

付録 1

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 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PDS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検討・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	PRA 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 1PRA における起因事象と発生頻度
第 1-3 表	地震レベル 1PRA 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	PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
第 1-7 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	PDS の定義
第 2-3 表	評価対象とする PDS の選定
第 2-4 表	格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定
第 3-1 表	内部事象停止時レベル 1PRA 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 1PRA イベントツリー
- 第 1-3 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー
- 第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー
- 第 1-5 図 津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー
- 第 1-6 図 津波レベル 1PRA イベントツリー
- 第 1-7 図 プラント全体の炉心損傷頻度
- 第 1-8 図 各 PRA 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 1.5PRA 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 1.5PRA 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 POS の分類及び定期検査工程
- 第 3-4 図 運転停止時における燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化(停止時 PRA 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選定における外部事象の考慮について
- 2 外部事象(地震)に特有の事故シーケンスについて
- 3 重大事故防止に関係する設備についての諸外国の調査結果
- 4 内部事象 PRA における主要なカットセットと FV 重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況
- 5 地震 PRA, 津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性
- 6 「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
- 7 格納容器隔離の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応
- 8 原子炉圧力容器内の溶融燃料-冷却材相互作用に関する知見の整理
- 9 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 PRA ピアレビュー実施結果について
- 10 「PRA の説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

別添

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価 (PRA) について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）に基づき，重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては，個別プラントの確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）を活用している。

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

今回実施する PRA の目的が重大事故等対処設備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。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず，プラント運転開始時から備えている手段・設備に期待する仮想的なプラント状態を評価対象として PRA モデルを構築した。

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

< 今回の PRA の対象 >

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」、 「給復水系」、「外部電源復旧」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 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グループの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスグループ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グループについて，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は不要とした。
- 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わ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、内部事象レベル 1PRA、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を実施し、事故シーケンスグループを評価した。

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

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を 1.1.1 に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1PRA では、各起回事象の発生後、炉心損傷を防止するための緩和手段等の組み合わせを評価し、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。PRA の対象とした柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の主な設備系統を第 1-1 表に示す。また、選定した起回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、PRA が適用可能な事象として地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA を実施し、内部事象と同様にイベントツリー分析を行い、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第 1-3 図に地震 PRA の階層イベントツリーを、第 1-4 図に地震 PRA のイベントツリーを、第 1-5 図に津波 PRA の津波高さ別イベントツリーを、第 1-6 図に津波 PRA のイベントツリーを示す。地震によって生じる起回事象及びその発生頻度を第 1-3 表に、津波高さと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、起回事象が内部事象と同じであれば、炉心損傷を防止するための緩和手

段も同じであるため、事故シーケンスも内部事象と同様である。また、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA では、内部事象レベル 1PRA では想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や、建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

各 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 1-7 図及び第 1-8 図に示す。

(2) PRA に代わる検討に基づく整理

PRA の適用が困難な地震、津波以外の外部事象(以下「その他の外部事象」という。)については、その他の外部事象により誘発される起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、人為事象等において想定される事象は、いずれも内部事象レベル 1PRA で想定する起回事象に包絡されるため、その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した。(別紙 1)

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル 1PRA により抽出した各事故シーケンス(第 1-5 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、解釈の 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の 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 1.1.2.1~1.1.2.3 に示す。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル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(a)～(g)及びこれ以外の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、(a)～(g)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。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能を喪失し、原子炉の減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失して、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、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。

(b) 高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能を喪失し、炉心の著しい損傷に至るシーケンスを、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。

(c) 全交流動力電源喪失(長期TB, TBD, TBP, TBU)

外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の確保に失敗する等、全交流動力電源喪失の発生後に、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シーケンスを、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に分類する。

なお、PRAでは電源喪失のシーケンスを長期TB, TBD, TBP及びTBUに詳細化して抽出しているが、いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シー

ケンスグループであるため、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。

(d) 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。

(e) 原子炉停止機能喪失(TC)

運転時の異常な過渡変化の発生後、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。

(f) 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グループであるため、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。

(g) 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。)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、地震に伴い発生する地震特有の事象として以下の事故シーケンスグループを抽出した。

(1) Excessive LOCA

大規模な地震では、原子炉格納容器内の一次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一次冷却材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、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態に応じた事象収束の評価が困難なため、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) 計測・制御系喪失

大規模な地震の発生により、計測・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に陥る可能性がある。この事象が発生した際のプラント挙動が明確でないことから、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、バイパス破断は常時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。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炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(4) 圧力容器・格納容器損傷

大規模な地震では、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の損傷が発生する可能性がある。この場合、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の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、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(5) 原子炉建屋損傷

大規模な地震では、原子炉建屋又は、原子炉建屋を支持している基礎地盤が損傷することで、建屋内の原子炉格納容器、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。この場合、原子炉建屋損傷の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、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グループについて、解釈に従い、有効性評価における想定の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)～(5)の各事故シーケンスグループ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グループは評価方法にかなりの保守性を有している。また、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、対象とする建屋や機器等の損傷を以て炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には地震の程度に応じ、機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も想定される。機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合、それを用いた対応に期待することにより、炉心損傷を防止できる可能性もあると考える。これらを整理すると以下のようなになる。

- a) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、損傷の程度が軽微であったり、機能喪失を免れた緩和機能によって炉心損傷を回避できる場合。

b) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、緩和機能による炉心損傷の防止が可能な程度の損傷であり、機能喪失を免れた緩和機能があったものの、それらのランダム故障によって炉心損傷に至る場合。

c) 緩和機能の有無に関わらず炉心損傷を防止できない規模の炉心損傷直結事象が発生し、炉心損傷に至る場合。

a)～c)の整理のとおり、a)の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため、評価を詳細化することで(1)～(5)の各事故シーケンスグループ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シーケンスは、内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。これらの事故シーケンスグループに対して、炉心損傷頻度の観点では、地震 PRA の精度を上げることが望ましいと考える。

② 影響度(事象の厳しさ)の観点

(1)～(5)の各事故シーケンスグループが発生した際の事象の厳しさについて、建屋や機器の損傷の程度や組み合わせによって事象の厳しさに幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、地震と同時に炉心が損傷する状況は考え難い。現状、対象とする建屋や機器等の損傷を以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。

③ 炉心損傷防止対策の観点

現状、対象とする建屋や機器等の損傷を以て炉心損傷直結として整理している(1)～(5)の各事故シーケンスグループについて、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)～(5)の事象が発生するものの、機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も考えられる。この場合、炉心損傷に至るか否かは地震によって機能を喪失した設備及び機能を維持した設計基準事故対処設備等のランダム故障によるため、内部事象運転時レベル 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されると考えられる。また、炉心損傷を防止できる場合も考えられるため、炉心損傷頻度は現在の値よりも低下するものと考えられる。

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

上記のように、(1)～(5)の各事故シーケンスグループは、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グループについては、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シーケンスを特定して評価

するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深刻な損傷の場合には可搬型のポンプ、電源、放水設備等を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応するべきものとする。

以上の検討を踏まえ、(1)～(5)の各事故シーケンスグループは、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)～(5)の各事故シーケンスグループ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ほどの損傷が生じることは考えにくく、大規模な地震を受けた場合の大部分は使用可能な緩和機能によって炉心損傷防止を試みる事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

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

したがって、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 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

- ・ LOCA 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 LOCA)

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス，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柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の対策の比較を別紙 3 に示す。

① 大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗

② 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗

①の事故シーケンスは，原子炉圧力容器から多量の冷却材が短時間で失われていく事象であり，大破断 LOCA 後は数分以内に多量の注水を開始しなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では，事象発生から極めて短時間に多量の注入が可能な対策(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シーケンスとして整理した。

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

①の事故シーケンスについても，炉心損傷後の原子炉への注水や格納容器スプレイ等の実施により，事象の緩和に期待できる。また，今回整備し

た格納容器破損防止対策により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 1PRA 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 5)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 1PRA では、事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが、事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて、実際には不確かさが大きい。炉内構造物の低い損傷確率(5%損傷確率)であることが高い信頼度(95%信頼度)で推定できる地震加速度(以下「HCLPF」という。)は「地震加速度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による炉内構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。また、地震レベル 1PRA では機器の損傷を完全相関としていることから、例えば1本のみの制御棒挿入に失敗する場合であってもスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価の詳細

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96.5%以上の事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれることを確認している。

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

(1) 重要事故シーケンス選定の着眼点にもとづく整理

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、シーケンスグループごとに、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，原子炉建屋損傷等の炉心損傷直結事象を除き，緩和機能の喪失によって炉心損傷に至るシーケンスでは，共通原因故障が炉心損傷の原因の1つとして抽出され得ることから，これらのシーケンスについては，炉心損傷頻度への寄与が大きい場合，共通原因故障の影響ありと判断する。

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(原子炉圧力容器への注水等，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(L3)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となる注水量等、設備容量への要求が大きくなる事故シーケンスを選定する。

【例：LOCA 時注水機能喪失(中小破断 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、事故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。

今回の内部事象レベル 1PRA、地震レベル 1PRA 及び津波レベル 1PRA の結果のうち、シーケンスを選定するに当たって同一に整理できると考えられるものについては、炉心損傷頻度を足し合わせて上記の分類を実施した。本来、各 PRA は扱う事象が異なるため、結果の不確かさや評

価の精度が異なるものであり、結果を足し合わせて用いることの可否（比較可能性）については、PRA の結果を活用する際の目的に照らして十分留意する必要がある。今回は重要事故シーケンスの選定の考え方を以下のとおりとしていることから、結果の不確かさや PRA 間の評価の精度の違いを考慮しても、炉心損傷頻度を足し合わせて用いることによる問題は生じないものと考えた。

○ 今回抽出された事故シーケンスについては、第 1-8 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全ての事故シーケンス対して、概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置いて選定することが適切と考え、主に着眼点 b 及び c によって重要事故シーケンスを選定している。これは、決定論的な評価である有効性評価においては、対応が厳しい事故シーケンスを評価することで、選定対象とした全ての事故シーケンス対しても重大事故等対処設備の有効性を確認できると考えたためである。

○ 着眼点 d については、対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いており、結果的に崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループにおいてのみ、重要事故シーケンスの選定の理由としている。なお、崩壊熱除去機能喪失で選定した重要事故シーケンスは内部事象レベル 1PRA 及び地震レベル 1PRA から抽出されたシーケンスであったが、第 1-7 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高い炉心損傷頻度となったシーケンスである。

(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み合わせによって決定されるものであり、起因事象や機能喪失の原因には依存しない。しかしながら、事故シーケンスへの対策の観点では、同じ事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスでも、喪失した機能の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、高圧・低圧注水機能喪失及び全交流動力電源喪失がこれに該当すると考える。これらについては、内部事象又は地震を原因として各機能の喪失が生じる場合と、津波による浸水によって各機能の喪失が生じる場合がある。内部事象及び地震を原因とする場合は、重大事故等対処設備により、喪失した機能を代替することが有効と考えられる。一方、津波を原因とする場合について、今回評価対象としたプラント状態においては、地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至ることを考慮すると、浸水防止対策が最も有効であり、これにより機能喪失の原因自体を取り除くことができる。

これらの対策の観点での相違も踏まえ、今回は重大事故等対処設備の有効性を評価するに当たって適切と考えられるシーケンスを選定した。各々の事故シーケンスグループに対して考慮した内容の詳細は次の 1.3.2 項に示す。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事故進展が早いもの等、より厳しい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＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)

③ 選定理由

本事故シーケンスグループには津波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⑦～⑩)が含まれている。いずれも炉心損傷頻度への寄与割合が高く、着眼点dでは「高」又は「中」に分類されるが、今回評価対象としたプラント状態においては、地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至ることを考慮すると、その対策は建屋内止水等の止水対策であり、事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断したため、これらの事故シーケンスは重要事故シーケンスとして選定していない。

このため、ランダム故障又は地震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①～⑥)から、着眼点「高」が多

く、「高」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(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、ランダム故障又は地震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①～⑥)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、ランダム故障又は地震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+高圧注水失敗+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)

・代替自動減圧ロジック

③ 選定理由

着眼点「高」が多く、「高」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(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、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、本事故シーケンスグループのほかの事故シーケンスに対して(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。

(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現れると考えられ、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が少なくなる。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圧力逃がし装置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、これに加えて代替原子炉補機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

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)(蓄電池枯渇後RCIC停止)」

② 主な炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の24時間確保)
- ・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

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) TBU

① 重要事故シーケンス

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+RCIC失敗(RCIC本体の機能喪失)」

② 主な炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)
- ・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

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) TBP

① 重要事故シーケンス

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+SRV再閉失敗」

② 主な炉心損傷防止対策(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)
- ・低圧代替注水系(可搬型)
- ・格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

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) TBD

① 重要事故シーケンス

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+直流電源喪失」

② 炉心損傷防止対策

- ・ 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)
- ・ 格納容器圧力逃がし装置

③ 選定理由

本事故シーケンスグループには 2 つの事故シーケンス(第 1-8 表の本事故シーケンスグループの①, ②)が含まれている。

しかしながら, 浸水による電源設備の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②)は津波 PRA から抽出されたシーケンスであり, 頻度の観点で支配的であるものの, 今回評価対象としたプラント状態においては, 地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至ることを考慮すると, その対策は建屋内止水等の止水対策であり, 事象進展に応じた重大事故等対処設備の有効性の確認には適さないと判断した。

以上より, 「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+直流電源喪失」を重要事故シーケンスとして選定した。

(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水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
 - ・ 格納容器圧力逃がし装置
 - b. 原子炉補機冷却水系の機能喪失を考慮する場合
 - ・ 代替原子炉補機冷却系

③ 選定理由

本事故シーケンスグループには LOCA 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⑦～⑨)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 LOCA から派生したシーケンスである。LOCA を起因とする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ほかのシーケンスグループ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。

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」の数が同じ場合は「中」の数が多いシーケンス(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①～⑥)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、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①～⑥)に対して包絡性を有しているものとする。

(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)

- ・代替冷却材再循環ポンプ・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)が厳しいと考えられる。

また、本事故シーケンスグループでは、ECCS が確保されている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する。更に、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^{-13} /炉年未満であり，ほかの事故シーケンスグループの事故シーケンスの炉心損傷頻度と比較しても極めて小さい。これらを踏まえると，反応度制御の観点で厳しい，過渡事象を起因とする事故シーケンス(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

「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)

③ 選定理由

着眼点「高」の数が最も多いシーケンス(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，LOCA 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 LOCA 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 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注水機能喪失を含む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

事故シーケンスグループのほか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する。

また、(4)の崩壊熱除去機能喪失においても LOCA を含む事故シーケンス(第 1-8 表の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」の⑦～⑨)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 ECCS 注水失敗が含まれており、低圧 ECCS 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とほぼ同義であることから、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 LOCA を起因とする事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものとする。

(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

「ISLOCA」

② 炉心損傷防止対策(有効性評価で主に考慮)

- ・ 高圧炉心注水系

③ 選定理由

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事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める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 4)

また、地震又は津波レベル 1PRA から抽出される事故シーケンスは、地震又は津波によって起回事象が引き起こされるものの、起回事象の後のシーケンスは緩和系の成功・失敗(地震又は津波によって起回事象発生と同じタイミングで機能喪失している場合を含む)の分岐によって決定されることから、整理される事故シーケンスグループは内部事象 PRA で抽出される事故シーケンスグループと同等となる。内部事象では喪失時の炉心損傷頻度への影響の大きな機器・系統等の信頼性向上や系統機能を代替する設備の設置が対策となるが、外部事象では内部事象の対策に加えて外部事象への対策(津波に対する止水対策等)も挙げられる。外部事象自体による損傷(起回事象)の発生防止対策を実施することによっても当該事故シーケンスの発生頻度は低下すること、及び、地震又は津波によって起回事象が発生した場合であってもその後の対応は内部事象による事故シーケンスに対する有効性評価で代表できることから、地震又は津波レベル 1PRA から抽出された事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定していない。(別紙 5)

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	
スクラム系 原子炉緊急停止系 制御棒及び制御棒駆動系	2 out of 4 論理回路 制御棒 205 本
ほう酸水注入系	系統数 1 電動ポンプ 2 台 ポンプ容量約 11 m ³ /h/台
炉心冷却に関する機能	
高圧炉心注水系 (HPCF)	系統数 2 電動ポンプ 2 台 ポンプ容量約 180 m ³ /h/台～約 730 m ³ /h/台
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	系統数 1 タービン駆動ポンプ 1 台 ポンプ容量約 190 m ³ /h/台
自動減圧系	自動減圧機能付逃がし安全弁 (SRV) 8 弁 容量約 380 t/h/個
低圧注水系	系統数 3 電動ポンプ 3 台 ポンプ容量約 950 m ³ /h/台
放射性物質の閉じ込めに関する機能	
残留熱除去系 (RHR)	系統数 3 電動ポンプ 3 台 ポンプ容量約 950 m ³ /h/台
安全機能のサポートに関する機能	
原子炉補機冷却水系	系統数 3 電動ポンプ 6 台 (2 台/系統) ポンプ容量約 1,300 m ³ /h/台 (A/B 系) (C 系は 6 号炉約 1,100 m ³ /h/台, 7 号炉約 800 m ³ /h/台)
原子炉補機冷却海水系	系統数 3 電動ポンプ 6 台 (2 台/系統) ポンプ容量約 1,800 m ³ /h/台 (A/B/C 系)
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	台数 3 発電容量約 6,250 kVA/台
直流電源設備	系統数 (125 V) 4 蓄電池 4 組

第 1-2 表 内部事象運転時レベル 1PRA 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
過渡変化	非隔離事象 ^{※1}	1.7×10^{-1}	タービントリップ等により原子炉がスクラムする事象。タービンバイパス弁は正常に作動する事象であることから、いづれも事象初期から継続して給復水系が利用可能。
	隔離事象 ^{※2}	2.7×10^{-2}	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。事象初期には給復水系が利用できるが、水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため、給復水系の運転継続に支障が生ずる。
	全給水喪失	1.0×10^{-2}	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。事象初期には給復水系が利用できない。
	水位低下事象 ^{※3}	2.7×10^{-2}	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給復水系は利用可能。
	RPS 誤動作等	5.5×10^{-2}	原子炉緊急停止系 (RPS) の誤動作が起因となっている事象や、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、給復水系が利用可能。
	外部電源喪失	4.2×10^{-3}	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。
	逃し安全弁誤開放	1.0×10^{-3}	原子炉運転中に SRV 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給水系により収束可能であるが、これに失敗する場合等では、より厳しい過渡変化に移行する。
通常停止	通常停止	1.7	定期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。
従属性を有する起因事象	交流電源故障 (非常用)	1.5×10^{-4}	当該設備が機能喪失した場合に、広範な緩和設備が合わ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摘出。
	直流電源故障	2.8×10^{-4}	
	原子炉補機冷却系故障	7.2×10^{-4}	
	タービン補機冷却系故障	7.2×10^{-4}	
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	・大破断 LOCA	2.0×10^{-5}	原子炉が減圧状態になる規模の LOCA であり、SRV による減圧操作なしに低圧注水系により、事象緩和が可能。
	・中破断 LOCA	2.0×10^{-4}	事象発生後短期間では原子炉の減圧に至らないが、長期間では減圧する規模の LOCA。
	・小破断 LOCA	3.0×10^{-4}	原子炉隔離時冷却系により事象緩和が可能な LOCA。
格納容器バイパス事象	ISLOCA		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事象

第 1-3 表 地震レベル 1PRA における起回事象と発生頻度

起回事象	発生頻度(/年)	
	6号炉	7号炉
建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷 (原子炉建屋損傷)	3.6×10^{-6}	3.8×10^{-6}
建屋・構築物(原子炉圧力容器, 原子炉格納容器)の損傷 (圧力容器・格納容器損傷)	1.2×10^{-6}	8.9×10^{-7}
格納容器バイパス	9.6×10^{-7}	1.2×10^{-7}
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	1.0×10^{-6}	7.8×10^{-7}
計測・制御系喪失	1.9×10^{-7}	6.9×10^{-8}
直流電源喪失	1.3×10^{-7}	6.0×10^{-8}
全交流動力電源喪失(原子炉補機冷却水系, 原子炉補機冷却海水系損傷)	1.7×10^{-6}	3.8×10^{-6}
全交流動力電源喪失 (非常用ディーゼル発電機損傷)	2.0×10^{-7}	2.7×10^{-7}
外部電源喪失	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}
過渡事象	1.5×10^{-2}	1.5×10^{-2}

第 1-4 表 津波高さ別の発生頻度

津波高さ (T. M. S. L.)	発生頻度(/炉年)		備考
	6号炉	7号炉	
4.8m 未満	5.4×10^{-5}	8.8×10^{-5}	地下からの浸水により, 6号炉では津波高さ T. M. S. L. +4.4m, 7号炉では津波高さ T. M. S. L. +4.2m, 原子炉補機冷却水系を喪失し, 最終ヒートシンク喪失が発生する。
4.8m~6.5m	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	上記に加え, 津波高さ T. M. S. L. +4.8m で非常用分電盤(交流)を喪失し, 全交流動力電源喪失が発生する。
6.5m 以上	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	上記に加え, 津波高さ T. M. S. L. +6.5m で直流電源盤が水没し直流電源喪失が発生する。

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
過渡事象	高压注水失敗+低压注水失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	○	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—
	崩壊熱除去失敗	○	○	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	○	—
	原子炉停止失敗	○	○	—
外部電源喪失	非常用交流電源喪失	○	○	—
	非常用交流電源喪失+SRV 再閉失敗	○	○	—
	非常用交流電源喪失+RCIC 失敗	○	○	—
	直流電源喪失	○	○	—
	非常用交流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—
通常停止	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—
サポート系喪失	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	○	—	—
大破断 LOCA	HPCF 注水失敗+低压 ECCS 注水失敗	○	—	—
	RHR 失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
中破断 LOCA	HPCF 注水失敗+低压 ECCS 注水失敗	○	—	—
	HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	RHR 失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
小破断 LOCA	高压注水失敗+低压注水失敗	○	—	—
	高压注水失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—
	崩壊熱除去失敗	○	—	—
	原子炉停止失敗	○	—	—
格納容器バイパス (ISLOCA)	ISLOCA	○	—	—
地震に伴う損傷	Excessive LOCA	—	○	—
	計測・制御系喪失	—	○	—
	格納容器バイパス	—	○	—
	圧力容器・格納容器損傷	—	○	—
	原子炉建屋損傷	—	○	—
津波に伴う損傷	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+RCIC 失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+SRV 再閉失敗	—	—	○
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+直流電源喪失	—	—	○

第 1-6 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(6 号炉)

事故シーケンス	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合(%)	PRA における分類結果	解釈 1-1 (a) の事故シーケンスグループ	グループ別炉心損傷頻度(/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合(%)	解釈 1-2 との対応	
	内部	地震	津波	合計							
1	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	1.1×10 ⁻¹⁰	3.8×10 ⁻⁹	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.6×10 ⁻⁴	77.3	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	7.4×10 ⁻¹¹	2.6×10 ⁻⁹	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.2×10 ⁻¹¹	—	—	3.2×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1					
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁵	5.3×10 ⁻⁵	26.4					
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	2.8×10 ⁻⁷	2.8×10 ⁻⁷	0.1					
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	50.5					
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.3						
2	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.8×10 ⁻⁹	2.8×10 ⁻⁸	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	3.6×10 ⁻⁸	< 0.1	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.4×10 ⁻¹¹	2.9×10 ⁻⁹	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.1×10 ⁻¹⁰	—	—	2.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.6×10 ⁻¹¹	—	—	4.6×10 ⁻¹¹	< 0.1					
3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 ⁻¹⁰	1.9×10 ⁻⁸	—	1.9×10 ⁻⁸	0.9	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.7×10 ⁻⁵	13.3	(a)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	1.0×10 ⁻⁸	—	1.0×10 ⁻⁸	< 0.1	TBP				
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	6.0×10 ⁻¹⁰	5.4×10 ⁻⁸	—	5.4×10 ⁻⁸	< 0.1	TBU				
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹	1.3×10 ⁻⁷	—	1.3×10 ⁻⁷	0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	12.2					
4	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁶	3.2×10 ⁻⁶	—	8.2×10 ⁻⁶	4.1	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.2×10 ⁻⁵	5.9	(b)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	3.8×10 ⁻⁷	1.4×10 ⁻⁸	—	3.9×10 ⁻⁷	0.2					
	通常停止+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.3					
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1					
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	5.2×10 ⁻⁷	—	—	5.2×10 ⁻⁷	0.3					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁹	—	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
	小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
	中破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
大破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1						
5	過渡事象+原子炉停止失敗	5.6×10 ⁻¹²	9.2×10 ⁻⁹	—	9.2×10 ⁻⁹	< 0.1	TC	原子炉停止機能喪失	1.4×10 ⁻⁸	< 0.1	(b)
	小破断 LOCA+原子炉停止失敗	8.0×10 ⁻¹⁴	—	—	8.0×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	中破断 LOCA+原子炉停止失敗	5.3×10 ⁻¹⁴	—	—	5.3×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	大破断 LOCA+原子炉停止失敗	5.3×10 ⁻¹⁵	—	—	5.3×10 ⁻¹⁵	< 0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗	—	4.7×10 ⁻⁹	—	4.7×10 ⁻⁹	< 0.1					
6	小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	9.8×10 ⁻¹³	—	—	9.8×10 ⁻¹³	< 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	1.1×10 ⁻⁶	0.6	(a)
	小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1					
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	S1E				
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1	AE				
	Excessive LOCA ^{*1}	—	1.1×10 ⁻⁶	—	1.1×10 ⁻⁶	0.5	Excessive LOCA				
7	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス (ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失 ^{*1}	—	1.9×10 ⁻⁷	—	1.9×10 ⁻⁷	0.1	計測・制御機能喪失	該当なし	6.0×10 ⁻⁶	3.0	該当なし
9	格納容器バイパス ^{*1}	—	9.6×10 ⁻⁷	—	9.6×10 ⁻⁷	0.5	格納容器バイパス破断				
10	圧力容器・格納容器損傷 ^{*1}	—	1.2×10 ⁻⁶	—	1.2×10 ⁻⁶	0.6	圧力容器・格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷 ^{*1}	—	3.6×10 ⁻⁶	—	3.6×10 ⁻⁶	1.8	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10 ⁻⁶	1.2×10 ⁻⁵	1.8×10 ⁻⁴	2.0×10 ⁻⁴	100	—	—	2.0×10 ⁻⁴	100	

※1 解釈 1-1 (a) の必ず想定する事故シーケンス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は適当でない判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

第 1-6 表 PRA の結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討(7 号炉)

事故シーケンス	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度に対する割合(%)	PRA における分類結果	解釈 1-1 (a) の事故シーケンスグループ	グループ別炉心損傷頻度(/炉年)	全炉心損傷頻度に対する割合(%)	解釈 1-2 との対応	
	内部	地震	津波	合計							
1	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	1.1×10 ⁻¹⁰	9.2×10 ⁻⁹	—	9.3×10 ⁻⁹	< 0.1	TQUV	高圧・低圧注水機能喪失	1.9×10 ⁻⁴	79.6	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	7.4×10 ⁻¹¹	4.0×10 ⁻⁹	—	4.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗	3.5×10 ⁻¹¹	—	—	3.5×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1					
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	8.7×10 ⁻⁵	8.7×10 ⁻⁵	36.5					
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	4.6×10 ⁻⁷	4.6×10 ⁻⁷	0.2					
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	42.6					
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.2						
2	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.8×10 ⁻⁹	2.2×10 ⁻⁸	—	2.4×10 ⁻⁸	< 0.1	TQUX	高圧注水・減圧機能喪失	2.8×10 ⁻⁸	< 0.1	(a)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	5.2×10 ⁻¹¹	1.0×10 ⁻⁹	—	1.1×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	2.9×10 ⁻¹⁰	—	—	2.9×10 ⁻¹⁰	< 0.1					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	4.1×10 ⁻¹¹	—	—	4.1×10 ⁻¹¹	< 0.1					
3	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	4.8×10 ⁻¹⁰	3.5×10 ⁻⁸	—	3.5×10 ⁻⁸	1.5	長期 TB	全交流動力電源喪失	2.9×10 ⁻⁵	12.0	(a)
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	1.2×10 ⁻¹⁰	2.0×10 ⁻⁸	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1	TBP				
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	6.0×10 ⁻¹⁰	3.7×10 ⁻⁷	—	3.7×10 ⁻⁷	0.2	TBU				
	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻¹¹	6.0×10 ⁻⁸	—	6.1×10 ⁻⁸	< 0.1	TBD				
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	10.3					
4	過渡事象+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁶	5.3×10 ⁻⁶	—	1.0×10 ⁻⁵	4.3	TW	崩壊熱除去機能喪失	1.4×10 ⁻⁵	5.9	(b)
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	3.8×10 ⁻⁷	2.3×10 ⁻⁸	—	4.0×10 ⁻⁷	0.2					
	通常停止+崩壊熱除去失敗	2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.1					
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1					
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	5.5×10 ⁻⁷	—	—	5.5×10 ⁻⁷	0.2					
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗	2.9×10 ⁻⁹	—	—	2.9×10 ⁻⁹	< 0.1					
	小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗	5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
	中破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1					
大破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1						
5	過渡事象+原子炉停止失敗	5.0×10 ⁻¹²	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1	TC	原子炉停止機能喪失	3.6×10 ⁻⁷	0.1	(b)
	小破断 LOCA+原子炉停止失敗	7.9×10 ⁻¹⁴	—	—	7.9×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	中破断 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 ⁻¹⁴	—	—	5.2×10 ⁻¹⁴	< 0.1					
	大破断 LOCA+原子炉停止失敗	5.2×10 ⁻¹⁵	—	—	5.2×10 ⁻¹⁵	< 0.1					
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗	—	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1					
6	小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	9.9×10 ⁻¹³	—	—	9.9×10 ⁻¹³	< 0.1	S2E	LOCA 時注水機能喪失	8.2×10 ⁻⁷	0.3	(a)
	小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1					
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	S1E				
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗	5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1					
	大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1	AE				
	Excessive LOCA ^{※1}	—	8.2×10 ⁻⁷	—	8.2×10 ⁻⁷	0.3	Excessive LOCA	該当なし			
7	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	ISLOCA	格納容器バイパス (ISLOCA)	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	(b)
8	計装・制御系喪失 ^{※1}	—	6.9×10 ⁻⁸	—	6.9×10 ⁻⁸	< 0.1	計測・制御機能喪失	該当なし	4.9×10 ⁻⁶	2.0	該当なし
9	格納容器バイパス ^{※1}	—	1.2×10 ⁻⁷	—	1.2×10 ⁻⁷	< 0.1	格納容器バイパス破断				
10	圧力容器・格納容器損傷 ^{※1}	—	8.9×10 ⁻⁷	—	8.9×10 ⁻⁷	0.4	圧力容器・格納容器損傷				
11	原子炉建屋損傷 ^{※1}	—	3.8×10 ⁻⁶	—	3.8×10 ⁻⁶	1.6	原子炉建屋損傷				
合計		8.7×10 ⁻⁶	1.5×10 ⁻⁵	2.1×10 ⁻⁴	2.4×10 ⁻⁴	100	—	—	2.4×10 ⁻⁴	100	

※1 解釈 1-1 (a) の必ず想定する事故シーケンス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は適当でないと判断し、新たに追加するシーケンスとはしないこととしたシーケンス。

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(6号炉)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別の炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度 に対する割合(%) ^{※1}	グループ別 炉心損傷頻度 (/炉年)	全炉心損傷頻度 に対する割合(%) ^{※1}	備考
			内部	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	1.1×10 ⁻¹⁰	3.8×10 ⁻⁹	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1	1.6×10 ⁻⁴	77.3	
	過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗		7.4×10 ⁻¹¹	2.6×10 ⁻⁹	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗		4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗		3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗		3.2×10 ⁻¹¹	—	—	3.2×10 ⁻¹¹	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗		4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	—	—	5.3×10 ⁻⁵	5.3×10 ⁻⁵	26.4				
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再開失敗	—	—	2.8×10 ⁻⁷	2.8×10 ⁻⁷	0.1				
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 津波による浸水防止^{※2} 	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	50.5			
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再開失敗	—		—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.3				
高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替自動減圧ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出確立+原子炉水位低(レベル1)+600秒経過でSRV4 弁開放) 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 残留熱除去系(低圧注水, 除熱) 	1.8×10 ⁻⁹	2.8×10 ⁻⁸	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1	3.6×10 ⁻⁸	< 0.1	
	過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		5.4×10 ⁻¹¹	2.9×10 ⁻⁹	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		2.1×10 ⁻¹⁰	—	—	2.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		4.6×10 ⁻¹¹	—	—	4.6×10 ⁻¹¹	< 0.1			
全交流動力 電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の24時間確保) 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	4.8×10 ⁻¹⁰	1.9×10 ⁻⁶	—	1.9×10 ⁻⁶	0.9	2.7×10 ⁻⁵	13.3	全炉心損傷頻度の約96.5%を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再開失敗 ^{※3}	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系^{※4} 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)^{※4} 上記の点線枠内の対策^{※4} 	1.2×10 ⁻¹⁰	1.0×10 ⁻⁸	—	1.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 上記の点線枠内の対策 	6.0×10 ⁻¹⁰	5.4×10 ⁻⁸	—	5.4×10 ⁻⁸	< 0.1			
	外部電源喪失+直流電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替直流電源設備 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 上記の点線枠内の対策 	8.1×10 ⁻¹¹	1.3×10 ⁻⁷	—	1.3×10 ⁻⁷	0.1			
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	<ul style="list-style-type: none"> 津波による浸水防止^{※2} 	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	12.2			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ冷却系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 常設代替交流電源設備 	5.0×10 ⁻⁶	3.2×10 ⁻⁶	—	8.2×10 ⁻⁶	4.1	1.2×10 ⁻⁵	5.9	
	過渡事象+SRV 再開失敗+崩壊熱除去失敗		3.8×10 ⁻⁷	1.4×10 ⁻⁸	—	3.9×10 ⁻⁷	0.2			
	通常停止+崩壊熱除去失敗		2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.3			
	通常停止+SRV 再開失敗+崩壊熱除去失敗		2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗		5.2×10 ⁻⁷	—	—	5.2×10 ⁻⁷	0.3			
	サポート系喪失+SRV 再開失敗+崩壊熱除去失敗		2.7×10 ⁻⁹	—	—	2.7×10 ⁻⁹	< 0.1			
	小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗		5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	中破断 LOCA+RHR 失敗		3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	大破断 LOCA+RHR 失敗		3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ほう酸水注入系 高圧炉心注水系 原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 	5.6×10 ⁻¹²	9.2×10 ⁻⁹	—	9.2×10 ⁻⁹	< 0.1	1.4×10 ⁻⁸	< 0.1	
	小破断 LOCA+原子炉停止失敗		8.0×10 ⁻¹⁴	—	—	8.0×10 ⁻¹⁴	< 0.1			
	中破断 LOCA+原子炉停止失敗		5.3×10 ⁻¹⁴	—	—	5.3×10 ⁻¹⁴	< 0.1			
	大破断 LOCA+原子炉停止失敗		5.3×10 ⁻¹⁵	—	—	5.3×10 ⁻¹⁵	< 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗 ^{※5}		—	4.7×10 ⁻⁹	—	4.7×10 ⁻⁹	< 0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 上記の点線枠内の対策^{※4} 	9.8×10 ⁻¹³	—	—	9.8×10 ⁻¹³	< 0.1	4.5×10 ⁻⁹	< 0.1	
	小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1			
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗		3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1			
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗		5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1			
	大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧注水失敗 ^{※6}		5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA 発生箇所の隔離 高圧炉心注水系 手動減圧 低圧炉心注水系 	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	—
合計			8.7×10 ⁻⁶	5.4×10 ⁻⁶	1.8×10 ⁻⁴	1.9×10 ⁻⁴	96.5	1.9×10 ⁻⁴	96.5	—

※1 100%には第 1-6 表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。 ※2 今回評価対象としたプラント状態においては、地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至るため。 ※3 原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス ※4 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備 ※5 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル IPRA 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至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該当しないと判断したシーケンス ※6 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シーケンス

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(7号炉)

解釈の事故 シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別炉心損傷頻度(/炉年)				全炉心損傷頻度 に対する割合(%) ^{※1}	グループ別 炉心損傷頻度 (/炉年)	全炉心損傷頻度 に対する割合(%) ^{※1}	備考
			内部	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	1.1×10 ⁻¹⁰	9.2×10 ⁻⁹	—	9.3×10 ⁻⁹	< 0.1	1.9×10 ⁻⁴	79.6	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗		7.4×10 ⁻¹¹	4.0×10 ⁻⁹	—	4.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗		4.3×10 ⁻¹⁰	—	—	4.3×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗		3.1×10 ⁻¹⁰	—	—	3.1×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗		3.5×10 ⁻¹¹	—	—	3.5×10 ⁻¹¹	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗		4.3×10 ⁻¹²	—	—	4.3×10 ⁻¹²	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗		—	—	8.7×10 ⁻⁵	8.7×10 ⁻⁵	36.5			
	最終ヒートシンク喪失+SRV 再閉失敗	—	—	4.6×10 ⁻⁷	4.6×10 ⁻⁷	0.2				
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 津波による浸水防止^{※2} 	—	—	1.0×10 ⁻⁴	1.0×10 ⁻⁴	42.6				
最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再閉失敗		—	—	5.3×10 ⁻⁷	5.3×10 ⁻⁷	0.2				
高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替自動減圧ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル1)+600秒経過でSRV4 弁開放) 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 残留熱除去系(低圧注水, 除熱) 	1.8×10 ⁻⁹	2.2×10 ⁻⁸	—	2.4×10 ⁻⁸	< 0.1	2.8×10 ⁻⁸	< 0.1	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		5.2×10 ⁻¹¹	1.0×10 ⁻⁹	—	1.1×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		2.0×10 ⁻⁹	—	—	2.0×10 ⁻⁹	< 0.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		1.2×10 ⁻¹⁰	—	—	1.2×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		2.9×10 ⁻¹⁰	—	—	2.9×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		4.1×10 ⁻¹¹	—	—	4.1×10 ⁻¹¹	< 0.1			
全交流動力 電源喪失	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の24時間確保) 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	4.8×10 ⁻¹⁰	3.5×10 ⁻⁶	—	3.5×10 ⁻⁶	1.5	2.9×10 ⁻⁵	12.0	全炉心損傷頻度の約97.6%を炉心損傷防止対策でカバー
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗 ^{※3}	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系^{※4} 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備)^{※4} 上記の点線枠内の対策^{※4} 	1.2×10 ⁻¹⁰	2.0×10 ⁻⁸	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 上記の点線枠内の対策 	6.0×10 ⁻¹⁰	3.7×10 ⁻⁷	—	3.7×10 ⁻⁷	0.2			
	外部電源喪失+直流電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替直流電源設備 高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) 上記の点線枠内の対策 	8.1×10 ⁻¹¹	6.0×10 ⁻⁸	—	6.1×10 ⁻⁸	< 0.1			
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	<ul style="list-style-type: none"> 津波による浸水防止^{※2} 	—	—	2.5×10 ⁻⁵	2.5×10 ⁻⁵	10.3			
崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ冷却系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 常設代替交流電源設備 	5.0×10 ⁻⁶	5.3×10 ⁻⁶	—	1.0×10 ⁻⁵	4.3	1.4×10 ⁻⁵	5.9	
	過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗		3.8×10 ⁻⁷	2.3×10 ⁻⁸	—	4.0×10 ⁻⁷	0.2			
	通常停止+崩壊熱除去失敗		2.7×10 ⁻⁶	—	—	2.7×10 ⁻⁶	1.1			
	通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗		2.1×10 ⁻⁸	—	—	2.1×10 ⁻⁸	< 0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗		5.5×10 ⁻⁷	—	—	5.5×10 ⁻⁷	0.2			
	サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗		2.9×10 ⁻⁹	—	—	2.9×10 ⁻⁹	< 0.1			
	小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗		5.0×10 ⁻⁸	—	—	5.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
	中破断 LOCA+RHR 失敗		3.0×10 ⁻⁸	—	—	3.0×10 ⁻⁸	< 0.1			
大破断 LOCA+RHR 失敗	3.0×10 ⁻⁹	—	—	3.0×10 ⁻⁹	< 0.1					
原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 代替制御棒挿入機能 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ほう酸水注入系 高圧炉心注水系 原子炉隔離時冷却系 残留熱除去系 	5.0×10 ⁻¹²	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1	3.6×10 ⁻⁷	0.1	
	小破断 LOCA+原子炉停止失敗		7.9×10 ⁻¹⁴	—	—	7.9×10 ⁻¹⁴	< 0.1			
	中破断 LOCA+原子炉停止失敗		5.2×10 ⁻¹⁴	—	—	5.2×10 ⁻¹⁴	< 0.1			
	大破断 LOCA+原子炉停止失敗		5.2×10 ⁻¹⁵	—	—	5.2×10 ⁻¹⁵	< 0.1			
	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+原子炉停止失敗 ^{※3}		—	1.8×10 ⁻⁷	—	1.8×10 ⁻⁷	0.1			
LOCA 時 注水機能喪失	小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	9.9×10 ⁻¹³	—	—	9.9×10 ⁻¹³	< 0.1	4.5×10 ⁻⁹	< 0.1	
	小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗		3.0×10 ⁻¹²	—	—	3.0×10 ⁻¹²	< 0.1			
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗		3.9×10 ⁻⁹	—	—	3.9×10 ⁻⁹	< 0.1			
	中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗		5.7×10 ⁻¹¹	—	—	5.7×10 ⁻¹¹	< 0.1			
	大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧注水失敗 ^{※6}		5.0×10 ⁻¹⁰	—	—	5.0×10 ⁻¹⁰	< 0.1			
格納容器バイパス (ISLOCA)	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	<ul style="list-style-type: none"> ISLOCA 発生箇所の隔離 高圧炉心注水系 手動減圧 低圧炉心注水系 	9.5×10 ⁻¹¹	—	—	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	9.5×10 ⁻¹¹	< 0.1	
合計			8.7×10 ⁻⁶	9.7×10 ⁻⁶	2.1×10 ⁻⁴	2.3×10 ⁻⁴	97.6	2.3×10 ⁻⁴	97.6	—

※1 100%には第1-6表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。 ※2 今回評価対象としたプラント状態においては、地下開口部からの浸水によって注水機能等が喪失し炉心損傷に至るため。 ※3 原子炉圧力の変化の不確かさによって炉心損傷防止の成否が変わる事故シーケンス ※4 事象進展の時間余裕の観点から、炉心損傷防止の成否には不確かさが残るが、影響緩和に期待できる設備 ※5 地震発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価している地震レベル 1PRA の設定上抽出されたものであるが、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至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考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象に該当しないと判断したシーケンス ※6 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シーケンス

第 1-8 表 重要事故シーケンス等の選定 (1/3)

解釈の事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※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ーケンス選定の考え方					選定した重要事故シーケンスと選定理由
				a	b	c	d	備考(a: 共通原因故障※2又は系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)	
高圧・低圧注水機能喪失	◎ ①過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能	・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・手動減圧 ・ <u>低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)</u> ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	中	高	高	低	a. 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。その上でサポート系喪失(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。また、最終ヒートシンク喪失に至るシーケンスでは、除熱を必要とする多くの機能が喪失するため「高」とした。 b. 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)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シーケンスを「高」とした。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、また、津波によるシーケンスでは津波襲来までに原子炉停止しているため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. SRV 再開失敗を含む場合は SRV から一定程度減圧されるため、減圧に必要な SRV の容量が少なく、再開成功の場合よりも速やかに低圧状態に移行でき、低圧系での代替注水を開始できることから「低」とし、SRV 再開失敗を含まない場合を「高」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は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シーケンスを「高」とした。また、全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤, ⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、ほか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。⑦~⑩の最終ヒートシンクの喪失の発生原因は津波に伴う浸水によるものであり、対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため、重大事故防止対策の有効性の確認には適さない。 b, c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①を抽出。 d. 頻度の観点では⑦, ⑨が支配的であるが、起因となる最終ヒートシンクの喪失の発生原因は津波に伴う浸水によるものであり、浸水防止がその対策となるため、重大事故防止対策の有効性を確認するためのシーケンスには適さない。なお、⑦~⑩を除いた場合、①が支配的なシーケンスとなる。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。
	- ②過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	高	低	低		
	- ③通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	低	高	低		
	- ④通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			中	低	低	低		
	- ⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗			高	低	高	低		
	- ⑥サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗			高	低	低	低		
	- ⑦最終ヒートシンク喪失+RCIC 失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能 ・全交流動力電源(浸水又は最終ヒートシンク喪失に伴う喪失) ・除熱機能	・津波による浸水防止	高	低	高	高		
	- ⑧最終ヒートシンク喪失+SRV 再開失敗			高	低	低	中		
	- ⑨最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+RCIC 失敗			高	低	高	高		
	- ⑩最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+SRV 再開失敗			高	低	低	中		
高圧注水・減圧機能喪失	◎ ①過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	・高圧注水機能 ・原子炉減圧機能	・ <u>代替自動減圧ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル1)+600 秒経過で SRV4 弁開放)</u> ・高圧代替注水系(常設代替直流電源設備) ・残留熱除去系(低圧注水, 除熱)	中	高	高	高	a. 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。その上でサポート系喪失(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。 b. 過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)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シーケンスを「高」とした。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. SRV 再開失敗を含む場合は SRV から一定程度減圧されるため、バックアップ手段による減圧を実施した場合、減圧に必要な SRV の容量が少なく、再開成功の場合よりも速やかに低圧状態に移行でき、低圧系での注水を開始できることから「低」とし、SRV 再開失敗を含まない場合を「高」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は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シーケンスを「高」とした。また、全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤, ⑥ではサポート系 1 区分の喪失を起因としているが、ほかの区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b, c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして①を抽出。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。
	- ②過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	高	低	低		
	- ③通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	高	低		
	- ④通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	- ⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			高	低	高	低		
	- ⑥サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			高	低	低	低		

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。 ※2 地震 PRA では多重化された機器を完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カットセットでは共通原因故障が生じるものとした。

第 1-8 表 重要事故シーケンス等の選定 (2/3)

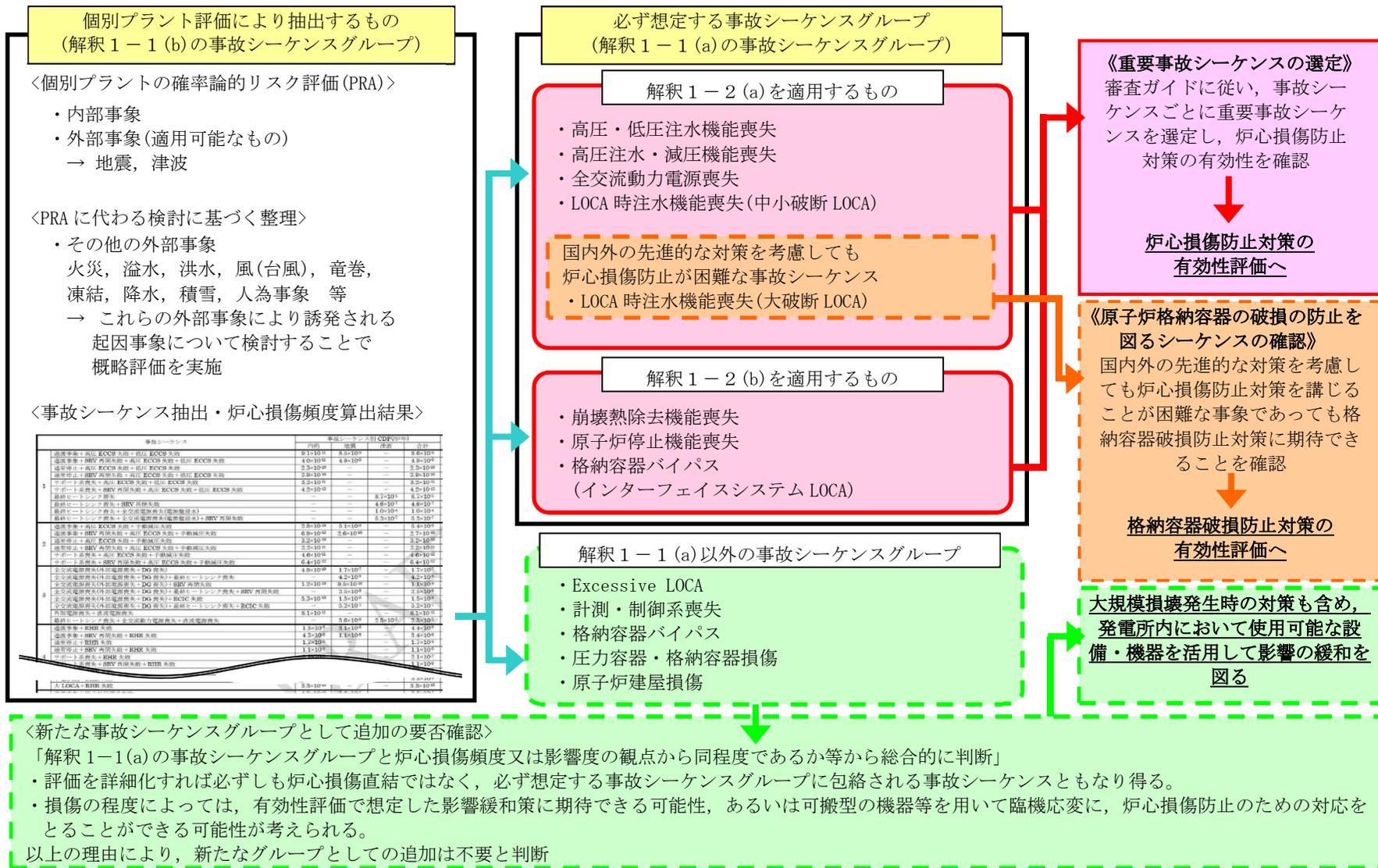
解釈の事故シーケンスグループ	詳細化した事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※1		喪失した機能		対応する主要な炉心損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)	着眼点との関係と重要事故シーケンス選定の考え方				備考(a: 共通原因故障※2 又は系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)	選定した重要事故シーケンスと選定理由		
				電源	冷却機能		a	b	c	d				
全交流動力電源喪失	長期 TB	◎	①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)	全交流動力電源	原子炉隔離時冷却系を除く注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の 24 時間確保) 高压代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低压代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)(蓄電池枯渇後 RCIC 停止)」※5を重要事故シーケンスとして選定。	各重要事故シーケンスに対し、地震 PRA からは、全交流動力電源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現れると考えられ、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が少なくなる。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圧力逃がし装置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、これに加えて代替原子炉補機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。	
	TBU	◎	①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+RCIC 失敗	全交流動力電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 高压代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低压代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+RCIC 失敗(RCIC 本体の機能喪失)」※5を重要事故シーケンスとして選定。		
	TBP	◎	①全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)+SRV 再閉失敗	全交流動力電源	全ての注水・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) 高压代替注水系(動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間) 手動減圧 低压代替注水系(可搬型) 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型) 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	-	-	-	-	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。	①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+SRV 再閉失敗」※5を重要事故シーケンスとして選定。		
	TBD	◎	①外部電源喪失+直流電源喪失	全交流動力電源※4 直流電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 高压代替注水系(常設代替直流電源設備) 手動減圧 低压代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系(常設) 代替原子炉補機冷却系 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	高	-	-	低	<p>a. 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こと及び、電源を必要とする多くの機能が喪失することから「高」とした。</p> <p>b. 事象発生後、いずれの注水手段にも期待できない点は同等であり、余裕時間に差異はないと考えられることから「-」とした。</p> <p>c. 原子炉圧力容器内が高圧状態で推移する点は同等であり、電源喪失後、少なくとも蒸気駆動の高圧注水及び制御用直流電源を確保すれば必要な設備容量は同等であることから「-」とした。</p> <p>d. 全炉心損傷頻度に対して 10%以上又は詳細化した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シーケンスを「高」とした。また、全炉心損傷頻度に対して 0.1%未満のシーケンスを「低」とした。</p>	②は頻度の観点で支配的であるものの、その発生原因が津波に伴う浸水によるものであり、対策としては防潮堤の設置や建屋内止水等の止水対策となるため、重大事故防止対策の有効性の確認には適さない。	以上より、より多くの対策の有効性を確認できる点で①が本事故シーケンスグループの事故シーケンスを代表していると考え、①「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+直流電源喪失」※5を重要事故シーケンスとして選定。	
		-	②最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失(電源盤浸水)+直流電源喪失(電源設備浸水)	全交流動力電源 直流電源	全ての注水・除熱機能	<ul style="list-style-type: none"> 津波による浸水防止 	高	-	-	高				

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。 ※2 地震 PRA では多重化された機器を完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カットセットでは共通原因故障が生じるものとした。 ※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 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機(DG)を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、全交流動力電源喪失となる。 ※5 PRA の結果抽出した事故シーケンスの名称に対し、機器の表記の変更、機能喪失の状態の付記等を行い、重要事故シーケンスの名称とした。

第 1-8 表 重要事故シーケンス等の選定 (3/3)

解釈の事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※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)	着眼点と重要事故シーケンス選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由	
					a	b	c	d		備考(a: 共通原因故障※2 又は系統間機能依存性, b: 余裕時間, c: 設備容量, d: 代表性)
崩壊熱除去機能喪失	◎	①過渡事象+崩壊熱除去失敗	・除熱機能※3	・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・常設代替交流電源設備	中	中	低	高	a. 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。その上でサポート系喪失(1系統)は、起回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。 b. 過渡事象(全給水喪失事象)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「中」とした。また、LOCA は直接ドライウェルに蒸気が放出されるため、格納容器圧力上昇の観点で厳しいと考え「高」とした。手動停止、サポート系喪失は通常水位から原子炉停止に至るため、水位の低下後に原子炉停止に至る過渡事象よりも事象進展が遅いことから「低」とした。 c. LOCA は直接ドライウェルに蒸気が放出されるため、サブプレッション・チェンバでの蒸気凝縮に十分に期待できない格納容器圧力上昇の観点で厳しいと考え「高」とした。ほかの起回事象については、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. 全炉心損傷頻度に対して10%以上又は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シーケンスを「高」とした。また、全炉心損傷頻度に対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. ⑤、⑥ではサポート系1区分の喪失を起因としているが、ほかの区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。 b、c. ⑦～⑨の両着眼点について LOCA を「高」としたが、これらは LOCA から派生したシーケンスであって、崩壊熱除去機能喪失に対する対策の有効性を確認するシーケンスとしては適切でないと考え。LOCA を起因とするシーケンスについては崩壊熱除去機能の代替手段も含めてほかのシーケンスグループで評価する。よって、b の事象対応の余裕時間の観点で①、②が厳しい。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。
	—	②過渡事象+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗			中	中	低	中		
	—	③通常停止+崩壊熱除去失敗			中	低	低	中		
	—	④通常停止+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗			中	低	低	低		
	—	⑤サポート系喪失+崩壊熱除去失敗			高	低	低	中		
	—	⑥サポート系喪失+SRV 再閉失敗+崩壊熱除去失敗			高	低	低	低		
	—	⑦小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗			中	高	高	低		
	—	⑧中破断 LOCA+RHR 失敗			中	高	高	低		
	—	⑨大破断 LOCA+RHR 失敗			中	高	高	低		
原子炉停止機能喪失	◎	①過渡事象+原子炉停止失敗	・原子炉停止機能	・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系	中	高	中	高	a. 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。 b. 過渡事象(主蒸気隔離弁閉)は LOCA と比較して反応度投入に伴う出力抑制の観点で厳しく、大破断 LOCA は LOCA 後の水位低下の観点で厳しいと考えられることから「高」とし、中小破断 LOCA については「中」とした。 c. 停止機能の設備容量については事故シーケンス間に有意な差がないと考えられるが、原子炉内が中圧～高圧で維持されるシーケンスでは注水可能な系統が高圧に限定されることから、原子炉隔離時冷却系の使用可能性も考慮し、過渡事象及び小破断 LOCA を「中」とし、中破断 LOCA については「高」、大破断 LOCA については「低」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して10%以上又は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シーケンスを「高」とした。また、全炉心損傷頻度に対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. 全シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。 b、c. 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、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。事象発生直後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起因とする①が厳しい。 d. 炉心損傷頻度の観点では①が支配的となった。なお、LOCA と原子炉停止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^{-13} /炉年未満であり、ほかの事故シーケンスグループの事故シーケンスの炉心損傷頻度と比較しても極めて小さい。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。
	—	②小破断 LOCA+原子炉停止失敗			中	中	中	低		
	—	③中破断 LOCA+原子炉停止失敗			中	中	高	低		
	—	④大破断 LOCA+原子炉停止失敗			中	高	低	低		
LOCA 時注水機能喪失	—	①小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	・高圧注水機能 ・低圧注水機能	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給)	中	低	高	低	a. 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。 b. 中破断 LOCA の方が事象進展が早いことから「高」とし、小破断 LOCA を「低」とした。 c. 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 失敗を含むシーケンスが厳しいと考え、「高」とし、原子炉減圧失敗を含むシーケンスを「低」とした。 d. 全炉心損傷頻度に対して10%以上又は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シーケンスを「高」とした。また、全炉心損傷頻度に対して0.1%未満のシーケンスを「低」とした。	a. 全シーケンスに共通であるため選定理由から除外した。 b、c. 両着眼点について「高」と考えたシーケンスとして③を抽出。 d. 頻度の観点では③が支配的となった。 以上より、③を重要事故シーケンスとして選定。
	—	②小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗			中	低	低	低		
	◎	③中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗			中	高	高	高		
	—	④中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗			中	高	低	低		
格納容器バイパス (ISLOCA)	◎	①インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)	—	・ISLOCA 発生箇所の隔離 ・高圧炉心注水系 ・手動減圧 ・低圧炉心注水系	—	—	—	—	抽出されたシーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「—」とした。 ①を重要事故シーケンスとして選定。	

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。 ※2 地震 PRA では多重化された機器を完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カットセットでは共通原因故障が生じるものとした。 ※3 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水系の機能喪失を考慮する。



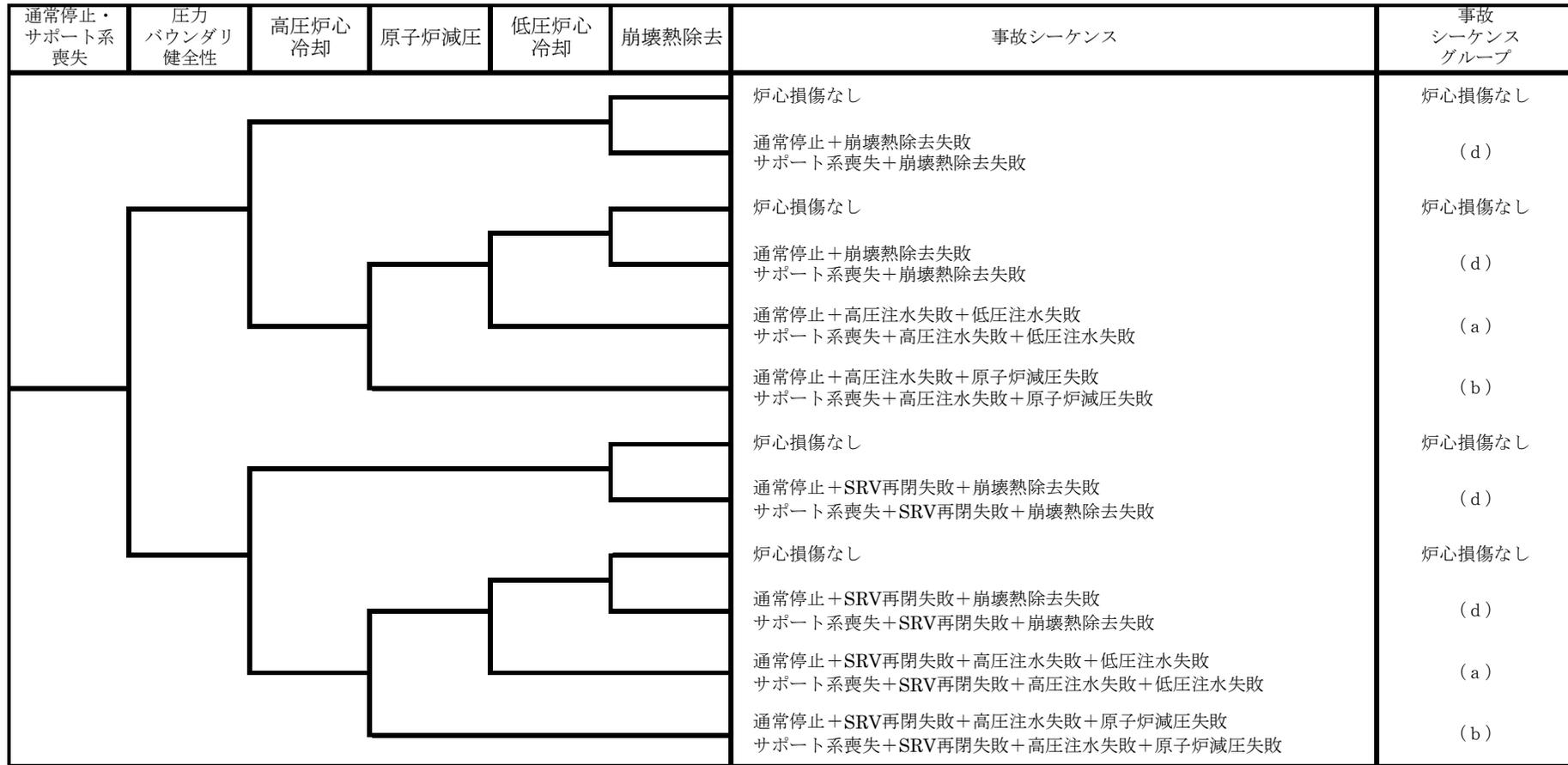
第 1-1 図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

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	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
							過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
							過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
						過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)	
						過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)	
						過渡事象+原子炉停止失敗	(e)	

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	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	
					過渡事象へ	過渡事象へ	
						全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用交流電源喪失)	(c)
						全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用交流電源喪失)+RCIC失敗	(c)
						全交流動力電源喪失(外部電源喪失+非常用交流電源喪失)+SRV再閉失敗	(c)
					外部電源喪失+直流電源喪失	(c)	

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (c) 全交流動力電源喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失

第 1-2 図 内部事象運転時レベル 1PRA イベントツリー (1/3)



(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失

第1-2図 内部事象運転時レベル1PRAイベントツリー (2/3)

冷却材喪失事象	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	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						大破断LOCA+RHR失敗 中破断LOCA+RHR失敗 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	(d)
						炉心損傷なし	炉心損傷なし
						大破断LOCA+RHR失敗 中破断LOCA+RHR失敗 小破断LOCA+崩壊熱除去失敗	(d)
						大破断LOCA+HPCF失敗+低圧ECCS注水失敗 中破断LOCA+HPCF失敗+低圧ECCS注水失敗 小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(f)
						中破断LOCA+HPCF注水失敗+原子炉減圧失敗 小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(f)

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	ISLOCA	(g)

(d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (f) LOCA時注水機能喪失 (g) 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

第1-2図 内部事象運転時レベル1PRAイベントツリー(3/3)

地震	地震 加速度大	建屋・ 構造物 の損傷	格納容器 バイパス	冷却材喪失 (E-LOCA) ※1	計測・ 制御系 喪失	直流 電源喪失	原子炉 補機冷却系 の喪失	交流 電源喪失	外部電源 喪失	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
										炉心損傷なし	炉心損傷なし
										過渡事象へ	過渡事象へ
										外部電源喪失へ	外部電源喪失へ
										全交流動力電源喪失へ	全交流動力電源喪失へ
										最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失へ	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失へ
										直流電源喪失	(h)
										計測・制御系喪失	(h)
										Excessive LOCA	(h)
格納容器バイパス	(h)										
圧力容器・格納容器損傷 原子炉建屋損傷	(h)										

※1 E-LOCA : Excessive -LOCA

(h) 炉心損傷直結シーケンス

第 1-3 図 地震レベル 1PRA 階層イベントツリー

過渡事象/ 外部電源喪失※1	原子炉停止	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁開放)	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁再閉鎖)	高圧炉心 冷却	原子炉減圧	低圧炉心 冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+崩壊熱除去失敗	(d)
								過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
								過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
								炉心損傷なし	炉心損傷なし
								過渡事象+SRV再閉失敗+崩壊熱除去失敗	(d)
								過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗	(a)
								過渡事象+SRV再閉失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗	(b)
								Excessive LOCA	(h)
								過渡事象+原子炉停止失敗	(e)

※1 非常用ディーゼル発電機全台機能喪失を伴わない外部電源喪失は過渡事象として整理した。

(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (d) 崩壊熱除去機能喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (h) 炉心損傷直結シーケンス

第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー (1/2)

全交流動力電源喪失/ 全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失	原子炉停止	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁開放)	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁再閉鎖)	高圧炉心 冷却	事故シーケンス	事故 シーケンス グループ
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失) 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失 ^{※1}	(c)
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+RCIC失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗 ^{※1}	(c)
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+SRV再閉失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+SRV再閉失敗 ^{※1}	(c)
					Excessive LOCA	(h)
					全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+原子炉停止失敗 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+最終ヒートシンク喪失+原子炉停止失敗 ^{※1}	(e)

※1 全交流動力電源喪失が生じた時点で最終ヒートシンク喪失も発生することから、全交流動力電源喪失の事故シーケンスとして整理した。

(c) 全交流動力電源喪失 (e) 原子炉停止機能喪失 (h) 炉心損傷直結シーケンス

第 1-4 図 地震レベル 1PRA イベントツリー (2/2)

津波高さ	12m	6.5m	4.8m	4.2m	3.5m	発生する起回事象	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
以下→						起因となる事象発生なし	炉心損傷なし	炉心損傷なし
以上↓						①	過渡事象へ ^{※1}	過渡事象へ ^{※1}
						①+②	津波高さ 4.2m～6.5mへ	津波高さ 4.2m～6.5mへ
					①+②+③			
						①+②+③+④	非常用交流電源喪失 +最終ヒートシンク喪失 +直流電源喪失	直流電源喪失
					①+②+③+④+⑤			

※1 内部事象のイベントツリーに包絡されるものと整理した。

- ① 過渡事象 ② 最終ヒートシンク喪失(LUHS) ③ 全交流動力電源喪失(SBO) ④ 直流電源喪失 ⑤ 外部電源喪失

第 1-5 図 津波レベル 1PRA 津波高さ別イベントツリー

津波高さ 4.2m～6.5m	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁 開放)※2	原子炉圧力制御 (逃がし安全弁 再閉鎖)※2	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗 最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+RCIC失敗	(a)
							※1	(b)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							炉心損傷なし	炉心損傷なし
							※1	(d)
							最終ヒートシンク喪失+SRV再閉失敗 最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+SRV再閉失敗	(a)
							※1	(b)
							LOCA	(f)

※1 イベントツリー上はシーケンスを抽出できるが、津波によって注水機能を全て喪失して炉心損傷に至るため、当該シーケンスは発生しない。

※2 当該ヘディングはランダム故障を考慮して設定している。これは当該ヘディングが、SRV の逃がし弁機能又は安全弁機能による、津波襲来後の過渡的な状況下での原子炉圧力制御を考慮しているものであって、少なくとも安全弁機能には期待できることを考慮すると、津波による機能喪失は想定されないためである。当該ヘディングの非信頼度への津波による影響はないが、全ての事故シーケンスを抽出する観点から、ランダム故障による分岐確率(内部事象 PRA での値と同じ)を設定して分析している。

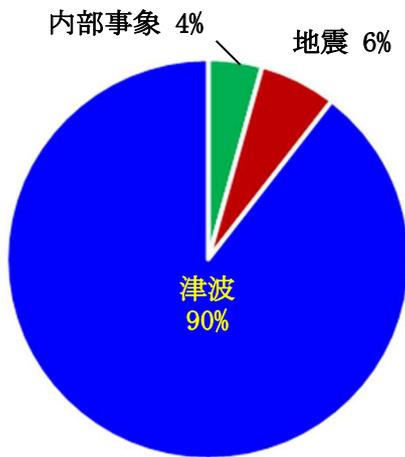
(a) 高圧・低圧注水機能喪失

(b) 高圧注水・減圧機能喪失

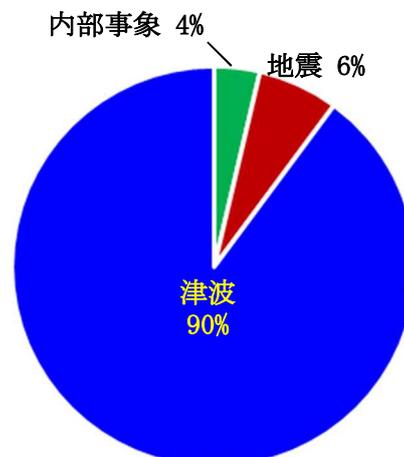
(d) 崩壊熱除去機能喪失

(f) LOCA 時注水機能喪失

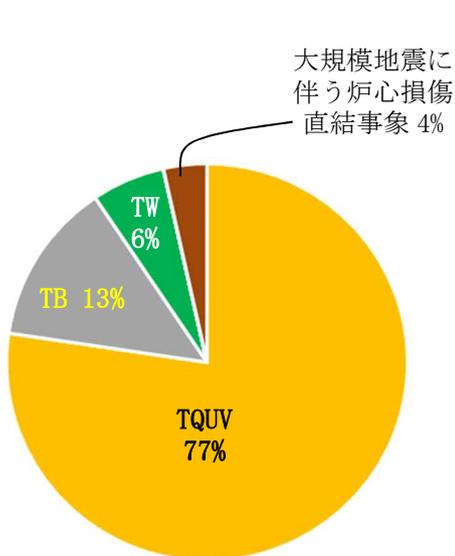
第 1-6 図 津波レベル 1PRA イベントツリー



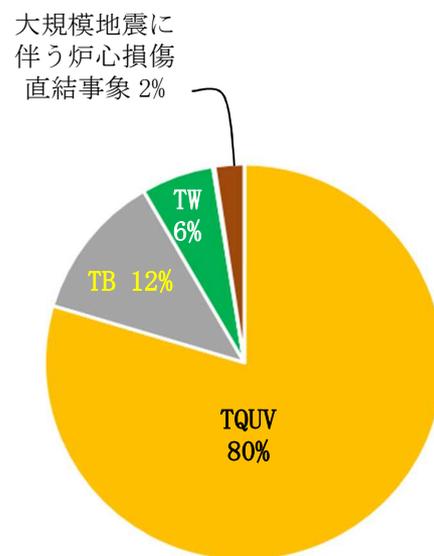
6号炉事象別



7号炉事象別



6号炉事故シークエンスグループ別

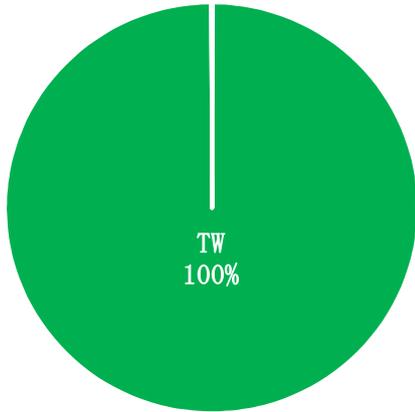


7号炉事故シークエンスグループ別

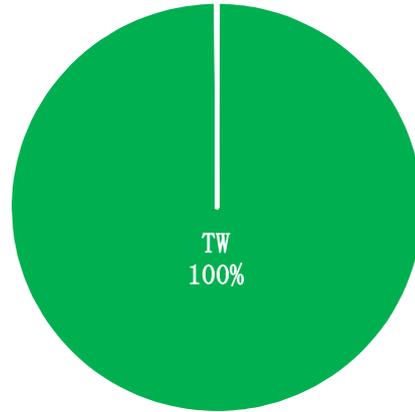
6号炉 全炉心損傷頻度： 2.0×10^{-4} /炉年

7号炉 全炉心損傷頻度： 2.4×10^{-4} /炉年

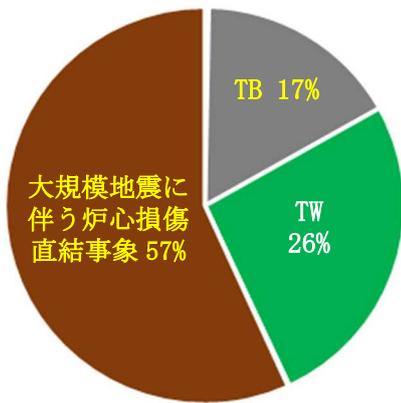
第 1-7 図 プラント全体の炉心損傷頻度



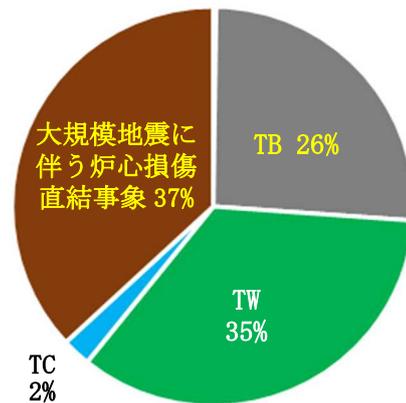
6号炉内部事象運転時レベル 1PRA
(炉心損傷頻度： 8.7×10^{-6} /炉年)



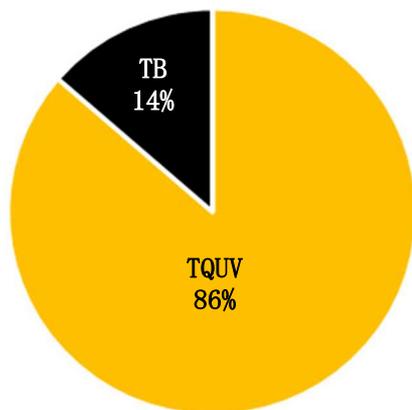
7号炉内部事象運転時レベル 1PRA
(炉心損傷頻度： 8.7×10^{-6} /炉年)



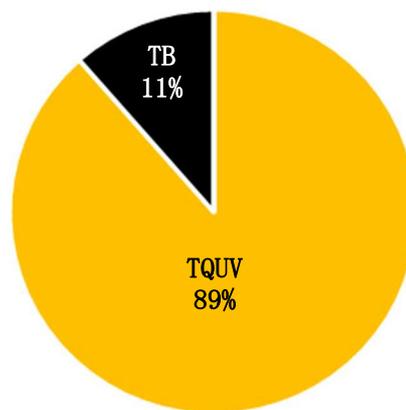
6号炉地震レベル 1PRA
(炉心損傷頻度： 1.2×10^{-5} /炉年)



7号炉地震レベル 1PRA
(炉心損傷頻度： 1.5×10^{-5} /炉年)



6号炉津波レベル 1PRA
(炉心損傷頻度： 1.8×10^{-4} /炉年)



7号炉津波レベル 1PRA
(炉心損傷頻度： 2.1×10^{-4} /炉年)

第 1-8 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 内部事象レベル 1.5PRA 及び PRA を適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討・分類を実施した。
- ② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で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はないものと判断した。
- 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 PRA 及び外部事象に関する PRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記 2-1 (a) の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

上記 2-1 (b)①に基づき、内部事象レベル 1.5PRA を実施し、格納容器破損モードを評価した。外部事象について、地震レベル 1.5PRA は原子炉建屋、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、PRA の適用が困難と判断した外部事象については定性的な検討により発生する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以下に示す。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出，整理

(1) PRA に基づく整理

内部事象レベル 1.5PRA を実施し，事故の進展に伴い生じる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。内部事象レベル 1.5PRA から抽出された格納容器破損モード及び定量化結果を第 2-1 表に示す。また，格納容器破損モードごとの格納容器破損頻度への寄与割合を第 2-4 図に示す。

① 原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損

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 インターフェイスシステム LOCA

インターフェイスシステム LOCA の発生により、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屋内に放出される事象として分類する。

④ 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 水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)

高温の溶融炉心が下部プレナムの水中に落下して水蒸気爆発が発生し、その際の発生エネルギ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 水蒸気爆発(原子炉圧力容器外での水蒸気爆発)

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力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 溶融物直接接触

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広がり、高温の熔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熔融貫通し、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)

炉心損傷後に熔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、熔融炉心が冷却されない場合に、熔融炉心・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 過温破損

原子炉圧力容器破損後、原子炉格納容器内で熔融炉心が冷却できない状態が継続した場合に、熔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 熔融炉心・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熔融炉心が十分に冷却できない状態が継続した場合に、原子炉格納容器下部の側壁のコンクリートが浸食され、原子炉圧力容器支持機能が喪失する事象又は原子炉格納容器のベースマットが熔融貫通し、原子炉格納容器の破損に至る事象として分類する。

⑫ 水素燃焼

原子炉格納容器内に酸素ガス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ガス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) PRA に代わる検討に基づく整理

地震、津波及びその他の外部事象等に対する格納容器破損モードについて、内部事象運転時レベル 1.5PRA の知見等を活用して検討した結果、地震、津波及びその他の外部事象等についても、炉心損傷後の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 PRA 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 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

第 2-1 表に示す格納容器破損モードについて、2.1.1 項に示すレベル 1.5PRA 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。

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)～(5)の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(シェールアタック)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破損モードであり、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の鉄筋コンクリート製原子炉格納容器(RCCV 型格納容器)では、熔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6)

また、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、運転中、原子炉格納容器内を窒素ガスで置換し、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ガス置換が水素燃焼の発生防止対策であることを踏まえ、窒素ガス置換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の水素ガスの可燃限界以下(水素濃度がドライ条件に換算して4vol%以下又は酸素濃度5vol%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6)

(1) 原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損

本破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが、解積の要求事項に「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの(格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等)にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」と記載されており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」にて有効性評価の対象としている。なお、当該破損モードの格納容器破損頻度(5.1×10^{-12} /炉年)の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は0.1%未満である。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(2) 過圧破損(炉心損傷前)

本破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが、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、当該破損モードの格納容器破損頻度(8.7×10^{-6} /炉年)の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は約99.9%である。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして評価事故シーケンスに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 LOCA

これらの破損モードは、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。

以下に、格納容器隔離失敗及びインターフェイスシステム LOCA で想定

した事象及び評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した理由を示す。

(3)-1 格納容器隔離失敗

本破損モードは炉心が損傷した時点で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 7)

今回実施したレベル 1.5PRA では、国内 BWR プラントの格納容器隔離失敗の実績がないことから、NUREG/CR-4220 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破損モードの格納容器破損頻度 (5.5×10^{-11} /炉年、全格納容器破損頻度に対する寄与割合 0.1%未満)を定量化した。国内の運転管理実績を考慮すれば、当該破損モードの格納容器破損頻度はさらに小さくなると推定される。(別紙 7)

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対策とはならない。通常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、本事象の分岐に至る前の事故シーケンスによる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評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

また、格納容器隔離失敗については地震レベル 1PRA においても抽出されており、地震レベル 1PRA では、地震によって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み合わせを特定することは困難であるため、定量的に分析することは難しいが、破断箇所及び喪失した機能に応じて炉心損傷防止を試みる対応が発生するものとする。

炉心損傷の後に原子炉格納容器の破損に至る事象ではなく、地震により原子炉格納容器の隔離機能が先行して喪失する事象であるため、その対応は炉心損傷防止が重要となる。この観点から、地震レベル 1PRA で抽出された格納容器隔離失敗についても、評価事故シーケンスに追加する必要はないと判断した。

(3)-2 インターフェイスシステム LOCA

本破損モードは、発生と同時に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 1PRA の結果から重要事故シーケンスとして抽出し、有効性評価の対象としている。

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、当該破損モードの格納容器破損頻度(9.5×10^{-11} /炉年)の全格納容器破損頻度に対する寄与割合は0.1%未満である。

(4) 水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)

本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8)

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により抽出された格納容器破損モードとして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、PRAの知見等を踏まえて、格納容器破損防止対策の有効性評価において、追加すべき新たな格納容器破損モードはないことを確認した。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

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

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

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷

PRA に基づく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

PRA 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、減圧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

PRA 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。柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、運転中、原子炉格納容器内を窒素ガスで置換し、酸素濃度を低く管理しているため、水素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さいことから、本破損モードはレベル 1.5PRA の定量化において想定する格納容器破損モードから除外しているが、評価事故シーケンスとしては炉心損傷後の原子炉格納容器内の酸素濃度上昇の観点で厳しいシ

シーケンスを選定する。

(5) 溶融炉心・コンクリート相互作用

PRA に基づく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，レベル 1.5PRA の知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定では，先ず格納容器破損モードごとに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 PDS を選定し，その後，選定した PDS 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 PDS の選定

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

ここで，AE，S1E，S2E は LOCA として 1 つの PDS 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格納容器破損頻度，当

該破損モードに至る可能性のある全ての PDS を整理した。また、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, ISLOCA については、格納容器先行破損の事故シーケンスであることから、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 項で格納容器破損モードごとに選定した PDS に属する事故シーケンスを比較し、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、有効性評価では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、各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となる PDS と主要なカットセットの整理を実施し、格納容器破損頻度の観点で支配的となるカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。(別紙 4)

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ずることが困難な事故シーケンスグループのうち、格納容器破損防止対策に期待できるものについては、今回整備した格納容器破損防止対策により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ずることが困難な事故シーケンス及び該当する PDS は以下のとおり。以下の事故シーケンスは、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できる」事故シーケンスである。(1.2 項参照)

- ・大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗

2.2.1 項の PDS 選定では、上記の PDS を含めて格納容器破損モードごとに厳しい PDS 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 項において、炉心損傷防止に係る有効性評価において想定する事故シーケンスグループとして新たに追加する必要がないと判断した事故シーケンスグループについては、炉心損傷後の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(低圧代替注水系(可搬型)、可搬型代替交流電源設備等)による対応や放射性物質の拡散を防止する対策(大容量送水車、汚濁防止膜等)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※1

PRA から抽出された格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	全格納容器破損頻度に占める割合 (%)	解釈2-1(a)で想定する破損モード	備考
原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損	5.1×10^{-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」 →事故シーケンスグループ「原子炉未臨界確保失敗」
過圧破損(炉心損傷前)	8.7×10^{-6}	99.9		解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」
過圧破損(炉心損傷後)	3.9×10^{-10}	< 0.1		—
過温破損	8.4×10^{-9}	0.1		—
格納容器雰囲気直接加熱	1.2×10^{-12}	< 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(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)※2	—	—	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、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。(別紙8)
水蒸気爆発(原子炉圧力容器外での水蒸気爆発)	3.8×10^{-13}	< 0.1	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	1.2×10^{-11}	< 0.1	溶融炉心・コンクリート相互作用	—
インターフェイスシステム LOCA	9.5×10^{-11}	< 0.1	なし	解釈1-2(b)に基づき「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「格納容器バイパス(インターフェイスシステム LOCA)」
格納容器隔離失敗	5.5×10^{-11}	< 0.1	なし	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していること、本破損モードの格納容器破損頻度及び全格納容器破損頻度に対する寄与割合が極めて小さいこと、格納容器隔離失敗を考慮すべき PDS の多くについて炉心損傷防止対策の有効性を確認しており、原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出防止が可能と考えられることから、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。
水素燃焼※2	—	—	水素燃焼	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、運転中、原子炉格納容器内を窒素ガスで置換しており、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ガス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。
溶融物直接接触※2	—	—	格納容器直接接触(シエルアタック)	RCCV 型格納容器である柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では構造的に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。
合計	8.7×10^{-6}	100		

※1 灰色の箇所は、格納容器破損防止対策の有効性評価で考慮しないことを意味する。 ※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の、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7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 PDS 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 (電源確保)
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	直流電源無 交流電源無
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	—
格納容器バイパス (ISLOCA)	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 PDS の選定

解釈で想定する格納容器破損モード		破損モード別格納容器破損頻度(/炉年)	該当する PDS	PDS 別格納容器破損頻度(/炉年)	破損モードの格納容器破損頻度に占める割合(%)	最も厳しい PDS の考え方	選定した PDS	
1	雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	3.9×10 ⁻¹⁰	TQUV	2.5×10 ⁻¹³	0.1	<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, TB の各シナリオと比較し, LOCA は一次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長期 TB や TBU が支配的であることから, 全交流動力電源喪失の寄与が高い。 • 過圧破損については対策として原子炉格納容器からの除熱が必要となる。 • 過温破損については LOCA の寄与が高い。 • 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加えることで, 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。これにより, 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可能である。 <p>以上より, LOCA に 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	1.8×10 ⁻¹⁰	46.3			
LOCA			3.0×10 ⁻¹⁸	< 0.1				
長期 TB			1.1×10 ⁻¹⁰	29.0				
TBU			8.0×10 ⁻¹¹	20.5				
TBP			1.6×10 ⁻¹¹	4.2				
TBD			—	—				
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	8.4×10 ⁻⁹	TQUV	9.5×10 ⁻¹⁰	11.4				
		TQUX	2.2×10 ⁻⁹	26.7				
		LOCA	4.5×10 ⁻⁹	53.5				
		長期 TB	2.7×10 ⁻¹⁰	3.2				
		TBU	2.9×10 ⁻¹⁰	3.5				
		TBP	5.7×10 ⁻¹¹	0.7				
		TBD	8.0×10 ⁻¹¹	1.0				
2	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	1.2×10 ⁻¹²	TQUV	—	—	<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 PDS であり, 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。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>	TQUX	
			TQUX	3.5×10 ⁻¹⁴	2.9			
			LOCA	—	—			
			長期 TB	1.1×10 ⁻¹²	96.4			
			TBU	4.7×10 ⁻¹⁵	0.4			
			TBP	—	—			
3	原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用	3.8×10 ⁻¹³	TQUV	1.1×10 ⁻¹⁶	< 0.1		<p>【事象(原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用における発生エネルギーの大きさ)の厳しさ】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 溶融炉心落下時の発生エネルギーは, 原子炉格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く, 溶融炉心の保有エネルギーが大きいくほど大きくなる。この観点から, 高圧の状態が維持される TQUX 及び TBU, 長期 TB は選定対象から除外した。 • LOCA は, 原子炉内での蒸気の発生状況の差異から, 酸化ジルコニウムの質量割合がほかの低圧破損シーケンス(TQUV, TBP)より小さくなり*, 溶融炉心の内部エネルギーが小さく考えられる。また, LOCA では破断口から高温の原子炉冷却材が流出し, 原子炉格納容器下部に滞留する。原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用は低温の水に落下する場合の方が厳しい事象であることから, LOCA を選定対象から除外した。 • TBP について, 事象初期の原子炉隔離時冷却系による一時的な注水を考慮すると, TQUV に比べて水位低下が遅く, 事象進展が遅い。 • 過渡事象のうち, 原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 <p>以上より, TQUV が最も厳しい PDS 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可能である。</p> <p>※LOCA 事象は一次冷却材の流出を伴い, 発生蒸気によるジルコニウム酸化割合がほかの低圧破損シーケンスよりも少ないため。</p>	TQUV
			TQUX	1.3×10 ⁻¹³	35.2			
			LOCA	2.1×10 ⁻¹³	56.3			
			長期 TB	9.7×10 ⁻¹⁵	2.5			
			TBU	1.9×10 ⁻¹⁴	4.9			
			TBP	4.0×10 ⁻¹⁵	1.1			
			TBD	—	—			
4	溶融炉心・コンクリート相互作用	1.2×10 ⁻¹¹	TQUV	1.6×10 ⁻¹⁴	0.1	<p>【事象(溶融炉心・コンクリート相互作用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"> • 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くなる原子炉圧力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で, 高圧の状態が維持される TQUX 及び TBU, 長期 TB を選定対象から除外した。 • 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ではないと考えられるため, 選定対象から除外した。 • 過渡事象のうち, 原子炉の水位低下が早い事象を選定することで対応が厳しいシーケンスとなる。 <p>以上より, TQUV が最も厳しい PDS 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可能である。</p>		TQUV
			TQUX	8.1×10 ⁻¹²	69.9			
			LOCA	2.2×10 ⁻²⁰	< 0.1			
			長期 TB	1.5×10 ⁻¹²	12.7			
			TBU	1.7×10 ⁻¹²	14.4			
			TBP	3.2×10 ⁻¹³	2.8			
5	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> <p>審査ガイド 3.2.3(4)b.(a)では「PRA に基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが, 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では原子炉格納容器内を窒素ガスで置換しているため, 水素燃焼による格納容器破損シーケンスは抽出されない。このため, 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において評価することが適切と考えられる炉心損傷シーケンスを PDS として選定するものとする。</p> <p>【評価において着目するパラメータ】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では, 原子炉格納容器内が窒素ガス置換され, 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。 <p>【柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において評価する事故シーケンス】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 本格格納容器破損モードは PRA から抽出されたものではないが, 評価のために PDS を格納容器先行破損の事故シーケンス以外の PDS から選定する。酸素ガスは水の放射線分解で発生するが, 酸素濃度はほか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える上で影響が大きくと考えられるジルコニウム—水反応による水素ガスの発生に着目する。原子炉圧力容器への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 とほかの PDS とに大別できる。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, これに伴う水素ガスの発生量が少なくなると考えられる。このため, LOCA では水の放射線分解によって増加する酸素濃度がほかの PDS よりも相対的に高くなる可能性が考えられる。更に, 原子炉圧力容器の破損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の破損に至らない場合を想定することが適切と考える。 • 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において, 炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが, 原子炉格納容器においてその事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとしては, 大破断 LOCA と ECCS 注水機能の喪失が重畳する事故シーケンスのみが抽出されている。 • 以上の理由から, 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・過温破損)」の評価事故シーケンスでは, 対応の厳しさの観点で SBO の重量を設定していることを考慮し, LOCA(大破断 LOCA+ECCS 注水機能喪失)+SBO を PDS として選定する。

第 2-4 表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	評価対象とした PDS	該当する事故シーケンス※1	格納容器破損防止対策	評価事故シーケンス選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)	LOCA+SBO	◎ ①大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(溶融炉心冷却成功)+RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 ・代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器の圧力制御 ・格納容器圧力逃がし装置による除熱 ・代替循環冷却(低圧代替注水系及び代替原子炉補機冷却系を用いた除熱) 	【事象進展(過圧)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・中小破断 LOCA と比較し、大破断 LOCA は原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 ・中小破断 LOCA と比較し、大破断 LOCA は水位回復に必要な流量が多いため、必要な設備容量の観点で厳しい。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。
		— ②中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(溶融炉心冷却成功)+RHR 失敗		
— ③中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+(溶融炉心冷却成功)+RHR 失敗		【事象進展(過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・中小破断 LOCA と比較し、大破断 LOCA は原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 ・中小破断 LOCA と比較し、大破断 LOCA は水位回復に必要な流量が多いため、必要な設備容量の観点で厳しい。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。		
— ④小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(溶融炉心冷却成功)+RHR 失敗				
— ⑤小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+(溶融炉心冷却成功)+RHR 失敗				
◎ ①大破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部ドライウエル注水失敗				
雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)	— ②中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部ドライウエル注水失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉圧力容器破損までに手動操作により原子炉を減圧 	【余裕時間の厳しさ】 ・過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)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。 【事象(高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱発生時の原子炉圧力)の厳しさ】 ・原子炉圧力容器破損時には原子炉圧力が高圧で維持されている場合の方が、高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱発生の可能性及び発生時の影響の観点で厳しいと考えられる。このため、SRV 再開失敗を含まないシーケンスの方が厳しい。 以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。	
	— ③中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部ドライウエル注水失敗			
	— ④小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+下部ドライウエル注水失敗			
	— ⑤小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+下部ドライウエル注水失敗			
	◎ ①過渡事象+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生			<ul style="list-style-type: none"> ・なし(原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。なお、本事象では、発生時の厳しさの観点から原子炉格納容器下部への水張りを考慮して有効性評価を実施している。)
— ②過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生				
— ③通常停止+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生				
— ④通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生				
— ⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生				
— ⑥サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗+DCH 発生				
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)	TQUV	◎ ①過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生	<ul style="list-style-type: none"> ・溶融炉心落下までに原子炉格納容器下部への水張り及び落下後の崩壊熱除去に必要な流量での注水 	【余裕時間の厳しさ】 ・過渡事象(全給水喪失事象)は原子炉水位低(L3)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。 【事象(溶融炉心・コンクリート相互作用発生時)の厳しさ】 ・いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧の状態では原子炉圧力容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスで溶融炉心・コンクリート相互作用が発生した際の事象の厳しさを比較することは困難である。 以上より、発生頻度の観点で大きいと考えられる SRV 再開失敗を含まない、①を評価事故シーケンスとして選定。
		— ②過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
		— ③通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
		— ④通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
		— ⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
		— ⑥サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI 発生		
溶融炉心・コンクリート相互作用	TQUV	◎ ①過渡事象+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部ドライウエル注水成功)+溶融炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・窒素ガス置換による原子炉格納容器の雰囲気の不活性化 	【事象(酸素濃度上昇)の厳しさ】 ・ジルコニウム-水反応による水素ガスの過剰な発生を抑制する観点から、炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉圧力容器への注水を実施し、その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 ・原子炉格納容器のベントを実施する場合、原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスが大気中に放出され、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから、原子炉格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 ・重大事故等対処設備によって炉心損傷を防止できる PDS についても、事象発生後の原子炉格納容器内の気体の流れ等、酸素濃度の上昇の観点で LOCA+SBO と大きく異なる PDS については、有効性評価において適宜その感度を確認するものとする。
		— ②過渡事象+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部ドライウエル注水成功)+溶融炉心冷却失敗		
		— ③通常停止+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部ドライウエル注水成功)+溶融炉心冷却失敗		
		— ④通常停止+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部ドライウエル注水成功)+溶融炉心冷却失敗		
		— ⑤サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部ドライウエル注水成功)+溶融炉心冷却失敗		
		— ⑥サポート系喪失+SRV 再開失敗+高圧注水失敗+低圧注水失敗+損傷炉心冷却失敗+(下部ドライウエル注水成功)+溶融炉心冷却失敗		
水素燃焼	LOCA+SBO	—	<ul style="list-style-type: none"> ・窒素ガス置換による原子炉格納容器の雰囲気の不活性化 	【事象(酸素濃度上昇)の厳しさ】 ・ジルコニウム-水反応による水素ガスの過剰な発生を抑制する観点から、炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉圧力容器への注水を実施し、その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 ・原子炉格納容器のベントを実施する場合、原子炉格納容器内の水素ガス及び酸素ガスが大気中に放出され、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから、原子炉格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 ・重大事故等対処設備によって炉心損傷を防止できる PDS についても、事象発生後の原子炉格納容器内の気体の流れ等、酸素濃度の上昇の観点で LOCA+SBO と大きく異なる PDS については、有効性評価において適宜その感度を確認するものとする。

※1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す。また、各シーケンスの赤字で示した部分が炉心損傷まで、青字で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す。

個別プラント評価により抽出するもの
(解釈 2-1 (b) の格納容器破損モード)

<個別プラントの確率論的リスク評価 (PRA)>

- ・内部事象
- ・外部事象(適用可能なもの)
→現段階で適用可能な手法はないと判断

<格納容器破損モード及び破損モードごとの
格納容器破損頻度算出結果>

PRA から抽出された 格納容器破損モード	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
原子炉未臨界確保失敗時の 過圧破損	5.1×10^{-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)
過圧破損(炉心損傷前)	8.7×10^{-6}	99.9	
過圧破損(炉心損傷後)	3.9×10^{-10}	< 0.1	
過温破損	8.4×10^{-9}	0.1	
格納容器雰囲気直接加熱	1.2×10^{-12}	< 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(原子炉圧力容 器内での水蒸気爆発)	—	—	なし
水蒸気爆発(原子炉圧力容 器外での水蒸気爆発)	3.8×10^{-13}	< 0.1	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	1.2×10^{-11}	< 0.1	溶融炉心・コンク リート相互作用
インターフェイスシステム	9.5×10^{-11}		

※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の、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では、運転中、原子炉格納容器内を窒素ガスで置換しており、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ガス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の、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 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の、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し、有効性評価の対象から除外した。

必ず想定する格納容器破損モード
(解釈 2-1 (a) の事故シーケンスグループ)

解釈 2-1 (a) を適用するもの

- ・過圧破損(炉心損傷後)、過温破損
→雰囲気圧力・温度による静的負荷
(格納容器過圧・過温破損)
- ・格納容器雰囲気直接加熱
→高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱
- ・水蒸気爆発(原子炉圧力容器外での水蒸気爆発)
→原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用
- ・水素燃焼^{※1}
→水素燃焼
- ・溶融炉心・コンクリート相互作用
→溶融炉心・コンクリート相互作用

解釈 2-1 (a) の適用を除外したもの

- ・格納容器直接接触(シェルアタック)
→溶融物直接接触^{※2}

- ・原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損
- ・過圧破損(炉心損傷前)
- ・インターフェイスシステム LOCA

- ・水蒸気爆発(原子炉圧力容器内での水蒸気爆発)^{※3}
- ・格納容器隔離失敗

《評価事故シーケンスの選定》

1. 格納容器破損モードの発生の観点で厳しい PDS を選定
2. 選定された PDS に属する事故シーケンスから格納容器破損モードの発生の観点で厳しいシーケンスを評価事故シーケンスとして選定

↓

格納容器破損防止対策の有効性評価へ

《炉心損傷防止対策を図るシーケンスの確認》

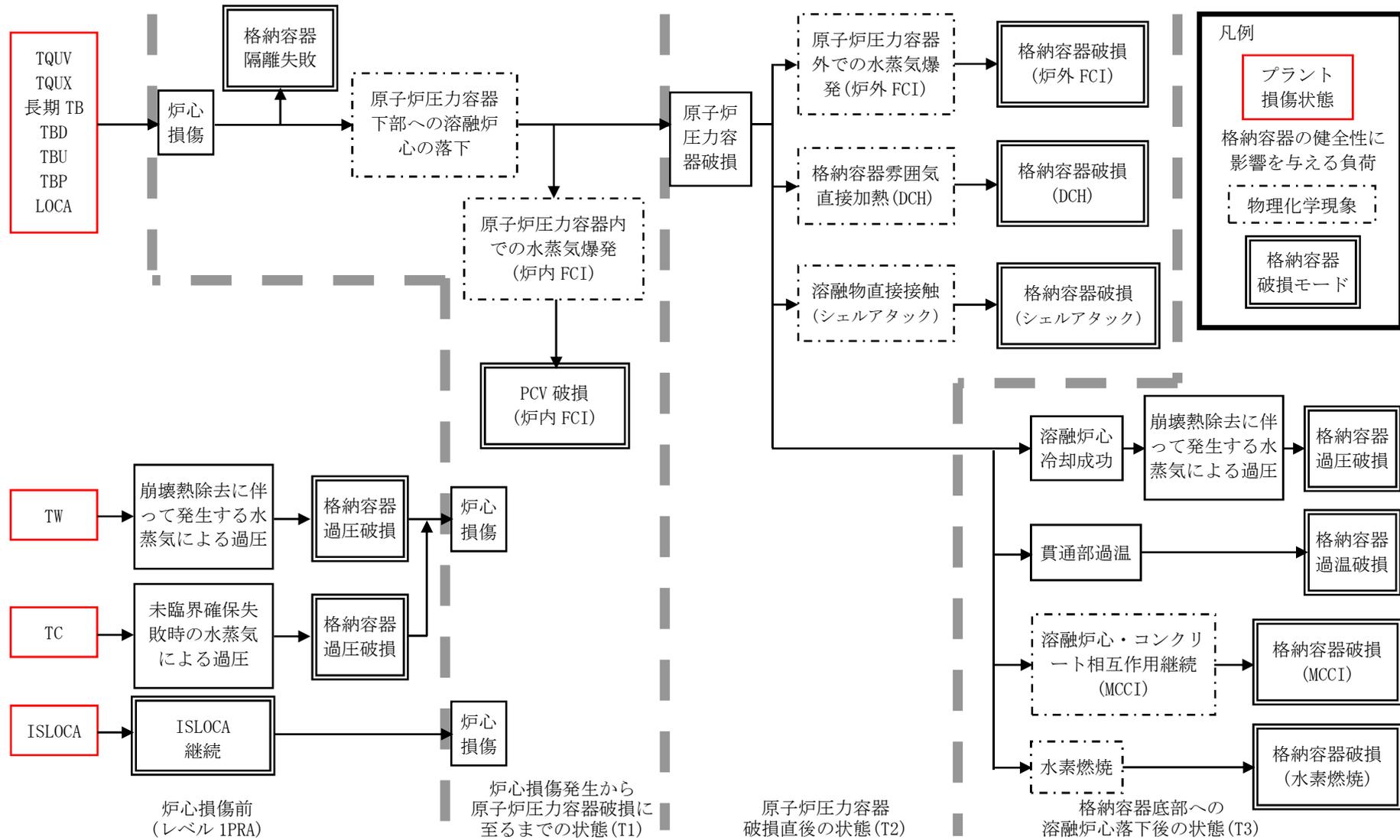
炉心損傷後の格納容器機能に期待できないため、解釈 1-2 (b) に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性がある」ことを確認

↓

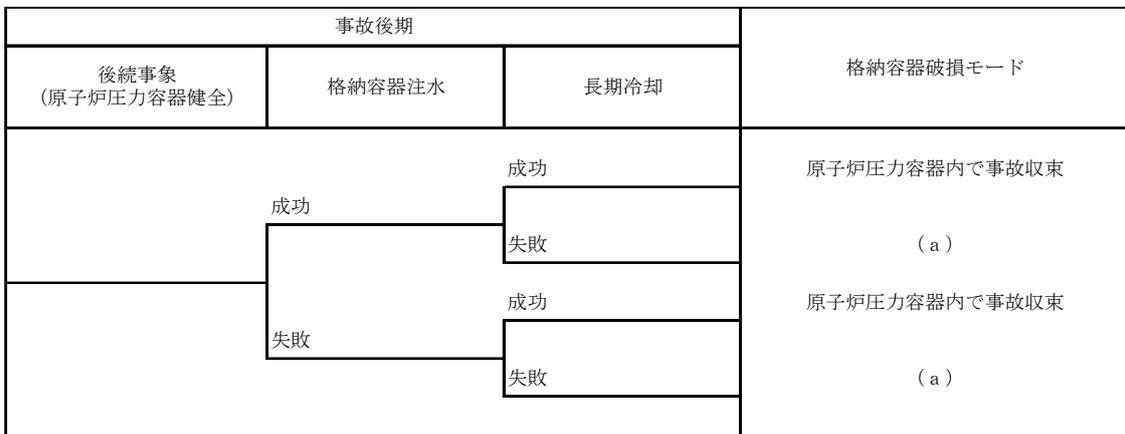
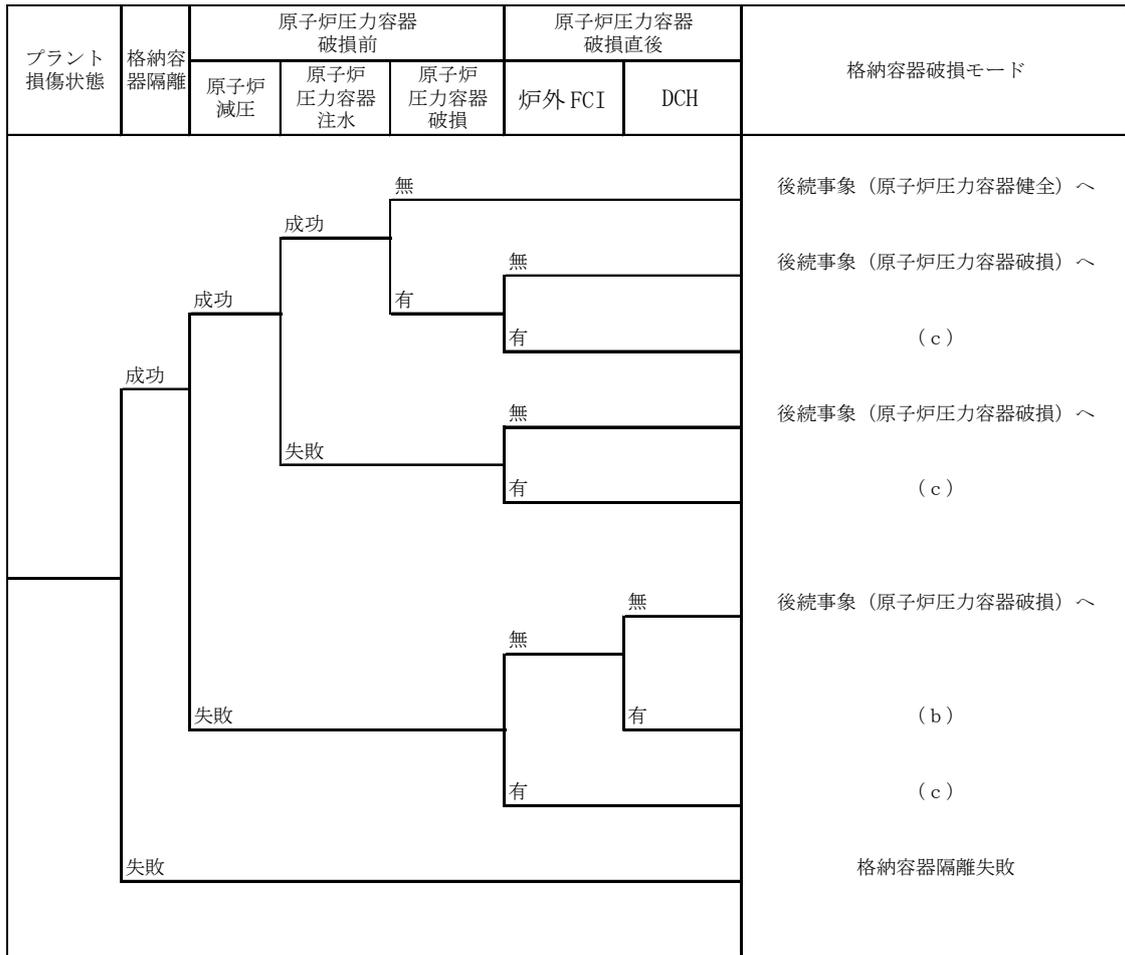
炉心損傷防止対策の有効性評価へ

事象の特徴、頻度等を考慮し、評価事故シーケンスへの追加は不要と判断

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



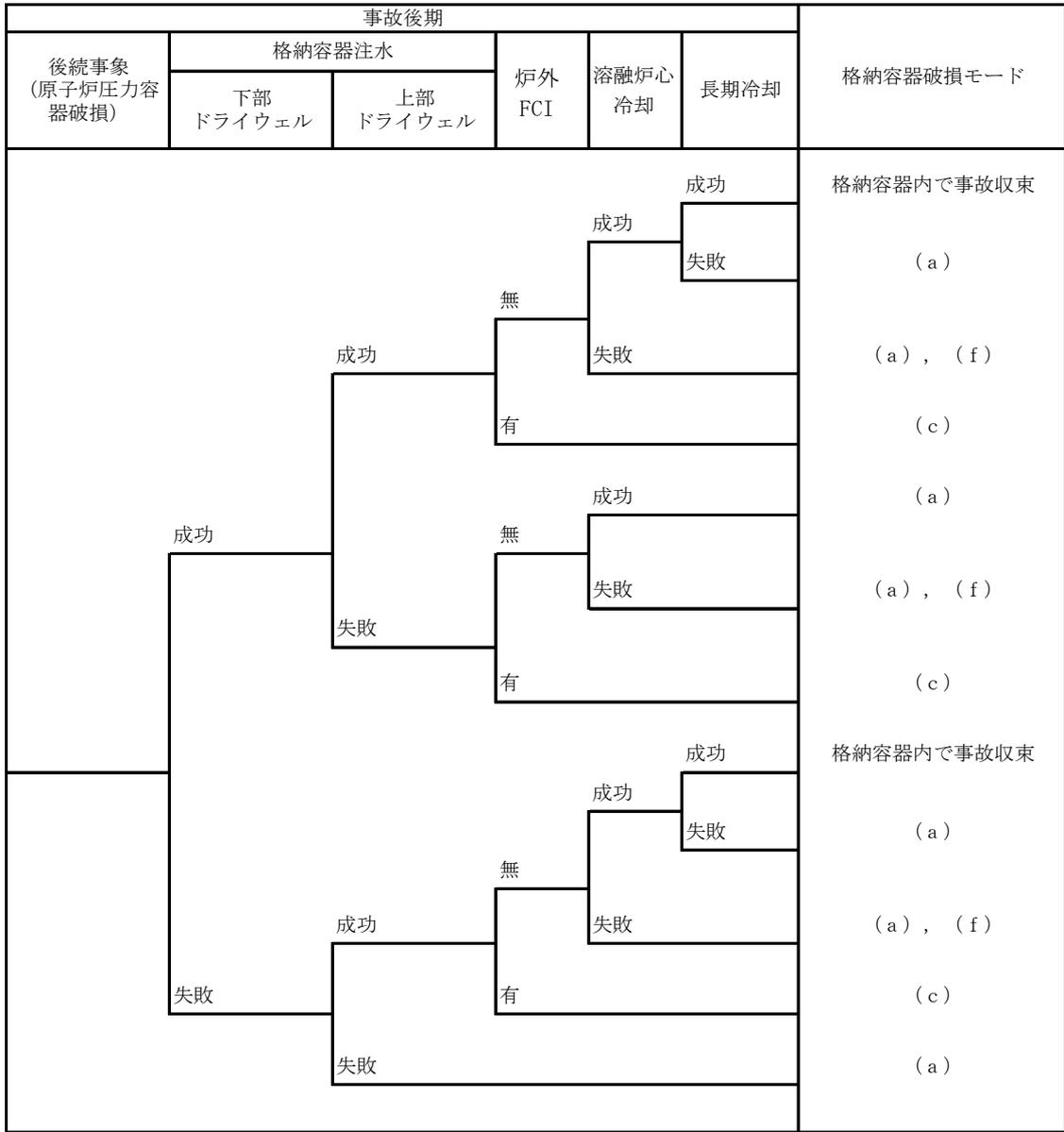
第 2-2 図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード



- (a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- (b) 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接過加熱(DCH)
- (c) 原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)

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

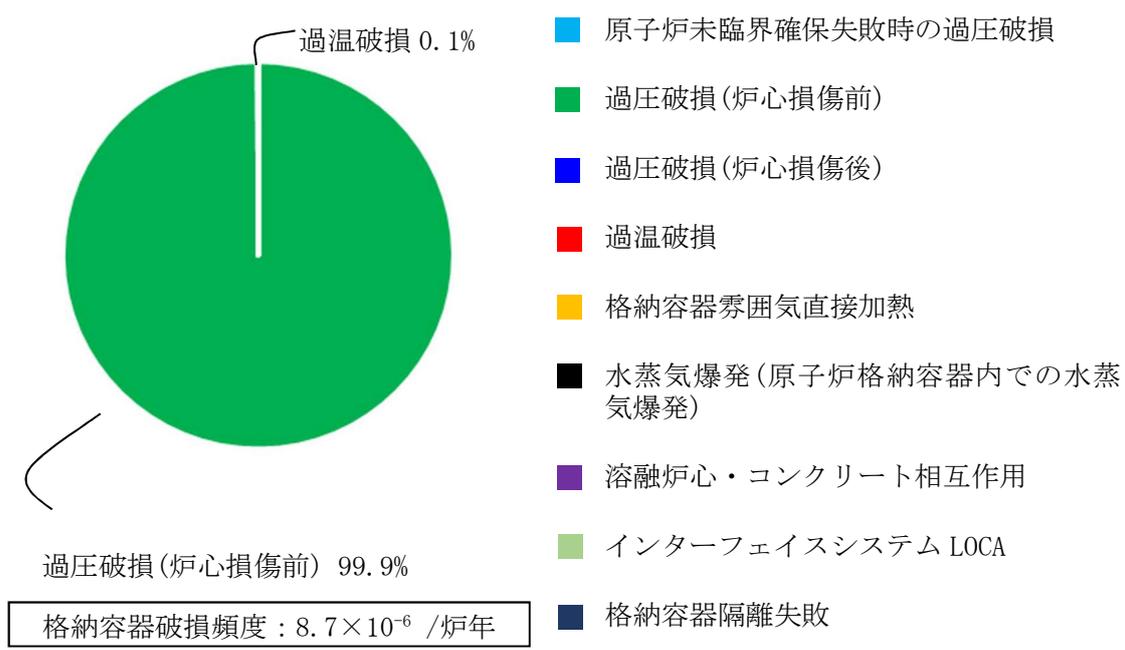
※ 本イベントツリーでは炉心損傷後の物理現象の不確かさを踏まえて分岐及び格納容器破損モードを表示している。



- (a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- (c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)
- (f) 溶融炉心・コンクリート相互作用

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

※ 本イベントツリーでは炉心損傷後の物理現象の不確かさを踏まえて分岐及び格納容器破損モードを表示している。



第 2-4 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA 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及び重要事故シーケンスの選定について

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

【概要】

- ① 内部事象 PRA 及び PRA を適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスグループの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスグループ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グループについて，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は不要とした。
- ③ 有効性評価において想定する事故シーケンスグループごとに，審査ガイドに記載の観点(余裕時間，設備容量，代表性)に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について

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

4-1

(a) 必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ

- ・崩壊熱除去機能喪失(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

(b) 個別プラント評価により抽出した運転停止中事故シーケンスグループ

- ① 個別プラントの停止時に関する PRA (適用可能なもの) 又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記 4-1 (a) の運転停止中事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす運転停止中事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する運転停止中事故シーケンスグループとして追加すること。

上記 4-1 (b) を踏まえて、6 号及び 7 号炉を対象とした内部事象停止時レベル 1PRA 評価を実施し、事故シーケンスグループの検討を行った。

なお、事故シーケンスグループの選定は、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析と同様、従来の設置許可取得時の設計で考慮していた設備のみ期待できる条件^{※1} で評価した停止時 PRA 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検討・整理

定期検査中はプラントの状態が大きく変化することから、停止時レベル 1PRA においては、定期検査における評価対象期間を設定し、原子炉の水位、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準に関する類似性によって、評価

対象期間を幾つかのプラント状態(以下「POS」という。)に分類し評価を行う。分類したプラント状態を、状態ごとのプラントの主要なパラメータとともに第 3-2 図に示す。また、POS ごとの期間及び系統の待機状態を示した工程表を第 3-3 図に示す。

停止時 PRA においては、原子炉停止後の運転停止中の各 POS において燃料損傷へ波及する可能性のある起因事象について、マスターロジックダイアグラム、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み合わせ等を第 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、審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか、それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認すると共に、燃料損傷状態を分類した。事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度を第 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], 代替除熱機能喪失[フロントライン], 補機冷却系機能喪失)

運転中の除熱・代替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

送電系統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、非常用所内電源設備(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. 一次冷却材バウンダリ機能喪失(再循環ポンプ(以下「RIP」という。)
・CRD・LPRM点検時及びCUWブロー時における作業・操作誤りによる冷却材流出)

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。停止時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 プラント停止時には原則として全制御棒が挿入されており、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はない。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、燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから停止時PRAの起因事象から除外した。

3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方

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

【審査ガイドに記載の着眼点】

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

a. 余裕時間

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, 3-4表)。

b. 設備容量

プラントの状態や起因事象等によって必要となる注水量は異なるものの、いずれも緩和措置の設備容量に比べて十分あり、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, 3-4表)。

c. 代表シーケンス

第3-2表の主要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」、支配的ではないが1%以上のものを「中」、1%に満たないものを「低」と3つに分類した。

3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果

(1) 崩壊熱除去機能喪失

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・注水系失敗

選定理由：代表性の観点から，残留熱除去系機能喪失[フロントライン]を起因事象とする事故シーケンスを選定した。

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水系(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。

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

重要事故シーケンス：外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・注水系失敗

選定理由：代表性の観点から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を選定する。

「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代替直流電源設備，常設代替直流電源設備による電源供給，隣接プラントからの電源供給，低圧代替注水系(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。

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
- ・低圧代替注水系(常設)

・代替原子炉補機冷却系

(3) 原子炉冷却材の流出：原子炉冷却材流出(残留熱除去系切替え時のミニフロー弁操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗

選定理由：「残留熱除去系切替え時のミニフロー弁操作誤り」は、発生しても燃料の露出に至らないために PRA で起因事象の選定の際に除外した事象であるが審査ガイドにおける有効性評価の評価項目である「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮し、改めて重要事故シーケンスの選定対象として追加した。

「RIP 点検時の作業誤り」等の点検作業に伴う冷却材流出事象は、運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり、作業・操作場所と漏洩発生箇所が同一であるため、認知が容易であること、また「残留熱除去系切替え時のミニフロー弁操作誤り」は流出流量が $87\text{m}^3/\text{h}$ とほかの漏洩事象より大きいことから、事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

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]

(4) 反応度の誤投入

重要事故シーケンス：反応度の誤投入

選定理由：代表性の観点から停止余裕検査や停止時冷温臨界試験等の制御棒が2本以上引き抜ける試験時に、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、ほかの1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、臨界近接を認知できず

に臨界に至る事象を想定する。

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4)。

第 3-1 表 内部事象停止時レベル 1PRA 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	RHR 機能喪失 (フロントライン)	5.6×10^{-5} (/日)	プラント停止時の主要な除熱設備である RHR (SHC モードで運転中の系統) が故障した場合の除熱失敗を想定。
	代替除熱機能喪失 (フロントライン)		RHR を待機設備として代替除熱設備 (FPC, CUW) にて除熱する場合もあるため、これら設備の故障による除熱失敗を想定。
	補機冷却系機能喪失	7.1×10^{-6} (/日)	補機冷却系設備が故障した場合、これらを必要としている複数の設備全てが使用不能となり、フロントライン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			送電システム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。
一次冷却材バウンダリ機能喪失	CRD 点検 (交換)		CRD の点検, LPRM 等の検出器の交換, RIP の点検の際に作業又は操作誤り等により、冷却材が原子炉冷却材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-B2 において生じる作業。
	RM 点検 (交換)		
	RIP 点検		
	CUW ブロー		原子炉ウェル満水状態から通常水位へ水位を下げる際には、CUW による原子炉圧力容器の冷却材のブローが実施され、冷却材が系外である液体廃棄物処理系の LCW 収集槽に移送される。CUW 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-C1 において生じる作業。

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（6号炉）*1

主要シーケンス	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(/定期検査)	全燃料損傷頻度 に対する寄与割合(%)	事故シーケンスグループ	事故シーケンスグループ に対する寄与割合(%)	燃料損傷頻度 (/定期検査)	全燃料損傷頻度 に対する寄与割合(%)	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(RHR機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.1E-10	1%	崩壊熱除去機能喪失	1.0E-08	98%		
		原子炉への注水機能	・待機中のECCS (残留熱除去系[低圧注水モード])*3 ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP, SPCU, FP, 消防車*4							
	崩壊熱除去機能喪失(代替熱除去機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.6E-12	<0.1%					<0.1%
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
	崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系	1.0E-08	97%					98%
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策							
外部電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	6.5E-11	1%	1%					
	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系								
	原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策								
2	外部電源喪失 + 直流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧 電源融通 ・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	1.8E-11	<0.5%	全交流動力電源喪失	1.4E-10	1%		
		原子炉への注水設備に必要な 直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備							
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系 (交流電源復旧後)							
		原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (交流電源復旧後) ・FP, 消防車*4							
	外部電源喪失 + 交流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な 交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	1.2E-10	1%					87%
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系 (交流電源復旧後)							
	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設) (交流電源復旧後) ・消防車*4								
3	原子炉冷却材流出(CRD点検(交換)時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗 原子炉冷却材流出(LPRM点検(交換)時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗 原子炉冷却材流出(RIP点検時の作業誤り) + 崩壊熱 除去・注水系失敗 原子炉冷却材流出(CUWブロー時の操作誤り) + 崩 壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能 (事象の認知を含めたもの)	・待機中のECCS (残留熱除去系[低圧注水モード]) ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP, SPCU, FP, 消防車*4	4.6E-15	<0.1%	原子炉冷却材の喪失	4.7E-11	<0.5%		
			2.9E-14	<0.1%	<0.1%					
			8.8E-12	<0.1%	19%					
			3.8E-11	<0.5%	81%					
合計	—	—	1.1E-08	100%	—	1.1E-08	100%	—		

*1 寄与割合は小数点以下を四捨五入

*2 停止時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
(原子炉建屋(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為に残留熱除去系等を復旧する)

*3 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、ガイド等を参照し、対策設備に追加

*4 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、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

第3-2表 運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度（7号炉）*1

主要シーケンス		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(/定期検査)	全燃料損傷頻度 に対する寄与割合(%)	事故シーケンスグループ	事故シーケンスグループ に対する寄与割合(%)	燃料損傷頻度 (/定期検査)	全燃料損傷頻度 に対する寄与割合(%)	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(RHR機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	—*2	1.1E-10	1%	崩壊熱除去機能喪失	1%	1.1E-08	98%	
		原子炉への注水機能	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中のECCS ・<u>残留熱除去系[低圧注水モード]</u>*3 ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP, SPCU, FP, 消防車*4 							
	崩壊熱除去機能喪失(代替除熱機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	—*2	1.6E-12	<0.1%	<0.1%					
	原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策								
崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系	1.1E-08	97%	98%					
	原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策								
外部電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	6.7E-11	1%	1%					
	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系								
	原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策								
2	外部電源喪失 + 直流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	<ul style="list-style-type: none"> ・隣接プラントからの低圧電源融通 ・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 	1.8E-11	<0.5%	全交流動力電源喪失	13%	1.4E-10	1%	全燃料損傷頻度の100%を燃料損傷防止対策にてカバー
		原子炉への注水設備に必要な直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備							
		崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系(交流電源復旧後)							
	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設)(交流電源復旧後) ・FP, 消防車*4								
外部電源喪失 + 交流電源喪失	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備	1.2E-10	1%	87%					
	崩壊熱除去機能*2	・代替原子炉補機冷却系(交流電源復旧後)								
	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設)(交流電源復旧後) ・消防車*4								
3	原子炉冷却材流出(CRD点検(交換)時の作業誤り) + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能 (事象の認知を含めたもの)	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中のECCS ・<u>残留熱除去系[低圧注水モード]</u> ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP, SPCU, FP, 消防車*4 	4.3E-15	<0.1%	原子炉冷却材の喪失	<0.1%	4.6E-11	<0.5%	
			2.7E-14	<0.1%	<0.1%					
			8.3E-12	<0.1%	18%					
			3.8E-11	<0.5%	82%					
合計		—	—	1.1E-08	100%	—	—	1.1E-08	100%	—

*1 寄与割合は小数点以下を四捨五入
 *2 停止時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
 (原子炉建屋(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為に残留熱除去系等を復旧する)
 *3 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、ガイド等を参照し、対策設備に追加
 *4 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、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

第3-3表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について (1/2)

事故シーケンス	主要事故シーケンス*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. 代表シーケンス)			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.	
崩壊熱除去機能喪失	◎	①崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失[フロントライン]) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*3	—*3	低	低	中	a 異常の認知や待機中のECCS・低圧代替注水系の起動といった緩和措置の実施までに掛かる時間(最大2時間)に比べて十分時間がある(最も短いPOS-Sで約3.9時間)ため「低」とした b 待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量(HPCF 727m ³ /h, LPFL 954m ³ /h, MUWC(原子炉側注水) 90m ³ /h)に比べて十分小さいため(最も崩壊熱の大きなPOS-Sにおいても51m ³ /h)「低」とした c 事故シーケンスグループに対する寄与割合が98%と支配的である③の事故シーケンスを「高」とし、寄与割合が1%である①と④の事故シーケンスを「中」とした
			原子炉への注水機能	・待機中のECCS ・(残留熱除去系[低圧注水系])*4 ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP, SPCU, FP, 消防車*5				
			崩壊熱除去機能*3	—*3				
	—	崩壊熱除去機能喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*3	—*3	低	低	低	
			原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策				
			崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系				
—*2	崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系機能喪失) + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*3	—*3	低	低	高		
		原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策					
		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					
全交流動力電源喪失	—*2	外部電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系	低	低	中	・②の代替除熱機能喪失[フロントライン]はCUW等であり、これらの使用期間は①で想定しているRHRよりも崩壊熱が減少した場合であるため、「a. 余裕時間」, 「b. 設備容量」が①の想定より厳しくなく、②の事故シーケンスは選定しない ・有効性評価では外部電源喪失の重量を考慮しており、③の事故シーケンスに外部電源喪失の重量を考慮すると「全交流動力電源喪失」で考慮している⑥の事故シーケンスと同様の事象進展及び対策となるため(全交流動力電源喪失の有効性評価では補機冷却系機能喪失も考慮しているため)、③の事故シーケンスは選定しない ・④の事故シーケンスはD/G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⑥の事故シーケンスと比べて事象進展や対策が厳しくなく選定しない ・以上から、①のRHR機能喪失[フロントライン]を起回事象とする事故シーケンスを選定
			原子炉への注水機能	・上記の破線内の注水対策				
			崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系				
	◎	外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・隣接プラントからの低圧電源融通 ・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	中	
			原子炉への注水に必要な直流電源の復旧(D/G起動等の為)	・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備				
			崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系(交流電源復旧後)				
◎	外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系(常設)(交流電源復旧後) ・FP, 消防車*5	低	低	高		
		原子炉への注水設備に必要な交流電源の復旧	・常設代替交流電源設備					
		崩壊熱除去機能*3	・代替原子炉補機冷却系(交流電源復旧後)					

*1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す

*2 ⑥の全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスにて、対策の有効性を確認

*3 停止時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

(原子炉建屋(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、ガイド等を参照し、対策に追加

*5 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、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

*6 発生頻度が低く、主要な起事象である蓄電池の共通原因故障については、PRA上は区分IVのバッテリーの直流電源融通やAM策として増強した蓄電池(区分Iの増強(A, A-2)等)を考慮していないため、さらに発生の可能性は低くなると考えられる

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

第3-3表 重要事故シーケンス(運転停止中)の選定について (2/2)

事故シーケンス	主要事故シーケンス*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. 代表シーケンス)			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	-	原子炉冷却材流出+崩壊熱除去・注水系失敗	①原子炉冷却材流出(CRD点検(交換)時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗	原子炉への注水機能 (事象の認知を含めたもの)	<ul style="list-style-type: none"> ・待機中のECCS (<u>残留熱除去系[低圧注水系]</u>) ・低圧代替注水系(常設) ・MUWP, SPCU, FP, 消防車*5 	低	低	低	<p>a 異常の認知, 漏えい箇所の隔離や待機中のECCS・低圧代替注水系の起動といった緩和措置の実施までに掛かる時間(最大2時間)に比べて十分時間がある(2時間以上)ため「低」とした</p> <p>b 待機中のECCS・低圧代替注水系といった緩和措置の設備容量(HPCF 727m³/h, LPFL 954m³/h, MUWC(原子炉側注水) 90m³/h)に比べて十分小さいため(最も冷却材流出量の大きなRHR切替え時のミニフロー弁操作誤りにおいても87m³/h)「低」とした</p> <p>c 事故シーケンスグループに対する寄与割合が81%(7号炉では82%)と支配的である④の事故シーケンスを「高」とし, 寄与割合が19%(7号炉では18%)である③の事故シーケンスを「中」とした</p> <p>・⑤の「RHR切替え時のミニフロー弁操作誤り」は, 燃料の露出に至らないためにPRAで起回事象の選定の際に除外した事象であるが審査ガイドにおける有効性評価の評価項目である「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」を考慮し, 改めて重大事故シーケンスの選定対象として追加した</p> <p>・「RIP点検時の作業誤り」等の点検作業に伴う冷却材流出事象(①, ②, ③の事故シーケンス)は, 運転操作に伴う冷却材流出事象と異なり, 作業・操作場所と漏洩発生箇所が同一であるため, 認知が容易であること, また「RHR切り替え時のミニフロー弁操作誤り」は流出流量が87m³/hと他の漏えい事象(①~④の事故シーケンス)より大きいことから, ⑤の事故シーケンスを重大事故シーケンスとして選定した</p>
			②原子炉冷却材流出(LPRM点検(交換)時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	低	
			③原子炉冷却材流出(RIP点検時の作業誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	中	
			④原子炉冷却材流出(CUWブロー時の操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	高	
			⑤原子炉冷却材流出(RHR切替え時のミニフロー弁操作誤り)+崩壊熱除去・注水系失敗			低	低	-	
反応度誤投入事象	◎	反応度の誤投入	①反応度の誤投入*7	安全保護機能及び原子炉停止機能	<ul style="list-style-type: none"> ・安全保護系 ・<u>原子炉停止機能</u> 	-	-	-	<p>a, b 事象発生後も崩壊熱除去や注水機能は喪失しないため, それらの緩和設備実施までの余裕時間の考慮は不要</p> <p>c PRA評価において選定していない起回事象*5による事故シーケンスであるため, 「-」とした</p> <p>・代表性の観点から停止中に実施される試験等により, 最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から, 他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ, 臨界近傍を認知できずに臨界に至る事象を想定</p>

*1 ◎は選定した重要事故シーケンスを示す

*2 ⑥の全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスにて, 対策の有効性を確認

*3 停止時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

(原子炉建屋(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為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, ガイド等を参照し, 対策に追加

*5 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, シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備

*6 発生頻度が低く, 主要な起事象である蓄電池の共通原因故障については, PRA上は区分IVのバッテリーの直流電源融通やAM策として増強した蓄電池(区分Iの増強(A, A-2)等)を考慮していないため, さらに発生の可能性は低くなると考えられる

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

第3-4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

(b) 一次冷却材バウンダリ機能喪失を起因事象とする場合

事象とする場合

POS	炉心損傷までの余裕時間(h)
S	3.9
A	5.6
B-1	130
B-2	202
B-3	142
B-4	278
C-1	27
C-2	28
D	31

冷却材流出事象	CRD点検	LPRM点検	RIP点検	RHR切替時*1	CUWブロー	RHR切替時*1
POS	B2			B*1	C1	A,C,D*1
燃料損傷に至る流出量(m ³)	2699				173	173
冷却材流出量(m ³ /h)				87		84
燃料損傷までの余裕時間(h)						—(2時間以上)*4

*1 RHR切り替え時のミニフロー弁操作誤りについては冷却材流出はRHR吸い込み配管高さで停止するためPRA評価上、起因事象から除外しているが、原子炉停止直後を除き人的過誤自体は発生の可能性があるため、POS A~Dとする

*4 当該事象による冷却材流出はRHR吸い込み配管高さで停止するため「一」とした。その後に蒸発による水位低下を考慮しても2時間以上の余裕時間がある

個別プラント評価により抽出するもの
(規則解釈 4-1(b)の事故シーケンスグループ)

〈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

〈事故シーケンス抽出・燃料損傷頻度算出結果〉

主要シーケンス	起こりうる事象(確率論的リスク評価)		燃料損傷頻度(燃料損傷率)	燃料損傷頻度(燃料損傷率)	燃料損傷頻度(燃料損傷率)	燃料損傷頻度(燃料損傷率)	燃料損傷頻度(燃料損傷率)	燃料損傷頻度(燃料損傷率)
	内部事象	外部事象						
1	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-08	1%	燃料損傷事象(燃料損傷率)	1.0E-08	1%	燃料損傷事象(燃料損傷率)
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-02	10%				
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-08	1%				
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-08	1%				
2	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-11	1E-08	燃料損傷事象(燃料損傷率)	1.0E-08	1%	燃料損傷事象(燃料損傷率)
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-11	1E-08				
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-08	1%				
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-08	1%				
3	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-11	1E-08	燃料損傷事象(燃料損傷率)	1.0E-08	1%	燃料損傷事象(燃料損傷率)
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-11	1E-08				
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-08	1%				
	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	燃料損傷事象(燃料損傷率)PRA	1.0E-08	1%				

必ず想定する事故シーケンスグループ
(規則解釈 4-1(a)の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材機能喪失)
 - ・ 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。

事故シーケンスごとに
審査ガイドに従い
重要事故シーケンスを
選定

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)※	原子炉冷温 停止への移 行状態	PCV/RPV開放及 び原子炉ウェル満 水への移行状態	原子炉ウェル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び 起動準備への移行状態		起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)
崩壊熱の大きさ	高		中				低		
PRA上考慮が必要な イベント	—	—	全燃料取出	CRD, LPRM, RIP 点検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW全台停止 RHR切り替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR切り替え	RHR切り替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線	—		B系		A系 及び C系			—	
原子炉水位	通常水位		ウェル満水				通常水位		
プールゲート	—		開放		閉鎖	開放	—		
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール		燃料プール	原子炉+燃料 プール	原子炉		
崩壊 熱除 去	RHR-A								
	RHR-B								
	RHR-C								
	CUW-A								
	CUW-B								
	FPC2台								
補給 水注 水	HPCF-B								
	HPCF-C								
	MUWC-A								
	MUWC-B								
	MUWC-C								
	FP								

崩壊熱除去に用いている設備
 機能を期待出来る設備

※ ()は期間(日数)を示す

第 3-3 図 POS の分類及び定期検査工程

外部電源喪失	直流電源	交流電源 *1	崩壊熱除去・炉心冷却 *2,3	事故シーケンスグループ
				炉心損傷なし (a)
				炉心損傷なし (b)
				炉心損傷なし (b)

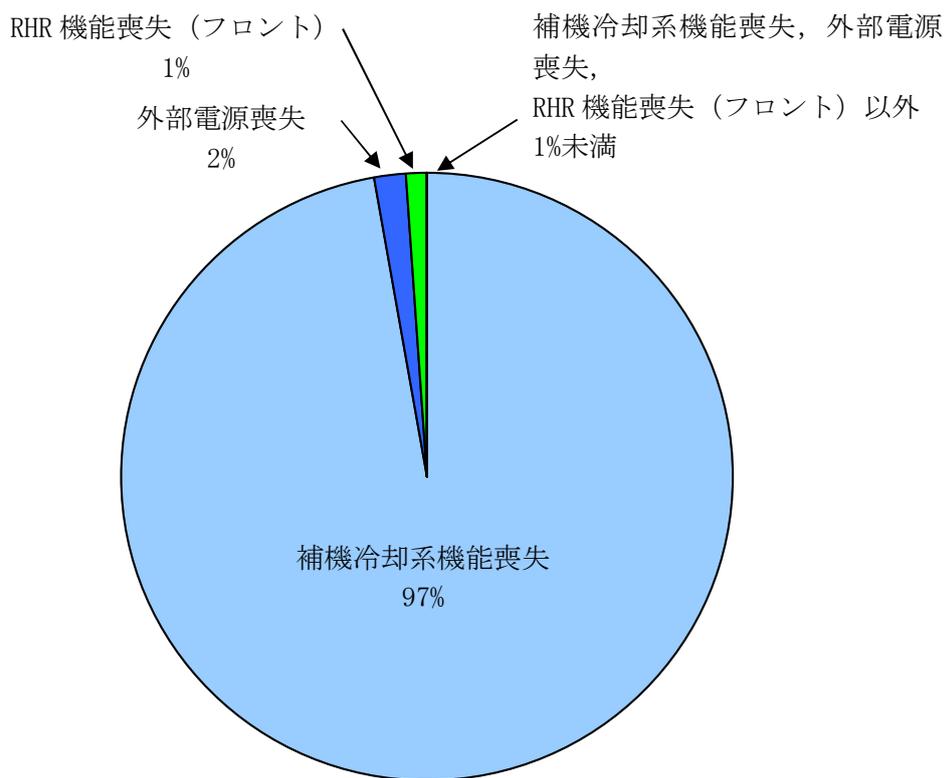
崩壊熱除去機能喪失 *4	崩壊熱除去・炉心冷却 *2	事故シーケンスグループ
		炉心損傷なし (a)

原子炉冷却材の流出 *5	崩壊熱除去・炉心冷却 *6	事故シーケンスグループ
		炉心損傷なし (c)

(a) 崩壊熱除去機能喪失 (b) 全交流動力電源喪失 (c) 原子炉冷却材の流出

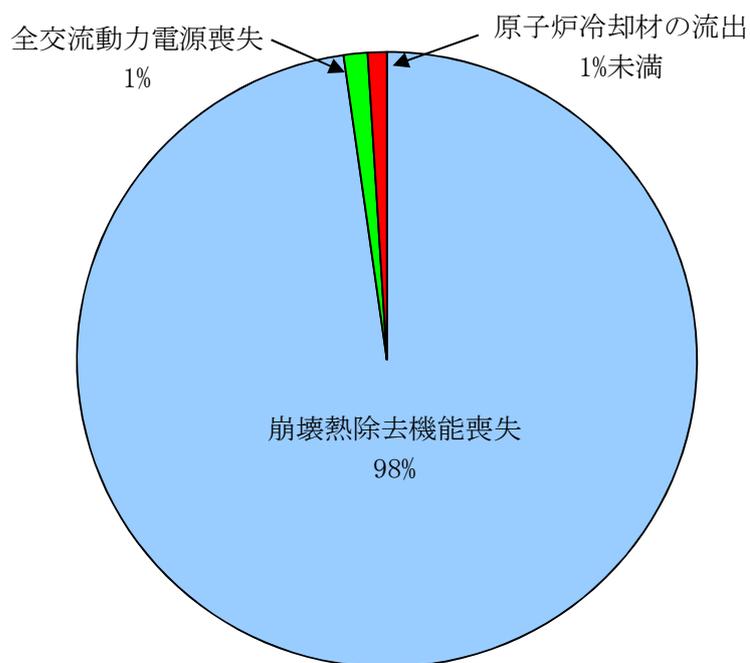
- *1 非常用ディーゼル発電機全台が機能喪失し、かつ外部電源復旧等に失敗するかどうかを示すヘディング
- *2 除熱機能(RHR, CUW)及び注水機能(HPCF, LPFL, MUWC, FP)の確保に失敗するかどうかを示すヘディング
- *3 直流電源喪失時又は全交流動力電源喪失時において、HPCF, LPFL, MUWCの注水機能は期待できないが、原子炉開放中(POS B)における消火系(FP)のディーゼル駆動消火ポンプによる原子炉ウエル・燃料プールへの注水についてのみ、エンジン駆動用蓄電池により制御電源が供給されるため、その機能を期待する
- *4 RHR・代替除熱設備(CUW)機能喪失(フロントライン系故障)及びRHR機能喪失(サポート系故障)
- *5 RIP・CRD・LPRM点検時、CUWブロー時における作業・操作誤りにより冷却材流出
- *6 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(除熱機能(RHR, CUW)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 運転停止時における燃料損傷に至る事故シーケンスのグループ化 (停止時PRAイベントツリー)



全炉心損傷頻度 : 1.1×10^{-8} (/定検)

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

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

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

これらの PRA について、PRA の実施プロセスの確認及び更なる品質向上を目的とし、一般社団法人 日本原子力学会の実施基準への対応状況及び PRA の手法の妥当性について、海外のレビュアーを含む専門家によるピアレビューを実施した。なお、本ピアレビューでは、第三者機関から発行されている「PSA ピアレビューガイドライン」（平成 21 年 6 月 一般社団法人 日本原子力技術協会）を参考にした。ピアレビューの結果、実施した PRA において、事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことを確認した。その結果を別紙 9 に示す。

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 1 PRA（内部事象、内部事象（停止時）、外部事象（地震及び津波）、レベル 1.5 PRA（内部事象）、外部事象（地震））の対応状況を確認した。その結果を別紙 10 に示す。

別紙 1

有効性評価の事故シーケンスグループ選定における 外部事象の考慮について

重大事故の有効性評価に関わる個別プラントの事故シーケンスグループ選定に際しては、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（以下「解釈」という。）に「個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（PRA）及び外部事象に関する PRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価すること。」と記載されている。

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

内部溢水、内部火災及びその他の外部事象に関するレベル 1PRA 及び外部事象レベル 1.5PRA 並びに外部事象に関する停止時レベル 1PRA については、PRA 手法の確立に向けた検討が進められている段階であったり、現実的な定量評価の実施に向けて必要なデータ整備を進めていく段階であることから、現段階では「適用可能なもの」に含まれないと判断し、「それに代わる方法」として、これら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の選定に関わる検討
- 1.1 内部溢水、内部火災の影響

今回は PRA の適用を見合わせたが、内部溢水、内部火災についてはレベル 1PRA の手法確立・個別プラントへの展開に関わる検討作業がある程度進ん

でいる。このことを踏まえ、PRA を念頭にして、内部溢水、内部火災の発生によって誘発される可能性がある起因事象を、定性的な分析によって抽出した。抽出結果を第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出力運転時レベル 1PRA 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、内部事象出力運転時レベル 1PRA の検討から得られる事故シーケンスの一部として分類できるため、新たに追加が必要となる事故シーケンスグループが発生する可能性は低いと考える。

第1表 内部溢水／内部火災により誘発される起回事象の例

起回事象	起回事象を誘発する要因の例
外部電源喪失	・内部溢水／内部火災による常用母線等の機能喪失等
非隔離事象	・内部溢水／内部火災による原子炉冷却材流量制御系の誤動作 ・内部溢水／内部火災による工学的安全施設制御系の誤動作 等
隔離事象	・内部溢水／内部火災による主蒸気隔離弁の誤閉止等
全給水喪失	・内部溢水／内部火災による給水ポンプの機能喪失等
原子炉冷却材喪失事故(大破断 LOCA)	・内部火災による自動減圧系作動回路の誤動作 等
原子炉緊急停止系誤動作	・内部溢水／内部火災による原子炉緊急停止系の故障等
原子炉補機冷却水系故障	・内部溢水／内部火災による原子炉補機冷却水系ポンプの機能喪失 等
手動停止	・内部溢水／内部火災の発生による安全機能への影響の可能性に伴う計画外停止

1.2 その他の外部事象の影響

その他の外部事象としては、設置許可基準の解釈第6条第2項に具体的な自然現象として以下が記載されている。

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。

また、設置許可基準の解釈第6条第8項に具体的な人為事象として以下が記載されている。

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

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、現象等の重畳も含めて定性的に分析した結果を別紙1(補足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、出力運転時を対象として実施した内部事象、地震及び津波レベル1PRAにて抽出した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関わる検討

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

2.1 地震の影響

地震がプラントに与え得る特有の影響について、新たに有効性評価の対象として追加すべき格納容器破損モードの観点で定性的に分析した結果を別紙1(補足2)に示す。

また、出力運転時を対象として実施した地震時レベル1PRAの結果からは、地震特有の炉心損傷モードとして原子炉建屋の破損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。これらについて原子炉格納容器の破損防止の観点での対策は、緩和系による収束ではなく耐震補強等による発生防止によって達成されるものであり、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、内部事象出力運転時レベル 1.5PRA 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。

2.2 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、建屋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出力運転時レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

したがって、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象出力運転時レベル 1.5PRA にて抽出した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。

2.3 内部溢水・内部火災の影響

1.1 に示したレベル 1PRA の観点での起回事象の検討からも、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象出力運転時レベル 1PRA で用いた事象以外に追加すべきものは発生しないものと判断しており、原子炉

格納容器が直接破損することも想定し難い。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出力運転時レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

したがって、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象出力運転時レベル 1.5PRA にて抽出した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。

2.4 その他の外部事象の影響

1.2 に示したプラントに与える影響の検討からは、屋外施設の損傷によるサポート系の機能喪失が想定されるものの、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象出力運転時レベル 1PRA の結果抽出された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出力運転時レベル 1.5PRA で想定するものと同等と考えられる。

したがって、有効性評価の対象とすべき格納容器破損モードとして、内部事象出力運転時レベル 1.5PRA にて抽出した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. 運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の事故シーケンスグループ抽出に関わる検討

停止時レベル 1PRA については、地震、津波、内部溢水、内部火災及びその他の外部事象に関するレベル 1PRA の標準的な PRA 手法が確立されておらず、定量評価を実施できる状況にない。このため、出力運転時の地震、津波レベル 1PRA の評価結果、内部溢水、内部火災及びその他の外部事象に関する整理、第 1 図に示す内部事象停止時レベル 1PRA のマスターロジックダ

イヤグラムを参考に、地震、津波、内部溢水、内部火災及びその他の外部事象によ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 1PRA にて抽出した事故シーケンスグループ以外に、新たに追加が必要となる事故シーケンスグループの有無を確認した。

3.1 出力運転時と運転停止中のプラント状態等の差異

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

- ・崩壊熱，原子炉冷却材の温度・圧力

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

- ・燃料損傷防止に必要となる機能

運転停止中の燃料損傷防止に必要となる機能は、出力運転時と異なり、原子炉停止機能，高圧注水機能等が不要となる。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・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抽出には影響しない。

運転停止中は原子炉圧力容器・原子炉格納容器が開放されている状態も考えられるが，これらの状態に依らず，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，必要な機能は保安規定により担保されるものであり，また既に内部事象停止時レベル 1PRA でこれらの設備の点検又は試験により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，出力運転時と異なり，点検作業等に伴う開口箇所が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、出力運転時を対象に実施した整理を参考にする際は「燃料損傷防止に必要となる機能」、「停止時特有の作業の影響」について考慮する必要がある。

3.2 地震の影響

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停止時で異なるものではないが、各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と停止時で異なり、停止時には、燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱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水系及び外部電源が該当する。

地震により原子炉補機冷却水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、所内電源設備等の送受電設備が損傷すると「外部電源喪失」の起因事象が発生する。これらの起因事象が発生した場合、屋内に設置されている安全機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 1PRA にて抽出されたものに含まれる。

地震特有の事象として、原子炉建屋、原子炉格納容器等の建屋・構築物の破損、格納容器バイパス、原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (Excessive-LOCA)、計測制御電源喪失の発生が挙げられるが、これらについては出力運転時を対象とした炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出における考え方と同様、損傷の規模に応じて、機能を維持した設計基準事故対

処設備や重大事故等対処設備，可搬型の機器等で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，建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し，影響緩和を図ることで対応すべきものとする。

したがって，運転停止時の地震の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル 1PRA に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。

3.3 津波による影響

停止時には点検等に伴い，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，運転時の津波 PRA においても，地下開口部からの浸水を考慮していることから，浸水及びその伝播経路については運転時と停止時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停止時で異なり，停止時には，燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱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水系及び外部電源が該当する。外部電源について，運転時の津波 PRA では期待していないことから，停止時においても期待しないものとする。そのバックアップとなる非常用電源が重要となる。

津波により海水が建屋内へ浸水すると，海水が機器の設置高さに到達した時点で，原子炉補機冷却水系の機能喪失が発生し，「崩壊熱除去機能喪失」の起因事象が発生する。以降，海水の浸水高さに応じて「全交流動力電源喪失」「直流電源喪失」が発生すると考えられる。浸水高さに応じて発生す

る起因事象が異なるという考え方は、出力運転時を対象とした津波 PRA と同様である。また、燃料損傷防止対策も出力運転時を対象とした津波 PRA と同様、津波による浸水防止である。したがって、運転停止時の津波の発生を考慮しても、内部事象停止時レベル 1PRA に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。

なお、プラント停止時において、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。

3.4 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停止時で異なるものではないが、各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と停止時で異なり、停止時には、燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

停止時に燃料の崩壊熱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水系及び外部電源が該当する。

内部溢水、内部火災により原子炉補機冷却水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、外部電源設備が機能喪失すると「外部電源喪失」の起因事象が発生するが、これらを起因とする事故シーケンスは、同機器のランダム要因による同系統の機能喪失を想定する内部事象運転停止時レベル 1PRA にて抽出された事故シーケンスに含まれている。

したがって、運転停止時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 1PRA 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。

なお、停止時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

3.5 その他の外部事象の影響

地震、津波以外の自然現象及び人為事象について、出力運転時の整理（別紙1（補足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 1PRA において抽出される起因事象に包含されるため、内部事象停止時レベル 1PRA 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。

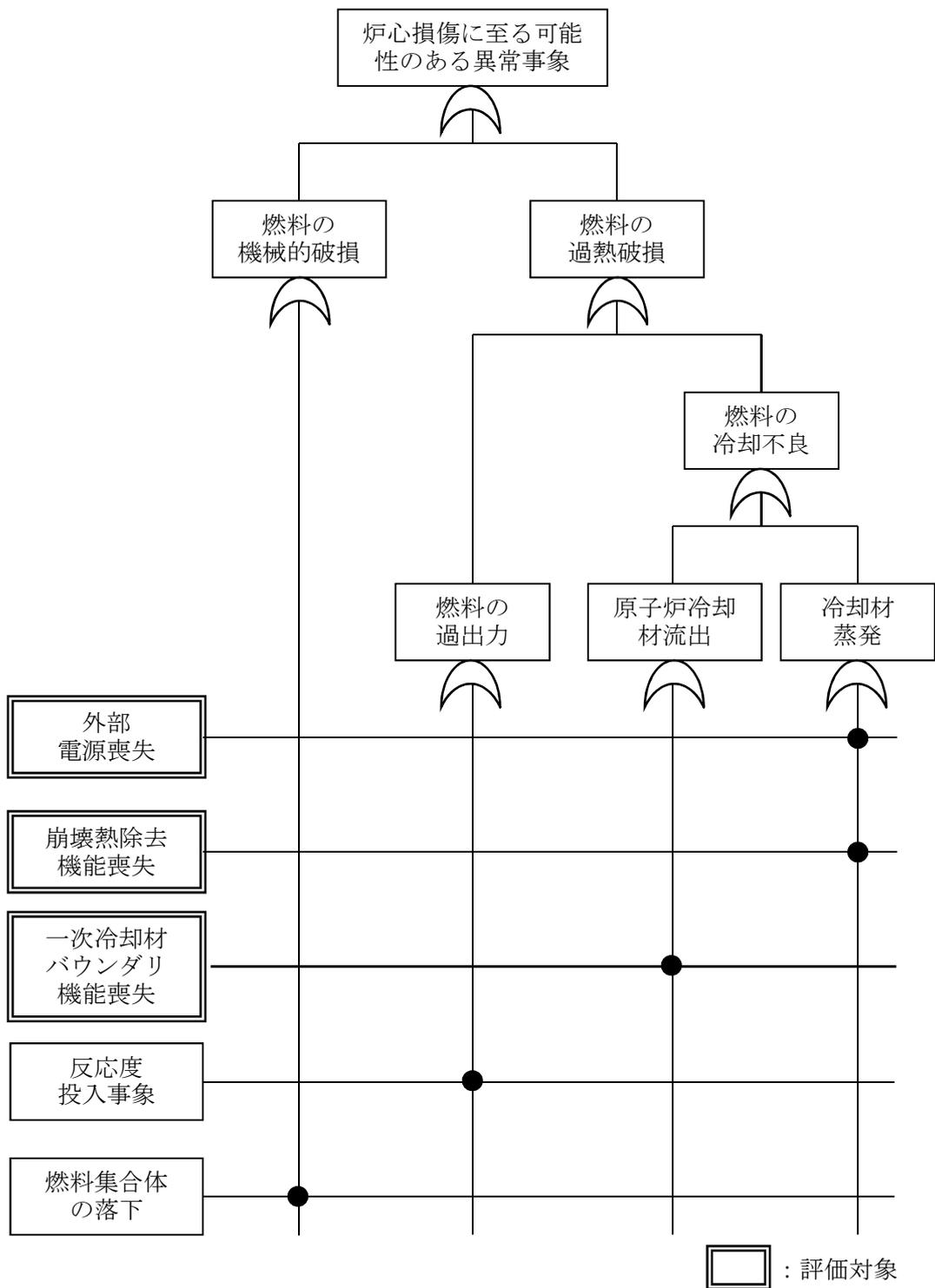
4. まとめ

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 PRA を適用可能と判断した出力運転時地震レベル 1PRA、出力運転時津波レベル 1PRA 以外の外部事象について、定性的な分析・推定から新たに追加すべき事故シー

ケンスグループ等は発生しないものと評価した。

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

以 上



第1図 炉心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 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ーケンスの抽出結果

想定される系統・機器の損傷				起因事象	主な炉心損傷防止対策
地震	津波	内部火災・内部溢水	その他の外部事象		
・ 外部電源設備（送受電設備）の損傷 ^{※1}	・ 外部電源設備（受電設備）の水没 ^{※1}	・ 外部電源設備（送受電設備）の機能喪失	・ 外部電源設備（送受電設備）の機能喪失（積雪，低温，火山，風（台風），竜巻，地滑り）	外部電源喪失	<ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備 ・ 代替原子炉補機冷却系 ・ 低圧代替注水系（常設・可搬型） ・ 津波による浸水防止^{※3}
・ 原子炉補機冷却水系の損傷 ・ 残留熱除去系の損傷	・ 建屋内浸水による原子炉補機冷却水系・冷却海水系，残留熱除去系ポンプ等の水没	・ 原子炉補機冷却水系ポンプの機能喪失等	・ 海水系の閉塞（火山，生物学的事象，風（台風），竜巻）	崩壊熱除去機能喪失	
— ^{※2}	—	—	—	一次冷却材バウンダリ機能喪失	—
<ul style="list-style-type: none"> ・ 建屋・構築物（原子炉建屋） ・ 建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器） ・ 格納容器バイパス ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失（Excessive LOCA） ・ 計測制御電源喪失 	—	—	—	直接炉心損傷に至る事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ 出力運転時の地震 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。出力運転時の取り扱いと同様，機能維持した設計基準事故対処設備，及び炉心損傷防止対策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する。

※1：出力運転時 PRA では全交流動力電源喪失・直流電源喪失を起因事象として取り扱っているが，停止時 PRA では緩和系として取り扱っているため起因事象の抽出の対象としない（事故シーケンスとしては全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋全非常用ディーゼル発電機喪失），直流電源喪失を設定）。

※2：原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失は「Excessive LOCA」として直接炉心損傷に至る事象に整理する。

※3：プラント停止時において，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を実施しない等，少なくとも 1 区分は機能維持可能な運用とする。

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

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（原規技発第1306193号（平成25年6月19日原子力規制委員会決定））第37条第1-1項では，運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に対して原子炉の安全性を損なうことがないよう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PRA又はそれに代わる方法で評価を実施することが求められている。

外部事象の内，日本原子力学会標準として実施基準が定められておりPRAの適用実績がある地震及び津波については，それぞれPRAを実施し事故シーケンスグループの抽出を実施している。（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PRA評価は実施困難であるため，「それに代わる方法」として以下に示す方法にて定性的に事故シーケンスグループの抽出を行い，重大事故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、そもそも柏崎刈羽原子力発電所において発生する可能性があるか、非常に苛酷な状況を想定した場合、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。

設計基準の設定を行っていないものについては、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（もしくは有意な頻度では発生しないか）、影響度の大きさがほかの自然現象に包絡されるものである。

したがって、事故シーケンスの有無の確認は、設計基準を設定している以下の7事象を対象に実施するものとする。

<設計基準設定事象>

- ・ 風（台風）
- ・ 竜巻
- ・ 低温（凍結）
- ・ 降水
- ・ 積雪
- ・ 落雷
- ・ 火山

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（もしくは、有意な頻度では発生しない）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7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。（添付資料1-1）

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自然現象に包絡されることを確認している。（添付資料1-2）

(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苛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、既往最大や年超過確率 10^{-4} /年～ 10^{-5} /年を目安としていることから、それよりも低頻度（ 10^{-7} /年）で発生する規模を仮定する。

2. 評価方法

2.1 起因事象の特定

(1) 構築物，系統及び機器（以下，設備等）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既往最大や年超過確率 10^{-4} /年～ 10^{-5} /年といった設計基準よりも低頻度（ 10^{-7} /年）となる規模で発生した場合に，発電所に与える影響は地震，津波ほど十分な知見がない。そこで，ここでは国外の評価事例，国内のトラブル事例及び規格・基準にて示されている発電所の影響を収集し，対象とする自然現象が発生した場合に設備等へどのような影響を与えるか（設備等への損傷・機能喪失モード）の抽出を行う。

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し、影響を受ける可能性がある設備等の内、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。

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

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

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

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

(4) 起因事象の特定

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

なお、過去の観測実績や統計的な評価結果等をもとに発生可能性を評価可能なものについては、有意な頻度（ 10^{-7} /年）又は影響のある事故シーケンスの要因となる可能性について考察を行う。

2.2 事故シーケンスの特定

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

確認を行う。

また、新たな事故シーケンスにつながる可能性のある起因事象が確認された場合、事故シーケンスに至る可能性について評価の上、有意な影響のある事故シーケンスとなり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について検討を実施した結果（添付資料2参照）、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・機能喪失モードの相違に応じて、以下に示す影響を考慮する必要がある。また、事象の想定範囲は、自然現象の重ね合わせが設計基準より低頻度（ 10^{-7} /年）で発生する規模を仮定する。

- I. 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース（例：積雪と降下火砕物による堆積荷重の重ね合わせ）
- 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（例：地震により止水機能が喪失して浸水量が増加）

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（例：降水による降下火砕物密度の増加（降水時は、降下火砕物自体が発電所へ届きにくくなると考えられるため、堆積後の降水を想定））

Ⅲ-2. 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（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

設計基準を設定する自然現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（添付資料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。

○柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺では発生しない（もしくは、発生が極めて稀）と判断した事象。

No. 8：結氷板，流氷，氷壁，No. 11：砂嵐，No. 22：洪水，No. 23：池・河川の水位低下，No. 24：河川の迂回，No. 25：干ばつ，No. 39：隕石，衛星の落下，No. 41：土石流

○単独事象での評価において設備等への影響が無い（もしくは、非常に小さい）と判断した事象で、他の事象との重畳を考慮しても明らかに設備等への影響が無いと判断した事象。

(No. 7：霜，霜柱，No. 12：霧，靄，No. 16：低温水（海水温低）

重畳事象については、(1)に示すⅠ～Ⅲ-2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を超えるシナリオが生じることはなく、新たなシナリオは確認されない。

Ⅰ. 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース

重畳により影響度合いが大きくなるのみであり、元々、単独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

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

Ⅲ-1. 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

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. 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

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み合わせのみであったが、屋外設備（変圧器、軽油タンク等）の損傷を想定しても、起因事象としては外部電源喪失、全交

流動力電源喪失であり、新しいシナリオが生じるものではない。

(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、添付資料4に示すとおり自然現象の重畳影響に包絡されると判断した。

(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1PRA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を実施した結果、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1PRA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)

添付資料1-1 各自然現象について考え得る起因事象の抽出

添付資料1-2 各人為事象について考え得る起因事象の抽出

添付資料2-1 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

添付資料2-2 設計基準を超える低温（凍結）事象に対する事故シーケ
ンス抽出

添付資料2-3 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

添付資料2-4 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

添付資料2-5 設計基準を超える風（台風）事象に対する事故シーケン
ス抽出

添付資料2-6 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

添付資料2-7 設計基準を超える降水事象に対する事故シーケンス抽出

添付資料3 自然現象の重畳マトリックス

添付資料4 外部人為事象に関わ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回事象の抽出＞

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起回事象等
1	降水 ※別途、詳細評価	①浸水 敷地及び建屋内浸水による機器浸水 ②荷重（堆積荷重） 建屋屋上での雨水排水不可（排水能力超過）による滞留	<ul style="list-style-type: none"> ・ 降水の影響により屋外の送変電設備が機能喪失し、外部電源喪失が発生している状態で、燃料移送ポンプが没水により機能喪失し、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。 ・ 原子炉建屋の天井が崩落した場合に、原子炉補機冷却水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ・ タービン建屋の天井が崩落した場合にタービンや発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。 ・ タービン建屋熱交換器エリアの天井が崩落した場合に、原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ・ タービン建屋熱交換器エリアの天井が崩落した場合に、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。 ・ コントロール建屋の天井が崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に又は没水もしくは被水により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下階に位置している直流電源設備が内部溢水により機能喪失に至るシナリオ。 ・ 廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に、冷却材再循環水ポンプ MG セット（以下、RIP M/G セット）や換気空調補機常用冷却水系が没水又は被水により機能喪失し、プラントスクラムに至るシナリオ。
2	積雪 ※別途、詳細評価	①荷重（堆積荷重） 建屋及び屋外機器への堆積	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉建屋の天井が崩落した場合に、原子炉補機冷却水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ・ タービン建屋の天井が崩落した場合に、タービンや発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。また、原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。 ・ コントロール建屋の天井が崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に又は積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下階に位置している直流電源設備が内部溢水により機能喪失に至るシナリオ。 ・ 廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に、RIP M/G セットや換気空調補機常用冷却水系が積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し、プラントスクラムに至るシナリオ。 ・ 軽油タンクの天井が積雪荷重により崩落した場合には、軽油タンク機能喪失に至り、以下②に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
		②相間短絡 送電・変電設備の屋外設備への着氷	・ 送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって、相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。
		③閉塞（空調） 給排気口の閉塞（堆積又は付着による給気口閉塞）	・ 非常用ディーゼル発電機（以下、D/G）室空調給気口の閉塞により、非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るような場合において、上記②の外部電源喪失が同時発生した場合に、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。
3	雪崩	①荷重（衝突） 雪崩による建屋及び屋外機器への荷重	建屋周辺に急峻な斜面がないことから、プラントの安全性に影響を与えるような雪崩は発生せず、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。
4	ひょう、あられ	①荷重（衝突） 建屋及び屋外機器へのひょう（又はあられ）の衝突	竜巻の影響に包絡される。（No. 10 参照）
5	氷嵐、雨水、みぞれ	①荷重（堆積） 建屋及び屋外機器への雨水等の着氷	火山及び積雪の影響に包絡される。（火山はNo. 26，積雪はNo. 2 参照）
		②閉塞（空調） 建屋及び屋外機器への雨水等の着氷	積雪の影響に包絡される。（No. 2 参照）
6	氷晶	①荷重（堆積） 建屋及び屋外機器への付着	火山及び積雪の影響に包絡される。（火山はNo. 26，積雪はNo. 2 参照）
		②閉塞（空調） 建屋及び屋外機器への付着	積雪の影響に包絡される。（No. 2 参照）
7	霜、霜柱	①－ 建屋及び屋外機器への霜の付着、敷地での霜柱生成	建物及び屋外機器への霜付着による影響はなく、霜柱についても発生範囲は土露出範囲であるため、プラントの安全性が損なわれるような影響は発生せず、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。
8	結氷板、流水、氷壁	①閉塞（取水） 流水等による取水口閉塞	柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺においては発生せず、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。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
9	風（台風） ※別途、詳細評価	①荷重（風圧、衝突） 風圧（又は飛来物衝突）による建屋、設備の損傷	<ul style="list-style-type: none"> ・風荷重によりタービン建屋が損傷し、タービン、発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。 ・風荷重による送変電設備の損傷により外部電源喪失に至るシナリオ。 ・風荷重にて軽油タンク等が損傷し、かつ同時に外部電源喪失が発生し、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。 ※飛来物衝突影響については竜巻の影響に包絡される。
		②閉塞（取水） 台風による漂流物による取水口閉塞	台風による漂流物により取水口が閉塞した場合、原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。
10	竜巻 ※別途、詳細評価	①荷重（風圧、気圧差及び衝突） 風圧、気圧差又は飛来物による建屋設備損傷	<ul style="list-style-type: none"> ・風荷重及び気圧差荷重によるタービン建屋損傷又は、飛来物が建屋外壁を貫通し、タービンや発電機に衝突することに伴いタービントリップに至るシナリオ。 ・送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ。 ・軽油タンク等が損傷、かつ外部電源喪失している状況下において、非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。 ・循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し、復水器の真空度が低下することに伴い出力低下又は手動停止に至るシナリオ。
		②閉塞（取水） 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、原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。
11	砂嵐	①閉塞（空調） 空調フィルタの閉塞	砂嵐や黄砂は柏崎刈羽原子力発電所及びその周辺においては発生していないこと、及び発生を仮定してもその影響は No. 26 火山の降下火砕物による「③閉塞（空調）」事象に包絡されることから、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。
12	霧，靄	①－ 発電所敷地内での霧，靄（もや）の発生による設備等への影響無し	安全施設の機能が損なわれることはなく、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。
13	高温	①外気温度高 外気温度高による機器等の冷却能力低下	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、空調設備が余裕をもって設計されていること、また、外気温度高により即安全性が損なわれることはないことから、安全施設の機能が損なわれることはない。よって、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。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考える起因事象等
14	低温（凍結） ※別途、詳細評価	①外気温度低（凍結） 屋外配管・タンクの内部流体凍結	着氷による相間短絡によって外部電源喪失が発生し、さらに軽油タンク等内の軽油の凍結により非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料が枯渇し全交流動力電源喪失に至るシナリオ。
15	高温水（海水温高）	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	海水温度高に伴う復水器真空度低下により、タービントリップに至るシナリオ。
16	低温水（海水温低）	①－ 取水温度低に伴う海水系機器への影響なし	取水温度低について冷却性能の劣化につながらず、影響ないため、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。
17	極限的な圧力（気圧高，気圧低）	①荷重（気圧差） 気圧差による空調設備等への影響	竜巻の影響に包絡される。（No. 10 参照）
18	落雷 ※別途、詳細評価	①雷サージ及び誘導電流 過電圧による設備損傷	<ul style="list-style-type: none"> ・落雷により計測制御機器に発生するノイズの影響により、プラントスクラムに至るシナリオ。 ・屋外設備への雷サージの影響により、外部電源喪失及びその他過渡事象に至るシナリオ。 ・屋外設置のタンク類（軽油タンク，液化室素貯槽）のうち，軽油タンクと屋内非常用ディーゼル発電設備制御盤を融通するケーブルへの雷サージによる非常用ディーゼル発電設備機能喪失が外部電源喪失と同時に発生し，全交流動力電源喪失に至るシナリオ。 ・建屋内外への雷による誘導電流の影響により，各種設備が機能喪失となり，その他過渡事象に至るシナリオ。なお，その他過渡事象については，内部事象レベル 1PRA 等にて考慮されている。
19	高潮	①浸水 高潮による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シーケンスは，津波のレベル 1PRA に示すとおり。
20	波浪	①浸水 波浪による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シーケンスは，津波のレベル 1PRA に示すとおり。
21	風津波	①浸水 風津波による建屋や機器への浸水影響	津波の影響に包絡される。津波の事故シーケンスは，津波のレベル 1PRA に示すとおり。
22	洪水	①浸水 発電所敷地の浸水による建屋や機器への影響（津波を除く）	津波以外の洪水としては，ダムの決壊や河川の氾濫等考えられるが，柏崎刈羽原子力発電所へ影響を及ぼす範囲にダムや河川はない。したがって，本事象によるプラントへの影響はないことから，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。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
23	池・河川の水位低下	①ー 河川等の水位低下による設備等への影響なし	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから、河川等からの取水不可によるプラントへの影響はなく、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。
24	河川の迂回	①ー 河川の迂回による設備等への影響なし	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから、河川等からの取水不可によるプラントへの影響はなく、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。
25	干ばつ	①ー 干ばつに伴う河川等からの取水不可による設備等への影響なし	柏崎刈羽原子力発電所は海水を冷却源としていることから、河川等からの取水不可によるプラントへの影響はなく、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。
26	火山 ※別途、詳細評価	<p>①荷重（堆積） 建築物やタンク等上部への降下火砕物の堆積による天井崩落</p> <p>②閉塞（取水） 降下火砕物の取水口及び海水系への取込みによる閉塞</p> <p>③閉塞及び摩耗 降下火砕物による換気空調系及び軽油タンクの閉塞並びに非常用ディーゼル発電設備燃料移送系ポンプの軸受摩耗</p>	<p>・原子炉建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落し、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に損傷、機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。</p> <p>・タービン建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落し、建屋最上階に設置しているタービン、発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。</p> <p>・コントロール建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落し、建屋最上階に設置している中央制御室内設備が損傷し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。</p> <p>・軽油タンクが降下火砕物堆積荷重により天井崩落、破損に至り、以下⑤に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。</p> <p>海水中の降下火砕物が高濃度な場合に、熱交換器の伝熱管、海水ポンプ軸受の閉塞による異常磨耗や海水ストレナーナの自動洗浄能力を上回ることによる閉塞により、海水系設備の機能喪失、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。</p> <p>非常用ディーゼル発電機室空調給気口又は軽油タンクの閉塞若しくは非常用ディーゼル発電設備燃料移送系ポンプの軸受摩耗により、非常用ディーゼル発電設備の機能喪失に至る場合において、以下⑤の外部電源喪失が発生している状況下では、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。</p>

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
		④腐食 降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響	腐食の進行は時間スケールの長い事象であり、発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく、適切な運転管理や保守管理により対処可能と判断。よって、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。
		⑤相間短絡 降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡	降下火砕物が送電網の碍子や変圧器へ付着し、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。
27	地滑り	①荷重（衝突） 地滑りに伴う土砂等の建屋・屋外設備への衝突	<ul style="list-style-type: none"> 送電設備については、斜面に設置されているものもあり、地滑りにより送電設備が倒壊することで、外部電源喪失に至るシナリオ。 一方、周辺斜面と原子炉建屋等の基幹となる発電用原子炉施設は十分な離隔距離を有しており、プラントの安全性に影響が及ぶことはないと判断。
28	海水中の地滑り	①閉塞（取水） 海水中の地滑りに伴う取水口閉塞	<ul style="list-style-type: none"> 港湾内については、海底に地滑りの発生しうる起伏がないため、発生可能性がない。 港湾外の地滑りに伴い発生可能性のある津波については、津波事象として考慮。津波の事故シーケンスは、津波のレベル 1PRA に示すとおり。
29	地面隆起（相対的な水位低下）	①地盤安定性 地盤の隆起に伴う建屋や屋外設備の傾斜等による損壊	地面隆起は、地震の随伴事象である。原子炉建屋等の基幹となる発電用原子炉施設は岩着や杭基礎で施工されており、地震時は一体となって震動することから、プラントの安全性に影響が及ぶような部分的な地面隆起は発生せず、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。
30	土地の浸食、カルスト	①地盤安定性 土壌の流出による荒廃、地盤沈下に伴う建屋や屋外設備の周辺地面の浸食による設備等の損壊	土地の浸食は、時間スケールの長い事象であり、発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく、適切な運転管理や保守管理により対処可能と判断。よって、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。
31	土の伸縮	①地盤安定性 建屋・屋外設備の周辺地面の変状による設備等の損壊	原子炉建屋等の基幹となる発電用原子炉施設は、岩着や杭基礎等の工法にて施工されており、土の伸縮による影響を受けにくい。また、土の伸縮は、時間スケールの長い事象であり、発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはなく、適切な運転管理や保守管理により対処可能。よって、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。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
32	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設備性能への影響	海岸浸食は，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはないと判断。適切な運転管理や保守管理により対処可能。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。
33	地下水 (多量，枯渇)	①浸水 地下水の建屋地下階への流入による設備等の浸水	土壌に地下水が浸透することにより，地滑りや建屋への浸水が考えられるが，地滑りについては，No. 27「地滑り」にて考慮し，多量の地下水流入については，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはないと判断。適切な運転管理や保守管理により対処可能。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。
		②— 地下水の枯渇	地下水は活用しておらず，安全施設の機能が損なわれることはないと判断。したがって，本事象によるプラントへの影響はなく，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。
34	地下水による浸食	①地盤安定性 建屋・屋外構築物の地下部（地下階，基礎部）土壌浸食	安全上重要な建屋や屋外設備は，岩着や杭基礎等の工法にて施工されており，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはないと判断。適切な運転管理や保守管理により対処可能。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。
		②浸水 建屋地下部の浸食による建屋内への地下水の流入	基本的に設備等の機能に影響を及ぼすほどの地下水が建屋内へ流入する可能性は稀である。また，仮に浸食があっても，時間スケールの長い事象であり，発電所の運転に支障をきたす程度の短時間で事象が進展することはないと判断。適切な運転管理や保守管理により対処可能。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。
35	森林火災	①熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	森林火災が送電設備に延焼し，外部電源喪失に至るシナリオ。 発電所周辺監視区域の境界に沿って森林を伐採しており，構外から延焼する状況に対して一定の効果があると考えられること，敷地境界から出火した場合であっても，防火帯を設定しておりプラントまでの離隔距離が十分あること，防火帯内側への延焼を仮定した場合でも街路樹等が燃えるだけで火災の規模は限定的なため，消火が可能であると考えられること，プラント近傍は非植生であり，仮に危険物（軽油タンク）に延焼した場合であっても原子炉建屋外壁面が 200℃未満であることを評価で確認していることから，原子炉建屋等の基幹となる発電用原子炉施設への影響はなく，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。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
		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）影響および人への影響	ばい煙の換気空調系への取込みは、火山の影響に包絡される。(No. 26 参照) ばい煙を取り込むことによる人への影響については、発電所敷地内の林縁とプラント間に十分な離隔距離があることから、影響はないと判断。ばい煙が中央制御室空調外気取入口まで達すると仮定した場合でも、再循環運転を行うことで影響を抑えられるため、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。
36	生物学的事象	①閉塞（取水） 海生生物（くらげ等）の襲来による取水口閉塞 ②個別設備の機能喪失 齧歯類（ネズミ等）によるケーブル類の損傷、電気機器接触による地絡等	大量発生したくらげ等の海生生物により、取水口が閉塞した場合に、原子炉補機冷却海水ポンプによる取水ができなくなり、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。 ネズミ等齧歯類によるケーブル類の損傷、電気機器接触による地絡等は、個別機器の不具合というランダム事象に整理される。このようなランダム事象は、内部事象レベル 1PRA 等にて、その他過渡事象として考慮されている。
37	静振	①浸水 港湾内での潮位振動による取水への影響 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	津波の影響に包絡される。津波の事故シーケンスは、津波のレベル 1PRA に示すとおり。(浸水影響の最も大きい津波の評価においては、数値シミュレーションを実施しており、その中で静振の影響も考慮されている。)
38	塩害、塩雲	①塩害による屋外構築物・設備の腐食	腐食は、発電所の運転に支障をきたす時間スケールで事象進展しないことから、安全施設の機能が損なわれるおそれはなく、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。
39	隕石、衛星の落下	①荷重（衝突） 隕石衝突に伴う建屋・屋外設備の損傷 ②荷重（衝突） 発電所敷地への隕石落下に伴う衝撃波 ③浸水 隕石の発電所近海への落下に伴う津波	安全施設の機能に影響が及ぶ規模の隕石等の衝突については、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。

No	自然現象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
40	太陽フレア, 磁気嵐	①誘導電流 太陽フレアの地磁気誘導電流による変圧器の損傷	磁気嵐により誘導電流が発生し、変圧器等の送電・変電設備の損傷により、外部電源喪失に至るシナリオ。 ただし、磁気嵐の影響を受けるのは、こう長の長い送電線であり、非常用ディーゼル発電機及び非常用電源母線への影響はなく、プラントの安全性への影響はないと判断。
41	土石流	①荷重（衝突） 土石流による建屋及び屋外機器への荷重	敷地内に溪流がなく、土石流危険区域に指定されていないことから土石流が敷地内に到達することはない。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。
42	泥湧出	①地盤安定性 地盤の脆弱化に伴う建屋や屋外設備の傾斜等による損壊	地震による液状化で損傷が想定される機器は、地震動による損傷も想定しており、地震の影響に包絡される。地震の事故シーケンスは、地震時レベル 1PRA に示すとおり。

＜各人為事象について考え得る起回事象の抽出＞

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起回事象等
1	航空機落下 (偶発的)	①荷重(衝突) 航空機が建屋等へ衝突	偶発的な事故による発電用原子炉施設への落下については、設計上の考慮の可否を「実用発電用原子炉施設への航空機落下確率に対する評価基準について」(総合資源エネルギー調査会 原子力安全・保安部会 原子炉安全小委員会, 平成14年7月22日, 平成21年6月30日一部改正)に従い落下確率を求めて判断している。 その結果, 落下確率は約 3.4×10^{-8} (回/炉・年)となり, 設計上の考慮が必要な 1.0×10^{-7} (回/炉・年)を下回っていることから, 発電用原子炉施設への落下の可能性は十分低く, 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回事象はないと判断。
		②熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	発電用原子炉施設から一定の距離離れた場所(落下確率が 1.0×10^{-7} (回/炉・年)となる位置)に大型航空機が落下した場合であっても, 原子炉建屋外壁や屋外設備の温度上昇が許容値以下であることを確認済みである。なお, ここで評価の前提となる航空機の大きさは発電所周辺における航空機の航行状況により決めていることから, 想定を超える大きさの航空機が偶発的に落下することは考えにくい。
2	ダムの崩壊	①浸水 ダムの崩壊に伴う洪水による建屋や機器への浸水影響	発電所周辺にダムの崩壊により洪水となる河川はないため, 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回事象はないと判断。
3	火災・爆発	①熱影響, 爆風圧 発電所内に保管されている危険物の火災や爆発による影響	非常用ディーゼル発電設備の軽油タンクで火災が発生した場合であっても原子炉建屋の温度が許容値以上に上昇しないことを確認。 非常用ディーゼル発電設備の軽油タンク全数が焼損した場合は, ディタンクの枯渇により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るが, 外部電源と同時に機能喪失することはないため, 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回事象はないと判断。

枠囲みの内容は核物質防護上の機密事項に属しますので公開できません。

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
4	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。発電所構内で貯蔵している物質（塩素、窒素）が漏えいした場合であっても、中央制御室の空調系を再循環モード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ため、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はないと判断。
5	船舶の衝突	①冷却機能低下：海水系 漂流船舶が取水設備を損傷させることによる冷却機能への影響	漂流船舶が発電所港湾内に侵入した場合であっても、カーテンウォールにより直接取水設備を損傷させることはないが、仮にさらに内部へ侵入し、取水設備を損傷させた場合は、最終ヒートシンクが喪失に至るシナリオとなる。
6	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系へのノイズ発生で安全機能の誤動作、誤不動作	中央制御室や現場にある操作盤については、電波障害試験により耐性を確認しているが、想定を上回る影響が生じた場合は、計測制御系への外乱が想定される。事象影響としては落雷の影響に包絡される。
7	パイプライン事故	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	パイプラインは道路下に埋設されており、埋設深度も法令で定められている。また、緊急時にはガスの遮断が行われるため、爆発が発生したとしても外部に対する影響は限定的である。仮に飛来物が発電所へ届く場合があったとしても、事象影響としては竜巻の影響に包絡される。
8	第三者の不法な接近	①－ 発電用原子炉施設内に悪意を持った第三者が侵入	発電用原子炉施設内への侵入だけでは起因事象の発生はない。（原子炉施設への影響はNo. 10 妨害破壊行為（内部脅威含）に包絡。）
9	航空機衝突（意図的）	①荷重（衝突） 航空機が建屋等へ衝突 ②熱影響 輻射熱による建屋・屋外設備への熱影響	

枠囲みの内容は核物質防護上の機密事項に属しますので公開できません。

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考えうる起因事象等
10	妨害破壊行為 (内部脅威含)	①衝撃力 爆発物等による衝撃力 ②中央制御室の占拠等 悪意操作, サボタージュ	安全機能を有する複数機器の破壊, 無力化, 悪意操作による外乱の発生が想定される。事象影響としては, 内部事象レベル 1PRA に包絡される。
11	サイバーテロ	①制御システムのハッキング 制御システムのハッキングによる悪意操作	外部回線と制御システムは接続されていないため, 制御機能がハッキングされることはない。仮に発電所内部への侵入等により, 直接制御システムがハッキングされた場合は悪意操作等による影響が考えられるが, 事象影響としては, 内部事象レベル 1PRA に包絡される。
12	産業施設の事故	①熱影響, 爆風圧 発電所外の産業施設の事故による火災, 爆発	発電所敷地周辺に石油コンビナート施設はないため, 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はないと判断。
13	輸送事故	①熱影響, 爆風圧 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	危険物輸送車両や船舶にて火災, 爆発が発生した場合でも危険限界距離以上離れている。爆風により飛来物を想定した場合であっても竜巻の影響に包絡される。
14	サイト内外での掘削	①物理的損傷 発電所内外において地面の掘削工事を行い, 設備の一部を損傷	地面の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。仮に埋設物を損傷させた場合の影響として, 埋設ケーブル切断による外部電源喪失に至るシナリオとなる。また, 発電所内外の送電鉄塔を掘削工事により倒壊させた場合も外部電源喪失に至るシナリオとなる。いずれも事象影響としては, 内部事象レベル 1PRA に包絡される。
15	内部溢水	①浸水 発電用原子炉施設内の配管等の破損による保有水の漏えいの影響	第 1 表のとおり。 (外部電源喪失, 非隔離事象, 隔離事象, 全給水喪失, 原子炉緊急停止系誤動作, 原子炉補機冷却水系故障, 手動停止)

No	人為事象	設備等の損傷・機能喪失モードの抽出	考える起因事象等
16	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	「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、発生の可能性は十分低く、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はないと判断。
17	重量物輸 送	①荷重（落下） 輸送中の燃料集合体の落下による破損	燃料取替機は燃料取替作業中の燃料集合体落下防止対策（フェイル・セーフ設計等）がとられているため、燃料集合体の落下事故の発生確率は非常に低く、さらにその発生を仮定した場合でも破損した燃料からの放射性物質の放出量は僅かであり、外部への影響は小さいことが評価されている。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はないと判断。
		②荷重（衝突） 重量物輸送車両やクレーン等の重機の転倒による屋外設備の損壊	作業に重機を使用する場合は、転倒防止対策を行うため発生することは考えにくい。仮に重機が転倒した場合は変圧器や軽油タンクの損壊が想定される。これにより、外部電源喪失とディタンク枯渇による非常用ディーゼル発電設備の機能喪失により全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられるが、重機転倒による損傷範囲は重機の大きさに限定されるため、起因事象として考慮する必要はないと判断。（考慮した場合であっても追加の起因事象ではない。）
18	化学物質 の放出に よる水質 悪化	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、又は船舶事故により化学物質が流出し、海水系の冷却機能へ影響	発電所内で保管している化学物質については、堰の設置や建屋内保管により漏えい拡大防止対策をしておき、港湾内への流出は考えにくい。船舶事故にて流出する可能性は否定できないが、海水系に取水される段階では十分希釈されていると想定できる。したがって、本事象による影響を考慮する必要はないと考えるが、仮に影響が生じた場合は最終ヒートシンク喪失に至るシナリオとなる。
19	油流出	①冷却機能低下：海水系 船舶等から流出した油が海水系の冷却機能へ影響	海水の取水については、カーテンウォールを設置して深層取水を行っており、油が直接海水系に流入することは考えにくい。仮に影響が生じた場合は最終ヒートシンク喪失に至るシナリオとなる。

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）の損傷・機能喪失モードの抽出

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

- ①建屋天井や屋外設備に対する荷重
- ②送電変電設備の屋外設備への着氷
- ③空調給気口の閉塞
- 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影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

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

<建屋>

- ・原子炉建屋
- ・コントロール建屋
- ・タービン建屋
- ・廃棄物処理建屋

<屋外設備>

- ・送変電設備
- ・軽油タンク及び非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下、軽油タンク等）
- ・中央制御室換気空調設備
- ・非常用ディーゼル発電機非常用給気設備（6号炉）、非常用電気品区域空調設備（7号炉）（以下、D/G室空調）

(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・機能喪失モードごとに、(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

① 建屋天井や屋外設備に対する荷重

建屋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。

<建屋>

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に機能喪失することで、原子炉補機冷却水系が喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また、積雪（雪融け水含む）の影響により、ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○タービン建屋

タービン建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、タービンや発電機に影響が及び、タービントリップに至るシナリオ。

また、タービン建屋熱交換器エリア屋上が積雪荷重により崩落した場合に、積雪（雪融け水含む）の影響により原子炉補器冷却系及び同海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。

○コントロール建屋

コントロール建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。その後、中央制御室の下階に位置している直流電源設備へ内部溢水が伝播し機能喪失に至るシナリオ。

○廃棄物処理建屋

廃棄物処理建屋屋上が積雪荷重により崩落した場合に、冷却材再循環ポンプ M/G セットや換気空調補機常用冷却水系が積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し、プラントスクラムに至るシナリオ。

<屋外設備>

○軽油タンク等

軽油タンク天井が積雪荷重により崩落した場合には、軽油タンク機能喪失に至る可能性があり、以下②に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

② 送変電設備の屋外設備への着氷

送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって、相間短絡を起し外部電源が喪失するシナリオ。

③ 空調給気口の閉塞

中央制御室換気空調及びD/G室空調給気口閉塞により各空調設備が機能喪失に至る。（ただし、中央制御室換気空調については、外気遮断による再循環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。）

仮にD/G室空調給気口の閉塞により、非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至るような場合において、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。

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、可搬型代替交流電源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（起因事象発生可能性評価）を実施し、事故シーケンスグループ抽出に当たって考慮すべき起因事象の特定を行った。

① 建屋天井や屋外設備に対する荷重により発生可能性のあるシナリオ

積雪荷重が各建屋天井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ものの、最終ヒートシンク喪失、タービントリップ及びプラントスクラムについては、運転時の内部事象レベル 1PRA でも考慮していること、計測制御系機能喪失については、地震、津波のレベル 1PRA でも考慮していることから追加のシナリオではない。軽油タンクについても、天井の許容荷重を上回る積雪荷重によって破損に至る可能性はあるものの、外部電源喪失との重畳による全交流動力電源喪失は、運転時の内部事象や地震、津波のレベル 1PRA でも考慮しているものであり、追加のシナリオではない。

なお、各建屋や軽油タンクの天井が崩落するような積雪事象は、年超過確率評価上、 10^{-7} 年より小さい事象であること（第1表参照）、積雪事象の進展速度の遅さ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、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。

第1表 各建屋・タンクの積雪荷重と年超過確率の比較

建屋・タンク	積雪荷重	年超過確率	結果
原子炉建屋	6号炉 408cm 7号炉 408cm	306cm : 10^{-7} /年未満 $\left(\begin{array}{l} 10^{-4}/\text{年} : 135.9\text{cm} \\ 10^{-7}/\text{年} : 213.3\text{cm} \end{array} \right)$	積雪荷重を超えるまでに大きな裕度がある
タービン建屋	6号炉 340cm 7号炉 340cm		
コントロール建屋	714cm		
廃棄物処理建屋	306cm		
軽油タンク	6号炉 442cm 7号炉 442cm		

② 送変電設備の屋外設備への着氷

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える積雪事象に対して発生を否定できないため、送変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 空調給気口の閉塞

仮にD/G室空調給気口閉塞により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失に至り、かつ同時に外部電源喪失に至ることを想定した場合、全交流動力電源喪失に至ることとなるが、全交流動力電源喪失については、運転時の内部事象、地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しており、追加のシナリオではない。

なお、基本的には除雪管理が可能であるが、D/G室空調給気口が閉塞に至る積雪深さは、年超過確率評価上、 10^{-7} /年より小さくなること、積雪の給気口への付着・堆積についても除雪管理が可能である

ことから、積雪事象による給気口閉塞事象の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、考慮すべき起因事象としては選定不要であると判断した。（第2表にD/G室空調給気口高さを示す。）

第2表 各空調給排気口の高さと年超過確率の比較

空調給排気口	設置高さ	年超過確率	結果
D/G室空調(A) 給気口	6号炉：11.7 m 7号炉：11.5 m	$7.8 \text{ m} : 10^{-7}/\text{年未満}$ $\left[\begin{array}{l} 10^{-4}/\text{年} : 135.9\text{cm} \\ 10^{-7}/\text{年} : 213.3\text{cm} \end{array} \right]$	設置高さを 超えるまで に大きな裕 度がある
D/G室空調(A) 排気口	7.8 m		
D/G室空調(B) 給気口	6号炉：11.7 m 7号炉：11.5 m		
D/G室空調(B) 排気口	7.8 m		
D/G室空調(C) 給気口	6号炉：11.7 m 7号炉：11.5 m		
D/G室空調(C) 排気口	7.8 m		

2. 事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定した。

○原子炉建屋の天井が崩落した場合に、原子炉補機冷却水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また、非常用ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○タービン建屋の天井が崩落した場合にタービンや発電機に影響が及びタービントリップに至るシナリオ。また、原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。

○コントロール建屋の天井が崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的又は積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下

階に位置している直流電源設備が内部溢水により機能喪失に至るシナリオ。

○廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に、RIP M/Gセットや換気空調補機常用冷却水系が積雪（雪融け水含む）の影響により機能喪失し、プラントスクラムに至るシナリオ。

○軽油タンクの天井が崩落した場合で、かつ外部電源喪失が発生している状況下において、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○送電線や碍子へ雪が着氷することによって、相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。

○D/G室空調給気口閉塞により非常用ディーゼル発電設備が機能喪失、かつ外部電源喪失の同時発生により全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

上記シナリオについては、いずれも運転時の内部事象、地震及び津波レベル1PRAにて考慮しているものであり、追加すべき新たなものはない。

また、1. (4)項での起因事象の特定結果のとおり、上記シナリオのうち、建屋又は軽油タンクの天井崩落やD/G室空調給気口閉塞については、事象の発生頻度が第1表及び第2表に示したように非常に小さいこと、除雪管理により発生を防止可能なことから、発生自体が非常に稀な事象であり、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象として選定不要であると判断した。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失のみとなるが、各建屋及び軽油タンク等の健全性が確保される限り、非常用交流電源等の必要な影響緩和設備の機能維持が図られるため、

事故シーケンスに至ることはない。

したがって、積雪事象を要因として発生しうる有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以 上

設計基準を超える低温（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）の損傷・機能喪失モードの抽出

柏崎刈羽原子力発電所の立地環境，国外の評価事例や国内で発生したトラブル事例等から低温に対する発電所への影響を調査し，その結果，以下のとおり機能喪失モードを抽出した。

- ①屋外タンク及び配管内流体の凍結
- ②ヒートシンク（海水）の凍結
- ③着氷による送電線の相間短絡

(2) 評価対象設備の選定

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

具体的には，以下に示す屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

（屋外設備）

- ・ 軽油タンク及び非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）
- ・ 取水設備（海水）
- ・ 送変電設備

(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上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①屋外タンク及び配管内流体の凍結

低温によって軽油タンク等内の軽油が凍結するとともに、以下③に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至る。

②ヒートシンク（海水）の凍結

低温によって柏崎刈羽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着氷による送電線の相間短絡

送電線や碍子へ雪が着氷（着氷雪）することによって、相間短絡を起こし外部電源が喪失するシナリオ。

(4) 起因事象の特定

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

① 屋外タンク及び配管内流体の凍結

低温に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、軽油タンク等内の軽油の凍結を想定した場合、外部電源喪失の同時発生時においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流動力電源喪失に至るシナリオは考えられる。

ただし、軽油タンク等内の軽油は、流動点の低い特3号軽油への交換を実施しており、年超過確率 10^{-7} /年に対する温度の -16.0°C では凍結しないことから、起因事象としての発生頻度は十分に低い。

② ヒートシンク（海水）の凍結

上述のとおり、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。

③ 送変電設備の屋外設備への着氷

着氷に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える低温事象に対しては発生を否定できないため、送変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シナリオとして選定する。

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全交流動力電源喪失と外部電源喪失を選定したが、いずれも運転時の内部事象や地震、津波レベル1PRAにて考慮していることから、追加すべき新しい事故シーケンスではない。

また、上述のとおり、軽油タンク等内の軽油が凍結に至る低温事象は、年超過確率評価上、約 10^{-7} /年未満と非常に稀な事象であることから、低温事象を要因とする全交流動力電源喪失についての詳細評価は不要と考えられる。

よって、事故シーケンス抽出に当たって考慮すべき起因事象は、外部電源喪失のみとなるが、軽油タンク等内の軽油が凍結する可能性の小ささを踏まえると、有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

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）の損傷・機能喪失モードの抽出

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

- ① 落雷により屋外及び屋内計測制御設備に発生するノイズ
- ② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ
- ③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

(2) 評価対象設備の選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備のうち，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。

ただし，落雷については，建屋内外を含め全ての設備等に影響が及ぶ可能性が考えられるため，具体的な設備の特定は実施せず，次項の起回事象になり得るシナリオの選定に当たっては，影響範囲が同様である地震 PRA の評価を参照し行うこととする。

(3) 起回事象になり得るシナリオの選定

(1)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，(2)項で選定した評価

対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

シナリオの作成に関しては、「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007」（（社）日本原子力学会）及び柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉に対する地震 PRA の起因事象選定の考え方から、落雷での発生可能性のある起因事象となり得るシナリオについて検討した。

ただし、落雷の影響として構造損傷は発生しないことから、地震 PRA にて考慮している起因事象のうち、原子炉格納容器及び圧力容器の破損、LOCA 事象といった建屋・構造物の破損については除外した。

また、設計基準を上回る落雷では、ノイズにより計測制御設備が誤動作しスクラムする可能性がある。また、雷サージや誘導電位によりプラントが影響を受けた場合、その異常（タービントリップ等）を検知しスクラムすることから、プラントスクラム後を想定した。

落雷については単発雷を想定すると、複数の系統に期待できる設備については区分分離が実施されているので、機能喪失することはない。したがって、想定を超える落雷の複数発生により生じるシナリオを想定した。

① 落雷により屋内外計測制御設備に発生するノイズ

計測制御設備誤動作によりプラントスクラムに至るシナリオ。

② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ

屋外設備（送電線や送電鉄塔，変圧器，屋外設置タンク）への落雷により，当該設備の機能喪失に至るシナリオ。また，外部とのケーブルを融通している建屋内の制御盤・電源盤が機能喪失に至るシ

ナリオ。

③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

屋外及び屋内設備に発生する誘導電位により，建屋内設備が機能喪失するシナリオ。

(4) 起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を上回る落雷（雷撃電流値）に対する裕度評価（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 落雷により計測制御設備に発生するノイズ

当該事象の発生時には，計測制御設備誤動作によりプラントスクラムに至る可能性はあるが，ノイズの影響は計測制御設備に限定され，仮に誤動作に至る場合でもプラントはスクラムし，以降の事象進展については内部事象 PRA における過渡事象に含まれるため，起因事象としてはその他過渡事象として整理する。スクラム以外の誤動作（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，起因事象としては抽出しない。

② 落雷により屋外設備に発生する雷サージ

屋外変圧器に過度な電流が発生した場合，機器には雷サージの影響を緩和するため保安器が設置されているが，設計を超える落雷が発生した場合，外部電源喪失に至る可能性がある。さらに，屋外設置のタンク類（軽油タンク，液化窒素貯槽）のうち，軽油タンクと屋

内非常用ディーゼル発電設備制御盤を融通するケーブルへの雷サージによる非常用ディーゼル発電設備機能喪失に至る場合、全交流動力電源喪失となることから起因事象として抽出した。また、シナリオとして抽出されない各個別機器の機能喪失についてはその他過渡事象として考慮した。

③ 落雷により屋外及び屋内設備に発生する誘導電位

落雷による屋外及び屋内設備へ発生する誘導電位については、その影響が広範囲にわたるため、地震 PRA にて選定される起因事象のうち、建屋・構造物の損傷を除外した起因事象として下記を抽出した。ただし、スクラム後の状態を想定していることから、原子炉停止機能喪失については対象外とし、下記に含まれない事象についてはその他過渡事象とした。柏崎刈羽原子力発電所 7 号炉に対する地震 PRA での起因事象選定のフローを参考に落雷により発生し得る起因事象選定を実施した。（第 1 図参照）

- ・ 外部電源喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却水系喪失
- ・ 直流電源喪失
- ・ 計測・制御系喪失に伴う制御不能
- ・ その他過渡事象

上記起因事象のうち、安全上重要な設備の損傷を要因とするものについて、設計基準雷撃電流値 200kA を超える雷撃電流値に対する裕

度（起因事象発生可能性）を評価した。

評価は、過去に実施した雷インパルス試験結果をもとに、雷撃電流により発生する誘導電位が各設備の絶縁耐力値を上回る雷撃電流値を評価し、その雷撃電流値の発生可能性について評価を実施した。具体的には、印加電流とそれにより発生する誘導電位は比例関係にあることが知られていることから、過去の雷インパルス試験結果から印加電流（雷撃電流）に応じて発生する誘導電位を推定し、各設備の絶縁耐力値（計装設備：雷インパルス試験絶縁耐力値 1000V、制御設備：雷インパルス試験絶縁耐力値 2000V）との比較により機能喪失判断を実施した。6号炉の場合、耐力値の低い計装設備で印加電流に対し発生し得る最大の誘導電圧は 200kA 換算で 709.3V であるが（第1表参照）、この関係から絶縁耐力値 1000V に達する雷撃電流値は 282kA（発生頻度は 8.7×10^{-6} 件/年）で設備損傷と判断する。7号炉の場合、第2表より耐力値の低い計装設備で絶縁耐力値 1000V に達する雷撃電流値は 789kA（発生頻度 3.1×10^{-8} 件/年）となる。したがって、安全上重要な設備が損傷に至る雷撃が発生する可能性は非常に小さく、かつ起因事象の発生には複数区分の設備が損傷することが必要となるため、落雷を要因とする上記起因事象の発生は極低頻度事象であるため考慮不要とした。

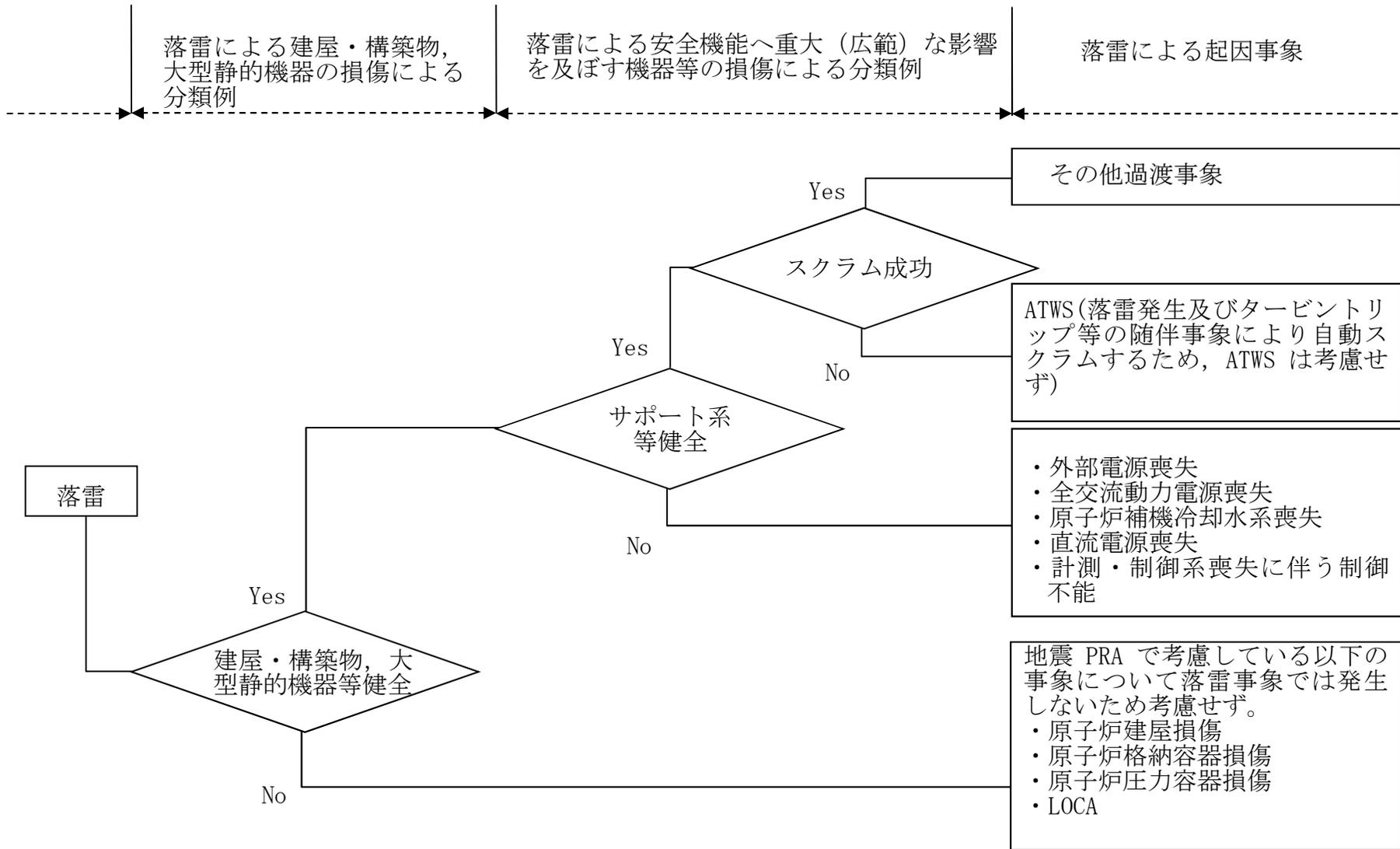
第1表 雷インパルス試験結果によるケーブルへの誘導電圧(6号炉)

発点－着点	ケーブル種類	誘導電圧測定値(V) ()内は印加電流(A)		誘導電圧 200kA換算値(V)	
		発点側	着点側	発点側	着点側
原子炉建屋(FMCRD)－ コントロール建屋	計装	0.6(900)	1.06(888)	133.3	238.7
原子炉建屋(4F東側)－ タービン建屋	計装	3.22(908)	0.012(884)	709.3	2.7
原子炉建屋(B1F)－ タービン建屋	制御	0.84(900)	0.042(900)	186.7	9.3
原子炉建屋2F－B3F	計装	0.1(888)	0.24(896)	22.5	53.6
原子炉建屋(FMCRD)－ コントロール建屋	制御	4.24(872)	5.0(904)	972.5	1106.2

第2表 雷インパルス試験結果によるケーブルへの誘導電圧(7号炉)

発点－着点	ケーブル種類	誘導電圧測定値(V) ()内は印加電流(A)		誘導電圧 200kA換算値(V)	
		発点側	着点側	発点側	着点側
原子炉建屋(FMCRD)－ コントロール建屋	計装	1.1(868)	0.34(872)	253.5	78.0
原子炉建屋(4F東側)－ タービン建屋	計装	5.04(876)	0.32(868)	1150.7※	73.7
原子炉建屋(B1F)－ タービン建屋	制御	1.04(904)	1.4(868)	230.1	322.6
原子炉建屋2F－B3F	計装	0.12(864)	0.66(872)	27.8	151.4
原子炉建屋(FMCRD)－ コントロール建屋	制御	4.32(872)	2.8(852)	990.8	657.3

※柏崎刈羽原子力発電所7号炉の場合、原子炉建屋(4F東側)－タービン建屋間で最大約1150V/200kAの誘導電位が発生するが、当該区間を融通しているのは「R/A外気差圧発信器」のみであり、差圧発信器にはアレスタ(雷インパルス試験耐電圧値：15kV)が内蔵されており、機器に影響を及ぼすことはない。



第 1 図 発電用原子炉の燃料の重大な損傷に至る起因事象選定フロー（落雷）

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シナリオ及び起因事象として以下のとおり抽出した。

○落雷により計測制御機器に発生するノイズの影響により，プラントスクラムに至るシナリオ

○屋外設備への雷サージの影響により，外部電源喪失，全交流動力電源喪失及びその他過渡事象に至るシナリオ

○建屋内外への雷による誘導電流の影響により，各種設備が機能喪失に至るシナリオ

上記のシナリオにおける起因事象については，内部事象，地震及び津波レベル1PRAにて考慮しており，落雷により追加するべき事故シーケンスはないと判断した。

また，上記シナリオの発生頻度は，1. (4)に示したとおり極低頻度であること，又は発生した場合であっても緩和設備に期待できることから，有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスには至らないものと判断した。

以上

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影響について、影響評価ガイドも参照し、以下のとおり、損傷・機能喪失モードを抽出した。

- ① 降下火砕物の堆積荷重による静的荷重
- ② 降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞
- ③ 降下火砕物による換気空調系フィルタ及び軽油タンクの閉塞並びに屋外設備の摩耗
- 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 降下火砕物の送電網又は変圧器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する。

① 降下火砕物の堆積荷重による静的荷重

(建屋)

- ・ 原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

(屋外設備)

- ・ 軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タンク等）

② 降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

取水口及び海水系（原子炉補機冷却海水系）

③ 降下火砕物による換気空調系フィルタ及び軽油タンクの閉塞並びに屋外設備の摩耗

(屋外に面した設備)

- ・ 中央制御室換気空調
- ・ 非常用ディーゼル発電機室非常用給気設備（6号炉），非常用電気品区域換気空調（7号炉）（以下，D/G室空調）

(屋外設備)

- ・ 軽油タンク等

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

軽油タンク等

⑤降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

送変電設備

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) 起因事象になり得るシナリオの選定

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

①降下火砕物の堆積荷重による建屋天井や屋外設備の崩落

建屋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。

<建屋>

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に損傷、機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る。

○タービン建屋

タービン建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落した場合、建屋最上階に設置しているタービン、発電機に影響が及び、タービントリップに至る。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。

○コントロール建屋

コントロール建屋屋上が降下火砕物堆積荷重により崩落した

場合に、建屋最上階に設置している中央制御室内設備が損傷し、計測制御系機能喪失に至る。

<屋外設備>

○軽油タンク

軽油タンクが降下火砕物堆積荷重により天井崩落、破損に至り、以下⑤に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至る。

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

海水中への降下火砕物による取水口や海水系への影響については、定量的な裕度評価は困難ではあるが、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、考慮すべきシナリオとしては抽出不要と考えられる。

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磨耗や海水ストレーナの自動洗浄能力を上回ることによる閉塞により、海水系設備の機能喪失、最終ヒートシンク喪失に至る。

③降下火砕物による換気空調系フィルタ及び軽油タンクの閉塞並びに屋外機器の摩耗

(屋外に面した設備)

降下火砕物によって中央制御室換気空調及びD/G室空調給気口閉塞により各空調設備が機能喪失に至る。(ただし、中央制御室換気空調については、外気遮断による再循環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。)

D/G 室空調給気口閉塞により、非常用ディーゼル発電設備の機能喪失に至る場合において、以下⑤の外部電源喪失が発生している状況下では、全交流動力電源喪失に至る。

(屋外設備)

軽油タンクのベント管の閉塞や非常用ディーゼル発電設備燃料移送系ポンプの降下火砕物による軸受摩耗により、軽油タンク等が機能喪失し、以下⑤に示す外部電源喪失が発生している状況下においては、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至る。

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については、屋外設備表面には耐食性の塗装（エポキシ等）が施されており腐食の抑制効果が考えられること、腐食の進展速度の遅さを考慮し、適切な保全管理が可能と判断、考慮すべきシナリオとしては抽出不要とする。

⑤降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

降下火砕物が送電網の碍子や変圧器へ付着し、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。

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，可搬型代替交流電源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) 起因事象の特定

(3)項で選定した各シナリオについて，想定を超える降下火砕物に対する裕度評価を実施し，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。（火山事象については，積雪や落雷のように年超過確率の評価が困難であるため，それに基づく起因事象発生可能性の考慮は実施しない。）

①降下火砕物の堆積荷重による建屋天井や屋外設備の崩落

設計として想定している降下火砕物堆積量35cmは，第1表に示す各建屋天井及び軽油タンクの許容荷重より小さく，裕度を有しているものの，各建屋及び軽油タンクの許容荷重以上に堆積した場合には，(3)項で選定した各シナリオに至る可能性がある。

ただし，最終ヒートシンク喪失，タービントリップ，計測制御系機能喪失，全交流動力電源喪失及びプラントスクラムについては，内部事象，地震及び津波のレベル1PRAでも考慮している事象であることから，追加のシナリオではない。

第1表 各建屋・タンクの降下火砕物堆積における許容荷重

建屋・タンク	許容荷重
原子炉建屋	6号炉：81cm
	7号炉：81cm
タービン建屋	6号炉：67cm
	7号炉：67cm
コントロール建屋	142cm
軽油タンク	6号炉：88cm
	7号炉：88cm

②降下火砕物による取水口及び海水系の閉塞

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や海水ポンプ軸受の異常磨耗は進展しにくく、また、海水ストレーナの自動洗浄機能によって、機能喪失することは考えにくい。しかし、何らかの理由で、海水中の降下火砕物が大量に流入した場合には、海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性はある。ただし、最終ヒートシンク喪失は内部事象、地震及び津波のレベル 1PRA でも考慮しており追加のシナリオではない。

③降下火砕物による換気空調系フィルタ及び軽油タンクの閉塞並びに屋外設備の摩耗

D/G 室空調フィルタへの降下火砕物の影響については、設計基準を超える降下火砕物に対しても、フィルタ交換が可能な構造であることを考慮すると、換気空調系フィルタの閉塞発生可能性が十分に低減されると考えられるが、定量的な裕度評価が困難であり、何らか

の理由で大量の降下火砕物が流入した場合は、非常用ディーゼル発電機の機能喪失に至る。ただし、非常用ディーゼル発電機の機能喪失は内部事象、地震及び津波のレベル 1PRA でも考慮しており追加のシナリオではない。

軽油タンク等への降下火砕物の影響については、以下の理由で起因事象は発生しない。軽油タンクのベント管出口は地面側を向いていること、地上 10m の高さにあることから閉塞しない。また非常用ディーゼル発電設備燃料移送系ポンプは、軸貫通部に潤滑剤等の漏えいがないよう管理されており、電動機についても内部に降下火砕物が侵入しない構造となっていることから降下火砕物の影響を受けない。

④降下火砕物に付着している腐食成分による化学的影響

降下火砕物が屋外設備に付着することによる腐食については、屋外設備表面に耐食性の塗装（エポキシ等）が施されており腐食の抑制効果があること、及び腐食の進展速度が遅いことを考慮し、適切な保全管理により発生防止が可能であるため、腐食を要因とする起因事象は考慮不要である。

⑤降下火砕物の送電網又は変圧器への付着による相間短絡

降下火砕物の影響を受ける可能性がある送変電設備は、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外部電源喪失の発生可能性は否定できない。ただし、外部電源喪失は内部事象や地震、津波でも考慮しており追加のシナリオではない。

2. 事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定したが、いずれのシナリオについても、内部事象、地震及び津波レベル1PRAにて考慮しているものであり、追加すべき新たなものはない。

- ・原子炉建屋天井崩落による最終ヒートシンク喪失
- ・タービン建屋天井崩落によるタービントリップ又はプラントスクラム
- ・コントロール建屋天井崩落による計測制御系機能喪失
- ・軽油タンク等の機能喪失及び外部電源喪失の重畳による全交流動力電源喪失
- ・海水系の閉塞による最終ヒートシンク喪失
- ・D/G室空調給気口閉塞及び外部電源喪失による全交流動力電源喪失
- ・送電網又は変圧器への相間短絡による外部電源喪失

また、上記シナリオのうち、各建屋及び軽油タンクの天井の崩落については、除灰により発生防止を図ることが可能であること、D/G室空調給気閉塞についてもフィルタ交換により発生防止を図ることが可能であることから、それぞれ発生自体が影響のある事故シーケンスとはならないものと判断した。

以上

設計基準を超える風（台風）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

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

- ①風荷重による建屋や設備等の損傷
- ②強風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
- ③強風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)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

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

<建屋>

- ・原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

<屋外設備>

- ・送変電設備
- ・軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下，軽油タ

ンク等)

- ・取水口

(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・機能喪失モードごとに、(2) 項で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

① 風荷重による建屋や設備等の損傷

建屋及び屋外設備に対する風荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

< 建屋 >

○原子炉建屋

風速については、年超過確率評価上、 10^{-7} /年となる風速は 55.7m/s (地上高 10m, 10 分間平均風速) となるが、原子炉建屋については十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造のため、この程度の極めて発生することが稀な風荷重を想定しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。

○コントロール建屋

風速については、年超過確率評価上、 10^{-7} /年となる風速は 55.7m/s (地上高 10m, 10 分間平均風速) となるが、コントロール建屋は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり、この程度の極めて発生することが稀な風荷重を想定しても建屋の頑健性は維持されると考えられる。

○タービン建屋

タービン建屋については、建屋上層部が鉄骨造である。万が一、

風荷重により破損に至るような場合は、鉄骨造である建屋上層部が考えられる。その場合の影響範囲としては、タービンや発電機が想定され、シナリオとしてはタービントリップが考えられる。

<屋外設備>

○送変電設備

風荷重により送変電設備が損傷した場合、外部電源が喪失する。

○軽油タンク等

風速については、年超過確率評価上、 10^{-7} /年となる風速は55.7m/s（地上高 10m, 10 分間平均風速）となるが、この程度の極めて発生することが稀な風荷重に対しても軽油タンク等が損傷に至ることはないものの、仮にこれを上回る風荷重に対し軽油タンク等が損傷し、かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流動力電源喪失に至る。

②強風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

強風により資機材、車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水を閉塞させた場合、原子炉補機冷却海水ポンプの取水ができなくなり最終ヒートシンク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程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。

③強風によるアクセス性や作業性の悪化

強風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が及ぶ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現場対応はなく、仮にアクセス性や屋外作業へ影響が及んだ場合であっても問題はない。

そのため上記①の影響評価の結果として、可搬型代替交流電源設備の接続といった屋外での作業が必要と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、想定を超える風荷重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風荷重による建屋や設備等の損傷

<建屋>

タービン建屋上層部は鉄骨造であり風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を大幅に超える風荷重が建屋に作用した場合、建屋が損傷してタービン、発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため、タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定する。

なお、原子炉建屋及びコントロール建屋については、鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから、年超過確率 10^{-7} /年の風速 55.7m/s（地上高 10m, 10 分間平均風速）を超える風荷重が作用した場合であっても大規模損傷に至らないと考えられることから、風荷重による建屋損傷シナリオは考慮不要とした。

<屋外設備>

○送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える風荷重に対して送変電設備が損傷することは否定できないため、送変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シナリオとして選定する。

○軽油タンク等損傷に伴う全交流動力電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し、かつ外部電源喪失の同時発生を想定すると全交流動力電源喪失に至るが、軽油タンク等は、年超過確率評価上、 10^{-7} /年となる風速 55.7m/s（地上高 10m、10 分間平均風速）の風荷重が作用した場合であっても損傷に至らないことから、起因事象としての発生頻度は十分低く詳細評価は不要と考えられる。

