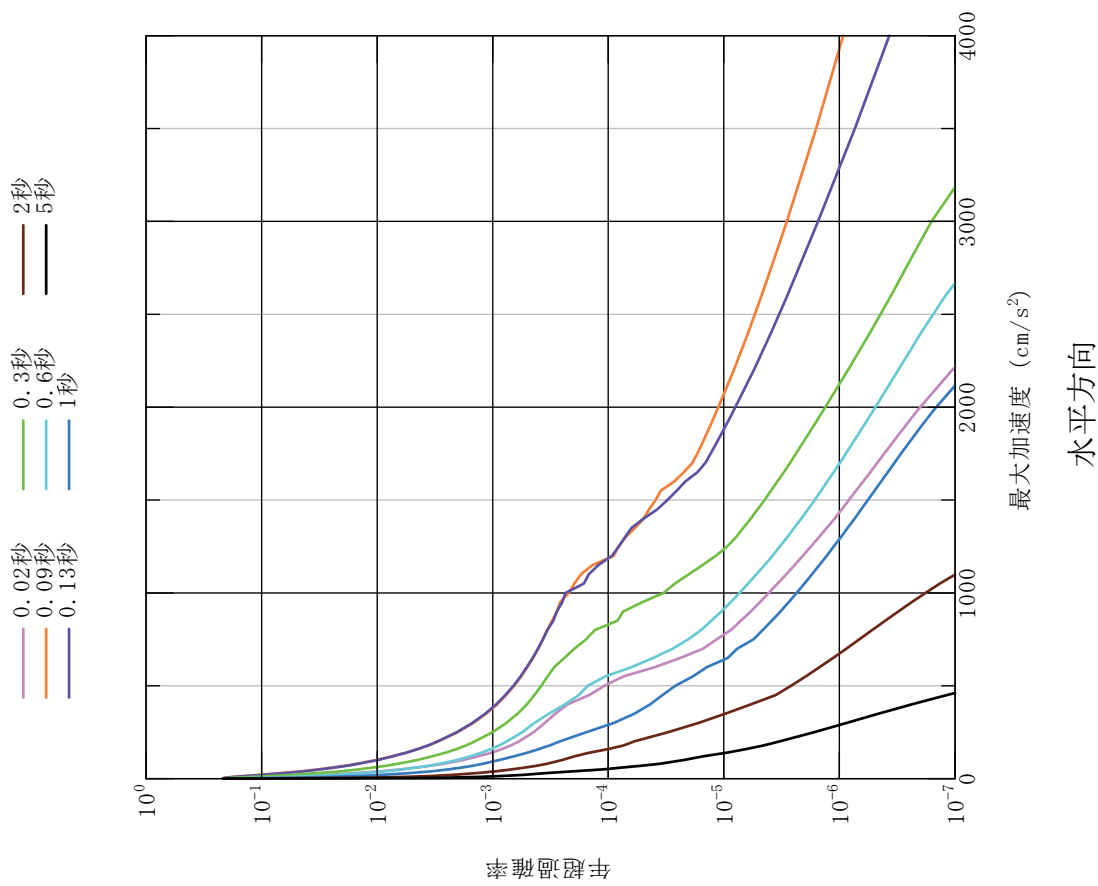
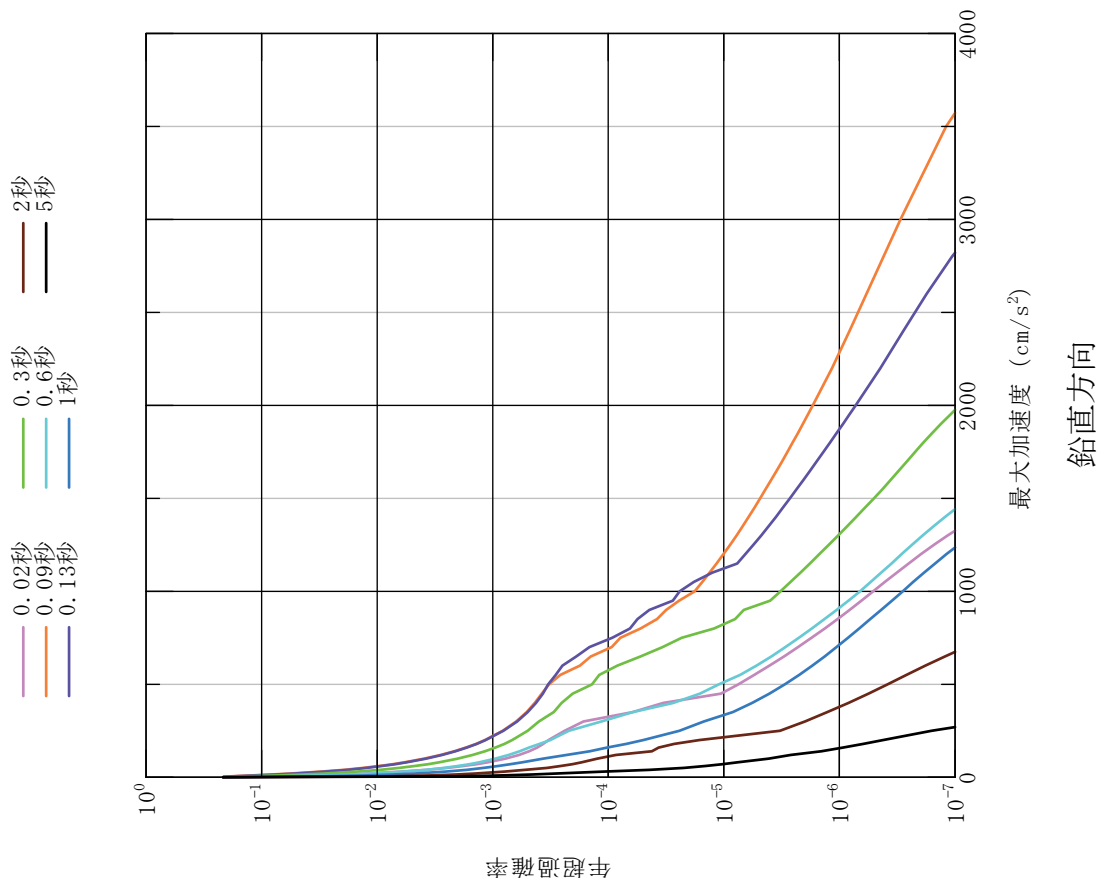


水平方向

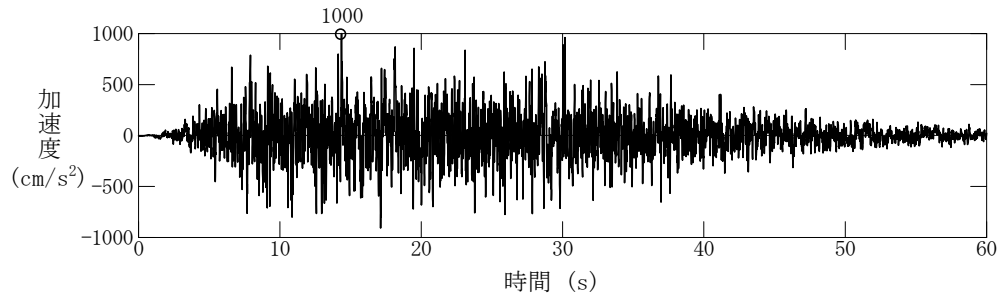


鉛直方向

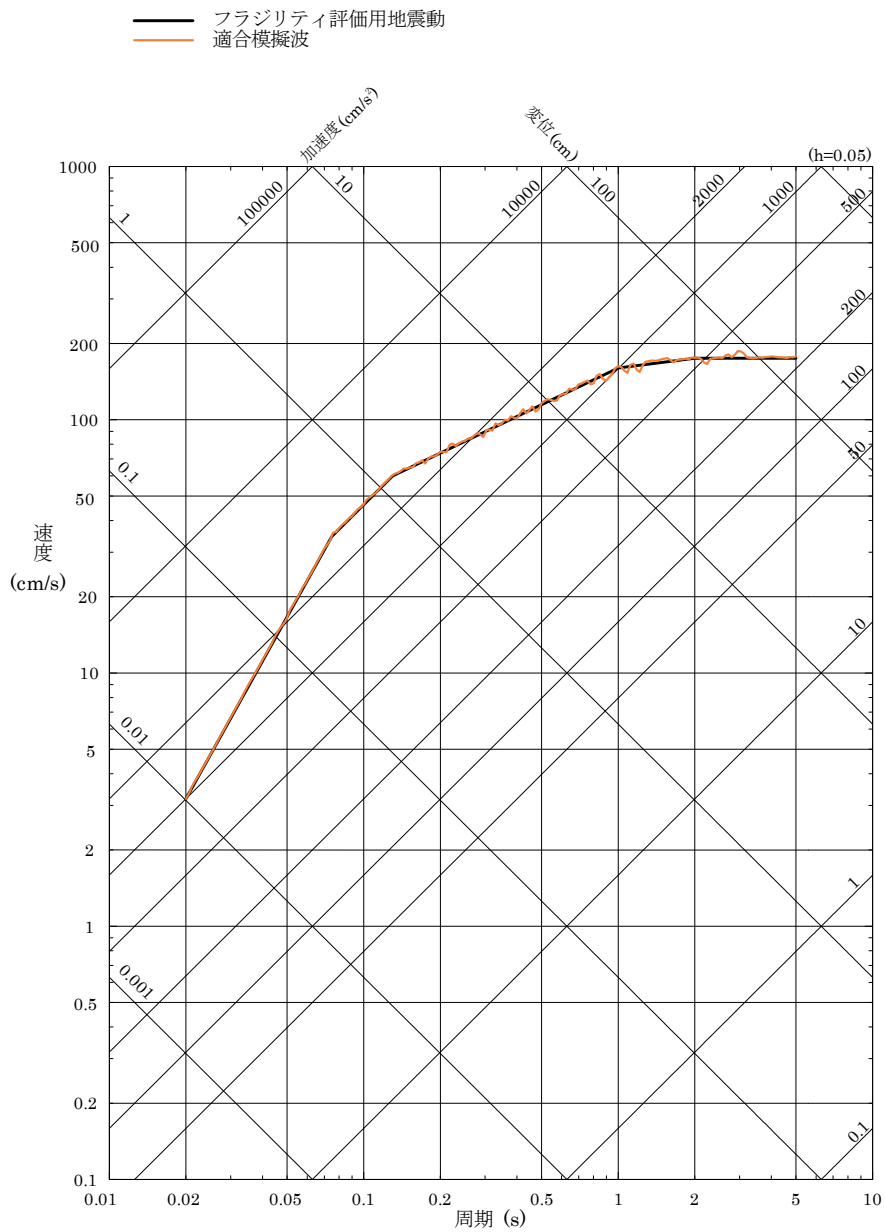
第1.2.1.b-11図 基準地震動 S_s-N1 及び S_s-N2 の応答スペクトル及び領域震源モデルによる一様ハザードスペクトル



第1.2.1.b-12図 周期ごとの平均地震ハザード曲線



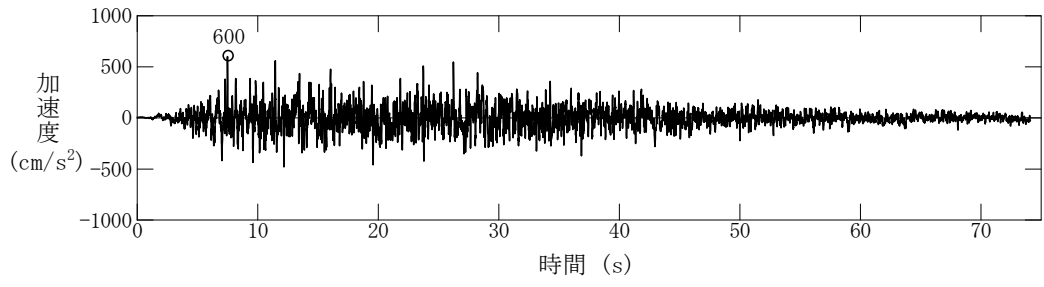
(a) 時刻歴波形



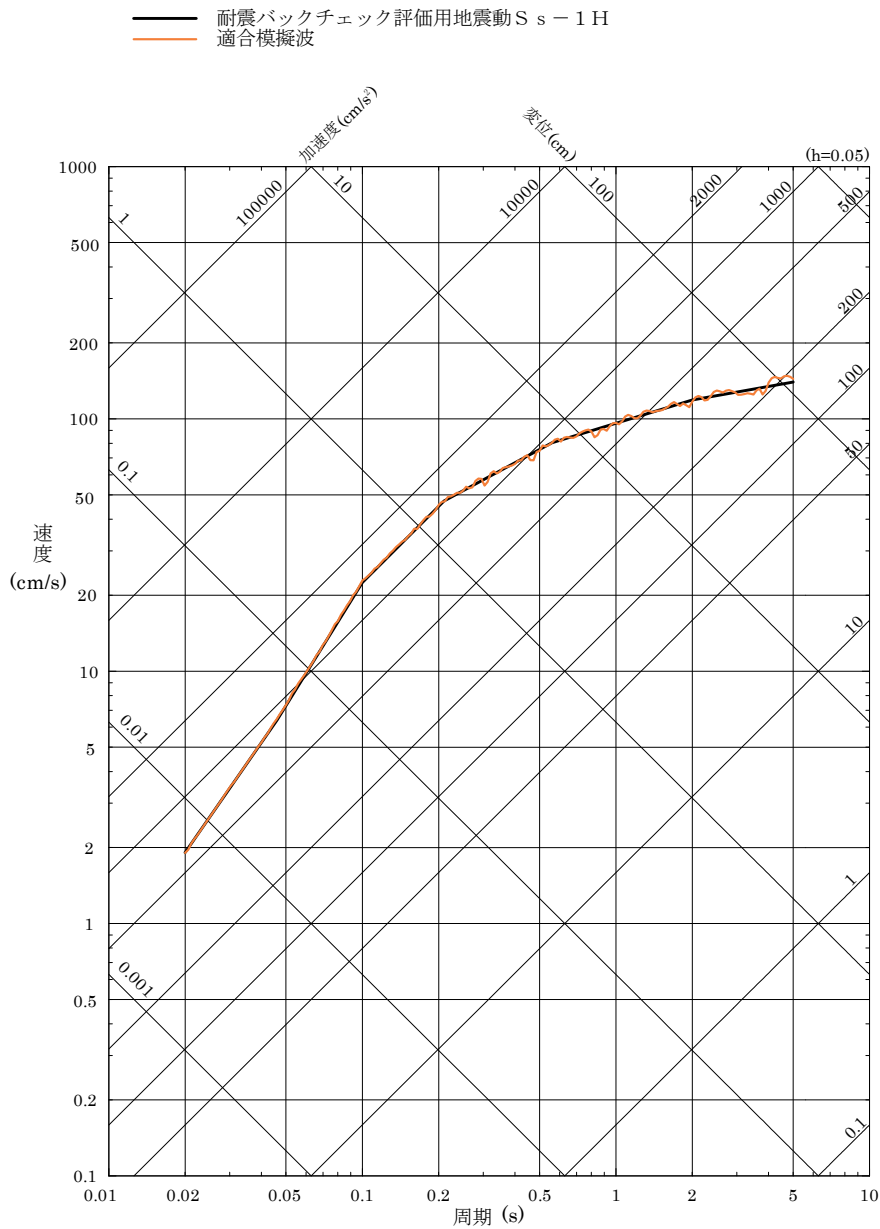
(b) 応答スペクトル

[1000cm/s²に基準化]

第1.2.1.b-13図 フラジリティ評価用地震動

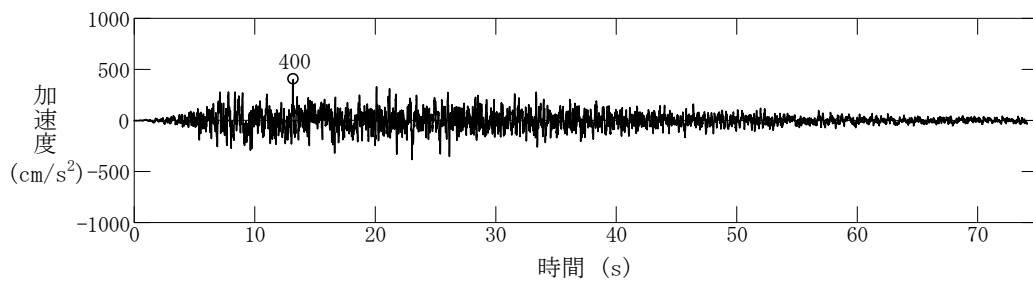


(a) 時刻歴波形

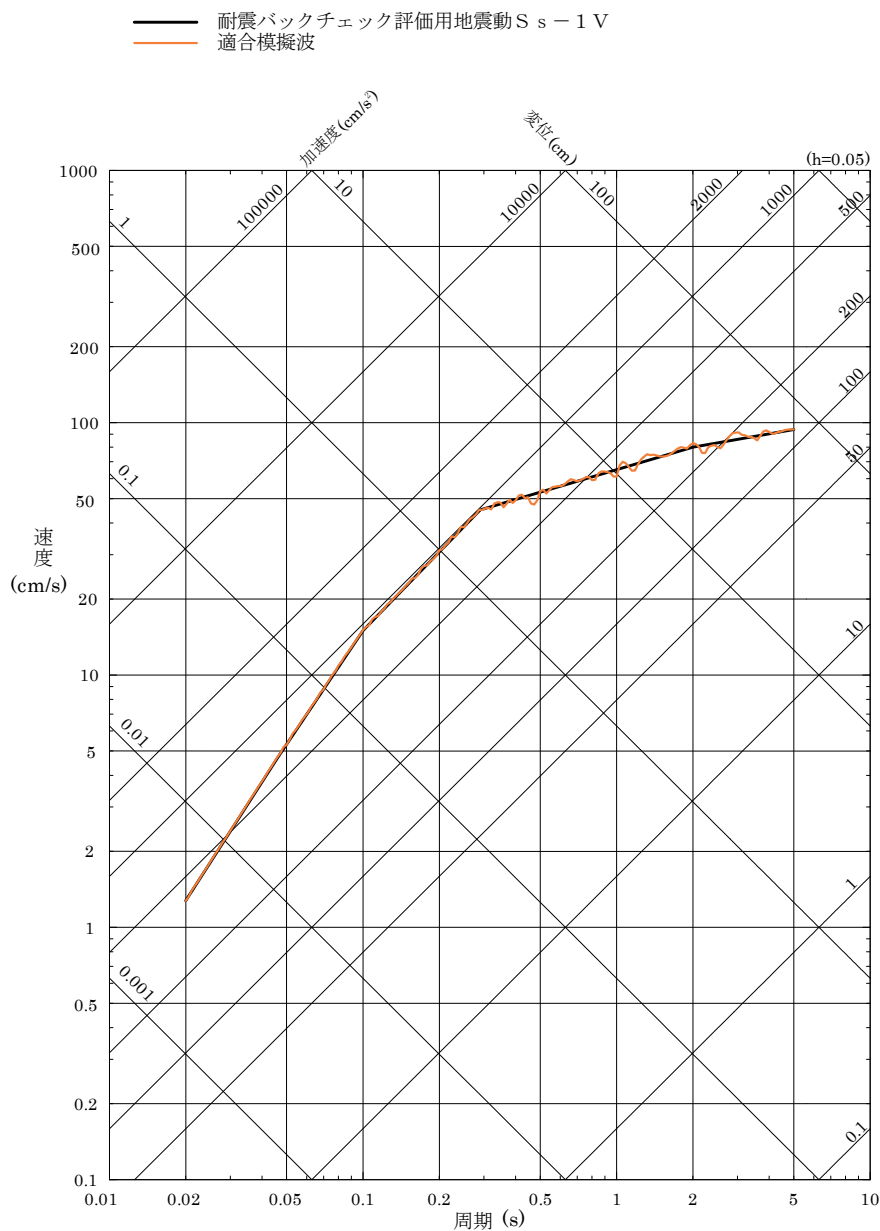


(b) 応答スペクトル

第1.2.1.b-14図(1) 耐震バックチェック評価用地震動 S s - 1 (水平方向)

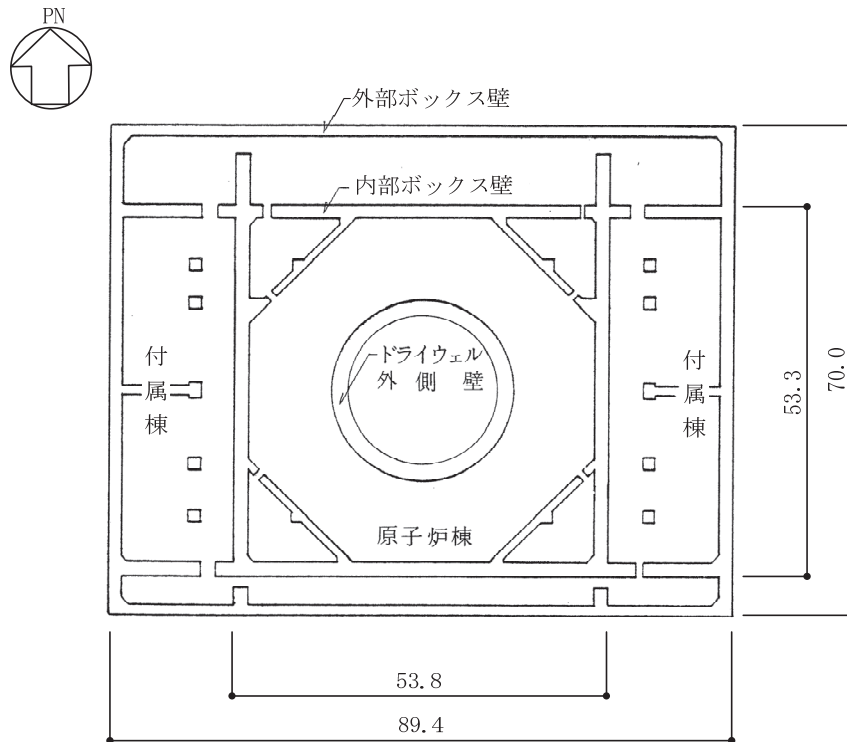


(a) 時刻歴波形



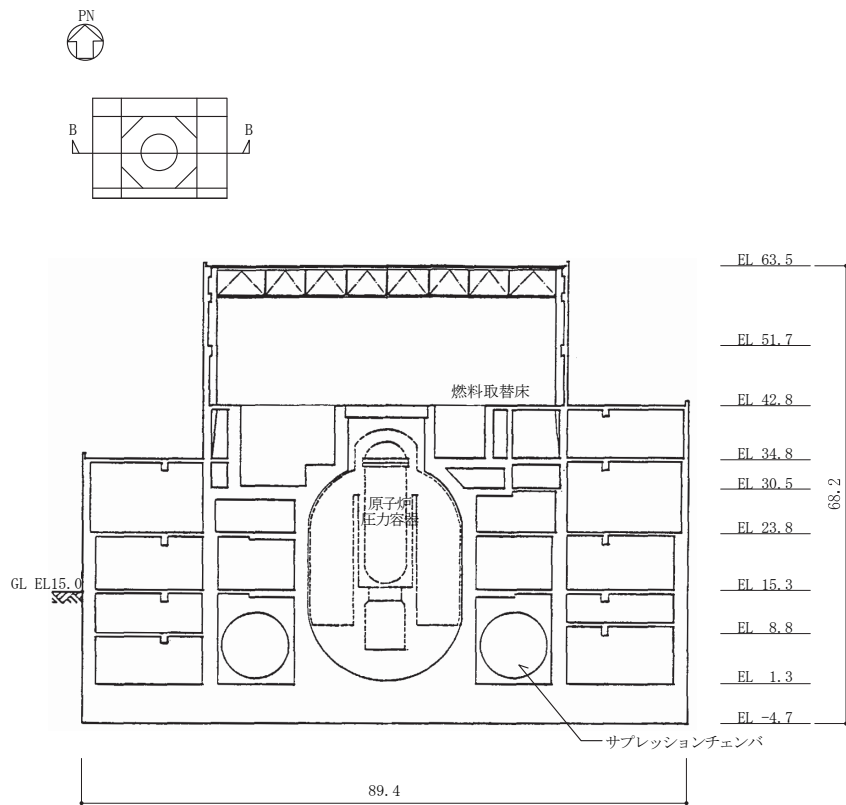
(b) 応答スペクトル

第1.2.1.b-14図(2) 耐震バックチェック評価用地震動 S s - 1 (鉛直方向)

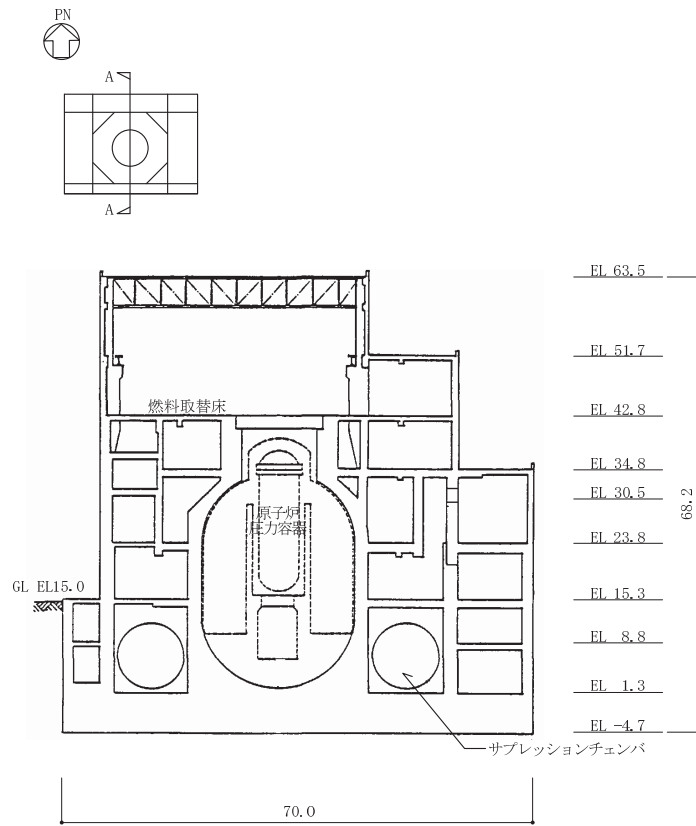


第1.2.1.c-1-1図(1) 原子炉建物の概要（平面図）（EL 1.3m^{*}）（単位：m）

※ 「EL」は東京湾平均海面（T.P.）を基準としたレベルを示す。

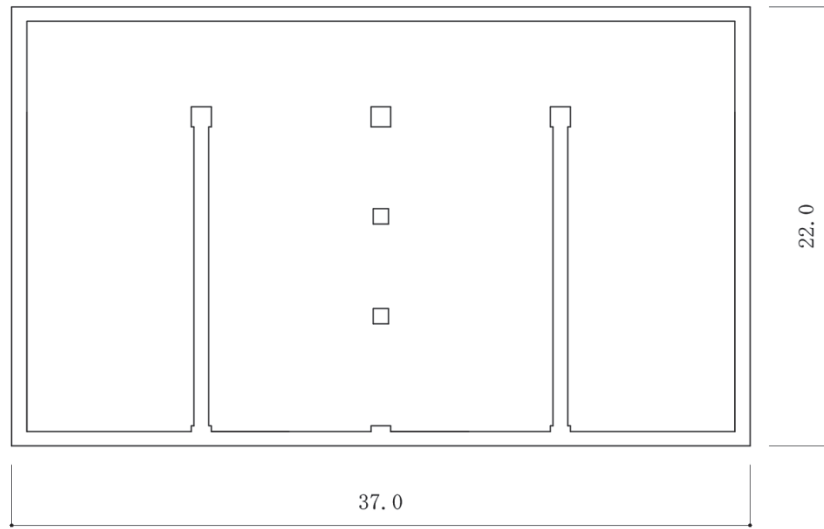
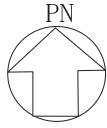


(E W断面)

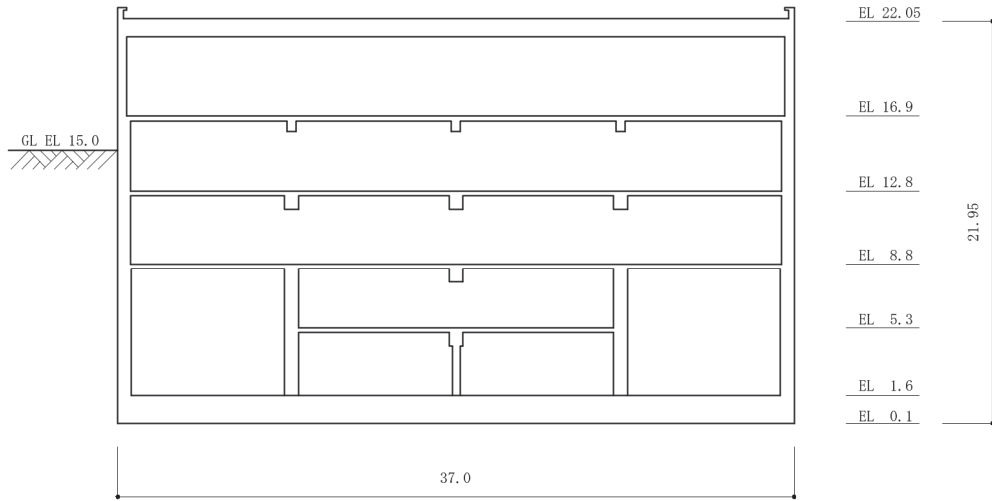
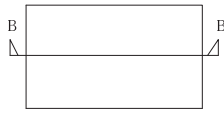


(N S断面)

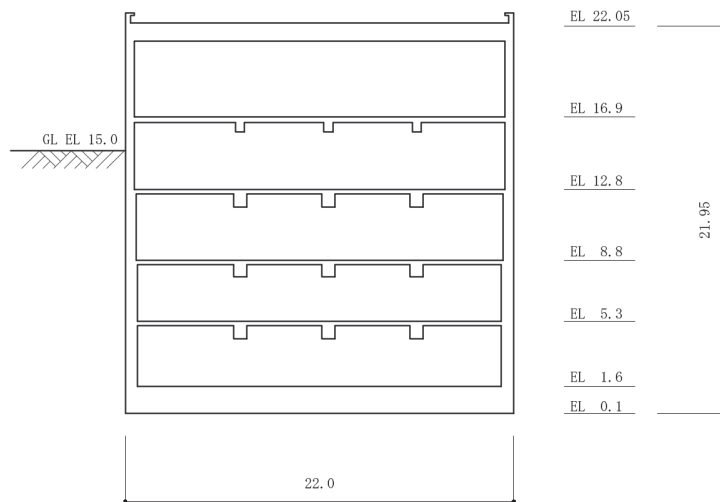
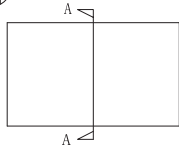
第1.2.1.c-1-1図(2) 原子炉建物の概要 (断面図) (単位：m)



第1.2.1.c-1-2図(1) 制御室建物の概要 (平面図) (EL 1.6m) (単位 : m)

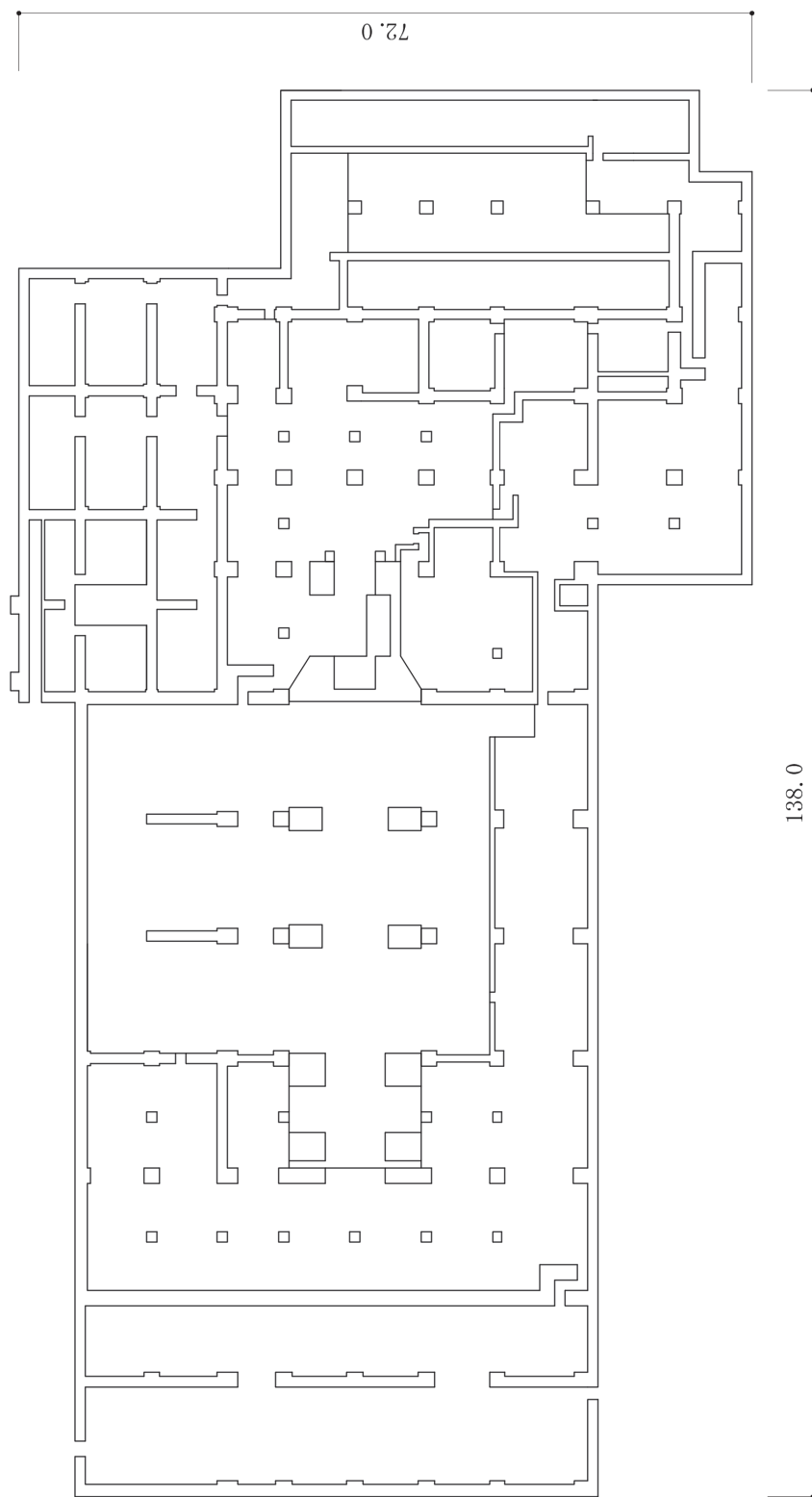


(E W断面)

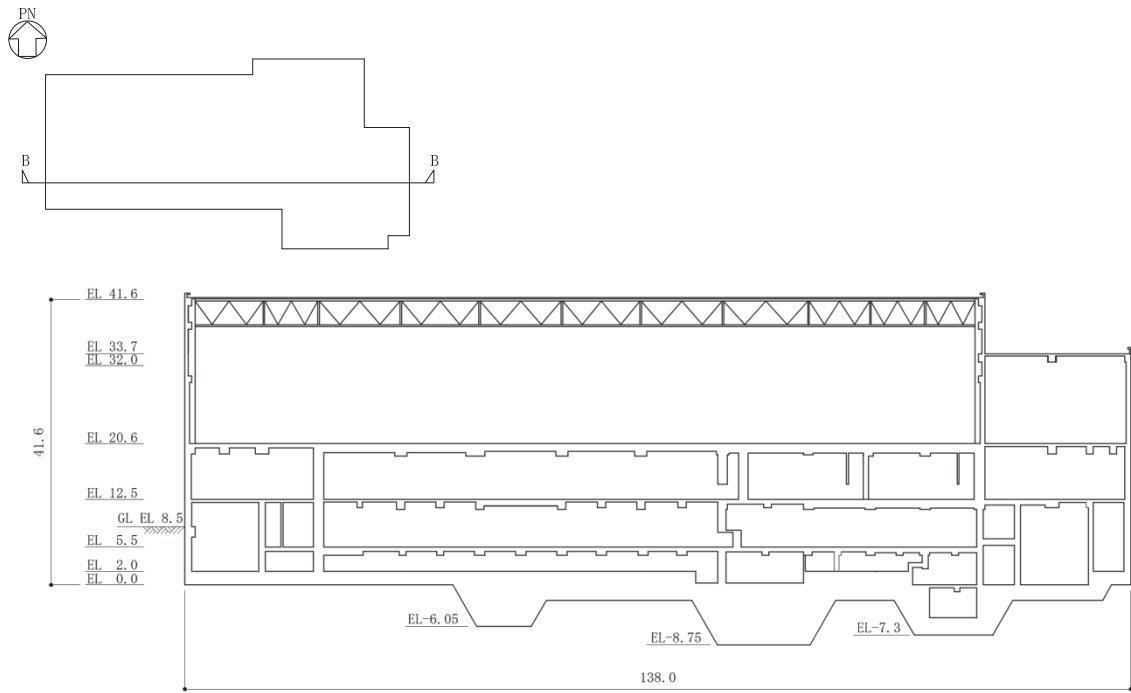


(N S断面)