2. 事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定した。

○タービン建屋損傷に伴いタービントリップに至るシナリオ

○送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ

○軽油タンク等が損傷、かつ外部電源が喪失している状況下において、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至るシナリオ

上記シナリオについては、運転時の内部事象、地震及び津波レベル1PRAにて考慮しており追加のシナリオはない。

また、上記シナリオのうち、全交流動力電源喪失シナリオは、軽油タンク等の損傷可能性（年超過確率評価上、 10^{-7} /年未満）を考慮すると、発生

自体が非常に稀な事象であり，起因事象としてはタービントリップと外部電源喪失のみを考慮すればよく，原子炉建屋及びコントロール建屋，軽油タンク等の損傷可能性を踏まえると，これら起因事象から有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

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）の損傷・機能喪失モードの抽出

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

- ①風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷
- ②飛来物の衝撃荷重による建屋や設備等の損傷
- ③風荷重，気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重を組み合わせた荷重による建屋や設備等の損傷
- ④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞
- ⑤竜巻襲来後のガレキ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)項で抽出した損傷・機能喪失モードに対し，影響を受ける可能性のある設備等のうち，プラントの運転継続や安全性に影響を及ぼす可能性のある設備等を評価対象設備として選定する。

具体的には，以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。ただし，屋内設備については，飛来物の建屋外壁貫通を考慮すると屋内設備に影響が及ぶ可能性が考えられるが，個別機器としては特定せず，地上1階以上かつ原子炉格納容器外の機器については破損を前提とする。

<建屋>

- ・原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋，廃棄物処理建屋

<屋外設備>

- ・送変電設備，軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系

(3) 起因事象になり得るシナリオの選定

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

シナリオの作成に関しては，「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価に関する実施基準：2007」（(社)日本原子力学会）及び地震 PRA の結果から，地震により発生する起因事象を参照し，竜巻での発生可能性のある起因事象となり得るシナリオについて検討した。

竜巻の影響としては，飛来物の建屋外壁貫通が考えられるものの，原子炉建屋等の大規模破損に至ることは考えられないこと，さらには原子炉格納容器及び原子炉格納容器内の設備まで影響を及ぼすことは考えられないことから，地震 PRA にて考慮している起因事象のうち，原子炉格納容器の破損，原子炉圧力容器の破損，LOCA 事象といった建屋・構造物の破損については除外した。

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

① 風荷重及び気圧差荷重による建屋や設備等の損傷

建屋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。

<建屋>

○原子炉建屋

竜巻の最大風速については、年超過確率評価上、 10^{-7} /年となる風速は90m/s程度となるが、原子炉建屋については十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから、この程度の極めて発生することが稀な風荷重に対しても建屋の頑健性は維持され则认为される。また、風荷重に加えて気圧差荷重が作用した場合であっても、風荷重と気圧差荷重を組み合わせた荷重は、原子炉建屋設計時の地震荷重よりも小さいため建屋の頑健性は維持され则认为される。ただし、ブローアウトパネルは、建屋内外の差圧により開放する。

○コントロール建屋及び廃棄物処理建屋

原子炉建屋同様、コントロール建屋及び廃棄物処理建屋は十分な厚さを有した鉄筋コンクリート造であり、風荷重よりも大きい地震荷重に対して設計されていることから、この程度の極めて発生することが稀な風荷重に対しても建屋の頑健性は維持され则认为される。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、コントロール建屋及び廃棄物処理建屋設計時の地震荷重よりも小さいため建屋の頑健性は維持され则认为される。

○タービン建屋

竜巻の最大風速については、年超過確率評価上、 10^{-7} /年となる風速は90m/s程度となり、タービン建屋はこの程度の風荷重及び気圧差荷重で損傷に至ることはないが、建屋上層部が鉄骨造のため、仮にこれを上回る風荷重及び気圧差荷重が生じた場合には破損に

至る可能性が高いと考えられる。その場合の影響範囲としては、タービンや発電機が想定され、シナリオとしてはタービントリップが考えられる。

<屋外設備>

○送変電設備

風荷重により送変電設備が損傷した場合、外部電源が喪失する。

○軽油タンク、非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下、軽油タンク等という。）

竜巻の最大風速については、年超過確率評価上、 10^{-7} /年となる風速は90m/s程度となるが、この程度の風荷重に対しても軽油タンク等が損傷に至ることはないものの、仮にこれを上回る風荷重に対し軽油タンク等が損傷した場合で、かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられる。

<屋内設備>

- ・タービン建屋上層部が風荷重及び気圧差荷重により破損に至った場合、タービンや発電機への影響が想定され、シナリオとしてはタービントリップが考えられる。
- ・非常用電気品区域換気空調設備は、原子炉建屋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、非常用ディーゼル発電機室の換気が困難になった場合、非常用デ

ディーゼル発電機室温度の上昇に伴い、非常用ディーゼル発電機が機能喪失、交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられる。また、その状況下において、送変電設備の損傷により外部電源喪失にも至っているとすると、全交流動力電源喪失となる。

- ・中央制御室換気空調設備は、コントロール建屋に設置されており、気圧差荷重によりダクト、ファン、ダンパ等への影響が考えられる。それら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測・制御系喪失により制御不能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屋や設備等の損傷

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

<建屋>

○原子炉建屋，コントロール建屋，タービン建屋

飛来物が建屋外壁を貫通することにより、屋内設備に波及的影響を及ぼすことが考えられるが、発生可能性のあるシナリオについては、後述の屋内設備で考慮することとする。

<屋外設備>

○送変電設備

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様。

○軽油タンク，非常用ディーゼル発電設備燃料移送系

風荷重により発生可能性のあるシナリオと同様。

<屋内設備>

- ・原子炉建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合、原子炉補機冷却水系が喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る可能性があるが、原子炉補機冷却水系のサージタンクは、多重化されていることに加えて分散配置されているため原子炉補機冷却水系のサージタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失する確率は極低頻度であること、さらには、竜巻の襲来確率が極低頻度であることを考慮すると、原子炉補機冷却水系が喪失するのは 10^{-7} /年より小さくなることから、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオは考慮不要とする。
- ・原子炉建屋3階に設置している非常用ディーゼル発電設備ディタンクに建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合で、かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられるが、原子炉建屋3階の非常用ディーゼル発電設備ディタンク室のコンクリート外壁の厚さは70cmであり、飛来物の衝突に対して貫通を避けるための十分な厚さであるため、貫通することはないと考えられる。したがって、飛来物による非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の損傷は考慮不要とする。
- ・原子炉建屋1階に設置している非常用ディーゼル発電設備に建屋扉を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合や3階に設置し

ている非常用ディーゼル発電設備室空調給気口に飛来物が衝突して閉塞し、全数機能喪失した場合で、かつ送変電設備の損傷により外部電源喪失に至っているとすると、全交流動力電源喪失に至るシナリオが考えられる。しかし、非常用ディーゼル発電設備及び空調給気口は多重化されていることに加えて分散配置されているため、非常用ディーゼル発電設備が全数機能喪失する確率は極低頻度であること、さらには、竜巻の襲来確率が極低頻度であることを考慮すると、非常用ディーゼル発電設備の機能が喪失するのは 10^{-7} /年より小さくなることから、全交流動力電源喪失に至るシナリオは考慮不要とする。

- ・コントロール建屋最上階に設置している中央制御室内の計測・制御設備に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して安全系設備の制御に関わる設備が全数機能喪失した場合、計測制御系機能喪失に至るシナリオが考えられるが、飛来物の衝突により安全系設備の制御に関わる設備が全数機能喪失するのは、極低頻度であると考えられることから飛来物による計測制御系機能喪失シナリオは考慮不要とする。
- ・タービン建屋2階に設置しているタービンや発電機に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突した場合のシナリオとしては、タービントリップが考えられる。
- ・タービン建屋地下1階から1階にある循環水ポンプの1階部分に建屋外壁を貫通した飛来物が衝突して全数機能喪失した場合、復水器の真空度が低下し、出力低下又は手動停止に至る。

ただし、上記シナリオのうち、タービントリップ以外は、飛来物

発生要因である大規模竜巻の発生頻度が極低頻度であり、さらに飛来物が発生し建屋へ衝突、壁を貫通する可能性、壁を貫通したとしてもそれにより屋内設備が機能喪失に至る可能性を考慮すると、発生可能性は極めて小さい。加えて、安全系に関わる設備（原子炉補機冷却水系、非常用ディーゼル発電設備ディタンク等）は多重化されており、複数区分の設備が同時に損傷に至らない限り上述の起因事象には至らないことから、極めて稀な事象であり詳細評価不要と判断した。

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

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

④竜巻により取水口周辺の海に飛散した資機材等による取水口閉塞

竜巻により資機材、車両等が飛散して取水口周辺の海に入り取水を閉塞させた場合、原子炉補機冷却海水ポンプの取水ができなくなり最終ヒートシンク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程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竜巻襲来後のガレキ散乱によるアクセス性や作業性の悪化

竜巻襲来後のガレキ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が及ぶ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現場対応はなく、

仮にアクセス性や屋外作業へ影響がおよんだ場合であっても問題はない。

そのため上記①～④の影響評価の結果として、可搬型代替交流電源設備の接続といった屋外での作業が必要と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、想定を超える風荷重、気圧差荷重及び飛来物の衝撃荷重に対しての裕度評価（起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屋や設備等の損傷

<建屋>

タービン建屋上層部は鉄骨造であり年超過確率評価上 10^{-7} /年となる風速 90m/s 程度を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が建屋に作用した場合、建屋が損傷してタービン、発電機に影響を及ぼす可能性は否定できないため、タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが、運転時の内部事象、地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。なお、原子炉建屋及びコントロール建屋については、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、年超過確率評価上 10^{-7} /年となる風速 90m/s 程度を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が作用した場合であっても大規模損傷に至らないことから風荷重及び気圧

差荷重による建屋損傷シナリオは考慮不要としている。

<屋外設備>

○送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

風荷重に対して設計上の配慮はなされているものの、設計基準を超える風荷重及び気圧差荷重に対して送変電設備の損傷を否定できないため、送変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シナリオとして選定する。

○軽油タンク等損傷に伴う全交流動力電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し、かつ外部電源喪失の同時発生を想定すると全交流動力電源喪失に至るが、軽油タンク等は、年超過確率評価上 10^{-7} /年となる風速90m/s程度を超える竜巻の風荷重及び気圧差荷重が作用した場合であっても損傷に至らないことから、起因事象としての発生頻度は十分小さく詳細評価は不要と判断した。

<屋内設備>

○タービン建屋の損傷によりタービンや発電機に影響を及ぼすことによるタービントリップ

先述のとおり、タービン建屋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、タービン建屋損傷に伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが、運転時の内部事象、地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

○換気空調系損傷に伴う全交流動力電源喪失

換気空調系（非常用ディーゼル発電機電気品区域換気空調系，海水熱交換器区域換気空調系）のうち，気圧差の影響を受けやすいダクトについては，設計を超える荷重が作用した場合変形する可能性があり，一定の風量を確保することが困難になる可能性があるため，換気空調系の損傷に伴う非常用ディーゼル発電機の機能喪失（外部電源喪失状況下においては全交流動力電源喪失）がシナリオとしては考えられる。しかし，内部事象レベル 1PRA でも考慮しており追加のシナリオではない。

②建屋や建屋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

<建屋>

原子炉建屋，コントロール建屋及びタービン建屋は，飛来物が建屋外壁を貫通することにより，屋内設備に波及的影響を及ぼすが，発生可能性のあるシナリオは，後述の屋内設備で考慮することとする。

<屋外設備>

○送変電設備損傷に伴う外部電源喪失

飛来物の衝撃荷重に対して発生を否定できないため，送変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シナリオとして選定するが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

○軽油タンク等損傷に伴う全交流動力電源喪失

仮に軽油タンク等が損傷し，かつ外部電源喪失の同時発生を想定すると全交流動力電源喪失に至るが，全交流動力電源喪失は運

転時の内部事象，地震及び津波レベル1PRAでも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

<屋内設備>

○飛来物がタービンや発電機に衝突することに伴うタービントリップ

タービン建屋上層部は鉄骨造であり，外壁については，原子炉建屋やコントロール建屋に比べて強度が低い材質であるため飛来物の貫通リスクが高く，タービン建屋2階に設置しているタービンや発電機に飛来物が衝突する可能性は否定できないため，飛来物がタービンや発電機に衝突することに伴うタービントリップについては考慮すべきシナリオとして選定するが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

○循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し，復水器の真空度が低下することに伴い出力低下又は手動停止

タービン建屋の循環水ポンプエリアの外壁には，開口部（ルーバ）があるため飛来物の侵入リスクが高く，循環水ポンプに飛来物が衝突し，循環水ポンプが損傷する可能性がある。その場合の影響としては，復水器真空度低下に伴う出力低下又は手動停止等の措置が考えられるが，運転時の内部事象，地震及び津波レベル 1PRA でも考慮しているものであり追加のシナリオではない。

2. 炉心損傷事故シーケンスの特定

1. (3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定した。

○風荷重及び気圧差荷重によるタービン建屋損傷又は、飛来物が建屋外壁を貫通し、タービンや発電機に衝突することに伴いタービントリップに至るシナリオ

○送変電設備損傷に伴い外部電源喪失に至るシナリオ

○軽油タンク等が損傷、かつ外部電源喪失している状況下において、非常用ディーゼル発電設備の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至るシナリオ

○循環水ポンプが飛来物の衝突により損傷し、復水器の真空度が低下することに伴い出力低下又は手動停止に至るシナリオ

上記シナリオについては、運転時の内部事象、地震及び津波レベル1PRAにて考慮しており追加のシナリオはない。

また、上記シナリオのうち、全交流動力電源喪失シナリオは、軽油タンク等の損傷可能性（年超過確率 10^{-7} /年未満）を考慮すると、発生自体が非常に稀な事象であることから起因事象としてはタービントリップと外部電源喪失のみを考慮すればよく、原子炉建屋及びコントロール建屋、軽油タンク等の損傷可能性及び飛来物の建屋貫通による屋内設備の損傷可能性を踏まえると、これら起因事象から有意な影響のある炉心損傷事故シーケンスは生じないと判断した。

以 上

設計基準を超える降水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）の損傷・機能喪失モードの抽出

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

- ① 建屋天井に対する荷重
- ② 敷地内での雨水の滞留による屋外機器の没水
- ③ 建屋内浸水による機器の没水又は被水
- ④ 降水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，以下に示す建屋及び屋外設置の設備等を評価対象設備として選定した。

< 建屋 >

- ・ 原子炉建屋
- ・ コントロール建屋
- ・ タービン建屋
- ・ 廃棄物処理建屋

<屋外設備>

- ・送変電設備
- ・軽油タンク及び非常用ディーゼル発電設備燃料移送系（以下、軽油タンク等）

(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・機能喪失モードごとに、(2)項で選定した評価対象設備への影響を検討の上、発生可能性のあるシナリオを選定した。

①雨水荷重による建屋天井の崩落

建屋に対する雨水荷重により発生可能性のあるシナリオは以下のとおり。

<建屋>

○原子炉建屋

原子炉建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している原子炉補機冷却水系のサージタンクが物理的に機能喪失することで、原子炉補機冷却水系が喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また、雨水が下層階へ伝播し、非常用ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が没水又は被水により機能喪失し、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

○タービン建屋

タービン建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に、タービンや発電機に影響が及び、タービントリップに至るシナリオ。また、タービン建屋熱交換器エリア屋上が雨水荷重により崩落した場合に、没水又は被水により原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し、

最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至るシナリオ。

○コントロール建屋

コントロール建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に又は没水若しくは被水により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。その後、中央制御室の下階に位置している直流電源設備へ雨水が伝播し直流電源喪失に至るシナリオ。

○廃棄物処理建屋

廃棄物処理建屋屋上が雨水荷重により崩落した場合に、冷却材再循環ポンプ M/G セットや換気空調補機常用冷却水系が没水又は被水により機能喪失し、プラントスクラムに至るシナリオ。

②敷地内での雨水の滞留による屋外機器の没水

敷地内で雨水が滞留した場合に、非常用ディーゼル発電設備燃料移送系の燃料移送ポンプが没水し機能喪失する可能性があり、降水の影響により屋外の送変電設備の機能喪失と重畳し、全交流動力電源喪失に至るシナリオ。

③建屋内浸水による機器の没水又は被水

本損傷・機能喪失モードにより発生する事故シーケンスは、発生原因が浸水によるものであり、対策は建屋周辺の止水対策となるた

め、重大事故防止対策の有効性の確認のためのシーケンスには適さない。よってこの損傷・機能喪失モードは考慮しない。

④降水によるアクセス性や作業性の悪化

降水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の作業性へ影響が及んだ場合であっても問題はない。

そのため上記①～③の影響評価の結果として、可搬型代替交流電源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、想定を超える降水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雨水荷重による建屋天井の崩落

雨水荷重が各建屋天井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ものの、最終ヒートシンク喪失、タービントリップ及びプラントスクラムについては、運転時の内部事象レベル 1PRA でも考慮していること、計測制御系機能喪失及び直流電源機能喪失については、地震、津波のレベル 1PRA でも考慮していることから追加のシナリオではない。

なお、年超過発生確率 10^{-7} /年相当の降水（159.2 mm/h）時には、一部の屋上において雨水の流入量が排水量を上回る。このうち原子

炉建屋とタービン建屋の間の 2m ギャップ（主蒸気トンネル室直上除く）及びタービン建屋東側換気空調系エリアの屋上では、建屋パラペット高さまで雨水が滞留する可能性があり、これらの箇所では天井が損傷する可能性が否定できない。仮にこれらの箇所の天井が崩落するもっとも厳しい状況と考えた場合には、雨水の伝播経路上にある原子炉補機冷却水系サージタンク水位計、ディーゼル発電設備、非常用電源盤及びタービン建屋の常用機器が没水又は被水し、機能喪失することで最終ヒートシンク喪失と全交流動力電源喪失が発生する可能性がある。この時、原子炉建屋最地下階において原子炉隔離時冷却系が没水により機能喪失する可能性もあることから、平成 4 年以降に整備したアクシデントマネジメント策に期待しない場合には、炉心損傷に至る。ただし、このような事故シーケンスは津波 PRA で考慮されていることから追加の事故シーケンスグループではない。

②敷地内での雨水の滞留による屋外機器の没水

全交流動力電源喪失については、運転時の内部事象レベル 1PRA でも考慮していることから追加のシナリオではない。

なお、年超過発生確率 10^{-7} /年相当の降水時においても一部滞留水が発生するものの、排水用フラップゲートから滞留水を速やかに海域に排水することが可能である。よって、敷地内での雨水の滞留による屋外機器の没水は、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. (3)項にて起因事象となり得るシナリオを以下のとおり選定した。

○原子炉建屋の天井が崩落した場合に、原子炉補機冷却水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至るシナリオ。また、ディーゼル発電設備及び非常用電源盤が機能喪失し、全交流動力電源喪失に至る。

○タービン建屋の天井が崩落した場合にタービンや発電機に影響が及びタービントリップに至る。

○タービン建屋熱交換器エリアの天井が崩落した場合に、原子炉補機冷却水系及び同海水系が機能喪失し、最終ヒートシンク喪失に至る。

○タービン建屋熱交換器エリアの天井が崩落した場合に、循環水ポンプが機能喪失し、復水器真空度低からプラントスクラムに至る。

○コントロール建屋の天井が崩落した場合に、建屋最上階に設置している中央制御室が物理的に又は没水若しくは被水により機能喪失し、計測制御系機能喪失に至るシナリオ。さらには中央制御室の下階に位置している直流電源設備が内部溢水により機能喪失に至る。

○廃棄物処理建屋の天井が崩落した場合に、冷却材再循環ポンプ M/Gセットや換気空調補機常用冷却水系が没水又は被水により機能喪失し、プラントスクラムに至る。

○降水の影響により屋外の送変電設備が機能喪失し外部電源喪失が発生している状態で、燃料移送ポンプが没水により機能喪失し、非常用ディーゼル発電設備（ディタンク）の燃料枯渇により、全交流動力電源喪失に至る。

上記シナリオについては、いずれも運転時の内部事象、地震及び津波レベル1PRAのいずれかにおいて考慮しているものであり、追加すべき新たなものはない。

また、1. (4)項での起因事象の特定結果のとおり、年超過発生確率 10^{-7} /年相当の降水時においてはタービン建屋東側換気空調系エリアの天井崩落によりタービントリップが発生する可能性が否定できないものの、緩和設備に期待できることから有意な影響又は頻度を持つ事故シーケンスとはならない。

したがって、降水事象を要因として発生し得る有意な頻度又は影響のある事故シーケンスは生じないと判断した。

以上

- I : 各自然現象から同じ影響がそれぞれ作用し、重ね合わさって増長するケース
 II : ある自然現象の防護施設が他の自然現象によって機能喪失することにより、影響が増長するケース
 III-1 : 他の自然現象の作用により前提条件が変化し、影響が増長するケース
 III-2 : 他の自然現象の作用により影響が及ぶようになるケース

主事象			32	33		34		35		36		37		38	39			40	41	42	
			海岸浸食	地下水 (多量/枯渇)		地下水による浸食		森林火災		生物学的事象		静振		塩害、塩雲	隕石/衛星の落下			太陽フレア、磁気嵐	土石流	泥湧出	
自然現象	損傷・機能喪失モード	備考	①冷却機能低下:海水系	①浸水	②地下水の枯渇	①地盤不安定	②浸水	①熱影響	②外気取入機器及び人への影響	①閉塞(取水)	②個別機器の損傷	①浸水	②冷却機能低下:海水系	①腐食	①荷重(衝突)	②荷重(衝突)	③浸水	①誘導電流	①荷重(衝突)	①地盤不安定	
			発生しない	発生しない	発生しない																
i	地震	①荷重(地震荷重)	III-1	II, III-1	-	III-1	II, III-1	-	-	-	-	-	II	-							
ii	津波	①浸水	III-1	I	-	-	I	-	-	-	-	-	I	-							
		②荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
		③浮力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
		④閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	I							
		⑤冷却機能低下:海水系	I	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	I							
1	降水	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-								
2	積雪	①荷重(堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		②相間短絡	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
3	雪崩	①荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
4	ひょう、あられ	①荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
5	氷嵐、雨氷、みぞれ	①荷重(堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		②閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-							
6	氷晶	①荷重(堆積)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		②閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-							
7	霜、霜柱	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
8	結氷板、流氷、氷壁	①閉塞(取水)	発生しない																		
9	風(台風)	①荷重(風圧)	-	-	-	-	-	III-1	III-1	-	-	-	-								
		②閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	I	-	-	I								
10	竜巻	①荷重(風圧)	-	-	-	-	-	III-1	III-1	-	-	-	-								
		②荷重(気圧差)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		③荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		④閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	I	-	-	I								
11	砂嵐	①閉塞(空調)	発生しない																		
12	霧、霧	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
13	高温	①外気温度高 (冷却機能低下:空調)	-	-	-	-	-	I, III-1	-	-	-	-	-								
14	低温(凍結)	①外気温度低(凍結)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
15	高温水(海水温度高)	①海水温度高 (冷却機能低下:海水系)	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I								
16	低温水(海水温度低)	①-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
17	極限的な圧力 (気圧高/低)	①荷重(気圧差)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
18	落雷	①雷サージ&誘導電流	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					I			
19	高潮	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-								
20	波浪	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-								
21	風津波	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	I	-								
22	洪水	①浸水	発生しない																		
23	池・河川の水位低下	①-	発生しない																		
24	河川の迂回	①-	発生しない																		
25	干ばつ	①-	発生しない																		
26	火山	①荷重(堆積)	I	-	-	-	-	-	-	I	-	-	I								
		②閉塞(取水)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		③閉塞(空調)	-	-	-	-	-	-	-	I	-	-	-	-							
		④腐食	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I							
		⑤相間短絡	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
27	地滑り	①荷重(衝突)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
28	海中の地滑り	①閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	I	-	-	I								
29	地面隆起/低潮位	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
30	土地の浸食、カルスト	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
31	土の伸縮	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
32	海岸浸食	①冷却機能低下:海水系	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I								
33	地下水 (多量/枯渇)	①浸水	-	-	-	III-1	III-1	-	-	-	-	-	I								
		②地下水の枯渇	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
34	地下水による浸食	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		②浸水	-	III-1	-	-	-	-	-	-	-	-	I								
35	森林火災	①熱影響	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		②外気取入機器及び人への影響	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
36	生物学的事象	①閉塞(取水)	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I								
		②個別機器の損傷	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
37	静振	①浸水	-	I	-	-	I	-	-	-	-	-	-								
		②冷却機能低下:海水系	I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	I								
38	塩害、塩雲	①腐食	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
		②-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
39	隕石/衛星の落下	①荷重(衝突)	発生しない																		
		②荷重(衝突)	発生しない																		
		③浸水	発生しない																		
40	太陽フレア、磁気嵐	①誘導電流	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
41	土石流	①荷重(衝突)	発生しない																		
42	泥湧出	①地盤不安定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									

外部人為事象に関わる重畳の影響について

外部事象のうち、自然現象同士が重畳することによる影響については、添付資料 3 に示すように組み合わせを考慮し、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み合わせについて確認する必要はなく、自然現象同士の重畳影響評価に包絡されると考える。

<理由>自然現象と比べて外部人為事象は影響範囲が限定的（狭い）である。

自然現象の影響は、原子炉施設全体に対して同時に作用する点が特徴である。一方、外部人為事象の場合は、人工物の事故等により引き起こされるものであり、影響範囲は当該人工物の大きさや内包する危険物量等により決まる。したがって、外部人為事象の場合、低頻度事象を仮定しようとしても、実際に設置されている設備や立地状況等により制限され、際限なく事象影響範囲が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絡する自然現象について重畳影響を確認しておくことで、外部人為事象についても重畳影響を確認したことと同等になる。（第 1 表参照）

第1表 自然現象と包絡される外部人為事象

自然現象	特徴	包絡される外部人為事象 (No. は添付資料 1-2 中の事象の番号)
地震	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の損傷が生じ得る。	No. 9 航空機衝突 (意図的) No. 14 サイト内外での掘削
津波	原子炉施設への浸水により、複数の機器が同時に機能喪失する可能性がある。波力により海水系機器を損傷させる可能性がある。	No. 5 船舶の衝突 No. 15 内部溢水 No. 18 化学物質の放出による水質悪化 No. 19 油流出
落雷	原子炉施設への落雷により、広範囲の計測系、制御系の損傷が生じる可能性がある。	No. 6 電磁的障害 No. 10 妨害破壊行為 (内部脅威含) No. 11 サイバーテロ
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、建屋内の設備を損傷させる場合もある。	No. 7 パイプライン事故 (飛来物) No. 13 輸送事故 (飛来物) No. 17 重量物輸送 (重機等の転倒)

なお、第1表のとおり自然現象に包絡される事象以外のその他の事象については以下のとおりである。

<その他の事象>

(1) 外部人為事象の影響の方が大きい場合

火災による熱影響については、自然現象では「森林火災」、外部人為事象では「No. 1 航空機落下 (偶発的)」、「No. 3 火災・爆発」、「No. 7 パイプライン事故」及び「No. 13 輸送事故」が該当するが、原子炉施設に対して最も厳しい影響がある事象は「No. 3 火災・爆発」にて想定

している軽油タンクの火災である。軽油タンク火災と原子炉施設周辺で発生し得る重畳事象としては、「森林火災」と「No.1 航空機落下（偶発的）」が挙げられる。

軽油タンクの消火設備が機能せず、かつ「森林火災」が防火帯を越えて延焼する事象は低頻度事象と推定されること、軽油タンクへ偶発的に航空機が落下することによる重畳事象については、 10^{-7} /年程度の低頻度事象では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な起因事象の追加はない。

爆発による影響については、「No.7 パイプライン事故」、「No.9 航空機衝突（意図的）」及び「No.13 輸送事故」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絡される。（「No.7 パイプライン事故」については、パイプラインが地中に埋設されているため単独事象として影響がないと判断。「No.13 輸送事故」については、発電所前面の海上航路約 30km の場所を航行する輸送船舶が漂流して発電所港湾内に侵入すること自体が非常に稀な事象であること、及び発電所港湾内に侵入し得る最大規模の高圧ガス輸送船舶の爆発事故を想定した場合であっても、爆風圧の影響が原子炉施設へ及ばないことを確認済みであることを踏まえ、単独事象として影響がないと判断。また、「No.9 航空機衝突（意図的）」は、損傷規模が地震に包絡される。）

（2）事象の影響について考慮が不要な場合

以下に挙げる外部事象については、重畳影響を考慮するまでもなく、

単独事象として原子炉施設への影響を考慮する必要がないものとして整理している。

○単独事象として発生頻度が稀な事象 (10^{-7} /年以下)

No. 1 航空機落下 (偶発的) (原子炉施設への衝突)

No. 16 タービンミサイル (原子炉施設への衝突)

○発生源となる施設が発電所へ影響を及ぼす範囲にない事象

No. 2 ダムの崩壊

No. 7 パイプライン事故 (火災, 爆発)

No. 12 産業施設の事故

○発生しても影響が軽微な事象, 影響を遮断できる事象

No. 4 有毒ガス

No. 8 第三者の不法な接近

No. 17 重量物輸送 (燃料集合体落下)

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絡される自然現象等

No.	外部人為事象	包絡される自然現象等
1	航空機落下 (偶発的)	【－】 衝突は低頻度事象。(その他の事象(2)のとおり) 熱影響は No. 3 火災・爆発に包絡。(その他の事象(1)のとおり。)
2	ダムの崩壊	【－】 影響が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。)
3	火災・爆発	【－】 影響確認済み。 (その他の事象(1)のとおり。)
4	有毒ガス	【－】 影響を遮断可能。 (その他の事象(2)のとおり。)
5	船舶の衝突	【津波】 海水系機器の損傷
6	電磁的障害	【落雷】 計測系, 制御系機器へのノイズ影響等
7	パイプライン 事故	【竜巻】 飛来物による影響。熱影響等はその他の事象(1), (2)のとおり。
8	第三者の不法な 接近	【－】 侵入行為では影響なし。(その他の事象(2)のとおり。) 原子炉施設への影響は No. 10 妨害破壊行為(内部脅威含)に包絡。
9	航空機衝突 (意図的)	【地震】 広範囲の機器等の同時損傷。
10	妨害破壊行為 (内部脅威含)	【落雷】 機器の破壊, 無力化, 悪意操作による外乱。
11	サイバーテロ	【落雷】 機器の悪意操作等による外乱。
12	産業施設の事故	【－】 影響が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。)
13	輸送事故	【竜巻】 飛来物による影響。熱影響等はその他の事象(1)のとおり。
14	サイト内外での 掘削	【地震】 敷地の変動等による屋外設備の基礎や地中設備の損傷。
15	内部溢水	【津波】 広範囲の機器等の同時浸水。
16	タービン ミサイル	【－】 低頻度事象。(その他の事象(2)のとおり。)
17	重量物輸送	【竜巻】 重機の転倒等による屋外設備の損傷。燃料集合体落下はその他の事象(2)のとおり。
18	化学物質の放出 による水質悪化	【津波】 海水系機器の機能低下。
19	油流出	【津波】 海水系機器の機能低下。

凡例：【 】 包絡される自然現象

以上

地震レベル 1.5PRA について

1. はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則」第三十七条（重大事故等の拡大の防止等）にて要求されている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1.5PRAにより確認を実施済みであるが，地震事象特有の影響について以下にて確認を実施した。

2. 地震事象特有の格納容器破損モードについて

炉心損傷後の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破損する場合，原子炉格納容器の隔離機能又は圧力抑制機能に関わる設備が破損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破損

地震動による原子炉建屋の破損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 χ モードとして分類されている。

このケースの場合，炉心損傷時に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1.5PRAでは，格納容器

隔離失敗として考慮している。

(2) 原子炉格納容器隔離機能喪失

地震動により原子炉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破損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1.5PRAでは格納容器隔離失敗として考慮している。

(3) 原子炉格納容器圧力抑制機能喪失

地震動により残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)や格納容器ベント管、サブプレッション・チェンバの損傷により原子炉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1.5PRA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されている。

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なく、内部事象レベル1.5PRAと同様であるといえる。

3. 原子炉格納容器破損防止対策に関わ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1.5PRA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、原子炉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破損については、内部事象レベル1.5PRAでも想定していない機器の損傷モードであるが、原子炉格納容器が破損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設備の使用可否の評価、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ることで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1.5PRAについて

内部事象PRAでは、レベル1PRAの結果抽出された炉心損傷に至る事故シーケンスグループをレベル1.5PRA評価の起点となるようPDSを定義した上で、炉心損傷に至るまでのプラント状態等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1.5PRAでは、地震事象特有の影響として原子炉建屋、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1PRAにおいて緩和系に期待することができず、炉心損傷直結事象として整理している原子炉建屋損傷や原子炉冷却材圧力

バウンダリ喪失（Excessive-LOCA）といった事故シナリオが対象となるものの、現段階では、それら事故の起因となる設備の損傷の規模や範囲の特定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等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。

以 上

外部事象（地震）に特有の事故シーケンスについて

1. はじめに

外部事象のうち、地震PRAを実施した結果、内部事象PRAでは抽出されていない建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷、建屋・構築物（原子炉压力容器・原子炉格納容器）の損傷といった事故シーケンスが抽出されている点、内部事象PRAでは有意な頻度ではなかった原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失の全体に占める寄与割合が大きくなっている点が地震事象の特徴となっている。

また、これら事故シーケンスに加え、計測・制御系喪失、直流電源喪失、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、これら地震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PRA評価におけるフラジリティ評価や事故シーケンス評価における条件設定の妥当性等について再整理の上、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取り扱うべきかの検討を実施した。

2. 炉心損傷直結事象について

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屋・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あらためて確認を行うとともに、評価の最適化につい

て検討を実施した。

2.1 建屋・構築物（原子炉建屋）の損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉建屋については、「原子炉建屋」又は「原子炉建屋基礎地盤すべり線」の損傷を以て原子炉建屋損傷としており、このうち、寄与が大きい要因は「原子炉建屋基礎地盤すべり線」である。

原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤が損傷に至ること
で、建屋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り、緩和系による炉心損傷防止に期待できる可能性を厳密に考慮することが困難なため、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】 3.8×10^{-6} / 炉年（点推定値）

- ・ 原子炉建屋基礎地盤すべり線： 3.5×10^{-6} / 炉年（点推定値）
- ・ 原子炉建屋： 7.2×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約25%

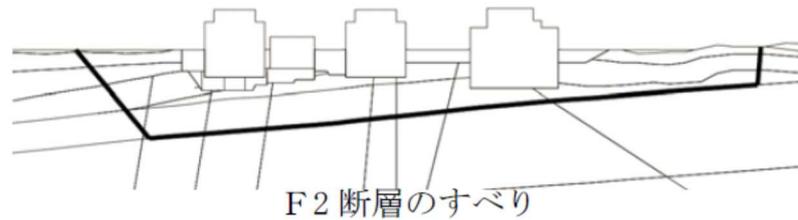
(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

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」（以下「地震PSA学会標準」という。）に従えば、建屋基礎地盤、周辺斜面等の地盤のすべり破壊、転動の可能性のある岩塊を評価対象として、すべり安全率の小さなすべり線上の土塊及び不安定な岩塊を選定することが求められる。

原子炉建屋基礎地盤の場合、基準地震動 S_s を対象として実施した設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」に基づいて、

第1図に示す最小安全率を算定したすべり線を選定している。



第1図 最小すべり安全率を示すすべり

(6号及び7号炉原子炉建屋基礎地盤)

b. 評価方法

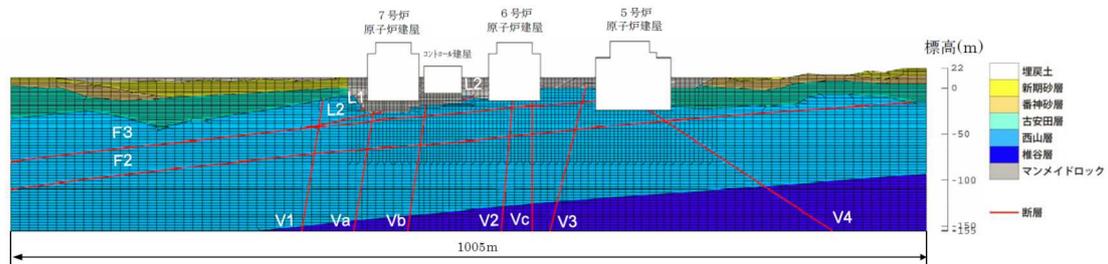
フラジリティ評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」を選択した。評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。

現実的耐力に相当する地盤強度は、試験結果に基づき設定した。ばらつきについては、LHS法（Latin Hypercube Sampling, ラテン超方格法）によってサンプリングし、任意に組み合わせたデータセット30ケースを用いることで評価した。

現実的応答については、試験結果に基づき設定した物性値を用いて、地震応答解析を実施することにより評価した。地震応答解析は、等価線形化法による周波数応答解析手法を用い、水平・鉛直動を同時入力している。

地盤のせん断剛性については、ばらつきを考慮した値を設定し、地震応答解析を実施することにより評価を行った。ばらつきは、LHS法によってサンプリングし、任意に組み合わせたデータセット30ケースを用いることで評価する。

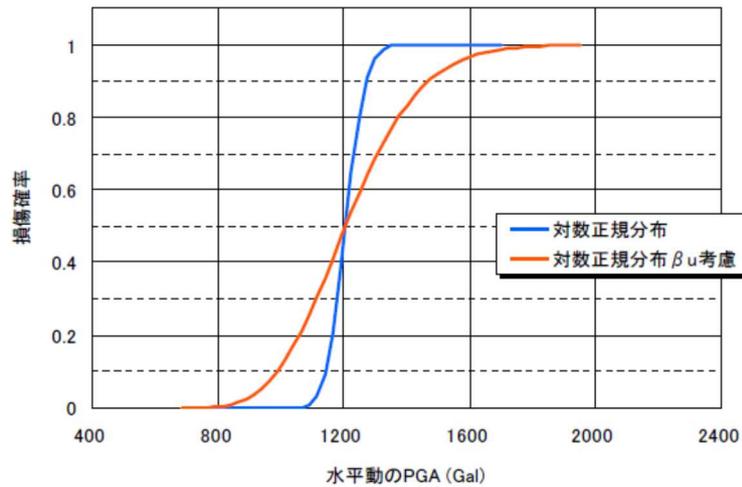
応答解析モデルは、設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」における地盤モデルを用いた。基礎地盤の解析モデルを第2図に示す。



第2図 解析用要素分割図 (6号及び7号炉汀線平行断面)

フラジリティ評価では、まず、模擬地震波と平均物性値を用いた地震応答解析を実施することで、すべり安全率が1.0となる限界加速度を算定する。地盤物性値のばらつきを評価するため、LHS法によってサンプリングしたデータセット30ケースを設定する。データセット30ケースを用いて、限界加速度に相当する模擬地震波を入力条件とした地震応答解析、すべり安全率の算定を行い、フラジリティ曲線を算出する。HCLPF (High confidence of low probability of failure) は信頼度95%フラジリティ曲線をもとに算出した。

原子炉建屋基礎地盤のフラジリティ曲線を第3図に示す。



(中央値:1193Gal, β_R :0.043, β_U :0.15)

第3図 フラジリティ曲線

なお、最終的なHCLPF，中央値については，二次元基礎地盤安定解析における奥行き方向の側面抵抗効果を考慮して，上述の手法により得られた値に対して係数1.5を乗じている（HCLPF：1.33G，中央値：1.83G， β_R ：0.043， β_U ：0.15）。奥行き方向の側面抵抗効果とは，二次元解析では期待していない平面奥行き方向のすべり面の抵抗を考慮するものであり，設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」において，検討対象とした解析断面に対する効果を確認している。F2断層沿いのすべりを想定する安全率1.3のケース（第1図）に対して奥行き方向の側面抵抗を考慮する場合，すべり安全率は2.7（約2.1倍）となる。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」の中では，二次元解析において期待していない平面奥行き方向のすべり面の抵抗を検討している。奥行き方向の側面抵抗を考慮した結果，すべり

安全率の最小値は2.7であり、基準地震動 S_s を用いた決定論的評価における基礎地盤の安定性には十分な裕度がある。

(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

a. 現行評価手法（すべり安全率）における保守性について

原子炉建屋基礎地盤の安定性は、すべり安全率を指標として評価を行う。しかし、実現象を考えれば、原子炉建屋の設置されている平坦な敷地に対して、地震動に起因したすべり線に沿った土塊の破壊・変形を想定することは困難である。

基礎地盤の耐震安定性評価に当たって採用されているすべり安全率評価には、以下の保守性が含まれていると考えることができる。

○力のつり合い条件に基づく評価をしていることによる保守性

土木工学の分野では、斜面の安定性を検討するに当たり、想定したすべり線上の力のつり合い条件に基づいた安全率により評価・設計を行う。斜面の場合、地震動の継続時間のうち極めてわずかな時間でも、地震に起因する滑動力が地盤の抵抗力を上回り、すべり線が破壊に至れば、安定性を失った斜面土塊が重力の作用により不安定な状態（崩壊）に至る懸念があり、すべり安全率を指標とした設計が一般的に実施されている。

一方で、基礎地盤の安定性について検討する場合、支持力と変形（沈下）を指標とした評価が一般的であり、原子力発電所の基礎地盤に要求されるすべり安全率評価は一般的ではない。平坦な基礎地盤を考える場合、地震動の継続時間の中で、すべり線が破壊に至った場合でも、不安定な土塊が形成されることはない。ま

た、地震に起因する滑動力が地盤の抵抗力を上回る（すべり安全率が1.0を下回り破壊に至る）のは微小な時間であり、大変形が生じることは考えられない。

基礎地盤のすべり安全率に対する考え方は、斜面設計の考え方と地盤の極限支持力の考え方を勘案して、保守的に導入されたものと推定される。なお、地盤安定性評価を実施する上で一般的な指標となる支持力については、申請書に記載したとおり、原位置試験等により得られた極限支持力と建物・構築物の荷重を評価することにより、十分な安全性を確認している。

○地盤モデルにおける断層の扱いにおける保守性

基礎地盤の解析モデルの作成に当たっては、主要な断層が直線的に連続するものであると仮定している。実際の断層では、走行・傾斜、破砕部形状・性状に変化があることから、一様な解析モデル上の断層と比較すれば、大きな抵抗力を有するものと推定される。

b. 基礎地盤に対する現実的評価

既往の審査指針、JEAG等の中では、基礎地盤の安定性を評価するに当たり、すべり安全率を指標とした評価を要求しているが、その評価には保守性が含まれると考えられる。地震PSA学会標準では、より現実的な地盤耐力の評価手法として、許容すべり量の評価についても言及していることから、非線形有限要素解析を適用した検討を行い、変形量について評価する。

UHS(10^{-6})相当地震波(2138Gal)を入力した場合、基礎地盤に変形が

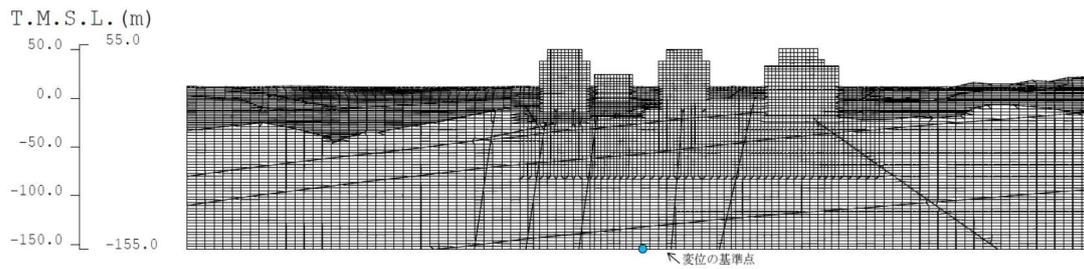
生じる可能性は否定できないものの、安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではないと考えられる。以下に検討結果の概要を示す。

○非線形有限要素解析を適用した検討

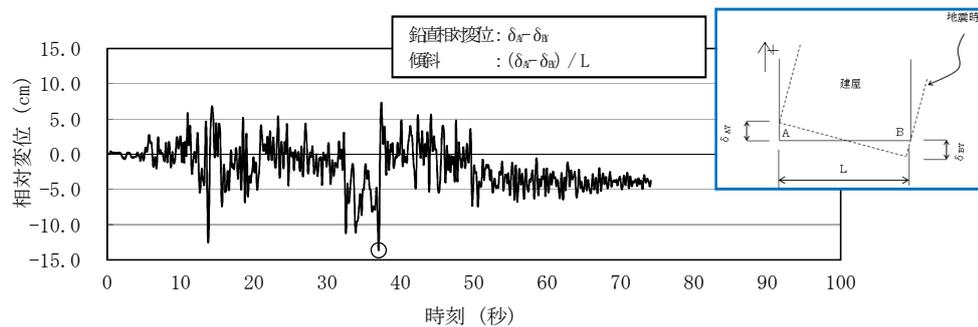
フラジリティ評価を実施した等価線形解析に替えて、地震後の残留変形量を評価することができる非線形有限要素解析により変形量評価を行った。UHS (10^{-6}) 相当地震波を入力し、変形量を評価する。なお、非線形有限要素解析に適用する地盤モデルは、フラジリティ評価に適用したモデルと共通とする。

非線形有限要素解析の結果を第4～6図及び第1表に示す。地震後の残留傾斜は、6号炉原子炉建屋で1/1500、7号炉原子炉建屋で1/2800と算定された。残留傾斜は1/1000以下であり、安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではない。

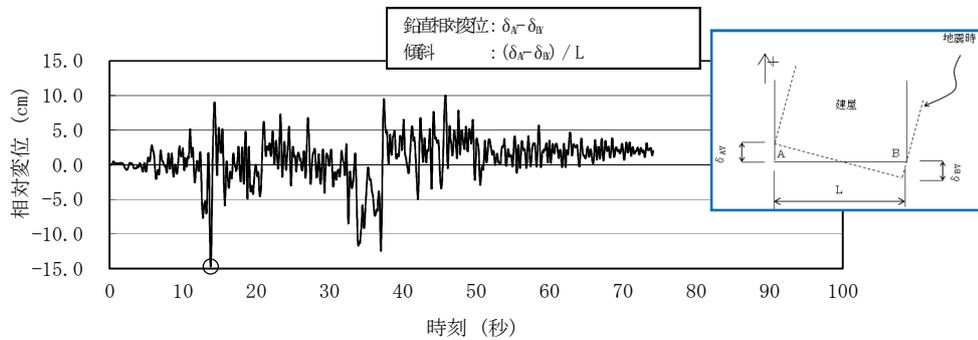
以上より、非線形有限要素解析を適用してUHS (10^{-6}) 相当地震波 (2138Gal) を入力した結果、基礎地盤に変形が生じる可能性は否定できないものの、安全上重要な機器・配管系の安全機能に支障を与えるものではないと考えられる。



第4図 非線形有限要素解析 残留変形 (UHS(10⁻⁶)相当地震波)



第5図 6号炉原子炉建屋の鉛直相対変位量 (UHS(10⁻⁶)相当地震波)



第6図 7号炉原子炉建屋の鉛直相対変位量 (UHS(10⁻⁶)相当地震波)

第1表 非線形有限要素解析による原子炉建屋の変位まとめ

	最大鉛直 相対変位 (cm)	最大傾斜	発生時刻 (秒)	残留鉛直 相対変位 (cm)	残留傾斜
6号炉	-13.6	-1/400	37.00	-3.8	-1/1500
7号炉	-14.7	-1/300	13.78	2.0	1/2800

(4) 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、建屋・構築物（原子炉建屋）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、このような高い加速度領域における基礎地盤変形が起きるということは現実的には考えにくい。

仮に基礎地盤変形が起きた場合に考え得るシナリオとしては、原子炉建屋自体の損傷に伴う建屋内機器の機能喪失ではなく、建屋間に生じる可能性のある相対変位による建屋間を貫通している機器等の損傷である。建屋間を貫通している機器としては、配管、電線管・ケーブルトレイがあるが、電線管・ケーブルトレイが損傷に至った場合であっても、ケーブルは、ある程度、余長をもった施工がなされていることから、(3)に示したような変位に対して断線に至る可能性は小さい。そのため、想定し得るのは配管の損傷であるが、緩和系に関する配管で損傷が想定されるのは、原子炉建屋とタービン建屋（熱交換器エリア）を貫通している原子炉補機冷却水系配管、給水系配管及び消火系配管、また、コントロール建屋と原子炉建屋を貫通している純水補給水系配管等がある。原子炉補機冷却水系配管が破断するシナリオは既存の事故シーケンスグループである原子炉補機冷却水系喪失として整理されている。また、破断箇所からの溢水により、全ての水が原子炉建屋内へ流入することは現実的には考えられないものの、その場合の事故シナリオについても、高圧・低圧注水機能喪失として整理される。

以上を総合的に勘案した上で、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¹。

2.2 建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷

(1) 想定事故シナリオ

原子炉格納容器又は原子炉圧力容器の損傷は、原子炉格納容器内の構造物や原子炉圧力容器等の損傷に続く事象の進展が複雑であり、緩和系による事象収束について厳密に考慮することは合理的ではないことから、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】 8.9×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約6%

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）の損傷を起因とする燃料損傷に対して最も大きな影響をもつ設備は、原子炉圧力容器ペDESTALである。原子炉圧力容器ペDESTALの概要図を第7図に示す。

原子炉圧力容器ペDESTAL下層は内外にある2枚の円筒鋼板（内筒、外筒）から構成されている。これらの鋼板はたてリブ鋼板（隔壁）により一体化され、鋼板間にコンクリートを充填した構造物である。

地震時には、ダイヤフラムフロアを介して、原子炉圧力容器ペDESTAL頂部に原子炉建屋からせん断力が伝達される。

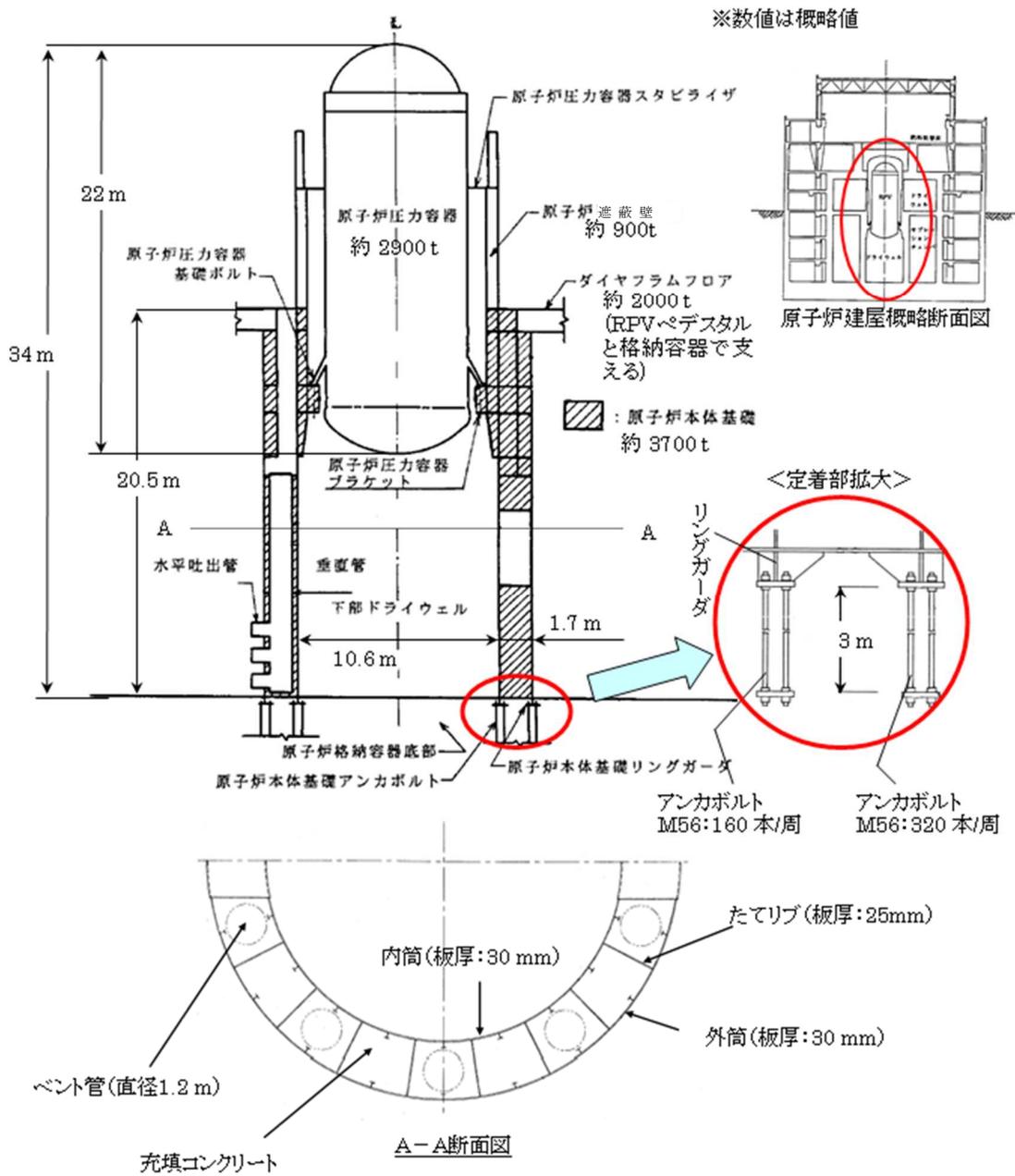
原子炉圧力容器のスカート状の支持脚が、原子炉圧力容器ペDESTAL

¹ 建屋間相対変位による配管の損傷にとどまらず、大規模な範囲での損傷を仮定した場合、地震による原子炉建屋の損傷程度や緩和系の健全性を評価の上、事故シーケンスを特定することは困難であり、炉心損傷対策の有効性評価の事故シーケンスグループとしては適切ではない。

ルのブラケットに設置され、120本の基礎ボルトによって固定されており、地震時に原子炉圧力容器から原子炉圧力容器ペDESTALにせん断力・モーメントが伝達される。

原子炉圧力容器ペDESTAL基部は、リングガーダを介してアンカボルト（内筒側160本、外筒側320本）により原子炉格納容器底部に定着されており、原子炉圧力容器ペDESTALに付加された荷重は、この基部に伝達される。

決定論による耐震評価結果において、地震荷重に対して裕度が小さい部位（アンカボルト、たてリブ）を、フラジリティの評価部位とした。



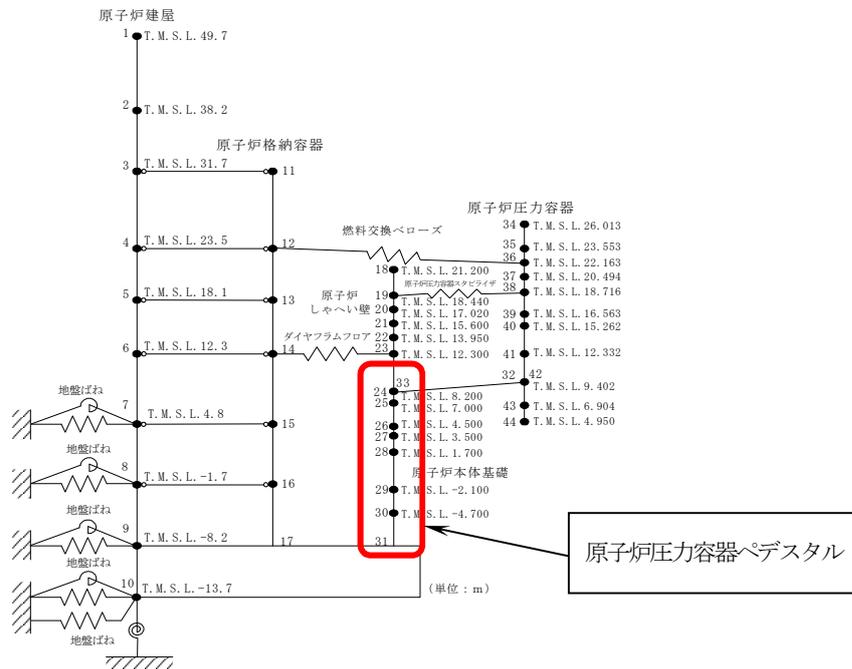
第7図 原子炉压力容器ペDESTALの概要図

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簡易的な安全係数法によりフラジリティを評価した。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

原子炉建屋内の原子炉压力容器，原子炉格納容器，原子炉压力容器ペDESTAL等の大型機器・構造物は，支持構造上から建屋との連成が無視できないため，地盤・建屋と連成し，コンクリート，鋼板の剛性を適切に考慮した解析モデルにより，基準地震動 S_s による地震応答解析を時刻歴解析で実施する（第8図）。



第 8 図 原子炉遮蔽壁，原子炉压力容器ペDESTAL及び原子炉压力容器 地震応答解析モデル（NS 方向）

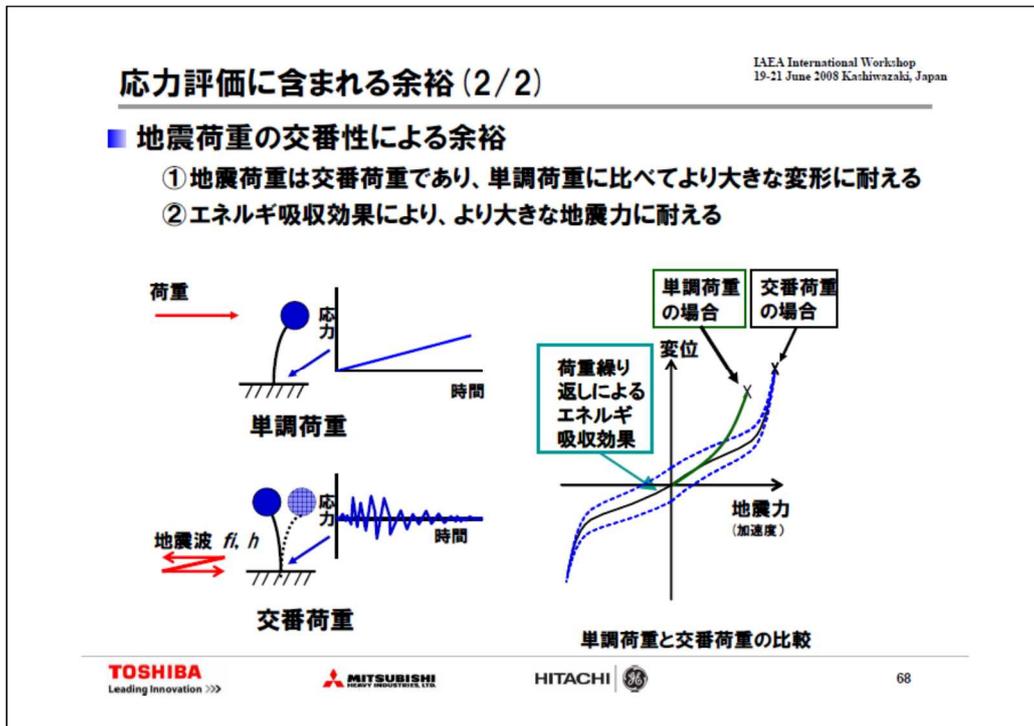
原子炉压力容器ペDESTALのたてリブの構造強度評価においては、上記の地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち最大荷重

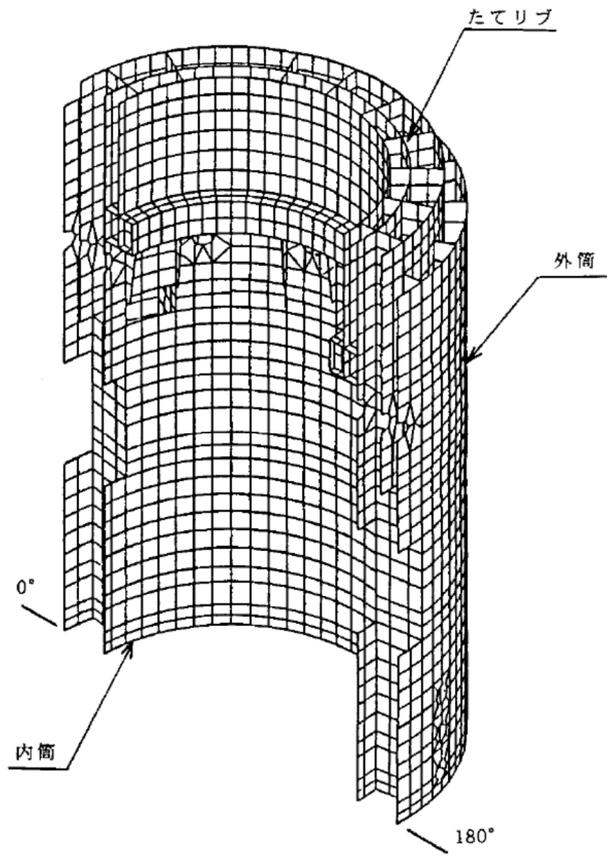
を用いて有限要素法による解析を実施している（第9図）。このとき、コンクリートの強度を無視して、最大荷重を静的に扱い評価を行っている。

原子炉圧力容器ペDESTALのアンカボルトの構造強度評価においては、上記の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に扱い、応力のつり合い式の計算を行っている（第10図）。

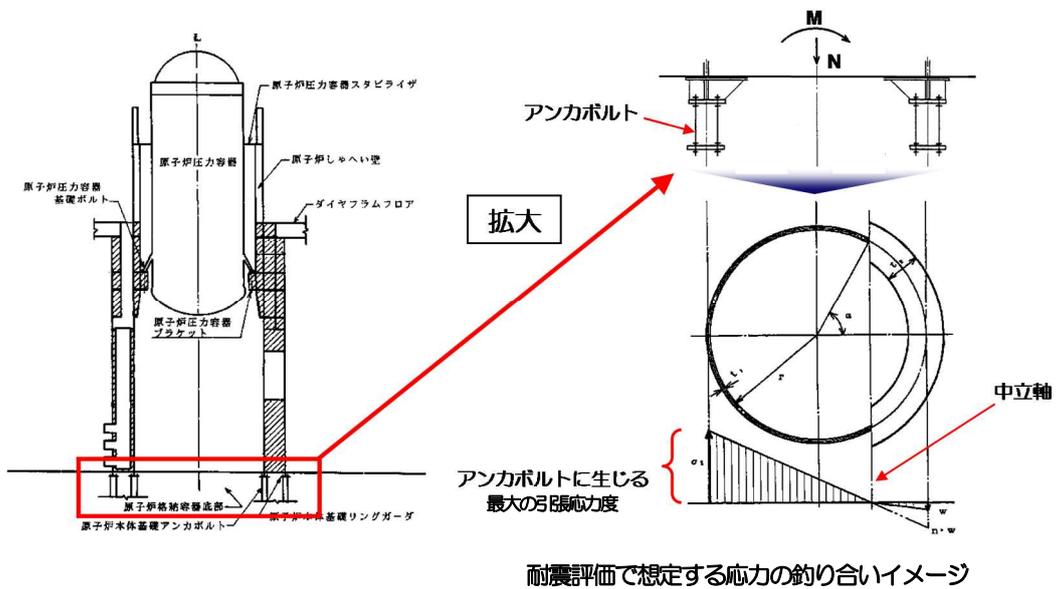
たてリブ及びアンカボルトにおいては、ともに地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている単調荷重を想定して評価を行っているところに保守性がある²。さらに、たてリブの構造強度評価ではコンクリート強度を無視しているところにも保守性がある。

²交番荷重を単調荷重として扱うことによる耐震設計上の余裕が一般的に知られている。





第9図 原子炉圧力容器ペDESTAL 解析モデル概要図



第10図 決定論による耐震評価のイメージ (アンカボルト)

(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

現実的な損傷に対して評価を行うとすれば、鋼板、アンカ部、基礎マ
ット及び充填コンクリート全体を詳細にモデル化して応答解析を行う詳
細法が考えられるが、今回の評価としては保守的な決定論的評価に基づ
いた簡易的な方法により評価しているため、原子炉圧力容器ペDESTAL
の支持性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。また、原子炉圧力容
器ペDESTALが支持機能を喪失する地震動の大きさであっても、ダイヤ
フラムフロアや原子炉格納容器の壁が存在するため、原子炉圧力容器が
大きく傾くスペースは存在せず、原子炉圧力容器に接続されている一次
系配管の一部破断又は破損にとどまると考えられる。

(4) 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、建屋・構築物（原子炉圧力容器・原子炉格納容器）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、現実的な耐性がPRAの結果に現れているもの
ではない。

仮にペDESTALにおける支持機能の喪失が起きた場合に考え得るシナ
リオとして、(3)のとおり、一次系配管の一部破断又は破損が生じるにと
どまり、想定し得る範囲においては、これによる冷却材喪失（LOCA）の
発生が考えられるが、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上で、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 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失

(1) 想定事故シナリオ

原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失については、地震によるスクラム後、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損傷に至るシナリオを想定している。いずれの場合も原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和系による事象収束可能性の評価が困難なため、保守的にExcessive LOCA相当とし、炉心損傷に至る事故シナリオとして整理している。

【炉心損傷頻度】 8.2×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】約5%

(2) フラジリティ評価

①SRV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、過渡事象や外部電源喪失、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、SRVの損傷に起因している。

b. 評価方法

SRV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。

②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ

a. 評価対象機器/評価部位

原子炉圧力容器に接続された配管で、原子炉格納容器内を通

る配管を有する系統について、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

配管の評価は、各系統で耐震評価上厳しい決定論の結果に基づき、フラジリティ評価を実施している。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

地震力をモーダル解析による応答スペクトル法により算出する配管系は、その配管系の振動性状を考慮したモデルを用い、適切な減衰定数により地震応答解析を行う。

配管系の地震応答解析に用いる減衰定数、評価基準値等は保守的に設定されており、裕度を確保している。

配管本体については設計に比べて大きな耐震裕度を有しており、既往研究結果等からも設計想定レベルを上回る地震力に対して健全性を維持することが確認されている。「平成15年配管系終局強度試験」においては、配管バウンダリが設計レベルの約12倍の耐震裕度を有していることが確認された。

平成18年に実施した電共研における配管系耐震試験では、配管サポート及び定着部を含めて模擬した配管サポート系試験体の実規模加振試験を実施しており、配管及びサポートについて、設計で許容されるレベルに対して少なくとも9倍の耐震裕度があることを確認している。

(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

①SRV開失敗シナリオ

フラジリティ評価上、地震動による損傷は、全18台あるSRVの間で完全相関すると仮定している。これは保守的な取扱いであり、実際には機器配置の差等により応答に差があることを踏まえると、更に余裕があると言える。

②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ

現実的な損傷に対して評価を行うとすれば、配管及び配管サポートを一体でモデル化した応答解析を行う詳細法が考えられるが、今回の評価としては保守的な決定論的評価に基づいた簡易的な方法により評価しているため、配管系が損傷に至る地震動の大きさは、耐震評価から求まる地震動の大きさよりもはるかに大きいと考えられる。

(4) 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

①SRV開失敗シナリオ

PRA評価では、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、(3)①のとおり、要因となっているSRVの現状のフラジリティ評価にかなり保守的な仮定をおいており、現実的な事故シナリオとしては、合計18台ある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³。

②原子炉格納容器内配管損傷シナリオ

PRA評価では、原子炉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、(3)②のとおり、フラジリティ評価にかなり保守的な仮定をおいており、現実的な事故シナリオとしては、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と考えられるため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.4 計測・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はないことから、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】 6.9×10^{-8} / 炉年（点推定値）

³ Excessive LOCA を仮定した場合でも、ECCS 系による注水流量では足りないほどの原子炉冷却材の流出が考えられることから、この事故シーケンスは、LOCA 時に ECCS 系による注水機能が喪失した場合と類似の状況となる可能性が高いと考えられ、「LOCA 時注水機能喪失」の事故シーケンスグループに整理できる。また、Excessive LOCA 発生時には、大破断 LOCA+SBO シーケンスと同様に、早い段階で炉心損傷に至ることから、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。そのため、本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定義するのではなく、格納容器破損防止対策を講じることであり、格納容器閉じ込め機能を維持できるようにしておくことが重要であると考えられる。

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 1%未満

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

計測・制御系喪失において評価対象となる電気計装機器は、制御盤、計装ラック及びバイタル交流電源設備である。

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

制御盤及びバイタル交流電源設備は、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「旧JNES」という。）の知見を用いて行った。

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JNESによる計装ラック全体を加振して検証した機能確認済加速度値が検証されていることから、この知見を用いて耐力評価を実施した。

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値を適用することとした。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度値は、誤動作を起こすまでの結果である場合が多く、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。

(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

今回の直立盤及び計装ラックの評価に適用した機能確認済加速度値は、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故障にとどまる可能性が高く、地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考えられる。

そのため、今回の評価においては炉心損傷直結事象と整理してはいるが、現実的に、直立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は事象収束措置が図られること及び上記理由により機能回復が見込めることから、実態として炉心損傷に直結しないものと考えられる。

(4) 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

仮に直立盤又は計装ラックが倒壊し、機能回復が見込めないような場合で、その範囲により事象収束の可能性が残されている場合であっても、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、(3)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とどまる機器が多く、地震収束後に再起動操作を適切に実施することで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。

2.5 直流電源喪失

(1) 想定事故シナリオ

直流電源系が損傷に至ることで、ほぼ全ての安全機能の制御機能が喪失することから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】 6.0×10^{-8} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】1%未満

(2) フラジリティ評価

a. 評価対象機器/評価部位

直流電源喪失において評価対象となる電気計装機器は、蓄電池、充電器盤、直流主母線盤、ケーブルトレイ、電線管及び直流モータコントロールセンタである。

これらの電気計装機器について、蓄電池架台と盤の基礎部の構造損傷、ケーブルトレイ及び電線管のサポート類の構造損傷及び盤における機能損傷について評価している。

b. 評価方法

蓄電池については蓄電池架台の基礎部についての構造損傷評価を実施し、ケーブルトレイ及び電線管については、ケーブルトレイと電線管の本体及び各サポート類の構造損傷を評価した。

また、充電器盤及び直流主母線盤は、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JNESの知見を用いて行った。

直流モータコントロールセンタについても水平方向の耐力評価については、旧JNESによるモータコントロールセンタ全体を加振して検証した機能確認済加速度値が検証されていることから、この知見を用い

て耐力評価を実施した。

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値を評価して適用することとした。

c. 決定論的耐震評価/設計基準地震動に対する裕度

今回の耐力評価に使用している機能確認済加速度値は、誤動作を起こすまでの結果である場合が多く、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。

直流電源喪失において、特にHCLPFが低い電線管及びケーブルトレイは、多数のサポート類における決定論上の評価結果より、最も裕度の低かった部位（最弱部位）の評価結果を適用して得られた結果である。よって、部分的に損傷を開始する可能性は考えられるが、多数の電線管等が全て同時に損傷するものではないと考えられる。さらに、電線管及びケーブルトレイの評価部位は、最弱部位（サポート類）に対する評価結果であり、電線管やケーブルトレイに収納されているケーブル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ものではない。

(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

今回の直立盤、直流モータコントロールセンタの評価に適用した機能確認済加速度値は、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故障にとどまる可能性が高く、地震収束後に再起動操作等を適切に実施することにより機能回復が可能と考えられる。

また、ケーブルトレイ及び電線管に適用した決定論上の評価結果につ

いても、最弱部位（サポート類）のうち、最も裕度の低い評価結果を適用した結果であることから、全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。

今回の評価結果から炉心損傷直結事象と整理してはいるが、現実的に、直立盤、直流モータコントロールセンタ又は蓄電池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電線管等についても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。

(4) 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

仮に一部の直流モータコントロールセンタや蓄電池が倒壊し復旧困難な場合においては、事象収束措置が困難となり炉心損傷に至るケースも想定されるものの、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り、大規模に機器が損傷に至る場合においては、更にその困難さや評価の不確かさが増すことから、PRA評価では、直流電源喪失シナリオは、保守的に炉心損傷直結としている。

ただし、(3)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とどまる機器に対し、地震収束後に適切に対応することで緩和系による事象収束が期待できるため、炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、有効性評価の事故シーケンスグループとしては取り扱わないこととした。

2.6 格納容器バイパス

(1) 想定事故シナリオ

格納容器バイパス事象は、インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）と、バイパス破断に細分化される。ISLOCAは、原子炉格納容器バウンダリ内外の高圧設計配管と低圧設計配管のインターフェイスの隔離機能が喪失することによって、原子炉格納容器外の低圧設計配管、弁等に原子炉冷却材の高圧負荷がかかり損傷が生じ、原子炉格納容器外へ原子炉冷却材流出を引き起こす事象である。バイパス破断は、常時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。

本事故シーケンスにおいて支配的なシナリオは原子炉冷却材浄化系（以下「CUW」という。）隔離弁の下流側配管（耐震Bクラス）の地震による損傷と、通常開状態である隔離弁の同時損傷による隔離失敗に至ることでバイパス破断が発生するものである。事故シナリオとしては、原子炉冷却材が原子炉格納容器外へ流出することで、建屋内の広範な緩和系に係る機器（電気品、計装品等）が機能喪失するとし、直接炉心損傷に至るものと整理している。

【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】 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である格納容器バイパス破断については、CUW配管の破損と、CUW隔離弁の閉失敗に関する機器（隔離弁、電源設備（D/G、電源盤等））である。

b. 評価方法

隔離弁や電源設備については、本事故シーケンス特有の設備ではないため、特段、フラジリティ評価に変わりはないが、CUW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。

(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

CUW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と考えられる。また、隔離弁については、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、地震動の大きさによっては、同時破損確率は、現評価よりは低くなることが考えられる。

(4) 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

PRA評価では、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実さも大きく定量化が困難である。

ただし、(3)のとおり、現実的な事故シナリオとしては、損傷の程度や位置によっては、建屋内で影響が及ぶ機器は限定的なものとなり、原子

炉へ注水を継続することにより炉心損傷回避が図られる。また、(2)のとおり、地震動の大きさに限らずCUW配管（耐震Bクラス）について損傷確率を1.0と仮定した評価を実施しているものの、新潟県中越沖地震の際も、建屋での配管損傷事例は確認されておらず、実際には一定の裕度を有していることから、発生頻度は更に低くなると判断される。

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。

2.7 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（TC）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は分類されるものではない。

PRA評価ではヘディング「スクラム系」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（以下「CRD」という。）
- ・ 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】 3.6×10^{-7} / 炉年（点推定値）

【全炉心損傷頻度への寄与割合】 約2%

(2) フラジリティ評価

本事故シーケンスに関連するフラジリティについては、現実的評価/最適評価は実施していないことから記載を省略する。

(3) 現実的評価/最適評価（フラジリティ/シナリオ）

本事故シーケンスに関連するフラジリティについては、現実的評価/最適評価は実施していない。

(4) 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

原子炉停止機能喪失は内部事象において既に抽出された事故シーケンスグループではあるものの、地震PRAにおいては全交流動力電源喪失＋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、CRD及び燃料集合体）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120Gal，鉛直100Gal）によるスクラム信号発信及び制御棒挿入（100%挿入で1.33秒，60%挿入で0.85秒（ともに平成21年定期検査時））は余裕をもって完了している可能性が高い。

例えば設計基準地震動ではP波によりスクラム信号が発信し，3～4秒程度で最大加速度に達する。また，新潟県中越沖地震では，震源が発電所から近い場所にあり厳しい地震であったが，その場合も燃料集合体の最大相対変位が生じる前に，制御棒の挿入は完了していた（7号炉）。

また，制御棒が部分的に挿入失敗するようなケースでは，必ずしも臨界とはならないが，地震によるCRDの損傷は完全相関を想定しているため，

1本の制御棒でも挿入失敗した場合は保守的にスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。

以上より、現実的には本事故シーケンスにより炉心損傷に至る確率が十分小さいと判断し、地震PRAとしてはあらた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。

3. まとめ

炉心損傷直結事象として整理した6つの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⁴。

本来はPRA評価においても、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実さが大きく、これら事故シーケンスが発生した場合の事象進展、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等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。

以 上

⁴ 大規模な地震を想定した場合の、多数の設備の損壊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有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義する必要はなく、地震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、原子炉建屋全体が損壊し、建屋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苛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。

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

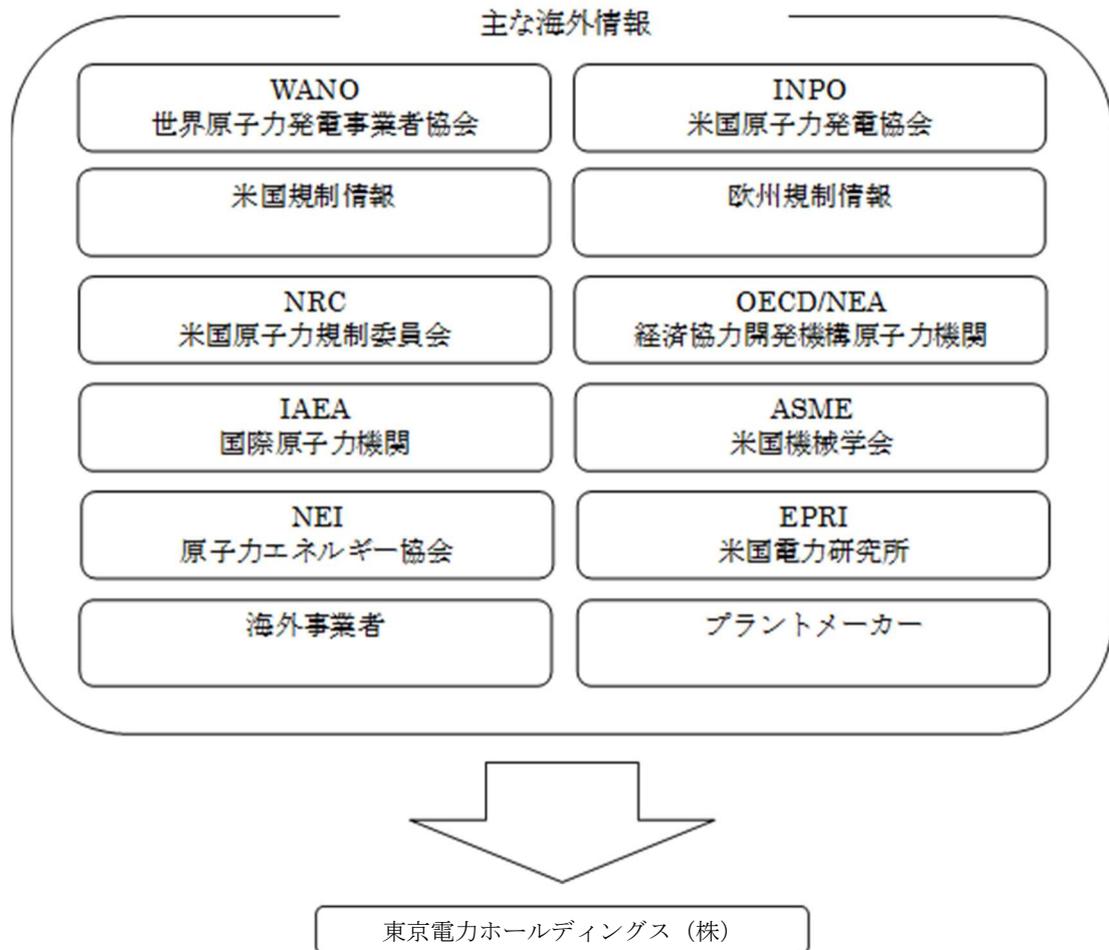
諸外国における重大事故防止に係る対策の情報について、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉で整備している対策と比較した結果を第1表に示す。

調査の結果、全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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉にも整備されていることを確認した。

以 上

【主な情報入手先】

- ・各機関からの直接入手
- ・会議体・レビュー等
- ・原子力安全推進協会(JANSI)



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・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(1/3)

【 】：設計基準事故対処設備、※：有効性評価において有効性を評価した対策

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				対策の概要	
			柏崎刈羽原子力発電所6号及び7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"> ・低圧代替注水系（常設）※ ・高圧代替注水系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル駆動消防ポンプ（燃料貯蔵タンク・燃料供給系有。水源：消防用水タンク、飲料水系） ・高圧サービス水系（RHR経由）（水源：池、非常用冷却塔） ・CRDポンプ ・復水ポンプ ・RHRSW（RHR経由） 	<ul style="list-style-type: none"> ・独立非常用系の中圧ポンプ（専用電源・専用ヒートシンク有） ・サービス水系（水源：河川） ・復水系（給水ポンプバイパスライン追設） ・インターナルポンプ・シール水系 	—	<ul style="list-style-type: none"> ・火災用ポンプ+ブースターポンプ（専用電源有） 	<p>欧米では、注水ポンプの追加設置また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。当社においては、復水移送ポンプによる低圧注水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代替注水系を設置している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系（可搬型） 	—	<ul style="list-style-type: none"> ・可搬式消防ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> ・可搬ポンプ導入 	<p>欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。</p>
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器圧力逃がし装置※ ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系 	<ul style="list-style-type: none"> ・W/Wベント ・原子炉冷却材浄化系によるS/P除熱 	<ul style="list-style-type: none"> ・独立非常用系の専用ヒートシンク ・フィルタベント ・必須サービス水系による除熱（ヒートシンク：川、地下水、冷却塔） 	<ul style="list-style-type: none"> ・フィルタベント 	<ul style="list-style-type: none"> ・フィルタベント ・代替最終ヒートシンクの導入 	<p>米国においては、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ラインからのベントを整備している。また、欧州においては、河川、地下水、大気を最終ヒートシンクとする熱交換器やポンプ等を含む独立非常用系や大気を最終ヒートシンクとするフィルタ付きベントを整備している。当社においては、多重性及び独立性を考慮して、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント系、フィルタベント及び海を最終ヒートシンクとする代替循環冷却系を整備している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> ・代替原子炉補機冷却系 	—	—	—	—	<p>当社においては、海を最終ヒートシンクとする可搬型の代替原子炉補機冷却設備および接続口を整備している。</p>
		格納容器注水（格納容器スプレー）	<ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレー冷却系（常設）※ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル駆動消防ポンプ ・可搬型ポンプ（大規模損壊） 	<ul style="list-style-type: none"> ・サービス水系（D/W, W/Wスプレイ可） ・可搬型消防ポンプ（S/P注水） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル駆動バックアップポンプ ・消防車 	<ul style="list-style-type: none"> ・火災防護系によるスプレー（専用電源有、外部水源使用可） 	<p>欧米では、注水ポンプの追設または格納容器注水機能を有さない既設ポンプに格納容器注水機能を追加する等による格納容器注水手段を整備している。当社においては、復水移送ポンプによる格納容器注水手段を整備している。</p>
		給水源	<ul style="list-style-type: none"> ・復水貯蔵槽への水の補給※ -防火水槽 -淡水貯水池 -海水 	<ul style="list-style-type: none"> ・CSTへの水の補給 -処理水：脱塩水貯蔵タンク、復水器H/W、燃料プール、他ユニット貯蔵タンク -非処理水：消防用水系、公共の消火水、水道水等 -RWSIからの補給 -他ユニットCSTからの補給 ・防火用水タンク ・飲料水系 	<ul style="list-style-type: none"> ・CSTへの補給 -消火水系からの補給 	<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 ・消火系への補給 ・純水系からの補給（重力による移送） 	<ul style="list-style-type: none"> ・脱塩水タンク（既設設備の水源）への補給 -消火系からの補給 ・Korvensuola原水池（火災系の水源） 	<p>欧米においては、淡水タンクのほか、河川やため池等の代替補給水源からの給水が可能である。当社においては、防火槽、淡水貯水池のほか、代替補給水源として海水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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、ドイツの非常用独立系については、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壊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>							
2	高圧注水・減圧機能喪失	炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 【・低圧注水系】※ 	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
			<ul style="list-style-type: none"> ・低圧代替注水系（常設） ・高圧代替注水系 ・低圧代替注水系（可搬型） 	—	—	—	—	—
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧ロジック※ ・減圧機能の信頼性向上 -予備高圧窒素ポンプ配備 -窒素供給圧の調整機能 -可搬型代替直流電源からの給電 	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡時減圧自動化ロジック ・減圧機能の信頼性向上 -ADS作動のための追加電源（DC）の設置 -ADS作動のための窒素ポンプの設置 -ADS作動のためのケーブル性能の確保（注） 	<ul style="list-style-type: none"> ・多重化伊容器減圧系（SRV11弁のうち3弁に電動弁によるバイパスライン設置） 	<ul style="list-style-type: none"> ・過渡時の減圧自動ロジック 	<ul style="list-style-type: none"> ・減圧機能の信頼性向上 -SRVへのバックアップ用窒素ポンプ -消火系からの水圧による開 	<p>欧米においては、過渡事象時の減圧自動化ロジックを整備するとともに、SRV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おいて、減圧機能に必要なケーブルが機能を維持できることを評価している。当社においても、過渡事象に伴う水位低下時等に備えた自動減圧機能の設置、SRV駆動用の予備窒素ポンプや可搬型直流電源の配備、重大事故時の格納容器圧力を考慮した窒素ガス供給圧力の設定、排気ポートからの窒素ガス供給等、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、SRVと同様に過酷な条件下で機能を維持が可能であることを確認している。</p>
			<ul style="list-style-type: none"> 【・原子炉補機冷却水/海水系】※ 	—	—	—	—	—
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 	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
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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。</p>							

注）本件は、米国においてNRCの要請によって実施された、内的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・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(2/3)

【 】：設計基準事故対処設備，※：有効性評価において有効性を評価した対策

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					対策の概要	
			柏崎刈羽原子力発電所 6号及7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 (RCIC) (24時間後まで) ※ 低圧代替注水系 (常設) (24時間後以降) ※ 高圧代替注水系 	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル駆動消火ポンプ (燃料貯蔵タンク+燃料供給系有。水源：防火用水タンク、飲料水系) SBOの影響を受けないポンプによるサーピス水系から給水系を連通する注水 (水源：河川、湖、貯水池、海など) 原子炉隔離時冷却系の手動起動 (大規模損壊) 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系の中圧ポンプ (専用電源・専用ヒートシンク有) 	1と同様	1と同様	<p>全交流動力電源喪失を想定し、欧米では、電源に依存しない注水ポンプ又は専用の電源を有する注水ポンプの追設による全交流動力電源喪失時の注水手段を整備している。</p> <p>当社においては、空冷式ガスタービン発電機による復水移送ポンプへの給水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代替注水系を設置している。その他、電源対策が達成できない場合に備えて、RCICの手動起動手順を整備している。</p>	
			<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系 (可搬型) 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬式消火ポンプ 	—	<ul style="list-style-type: none"> 可搬ポンプ導入 	<p>欧州では、炉心冷却手段として可搬型ポンプを整備している。</p> <p>当社においても同様に炉心冷却手段として消防車および接続口を整備している。</p>	
		原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 -予備高圧空素ポンベ配備 -空素供給圧の調整機能 -可搬型代替直流電源からの給電 	<ul style="list-style-type: none"> 減圧機能の信頼性向上 -ADS作動のための追加電源 (DC) の設置 -ADS作動のための空素ポンベの設置 -ADS作動のためのケーブル性能の確保 	2と同様	—	2と同様	<p>欧米では、全交流動力電源喪失時の減圧機能の信頼性向上手段として、SRV駆動用の予備空素ポンベおよび電源の整備等を実施している。</p> <p>当社においても、全交流動力電源喪失を想定して、SRV駆動用の予備空素ポンベおよび電源の整備による減圧機能の信頼性向上手段を整備している。</p>	
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力逃がし装置※ 耐圧強化ベント系 代替循環冷却系 代替原子炉補機冷却系※ 	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	
		代替電源設備 (交流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 (空冷式ガスタービン発電機) ※ 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の追加設置 ガスタービン発電機の使用 	<ul style="list-style-type: none"> 独立非常用系のディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン発電機 (4日分の燃料有) 	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機の信頼性向上 -起動用バッテリー追設 燃料タンクの購入 -非常用ディーゼル発電機更新に合わせて、除熱系2系統 (海水、空冷) 設置 非常用ディーゼル発電機の新設 (独立建屋に設置) ガスタービン発電機 (100%×2台、9日分の燃料有) 	<p>米国においては、ディーゼル発電機の追加設置等を実施している。また、欧州においては、非常用ディーゼル発電機とは別の独立非常用のディーゼル発電機等を設置すると共に、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、空冷式ガスタービン発電機2台 (6,7号炉で2台) を設置している。</p>	
		<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替交流電源設備 (電源車) 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機 	<ul style="list-style-type: none"> SA用可搬型ディーゼル発電機 (FP系→PCV注水への非換作用) 	<p>欧米においては、可搬型の交流代替電源である可搬型ディーゼル発電機を配備している。</p> <p>当社においても同等の設備を配備しており、常設代替交流電源設備が機能しない場合にも、原子炉の安全停止に必要な電源を供給可能である。</p>	
		<ul style="list-style-type: none"> 号炉間電源融通 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 水力発電所の使用 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 第3の送電線 (地中埋設) 余熱除去系1系統と外部電源を接続 	<ul style="list-style-type: none"> 小型可搬DG×3台 (サイト外保管) 	<ul style="list-style-type: none"> ユニット間での交流電源接続 近隣水力発電所からの受電 地域電力会社からの受電 (容量が限定的) 	<p>欧米においては、ユニット間での電源接続を整備している。</p> <p>当社においても同等の手段を整備している。</p>		
		代替電源設備 (直流電源)	<ul style="list-style-type: none"> 所内蓄電式直流電源設備 (蓄電池切替により計24時間給電) ※ 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量増加 非安全関連バッテリーの設置 (安全系バッテリーの負荷軽減のため) 	<ul style="list-style-type: none"> バッテリー容量の増強 	<ul style="list-style-type: none"> 不要負荷の切り離しによる蓄電池容量保持 	—	<p>欧米においては、既設蓄電池容量の増加、給電時間延長対策として、負荷切り離しによる蓄電池容量確保手段を整備している。</p> <p>当社においても同等の手段を整備している。</p>	
		<ul style="list-style-type: none"> 常設代替直流電源設備 可搬型直流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> 携帯型バッテリーによる所内バッテリーの再充電 	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型ディーゼル発電機による充電 	<ul style="list-style-type: none"> SA設備への給電バッテリー 	<ul style="list-style-type: none"> 充電用可搬型発電機 充電用可搬型整流器 	<p>米国においては、携帯型バッテリーによる蓄電池充電手段を整備している。また、欧州においては、可搬型発電機による蓄電池充電手段を整備している。</p> <p>当社においては、重大事故等対策用に蓄電池を追設するとともに、可搬型バッテリーを整備している。</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、柏崎刈羽原子力発電所6号及7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 (外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+RCIC失敗 (RCIC本体の機能喪失)」、「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+SRV再開失敗」、「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機喪失)+直流電源喪失」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無い。</p>						

第1表 米国・欧州での重大事故対策に関する設備例の比較(3/3)

【 】：設計基準事故対処設備、※：有効性評価において有効性を評価した対策

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					対策の概要		
			柏崎刈羽原子力発電所6号及び7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) (SBO重量想定)	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※	3と同様	3と同様	3と同様	1と同様	3と同様		
			・低圧代替注水系（常設）※ ・高圧代替注水系							
			・低圧代替注水系（可搬型）							
		原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様		
		最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置 ・耐圧強化ベント系 ・代替循環冷却系 ・代替原子炉補機冷却系※	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		格納容器注水 (格納容器スプレイ)	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		
		代替電源設備 (交流電源)	・常設代替交流電源設備（空冷式ガスタービン発電機）※ ・可搬型代替交流電源設備（電源車） ・号炉間電源融通	3と同様	3と同様	3と同様	3と同様	3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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。							
		4-2	崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系機能喪失)	炉心冷却	【・原子炉隔離時冷却系】※ 【・高圧炉心注水系】※	1と同様	1と同様	—	1と同様	1と同様
・低圧代替注水系（常設） ・高圧代替注水系										
・低圧代替注水系（可搬型）										
原子炉減圧	3と同様			3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様		
最終ヒートシンク	1と同様			1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
格納容器注水 (格納容器スプレイ)	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		
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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7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無い。									
5	LOCA時注水機能喪失 (外部電源喪失重量)			炉心冷却	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様
				原子炉減圧	3と同様	3と同様	2と同様	—	2と同様	3と同様
		最終ヒートシンク	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様		
		格納容器注水 (格納容器スプレイ)	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		
		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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7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を超える規模の損傷に伴う冷却材喪失（Excessive LOCA）（地震起因）」、「大破断LOCA+HPCF注水失敗+低圧ECCS注水失敗（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。							
		6	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・代替制御棒挿入回路 ・SLCSのホウ酸濃度の増加 ・SLCSの自動起動 ・CRD系・原子炉冷却浄化系によるほう酸水注入 ・ATWS-RPT※ ・MSIV閉後のATWS時の炉圧高で給水ポンプトリップロジックを追加 ・TAF以下の原子炉水位制御	・SLC（手動起動）	・バックアップ・スクラム回路（制御棒の電動挿入、再循環ポンプ減速） ・SLC手動起動 ・SLC自動起動	・SLC	欧米においては、代替制御棒挿入回路および代替再循環ポンプ・トリップ回路の設置やSLC等を整備している。 当社においても、欧米と同等の設備を整備している。 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、ATWS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。	
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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。なお、欧米の一部既設プラントにおいてSLCの自動起動を整備しているが、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、手順書等においてSLCの手動起動の基準を明記することにより、SLCが必要な場合の確実な手動起動操作が行われるようにしており、自動起動と同等の手段が整備されていると言える。									
7	インターフェイスシステムLOCA			炉心冷却	4-2と同様	既存設備で対応	— (情報なし)	— (情報なし)	— (情報なし)	米国においては、炉心冷却は既存設備を用いて実施することとなっている。 当社においても、既存設備を用いた炉心冷却を実施することとしている。
格納容器バイパス防止		・インターフェイスシステムLOCAの検知・隔離（既設の計装・設備から充換を検知） ・原子炉減圧・水位制御の手順整備	・インターフェイスシステムLOCAの検知・隔離（既設の計装・設備から充換を検知） ・原子炉の減圧	・隔離弁の自動閉止あるいは代替隔離弁の閉止による格納容器隔離の確保	— (情報なし)	— (情報なし)	米国においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また欧州においては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。 当社においては、インターフェイスシステムLOCAの早期検出・隔離手段を整備している。また、原子炉減圧及び水位制御により、流出量を低減する手段を整備している。			
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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉においても整備されていることを確認した。								

内部事象 PRA における主要なカットセットと
FV 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等防止対策等の対応状況を確認した。

また、事故シーケンスグループ別に FV 重要度*を評価し、FV 重要度が高い基事象に対する重大事故等防止対策等の対応状況を確認した。

※ Fussell-Vesely 重要度 (FV 重要度)

炉心損傷の発生を仮定したときに、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、どの程度の安全性の向上が望めるかを示す指標とみることできる。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 1PRA、内部事象運転時レベル 1.5PRA、内部事象停止時レベル 1PRA 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 1PRA、内部事象停止時レベル 1PRA において FV 重要度が高い基事象に対する重大事故等防止対策等の対応状況の確認結果を示す。

1. 内部事象運転時レベル 1PRA

1-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等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、主要な事故シーケンス[※]のうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位3位までのカットセットを抽出した。

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 1-1 表に示す。

※ 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、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「LOCA 時注水機能喪失」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。

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の有効性の確認

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスごとに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 27～76%の幅が生じた。また、全炉心損傷頻度から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」のシーケンスグループが約 99.9%を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」については炉心損傷頻度の約 66%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 66%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって原子炉格納容器が先行破損し、炉心損傷に至るシーケンスグループであることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置を設置し、その機能を多様化している。耐圧強化ベント系や格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去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 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「高圧注水・減圧機能喪失」、「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(注水失敗の認知失敗等)と計測制御系の故障(計器や自動起動ロジック故障)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・計測されているほかの計器・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。また、「全交流動力電源喪失」におけるSRV 再閉鎖失敗を伴う事故シーケンスは、炉心損傷を防止できないと整理していたシーケンスであって、格納容器破損防止対策で対応する事故シーケンスとして整理していたものである。これについては、カットセットからも、有効性評価で考慮した対策での対応が困難であることが確認された。

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事故対処設備の共用部分(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、基本的に設計基準事故対処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 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器圧力逃がし装置等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 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/7)※1

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス※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)	主要な事故シーケンスへの寄与割合 (%)	事故シーケンスグループへの寄与割合 (%)		
TQUV (高圧・低圧注水機能喪失) (9.6×10 ⁻¹⁰ /炉年)	過渡事象 +高圧/低圧注水失敗 (1.1×10 ⁻¹⁰ /炉年)	非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧代替注水系 ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 ・ 代替原子炉補機冷却系 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
		非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2		○
		非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2		○
		非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2		○
		非隔離事象+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.6×10 ⁻¹²	1.5	0.2		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	4.2×10 ⁻¹²	5.7	0.4		○
	過渡事象 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (7.4×10 ⁻¹¹ /炉年)	非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	3.0×10 ⁻¹²	4.1	0.3		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)	1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)	1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)	1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)	1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)	1.3×10 ⁻¹²	1.8	0.1		○
	通常停止 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10 ⁻¹⁰ /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6		○
		通常停止+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)+原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗	1.5×10 ⁻¹¹	3.5	1.6		○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したもの。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炉心損傷頻度の合計を示す。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/7(続き))※1

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※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)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)		
TQUV (高圧・低圧 注水機能喪 失) (9.6×10^{-10} /炉年)	通常停止 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (3.1×10^{-10} /炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	4.2×10^{-11}	14	4.4	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	4.2×10^{-11}	14	4.4		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	3.0×10^{-11}	10	3.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	3.0×10^{-11}	10	3.1		○
	サポート系喪失 +高圧/低圧注水失敗 (3.5×10^{-11} /炉年)	タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	7.2×10^{-12}	21	0.8		○
		タービン補機冷却系故障+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗+低圧注水系起動操作失敗	2.9×10^{-12}	8.3	0.3		○
		タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障)+高圧注水系起動操作失敗	2.3×10^{-12}	6.6	0.2		○
	サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10^{-12} /炉年)	タービン補機冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	1.9×10^{-12}	44	0.2		○
		タービン補機冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	1.4×10^{-12}	33	0.1		○
		タービン補機冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	3.8×10^{-14}	0.9	<0.1		○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したもの。

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炉心損傷頻度の合計を示す。

【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(TQUV)）

- 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 27%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。
- 主要な事故シーケンスのうち，「過渡事象＋高圧/低圧注水失敗」，「過渡事象＋SRV 再閉鎖失敗＋高圧/低圧注水失敗」，「通常停止＋高圧/低圧注水失敗」，「通常停止＋SRV 再閉鎖失敗＋高圧/低圧注水失敗」，「サポート系喪失＋SRV 再閉鎖失敗＋高圧/低圧注水失敗」では，高圧・低圧注水機能が喪失する要因として，原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は継続運転失敗の共通原因故障による電動の ECCS 注水ポンプの機能喪失と併せて，SRV の開固着又は起動失敗等による原子炉隔離時冷却系の機能喪失があげられている。炉心損傷防止対策としては，機能喪失した ECCS 注水系の代替となる，低圧代替注水系(常設)による注水が有効である。
- 「サポート系喪失＋高圧/低圧注水失敗」については，計測・制御機器の共通原因故障と併せて，高圧/低圧 ECCS の起動失敗があがっている。炉心損傷防止対策としては，機能喪失した ECCS 注水系の代替となる，低圧代替注水系(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，代替原子炉補機冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。なお，上位のカットセットには含まれていないが，残留熱除去系が機能喪失している場合には，格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(2/7)※1

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※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)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)		
TQUX (高圧注水・減 圧機能喪失) (4.2×10^{-9} /炉年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10^{-9} /炉年)	全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	4.6×10^{-10}	26	11	・ 代替自動減 圧ロジック (残留熱除 去系ポンプ 吐出圧確立 +原子炉水 位低(レベ ル1)+600秒 経過でSRV4 弁開放) ・ 高圧代替注 水系 ・ 残留熱除去 系(低圧注 水、除熱)	—※3
		全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)	2.1×10^{-10}	12	5.0		—※3
		全給水喪失+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	1.9×10^{-10}	11	4.5		○
	過渡事象 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (5.2×10^{-11} /炉年)	全給水喪失+SRV 再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	2.4×10^{-12}	4.6	0.1		—※3
		全給水喪失+SRV 再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	1.4×10^{-12}	2.7	<0.1		○
		全給水喪失+SRV 再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	1.2×10^{-12}	2.3	<0.1		—※3
	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10^{-9} /炉年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+給水系操作失敗	3.9×10^{-10}	20	9.3		—※3
		通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+給水系操作失敗	1.8×10^{-10}	9.0	4.3		—※3
		通常停止+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号+給水系操作失敗	1.6×10^{-10}	8.0	3.8		○
	通常停止 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.2×10^{-10} /炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗	2.8×10^{-11}	23	0.7		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗	2.5×10^{-11}	21	0.6		—※3
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗	2.1×10^{-11}	18	0.5		○
	サポート系喪失 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.9×10^{-10} /炉年)	直流電源故障(区分1)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	1.3×10^{-11}	4.5	0.3		—※3
		直流電源故障(区分1)+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	7.3×10^{-12}	2.5	0.2		○
		直流電源故障(区分1)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	6.3×10^{-12}	2.2	0.2		—※3
	サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (4.1×10^{-11} /炉年)	直流電源故障(区分2)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障	5.1×10^{-12}	12	0.1		○
		直流電源故障(区分2)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障	4.4×10^{-12}	11	0.1		—※3
		直流電源故障(区分2)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF(C系)室空調機冷却水入口弁開忘れ	1.4×10^{-12}	3.4	<0.1		○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したものを、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炉心損傷頻度の合計を示す。

※3 原子炉注水自動起動不能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確率の低減に努めていく。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。

【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（TQUX））

- 第 1-1 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 41%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。
- いずれの主要な事故シーケンスのカットセットからも，原子炉注水自動起動不能の認知失敗の人的過誤，原子炉減圧操作失敗の人的過誤が抽出され，「通常停止+SRV 再閉鎖失敗+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」を除く主要な事故シーケンスのカットセットからは，原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)等の信号系の故障も抽出された。このうち，原子炉注水自動起動不能の認知失敗と信号系の共通原因故障が重畳する場合，認知に失敗にしていることから，重大事故等対処設備である高圧代替注水系の手動起動に期待できず，故障の内容によるが，信号系の共通原因故障が生じている場合には代替自動減圧ロジックにも期待できないとすると，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。この基事象の組み合わせ以外の場合には，高圧代替注水系による高圧注水のバックアップや代替自動減圧ロジックによる低圧状態への移行等により，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，代替原子炉補機冷却系又は格納容器圧力逃がし装置を用いて除熱を行う。なお，上位のカットセットには含まれていないが，残留熱除去系が機能喪失している場合には，格納容器圧力逃がし装置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が，炉心損傷を防止で

きないカットセットに含まれている原子炉注水自動起動不能の認知失敗
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 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(3/7)※1

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケ ンス※2	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
				主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)		
TW (崩壊熱除去 機能喪失) (8.7×10^{-6} / 炉年)	過渡事象 +除熱失敗 (5.0×10^{-6} / 炉年)	隔離事象+残留熱除去系起動操作失敗	3.6×10^{-6}	72	41	<ul style="list-style-type: none"> ・ 手動減圧 ・ 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 ・ 代替原子炉補機冷却系 ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
		隔離事象+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	3.0×10^{-7}	6.0	3.4		○
		隔離事象+原子炉補機冷却水ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.8×10^{-8}	2.0	1.1		○
	過渡事象 +SRV 再閉鎖 失敗 +除熱失敗 (3.8×10^{-7} / 炉年)	非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗	1.2×10^{-7}	32	1.4		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.8×10^{-9}	2.6	0.1		○
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却水ポンプ起動失敗(共通原因故障)	3.2×10^{-9}	0.8	<0.1		○
	通常停止 +除熱失敗 (2.7×10^{-6} / 炉年)	通常停止+原子炉補機冷却水ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	8.8×10^{-7}	33	10		○
		通常停止+原子炉補機冷却海水系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	6.4×10^{-7}	24	7.4		○
		通常停止+外部電源喪失(使命時間中の機能喪失)+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)	7.2×10^{-11}	<0.1	<0.1		△※3
	通常停止 +SRV 再閉鎖 失敗 +除熱失敗 (2.1×10^{-8} / 炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗+残留熱除去系起動操作失敗	6.1×10^{-9}	29	0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗	5.0×10^{-10}	2.4	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動用グラント蒸気元弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第一段蒸気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第二段蒸気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第一段空気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1		○
通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系第二段空気入口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1	○			
通常停止+SRV 再閉鎖失敗+起動停止用蒸気式空気抽出系空気出口弁開失敗+残留熱除去系起動操作失敗	3.1×10^{-10}	1.5	<0.1	○			

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したもの。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炉心損傷頻度の合計を示す。

※3 長期 TB の対策で対応可能。

第1-1表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(3/7(続き))※1

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※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)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)		
TW (崩壊熱除去 機能喪失) (8.7×10^{-6} /炉年)	サポート系喪失 +除熱失敗 (5.5×10^{-7} /炉年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+残留熱除去系起動操作失敗	9.6×10^{-8}	17	1.1	<ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
		原子炉補機冷却海水系故障(C系)+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	1.5×10^{-8}	2.7	0.2		○
		原子炉補機冷却海水系故障(C系)+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上))	7.9×10^{-9}	1.4	0.1		○
	サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.9×10^{-9} /炉年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+SRV 再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗	5.0×10^{-10}	17	<0.1		○
		原子炉補機冷却海水系故障(C系)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	8.0×10^{-11}	2.8	<0.1		○
		原子炉補機冷却海水系故障(C系)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障(三重以上))	4.1×10^{-11}	1.4	<0.1		○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したもの。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炉心損傷頻度の合計を示す。

【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 1-1 表より，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については炉心損傷頻度の約 66%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 99.9%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。
- いずれの主要な事故シーケンスのカットセットからも，残留熱除去系，原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却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。この基事象に対しては，代替原子炉補機冷却系による海水への熱除去機能の代替や，格納容器圧力逃がし装置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。
- 主要な事故シーケンスのうち，「過渡事象＋除熱失敗」，「過渡事象＋SRV再閉鎖失敗＋除熱失敗」では，残留熱除去系起動操作失敗の人的過誤が抽出されている。この基事象に対しては，格納容器圧力逃がし装置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。
- 主要な事故シーケンスのうち，「通常停止＋除熱失敗」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，長期 TBのシーケンスにおける対策により炉心損傷を防止できる。
- 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圧力逃がし装置は残留熱除去系，原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却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 99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して，有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(4/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※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)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)			事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)	
TB (全交流 動力電源 喪失) (1.3×10 ⁻⁹ /炉年)	長期 TB 外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 (4.8×10 ⁻¹⁰ /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	2.2×10 ⁻¹⁰	46	17	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の24時間確保) 高圧代替注水系 手動減圧 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 代替格納容器スプレイ冷却系 格納容器圧力逃がし装置 代替原子炉補機冷却系 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○	
		外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	1.5×10 ⁻¹⁰	31	12		○	
		外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗	2.1×10 ⁻¹¹	4.4	1.6		○	
	TBP	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +SRV 再閉鎖失敗 (1.2×10 ⁻¹⁰ /炉年)	外部電源喪失+SRV 再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)	5.7×10 ⁻¹¹	48	4.4	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧代替注水系(常設代替直流電源) 上記の点線枠内の対策 	△※3
			外部電源喪失+SRV 再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)起動失敗(共通原因故障)	4.0×10 ⁻¹¹	33	3.1		△※3
			外部電源喪失+SRV 再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)非常用送風機起動失敗(共通原因故障)	5.3×10 ⁻¹²	4.4	0.4		△※3
	TBU	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10 ⁻¹⁰ /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによる復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う5号炉原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	5.3	2.5	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流電源) 上記の点線枠内の対策 	○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによる復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う5号炉タービン建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	5.3	2.5		○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによる復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う6号炉原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	5.3	2.5		○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによる復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う6号炉タービン建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	5.3	2.5		○
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+非常用ディーゼル発電機(D/G)継続運転失敗(共通原因故障)+MUWPによる復水貯蔵槽への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う7号炉原子炉建屋側への誤送水)	3.2×10 ⁻¹¹	5.3	2.5		○
	TBD	外部電源喪失 +直流電源喪失 (8.1×10 ⁻¹¹ /炉年)	外部電源喪失+バッテリーからの給電失敗(共通原因故障)	8.1×10 ⁻¹¹	100	6.2	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系(常設代替直流電源) 上記の点線枠内の対策 	○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したもの。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炉心損傷頻度の合計を示す。

※3 SRV からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行できれば炉心損傷を回避できる。

【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 1-1 表より，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については炉心損傷頻度の約 56%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。
- 主要な事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗」（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し，外部電源の復旧，高圧電源融通にも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，常設代替交流電源設備により電源を復旧するほか，原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器からの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。
- 主要な事故シーケンスのうち，「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+SRV 再閉鎖失敗」（TBP）では，全交流動力電源喪失により電動駆動の ECCS 注水設備が機能喪失することに加え，SRV 再閉鎖失敗により，長時間の原子炉隔離時冷却系及び高圧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代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し，低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。また，低圧注水への移行に失敗し，炉心損傷に至る場合については，LOCA 時に ECCS による注水ができず，炉心損傷に至るシーケンスに包絡されると考えられ，炉心損傷に至るものの，電源復旧等の後，原子炉圧力容器又は原子炉格納容器に注水し，格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで，原子炉格納容器の破損を防止することができる。

- 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+D/G 全台起動失敗+原子炉隔離時冷却系失敗」(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、短時間での外部電源の復旧に失敗し、原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な復水貯蔵槽への補給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、同じ復水貯蔵槽を水源とする高圧代替注水系は有効な対策とならない。一方、復水貯蔵槽への補給に失敗するため、原子炉隔離時冷却系が使命時間 24 時間の運転を継続することはできないものの、元々復水貯蔵槽に蓄えられている水量を注水に費やせると考えると、少なくとも炉心損傷までに数時間程度の時間余裕を有するカットセットである。このため、今回抽出されたカットセットに対しては、常設代替交流電源設備等による電源復旧によって低圧の注水機能の復旧を図ること等により、炉心損傷を防止することができる。また、今回のカットセットとしては抽出されなかったが、事象発生と同時に原子炉隔離時冷却系が故障等によって機能喪失に至る等、対応の時間余裕が短い場合は、高圧代替注水系によって炉心損傷を防止することができる。
- 主要な事故シーケンスのうち、「外部電源喪失+直流電源喪失」(TBD)では、外部電源を喪失し、共通原因故障により全てのバッテリーからの給電に失敗するカットセットが抽出され、主要な事故シーケンスの 100%を占めた。このカットセットに対しては、常設代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧することにより、炉心損傷を防止することができる。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(5/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※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)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)		
TC (原子炉停止機能喪失) (5.1×10^{-12} /炉年)	過渡事象 +原子炉停止失敗 (5.0×10^{-12} /炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗	2.2×10^{-12}	44	43	<ul style="list-style-type: none"> ・代替制御棒挿入機能 ・代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系 	-
		非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク閉塞	6.1×10^{-16}	<0.1	<0.1		-
		非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC ほう酸水タンク保温用ヒーター制御回路遮断器閉失敗	2.1×10^{-16}	<0.1	<0.1		-

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したもの。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炉心損傷頻度の合計を示す。

【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 1-1 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 43%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。
- 主要な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，制御棒挿入失敗(機械系故障)に加えて SLC の機能喪失に関する基事象のカットセットが抽出された。原子炉停止機能について，ABWR である柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では，今回重大事故等対処設備として位置づけた機能・設備がプラント設計当初より設置されていたことから，今回はこれらの機能・設備を考慮して PRA を実施した。このため，これらの機能・設備の喪失を含めて炉心損傷に至るカットセットが抽出されており，対策の有効性を確認することはできない。
- 原子炉停止機能喪失の事故シーケンスグループは，グループの炉心損傷頻度が 5.1×10^{-12} /炉年であり，評価全体の炉心損傷頻度に占める割合は全シーケンスグループの中で最も小さい。主要なカットセットに今回重大事故等対処設備として位置づけた SLC が含まれていることから，これらの今回重大事故等対処設備の寄与も含めて，非常に小さな炉心損傷頻度に抑えられていると考えられる。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(6/7)※1

事故シーケ ンス グループ	主要な 事故シーケンス※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)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)		
LOCA (LOCA 時注水 機能喪失) (4.5×10^{-9} / 炉年)	LOCA +高圧/低圧注水失 敗 (3.9×10^{-9} /炉年)	中破断 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.3×10^{-9}	59	51	<ul style="list-style-type: none"> ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) ・代替格納容器スプレイ冷却系 ・代替原子炉補機冷却系 ・格納容器圧力逃がし装置 ・可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
		中破断 LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	7.6×10^{-10}	19	17		○
		中破断 LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	3.0×10^{-10}	7.7	6.7		○
	LOCA +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (6.0×10^{-11} /炉年)	中破断 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)	4.3×10^{-11}	72	1.0		—※3
		中破断 LOCA+注水不能認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(多重故障)	1.4×10^{-11}	23	0.3		—※3
		中破断 LOCA+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	3.9×10^{-13}	0.7	<0.1		—※3

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したものの。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炉心損傷頻度の合計を示す。

※3 原子炉注水自動起動不能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確率の低減に努めていく。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する。

【主要なカットセットに対する検討】（LOCA 時注水機能喪失(LOCA)）

- 第 1-1 表より，事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約 76%のカットセットを確認した。なお，「LOCA 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約 0.1%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。
- 主要な事故シーケンスのうち，「LOCA+高圧/低圧注水失敗」では，原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動又は熱交換器の弁故障の共通原因故障が抽出されている。中破断 LOCA により原子炉隔離時冷却系に期待できず，原子炉補機冷却水系等の喪失により，駆動機構の冷却が必要な電動駆動の ECCS 注水系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，SRV 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常設の低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)により注水することで炉心損傷を防止できると考えられる。
- 主要な事故シーケンスのうち，「LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」では，注水不能の認知に失敗する人的過誤とデジタル制御系の共通原因故障，又は多重故障によるカットセットが抽出されている。この場合，代替の注水手段への移行の必要性に気付けないことから，SRV の手動作動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。また，高圧 ECCS 注水及び原子炉の減圧操作に失敗する人的過誤とデジタル制御系の共通原因故障による ECCS 系の自動起動に失敗するカットセットが抽出されている。この場合，原子炉を減圧できない一方で，LOCA により蒸気駆動の高圧代替注水設備にも期待できないことから，炉心損傷を防止できない。
- LOCA が発生しているにも関わらず，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関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く、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、原子炉注水自動起動不能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 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(7/7)※1

事故シーケ ンス グループ	主要な 事故シーケンス※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)	主要な事故 シーケンスへの 寄与割合 (%)	事故シーケンス グループへの 寄与割合 (%)		
ISLOCA (9.5×10^{-11} / 炉年)	ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	定例試験時 HPCF(B系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(B系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B系)注入隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16	16	<ul style="list-style-type: none"> ・ ISLOCA 発生箇所の隔離 ・ 高圧炉心注水系 ・ 手動減圧 ・ 低圧炉心注水系 	○
		定例試験時 HPCF(C系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(C系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C系)注入隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16	16		○
		定例試験時 HPCF(B系)注入隔離弁誤開+HPCF(B系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(B系)試験可能逆止弁閉失敗	1.4×10^{-11}	15	15		○
		定例試験時 HPCF(C系)注入隔離弁誤開+HPCF(C系)ポンプ吸込部配管破損+HPCF(C系)試験可能逆止弁閉失敗	1.4×10^{-11}	15	15		○

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

※2 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て詳細化して分類したもの。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炉心損傷頻度の合計を示す。

【主要なカットセットに対する検討】（ISLOCA）

- 第1-1表より、事故シーケンスグループ「ISLOCA」については炉心損傷頻度の約61%のカットセットを確認した。なお、「ISLOCA」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。
- 主要な事故シーケンスである、「ISLOCA」では、高圧炉心注水系の定例試験時の弁リークや誤開放に伴う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、高圧炉心注水系又は原子炉を減圧した後に高圧又は低圧炉心注水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、破断箇所の隔離を試みるとともに、使用可能な緩和系で水位維持、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. FV 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、FV 重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策の有効性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 FV 重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えた分析結果である。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上で PRA を実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル 1PRA 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 FV 重要度を分析し、その値が 10^{-3} を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV 重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、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 10^{-3} を基準とすることとし、 10^{-3} 未満の基事象については確認対象外とした。

(3) 確認結果

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)」、「高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)」、「崩壊熱除去機能喪失(TW)」、「全交流動力電源喪失」に含まれる全ての事故シーケンスグループ(長期 TB, TPU, TBP, TBD)、「インタ

ーフフェイスシステム LOCA(ISLOCA)」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA 時注水機能喪失(S1E, S2E)」、「原子炉停止機能喪失(TC)」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 10^{-3} を超える全ての基事象に重大事故等対処設備(具体的には耐圧強化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 10^{-3} 程度まで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は 99%以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果は以下のとおり。

○高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障や水源である復水貯蔵槽への補給失敗が抽出されたが、これらに対しては低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水及び可搬型代替注水ポンプによる復水貯蔵槽への補給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 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、高圧注水不能の認知失敗及び高圧注水及び減圧機能の不動作につながる信号系の故障が抽出された。ドライウエル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ロジック(残留熱除去系ポンプ吐出圧確立+原子炉水位低(レベル1)+600秒経過でSRV4弁開放)によって原子炉減圧されるため、その後の低圧注水に期待できる。また、原子炉減圧機能の不動作に対しては、高圧代替注水系による対応が可能である。

なお、高圧注水不能の認知に失敗(FV 重要度約 0.76)し、高圧注水及び原子炉減圧機能の不動作につながる信号系の故障(代替自動減圧ロジックにも期待できない状況)(内上位の基事象のFV重要度約0.34)が重畳する場合、有効な対策が見当たらない状況となる。これはTQUXのカットセットとしても抽出(TQUXの炉心損傷頻度の約31%)されており、有効な対策が見当たらない場合として整理している。

○崩壊熱除去機能喪失(TW)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては独立な系統である耐圧強化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, TBP, TBU, TBD)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、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 ではバッテリーの共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては高圧代替注水系で対応が可能であり、その時間余裕の間に代替交流電源による電源復旧が可能である。

○LOCA 時注水機能喪失(S1E, S2E)

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象のうち、重大事故等防止対策の有効が確認できない基事象は以下のとおり。

- ・ LOCA 時の ECCS による注水不能の認知失敗

(FV 重要度： S1E 1.4×10^{-2}

S2E 7.4×10^{-1})

これは人的過誤による基事象であり、FV 重要度の高い S2E では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 つであると考ええる。

このほかに支配的な基事象として、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。S1E に対しては破断口径の大きさによるが、これらに対しては低圧代替注水系による注水機能を確保することが可能であると整理した。

○原子炉停止機能喪失(TC)

FV 重要度が 10^{-3} を超える基事象のうち、重大事故等防止対策の有効が確認できない基事象は以下のとおり。

- ・ ATWS 時の SLC 起動操作失敗 (FV 重要度 : 9.4×10^{-1})

これは重大事故等防止対策に対する、人的過誤による基事象である。TC に対しては ABWR の設計上、プラント運転開始時点で今回重大事故等対処設備に位置づけた設備を備えていたことから、上記の基事象が抽出されたものである。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 つであると考ええる。

このほかに支配的な基事象として、原子炉緊急停止系の共通原因故障が抽出されたが、これらに対しては SLC 等による原子炉停止が可能である整理した。

○インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA)

FV 重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、高圧炉心注水系の配管破断が抽出されたが、これに対しては発生箇所の隔離並びに原子炉減圧及び低圧注水系等による対応が可能である。

2. 内部事象運転時レベル 1.5PRA

(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もと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 事故シーケンスの分析(ミニマル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) (3.9×10^{-10} /炉年)※2	長期 TB	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	5.6×10^{-12}	1.4	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 ・ 代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器の圧力制御 ・ 格納容器圧力逃がし装置による除熱 ・ 常設代替交流電源設備 	○
		外部電源喪失+非常用 D/G 起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	3.9×10^{-12}	1.0		○
		外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+高圧電源融通失敗+残留熱除去系操作失敗(外部電源復旧成功後)	5.6×10^{-13}	0.1		○
雰囲気圧力・温度 による静的負荷 (格納容器過温破損) (8.4×10^{-9} /炉年)	LOCA	LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.6×10^{-9}	31	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器圧力逃がし装置による除熱 ・ 常設代替交流電源設備 	○
		LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	8.6×10^{-10}	10		○
		LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	3.6×10^{-10}	4.3		○
高圧溶融物放出/格納容 器雰囲気直接加熱 (1.2×10^{-12} /炉年)	長期 TB	外部電源喪失+非常用 D/G 運転継続失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	5.0×10^{-13}	41	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉圧力容器破損までに手動操作により原子炉圧力容器を減圧 	○
		外部電源喪失+非常用 D/G 起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	3.4×10^{-13}	28		○
		外部電源喪失+非常用 D/G 非常用送風機起動失敗(共通原因故障)+外部電源復旧失敗+高圧電源融通失敗	4.4×10^{-14}	3.7		○
原子炉圧力容器外の溶融 燃料-冷却材相互作用 (3.8×10^{-13} /炉年)	LOCA	LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.2×10^{-13}	32	<ul style="list-style-type: none"> ・ なし。(溶融燃料-冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力バウンダリの機能喪失には至らない。) 	-
		LOCA+原子炉補機冷却水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	4.0×10^{-14}	11		-
		LOCA+原子炉補機冷却水系電動弁(原子炉補機冷却水系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	1.7×10^{-14}	4.4		-
溶融炉心・コンクリート 相互作用 (1.2×10^{-11} /炉年)	TQUX	給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	6.6×10^{-13}	5.5	<ul style="list-style-type: none"> ・ 溶融炉心落下までに原子炉格納容器下部への水張り及び落下後の崩壊熱除去も必要な流量での注水 	○
		給水操作失敗+原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	2.8×10^{-13}	2.3		○
		給水操作失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	2.2×10^{-13}	1.8		○

※1 最も格納容器破損頻度の高いシーケンス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、長期 TB 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全ての交流電源が失われるケースと、外部電源の復旧に成功するも、格納容器スプレイ(残留熱除去系)の起動に失敗する基事象の組み合わせが抽出されている。これらのカットセットに対しては、格納容器圧力逃がし装置が過圧破損防止に有効である。また、常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、代替格納容器スプレイ冷却系によって格納容器圧力の上昇抑制を図ることも有効である。

○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、LOCA 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原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動失敗又は熱交換器の弁故障(開失敗)の共通原因故障が抽出されている。これらのカットセットに対しては、低圧代替注水系(常設)による損傷炉心への注水が有効である。

○高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

支配的な事故シーケンスは、長期 TB によって炉心損傷に至った後に高圧溶融物放出/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全ての交流電源が失われる基事象の組み合わ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、LOCA によって炉心損傷に至った後に原子炉

圧力容器が破損し、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原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の起動失敗又は熱交換器の弁故障（開失敗）の共通原因故障が抽出されている。この事象については、仮に発生した場合であっても原子炉格納容器の破損に至らないことを確認しており、対策は講じていない。

○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、TQUX によって炉心損傷に至った後に原子炉圧力容器が破損し、ペDESTAL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原子炉注水自動起動不能の認知失敗の人的過誤、原子炉減圧操作失敗の人的過誤、原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)等の信号系の故障が抽出されている。認知の失敗等により炉心損傷に至るものの、炉心損傷後にはその状況を認知するとともに、炉心損傷から圧力容器の破損までの間に低圧代替注水系等を用いて、ペDESTALへの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することができる。

3. 停止時レベル 1PRA

3-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等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なる。事故シーケンスグループごとに主要なシナリオを抽出した結果を第 3-1 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

各事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が最上位であるシーケンス（第 3-1, 3-2, 3-3 図）においてミニマルカットセットの分析(MCS)を実施し（第 3-2, 3-3, 3-4 表）、整備された炉心損傷防止対策が有効となることを確認した*。

*実施した炉心損傷防止策は起因事象である外部電源喪失や崩壊熱除去機能喪失に対応した対策（代替交流電源の確保や注水・除熱機能の確保）であるため、MCS 分析をした事故シーケンス以外のシーケンスにも有効である。

第 3-1 表 事故シーケンスグループごとの主要シーケンス

事故シーケンスグループ	上位	全体順位	POS分類	起因事象	シーケンスNo.	頻度(/日)
崩壊熱除去機能喪失	1	1	C1	崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失)	12	2.1E-09
	2	4	C1	崩壊熱除去機能喪失 (RHR機能喪失)	12	2.1E-11
	3	-	A	外部電源喪失	346	5.7E-12
全交流動力電源喪失	1	2	S	外部電源喪失	358	4.8E-11
	2	5	A	外部電源喪失	358	8.4E-12
	3	-	C1	外部電源喪失	358	7.7E-12
原子炉冷却材の流出	1	3	C1	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (CUWブロー)	9	3.8E-11
	2	-	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)	8	8.1E-12
	3	-	B2	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (RIP点検)	16	2.2E-13

第 3-2 表 崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）の主要なカットセット
 (POS C1 シーケンス No. 12)

事故シーケンス	炉心損傷 頻度	主要なカットセット	炉心損傷 頻度	寄与割合	対策	対策の有効性
崩壊熱除去機能喪失（補機冷却系機能喪失）＋崩壊熱除去・注水失敗	2.1E-09	補機冷却系(B)機能喪失 ＋ MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉 失敗 ＋ 注水系復旧失敗	1.1E-09	52%	<ul style="list-style-type: none"> ・代替補機冷却系 ・注水機能の信頼性向上・多様化 	○
		補機冷却系(B)機能喪失 ＋ MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 現場操作 失敗（人的過誤） ＋ 注水系復旧失敗	9.7E-10	46%		○
		補機冷却系(B)機能喪失 ＋ MUWC系 R/B 供給ライン逆止弁 開失敗＋ 注水系復旧失敗	6.3E-11	3%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- POS C1 においては、保有水が少ないために炉心損傷までの時間が短く、また取水路点検等により A 及び C 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。この状態で補機冷却系(B 系)が機能喪失すると、運転中であった残留熱除去系(B 系)だけでなく、待機中の高圧炉心注水系(B 系)についても機能を喪失する。
 そのため、期待できる注水機能は補機冷却系と系統間の従属性を持たない MUWC (A～C 系) のみとなり、MUWC の全系統が機能喪失する「タービン建屋復水積算流量計バイパス弁の手動弁閉失敗」等の共通の基事象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。
- 主要なカットセットに対する対策としては代替原子炉補機冷却系、注水機能の信頼性向上・多様化（低圧代替注水（常設）[MUWC タービン建屋 バイパス隔離弁の追設置等の信頼性向上を実施した MUWC 系]、可搬型代替注水ポンプ）であり、当社の実施している炉心損傷防止対策は有効である。

第 3-3 表 全交流動力電源喪失の主要なカットセット
(POS S シーケンス No. 358)

事故シーケンス	炉心損傷頻度	主要なカットセット	炉心損傷頻度	寄与割合	対策	対策の有効性
外部電源喪失 + 電源確保失敗	4.8E-11	外部電源喪失 + 非常用 D/G (A), (B), (C) 運転継続失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗 + 非常用 D/G 復旧失敗	1.8E-11	38%	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替交流電源設備 注水系の多様化 	○
		外部電源喪失 + 非常用 D/G (A), (B), (C) 起動失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗 + 非常用 D/G 復旧失敗	1.3E-11	27%		○
		外部電源喪失 + 原子炉補機冷却海水ポンプ (A) ~ (F) 起動失敗 (共通原因故障) + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗	5.0E-12	10%		○

【主要なカットセットに対する検討】

- POS S においては、除熱系や注水系は多くあるが、崩壊熱量が大きく保有水が少ないので余裕時間は短く、高圧電源融通に期待していない。外部電源が喪失し、D/G が全台起動に失敗すると全交流動力電源喪失となる。そのため、D/G の運転継続失敗や起動失敗の CCF 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 (GTG) や注水系の多様化 (消火系による原子炉注水) であり、当社の実施している炉心損傷防止対策は有効である。

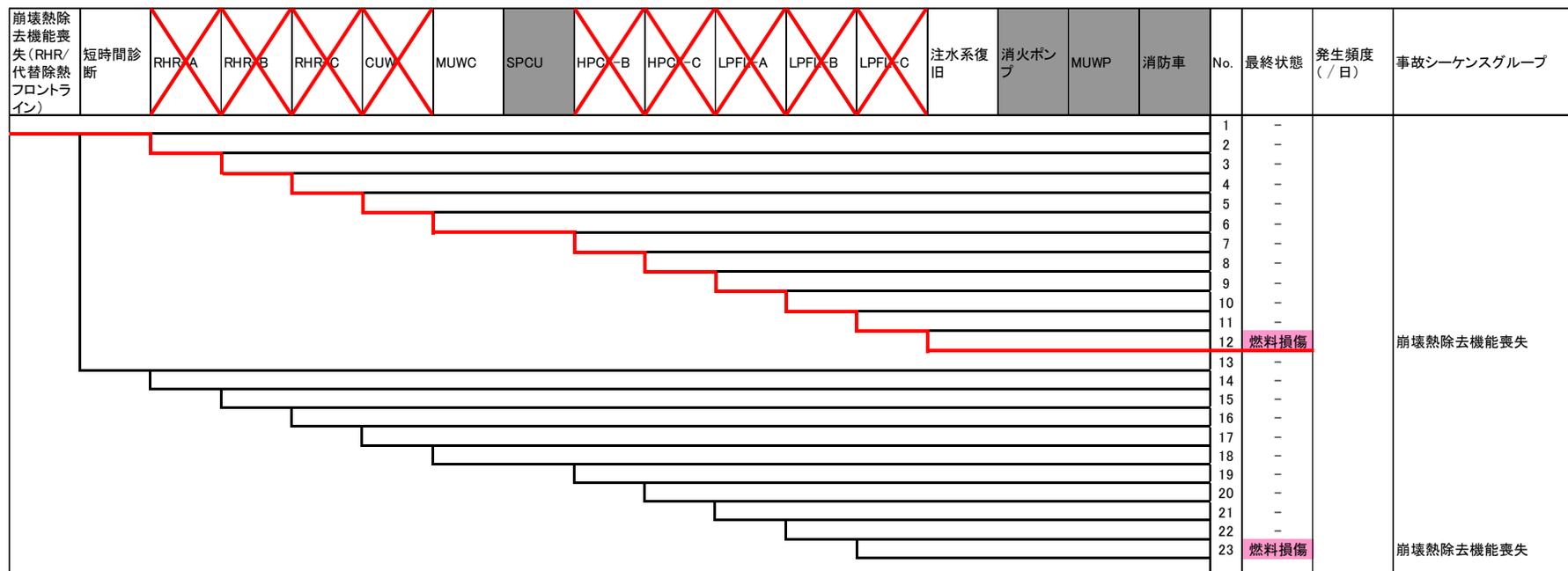
第 3-4 表 一次冷却材バウンダリ喪失 (CUW ブロー) の主要なカットセット
(POS C1 シーケンス No. 9)

事故シーケンス	炉心損傷頻度	主要なカットセット	炉心損傷頻度	寄与割合	対策	対策の有効性
冷却材流出 (CUW ブロー) + 認知失敗	3.8E-11	冷却材流出 (CUW ブロー) + 運転員による水位低下の認知失敗	3.8E-11	100%	・運転員への注意喚起等	-※

※ 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する。

【主要なカットセットに対する検討】

- 本シーケンスでのカットセットは定期検査中の水位調整のために CUW 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を実施している。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、通常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。
- 対策は運転員への注意喚起等、運用面の対策を継続的に実施していくこととする。



X: プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第 3-1 図 崩壊熱除去機能喪失の主要なシーケンス
(POS C1 崩壊熱除去機能喪失 (補機冷却系機能喪失))

外部電源喪失	直流電源	DG-A 起動	DG-B 起動	DG-C 起動	No.	最終状態	発生頻度 (/日)	事故シーケンスグループ
[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	1-24	TE1へ	-	全交流電源喪失
					25-72	TE2へ	-	
					73-120	TE3へ	-	
					121-168	TE4へ	-	
					169-216	TE5へ	-	
					217-264	TE6へ	-	
					265-312	TE7へ	-	
					313-358	TE8へ	-	
					359	燃料損傷	-	

DG-A, B 及びC起 動失敗 (TE8)	外電復旧 (短期)	外電復旧 (長期)	高圧電源 降電	DG復旧 (1台)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	No.	最終状態	発生頻度 (/日)	事故シーケンスグループ
[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	[Red Box]	313	-	-	崩壊熱除去機能喪失 全交流電源喪失
																	314	-	-	
																	315	-	-	
																	316	-	-	
																	317	-	-	
																	318	-	-	
																	319	-	-	
																	320	-	-	
																	321	-	-	
																	322	-	-	
																	323	-	-	
																	324	燃料損傷	-	
																	325	-	-	
																	326	-	-	
																	327	-	-	
																	328	-	-	
																	329	-	-	
																	330	-	-	
																	331	-	-	
																	332	-	-	
																	333	-	-	
																	334	-	-	
																	335	燃料損傷	-	
																	336	-	-	
																	337	-	-	
																	338	-	-	
																	339	-	-	
																	340	-	-	
																	341	-	-	
																	342	-	-	
																	343	-	-	
																	344	-	-	
																	345	-	-	
																	346	燃料損傷	-	
																	347	-	-	
348	-	-																		
349	-	-																		
350	-	-																		
351	-	-																		
352	-	-																		
353	-	-																		
354	-	-																		
355	-	-																		
356	燃料損傷	-																		
357	燃料損傷	-																		
358	燃料損傷	-																		

第 3-2 図 全交流動力電源喪失の主要なシーケンス
(POS S 外部電源喪失)

冷却材流出(CUWブロー時)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	No.	最終状態	発生頻度(/日)	事故シーケンスグループ
										1	-		原子炉冷却材の流出 原子炉冷却材の流出
										2	-		
										3	-		
										4	-		
										5	-		
										6	-		
										7	-		
										8	燃料損傷		
										9	燃料損傷		

×: プラント状態や起因事象との関係により期待できない設備

第 3-3 図 原子炉冷却材の流出の主要なシーケンス
(POS C1 一次冷却材バウンダリ喪失 (CUW ブロー))

3-2. FV 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

FV 重要度が 1.0×10^{-4} *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に抽出し、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（可搬型代替注水ポンプ、MUWP、SPCU、FP）や運転員への注意喚起等の継続的实施、区分 I～IV の直流電源に期待しない GTG の給電等によって炉心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。

a. MUWC 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 1PRA においては時間余裕が十分長いことから重大事故等対処設備である MUWC 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 3-5 表に抽出される。

これらの基事象の FV 重要度が高い原因は、POS C1 の補機冷却機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは MUWC 以外の注水設備がないことによるものだと考えられる。ただし、POS C1 においては時間余裕が約 27 時間と長く、LPFL や MUWC（有効性評価で期待している注水手段）以外の対策（可搬型代替注水ポンプ、MUWP、SPCU、FP）を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。

b. 冷却材流出事象において LPFL、MUWC の原子炉注水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、炉心損傷に至る（第3-6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を実施している（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、ブロー水の排水先である RW 設備の運転員による異常の認知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。

c. 有効性評価で考慮している GTG からの給電操作が有効とならない基事象

有効性評価では交流電源の喪失に対して GTG から緊急用 M/C、非常用電源母線等を経由して各負荷までの給電を実施している。この対策は第3-7表に示すように非常用電源母線の遮断器故障や区分Ⅰ～Ⅲの直流電源に関連した故障が発生した場合は有効とならない。ただし、この場合であっても、非常用電源母線や区分Ⅰ～Ⅲの直流電源に期待しない GTG から緊急用 M/C、AM 用電源母線を経由した MUWC 等の負荷へ給電、隣接プラントからの電源融通、消火系や可搬型代替注水ポンプでの注水、可搬型代替直流電源設備を用いた直流電源の復旧等の手段を用いることで炉心損傷の防止が可能である。

*1 停止時における FV 重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析

を実施した。その際、全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、運転時レベル 1PRA 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 3-5 表 MUWC 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
① MUWC 供給ライン逆止弁開失敗	2.9×10^{-2}	供給ラインにある逆止弁は通常開であるが、外部電源喪失等の理由により一時的に閉状態となり、その後の開動作に失敗する基事象
② HPCF 洗浄水補給止め弁現場操作失敗(B)	2.6×10^{-3}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の現場操作に誤る基事象
③ MUWC 電動ポンプ起動失敗の共通原因故障	1.8×10^{-3}	複数系統の電動機が共通原因故障により起動失敗する基事象
④ MUWC 電動ポンプ継続運転失敗の共通原因故障	4.9×10^{-4}	複数系統の電動機が共通原因故障により運転継続に失敗する基事象
⑤ HPCF 洗浄水補給止め弁開失敗(B)	4.0×10^{-4}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの洗浄水補給止め弁(B)の開動作に失敗する基事象
⑥ HPCF 注入隔離弁作業失敗(B)	3.4×10^{-4}	MUWC を用いた原子炉注水をする際に使用する注水ラインの注入隔離弁(B)の開動作に失敗する基事象
⑦ MUWC 吐出逆止弁開失敗の共通原因故障	1.8×10^{-4}	複数系統の吐出逆止弁が共通原因故障により開動作に失敗する基事象
⑧ RHR 洗浄水ライン止め弁手動開操作忘れ(B)	1.0×10^{-4}	MUWC の原子炉注水ラインである RHR 洗浄水ライン止め弁(B)の開操作を忘れることで原子炉注水に失敗する基事象
⑨ HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)	1.7×10^{-4}	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水一次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象
⑩ HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)	1.7×10^{-4}	MUWC の原子炉への注水ラインである HPCF 洗浄用補給水二次逆止弁開失敗(B)の開動作に失敗する基事象

第 3-6 表 冷却材流出事象において LPFL, MUWC 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 冷却材流出時の水位低下 認知失敗	3.5×10^{-3}	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、炉心損傷に至る基事象

第 3-7 表 有効性評価で考慮している GTG からの給電操作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 蓄電池給電失敗の共通原因故障	1.7×10^{-3}	複数区分の蓄電池が共通原因故障により給電に失敗する基事象
② 蓄電池(B)給電失敗	4.4×10^{-4}	蓄電池(B)の給電に失敗する基事象
③ P/C 7D-1-2B 遮断器誤開	1.5×10^{-4}	M/C 7D からの動力変圧器を通じた給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象
④ M/C 7D-2A 遮断器誤開	1.5×10^{-4}	P/C 7D への給電を行う際に遮断器が誤開放され、給電できなくなる基事象

地震 PRA, 津波 PRA から抽出される事故シーケンスと対策の有効性

内部事象 PRA 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等が講じられている。内部事象 PRA 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 PRA 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あるい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 1PRA, 津波レベル 1PRA 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 1PRA

(1) 選定条件

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の基準をもとに主要なカットセットを抽出した。

- ・ 事故シーケンスグループのうち、最も炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスについて、上位 3 位までのカットセット

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 表に示す。

(2) 主要なカットセットの確認結果

第 1-1 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、事故シーケンスグループのうち、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」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、「LOCA 時注水機能喪失」、「計測・制御系喪失」、「格納容器バイパス」、「圧力容器・格納容器損傷」、「原子炉建屋損傷」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。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/3)

事故 シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※1	評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果※2				主な対策	対策 有効性
		評価対象 とした地震 加速度領域 [gal]	主要なカットセット※3	炉心損傷頻度			
				[/炉年]	寄与割合 ※4 [%]		
TQUV (高圧・低圧注水機 能喪失) (1.3×10^{-8} /炉年)	過渡事象 +高圧/低圧注水失 敗 (6.4×10^{-9} /炉年)	1200	地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷+RCIC ランダム故障	1.1×10^{-9}	45	・低圧代替注水系 (常設)(復水補給 水系)	○
			地震による原子炉補機冷却水系配管の構造損傷+RCIC ランダム故障	3.0×10^{-10}	13		○
			地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷+地震による RCIC 配管の構造損傷	3.0×10^{-10}	13		○
TQUX (高圧注水・減圧機 能喪失) (2.3×10^{-8} /炉年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10^{-8} /炉年)	150	原子炉減圧操作失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	4.3×10^{-9}	46	・代替自動減圧ロ ジック ・高圧代替注水系	○
			原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位高(L8)誤信号	3.3×10^{-9}	35		-※5
			原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	9.3×10^{-10}	10		-※5
TW (崩壊熱除去 機能喪失) (5.3×10^{-6} /炉年)	過渡事象+除熱失敗 (3.0×10^{-6} /炉年)	150	残留熱除去系系統操作失敗	1.1×10^{-6}	82	・代替格納容器ス ブレイ冷却系 ・代替原子炉補機 冷却系 ・格納容器圧力逃 がし装置 ・可搬型代替注水 ポンプ	○
			原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.4×10^{-8}	7		○
			残留熱除去系ランダム故障(A, B, C 従属故障)	5.7×10^{-8}	4		○
TC (原子炉停止 機能喪失) (3.6×10^{-7} /炉年)	全交流動力電源喪 失 +原子炉停止失敗 (1.7×10^{-7} /炉年)	1650	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷	9.5×10^{-9}	24	・代替制御棒挿入 機能 ・代替冷却材再循 環ポンプ・トリ ップ機能 ・ほう酸水注入系	-
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による制御棒駆動系配管の構造損傷+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷	8.6×10^{-9}	22		-
			地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による上部格子板の構造損傷+地震による非常用取水路の構造損傷	3.4×10^{-9}	9		-

※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の。

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 主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示したシーケンスのうち、最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。

※3 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、ほかの多重化された機器も全て損傷する。

※4 評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

※5 原子炉注水自動起動不能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確率の低減に努めていく。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する。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(2/3)

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス※1	評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果※2				主な対策	対策 有効性	
		評価対象 とした地震 加速度領域 [gal]	主要なカットセット※3	炉心損傷頻度				
				[/炉年]	寄与割 合※4 [%]			
TB (全交流 動力電源 喪失) (4.0×10 ⁻⁶ /炉年)	長期 TB	全交流動力電源喪失 (3.3×10 ⁻⁶ /炉年)	1350	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷	2.3×10 ⁻⁷	64	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系(所内蓄電式直流電源設備の24時間確保) 格納容器圧力逃がし装置 常設代替交流電源設備 可搬型代替注水ポンプ(水源補給) 	○
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系配管の構造損傷	6.3×10 ⁻⁸	18		○
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷	4.4×10 ⁻⁸	12		○
	TBP	全交流動力電源喪失 +SRV 再閉鎖失敗 (1.9×10 ⁻⁸ /炉年)	1400	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷+SRV 再閉鎖失敗(ランダム故障)	1.3×10 ⁻⁹	63	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 高圧代替注水系 低圧代替注水系(常設)(復水補給水系) 常設代替交流電源設備 格納容器圧力逃がし装置 	△※5
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系配管の構造損傷+SRV 再閉鎖失敗(ランダム故障)	3.4×10 ⁻¹⁰	17		△※5
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷+SRV 再閉鎖失敗(ランダム故障)	2.7×10 ⁻¹⁰	14		△※5
	TBU	全交流動力電源喪失 +RCIC 失敗 (3.5×10 ⁻⁷ /炉年)	1550	地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系熱交換器の構造損傷+地震による復水貯蔵槽周り配管の構造損傷	2.9×10 ⁻⁸	48	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系※6 高圧代替注水系※7 常設代替交流電源設備 格納容器圧力逃がし装置 	△※6
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による非常用取水路の構造損傷+地震による復水貯蔵槽周り配管の構造損傷	8.6×10 ⁻⁹	14		△※6
				地震による碍子の構造損傷(外部電源喪失)+地震による原子炉補機冷却水系配管の構造損傷+地震による復水貯蔵槽周り配管の構造損傷	8.3×10 ⁻⁹	14		△※6
	TBD	直流電源喪失 (6.0×10 ⁻⁸ /炉年)	1550	地震による直流電源電線管の構造損傷	5.5×10 ⁻⁹	84	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替直流電源設備 	○
				地震による直流電源主母線盤の機能損傷	5.6×10 ⁻¹⁰	9		○
				地震による直流電源充電器盤の機能損傷	4.4×10 ⁻¹⁰	7		○

※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。
 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 主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示したシーケンスのうち、最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。
 ※3 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、ほかの多重化された機器も全て損傷する。
 ※4 評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。
 ※5 SRV からの蒸気流出によって原子炉隔離時冷却系又は高圧代替注水系が機能喪失する前に交流電源を復旧し、低圧注水に移行できれば炉心損傷を回避できる。
 ※6 復水貯蔵槽が機能喪失するカットセットに対しても、復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバへの水源切替に期待できる場合は原子炉隔離時冷却系による注水が可能。
 ※7 復水貯蔵槽が機能喪失するカットセットには有効でないため、今回抽出された主要なカットセットには対応できない。

第 1-1 表 事故シーケンスの分析(ミニマル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	評価対象とした地震加速度領域におけるカットセットの分析結果※2				主な対策	対策 有効性
		評価対象 とした地震 加速度領域 [gal]	主要なカットセット※3	炉心損傷頻度			
				[/炉年]	寄与割合※4 [%]		
LOCA (LOCA 時 注水機能喪失) (8.2×10^{-7} /炉年)	原子炉冷却材 圧力バウンダリの喪失 (7.8×10^{-7} /炉年)	1250	地震による原子炉格納容器内配管の構造損傷	4.4×10^{-8}	100	-	-
計測・制御系喪失 (6.9×10^{-8} /炉年)	計測・制御系の損傷 (6.9×10^{-8} /炉年)	1700	地震によるコントロール建屋の構造損傷	8.0×10^{-9}	63	-	-
			地震による直立盤(制御盤・多重伝送盤)の機能損傷	1.7×10^{-9}	14		-
			地震によるバイタル分電盤の機能損傷	1.2×10^{-9}	9		-
格納容器バイパス (1.2×10^{-7} /炉年)	低耐震クラス配管破断 +格納容器隔離弁損傷 (1.2×10^{-7} /炉年)	1600	地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷	4.4×10^{-9}	36	-	-
			地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の機能損傷+地震による残留熱除去系停止時冷却モード吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷	4.0×10^{-9}	33		-
			地震による原子炉冷却材浄化系吸込ライン隔離弁の下流側配管の構造損傷+高圧交流分電盤の機能損傷(隔離弁の電源喪失)	1.7×10^{-9}	14		-
圧力容器・格納容 器損傷 (8.9×10^{-7} /炉年)	圧力容器・格納容 器の損傷 (8.9×10^{-7} /炉年)	1500	地震による原子炉圧力容器ペDESTALの構造損傷	4.6×10^{-8}	66	-	-
			地震による制御棒駆動系ハウジング(制御棒駆動機構の外側支持部分)の構造損傷	9.9×10^{-9}	14		-
			地震による再循環ポンプモーターケーシングの構造損傷	6.6×10^{-9}	10		-
原子炉建屋損傷 (3.8×10^{-6} /炉年)	原子炉建屋・ 構築物の損傷 (3.8×10^{-6} /炉年)	1750	地震により原子炉建屋が基礎地盤すべり線に沿って動くことによる損傷	1.9×10^{-7}	89	-	-
			地震による原子炉建屋の損傷	2.4×10^{-8}	11		-

※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の。

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 主要な事故シーケンスの中で最も高い炉心損傷頻度を示したシーケンスのうち、最も高い炉心損傷頻度を示す地震加速度領域におけるカットセットの分析結果を示す。

※3 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、ほかの多重化された機器も全て損傷する。

※4 評価対象とした地震加速度領域における炉心損傷頻度に対するカットセットの寄与割合を示す。

【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(TQUV)

いずれのカットセットにも、地震による原子炉補機冷却水系の構造損傷と地震あるいはランダム故障による原子炉隔離時冷却系の機能喪失が含まれている。つまり、電動駆動の ECCS 注水系の機能喪失の原因については、原子炉補機冷却水系の機能喪失により空調及び駆動部の冷却機能を喪失し、注水不能となるカットセットが支配的となる。これらのカットセットに対しては、駆動部の冷却が不要な低圧代替注水系(常設)(復水補給水系)により、原子炉圧力容器に注水することにより炉心損傷を防止できる。

○ 高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)

本事故シーケンスグループで最も高い炉心損傷頻度となる加速度領域は 150 gal であり、いずれのカットセットにも、地震による機器の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。

○ 崩壊熱除去機能喪失(TW)

いずれのカットセットにも、残留熱除去系のランダム故障が含まれている。この基事象に対しては、代替原子炉補機冷却系ユニットによる海水への熱除去機能の代替には期待できないが、格納容器圧力逃がし装置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(TC)

いずれのカットセットにも、原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の

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を挿入できない場合、高圧炉心注水系による水位制御に期待できないことから炉心損傷に至る。

原子炉停止機能について、ABWR である柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では、今回重大事故等対処設備として位置づけた機能・設備がプラント設計当初から設置されていたことから、今回はこれらの機能・設備を考慮して PRA を実施した。このため、これらの機能・設備の喪失を含めて炉心損傷に至るカットセットが抽出されており、対策の有効性を確認することはできない。

○ 全交流動力電源喪失

・ 全交流動力電源喪失(長期 TB)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失」(長期 TB)では、原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷を含む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復旧するほか、原子炉隔離時冷却系の運転による長時間の炉心冷却の確保と格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器からの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。

・ 全交流動力電源喪失+SRV 再閉鎖失敗(TBP)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失+SRV 再閉鎖失敗」(TBP)では、原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷を含むカットセットが抽出されている。これにより非常用ディーゼル発電機の冷却機能が失われ、外部電源喪失と併せて全交流動力電源喪失に至り、電動駆動の ECCS 注水設備が機能を喪失する。また、SRV 再閉鎖失敗により、

長時間の原子炉隔離時冷却系及び高圧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代替注水系による注水が継続している間に常設代替交流電源設備によって電源を復旧し、低圧代替注水系等による低圧注水に移行できる場合には炉心損傷を防止できる。また、低圧注水への移行に失敗し、炉心損傷に至る場合については、LOCA時にECCSによる注水ができず、炉心損傷に至るシーケンスに包絡されると考えられ、炉心損傷に至るものの、電源復旧等の後、原子炉压力容器又は原子炉格納容器に注水し、格納容器圧力逃がし装置等による除熱を行うことで、原子炉格納容器の破損を防止することができる。

- ・ 全交流動力電源喪失＋原子炉隔離時冷却系失敗(TBU)

主要な事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失＋原子炉隔離時冷却系失敗」(TBU)では、原子炉補機冷却水系又は非常用取水路の構造損傷及び原子炉隔離時冷却系の水源となる復水貯蔵槽周りの配管の構造損傷を含む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、同じ復水貯蔵槽を水源とする高圧代替注水系は有効な対策とならない。一方、サプレッション・チェンバに水源を切り替えることができれば、一定時間、原子炉隔離時冷却系によって注水できると考えると、少なくとも炉心損傷までに数時間程度の時間余裕を有するカットセットである。このため、今回抽出されたカットセットに対しては、原子炉隔離時冷却系による注水及び低圧代替注水系(可搬型)によって、炉心損傷を防止することができると考えられる。また、今回のカットセットとしては抽出されなかったが、事象発生と同時に原子炉隔離時冷却系が故障等によって機能喪失に至るものの復水貯蔵槽は機能を維持する場合等、高圧代替注水系によって炉心損傷を防止することができる場合も考えられる。

- ・ 直流電源喪失(TBD)

主要な事故シーケンスのうち、「直流電源喪失」(TBD)では、地震により直流電源設備の構造損傷又は機能損傷に至る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、常設代替直流電源設備を用いて直流電源を復旧することにより、炉心損傷を防止することができる。

- LOCA 時注水機能喪失(LOCA)

カットセットとしては、地震による原子炉格納容器内配管の構造損傷が抽出された。地震動に応じた詳細な損傷の程度を評価することは困難なことから、原子炉格納容器内配管の構造損傷を以て炉心損傷直結としているものの、実際には配管損傷の規模に応じて炉心損傷を防止できる場合も考えられる。

- その他の炉心損傷直結事象

計測・制御系喪失、格納容器バイパス、圧力容器・格納容器損傷、原子炉建屋損傷については、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 1PRA の結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものとする。

例えば、別紙 2 の 2.1 建屋・構築物(原子炉建屋)の損傷の(4)に示した

とおり、現実的には考えにくいものの、仮に基礎地盤の変形が生じ、建屋間での配管破断に至り、原子炉建屋内への水の流入によって高圧・低圧注水機能の喪失に至ったとしても、サプレッション・チェンバを水源とした原子炉隔離時冷却系による注水や低圧代替注水系(可搬型)によって対応できると考える。

また、別紙2の2.2 建屋・構築物(圧力容器・格納容器)の損傷の(4)に示したとおり、フラジリティの評価手法が有する保守性により、現実的には PRA の結果以上に起こりにくい事象と考えるものの、仮にペDESTALにおける支持機能の喪失が発生し、一次系の配管破断等が発生した場合は、LOCA と同等の対応として、使用可能な注水設備による注水及び格納容器圧力逃がし装置等を用いた除熱によって、プラントを安定な状態に導くことができると考える。

2. 津波レベル 1PRA

津波 PRA の結果，今回評価の対象としたプラント状態では，津波高さ 4.2 m 以上の場合，取水口からの浸水により炉心損傷に至る。津波高さと同機能喪失する安全上重要な機器の組み合わせから，高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)，直流電源喪失 (TBD) に事故シーケンスグループを区分しているものの，安全上重要な機器の機能喪失の原因はいずれも浸水であり，対策としては浸水防止対策が最も有効であると考ええる。

また，何らかの要因により浸水防止対策が機能せず，建屋内に浸水した場合には，喪失した機能に応じ，重大事故等対処設備等を用いて対応することで，炉心損傷を防止できるものと考ええる。何らかの要因による建屋内への浸水時に重大事故等対処設備等に期待できるか否かについては，建屋内への浸水の状況等による部分もあるが，建屋内部の浸水防止対策や高台に配備した設備等により対応することが可能であると考ええる。

以 上

「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

「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。)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、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の内部事象運転時レベル1.5PRAでは、水素燃焼及び溶融物直接接触(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。

○「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。

・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

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、運転中は原子炉格納容器内を常時窒素ガスで置換しており、酸素濃度は3.5vol%以下に管理されている。一般に可燃限界とされている濃度は、水素濃度が4vol%以上かつ酸素

濃度が 5vol%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ほか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 4vol%をほぼ上回る。

一方酸素ガスは、事象発生前から原子炉格納容器内に存在している量のほか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 5vol%を超えることはない。

- ・ 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

内部事象運転時レベル 1.5PRA 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 5vol%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 1.5PRA は、格納容器破損のシーケンスに加えて格納容器破損頻度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 1.5PRA 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 1.5PRA の対象外となる。

○「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場合がある。

・シェルアタックについて

シェルアタックについては、NUREG/CR-6025^[1]において、BWR MARK-I 型格納容器に対する検討が実施されている。BWR MARK-I 型格納容器におけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。

炉心損傷後、原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心はペDESTAL部に落下する。この時、BWR MARK-I 型格納容器はペDESTAL部の床面とその外側の床面が同じ高さに設計されており、ペDESTAL部には切れ込み(第1図)があるため、溶融炉心がペDESTAL床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みからペDESTAL部の外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。

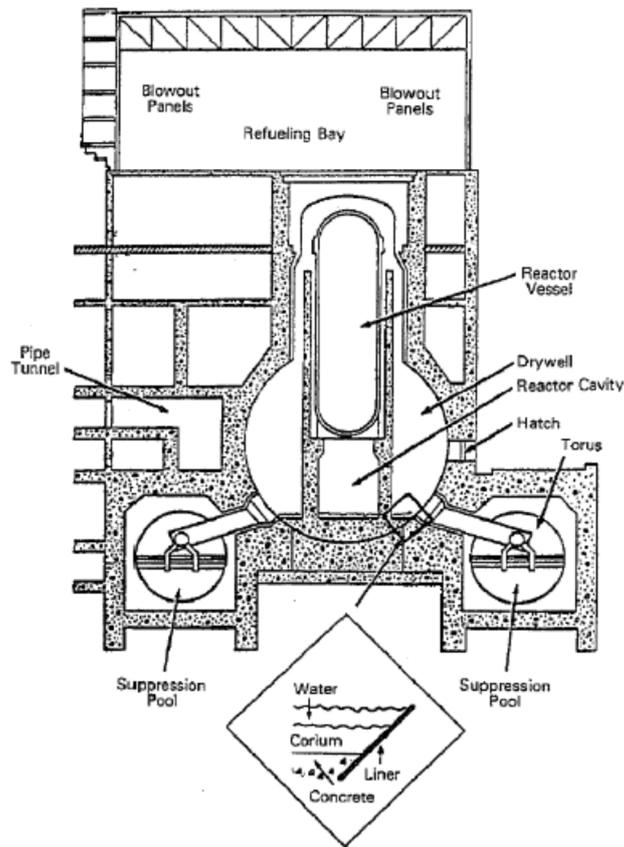
- ・内部事象運転時レベル 1.5PRA の格納容器破損モードから除外する理由

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の RCCV 型格納容器のペDESTAL の側面は、二重の円筒鋼板内部にコンクリートを充填した壁で囲まれており、BWR MARK-I 型格納容器のような切れ込みを持たない構造(第 3 図, 第 4 図)であるため、溶融炉心がペDESTAL 床面で広がった場合でも、ペDESTAL 外側へ溶融炉心が流れ出すことはない。このように、ABWR 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、有効性評価の対象からも除外している。

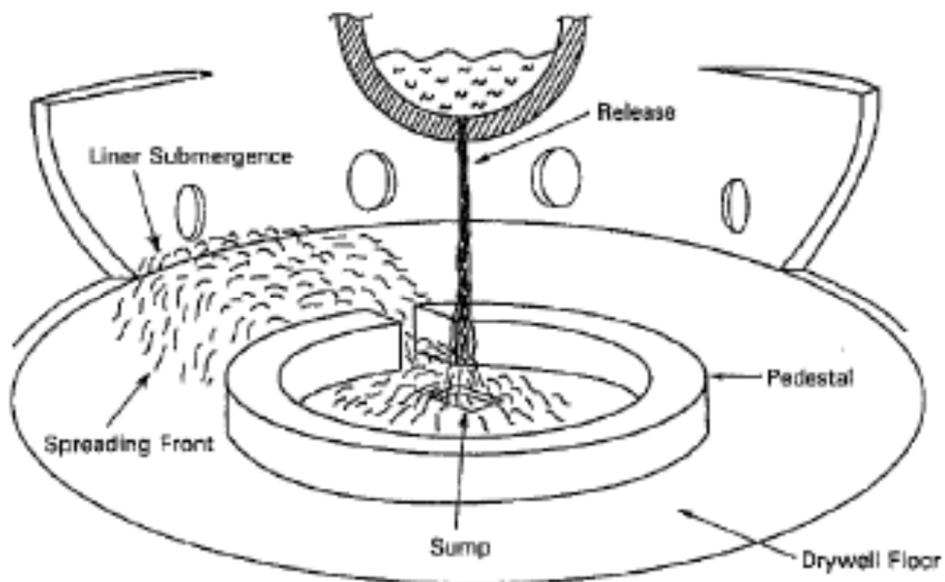
以 上

参考文献

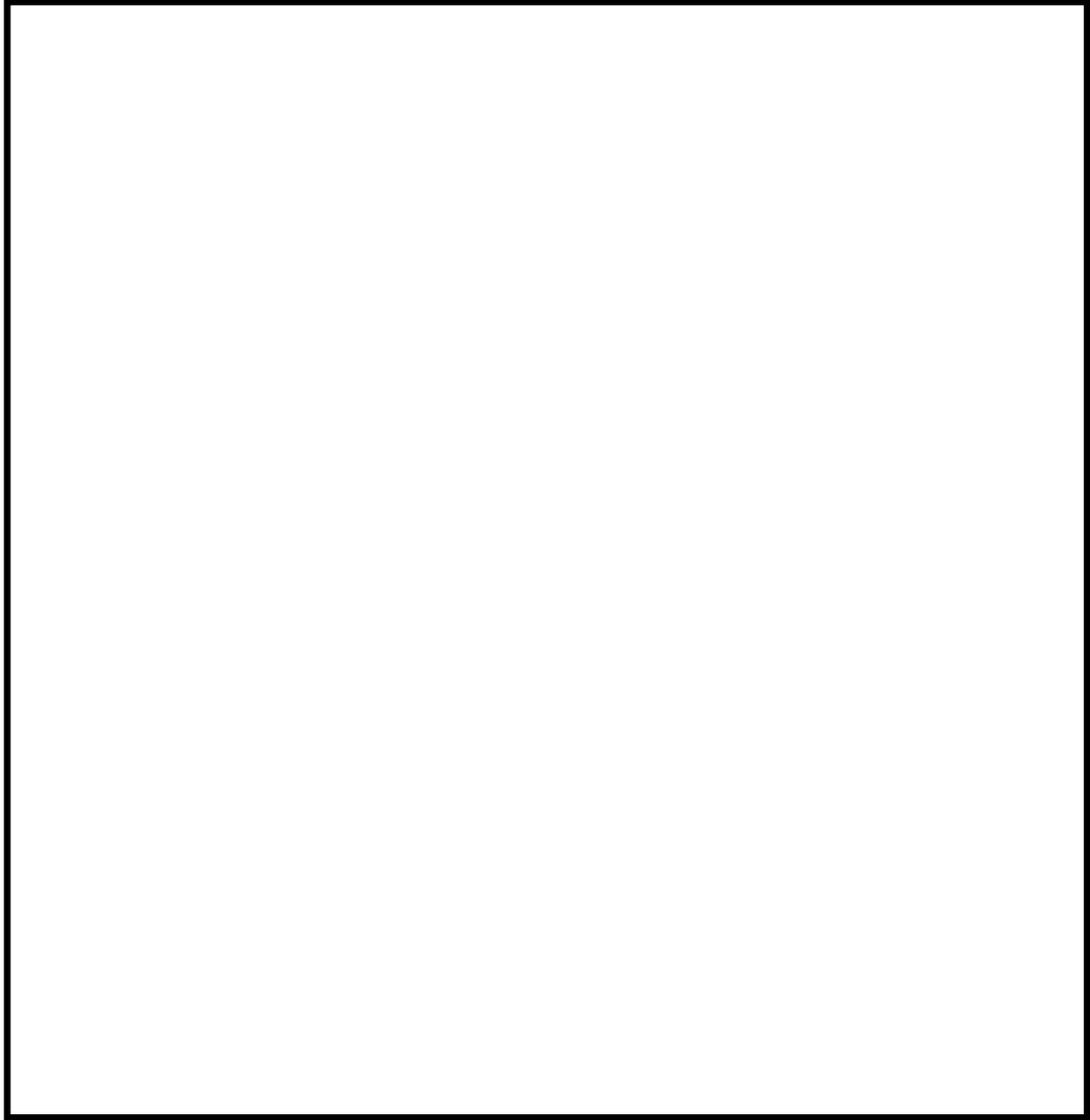
- [1] NUREG/CR-6025, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)



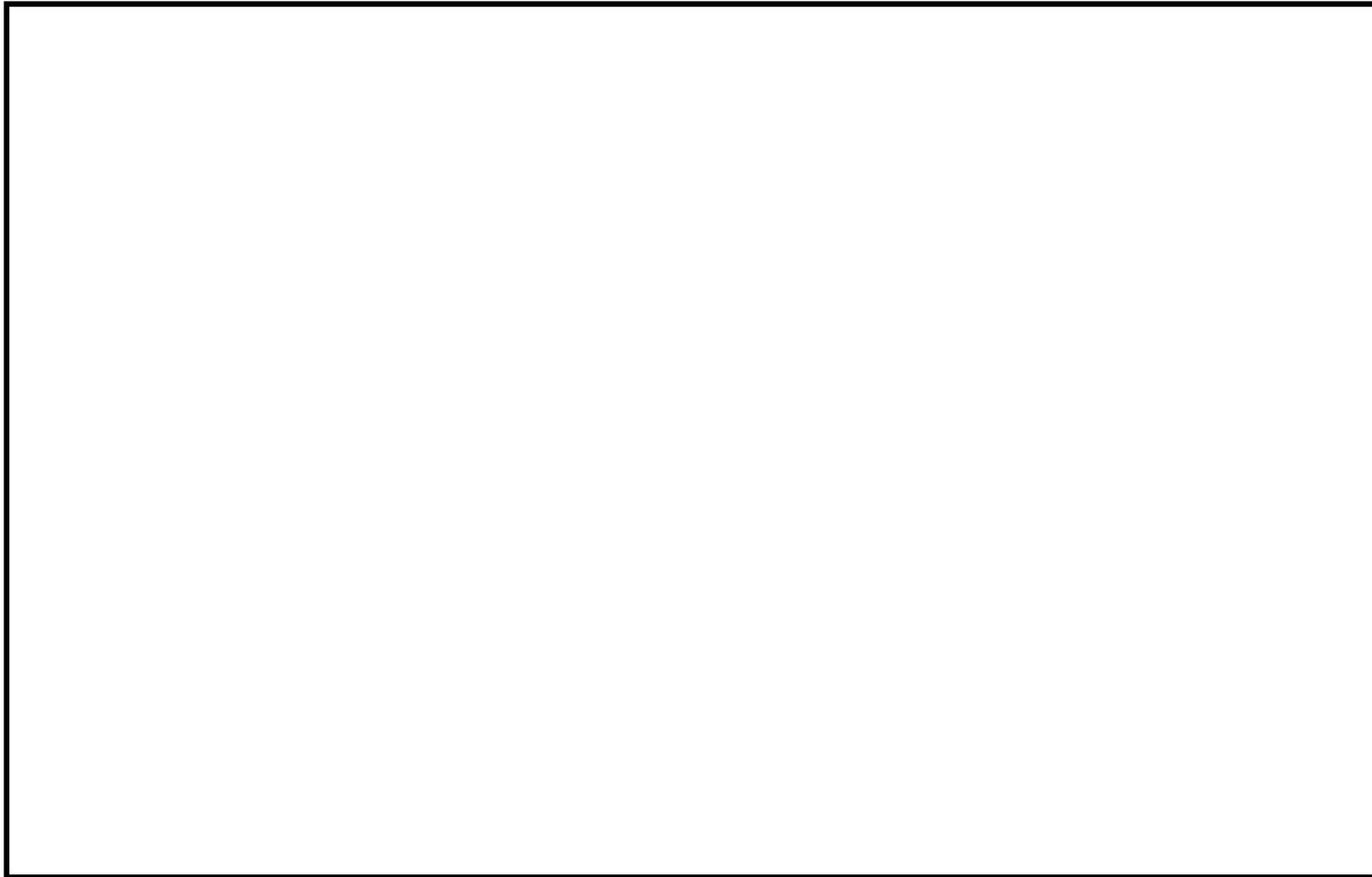
第1図 BWR MARK-I型格納容器におけるシェルアタックのイメージ(側面図)^[1]



第2図 BWR MARK-I型格納容器における溶融炉心のペデスタル外側への流出のイメージ^[1]



第3図 RCCV型格納容器の構造



第 4 図 RCCV 型格納容器のペデスタル部内筒展開図 (ペデスタルの内側から見た図)

格納容器隔離の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応

【分岐確率の根拠】

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の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 NUREG/CR-4220^[1]をもとに設定している。NUREG/CR-4220 では、米国 NRC の LER(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な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。更に、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、NUREG/CR-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。

【旧 JNES による検討事例】

原子炉格納容器の隔離失敗については、旧独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「旧 JNES」という。）による評価結果^[2]が報告されている。国内 BWR-5MARK II 型格納容器プラントを対象に、フォールトツリーを用いて格納容器隔離の失敗確率を評価しており、格納容器隔離の失敗確率は平均値で 8.3×10^{-4} (エラーファクタ = 2.4) と示されている。

原子炉格納容器の貫通部を抽出した上で、貫通部の弁の構成等を考慮し、リークのパターンをフォールトツリーでモデル化している。また、フォールトツリーの基事象には国内機器故障率データを使用している。

【分岐確率の設定について】

NUREG/CR-4220 では米国の運転実績から、旧 JNES による評価では、フォールトツリーによる分析から格納容器隔離失敗の頻度又は確率が評価されている。用いているデータ及び評価方法は異なるものの、いずれも 1.0×10^{-3} 前後の値である。

本評価において、ヘディング「格納容器隔離」はほかのヘディングとの従属関係を持たない独立のヘディングであることから、プラント損傷(炉心損傷)状態の発生頻度とヘディング「格納容器隔離」の確率の積がそのまま格納容器破損モード「格納容器隔離失敗」による格納容器破損頻度となる。また、原子炉格納容器の隔離に成功している確率はほぼ 1 であることから、ヘディング「格納容器隔離」以降の格納容器破損頻度にはほとんど影響しない。これらのことから、参照可能と考える評価結果のうち、大きめの値を示している NUREG/CR-4220 の評価結果をもとに、工学的判断によって分岐確率 5.0×10^{-3} を採用した。

なお、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、原子炉格納容器圧力について1日1回記録を採取している。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。

【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、原子炉冷却材浄化系配管等の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(ISLOCA)が含まれている。

PRA 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。

原子炉冷却材浄化系配管等、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ため、ISLOCA 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、炉水位をバイパス破断が生じた配管の原子炉圧力容器への接続位置の高さ以下に保

つ等，ISLOCA の場合と同様の対応をとることとなる。

以 上

参考文献

- [1] NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems., U.S. Nuclear Regulatory Commission (1985)
- [2] 「JNES/SAE06-031, 06 解部報-0031 格納容器健全性に関する機器の重要度評価」独立行政法人 原子力安全基盤機構 (2006)

原子炉压力容器内の溶融燃料－冷却材相互作用に関する知見の整理

1. 現象の概要

原子炉压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、溶融炉心が原子炉压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、原子炉压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ふ現象である。

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、溶融炉心の一部もしくは大部分が分裂し、膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。更に、自発的もしくは外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し（トリガリング）、二液が直接接触する。
- 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、原子炉压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. 過去の実験結果の整理^[1]

原子炉压力容器内の溶融燃料－冷却材相互作用（以下「炉内 FCI」という。）について、過去に実施された比較的大規模な実験概要及び結果を以下に示す。

2.1 FARO 実験

FARO 実験は、イタリアのイスプラ研究所において実施された実験で、炉内 FCI を調べることを主な目的とした試験である。多くの実験は高圧・飽和水条件で実施されているが、原子炉压力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。

第 2.1 図に試験装置の概要図を示す。試験装置は主にくつぼと保温容器で構成されている。くつぼ内で溶融させた溶融物を一度リリースベッセルに保持し、その底部にあるフラップを開放することにより溶融物を水プールに落下させる。溶融物の落下速度は、リリースベッセルの圧力を調整することにより調整可能である。

実験は、酸化物の溶融物(80wt% UO_2 +20wt% ZrO_2)又は金属 Zr を含む溶融物(77wt% UO_2 +19wt% ZrO_2 +4wt% Zr)を用いて実施された。

第 2.1 表に試験条件及び試験結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

溶融物の粒子化量について、高圧条件・低サブクール水条件においては

水深約 1 m の場合で溶融物の約半分が粒子化し、残りはジェット状でプール底面に衝突し、パンケーキ状に堆積したとの結果が得られている。また、低圧条件・サブクール水条件では、全ての溶融物は粒子化した。

さらに、粒子の質量中央径は 3.2 mm～4.8 mm であり、試験パラメータ(初期圧力、水深、溶融物の落下速度、サブクール度)に依存しないことが報告されている。

2.2 COTELS 実験

COTELS 実験は、旧(財)原子力発電技術機構により実施された実験であり、原子炉圧力容器底部が溶融破損して溶融物が原子炉格納容器床面上の水プールに落下した場合の水蒸気爆発の発生の有無を調べることを目的に実施された。第 2.2 図に実験装置の概要図を示す。実験は、シビアアクシデント時の溶融物の成分を模擬するため、比較的多くの金属成分を含む模擬溶融物(55wt% UO_2 +5wt% ZrO_2 +25wt% Zr +15wt% SUS)が用いられた。また、多くの実験ケースはプール水深 40 cm、飽和水温度で実施されている

第 2.2 表に実験条件及び結果を示す。

結果として、いずれの実験においても、水蒸気爆発の発生は確認されなかった。

プールに落下した溶融物はほとんどが粒子化し、落下速度が大きいケースでは、全ての溶融物が粒子化するとの結果が得られている。

また、溶融物の落下速度が大きいケースを除いて、粒径分布に大きな差はなく、質量中央径で 6 mm 程度であり、落下速度が大きいケースでは粒径は小さくなっている。

2.3 KROTOS 実験

KROTOS 実験はイスプラ研究所で実施された実験であり、FARO 実験が高圧条件を主目的として実施されたのに対して、KROTOS 実験では、低圧・サブクール水を主として実施されている。

第 2.3 図に実験装置の概要図を示す。本実験では模擬溶融物として UO_2 混合物 (80wt% UO_2 +20wt% ZrO_2) 又は酸化アルミニウムを用いた実験を行っている。また、外部トリガ装置によりトリガを与えることで、水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。

第 2.3 表に実験条件及び結果を示す。

酸化アルミニウムを用いた実験では、サブクール水(ケース 38, 40, 42, 43, 49)の場合、外部トリガなしで水蒸気爆発が発生、低サブクール水(ケース 41, 44, 50, 51)の場合、外部トリガがある場合(ケース 44)に水蒸気爆発が発生した。一方、 UO_2 混合物を用いた実験では、サブクール度が 4~102 K の場合、外部トリガなしでは水蒸気爆発が発生せず、外部トリガありの場合でも、溶融物の重量が大きい、又は、水プールのサブクール度が高い場合(ケース 52)に水蒸気爆発が観測されている。

これらの差異として、粒子径は酸化アルミニウムの 8~17 mm に対し UO_2 混合物は 1~1.7 mm であり、 UO_2 混合物の方が小さく、粒子化直後の表面積が大きいいため粗混合時に水プールが高ボイド率となり、トリガの伝播を阻害した可能性がある。また、酸化アルミニウムは比重が小さいことから水面近傍でブレイクアップし、径方向に拡がったことによりトリガが伝搬しやすくなったと考えられている。一方、 UO_2 混合物は、粒子表面と水が接触した直後に表面が固化することにより蒸気膜が崩壊した際の微粒子化が起こりにくく、これが一つの要因となって水蒸気爆発の発生を阻害すると考えられる。

2.4 ALPHA 実験

旧原子力研究所(JAERI)で実施された実験であり、シビアアクシデント時の原子炉格納容器内の諸現象を明らかにし、原子炉格納容器の耐性やアクシデントマネジメント策の有効性を評価することを目的に、1988年から事故時原子炉格納容器挙動試験の一環で実施されている。

第2.4図に実験装置の概要図を示す。実験では、熔融ステンレス鋼又は酸化アルミニウムと鉄からなる熔融物を実験装置の模擬原子炉格納容器内に設置した水プールに落下させるもので、模擬原子炉格納容器の寸法は、内径約4 m、高さ約5 m、内容積約50 m³である。

第2.4表に実験条件及び結果を示す。

酸化アルミニウムと鉄の熔融物の実験では、熔融物の重量が20kg、雰囲気圧力が0.1 MPaで、サブクール度が73~90 Kにおいて実施されたケース(ケース2, 3, 5, 9, 17, 18)において水蒸気爆発が発生している。熔融物量を半減させたケース1, 10, 13では、ケース10のみ水蒸気爆発が確認された。この3ケースの条件には有意な差がないことから、この3ケースの条件がこの実験体系における水蒸気爆発の発生の有無の境界近傍であること及びこの結果からは、熔融物の落下量が多い場合に水蒸気爆発が発生し易いことが示されている。水プールを飽和水としたケース14では水蒸気爆発は観測されなかった。一方、ケース8, 12, 15, 25は雰囲気圧力を0.5~1.6 MPaの範囲で変化させているが、最も低い0.5 MPaのケースのみ水蒸気爆発が観測された。

以上の結果から、高雰囲気圧力あるいは低サブクール水の場合に水蒸気爆発発生が抑制される傾向があることが示されている。

ケース6, 11, 19, 20, 21は、熔融物を分散させ複数のジェットを形成させたケースであり、ケース6, 20を除く3ケースで水蒸気爆発が観測され

た。水蒸気爆発の規模については抑制される場合と増大する場合があります、溶融物と冷却水の粗混合状態が溶融燃料－冷却材相互作用（以下「FCI」という。）の進展に大きな影響を及ぼすことを示していると結論付けられている。

3. 知見のまとめ

上記で示した主な実験結果をまとめると以下のとおりとなる。

- ・ UO_2 を用いた実験では、水蒸気爆発は確認されていない。（FARO 実験，COTELS 実験）
- ・ 高圧力条件，又は，低サブクール水条件は，水蒸気爆発を抑制する傾向がある。（ALPHA 試験）
- ・ 粒子化割合は，サブクール度に依存し，サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。（FARO 実験）
- ・ 粒子化割合は，溶融物の落下速度に依存し，落下速度が大きいと粒子化が促進される。（COTELS 実験）
- ・ 溶融物落下後の水プールが高ボイド率状態になると，トリガの伝播を阻害する可能性がある。（KROTOS 実験）
- ・ 溶融物と水の粗混合状態が，FCI の進展に大きな影響を及ぼす。（ALPHA 実験）

BWR 体系に対して，上記の実験結果を踏まえた分析結果を第 3.1 表に示す。実験結果からは，水蒸気爆発の発生は不確実さが大きいと考えられるものの，BWR 体系では原子炉内における水蒸気爆発は発生しにくいと考えられることが分かる。

また，BWR において原子炉内での自発的水蒸気爆発（外部トリガなしの状

態での水蒸気爆発)が発生しにくい理由として、BWR の原子炉内の水が低サブクール(飽和水に近い状態)であり、低サブクールであれば熔融炉心を覆う蒸気膜が凝縮効果によって崩壊する可能性が低いことから、蒸気膜の安定性が高く、蒸気膜の崩壊(トリガリング)が生じにくいことが挙げられている。^[1]

炉内 FCI の発生確率低減に対する炉心下部の構造物の効果として考慮される事項としては、以下の事項が考えられる。また、熔融炉心の流路を第 3.1 図に示す。

- ・水蒸気爆発に寄与する熔融炉心の質量が限られること。

炉心下部の構造物によって、熔融炉心の流路が阻害され、一度に水中に落下する熔融炉心の質量が限定(水中に移行する熔融炉心のエネルギーが抑制される。)されることにより、水蒸気爆発を仮定してもそのエネルギーが低く抑えられると考えられる。

- ・熔融炉心の落下速度が抑えられること。

熔融炉心の落下速度が大きい場合、粗混合時の粒径が小さくなることが報告されている。炉心下部の構造物によって、熔融炉心の落下速度が抑制されれば、粗混合時の粒径が大きくなり、熔融炉心の表面積が小さくなることから、蒸気膜の表面積も小さくなり、トリガリング発生の可能性が小さくなると考えられる。

4. 専門家会議等の知見^[1, 2]

BWR の炉内 FCI の発生確率に関して、専門家間で議論がなされており、その結果を第 4.1 表に示す。

専門家の間での議論の結果として、BWR 体系では炉心下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており、これらは熔融炉心落下時の粗混合を制限

すると考えられるため、水蒸気爆発の発生確率はプラント全体で見た際にほかの要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。

5. まとめ

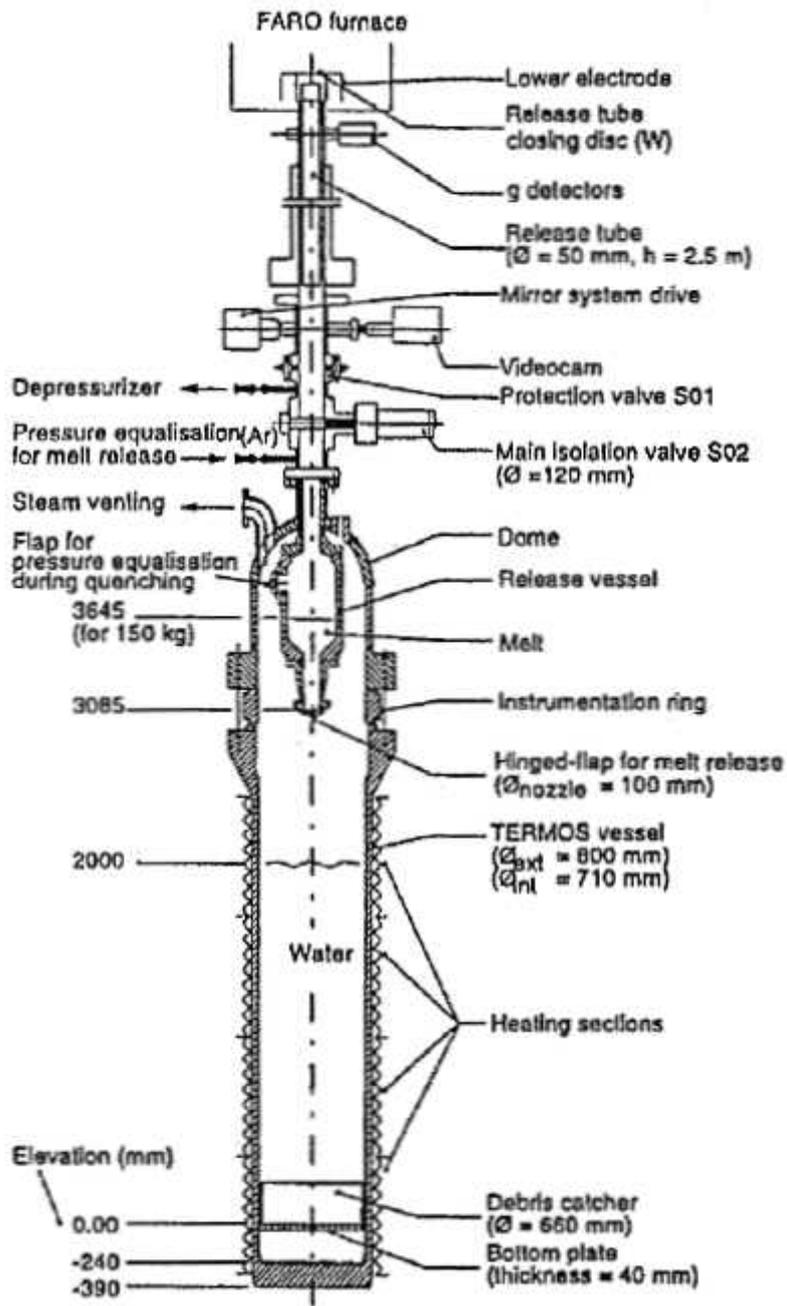
これまでに実施された各種実験結果および専門家による工学的判断の結果から、BWR 体系における炉内 FCI 発生の可能性は十分小さいと考えられる。

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、炉内 FCI の考慮は不要である。

6. 参考文献

- [1] 社団法人日本原子力学会「シビアアクシデント熱流動現象評価」平成 12 年 3 月
- [2] 財団法人原子力安全研究協会「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」平成 13 年 7 月
- [3] I.Huhtiniemi et al., "Results of Recent KROTOS FCI Tests: Alumina vs. Corium Melts", JAERI-Conf 97-011, 1997.
- [4] H.S. Park et al., "Vapor Explosions in a One-Dimensional Large Scale Geometry With Simulant Melts", NUREG/CR-6623, 1999.
- [5] D.F.Fletcher, "A Review of the Available Information on the Triggering Stage of a Steam Explosion", Nuclear Safety, Vol.35, No.1, 1994.
- [6] N.Yamano et al., "Large-scale Steam Explosion Experiments", Proceedings of the Seminar on the Vapor Explosions In Nuclear Power Safety, Kanzanji 1995.

- [7] N.Yamano et al., "Consideration of molten core coolability in containment from a viewpoint of severe accident management", Proceedings of NUTHOS-5, April 1997, Beijing, China.



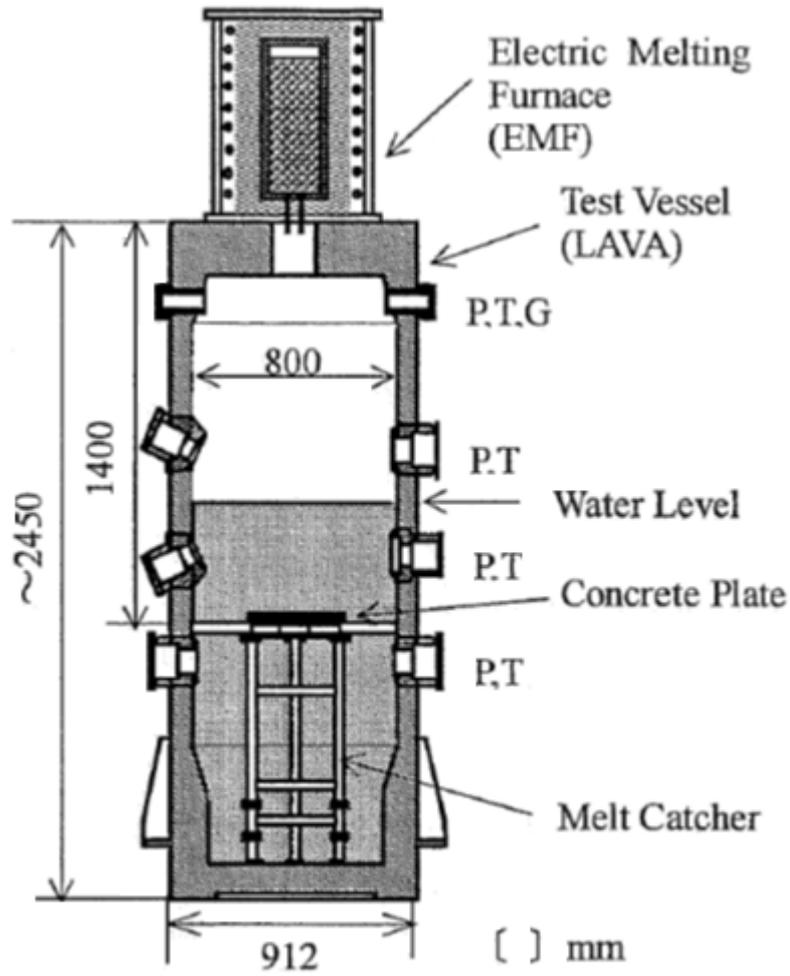
第 2.1 図 FARO 試験装置

第 2.1 表 FARO 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融物の組成※	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	溶融物落下粒径 [mm]	雰囲気圧力 [MPa]	水深 [m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
L-06	A	18	2923	100	5.0	0.87	0	無
L-08	A	44	3023	100	5.8	1.00	12	無
L-11	B	151	2823	100	5.0	2.00	2	無
L-14	A	125	3123	100	5.0	2.05	0	無
L-19	A	157	3073	100	5.0	1.10	1	無
L-20	A	96	3173	100	2.0	1.97	0	無
L-24	A	177	3023	100	0.5	2.02	0	無
L-27	A	117	3023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3052	50	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3070	50	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2990	50	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3070	50	0.4	1.60	124	無

※ A: 80wt% UO₂+20wt% ZrO₂

B: 77wt% UO₂+19wt% ZrO₂+4wt% Zr



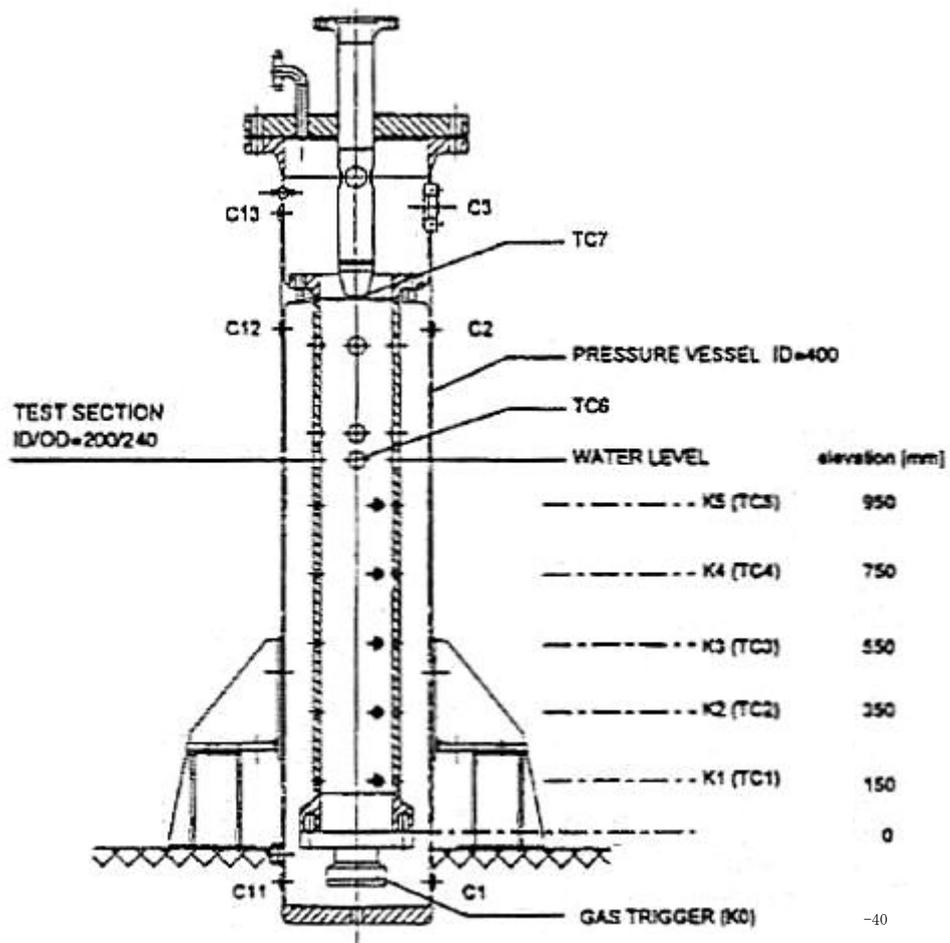
P: Pressure, T: Temperature,
G: Gas sampling line

第 2.2 図 COTELS 試験装置

第 2.2 表 COTELS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無

No.	溶融物の組成※	溶融物質量 [kg]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
A1	C	56.3	0.20	0.4	0	無
A4	C	27.0	0.30	0.4	8	無
A5	C	55.4	0.25	0.4	12	無
A6	C	53.1	0.21	0.4	21	無
A8	C	47.7	0.45	0.4	24	無
A9	C	57.1	0.21	0.9	0	無
A10	C	55.0	0.47	0.4	21	無
A11	C	53.0	0.27	0.8	86	無

※ C: 55wt% UO₂+5wt% ZrO₂+25wt% Zr+15wt% SUS

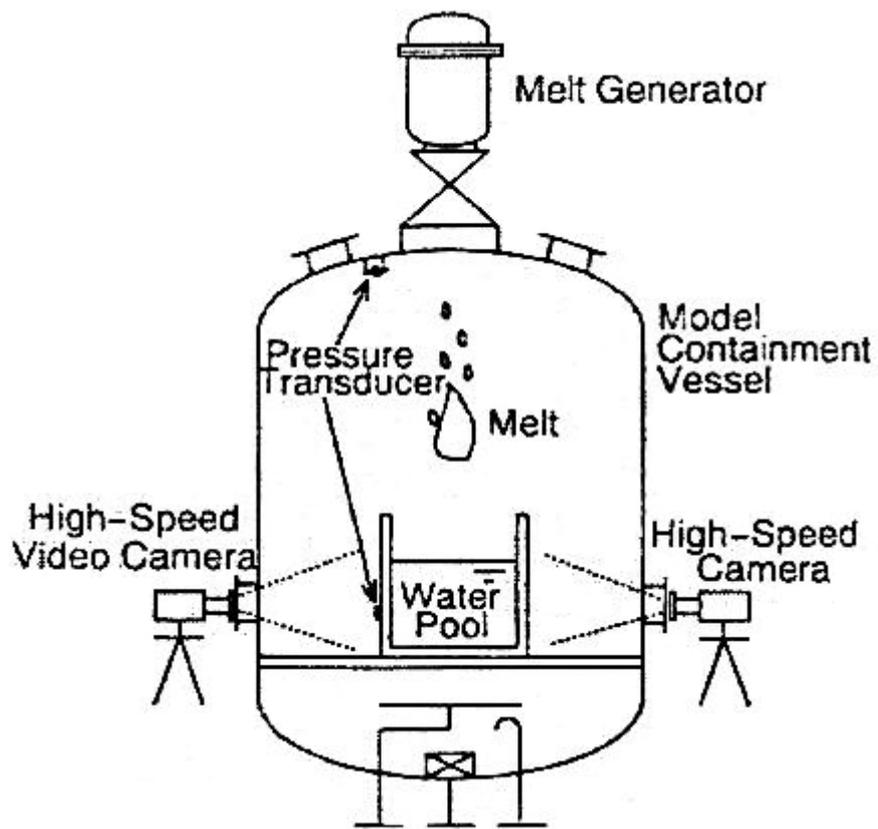


第 2.3 図 KROTOS 試験装置

第 2.3 表 KROTOS 試験の試験条件及び FCI 発生の有無^[3, 4]

No.	溶融物の組成	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	外部トリガの有無	FCI発生の有無
38	酸化アルミニウム	1.53	2665	0.10	1.11	79	無	有
40		1.47	3073	0.10	1.11	83	無	有
41		1.43	3073	0.10	1.11	5	無	無
42		1.54	2465	0.10	1.11	80	無	有
43		1.50	2625	0.21	1.11	100	無	有
44		1.50	2673	0.10	1.11	10	有	有
49		1.47	2688	0.37	1.11	120	無	有
50		1.70	2473	0.10	1.11	13	無	無
51		1.79	2748	0.10	1.11	5	無	無
37		UO ₂ 混合物※	3.22	3018	0.10	1.11	77	有
45	3.09		3106	0.10	1.14	4	有	無
47	5.43		3023	0.10	1.11	82	有	無
52	2.62		3023	0.20	1.11	102	有	有

※ UO₂ 混合物 : 80wt% UO₂+20wt% ZrO₂



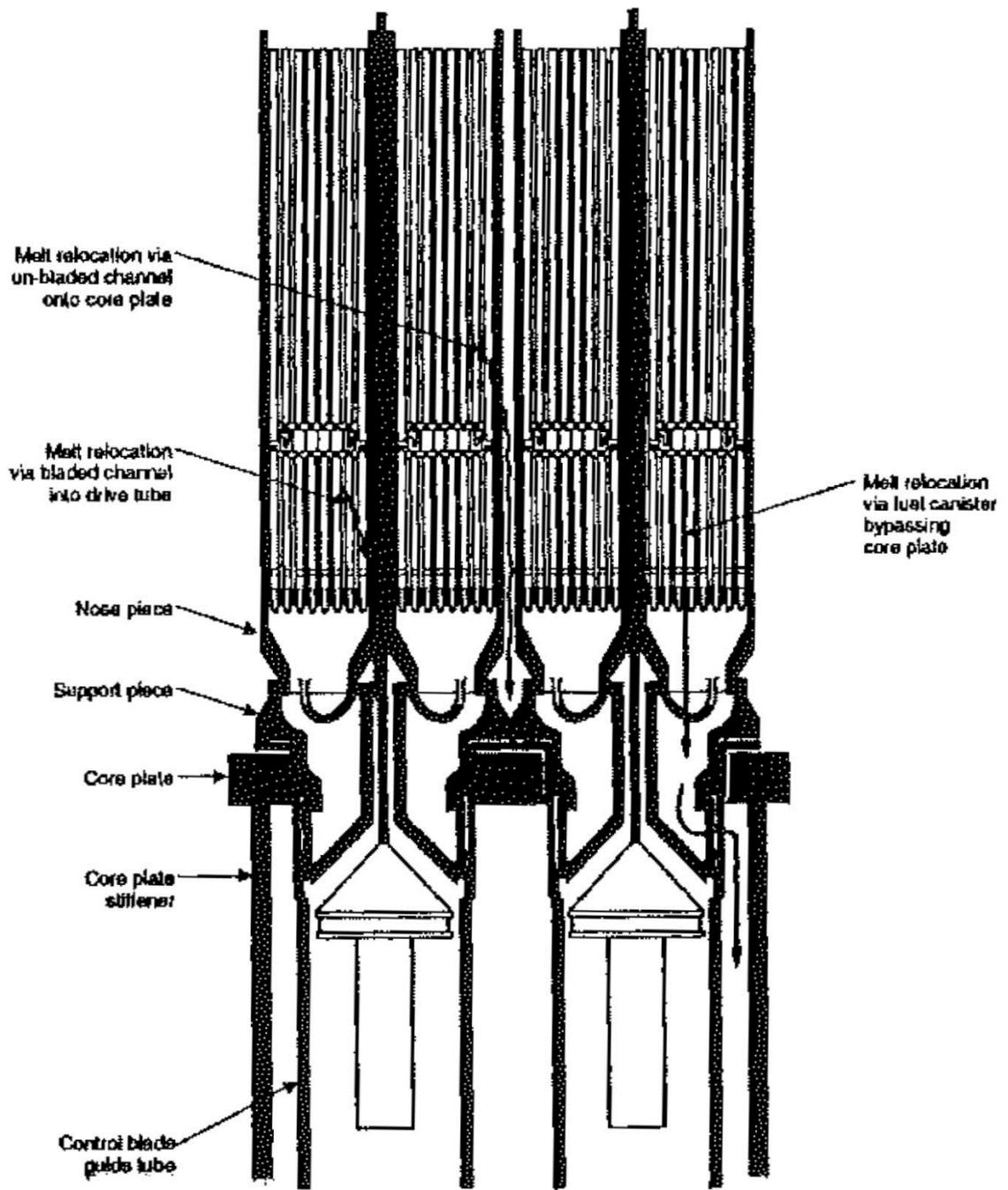
第 2.4 図 ALPHA 試験装置

第 2.4 表 ALPHA 試験の試験条件及び FCI 発生の有無^[3, 5-7]

No.	溶融物の組成	溶融物質量 [kg]	溶融物温度 [K]	雰囲気圧力 [MPa]	水深[m]	サブクール度 [K]	FCI発生の有無
1	Fe+酸化アルミニウム	10	2723	0.1	1.0	80	無
2		20	2723	0.1	1.0	84	有
3		20	2723	0.1	1.0	81	有
5		20	2723	0.1	1.0	73	有
6		20	2723	0.1	1.0	75	無
8		20	2723	1.6	1.0	186	無
9		20	2723	0.1	1.0	84	有
10		10	2723	0.1	1.0	76	有
11		20	2723	0.1	1.0	83	有
12		20	2723	1.6	1.0	184	無
13		10	2723	0.1	1.0	89	無
14		20	2723	0.1	1.0	1	無
15		20	2723	1.0	1.0	171	無
16		20	2723	0.1	0.9	78	有
17		20	2723	0.1	0.9	87	有
18		20	2723	0.1	0.9	90	有
19		20	2723	0.1	0.9	92	有
20		20	2723	0.1	1.0	92	無
21		20	2723	0.1	0.9	92	有
25		20	2723	0.5	0.9	145	有

第 3.1 表 BWR 体系を踏まえた炉内 FCI 発生に関する知見の整理

BWR 体系	FCI 発生への影響	備考
炉心下部プレナムの原子炉冷却材はおおよそ飽和温度	<ul style="list-style-type: none"> ・飽和温度に近いこと粒子化割合が少なくなることから、初期粗混合が抑制されることが推測され、FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。 ・飽和温度に近いことから溶融物落下時のボイド発生量が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ FARO 実験 ・ KROTOS 実験
炉心下部プレナムに残存する原子炉冷却材の量は少量	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉冷却材の量が少ないことから熱容量が小さく、溶融物落下時のボイド発生が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ KROTOS 実験
プール水面衝突時の溶融物の落下速度は比較的遅い	<ul style="list-style-type: none"> ・落下速度が遅いため溶融物の粒子化割合が少なくなり、初期粗混合が抑制されることが推測され、FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ COTELS 実験
溶融物の落下は単一ジェットではなく、複数ジェット	<ul style="list-style-type: none"> ・複数ジェットのため初期の溶融物の落下量が多く、ボイド発生が多くなり、トリガが発生した場合の伝播が妨げられ、FCI の発生が阻害される可能性が考えられる。 ・複数ジェットにより粗混合状態が促進される状態となった場合は、FCI の発生が促進される可能性が考えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ KROTOS 実験 ・ ALPHA 実験



第 3.1 図 BWR における溶融炉心の流路^[1]

第 4.1 表 BWR 体系における炉内 FCI 現象の発生確率に関する議論の整理

著者	会議/文献	議論
Okkonen 等 (1993)	OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993) NUREG/CP-0127	BWR の炉心下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広い範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板があるため起こりにくそうである。これらの特徴は、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルを制限し、水蒸気爆発に起因する水-溶融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって、スラグにより破壊された原子炉压力容器ヘッドのミサイルに伴う原子炉格納容器の破損は、PWR を対象とした研究にもとづく評価よりも BWR では起こりにくいと評価される。
Theofanous 等(1994)	NUREG/CR-5960	炉心下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、BWR は原子炉压力容器内での水蒸気爆発の問題の対象とならない。
Corradini (1996)	SERG-2 ワークシ ョップ(1996) NUREG-1524	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に貢献しないため、BWR の α モード原子炉格納容器の破損確率は、おそらく PWR より小さい。
Zuchuat 等 (1997)	OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) JAERI-Conf 97- 011	炉心下部プレナム構造物の存在は、水蒸気爆発の影響を緩和する。 一般に、BWR の現在の知見は、原子炉压力容器内での水蒸気爆発は原子炉格納容器への脅威とならないということである。 (NUREG/CR-5960 を参考文献としている)

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉PRAピアレビュー実施結果について

1. 目的

事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの選定にあたり実施したPRAの妥当性確認及び品質向上を目的として、国内外のPRA専門家によるピアレビューを実施した。今回実施したピアレビュー結果の概要は以下のとおり。

2. 実施内容

今回実施した以下の各PRAを対象に、日本原子力学会標準(以下「学会標準」という。)との整合性、及び、国内外の知見を踏まえた上でのPRAの手法の妥当性について確認を実施した。

本ピアレビューでは、第三者機関から発行されているガイドライン(「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)」(以下「ガイドライン」という。))を参考にレビューを実施した。

2.1 レビュー対象としたPRA

内部事象：

- ・出力運転時レベル1 PRA
- ・出力運転時レベル1.5 PRA
- ・停止時レベル1 PRA

外部事象：

- ・地震レベル1 PRA

- ・津波レベル1 PRA

2.2 レビュー体制(第1図参照)

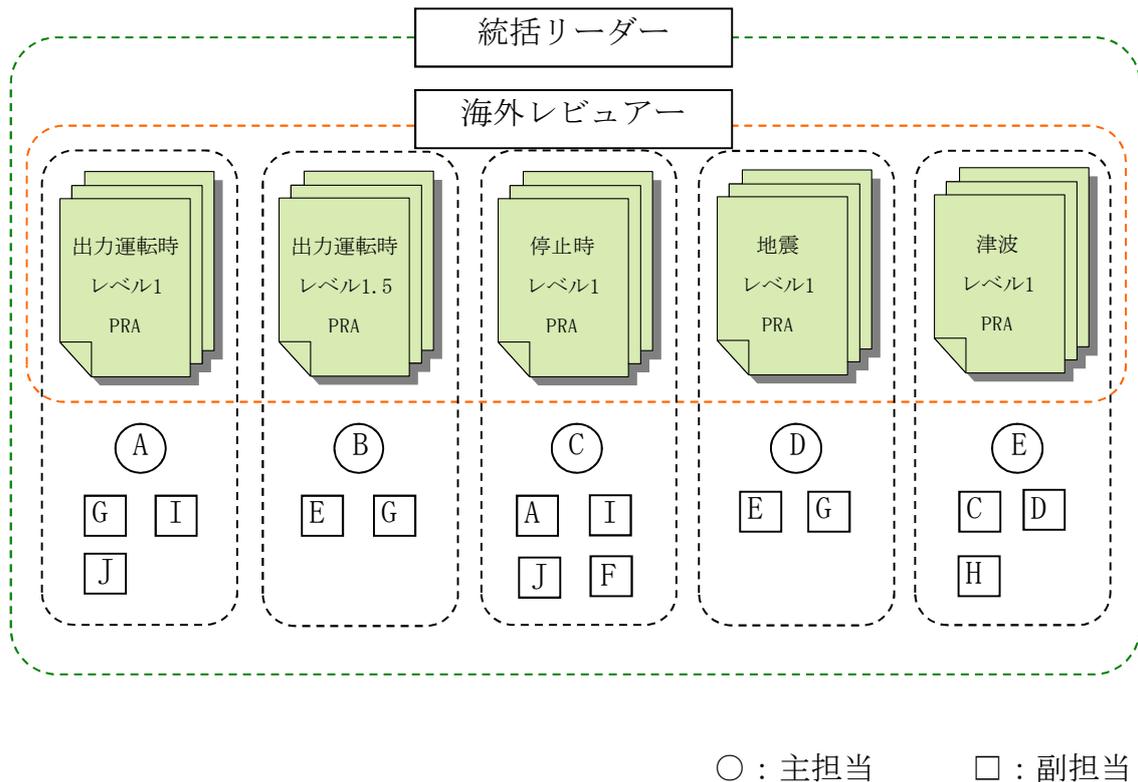
レビューアーの選定に当たっては、ガイドラインに従い、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下のとおりに選定した。また、レビューに当たっては多面的な視点で評価する観点から、各PRAをレビューチームの複数のメンバー(主担当、副担当)がレビューすることとした。また、今回実施したレビュー方法を含め、PRA全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため、PRAについて経験豊富な海外レビューアーを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。

○国内レビューアー：11名

--

○海外レビューアー：1名

--



第1図：レビュー体制のイメージ

2.3 レビュー方法及び内容

(1) 事前準備(情報収集及び分析)：約1週間

オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するため、オンサイトレビュー前に、各レビューアーにPRAの概要説明資料を提出した。これに基づき、各レビューアーによる全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理が実施された。

(2) オンサイトレビュー：1週間

事前準備の際に提出した概要説明資料やPRA実施に際して作成した文書、根拠等を記載した関連文書をもとに、学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては、適宜PRA実施者とレビューアーとの質疑応答を行い、評価の詳細や具体的な課題を共有した。

(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約2週間

オンサイトレビューにおけるレビューアールとPRA実施者との質疑応答を含む、レビューアールの確認結果を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して生じた追加質問事項についての確認を行い、PRAのピアレビュー結果報告書を作成した。

(4) ピアレビュー結果の確認，対応方針検討：約1週間

ピアレビュー結果報告書に記載された推奨事項等の内容を確認するとともに、各項目に対する今後の方向性を検討した。

3. 結果の概要

3.1 国内レビューアールからのコメント

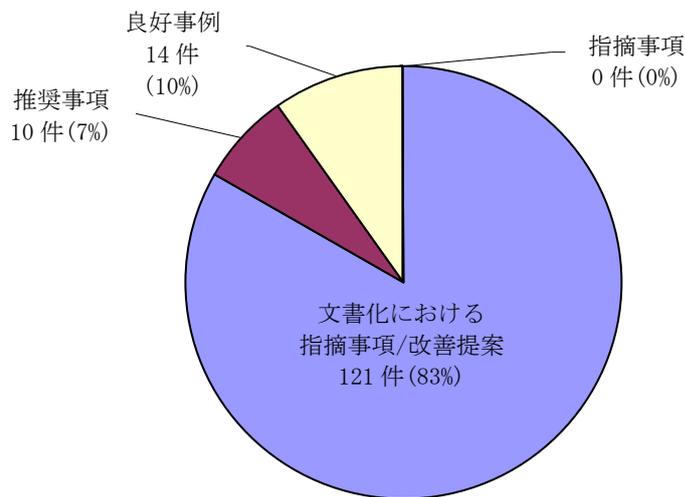
学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの結果に影響を及ぼすと考えられるような技術的な問題点はないことが確認された。

一方、今回実施したPRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として、人間信頼性解析，パラメータの作成，建屋・機器のフラジリティ評価，事故シーケンスの定量化等について10件の推奨事項が抽出され、文書化については合計121件の指摘事項/改善提案が抽出された。

国内レビューアールからのコメントの内訳を第1表及び第2図に示す。また、分類別の主な内容を次に示す。

第1表 国内レビュアーによるコメントの内訳

分類		出力運転時 レベル1	出力運転時 レベル1.5	運転停止時 レベル1	地震 レベル1	津波 レベル1	合計	
評価 手法等	指摘事項	0	0	0	0	0	0	10
	推奨事項	4	1	1	4	0	10	
文書化	指摘事項	0	0	3	16	2	21	121
	改善提案	19	7	37	30	7	100	
良好事例		8	1	3	1	1	14	
合計		31	9	44	51	10	145	



第2図 全コメントに対する各コメントの割合

3.1.1 評価手法等に対する指摘事項

今回実施した各PRAは、それぞれの学会標準を参考に実施したものであるが、レビューの結果、学会標準への不適合やPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点は無く、指摘事項は0件であった。

3.1.2 評価手法等に対する推奨事項

学会標準への適合性とは別に、更なる品質向上に資するものとして、10件の推奨事項が挙げられた。

推奨事項の詳細は以下のとおり。

〈推奨事項〉

① 【コメント対象】

- ・出力運転時レベル1PRA 人間信頼性解析(事象発生前作業の同定)

【コメント内容】

事象発生前の人的過誤としてどのようなものが当初抽出され、それがどの除外ルールによってモデル化の対象外となったのか、そのプロセスを示すことが望ましい。また、どの情報源をもとに抽出・除外が行われたのかを表形式等で示すことが望ましい。(原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル1PSA編):2008(以下「出力運転時レベル1PRA 学会標準」という。))9.1.1)

(対応方針)

現在は除外ルール及びその適用方法を示しているが、これに加え、各除外ルールによって除外された人的過誤の例を追記する。一方、モデル化している機器全てについて、情報源と事象発生前の人的過誤に関する抽出・除外の分析結果を表形式で示すことについては、事象発生前の人的過誤の抽出プロセスの示し方を再度検討する形で今後の対応とする。

② 【コメント対象】

- ・出力運転時レベル1PRA及び停止時レベル1PRA 人間信頼性解析(人的過誤確率の評価) 2件

【コメント内容】

平均値を [] で求めており、エラーファクタを [] により求めている。ここで、本来平均値は [] による値とは違ってくる。この違いの妥当性を確認するか、NUREG/CR-1278 の Appendix-A を用いるか、平均値をモンテカルロ法により求めるか、のいずれかを推奨する。(出力運転時レベル1 PRA 学会標準 9.3.3 及び原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編) : 2010 (以下「停止時レベル 1PRA 学会標準」という。))10.2.3.3)

(対応方針)

推奨事項に挙げられた3つの方法のうちNUREG/CR-1278のAppendix-Aを用いた方法で人的過誤確率を評価し、その影響を確認する。なお、現状の評価方法と、NUREG/CR-1278のAppendix-Aを用いた方法では、 [] [] その算出方法の違いにより、結果に多少の違いが現れるが、その違いは不確実さ幅を超えるような大きな違いにはならない。このため、現状の評価方法についても概ね妥当であると考える。

③ 【コメント対象】

- ・出力運転時レベル 1PRA 人間信頼性解析(回復操作のモデル化)

【コメント内容】

タスク間の従属性については、事故シーケンス解析をする中で複数の人的過誤(タスク)が重なるシナリオを同定して、それらのタスクの間に従属性があるかどうか確認することを推奨する。(同じ HRA イベント

トツリーで評価したある人的過誤確率を持つ人的過誤が同じ事故シーケンスの同一のカットセットに何度も現れる場合等) (出力運転時レベル 1PRA 学会標準 9.7.2)

(対応方針)

ミニマルカットセットの分析時に人的過誤の組合せのカットセットがある場合には、それらに人的過誤の従属性が考えられるか検討する。今回の評価においては、全交流動力電源喪失のシーケンスにおいて、以下の人的過誤の組合せを含むカットセットが現れるが、外部電源の修理と弁の現場操作又は高圧電源融通操作は であることから、回復操作において従属性を考慮する必要はないものとして扱っている。

- ・ 外部電源復旧失敗(回復操作失敗)と弁の現場操作失敗
- ・ 外部電源復旧失敗(回復操作失敗)と高圧電源融通失敗(回復操作失敗)

④ 【コメント対象】

- ・ 出力運転時レベル1PRA パラメータの作成(収集したデータに基づくパラメータの評価)

【コメント内容】

平均保守時間にWASH-1400の値を用いているが、実際と大きく変わらないこと等の妥当性を検討することを推奨する。(出力運転時レベル1PRA学会標準 10.3.1)

(対応方針)

平均保守時間をもとに算出される待機除外確率について、国内での実績と比較することで妥当性を確認する。

⑤ 【コメント対象】

- ・地震レベル1PRA 建屋・機器フラジリティ評価(現実的応答評価における基本事項) 2件

【コメント内容】

機器の評価において建屋応答係数である F2 と F3 の中央値として $F2 \times F3 = 1$ としているが、より詳細に評価を行うためには、建屋解析によって応答係数を設定することが推奨される。(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 PRA 学会標準」という。)6.5.1 及び 6.6.3.3)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

今回の評価においてF2およびF3の中央値の設定は地震PRA学会標準【解説118】と同様の設定となっている。今後も地震PRA学会標準に準じた中央値の設定を考えている。

⑥ 【コメント対象】

- ・地震レベル1PRA 事故シーケンス評価(システムのモデル化)

【コメント内容】

人的過誤確率の感度解析(人的過誤確率の上下限値の適用)は実施されていることを確認したが、学会標準では、地震後のストレスレベルに対する感度の確認を要求しており、その感度解析、或いは、その考察を行うことが望ましい。(地震 PRA 学会標準 7.4.2.4 b) 2))

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

地震時には、例えば照明の有無等、運転員のストレス増加要因となる不確定性要素が多いことから、今回の評価では、地震発生後10分～数時間以内での運転員操作を対象とし、人的過誤確率の5%確率値及び

95%確率値を用いた場合の感度解析を実施した。その結果、全炉心損傷頻度について、ベースケースの 1.5×10^{-5} /炉年に対し、5%確率値を用いた場合が 1.5×10^{-5} /炉年、95%確率値を用いた場合が 1.6×10^{-5} /炉年となった。また、ベースケースではストレスファクタを5として設定しているが、ストレスファクタを2及び10とした場合であっても、その人的過誤確率はベースケース(ストレスファクタ5)の5%~95%の間に含まれる。このため、ストレスファクタを2及び10とした場合の全炉心損傷頻度は $1.5 \sim 1.6 \times 10^{-5}$ /炉年の間に含まれることとなる。このことから、ストレスレベル(ストレスファクタ)が全炉心損傷頻度に与える影響は小さいことを確認している。

今後の評価では学会標準の改訂動向等を踏まえ、人的過誤確率の感度解析を検討する。

⑦ 【コメント対象】

- ・地震レベル1PRA 事故シーケンス評価(事故シーケンスの定量化)

【コメント内容】

現状は、冗長系統間の同種機器及び同一系統内の同種機器の損傷が完全相関するとして炉心損傷頻度を算出したうえで、冗長系統間の同種の機器が独立とした場合の感度解析を行っている。相関が結果に及ぼす影響をより詳細に把握するために、例えば同一系統内の機器間や異種系統間の機器間の相関の影響についても検討していくことが望ましい。(地震 PRA 学会標準 7.5.6)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

今回の評価では「冗長系統間の同種の機器」だけでなく、「同一系統内の同種の機器」についても完全独立とした場合の感度解析を実施し

ている。感度解析において完全独立を仮定した機器(第2表参照)は、リスク上重要な建物・構築物、機器(FV重要度値0.01(=1%)以上)であるため、今回の評価で全炉心損傷頻度に対して有意な感度を持つ機器の相関性の影響は確認できている。

ただし、FV重要度値0.01以上の機器のうち格納容器内配管については、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(ギロチン破断、き裂等)に応じた冷却材漏えい規模を同定も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損傷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や妥当性を確認することが技術的に困難である。このため、格納容器内配管については対象から除外した。

相関係数の設定や感度解析の手法について、今後の評価技術の成熟度に応じ、対応について検討を実施する。

第2表 感度解析対象機器(損傷の完全独立想定機器)

(柏崎刈羽原子力発電所7号炉)

FV重要度	対象機器
1.4×10^{-1}	RCW熱交換器
4.1×10^{-2}	RCW配管
3.8×10^{-2}	RHR弁
3.8×10^{-2}	RHR/LPFL共通弁
3.5×10^{-2}	RHR配管
2.0×10^{-2}	非常用取水路
1.4×10^{-2}	RHRポンプ

⑧【コメント対象】

- ・出力運転時レベル1.5PRA 事故シーケンスの分析(格納容器イベントツリーの構築)

【コメント内容】

従属性の評価において、レベル1 PRA のドミナントシーケンスのみを結合対象として扱うことで、どのような影響があるか分析することを推奨する。(原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル2PSA編):2008(以下「レベル2PRA学会標準」という。))7.2.1)

(今回の評価及び今後PRAを実施する際の対応方針)

評価では条件付き格納容器破損確率への影響を考慮した上で結合対象を選定しており、本評価では炉心損傷頻度が最も大きなシーケンス(ドミナントシーケンス)と他のシーケンスで喪失した系統の違い等が格納容器の健全性維持に必要な緩和手段に及ぼす影響を分析し、結果としてレベル1PRAのドミナントシーケンスを結合対象としている。

3.1.3 文書化における指摘事項/改善提案

今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は21件、改善提案は100件であり、評価条件の検討に用いた資料が参考文献として十分に記載されていない事例等が挙げられた。文書化に対するコメントについて、PRAの品質向上に資すると考えられるものについては、今後の文書化において反映する。以下に文書化に関するコメントの例を示す。

〈文書化における指摘事項〉

フラジリティ評価を行うにあたり、フラジリティ評価関連情報の収集・分析がされているかどうかについて、建屋、構築物、機器及び地盤とも文

書化されておらず，文書化することが必要である。（地震PRA学会標準
4.2.2)

〈文書化における改善提案〉

それぞれ評価した人的過誤について，どのシステム又は機器に影響する
のか示した一覧表等を報告書に記載することが望ましい。（出力運転時レベ
ル1PRA学会標準 9.2.1)

3.1.4 良好事例

今回のピアレビューでは14件の良好事例が抽出され，システム解析及び
文書化から多く抽出された。良好事例として挙げられた項目については，
今後も引き続き実施する。以下に主な良好事例を示す。

〈主な良好事例〉

①システム解析

人的過誤確率の定量結果について過小評価となっていないか具体的
な確認項目を設けている。（出力運転時レベル 1PRA 学会標準 9.3.6 及
び9.6.5)

②文書化

人間信頼性評価で，緩和操作について，体系的な同定過程が示され
ている。（出力運転時レベル 1PRA 学会標準 9.4.1)

3.2 海外レビューアからのコメント

海外レビューアからは，主に米国で実施されているPRAと日本で実施され
ているPRAとの相違点を踏まえた提案・気づき事項が示された。海外レビュ

アーから示されたコメントは54件であり、起因事象発生頻度に関して多くのコメントが示された。今回得られた海外でのPRA実施状況を踏まえたコメントについても精査し、PRAの品質向上に資すると考えられるものについては、反映していく。主なコメントは以下のとおり。また、その他のコメントについては別表に示す。

<主なコメント>

- ①出力運転時レベル1 PRAの起因事象抽出にマスターロジックダイアグラムを使用することを推奨する。(コメント対象：内部事象運転時レベル1PRA)

(対応方針)

マスターロジックダイアグラムを用いることも含め、起因事象抽出プロセスについての説明性向上について今後検討する。

- ②共通原因故障の要因は様々な情報源から得られている。単一の情報源、例えばNUCIAデータベースや米国NRCの共通原因故障パラメータ推定値報告書等を使う方法を推奨する。(コメント対象：内部事象運転時レベル1PRA)

(対応方針)

現在、電中研にてNUCIAベースの共通原因故障パラメータを整備中である。使用可能なデータベースが整備され次第、国内データにもとづくパラメータを適用する。このため、今後、単一の情報源に統一する予定である。

- ③それぞれのミニマルカットセットにおける複数の運転員操作を調べる

ことにより、運転員操作間の従属性を考慮することが重要である。(コメント対象：内部事象運転時レベル1PRA，内部事象停止時レベル1PRA)

(対応方針)

国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては3.1.2推奨事項③で示す対応を実施する。

④機器に関連する共通原因故障を含まないリスク増加価値(RAW)の結果を提示することが望ましい(米国では一般的にRAWの評価の際、共通原因故障を含まないため)。(コメント対象：内部事象出力運転時レベル1PRA)

(対応方針)

現状、RAWの上位は共通原因故障がそのほとんどを占めていることから、今後は共通原因故障を除いた結果についても整理する又は、より下位までのRAWを確認し、共通原因故障以外にRAWの高い基事象についても確認する。

⑤出力運転状態から停止状態への移行は、出力運転時レベル1PRA報告書又は停止時レベル1PRA報告書のいずれかにおいて考察しなければならない。この移行期間におけるプラントの状態は特異なもので、出力運転時あるいは停止時の状態と全く同じではない。出力運転時あるいは停止時のレベル1PRAにおいてプラントリスク(炉心損傷頻度)の評価が考慮されているならば、PRAにおいて移行リスクがどのように考慮されたかを説明するための考察を提示すべきである。(コメント対象：内部事象運転停止時レベル1PRA)

(対応方針)

出力降下開始から全制御棒全挿入までの期間については、緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同等であること及び当該期間が運転期間に比べて極めて短いことから、出力運転時レベル1PRAに包括している。

⑥NUREG/CR-1278に記述される方法は地震以外の事象に関して作成されたものなので、NUREG/CR-1278の人的過誤確率に関する高ストレスファクタを使用することは十分ではないかもしれない。地震事象時の運転員操作に対する人的過誤確率は指示値の利用可能性、操作に関連する機器の状況等多くの様々な要因にも依存する。地震時の人間信頼性解析における適切なアプローチを追求する必要がある。(コメント対象：地震時レベル1PRA)

(対応方針)

現状の評価では、地震PRA学会標準 7.4.2.4 b) 2)において推奨されているTHERP手法(NUREG/CR-1278)を用いている。また、ストレスファクタについても地震PRA学会標準 解説139を参考に、地震発生後比較的短時間(地震発生後10分～数時間以内)での人的過誤確率については、内的事象より大きいストレスファクタを仮定している。また、感度解析として人的過誤確率の上下限値を適用した場合の評価を別途実施しており、評価モデルにおける仮定が解析結果にどの程度影響しうるかを確認している。(3.1.2 ⑥参照)

一方、現在、地震時用に確立された人間信頼性の解析手法は無く、今後の技術的課題である。

⑦複数の機器で構成されるあるトレイン・システムの地震損傷確率のモデル

化及び計算において、そのトレイン・系統における同種の機器の損傷間の完全従属性・相関は通常、そのトレイン・系統における冗長機器に対して仮定する。つまり、ある系統のポンプ(ポンプA)が地震事象によって損傷すると、その系統の冗長ポンプ(ポンプB)は必ず損傷する(損傷の確率は1.0)ものと通常仮定する。この仮定は保守的である。

(コメント対象：地震時レベル1PRA)

(対応方針)

国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては3.1.2推奨事項⑦で示す対応を実施する。

⑧出力運転時レベル1PRAと出力運転時レベル1.5PRAとの間の境界のモデル化について十分に検討することが重要である。その中には、出力運転時レベル1PRAと出力運転時レベル1.5PRAの結果を連結する際には以下の問題を取り扱うべきである。

- ・出力運転時レベル1PRAにおいてモデル化される運転員操作と、出力運転時レベル1.5PRAにおいてモデル化される運転員操作との従属性について。

この問題に対処するための一つの方法が、出力運転時レベル1PRAモデルを出力運転時レベル1.5PRAモデルに連結する方法である。出力運転時レベル1PRAモデルと出力運転時レベル1.5PRAモデルの連結は、出力運転時レベル1事故シーケンスモデルからのいくつかの重要なカットセットに関するものだけではなく、できる限り完全なものにする必要がある。(コメント対象：内部事象運転時レベル1.5PRA)

(対応方針)

国内レビュアーからも同様のコメントを受けた。これについては

3.1.2推奨事項⑧で示す対応を実施する。

4. まとめ

柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果、PRA実施に関する指摘事項は抽出されなかったものの、今後のPRAの品質向上に向けた推奨事項、文書化に関する指摘事項及び数多くの改善提案を得ることができた。また、海外レビュアーからも、海外でのPRA実施状況を踏まえた多くのコメントを得ることができた。これらについては精査の上、PRAの品質向上に資すると考えられるものについては反映していく。

以 上

別表 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAのピアレビューにおける海外レビュアーのレビュー内容と当社の見解及び今後の対応方針

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針
内的 運転 時L1	起因事象の網羅性		過渡事象のカテゴリーにはどのような起因事象が含まれるのか？計装用空気の喪失、給水制御の喪失、計装用電源の喪失なども考慮すべき事象として含めるべきである。最終的な起因事象のグループに、これらの事象が含まれていない理由について説明する必要がある。	【対応済】 計装用空気の喪失、給水制御の喪失、計装用電源の喪失については考慮した上、いずれかの起因事象グループに含めている。 ・給水制御の喪失→非隔離事象 ・計装用空気の喪失→タービン・サポート系故障 ・計装用電源の喪失→過渡変化 【中長期的な課題】 ・起因事象の詳細化については海外の動向を参考に、詳細化を検討する。
			特異な起因事象に関するプラントのデータ・経験を体系的に探索しているか(例えば、すべてのプラントシステムについてFMEAを実施するなど)。例えば、安全関連機器室の換気空調系の喪失は関連システムの喪失につながるため起因事象となりうる。	【対応済】 従属性を有する起因事象同定のため、FMEA(故障モードと影響の解析)を実施している。 安全関連機器室の換気空調系の喪失については、スクラムには至らない事象であり、通常停止において、各系統のFT内でアンペアリザルティを考慮しているため、通常停止のETIに当該シナリオは含まれている。
			起因事象の特定にマスターロジックダイアグラムを使用する。	【中長期的な課題】 学会標準においてマスターロジックダイアグラムは必ずしも実施が要求されているわけではない。今後より説明性を向上させるための長期的な課題であると考えられる。
			他分野のPRA及び関連の産業界報告書でモデル化された起因事象をレビューする。	【対応済】 学会標準において、国内外の評価事例として例示されている既往のPSA、安全評価審査指針、EPRI NP-2230のレビューを実施している。そのほかにもNUREG/CR-5750の起因事象グループとの対応を確認している。
		起因事象(IE)の選定またはIEのグループ化	・IEのグループ分けを設定する。 ・すべてのIEについての説明と、IEグループから除外したIEについての根拠を提示する。 ・あるIEのIEグループへの割り当てが適切でなければならない。	【対応済】 過渡事象の起因事象としてEPRI NP-2230から抽出しており、それらを起因事象グループに分類しているとともに各起因事象グループの説明を記載している。また、起因事象として考慮しなかった事象は、学会標準の記載を確認した上で除外した事象である。
	LOCA事象の破断箇所		大LOCA事象については、破断位置も考慮する必要がある。例えば、HPCF注水ラインのある箇所が破断が生じると、そのHPCFトレンは冷却材注入に使用できなくなる。またLPFL/RHRラインにおける破断は、そのラインと関連するLPFL/RHRラインを使用不可能にする。	【中長期的な課題】 ご指摘の通り、LOCA時の破断箇所が使用不能となることをモデル化していない。ただし、評価結果としてLOCAの寄与割合は小さいこと、また最小カットセットがフロントラインの喪失ではなく、サポート系喪失が支配的であることから、結果への影響は大きくないものと考えられる。
	系統故障の起因事象の定量化		これまで事象を経験したことのないシステムについて系統損傷の起因事象頻度を計算するために、“Jeffery Non-Informative Prior”手法を用いるのは適切ではない。 過去に事象が発生したことのないすべてのシステムに、同じ起因事象頻度を割り当てている。 設計及び構成が異なるシステムのIE頻度は違うはずである。 系統故障のIE頻度を推定するために、システムのフォルトツリーモデルを使用する。	【中長期的な課題】 学会標準で示された手法(発生件数0.5件)を用いている。 なお、FTを使って起因事象発生頻度を定量化することは可能であり、過去に評価を試みましたが、FTでモデル化するにあたり人的過誤による系統故障の特定及びその定量化(実績を使うのか、THERPなど使うのか)並びに故障発生箇所のAOT間での修復の取り扱いなど技術的な課題があり、FTでモデル化する場合は個々の課題への調査・検討が必要と考える。
	通常停止		起因事象として通常停止(カテゴリーN)を含めることについて討論する。	【対応済】 現在はプラント状態の移行に伴うリスクを考慮するため、通常停止を起因事象として抽出している。また、その発生頻度の大きさ等からも、起因事象に含めることは適切と考える。
	ISLOCA		今後の参考のために、ISLOCA頻度の計算プロセスを提示すべきである。	【対応済】 報告書等に各系統におけるISLOCAの発生シナリオを記載している。
			低圧配管の配管破断頻度に、溶接部やその他の配管接続部のフラジリティが含まれることを確認すること。	【対応済】 溶接部に製造時欠陥等が存在する可能性を考え、本評価ではNUREG/CR-5862の腐食代が考慮されたテーブルを用いている。その他の配管接続部とは、具体的にはフランジが考えられるが、NUREG/CR-5862によると、フランジ部でボルトが延びて漏えいしたとしても、漏えい量は最大でも数100mg/secと小さいことから、炉心損傷への影響は無視できると考えられる。
		他の調査から、低圧ライン全体でポンプシールが最も弱い箇所であることが示されている。	【対応済】 フランジ部と同様に、ポンプのシール部でスプリングが伸びて漏えいしても漏えい量は小さく、炉心損傷への影響は無視できると考えられる。	

別表 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAのピアレビューにおける海外レビュアーのレビュー内容と当社の見解及び今後の対応方針

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針	
内的 運転時L1	データの 分析とシ ステム解 析	機器の境界	機器の境界は使用する機器故障率と一致しなければならない。これを報告書で確認すること。	【対応済】 JANSIIによって公開されている機器バウンダリと同等の扱いとしている。	
		共通原因故障	システム解析では、3基以上の機器の共通原因故障のモデル化を考慮している。一部の系統(RCW系統など)には4基以上のポンプがあるため、4基以上の機器の共通原因故障について考察する必要があるかもしれない。(RCWポンプの共通原因故障がCDFの主要因子であることに留意されたい。)	【対応済】 全炉心損傷頻度に対して、TWシーケンスがドミナントであり、TWシーケンスにおいては、RCW、RSWポンプのCCFがMCSの上位となっている。TWシーケンスにおいて、RCW、RSWポンプの成功基準は2/2(1系統)であり、ポンプ3台のCCFで3系統が使用不能となることから、ポンプ3台以上のCCFのモデル化で問題はなく、ポンプ4台以上に対するCCFは考慮する必要がないものとする。	
		機能別イベントツリー	今回のPRAのスコープ、つまりアクシデントマネジメント策を考慮しない設計基準のモデルであることを規定する必要がある。事故シーケンスモデル(機能別イベントツリー)におけるトップイベント(系統・運転員操作)が「アクシデントマネジメント」策として考慮されているもので、分析においては期待されていないことを示すこと。	【対応済】 「アクシデントマネジメント」策のモデル化については、PRA文書でヘディング名をグレーに色分けして、今回のPRAのスコープでは期待していないアクシデントマネジメント策であることを明確にしている。	
	人間 信頼性解 析	起因事象発生前の 運転員操作の 過誤	起因事象発生前の運転員操作の過誤については、PRA解析者は試験及び保守の手順書や記録を体系的にレビューして、それらの過誤を特定する、あるいはそれらの過誤をPRAモデルから除外する。	【中長期的な課題(一部対応済)】 起因事象発生前の運転員操作の過誤については国内レビュアーからも同様に「プロセスの工程を明確に文章化するべき」や「除外ルールを適用して絞っていくことを表形式で示す」というコメントを受けている。これらの内、文章化のコメントやNUREG/CR-1278 Appendix-AIに関するコメントは国内レビュアーの章で述べた通り対応済みである。また、除外ルールの1本化についてはモデル化している機器は千程度あり、それらすべてを示すことは現実的ではないため、抽出プロセスの示し方について今後検討する。	
		起因事象発生後の 運転員操作の 過誤	起因事象発生後の運転員操作の過誤については、人的過誤確率(HEP)はプラント特有の値でなければならないため、運転員操作のHEPを計算する上でプラント運転員からの情報を含めることが重要である。PRAにおいてはHEPの評価はNUREG/CR-1278とMAAP解析に基づく時間の情報に基づいて行う。	【対応済】 操作時間については運転手順書や運転員へのインタビューによる情報を基にプラント特有の値を使用している。HEPの評価はNUREG/CR-1278とMAAP解析の時間に基づいて実施している。	
	感度 解析	感度解析	感度解析は以下に基づいて実施する。 - PRAの結果 - モデルの仮定 - 成功基準(系統及び事故シーケンス)	【対応済】 PRAの結果やモデルの仮定を考慮して、「個別パラメータ」や「デジタル制御系のCCF」を実施している。 また、評価ポイント(A)など期待するAM策の違いで異なる成功基準での評価も実施している。	
			感度解析において考慮すべき感度ケースの例 - 通常停止は、最も大きい起因事象の寄与因子なので、寄与因子として考慮しない。	【対応済】 通常停止を起因事象とするものだけでなく、隔離事象等のその他の起因事象によるシーケンスについても検討している。	
			感度解析において考慮すべき感度ケースの例 - RCW系統及びRSW系統の4基以上のポンプの共通原因故障を考慮する。 - 4基以上のポンプの起動失敗および継続運転失敗に対するデルタ係数を仮定する。	【対応済】 共通原因故障の考慮に対するコメントと同様。	
	停止 レベル1 PRA	起因 事象	起因事象の網羅性	起因事象の特定において体系的手法を用いているか。例えば、すべてのプラント系統についてFMEAを実施するなど。	【対応済】 起因事象の同定は、停止レベル1PRA学会標準6.2において示されているマスタロジックダイアグラムなどの体系的な分析方法を用いている。
			起因事象の網羅性	RHRポンプ室の換気空調系喪失がRHRポンプの運転に及ぼす影響を確認する必要がある。もし直接的な影響があるなら、RHRポンプ室の換気空調系喪失をRHRポンプ室の換気空調系喪失の起因事象に含めるか、あるいはRHRポンプ室の換気空調系喪失を別の起因事象としてモデル化する。他分野のPRA及び関連の産業界報告書でモデル化された起因事象をレビューする。	【対応済】 RHRポンプ及び補機冷却系が健全であれば、原子炉から流入する炉水温度は低く、軸冷却も問題ないため、高温炉水を冷却可能な設計であることを考えると、ポンプ室換気空調系が停止したとしてもポンプに及ぼす影響は極めて小さいものと想定され、起因事象としては同定していない。 他分野のPRA等の分析は行っていないものの、既往のPRA、他プラントのPRAにおける起因事象も分析している。

別表 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAのピアレビューにおける海外レビュアーのレビュー内容と当社の見解及び今後の対応方針

対象PRA	項目	コメントの分類	コメント等の詳細	コメントに対する見解と対応方針
停止時レベル1 PRA	POS	POSの設定	原子炉の条件(水位及び温度)、RPV及びPCVの状況(燃料の位置)、そして事故の緩和に必要な安全関連機器の状況を考慮する。	【対応済】 POSの分類は、停止時レベル1 PRA学会標準5.3に基づき、水位、崩壊熱レベル、燃料の状態、使用可能な緩和設備等のプラント状態を考慮して分類している。
			過去のプラントの経験に基づいてPOSの期間を設定(各POSの平均期間を設定)	【対応済】 過去のプラントの定期検査実績から標準的な工程を設定し、その工程における水位や使用可能な緩和設備等のプラント状態を考慮してPOSの期間を設定している。
			設定されたPOSは妥当である。	上記のPOSに関する設定について説明を実施し、海外レビュアーに設定が妥当であることを確認いただいた。
人間信頼性解析	人間信頼性解析	人間信頼性解析	プラント運転停止時には運転員操作が重要であり、以下の点について確認する必要がある。 - 事故緩和系統・トレン・機器の自動起動のための信号がない。 - PRAにおいてモデル化される運転員操作(事故の緩和と「復旧」のための)を明確に示すべきである。 - 人的過誤確率(HEP)はプラント特有の値でなければならないため、HEPの評価にはプラント運転員からの情報が必要である。	【対応済】 停止時ではD/Gの自動起動を除く機器の自動起動には期待しておらず、運転員の手動起動(人的過誤を含む)をモデル化している。
			【対応済】 国内のレビュアーからも同様の文章化に対する改善提案が挙げられており、モデル化している運転員操作が明確となる様に文書化した。	
			【対応済】 HEPを算出する上での人間信頼性モデル化においては手順書等のプラント特有の情報やサイトのインタビューを踏まえて個別に検討しており、操作毎に従属性を設定している。	
津波PRA	評価モデル	浸水以外の影響	浸水による影響のほかに、津波によるその他の影響も考慮しなければならない。例えば、津波によって運ばれてきた流木が取水口を塞いでRSWポンプの吸い込み喪失に至る可能性などである。サイトにおいてこのような現象の発生が考えにくい、あるいは発生確率が非常に低い場合には、そのような結論を裏付ける評価や解析結果と共に結論を文書化しなければならない。	【中長期的な課題】 浸水以外の影響として、引き波についての感度解析を実施している。また、漂流物により取水機能喪失が発生した場合は最終ヒートシンク喪失に至るが、これについては発電所付近に取水口すべてを閉塞させるほどの漂流物の漂着は考えにくいこと、また少量であればスクリーン等により除去可能であることから現在はモデル化の対象から除外している。
		運転員操作のモデル化	津波による事故シーケンスの中には、プラントの過渡事象につながるものがある。過渡事象の事故シーケンスモデルにおける運転員操作は、これらの操作及びそれらのHEP値に対する津波事象の影響を考慮すべきである。一部のケース・シナリオでは、過渡事象事故シーケンスにおいてモデル化された運転員操作は、津波事象に対して期待できない。	【対応済】 今回の評価では、浸水後の緩和措置に期待できないため、いずれの事故シーケンスにおいても炉心損傷に直結し、運転員による緩和には期待できないモデルとなっている。福島第一原子力発電所事故後の津波対策や各種安全対策実施後の評価では、人的過誤に対するモデル化も必要となるため、適宜津波PRAモデルに組み込んでいく。
		浸水のモデル化	以下の点から、津波による浸水のモデル化は概ね保守的であることを確認した。このモデル化上の仮定の影響を評価するために、感度解析を実施すべきである。 ・モデルは、RSWポンプ室のマンホールを経由してタービン建屋に流れ込む水の量を考慮していない。タービン建屋並びに原子炉建屋内の溢水による機器損傷を評価するために、浸水高さのみを用いている。 ・モデルは、タービン建屋から原子炉建屋への配管貫通部のシールを考慮していない。	【対応済】 今回評価では水密扉等の浸水後の対策に期待しない状態であり、それらのリスクについて抽出するという観点での評価を実施しているため、また、福島第一原子力発電所事故後の津波対策実施前のマンホールカバーの耐久性等について詳細に解析することに意義は小さいため、今回の保守的なモデルを採用している。
			・モデルはRSWポンプ室のマンホールのカバーに期待しておらず、RSWポンプ室から通常閉じているRSWポンプ室の扉を通して、タービン建屋の他の領域へと浸水すると仮定している。この仮定によれば水はポンプ室には蓄積せずに、RSWポンプ室のドアから流れ出るようになる。実際にはRSWポンプ室内に水がたまることすべてのRSWポンプ室のRSWポンプが浸水して最終ヒートシンクの喪失に至る可能性があるため、この仮定は楽観的である。	【対応済】 前提条件として、本評価では津波の高さと同じエレベーションの機器は没水すると判断としている。 RSWポンプエレベーション > RCWポンプエレベーションであることから、RCWポンプ没水による最終ヒートシンク喪失(LUHS)が先に発生し、その後RSWポンプが没水するという評価となっていることから、楽観的な扱いというわけではないと考える。
出力運転時レベル1.5 PRA	文章化の改善提案	文章化の改善提案	ピアレビューからの当初のコメントのほとんどは、報告書にある種の情報が欠如しているということに関連していた。追加の詳細情報が要求され、レビューはそれらを後に受け取った。文書化に関する問題と考えられるこれらのコメントは、すでに解決された。	【対応済】 確認いただく報告書の範囲について、ピアレビュー実施当初、当社とレビュアー間で差異があり(文書化の改善提案)、情報が不足しているというコメントをいただいた。これらについては文書化に関する問題として整理し、改めて内容について確認いただいた。文章化に対する問題については報告書の記載にて改善を実施した。

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

別紙 10-1

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>(はじめに)</p> <p>本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関する規則の解釈」(平成25年6月19日)(以下「解釈」という。)第3章第37条に基づき、原子炉設置(変更)許可申請者が、確率論的リスク評価(以下「PRA」という。)に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明することもできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。</p> <p>1. 新規制基準適合性の審査において提示すべきPRAの実施内容に係る資料について</p> <p>新規制基準では、「解釈第3章第37条(重大事故等の拡大の防止等)「1-1(a)及び(b)」,「2-1(a)及び(b)」及び「4-1(a)及び(b)」における事故シーケンスグループ等の抽出においてPRAを活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置(変更)許可申請者においては、審査の過程において事故シーケンスグループ等の抽出におけるPRAの実施状況を説明する必要がある。</p> <p>本解釈における(b)には、「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており、外部事象に関しては、PRAの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明(適切性の説明を含む)、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。</p> <p>そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるPRAの実施内容を踏まえて、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施したPRAの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。</p>	<div data-bbox="1122 373 1928 459" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>「別添 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉 確率論的リスク評価(PRA)について」における対応状況を以下に示し、その対応箇所の項目を()で記載する。</p> </div> <p>従来から定期安全レビュー(PSR)等の機会に内部事象レベル1PRA(出力運転時、停止時)及びレベル1.5PRAの評価を実施してきており、これらのPRA手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、一般社団法人日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを適用対象とし、建物、構築物、大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(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1.はじめに)</p> <p>なお、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な方法で分析を実施した。(事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について別紙1有効性評価の事故シーケンスグループ選定における外部事象の考慮について)</p>
<p>2. PRAの評価対象</p> <p>今回の原子炉等規制法改正後の初回設置(変更)許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基にPRAを実施するものであり、PRAの前提となっている設備状況等についてまず整理する必要がある、評価対象を明示すること(例:下図の(B)までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。)</p>	<p>評価の対象とするプラント状態は、通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成4年7月)(以下「AM要請」という。)以前の状態とした。</p> <p>なお、給復水系による冷却や、外部電源の復旧等、AM要請以前より運用されている通常の操作・対応や、ECCSの手動起動等のAM要請以前より設備の設計方針の前提として考慮され、手順があるものについては、重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから、評価対象として含めることとした。</p> <p>(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1.はじめに)</p>
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3. 1 内部事象(出力運転時)</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備(以下「対処設備」という。)等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明</p>	<p>①PRAにおいて考慮する緩和機能、系統設備及び系統構成の概要を示した。(1.1.1.a 対象プラント)</p>

別紙 10

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>② 停止時のプラント状態の推移(停止時PRAのみ)</p> <p>③ プラント状態分類(停止時PRAのみ)</p> <ul style="list-style-type: none"> ●プラント状態分類の考え方 ●プラント状態の分類結果 	<p>②停止時PRAで記載。</p> <p>③停止時PRAで記載。</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト, 説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起回事象リスト, 説明及び発生頻度 ●起回事象の抽出の方法, グループ化している場合にはグループ化の考え方, 発生頻度の評価方法 ●対象外とした起回事象と, 対象外とした理由 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ●国内のプラント異常事象や設備を網羅している資料として原子炉設置許可申請書及び海外の評価事例(EPRI NP-2230)を分析し, 評価対象とした起回事象をリスト化した。(1.1.1.b ① (1) 起回事象の選定 及び 1.1.1.b ① (1) 起回事象の選定) ●同定された起回事象において, プラント応答や必要となる緩和設備等が同等となり, 同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。(1.1.1.b ① (3) 起回事象のグループ化) ●主に国内の運転経験データから得られた起回事象の発生件数と運転実績から発生頻度を評価した。(1.1.1.b ① (4) 起回事象発生頻度の評価) ●同定した起回事象の内, 発生の可能性が極めて低い場合, 又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え, 評価対象から除外した。(1.1.1.b ① (2) 対象外とした起回事象)
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ●炉心損傷の定義 ●起回事象ごとの成功基準の一覧表 ●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果, 及び使用した解析コードの検証性 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ●炉心損傷は燃料被覆管の最高温度が1200℃を超える状態に至ることと定義した。(1.1.1.c ① (1) 炉心損傷の定義) ●成功基準の検討に当たっては, プラントの構成・特性(設計情報)や, 先行PRA, 既往の安全解析(設置許可申請書)等を参考に, 起回事象グループごとにそれぞれの安全機能に対し, 成功基準を検討した。(1.1.1.c ① (2) 起回事象ごとの成功基準の一覧表) ●MAAPによる事故進展解析結果を用いて, 各事故シーケンスにおける運転員操作のための時間余裕を設定した。また, 緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については, 喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として, 24時間を適用した。(1.1.1.c ① (3) 対処設備作動までの許容時間 及び 1.1.1.c ① (4) 対処設備の使命時間) ●今回の評価では, 概ね既往の設計情報から成功基準を設定しているが, 一部の成功基準設定のために実施した事故進展解析にはMAAPコードを使用した。MAAPは格納容器を含めたシビアアクシデントの事象進展を解析可能なコードであり, 重大事故等防止対策の有効性評価においてもMAAPを使用している。(1.1.1.c ① (5) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性)
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ●イベントツリー図 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ●選定した起回事象に対して, 炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成す

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<ul style="list-style-type: none"> ●ヘディング, 事故進展及び最終状態の説明 ●イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>るために必要な緩和設備や緩和操作を検討し, 炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。炉心損傷に至る事故シーケンスを明らかにするために, イベントツリー手法を用いた。(1.1.1.d ① (1) イベントツリー図)</p> <ul style="list-style-type: none"> ●選定した各起因事象の特徴を踏まえ, ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定を示した。(1.1.1.d ① (3) 事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明)) ●イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シーケンスは, 炉心損傷防止の緩和機能の喪失状況, プラントの状態及び緩和系に与える影響によって分類した。(1.1.1.d ① (2) ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定)
<p>e. システム信頼性</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 評価対象としたシステムとその説明 <ul style="list-style-type: none"> ●評価対象システム一覧 ●システムの概要, 機能, 系統図, 必要とするサポート系, 試験, システム信頼性評価上の主要な仮定 ② システム信頼性評価手法 ③ システム信頼性評価の結果 <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット (FTを用いた場合) ④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 	<ol style="list-style-type: none"> ①評価対象としたシステムを, 各系統間の従属性も含めて一覧に整理し, 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示した。(1.1.1.a ① (1) プラントの構成・特性の調査 及び 1.1.1.e ① 評価対象としたシステムとその説明) ②システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき, システムのアンアベイラビリティの定量化が可能である手法として, フォールトツリー法を用いた。(1.1.1.e ② システム信頼性評価手法) ③システムの信頼性解析モデルをもとに, 頂上事象の発生確率を定量化することでシステムの非信頼度を評価した。(1.1.1.e ③ システム信頼性評価の結果) ④原子炉停止及び圧力制御に関する故障については, システム信頼性評価を実施せずに設定し, 設定した非信頼度とその根拠を示した。(1.1.1.e 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)
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 非信頼度を構成する要素と評価式 ② 機器故障率パラメータの一覧 <ul style="list-style-type: none"> ●機器故障率パラメータの設定方法 (機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類等) ●機器故障率パラメータの一覧 (故障モード, 故障率等) ●機器故障率パラメータの不確かさ幅 ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 ④ 待機除外確率 	<ol style="list-style-type: none"> ①系統の非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象 (要素) として, 動的機器, 静的機器, 電源関係の機器, 信号系の機器の故障, 保守, 人的過誤等を用い, 故障モード別に状態変更失敗確率や機能維持失敗確率の評価式に基づき非信頼度を評価した。(1.1.1.f ① 非信頼度を構成する要素と評価式) ②機器故障率パラメータの設定方法 (機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類等) については, 原子力安全推進協会 (旧: 日本原子力技術協会) が整備した, 「故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定 (1982年度~2002年度21ヵ年) 49基データ」(21ヵ年データ) を, 機器バウンダリについては 21ヵ年データが参照している「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)」を用いた。(1.1.1.f ② 機器故障率パラメータの一覧) ③今回の評価では外部電源の復旧のみを考慮し, その失敗確率を評価した。(1.1.1.f ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>④点検等により発見された故障機器の保守作業に伴う系統の非信頼度(待機除外確率)を考慮した。(1.1.1.f ④ 待機除外確率)</p> <p>⑤同一又は異なる区分の系統で、多重性を持たせるために用いられる機器については、機器の形式、運用モード、試験・保守の手順等を考慮して、モデル化すべき共通原因故障機器と故障モードを同定した。共通原因故障のモデル化にはMGL法を用いた。(1.1.1.f ⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ)</p>
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い ●人的過誤評価結果 ●人的過誤評価に用いた主要な仮定 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ●人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP手法を用いた。(1.1.1.g ① (1) 人的過誤の評価に用いた手法) ●分析対象とする人的過誤の抽出に当たっては、評価対象とする人的過誤を事象発生前と事象発生後の人的過誤に分類し、それぞれに対して、プラントの運転、保守、点検等、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し、タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、人的過誤評価結果を示した。事象発生前に関する許容時間は、通常状態であり、十分な時間があるため設定しない。事象発生後に関する人的操作に対する許容時間はMAAPによる事故進展解析の結果等を考慮して決定し、THERPの標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。また、過誤回復については各人的過誤の特徴を考慮し、過誤回復に期待できるか否かを判断の上、設定した。(1.1.1.g ① (2) 人的過誤の分類及び評価結果 及び 1.1.1.g ① (3) 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い) ●人的過誤はTHERP手法に基づいて実施しており、これに加える形での主要な仮定は設定していない。(1.1.1.g ① (4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定)
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 <p>③ 重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>①本評価では小イベントツリー/大フォールトツリーのモデルを作成し、計算コードにはSafety Watcherを用いて、フォールトツリー結合法による定量化を行った。(1.1.1.h ① 炉心損傷頻度の算出に用いた手法)</p> <p>②全炉心損傷頻度, 起因事象別及びプラント損傷状態別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し、結果の分析を行った。(1.1.1.h ② 炉心損傷頻度)</p> <p>③炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として、不確実さ解析を実施した。炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定, データ等を選定し感度解析を実施した。(1.1.1.h ③ 重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析)</p>
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3. 1 内部事象(停止時)</p> <p>a. 対象プラント</p>	

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 <p>② 停止時のプラント状態の推移（停止時PRAのみ）</p> <p>③ プラント状態分類（停止時PRAのみ）</p> <ul style="list-style-type: none"> ●プラント状態分類の考え方 ●プラント状態の分類結果 	<p>①PRAにおいて考慮する緩和機能、系統設備及び系統構成の概要を示した。(1.1.2.a 対象プラント)</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <p>②評価対象期間における停止時のプラント状態の推移をプラント状態(以下POSという)ごとに整理した。(1.1.2.a 対象プラント②停止時のプラント状態の推移)</p> <p>③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、起回事象及び成功基準に関する類似性によって、評価対象期間を複数のPOSに分類した。(1.1.2.a 対象プラント③プラント状態分類)</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起回事象リスト、説明及び発生頻度 ●起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 <p>●対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p>	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ●評価対象期間において発生し得る異常事象のうち、人的過誤による事象を含めて炉心損傷（燃料損傷）に至る可能性のある異常事象を分析し、POSごとに起回事象を同定した。同定した炉心損傷（燃料損傷）に至る可能性のある起回事象のうち除外できない事象を評価する起回事象として選定した。(1.1.2.b. 起回事象 ① (1) 起回事象の選定方法及び(3) 選定した起回事象) ●体系的な分析の方法として、マスターロジックダイアグラム、先行停止時レベルIPRA及び国内のプラント運転経験等（原子力施設運転管理年報等をもとに調査したトラブル情報）を用いた。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起回事象をグループ化した。(1.1.2.b. 起回事象 ①(2) 起回事象のグループ化) ●国内の運転経験データから得られた起回事象の発生件数と運転実績及び論理モデルによる信頼性解析から発生頻度を評価した。(1.1.2.b. 起回事象 ① (5) 起回事象の発生頻度) ●同定した起回事象の内、発生の可能性が極めて低い場合、又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え、評価対象から除外した。(1.1.2.b. 起回事象①(4) 起回事象選定の除外)

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>c. 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 ● 起回事象ごとの成功基準の一覧表 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力学解析等を実施した場合は使用した解析結果, 及び使用した解析コードの検証性 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷(燃料損傷)の判定条件を“燃料集合体の露出”とした。(1.1.2.c. 成功基準 ①(1) 炉心損傷判定条件) ● 炉心損傷(燃料損傷)を防止するために必要な安全機能を同定し, 当該機能として期待できる緩和設備に対して, 各起回事象における成功基準を設定し, 一覧表に整理した。(1.1.2.c. 成功基準 ①(2) 各安全機能の成功基準) ● 炉心損傷(燃料損傷)防止のために必要な操作や緩和設備の動作までの余裕時間について, 除熱機能を喪失した場合の余裕時間である短期余裕時間と長期余裕時間, 冷却材流出事象が発生した場合の余裕時間をそれぞれ設定した。また, 緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については, 喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できる時間として, 24時間を適用した。(1.1.2.c. 成功基準 ①(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間) ● 本評価において, 熱水力学解析等を実施していない。(1.1.2.c. 成功基準 ①(4) 熱水力学解析等の解析結果, 及び解析コードの検証性)
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング, 事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 選定した起回事象に対して, 炉心損傷(燃料損傷)を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し, 炉心損傷(燃料損傷)に至る事故シーケンスを展開した。炉心損傷(燃料損傷)に至る事故シーケンスを明らかにするために, イベントツリー手法を用いた。(1.1.2.d. 事故シーケンス) ● 選定した各起回事象の特徴を踏まえ, ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定を示した。(1.1.2.d. 事故シーケンス) ● 展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷(燃料損傷)状態又は成功状態のいずれかに分類した。(1.1.2.d. 事故シーケンス)

「PRAの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
<p>e. システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●評価対象システム一覧 ●システムの概要, 機能, 系統図, 必要とするサポート系, 試験, システム信頼性評価上の主要な仮定 <p>② システム信頼性評価手法</p> <p>③ システム信頼性評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット (F T を用いた場合) <p>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</p>	<p>①評価対象としたシステムを, 各系統間の従属性も含めて一覧に整理し, 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示した。(1.1.2.e. システム信頼性① 評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>②システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき, システムのアンアベイラビリティの定量化が可能である手法として, フォールトツリー法を用いた。(1.1.2.e. システム信頼性② システム信頼性評価手法)</p> <p>③システムの信頼性解析モデルをもとに, 頂上事象の発生確率を量化することでシステムの非信頼度を評価した。(1.1.2.e. システム信頼性③ システム信頼性評価の結果)</p> <p>④イベントツリーのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルの中で, CRD 点検 (交換), LPRM 点検 (交換) 及び RIP 点検時における冷却材流出の認知失敗については, システム信頼性評価を実施せずに設定したが, 非信頼度とその根拠を示した。(1.1.2.e. システム信頼性④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>① 非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>② 機器故障率パラメータの一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ●機器故障率パラメータの設定方法 (機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類等) ●機器故障率パラメータの一覧 (故障モード, 故障率等) ●機器故障率パラメータの不確かさ幅 <p>③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④ 待機除外確率</p> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ</p>	<p>①系統の非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象 (要素) として, 動的機器, 静的機器, 電源関係の機器, 信号系の機器の故障, 保守, 人的過誤等を用い, 故障モード別に状態変更失敗確率や機能維持失敗確率の評価式に基づき非信頼度を評価した。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ① 非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータの設定方法 (機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類等) については, 原子力安全推進協会 (旧: 日本原子力技術協会) が整備した, 「故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定 (1982 年度~2002 年度 21 ヶ年) 49 基データ」(21 ヶ年データ) を, 機器バウンダリについては 21 ヶ年データが参照している 「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)」を用いた。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ②機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③今回の評価では外部電源, 非常用ディーゼル発電機及び注水系統復旧を考慮し, その失敗確率を評価した。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ③ 機器復帰 (復旧) の取扱い方法及び機器復帰 (復旧) 失敗確率)</p> <p>④定期検査期間中は計画的に機器を点検することから, 機器の待機除外状態は, プラント状態の分類の中で直接考慮した。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ④ 待機除外確率)</p> <p>⑤同一又は異なる区分の系統で, 多重性を持たせるために用いられる機器については, 機器の形式, 運用モード, 試験・保守の手順等を考慮して, モデル化するべき共通原因故障機器と故障モードを同定した。共通原因故障のモデル化には MGL 法を用いた。(1.1.2.f. 信頼性パラメータ⑤ 共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ)</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>g. 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い ●人的過誤評価結果 ●人的過誤評価に用いた主要な仮定 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ●人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP手法を用いた。(1.1.2.g. 人的過誤①(1) 人的過誤の評価に用いた手法) ●分析対象とする人的過誤の抽出に当たっては, 評価対象とする人的過誤を事象発生前と事象発生後の人的過誤に分類し, それぞれに対して, ブラントの運転, 保守, 点検等, 炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し, タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し, 人的過誤評価結果を示した。事象発生前に関する許容時間は, 通常状態であり, 十分な時間があるため設定しない。事象発生後に関する人的操作に対する許容時間は余裕時間から決定し, THERPの標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。また, 過誤回復については各人的過誤の特徴を考慮し, 過誤回復に期待できるか否かを判断の上, 設定した。(1.1.2.g. 人的過誤①(2) 人的過誤の分類及び評価結果 及び(3) 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い) ●イベントツリーのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルの中で, 人的過誤評価に用いた主要な仮定として, CRD点検(交換), LPRM点検(交換)及びRIP点検時における冷却材流出の認知失敗確率に極めて小さい値を設定した。(1.1.2.g. 人的過誤①(4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定)
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●ブラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 <p>③ 重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>①本評価では小イベントツリー/大フォールトツリーのモデルを作成し, 計算コードには Safety Watcher を用いて, フォールトツリー結合法による定量化を行った。(1.1.2.h 炉心損傷頻度① 炉心損傷頻度の算出に用いた手法)</p> <p>②全炉心損傷頻度, 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し, 結果の分析を行った。ブラント損傷状態別炉心損傷頻度は停止時 PRA では不要であるため, 評価を省略した。(1.1.2.h 炉心損傷頻度② 炉心損傷頻度)</p> <p>③PRA 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実さ解析を実施した。炉心損傷(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, 対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定, データ等を選定し感度解析を実施した。(1.1.2.h 炉心損傷頻度③ 重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析)</p>
<p>3. 2 外部事象(地震)</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●地震PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 	<p>①内部事象出力運転時レベル 1PRA で収集したプラントの基本的な情報(設計情報, 運転・保守管理情報等)に加え, 地震レベル 1PRA を実施するために, プラントの耐震設計や機器配置といった地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。 また, 机上検討において十分確認ができないプラント情報を取得すること, 及び地震時の事故シ</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起回事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 	<p>一ケタの妥当性を確認することを目的として、地震PRAの観点からリスク上重要な建屋・構築物、機器を対象にプラントウォークダウンを実施し、主に以下の観点にてフラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項がないことの確認を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・耐震安全性の確認 ・地震による二次的影響の確認 <p>(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)</p> <p>②重要な建屋・構築物、機器の損傷により炉心損傷に直結する事故シナリオだけでなく、安全機能への間接的な影響による事故シナリオも広範囲に分析した。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、経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行った結果から、事故シナリオ評価の対象となる起回事象を以下のとおり抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・建屋・構築物の損傷(原子炉建屋(R/B)) ・建屋・構築物の損傷(原子炉圧力容器・格納容器(RPV・PCV)) ・格納容器バイパス事象 ・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 ・計測・制御系喪失 ・直流電源喪失 ・原子炉補機冷却系喪失 ・交流電源喪失 ・外部電源喪失 ・過渡事象 <p>また、起回事象の要因となる機器及び起回事象が発生した場合の緩和設備に係る建屋・構築物、機器を抽出し、地震PRAで対象となる建屋・機器リストを作成した。</p> <p>(1.2.1.a 対象プラントと事故シナリオ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)</p>
<p>b. 地震ハザード</p> <p>① 地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ●新規基準(地震、津波)にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明 <p>② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ●震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確実さ要因の分析結果の説明 ●不確実さ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 	<p>①「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全性評価実施基準：2007」の方法に基づき評価した。(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)</p> <p>②サイトから30km程度の範囲内の活断層は、地質調査結果による見解に基づく基準地震動の策定上の評価に準じてモデル化を行った。サイトから30km程度以遠の活断層については、地震調査研究推進本部(2012)に基づいてモデル化を行った。また、敷地への影響が大きい活断層については、ロジックツリーにおいて連動を考慮した。日本海東縁部の特定震源モデルについては、地震調査研究推進本部(2009)に基づいてモデル化を行った。また、津波評価で考慮している地震についても考慮した。領域震源モデルについては、垣見・他(2003)の領域区分を参照して、サイトから半径150km以内の領域を対象とした。敷地に近い領域については、地震動特性を踏まえ、海域と陸域で領域分けを行った。さらに、基準地震動策定における地質調査の内容を考慮して、敷地から半径</p>

「PRAの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA の対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成 25 年 9 月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
<p>③ 地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 	<p>30km 以内の領域を設定した。各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値をもとに設定することを基本とし、ロジックツリーにおいて島崎(2009)の知見を考慮した。</p> <p>地震動伝播モデルとしては Noda et al.(2002)による距離減衰式を用いた。また、ロジックツリーにおいて観測記録に基づく補正の有無を考慮した。</p> <p>ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において、選定した認識論的不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定した。特に敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層の運動については、詳細なロジックツリーに展開し評価した。</p> <p>(1.2.1.b 確率論的地震ハザード②確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定)</p> <p>③上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタイル地震ハザード曲線を作成した。また、基準地震動の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルを比較した。フラジリティ評価用地震動は、平均値評価による 10^{-4}、10^{-5} の一様ハザードスペクトル形状を比較し、相似形になることを確認した上で、それらを包絡するスペクトルを目標スペクトルとして模擬地震波を作成した。経時特性を基準地震動の策定と同様に Noda et al.(2002)に基づき地震規模 M=8.1、等価震源距離 $X_{eq}=25\text{km}$ として設定した。(1.2.1.b 確率論的地震ハザード③確率論的地震ハザード評価結果)</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 評価対象と損傷モードの設定 ② フラジリティの評価方法の選択 ③ フラジリティ評価上の主要な仮定(不確かさの設定、応答係数等) ④ フラジリティ評価における耐力情報 <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ フラジリティ評価における応答情報 <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 ⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果 	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価対象と損傷モードの設定 ・評価方法の選択 ・現実的耐力の評価 ・現実的応答の評価 ・フラジリティの評価 <p>建屋フラジリティは現実的耐力と現実的応答による方法(応答解析に基づく方法)、機器フラジリティは耐力係数と応答係数による方法(安全係数法)を評価手法として採用した。</p> <p>また、各機器に対する耐震計算結果・加振試験結果・文献値等をもとに、現実的耐力・応答を評価してフラジリティを算出した。なお、構造損傷に関する評価では、各部位及び各評価応力の種類の中から、耐震性評価上厳しいものに着目しフラジリティ評価を実施した。(1.2.1.c-1 建屋のフラジリティ、c-2 建屋・構築物の損傷に係わる基礎地盤のフラジリティ、及び c-3 機器のフラジリティ)</p>
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>(1) 起回事象</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度 <ul style="list-style-type: none"> ●地震により誘発される起回事象の選定方法とその結果 ●グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ●対象外とした起回事象と、対象外とした理由 	<p>(1)</p> <p>①地震時特有の要因による分類を踏まえた地震 PRA における起回事象は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・建屋・構築物の損傷 (R/B) ・建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV) ・格納容器バイパス事象

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>●地震固有の事象とその取扱い</p> <p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <p>●起因事象の階層化の考え方, イベントツリーとその説明</p> <p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <p>●起因事象ごとの成功基準</p> <p>●炉心損傷の定義</p> <p>●対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</p> <p>●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果, 及び使用した解析コードの検証性</p> <p>(3) 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <p>●イベントツリー図</p> <p>●ヘディング, 事故進展及び最終状態</p> <p>●イベントツリー作成上の主要な仮定</p> <p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <p>●評価対象システム一覧</p> <p>●系統図, 必要とするサポート系, 試験, システム信頼性評価上の主要な仮定</p> <p>●B及びCクラス機器の取扱い</p> <p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <p>●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果</p> <p>●主要なミニマルカットセット (F Tを用いた場合)</p>	<p>・原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失</p> <p>・計測・制御系喪失</p> <p>・直流電源喪失</p> <p>・原子炉補機冷却系喪失 (全交流動力電源喪失 (RCW・RSW 損傷))</p> <p>・交流電源喪失 (全交流動力電源喪失 (非常用ディーゼル発電機損傷))</p> <p>・外部電源喪失</p> <p>・過渡事象</p> <p>②階層イベントツリーは, 起因事象が発生した時の炉心損傷への影響が大きい順に並べ, これらをヘディングとした。(1.2.1.d 事故シーケンス①起因事象)</p> <p>(2)</p> <p>①起因事象の発生原因 (内的要因か地震要因か) 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, 内の事象レベル 1PRA をベースに成功基準を設定した。</p> <p>使命時間については, 内の事象レベル 1PRA では 24 時間と設定しているのに対し, 地震 PRA では, 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, これらの修復, 支援が可能となるまでの時間として 72 時間を設定した。(1.2.1.d 事故シーケンス②成功基準)</p> <p>(3)</p> <p>①起因事象の階層イベントツリーと炉心損傷直結事象以外の起因事象に対して, 緩和系の状態を表すイベントツリーを作成した。イベントツリーの展開方法には小イベントツリー/大フォールトツリー法を用いた。(1.2.1.d 事故シーケンス③事故シーケンス)</p> <p>(4)</p> <p>①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の事象レベル 1PRA 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, 内の事象レベル 1PRA のフォールトツリーをベースとし, 既に考慮されている機器故障, 人的過誤等に加えて, 地震による動的機器や電氣的機器の損傷を基事象としてフォールトツリーに追加した。さらに地震時特有の建屋・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た。</p> <p>常用系の耐震クラスが低い給水系, 復水系及び PCS は緩和系として期待しない。また, 地震動に対する現実的耐力が極端に小さい給水建屋, 純水タンク及びろ過水タンクについてフラジリティ評価を実施していないため, 地震時には使用不可能と想定した。</p> <p>②相関性が考えられる全ての構造物, 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。</p> <p>③フォールトツリーごとにミニマルカットセットを抽出する方法ではなく, 全てのフォールトツリーに対する論理及び基事象のチェックや主要な事故シーケンスにおけるミニマルカットセット抽出に</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>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</p> <p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 <p>③ 重要度解析, 不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>よる従属性を考慮した俯瞰的なレビュー等により, フォールトツリーの論理モデルの妥当性を確認した。</p> <p>④本評価では, システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。</p> <p>(1.2.1.d 事故シーケンス④システム信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>①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, 内的事象レベル 1PRA で採用している THERP 手法 (NUREG/CR-1278) を採用した。中央制御室操作について, 地震発生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ことから, 地震発生後の比較的短時間 (地震発生後数時間以内) での運転員操作の定量化においては, 地震発生後の混乱に伴う高ストレス状態を仮定した。現場操作については, 本評価では, AM 策で実施した各対策については評価対象外としているため, 地震発生後の AM 策に係る現場操作は期待していない。(1.2.1.d 事故シーケンス⑤人的過誤)</p> <p>(6)</p> <p>①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。計算コードは, 内部事象と同様のコード (Safety Watcher) を用いた。</p> <p>②起因事象別の炉心損傷頻度, 炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度及び加速度区分別の炉心損傷頻度を算出し, 主要な事故シーケンスを確認した。</p> <p>なお, 地震レベル 1.5PRA は今回実施しないため, プラント損傷状態別の分析評価は行っていない。</p> <p>③PRA 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実さ解析を実施した。炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また, 対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定, データ等を選定し感度解析を実施した。</p> <p>(1.2.1.d 事故シーケンス⑥炉心損傷頻度)</p>
<p>3. 2 外部事象 (津波)</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>① 対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 	<p>①内部事象出力運転時レベル 1PRA で収集したプラントの基本的な情報 (設計情報, 運転・保守管理情報等) 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機器配置といった津波固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。</p> <p>また, 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, 主に以下の観点でプラントウォークダウンを実施し, 対象機器及び開口部 (貫通部) 等について, 図面との相違や過不足等がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 津波影響 ・ 間接的影響の有無

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起回事象の分析結果 ●建物・機器リストの作成結果 	<p>・津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部） (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)</p> <p>②津波 PRA 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て分析し、津波により誘発される起回事象を分析し、以下のとおり選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・直流電源喪失 ・全交流動力電源喪失 ・最終ヒートシンク喪失（原子炉補機冷却系機能喪失） ・過渡事象（全給水機能喪失等） <p>また、津波による損傷によりプラントに影響を及ぼす機器を考慮し、建屋・機器リストを作成した。</p> <p>(1.2.2.a 対象プラントと事故シナリオ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)</p>
<p>b. 津波ハザード</p> <p>① 津波ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ●新規制基準（地震、津波）にて策定された基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 <p>② 津波ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ●津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ●不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③ 津波ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明 	<p>①確率論的津波ハザードの検討に当たっては、地震による津波を検討対象とし、解析手順については「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」及び「確率論的津波ハザード解析の方法(土木学会, 2011)」に基づき評価した。(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)</p> <p>②認識論的不確かさとして、地震規模、平均発生間隔、波源のモデル化等を考慮した。偶然的な不確かさとして、津波水位のばらつきを対数正規分布として考慮した。ロジックツリー及び分岐の重みについては、2011年東北地方太平洋沖地震後の知見を反映して設定した。津波伝播の数値シミュレーションは、基準津波の評価と同じ手法を用いて検討を実施した。(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 及び②確率論的津波水位評価の概要)</p> <p>③ロジックツリーをもとに津波ハザード曲線（フラクタイルハザード曲線）を算定した。最高水位・最低水位の年超過確率はいずれも10^{-4}～10^{-5}程度である。(1.2.2.b 確率論的津波ハザード③津波ハザード曲線の評価結果)</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>① 評価対象と損傷モードの設定</p> <p>② フラジリティの評価方法の選択</p> <p>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）</p>	<p>①プラント情報の収集・分析で得られた建屋・機器フラジリティ評価関連情報と事故シナリオの検討において抽出された建屋・機器リストに基づき、起回事象及び緩和系に着目して評価対象とする建屋・機器を設定した。次に、対象とする建屋・機器が津波によって機能喪失に至る影響モードを検討した。その結果、動的・電気的な機器の「被水・没水」による損傷を評価対象として抽出した。</p> <p>(1.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ①評価対象と損傷モードの設定)</p> <p>②～⑥ 動的・電気的な機器に対する「被水・没水」の損傷モードでは、海水が各機器の設置高さに到達</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>④ フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位, 損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤ フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位, 損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 <p>⑥ 建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>した時点で, 当該機器が確率1で損傷すると仮定した。津波の高さが, 建屋の浸水口高さと同様の設置高さのいずれよりも高い場合に「被水・没水」とした。(1.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ②フラジリティ評価について)</p>
<p>d. 事故シーケンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>① 評価対象とした起因事象のリスト, 説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ●津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ●グループ化している場合にはグループ化の考え方, 発生頻度の評価方法 ●対象外とした起因事象と, 対象外とした理由 ●津波固有の事象とその取扱い <p>② 階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象の階層化の考え方, イベントツリーとその説明 <p>(2) 成功基準</p> <p>① 成功基準の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象ごとの成功基準 ●炉心損傷の定義 ●対処設備作動までの余裕時間及び使用時間 ●成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果, 及び使用した解析コードの検証性 <p>(3) 事故シーケンス</p> <p>① イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ●イベントツリー図 ●ヘディング, 事故進展及び最終状態 ●イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>(1)</p> <p>①津波 PRA では以下の起因事象を抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 (12m\leqx) (12mは低起動変圧器の設置高さ) ・直流電源喪失 (6.5m\leqx) ・全交流動力電源喪失 (4.8m\leqx) ・最終ヒートシンク喪失 (原子炉補機冷却系機能喪失) (4.2m\leqx(7号炉), 4.4m\leqx(6号炉)) ・過渡事象 (全給水機能喪失等) (3.5m\leqx) <p>なお, 上記の起因事象を発生させる各機器は, 各々の損傷高さまで浸水した時点で, 確率1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各機器の損傷が起因事象となる津波が発生する範囲の年超過頻度と同じとなる。</p> <p>②本評価では, 津波高さに応じて発生する起因事象が変化することから, 津波高さの順に起因事象を並べたイベントツリーを作成した。</p> <p>(1.2.2.d 事故シーケンス(1)起因事象)</p> <p>(2)</p> <p>①炉心損傷防止の成功基準は, 内部事象 PRA と津波 PRA での相違がないため, 基本的に内部事象 PRA で設定した成功基準 (過渡事象・手動停止) を用いた。</p> <p>また, 福島第一及び第二原子力発電所における被災直後の対応も踏まえて, 被災直後はプラント周辺のアクセス性が悪化すること等を考慮し, 外部支援等に期待可能となるまでの時間として, 使命時間は72時間とした。(1.2.2.d 事故シーケンス(2)成功基準)</p> <p>(3)</p> <p>①起因事象の発生要因は津波と内的事象では異なるが, 起因事象発生後の緩和設備は内部事象と同様の設備に期待した。そのため, 内部事象のイベントツリーをもとに, 前述の成功基準を考慮してイベントツリーを作成した。(1.2.2.d 事故シーケンス(3)事故シーケンス)</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>(4) システム信頼性</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●評価対象システム一覧 ●系統図, 必要とするサポート系, 試験, システム信頼性評価上の主要な仮定 ●B及びCクラス機器の取扱い <p>② 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い</p> <p>③ システム信頼性評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ●主要なミニマルカットセット (FTを用いた場合) <p>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</p> <p>(5) 人的過誤</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●人的過誤の評価に用いた手法 ●人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い ●人的過誤評価用いた主要な仮定 ●人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>② 炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ●プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 <p>③ 重要度解析, 不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>(4)</p> <p>①内部事象 PRA に際してまとめた情報や, 津波による機器ごとの損傷モードとプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを用い, 評価対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性は内部事象 PRA と同じである。</p> <p>②機器間の相関について, 系統間の従属性の取扱いは内部事象レベル 1PRA と同様とした。また, 津波の影響については, 建物内に浸水した場合, フロア全体が一樣な深さで浸水し当該フロアの機器は全て機能喪失するとした。</p> <p>③システムの非信頼度は, 内部事象レベル 1PRA と同様の評価を用いた。 本評価では, 機器の機能喪失の原因のほとんどが「被水・没水」である。仮にミニマルカットセットを抽出しても, 各機器の機能喪失の原因は建屋への浸水経路に依存することとなる。即ち, 建屋への浸水経路に止水等の対策を施すことによって炉心損傷を防止できることが明らかである。このため, MCS は抽出しない。</p> <p>④最終ヒートシンク喪失時の高圧注水 (RCIC) については, 水没又はタービン排気圧高あるいは, 直流電源の枯渇による RCIC タービントリップによって機能喪失に至るものと考え, 当該ヘディングの失敗確率を 1 として評価した。(1.2.2.d 事故シーケンス(4)システム信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>①本評価においては, 人的過誤の要素を考慮するヘディングが存在しない。(1.2.2.d 事故シーケンス(5)人的過誤)</p> <p>(6)</p> <p>①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。計算コードは, 内部事象と同様のコード (Safety Watcher) を用いた。</p> <p>②津波シナリオ区分ごとの炉心損傷頻度, 起因事象別の炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を算出し, 主要な事故シーケンスを確認した。 なお, 津波レベル 1.5PRA は今回実施しないため, プラント損傷状態別の分析評価は行っていない。</p> <p>③PRA 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実施した。また, 対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定, データ等を選定し感度解析を実施した。 重要度解析は, 各基事象の炉心損傷頻度やシステムの非信頼度への寄与を評価する手法であるが, 緩和系の機能喪失の原因は T/B のマンホールから津波が浸水することによる「被水・没水」であり, 有効な対策はマンホールの止水対策となるため, 機器の重要度に関係ないものとなる。そのた</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
	<p>め重要度解析は実施しない。 (1.2.2.d 事故シーケンス(6)炉心損傷頻度)</p>
<p>4. レベル1. 5 PRA 4. 1 内部事象 a. プラントの構成・特性 ① 対象プラントに関する説明 ●機器・系統配置, 形状・設備容量, 事故への対処操作, 燃料及びデブリの移動経路など</p>	<p>①対象プラントの機器・系統の配置, 形状・設備容量, 事故の緩和と操作, 燃料及び溶融炉心(デブリ)の移動経路を整理した。(2.1.1.a プラントの構成・特性)</p>
<p>b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ① プラント損傷状態の一覧 ●プラント損傷状態の考え方 ●プラント損傷状態の一覧 ●レベル1の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ●レベル1結果との関係(レベル1の最終状態と分類が異なる場合) ② プラント損傷状態ごとの発生頻度 ●プラント損傷状態ごとの発生頻度</p>	<p>①② 内部事象出力運転時レベル1PRA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, 事象の進展及び緩和と操作の類似性からプラント損傷状態(PDS)を定義し, PDSの分類及び発生頻度を評価した。(2.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度)</p>
<p>c. 格納容器破損モード ① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ●格納容器破損モード分類の考え方 ●格納容器破損モードの一覧 ●各破損モードに関する説明</p>	<p>① ●炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を分析することによって格納容器破損モードを抽出した。(2.1.1.c 格納容器破損モード) ●炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を網羅的に考慮し, 事故進展に応じて想定される, 格納容器の健全性に影響を与える負荷を, 発生時期に沿って示した。(2.1.1.c 格納容器破損モード) ●抽出した負荷, 負荷の概要及び格納容器破損モードの説明を示した。(2.1.1.c 格納容器破損モード)</p>
<p>d. 事故シーケンス ① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ●格納容器イベントツリー構築の考え方 ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ② 格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した, 重要な物理化学現象, 対処設備の作動・不作為, 運転員操作(レベル1との整合性を含む), ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツリー ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果</p>	<p>①② PDSごとに事故進展フェーズを考慮して, 緩和設備の作動状態及び物理化学現象の発生状況を分析し, 格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を選定した。また, 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て, 格納容器イベントツリーを作成した。格納容器イベントツリーの最終状態へ格納容器破損モードを割り付けた結果をあわせて示した。(2.1.1.d 事故シーケンス)</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>e. 事故進展解析</p> <p>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</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シーケンス選定の考え方 ●事故進展解析の解析条件 ●解析対象とした事故シーケンス一覧 ●対象事故シーケンスの説明 ●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 <p>② 事故シーケンスの解析結果</p>	<p>①解析対象事故シーケンスの選定に当たっては、操作時間余裕が厳しくなる観点、発生頻度が大きくなる観点等を考慮した。事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス及び基本解析条件を示した。(2.1.1.e 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)</p> <p>②選定した各事故シーケンスについて、プラントの熱水力挙動の解析を実施した結果を記載した。(2.1.1.e ② 事故シーケンスの解析結果)</p>
<p>f. 格納容器破損頻度</p> <p>① 格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ●分岐確率の算出方法 ●格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 <p>③ 格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 	<p>①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率を設定、又はフォールトツリーをリンキングし、PDSごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードにはSafety Watcherを用いた。(2.1.1.f ① 格納容器破損頻度の評価方法)</p> <p>②シビアアクシデント現象のヘディングにおいて、不確かさが大きい現象に対しては、当該現象の支配要因、不確かさ幅及び格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし、分解イベントツリー(DET)手法等を用いて、分岐確率を設定した。事故の緩和手段に関するヘディングについては、レベル1PRAのフォールトツリーをもとに、フォールトツリーを作成することにより、緩和手段の非信頼度(分岐確率)をモデル化した。(2.1.1.f ② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率)</p> <p>③評価結果を整理し、全格納容器破損頻度、PDS別の格納容器破損頻度、格納容器破損モード別の格納容器破損頻度を整理し、主要な事故シーケンスの分析を実施した。さらに、レベル1PRAにて実施した基事象別の重要度評価結果から、レベル1.5PRAで支配的な因子を分析した。(2.1.1.f ③ 格納容器破損頻度の評価結果及び2.1.1.f ④ 重要度評価について)</p>
<p>g. 不確かさ解析及び感度解析</p> <p>① 不確かさ解析結果</p> <p>② 感度解析結果</p>	<p>①PRA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格納容器破損頻度の寄与割合の確認に際しての参考として、不確かさ解析を実施した。(2.1.1.g ① 不確かさ解析)</p> <p>②格納容器破損頻度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。(2.1.1.g ② 感度解析)</p>
<p>4. 2 外部事象(地震)</p> <p>a. プラントの構成・特性</p> <p>① 対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など ●ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>② 地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ●事故シナリオと起因事象の分析結果 	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<ul style="list-style-type: none"> ●建物・機器リストの作成結果 	
<p>b. 地震ハザード</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 地震ハザード評価の方法 <ul style="list-style-type: none"> ●新規規制基準(地震、津波)にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 ② 地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 <ul style="list-style-type: none"> ●震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ●不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 ③ 地震ハザード評価結果 <ul style="list-style-type: none"> ●作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ●地震ハザード評価結果に基づく脆弱性評価用地震動の作成方法の説明 	同上
<p>c. 建屋・機器の脆弱性</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 評価対象と損傷モードの設定 ② 脆弱性の評価方法の選択 ③ 脆弱性評価上の主要な仮定(不確かさの設定、応答係数等) ④ 脆弱性評価における耐力情報 <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ●評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ●機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 ⑤ 脆弱性評価における応答情報 <ul style="list-style-type: none"> ●評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ●基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 ⑥ 建物・機器の脆弱性評価結果 	同上

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
<p>d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度</p> <p>① プラント損傷状態の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ●プラント損傷状態の考え方 ●プラント損傷状態の一覧 ●レベル1の事故シーケンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ●レベル1結果との関係(レベル1の最終状態と分類が異なる場合) <p>② プラント損傷状態ごとの発生頻度</p>	<p>同上</p>
<p>e. 格納容器破損モード</p> <p>① 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器破損モード分類の考え方 ●格納容器破損モードの一覧 ●各破損モードに関する説明 	<p>同上</p>
<p>f. 事故シーケンス</p> <p>① 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器イベントツリー構築の考え方 ●格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 <p>② 格納容器イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ●格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動(レベル1との整合性を含む)、運転員操作、ヘディング間の従属性 ●格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け 	<p>同上</p>
<p>g. 事故進展解析</p> <p>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</p> <ul style="list-style-type: none"> ●事故シーケンス選定の考え方 ●選定した事故シーケンスと説明 ●事故進展解析の解析条件 ●有効性評価の対象シーケンスとして選定した場合はその選定理由 <p>② 事故シーケンスの解析結果</p>	<p>同上</p>
<p>h. 格納容器破損頻度</p> <p>① 格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>② 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ●分岐確率の算出方法 ●使用した分岐確率 <p>③ 格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ●全格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 ●起回事象別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析 	<p>同上</p>

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」への柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAの対応状況

「PRAの説明における参照事項(平成25年9月 原子力規制庁)」の記載内容	柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉
●破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シーケンスと分析	
i. 不確かさ解析及び感度解析 ① 不確かさ解析結果 ② 感度解析結果	同上
5. その他 a. 専門家判断 ① 専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果 ② 専門家判断の導出のプロセス	①評価上の仮定及び計算が適切になっているかどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。
b. ピアレビュー ① ピアレビューチーム及びメンバー構成 ●海外の専門家も含めたメンバーであること ② ピアレビューの手順 ③ ピアレビューの結果 ④ ピアレビュー結果のPRAへの反映状況	①レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定した。 ●今回実施したレビュー方法を含め、PRA全般を俯瞰した上での改善事項を抽出するため、PRAについて経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 ②オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するため、オンサイトレビュー前に、各レビューアにPRAの概要説明資料を提出した。これに基づき、各レビューアによる全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理が実施された。レビューに際しては、適宜PRA実施者とレビューアとの質疑応答を行い、評価の詳細や具体的な課題を共有した。 ③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの結果に影響を及ぼすと考えられるような技術的な問題点はないことが確認された。また、システム解析及び文書化に関して良好事例が挙げられた。 ④人間信頼性解析については、人的過誤確率の算出方法に関する推奨事項が抽出されたため、PRAの見直しを実施した。その他、今後のPRAの品質向上に向けた推奨事項については精査の上、PRAの品質向上に資すると考えられるものについては反映していく。
c. 品質保証 ① PRAを実施するに当たって行った品質保証活動 ●PRAの実施体制 ●更新、記録管理体制	①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。 ●実施に当たってはPRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。 ●文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。

別添

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
確率論的リスク評価(PRA)について

目 次

1. レベル 1PRA
 - 1.1 内部事象 PRA
 - 1.1.1 出力運転時 PRA
 - 1.1.2 停止時 PRA
 - 1.2 外部事象 PRA
 - 1.2.1 地震 PRA
 - 1.2.2 津波 PRA

2. レベル 1.5PRA
 - 2.1 内部事象 PRA
 - 2.1.1 出力運転時 PRA

表

出力運転時 PRA

第 1.1.1. a-1 表	PRA に必要な情報を収集する際に参照した資料 リスト
第 1.1.1. a-2 表	系統設備概要
第 1.1.1. b-1 表	過渡変化・事故による起因事象の同定
第 1.1.1. b-2 表	従属性を有する起因事象の同定
第 1.1.1. b-3 表	起因事象のグループ化の結果と事象の定義及び 事象と緩和設備の主要な状況
第 1.1.1. b-4 表	起因事象グループと事象の定義及び国内発生実 績
第 1.1.1. b-5 表	起因事象グループの発生頻度
第 1.1.1. c-1 表	プラント運転時の成功基準（起因事象ごと）
第 1.1.1. c-2 表	低圧系注水時の ADS の必要弁数
第 1.1.1. c-3 表	RCW(A 系, B 系)の成功基準
第 1.1.1. c-4 表	RCW(C 系)の成功基準
第 1.1.1. c-5 表	空調機の成功基準
第 1.1.1. c-6 表	解析コード MAAP による事故進展解析結果 (ABWR /RCCV)
第 1.1.1. c-7 表	各緩和操作と運転員操作のための許容時間
第 1.1.1. d-1 表	事故シーケンスグループの分類（最終状態の説 明と分類）
第 1.1.1. e-1 表	各系統間の従属性(7 号炉の例)
第 1.1.1. e-2 表	代表的なシステム信頼性（フォールトツリー）

	の評価結果
第 1.1.1. e-3 表	システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠
第 1.1.1. f-1 表	平均修復時間、復旧特性のデータ
第 1.1.1. f-2 表	共通原因故障因子
第 1.1.1. g-1 表	同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果（例示）
第 1.1.1. h-1 表	全炉心損傷頻度に占める割合の大きな事故シーケンス
第 1.1.1. h-2 表	起因事象別の炉心損傷頻度と炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス
第 1.1.1. h-3 表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス
第 1.1.1. h-4 表	事故シーケンスの分析（ミニマルカットセットの抽出）結果
第 1.1.1. h-5 表	基事象別の FV 重要度の評価結果(上位 10 位)
第 1.1.1. h-6 表	基事象別の RAW の評価結果（上位 10 位）
第 1.1.1. h-7 表	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度不確かさ解析
第 1.1.1. h-8 表	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において過去に発生した起因事象
第 1.1.1. h-9 表	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において過去に発生した PRA に関わる機器故障

停止時 PRA

第 1. 1. 2. a-1 表	停止時 PRA 評価に必要な情報を収集する際に参照した資料リスト
第 1. 1. 2. a-2 表	系統設備概要
第 1. 1. 2. a-3 表	評価対象期間
第 1. 1. 2. b-1 表	既往の停止時 PRA における起因事象との比較
第 1. 1. 2. b-2 表	起因事象から除外する事象
第 1. 1. 2. b-3 表	起因事象の発生頻度
第 1. 1. 2. b-4 表	CUW ブロー時冷却材流出発生頻度
第 1. 1. 2. c-1 表	燃料損傷の判定条件
第 1. 1. 2. c-2 表	停止時 PRA における各安全機能の成功基準(ポンプの必要台数)
第 1. 1. 2. c-3 表	補機冷却系の除熱能力に対する成功基準
第 1. 1. 2. c-4 表	短期余裕時間及び長期余裕時間
第 1. 1. 2. d-1 表	事故シーケンスの最終状態
第 1. 1. 2. e-1 表	各系統間の従属性
第 1. 1. 2. e-2 表	代表的なシステム信頼性 (フォールトツリーの非信頼度 (平均値))
第 1. 1. 2. g-1 表	人的過誤の評価結果 (例示: 機器の現場操作)
第 1. 1. 2. g-2 表	人的過誤の評価結果 (診断失敗確率)
第 1. 1. 2. h-1 表	POS 別・起因事象別の燃料損傷頻度
第 1. 1. 2. h-2 表	事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度
第 1. 1. 2. h-3 表	主要なミニマルカットセット
第 1. 1. 2. h-4 表	全燃料損傷頻度における FV 重要度の評価結果
第 1. 1. 2. h-5 表	全燃料損傷頻度における RAW の評価結果
第 1. 1. 2. h-6 表	POS 別・起因事象別の燃料損傷頻度(感度解析)

第 1.1.2. h-7 表 POS 別・起因事象別の燃料損傷頻度(感度解析)

地震 PRA

第 1.2.1. a-1 表	地震 PRA 実施のために収集した情報源
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(1)表	7号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価
第 1.2.1. a-3(2)表	6号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価
第 1.2.1. b-1 表	震源モデルの諸元 (活断層による地震, 調査結果に基づく)
第 1.2.1. b-2 表	震源モデルの諸元 (活断層による地震, 地震調査研究推進本部 (2012) に基づく)
第 1.2.1. b-3 表	震源モデルの諸元 (日本海東縁部の地震)
第 1.2.1. b-4 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	考慮する不確実さ要因の例
第 1.2.1. c-1-2 表	損傷限界点の現実的な値 (地震 PSA 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 (原子炉建屋)
第 1.2.1. c-1-5 表	物性値 (コントロール建屋)
第 1.2.1. c-1-6 表	物性値 (タービン建屋)
第 1.2.1. c-1-7 表	物性値 (廃棄物処理建屋)
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(1)表	解析モデル諸元 (原子炉建屋 水平 NS 方向)
第 1.2.1. c-1-9(2)表	解析モデル諸元 (原子炉建屋 水平 EW 方向)

第 1.2.1. c-1-9(3) 表	建屋のばね定数（原子炉建屋 水平 EW 方向）
第 1.2.1. c-1-9(4) 表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉建屋 2000gal 規準化入力 NS 方向）
第 1.2.1. c-1-9(5) 表	地盤ばね定数と減衰係数（原子炉建屋 2000gal 規準化入力 EW 方向）
第 1.2.1. c-1-10(1) 表	解析モデル諸元（コントロール建屋 水平 NS 方向）
第 1.2.1. c-1-10(2) 表	解析モデル諸元（コントロール建屋 水平 EW 方向）
第 1.2.1. c-1-10(3) 表	地盤ばね定数と減衰係数（コントロール建屋 2000gal 規準化入力 NS 方向）
第 1.2.1. c-1-10(4) 表	地盤ばね定数と減衰係数（コントロール建屋 2000gal 規準化入力 EW 方向）
第 1.2.1. c-1-11(1) 表	解析モデル諸元（タービン建屋 水平 NS 方向） 質点重量及び回転慣性重量
第 1.2.1. c-1-11(2) 表	解析モデル諸元（タービン建屋 水平 NS 方向） せん断断面積及び断面二次モーメント
第 1.2.1. c-1-11(3) 表	解析モデル諸元（タービン建屋 水平 EW 方向） 質点重量及び回転慣性重量
第 1.2.1. c-1-11(4) 表	解析モデル諸元（タービン建屋 水平 EW 方向） せん断断面積及び断面二次モーメント
第 1.2.1. c-1-11(5) 表	建屋のばね定数（タービン建屋 水平 NS 方向）
第 1.2.1. c-1-11(6) 表	建屋のばね定数（タービン建屋 水平 EW 方向）

	向)
第 1.2.1.c-1-11(7)表	地盤ばね定数と減衰係数 (タービン建屋 2000gal 規準化入力 NS 方向)
第 1.2.1.c-1-11(8)表	地盤ばね定数と減衰係数 (タービン建屋 2000gal 規準化入力 EW 方向)
第 1.2.1.c-1-12(1)表	解析モデル諸元 (廃棄物処理建屋 水平 NS 方向)
第 1.2.1.c-1-12(2)表	解析モデル諸元 (廃棄物処理建屋 水平 EW 方向)
第 1.2.1.c-1-12(3)表	建屋のばね定数 (廃棄物処理建屋 水平 NS 方向)
第 1.2.1.c-1-12(4)表	地盤ばね定数と減衰係数 (廃棄物処理建屋 2000gal 規準化入力 NS 方向)
第 1.2.1.c-1-12(5)表	地盤ばね定数と減衰係数 (廃棄物処理建屋 2000gal 規準化入力 EW 方向)
第 1.2.1.c-2-1 表	考慮する不確かさ要因の例
第 1.2.1.c-2-2 表	ばらつきを考慮する地盤物性
第 1.2.1.c-2-3 表	主要地盤物性値
第 1.2.1.c-3-1 表	現実的耐力及び現実的応力の不確かさ要因の例
第 1.2.1.c-3-2 表	建屋の応答係数
第 1.2.1.c-3-3 表	RPV ペDESTAL のたてリブの耐震性評価結果
第 1.2.1.c-3-4 表	RPV ペDESTAL 安全係数評価結果の一覧
第 1.2.1.c-3-5 表	原子炉補機冷却水系熱交換器の耐震強化サポ ートの耐震性評価結果
第 1.2.1.c-3-6 表	原子炉補機冷却水系熱交換器 安全係数評価結

	果の一覧
第 1. 2. 1. c-3-7 表	残留熱除去系電動弁 安全係数評価結果の一覧
第 1. 2. 1. c-3-8 表	直立盤（鉛直方向）安全係数評価結果の一覧 （機能損傷）
第 1. 2. 1. c-3-9 表	原子炉補機冷却水系配管の耐震性評価結果
第 1. 2. 1. c-3-10 表	原子炉補機冷却水系配管 安全係数評価結果の 一覧
第 1. 2. 1. d-1(1)表	7号炉 起因事象発生頻度
第 1. 2. 1. d-1(2)表	6号炉 起因事象発生頻度
第 1. 2. 1. d-2 表	評価対象システム一覧
第 1. 2. 1. d-3 表	起因事象発生後の人的過誤確率評価例
第 1. 2. 1. d-4(1)表	7号炉 起因事象別の炉心損傷頻度
第 1. 2. 1. d-4(2)表	6号炉 起因事象別の炉心損傷頻度
第 1. 2. 1. d-5(1)表	7号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が 大きい事故シーケンスの概要
第 1. 2. 1. d-5(2)表	6号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が 大きい事故シーケンスの概要
第 1. 2. 1. d-6(1)表	7号炉 炉心損傷シーケンス別炉心損傷頻度
第 1. 2. 1. d-6(2)表	6号炉 炉心損傷シーケンス別炉心損傷頻度
第 1. 2. 1. d-7(1)表	7号炉 炉心損傷シーケンスに対する分析結果
第 1. 2. 1. d-7(2)表	6号炉 炉心損傷シーケンスに対する分析結果
第 1. 2. 1. d-8(1)表	7号炉 加速度区分別炉心損傷頻度評価結果
第 1. 2. 1. d-8(2)表	6号炉 加速度区分別炉心損傷頻度評価結果
第 1. 2. 1. d-9(1)表	7号炉 FV 重要度評価結果
第 1. 2. 1. d-9(2)表	6号炉 FV 重要度評価結果

第 1.2.1. d-10 表 感度解析対象機器（損傷の完全独立想定機器）

津波 PRA

第 1.2.2. a-1 表 考慮すべき津波による影響モード

第 1.2.2. a-2 表 機器リスト（7 号炉抜粋）

第 1.2.2. a-3 表 重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分
（7 号炉）

第 1.2.2. a-4 表 重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分
（6 号炉）

第 1.2.2. d-1(a) 表 津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心
損傷頻度（7 号炉）

第 1.2.2. d-1(b) 表 津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び炉心
損傷頻度（6 号炉）

第 1.2.2. d-2(a) 表 起回事象別の CDF 評価結果（7 号炉）

第 1.2.2. d-2(b) 表 起回事象別の CDF 評価結果（6 号炉）

第 1.2.2. d-3(a) 表 事故シーケンスグループ別の CDF 評価結果（7
号炉）

第 1.2.2. d-3(b) 表 事故シーケンスグループ別の CDF 評価結果（6
号炉）

第 1.2.2. d-4 表 津波（引き波）水位と CDF の評価ケース

レベル 1.5PRA

第 2.1.1. a-1 表 原子炉格納容器の主要仕様

第 2.1.1. a-2 表 燃料及びデブリの移動経路

第 2.1.1. b-1 表 炉心損傷に至る事故シーケンスの概要

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 2.1.1. b-2 表	PDS の分類結果
第 2.1.1. b-3 表	PDS ごとの炉心損傷頻度
第 2.1.1. c-1 表	原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷と 設定した格納容器破損モード
第 2.1.1. c-2 表	格納容器破損モードの選定
第 2.1.1. d-1 表	物理化学現象と緩和設備及び緩和操作との関係 の整理
第 2.1.1. d-2 表	格納容器イベントツリーのヘディングの定義
第 2.1.1. d-3 表	格納容器イベントツリーのヘディング間の従属 性
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	解析コードの基本解析条件
第 2.1.1. e-3 表	事故進展判断基準
第 2.1.1. e-4 表	事故進展解析結果
第 2.1.1. f-1 表	格納容器イベントツリーの分岐確率の設定
第 2.1.1. f-2 表	時間余裕の設定
第 2.1.1. f-3 表	PDS 別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度
第 2.1.1. f-4 表	格納容器破損モード別の格納容器破損頻度
第 2.1.1. g-1 表	格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不 確実さ解析
第 2.1.1. g-2 表	 に関する感度解析結果

図

出力運転時 PRA

第 1.1.1-1 図	内部事象運転時レベル 1PRA の評価フロー
第 1.1.1.a-1 図	PRA において考慮する緩和機能(系統)の系統構成の概要
第 1.1.1.a-2 図	原子炉緊急停止系(RPS)作動回路概要図
第 1.1.1.a-3 図	原子炉緊急停止系(RPS)及び制御棒駆動系概要図
第 1.1.1.a-4 図	ほう酸水注入系(SLC)系統概要図
第 1.1.1.a-5 図	原子炉冷却系系統概要図
第 1.1.1.a-6 図	非常用炉心冷却系(ECCS)系統概要図
第 1.1.1.a-7 図	工学的安全施設作動の機能説明図
第 1.1.1.a-8 図	高圧炉心注水系(HPCF)系統概要図
第 1.1.1.a-9 図	原子炉隔離時冷却系(RCIC)系統概要図
第 1.1.1.a-10 図	残留熱除去系低圧注水モード(LPFL)系統概要図
第 1.1.1.a-11 図	原子炉格納施設構造概要図
第 1.1.1.a-12 図	残留熱除去系(RHR)格納容器スプレイ冷却モード系統概要図
第 1.1.1.a-13 図	サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード系統概要図
第 1.1.1.a-14 図	原子炉補機冷却系系統概要図
第 1.1.1.a-15 図	タービン補機冷却系系統概要図
第 1.1.1.a-16 図	タービン設備系統概要図
第 1.1.1.a-17 図	開閉所単線結線図

第 1.1.1. a-18 図	所内単線結線図
第 1.1.1. a-19 図	直流電源単線結線図
第 1.1.1. d-1 図	過渡事象(外部電源喪失除く)のイベントツリー
第 1.1.1. d-2 図	外部電源喪失のイベントツリー
第 1.1.1. d-3 図	手動停止(通常停止), サポート系喪失(従属性を有する起回事象)のイベントツリー
第 1.1.1. d-4 図	LOCA のイベントツリー
第 1.1.1. d-5 図	インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) のイベントツリー
第 1.1.1. e-1 図	システム信頼性評価のイメージ (HPCF (B) を例示)
第 1.1.1. h-1 図	起回事象別の炉心損傷頻度の割合
第 1.1.1. h-2 図	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の割合
第 1.1.1. h-3 図	全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果
第 1.1.1. h-4 図	炉心損傷事故シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度の不確実さ解析結果
第 1.1.1. h-5 図	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験の起回事象発生頻度に対する感度解析結果
第 1.1.1. h-6 図	柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験の機器故障率に対する感度解析結果
第 1.1.1. h-7 図	起回事象発生頻度及び機器故障率の炉心損傷頻度に対する感度解析結果
第 1.1.1. h-8 図	設計基準事故対処設備のみに期待した場合の感度解析結果

停止時 PRA

- 第 1. 1. 2-1 図 内部事象停止時 PRA の評価フロー
- 第 1. 1. 2. a-1 図 残留熱除去系停止時冷却 (SHC) モードの概要図
- 第 1. 1. 2. a-2 図 残留熱除去系燃料プール冷却モードの概要図
- 第 1. 1. 2. a-3 図 燃料プール冷却浄化系 (FPC) の概要図
- 第 1. 1. 2. a-4 図 原子炉冷却材浄化系 (CUW) の概要図
- 第 1. 1. 2. a-5 図 復水補給水系 (MUWC) の概要図
- 第 1. 1. 2. a-6 図 消火系 (FP) の概要図
- 第 1. 1. 2. a-7 図 停止時 PRA の評価対象期間の設定
- 第 1. 1. 2. a-8 図 停止時 PRA における POS の分類及び定期検査工程
- 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 崩壊熱に応じた冷却材蒸発量の変化と燃料プール側の注水能力
- 第 1. 1. 2. c-2 図 崩壊熱量の変化と緩和設備の除熱能力
- 第 1. 1. 2. c-3 図 保有水のエリア分割図と保有水量
- 第 1. 1. 2. d-1 図 崩壊熱除去機能喪失を起因事象とするイベントツリー
- 第 1. 1. 2. d-2 図 外部電源喪失を起因事象とするイベントツリー
- 第 1. 1. 2. d-3 図 原子炉冷却材の流出を起因事象とするイベントツリー
- 第 1. 1. 2. e-1 図 システム信頼性評価のイメージ (HPCF (B) を

例示)

- 第 1. 1. 2. h-1 図 POS 別の燃料損傷頻度の割合
- 第 1. 1. 2. h-2 図 起因事象別の燃料損傷頻度の割合
- 第 1. 1. 2. h-3 図 事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度の割合
- 第 1. 1. 2. h-4 図 一日当たりの燃料損傷頻度の変化
- 第 1. 1. 2. h-5 図 重要度解析結果（各重要度上位の基事象と安全機能の主な基事象）
- 第 1. 1. 2. h-6 図 不確かさの解析
- 第 1. 1. 2. h-7 図 POS 別の燃料損傷頻度の割合（感度解析）
- 第 1. 1. 2. h-8 図 起因事象別の燃料損傷頻度の割合（感度解析）
- 第 1. 1. 2. h-9 図 事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度の割合（感度解析）
- 第 1. 1. 2. h-10 図 一日当たりの燃料損傷頻度の変化（感度解析）

地震 PRA

- 第 1. 2. 1. a-1 図 地震 PRA 評価フロー
- 第 1. 2. 1. a-2 図 プラントウォークダウン調査対象機器 選定フロー
- 第 1. 2. 1. a-3 図 プラントウォークダウン評価結果例
- 第 1. 2. 1. a-4 図 起因事象の抽出フロー
- 第 1. 2. 1. b-1 図 敷地周辺の主な活断層（地質調査結果に基づく）
- 第 1. 2. 1. b-2 図 敷地周辺の主な活断層（地震調査研究推進本部（2012）に基づく）

第 1.2.1.b-3 図	日本海東縁部の特定震源
第 1.2.1.b-4 図	津波評価において考慮している特定震源
第 1.2.1.b-5 図	設定した領域区分
第 1.2.1.b-6 図	陸域の主要な活断層のロジックツリー
第 1.2.1.b-7 図	海域の主要な活断層のロジックツリー
第 1.2.1.b-8 図	敷地周辺の領域震源のロジックツリー
第 1.2.1.b-9 図	平均地震ハザード曲線（周期 0.02 秒，荒浜側）
第 1.2.1.b-10 図	平均地震ハザード曲線（周期 0.02 秒，大湊側）
第 1.2.1.b-11 図	地震ごとのハザード曲線（荒浜側，水平動）
第 1.2.1.b-12 図	地震ごとのハザード曲線（大湊側，水平動）
第 1.2.1.b-13 図	フラクタイル地震ハザード曲線（周期 0.02 秒，荒浜側）
第 1.2.1.b-14 図	フラクタイル地震ハザード曲線（周期 0.02 秒，大湊側）
第 1.2.1.b-15 図	一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-1 ～ S_s-7 の応答スペクトルの比較（荒浜側）
第 1.2.1.b-16 図	一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-1 ～ S_s-7 の応答スペクトルの比較（大湊側）
第 1.2.1.b-17 図	周期ごとの平均地震ハザード曲線（荒浜側）
第 1.2.1.b-18 図	周期ごとの平均地震ハザード曲線（大湊側）
第 1.2.1.b-19 図	フラジリティ評価に用いる模擬地震波と目標応答スペクトルに対するフィッティング（荒浜側）

第 1.2.1. b-20 図	フラジリティ評価に用いる模擬地震波と目標応答スペクトルに対するフィッティング（大湊側）
第 1.2.1. c-1-1 図	原子炉建屋の概略平面図（地下 3 階）
第 1.2.1. c-1-2 図	原子炉建屋の概略断面図（NS 方向断面）
第 1.2.1. c-1-3 図	コントロール建屋の概略平面図（地下 2 階）
第 1.2.1. c-1-4 図	コントロール建屋の概略断面図（NS 方向断面）
第 1.2.1. c-1-5 図	タービン建屋の概略平面図（地下 2 階）
第 1.2.1. c-1-6 図	タービン建屋の概略断面図（NS 方向断面）
第 1.2.1. c-1-7 図	廃棄物処理建屋の概略平面図（地下 3 階）
第 1.2.1. c-1-8 図	廃棄物処理建屋の概略断面図（NS 方向断面）
第 1.2.1. c-1-9 図	解析モデル（原子炉建屋 水平）
第 1.2.1. c-1-10 図	解析モデル（コントロール建屋 水平）
第 1.2.1. c-1-11(1) 図	解析モデル（タービン建屋 水平 NS 方向）
第 1.2.1. c-1-11(2) 図	解析モデル（タービン建屋 水平 EW 方向）
第 1.2.1. c-1-11(3) 図	地盤ばねの記号
第 1.2.1. c-1-12(1) 図	解析モデル（廃棄物処理建屋 水平 NS 方向）
第 1.2.1. c-1-12(2) 図	解析モデル（廃棄物処理建屋 水平 EW 方向）
第 1.2.1. c-1-13 図	建屋フラジリティ曲線（原子炉建屋）
第 1.2.1. c-1-14 図	建屋フラジリティ曲線（コントロール建屋）
第 1.2.1. c-1-15 図	建屋フラジリティ曲線（タービン建屋）
第 1.2.1. c-2-1 図	6 号及び 7 号炉付近の地盤分類図

第 1.2.1. c-2-2 図	F2 断層沿いのすべり
第 1.2.1. c-2-3 図	解析用要素分割図（6 号及び 7 号炉汀線平行断面）
第 1.2.1. c-2-4 図	原子炉建屋基礎地盤フラジリティ曲線
第 1.2.1. c-3-1 図	機器応答に関するスペクトル形状係数の概念図
第 1.2.1. c-3-2 図	減衰係数の概念図
第 1.2.1. c-3-3 図	建屋応答に関するスペクトル形状係数の概念図
第 1.2.1. c-3-4 図	RPV ペDESTAL のフラジリティ曲線
第 1.2.1. c-3-5 図	原子炉補機冷却水系熱交換器のフラジリティ曲線
第 1.2.1. c-3-6 図	残留熱除去系電動弁のフラジリティ曲線
第 1.2.1. c-3-7 図	直立盤のフラジリティ曲線
第 1.2.1. c-3-8 図	原子炉補機冷却水系配管のフラジリティ曲線
第 1.2.1. d-1 図	階層イベントツリー
第 1.2.1. d-2(1) 図	起因事象（過渡事象）イベントツリー
第 1.2.1. d-2(2) 図	起因事象（過渡事象 ATWS）イベントツリー
第 1.2.1. d-3(1) 図	起因事象（外部電源喪失）イベントツリー
第 1.2.1. d-3(2) 図	起因事象（外部電源喪失 ATWS）イベントツリー
第 1.2.1. d-4 図	起因事象（全交流動力電源喪失（D/G 損傷）） イベントツリー
第 1.2.1. d-5 図	起因事象（全交流動力電源喪失（RCW・RSW 損傷））イベントツリー
第 1.2.1. d-6(1) 図	7 号炉 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合
第 1.2.1. d-6(2) 図	6 号炉 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合

第 1.2.1. d-7(1) 図	7 号炉 炉心損傷シーケンス別炉心損傷頻度寄与割合
第 1.2.1. d-7(2) 図	6 号炉 炉心損傷シーケンス別炉心損傷頻度寄与割合
第 1.2.1. d-8(1) 図	7 号炉 地震加速度に対する炉心損傷頻度及び条件付炉心損傷確率
第 1.2.1. d-8(2) 図	6 号炉 地震加速度に対する炉心損傷頻度及び条件付炉心損傷確率
第 1.2.1. d-9(1) 図	7 号炉 不確かさ評価結果
第 1.2.1. d-9(2) 図	6 号炉 不確かさ評価結果
第 1.2.1. d-10(1) 図	7 号炉 感度解析結果（起因事象別の炉心損傷頻度比較）
第 1.2.1. d-10(2) 図	6 号炉 感度解析結果（起因事象別の炉心損傷頻度比較）
第 1.2.1. d-11(1) 図	7 号炉 感度解析結果（地震加速度別の炉心損傷頻度比較）
第 1.2.1. d-11(2) 図	6 号炉 感度解析結果（地震加速度別の炉心損傷頻度比較）

津波 PRA

第 1.2.2-1 図	津波レベル 1PRA のフロー
第 1.2.2. a-1 図	プラント概要
第 1.2.2. a-2 図	津波 PRA プラントウォークダウン結果（溢水伝播経路の同定）
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	起因事象の抽出フロー
第 1.2.2. b-1 図	敷地周辺海域の活断層の波源位置
第 1.2.2. b-2 図	断層連動に関するロジックツリー (6 断層連動モデル)
第 1.2.2. b-3 図	日本海東縁部の地震の波源位置
第 1.2.2. b-4 図	同時破壊の考え方及び地震規模に関するロジックツリー (日本海東縁部 : E3 及び E1 領域)
第 1.2.2. b-5 図	津波高さと年超過確率の関係 (フラクタイルハザード曲線, 1 号炉取水口前面)
第 1.2.2. c-1 図	被水・没水に関するフラジリティ曲線
第 1.2.2. d-1(a) 図	津波 PRA における起因事象の津波高さ別イベントツリー (7 号炉)
第 1.2.2. d-1(b) 図	津波 PRA における起因事象の津波高さ別イベントツリー (6 号炉)
第 1.2.2. d-2(a) 図	最終ヒートシンク喪失(LUHS)のイベントツリー (7 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +4. 2m~4. 8m)
第 1.2.2. d-2(b) 図	LUHS 及び全交流動力電源喪失(SB0)のイベントツリー (7 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +4. 8m~6. 5m)
第 1.2.2. d-2(c) 図	LUHS, SB0 及び直流電源喪失のイベントツリー (7 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +6. 5m 以上)
第 1.2.2. d-3(a) 図	最終ヒートシンク喪失(LUHS)のイベントツリー (6 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +4. 4m~4. 8m)
第 1.2.2. d-3(b) 図	LUHS 及び全交流動力電源喪失(SB0)のイベントツリー (6 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +4. 8m~

	6. 5m)
第 1. 2. 2. d-3(c) 図	LUHS, SBO 及び直流電源喪失のイベントツリー (6 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +6. 5m 以上)
第 1. 2. 2. d-4(a) 図	起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合 (7 号炉)
第 1. 2. 2. d-4(b) 図	起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合 (6 号炉)
第 1. 2. 2. d-5(a) 図	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与 割合 (7 号炉)
第 1. 2. 2. d-5(b) 図	事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与 割合 (6 号炉)
第 1. 2. 2. d-6(a) 図	不確かさ解析の結果 (7 号炉)
第 1. 2. 2. d-6(b) 図	不確かさ解析の結果 (6 号炉)
第 1. 2. 2. d-7 図	津波水位 T. M. S. L. -2. 7m~T. M. S. L. -4. 1m の イベントツリー (7 号炉)
第 1. 2. 2. d-8 図	津波水位 T. M. S. L. -4. 1m 以下のイベントツリ ー (7 号炉)
レベル 1. 5PRA	
第 2. 1. 1-1 図	内部事象運転時レベル 1. 5PRA の評価フロー
第 2. 1. 1. a-1 図	原子炉格納容器及び原子炉格納容器下部ドライ ウエルの構造
第 2. 1. 1. b-1 図	PDS の分類
第 2. 1. 1. c-1 図	BWR のシビアアクシデントにおいて考えられる 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	解析対象とする PDS の分類

第 2.1.1. e-2 図(1/16)	TQUV シーケンスの解析結果(炉心最高温度)
第 2.1.1. e-2 図(2/16)	TQUV シーケンスの解析結果(原子炉圧力)
第 2.1.1. e-2 図(3/16)	TQUV シーケンスの解析結果(ドライウエル圧力)
第 2.1.1. e-2 図(4/16)	TQUV シーケンスの解析結果(ドライウエル内壁面温度)
第 2.1.1. e-2 図(5/16)	TQUX シーケンスの解析結果(炉心最高温度)
第 2.1.1. e-2 図(6/16)	TQUX シーケンスの解析結果(原子炉圧力)
第 2.1.1. e-2 図(7/16)	TQUX シーケンスの解析結果(ドライウエル圧力)
第 2.1.1. e-2 図(8/16)	TQUX シーケンスの解析結果(ドライウエル内壁面温度)
第 2.1.1. e-2 図(9/16)	長期 TB(SBO, 蓄電池枯渇により 8 時間で RCIC 停止)シーケンスの解析結果(炉心最高温度)
第 2.1.1. e-2 図(10/16)	長期 TB(SBO, 蓄電池枯渇により 8 時間で RCIC 停止)シーケンスの解析結果(原子炉圧力)
第 2.1.1. e-2 図(11/16)	長期 TB(SBO, 蓄電池枯渇により 8 時間で RCIC 停止)シーケンスの解析結果(ドライウエル圧力)
第 2.1.1. e-2 図(12/16)	長期 TB(SBO, 蓄電池枯渇により 8 時間で RCIC 停止)シーケンスの解析結果(ドライウエル内壁面温度)
第 2.1.1. e-2 図(13/16)	LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果(炉心最高温度)
第 2.1.1. e-2 図(14/16)	LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

(原子炉圧力)

第 2.1.1. e-2 図(15/16) LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果
(ドライウエル圧力)

第 2.1.1. e-2 図(16/16) LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果
(ドライウエル内壁面温度)

第 2.1.1. f-1 図 PDS 別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度の
比較

第 2.1.1. f-2 図 PDS 別の炉心損傷頻度

第 2.1.1. f-3 図 PDS 別の格納容器破損頻度

第 2.1.1. f-4 図 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

第 2.1.1. g-1 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実
さ解析

第 2.1.1. g-2 図 に関する感度解析

1. レベル 1PRA

1.1 内部事象 PRA

1.1.1 出力運転時 PRA

出力運転時 PRA は、(社)日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編):2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載事項への適合性を確認した。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

プラントの設計及び運転の特性を把握するため、プラントに関する各種情報を収集した。

①対象とするプラントの説明

(1)プラントの構成・特性の調査

プラントの構成・特性の調査の目的は、対象施設の設計及び運転の特性を把握するために、プラントに関する各種情報を収集することである。

以下、a. に記載のとおり PRA に必要な柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の情報を収集し、b. にプラントの概要を、c. に PRA において考慮するシステムの概要を示した。

a. PRA に必要な情報の収集

PRA の実施に必要な情報として、次のプラント情報を収集した。

- ・ PRA の実施にあ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)
- ・ 定量化にあたり必要とされる情報
(事象発生に関する運転経験等)

情報収集に使用した資料リストを第 1.1.1. a-1 表に示す。

b. プラントの概要

- ・出力 熱出力 3,926 MW
電気出力 1,356 MW
- ・プラント型式 改良型沸騰水型軽水炉 (ABWR)
- ・格納容器型式 圧力抑制型鉄筋コンクリート造格納容器 (RCCV)

c. PRA において考慮する緩和機能(系統)の概要

PRA において考慮する緩和機能(系統)の概要を次に示す。また、系統設備及び構成の概要を第 1.1.1. a-2 表及び第 1.1.1. a-1 図に示す。

1) 原子炉停止に関する機能

通常運転時は、原子炉再循環流量制御系と、制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により発電用原子炉の出力の調整を行う。異常時にあつては、以下の系統により発電用原子炉を停止する。

○原子炉緊急停止(スクラム)系(第 1.1.1. a-2, 3 図)

原子炉水位低(L3)等の異常を検知して、急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、発電用原子炉を停止させる。本系統は、各制御棒にスクラム信号を発する原子炉緊急停止系(以下「RPS」という。)及び制御棒の駆動系から構成される。

○代替制御棒挿入(以下「ARI」という。)

RPS とは別の信号系により制御棒を挿入し、原子炉を停止させる。

○再循環ポンプトリップ(以下「RPT」という。)

発電用原子炉の出力を抑制し原子炉停止を補助する設備。スクラム失敗異常過渡(以下「ATWS」という。)時に再循環ポンプをトリップさせて、炉心流量を減少させ、急速に負の反応度を印加す

ることにより、原子炉圧力上昇を緩和する。

○ほう酸水注入系(以下「SLC」という。)(第 1.1.1.a-4 図)

手動でポンプを起動し、ほう酸水を原子炉へ注入することにより、炉心に負の反応度を与え、原子炉を停止させる。

2) 炉心冷却に関する機能(第 1.1.1.a-5, 6, 7 図)

通常運転時は、給水系より原子炉へ冷却材を給水し、炉心で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し、タービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は復水器にて凝縮され、再び復水系から給水系へ冷却材を供給する。プラント停止時には、残留熱除去系により原子炉の崩壊熱を除去する。異常時にあっては、以下の系統により原子炉を冷却する。

○高圧炉心注水系(以下「HPCF」という。)(第 1.1.1.a-8 図)

原子炉水位低(L1.5)又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵槽(以下「CSP」という。)(第 1 水源)若しくはサプレッション・チェンバ(第 2 水源)のプール水を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッダのノズルから燃料集合体に注水して炉心を冷却する。非常用炉心冷却系(以下「ECCS」という。)(第 1.1.1.a-9 図)の一つ。

○原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という。)(第 1.1.1.a-9 図)

原子炉水位低(L2 及び L1.5)又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、CSP(第 1 水源)あるいはサプレッション・チェンバ(第 2 水源)のプール水を給水スパージャより注水し、炉心を冷却する。本系統は、原子炉で生じる蒸気で駆動する蒸気タービンの回転を注水ポンプの動力源としている。また、制御用電源及び機器駆動用電源には直流電源及び蓄電池を用いており、プラントが全交流動力電源喪失に至っても炉心冷却が可能である。ECCS の一つ。

○自動減圧系(以下「ADS」という。)

主蒸気系の逃がし安全弁(以下「SRV」という。)18個の内8個からなり、低圧注水系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本系統は、原子炉水位低(L1)及びドライウエル圧力高の両信号をうけて作動し、原子炉圧力を低下させる。ECCSの一つ。

○低圧注水系(以下「LPFL」という。)(第1.1.1.a-10図)

原子炉水位低(L1)又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、サブプレッション・チェンバのプール水を低圧注水スパージャ(B系、C系)又は給水スパージャ(A系)より注水して炉心を冷却する。ECCSの一つ。

○給水系

主復水器ホットウエルを水源とし、低圧復水ポンプ(以下「LPCP」という。)及び高圧復水ポンプ(以下「HPCP」という。)により昇圧した冷却水を電動機駆動原子炉給水ポンプ(以下「M/D-RFP」という。)により原子炉へ注入して炉心を冷却する。

○復水系

主復水器ホットウエルを水源とし、LPCPにより原子炉へ注入して炉心を冷却する。

3) 放射性物質の閉じ込めに関する機能

通常運転時は、原子炉格納容器内雰囲気は窒素ガスによって置換されるとともにドライウエル内ガス冷却装置により循環冷却されている。異常時にあっては、以下の系統により原子炉格納容器の機能を維持する。

○原子炉格納容器(以下「PCV」という。)(第1.1.1.a-11図)

PCVは円筒形をしたドライウエルとサブプレッション・チェンバ

に区分されている。ドライウエルとサブプレッション・チェンバの液相部は、10本のベント管により連通されており、原子炉冷却材喪失事故(以下「LOCA」という。)時に原子炉から放出される蒸気はベント管を通過してサブプレッション・チェンバに導かれて凝縮される。

PCV内の雰囲気は、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よう、通常運転中は常時窒素ガスによって置換されている。

○通常除熱(復水器を用いた除熱)(第1.1.1.a-5図)

原子炉と主復水器の循環サイクルの確立により、原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)の崩壊熱を除去する。起因事象発生後、RPVが隔離された場合、主蒸気隔離弁(以下「MSIV」という。)を開放し、循環サイクルの再確立をする必要がある。

○残留熱除去系(以下「RHR」という。)

・格納容器スプレー冷却モード(第1.1.1.a-12図)

RHRの一つの機能であり、サブプレッション・チェンバ・プール水をドライウエル内及びサブプレッション・チェンバ内にスプレーすることで、事故時にPCV内に浮遊している放射性物質を除去するとともに、PCV内の温度、圧力を低減し、PCVの健全性を維持する。

・サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード(第1.1.1.a-13図)

RHRの一つの機能であり、サブプレッション・チェンバ・プール水をRHR熱交換器で冷却することにより、PCV内の温度、圧力を低減し、PCVの健全性を維持する。

4) 安全機能のサポートに関する機能

補機冷却は、海水系及び中間ループ系からなる補機冷却系により原子炉建屋又はタービン建屋内の補機を冷却する。

○補機冷却系

- ・原子炉補機冷却系(第 1. 1. 1. a-14 図)

HPCF, LPFL 及び非常用ディーゼル発電機を、原子炉補機冷却水系(以下「RCW」という。)及び原子炉補機冷却海水系(以下「RSW」という。)によって冷却する。

- ・タービン補機冷却系(第 1. 1. 1. a-15 図)

給復水系関連設備を、タービン補機冷却水系(以下「TCW」という。)及びタービン補機冷却海水系(以下「TSW」という。)によって冷却する。

○復水器真空度維持に関するサポート系(第 1. 1. 1. a-16 図)

- ・循環水系(以下「CW」という。)

通常運転中は 3 台の循環水ポンプによって冷却水(海水)を復水器に導き、主復水器に流入する蒸気を凝縮する。熱交換した冷却水は放水口を経て海に放出される。

- ・タービングランド蒸気系(以下「TGS」という。)

タービン及び弁類のグランド部のシールのための蒸気を供給すること、復水器へ蒸気及び空気を戻すことにより内部への空気の流入を防止すること等を目的とした系統である。

- ・復水器空気抽出系(以下「A0」という。)

主復水器に漏入する空気及びタービン排気に含まれる水素、酸素等の非凝縮性ガスを連続的に高真空の主復水器より抽出し、気体廃棄物処理系へ送り、復水器真空度を保持するための系統

である。

- ・ 気体廃棄物処理系(以下「OG」という。)

^{16}N , ^{19}O のような短寿命放射性核種に対して十分な時間減衰を図り、平常時に排気筒より放出される放射能を許容放出率より低くする設備である。PRA では、A0 からの非凝縮性ガスの排気機能を維持するための機能として考慮する。すなわち、復水器真空度維持に必要な系統である。

○電源系(第 1.1.1. a-17~19 図)

- ・ 非常用電源系

主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起動変圧器からの受電に切り替わる。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 3 台の非常用ディーゼル発電機(以下「D/G」という。)が自動起動し、非常用機器に給電する。

直流電源装置は、原子炉系の DC125V の蓄電池 4 組、DC250V の蓄電池 1 組が設けられている。直流電源系は、電源の制御として遮断器の開閉の他、D/G の起動等にも用いられる。

1.1.1. b 起回事象

炉心損傷に至る可能性のある起回事象を同定し、その発生頻度を評価した。

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

a. 検討手順

起回事象を体系的に分析し同定するため、国内のプラント異常事象

や設備を網羅している資料として原子炉設置許可申請書及び海外の評価事例 (EPRI NP-2230) を以下の手順で分析した。

- 1) 原子炉の外乱に至る起因事象を同定するため、設置許可申請書添付書類十で評価されている原子炉の異常な過渡変化及び事故について分析した。
- 2) 従属性を有する起因事象(サポート系故障や起因事象従属性を有する事象)を同定するため、設置許可申請書添付書類八等に記載されている原子炉の運転に関わる設備ごとに機能喪失時の影響を検討した。
- 3) 原子炉冷却材圧力バウンダリに関する事象 (LOCA) については、その規模により、プラント応答等が異なるため、別途検討した。

b. 起因事象の分析・同定

起因事象を分析及び同定した結果を以下に示す。

1) 過渡変化・事故による起因事象の同定

設置許可申請書添付書類十に基づく事象に関して、過渡事象を分析している EPRI NP-2230 における事象分類との対応をとり、考慮すべき事象を相互に確認した。さらに、各事象の特徴を把握するために、起因事象発生時の主要な状況と緩和設備の主要な状況について整理した。整理した結果を第 1.1.1.b-1 表に示す。

起因事象の状況や緩和設備の状況が同等となる事象については同類の事象として事象分類を行なった。この事象分類に基づき、起因事象のグループ化を検討する。

2) 従属性を有する起因事象の同定(手動停止等)

設置許可申請書添付書類八等に基づく原子炉の運転に関わる設備ごとに機能喪失時の影響を検討し、従属性を有する起因事象を分析・同定した。整理した結果を第 1.1.1.b-2 表に示す。

当該設備が機能喪失しても原子炉への外乱に至らないものは、起
因事象対象外とした。また、1) 項により検討済みの場合には、過渡
変化で考慮済みとした。当該設備が機能喪失した場合に、広範な緩
和設備が合わ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した。

3) 原子炉冷却材圧力バウンダリに係る起因事象の同定(LOCA)

原子炉冷却材圧力バウンダリに該当する容器・配管等の設備を抽
出し、想定される破損モードを整理した。想定される破損モードに
基づき起因事象の分析・同定を行った。

PCV 内での破損は LOCA として検討した。また、PCV 外での破損で
破損部位が隔離できない場合は、格納容器バイパスとして検討した。

LOCA では、バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応
答や成功基準等が異なるため、流出規模に応じて、漏えい、小破断
LOCA、中破断 LOCA、大破断 LOCA (以下それぞれ「小 LOCA」、「中 LOCA」、
「大 LOCA」という。)及び設計基準事故超過 LOCA に事象を分類した。

LOCA は、発生経験のない事象であるため、プラント実績に基づい
た統計による発生頻度評価は困難であるため、発生頻度についても
合わせて検討した。

格納容器バイパスには、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加わることでこれが破損し、
原子炉冷却材が PCV 外で流出する事象(インターフェイスシステム
LOCA、以下「ISLOCA」という。)と、常時開状態等の隔離弁に接続し
ている配管が PCV 外で破損し、これに重ねて隔離弁の閉鎖失敗によ
り原子炉冷却材が PCV 外で流出する事象(バイパス破断)が考えられ
る。両事象に該当する設備について、事象の発生頻度や影響程度を

検討した。概略評価の結果、バイパス破断は炉心損傷頻度が小さいとして評価対象外とした。

c. 本プラントのトラブル事例のレビュー

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉及び他の国内原子炉のトラブル事例を調査し、全ての事象が選定したいずれかの起回事象に含まれることを確認した。柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉における過去のトラブル事例は 1. 1. 1. h③(3)の感度解析において考慮している。

(2) 対象外とした起回事象

以下の事象は、発生頻度、プラントへの影響等の観点から、リスク評価上の重要性は低いと考え、評価対象から除外した。

- ・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
- ・主蒸気管破断
- ・RPV 破損

(3) 起回事象のグループ化

炉心損傷頻度の評価を効率的に実施するために起回事象のグループ化を行った。

a. グループ化の考え方

同定された起回事象において、プラント応答や必要となる緩和設備等が同等となり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化する。成功基準の設定や事故シーケンスの分析を行うために、発生頻度の大きさと起回事象がもたらす影響の程度を考えて、グループ化した起回事象の中から代表事象を選定する。

b. 起回事象のグループ化

起因事象は過渡変化，冷却材喪失，従属性を有する起因事象及び通常停止に大きく区分されるため，各区分について，起因事象のグループ化について検討した。起因事象のグループ化の結果と事象の定義及び事象と緩和設備の主要な状況を第 1. 1. 1. b-3 表に示す。

1) 異常過渡及び事故事象のグループ化

異常過渡及び事故事象は，第 1. 1. 1. b-1 表のとおり，発生時のプラントの応答に応じて事象分類 A から J までに分類されているが，これらの事象分類をグループ化し，代表事象の選定を行った。

○事象分類 A, B1, B2

これらの事象分類はタービントリップ等により原子炉がスクラムする事象であり，タービンバ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給復水系が利用できる。これらの 3 事象分類を合わせて一つの起因事象グループ「非隔離事象」とする。

○事象分類 C, D1, D2, E

これらの事象分類は MSIV 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である。事象初期には給復水系が利用できるが，水源である主復水器のホットウェルが隔離されるため，給復水系の運転継続に支障が生ずる。

これらの 4 事象分類を合わせて一つの起因事象グループ「隔離事象」とする。

○事象分類 F

本事象分類は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である。事象初期には給復水系が利用できず，他の事象とはプラント

応答が異なることから、単独で一つの起因事象グループ「全給水喪失」とする。

○事象分類 G

本事象分類は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である。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給復水系は利用可能である。これらのプラント応答は他の事象と異なることから、単独で一つの起因事象グループ「水位低下事象」とする。

○事象分類 H1, H2

原子炉緊急停止系の誤動作が起因となっている事象や、制御棒の誤引抜きに関する事象等出力の増加が軽微な事象である。

事象初期で原子炉が隔離されないため、給復水系が利用可能である。H1, H2 を合わせて一つの起因事象グループ「RPS 誤動作等」とする。

○事象分類 I

本事象分類は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等、他の事象とはプラント応答が異なる。このため、単独で一つの起因事象グループ「外部電源喪失」とする。

○事象分類 J

本事象分類は、原子炉運転中に SRV 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給水系により収束可能であるが、これに失敗する場合等では、より厳しい過渡変化に移行する。このため、単独で一つの起因事象グルー

プ「SRV 誤開放」とする。誤開放する SRV は 1 弁とする。なお、ADS 等の回路の誤動作による複数の SRV の誤開放は、大 LOCA に含まれている。

2) 冷却材喪失でのグループ化

冷却材喪失では、事象分類として小 LOCA，中 LOCA 及び大 LOCA が同定されている。各事象分類のグループ化は以下のとおり。

○小 LOCA

RCIC により事象緩和が可能な LOCA である。注水に利用できる系統等が他の事象分類とは異なるため、単独で一つの起因事象グループ「小 LOCA」とする。

○中 LOCA

事象発生後短期間では原子炉の減圧に至らないが、長期間では減圧するとして扱う。この点、他の事象分類とは異なるため、単独で一つの起因事象グループ「中 LOCA」とする。

○大 LOCA

事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲であり、SRV による減圧操作なしに LPFL により、事象緩和が可能な LOCA である。RCIC に期待できない等、他の事象分類とはプラント応答が異なるため、単独で一つの起因事象グループ「大 LOCA」とする。

3) 格納容器バイパス

格納容器バイパスとして、ISLOCA が同定されている。ISLOCA は、単独で一つの起因事象グループとする。

4) 従属性を有する起因事象でのグループ化

従属性を有する起因事象では、グループ化を行なわない。このため、以下に示す各事象分類単独で一つの起因事象グループとする。

「原子炉補機冷却系故障」

「交流電源故障(非常用)」

「直流電源故障」

「タービン・サポート系故障」

なお、「圧縮空気系故障」については、計装用圧縮空気系(IA)及び所内用圧縮空気系(SA)の機能喪失が生じた場合にMSIVの閉鎖に至る可能性を考え、異常過渡事象の「隔離事象」に含まれると考えた。

5) 通常停止

定期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を含めて「通常停止」を考慮し、単独で一つの起因事象グループとする。

(4) 起因事象発生頻度の評価

a. 発生経験の調査

選定された各起因事象グループの発生頻度を評価するため、国内BWRプラントでの起因事象の発生経験について以下を対象に調査した。

- ・旧(独)原子力安全基盤機構発行の原子力施設運転管理年報
- ・(社)原子力安全推進協会により運営されているニューシア
- ・電気事業者によるプレスリリース

調査期間は、平成21年3月までとした。発生件数を第1.1.1.b-4表に、発生頻度を第1.1.1.b-5表に示す。

○過渡事象の発生頻度

過渡事象の多くは運転実績が得られているため、国内BWRプラントの運転経験から得られた起因事象の発生件数と運転期間(発電時間又は暦年)を用いて、次の式から起因事象の発生頻度を算出し、

工学的判断により不確実さを設定した。

$$\lambda_{IE} = X_{IE}/T_{IE}$$

λ_{IE} : 起回事象の発生頻度

X_{IE} : 起回事象の発生件数

T_{IE} : 運転期間(発電時間又は暦年)

発生件数がない SRV 誤開放は、発生件数を 0.5 件とした。また、外部電源喪失は、起回事象の発生がプラント状態に依存しないと考えられるため、運転時に発生した 2 件に停止時に発生した 1 件を加えた 3 件に対して暦年で除して算出している。なお、外部電源設備については BWR と PWR の間に大きな相違が無いと考えられるが、本評価では BWR の運転実績のみを発生頻度算出の対象とした。

○手動停止の発生頻度

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 20 年度までの国内 BWR の運転経験に基づき算出した。発生件数がない従属性を有する起回事象については、発生件数を 0.5 件とする。また、電源系や補機冷却系では、運転炉年に母線数や系統数を考慮している。

○LOCA の発生頻度

LOCA は、日米ともに発生経験が無い事象であり、かつ原子炉冷却材バウンダリの設計及び運転管理において日米で大きな差異がないため、発生頻度については、米国の文献値を参考にして設定した。なお、本評価では、特定の緩和系が LOCA により使用できない場合を考慮した事故シーケンス分析とはしていないが、これを考慮した場合の影響についても確認している。

○格納容器バイパス事象の発生頻度

格納容器バイパス事象として同定された ISLOCA については、PCV

を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が加圧され、ISLOCA になり得る配管を同定し、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により ISLOCA の発生頻度を算出した。

1.1.1.c 成功基準

炉心損傷を防止するために必要とされる緩和設備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である成功基準を同定した。

① 成功基準の一覧表

(1) 炉心損傷の定義

炉心損傷は、燃料被覆管最高温度が 1200℃を超える状態に至ることと定義した。

(2) 起因事象ごとの成功基準の一覧表

炉心損傷を防止するために必要とされる緩和設備や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である成功基準について検討した。原子炉の安全停止に必要な安全機能は、次の3種類である。

- ・原子炉停止
- ・炉心冷却
- ・PCV からの熱除去

成功基準の検討に当たっては、プラントの構成・特性(設計情報)や、先行 PRA, 既往の安全解析(設置許可申請書)等を参考に、起因事象グループごとにそれぞれの安全機能に対し、成功基準を検討した。起因事象ごとの成功基準を第 1.1.1.c-1~5 表に示す。

(3) 対処設備作動までの許容時間

MAAP による事故進展解析結果を用いて、各事故シーケンスにおける運転員操作のための時間余裕を設定した。第 1.1.1.c-6 表に事故進展解析結果を、第 1.1.1.c-7 表に設定した許容時間を示す。

a. 原子炉の停止操作に対する時間余裕

SLC 手動起動を含む ATWS 事象対応については、PCV の最高使用圧力の 2 倍(格納容器過圧破損)となる [] (TC シーケンスにおける格納容器破損時刻)から余裕をもたせた時間とし、ATWS 事象発生への認知の時間余裕を [] とした。また、ATWS 収束後の除熱操作の時間余裕は [] としている。なお、TC シーケンスについては、ATWS 発生と同時に圧力制御失敗に伴う主蒸気管破断を想定しており、格納容器破損時刻としては保守的な仮定で評価している。

b. 炉心冷却に対する時間余裕

注水に関する操作(ECCS の手動操作等)については、過渡事象と LOCA とで区別した。過渡事象については、TQUV シーケンスでの炉心溶融となる時間 [] から余裕をもたせた時間とし、過渡事象発生への認知の時間余裕を [] とした。LOCA については炉心溶融となる時間 [] から余裕をもたせた時間とし、LOCA 発生への認知の時間余裕を [] とした。

c. PCV からの熱除去に対する時間余裕

PCV からの熱除去については、PCV の最高使用圧力の 2 倍(格納容器過圧破損)となる [] (LOCA 時における TW シーケンスでの格納容器破損時刻)から余裕をもたせた時間とし、除熱が必要となる状況の認知の時間余裕を [] とした。なお、時間余裕に基づく人的過誤(診断失敗)確率の算出に当たっては、ヒューマンエラーハンドブック

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

(NUREG/CR-1278)を参考としたが、同文献には[]時点での人的過誤(診断失敗)確率が示されていないため、同文献の値を対数内挿し、[]時点の値を算出した。

(4) 対処設備の使命時間

緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については、以下の観点から24時間を適用した。

- ・事故シナリオの特徴及び対応する緩和設備の能力から、24時間以内にプラントを安定した状態に移行させることが可能。
- ・内の事象は主に設備のランダム故障を起因とした事象進展を評価していることから、地震等の外的事象に比べて設備の復旧に期待し易く、また、事象発生が評価対象プラントに限定されるため、事象発生直後から発電所内の支援(物的、人的)にも期待できると考えられる。

事故シーケンスにおいて必要な安全機能が達成される等の場合には、24時間未満の使命時間を用いることとし、SLCについては使命時間を[]とした。これは、SLCがほう酸水タンク内のほう酸水全量を原子炉へ注入した時点で必要な安全機能を達成した事となる系統であり、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のSLCは、注入開始から[]でほう酸水タンク内のほう酸水全量を原子炉へ注入する設計であることから、上記の時間から保守側に(長目に)考慮して使命時間を設定したものである。

(5) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性

今回の評価では、おおむね既往の設計情報から成功基準を設定しているが、一部の成功基準設定のために実施した事故進展解析には、解析コードMAAPを使用した。MAAPはPCVを含めたシビアアクシデントの事象進

展を解析可能な解析コードであり、重大事故等防止対策の有効性評価においても MAAP を使用している。本解析コードの適用性については、「付録 3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」に示す。

1.1.1.d 事故シーケンス

選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。

① イベントツリー

(1) イベントツリー図

炉心損傷に至る事故シーケンスを明らかにするために、イベントツリー手法を用いた。イベントツリーは、炉心損傷に至るまでの進展を表すロジックであり、起因事象ごとに作成した。

なお、スクラム失敗事象はスクラム成功事象とプラント挙動が大幅に異なるため、別途イベントツリーを作成している。ただし、ISLOCA に関しては、起因事象発生頻度をフォールトツリーでモデル化しており、ATWS を含めて一つのイベントツリーにまとめた。

作成したイベントツリーを第 1.1.1.d-1～5 図に示す。

(2) ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定

以下にイベントツリーの作成で考慮した条件等を示す。

a. 過渡変件事象に対するイベントツリー

1) 非隔離事象に対するイベントツリー

本起因事象が発生し、SRV 開放による圧力制御に失敗した場合は、原子炉圧力バウンダリ機能を喪失して大 LOCA に至るものと仮定し、

大 LOCA のイベントツリーに移行する。SRV の開放後はその再閉鎖が必要となる。高圧系としては HPCF 及び RCIC による炉心冷却が行われる。

SRV 再閉鎖失敗(開固着)時は、原子炉内の蒸気がサブプレッション・チェンバに流出するため、保守的に RCIC 及び復水器を用いた除熱(以下「PCS」という。)には期待しない。

2) 隔離事象に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーの構造は、PCS を除き非隔離事象に対するイベントツリーと同一である。PCS を使用するには、MSIV の開操作が必要であるが、MSIV 開を確実に実施できるとは限らないため PCS には期待しない。

3) 全給水喪失事象に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーは、給水系を除き、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。

4) 水位低下事象に対するイベントツリー

本起因事象に対するイベントツリーは、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。ただし、給復水系の失敗確率については、起因事象従属性(復水ポンプ 1 台トリップ及び MSIV が閉まっている状況を想定)により非隔離事象とは異なる。

5) RPS 誤動作等に対するイベントツリー

原子炉圧力に対する影響が小さいため、給水系が失敗しない限り SRV は作動しない。したがって、イベントツリーは、スクラム系と給水系のヘディングに続いてその他の緩和機能を展開した構造となる。

6) 外部電源喪失に対するイベントツリー

外部電源喪失事象が発生すると動力用電源を喪失するため、D/Gの起動による早急な非常用電源の確保が必要とされる。その後の長期的な電源確保としては外部電源の復旧や D/G の継続運転が必要になる。したがって、本評価では、以下に示す 4 つの電源確保について考慮した。

○直流電源の確保

D/G(サポート系を含む)の起動及び遮断器操作、並びに外部電源が復旧した場合の遮断器操作には直流電源の確保が必要であり、外部電源喪失直後の直流電源はバッテリーから供給される。このため、所内バッテリー3 系統に多重故障が発生した場合には、D/G と外部電源から受電することはできない。

また、以下については直流電源が確保されている状態を前提とする。

○外部電源復旧による 30 分以内の交流電源の確保

炉心冷却が行われない場合、炉心が露出するまでに 30 分以上要する。したがって、30 分以内に外部電源が復旧されれば、電動給水ポンプ等による炉心冷却が可能となる。

○D/G による 30 分以内の交流電源の確保

30 分以内に外部電源が復旧されない場合、D/G の起動による早急な非常用電源の確保が必要とされる。D/G が 3 系統とも機能喪失している場合には、炉水位確保手段としては RCIC のみが期待される。

○外部電源復旧等による 8 時間以内の交流電源の確保

動力用電源が喪失した状態で炉水位確保手段が RCIC のみの場合、直流電源用バッテリーからの RCIC への供給持続時間として約 8 時

間が確保されているが、それ以降の継続的な水位確保には、以下の電源確保手段のうち、いずれかが必要である。

- ・ 外部電源の 8 時間以内の復旧
- ・ 高圧電源融通による受電

7) SRV 誤開放に対するイベントツリー

起因事象としての SRV 誤開放の場合には、炉圧は上昇しないため、他の SRV が開放することはない。これ以外は、非隔離事象のイベントツリーと同様の構造となる。

b. ATWS に対するイベントツリー

ATWS のイベントツリーでは、ATWS の原因をスクラム電気系とスクラム機械系に分けて事象進展を評価する。過渡変化事象を起因とする ATWS では、スクラム系が失敗しても、RPT の作動により原子炉出力を抑制し、SLC の起動に成功すれば原子炉未臨界は達成される。LOCA を起因とする ATWS のイベントツリーでは、スクラム系失敗により炉心損傷に至るとした。

c. LOCA に対するイベントツリー

大 LOCA 時には、破断の直後に原子炉が急速に減圧されるため、低圧系作動のための原子炉減圧は不要となる。したがって、炉心冷却機能としては HPCF 及び LPFL が使用可能である。PCV 除熱機能は、RHR が使用可能である。

中 LOCA 時の炉心冷却機能として、高圧注水系は HPCF のみを考慮する。LPFL の作動には原子炉減圧を必要とし、原子炉減圧に失敗した場合は炉心損傷に至る。PCV 除熱機能は、大 LOCA と同様である。

小 LOCA 時の炉心冷却機能として、高圧注水系は給水系、HPCF、RCIC が使用できる。低圧注水の実施には原子炉減圧操作が必要となる。低

圧注水には、LPFL 以外にも復水系を使用できる。PCV 除熱機能は、大 LOCA と同様である。

d. 手動停止に対するイベントツリー

手動停止として通常停止，サポート系故障停止(交流電源故障，直流電源故障，補機冷却海水系故障)を評価した。ただし，これら手動停止は，プラント停止手順が同一であるが，使用不能となる機器の違いを考慮して，イベントツリーの構造を設定した。

給復水系機能が確保されている場合は炉心冷却及び PCV からの除熱に成功するものとする。また，給復水系機能が確保されている場合は適切に水位及び圧力が制御されているため，圧力制御のヘディングは不要である。

e. 格納容器バイパス事象に対するイベントツリー

ISLOCA が発生した後，ISLOCA 発生箇所の隔離に成功すれば，安全機能(原子炉停止機能，炉心冷却機能，PCV 除熱機能)に期待できることから，それぞれの緩和系をヘディングに並べた。ただし，ISLOCA 発生箇所の緩和系については，フォールトツリー内で使用不能となるようモデル化した。

非隔離事象のイベントツリーと異なる点は以下のとおり。

- 原子炉停止機能

RPV 外への原子炉冷却水の流出があるため，SLC には期待しないこととした。

- 原子炉圧力制御機能

事象初期に RPV 外への原子炉冷却水の流出があるため，初期の RPV 圧力制御は不要とした。ただし，低圧注水のための ADS については，十分減圧されていない状況も考えられることから保守的

に必要とすることとした。

- ・炉心冷却機能

事象初期に RPV が減圧されるため、タービン駆動である RCIC には期待しないこととした。

(3) 事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明)

イベントツリーによって抽出された事故シーケンスは、炉心損傷防止の緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び緩和系に与える影響によって、第 1.1.1. d-1 表に示す事故シーケンスグループに分類する。炉心損傷事故はこれらの事故シーケンスグループによって特徴付けられる。

1.1.1. e システム信頼性

“1.1.1. d 事故シーケンス” で同定されたイベントツリーのヘディングの分岐確率を算出するために、そのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルを作成し、システムの非信頼度を求めた。

① 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした系統設備は、大きく分けて次の2つのシステムである。

- ・フロントライン系(非常用炉心冷却系, 給復水系等)
- ・サポート系(電源設備, 補機冷却海水系等)

フロントライン系とサポート系の境界を明確にした上で、サポート系も含めた評価対象範囲を設計図書に基づき明確にした。また、システムが複数の系列から構成されている場合には、それぞれの系列についてモデル化した。

以下に評価対象とした主要なフロントライン系及びサポート系を示す。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 表に示す。

1) フロントライン系

- ・原子炉停止機能

RPS, ARI, RPT, SLC

- ・炉心冷却機能

給水系, HPCF(B, C), RCIC, ADS, 復水系, LPFL(A, B, C)

- ・PCV 除熱機能

PCS, RHR(A, B, C)

2) サポート系

- ・補機冷却系, 海水系

RCW(A, B, C), RSW(A, B, C), TCW, TSW

- ・電源系

交流電源(区分 A, B, C, D, E), 直流電源(区分 A, B, C)

- ・補給系

燃料油系, 純水補給水系(以下「MUWP」という。)

② システム信頼性評価手法

事故シーケンスの頻度を推定するために、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を評価する必要がある。この各分岐に対して必要なプラント緩和システムの成功・失敗確率を評価するために、システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき、システムのアンアベイラビリティの定量化が可能である手法として、フォールトツリー法を用いた。

基事象としては動的機器、静的機器、電源関係の機器、信号系の機器の故障、試験及び保守、人的過誤等を用いた。機器の故障については、原子力施設情報公開ライブラリー(ニューシア)で定義している故障率、故障モード及び機器バウンダリとの整合性を確保した基事象を作成した。

なお、配管の故障は、動的機器に比して発生確率が非常に小さくシス

テムの非信頼度に影響がないと考えられることから、基本的にモデル化を省略した。

システム信頼性評価のイメージを第 1.1.1. e-1 図に示す。

③システム信頼性評価の結果

(1) 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果

システムの信頼性解析モデルを基に、頂上事象の発生確率を定量化することでシステムの非信頼度を評価する。

代表的なシステム信頼性(フォールトツリー)の評価結果を第 1.1.1. e-2 表に示す。

(2) 主要なミニマルカットセット

本評価では主要な事故シーケンスのミニマルカットセットを抽出した。抽出結果は、1.1.1. h 炉心損傷頻度の項に示す。

④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠を第 1.1.1. e-3 表に示す。

1.1.1. f 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、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作成した。

①非信頼度を構成する要素と評価式

システムの非信頼度を評価するフォールトツリーの基事象として、動的機器、静的機器、電源関係の機器、信号系の機器の故障、保守、人的過誤等を用いている。これらを基事象としてフォールトツリーに組み込むに当たっては、故障モード別に以下の a, b の評価式に基づいて発生確率を

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

算出した。

- a. 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障確率

又は

$$Q = \lambda_s \times T_s / 2$$

λ_s : 起動(又は状態変更)失敗率

T_s : 平均試験間隔

- b. 機能維持失敗確率

$$Q_r = \lambda_r \times T_m$$

λ_r : 機能維持失敗率

T_m : 使命時間

②機器故障率パラメータの一覧

機器故障率パラメータの設定方法(機器の分類, 機器の境界, 故障モードの分類等)については, (社)原子力安全推進協会(旧: 日本原子力技術協会)が整備した, 「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(1982年度~2002年度 21 ヶ年)49 基データ」(21 ヶ年データ)を, 機器バウンダリについては 21 ヶ年データが参照している「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)」を用いた。これらは国内 49 プラントの実績(1982 年度~2002 年度)に基づき整備されており, (社)原子力安全推進協会主催「PSA 用一般機器故障率検討有識者会議」において議論され, まとめられたものである。

③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

(1) 復旧に期待する機器

故障した機器の復旧に期待する場合には、手順書整備や要員確保の状況を分析して機器を選定するが、今回の評価では外部電源の復旧のみを考慮した。ただし、外部電源復旧は、原子力発電所の運転管理での対応ではなく、系統運用側(発電所外)での対応である。送電線の復旧は通常行われる対応であることから考慮に含めることとした。

(2) 平均修復時間，復旧特性データ

外部電源については、国内の実績による復旧特性データを用いて復旧失敗確率を評価している。平均修復時間，復旧特性データを第 1. 1. 1. f-1 表に示す。

④保守作業による待機除外確率

定例試験(以下「サーベランス」という。)や、点検等により発見された故障機器の保守作業に伴う系統の非信頼度(待機除外確率)を考慮した。保守による系統の待機除外確率 q_{mu} の算出には以下の式を用いた。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

ただし、

λ_{mui} : サーベランス試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発生頻度(NUREG/CR-2815 を参照し、機器故障率の 10 倍を保守作業の頻度として設定)

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間

なお、サーベランス実施期間中の使用不能(待機除外)確率は、系統の非信頼度への寄与が小さいと考えられるためモデル化を省略した。これは、サーベランス中に異常が発生した場合、系統によってはサーベラン

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

ス中であっても自動起動することや、自動起動しない系統であっても運転員によってその系統を速やかに使用可能な状態に戻すことが可能であることを考慮したものである。

⑤ 共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

同一又は異なる区分の系統で、多重性を持たせるために用いられる機器については、機器の型式、運用モード、試験・保守の手順等を考慮して、モデル化すべき共通原因故障機器と故障モードを同定した。

また、動的機器の静的故障モード、静的機器の各故障モード及び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は共通原因故障の考慮の対象から除外した。共通原因故障のモデル化には MGL 法を用いた。

共通原因故障因子(パラメータ)は、PRA で使用実績のある β ファクタ及び γ ファクタを用いた。使用した β ファクタ及び γ ファクタを第 1.1.1.f-2 表に示す。

1.1.1.g 人的過誤

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、その発生確率を求めた。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の評価に用いた手法

人的過誤の発生確率の分析においてはヒューマンエラーハンドブック (NUREG/CR-1278) の THERP 手法を用いた。

(2) 人的過誤の分類及び評価結果

分析対象とする人的過誤の抽出に当たっては、プラントの運転、保守、点検等、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し、

タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定した。

人間信頼性解析で評価対象とする人的過誤は、以下の a, b に示すとおり、事象発生前と事象発生後の人的過誤に大別される。それぞれに対して、抽出された人的過誤を HRA ツリーでモデル化し、過誤確率を評価した。

同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果を第 1.1.1. g-1 表に示す。

a. 事象発生前の人的過誤

事象発生前の人的過誤としては、試験・保守時の作業終了後、対象の系統及び機器を正しい状態に復帰させる際の復旧エラーを考慮した。

b. 事象発生後の人的過誤

事象発生後の人的過誤としては、自動起動に対する手動バックアップ失敗、事故シナリオ上必要な手動起動の失敗、手順書及びスキルベースの機能回復操作失敗を考慮した。

(3) 人的操作に対する許容時間、過誤回復の取り扱い

事象発生前の人的操作に対する許容時間は、通常状態であり、十分な時間があるため設定しない。ストレスファクタについては適度な作業負荷として設定した。

事象発生後の人的操作に対する許容時間は、解析コード MAAP による事故進展解析の結果等を考慮して決定し、THERP 手法の標準診断曲線を参照して失敗確率を設定した。ストレスファクタは個々の作業負荷を考慮して設定した。また、過誤回復については各人的過誤の特徴を考慮し、過誤回復に期待できるか否かを判断の上、設定した。なお、警報による過誤回復についてはモデル化していない。

事象発生後の人的操作に対する許容時間を以下に示す。

a. 過渡事象及び小 LOCA 時の操作失敗

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

b. 大 LOCA 時の操作失敗

c. ATWS 時の SLC 起動等の操作失敗

d. 過渡事象及び LOCA 時の現場での機器の操作失敗

(4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定

人的過誤は THERP 手法に基づいて実施しており、これに加える形での主要な仮定は設定していない。

1.1.1.h 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷頻度を算出するとともに、主要な結果を分析した。

①炉心損傷頻度の算出に用いた手法

本評価では小イベントツリー/大フォールトツリーのモデルを作成し、計算コードには Safety Watcher を用いた。Safety Watcher は(株)テプコシステムズによって開発された計算コードであり、海外にて十分な使用実績のある Risk Spectrum PSA とのベンチマークや、PSR-PSA で十分に使用実績のある FT-FREE とのベンチマーク等、(株)テプコシステムズの品質保証体制において検証されたコードである。

② 炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスとその分析

事故シーケンスの定量化の結果、全炉心損傷頻度は 8.7×10^{-6} /炉年となった。事故シーケンスグループの分類は第 1.1.1.d-1 表のとおり。全炉心損傷頻度に占める割合の大きい事故シーケンスを第 1.1.1.h-1 表に示す。第 1.1.1.h-1 表のとおり、支配的な事故シーケンスは全て崩壊熱除去機能喪失(TW)となった。

(2) 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスとその分析

起回事象別の炉心損傷頻度及び起回事象ごとに占める割合の大きい事故シーケンスを第 1.1.1.h-2 表に、起回事象別の炉心損傷頻度を第 1.1.1.h-1 図に示す。起回事象別では、隔離事象が 50%以上、通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)が約 3 割を占める結果となった。また、起回事象別に炉心損傷頻度の高いシーケンスでは、除熱失敗により炉心損傷に至るシーケンスが支配的であることが確認された。

隔離事象が炉心損傷頻度の 50%以上を占めている点については、隔離事象では常用系による除熱に期待できないことが影響している。上記のとおり、各起回事象のイベントツリーでは、除熱失敗により炉心損傷に至るシーケンスが支配的である。また、Fussell-Vesely 重要度(以下「FV 重要度」という。)においても RHR や補機冷却系に関する基事象が上位を

占めている。この様に、除熱機能の重要性が高い中で常用系(復水器)による除熱に期待できないため、隔離事象を起因事象とした炉心損傷頻度が大きく評価される結果となった。

通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)が炉心損傷頻度の約3割を占めている点については、通常停止は発生頻度が1.7回/炉年であり、通常停止以外の起因事象の発生頻度の合計が0.3回/炉年である。このため、全ての緩和系に期待できる起因事象であるものの、通常停止を起因とした場合の炉心損傷頻度は大きく評価される結果となった。通常停止は起因事象発生頻度が相対的に大きいことから、炉心損傷頻度が大きくなる傾向にあるものの、仮に起因事象発生頻度を1とする条件付確率で見れば、炉心損傷に至る確率は低い起因事象である。

(3) 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスとその分析

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループごとに占める割合の大きい事故シーケンスを第1.1.1.h-3表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第1.1.1.h-2図に示す。

事故シーケンスグループ別に見た場合、TWが約99.9%を占める結果となった。また、炉心損傷頻度の大きなシーケンスを確認すると、除熱失敗による事故シーケンスが支配的であることが確認された。

各事故シーケンスグループの支配的な事故シーケンスについて、ミニマルカットセットを抽出した結果を第1.1.1.h-4表に示す。

炉心損傷頻度の約99.9%を占めるTW並びに割合としては0.1%に満たないが、TWに次いで大きな炉心損傷頻度を占めるS1E及びTQUXについて、主要なミニマルカットセットを確認すると、TW及びS1Eについては補機冷却水系及び補機冷却海水系の共通原因故障を含んだカットセットが抽

出されている。これらの抽出結果を踏まえた上で、炉心損傷頻度の低減を図るために考えられる対策の 1 つとしては、除熱機能の多様化がある。また、TW 及び TQUX では、人的過誤を含んだカットセットが抽出されている。TW については RHR の起動操作失敗の人的過誤が含まれているため、上記と同様、RHR 以外の除熱機能を設けることが対策の 1 つとして考えられる。TQUX では、計器又は信号系の故障が発生し、非常用炉心冷却系の自動起動失敗の認知に失敗するカットセットが抽出されている。この場合、運転員が異常を認知できず、自動起動の減圧設備にも期待できないため、対策の有効性が確認できない。この様に、カットセットの中には対策の有効性が確認できないものも抽出されたが、同時に、炉心損傷頻度の約 99.9%を占める TW をはじめ、おおむね全てのカットセットに何らかの対策が有効であることを確認した。

③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

(1) 重要度解析

基事象に関する FV 重要度の評価結果を第 1.1.1.h-5 表に、Risk Achievement Worth (以下「RAW」という。) の評価結果を第 1.1.1.h-6 表に示す。また、基事象の Fussell-Vesely 重要度 (以下「FV 重要度」という。) 及び RAW の相関を第 1.1.1.h-3 図に示す。

a. FV 重要度

FV 重要度の 1 及び 7 位は RHR に関する基事象であり、8~10 位は常用系(復水器)による除熱に関する基事象である。全炉心損傷頻度の約 99.9%を占める事故シーケンスグループが TW であることから、除熱機能に影響する基事象が高い FV 重要度を示した。

また、2~4 及び 6 位は RCW 又は RSW の機能が低下する共通原因故障の基事象である。これらの基事象の発生は、RCIC を除く高圧注水機能、

低圧注水機能，除熱機能等の多くの機能喪失に繋がるため，高い FV 重要度を示したものである。

また，5 位に SRV 再閉鎖の失敗が抽出されている。これは SRV の再閉鎖に失敗した場合，蒸気が PCV 内に放出されるため，常用系(復水器)による除熱に期待できなくなることが影響し，FV 重要度が高く評価されたものである。

b. RAW

RAW の 1, 2 及び 4~9 位は，RCW 又は RSW の機能が低下する基事象である。これらの基事象の発生は RCIC を除く高圧注水機能，低圧注水機能，除熱機能等の多くの機能に影響することから高い RAW を示す基事象として抽出される結果となった。

3 位の制御棒の挿入失敗について，制御棒は信頼度が高く，発生を仮定した場合のリスク増加が高いとともに，制御棒以外の原子炉停止機能が SLC 等の ATWS 対応設備のみとなることから，高い RAW を示す結果となった。

制御棒の挿入失敗は高い RAW を示したものの，その FV 重要度は非常に小さいことから，原子炉停止機能としては高い信頼性が確保されていることを示している。

(2) 不確実さ解析

不確実さの解析結果を第 1. 1. 1. h-7 表及び第 1. 1. 1. h-4 図に示す。

各シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度について，平均値，中央値，95%確率値，5%確率値及び不確実さの指標としてエラーファクター(以下「EF」という。)を評価した。

評価の結果，点推定値と平均値はおおむね一致した。また，全炉心損傷頻度の EF は 6 であり，これは全炉心損傷頻度の約 99.9%を占める TW の

EF がほぼそのまま反映された結果となった。

(3) 感度解析

感度解析として、ベイズ統計手法を用い、パラメータに柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験を反映した評価並びに設計基準事故対処設備のみに期待した場合の評価を実施した。

○柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験の起因事象発生頻度に対する感度

評価結果を第 1.1.1.h-5 図に示す。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験反映パラメータを用いた起因事象の発生頻度(平均値)は、一般パラメータ(平成 20 年度末までの国内プラントの実績)を用いて算出した点推定値と同等となった。ただし、LOCA の発生頻度は国内プラント実績に基づく発生頻度ではなく、海外文献の値を引用しているため感度解析の対象外とした。

○柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験の機器故障率に対する感度

評価結果を第 1.1.1.h-6 図に示す。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉で発生していない機器の故障については、一般パラメータを用いた場合よりも柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験反映パラメータを用いた場合の方が低い機器故障率となった。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉で 1 件以上発生した機器の故障については、一般パラメータを用いた場合よりも柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験反映パラメータを用いた場合の方が高い機器故障率となった。

○起因事象発生頻度及び機器故障率の炉心損傷頻度に対する感度

過去に柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉で発生した起回事象を第 1.1.1.h-8 表に、評価に関わる機器故障を第 1.1.1.h-9 表に、評価結果を第 1.1.1.h-7 図に示す。

全炉心損傷頻度は、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験反映パラメータを用いた場合 3.7×10^{-6} /炉年となり、一般パラメータを用いた場合の 8.7×10^{-6} /炉年から減少した。柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の運転経験反映パラメータを用いた場合の炉心損傷頻度も一般パラメータを用いた場合のエラーファクターの幅の中に含まれていることから、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の評価に一般パラメータを用いても評価上問題ないと考える。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度では、ISLOCA を除き、一般パラメータを用いた場合から減少した。ISLOCA の炉心損傷頻度が増加した理由は、柏崎刈羽 7 号炉において 2003 年に発生した給水配管逆止弁の内部リーク事象を反映したためである。

○設計基準事故対処設備のみに期待した場合の評価

今回の評価では、設計基準事故対処設備(以下「DBA 設備」という。)及び DBA 設備以外のプラント運転開始時より備えている手段・設備(通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成 4 年 7 月)の以前から備えている対策)の一部を考慮したプラント状態を評価している。

今回の評価に対する感度解析として、DBA 設備の機能のみに期待したプラント状態を評価した。

評価結果を第 1.1.1.h-8 図に示す。

全炉心損傷頻度は、DBA 設備の機能のみに期待した場合 5.4×10^{-4} /炉年となり、DBA 設備以外のプラント運転開始時より備えている手

段・設備の一部も期待した場合の 8.7×10^{-6} /炉年から増加した。本感度解析では、常用系による除熱や設計当初から期待していた運転員による手動操作に期待しておらず、全体的に炉心損傷頻度は増加する結果となった。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度では、TQUX が大きく増加している。これは、プラント停止操作の一環である給水系による原子炉への注水や運転員による原子炉減圧操作に期待していないためである。

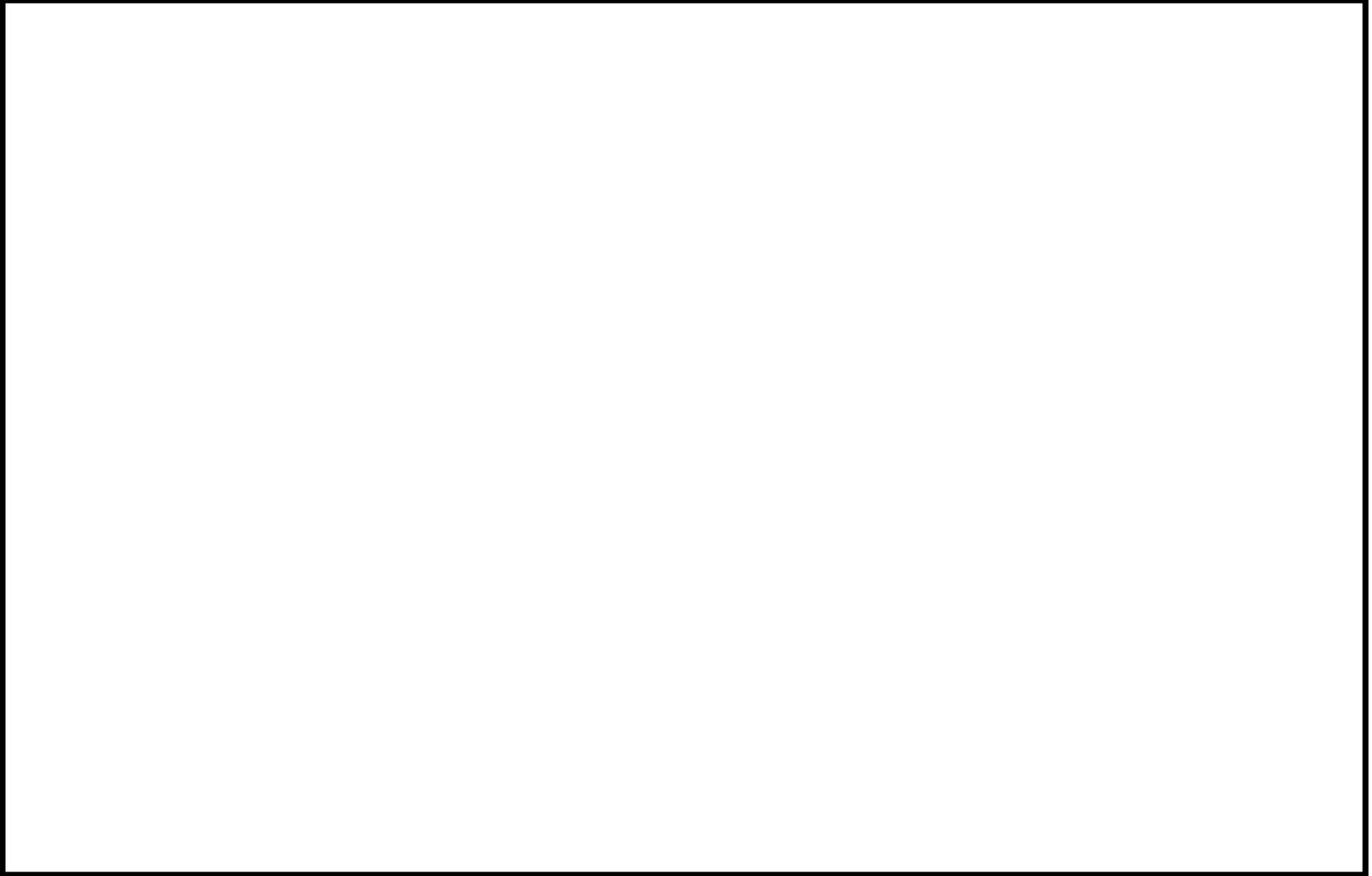
第 1.1.1. a-1 表 PRA に必要な情報を収集する際に参照した資料リスト

	資料名	目的
設計情報	原子炉設置許可申請書	系統の仕様を確認し、成功基準等の根拠とする。
	配管計装線図(P&ID)	系統の冷却水等の流路を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	インターブロック線図(IBD)	系統の自動起動信号等の論理構成を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	電気展開接続図(ECWD)	系統の回路構成を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	系統設計仕様書(SS)	系統の仕様を確認し、成功基準等の根拠とする。
	機器設計仕様書(ES)	機器の仕様を確認し、成功基準等の根拠とする。
	電源一覧表	機器の電源区分を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	単線結線図	同上
運転管理情報	原子炉施設保安規定	系統の待機除外に関する規定を調査し、システムアンアベイラビリティの根拠とする。また、停止時 PRA における感度解析をする際の設定の根拠とする。
	事故時運転操作手順書(事象ベース)AOP	起因事象発生時の運転員における対応を確認し、イベントツリー、人間信頼性解析等の根拠とする。
	事故時運転操作手順書(徴候ベース)EOP	同上
	設備別操作手順書	設備の操作手順を確認し、フォールトツリー、人間信頼性解析等の根拠とする。
	定例試験手順書	機器の健全性が確認される周期を確認し、フォールトツリーの根拠とする。
	保守点検手入れ要領	同上
	ユニット操作手順書	プラント起動/停止時の手順等の確認に用いる。
	警報発生時操作手順書	機器の警報の有無や内容を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	定例切替表	常用切替運転をする機器の切替間隔を確認し、フォールトツリー等の根拠とする。
	原子力施設運転管理年報	起因事象発生頻度評価の根拠とする。
	(社)原子力安全推進協会により運営されているニューシア	同上
	電気事業者によるプレスリリース	同上

第 1.1.1. a-2 表 系統設備概要

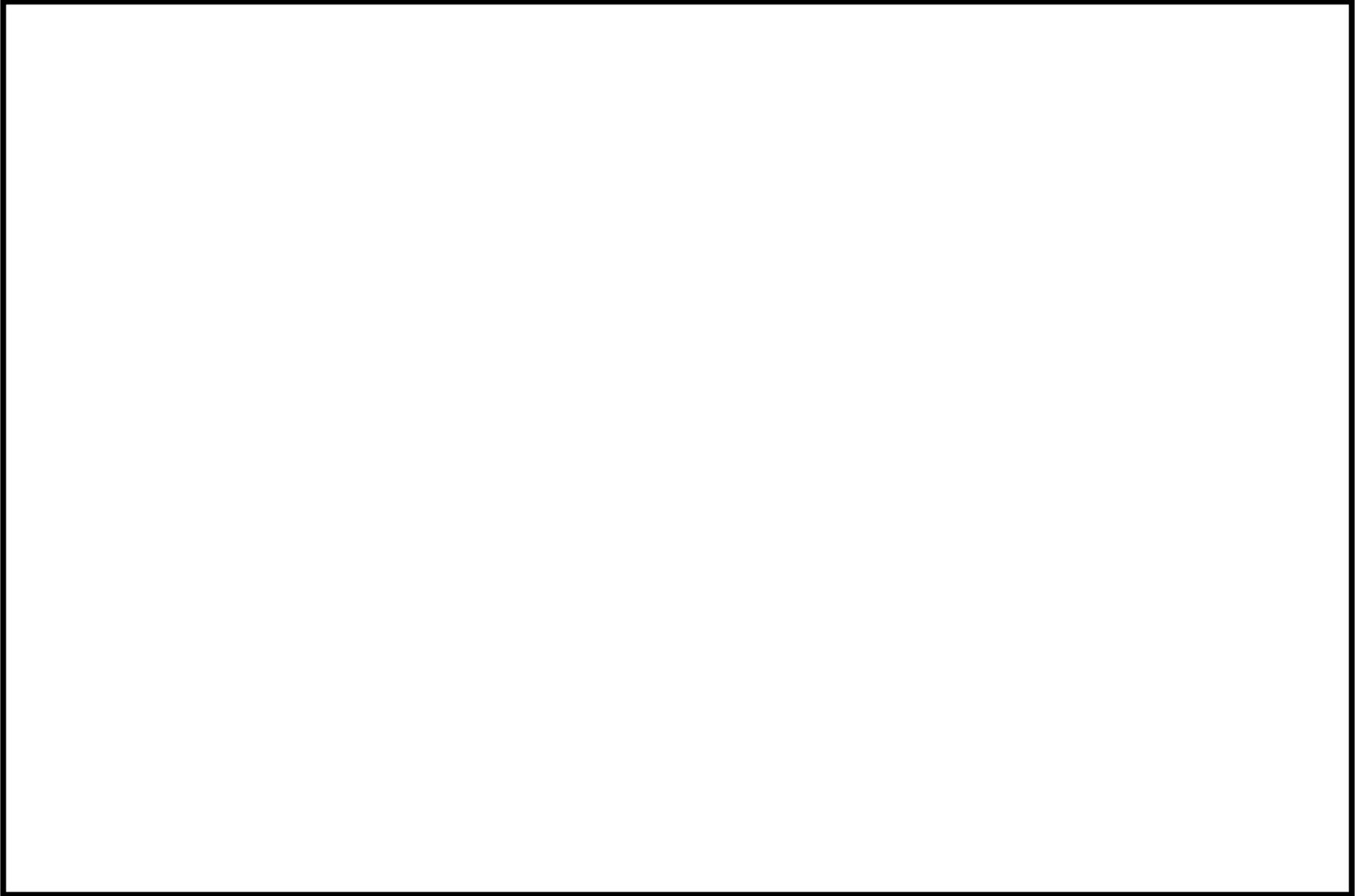
系統設備		概要
原子炉停止に関する機能	スクラム系 原子炉緊急停止系 (RPS) 制御棒及び制御棒駆動系	2 out of 4 論理回路 制御棒 205 本
	ほう酸水注入系 (SLC)	系統数 1 電動ポンプ 2 台 ポンプ容量約 11 m ³ /h/台
炉心冷却に関する機能	高圧炉心注水系 (HPCF)	系統数 2 電動ポンプ 2 台 ポンプ容量約 180 m ³ /h/台～約 730 m ³ /h/台
	原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	系統数 1 タービン駆動ポンプ 1 台 ポンプ容量約 190 m ³ /h/台
	自動減圧系 (ADS)	ADS 機能付 SRV8 弁 容量約 380 t/h/個
	低圧注水系 (LPFL)	系統数 3 電動ポンプ 3 台 ポンプ容量約 950 m ³ /h/台
放射性物質の閉じ込めに関する機能	残留熱除去系 (RHR)	系統数 3 電動ポンプ 3 台 ポンプ容量約 950 m ³ /h/台
安全機能のサポートに関する機能	原子炉補機冷却水系 (RCW)	系統数 3 電動ポンプ 6 台 (2 台/系統) ポンプ容量約 1,300 m ³ /h/台 (A/B 系) (C 系は 6 号炉約 1,100 m ³ /h/台, 7 号炉約 800 m ³ /h/台)
	原子炉補機冷却海水系 (RSW)	系統数 3 電動ポンプ 6 台 (2 台/系統) ポンプ容量約 1,800 m ³ /h/台 (A/B/C 系)
	非常用ディーゼル発電機 (D/G)	台数 3 発電容量約 6,250 kVA/台
	直流電源設備	系統数 (125 V) 4 蓄電池 4 組

第 1.1.1.b-1 表 過渡変化・事故による起回事象の同定



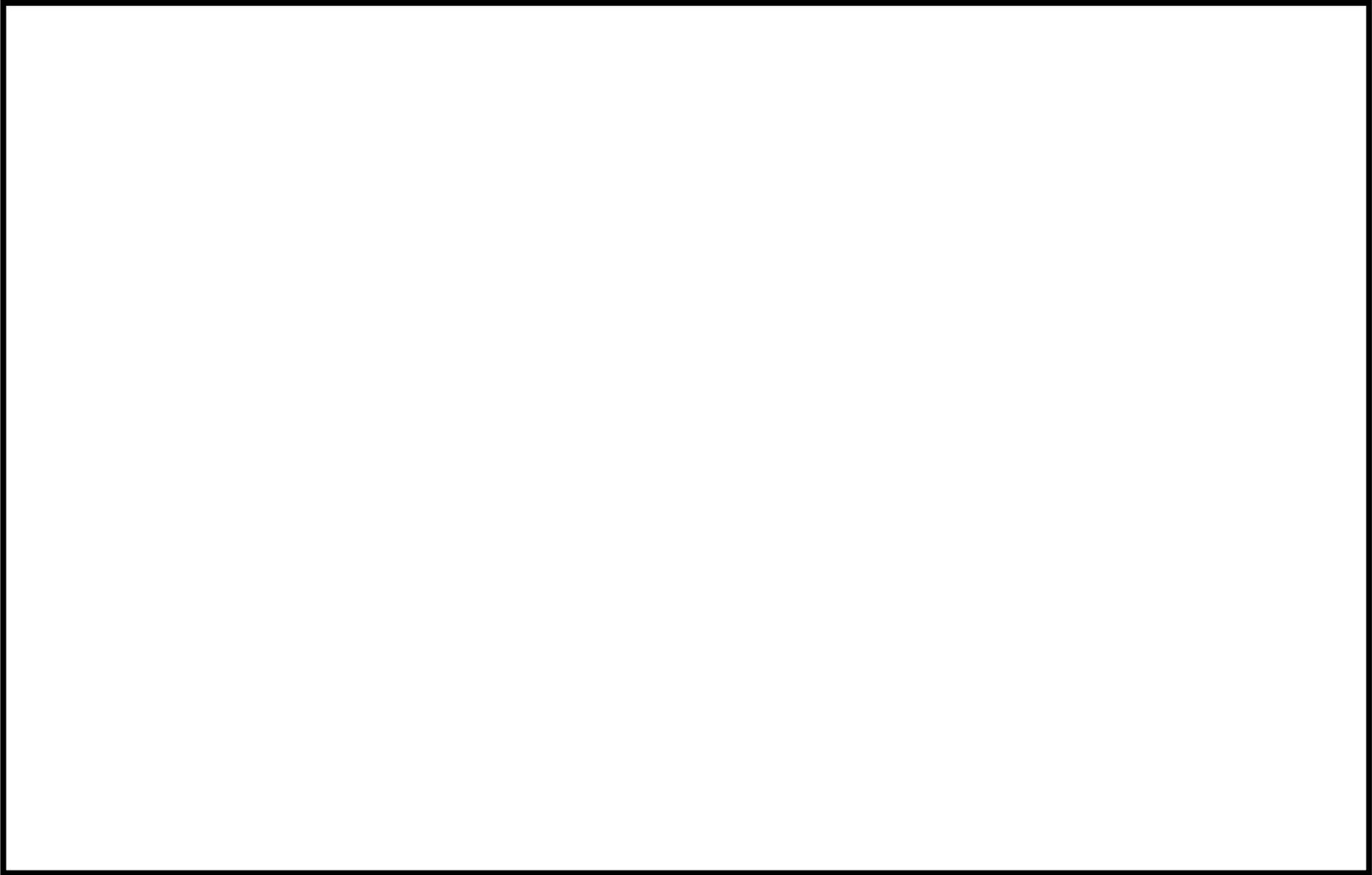
黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1. 1. 1. b-2 表 従属性を有する起回事象の同定 (1/3)

A large empty rectangular box with a thick black border, intended for the content of the table mentioned in the caption above. The box is currently blank.

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.b-2 表 従属性を有する起回事象の同定 (2/3)

A large empty rectangular box with a thick black border, intended for a table. The table content is redacted.

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.b-2 表 従属性を有する起回事象の同定 (3/3)

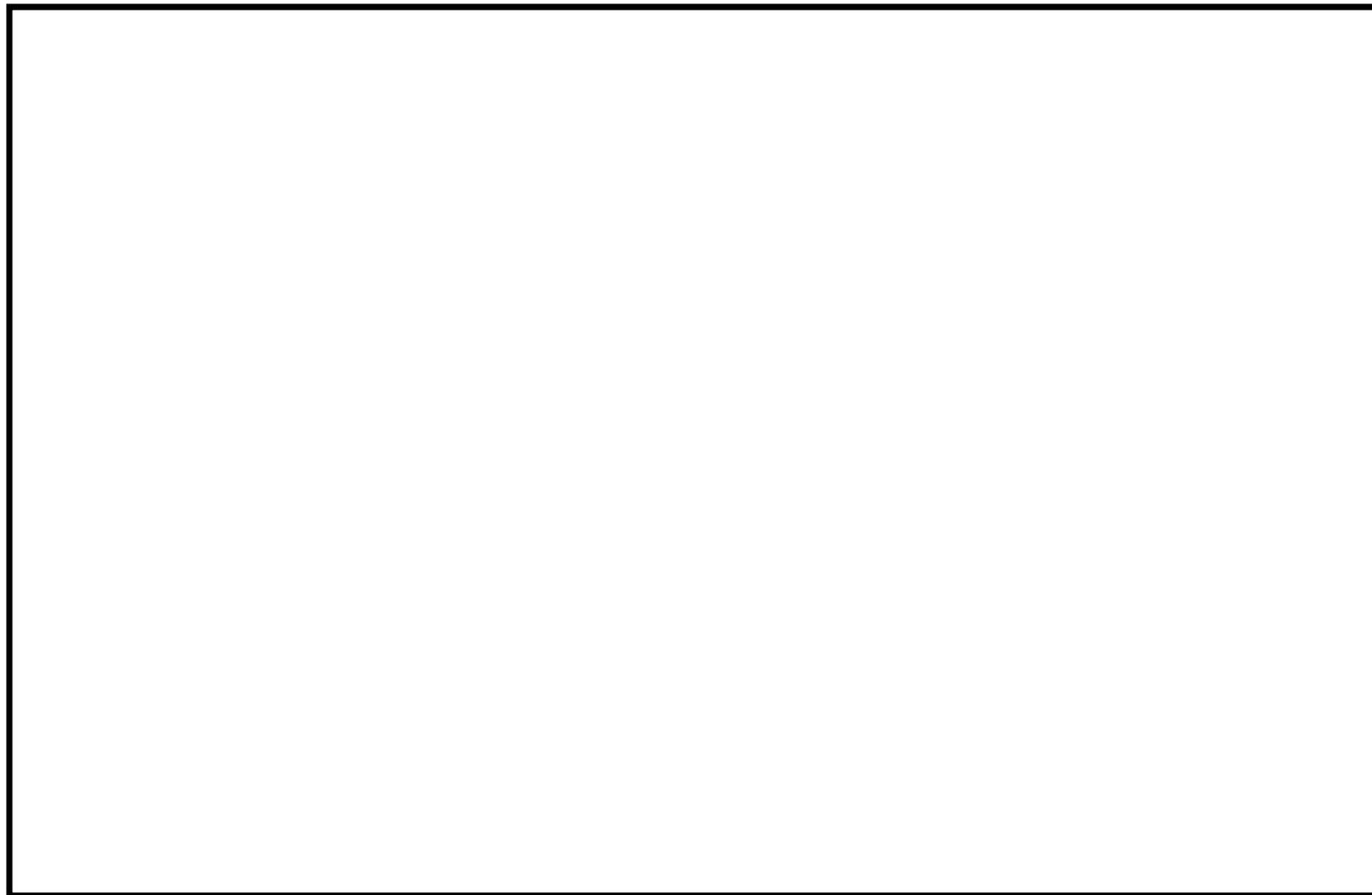


第 1.1.1.b-2 表 従属性を有する起回事象の同定 (まとめ)



黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.b-3 表 起回事象のグループ化の結果と事象の定義及び事象と緩和設備の主要な状況



黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.b-4 表 起因事象グループと事象の定義及び国内発生実績

大分類	起因事象グループ	事象の定義	発生件数 ^{※1}	
			小計	合計
過渡事象	非隔離事象	1.発電機負荷遮断	30	81
		2.タービントリップ	26	
		3.圧力制御装置の故障(蒸気流量減少)	6	
		4.バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	5	
		5.全再循環ポンプトリップ	1	
		6.再循環ポンプ軸固着	0	
		7.給水制御系の故障(流量増加, 出力運転時)	9	
		8.給水制御系の故障(流量増加, 起動・停止時)	0	
		9.HPCI/HPCSの誤起動	0	
		10.主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	1	
		11.再循環流量制御系の誤動作(再循環流量増加)	4	
		12.再循環停止ループ誤起動	0	
		13.給水加熱喪失	0	
	隔離事象	1.主蒸気隔離弁の閉鎖	5	13
		2.主蒸気隔離弁の部分閉鎖	0	
		3.圧力制御装置の故障(蒸気流量増加)	4	
		4.タービンバイパス弁誤開放	2	
		5.発電機負荷遮断バイパス弁不作動	0	
		6.タービントリップバイパス弁不作動	0	
		7.復水器真空度喪失	2	
	全給水喪失	1.全給水流量喪失	5	5
	水位低下事象	1.給水または復水ポンプ1台トリップ	1	13
		2.給水制御系の故障(流量減少, 出力運転時)	11	
		3.給水制御系の故障(流量減少, 起動・停止時)	1	
	RPS誤動作等	1.出力運転中の制御棒引抜き	0	27
		2.起動時における制御棒引抜き	4	
		3.原子炉緊急停止系故障によるスクラム	2	
4.プラント異常によるスクラム		12		
5.原子炉緊急停止系計装故障によるスクラム		9		
外部電源喪失	1.外部電源喪失	3	3	
	2.補助電源喪失	0		
SRV 誤開放	1.逃がし安全弁誤開放/閉固着	0	0	
LOCA	小LOCA	1.RCICで注水可能な範囲	0	0
	中LOCA	1.小LOCAと大LOCAの中間範囲	0	0
	大LOCA	1.事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲	0	0
従属性を有する起因事象	原子炉補機冷却系故障(非常用C系)	1.原子炉補機冷却系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	原子炉補機冷却系故障(非常用D系)		0	0
	交流電源故障(非常用C母線)	1.交流母線や下流の電源設備(D/Gを除く)が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	交流電源故障(非常用D母線)		0	0
	直流電源故障(非常用A母線)	1.直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
	直流電源故障(非常用B母線)		0	0
	タービン・サポート系故障	1.タービン設備のサポート系機能が喪失し、タービン設備に期待できない状態での原子炉手動停止	0	0
通常停止	通常停止	1.計画されているプラント停止のほか、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停止	807	807

総運転炉年(発電時間) 488.1年^{※2}
 暦年 706.1年^{※3}

※1 発生件数は、平成21年3月までの実績

※2 総運転炉年(発電時間)は、平成21年3月までのBWRプラント全32基の発電時間の合計値(旧(独)原子力安全基盤機構発行の原子力施設運転管理年報でのBWR発電時間の累計4,278,559時間を24(時間/日)×365.25(日/年)で除した数値)

※3 暦年は営業運転開始から平成21年3月までのBWRプラント全32基の年数の合計値

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.b-5 表 起因事象グループの発生頻度

起 因 事 象	発生頻度 ^{※4} (/炉年)	備 考
過渡変化 ・非隔離事象 ^{※1} ・隔離事象 ^{※2} ・全給水喪失 ・水位低下事象 ^{※3} ・RPS 誤動作等 ・外部電源喪失 ・SRV 誤開放 通常停止 ・通常停止 従属性を有する起因事象 ・交流電源故障(非常用) ・直流電源故障(非常用) ・原子炉補機冷却系故障 ・タービン補機冷却系故障	1.7×10^{-1} 2.7×10^{-2} 1.0×10^{-2} 2.7×10^{-2} 5.5×10^{-2} 4.2×10^{-3} 1.0×10^{-3} 1.7 1.5×10^{-4} 2.8×10^{-4} 7.2×10^{-4} 7.2×10^{-4}	1) 国内 BWR 実績データ (平成 21 年 3 月末時点) 2) SRV 誤開放は発生実績がないため 0.5 回の発生を仮定 3) サポート系喪失は片系統の喪失と し、発生実績がないため 0.5 回の 発生を仮定
原子炉冷却材喪失 (LOCA) ・大 LOCA ・中 LOCA ・小 LOCA	2.0×10^{-5} 2.0×10^{-4} 3.0×10^{-4}	1) NUREG-1829 及び NUREG/CR-5750 の データに基づき大中小 LOCA の発生 頻度を算出。
格納容器バイパス事象 ・ISLOCA		

※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(RPVは隔離されない)

※2：MSIV閉信号等によりMSIVが閉鎖する事象(RPVは隔離される)

※3：給水制御系の故障等により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事象

※4：各起因事象発生頻度のエラーファクター(EF)は、過渡変化、通常停止、従属性を有する起因事象については3、大LOCA及び中LOCAについては20、小LOCAについては10としており、ISLOCAについては [] 過渡変化、通常停止、従属性を有する起因事象のEFは、(社)日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル1PSA編):2008」の5.3.1 a)の記載及びNUREG/CR-4550の記載を参考に、工学的判断によって設定している。また、LOCAのEFは、NUREG-1829及びNUREG/CR-5750を参考に設定している。

第 1.1.1. c-1 表 プラント運転時の成功基準(起因事象ごと)

起因事象	原子炉未臨界	炉心冷却	原子炉格納容器熱除去
大 LOCA	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 1/2HPCF ・ 1/3LPFL	・ 1/3RHR
中 LOCA	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 1/2HPCF ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
小 LOCA	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ^{※1} ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系 ^{※1} ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
過渡変化・手動停止	SRV 正常作動時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ^{※2} ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系 ^{※2} ・ ADS+1/3LPFL
	SRV 開固着時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ^{※2} ・ 1/2HPCF ・ ADS+復水系 ^{※2} ・ ADS+1/3LPFL
過渡変化	ATWS 時	・ RPT+SLC+SRV 開放+1/2HPCF	・ 1/3RHR
ISLOCA (破損箇所の隔離成功後)	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ・ 1/2HPCF ^{※3} ・ ADS+復水系 ・ ADS+1/3LPFL ^{※3}	・ PCS ・ 1/3RHR ^{※3}

1/2 : 2 系統の内の 1 系統を意味する。

※1 : 小 LOCA 後に原子炉水位の低下が進行すると、原子炉水位に応じて隔離信号が発信されるが、給復水ラインは隔離されないため、LOCA 信号発生時の給復水系からの注水は可能である。これに破断口の大きさと給復水系からの注水による補給のバランス等を考慮し、LOCA の中では小 LOCA の場合のみ給復水系を注水の成功基準として期待している。

※2 : 外部電源喪失時は当該炉心冷却機能(給水系、ADS+復水系)には期待しない。

※3 : 破損が発生した系統には期待しない。

第 1.1.1. c-2 表 低圧系注水時の ADS の必要弁数

系統名	過渡事象		小 LOCA	中 LOCA
	SRV 正常動作時	SRV 誤開放時		
LPFL	2 弁	1 弁	1 弁	1 弁

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1. c-3 表 RCW(A系, B系)の成功基準

機器名	高圧注水系		RHR(低圧注水・除熱)	D/G
	過渡事象	LOCA	過渡事象/LOCA	過渡事象/LOCA
RCW ポンプ	1/2	2/2 ※	2/2※	1/2
RCW 熱交換器	1/2	2/2	2/2	1/2

※常用系隔離成功の有無を問わない

第 1.1.1. c-4 表 RCW(C系)の成功基準

機器名	高圧注水系		RHR(低圧注水・除熱)	D/G	OG
	過渡事象	LOCA	過渡事象/LOCA	過渡事象/LOCA	過渡事象
RCW ポンプ	1/2	2/2 + 常用系隔離	2/2 + 常用系隔離	1/2	1/2
RCW 熱交換器	1/2	2/2	2/2	1/2	1/2

第 1.1.1. c-5 表 空調機の成功基準

--

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.c-6 表 解析コード MAAP による事故進展解析結果 (ABWR/RCCV)

事故シーケンスグループ	
TC (過渡変化後, 原子炉停止 失敗)	
大 LOCA (大 LOCA 後, 炉心注水失 敗)	
TQUV (過渡変化後, 炉心注水失 敗, 低圧シーケンス)	
TQUX (過渡変化後, 炉心注水失 敗, 高圧シーケンス)	
TW (LOCA シーケンス)	
TW (RPV 低圧シーケンス)	
TW (RPV 高圧シーケンス)	
長期 TB (SBO)	

※1 下線は設定に用いた解析結果を示す。

第 1.1.1.c-7 表 各緩和操作と運転員操作のための許容時間

--

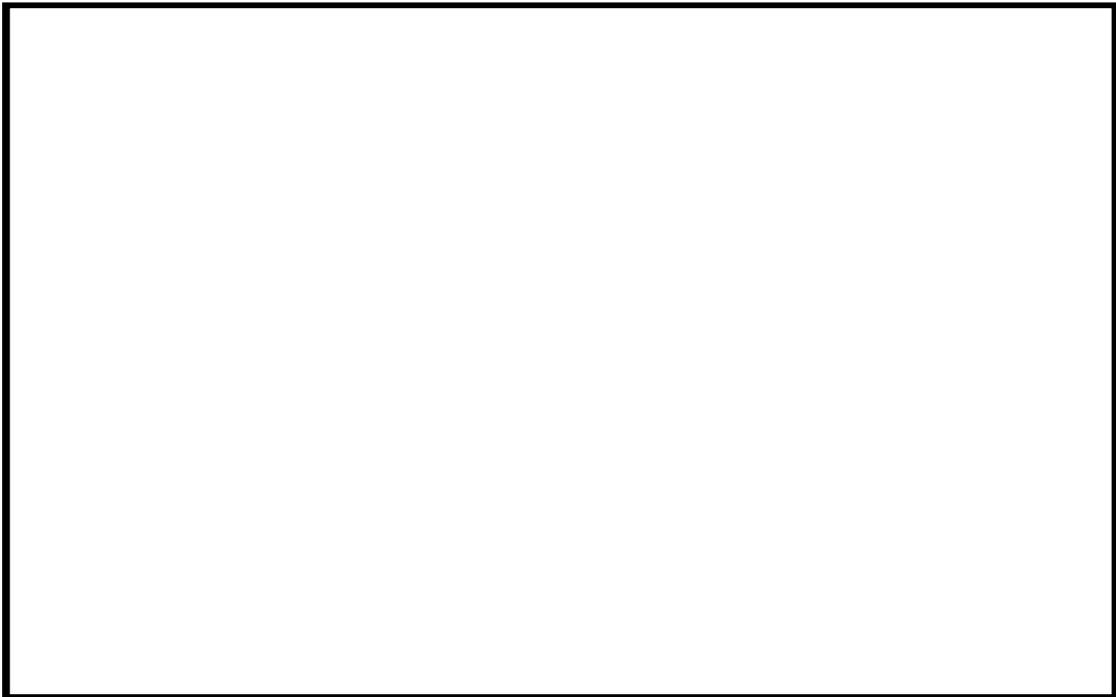
第 1.1.1. d-1 表 事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明と分類)

事故シーケンスグループの特徴		事故シーケンスグループ
LOCA発生後の炉心冷却失敗		LOCA後の注水失敗
詳細には,	大LOCA後の炉心冷却失敗	AE
	中LOCA後の炉心冷却失敗	S1E
	小LOCA後の炉心冷却失敗	S2E
過渡変化事象発生後の給水系, 高圧系及び低圧系による炉心冷却失敗		TQUV
過渡変化事象発生後の給水系及び高圧系による炉心冷却失敗かつ減圧失敗		TQUX
外部電源喪失後の電源喪失		TB
詳細には,	D/G3台が機能喪失の状態、RCICにより炉心冷却を継続するが、バッテリーが枯渇し炉心損傷	長期TB
	バッテリーの故障により、D/G3台の起動に失敗し炉心損傷	TBD
	D/G3台の起動に失敗し、さらにRCICも機能喪失し炉心損傷	TBU(高圧)
	D/G3台の起動に失敗し、さらにSRV開固着によりRCICも機能喪失し炉心損傷	TBP(低圧)
過渡変化事象 / LOCA発生後のPCVからの熱除去失敗		TW
過渡変化事象 / LOCA発生後の原子炉停止失敗		TC
ISLOCA発生後の破断箇所隔離失敗		ISLOCA

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1. e-1 表 各系統間の従属性(7号炉の例)

系統名		従属故障の可能性のある系統																
		フロント系										サポート系						
		高圧系注水					原子炉減圧, 低圧系注水					非常用電源						
		給水系 ^{注1}	HPCF(B)	HPCF(C)	RCIC	ADS	復水系 ^{注2}	LPFL(A)	LPFL(B)	LPFL(C)	PCS	RHR(A)	RHR(B)	RHR(C)	D/G(A)	D/G(B)	D/G(C)	非常用サポート系
除熱機停止に期待する	除熱機停止に期待しない	除熱機停止に期待する	除熱機停止に期待しない	高圧注水に期待する	高圧注水に期待しない											RCW(A)	RCW(B)	RCW(C)
給復水系	M/D-RFP																	
	HPCP																	
LPCP																		
AO, OG, TGS, CW, MSIV, TBV																		
常用サポート系	TCW																	
	TSW																	
非常用サポート系	RCW(A)																	
	RSW(A)																	
	RCW(B)																	
	RSW(B)																	
	RCW(C)																	
換気空調系	HPCF(B) HVH																	
	HPCF(C) HVH																	
	RHR(A) HVH																	
	RHR(B) HVH																	
	RHR(C) HVH																	
交流電源	D/G(A)室 HVH																	
	D/G(B)室 HVH																	
	D/G(C)室 HVH																	
	A系(常用)																	
直流電源	B系(常用)																	
	C系(非常用)																	
	D系(非常用)																	
	E系(非常用)																	
	区分1																	
区分2																		
区分3																		



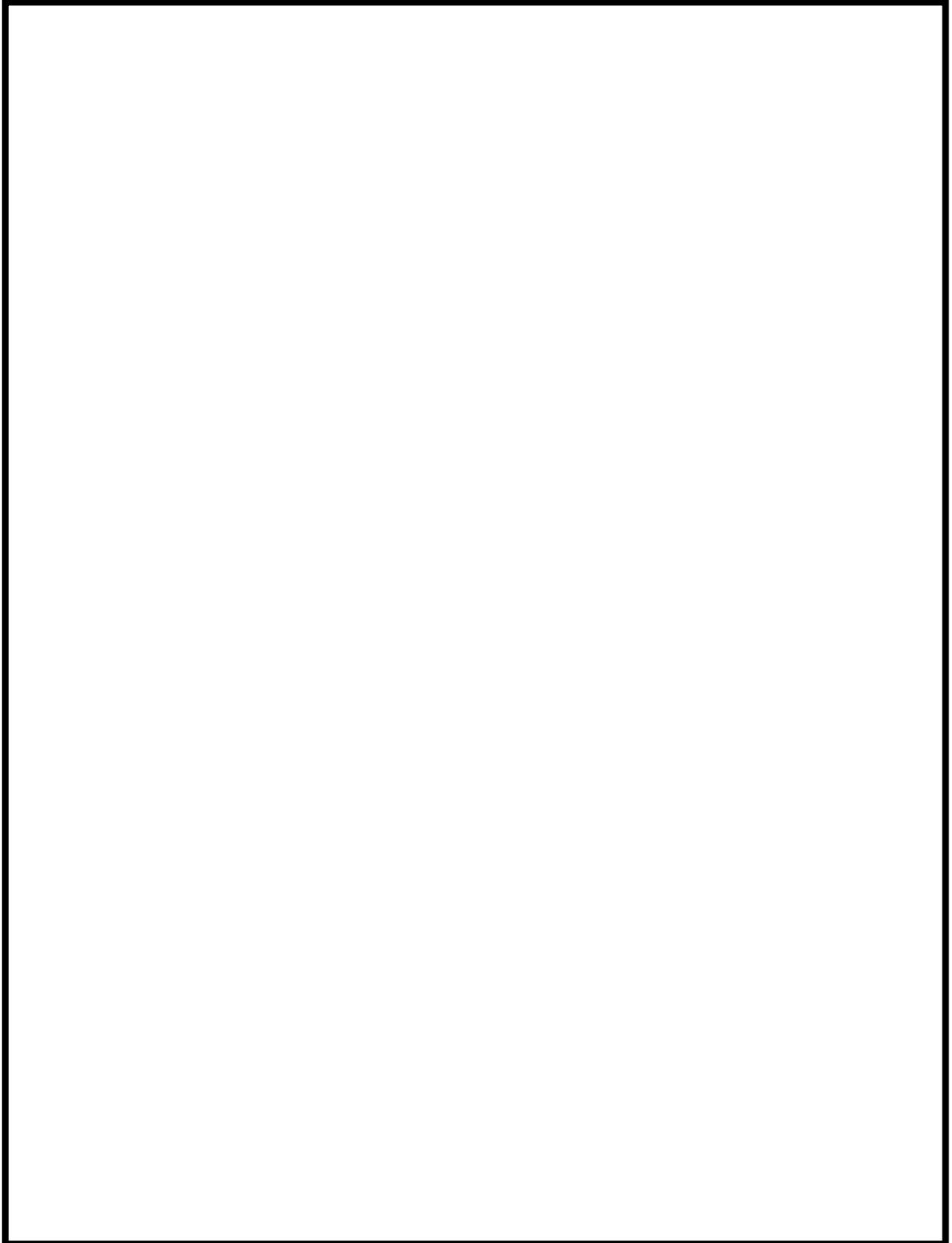
黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.e-2 表 代表的なシステム信頼性(フォールトツリー)の評価結果

起因事象	システム(系統)	非信頼度(平均値)	
過渡事象	RCIC HPCF (B) HPCF (C) 手動減圧 LPFL (A) LPFL (B) LPFL (C) 復水器を用いた除熱 RHR (A) RHR (B) RHR (C)		
	非隔離事象		給水系
	隔離事象		給水系
LOCA	RCIC HPCF (B) HPCF (C) 自動減圧及び手動減圧 LPFL (A) LPFL (B) LPFL (C)		
—	スクラム系(電気系) スクラム系(機械系) ARI RPT SLC 復水系 非常用電源系(A) 非常用電源系(B) 非常用電源系(C)		

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.e-3 表 システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその
根拠



黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.f-1 表 平均修復時間, 復旧特性のデータ

機器	平均修復時間	備考(出典等)
ポンプ	19 時間	
弁	7 時間	
計装/制御機器	6 時間	
D/G	20 時間	
外部電源復旧特性 ^{※1}		

※1 復旧失敗確率 $P = \exp(-2.535t^{0.2})$
t : 復旧時間

第 1.1.1.f-2 表 共通原因故障因子

機器	β ファクタ	γ ファクタ	参考文献
ポンプ	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁	0.13	0.565	NUREG/CR-1363 Rev. 1
D/G	0.021	0.51	NUREG-1150
計装/制御機器	0.082	0.67	NUREG/CR-2771
リレー (スクラムコンタクタ)	0.05	0.1	SECY-83-293
蓄電池	0.008	0.5	NUREG-1150

第 1.1.1. g-1 表 同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果(例示)

人的過誤 (中央制御室操作)	内 容	過誤確率 (平均値)	EF (対数正規分布)	事象診断及び 操作に関する 許容時間	過誤回復考慮の 有無に関する 許容時間
事象発生前	手動弁の開閉忘れ	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	計測器の誤校正 <input type="checkbox"/>				
事象発生後	過渡事象及び小 LOCA 時の操作失敗				
	大 LOCA 時の操作失敗				
	ATWS 時の SLC 起動等の操作失敗				
	過渡事象及び LOCA 時の際の現場での機器の操作失敗				



黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.1.1.h-1 表 全炉心損傷頻度に占める割合の大きな事故シーケンス

起回事象	事故シーケンスの概要	事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	割合(累積)
過渡事象 (隔離事象)	過渡事象(隔離事象)発生後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	4.4×10^{-6}	51%
通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗(高圧の注水系はHPCFが失敗し、RCICで注水)	TW	1.5×10^{-6}	68%
通常停止	通常停止後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	1.2×10^{-6}	82%
従属性を有する起回事象 (RSW(C)故障)	RSW(C)故障発生後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	1.7×10^{-7}	84%
過渡事象 (SRV誤開放)	過渡事象(SRV誤開放)発生後、注水には成功するが、除熱に失敗	TW	1.6×10^{-7}	85%

第 1.1.1.h-2 表 起因事象別の炉心損傷頻度と炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス

起因事象	炉心損傷頻度(/炉年)	主要事故シーケンス	主要事故シーケンスの炉心損傷頻度(/炉年)
非隔離事象	4.2×10^{-7}	非隔離事象+除熱失敗	1.5×10^{-7}
隔離事象	4.5×10^{-6}	隔離事象+除熱失敗	4.4×10^{-6}
全給水喪失	3.1×10^{-8}	全給水喪失+除熱失敗	1.2×10^{-8}
水位低下事象	7.9×10^{-8}	水位低下事象+除熱失敗	3.1×10^{-8}
RPS 誤動作等	8.8×10^{-8}	RPS 誤動作等+除熱失敗	4.9×10^{-8}
外部電源喪失	2.3×10^{-8}	外部電源喪失+除熱失敗	9.7×10^{-9}
SRV 誤開放	1.7×10^{-7}	SRV 誤開放+除熱失敗	1.6×10^{-7}
大 LOCA	3.5×10^{-9}	大 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-9}
中 LOCA	3.4×10^{-8}	中 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-8}
小 LOCA	5.0×10^{-8}	小 LOCA+除熱失敗	4.9×10^{-8}
原子炉補機冷却海水系 1 系列故障	1.8×10^{-7}	RSW C 系故障+除熱失敗	1.7×10^{-7}
非常用交流電源 1 系列故障	3.9×10^{-8}	非常用交流電源 E 系故障+除熱失敗	3.6×10^{-8}
直流電源 1 系列故障	2.1×10^{-7}	直流電源 B 系故障+除熱失敗	7.0×10^{-8}
タービン補機冷却海水系故障	1.2×10^{-7}	TSW 故障+除熱失敗	1.2×10^{-7}
通常停止	2.7×10^{-6}	通常停止+除熱失敗	1.5×10^{-6}
ISLOCA	9.8×10^{-11}	ISLOCA	9.5×10^{-11}
合計	8.7×10^{-6}		

第 1.1.1.h-3 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と炉心損傷頻度の大きな事故シーケンス

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要事故シーケンス	主要事故シーケンスの 炉心損傷頻度 (/炉年)
TW	8.7×10^{-6}	隔離事象+除熱失敗	4.4×10^{-6}
		通常停止+除熱失敗 (高圧の注水系は HPCF が失敗し, RCIC で注水)	1.5×10^{-6}
		通常停止+除熱失敗	1.2×10^{-6}
		RSW C 系故障+除熱失敗	1.7×10^{-7}
TQUX	4.2×10^{-9}	通常停止+高圧注水失敗+減圧失敗	2.0×10^{-9}
		全給水喪失+高圧注水失敗+減圧失敗	1.2×10^{-9}
S1E	4.0×10^{-9}	中 LOCA+高圧・低圧注水失敗	3.9×10^{-9}
TQUV	9.6×10^{-10}	通常停止+高圧・低圧注水失敗	4.3×10^{-10}
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+高圧・低圧注水失敗	3.1×10^{-10}
TBU	6.0×10^{-10}	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+RCIC 停止	6.0×10^{-10}
AE	5.0×10^{-10}	大 LOCA+高圧・低圧注水失敗	5.0×10^{-10}
長期 TB	4.8×10^{-10}	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+外部電源復旧失敗	4.8×10^{-10}
TBP	1.2×10^{-10}	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+SRV 再閉鎖失敗	1.2×10^{-10}
ISLOCA	9.5×10^{-11}	ISLOCA 発生(隔離可能規模)+隔離操作失敗	9.5×10^{-11}
TBD	8.1×10^{-11}	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10^{-11}
S2E	4.0×10^{-12}	小 LOCA+高圧注水失敗+減圧失敗	3.0×10^{-12}
TC	5.1×10^{-12}	非隔離事象+スクラム失敗+SLC 起動失敗	2.2×10^{-12}
合計	8.7×10^{-6}		

第 1.1.1. h-4 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(1/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケングル ープへの寄与割合 (%)
TQUV (高圧・低圧注水 機能喪失) (9.6×10^{-10} /炉 年)	過渡事象 +高圧・低圧注水失敗 (1.1×10^{-10} /炉年)	非隔離事象+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	0.2
		非隔離事象+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	0.2
		非隔離事象+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	0.2
		非隔離事象+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	0.2
		非隔離事象+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.6×10^{-12}	0.2
	過渡事象 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧・低圧注水失敗 (7.4×10^{-11} /炉年)	非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	4.2×10^{-12}	0.4
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+RSW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御失敗	3.0×10^{-12}	0.3
	通常停止 +高圧・低圧注水失敗 (4.3×10^{-10} /炉年)	通常停止+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6
		通常停止+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6
		通常停止+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6
		通常停止+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6
		通常停止+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP による CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送水)+RCIC 水源切替操作失敗	1.5×10^{-11}	1.6
	通常停止+SRV 再閉鎖失 敗+高圧・低圧注水失敗 (3.1×10^{-10} /炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水系起動操作失敗	4.2×10^{-11}	4.4
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウェル水位制御操作失敗	4.2×10^{-11}	4.4
	サポート系喪失 +高圧・低圧注水失敗 (3.5×10^{-11} /炉年)	タービン補機冷却系故障+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗	7.2×10^{-12}	0.8
		タービン補機冷却系故障+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+高圧注水系起動操作失敗+低圧系注水起動操作失敗	2.9×10^{-12}	0.3
サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧・低圧注水失敗 (4.3×10^{-12} /炉年)	タービン補機冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	1.9×10^{-12}	0.2	
	タービン補機冷却系故障+SRV 再閉鎖失敗+RSW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	1.4×10^{-12}	0.1	

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

第 1.1.1. h-4 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(2/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンスグ ループへの寄与割 合 (%)
TQUX (高圧注水・減圧 機能喪失) (4.2×10^{-9} /炉 年)	過渡事象 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.8×10^{-9} /炉年)	全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	4.6×10^{-10}	11
		全給水喪失+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)	2.1×10^{-10}	5.0
	過渡事象 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (5.2×10^{-11} /炉年)	全給水喪失+SRV 再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	2.4×10^{-12}	0.1
		全給水喪失+SRV 再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	1.4×10^{-12}	<0.1
	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10^{-9} /炉年)	通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)+給水系操作失敗	3.9×10^{-10}	9.3
		通常停止+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(DTM)故障(共通原因故障)+給水系操作失敗	1.8×10^{-10}	4.3
	通常停止 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.2×10^{-10} /炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉減圧操作失敗	2.8×10^{-11}	0.7
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗	2.5×10^{-11}	0.6
	サポート系喪失 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.9×10^{-10} /炉年)	直流電源故障(区分 1)+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+原子炉水位計不動作/誤高出力(共通原因故障)	1.3×10^{-11}	0.3
		直流電源故障(区分 1)+原子炉減圧操作失敗+HPCF 室空調起動失敗(共通原因故障)	7.3×10^{-12}	0.2
	サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (4.1×10^{-11} /炉年)	直流電源故障(区分 2)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉減圧操作失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障	5.1×10^{-12}	0.1
		直流電源故障(区分 2)+SRV 再閉鎖失敗+原子炉注水自動起動不能の認知失敗+ECCS デジタル制御系(SLU)故障	4.4×10^{-12}	0.1

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

第 1.1.1. h-4 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(3/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケ ンスグルー プへの寄与 割合 (%)
TW (崩壊熱除去機能 喪失) (8.7×10^{-6} /炉 年)	過渡事象+除熱失敗 (5.0×10^{-6} /炉年)	隔離事象+RHR 起動操作失敗	3.6×10^{-6}	41
		隔離事象+RSW ポンプ起動失敗(共通原因故障)	3.0×10^{-7}	3.4
	過渡事象 +SRV 再閉鎖失敗 +除熱失敗 (3.8×10^{-7} /炉年)	非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+RHR 起動操作失敗	1.2×10^{-7}	1.4
		非隔離事象+SRV 再閉鎖失敗+RSW ポンプ起動失敗(共通原因故障)	9.8×10^{-9}	0.1
	通常停止+除熱失敗 (2.7×10^{-6} /炉年)	通常停止+RCW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	8.8×10^{-7}	10
		通常停止+RSW ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	6.4×10^{-7}	7.4
	通常停止 +SRV 再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.1×10^{-8} /炉年)	通常停止+SRV 再閉鎖失敗+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗+RHR 起動操作失敗	6.1×10^{-9}	0.1
		通常停止+SRV 再閉鎖失敗+RSW ポンプ起動失敗(共通原因故障)+常用系(復水器)を用いた除熱操作失敗	5.0×10^{-10}	<0.1
	サポート系喪失 +除熱失敗 (5.5×10^{-7} /炉年)	RSW 故障(C系)+RHR 起動操作失敗	9.6×10^{-8}	1.1
		RSW 故障(C系)+RSW ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	1.5×10^{-8}	0.2
	サポート系喪失 +SRV 再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.9×10^{-9} /炉年)	RSW 故障(C系)+SRV 再閉鎖失敗+RHR 起動操作失敗	5.0×10^{-10}	<0.1
		RSW 故障(C系)+SRV 再閉鎖失敗+RSW ポンプ起動失敗(共通原因故障(二重))	8.0×10^{-11}	<0.1

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

第 1.1.1. h-4 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(4/7)※1

事故シーケンス グループ		主要な 事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
				(/炉年)	事故シーケ スグループへ の寄与割合 (%)
TB (全交流 動力電源 喪失) (1.3×10^{-9} /炉年)	長期 TB	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 (4.8×10^{-10} /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+D/G 継続運転失敗(共通原因故障)+高圧電 源融通失敗	2.2×10^{-10}	17
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+D/G 起動失敗(共通原因故障)+高圧電源融 通失敗	1.5×10^{-10}	12
	TBP	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +SRV 再閉鎖失敗 (1.2×10^{-10} /炉年)	外部電源喪失+SRV 再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+D/G 継続運転失敗(共通原 因故障)	5.7×10^{-11}	4.4
			外部電源喪失+SRV 再閉鎖失敗+外部電源復旧失敗+D/G 起動失敗(共通原因故 障)	4.0×10^{-11}	3.1
	TBU	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +RCIC 失敗 (6.0×10^{-10} /炉年)	外部電源喪失+外部電源復旧失敗+D/G 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP に よる CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉原子炉建屋側への誤送 水)	3.2×10^{-11}	2.5
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+D/G 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP に よる CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号炉タービン建屋側への誤 送水)	3.2×10^{-11}	2.5
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+D/G 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP に よる CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉原子炉建屋側への誤送 水)	3.2×10^{-11}	2.5
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+D/G 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP に よる CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号炉タービン建屋側への誤 送水)	3.2×10^{-11}	2.5
			外部電源喪失+外部電源復旧失敗+D/G 継続運転失敗(共通原因故障)+MUWP に よる CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 7 号炉原子炉建屋側への誤送 水)	3.2×10^{-11}	2.5
	TBD	外部電源喪失 +直流電源喪失 (8.1×10^{-11} /炉年)	外部電源喪失+バッテリーからの給電失敗(共通原因故障)	8.1×10^{-11}	6.2

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

第 1.1.1. h-4 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(5/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの寄 与割合 (%)
TC (原子炉停止機能喪失) (5.1×10^{-12} /炉年)	過渡事象 +原子炉停止失敗 (5.0×10^{-12} /炉年)	非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗	2.2×10^{-12}	43

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

第 1.1.1. h-4 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(6/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの寄 与割合 (%)
LOCA (LOCA 時注水機能喪失) (4.5×10^{-9} /炉年)	LOCA +高圧・低圧注水失敗 (3.9×10^{-9} /炉年)	中 LOCA+RSW ポンプ起動失敗(共通原因故障)	2.3×10^{-9}	51
		中 LOCA+RCW ポンプ起動失敗(共通原因故障)	7.6×10^{-10}	17

※1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

第 1.1.1. h-4 表 事故シーケンスの分析(ミニマルカットセットの抽出)結果(7/7)※1

事故シーケンス グループ	主要な 事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シーケンス グループへの寄 与割合 (%)
ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	定例試験時 HPCF(B系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(B系)ポンプ 吸込部配管破損+HPCF(B系)注入隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16
		定例試験時 HPCF(C系)試験可能逆止弁内部リーク+HPCF(C系)ポンプ 吸込部配管破損+HPCF(C系)注入隔離弁閉失敗	1.5×10^{-11}	16

※ 1 主要な事故シーケンスの中の支配的なシーケンスに対する分析結果を示す。

第 1.1.1.h-5 表 基事象別の FV 重要度の評価結果(上位 10 位)

順位	基事象 (機器名-故障モード)	FV 重要度	RAW
1	RHR 系統操作失敗 (認知/操作失敗の人的過誤)	6.4×10^{-1}	6.9×10^2
2	RCW 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	1.2×10^{-1}	2.3×10^5
3	RSW 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	8.7×10^{-2}	2.3×10^5
4	RSW 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	5.3×10^{-2}	4.6×10^3
5	SRV 再閉鎖失敗	2.2×10^{-2}	5.2×10^0
6	RCW 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.8×10^{-2}	4.6×10^3
7	RHR ポンプ室空調機 ファン起動失敗 共通原因故障	1.0×10^{-2}	4.6×10^3
8	起動停止用蒸気式空気抽出系第一段空気入口弁開失敗	9.6×10^{-3}	3.9×10^1
9	起動停止用蒸気式空気抽出系第二段空気入口弁開失敗	9.6×10^{-3}	3.9×10^1
10	起動停止用蒸気式空気抽出系空気出口弁開失敗	9.6×10^{-3}	3.9×10^1

※ 太字は RAW の評価結果上位 10 位にも含まれる基事象を示す。

第 1. 1. 1. h-6 表 基事象別の RAW の評価結果(上位 10 位)

順位	基事象 (機器名-故障モード)	FV 重要度	RAW
1	RCW 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	1.2×10^{-1}	2.3×10^5
2	RSW 電動ポンプ運転継続失敗 共通原因故障	8.7×10^{-2}	2.3×10^5
3	制御棒挿入失敗	3.7×10^{-7}	1.4×10^4
4	RCW/RSW 論理回路 (SLU) 周り 共通原因故障	4.6×10^{-3}	4.6×10^3
5	RCW 逆止弁 (RCW ポンプ吐出) 開失敗 共通原因故障	1.7×10^{-3}	4.6×10^3
6	RCW 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.8×10^{-2}	4.6×10^3
7	RCW 電動弁 (RCW 熱交換器出口) 開失敗 共通原因故障	7.0×10^{-3}	4.6×10^3
8	RSW 逆止弁 (RSW ポンプ吐出) 開失敗 共通原因故障	8.6×10^{-4}	4.6×10^3
9	RSW 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	5.3×10^{-2}	4.6×10^3
10	低圧系 ECCS 安全論理回路 (SLU) 周り 共通原因故障	4.6×10^{-3}	4.6×10^3

※太字は FV 重要度の評価結果上位 10 位にも含まれる基事象を示す。

第 1.1.1.h-7 表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度不確かさ解析

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度(/炉年)				
	5%値	95%値	中央値	平均値	点推定値
TQUV	3.3×10^{-11}	3.3×10^{-9}	2.2×10^{-10}	1.3×10^{-9}	9.6×10^{-10}
TQUX	1.7×10^{-10}	1.5×10^{-8}	1.4×10^{-9}	4.2×10^{-9}	4.2×10^{-9}
TW	9.9×10^{-7}	2.7×10^{-5}	4.3×10^{-6}	8.8×10^{-6}	8.7×10^{-6}
長期 TB	1.8×10^{-11}	1.7×10^{-9}	1.7×10^{-10}	4.8×10^{-10}	4.8×10^{-10}
TBP	1.0×10^{-12}	4.6×10^{-10}	1.9×10^{-11}	1.2×10^{-10}	1.2×10^{-10}
TBU	3.7×10^{-11}	2.1×10^{-9}	2.6×10^{-10}	6.1×10^{-10}	6.0×10^{-10}
TBD	2.1×10^{-12}	2.8×10^{-10}	2.6×10^{-11}	7.7×10^{-11}	8.1×10^{-11}
TC	9.5×10^{-14}	1.3×10^{-11}	1.0×10^{-12}	3.8×10^{-12}	5.1×10^{-12}
AE	2.1×10^{-12}	1.6×10^{-9}	5.2×10^{-11}	4.6×10^{-10}	5.0×10^{-10}
S1E	1.2×10^{-11}	1.3×10^{-8}	3.9×10^{-10}	3.7×10^{-9}	4.0×10^{-9}
S2E	2.1×10^{-14}	1.4×10^{-11}	4.6×10^{-13}	3.5×10^{-12}	4.0×10^{-12}
ISLOCA	3.5×10^{-13}	2.9×10^{-10}	8.9×10^{-12}	1.0×10^{-10}	9.5×10^{-11}
合計	9.9×10^{-7}	2.7×10^{-5}	4.3×10^{-6}	8.8×10^{-6}	8.7×10^{-6}

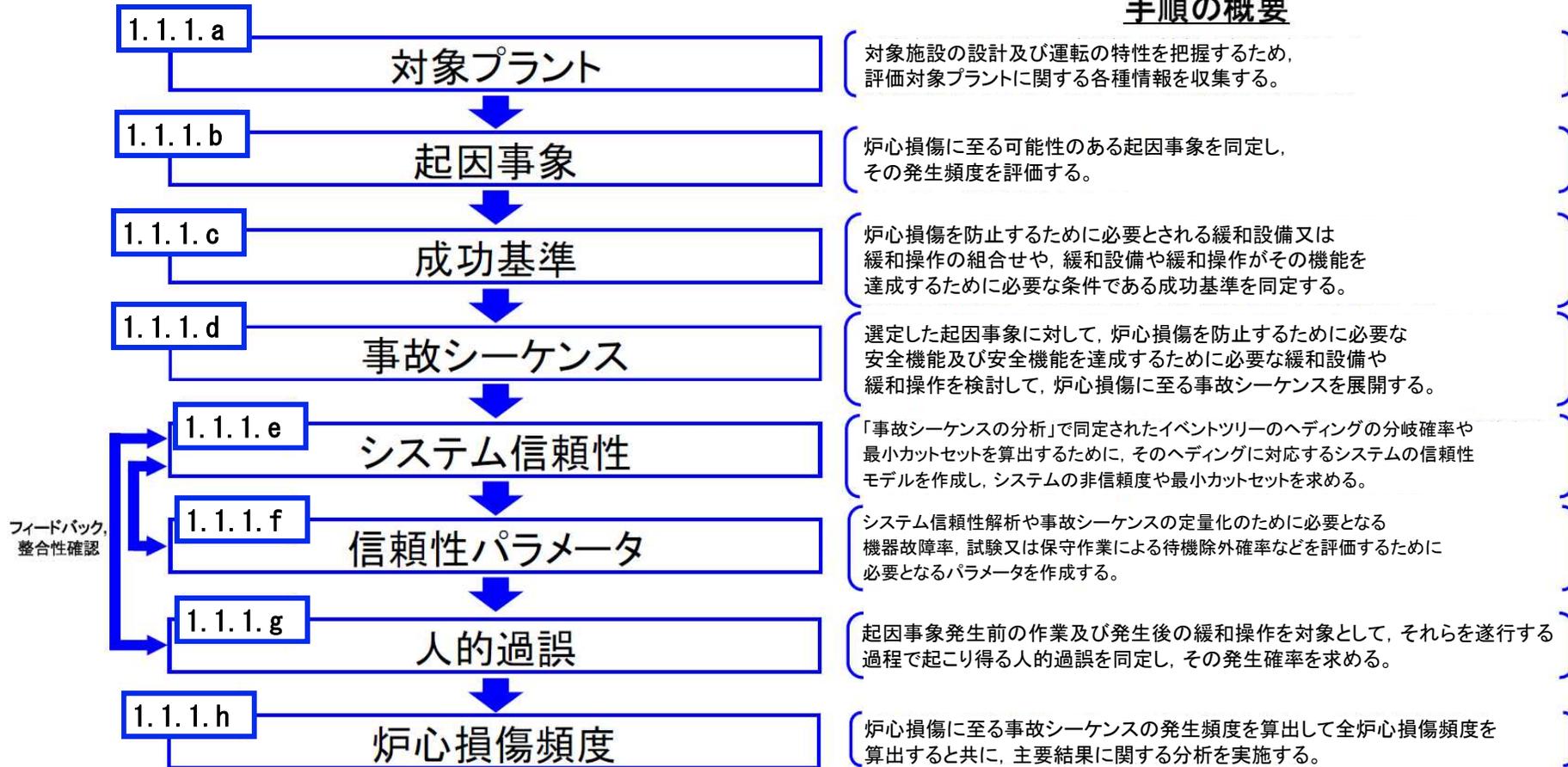
第 1.1.1.h-8 表 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において過去に発生した起因事象

発生日時	発生号炉	発生事象	起因事象の分類
1998 年 8 月 29 日	6 号炉	500 kV 表示線保護継電器動作による原子炉自動停止	非隔離事象
1999 年 5 月 25 日	6 号炉	発電機励磁装置停止による原子炉自動停止	非隔離事象
2004 年 11 月 4 日	7 号炉	タービンスラスト軸受磨耗トリップによる原子炉自動停止	非隔離事象
2007 年 7 月 16 日	7 号炉	新潟県中越沖地震に伴う原子炉自動停止	RPS 誤動作等
—		通常停止：25 回	通常停止