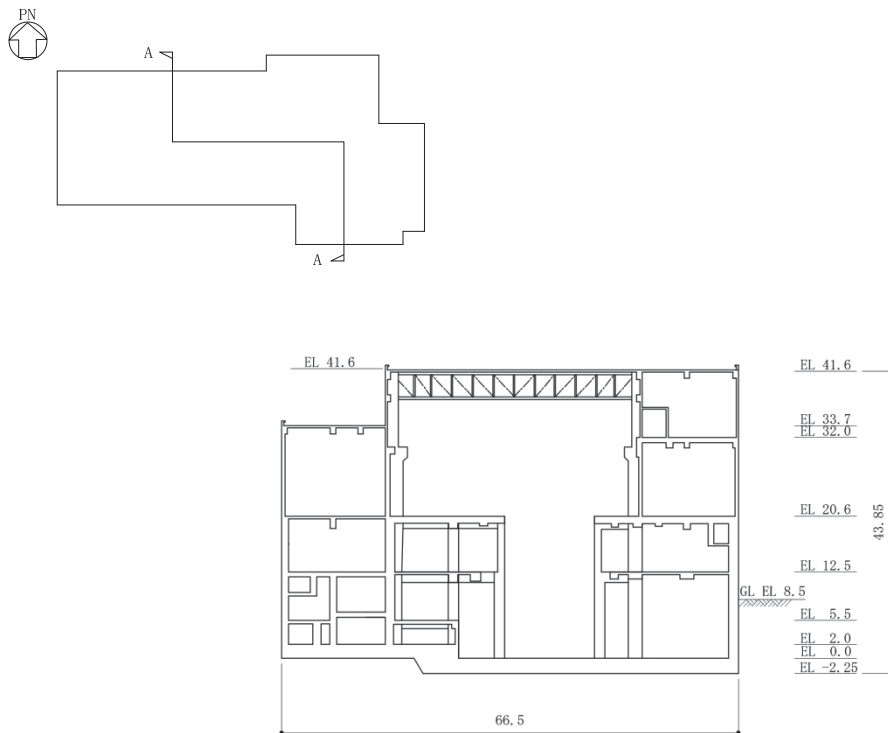
第1.2.1.c-1-2図(2) 制御室建物の概要 (断面図) (単位:m)



第1.2.1.c-1-3図(1) タービン建物の概要 (平面図) (EL 2.0m) (単位 : m)

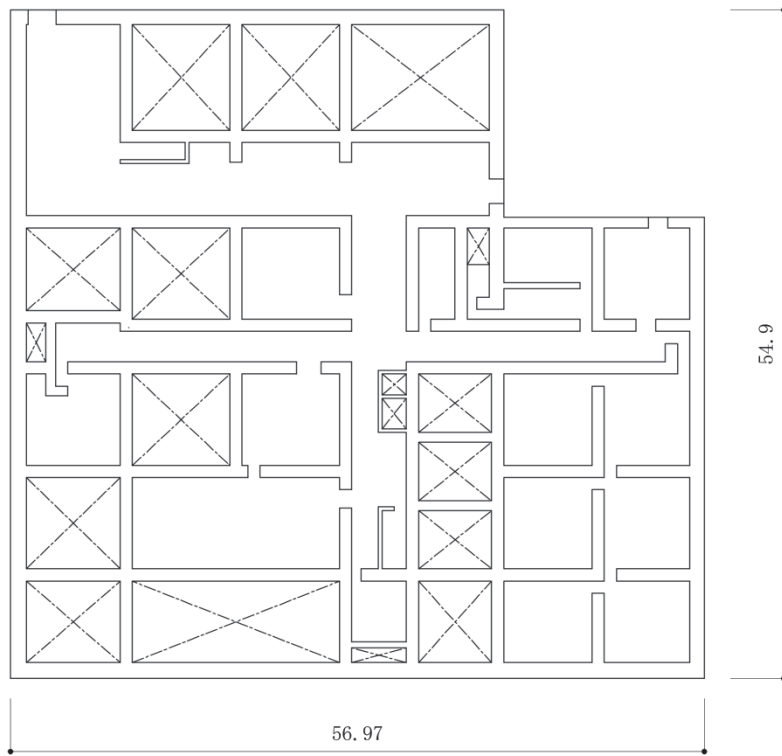
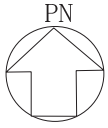


(E W断面)

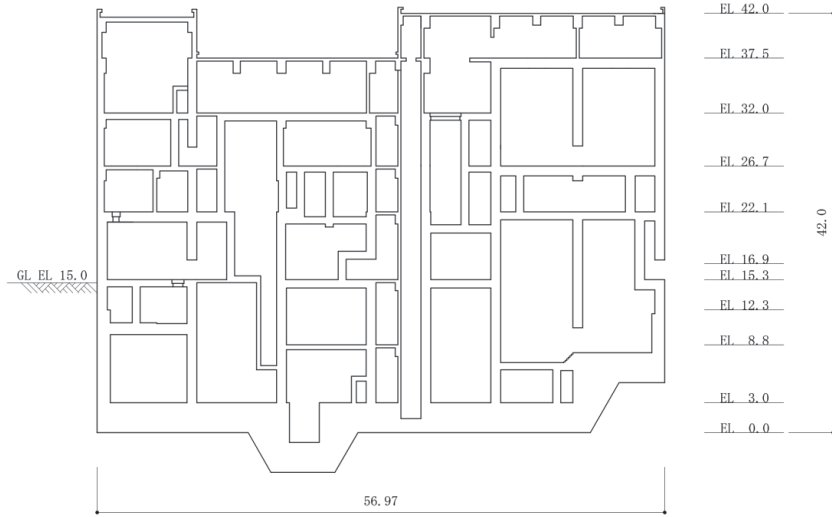
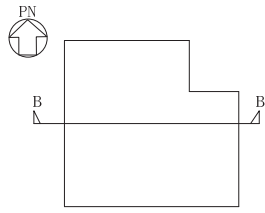


(N S断面)

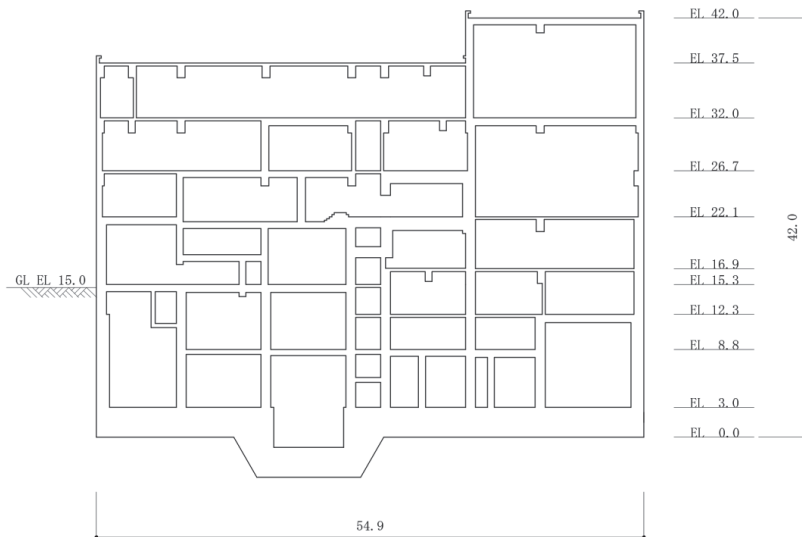
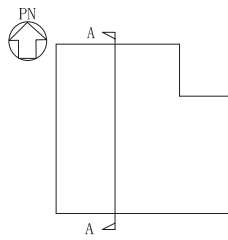
第1.2.1.c-1-3図(2) タービン建物の概要 (断面図) (単位 : m)



第1.2.1.c-1-4図(1) 廃棄物処理建物の概要 (平面図) (EL 8.8m) (単位 : m)

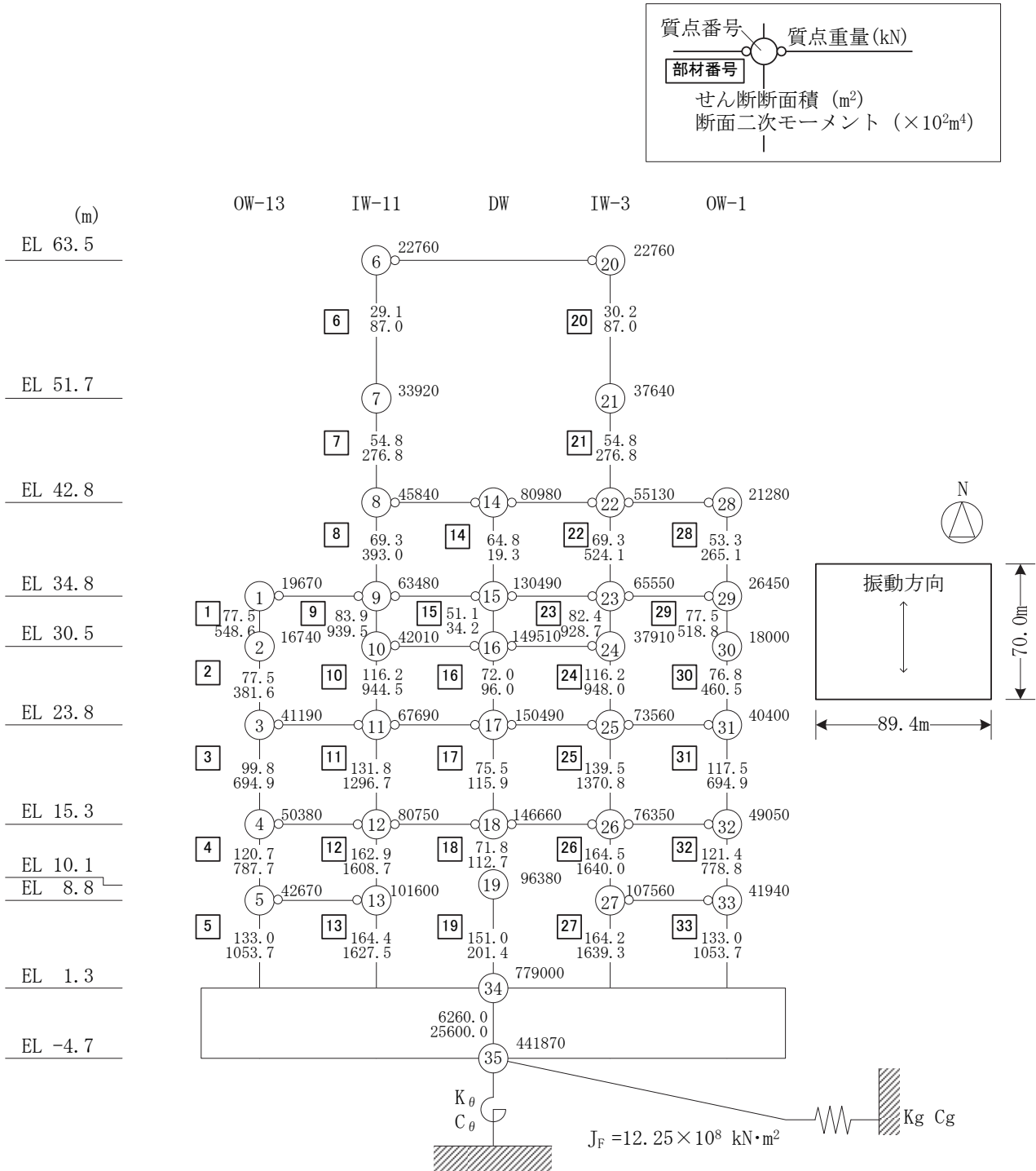


(EW断面)

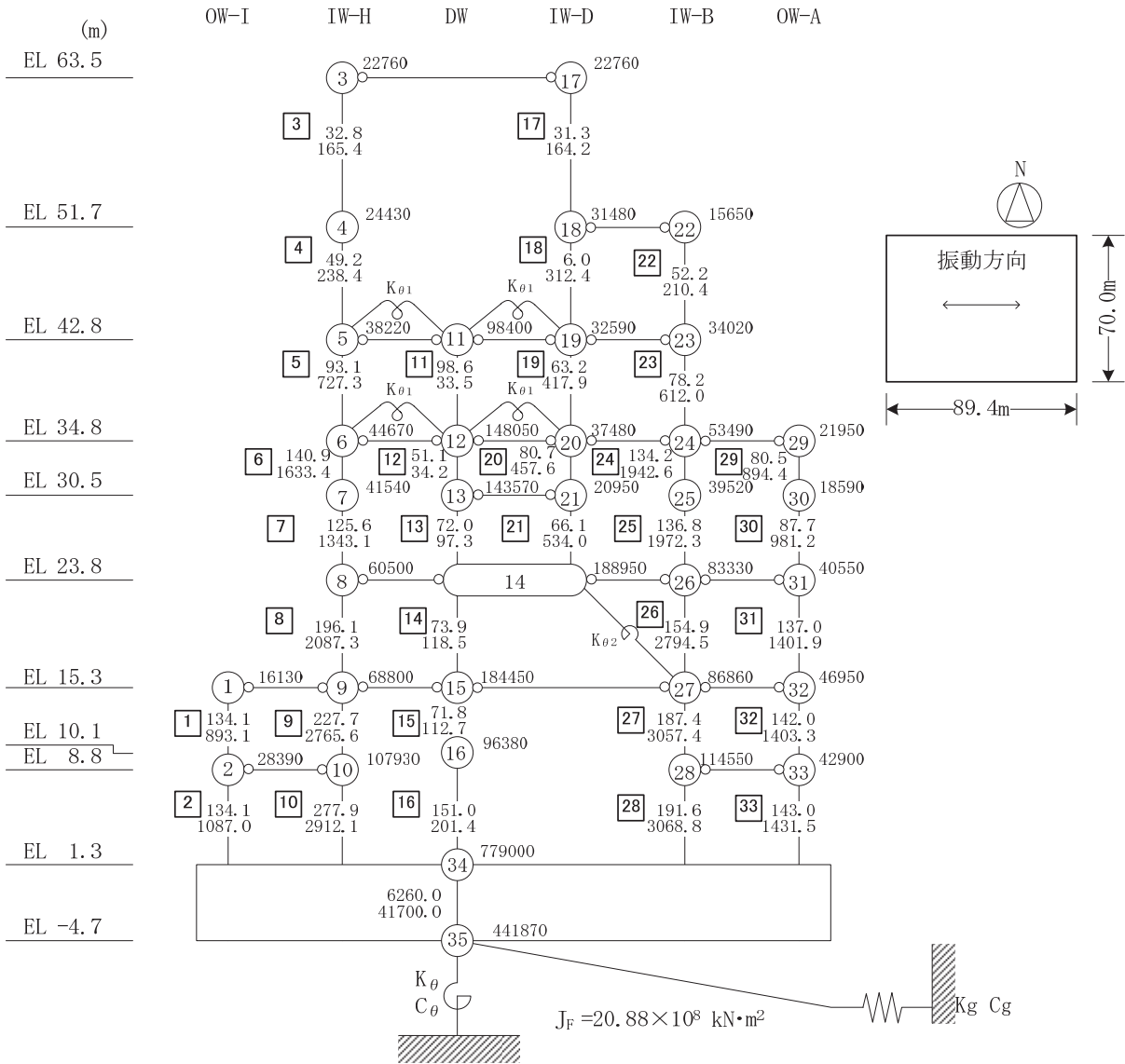
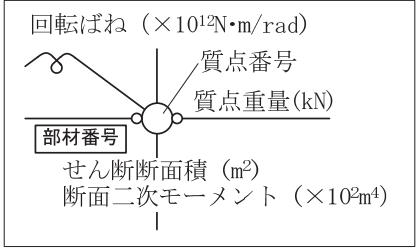


(NS断面)

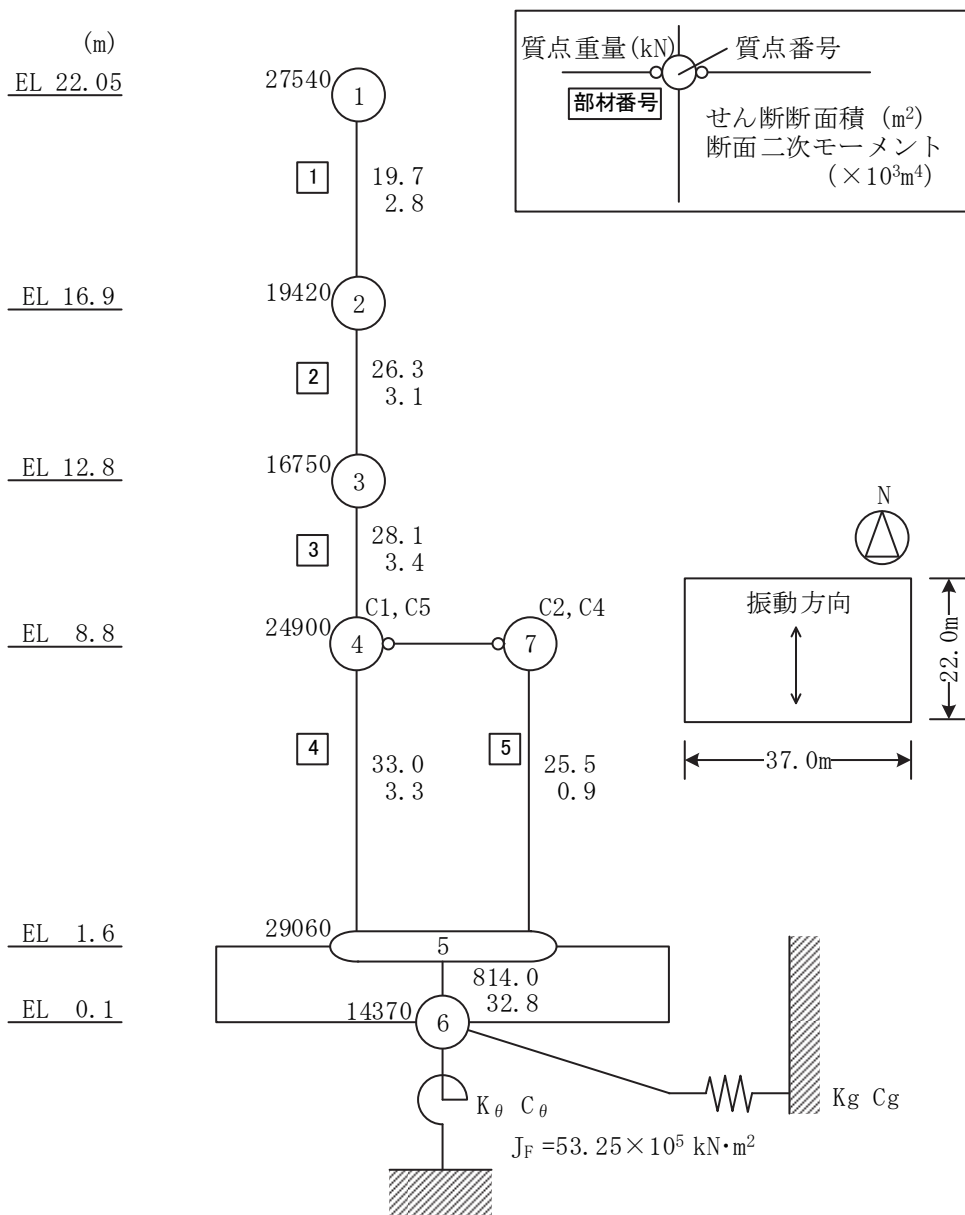
第1.2.1.c-1-4図(2) 廃棄物処理建物の概要 (断面図) (単位:m)



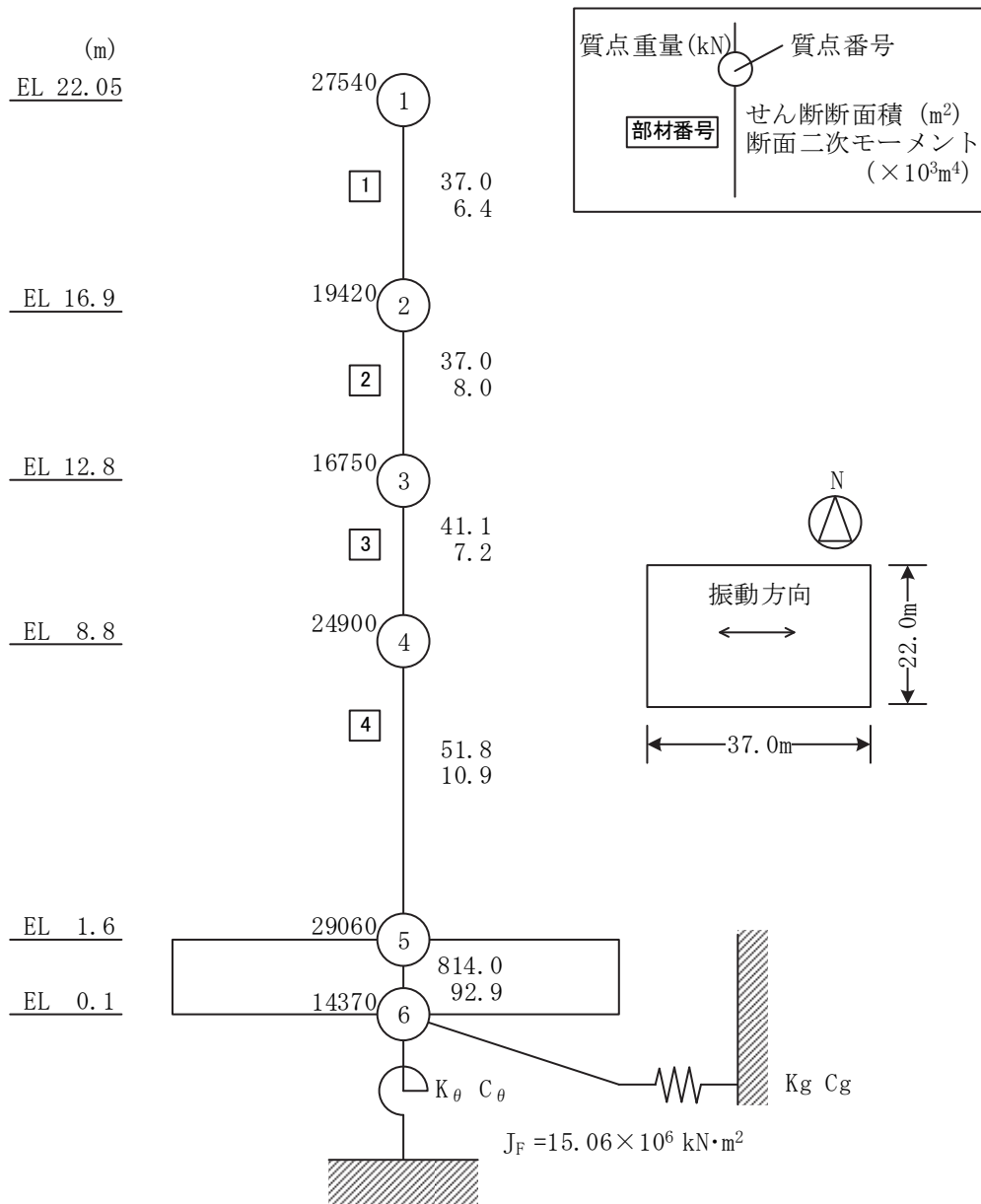
第1.2.1.c-1-5図(1) 原子炉建物の地震応答解析モデル (NS方向)



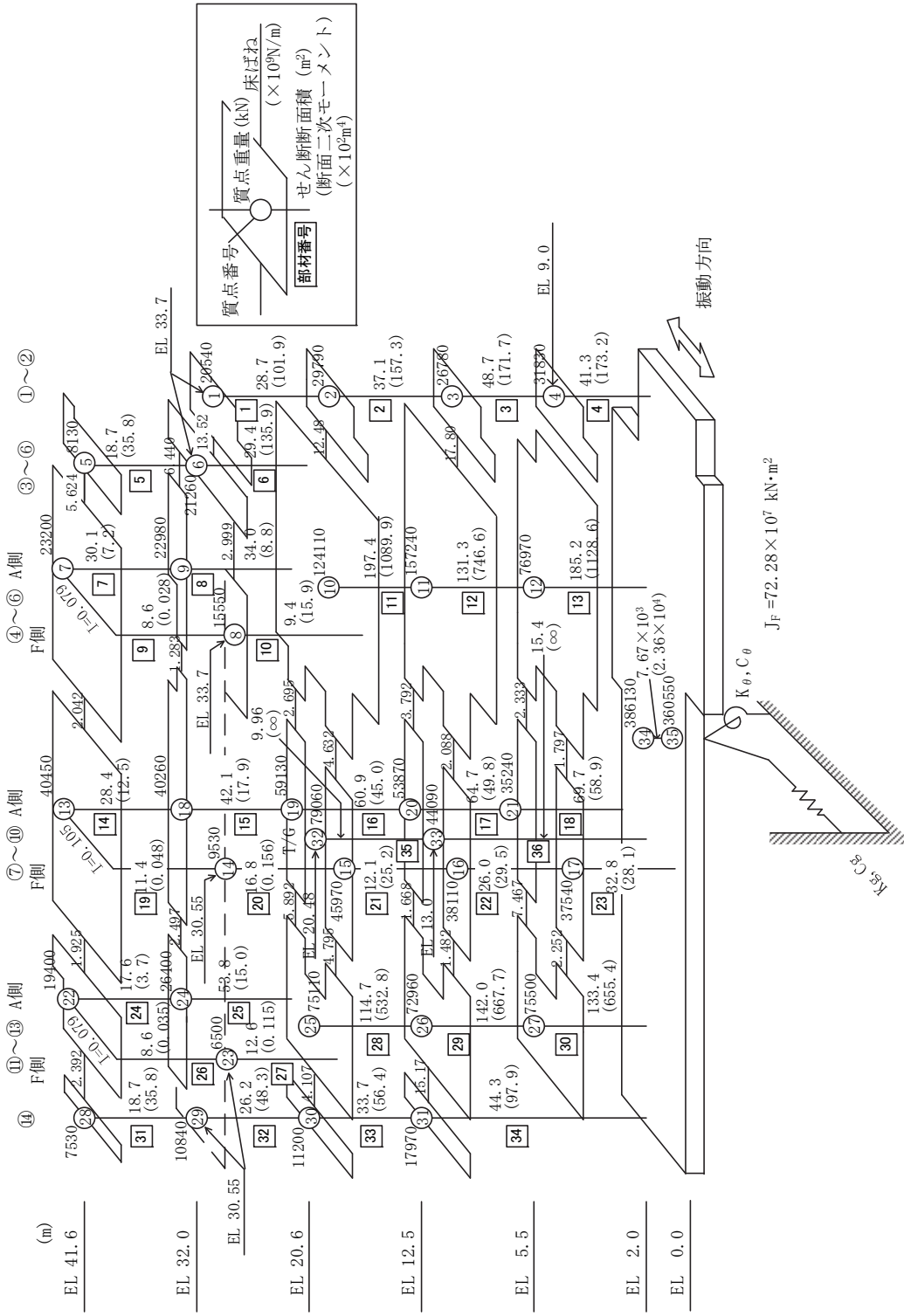
第1.2.1.c-1-5図(2) 原子炉建物の地震応答解析モデル (EW方向)



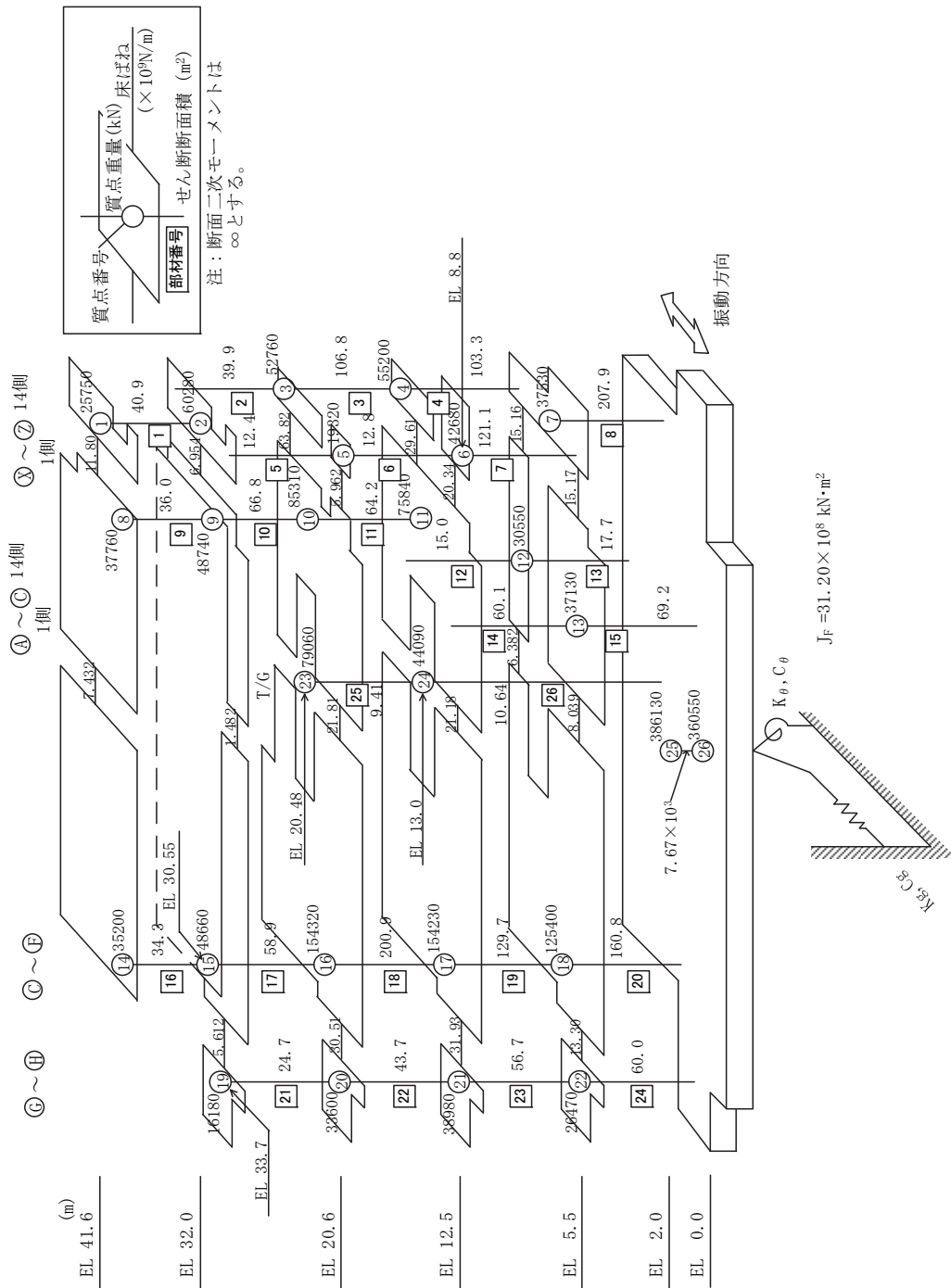
第1.2.1.c-1-6図(1) 制御室建物の地震応答解析モデル (NS方向)



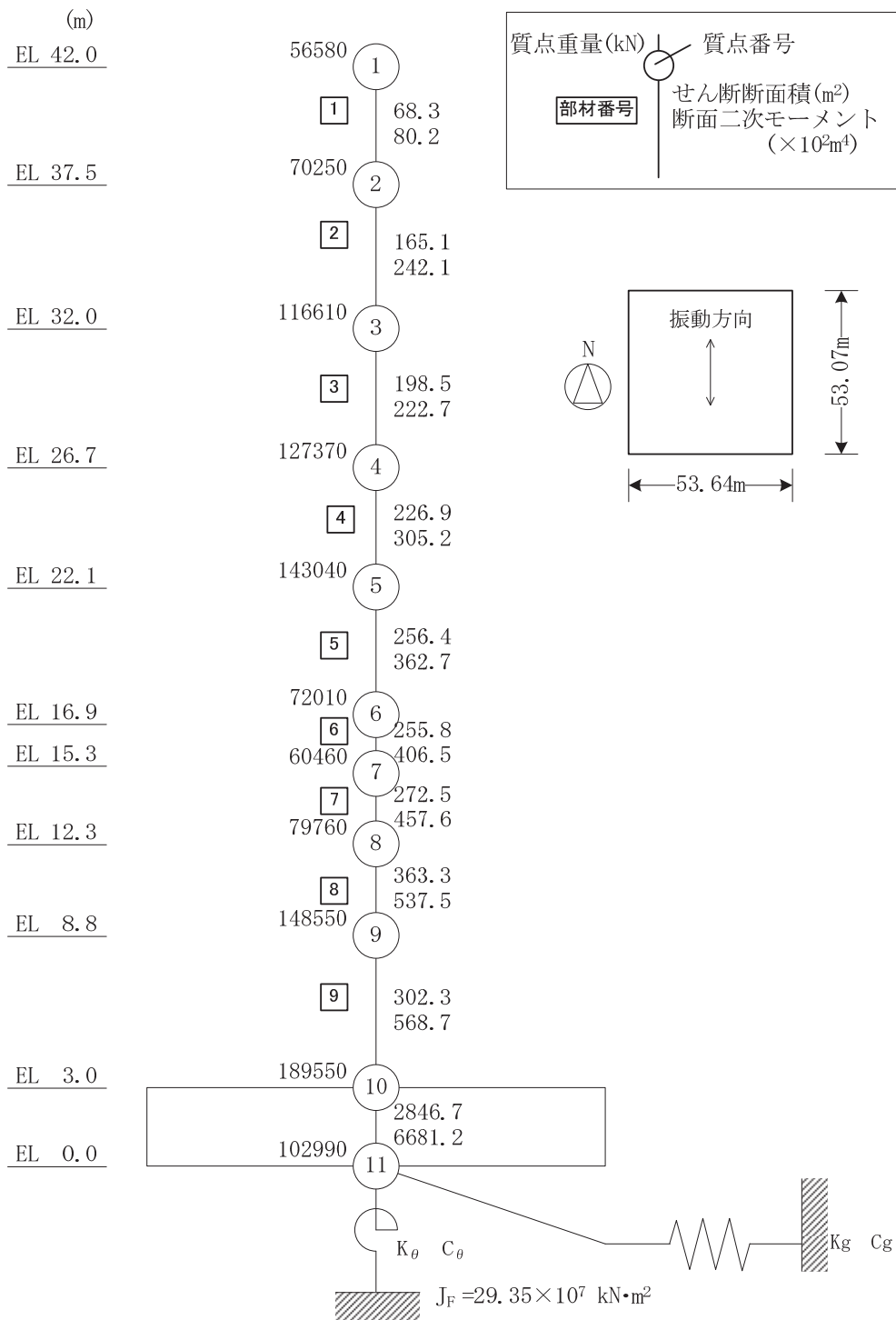
第1.2.1.c-1-6図(2) 制御室建物の地震応答解析モデル (EW方向)



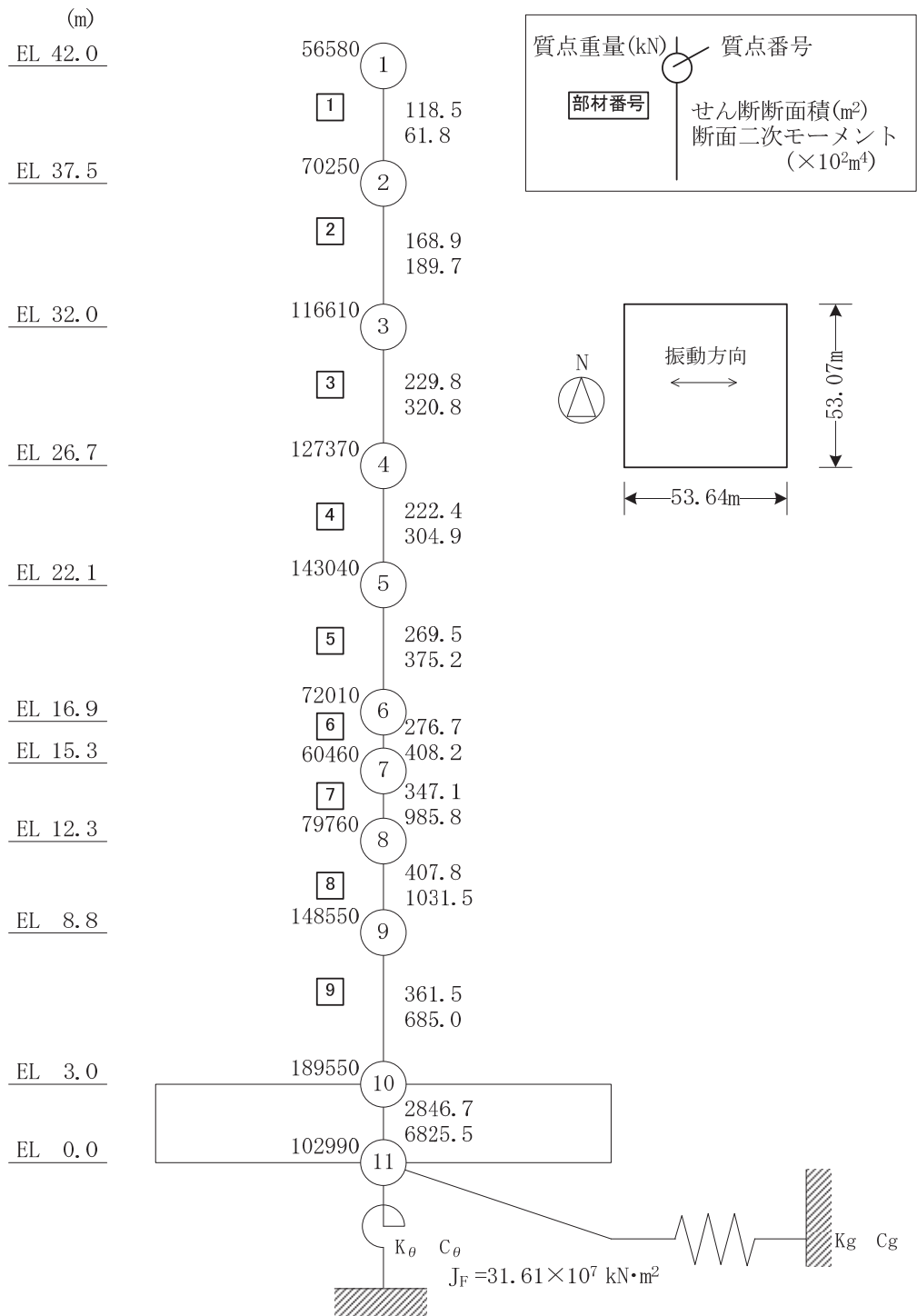
第1.2.1.c-1-7図(1) タービン建物の地震応答解析モデル (NS方向)



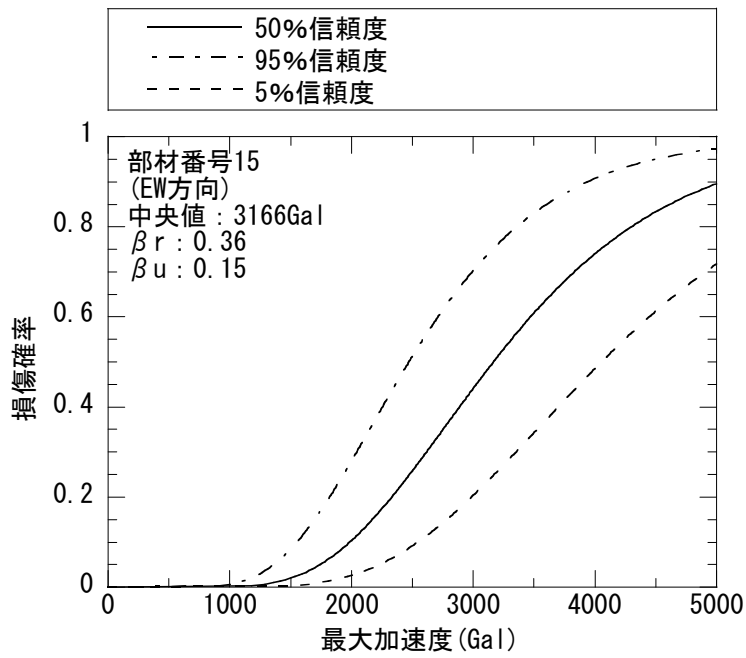
第1.2.1.c-1-7図(2) タービン建物の地震応答解析モデル (EW方向)



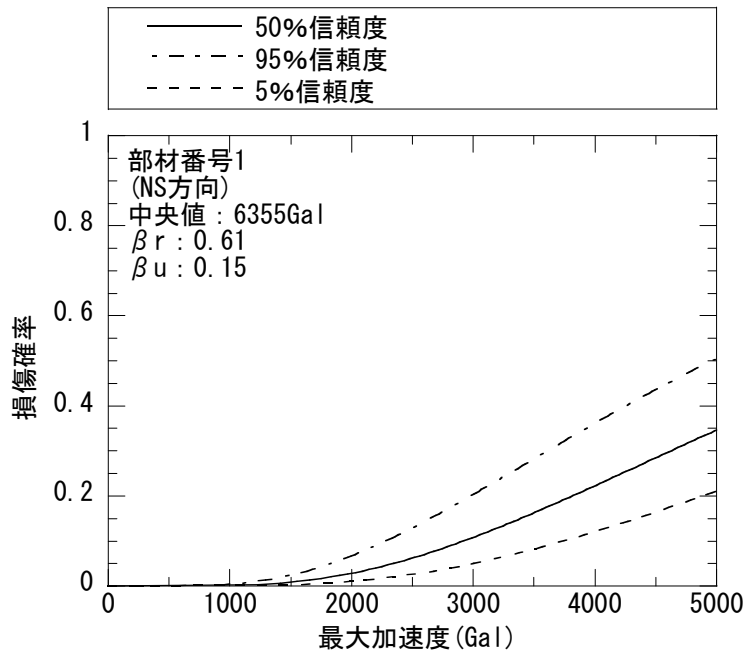
第1.2.1.c-1-8図(1) 廃棄物処理建物の地震応答解析モデル (NS方向)



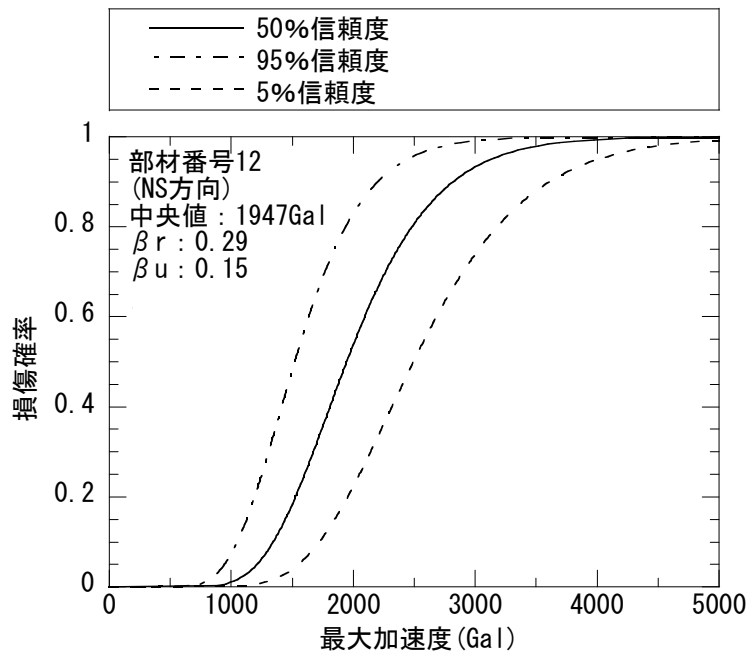
第1.2.1.c-1-8図(2) 廃棄物処理建物の地震応答解析モデル (EW方向)



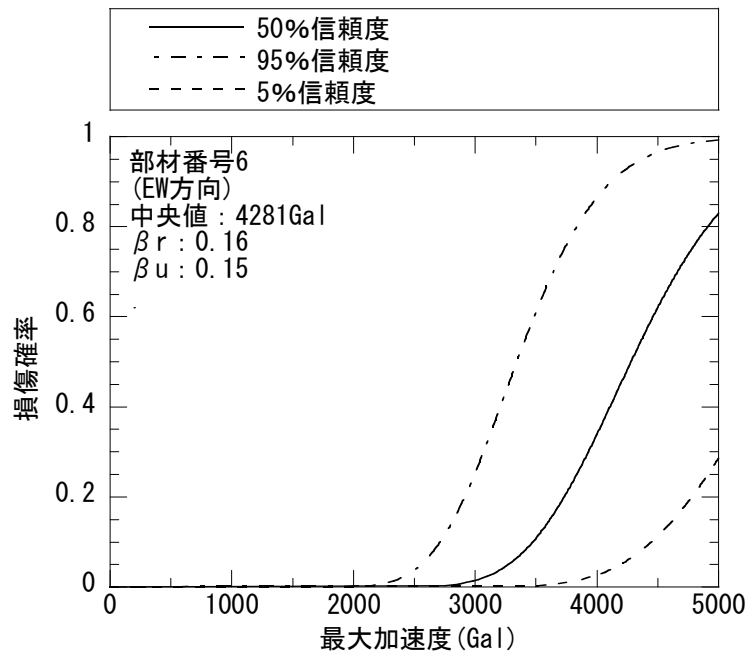
第1.2.1.c-1-9図 原子炉建物のフラジリティ曲線



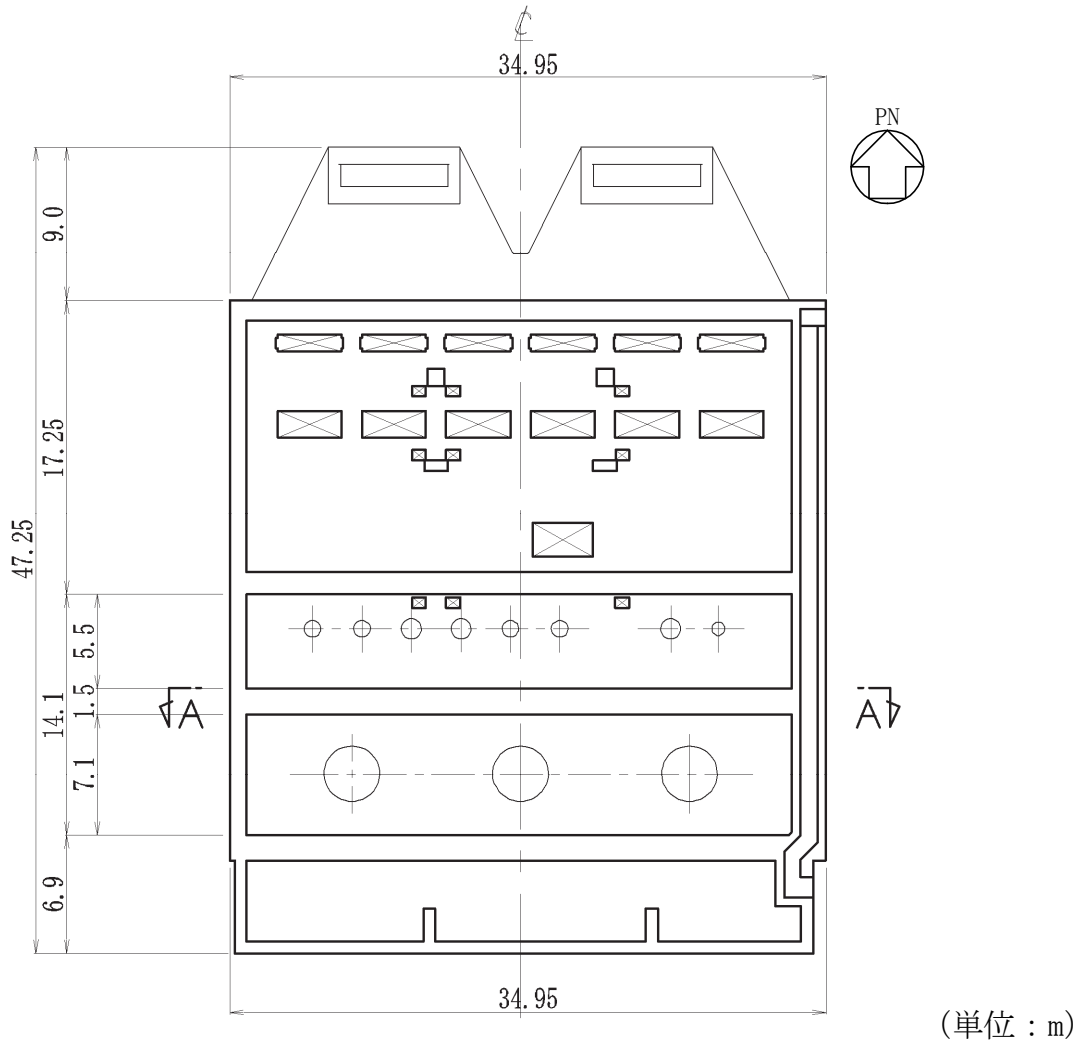
第1.2.1.c-1-10図 制御室建物のフラジリティ曲線



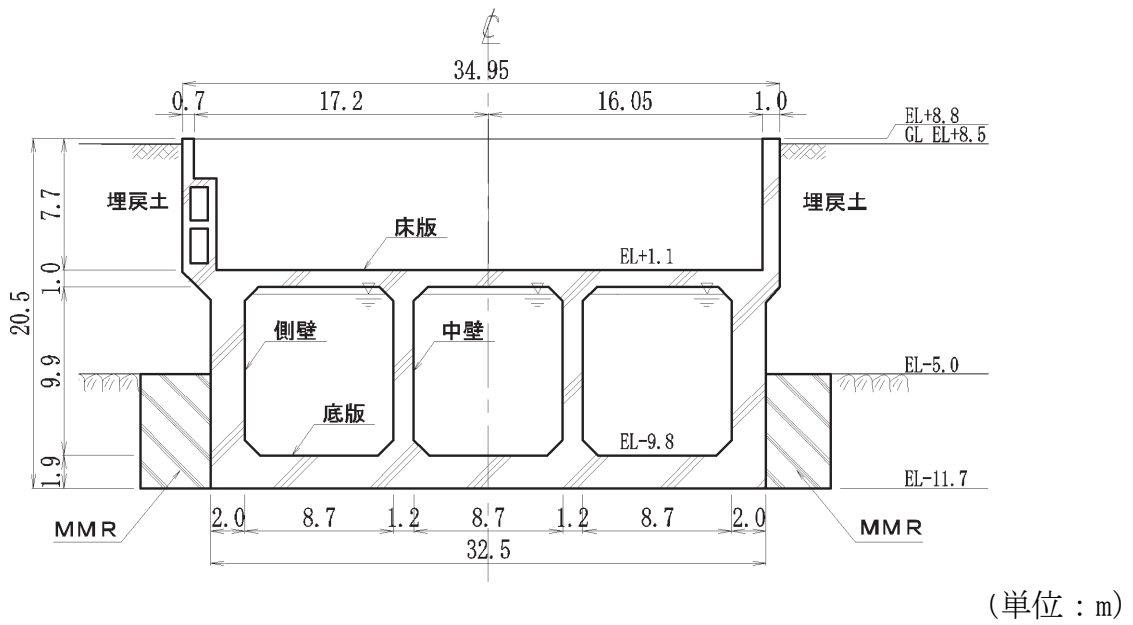
第1.2.1.c-1-11図 タービン建物のフラジリティ曲線



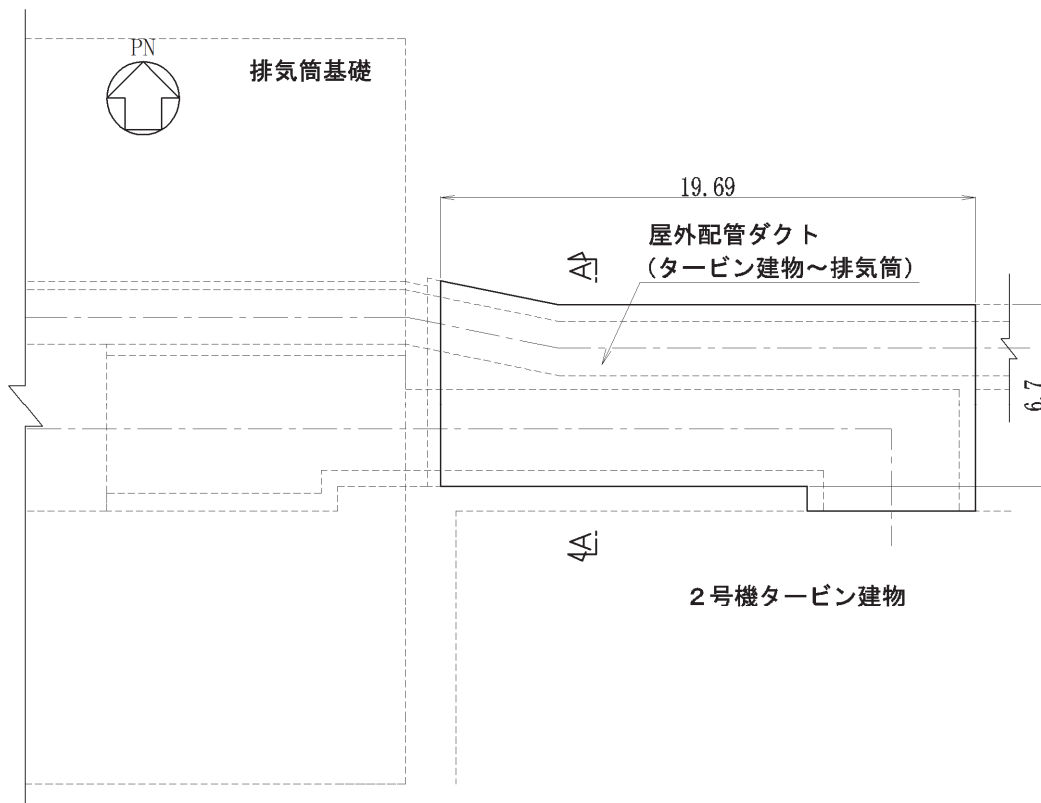
第1.2.1.c-1-12図 廃棄物処理建物のフラジリティ曲線



第1.2.1.c-2-1图 取水槽平面图

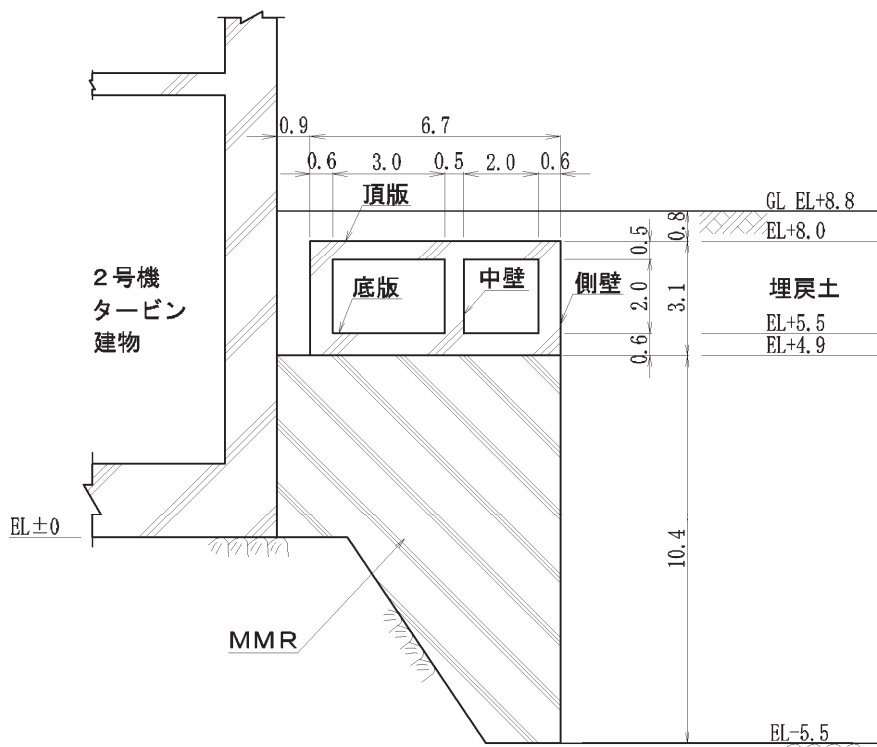


第1.2.1.c-2-2图 取水槽断面图 (A-A断面)



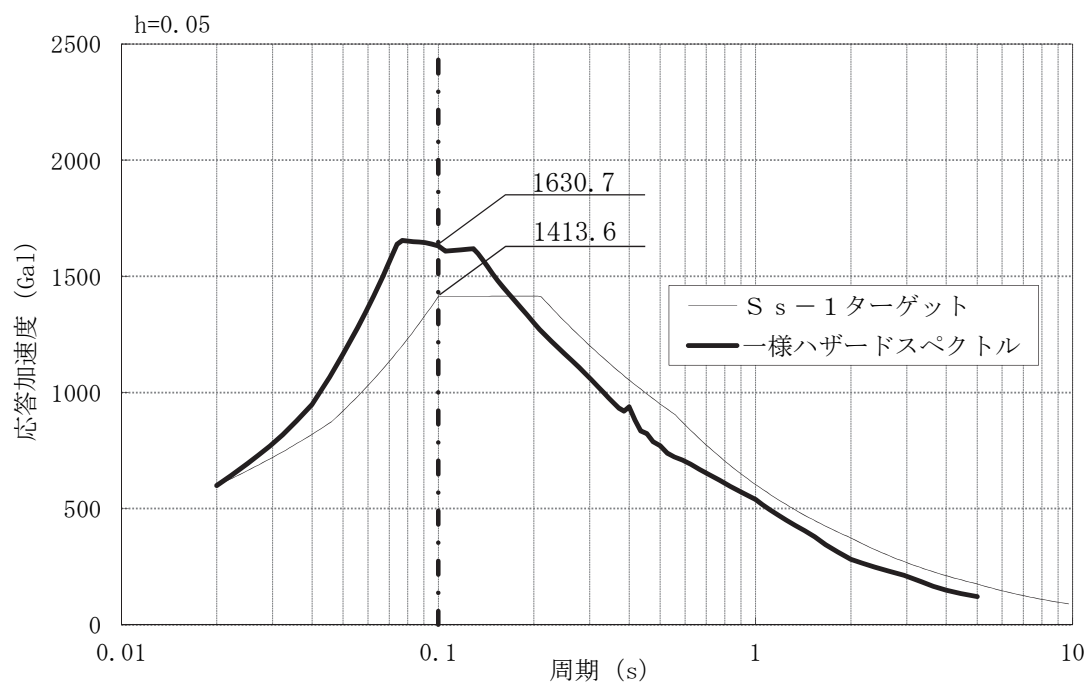
(単位：m)

第1.2.1.c-2-3図 屋外配管ダクト (タービン建物～排気筒) 平面図



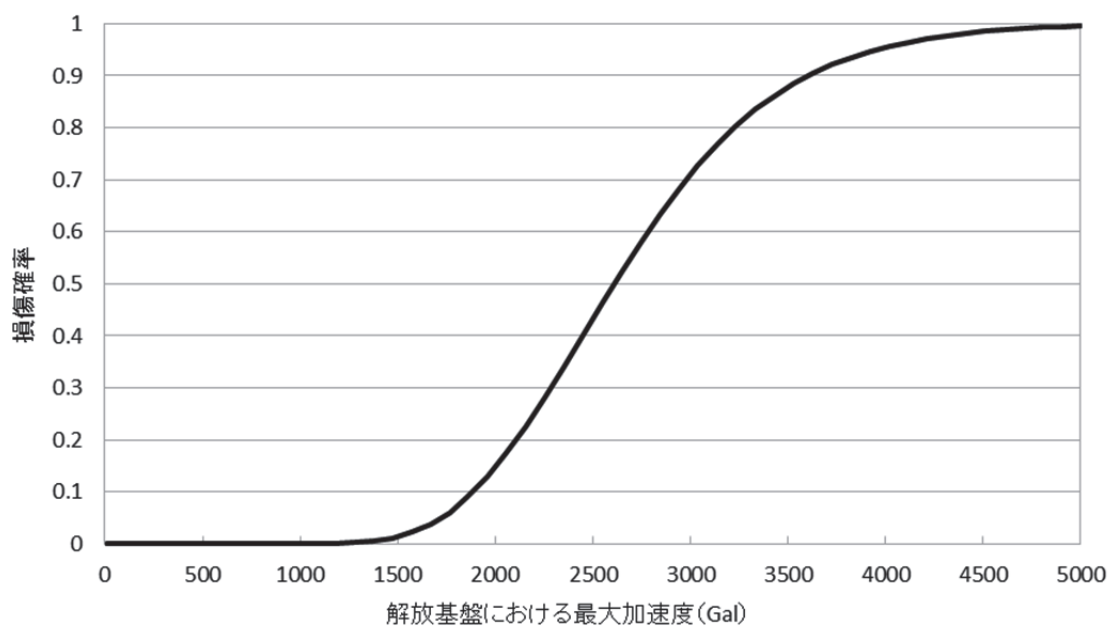
(単位：m)

第1.2.1.c-2-4図 屋外配管ダクト(タービン建物～排気筒)断面図(A-A断面)

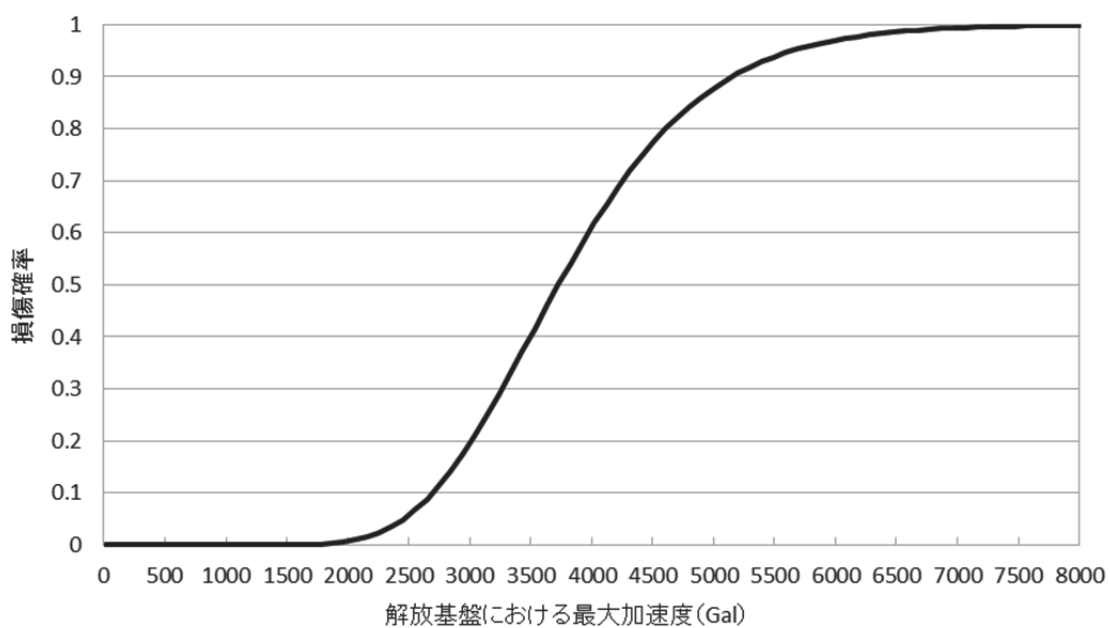


$$F_1 = \frac{S s - 1 \text{ の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}} = \frac{1413.6}{1630.7} = 0.87$$

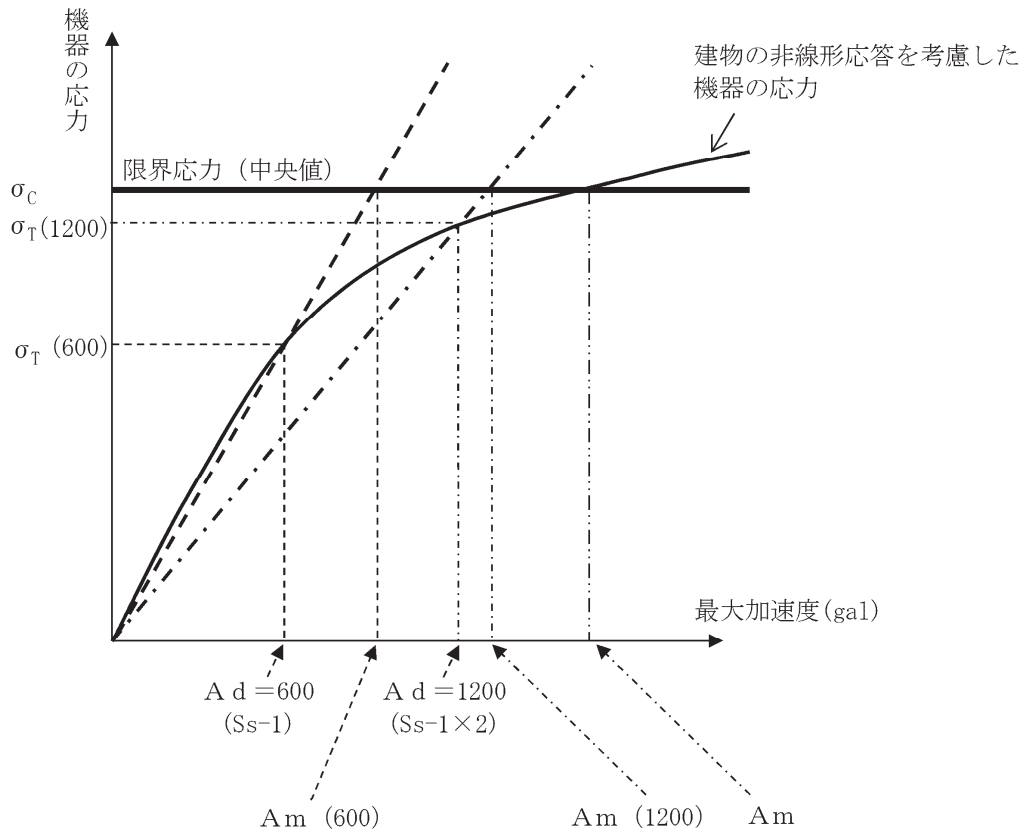
第1.2.1.c-2-5図 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 (スペクトル形状係数) の評価



第 1. 2. 1. c-2-6 図 取水槽のフラジリティ曲線



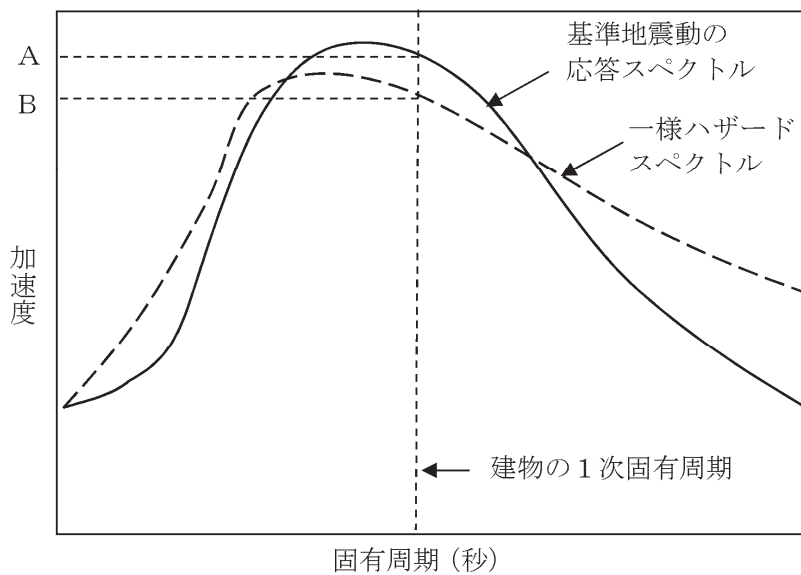
第1. 2. 1. c-2-7図 屋外配管ダクト（タービン建物～排気筒）のフラジリティ曲線



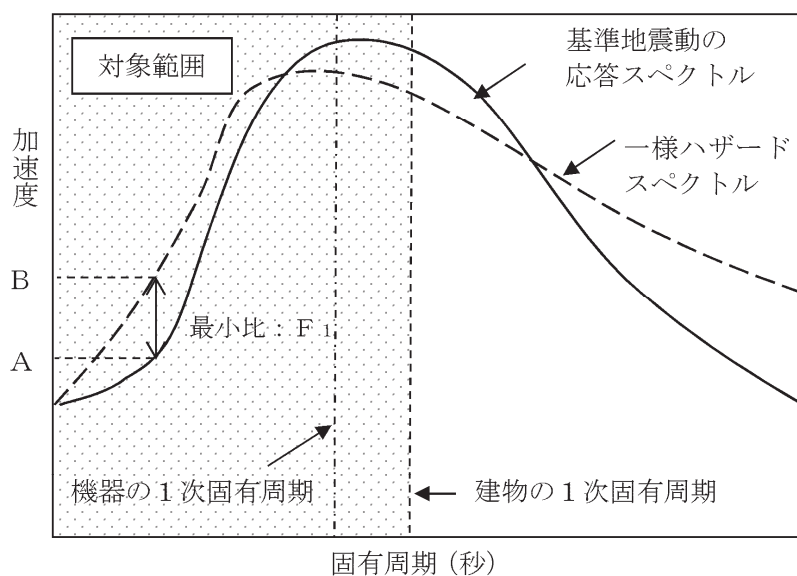
$$\begin{aligned}
 A_m &= F \cdot A_d \\
 &= F_c \cdot F_{RE} \cdot F_{RS} \cdot A_d \\
 &= F_s \cdot F_\mu \cdot F_{RE} \cdot F_{RS} \cdot A_d \\
 F_s &= \sigma_c / \sigma_T \text{ より } F_\mu = F_{RE} = F_{RS} = 1 \text{ とすると} \\
 A_m &= \sigma_c / \sigma_T \cdot A_d
 \end{aligned}$$

- A_m : 50% 損傷確率に対する最大加速度の中央値
- $A_m (X)$: 最大加速度 $X \text{ gal}$ の地震動による発生応力を用いて推定した 50% 損傷確率に対する最大加速度の中央値
- F : 安全係数 (裕度)
- A_d : 評価に用いた地震動の最大加速度
- F_c : 耐力係数
- F_{RE} : 機器の応答係数
- F_{RS} : 建物の応答係数
- F_s : 強度係数
- F_μ : 塑性エネルギー吸収係数
- σ_c : 限界応力の中央値
- σ_T : 地震動による発生応力
- $\sigma_T (X)$: 最大加速度 $X \text{ gal}$ の地震動による発生応力