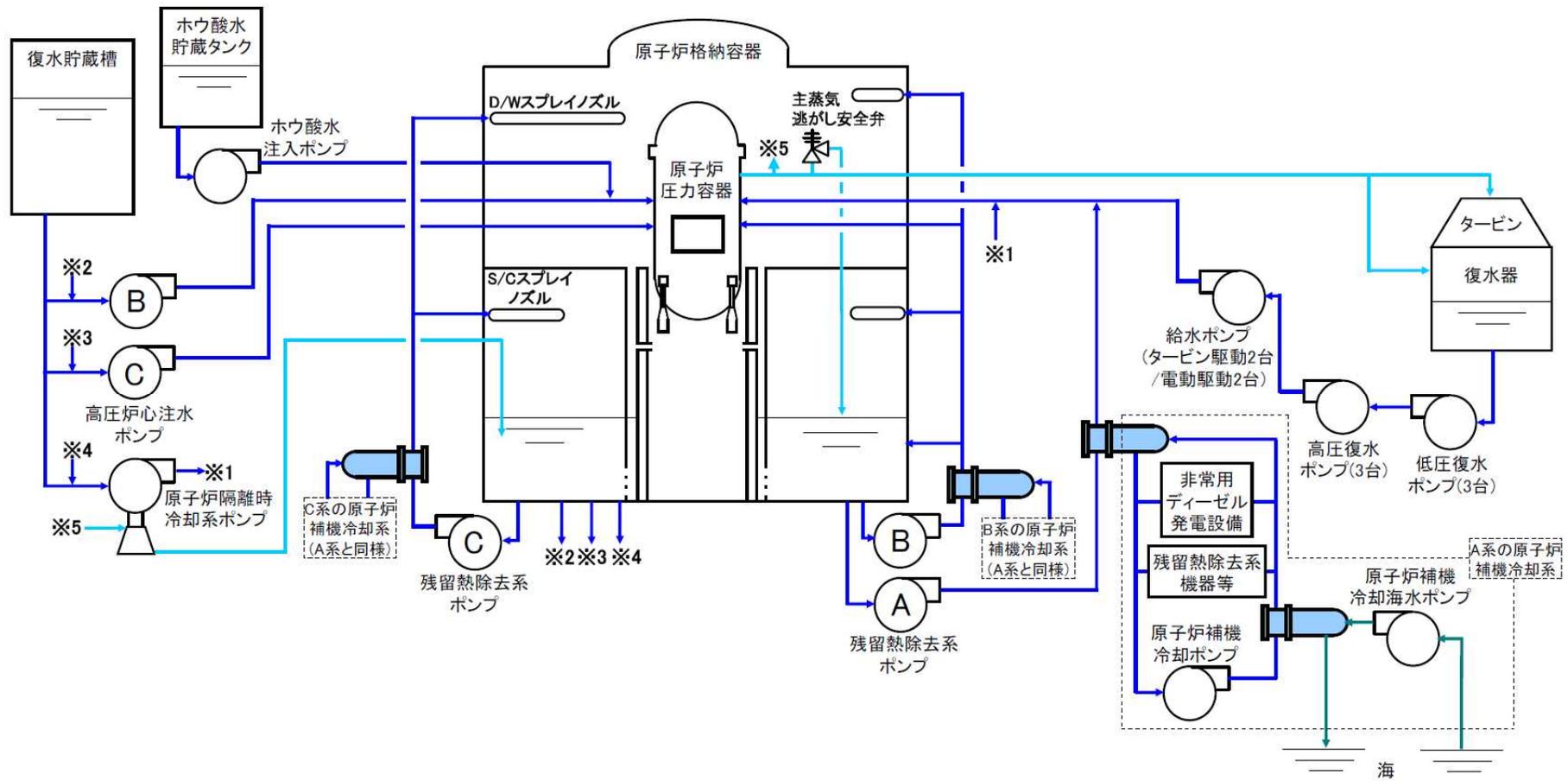
第 1.1.1.h-9 表 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉において過去に発生した PRA に関わる機器故障

発生日時	発生号炉	発生事象	故障の分類
2003 年 10 月 20 日	7 号炉	第 5 回定期検査において、給水配管に「たわみ」が確認された事例。「たわみ」の原因としては、給水配管逆止弁(A/B 系)にシートリークが発生し、原子炉冷却材浄化系から高温水が流入した可能性が推定されている。A/B 系での発生が推定されていることから、本評価ではシートリーク 2 件として評価した。	逆止弁 内部リーク
2003 年 11 月 19 日	7 号炉	水位計の一部で水位計の校正に用いる基準点の設定に誤りが確認された事例。設定水位と実水位に差が生じていたことから、実水位どおりに信号が発信されない可能性があった。	水位トランス ミッタ 高出力/低出力
2004 年 2 月 3 日	7 号炉	RCIC の機能検査後、RCIC タービン蒸気加減弁が途中開度で固着した事例。繰り返しの弁動作に伴い摺動部表面に荒れが生じ、摩擦抵抗が増大したこと等が固着発生の原因と推定。	油圧作動弁 作動失敗

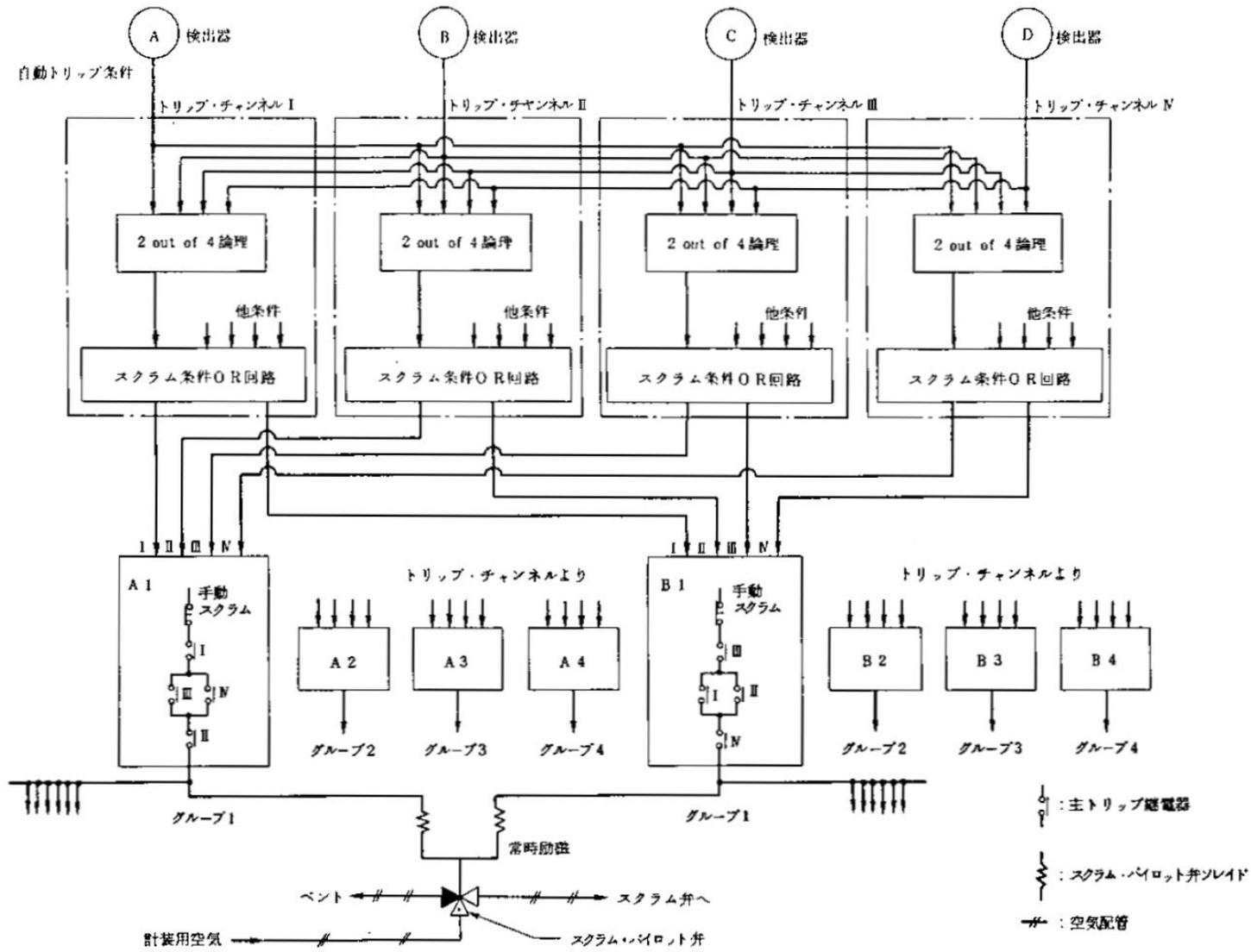
手順の概要



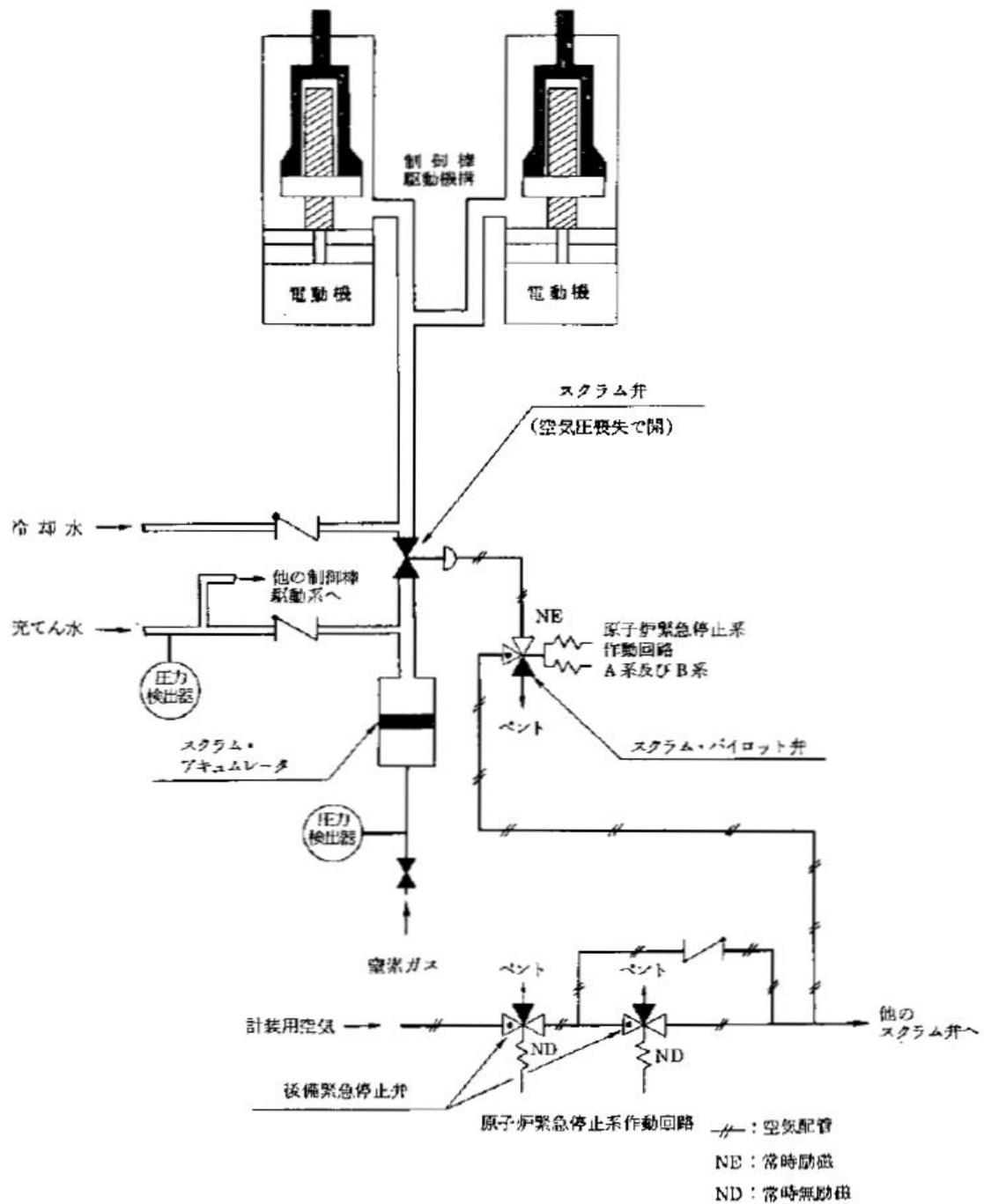
第 1.1.1-1 図 内部事象運転時レベル 1PRA の評価フロー



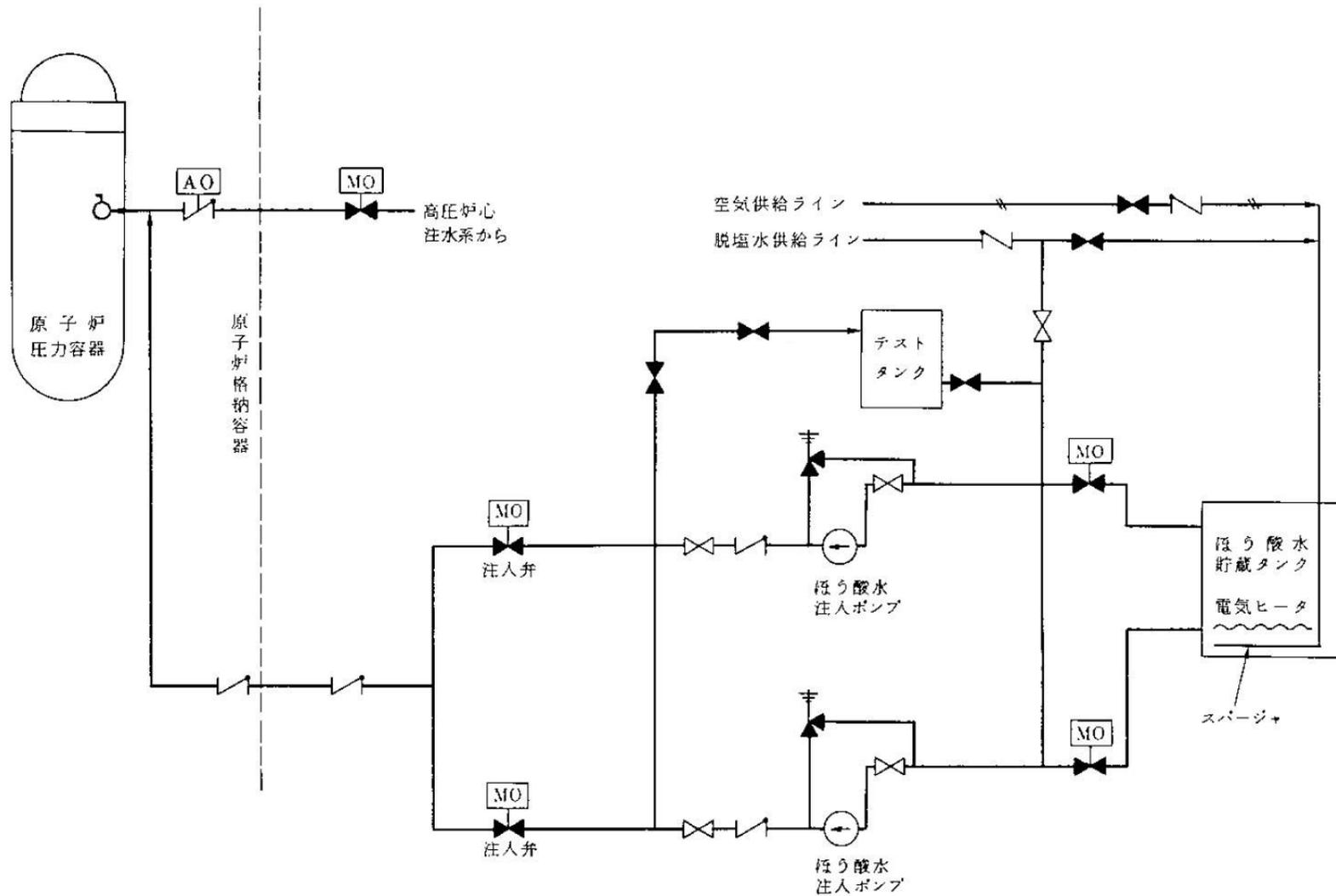
第 1.1.1. a-1 図 PRA において考慮する緩和機能(系統)の系統構成の概要



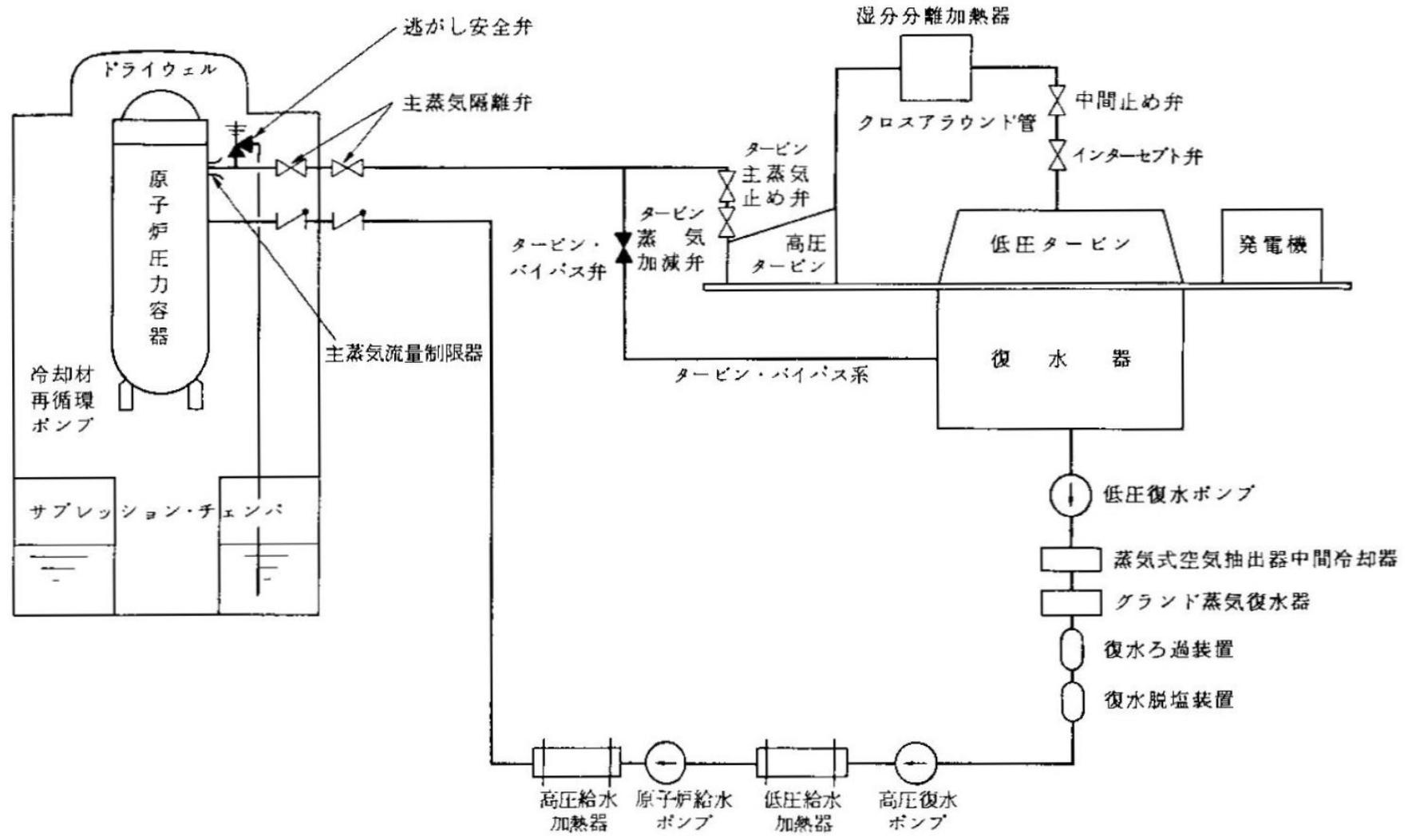
第 1.1.1. a-2 図 原子炉緊急停止系 (RPS) 作動回路概要図



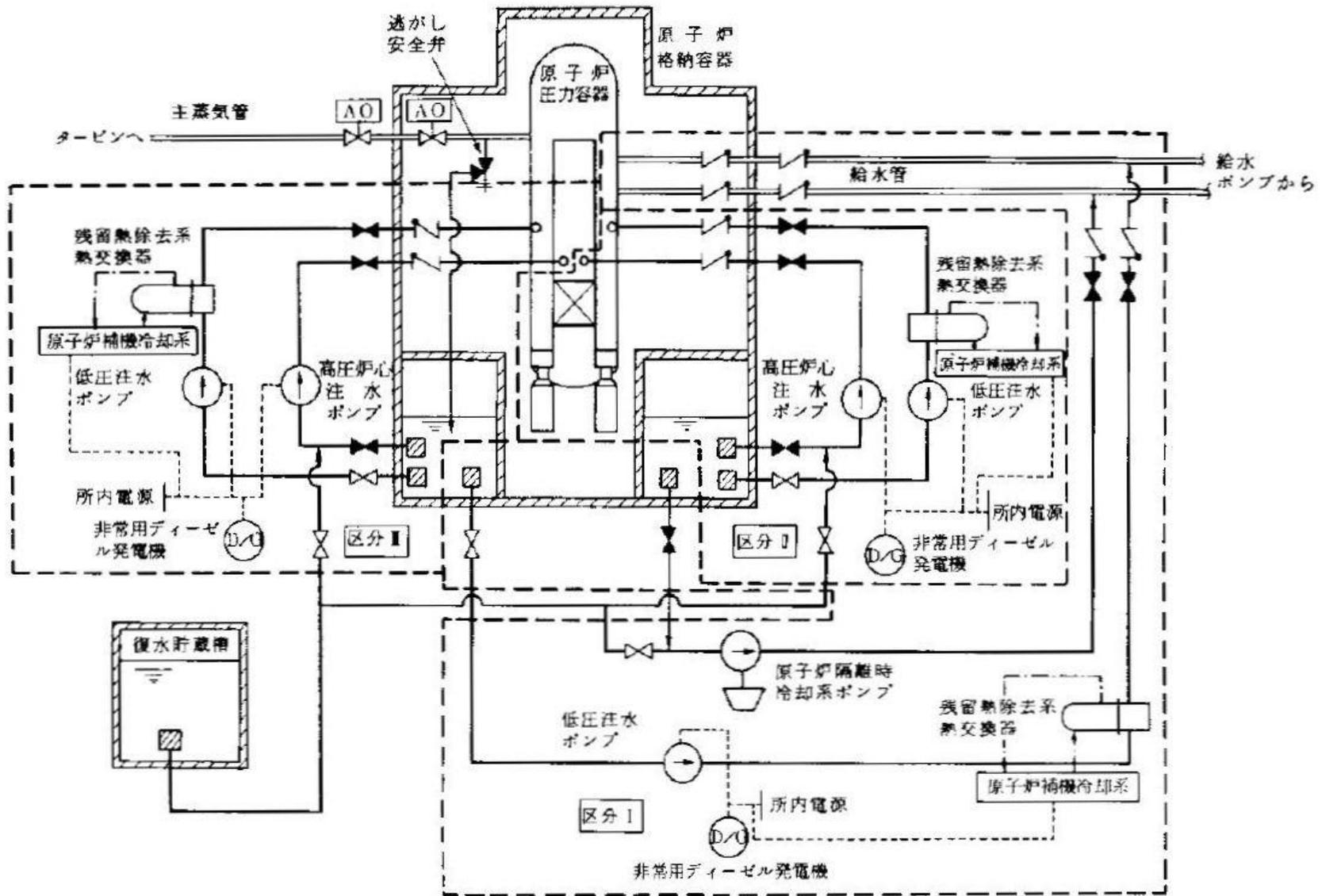
第 1.1.1. a-3 図 原子炉緊急停止系 (RPS) 及び制御棒駆動系概要図



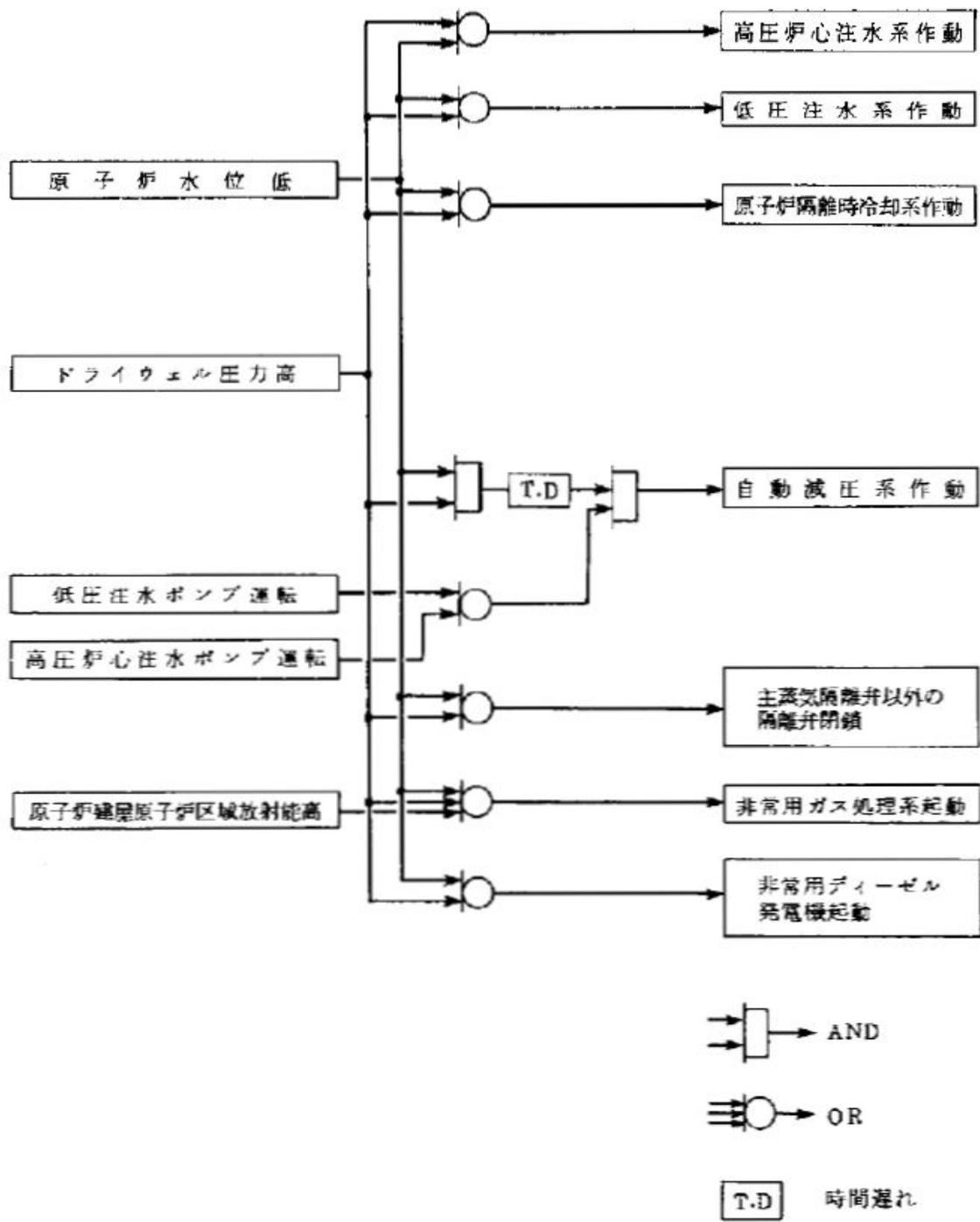
第 1.1.1. a-4 図 ほう酸水注入系 (SLC) 系統概要図



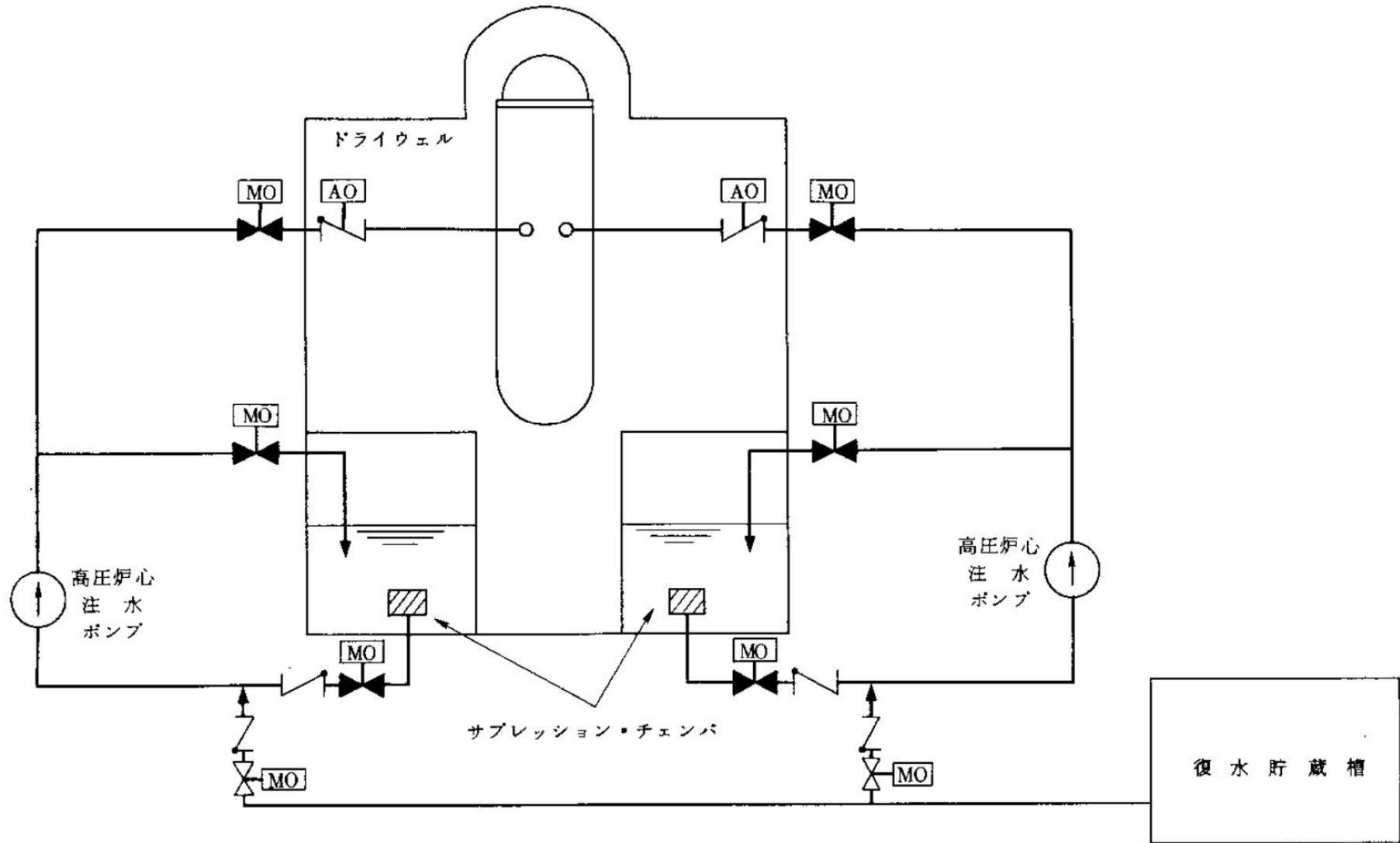
第 1.1.1. a-5 図 原子炉冷却系系統概要図



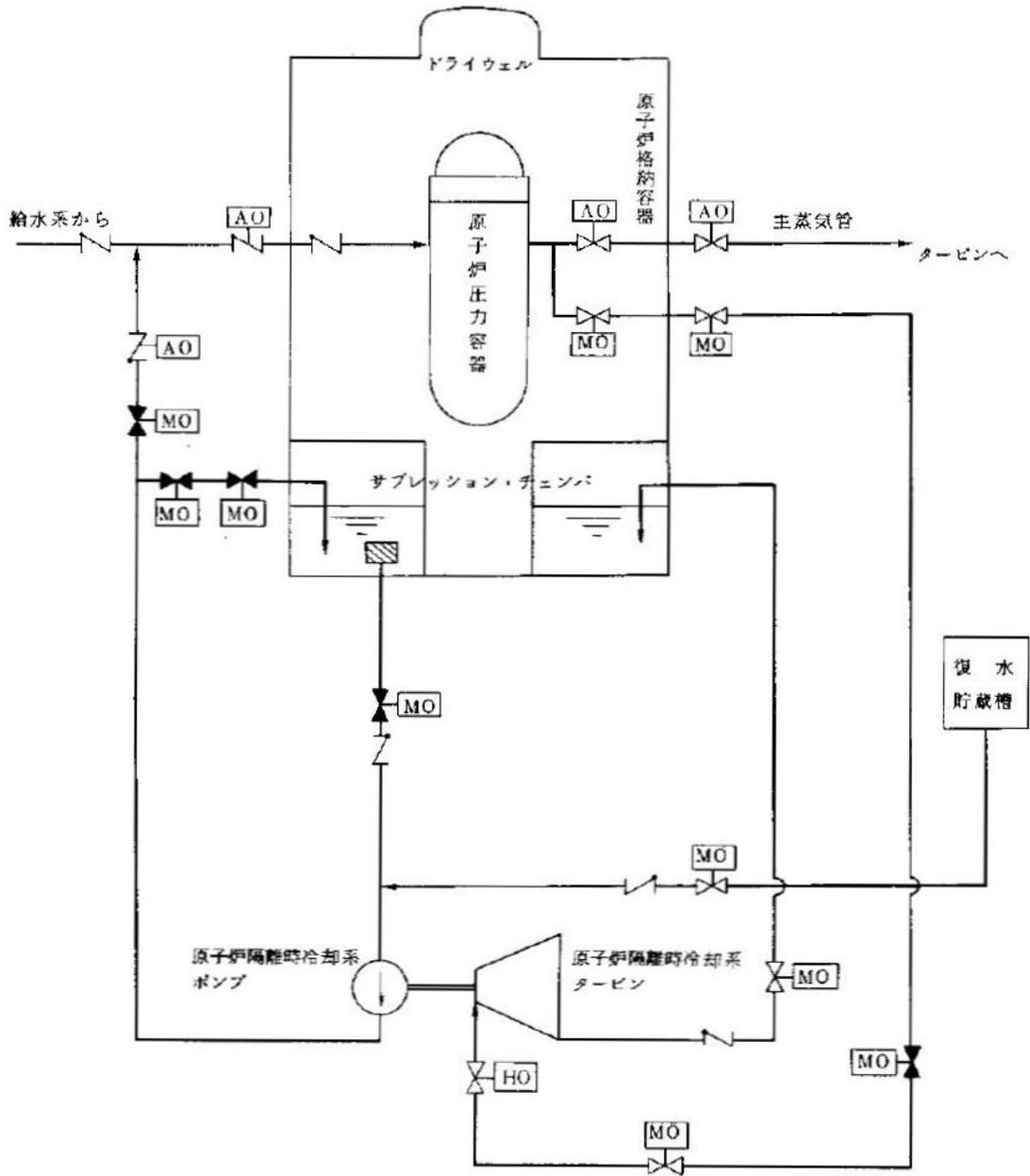
第 1.1.1. a-6 図 非常用炉心冷却系 (ECCS) 系統概要図



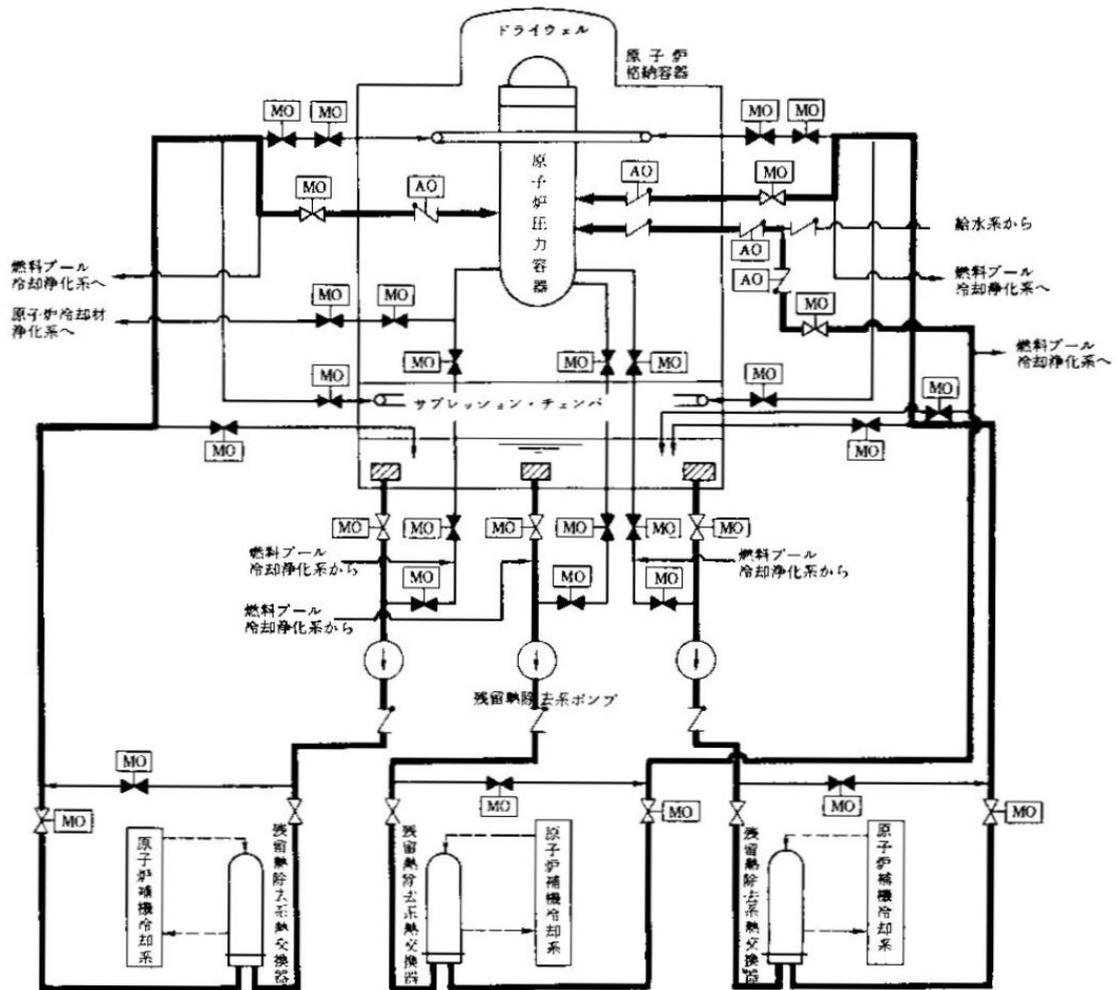
第 1.1.1. a-7 図 工学的安全施設作動の機能説明図



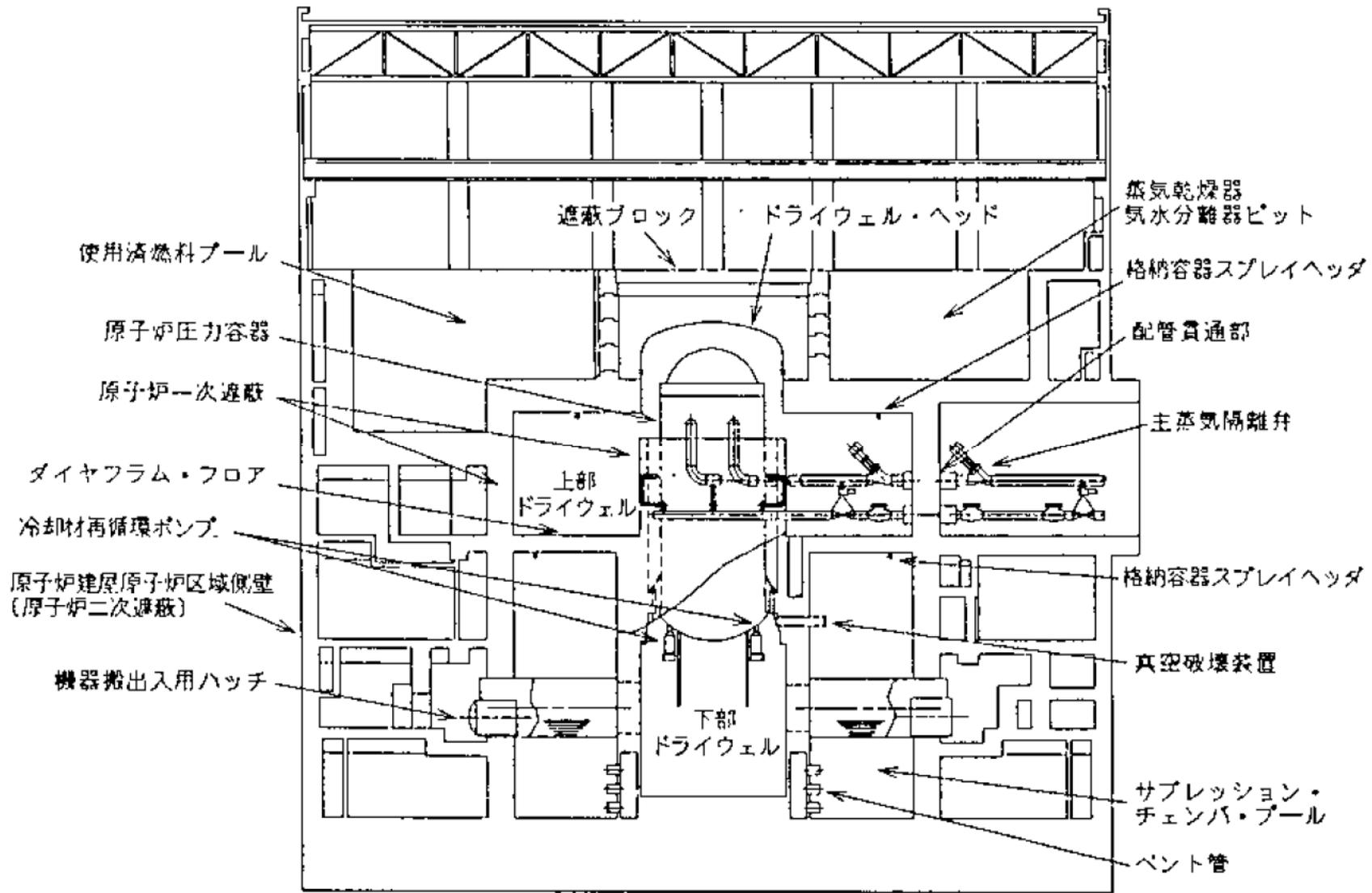
第 1.1.1. a-8 図 高圧炉心注水系 (HPCF) 系統概要図



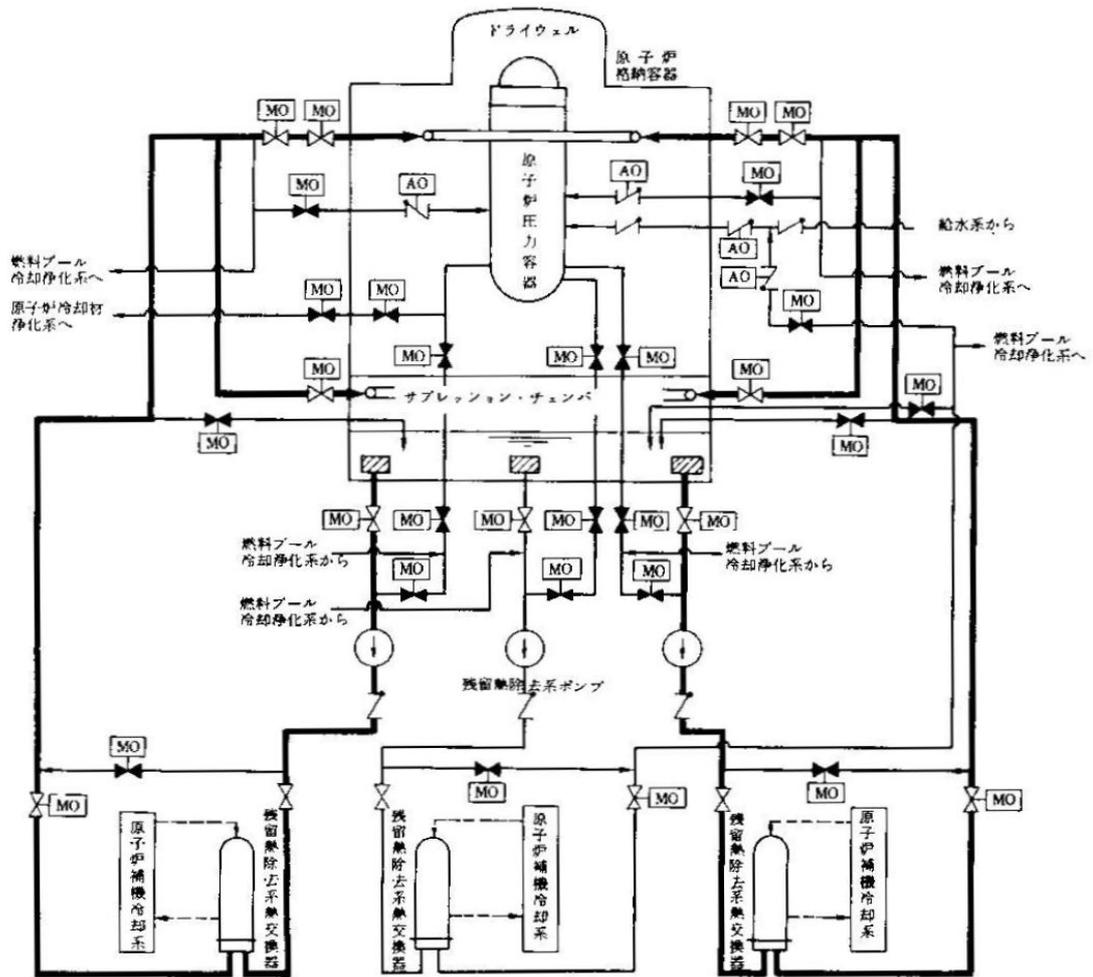
第 1.1.1. a-9 図 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) 系統概要図



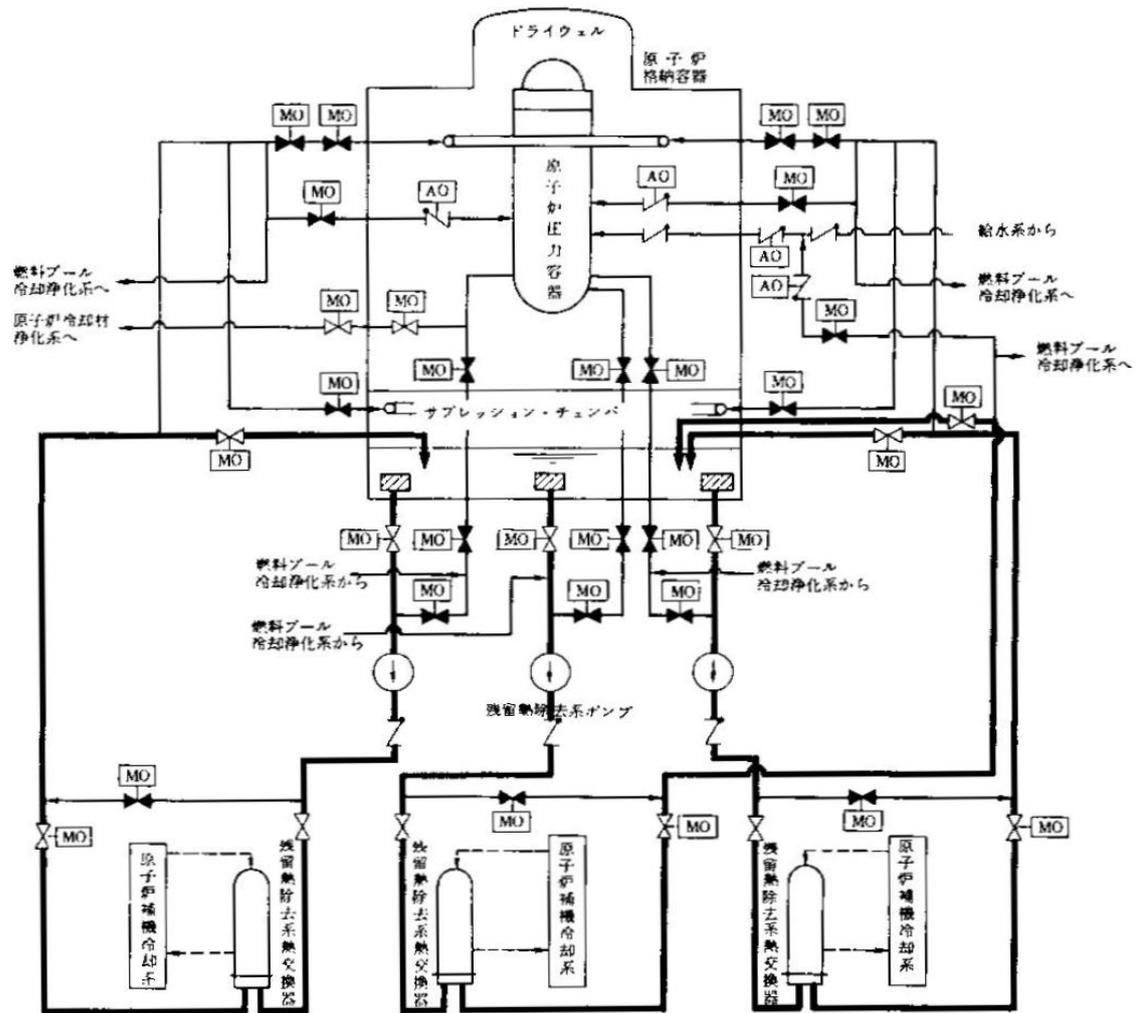
第 1.1.1. a-10 図 残留熱除去系低圧注水モード (LPFL) 系統概要図



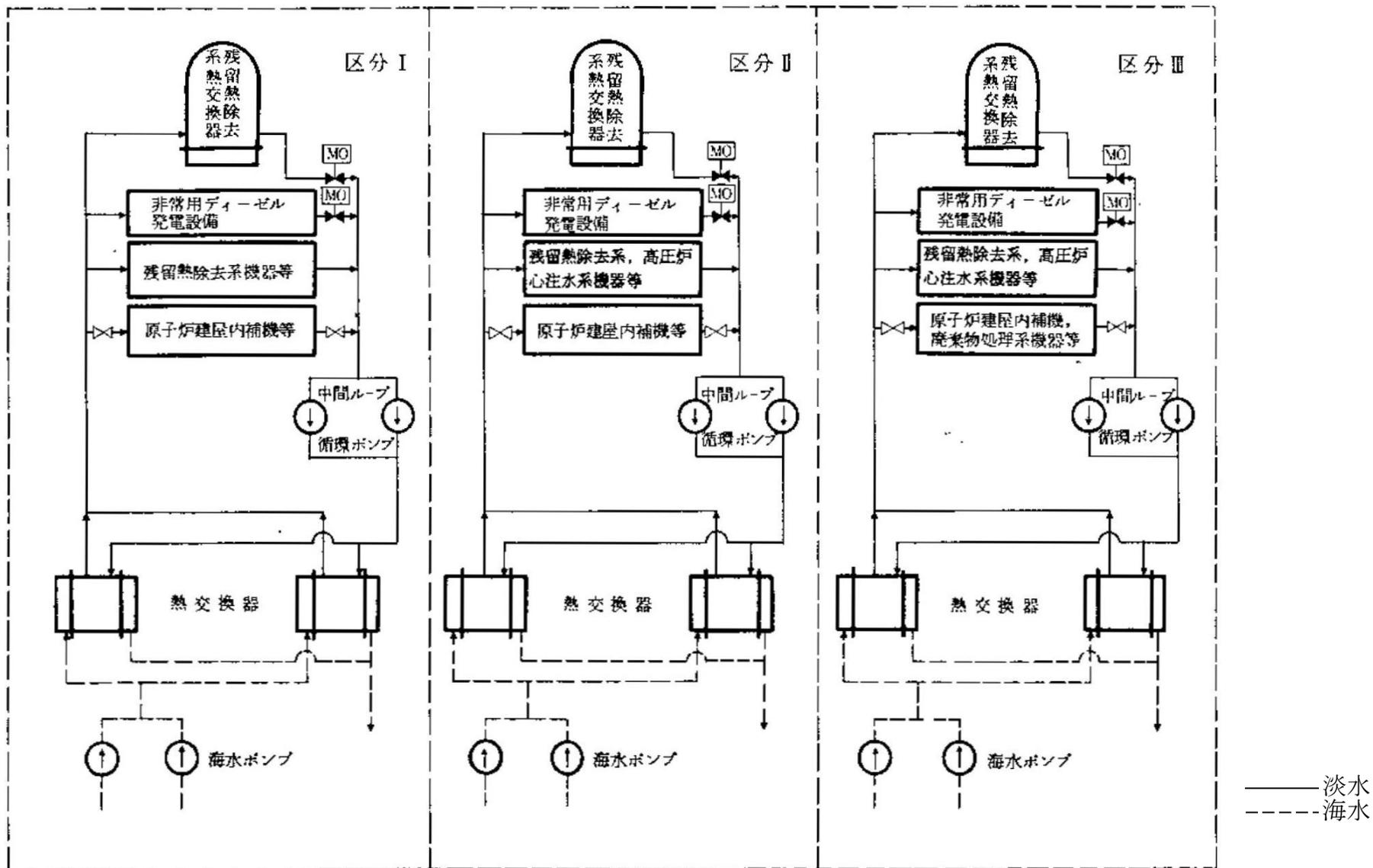
第 1.1.1. a-11 図 原子炉格納施設構造概要図



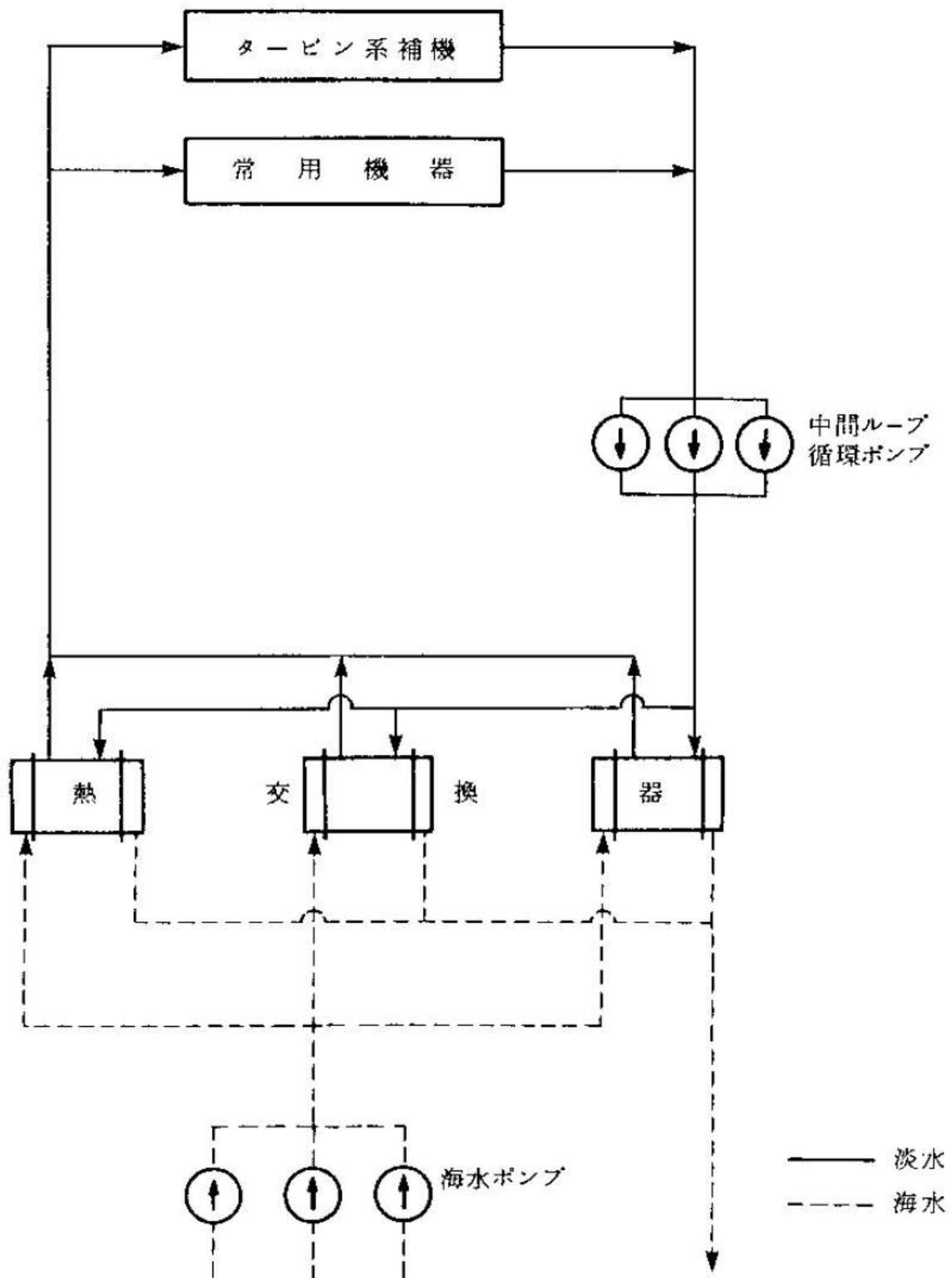
第 1. 1. 1. a-12 図 残留熱除去系 (RHR) 格納容器スプレイ冷却モード系統概要図



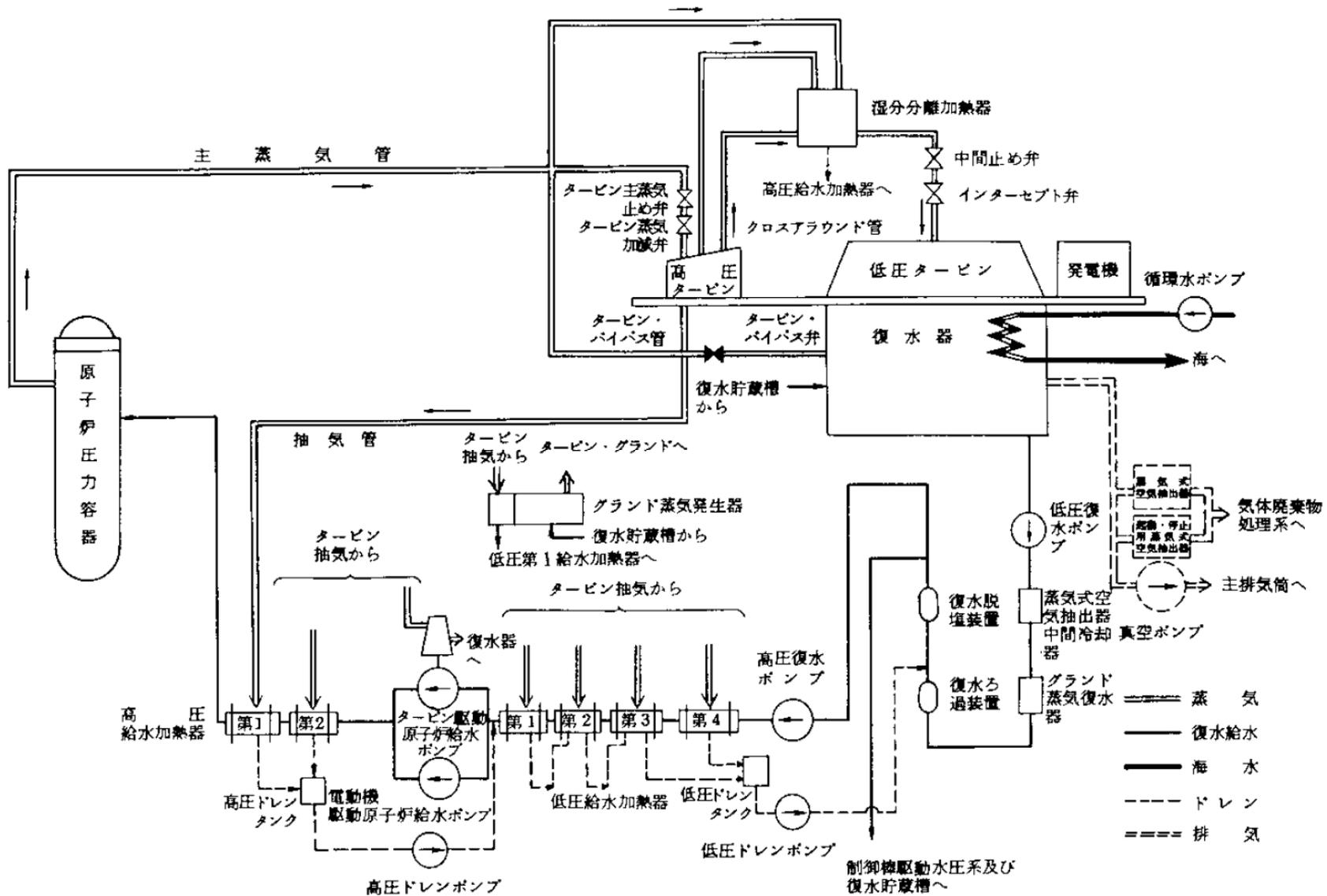
第 1.1.1. a-13 図 サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード系統概要図



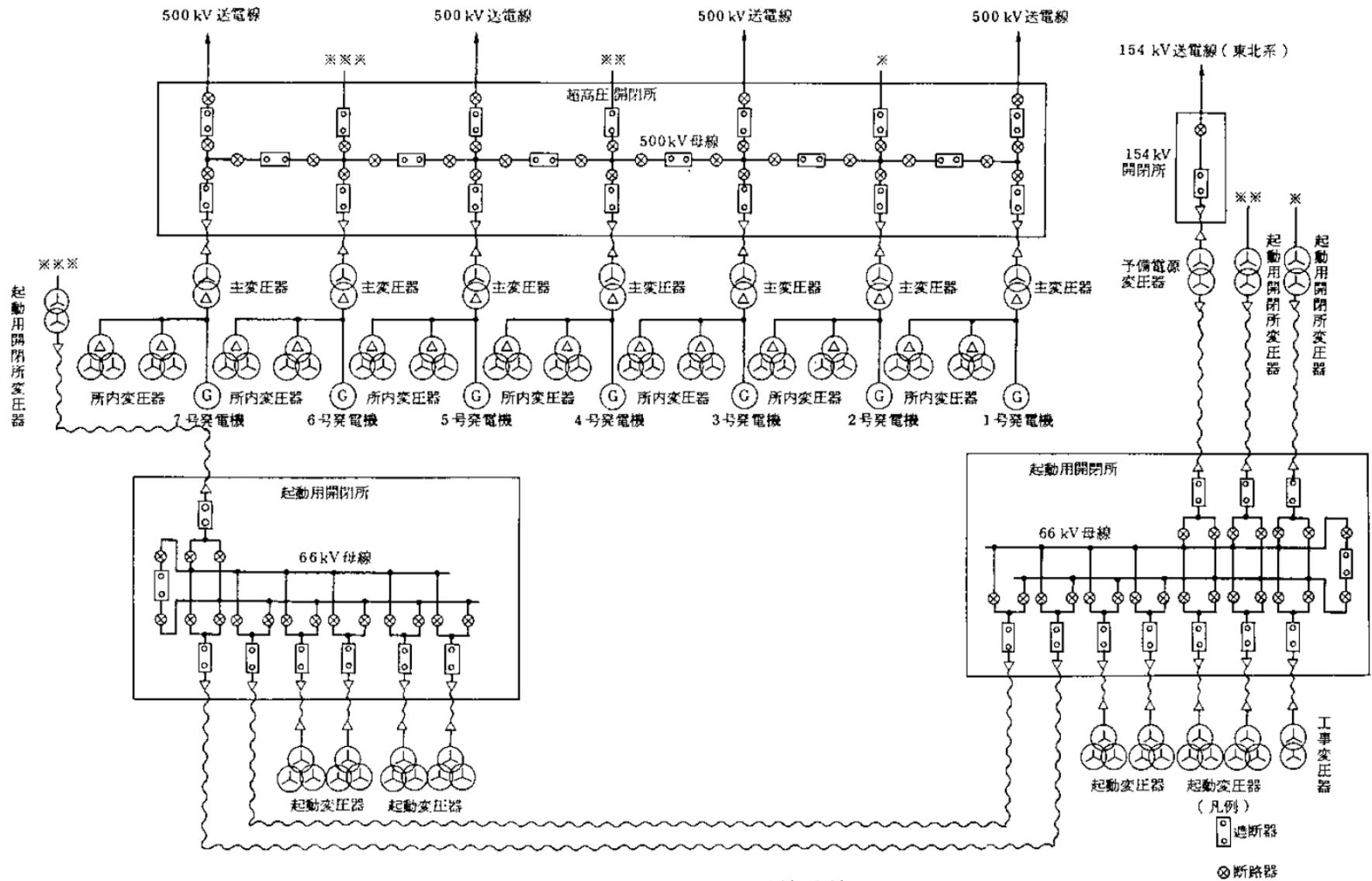
第 1.1.1. a-14 図 原子炉補機冷却系系統概要図



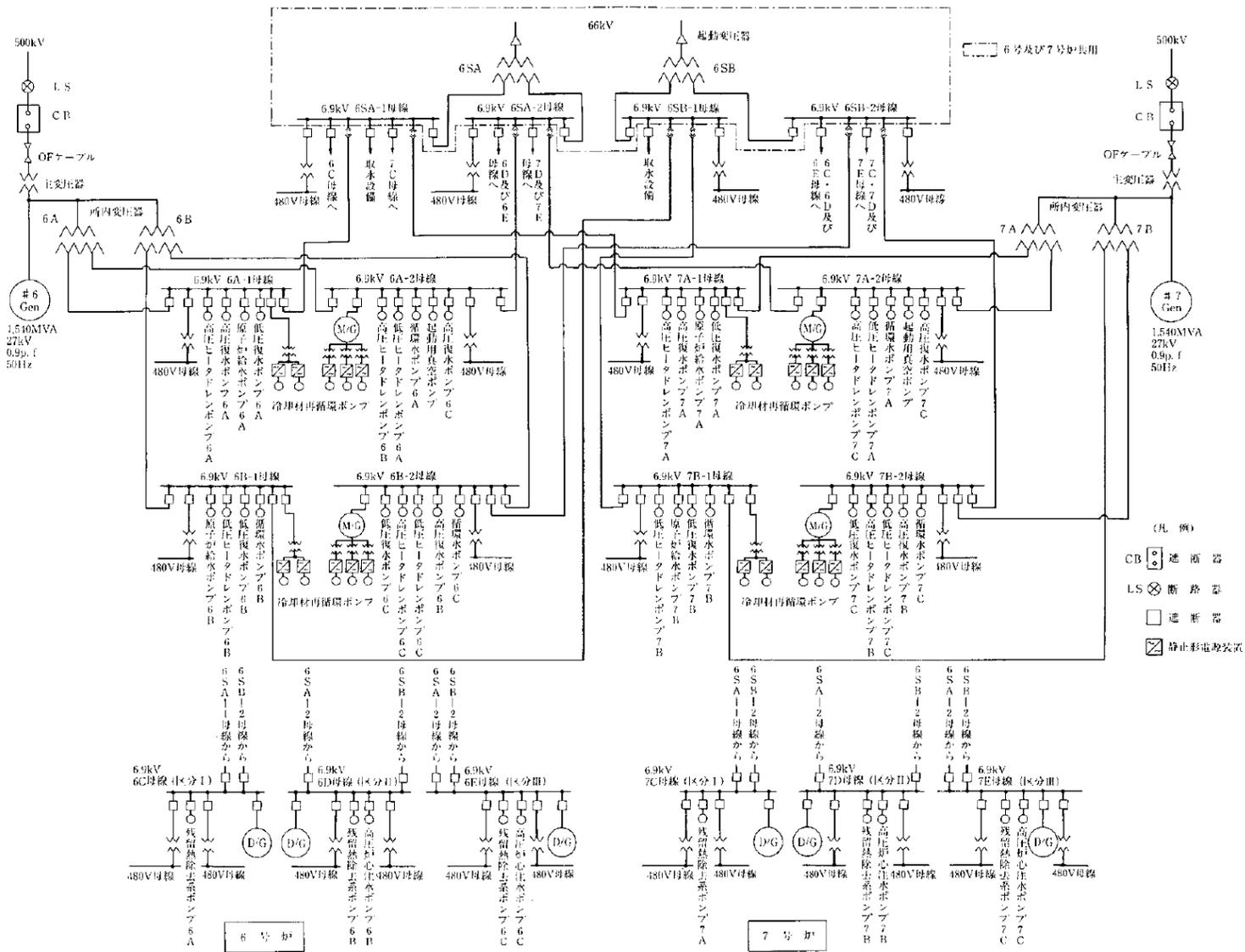
第 1.1.1. a-15 図 タービン補機冷却系系統概要図



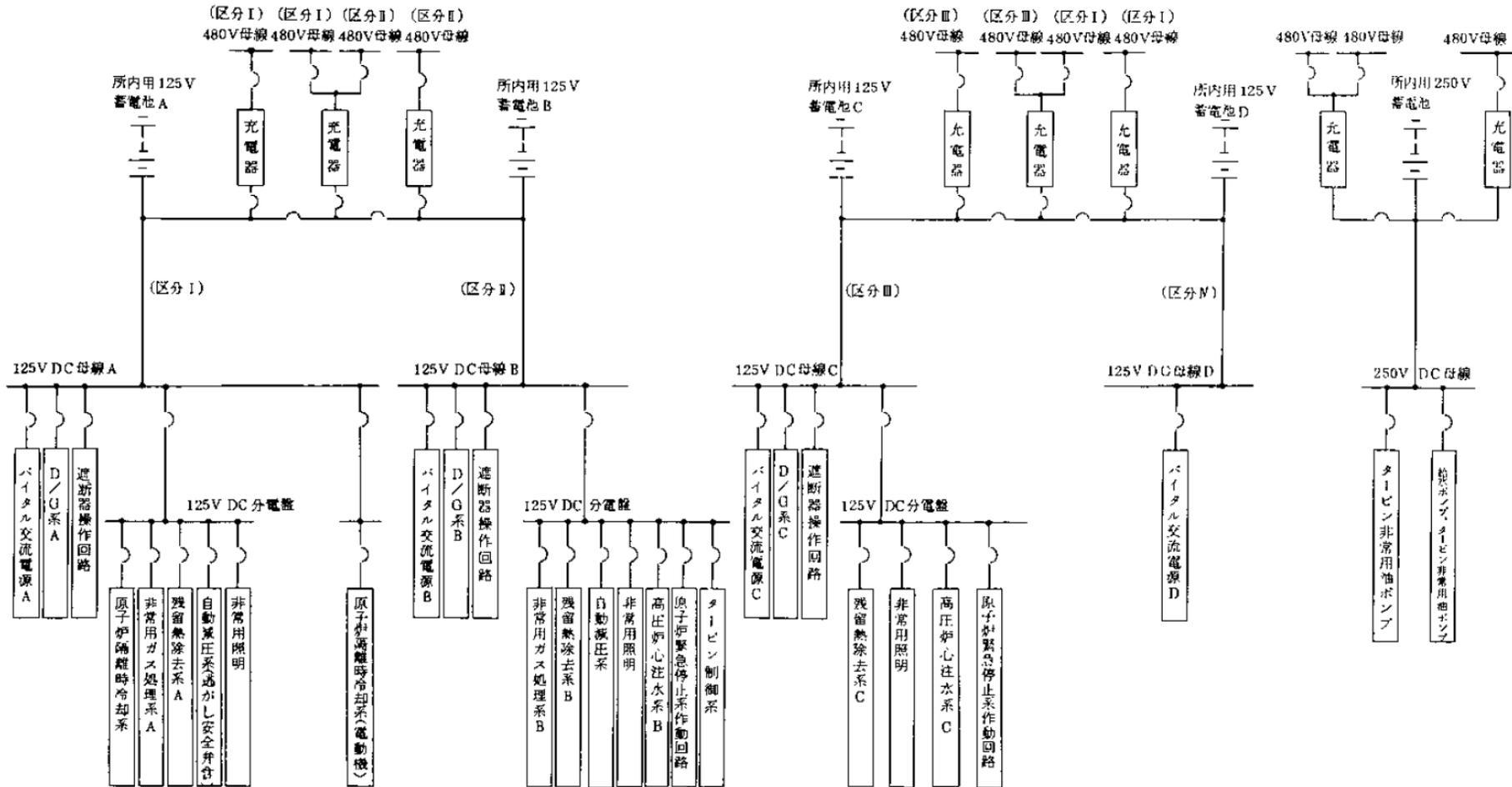
第 1.1.1. a-16 図 タービン設備系統概要図



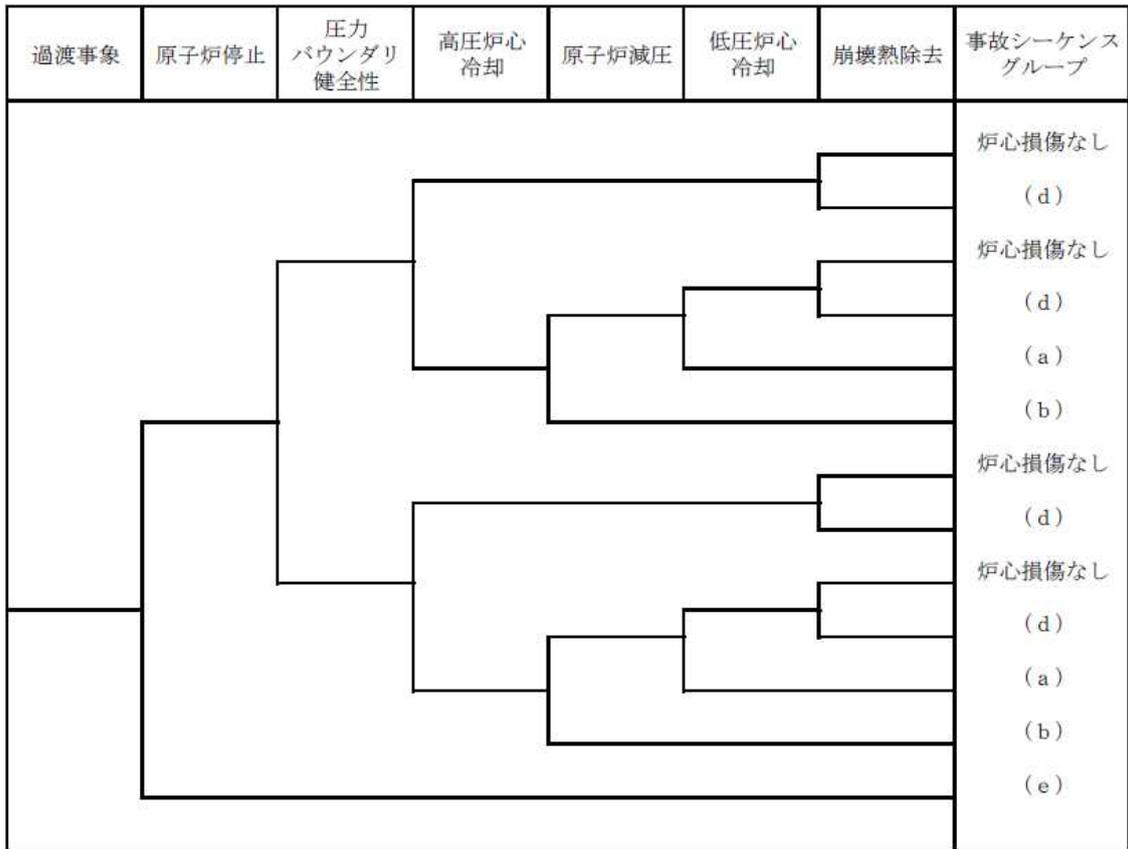
第 1.1.1. a-17 圖 開閉所單線結線圖



第 1.1.1. a-18 図 所内単線結線図



第 1.1.1. a-19 図 直流電源単線結線図



- (a) 高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV) (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)
(d) 崩壊熱除去機能喪失 (TW) (e) 原子炉停止機能喪失 (TC)

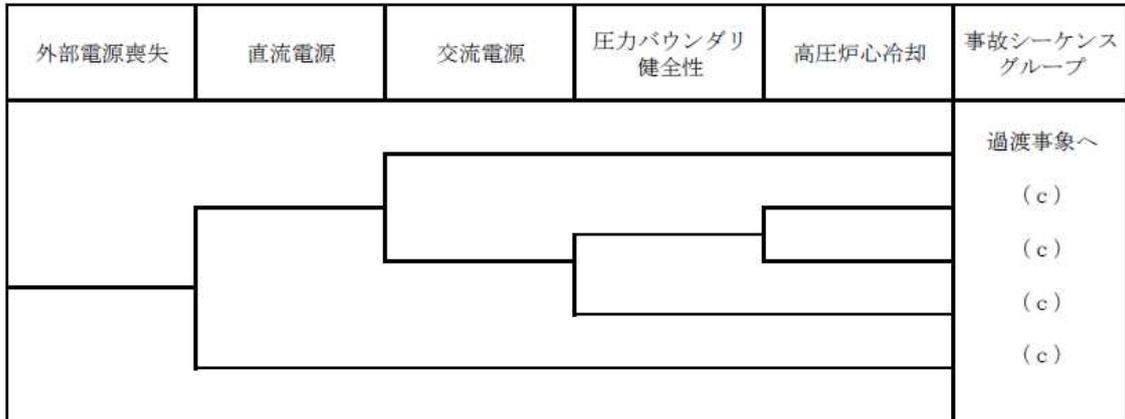
第 1.1.1. d-1 図 過渡事象(外部電源喪失除く)のイベントツリー

【仮定条件】

- 外部電源喪失以外の過渡事象を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- 原子炉停止，炉心冷却，崩壊熱除去に成功することで，事象が収束する。
- 原子炉停止に失敗した場合，「原子炉停止機能喪失」により炉心損傷に至る。
- 事象発生により原子炉圧力が変動するため，SRV の開放，再閉鎖による原子炉圧力の制御を圧力バウンダリ健全性として考慮する。
- 高圧炉心冷却及び原子炉減圧に失敗した場合，「高圧注水・減圧機能喪失」により炉心損傷に至る。
- 高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗した場合，「高圧・低圧注水機能喪失」により炉心損傷に至る。
- 崩壊熱除去に失敗した場合，「崩壊熱除去機能喪失」により炉心損傷に至る。



(c) 全交流動力電源喪失(長期 TB, TBU, TBP, TBD)

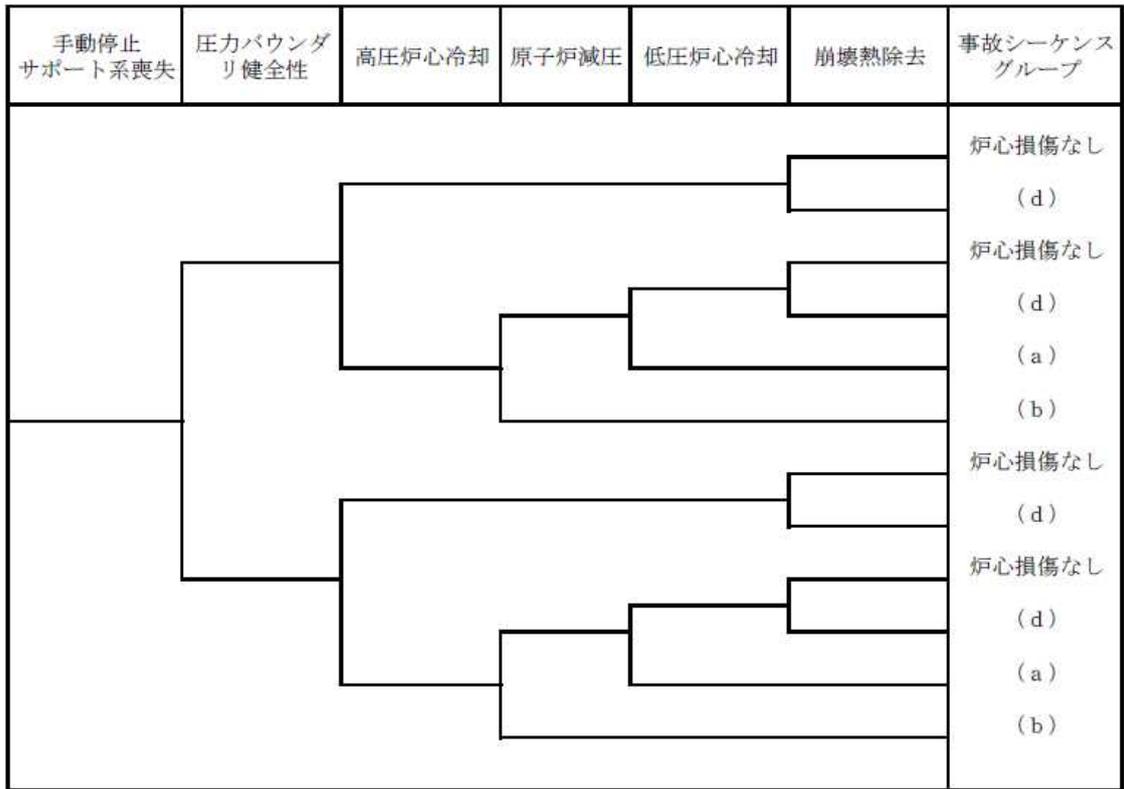
第 1.1.1. d-2 図 外部電源喪失のイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 交流電源の確保には直流電源を必要とするものとする。
- ・ 直流電源の確保に成功した場合、外部電源の復旧に期待するものとする。

【イベントツリーの説明】

- ・ 直流電源確保，交流電源確保に成功した場合，その後は過渡事象のイベントツリーと同様となる。
- ・ 直流電源確保に成功，交流電源確保に失敗，RPV の圧力バウンダリ健全性の維持に成功，高圧炉心冷却に成功した場合，交流電源確保に失敗しており，その後の崩壊熱除去に期待できないことから，「全交流動力電源喪失(長期 TB)」により炉心損傷に至る。
- ・ 直流電源確保に成功，交流電源確保に失敗，RPV の圧力バウンダリ健全性の維持に成功，高圧炉心冷却に失敗した場合，「全交流動力電源喪失(TBU)」により炉心損傷に至る。
- ・ 直流電源確保に成功，交流電源確保に失敗，RPV の圧力バウンダリ健全性の維持に失敗した場合，「全交流動力電源喪失(TBP)」により炉心損傷に至る。
- ・ 直流電源確保に失敗した場合，「全交流動力電源喪失(TBD)」により炉心損傷に至る。



(a) 高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV) (b) 高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)
(d) 崩壊熱除去機能喪失 (TW)

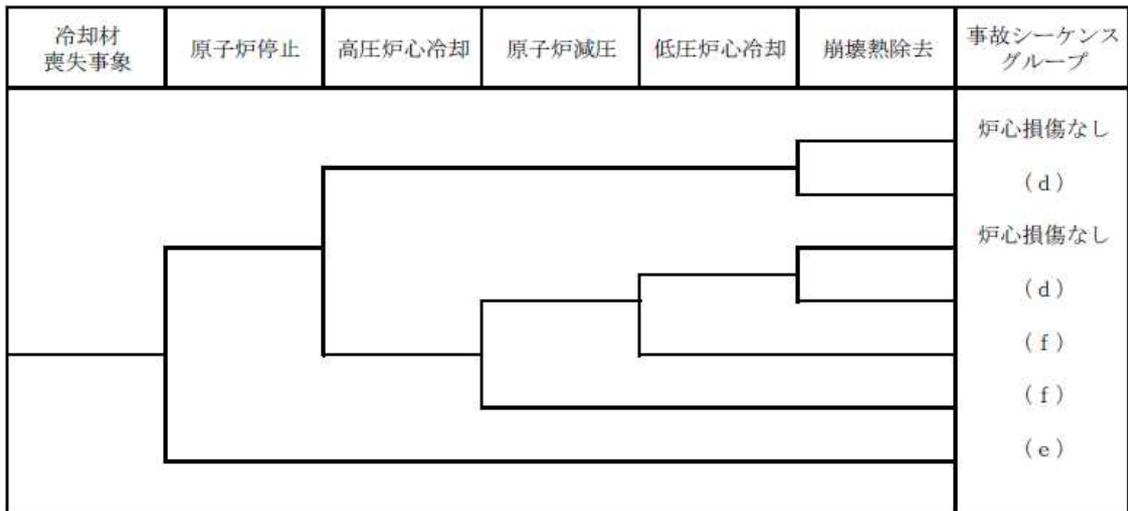
第 1.1.1.d-3 図 手動停止(通常停止), サポート系喪失(従属性を有する起因事象)のイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 手動停止(通常停止)では計画停止及び計画外停止を考慮する。
- ・ サポート系喪失(従属性を有する起因事象)では補機冷却系又は非常用電源 1 系統の機能喪失を考慮する。
- ・ サポート系喪失(従属性を有する起因事象)の起因事象で故障した系統をサポート系に持つ緩和系には期待できないものとする。
- ・ 手動停止であるため, 原子炉停止は対象外とする。

【イベントツリーの説明】

- ・ 原子炉停止失敗を対象外としていることを除き, 過渡事象のイベントツリーと同様である。



(d) 崩壊熱除去機能喪失 (TW) (e) 原子炉停止機能喪失 (TC)
(f) LOCA 時注水機能喪失 (AE, S1E, S2E)

第 1.1.1. d-4 図 LOCA のイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 起因事象が小 LOCA の場合、高圧炉心冷却で RCIC に期待でき、低圧炉心冷却実施に原子炉減圧を必要とするものとする。
- ・ 起因事象が中 LOCA の場合、高圧炉心冷却で RCIC に期待できず、低圧炉心冷却実施に減圧を必要とするものとする。
- ・ 起因事象が大 LOCA の場合、高圧炉心冷却で RCIC に期待できず、低圧炉心冷却実施に減圧を必要としないものとする。

【イベントツリーの説明】

- ・ 原子炉停止、炉心冷却、崩壊熱除去に成功することで、事象が収束する。
- ・ 原子炉停止に失敗した場合、「原子炉停止機能喪失」により炉心損傷に至る。
- ・ 高圧炉心冷却及び低圧炉心冷却に失敗した場合、「LOCA 時注水機能喪失」により炉心損傷に至る。
- ・ 崩壊熱除去に失敗した場合、「崩壊熱除去機能喪失」により炉心損傷に至る。

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス グループ
	(g)

(g) 格納容器バイパス (ISLOCA)

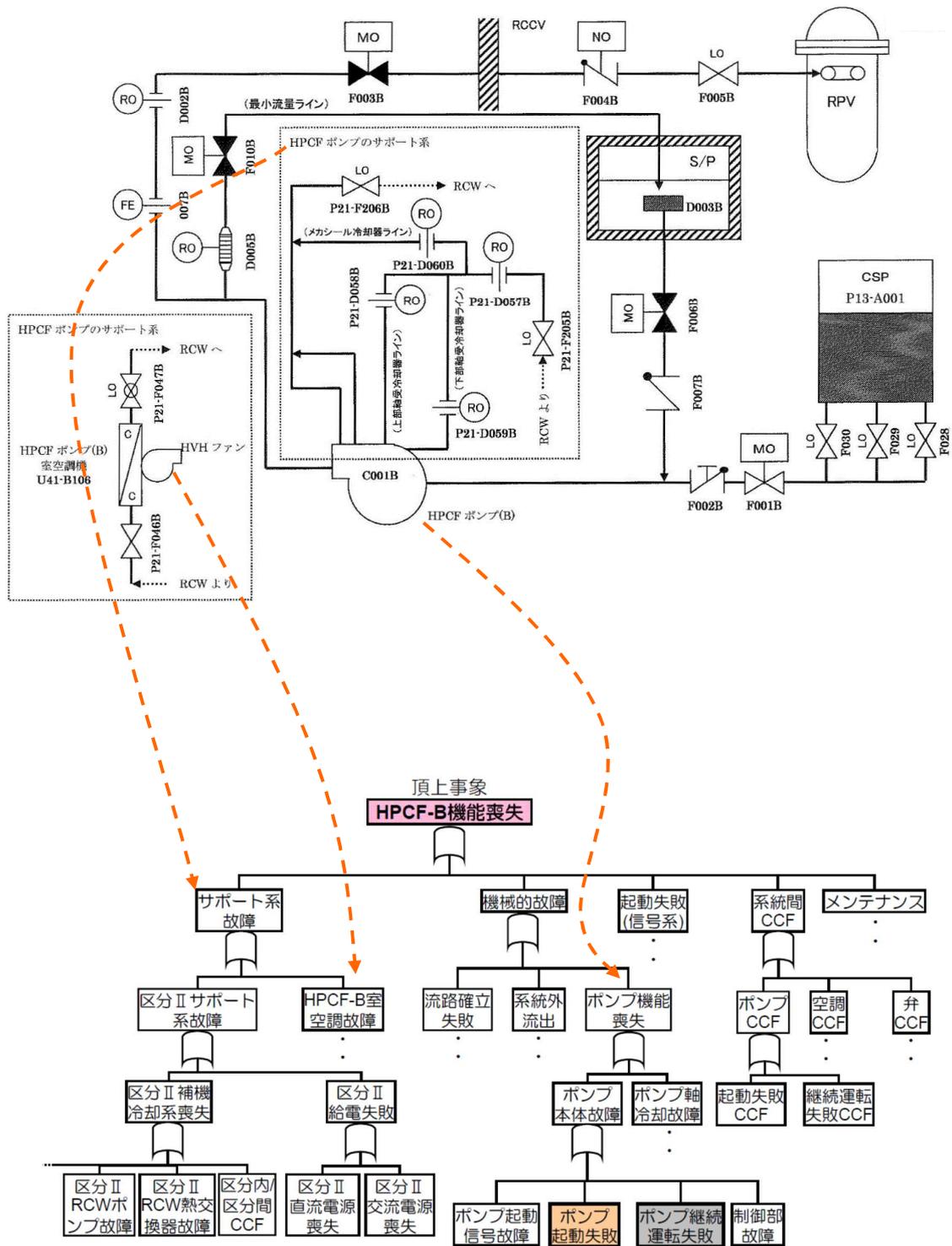
第 1.1.1. d-5 図 インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) のイベントツリー

【仮定条件】

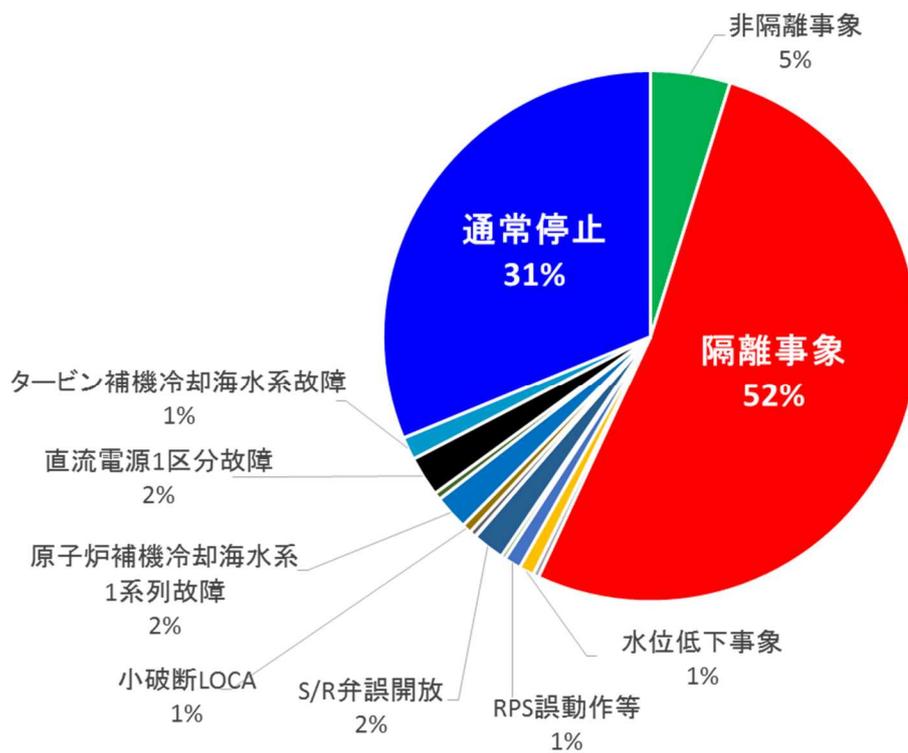
- ・配管破断は HPCF ポンプ吸込配管の破断等，低圧設計の配管の破断を想定する。

【イベントツリーの説明】

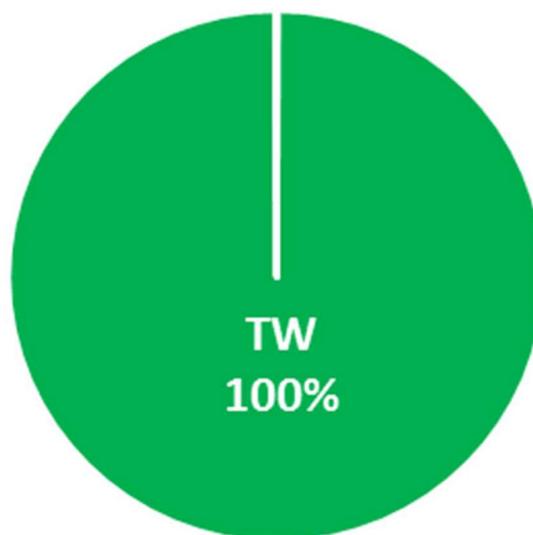
- ・破断口の隔離に失敗した場合，冷却材の流出が続くため，「格納容器バイパス (ISLOCA)」により炉心損傷に至る。



第 1.1.1. e-1 図 システム信頼性評価のイメージ(HPCF (B) を例示)

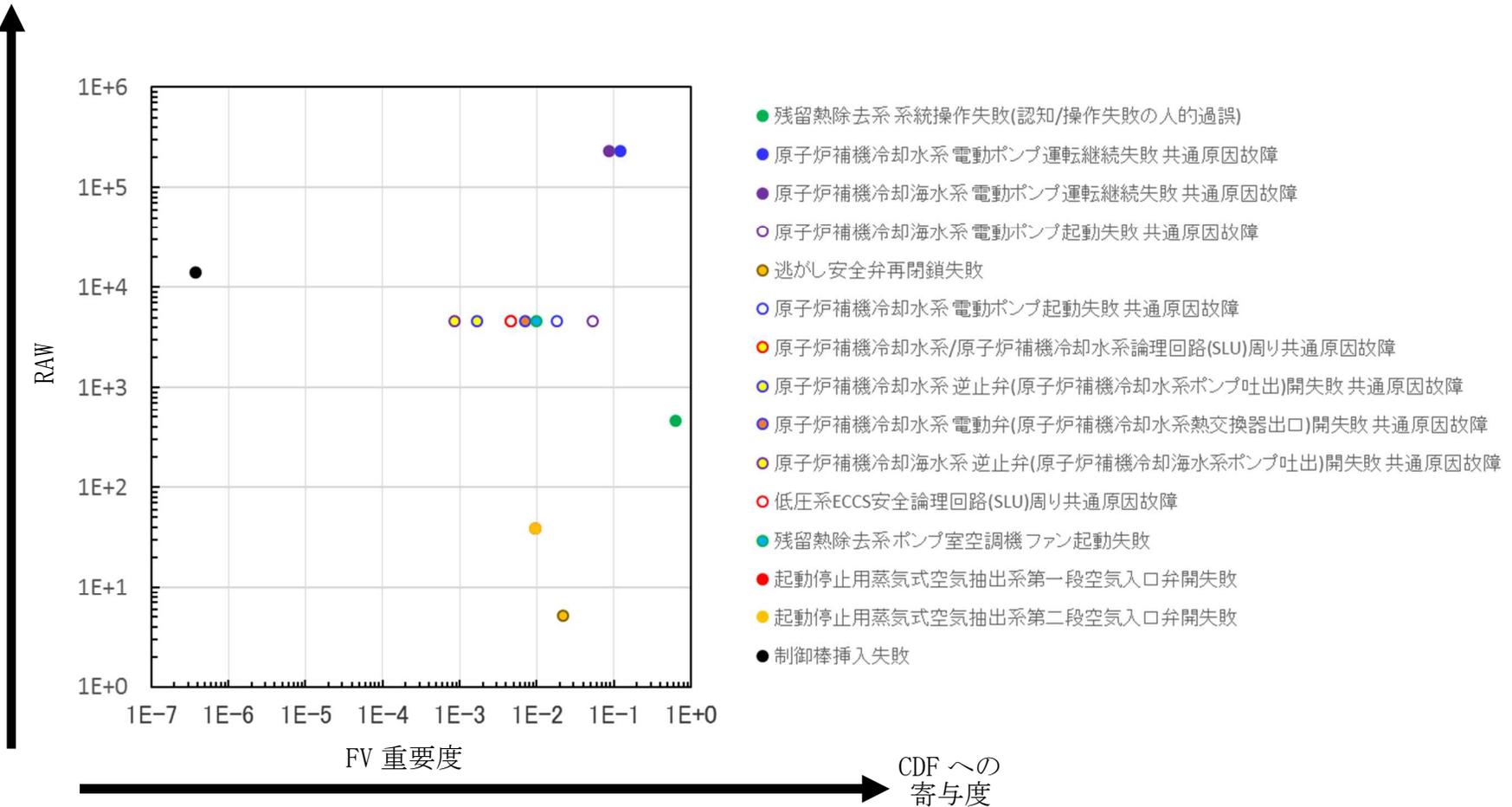


第 1. 1. 1. h-1 図 起因事象別の炉心損傷頻度の割合

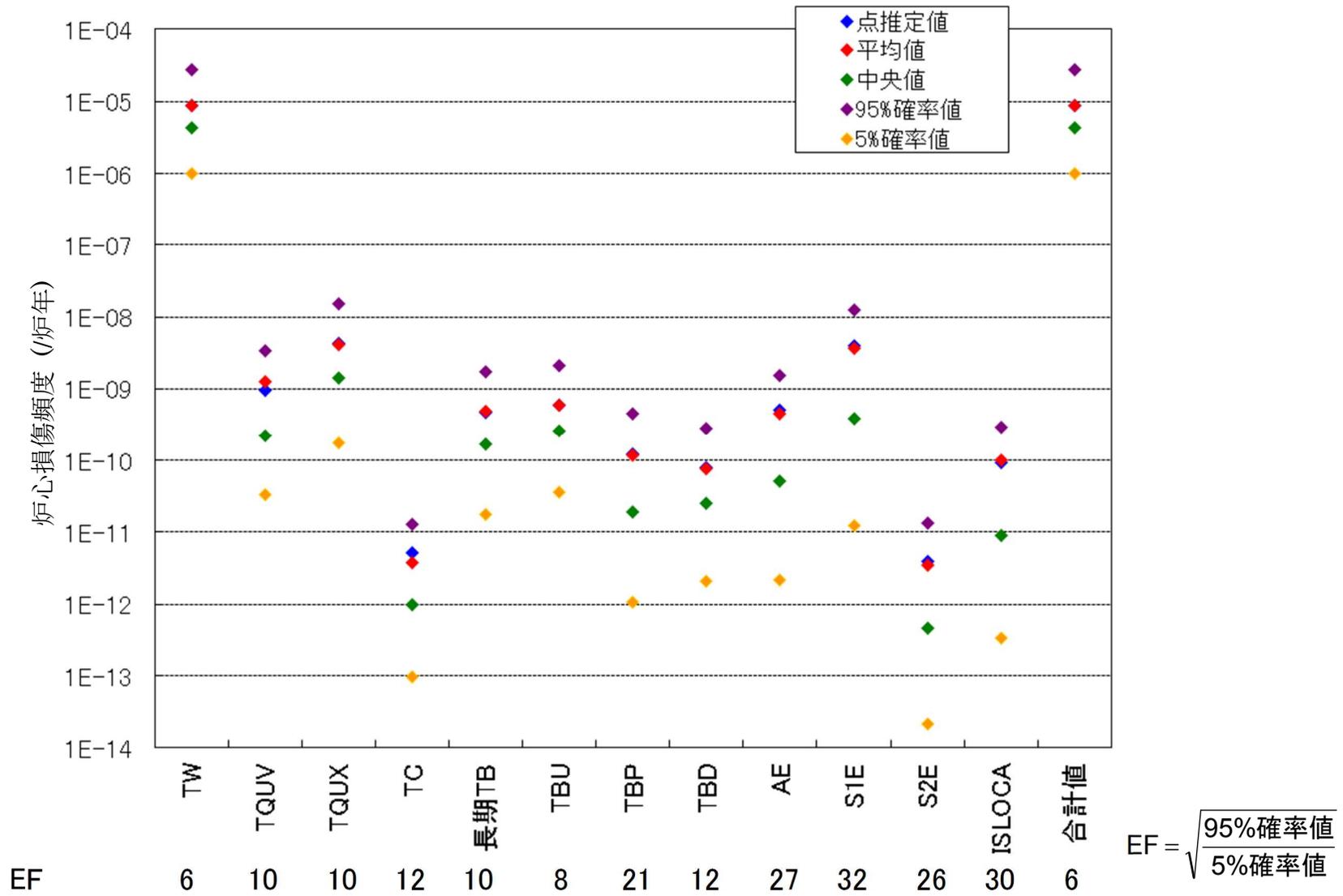


第 1. 1. 1. h-2 図 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の割合

基事象による
CDF 増加割合

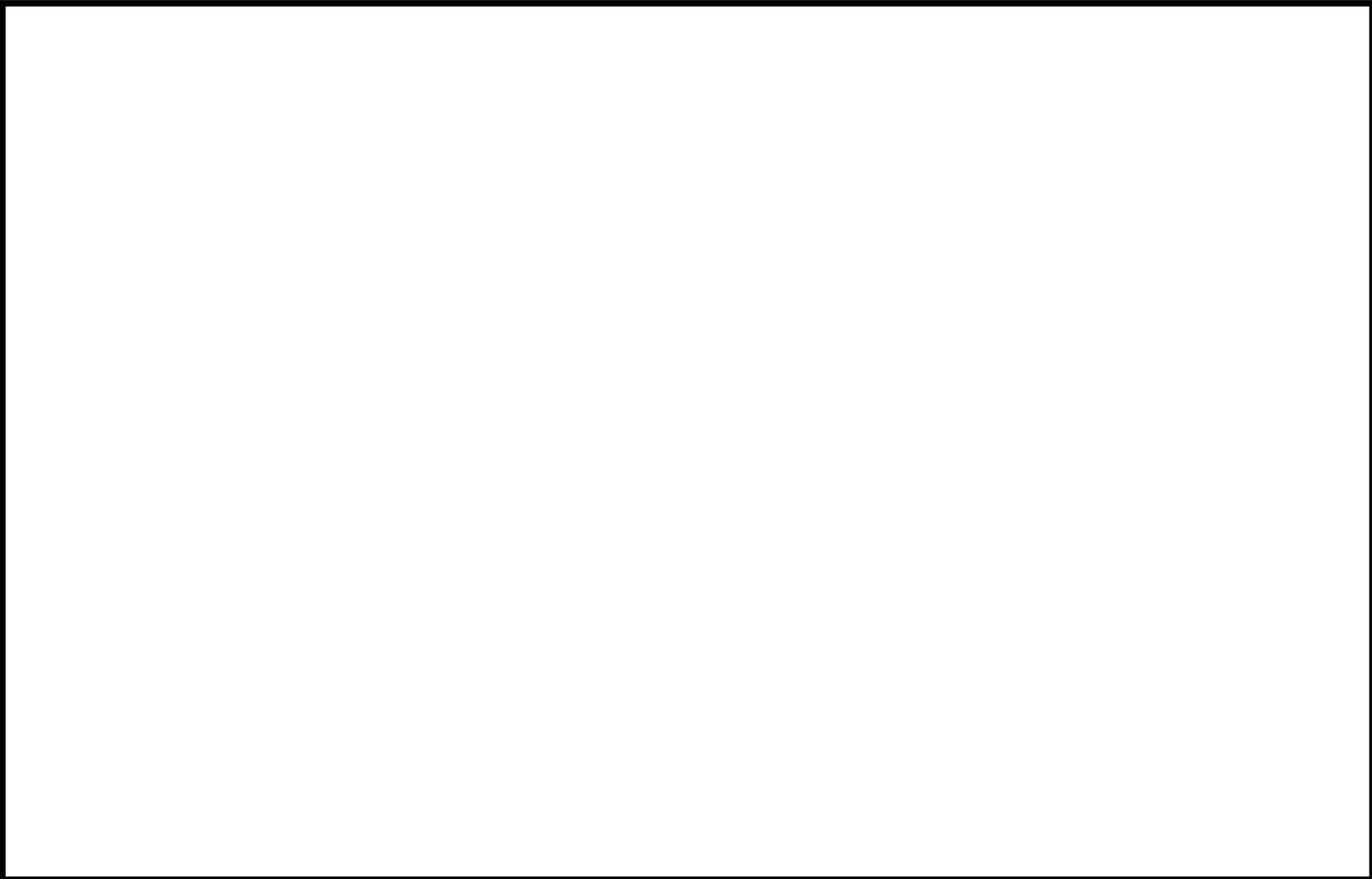


第1.1.1.h-3図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果



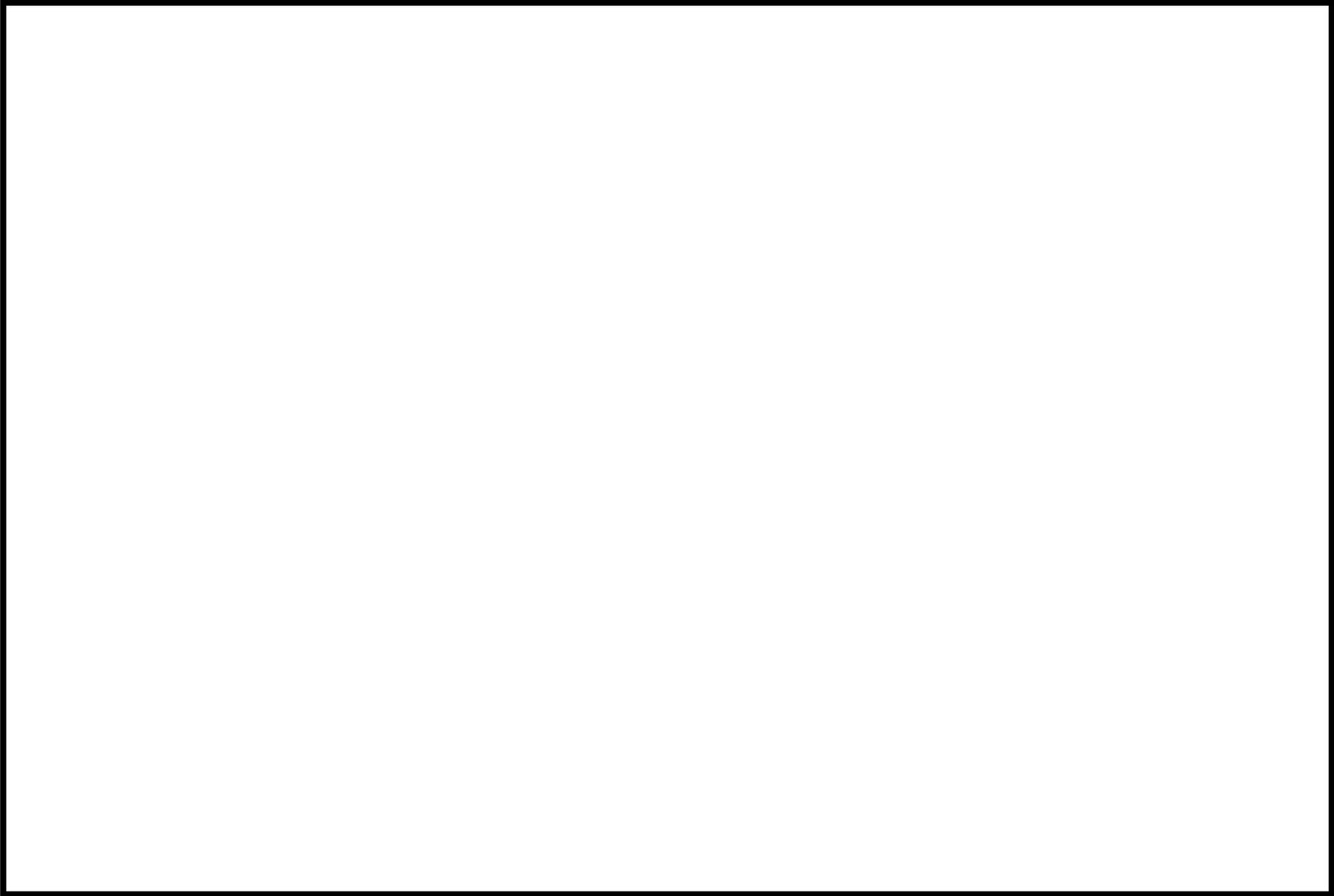
第1.1.1.h-4図 炉心損傷事故シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度の不確実さ解析結果

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

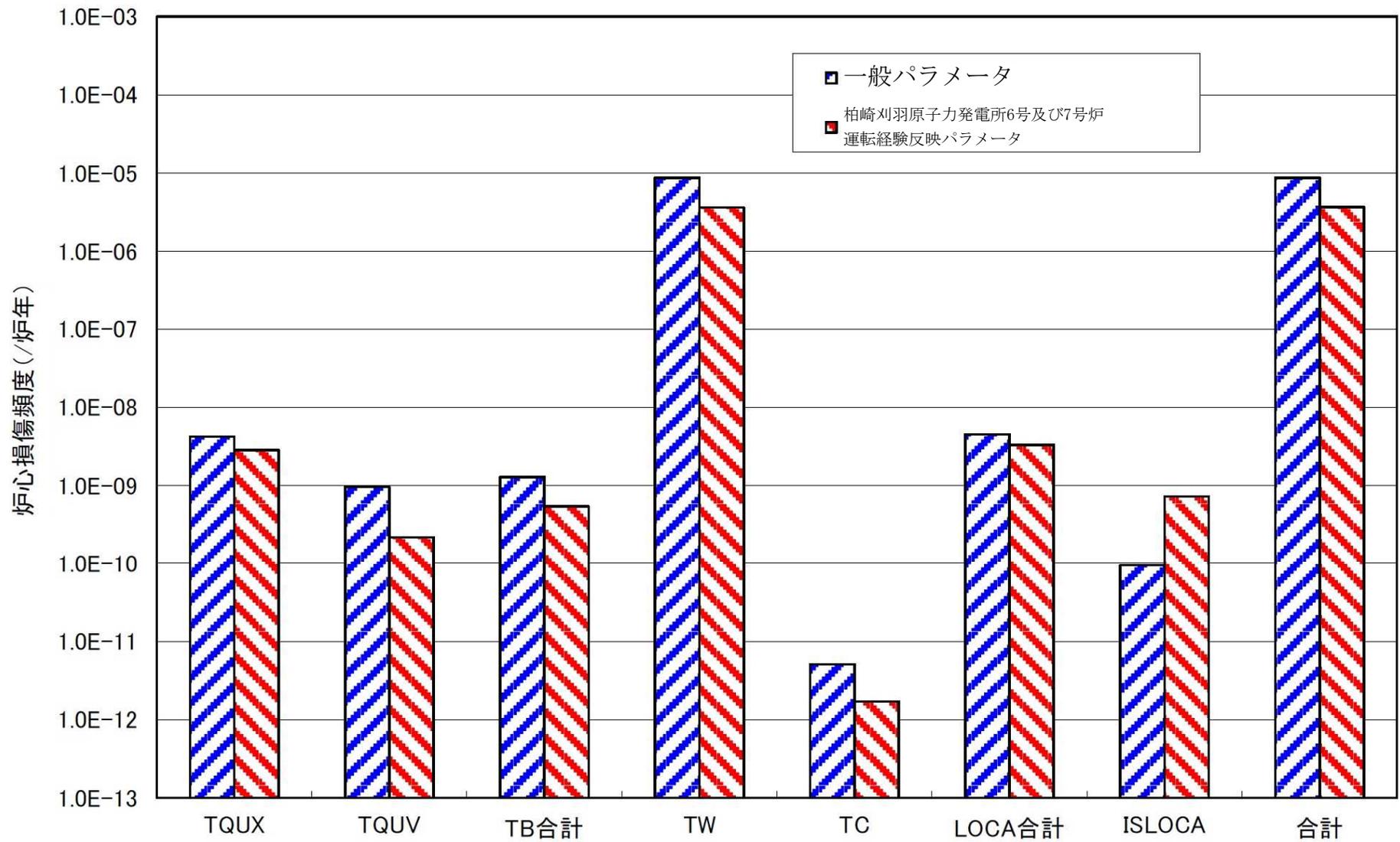


第1.1.1.h-5図 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の運転経験の起回事象発生頻度に対する感度解析結果

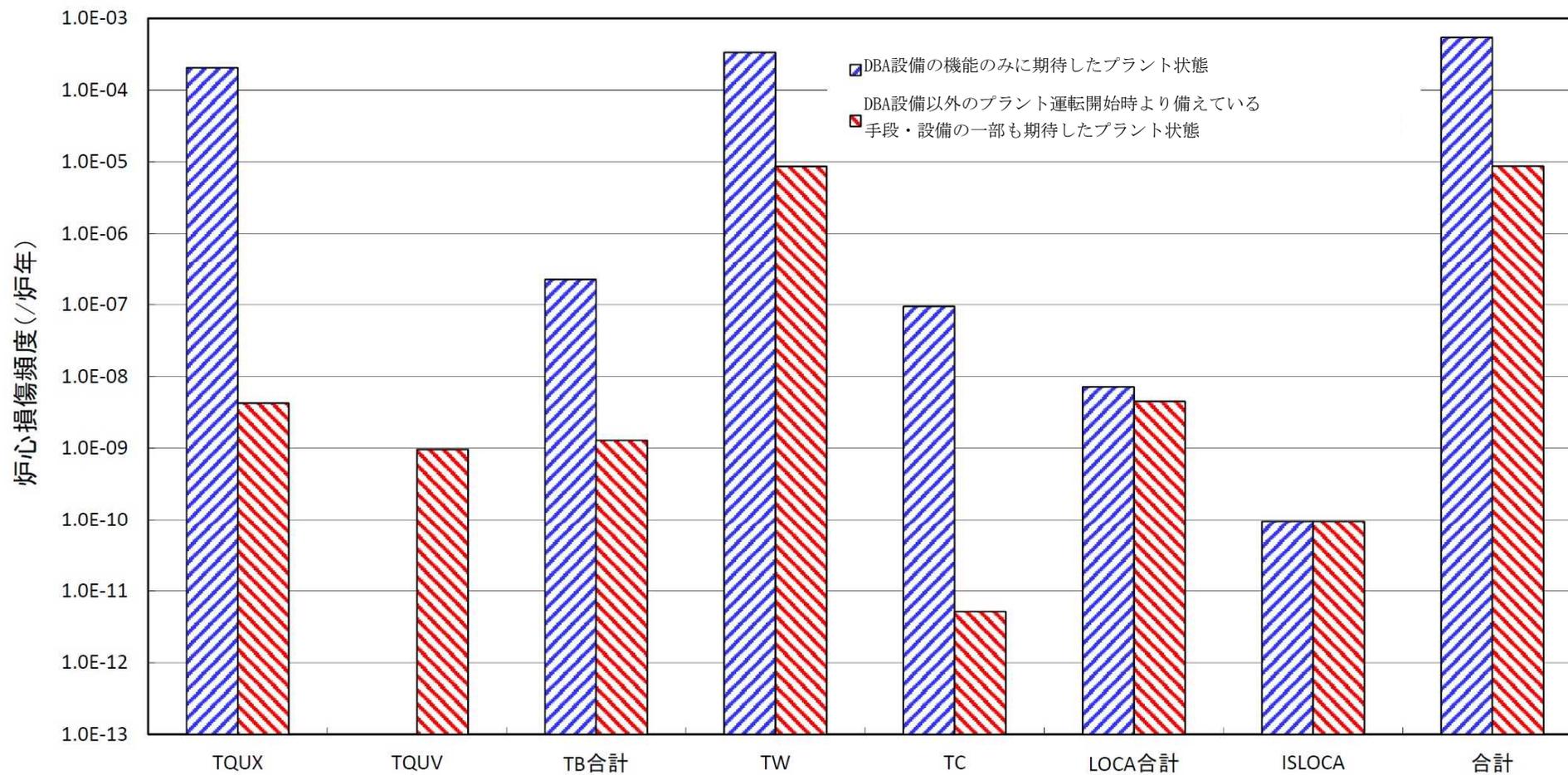
黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第1.1.1.h-6図 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の運転経験の機器故障率に対する感度解析結果



第1.1.1.h-7図 起因事象発生頻度及び機器故障率の炉心損傷頻度に対する感度解析結果



第1.1.1.h-8図 設計基準事故対処設備のみに期待した場合の感度解析結果

1.1.2 停止時PRA

停止時PRAは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2010」（2011年11月）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。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) プラントの構成・特性の調査

プラントの構成・特性の調査の目的は、対象施設の設計及び運転の特性を把握するために、プラントに関する各種情報を収集することである。

以下、a.に記載のとおりPRAに必要な6号及び7号炉の情報を収集し、b.にプラントの概要を、c.にPRAにおいて考慮する系統の概要を示す。

a. PRAに必要な情報の収集

停止時PRAに必要な次のプラント情報を収集した。

- ・設備及び運転に関する基本的な情報（設計情報、定期検査に関する情報、保守管理情報等）
- ・定量化にあたり必要とされる情報（起因事象発生に関する運転経験等）

情報収集に使用した資料のリストを第1.1.2.a-1表に示す。

b. プラントの概要

- ・出力 熱出力 3,926 MWt
電気出力 1,356 MWe
- ・プラント型式 改良型沸騰水型軽水炉 (ABWR)
- ・格納容器型式 圧力抑制型鉄筋コンクリート造格納容器 (RCCV)

c. 緩和機能(系統)の概要

停止時 PRA において考慮する緩和機能(系統)の概要を次に示す。また、系統設備の概要を第 1.1.2. a-2 表に示す。

1) 原子炉停止に関する系統

原子炉停止に関する系統には制御棒駆動系等があるが、原子炉停止中は、試験時や点検時を除き制御棒が全挿入状態にあり、また“1.1.2. b 起因事象”で後述するように過出力による燃料損傷事象を評価の選定から除外しているため、これらの系統はモデル化しない。

2) 燃料冷却に関する機能

プラント停止時には、残留熱除去系(以下「RHR」という。)や代替除熱系(燃料プール冷却浄化系(以下「FPC」という。))又は原子炉冷却材浄化系(以下「CUW」という。))により原子炉や燃料プール(以下「SFP」という。)内の燃料の崩壊熱を除去する。除熱設備の異常時にあつては、非常用炉心冷却系(以下「ECCS」という。)の注水機能等を用いて原子炉を冷却する。なお、原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という。)及び自動減圧系(以下「ADS」という。)は、停止中の原子炉が低圧状態であることからモデル化しない。

○残留熱除去系（RHR 低圧注水(以下「LPFL」という。)モード，停止時冷却(以下「SHC」という。)モード，燃料プール冷却モード)

停止時PRAでは，RHRの除熱機能としてSHCモード及び燃料プール冷却モード，注水機能としてLPFLモードをモデル化している。概要図を第1.1.2. a-1図，第1.1.2. a-2図，第1.1.1. a-10図に示す。

SHCモードは原子炉停止後において，燃料交換及び補修作業が行えるように原子炉の崩壊熱を除去するモードである。本モードは独立な3系統のRHRの各々にあり，各系統とも電動ポンプ1台，熱交換器1胴，配管，弁類，計装・制御機器等から構成されている。

燃料プール冷却モードは原子炉停止後において，SFPの熱負荷がFPCの最大冷却能力を超えた場合に，FPCと相まって崩壊熱除去を行うモードである。通常はRHRとFPCとの併用運転となるが，FPCが停止した場合でもRHRだけで除熱が可能である。燃料プール冷却モードでは，SFPスキマサージタンクに流入したオーバーフロー水を，FPCラインを通じてRHR熱交換器で冷却し，再度FPCラインを通じてSFPに戻す循環運転を行っている。

LPFLモードはECCSの一つであり，運転時と同様にサブプレッション・チェンバ・プール水を低圧注水スパーチャ(B系，C系)または給水スパーチャ(A系)から原子炉に注水して炉心を冷却するモードである。

○燃料プール冷却浄化系(FPC)

FPCはSFPの水質を維持し、プール内に貯蔵する使用済燃料の崩壊熱を除去して温度を規定値以下に維持するとともに、プール水の給水、排水を行い、プール水位を調節する系統である。概要図を第1.1.2.a-3図に示す。本系統は、電動ポンプ2台、熱交換器2胴、ろ過脱塩装置2基、スキマサージタンク2基、配管、弁類、計装・制御機器等から構成されている。

○原子炉冷却材浄化系(CUW)

CUWは炉内に燃料が装荷されている場合に運転している系統であり、炉水を連続的に浄化管理する。概要図を第1.1.2.a-4図に示す。

停止時PRAでは、CUWを除熱機能の一つと位置付けている。CUWは再生熱交換器と非再生熱交換器を有するが、停止時は再生熱交換器をバイパスし、非再生熱交換器によって熱除去して炉水を原子炉に戻す。

○高圧炉心注水系(HPCF)

復水貯蔵槽(以下「CSP」という。)(第1水源)あるいはサプレッション・チェンバ(以下「S/C」という。)(第2水源)の水を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから原子炉に注水して炉心を冷却する系統である。B系、C系の独立な2系統からなり、ポンプ1台、スパージャ・ヘッド、配管、弁類、計装・制御機器等から構成される。概要図を第1.1.1.a-8図に示す。

3) 安全機能のサポートに関する機能

事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統をサポート系という。停止時PRAで期待している緩和設備のサポート系としては、原子炉補機冷却系（以下「RCW」という。）と電源設備がある。なお、非常用ディーゼル発電機室の換気空調系以外の換気空調設備や制御用空気供給設備については、系統の機能喪失等の成功基準に影響しないのでモデル化しない。

○原子炉補機冷却

高圧炉心注水系（以下「HPCF」という。）、LPFL及び非常用ディーゼル発電機（以下「D/G」という。）等を冷却する系統であり、RCW及び同海水系（以下「RSW」という。）によって構成される。概要図を第1.1.1.a-14図に示す。なお、評価期間中、取水路点検で使用できない補機冷却系からの供給を受ける緩和設備について、他系統の補機冷却系からの冷却水の融通を実施し、機能を維持することは想定していない。

○電源系

・非常用電源系

常用母線から非常用母線への給電が停止した場合には、非常用母線の電圧低下を検知して3台のD/Gが自動起動し、非常用機器に給電する。

直流電源系（蓄電池等）は、原子炉系の125Vが4系統設けられている。直流電源系は、遮断器の開閉の他、D/Gの起動等に用いられる。概要図を第1.1.1.a-17図、第

1.1.1.a-18 図，第 1.1.1.a-19 図に示す。

なお，基本的に他系統からの融通は考慮していない。電源の融通としては，4) プラント運転開始時より備えている対策及び手段で示す高圧電源融通があるが，



4) プラント運転開始時より備えている対策及び手段

停止時は出力運転時に比べ崩壊熱量が小さいために余裕時間が長く，また定期検査により作業員等の確保が容易であると考えられるため，次の対策を考慮している。なお，復水補給水系 (MUWC) 及び消火系 (FP) の概要図を第 1.1.2.a-5 図，第 1.1.2.a-6 図に示す。

- ・ ECCS, D/G 手動起動
- ・ MUWC を用いた注水
- ・ FP を用いた注水
- ・ 機器 (RHR, D/G) 及び外部電源の復旧
- ・ 高圧電源融通

②停止時のプラント状態の推移

定期検査期間中はプラントの状態が大きく変化することから，停止時 PRA においては，定期検査における評価対象期間を設定し，原子炉の水位，温度，圧力等のプラントパラメータの類似性，保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性，起因事象，成功基準に関する類似性によって，評価対象期間を幾つかのプラント状態 (以下「POS」という。) に分類し評価を行う必要がある。

る。

BWR プラントの代表的な POS の推移は、以下の S～D の 5 つに大きく分類できる。

(1) POS S：原子炉冷温停止への移行状態（定期検査 1 日目）

通常のプラント停止では、RHR の SHC モードで除熱可能な圧力に減圧されるまでは、原子炉は主蒸気系を介して、復水器によって除熱される。RHR の SHC モードの運転による除熱を開始した後、復水器真空破壊を経て、復水器による除熱を停止する。プラント停止直後は、SHC モードで運転中の RHR2 系統のほかに、残りの RHR1 系統が待機状態にある。この期間では、原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）の上蓋が閉鎖されており、原子炉水位は通常運転水位（以下「NWL」という。）にある。また停止直後であることから、崩壊熱は相対的に大きい。

復水器の真空破壊から RPV 開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉冷温停止への移行状態として分類する。

(2) POS A：原子炉格納容器（以下「PCV」という。）/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態

PCV/RPV の開放開始から原子炉ウェルの水張り開始までの期間は、崩壊熱が比較的大きく、原子炉内の保有水量も運転中と大きく変わらない。この期間中は、RHR1 系統が SHC モードで運転、残りの RHR2 系統が待機にある。PCV/RPV の開放（PCV トップヘッド取外／RPV トップヘッド取外）開始から原子炉ウェルの水張り開始までの期間を、PCV/RPV 開放及び原子炉ウェル満水への移行状態として分類する。

(3) POS B : 原子炉ウエル満水状態（原子炉ウエル水抜き開始まで）

RPV 開放完了から RPV 閉鎖開始までの期間は、原子炉ウエ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、RHR による除熱が喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間に上昇することはない。原子炉ウエルが満水の期間を原子炉ウエル満水状態として分類する。

(4) POS C : PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態

原子炉ウエ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。原子炉ウエル満水状態からの水抜き作業では、RPV フランジから水位を下げる際に、CUW を使用して液体廃棄物処理系に炉水を移送することで、原子炉水位を NWL まで低下させる。プラント停止後から比較的長時間が経過しているため、炉心の崩壊熱は、停止直後から 1 桁程度低下している。RPV 閉鎖（PCV トップヘッド取付）開始から起動準備に入るまでの期間を PCV/RPV 閉鎖及び起動準備への移行状態として分類する。

(5) POS D : 起動準備状態

PCV/RPV 閉鎖が終了後、プラントの再起動までに設備の機能確認等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系を除き、緩和設備の多くが待機状態となっている。PCV/RPV 閉鎖終了から制御棒（以下「CR」という。）引き抜き開始までの期間を起動準備状態として分類する。

③プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

a. 評価対象期間の設定

本評価期間は「復水器真空破壊から CR 引抜き開始までの期間」であり，有効性評価に関する審査ガイドの共通解析条件として定められている原子炉の運転停止中の期間「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並列まで」と異なる(第 1.1.2. a-7 図)。

「主発電機の解列から全 CR 全挿入まで」及び「CR 引抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の並列まで」の低出力運転時や，プラント停止中の「全 CR 全挿入から復水器真空破壊まで」の期間においては，給復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同じであり，「復水器真空破壊」及び「CR 引抜き開始」の時点境界を想定する起因事象も大きく変化するため，出力運転時 PRA で評価されており（起因事象の「通常停止」等の考慮），停止時 PRA では対象外としている。

b. 評価対象期間の日数の設定

定期検査工程において，主要な作業を，過去の実績等を参考にして個々に日数を設定し，その積み上げにより評価対象期間を80日と設定した(第1.1.2. a-3 (a)表)。また，この評価対象期間は第1.1.2. a-3 (b)表に示す過去の定期検査の工程日数や主要な工事と比較しても大きな差異がないことから妥当であると考ええる。

1) 評価対象工程の設定

停止時PRAはプラント停止時における重要事故シーケンス

の抽出を目的としており，緩和設備の運転・待機除外に係わる作業や保有水量が変化する作業等の燃料損傷リスクに変動を与える可能性のある作業を，過去の点検実績を考慮して網羅的に抽出し，評価対象の工程へ反映した。作業の抽出は，毎定期検査中に実施される点検・検査等を抽出するとともに，毎定期検査ではないが比較的实施される可能性のある点検・検査等も抽出している。

なお，評価する工程は，保安規定が遵守されていることを前提として，下記の点を考慮して緩和設備の待機除外等の設定を行っている。

○これまでの実績等の情報

- ・水路点検の期間は概ね 25 日程度に設定する。
- ・RSW-A 系及び RSW-C 系水路は同時に点検する。
- ・最初的水路点検（角落とし）は POS-B の初日から開始し，点検終了（角上げ）後，連続して他系統の水路点検（角落とし）を実施する。（角切替えのための期間は設定しない）
- ・ECCS 及び非常用 D/G の点検を実施する。これらの設備は水路点検（角落とし）に合わせて同区分の点検が実施され，点検期間は水路点検（角落とし）と同じとする。
- ・制御棒駆動機構（以下「CRD」という。），局部出力領域モニタ（以下「LPRM」という。），再循環ポンプ（以下「RIP」という。）点検を実施する（点検本数，台数は実績を参考）。
- ・保安規定の遵守を前提に，緩和設備の全停止期間は，特定の期間に集中させないものとする。

○毎定期検査ではないが比較的实施される可能性のある点

検・検査等の情報

- ・ MUWC, CUW, FPC 点検の全停止を設定する。
- ・ 水路点検（角落とし）の期間中において，非常用交流電源母線の本格点検が実施されるものとする。
- ・ 全燃料取出しを実施する。
- ・ 炉内点検等により使用済み燃料プールゲートを閉鎖する場合を考慮する。
- ・ FPC, CUW 又はその組み合わせ（以下「代替除熱設備」という。）による除熱の運転を考慮する。

(2) プラント状態の分類結果

“（1）プラント状態分類の考え方”に従い，設定した評価対象工程をプラント状態毎に分類した。分類の結果を第

1.1.2. a-8図に示す。

“② 停止時のプラント状態の推移”で示した5つのPOSの分類から，途中の設備構成の変化等を考慮し，POS-B及びPOS-Cを以下のとおり細分化する。

a. POS-Bについては，期間途中において角切替えに伴い使用可能な緩和設備の組み合わせが変化し，使用済燃料プールゲート開閉状態により評価対象となる有効保有水量及び緩和設備の組み合わせが変化することから，POS-B1, POS-B2, POS-B3 及び POS-B4 の 4 つに細分化する。

b. POS-Cについては，期間途中において，角上げに伴い使用可能な緩和設備の組み合わせが変化することから，POS-C1，

POS-C2 の 2 つに細分化する。なお、POS-C2 において実施される RPV リークテスト(以下「RPV-L/T」という。)の期間中は、一時的に RPV の水位と圧力が上昇するが、使用可能な緩和設備の組み合わせは変わらないことから、RPV-L/T の前後での POS の細分化は行わない。

1.1.2.b 起回事象

燃料損傷に至る可能性のある起回事象を抽出し、停止時 PRA で取り扱う事象の選定や発生頻度の評価を実施した。

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) 起回事象の選定方法

評価対象期間において発生し得る異常事象のうち、人的過誤による事象を含めて燃料損傷に至る可能性のある異常事象を分析し、POS 毎に起回事象を同定する。見落としを防ぐ体系的な分析の方法として、マスターロジックダイアグラム、先行停止時 PRA 及び国内外のプラント運転経験等（原子力施設運転管理年報等をもとに調査したトラブル情報）を用いる。

同定した燃料損傷に至る可能性のある起回事象のうち除外できない事象を停止時 PRA で評価する起回事象として選定する。

(2) 起回事象のグループ化

同定した起回事象については、事象の類似した起回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。起回事象をグループ化する際には、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり、同一グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起回事象である

ため、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起因事象をグループ化することとしている。

停止時PRA評価内では、プラント内部（外部電源引込の開閉器・遮断器故障や母線事故，受電系統切替失敗等）での故障に起因した外部電源喪失事象であっても外部電源喪失と同一のグループとして評価を行う（ただし，国内BWRプラントでのプラント内部の故障に起因した外部電源喪失事象の過去の発生件数は0件である）。

なお，外部電源喪失やサポート系の故障は起因事象の従属性を有し，緩和設備の非信頼度に影響を及ぼすことから他の起因事象と同一のグループとして評価しない。

(3) 選定した起因事象

(1), (2)で示した方法を用いて起因事象の選定を行った。第1.1.2.b-1図に分析に用いたマスターロジックダイアグラムを示す。なお，抽出された起因事象については先行停止時PRA及び国内外のプラント運転経験等を用いても見落としがないことを確認した（第1.1.2.b-1表）。

燃料損傷に至る可能性のある異常事象の要因は，燃料の過熱破損と燃料の機械的破損に大別され，このうち燃料の過熱破損は燃料の熱的要因に伴う燃料被覆管破損で，燃料の冷却不良（冷却材喪失）による燃料損傷と燃料の過出力による燃料損傷の2つが考えられる。また，燃料の冷却不良は崩壊熱除去機能喪失に起因した冷却材蒸発が原因となる燃料の露出と，一次冷却材バウンダリ機能の喪失による冷却材流出が原因となる燃料の露出の2つが考えられる。

a. 原子炉冷却材蒸発

冷却材蒸発の起因事象として、プラント停止時の主要な除熱設備である RHR (SHC モードで運転中の系統) が故障した場合の除熱失敗を想定した「RHR 機能喪失」、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した「外部電源喪失」、また定期検査中においては、RHR を待機設備として代替除熱設備 (FPC 及び CUW) にて除熱する場合もあるため、これら設備の故障による除熱失敗を想定した「代替除熱機能喪失」を起因事象として選定した。

除熱設備である RHR や代替除熱設備の機能喪失では、故障原因が当該系統の設備 (フロントライン) の故障、若しくは、その関連系統となる補機冷却系 (サポート系) の故障によって、燃料損傷に至る可能性の影響が異なる。補機冷却系はポンプの軸受やクーラー、また熱交換器に冷却水を供給しているため、複数の設備に対して従属性を有している。補機冷却系設備が故障した場合、これらを必要としている複数の設備全てが使用不能となり、フロントラインの故障と比べてその影響が大きいことから、フロントラインの故障と分けて考えることとし、補機冷却系の故障による除熱失敗を想定した「補機冷却系機能喪失」も同定し、起因事象従属性を有する事象として選定した。

b. 原子炉冷却材流出

燃料を冷却するために保有されている冷却材は、RPV のような一次冷却材バウンダリ内で維持されている。何らかの要因によりこのバウンダリが喪失すると、冷却材は一次冷却材バウンダリから系外に流出し、原子炉の水位は低下していく。バウンダリの喪失箇所 (燃料より低い位置等) によっては水位低下が

継続し燃料が露出する場合は考えられるため、この水位低下を想定した一次冷却材バウンダリ機能喪失を起因事象として同定する。

一次冷却材バウンダリ機能喪失では、保守点検や運転操作の作業中に発生する操作ミス等の人的過誤に起因する冷却材流出事象と、配管や機器の破損等に起因する冷却材流出事象がある。

配管や機器の破損等に起因する冷却材流出は、後述する理由により選定から除外されるため、停止時 PRA における一次冷却材バウンダリ機能喪失としては、保守点検や運転操作の作業中の人的過誤に起因する冷却材流出事象を対象とした。

プラントの系統構成の状態、設備の試験・保守点検手順書等を調査して、保守点検等の作業中の人的過誤に起因する事象がないかを分析した結果、CRD の点検、LPRM 等の検出器の交換、RIP の点検の際に原子炉冷却材がバウンダリ外に漏えい（一次冷却材バウンダリ機能喪失）する可能性があるため、「CRD 点検（交換）」、「LPRM 点検（交換）」、「RIP 点検」を起因事象として選定した。

また、原子炉ウェル満水状態から NWL へ水位を下げる際には、CUW によるブローが実施され、冷却材が系外である液体廃棄物処理系の LCW 収集槽に移送される。CUW ブローを終了することを忘れた場合、燃料が露出する可能性があるため、「CUW ブロー」を起因事象として選定した。

c. 燃料の過出力及び燃料の機械的破損

後述する理由により評価対象から除外される。

(4) 起因事象選定の除外

同定した起回事象の内，発生の可能性が極めて低い場合，又は発生を仮定してもその影響が限定される場合にはリスク評価上の重要性は低いと考え，評価対象から除外した。除外した起回事象及びその除外理由について第 1.1.2. b-2 表にまとめる。

なお，RHR ポンプの最小流量バイパス弁の閉め忘れによる冷却材流出事象については，BWR5 では冷却材が系統外に流出の可能性がある事象として起回事象に同定されるが，ABWR では RHR の SHC モードの吸込みノズルが有効燃料長頂部（以下「TAF」という。）より高い位置にあり，仮に系統の閉ループが喪失したとしても燃料露出には至らないため，起回事象としては同定していない。

(5) 起回事象の発生頻度

選定された各起回事象グループの発生頻度を評価するため，国内 BWR プラントでの起回事象の発生経験について以下を対象に調査した。

- ・(独)原子力安全基盤機構発行の原子力施設運転管理年報
- ・原子力安全推進協会により運営されている NUCIA
- ・電気事業者によるプレスリリース

調査期間は，平成 21 年 3 月までとし，評価した発生頻度を第 1.1.2. b-3 表，第 1.1.2. b-4 表に示す。

なお，本評価で挙げたいずれの起回事象も 6 号及び 7 号炉では発生していない。

a. RHR 機能喪失（フロントライン）の発生頻度

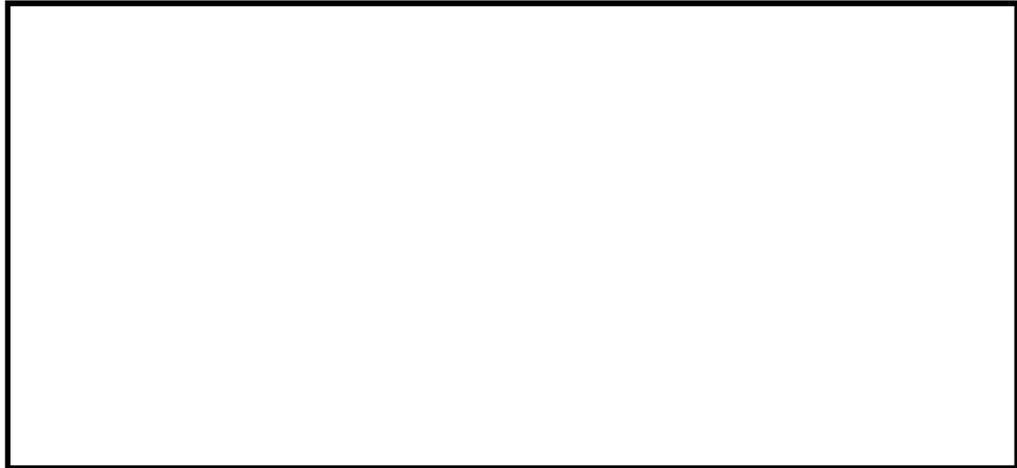
RHR 機能喪失の発生件数及び運転日数を国内 BWR プラントの運転実績に基づき抽出し，RHR 機能喪失の発生頻度を算出する。

停止時 PRA における 1 日当たりの RHR 機能喪失の発生頻度は，

以下のとおり算出した。

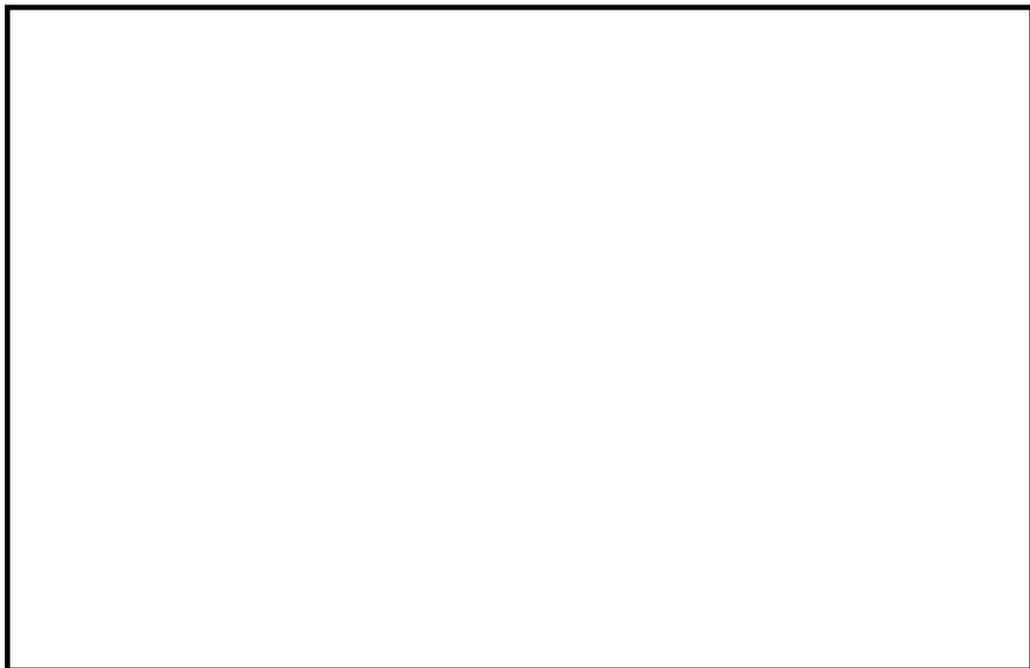
$$\text{RHR 機能喪失発生頻度} = \frac{\text{発生件数}}{\text{総定検日数 (RHR 運転日数)}} (\text{/日})$$

プラント停止時における RHR 機能喪失の発生件数は 4 件，総定検日数は 70,822 日であるため，発生頻度は 5.6×10^{-5} (/日) となる。



b. 代替除熱機能喪失（フロントライン）の発生頻度

代替除熱機能喪失は，運転中の代替除熱設備が何らかの要因により除熱機能を満足できない状態となる事象である。



c. 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件数及び運転日数を国内 BWR プラントの運転実績に基づき抽出し、補機冷却系機能喪失の発生頻度を算出する。

停止時 PRA における 1 日当たりの補機冷却系機能喪失の発生頻度は、以下のとおり算出する。

$$\text{補機冷却系機能喪失発生頻度} = \frac{\text{発生件数}}{\text{総点検日数（補機冷却系運転日数）}} \quad (\text{/日})$$

プラント停止時における補機冷却系機能喪失の発生件数は 0 件、総点検日数は 70,822 日であった。運転日数のデータが十分あり、かつ発生件数がない事象であることを考慮し、0.5 件として算出した。

これにより、補機冷却系機能喪失の発生頻度は 7.1×10^{-6} (/日) となる。

d. 外部電源喪失の発生頻度

外部電源喪失の発生件数及び運転日数を国内 BWR プラントの運転実績に基づき抽出し、外部電源喪失の発生頻度を算出する。なお、停止時 PRA では、プラント停止時特有の保守作業が原因で外部電源喪失に至る事象(1 系列を計画作業により停電させる等)があるため、出力運転時レベル 1PRA に用いる外部電源喪失発生件数に停止時特有の発生件数を加味して算出した。

(運転時) 外部電源喪失発生頻度＝

$$\frac{\text{外部電源喪失発生件数 (停止時特有の事象を除く)}}{\text{国内BWRプラントの運転暦日 (日数) 合計}} \quad (\text{/日})$$

なお、停止時では、停止時特有の事象に対する発生件数を、停止日数で除して算出したものを加味する。

(停止時特有) 外部電源喪失発生頻度＝

$$\frac{\text{外部電源喪失発生件数 (停止時特有)}}{\text{総点検日数}} \quad (\text{/日})$$

以上により、停止時 PRA における 1 日当たりの停止時 PRA の外部電源喪失の発生頻度は、以下のとおり算出する。

外部電源喪失発生頻度＝

$$\frac{\text{発生件数 (停止時特有を除く)}}{\text{運転暦日}} + \frac{\text{発生件数 (停止時特有)}}{\text{総点検日数}} \quad (\text{/日})$$

プラント運転中や停止中といった状態に左右されずに発生する要因による外部電源喪失事象の発生件数は 3 件であった。国内 BWR プラントの運転歴年は 706.1 炉年であり、停止時特有の事象の発生件数は 1 件、総点検日数は 70,822 日であった。

これにより、外部電源喪失の発生頻度は となる。

e. 一次冷却材バウンダリ機能喪失 (CRD 点検 (交換)) の発生頻度

CRD 点検 (交換) 時の冷却材流出事象は、論理モデルによる信頼性解析により評価する。

当該事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、カップリングシール及び CRD フランジのバウンダリ機能確保失敗による水位低下を伴う漏えいを想定する。

CRD 1 本当たりの起因事象発生頻度は [] となり、定期検査時における標準的な CRD 点検本数は 3 本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、1 本当たりの起因事象発生頻度に 3 本を掛け合わせ、 [] となる。

- f. 一次冷却材バウンダリ機能喪失（LPRM 点検（交換））の発生頻度

LPRM 点検（交換）時の冷却材流出事象は、論理モデルによる信頼性解析により評価する。

当該事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、LPRM シール（ドライチューブシール）確保失敗及びドレンライン取り付け失敗による水位低下を伴う漏えいを想定する。

LPRM 1 本当たりの起因事象発生頻度は [] となり、定期検査時における標準的な LPRM 点検本数は 10 本であるから、 [] となる。

- g. 一次冷却材バウンダリ機能喪失（RIP 点検）の発生頻度

RIP 点検時の冷却材流出事象は、論理モデルによる信頼性解析により評価する。

当該事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、モータカバー取り外し及びポンプシャフトの引き抜きによる水位低下を伴う漏えいを想定する。

RIP 1 本当たりの起因事象発生頻度は [] となり、定期検査時における標準的な RIP 点検本数は 2 本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、 [] となる。

- h. 一次冷却材バウンダリ機能喪失（CUW ブロー）の発生頻度

CUW ブロー時の冷却材流出事象は、論理モデルによる信頼性解析により評価する。CUW ブロー時の冷却材流出は、操作に関わる人的過誤に起因するものであり、CUW による水位低下操作時等での CUW ブロー弁の閉め忘れを想定している。

CUW ブロー時の基本的な操作における冷却材流出の起因事象発生頻度は [] となる。

起因事象として選定される CUW ブローは燃料交換後の原子炉水の排水の 1 回のみであるため、作業全体の発生頻度は、 [] [] となる。

1.1.2.c 成功基準

燃料損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作の組合せ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

停止時 PRA では、燃料損傷の判定条件を“燃料集合体の露出”としている。このため、POS によって対象とする燃料やその配置場所が異なるため、燃料損傷の判定条件を以下の 2 つに分類している(第 1.1.2.c-1 表)。

a. 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられている場合

炉心燃料と SFP の使用済燃料が使用済燃料プールゲート(以下「プールゲート」という)で隔てられている場合は、炉心燃料のみ(SFP の使用済燃料はリスク評価の対象に含めない)を評価対象とし、TAF に到達することを燃料損傷の判定条件とす

る。

- b. 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合（全ての炉心燃料が SFP に移されている場合を含む）

炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合は，全炉心燃料の取り出しを想定して，炉心燃料と使用済燃料をリスク評価の対象とする。また，燃料損傷の判定条件となる水位は

--

(2) 各安全機能の成功基準

各安全機能の成功基準は以下のとおりとした。なお，原子炉の減圧機能及び原子炉格納容器除熱機能の取り扱いについては評価モデルの対象外とした。

a. 注水機能に対する成功基準の設定

原子炉冷却材インベントリの確保のための安全機能として注水機能を同定しており，注水機能として期待できる緩和設備に対して，崩壊熱除去失敗時及び冷却材流出時の各起因事象における成功基準を設定する。

安全機能として期待できるか否かの判断基準は以下となる。

- ・ 蒸発量を補うだけの注水が可能か（崩壊熱除去失敗時）
- ・ 流出量を補うだけの注水が可能か（冷却材流出時）

このため、緩和設備のポンプ 1 台当たりの注水能力を機器設計仕様書、系統設計仕様書等から確認し、RPV 又は SFP に必要な注水量を供給するだけの注水能力を有しているかを確認し、安全機能として期待できるか否かを判断する。

設定にあたっては崩壊熱による蒸発量の変化と緩和設備の注水能力の関係を示す第 1.1.2. c-1 図を用いた。

上記の検討に加え、POS 毎の設備の待機除外等を考慮して設定した成功基準を第 1.1.2. c-2 表に示す。

b. 除熱機能に対する成功基準の設定

炉心冷却（崩壊熱除去）のための安全機能として除熱機能を同定しており、崩壊熱除去機能喪失時及び外部電源喪失時における除熱機能として期待できる緩和設備の成功基準を設定する。

安全機能として期待できるか否かの判断基準は以下となる。

- ・ 熱交換器の除熱能力が崩壊熱を上回るか

設定にあたっては崩壊熱の変化と緩和設備の除熱能力の関係を示す第 1.1.2. c-2 図を用いた。

上記の検討に加え、POS 毎に設備の待機除外等を考慮して設定した成功基準を第 1.1.2. c-2 表に示す。

c. 補機冷却系の除熱能力に対する成功基準

補機冷却系は多くの機器に対して冷却水を供給している。

補機冷却系の除熱能力の成功基準は、フロント側（各緩和設備の熱交換器等）の流量と除熱能力をパラメータとし、必要な除

熱能力が確保できるか否かで判断する。

判断に当たっては、負荷の大きな RHR SHC モードの運転の状況により必要な除熱能力が異なるため、SHC 運転中とそれ以外の状況毎に成功基準を定めた。その結果を、第 1.1.2.c-3 表に示す。

なお、崩壊熱はORIGEN2 コードによる評価値を用いた。本評価コードは、核種毎に停止後の冷却期間に応じた崩壊熱の減衰計算が可能な崩壊熱評価手法である。その評価値は「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」においても使用が認められている日本原子力学会(AESJ)推奨値(JNDC FP核データライブラリ第2版に基づき評価された値)とほぼ同様の値を示すことが知られており、PRAの崩壊熱算出の評価コードとして妥当だと考える。

また、評価対象とした燃料取出前の炉心燃料は全照射燃料が装荷されている状態を設定し、SFP内の使用済燃料は最大保管容量(全炉心の390%)から100%炉心相当分を除いたエリア全てに使用済燃料が保管されている状態(全炉心の290%)を設定した。

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

本評価では、燃料損傷防止のために必要な操作や緩和設備の動作までの余裕時間について、除熱機能を喪失した場合の余裕時間として短期余裕時間と長期余裕時間、冷却材流出事象が発生した場合の余裕時間をそれぞれ設定している。なお、設定値算出に用いる冷却材の保有水量と初期温度は“b. 冷却材の保有水量と初期温度”で示す。

1) 短期余裕時間（除熱機能を喪失した場合）

短期余裕時間は、除熱機能を喪失した場合に、待機している除熱機能に期待できる時間、及び緩和手段の確保や故障機器修理の起点となる事象認知までの時間であり、下記の2つのプラント状態によって65℃に到達するまでの時間と100℃に到達するまでの時間を使い分けて算出している。

① 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられている場合（SFP の使用済燃料はリスク評価の対象に含めない場合）：起回事象発生から水温が 100℃に達するまでの時間を短期余裕時間とする。

② 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合（全ての炉心燃料が SFP に移されている場合を含む）：起回事象発生から水温が保安規定における SFP 水温の制限温度である 65℃に達するまでの時間を短期余裕時間とする。

なお、外部電源喪失を起回事象とする場合については、即座に非常用D/Gの起動が要求され、事象認知が可能となることから、短期余裕時間を設定しない。

短期余裕時間の算出式を以下に、算出結果を第 1.1.2.c-4 表に示す。

$$\text{短期余裕時間 (h)} = \frac{\text{事象発生後の温度上昇に必要な熱量 (J)}}{\text{崩壊熱量 (J/h)}}$$

2) 長期余裕時間（除熱機能を喪失した場合）

長期余裕時間は、除熱機能を喪失した場合において、起回事象となる事象発生から燃料損傷の判定条件である「燃料集合体

の露出」までの時間であり、注水設備に期待出来る時間である。また、長期余裕時間と短期余裕時間の差異を必要な操作や緩和設備の動作までの余裕時間として評価に用いる。

長期余裕時間の算出式を以下に、算出結果を第 1.1.2.c-4 表に示す。

$$\text{長期余裕時間(h)} = \frac{\text{事象発生後の温度上昇及び蒸発に必要となる熱量 (J)}}{\text{崩壊熱量 (J/h)}}$$

なお、現場作業を伴う SFP の注水作業(消火栓，給水栓を用いた注水)については水位の低下に伴い，現場環境（線量率）の悪化が考えられるため，この注水操作に関する余裕時間はこれらを考慮したものとした。

3) 冷却材流出事象(CRD点検（交換），LPRM点検（交換），RIP点検時)が発生した場合の余裕時間

CRD 点検（交換），LPRM 点検（交換），RIP 点検の作業は原子炉ウェル満水状態及びプールゲート開放時に実施され，



4) 冷却材流出事象 (CUWブロー) が発生した場合の余裕時間

CUWブロー時における冷却材流出事象は、CUWブローによる原子炉水位の低下操作において操作完了後にブロー停止を忘れる人的過誤の発生を想定している。



b. 冷却材の保有水量と初期温度

燃料は通常十分な冷却材で満たされ冷却されていることから、余裕時間を評価する上で冷却材の保有水量は重要なパラメータとなる。

それぞれの POS で考慮する保有水量について第 1.1.2.c-3 図を参照し、以下にまとめる。

なお、冷却材の初期温度は RHR の SHC モードの設計値である 52℃を用いて評価を実施した。

・全燃料装荷時*

－通常水位時：POS S, A, C1, C2, D

崩壊熱により水温が上昇する範囲 : b, c

崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲 : c

－原子炉ウェル満水時（プールゲート開放）：POS B1

崩壊熱により水温が上昇する範囲 : b, c, d1, d2, e, f

崩壊熱により冷却材が蒸発する範囲 : d2, f

・全燃料取出時*

－原子炉ウェル満水時（プールゲート閉鎖）：POS B3

崩壊熱により水温が上昇する範囲：e, f

崩壊熱により冷却材が蒸発する範囲：f

—原子炉ウェル満水時（プールゲート開放）：POS B2, B4

崩壊熱により水温が上昇する範囲：d2, e, f

崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲：d2, f

※POS-B1は全燃料装荷状態から全燃料取出までの期間、

POS-B4は全燃料取出状態から全燃料装荷までの期間を含

むが、POS-B1を「全燃料装荷」、POS-B4を「全燃料取出」

とする。

c. 使命時間

成功基準の中で設定した緩和設備について、要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間を設定する必要がある。使命時間は、以下の観点から24時間を適用した。

- ・事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、設定した使命時間中に安定したプラント状態をもたらすことが可能であること。
- ・内部事象においては、設備のランダム故障を取り扱っており、地震等の外的事象に比べて設備の復旧に期待しやすい。また、単独プラントの事象であることが想定されるため、同じサイト内からの支援（物的、人的）にも期待できること。

(4) 熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性

本評価において、熱水力解析等は実施していない。

1.1.2.d 事故シーケンス

選定した起因事象について、燃料損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、燃料損傷に至る事故シーケンスを展開した。

① イベントツリー

イベントツリー法を用いて、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、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状態または成功状態のいずれかに分類した。このとき、抽出された事故シーケンスを分析し、シーケンスが第1.1.2.d-1表に示す運転停止中の審査ガイドの「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」に含まれるか、それ以外の事故シーケンスグループであるかを確認すると共に、燃料損傷状態を分類した。

第1.1.2.d-1図、第1.1.2.d-2図、第1.1.2.d-3図に各起因事象のイベントツリーの概要図、イベントツリー作成上の主要な仮定、イベントツリーの説明を示す。

評価の結果、「必ず想定する運転停止中事故シーケンスグループ」以外の新たな事故シーケンスグループが抽出されないことを確認した。

1.1.2.e システム信頼性

イベントツリーのヘディングの分岐確率を算出するために、そのヘディングに対応するシステムの信頼性モデルを作成し、システムの非信頼度を求めた。

① 評価対象としたシステムとその説明

フォールトツリー作成の対象となる系統設備は、大きく分けて以下の2つが挙げられる。

- ・フロントライン系（ECCS, MUWC 等）
- ・サポート系（電源設備, 補機冷却系等）

フロントライン系とサポート系の境界を明確にした上で、サポート系も含めた評価対象範囲を設計図書に基づき明確にした。また、システムが複数の系列から構成されている場合には、それぞれの系列についてモデル化した。

以下に評価対象にした主要なフロントライン系及びサポート系を示す。

a. フロントライン系

- ・除熱機能

RHR SHC モード及び燃料プール冷却モード (A, B, C),
CUW (A, B), FPC (A, B)

- ・炉心冷却機能

HPCF (B, C), LPFL (A, B, C), MUWC (A, B, C), FP (ディーゼル駆動
消火ポンプ (D/D), 電動機駆動消火ポンプ (M/D))

b. サポート系

- ・原子炉補機冷却系, 原子炉補機冷却海水系

RCW (A, B, C), RSW (A, B, C)

- ・電源系

交流電源 (区分 C, D, E), 直流電源 (区分 1, 2, 3)

なお、フロントライン系とサポート系, 及びサポート系同士等, 異なるシステム間には第 1.1.2. e-1 表に示す従属性が存在

するため、それらをモデル化している。

② システム信頼性評価手法

事故シーケンスの頻度を推定するために、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を評価する。この評価には、システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき、システムの非信頼度の定量化が可能な手法である、フォールトツリー法を用いた。

フォールトツリーの基事象は動的機器及び静的機器の故障、試験及び保守、人的過誤等を基に設定した。機器の故障については、NUCIA（原子力施設情報公開ライブラリー）で定義している故障率、故障モード及び機器バウンダリとの整合性を確保した上で基事象を作成した。システム信頼性評価のイメージを第1.1.2. e-1図に示す。

なお、プラント停止時は、原子炉は冷温停止状態にあること、余裕時間があり作業員や運転員による現場対応が可能であること等の停止時特有の特徴を考慮し、システム信頼性評価上は、下記のa.～d.を仮定している。

a. 信号

機器の自動起動に対する信号系は点検等により期待できないことも考えられるため、ポンプや電動弁等については、当直員による手動操作を基事象としてフォールトツリーに組み込んだ。なお、待機中のD/Gについては、定期検査中においても自動起動できる状態で待機しているため、自動起動信号を基事象としてフォールトツリーに組み込んだ。

b. ポンプ室空調機

プラント停止時は、原子炉水温が出力運転時と比べて十分に低いこと、事象進展が出力運転時と比べて緩やかであり、蒸発等による減少分を補給できればポンプの連続運転を必要としないことから、ポンプ運転に伴うポンプ室の温度上昇は、ポンプに影響を及ぼさないと考えられるため、ポンプ室空調機はモデル化を省略し、フォールトツリーには組み込まない。

c. 現場操作

電動ポンプと電動弁の電源区分が異なる場合、電動弁側の電源のみが喪失している場合には、当該電動弁を手動にて開又は閉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ことから、電動弁の現場操作を基事象としてフォールトツリーに組み込む。

d. メンテナンス

出力運転時レベル 1PRA では、系統がメンテナンスにより使用不能となる事象を考慮しているが、停止時 PRA では、定期検査中に計画的に点検されることから、メンテナンスのモデル化は省略し、フォールトツリーには組み込まない。

③ システム信頼性評価の結果

(1) 起因事象毎のシステム信頼性評価結果

システム信頼性の解析モデルを基に、システムの非信頼度を定量化した。評価結果を第 1.1.2. e-2 表に示す。

なお、非信頼度は起因事象や POS によっても変化するため、ここでは代表的な値を示す。例えば、外部電源喪失を起因事象とした際は、機能維持のために D/G による給電が必要となるため、その機能の非信頼度が大きくなる。また、RCW/RSW, MUWC 等については、通

常時運転しているものが外部電源喪失に伴い一旦停止し、再起動が必要となるため、その信頼性は変化する。

(2) 主要なミニマルカットセット

本評価では主要な事故シーケンスのミニマルカットセットを抽出した。抽出結果は、“1.1.2.h 燃料損傷頻度”の項に示す。

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

CRD 点検（交換）、LPRM 点検（交換）及び再循環ポンプ点検時における冷却材流出の認知失敗確率は極めて小さいと判断されるため、分岐確率としては を適用する。

1.1.2.f 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる、機器故障の確率等のパラメータを作成した。

① 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素には、機器故障率、共通原因故障、人的過誤確率、機器の復旧失敗確率等がある。停止時 PRA においても出力運転時レベル 1PRA の“1.1.1.f 信頼性パラメータ”と同様の評価式を用いてフォールトツリーの基事象を算出した。

② 機器故障率パラメータの一覧

出力運転時レベル 1PRA と同様に、機器故障率パラメータの設定は「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」（21 年 49 基データ（1982 年度～2002 年度））を、機器バウンダリについては「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 年 49 基データ 改訂版）」を用いて評価した。

③ 機器復帰(復旧)の取扱い方法及び機器復帰(復旧)失敗確率

(1) 復旧に期待する機器

余裕時間の長さ, 手順書整備, 及び要員確保の状況を分析し, 復旧に期待する機器の選定を検討した。その結果, 外部電源, 非常用 D/G(1 系統)及び注水系統復旧(1 系統)が選定された。

(2) 平均修復時間, 復旧特性データ

注水設備に対する平均修復時間としては, 系統を構成する機器のうち最も平均修復時間の長い電動駆動ポンプの 19 時間(参考文献)を使用する。復旧に対する許容時間は, 事象の認知及び故障原因の診断に時間を費やしていることから, 長期余裕時間と短期余裕時間の差から求める。

非常用 D/G の平均修復時間は 20 時間(参考データ)である。)である。故障機器を修理する時間に関しては, 外部電源喪失事象が発生すると即座に非常用 D/G の起動が要求されるため, 事象の認知及び故障原因の診断(D/G 起動失敗の診断)はその時点で可能となることから, 長期余裕時間が故障機器を修理する時間となる。

なお, 注水設備及び非常用 D/G の復旧失敗確率は以下の式を用いて評価した。

$$R = \exp(-T_a / T_r)$$

T_a : 許容時間 (h)

T_r : 平均修復時間 (h)

外部電源喪失事象において, 外部電源の復旧に失敗する確率を評価する。復旧失敗確率の算出は, 出力運転時レベル 1PRA で用いた評価と同様, 以下の評価式を用いた。

$$\text{外部電源復旧失敗確率} = \exp(-2.535 \times t^{0.2})$$

t : 復旧に対する余裕時間 (h)

④ 待機除外確率

停止時 PRA においては，機器の待機除外状態は，プラント状態の分類の中で直接考慮しているため，不要とする。

⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

共通要因故障のモデル化及び評価については出力運転時レベル 1PRA の“1.1.1.f ⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ”と同様の方法で実施している。

1.1.2.g 人的過誤

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，これらを実行する過程で起こり得る人的過誤を，以下に示す項目を踏まえて同定し，その発生確率を求めた。

① 評価対象とした人的過誤及び評価結果

(1) 人的過誤の評価に用いた手法

人的過誤の発生確率の分析においては出力運転時レベル 1PRA の“1.1.1.g 人的過誤”と同様，ヒューマンエラーハンドブック (NUREG/CR-1278) の THERP 手法を用いた。

(2) 人的過誤の分類及び評価結果

分析対象とする人的過誤の抽出にあたっては，プラントの運転，保守，点検等，燃料損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間のタスクを分析し，タスクを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定した。

人間信頼性解析で評価対象とする人的過誤は，以下の a.，b. の

とおり，事象発生前と事象発生後の人的過誤に大別される。それぞれに対して，抽出された人的過誤を HRA ツリーでモデル化し，過誤確率を評価した。

なお，人的過誤による起因事象については，“1.1.2.b 起因事象”に示すとおりである。

a. 起因事象発生前作業の人的過誤

起因事象発生前作業は定期検査要領書，運転手順書等を調査・分析することによって，モデル化すべき保守，試験，及び校正を同定した。その人的過誤には，試験・保守作業終了後，その系統あるいは機器を正しい状態に復帰させる際の復旧エラーである手動弁の開け忘れや閉め忘れ，計測器の誤校正等を考慮した。

b. 起因事象発生後作業の人的過誤

起因事象発生後作業は事故時運転手順書，事故時に必要とされる緩和設備等を調査・分析することによって，運転員によって行われる緩和操作を同定した。その人的過誤には，緩和設備の手動操作や復旧操作である電動ポンプの手動起動操作や手動弁の現場開操作等の失敗等を考慮した。

また、診断失敗確率については第 1.1.2.g-2 表に示す値を用いて評価した。

(3) 人的操作に対する許容時間，過誤回復の取り扱い

人的操作に対する許容時間については“1.1.2.c (3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間”で示した余裕時間を THERP の標準診断曲線に照らすことで失敗確率に反映している。また，起動スイッチ手動操作失敗や手動弁現場操作失敗には，異なる運転員からの指示を得られ，比較的長い時間間隔があることから過誤回復を期待している。

(4) 人的過誤の評価に用いた主要な仮定

“1.1.2.e 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”で示したとおり，点検時における冷却材流出の認知失敗確率は を適用する。

1.1.2.h 燃料損傷頻度

燃料損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全燃料損傷頻度を算出すると共に，主要な結果を分析した。

① 燃料損傷頻度の算出に用いた手法

停止時 PRA では出力運転時レベル 1PRA と同様，検証されたコードである Safety Watcher を用いて評価した。

② 燃料損傷頻度

(1) 燃料損傷頻度とその分析

事故シーケンスの定量化の結果，全燃料損傷頻度は 1.1×10^{-8} [/ 定期検査] となった。

POS による分類別の燃料損傷頻度は，第 1.1.2.h-1 表，第

1.1.2.h-1 図に示すとおり，POS C1（約 99%）が支配的であった。

起因事象及び事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度，一日当たりの燃料損傷頻度の変化は第 1.1.2.h-1 表，第 1.1.2.h-2 表，第 1.1.2.h-2 図，第 1.1.2.h-3 図，第 1.1.2.h-4 図に示すとおりである。支配的な起因事象は補機冷却系喪失（約 97%）となり，事故シーケンスグループでは崩壊熱除去機能喪失（約 98%）が支配的となった。

全燃料損傷頻度における主要なミニマルカットセットを，第 1.1.2.h-3 表に示す。1 位となるミニマルカットセットは POS C1 補機冷却系機能喪失を起因事象とした事故シーケンスのカットセットとなった。これは POS C1 では取水路点検により使用可能な緩和機能が少なく，原子炉水位が NWL であるため注水系復旧の余裕時間が比較的短いことが要因と考えられる。

これらの結果より燃料損傷頻度の低減を図るための対策は，最終ヒートシンク機能や注水機能の多様化が考えられる。また，POS C1 のように保有水量が少ないプラント状態において緩和機能が少なくなる期間を出来るだけ短くする工程を作成することも重要となる。

③ 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

(1) 重要度

a. Fussell-Vesely (FV) 重要度

全燃料損傷頻度における FV 重要度の評価結果を第 1.1.2.h-4 表に示す。

1 位となった注水系復旧失敗は，崩壊熱除去機能喪失等の事故発生後に緩和機能を喪失した場合に期待している注水機能回

復に失敗する基事象である。停止時は出力運転時と比べて、崩壊熱量の減衰や保有水量の増加による余裕時間の長期化や、角落とし等の点検により期待できる緩和設備の減少があり、注水系復旧失敗の重要度が高くなったと考えられる。

2～4位は MUWC の注水に関する機器故障や操作失敗の基事象である。全燃料損傷頻度に対し支配的となる POS C1 の補機冷却系喪失が発生した場合、MUWC による注水のみ期待するため、その重要度が高くなったと考えられる。

これらより、停止時における有効な対策としては注水設備の多様化が考えられ、特に POS C1 のような水位が低く、注水設備が少なくなる場合に、他系統との独立性を持つ注水設備を確保することが燃料損傷頻度の低減に非常に効果的である。

b. Risk Achievement Worth(RAW)

全燃料損傷頻度における RAW の評価結果を第 1.1.1.h-5 表に示す。

1位は直流電源確保におけるバッテリー給電が失敗する共通原因故障(以下「CCF」という。)の基事象、2位は CUW ブロー時に冷却材流出が発生し、水位低下の認知に失敗する基事象であり、 $10^4 \sim 10^5$ 程度の大きな値となった。これらは現状でも高い信頼性を有する操作・設備であり、基事象の発生確率が低いため、全燃料損傷頻度に大きく影響しないが、発生した場合には全燃料損傷頻度に非常に大きく寄与することになり、これらの操作・設備の信頼性を維持することが重要である。そのためにも、引き続きバッテリーの適切な点検・保守や CUW ブロー時の水位監視についても確実に監視・操作を継続していくことが重

要となる。

FV 重要度と RAW の相関図を第 1.1.2.h-5 図に示す。MUWC の注水に関する機器故障や操作失敗の基事象が支配的となり，FV 重要度での評価結果と同様，他系統との独立性を持つ注水設備を確保することが燃料損傷頻度の低減に非常に効果的であることが分かる。

(2) 不確実さ解析

不確実さの解析結果を第 1.1.1.h-6 図に示す。

評価の結果，点推定値と平均値は概ね一致した。また，上限値と下限値の間に約 50 倍の不確実さ幅 (EF=7) がある結果となった。これは燃料損傷頻度に支配的な影響のあった補機冷却系機能喪失やミニマルカットセット上位の基事象のパラメータの EF に極端に大きなものが見られなかったことによるものである。

なお，いずれの事故シーケンスも著しい不確実さ幅を持つものは見受けられなかった。

(3) 感度解析

停止時は運転時と比べて余裕時間が長く，事象進展も過酷にならないことから緩和機能の復旧を評価モデルに組み込むことは妥当と考えるが，POS によっては緩和設備が少なくなるため，(1) の FV 重要度で示すように設備の復旧の重要度が高くなる。そのため，外部電源復旧，高圧電源融通，注水系の復旧，非常用 D/G 復旧を期待する設備・運用から除外した場合について感度解析を実施し，その影響を調べた。

また，消火栓を使用した補給については，復旧と同様の理由により評価モデルに組み込むことは妥当と考えるが，原子炉建屋オ

ペレーティングフロアでの消火ホースによる補給といった人間信頼性の不確実さを含む緩和手段であるため、合わせて期待する設備・運用から除外した影響を調査した。

感度解析の結果を第 1.1.2.h-6 表, 第 1.1.2.h-7 表, 第 1.1.2.h-7 図, 第 1.1.2.h-8 図, 第 1.1.2.h-9 図, 第 1.1.2.h-10 図に示す。

全燃料損傷頻度は 1.3×10^{-5} (/定期検査) と上昇した。POS 毎に見ると、保有水量の多い POS B1～B4 までの期間の燃料損傷頻度 (1.2×10^{-5} (/定期検査)) は従来の評価結果 (1.6×10^{-11} (/定期検査)) と比べて大きく上昇し、全燃料損傷頻度の約 90% と支配的になった。POS B1～B4 の期間において、感度解析時に FP を用いた注水に期待しないことや、従来の評価で余裕時間が長いために考慮していた復旧に期待しないことによる影響が見られた。また、事故シーケンスグループの評価結果では全交流動力電源喪失(63%)が、起因事象別では外部電源喪失(64%)が支配的となり、こちらも D/G 復旧や給水設備の復旧に期待しないことによる影響だと考えられる。

これらより、停止時において緩和機能の復旧のための人材、設備等を確保することが全定期検査期間において効果的であることが分かる。

第 1.1.2. a-1 表 停止時 PRA 評価に必要な情報を収集する際に参照した資料リスト

	評価作業	必要な情報	参照した資料の例
1	プラントの設計・ 運転管理の把握	プラント情報の調査	PRA 実施に関わる全体的な情報
2	停止期間中のプラ ントの状態調査	POS の分類	プラント停止期間をプラントの状態が類 似した期間ごとに分類するための情報
		プラント停止中に使用可能な設備を POS ごとに整理するための情報	<ul style="list-style-type: none"> 配管計装線図 (P&ID) インターロックブロック線図 (IBD) 電気展開接続図 (ECWD) 系統設計仕様書 (SS) / 機器設計仕様書 (ES) 電源一覧表 / 単線結線図 事故時運転操作手順書 (事象ベース) (AOP) 事故時運転操作手順書 (徴候ベース) (EOP) 設備別操作手順書 定例試験手順書 保守点検手入れ要領 ユニット操作手順書 原子炉設置許可申請書 原子炉施設保安規定 定例切替表 保有水量データ 定期検査に関する情報 先行停止時 PRA 国内外のプラント運転経験
3	燃料損傷頻度の定 量化	起因事象の選定及び発 生頻度の評価 成功基準の設定 事故シーケンスの分析	崩壊熱除去機能喪失, 原子炉冷却材の流 出, 外部電源喪失等に関する事例 <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性能 運転員による緩和操作 崩壊熱レベル, 設備構成等を考慮した各 POS における成功基準を設定するための 情報
		システム信頼性解析	対象プラントに適用可能な機器故障モー ド, 運転形態等
		<ul style="list-style-type: none"> パラメータの作成 (機 器故障率) システム信頼性解析 (共通原因故障) 人間信頼性解析 	対象プラントに適用可能なデータ

第 1.1.2. a-2 表 系統設備概要

系統設備	概要
制御棒および制御棒駆動系 (スクラム系)	原子炉保護系(RPS) 2 out of 4 制御棒 205 本
高圧炉心注入系(HPCF)	電動ポンプ 2 台 ポンプ容量：約 180m ³ /h/台～約 730m ³ /h/台
原子炉隔離時冷却系(RCIC)	タービン駆動ポンプ 1 台 ポンプ容量：約 190m ³ /h
残留熱除去系(RHR) 低圧注水(LPFL)モード 停止時冷却モード 燃料プール冷却モード	電動ポンプ 3 台 ポンプ容量：約 950m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機 (D/G)	発電機 3 台 発電容量：約 6,250kVA/台
直流電源設備(DC)	所内蓄電池 4 組 容量：約 4,000Ah(1 組), 約 3,000Ah(2 組), 約 2,200Ah(1 組)
原子炉補機冷却水系(RCW)	電動ポンプ 2 台(うち 1 台は通常運転時予備) × 3 系統 ポンプ容量：約 1,300m ³ /h/台 (区分Ⅲのみ 6 号炉約 1,100m ³ /h/台, 7 号炉約 800m ³ /h/台)
原子炉補機冷却海水系(RSW)	電動ポンプ 2 台(うち 1 台は通常運転時予備) × 3 系統 ポンプ容量：約 1,800m ³ /h/台
消火系(FP)	電動ポンプ 1 台, ディーゼル駆動ポンプ 1 台(5 号, 6 号および 7 号炉共通) ポンプ容量：約 180m ³ /h/台
復水補給水系(MUWC)	電動ポンプ 3 台 ポンプ容量：約 125m ³ /h/台
燃料プール冷却浄化系(FPC)	電動ポンプ 2 台 ポンプ容量：約 250m ³ /h/台
原子炉冷却材浄化系(CUW)	電動ポンプ 2 台 ポンプ容量：約 80m ³ /h/台

第 1.1.2. a-3 表 評価対象期間

(a) 主要工程と作業日数

主要工程	作業日数
原子炉停止	1 日
原子炉開放	4 日
全燃料取出	12 日
CR/LPRM/炉内点検・作業	23 日
全燃料装荷	12 日
炉心確認	1 日
原子炉復旧	9 日
RPV-L/T	2 日
PCV 復旧	4 日
PCV-L/T	3 日
起動前試験	4 日
系統構成	2 日
起動準備	3 日
評価対象期間	80 日

(b) 柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機定期検査の工程日数の比較

定期検査回数	6号機			7号機		
	解列日～併列日	停止日数	燃料の取出方法 主要な工事等	解列日～併列日	停止日数	燃料の取出方法 主要な工事等
第1回	H9.11.20 ～ H10.1.19	61	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 燃料取替工事	H10.5.27 ～ H10.7.20	55	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 燃料取替工事
第2回	H11.3.13 ～ H11.4.25	44	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 燃料取替工事	H11.9.18 ～ H11.11.1	45	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 燃料取替工事
第3回	H12.6.12 ～ H12.8.3	53	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 主蒸気逃がし安全弁取替工事 燃料取替工事	H12.12.24 ～ H13.2.11	50	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 主蒸気逃がし安全弁取替工事 燃料取替工事
第4回	H13.9.28 ～ H13.12.2	66	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 水没弁点検 燃料取替工事	H14.4.9 ～ H14.7.28	111	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 水没弁点検 燃料取替工事
第5回	H15.1.27 ～ H15.5.9	103	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 蒸気タービン車室修理工事 燃料取替工事	H15.9.23 ～ H16.1.19	119	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事
第6回	H16.7.10 ～ H16.10.15	98	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事	H17.3.1 ～ H17.6.23	115	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事
第7回	H17.12.10 ～ H18.4.13	125	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 ECCSストレナ交換工事 燃料取替工事	H18.8.23 ～ H18.12.5	105	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検
第8回	H19.5.24 ～ H21.8.31	831	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事 地震後点検 耐震強化工事	H19.11.15 ～ H21.5.20	553	全数取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 炉内点検 燃料取替工事 地震後点検 耐震強化工事
第9回	H22.10.31 ～ H23.1.26	88	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 主発電機修理工事 原子炉冷却材浄化系配管取替工事 燃料取替工事	H22.4.18 ～ H22.6.28	72	部分取出 出力領域計装修理工事 制御棒駆動機構取替工事 500kV電力ケーブル取替工事 燃料取替工事
第8回(新潟県中越沖地震発災後の点検作業等を含む期間)を除く 停止日数の平均		80	-		84	-

第 1.1.2. b-1 表 既往の停止時 PRA における起因事象との比較

起因事象	NUREG/CR-6143 (Grand Gulf)	JNES 検討*1	本評価
RHR機能喪失(フロントライン故障)	○	○	○
原子炉補機冷却系故障 (RHR機能喪失 サポート系故障)	○	○	○
代替除熱設備機能喪失	○	-	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断 LOCA	○	○	- *2
RHR 運転中の LOCA	○	○	- *3
RHR 切替え時の LOCA	○	○	- *3
CRD 点検 (交換) 時冷却材流出	-	-	○
LPRM 点検 (交換) 時冷却材流出	-	-	○
RIP 点検時冷却材流出	-	-	○
CUW ブロー時冷却材流出	-	-	○

*1 平成 21 年度 PSA 手法の標準化に係る整備 =停止時内の事象レベル 1PSA/地震 PSA=(別冊 1) 停止時内の事象レベル 1 PSA 実施手順書 平成 23 年 1 月 独立行政法人 原子炉安全基盤機構

*2 “第 1.1.2. b-2 表 起因事象から除外する事象” に記載する理由により選定から除外

*3 ABWR プラントでは有効燃料長頂部の高さ (T. M. S. L. 約 14.0m) より RHR の吸い込み配管の高さ (T. M. S. L. 約 15.7m) が高い位置にあることから冷却材流出による燃料損傷に至らないため、起因事象としては抽出しない。

第 1. 1. 2. b-2 表 起因事象から除外する事象

起因事象から除外する事象	除外理由
ISLOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・ 停止時 PRA の評価対象期間においては、長期間にわたり RPV が開放されているか、開放されていない期間においても、RPV が高圧に保持される期間は検査時のための数時間である。このため、隔離機能が喪失し、かつ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確率は非常に小さい。
配管破断事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPV 内の冷却材の圧力は低く、出力運転時の圧力で設計されている配管の破損確率は十分に小さい。 ・ 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、減肉等による破損も考えにくい。 ・ 通常は隔離弁操作による事象収束が期待できる。
燃料集合体の落下	<ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料取替機は燃料取替え作業中の燃料集合体落下防止対策がとられているため（フェイル・セーフ設計等）、燃料集合体の落下事故の発生確率が非常に小さく、さらにその発生を仮定した場合でも影響が限定される。 ・ 設置変更許可申請書添付十の事故解析において、破損した燃料からの放射性物質の放出量は僅かであり、外部への影響は小さいことが評価されている。
反応度投入事象 (制御棒の誤引き抜き、制御棒取付け忘れ、燃料誤挿入等)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 制御棒又は燃料の取替え作業においては、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はない。 ・ 仮に反応度事故が起こり臨界に至った場合でも、燃料の著しい破損又は大規模な燃料損傷に至ることは考え難い。 ・ これらを踏まえると、その影響は局所的であり、限定される。
交流電源母線故障事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ 除熱を実施している系統の非常用電源母線系統が故障する事象 ・ 電源点検時に事前に仮設電源等により受電出来る体制がとられていること、また余裕時間が長く、作業員や仮設ケーブルの確保が十分可能であることから、速やかに復旧できることが考えられ、従属性の影響は局所的であり、限定される。

第 1.1.2.b-3 表 起回事象の発生頻度

起回事象		発生頻度	EF
崩壊熱除去機能喪失	RHR 機能喪失 (フロントライン)	5.6×10^{-5} (／日)	3
	代替除熱機能喪失 (フロントライン)		
	補機冷却系機能喪失	7.1×10^{-6} (／日)	3
外部電源喪失			
一次冷却材バウンダリ機能喪失	CRD 点検 (交換)		
		POS-B2 :	
	LPRM 点検 (交換)		
		POS-B2 :	
	再循環ポンプ点検		
		POS-B2 :	
	CUW ブロー		
		POS-C1 :	

第 1.1.2.b-4 表 CUW ブロー時冷却材流出発生頻度

	中央値	平均値	EF	備考
① 運転員の弁閉操作忘れ				
② 管理者の弁操作チェック失敗				
—				

第 1. 1. 2. c-1 表 燃料損傷の判定条件

No.	燃料状態※	原子炉水位	プールゲート	評価対象とする燃料	炉心損傷の判定条件	本 PRA で評価する POS
1	全燃料装荷	原子炉通常水位	—	炉心燃料	炉心燃料の有効燃料長頂部 (TAF) が露出する	POS-S,A,C1,C2,D
2			閉			—
3		原子炉ウェル満水	開	炉心燃料 + 使用済燃料		POS-B1
4	閉					POS-B3
5	全燃料取出		開			POS-B2,B4

※POS-B1 は全燃料装荷状態から全燃料取出までの期間，POS-B4 は全燃料取出し状態から全燃料装荷までの期間を含むが，POS-B1 を「全燃料装荷」，POS-B4 を「全燃料取出し」とする。

第 1.1.2.c-2 表 停止時 PRA における各安全機能の成功基準(ポンプの必要台数)

POS 区分	崩壊熱除去機能喪失時 ^{※1} , 外部電源喪失時 ^{※1}		一次冷却材バウンダリ機能喪失時 ^{※2}
	除熱機能	注水機能	
S	・ 2/3 RHR	・ 1/2 HPCF ・ 1/3 LPFL ・ 1/3 MUWC	
A	・ 1/3 RHR	・ 1/2 HPCF ・ 1/3 LPFL ・ 1/3 MUWC	
B1	・ 1/2 RHR	・ 1/1 HPCF ・ 1/2 LPFL ・ 1/2 MUWC	・ 1/2 FP
B2	・ 1/2 RHR	・ 1/2 LPFL ・ 1/2 MUWC	・ 1/2 FP ・ 1/2 FP
B3	・ 1/1 RHR	・ 1/1 MUWC ・ 1/1 LPFL ・ 1/3 MUWC	・ 1/2 FP
B4	・ 1/1 RHR	・ 1/1 HPCF ・ 1/1 LPFL ・ 1/3 MUWC	・ 1/2 FP
C1	・ 1/1 RHR ・ 1/1 CUW	・ 1/1 HPCF ・ 1/1 LPFL ・ 1/3 MUWC	・ 1/1 HPCF ・ 1/1 LPFL ・ 1/3 MUWC
C2	・ 1/3 RHR ・ 1/2 CUW	・ 1/2 HPCF ・ 1/3 LPFL ・ 1/3 MUWC	
D	・ 1/3 RHR ・ 1/2 CUW	・ 1/2 HPCF ・ 1/3 LPFL ・ 1/3 MUWC	

注) 1/2 はポンプ 2 台の内の 1 台を意味する

※1: 起因事象と関連する設備は使用できないため, 成功基準が変わる場合がある。例えば, サポート系 B 系機能喪失の起因事象が発生した場合, サポート系 B 系に関連する RHR-B, LPFL-B, HPCF-B は使用できないため, 1/3RHR → 1/2RHR, 1/3LPFL → 1/2LPFL, 1/2HPCF → 1/1HPCF のように成功基準が変わる。

※2: POS-B2 は CRD 点検, LPRM 点検及び RIP 点検時, POS-C1 は CUW ブロー時の冷却材流出を示す。

第 1. 1. 2. c-3 表 補機冷却系の除熱能力に対する成功基準

	SHC 運転中	SHC 運転中以外
RCW ポンプ	2/2 台	1/2 台
RCW 熱交換器	2/2 台	1/2 台
RSW ポンプ	2/2 台	1/2 台

第1. 1. 2. c-4表 短期余裕時間及び長期余裕時間

POS	短期余裕時間 (h)	長期余裕時間 (h)
S		
A		
B1		
B2		
B3		
B4		
C1		
C2		
D		

*現場操作を伴う SFP プールへの注水作業における時間余裕は現場環境の悪化を考慮して、40 時間とする。

第1.1.2.d-1表 事故シーケンスの最終状態

運転停止中事故シーケンスグループ	分類の考え方	最終状態分類の有無
崩壊熱除去機能喪失	機械的な故障又は電源や取水設備等のサポート系故障により、崩壊熱除去機能を喪失し、原子炉・燃料プールの注水にも失敗することで燃料損傷に至る事故シーケンスグループ	有
全交流動力電源喪失事象	全交流動力電源を喪失し、崩壊熱除去機能を喪失すると、原子炉・燃料プールの注水にも失敗することで燃料損傷に至る事故シーケンスグループ	有
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出し、燃料損傷に至る事故シーケンスグループ	有
反応度誤投入事象	制御棒の誤引き抜き等によって、反応度が投入され、未臨界維持が出来なくなり燃料損傷に至る事故シーケンスグループ（ただし、本PRAでは起因事象で示すとおり選定除外）	無
上記4項目以外の事故シーケンスグループ	上記4項目に含まれない事故シーケンスグループ	無

第 1. 1. 2. e-1 表 各系統間の従属性

		注水機能									除熱機能						非常用電源			非常用サポート系				
		HPCF		LPFL			MUWC				FP	RHR			CUW		FPC		G-A	G-B	G-C	CW-A	CW-B	CW-C
		HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	MUWC-A	MUWC-B	MUWC-C	RHR-A		RHR-B	RHR-C	CW-A	CW-B	PC-A	PC-B							
機能喪失系統(サポート系)	非常用サポート系																							
	換気空調系																							
	交流電源																							
	直流電源																							

第 1. 1. 2. e-2 表 代表的なシステム信頼性(フォールトツリー)の非信頼度(平均値)

システム	非信頼度	備考
高圧注水系		HPCF-B非信頼度
		HPCF-C非信頼度
低圧注水系		LPFL-A非信頼度
		LPFL-B非信頼度
		LPFL-C非信頼度
復水補給水系		MUWC非信頼度
崩壊熱除去機系		RHR-A非信頼度
		RHR-B非信頼度
		RHR-C非信頼度
原子炉冷却材浄化系		CUW非信頼度 ^{※1}
消火系		FP非信頼度 ^{※2}
非常用電源系		D/G-A非信頼度
		D/G-B非信頼度
		D/G-C非信頼度

※1:CUWはPOS-C/Dで期待している。

※2:FPはPOS-Bで期待している。

第 1.1.2.g-1 表 人的過誤の評価結果（例示：機器の現場操作）

内 容	過誤確率 (中央値)	過誤確率 (平均値)	EF (対数正規分布)
機器の現場操作			

第 1.1.2.g-2 表 人的過誤の評価結果（診断失敗確率）

POS	短期余裕時間(h)	平均値	EF
S			
A			
B-1			
B-2			
B-3			
B-4			
C-1			
C-2			
D			

第 1. 1. 2. h-1 表 POS 別・起因事象別の燃料損傷頻度

()内は評価日

事象区分	S:1日間 (1)	A:4日間 (2)	B1:12日間 (6)	B2:11日間 (18)	B3:12日間 (29)	B4:13日間 (41)	C1:5日間 (54)	C2:10日間 (59)	D:12日間 (69)	全体:80日間	起因事象毎 の寄与割合
RHRフロント	1.1E-12	1.9E-12	7.9E-17	2.9E-13	1.5E-12	6.9E-16	1.0E-10		1.7E-12	1.1E-10	1%
区分毎の寄与割合	2%	3%	0%	3%	36%	0%	1%		18%		
代替除熱フロント								1.6E-12		1.6E-12	0%
区分毎の寄与割合								19%			
除熱系サポート(補機)	1.7E-13	3.6E-13	1.6E-15	3.6E-14	2.1E-13	3.4E-14	1.1E-08	4.3E-13	2.3E-13	1.1E-08	97%
区分毎の寄与割合	0%	1%	0%	0%	5%	3%	98%	5%	2%		
外部電源喪失	4.8E-11	5.9E-11	8.8E-13	7.1E-13	2.5E-12	1.0E-12	8.0E-11	6.4E-12	7.5E-12	2.1E-10	2%
区分毎の寄与割合	98%	96%	100%	8%	59%	97%	1%	76%	79%		
RIP点検				8.3E-12						8.3E-12	0%
区分毎の寄与割合				89%							
CUWブロー							3.8E-11			3.8E-11	0%
区分毎の寄与割合							0%				
CRD点検				4.3E-15						4.3E-15	0%
区分毎の寄与割合				0%							
LPRM点検				2.7E-14						2.7E-14	0%
区分毎の寄与割合				0%							
合計	5.0E-11	6.2E-11	8.8E-13	9.4E-12	4.2E-12	1.1E-12	1.1E-08	8.4E-12	9.4E-12	1.1E-08	100%
区分毎の寄与割合	0%	1%	0%	0%	0%	0%	99%	0%	0%	100%	

第1. 1. 2. h-2表 事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度

事故シーケンスグループ	主要シーケンス概要	燃料損傷頻度 (/定期検査)	全体の寄与割合
崩壊熱除去機能喪失	RHR機能喪失(フロントライン)+注水系失敗 補機冷却系喪失+注水系失敗 外部電源喪失+電源確保成功+注水系失敗 代替除熱設備機能喪失+注水系失敗	1.1×10^{-8}	98%
全交流動力電源喪失	外部電源喪失+電源確保失敗	1.4×10^{-10}	1%
原子炉冷却材の流出	RIP点検時誤り+注水系失敗 CUWブロー時誤り+注水系失敗 LPRM点検(交換)時誤り+注水系失敗 CRD点検(交換)時誤り+注水系失敗	4.6×10^{-11}	0%
合計		1.1×10^{-8}	100%

(四捨五入の関係で合計が合わない場合がある)

第1.1.2.h-3表 主要なミニマルカットセット

順位	POS	起 因 事 象	事 故 シ ー ケ ン ス ※	カ ッ ト セ ッ ト	燃 料 損 傷 頻 度 [/ 日]
1	C1	補機冷却系機能喪失	No. 12	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉失敗 + 注水系復旧失敗	1.1×10^{-9}
2	C1	一次冷却材バウンダリ機能喪失 (CUW ブロー)	No. 9	運転員による水位低下認知失敗	3.8×10^{-11}
3	S	外部電源喪失	No. 358	D/G 運転継続失敗 CCF + 外部電源 (短期) 復旧失敗 + 外部電源 (長期) 復旧失敗 + D/G (C) 復旧失敗	1.8×10^{-11}

第 1. 1. 2. h-4 表 全燃料損傷頻度における FV 重要度の評価結果

順位	基 事 象	基 事 象 の 機 能 ・ 操 作 成 功 に 期 待 す る POS	FV 重 要 度
1	注水系復旧失敗	全POS	9.8E-01
2	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉失敗	B2以外のPOS	4.9E-01
3	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁現場操作失敗	B2以外のPOS	4.5E-01
4	MUWC系 供給ライン逆止弁 逆止弁閉失敗	B2以外のPOS	2.9E-02
5	外部電源 (短期) 復旧失敗	全POS	1.5E-02
6	外部電源 (長期) 復旧失敗	全POS	1.4E-02
7	補機冷却系 (B) 計算機又は信号伝達系の故障	B1, B2以外のPOS	1.0E-02
8	非常用母線 (E) 高圧電源融通失敗	B4, C1以外のPOS	5.9E-03
9	D/G (C) 復旧失敗	B3, B4, C1以外のPOS	5.0E-03
10	水位低下認知失敗	C1	3.5E-03

第 1. 1. 2. h-5 表 全燃料損傷頻度における RAW の評価結果

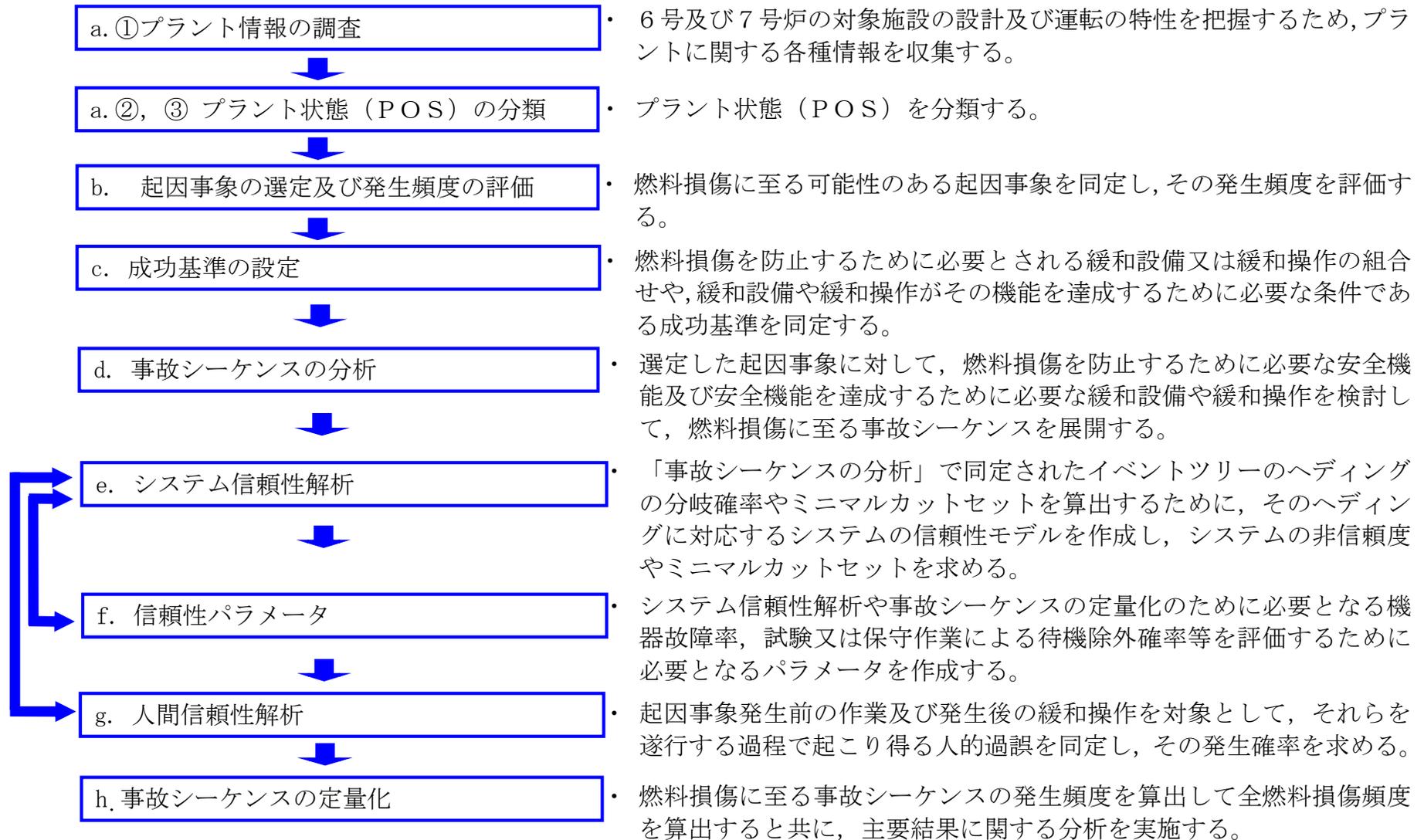
順位	基 事 象	基 事 象 の 機 能 ・ 操 作 成 功 に 期 待 す る POS	RAW
1	バッテリー給電失敗CCF	全POS	8.6E+04
2	水位低下認知失敗	C1	1.3E+04
3	66KV-使命時間中の外部電源喪失	全POS	9.8E+02
4	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁閉失敗	B2以外のPOS	9.4E+02
5	MUWC系 T/B 積算流量計バイパス弁 手動弁現場操作失敗	B2以外のPOS	9.4E+02
6	MUWCポンプ 電動ポンプ起動失敗CCF (常用-淡水)	B2以外のPOS	9.4E+02
7	MUWCポンプ 電動ポンプ運転継続失敗CCF (淡水)	B2以外のPOS	9.4E+02
8	MUWC系 供給ライン逆止弁 逆止弁閉失敗	B2以外のPOS	9.4E+02
9	MUWC系 復水移送ポンプ吐出逆止弁 逆止弁閉失敗CCF	B2以外のPOS	9.4E+02
10	CSP水位低誤信号	B2以外のPOS	9.4E+02

第 1.1.2.h-6 表 POS 別・起因事象別の燃料損傷頻度(感度解析)

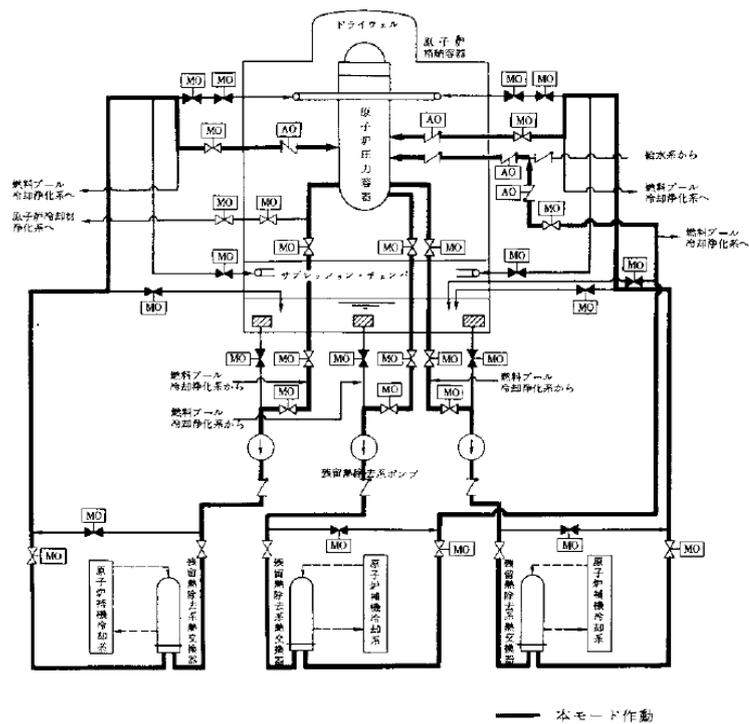
起因事象	()内は評価日										起因事象毎の寄与割合
	S:1日間 (1)	A:4日間 (2)	B1:12日間 (6)	B2:11日間 (18)	B3:12日間 (29)	B4:13日間 (41)	C1:5日間 (54)	C2:10日間 (59)	D:12日間 (69)	全体:80日間	
RHRフロント	1.4E-12	2.7E-12	4.9E-11	1.5E-06	2.5E-06	4.2E-09	4.5E-10		7.6E-12	4.0E-06	31%
区分毎の寄与割合	0%	0%	0%	84%	41%	0%	0%		0%		
代替除熱フロント								6.4E-12		6.4E-12	0%
区分毎の寄与割合								0%			
除熱系サポート(補機)	2.4E-13	5.6E-13	1.5E-09	1.8E-07	3.2E-07	2.3E-07	3.7E-08	2.0E-12	1.2E-12	7.7E-07	6%
区分毎の寄与割合	0%	0%	2%	10%	5%	6%	3%	0%	0%		
外部電源喪失	1.6E-09	6.3E-09	8.6E-08	9.1E-08	3.3E-06	3.5E-06	1.4E-06	1.6E-08	1.9E-08	8.4E-06	64%
区分毎の寄与割合	100%	100%	98%	5%	54%	94%	97%	100%	100%		
RIP点検				1.4E-08						1.4E-08	0%
区分毎の寄与割合				1%							
CUWブロー							3.8E-11			3.8E-11	0%
区分毎の寄与割合							0%				
CRD点検				7.2E-12						7.2E-12	0%
区分毎の寄与割合				0%							
LPRM点検				4.6E-11						4.6E-11	0%
区分毎の寄与割合				0%							
合計	1.6E-09	6.3E-09	8.8E-08	1.8E-06	6.1E-06	3.8E-06	1.4E-06	1.6E-08	1.9E-08	1.3E-05	100%
区分毎の寄与割合	0%	0%	1%	14%	46%	29%	11%	0%	0%	100%	

第 1.1.2.h-7 表 POS 別・起因事象別の燃料損傷頻度(感度解析)

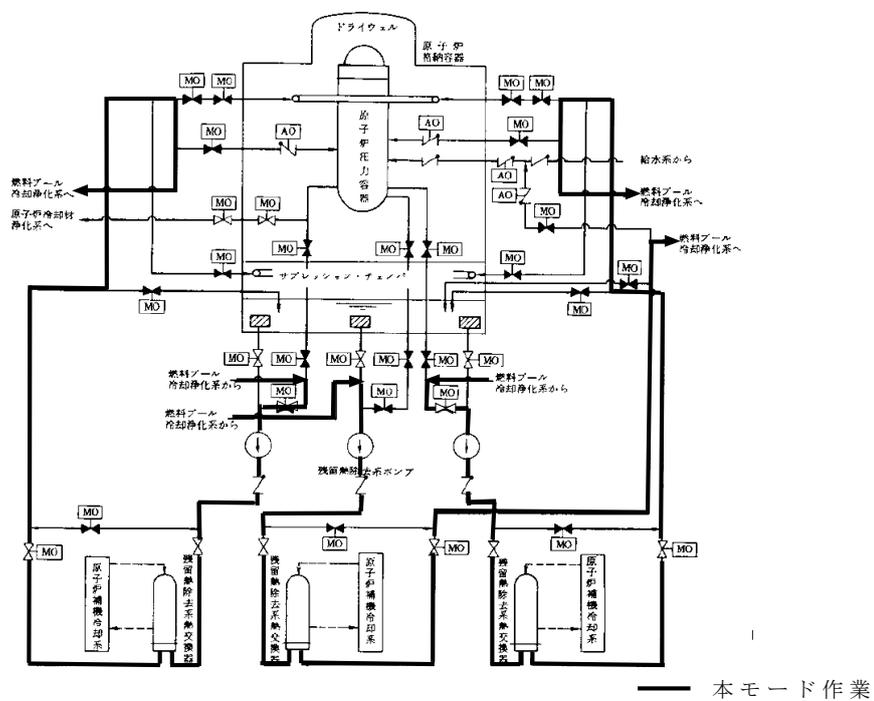
事故シーケンスグループ	主要シーケンス概要	燃料損傷頻度(1定期検査)	全体の寄与割合
崩壊熱除去機能喪失	RHR機能喪失(フロントライン) + 注水系失敗 補機冷却系喪失 + 注水系失敗 外部電源喪失 + 電源確保成功 + 注水系失敗 代替除熱設備機能喪失 + 注水系失敗	4.8×10^{-6}	37%
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 + 電源確保失敗	8.3×10^{-6}	63%
原子炉冷却材の流出	RIP点検時誤り + 注水系失敗 CUWブロー時誤り + 注水系失敗 LPRM点検(交換)時誤り + 注水系失敗 CRD点検(交換)時誤り + 注水系失敗	1.4×10^{-8}	0%
合計		1.3×10^{-5}	100%



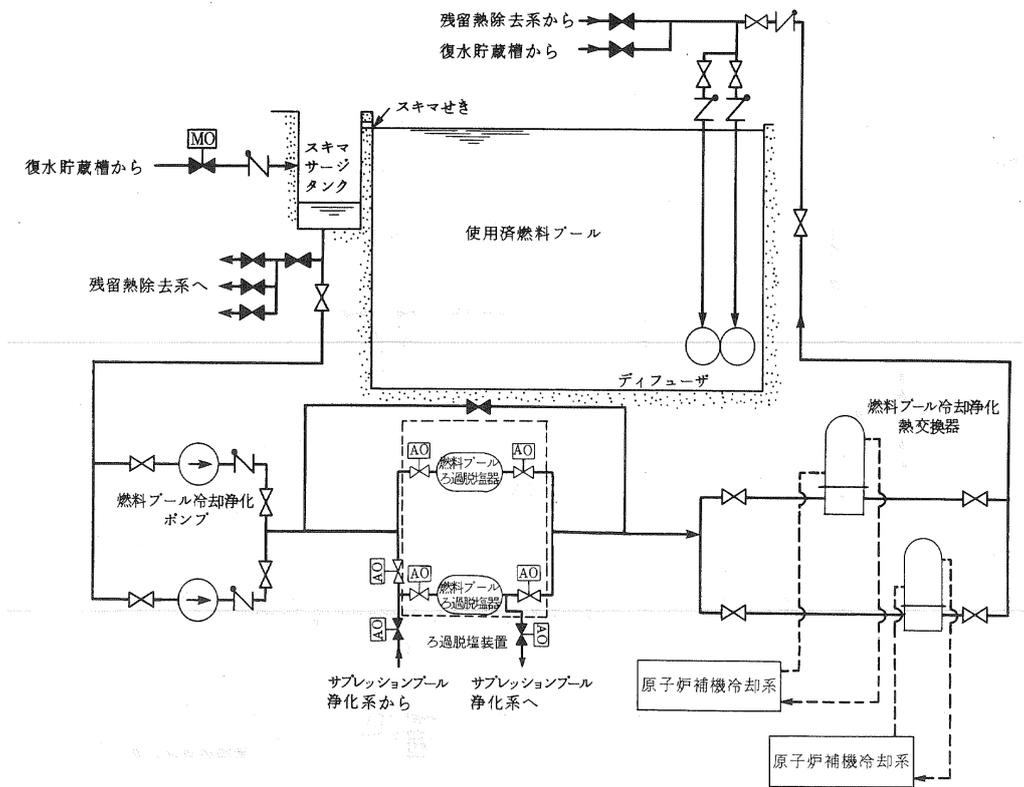
第 1.1.2-1 図 内部事象停止時 PRA の評価フロー



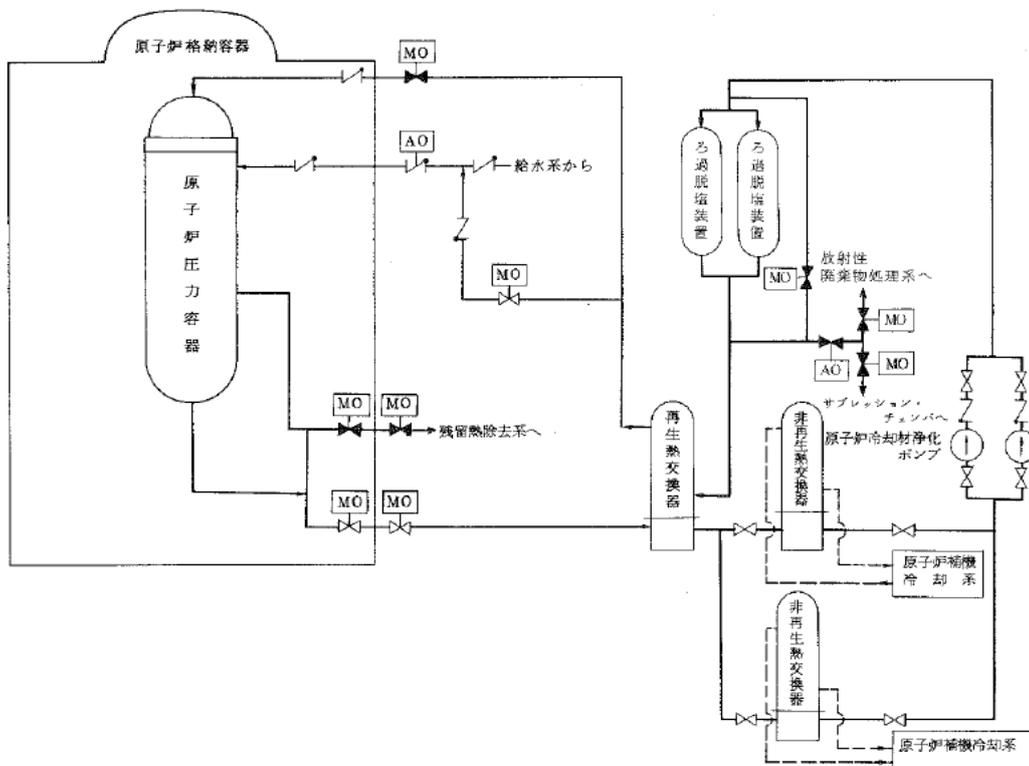
第1.1.2. a-1図 残留熱除去系停止時冷却 (SHC) モードの概要図



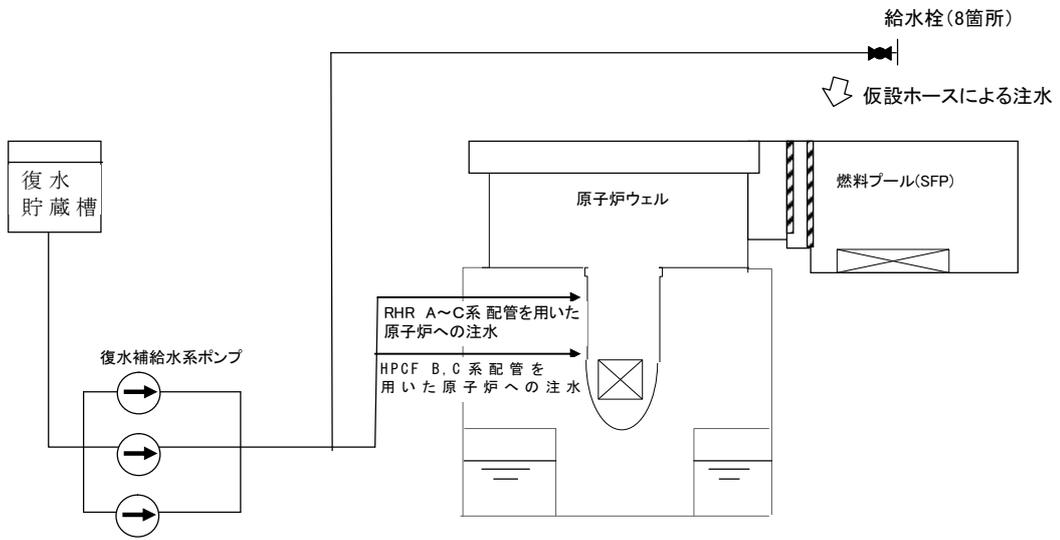
第1.1.2. a-2図 残留熱除去系燃料プール冷却モードの概要図



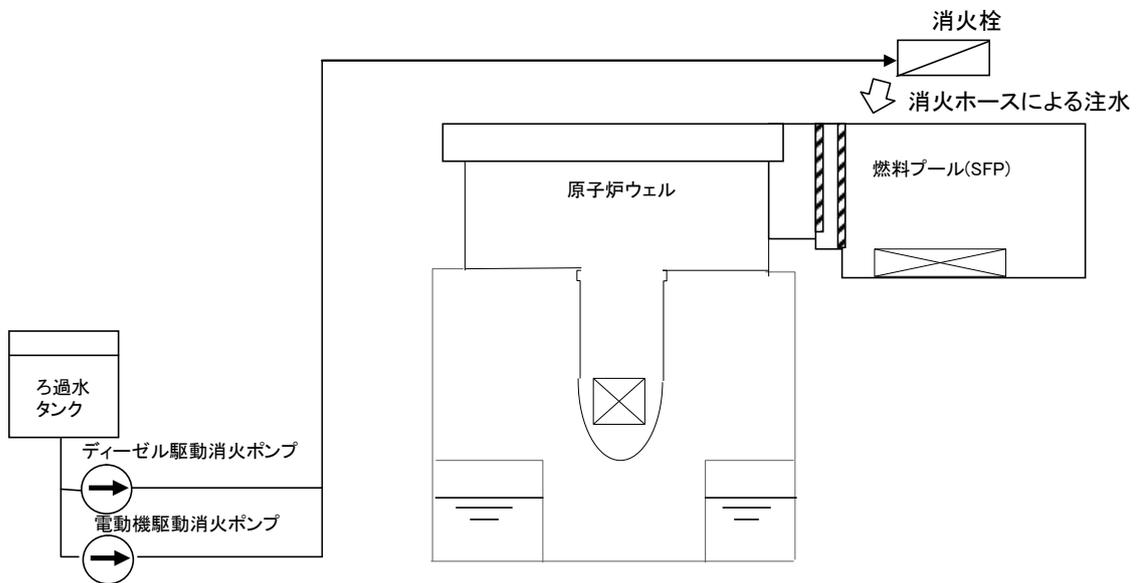
第1.1.2. a-3図 燃料プール冷却浄化系 (FPC) の概要図



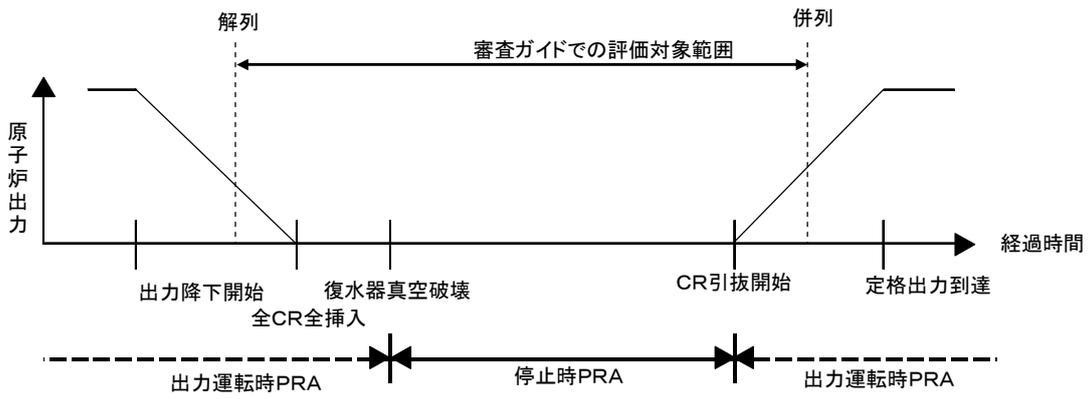
第1.1.2. a-4図 原子炉冷却材浄化系 (CUW) の概要図



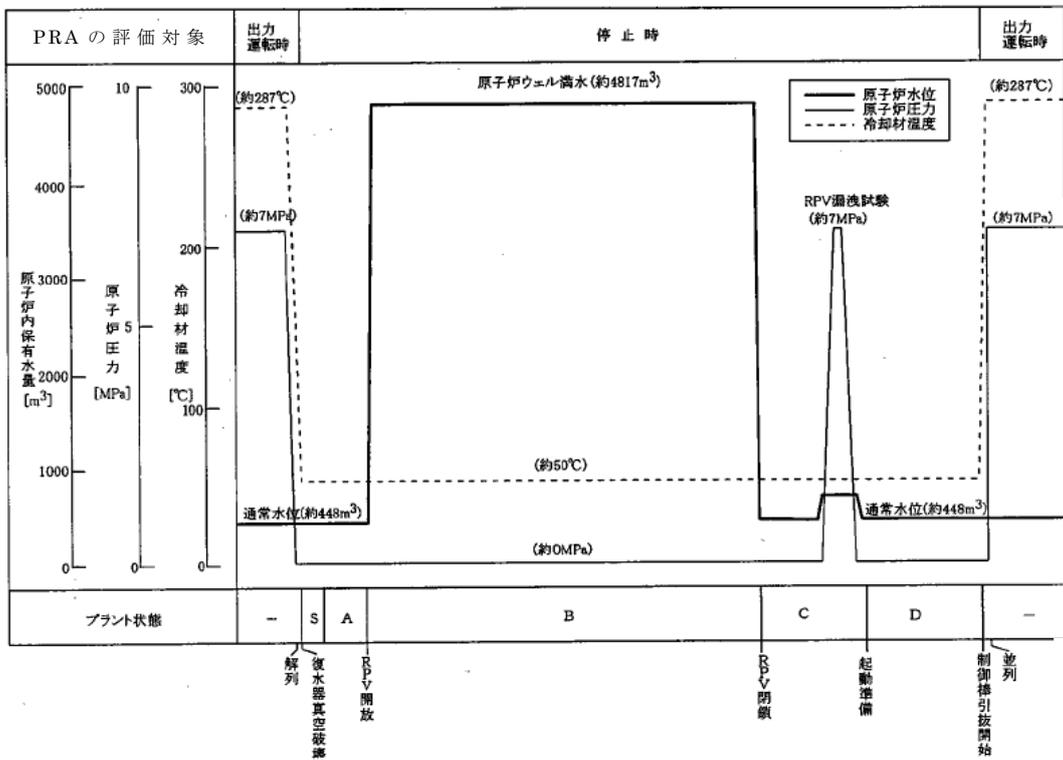
第 1. 1. 2. a-5 図 復水補給水系 (MUWC) の概要図



第 1. 1. 2. a-6 図 消火系 (FP) の概要図



(a)