第1.2.1.c-3-1図 建物の非線形応答を考慮した機器の応力

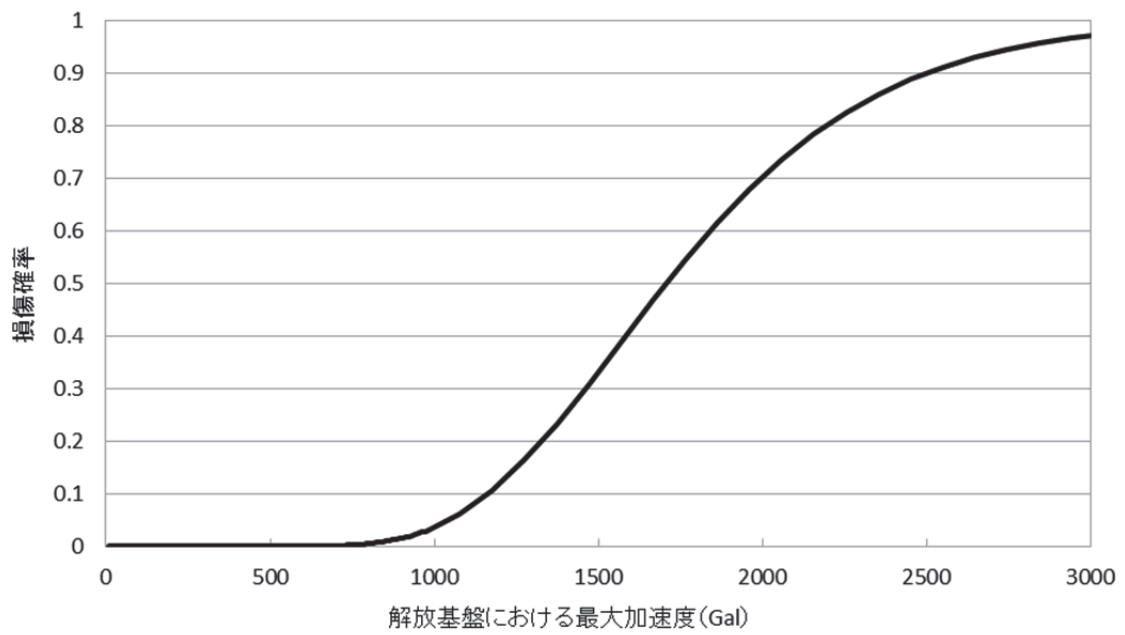


剛な機器の場合

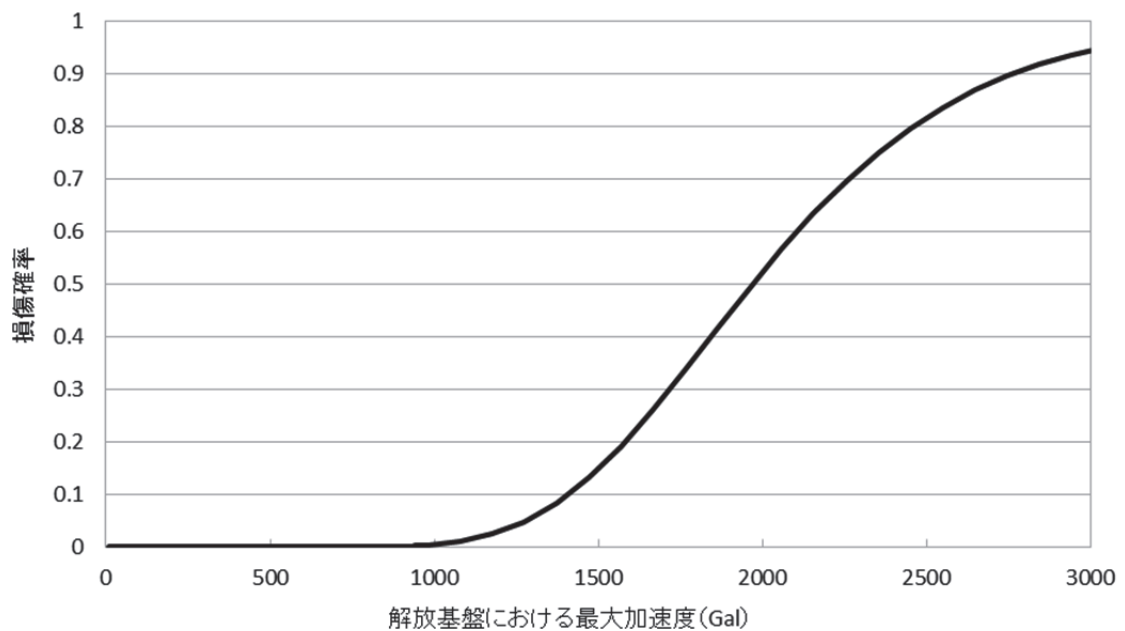


柔な機器の場合

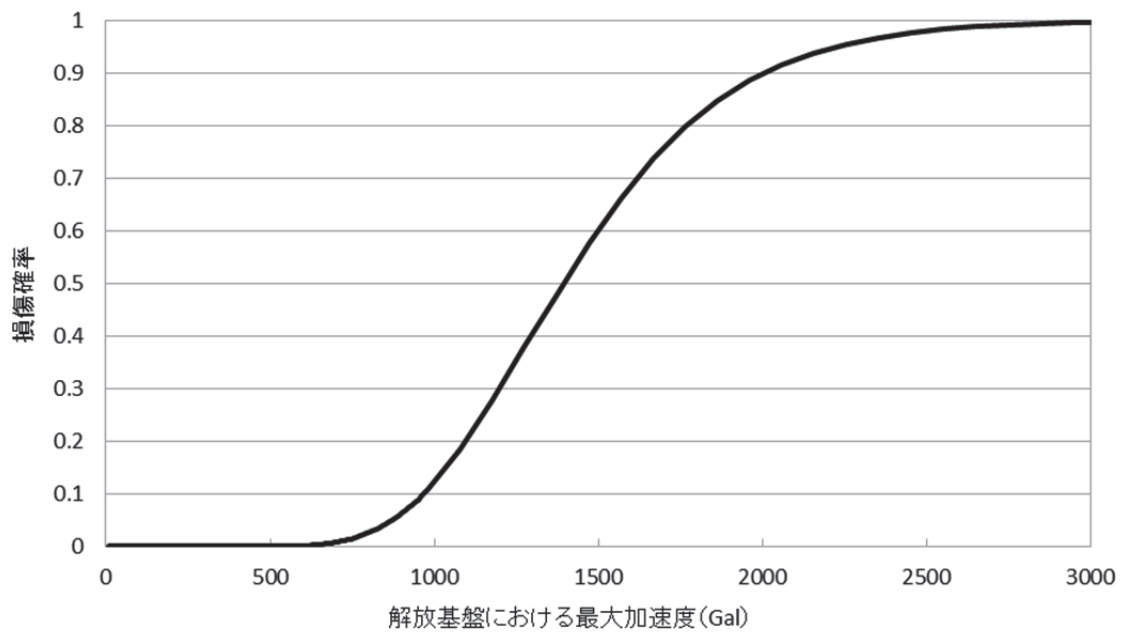
第1.2.1.c-3-2図 建物のスペクトル形状係数の概念図



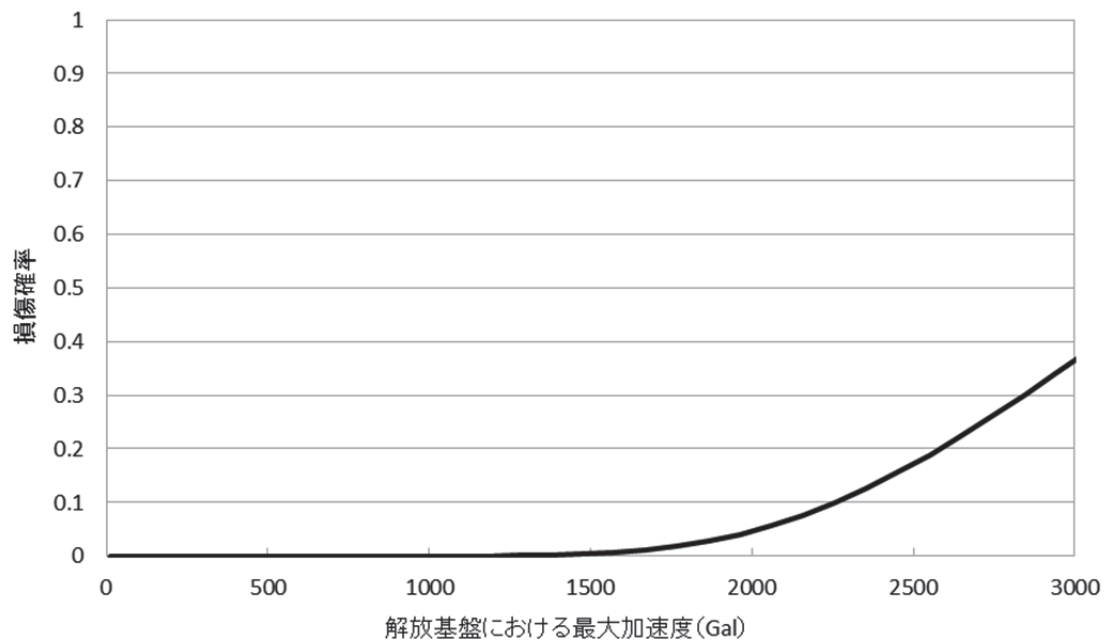
第1.2.1.c-3-3図 原子炉格納容器スタビライザのフラジリティ曲線



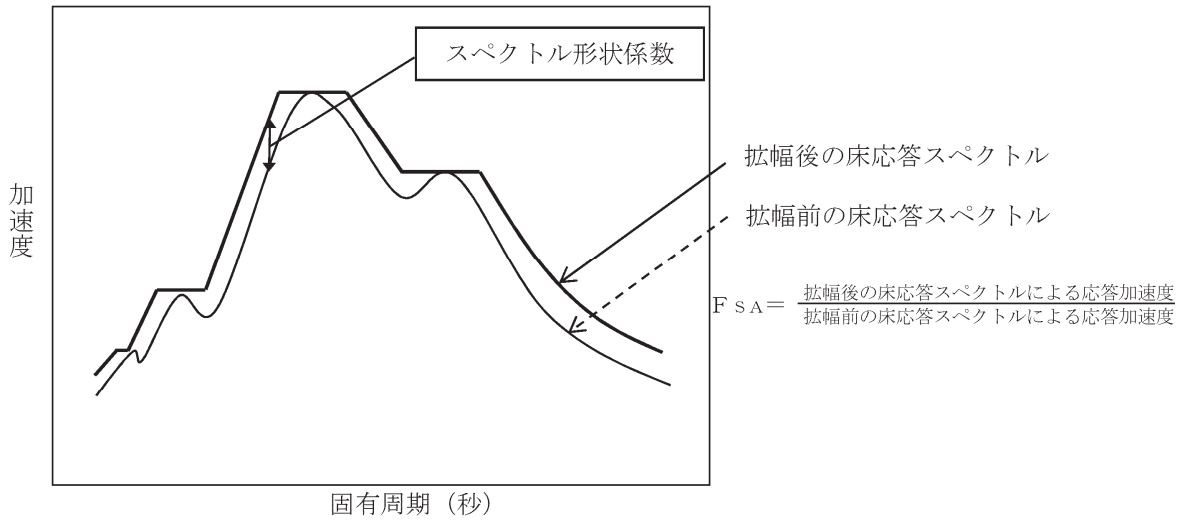
第1.2.1.c-3-4図 原子炉補機冷却系サージタンクのフラジリティ曲線



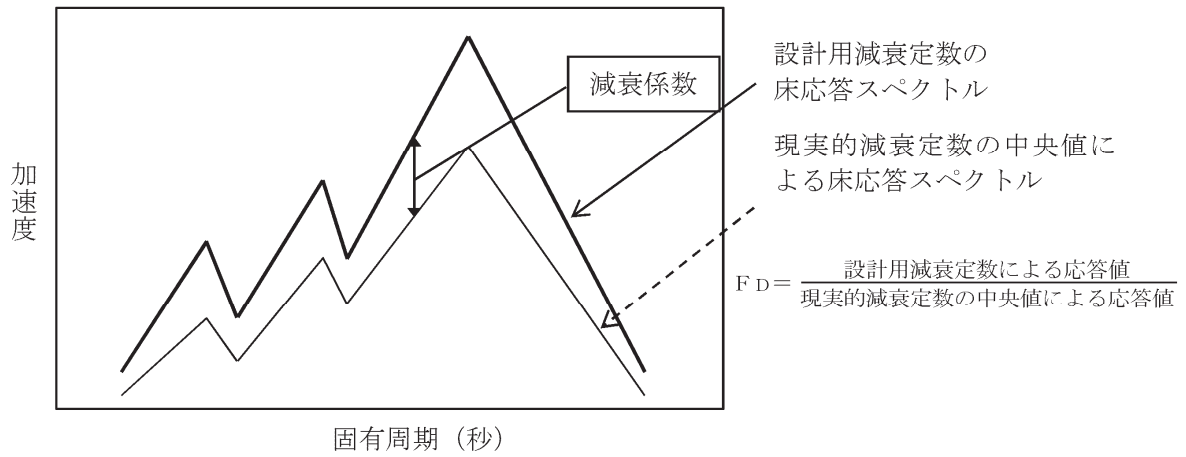
第1.2.1.c-3-5図 原子炉補機海水ポンプのフラジリティ曲線



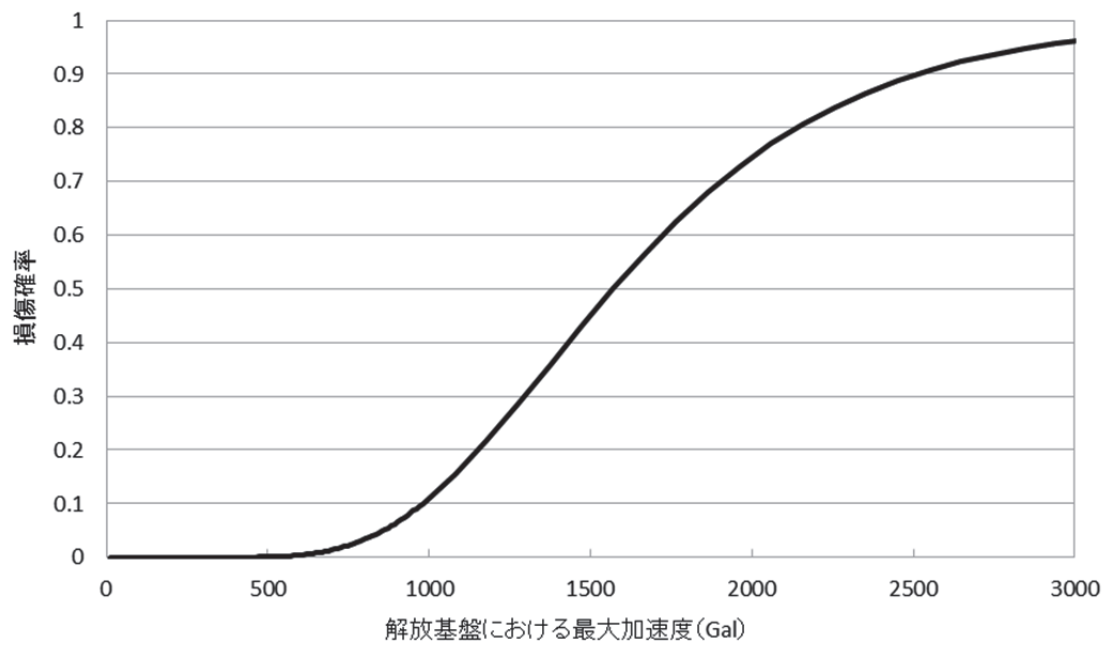
第1.2.1.c-3-6図 非常用母線メタクラのフラジリティ曲線



第1.2.1.c-3-7図 スペクトル形状係数 F_{SA} の概念図



第1.2.1.c-3-8図 減衰係数 F_D の概念図



第1.2.1.c-3-9図 原子炉補機海水系配管の fragility 曲線

地震	外部電源喪失	原子炉建物損傷	原子炉格納容器損傷	原子炉圧力容器損傷	格納容器バイパス	冷却材喪失(E-LOCA ^{※1})	制御室建物損傷	廃棄物処理建物損傷	計装・制御系喪失	直流電源喪失	交流電源・補機冷却系喪失	事故シナリオケケンス	事故シナリオケケンスグループ
												炉心損傷なし	炉心損傷なし
												外部電源喪失	外部電源喪失へ
												外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	全交流動力電源喪失へ
												外部電源喪失 + 直流電源喪失	全交流動力電源喪失
												計装・制御系喪失	※2
												廃棄物処理建物損傷	※2
												制御室建物損傷	※2
												Excessive LOCA	※2
												格納容器バイパス	※2
												原子炉圧力容器損傷	※2
												原子炉格納容器損傷	※2
												原子炉建物損傷	※2

※1 Excessive LOCA

※2 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

第1.2.1.d-1図 地震レベル1 PRA階層イベントツリー

外部電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ	
外部電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	炉心損傷なし	事故シナリオグループ	
								外部電源喪失 + 崩壊熱除去失敗	炉心損傷なし	崩壊熱除去機能喪失
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	崩壊熱除去機能喪失
								外部電源喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	外部電源喪失 + 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
								外部電源喪失 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	外部電源喪失 + 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
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	崩壊熱除去機能喪失
								外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 崩壊熱除去失敗	外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
								炉心損傷なし	炉心損傷なし	崩壊熱除去機能喪失
								外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 崩壊熱除去失敗	高圧・低圧注水機能喪失
								外部電源喪失 + S R V 再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	外部電源喪失 + S R V 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
Excessive LOCA								※		
外部電源喪失 + 原子炉停止失敗								原子炉停止機能喪失		

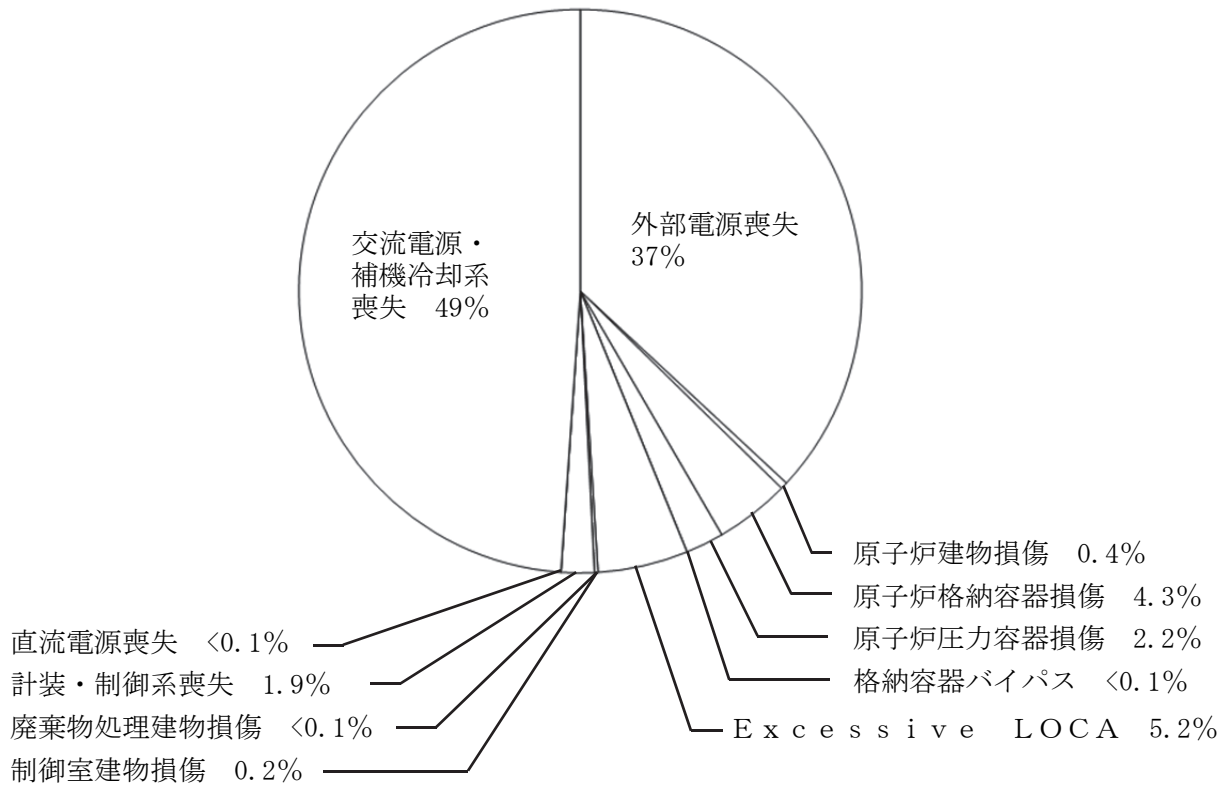
※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

第1.2.1.d-2図 外部電源喪失イベントツリー

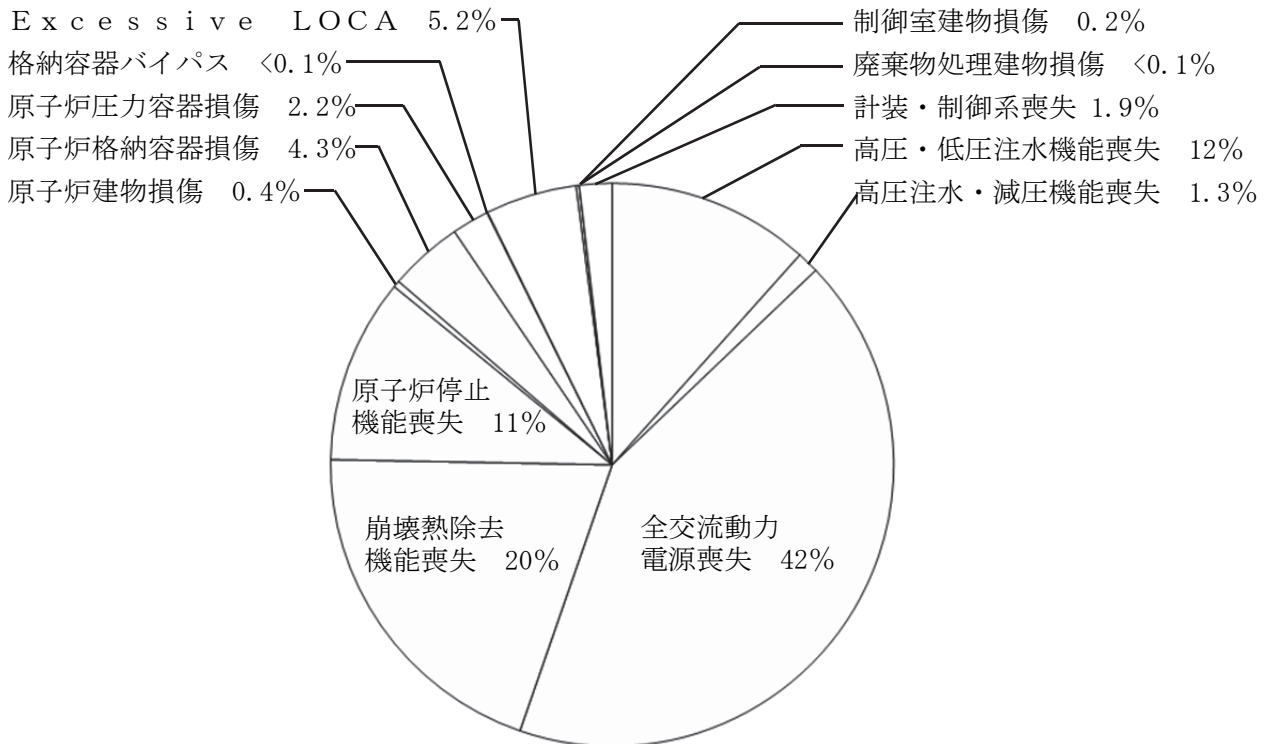
全交流動力 電源喪失	原子炉停止	S R V 開	S R V 再閉鎖	高圧炉心冷却	事故シナゲンス	事故シナゲンス グループ
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失	全交流動力電源喪失
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + S R V 再閉鎖失敗	全交流動力電源喪失
					Excessive LOCA	※
					外部電源喪失 + 交流電源・補機冷却系喪失 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結で整理

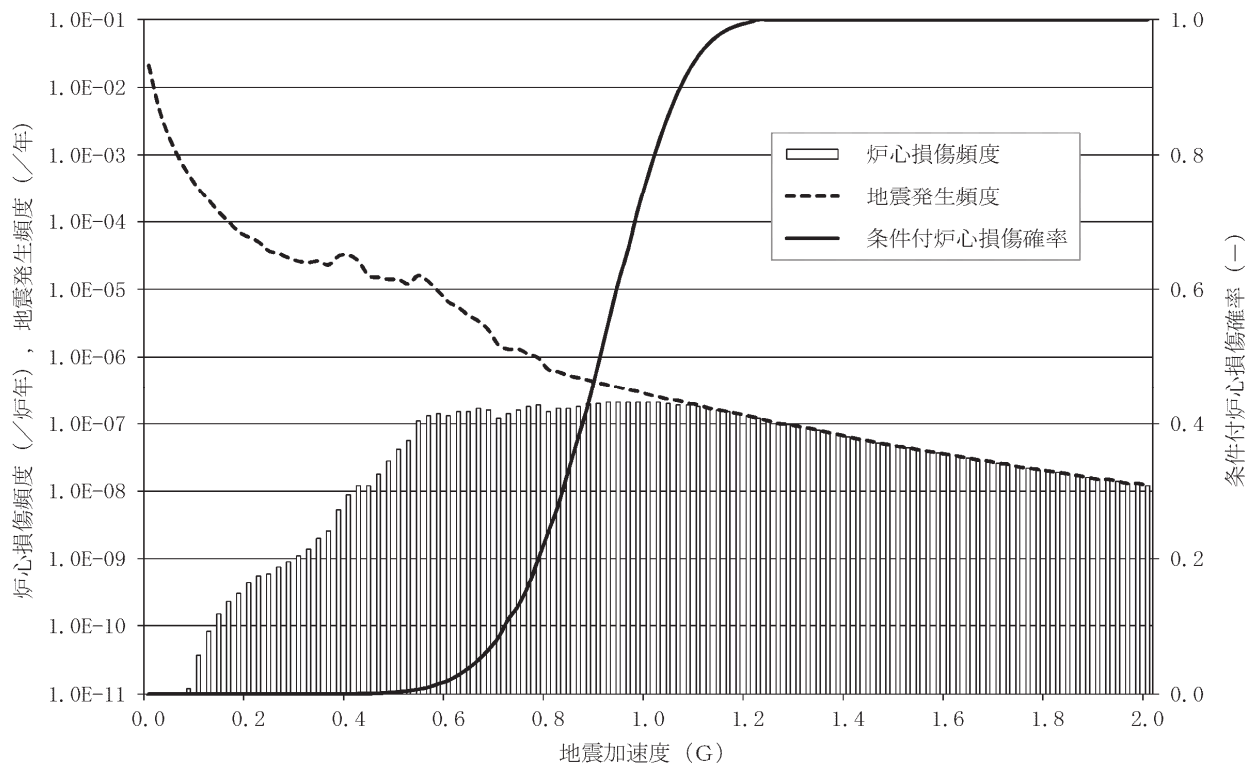
第1.2.1.d-3図 全交流動力電源喪失イベントツリー



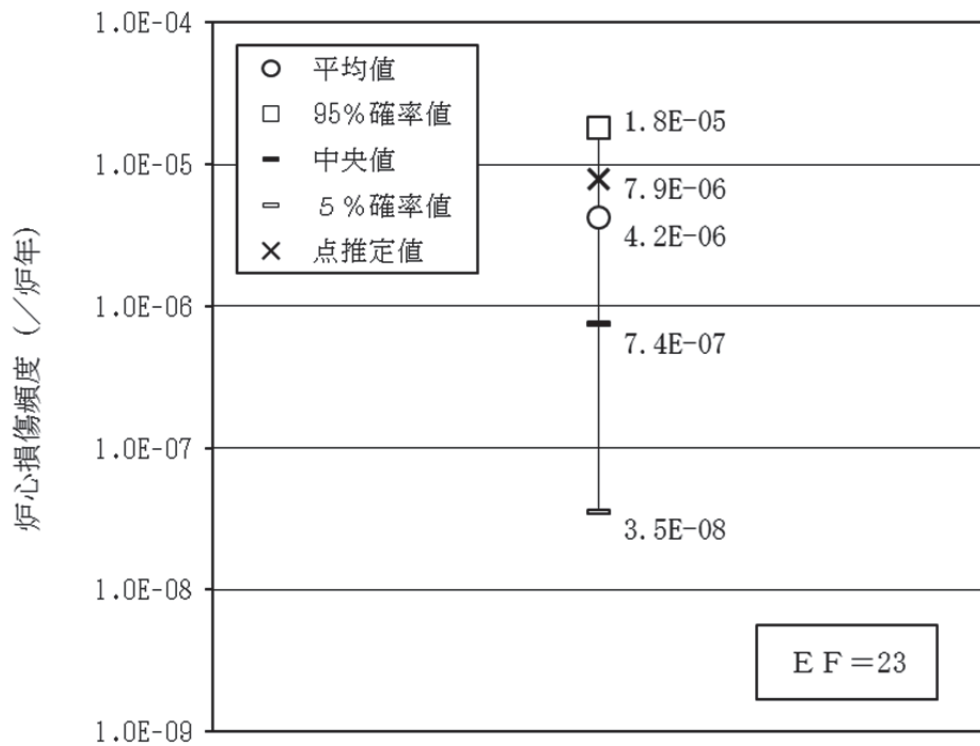
第1.2.1.d-4図 炉心損傷頻度寄与割合（起因事象別）



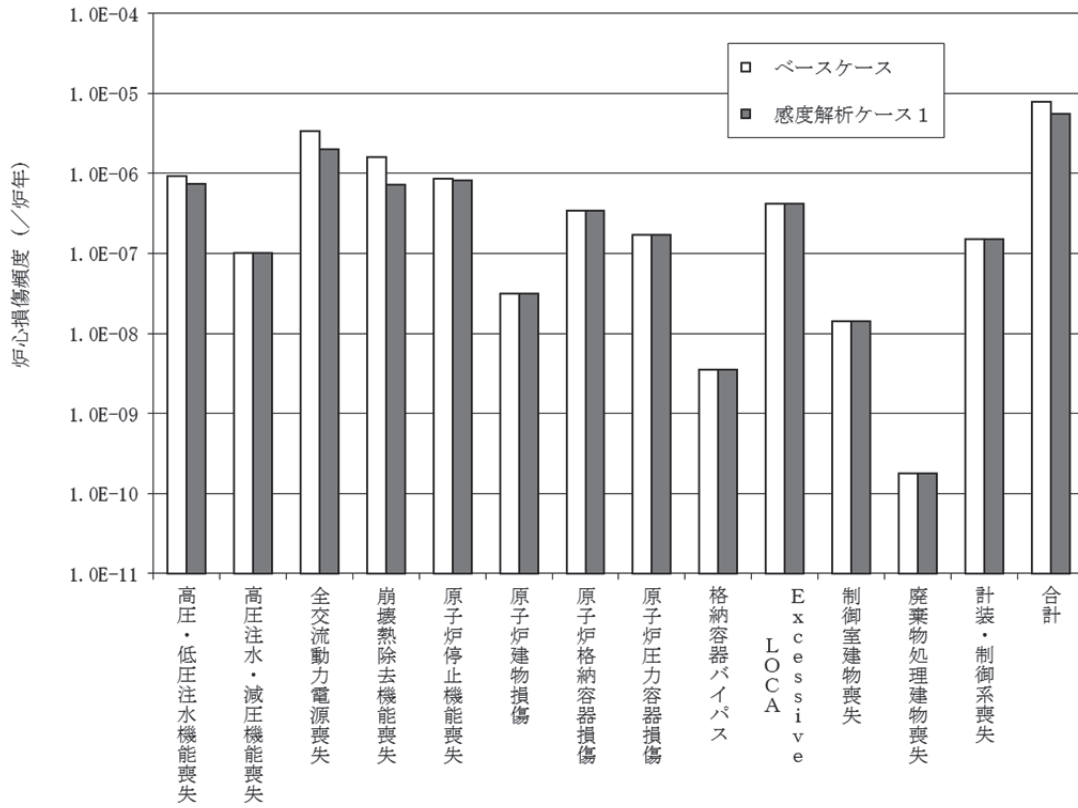
第1.2.1.d-5図 炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）



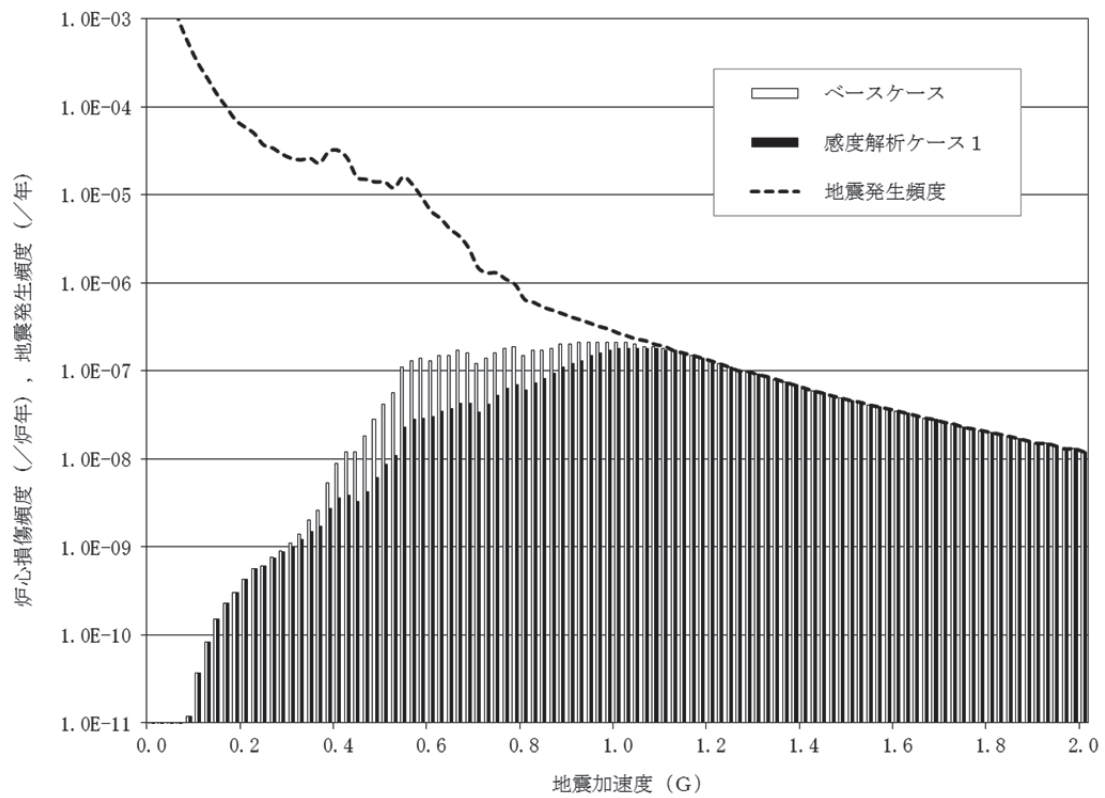
第1.2.1.d-6図 炉心損傷頻度評価結果（地震加速度区分別）



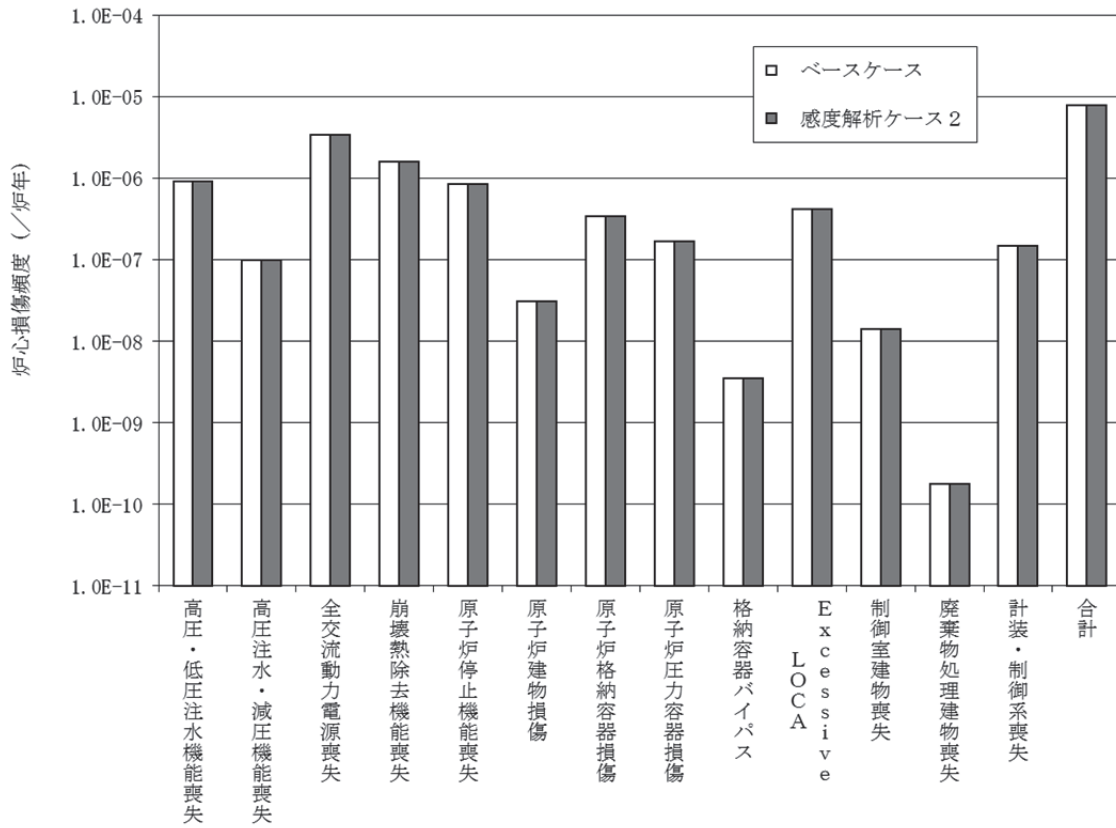
第1.2.1.d-7図 不確かさ解析結果



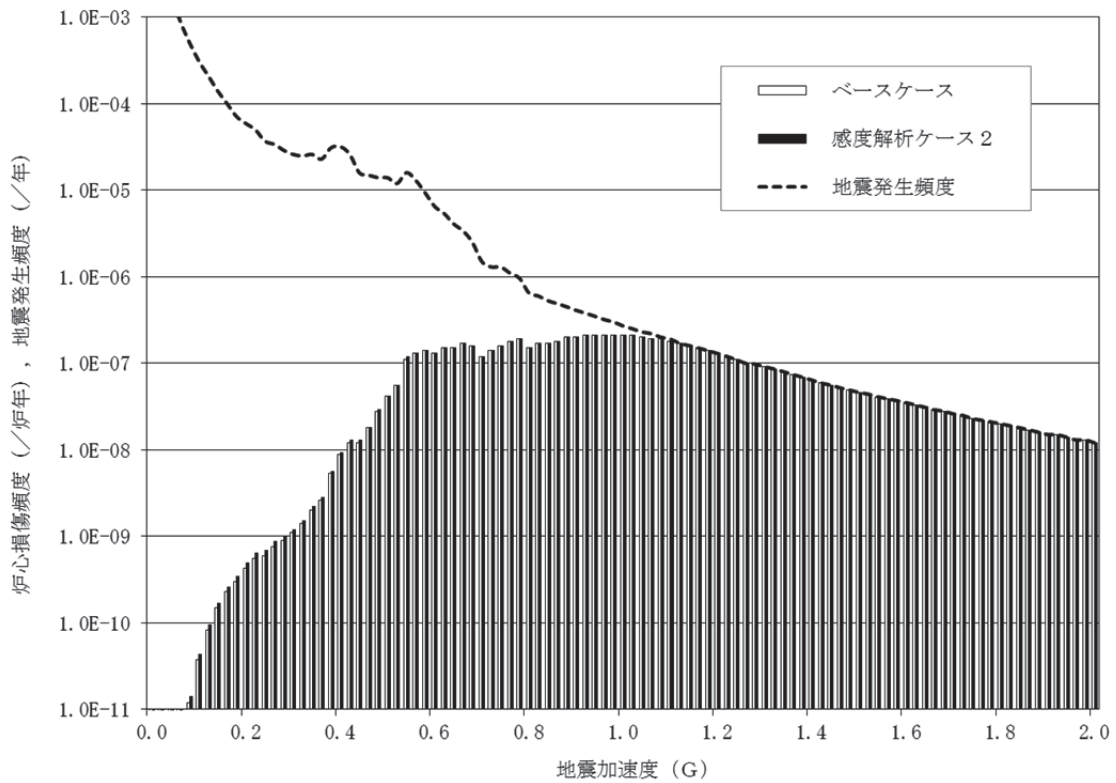
第1.2.1.d-8図 感度解析結果（完全独立：事故シーケンスグループ別）



第1.2.1.d-9図 感度解析結果（完全独立：地震加速度区分別）



第1.2.1.d-10図 感度解析結果（使命時間72時間：事故シーケンスグループ別）



第1.2.1.d-11図 感度解析結果（使命時間72時間：地震加速度区分別）

1.2.2 津波PRA

津波レベル1PRA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」（平成25年9月原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.2-1図に示す。なお、今回のPRAでは、津波単独の影響のみを評価しており、地震に伴う津波（重畳事象）等は対象としていない。

1.2.2.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

(1) プラント情報の収集・分析

内部事象運転時レベル1PRAで収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、津波レベル1PRAを実施するために、プラントの耐津波設計やプラント配置の特徴等の津波固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び主な情報源を第1.2.2.a-1表に示す。

(2) 機器・システムの配置及び形状・設備容量

主要な機器・システムの配置及び形状・設備容量は「1.1.1 運転時PRA」に示す。また、津波レベル1PRAの中で考慮する設備配置を第1.2.2.a-1図に示す。

(3) 津波に対する特徴

a. 津波防護施設及び浸水防止設備

防波壁、防水壁、水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備を、第1.2.2.a-2表及び第1.2.2.a-1図に示す。津波レベル1PRAでは、津波防護施設及び浸水防止設備の機能に期待した場合の炉心損傷頻度を算出しているが、事故シナリオの分析においては、津波特有の事故シナリオを広範に抽出するため、津波防護施設及び浸水防止設備の機能に期待せず、浸水高さの上昇に伴い発生する可能性

のある起因事象について検討した。

b. 津波の遡上

施設護岸周辺には津波防護施設及び浸水防止設備として、高さ E L 15.0m の防波壁を設置するとともに、防波壁通路及び 1 号炉放水連絡通路には防波扉を設置するが、以下の点を考慮して浸水解析を実施し、敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した。

- ・ E L 8.5m 盤にある取水槽や放水槽等の開口部からの浸水
- ・ 防波壁を越える津波の遡上
- ・ 津波に対する防波扉の耐力

(4) 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の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のために、主に以下の観点で PWD 実施要領及びチェックシートを作成し、PWD を実施した。

- ・ 津波影響の確認
- ・ 間接的な被害の可能性の確認

b. プラントウォークダウン対象の構築物・機器の選定

後述する「② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオの分析」で作成した建物・機器リストより、建物内や屋外設備の被水・没水を防ぐ防波壁、防水壁、水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備や、起因事象の発生要因となり得る原子炉補機海水ポンプ等を、PWD 対象の構築物・機器として選定した。PWD 対象の構築物・機器を選定するフローを第 1.2.2.a-2 図に示す。

c. プラントウォークダウン実施結果

PWD チェックシートに従い、PWD 対象の構築物・機器の確認を行った。例として取水槽海水ポンプエリア防水壁のチェックシート及び現場の構築物・機器の写真を第 1.2.2.a-3 図及び第 1.2.2.a-4 図に示す。PWD を実施した結果、第 1.2.2.a-3 表のとおり、

津波レベル1 P R A上問題となる箇所は確認されなかった。

② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオの分析

津波レベル1 P R Aで対象とする起因事象を選定し、事故シナリオの選定・分析を行った。また、対象とする構築物・機器を選定するとともに、その影響（起因事象の発生、緩和設備への影響）を整理した。

評価においては、以下を前提条件とした。

- ・地震発生前は出力運転状態とする。
- ・地震によって安全上重要な建物，系統（システム），機器の機能喪失につながる損傷はない，すなわち，地震によるプラントへの直接的影響はないものとする。
- ・地震後に津波が襲来するものとする。
- ・地震発生から津波襲来までは一定の時間があり，その間にプラントを停止できることから，津波襲来時に原子炉は停止しているものとする。

(1) 事故シナリオの概括的な分析・設定

津波襲来時における事故シナリオの分析・選定を行った。津波 P R A学会標準を参考に津波による影響を直接的な被災による事故シナリオと間接的な被災による事故シナリオに区別し分析した。

分析の結果を第 1.2.2.a-4 表に示すが，津波による影響のうち，以下を考慮すべきものとして抽出した。

- ・浸水による設備の被水・没水
- ・津波の波力，流体力，浮力
- ・漂流物の衝突
- ・洗掘

また，考慮対象とした津波の影響に対して津波による損傷・機能喪失要因について分類し，それぞれの要因に対して損傷・機能喪失の評価対象となる構築物・機器を整理した。その結果を第 1.2.2.a-5 表に示す。

(2) 起回事象の選定

第 1.2.2.a-5 図に示すフローを用いて、津波により誘発される起回事象を分析し、以下の 3 事象を選定した。検討結果を第 1.2.2.a-6 表に示す。

- ・ 補機冷却系喪失
- ・ 外部電源喪失
- ・ 直接炉心損傷に至る事象

(3) 建物・機器リストの作成

本評価では、以下 2 つの前提条件を定め、選定した起回事象の要因となる構築物・機器及び起回事象が発生した場合の緩和設備に係る構築物・機器を抽出し、建物・機器リストを作成した。

- ・ 地震の影響による安全上重要な機器等の損傷はない。
- ・ 建物内に浸水した場合は、保守的に直接炉心損傷に至る事象を想定するため、起回事象が発生した場合の緩和設備に係る構築物・機器を含め、建物内の構築物・機器については抽出対象としない。

津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と機能喪失浸水高を第 1.2.2.a-7 表に示す。

(4) 津波シナリオの作成

津波特有の事故シナリオを広範に抽出・選定するために、ここでは防波壁、防水壁、水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備については、その機能を期待せず、屋外の構築物・機器や建物扉の設置高さから、津波高さの上昇に伴い発生する可能性のある起回事象、重要な緩和設備の機能喪失の可能性、建物内への浸水の可能性等を検討した。

第 1.2.2.a-8 表に津波高さ別の事故シナリオと起回事象を示すとともに、以下に各事故シナリオの広範な分析を示す。

a. EL 2.7m 以上～8.5m 未満

取水槽海水ポンプエリア下部の貫通部からの浸水により、原子炉補機海水ポンプが水没し、「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある

る。

b. E L 8.5m 以上～15.0m 未満

取水槽海水ポンプエリア下部の貫通部，又は上部の開口部からの浸水により，原子炉補機海水ポンプが被水及び水没し，「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある。

また，建物内への浸水により，広範に緩和機能が喪失し，「直接炉心損傷に至る事象」が発生する可能性がある。

c. E L 15.0m 以上

取水槽海水ポンプエリア下部の貫通部，又は上部の開口部からの浸水により，原子炉補機海水ポンプが被水及び水没し，「補機冷却系喪失」が発生する可能性がある。

起動変圧器及び予備変圧器が水没し，「外部電源喪失」が発生する可能性がある。

建物内への浸水により，広範に緩和機能が喪失し，「直接炉心損傷に至る事象」が発生する可能性がある。

1.2.2.b 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

確率論的津波ハザード評価を行うに当たっては，津波 P R A 学会標準，土木学会(2011)及び土木学会(2016)を踏まえて実施した。

② 確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定

津波発生モデルとしては，以下に示す波源を想定し，検討を実施した。

- ・日本海東縁部に想定される地震による津波
- ・海域活断層から想定される地震による津波
- ・領域震源（背景的地震）による津波

津波伝播モデルについては，基準津波の評価で用いたモデルを用いて検討を実施した。

また，領域震源（背景的地震）による津波の評価は，垣見ほか（2003）及び萩原（1991）に示される発電所から100km以内に位置する領域震源を

対象としているが、確率論的津波ハザード評価への寄与度が低いと考えられることから評価対象外とした。

検討対象波源に基づきロジックツリーを作成した。

③ 確率論的津波ハザード評価結果

作成したロジックツリーに基づき算出した確率論的津波ハザード曲線群から求めたフラクタイル曲線，算術平均曲線及び評価地点の島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽を第1.2.2.b-1図及び第1.2.2.b-2図に示す。

1.2.2.c 建物・機器フラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

津波PRA学会標準では，屋外・屋内それぞれの評価対象物について考慮すべき損傷モードに関して記載されており，損傷モードについて検討した結果，機器に対する「被水・没水」，「流体力」及び「波力」による機能損傷を評価対象とした。建物・機器フラジリティにおける検討内容を第1.2.2.c-1表に示す。

② フラジリティ評価について

機器に対する「被水・没水」，「流体力」及び「波力」の損傷モードに対しては，津波が機器の機能喪失津波高さ^{*}に到達した時点で，当該機器が確率1.0で損傷すると仮定し，機器フラジリティ曲線は第1.2.2.c-1図に示すステップ状とした。本評価では，対象の機器の機能喪失高さを「現実的耐力」とし，不確実さは考慮しない。

※ 津波による敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した浸水解析結果を踏まえ，構築物・機器が機能喪失に至る機能喪失浸水高の浸水が生じる津波高さを表す。

1.2.2.d 事故シーケンス

① 起回事象

(1) 評価対象とした起回事象とその説明

事故シナリオの広範な分析を踏まえ，津波レベル1PRAにおける

起因事象は以下を評価対象とした。「補機冷却系喪失」及び「外部電源喪失」については、発生する津波高さが同じとなる「直接炉心損傷に至る事象」で代表した。

- ・直接炉心損傷に至る事象

上記の起因事象を発生させる構築物・機器等は、各々の機能喪失浸水高まで浸水した時点で、確率 1.0 で機能喪失すると評価していることから、起因事象発生頻度は起因事象となる機器の損傷が発生する津波の年超過確率と同じとなる。

(2) 階層イベントツリーとその説明

選定した起因事象を基に階層イベントツリーを作成した。第 1.2.2.d-1 図に津波レベル 1 P R A の階層イベントツリーを示す。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

本評価で考慮する設備では、評価対象とする起因事象に対して炉心損傷を防止する緩和手段がないことから、緩和設備の機能及び系統数に関する成功基準は設定していない。

③ 事故シーケンス

(1) イベントツリー

評価対象とする起因事象に対して炉心損傷を防止する緩和手段はなく、イベントツリーを展開できないため、本評価では緩和設備に関するイベントツリーを作成していない。

④ システム信頼性

評価対象とする起因事象に対して、炉心損傷防止の緩和に期待しないことから、注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。

⑤ 人的過誤

津波発生後の混乱に伴う高ストレスが運転員操作を阻害することが考えられるが、評価対象とする起因事象について炉心損傷防止の緩和に期

待しないことから、人的過誤を考慮していない。

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

炉心損傷頻度の定量化には、内部事象と同様にW i n N U P R Aを用いた。

(2) 炉心損傷頻度結果

a. 評価結果及び事故シナリオ

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 1.2×10^{-7} / 炉年となった。津波高さ別の津波発生頻度及び炉心損傷頻度を第 1.2.2.d-1 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 1.2.2.d-2 表に示す。津波高さ別の炉心損傷頻度及び事故シナリオの概要は以下のとおりである。

なお、E L 20m 以下の津波については、屋内外の構築物・機器は津波によって機能喪失しないため、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) E L 20m超過

炉心損傷頻度は 1.2×10^{-7} / 炉年である。この津波高さにおいては、波力を伴う津波の遡上が大規模になり、建物外壁水密扉等の津波防護施設及び浸水防止設備が機能喪失すると考えられる。このため、建物等への浸水により計装・制御系、E C C S等の緩和機能の喪失が発生し、直接炉心損傷に至ると想定した。

津波レベル 1 P R Aでは、E L 20m超過で発生する「直接炉心損傷に至る事象」を津波特有の事故シーケンスとして整理した。

(3) 評価結果の分析

津波高さ別の炉心損傷頻度寄与割合及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合を示す円グラフを、それぞれ第 1.2.2.d-2 図及び第 1.2.2.d-3 図に示す。津波高さとしては「E L 20m 超過」、事故シーケンスグループ別としては、「直接炉心損傷に至る事象」の寄

与割合が 100%となる。

(4) 重要度解析，不確かさ解析及び感度解析

a. 重要度解析

津波レベル 1 P R A の重要度解析については，評価対象となる津波高さ（E L 20m 超過）では緩和手段が無くなり必ず炉心損傷に至ることから，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. 不確かさ解析

確率論的津波ハザードの不確かさを考慮し，信頼度別津波ハザードを用いて，モンテカルロ法による不確かさ解析を行った。不確かさ解析の結果を第 1.2.2.d-4 図に示す。

c. 感度解析

本評価では，E L 20m を超える津波により防波壁をはじめとした複数の浸水防止対策及び緩和機能が同時に喪失するものとしている。感度解析で更に厳しいプラント状態を想定する，あるいは，一部の施設が復旧する等を仮定することは本評価の想定上，現実的ではなく，新たな事故シーケンス抽出の観点で有用な情報が得られないと判断したため，実施していない。

第1.2.2.a-1表 津波PRAを実施するために収集した情報及び主な情報源

	PRAの作業	情報	主な情報源
1	プラントの構成・特性の調査	設計・運転管理に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 内部事象運転時レベル1 PRAで使用した設計図書 (原子炉設置変更許可申請書, 工事計画認可申請書, 配管計装線図, 単線結線図, 展開接続図, プラント機器配置図, 系統設計仕様書, 機器設計仕様書, 原子炉施設保安規定, 運転要領書, 定期試験要領書, 巡視点検要領書) 構内配置図 PWD
2	津波ハザード評価	敷地周辺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	<ul style="list-style-type: none"> 海底地形データ 断層パラメータ
3	事故シナリオの概括的分析 建物・機器フラジリティ評価	プラント固有の津波に対する耐力評価並びに応答評価に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 浸水解析
4	事故シナリオの分析と起 因事象の分類	津波時に想定されるプラント状態	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源
		<ul style="list-style-type: none"> 安全系等のシステム使用条件 システムの現実的な応答 運転員による緩和操作 	<ul style="list-style-type: none"> 上記1の情報源 既往のPRAに関する情報源
		<ul style="list-style-type: none"> 対象プラントに即した機器故障モード, 運転形態 	
		<ul style="list-style-type: none"> 評価結果の妥当性を確認できる情報 	
	(2) 事故シナリオの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成		
	(3) システムのモデル化		
	(4) 事故シナリオの定量化		

第1.2.2.a-2表 対象とした津波防護施設及び浸水防止設備

区分	名称	箇所数	設置場所
屋外	防波壁	一式	敷地護岸
屋外	防波扉	4箇所	防波壁通路
屋外	屋外排水路逆止弁	15箇所	屋外排水路
屋外	防波扉	1箇所	1号炉放水連絡通路
屋外	防水壁	1箇所	起動変圧器前
屋外	防水壁	1箇所	取水槽海水ポンプエリア
屋外	防水壁	1箇所	取水槽除じん機エリア
屋外	水密扉	2箇所	取水槽除じん機エリア
屋外	閉止板	1箇所	取水管立入ピット
屋外	床ドレン逆止弁	一式	取水槽
屋外	水密扉	3箇所	取水槽海水ポンプエリア
屋外/屋内	水密扉	4箇所	タービン建物
屋内	水密扉	1箇所	原子炉建物境界
屋外	貫通部止水処置	一式	取水槽海水ポンプエリア
屋外/屋内	貫通部止水処置	一式	タービン建物と屋外の地下部～E L 15.0mまでの境界
屋内	貫通部止水処置	一式	タービン建物と原子炉建物及び廃棄物処理建物の境界

第1.2.2.a-3表 プラントウォークダウン結果

構造物・機器	津波影響の確認		間接的な被害の可能性の確認	総合評価
	開口部の高さ・大きさ、対象設備の高さに間違いはないか。 ^{※1}	屋外の構造物・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ような問題点はないか。 ^{※1}		
取水槽除じん機エリア 防水壁	なし	なし	なし	問題なし
取水槽海水ポンプエリア 防水壁	なし	なし	なし	問題なし
取水槽海水ポンプエリア 水密部	なし	なし	なし	問題なし
防波壁	なし	なし	なし	問題なし
タービン建物外壁	なし	なし	なし	問題なし
タービン建物水密扉	なし	なし	なし	問題なし

※1 高さE L 15.0mまでの範囲について確認した。

※2 間接的な被害の可能性については、取水槽から海に面した建物（タービン建物）外壁までの範囲について確認した。

第1.2.2.a-4表 考慮すべき津波による影響（1 / 2）

津波の影響	影響の種類	建物・構築物，機器・配管系への影響	本評価における前提
直接的	浸水による設備の被水・没水	設備の動的機能喪失 電気設備の発電／送電機能喪失	安全上重要な機器が多く設置されている原子炉建物及び制御室建物並びに取水槽海水ポンプエリア及び変圧器エリアについて浸水による機能喪失を考慮した。ポンプ，電動弁等の動的機能喪失，電気設備の発電／送電機能喪失を考慮した。
	津波の波力，流体力，浮力	建物・構築物，機器・配管系の構造的損傷	津波防護施設及び浸水防止設備が波力，流体力，浮力によって機能喪失し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	海底砂移動	海水取水設備の機能喪失	現実的応答として津波高さに応じた砂の移動量とその不確かさ，現実的耐力として海水ポンプが損傷に至る取水槽内の砂の量とその不確かさが必要となる。しかし，現状ではこれらのデータや，データを活用したフラジリティ評価手法が整備されていない。したがって，海底砂移動はリスク要因となり得るものの，事故シーケンスの定量化が現行の技術では難しいと判断し，評価対象外とした。
	引き波による水位低下	海水取水設備の機能喪失	引き波時にも海水ポンプの取水性が確保されることから，引き波の影響については，評価対象外とした。

第1.2.2.a-4表 考慮すべき津波による影響（2／2）

津波の影響	影響の種類	建物・構築物，機器・配管系への影響	本評価における前提
間接的	漂流物の衝突	建物・構築物，機器配管系の構造的損傷	漂流物の衝突により，防波壁，防波扉等が機能喪失することによって発電所敷地及び建物内への浸水が発生し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	洗掘	建物・構築物，機器配管系の構造的損傷	洗掘により，防波壁，防波扉等が機能喪失することによって発電所敷地及び建物内への浸水が発生し，複数の緩和設備の機能喪失を考慮した。
	津波による高ストレス	運転員等の操作失敗	津波発生後の混乱に伴う高ストレスが運転員操作を阻害することが考えられるが，本評価では，評価対象とする起回事象について炉心損傷防止の緩和に期待しないことから，評価対象外とした。
	作業環境の悪化	運転員の回復操作の遅延	本評価では，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）には期待していないため，評価対象外とした。

第1.2.2.a-5表 津波による損傷・機能喪失要因と対象となる構築物・機器の種類

津波による損傷・機能喪失要因	構築物・機器の種類 (主要な構築物・機器)
被水・没水	ポンプ，電動弁，電気盤等
波力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
流体力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
浮力	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
漂流物衝突	ポンプ，電動弁，電気盤等 配管，タンク等 防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁 防水壁，水密扉，閉止板，床ドレン逆止弁等 建物・構築物
洗掘	防波壁，防波扉，屋外排水路逆止弁

第1.2.2.a-6表 津波により発生する起因事象の選定

起因事象	検討内容
外部電源喪失	津波による浸水での発生を考慮する。
補機冷却系喪失	津波による浸水での発生を考慮する。
直接炉心損傷に至る事象	津波により原子炉建物内に浸水が発生する場合等，機器が多重に機能喪失する場合を想定する。

第1.2.2.a-7表 津波によりプラントに影響を及ぼす主要な構築物・機器と
機能喪失浸水高

起回事象／ 影響緩和系	構築物・機器	設置 場所	設置 高さ	機能喪失 浸水高 ^{※1} (津波による損傷・ 機能喪失要因)	機能喪失 津波高さ ^{※2}
補機冷却系	原子炉補機海水 ポンプ	屋外	E L 1.1m	E L 2.7m (没水：R S Wポンプ モータ下端)	E L 20m超
	取水槽除じん機エ リア防水壁	屋外	E L 8.8m	E L 12.3m (流体力)	E L 20m超
	取水槽海水ポンプ エリア防水壁	屋外	E L 8.8m	E L 10.8m (波力)	E L 20m超
	取水槽海水ポンプ エリア水密部	屋外	E L 1.1m	E L 15.0m (波力)	E L 20m超
外部電源喪失	起動変圧器	屋外	E L 8.5m	E L 8.5m (没水)	E L 20m超
	予備変圧器	屋外	E L 15.0m	E L 15.0m (没水)	E L 20m超
	起動変圧器前 防水壁	屋外	E L 8.5m	E L 15.0m (波力)	E L 20m超
直接炉心損傷 に至る事象	防波壁	屋外	E L 8.5m	E L 15.0m ^{※3} (流体力)	E L 15m
	タービン建物 外壁	屋外	E L 8.5m	E L 15.0m (波力)	E L 20m超
	タービン建物 水密扉	屋外	E L 8.5m	E L 15.0m (波力)	E L 20m超

※1 機器が機能喪失に至る浸水高さであり、構築物は静水圧に対する耐力値を示す。

※2 津波による敷地内浸水範囲及び浸水高を評価した浸水解析結果を踏まえ、構築物・機器が機能喪失に至る浸水が生じる施設護岸における津波高さを表す。

※3 E L 15mを超える津波は越波するが、E L 20m津波による波力に対して強度は維持できる。

第1.2.2.a-8表 津波高さ別の事故シナリオと起因事象

津波高さ	事故シナリオ	起因事象
E L 2.7m以上～ E L 8.5m未満	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機海水ポンプの没水 	補機冷却系喪失
E L 8.5m以上～ E L 15.0m未満	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機海水ポンプの被水・没水 建物内への浸水 	補機冷却系喪失 直接炉心損傷に至る事象※
E L 15.0m以上	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉補機海水ポンプの被水・没水 建物内への浸水 起動変圧器及び予備変圧器の没水 	補機冷却系喪失 外部電源喪失 直接炉心損傷に至る事象※

※ 直接炉心損傷に至る事象とは、計装・制御系喪失等、緩和設備の広範な喪失が発生する事象をいう。

第1.2.2.c-1表 建物・機器フラジリティの検討内容(1/2)

対象となる 構築物・機器	設置 場所	津波による損傷・ 機能喪失要因	建物・機器フラジリティ評価の検討	フラジリティ 評価対象
動的	屋内 屋外	被水・没水	機能喪失津波高さの津波で機能喪失する。	○
		波力	機能喪失津波高さの津波で機能喪失すると仮定しているため、それ以上の津波高さでしか発生しない波力等は被水・没水に対する評価で包含できる。	-
		流体力		
		浮力		
		漂流物衝突		
静的	屋内 屋外	波力	対象となる設備は、屋外は防水壁，屋内は建物により囲まれており，津波が直接衝突する位置にならないため，対象外とする。	-
		流体力	対象となる設備は，耐震性の観点から基礎ボルト等で固定されており，影響はないと想定できるため，機能喪失の対象外とする。	-
		浮力		
		漂流物衝突		
		波力	波力に関する検討と同じであるため，対象外とする。	-
		流体力	「港湾の施設の技術上の基準・同解説」等に基づき，十分な強度で設計されており，E L 20m津波に対して強度は維持できる。	-
		浮力		
		漂流物衝突		
		洗掘		

第1.2.2.c-1表 建物・機器フラジリティの検討内容(2/2)

対象となる 構築物・機器	設置 場所	津波による損傷・ 機能喪失要因	建物・機器フラジリティ評価の検討	フラジリティ 評価対象
静的	屋外	波力	対象となる設備は、防波壁により囲まれており、津波が直接衝突する位置になく波力を受けるおそれはないが、防波壁を越波する津波により波力を受けるおそれのある機器については、浸水高の2倍が水密性能を上回った時点で機能喪失する。	○
		流体力	水密性能を上回った時点で機能喪失する。	○
	屋外	浮力	対象となる設備は、耐震性の観点から基礎ボルト等で固定されており、影響はないと想定できるため、機能喪失の対象外とする。	-
		漂流物衝突	PWDにおいて、対象となる設備に対して影響を与える設備がないことを確認したため、対象外とする。	-
建物・構築物	屋外	波力 流体力 浮力 漂流物衝突	基準地震動 S_s に対して機能維持する建物・構築物が津波により損傷に至るとは考えにくく、影響はないと想定できるため、対象外とする。	-

第1.2.2.d-1表 津波発生頻度及び炉心損傷頻度（津波高さ別）

津波高さ	津波発生頻度 (/年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
E L 20m超過	1.2E-07	1.2E-07	100
合 計		1.2E-07	100

第1.2.2.d-2表 炉心損傷頻度（事故シーケンスグループ別）

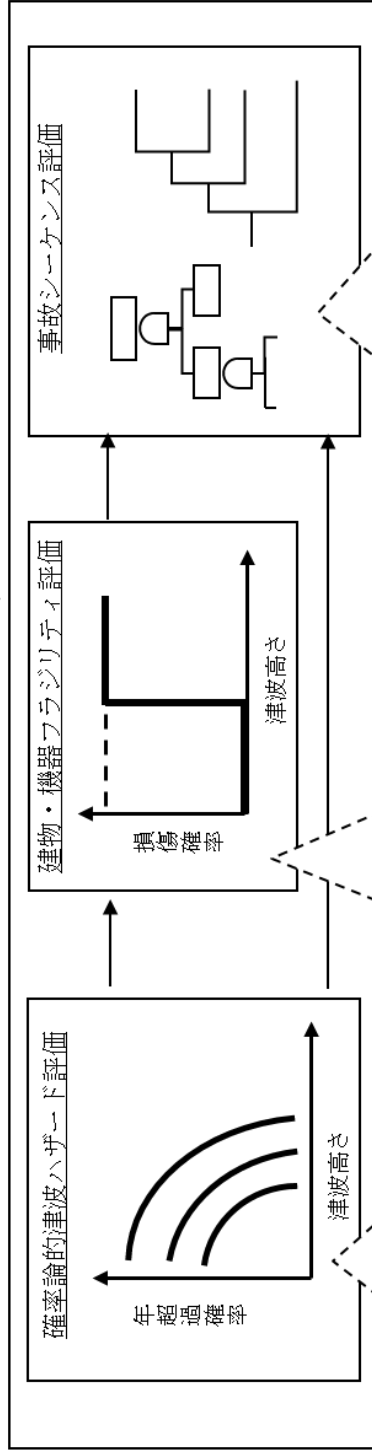
事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
直接炉心損傷に至る事象	1.2E-07	100
合 計	1.2E-07	100

プラント情報の収集・分析と事故シナリオの概括的分析

- ・ プラント関連情報の収集・分析
- ・ プラントウォークダウンの実施

- ・ 事故シナリオの概括的分析・設定

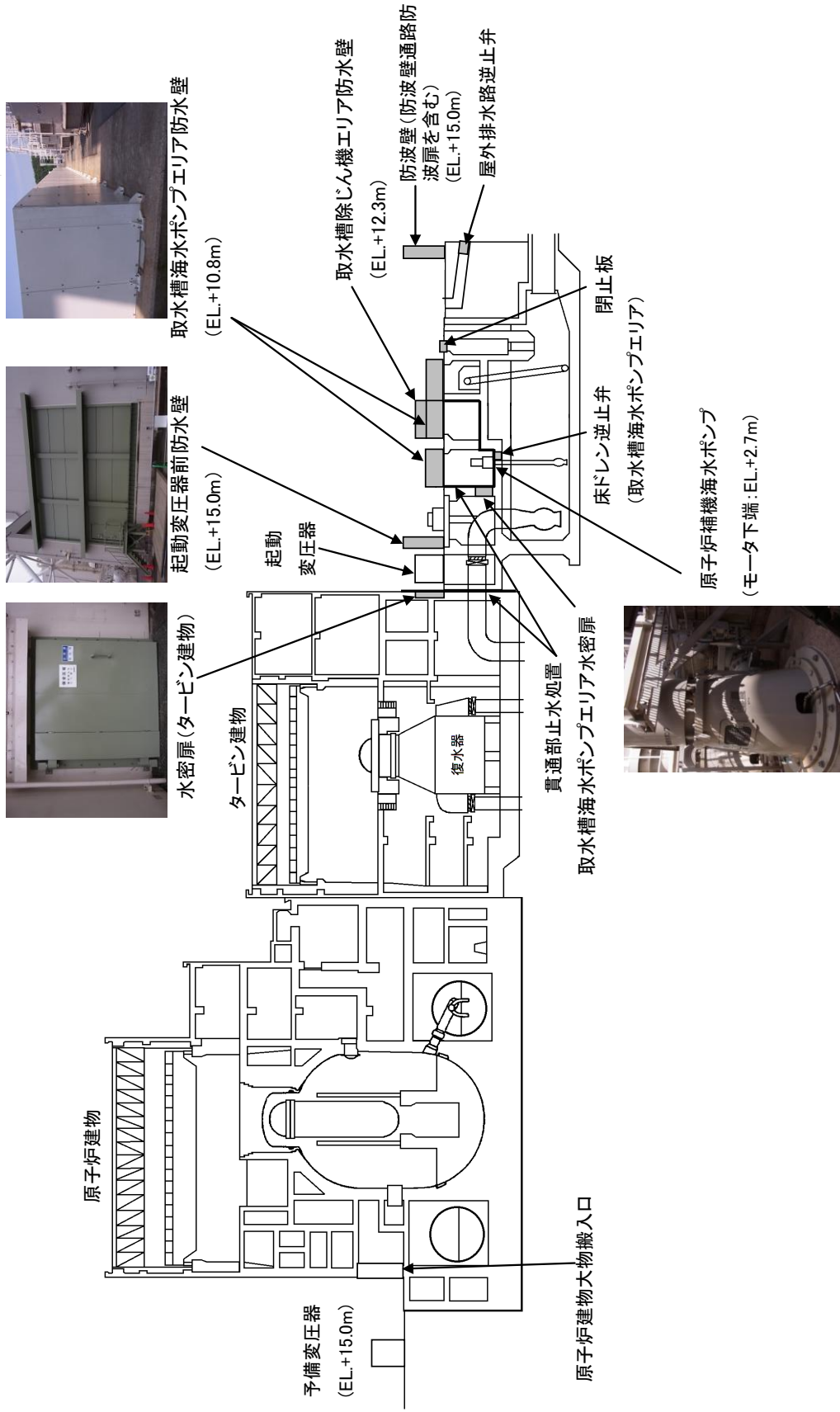
収集・分析したプラント関連情報及びプラントウォークダウンの結果を用いて、重要な機器の直接的・間接的な損傷などを考慮した広範な事故シナリオの分析及びスクリーニングを行い、評価対象となる建物・機器を選定



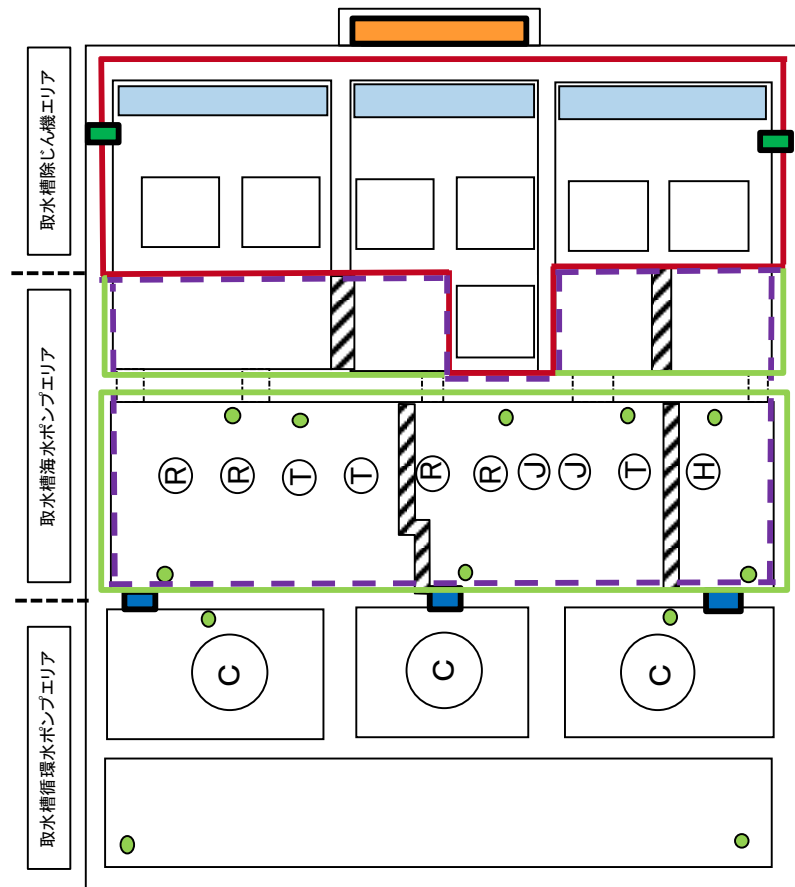
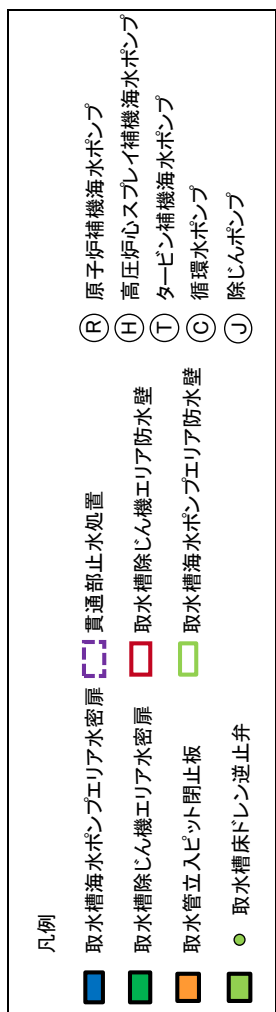
敷地周辺における対象波源を特定し、不確かさを考慮して作成したロジックツリーに基づき、津波高さ毎の年超過確率を評価

対象となる機器の設置位置の情報等をもとに、任意の機器損傷高さに対する建物・機器の条件付損傷確率を評価

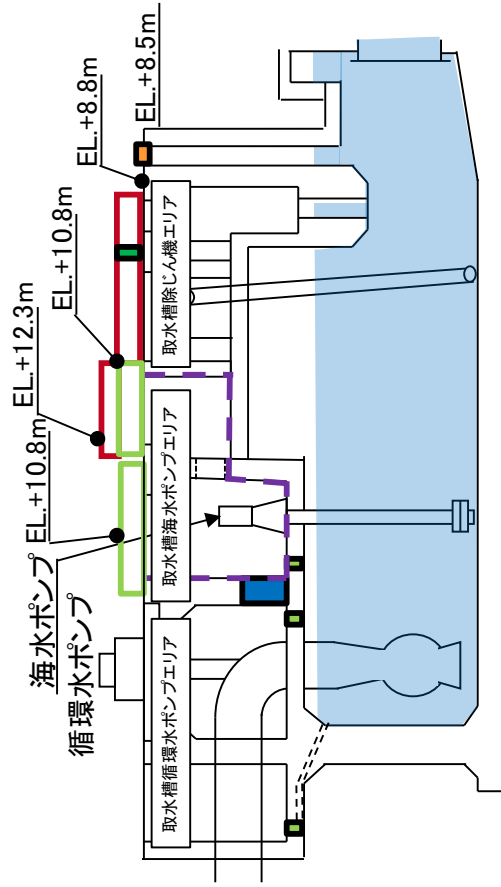
必要な安全機能等の組合せをイベントツリーによりモデル化し、確率論的津波ハザード及び建物・機器フラジリティ評価結果を入力データとして用いた事故シナリョーケンス評価を行うことで、炉心損傷に至る頻度を評価



第1.2.2.a-1図(1) 津波防護施設及び浸水防止設備の設置概要 (プラント全体)

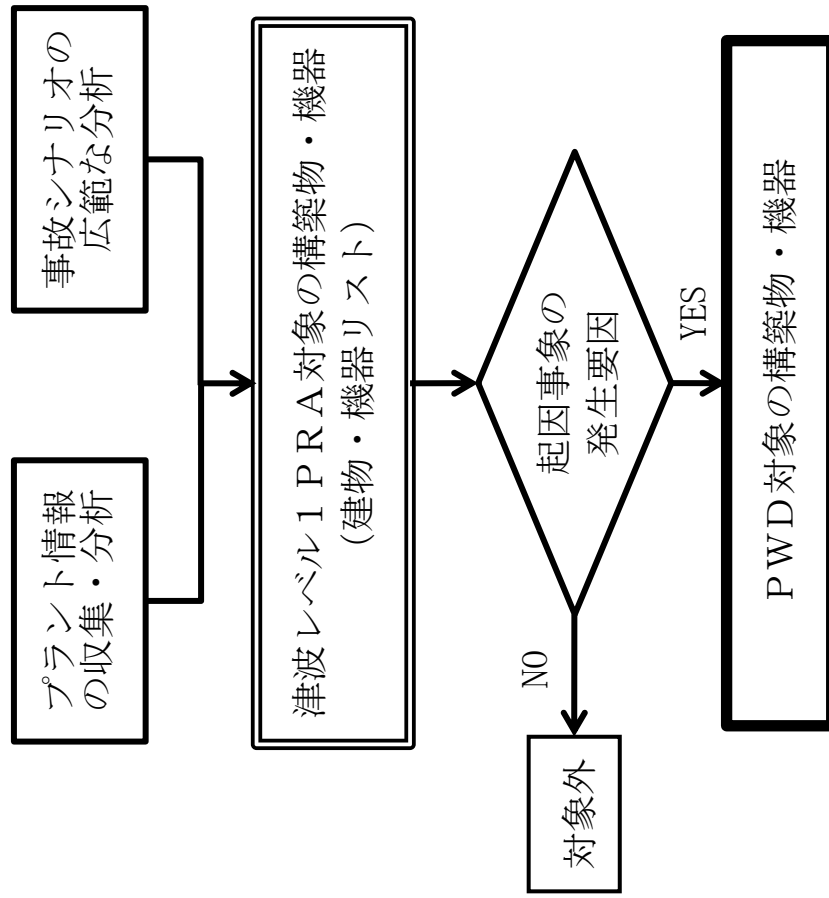


(平面図)