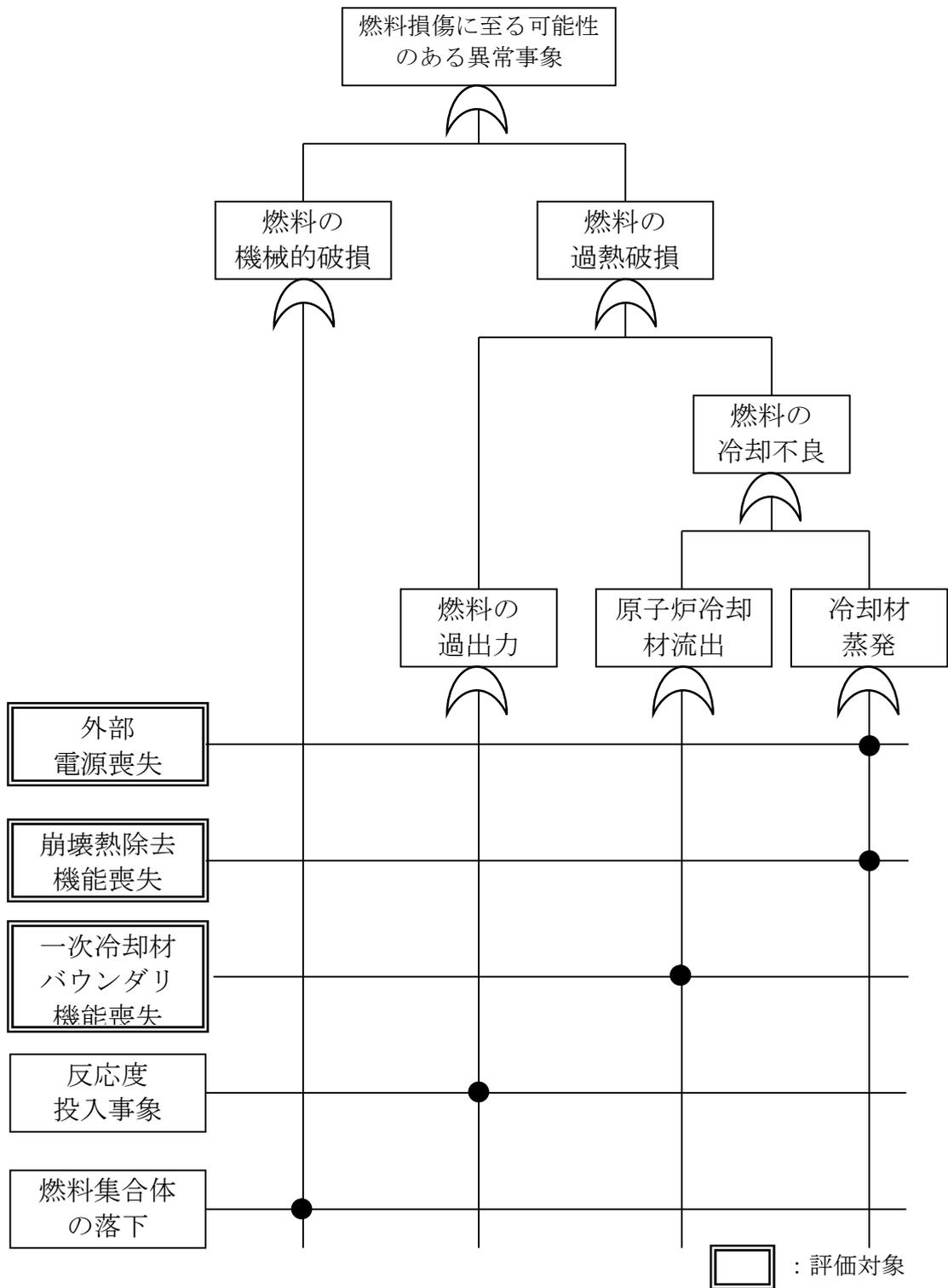
(b)

第1.1.2. a-7図 停止時PRAの評価対象期間の設定

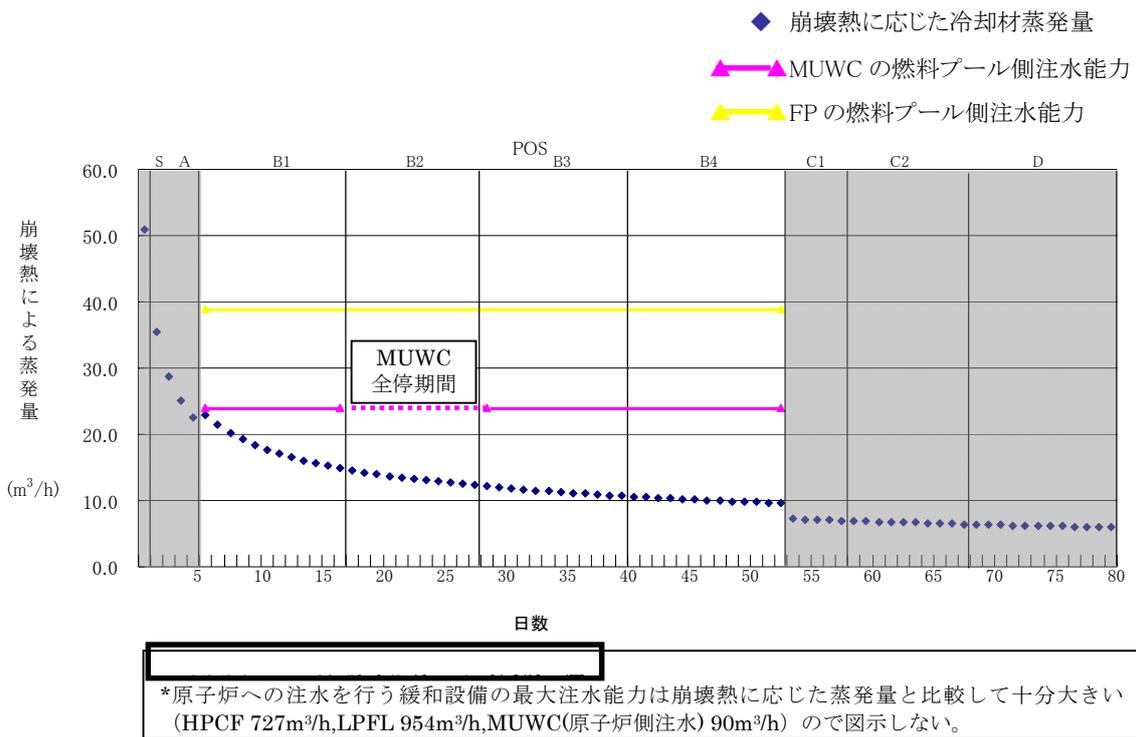
プラントの状態 (POS : ()内は日数)	原子炉冷温 停止への移 行状態	PCV/RPV開放及 び原子炉ウェル満水 への移行状態	原子炉ウェル満水状態				PCV/RPV閉鎖及び 起動準備への移行状態		起動準備状態
	S(1)	A(4)	B1(12)	B2(11)	B3(12)	B4(13)	C1(5)	C2(10)	D(12)
崩壊熱の大きさ	高		中				低		
PRA上考慮が必要なイ ベント			全燃料取出	CRD, LPRM, RIP点 検 MUWC全台停止	炉内点検 CUW全台停止 RHR切替え	全燃料装荷	CUWブロー	RHR切替え	RHR切替え
取水路 D/G 非常用交流電源母線	—		B系		A系 及び C系			—	
原子炉水位	通常水位		ウェル満水				通常水位		
プールゲート	—		開放		閉鎖	開放	—		
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール		燃料プール	原子炉+燃料 プール	原子炉		
崩壊 熱除 去	RHR-A								
	RHR-B								
	RHR-C								
	CUW-A								
	CUW-B								
	FPC2台								
補給 水注 水	HPCF-B								
	HPCF-C								
	MUWC-A								
	MUWC-B								
	MUWC-C								
	FP								

崩壊熱除去に用いている設備
 機能を期待出来る設備

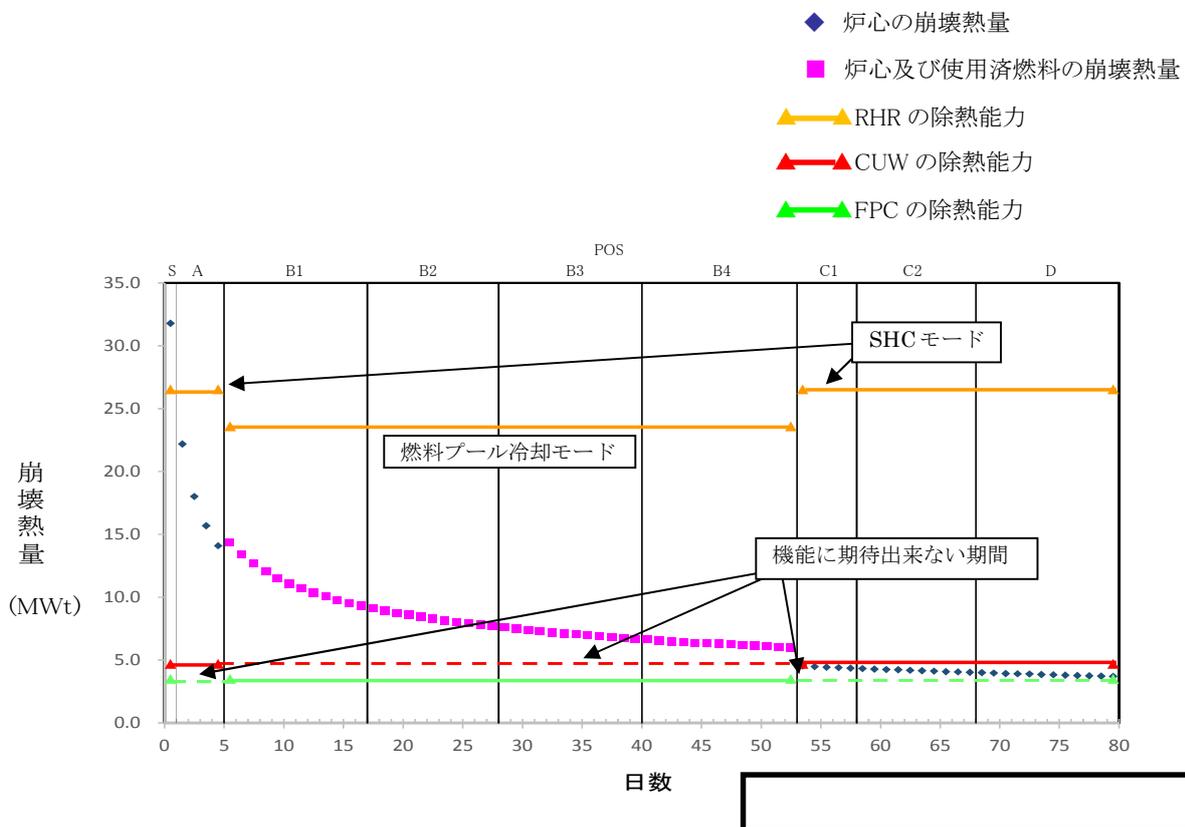
第 1.1.2. a-8 図 停止時 PRA における POS の分類及び定期検査工程



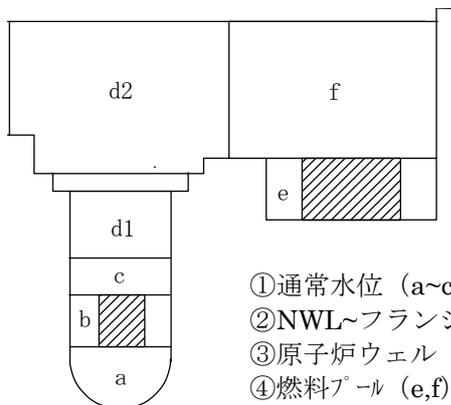
第 1. 1. 2. b-1 図 燃料損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイアグラム



第 1. 1. 2. c-1 図 崩壊熱に応じた冷却材蒸発量の変化と燃料プール側の注水能力



第 1. 1. 2. c-2 図 崩壊熱量の変化と緩和設備の除熱能力



- ①通常水位 (a~c)
- ②NWL~フランジ部 (d1)
- ③原子炉ウエル (d2)
- ④燃料プール (e,f)

エリア		KK 6号及び7号機 保有水量(m ³)
a	ダウンカマ	162
b	燃料有効部	113
c	NMLまで	173
d1	RPVフランジまで	144
d2	ウエルプール	1128
e	燃料プール下部	116
f	燃料プール上部	1571

第 1. 1. 2. c-3 図 保有水のエリア分割図と保有水量

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 グループ
		燃料損傷なし
		(a)

(a) 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を起因事象とするイベントツリー

【仮定条件】

短期余裕時間内に事象診断に成功した場合は燃料損傷までの余裕時間が長いため、機能喪失した設備の復旧に期待する。

【イベントツリーの説明】

起因事象となる運転中の崩壊熱除去機能を有する設備の故障発生後、崩壊熱による冷却材温度の上昇を防ぐために待機している除熱機能を有する緩和設備の作動、又は冷却材の蒸発による水位低下を防ぐために注水機能を有する緩和設備の作動を行う。当該設備の作動にすべて失敗し、かつ長期余裕時間の中での注水系復旧（機能喪失した設備の内いずれかの設備の復旧による注水機能の回復）にも失敗した場合に燃料集合体の露出に至る。期待出来る緩和設備は POS に応じて設定する。

崩壊熱除去機能喪失の起因事象として、次の3つがあり、いずれも上記のイベントツリーで評価している。

- ・ RHR 機能喪失（フロントライン機能喪失）
- ・ 代替除熱機能喪失（フロントライン機能喪失）
- ・ 補機冷却系機能喪失

外部電源喪失	直流電源	交流電源	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンスグループ
				燃料損傷なし
				(a)
				(b)
				(b)

(a) 崩壊熱除去機能喪失 (b) 全交流動力電源喪失

第1.1.2.d-2図 外部電源喪失を起因事象とするイベントツリー

【仮定条件】

燃料損傷までの余裕時間が長いため、機能喪失した設備の復旧に期待する。

【イベントツリーの説明】

外部電源が喪失した場合には非常用D/Gが自動起動する。非常用D/Gが正常に起動し交流電源が確保できた場合は、崩壊熱除去機能喪失のイベントツリーと同様に除熱機能又は注水機能の有無により、プラントの最終状態が決まる。非常用D/Gの起動や交流電源復旧操作に失敗した場合は全交流動力電源喪失となり、崩壊熱除去・炉心冷却が出来ず燃料損傷に至る。また、直流電源確保は交流電源確保に必要となるため、失敗すると全交流動力電源喪失となる。

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンス グループ
		燃料損傷なし
		(c)

(c) 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を起因事象とするイベントツリー

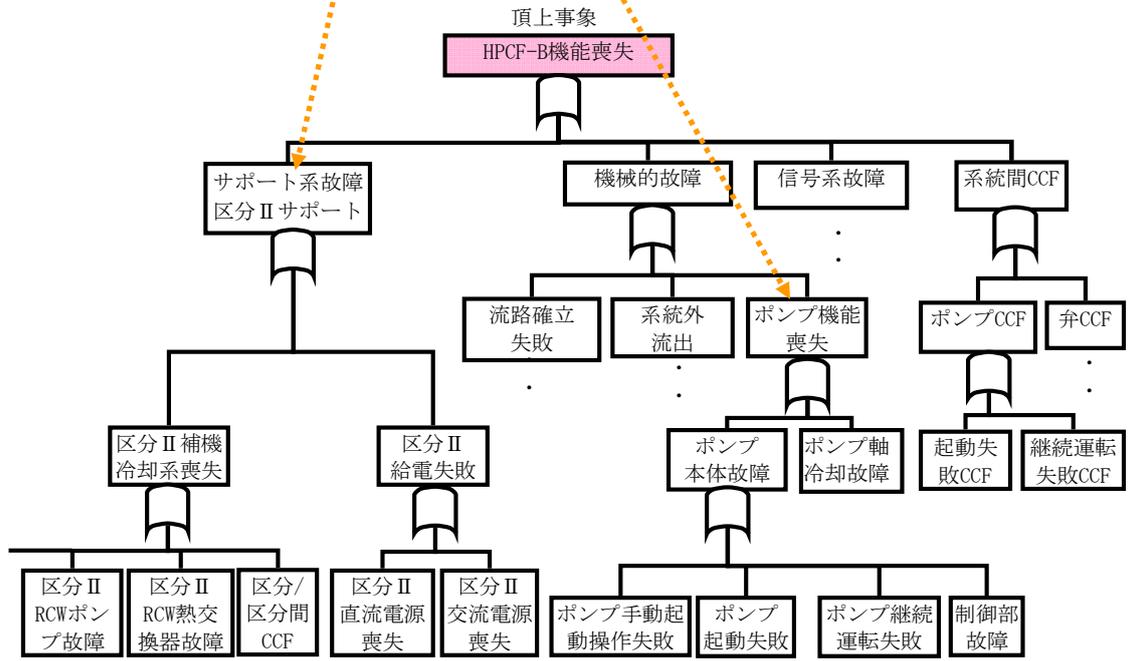
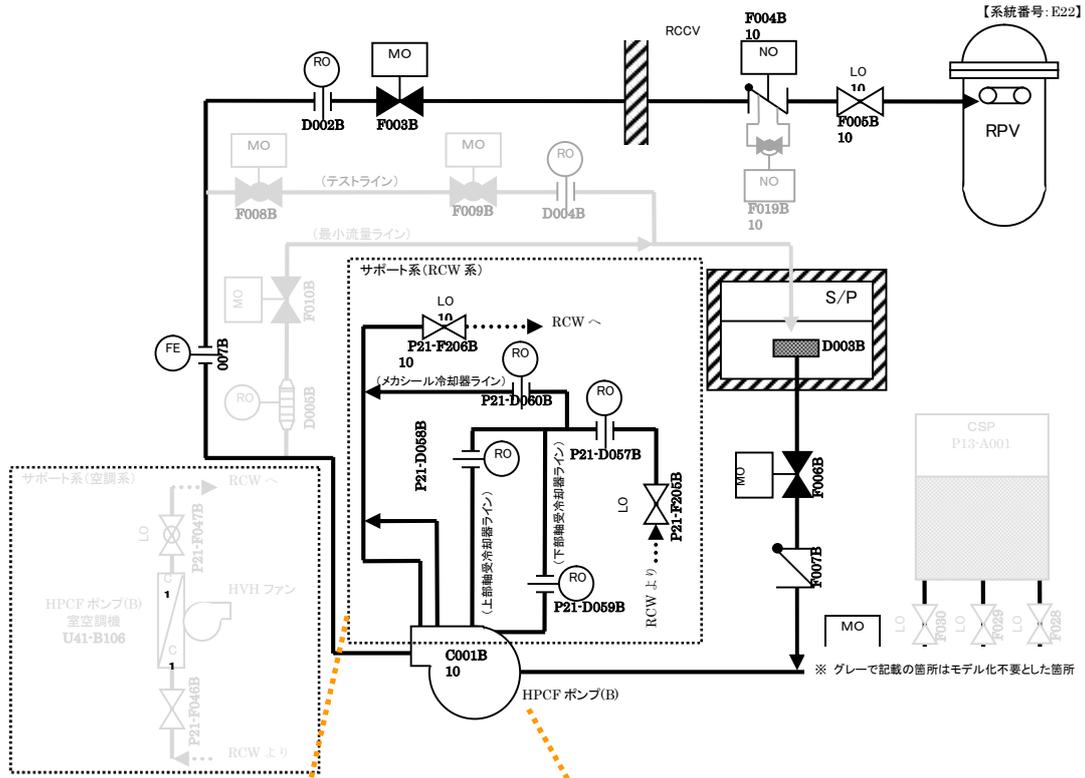
【仮定条件】

原子炉冷却材の流出が発生した場合、水位確保が最優先に実施されることから、除熱機能を持つ緩和設備に期待しない（RHR 燃料プール冷却モード等の系統は水位が確保されなければ除熱機能を喪失するため、緩和設備に期待しない）。

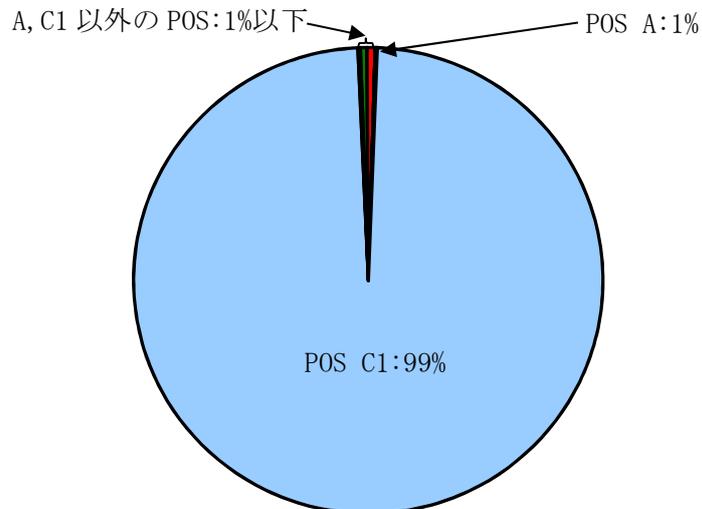
また、冷却材流出の状態によって流出量や認知までの時間等が変化し、余裕時間が不明瞭であるため、設備の復旧には期待しない。

【イベントツリーの説明】

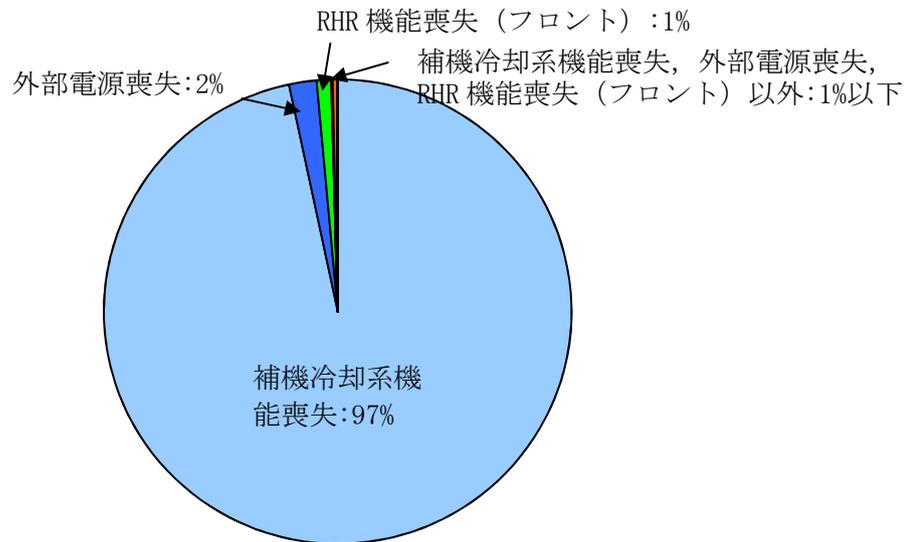
原子炉冷却材の流出が発生した場合、流出流量や蒸発量に相当する注水を実施し、燃料損傷を防止する。注水を実施し水位が確保できない場合は、原子炉冷却材の流出の事故シーケンスとなる。



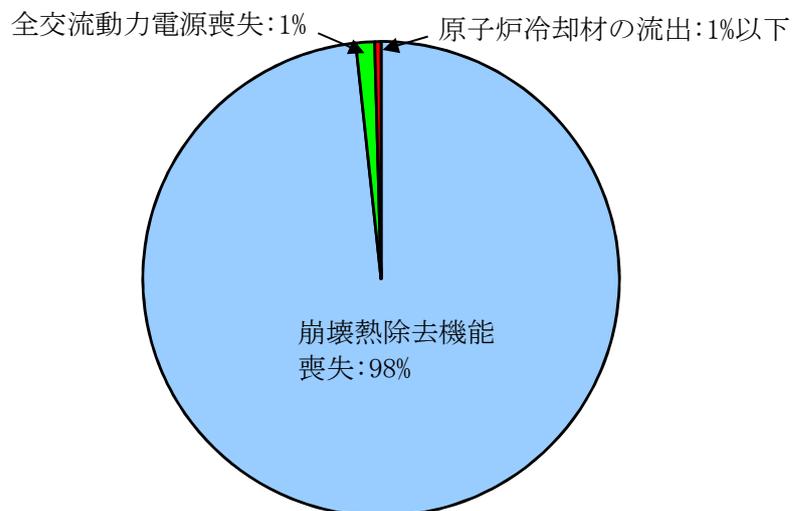
第 1. 1. 2. e-1 図 システム信頼性評価のイメージ(HPCF(B))を例示



第 1. 1. 2. h-1 図 POS 別の燃料損傷頻度の割合

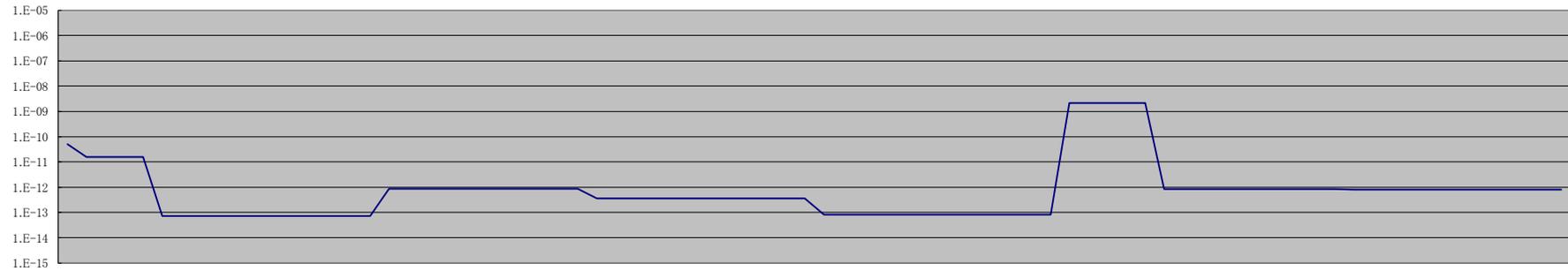


第 1. 1. 2. h-2 図 起因事象別の燃料損傷頻度の割合



第 1. 1. 2. h-3 図 事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度の割合

燃料損傷頻度の
1日当たりの

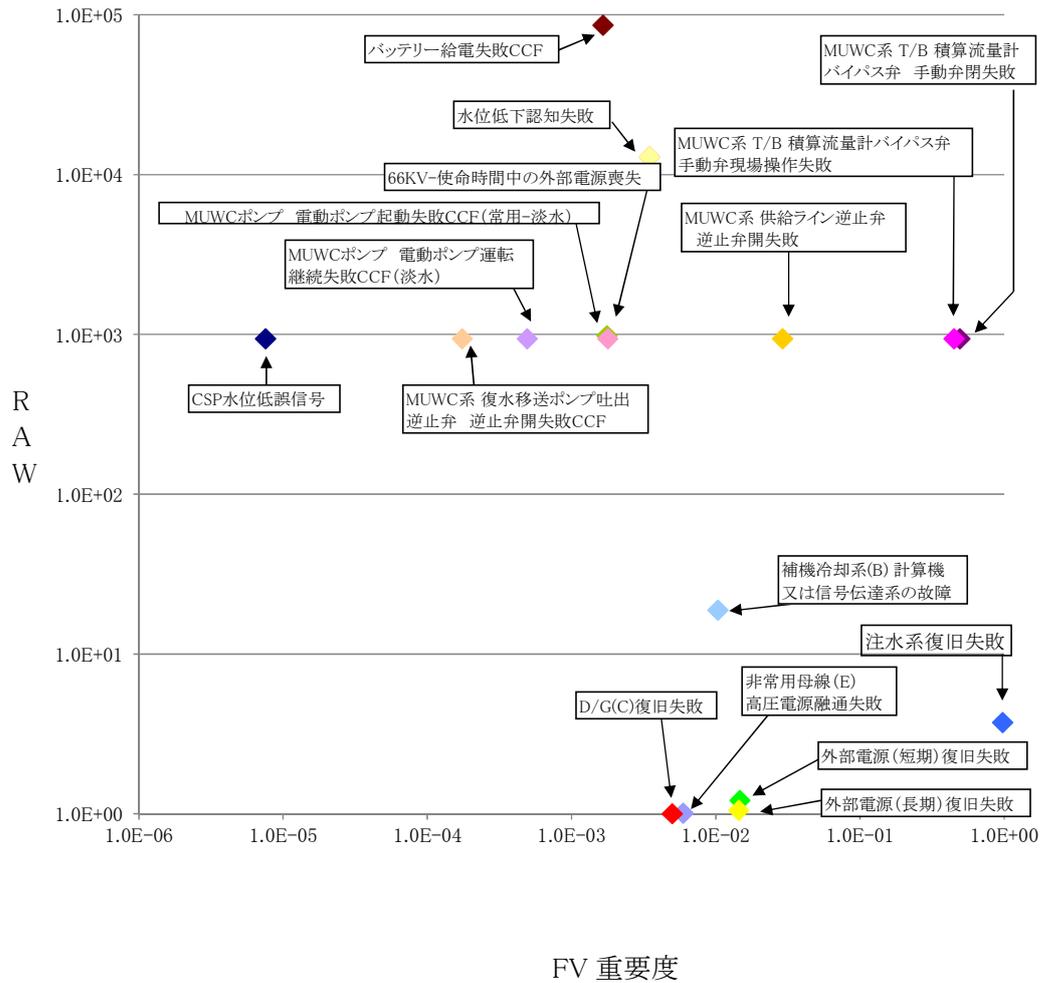


プラン小状態 POS	S (1)	A (4)	B1(12)												B2(11)												B3(12)												B4(13)												C1(5)					C2(10)										D(12)														
日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
崩壊熱の大きさ	高					中												低																																																														
PRA上考慮が必要ない イベント						全燃料取出												CRD, LPRM, RIP点検 MUWC全台停止												炉内点検 CUW全台停止 RHR切替え												全燃料装荷												CUWブロー					RHR切替え										RHR切替え											
取水路 D/G 非常用交流電源母線	-		B系												A系及びC系																																																																	
原子炉水位	通常水位					フェル満水																																				通常水位																																						
プールゲート	-		開放												閉鎖												開放																																																					
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール												燃料プール												原子炉+燃料プール																													原子炉																								
崩壊 熱除去	RHR-A																																																																															
	RHR-B																																																																															
	RHR-C																																																																															
	CUW-A																																																																															
補給 水	EP																																																																															
	MUWC-A																																																																															
	MUWC-B																																																																															
	MUWC-C																																																																															

■ 崩壊熱除去に用いている設備
■ 機能を期待出来る設備

1.1.2-71

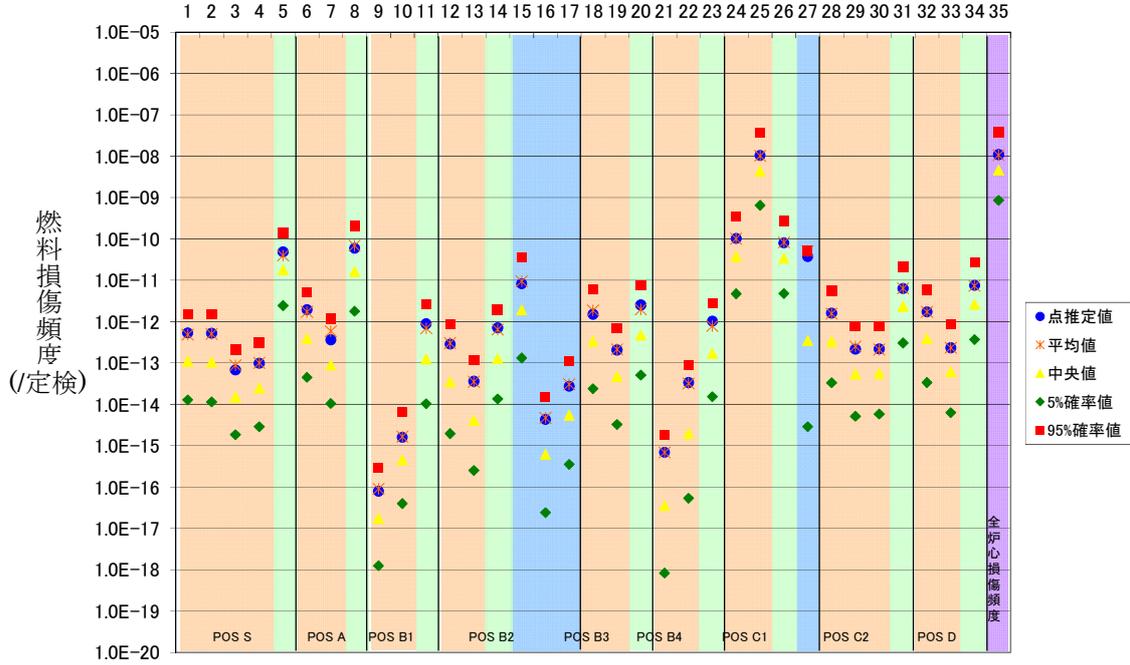
第 1.1.2. h-4 図 一日当たりの燃料損傷頻度の変化



第 1. 1. 2. h-5 図 重要度解析結果(各重要度上位の基事象と安全機能の主な基事象)

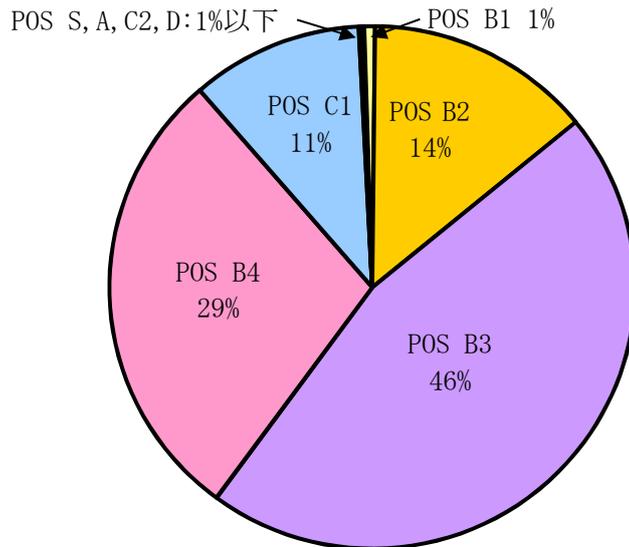
各 POS の起因事象別事故シーケンス

(各ナンバーに対応したシーケンスは表参照)



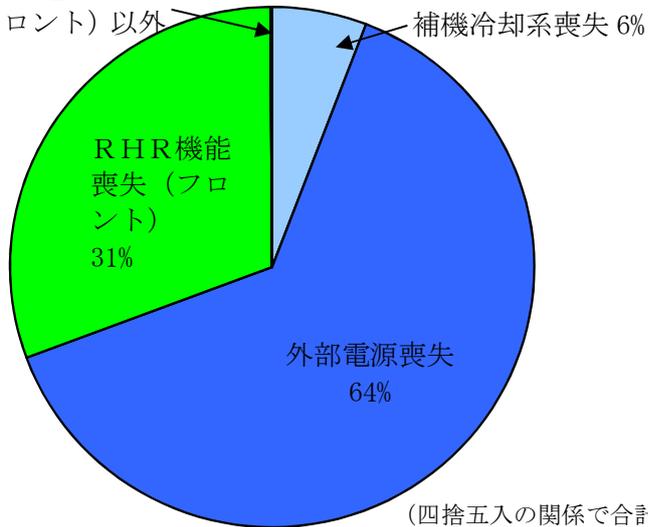
表の横軸	POS	起因事象
1	POS-S	崩壊熱除去機能喪失(フロントA系)
2		崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
3		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
4		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
5		外部電源喪失
6	POS-A	崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
7		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
8		外部電源喪失
9	POS-B1	崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
10		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
11		外部電源喪失
12	POS-B2	崩壊熱除去機能喪失(フロントC系)
13		崩壊熱除去機能喪失(サポートC系)
14		外部電源喪失
15		原子炉冷却材流出(RIP点検)
16		原子炉冷却材流出(CRD点検)
17		原子炉冷却材流出(LPRM点検)
18	POS-B3	崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
19		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
20		外部電源喪失
21	POS-B4	崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
22		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
23		外部電源喪失
24	POS-C1	崩壊熱除去機能喪失(フロントB系)
25		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
26		外部電源喪失
27		原子炉冷却材流出(CUVフロー)
28	POS-C2	代替崩壊熱除去機能喪失(フロント)
29		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
30		崩壊熱除去機能喪失(サポートB系)
31		外部電源喪失
32	POS-D	崩壊熱除去機能喪失(フロントA系)
33		崩壊熱除去機能喪失(サポートA系)
34		外部電源喪失
35		全炉心損傷頻度

第 1. 1. 2. h-6 図 不確かさの解析



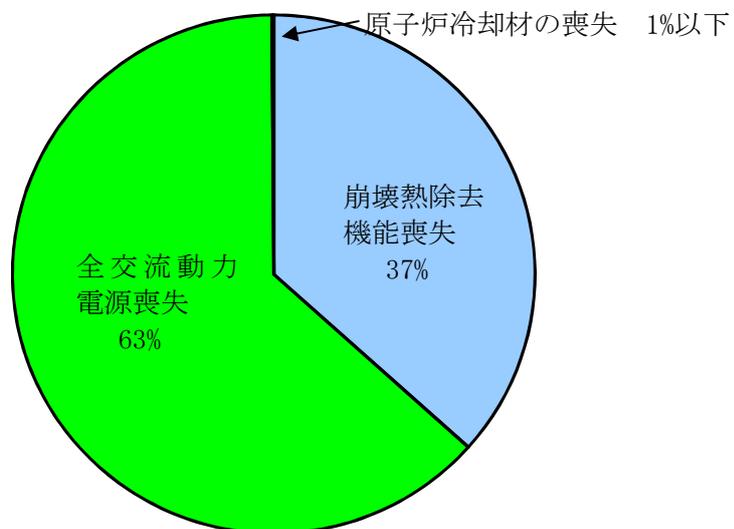
第 1. 1. 2. h-7 図 POS 別の燃料損傷頻度の割合 (感度解析)

補機冷却系喪失, 外部電源喪失,
RHR機能喪失(フロント)以外
1%以下



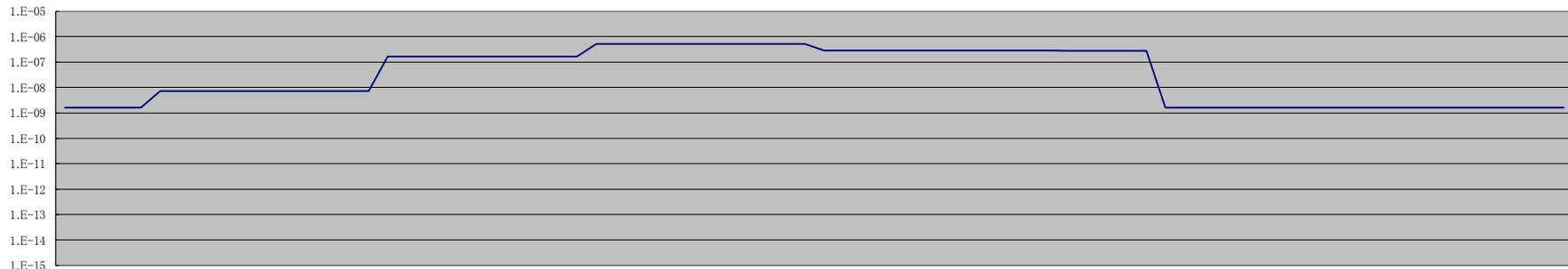
(四捨五入の関係で合計が合わない場合がある)

第 1. 1. 2. h-8 図 起因事象別の燃料損傷頻度の割合 (感度解析)



第 1. 1. 2. h-9 図 事故シーケンスグループ別の燃料損傷頻度の割合 (感度解析)

燃料損傷頻度
1日当たりの



プラント状態 POS	S (1)	A (4)	B1(12)												B2(11)											B3(12)												B4(13)													C1(5)					C2(10)										D(12)														
日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
崩壊熱の大きさ	高					中																													低																																													
PRA上考慮が必要ない イベント			全燃料取出												CRD, LPRM, RIP点検 MUWC全台停止											炉内点検 CUW全台停止 RHR切替え												全燃料装荷													CUWブロー					RHR切替え										RHR切替え														
取水路 D/G 非常用交流電源母線	-		B系												A系及びC系											-													-										-																															
原子炉水位	通常水位		フル満水												-											通常水位													-										-																															
プールゲート	-		開放												閉鎖											開放													-										-																															
評価する除熱対象	原子炉		原子炉+燃料プール												燃料プール											原子炉+燃料プール													-										原子炉																															
崩壊熱除去	RHR-A		RHR-B												RHR-C											CUW-A													CUW-B										EPC2台																															
補給水	HRC-E-B		HRC-E-C												MUWC-A											MUWC-B													MUWC-C										FP																															

■ 崩壊熱除去に用いている設備
■ 機能を期待出来る設備

1.1.2-75

第 1.1.2. h-10 図 一日当たりの燃料損傷頻度の変化 (感度解析)

1.2 外部事象PRA

1.2.1 地震 PRA

外部事象地震レベル1PRA（以下「地震PRA」という。）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」（以下「地震PSA学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.1.a-1図に示す。今回の地震PRAでは、地震単独の影響のみを評価しており、地震に伴う津波、溢水、火災等の重畳について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

内部事象出力時レベル 1PRA で収集したプラントの基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等）に加え、地震レベル 1PRA を実施するために、プラントの耐震設計や機器配置といった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)PRA において考慮する緩和機能(系統)の概要

PRA において考慮する緩和機能（系統）は，“1.1.1 出力運転時 PRA”での記載と同様である。

(3)地震に対する特徴

内部事象 PRA に対する地震 PRA の特徴は以下のとおり。

- ・ 常用系の耐震クラスが低い給水系、復水系及び給復水系による除熱機能（PCS）は緩和系として期待しない。

- ・また、地震動に対する現実的耐力が極端に小さい給水建屋、純水タンク及びろ過水タンクについてフラジリティ評価を実施していないため、地震時には使用不可能と想定する。そのため純水補給水系（MUWP）による復水貯蔵槽（CSP）への補給に期待しない。
- ・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。
- ・複数基同時被災の影響を考慮し、隣接号炉からの電源融通（高圧電源融通）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、複数の建屋・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上で、プラントへの影響が最も厳しい起因事象順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

机上検討において十分確認ができないプラント情報の取得及び地震時の事故シーケンスの妥当性の確認を目的として、地震 PRA の観点からリスク上重要な建屋・構築物及び機器を対象にプラントウォークダウンを実施し、主に以下の観点¹にてフラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項がないことの確認を実施している。

- ・耐震安全性の確認
- ・地震による二次的影響の確認

評価対象機器選定フローを第 1.2.1. a-2 図に、評価結果例を第 1.2.1. a-3 図に示す。評価対象機器選定フローにより抽出した機器等に対し、耐震安

¹点検項目については、地震 PSA 学会標準等を参考に更に細分化して設定している。

全性の確認，二次的影響の確認等を実施したが，フラジリティ評価や事故シーケンス評価において新たに考慮すべき項目がないことを確認した。

(5) 今回実施した地震 PRA の前提条件等について

今回実施した地震 PRA について，主な留意点を以下に示す。

a. 評価の前提条件について

- ・評価地震動範囲は120gal～3900gal（解放基盤表面上の加速度）とする。
- ・津波が建屋，機器及び緩和機能に及ぼす影響は考慮せず，地震の影響のみ評価する。

b. 地震の影響について

- ・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。

c. 地震ハザードについて

- ・地震PRA評価で使用した地震ハザードは，今回の原子炉設置変更許可申請で使用されているものである。

②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

地震時の事故シナリオの選定に当たっては，重要な建屋・構築物及び機器（例：原子炉建屋，原子炉圧力容器，格納容器（以下起因事象名および事故シーケンス名を記載する場合に，それぞれ「R/B」，「RPV」，「PCV」という。）等）の損傷により炉心損傷に直結する事故シナリオだけでなく，安全機能への間接的な影響（地震起因の火災，溢水及び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，クレーン落下等）による事故シナリオも広範囲に抽出した。

なお，地震 PRA の評価地震動範囲は，原子炉自動停止となる信号の設定

点（水平地震動に対するスクラム設定値）を目安に 120gal²以上とした。

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及び経年変化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行い、安全機能を有する建屋・構築物及び機器の損傷が直接炉心損傷事故に繋が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及び対応に関する情報に基づき判断している。

スクリーニングの結果から、事故シーケンス評価の対象となる起因事象を第 1.2.1.a-4 図に示すフローを用いて、以下のとおり抽出した。

- ・ 建屋・構築物の損傷 (R/B)
- ・ 建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)
- ・ 格納容器バイパス事象
- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失
- ・ 計測・制御系喪失
- ・ 直流電源喪失
- ・ 原子炉補機冷却系喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 外部電源喪失
- ・ 過渡事象

これらの分析結果に基づき、起因事象の要因となる機器並びに起因事象が発生した場合の緩和設備に係る建屋・構築物及び機器を抽出し、地震 PRA

² 解放基盤表面上の加速度。目安としているスクラム信号の設定点 120gal は、建屋内に設置されている地震加速度計での値のため、保守的な評価となっている。

で対象となる建屋・機器リストを作成した。第 1.2.1.a-3 表に建屋・機器リストを示す。

1.2.1.b 確率論的地震ハザード

設置変更許可申請書の「基準地震動の超過確率参照」で示している確率論的地震ハザードは、以下のとおり評価している。

①確率論的地震ハザード評価の方法

地震 PSA 学会標準の方法に基づき評価を行う。

なお、地震波の伝播特性は敷地内で異なることが確認されているため、1号炉～4号炉が位置する荒浜側においては著しい増幅が認められる1号炉を荒浜側として、5号炉～7号炉においては特異な差異がないことから5号炉を大湊側として確率論的地震ハザードを評価する。

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 30km 程度の範囲内の活断層は、地質調査結果による見解に基づく基準地震動の策定上の評価に準じてモデル化を行った。敷地から 30km 程度以遠の活断層については、地震調査研究推進本部（2012）に基づいてモデル化を行った。また、敷地に影響が大きい活断層については、ロジックツリーにおいて連動を考慮した。

日本海東縁部の特定震源モデルについては、地震調査研究推進本部（2009）に基づいてモデル化を行った。また、津波評価で考慮されている地震についても考慮した。

第 1.2.1.b-1 図～第 1.2.1.b-4 図に敷地周辺の活断層及び設定したモデルの図を、第 1.2.1.b-1 表～第 1.2.1.b-3 表に震源モデルの諸元を示す。

b. 領域震源モデル

領域震源モデルについては、垣見ほか(2003)の領域区分を参照して、敷地から半径 150km 以内の領域を対象とした。敷地に近い領域については、地震波の伝播特性を踏まえ、海域と陸域で領域分けを行った。さらに、基準地震動策定における地質調査の内容を考慮して、敷地から半径 30km 以内の領域を設定する。

各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値をもとに設定することを基本とし、ロジックツリーにおいて島崎(2009)の知見を考慮した。

第 1.2.1.b-5 図に設定した領域区分の図を示す。

(2) 地震動伝播モデルの設定

地震動伝播モデルとしては Noda et al. (2002)による距離減衰式を用いた。また、ロジックツリーにおいて観測記録に基づく補正の有無を考慮した。

(3) ロジックツリーの作成

ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において、選定した認識論的不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定した。特に敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層の連動については、詳細なロジックツリーに展開し、評価した。作成したロジックツリーを第 1.2.1.b-6 図～第 1.2.1.b-8 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-4 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

上記により評価した平均地震ハザード曲線を第 1.2.1.b-9 図及び第 1.2.1.b-10 図に、地震ごとのハザード曲線を第 1.2.1.b-11 図及び第 1.2.1.b-12 図に示す。また、フラクタイル地震ハザード曲線を第 1.2.1.b-13 図及び第 1.2.1.b-14 図に示す。

(2)一様ハザードスペクトル

一様ハザードスペクトルと基準地震動 $S_s-1 \sim S_s-7$ の応答スペクトルの比較を第 1.2.1.b-15 図及び第 1.2.1.b-16 図に示す。基準地震動 $S_s-1 \sim S_s-7$ の年超過確率は、水平・鉛直方向ともに、 $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度となっている。また、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-17 図及び第 1.2.1.b-18 図に示す。

(3)フラジリティ評価用地震動

フラジリティ評価用地震動は、平均値評価による 10^{-4} 及び 10^{-5} の一様ハザードスペクトル形状を比較し、相似形になることを確認した上で、それらを包絡するスペクトルを目標スペクトルとして模擬地震波を作成する。経時特性は基準地震動の策定と同様に Noda et al. (2002) に基づき地震規模 $M=8.1$ 、等価震源距離 $X_{eq}=25\text{km}$ として設定した。模擬地震波を第 1.2.1.b-19 図及び第 1.2.1.b-20 図に示す。

1.2.1.c-1 建屋のフラジリティ

6号及び7号炉で評価手法は基本的に同じであるため、7号炉で代表した記載とする。

①評価対象と損傷モードの設定

(1)評価対象物

建屋のフラジリティ評価の対象は、第 1.2.1.a-3(1)表及び第

1.2.1.a-3(2)表の建屋・機器リストに記載されたものとし、原子炉建屋、コントロール建屋、タービン建屋及び廃棄物処理建屋とした。原子炉建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 1.2.1.c-1-1 図及び第 1.2.1.c-1-2 図に示す。コントロール建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 1.2.1.c-1-3 図及び第 1.2.1.c-1-4 図に示す。タービン建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 1.2.1.c-1-5 図及び第 1.2.1.c-1-6 図に示す。廃棄物処理建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 1.2.1.c-1-7 図及び第 1.2.1.c-1-8 図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

建屋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、建屋の崩壊シーケンスを踏まえ、層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

② フラジリティの評価方法の選択

フラジリティ評価方法として、「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」を選択した。評価手法は地震 PSA 学会標準に準拠した手法とする。

③ フラジリティ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 PSA 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 PSA 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 PSA 学会標準に基づき算出し、対数正規分布を仮定した。損傷評価の指標である耐震壁のせん断破壊に対しては水平動が支配的であることから、水平動による評価を行うこととした。

(1) 入力地震動

入力地震動は第 1.2.1.b-20 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 2000gal)

(2) 現実的な物性値と応答解析モデル

柏崎刈羽発電所の地盤物性値を第 1.2.1.c-1-3 表に示す。原子炉建屋、コントロール建屋、タービン建屋及び廃棄物処理建屋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 PSA 学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第 1.2.1.c-1-8 表に示す。

原子炉建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第 1.2.1.c-1-9 図及び第 1.2.1.c-1-9(1)～(5)表に示す。コントロール建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第 1.2.1.c-1-10 図及び第 1.2.1.c-1-10(1)～(4)表に示す。タービン建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第 1.2.1.c-1-11(1)～(3)図及び第 1.2.1.c-1-11(1)～(8)表に示す。廃棄物処理建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第 1.2.1.c-1-12(1)，(2) 図及び第

1.2.1.c-1-12(1)～(5)表に示す。

(3) 現実的応答

現実的応答は地震 PSA 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により算出した。また、対数標準偏差は、地震 PSA 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 建屋のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線と HCLPF（低い損傷確率（5%損傷確率）であることが高い信頼度（95%信頼度）で推定できる地震加速度）を算出した。フラジリティ曲線は、各建屋を構成する全要素のうち、入力レベル 2000gal の際に損傷確率が最大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。

原子炉建屋、コントロール建屋及びタービン建屋のフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-1-13 図、第 1.2.1.c-1-14 図及び第 1.2.1.c-1-15 図に示す。また、HCLPF について第 1.2.1.a-3(1)表及び第 1.2.1.a-3(2)表の建屋・機器リストに示す。なお、廃棄物処理建屋については、入力レベル 2000gal においても損傷確率が極めて小さかったことからフラジリティ曲線を算出していない。

1.2.1.c-2 建屋・構築物の損傷に係わる基礎地盤のフラジリティ

① 評価対象と損傷モードの設定

(1) 評価対象物

建屋・構築物の損傷に係わる基礎地盤のフラジリティ評価の対象は、第

1. 2. 1. a-3(1)表及び第 1. 2. 1. a-3(2)表の建屋・機器リストに記載されたものとし、原子炉建屋基礎地盤とした。原子炉建屋基礎地盤の断面図を第 1. 2. 1. c-2-1 図に示す。

(2) 損傷モード及び部位の設定

建屋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、原子炉建屋基礎地盤のすべり破壊を選定した。

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 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) 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 PSA 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-2-1 表に示す。

(2) 損傷評価の指標

地震 PSA 学会標準に従い、建屋基礎地盤のフラジリティ評価では、すべり安全率の小さなすべり線上の土塊及び不安定な岩塊を選定し、すべり安全率を指標として評価を行う。ここでは、基準地震動 S_s を対象として実施した設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」に基づいて、最小すべり安全率を算定したすべり線の評価対象として選定している。

④ フラジリティ評価における耐力情報

現実的耐力に相当する地盤強度は、試験結果に基づき設定した。ばらつきについては、LHS 法（Latin Hypercube Sampling, ラテン超方格法）によってサンプリングし、任意に組み合わせたデータセット 30 ケースを用いる

ことで評価した。ばらつきを考慮する地盤物性を第 1.2.1.c-2-2 表、主要な地盤物性値を第 1.2.1.c-2-3 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、地震応答解析を実施することにより評価を行った。地震応答解析は、等価線形法による有限要素解析手法を用い、水平動・鉛直動を同時入力している。

(1)入力地震動

入力地震動は第 1.2.1.b-19, 20 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。

(2)現実的な物性値と応答解析モデル

現実的応答については、試験結果に基づき設定した物性値を用いて、地震応答解析を実施することにより評価した。地震応答解析は、等価線形法による有限要素解析手法を用い、水平動・鉛直動を同時入力している。

地盤のせん断剛性については、ばらつきを考慮した値を設定し、地震応答解析を実施することにより評価を行った。ばらつきは、LHS 法によってサンプリングし、任意に組み合わせたデータセット 30 ケースを用いることで評価する。地盤物性値を第 1.2.1.c-2-2 表に示す。

応答解析モデルは、設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」における地盤モデルを用いた。基礎地盤の解析モデルを第 1.2.1.c-2-3 図に示す。

⑥基礎地盤のフラジリティ評価結果

フラジリティ評価は、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）を適用した。

入力レベルごとに係数倍した模擬地震波と平均物性値を用いた地震応答解析を実施することで、すべり安全率が 1.0 となる限界加速度を算定す

る。地盤物性値のばらつきを評価するに当たっては、LHS 法によってサンプリングしたデータセット 30 ケースを設定する。データセット 30 ケースを用いて、限界加速度に相当する模擬地震波を入力条件とした地震応答解析を行い、すべり安全率の算定を行いフラジリティ曲線を算出する。HCLPF は信頼度 95%フラジリティ曲線をもとに算出した。

原子炉建屋基礎地盤のフラジリティ曲線を第 1.2.1.c-2-4 図に示す。

最終的な HCLPF、中央値については、二次元基礎地盤安定解析では考慮していない奥行き方向の側面抵抗効果を考慮して、上述の手法により得られた値に対して係数 1.5 を乗じている。奥行き方向の側面抵抗効果は、二次元解析では期待していない平面奥行き方向のすべり面の抵抗を考慮するものであり、設置変更許可申請書 添付書類六の「基礎地盤の安定性評価」において、検討対象とした解析断面に対する効果を確認している。F2 断層沿いのすべりを想定する安全率 1.3 のケース（第 1.2.1.c-2-2 図）に対して、奥行き方向の側面抵抗を考慮する場合、すべり安全率は 2.7（約 2.1 倍）となる。

信頼度 50%での 50%損傷確率及び HCLPF について第 1.2.1.a-3(1)表及び第 1.2.1.a-3(2)表の建屋・機器リストに示す(HCLPF:1.33G, 中央値:1.83G, $\beta_R : 0.043$, $\beta_U : 0.15$)。

なお、原子炉建屋基礎地盤のような平坦な地盤の安定性を検討する場合、地盤の支持力と変形（沈下）を指標とした評価が一般的であること、地震 PSA 学会標準ではより現実的な耐力の評価手法として許容すべり量の評価について言及していること等から、すべり安全率を指標としたフラジリティ評価結果については保守性が含まれており、基礎地盤についての現実的な耐性が PRA の結果に現れているものではないと考える。

1.2.1.c-3 機器のフラジリティ

6号及び7号炉で評価手法は基本的に同じであるため、7号炉で代表した記載とする。

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対象は、第1.2.1.a-3(1)表及び第1.2.1.a-3(2)表に記載されたものとする。

損傷モードは、評価対象機器の要求機能に応じ、構造損傷と機能損傷に分類し適切に設定する。

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

なお、構造損傷に関する評価では、機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について耐震性評価が実施されるが、部位間で裕度（例えば、設計許容値／発生値）が異なり、また、同一部位でも評価応力の種類（引張応力・曲げ応力・組合せ応力等）によって裕度が異なる。前述の各部位及び各評価応力の種類の中から、耐震性評価上厳しいものに着目しフラジリティ評価を実施する。

② フラジリティ評価方法の選択

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（以下「応答解析に基づく方法」という。）」、「現実的耐力と応答係数による方法（以下「原研法に基づく方法」という。）」及び「耐力係数と応答係数による方法（以下「安全係数法」という。）」の中から「安全係数法」を選択

した。

「安全係数法」は十分精度のある設計応答をもとに、不確実さの要因を既往知見に基づく係数として積み上げて現実的応答を求める方法であり、不確実さ要因を考慮した応答解析により現実的応答を直接求める手法と同等の結果が得られると考えられる。

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

評価手法は地震PSA学会標準に準拠した手法とする。

③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定、応答係数等）

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

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

ここで、

Am : 機器が損傷に達するときの地震動強さ（フラジリティ加速度） A の中央値

ε_R : 物理現象固有の偶然的な不確実さに起因するばらつきを表す確率密度分布であり、中央値は1.0、対数標準偏差は β_R で表わされる。

ε_U : 認識論的な不確実さに起因するばらつきを表す確率密度分布であり、中央値は1.0、対数標準偏差は β_U で表わされる。

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

なお、フラジリティ評価では、直接 Am 、 ε_R 及び ε_U からフラジリティ

加速度を算定せず，一般に安全係数の概念を用いて下式の様に算定する。

$$Am = F \cdot A_d \quad \dots \text{式 (1)}$$

ここで， F ：安全係数（裕度）

A_d ：基準地震動の最大加速度

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \quad \dots \text{式 (2)}$$

$$= \frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}} \times \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}$$

応答に関する係数 耐力に関する係数

$$\therefore F = F_C \cdot F_{RE} \cdot F_{RS} \quad \dots \text{式 (3)}$$

ここで， F_C ：耐力係数

F_{RE} ：機器応答係数

F_{RS} ：建屋応答係数

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

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

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

存在する各種の不確実さ要因を評価したものであり、全て対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の例を第 1.2.1.c-3-1 表に示す。

$$F_C = F_S \cdot F_\mu$$

ここで、 F_S : 強度係数

F_μ : 塑性エネルギー吸収係数

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

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

F_2 : 建屋への入力地震動に関する係数

F_3 : 建屋の地震応答に関する係数

建屋の応答係数について、第 1.2.1.c-3-2 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

評価部位、損傷モード（評価応力の種類）は、評価対象において耐震性評価上厳しいものを選定した。耐力値は、評価部位に使用されている部材の、JSME 発電用原子力設備規格設計・建設規格(2005 年版) (JSME S NC1-2005)に記載されている許容値等を適用した。確率分布は、中央値に関する不確実さの要素について、加振試験結果、文献値、工学的判断等によって評価し、 $\beta_R \cdot \beta_U$ として定量化して考慮した。

⑤フラジリティ評価における応答情報

評価部位、損傷モード（評価応力の種類）は、評価対象において耐震性評価上厳しいものを選定した。応答値は、地震動によってその部位にかかる応力等の地震応答の計算値を設定した。確率分布については、中央値に関する不確かさの要素について、加振試験結果、文献値、工学的判断等によって評価し、 $\beta_R \cdot \beta_U$ として定量化して考慮した。

⑥機器のフラジリティ評価結果

機器フラジリティ評価結果を第 1.2.1.a-3(1)表及び第 1.2.1.a-3(2)表に示す。

機器フラジリティの評価対象は、評価対象の特徴を踏まえ、「大型機器」、「静的機器」、「動的機器」、「電気盤・計装」及び「配管」の 5 グループに分類した。また、グループごとに代表機器を抽出し、その評価の具体例を以下に示す。各グループの代表機器は FV 重要度を参照し抽出した。

(1)大型機器（RPV ペDESTAL）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

- ・評価対象機器：RPV ペDESTAL
- ・設置位置：原子炉建屋
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：14.5Hz
- ・基準地震動 S_s に対する発生応力
- ・評価対象部位：たてリブ
- ・評価応力：組合せ応力

第 1.2.1.c-3-3 表に、RPV ペDESTAL のたてリブの耐震評価結果を示す。

第 1.2.1.c-3-3 表をもとにフラジリティを算出した。

a. 耐力係数 F_c の評価

(a) 強度係数 F_s の評価

本係数は、設計応力に対する限界強度の持つ裕度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 : 地震時応力

σ_N : 通常運転時応力

たてリブの材質は SPV490 であることから、限界応力として JSME 発電用原子力設備規格設計・建設規格(2005年版)(JSME S NC1-2005) 第 I 編付録図表 Part5 の設計降伏点 $S_y=490$ [MPa] (評価温度: 常温 (-30~40°C)) を採用する。規格値に含まれている余裕 (S_y 値の 1.17 倍) を考慮して限界応力の中央値とする。

$$\sigma_C = 1.17 \times S_y = 1.17 \times 490 = 573 \text{ [MPa]}$$

なお、通常運転時応力は、耐震性評価において地震時応力を分離して評価していないため 0 [MPa] とする。

$$\sigma_N = 0 \text{ [MPa]}$$

以上より、強度係数 F_S は、以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{1.17 \times S_y}{\sigma_T} = \frac{573}{373} = 1.54$$

不確かさは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_y$ に対して、規格値 S_y が 99%信頼下限に相当すると考え、全てを認識論的不確かさ β_U として評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.17 \times S_y}{S_y} \right) = 0.07$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_S = 1.54, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価する。

本評価対象は鋼材の支持構造物であり、支持機能を喪失するまでの塑性変形を許容できると考える。また強度係数 F_S の評価において、限界応力の中央値を S_y にて算定しているため、本係数を考慮する。

本係数は、建物・構築物の変形能力による地震エネルギー吸収能力等に応じた低減係数である構造特性係数 D_s と逆数の関係にあることから、次式により評価する。

$$F_\mu = \frac{1}{D_s}$$

なお、「鋼板コンクリート構造物耐震設計技術指針 建物・構築物編 (JEAG4618-2005)」を参考に RPV ペDESTAL の構造特性係数 $D_s = 0.45$ とした。不確かさは、地震 PSA 学会標準に示された BWR 型プラント原子炉建屋のフラジリティ評価結果を用いた。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = \frac{1}{D_s} = \frac{1}{0.45} = 2.22, \quad \beta_R = \beta_U = 0.10$$

b. 機器応答係数 F_{RE} の評価

(a) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 1.2.1. c-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

本評価対象は、時刻歴応答解析により評価しており、床応答スペクトルを用いないことから、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 減衰係数 F_D の評価

本係数は、設計で用いられる減衰定数に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第 1.2.1.c-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

ただし、本評価対象の設計用減衰定数及び減衰定数の中央値は同一 (5.0%) と考え、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_D = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(c) モデル化係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる 応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる 応答加速度}}$$

ただし、本評価対象の解析モデル化は妥当であり、解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

また、本評価対象は柔な機器であり、耐震性評価は多質点系モデルを用いて行われていることから、不確実さは Kennedy の研究結果^(*1)を用いた。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \beta_R = 0.00, \beta_U = 0.15$$

(d) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、モーダル解析により地震応答を評価する場合に、モーダル解析のモード合成に含まれる裕度を評価するものである。

本評価対象は、時刻歴応答解析により評価しており、モード合成を行っていないため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

c. 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋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 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 1.2.1.c-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準とする地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

また、不確かさは地震ハザードにおける距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

サブ応答係数 F_1 は、本評価対象を含む原子炉圧力容器系連成地震応答解析の固有周期に対応した値として評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_1 = 0.63, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

中央値は、設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び基礎の拘束効果による入力損失の影響が小さいことから 1.00 とする。

不確かさは、地震 PSA 学会標準を参考に設定し、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_3 \text{ と共通})$$

(c) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋振動モデルに関する設計上の裕度、地盤－建屋連成系モデルに関する設計上の裕度及び建屋の非線形応答による機器入力に関する裕度を評価する。

中央値は、柏崎刈羽発電所が軟質岩盤サイトであり、建屋応答に与える地盤の影響が支配的であること、設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び一般的に建屋の非線形化により、線形時よりも応答加速度が低減される傾向があることから、1.00 とする。

不確かさは、地震 PSA 学会標準を参考に設定し、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_2 \text{ と共通})$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を第 1.2.1. c-3-4 表に示す。これらの結果より、RPV ペDESTAL のフラジリティ加速度の中央値 Am 、その不確実さ $\beta_R \cdot \beta_U$ 及び HCLPF は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1. c-3-4 図に示す。

$$Am = 2.65[G]$$

$$\beta_R = 0.22, \quad \beta_U = 0.24$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= Am \times \exp\{-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\} \\ &= 2.65 \times \exp\{-1.65 \times (0.22 + 0.24)\} \\ &= 1.24[G] \end{aligned}$$

なお、RPV ペDESTAL は決定論的評価において、実際には交番荷重である地震荷重を、静的に最大荷重が負荷されている状態を想定して評価していることから、上記のフラジリティ評価結果も保守性を有しており、現実的な耐性が PRA の結果に現れているものではないと考える。

(2) 静的機器（原子炉補機冷却水系熱交換器）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

- ・評価対象機器：原子炉補機冷却水系熱交換器
- ・設置位置：タービン建屋 T. M. S. L. 4.9m
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：20Hz 以上
- ・基準地震動 S_s に対する発生応力
- ・評価対象部位：耐震強化サポート
- ・評価応力：組合せ応力

第 1.2.1. c-3-5 表に、原子炉補機冷却水系熱交換器の耐震強化サポートの耐震評価結果を示す。第 1.2.1. c-3-5 表をもとにフラジリティを算出し

た。

a. 耐力係数 F_C の評価

(a) 強度係数 F_S の評価

本係数は、設計応力に対する限界強度の持つ裕度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 : 地震時応力

σ_N : 通常運転時応力

耐震強化サポートの材質は SPV490 であることから、限界応力として JSME 発電用原子力設備規格設計・建設規格(2005 年版) (JSME S NC1-2005) 第 I 編付録図表 Part5 の設計引張強さ $Su = 600.5$ [MPa] (評価温度: 50°C) を採用する。規格値に含まれている余裕 (Su 値の 1.17 倍) を考慮して限界応力の中央値とする。

$$\sigma_C = 1.17 \times Su = 1.17 \times 600.5 = 702 \text{ [MPa]}$$

なお、通常運転時応力は、耐震性評価において地震時応力を分離して評価していないため 0 [MPa] とする。

$$\sigma_N = 0 \text{ [MPa]}$$

以上より、強度係数 F_S は、以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{1.17 \times Su}{\sigma_T} = \frac{702}{334} = 2.10$$

不確かさは、限界応力の中央値 $1.17 \times Su$ に対して、規格値 Su が 99% 信頼下限に相当すると考え、全てを認識論的不確かさ β_U として評価し

た。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times Su}{Su}\right) = 0.07$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_S = 2.10, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価する。

本評価対象は鋼材の支持構造物であり、支持機能を喪失するまでの塑性変形を許容できると考えるが、強度係数 F_S の評価において、限界応力の中央値を弾塑性範囲までを一括考慮している Su にて算定しているため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

b. 機器応答係数 F_{RE} の評価

(a) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 1.2.1.c-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

ただし、本評価対象は剛構造であり、床応答スペクトルを用いないことから、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 減衰係数 F_D の評価

本係数は、設計で用いられる減衰定数に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第1.2.1.c-3-2図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

ただし、本評価対象は剛構造であり、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_D = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(c) モデル化係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし、評価対象の解析モデル化は妥当であり、解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

本評価対象は剛構造であり、現実的な応答は1次の振動モードが支配的で、解析モデルから得られる応答の不確かさは小さいと考え、不確かさは考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(d) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、モーダル解析により地震応答を評価する場合に、モーダル解析のモード合成に含まれる裕度を評価するものである。

本評価対象は剛構造であり、モーダル解析による評価ではないことから本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

c. 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋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 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 1.2.1.c-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準とする地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

また、不確かさは地震ハザードにおける距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

本評価対象は、タービン建屋に設置される剛な機器であることから、サブ応答係数 F_1 はタービン建屋の一次固有周期に対応した値として評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_1 = 0.70, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

中央値は、設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び基礎の拘束効果による入力損失の影響が小さいことから 1.00 とする。

不確実さは、地震 PSA 学会標準を参考に設定し、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_3 \text{ と共通})$$

(c) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋振動モデルに関する設計上の裕度、地盤－建屋連成系モデルに関する設計上の裕度及び建屋の非線形応答による機器入力に関する裕度を評価する。

中央値は、柏崎刈羽発電所が軟質岩盤サイトであり、建屋応答に与える地盤の影響が支配的であること、設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び一般的に建屋の非線形化により、線形時よりも応答加速度が低減される傾向があることから、1.00 とする。

不確実さは、地震 PSA 学会標準を参考に設定し、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_2 \text{ と共通})$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を第 1.2.1.c-3-6 表に示す。これらの結果より、原子炉補機冷却水系熱交換器のフラジリティ加速度の中央値 A_m 、その不確実さ $\beta_R \cdot \beta_U$ 及び HCLPF は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-5 図に示す。

$$Am = 1.81[G]$$

$$\beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.17$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= Am \times \exp\{-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\} \\ &= 1.81 \times \exp\{-1.65 \times (0.20 + 0.17)\} \\ &= 0.98[G] \end{aligned}$$

(3) 動的機器（残留熱除去系電動弁）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

- ・評価対象機器：残留熱除去系電動弁
- ・設置位置：原子炉建屋 T. M. S. L. 1.2m
- ・耐震クラス：S
- ・固有振動数：4.44Hz（1次）
- ・基準地震動 S_s に対する応答加速度：水平方向 6.0G
鉛直方向 3.7G
- ・機能維持確認済加速度：水平方向 10.0G^(*5)
鉛直方向 10.0G^(*5)

水平方向と鉛直方向の応答加速度に対して動的機能維持評価を行うが、ここでは HCLPF が小さい水平方向についての評価を示す。

a. 耐力係数 F_c の評価

(a) 強度係数 F_s の評価

本係数は、応答加速度に対する試験加速度の持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}}$$

弁のように、構造強度のみでなく動的機能維持が必要な機器については、試験加速度（機能維持確認済加速度等）に基づきフラジリティ

評価を行う。本対象機器においては構造強度評価のフラジリティと比較し、HCLPF が低い動的機能維持評価を代表とする。

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作・損傷が見られないことから、試験加速度が 5%の損傷確率、95%の信頼度の加速度に相当すると考え、地震 PSA 学会標準を参考に試験加速度を 1/0.9 倍した値が現実的耐力の中央値に相当すると考える。

不確実さは損傷加速度中央値と機能維持確認済加速度の関係より求める。損傷加速度中央値と機能維持確認済加速度の関係は以下のとおりである。

$$\text{損傷加速度中央値} = \text{機能維持確認済加速度} \times \exp(1.65 \times (\beta_R + \beta_U))$$

なお、偶然的な不確実さ β_R と認識論的な不確実さ β_U は等しいとして評価する。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}} = \frac{\text{機能維持確認済加速度} / 0.9}{\text{応答加速度}} = \frac{10.0 / 0.9}{6.0} = 1.85$$

$$\begin{aligned} \beta_R = \beta_U &= \frac{1}{1.65 \times 2} \ln \left(\frac{\text{機能維持確認済加速度} / 0.9}{\text{機能維持確認済加速度}} \right) \\ &= \frac{1}{1.65 \times 2} \ln \left(\frac{10.0 / 0.9}{10.0} \right) = 0.03 \end{aligned}$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価する。動的機器において、弾性範囲内で誤動作が生じることが否定出来ないため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

b. 機器応答係数 F_{RE} の評価

(a) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 1.2.1. c-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

拡幅前後の応答スペクトルの比率（拡幅後/拡幅前）は、サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられる為、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、機器の主要周期帯である 0.05～0.1 秒に対して 1.1～1.4 であり、この知見からスペクトル形状係数の中央値を算定する。

不確実さは、応答スペクトル比率の最小値と最大値がそれぞれ中央値に対して-95%下限値と+95%上限値に相当するものとみなし算定する。なお、不確実さは各機器に対して一般値として適用する為、全てを認識論的不確実さ β_U とする。

$$F_{SA} = \sqrt{1.1 \times 1.4} = 1.24$$

$$\beta_U = \frac{1}{1.65 \times 2} \ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right) = 0.07$$

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.24, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

(b) 減衰係数 F_D の評価

本係数は、設計で用いられる減衰定数に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第

1.2.1.c-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

評価対象の配管系は“スナップ及び架構レストレイント支持主体の配管系で、支持具（スナップ又は架構レストレイント）の数が4個以上のもの”（配管区分：I）に該当する保温材なしの配管系に接続される弁であり、設計用減衰定数 2.0%，振動試験データから求められる減衰定数の中央値 6.1%とから、次に示す Newmark の応答倍率式^(*6)を用いて評価する。

$$\text{応答値} = 3.21 - 0.68 \ln(h)$$

ここで、 h ：減衰定数（%）

不確実さについては、設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限值として用いられている為、設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の 99%上限値と考え算定する。また、偶然的不確実さ β_R と認識論的不確実さ β_U が等しいとして評価する。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_D = \frac{3.21 - 0.68 \ln(2.0)}{3.21 - 0.68 \ln(6.1)} = 1.38$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left(\frac{3.21 - 0.68 \ln(2.0)}{3.21 - 0.68 \ln(6.1)} \right) = 0.10$$

(c) モデル化係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし、評価対象の解析モデル化は妥当であり、解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

また、本評価対象は柔な機器であり、耐震性評価は多質点系モデルを用いて行われていることから、不確かさは Kennedy の研究結果^(*)を用いた。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.15$$

(d) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、モーダル解析により地震応答を評価する場合に、モーダル解析のモード合成に含まれる裕度を評価するものである。

中央値及び不確かさは地震 PSA 学会標準を参考にする。なお、不確かさは解析手法が本質的に持つものである為、全て偶然的な不確かさ β_R とする。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.03, \quad \beta_R = 0.13, \quad \beta_U = 0.00$$

c. 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は第 1.2.1. c-3-2 表に示す建屋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 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 1.2.1. c-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式

により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準とする地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

また、不確実さは地震ハザードにおける距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

本評価対象は、原子炉建屋に設置される柔な弁であることから、サブ応答係数 F_1 は弁の固有周期が属する周期帯に対応した値として評価する。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 0.65, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

中央値は、設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び基礎の拘束効果による入力損失の影響が小さいことから 1.00 とする。

不確実さは、地震 PSA 学会標準を参考に設定し、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_3 \text{ と共通})$$

(c) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋振動モデルに関する設計上の裕度、地盤－建屋連成系モデルに関する設計上の裕度及び建屋の非線形応答による機器入力に関する裕度を評価する。

中央値は、柏崎刈羽発電所が軟質岩盤サイトであり、建屋応答に与える地盤の影響が支配的であること、設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び一般的に建屋の非線形化により、線形時よりも応答加速度が低減される傾向があることから、1.00 とする。

不確かさは、地震 PSA 学会標準を参考に設定し、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_2 \text{ と共通})$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を第 1.2.1.c-3-7 表に示す。これらの結果より、残留熱除去系電動弁のフラジリティ加速度の中央値 Am 、その不確かさ $\beta_R \cdot \beta_U$ 及び HCLPF は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-6 図に示す。

$$Am = 2.61[G]$$

$$\beta_R = 0.26, \quad \beta_U = 0.25$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= Am \times \exp\{-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\} \\ &= 2.61 \times \exp\{-1.65 \times (0.26 + 0.25)\} \\ &= 1.13[G] \end{aligned}$$

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

(4) 電気・計装品（直立盤）

評価対象機器の諸元及び耐震評価結果を以下に示す。

- ・ 評価対象機器：安全保護系盤 区分 I
- ・ 設置位置：コントロール建屋 T. M. S. L. 17. 3m
- ・ 耐震クラス：S
- ・ 固有振動数：20Hz 以上
- ・ 基準地震動 S_s に対する応答加速度：水平方向 1. 29G
鉛直方向 0. 90G
- ・ 機能確認済加速度：水平方向 5. 88G (*7)

鉛直方向 G (*8)

水平方向と鉛直方向の入力加速度に対して機能評価を実施しているが、ここでは HCLPF 値が小さい鉛直方向についての評価結果を示す。

a. 耐力係数 F_c の評価

(a) 強度係数 F_s の評価

本係数は、応答加速度に対する試験加速度の持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}}$$

構造強度のみでなく電氣的機能維持が必要な電気・計装品については、試験加速度（機能確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。本評価対象においては、構造損傷におけるフラジリティ評価結果と機能損傷におけるフラジリティ評価結果を比較し、HCLPF 値が低い機能損傷におけるフラジリティ評価結果を代表とする。

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作・損傷が見られないことから、以下に示す方法（以下「 β 設定法」という。）

により誤動作・損傷に対する加速度の中央値を推定する。

[β 設定法の概要]

フラジリティ評価において、HCLPFは次式により評価される。

$$HCLPF = Am \times \exp\{-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\}$$

ここで、 Am ：フラジリティ加速度の中央値

上式より、

$$Am = HCLPF \times \exp\{1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\}$$

これと同様に、加振試験における損傷加速度の中央値とHCLPFの関係は次式により表される。

$$\text{損傷加速度中央値} = \text{損傷加速度の} HCLPF \times \exp\{1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\}$$

したがって、“損傷加速度のHCLPF＝試験加速度”とし、不確かさ β_R 及び β_U を与えることにより、損傷加速度中央値を推定できる。

なお、既往の電気品の試験結果^(*)より、電気品の誤動作に関する不確かさは、 $\beta_R = 0.10$ 、 $\beta_U = 0.20$ 程度と考えられる。

従って、直立盤の損傷加速度中央値は、 β 設定法に基づき以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned} \text{損傷加速度中央値} &= \text{試験加速度} \times \exp\{1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\} \\ &= 2.00 \times \exp\{1.65 \times (0.10 + 0.20)\} \\ &= 3.28G \end{aligned}$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値となる。

$$F_S = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{応答加速度}} = \frac{3.28}{0.90} = 3.64$$

$$\beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.20$$

(b) 塑性エネルギー吸収効果に関する係数 F_μ

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価する。

電気・計装品については、弾性範囲内で誤動作が生じることが否定できないため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_u = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

b. 機器の応答係数 F_{RE}

(a) スペクトル形状係数 F_{SA}

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 1.2.1.c-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

ただし、本評価対象は剛構造であり、床応答スペクトルを用いないことから本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 設計用減衰定数に関する減衰係数 F_D

本係数は、機器損傷時の減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第 1.2.1.c-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数での応答値}}{\text{減衰定数の中央値での応答}}$$

ただし、本評価対象は剛構造であるため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_D = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(c) 機器のモデル化に関する係数 F_M

本係数は、機器の解析モデル化に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし、本評価対象の機能損傷による評価は試験加速度値を採用しており、解析モデル等を構築した評価ではないことから本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(d) モード合成法に関する係数 F_{MC}

本係数は、モーダル解析により地震応答を評価する場合に、モーダル解析のモード合成に含まれる裕度を評価するものである。

本評価対象は剛であり、モーダル解析による評価ではないことから本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

c. 建屋応答係数 F_{RS}

建屋応答に関する各係数は第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋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 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 1.2.1.c-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準とする地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

また、不確かさは地震ハザードにおける距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

本評価対象は、コントロール建屋に設置される剛な機器であることから、サブ応答係数 F_1 はコントロール建屋の一次固有周期に対応した値として評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_1 = 0.84, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

中央値は、設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び基礎の拘束効果による入力損失の影響が小さいことから 1.00 とする。

不確かさは、地震 PSA 学会標準を参考に設定し、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_3 \text{ と共通})$$

(c) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋振動モデルに関する設計上の裕度、地盤－建屋連成系モデルに関する設計上の裕度及び建屋の非線形応答による機器入力に関する裕度を評価する。

中央値は、柏崎刈羽発電所が軟質岩盤サイトであり、建屋応答に与える地盤の影響が支配的であること、設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び鉛直方向の建屋の非線形応答は考慮しないことから、1.00 とする。

不確かさは、地震 PSA 学会標準を参考に設定し、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_2 \text{ と 共通})$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を第 1.2.1.c-3-8 表に示す。これらの結果より、直立盤のフラジリティ加速度の中央値 Am 、その不確かさ $\beta_R \cdot \beta_U$ 及び HCLPF は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-7 図に示す。

$$Am = 3.77[G]$$

$$\beta_R = 0.14, \quad \beta_U = 0.25$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= Am \times \exp\{-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\} \\ &= 3.77 \times \exp\{-1.65 \times (0.14 + 0.25)\} \\ &= 1.98[G] \end{aligned}$$

なお、直立盤のフラジリティ評価に用いている機能確認済加速度は完全に機能喪失する状態までを検証した結果ではないことから、現実的な直立盤の機能喪失状態が PRA の結果に現れているものではないと考える。

(5) 配管（原子炉補機冷却水系配管）

評価対象機器の諸元を以下に示す。

- ・評価対象機器：原子炉補機冷却水系配管

- ・設置位置 : タービン建屋及び連絡トレンチ T. M. S. L. -3.5m
- ・耐震クラス : S
- ・固有振動数 : 5.88Hz (1次)
- ・基準地震動 S_s に対する発生応力
- ・評価対象部位 : 配管本体
- ・評価応力 : 1次応力

第 1.2.1. c-3-9 表に, 原子炉補機冷却水系配管の耐震評価結果を示す。

第 1.2.1. c-3-9 表をもとにフラジリティを算出した。

a. 耐力係数 F_c の評価

(a) 強度係数 F_s の評価

本係数は, 設計応力に対する限界強度の持つ裕度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 : 地震時応力

σ_N : 通常運転時応力

本評価対象の材質は SM400C であることから, 限界応力として JSME 発電用原子力設備規格設計・建設規格(2005年版)(JSME S NC1-2005) 第 I 編付録図表 Part5 の設計引張強さ $S_u=383$ [MPa] (評価温度: 70°C) を採用する。規格値に含まれている余裕 (S_u 値の 1.17 倍) を考慮して限界応力の中央値とする。

$$\sigma_c = 1.17 \times S_u = 1.17 \times 383 = 448 \text{ [MPa]}$$

なお, 通常運転時応力は, 耐震性評価において地震時応力を分離

して評価していないため 0 [MPa] とする。

$$\sigma_N = 0 \text{ [MPa]}$$

以上より、強度係数 F_S は、以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{1.17 \times Su}{\sigma_T} = \frac{448}{260} = 1.72$$

不確かさは、限界応力の中央値 $1.17 \times Su$ に対して、規格値 Su が 99% 信頼下限に相当すると考え、全てを認識論的不確かさ β_U として評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times Su}{Su}\right) = 0.07$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_S = 1.72, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

(b) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価する。

本評価対象は鋼材の配管であり、バウンダリ機能を喪失するまでの塑性変形を許容できると考えるが、強度係数 F_S の評価において、限界応力の中央値を弾塑性範囲までを一括考慮している Su にて算定しているため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

b. 機器応答係数 F_{RE} の評価

(a) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 1.2.1.c-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

拡幅前後の応答スペクトルの比率（拡幅後/拡幅前）は、サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられる為、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、機器の主要周期帯である 0.05～0.1 秒に対して 1.1～1.4 であり、この知見からスペクトル形状係数の中央値を算定する。

不確実さは、応答スペクトル比率の最小値と最大値がそれぞれ中央値に対して-95%下限値と+95%上限値に相当するものとみなし算定する。なお、不確実さは各機器に対して一般値として適用する為、全てを認識論的不確実さ β_U とする。

$$F_{SA} = \sqrt{1.1 \times 1.4} = 1.24$$

$$\beta_U = \frac{1}{1.65 \times 2} \ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right) = 0.07$$

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.24, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

(b) 減衰係数 F_D の評価

本係数は、設計で用いられる減衰定数に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第 1.2.1. c-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による応答値}}{\text{減衰定数の中央値による応答値}}$$

評価対象の配管系は“スナッパ及び架構レストレイント支持主体の配管系で、支持具（スナッパ又は架構レストレイント）の数が 4 個以

上のもの”（配管区分：I）に該当する保温材なしの配管系であり，設計用減衰定数 2.0%，試験データから求められる減衰定数の中央値 6.1% とから，次に示す Newmark の応答倍率式^(*6)を用いて評価する。

$$\text{応答値} = 3.21 - 0.68 \ln(h)$$

ここで， h ：減衰定数（%）

不確実さについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限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を減衰定数の中央値による応答の 99%上限値と考え算定する。また，偶然的な不確実さ β_R と認識論的不確実さ β_U が等しいとして評価する。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_D = \frac{3.21 - 0.68 \ln(2.0)}{3.21 - 0.68 \ln(6.1)} = 1.38$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left(\frac{3.21 - 0.68 \ln(2.0)}{3.21 - 0.68 \ln(6.1)} \right) = 0.10$$

(c) モデル化係数 F_M の評価

本係数は，機器の解析モデル化に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

評価対象の解析モデル化は妥当であり，解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

また，本評価対象は柔な機器であり，耐震性評価は多質点系モデルを用いて行われていることから，不確実さは Kennedy の研究結果^(*1)を用いた。

以上より，本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.15$$

(d) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、モーダル解析により地震応答を評価する場合に、モーダル解析のモード合成に含まれる裕度を評価するものである。

中央値及び不確かさは地震 PSA 学会標準を参考にする。なお、不確かさは解析手法が本質的に持つものであるため、全て偶然的不確かさ β_R とする。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.03, \quad \beta_R = 0.13, \quad \beta_U = 0.00$$

c. 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は第 1.2.1.c-3-2 表に示す建屋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 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 1.2.1.c-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準とする地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

また、不確かさは地震ハザードにおける距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

本評価対象は、タービン建屋及び連絡トレンチに設置される柔な配

管であることから，サブ応答係数 F_1 は配管の固有周期が属する周期帯に対応した値として評価する。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_1 = 0.69, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は，地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

中央値は，設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び基礎の拘束効果による入力損失の影響が小さいことから 1.00 とする。

不確かさは，地震 PSA 学会標準を参考に設定し，建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋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。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_3 \text{ と共通})$$

(c) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は，建屋振動モデルに関する設計上の裕度，地盤－建屋連成系モデルに関する設計上の裕度及び建屋の非線形応答による機器入力に関する裕度を評価する。

中央値は，柏崎刈羽発電所が軟質岩盤サイトであり，建屋応答に与える地盤の影響が支配的であること，設計地盤物性と中央値地盤物性ではほとんど相違がないこと及び一般的に建屋の非線形化により，線形時よりも応答加速度が低減される傾向があることから，1.00 とする。

不確かさは，地震 PSA 学会標準を参考に設定し，建屋への入力地震動に関する係数 F_2 及び建屋の地震応答に関する係数 F_3 を併せてひとつ

つの値として評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15 \quad (\beta_R \text{ と } \beta_U \text{ は } F_2 \text{ と共通})$$

d. 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を第 1.2.1.c-3-10 表に示す。これらの結果より、原子炉補機冷却水系配管のフラジリティ加速度の中央値 Am 、その不確かさ $\beta_R \cdot \beta_U$ 及び HCLPF は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 1.2.1.c-3-8 図に示す。

$$Am = 2.58[G]$$

$$\beta_R = 0.26, \quad \beta_U = 0.25$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= Am \times \exp\{-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)\} \\ &= 2.58 \times \exp\{-1.65 \times (0.26 + 0.25)\} \\ &= 1.11[G] \end{aligned}$$

参考文献

- *1 : R. P. Kennedy and M. K. Ravindra, “Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies”, Nuclear Engineering and Design 79(1984)
- *2 : R. Kassawara, EPRI Report 1003121, “Methodology for Probabilistic Risk Assessment Applications of Seismic Margin Evaluations”, Electric Power Research Institute, December 2001
- *3 : Westinghouse Electric Company, “AP1000 Design Control Document”, December 2011
(年・月は、AP1000 標準設計認証修正版の NRC 認可時期を示す)
- *4 : General Electric (GE) Nuclear Energy, “ABWR Design Control Document”, March 1997
(年・月は、ABWR 標準設計認証の NRC 認可時期を示す)

- *5：米国リミトルク社の弁駆動部(電動式)試験結果
- *6：N. M. Newmark and W. J. Hall, “Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants”, NUREG/CR-0098
- *7：「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, 独立行政法人 原子力安全基盤機構
- *8：既往の社内試験結果
- *9：G. S. Holman and C. K. Chou, “Components Fragility Research Program, Phase 1 Components Prioritization”, NUREG/CR-4899

1. 2. 1. 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のリスト, 説明及び発生頻度

1. 2. 1. a②の地震時特有の要因による分類を踏まえた地震PRAにおける起回事象の扱いは以下のとおりである。また, 起回事象の発生頻度を第 1. 2. 1. d-1表に示す。

a. 建屋・構築物の損傷 (R/B)

原子炉建屋が損傷すると建屋全体が崩壊する可能性があり, 同時に建屋内の原子炉格納容器又は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。原子炉建屋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回事象として整理した。

b. 建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)

原子炉格納容器が損傷すると, 原子炉格納容器内の機器又は原子炉圧

力容器等の構築物が大規模な損傷を受けて、原子炉停止及び炉心冷却ができなくなり炉心損傷に至る事象、原子炉格納容器の耐圧機能が劣化することによって原子炉格納容器が過圧破損して炉心損傷に至る事象又は原子炉格納容器が損傷することにより長期的にみてサプレッションプールの水が利用できなくなり炉心損傷に至る事象が考えられる。

また、原子炉圧力容器が損傷すると、原子炉の制御が不可能となり、ECCSによる炉心冷却効果が期待できず、直接炉心損傷に至る事象が考えられる。

これらのことから、原子炉格納容器又は原子炉圧力容器の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評価することは難しいため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

c. 格納容器バイパス事象

格納容器バイパス事象は、インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA) 及びバイパス破断に細分化される。ISLOCAは、原子炉格納容器バウンダリ内外の高圧設計配管と低圧設計配管のインターフェイスの隔離機能が喪失することによって、原子炉格納容器外の低圧配管、弁等に一次冷却系の高圧負荷がかかり配管、弁等の損傷が生じ、原子炉格納容器外への冷却材流出を引き起こす事象である。

また、バイパス破断は、常時開等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（原子炉建屋）に流出することにより、原子炉建屋内の機器（電気品、計装品等）への悪影響が避けられないため、緩和系には期待せず保守的に炉心損傷に至る起因事象として整理し

た。

d. 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失

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し、原子炉冷却材喪失を引き起こす事象である。

内的事象レベル1PRAでは、原子炉冷却材喪失を大・中・小LOCAに分類しているものの、地震PRA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、相関をもつ配管を同定し、損傷の相関係数を全ての配管に対して適切に算定することは現状の評価技術では困難であることから、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原子炉冷却材喪失（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。原子炉格納容器内の一次系配管に用いるフラジリティは、主蒸気系、給水系、原子炉冷却材浄化系（CUW）、ほう酸水注入系（SLC）及び非常用炉心冷却系（残留熱除去系（RHR）、原子炉隔離時冷却系（RCIC）及び高圧炉心注水系（HPCF））の配管の中からHCLPFが最も小さい系の配管のフラジリティにより代表した。

e. 計測・制御系喪失

計測・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。

f. 直流電源喪失

直流電源系が損傷した場合、ほぼ全ての安全機能の制御が不能になると考えられるため、直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。安全

系に關係する直流電源系は3系統あるが、同種系統間での地震による損傷は完全相関を仮定している。

g. 原子炉補機冷却系喪失（全交流動力電源喪失（RCW・RSW損傷））

原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却水系（RCW）、原子炉補機冷却海水系（RSW））が損傷した場合、炉心冷却に必要な緩和系（高圧炉心注水系（HPCF）、残留熱除去系（RHR）、非常用ディーゼル発電設備（D/G））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た場合には、全交流動力電源喪失に至る。

本評価においては、原子炉補機冷却系と外部電源が同時に損傷した場合について、起因事象「全交流動力電源喪失（RCW・RSW損傷）」として整理し、原子炉補機冷却系のみが損傷し、外部電源が健全な場合は、その影響を起因事象「過渡事象」に対応するイベントツリーで期待している緩和系のサポート系の中でその影響を考慮することとした。原子炉補機冷却系は3系統あるが、同種系統間での地震による損傷は完全相関を仮定している。

h. 交流電源喪失（全交流動力電源喪失（D/G損傷））

本評価においては、交流電源と外部電源が同時に損傷した場合について、起因事象「全交流動力電源喪失（D/G損傷）」として整理し、非常用交流電源のみが損傷し、外部電源が健全な場合は、その影響を起因事象「過渡事象」に対応するイベントツリーで期待している緩和系のサポート系の中でその影響を考慮することとした。D/Gは3系統あるが、同種系統間での地震による損傷は完全相関を仮定している。

i. 外部電源喪失

外部電源設備が地震動により損傷し、プラントへの外部からの電源供給が途絶える事象である。プラントへの外乱を発生させる過渡事象であ

り、地震耐力が小さく広範囲な緩和系の機能喪失を発生させるため、独立した起因事象とした。

j. 過渡事象

内の事象レベル1PRAでは、過渡事象を外部電源喪失、手動停止及び給復水系による除熱機能（PCS）が使用可能か否かで分類している。

これに対し地震PRAでは、外部電源喪失は上述のとおり、独立した起因事象として整理した。また、上述a.～i.の起因事象が発生しない場合にも、地震動を検知した原子炉停止信号（地震加速度大）により原子炉停止に至ることから何らかの過渡事象は発生するものとした。この際、給復水系に関連する設備は耐震クラスが低いため期待せず、給復水系が使用不可能な過渡事象としてひとまとめで取り扱っている。手動停止については、地震発生とは無関係な起因事象であるため対象外とした。

g.及びh.で述べたとおり、外部電源が健全であり、原子炉補機冷却系又は非常用交流電源が損傷している場合も過渡事象の中でその影響を考慮している。

(2)階層イベントツリーとその説明

事故シーケンスのモデル化では、地震により発生する起因事象を、発生確率の和が1.0を越えないように、第1.2.1.d-1図の階層イベントツリーで取り扱う。具体的には、階層イベントツリーでは、ある起因事象の発生確率を、（上位のヘディングで設定した起因事象が発生しない確率）×（当該起因事象の発生確率）として算出する。すなわち、下位のヘディングで設定した起因事象の発生確率は、上位のヘディングで設定した起因事象が発生しない条件付きの確率となる。

階層イベントツリーは、起因事象を発生時の影響の大きい順に並べ、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

建屋・構築物，機器等を設定し，そのフラジリティを評価することで算出する。

②成功基準

(1)成功基準の一覧

直接炉心損傷に至るとした起回事象については緩和手段がないため成功基準は設定していない。また，全交流動力電源喪失時についても，本評価では緩和手段がないため成功基準を設定していない。これらを除く起回事象（外部電源喪失及び過渡事象）については，起回事象の発生原因が内的要因であるか地震要因であるかは成功基準に直接関係しないと考えられることから，内的事象レベル1PRAをもとに成功基準を設定した。

使命時間については，内的事象レベル1PRAでは24時間と設定しているのに対し，地震PRAでは72時間を設定した。これは，地震PRAでは，設計基準地震動を超える大規模な地震によって耐震クラス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，これらの修復や支援が可能となるまでの時間，すなわち緩和系が所要の安全機能を果たすために必要な時間として設定したものである。

③事故シーケンス

(1)イベントツリー

事故シーケンスのモデル化のため，第1.2.1.d-1図に示した起回事象の階層イベントツリーとそれに引き続き炉心損傷直結事象以外の起回事象に対して緩和系の状態を表すイベントツリーを作成した。

イベントツリーの展開方法には小イベントツリー/大フォールトツリー法を用い，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等の従属関係がフォ

ールトツリー内で明示的に表現され、適切に取り扱われる。

第1.2.1.d-2図～第1.2.1.d-5図に過渡事象、外部電源喪失、全交流動力電源喪失（D/G損傷）及び全交流動力電源喪失（RCW・RSW損傷）のイベントツリーを示す。

④システム信頼性

(1) 評価対象としたシステム

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の事象レベル1PRA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、内の事象レベル1PRA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、人的過誤等に加えて、地震による動的機器や電氣的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、地震時特有の建屋・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。評価対象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全ての構造物、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

本評価では、システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。

⑤人的過誤

(1) 評価対象とした人的過誤

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、内の事象レベル1PRAで採用しているTHERP手法（NUREG/CR-1278）を採用する。中央制

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

御室及び現場の操作に対する人間信頼性解析における仮定は以下のとおり。

(i) 地震発生後の中央制御室操作

地震発生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ことから、地震発生後の比較的短時間（地震発生後数時間以内）での運転員操作の定量化においては、地震発生後の混乱に伴う高ストレス状態を仮定する。

具体的には、行動形成因子（PSF）項目の一つである「ストレス要因」について、高ストレス を仮定する。対象となる運転操作の例としては、ECCSの自動起動失敗時の手動起動によるバックアップ操作、高圧注水系成功時の炉水位制御操作、スクラム失敗時（ATWS時）の運転員操作等がある。本PRAで考慮している起因事象発生後の人的過誤確率の評価例を第1.2.1.d-3表に示す。

(ii) 地震発生後の運転員操作（現場操作）

本評価では、AM策で実施した各対策については評価対象外としているため、地震発生後のAM策に係る現場操作は期待していない。

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

炉心損傷頻度評価は、炉心損傷に至る各事故シーケンスの発生頻度を合計して算出した。各事故シーケンスの発生頻度は、地震ハザードから求めた発生頻度に事故シーケンスの条件付き発生確率を乗じて算出した。計算コードは、内部事象と同様のコード（Safety Watcher）を用いた。

(2) 炉心損傷頻度結果

a. 7号炉

前述のとおりの手順でモデルを定量化した結果、全炉心損傷頻度は 1.5×10^{-5} （/炉年）となった。起因事象別の炉心損傷頻度とそれらの全炉

心損傷頻度に対する寄与割合をそれぞれ第1.2.1.d-4表、第1.2.1.d-6図に示す。

起因事象別の結果では、地震による交流電源喪失（外部電源喪失、全交流動力電源喪失（RCW・RSW損傷）及び全交流動力電源喪失（D/G損傷））による炉心損傷頻度が全体の約4割を占めており、特に電源と緩和系のサポート系設備である原子炉補機冷却系の損傷によって安全機能の喪失に至るシナリオが重要となっている。第1.2.1.d-5表に全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい事故シーケンスの概要を示す。

また、炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度とそれらの全炉心損傷頻度に対する寄与割合をそれぞれ第1.2.1.d-6表、第1.2.1.d-7図に示す。崩壊熱除去失敗シーケンス（TW）の寄与が最も大きく、次いで建屋・構築物（R/B）損傷シーケンス（RBR）、電源喪失シーケンス（TB）が続いている。各炉心損傷シーケンスに対する分析結果を第1.2.1.d-7表に示す。

さらに、加速度区分別の炉心損傷頻度を第1.2.1.d-8表及び第1.2.1.d-8図に示す。地震発生頻度は加速度が大きいほど小さくなるが、低加速度領域（～575gal付近）では、地震により起因事象又は緩和系に係る機器等が損傷しにくいため、炉心損傷頻度は加速度の増加とともに低下している。加速度が更に大きくなると、炉心損傷頻度は増加し、評価代表点1400galと1450galの付近で最大となっている。この領域では原子炉補機冷却系等の緩和系の損傷による影響が大きく、これよりも大きな加速度領域では建屋・構築物（R/B）の損傷シーケンス（RBR）が支配的な事故シーケンスとなっている。

なお、建屋・構築物（R/B）の損傷シーケンス、計測・制御系喪失シーケンス（CI）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の仮定を設定しており、地震に対するプラントの現実的な耐性がPRAの結果に現れているものではない。

b. 6号炉

前述のとおりの手順でモデルを定量化した結果、全炉心損傷頻度は 1.2×10^{-5} (/炉年)となった。起因事象別の炉心損傷頻度とそれらの全炉心損傷頻度に対する寄与割合をそれぞれ第1.2.1.d-4表、第1.2.1.d-6図に示す。

起因事象別の結果では、地震による建屋・構築物の損傷 (R/B) による炉心損傷頻度が全体の約3割を占めている。第1.2.1.d-5表に全炉心損傷頻度に対する寄与が大きい事故シーケンスの概要を示す。

また、炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度とそれらの全炉心損傷頻度に対する寄与割合をそれぞれ第1.2.1.d-6表、第1.2.1.d-7図に示す。炉心損傷シーケンス別では、建屋・構築物 (R/B) の損傷シーケンス (RBR) の寄与が最も大きく、次いで崩壊熱除去失敗シーケンス (TW) , 電源喪失シーケンス (TB) が続いている。各炉心損傷シーケンスに対する分析結果を第1.2.1.d-7表に示す。

さらに、加速度区分別の炉心損傷頻度を第1.2.1.d-8表及び第1.2.1.d-8図に示す。地震発生頻度は加速度が大きいほど小さくなるが、低加速度領域 (~575gal付近) は、地震により起因事象又は緩和系に係る機器等が損傷しにくいため、炉心損傷頻度は加速度の増加とともに低下している。加速度が更に大きくなると、炉心損傷頻度は増加し、評価代表点1500galの付近で最大となっている。この領域では炉心損傷に直結する建屋・構築物の損傷 (R/B) による影響が大きく、これよりも大きな加速度領域においても建屋・構築物 (R/B) の損傷が支配的な事故シーケンスとなっている。

(3) 重要度解析，不確か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，各基事象の全地震動強さにわたる炉心損傷頻度の積分値に対するFussell-Vesely重要度（FV重要度）を算出した。

（参考）Fussell-Vesely重要度（FV重要度）

FV指標は，頂上事象の発生を仮定したときに，評価対象機器の機能喪失が寄与している条件付確率を表すもので次式で定義される。

$$FV_i = \frac{P_i(top)}{P(top)} = 1 - \frac{P(top / A_i = 0)}{P(top)}$$

$P_i(top)$ ：機器 A_i の機能喪失が寄与して発生する頂上事象の発生確率

$P(top / A_i = 0)$ ：機器 A_i の機能喪失確率（事象 A_i の発生確率）が0の場合の頂上事象の発生確率

$P(top)$ ：頂上事象の発生確率

地震で損傷する建屋・構築物，機器のFussell-Vesely（FV）重要度評価結果を第1.2.1.d-9表に示す。FV重要度は，炉心損傷頻度に寄与する相対的な割合を表すものである。

7号炉では，RCW熱交換器及びRCW配管といった電源や緩和系のサポート機器のFV重要度が高い結果となっているが，これらは炉心損傷頻度への寄与割合が大きい，全交流動力電源喪失（RCW・RSW）に係る機器である。次に炉心損傷頻度への寄与割合が大きい過渡事象に係る，RHR系統操作失敗，RHR弁等についてもFV重要度が高い結果となっている。また，損傷後の影響緩和が困難である炉心損傷直結事象のうち，炉心損傷頻度への寄与度が高い，建屋・構築物（R/B）の損傷に対する原子炉建屋基礎す

べり線についても、FV重要度が高い結果となっている。

6号炉では、RHR系統操作失敗及びRCW弁といった操作・機器のFV重要度が高い結果となっているが、これらは炉心損傷頻度への寄与割合が大きい、過渡事象や全交流動力電源喪失（RCW・RSW）に係る機器である。また、損傷後の影響緩和が困難である炉心損傷直結事象のうち、炉心損傷頻度への寄与度が高い、建屋・構築物（R/B）の損傷に対する原子炉建屋基礎すべり線についても、FV重要度が高い結果となっている。

b. 不確実さ解析

不確実さ解析では、地震ハザード、建屋・構築物、機器のフラジリティ及びランダム故障に含まれる不確実さ要因を対象として、不確実さの伝播解析を実施し、全炉心損傷頻度の分布及び分布を表すパラメータ（平均値、5%確率値、50%確率値（中央値）、95%確率値）を評価した。第1.2.1.d-9図に評価結果を示す。

c. 感度解析

(a) 評価条件

本評価では、同種の機器間に耐力、応答の完全相関を仮定（以下「ベースケース」という）しているが、この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、損傷の完全独立を仮定した場合の感度解析（以下「感度解析ケース」という）を実施した。

損傷の完全独立の仮定は、リスク上重要な建屋・構築物、機器を対象にするものとし、具体的には7号炉の地震PRA評価結果からFV重要度値が0.01以上の機器を対象として選定した。ただし、原子炉建屋基礎地盤すべり線やRPVペデスタルといったベースケースにおいて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（ギロチン、亀裂等）に応じた冷却材漏えい規模を同定もしくは仮定して、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の損傷が重畳する組み合わせを考慮し、配管の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が技術的に困難なため、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表に損傷の完全独立を想定する機器を示す。

(b) 評価結果

a. 7号炉

ベースケースでの炉心損傷頻度 1.5×10^{-5} (/炉年)に対し、感度解析ケースの炉心損傷頻度は 1.2×10^{-5} (/炉年)となり、約2割低減する結果となった。起因事象別の評価結果を第1.2.1.d-10図に、地震加速度別の評価結果を第1.2.1.d-11図に示す。

第1.2.1.d-10図から、感度解析ケースではベースケースに比べ、「全交流動力電源喪失（RCW・RSW）損傷」の炉心損傷頻度が低減していることが分かる。これは、原子炉補機冷却系関連設備（RCW熱交換器、RCW配管、非常用取水路）について同種機器間で損傷の完全独立を仮定したことにより起因事象発生頻度が低減したためである。

また、第1.2.1.d-11図からは、375gal～1675galの加速度区間で炉心損傷頻度が低減していることが分かる。これは375gal以下の加速度区間ではランダム要因故障が支配的であるため、地震要因損傷の影響が小さいこと、1675gal以上の加速度区間では「建屋・構築物の損傷（R/B）」シーケンスが支配的であるため、地震要因損傷の相関の影響

が小さいことによる。

b. 6号炉

ベースケースでの炉心損傷頻度 1.2×10^{-5} (/炉年)に対し、感度解析ケースの炉心損傷頻度は 1.3×10^{-5} (/炉年)となり、約1割増加する結果となった。起因事象別の評価結果を第1.2.1.d-10図に、地震加速度別の評価結果を第1.2.1.d-11図に示す。

第1.2.1.d-10図から、感度解析ケースではベースケースに比べ、「全交流動力電源喪失(RCW・RSW損傷)」の炉心損傷頻度が低減していることが分かる。これは、原子炉補機冷却系関連設備(RCW弁)について同種機器間で損傷の完全独立を仮定したことにより起因事象発生頻度が低減したためである。また、バイパス破断事象関連の隔離弁(原子炉給水ライン隔離弁)について同種機器間で損傷の完全独立を仮定したことで、感度解析ケースでは「格納容器バイパス事象」の起因事象発生頻度及び炉心損傷頻度が低減した。一方、前段のヘディング「全交流動力電源喪失(RCW・RSW損傷)」の起因事象発生頻度が低減したことで、後段の「全交流動力電源喪失(D/G)」及び「外部電源喪失」の起因事象発生頻度が相対的に増加した。また、「外部電源喪失」ではRCW弁の損傷を和事象としたことでRCW系統単体の機能喪失確率が増加したことにより、炉心損傷頻度が増加した。

また、第1.2.1.d-11図からは、1225gal～1975galの加速度区間で炉心損傷頻度が増加していることが分かる。これは地震動レベルが大きいほど個別の機器損傷確率が大きくなり、上記で述べたとおり、直列に構成した機器(RCW弁)損傷の和事象の発生確率が大きくなる傾向がより顕著に表れるためである。

第 1.2.1.a-1 表 地震 PRA 実施のために収集した情報源 (1/2)

評価作業	主な情報源
プラントの設計・運転管理に関する情報の把握	1) 原子炉設置許可申請書 2) 配管計装線図 3) 電気系統図 (所内単線結線図等) 4) 機器配置図 5) 系統設計仕様書 6) 機器設計仕様書 7) 各種運転手順書 8) 内の事象運転時レベル1PRAに関連する報告書 9) ストレステスト一次報告書
地震ハザード評価	1) 原子炉設置許可申請書 2) 気象庁地震カタログ 3) 文献調査結果 (次ページ参照) 4) 地質調査結果
建屋・機器フラジリティ評価	1) 文献調査結果 (次ページ参照)
事故シーケンスの定量化	1) 上記プラントの設計・運転管理に関する情報 1)～9)

第 1.2.1.a-1 表 地震 PRA 実施のために収集した情報源 (2/2)

	参考文献
地震ハザード評価	<p>1) 地震調査研究推進本部(2012)：今後の地震動ハザード評価に関する検討～2011年・2012年における検討結果～</p> <p>2) 地震調査研究推進本部(2009)：「全国を概観した地震動予測地図」報告書 2009年版</p> <p>3) 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</p> <p>4) 宇佐美龍夫, 石井寿, 今村隆正, 武村雅之, 松浦律子 (2013)：日本被害地震総覧 599-2012, 東京大学出版会</p> <p>5) 気象庁：地震年報 2011年版, 地震・火山月報ほか</p> <p>6) 宇津徳治 (1982)：日本付近のM6.0以上の地震および被害地震の表：1885年～1980年, 東京大学地震研究所彙報, 第57巻</p> <p>7) 宇津徳治 (1985)：日本付近のM6.0以上の地震および被害地震の表：1885年～1980年 (訂正と追加), 東京大学地震研究所彙報, 第60巻</p> <p>8) 島崎邦彦 (2009)：地震と活断層：その関係を捉え直す, 科学, Vol.79, No.2</p> <p>9) Noda, S., K. Yashiro, K. Takahashi, M. Takemura, S. Ohno, M. Todo and 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 Analysis, Oct,16-18, Istanbul</p>
建屋・機器 フラジリティ評価	<p>1) R. P. Kennedy and M. K. Ravindra, “Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies”, Nuclear Engineering and Design 79(1984)</p> <p>2) R. Kassawara, EPRI Report 1003121, “Methodology for Probabilistic Risk Assessment Applications of Seismic Margin Evaluations”, Electric Power Research Institute, December 2001</p> <p>3) Westinghouse Electric Company, “AP1000 Design Control Document”, December 2011 (年・月は、AP1000 標準設計認証修正版の NRC 認可時期を示す)</p> <p>4) General Electric (GE) Nuclear Energy, “ABWR Design Control Document”, March 1997 (年・月は、ABWR 標準設計認証の NRC 認可時期を示す)</p> <p>5) 米国リミトルク社の弁駆動部(電動式)試験結果</p> <p>6) N. M. Newmark and W. J. Hall, “Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants”, NUREG/CR-0098</p> <p>7) 「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, 独立行政法人 原子力安全基盤機構</p> <p>8) 既往の社内試験結果</p> <p>9) G. S. Holman and C. K. Chou, “Components Fragility Research Program, Phase 1 Components Prioritization”, NUREG/CR-4899</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 (1/5)

事故シナリオ	分析	スクリーニング
◆地震による安全機能への間接的影響		
安全機能を有する建屋・構築物，機器以外の屋内設備損傷による間接的影響		
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>天井クレーンは，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。また，待機時においては原子炉圧力容器又は原子炉格納容器の直上に位置させない運用となっており，仮に転倒・落下した場合にも原子炉の上には落下しないように距離がとられている。</p> <p>なお，新潟県中越沖地震時に，6号炉天井クレーンの車軸部の破損が発生したが，その際にも落下防止装置は健全であり安全機能に影響はなかった。</p>	工学的判断によりスクリーニングアウト
耐震重要度 B, C クラスの損傷に伴う S クラス機器の損傷	<p>S クラスに属するものは，下位の分類に属するものの破損によって波及的影響が生じないことは設計段階で要求されており，耐震設計において建屋内又は建屋外における下位クラスの施設の損傷，転倒，落下等による耐震重要施設への影響がないことを確認している。また，プラントウォークダウンにおいて重点的に確認する項目の1つとし，問題ないことを確認している。</p>	工学的判断によりスクリーニングアウト
主タービンの軸受け等の損傷に伴うタービンミサイルによる隣接原子炉建屋内関連設備への影響	<p>タービンミサイルの影響は，原子炉設置許可申請書において評価・審査されており，申請書添付八の「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針への適合性」において，安全上重要な構築物，系統及び機器がタービンミサイルによって影響を受ける可能性は極めて低い（仮想的ミサイルの発生を想定しても，タービン建屋を飛び出さない，又は飛び出した場合に原子炉施設の健全性評価の対象となる使用済み燃料プールに到達する確率は 1×10^{-7}/年以下である）ことが確認されている。</p>	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 (2/5)

事故シナリオ	分析	スクリーニング
◆地震による安全機能への間接的影響		
安全機能を有する建屋・構築物，機器以外の屋外設備損傷による間接的影響		
排気筒転倒による建屋への影響	排気筒は，解放基盤表面で 2000gal 相当の地震動において損傷しないことを確認しており，各建屋の耐力と比較しても，排気筒の耐力は非常に大きいことを確認している*。	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屋・周辺構造物への影響	安全上重要な施設の近傍には，地震時に想定し得る斜面の崩壊等により施設の安全機能に影響を及ぼすような斜面がないことを確認している。	工学的判断によりスクリーニングアウト
送電網の鉄塔等の損傷に伴う外部電源への影響	外部電源の脆弱性は，最も耐力の低いセラミックインシュレータで代表させており，送電網まわりの影響を包絡していると判断。	地震 PRA 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	冷却水枯渇影響に対し復水貯蔵槽への補給水源として必要なものとして，ろ過水タンク，純水タンクを抽出。	地震 PRA で考慮

*: 2000gal 以上の加速度領域においては，原子炉建屋基礎地盤すべり線が炉心損傷要因として支配的であり，かつ条件付炉心損傷確率がほぼ 1 となっているため，結果への影響が小さい。

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 (3/5)

事故シナリオ	分析	スクリーニング
◆人的過誤による影響		
施設の計画, 設計, 材料選定, 製作, 組立, 完成検査までのミス	原子炉施設の安全性, 信頼性及び点検保守上の要求を満足するため, 設計, 製作, 据付等の各段階において適切な品質保証活動が実施されている。 また, 万が一, これらのミスがあったとしても, 多重性を備えた設備の全てに同様のミスが発生する可能性は小さい。	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りえる。	地震 PRA で考慮 (地震後の比較的短時間での運転員操作に対する人的過誤確率の設定にて考慮)
変圧器等碍子類の損傷による停電に伴うバックアップ操作支障	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, 他号炉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炉からの電源融通には期待しない。
地盤液状化等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操作員等従業員への影響	施設内の損壊物や地震動による飛来物が操作員等を傷付け, 操作を妨げる可能性があるが, 中央制御室付近において, 運転員操作を著しく妨げるような物体は基本的に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 (4/5)

事故シナリオ	分析	スクリーニング
◆余震による炉心損傷への影響		
<p>本震直後の余震による炉心損傷への影響</p>	<p>原子炉建屋（耐震壁）については、加振試験等において繰り返しの力に対して復元力が維持されることが確認されている。</p> <p>動的機器については、設計条件を大きく超える加速度を入力した加振試験において1試験体に対して加振レベルを上げながら繰り返し加振し、最終的な機能維持が確認された最大加速度を現実的耐力値として採用していることから、余震による地震動の繰り返しの影響を含めた耐力評価結果となっている。</p> <p>配管系については、終局強度試験において基準地震動に対する許容応力度の10倍以上の応力強さにおいても塑性崩壊又は疲労による破損は生じないこと等が確認され、破損に対して非常に大きな安全裕度を保有しており、余震による地震動の影響は小さいと考えられる。</p> <p>上記のとおり余震の影響は小さいと判断できる建屋・機器はあるが、評価方法の詳細及び評価例等に関する情報が非常に少ないため、余震による炉心損傷への影響評価方法を系統的に示すには至っていない。</p>	<p>今回の評価では評価技術の成熟度から余震の影響評価は困難であると判断し、余震影響は考慮しないものとする。</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 (5/5)

事故シナリオ	分析	スクリーニング
◆経年変化による炉心損傷への影響		
経年変化を考慮した場合の炉心損傷への影響	建屋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。 また、機器については維持・管理、リプレース等の保全によって、耐震上、大きな影響が生じないよう管理・対処されていると考えられる。	左記分析結果を踏まえ、経年変化に係わる事故シナリオはスクリーニングアウトする。

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.2.1. a-3(1)表 7号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価 (1/4)

	機器名	評価実施部位	損傷モード	Am(G)	β_r	β_u	HCLPF(G)
建屋・構築物 (原子炉建屋)	原子炉建屋(R/B)	-	-	3.13	0.32	0.15	1.44
	原子炉建屋基礎地盤すべり線	-	-	1.83	0.04	0.15	1.33
建屋・構築物 (原子炉格納容器・原子炉圧力容器)	ダイヤフラムフロア	工認評価部位 No.4	構造損傷	6.28	0.14	0.21	3.52
	原子炉遮蔽壁	開口集中部	構造損傷	3.50	0.20	0.22	1.75
	RPV本体	胴板	構造損傷	389.74	0.22	0.24	182.45
	RPV支持スカート	スカート	構造損傷	9.62	0.22	0.24	4.50
	RPVベDESTAL	たてリブ	構造損傷	2.65	0.22	0.24	1.24
	RPVスタビライザ	ロッド	構造損傷	3.65	0.22	0.24	1.71
	ブラケット類	RPVスタビライザブラケット	構造損傷	18.41	0.39	0.41	4.92
	下部鏡板	下部鏡板	構造損傷	31.98	0.22	0.24	14.97
	CRDハウジング貫通孔	円筒構造物	構造損傷	5.76	0.20	0.22	2.88
	原子炉冷却材再循環ポンプ貫通孔	ケーシング付根	構造損傷	10.26	0.39	0.41	2.74
	ノズル	ノズルセーフエンド	構造損傷	7.06	0.25	0.25	3.09
	CRDハウジングレストレントビーム	プレート	構造損傷	3.06	0.20	0.22	1.53
	RIPモータケーシング	ケーシング	構造損傷	3.14	0.20	0.21	1.60
	蒸気乾燥器	耐震ブロック	構造損傷	6.05	0.22	0.23	2.88
	格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	弁駆動部	機能損傷	4.91	0.26	0.25
CUW吸込ライン隔離弁		弁駆動部	機能損傷	3.88	0.25	0.24	1.73
RCIC配管		配管本体	構造損傷	3.59	0.26	0.25	1.55
RCIC蒸気ライン隔離弁		弁駆動部	機能損傷	4.34	0.26	0.25	1.87
原子炉給水ライン隔離弁		弁駆動部	機能損傷	4.81	0.25	0.24	2.14
RHR配管		配管サポート	構造損傷	3.35	0.33	0.32	1.15
RHR停止時冷却隔離弁		弁駆動部	機能損傷	2.61	0.26	0.25	1.13
原子炉冷却材圧力バウンダリ	主蒸気系配管	配管サポート	構造損傷	2.82	0.26	0.25	1.22
	CUW配管	配管本体	構造損傷	3.69	0.25	0.25	1.62
	給水系配管	配管サポート	構造損傷	4.24	0.32	0.31	1.50
	RCIC配管	配管本体	構造損傷	3.59	0.26	0.25	1.55
	RHR配管	配管サポート	構造損傷	3.35	0.33	0.32	1.15
	SLC配管	配管本体	構造損傷	3.98	0.25	0.24	1.77
	HPCF配管	配管本体	構造損傷	3.33	0.26	0.25	1.44
計測・制御系	コントロール建屋(C/B)	-	-	2.87	0.18	0.15	1.67
	ベンチ盤	盤全体	機能損傷	4.15	0.14	0.25	2.18
	直立盤(制御盤・多重伝送盤)	盤全体	機能損傷	3.77	0.14	0.25	1.98
	計装ラック	盤全体	機能損傷	5.25	0.22	0.21	2.58
	バイタル交流電源装置	盤全体	機能損傷	3.91	0.14	0.25	2.05
	交流120Vバイタル分電盤	盤全体	機能損傷	3.91	0.14	0.25	2.05

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.2.1.a-3(1)表 7号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価 (2/4)

	機器名	評価実施部位	損傷モード	Am(G)	β_r	β_u	HCLPF(G)
直流電源	直流125V蓄電池	基礎ボルト	構造損傷	12.01	0.20	0.17	6.52
	直流125V充電器盤	盤全体	機能損傷	4.04	0.14	0.25	2.12
	直流125V主母線盤	盤全体	機能損傷	4.60	0.22	0.25	2.12
	ケーブルトレイ	トレイサポート	構造損傷	6.00	0.24	0.24	2.72
	電線管	電線管サポート	構造損傷	3.67	0.24	0.24	1.66
原子炉補機冷却系	タービン建屋(T/B)	-	-	2.65	0.13	0.15	1.67
	非常用取水路	隔壁	構造損傷	2.20	0.07	0.24	1.33
	RCWポンプ	ポンプ	機能損傷	3.92	0.10	0.15	2.60
	RCW熱交換器	耐震強化サポート	構造損傷	1.81	0.20	0.17	0.98
	RCWサージタンク	基礎ボルト	構造損傷	4.87	0.20	0.17	2.64
	RCW配管	配管本体	構造損傷	2.58	0.26	0.25	1.11
	RCW弁	弁駆動部	機能損傷	3.62	0.26	0.25	1.56
	RSWポンプ	モータ	機能損傷	2.75	0.20	0.15	1.54
	RSWストレーナ	基礎ボルト	構造損傷	75.45	0.20	0.17	40.98
	RSW配管	配管サポート	構造損傷	3.34	0.26	0.25	1.44
	RSW弁	弁駆動部	機能損傷	5.44	0.26	0.25	2.34
交流電源(D/G)	6.9kVメタクラ	盤全体	機能損傷	4.18	0.22	0.25	1.92
	480Vパワーセンタ用動力変圧器	基礎ボルト	構造損傷	5.86	0.20	0.17	3.18
	480Vパワーセンタ	盤全体	機能損傷	5.77	0.22	0.25	2.66
	480VMCC	盤全体	機能損傷	4.04	0.14	0.25	2.12
	非常用ディーゼル発電設備	ディーゼル機関本体	機能損傷	4.36	0.20	0.15	2.45
	燃料ディタンク	スカート	構造損傷	43.96	0.20	0.16	24.27
	D/G空気だめ	胴板	構造損傷	94.76	0.20	0.17	51.46
	D/G非常用送風機	電動機	機能損傷	2.90	0.20	0.15	1.63
	燃料移送ポンプ	ポンプ	機能損傷	2.70	0.10	0.15	1.79
	DGFO配管	配管サポート	構造損傷	3.00	0.25	0.25	1.31
	軽油配管トレンチ(軽油タンク~R/B)	隔壁及び底版	構造損傷	4.23	0.17	0.24	2.17
	DGFO弁	弁駆動部	機能損傷	5.13	0.25	0.24	2.29
	軽油タンク	胴板	構造損傷	3.45	0.23	0.27	1.51

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.2.1. a-3(1)表 7号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価 (3/4)

	機器名	評価実施部位	損傷モード	Am(G)	β_r	β_u	HCLPF(G)
外部電源	外部電源設備全般	碍子	構造損傷, 機能損傷	0.91	0.24	0.22	0.43
スクラム	炉心シュラウド	下部胴	構造損傷	3.96	0.22	0.23	1.88
	シュラウドサポート	レグ	構造損傷	6.14	0.23	0.28	2.65
	炉心支持板	支持板P05	構造損傷	4.68	0.20	0.22	2.34
	上部格子板	グリッドプレート	構造損傷	2.82	0.20	0.22	1.41
	制御棒案内管	ボディ	構造損傷	12.62	0.25	0.35	4.69
	燃料支持金具	周辺燃料支持金具	構造損傷	16.41	0.20	0.22	8.21
	燃料集合体	燃料集合体	機能損傷	3.33	0.20	0.21	1.69
	水圧制御ユニット	部材(フレーム)	構造損傷	4.35	0.20	0.17	2.36
	CRD配管	配管サポート	構造損傷	3.12	0.25	0.24	1.39
	スクラム弁	スクラム弁	機能損傷	8.11	0.20	0.15	4.55
反応度制御	SLC配管	配管本体	構造損傷	3.98	0.25	0.24	1.77
	SLCポンプ	ポンプ	機能損傷	3.71	0.20	0.15	2.08
	SLC貯蔵タンク	基礎ボルト	構造損傷	1.82	0.20	0.17	0.99
	SLC弁	弁駆動部	機能損傷	7.66	0.25	0.24	3.41
SRV開・SRV再開鎖	SRV(18弁)	弁駆動部	構造損傷	3.93	0.26	0.25	1.69
RCIC	RCIC配管	配管本体	構造損傷	3.59	0.26	0.25	1.55
	RCICポンプ	ポンプ	機能損傷	3.98	0.10	0.15	2.63
	RCIC駆動タービン	タービン	機能損傷	3.98	0.10	0.15	2.63
	給水隔離弁	弁駆動部	機能損傷	4.12	0.25	0.24	1.84
	RCIC弁	弁駆動部	機能損傷	4.34	0.26	0.25	1.87
	CSP	損傷確率極小のためスクリーニングアウト					
	CSP周り配管	配管サポート	構造損傷	2.40	0.25	0.25	1.05
	廃棄物処理建屋(RW/B)	損傷確率極小のためスクリーニングアウト					

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.2.1.a-3(1)表 7号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価 (4/4)

	機器名	評価実施部位	損傷モード	Am(G)	β_r	β_u	HCLPF(G)	
HPCF	HPCF配管	配管本体	構造損傷	3.33	0.26	0.25	1.44	
	HPCFポンプ	電動機	機能損傷	2.00	0.10	0.15	1.32	
	HPCFポンプ室空調機	ファン	機能損傷	3.98	0.10	0.15	2.63	
	スパーージャ	ヘッド	構造損傷	3.39	0.20	0.22	1.70	
	HPCF弁	弁駆動部	機能損傷	2.44	0.18	0.24	1.22	
	CSP	損傷確率極小のためスクリーニングアウト						
	CSP周り配管	配管サポート	構造損傷	2.40	0.25	0.25	1.05	
	廃棄物処理建屋(RW/B)	損傷確率極小のためスクリーニングアウト						
減圧	SRV (18弁)	弁駆動部	機能損傷	2.39	0.26	0.25	1.03	
	SRV用アキュムレータ	胴板	構造損傷	5.67	0.20	0.16	3.13	
	HPIN配管	配管サポート	構造損傷	2.61	0.25	0.25	1.14	
	窒素ガス供給弁	弁駆動部	機能損傷	10.39	0.25	0.24	4.63	
LPFL	RHR配管	配管サポート	構造損傷	3.35	0.33	0.32	1.15	
	RHRポンプ	モータ	機能損傷	2.00	0.10	0.15	1.32	
	RHR熱交換器	胴板	構造損傷	4.64	0.20	0.17	2.52	
	RHRポンプ室空調機	ファン	機能損傷	3.98	0.10	0.15	2.63	
	RHR/LPFL共通弁	弁駆動部	機能損傷	2.61	0.26	0.25	1.13	
RHR	RHR配管	配管サポート	構造損傷	3.35	0.33	0.32	1.15	
	RHRポンプ	モータ	機能損傷	2.00	0.10	0.15	1.32	
	RHR熱交換器	胴板	構造損傷	4.64	0.20	0.17	2.52	
	RHRポンプ室空調機	ファン	機能損傷	3.98	0.10	0.15	2.63	
	RHR/LPFL共通弁	弁駆動部	機能損傷	2.61	0.26	0.25	1.13	
	RHR弁	弁駆動部	機能損傷	2.61	0.26	0.25	1.13	

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.2.1.a-3(2)表 6号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価 (1/4)

	機器名	評価実施部位	損傷モード	Am(G)	β_r	β_u	HCLPF(G)
建屋・構築物 (原子炉建屋)	原子炉建屋(R/B)	-	-	3.75	0.33	0.15	1.70
	原子炉建屋基礎地盤すべり線	-	-	1.83	0.04	0.15	1.33
建屋・構築物 (原子炉格納容器・原子炉圧力容器)	ダイヤフラムフロア	鉄筋コンクリートスラブ	構造損傷	3.60	0.22	0.26	1.63
	原子炉遮蔽壁	開口集中部	構造損傷	3.49	0.20	0.22	1.75
	RPV本体	基礎ボルト	構造損傷	6.21	0.22	0.24	2.91
	RPV支持スカート	スカート	構造損傷	9.44	0.22	0.24	4.42
	RPVベDESTAL	原子炉本体基礎アンカボルト	構造損傷	2.82	0.22	0.29	1.22
	RPVスタビライザ	ロッド	構造損傷	4.25	0.22	0.24	1.99
	ブラケット類	原子炉圧力容器スタビライザブラケット	構造損傷	13.97	0.22	0.24	6.54
	下部鏡板	球殻部	構造損傷	13.14	0.22	0.24	6.15
	CRDハウジング貫通孔	スタブチューブ	構造損傷	3.59	0.20	0.22	1.80
	原子炉冷却材再循環ポンプ貫通孔	ケーシング側付け根R部	構造損傷	2.76	0.20	0.22	1.38
	ノズル	ノズルセーフエンド	構造損傷	4.65	0.25	0.25	2.04
	CRDハウジングレストレイントビーム	プレート	構造損傷	4.96	0.20	0.22	2.48
	RIPモーターケーシング	ケーシング	構造損傷	3.05	0.20	0.21	1.55
	蒸気乾燥器	耐震用ブロックせん断面A	構造損傷	12.28	0.22	0.23	5.84
	格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	駆動部	機能損傷	2.97	0.19	0.25
CUW吸込ライン隔離弁		駆動部	機能損傷	5.81	0.25	0.24	2.59
RCIC配管		配管本体	構造損傷	3.91	0.25	0.25	1.71
RCIC蒸気ライン隔離弁		駆動部	機能損傷	5.47	0.25	0.24	2.44
原子炉給水ライン隔離弁		弁本体	機能損傷	2.40	0.18	0.24	1.20
RHR配管		サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	4.27	0.26	0.25	1.84
RHR停止時冷却隔離弁		駆動部	機能損傷	3.71	0.26	0.25	1.60
原子炉冷却材圧力バウンダリ	主蒸気系配管	配管本体	構造損傷	4.20	0.26	0.25	1.81
	CUW配管	スナッパ	構造損傷	8.38	0.32	0.31	2.96
	給水系配管	配管本体	構造損傷	2.60	0.26	0.25	1.12
	RCIC配管	配管本体	構造損傷	3.91	0.25	0.25	1.71
	RHR配管	サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	4.27	0.26	0.25	1.84
	SLC配管	サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	4.04	0.26	0.26	1.71
	HPCF配管	配管本体	構造損傷	2.55	0.26	0.25	1.10
計測・制御系	コントロール建屋(C/B)	-	-	2.87	0.18	0.15	1.67
	ベンチ盤	盤全体	機能損傷	3.72	0.14	0.25	1.95
	直立盤(制御盤・多重伝送盤)	盤全体	機能損傷	3.72	0.14	0.25	1.95
	計装ラック	盤全体	機能損傷	5.60	0.14	0.25	2.94
	バイタル交流電源装置	重心位置	機能損傷	3.03	0.14	0.25	1.59
	交流120Vバイタル分電盤	重心位置	機能損傷	3.03	0.14	0.25	1.59

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.2.1.a-3(2)表 6号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価 (2/4)

	機器名	評価実施部位	損傷モード	Am(G)	β_r	β_u	HCLPF(G)
直流電源	直流125V蓄電池	取付ボルト	構造損傷	10.85	0.20	0.17	5.89
	直流125V充電器盤	重心位置	機能損傷	4.04	0.14	0.25	2.12
	直流125V主母線盤	(MCC)重心位置	機能損傷	4.60	0.22	0.25	2.12
	ケーブルトレイ	ケーブルトレイサポート定着部	構造損傷	6.73	0.39	0.36	1.95
	電線管	電線管本体 金具(クランプ)	構造損傷	2.69	0.20	0.15	1.51
原子炉補機冷却系	タービン建屋(T/B)	-	-	2.63	0.18	0.15	1.52
	非常用取水路	隔壁	構造損傷	3.53	0.18	0.24	1.78
	RCWポンプ	軸位置	機能損傷	3.91	0.10	0.15	2.59
	RCW熱交換器	基礎ボルト	構造損傷	2.69	0.20	0.17	1.46
	RCWサージタンク	基礎ボルト	構造損傷	4.70	0.20	0.17	2.55
	RCW配管	配管本体	構造損傷	5.49	0.26	0.25	2.37
	RCW弁	駆動部	機能損傷	2.24	0.26	0.25	0.97
	RSWポンプ	コラム先端部	機能損傷	5.68	0.25	0.24	2.53
	RSWストレーナ	基礎ボルト	構造損傷	21.32	0.20	0.17	11.58
	RSW配管	配管本体	構造損傷	4.73	0.26	0.25	2.04
	RSW弁	駆動部	機能損傷	4.20	0.19	0.25	2.03
交流電源(D/G)	6.9kVメタクラ	重心位置	機能損傷	4.08	0.22	0.25	1.88
	480Vパワーセンタ用動力変圧器	取付ボルト	構造損傷	14.93	0.20	0.17	8.11
	480Vパワーセンタ	重心位置	機能損傷	5.65	0.22	0.25	2.60
	480VMCC	重心位置	機能損傷	4.04	0.14	0.25	2.12
	非常用ディーゼル発電設備	機関側軸受台下部ベース取付ボルト	構造損傷	4.22	0.20	0.17	2.29
	燃料ディタンク	基礎ボルト	構造損傷	12.82	0.20	0.17	6.96
	D/G空気だめ	胴板	構造損傷	5.70	0.20	0.17	3.10
	D/G非常用送風機	軸受部	機能損傷	2.90	0.20	0.15	1.63
	燃料移送ポンプ	軸位置	機能損傷	4.12	0.20	0.15	2.31
	DGFO配管	配管本体	構造損傷	4.28	0.25	0.25	1.88
	軽油配管トレンチ(軽油タンク~R/B)	隔壁 底版	構造損傷	3.14	0.12	0.24	1.74
	DGFO弁	弁本体	機能損傷	3.23	0.25	0.24	1.44
	軽油タンク	胴板	構造損傷	3.67	0.23	0.27	1.61

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.2.1.a-3(2)表 6号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価 (3/4)

	機器名	評価実施部位	損傷モード	Am(G)	β_r	β_u	HCLPF(G)
外部電源	外部電源設備全般	碍子	構造損傷, 機能損傷	0.91	0.24	0.22	0.43
スクラム	炉心シュラウド	下部胴	構造損傷	19.02	0.22	0.23	9.05
	シュラウドサポート	レグ	構造損傷	3.76	0.22	0.23	1.79
	炉心支持板	支持板	構造損傷	6.20	0.20	0.22	3.10
	上部格子板	グリッドプレート	構造損傷	10.85	0.20	0.22	5.43
	制御棒案内管	下部溶接部	構造損傷	46.84	0.22	0.23	22.29
	燃料支持金具	中央燃料支持金具	構造損傷	8.56	0.24	0.34	3.29
	燃料集合体	制御棒(挿入性)	機能損傷	5.17	0.20	0.21	2.63
	水圧制御ユニット	フレーム	構造損傷	11.65	0.20	0.17	6.33
	CRD配管	サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	5.88	0.25	0.24	2.62
	スクラム弁	駆動部	機能損傷	8.99	0.20	0.15	5.05
反応度制御	SLC配管	サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	4.04	0.26	0.26	1.71
	SLCポンプ	重心位置	機能損傷	3.71	0.20	0.15	2.08
	SLC貯蔵タンク	基礎ボルト	構造損傷	3.87	0.20	0.17	2.10
	SLC弁	弁本体	機能損傷	7.00	0.26	0.25	3.02
SRV開・SRV再閉鎖	SRV(18弁)	ボンネットボルト	構造損傷	3.53	0.26	0.25	1.52
RCIC	RCIC配管	配管本体	構造損傷	3.91	0.25	0.25	1.71
	RCICポンプ	基礎ボルト	構造損傷	3.45	0.20	0.17	1.87
	RCIC駆動タービン	基礎ボルト	構造損傷	4.22	0.20	0.17	2.29
	給水隔離弁	駆動部	機能損傷	5.47	0.25	0.24	2.44
	RCIC弁	駆動部	機能損傷	5.47	0.25	0.24	2.44
	CSP	損傷確率極小のためスクリーニングアウト					
	CSP周り配管	サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	3.07	0.25	0.25	1.35
	廃棄物処理建屋(RW/B)	損傷確率極小のためスクリーニングアウト					

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1.2.1.a-3(2)表 6号炉 建屋機器リストとフラジリティ評価 (4/4)

	機器名	評価実施部位	損傷モード	Am(G)	β_r	β_u	HCLPF(G)	
HPCF	HPCF配管	配管本体	構造損傷	2.55	0.26	0.25	1.10	
	HPCFポンプ	軸受部	機能損傷	3.75	0.20	0.15	2.10	
	HPCFポンプ室空調機	軸受部	機能損傷	3.95	0.10	0.15	2.61	
	スパーージャ	ヘッド	構造損傷	10.28	0.22	0.23	4.89	
	HPCF弁	駆動部	機能損傷	2.18	0.26	0.25	0.94	
	CSP	損傷確率極小のためスクリーニングアウト						
	CSP周り配管	サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	3.07	0.25	0.25	1.35	
	廃棄物処理建屋(RW/B)	損傷確率極小のためスクリーニングアウト						
減圧	SRV(18弁)	駆動部	機能損傷	2.00	0.26	0.25	0.86	
	SRV用アキュムレータ	Uバンド及びびりブ	構造損傷	5.03	0.20	0.16	2.78	
	HPIN配管	配管本体	構造損傷	3.24	0.25	0.24	1.44	
	窒素ガス供給弁	駆動部	機能損傷	2.47	0.25	0.24	1.10	
LPFL	RHR配管	サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	4.27	0.26	0.25	1.84	
	RHRポンプ	軸受部	機能損傷	3.75	0.20	0.15	2.10	
	RHR熱交換器	胴板	構造損傷	3.33	0.20	0.17	1.81	
	RHRポンプ室空調機	軸受部	機能損傷	3.95	0.10	0.15	2.61	
	RHR/LPFL共通弁	駆動部	機能損傷	3.71	0.26	0.25	1.60	
RHR	RHR配管	サポート本体(架構レストレイント)	構造損傷	4.27	0.26	0.25	1.84	
	RHRポンプ	軸受部	機能損傷	3.75	0.20	0.15	2.10	
	RHR熱交換器	胴板	構造損傷	3.33	0.20	0.17	1.81	
	RHRポンプ室空調機	軸受部	機能損傷	3.95	0.10	0.15	2.61	
	RHR/LPFL共通弁	駆動部	機能損傷	3.71	0.26	0.25	1.60	
	RHR弁	駆動部	機能損傷	3.71	0.26	0.25	1.60	

第 1.2.1.b-1 表 震源モデルの諸元（活断層による地震，調査結果に基づく）

特定震源の名称	分類	地震規模 (マグニ チュード)	等価震源距離 Xeq (km)		平均活動間隔 (年)	発生確率モデル
			荒浜側	大湊側		
佐渡島棚東縁部断層	海域	6.8	55	53	5500	ポアソン
F-B 断層		7.0	13	13	1000	BPT
佐渡島南方断層		6.9	23	22	4700	ポアソン
F-D 断層		6.9	35	36	4700	ポアソン
高田沖断層		6.8	61	63	4100	ポアソン
米山沖断層		6.8	25	26	31600	ポアソン
親不知海脚西縁断層帯～魚津断層帯		7.5	94	96	8000	ポアソン
角田・弥彦断層	陸域	7.7	51	49	2450	ポアソン
気比ノ宮断層		7.1	21	20	2450	ポアソン
片貝断層		6.8	14	14	2450	ポアソン
悠久山断層		6.8	27	26	5800	ポアソン
半蔵金付近のリニアメント		6.8	25	25	2300	ポアソン
柏崎平野南東縁のリニアメント		6.8	15	16	2300	ポアソン
山本山断層		6.8	21	21	2300	ポアソン
水上断層		6.8	15	16	2300	ポアソン
上米山断層		6.8	17	18	2300	ポアソン
雁海断層		6.8	17	18	2300	ポアソン
十日町盆地西縁断層	7.4	30	32	3300	ポアソン	

注) 海域の断層による地震の規模は 2007 年新潟県中越沖地震 (M6.8) の知見を踏まえて設定した値を記載。

陸域の断層による地震の規模は，松田（1975）に基づき設定。ただし，いずれも下限値は 6.8 としている。

第 1.2.1.b-2 表 震源モデルの諸元 (活断層による地震, 地震調査研究推進本部 (2012) に基づく)

特定震源の名称	分類	地震規模 (マグニ チュード)	等価震源距離 X _{eq} (km)		平均活動間隔 (年)	発生確率モデル
			荒浜側	大湊側		
会津盆地西縁断層帯	陸域	7.4	102	101	8550	BPT
会津盆地東縁断層帯		7.7	123	123	7800	BPT
楡形山脈断層帯		6.9	99	97	3500	BPT
月岡断層帯		7.3	67	66	7500	BPT
関谷断層		7.5	113	113	3350	BPT
平井-楡挽断層帯		7.1	144	145	7300	ポアソン
十日町断層帯東部		7.0	41	42	6000	ポアソン
糸魚川-静岡構造線断層帯 (北部・中部)		8.2	125	126	1000	BPT
呉羽山断層帯		7.3	150	151	4000	ポアソン
六日町断層帯 北部 (ケース 1)		7.1	32	32	5400	ポアソン
六日町断層帯 北部 (ケース 2)		7.1	28	28	3600	BPT
六日町断層帯 南部		7.3	43	44	6700	BPT
高田平野東縁断層帯		7.2	42	44	2300	ポアソン
高田平野西縁断層帯		7.3	52	53	3500	BPT
長野盆地西縁断層帯	7.8	74	76	1650	BPT	

第 1. 2. 1. b-3 表 震源モデルの諸元（日本海東縁部の地震）

特定震源の名称		分類	地震規模 (マグニ チュード)	等価震源距離 Xeq (km)		平均活動間隔 (年)	発生確率モデル
				荒浜側	大湊側		
秋田県沖	東傾斜	海域	7.5	258	257	1000	ポアソン
	西傾斜		7.5	259	257	1000	ポアソン
山形県沖			7.7	169	167	1000	BPT
新潟県北部沖			7.5	117	116	1000	BPT
佐渡島北方沖	東傾斜		7.8	235	233	750	ポアソン
			7.8	199	197	750	ポアソン
			7.8	148	147	750	ポアソン
	西傾斜		7.8	235	234	750	ポアソン
			7.8	199	198	750	ポアソン
			7.8	149	147	750	ポアソン
佐渡島北方沖～北海道西方沖 (連動)			8.4	280	278	3900	ポアソン
想定 D 断層による地震			8.0	74	75	25000	ポアソン

第 1.2.1.b-4 表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方 (1/3)

(a) 陸域の主要な活断層 (長岡平野西縁断層帯)

項目	分岐	重み	重み付けの考え方
震源の 組み合わせ	3 セグメントの連動 (各発生パターン の出現確率を考慮)	1/3	複数の連動パターン を考慮し、重みは等配 分とした。
	長岡平野西縁断層帯を 1 セグメントとして評価 (常に連動)	1/3	
	3 セグメントが単独で活動	1/3	
傾斜角	50°	1/2	調査結果と中越沖地 震の知見に基づき設 定した。
	35°	1/2	
アスペリティ 位置	中央	1/3	複数の位置を設定し、 重みは等配分とした。
	至近	1/3	
	遠方	1/3	
距離減衰式の 補正係数	補正あり	1/2	中越沖地震の知見に 基づき設定した。
	補正なし	1/2	

第 1.2.1.b-4 表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方 (2/3)

(b) 海域の主要な活断層

項目	分岐	重み	重み付けの考え方
震源の 組み合わせ	①各セグメントが常に個別に活動	1/9	複数の連動パターンを考慮し、重みは等配分とした。
	②F-D, 高田沖は常に個別, F-B+佐渡島南方は連動	1/9	
	③F-D+高田沖は常に連動, F-B断層, 佐渡島南方断層は常に個別に活動	1/9	
	④F-D, 高田沖は常に連動, F-B+佐渡島南方は連動	1/9	
	⑤F-D+高田沖は連動, その他は常に個別に活動	1/9	
	⑥F-D+高田沖は連動, F-B+佐渡島南方は連動	1/9	
	⑦高田沖+F-D+F-Bは連動, 佐渡島南方は常に個別に活動	1/9	
	⑧高田沖+F-D+佐渡島南方は連動, F-Bは常に個別に活動	1/9	
	⑨高田沖+F-D+F-B+佐渡島南方は連動	1/9	
地震規模	中越沖地震の知見を考慮	2/3	中越沖地震の知見に基づき設定した。
	松田式	1/3	
アスペリティ 位置	中央	1/3	複数の位置を設定し、重みは等配分とした。
	至近	1/3	
	遠方	1/3	
距離減衰式の 補正係数	補正あり	1/2	中越沖地震の知見に基づき設定した。
	補正なし	1/2	

第 1.2.1.b-4 表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方 (3/3)

(c) 領域震源

項目	分岐		重み	重み付けの考え方
半径 30km の区分	区分する		1/2	敷地周辺の地質調査範囲 に基づき設定した。
	区分しない		1/2	
b 値	観測記録		1/2	過去に発生した地震と地 震本部 (2012) に基づき設 定した。
	0.9		1/2	
地震規模 (最大マグ ニチュード)	歴史地震	中央値	1/6	歴史地震と, 島崎 (2009) に基づき設定した。
		最小値	1/6	
		最大値	1/6	
	島崎 (2009)	M7.1	3/8	
		M7.4	1/8	

第 1. 2. 1. c-1-1 表 考慮する不確実さ要因の例

評価方法		偶然的な不確実さ (β_R)	認識論的な不確実さ (β_U)
建物 構築物	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

地層 T.M.S.L. (m)	地盤せん断波 速度 V_s (m/s)	密度 ρ (kN/m^3)	ポアソン比 ν	せん断 弾性係数 G (N/mm^2)	ヤング係数 E (N/mm^2)
+12.0	150	16.1	0.347	37.3	100
+8.0	200	16.1	0.308	65.7	172
+4.0	330	17.3	0.462	192	562
-6.0	490	17.0	0.451	416	1210
-33.0	530	16.6	0.446	475	1370
-90.0	590	17.3	0.432	613	1760
-136.0	650	19.3	0.424	833	2370
-155.0	720	19.9	0.416	1050	2980

第 1. 2. 1. c-1-4 表 物性値 (原子炉建屋)

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
建屋部	コンクリート: Fc=52.6(N/mm ²) 鉄筋: SD35, SD40 (SD345,SD390相当)	3.21×10 ⁴	1.34×10 ⁴	5
基礎スラブ	コンクリート: Fc=47.9(N/mm ²) 鉄筋: SD35 (SD345相当)	2.98×10 ⁴	1.24×10 ⁴	5

第 1. 2. 1. c-1-5 表 物性値 (コントロール建屋)

部位	使用材料	ヤング係数 E(N/mm ²)	せん断 弾性係数 G(N/mm ²)	減衰定数 h(%)
建屋部	コンクリート: Fc=52.6(N/mm ²) 鉄筋: SD35 (SD345相当)	3.21×10 ⁴	1.34×10 ⁴	5
基礎スラブ	コンクリート: Fc=47.9(N/mm ²) 鉄筋: SD35 (SD345相当)	2.98×10 ⁴	1.24×10 ⁴	5

第 1. 2. 1. c-1-6 表 物性値 (タービン建屋)

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
建屋部	コンクリート : Fc=52.6 (N/mm ²) 鉄筋 : SD35 (SD345相当)	3.21×10 ⁴	1.34×10 ⁴	5
基礎スラブ	コンクリート : Fc=47.9 (N/mm ²) 鉄筋 : SD35 (SD345相当)	2.98×10 ⁴	1.24×10 ⁴	5
鉄骨部	鉄骨 : SS41, SM41A, SM50A (SS400, SM400A, SM490A 相当)	2.05×10 ⁵	7.90×10 ⁴	2

第 1. 2. 1. c-1-7 表 物性値 (廃棄物処理建屋)

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
建屋部	コンクリート : Fc=52.6 (N/mm ²) 鉄筋 : SD35 (SD345相当)	3.21×10 ⁴	1.34×10 ⁴	5
基礎スラブ	コンクリート : Fc=47.9 (N/mm ²) 鉄筋 : SD35 (SD345相当)	2.98×10 ⁴	1.24×10 ⁴	5
鉄骨部	鉄骨 : SS41, SM41A, SM50A (SS400, SM400A, SM490A 相当)	2.05×10 ⁵	7.90×10 ⁴	2

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：1.63×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(1)表 解析モデル諸元 (原子炉建屋 水平 NS 方向)

部位	質点番号	高さ T.M.S.L. (m)	質点重量 W (kN)	回転慣性 重量 I_g ($\times 10^5 \text{kN}\cdot\text{m}^2$)	部材 番号	せん断 断面積 A_s (m^2)	断面2次 モーメント I (m^4)
外壁部	1	49.7	39490	70.6	1	41.0	13700
	2	38.2	80520	410.9	2	83.0	51100
	3	31.7	84470	473.7	3	188.0	70600
	4	23.5	84770	293.2	4	132.5	69000
	5	18.1	55380	198.1	5	149.4	84700
	6	12.3	81140	289.3	6	180.5	105000
	7	4.8	80120	296.2	7	183.2	112800
	8	-1.7	81300	298.1	8	223.5	119000
	9	-8.2	342450	945.4	9	3373.4	900600
	10	-13.7	216040	581.5			
原子炉 格納容器 (RCCV)	11	31.7	91400	32.4	11	119.6	7200
	12	23.5	155040	371.7	12	113.0	23300
	13	18.1	102870	305.0	13	137.6	23500
	14	12.3	199270	408.9	14	139.2	23400
	15	4.8	124050	387.4	15	132.4	23600
	16	-1.7	136800	369.7	16	186.4	29600

第 1. 2. 1. c-1-9(2) 表 解析モデル諸元 (原子炉建屋 水平 EW 方向)

部位	質点番号	高さ T.M.S.L. (m)	質点重量 W(kN)	回転慣性 重量I _G (×10 ⁵ kN・m ²)	部材 番号	せん断 断面積 A _s (m ²)	断面2次 モーメント I(m ⁴)
外壁部	1	49.7	39490	147.1	1	54.7	30000
	2	38.2	80520	300.1	2	122.9	62600
	3	31.7	89570	299.1	3	172.7	87900
	4	23.5	67270	275.6	4	131.8	81900
	5	18.1	50210	210.8	5	166.7	92800
	6	12.3	78630	320.7	6	179.3	114600
	7	4.8	76690	316.8	7	211.5	124000
	8	-1.7	79240	324.6	8	259.5	131000
	9	-8.2	342450	1039.5	9	3373.4	998600
	10	-13.7	216040	644.3			
原子炉 格納容器 (RCCV)	11	31.7	86300	267.7	11	219.0	6700
	12	23.5	172540	474.6	12	222.8	23300
	13	18.1	108040	340.3	13	207.4	23100
	14	12.3	201780	453.1	14	152.1	23400
	15	4.8	127480	432.5	15	180.1	21200
	16	-1.7	138860	409.9	16	164.4	23800

第 1. 2. 1. c-1-9(3) 表 建屋のばね定数 (原子炉建屋 水平 EW 方向)

部材 番号	位置	剛性 (×10 ¹⁰ kN・m/rad)		減衰定数 (%)
K _θ	9-12	回転剛性	2.18	4.85

第 1. 2. 1. c-1-9(4) 表 地盤ばね定数と減衰係数

(原子炉建屋 2000gal 規準化入力 NS 方向)

	ばね番号	ばね定数	減衰係数
側面 水平ばね	K1	4.63×10^5	2.90×10^5
	K3	1.23×10^6	7.70×10^5
	K5	6.62×10^6	1.52×10^6
	K7	3.61×10^6	7.73×10^5
側面 回転ばね	K2	3.59×10^8	7.11×10^7
	K4	9.53×10^8	1.89×10^8
	K6	5.24×10^9	3.37×10^8
	K8	2.82×10^9	1.70×10^8
底面水平ばね	K9	4.71×10^7	2.27×10^6
底面回転ばね	K10	4.12×10^{10}	5.01×10^8

注：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-1-9(5) 表 地盤ばね定数と減衰係数

(原子炉建屋 2000gal 規準化入力 EW 方向)

	ばね番号	ばね定数	減衰係数
側面 水平ばね	K1	4.63×10^5	2.92×10^5
	K3	1.23×10^6	7.73×10^5
	K5	6.62×10^6	1.52×10^6
	K7	3.61×10^6	7.72×10^5
側面 回転ばね	K2	3.59×10^8	7.13×10^7
	K4	9.53×10^8	1.89×10^8
	K6	5.24×10^9	3.39×10^8
	K8	2.82×10^9	1.71×10^8
底面水平ばね	K9	4.69×10^7	2.25×10^6
底面回転ばね	K10	4.44×10^{10}	5.82×10^8

注：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-1-10(1)表 解析モデル諸元(コントロール建屋 水平 NS 方向)

部位	質点 番号	高さ T.M.S.L. (m)	質点重量 W(kN)	回転慣性 重量 I_G ($\times 10^6$ kN \cdot m 2)	部材 番号	せん断 断面積 A_s (m 2)	断面2次 モーメント I (m 4)
建屋部	1	24.1	68160	10.89	1	76.7	24000
	2	17.3	92410	14.80	2	112.1	27400
	3	12.3	103900	18.55	3	151.7	41700
	4	6.5	120780	22.62	4	156.8	53200
	5	1.0	65170	13.89	5	153.6	53200
基礎 スラブ	6	-2.7	124330	19.88	6	2478.0	364300
	7	-5.5	81650	12.01			

第 1. 2. 1. c-1-10(2)表 解析モデル諸元(コントロール建屋 水平 EW 方向)

部位	質点 番号	高さ T.M.S.L. (m)	質点重量 W(kN)	回転慣性 重量 I_G ($\times 10^6$ kN \cdot m 2)	部材 番号	せん断 断面積 A_s (m 2)	断面2次 モーメント I (m 4)
建屋部	1	24.1	68160	22.64	1	68.9	38100
	2	17.3	92410	30.06	2	129.8	61100
	3	12.3	103900	33.17	3	151.7	84100
	4	6.5	120780	37.43	4	204.1	109100
	5	1.0	65170	24.86	5	202.3	107800
基礎 スラブ	6	-2.7	124330	38.72	6	2478.0	718800
	7	-5.5	81650	23.70			

第 1. 2. 1. c-1-10(3) 表 地盤ばね定数と減衰係数

(コントロール建屋 2000gal 規準化入力 NS 方向)

	ばね番号	ばね定数	減衰係数
側面 水平ばね	K1	9.16×10^5	5.33×10^5
	K3	6.14×10^5	3.57×10^5
	K5	2.64×10^5	1.54×10^5
側面 回転ばね	K2	5.22×10^8	9.11×10^7
	K4	3.50×10^8	6.10×10^7
	K6	1.51×10^8	2.63×10^7
底面 水平ばね	K7	4.31×10^7	1.81×10^6
底面 回転ばね	K8	2.37×10^{10}	2.82×10^8

注：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-1-10(4) 表 地盤ばね定数と減衰係数

(コントロール建屋 2000gal 規準化入力 EW 方向)

	ばね番号	ばね定数	減衰係数
側面 水平ばね	K1	9.16×10^5	5.37×10^5
	K3	6.14×10^5	3.60×10^5
	K5	2.64×10^5	1.55×10^5
側面 回転ばね	K2	5.22×10^8	9.13×10^7
	K4	3.50×10^8	6.12×10^7
	K6	1.51×10^8	2.64×10^7
底面 水平ばね	K7	4.18×10^7	1.70×10^6
底面 回転ばね	K8	3.74×10^{10}	6.47×10^8

注：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(1)表 解析モデル諸元 (タービン建屋 水平 NS 方向)

質点重量及び回転慣性重量

標高 T.M.S.L (m)	T/G架台	建 屋		
		(1)	(2)	
44.3		34230	20910	
		24615	6678	
		(3)		
38.6		52320		
		11346		
30.9		(4)	(5)	(6)
		106960	41250	8290
		30626	75099	1373
25.8			(7)	(8)
			41390	23190
		441907	247039	
20.4	(19)	(9)	(10)	
	103470	186550	97680	
	-	347244	391079	
12.3	(20)	(11)	(12)	
	70210	171270	204800	
	-	603207	505631	
4.9		(13)	(14)	
		163700	206300	
		576543	741432	
-1.1		(15)	(16)	
		116250	148030	
		385264	1020902	
-5.1		(17)		
		494300		
		3783700		
-7.9		(18)		
		264930		
		1487022		

T/G 架台 : タービン/発電機架台

質点重量 (kN)
回転慣性重量 ($\times 10^2$ kN \cdot m 2)

第 1. 2. 1. c-1-11(2)表 解析モデル諸元 (タービン建屋 水平 NS 方向)

せん断断面積及び断面二次モーメント

標高 T.M.S.L. (m)	T/G架台	建 屋				
		(1)	(2)			
44.3		4.00	2.70			
		—				
38.6		(3)	—			
		5.80				
30.9		(4)	(5)			(6)
		204.1	95.4			1.1
			64644			—
25.8		(7)	(8)			4.5
		84328	120.5			
			50284			
20.4	(19)	(9)	(10)	—		
	13.9	168.6	146.5			
	—	82226	72329			
12.3	(20)	(11)	(12)			
		248.0	282.0			
	148356	108286				
4.9	10.2	(13)	(14)			
		251.5	393.6			
		129870	178046			
-1.1	—	(15)	(16)			
		273.8	392.0			
		145704	171477			
-5.1		(17)				
		7954				
		—				
-7.9		(18)				

T/G 架台：タービン/発電機架台

せん断断面積 (m ²)
断面二次モーメント (m ⁴)

第 1. 2. 1. c-1-11 (3) 表 解析モデル諸元 (タービン建屋 水平 EW 方向)

質点重量及び回転慣性重量

標高 T.M.S.L. (m)	T/G架台	建屋								
		建			屋					
44.3		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)				
		4430	13150	13130	13320	11110				
		167	6325	6315	6404	3187				
38.6		(6)	(7)	(8)	(9)	(10)				
		5660	12750	12490	11840	9580				
		353	6247	6119	5786	2824				
30.9		(11)	(12)	(19)	(13)	(18)	(14)	(17)	(15)	(16)
		11230	15770	2170	31100	19900	33180	19840	18760	4550
		1432	7786	0	9905	6051	10670	6031	5943	677
25.8		(20)	(21)	(22)	(23)	(24)				
		10920	16720	11480	12390	13070				
		716	8110	794	932	3805				
20.4		(42)	(25)	(26)	(27)	(31)	(28)	(30)	(29)	
		103470	15110	52710	47390	24990	51130	25800	67100	
		-	775	79287	24879	13818	27223	15573	91614	
12.3		(43)	(32)	(33)	(35)	(34)				
		70210	125510	75880	83770	90910				
		-	322609	147835	166321	190033				
4.9		(36)	(37)							
		289670	80330							
		1049331	163506							
-1.1		(38)	(39)							
		185020	79260							
		668411	105304							
-5.1		(40)								
		494300								
		5278312								
-7.9		(41)								
		264930								
		2079794								

T/G 架台 : タービン/発電機架台

質点重量 (kN)
回転慣性重量 ($\times 10^2 \text{ kN} \cdot \text{m}^2$)

第 1. 2. 1. c-1-11 (4) 表 解析モデル諸元 (タービン建屋 水平 EW 方向)

せん断断面積及び断面二次モーメント

標高 T.M.S.L. (m)	T/G架台	建					屋			
		(1)	(2)		(3)		(4)		(5)	
44.3		1.30	0.72	0.06	0.72	0.09	0.72	0.09	0.72	0.09
		—	—		—		—		—	
38.6		(6)	(7)		(8)		(9)		(10)	
		1.90	0.91		0.91		0.91		0.91	
30.9		—	—	—	—	—	—	—	—	—
		(11)	(12)	(19)	(13)	(18)	(14)	(17)	(15)	(16)
		25.3	15.0	0.3	26.8	29.2	26.8	31.1	37.8	14.9
7074	—	3772		3772		233				
25.8		(20)	222	(21)	452	(22)	294	(23)	1318	(24)
		42.9		9.6		26.9		28.2		24.2
		25111		99		559		559		1436
20.4		(42)	(25)	(26)	(27)	(31)	(28)	(30)	(29)	
		25.3	61.4	62.8	45.9	37.6	11.9	19.3	107.4	
		-	38110	12036	2247	1022	157	372	27633	
12.3		(43)	(32)		(33)	(35)	(33)	(35)	(34)	
		175.5	69335		67.3	111.4		117.1		
		(36)			3640	14180		55072		
4.9	11.4	427.5	141670	(36)	(37)		(36)			
		141670		128.3	13128					
-1.1	—	(38)				(39)				
		495.7				154.9				
		147630				11394				
-5.1		(40)								
		7954								
-7.9		—								
		(41)								

T/G 架台 : タービン/発電機架台

せん断断面積 (m ²)
断面二次モーメント (m ⁴)

第 1.2.1. c-1-11 (5) 表 建屋のばね定数 (タービン建屋 水平 NS 方向)

部材 番号	位置	剛性 ($\times 10^4$ kN/m)	減衰定数 (%)
K1	1 - 2	45.1	2
K2	4 - 5	0.0	4.85
K3	9 - 10	763.7	4.85
K4	11 - 12	904.0	4.85
K5	13 - 14	677.4	4.85
K6	15 - 16	477.3	4.85
K7	5 - 6	15.7	2
K8	7 - 8	27.6	4.85

第 1.2.1.c-1-11(6)表 建屋のばね定数 (タービン建屋 水平 EW 方向)

部材 番号	位置	剛性 ($\times 10^4$ kN/m)	減衰定数 (%)
K1	1 - 2	54.9	2
K2	6 - 7	141.5	4.85
K3	11 - 12	170.2	4.85
K4	25 - 26	1541.2	4.85
K5	11 - 19	0.0	4.85
K6	20 - 21	27.5	2
K7	36 - 37	156.4	4.85
K8	38 - 39	703.9	4.85
K9	2 - 3	36.3	2
K10	7 - 8	200.1	4.85
K11	12 - 13	421.0	4.85
K12	26 - 27	1154.8	4.85
K13	32 - 33	429.0	4.85
K14	18 - 19	0.0	4.85
K15	21 - 22	13.7	2
K16	26 - 31	764.9	4.85
K17	32 - 35	401.4	4.85
K18	3 - 4	36.3	2
K19	8 - 9	158.7	4.85
K20	13 - 14	618.8	4.85
K21	27 - 28	1082.3	4.85
K22	17 - 18	173.6	2
K23	22 - 23	0.0	4.85
K24	30 - 31	276.0	4.85
K25	36 - 37	174.8	4.85
K26	4 - 5	38.2	2
K27	9 - 10	199.0	4.85
K28	14 - 15	473.9	4.85
K29	28 - 29	745.3	4.85
K30	33 - 34	744.2	4.85
K31	16 - 17	0.0	4.85
K32	23 - 24	12.7	2
K33	29 - 30	881.0	4.85
K34	34 - 35	517.6	4.85

第 1.2.1. c-1-11(7)表 地盤ばね定数と減衰係数

(タービン建屋 2000gal 規準化入力 NS 方向)

		ばね定数	減衰係数
側面 水平ばね	K_{s1}	1.69×10^5	1.83×10^5
	K_{s2}	2.27×10^5	2.46×10^5
	K_{s3}	4.03×10^5	4.36×10^5
	K_{s4}	5.41×10^5	5.86×10^5
	K_{s5}	1.15×10^6	8.12×10^5
	K_{s6}	1.84×10^6	6.14×10^5
側面 回転ばね	K_{r1}	3.10×10^8	9.79×10^7
	K_{r2}	4.15×10^8	1.31×10^8
	K_{r3}	7.37×10^8	2.33×10^8
	K_{r4}	9.89×10^8	3.13×10^8
	K_{r5}	2.21×10^9	4.49×10^8
	K_{r6}	3.39×10^9	3.71×10^8
底面水平ばね	K_{s7}	7.38×10^7	5.56×10^6
底面回転ばね	K_{r7}	1.80×10^{11}	6.29×10^9

注：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 (8) 表 地盤ばね定数と減衰係数

(タービン建屋 2000gal 規準化入力 EW 方向)

		ばね定数	減衰係数
側面 水平ばね	K_{s1}	2.99×10^5	3.21×10^5
	K_{s2}	9.79×10^4	1.05×10^5
	K_{s3}	7.11×10^5	7.65×10^5
	K_{s4}	2.33×10^5	2.51×10^5
	K_{s5}	1.15×10^6	8.08×10^5
	K_{s6}	1.84×10^6	6.11×10^5
側面 回転ばね	K_{r1}	5.46×10^8	1.72×10^8
	K_{r2}	1.79×10^8	5.65×10^7
	K_{r3}	1.30×10^9	4.10×10^8
	K_{r4}	4.26×10^8	1.35×10^8
	K_{r5}	2.21×10^9	4.47×10^8
	K_{r6}	3.39×10^9	3.68×10^8
底面水平ばね	K_{s7}	7.53×10^7	5.78×10^6
底面回転ばね	K_{r7}	1.40×10^{11}	4.13×10^9

注：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(1)表 解析モデル諸元 (廃棄物処理建屋 水平 NS 方向)

T.M.S.L. (m)	建屋	
44.3	(10)	(11)
	24625	8404
	3.135	1.106
36.0	(9)	
	21947	
	2.661	
30.9	(7)	
	33804	
	4.025	
30.4	(8)	
	19937	
	2.318	
20.4	(6)	
	125574	
	15.37	
12.3	(5)	
	167723	
	19.33	
6.5	(4)	
	185669	
	21.67	
-1.1	(3)	
	209333	
	23.04	
-6.1	(2)	
	138303	
	15.72	
-8.6	(1)	
	76884	
	8.222	

重量(kN)
回転慣性重量 ($\times 10^6$ kN · m ²)

T.M.S.L. (m)	建屋	
44.3	(10)	(11)
	0.341	0.191
	-	
(9)		
36.0	0.480	
	-	
	(7)	
30.9	36.49	-
30.4	4990	(8)
		35.78
		4230
20.4	(6)	
	192.27	
	25540	
12.3	(5)	
	271.01	
	44580	
6.5	(4)	
	305.20	
	49890	
-1.1	(3)	
	300.95	
	50620	
-6.1	(2)	
	2613.40	
	279100	
-8.6	(1)	

せん断断面積(m ²)
断面二次モーメント(m ⁴)

第 1. 2. 1. c-1-12(2) 表 解析モデル諸元 (廃棄物処理建屋 水平 EW 方向)

T.M.S.L. (m)	建屋	
44.3	(10)	
	33029	
	0.4170	
36.0	(9)	
	21947	
	0.5875	
30.9	(7)	
	33804	
	1.322	
30.4	(8)	
	19937	
	0.2318	
20.4	(6)	
	125574	
	115.5	
12.3	(5)	
	167723	
	67.40	
6.5	(4)	
	185669	
	78.20	
-1.1	(3)	
	209333	
	86.11	
-6.1	(2)	
	138303	
	66.50	
-8.6	(1)	
	76884	
	34.16	

重量(kN)
回転慣性重量 ($\times 10^6$ kN \cdot m ²)

T.M.S.L. (m)	建屋	
44.3	(10)	
	0.4329	0.0252
	-	
0.4305		
36.0	(9)	
	0.4305	
	-	
30.9	(7)	-
	47.75	
	-	
30.4	(8)	
	1775	
	24.59	
20.4	(6)	
	184.81	
	82380	
12.3	(5)	
	330.09	
	163990	
6.5	(4)	
	381.66	
	214550	
-1.1	(3)	
	415.42	
	228710	
-6.1	(2)	
	2613.40	
	1160600	
-8.6	(1)	

せん断断面積(m ²)
断面二次モーメント(m ⁴)

第 1.2.1. c-1-12(3)表 建屋のばね定数 (廃棄物処理建屋 水平 NS 方向)

部材 番号	位置	剛性 ($\times 10^4$ kN/m)	減衰定数 (%)
K1	10 - 11	29.58	2

第 1.2.1. c-1-12(4)表 地盤ばね定数と減衰係数

(廃棄物処理建屋 2000gal 規準化入力 NS 方向)

		ばね定数	減衰係数
側面水平ばね	K_{s1}	2.18×10^6	4.10×10^5
側面回転ばね	K_{r1}	1.31×10^9	7.13×10^7
底面水平ばね	K_{s2}	4.57×10^7	2.04×10^6
底面回転ばね	K_{r2}	1.96×10^{10}	1.39×10^8

注：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(5)表 地盤ばね定数と減衰係数

(廃棄物処理建屋 2000gal 規準化入力 EW 方向)

		ばね定数	減衰係数
側面水平ばね	K_{s1}	2.18×10^6	4.08×10^5
側面回転ばね	K_{r1}	1.31×10^9	7.45×10^7
底面水平ばね	K_{s2}	4.19×10^7	1.71×10^6
底面回転ばね	K_{r2}	5.26×10^{10}	9.60×10^8

注：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 考慮する不確かさ要因の例

評価項目	偶然的な不確かさ β_R	認識論的な不確かさ β_U
地盤モデル及び地盤応答の評価	地盤材料定数	解析モデル 動的地盤定数の評価法 解析手法 等

地震 PSA 学会標準 解説 74 表 2 をベースに作成

第 1.2.1.c-2-2 表 ばらつきを考慮する地盤物性

物性	地層				
	西山層	F 系断層	V, L 系断層	古安田層	番神砂層
せん断剛性	○	○	○	○	○
強度	○	○	—	○	○

V, L 系断層はすべり線上に存在しないため強度物性を必要としない。

○：ばらつきを考慮する。

—：ばらつきを考慮しない(確定値として扱う)。

第 1.2.1.c-2-3 表 主要地盤物性値

		西山層	F 系断層	古安田層
せん断剛性 G_0 (N/mm ²)	平均値	$394-1.63 \cdot Z$	340	175
	標準偏差	58.1	7.00	19.6
ピークせん断強度 (N/mm ²)	平均値	$1.37-0.00504 \cdot Z$	$0.286+0.191 \cdot P$	$0.238+0.407 \cdot P$
	標準偏差	0.240	0.0428	0.0563
残留せん断強度 (N/mm ²)	平均値	$0.673-0.00201 \cdot Z$	$0.219+0.251 \cdot P$	$0.224+0.312 \cdot P$
	標準偏差	0.194	0.0451	0.0337
引張強度 (N/mm ²)	平均値	$0.335-0.00157 \cdot Z$	見込まない	見込まない
	標準偏差	0.119	見込まない	見込まない

注：Z は、標高(m)を示す。

注：P は、地下水位を考慮した圧密圧力(N/mm²)を示す。

注：強度に関する標準偏差は、保守的に最も大きい値を採用。

第 1.2.1.c-3-1 表 現実的耐力及び現実的応力の不確かさ要因の例

評価方法		偶然的不確かさ (β_R)	認識論的不確かさ (β_U)
機器 配管系	現実的 耐力	<ul style="list-style-type: none"> 機能試験データの統計的精度 	<ul style="list-style-type: none"> 構造材料定数 機能試験データの統計的精度
	現実的 応答	<ul style="list-style-type: none"> 減衰定数 モード合成法 	<ul style="list-style-type: none"> 床応答スペクトル 減衰定数 解析モデルの評価法

第 1.2.1. c-3-2 表 建屋の応答係数

方向	係数			中央値	β_R	β_U	
水平	F_1	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数	※	0.00	0.00	
	F_2	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数	1.00	0.20	0.15	
			基盤による入力損失に関するサブ応答係数	1.00			
	F_3	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰数			1.00
				建屋剛性			1.00
			地盤－建屋連成系モデルに関するサブ応答係数	1.00			
			非線形応答に関するサブ応答係数	1.00			
		地震応答解析手法に関するサブ応答係数	1.00	0.00			0.00
鉛直	F_1	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数	※	0.00	0.00	
	F_2	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数	1.00	0.10	0.15	
			基盤による入力損失に関するサブ応答係数	1.00			
	F_3	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰数			1.00
				建屋剛性			1.00
			地盤－建屋連成系モデルに関するサブ応答係数	1.00			
			非線形応答に関するサブ応答係数	1.00			
		地震応答解析手法に関するサブ応答係数	1.00	0.00			0.00

※建屋のスペクトル形状係数は、対象設備に応じ個別に算定する

第 1.2.1.c-3-3 表 RPV ペDESTAL のたてリブの耐震性評価結果

評価部位	材料	評価応力	発生値 [MPa]	評価基準値 [MPa]	裕度
たてリブ	SPV490	組合せ 応力	373	427	1.14

第 1.2.1.c-3-4 表 RPV ペDESTAL 安全係数評価結果の一覧

F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	Median	HCLPF
β_R										
β_U										
1.54	2.22	1.00	1.00	1.00	1.00	0.63	1.00		2.65	1.24
0.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22	
0.07	0.10	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.15		0.24	

第 1.2.1.c-3-5 表 原子炉補機冷却水系熱交換器の耐震強化サポートの耐震性評価結果

評価部位	材料	評価応力	発生値 [MPa]	評価基準値 [MPa]	裕度
耐震強化 サポート	SPV490	組合せ 応力	334	420	1.25

第 1.2.1.c-3-6 表 原子炉補機冷却水系熱交換器 安全係数評価結果の一覧

F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	Median	HCLPF
β_R										
β_U										
2.10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.70	1.00		1.81	0.98
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	

第 1.2.1.c-3-7 表 残留熱除去系電動弁 安全係数評価結果の一覧

F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	Median	HCLPF
β_R										
β_U										
1.85	1.00	1.24	1.38	1.00	1.03	0.65	1.00		2.61	1.13
0.03	0.00	0.00	0.10	0.00	0.13	0.00	0.20		0.26	
0.03	0.00	0.07	0.10	0.15	0.00	0.00	0.15		0.25	

第 1.2.1.c-3-8 表 直立盤（鉛直方向）安全係数評価結果の一覧（機能損傷）

F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	Median	HCLPF
β_R										
β_U										
3.64	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	1.00		3.77	1.98
0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10		0.14	
0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15		0.25	

第 1.2.1.c-3-9 表 原子炉補機冷却水系配管の耐震性評価結果

評価部位	材料	評価応力	発生値 [MPa]	評価基準値 [MPa]	裕度
配管本体	SM400C	1次応力	260	344	1.32

第 1.2.1.c-3-10 表 原子炉補機冷却水系配管 安全係数評価結果の一覧

F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	Median	HCLPF
β_R										
β_U										
1.72	1.00	1.24	1.38	1.00	1.03	0.69	1.00		2.58	1.11
0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.13	0.00	0.20		0.26	
0.07	0.00	0.07	0.10	0.15	0.00	0.00	0.15		0.25	

第 1. 2. 1. d-1(1)表 7号炉 起因事象発生頻度

起因事象	発生頻度 [/年]
建屋・構築物の損傷 (R/B)	3. 8E-6
建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)	8. 9E-7
格納容器バイパス	1. 2E-7
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	7. 8E-7
計測・制御系喪失	6. 9E-8
直流電源喪失	6. 0E-8
全交流動力電源喪失 (RCW・RSW 損傷)	3. 8E-6
全交流動力電源喪失 (D/G 損傷)	2. 7E-7
外部電源喪失	1. 0E-4
過渡事象	1. 5E-2

第 1.2.1. d-1(2)表 6号炉 起因事象発生頻度

起因事象	発生頻度 [/年]
建屋・構築物の損傷 (R/B)	3.6E-6
建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)	1.2E-6
格納容器バイパス	9.6E-7
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	1.0E-6
計測・制御系喪失	1.9E-7
直流電源喪失	1.3E-7
全交流動力電源喪失 (RCW・RSW 損傷)	1.7E-6
全交流動力電源喪失 (D/G 損傷)	2.0E-7
外部電源喪失	1.0E-4
過渡事象	1.5E-2

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	建屋・構築物 (R/B)
	建屋・構築物 (RPV・PCV)
	格納容器バイパス
	原子炉冷却材圧力バウンダリ
	計測・制御系
	直流電源
	原子炉補機冷却系
	交流電源 (D/G)
	外部電源
緩和系	スクラム系
	SLC
	SRV 開, SRV 再閉鎖
	HPCF
	RCIC
	ADS
	LPFL
	RHR

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1. 2. 1. d-3 表 起回事象発生後の人的過誤確率評価例

起回事象発生後の人的過誤	ストレス ファクタ		余裕時間	過誤確率	内的事象 (参考)
	認知	操作			
炉水位制御操作失敗					
水源切替操作失敗 (初期*1)					
水源切替操作失敗 (長期)					
原子炉減圧起動操作失敗					
注水不能認知失敗					
高压注水系起動操作失敗					
低压注水系起動操作失敗					
SLC 関連手動操作失敗					
RHR 系統操作失敗 (ATWS 以外)					
RHR 系統操作失敗 (ATWS)					

(注 太字は内的事象から変更箇所)

*1 初期水源として S/P に切り替える場合

第 1. 2. 1. d-4(1) 表 7 号炉 起因事象別の炉心損傷頻度

起因事象	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合
建屋・構築物の損傷 (R/B)	3. 8E-6	24. 6%
建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)	8. 9E-7	5. 8%
格納容器バイパス事象	1. 2E-7	0. 8%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	7. 8E-7	5. 0%
計測・制御系喪失	6. 9E-8	0. 4%
直流電源喪失	6. 0E-8	0. 4%
全交流動力電源喪失 (RCW・RSW損傷)	3. 8E-6	25. 0%
全交流動力電源喪失 (D/G 損傷)	2. 7E-7	1. 8%
外部電源喪失	1. 7E-6	11. 2%
過渡事象	3. 9E-6	25. 0%
合計	1. 5E-5	100%

第 1. 2. 1. d-4(2) 表 6 号炉 起因事象別の炉心損傷頻度

起因事象	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合
建屋・構築物の損傷 (R/B)	3. 6E-6	28. 9%
建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)	1. 2E-6	9. 8%
格納容器バイパス事象	9. 6E-7	7. 7%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	1. 0E-6	8. 2%
計測・制御系喪失	1. 9E-7	1. 5%
直流電源喪失	1. 3E-7	1. 0%
全交流動力電源喪失 (RCW・RSW損傷)	1. 7E-6	14. 0%
全交流動力電源喪失 (D/G 損傷)	2. 0E-7	1. 6%
外部電源喪失	2. 1E-7	1. 6%
過渡事象	3. 2E-6	25. 6%
合計	1. 2E-5	100%

第 1.2.1.d-5(1)表 7号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (1/2)

起因事象	主要な事故シーケンスの概要	左欄事故シーケンスによる 炉心損傷頻度 (起因事象別の全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
建屋・構築物の 損傷 (R/B)	<p>地震により「原子炉建屋基礎地盤すべり線」又は「原子炉建屋」が損傷すると建屋全体の崩壊の可能性がある、同時に建屋内の原子炉格納容器又は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。</p> <p>発生した場合の緩和系への影響を厳密に判断することが困難であるため、全損を仮定し、保守的に原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものと想定し、直接炉心損傷に至るケース。</p>	<p>3.8E-06 [/炉年] (3.8E-06 [/炉年])</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉建屋基礎地盤すべり線の損傷
全交流動力電 源喪失 (RCW・RSW 損 傷)	<p>地震により外部電源と D/G のサポート系 (RCW・RSW) が機能喪失することで「全交流動力電源喪失」の起因事象となる。</p> <p>その後、事象初期の RCIC による原子炉注水に成功するものの、RCIC 運転継続に必要な直流電源及び水源を確保できないため注水継続に失敗し炉心損傷に至るケース。</p>	<p>3.3E-06 [/炉年] (3.8E-06 [/炉年])</p>	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失 (地震) +RCW 熱交換器の構造損傷 外部電源喪失 (地震) +RCW 配管の構造損傷

第 1.2.1. d-5(1)表 7号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (2/2)

起因事象	主要な事故シナリオ	左欄事故シーケンスによる 炉心損傷頻度 (起因事象別の全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
過渡事象	地震により「過渡事象」が発生するものの、外部電源は確保される。その後、スクラム、SRVによる圧力制御、HPCFによる原子炉注水には成功するが、RHRによる格納容器除熱失敗により炉心損傷に至るケース。	3.0E-06 [/炉年] (3.9E-06 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • RHR 系統操作失敗 (人的過誤)
外部電源喪失	地震により「外部電源喪失」の起因事象が発生するが非常用交流電源は健全であり電源は確保される。その後のスクラム、SRVによる圧力制御に成功し、HPCFによる原子炉注水には成功するが、RHRによる格納容器除熱失敗により炉心損傷に至るケース。	1.4E-06 [/炉年] (1.7E-06 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • 外部電源喪失 (地震) + RHR 弁の機能損傷 • 外部電源喪失 (地震) + RHR 配管の構造損傷
建屋・構築物の 損傷 (RPV・PCV)	地震により原子炉格納容器又は原子炉圧力容器が損傷し、直接炉心損傷に至るケース。原子炉格納容器又は原子炉圧力容器が損傷した場合の緩和系への影響を厳密に判断することが困難であるため、保守的に原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものと想定した。	8.9E-07 [/炉年] (8.9E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • RPV ペDESTALの損傷

第 1.2.1. d-5(2)表 6号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (1/2)

起因事象	主要な事故シーケンスの概要	左欄事故シーケンスによる 炉心損傷頻度 (起因事象別の全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
建屋・構築物の 損傷 (R/B)	<p>地震により「原子炉建屋基礎地盤すべり線」又は「原子炉建屋」が損傷すると建屋全体の崩壊の可能性がある、同時に建屋内の原子炉格納容器又は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。</p> <p>発生した場合の緩和系への影響を厳密に判断することが困難であるため、全損を仮定し、保守的に原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものと想定し直接炉心損傷に至るケース。</p>	<p>3.6E-06 [/炉年] (3.6E-06 [/炉年])</p>	<p>・原子炉建屋基礎地盤すべり線の損傷</p>
過渡事象	<p>地震により「過渡事象」が発生するものの、外部電源は確保される。その後、スクラム、SRV による圧力制御、HPCF による原子炉注水には成功するが、RHR による格納容器除熱失敗により炉心損傷に至るケース。</p>	<p>2.6E-06 [/炉年] (3.2E-06 [/炉年])</p>	<p>・RHR 系統操作失敗 (人的過誤)</p>

第 1.2.1.d-5(2)表 6号炉 起因事象別の炉心損傷頻度への寄与が大きい事故シーケンスの概要 (2/2)

起因事象	主要な事故シナリオ	左欄事故シーケンスによる 炉心損傷頻度 (起因事象別の全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
全交流動力電源喪失 (RCW・RSW 損傷)	地震により外部電源と D/G のサポート系 (RCW・RSW) が機能喪失することで「全交流動力電源喪失」の起因事象となる。 その後、事象初期の RCIC による原子炉注水に成功するものの、RCIC 運転継続に必要な直流電源及び水源を確保できないため注水継続に失敗し、炉心損傷に至るケース。	1.7E-06 [/炉年] (1.7E-06 [/炉年])	・外部電源喪失 (地震) +RCW 弁の機能損傷
建屋・構築物の損傷 (RPV・PCV)	地震により原子炉格納容器又は原子炉圧力容器が損傷し、直接炉心損傷に至るケース。原子炉格納容器又は原子炉圧力容器が損傷した場合の緩和系への影響を厳密に判断することが困難であるため、保守的に原子炉停止及び炉心冷却が不可能になるものと想定した。	1.2E-06 [/炉年] (1.2E-06 [/炉年])	・RPV ペデスタルの損傷
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失	地震により原子炉格納容器内にある一次系配管の大規模な破断により Execssive LOCA が発生し直接炉心損傷に至るケース。	1.0E-06 [/炉年] (1.0E-06 [/炉年])	・格納容器内配管

第 1. 2. 1. d-6(1)表 7号炉 炉心損傷シーケンス別炉心損傷頻度

炉心損傷シーケンス	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与 割合
崩壊熱除去失敗シーケンス (TW)	5. 3E-6	34. 7%
建屋・構築物 (R/B) の損傷シーケンス (RBR)	3. 8E-6	24. 6%
電源喪失シーケンス (TB)	3. 5E-6	23. 0%
建屋・構築物 (RPV・PCV) の損傷シーケンス (PCVR)	8. 9E-7	5. 8%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失シーケンス (LOCA)	8. 2E-7	5. 3%
電源喪失シーケンス (TBU)	3. 7E-7	2. 4%
未臨界確保失敗シーケンス (TC)	3. 6E-7	2. 3%
格納容器バイパスシーケンス (BYPASS)	1. 2E-7	0. 8%
計測・制御系喪失シーケンス (CI)	6. 9E-8	0. 4%
電源喪失シーケンス (TBD)	6. 0E-8	0. 4%
高圧注水失敗, 減圧失敗シーケンス (TQUX)	2. 3E-8	0. 2%
電源喪失シーケンス (TBP)	2. 0E-8	0. 1%
高圧注水失敗, 低圧注水失敗シーケンス (TQUV)	1. 3E-8	0. 1%
全炉心損傷頻度	1. 5E-5	100%

第 1. 2. 1. d-6(2) 表 6 号炉 炉心損傷シーケンス別炉心損傷頻度

炉心損傷シーケンス	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与 割合
建屋・構築物 (R/B) の損傷シーケンス (RBR)	3. 6E-6	28. 9%
崩壊熱除去失敗シーケンス (TW)	3. 3E-6	26. 2%
電源喪失シーケンス (TB)	1. 9E-6	15. 0%
建屋・構築物 (RPV・PCV) の損傷シーケンス (PCVR)	1. 2E-6	9. 8%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失シーケンス (LOCA)	1. 1E-6	8. 9%
格納容器バイパスシーケンス (BYPASS)	9. 6E-7	7. 7%
計測・制御系喪失シーケンス (CI)	1. 9E-7	1. 5%
電源喪失シーケンス (TBD)	1. 3E-7	1. 0%
電源喪失シーケンス (TBU)	5. 4E-8	0. 4%
高圧注水失敗, 減圧失敗シーケンス (TQUX)	3. 1E-8	0. 3%
未臨界確保失敗シーケンス (TC)	1. 4E-8	0. 1%
電源喪失シーケンス (TBP)	1. 0E-8	0. 1%
高圧注水失敗, 低圧注水失敗シーケンス (TQUV)	6. 4E-9	0. 1%
全炉心損傷頻度	1. 2E-5	100%

第 1.2.1. d-7(1)表 7号炉 炉心損傷シーケンスに対する分析結果 (1/3)

炉心損傷シーケンス	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度 (炉心損傷シーケンス別の 全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
崩壊熱除去失敗シーケンス (TW)	過渡事象+RHR による崩壊熱除去失敗	3.0E-06 [/炉年] (5.3E-06 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • RHR 系統操作失敗 (人的過誤)
建屋・構築物 (R/B) の損傷シーケンス (RBR)	原子炉建屋の損傷	3.8E-06 [/炉年] (3.8E-06 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • 原子炉建屋基礎地盤すべり線の損傷
電源喪失シーケンス (TB)	外部電源喪失+RCW・RSW 損傷 (全交流動力電源喪失)	3.3E-06 [/炉年] (3.5E-06 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • 外部電源喪失 (地震) +RCW 熱交換器の構造損傷 • 外部電源喪失 (地震) +RCW 配管の構造損傷
建屋・構築物 (RPV・PCV) の損傷シーケンス (PCVR)	RPV 損傷	8.9E-07 [/炉年] (8.9E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> • RPV ペDESTALの構造損傷

第 1.2.1. d-7(1)表 7号炉 炉心損傷シーケンスに対する分析結果 (2/3)

炉心損傷シーケンス	主な事故シーケンス	炉心損傷頻度 (炉心損傷シーケンス別の全 炉心損傷頻度)	主要なカットセット
原子炉冷却材圧力バウン ダリ喪失シーケンス (LOCA)	原子炉冷却材圧力バウン ダリ喪失	7.8E-07 [/炉年] (8.2E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内配管の損傷
電源喪失シーケンス (TBU)	全交流動力電源喪失(外部電 源喪失+RCW・RSW 損傷) + RCIC 注水失敗	3.5E-07 [/炉年] (3.7E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失(地震) + 復水貯蔵 槽周り配管(RCIC 水源)の構造損 傷+RCW 熱交換器の構造損傷 外部電源喪失(地震) + 復水貯蔵 槽周り配管(RCIC 水源)の構造損 傷+非常用取水路の損傷
未臨界確保失敗シーケン ス (TC)	全交流動力電源喪失(外部電 源喪失+RCW・RSW 損傷) + スクラム失敗	1.7E-07 [/炉年] (3.6E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失(地震) + 上部格子 板損傷+RCW 熱交換器の構造損傷 外部電源喪失(地震) + CRD 配管構 造損傷+RCW 熱交換器の構造損傷
格納容器バイパスシーケ ンス (BYPASS)	低耐震クラス配管破断+格 納容器隔離弁損傷	1.2E-07 [/炉年] (1.2E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材浄化系(CUW 系)配管 の構造損傷+CUW 系隔離弁の機能 損傷 停止時冷却隔離弁下流の低圧設計 配管の構造損傷+停止時冷却隔離 弁の機能損傷

第 1.2.1. d-7(1)表 7号炉 炉心損傷シーケンスに対する分析結果 (3/3)

炉心損傷シーケンス	主な事故シーケンス	炉心損傷頻度 (炉心損傷シーケンス別の 全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
計測・制御系喪失シーケンス (CI)	計測・制御系の損傷	6.9E-08 [/炉年] (6.9E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・コントロール建屋の損傷 ・直立盤の機能損傷
電源喪失シーケンス (TBD)	直流電源喪失	6.0E-08 [/炉年] (6.0E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・電線管の構造損傷 ・直流 125V 主母線盤の機能損傷
高圧注水失敗, 減圧失敗シーケンス (TQUX)	過渡事象 + 高圧注水失敗 + 減圧失敗	1.8E-08 [/炉年] (2.3E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉減圧起動操作失敗 + 原子炉水位高誤信号 (ランダム故障) ・原子炉注水自動起動不能の認知失敗 + 原子炉水位高誤信号 (ランダム故障)
電源喪失シーケンス (TBP)	全交流動力電源喪失 (外部電源喪失 + RCW・RSW 損傷) + SRV 再閉鎖失敗	1.9E-08 [/炉年] (2.0E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 (地震) + RCW 熱交換器の構造損傷 + SRV のランダム故障 ・外部電源喪失 (地震) + RCW 配管の構造損傷 + SRV のランダム故障
高圧注水失敗, 低圧注水失敗シーケンス (TQUV)	過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗	6.4E-09 [/炉年] (1.3E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・RCW 熱交換器の構造損傷 + RCIC ランダム故障 ・RCW 配管の構造損傷 + RCIC ランダム故障

第 1.2.1. d-7(2) 表 6 号炉 炉心損傷シーケンスに対する分析結果 (1/3)

炉心損傷シーケンス	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度 (炉心損傷シーケンス別の 全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
建屋・構築物 (R/B) の損傷シーケンス (RBR)	原子炉建屋の損傷	3.6E-06 [/炉年] (3.6E-06 [/炉年])	・原子炉建屋基礎地盤すべり線の損傷
崩壊熱除去失敗シーケンス (TW)	過渡事象 + RHR による崩壊熱除去失敗	2.6E-06 [/炉年] (3.3E-06 [/炉年])	・RHR 系統操作失敗 (人的過誤)
電源喪失シーケンス (TB)	外部電源喪失 + RCW・RSW 損傷 (全交流動力電源喪失)	1.7E-06 [/炉年] (1.9E-06 [/炉年])	・外部電源喪失 (地震) + RCW 弁の機能損傷
建屋・構築物 (RPV・PCV) の損傷シーケンス (PCVR)	RPV 損傷	1.2E-06 [/炉年] (1.2E-06 [/炉年])	・RPV ペDESTALの構造損傷

第 1.2.1. d-7(2) 表 6 号炉 炉心損傷シーケンスに対する分析結果 (2/3)

炉心損傷シーケンス	主な事故シーケンス	炉心損傷頻度 (炉心損傷シーケンス別の 全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
原子炉冷却材圧力バウン ダリ喪失シーケンス (LOCA)	原子炉冷却材圧力バウンダ リ喪失	1.0E-06 [/炉年] (1.1E-06 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器内配管の損傷
格納容器バイパスシーケ ンス (BYPASS)	低耐震クラス配管破断＋格 納容器隔離弁損傷	9.6E-07 [/炉年] (9.6E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉給水ライン (FDW 系) 配管の 構造損傷＋FDW 系隔離弁の機能損 傷
計測・制御系喪失シーケ ンス (CI)	計測・制御系の損傷	1.9E-07 [/炉年] (1.9E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・ バイタル交流電源装置の機能損傷 ・ 交流 120V バイタル分電盤の損傷
電源喪失シーケンス (TBD)	直流電源喪失	1.3E-07 [/炉年] (1.3E-07 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電線管の構造損傷

第 1.2.1. d-7(2) 表 6 号炉 炉心損傷シーケンスに対する分析結果 (3/3)

炉心損傷シーケンス	主な事故シーケンス	炉心損傷頻度 (炉心損傷シーケンス別の 全炉心損傷頻度)	主要なカットセット
電源喪失シーケンス (TBU)	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+RCW・RSW 損傷) + RCIC 注水失敗	4.6E-08 [/炉年] (5.4E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失(地震) + 復水貯蔵槽 周り配管(RCIC 水源)の構造損傷 + RCW 弁の機能損傷
高圧注水失敗, 減圧失敗シーケンス (TQUX)	過渡事象 + 高圧注水失敗 + 減圧失敗	1.8E-08 [/炉年] (3.1E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧起動操作失敗 + 原子炉水位高誤信号(ランダム故障) 原子炉注水自動起動不能の認知失敗 + 原子炉水位高誤信号(ランダム故障)
未臨界確保失敗シーケンス (TC)	外部電源喪失 + スクラム失敗 + SLC 失敗	5.1E-09 [/炉年] (1.4E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失(地震) + シュラウド サポート損傷 + SLC 操作失敗
電源喪失シーケンス (TBP)	全交流動力電源喪失(外部電源喪失+RCW・RSW 損傷) + SRV 再閉鎖失敗	9.0E-09 [/炉年] (1.0E-08 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失(地震) + RCW 弁の機能損傷 + SRV のランダム故障
高圧注水失敗, 低圧注水失敗シーケンス (TQUV)	過渡事象 + 高圧注水失敗 + 低圧注水失敗	3.6E-09 [/炉年] (6.4E-09 [/炉年])	<ul style="list-style-type: none"> RCW 弁の機能損傷 + RCIC ランダム故障

第 1.2.1.d-8(1)表 7号炉 加速度区分別炉心損傷頻度評価結果

加速度区分	地震発生頻度 [/年]	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合	累積寄与割合
1(120~175gal)	8.2E-03	1.4E-06	9.2%	9.2%
2(175~225gal)	3.2E-03	5.5E-07	3.6%	12.7%
3(225~275gal)	1.6E-03	2.8E-07	1.8%	14.6%
4(275~325gal)	9.0E-04	1.6E-07	1.0%	15.6%
5(325~375gal)	5.3E-04	9.2E-08	0.6%	16.2%
6(375~425gal)	3.3E-04	5.9E-08	0.4%	16.5%
7(425~475gal)	2.1E-04	4.1E-08	0.3%	16.8%
8(475~525gal)	1.4E-04	3.3E-08	0.2%	17.0%
9(525~575gal)	9.9E-05	3.2E-08	0.2%	17.2%
10(575~625gal)	7.0E-05	3.7E-08	0.2%	17.5%
11(625~675gal)	5.0E-05	4.8E-08	0.3%	17.8%
12(675~725gal)	3.7E-05	6.5E-08	0.4%	18.2%
13(725~775gal)	2.8E-05	9.1E-08	0.6%	18.8%
14(775~825gal)	2.1E-05	1.2E-07	0.8%	19.6%
15(825~875gal)	1.6E-05	1.7E-07	1.1%	20.7%
16(875~925gal)	1.2E-05	2.2E-07	1.4%	22.1%
17(925~975gal)	9.7E-06	2.8E-07	1.8%	23.9%
18(975~1025gal)	7.6E-06	3.4E-07	2.2%	26.0%
19(1025~1075gal)	6.0E-06	4.0E-07	2.6%	28.6%
20(1075~1125gal)	4.8E-06	4.6E-07	3.0%	31.6%
21(1125~1175gal)	3.8E-06	5.2E-07	3.3%	34.9%
22(1175~1225gal)	3.1E-06	5.7E-07	3.7%	38.6%
23(1225~1275gal)	2.5E-06	6.1E-07	4.0%	42.6%
24(1275~1325gal)	2.1E-06	6.5E-07	4.2%	46.8%
25(1325~1375gal)	1.7E-06	6.9E-07	4.5%	51.3%
26(1375~1425gal)	1.4E-06	7.0E-07	4.6%	55.8%
27(1425~1475gal)	1.2E-06	7.0E-07	4.5%	60.4%
28(1475~1525gal)	1.0E-06	6.8E-07	4.4%	64.8%
29(1525~1575gal)	8.4E-07	6.4E-07	4.1%	68.9%
30(1575~1625gal)	7.1E-07	5.9E-07	3.8%	72.7%
31(1625~1675gal)	6.1E-07	5.4E-07	3.5%	76.2%
32(1675~1725gal)	5.2E-07	4.8E-07	3.1%	79.3%
33(1725~1775gal)	4.4E-07	4.2E-07	2.7%	82.1%
34(1775~1825gal)	3.7E-07	3.7E-07	2.4%	84.5%
35(1825~1875gal)	3.2E-07	3.2E-07	2.1%	86.5%
36(1875~1925gal)	2.7E-07	2.7E-07	1.8%	88.3%
37(1925~1975gal)	2.3E-07	2.3E-07	1.5%	89.8%
38(1975~2100gal)	4.6E-07	4.6E-07	3.0%	92.8%
39(2100~2300gal)	4.8E-07	4.8E-07	3.1%	95.9%
40(2300~2500gal)	2.7E-07	2.7E-07	1.8%	97.7%
41(2500~2700gal)	1.6E-07	1.6E-07	1.0%	98.7%
42(2700~2900gal)	9.2E-08	9.2E-08	0.6%	99.3%
43(2900~3100gal)	5.3E-08	5.3E-08	0.3%	99.6%
44(3100~3300gal)	2.9E-08	2.9E-08	0.2%	99.8%
45(3300~3500gal)	1.8E-08	1.8E-08	0.1%	99.9%
46(3500~3700gal)	8.1E-09	8.1E-09	0.1%	100.0%
47(3700~3900gal)	2.8E-09	2.8E-09	0.0%	100.0%
全炉心損傷頻度		1.5E-05	100.0%	----

第 1.2.1.d-8(2)表 6号炉 加速度区分別炉心損傷頻度評価結果

加速度区分	地震発生頻度 [/年]	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合	累積寄与割合
1(120~175gal)	8.2E-03	1.4E-06	11.4%	11.4%
2(175~225gal)	3.2E-03	5.5E-07	4.4%	15.8%
3(225~275gal)	1.6E-03	2.8E-07	2.2%	18.0%
4(275~325gal)	9.0E-04	1.5E-07	1.2%	19.3%
5(325~375gal)	5.3E-04	9.2E-08	0.7%	20.0%
6(375~425gal)	3.3E-04	5.8E-08	0.5%	20.5%
7(425~475gal)	2.1E-04	3.9E-08	0.3%	20.8%
8(475~525gal)	1.4E-04	2.9E-08	0.2%	21.0%
9(525~575gal)	9.9E-05	2.6E-08	0.2%	21.2%
10(575~625gal)	7.0E-05	2.9E-08	0.2%	21.5%
11(625~675gal)	5.0E-05	3.6E-08	0.3%	21.8%
12(675~725gal)	3.7E-05	4.9E-08	0.4%	22.1%
13(725~775gal)	2.8E-05	6.6E-08	0.5%	22.7%
14(775~825gal)	2.1E-05	8.9E-08	0.7%	23.4%
15(825~875gal)	1.6E-05	1.2E-07	0.9%	24.3%
16(875~925gal)	1.2E-05	1.5E-07	1.2%	25.5%
17(925~975gal)	9.7E-06	1.8E-07	1.4%	26.9%
18(975~1025gal)	7.6E-06	2.1E-07	1.7%	28.6%
19(1025~1075gal)	6.0E-06	2.4E-07	2.0%	30.6%
20(1075~1125gal)	4.8E-06	2.8E-07	2.2%	32.8%
21(1125~1175gal)	3.8E-06	3.1E-07	2.5%	35.4%
22(1175~1225gal)	3.1E-06	3.5E-07	2.8%	38.2%
23(1225~1275gal)	2.5E-06	3.8E-07	3.1%	41.2%
24(1275~1325gal)	2.1E-06	4.2E-07	3.3%	44.6%
25(1325~1375gal)	1.7E-06	4.5E-07	3.6%	48.2%
26(1375~1425gal)	1.4E-06	4.8E-07	3.9%	52.1%
27(1425~1475gal)	1.2E-06	5.0E-07	4.0%	56.1%
28(1475~1525gal)	1.0E-06	5.0E-07	4.0%	60.1%
29(1525~1575gal)	8.4E-07	5.0E-07	4.0%	64.1%
30(1575~1625gal)	7.1E-07	4.8E-07	3.9%	68.0%
31(1625~1675gal)	6.1E-07	4.6E-07	3.7%	71.7%
32(1675~1725gal)	5.2E-07	4.2E-07	3.4%	75.1%
33(1725~1775gal)	4.4E-07	3.8E-07	3.1%	78.2%
34(1775~1825gal)	3.7E-07	3.4E-07	2.8%	80.9%
35(1825~1875gal)	3.2E-07	3.0E-07	2.4%	83.4%
36(1875~1925gal)	2.7E-07	2.7E-07	2.1%	85.5%
37(1925~1975gal)	2.3E-07	2.3E-07	1.9%	87.4%
38(1975~2100gal)	4.6E-07	4.6E-07	3.7%	91.1%
39(2100~2300gal)	4.8E-07	4.8E-07	3.8%	94.9%
40(2300~2500gal)	2.7E-07	2.7E-07	2.2%	97.1%
41(2500~2700gal)	1.6E-07	1.6E-07	1.3%	98.4%
42(2700~2900gal)	9.2E-08	9.2E-08	0.7%	99.1%
43(2900~3100gal)	5.3E-08	5.3E-08	0.4%	99.5%
44(3100~3300gal)	2.9E-08	2.9E-08	0.2%	99.8%
45(3300~3500gal)	1.8E-08	1.8E-08	0.1%	99.9%
46(3500~3700gal)	8.1E-09	8.1E-09	0.1%	100.0%
47(3700~3900gal)	2.8E-09	2.8E-09	0.0%	100.0%
全炉心損傷頻度		1.2E-05	100.0%	----

第 1. 2. 1. d-9(1)表 7号炉 FV 重要度評価結果

建屋・機器	中央値 (G)	HCLPF (G)	FV 重要度	建屋・機器の損傷が影 響を与える主な事故シ ーケンス
1. RCW 熱交換器	1. 81	0. 98	1. 4E-01	・ TB シーケンス ・ TBU シーケンス
2. RHR 系統操作失敗	—	—	1. 4E-01	・ TW シーケンス
3. RCW 配管	2. 58	1. 11	4. 1E-02	・ TB シーケンス ・ TBU シーケンス
4. RHR 弁	2. 61	1. 13	3. 8E-02	・ TW シーケンス
5. RHR/LPFL 共通弁	2. 61	1. 13	3. 8E-02	・ TW シーケンス
6. RHR 配管	3. 35	1. 15	3. 5E-02	・ TW シーケンス
7. 格納容器内配管	3. 35	1. 15	3. 5E-02	・ LOCA シーケンス
8. 原子炉建屋基礎地 盤すべり線	1. 83	1. 33	2. 7E-02	・ RBR シーケンス
9. 非常用取水路	2. 20	1. 33	2. 0E-02	・ TB シーケンス ・ TBU シーケンス
10. RPV ペDESTAL	2. 65	1. 24	1. 8E-02	・ PCVR シーケンス

第 1. 2. 1. d-9(2)表 6号炉 FV 重要度評価結果

建屋・機器	中央値 (G)	HCLPF (G)	FV 重要度	建屋・機器の損傷が影 響を与える主な事故 シーケンス
1. RHR 系統操作失敗	—	—	1. 7E-01	・ TW シーケンス
2. RCW 弁	2. 24	0. 97	1. 6E-01	・ TB シーケンス ・ TBU シーケンス
3. 格納容器内配管	2. 55	1. 10	6. 7E-02	・ LOCA シーケンス
4. 原子炉建屋基礎地 盤すべり線	1. 83	1. 33	5. 9E-02	・ RBR シーケンス
5. 耐震 B クラス配管 (確率値 1)	—	—	4. 1E-02	・ BYPASS シーケンス
6. 原子炉給水ライン 隔離弁	2. 40	1. 20	4. 1E-02	・ BYPASS シーケンス
7. RPV ペDESTAL	2. 82	1. 22	3. 5E-02	・ PCVR シーケンス
8. セラミックインシ ュレータ	0. 91	0. 43	1. 7E-02	・ 外部電源喪失
9. RSW ポンプ起動失 敗 CCF	—	—	1. 4E-02	・ TB シーケンス ・ TBU シーケンス
10. 原子炉冷却材再 循環ポンプ貫通 孔	2. 76	1. 38	1. 2E-02	・ PCVR シーケンス

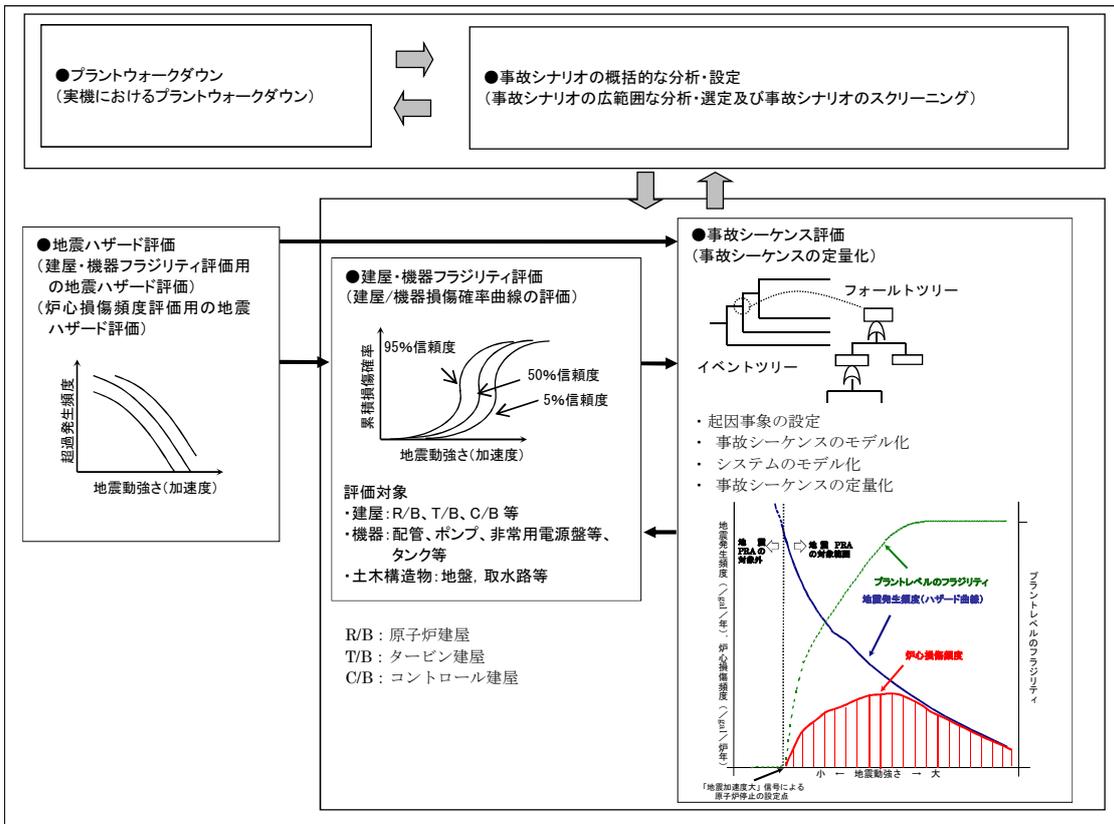
第 1.2.1. d-10 表 感度解析対象機器 (損傷の完全独立想定機器)

(7 号炉)

FV 重要度	対象機器
1.4E-01	RCW 熱交換器
4.1E-02	RCW 配管
3.8E-02	RHR 弁
3.8E-02	RHR/LPFL 共通弁
3.5E-02	RHR 配管
2.0E-02	非常用取水路
1.4E-02	RHR ポンプ