(断面図)

第1.2-2.a-1図(2) 津波防護施設及び浸水防止設備の設置概要 (取水槽エリア)



第1.2.2.a-2図 プラントウォークダウン対象の構築物・機器の選定フロー

津波 P S A 現場調査チェックシート

確認者 XXXXXXXXXX

プラント名	島根原子力発電所第2号機	確認日	2019年1月17日 PM
設備名	R SWポンプエリア防水壁		

<確認項目>

No.	確認項目	チェック
(1)-1	開口部の高さ・大きさ, 対象設備の高さに間違いはないか。 ※1	問題なし・要検討・適用外
(1)-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。 ※1	問題なし・要検討・適用外
(2)-1	津波襲来時に建物外部にある設備の津波の波力による離脱, 移動などに起因して生じる干渉及び衝突などの間接的な被害の可能性はないか。 ※2	問題なし・要検討・適用外

特記事項	<p>(1)-1, 2 は, 以前に実施済の現場調査チェックシート (2013. 8. 9) も含め確認した。</p> <p>(2)-1 は, 取水槽付近に以下に示す設備があった。</p> <p>①循環水ポンプ及び循環水ポンプ出口弁</p> <p>②0F ケーブルダクト吸気口</p> <p>③竜巻防護対策</p> <p>④ガントリークレーン</p> <p>①, ②, ③は固定された重量物であり, 気密性もないため, 漂流物となる可能性は低い。</p> <p>④は重量物であり, 漂流物となる可能性は低く, また, 取水槽の東側で停止する運用としているため, 仮に倒壊したとしても, 海水ポンプエリア防水壁に到達しない。</p>
------	---

R SWポンプエリア防水壁



①循環水ポンプ及び循環水ポンプ出口弁



②0F ケーブルダクト吸気口, ③竜巻防護対策



④ガントリークレーン



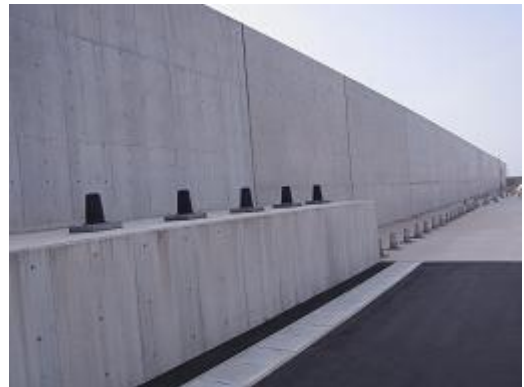
現場写真等

※1: スクリーニングアウトされる津波高さがE L20m 超であるため、津波高さE L20m の遡上解析結果を踏まえ、防波壁内は保守的に高さE L15.0m までの範囲について確認する。

※2: 上記の間接的な被害の可能性については、津波高さE L20m 遡上解析結果を踏まえて、取水槽から海に面した建物(タービン建物)外壁までの範囲について確認する。

第1.2.2.a-3図 プラントウォークダウンチェックシート(2/2)

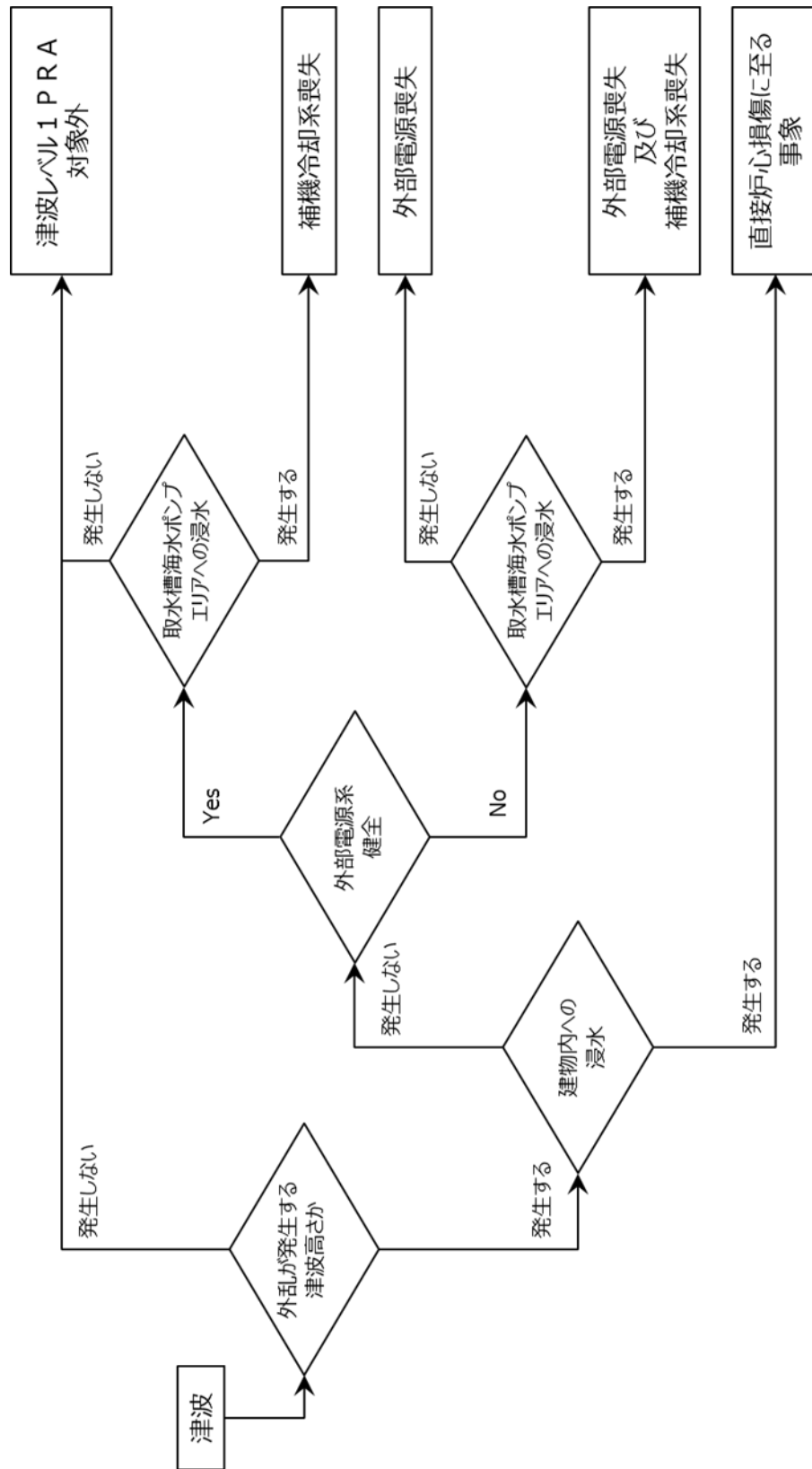
防波壁



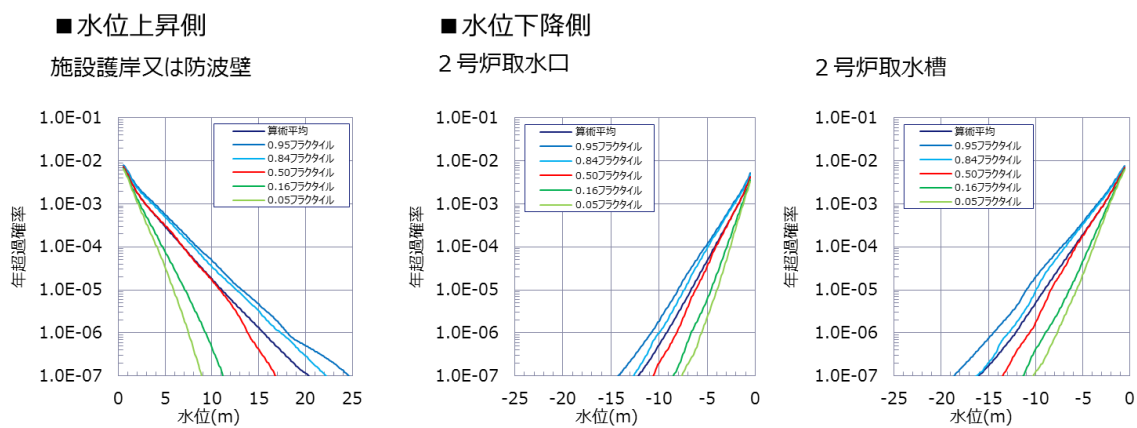
水密扉



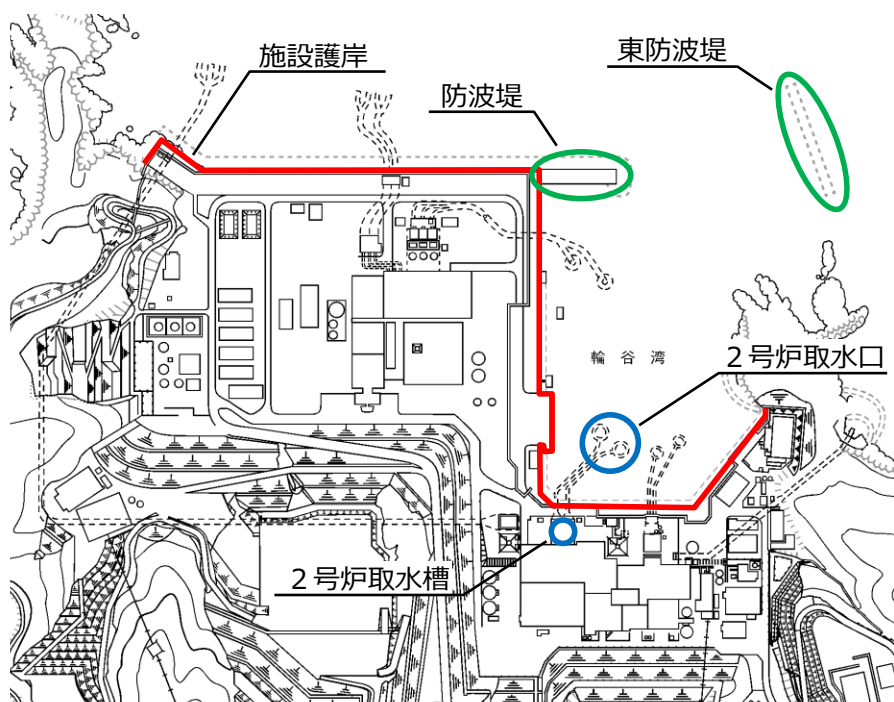
第1.2.2. a-4図 構築物・機器現場写真



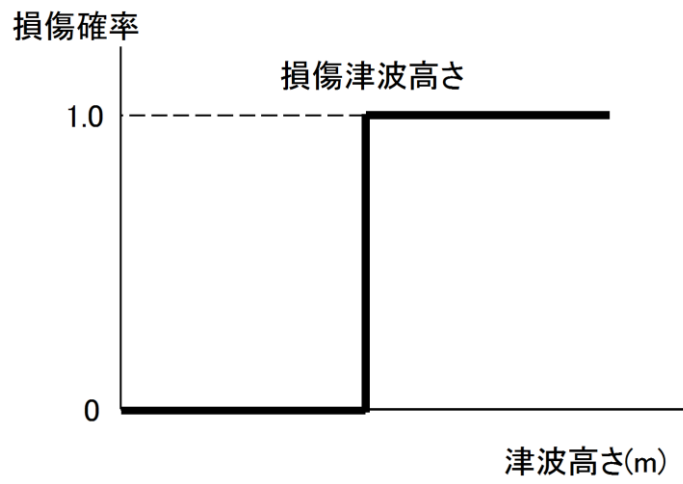
第1.2.2.a-5図 起因事象の抽出フロー



第1.2.2.b-1図 フラクタイル曲線及び算術平均曲線



第1.2.2.b-2図 島根原子力発電所施設護岸，取水口及び取水槽

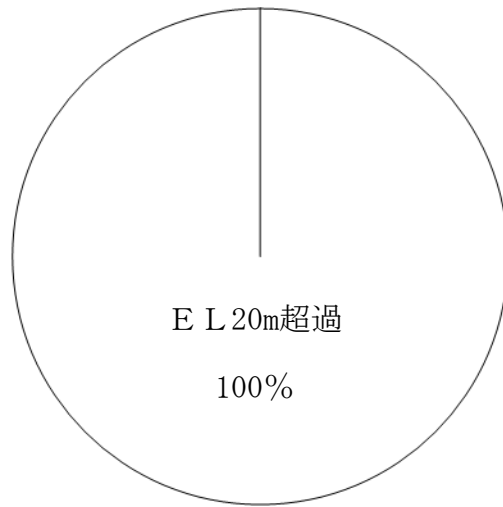


第1.2.2.c-1図 「被水・没水」, 「流体力」及び「波力」に対する
 フラジリティ曲線

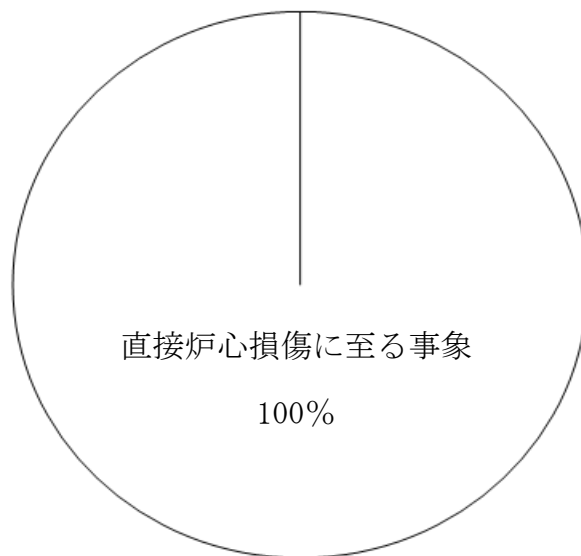
津波	直接炉心損傷に至る事象	事故シナリオ	最終状態
	津波高さ E L 20m以下	炉心損傷なし	炉心損傷なし
	津波高さ E L 20m超過	直接炉心損傷に至る事象	※

※ 緩和設備の広範な喪失につながる可能性があるため、炉心損傷直結事象として整理

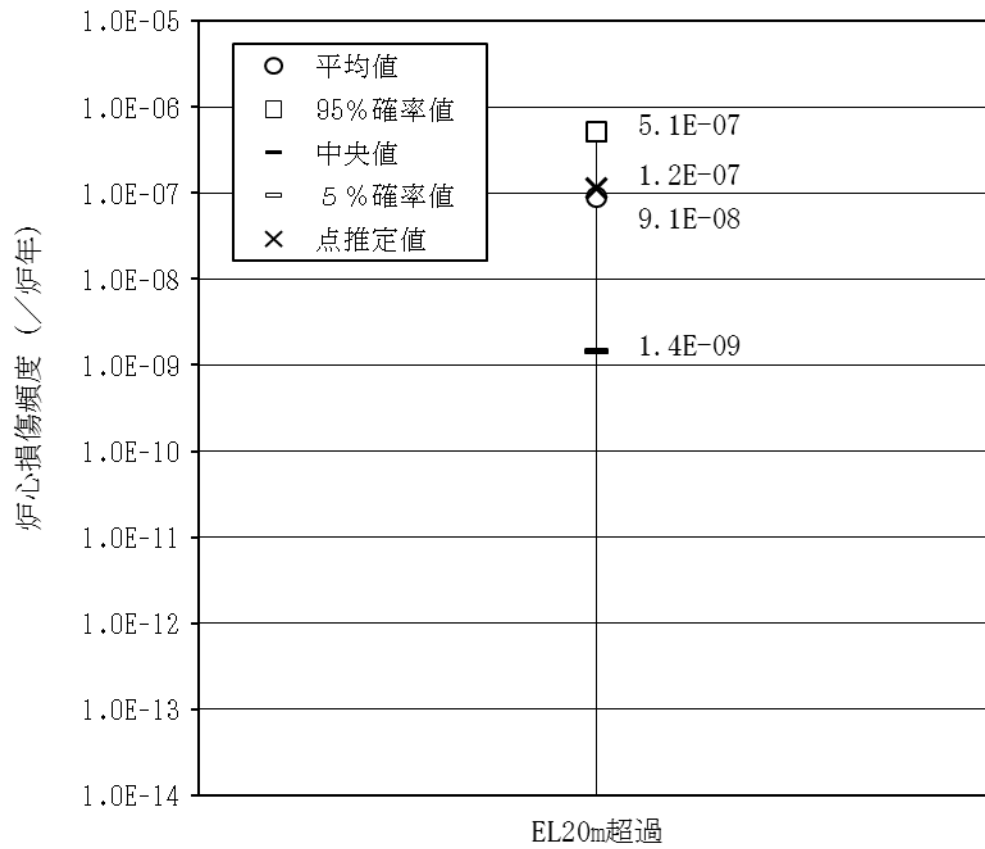
第1.2.2.d-1図 津波レベル1 PRA階層イベントツリー



第1.2.2.d-2図 炉心損傷頻度寄与割合（津波高さ別）



第1.2.2.d-3図 炉心損傷頻度寄与割合（事故シーケンスグループ別）



第1.2.2.d-4図 不確実さ解析結果

2. レベル1.5 P R A

2.1 内部事象 P R A

2.1.1 運転時 P R A

内部事象運転時レベル1.5 P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の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2 P S A編）：2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R Aの説明における参照事項」（平成25年9月 原子力規制庁）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第2.1.1-1図に示す。

2.1.1.a プラントの構成・特性

① 対象プラントに関する説明

(1) 機器・システムの配置、形状・設備容量及び事故への対処操作

原子炉格納容器の主要仕様を第2.1.1.a-1表に示す。その他の主要な機器・システムの配置、形状・設備容量及び事故への対処操作は、「1.1.1 運転時 P R A」の記載内容と同様である。

(2) 燃料及び溶融炉心の移動経路

事故時の燃料及び溶融炉心の移動は、水素発生、溶融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）及び原子炉格納容器内の熱水力挙動、核分裂生成物移行挙動に影響する。燃料及び溶融炉心の原子炉格納容器内での挙動を第2.1.1.a-1図に示す。また、移動経路を以下に示す。

挙動	原子炉圧力容器 破損時放出先	移動経路	移動先区画
重力による移動 (F C I, M C C I)	原子炉 格納容器下部	最下区画のため 移動なし	なし
高速ガス流による 噴出 (D C H)	原子炉 格納容器下部	制御棒駆動機構 搬出入口	ドライウエル

2.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象運転時レベル1 P R Aで得られた炉心損傷に至るすべての事故シーケンスについて、事故進展及び緩和操作の類似性からP D Sを定義し、P D Sの分類及び発生頻度を評価する。

① プラント損傷状態の一覧

(1) P D Sの考え方，定義

P D Sの分類では、事故の起因事象、プラントの熱水力学挙動の類似性、事故後の緩和設備及び緩和操作の類似性に着目している。事故の起因事象を除くプラントの熱水力学挙動の類似性、事故後の緩和設備及び緩和操作の類似性に関連する要因として、次のa. からd. までの4項目がある。

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、原子炉圧力容器が破損に至るまでに、原子炉圧力容器内の雰囲気、高圧状態か低圧状態かを分類する。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、熔融炉心の飛散の程度、熔融炉心と格納容器バウンダリの直接接触の可能性等、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

事故後に、炉心損傷時期が早期か後期か（事故発生から8時間を目安）を分類する。この時期の違いによって、原子炉圧力容器の破損時期、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。このため、事故の緩和操作の余裕時間が大きく異なる。

d. 電源確保

E C C S 及び格納容器冷却系等による原子炉格納容器内への注水機能等の溶融炉心の冷却手段の有効性及び格納容器除熱機能の使用可能性を、依存する電源の確保で分類する。これらの手段が使用可能である場合には、溶融炉心の冷却が達成される可能性や、原子炉格納容器が除熱され雰囲気圧力及び温度が抑制される等の可能性があり、事故の進展が大きく異なる。

B W R の P R A において用いる事故シーケンスの識別子を第 2.1.1.b-1 表に、レベル 1 P R A から得られる炉心損傷に至る事故シーケンスグループ及びその定義を第 2.1.1.b-2 表に示す。

(2) 内部事象運転時レベル 1 P R A の事故シーケンスグループの P D S への分類結果

レベル 1.5 P R A で使用する P D S は、レベル 1 P R A で得られた炉心損傷に至る事故シーケンスグループを上記の考え方にに基づき分類し、格納容器イベントツリーの初期状態とする。このように P D S を分類した結果を第 2.1.1.b-1 図に示す。また、P D S と事故シーケンスの対応を第 2.1.1.b-3 表に示す。

P D S の分類に当たっては、以下を考慮した。

a. T C 及びインターフェイスシステム L O C A

T C 及びインターフェイスシステム L O C A は、同じ P D S に分類されるが、T C は未臨界確保の失敗、インターフェイスシステム L O C A は原子炉冷却材圧力バウンダリ破損によるものであり、事故進展が異なるため、異なる P D S とする。

b. A E, S 1 E 及び S 2 E

A E, S 1 E 及び S 2 E は、同じ P D S に分類され、いずれも L O C A 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスであり、原子炉冷却材圧力バウンダリ破損後の挙動は類似したものとなるので、1 つにまとめて L O C A の P D S に分類する。なお、S 1 E 及び S 2 E に

は高圧及び低圧の両方のシーケンスが考えられるが、高圧シーケンスでLOCA時に減圧に失敗する割合は十分小さくなることから、S1E及びS2EはLOCAに分類している。

c. TQUV及びLOCA

TQUV及びLOCAは同じPDSに分類されるが、LOCAは原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており、事故進展が異なるため、異なるPDSとする。

② プラント損傷状態ごとの発生頻度

PDSごとに炉心損傷頻度を整理した結果を第2.1.1.b-4表に示す。レベル1PRAにおいて全炉心損傷頻度への寄与が大きい崩壊熱除去機能喪失(TW)に関連するPDSの寄与が支配的となっている。この理由は、AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、崩壊熱除去機能として残留熱除去系しか考慮できないためである。

2.1.1.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格納容器破損モードに関する説明

格納容器破損に至る事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損形態を分類するため、格納容器破損に至る負荷の分析から格納容器破損モードを設定する。

第2.1.1.c-1図にBWRのシビアアクシデントで考えられている事故進展を示す。事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷を網羅的に抽出した結果を第2.1.1.c-1表に示す。また、これらの負荷を事故のタイプと発生時期に着目して系統的に整理したものを第2.1.1.c-2表に示す。さらに、抽出された負荷に対する原子炉格納容器の耐性及び格納容器破損の判断基準を第2.1.1.c-3表に整理する。

事故進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷から整理される物理的破損事象に加え、格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象も考慮して、格納容器破損モードを以下のとおり分析した。

(1) 早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）

原子炉停止機能喪失のシーケンスにおいて、炉心で発生した大量の水蒸気が原子炉格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇して、原子炉格納容器が過圧破損に至る場合がある。

(2) 水蒸気爆発（F C I）

高温の熔融炉心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。本格納容器破損モードには、以下のとおり原子炉圧力容器内の水蒸気爆発と、原子炉圧力容器外の水蒸気爆発が含まれる。

a. 原子炉圧力容器内の水蒸気爆発

原子炉圧力容器内において、熔融炉心が下部プレナムの冷却水中に落下した場合、水蒸気爆発が発生する可能性がある。その時の発生エネルギーによって、原子炉圧力容器の蓋がミサイルになって原子炉格納容器に衝突し、格納容器破損に至る場合がある。

なお、本格納容器破損モードについては専門家会議等における知見から、原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて低いと評価されており、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されていることから、内部事象運転時レベル1.5 P R Aにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

b. 原子炉圧力容器外の水蒸気爆発

熔融物が原子炉格納容器下部の冷却水中に落下して、水蒸気爆発が発生する可能性がある。また、原子炉格納容器内に放出された熔融炉心に対して、格納容器冷却系などによる注水を実施した場合にも、水蒸気爆発の可能性がある。水蒸気爆発が発生すると、原子炉格納容器が過圧されて、格納容器破損に至る場合がある。

(3) 格納容器雰囲気直接加熱（D C H）

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、熔融炉心が格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し、

雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化及び発熱反応が発生する場合がある。このときの急激な加熱及び加圧で格納容器破損に至る場合がある。

(4) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）

原子炉圧力容器破損後、原子炉格納容器内で溶融炉心への注水がない場合には、溶融炉心からの放射及び対流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、原子炉格納容器の破損に至る場合がある。

(5) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）

炉心損傷後に溶融炉心の冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気が継続的に原子炉格納容器内に放出される。このとき、原子炉格納容器から除熱ができなければ、水蒸気によって原子炉格納容器内は加圧され、格納容器破損に至る場合がある。また、溶融炉心が冷却されない場合、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、原子炉格納容器内が加圧される。

(6) 格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心が損傷した時点で、原子炉格納容器の隔離に失敗している場合である。

(7) 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に、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に失敗し、圧力容器ペDESTAL壁が侵食され続けた結果、原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器の破損に至る場合がある。

(8) 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、炉心損傷時に格納容器バイパスして、原子炉冷却材及び放射性物質が原子炉建物に放出される場合がある。

(9) 水素燃焼

ジルコニウム-水反応あるいは水の放射線分解により発生した水素

の爆発により、格納容器破損に至る場合がある。ただし、原子炉格納容器内での水素燃焼においては、水素のみならず酸素の存在も必要であり、格納容器内雰囲気窒素置換されているBWRにおいては、水素燃焼の発生の可能性は低く抑えられているため、内部事象運転時レベル1.5PRAにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

(10) 格納容器直接接触

原子炉圧力容器破損後に、原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心が、原子炉格納容器下部床からドライウエル床に拡がった場合、高温の溶融炉心がドライウエル壁に接触し、ドライウエル壁の一部が溶融貫通する場合がある。ただし、Mark-I改良型原子炉格納容器においては、溶融炉心は格納容器バウンダリには直接接触することはない構造であることから、内部事象運転時レベル1.5PRAにおいて格納容器破損モードとして考慮しない。

分析した格納容器破損モードを、炉心損傷以前に破損する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、本プラントにおいて発生する可能性があるとして選定した格納容器破損モードを第2.1.1.c-4表に示す。また、プラント特性を考慮して除外した格納容器破損モードを第2.1.1.c-5表に示す。

2.1.1.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

PDSごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、残留熱除去系等の緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析して、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。

② 格納容器イベントツリー

(1) 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、各 P D S を考慮して抽出し、その発生条件及び発生後の事故進展を第2.1.1.d-1表に整理した。また、第2.1.1.d-2表に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整理した。

b. 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」における検討から、格納容器イベントツリーのヘディングを選定した。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考慮するヘディング間の従属性を第2.1.1.d-3表に示す。また、以上の結果から得られるヘディングの順序を第2.1.1.d-4表に示す。

(2) 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て順序付けし、放射性物質の環境への放出を表す物理化学現象のヘディングをイベントツリーの終状態として格納容器破損モードに対応付けすることで、第2.1.1.d-1図のとおり格納容器イベントツリーを作成した。

また、格納容器イベントツリーは、以下の3つの期間で分割して作成している。

T 1 : 事故発生から原子炉圧力容器破損前

T 2 : 原子炉圧力容器破損直後

T 3 : 原子炉圧力容器破損後長期

なお、格納容器先行破損となる T W 及び T C 並びに格納容器バイパス事象であるインターフェイスシステム L O C A については、格納容器イベントツリーは作成しない。

2.1.1.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

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象の発生時期，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事を目的として，各PDSを代表する事故進展解析を実施する。

(1) 解析対象事故シーケンスの選定

事故進展解析では，6つのベースシナリオ（TQUV，TQUX，長期TB，TW，TC，LOCA）を対象に，緩和機能を考慮しない場合について，静的負荷（過圧，過温）により格納容器破損に至る事故シーケンス挙動を評価する。TBD及びTBUは早期高圧炉心損傷シーケンスとしてTQUXで，TBPは早期低圧炉心損傷シーケンスとしてTQUVで代表させる。

選定に際しては，事故時緩和操作の余裕時間が厳しくなる事故進展の相対的に早いシーケンスを考慮する。上記の観点から選定した事故シーケンスを第2.1.1.e-1表に示す。

(2) 事故進展解析の解析条件

プラント構成及び特性の調査より，すべての事故シーケンスに対し共通するプラント構成及び特徴に依存した基本解析条件を第2.1.1.e-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設備作動状況に関する事故進展解析条件を第2.1.1.e-3表に示す。

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，機器及び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2.1.1.e-1(1)～第2.1.1.e-1(6)図に示す。原子炉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2.1.1.e-4表に示

す。

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。

(1) プラント損傷状態：T Q U V

事故後、炉心への高圧注水機能が喪失し、自動減圧系の手動操作により原子炉減圧に成功するが、低圧注水にも失敗するため短時間で炉心溶融し、その後、原子炉圧力容器破損に至る。原子炉圧力容器破損後、溶融炉心は原子炉格納容器下部に流出するが、原子炉圧力容器破損時の圧力容器内圧が低いこと、及び原子炉格納容器下部床がドライウエルへの開口部より低い位置にあることから、溶融炉心は原子炉格納容器下部に蓄積し、溶融炉心・コンクリート相互作用を開始するとともに、ドライウエル雰囲気を通熱し、過温破損に至る。事故発生後 [] でドライウエル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し、このときのドライウエル雰囲気圧力は [] である。

(2) プラント損傷状態：T Q U X

本シーケンスは、自動減圧系作動及び低圧系作動がない点を除き、T Q U Vシーケンスと同様であり、事故後、炉心への注水に失敗するため、短時間で炉心溶融から原子炉圧力容器破損に至る。ただし、圧力容器内圧が高いため、原子炉圧力容器破損時に溶融炉心は原子炉圧力容器から噴出されたガス流に伴って、ドライウエルへも流出する。また、溶融した炉心は、原子炉圧力容器破損後にT Q U Vシーケンスと同様に原子炉格納容器下部に蓄積し、コンクリートを侵食する。ドライウエル雰囲気は溶融炉心によって過熱されるため、過圧破損に至る前に過温破損に至る。事故発生後 [] でドライウエル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し、このときのドライウエル雰囲気圧力は [] である。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

(3) プラント損傷状態：長期 T B

本シーケンスは、事故後 8 時間まではタービン駆動の原子炉隔離時冷却系によって原子炉水位は維持されるが、蓄電池枯渇により原子炉隔離時冷却系が停止すると、炉心への注水手段がなくなるため、これ以後の挙動は T Q U X シーケンスと同様となる。ドライウエルは原子炉圧力容器破損時に流出した熔融炉心によって過熱され、過温破損に至る。事故発生後 [] でドライウエル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し、このときのドライウエル雰囲気圧力は [] である。T Q U X シーケンスとの時間的な差は、事故初期の炉心への注水の有無（蓄電池持続期間）及び崩壊熱レベルの差によるものである。

(4) プラント損傷状態：T W

本シーケンスでは、崩壊熱除去の失敗により、サブプレッション・プール水温が上昇し、それに伴う格納容器圧力上昇により、炉心熔融以前に原子炉格納容器が過圧破損する。事故発生後 [] でドライウエル雰囲気圧力が 800kPa[gage] に達し、このときのドライウエル雰囲気温度は [] である。この間、炉心は原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系によって冷却されるが、格納容器破損時に E C C S は機能喪失すると仮定しているため、炉心への注水手段がなくなり、炉心熔融の後、原子炉圧力容器破損に至る。

(5) プラント損傷状態：T C

本シーケンスでは、原子炉隔離後、原子炉停止失敗により、炉心は核分裂出力による高出力状態が継続される。このとき、発生した蒸気が S R V からサブプレッション・チェンバに放出されるため、サブプレッション・プール水温及び格納容器圧力は短時間で上昇し、炉心熔融以前に格納容器が過圧破損に至る。事故発生後 [] でドライウエル雰囲気圧力が 800kPa[gage] に達し、このときのドライウエル雰囲気

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

温度は□である。事象発生直後は高压系で注水が行われるが、格納容器破損時にECCSは機能喪失すると仮定しているため、原子炉水位が低下し、炉心溶融の後、原子炉圧力容器破損に至る。

(6) プラント損傷状態：LOCA

本シーケンスでは、大破断LOCA発生後、炉心へのECCSの注水に失敗するため、TQUVシーケンスよりも早い時間で炉心溶融から原子炉圧力容器破損に至る。原子炉圧力容器破損後、溶融炉心は原子炉圧力容器から原子炉格納容器下部に放出され、溶融炉心・コンクリート相互作用を開始するとともにドライウェル雰囲気を過熱し、過温破損に至る。事故発生後□でドライウェル雰囲気温度が格納容器限界温度に達し、このときのドライウェル雰囲気圧力は□□である。

2.1.1.f 格納容器破損頻度

① 格納容器破損頻度の評価方法

CFFの定量化は、WinNUPRA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CFFを算出する。

② 格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率

各ヘディングの分岐確率については、MAAPコードによる事故進展解析結果及びシビアアクシデントの各物理化学現象に対する研究成果に関する知見等により分岐確率を設定する。格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率を第2.1.1.f-1表に示す。

また、格納容器イベントツリーの定量化に必要なシビアアクシデント時の格納容器雰囲気直接加熱(DCH)、水蒸気爆発(FCI)及び溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)の発生に係る溶融炉心冷却に関する物理化学現象の分岐確率の評価結果を第2.1.1.f-2表に示す。

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

③ 格納容器破損頻度の評価結果

CFFを評価した結果、全CFFは約 6.2×10^{-6} ／炉年、条件付格納容器破損確率（以下「CCFP」という。）は1.0となった。本評価ではAM策等を考慮していないが、格納容器冷却系の手動起動に期待しており、これに期待できるPDS（TQUV、TQUX及びLOCA）では、格納容器破損を回避できる場合がある（CCFPが1.0より小さくなる）が、上記以外のPDS（長期TB、TBU、TBP、TBD、TW、TC及びインターフェイスシステムLOCA）のCCFPは1.0となる。したがって、PDS別のCFFでTWシーケンスが支配的となるため、全体のCCFPは1.0となっている。

PDS別のCFFの内訳を第2.1.1.f-3表及び第2.1.1.f-1図に示す。PDS別の結果では、「崩壊熱除去機能喪失（TW）」の寄与割合が約100%となった。「崩壊熱除去機能喪失（TW）」は格納容器先行破損シーケンスであり、内部事象運転時レベル1PRAにおける事故シーケンスグループ別のCDFに占める寄与割合も大きいことから、その寄与がCFFにも受け継がれている。

また、格納容器破損モード別のCFFの内訳を第2.1.1.f-4表及び第2.1.1.f-2図に示す。格納容器破損モード別の結果では、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の寄与割合が約100%となった。これは、PDS別の結果に示すとおり、「崩壊熱除去機能喪失（TW）」に伴う格納容器破損モードが支配的となっており、レベル1PRAの結果同様、AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、手動停止時を除いて原子炉格納容器からの除熱機能として残留熱除去系しか考慮できないことによる。

④ 重要度解析

格納容器破損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。CFFに対するFV重要度及びRAWを評価し、CFFへの寄与の大きい要因を分析した。重要度は、緩和系に対して評価した。

F V重要度の評価結果は第2.1.1.f-5表のとおりであり、残留熱除去系と、そのサポート系である原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系が上位となった。また、RAWの評価結果は第2.1.1.f-6表のとおりであり、F V重要度同様に残留熱除去系、原子炉補機冷却系及び原子炉補機海水系が上位となった。F V重要度とRAWの相関を第2.1.1.f-3図に示す。

レベル1.5PRAでは、レベル1PRAで算出された炉心損傷頻度をPDSとして整理してCFF評価の入力としており、特にAM策等を考慮しない（CCFPが大きい）条件下では、レベル1PRAの結果に大きく依存することが分かった。

AM策等を考慮しない今回の評価条件においては、残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失が支配的になることから、崩壊熱除去機能に係る対策が重要となる。

2.1.1.g 不確実さ解析及び感度解析

PRA結果の活用目的である格納容器破損モード等の選定に係るCFFの寄与割合の確認の参考として、不確実さ解析を実施した。

また、CFFを解析するモデル上の仮定について、結果への影響を把握するため、感度解析を実施した。

① 不確実さ解析

PDSの発生頻度の確率分布及び格納容器イベントツリーのヘディングの確率分布を入力にして、モンテカルロ法を用いて格納容器破損モード別のCFFの不確実さ解析を実施した。不確実さ解析の結果を第2.1.1.g-1表及び第2.1.1.g-1図に示す。

全CFFは、 6.4×10^{-6} / 炉年（平均値）、EFは3.0となった。また、格納容器破損モード別CFFのEFは、低いもので1桁、高いものでおおむね10～30程度となった。

不確実さ解析の結果、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、格納容器破損モード別の点推定値と不確実さ解析結果の傾

向に大きな差はなく、過圧破損が支配的であることが確認できた。したがって、格納容器破損モード別のC F Fの特徴について不確実さが有意に影響するとは考えにくい。

② 感度解析

感度解析対象として、原子炉压力容器破損の確率を選定した。工学的判断に基づいて原子炉压力容器破損の分岐確率を設定しており、事故進展が変化することでC F Fの内訳を変化させる可能性があることから、感度解析を実施した。

- ・ベースケース（ケース1）：低圧E C C Sによる原子炉压力容器注水に成功する事故シーケンス評価において、原子炉压力容器破損の分岐確率として0を設定。
- ・感度解析（ケース2）：低圧E C C Sによる原子炉压力容器注水に成功する事故シーケンス評価において、原子炉压力容器破損の分岐確率として1.0を設定。

C F Fの感度解析結果を第2.1.1.g-2表及び第2.1.1.g-2図に示す。

本感度解析の結果、全体のC F Fはほとんど変化せず、原子炉压力容器破損の分岐確率がC F F全体に与える影響は小さいことが確認できた。また、格納容器破損モードごとに多少の増減はあるが、全体的な傾向は変わらず、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）」が支配的であること及びC F Fの内訳に与える影響は小さいことが確認できた。

第 2.1.1.a-1 表 原子炉格納容器の主要仕様

項目		仕様等
型式		圧力抑制形 (M a r k - I 改良型)
容積	ドライウエル空間部 (ベント管等を含む)	7,900m ³
	サプレッション・チェンバ空間部 (最小)	4,700m ³
	サプレッション・プール水量 (最小)	2,800m ³
最高 使用 圧力	ドライウエル	427kPa [gage]
	サプレッション・チェンバ	427kPa [gage]
最高 使用 温度	ドライウエル	171℃
	サプレッション・チェンバ	104℃
限界圧力		853kPa [gage] (最高使用圧力の 2 倍)
限界温度		200℃

第 2.1.1.b-1 表 事故シーケンスの識別子

識別子	内 容
A	大破断 L O C A
B	工学的安全施設に対する電源の故障状態
C	原子炉保護系の故障状態
D	工学的安全施設に対する直流電源の故障状態
E	E C C S による注水の故障状態
P	S R V の再閉失敗
Q	給水系による注水の故障状態
S 1	中破断 L O C A
S 2	小破断 L O C A
T	過渡事象
U	高圧注水系による注水の故障状態
V	低圧 E C C S 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 2.1.1.b-2 表 炉心損傷に至る事故シーケンスグループ

炉心損傷事故 シーケンスグループ		定義
T Q U V		高圧・低圧の E C C S の故障が生じているシーケンスである。このシーケンスにおいては、原子炉は低圧状態であり、炉心損傷は早期に分類される。
T Q U X		高圧炉心冷却系の故障と減圧失敗が生じているシーケンスである。本シーケンスにおいては、原子炉は高圧状態であり、炉心損傷は早期に分類される。
T B	長期 T B	原子炉隔離時冷却系作動後、直流電源の枯渇により炉心損傷に至るシーケンスである。原子炉は高圧であり、炉心損傷は後期に分類される。
	T B U	全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系の故障等により、原子炉注水ができないシーケンスである。炉心損傷は早期に分類される。
	T B D	全交流動力電源喪失後、直流電源系の喪失により、原子炉注水ができないシーケンスである。原子炉は高圧であり、炉心損傷は早期に分類される。
	T B P	全交流動力電源喪失後、S R V の再閉失敗により、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水ができないシーケンスである。炉心損傷は早期に分類される。
T W		炉心注水機能は健全であるが、崩壊熱の除去に失敗しているため崩壊熱は原子炉格納容器内に蒸気として放出され、原子炉格納容器内の温度・圧力は徐々に上昇する。この状態が継続すると炉心は健全であるが原子炉格納容器が過圧により破損し、その後、原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。原子炉は高圧であり、炉心損傷は後期に分類される。
T C		炉心注水機能は維持されているため炉心は健全であるが、制御棒が挿入されないため大量の蒸気が原子炉格納容器内に放出されることから、格納容器圧力の上昇は早い。炉心損傷前に原子炉格納容器が圧力により破損し、その後、原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷は早期に分類される。
L O C A	A E	大破断 L O C A 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており、炉心損傷は早期に分類される。
	S 1 E	中破断 L O C A 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており、炉心損傷は早期に分類される。
	S 2 E	小破断 L O C A 後原子炉注水機能が喪失するシーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが損傷しており、炉心損傷は早期に分類される。
インターフェイス システム L O C A		高圧設計部分と低圧設計部分を接続する系統で、隔離弁の故障等により低圧設計部分が過圧により破損するシーケンスである。

第 2.1.1.b-3 表 プラント損傷状態とイベントツリーから抽出される
事故シーケンス

PDS	事故シーケンス
TQUV	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+低圧炉心冷却失敗
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+低圧炉心冷却失敗
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+低圧炉心冷却失敗
TQUX	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
長期TB	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗
TBP	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗
TBU	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+高圧炉心冷却失敗
TBD	外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗
LOCA	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗
TW	過渡事象+崩壊熱除去失敗
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+崩壊熱除去失敗
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗
	手動停止+崩壊熱除去失敗
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+崩壊熱除去失敗
	手動停止+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+崩壊熱除去失敗
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗+高圧炉心冷却 (HPCS) 失敗+崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗
	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗
	外部電源喪失+交流電源 (DG-A, B) 失敗+圧力バウンダリ健全性 (SRV再開) 失敗
外部電源喪失+直流電源 (区分1, 2) 失敗	
TC	過渡事象+原子炉停止失敗
	冷却材喪失 (小破断LOCA) +原子炉停止失敗
	冷却材喪失 (中破断LOCA) +原子炉停止失敗
	冷却材喪失 (大破断LOCA) +原子炉停止失敗
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 2.1.1.b-4 表 炉心損傷頻度（プラント損傷状態別）

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
TQUV	3.3E-09	<0.1
TQUX	5.1E-09	<0.1
長期TB	2.7E-09	<0.1
TBD	3.8E-12	<0.1
TBU	1.2E-11	<0.1
TBP	8.2E-12	<0.1
TW	6.2E-06	約 100
TC	6.4E-10	<0.1
LOCA	4.3E-13	<0.1
インターフェイス システムLOCA	3.3E-09	<0.1
合計	6.2E-06	100

第 2.1.1.c-1 表 原子炉格納容器の健全性に影響を及ぼす負荷の種類の種類抽出

破損状態	破損形態	破損形態の解説
格納容器 バイパス	インターフェースシステム LOCA	原子炉冷却材バウンダリと、それに直結した原子炉格納容器外の低圧系との隔離に失敗した場合に、原子炉圧力容器内の圧力が低圧系に加えられ、原子炉冷却材の原子炉建物への流出が継続し、炉心損傷に至る。
	格納容器隔離失敗	炉心が損傷した時点で、原子炉格納容器の隔離に失敗する。
	早期過圧破損 (未臨界確保失敗時の過圧)	原子炉の未臨界達成に失敗した場合、大量の水蒸気が原子炉格納容器に放出され、格納容器圧力が早期に上昇し、格納容器破損に至る。
	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	水蒸気により加圧され格納容器破損に至る。また、原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が冷却されない場合、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、原子炉格納容器内に加圧され格納容器破損に至る。
	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	格納容器貫通部の取付部、フランジシール部等が熱的に損傷し、格納容器破損に至る。
格納容器 破損	炉内水蒸気爆発 (炉内 FCI)	溶融炉心が下部プレナムの冷却水中に落下した場合、水蒸気爆発が発生する可能性がある。そのときの発生エネルギーによって、原子炉圧力容器の蓋がミサイルになって原子炉格納容器へ衝突し、格納容器破損に至る。
	炉外水蒸気爆発 (FCI)	原子炉格納容器下部に水がある状態で溶融炉心が原子炉格納容器下部に落下する場合、又は原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心に冷却水を注水した場合に、溶融炉心と水が反応し、水蒸気爆発が発生し、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、溶融炉心が格納容器雰囲気中を飛散する過程で微粒化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化・発熱反応が発生する可能性がある。格納容器雰囲気直接加熱されることによっ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。
	格納容器直接接触	溶融炉心がドライウエル壁に接触して、ドライウエル壁を溶融貫通し、格納容器破損に至る。
	溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に失敗し、圧力容器ペダスタル壁が侵食され続けた結果、原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器の破損に至る。
	水素燃焼	原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に達した場合、爆発により格納容器破損に至る。

第2.1.1.c-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	原子炉圧力容器 破損前 (T1)	原子炉圧力容器 破損直後 (T2)	事故後期 (T3)
TQUV TQUX TB (長期TB, TBU, TBP, TBD) LOCA	—	格納容器隔離失敗 水蒸気爆発※ (炉内FCI) 水素燃焼※	格納容器雰囲気直接 加熱 (DCH) 水蒸気爆発 (FCI) 格納容器直接接触※ 水素燃焼※	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) 水素燃焼※
TW	雰囲気圧力・温度に よる静的負荷 (格納 容器過圧破損)	—	—	—
TC	早期過圧破損 (未臨 界確保失敗時の過 圧)	—	—	—
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 による格納容器バ イパス	—	—	—

※ 定性的な分析によりレベル1.5PRAでは評価対象外としている。

第2.1.1.c-3 表 島根原子力発電所2号炉の原子炉格納容器耐性及び判断基準

格納容器破損モード	判断基準
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発生後、漏えい箇所の隔離に失敗していること。
格納容器隔離失敗	炉心損傷後に、原子炉格納容器の隔離に失敗していること。
早期過圧破損(未臨界確保失敗時の過圧)	原子炉停止に失敗し、水蒸気の蓄積によって加圧され、事故後早期に格納容器圧力が格納容器限界圧を上回ること。
炉内水蒸気爆発(炉内FCI)	炉内水蒸気爆発によってミサイルとなった原子炉圧力容器上蓋のエネルギーが原子炉格納容器の破損エネルギーを上回ること。
炉外水蒸気爆発(FCI)	炉外水蒸気爆発によって発生した機械的エネルギーが原子炉格納容器下部側面の破損エネルギーを上回ること。水蒸気スパイクによって上昇した格納容器圧力が格納容器限界圧を上回ること。
格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	格納容器雰囲気直接加熱によって上昇した格納容器圧力が格納容器限界圧を上回ること。
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が限界温度を上回ること。
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が限界圧を上回ること。
溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	溶融炉心による侵食量が外側鋼板を除く圧力容器ベデスタル壁厚を上回ること。
水素燃焼	可燃性ガス(水素)の高濃度での燃焼によって原子炉格納容器が破損すること。
格納容器直接接触	溶融炉心がドライウエル壁に直接接触することによって原子炉格納容器が破損すること。

第 2.1.1.c-4 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	概要
格納容器健全	原子炉圧力容器内で事故収束	原子炉圧力容器が健全に維持されて事故が収束
	原子炉格納容器内で事故収束	原子炉格納容器が健全に維持されて事故が収束
格納容器バイパス	インターフェースシステム LOCA	インターフェースシステム LOCA 後の炉心損傷を伴う格納容器バイパス
	格納容器隔離失敗	事故後に原子炉格納容器の隔離失敗に伴う格納容器バイパス
	早期過圧破損 (未臨界確保失敗時の過圧)	原子炉停止に失敗し、水蒸気の蓄積によって加圧され格納容器先行破損 事故後早期に格納容器破損に至る
格納容器 先行破損	雰囲気/圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	炉心への注水に成功するものの崩壊熱除去に失敗、水蒸気の蓄積によって加圧され格納容器先行破損 事故後後期に格納容器破損に至る
	過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	
格納容器 物理的破損	溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却に失敗し、圧力容器ペデスタル壁が侵食され続けた結果、原子炉圧力容器支持機能が喪失し原子炉格納容器が破損
	水蒸気爆発 (FCI)	原子炉格納容器内での水蒸気爆発又は水蒸気スパイクで原子炉格納容器が破損
	格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	格納容器雰囲気直接加熱で原子炉格納容器が破損
	雰囲気/圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	格納容器貫通部、フランジシール部等が過温で破損 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧で原子炉格納容器が破損

第 2.1.1.c-5 表 格納容器破損モードの除外理由

格納容器 破損モード	概要	除外理由
原子炉圧力容器内 での水蒸気爆発 (炉内 F C I)	溶融炉心が下部プレナムの冷却水中に落下して、水蒸気爆発が発生する可能性がある。そのときの発生エネルギーによって、原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって原子炉格納容器へ衝突し、原子炉格納容器が破損する可能性がある。	原子炉圧力容器内での水蒸気爆発は、過去の知見から極めて生じにくい事象と考えられるため。
水素燃焼	燃料被覆管のジルコニウムと水蒸気との反応により発生する水素及び M C C I で発生する水素が、原子炉格納容器内で燃焼する可能性がある。	B W R では原子炉格納容器内を窒素置換し、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小さいため。
格納容器 直接接触	原子炉圧力容器破損後に原子炉格納容器下部へ落下した溶融炉心がドライウエル床に拡がり、溶融炉心が冷却できない場合には、高温の溶融炉心がドライウエル壁に接触し、ドライウエル壁の一部が溶融貫通する可能性がある。	本格納容器破損モードは B W R の M a r k - I 型原子炉格納容器に特有のものであり、島根原子力発電所 2 号炉 (M a r k - I 改良型) では、原子炉格納容器の構造上、原子炉格納容器下部床に落下した溶融炉心が、直接格納容器バウンダリと接触することはないため。

第 2.1.1.d-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
雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧破損）	格納容器冷却系等により原子炉格納容器外へ除熱が行われない また、溶融炉心が冷却されない場合、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、原子炉格納容器内が加圧される	水蒸気により加圧され格納容器破損に至る また、原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が冷却されない場合、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、原子炉格納容器内が加圧され格納容器破損に至る
雰囲気圧力・温度による静的負荷（過温破損）	溶融炉心への注水が行われない場合	格納容器ペネトレーション取付部やフランジシール部等が熱的に損傷し、格納容器破損に至る
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）	原子炉停止失敗	大量に発生する蒸気が原子炉格納容器へ放出され、格納容器圧力が早期に上昇し、格納容器破損に至る
水蒸気爆発（FCI）	水中への溶融炉心の落下 又は溶融炉心への注水	溶融炉心と水が反応し、水蒸気爆発又は水蒸気スパイクを発生し、格納容器破損に至る
格納容器直接加熱（DCH）	高压状態で原子炉圧力容器が破損	溶融炉心が格納容器雰囲気中を飛散する過程で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達や金属成分の酸化・発熱反応が生じて、原子炉格納容器が加圧・加熱され格納容器破損に至る
格納容器直接接触	溶融炉心が原子炉格納容器下部からドライウエル床へ広がる格納容器形状	溶融炉心がドライウエル壁を貫通し格納容器破損に至る
溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）	原子炉格納容器内に放出された溶融炉心が冷却できない	圧力容器ペデスタル壁の侵食が継続し、原子炉圧力容器支持機能が喪失して格納容器破損に至る
水素燃焼	水素及び酸素が可燃限界に到達	可燃限界に達した場合、爆発により格納容器破損に至る

第 2.1.1.d-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
雰囲気圧力・温度による 静的負荷（格納容器 過圧・過温破損）	過圧破損	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系 （格納容器冷却モード） 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器冷却系手動起動
	過温破損	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損 溶融炉心・コンクリート反応 	<ul style="list-style-type: none"> 損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） 溶融炉心への注水 （原子炉圧力容器破損口経由）
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損 溶融物の高圧噴出 	<ul style="list-style-type: none"> SRV ECCS 	<ul style="list-style-type: none"> 損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） 原子炉圧力容器減圧 （原子炉圧力容器高圧破損回避）
	水蒸気爆発 (FCI)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損 水蒸気爆発 	<ul style="list-style-type: none"> ECCS
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力容器破損 溶融炉心・コンクリート反応 	<ul style="list-style-type: none"> ECCS 	<ul style="list-style-type: none"> 損傷炉心注水 （原子炉圧力容器破損回避） 溶融炉心への注水 （原子炉圧力容器破損口経由）

第 2.1.1.d-3 表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を与える側)	RPV破損前			RPV破損直後			事故後期			
	PCV 隔離	RPV 減圧	RPV 注水	RPV 破損	FCI	DCH	PCV 注水	FCI	デブリー 冷却	長期 冷却
ヘディング (影響を受ける側)	PCV 隔離	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RPV 減圧	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RPV 注水	-	◎	-	-	-	-	-	-	-
	RPV 破損	-	○ ^{※1}	◎	-	-	-	-	-	-
RPV 破損直後	FCI	-	-	◎	-	-	-	-	-	-
	DCH	-	◎	-	-	-	-	-	-	-
事故後期	PCV 注水	-	-	◎	-	-	-	-	-	-
	FCI	-	-	-	○ ^{※2}	-	-	-	-	-
	デブリー 冷却	-	-	-	○ ^{※3}	-	◎	-	-	-
	長期 冷却	-	-	-	○ ^{※3}	-	◎	-	-	-

(注) ◎：直接的な従属関係があるもの，○：他のヘディングを介して間接的な従属関係があるもの

※1 R P V減圧の有無に依存して，R P V注水に期待できる系統が変わる（R P V注水を介した間接的従属関係）

※2 R P V破損はR P V注水に依存しており，R P V注水のうち低圧注水系とP C V注水は同じ系統の機能による（R P V注水を介した間接的従属関係）

※3 R P V破損後におけるP C V注水の成否に依存する（P C V注水を介した間接的従属関係）

R P V：原子炉圧力容器，P C V：原子炉格納容器，F C I：溶融燃料-冷却材相互作用，D C H：格納容器雰囲気直接加熱

第 2.1.1.d-4 表 ヘディングの選定及び定義

順序	ヘディング	定義	
T 1	1	格納容器隔離	事故後の格納容器隔離が正常に実施されない場合，失敗とする。
	2	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。
	3	原子炉圧力容器注水	低圧 E C C S による注水ができない場合，失敗とする。
	4	原子炉圧力容器破損	低圧 E C C S による注水があれば，原子炉圧力容器破損なしとする。
T 2	5	F C I	原子炉格納容器下部に水プールが存在し，落下した溶融炉心により水蒸気爆発が発生，原子炉格納容器が破損する。
	6	D C H	R P V 高圧破損時に溶融炉心が微粒子化し，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，原子炉格納容器が破損する。
T 3	7	格納容器注水	格納容器冷却系を起動できない場合，失敗とする。
	8	F C I	格納容器注水により溶融炉心との F C I により水蒸気爆発が発生，原子炉格納容器が破損する。
	9	デブリ冷却	溶融炉心の冷却に失敗，溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，圧力容器ペDESTAL破損に伴い原子炉格納容器が破損すれば失敗とする。
	10	長期冷却	残留熱除去系（サプレッション・プール冷却モード）又は残留熱除去系（格納容器冷却モード）が起動できない場合，失敗とする。

第 2.1.1.e-1 表 事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス

プラント損傷状態	解析対象事故シーケンス
T Q U V	初期事象として過渡事象を仮定し，給水系を含む高圧注水系がすべて機能喪失し，S R Vを手動開放することにより原子炉減圧に成功するが，低圧注水系による炉心の注水にも失敗すると仮定する。
T Q U X	初期事象として過渡事象を仮定し，給水系を含む高圧注水系がすべて機能喪失し，自動減圧系による原子炉減圧にも失敗すると仮定する。
長期 T B	初期事象として外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機も全台起動に失敗すると仮定する。 蓄電池の枯渇時間は 8 時間とする。
T W	初期事象として過渡事象を仮定し，高圧及び低圧注水系は正常に起動するが，残留熱除去系による原子炉格納容器からの除熱に失敗すると仮定する。 炉心への注水機能は格納容器破損までは健全であるが，格納容器過圧破損時にサプレッション・プールを水源とする E C C S ポンプはすべて機能喪失すると仮定する。
T C	初期事象として過渡事象を仮定し，この時に反応度停止に失敗すると仮定する。 炉心への注水機能は格納容器破損までは健全であるが，格納容器破損時にサプレッション・プールを水源とする E C C S ポンプはすべて機能喪失すると仮定する。
L O C A	初期事象として再循環配管の両端破断を仮定し，高圧及び低圧注水系がすべて機能喪失すると仮定する。

第 2.1.1.e-2 表 基本解析条件

項目	解 析 条 件
原子炉出力	2,436 MWt
原子炉圧力	6.93 MPa[gage]
原子炉水位	通常水位
格納容器空間容積	D/W空間 : 7,900 m ³ S/C空間 : 4,700 m ³
格納容器破損条件	過圧破損 : 格納容器雰囲気圧力 800kPa[gage] [※] 過温破損 : 格納容器雰囲気温度 200℃
直流電源蓄電池 継続時間	8 時間

※ 格納容器バウンダリに係る圧力 2 P d (853kPa[gage]) に対して, サプレッション・プール水頭圧を考慮した値。

第 2.1.1.e-3 表 各事故シナリオの事故進展解析条件

PDS	起因事象	原子炉停止系	原子炉隔離時冷却系	高压炉心スプレイ系	原子炉減圧	低压炉心スプレイ系	低压注水系	格納容器スプレイ
TQUV	過渡事象 (給水流量の全喪失)	作動	不作動	不作動	手動開	不作動	不作動	不作動
TQUX	過渡事象 (給水流量の全喪失)	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時間後停止)	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
TW	過渡事象 (給水流量の全喪失)	作動	作動	作動	不作動	不作動	不作動	不作動
TC	過渡事象 (主蒸気隔離弁誤閉)	不作動	作動	作動	不作動	不作動	不作動	不作動
LOCA	冷却材喪失 (再循環配管の両端破断)	作動	不作動	不作動	(不要)	不作動	不作動	不作動

第 2.1.1.e-4 表 事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

シーケンス	格納容器 破損モード	炉心損傷	原子炉压力容器 破損	格納容器破損
TQUV	[Blank]			
TQUX				
長期TB				
TW				
TC				
LOCA				

第2.1.1.f-1表 格納容器イベントツリー分岐確率の設定

分岐	分岐確率	適用シナジェンス	備考
格納容器隔離	5.0E-03	すべて	NUR EG / CR -4220 (Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, 1985) の実績値より, 約 740 炉年の間に大規模漏えい事象が 4 件発生していることから, このデータに基づき工学的判断として大規模漏えい事象に対する原子炉格納容器のアンペアラビリティを左記のように設定する。
原子炉減圧		TBU (TQUX)	
原子炉圧力容器注水		TQUX	
格納容器注水		TQUX TQUV LOCA	
長期冷却 (残留熱除去系)		TQUX TQUV LOCA	

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第 2.1.1.f-2 表 物理化学現象の分岐確率評価結果

現象	評価手法の内容	評価条件	分岐確率
格納容器雰 囲気直接加 熱(DCH)	<p>事象発生時の原子炉格納容器圧力負荷は、原子炉圧力容器破損口からの高速のガス流によって微粒子化してドライウェル空間へ移行する熔融物の保有熱と、熔融物の金属成分と水蒸気との金属-水反応熱による雰囲気加熱による加圧と、水素発生による加圧により決まると考えられるため、不確かさを持つ支配パラメータとして以下を選定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ In-vessel での Zr 酸化割合 ・ 圧力容器破損面積 ・ 下部プレナム内熔融炉心割合 ・ 高圧熔融物噴出(HPME)の発生 ・ ドライウェルへの粒子化熔融炉心移行割合 <p>次に支配パラメータと格納容器圧力ピークに対して因果関係を構築する。また、格納容器圧力ピーク値と格納容器破損頻度の因果関係(格納容器脆弱性)を構築する。さらに、支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し、格納容器破損頻度の確率分布を求める。</p>	原子炉圧力容器 高圧破損時 (TQUX)	<input type="text"/>
水蒸気爆発 (FCI)	<p>水中に落下した熔融炉心の内、FCIに寄与する熔融炉心が持つエネルギーが機械的エネルギーに変換され、格納容器壁面に作用することにより、格納容器壁面にひずみが生じ、格納容器破損に至る事象である。したがって、不確かさ要因とその支配パラメータを抽出すると以下となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 熔融炉心量 ・ 熔融炉心の内部エネルギー ・ 機械的エネルギー変換効率 ・ FCIトリガリング発生の有無 <p>次に支配パラメータとFCIの発生エネルギーに対して因果関係を構築する。また、FCI発生エネルギーと格納容器破損頻度の因果関係(圧力容器ペDESTAL脆弱性)を構築する。さらに、支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し、格納容器破損頻度の確率分布を求める。</p>	熔融炉心への 注水時	<input type="text"/>
デブリ冷却	<p>MCCIを防止するための熔融炉心冷却に失敗する確率を求める。MCCIが発生するのは原子炉注水に失敗あるいは遅延し、原子炉圧力容器が破損に至る場合である。また、原子炉圧力容器の破損に至る場合に、原子炉圧力が高圧の場合と低圧の場合が考えられるが、高圧の場合は低圧の場合より炉心熔融物が広範囲に飛散し床上の熔融炉心堆積高さがより小さくなるため、MCCIの影響は低圧シーケンスに比べて小さい。したがって、ここでは熔融炉心堆積高さが大きくなる低圧シーケンスを選定する。また、前述のように原子炉圧力容器破損前のペDESTAL水張りの有無が熔融炉心冷却性に大きく影響するが、事前水張りの効果は考慮しない評価を実施する。以上の点を踏まえ、不確かさのあるパラメータとして以下の支配パラメータを選定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 熔融炉心落下量 ・ 熔融炉心拡がり面積 ・ クラスト浸水による水プールへの熱流束 <p>次に、支配パラメータと壁面のコンクリート侵食量に対して因果関係を構築する。</p> <p>さらに、支配パラメータの確率分布をもとにモンテカルロ・サンプリングを実施し、格納容器破損頻度の確率分布を求める。</p>	水張りなし	<input type="text"/>

第 2.1.1.f-3 表 格納容器破損頻度（プラント損傷状態別）

プラント損傷状態	炉心 損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	条件付 格納容器 破損確率	格納容器 破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
TQUV	3.3E-09	<0.1	0.61	2.0E-09	<0.1
TQUX	5.1E-09	<0.1	0.13	6.5E-10	<0.1
長期TB	2.7E-09	<0.1	1.00	2.7E-09	<0.1
TBU	1.2E-11	<0.1	1.00	1.2E-11	<0.1
TBP	8.2E-12	<0.1	1.00	8.2E-12	<0.1
TBD	3.8E-12	<0.1	1.00	3.8E-12	<0.1
TW	6.2E-06	約 100	1.00	6.2E-06	約 100
TC	6.4E-10	<0.1	1.00	6.4E-10	<0.1
LOCA	4.3E-13	<0.1	0.97	4.2E-13	<0.1
インターフェイス システムLOCA	3.3E-09	<0.1	1.00	3.3E-09	<0.1
合計	6.2E-06	100	1.00	6.2E-06	100

第 2.1.1.f-4 表 格納容器破損頻度（格納容器破損モード別）

格納容器破損モード		主に寄与する プラント損傷状態	格納容器 破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
雰囲気圧力・温 度による静的負 荷（格納容器過 圧・過温破損）	過圧破損	TW	6.2E-06	約 100
	過温破損	長期TB	2.8E-09	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)		長期TB	5.9E-17	<0.1
水蒸気爆発 (FCI)		TQUX TQUV	2.3E-13	<0.1
熔融炉心・コンクリート 相互作用(MCCI)		TQUX TQUV	2.5E-09	<0.1
早期過圧破損 (未臨界確保失敗時の過圧)		TC	6.4E-10	<0.1
格納容器 バイパス	格納容器 隔離失敗	長期TB TQUX TQUV	5.5E-11	<0.1
	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	3.3E-09	<0.1
合計			6.2E-06	100

第 2.1.1.f-5 表 重要度解析結果（基事象別 F V 重要度）

基事象	F V 重要度
R C W R H R 熱交換器出口弁 MV 2 1 4 - 7 A, B 共通原因作動失敗	1. 1E-01
R H R 熱交換器バイパス弁 MV 2 2 2 - 2 A, B 共通原因閉失敗	1. 1E-01
R H R ミニマムフロー弁 MV 2 2 2 - 1 7 A, B 共通原因作動失敗	1. 1E-01
R H R ポンプ A, B 共通原因起動失敗	9. 1E-02
R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因起動失敗	8. 6E-02
R H R ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	4. 8E-02
R H R ポンプ室送風機 3 区分共通原因起動失敗	4. 5E-02
非常用 D G-A, B 共通原因継続運転失敗	3. 0E-02
R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因継続運転失敗	2. 7E-02
R C W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	2. 5E-02

第 2.1.1.f-6 表 重要度解析結果（基事象別 R A W）

基事象	R A W
R C W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4. 9E+04
R S W ポンプ区分間共通原因継続運転失敗	4. 9E+04
R H R ポンプ室送風機 A, B 共通原因継続運転失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ出口逆止弁 MV 2 2 2 - 1 A, B 共通原因開失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ A, B 共通原因継続運転失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ室送風機 3 区分共通原因起動失敗	4. 8E+04
R C W R H R 熱交換器出口弁 MV 2 1 4 - 7 A, B 共通原因作動失敗	4. 8E+04
R H R 熱交換器バイパス弁 MV 2 2 2 - 2 A, B 共通原因閉失敗	4. 8E+04
R H R ミニマムフロー弁 MV 2 2 2 - 1 7 A, B 共通原因作動失敗	4. 8E+04
R H R ポンプ室送風機 3 区分共通原因継続運転失敗	4. 8E+04

第 2.1.1.g-1 表 不確かさ解析結果（格納容器破損モード別）

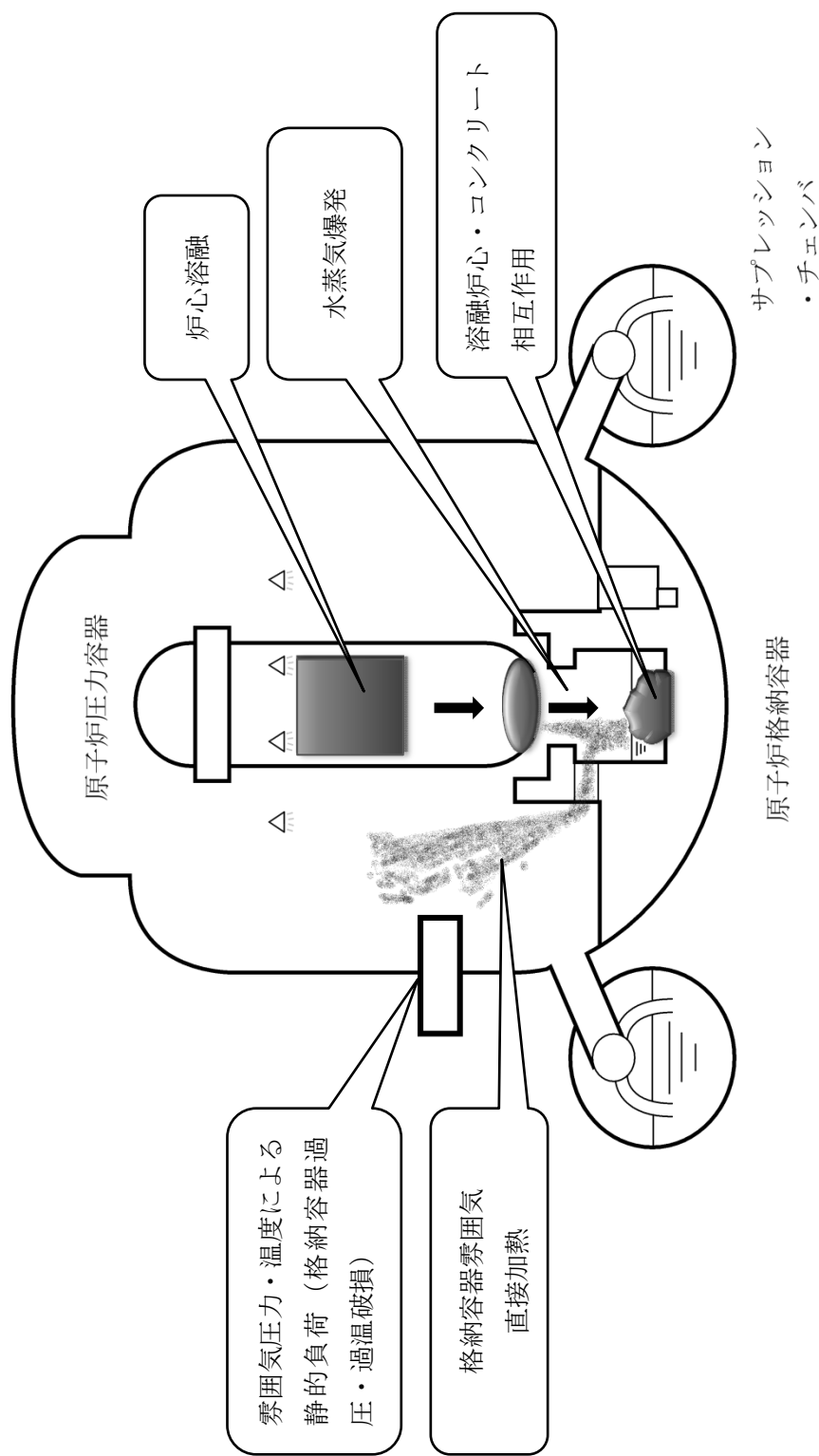
格納容器破損モード		平均値	95% 確率値	中央値	5% 確率値	E F
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	過圧破損	6.4E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0
	過温破損	2.8E-09	8.2E-09	1.8E-09	4.7E-10	4.2
格納容器雰囲気直接加熱（DCH）		6.0E-17	2.2E-16	1.4E-17	9.4E-19	15.5
水蒸気爆発（FCI）		2.4E-13	7.4E-13	2.7E-14	1.3E-15	23.9
溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）		2.5E-09	8.0E-09	2.9E-10	1.4E-11	24.0
早期過圧破損（未臨界確保失敗時の過圧）		6.1E-10	1.9E-09	6.2E-11	4.0E-12	21.7
格納容器 バイパス	格納容器 隔離失敗	5.5E-11	1.7E-10	1.9E-11	2.9E-12	7.8
	インターフェイス システムLOCA	3.3E-09	9.5E-09	2.1E-09	5.7E-10	4.1
合計		6.4E-06	1.5E-05	3.9E-06	1.7E-06	3.0

第2.1.1.g-2表 感度解析結果 (RPV破損確率の影響)

格納容器破損モード		主に寄与するプラント損傷状態	ベースケース (ケース1)		感度解析 (ケース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 (%)
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	過圧破損	TW	6.2E-06	約100	6.2E-06	約100
	過温破損	長期TB	2.8E-09	<0.1	2.9E-09	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱		長期TB	5.9E-17	<0.1	5.9E-17	<0.1
水蒸気爆発		TQUX TQUV	2.3E-13	<0.1	4.6E-13	<0.1
溶融炉心・コンクリート相互作用		TQUX TQUV	2.5E-09	<0.1	4.9E-09	<0.1
早期過圧破損 (未臨界失敗時の過圧)		TC	6.4E-10	<0.1	6.4E-10	<0.1
格納容器バイパス	格納容器隔離失敗	長期TB TQUX TQUV	5.5E-11	<0.1	5.5E-11	<0.1
	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	3.3E-09	<0.1	3.3E-09	<0.1
合計			6.2E-06	100	6.2E-06	100