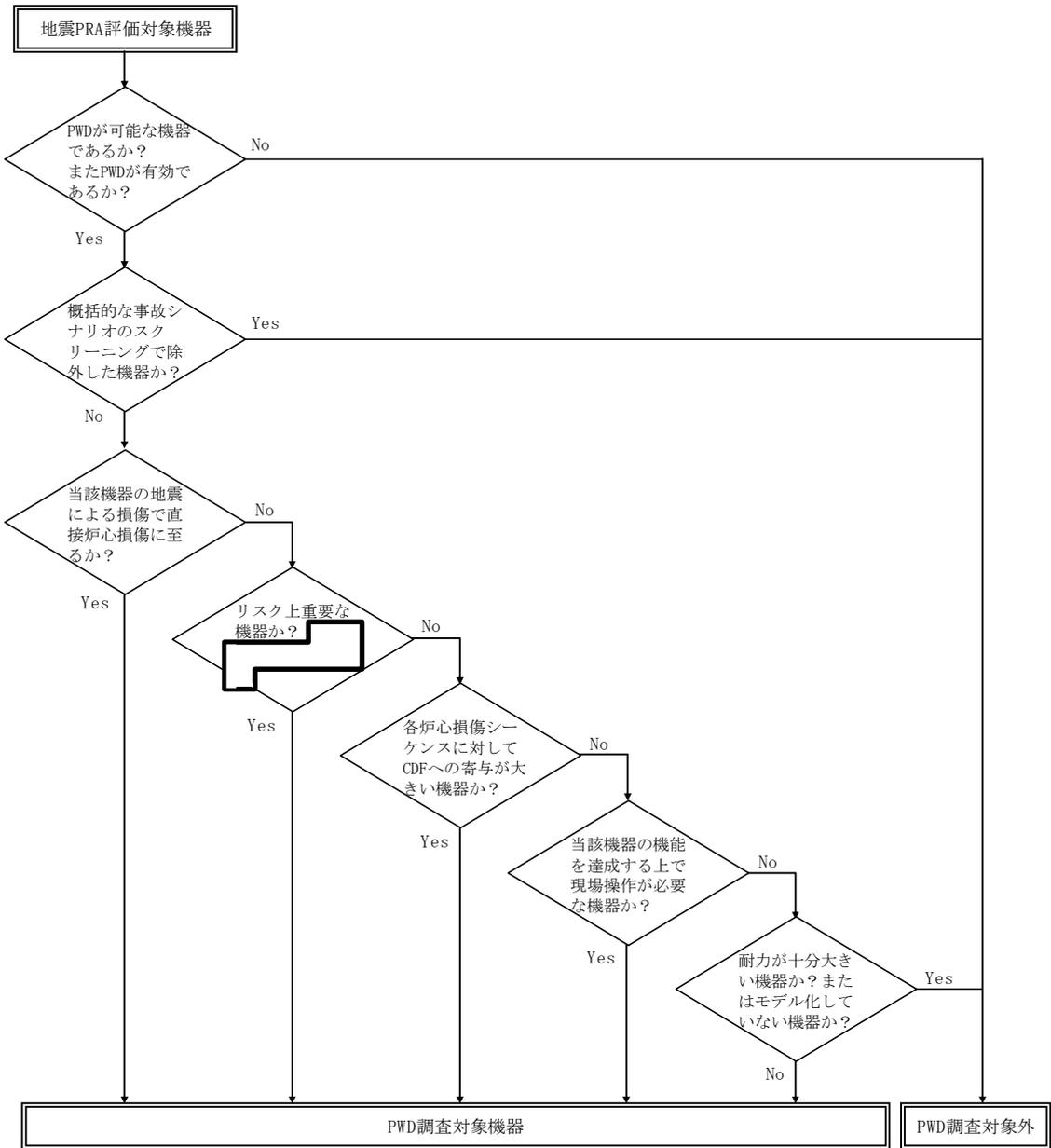
(6 号炉)

FV 重要度	対象機器
1.6E-01	RCW 弁
4.1E-02	原子炉給水ライン隔離弁



第 1.2.1. a-1 図 地震 PRA 評価フロー

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



PWD : プラントウォークダウン

CDF : 炉心損傷頻度

第 1. 2. 1. a-2 図 プラントウォークダウン調査対象機器 選定フロー

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所 7号機 プラントウォークダウン・チェックシート		Sheet No. KK7-041	実施日 平成 26 年 2 月 27 日			
			実施者 <div style="border: 1px solid black; width: 100px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>			
機器名称：	RCW 配管 (A) (配管サポート名称: AN-RCW-T504)	耐震クラス：	S	機器 No.：	191	
建屋名：						
フロア：			区画：	機器配置図 Sh.11		
[チェック対象項目] (下記チェック欄にレ点を記入する) A) 耐震安全性の確認 <input checked="" type="checkbox"/> B) 現場操作の確認 <input type="checkbox"/>						
A) 耐震安全性の確認 (確認結果欄にレ点を記入する)						
No	点 検 項 目	確認結果				備考
		Y	N	U	N/A	
1	対象機器本体の評価	レ				
	a 対象機器の形状が図面 (外形図・耐震計算書等) と外見上の相違が無い	レ				
	b 対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常 (腐食・亀裂等) は無い	レ				
	c 配管接合部と図面に外見上の相違点は無い	レ				
	d 配管接合部に外見上の異常 (腐食・亀裂等) は無い	レ				
2	アンカーボルト評価	レ				
	a アンカーボルトの形状が図面 (外形図・耐震計算書等) と外見上の相違が無い	レ				
	b アンカーボルトに外見上の異常 (腐食・亀裂等) は無い	レ				
	c アンカーボルトの締め付け強度は適切に管理されている (ゆるみ止め対策がされている等)	レ				
	d アンカーボルト付近のコンクリート部に外見上亀裂がない	レ				
3	二次的影響について	レ				
	a 周辺の耐震クラスが低い機器、構築物等が倒壊又は損傷することで二次的影響を及ぼすことがない	レ				
	b 倒壊により被害を与えうる周辺の機器の耐震性は問題ない	レ				
	c クレーン、燃料交換機の落下、部材のコンクリート剥落、ブロック壁の倒壊等安全上重要な機器に影響を及ぼすことがない				レ	機器上部にクレーンが設置されていないことを確認
	d 機器に接続されるケーブルが柔軟な構造をしている				レ	接続されるケーブルがないことを確認
	e Sクラス以外の周辺機器の損傷時、周辺機器の保有水による影響はない	レ				
	f 周囲に仮置き火災源はない	レ				

第 1.2.1. a-3 図 プラントウォークダウン評価結果例 (1/4)

B) 現場操作の確認（確認結果欄にレ点を記入する） （例 現場での起動が必要な設備，現場での復旧作業において機能回復が見込める設備）					
点 検 項 目	確認結果				備考
	Y	N	U	N/A	
アクセス性	/	/	/	/	/
a 対象機器の識別が可能である				レ	
b 周辺設備又は周辺斜面からの被害を受けない				レ	
c 可動部分のある器具 ² は存在しない				レ	
d 近傍の設備の倒壊によりアクセスルートが塞がれる可能性はない				レ	
現場操作性	/	/	/	/	/
a 現場での操作が可能である				レ	
b 操作のための場所が確保できる				レ	
c 機器の作動状態が確認できる				レ	

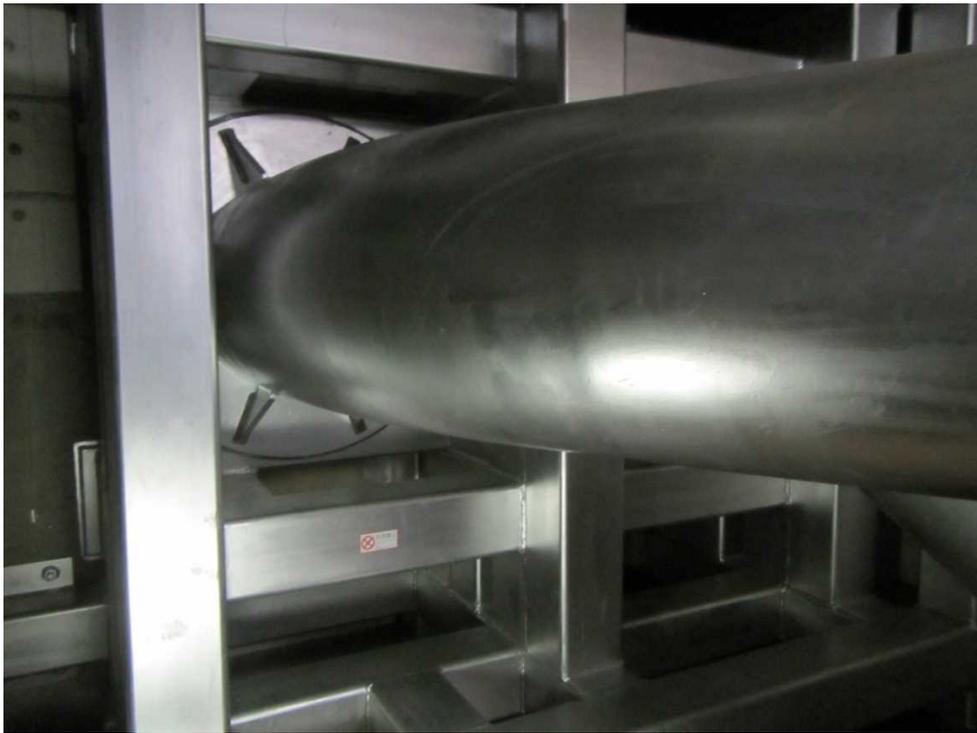
特記事項
・現場操作は不要であるため，現場操作の確認についてはN/Aとする。

総合評価（モデルへの反映方法，取扱い等も含む）
・地震 PRA で評価している範囲において，耐震安全性に問題はない。

¹ 燃え始める可能性がある設備又は仮置き可燃物

² 固定されていない点検用クレーン，梯子，可動式架台等，アクセス性を阻害する可能性のある器具

第 1.2.1. a-3 図 プラントウォークダウン評価結果例（2/4）



RCW (A) 配管 外観



RCW (A) 配管 外観

第 1. 2. 1. a-3 図 プラントウォークダウン評価結果例 (3/4)

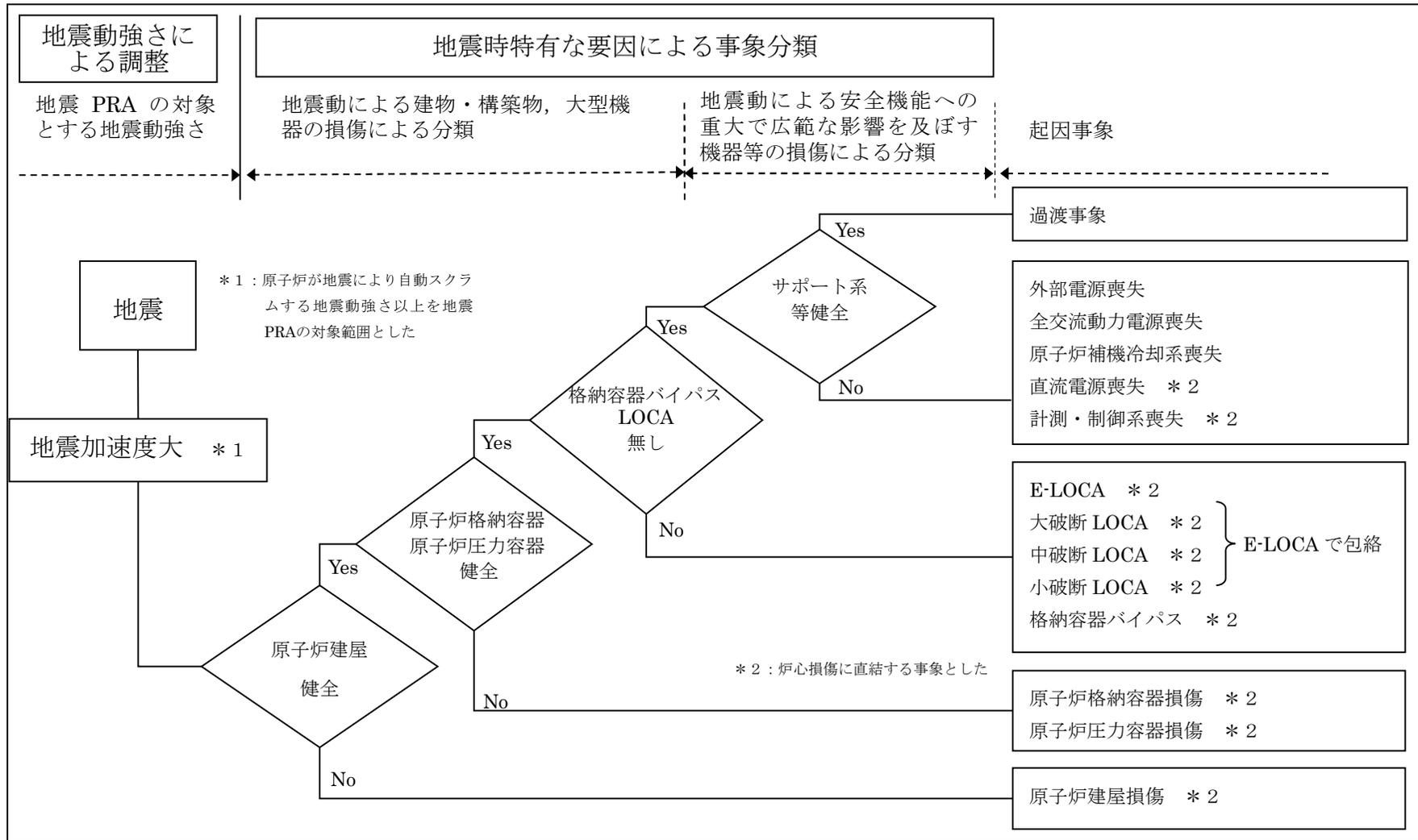


RCW (A) 配管サポート 外観

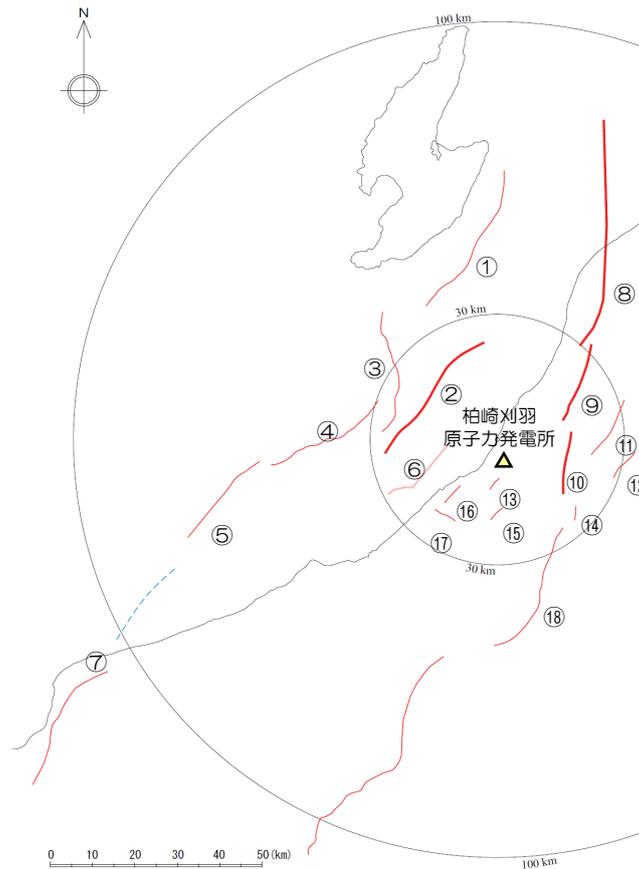


RCW (A) 配管サポート 外観

第 1.2.1. a-3 図 プラントウォークダウン評価結果例 (4/4)

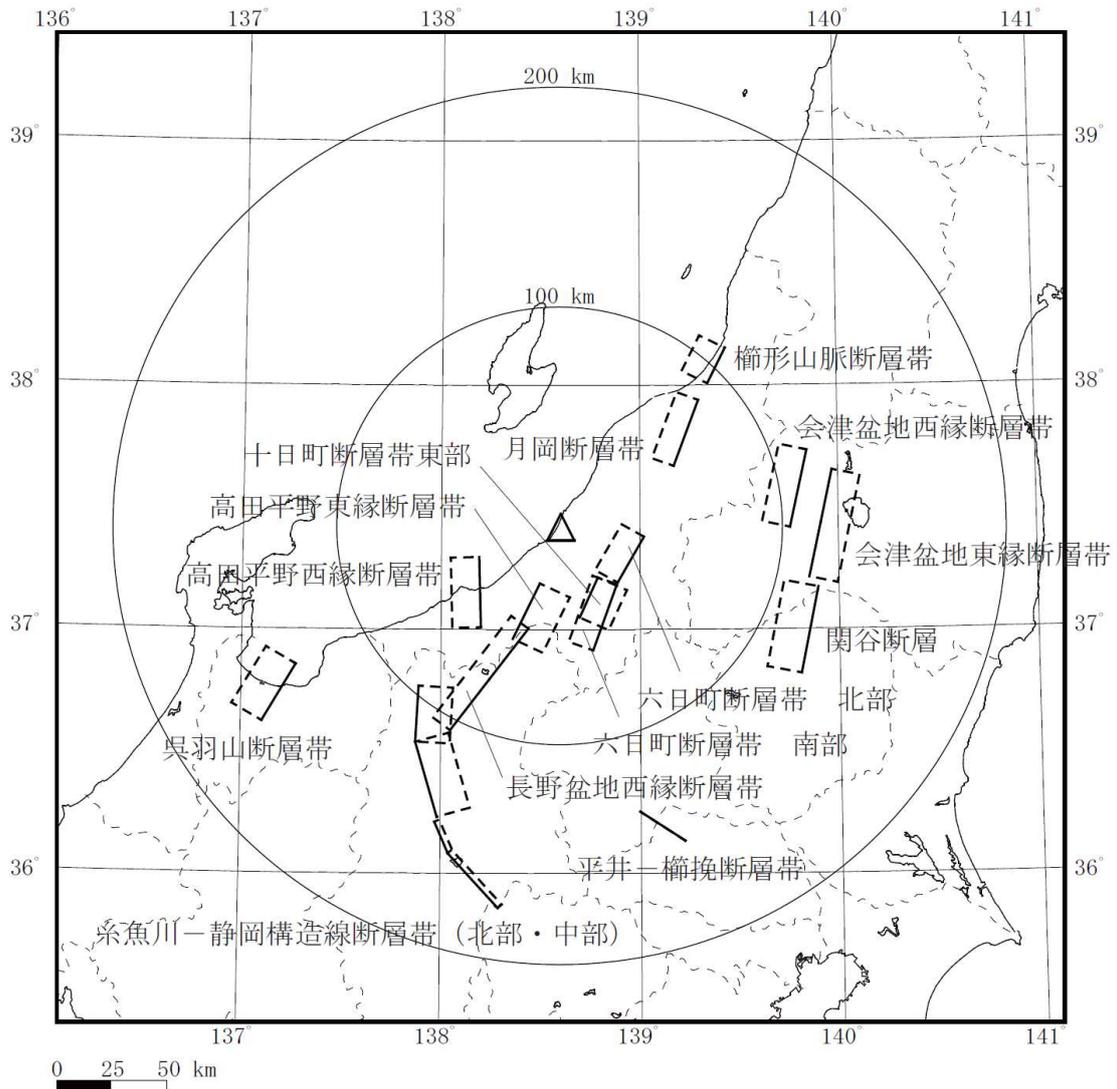


第 1.2.1. a-4 図 起因事象の抽出フロー

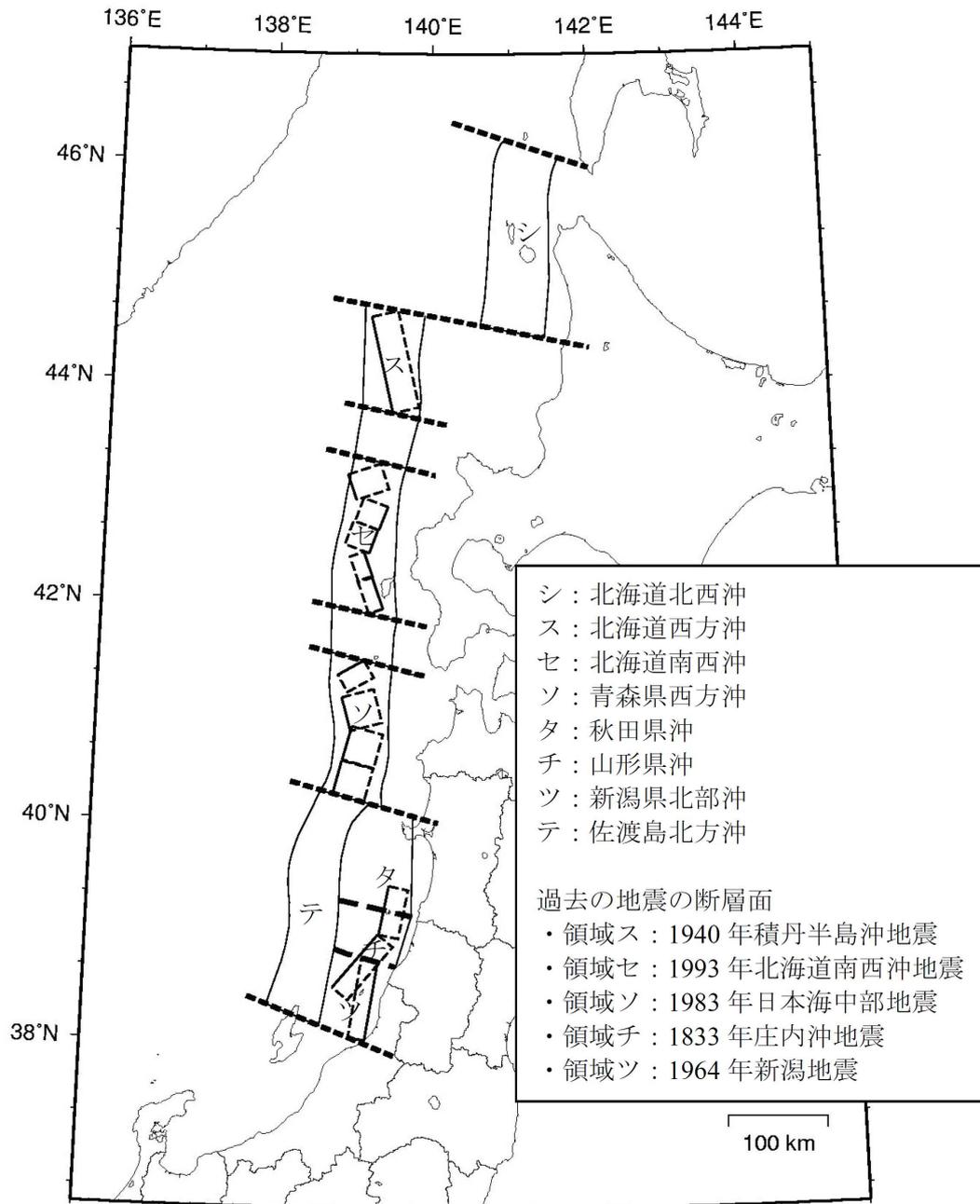


①	佐渡島棚東縁部断層	⑩	片貝断層
②	F-B断層	⑪	悠久山断層
③	佐渡島南方断層	⑫	半蔵金付近のリニアメント
④	F-D断層	⑬	柏崎平野南東縁のリニアメント
⑤	高田沖断層	⑭	山本山断層
⑥	米山沖断層	⑮	水上断層
⑦	親不知海脚西縁断層帯～魚津断層帯	⑯	上米山断層
⑧	角田・弥彦断層	⑰	雁海断層
⑨	気比ノ宮断層	⑱	十日町断層帯西部

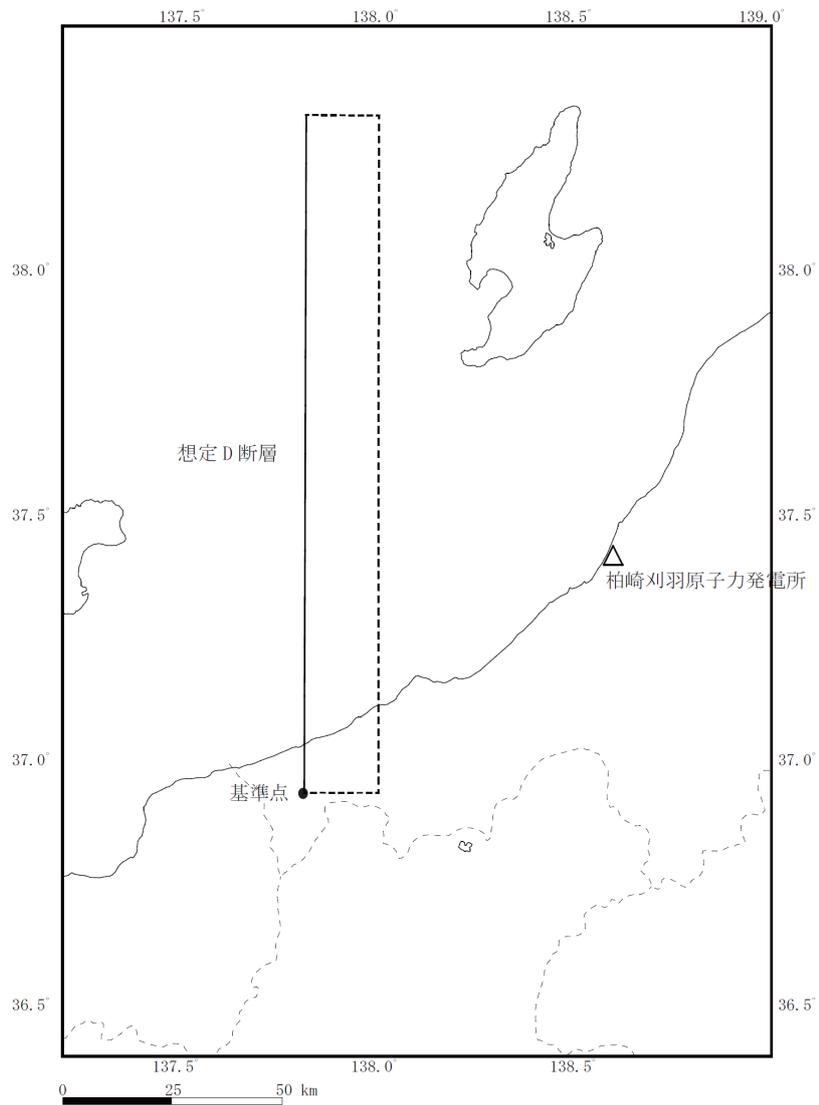
第 1. 2. 1. b-1 図 敷地周辺の主な活断層（地質調査結果に基づく）



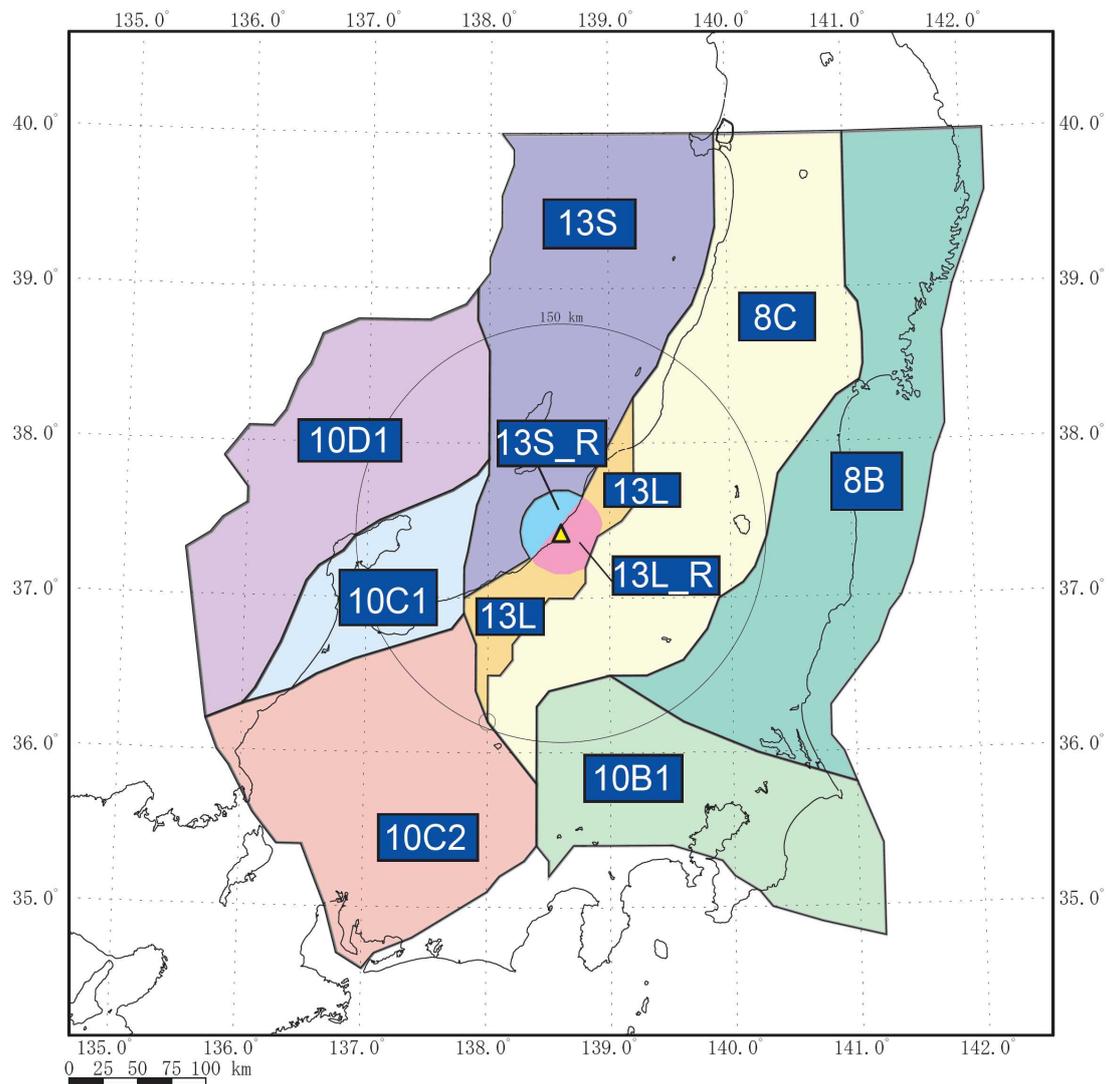
第 1. 2. 1. b-2 図 敷地周辺の主な活断層（地震調査研究推進本部（2012）に基づく）



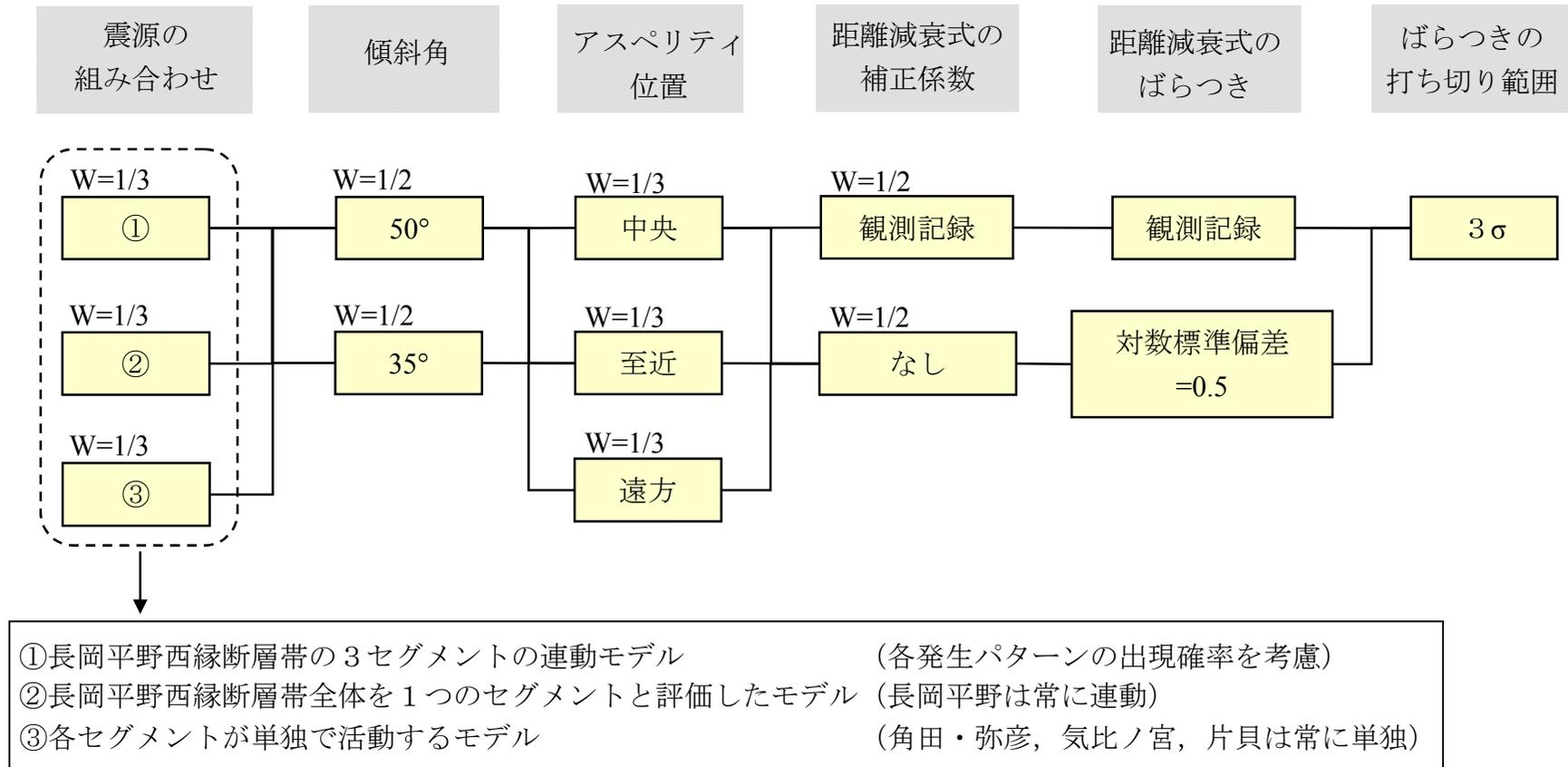
第 1. 2. 1. b-3 図 日本海東縁部の特定震源



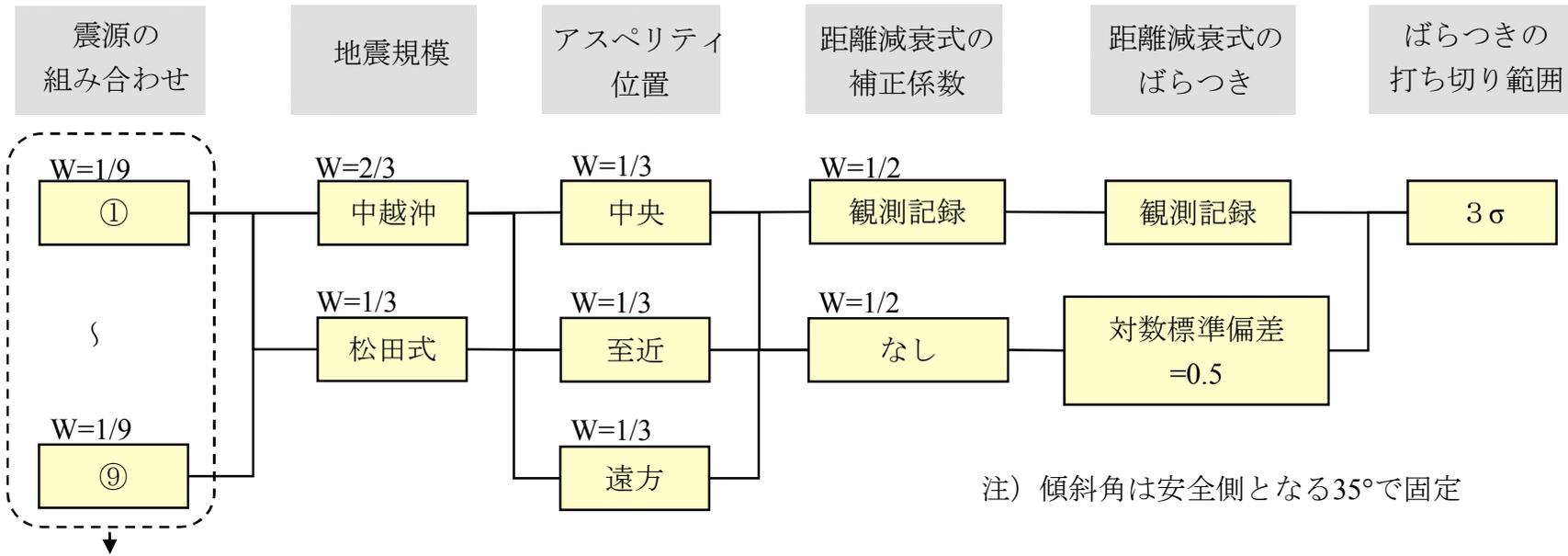
第 1. 2. 1. b-4 図 津波評価において考慮している特定震源



第 1.2.1.b-5 図 設定した領域区分



第 1.2.1. b-6 図 陸域の主要な活断層のロジックツリー



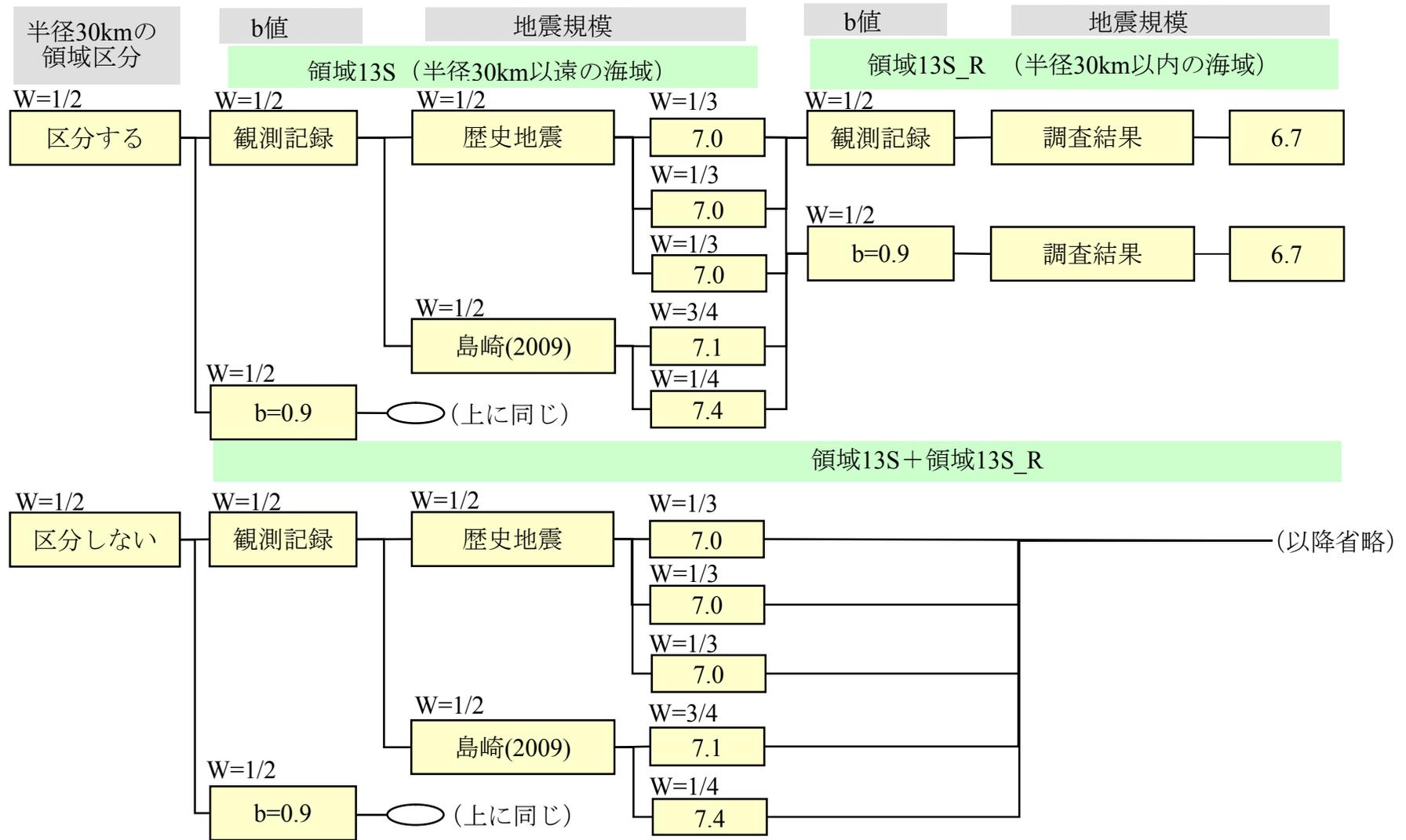
注) 傾斜角は安全側となる35°で固定

- ①F-B断層，佐渡島南方断層，F-D断層，高田沖断層の各セグメントが常に個別に活動
- ②F-D断層，高田沖断層は常に個別，F-B断層＋佐渡島南方断層は連動
- ③F-D断層＋高田沖断層は常に連動，F-B断層，佐渡島南方断層は常に個別に活動
- ④F-D断層，高田沖断層は常に連動，F-B断層＋佐渡島南方断層は連動
- ⑤F-D断層＋高田沖断層は連動，その他は常に個別に活動
- ⑥F-D断層＋高田沖断層は連動，F-B断層＋佐渡島南方断層は連動
- ⑦高田沖断層＋F-D断層＋F-B断層は連動，佐渡島南方断層は常に個別に活動
- ⑧高田沖断層＋F-D断層＋佐渡島南方断層は連動，F-B断層は常に個別に活動
- ⑨高田沖断層＋F-D断層＋F-B断層＋佐渡島南方断層は連動

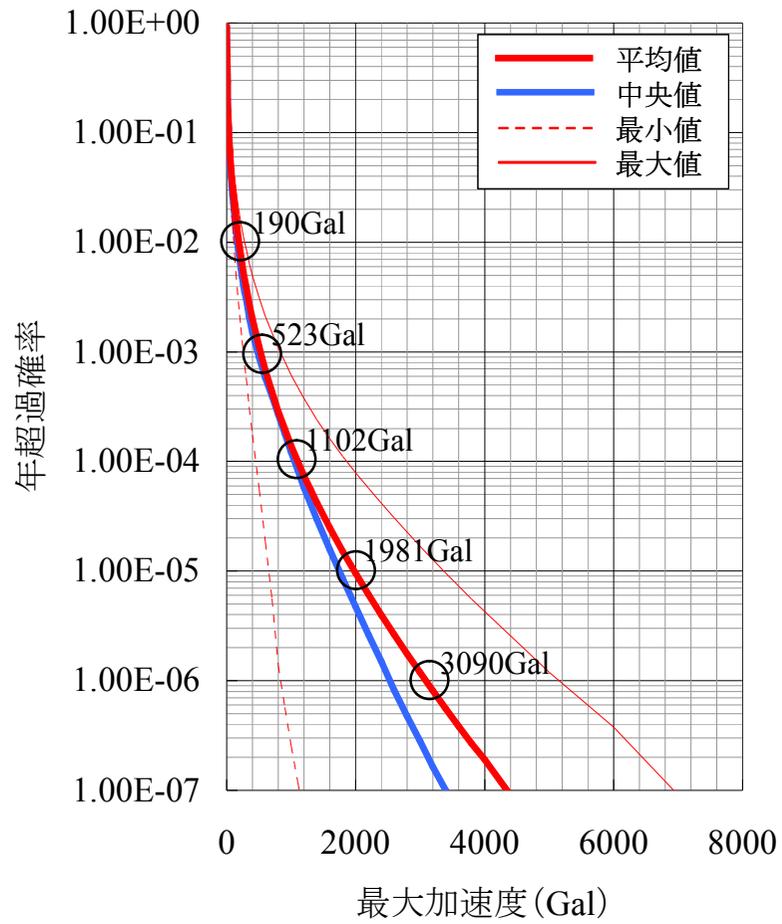
注1) 親不知海脚西縁断層帯～魚津断層帯はモデル⑦～⑨に対して連動する場合 (W=1/2) を考える。

注2) 佐渡海盆東縁断層については，活動を考慮するケース (W=1/10) と活動を考慮しないケース (W=9/10) を分岐として設定し，活動を考慮する場合には，周辺の断層と連動するケース (W=1/2) と連動しないケース (W=1/2) を分岐として設定する。

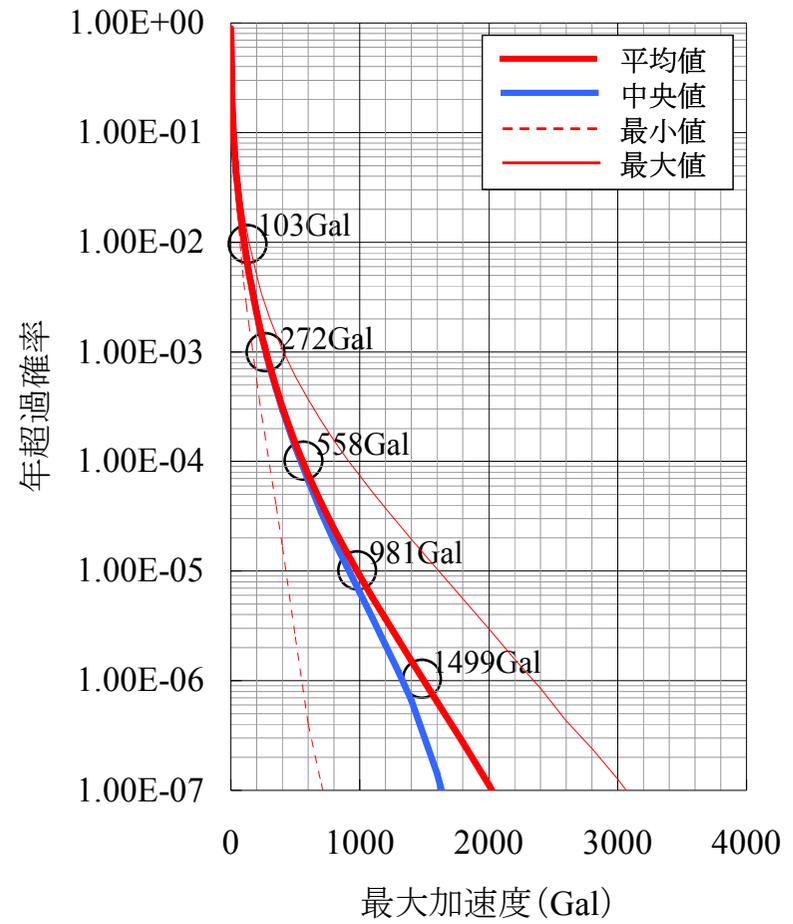
第 1.2.1. b-7 図 海域の主要な活断層のロジックツリー



第 1.2.1. b-8 図 敷地周辺の領域震源のロジックツリー

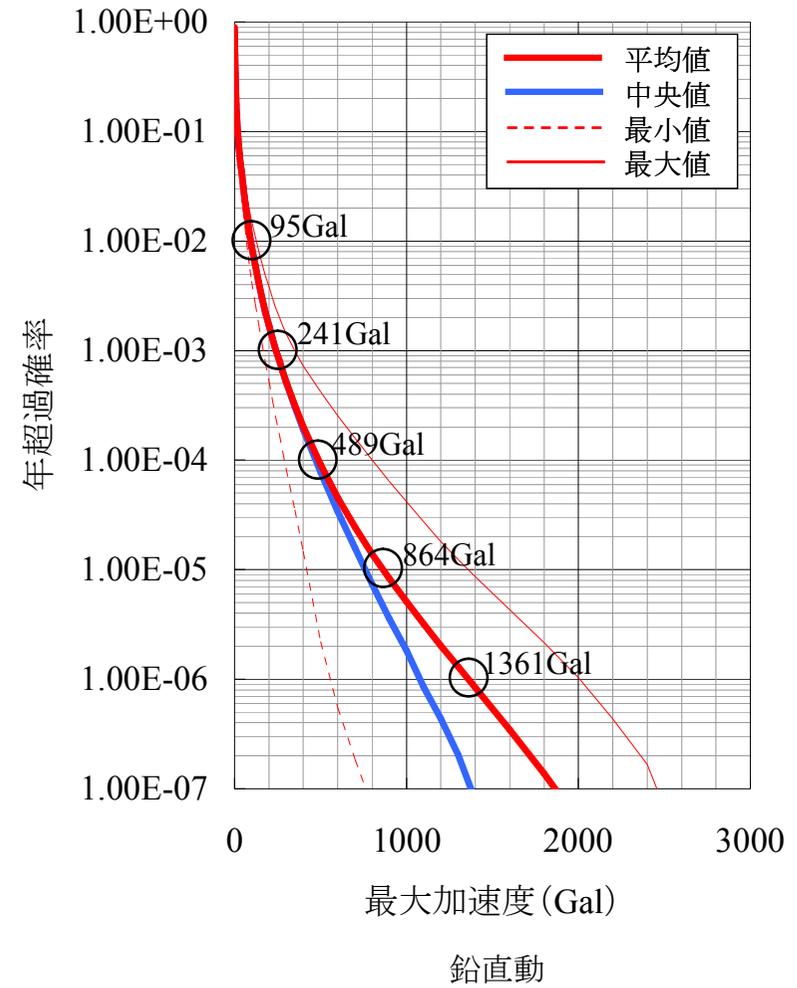
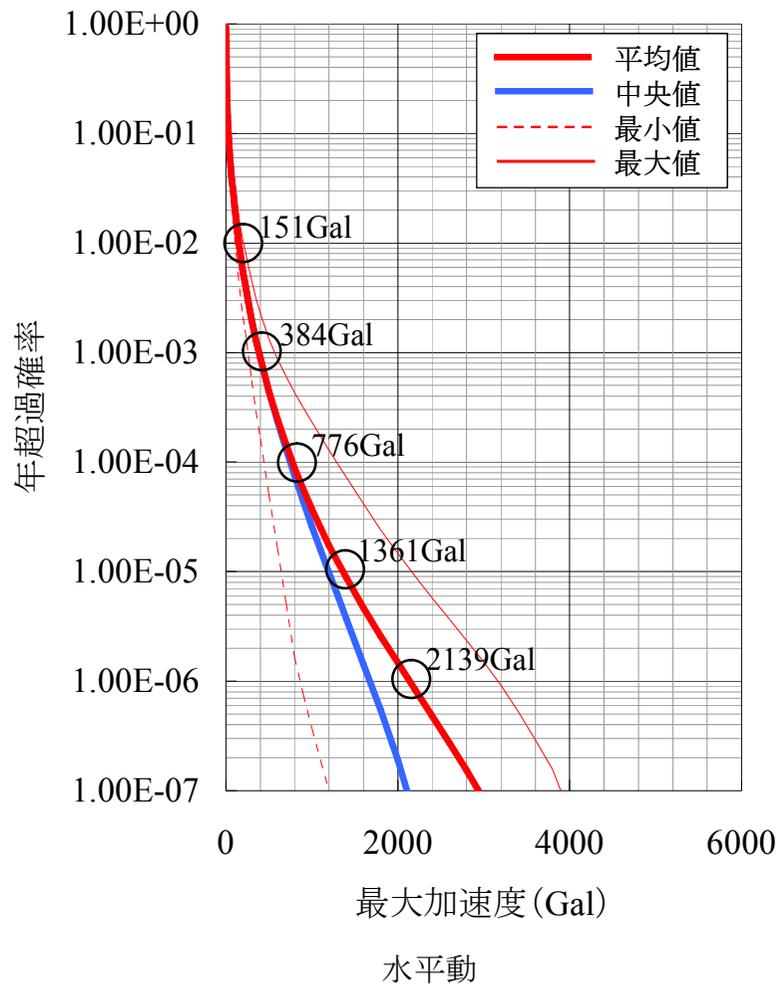


水平動

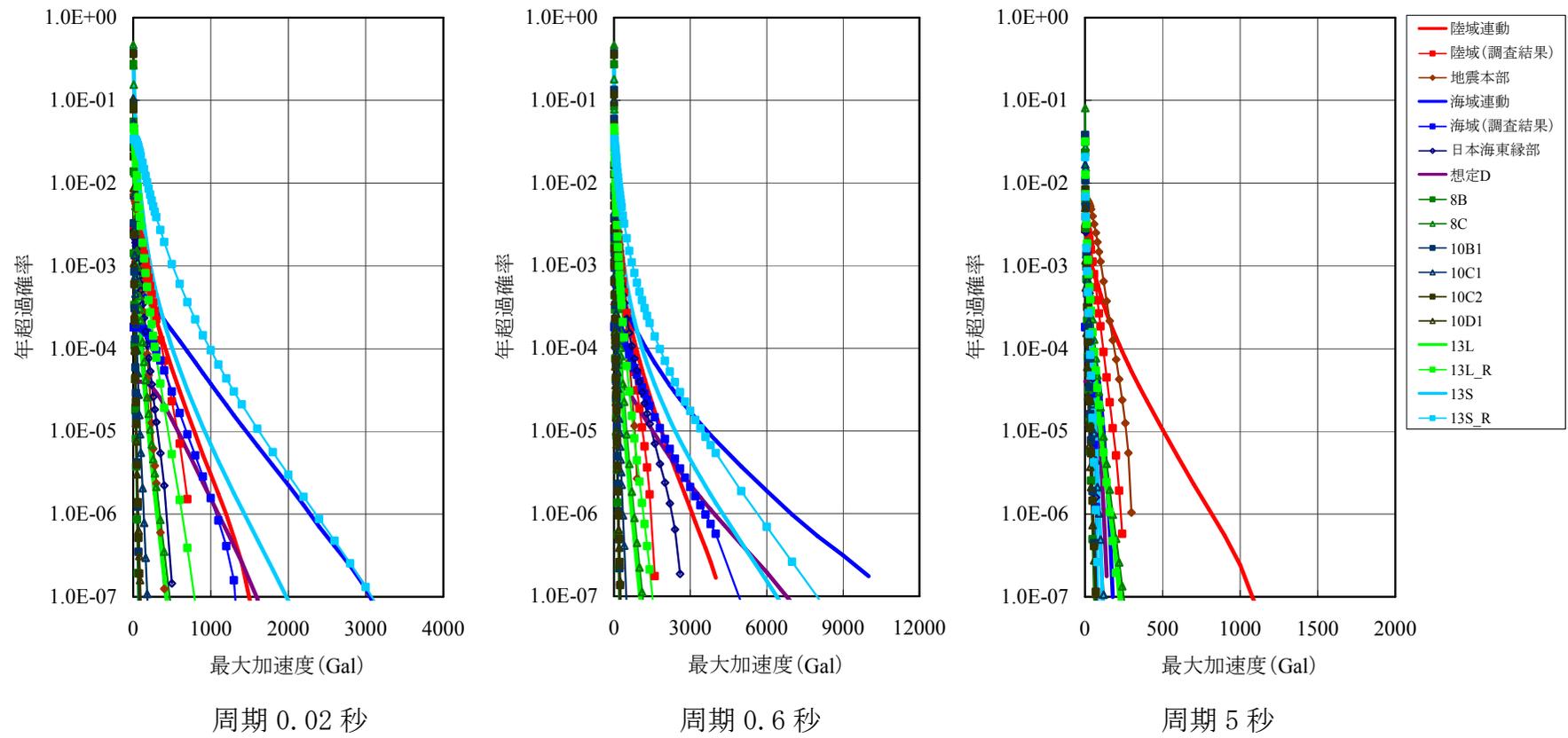


鉛直動

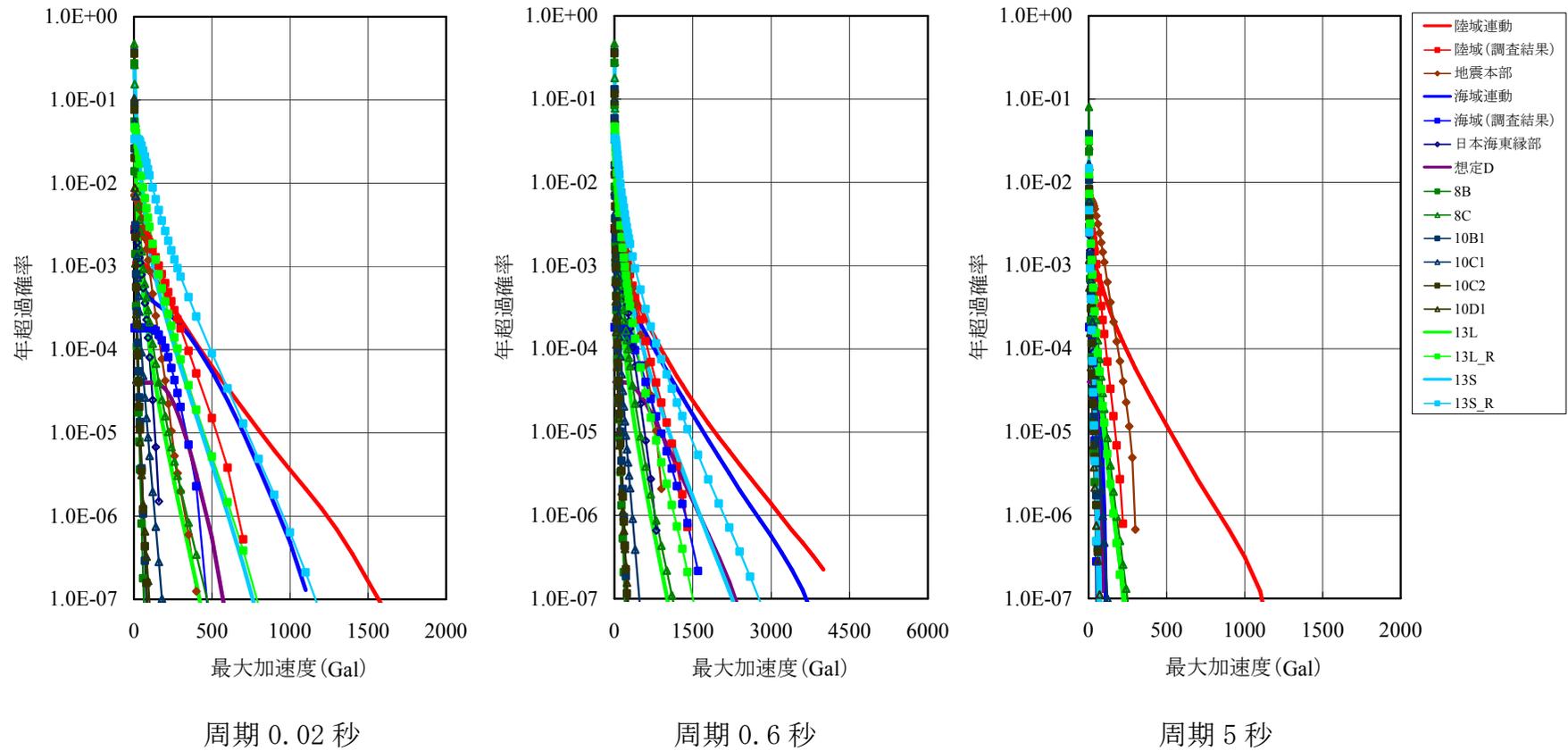
第 1.2.1.b-9 図 平均地震ハザード曲線 (周期 0.02 秒, 荒浜側)



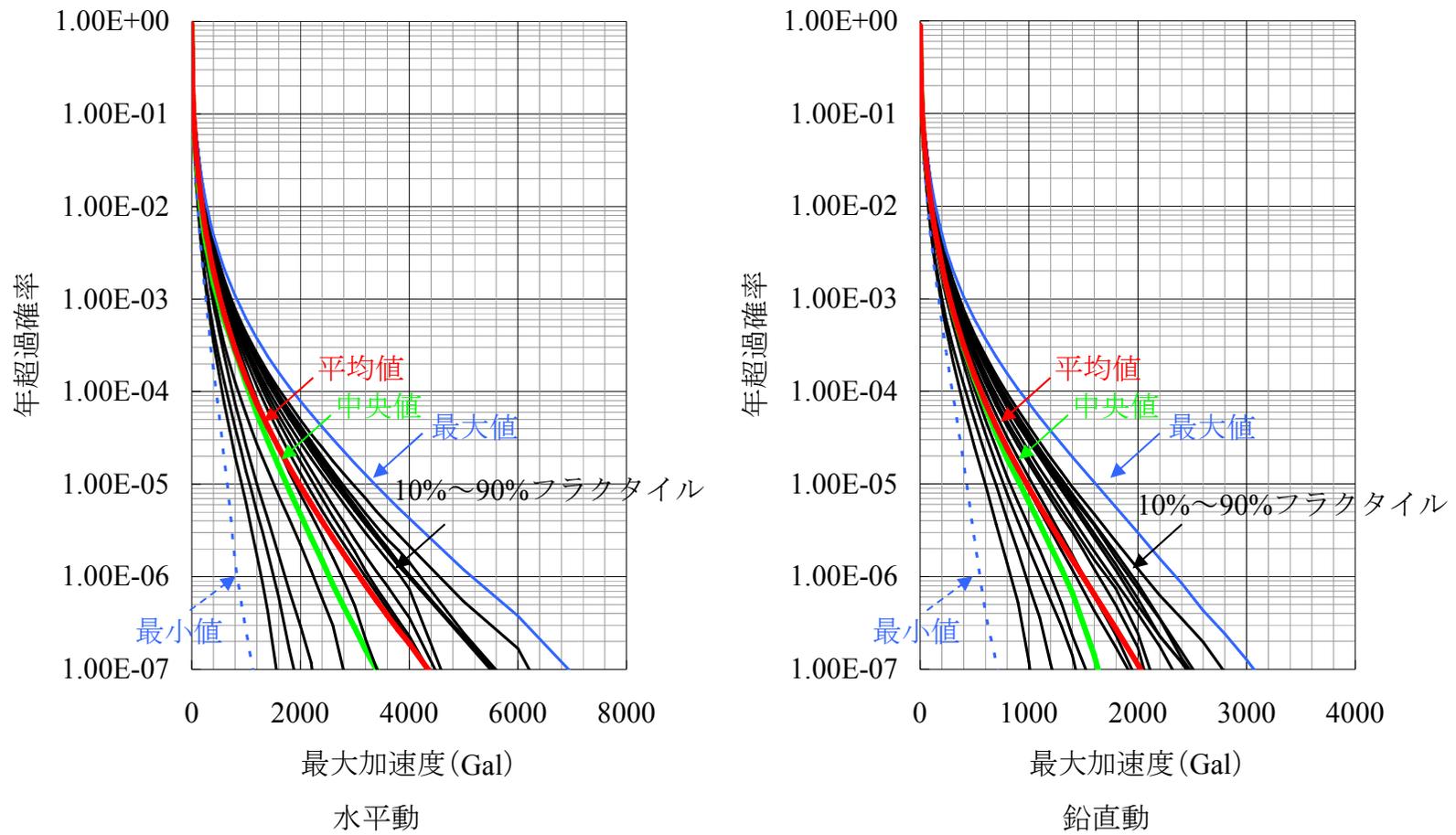
第 1.2.1.b-10 図 平均地震ハザード曲線 (周期 0.02 秒, 大湊側)



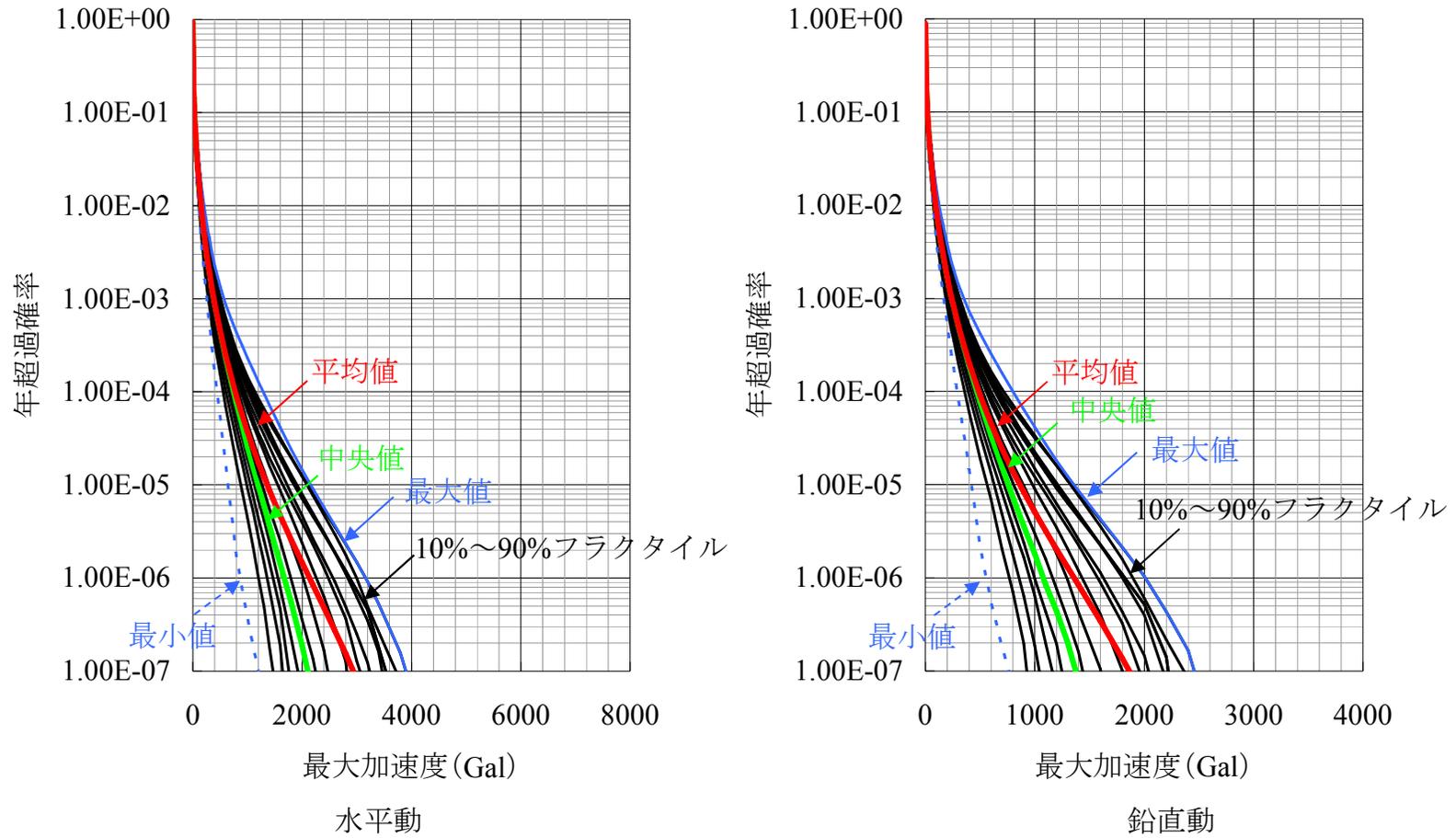
第 1.2.1. b-11 図 地震ごとのハザード曲線 (荒浜側, 水平動)



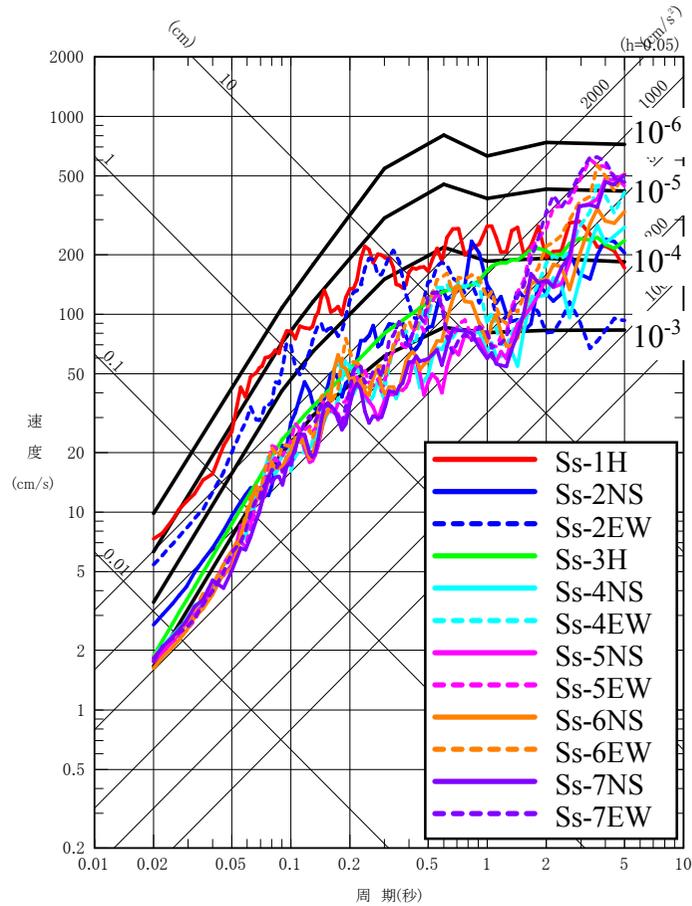
第 1.2.1. b-12 図 地震ごとのハザード曲線 (大湊側, 水平動)



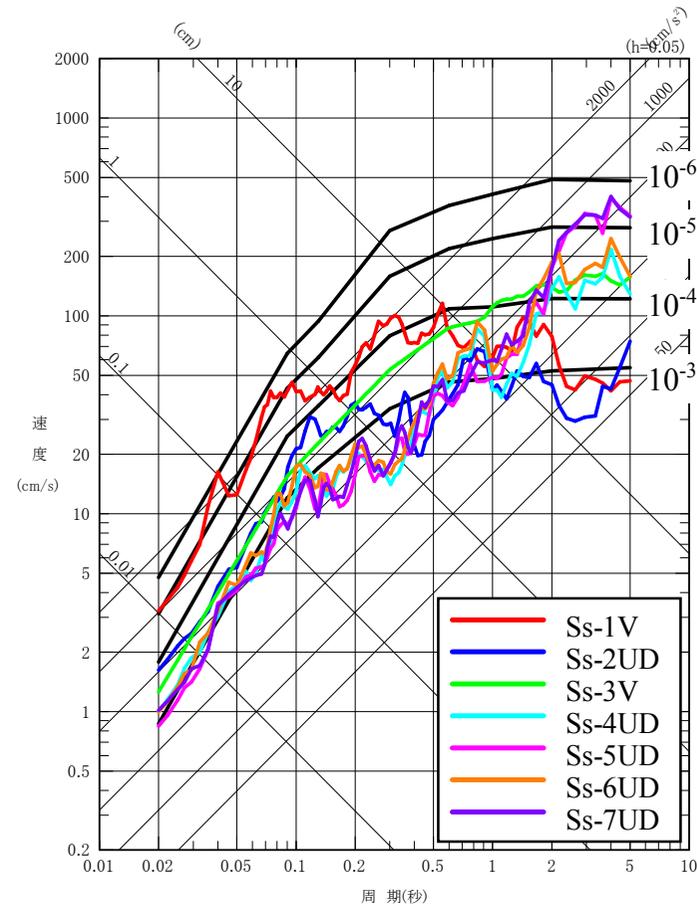
第 1.2.1. b-13 図 フラクタイル地震ハザード曲線 (周期 0.02 秒, 荒浜側)



第 1.2.1. b-14 図 フラクタイル地震ハザード曲線 (周期 0.02 秒, 大湊側)

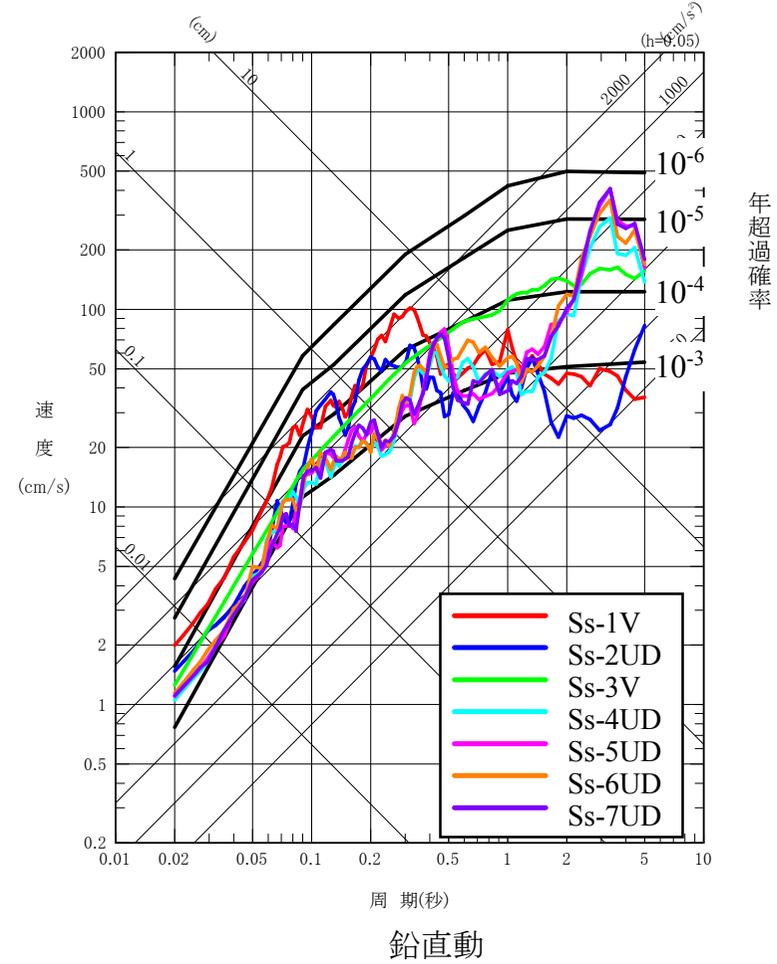
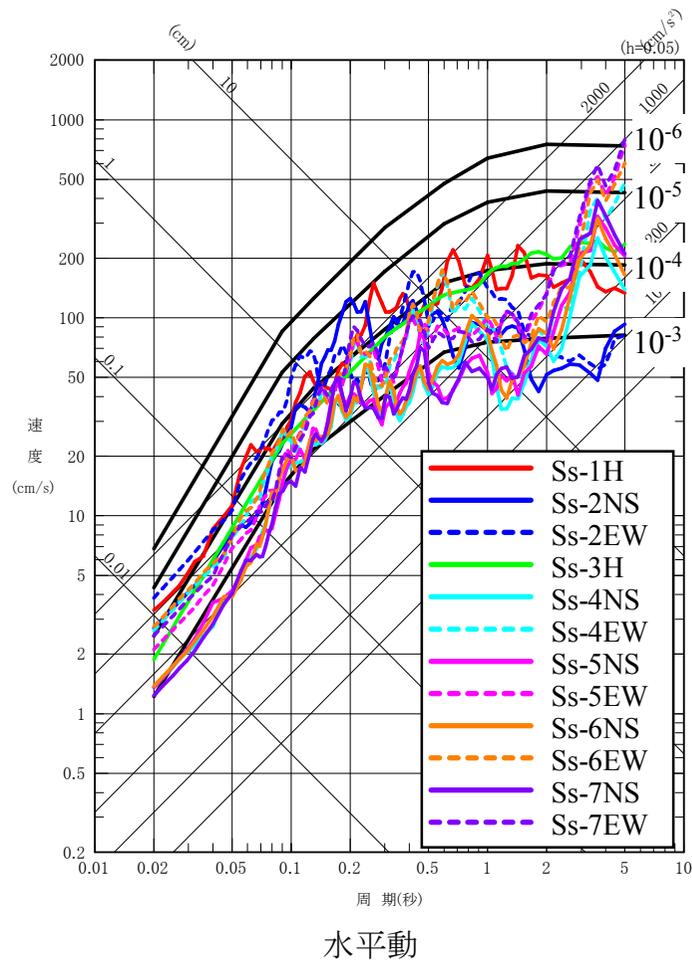


水平動

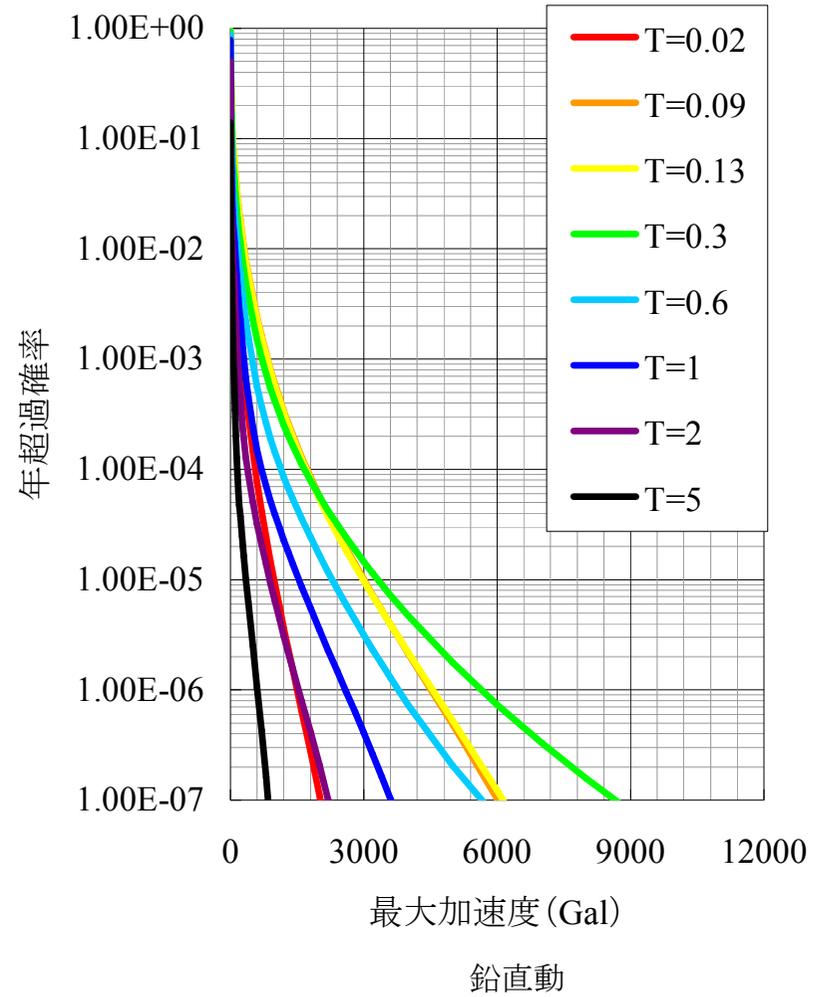
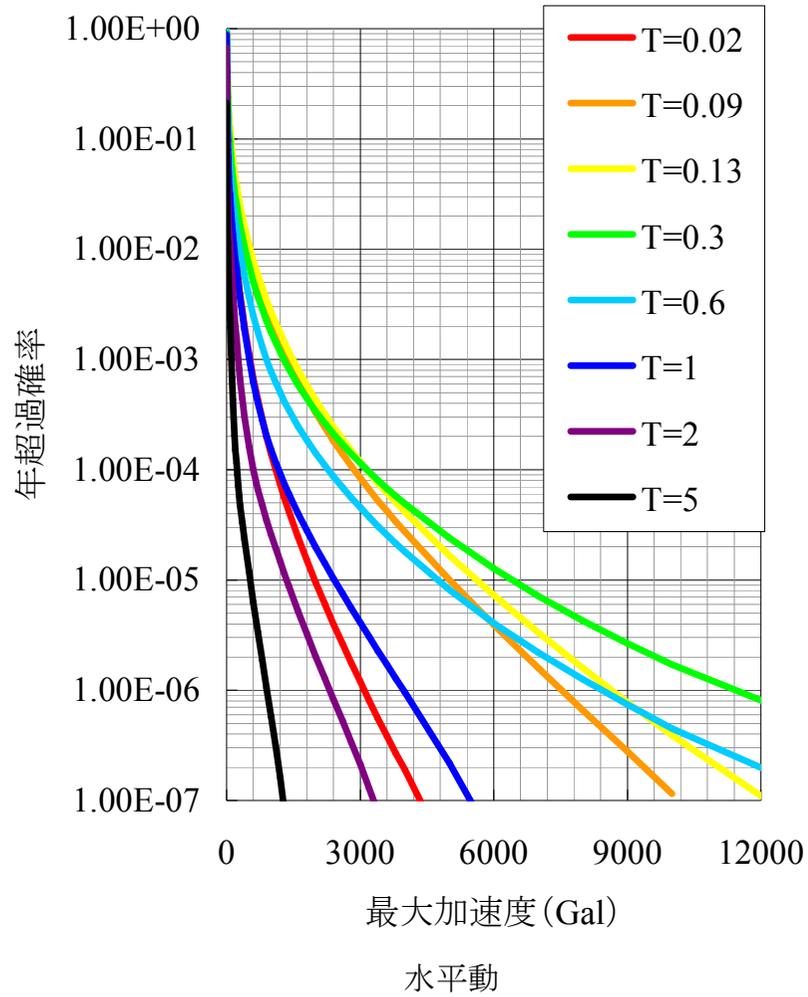


鉛直動

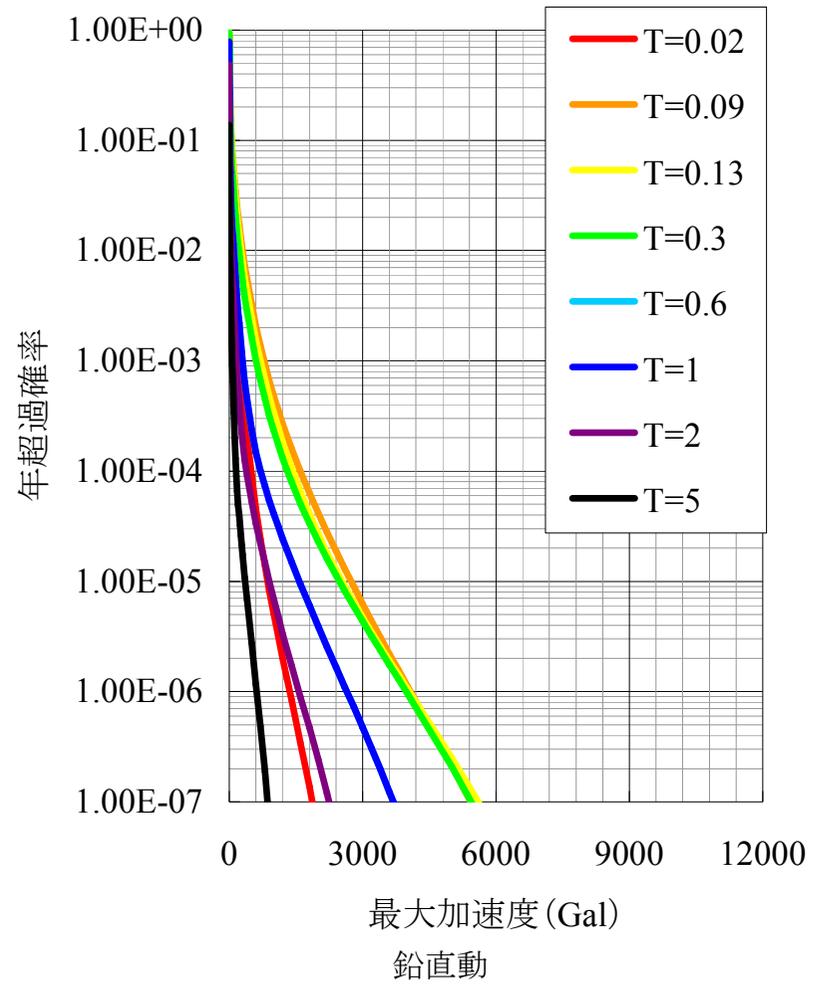
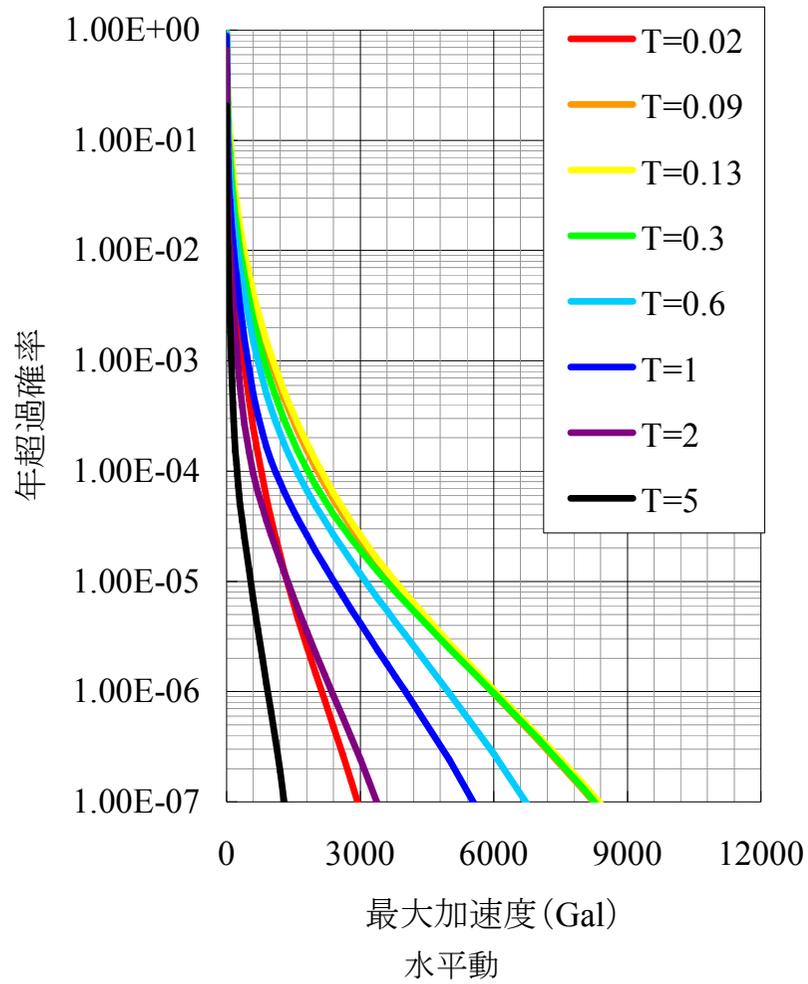
第 1.2.1. b-15 図 一様ハザードスペクトルと基準地震動 Ss-1～Ss-7 の応答スペクトルの比較（荒浜側）



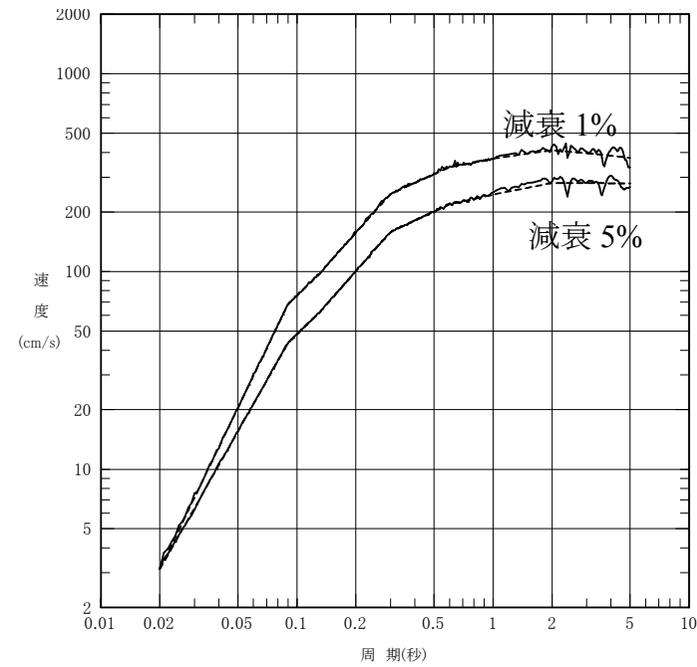
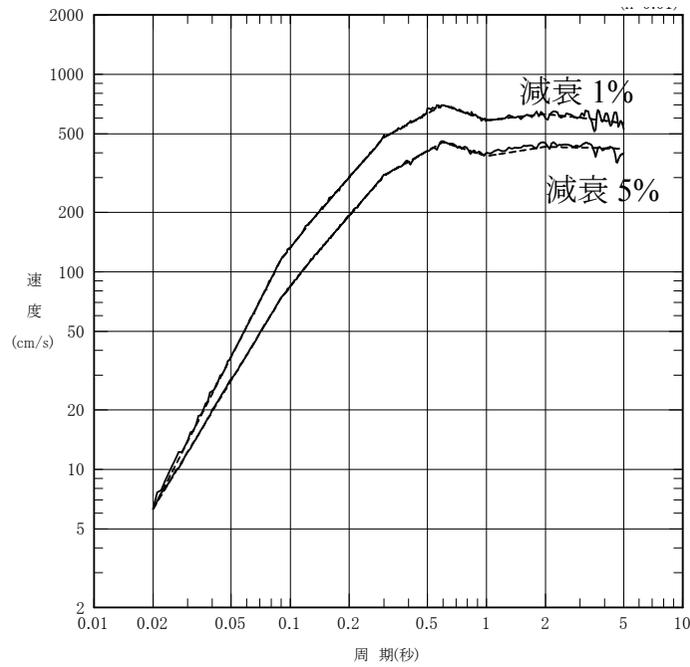
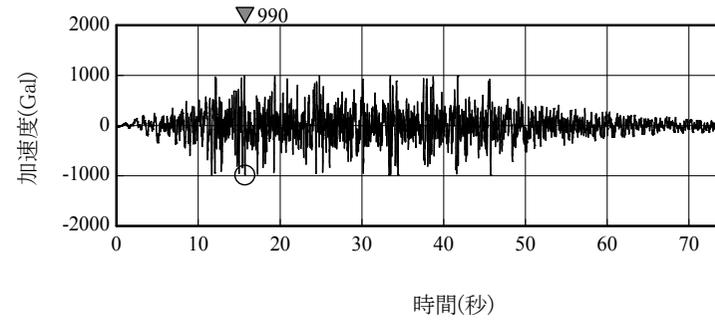
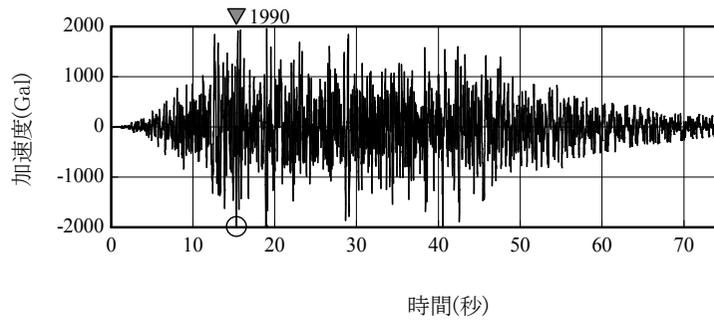
第 1.2.1. b-16 図 一様ハザードスペクトルと基準地震動 Ss-1~Ss-7 の応答スペクトルの比較 (大湊側)



第 1.2.1. b-17 図 周期ごとの平均地震ハザード曲線 (荒浜側)



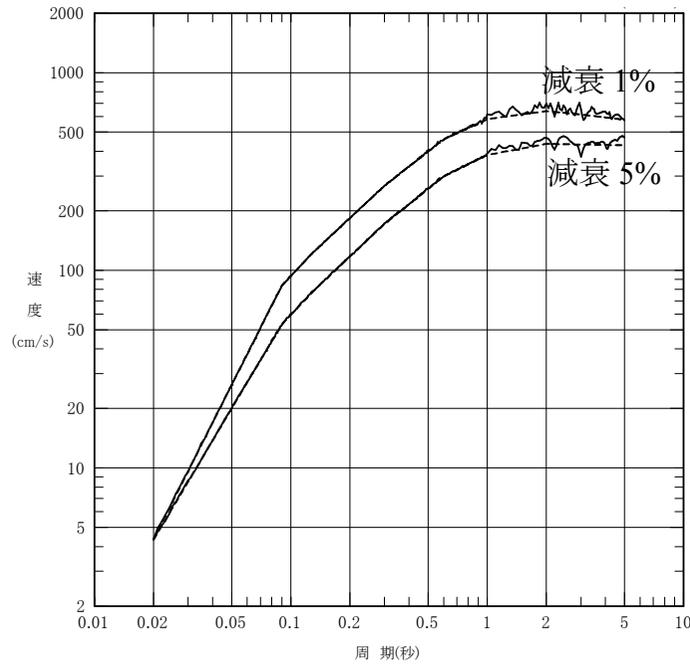
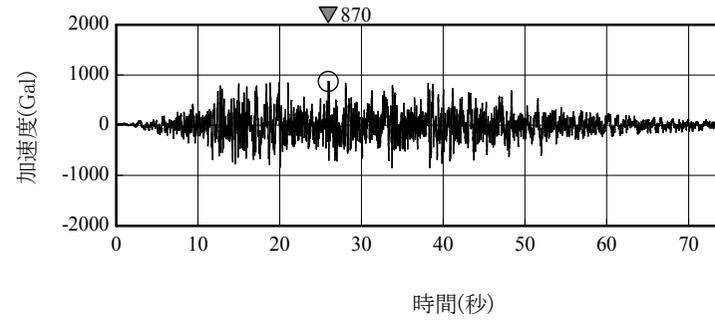
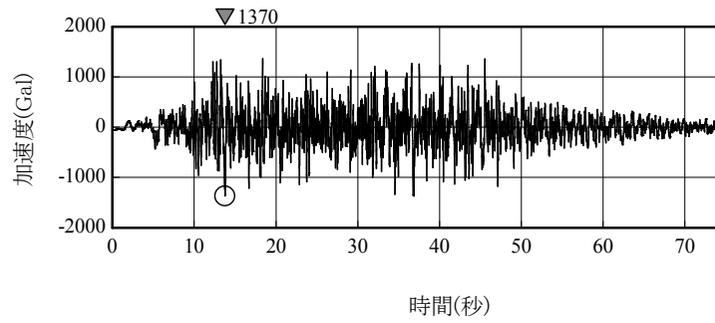
第 1.2.1. b-18 図 周期ごとの平均地震ハザード曲線 (大湊側)



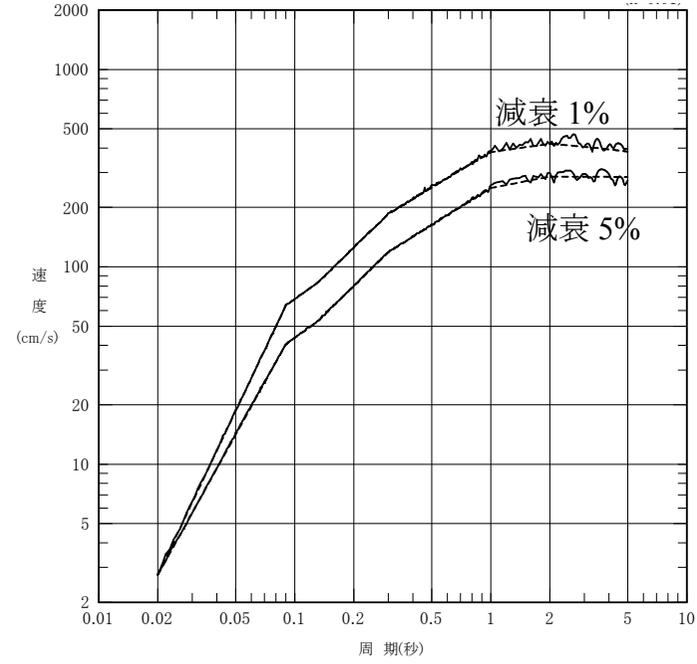
水平動

鉛直動

第 1.2.1. b-19 図 フラジリティ評価に用いる模擬地震波と目標応答スペクトルに対するフィッティング (荒浜側)

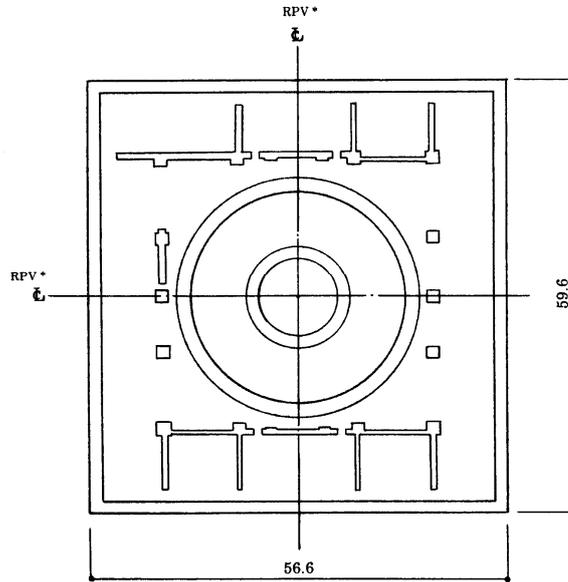


水平動



鉛直動

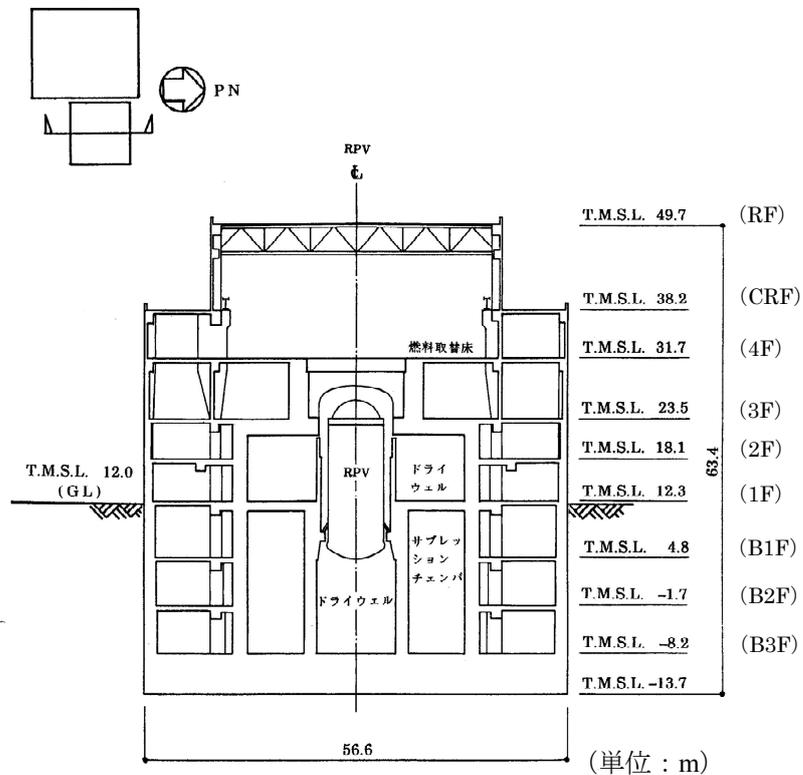
第 1.2.1. b-20 図 フラジリティ評価に用いる模擬地震波と目標応答スペクトルに対するフィッティング (大湊側)



(単位：m)

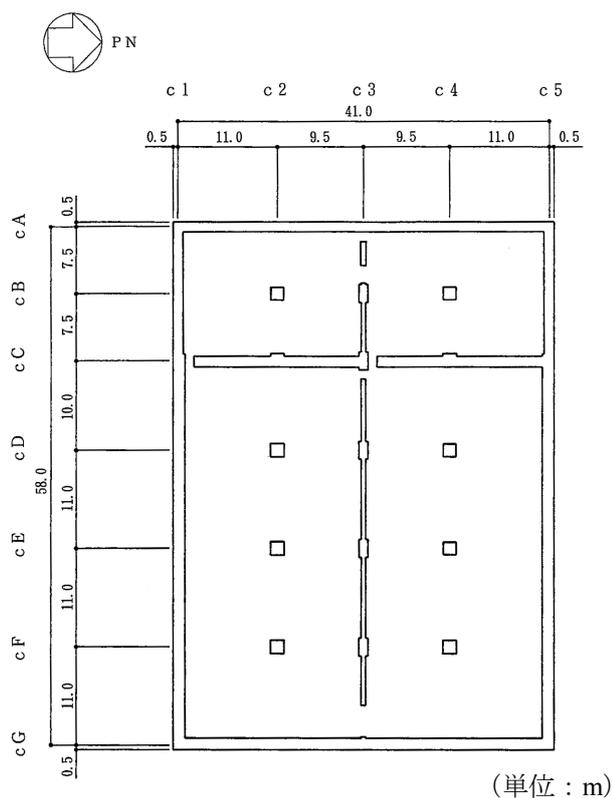
注記*：原子炉圧力容器（以下、「RPV」と略す。）

第 1.2.1. c-1-1 図 原子炉建屋の概略平面図（地下 3 階）

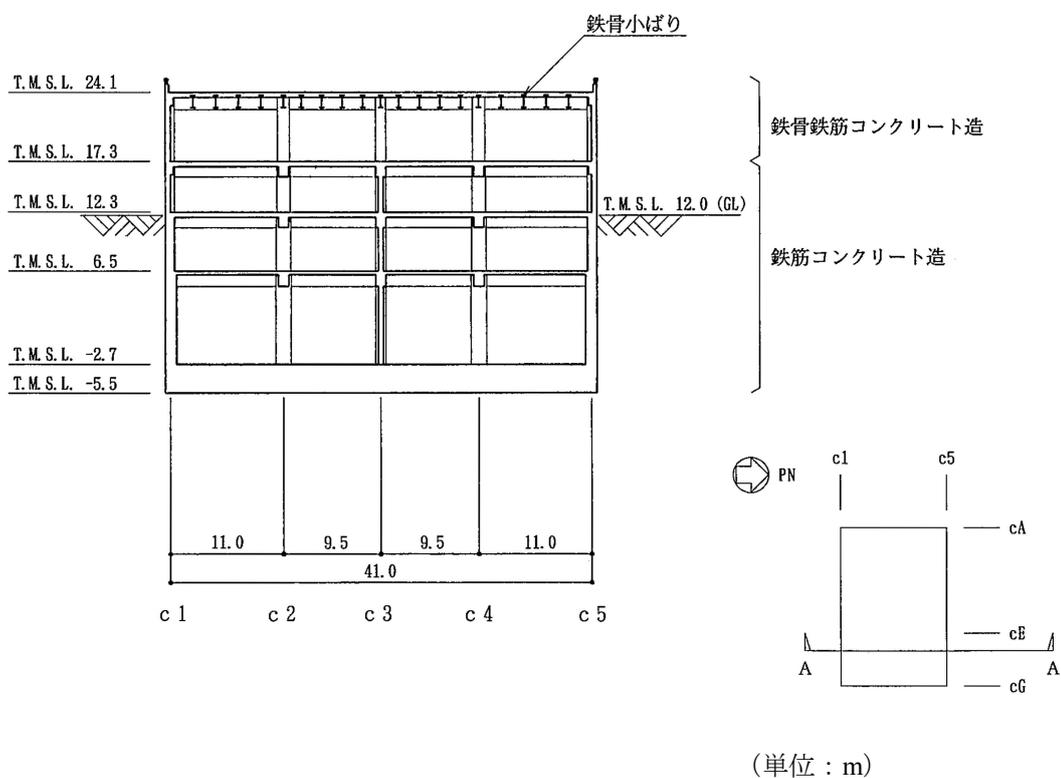


(単位：m)

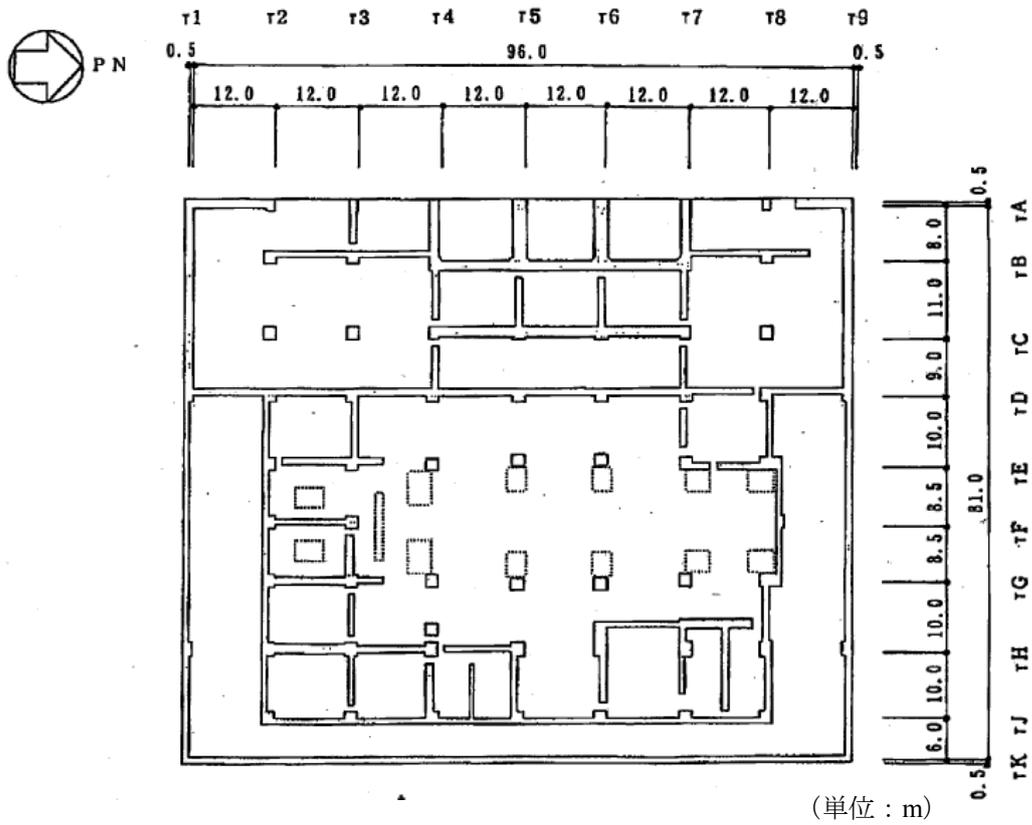
第 1.2.1. c-1-2 図 原子炉建屋の概略断面図（NS 方向断面）



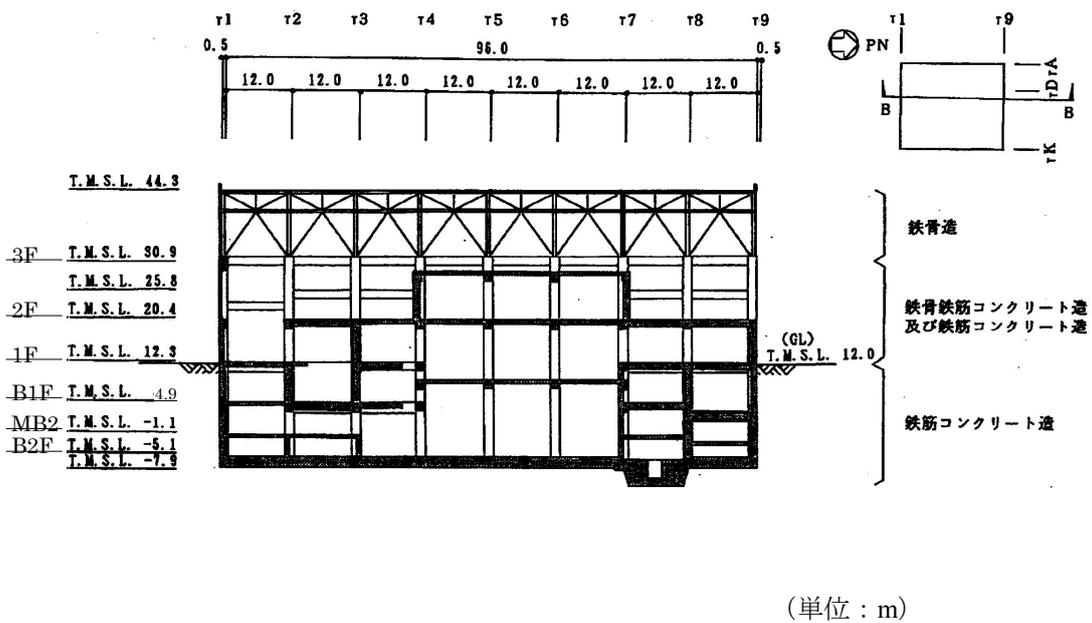
第 1.2.1. c-1-3 図 コントロール建屋の概略平面図 (地下2階)



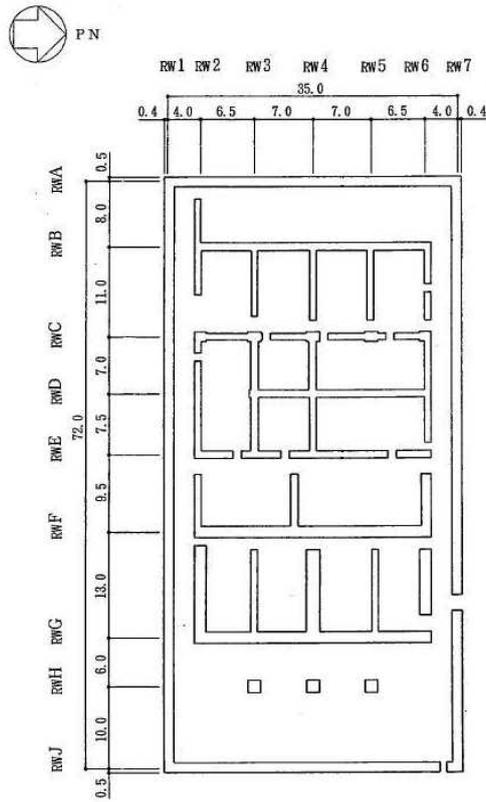
第 1.2.1. c-1-4 図 コントロール建屋の概略断面図 (NS 方向断面)



第 1.2.1.c-1-5 図 タービン建屋の概略平面図 (地下 2 階)

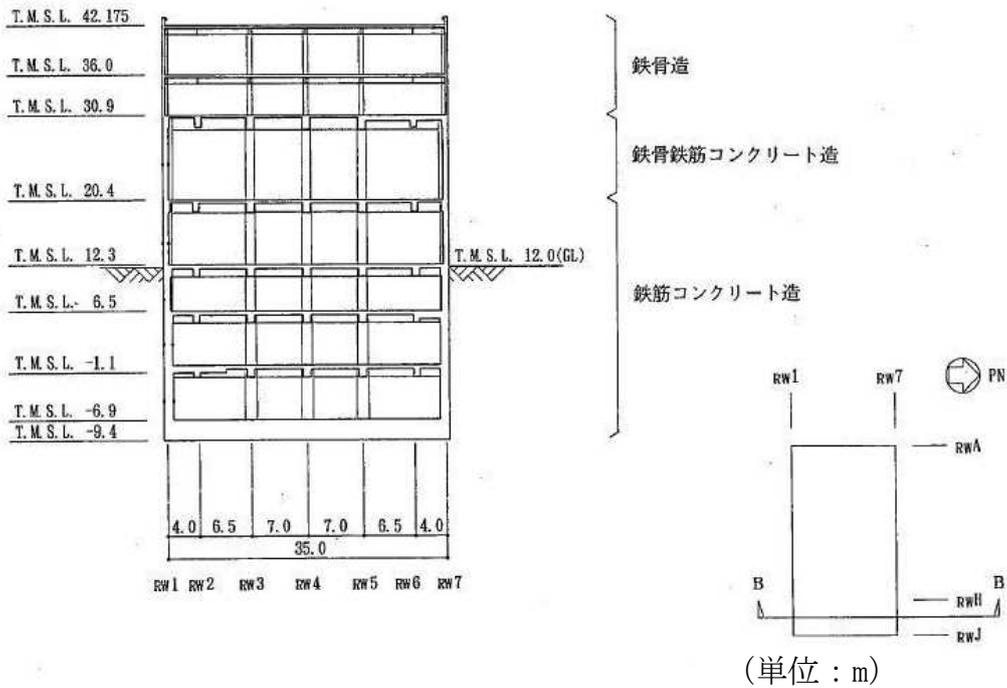


第 1.2.1.c-1-6 図 タービン建屋の概略断面図 (NS 方向断面)



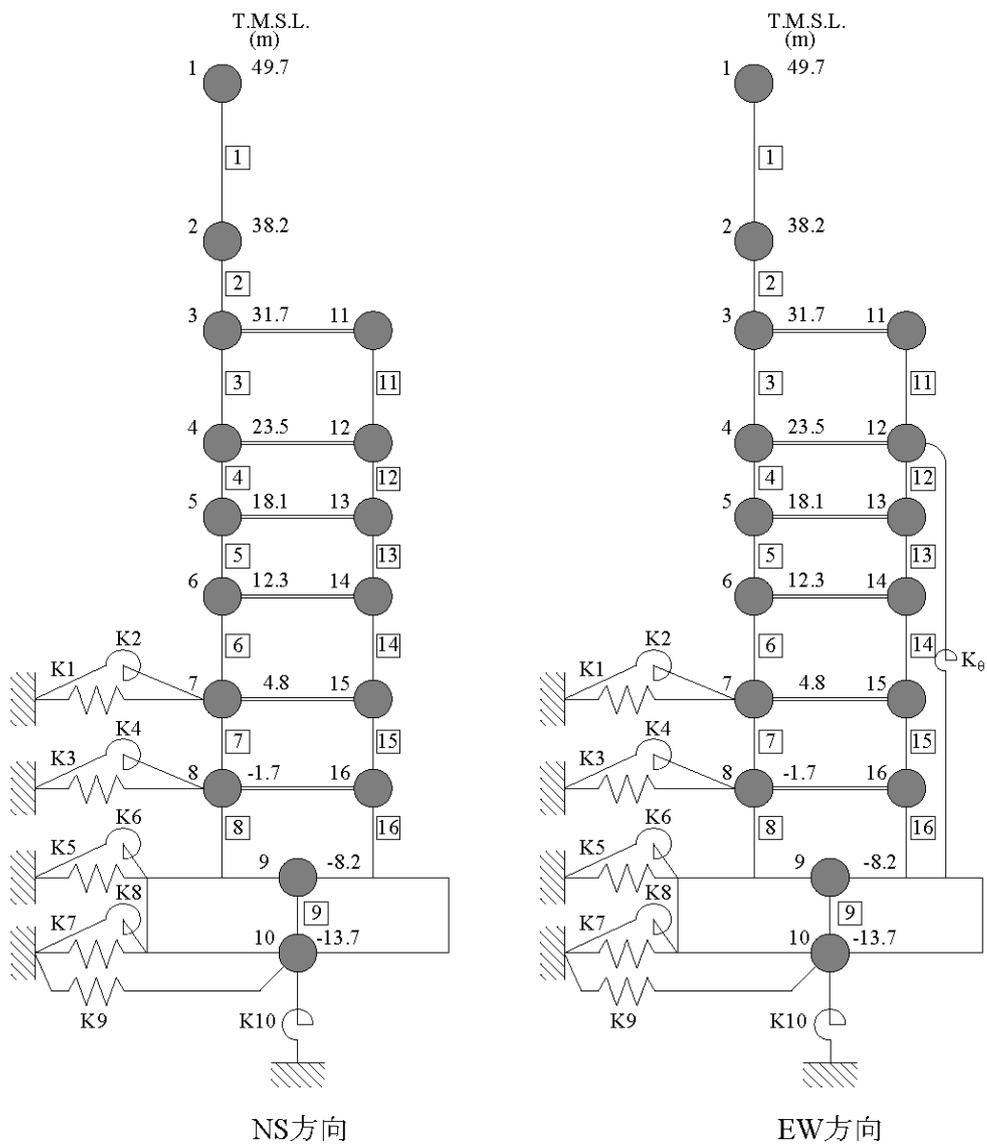
(単位：m)

第 1.2.1.c-1-7 図 廃棄物処理建屋の概略平面図（地下3階）

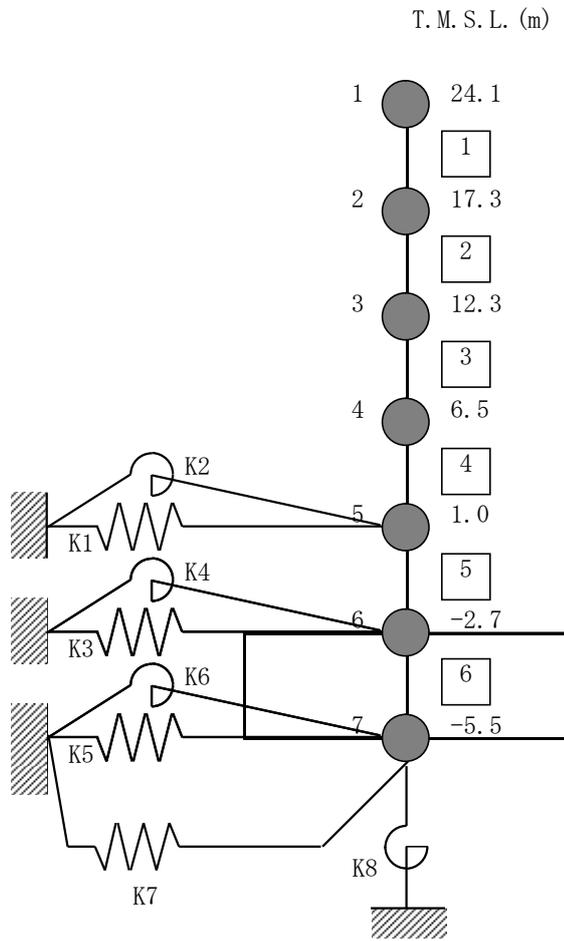


(単位：m)

第 1.2.1.c-1-8 図 廃棄物処理建屋の概略断面図（NS 方向断面）



第 1.2.1. c-1-9 図 解析モデル (原子炉建屋 水平)

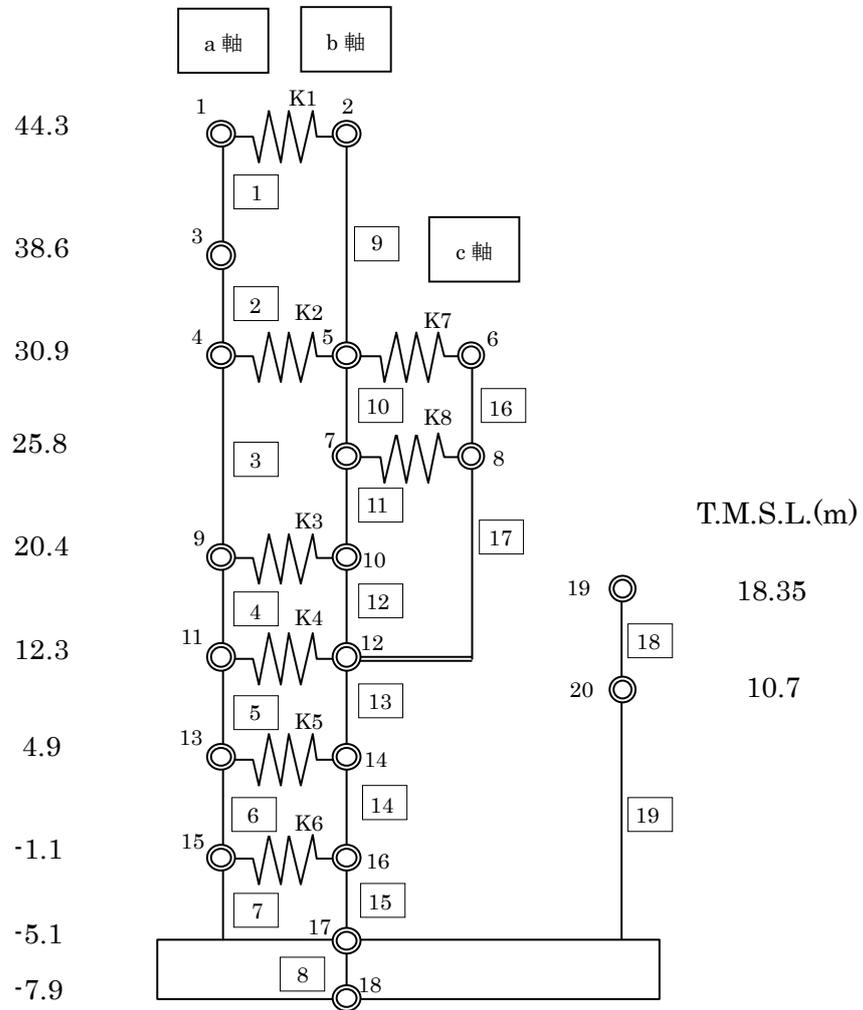


第 1.2.1.c-1-10 図 解析モデル (コントロール建屋 水平)

T.M.S.L.(m)

(建屋)

(T/G 架台)

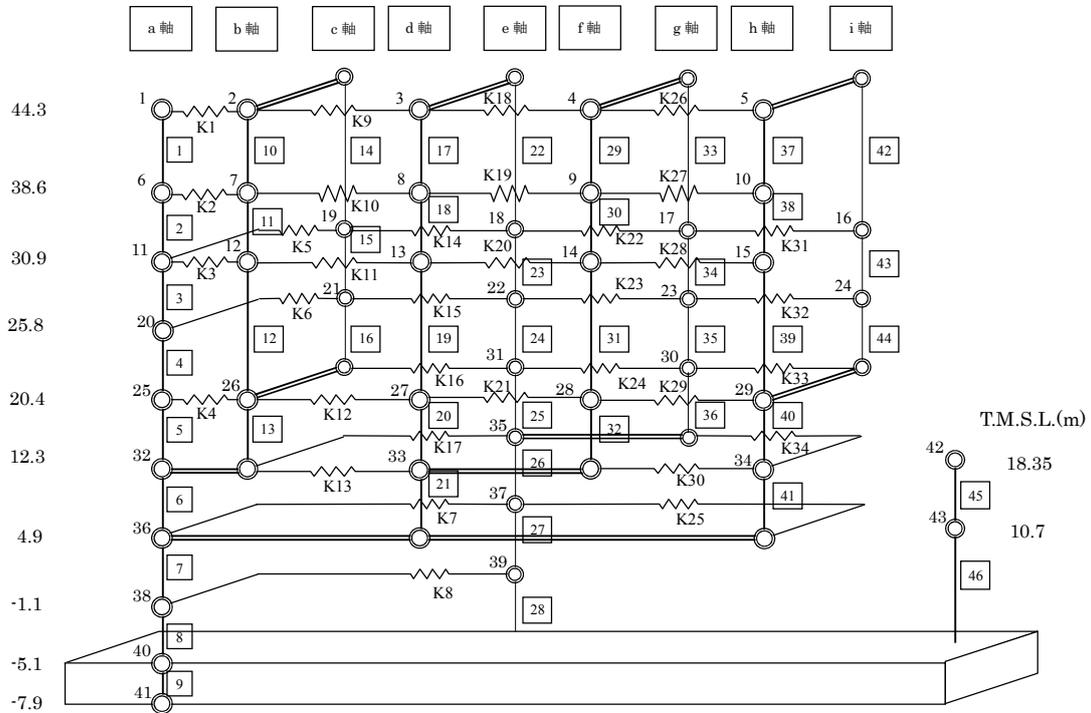


第 1.2.1.c-1-11(1)図 解析モデル (タービン建屋 水平 NS 方向)

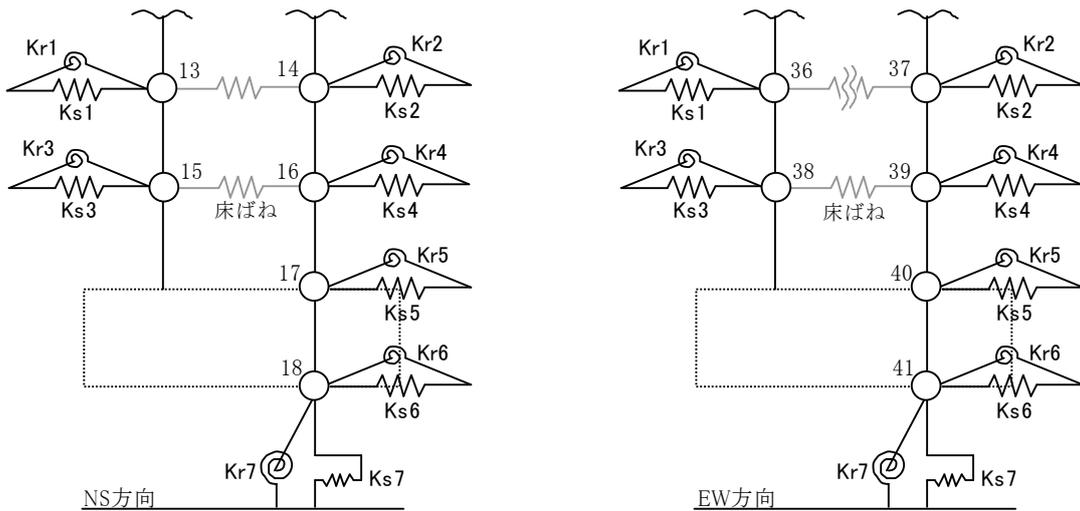
T.M.S.L.(m)

(建屋)

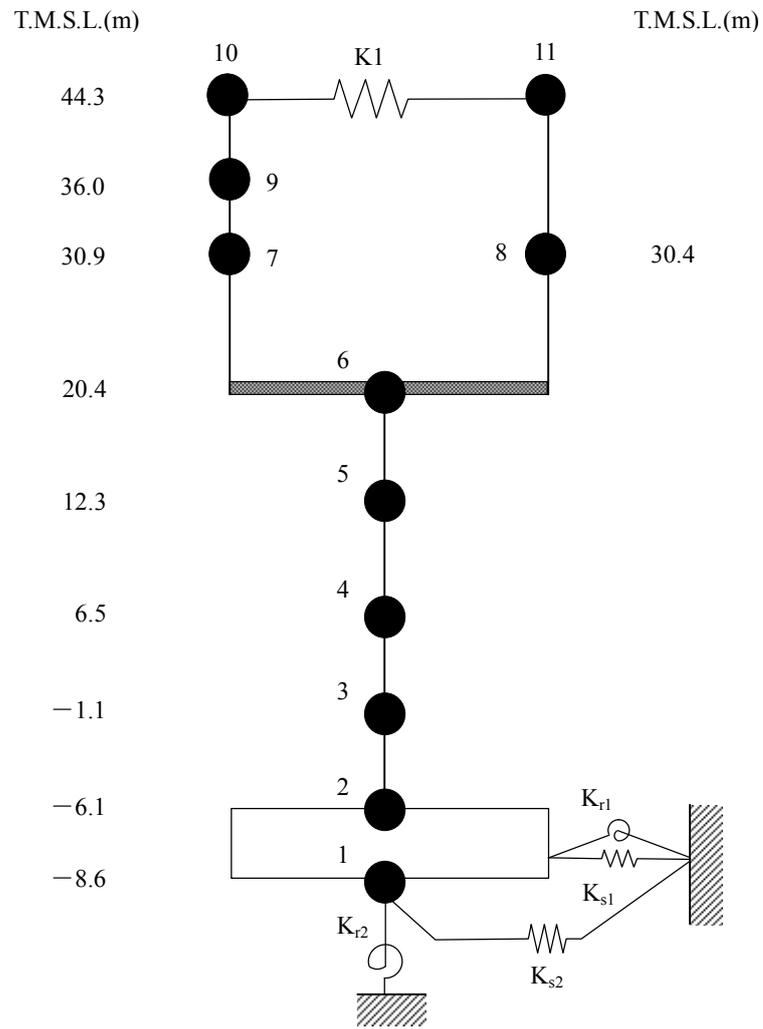
(T/G 架台)



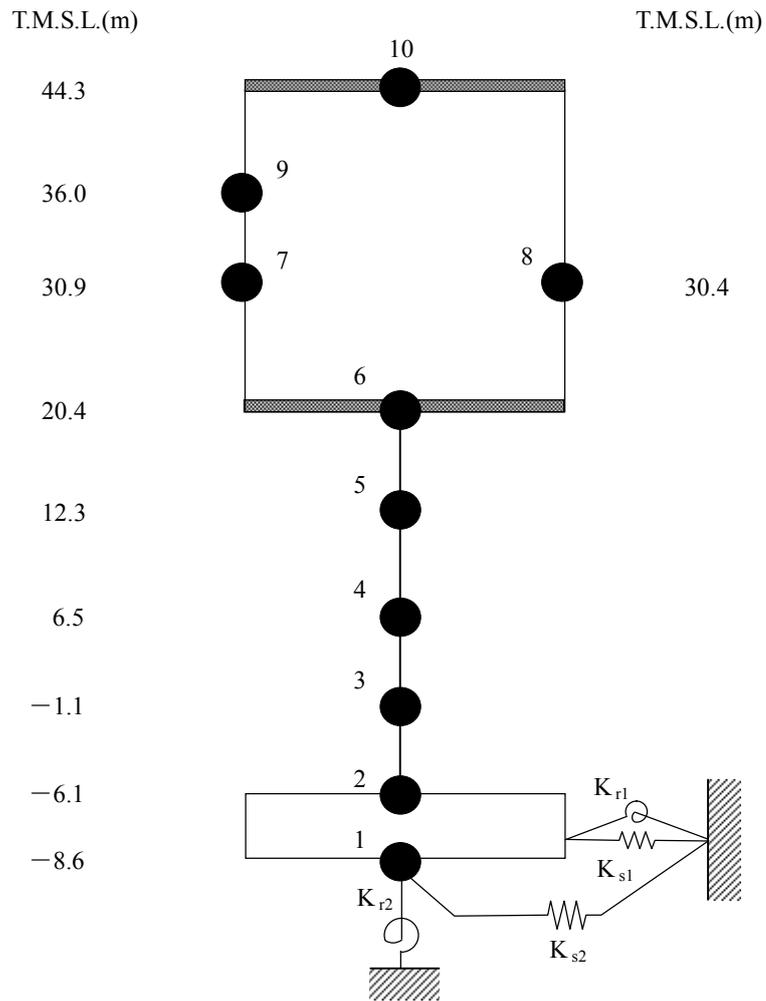
第 1.2.1. c-1-11(2) 図 解析モデル (タービン建屋 水平 EW 方向)



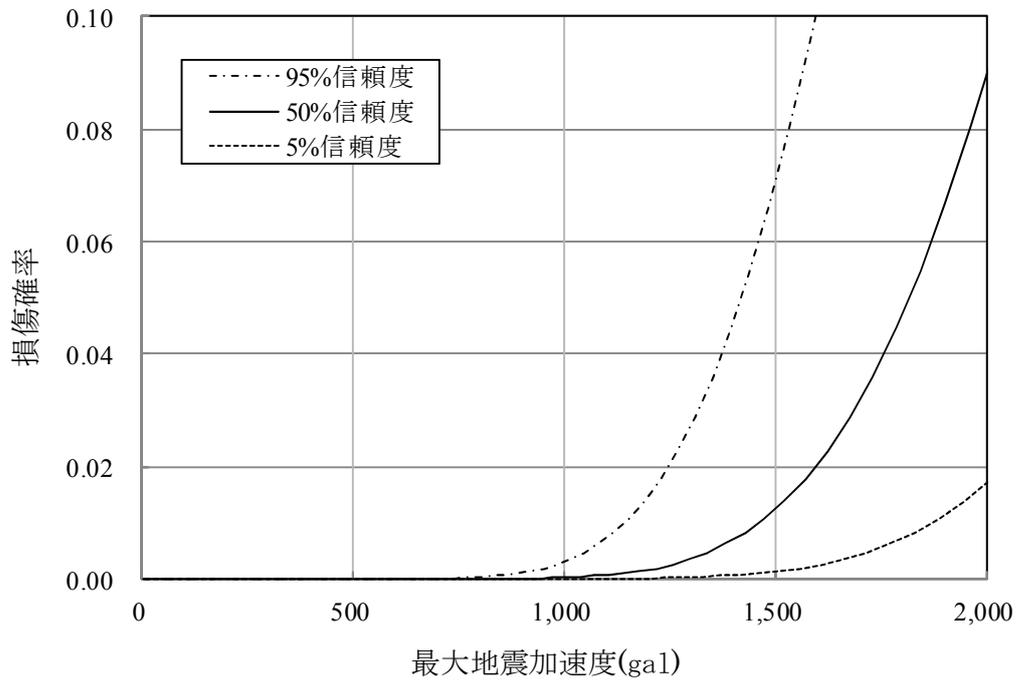
第 1.2.1. c-1-11(3) 図 地盤ばねの記号



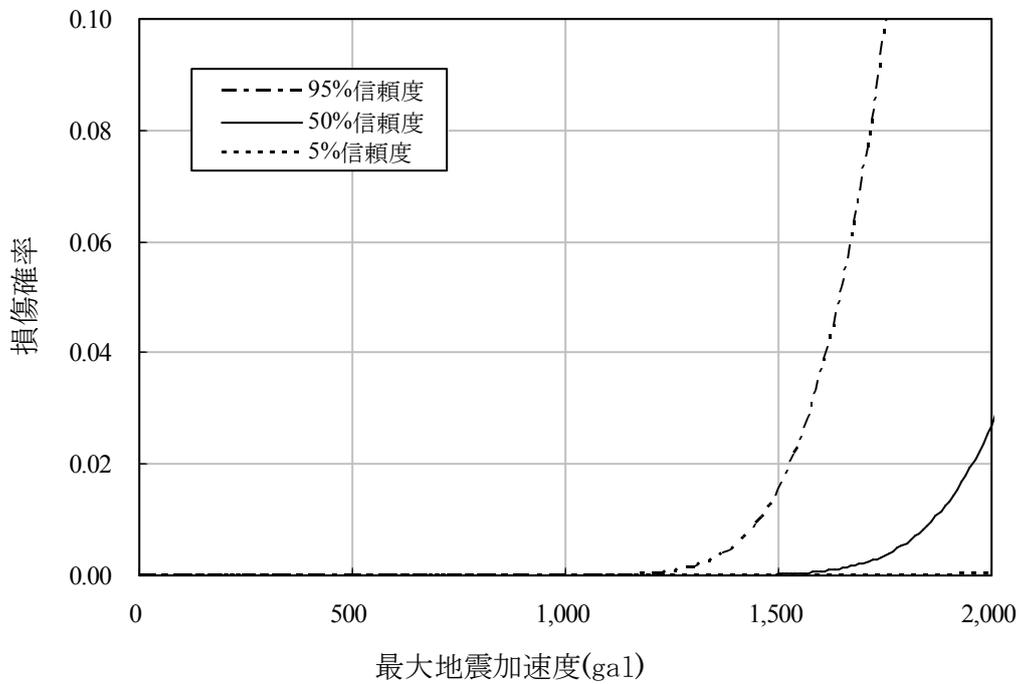
第 1.2.1.c-1-12(1)図 解析モデル (廃棄物処理建屋 水平 NS 方向)



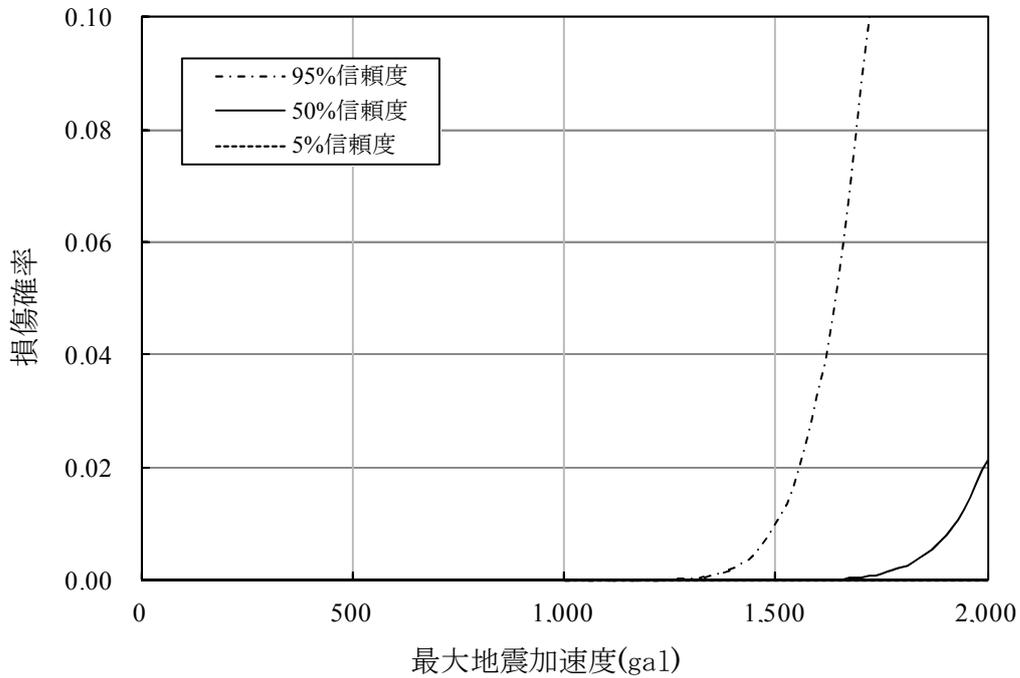
第 1.2.1.c-1-12(2) 図 解析モデル (廃棄物処理建屋 水平 EW 方向)



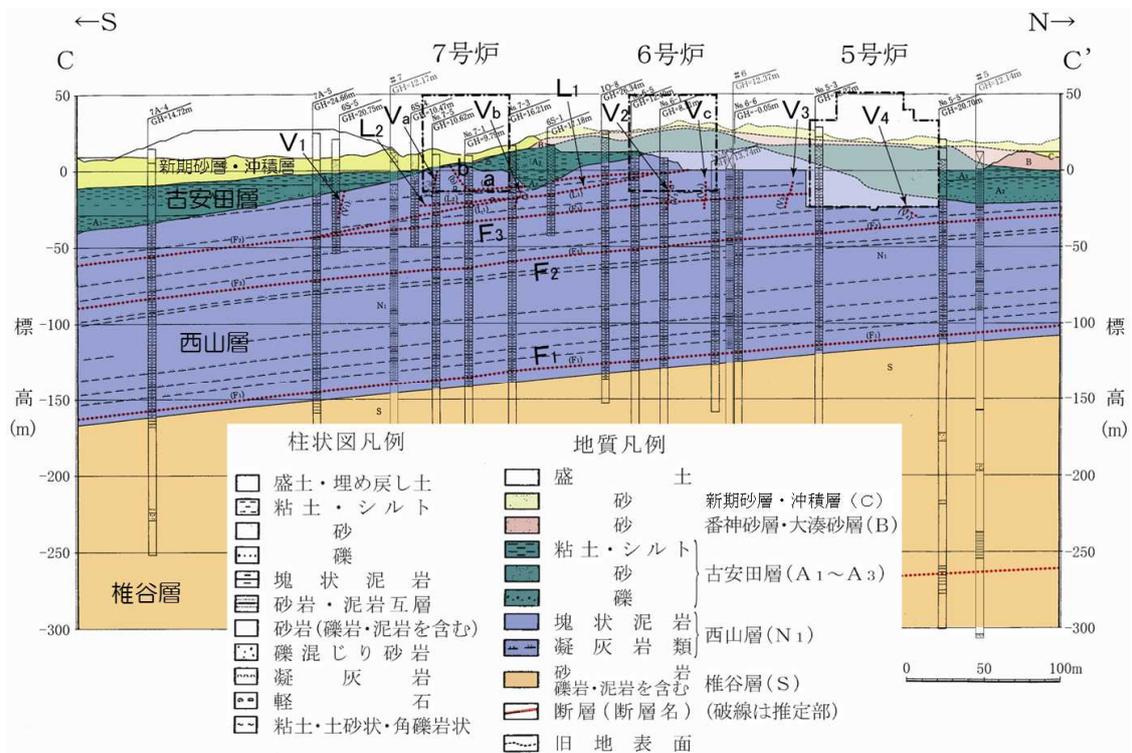
第 1. 2. 1. c-1-13 図 建屋フラジリティ曲線 (原子炉建屋)



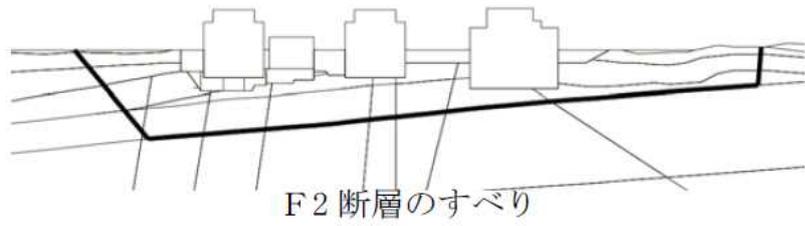
第 1. 2. 1. c-1-14 図 建屋フラジリティ曲線 (コントロール建屋)



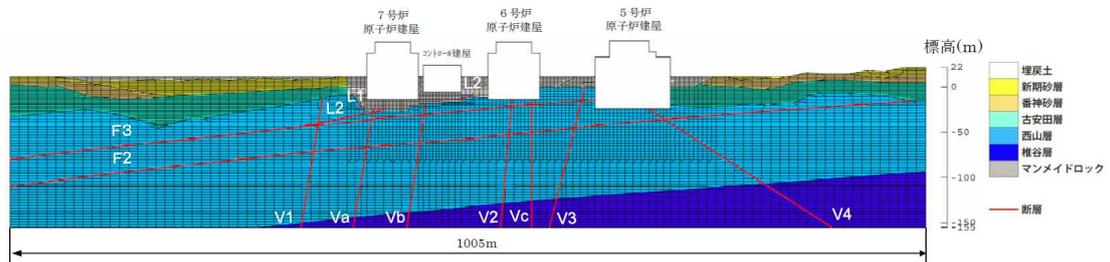
第 1.2.1.c-1-15 図 建屋フラジリティ曲線 (タービン建屋)



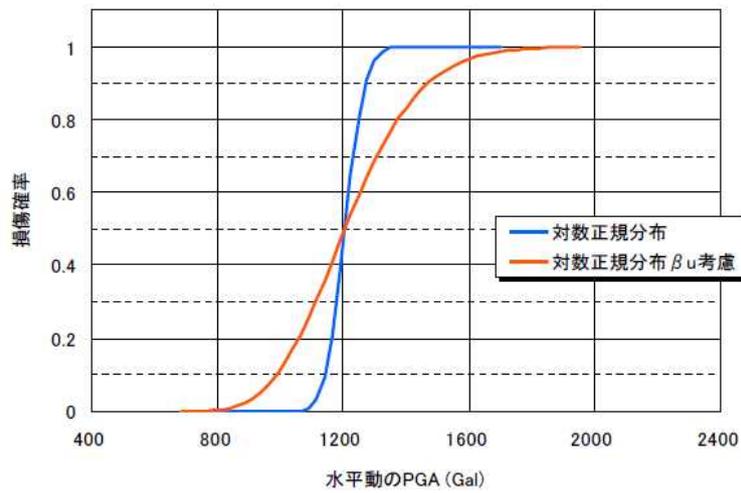
第 1.2.1.c-2-1 図 6号及び7号炉付近の地盤分類図



第 1.2.1.c-2-2 図 F2断層沿いのすべり

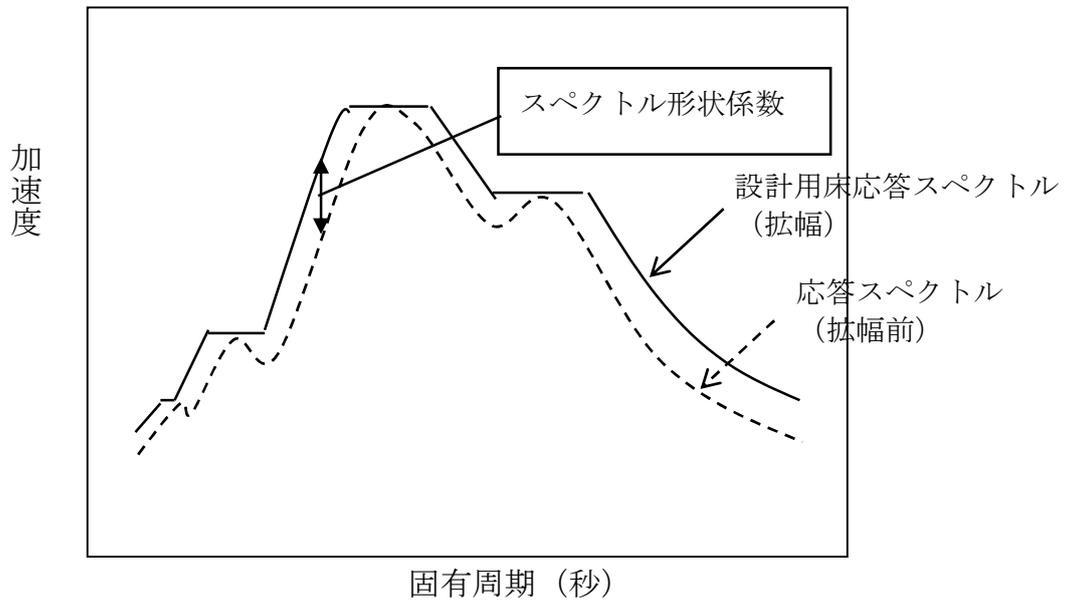


第 1.2.1.c-2-3 図 解析用要素分割図 (6号及び7号炉汀線平行断面)

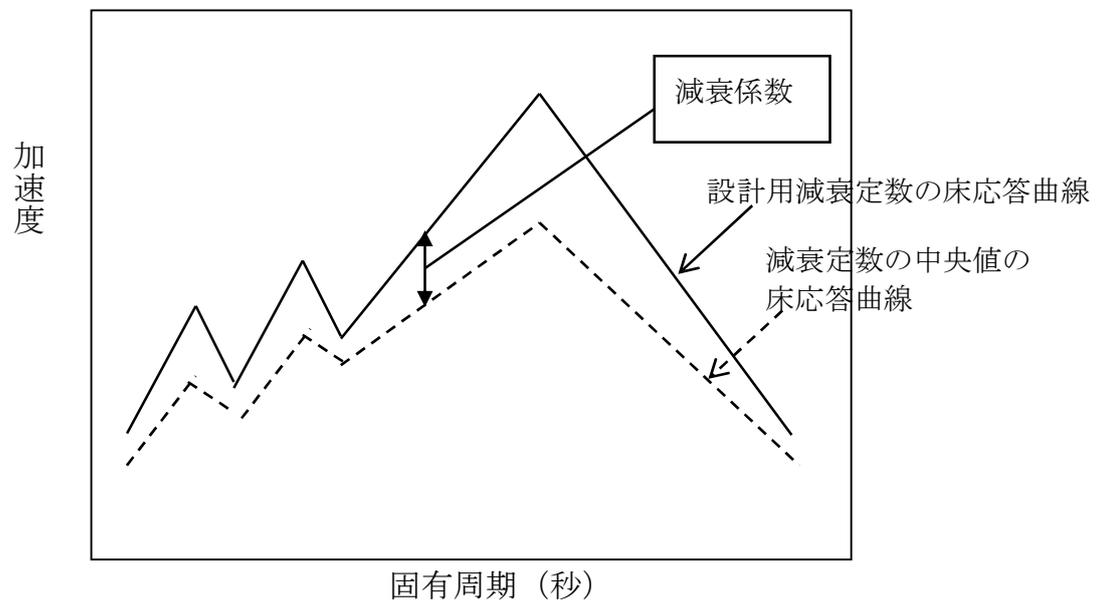


(中央値 : 1193Gal, $\beta_R : 0.043$, $\beta_U : 0.15$)

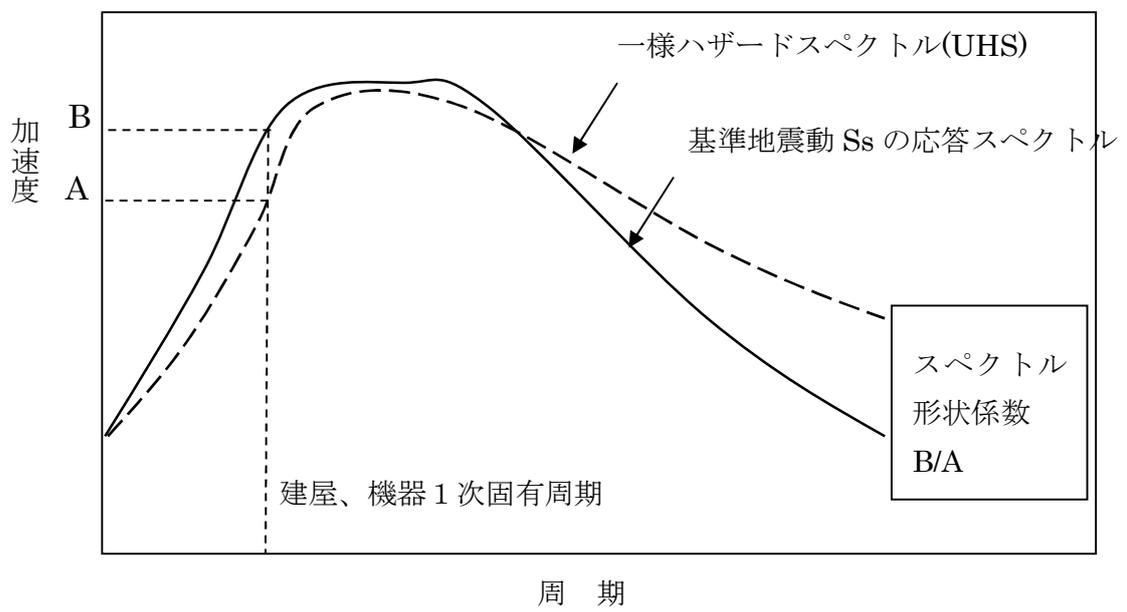
第 1.2.1.c-2-4 図 原子炉建屋基礎地盤フラジリティ曲線



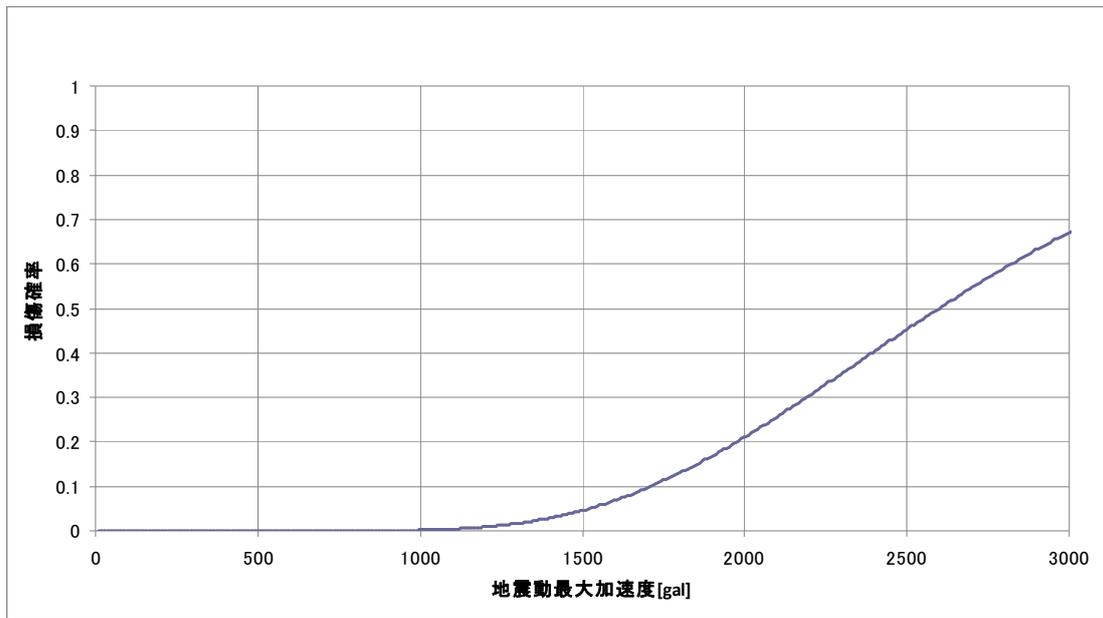
第 1.2.1.c-3-1 図 機器応答に関するスペクトル形状係数の概念図



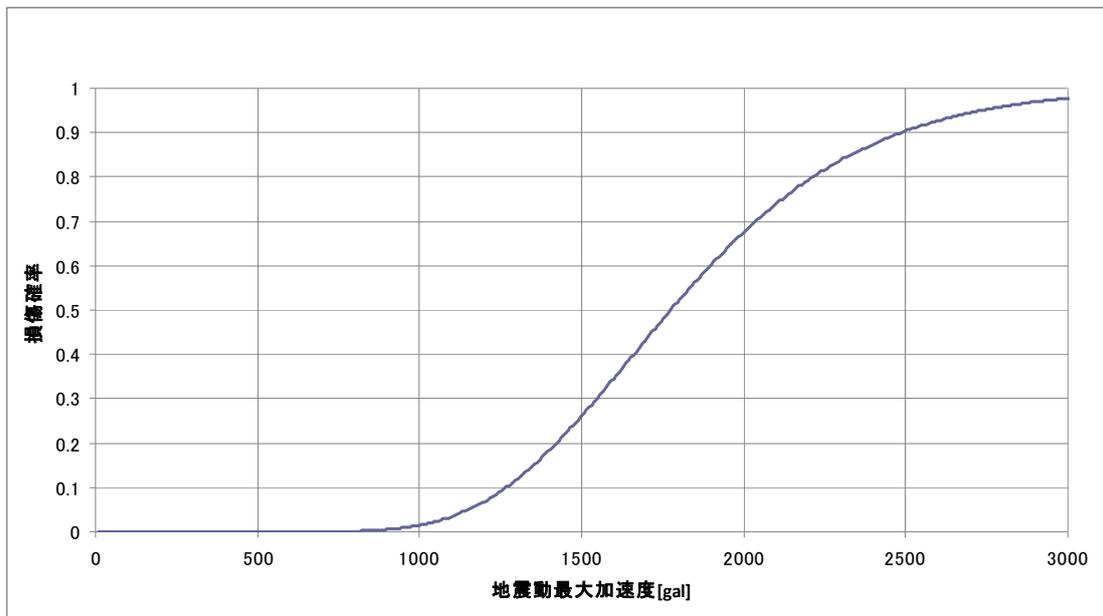
第 1.2.1.c-3-2 図 減衰係数の概念図



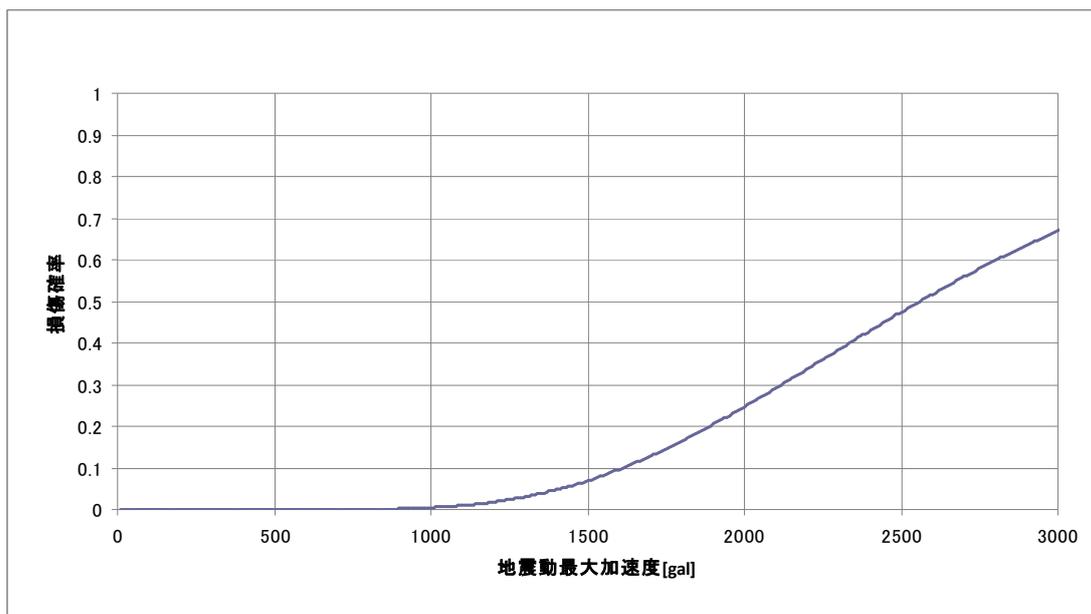
第 1.2.1.c-3-3 図 建屋応答に関するスペクトル形状係数の概念図



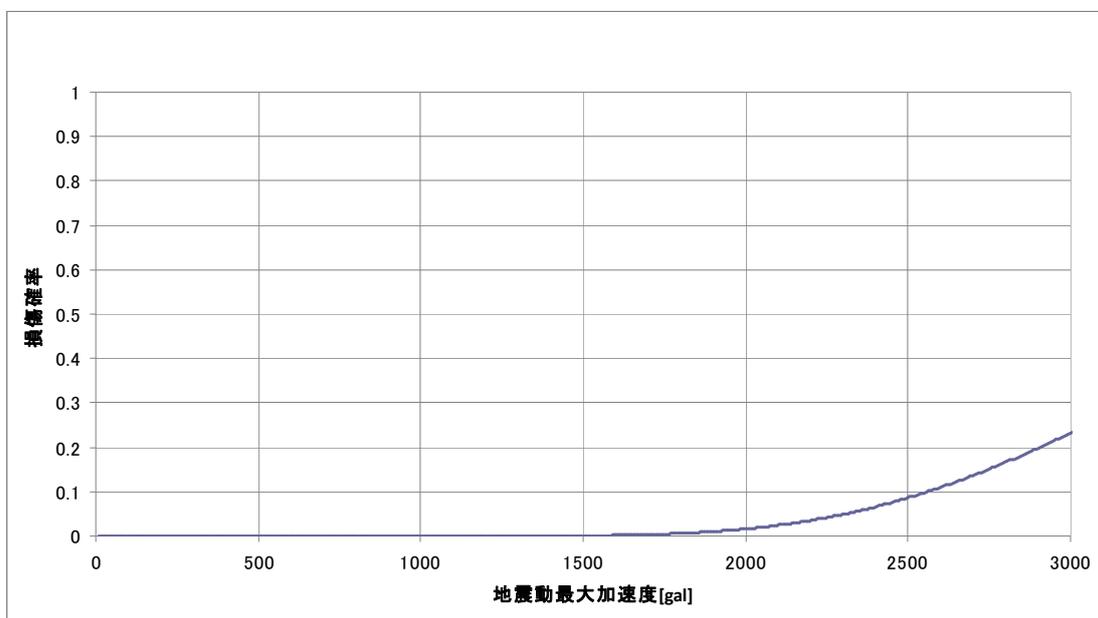
第 1.2.1.c-3-4 図 RPV ペDESTAL のフラジリティ曲線



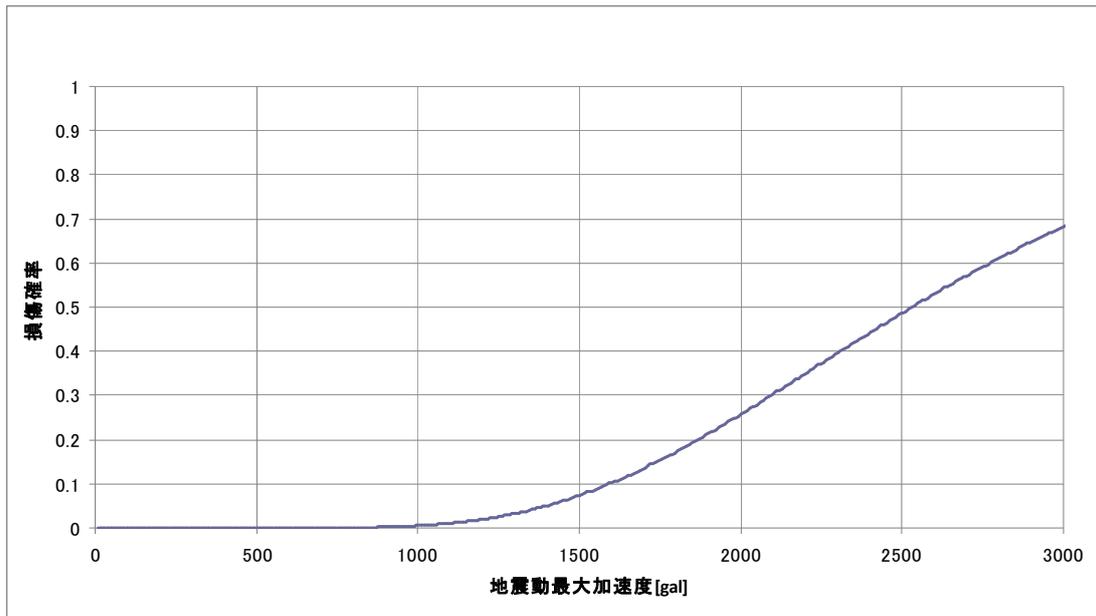
第 1.2.1.c-3-5 図 原子炉補機冷却水系熱交換器のフラジリティ曲線



第 1.2.1.c-3-6 図 残留熱除去系電動弁のフラジリティ曲線



第 1.2.1.c-3-7 図 直立盤のフラジリティ曲線



第 1.2.1. c-3-8 図 原子炉補機冷却水系配管の fragility 曲線

地震	地震加速度大	建屋・構築物 (原子炉建屋)	建屋・構築物 (原子炉圧力容器・ 原子炉格納容器)	原子炉格納 容器バイパス	原子炉冷却材 圧力バウンダリ	計測・制御系	直流電源	原子炉補機 冷却系	交流電源	外部電源	事故シーケンス分類	最終状態
											—	—
											過渡事象へ	TRANへ
											外部電源喪失へ	LOPへ
											全交流動力電源喪失 (D/G損傷)へ	SBOへ
											全交流動力電源喪失 (RCW・RSW損傷)へ	LUHSSBOへ
											直流電源喪失	TBD
											計測・制御系喪失	CI
											原子炉冷却材圧力 バウンダリ喪失	LOCA
											格納容器バイパス	BYPASS
											建屋・構築物 (RPV・PCV) の損傷	PCVR
											建屋・構築物 (R/B) の損傷	RBR

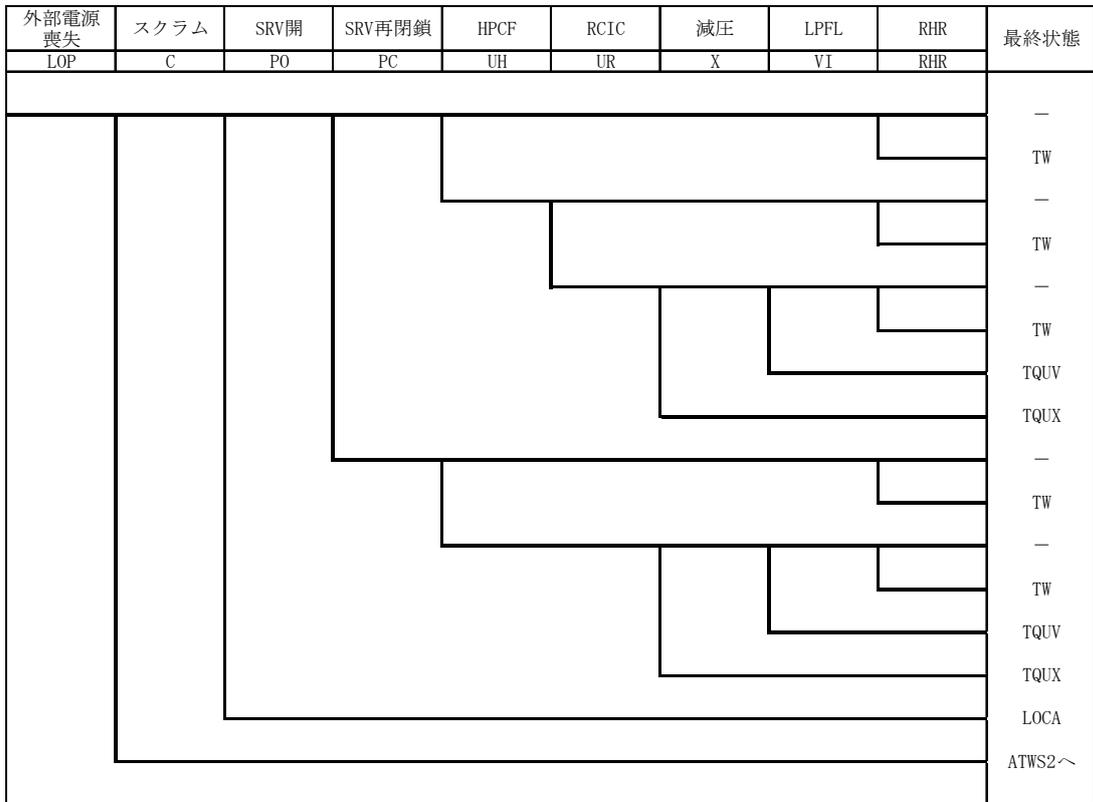
第 1. 2. 1. d-1 図 階層イベントツリー

過渡事象	スクラム	SRV開	SRV再閉鎖	HPCF	RCIC	減圧	LPFL	RHR	最終状態
TRAN	C	PO	PC	UH	UR	X	VI	RHR	
									—
									TW
									—
									TW
									—
									TW
									TQUV
									TQUX
									—
									TW
									—
									TW
									TQUV
									TQUX
LOCA									
ATWS1～									

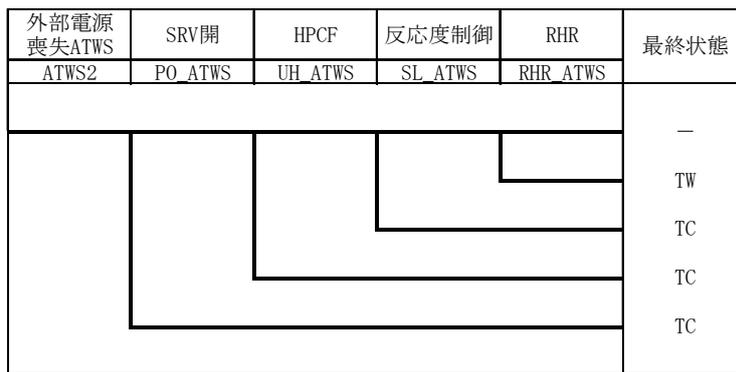
第 1. 2. 1. d-2(1) 図 起因事象（過渡事象）イベントツリー

過渡事象 ATWS	RPT	SRV開	HPCF	反応度制御	RHR	最終状態
ATWS1	R	PO_ATWS	UH_ATWS	SL_ATWS	RHR_ATWS	
						—
						TW
						TC
						TC
						TC
						TC

第 1. 2. 1. d-2(2) 図 起因事象（過渡事象 ATWS）イベントツリー



第 1. 2. 1. d-3(1) 図 起因事象 (外部電源喪失) イベントツリー



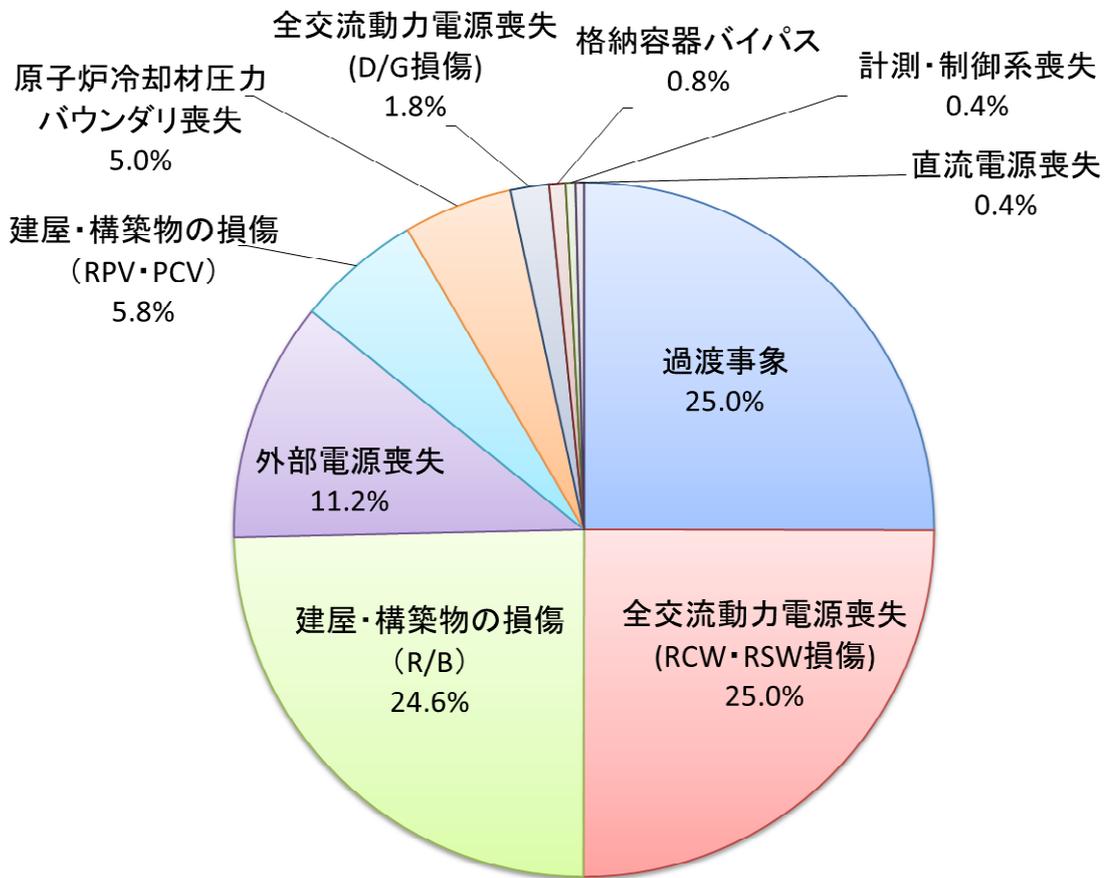
第 1. 2. 1. d-3(2) 図 起因事象 (外部電源喪失 ATWS) イベントツリー

全交流動力 電源喪失 (D/G損傷)	スクラム	SRV開	SRV再閉鎖	RCIC	最終状態
SBO	C	P0	PC	UR	
					TB
					TBU
					TBP
					LOCA
					TC

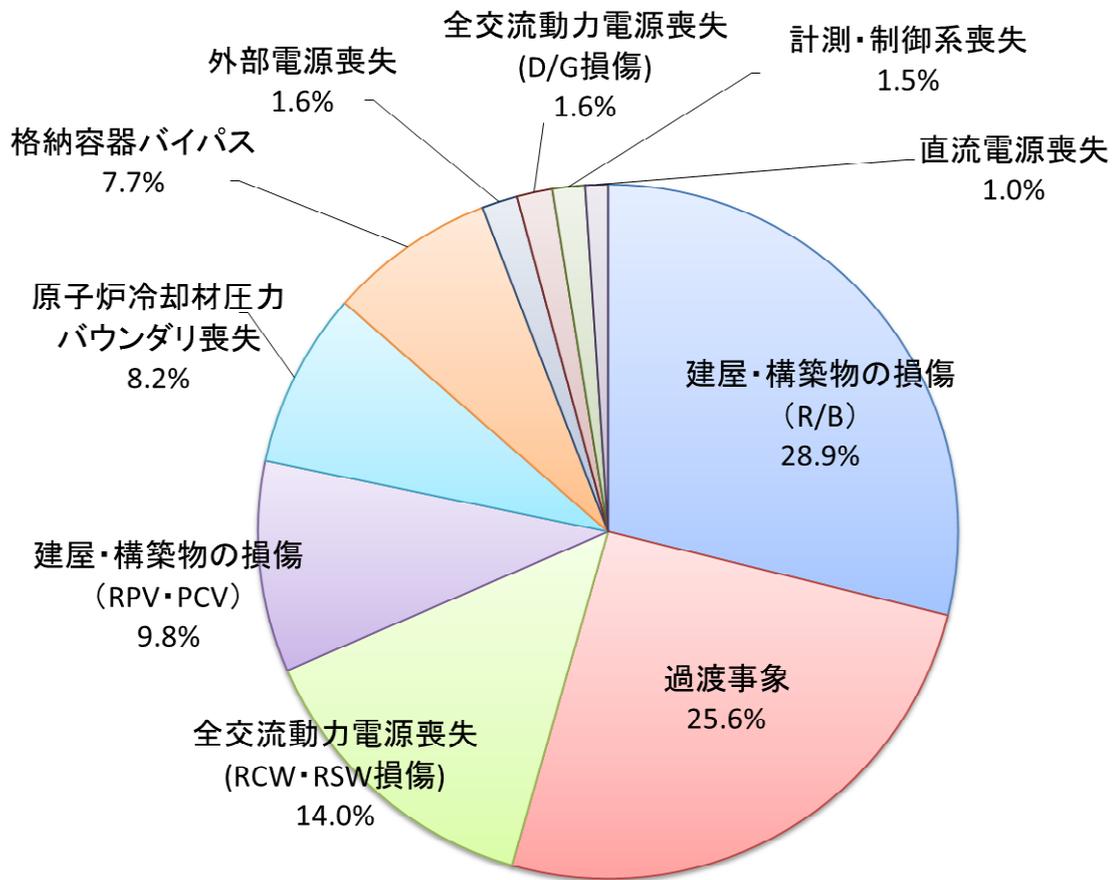
第 1. 2. 1. d-4 図 起因事象（全交流動力電源喪失（D/G 損傷））イベントツリー

全交流動力 電源喪失 (RCW・RSW 損傷)	スクラム	SRV開	SRV再閉鎖	RCIC	最終状態
LUHSSBO	C	P0	PC	UR	
					TB
					TBU
					TBP
					LOCA
					TC

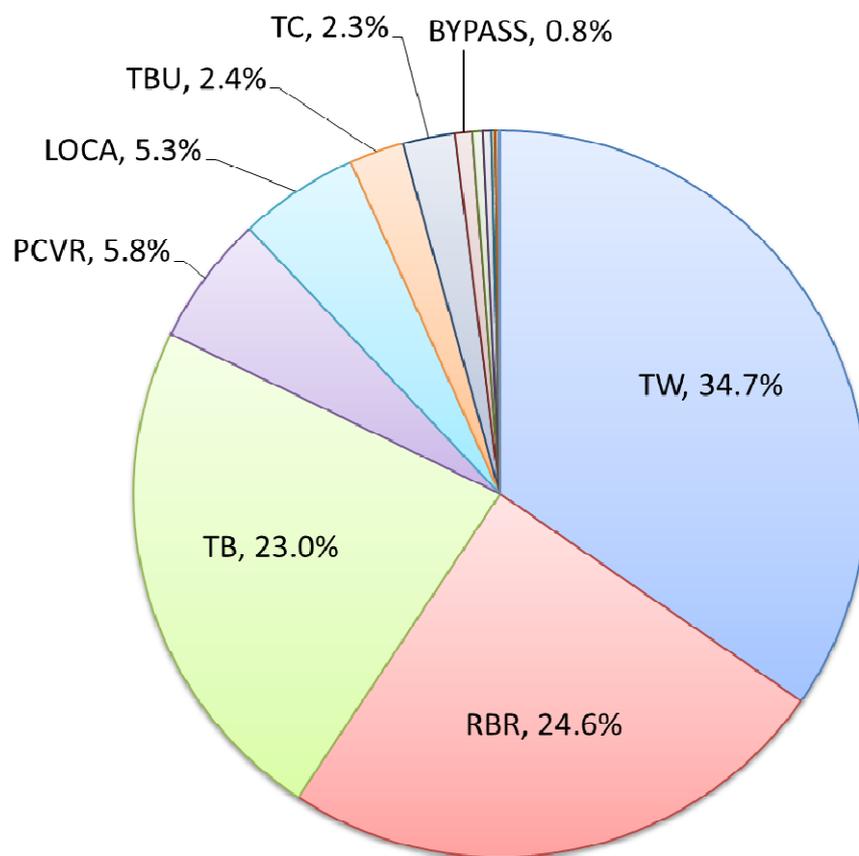
第 1. 2. 1. d-5 図 起因事象（全交流動力電源喪失（RCW・RSW 損傷））
イベントツリー



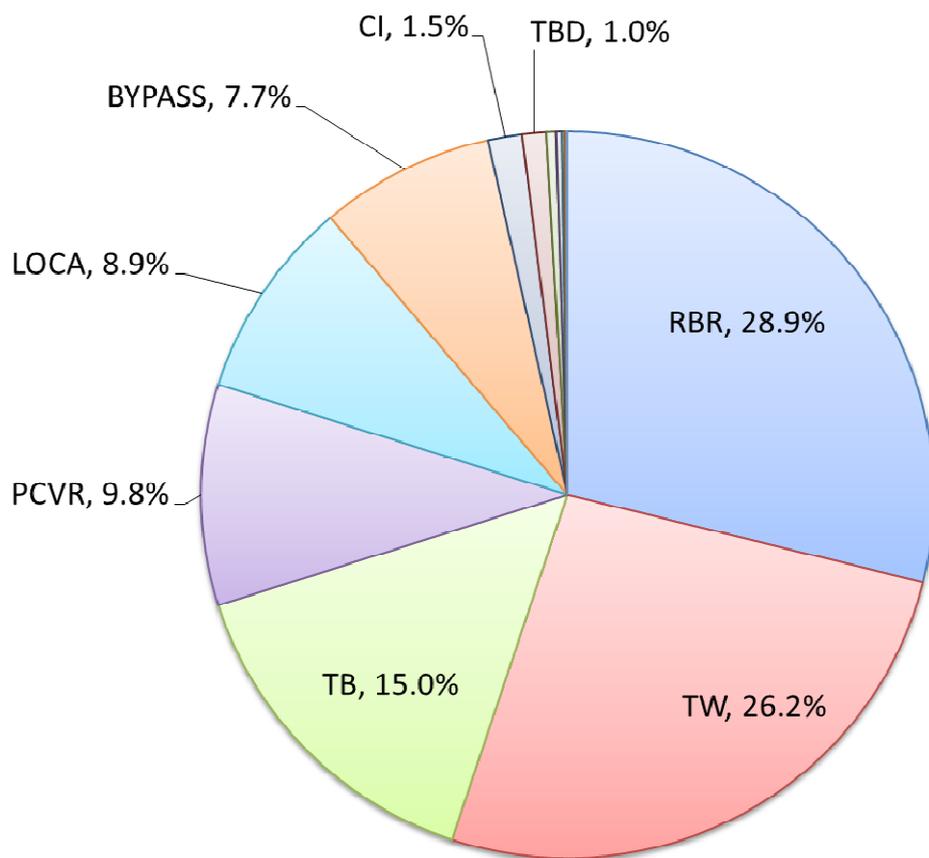
第 1. 2. 1. d-6(1) 図 7 号炉 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



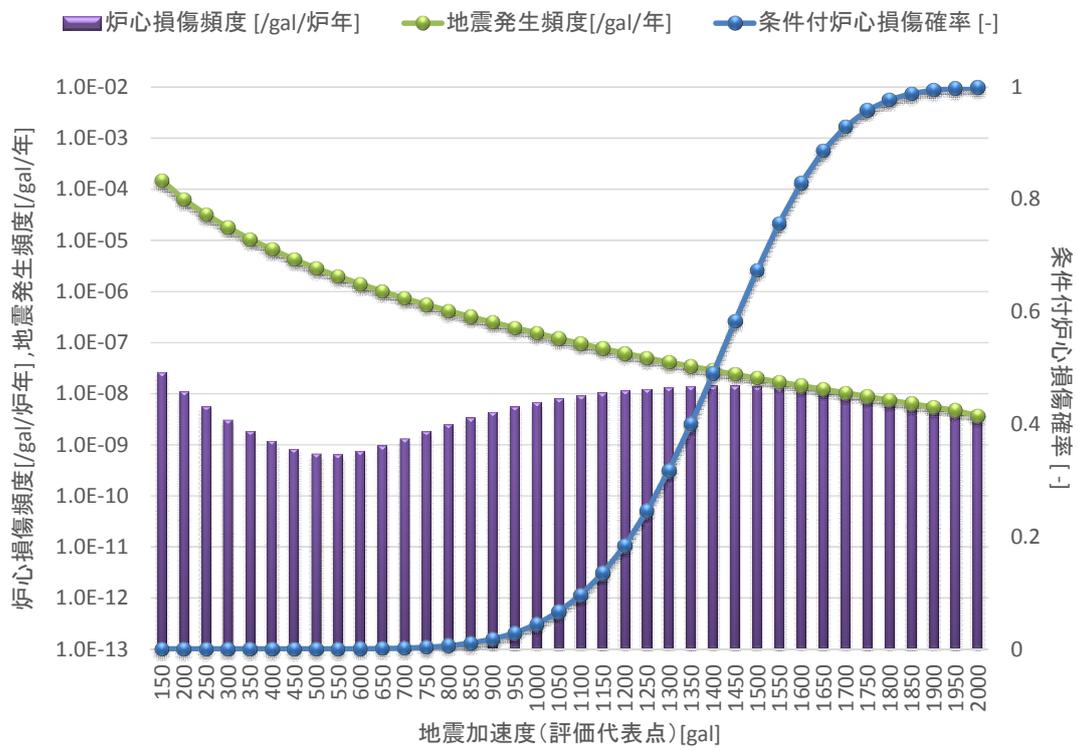
第 1. 2. 1. d-6 (2) 図 6 号炉 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



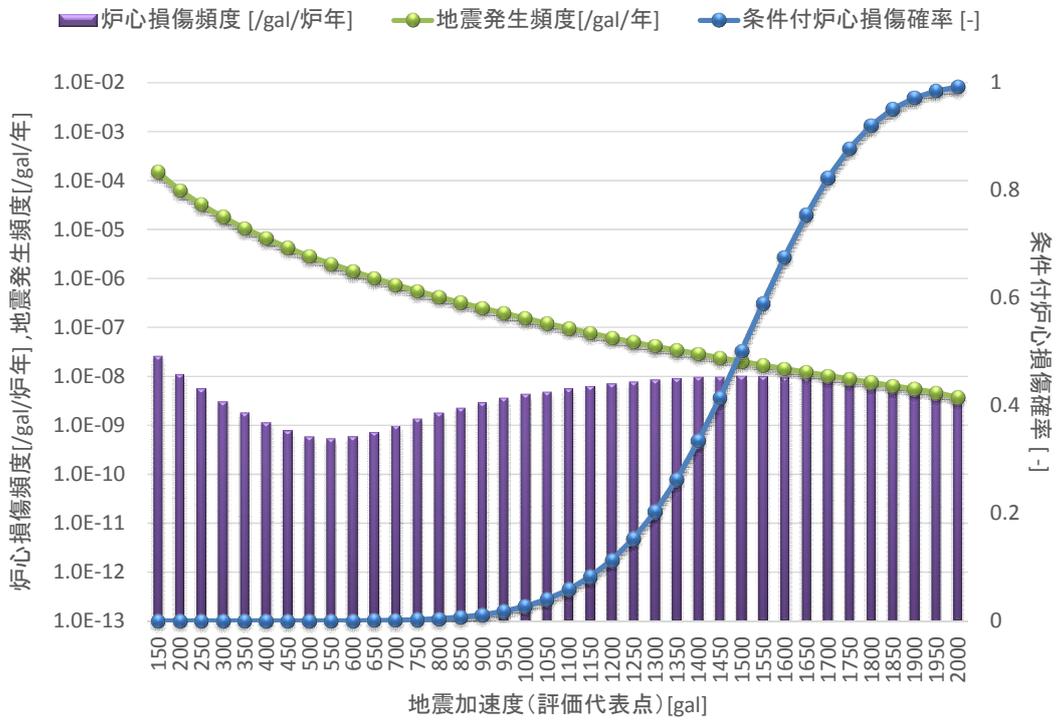
第 1. 2. 1. d-7(1) 図 7 号炉 炉心損傷シーケンス別炉心損傷頻度寄与割合



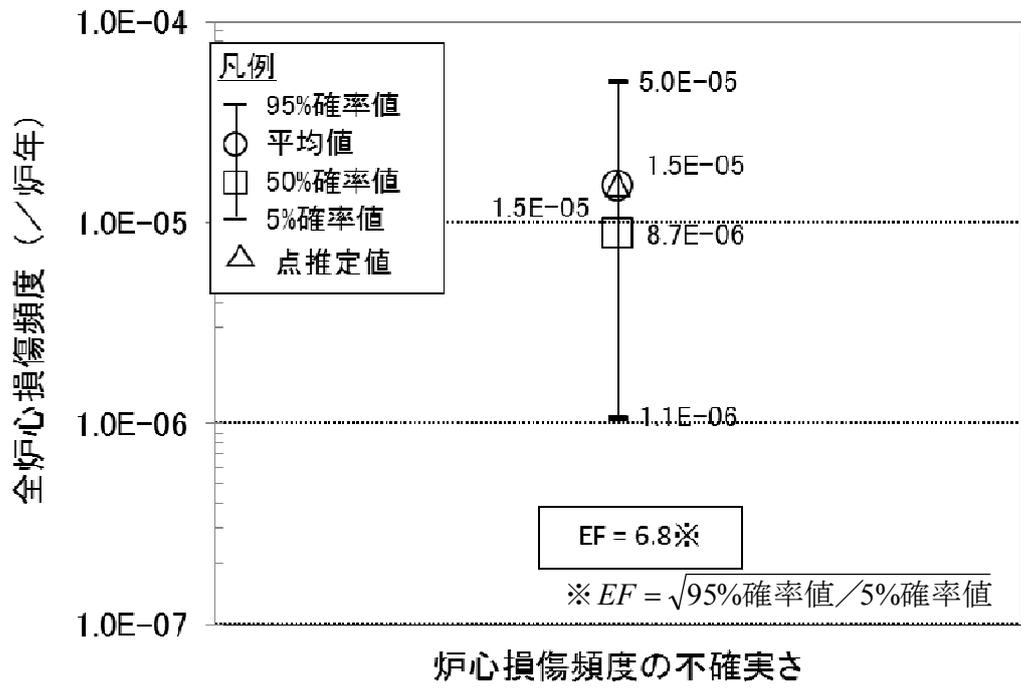
第 1.2.1. d-7(2) 図 6 号炉 炉心損傷シーケンス別炉心損傷頻度寄与割合



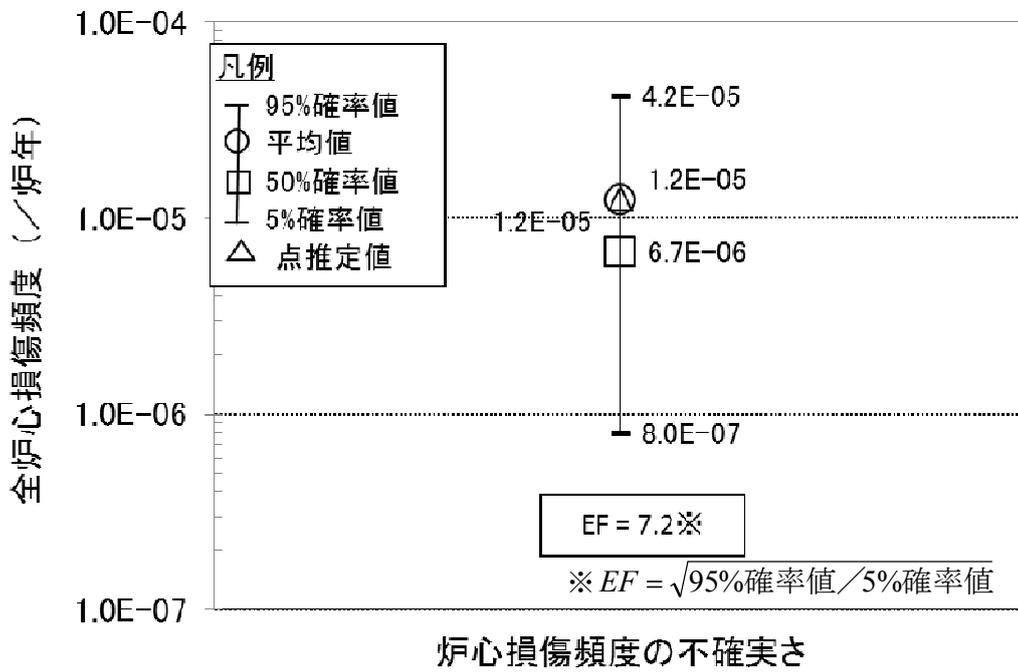
第 1.2.1. d-8(1) 図 7号炉 地震加速度に対する炉心損傷頻度及び条件付炉心損傷確率



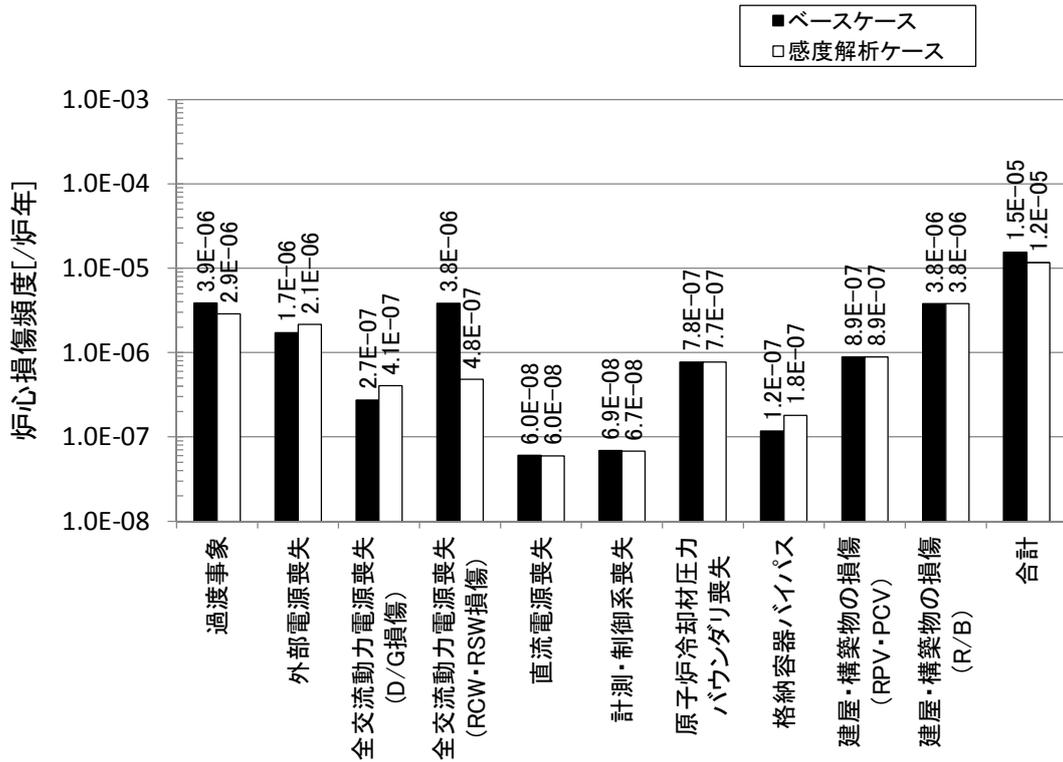
第 1.2.1. d-8(2) 図 6号炉 地震加速度に対する炉心損傷頻度及び条件付炉心損傷確率



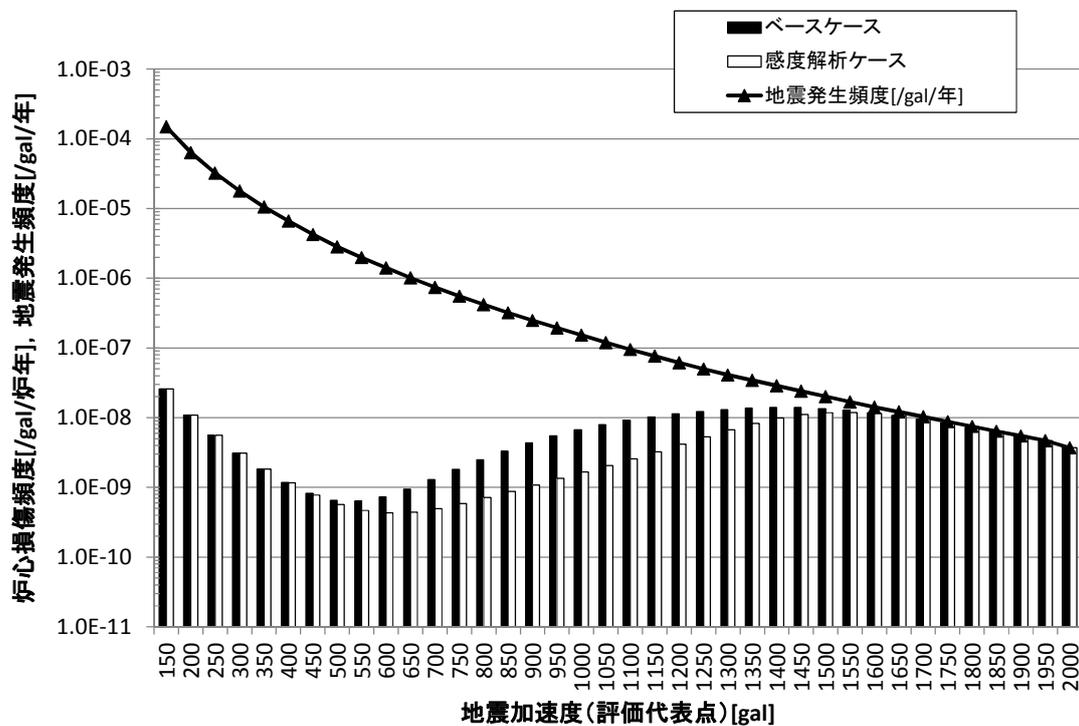
第 1. 2. 1. d-9(1) 図 7 号炉 不確かさ評価結果



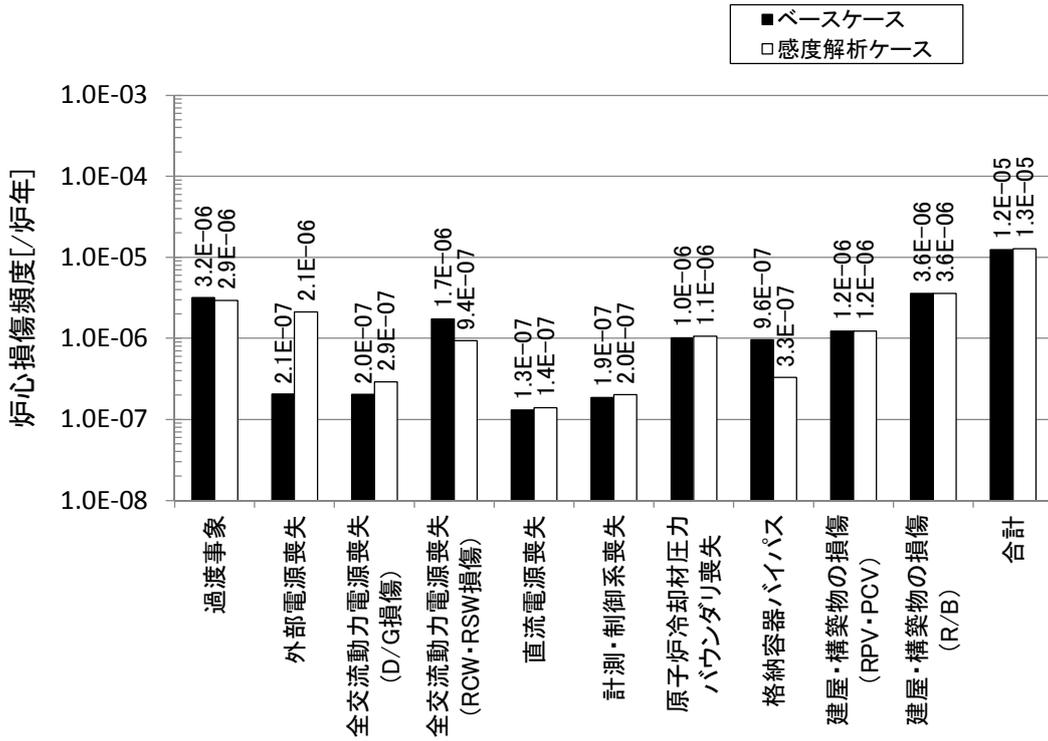
第 1. 2. 1. d-9 (2) 図 6 号炉 不確かさ評価結果



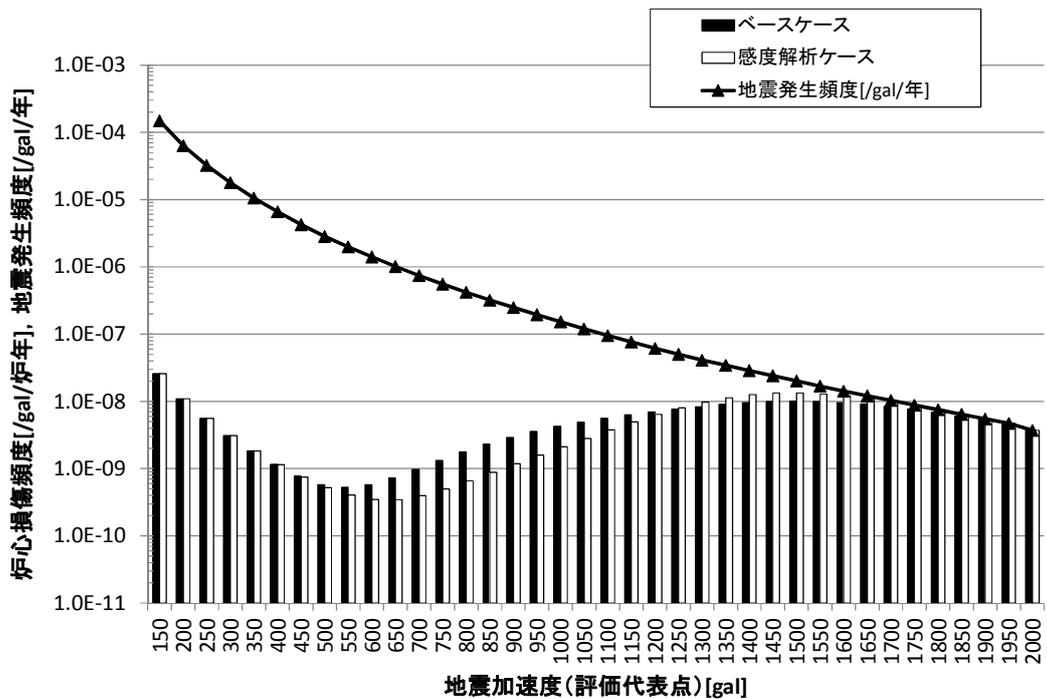
第 1.2.1. d-10(1) 図 7号炉 感度解析結果
(起因事象別の炉心損傷頻度比較)



第 1.2.1. d-11(1) 図 7号炉 感度解析結果
(地震加速度別の炉心損傷頻度比較)



第 1. 2. 1. d-10(2) 図 6号炉 感度解析結果
(起因事象別の炉心損傷頻度比較)



第 1. 2. 1. d-11(2) 図 6号炉 感度解析結果
(地震加速度別の炉心損傷頻度比較)

1.2.2 津波PRA

津波PRAは、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011（以下「津波PRA学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.2.2-1図に示す。なお、今回の津波PRAでは、津波単独の影響のみを評価しており、地震随伴に伴う津波（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) PRAにおいて考慮する緩和機能(系統)の概要

主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は、“1.1 内部事象PRA”での記載と同様である。

なお、本評価では、通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」（平成4年7月）以降に整備したアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提としている。このため、津波に対し有効と考えられる防潮堤、水密扉や貫通口止水等の止水対策についても考慮していない。

第1.2.2.a-1図に津波PRAの中で考慮する設備配置を記載したプラント概要図を示す。また、津波PRAに必要なプラント情報として、次の情報を収集、整理した。

・機器配置図

原子炉建屋(以下「R/B」という。)

タービン建屋(以下「T/B」という。)

コントロール建屋(以下「C/B」という。)

廃棄物処理建屋(以下「Rw/B」という。)

- ・ 建屋内外の開口部(貫通部)情報(以下の開口位置, 開口面積)
扉, 機器ハッチ, 空調ダクト, ケーブルトレイ, ドレンファンネル, 配管, 電線管
- ・ 設備の設置情報(設置区画及び設置高さ)
- ・ 津波ハザード評価

(2) プラントウォークダウンの結果

a. プラントウォークダウンの実施手順

プラントウォークダウンは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実施する。このプラントウォークダウンにおいて評価対象とする機器の抽出の考え方や, 調査すべき要件をプラントウォークダウン要領書(チェックシート等を含む)にまとめた。この要領書に従ってプラントウォークダウンを実施し, 主に以下の観点について対象箇所の状況を確認した。

- ・ 津波影響
- ・ 間接的影響の有無
- ・ 津波伝播経路及び建屋開口部(貫通部)

b. プラントウォークダウン対象機器の選定

まず, 津波PRA対象となる機器及び建屋開口部(貫通部)を, 以下の手順で抽出した。

- ・ 機器の抽出

(a) 内部事象レベル1PRA 評価において, 当該系統・機器が機能喪失することで炉心損傷に至るおそれのある緩和系の系統・設備を抽出している。津波PRAにおいてもそれら全てを検討対象とした。

(b) (a)では対象外だったもののうち, 津波による損傷によって内部

事象出力運転時レベル1の起因事象が発生するもの(給復水系, 屋外変圧器等)や津波特有の損傷状態に至る設備(電源盤, 取水構造物等)を機器配置図や構造図等の図面から抽出した。

- ・ 建屋開口部(貫通部)の抽出

本評価では, 屋外の海水取水口のように開口面積が広い箇所を代表的な津波浸水口として抽出した。

このようにして抽出した津波PRA対象機器・開口部のうち, 事故シナリオモデルにおいて評価結果に大きな影響を及ぼすと想定される設備が設置されている溢水区画及び当該溢水区画への溢水伝播経路を調査対象として選定した。

c. プラントウォークダウンの結果

プラントウォークダウン要領書のチェックシートに基づき, 対象機器のチェックを行った。溢水伝播経路図, 現場写真のサンプル及びチェックシートをそれぞれ第1.2.2. a-2図, 第1.2.2. a-3図に示す。プラントウォークダウンの結果, 抽出した対象機器, 開口部(貫通部)等について, 図面との相違や過不足等がないことを確認した。

② 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

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屋, 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, 津波襲来時には原子炉が停止しているもの

とする。

(1) 事故シナリオの分析・選定

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 PRA 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。分析した内容を第 1.2.2. a-1 表に示す。

分析した結果、本評価では事故シナリオのうち「浸水による設備の没水、被水」を対象とした。また、引き波の影響については感度解析として評価した。

(2) 起回事象の分析結果

第 1.2.2. a-4 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、選定した。起回事象として選定したのは以下の 5 事象である。

- ・ 外部電源喪失
- ・ 直流電源喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 最終ヒートシンク喪失(原子炉補機冷却系機能喪失)
- ・ 過渡事象(全給水機能喪失等)

(3) 建屋・機器リストの作成

本評価では、下記の3つの前提条件を定め、考慮する建屋・機器のリストを作成した。

- a. 地震の影響による安全上重要な機器等の損傷はない。
- b. 建屋内の壁・床・扉等の止水対策は考慮しない。したがって、建屋外郭の開口部(貫通部)から津波が流入した場合には、同一建屋の同一フロア全体が同時に浸水する。

c. 原子炉格納容器は密閉構造であることから、原子炉格納容器内には津波が流入しない。

また、津波による損傷によりプラントに影響を及ぼす機器のリスト(抜粋)を第1.2.2.a-2表に示す。

(4) 津波シナリオの作成

本評価では「起因事象の誘発又は緩和設備の損傷が生じる高さ」から、事故シナリオを以下の4区分に分類した。第1.2.2.a-3表、第1.2.2.a-4表にシナリオ区分を示すとともに、以下に各シナリオの特徴を記載する。

なお、本評価での「水没」とは、海水が機器の設置高さに到達した時点とする。また、各種ポンプについては海水が電動機下端に到達した時点で「水没」とする。

a. 津波シナリオ区分1(T. M. S. L. +4.2m未満(7号炉), T. M. S. L. +4.4m未満(6号炉))

本シナリオ区分では、取水口からT/B地下1階に設置されているマンホール(T. M. S. L. +3.5m)を經由してT/Bに水が浸入する。原子炉補機冷却海水系B系(RSW(B))ポンプの電源盤がT/B地下1階(T. M. S. L. +3.5m)に設置されているため、当該ポンプが機能喪失する。また、T/B内での溢水伝播により、T/B設備の機能喪失による過渡事象(T/B地下2階(T. M. S. L. -4.8m)に設置された常用系の電源盤の機能喪失に伴う全給水機能喪失等)が発生する。なお、水の浸入口であるT/B地下1階のマンホール(T. M. S. L. +3.5m)と津波シナリオ区分1の津波高さの上限(T. M. S. L. +4.2m未満(7号炉), T. M. S. L. +4.4m未満(6号炉))の差は0.7m(7号炉), 0.9m(6号炉)であり、津波シナリオ区分1の津波高さの上限に達しない程度の津波であれば、T/B以外の建屋にまで伝播し、当該エリアの機器に影響を及ぼす程の浸入量にはならないと考え、T/B以外

までの浸水には至らないものとした。

- b. 津波シナリオ区分2(T. M. S. L. +4. 2m以上～T. M. S. L. +4. 8m未満(7号炉), T. M. S. L. +4. 4m以上～T. M. S. L. +4. 8m未満(6号炉))

本シナリオ区分では、T/B地下1階(フロア高さT. M. S. L. +3. 5m)の原子炉補機冷却系A系(RCW(A))ポンプが電動機下端部(T. M. S. L. +4. 2m(7号炉), T. M. S. L. +4. 4m(6号炉))への水の到達によって機能喪失する。また、階段室を経由して地下2階に溢水伝播し、当該フロアに設置されているRCW(C)ポンプが電動機下端部への水の到達によって機能喪失に至り、最終ヒートシンク喪失が発生する。

- c. 津波シナリオ区分3(T. M. S. L. +4. 8m以上～T. M. S. L. +6. 5m未満)

本シナリオ区分では、T/B地下1階(T. M. S. L. +3. 5m)から浸入した水がT/B地下2階(T. M. S. L. -5. 1m)等を経由してR/B地下1F(T. M. S. L. +4. 8m)に伝播し、同フロアに設置されている非常用電源盤(メタルクラッドスイッチギア(以下「メタクラ」という。))が水没することで全交流動力電源喪失が発生する。

- d. 津波シナリオ区分4(T. M. S. L. +6. 5m以上)

本シナリオ区分では、T/B地下1階(T. M. S. L. +3. 5m)から浸入した水がT/B地下2階(T. M. S. L. -5. 1m), Rw/B地下3階(T. M. S. L. -6. 1m)等を経由してC/B地下1階(T. M. S. L. +6. 5m)に伝播し、同フロアに設置されている直流電源盤が水没することで直流電源喪失が発生する。これにより、逃がし安全弁(以下「S/R弁」という。)による原子炉減圧が不可能となる。

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の検討に当たっては、地震による津波を検討対

象とし、解析手順については津波PRA学会標準及び「確率論的津波ハザード解析の方法(土木学会, 2011)」に基づき評価した。

認識論的不確かさとして、地震規模、平均発生間隔、波源のモデル化等を考慮した。偶然的不確かさとして、津波水位のばらつきの分布を対数正規分布として考慮した。ロジックツリー及び分岐の重みについては、2011年東北地方太平洋沖地震後の知見を反映して設定した。

② 確率論的津波水位評価の概要

津波発生モデルとしては、主に以下の波源を想定し、検討を実施した。

- ・敷地周辺海域の活断層による津波
- ・日本海東縁部の地震による津波

津波伝播の数値シミュレーションは、基準津波の評価と同じ手法を用いて検討を実施した。

地震以外の要因による津波は、確率論的津波水位評価への影響が小さいと考えられることから、評価に含めていない。

敷地周辺海域の活断層の波源位置を第1.2.2.b-1図に、断層連動に関するロジックツリーの例を第1.2.2.b-2図に示す。日本海東縁部の地震の波源位置を第1.2.2.b-3図に、E3及びE1領域の同時破壊の考え方及び地震規模に関するロジックツリーの例を第1.2.2.b-4図に示す。

③ 津波ハザード曲線の評価結果

津波PRAで使用した取水口前面におけるハザード曲線を第1.2.2.b-5図に示す。

1.2.2.c 建屋・機器の脆弱性

① 評価対象と損傷モードの設定

プラント情報の収集・分析で得られた建屋・機器脆弱性評価関連情報と事故シナリオの検討において抽出された建屋・機器リストに基

づき、起因事象及び緩和系に着目して評価対象とする建屋・機器を設定する。次に、第1.2.2.a-1表のとおり、対象とする建屋・機器が津波によって機能喪失に至る影響モードを検討した。その結果、動的・電氣的な機器の「被水・没水」による損傷を評価対象として抽出した。

② フラジリティ評価について

動的・電氣的な機器に対する「被水・没水」の損傷モードでは、海水が各機器の設置高さに到達した時点で、当該機器が確率1で損傷すると仮定した。機器フラジリティを第1.2.2.c-1図に示す。

津波の高さが、建屋の浸水口高さと同機器の設置高さのいずれよりも高い場合に「被水・没水」するとした。

1.2.2.d 事故シーケンス

① 起因事象

(1) 評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

1.2.2.a ②(2)のとおり、津波PRAでは以下の起因事象を抽出している。

- ・ 外部電源喪失($12\text{m} \leq x$) (12m は低起動変圧器の設置高さ)
- ・ 直流電源喪失($6.5\text{m} \leq x$)
- ・ 全交流動力電源喪失($4.8\text{m} \leq x$)
- ・ 最終ヒートシンク喪失(原子炉補機冷却系機能喪失)
($4.2\text{m} \leq x$ (7号炉), $4.4\text{m} \leq x$ (6号炉))
- ・ 過渡事象(全給水機能喪失等) ($3.5\text{m} \leq x$)

上記の起因事象を発生させる各機器は、各々の損傷高さまで浸水した時点で、確率1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各機器の損傷が起因事象となる津波が発生する範囲の年超過頻度と同じとなる。

(2) 津波高さ別のイベントツリーとその説明

本評価では、津波高さに応じて発生する起因事象が変化することから、津波高さの順に起因事象を並べたイベントツリーを作成した。第

1.2.2.d-1(a), (b)図に津波PRAにおける起因事象の津波高さ別のイベントツリーを示す。

② 成功基準

(1) 成功基準の一覧

炉心損傷防止の成功基準は、内部事象PRAと津波PRAでの相違がないため、基本的に内部事象PRAで設定した成功基準(過渡事象・手動停止)を用いる。ただし、津波の特徴を勘案し、以下の機能・系統は除外している。

- ・津波襲来までに原子炉の停止は達成されているものとしていることから、停止機能の成否は評価対象としない。
- ・評価結果に支配的な影響を及ぼす津波の浸入経路がT/B地下開口部であることから、津波が浸入する際にはT/Bが浸水することとなる。これを考慮し、給水・復水系には期待しない。
- ・津波高さがT.M.S.L. +3.5m以上から+4.2m未満(7号炉), T.M.S.L. +3.5m以上から+4.4m未満(6号炉)の場合(津波シナリオ区分1)は、津波ハザードの年超過頻度は高くなるが、給水・復水系やRSW(B)と従属性のある系統(HPCF(B)及びRHR(B))以外の緩和設備に期待できる。このため、炉心損傷頻度(以下「CDF」という。)は津波ハザードの年超過頻度と使用可能な各緩和設備の失敗確率との積となる。これにより、津波シナリオ区分1のCDFは、津波ハザードの年超過頻度がそのままCDFとなる津波シナリオ区分2~4の場合に比べて非常に低い値となる。これを踏まえ、事故シーケンスの評価対象は7号炉でT.M.S.L. +4.2m以上、6号炉でT.M.S.L. +4.4m以上の場合とした。
- ・津波高さが7号炉でT.M.S.L. +4.2m以上、6号炉でT.M.S.L. +4.4m以

上では原子炉補機冷却系の喪失に至るため、HPCF(高圧注水機能)及びRHR(低圧注水・除熱機能)も喪失することとなる。このため、HPCF(高圧注水機能)及びRHR(低圧注水・除熱機能)については、成功基準を設定しない。

- ・電源については、津波で外部電源を喪失した際の復旧には期待しないほか、複数プラントの被災が想定されることから、高圧電源融通には期待しない。

福島第一及び第二原子力発電所における被災直後の対応も踏まえて、使命時間は72時間とした。これは、被災直後はプラント周辺のアkses性が悪化すること等を考慮し、外部支援等に期待可能となるまでの時間として設定したものである。ただし本評価では、T/Bに津波の浸水があった場合、期待できる緩和設備がないと仮定としたことから、設定した使命時間を使用した箇所はない。

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津波と内的事象では異なるが、起因事象発生後の緩和設備は内部事象と同様の設備に期待する。そのため、内部事象のイベントツリーを基に、前述の成功基準を考慮してイベントツリーを作成した。作成したイベントツリーを第1.2.2.d-2(a)～(c)図、第1.2.2.d-3(a)～(c)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

内部事象PRAに際してまとめた情報や、津波による機器ごとの損傷モードとプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを用い、評価対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性は内部事象PRAと同じで

ある。

(2) 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

機器間の相関について、系統間の従属性の取扱いは内部事象レベル1PRAと同様とした。また、津波の影響については、建物内に浸水した場合、フロア全体が一様な深さで浸水し当該フロアの機器は全て機能喪失するとした。

(3) システム信頼性評価結果

システムの非信頼度は、内部事象レベル1PRAと同様の評価を用いた。

1) 主要なミニマルカットセット

本評価では、機器の機能喪失の原因のほとんどが「被水・没水」である。仮にミニマルカットセットを抽出しても、各機器の機能喪失の原因は建屋への浸水経路に依存することとなる。すなわち、建屋への浸水経路に止水等の対策を施すことによって炉心損傷を防止できることが明らかである。このため、ミニマルカットセットは抽出しない。

(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

最終ヒートシンク喪失時の高圧注水(RCIC)については、水没又はタービン排気圧高あるいは、直流電源の枯渇によるRCICタービントリップによって機能喪失に至るものと考え、当該ヘディングの失敗確率を1として評価した。

⑤ 人的過誤

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

本評価においては、人的過誤の要素を考慮するヘディングが存在しない。ただし、感度解析として実施した引き波の影響評価では、補機冷却海水系(RSW)ポンプや循環水ポンプ(CWポンプ)の手動停止操作が必要となる。これについて人的過誤を考慮した。

⑥ 炉心損傷頻度

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

計算コードは、内部事象と同様のコード(Safety Watcher)を用いた。

(2) 炉心損傷頻度評価結果

1) 評価結果と事故シナリオ

a. 津波シナリオ区分ごとの評価結果

津波シナリオ区分ごとの評価結果を第1.2.2.d-1(a), (b)表に示す。7号炉の全CDFは 2.1×10^{-4} (/炉年)となり、津波シナリオ区分3(津波高さT.M.S.L. +4.8m以上～6.5m未満)が大きく占める。津波シナリオ区分ごとの評価結果及び事故シナリオの概要を以下に示す。なお、6号炉の場合、RCWポンプ用電動機下端高が7号炉よりも高く、津波高さによる最終ヒートシンク喪失の発生頻度の差からCDFは 1.8×10^{-4} (/炉年)となる。

(a) 津波シナリオ区分1(T.M.S.L. +4.2m未満(7号炉), T.M.S.L. +4.4m未満(6号炉))

津波シナリオ区分1で発生する起回事象には、過渡事象(T/B地下2階(T.M.S.L. -4.8m)に設置された常用系の電源盤の機能喪失に伴う全給水機能喪失等)があるが、当該事象発生時は、注水・減圧・除熱の各緩和機能に期待できる状況である。このため、全ての緩和機能の喪失が生じた場合に炉心損傷に至ることとなるが、このCDFは津波ハザードの年超過頻度と使用可能な各緩和設備の失敗確率との積となり、緩和系に期待できない津波シナリオ区分2～4に比べて非常に小さくなる。このことを考慮すると、津波シナリオ区分1は全CDFに対して無視できる。

津波シナリオ区分2以降に影響する機器の機能喪失として、津波高さ+3.5mでのT/B地下1階への浸水により、同フロアの電源盤が水没す

るため、RSW(B)ポンプの機能喪失が発生する。

- (b) 津波シナリオ区分2(T. M. S. L. +4. 2m以上～4. 8m未満(7号炉),
T. M. S. L. +4. 4m以上～4. 8m未満(6号炉))

津波シナリオ区分2のCDFは7号炉では 8.8×10^{-5} (/炉年), 6号炉では 5.4×10^{-5} (/炉年)である。本シナリオ区分では、RCW(A)ポンプが電動機下端部(+4. 2m(7号炉), +4. 4m(6号炉))への浸水によって機能喪失する。さらに、階段室を経由したT/B地下2階への溢水伝播により、当該フロアのRCW(C)ポンプが電動機下端部への浸水によって機能喪失し、最終ヒートシンク喪失が発生する。

- (c) 津波シナリオ区分3(T. M. S. L. +4. 8m以上～6. 5m未満)

津波シナリオ区分3のCDFは 1.0×10^{-4} (/炉年)である。本シナリオ区分では、T/B地下1階(T. M. S. L. +3. 5m)から浸入した水がT/B地下2階(T. M. S. L. -5. 1m)等を経由してR/B地下1階(T. M. S. L. +4. 8m)に伝播し、同フロアの非常用メタクラを水没させることにより、全交流動力電源喪失が発生する。同時にシナリオ区分2のとおり、最終ヒートシンク喪失も発生する。

- (d) 津波シナリオ区分4(T. M. S. L. +6. 5m以上)

津波シナリオ区分4のCDFは7号炉, 6号炉ともに 2.5×10^{-5} (/炉年)である。本シナリオ区分では、T/B地下1階(T. M. S. L. +3. 5m)から浸入した水がT/B地下2階(T. M. S. L. -5. 1m), Rw/B地下3階(T. M. S. L. -6. 1m)等を経由してC/B地下1階(T. M. S. L. +6. 5m)に伝播し、同フロアの直流電源盤を水没させることにより、直流電源喪失が発生する。これにより、S/R弁による原子炉減圧が不可能となる。同時にシナリオ区分2, 3のとおり、最終ヒートシンク喪失及び全交流動力電源喪失も発生する。

b. 津波PRAで抽出された事故シーケンス

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置，構造及び設備の基準に関する規則の解釈」における必ず評価すべき事故シーケンスグループは以下に示す(a)～(g)の7つである。

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

津波PRAからは以上の7つ以外の事故シーケンスグループは抽出されなかった。なお，(b)，(e)，(g)についても本評価では抽出されなかった。

本評価の事故シナリオでは，最終ヒートシンク喪失を起因として高圧注水と低圧注水が同時に機能喪失するとしている。この場合，原子炉減圧の成否に関わらず炉心損傷に至ること，また通常は運転操作上も高圧シーケンスよりも低圧シーケンスを選択することから，成否いずれの場合も高圧・低圧注水機能喪失と整理した。したがって，(b)の高圧注水・減圧機能喪失は抽出されない。

(e)の原子炉停止機能喪失については，本評価では津波の襲来前に原子炉は停止しているものとしているため抽出されない。

(g)の格納容器バイパスについては，津波を起因として生じるものではないことから抽出されない。

1.2.2.d ⑥(2)1aで説明した事故シナリオを，上記の基準で整理し

た結果を第1.2.2.d-2(a), (b)表, 第1.2.2.d-3(a), (b)表に示す。また, 事故シーケンスのCDF及び概要を以下に示す。

(a)-1 : 最終ヒートシンク喪失+高圧・低圧注水機能喪失

当該事故シーケンスのCDFは, 7号炉で 8.8×10^{-5} (/炉年), 6号炉で 5.4×10^{-5} (/炉年)であり, 具体的には以下のシーケンスとなる。

- ・ 津波高さが7号炉で+4.2m以上4.8m未満, 6号炉で+4.4m以上4.8m未満(津波シナリオ区分2)において, 原子炉補機冷却系機能喪失に伴う最終ヒートシンクの喪失及び電動の高圧注水系, 低圧注水系の喪失が発生し, S/R弁開放には成功するが, 蒸気駆動の高圧注水系(RCIC)が機器の浸水等によりその機能を維持出来ず, 高圧及び低圧の注水機能喪失によって炉心損傷に至るシーケンス(TQUV)。また, S/R弁開放後のS/R弁再閉鎖に失敗した場合もRCICに期待できないため, TQUVとなる。

(f)-1 : 最終ヒートシンク喪失+冷却材喪失

当該事故シーケンスのCDFは, 7号炉で 8.8×10^{-25} (/炉年), 6号炉で 5.4×10^{-25} (/炉年)であり, 具体的には以下のシーケンスとなる。

- ・ 津波高さが7号炉で+4.2m以上4.8m未満, 6号炉で+4.4m以上4.8m未満(津波シナリオ区分2)において, 原子炉補機冷却系の機能喪失に伴う最終ヒートシンクの喪失及び電動の高圧注水系, 低圧注水系の喪失が発生し, さらにS/R弁開放に失敗することで原子炉圧力容器が過圧され, 原子炉圧力バウンダリ機能を喪失し, これに伴い原子炉内の冷却材を喪失することで炉心損傷に至るシーケンス(LOCA)。しかし, 実質的には無視し得るシーケンスである。

(a)-2 : 最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+高圧・低圧注水機能喪失

当該事故シーケンスのCDFは 1.0×10^{-4} (/炉年)であり、具体的には以下のシーケンスとなる。

- ・ 津波高さが+4.8m以上～6.5m未満(津波シナリオ区分3)において、原子炉補機冷却系機能喪失に伴う最終ヒートシンクの喪失及び電動の高圧注水系、低圧注水系の機能喪失が発生、さらに、R/Bへの溢水伝播による非常用メタクラの水没により全交流動力電源喪失が発生する。S/R弁開放には成功するが、RCICが機器の浸水等によりその機能を維持できず、高圧及び低圧の注水機能喪失によって炉心損傷に至るシーケンス(TQUV)。また、S/R弁開放後のS/R弁再閉鎖に失敗した場合もRCICに期待できないため、TQUVとなる。

(f)-2 : 最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+冷却材喪失

当該事故シーケンスのCDFは、7号炉、6号炉ともに 1.0×10^{-24} (/炉年)であり、具体的には以下のシーケンスとなる。

- ・ 津波高さが+4.8m以上～6.5m未満(津波シナリオ区分3)において、原子炉補機冷却系機能喪失に伴う最終ヒートシンクの喪失及び電動の高圧注水系、低圧注水系の機能喪失が発生、さらに、R/Bへの溢水伝播による非常用メタクラの水没により全交流動力電源喪失が発生し、その後S/R弁開放に失敗することで原子炉圧力容器が過圧され、原子炉圧力バウンダリ機能を喪失し、これに伴い原子炉内の冷却材を喪失することで炉心損傷に至るシーケンス(LOCA)。しかし、実質的には無視し得るシーケンスである。

(c) : 最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失+直流電源喪失

当該事故シーケンスのCDFは、7号炉、6号炉ともに 2.5×10^{-5} (/炉年)であり、具体的には以下のシーケンスとなる。

- ・ 津波高さが+6.5m以上(津波シナリオ区分4)において、(a)-2シー

ケンスのとおり最終ヒートシンク喪失及び全交流動力電源喪失による全注水機能の喪失に加え，C/B設置の直流電源盤の水没が発生するため直流電源喪失が発生する。直流電源喪失によって炉心損傷に至るシーケンス(TBD)であり，津波高さ+6.5m未満の場合との相違点は原子炉の減圧もできなくなるために，原子炉压力容器内が高圧(7MPa程度)の状態での炉心損傷に至る点である。

以上を整理した事故シーケンスグループ別のCDFを以下に示す(第

1.2.2.d-3(a), (b)表参照)。

(a) : 高圧・低圧注水機能喪失 1.9×10^{-4} (/炉年) (7号炉), 1.6×10^{-4} (/炉年) (6号炉)

(事故シーケンスグループ(a)は，前述の(a)-1, 2が該当し，上記の値はこれらの事故シーケンスを足し合わせたものである。)

津波高さT.M.S.L. +4.8m以上6.5m未満においては，最終ヒートシンク喪失に加えて，全交流動力電源喪失が同時に発生することとなる。しかしながら，津波高さが7号炉でT.M.S.L. +4.2m以上4.8m未満，6号炉でT.M.S.L. +4.4m以上4.8m未満において発生した最終ヒートシンク喪失により，高圧・低圧注水機能を期待できない状態となり，同時に全交流動力電源喪失が発生したとしても事象進展としては緩和系の状態は同じである。よって，(a)-1, 2は同一の事故シーケンスとして整理した。

(f) : LOCA時注水機能喪失 1.9×10^{-24} (/炉年) (7号炉), 1.6×10^{-24} (/炉年) (6号炉)

(事故シーケンスグループ(f)は，前述の(f)-1~2が該当し，上記の値はこれらの事故シーケンスを足し合わせたものである。)

S/R弁開放失敗及び注水機能喪失により炉心損傷に至る事象は

LOCA時注水機能喪失として整理した。

(c) : 全交流動力電源喪失(直流電源喪失) 2.5×10^{-5} (/炉年) (7号炉及び6号炉)

(事故シーケンスグループ(c)は、前述の(c)が該当する。)

直流電源喪失によって、原子炉圧力容器内が高圧の状態での炉心損傷に至るシーケンスは全交流動力電源喪失(直流電源喪失)と整理した。

c. 評価結果の分析

起因事象別及び事故シーケンスグループ別の全CDFへの寄与割合を示す円グラフを第1.2.2.d-4(a), (b)図, 第1.2.2.d-5(a), (b)図に示す。

本津波PRAにおいて、全CDFは7号炉で 2.1×10^{-4} (/炉年), 6号炉で 1.8×10^{-4} (/炉年)となった。そのうち、高圧・低圧注水機能喪失の寄与割合が7号炉で約89%, 6号炉で約86%と大きく、次いで全交流動力電源喪失(直流電源喪失)となり、この2つの寄与割合でほぼ100%を占めた。

評価結果から7号炉でT. M. S. L. +4.2m以上, 6号炉でT. M. S. L. +4.4m以上では、取水口から建屋への津波の浸入による原子炉補機冷却系の機能喪失が発生し、これにより他の高圧・注水機能等の緩和設備の有無に関わらず炉心損傷に至ることとなる。ただし、T. M. S. L. +6.5m以上においては、新たに直流電源喪失が発生することから、原子炉減圧が不可能となり、緩和系の状態が変化することから、炉心損傷シーケンスとしては、全交流動力電源喪失(直流電源喪失)とした。

(3) 重要度解析, 不確かさ解析及び感度解析

1) 重要度解析

本評価で期待した緩和系は津波による被水・没水によってその機能を喪失する。重要度解析は、各基事象のCDFやシステムの非信頼度への寄与

を評価する手法であるが、上記のとおり、緩和系の機能喪失の原因はT/Bのマンホールから津波が浸水することによる「被水・没水」であり、有効な対策はマンホールの止水対策となるため、機器の重要度に関係ないものとなる。そのため重要度解析は実施しない。

2) 不確かさ解析

7号炉で津波高さ+4.2m以上、6号炉で津波高さ+4.4m以上でのCDFの不確かさ解析結果を第1.2.2.d-6(a), (b)図に示す。本評価では津波高さが+4.2m以上(7号炉)あるいは+4.4m以上(6号炉)となった場合、炉心損傷に至ることから、CDFの不確かさは津波ハザードのみで決まる。したがって、津波ハザードの+4.2m(7号炉)あるいは+4.4m(6号炉)での平均値及びエラーファクターをCDFの平均値及びエラーファクターとした。

3) 感度解析

a. 事故シナリオの同定

津波による影響モードの検討で除外している引き波の影響について感度解析を実施した。引き波に伴う取水口の水位低下により、原子炉補機冷却海水系が水源を確保できず、機能喪失する場合には、最終ヒートシンク喪失が発生する。引き波の水位に応じた事故シナリオの分析及び誘発される起回事象を第1.2.2.d-4表に整理した。

b. イベントツリーの作成

引き波による事故シーケンスのイベントツリーを第1.2.2.d-7図、第1.2.2.d-8図に示す。起回事象である最終ヒートシンク喪失の発生直後は、RCICが唯一の炉心冷却手段となる。したがって。炉心冷却手段としては、RCICにのみ期待することとした。原子炉格納容器除熱手段としては、循環水系ポンプ及び原子炉補機冷却海水系ポンプの停止操作に成功したケースにおいて、潮位が安定した後、原子炉補機冷却海水

系ポンプの復旧操作に成功すれば、残留熱除去系による原子炉格納容器除熱に期待できることから、これに期待することとした。

c. 評価結果

評価の結果、引き波による事故シーケンスの全CDFは 3.4×10^{-5} (/炉年) となり、押し波の全CDFの約16%であった。引き波では、押し波と異なり、起因事象発生後も緩和策に期待できることから、押し波に比べCDFは小さい値となった。

第 1.2.2. a-1 表 考慮すべき津波による影響モード (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 備の没 水，被 水	設備の動的機能損 傷，電気設備の発電/ 送電機能損傷	安全上重要な機器が多く設置されている C/B, R/B, T/B, Rw/B の建屋外からの浸水を 考慮した。電動ポンプ，電動弁等の動的機能 損傷，電気設備の発電/送電機能損傷を考慮 した。
	津波波 力，流 体力， 浮力	建物・構築物，機 器・配管系の構造的 損傷	屋外設備については波力や流体力，浮力の影 響を受ける以前に，外部取水口から建屋内へ の浸水が主な経路となることから，評価対象 から除外した。 T/B からの浸水源となる T/B 地下 1 階マンホ ールについては，ボルトによる耐力を考慮せ ず，津波高さがマンホール高さに到達した時 点で浸水すると仮定した。
	海底砂 移動	海水取水設備の機能 損傷	海底砂移動に関して事故シナリオを検討する ためには，取水口が閉塞する津波高さの評価 結果が必要となるが，現状では定量的な評価 をする手法が整備されていないことから，対 象から除外した。
	引き波 による 水位低 下	海水取水設備の機能 損傷	引き波の場合，潮位の低下を検知し，一時的 に海水系ポンプを手動停止させることにより 最終ヒートシンクの喪失を防止できる。ただ し，津波到達までの時間余裕や手動停止操作 の人的過誤確率の設定については，不確実な 要素が多いため，引き波の影響については感 度解析として評価し，全体の評価には含めな いこととした。

第 1.2.2. a-1 表 考慮すべき津波による影響モード (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	津波によって発電所内の施設から流出した漂流物の発電所施設への衝突や発電所周辺の漁港又は貯木場等から流出した漁船又は木材等の漂流物の発電所施設への衝突	建物・構築物、機器・配管系の構造的損傷	本評価では、大湊側敷地高さ未満の津波において浸水し、炉心損傷に至るといった結果が支配的になるため、漂流物の影響については考慮対象外とした。
	津波による高ストレスの条件下で引き起こされる操作失敗	運転員操作の失敗	高ストレスの条件下における操作失敗例として以下が挙げられる。 ・津波襲来後の注水系起動操作等中央制御室において津波後比較的短時間で求められる運転員操作 本評価においては、イベントツリーにおいて人的過誤を考慮するヘディングがないため、考慮の対象から除外した。ただし、感度解析として実施した引き波の影響評価では、RSW ポンプの手動停止操作が必要となるため、これについては人的過誤を考慮した。
	作業環境に係る設備の支障、アクセス性の阻害	運転員の回復操作の遅延	津波がサイト敷地に到達すると瓦礫による運転員の回復操作の遅延、アクセス性の阻害が考えられ、時間を要する可能性がある。ただし、本評価では、大湊側敷地高さ未満の津波において浸水し、炉心損傷に至るといった結果が支配的になるため、これらの影響については考慮対象外とした。

第 1.2.2. a-2 表 機器リスト(7号炉抜粋) (1/2)

対象設備				設置高さ T. M. S. L. (m)
系統・設備名称	機器・設備			
	総称名	機器名称	機器設置位置 (フロアー)	
MS系	弁	SRV	PCV TP 15.6	15.6
HPCF(B)系	ポンプ	HPCFポンプ (B)	R/B B3F-I	-7.9
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-II	R/B B1F-0	4.8
	空調機	HPCFポンプ (B)室空調機	R/B B3F-I	-8.0
HPCF(C)系	ポンプ	HPCFポンプ (C)	R/B B3F-I	-7.9
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-III	R/B B1F-0	4.8
	空調機	HPCFポンプ (C)室空調機	R/B B3F-I	-8.0
CSP	タンク	復水貯蔵槽 (上部ハッチ)	Rw/B 1F	
RCIC系	ポンプ	RCICポンプ	R/B B3F-I	-7.3
		:	:	:
	タービン	RCIC駆動タービン	R/B B3F-I	-7.3
		:	:	:
	熱交換器	潤滑油冷却器 (タービン用)	R/B B3F	-8.2
		:	:	:
	タンク	油タンク	R/B B3F	-8.2
		:	:	:
	コンデンサ	RCICパロメトリックコンデンサ	R/B B3F	-8.2
	制御盤	RCICタービン制御盤 DIV-I	R/B B1F-0	4.8
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-I	R/B B1F-0	4.8
		:	:	:
	中継端子箱	E51-MO-F004中継端子箱	R/B B1F-0	4.8
	:	:	:	
MS系	弁	SRV (電磁弁含む)	PCV TP 15.6	15.6
	弁	SRV (電磁弁含む)	PCV TP 15.6	15.6
	弁	弁	PCV TP 18.1	18.1
HPIN系	ラック	窒素ガスボンベラック (A)	R/B 4F	31.7
		:	:	:
RHR(A)系LPFL	ポンプ	RHRポンプ (A)	R/B B3F-I	-7.9
	熱交換器	RHR熱交換器 (A)	R/B B3F	-8.2
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-I	R/B B1F-0	4.8
	空調機	RHRポンプ (A)室空調機	R/B B3F-I	-8.0
RHR(B)系LPFL	ポンプ	RHRポンプ (B)	R/B B3F-I	-7.9
	熱交換器	RHR熱交換器 (B)	R/B B3F	-8.2
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-II	R/B B1F-0	4.8
	空調機	RHRポンプ (B)室空調機	R/B B3F-I	-8.0
RHR(C)系LPFL	ポンプ	RHRポンプ (C)	R/B B3F-I	-7.9
	熱交換器	RHR熱交換器 (C)	R/B B3F	-8.2
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-III	R/B B1F-0	4.8
	空調機	RHRポンプ (C)室空調機	R/B B3F-I	-8.0
RHR(A)系	ポンプ	RHRポンプ (A)	R/B B3F-I	-7.9
	熱交換器	RHR熱交換器 (A)	R/B B3F	-8.2
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-I	R/B B1F-0	4.8
	空調機	RHRポンプ (A)室空調機	R/B B3F-I	-8.0
RHR(B)系	ポンプ	RHRポンプ (B)	R/B B3F-I	-7.9
	熱交換器	RHR熱交換器 (B)	R/B B3F	-8.2
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-II	R/B B1F-0	4.8
	空調機	RHRポンプ (B)室空調機	R/B B3F-I	-8.0
RHR(C)系	ポンプ	RHRポンプ (C)	R/B B3F-I	-7.9
	熱交換器	RHR熱交換器 (C)	R/B B3F	-8.2
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-III	R/B B1F-0	4.8
	空調機	RHRポンプ (C)室空調機	R/B B3F-I	-8.0

第 1.2.2. a-2 表 機器リスト(7号炉抜粋) (2/2)

系統・設備名称	対象設備			設置高さ T. M. S. L. (m)
	総称名	機器名称	機器設置位置 (フロー)	
C/B			-	
直流電源設備	蓄電池	直流125V蓄電池 7A	C/B B1F	6.5
		直流125V蓄電池 7B	C/B B1F	6.5
		:	:	:
	充電器	直流125V充電器盤 7A	C/B B1F	6.5
		直流125V充電器盤 7B	C/B B1F	6.5
		:	:	:
	直流主母線盤	直流125V主母線盤 7A	C/B B1F	6.5
		直流125V主母線盤 7B	C/B B1F	6.5
	:	:	:	
MCC	直流MCC	MCC(DC)	R/B B1F-0	4.8
計装系	計装ラック	原子炉系 (I) 計装ラック	R/B B1F-0	4.8
		原子炉系 (II) 計装ラック	R/B B1F-0	4.8
		:	:	:
制御系	中央制御室制御盤	中央運転監視盤 1	C/B 2F	17.3
		中央運転監視盤 2	C/B 2F	17.3
		:	:	:
	中央制御室外原子炉停止制御盤	中央制御室外原子炉停止制御盤	R/B B1F-0	4.8
	:	:	:	
バイタル交流電源設備	バイタル交流電源設備	バイタル交流電源装置7A	C/B B1F	6.5
		バイタル交流電源装置7B	C/B B1F	6.5
		:	:	:
非常用取水路			-	-
T/B			-	-
RCW(A)系	ポンプ	RCWポンプ (A)	T/B B1F	4.9
		:	:	:
	熱交換器	RCW熱交換器 (A)	T/B B1F	3.5
		:	:	:
	タンク	サージタンク (A)	R/B 4F-0	31.7
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-I	R/B B1F-0	4.8
弁	RCW系バルブ	T/B B1F	4.9	
	:	:	:	
RCW(B)系	ポンプ	RCWポンプ (B)	T/B B1F	4.9
		:	:	:
	熱交換器	RCW熱交換器 (B)	T/B B1F	3.5
		:	:	:
	タンク	サージタンク (B)	R/B 4F-0	31.7
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-II	R/B B1F-0	4.8
弁	RCW系バルブ	T/B B1F	4.9	
	:	:	:	
RCW(C)系	ポンプ	RCWポンプ (C)	T/B B2F	-4.6
		:	:	:
	熱交換器	RCW熱交換器 (C)	T/B B2F	-4.8
		:	:	:
	タンク	サージタンク (C)	R/B 4F-0	31.7
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-III	R/B B1F-0	4.8
弁	RCW系バルブ	T/B B2F	-5.1	
	:	:	:	
RSW(A)系	ポンプ	RSWポンプ (A)	T/B B1F	4.9
		:	:	:
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-I	R/B B1F-0	4.8
	弁	RSW系バルブ	T/B B1F	4.9
RSW(B)系	ポンプ	RSWポンプ (B)	T/B B1F	4.9
		:	:	:
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-II	R/B B1F-0	4.8
	弁	RSW系バルブ	T/B B1F	4.9
RSW(C)系	ポンプ	RSWポンプ (C)	T/B B1F	4.9
		:	:	:
	多重伝送盤	安全系多重伝送現場盤 DIV-III	R/B B1F-0	4.8
M/C		M/C 7C	R/B B1F-0	4.8
P/C		7C - 1	R/B B1F-0	4.8
		7C - 2	T/B 1F	12.3
		:	:	:
MCC		7C - 1 - 1	R/B B1F-0	4.8
		7C - 1 - 2	R/B B1F-0	4.8
		:	:	:
非常用ディーゼル	ディーゼル機関	ディーゼル機関	R/B 1F-0	12.3

第 1.2.2. a-3 表 重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分 (7 号炉)

シナリオ区分	津波高さ (T. M. S. L. (+m))	津波によって損傷する主要な機器とその設置箇所 (T. M. S. L. (m))		起回事象	事故シナリオの概要
1	3.5 ≤ x < 4.2	原子炉補機冷却海水ポンプ B 系電源	T/B B1F +3.5m	・ 過渡事象 (全給水機能喪失等)	<ul style="list-style-type: none"> 取水口から当該エリアのマンホール (T.M.S.L. +3.5m) を経由し, T/B B1F に浸水。 T/B B1F に設置されている RSW(B) ポンプ用電源盤が機能喪失し, 当該ポンプも機能喪失する。 溢水伝播により, 給水・復水系及び T/B 設備の機能喪失に伴う過渡事象 (全給水機能喪失等) が発生。
		タービン地下 2F 設置電源	T/B B2F -4.8m		
2	4.2 ≤ x < 4.8	原子炉補機冷却系ポンプ	T/B B1F +4.2m(A, B 系) T/B B2F -4.1m(C 系)	<ul style="list-style-type: none"> 最終ヒートシンク喪失 過渡事象 (全給水機能喪失等) 	<ul style="list-style-type: none"> 津波高さ T. M. S. L. +4.2m で RCW(A) ポンプの電動機下端部が被水し, RCW(A) ポンプが機能喪失。 階段室を経由して T/B 地下 2 階に溢水伝播し, T/B 地下 2 階に設置されている RCW(C) ポンプの電動機下端部が被水し, RCW(C) ポンプが機能喪失。 補機冷却系の機能喪失により電動駆動の高圧・低圧注水機能 (HPCF, LPFL) を喪失し, さらに浸水等により RCIC を機能喪失し, 炉心損傷に至る。
		タービン補機冷却系ポンプ	T/B B2F -4.0m		
		非常用炉心冷却系ポンプ	R/B B3F -8.2m		
		常用メタクラ	C/B B2F -2.7m		
		復水補給水系ポンプ	Rw/B B3F -6.1m		
3	4.8 ≤ x < 6.5	タービン補機冷却海水系ポンプ	T/B B1F +5.7m	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失 最終ヒートシンク喪失 過渡事象 (全給水機能喪失等) 	<ul style="list-style-type: none"> 津波高さ T. M. S. L. +4.8m で非常用メタクラが水没し, 全交流動力電源喪失が発生する。 シナリオ区分 2 と同様に全注水系の機能喪失によって, 炉心損傷に至る。
		原子炉補機冷却海水系ポンプ	T/B B1F +5.5m		
		原子炉隔離時冷却系制御盤	R/B B1F +4.8m		
		非常用メタクラ	R/B B1F +4.8m		
4	6.5 ≤ x	直流電源盤	C/B B1F +6.5m	<ul style="list-style-type: none"> 直流電源喪失 全交流動力電源喪失 最終ヒートシンク喪失 過渡事象 (全給水機能喪失等) 	<ul style="list-style-type: none"> 津波高さ T. M. S. L. +6.5m で直流電源盤が水没し直流電源喪失が発生する。これにより逃がし安全弁による原子炉減圧が不可能となる。

第 1.2.2. a-4 表 重要事故シーケンス評価用の津波シナリオ区分 (6 号炉)

シナリオ区分	津波高さ (T. M. S. L. (+m))	津波によって損傷する主要な機器とその設置箇所 (T. M. S. L. (m))		起回事象	事故シナリオの概要
1	$3.5 \leq x < 4.4$	原子炉補機冷却海水ポンプ B 系電源	T/B B1F +3.5m	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>過渡事象 (全給水機能喪失等)</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 取水口から当該エリアのマンホール (T.M.S.L. +3.5m) を経由し, T/B B1F に浸水。 ・ T/B B1F に設置されている RSW(B) ポンプ用電源盤が機能喪失し, 当該ポンプも機能喪失する。 ・ 溢水伝播により, 給水・復水系及び T/B 設備の機能喪失に伴う過渡事象 (全給水機能喪失等) が発生。
		タービン地下 2F 設置電源	T/B B2F -4.8m		
2	$4.4 \leq x < 4.8$	原子炉補機冷却系ポンプ	T/B B1F +4.4m(A, B 系) T/B B2F -3.9m(C 系)	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>最終ヒートシンク喪失</u> ・ <u>過渡事象 (全給水機能喪失等)</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 津波高さ T. M. S. L. +4.4m で RCW(A) ポンプの電動機下端部が被水し, RCW(A) ポンプが機能喪失。 ・ 階段室を経由して T/B 地下 2 階に溢水伝播し, T/B 地下 2 階に設置されている RCW(C) ポンプの電動機下端部が被水し, RCW(C) ポンプが機能喪失。 ・ 補機冷却系の機能喪失により電動駆動の高圧・低圧注水機能 (HPCF, LPFL) を喪失し, さらに浸水等により RCIC を機能喪失し, 炉心損傷に至る。
		タービン補機冷却系ポンプ	T/B B2F -3.9m		
		非常用炉心冷却系ポンプ	R/B B3F -8.2m		
		常用メタクラ	C/B B2F -2.7m		
		復水補給水系ポンプ	Rw/B B3F -6.1m		
3	$4.8 \leq x < 6.5$	タービン補機冷却海水系ポンプ	T/B B1F +5.4m	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>全交流動力電源喪失</u> ・ <u>最終ヒートシンク喪失</u> ・ <u>過渡事象 (全給水機能喪失等)</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 津波高さ T. M. S. L. +4.8m で非常用メタクラが水没し, 全交流動力電源喪失が発生する。 ・ シナリオ区分 2 と同様に全注水系の機能喪失によって, 炉心損傷に至る。
		原子炉補機冷却海水系ポンプ	T/B B1F +5.6m		
		原子炉隔離時冷却系制御盤	R/B B1F +4.8m		
		非常用メタクラ	R/B B1F +4.8m		
4	$6.5 \leq x$	直流電源盤	C/B B1F +6.5m	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>直流電源喪失</u> ・ <u>全交流動力電源喪失</u> ・ <u>最終ヒートシンク喪失</u> ・ <u>過渡事象 (全給水機能喪失等)</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 津波高さ T. M. S. L. +6.5m で直流電源盤が水没し直流電源喪失が発生する。これにより逃がし安全弁による原子炉減圧が不可能となる。

第 1.2.2. d-1(a) 表 津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び

炉心損傷頻度(7号炉)

シナリオ 区分	津波高さ (T. M. S. L.)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与 (%)
1, 2	+4.8m 未満	8.8×10^{-5}	41
3	+4.8m~+6.5m 未満	1.0×10^{-4}	48
4	+6.5m 以上	2.5×10^{-5}	11
全炉心損傷頻度		2.1×10^{-4}	100

第 1.2.2. d-1(b) 表 津波シナリオ区分ごとの津波発生頻度及び

炉心損傷頻度(6号炉)

シナリオ 区分	津波高さ (T. M. S. L.)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与 (%)
1, 2	+4.8m 未満	5.4×10^{-5}	30
3	+4.8m~+6.5m 未満	1.0×10^{-4}	57
4	+6.5m 以上	2.5×10^{-5}	14
全炉心損傷頻度		1.8×10^{-4}	100

第 1.2.2. d-2(a)表 起因事象別の CDF 評価結果 (7号炉)

起因事象	事故シーケンス	事故シーケンス別 CDF (/炉年)	起因事象別 CDF (/炉年)	
				割合
最終ヒートシンク喪失	最終ヒートシンク喪失 +高圧・低圧注水機能喪失	8.8×10^{-5}	8.8×10^{-5}	41%
	最終ヒートシンク喪失 +冷却材喪失 (S/R 弁開放(圧力制御)失敗に伴う LOCA)	8.8×10^{-25}		
最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失+高圧・低圧注水機能喪失	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	48%
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失 +冷却材喪失 (S/R 弁開放(圧力制御)失敗に伴う LOCA)	1.0×10^{-24}		
最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +直流電源喪失	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +直流電源喪失	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	11%
合計	—	—	2.1×10^{-4}	100%

第 1.2.2. d-2(b)表 起因事象別の CDF 評価結果 (6号炉)

起因事象	事故シーケンス	事故シーケンス別 CDF (/炉年)	起因事象別 CDF (/炉年)	
				割合
最終ヒートシンク喪失	最終ヒートシンク喪失 +高圧・低圧注水機能喪失	5.4×10^{-5}	5.4×10^{-5}	30%
	最終ヒートシンク喪失 +冷却材喪失 (S/R 弁開放(圧力制御)失敗に伴う LOCA)	5.4×10^{-25}		
最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失+高圧・低圧注水機能喪失	1.0×10^{-4}	1.0×10^{-4}	57%
	最終ヒートシンク喪失+全交流動力電源喪失 +冷却材喪失 (S/R 弁開放(圧力制御)失敗に伴う LOCA)	1.0×10^{-24}		
最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +直流電源喪失	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +直流電源喪失	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	14%
合計	—	—	1.8×10^{-4}	100%

第 1.2.2. d-3(a)表 事故シーケンスグループ別の CDF 評価結果 (7 号炉)

	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	事故シーケ ンス別 CDF (/炉年)	事故シーケンス グループ別 CDF(炉年)	
					割合
(a)-1	最終ヒートシンク喪失 +高圧・低圧注水機能喪失	高圧・低圧注水機能 喪失	8.8×10^{-5}	1.9×10^{-4}	89%
(a)-2	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +高圧・低圧注水機能喪失		1.0×10^{-4}		
(f)-1	最終ヒートシンク喪失 +冷却材喪失(S/R 弁開放 (圧力制御)失敗に伴う LOCA)	LOCA 時注水機能喪 失	8.8×10^{-25}	1.9×10^{-24}	0%
(f)-2	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +冷却材喪失(S/R 弁開放 (圧力制御)失敗に伴う LOCA)		1.0×10^{-24}		
(c)	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +直流電源喪失	全交流動力電源喪失 (直流電源喪失)	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	11%
—	合計	—	—	2.1×10^{-4}	100%

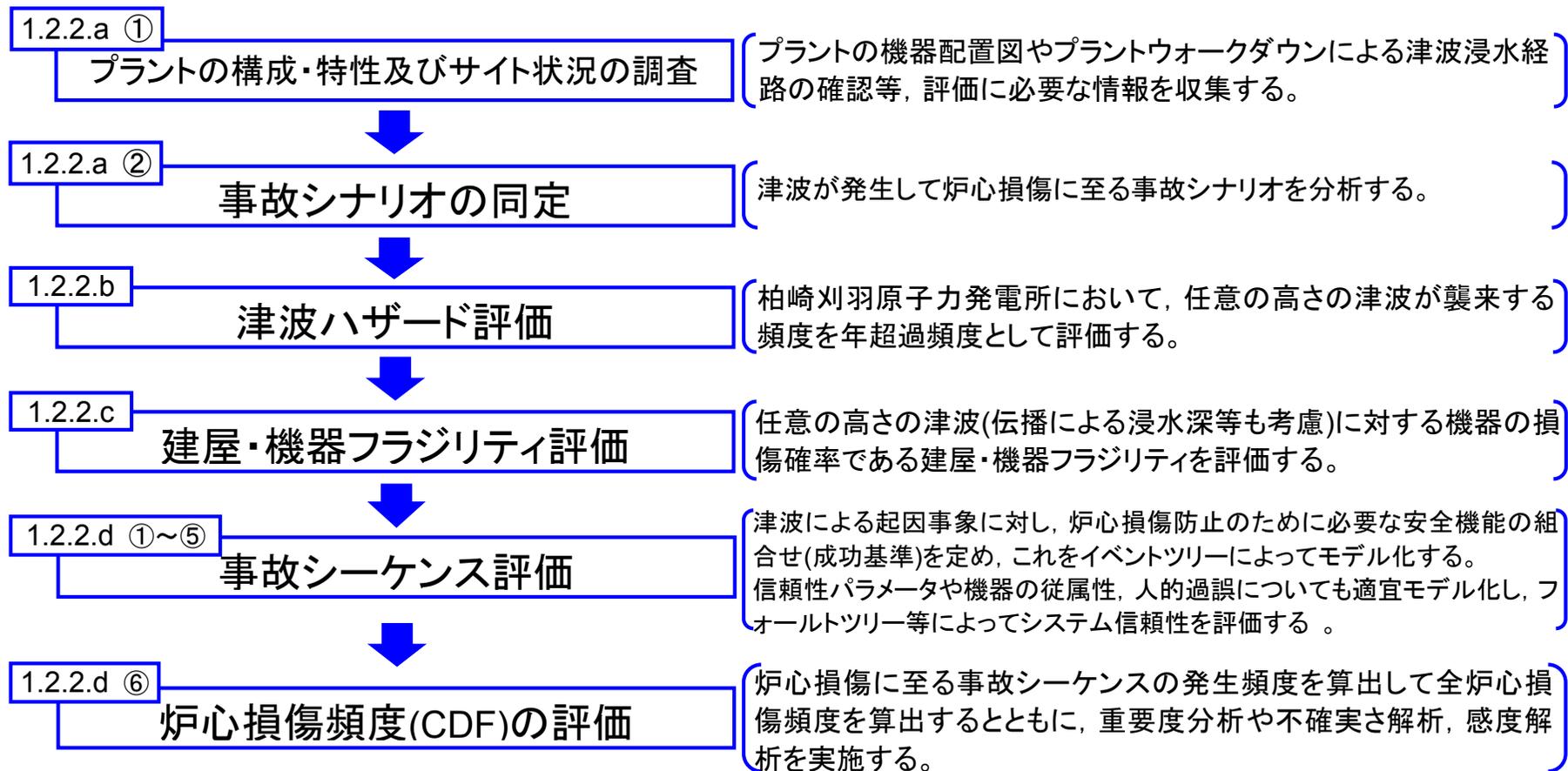
第 1.2.2. d-3(b)表 事故シーケンスグループ別の CDF 評価結果 (6 号炉)

	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	事故シーケ ンス別 CDF (/炉年)	事故シーケンス グループ別 CDF (炉年)	
					割合
(a)-1	最終ヒートシンク喪失 +高圧・低圧注水機能喪失	高圧・低圧注水機能 喪失	5.4×10^{-5}	1.6×10^{-4}	86%
(a)-2	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +高圧・低圧注水機能喪失		1.0×10^{-4}		
(f)-1	最終ヒートシンク喪失 +冷却材喪失(S/R 弁開放 (圧力制御)失敗に伴う LOCA)	LOCA 時注水機能喪 失	5.4×10^{-25}	1.6×10^{-24}	0%
(f)-2	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +冷却材喪失(S/R 弁開放 (圧力制御)失敗に伴う LOCA)		1.0×10^{-24}		
(c)	最終ヒートシンク喪失 +全交流動力電源喪失 +直流電源喪失	全交流動力電源喪失 (直流電源喪失)	2.5×10^{-5}	2.5×10^{-5}	14%
—	合計	—	—	1.8×10^{-4}	100%

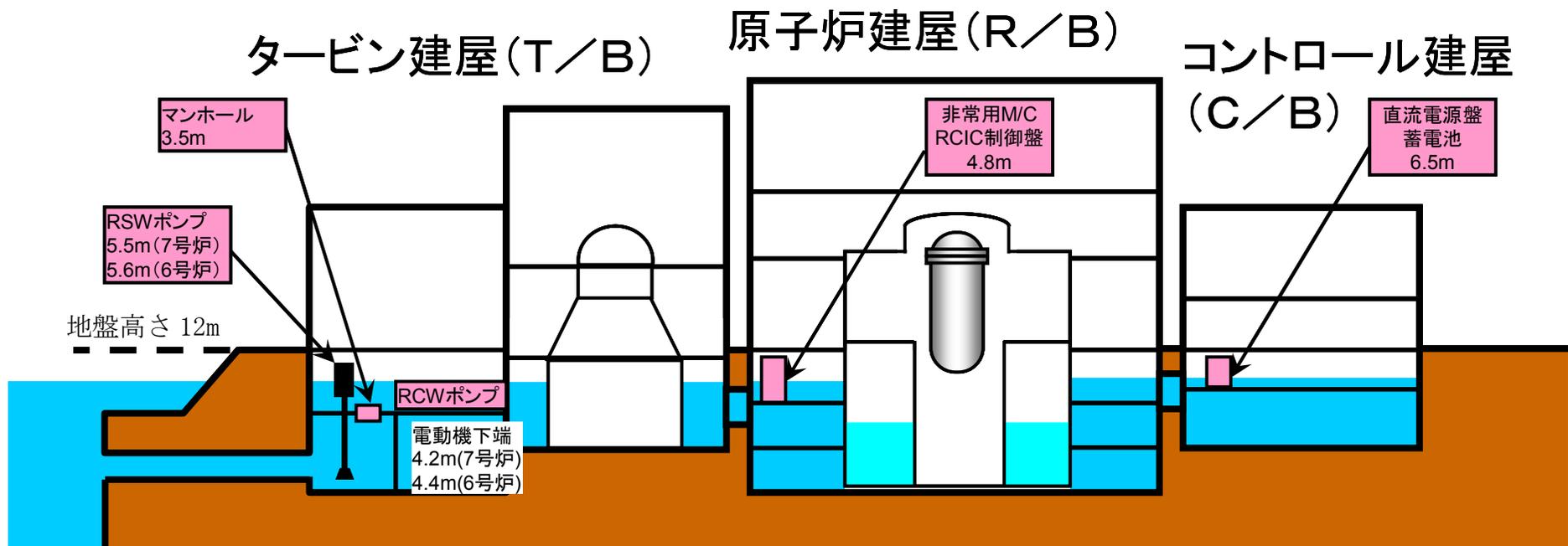
第 1. 2. 2. d-4 表 津波（引き波）水位と CDF の評価ケース

: 評価対象

津波水位	評価ケース	津波により誘発される起回事象	備考
T. M. S. L. -1. 7m 以上	—	起回事象は発生しない	津波による起回事象は発生しないため、評価対象外とする。
T. M. S. L. -1. 7m ~ -2. 7m	—	隔離事象（水位回復後には復水器による除熱機能も使用可能）	CW ポンプの運転限界水位であり、給復水系や復水器による除熱機能は使用できないものの安全系は使用可能な水位。T. M. S. L. -2. 7m 以下の事故シナリオに比べ、最終ヒートシンク喪失は発生しないことから、プラントへの影響は小さいものと考えられるため、評価対象外とする。
T. M. S. L. -2. 7m ~ -4. 1m	CW ポンプ停止 成功 対応ケース	隔離事象（水位回復後には復水器による除熱機能も使用可能）	CW ポンプ停止操作に成功した場合、給復水系や復水器による除熱機能は使用できないものの安全系は使用可能である。T. M. S. L. -1. 7m ~ -2. 7m の事故シナリオと同様に、最終ヒートシンク喪失は発生しないことから、プラントへの影響は小さいものと考えられ、評価対象外とする。
	CW ポンプ停止 失敗 対応ケース		CW ポンプ停止操作に失敗した場合、取水路射流の発生により大規模な渦と取水槽の水位低下を引き起こし、RSW ポンプが取水継続できなくなることを仮定する。
T. M. S. L. -4. 1m 以下	CW ポンプ、RSW ポンプ停止 成功 対応ケース	最終ヒートシンク喪失	CW ポンプ停止操作及び RSW ポンプ停止操作に成功した場合、RCIC を手動起動し、潮位が安定した後、海水系ポンプの復旧操作（再起動）に成功すれば RSW に期待できるものとする。
	CW ポンプ、RSW ポンプ停止 失敗 対応ケース		CW ポンプ停止操作に失敗した場合、RSW 系取水槽水位が回復しないことを想定し、RSW ポンプ停止操作についても必ず失敗するものとする。



第 1. 2. 2-1 図 津波レベル 1PRA のフロー

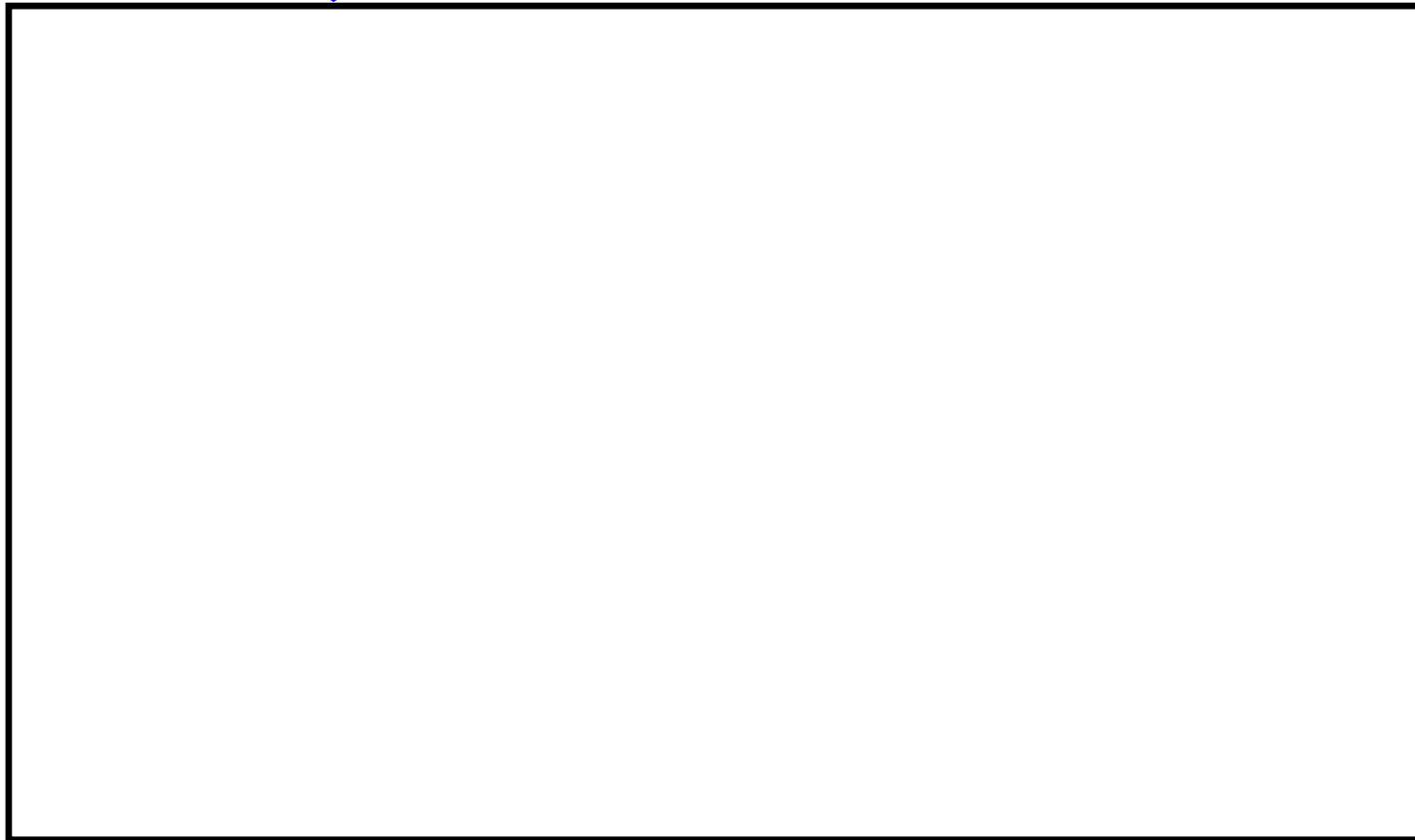


(T.M.S.L.)

第 1. 2. 2. a-1 図 プラント概要

【浸水経路調査(発電所外)】

津波襲来方向



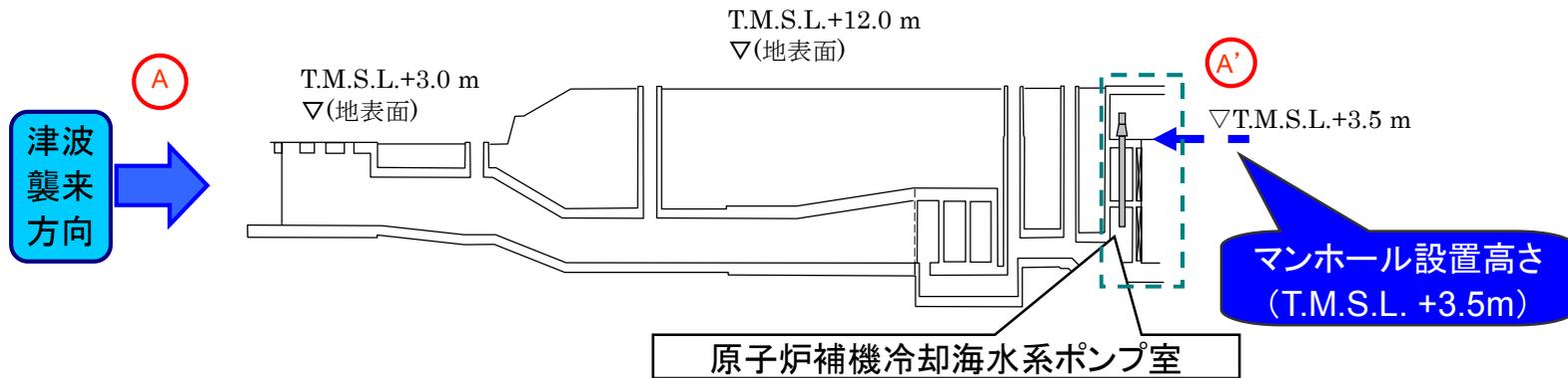
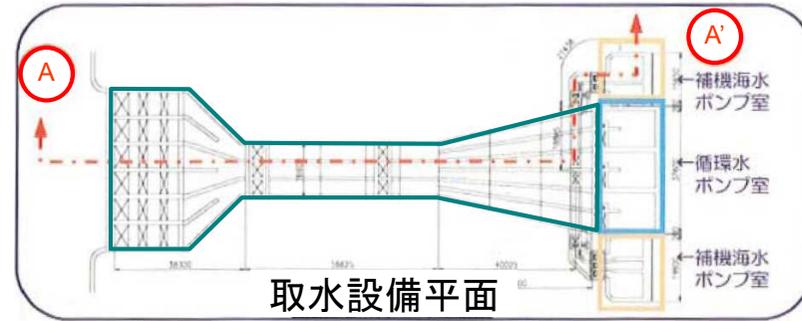
柏崎刈羽原子力発電所大湊側敷地平面図

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1. 2. 2. a-2 図 津波 PRA プラントウォークダウン結果 (溢水伝播経路の同定) (1/5)

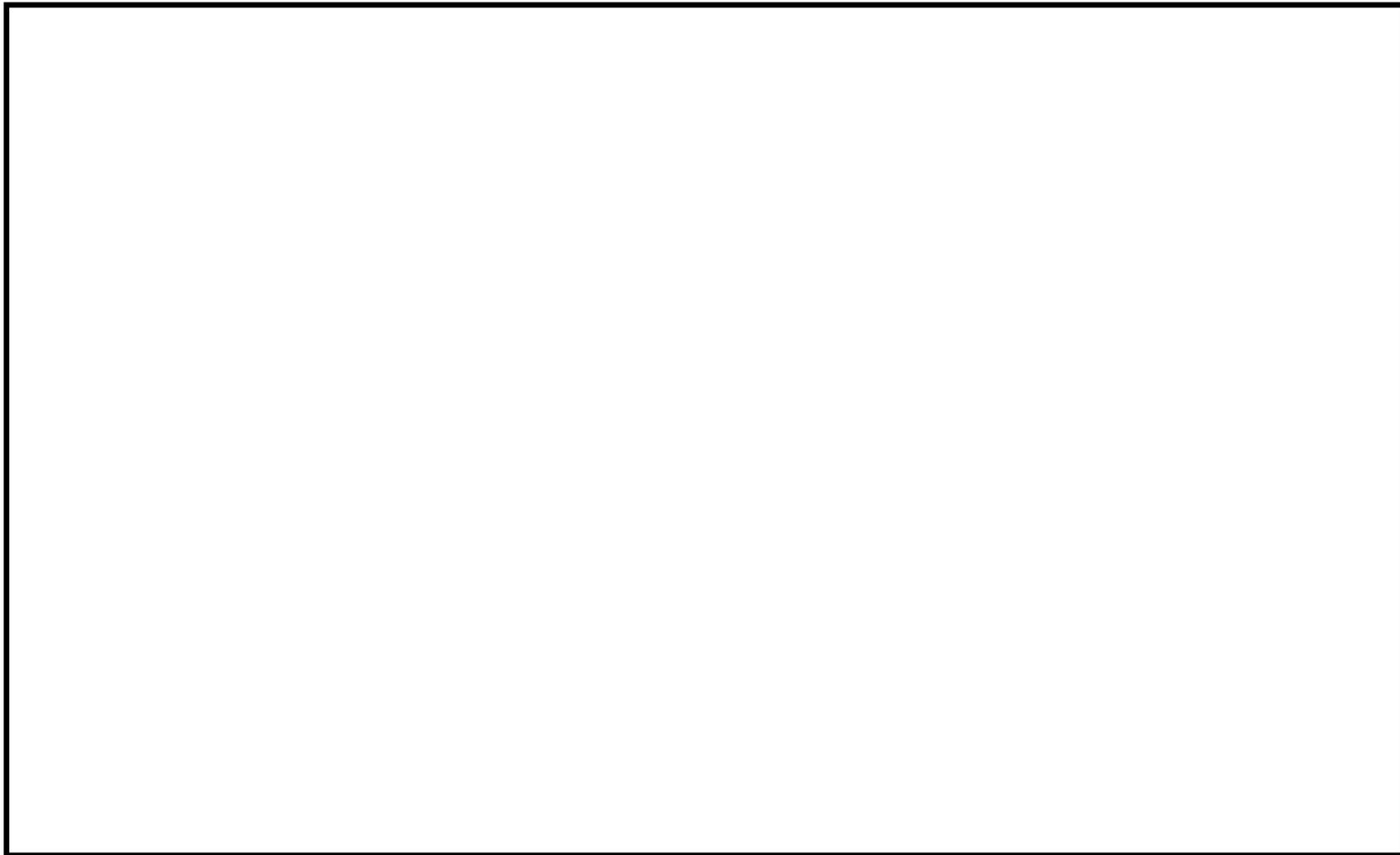
【浸水経路調査(取水口～T/B)】

取水口から進入した津波は、マンホール高さ3.5mにおいて浸水を開始。同高さ設置の電源盤水没により原子炉補機冷却海水系(B)系機能喪失。



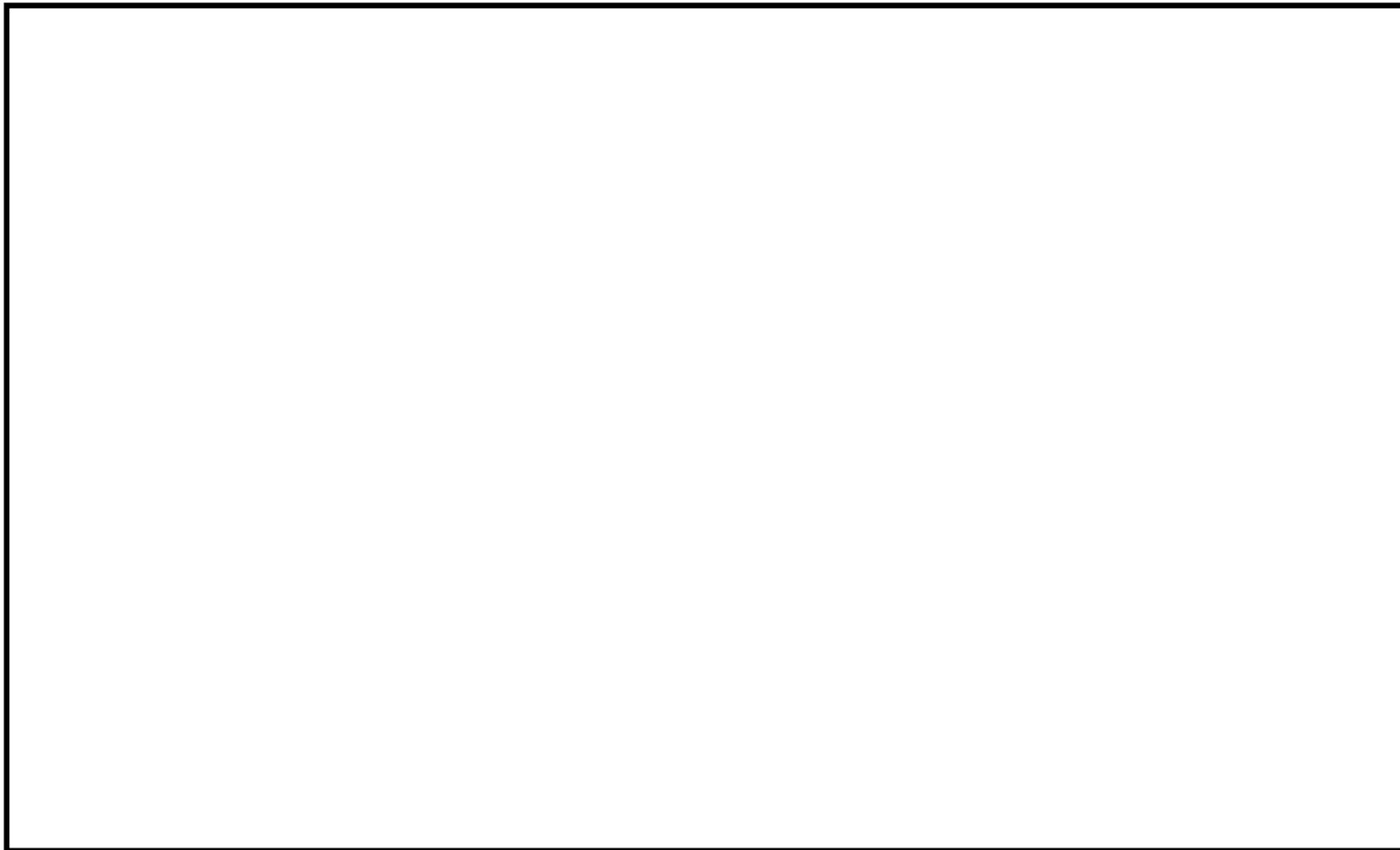
7号炉取水設備断面図
取水設備からT/Bへの浸水経路

第 1. 2. 2. a-2 図 津波 PRA プラントウォークダウン結果 (溢水伝播経路の同定) (2/5)



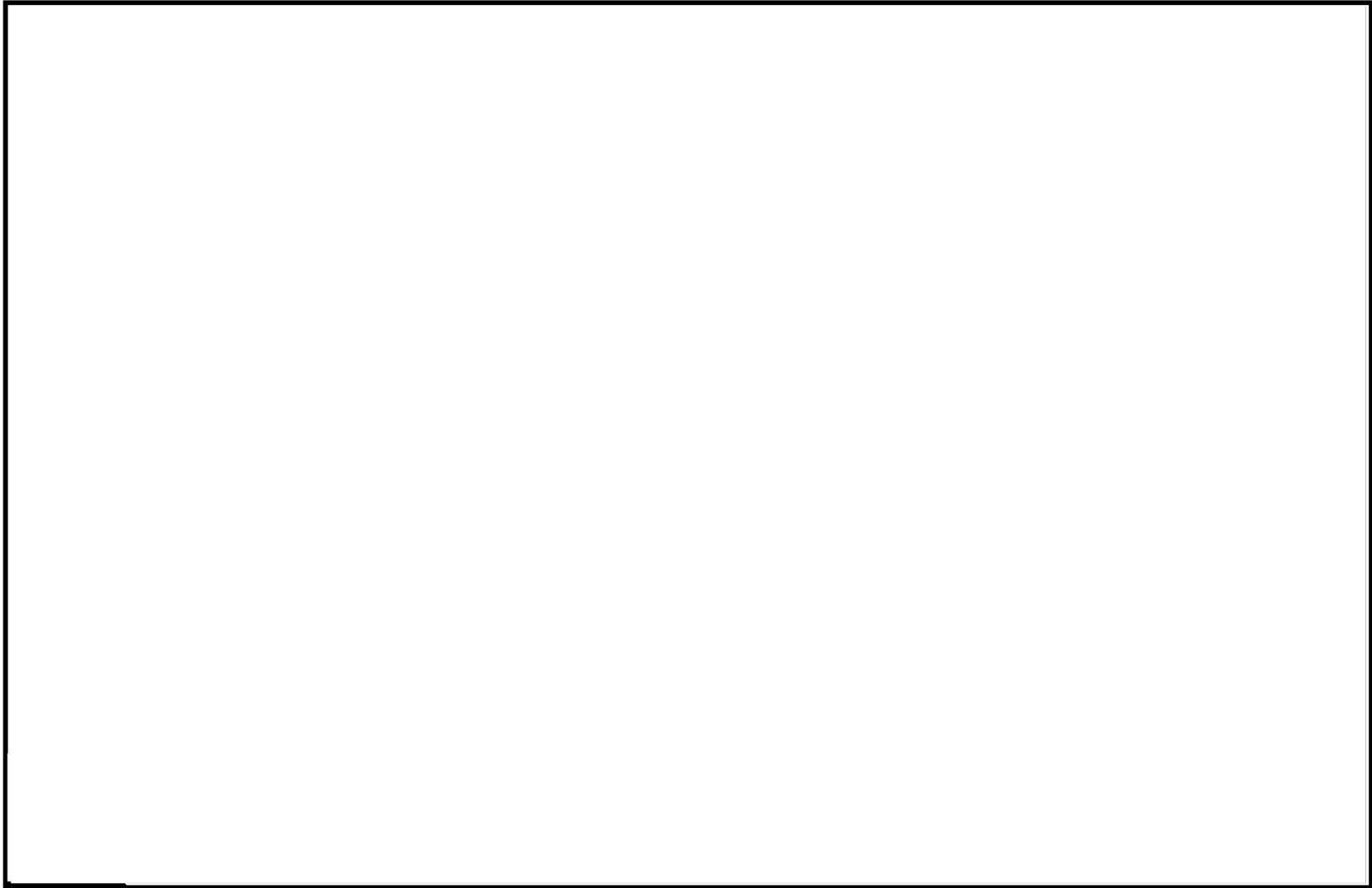
黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1. 2. 2. a-2 図 津波 PRA プラントウォークダウン結果（溢水伝播経路の同定）（3/5）



黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1. 2. 2. a-2 図 津波 PRA プラントウォークダウン結果（溢水伝播経路の同定）（4/5）



黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 1. 2. 2. a-2 図 津波 PRA プラントウォークダウン結果（溢水伝播経路の同定）（5/5）



津波PRA現場調査 チェックシート (溢水伝播、その他)

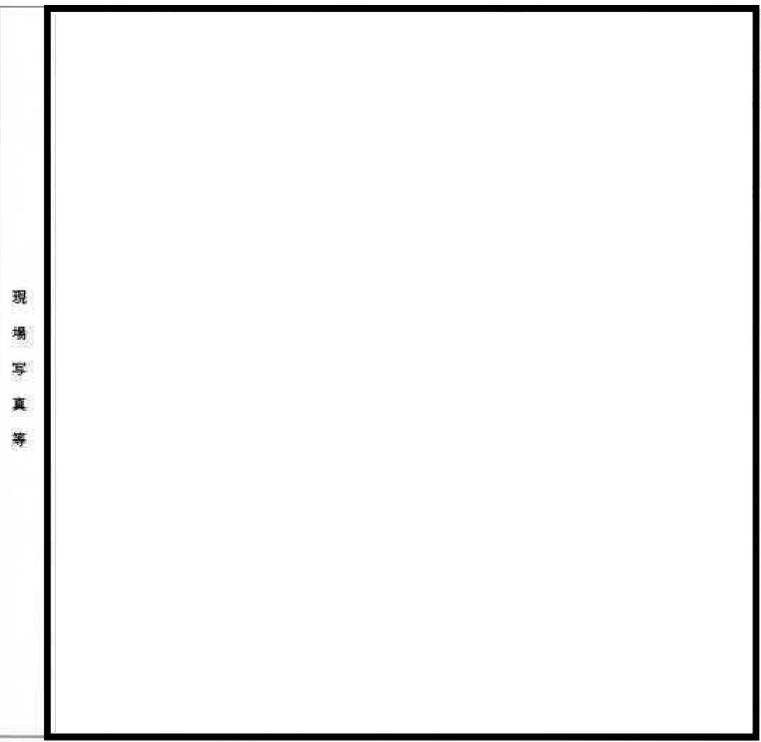
担当会社名: []		
プラント名	柏崎刈羽原子力発電所第7号機	確認日時 2013年 2月 22日 (14:00)
建屋名	[]	
フロア	[]	部屋名称 []

分類	確認項目	チェック
貫通部	対象エリア (床・壁部) の貫通部 止水条件に着目して確認	
	①配管貫通部は止水処理をしているか?	問題なし・要検討・適用外
	②トレイ貫通部は止水処理をしているか?	問題なし・要検討・適用外
	③電線管貫通部は止水処理をしているか?	問題なし・要検討・適用外
	④ダクト貫通部は止水処理をしているか?	問題なし・要検討・適用外
⑤床ファンネルは止水処理をしているか?	問題なし・要検討・適用外	
扉および建屋構築物	対象設備の境界部 止水条件に着目して確認	
	⑥浸水防止扉のシール部は健全となっているか? また扉の開口下端の堰は止水対策を考慮しているか?	問題なし・要検討・適用外
	⑦建屋外壁部の止水状態は健全となっているか? 空調ルーバ等の開口部に関しては想定津波高さの以下は止水対策をとっているか?	問題なし・要検討・適用外
	⑧建屋内・外のブロックアウト壁は止水対策を考慮しているか?	問題なし・要検討・適用外
	⑨溢水経路上の建屋内の床ハッチ開口部および堰について止水対策を考慮しているか?	問題なし・要検討・適用外
	⑩溢水経路上の階段・E/Vは堰について止水対策を考慮しているか?	問題なし・要検討・適用外
その他	操作性等に留意して確認	
	⑪緊急時の操作に際し、障害となる事項はないか?	問題なし・要検討・適用外
	⑫	問題なし・要検討・適用外
	⑬	問題なし・要検討・適用外
	⑭	問題なし・要検討・適用外

特記事項

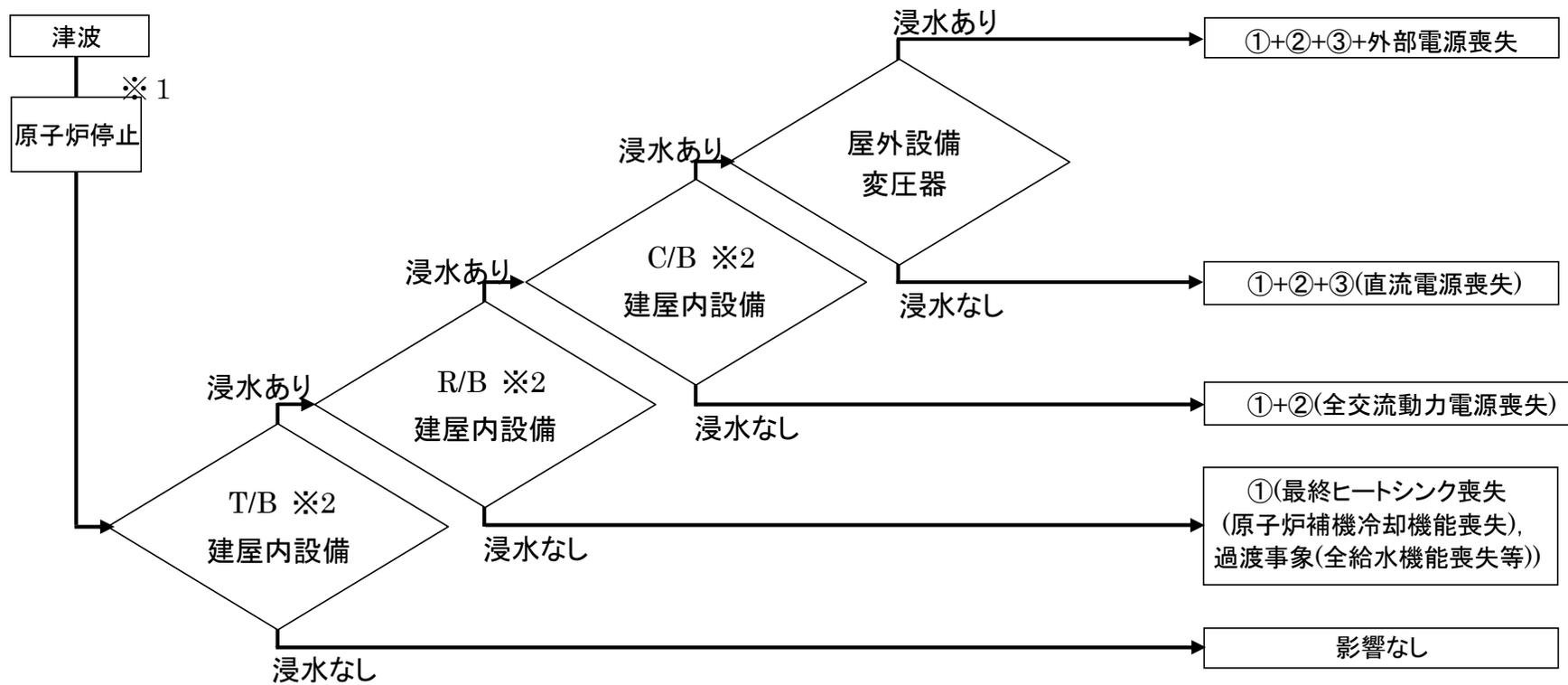
【RCIG室への貫通口の確認 (2/3)】

- ・貫通部止水済み (R-B3-4 (北側通路) 側; 現場写真A、G参照)
- ・オフセットダクト開口有り (R-B3-4 (北側通路) 側; 現場写真D参照)
- ・機器直上に開口部が無いが、機器搬出入用ハッチについては止水対策が必要
- ・床ドレンファンネルについては、R-B3-5 (RHRポンプ (A) 室) 側からの独立防御として逆止弁の設置が必要
- ・シリコンゴム・ラバーブーツに関してはメーカー推奨の耐用年数が10年 (PD-48-0015 床壁貫通部設計仕様書) となっていることから、電力殿にて施工時期及び有効期限を確認願います。



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

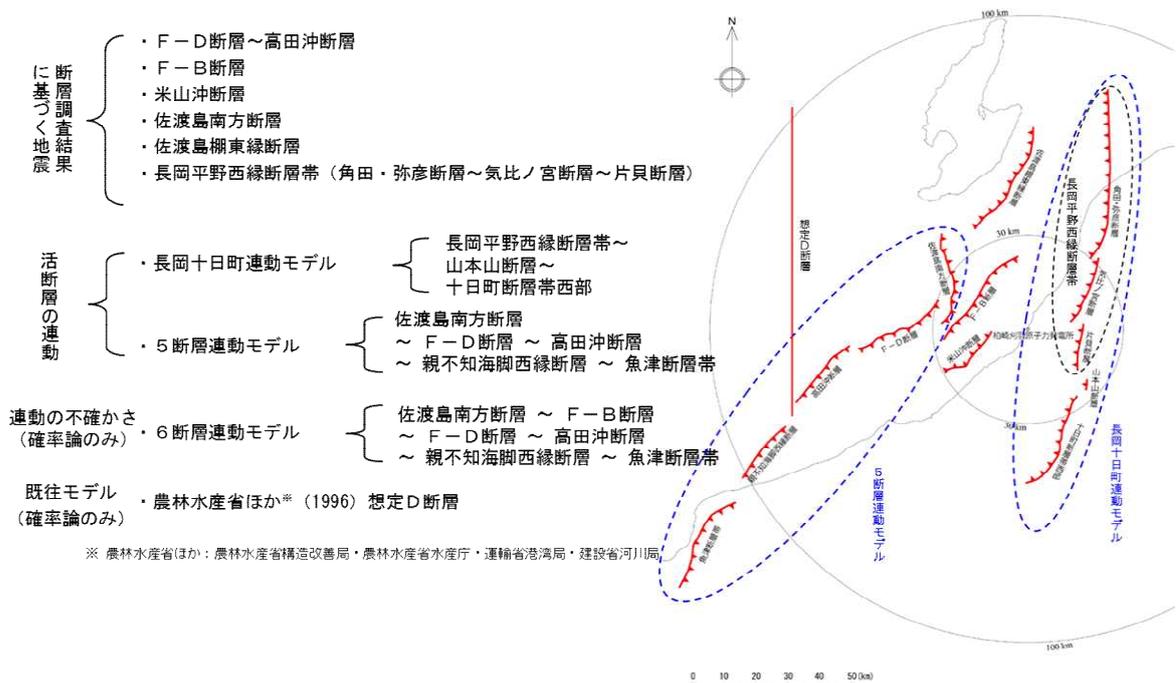
黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



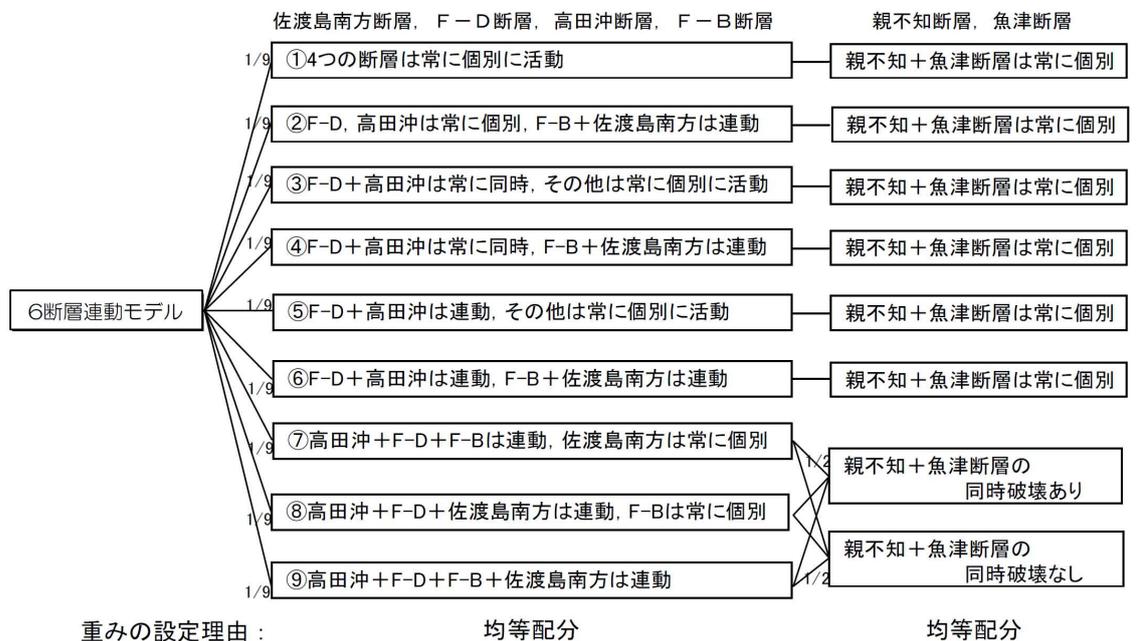
※1 津波襲来までに原子炉は停止しているものとする。

※2 本評価では防潮堤，津波防護施設，浸水防止施設は対象としない。

第 1. 2. 2. a-4 図 起因事象の抽出フロー



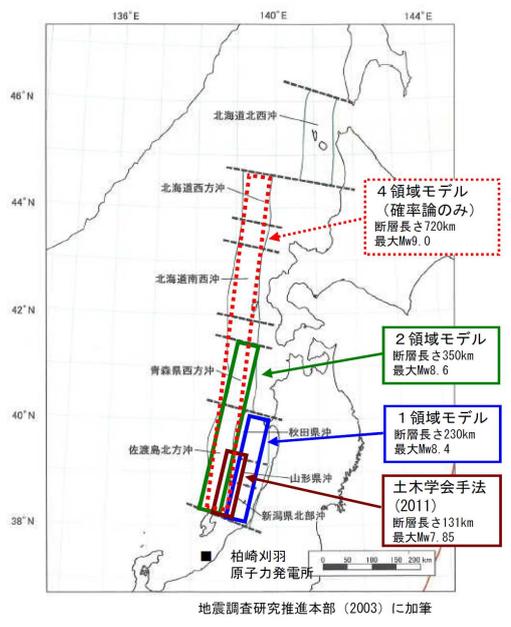
第 1. 2. 2. b-1 図 敷地周辺海域の活断層の波源位置



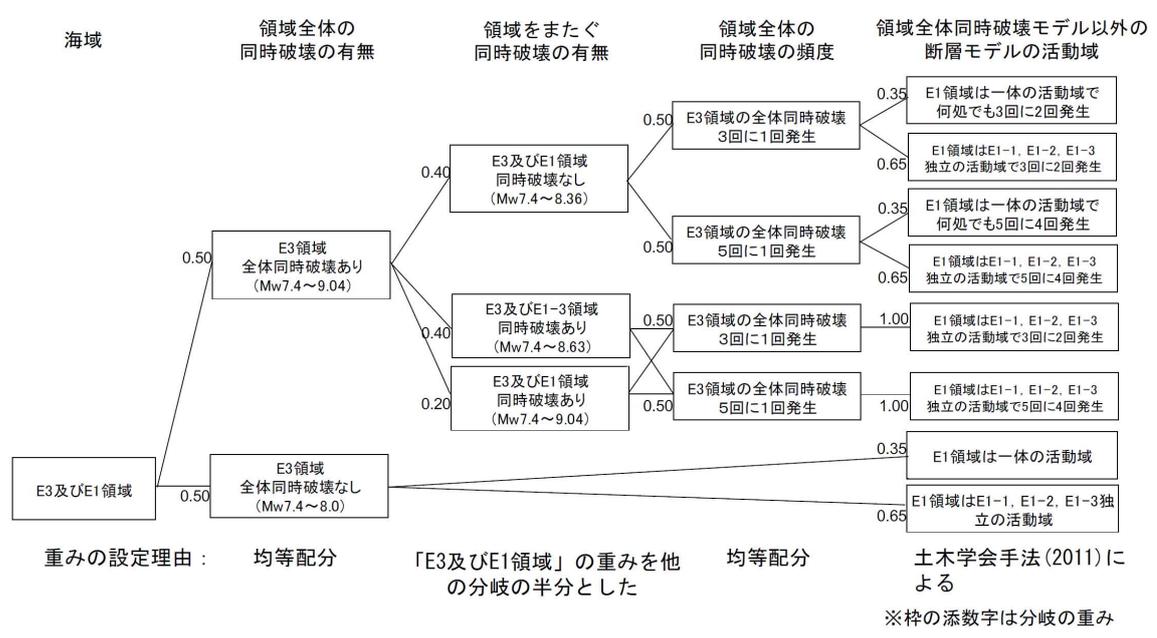
第 1. 2. 2. b-2 図 断層連動に関するロジックツリー（6断層連動モデル）

- 既往最大規模
- ・土木学会手法(2011)のモデル
→確率論 E2領域全体同時破壊なし
- 領域の連動
- ・基準津波の基本モデル(1領域モデル)
→確率論 E2領域全体同時破壊モデル
 - ・基準津波の領域の連動を考慮(2領域モデル)
→確率論 E3+E1-3領域全体同時破壊モデル
→確率論 E1-1+E1-2領域全体同時破壊モデル
- 連動の不確かさ(確率論のみ)
- ・さらなる不確かさ考慮モデル(4領域モデル)※
→確率論 E3+E1領域全体同時破壊モデル

※確率論においては、領域の連動(地震規模)についてさらなる不確かさを考慮したモデルを加えることとし、佐渡島北方沖～青森県西方沖～北海道南西沖～北海道西方沖の4領域が一度の地震で活動するものとして断層長さを設定したモデルを検討対象に加えた。

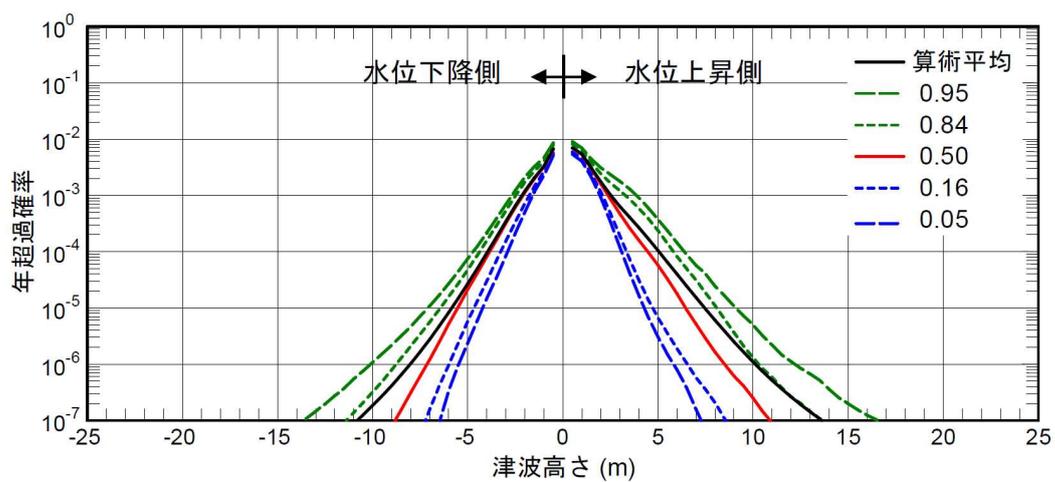


第 1. 2. 2. b-3 図 日本海東縁部の地震の波源位置

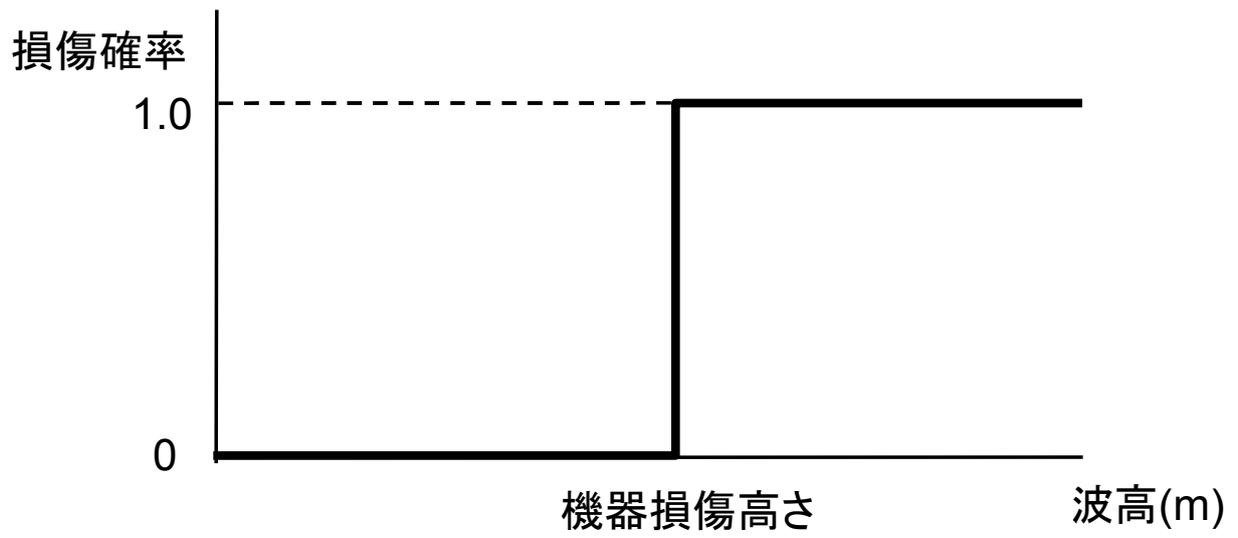


第 1. 2. 2. b-4 図 同時破壊の考え方及び地震規模に関するロジックツリー

(日本海東縁部: E3 及び E1 領域)



第 1.2.2. b-5 図 津波高さと年超過確率の関係（フラクタルハザード曲線，
1 号炉取水口前面）



第 1. 2. 2. c-1 図 被水・没水に関するフラジリティ曲線

津波高さ	12m	6.5m	4.8m	4.2m	3.5m	発生する起因事象
未満→						起因となる事象発生無し
以上↓					①	
			①+②			
			①+②+③			
			①+②+③+④			
			①+②+③+④+⑤			

- ①過渡事象, ②最終ヒートシンク喪失(LUHS)
 ③全交流動力電源喪失(SB0), ④直流電源喪失, ⑤外部電源喪失

第 1. 2. 2. d-1(a) 図 津波 PRA における起因事象の

津波高さ別イベントツリー (7号炉)

津波高さ	12m	6.5m	4.8m	4.4m	3.5m	発生する起因事象
未満→						起因となる事象発生無し
以上↓					①	
			①+②			
			①+②+③			
			①+②+③+④			
			①+②+③+④+⑤			

- ①過渡事象, ②最終ヒートシンク喪失(LUHS),
 ③全交流動力電源喪失(SB0), ④直流電源喪失, ⑤外部電源喪失

第 1. 2. 2. d-1(b) 図 津波 PRA における起因事象の

津波高さ別イベントツリー (6号炉)

津波高さ 4.2m~4.8m (LUHS)	逃がし 安全弁 開放	逃がし 安全弁 再閉鎖	高圧注水	原子炉 ^{※1} 減圧	低圧注水	格納容器 除熱	最終状態	発生頻度 ^{※2} (/炉年)
							—	—
							TW	—
							—	—
							TW	—
							TQUV	① ^{※3}
							TQUX	—
							—	—
							TW	—
							—	—
							TW	—
							TQUV	② ^{※3}
							TQUX	—
							LOCA	8.8×10^{-25}

※1 本イベントツリーでは、高圧注水及び低圧注水の失敗確率が 1 であり、これは原子炉減圧の成否によらない。このため原子炉減圧の分岐は考慮せず、高圧注水失敗後は高圧・低圧注水機能喪失に整理している。

※2 本イベントツリーで発生頻度を“—”としているシーケンスの発生頻度は 0 であり、発生しない。

※3 ①+② = 8.8×10^{-5} (/炉年)

第 1.2.2. d-2(a) 図 最終ヒートシンク喪失(LUHS)のイベントツリー

(7 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +4. 2m~4. 8m)

津波高さ 4.8m~6.5m (LUHS+SBO ^{※1})	逃がし 安全弁 開放	逃がし 安全弁 再閉鎖	高圧注水	原子炉 ^{※2} 減圧	低圧注水	格納容器 除熱	最終状態	発生頻度 ^{※3} (/炉年)
							—	—
							TW	—
							—	—
							TW	—
							TQUV	① ^{※4}
							TQUX	—
							—	—
							TW	—
							—	—
							TW	—
							TQUV	② ^{※4}
							TQUX	—
							LOCA	1.0×10^{-24}

※1 全交流動力電源喪失(SBO)が発生するため、一部の最終状態を TB シーケンスとして整理することもできるが、浸水経路の観点から、先に LUHS が発生することを考慮し、第 1.2.2.d-2(a)図と同様の最終状態として整理した。

※2 本イベントツリーでは、高圧注水及び低圧注水の失敗確率が 1 であり、これは原子炉減圧の成否によらない。このため原子炉減圧の分岐は考慮せず、高圧注水失敗後は高圧・低圧注水機能喪失に整理している。

※3 本イベントツリーで発生頻度を“—”としているシーケンスの発生頻度は 0 であり、発生しない。

※4 ①+② = 1.0×10^{-4} (/炉年)

第 1.2.2. d-2(b) 図 LUHS 及び全交流動力電源喪失(SBO)のイベント

ツリー(7 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +4. 8m~6. 5m)

津波高さ 6.5m以上 (LUHS+SBO ^{※1})	直流電源	逃がし 安全弁 開放	逃がし 安全弁 再閉鎖	高圧注水	原子炉 減圧	低圧注水	格納容器 除熱	最終状態	発生頻度 ^{※2} (/炉年)
								—	—
								TW	—
								—	—
								TW	—
								TQUV	—
								TQUX	—
								—	—
								TW	—
								—	—
								TW	—
								TQUV	—
								TQUX	—
								LOCA	—
								TBD	2.5×10^{-5}

※1 全交流動力電源喪失(SBO)が発生するため、一部の最終状態を TB シーケンスとして整理することもできるが、浸水経路の観点から、先に LUHS が発生することを考慮し、第 1.2.2.d-2(a)図と同様の最終状態として整理した。

※2 本イベントツリーで発生頻度を“—”としているシーケンスの発生頻度は 0 であり、発生しない。

第 1.2.2.d-2(c)図 LUHS, SBO 及び直流電源喪失のイベント

ツリー(7号炉)(津波高さ T.M.S.L. +6.5m 以上)

津波高さ 4.4m~4.8m (LUHS)	逃がし 安全弁 開放	逃がし 安全弁 再閉鎖	高圧注水	原子炉 ^{※1} 減圧	低圧注水	格納容器 除熱	最終状態	発生頻度 ^{※2} (/炉年)
							—	—
							TW	—
							—	—
							TW	—
							TQUV	① ^{※3}
							TQUX	—
							—	—
							TW	—
							—	—
							TW	—
							TQUV	② ^{※3}
							TQUX	—
							LOCA	5.4×10^{-25}

※1 本イベントツリーでは、高圧注水及び低圧注水の失敗確率が 1 であり、これは原子炉減圧の成否によらない。このため原子炉減圧の分岐は考慮せず、高圧注水失敗後は高圧・低圧注水機能喪失に整理している。

※2 本イベントツリーで発生頻度を“—”としているシーケンスの発生頻度は 0 であり、発生しない。

※3 ①+② = 5.4×10^{-5} (/炉年)

第 1.2.2. d-3(a) 図 最終ヒートシンク喪失(LUHS)のイベントツリー

(6 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +4. 4m~4. 8m)

津波高さ 4.8m~6.5m (LUHS+SBO ^{※1})	逃がし 安全弁 開放	逃がし 安全弁 再閉鎖	高圧注水	原子炉 ^{※2} 減圧	低圧注水	格納容器 除熱	最終状態	発生頻度 ^{※3} (/炉年)
							—	—
							TW	—
							—	—
							TW	—
							TQUV	① ^{※4}
							TQUX	—
							—	—
							TW	—
							—	—
							TW	—
							TQUV	② ^{※4}
							TQUX	—
							LOCA	1.0×10^{-24}

※1 全交流動力電源喪失(SBO)が発生するため、一部の最終状態を TB シーケンスとして整理することもできるが、浸水経路の観点から、先に LUHS が発生することを考慮し、第 1.2.2.d-3(a)図と同様の最終状態として整理した。

※2 本イベントツリーでは、高圧注水及び低圧注水の失敗確率が 1 であり、これは原子炉減圧の成否によらない。このため原子炉減圧の分岐は考慮せず、高圧注水失敗後は高圧・低圧注水機能喪失に整理している。

※3 本イベントツリーで発生頻度を“—”としているシーケンスの発生頻度は 0 であり、発生しない。

※4 ①+② = 1.0×10^{-4} (/炉年)

第 1.2.2. d-3(b) 図 LUHS 及び全交流動力電源喪失(SBO)のイベントツリー

(6 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +4. 8m~6. 5m)

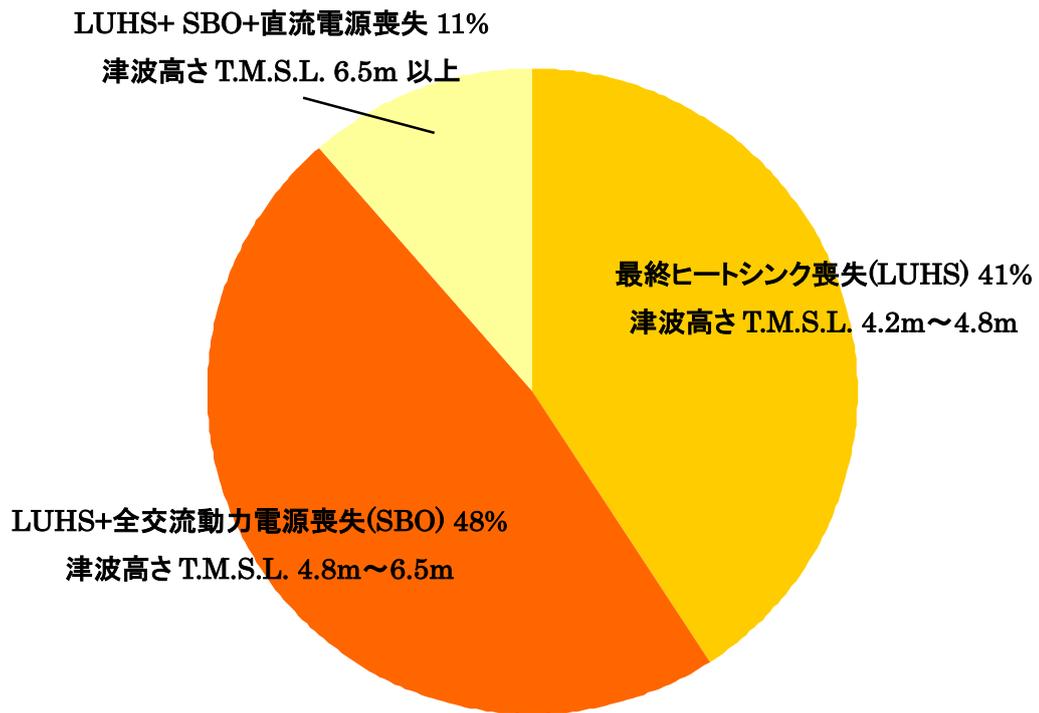
津波高さ 6.5m以上 (LUHS+SBO ^{※1})	直流電源	逃がし 安全弁 開放	逃がし 安全弁 再閉鎖	高圧注水	原子炉 減圧	低圧注水	格納容器 除熱	最終状態	発生頻度 ^{※2} (/炉年)
[Diagram showing event tree logic with horizontal bars indicating state transitions]	[Diagram showing event tree logic with horizontal bars indicating state transitions]	[Diagram showing event tree logic with horizontal bars indicating state transitions]	[Diagram showing event tree logic with horizontal bars indicating state transitions]	[Diagram showing event tree logic with horizontal bars indicating state transitions]	[Diagram showing event tree logic with horizontal bars indicating state transitions]	[Diagram showing event tree logic with horizontal bars indicating state transitions]	[Diagram showing event tree logic with horizontal bars indicating state transitions]	—	—
								TW	—
								—	—
								TW	—
								TQUV	—
								TQUX	—
								—	—
								TW	—
								—	—
								TW	—
								TQUV	—
								TQUX	—
LOCA	—								
TBD	2.5×10^{-5}								

※1 全交流動力電源喪失(SBO)が発生するため、一部の最終状態を TB シーケンスとして整理することもできるが、浸水経路の観点から、先に LUHS が発生することを考慮し、第 1.2.2.d-3(a)図と同様の最終状態として整理した。

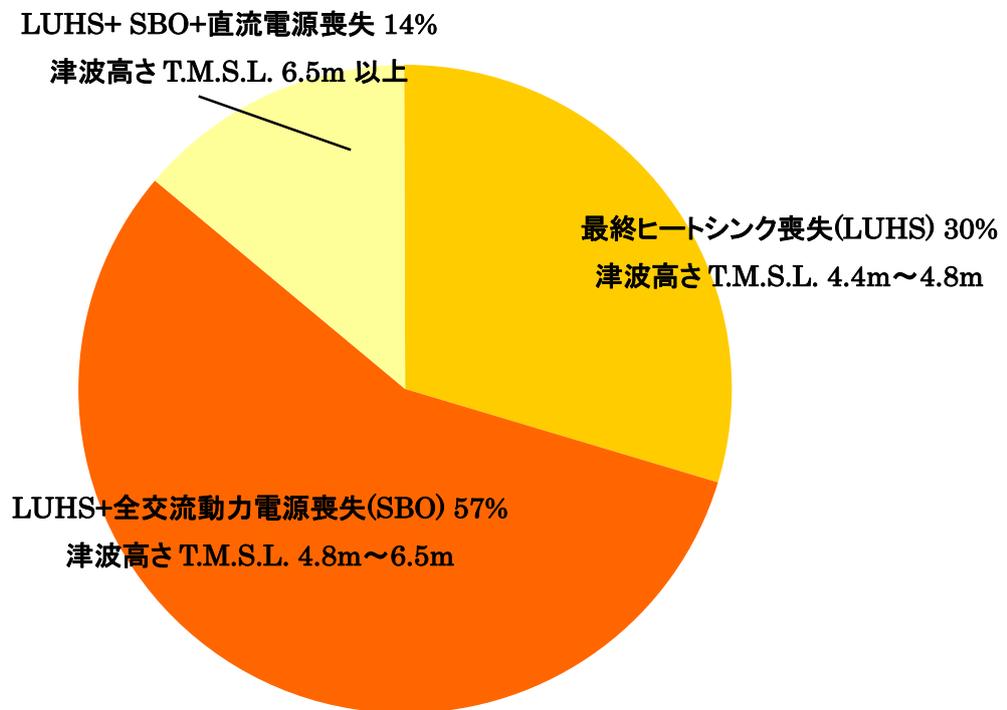
※2 本イベントツリーで発生頻度を “—” としているシーケンスの発生頻度は 0 であり、発生しない。

第 1.2.2. d-3(c) 図 LUHS, SBO 及び直流電源喪失のイベントツリー

(6 号炉) (津波高さ T. M. S. L. +6.5m 以上)

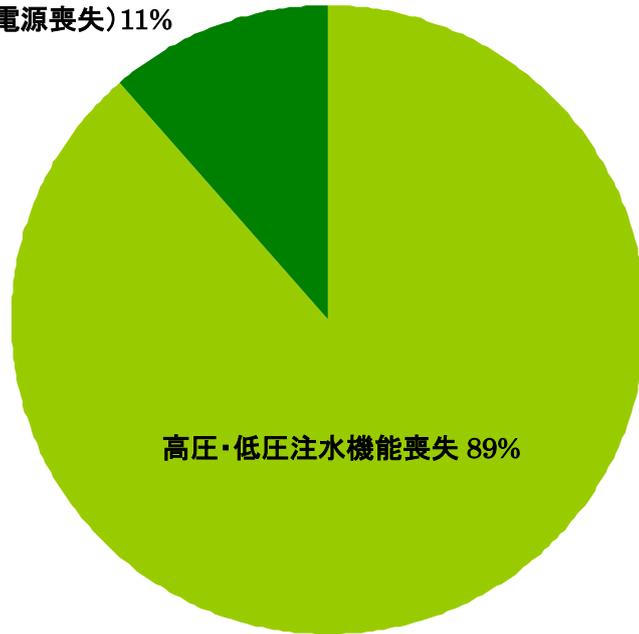


第 1. 2. 2. d-4(a) 図 起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合 (7 号炉)



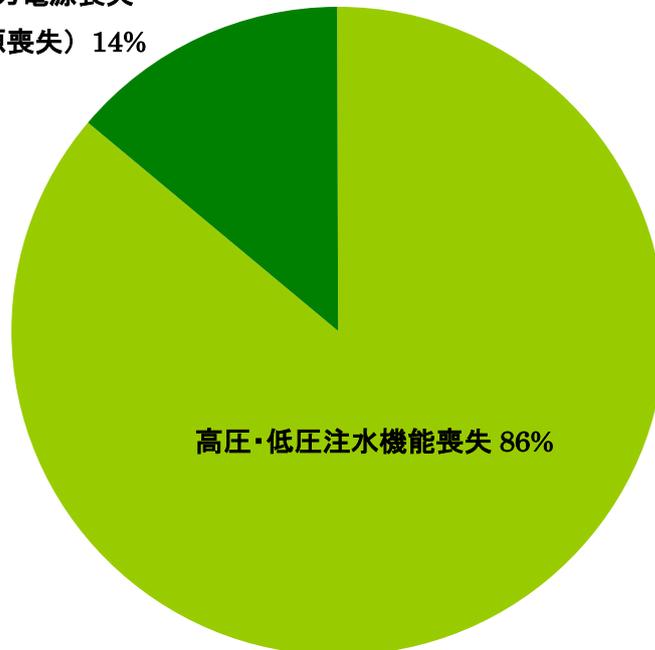
第 1. 2. 2. d-4(b) 図 起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合 (6 号炉)

全交流動力電源喪失
(直流電源喪失) 11%

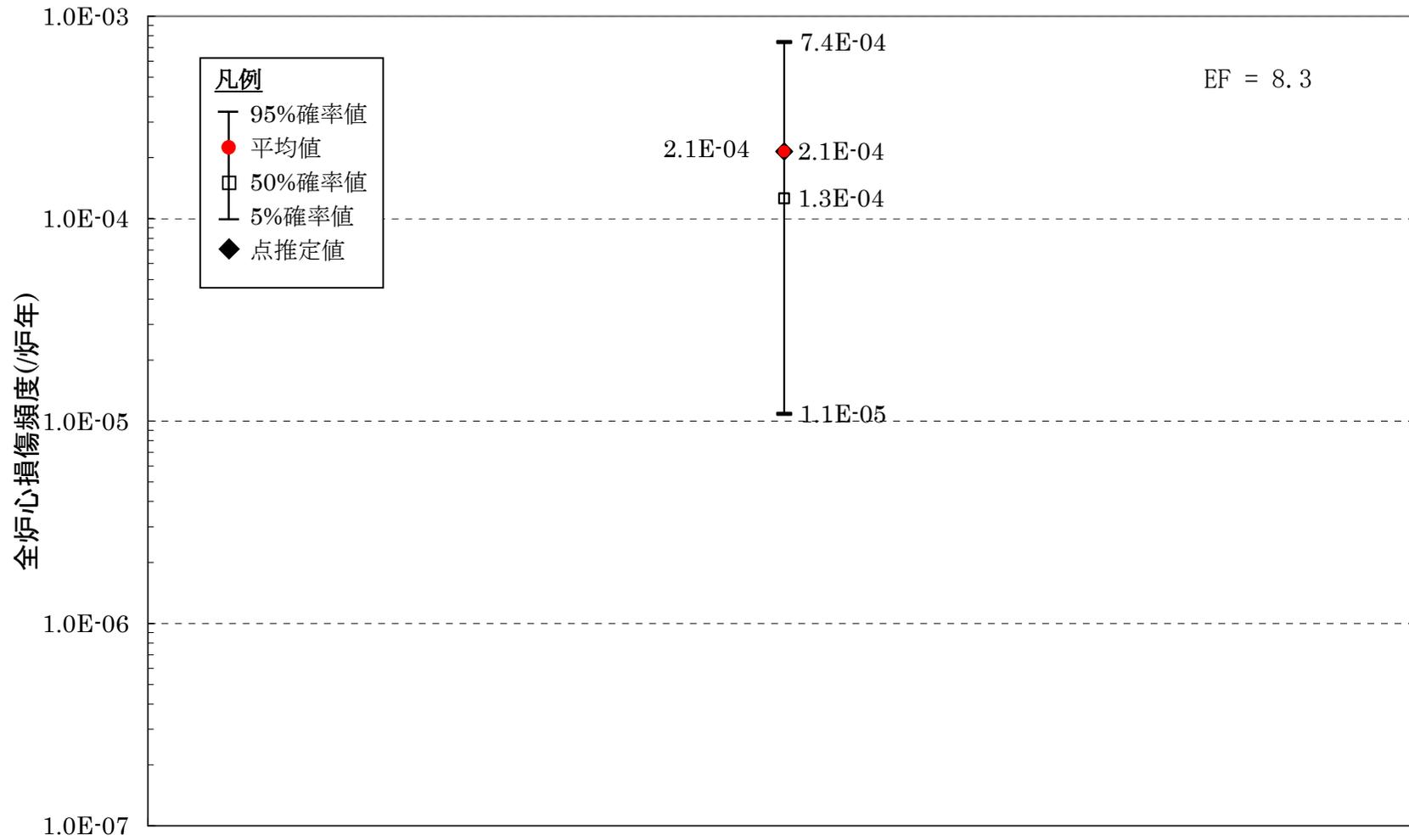


第 1. 2. 2. d-5(a) 図 事故シナリオグループ別の
炉心損傷頻度寄与割合 (7 号炉)

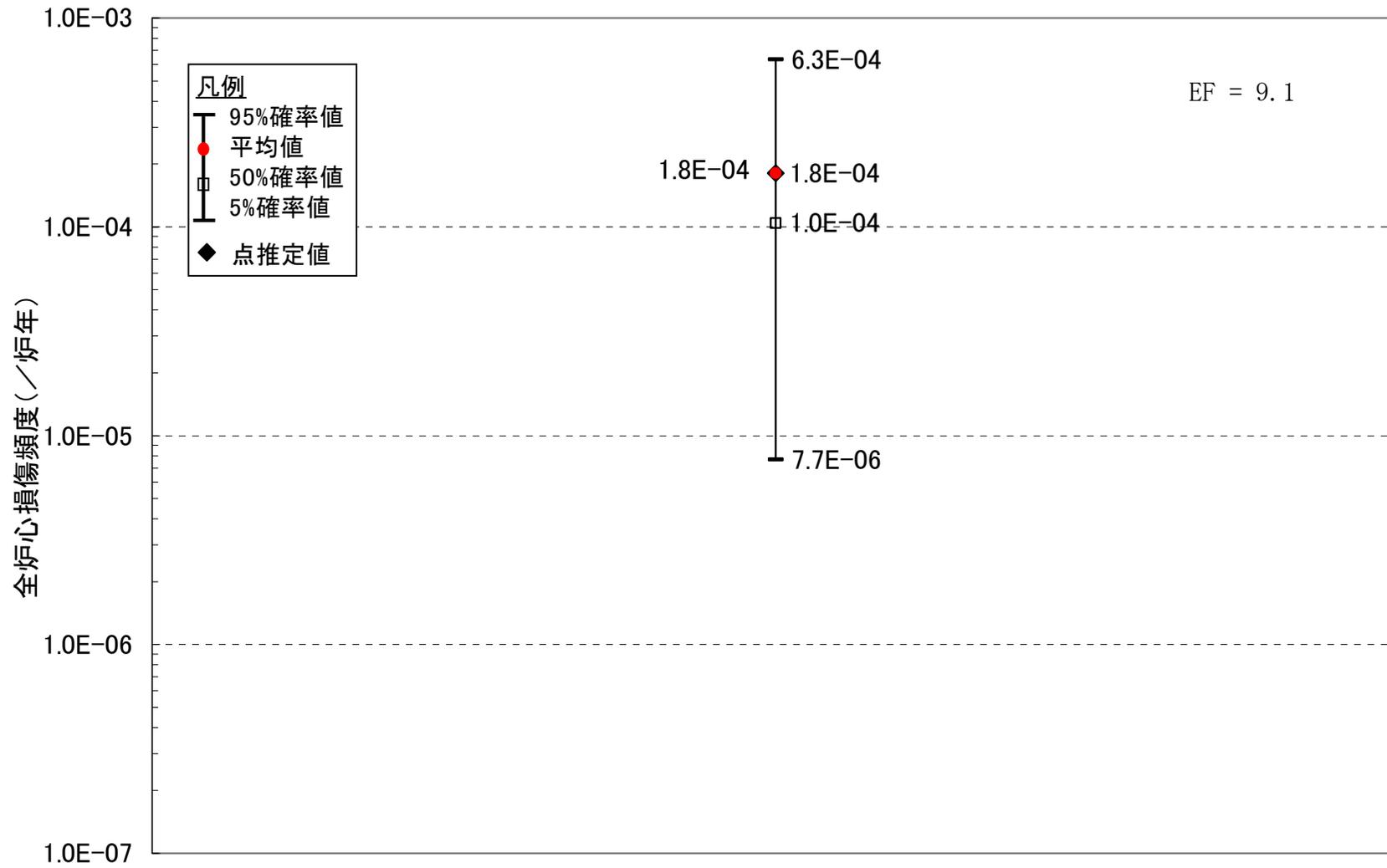
全交流動力電源喪失
(直流電源喪失) 14%



第 1. 2. 2. d-5(b) 図 事故シナリオグループ別の
炉心損傷頻度寄与割合 (6 号炉)



第 1. 2. 2. d-6(a) 図 不確かさ解析の結果 (7 号炉)



第 1. 2. 2. d-6(b) 図 不確かさ解析の結果 (6 号炉)

津波 T.M.S.L.-2.7m ~-4.1m	CWポンプ 停止操作	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	RCIC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	最終状態
								-
								-
								-
								-
								TW
								TQUV
								TQUV
								LOCA

第 1. 2. 2. d-7 図 津波水位 T. M. S. L. -2. 7m~T. M. S. L. -4. 1m の
イベントツリー (7号炉)

津波 T.M.S.L. -4.1m 以下	CWポンプ 停止操作	RSWポンプ 停止操作	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	RCIC	RSWポンプ 復旧操作	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	最終状態
										-
										-
										-
										TW
										TW
										TQUV
										TQUV
										LOCA
										-
										-
										-
										TW
										TW
										TQUV
										TQUV
										LOCA

第 1. 2. 2. d-8 図 津波水位 T. M. S. L. -4. 1m 以下のイベントツリー (7号炉)

2. レベル 1.5PRA

2.1 内部事象 PRA

2.1.1 出力運転時 PRA

出力運転時 PRA は、(社)日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 2PSA 編):2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRA の説明における参照事項」(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載事項への適合性を確認した。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. レベル 1PRA に用いた情報と同じである。また、レベル 1.5PRA では格納容器破損頻度等を評価することから、原子炉格納容器の特性を考慮している。この原子炉格納容器の仕様を第 2.1.1.a-1 表に示す。また、原子炉格納容器及び原子炉格納容器下部ドライウェル(ペDESTAL 部)の構造の詳細を第 2.1.1.a-1 図に示す。また、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度の設定に際しては、福島第一原子力発電所の事故において 1～3 号炉の原子炉格納容器が閉じ込め機能の喪失に至った事実を考慮し、福島第一原子力発電所の事故における 1～3 号炉の知見を考慮した上での現状の設定の妥当性を確認した。

(2) 事故の緩和操作

プラント運転開始時より備えている手段・設備による事故の緩和操作として以下を考慮する。

- ・原子炉手動減圧操作
- ・低圧注水操作（損傷炉心注水）
- ・格納容器スプレイ操作
- ・外部電源復旧操作
- ・高圧電源融通操作

(3) 燃料及びデブリの移動経路

事故時の燃料及びデブリなどの熱源の移動は、炉内溶融物保持（以下「IVR」という。）、水素ガス燃焼、溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）及び原子炉格納容器内の熱水力挙動等に影響する。燃料及びデブリの移動経路を第 2.1.1. a-2 表に示す。

2.1.1. b プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象レベル 1PRA(出力運転時)で得られた、炉心損傷に至るすべての事故シーケンスグループについて、事象の進展、緩和設備及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態(以下「PDS」という。)を定義し、PDS の分類及び発生頻度を評価する。

① PDS の一覧

(1) PDS の考え方, 定義

PDS を定義するに当たり、熱水力挙動の類似性及び事故後の緩和設備及び緩和操作の類似性から、以下の 4 項目に着目して、炉心損傷に至る事故シーケンスグループを分類する。

a. 格納容器破損時期

炉心損傷後に原子炉格納容器の破損が生じる場合と原子炉格納容器の破損後に炉心損傷が生じる場合とを分類する。この前後関係によって、事故の緩和設備及び緩和操作の種類が大きく異なる。

b. 原子炉圧力

原子炉圧力容器の破損時の原子炉圧力容器内雰囲気、高圧状態又は低圧状態に分類する。この圧力状態の違いにより、原子炉圧力容器破損時の格納容器圧力の上昇の程度、デブリの飛散の程度、デブリと格納容器バウンダリとの直接接触の可能性等、原子炉圧力容器の破損後の事故進展が異なる。

c. 炉心損傷時期

炉心損傷時期が早期か後期かで分類する。この時期の違いにより、原子炉圧力容器の破損時期、格納容器圧力及び格納容器温度の上昇の時期が大きく変化し、原子炉格納容器の破損時期が影響を受ける。このため、事故の緩和操作の時間余裕が大きく異なる。

なお、早期・後期の分類は、事象発生後の原子炉への注水の有無を考慮したものであり、結果として後期には長期 TB と TW を分類している。事象発生後に注水に成功する長期 TB 及び TW 並びに事象発生が原子炉格納容器の機能喪失(破損)となる ISLOCA 及び事象発生後速やかに格納容器先行破損に至る TC を除き、他のシナリオは全て注水に失敗するシナリオであり、概ね 1 時間前後で炉心損傷に至る。

長期 TB では事象発生後、一定時間の原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という。)の運転に期待しており、電源が直流(蓄電池)に限られていることを考慮すると、RCIC の運転継続時間は 8 時間程度と考えられる。これを考慮し、炉心損傷時期の早期・後期の 1 つの目安として、RCIC の運転継続時間を参考に炉心損傷時期後期を 8 時間後と整理した。また、TW は注水に期待し続けることができるシナリオであり、格納容器先行破損までに十数時間程度の時間余裕がある。

d. 電源確保

電源が確保されている場合と、電源が喪失している場合で分類する。電源が喪失している場合には、電源を復旧することで緩和設備及び緩和操作が達成される可能性がある。

第 2.1.1.b-1 表に炉心損傷に至る事故シーケンスの概要、第 2.1.1.b-1 図に上記分類を踏まえた PDS 分類の考え方を示す。

(2) レベル 1PRA の事故シーケンスグループの PDS への分類結果

上記(1)の考え方にに基づき、炉心損傷に至る事故シーケンスグループを PDS として分類した結果を第 2.1.1.b-2 表に示す。

② PDS 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-3 表に示す。レベル 1 PRA の結果が反映されていることから、PDS の中で TW が支配的となっている。これは、全炉心損傷頻度に占める TW の炉心損傷頻度の割合が大きいこと及び TW には有効な緩和策がなく、TW の炉心損傷頻度がそのまま格納容器破損頻度に反映されるためである。

- ・ TW ; 寄与 : 約 99.9%
- ・ LOCA ; 寄与 : 約 0.1%
- ・ 上記以外の各 PDS ; 寄与 : 0.1%未満

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破損モードに関する説明

格納容器イベントツリーの最終状態となる格納容器破損モードは、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学的挙動を分析することで抽出する。本章では、格納容器破損モードを網羅的に抽出し、格納容器イベントツリーの最終状態として設定すべき格納容器破損モードを選定する。

BWR のシビアアクシデントで考えられる事故進展を第 2.1.1.c-1 図に示

す。第 2.1.1.c-1 図では、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理化学的挙動を網羅的に考慮し、事故進展に応じて想定される、原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷を、発生時期に沿って示している。

原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の抽出結果と想定する格納容器破損モードを第 2.1.1.c-1 表及び第 2.1.1.c-2 表に示す。なお、第 2.1.1.c-1 表には物理化学現象に起因する負荷の他に、格納容器バイパス事象 (ISLOCA 及び格納容器隔離失敗事象) も含めて示した。また、原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷としては抽出したものの、想定する格納容器破損モードの設定から除外した負荷については、その除外理由を示した。

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

シビアアクシデントでは、事故進展の各フェーズにおいて原子炉格納容器の健全性を脅かす物理化学現象が異なるため、事故進展のフェーズごとに、重要な物理化学現象、緩和設備の作動状況及び運転員操作の因果関係を分析して、これらの組合せから事故の進展を樹形図で分類する格納容器イベントツリーを構築する。

本評価では格納容器イベントツリー構築にあたって、以下に示す 3 つの事故進展フェーズを定義している。

T1：炉心損傷から原子炉圧力容器破損直前

T2：原子炉圧力容器破損直後

T3：原子炉圧力容器破損後長期間経過後

② 格納容器イベントツリー

(1) 格納容器イベントツリーに関する重要な物理化学現象、緩和設備の作

動状態、運転員操作及びヘディング間の従属性

a. 重要な物理化学現象及び緩和設備の作動状態

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フェーズで発生する重要な物理化学現象について、各 PDS を考慮して抽出し、その発生条件及び発生後の事象進展を整理した。整理した結果を第 2.1.1. d-1 表に示す。

整理結果に基づき、PDS ごとに事故進展フェーズを考慮して緩和設備の作動状態及び物理化学現象の発生状況を分析し、格納容器イベントツリーのヘディングを選定及び定義した。選定した格納容器イベントツリーのヘディングを第 2.1.1. d-2 表に示す。

b. 運転員操作

2.1.1. a ① (2)に記載の操作を考慮している。

c. ヘディング間の従属性

第 2.1.1. d-2 表で定義したヘディングの状態が発生する確率は、他の複数のヘディング間の従属性を考慮する必要があるため、ヘディング間の従属性を整理した。整理した結果を第 2.1.1. d-3 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及び順序を考慮し、格納容器イベントツリーを作成した。ただし、TC、TW 及び ISLOCA は、炉心損傷の前に原子炉格納容器が先行破損している PDS であり、レベル 1.5PRA における緩和手段が存在しないことから、格納容器イベントツリー作成の対象から除外した。

作成した格納容器イベントツリーを第 2.1.1. d-1 図に示す。

2.1.1. e 事故進展解析

事故進展解析の目的は、以下の2点である。

- ・ 緩和系の復旧操作等のための時間余裕の評価
- ・ 物理化学現象の発生の有無と原子炉格納容器への負荷の評価

物理化学現象の発生の有無と原子炉格納容器への負荷については、現象の不確かさなどを考慮して分岐確率を評価している。緩和系の復旧操作等のための時間余裕を評価については、緩和系が機能しない状態で物理化学現象が発生せずに、原子炉格納容器が過圧又は過温破損に至る事故シーケンスを評価する。

① 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

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取得することを目的として、各 PDS を代表する事故シーケンスについて事故進展解析を実施する。事故進展解析では、プラントの熱水力的挙動、炉心損傷及び原子炉圧力容器の破損などの事象の発生時期、事象の緩和手段に係る運転員操作の余裕時間並びにシビアアクシデントによる格納容器負荷を解析する。

(1) 解析対象事故シーケンスの選定

a. 解析対象 PDS の選定

解析対象 PDS は、事故進展の類似性の観点及び炉心損傷に至る際に期待可能な緩和系の類似性を考慮して選定する。

事故進展の類似性の観点として、原子炉格納容器の破損時期、炉心損傷時の原子炉圧力容器圧力、炉心損傷時期及び電源の確保状況により、PDS を分類した結果を第 2.1.1. e-1 図に示す。

TQUX, TBU 及び TBD は、いずれも原子炉への注水及び原子炉減圧ができず、原子炉圧力容器の圧力が高い状態で炉心損傷に至る PDS であり、事故進展解析上の相違は見られないと考えられることから、解析

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

については TQUX で代表した。

TQUV 及び TBP は、いずれも原子炉は減圧されるものの、原子炉への注水ができず、原子炉圧力容器の圧力が低い状態で炉心損傷に至る PDS であり、事故進展解析上の相違は見られないと考えられることから、解析については TQUV で代表した。

AE, S1E 及び S2E は LOCA として 1 つの PDS と分類した。これは、事故進展解析の結果(第 2.1.1. e-4 表参照)、AE と TQUV の原子炉圧力容器の破損までの時間の差が であるため、冷却材の流出口の大きさは、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。TQUV 及び LOCA は、いずれも原子炉への注水ができず炉心損傷に至る PDS であるが、炉心損傷後の電源復旧等を受けて原子炉への注水に成功した場合を考えると、LOCA では冷却水の一部が流出する可能性があること等、影響緩和手段に対する両者の応答の違いがあることから、それぞれ解析対象とした。

長期 TB は、RCIC による原子炉への注水が成功するものの、電源が枯渇し、原子炉圧力容器の圧力が高い状態で炉心損傷に至る PDS であり、炉心損傷時期が後期となることから、解析対象とした。

以上の検討の結果、以下の PDS を解析対象として選定した。

- ・ TQUV
- ・ TQUX
- ・ LOCA
- ・ 長期 TB

b. 解析対象事故シーケンスの選定

解析対象事故シーケンスは、操作余裕時間及び発生頻度の観点から、保守的に選定する。

TQUV 及び TQUX については、起因事象である過渡事象の違いによる操作余裕時間に対する影響は小さいと考えられるため、事故シーケンスの発生頻度の観点から、隔離事象 (MSIV 閉鎖を伴う過渡事象) を起因事象とする発生頻度が最も大きい事故シーケンスを選定する。

LOCA については、操作余裕時間の観点から事故進展が早い大 LOCA を選定し、破断想定箇所としては従来の設置許可申請の安全解析で想定している HPCF 配管破断とする。

長期 TB については、外部電源喪失を起因事象とする事故シーケンスを選定する。

以上のとおり、選定した解析対象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・特徴の調査より、事故シーケンスの解析に必要な解析コードの基本解析条件を第 2.1.1.e-2 表に示す。

なお、事故進展解析には、事故シーケンスに含まれる物理化学現象及び機器・システムの動作等を模擬することができる解析コード MAAP を使用した。

② 事故シーケンスの解析結果

選定した解析対象事故シーケンスについて、解析コード MAAP を使用して、プラントの熱水力挙動の解析を実施した。解析対象事故シーケンスの解析結果を第 2.1.1.e-2 図に、原子炉压力容器内及び原子炉格納容器内の主要事象の事故進展判断基準を第 2.1.1.e-3 表に、主要事象の発生時刻等の事故進展解析結果を第 2.1.1.e-4 表に示す。

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

格納容器イベントツリーのヘディングに分岐確率を設定またはフォールトツリーを用いて分岐確率を評価することにより、PDS ごとに格納容器破損頻度を算出した。

② 格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率

格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率は、次のとおりに設定した。格納容器イベントツリーの分岐確率の設定について第 2.1.1.f-1 表に示す。

(1) 物理化学現象に関する分岐確率の設定

本評価では、格納容器雰囲気直接加熱(以下「DCH」という。), 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(以下「炉外 FCI」という。), MCCI, IVR の 4 つの物理化学現象について、分岐確率を設定した。

物理化学現象のヘディングにおいて、不確かさが大きい現象に対しては、当該現象の支配要因、不確かさ及び原子炉格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし、分解イベントツリー(DET)手法等を用いて、分岐確率を設定した。

なお、今回の評価で設定した物理化学現象のヘディングの分岐確率は、評価の対象とした物理化学現象が不確かさの大きな現象であることを認識しつつも、現状有している知見をもとに、可能な限りの評価を実施して設定したものであり、今回設定した値には依然大きな不確かさを含んでいるものと認識している。

このうち IVR は、その成立によって事象が緩和される点が他の物理化学現象と異なるが、今回の評価ではヘディングとして設定した。これは、格納容器イベントツリーで考慮する物理化学現象の選定にあたっては、原子炉格納容器に与える影響が厳しいか、あるいは緩和されるかという

観点ではなく、考えられる物理化学現象の可能性を排除しないという観点で選定したためである。

したがって、この4つの物理化学現象のヘディングの分岐確率のそれぞれの値の大小は、有効性評価の対象となる評価事故シーケンスを選定する際には影響しない。

(2) 事故の緩和設備及び緩和操作に関する分岐確率の設定

レベル 1PRA と同様に、フォールトツリーを作成することにより、緩和設備及び緩和操作の分岐確率を設定した。

分岐確率の設定では、緩和手段に対する運転員の操作性及び事故時の条件を考慮するとともに、事故進展解析の結果から機器・システムの回復操作を含めた運転員操作の時間余裕を分析した。事故進展解析の結果から、緩和手段実施までの時間余裕を設定した結果を第 2.1.1.f-2 表に示す。また、格納容器隔離の分岐確率は過去の文献をもとに設定した。

③ 格納容器破損頻度の評価結果

定量化の結果、全格納容器破損頻度は 8.7×10^{-6} /炉年、条件付格納容器破損確率(CCFP)は 1.0 となった。

PDS 別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度を第 2.1.1.f-3 表及び第 2.1.1.f-1 図に、PDS 別の炉心損傷頻度の円グラフを第 2.1.1.f-2 図に、PDS 別の格納容器破損頻度の円グラフを第 2.1.1.f-3 図に示す。割合としては、全格納容器破損頻度の約 99.9%が格納容器除熱機能喪失から格納容器過圧破損に至るシーケンスとなった。本評価では殆どのアクシデントマネジメント策を考慮していないことから、電源の復旧により ECCS が使用可能となる PDS 及び原子炉減圧の再実施により低圧 ECCS が使用可能となる PDS (TBU, TBP, 長期 TB, TQUX) では格納容器破損を回避できる場合がある (CCFP が 0.58~0.82) が、上記以外の PDS (TQUV, LOCA, TBD, TW, TC,

ISLOCA)の条件付格納容器破損確率は1となり、上述のとおりPDS別の格納容器破損頻度ではTWシーケンスが大部分を占めるため、全体のCCFPは1となっている。

また、格納容器破損モード別の格納容器破損頻度を第2.1.1.f-4表に、格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の円グラフを第2.1.1.f-4図に示す。全格納容器破損頻度のうち、「水蒸気(崩壊熱)による過圧破損」の寄与が約99.9%、「過温破損」の寄与が約0.1%であり、以下、「ISLOCA」、「格納容器隔離失敗」の寄与が続くが、「水蒸気(崩壊熱)による過圧」及び「過温破損」以外の格納容器破損モードの寄与は0.1%未満であった。

④ 重要度評価について

レベル1.5PRAとして重要度評価は実施していないが、レベル1PRAで算出された炉心損傷頻度をPDSとして整理して格納容器破損頻度評価の入力としており、特に重大事故等防止対策等を考慮しない(条件付格納容器破損確率が高い)条件下では、レベル1PRAの結果に強く依存する。レベル1PRAにて実施したFussell-Vesely重要度(以下「FV重要度」という。)の評価結果を第1.1.1.h-5表に示す。補機冷却系、残留熱除去系のFV重要度が高くなっていることから、レベル1.5PRAにおいてもこれらの機能の重要度が高くなっているものと考えられる。

格納容器破損頻度に占める割合が大きい格納容器破損モードは「水蒸気(崩壊熱)による過圧破損」であり、FV重要度の高い補機冷却系又は残留熱除去系の機能喪失に関連した格納容器破損モードとなっている。

「水蒸気(崩壊熱)による過圧破損」はレベル1PRAの炉心損傷頻度の約99.9%を占め、格納容器先行破損シーケンスである「崩壊熱除去機能喪失(TW)」がそのままレベル1.5PRAにおける格納容器破損頻度として評価されているものである。この格納容器破損モードに対しては、代替原子炉補

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

機冷却系を用いた残留熱除去系による除熱, 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント系による除熱により, 格納容器破損頻度を低減することができると思われる。

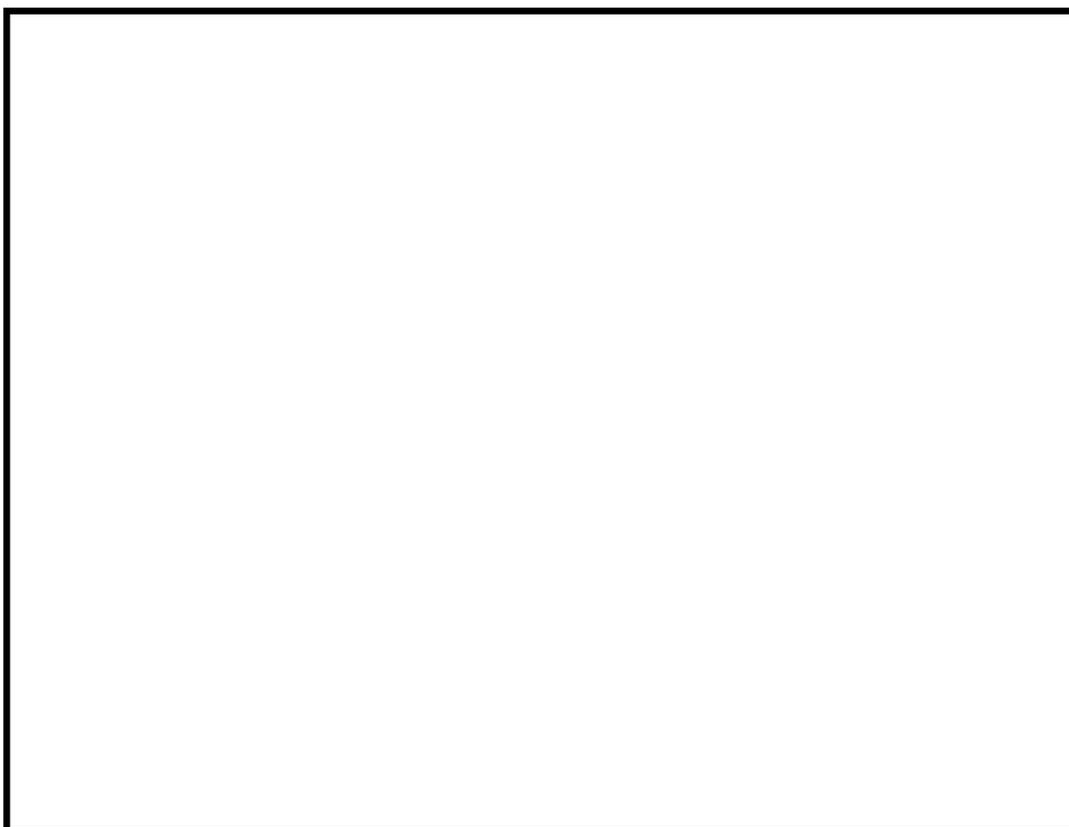
2.1.1.g 不確かさ解析及び感度解析

① 不確かさ解析

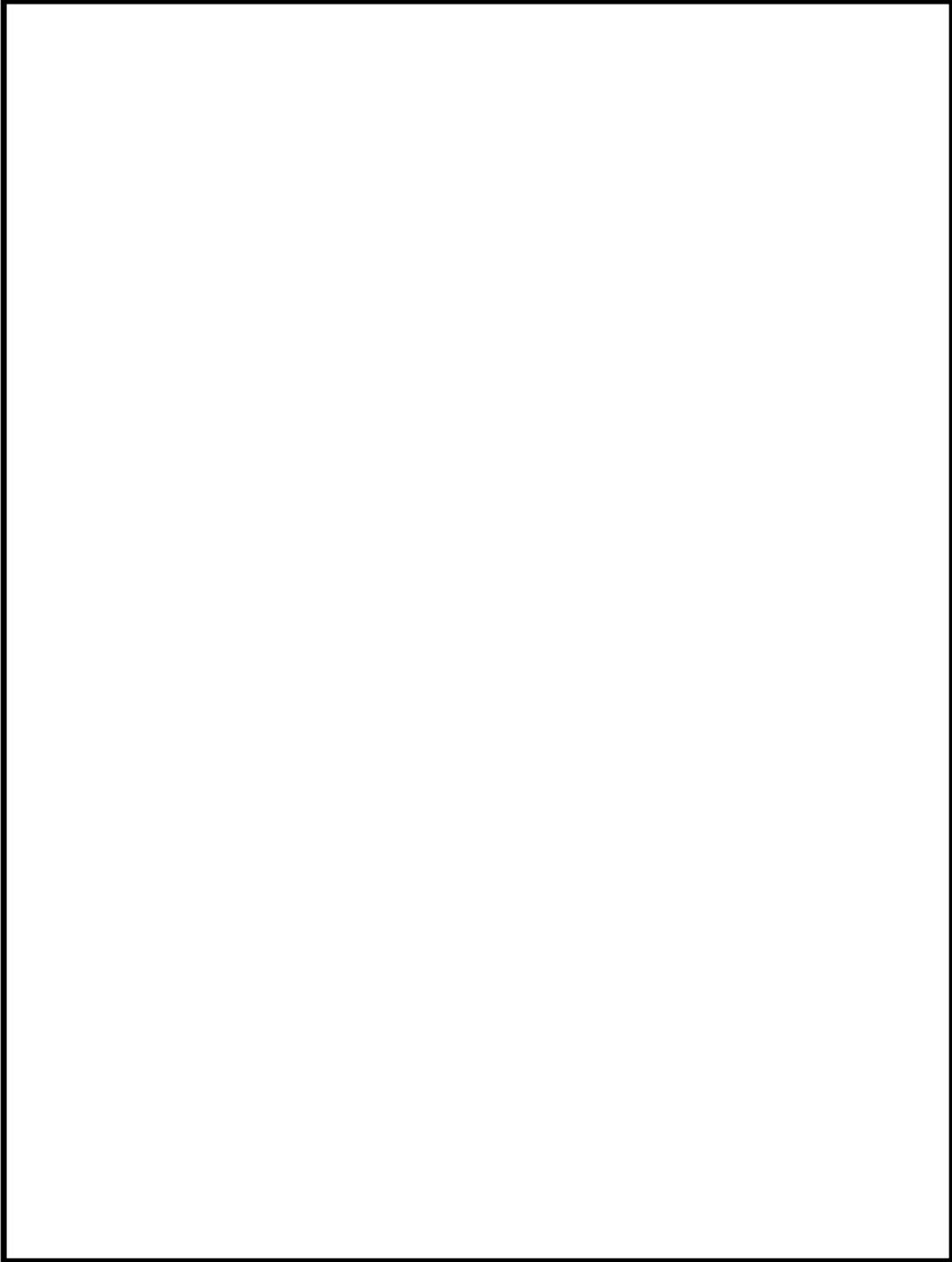
格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確かさ解析結果を第2.1.1.g-1表及び第2.1.1.g-1図に示す。

不確かさ解析の結果, 格納容器破損モード別の点推定値は不確かさ分布内にあり, 格納容器破損モード別の点推定値と不確かさ解析結果の傾向に大きな差はなく, 「水蒸気(崩壊熱)による過圧破損」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格納容器破損頻度の特徴について, 不確かさが有意に影響することは考えにくい。

② 感度解析



黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第 2.1.1. a-1 表 原子炉格納容器の主要仕様

項 目		仕 様
型 式		圧力抑制型 (鉄筋コンクリート製格納容器 (RCCV))
容 積	ドライウエル空間部(ベント管とも)	約 7,400 m ³
	サプレッション・チェンバ空間部	約 6,000 m ³
	サプレッション・チェンバ保有水量(最小)	約 3,600 m ³
最高使用 圧力	ドライウエル	310 kPa [gage]
	サプレッション・チェンバ	
最高使用 温度	ドライウエル	171 °C
	サプレッション・チェンバ	104 °C
限界圧力		620 kPa [gage]
限界温度		200 °C

第 2.1.1. a-2 表 燃料及びデブリの移動経路

	放出先	放出先からの移動
重力による移動	【原子炉圧力容器破損前】 原子炉圧力容器下鏡	移動なし
	【原子炉圧力容器破損後】 原子炉格納容器下部 ドライウエル	移動なし
1次系圧力による 分散放出	【原子炉圧力容器破損後】 原子炉格納容器下部 ドライウエル	連通孔を通じて 上部ドライウエルに移動

第 2.1.1.b-1 表 炉心損傷に至る事故シーケンスの概要

事故シーケンス	概要
TQUV	<p>高圧及び低圧の原子炉圧力容器への注水系が故障している事故シーケンスである。原子炉の減圧に成功し、原子炉圧力容器の雰囲気は低圧状態で事故が進展する。炉心損傷は事故後早期に生じる。</p>
TQUX	<p>高圧の原子炉圧力容器への注水系が故障していて、さらに原子炉の減圧に失敗している事故シーケンスである。原子炉圧力容器の雰囲気は高圧状態で事故が進展する。炉心損傷は事故後早期に生じる。</p>
長期 TB	<p>全交流動力電源が喪失し、RCIC などの作動後、直流電源の枯渇によって、RCIC などが機能喪失し炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉圧力容器の雰囲気は高圧状態で事故が進展する。直流電源が枯渇するまでには RCIC などによる炉心への注入が可能のため、炉心損傷は事故後後期に生じる。</p>
TBU	<p>全交流動力電源が喪失し、RCIC の故障などによって、原子炉注水ができない事故シーケンスである。原子炉圧力容器の雰囲気は高圧状態で事故が進展する。炉心損傷は事故後早期に生じる。</p>
TBP	<p>全交流動力電源が喪失し、SRV が開固着するため、原子炉圧力容器内が減圧され、RCIC が使用できないなど、原子炉注水ができない事故シーケンスである。原子炉圧力容器の雰囲気は低圧状態で事故が進展する。炉心損傷は事故後早期に生じる。</p>
TBD	<p>外部電源の喪失後、直流電源の喪失によって、原子炉注水ができない事故シーケンスである。原子炉圧力容器の雰囲気は高圧状態で事故が進展する。炉心損傷は事故後早期に生じる。</p>
LOCA ・ AE ・ S1E ・ S2E	<p>原子炉冷却材喪失事故 (LOCA) 後、原子炉注水機能が喪失する事故シーケンスである。大 LOCA においては事象発生後、原子炉圧力容器の雰囲気は低圧状態で事故が進展する。中小 LOCA においては ADS により低圧状態となる。炉心損傷は事故後早期に生じる。</p>
TW	<p>事故後、原子炉注水には成功するものの、崩壊熱の除去に失敗する事故シーケンスである。原子炉格納容器内に蓄積する水蒸気によって、炉心損傷前に原子炉格納容器が過圧破損する。その後、原子炉注水機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷は事故後後期に生じる。</p>
TC	<p>事故後、原子炉の未臨界確保に失敗する事故シーケンスである。TW シーケンスと同様に、原子炉格納容器内に蓄積する水蒸気によって、炉心損傷前に原子炉格納容器が過圧破損する。その後、原子炉圧力容器の雰囲気は高圧状態で事故が進展する。炉心損傷は事故後早期に生じる。</p>
ISLOCA	<p>RHR と ECCS を隔離する多重の弁の故障等に伴う LOCA により、原子炉冷却材の原子炉建屋への流出が継続し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。炉心損傷は事故後早期に生じる。</p>

第 2.1.1. b-2 表 PDS の分類結果

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 (電源確保)
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	直流電源無 交流電源無
LOCA ・ AE(大 LOCA) ・ S1E(中 LOCA) ・ S2E(小 LOCA)	炉心損傷後	低圧	早期	交流/直流電源有
TW	炉心損傷前	—	後期	交流/直流電源有
TC	炉心損傷前	—	早期	交流/直流電源有
ISLOCA	炉心損傷前	—	早期	交流/直流電源有

※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(RCIC)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。

— : PDS の分類に際して考慮不要であることを示す。

第 2.1.1. b-3 表 PDS ごとの炉心損傷頻度

PDS	炉心損傷頻度(/炉年)	割合(%)
TQUX	4.2×10^{-9}	< 0.1
TQUV	9.6×10^{-10}	< 0.1
長期 TB	4.8×10^{-10}	< 0.1
TBU	6.0×10^{-10}	< 0.1
TBP	1.2×10^{-10}	< 0.1
TBD	8.1×10^{-11}	< 0.1
LOCA	4.5×10^{-9}	0.1
TW	8.7×10^{-6}	99.9
TC	5.1×10^{-12}	< 0.1
ISLOCA	9.5×10^{-11}	< 0.1
合計	8.7×10^{-6}	100

第 2.1.1. c-1 表 原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷と設定した格納容器破損モード (1/2)

抽出した負荷	負荷の概要	格納容器破損モード (除外事象の場合は除外理由を示す。)
ISLOCA	格納容器バイパス事象であり、発生と同時に格納容器の閉じ込め機能を喪失する。	ISLOCA 発生後、原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り、原子炉格納容器をバイパスして放射性物質等が原子炉建屋内に放出されるモードとして分類。
格納容器隔離失敗	格納容器バイパス事象であり、炉心損傷時点で原子炉格納容器の隔離に失敗している状態。	炉心損傷時点で原子炉格納容器の隔離に失敗しており、隔離失敗箇所から放射性物質等が原子炉建屋内に放出されるモードとして分類。
未臨界確保失敗時の水蒸気による過圧	原子炉の未臨界確保に失敗した場合に、炉心から生じ続ける多量の水蒸気で格納容器圧力が早期に上昇する。	左記の事象により、原子炉格納容器が過圧破損に至るモードとして分類。
崩壊熱除去に伴って発生する水蒸気による過圧	原子炉圧力容器又は原子炉格納容器に注入した水が崩壊熱によって蒸発し、発生する水蒸気によって格納容器圧力が緩やかに上昇する。	左記の事象により原子炉格納容器が過圧破損に至るモードとして分類。なお、原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力の上昇の要因には、MCCI による非凝縮性ガスの蓄積も含まれる。
貫通部過温	原子炉圧力容器破損後、熔融炉心が冷却されない場合、熔融炉心から発生する崩壊熱の輻射や対流により、原子炉格納容器内部が加熱される。	左記の事象により、格納容器貫通部等が熱的に損傷し、原子炉格納容器が過温破損に至るモードとして分類。
原子炉圧力容器内での水蒸気爆発(炉内 FCI)	炉心熔融後、熔融炉心が原子炉圧力容器内下部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。その際のエネルギーによって、原子炉圧力容器の蓋が持ち上げられると、原子炉格納容器に衝突する場合が考えられる。	【除外事象】 原子炉圧力容器の蓋の衝突によって原子炉格納容器が破損するモードが考えられるが、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ことから、想定する格納容器破損モードから除外した。

第 2.1.1. c-1 表 原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷と設定した格納容器破損モード (2/2)

抽出した負荷	負荷の概要	格納容器破損モード (除理事象の場合は除外理由を示す。)
格納容器雰囲気 直接加熱 (DCH)	<p>高压状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、溶融炉心が格納容器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って急激に加熱され、格納容器圧力が急上昇する場合が考えられる。</p>	<p>左記の急激な圧力上昇により、原子炉格納容器が破損に至るモードとして分類。</p>
原子炉圧力容器外 の溶融燃料-冷却 材相互作用 (炉外 FCI)	<p>原子炉圧力容器破損後、溶融炉心が格納容器下部のペDESTAL部の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。</p>	<p>左記の水蒸気爆発に伴うペDESTAL部の損傷や水蒸気による圧力スパイクによって格納容器損傷に至るモードとして分類。</p>
溶融炉心・コンク リート相互作用 (MCCI)	<p>原子炉圧力容器破損後、溶融炉心が冷却されない場合、下部ドライウエル側壁又は原子炉格納容器の床面のコンクリートを侵食する。</p>	<p>左記の下部ドライウエル側壁の侵食による原子炉圧力容器支持機能の喪失又は原子炉格納容器の床面が侵食により貫通し、原子炉格納容器の破損に至るモードとして分類。</p>
溶融物直接接触 (シェルアタック)	<p>原子炉圧力容器破損後、溶融炉心が格納容器下部のペDESTAL部へ落下、ペDESTAL部の外側のドライウエルの床に流出、高温のデブリがドライウエル壁に接触し、壁面を侵食する場合が考えられる。</p>	<p>【除理事象】 ドライウエル壁の一部が侵食され、溶融貫通して破損するモードが考えられるが、本破損モードは Mark-I 型格納容器特有であり、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では、原子炉格納容器の構造上、ペDESTAL部に落下した溶融炉心が直接ドライウエル壁(格納容器バウンダリ)と接触することはない。このため、本破損モードは想定する格納容器破損モードから除外した。</p>
水素燃焼	<p>燃料棒が露出し、高温となった場合にジルコニウム-水反応により発生する水素ガスや、MCCI で発生する水素ガスが、原子炉格納容器内に大量に蓄積され、燃焼する場合が考えられる。</p>	<p>【除理事象】 柏崎刈羽原子力発電所 6, 7 号機では、運転中、原子炉格納容器内を窒素ガスで置換し、酸素濃度を低く管理しているため、酸素濃度が可燃限界に至る可能性が十分小さい。このため、本破損モードは想定する格納容器破損モードから除外した。</p>

第 2.1.1.c-2 表 格納容器破損モードの選定

原子炉格納容器の状態		破損モード	概要
格納容器健全		格納容器健全	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		ISLOCA	ISLOCA による格納容器バイパス
格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	炉心損傷時点で原子炉格納容器の隔離に失敗
格納容器 物理的 破損	早期格納 容器破損	原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損	水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損(原子炉未臨界確保失敗)
		格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	DCH による格納容器破損
		水蒸気爆発(炉内/炉外 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
	後期格納 容器破損	過温破損	格納容器貫通部が過温により破損
		水蒸気(崩壊熱)による過圧破損	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な加圧で原子炉格納容器が破損
		熔融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	デブリによる原子炉格納容器下部ドライウェル側壁のコンクリート侵食による原子炉圧力容器支持機能喪失又はベースマットの熔融貫通による格納容器破損

第 2.1.1. d-1 表 物理化学現象と緩和設備及び緩和操作との関係の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展	緩和設備	緩和操作
原子炉压力容器破損	—	—	ECCS	損傷炉心注水
格納容器過圧破損	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱による水蒸気生成 非凝縮性ガス生成 	水蒸気(崩壊熱)による過圧による格納容器破損	RHR	格納容器スプレイ
格納容器過温破損	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉压力容器破損 炉心が冷却出来ない状態が継続 	貫通部過温による格納容器破損	ECCS	損傷炉心注水(原子炉压力容器破損回避)
高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力が高压の状態破損 	DCH による格納容器破損	SRV ECCS	原子炉減圧(原子炉压力容器高压破損回避) 損傷炉心注水(原子炉压力容器破損回避)
溶融燃料-冷却材相互作用(炉内/炉外 FCI)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉压力容器破損時にデブリが落下 デブリへの注水 	水蒸気爆発による格納容器破損	ECCS	損傷炉心注水(原子炉压力容器破損回避)
溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉压力容器破損 原子炉格納容器の底部に落下した炉心が十分に冷却出来ない状態が継続 	MCCI の継続による格納容器破損	ECCS	損傷炉心注水(原子炉压力容器破損回避)

第 2.1.1. d-2 表 格納容器イベントツリーのヘディングの定義

No.	ヘディング	ヘディングの定義	
炉心損傷～原子炉圧力容器破損直前 (T1)	1	格納容器隔離	事故後の原子炉格納容器の隔離が正常に実施されなかった場合、失敗とする。
	2	原子炉減圧	原子炉が高圧のプラント状態において、原子炉の減圧操作が正常に実施されなかった場合、失敗とする。
	3	非常用交流電源復旧	電源喪失のプラント状態において、原子炉圧力容器破損前までに非常用交流電源が復旧されなかった場合、失敗とする。
	4	原子炉圧力容器注水	原子炉減圧操作後の損傷炉心への注水が正常に実施されなかった場合、失敗とする。
	5	原子炉圧力容器破損 (IVR 失敗)	溶融炉心が炉心下部プレナム部へ落下した場合に、溶融炉心の冷却ができず、原子炉圧力容器内に保持できない場合、失敗とする。
原子炉圧力容器破損直後 (T2)	6	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用 (炉外 FCI)	水蒸気爆発によって原子炉格納容器が破損する場合、有とする。
	7	格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	DCH によって原子炉格納容器が破損する場合、有とする。
事故後期 (T3)	8	非常用交流電源復旧	電源喪失のプラント状態において、格納容器破損前までに非常用交流電源が復旧されなかった場合、失敗とする。
	9	下部ドライウェル注水 (原子炉圧力容器破損口)	原子炉圧力容器破損後の原子炉注水により原子炉圧力容器破損口からの水の流出がない場合、失敗とする。
	10	上部ドライウェルスプレイ (RHR)	ドライウェルスプレイが正常に実施されなかった場合、失敗とする。
	11	溶融炉心冷却	原子炉格納容器下部ドライウェル床面及び側壁において MCCI が継続し、ベースマットが溶融貫通または側壁が原子炉圧力容器支持機能喪失する場合、有とする。

第 2. 1. 1. d-3 表 格納容器イベントツリーのヘディング間の従属性

ヘディング(影響を与える側) ヘディング(影響を受ける側)		炉心損傷～RPV 破損直前(T1)					RPV 破損直後(T2)		RPV 破損後長期(T3)			
		格納容器 隔離	原子炉減圧	非常用交流 電源復旧	原子炉圧力 容器注水	原子炉圧力 容器破損	炉外 FCI	DCH	非常用交流 電源復旧	下部ドライ ウエル注水	上部ドライウ ェルスプレイ	溶融炉心 冷却
炉心損傷～RPV 破損直前 (T1)	格納容器 隔離											
	原子炉減圧	-										
	非常用交流 電源復旧	-	-									
	原子炉圧力 容器注水	-	○	○ 電源喪失時、注水 には復旧が必要								
	原子炉圧力 容器破損	-	-	-	○							
RPV 破損 直後(T2)	炉外 FCI	-	-	-	○	-						
	DCH	-	○ 原子炉減圧により DCH 防止	-	-	-						
RPV 破損後長期(T3)	非常用交流 電源復旧	-	-	- (T1 で復旧して いれば不要)	-	-	-	-				
	下部ドライ ウエル注水	-	-	○ 電源喪失時、注水 には復旧が必要	-	-	-	○ 電源喪失時、注水 には復旧が必要				
	上部ドライウ ェルスプレイ	-	-	○ 電源喪失時、注水 には復旧が必要	-	-	-	○ 電源喪失時、注水 には復旧が必要	-			
	溶融炉心 冷却	-	-	-	-	-	-	-	○	-		

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

PDS	選定した事故シーケンス	備考
TQUV	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→ADS 手動起動による減圧→低圧注水系失敗→原子炉圧力容器低圧破損→格納容器破損	TBP も同様であるため、本事故シーケンスで代表させる。
TQUX	MSIV 閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→原子炉圧力容器高圧破損→格納容器破損	TBU, TBD も同様であるため本事故シーケンスで代表させる。
長期 TB	全交流動力電源喪失→RCIC 作動→事故後 8h で蓄電池枯渇・RCIC 機能喪失→原子炉圧力容器高圧破損→格納容器破損	—
LOCA	HPCF 配管破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→原子炉圧力容器低圧破損→格納容器破損	破断口は大 LOCA の破断口で代表させる。

第 2.1.1. e-2 表 解析コードの基本解析条件

項目	解析条件
原子炉出力	3,926 MWt
原子炉圧力	7.07 MPa[gage]
原子炉水位	通常運転水位
格納容器空間容積	ドライウエル : 7,350 m ³ サプレッション・チェンバ : 9,540 m ³
炉心損傷	被覆管破損温度 : 1500 K 炉心ノード融点 : 2500 K
原子炉圧力容器破損	下部ヘッド CRD 貫通部の破損
格納容器破損モード	過圧破損条件 : 2Pd (約 620 kPa[gage]) 過温破損条件 : 200 °C (格納容器内壁面温度で判定)
蓄電池継続時間	8 時間

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 2.1.1.e-3 表 事故進展判断基準

項目	判断基準
炉心溶融	
炉心支持板の破損*	
原子炉压力容器の破損	
原子炉格納容器の破損	

第 2.1.1.e-4 表 事故進展解析結果

PDS	炉心溶融	炉心支持板の破損*	原子炉圧力の容器破損	原子炉格納容器の破損
TQUV				
TQUX				
長期 TB				
LOCA				

※ 炉心支持板の破損は、原子炉压力容器炉心下部プレナムへのデブリの移行を意味する。

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 2.1.1.f-1 表 格納容器イベントツリーの分岐確率の設定 (1/3)

現象・機能等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
格納容器隔離	—	5.0×10^{-3}	NUREG/CR-4220(1985)で評価されたアンアベイラビリティを固定分岐確率として設定する。
原子炉減圧	RPV 高圧シークェンス	フォールトツリーにより設定	レベル 1PRA のフォールトツリーをベースとして、以下をモデル化する。
非常用交流電源復旧 (原子炉圧力容器破損前)	TBU, TBP, 長期 TB	フォールトツリーにより設定	レベル 1PRA のフォールトツリーをベースとして、以下をモデル化する。
原子炉圧力容器注水 (原子炉圧力容器破損前)	<ul style="list-style-type: none"> • RPV 低圧シークェンス • RPV 高圧シークェンスにて原子炉減圧に成功する場合 	フォールトツリーにより設定	レベル 1PRA のフォールトツリーをベースとして、以下をモデル化する。

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 2.1.1.f-1 表 格納容器イベントツリーの分岐確率の設定 (2/3)

現象・機能等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
原子炉圧力容器破損 (IVR 失敗)	TQUV+代替注水系相当 <input type="checkbox"/> の注水 <input type="checkbox"/>		
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に伴う水蒸気爆発による格納容器破損 (炉外 FCI)	RPV 破損シーケンス		
格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損 (DCH)	早期 RPV 高圧破損シーケンス (TQUX)		
	後期 RPV 高圧破損シーケンス (長期 TB)		
非常用交流電源復旧 (格納容器破損前)	TBU, TBP, 長期 TB	フォールトツリーにより設定	<input type="checkbox"/>

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 2.1.1.f-1 表 格納容器イベントツリーの分岐確率の設定 (3/3)

現象・機能等	発生条件	分岐確率	分岐確率の考え方
下部ドラ イウエル 注水 (原子炉圧 力容器破 損口)	原子炉圧力容 器破損時に おいて LPFL による原子 炉注水成功 の場合	フォールトツ リーにより設 定 <div style="border: 1px solid black; width: 100px; height: 20px; margin-top: 5px;"></div>	レベル 1PRA のフォールトツリーをベ ースとして以下をモデル化する。 <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; margin-top: 5px;"></div>
上部ドラ イウエル スプレイ (RHR)	RHR が使用可 能な場合	フォールトツ リーにより設 定 <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; margin-top: 5px;"></div>	レベル 1PRA のフォールトツリーをベ ースとして以下をモデル化する。 <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; margin-top: 5px;"></div>
溶融炉心 冷却	原子炉圧力容 器破損シー ケンス		

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

第 2.1.1.f-2 表 時間余裕の設定

ヘディング	タイミング	時間余裕
原子炉減圧	原子炉圧力容器の破損まで	
損傷炉心注水	原子炉圧力容器の破損まで	
非常用交流 / 直流電源復旧		
非常用交流 / 直流電源復旧	原子炉格納容器の破損まで	

第 2. 1. 1. f-3 表 PDS 別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度

PDS	炉心損傷頻度 (/炉年)	割合 (%)	条件付格納容器破 損確率(-)	格納容器破損頻度 (/炉年)	割合 (%)
TQUX	4.2×10^{-9}	0.1	0.58	2.4×10^{-9}	0.0
TQUV	9.6×10^{-10}	0.0	1.00	9.6×10^{-10}	0.0
長期 TB	4.8×10^{-10}	0.0	0.82	3.9×10^{-10}	0.0
TBU	6.0×10^{-10}	0.0	0.62	3.7×10^{-10}	0.0
TBP	1.2×10^{-10}	0.0	0.60	7.4×10^{-11}	0.0
TBD	8.1×10^{-11}	0.0	1.00	8.1×10^{-11}	0.0
LOCA	4.5×10^{-9}	0.1	1.00	4.5×10^{-9}	0.1
TW	8.7×10^{-6}	99.9	1.00	8.7×10^{-6}	99.9
TC	5.1×10^{-12}	0.0	1.00	5.1×10^{-12}	0.0
ISLOCA	9.5×10^{-11}	0.0	1.00	9.5×10^{-11}	0.0
合計	8.7×10^{-6}	100	1.00	8.7×10^{-6}	100

※炉心損傷頻度，格納容器破損頻度への寄与が大きい PDS における代表的な事故シーケンスは以下のとおり。

TW：崩壊熱除去機能喪失

LOCA：LOCA 時注水機能喪失

第 2.1.1.f-4 表 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	割合 (%)
原子炉未臨界確保失敗時の過圧破損	5.1×10^{-12}	0.0
水蒸気(崩壊熱)による過圧破損	8.7×10^{-6}	99.9
過温破損	8.4×10^{-9}	0.1
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	1.2×10^{-12}	0.0
水蒸気爆発(炉外 FCI)	3.8×10^{-13}	0.0
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	1.2×10^{-11}	0.0
格納容器隔離失敗	5.5×10^{-11}	0.0
ISLOCA	9.5×10^{-11}	0.0
合計	8.7×10^{-6}	100

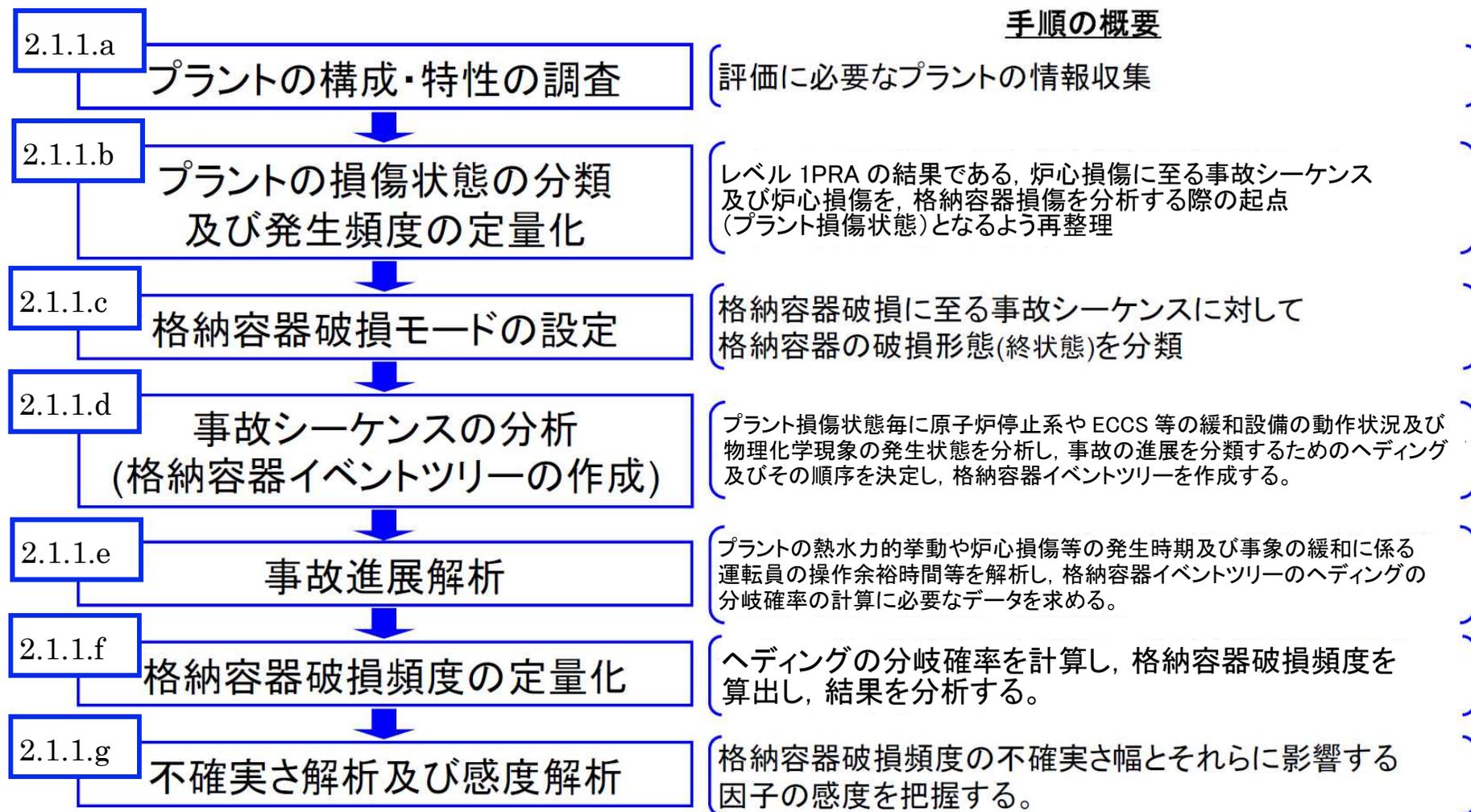
第 2.1.1.g-1 表 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度の不確かさ解析

格納容器 破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)				
	5%値	95%値	中央値	平均値	点推定値
未臨界確保失敗 時の過圧破損	9.5×10^{-14}	1.2×10^{-11}	9.6×10^{-13}	3.3×10^{-12}	5.1×10^{-12}
水蒸気(崩壊熱) による過圧破損	9.8×10^{-7}	2.7×10^{-5}	4.2×10^{-6}	9.0×10^{-6}	8.7×10^{-6}
過温破損	6.4×10^{-10}	2.3×10^{-8}	3.0×10^{-9}	8.1×10^{-9}	8.4×10^{-9}
格納容器雰囲気 直接加熱(DCH)	3.7×10^{-15}	3.0×10^{-12}	1.1×10^{-13}	9.1×10^{-13}	1.2×10^{-12}
水蒸気爆発(炉外 FCI)	8.1×10^{-16}	7.0×10^{-13}	2.0×10^{-14}	3.1×10^{-13}	3.8×10^{-13}
熔融炉心・コン クリート相互作用(MCCI)	0	3.7×10^{-11}	5.8×10^{-13}	1.3×10^{-11}	1.2×10^{-11}
格納容器隔離失 敗	1.6×10^{-12}	1.9×10^{-10}	1.5×10^{-11}	5.5×10^{-11}	5.5×10^{-11}
ISLOCA	3.2×10^{-13}	2.9×10^{-10}	8.8×10^{-12}	7.3×10^{-11}	9.5×10^{-11}
合計	9.8×10^{-7}	2.7×10^{-5}	4.2×10^{-6}	9.0×10^{-6}	8.7×10^{-6}

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

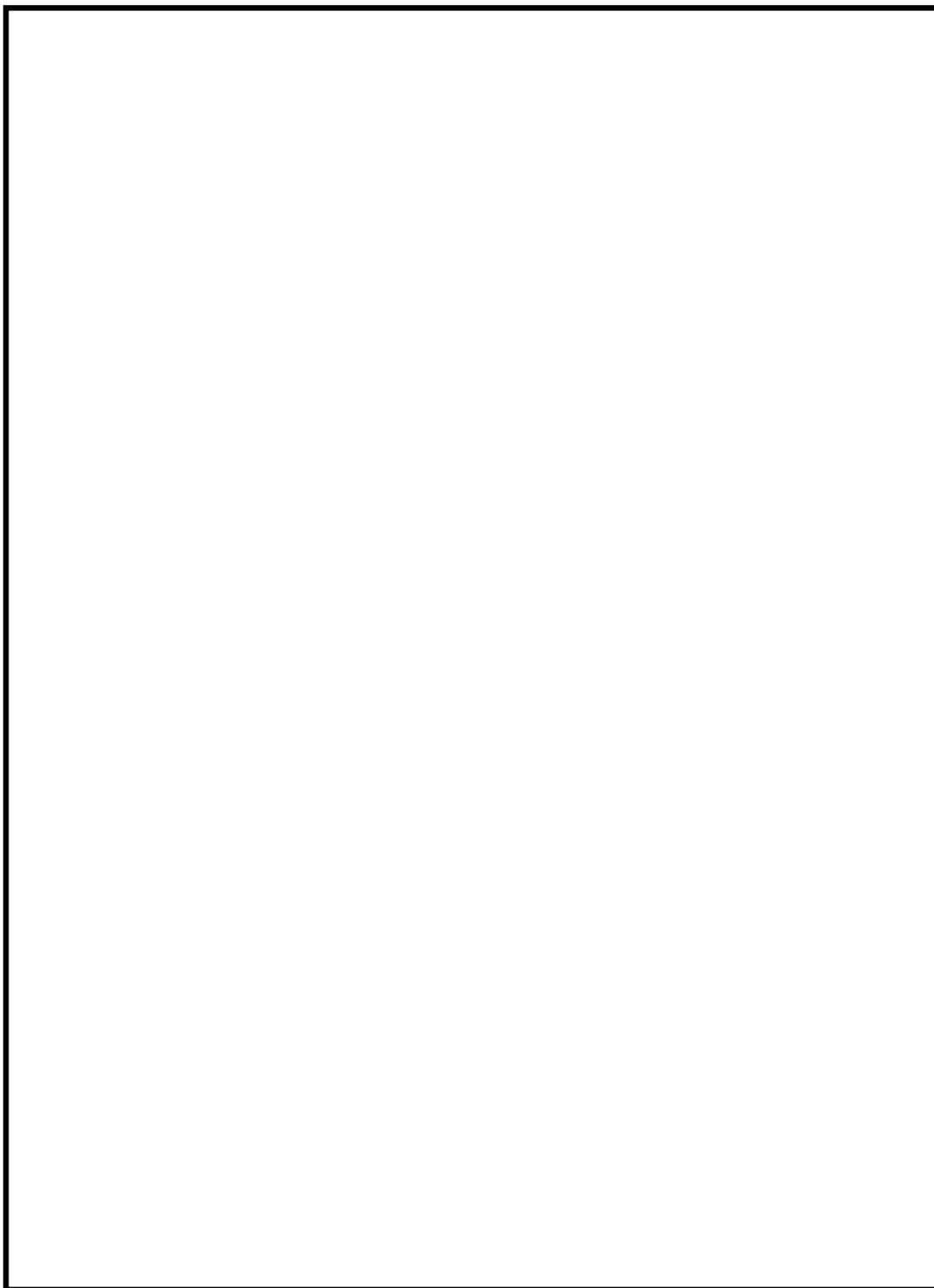
第 2.1.1.g-2 表 に関する感度解析結果

格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	
	ケース 1 (ベースケース)	ケース 2
未臨界確保失敗時の過圧破損	5.1×10^{-12}	
水蒸気(崩壊熱)による過圧破損	8.7×10^{-6}	
過温破損	8.4×10^{-9}	
格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	1.2×10^{-12}	
水蒸気爆発(炉外 FCI)	3.8×10^{-13}	
熔融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	1.2×10^{-11}	
格納容器隔離失敗	5.5×10^{-11}	
ISLOCA	9.5×10^{-11}	
合計	8.7×10^{-6}	



第 2.1.1-1 図 内部事象運転時レベル 1.5PRA の評価フロー

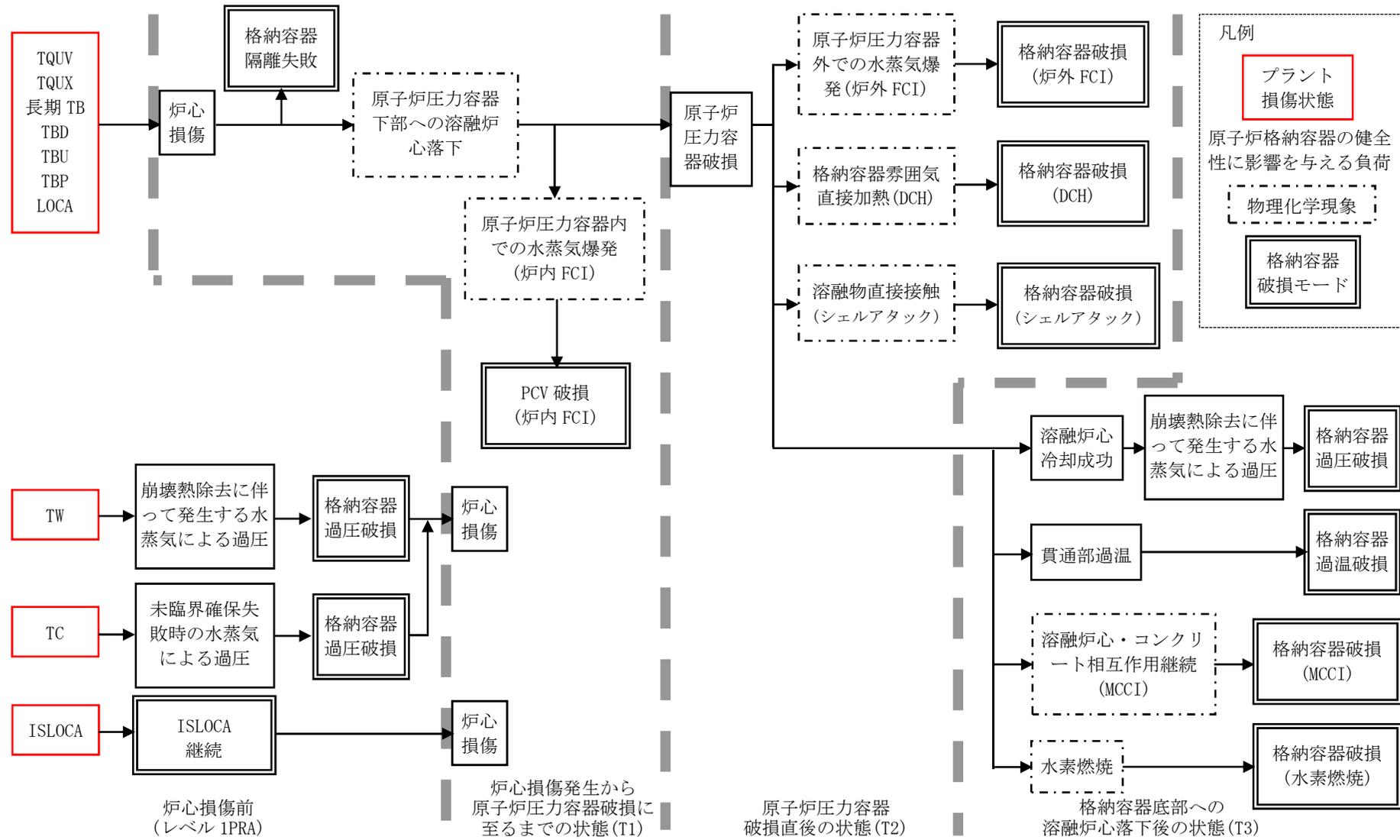
黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



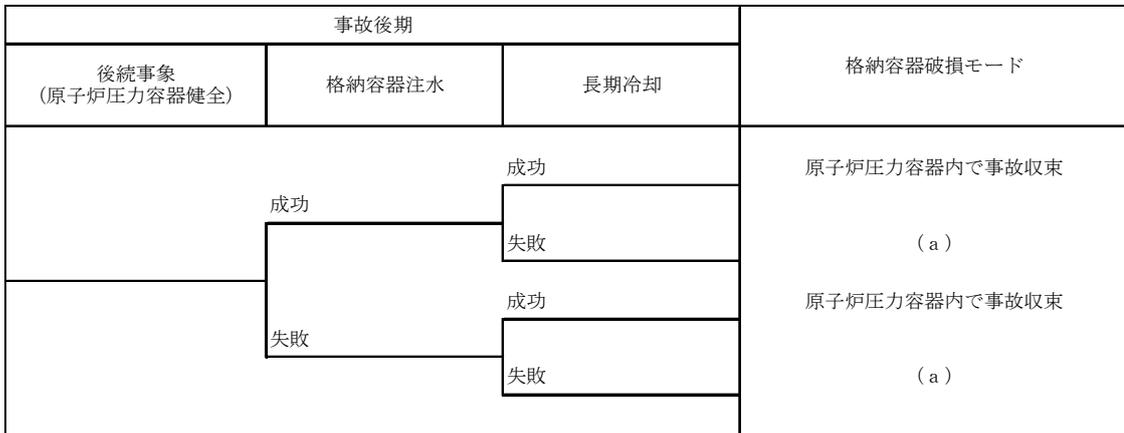
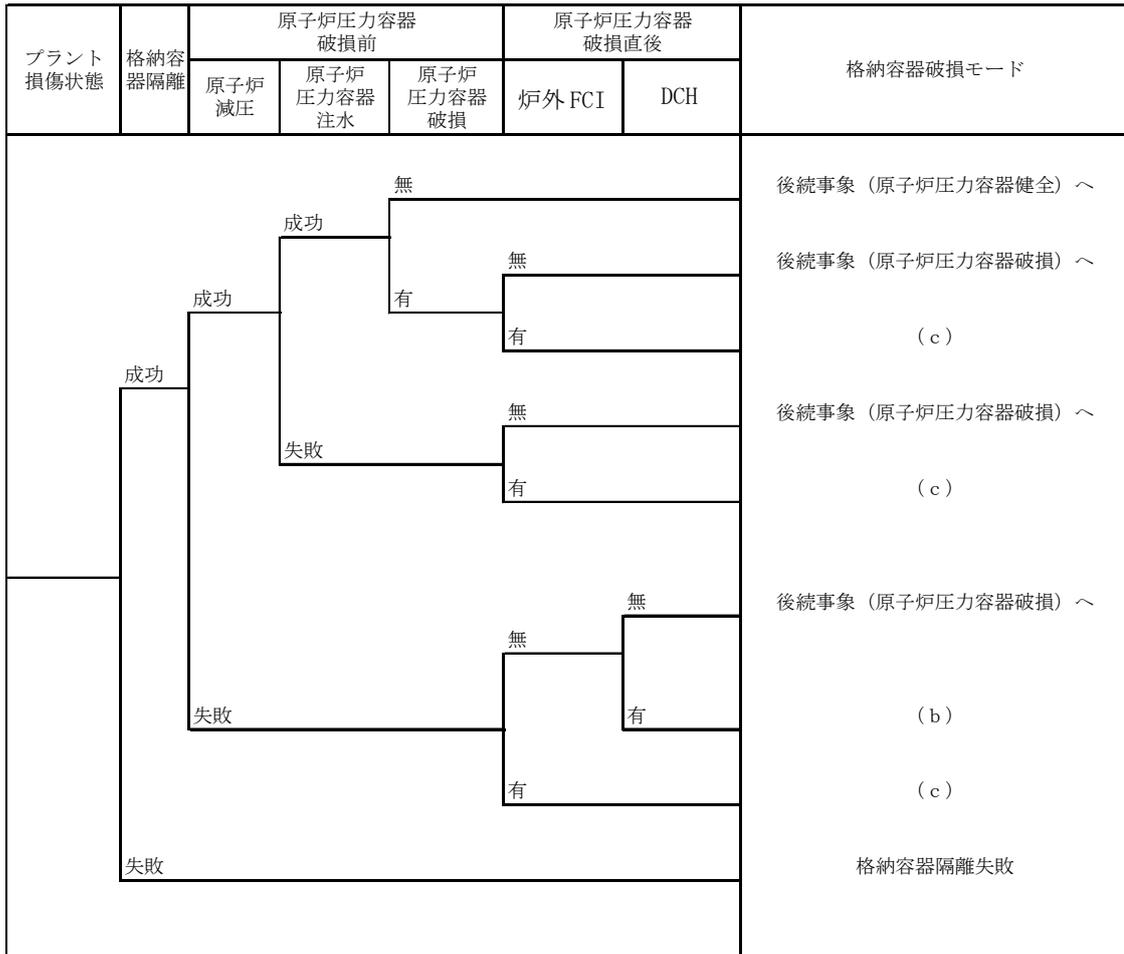
第 2.1.1. a-1 図 原子炉格納容器及び原子炉格納容器下部ドライウエルの構造

炉心損傷 事故シーケンス	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	電源確保	プラント損傷状態	
	炉心損傷前 TW TC ISLOCA		後期 TW		TW	
			早期 TC ISLOCA		TC ISLOCA	
TQUX TQUV AE S1E S2E TBU TBP TBD 長期TB TW TC ISLOCA	炉心損傷後	高圧 TQUX TBU TBD 長期TB	後期 長期TB	電源確保	長期TB	
			早期 TQUX TBU TBD	TQUX 直流電源確保 交流電源復旧要	TQUX TBU	
		低圧 TQUV AE S1E S2E TBU TBP TBD 長期TB			直流電源復旧要	TBD
					電源確保 TQUV AE S1E S2E	TQUV AE S1E S2E
				電源復旧要 TBP	TBP	

第 2.1.1.1.b-1 図 PDS の分類

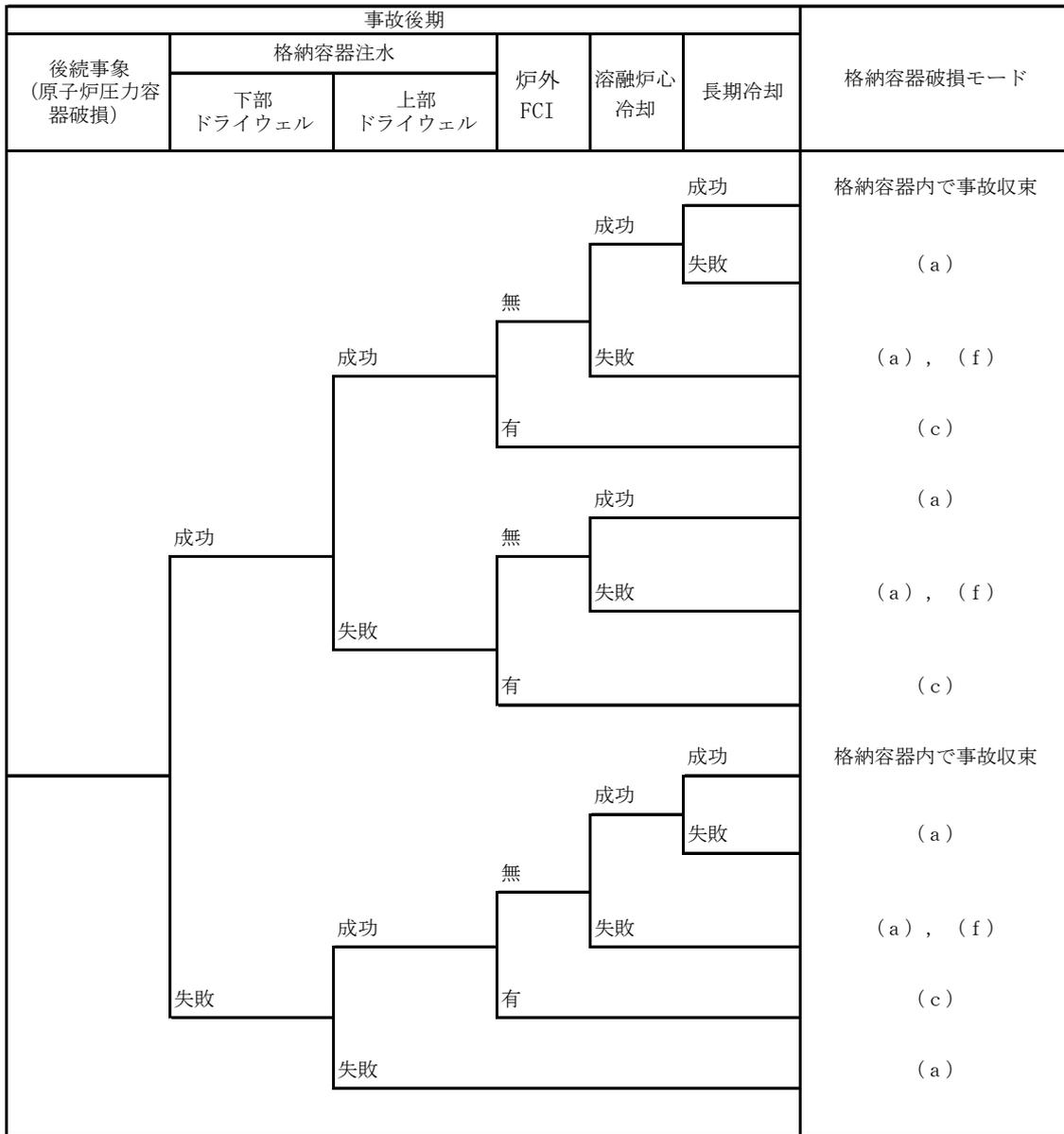


第 2.1.1. c-1 図 BWR のシビアアクシデントにおいて考えられる事故進展



- (a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- (b) 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接過加熱(DCH)
- (c) 原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)

第 2.1.1. d-1 図 格納容器イベントツリー (1/2)



- (a) 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)
- (c) 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)
- (f) 溶融炉心・コンクリート相互作用

第 2.1.1. d-1 図 格納容器イベントツリー (2/2)

炉心損傷 事故シーケンス	PCV 破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	起因事象	PDSグループ化 結果	
	炉心損傷前 (TW) (TC) (ISLOCA)		後期 (TW)		(TW)	
			早期 (TC) (ISLOCA)		(TC) (ISLOCA)	
TQUX TQUV AE, S1E, S2E TBU TBP TBD 長期TB (TC) (TW) (ISLOCA)	炉心損傷後	高圧 TQUX TBU TBD 長期TB	後期 長期TB		長期TB	
			早期 TQUX TBU TBD		TQUX TBU TBD	
		低圧 TQUV AE, S1E, S2E TBP 長期TB		過渡		TQUV TBP
				事故		AE, S1E, S2E

第 2.1.1. e-1 図 解析対象とする PDS の分類

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

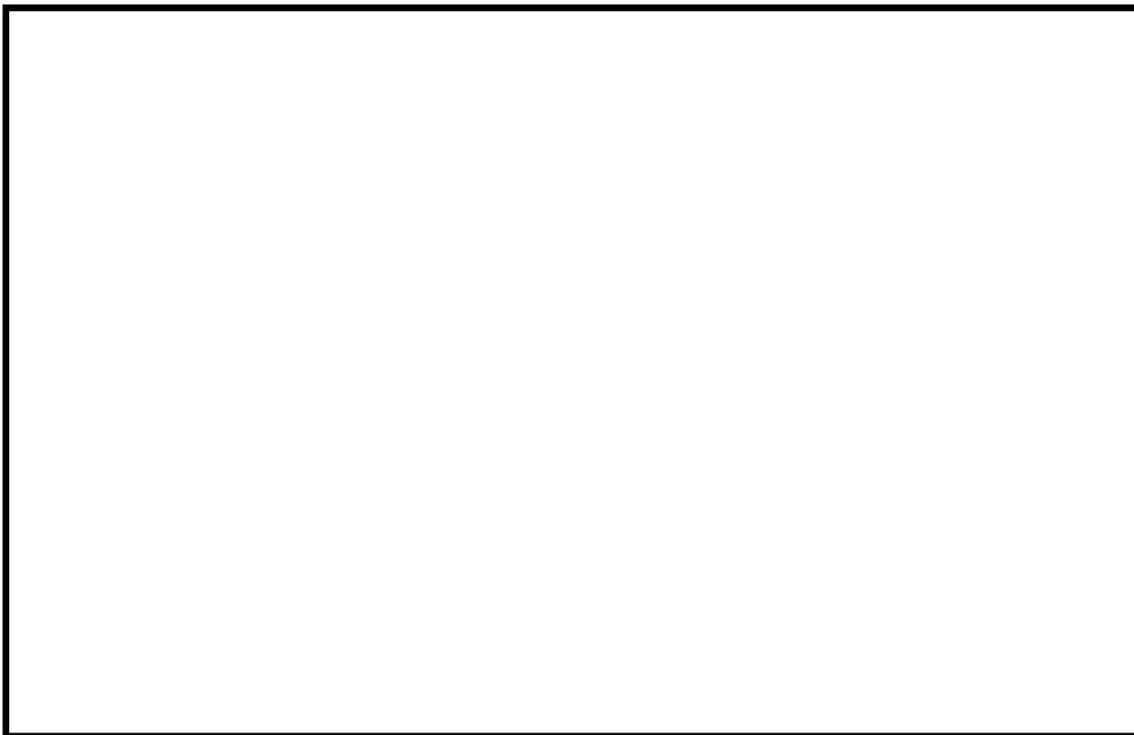


第 2.1.1.e-2 図(1/16) TQUV シーケンスの解析結果(炉心最高温度)



第 2.1.1.e-2 図(2/16) TQUV シーケンスの解析結果(原子炉圧力)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

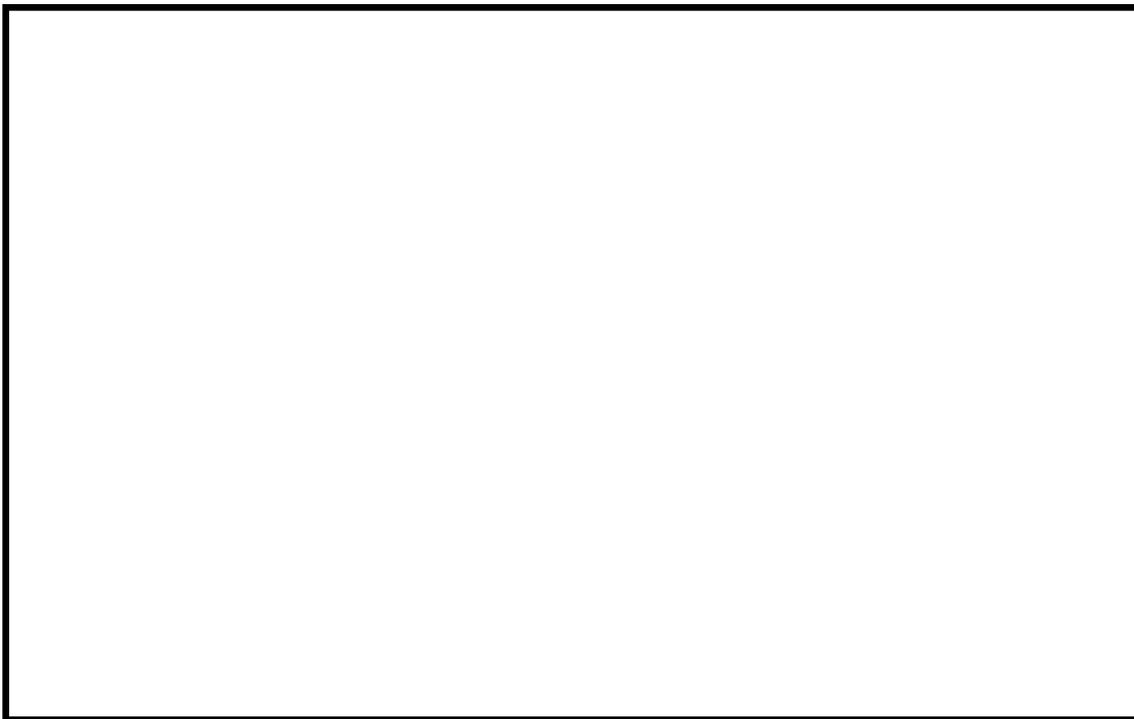


第 2.1.1.e-2 図(3/16) TQUV シーケンスの解析結果(ドライウェル圧力)



第 2.1.1.e-2 図(4/16) TQUV シーケンスの解析結果
(ドライウェル内壁面温度)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

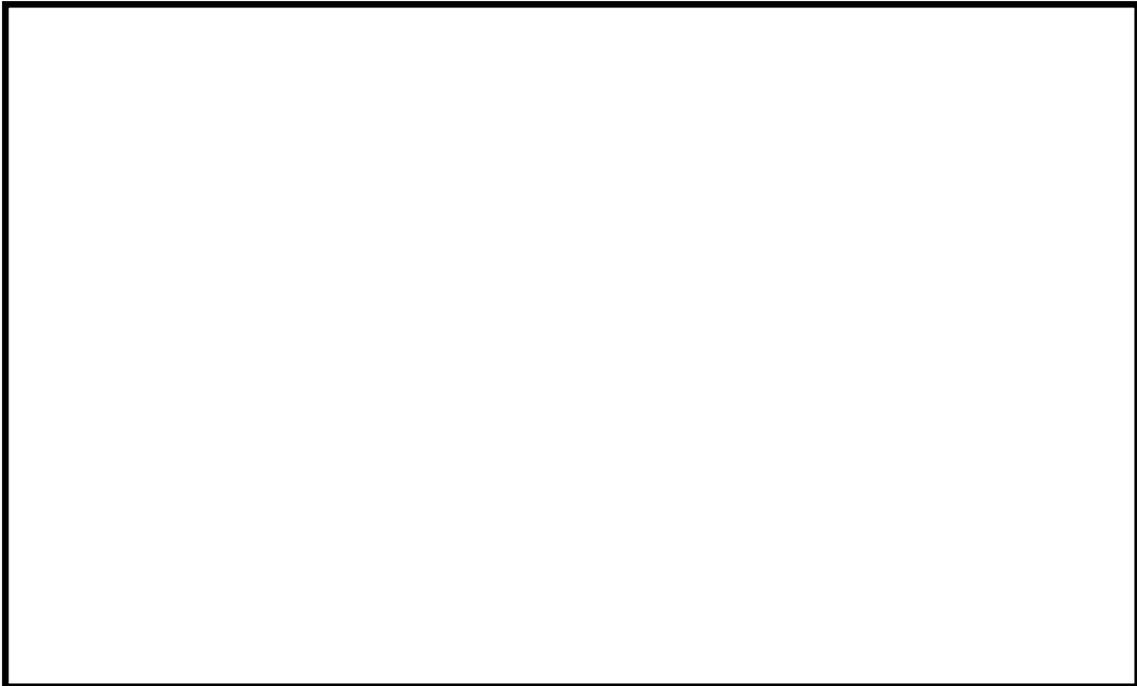


第 2. 1. 1. e-2 図(5/16) TQUX シーケンスの解析結果(炉心最高温度)



第 2. 1. 1. e-2 図(6/16) TQUX シーケンスの解析結果(原子炉圧力)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

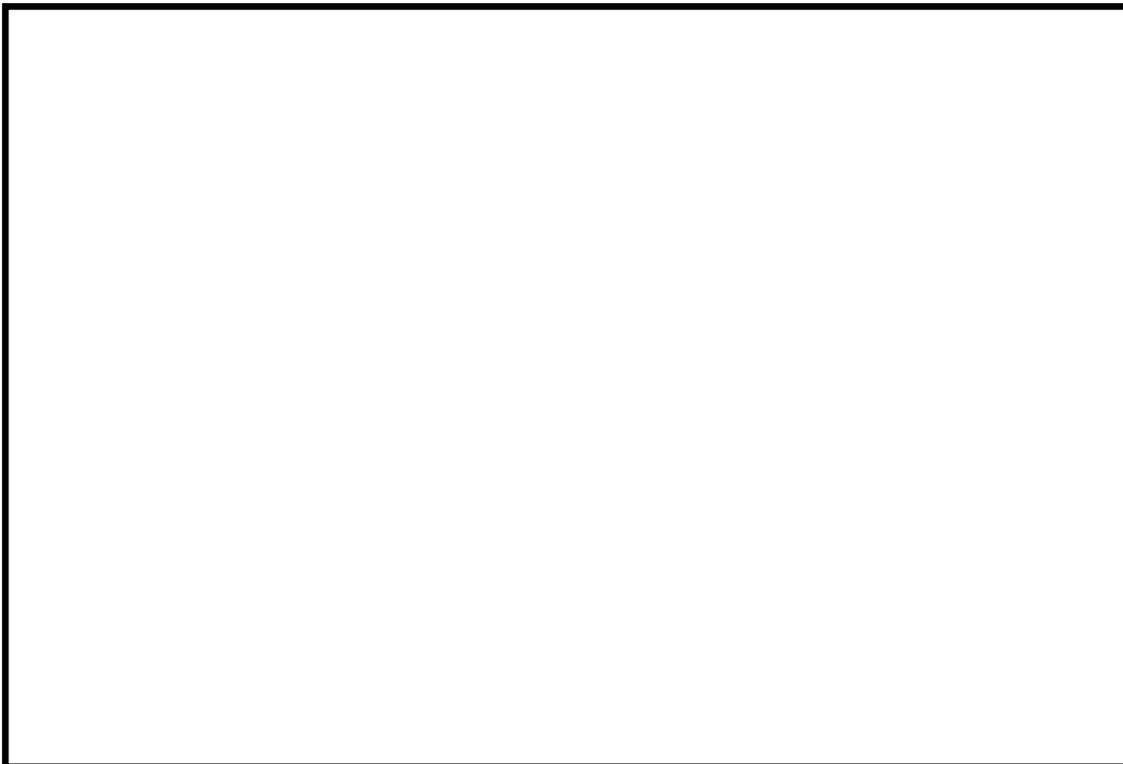


第 2.1.1.e-2 図(7/16) TQUX シーケンスの解析結果(ドライウェル圧力)



第 2.1.1.e-2 図(8/16) TQUX シーケンスの解析結果
(ドライウェル内壁面温度)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第 2.1.1.1.e-2 図(9/16) 長期 TB(SB0, 蓄電池枯渇により 8 時間で RCIC 停止)
シーケンスの解析結果(炉心最高温度)

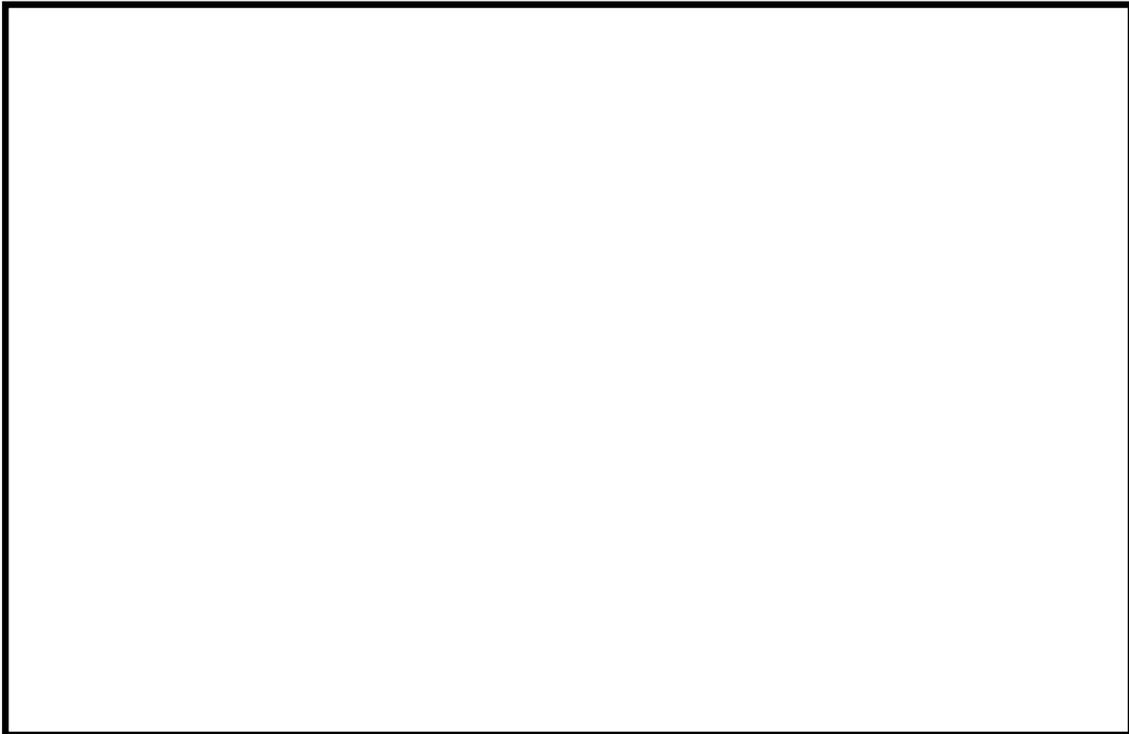


第 2.1.1.1.e-2 図(10/16) 長期 TB(SB0, 蓄電池枯渇により 8 時間で RCIC 停止)
シーケンスの解析結果(原子炉圧力)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第 2.1.1.e-2 図(11/16) 長期 TB(SB0, 蓄電池枯渇により 8 時間で RCIC 停止)
シーケンスの解析結果(ドライウェル圧力)



第 2.1.1.e-2 図(12/16) 長期 TB(SB0, 蓄電池枯渇により 8 時間で RCIC 停止)
シーケンスの解析結果(ドライウェル内壁面温度)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



第 2.1.1.e-2 図(13/16) LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果
(炉心最高温度)



第 2.1.1.e-2 図(14/16) LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果
(原子炉圧力)

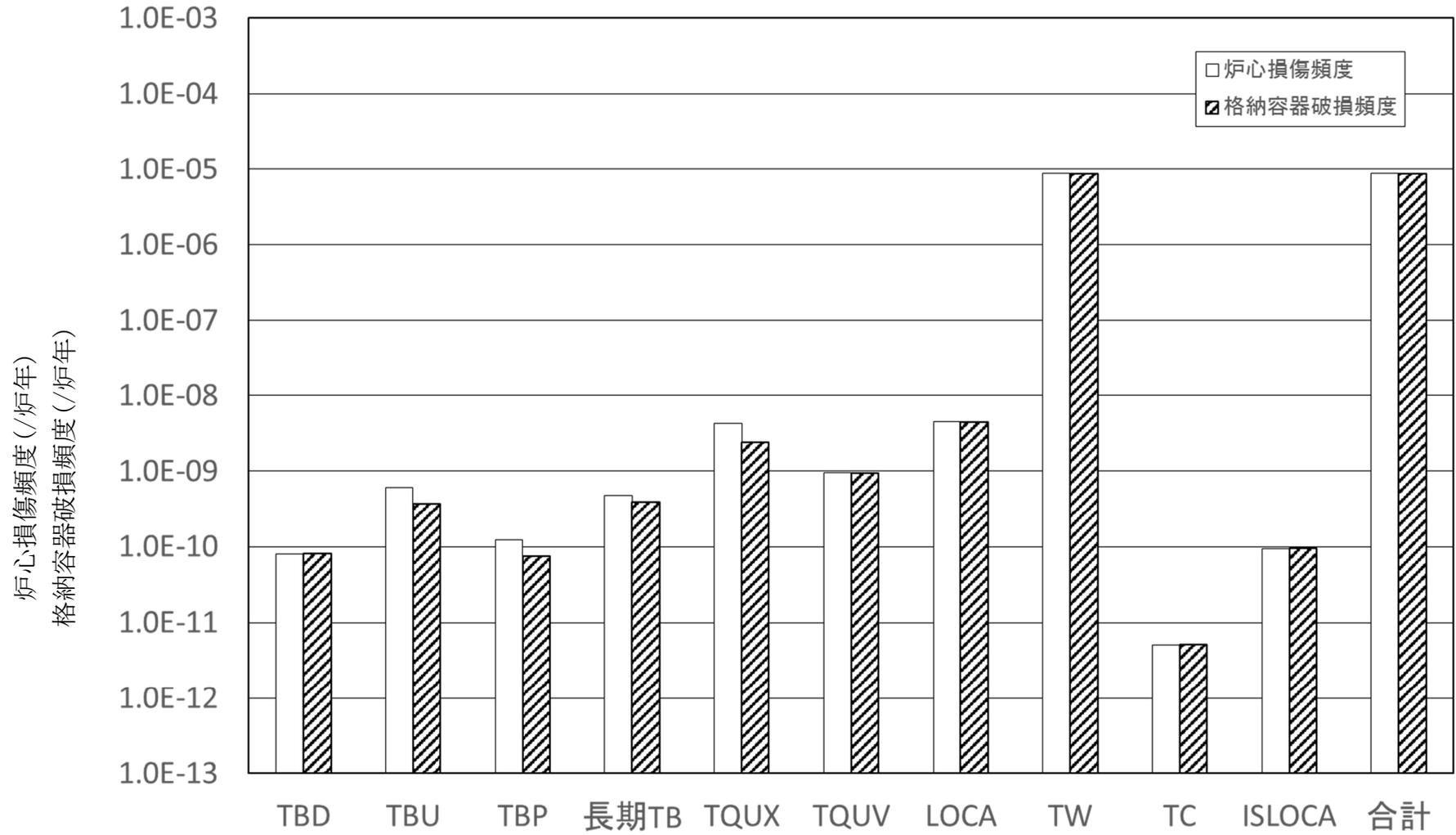
黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。



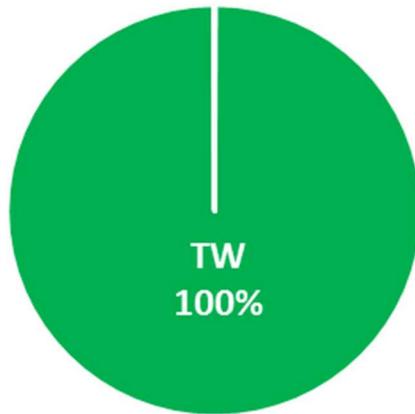
第 2.1.1.e-2 図(15/16) LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果
(ドライウエル圧力)



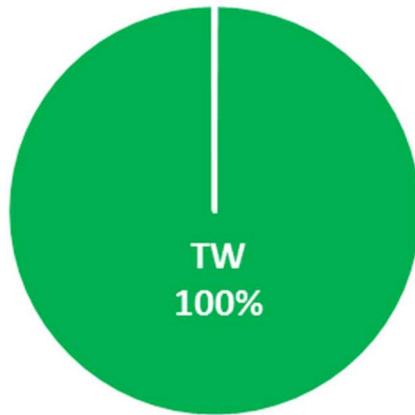
第 2.1.1.e-2 図(16/16) LOCA(大 LOCA+注水失敗)シーケンスの解析結果
(ドライウエル内壁面温度)



第 2. 1. 1. f-1 図 PDS 別の炉心損傷頻度及び格納容器破損頻度の比較



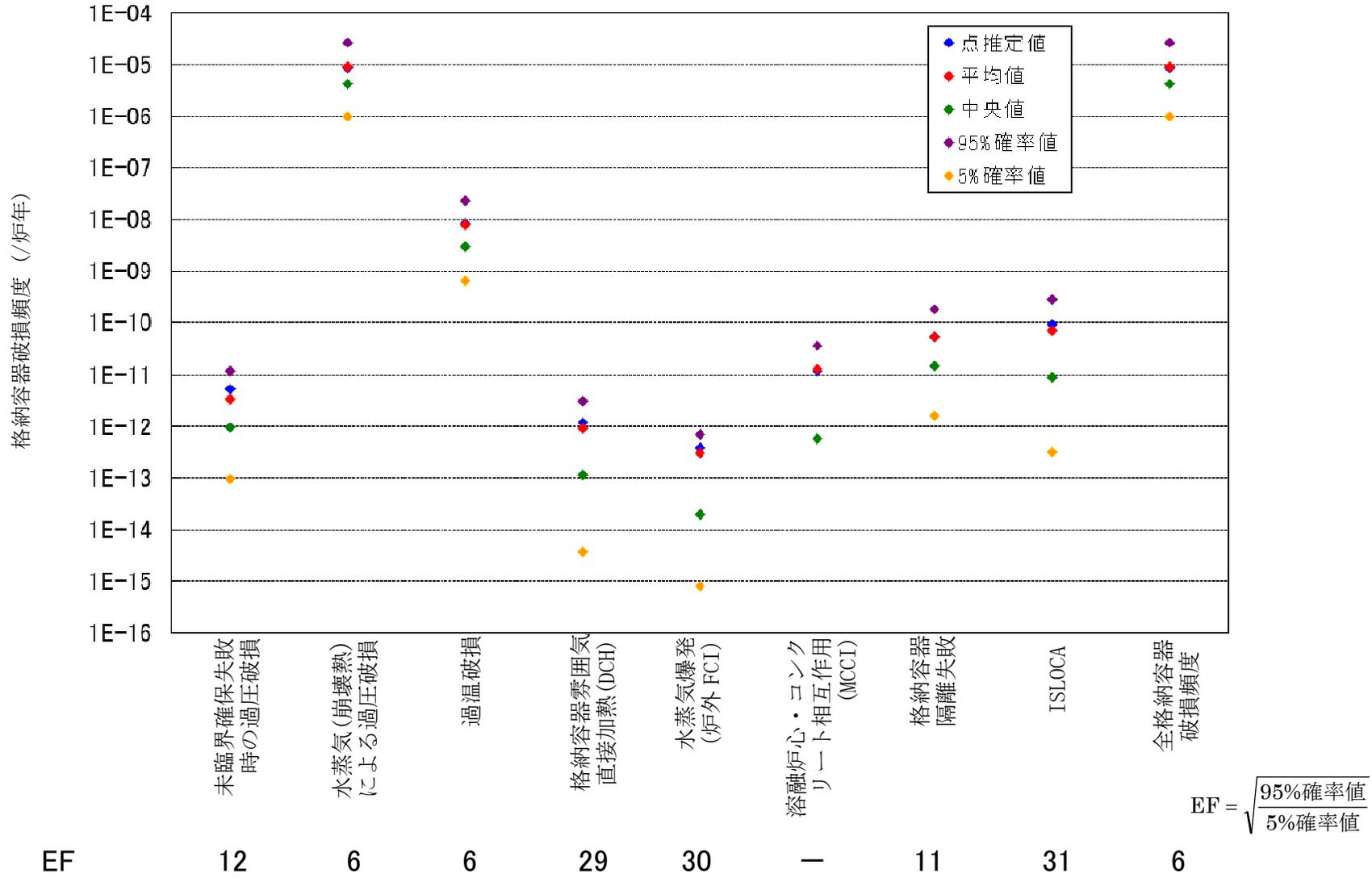
第 2. 1. 1. f-2 図 PDS 別の炉心損傷頻度



第 2. 1. 1. f-3 図 PDS 別の格納容器破損頻度



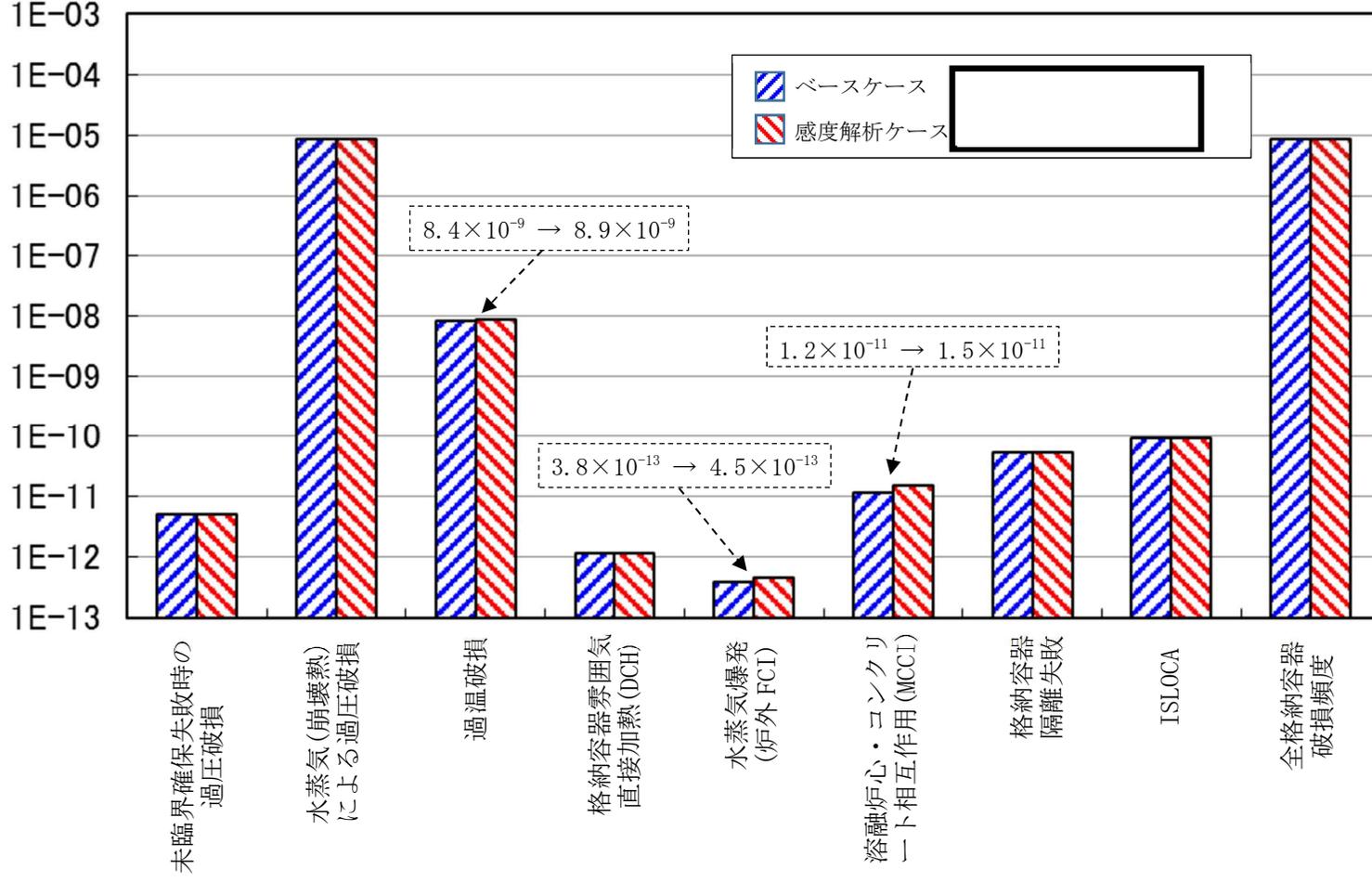
第 2. 1. 1. f-4 図 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度



第 2.1.1.g-1 図 格納容器破損モード別格納容器破損頻度不確実さ解析

$$EF = \sqrt{\frac{95\% \text{ 確率値}}{5\% \text{ 確率値}}}$$

格納容器破損頻度 (/炉年)



第 2.1.1. g-2 図 [] に関する感度解析

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
確率論的リスク評価(PRA)について

補足説明資料

補足説明資料 目 次

1. レベル 1PRA

1.1 内部事象 PRA

1.1.1 出力運転時 PRA

- 補足説明資料 1.1.1.a-1 サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇した場合の高圧炉心注水系の機能維持
- 補足説明資料 1.1.1.b-1 起回事象の LOCA の発生頻度算定の考え方
- 補足説明資料 1.1.1.b-2 起回事象から除外している事象の考え方と原子炉圧力容器破損頻度の評価結果
- 補足説明資料 1.1.1.b-3 運転時 PRA において通常停止を起回事象として取扱う考え方
- 補足説明資料 1.1.1.b-4 「起動操作」を起回事象に含めないことの考え方
- 補足説明資料 1.1.1.b-5 起回事象発生頻度の評価における考え方
- 補足説明資料 1.1.1.b-6 起回事象「外部電源喪失」の発生頻度の算出に用いる運転実績
- 補足説明資料 1.1.1.b-7 具体的破断箇所を想定した場合の原子炉冷却材喪失事故 (LOCA) 後の炉心損傷頻度
- 補足説明資料 1.1.1.b-8 インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) の発生箇所の考え方
- 補足説明資料 1.1.1.b-9 インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) の評価に関する海外 (米国) との違い (データ及びシナリオ)
- 補足説明資料 1.1.1.c-1 PRA における炉心損傷の定義としての燃料被覆管の酸化量の扱い
- 補足説明資料 1.1.1.c-2 成功基準設定の考え方
- 補足説明資料 1.1.1.c-3 事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例
- 補足説明資料 1.1.1.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉内部事象出力運転時レベル 1PRA イベントツリー集
- 補足説明資料 1.1.1.d-2 逃がし安全弁の開固着を想定する考え方
- 補足説明資料 1.1.1.d-3 外部電源復旧の考え方と外部電源復旧に関する最新データの整備状況
- 補足説明資料 1.1.1.d-4 PRA において原子炉隔離時冷却系の運転時間を 8 時間とすることの妥当性
- 補足説明資料 1.1.1.d-5 常用系と非常用系で共用しているサポート系において、常用系機能喪失と常用系隔離失敗 (隔離弁故障等) が重畳する場合の取り扱い
- 補足説明資料 1.1.1.d-6 事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
- 補足説明資料 1.1.1.e-1 ほう酸水注入系の失敗確率
- 補足説明資料 1.1.1.e-2 サポート系が一部故障している場合の評価
- 補足説明資料 1.1.1.e-3 スクラム系 (機械系) における原子炉停止失敗の定義
- 補足説明資料 1.1.1.f-1 故障率データが整備されていない機器の故障率の扱い

- 補足説明資料 1.1.1.f-2 中性子束検出器のモデル化について
- 補足説明資料 1.1.1.f-3 保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較
- 補足説明資料 1.1.1.f-4 共通原因故障パラメータを適用している系統
- 補足説明資料 1.1.1.f-5 共通原因故障に関する MGL パラメータ適用の考え方
- 補足説明資料 1.1.1.g-1 ストレスファクタの適用の考え方とその影響
- 補足説明資料 1.1.1.g-2 起回事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程
- 補足説明資料 1.1.1.g-3 人間信頼性解析ツリーによる人的過誤の分析例
- 補足説明資料 1.1.1.h-1 炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴(検証結果)
- 補足説明資料 1.1.1.h-2 主要な事故シーケンスのイベントツリー上への表示
- 補足説明資料 1.1.1.h-3 不確実さ解析における計算回数と収束性の確認
- 補足説明資料 1.1.1.h-4 不確実さ評価において、各入力変数のサンプリングから炉心損傷頻度の確率分布を生成するプロセス
- 補足説明資料 1.1.1.h-5 設計基準事故対処設備のみに期待する場合の PRA

1.1.2 停止時 PRA

- 補足説明資料 1.1.2.a-1 評価した工程の代表性及び成功基準の選定の考え方、燃料取出しの考え方について
- 補足説明資料 1.1.2.b-1 反応度投入事象を起回事象から除外した考え方について
- 補足説明資料 1.1.2.b-2 起回事象における RHR の機能喪失及び冷却材流出事象の取扱について
- 補足説明資料 1.1.2.b-3 起回事象発生頻度の評価における考え方
- 補足説明資料 1.1.2.b-4 冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について
- 補足説明資料 1.1.2.c-1 燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について
- 補足説明資料 1.1.2.c-2 燃料プールの水位低下に伴うプール付近の線量率上昇と接近作業について
- 補足説明資料 1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について
- 補足説明資料 1.1.2.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉内の事象停止時レベル 1PRA イベントツリー
- 補足説明資料 1.1.2.e-1 停止時 PRA 及び出力運転時 PRA における余裕時間を考慮した診断操作失敗確率の設定について
- 補足説明資料 1.1.2.g-1 停止時 PRA と出力運転時 PRA とのストレスファクタ設定の考え方の違い

1.2 外部事象 PRA

1.2.1 地震 PRA

- 補足説明資料 1.2.1.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉と 7 号炉の比較

1.2.2 津波 PRA

- 補足説明資料 1.2.2.a-1 プラント停止の手順について
- 補足説明資料 1.2.2.b-1 確率論的津波ハザード評価に関する検討
- 補足説明資料 1.2.2.d-1 引き波の津波 PRA への寄与について