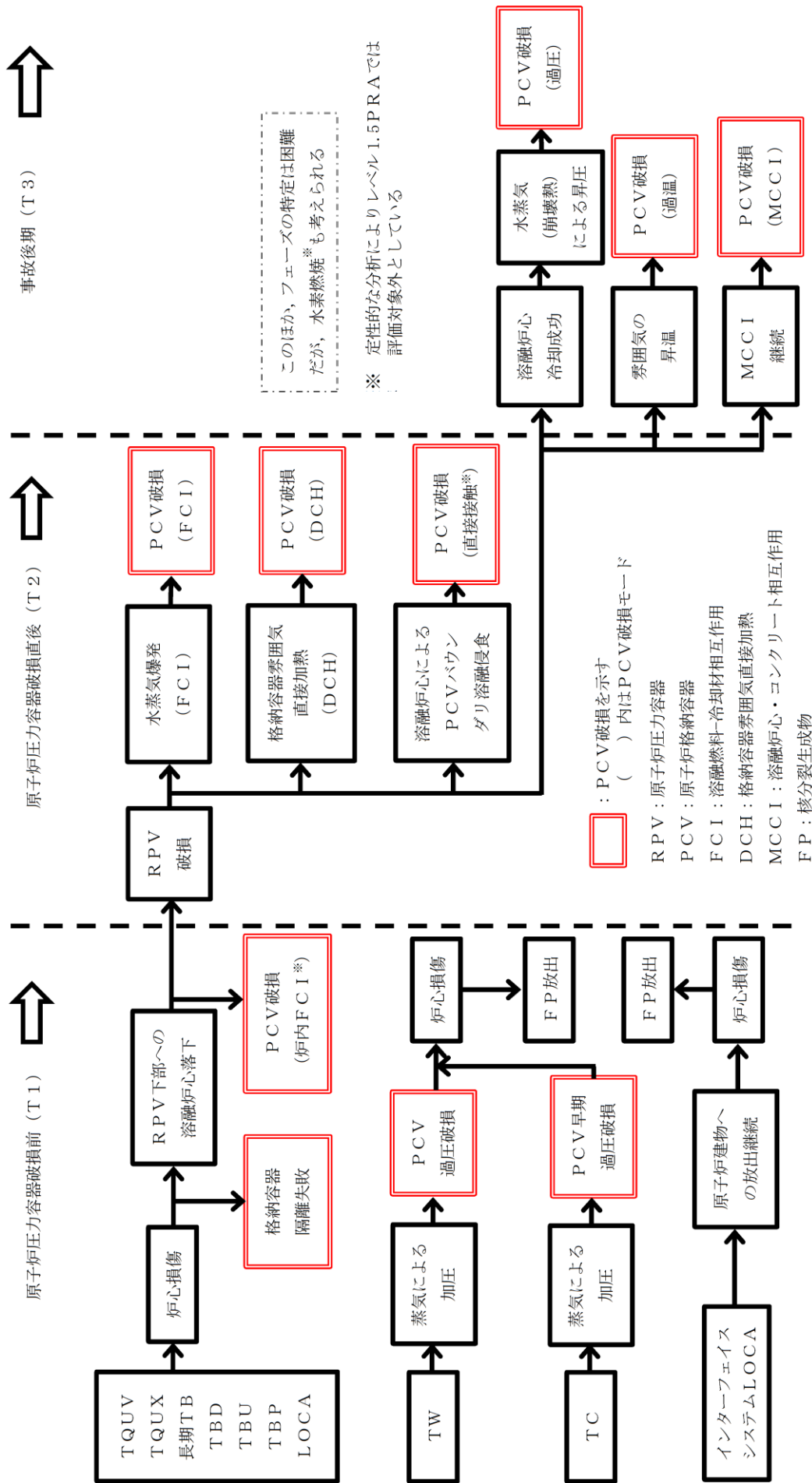
第2.1.1-1 図 内部事象運転時レベル1.5PRA評価フロー



第 2.1.1.a-1 図 原子炉格納容器内の溶融炉心挙動

炉心損傷事故 シーケンスグループ	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保	PDS
	格納容器破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源確保	PDS
	炉心損傷前		後期		・TW
	TW		TW		格納容器 先行破損
	TC		早期		
	インターフェイスシステムLOCA		TC インターフェイスシステムLOCA		・TC
			後期		・インターフェイスシステム LOCA
		高圧	長期TB		・長期TB
	炉心損傷後			電源確保	・TQUX
	TQUX	TQUX	早期	TQUX	
	TQUV	TBU	TQUX TBU	直流電源確保, 交流電源復旧必要	・TBU
	AE	TBD	TBD	直流電源復旧必要	・TBD
	S1E	長期TB		TBD	
	S2E			電源確保	・TQUV
	長期TB, TBD,			TQUV	・LOCA
	TBU, TBP			AE, S1E, S2E	(AE, S1E, S2E)
	TW	低圧		電源復旧必要	・TBP
	TC			TBP	
	インターフェイスシステム				
	LOCA				

第2.1.1.b-1図 プラント損傷状態の分類



第 2.1.1.c-1 図 BWRのシビアアクシデントで考えられる事故進展

プラント 損傷状態	格納容器 隔離	原子炉圧力容器破損前 (T 1)			原子炉圧力 容器破損直後 (T 2)		最終状態に対応する 格納容器破損モード
		原子炉 減圧	原子炉 圧力容器 注水	原子炉 圧力容器破 損	F C I	D C H	
							後続事象 (原子炉圧力容器健全) ～ 後続事象 (原子炉圧力容器破損) ～ F C I 後続事象 (原子炉圧力容器破損) ～ F C I 後続事象 (原子炉圧力容器破損) ～ D C H F C I 格納容器隔離失敗

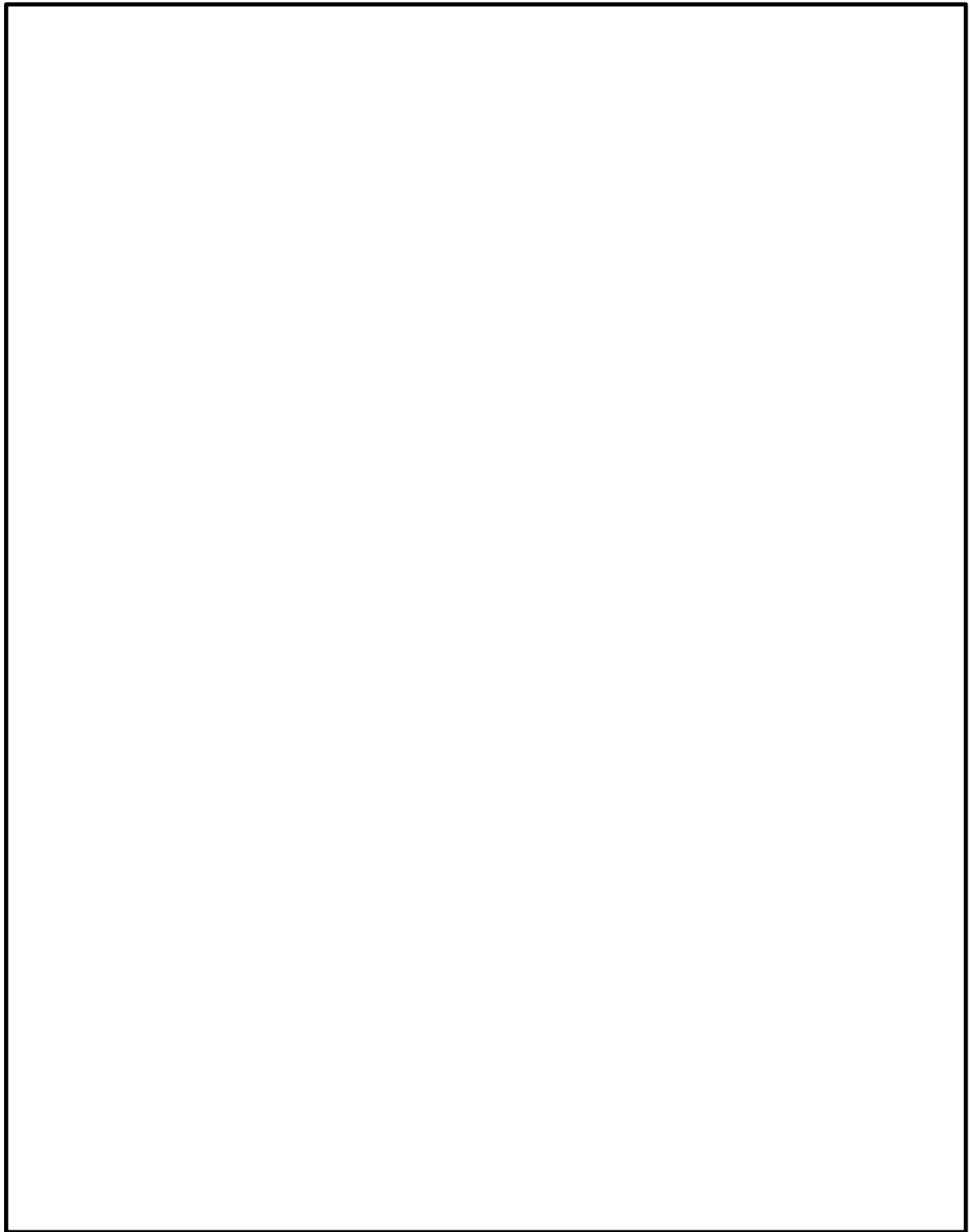
第 2.1.1.d-1 図 格納容器イベントツリー(1 / 3)

事故後期 (T3)			最終状態に対応する 格納容器破損モード
後続事象 (原子炉压力容器健全)	格納容器注水	長期冷却	
	成功	成功	原子炉压力容器内で事故収束 格納容器過圧・過温破損 原子炉压力容器内で事故収束 格納容器過圧・過温破損
		失敗	
	失敗	成功	
		失敗	

第2.1.1.d-1図 格納容器イベントツリー(2 / 3)

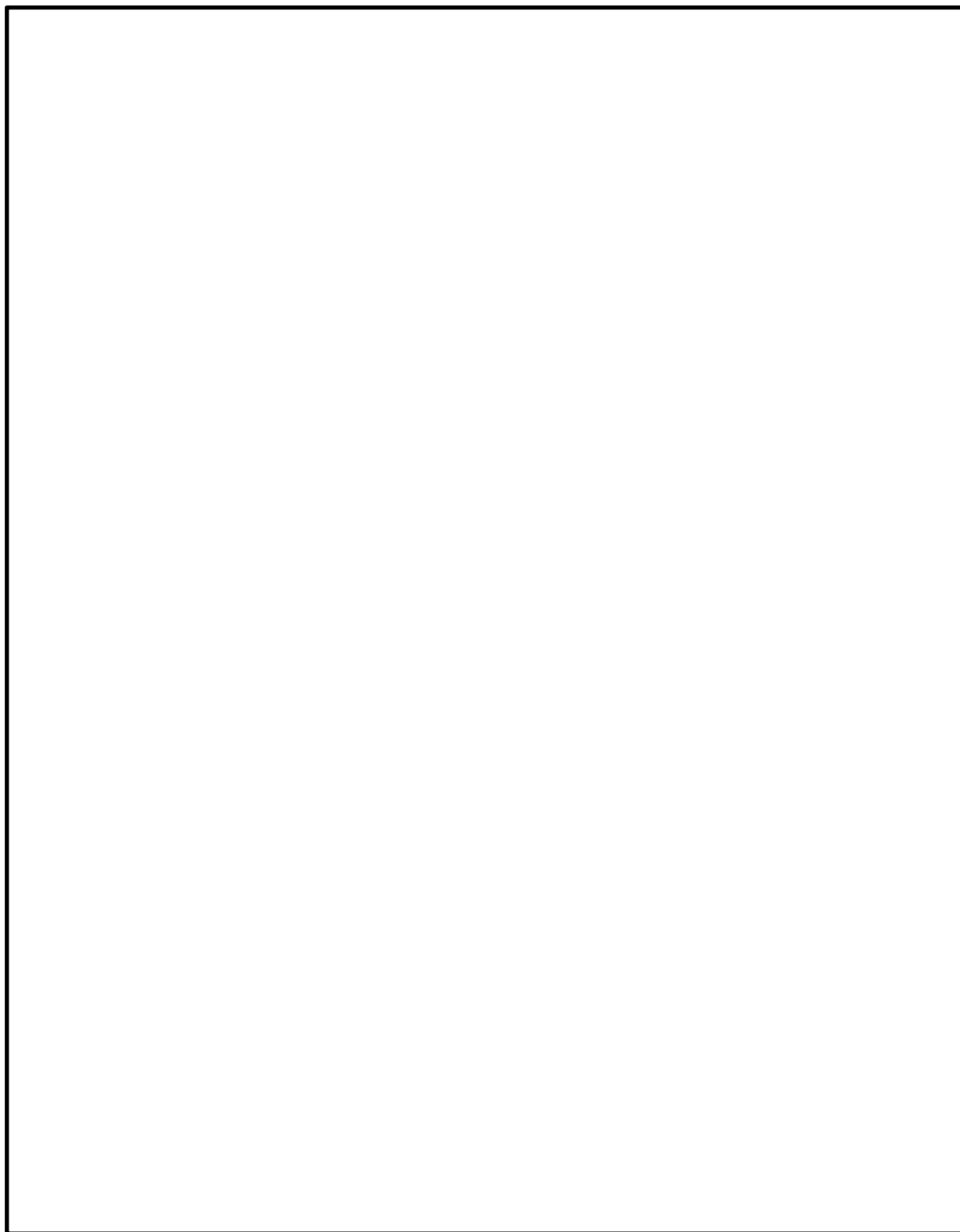
事故後期 (T3)					最終状態に対応する 格納容器破損モード
後続事象 (原子炉压力容器破損)	格納容器注水	F C I	デブリ冷却	長期冷却	
	成功	無	成功	成功	原子炉格納容器内で事故収束 格納容器過圧・過温破損 格納容器過圧・過温破損 M C C I F C I 格納容器過圧・過温破損
			失敗	失敗	
	失敗	有	成功	成功	
			失敗	失敗	

第2.1.1.d-1図 格納容器イベントツリー(3 / 3)



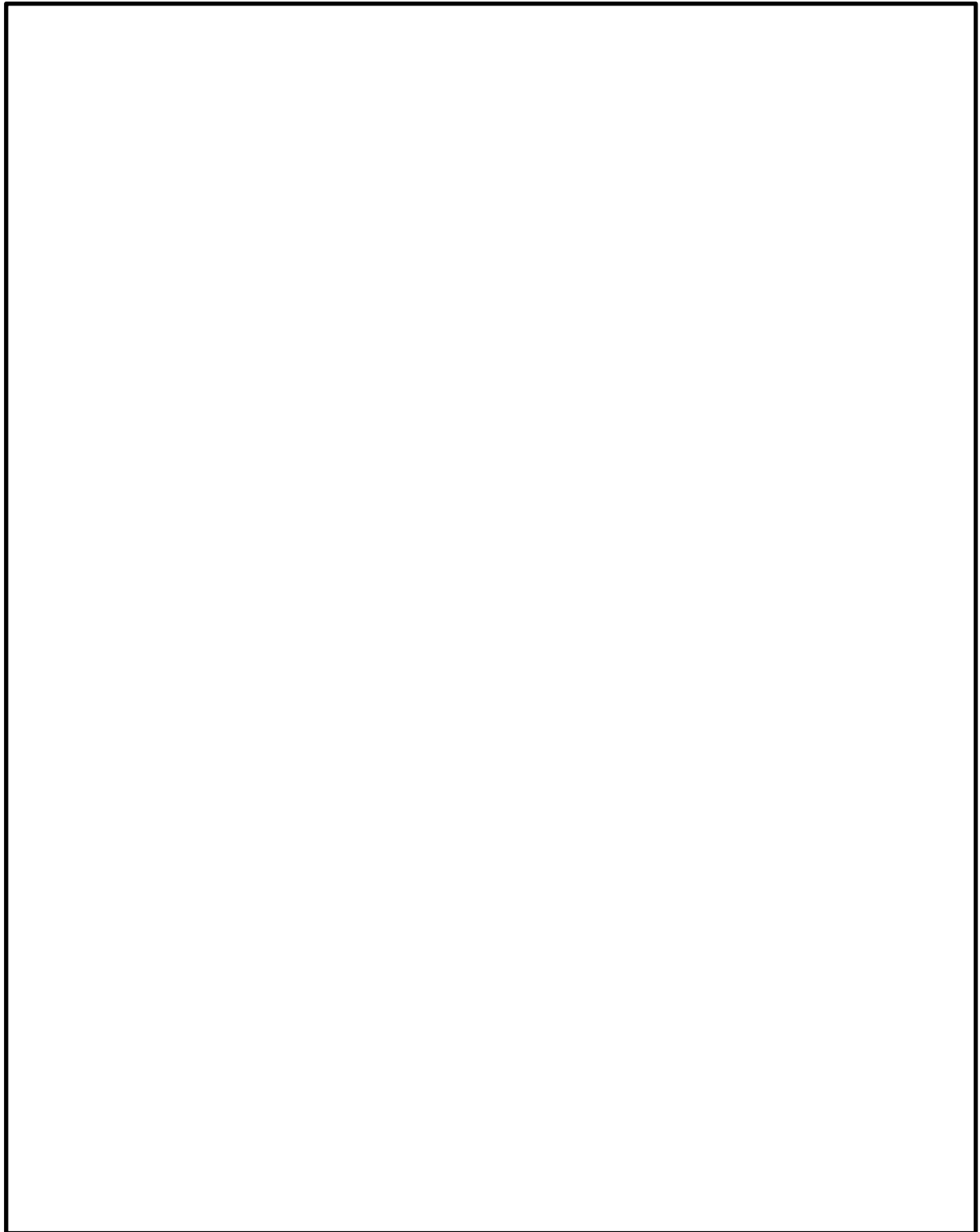
第 2.1.1.e-1 図(1) 代表シーケンスにおける事故進展 (TQUV)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



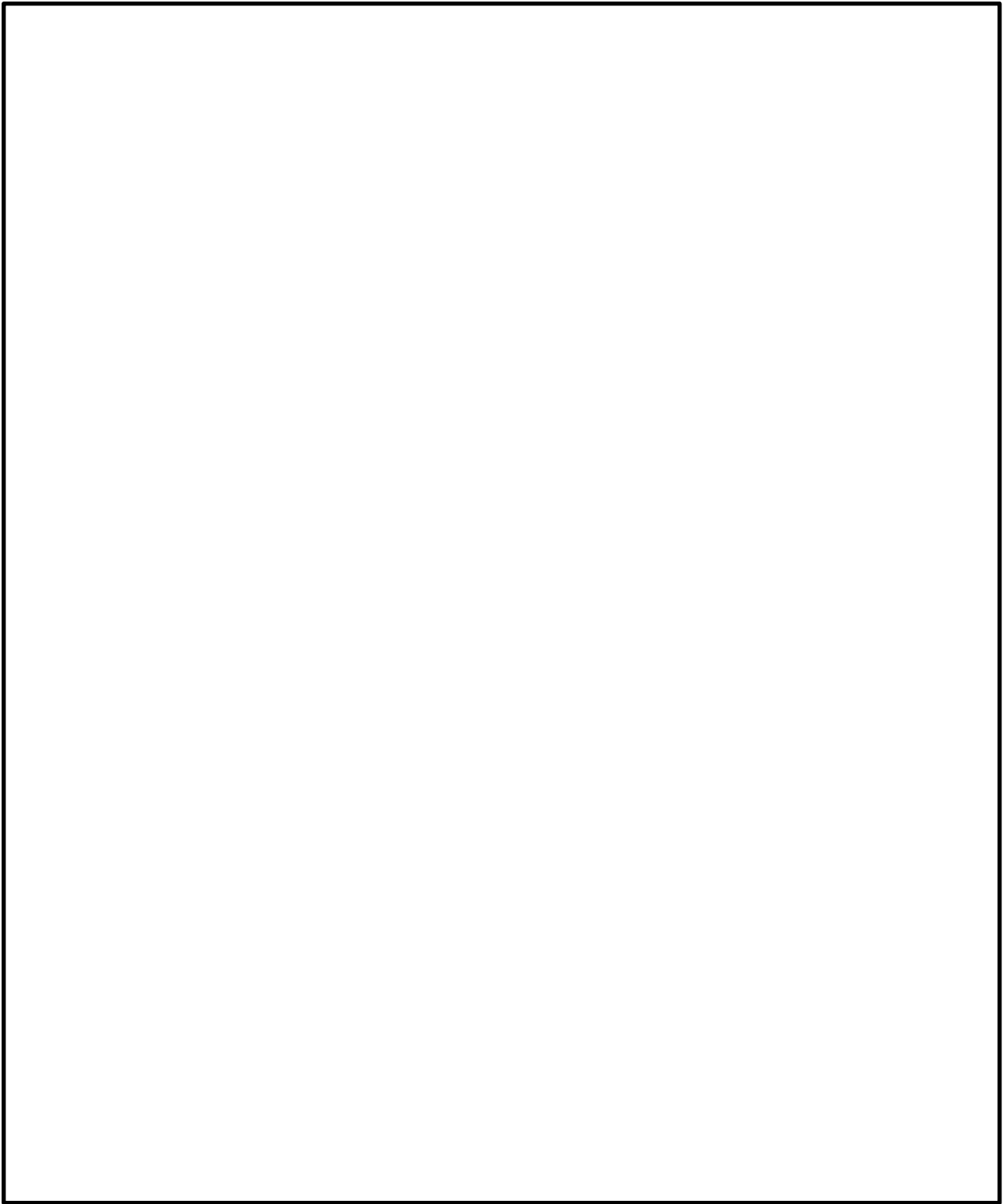
第 2.1.1.e-1 図(2) 代表シーケンスにおける事故進展 (TQUX)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



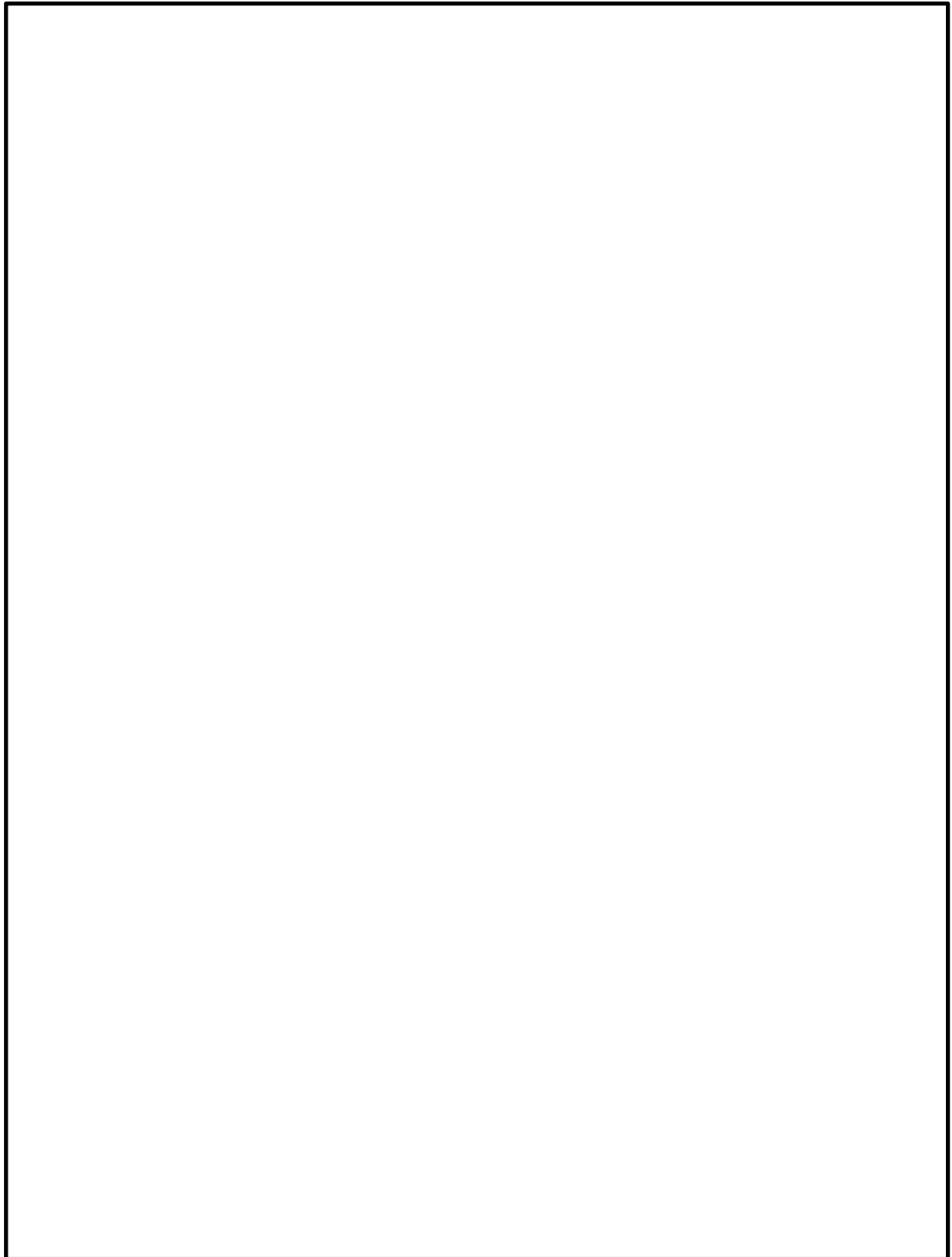
第 2.1.1.e-1 図(3) 代表シーケンスにおける事故進展（長期TB）

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



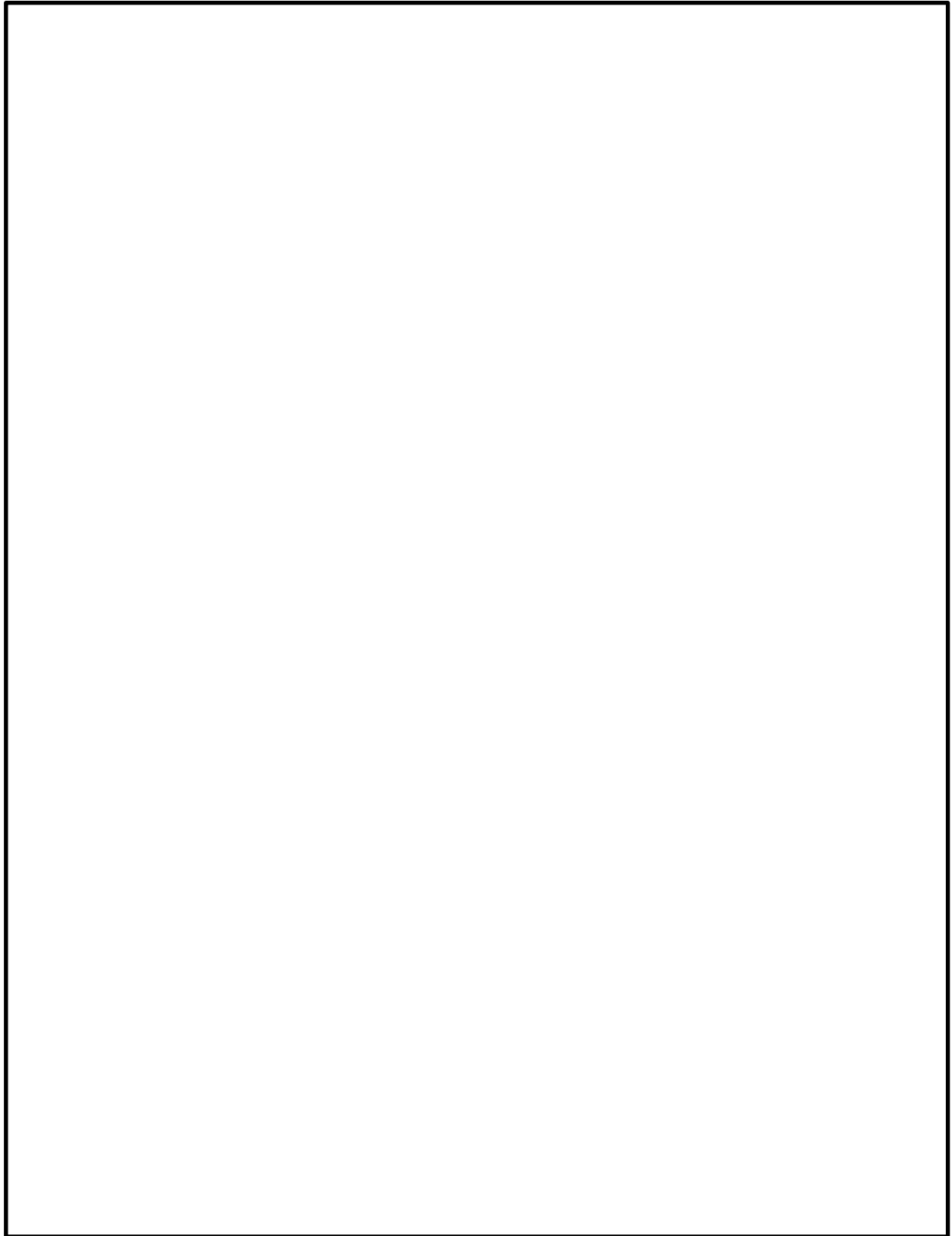
第 2.1.1.e-1 図(4) 代表シーケンスにおける事故進展 (TW)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



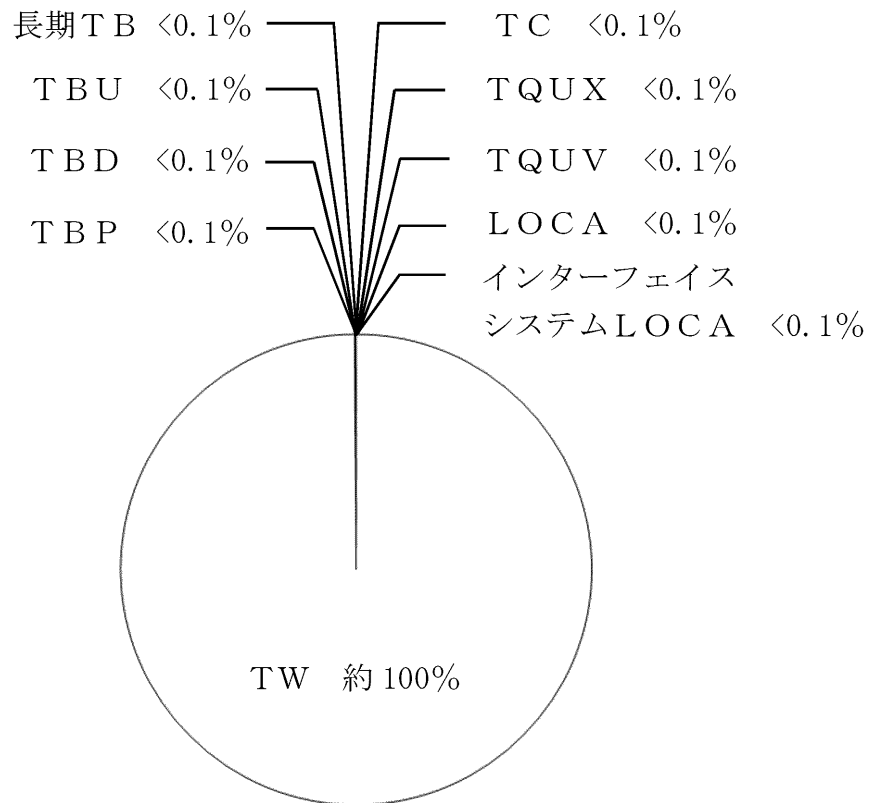
第 2.1.1.e-1 図(5) 代表シーケンスにおける事故進展 (TC)

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

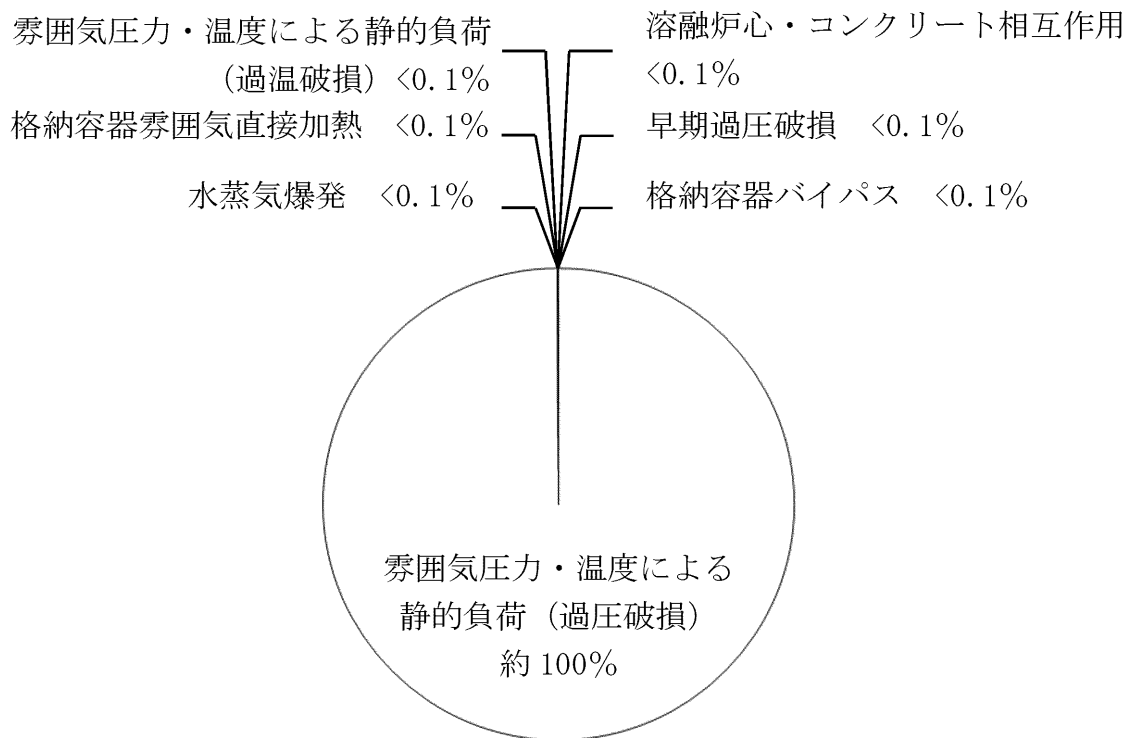


第 2.1.1.e-1 図(6) 代表シーケンスにおける事故進展 (LOCA)

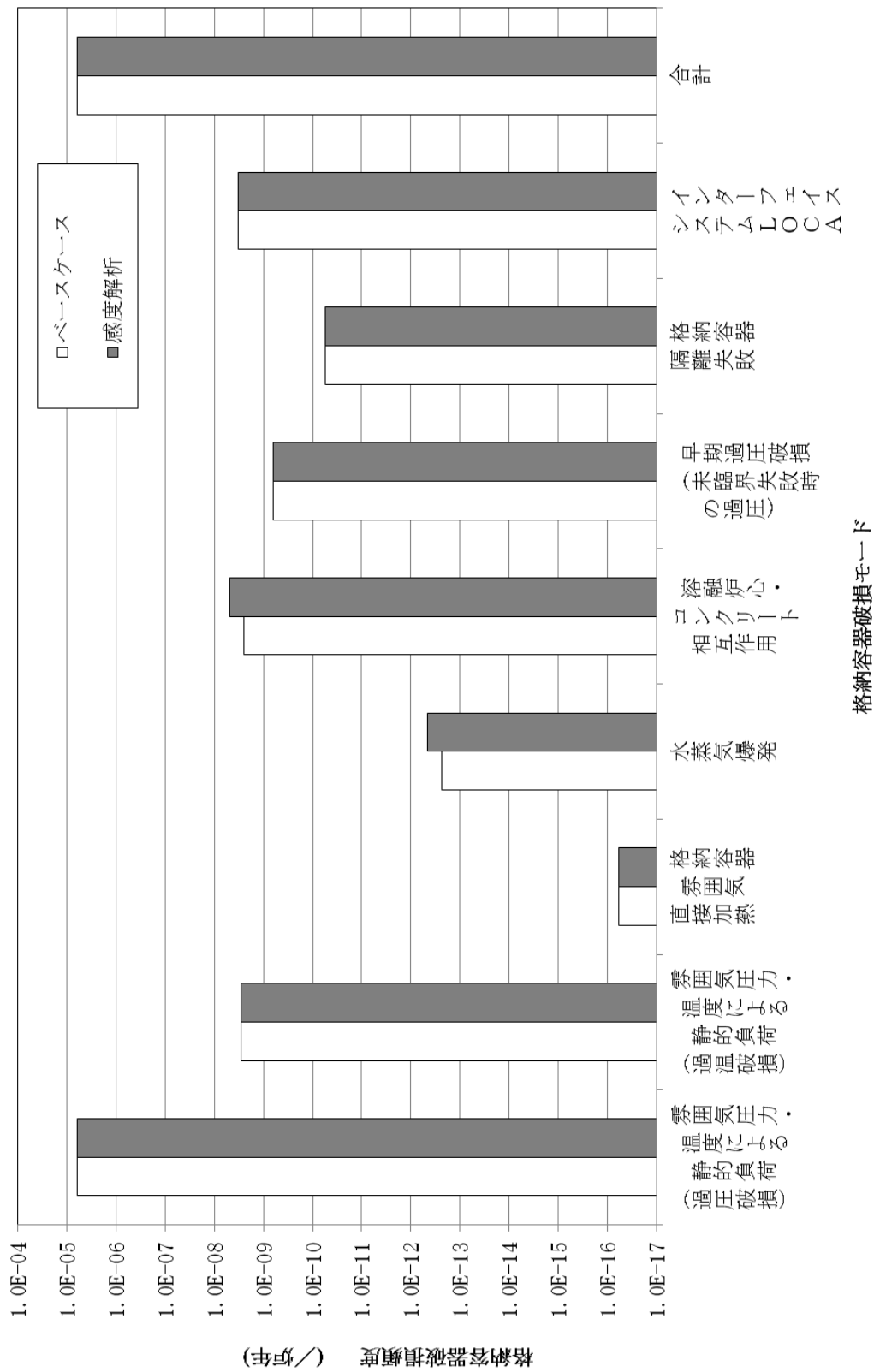
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第 2.1.1.f-1 図 格納容器破損頻度寄与割合 (プラント損傷状態別)



第 2.1.1.f-2 図 格納容器破損頻度寄与割合 (格納容器破損モード別)



第2.1.1.g-2 図 感度解析結果 (原子炉圧力容器破損確率の影響)