2. レベル 1.5PRA

2.1 内部事象 PRA

2.1.1 出力運転時 PRA

- 補足説明資料 2.1.1.a-1 内部事象運転時レベル 1.5PRA のシーケンス選定における福島第一原子力発電所事故の知見の考慮
- 補足説明資料 2.1.1.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉内の事象出力運転時レベル 1.5PRA イベントツリー集
- 補足説明資料 2.1.1.f-1 内部事象運転時レベル 1.5PRA における物理化学現象の考慮
 - 補足 1 格納容器雰囲気直接加熱発生時の格納容器への温度負荷
 - 補足 2 炉外 FCI による格納容器破損確率評価におけるペDESTALフラジリティの設定
- 補足説明資料 2.1.1.f-2 余裕時間の設定方法
- 補足説明資料 2.1.1.f-3 格納容器隔離の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応

サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇した場合の
高圧炉心注水系の機能維持

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の高圧炉心注水系は第一水源を復水貯蔵槽として待機しており，起動信号を受けて原子炉压力容器への注水を開始する。その後，逃がし安全弁を経由した蒸気の流入等によりサプレッション・チェンバ・プール水位が一定以上に上昇すると，LOCA 時のサプレッション・チェンバの必要最小空間容積を確保するため，高圧炉心注水系の水源は復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバに切り替わる。

原子炉压力容器への注水が継続され，炉心で発生する蒸気が逃がし安全弁を介してサプレッション・チェンバに送られ続けると，蒸気の熱によりサプレッション・チェンバの水温が上昇する。高圧炉心注水系のポンプのサプレッション・チェンバ側吸込み配管の最高使用温度は 100℃であるため，サプレッション・チェンバ・プール水温が 100℃を超える場合は配管の設計温度を超えることとなる。

高圧炉心注水系の水源について，柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の中央制御室には，水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切り替えるスイッチがあり，容易に水源を切り替えることが可能である。このため，格納容器の除熱が遅れ，サプレッション・チェンバの温度が 100℃を超えることが懸念される場合には，水源を復水貯蔵槽とすることで，高圧炉心注水系を設計温度の範囲で運転継続することが可能である。

逃がし安全弁からの蒸気の流入によってサプレッション・チェンバ・プール水温が 100℃に到達するまでには数時間程度の時間余裕があり，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇を確認し，復水貯蔵槽への水源切替えを行うには十分な時間余裕がある。

このため，サプレッション・チェンバ・プール水温の上昇を考慮しても高圧炉心注水系の機能維持は可能である。

また，炉心への注水を継続し，逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバに蒸気が移行する状態が継続すると，サプレッション・チェンバ・プール水温が上昇する。サプレッション・チェンバ・プール水温が 100℃に到達し，蒸気の凝縮能力を喪失すると，格納容器の圧力が上昇するが，これに対しては格納容器の除熱を実施することにより，格納容器先行破損を防止する。

なお，原子炉隔離時冷却系についても同様であり，適宜水源をサプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に戻すことで，設計温度の範囲で運転継続することが可能である。

以上

起回事象の LOCA の発生頻度算定の考え方

1. 事象の分類定義

原子炉冷却材喪失(以下「LOCA」という。)では、バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準などが異なるため、流出規模に応じて事象分類を定義する。NUREG-1150の定義と同様に漏えい、小LOCA、中LOCA、大LOCA及び設計基準事故(DBA)超過LOCAに事象を分類した。各事象の分類定義や等価破断径、流出流量について第1表に示す。

なお、「漏えい」については常用系のポンプによる冷却材の補給可能範囲であり、事象が発生しても重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さく、またタービン系への影響も軽微と考えられることから通常停止に含めている。「DBA超過LOCA」は補足説明資料1. 1. 1. b-2に記載の理由より選定対象から除外した。

第1表 LOCA関連事象の分類定義

--

2. 発生頻度の設定

LOCA は日米ともに発生経験がなく、かつ原子炉冷却材バウンダリの設計及び運転管理において日米で大きな差異がないため、その起因事象発生頻度の評価には、NUREG-1829 と NUREG/CR-5750 の文献データを用いた。調査に用いた文献の概要を以下に示す。

a. NUREG/CR-5750

Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants:1987-1995 /February 1999

- ・ 米国原子力発電所の起因事象発生頻度を評価したもの
- ・ LOCA 関係は 1969 年から 1997 年の実績で検討
- ・ LOCA の発生経験はないため、配管の貫通クラックの発生経験から破断に進展する確率を乗じて評価し、小 LOCA を除きエラーファクタは 10 を設定
- ・ LOCA の分類定義は NUREG-1150 に同様の大・中・小 3 段階
- ・ 経年変化は一定とし、プラント間の相違もないとの位置づけ
- ・ 配管以外の寄与については評価対象外

b. NUREG-1829

Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process/June 2005

- ・ リスク情報活用規制の一環としての設計基準 LOCA 見直しのため、NRC が LOCA 発生頻度を評価したもの
- ・ 専門家パネルにより不確定性を含めた検討を実施
- ・ 配管からの寄与の他、非配管からの寄与として、原子炉压力容器や蒸気発生器などの機器も考慮
- ・ LOCA 時の流出流量(等価破断径)により 6 段階に分類
- ・ 25 年運転想定での発生頻度と、ライセンス切れの頃(40 年運転想定)の評価を実施、BWR では両者にほとんど差はない結果
- ・ 原子炉压力容器については、確率論的破壊力学(PFM)による評価も参照しつつ、破損頻度を検討
- ・ NUREG/CR-5750 との結果比較があり、中 LOCA 部分を除き概ね一致

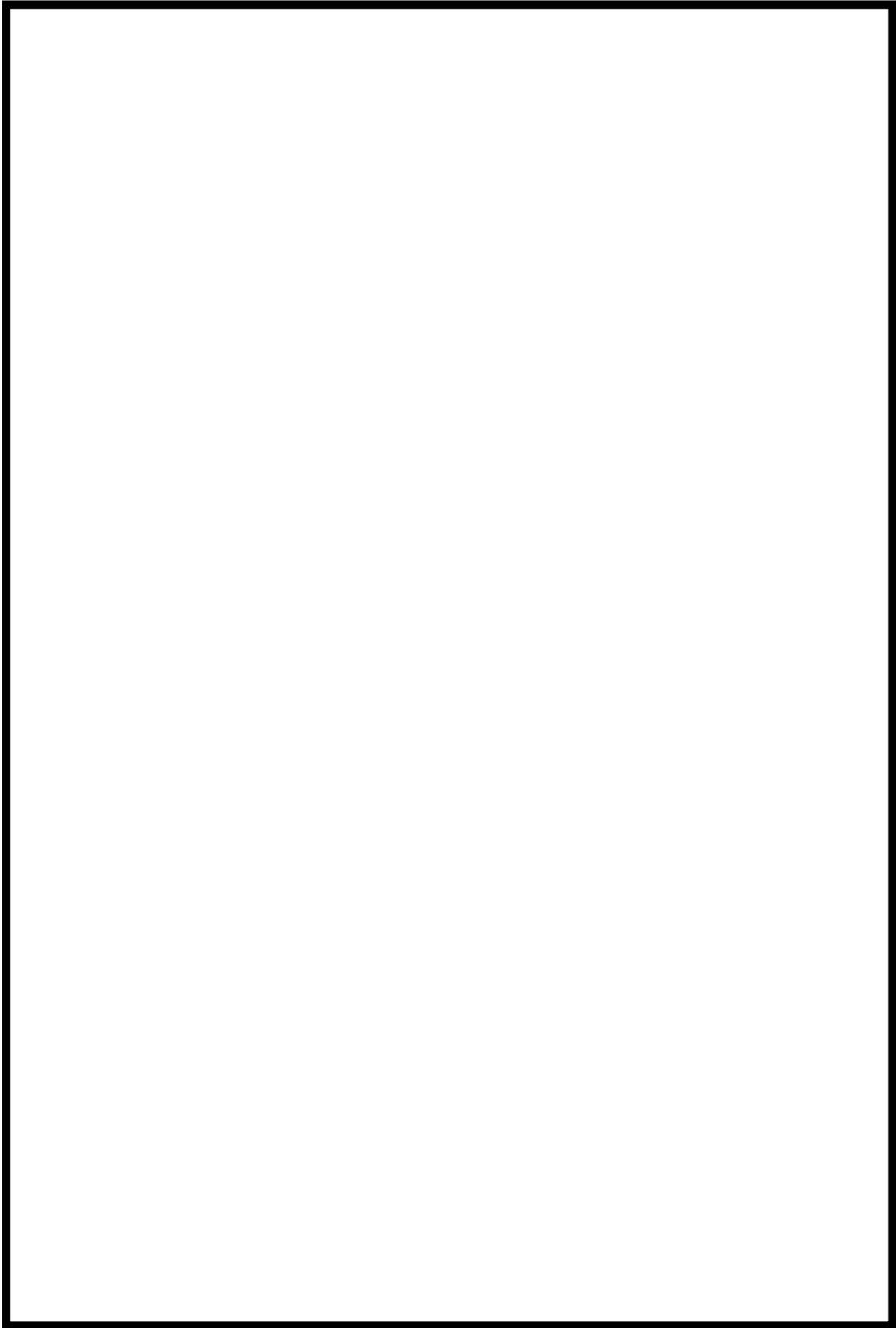
両文献より、プラント間や経年変化での差異は小さいと考えられることから、これらのデータはプラントによらず使用できると考える。なお、不確定性が比較的大きいデータであることから、基本的に有効数字 1 桁として扱い、第 2 表に示すように評価値を検討した。

- ・ NUREG-1829 と NUREG/CR-5750 の両文献データ(超過頻度・暦年ベース)を用いる。



以上より，LOCA 発生頻度の検討結果を第 1 図にまとめる。

第 2 表 LOCA 発生頻度の検討



第1図 LOCA 事象分類と発生頻度検討のまとめ

以 上

起因事象から除外している事象の考え方と
原子炉压力容器破損頻度の評価結果

1. はじめに

本評価では、設計基準事故のうち、いくつかの事象については、発生頻度、プラントへの影響などの観点から、PRAの対象とする必要性は低いと考え、起因事象から除外している。

ここでは、発生した場合に炉心又は使用済燃料プールの燃料に影響を与えると考えられる以下の事象について、その除外理由を補足するとともに、今回別途評価した原子炉压力容器破損頻度の評価結果を示す。

- ・使用済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
- ・主蒸気管破断
- ・原子炉压力容器破損

2. 起因事象から除外している事象の考え方

(a) 「使用済燃料プールでの放射性物質の放出」を除外する理由

使用済燃料プールでの燃料損傷(放射性物質の放出に関わるリスク)については、プラントの運転に直接影響する事象ではないこと、及びプラント運転中の使用済燃料プール内の燃料の崩壊熱が低く、また使用済燃料プールに十分な量の冷却材が保有されているため、対応の時間余裕が十分にあること等の理由から評価対象から除外している。

なお、使用済燃料プール内の燃料損傷のリスクについては、使用済燃料プール内の使用済燃料の崩壊熱が大きいプラント停止時について、内部事象停止時レベル 1PRA を実施しており、使用済燃料プール内の崩壊熱が高いプラント停止時でも使用済燃料プールの冷却機能喪失に伴う燃料損傷の頻度は 1×10^{-10} /炉年未満と評価している。

また、使用済燃料プールでの燃料損傷に至るシーケンスについては、内部事象停止時レベル 1PRA に基づき、プラント停止時の重要事故シーケンスの選定において考慮している。

(b) 「燃料集合体の落下」を除外する理由

運転中における使用済燃料プールでの燃料集合体の落下事象としては、使用済燃料集合体を移送する際の落下事象が考えられるが、落下が発生した場合でもプラントの運転に直接影響する事象ではないため、起因事象から除外している。

また、燃料つかみ具は、駆動源の圧縮空気が喪失した場合には燃料集合体を外せないフェイル・セーフ設計とするなど、十分に信頼性の高い構造としている。

なお、設置許可申請書の事故評価の中で、燃料取替作業中に炉心内に燃料集合体が落下する事故を評価しているが、その評価結果から、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

上記の通り、運転中における使用済燃料プールでの燃料集合体の落下事象については、設計上の対策が講じられており、万一発生した場合を想定しても、設置許可申請書の事故評価から、十分にリスクが低い事象であることが確認されていることから、重要事故シーケンスの選定においても考慮する必要はないと考える。

(c) 「制御棒落下」を除外する理由

運転中における制御棒落下事故が発生した場合、瞬間的な出力上昇で一部の燃料に破損が生じる可能性が考えられるが、この事象については設備信頼性及び事象発生時の影響が小さいと考えられることを考慮して起因事象から除外している。

制御棒及び駆動軸の接続部は、十分に信頼性の高い構造とし、必要な場合以外に分離することがない設計となっている。万一、制御棒が駆動部から分離し落下した場合、制御棒落下速度リミッタによって、落下速度が抑制される。また、事故時に一部の燃料が破損し、希ガス及びよう素等の核分裂生成物が燃料棒から放出された場合には、主蒸気隔離弁を自動閉止し、発電所外への核分裂生成物の放出を最小限に抑える設計となっている。主蒸気隔離弁閉後のプラント挙動は隔離事象と同様となるため、その後の展開は隔離事象のイベントツリーに包絡される。

なお、設置許可申請書の事故評価の中で、原子炉の高温待機中に制御棒が落下する事故を評価しているが、その評価結果から、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。

上記の通り、運転中における制御棒落下事故については、設計上の対策が講じられており、万一発生した場合を想定しても、設置許可申請書の事故評価から、十分にリスクが低い事象であることが確認されていることから、重要事故シーケンスの選定においても考慮する必要はないと考える。

(d) 「主蒸気管破断」を除外する理由

1) 主蒸気管破断発生頻度及び隔離失敗の確率

主蒸気管破断をその発生頻度及びその後の事象進展を考慮する上で重

要となる主蒸気隔離弁による隔離失敗の確率を検討する。

- ・主蒸気管破断の発生頻度

今回の PRA では、原子炉冷却材喪失事故 (LOCA) の発生頻度について、海外の文献を参考に、その口径の大きさに応じて発生頻度(ある口径以上の破断の生じる頻度)を評価している。主蒸気配管(口径：700A)についてもこの考え方で評価(補足説明資料 1.1.1.b-1 参照)すると、その発生頻度は 1.0×10^{-5} /炉年を下回るものと推定されるが、本評価では主蒸気管 4 本で 1.0×10^{-5} /炉年として検討する。

- ・主蒸気隔離弁による隔離失敗確率

主蒸気隔離弁(内側及び外側)による隔離に失敗する場合の故障モードとしては隔離弁の機械的故障と電氣的故障(信号系の失敗)の 2 通りが考えられる。ここで、機械的故障の確率は 21 ヶ年故障率より、空気作動弁の閉失敗確率 (3.2×10^{-4}) を用いる。また、電氣的故障の確率は、その構成がほぼ同等である原子炉緊急停止系と同等と考えると、原子炉緊急停止系の故障確率(平均値)が であることから、主蒸気隔離弁の電氣的故障の確率もこれに近い値を示すと考えられ、機械的故障の確率と比べれば小さな値になると考えられる。このことから、主蒸気隔離弁による隔離の失敗確率には機械的故障の確率(空気作動弁の閉失敗確率 (3.2×10^{-4})) を用いる。

2) 主蒸気管破断の発生箇所・隔離の成否と発生頻度及び重要事故シーケンスの選定への影響

ここで、主蒸気管破断をその発生箇所及びその後の事象進展を考慮する上で重要となる隔離の成否に着目し、以下の 3 つの場合に分けて考える。また、破断箇所の場合分けのイメージを第 1 図に示す。なお、いずれの場合についても今回の PRA で考慮する必要性は低いと判断し、今回の PRA では考慮しないこととした。これは発生頻度が低いことや、今回の PRA で考慮している他の起回事象と同じイベントツリーで整理されると考えたためである。

起回事象として考慮しないものの、主蒸気管破断をその発生箇所及び隔離の成否によって整理すると、以下の 3 つのいずれの場合も他の起回事象と同じイベントツリーで整理されることから、今回の PRA から抽出されたシーケンス以外の新たなシーケンスが抽出されることは無く、重要事故シーケンスの選定への影響はない。

なお、今後の課題として起回事象を詳細化する場合には、これらについても再度詳細に検討する余地があるものとする。

① 主蒸気内側隔離弁の外側(第 1 図の a, b, c)で発生し、隔離に成功する場合

この場合、起回事象としては過渡事象のうち、隔離事象に整理できる。

緩和機能についても、今回の PRA で隔離事象に対して期待している機能と同等と考えられる。発生頻度は 1.0×10^{-5} /炉年であり、これは今回の PRA で用いている隔離事象の発生頻度 (2.7×10^{-2} /炉年) に比べて小さな値である。

緩和機能が今回の PRA における隔離事象のイベントツリーと同等であり、その発生頻度も今回の PRA で考慮している値に比べて小さいことから、主蒸気管破断が発生し、隔離に成功する場合を今回の PRA に含めて考慮する必要性は低いものと考えた。

このため、事故シーケンス抽出の観点では、隔離事象のイベントツリーで考慮されているものとする。

② 主蒸気内側隔離弁の外側(第 1 図の a, b, c)で発生し、隔離に失敗する場合

格納容器の外側(第 1 図の a, b)で破断が発生した場合、起因事象としては格納容器バイパス事象に整理できる。格納容器バイパス事象はレベル 1.5PRA において格納容器機能喪失に直結する事象として整理しており、緩和機能には期待していない。発生頻度は、第 1 図の b の箇所では、主蒸気管破断の発生頻度 (1.0×10^{-5} /炉年) と内側隔離弁の閉止の失敗確率 (3.2×10^{-4}) の積をとり、 3.2×10^{-9} /炉年と考えられる。第 1 図の a の箇所では、更に外側隔離弁の閉止の失敗確率を考え、 1.0×10^{-12} /炉年となる。これらの値は今回の PRA で用いている格納容器バイパス事象の発生頻度 (5.0×10^{-3} /炉年) に比べて小さな値である。

格納容器の内側(第 1 図の c)で破断が発生した場合、大 LOCA に整理できる。これについては次の③で述べる。

格納容器バイパス事象は、緩和機能は期待できない事象であるが既にレベル 1.5PRA で考慮している事象であり、その発生頻度も今回の PRA で考慮している値に比べて小さいことから、今回の PRA では主蒸気管破断を起因事象とする場合を考慮する必要性は低いものと考えた。

このため、事故シーケンス抽出の観点では、内部事象運転時レベル 1.5PRA における格納容器バイパス事象で考慮されているものとする。

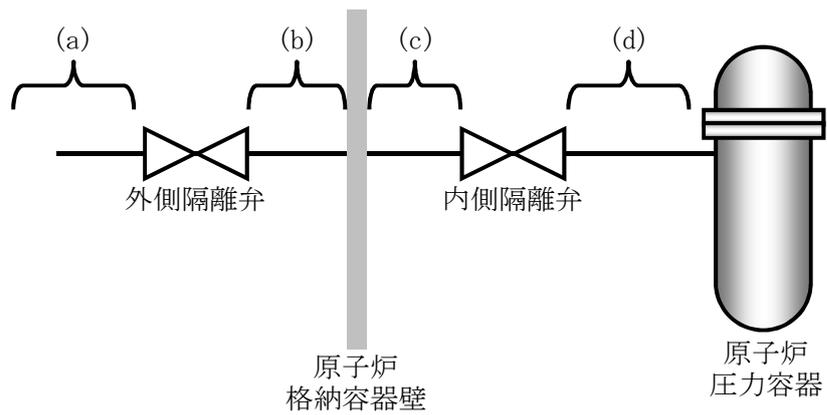
③ 主蒸気隔離弁の内側(第 1 図の d)で発生する場合

この場合、起因事象としては大 LOCA に整理できる。主蒸気配管の口径 (700A) は大 LOCA で考慮している口径の最小値 (125A) より大きいものの、原子炉減圧が不要なレベルの LOCA という点では大 LOCA と同じである。また、主蒸気配管が原子炉の通常水位よりも高い位置に設置されているため、大 LOCA と同じく気相から蒸気が流出する事象になると考えられる。このことから、必要な緩和機能は大 LOCA と同等と考えられる。なお、今回の PRA では大 LOCA の発生頻度を 2.0×10^{-5} /炉年と整理しているが、これは口径 125A 以上の配管破断の発生頻度であり、これ

には主蒸気配管(口径:700A)の発生頻度も含まれる。

主蒸気管相当の口径の配管が破断する場合についても今回の PRA では大 LOCA の発生頻度を含めて考慮している。また、緩和機能は今回の PRA における大 LOCA のイベントツリーと同等である。

このため、事故シーケンス抽出の観点では、大 LOCA のイベントツリーで考慮されているものとする。



第1図 破断箇所の場合分けのイメージ

3. 原子炉圧力容器破損頻度の評価結果

3.1 評価の目的

原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)破損頻度は、国内外での発生事例が無く、海外文献(WASH-1400)においても 10^{-7} /炉年と報告されるなど、発生頻度の低い事象と考えられている。一方で、ECCSの注水能力を大きく上回る事象であり、炉心損傷直結となることから、全炉心損傷頻度に占める割合で見た場合、無視できないものとなる場合がある。

本評価では、全炉心損傷頻度が 8.8×10^{-6} /炉年であることから、仮にRPV破断の発生頻度を 1.0×10^{-7} /炉年とした場合、全体の約1%を占めることとなり、崩壊熱除去機能喪失シーケンスに次いで炉心損傷頻度の大きな事故シーケンスグループとなる。

これらの状況から、本PRAにおける考慮の必要性を改めて確認することを目的とし、今回、確率論的破壊力学(PFM)評価を用いて柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のRPV破損頻度を評価した。

3.2 評価の概要

PFMを用いたRPV破損頻度評価の流れを第2図に示す。RPVの炉心近傍の溶接線に存在する製造時亀裂を初期亀裂として、初期亀裂1個当たりの60年後の破損確率をPFMによって評価し、溶接線に存在する亀裂個数を乗じることでRPVの破損確率を求めた。これを供用期間で除算することで、RPV破損頻度を求めた。

PFM解析コードでは、初期亀裂の深さ及びアスペクト比(長さ/深さ)の確率分布を層別化したセルで定義し、層別セルの重み(存在確率)を考慮した。層別セルからサンプリングした亀裂の存在確率を、製造時の体積検査の検出精度に応じて低減させた後、各亀裂サンプルに対して、決定論的に寿命末期までのRPVの荷重条件に応じた亀裂進展解析を実施した。亀裂進展解析の結果、貫通に至った場合には貫通確率としてカウント(累積貫通確率)し、サンプル計算を終了した。貫通に至らないサンプルは寿命末期の照射脆化した破壊靱性と応力拡大係数の関係から破壊する場合の存在確率をカウント(累積破壊確率)した。以上の手順で求めたセルの累積貫通確率と累積破壊確率を寿命末期まで合算したものを破損確率として、亀裂1個当たりの寿命末期の条件付き破損確率を求めた。

また、供用期間中検査による亀裂検出を考慮する場合と考慮しない場合の2通りについて評価した。

3.3 評価条件

3.3.1 評価コード

初期亀裂1個当たりの条件付き破損確率の評価には、PFM解析コードPEPPER^[1]を用いた。

3.3.2 評価対象部位

照射脆化による破壊靱性値低下への影響が大きい RPV 炉心部周りの溶接線を対象とした。

3.3.3 初期亀裂分布

初期亀裂の形状分布は ASTM の手法^[2]を参照した。

亀裂深さ分布は、Marshall. W^[3]の指数分布式を用いたが、維持規格^[4]では亀裂の進展及び破壊評価において安全側とするため、クラッド厚を亀裂深さに加算して健全性評価を実施することとなっている。そこで、亀裂深さ分布の平均値にクラッド厚さを加算した確率分布を用いて評価した。

3.3.4 亀裂個数

溶接線に存在する亀裂個数については、30 個/m³程度であるとの報告^[5]がある。現実的には初期の亀裂個数はこの値よりも少ないと言われている^[1]が、本検討では安全側にこの値を用いた。溶接線の開先形状はメーカにより異なるため、亀裂個数は 6 号炉で 5.7 個、7 号炉で 3.7 個となった。

3.3.5 亀裂検出確率

製造時検査及び供用期間中検査では、亀裂深さに応じて検出確率式で求めた亀裂検出確率を亀裂の存在確率に乗じて低減させた。亀裂の検出確率式には、Marshall. W^[6]が提案している式を用いた。

3.3.6 亀裂進展評価

亀裂進展評価では、維持規格^[4]の EB-3350 に従いフェライト鋼の軽水炉環境中における疲労亀裂進展速度式を用いた。亀裂進展速度式に使用する応力拡大係数は、維持規格^[4]の平板中の半楕円表面亀裂の応力拡大係数を用いた。亀裂進展速度に維持規格^[4]で整備された上限包絡線を用いることで、安全側な評価とした。亀裂進展評価に用いる荷重条件は、詳細な FEM 解析による応力を参照せず、各プラントの工認計算書の応力計算結果の最大応力強さを亀裂面の垂直方向に作用するように参照した。

3.3.7 不安定破壊評価

不安定破壊評価では、BWR の脆性破壊の条件として低温高圧の最も厳しい耐圧試験状態を想定した。不安定破壊荷重は、応力計算書の試験状態の一次膜＋一次曲げ応力強さ (PL+Pb) の評価を参照し、これを亀裂面に垂直な一次膜応力 P_m として応力拡大係数 K_{app} の計算に用いた。

脆性破壊評価に用いる破壊靱性 K_{Ic} は、荷重条件の温度 T と関連温度 RT_{NDT} から下限包絡された維持規格の評価式で求めた。関連温度 RT_{NDT} の初期値は、各プラントの材料試験データから設定した。関連温度は、寿命末期での照射脆化の影響を考慮し、初期関連温度と関連温度移行量 ΔRT_{NDT} を用いて求めた。プラント寿命を 60 年として、各プラントの照射脆化による関連温度移行量を JEAC4201-2007^[7]に基づいて評価し、関連温度移行量のばらつきで破壊靱性がばらつきを持つよう設定していることから、このばらつきが破壊確率へ大きく影響を与える。

不安定破壊は K_{app} が K_{IC} を超えた場合に生じるものとした。

3.4 評価結果

評価結果を第1表に示す。表の通り、6号及び7号炉のRPV破損頻度は供用期間中検査を考慮しない場合には 10^{-15} /炉年未満、供用期間中検査を考慮した場合には 10^{-20} /炉年程度と非常に小さな値となった。

3.5 まとめ

PFMを用いた簡易的な評価の結果、RPV破損頻度は過去の文献で示されている値に比べて十分に低いことが確認された。今回の評価結果に基づくと、RPV破損による炉心損傷頻度は全炉心損傷頻度に比べて無視できる値である。また、RPVは製造時及び供用期間中検査等で十分に健全性が確認されている機器であり、RPV破損はPRAの起因事象から除外して問題ないものと考えられる。

また、事故シーケンス抽出の観点では、本事象は大LOCAを超える破断口径のLOCA(Excessive-LOCA)として、炉心損傷直結事象に整理されるものと考えられる。その発生頻度が十分に低いと考えられるため、内部事象運転時レベル1PRAの起因事象からは除外したが、地震レベル1PRAからはExcessive-LOCAが抽出されていることから、本事象については重要事故シーケンスの選定プロセスの中でその扱いを整理している。

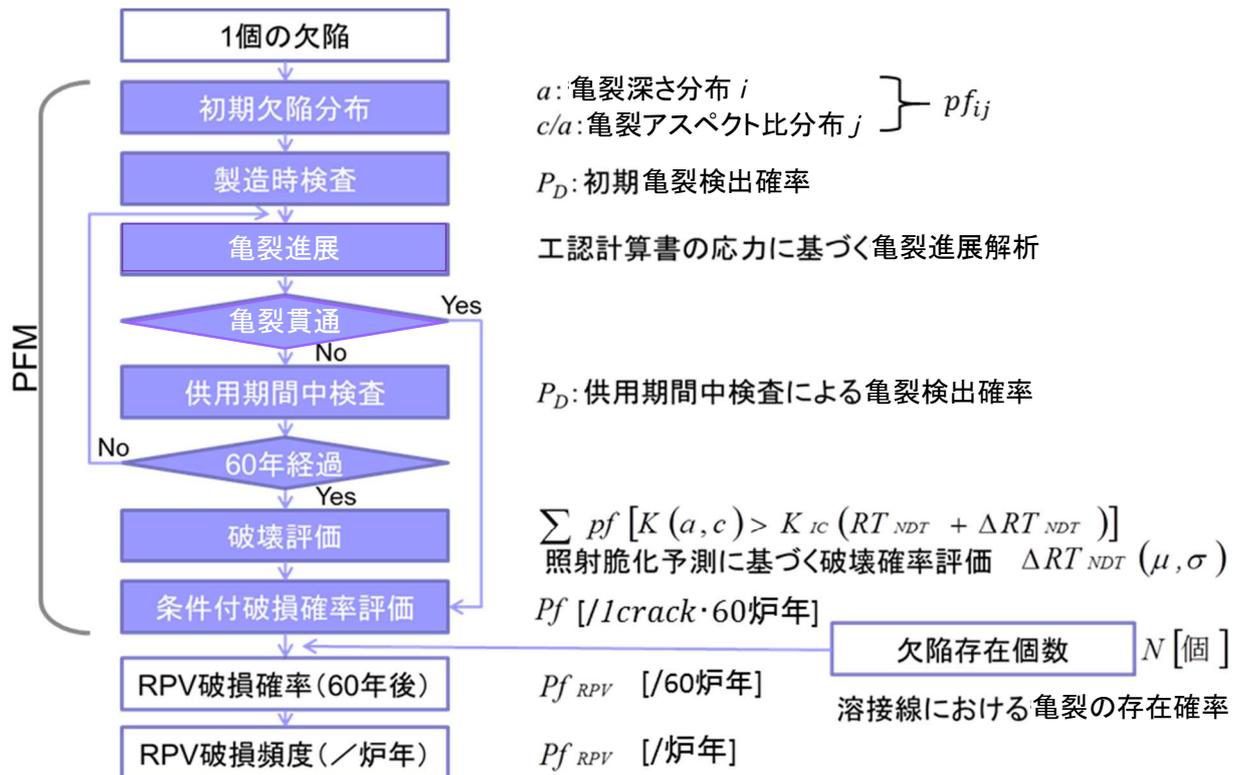
3.6 参考文献

- [1] JWES-AE-1204, リスク活用のための確率論的破壊力学技術-基礎と応用-, 日本溶接協会 原子力研究委員会, 平成24年12月
- [2] Probabilistic Fracture Mechanics and Fatigue Methods. Applications for Structural Design and Maintenance, Bloom/Ekvall editors, ASTM STP 798, 1983.
- [3] Marshall.W, Wrs assessment of the integrity of PWR pressure vessel” , UKAEA, 1982.
- [4] JSME 維持規格 2012年版(JSME S NA-1-2012), 日本機械学会, 2012年12月
- [5] Simonen, F.A., et al., “VISA-II - A Computer Code for Predicting the probability of Reactor Pressure Vessel Failure,” NUREG/CR-4486, Pacific Northwest Laboratory, Richland, WA, 1986.
- [6] Marshall.W, “An assessment of the integrity of PWR pressure vessel” , UKAEA, 1976.
- [7] 原子炉構造材の監視試験方法 JEAC4201-2007, 日本電気協会 原子力規格委員会

以上

第1表 RPV 破損発生頻度評価結果

	6号炉	7号炉
供用期間中検査を考慮しない場合	2.5×10^{-16} /炉年	3.0×10^{-18} /炉年
供用期間中検査を考慮した場合	1.2×10^{-20} /炉年	7.3×10^{-21} /炉年

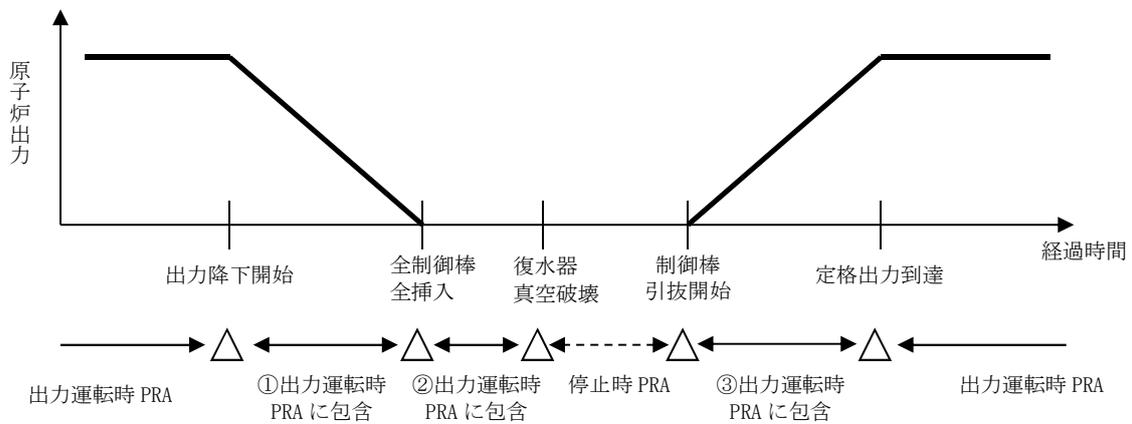


第2図 RPV 破損発生頻度評価の流れ

運転時 PRA において通常停止を起因事象として取扱う考え方

(1) 運転時を対象とした PRA の対象範囲

運転時を対象とした PRA の対象範囲については、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」（以下「学会標準」という。）において、BWR では第 1 図に示すとおり、「制御棒引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。



第 1 図 運転時を対象とした PRA 及び停止時 PRA の対象範囲

①～③の期間を出力運転時 PRA に含めることは、使用可能な緩和設備及びその信頼性の観点から通常運転時と同等であることを以て問題ないと判断している。①～③の各期間を出力運転時 PRA に包含する理由は以下のとおり。

① 出力降下開始 ～ 全制御棒全挿入

使用可能な緩和設備は、出力の降下に伴って定格出力運転時から変化する（減少する）ものの、出力運転期間に比べて当該期間は極めて短い（①の時間が数時間に対し、通常運転期間は 13 ヶ月）ことを考慮すると、定格出力運転時と同等として扱うことに問題はないと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同等の状態である。

緩和設備の変化について、例えば原子炉停止機能に注目すると、原子炉圧力/出力が低下した状態では、プラント運用のため下記のスクラム信号がバイパスされるが、これは燃料健全性を確保する上で、下記のインターロックによる原子炉スクラムの必要が無い状況に移行したことによるものであり、①の期間中の厳密なモデル化の有無が PRA の結果に有意な影響を及ぼすものではない。

- ・ 原子炉圧力の低下に伴う「主蒸気隔離弁閉」によるスクラム
- ・ 原子炉出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「タービン加減弁

急速閉」によるスクラム

② 全制御棒全挿入 ～ 真空破壊

使用可能な緩和設備は定格出力運転時から変化する(減少する)ものの、当該期間が短いことを考慮すると、この相違は PRA の観点で有意となるものではなく、定格出力運転時と同等として扱うことに問題はないと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同等の状態である。

③ 制御棒引抜開始 ～ 定格出力

使用可能な緩和設備の待機状態は出力運転時から変化する(減少する)ものの、本期間の崩壊熱が小さいこと、定期検査での点検によりランダム故障の確率が低減されていると考えられること、当該期間が極めて短いことを考慮すると、この相違は PRA の観点で有意となるものではなく、定格出力運転時と同等として扱うことに問題はないと考える。なお、緩和設備のサポート系も出力運転時と同等の状態である。

(2) 通常停止を起因事象として取扱う考え方

学会標準において、起因事象とは「通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び格納容器損傷に波及する可能性のある事象」と定義されている。

今回実施した内部事象出力運転時レベル 1PRA では、上記の学会標準の定義を踏まえて、以下の考え方により通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)を起因事象として考慮している。

- ・ 通常停止も過渡事象等と同様、炉心の冷却及び崩壊熱除去によって原子炉を冷温停止に移行させる必要があるため。
- ・ 崩壊熱レベルが出力運転時と同程度と高く、動作を期待する緩和設備が機能しない場合に炉心損傷及び格納容器破損に波及する可能性は、その他の起因事象が発生した場合と同等と考えられるため。
- ・ 通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)は、発生頻度が年約 1 回以上と高いことから、結果として本事象を起因として炉心損傷及び格納容器損傷に至る頻度は高く、評価上無視できないと考えるため。
- ・ 通常停止には計画外停止が考慮されていることから、過渡事象等の起因事象でなくとも、計画外停止の増加はリスクの増分として反映される。計画停止の観点では、通常の運転期間を変更した場合、定期検査までの期間が変化することの影響(過渡事象等の発生実績の傾向が増減する等)が表れる可能性が考えられる。これらのことから、通常停止(計画停止及び軽微な故障による停止)を起因事象として考慮することは、運転中のプラントのリスクを網羅的に考慮する上で適切と考える。

以 上

「起動操作」を起回事象に含めないことの方

今回実施した内部事象運転時レベル 1PRA では、起回事象(通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷及び格納容器損傷に波及する可能性のある事象)として「通常停止(計画停止及び軽微な故障による計画外停止)」を考慮している。一方で、起動操作そのものは起回事象として考慮していない。これは、起動時のプラントの状態に関する以下の点を考慮し、起動時のリスクが小さく、運転時の評価に包絡されると考えたためである。

- ・ 起動時のプラントの状態は運転時とほぼ同じであること。
- ・ 炉停止後の時間経過及び新燃料の装荷により崩壊熱レベルが低いこと。
- ・ 起動前には安全系などが点検されているため、ランダム故障の確率が低減されていると考えられること。

なお、起動操作の期間について、日本原子力学会の学会標準では、出力運転時の PRA の対象とする期間を制御棒の引き抜き開始から復水器真空破壊までとしており、この期間に生じたトラブル事象は全て起回事象として考慮されている。このため、プラント起動中に生じたトラブル事象も起回事象として考慮されている。

以 上

起因事象発生頻度の評価における考え方

内部事象運転時レベル 1PRA に用いる起因事象は以下のように抽出している。

○過渡事象

設置許可申請書添付書類十で評価されている原子炉の異常な過渡変化及び事故について分析、発生後のプラント挙動を考慮し、7つの起因事象にグループ化

○従属性を有する起因事象

設置許可申請書添付書類八等に記載されている、原子炉の運転に係る設備についての機能喪失時の影響を検討し、補機冷却系の故障、電源の故障等の7つの起因事象を抽出

○原子炉冷却材圧力バウンダリに関する事象(原子炉冷却材喪失事故(LOCA))

破断規模によりプラント応答が異なることを考慮し、大LOCA, 中LOCA, 小LOCAの3事象に分類

これに通常停止を加え、内部事象運転時レベル 1PRA における起因事象として用いている。

抽出した起因事象の発生頻度は、以下の①～③のとおり評価している。

①国内の運転経験データにおいて、発生が報告されている事象については、発生件数を国内プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】過渡事象(逃がし安全弁誤開放を除く)、通常停止

②国内の運転経験データにおいて、発生が報告されていない事象であっても、発生頻度等の評価に活用可能な文献等を参照可能な事象については、それらを参照・検討し、値を設定した。

【対象事象】LOCA, インターフェイスシステム LOCA

③国内の運転経験データでは発生が報告されておらず、発生頻度の評価に活用可能な文献等が確認できない事象については、国内での発生件数を0.5件とし、これを国内プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】逃がし安全弁誤開放、従属性を有する起因事象

以上

起因事象「外部電源喪失」の発生頻度の算出に用いる運転実績

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉(以下「6 号及び 7 号炉」という。)の PRA では、外部電源喪失の発生頻度を国内 BWR の運転実績のみを対象として算出しており、国内 PWR の実績は含めていない。外部電源設備については BWR と PWR の間に大きな相違が無いと考えられることから、今後の評価では BWR と PWR の運転実績を統合した値を用いることも検討していく。

なお現在の BWR と PWR の外部電源喪失の発生頻度はほぼ同等であり、仮に両者の運転実績を合わせて評価しても炉心損傷頻度の変化は小さい。

1. 6 号及び 7 号炉の PRA に用いた起因事象「外部電源喪失」の発生頻度

6 号及び 7 号炉の PRA では、外部電源喪失の発生頻度を次のように算出している。現在は国内 BWR の運転実績のみを対象として算出しており、PWR の実績は考慮していない。

起因事象「外部電源喪失」発生頻度(6 号及び 7 号炉)

$$= \text{国内 BWR の外部電源喪失事象発生回数} / \text{国内 BWR の暦年}^{\ast 1}$$

$$= 3 / 706.1$$

$$= 4.2 \times 10^{-3} \text{ (/炉年)}$$

※1 暦年は営業運転開始から平成 21 年 3 月までの国内 BWR プラント
運転期間及び運転停止期間の合計値

2. 国内 PWR プラントにおける起因事象「外部電源喪失」の発生頻度

国内 PWR プラントの PRA^{※2}では、国内 PWR の運転実績を元に、6 号及び 7 号炉の PRA と同様の考え方で次のように外部電源喪失の発生頻度を算出している例がある。

※2 川内原子力発電所発電用原子炉設置許可変更申請書(1 号及び 2 号発電用
原子炉施設の変更)添付書類の一部補正 平成 26 年 6 月 九州電力株式会社

起因事象「外部電源喪失」発生頻度(国内 PWR プラントの評価例)

$$= \text{国内 PWR の外部電源喪失事象発生回数} / \text{国内 PWR の暦年}^{\ast 3}$$

$$= 3 / 621$$

$$= 4.8 \times 10^{-3} \text{ (/炉年)}$$

※3 暦年は営業運転開始から平成 23 年 3 月までの国内 PWR プラント
運転期間及び運転停止期間の合計値

3. 外部電源喪失の発生頻度を変動させた場合の PRA 結果への影響

外部電源喪失の発生頻度の算出の考え方に BWR と PWR での違いはなく、その値についてもほぼ同等である。仮に BWR と PWR の運転実績を合計して外部

電源喪失の発生頻度を算出すると、

$$6 / 1327.1 = 4.5 \times 10^{-3} \text{ (/炉年)}$$

となる。6号及び7号炉のPRAにおける、外部電源喪失を起因とした場合の炉心損傷頻度は 2.3×10^{-8} /炉年であるため、BWRとPWRの運転実績を合計した場合の炉心損傷頻度は、

$$2.3 \times 10^{-8} \times (4.5 \times 10^{-3} / 4.2 \times 10^{-3}) = 2.5 \times 10^{-8} \text{ (/炉年)}$$

となり、炉心損傷頻度の増加分は 2×10^{-9} /炉年となる。この増加分は、6号及び7号炉のPRAにおける外部電源喪失を起因とした場合の炉心損傷頻度の1割弱であり、全炉心損傷頻度 8.7×10^{-6} /炉年に比べても小さな値である。

外部電源喪失を起因としたシーケンスの炉心損傷頻度が一様に1割程度増加するものの、起因事象別の炉心損傷頻度における外部電源喪失の割合は全体の0.3%であることから、全体の結果に与える影響は極めて小さいものと考えられる。

以 上

具体的破断箇所を想定した場合の
原子炉冷却材喪失事故(LOCA)後の炉心損傷頻度

今回の申請において実施した PRA(申請用評価)における起因事象の LOCA の考え方では、具体的な破断箇所は設定せず、LOCA の発生頻度について検討されている海外の文献を参考に、大 LOCA、中 LOCA 及び小 LOCA それぞれに相当する大きさの破断の発生頻度を設定している。

これに対し本評価では、破断が原子炉圧力バウンダリの溶接箇所で見ると想定した上で、破断が非常用炉心冷却系で生じた場合には当該非常用炉心冷却系での緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した。評価の結果、申請用評価での LOCA 後の炉心損傷頻度と本評価での LOCA 後の炉心損傷頻度に大きな値の相違がないことを確認した。

1. 非常用炉心冷却系及びその他の系統での LOCA 発生頻度の算出

系統別の LOCA の発生頻度は式(1)で算出した。算出に用いた値と算出結果を第 1 表に示す。申請用評価では破断口径 25A 未満を小 LOCA、25A 以上 125A 未満を中 LOCA、125A 以上を大 LOCA としているが、本評価では破断口径 100A 以上を大 LOCA、100A 未満を中 LOCA とし、原子炉隔離時冷却系(RCIC)の緩和機能に期待しないものとした。また、各 LOCA 発生頻度は今回の PRA で用いた値とした。

$$\text{着目する系統の配管破断発生頻度} = \frac{\text{着目する系統の機能維持に係わる溶接線数}}{\text{原子炉圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{LOCA発生頻度} \dots (1)$$

第 1 表 各系統の配管口径別の溶接線数と系統当たりの LOCA 発生頻度

	溶接線数 ^{※1}		配管破断発生頻度[/炉年]	
	100A 以上	100A 未満	大 LOCA	中 LOCA
HPCF (B)	8	17 ^{※2}	9.6×10^{-7}	2.8×10^{-5}
HPCF (C)	8	0	9.6×10^{-7}	0
RCIC	71 ^{※3}	69 ^{※3}	8.6×10^{-6}	1.2×10^{-4}
LPFL (A)	18 ^{※4}	0	2.2×10^{-6}	0
LPFL (B)	10	0	1.2×10^{-6}	0
LPFL (C)	9	0	1.1×10^{-6}	0
その他の原子炉 圧力バウンダリ	42	34	5.1×10^{-6}	5.7×10^{-5}
合計	166	120	2.0×10^{-5}	2.0×10^{-4}

※1 溶接線数は、クラス 1 機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出した。
 ※2 高圧炉心注水系(HPCF) (B)に合流するほう酸水注入系(SLC)の配管を考慮した。
 ※3 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、RCIC の機能喪失に至る箇所を考慮した。
 ※4 給水系の溶接部のうち、低圧注水系(LPFL) (A)の機能喪失に至る箇所を考慮した。

2. LOCA 発生後の炉心損傷頻度

具体的破断箇所を想定した場合の LOCA 後の炉心損傷頻度は式(2)で算出した。算出に用いた値と算出結果を第 2 表に示す。

$$\text{LOCA 後の炉心損傷頻度} = \sum_i \left(\begin{array}{l} \text{系統 } i \text{ での} \\ \text{LOCA 発生頻度} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{系統 } i \text{ に期待できない場合の} \\ \text{条件付炉心損傷確率} \end{array} \right) \cdots \cdots (2)$$

第 2 表 各系統での LOCA 発生後の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度

	条件付炉心損傷確率		炉心損傷頻度[/炉年]	
	大 LOCA	中 LOCA	大 LOCA	中 LOCA
HPCF (B)				
HPCF (C)				
RCIC				
LPFL (A)				
LPFL (B)				
LPFL (C)				
その他の原子炉 圧力バウンダリ				
合計				

3. 申請用評価の結果と本評価結果の比較

LOCA 後の炉心損傷頻度について、申請用評価の結果と本評価の結果を第 3 表に示す。また、申請用評価での LOCA 後の炉心損傷頻度を追記したイベントツリーを第 1, 2 図に示す。評価結果の比較から、申請用評価での LOCA 後の炉心損傷頻度と本評価での LOCA 後の炉心損傷頻度に大きな値の相違がないことを確認した。

第 3 表 申請用評価の結果と本評価結果の比較

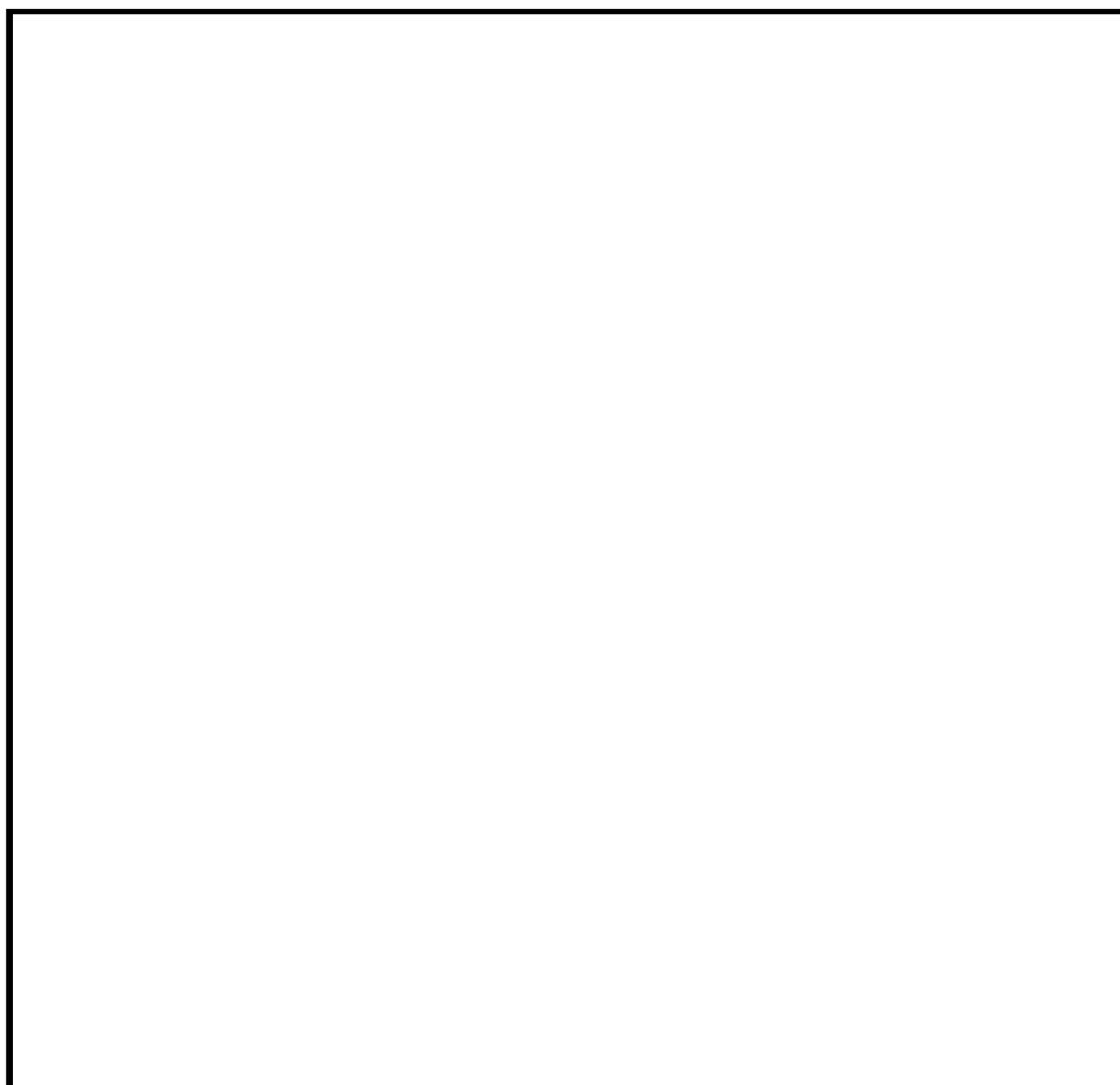
	大 LOCA	中 LOCA
申請用評価における LOCA 後の炉心損傷頻度[/炉年]	3.5×10^{-9}	3.4×10^{-8}
本評価における LOCA 後の炉心損傷頻度[/炉年]		

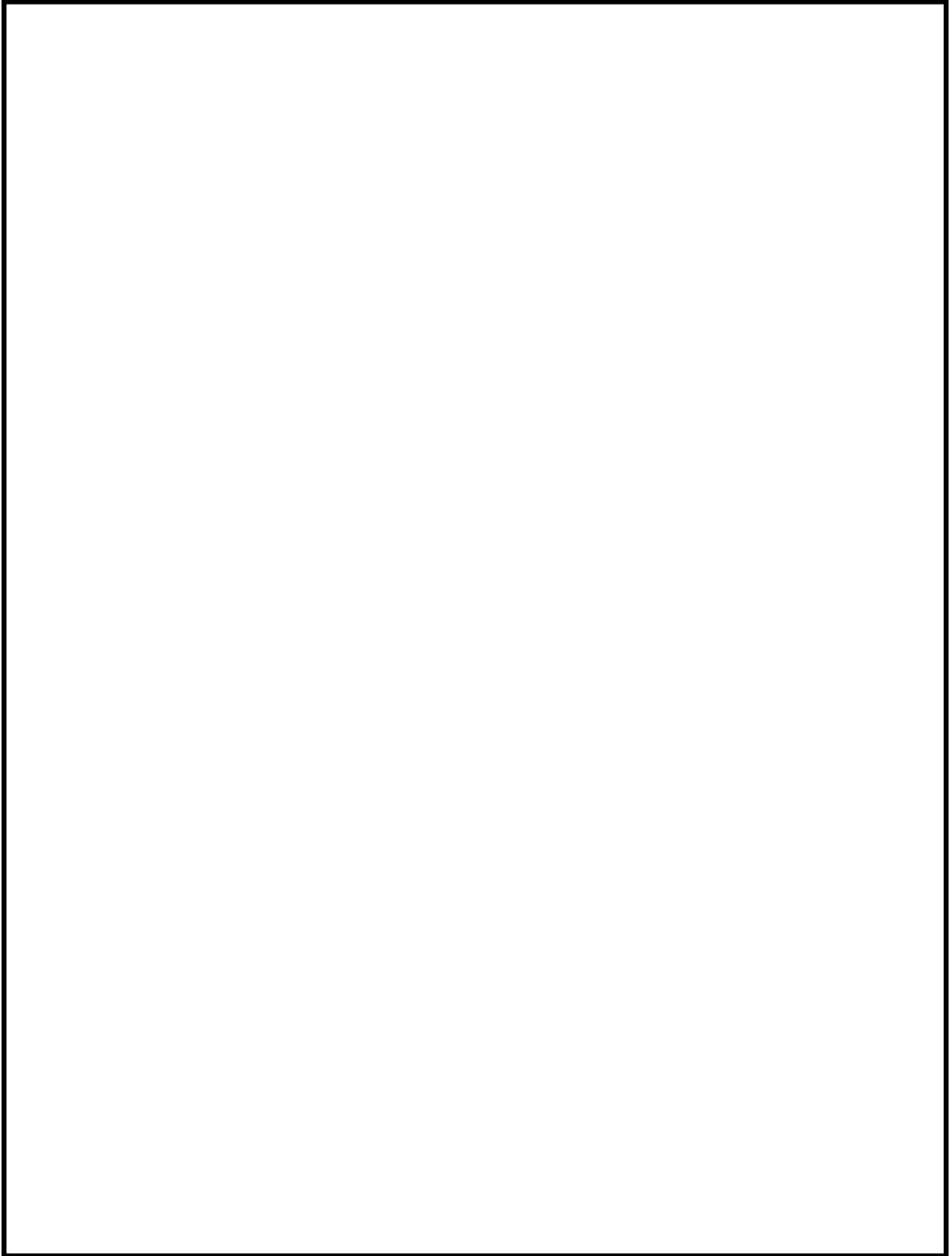
以上

インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA) の発生箇所の考え方

ISLOCAとは、原子炉冷却材圧力バウンダリの高い圧力が、隔離失敗によってそれと直結した原子炉格納容器外の低圧設計の箇所に付加され、低圧設計の箇所が破断することによって発生するLOCAである。

本PRAでは、ISLOCAを内部事象出力運転時レベル1PRAの起因事象として取り扱うこととし、詳細評価を実施した。評価の詳細を以下に示す。







以 上

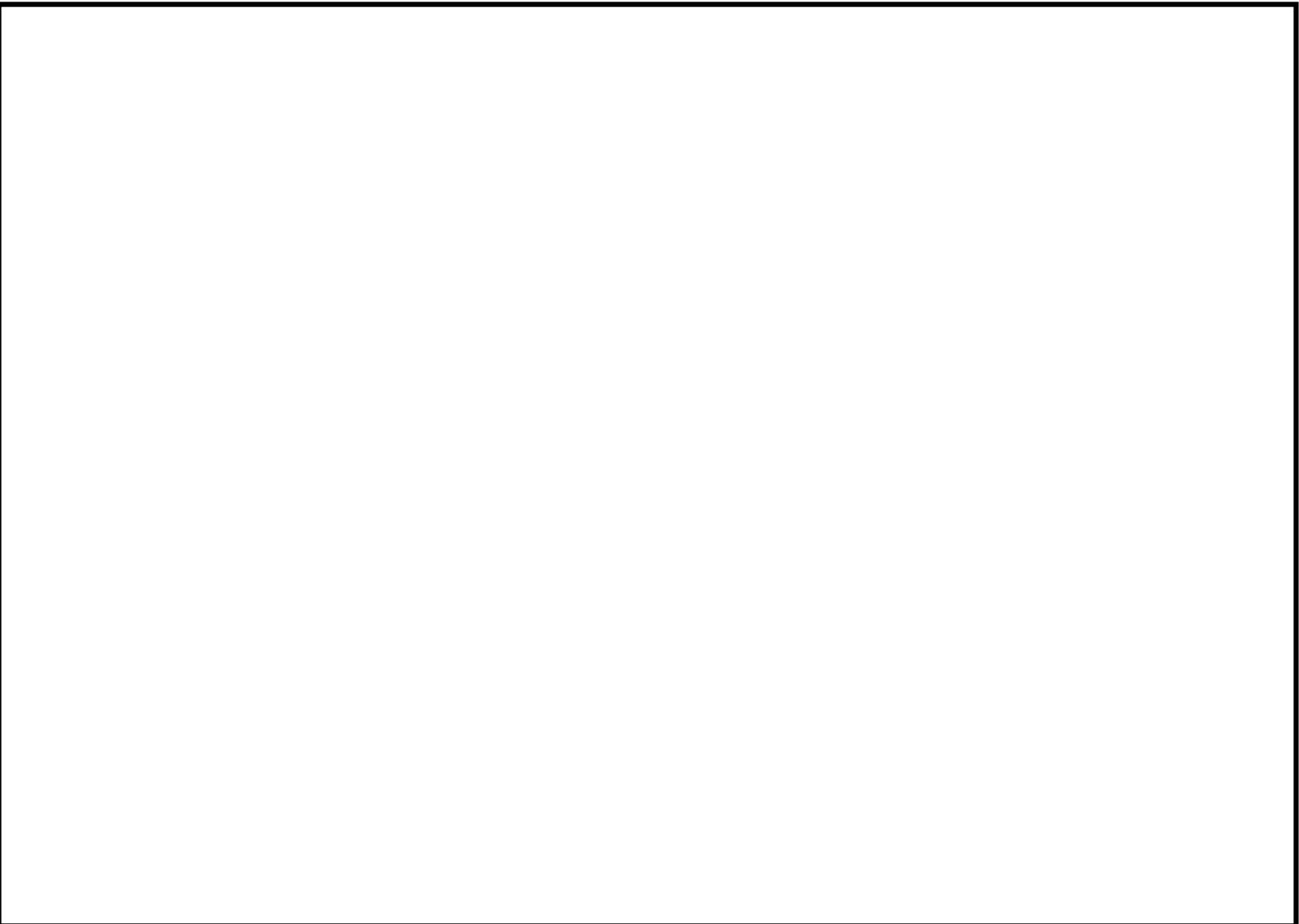
第 1 表 RHR 系統における ISLOCA シナリオ

A large, empty rectangular box with a black border, occupying the lower half of the page. It appears to be a placeholder for a table or other content related to the caption above, but it is currently blank.

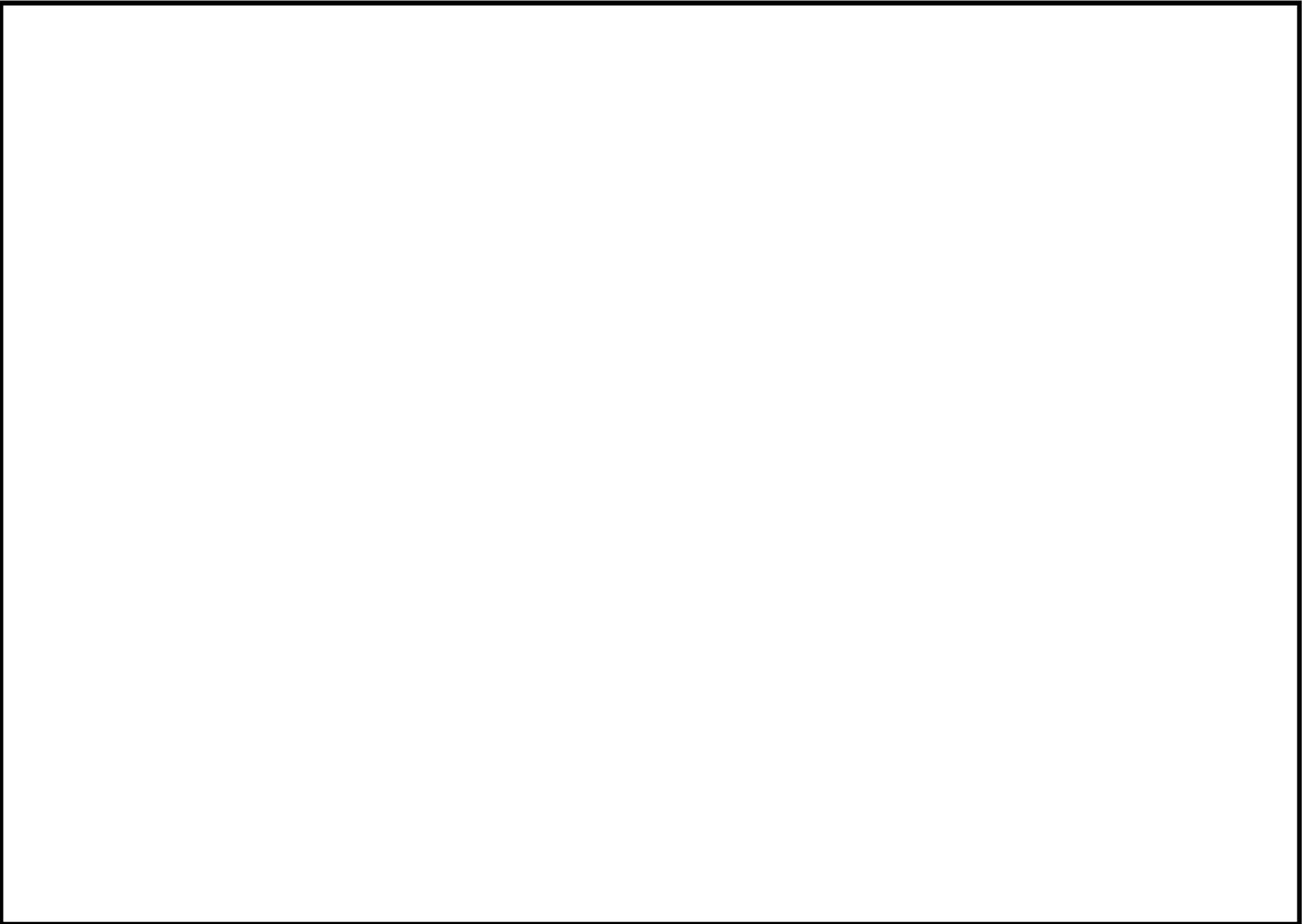
第2表 ISLOCA発生頻度評価のためのパラメータ

No.	パラメータ	故障率又は確率	備考
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			

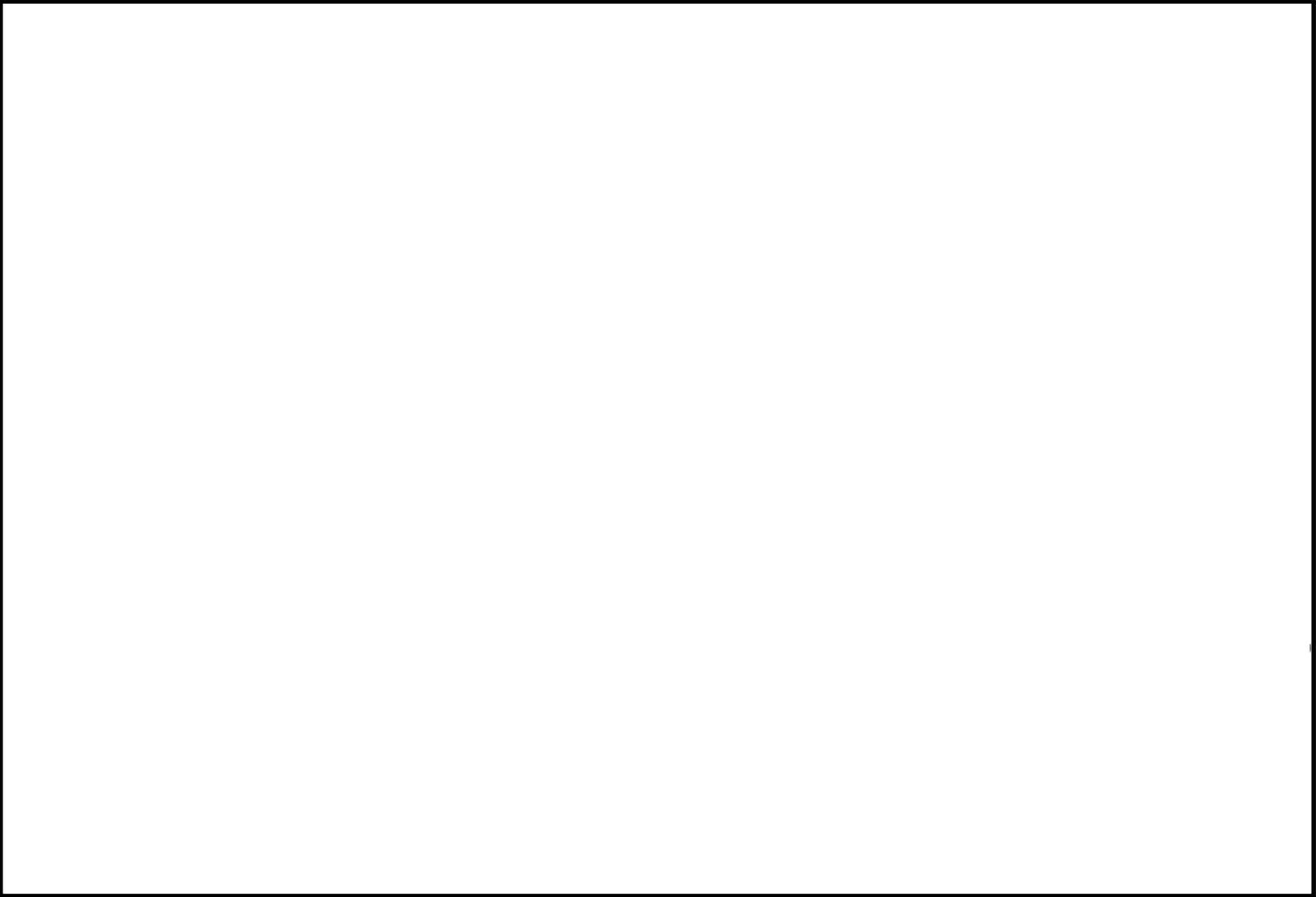
補足 1.1.1.b-8-5

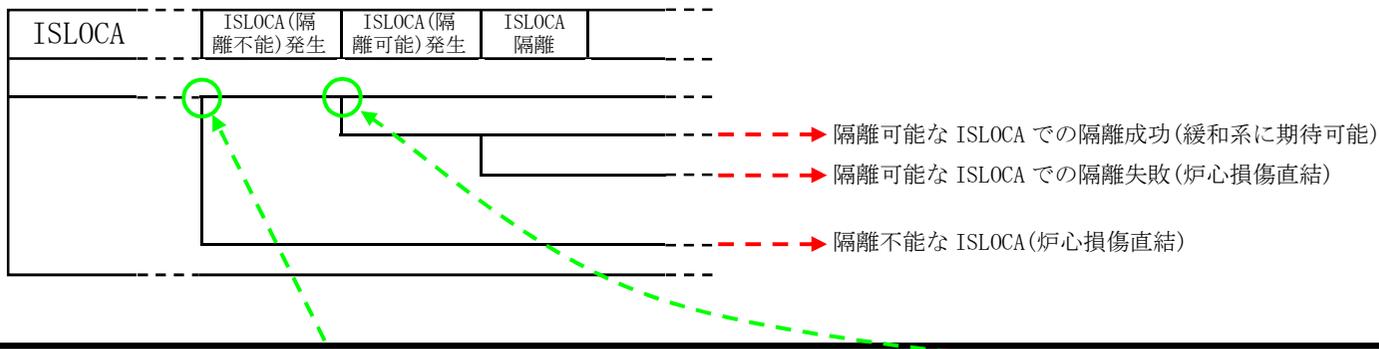


補足 1.1.1.1.b-8-6



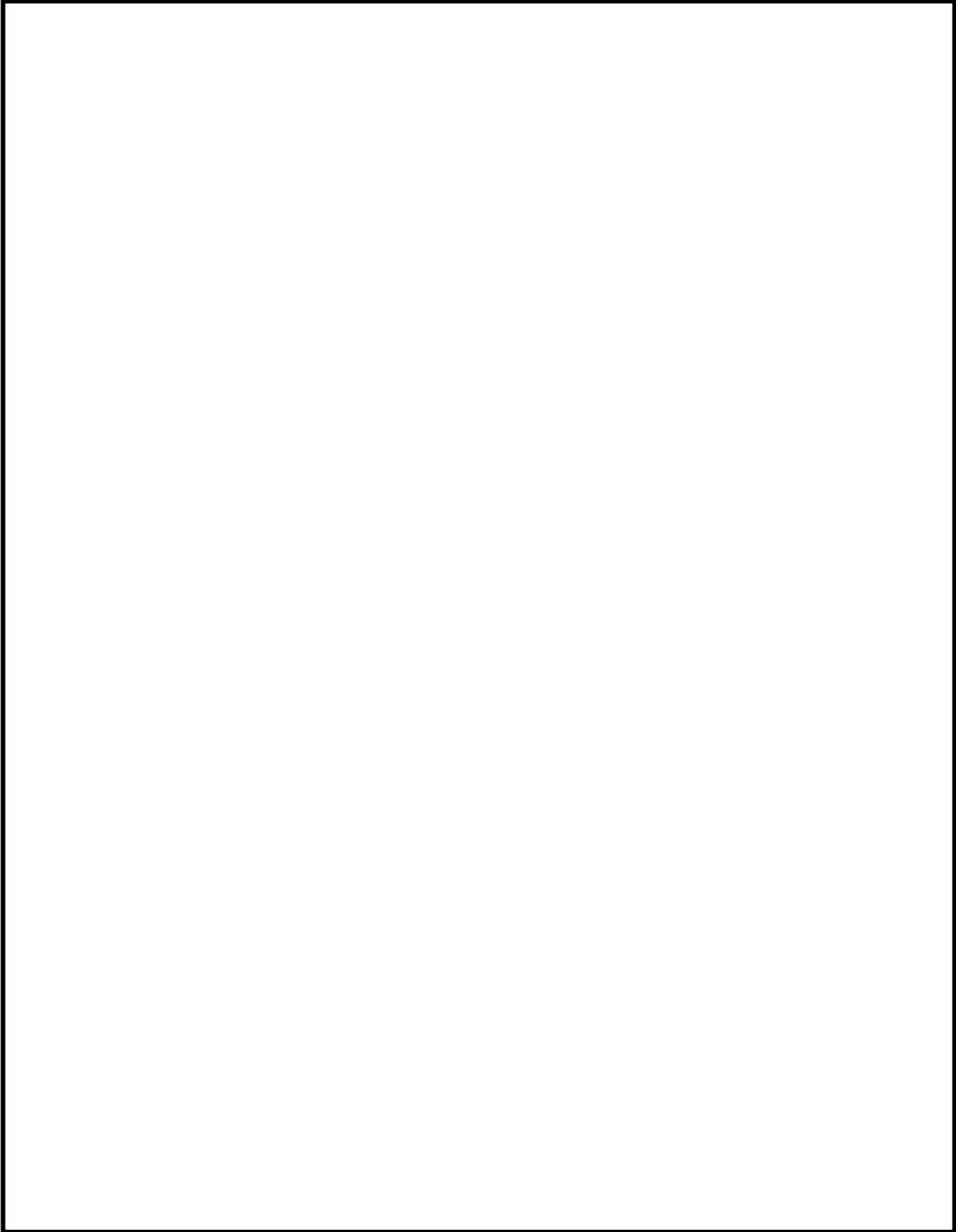
補足 1.1.1.b-8-7





補足 1.1.1.b-8-8

第4図 ISLOCA発生頻度算出のイメージ



インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) の評価に関する
海外(米国)との違い(データ及びシナリオ)

ISLOCA の評価に関する海外との違いについて、NUREG/CR-5928 (ISLOCA Research Program) と比較した。

1. NUREG/CR-5928 における ISLOCA 評価の概要

NUREG/CR-5928 では、米国の BWR4 プラントを対象とした評価を実施している。

① ISLOCA 発生頻度

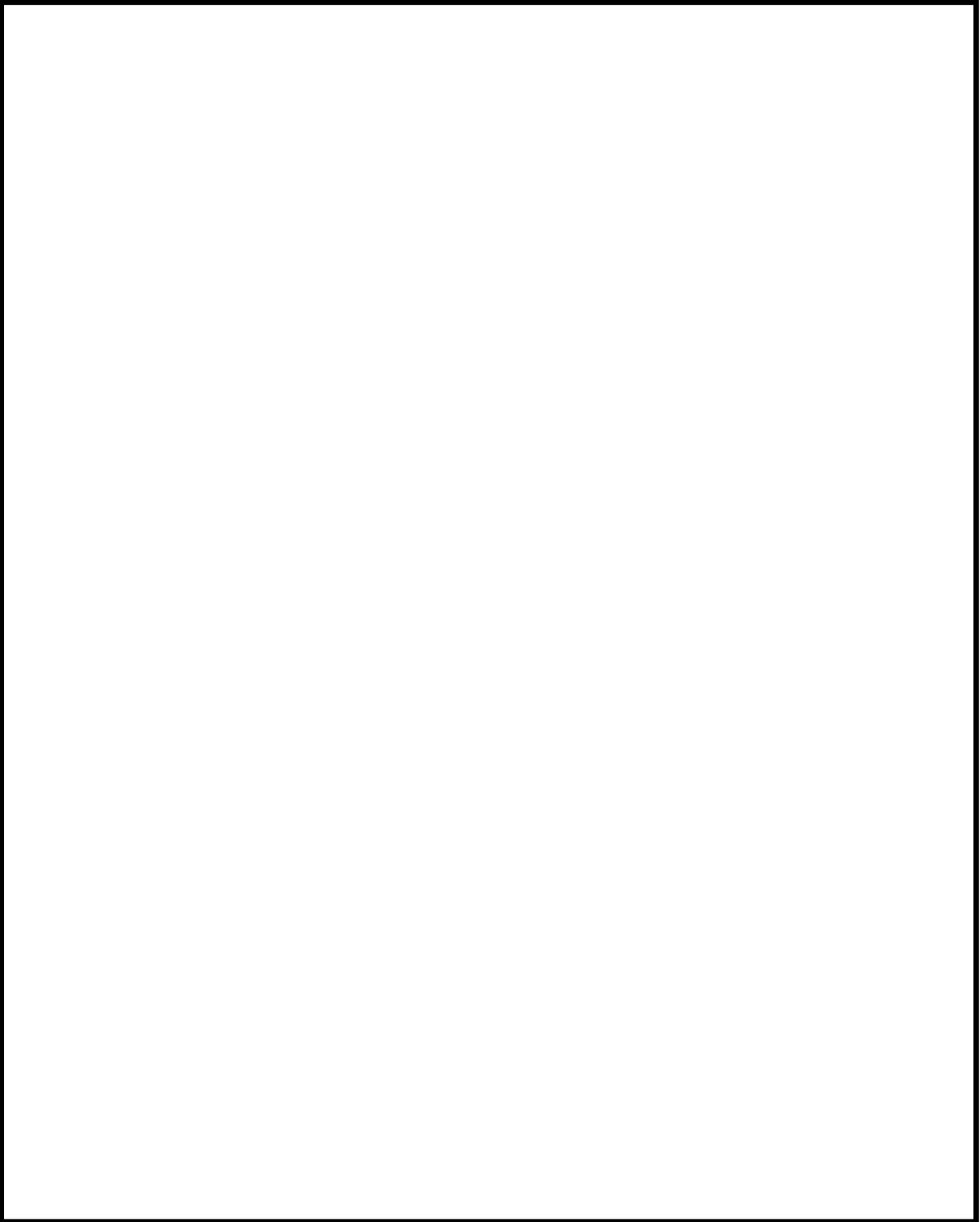
- ・ RCIC, HPCI : ϵ
- ・ CS : 1.7×10^{-9}
- ・ LPCI 注入配管 : 2.7×10^{-8}
- ・ SHC 吸込み配管 : 3.7×10^{-8}

② ISLOCA による炉心損傷頻度

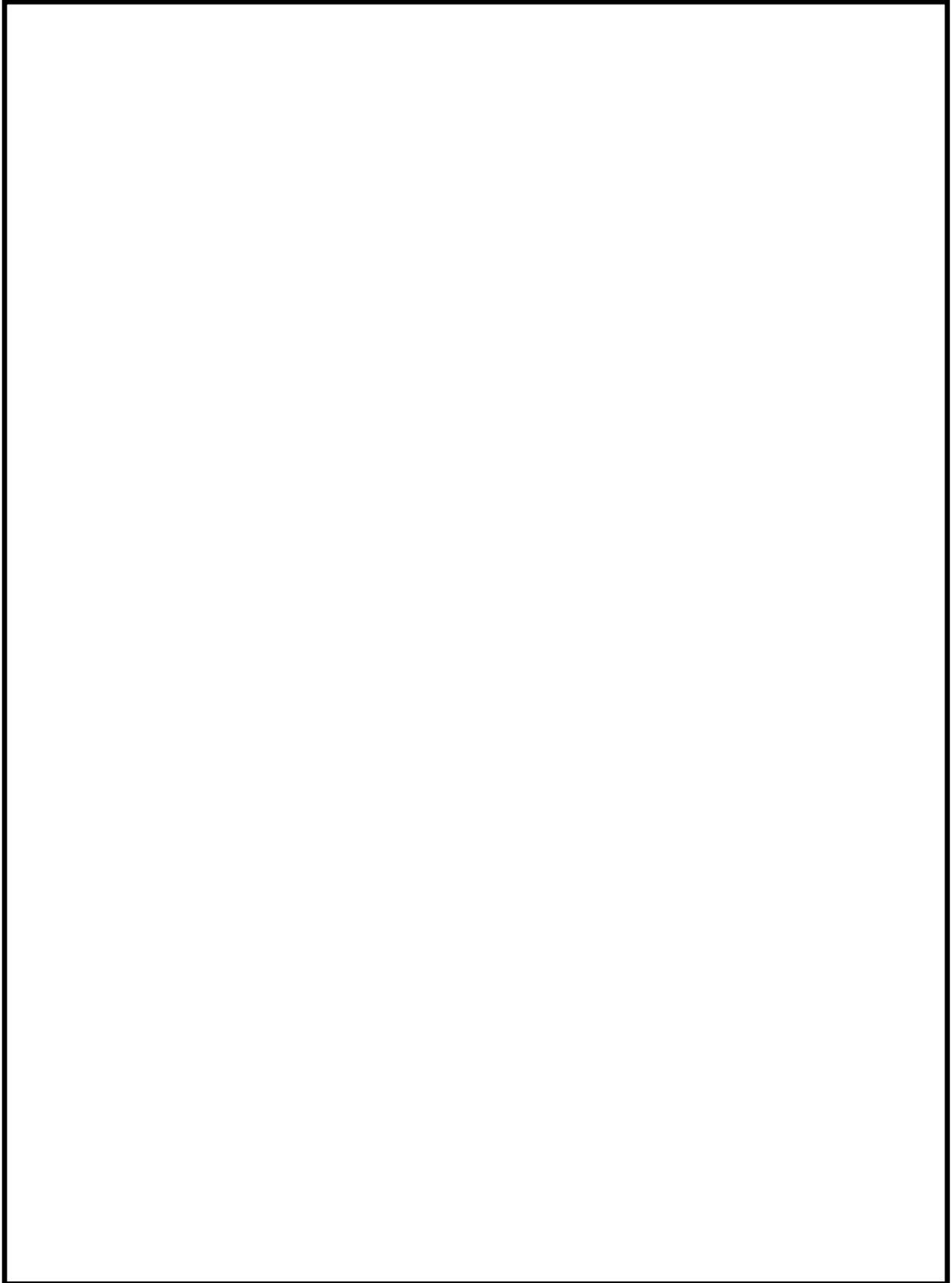
- ・ RCIC, HPCI : ϵ
- ・ CS : 1.7×10^{-9}
- ・ LPCI 注入配管 : 2.7×10^{-9}
- ・ SHC 吸込み配管 : 3.7×10^{-9}

③ RHR の SHC 吸込み配管についての ISLOCA 発生頻度の評価例(第 1 図参照)

- ・ 低圧部への過圧の発生頻度
 - = (F009 内部破損+F608 内部破損) × F008 内部破損
 - = $(1 \times 10^{-7} / \text{h} + 1 \times 10^{-7} / \text{h}) \times 1 \times 10^{-7} / \text{h} \times 8760 / 2 \text{ h} \times 8760 \text{ h/y}$
 - = $7.7 \times 10^{-7} / \text{y}$
- ・ F006 の電動弁について、開状態と閉状態について各々 50% の確率と仮定しており、これに基づき、配管の破損頻度は以下のとおりに評価している。
 - 配管破損頻度 = $7.7 \times 10^{-7} / \text{y} \times (0.5 \times 0.074 + 0.5 \times 0.023)$
 - = $3.7 \times 10^{-8} / \text{y}$
- ・ さらに、運転員による破断箇所の隔離の成功確率を 90% (失敗確率 0.1) と仮定しており、ISLOCA を起因とする炉心損傷頻度 (CDF) は以下の値となる。
 - CDF = $3.7 \times 10^{-8} / \text{y} \times 0.1$
 - = $3.7 \times 10^{-9} / \text{y}$

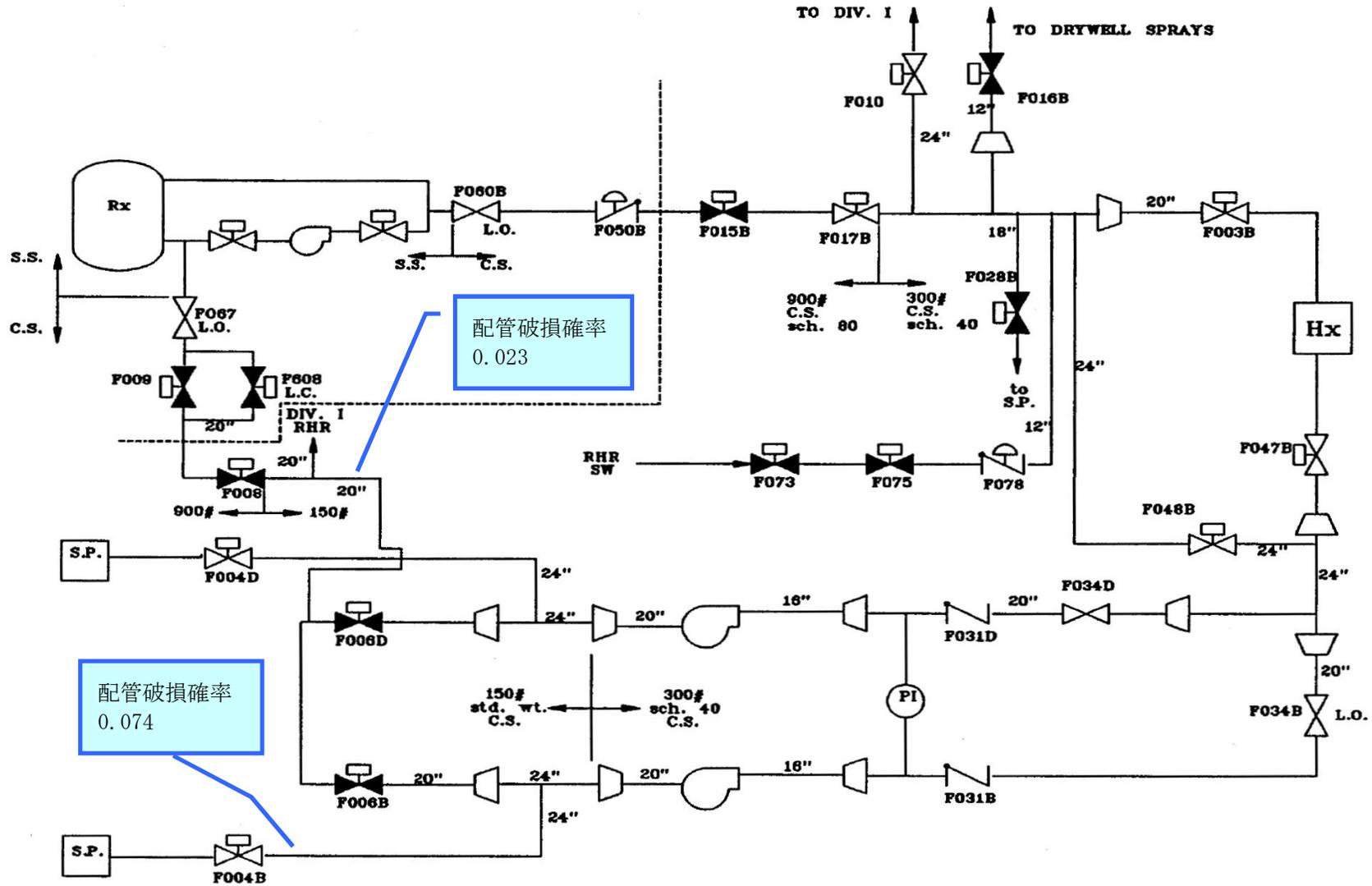






以 上

補足 1.1.1.1.b-9-5



第1図 NUREG/CR-5928におけるRHRの配管線図

PRAにおける炉心損傷の定義としての燃料被覆管の酸化量の扱い

「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(平成25年6月原子力規制委員会)」では、炉心損傷防止の要件として以下があげられている。

- (1) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること(温度制限)。
- (2) 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること(酸化量制限)。

これらの要件については、以下のように考えることが出来る。

(1)の温度制限は、事故進展の過程において、燃料被覆管の最高温度が1,200℃に達した場合の急激な金属-水反応による酸化反応の進行と、それに伴う反応熱の発生による被覆管脆化及び燃料の損傷の防止によって炉心損傷を防ぐことを目的とした要件と考えられる。

一方、(2)の酸化量制限は、事故進展の過程において蒸気冷却によって一定の冷却が達成され、燃料被覆管の最高温度は1,200℃以下であるものの、高温の状態が長期間継続することで被覆管脆化が進行する状態について、これを防止し、燃料の損傷を防ぐことを目的とした要件と考えられる。なお、参考として(2)の酸化量制限に到達する燃料被覆管の温度と蒸気冷却継続時間の関係を第1表に示す。

これまでのPRA評価では、上記の(1)を十分満足出来るだけの注水能力を有する設備に限定して、期待する緩和設備を設定しており、この注水能力の場合には第1表から(2)が満足されることは明らかであることから、炉心損傷防止の要件として(1)のみを設定していた。

本PRA評価においては上記の考え方にもとづき、炉心損傷の定義を「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル1PSA編):2008」と同様に(1)のみとした。

以上

第1表 燃料被覆管の温度と酸化量制限に至る蒸気冷却継続時間の関係

燃料被覆管の温度	酸化量制限に至る蒸気冷却継続時間
1200℃	13分
1000℃	3時間
900℃	12時間
800℃	74時間

成功基準設定の考え方

成功基準の同定の要件として、日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 1PSA 編)：2008」では以下のとおりとされている。

～ 以下、学会標準から抜粋 ～

6.1.4 熱水力解析・構造解析による成功基準の同定 起因事象のグループ化と事故シーケンスのモデル化との詳細さのバランスを考慮し、熱水力解析又は構造解析を用いて成功基準を同定する。・・・(中略)・・・。原子炉設置許可申請書や同型プラントに関する PSA において、当該プラントに適用することが可能な成功基準がある場合にはこれを用いてもよい。

本 PRA 評価では、設置変更許可申請書において設計が確認された設備を安全機能として設定している。

したがって、成功基準の設定においては、上記学会標準の要件を踏まえて、主に設置変更許可申請書及び先行 PRA の情報を基にしている。参考として、炉心冷却機能を対象とした、成功基準設定に係る検討結果を第 1 表に示す。

また、成功基準に関する解析の一例として、大 LOCA 時に高圧炉心注水系 1 系統で注水を行った際の燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量を評価した。評価の結果、大 LOCA 後の高圧炉心注水系 1 系統の注水により、炉心の露出に至ることはないため、燃料被覆管の最高温度は初期温度を上回らず、燃料被覆管の酸化量の増加もないことが確認された。評価条件を第 2 表に、評価結果を第 3 表及び第 1 図から第 3 図に示す。

以 上

第1表 炉心冷却機能に係る成功基準設定の検討結果

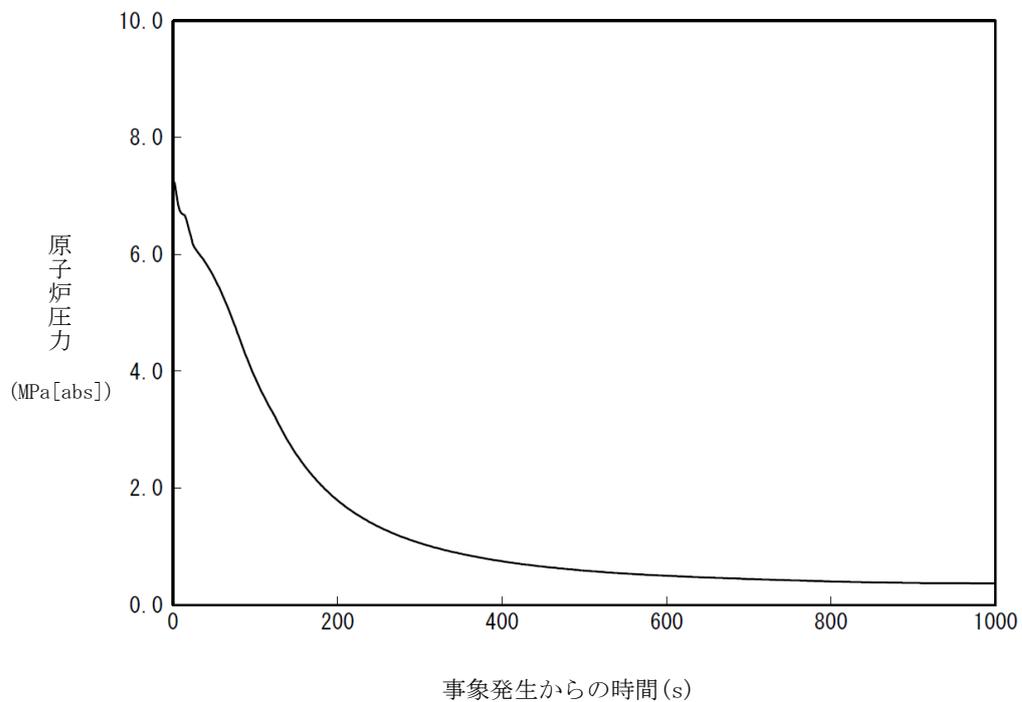
安全機能	成功基準の設定根拠	
原子炉隔離時冷却系	設置変更許可申請書	<ul style="list-style-type: none"> ・ 復水・給水系からの給水喪失時に、原子炉水位(レベル2)で自動起動し、原子炉水位がレベル1.5に至ることはない。【<u>過渡事象の成功基準</u>】 ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する25mm(1インチ)径の小口径配管の破断に相当する原子炉冷却材の漏えいがあった場合でも、原子炉冷却材の保有量を回復できるような適切な流量で給水できる。【<u>小LOCAの成功基準</u>】
高圧炉心注水系	設置変更許可申請書 先行PRA	<ul style="list-style-type: none"> ・ 高圧炉心注水ポンプ1台の容量は180m³/h～730m³/hであり、原子炉隔離時冷却系と同等以上の容量を有しているため、原子炉隔離時冷却系によって炉心損傷防止に成功する過渡事象及び小LOCAは高圧炉心注水ポンプ1台で炉心冷却が可能と判断した。【<u>過渡事象、小LOCAの成功基準</u>】 ・ 先行PRAの成功基準では、全事象に対して高圧炉心注水ポンプ1台で炉心冷却が可能とされている。【<u>全事象の成功基準</u>】
自動減圧系	設置変更許可申請書	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉水位低とドライウェル圧力高の同時信号により、逃がし安全弁を強制的に開放し、中小破断事故時に原子炉圧力を速やかに低下させて、低圧注水系の早期の注水を促す。【<u>低圧注水成功のための成功基準</u>】
低圧注水系	設置変更許可申請書 先行PRA	<ul style="list-style-type: none"> ・ 先行PRAの成功基準を参考に設定。全事象に対して残留熱除去系ポンプ1台で炉心冷却が可能である。【<u>全事象の成功基準</u>】
給水系	設置変更許可申請書	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電動駆動給水ポンプ1台の容量は、2,300m³/hであり、高圧炉心注水ポンプ1台の容量730m³/hよりも大きいことから、成功基準として設定した。 ただし、大中LOCA時は、復水器ホットウェルへの補給が間に合わないため、成功基準に含めていない。【<u>大中LOCAを除く全事象の成功基準</u>】
復水系	設置変更許可申請書	<ul style="list-style-type: none"> ・ 復水系として期待する低圧復水ポンプ1台の容量は2,700m³/hであり、残留熱除去系ポンプ1台の容量950m³/hよりも大きいことから、成功基準として設定した。 ただし、大中LOCA時は、復水器ホットウェルへの補給が間に合わないため、成功基準に含めていない。【<u>大中LOCAを除く全事象の成功基準</u>】

第 2 表 大 LOCA 事故の評価条件(高压炉心注水系 1 系統注水)

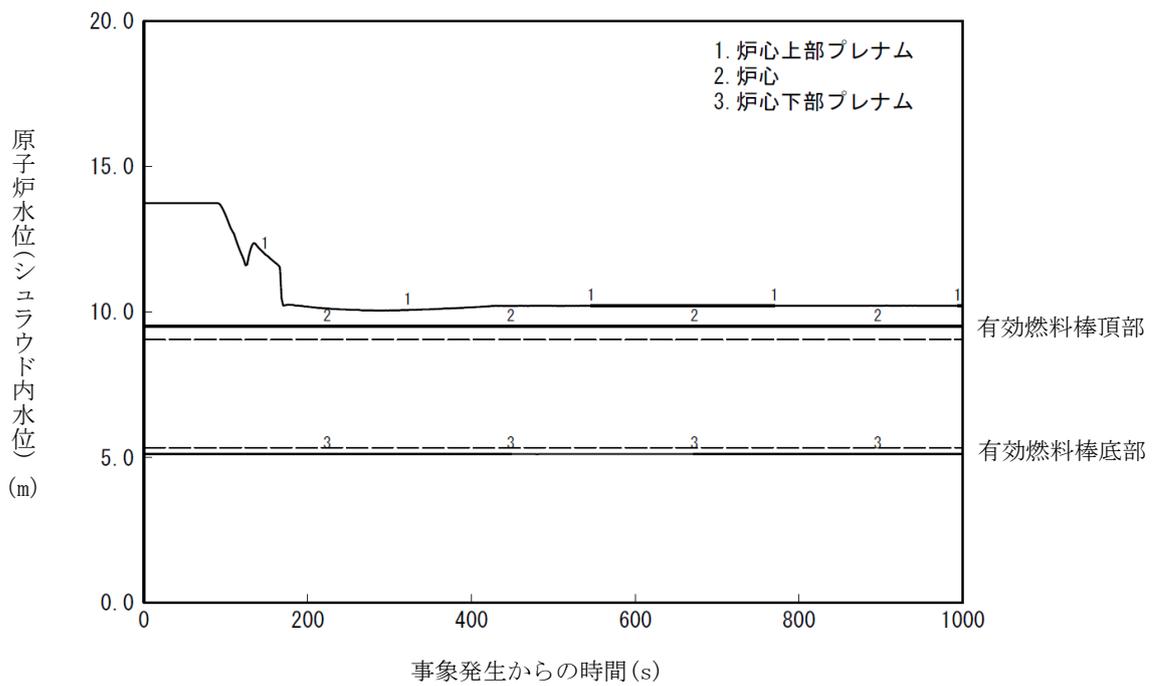
	評価条件
解析コード	SAFER
初期出力	102%
初期炉心流量	90%
初期炉心水位	通常水位
破断箇所	残留熱除去系吸込配管(両端破断)
外部電源	事象発生と同時に喪失 (時刻 0 秒で給水ポンプトリップ, 再循環ポンプ全台トリップ)
高压炉心注水系起動条件	原子炉水位低(レベル 1.5)

第 3 表 大 LOCA 事故の評価結果(高压炉心注水系 1 系統注水)

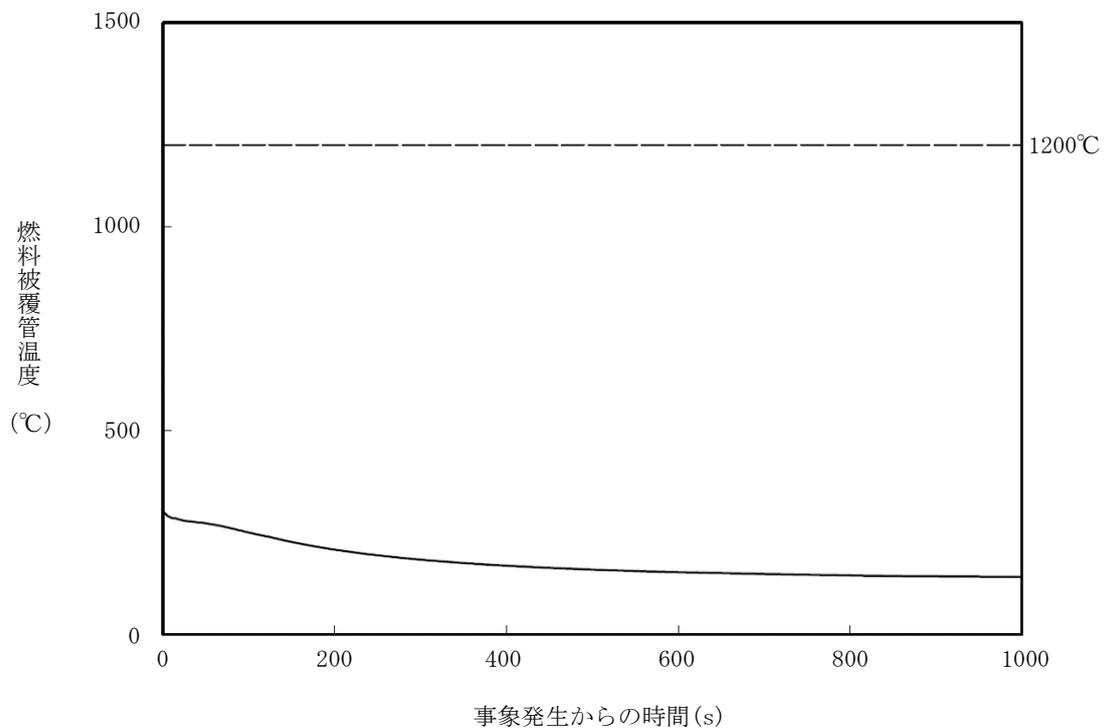
評価項目	解析結果
燃料被覆管の最高温度	初期値
燃料被覆管の酸化量	増加なし



第 1 図 大 LOCA 事故時の原子炉圧力(高压炉心注水系 1 系統注水)



第 2 図 大 LOCA 事故時の原子炉水位(シュラウド内水位)変化
(高圧炉心注水系 1 系統注水)



第 3 図 大 LOCA 事故時の燃料被覆管温度変化(高圧炉心注水系 1 系統注水)

事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例

1. 成功基準設定と事象進展解析の活用の考え方

本 PRA では、設置変更許可申請書において設計が確認された設備を安全機能として設定している。したがって、設置変更許可申請書の設計情報をもとに成功基準を設定しているほか、過去の PRA の情報(先行例)についても参照し、成功基準の設定に活用している。

一方、成功基準の設定に際して詳細化の余地があると考えられる点については必要に応じて事象進展解析を実施し、成功基準とする系統あるいは機器の数を決定している。ここでは、事象進展解析結果を踏まえた成功基準設定の例として、小 LOCA 発生後に減圧して低圧注水系 1 系列で注水する際、炉心損傷に至ることなく炉心を冷却するために必要な逃がし安全弁の最少の開放弁数の確認結果を示す。

2. 解析条件及び解析結果と成功基準の設定

解析に用いた条件を第 1 表に、解析結果を第 2 表に、解析結果の例を第 1 図に示す。解析コードは MAAP を用いた。第 2 表の通り、小 LOCA 後に逃がし安全弁(自動減圧機能)によって減圧し、低圧注水系 1 系列によって注水する場合、逃がし安全弁が 1 弁以上開放されれば、減圧から注水までの過程における燃料温度の上昇は、炉心損傷となる 1200℃以下に抑えられることが確認された。この結果から、小 LOCA 発生後に減圧して低圧注水系 1 系列で注水する場合の逃がし安全弁の最少の開放弁数は 1 弁とした。

以 上

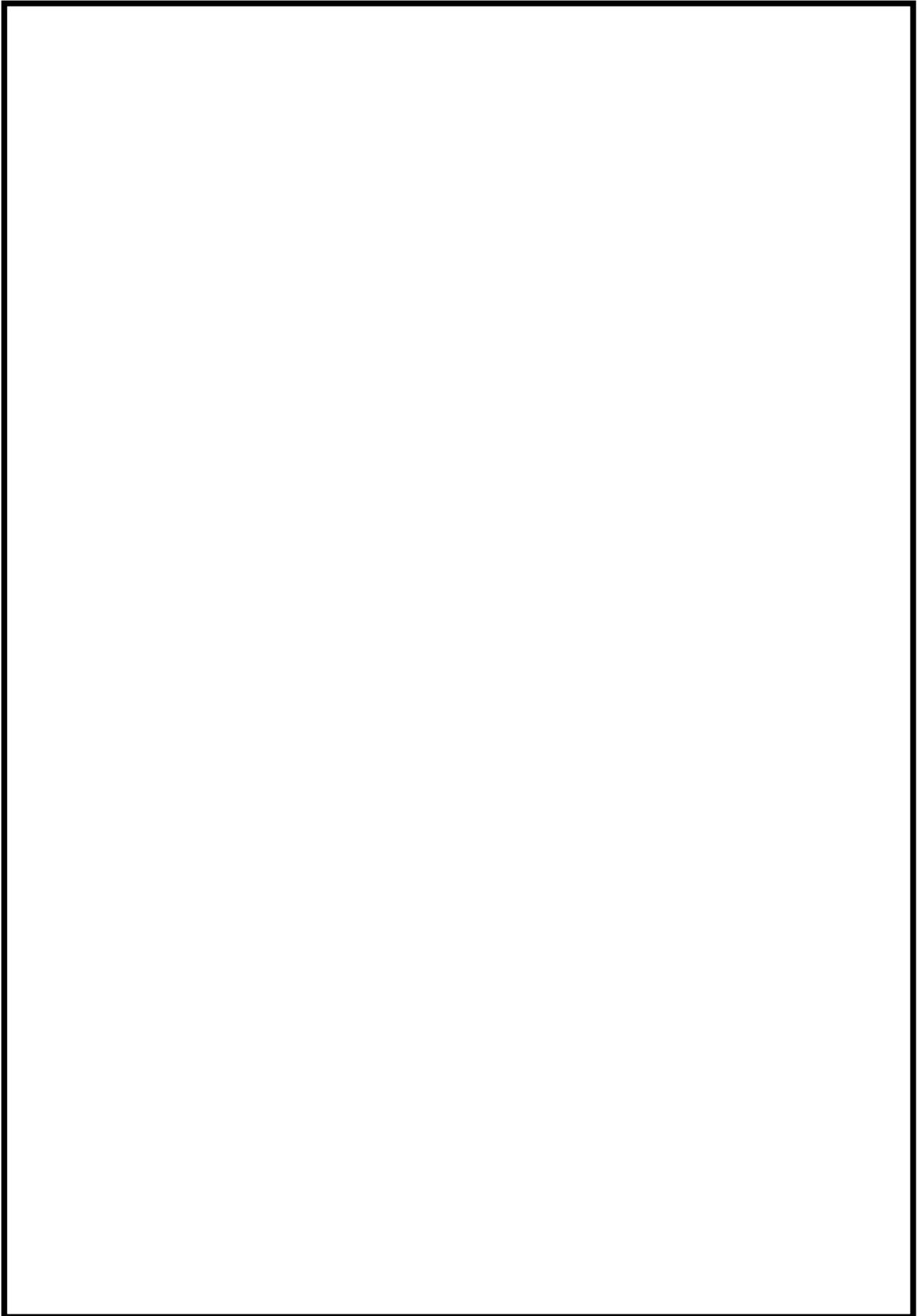
第 1 表 主な解析条件(小 LOCA)

項目	条件
原子炉出力	3926 MW
原子炉圧力	7.17 MPa
原子炉水位	レベル 3
原子炉スクラム	原子炉水位低(レベル 3)
主蒸気隔離弁閉	原子炉水位低(レベル 1.5)
破断箇所	高圧炉心注水系注入配管※

※ RCIC での水位維持が可能(小 LOCA の成功基準)な破断面積を設定

第 2 表 解析結果(小 LOCA)

解析ケース	燃料被覆管最高温度[K]
逃がし安全弁 1 弁減圧+低圧注水系 1 系注水	
逃がし安全弁 2 弁減圧+低圧注水系 1 系注水	



第1図 小LOCA後の燃料被覆管温度の推移
(逃がし安全弁1弁減圧+低圧注水系1系列注水の場合)

柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉
内部事象出力運転時レベル 1PRA イベントツリー集

目 次

○ 各ヘディングの概要	
○ 非隔離事象 (T1)	図 1-1
○ 非隔離事象 ATWS (T1)	図 1-2
○ 隔離事象 (T2)	図 2-1
○ 隔離事象 ATWS (T2)	図 2-2
○ 全給水喪失事象 (T3)	図 3-1
○ 全給水喪失事象 ATWS (T3)	図 3-2
○ 水位低下事象 (T4)	図 4-1
○ 水位低下事象 ATWS (T4)	図 4-2
○ RPS 誤動作等 (T5)	図 5
○ 外部電源喪失事象 (T6)	図 6-1
• 外部電源喪失事象 (LOCV)	図 6-2
• 外部電源喪失事象 (TE1) (DG-A, B, C 成功)	図 6-3
• 外部電源喪失事象 (TE2) (DG-C 失敗)	図 6-4
• 外部電源喪失事象 (TE3) (DG-B 失敗)	図 6-5
• 外部電源喪失事象 (TE4) (DG-B, C 失敗)	図 6-6
• 外部電源喪失事象 (TE5) (DG-A 失敗)	図 6-7
• 外部電源喪失事象 (TE6) (DG-A, C 失敗)	図 6-8
• 外部電源喪失事象 (TE7) (DG-A, B 失敗)	図 6-9
• 外部電源喪失事象 (TE8) (DG-A, B, C 失敗)	図 6-10
○ 外部電源喪失事象 ATWS (T6)	図 6-11
○ S/R 弁誤開放 (T7)	図 7-1
○ S/R 弁誤開放 ATWS (T7)	図 7-2
○ 大 LOCA (A)	図 8-1
○ 大 LOCA ATWS (A)	図 8-2
○ 中 LOCA (S1)	図 9-1
○ 中 LOCA ATWS (S1)	図 9-2

○ 小 LOCA (S2)	図 10-1
○ 小 LOCA ATWS (S2)	図 10-2
○ 交流電源故障(非常用 C 系) (MD4)	図 11
○ 交流電源故障(非常用 D 系) (MD5)	図 12
○ 交流電源故障(非常用 E 系) (MD6)	図 13
○ 直流電源故障(区分 1) (MD7)	図 14
○ 直流電源故障(区分 2) (MD8)	図 15
○ 直流電源故障(区分 3) (MD9)	図 16
○ 原子炉補機冷却海水系故障(A 系) (MD1)	図 17
○ 原子炉補機冷却海水系故障(B 系) (MD2)	図 18
○ 原子炉補機冷却海水系故障(C 系) (MD3)	図 19
○ タービン補機冷却海水系故障(MD10)	図 20
○ 通常停止(N)	図 21
○ インターフェイスシステム LOCA (ISLOCA) (T8)	図 22

各ヘディングの概要

イベントツリーにおける各ヘディングについて、以下にその概要を示す。

1. 原子炉停止機能

(1) スクラム系

非スクラム失敗異常過渡(以下「ATWS」という。)のイベントツリーにおいて定義しており、ほとんどの過渡事象で過渡事象後の非 ATWS とは別に過渡事象後の ATWS のイベントツリーを作成している。このため、過渡事象を起因として ATWS に進展する(分岐する)シーケンスがあることを明示するためにこのヘディングを設定している。ATWS は非 ATWS のイベントツリーとは成功基準が異なり、考慮するヘディングも異なるため、非 ATWS のイベントツリーでは分析していない。このため、非 ATWS イベントツリーの分析結果に影響しないよう、非 ATWS の評価結果に照らしても十分に小さく無視できる値として、非常に小さい失敗確率 を設定している。

(2) スクラム電気系

ATWS のイベントツリーで設定している。原子炉緊急停止系についてのヘディングであり、信号系及びスクラム電磁弁等についてフォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。

(3) ARI

ATWS のイベントツリーで設定している。代替制御棒挿入機能についてのヘディングであり、代替制御棒挿入機能の信号系及び代替制御棒挿入機能の電磁弁等についてフォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。原子炉緊急停止系のバックアップとしての機能を持ち、再循環ポンプトリップ機能と組み合わせることで原子炉を停止することができる。

(4) スクラム機械系

ATWS のイベントツリーで設定しており、スクラムに関する機械側の失敗確率を設定している。 の制御棒の挿入に失敗すると未臨界を確保できないという過去の知見^[1]をもとに、 の制御棒の挿入に失敗する確率を算出し、スクラムに関する機械側の失敗確率としている。(スクラム機械系の失敗確率の根拠及び詳細は補足説明資料 1.1.1.e-3 参照)

(5) RPT

ATWS のイベントツリーで設定している。再循環ポンプトリップ機能についてのヘディングであり、再循環ポンプトリップ機能の信号(再循環ポンプトリップの信号である原子炉圧力高信号又はタービントリップ信号)について、フォールトツリーを用いて非信頼度を定めている。代替制御棒挿入機能との組み合わせ又は高圧炉心注水系(水位維持)、逃がし安全弁による圧

力制御，ほう酸水注入系と組み合わせることで原子炉を停止することができる。

(6) SLC

ATWS のイベントツリーで設定している。ATWS 時のほう酸水注入系の手動起動等の人的過誤確率を含め，ほう酸水注入系に関連する機械系，電気系，信号系の関連をフォールトツリーでモデル化し，非信頼度を定めている。再循環ポンプトリップ機能，高圧炉心注水系(水位維持)，逃がし安全弁による原子炉圧力制御と組み合わせることで原子炉を停止することができる。

(7) 停止認知

逃がし安全弁誤開放発生後の ATWS のイベントツリーで設定している。逃がし安全弁誤開放発生時には，プラントパラメータがスクラム設定値に至るまでに十分な時間的余裕があるため，自動スクラム信号が発生する前に運転員が原子炉停止の必要性を認知することを想定している。即ち，逃がし安全弁誤開放発生後の ATWS のイベントツリーでは，停止認知に成功していれば，原子炉緊急停止系や代替制御棒挿入機能に失敗した場合にも運転員のバックアップによって原子炉停止の信号発信に成功するものとしている。

2. 原子炉圧力制御

(1) S/R 弁開放

過渡事象発生後の原子炉圧力制御に関するヘディングである。

非 ATWS のイベントツリーでは，逃がし安全弁が 1 弁でも開放されれば原子炉圧力制御に成功するものとし，逃がし安全弁全弁(18 弁)の開放に失敗する(1 弁も開放に成功しない)確率を設定している。逃がし安全弁全弁(18 弁)の開放に失敗する(1 弁も開放に成功しない)確率は非常に低いと考えられることから，非常に小さい失敗確率 を設定している。

ATWS のイベントツリーでは，ATWS 時には炉圧が急激に上昇するため，ATWS 時の原子炉圧力制御には逃がし安全弁全弁(18 弁)の開放が必要と考え，このヘディングに 18 弁全弁が開放に成功する(1 弁も開放に失敗しない)確率を設定している。

(2) S/R 弁再閉鎖

過渡事象発生後の原子炉圧力制御に関するヘディングである。



3. 原子炉注水

(1) 給水系

復水器で主蒸気を凝縮し、給水として原子炉に注水する機能をモデル化している。高圧注水及び原子炉からの除熱を同時に達成するヘディングであり、給復水機能(給水ポンプ、高圧/低圧復水ポンプ等)故障及びサポート系故障、復水器ホットウェルの水位制御等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。ただし、逃がし安全弁再開鎖に失敗している場合には逃がし安全弁からサブプレッション・チェンバへの蒸気の移行を想定し、除熱機能に期待せず、高圧注水機能のみに期待している。

(2) HPCF-B, HPCF-C

高圧炉心注水系による注水について、高圧炉心注水系に関連する機械(ポンプ及び弁等)、信号、サポート系(補機冷却系、電源系、空調)故障、系統間の共通原因故障等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。ATWS のイベントツリーでは、再循環ポンプトリップ機能、逃がし安全弁による原子炉圧力制御、ほう酸水注入系によって原子炉を停止する際の成功基準の1つであり、ATWS 対応時の原子炉の水位維持に期待している。

(3) RCIC

原子炉隔離時冷却系による注水について、原子炉隔離時冷却系に関連する機械(ポンプ及び弁等)、信号、制御電源故障等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。逃がし安全弁再開鎖に失敗した場合や大 LOCA 及び中 LOCA では期待できないものとしている。

(4) 原子炉減圧

原子炉減圧機能について、逃がし弁機能による減圧失敗(手動起動失敗、電磁弁開放用直流電源故障)及び自動減圧機能による減圧失敗(ADS 電磁弁信号故障等)についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。大 LOCA では破断口から原子炉が低圧状態まで速やかに減圧されるものと考え、ヘディングを設定していない。

(5) 復水系

復水器ホットウェルを水源として、復水系により原子炉に低圧で注水する機能をモデル化しており、復水系に関連する機械(ポンプ及び弁等)、サポート系故障、復水器ホットウェルの水源確保等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。ただし、逃がし安全弁再開鎖に成功している場合であって、給水系の失敗理由が除熱機能の喪失である場合、給水系の高圧ポンプによる注水機能についてもこのヘディングで考慮している。

(6) LPFL-A, LPFL-B, LPFL-C

低圧注水系による注水について、低圧注水系に関連する機械(ポンプ及び弁等)、信号、サポート系(補機冷却系、電源系、空調)故障、系統間の共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(7) 代替冷却注水

復水補給水系等の重大事故等防止対策を考慮する際に用いるヘディングであり、本評価では用いていない。

4. 格納容器熱除去

(1) PCS

復水器で主蒸気を凝縮し、復水系(低圧系)を用いて原子炉に注水する機能をモデル化している。主蒸気隔離弁の再開放失敗、復水器の機能喪失(オフガス系、循環水系の機能喪失等)及び復水器からの送水機能の喪失(低圧復水ポンプの故障等)等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。また、逃がし安全弁再閉鎖に失敗している場合には逃がし安全弁からサプレッション・チェンバへの蒸気の移行が想定されるため、期待できないものとしている。

(2) RHR-A系, RHR-B系, RHR-C系

残留熱除去系による格納容器除熱(格納容器スプレイ冷却モード又はサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)について、残留熱除去系に関連する機械(ポンプ及び弁等)、起動操作、サポート系(補機冷却系、電源系、空調)故障、系統間の共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(3) 代替冷却

格納容器ベント等の重大事故等防止対策を考慮する際に用いるヘディングであり、本評価では用いていない。

5. 電源

(1) 直流 125V 電源喪失

過渡事象「外部電源喪失」のイベントツリーで設定している。直流による電源供給の失敗について、直流電源供給に必要な盤、バッテリー、充電器、系統間の共通原因故障等をフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

(2) 外部電源復旧 30 分

過渡事象「外部電源喪失」のイベントツリーで設定している。外部電源喪失後、30 分以内の外部電源復旧失敗確率を、外部電源喪失の継続時間と外部電源復旧失敗確率の相関式から定めている。(外部電源復旧失敗確率の相関式の根拠及び詳細は補足説明資料 1. 1. 1. d-3 参照)

(3) D/G-A, D/G-B, D/G-C

過渡事象「外部電源喪失」のイベントツリーで設定している。外部電源喪失及び短時間(30 分)での外部電源復旧失敗後の非常用ディーゼル発電機での電源供給について、非常用ディーゼル発電機に関連する機械(本体及びサ

ポート系)故障, 起動失敗, 非常用ディーゼル発電機への電源切替えの失敗, 共通原因故障等についてフォールトツリーでモデル化し, 非信頼度を定めている。

6. その他

(1) メンテナンス条件付与



(2) ISLOCA 排他条件



[1] 電力共同研究「BWR プラントの運転ガイドラインの開発に関する研究」(1985)

以 上

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

非隔離事象	メンテナンス等条件付与	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(炉年)	備考
T1	MN	C	M	P	O	UB	UC	UR	X	VO	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																				1	-		
																				2	-		
																				3	-		
																				4	-		
																				5	-		
																				6	-		
																				7	TW		
																				8	-		
																				9	-		
																				10	-		
																				11	-		
																				12	TW		
																				13	-		
																				14	-		
																				15	-		
																				16	TW		
																				17	-		
																				18	-		
																				19	-		
																				20	-		
																				21	TW		
																				22	-		
																				23	-		
																				24	-		
																				25	-		
																				26	TW		
																				27	-		
																				28	-		
																				29	-		
																				30	-		
																				31	TW		
																				32	-		
																				33	-		
																				34	-		
																				35	-		
																				36	TW		
																				37	TQUV		
																				38	TQUX		
																				39	-		
																				40	-		
																				41	-		
																				42	TW		
																				43	-		
																				44	-		
																				45	-		
																				46	TW		
																				47	-		
																				48	-		
																				49	-		
																				50	TW		
																				51	-		
																				52	-		
																				53	-		
																				54	TW		
																				55	-		
																				56	-		
																				57	-		
																				58	TW		
																				59	-		
																				60	-		
																				61	-		
																				62	TW		
																				63	-		
																				64	-		
																				65	-		
																				66	TW		
																				67	TQUV		
																				68	TQUX		
																				69	-		
																				70	-		大LOCAへ ATWSへ
																				71	-		
																					合計値		

図1-1 非隔離事象(T1)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

非隔離事象ATWS	メンテナンス等条件付与	スクラム電気系	ARI	スクラム機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度(ノ/年)	備考
T1	MN	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	TW		
														6	TC		
														7	TC		
														8	-		
														9	-		
														10	-		
														11	TW		
														12	TC		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		トランジェントへ
														17	TC		
														18	-		
														19	-		
														20	-		
														21	TW		
														22	TC		
														23	TC		
														24	-		
														25	-		
														26	-		
														27	TW		
														28	TC		
														29	TC		
														30	TC		
														31	TC		
														32	-		
														33	-		
														34	-		
														35	TW		
														36	TC		
														37	TC		
														38	-		
														39	-		
														40	-		
														41	TW		
														42	TC		
														43	TC		
														44	TC		
														45	TC		
														46	-		
															合計値		

図1-2 非隔離事象ATWS(T1)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

隔離事象	メンテナンス等条件付与	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考		
																								T2	MN
																					1	-			
																						2	-		
																						3	-		
																						4	-		
																						5	TW		
																						6	-		
																						7	-		
																						8	-		
																						9	-		
																						10	TW		
																						11	-		
																						12	-		
																						13	-		
																						14	-		
																						15	TW		
																						16	-		
																						17	-		
																						18	-		
																						19	-		
																						20	TW		
																						21	-		
																						22	-		
																						23	-		
																						24	-		
																						25	TW		
																						26	-		
																						27	-		
																						28	-		
																						29	-		
																						30	TW		
																						31	-		
																						32	-		
																						33	-		
																						34	-		
																						35	TW		
																						36	-		
																						37	-		
																						38	-		
																						39	-		
																						40	TW		
																						41	TQUV		
																						42	TQUX		
																						43	-		
																						44	-		
																						45	-		
																						46	TW		
																						47	-		
																						48	-		
																						49	-		
																						50	TW		
																						51	-		
																						52	-		
																						53	-		
																						54	TW		
																						55	-		
																						56	-		
																						57	-		
																						58	TW		
																						59	-		
																						60	-		
																						61	-		
																						62	TW		
																						63	-		
																						64	-		
																						65	-		
																						66	TW		
																						67	-		
																						68	-		
																						69	-		
																						70	TW		
																						71	TQUV		
																						72	TQUX		
																						73	-		大LOCA～
																						74	-		ATWS～
																						75	-		
																							合計値		

図2-1 隔離事象(T2)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

隔離事象 ATWS	メンテナ ンス等条 件付与	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	S/R弁開 放	S/R弁再 閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T2	MN	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	TW		
														6	TC		
														7	TC		
														8	-		
														9	-		
														10	-		
														11	TW		
														12	TC		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		トランジェントへ
														17	TC		
														18	-		
														19	-		
														20	-		
														21	TW		
														22	TC		
														23	TC		
														24	-		
														25	-		
														26	-		
														27	TW		
														28	TC		
														29	TC		
														30	TC		
														31	TC		
														32	-		
														33	-		
														34	-		
														35	TW		
														36	TC		
														37	TC		
														38	-		
														39	-		
														40	-		
														41	TW		
														42	TC		
														43	TC		
														44	TC		
														45	TC		
														46	-		
															合計値		

図2-2 隔離事象ATWS(T2)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

全給水喪失事象	メンテナンス等条件付与	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
T3	MN	C	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	TW		
																			6	-		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	TW		
																			11	-		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	TW		
																			16	-		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	TW		
																			21	-		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	TW		
																			26	-		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	TW		
																			31	-		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	TW		
																			36	TQUV		
																			37	TQUX		
																			38	-		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	TW		
																			42	-		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	TW		
																			46	-		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	TW		
																			50	-		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	TW		
																			54	-		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	TW		
																			58	-		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	TW		
																			62	TQUV		
																			63	TQUX		
																			64	-		大LOCAへ
																			65	-		ATWSへ
																			66	-		
																			合計値			

図3-1 全給水喪失事象(T3)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

全給水喪失ATWS	メンテナンス等条件付与	スクラム電気系	ARI	スクラム機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度(1/1年)	備考
T3	MN	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	TW		
														6	TC		
														7	TC		
														8	-		
														9	-		
														10	-		
														11	TW		
														12	TC		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		トランジェントへ
														17	TC		
														18	-		
														19	-		
														20	-		
														21	TW		
														22	TC		
														23	TC		
														24	-		
														25	-		
														26	-		
														27	TW		
														28	TC		
														29	TC		
														30	TC		
														31	TC		
														32	-		
														33	-		
														34	-		
														35	TW		
														36	TC		
														37	TC		
														38	-		
														39	-		
														40	-		
														41	TW		
														42	TC		
														43	TC		
														44	TC		
														45	TC		
														46	-		
															合計値		

図3-2 全給水喪失事象ATWS(T3)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

水位低下事象	メンテナンス等条件付与	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
T4	MN	C	M	P	O	UB	UC	UR	X	VO	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																				1	-			
																					2	-		
																					3	-		
																					4	-		
																					5	-		
																					6	TW		
																					7	-		
																					8	-		
																					9	-		
																					10	-		
																					11	TW		
																					12	-		
																					13	-		
																					14	-		
																					15	-		
																					16	TW		
																					17	-		
																					18	-		
																					19	-		
																					20	-		
																					21	TW		
																					22	-		
																					23	-		
																					24	-		
																					25	-		
																					26	TW		
																					27	-		
																					28	-		
																					29	-		
																					30	-		
																					31	TW		
																					32	-		
																					33	-		
																					34	-		
																					35	-		
																					36	TW		
																					37	TQUV		
																					38	TQUX		
																					39	-		
																					40	-		
																					41	-		
																					42	TW		
																					43	-		
																					44	-		
																					45	-		
																					46	TW		
																					47	-		
																					48	-		
																					49	-		
																					50	TW		
																					51	-		
																					52	-		
																					53	-		
																					54	TW		
																					55	-		
																					56	-		
																					57	-		
																					58	TW		
																					59	-		
																					60	-		
																					61	-		
																					62	TW		
																					63	-		
																					64	-		
																					65	-		
																					66	TW		
																					67	TQUV		
																					68	TQUX		
																					69	-		
																					70	-		大LOCAへ ATWSへ
																					71	-		
																						合計値		

図4-1 水位低下事象(T4)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

水位低下 事象ATWS	メンテナ ンス等条 件付与	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	S/R弁開 放	S/R弁再 閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T4	MN	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	TW		
														6	TC		
														7	TC		
														8	-		
														9	-		
														10	-		
														11	TW		
														12	TC		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		トランジェントへ
														17	TC		
														18	-		
														19	-		
														20	-		
														21	TW		
														22	TC		
														23	TC		
														24	-		
														25	-		
														26	-		
														27	TW		
														28	TC		
														29	TC		
														30	TC		
														31	TC		
														32	-		
														33	-		
														34	-		
														35	TW		
														36	TC		
														37	TC		
														38	-		
														39	-		
														40	-		
														41	TW		
														42	TC		
														43	TC		
														44	TC		
														45	TC		
														46	-		
															合計値		

図4-2 水位低下事象ATWS(T4)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

RPS誤動作等	メンテナンス等条件付与	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
T5	MN	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																			1	-			
																				2	-		
																				3	-		
																				4	-		
																				5	-		
																				6	TW		
																				7	-		
																				8	-		
																				9	-		
																				10	-		
																				11	TW		
																				12	-		
																				13	-		
																				14	-		
																				15	-		
																				16	TW		
																				17	-		
																				18	-		
																				19	-		
																				20	-		
																				21	TW		
																				22	-		
																				23	-		
																				24	-		
																				25	-		
																				26	TW		
																				27	-		
																				28	-		
																				29	-		
																				30	-		
																				31	TW		
																				32	-		
																				33	-		
																				34	-		
																				35	-		
																				36	TW		
																				37	TQUV		
																				38	TQUX		
																				39	-		
																				40	-		
																				41	-		
																				42	TW		
																				43	-		
																				44	-		
																				45	-		
																				46	TW		
																				47	-		
																				48	-		
																				49	-		
																				50	TW		
																				51	-		
																				52	-		
																				53	-		
																				54	TW		
																				55	-		
																				56	-		
																				57	-		
																				58	TW		
																				59	-		
																				60	-		
																				61	-		
																				62	TW		
																				63	TQUV		
																				64	TQUX		
																				65	-		大LOCAへ
																				66	-		
																				合計値			

図5 RPS誤動作等(T5)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失	条件付与	DEL OP-LOPA*	スクラム系	直流125V電源喪失	外部電源復旧30分	D/G-A	D/G-B	D/G-C	No.	最終状態	発生頻度(炉年)	備考
T6	CN	DEL	C	DC	OR1	B1	B2	B3				
									1	-		
									2 - 70	LOCVへ		LOCVへ
									71 - 125	TE1へ		TE1へ
									126 - 162	TE2へ		TE2へ
									163 - 199	TE3へ		TE3へ
									200 - 218	TE4へ		TE4へ
									219 - 276	TE5へ		TE5へ
									277 - 311	TE6へ		TE6へ
									312 - 346	TE7へ		TE7へ
									347 - 360	TE8へ		TE8へ
									361	TBD		
									362	-		ATWSへ
									363	-		



図6-1 外部電源喪失事象(T6)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失 (LOPAより)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (炉年)	備考	
LOCV	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																		2	-			
																		3	-			
																		4	-			
																		5	-			
																		6	-			
																		7	TW			
																		8	-			
																		9	-			
																		10	-			
																		11	-			
																		12	TW			
																		13	-			
																		14	-			
																		15	-			
																		16	-			
																		17	TW			
																		18	-			
																		19	-			
																		20	-			
																		21	-			
																		22	TW			
																		23	-			
																		24	-			
																		25	-			
																		26	-			
																		27	TW			
																		28	-			
																		29	-			
																		30	-			
																		31	-			
																		32	TW			
																		33	-			
																		34	-			
																		35	-			
																		36	-			
																		37	TW			
																		38	TQUV			
																		39	TQUX			
																		40	-			
																		41	-			
																		42	-			
																		43	TW			
																		44	-			
																		45	-			
																		46	-			
																		47	TW			
																		48	-			
																		49	-			
																		50	-			
																		51	TW			
																		52	-			
																		53	-			
																		54	-			
																		55	TW			
																		56	-			
																		57	-			
																		58	-			
																		59	TW			
																		60	-			
																		61	-			
																		62	-			
																		63	TW			
																		64	-			
																		65	-			
																		66	-			
																		67	TW			
																		68	TQUV			
																		69	TQUX			
																		70	-		大LOCA～	
																			合計値			

図6-2 外部電源喪失事象(LOCV)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失 (D/G-A,B,C成功)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE1	M	P	UB	UC	UR	X	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD	71	-		
																72	-		
																73	-		
																74	-		
																75	TW		
																76	-		
																77	-		
																78	-		
																79	-		
																80	TW		
																81	-		
																82	-		
																83	-		
																84	-		
																85	TW		
																86	-		
																87	-		
																88	-		
																89	-		
																90	TW		
																91	-		
																92	-		
																93	-		
																94	-		
																95	TW		
																96	-		
																97	-		
																98	-		
																99	-		
																100	TW		
																101	TQUV		
																102	TQUX		
																103	-		
																104	-		
																105	-		
																106	TW		
																107	-		
																108	-		
																109	-		
																110	TW		
																111	-		
																112	-		
																113	-		
																114	TW		
																115	-		
																116	-		
																117	-		
																118	TW		
																119	-		
																120	-		
																121	-		
																122	TW		
																123	TQUV		
																124	TQUX		
																125	-		大LOCAへ
																	合計値		

図6-3 外部電源喪失事象(TE1)
(D/G-A, B, C成功)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失(D/G-C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/炉年)	備考
TE2	M	P	UB	UR	X	VA	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
														126	-		
														127	-		
														128	-		
														129	-		
														130	TW		
														131	-		
														132	-		
														133	-		
														134	-		
														135	TW		
														136	-		
														137	-		
														138	-		
														139	-		
														140	TW		
														141	-		
														142	-		
														143	-		
														144	-		
														145	TW		
														146	TQUV		
														147	TQUX		
														148	-		
														149	-		
														150	-		
														151	TW		
														152	-		
														153	-		
														154	-		
														155	TW		
														156	-		
														157	-		
														158	-		
														159	TW		
														160	TQUV		
														161	TQUX		
														162	-		大LOCA～
															合計値		

図6-4 外部電源喪失事象(TE2)
(D/G-C失敗)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失(D/G-B失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/炉年)	備考
TE3	M	P	UC	UR	X	VA	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
														163	-		
														164	-		
														165	-		
														166	-		
														167	TW		
														168	-		
														169	-		
														170	-		
														171	-		
														172	TW		
														173	-		
														174	-		
														175	-		
														176	-		
														177	TW		
														178	-		
														179	-		
														180	-		
														181	-		
														182	TW		
														183	TQUV		
														184	TQUX		
														185	-		
														186	-		
														187	-		
														188	TW		
														189	-		
														190	-		
														191	-		
														192	TW		
														193	-		
														194	-		
														195	-		
														196	TW		
														197	TQUV		
														198	TQUX		
														199	-		大LOCA～
														合計値			

図6-5 外部電源喪失事象(TE3)
(D/G-B失敗)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失(D/G-B,C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
TE4	M	P	UR	X	VA	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
												200	-		
												201	-		
												202	-		
												203	-		
												204	TW		
												205	-		
												206	-		
												207	-		
												208	-		
												209	TW		
												210	TQUV		
												211	TQUX		
												212	-		
												213	-		
												214	-		
												215	TW		
												216	TQUV		
												217	TQUX		
218	-	大LOGAへ													
												合計値			

図6-6 外部電源喪失事象(TE4)
(D/G-B, C失敗)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失(D/G-A失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	外部電源復旧	原子炉減圧	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／年)	備考
TE5	M	P	UB	UC	UR	OR3 DR2	X	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																219	-		
																220	-		
																221	-		
																222	-		
																223	TW		
																224	-		
																225	-		
																226	-		
																227	-		
																228	TW		
																229	-		
																230	-		
																231	-		
																232	-		
																233	TW		
																234	-		
																235	-		
																236	-		
																237	-		
																238	TW		
																239	-		
																240	-		
																241	-		
																242	-		
																243	TW		
																244	TQUV		
																245	TQUX		
																246	-		
																247	-		
																248	-		
																249	-		
																250	TW		
																251	-		
																252	-		
																253	-		
																254	-		
																255	TW		
																256	TQUV		
																257	TQUX		
																258	-		
																259	-		
																260	-		
																261	TW		
																262	-		
																263	-		
																264	-		
																265	TW		
																266	-		
																267	-		
																268	-		
																269	TW		
																270	-		
																271	-		
																272	-		
																273	TW		
																274	TQUV		
																275	TQUX		
																276	-		大LOCAへ
																	合計値		

図6-7 外部電源喪失事象(TE5)
(D/G-A失敗)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失(D/G-A,C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	RCIC	外部電源復旧	原子炉減圧	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
TE6	M	P	UB	UR	OR3_DR2	X	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
														277	-		
														278	-		
														279	-		
														280	-		
														281	TW		
														282	-		
														283	-		
														284	-		
														285	-		
														286	TW		
														287	-		
														288	-		
														289	-		
														290	-		
														291	TW		
														292	TQUV		
														293	TQUX		
														294	-		
														295	-		
														296	-		
														297	-		
														298	TW		
														299	TQUV		
														300	TQUX		
														301	-		
														302	-		
														303	-		
														304	TW		
														305	-		
														306	-		
														307	-		
														308	TW		
														309	TQUV		
														310	TQUX		
														311	-		大LOCAへ
														合計値			

図6-8 外部電源喪失事象(TE6)
(D/G-A, C失敗)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失(D/G-A,B失敗)	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	HPCF-C	RCIC	外部電源復旧	原子炉減圧	LPFL-C	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
TE7	M	P	UC	UR	OR3 DR2	X	VC	WP	WA	WB	WC	WD				
													312	-		
													313	-		
													314	-		
													315	-		
													316	TW		
													317	-		
													318	-		
													319	-		
													320	-		
													321	TW		
													322	-		
													323	-		
													324	-		
													325	-		
													326	TW		
													327	TQUV		
													328	TQUX		
													329	-		
													330	-		
													331	-		
332	-															
333	TW															
334	TQUV															
335	TQUX															
336	-															
337	-															
338	-															
339	TW															
340	-															
341	-															
342	-															
343	TW															
344	TQUV															
345	TQUX															
346	-															
													合計値			

図6-9 外部電源喪失事象(TE7)
(D/G-A, B失敗)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源喪失(D/G-A,B,C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	RCIC	外部電源復旧8H	高圧電源融通	代替電源(非常用電源車→P/C7C-1)	RCIC延命措置	原子炉減圧	代替冷却注水	消防車	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
TE8	M	P	UR	OR3	DR2 ACD	ALOP2	ADC	X	VD	VF	WP	WA	WB	WC	WD				
																347	-		
																348	-		
																349	-		
																350	-		
																351	TW		
																352	-		
																353	-		
																354	-		
																355	-		
																356	TW		
																357	TB		
																358	TBU		
																359	TBP		
																360	-		大LOCAへ
																	合計値		

図6-10 外部電源喪失事象(TE8)
(D/G-A, B, C失敗)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

外部電源 喪失ATWS	メンテナ ンス等条 件付与	DEL OP- LOPA*	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	HPCF-B	HPCF-C	S/R弁開 放	S/R弁再 閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度 (/ 1年)	備考
T6	MN	CN	CE	CA	CM	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
														1	-		トランジェントへ
														2	-		
														3	-		
														4	-		
														5	-		
														6	TW		
														7	TC		
														8	TC		
														9	-		
														10	-		
														11	-		
														12	TW		
														13	TC		
														14	TC		
														15	TC		
														16	-		トランジェントへ
														17	-		
														18	-		
														19	-		
														20	TW		
														21	TC		
														22	TC		
														23	-		
														24	-		
														25	-		
														26	TW		
														27	TC		
														28	TC		
														29	TC		
														30	-		
														31	-		
														32	-		
														33	TW		
														34	TC		
														35	TC		
														36	-		
														37	-		
														38	-		
														39	TW		
														40	TC		
														41	TC		
														42	TC		
														43	-		
															合計値		



図6-11 外部電源喪失事象ATWS(T6)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

S/R弁誤開放	メンテナンス等条件付与	スクラム系	給水系	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(炉年)	備考
T7	MN	C	Q	UB	UC	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WA	WB	WC	WD				
																1	-		
																2	-		
																3	-		
																4	TW		
																5	-		
																6	-		
																7	-		
																8	TW		
																9	-		
																10	-		
																11	-		
																12	TW		
																13	-		
																14	-		
																15	-		
																16	TW		
																17	-		
																18	-		
																19	-		
																20	TW		
																21	-		
																22	-		
																23	-		
																24	TW		
																25	-		
																26	-		
																27	-		
																28	TW		
																29	TQUV		
																30	TQUX		
																31	-		ATWS～
																32	-		
																	合計値		

図7-1 S/R弁誤開放(T7)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

S/R弁誤開放ATWS	メンテナンス等条件付与	停止認知	スクラム電気系	ARI	スクラム機械系	RPT	HPCF-B	HPCF-C	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	SLC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態	発生頻度(ノ/年)	備考	
T7	MN	C	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC					
															1	-		トランジェントへ	
															2	-			
															3	-			
															4	-			
															5	TW			
															6	TC			
															7	TC			
															8	-			
															9	-			
															10	-			
															11	TW			
															12	TC			
															13	TC			
															14	TC			
															15	TC			
															16	-		トランジェントへ	
															17	-			
															18	-			
															19	-			
															20	TW			
															21	TC			
															22	TC			
															23	-			
															24	-			
															25	-			
															26	TW			
															27	TC			
															28	TC			
															29	TC			
															30	TC			
															31	-		トランジェントへ	
															32	TC			
															33	-			
															34	-			
															35	-			
															36	TW			
															37	TC			
															38	TC			
															39	-			
															40	-			
															41	-			
															42	TW			
															43	TC			
															44	TC			
															45	TC			
															46	TC			
															47	-			
															48	-			
															49	-			
															50	TW			
															51	TC			
															52	TC			
															53	-			
															54	-			
															55	-			
															56	TW			
															57	TC			
															58	TC			
															59	TC			
															60	TC			
															61	-			
																合計値			

図7-2 S/R弁誤開放ATWS(T7)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

大LOCA	メンテナ ンス等条 件付与	スクラム 系	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
A	MN	C	UB	UC	VA	VB	VC	WA	WB	WC	WD				
												1	-		
												2	-		
												3	-		
												4	TW		
												5	-		
												6	-		
												7	-		
												8	TW		
												9	-		
												10	-		
												11	-		
												12	TW		
												13	-		
												14	-		
												15	-		
												16	TW		
												17	-		
												18	-		
												19	-		
												20	TW		
												21	AE		
												22	-		
												23	-		
												合計値		ATWSへ	

図8-1 大LOCA(A)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

大 LOCA_AT WS	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
A	CE	CA	CM	R				
					1	-		大LOCAへ
					2	TC		大LOCAへ
					3	-		
					4	TC		
					5	TC		
					6	TC		
						合計値		

図8-2 大LOCA ATWS(A)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

中LOCA	メンテナ ンス等条 件付与	スクラム 系	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減 圧	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S1	MN	C	UB	UC	X	VA	VB	VC	WA	WB	WC	WD				
													1	-		
													2	-		
													3	-		
													4	TW		
													5	-		
													6	-		
													7	-		
													8	TW		
													9	-		
													10	-		
													11	-		
													12	TW		
													13	-		
													14	-		
													15	-		
													16	TW		
													17	-		
													18	-		
													19	-		
													20	TW		
													21	S1E		
													22	S1E		
													23	-		
													24	-		
													合計値		ATWS～	

図9-1 中LOCA(S1)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

中 LOCA_ATW S	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S1	CE	CA	CM	R				
					1	-		中LOCAへ
					2	TC		中LOCAへ
					3	-		
					4	TC		
					5	TC		
					6	TC		
						合計値		

図9-2 中LOCA ATWS(S1)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

小LOCA	メンテナ ンス等条 件付与	スクラム 系	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減 圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却 注水	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度 (/年)	備考
S2	MN	C	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WA	WB	WC	WD	1	-		
																	2	-		
																	3	-		
																	4	TW		
																	5	-		
																	6	-		
																	7	-		
																	8	TW		
																	9	-		
																	10	-		
																	11	-		
																	12	TW		
																	13	-		
																	14	-		
																	15	-		
																	16	TW		
																	17	-		
																	18	-		
																	19	-		
																	20	TW		
																	21	-		
																	22	-		
																	23	-		
																	24	TW		
																	25	-		
																	26	-		
																	27	-		
																	28	TW		
																	29	-		
																	30	-		
																	31	-		
																	32	TW		
																	33	S2E		
																	34	S2E		
																	35	-		ATWSへ
																	36	-		
																		合計値		

図10-1 小LOCA(S2)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

小 LOCA_ATW S	スクラム 電気系	ARI	スクラム 機械系	RPT	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S2	CE	CA	CM	R				
					1	-		小LOCAへ
					2	TC		小LOCAへ
					3	-		
					4	TC		
					5	TC		
					6	TC		
						合計値		

図10-2 小LOCA ATWS(S2)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

交流電源故障(非常用C母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-ACC*	給水系	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
MD4	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																			1	-			
																				2	-		
																				3	-		
																				4	-		
																				5	-		
																				6	-		
																				7	TW		
																				8	-		
																				9	-		
																				10	-		
																				11	-		
																				12	TW		
																				13	-		
																				14	-		
																				15	-		
																				16	-		
																				17	-		
																				18	TW		
																				19	-		
																				20	-		
																				21	-		
																				22	-		
																				23	TW		
																				24	-		
																				25	-		
																				26	-		
																				27	-		
																				28	TW		
																				29	TQUV		
																				30	TQUX		
																				31	-		
																				32	-		
																				33	-		
																				34	TW		
																				35	-		
																				36	-		
																				37	-		
																				38	TW		
																				39	-		
																				40	-		
																				41	-		
																				42	TW		
																				43	-		
																				44	-		
																				45	-		
																				46	TW		
																				47	-		
																				48	-		
																				49	-		
																				50	TW		
																				51	TQUV		
																				52	TQUX		
																				53	-		大LOCA～
																				54	-		
																			合計値				



図11 交流電源故障（非常用C系）(MD4)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

交流電源故障(非常用D系統)	メンテナンス等条件番与	DEL OP-ACD *	給水系	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD5	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	-		
																			7	TW		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	-		
																			12	TW		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	-		
																			17	TW		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	-		
																			22	TW		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	-		
																			27	TW		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	-		
																			32	TW		
																			33	TQUV		
																			34	TQUX		
																			35	-		
																			36	-		
																			37	-		
																			38	TW		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	TQUV		
																			56	TQUX		
																			57	-		大LOCAへ
																			58	-		
																			合計値			



図12 交流電源故障（非常用D系）(MD5)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

交流電源故障(非常用E系統)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-ACE*	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD6	MIN	DEL	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																			合計値			



図13 交流電源故障（非常用E系）(MD6)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

直流電源故障(A母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-DCA *	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減圧	復水系	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
MD7	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	X	VQ	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD	1	-		
																		2	-		
																		3	-		
																		4	-		
																		5	-		
																		6	-		
																		7	TW		
																		8	-		
																		9	-		
																		10	-		
																		11	-		
																		12	TW		
																		13	-		
																		14	-		
																		15	-		
																		16	-		
																		17	TW		
																		18	-		
																		19	-		
																		20	-		
																		21	-		
																		22	TW		
																		23	-		
																		24	-		
																		25	-		
																		26	-		
																		27	TW		
																		28	TOUV		
																		29	TQUX		
																		30	-		
																		31	-		
																		32	-		
																		33	TW		
																		34	-		
																		35	-		
																		36	-		
																		37	TW		
																		38	-		
																		39	-		
																		40	-		
																		41	TW		
																		42	-		
																		43	-		
																		44	-		
																		45	TW		
																		46	-		
																		47	-		
																		48	-		
																		49	TW		
																		50	TOUV		
																		51	TQUX		
																		52	-		大LOCAへ
																		53	-		
																			合計値		



図14 直流電源故障（区分1）(MD7)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

直流電源故障(母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-DCB*	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD8	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	-		
																			7	TW		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	-		
																			12	TW		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	-		
																			17	TW		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	-		
																			22	TW		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	-		
																			27	TW		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	-		
																			32	TW		
																			33	TQUV		
																			34	TQUX		
																			35	-		
																			36	-		
																			37	-		
																			38	TW		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	TQUV		
																			56	TQUX		
																			57	-		大LOCAへ
																			58	-		
																			合計値			



図15 直流電源故障 (区分2) (MD8)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

直流電源故障(母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-DCC*	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD9	MIN	DEL	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																				合計値		



図16 直流電源故障（区分3）(MD9)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

RSW-A故障	メンテナンス等条件付与	DEL OP-RSA*	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD1	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	-		
																			7	TW		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	-		
																			12	TW		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	-		
																			17	TW		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	-		
																			22	TW		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	-		
																			27	TW		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	-		
																			32	TW		
																			33	TQUV		
																			34	TQUX		
																			35	-		
																			36	-		
																			37	-		
																			38	TW		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	TQUV		
																			56	TQUX		
																			57	-		大LOCAへ
																			58	-		
																			合計値			



図17 原子炉補機冷却海水系故障（A系）(MD1)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

RSW-B故障	メンテナンス等条件付与	DEL OP-RSB *	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
MD2	MN	DEL	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																			1	-			
																				2	-		
																				3	-		
																				4	-		
																				5	-		
																				6	-		
																				7	TW		
																				8	-		
																				9	-		
																				10	-		
																				11	-		
																				12	TW		
																				13	-		
																				14	-		
																				15	-		
																				16	-		
																				17	TW		
																				18	-		
																				19	-		
																				20	-		
																				21	-		
																				22	TW		
																				23	-		
																				24	-		
																				25	-		
																				26	-		
																				27	TW		
																				28	-		
																				29	-		
																				30	-		
																				31	-		
																				32	TW		
																				33	TQUV		
																				34	TQUX		
																				35	-		
																				36	-		
																				37	-		
																				38	TW		
																				39	-		
																				40	-		
																				41	-		
																				42	TW		
																				43	-		
																				44	-		
																				45	-		
																				46	TW		
																				47	-		
																				48	-		
																				49	-		
																				50	TW		
																				51	-		
																				52	-		
																				53	-		
																				54	TW		
																				55	TQUV		
																				56	TQUX		
																				57	-		大LOCAへ
																				58	-		
																			合計値				



図18 原子炉補機冷却海水系故障（B系）(MD2)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

RSW-C故障	メンテナンス等条件付与	DEL OP-RSC*	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
MD3	MN	DEL	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																			合計値			



図19 原子炉補機冷却海水系故障（C系）(MD3)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

TSW故障	メンテナンス等条件付与	DEL OP-TSW *	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(／年)	備考
MD10	MN	DEL	M	P	UB	UC	UR	X	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD	1	-		
																		2	-		
																		3	-		
																		4	-		
																		5	-		
																		6	TW		
																		7	-		
																		8	-		
																		9	-		
																		10	-		
																		11	TW		
																		12	-		
																		13	-		
																		14	-		
																		15	-		
																		16	TW		
																		17	-		
																		18	-		
																		19	-		
																		20	-		
																		21	TW		
																		22	-		
																		23	-		
																		24	-		
																		25	-		
																		26	TW		
																		27	-		
																		28	-		
																		29	-		
																		30	-		
																		31	TW		
																		32	TQUV		
																		33	TQUX		
																		34	-		
																		35	-		
																		36	-		
																		37	TW		
																		38	-		
																		39	-		
																		40	-		
																		41	TW		
																		42	-		
																		43	-		
																		44	-		
																		45	TW		
																		46	-		
																		47	-		
																		48	-		
																		49	TW		
																		50	-		
																		51	-		
																		52	-		
																		53	TW		
																		54	TQUV		
																		55	TQUX		
																		56	-		大LOCAへ
																		57	-		
																		合計値			



図20 タービン補機冷却海水系故障(MD10)

黒枠囲みの内容は機密事項に属しますので公開できません。

通常停止	メンテナンス等条件付与	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考
N	MN	Q	M	P	UB	UC	UR	X	VQ	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																			1	-		
																			2	-		
																			3	-		
																			4	-		
																			5	-		
																			6	TW		
																			7	-		
																			8	-		
																			9	-		
																			10	-		
																			11	TW		
																			12	-		
																			13	-		
																			14	-		
																			15	-		
																			16	TW		
																			17	-		
																			18	-		
																			19	-		
																			20	-		
																			21	TW		
																			22	-		
																			23	-		
																			24	-		
																			25	-		
																			26	TW		
																			27	-		
																			28	-		
																			29	-		
																			30	-		
																			31	TW		
																			32	-		
																			33	-		
																			34	-		
																			35	-		
																			36	TW		
																			37	TQUV		
																			38	TQUX		
																			39	-		
																			40	-		
																			41	-		
																			42	TW		
																			43	-		
																			44	-		
																			45	-		
																			46	TW		
																			47	-		
																			48	-		
																			49	-		
																			50	TW		
																			51	-		
																			52	-		
																			53	-		
																			54	TW		
																			55	-		
																			56	-		
																			57	-		
																			58	TW		
																			59	-		
																			60	-		
																			61	-		
																			62	TW		
																			63	TQUV		
																			64	TQUX		
																			65	-		大LOCAへ
																			66	-		
																			合計値			

図21 通常停止(N)

逃がし安全弁の開固着を想定する考え方

起因事象の発生後に、逃がし安全弁の開固着が発生した場合には下記のとおり
のプラント状態となる。

- (1) 原子炉が減圧される。
- (2) 原子炉冷却材が一次系の外(サブプレッション・チェンバ)へ放出される。

(1)の影響は、減圧により原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に期待できな
くなることである。

(2)の影響は、一次系の外に冷却材が流出することで復水器ホットウエルの水
バランスが崩れ(系外への流出分だけ給復水系によるホットウエルからの冷却
材の持ち出しが多くなる)、復水器ホットウエル水位が低下するため、給復水系
を使用して原子炉注水を継続する場合は、復水器ホットウエルへの水の補給が
必要となる。さらに、原子炉で発生した蒸気(崩壊熱)が、開固着している逃がし
安全弁からサブプレッションプールに放出・蓄積されることとなるため、常用系
(復水器)による除熱には期待できない。

上記のように、逃がし安全弁の開固着が発生した場合は、逃がし安全弁が正常
動作した場合と比較して、期待可能な緩和設備が異なり(成功基準が異なり)、そ
の後の対応にも影響を与えることから、逃がし安全弁の開固着をイベントツリ
ーのヘディングとして考慮している。



逃がし安全弁の開固着の有無による成功基準の比較を第1表に示す。

以 上

第1表 成功基準の比較

起因事象		原子炉停止	原子炉注水	格納容器除熱
過渡変化・手動停止	逃がし安全弁 正常動作	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 給水系 ・ 1/2HPCF ・ <u>RCIC</u> ・ <u>ADS+復水系</u> ・ ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>PCS</u> ・ 1/3RHR
	逃がし安全弁 再閉鎖失敗 (開固着有)	<ul style="list-style-type: none"> ・ RPS ・ ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>給水系</u> ・ 1/2HPCF ・ <u>ADS+復水系</u> ・ ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/3RHR

下線：プラント状態の違いによる成功基準の相違箇所

破線：復水器ホットウェルへの復水補給操作が必要

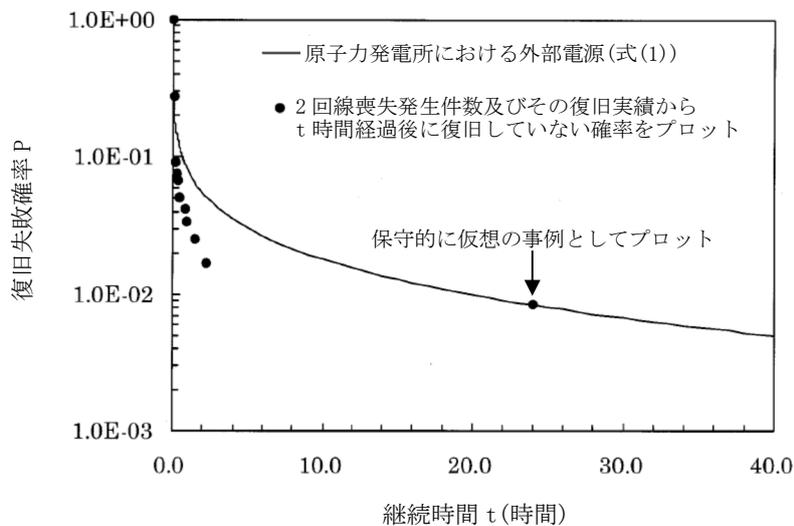
外部電源復旧の考え方と外部電源復旧に関する最新データの整備状況

1. 外部電源復旧の考え方

今回実施した PRA では、通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」（平成 4 年 7 月）以前から運用されていた通常の実操作・対応に期待しており、外部電源復旧もこれに該当する操作・対応であることから、期待して評価している。

外部電源喪失が生じた際の復旧に失敗する確率は、1993 年の原子力施設事故・故障分析評価検討会 全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループ（以下「SBO-WG」という。）の検討結果※1を参考としているが、過度に外部電源復旧に期待することのないよう、仮想的に 24 時間 2 回線喪失が生じた事例を 1 件追加した上で復旧失敗確率の(1)式を定義し、t 時間後の外部電源復旧の失敗確率 P を求めている。

$$P = \exp(-2.535t^{0.2}) \quad (1)$$



第 1 図 原子力発電所における外部電源及び 2 回線送電線の復旧失敗確率

※1 国内の 2 回線送電線に対し、運転開始から 1987 年度末までの 2 回線喪失事例を調査し、1962 年以降のデータを抽出した。これは、2 回線喪失事例の発生頻度が 1961 年頃を境に低減傾向を示しており、信頼性に関する変化(信頼性向上の傾向)が表れているものと考えられたためである。

なお、2 回線喪失事例の中で、30 分以上継続した事例については、喪失の状況を調査し、当該地域での供給支障を生じていない事例を評価から除外した。これは、供給支障が生じていない場合は早急な復旧実施の必要性が低いため、供給支障を生じていない事例の考慮は適切な外部電源復旧時間の評価に繋がらないと考えたためである。

2. 外部電源復旧失敗確率の最新データの整備状況

今回実施した PRA において使用している外部電源復旧失敗確率は、SBO-WG の検討結果を参考として評価している。

SBO-WG の検討は、昭和 37 年 4 月～昭和 63 年 3 月末までの比較的古いデータをもとにしていることから、現在、(財)電力中央研究所(以下「CRIEPI」という。)において昭和 63 年 4 月～平成 25 年 3 月末までのデータを考慮した外部電源復旧失敗確率の評価を実施中である。

一方、CRIEPI による評価では「地震が原因により発生した 2 回線喪失」、「人為的行為による鉄塔倒壊により発生した 2 回線喪失」のデータの取り扱い等が課題として挙げられていること、評価結果が機器故障率のように広く議論され認知されたものでないことから、評価結果を PRA に適用する段階に至っていない状況である。

今後は、CRIEPI による評価の状況及び評価結果に対する議論の状況を踏まえつつ、PRA への適用を検討していく予定である。

なお、上記の SBO-WG において外部電源喪失から復旧までの時間と復旧確率の算出に用いられたデータのうち、復旧までに 30 分以上を要した事例としては、雷、積雪、火災及び山火事による外部電源喪失を考慮しており、地震や台風により発生した 2 回線喪失のデータは含めていない。

[1] メモ 2-1 号 国内原子力発電所の外部電源の信頼性について 平成 3 年 12 月(SBO-WG(第 2 回会合)の議事次第には掲載されていないが、当日配布された可能性のある資料として原子力規制委員会のホームページに掲載)

以 上

PRA において原子炉隔離時冷却系の運転時間を 8 時間とすることの妥当性

今回実施した PRA では、全交流動力電源喪失時においても原子炉隔離時冷却系(以下「RCIC」という。)の 8 時間継続運転を前提としている。

全交流動力電源喪失時には、残留熱除去系の機能喪失により、格納容器内の温度、圧力が上昇し、また、換気空調系の機能喪失により、RCIC 室温度、中央制御室温度が上昇する。これらの要因が RCIC の継続運転に影響を及ぼす可能性があることから、RCIC 設計仕様の観点から上記の要因が RCIC の継続運転に及ぼす影響を整理した結果を第 1 表に示す。

第 1 表のとおり、上記の要因は RCIC を 8 時間継続運転する上での制約とはならないことから、今回実施した PRA において RCIC の 8 時間継続運転を前提とすることは妥当と考える。

なお、RCIC の運転制御に必要な直流電源については、8 時間の電源供給が可能であることを、重大事故等防止対策を講じる以前から評価済みである。

以 上

第1表 RCIC 継続運転の評価

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
サプレッション・チェンバ・プール水温上昇	サプレッション・チェンバ・プール(以下「S/P」という。)水温が上昇し、RCIC ポンプのキャビテーションやポンプ軸受けの潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCIC ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	RCIC ポンプの第一水源は復水貯蔵槽であるが、S/P 水位高信号により、第二水源である S/P に水源が切り替わる。一方で、全交流動力電源喪失時には S/P 水温上昇が想定されるため、水源については運転員による中央制御室からの遠隔操作により再度復水貯蔵槽に切り替えることとなる。したがって、 <u>S/P 水温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u> なお、復水貯蔵槽の保有水量は約 1,700m ³ (通常管理値)であり、事象発生後 8 時間の間に原子炉注水のために必要となる水量は約 600m ³ であるため水源が枯渇することはない。
サプレッション・チェンバ圧力上昇	RCIC タービン保護のため、サプレッション・チェンバの圧力 0.34 MPa(gage)にて、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に RCIC による原子炉注水を継続した場合のサプレッション・チェンバの圧力推移を評価した結果、事象発生から 8 時間後のサプレッション・チェンバの圧力は約 0.07MPa(gage)であり、RCIC タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、 <u>サプレッション・チェンバの圧力上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>
RCIC 室温上昇	RCIC のハードウェア設計で想定している環境の最高温度は 100℃である。全交流動力電源喪失時には換気空調系が停止しているため、RCIC 室温が 100℃を超える可能性が考えられる。	RCIC 室内の発熱と RCIC 室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の RCIC 室の最高温度は約 66℃と評価され、RCIC ハードウェアの設計上想定している環境温度の上限値である 100℃を下回る。したがって、 <u>RCIC 室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>
中央制御室温上昇	中央制御室の RCIC の制御盤の設計で想定している環境の最高温度は 40℃である。全交流動力電源喪失時には換気空調系が停止するため、中央制御室温が 40℃を超える可能性が考えられる。	中央制御室内の制御盤からの発熱と中央制御室躯体からの放熱の熱バランスから、換気空調系停止後の中央制御室の最高温度は約 37℃と評価され、制御盤の設計上想定している環境温度の上限値である 40℃*を下回る。したがって、 <u>中央制御室温上昇が RCIC 継続運転に与える影響はない。</u>

※使用環境の温度が 40℃を超えた場合であっても、直ちに動作不良等を引き起こすものではない。

常用系と非常用系で共用しているサポート系において、
常用系機能喪失と常用系隔離失敗(隔離弁故障等)が重畳する場合の取り扱い

今回の設置変更許可申請に伴って実施した、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA(以下「今回実施した PRA」という。)において考慮しており、常用系と非常用系の間に隔離弁を有するサポート系としては、原子炉補機冷却水系(以下「RCW」という。)がある。(第 1 表及び第 1 図参照)

今回実施した PRA では、起因事象「従属性を有する機器の機能喪失」において RCW 又は原子炉補機冷却海水系(以下「RSW」という。)の 1 系列の機能喪失を、考慮しているほか、システム信頼性解析(フォールトツリー解析)においても RCW をモデル化しており、これらをイベントツリーに組み込むことで事故シーケンスを評価している。

以下に、起因事象及びシステム信頼性解析における、常用系と非常用系の間の隔離弁の扱いを含めた RCW の取り扱いについて述べる。

①起因事象における扱い

起因事象の同定においては、RCW が機能喪失した場合、広範な緩和設備が合わせて機能喪失に至ることを考慮し、RCW の機能喪失を「従属性を有する機器の機能喪失」として抽出し、その発生頻度を評価している。

この発生頻度は、国内実績をもとに評価することとしているが、非常用系の RCW の機能喪失については発生した事例がないことから、0.5 回として起因事象発生頻度を算出している。

RCW の機能喪失として、常用系からの冷却材の流出及び常用系と非常用系の間
の隔離弁による隔離^{※1}の失敗によって非常用側の RCW の機能喪失が生じた場合、
上記の発生実績に計上され、起因事象発生頻度に反映されることとなる。

以上のとおり、発生した事例が確認されていないものの、常用系からの冷却材
の流出等が生じた場合であって、常用系と非常用系の間
の隔離弁による隔離に失敗した場合の非常用系の RCW の機能喪失は評価に含まれる前提である。

なお、常用系からの冷却材の流出等が生じた場合であって、常用系と非常用系
の隔離弁による隔離に成功した場合は、RCW の常用系の喪失によって失われるフ
ロント系が、運転継続にもたらす影響を考慮して対応することとなる。今回実施
した PRA においてこれに該当する系統にはオフガス系があり、RCW(C)による冷
却を必要とする。オフガス系が機能喪失した場合、非凝縮性ガスの蓄積によって
主復水器の真空度が徐々に低下する。その後の状況に応じてプラントを手動停
止する場合は、運転員操作のための時間余裕があり、主復水器を用いた除熱(常

用系)以外の全ての緩和系に期待できることから、条件付炉心損傷確率は小さく、イベントツリーとしても通常停止のイベントツリーに包絡される。また、事象進展に伴い復水器真空度喪失に至った場合には、起因事象グループ「隔離事象」として考慮される。以上より、今回実施した PRA 及び事故シーケンスの抽出に与える影響はないと考える。

※1 RCW サージタンク水位低下(3L)信号によって常用系(制御棒駆動系ポンプ, 計装用/所内用圧縮空気系空気圧縮機, オフガス系等)が, LOCA 信号(原子炉水位低(レベル 1)及び D/W 圧力高)によって制御棒駆動系ポンプ, 計装用/所内用圧縮空気系空気圧縮機を除く常用系が隔離される。

②システム信頼性解析における扱い

今回実施した PRA では RCW(C)についてのみ、常用系と非常用系間の隔離弁をモデル化している。これは LOCA 時に C 系の非常用炉心注水系を冷却する際、RCW(C)についてはその冷却能力の関係上、冷却負荷を非常用系に限定する必要があることからモデル化しているものであり、LOCA 時に RCW(C)の常用系と非常用系間の隔離に失敗した場合、C 系の非常用炉心注水系には期待できないものとしている。

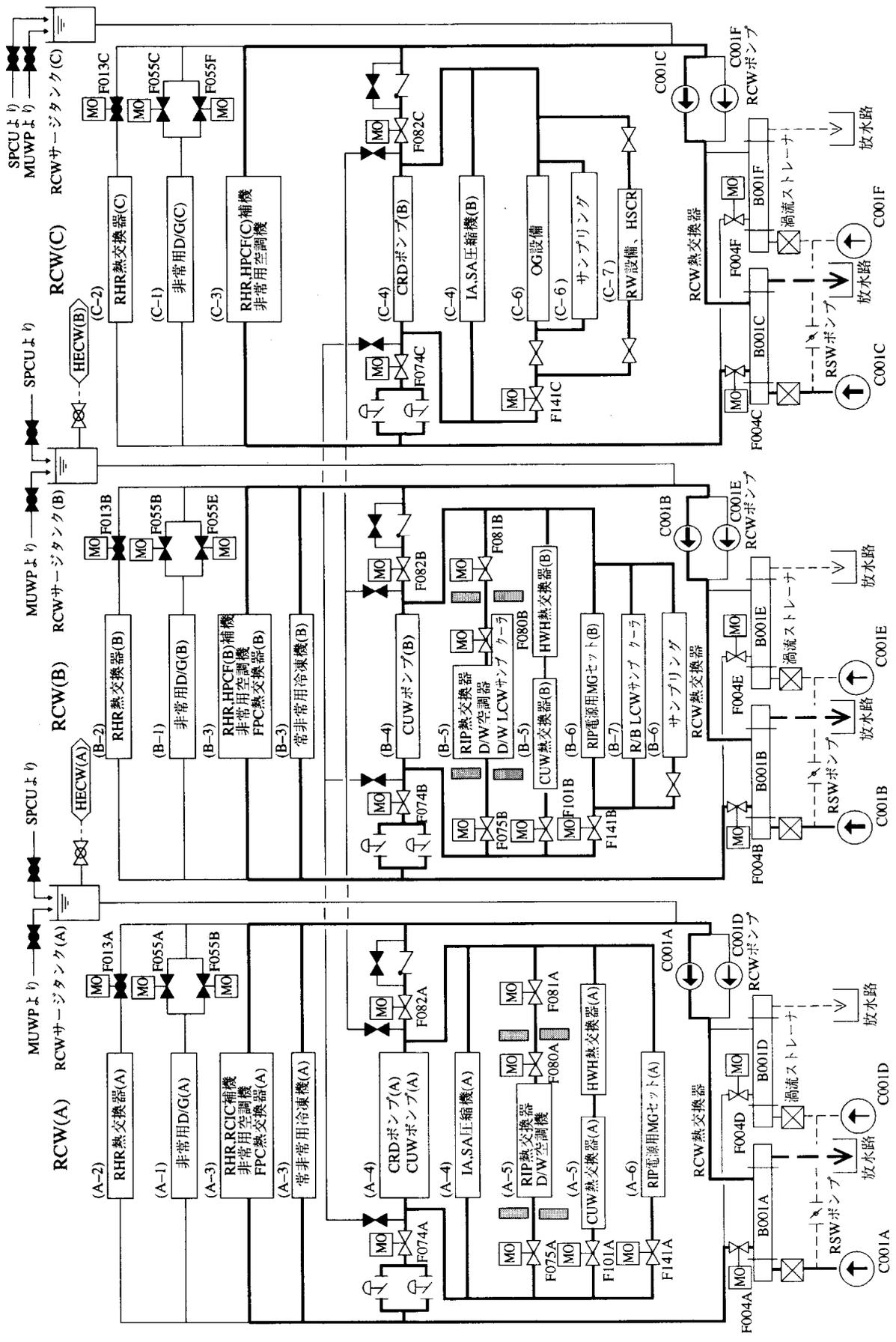
以上のとおり、RCW による冷却に際して常用系の隔離が必要な場合については隔離弁をモデル化しており、隔離失敗が生じた場合にはフロント系が機能喪失するものとしている。

なお、RCW(A)及び RCW(B)であっても、仮に常用系からの冷却材の流出等が生じた場合、常用系を隔離する必要があるものの、今回実施した PRA では RCW の使命時間中の冷却材の流出はモデル化していない。これは、RCW のうち、常用系を構成している機器は配管及び弁であり、使命時間中の配管破断及び弁の誤開等による系統外流出はその確率が十分に低いと考えられるためである。

以 上

第1表 各系統間の従属性(7号炉の例)

系統名		従属故障の可能性のある系統																							
		フロント系										サポート系													
		高圧系注水					原子炉減圧 低圧系注水					格納容器除熱			非常用電源										
		給水系 ^{注1}	除熱機能に期待する	除熱機能に期待しない	HPCF(B)	HPCF(C)	RCIC	ADS	復水系 ^{注2}	高圧注水に期待する	高圧注水に期待しない	LPFL(A)	LPFL(B)	LPFL(C)	PCS	RHR(A)	RHR(B)	RHR(C)	D/G(A)	D/G(B)	D/G(C)	TCW	非常用サポート系	非常用サポート系	
機能を失う系統(サポート系)	給復水系	M/D-RFP																							
		HPCP																							
		LPCP																							
		AO, OG, TGS, CW, MSIV, TBV																							
	常用サポート系	TCW																							
		TSW																							
	非常用サポート系	RCW(A)																							
		RSW(A)																							
		RCW(B)																							
		RSW(B)																							
		RCW(C)																							
		RSW(C)																							
	換気空調系	HPCF(B) HVH																							
		HPCF(C) HVH																							
		RHR(A) HVH																							
		RHR(B) HVH																							
		RHR(C) HVH																							
		D/G(A)室 HVH																							
		D/G(B)室 HVH																							
	D/G(C)室 HVH																								
	交流電源	A系(常用)																							
		B系(常用)																							
		C系(非常用)																							
		D系(非常用)																							
		E系(非常用)																							
	直流電源	区分1																							
		区分2																							
区分3																									



第1図 原子炉補機冷却系の系統概要図

事故シーケンスの最終状態の分類の考え方

イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シーケンスは、機能の喪失状況、プラントの状態に与える影響によって分類し、「事故シーケンスグループ」としてまとめている。

機能の喪失状況は、起因事象が発生した場合に、炉心損傷防止のために必要な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能(高圧注水, 原子炉減圧, 低圧注水)」及び「格納容器熱除去機能」に着目している。

また、プラントの状態に与える影響については、起因事象が発生した場合に期待できる安全機能、事故進展過程における原子炉圧力の状態及び事故進展の速さ等に注目している。

1. 原子炉停止機能

過渡事象又は LOCA の発生後、原子炉停止機能を喪失した場合に、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷(格納容器先行破損)に至る場合を 1 つの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/TC)

2. 原子炉冷却機能

原子炉停止に成功した場合でも、炉心の冷却が行われなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、高圧注水機能、原子炉減圧機能及び低圧注水機能があり、これらの機能の喪失状況及びプラントの状態(原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性等)に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

- (1) 過渡事象発生後や通常停止の際に高圧注水機能と低圧注水機能を喪失し、炉心損傷に至る場合を 1 つの事故シーケンスグループとして分類する。
(高圧注水・低圧注水機能喪失/TQUV)
- (2) 過渡事象発生後や通常停止の際に高圧注水機能と原子炉減圧機能を喪失し、炉心損傷に至る場合を 1 つの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/TQUX)
- (3) LOCA が発生した後、注水機能を喪失し、炉心損傷に至る場合を 1 つの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)

なお、バウンダリの破損規模等に応じてプラントの状態が異なることから以下のグループに細分化する。

- a. 大 LOCA : 事象発生により原子炉が低圧状態となるため低圧注水の際に原子炉減圧が不要。(大 LOCA 後の炉心冷却失敗/AE)
- b. 中 LOCA : 冷却材の流出規模が大きく原子炉隔離時冷却系による注水には期待できないが、低圧注水のための原子炉減圧は必要。(中 LOCA 後の炉心冷却失敗/S1E)

- c. 小 LOCA : 冷却材の流出規模が小さく原子炉隔離時冷却系による注水に期待可能。(小 LOCA 後の炉心冷却失敗/S2E)
- (4) 原子炉格納容器をバイパスし, 冷却材が格納容器外に漏えいする場合(インターフェイスシステム LOCA)については, 漏えい箇所を隔離した上での炉心冷却が必要となるが, 隔離機能が喪失し, 漏えいの継続により炉心損傷に至る場合を 1 つの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/ISLOCA))

3. 格納容器熱除去機能

原子炉冷却(注水)に成功している場合でも, 格納容器熱除去機能を喪失した場合には, 原子炉格納容器が原子炉からの水蒸気によって過圧され, 破損に至る。原子炉格納容器が先行破損した後は安全機能が十分に機能しない場合も考えられることから, これを炉心損傷に至る 1 つの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/TW)

4. 安全機能のサポート機能

外部電源喪失の過渡事象の後, 非常用電源などの電源の確保に失敗し, 炉心損傷に至る場合を 1 つの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/TB)

なお, 全交流動力電源喪失は, 事故進展速度, 原子炉圧力状態等を考慮して以下のグループに細分化する。

- (1) 非常用ディーゼル発電機 3 台が機能喪失した状態で, 原子炉隔離時冷却系により原子炉注水は継続しているが, 一定時間経過後にバッテリーが枯渇し, 炉心損傷に至る場合。(長期 TB)
- (2) 非常用直流電源の機能喪失により非常用ディーゼル発電機 3 台と原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し, 短時間で炉心損傷に至る場合。(TBD)
- (3) 非常用ディーゼル発電機 3 台が機能喪失し, 更に原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合で, 原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る場合。(TBU)
- (4) 非常用ディーゼル発電機 3 台が機能喪失し, 更に逃がし安全弁再開鎖に失敗することにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合で, 原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る場合。(TBP)

以上より, イベントツリーの最終状態を第 1 表に示す事故シーケンスグループに分類する。

以 上

第1表 炉心損傷シーケンスグループの分類

炉心損傷事故シーケンス	事故シーケンスグループ
LOCA 発生後の炉心冷却失敗	LOCA 後の注水失敗
大 LOCA 後の炉心冷却失敗	AE
中 LOCA 後の炉心冷却失敗	S1E
小 LOCA 後の炉心冷却失敗	S2E
過渡事象等発生後の給水系， 高圧系及び低圧系による炉心冷却失敗	TQUV
過渡事象等発生後の給水系及び高圧系による炉心冷却失敗かつ減圧失敗	TQUX
外部電源喪失後の電源喪失	TB
非常用ディーゼル発電機 3 台が機能喪失の状態、原子炉隔離時冷却系により炉心冷却を継続するが、バッテリーが枯渇し炉心損傷	長期 TB
バッテリーの故障により、非常用ディーゼル発電機 3 台及び原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し炉心損傷	TBD
非常用ディーゼル発電機 3 台の起動に失敗し、更に原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉が高圧状態で炉心損傷	TBU
非常用ディーゼル発電機 3 台の起動に失敗し、更に逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉が低圧で炉心損傷	TBP
過渡事象等発生後の原子炉格納容器からの熱除去失敗	TW
過渡事象等発生後の原子炉停止失敗	TC
ISLOCA 発生後の破断箇所隔離失敗	ISLOCA

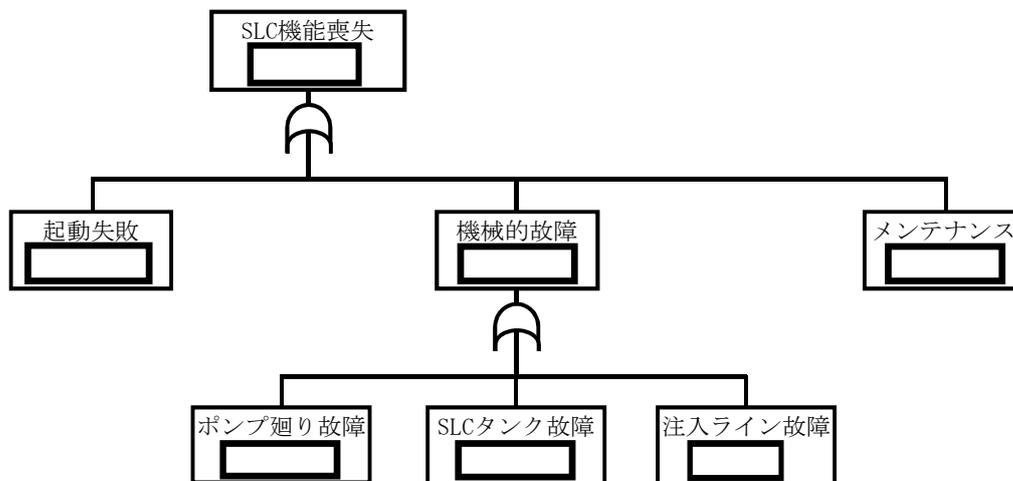
ほう酸水注入系の失敗確率

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA では、基本的にフォールトツリーによってシステムの非信頼度を評価している。また、原子炉停止の緩和機能の 1 つとしてほう酸水注入系(以下「SLC」という。)に期待しており、これについてもフォールトツリーを用いて非信頼度を評価している。

フォールトツリーによる評価の内容を第 1 図に示す。第 1 図のとおり、SLC の機能喪失に支配的に寄与しているのは起動失敗である。起動失敗の確率は人間信頼性解析によって算出^{※1}しており、SLC の起動が要求されるスクラム失敗事象から SLC 起動までの時間的余裕が短いことや、運転員に高いストレスがかかる状況を考慮している。

フォールトツリー上では点推定値として SLC 機能喪失の確率を と示した。なお、各システムの非信頼度については、モンテカルロ法を用いて平均値を算出しており、SLC の非信頼度の平均値は である。

※1 補足説明資料 1.1.1. g-3 参照



第 1 図 フォールトツリーによる SLC のシステム信頼性評価のイメージ

サポート系が一部故障している場合の評価

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉のフロントライン系とサポート系の依存性を第 1 表に示す。次に、サポート系が一部故障した場合にフロントライン系に与える影響を以下に例示する。

1. 従属性の影響により機能喪失する例(第 1 図)

高圧炉心注水系(以下「HPCF」という。)B 系の機能喪失に係るフォールトツリーの概略を第 1 図に示す。第 1 図に示すとおり、HPCF(B)の動作にはサポート系として、HPCF(B)ポンプ等の駆動用電源として非常用交流電源 D 系、HPCF(B)ポンプ等の制御用電源として直流電源区分 2、補機冷却系として原子炉補機冷却水系(以下「RCW」という。)B 系、原子炉補機冷却海水系(以下「RSW」という。)B 系、HPCF(B)のポンプ室空調を必要とする。

これらのサポート系が 1 つでも機能喪失すると HPCF(B)は機能喪失となる。

2. 従属性の影響により信頼性が低下する例(第 2 図, 第 3 図)

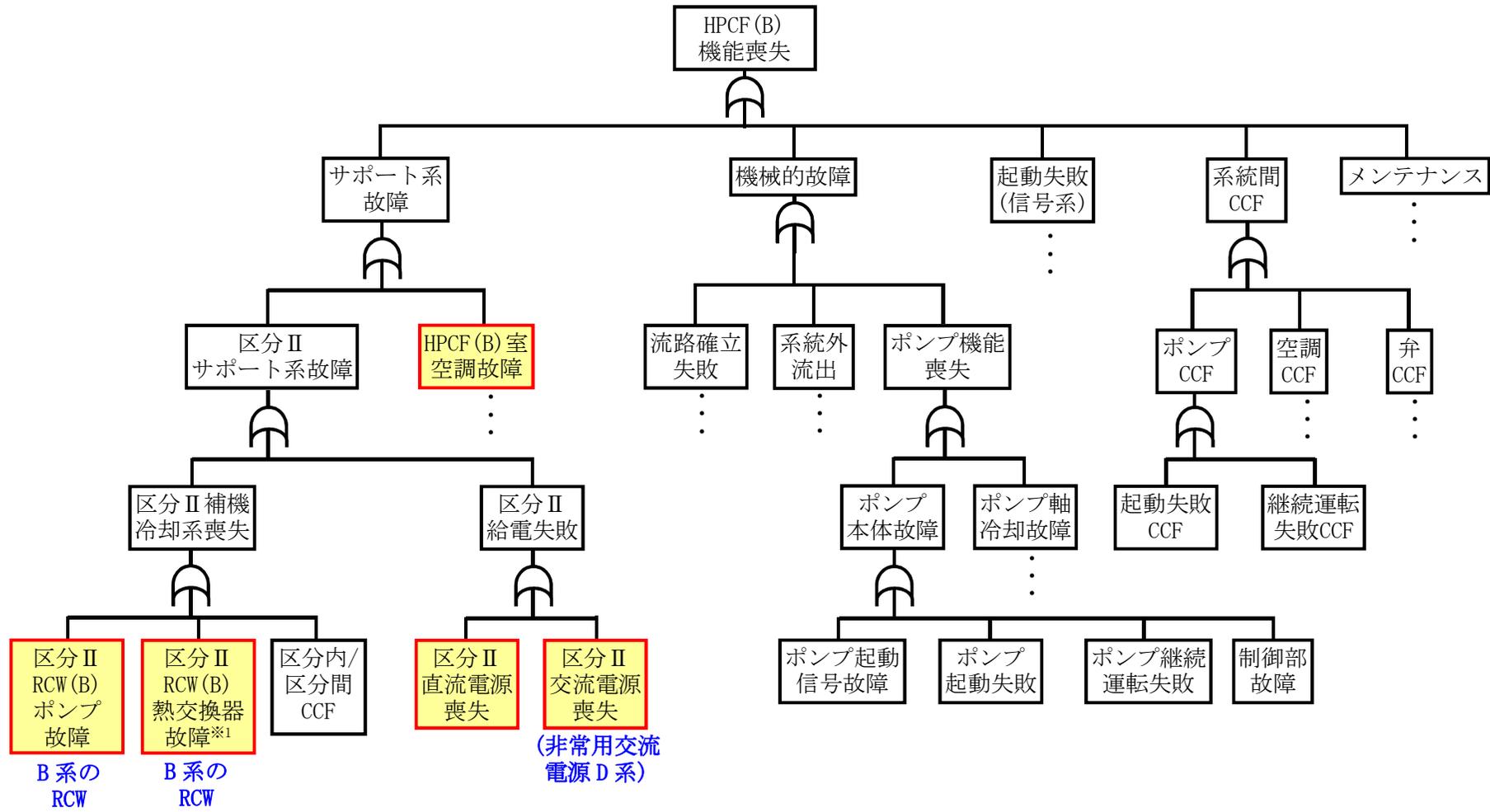
自動減圧系(以下「ADS」という。)の機能喪失に係るフォールトツリーを第 2 図に、ADS 機能付逃がし安全弁の構成イメージを第 3 図に示す。第 2 図に示すとおり、ADS の動作にはサポート系として、区分 1 直流電源(ADS(A)系動作信号用電源)、区分 2 直流電源(ADS(B)系動作信号用電源)のいずれかの電源を必要とする。

したがって、ADS の直流電源の片区分が機能喪失した場合には、ADS の動作の際に期待できる信号が減少し、ADS の信頼性が低下するが、機能を維持している側の区分により動作は可能である。

以 上

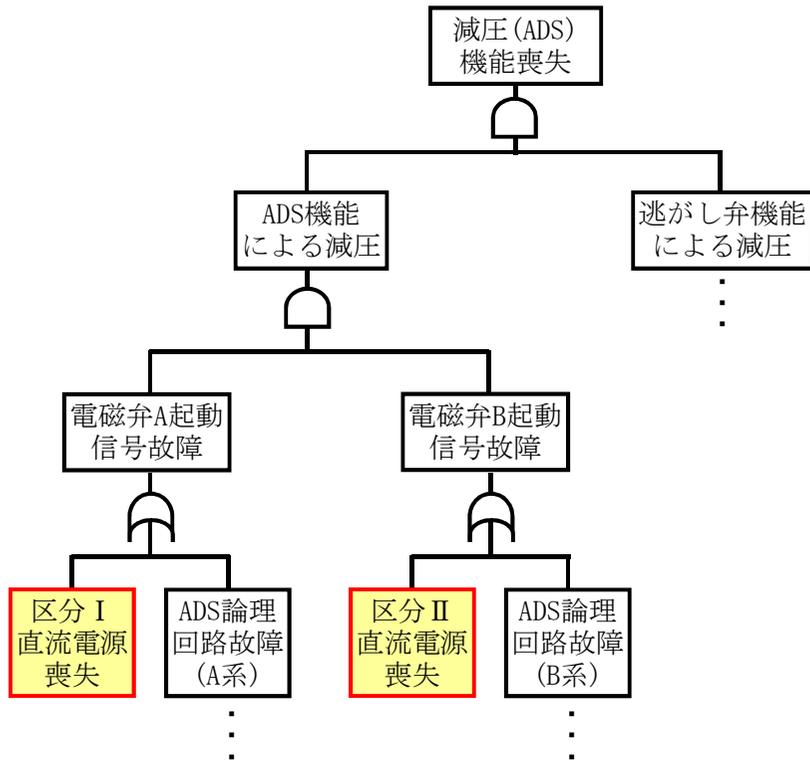
第1表 フロントライン系とサポート系の依存性(7号炉の例)

系統名		従属故障の可能性のある系統																			
		フロント系							サポート系												
		高圧系注水				原子炉減圧, 低圧系注水			格納容器除熱			非常用電源			非常用サポート系						
		給水系	注1	注2	注3	注4	注5	注6	注7	注8	注9	注10	注11	注12	注13	注14					
機能を失う系統(サポート系)	給復水系	M/D-RFP																			
		HPCP																			
		LPCP																			
		AO, OG, TGS, CW, MSIV, TBV																			
	常用サポート系	TCW																			
		TSW																			
	非常用サポート系	RCW(A)																			
		RSW(A)																			
		RCW(B)																			
		RSW(B)																			
		RCW(C)																			
		RSW(C)																			
	換気空調系	HPCF(B) HVH																			
		HPCF(C) HVH																			
		RHR(A) HVH																			
		RHR(B) HVH																			
		RHR(C) HVH																			
		D/G(A)室 HVH																			
		D/G(B)室 HVH																			
	D/G(C)室 HVH																				
交流電源	A系(常用)																				
	B系(常用)																				
	C系(非常用)																				
	D系(非常用)																				
	E系(非常用)																				
直流電源	区分1																				
	区分2																				
	区分3																				

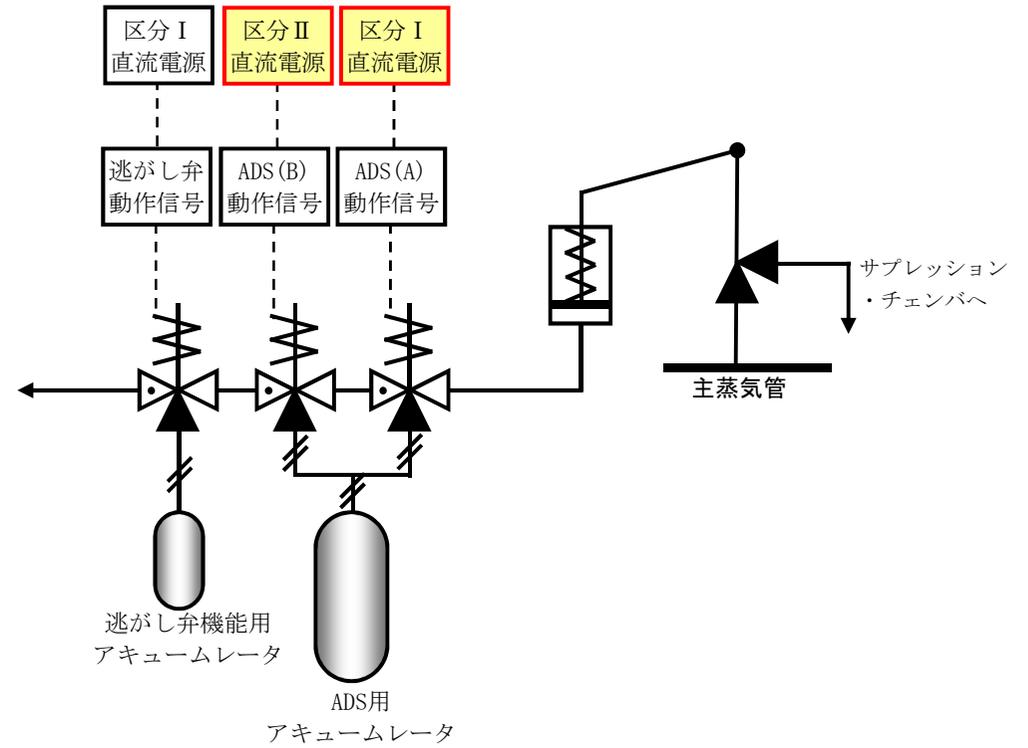


第1図 HPCF (B) フォールトツリー概略図

※1 RSWの故障はRCW熱交換器の故障の下部に更にFTを展開してモデル化している。
CCF：共通原因故障



第2図 ADS フォールトツリー概略図

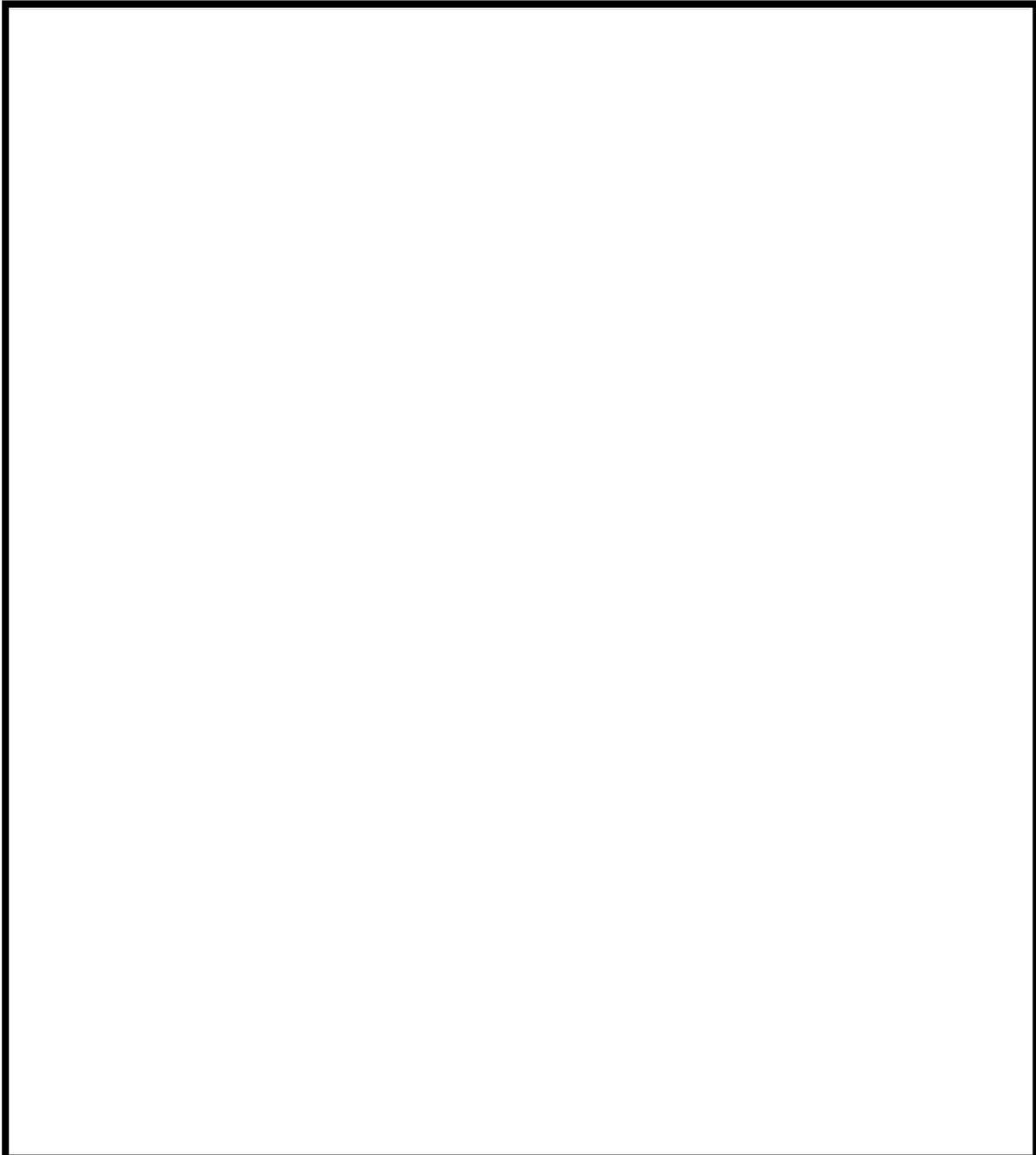


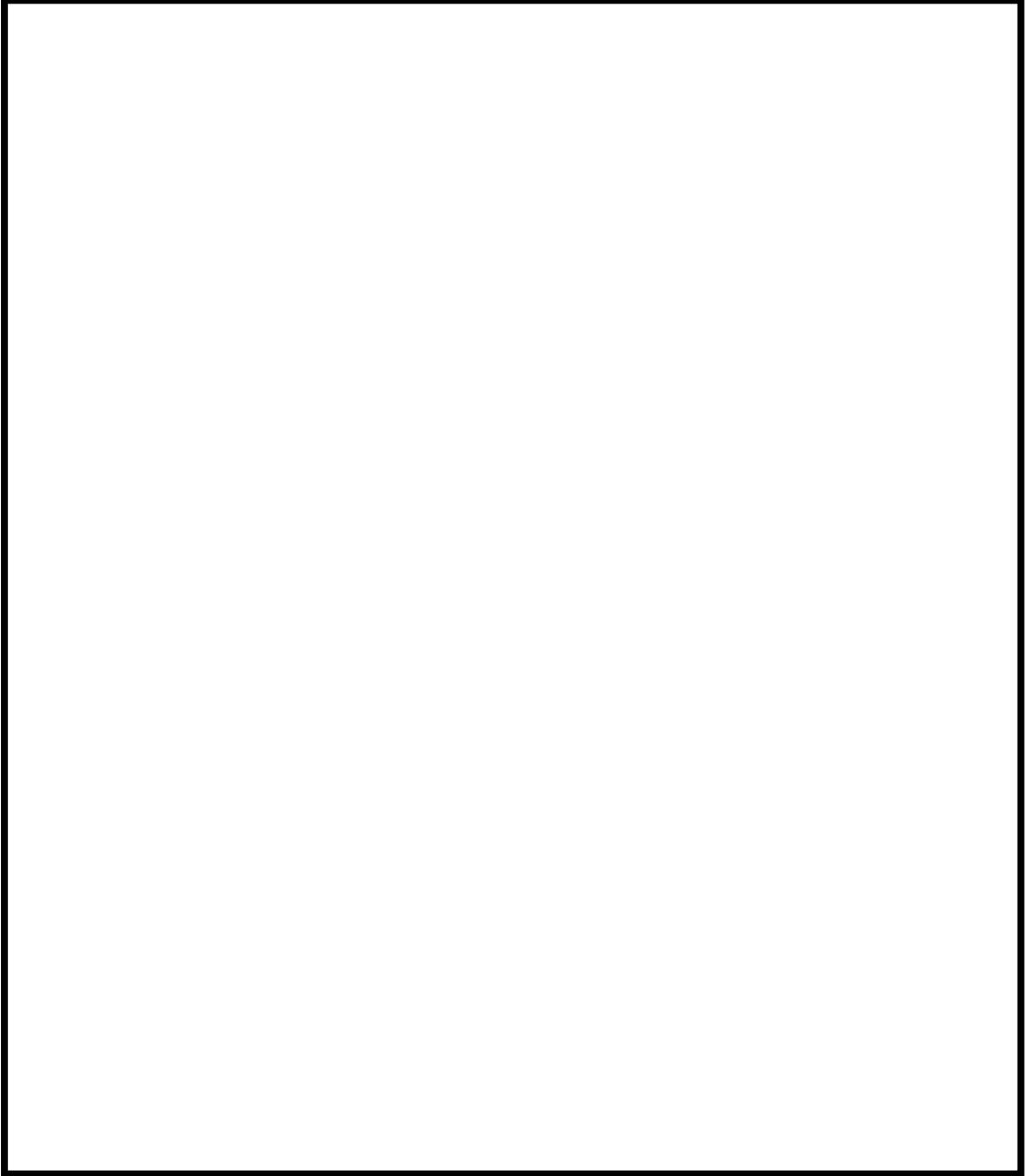
第3図 ADS 機能付逃がし安全弁の構成イメージ(7号炉の例)

スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義

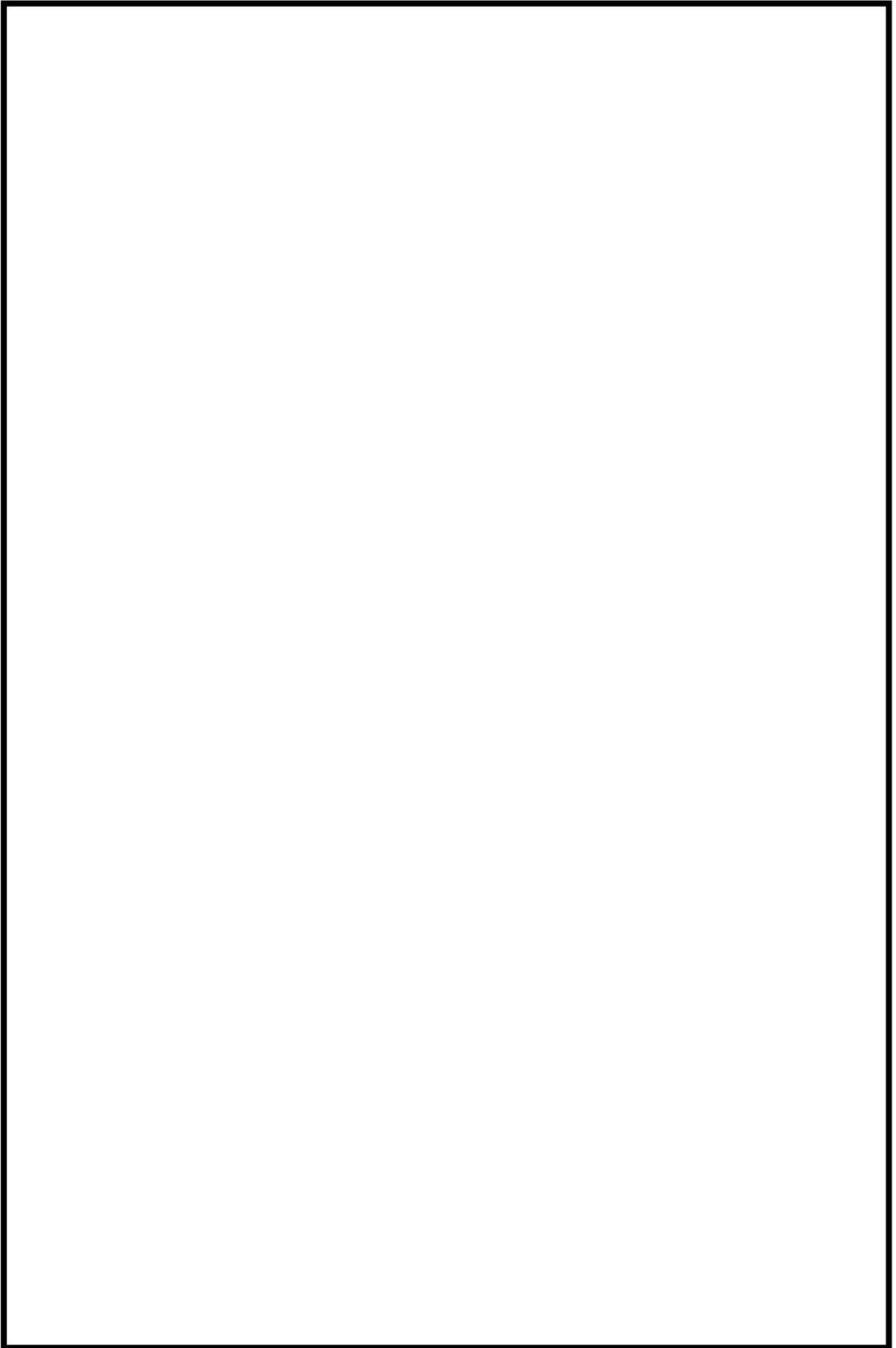
柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA における ATWS のイベントツリーでは原子炉緊急停止系や ARI といったスクラム信号に関するヘディングと、スクラムの機械系に関するヘディングを設定している。スクラムに関する機械系の失敗確率については、の制御棒の挿入に失敗すると未臨界へ移行できないという過去の知見^[1]をもとに、以上の制御棒の挿入に失敗する確率としている。

以下に、の制御棒の挿入に失敗する確率の評価の内容を述べる。





以 上



故障率データが整備されていない機器の故障率の扱い

(1) 21 ヶ年データから故障率データを代用する理由

本評価で用いる機器の故障率のうち、国内 21 ヶ年一般機器故障率^[1] (21 ヶ年データ)で整備されていない機器については、各機器の特性を考慮した上で、21 ヶ年データに記載された別の機器の故障率で代用している。21 ヶ年データから代用した理由は、国内外に引用可能なデータベースを確認できなかったこと、及び我が国で要求される品質を確保するように管理(メンテナンス頻度等)されている機器という点では 21 ヶ年データに故障率が示されていない機器も同様であると考えられるためである。

本評価で故障率を代用している機器の一覧及び代用可能とした理由を第 1 表に示す。

なお、故障率のデータのない機器については、データの整備が今後の課題である。現在電力中央研究所原子力リスク研究センターにて当該データの整備に関する取り組みが検討されていることから、今後新たにデータが得られた際にはその活用を検討する。

(2) 海外文献の調査結果

本評価において、21 ヶ年データから故障率を代用した機器(第 1 表参照)について、他のデータベース^{[2]~[7]}を調査し、故障率の有無及び故障率が掲載されている場合はその代用の可能性を検討した。調査したデータベースの概要を第 2 表に、調査結果の詳細を第 3 表に示す。

調査の結果、21 ヶ年データから故障率を代用した機器のうち、他のデータベースに比較可能な故障率が示されていた機器は圧縮機、復水器、中性子束検出器であり、他の機器については示されていなかった。なお、制御弁については、一部の他のデータベースで機器故障率が記載されているが、国内プラントの制御弁と同等な機構のものを指すか確認できなかった。

このうち、圧縮機の故障率について他のデータベースと今回代用した 21 ヶ年データの電動ポンプの故障率を比較すると、 $10^1 \sim 10^3$ 程度他のデータベースの方が高い値を示している。データベース間の傾向を確認する観点から、電動ポンプの故障率について他のデータベースと 21 ヶ年データを比較すると、最大 30 倍程度他のデータベースの方が高い値を示している。

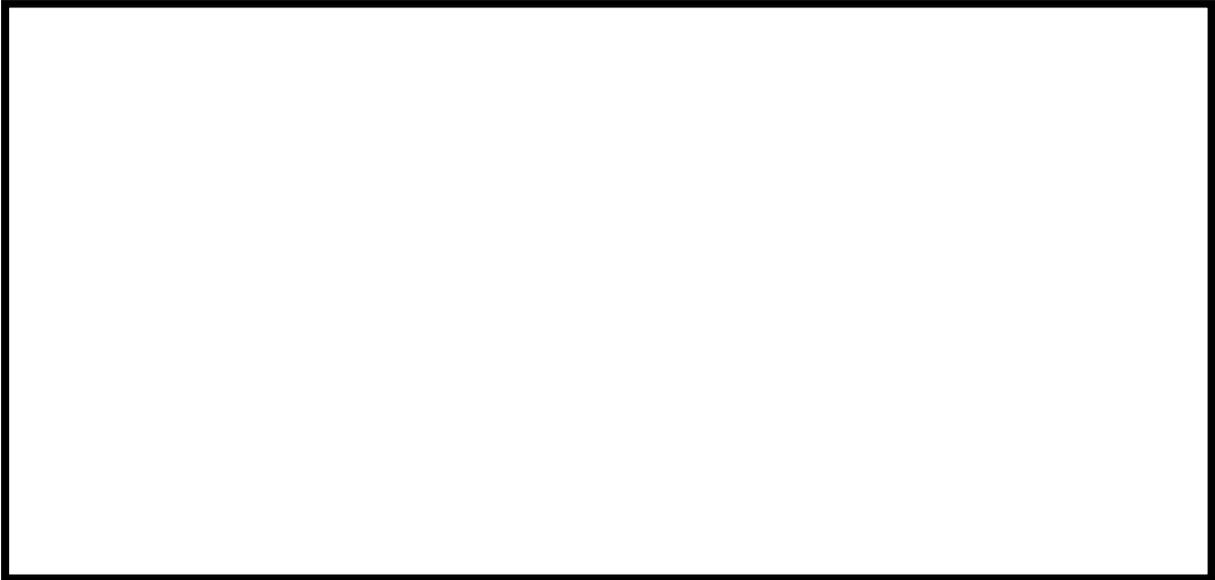
また、中性子束検出器の故障率について他のデータベースと今回代用した 21 ヶ年データの放射線検出器の故障率を比較すると、 10^2 程度他のデータベースの方が高い値を示している。データベース間の傾向を確認する観点から、放射線検出器の故障率について他のデータベースと 21 ヶ年データを比較すると、 10^2 程度他のデータベースの方が高い値を示している。

復水器の故障率について他のデータベースと今回代用した 21 ヶ年データの熱交換器の故障率を比較すると、 10^3 程度他のデータベースの方が高い値を示している。データベース間の傾向を確認する観点から、熱交換器の故障率について他のデータベースと 21 ヶ年データを比較すると、 10^2 程度他のデータベースの方が高い値を示している。

このように、同じ機器で比較しても他のデータベースの方が高い傾向にあり、圧縮機、中性子束検出器及び復水器のみ他のデータベースの値を採用することは、全体的なリスクの傾向を把握する上でバランスを欠いた評価となる恐れがあるため、適切ではないと考える。

(3) 参考文献

- [1] 「故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定」, 有限責任中間法人日本原子力技術協会, 平成 21 年 5 月
- [2] “Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants (NUREG/CR-6928)”, U.S. NRC, February 2007.



以 上

第1表 故障率データを代用している機器の一覧と点検周期等の類似点

21 ヶ年データに故障率がない機器			
	点検内容	点検周期	想定故障モード
圧縮機	本格点検	2 サイクル	冷却機能喪失(軸受性能劣化, 疲労割れ等), バウンダリ喪失(腐食, Oリング劣化等)
冷却器, 復水器	内部点検	1 サイクル	閉塞, リーク
スパー ジャ	外観点検	1 サイクル	閉塞
制御弁	各部点検 手入・校正	1 サイクル	性能劣化(特性変化), 絶縁特性低下, 動作不良(磨耗, 腐食), 閉塞, リーク
中性子束 検出器	外観点検 特性試験	1 サイクル	性能劣化(特性変化)

第2表 調査したデータベースの概要

文献名	21 ヶ年 データ ^[1]	NUREG/CR -6928 ^[2]
発行元	日本原子力 技術協会	U. S. NRC
発行年	2009	2007
分野	原子力発電所の PRA 関係	原子力発電所の PRA 関係
概要 ・ 目的	国内原子力発電 所の PRA パラメ ータ(機器故障 率)の提供	SPAR ^{※1} モデルの パラメータとし て、機器故障率等 を提供
収集期間	1982 年度～ 2002 年度	1988 年～2002 年
データ 収集対象	国内の原子力発 電所 計 49 基	非公開
対象機器	PRA で考慮され る主要な機器 (電気品、機械 品、計装品等)	PRA で考慮される 主要な機器(電気 品、機械品、計装 品等)
データ ソース	NuCIA(原子力施 設情報公開ライ ブラリー)	EPIX, 過去の研究 成果, メーカーデ ータベース等

※1 Standardized Plant Analysis Risk

第3表 他のデータベースの調査結果と故障率

21 ヶ年データに 故障率がない機器	他のデータベースでのデータ有無

[/d] : /デマンド



中性子束検出器のモデル化について

中性子束検出器は局部出力領域モニタ(以下「LPRM」という。)に用いられており、これが関わる緩和系は中性子束高高スクラム信号を発する原子炉緊急停止系である。中性子束高高スクラム信号は、第1図に示すとおり、各LPRM信号の平均値を演算し、4区分からなる平均出力領域モニタ(以下「APRM」という。)より発信される。

原子炉緊急停止系のフォールトツリーでは、中性子束高高スクラム信号に関わる失敗要因としてAPRMの各チャンネルをグループ化(第1図における点線部)してモデル化している。APRMの各チャンネルには52チャンネルのLPRM信号が入力されているが、LPRM信号は日常監視下にあり、仮にLPRMに故障が発生しても直ちに故障を検知し、故障したLPRMをバイパスすることができる。このとおり、LPRMの故障が中性子束高高スクラム信号に与える影響は小さいが、グループ化したAPRMの故障率としては、構成機器であるLPRM検出器(中性子束検出器)及びAPRMの故障率の大きさを考慮し(第1表)、保守的にLPRM検出器1つで代表したモデルとしている。

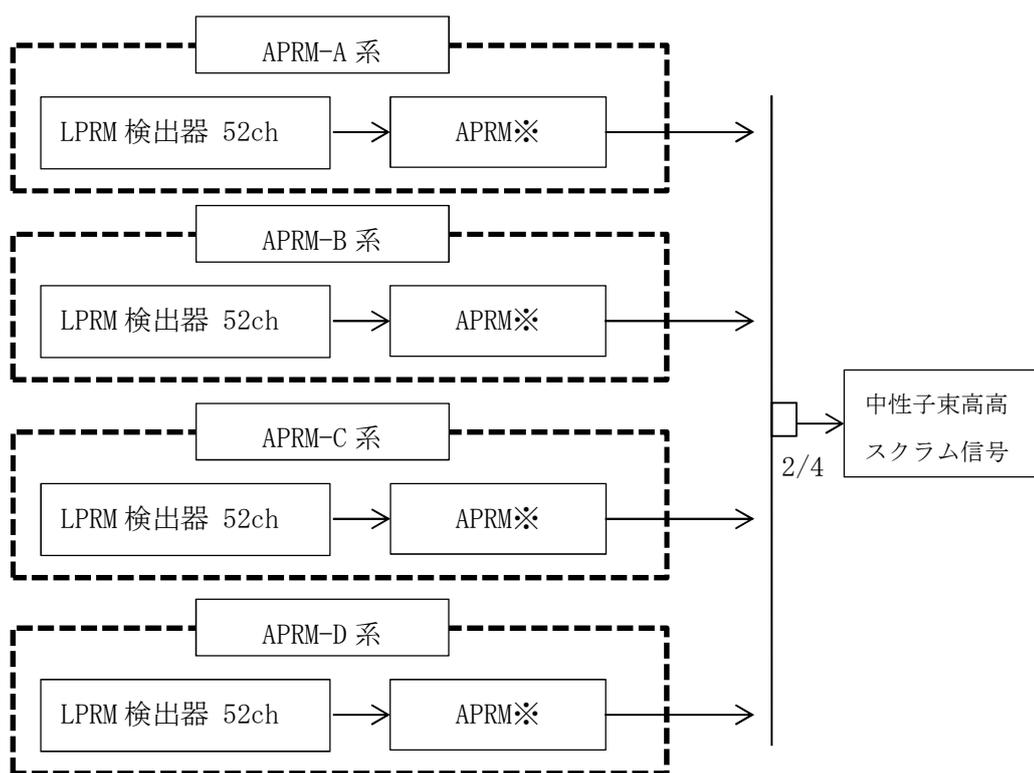
以 上

第1表 構成機器の故障率

機器	21 ヶ年データ※1	故障率[/h]
LPRM 検出器 (中性子束検出器)	放射線検出器※2(不動作)	3.4×10^{-8}
	放射線検出器※2(高出力/低出力)	7.3×10^{-8}
APRM	警報設定器(不動作)	2.3×10^{-9}
	警報設定器(誤動作)	9.5×10^{-9}

※1： 有限責任中間法人，日本原子力技術協会「故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定」（平成 21 年 5 月）

※2： LPRM 検出器(中性子束検出器)の故障率が 21 ヶ年データにないため，同機器の故障率には類似機器である「放射線検出器」を代用している。



※ APRM ユニット，LPRM ユニットで構成

第1図 中性子束高高スクラム信号の論理回路

保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA では、運転中の保守作業に伴い、当該系統が待機除外となっている確率を考慮して、系統の非信頼度を評価している。これについて、本評価における待機除外の考え方と、これまでの運転実績をもとに今回検討した待機除外確率との比較結果を次に示す。

(1) 保守作業に伴う待機除外確率

定例試験(サーベイランス)や、点検等により発見された故障機器の保守作業に伴う系統の待機除外確率 q_{mi} の算出には以下の式を用いた。

$$q_{mi} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

ここで、各パラメータは以下のとおりに設定している。

λ_{mui} : サーベイランス等によって異常の発見が可能な機器 i の異常発生頻度 (NUREG/CR-2815 を参照し、機器故障率の 10 倍をメンテナンス頻度として設定。これは、故障率は系統の機能喪失に至る程度の故障を扱っていることに対し、メンテナンスは系統の機能喪失に至らないような軽微な異常でも実施されるケースが多いと考えられることによるものである。)

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間(第 1 表参照)

(2) 待機除外を評価する上で対象とした機器



(3) 運転実績との比較(本評価における待機除外確率の妥当性)

(1) の評価方法を用いた柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の各系統の待機除外確率の評価結果と、国内 BWR の運転実績から評価された待機除外確率^[1]を第 3 表に示す。比較が可能な原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系、非常用ディーゼル発電機を見ると、2 つのデータはほぼ同程度のオーダーであることから、本評価で用いた待機除外確率の適用については問題ないものとする。

(4) 非常用ディーゼル発電機の平均修復時間に関する至近の実績との比較

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA では第 1 表に示すとおり、非

常用ディーゼル発電機の平均修復時間を 20 時間としている。一方、電力中央研究所の報告書^[1]には、1998～2007 年度における国内 BWR 及び PWR の、非常用ディーゼル発電機の LCO 逸脱事象の収集結果がまとめられており、待機除外回数が 32 回、総待機除外時間が 1525.1 時間と示されている。これをもとに非常用ディーゼル発電機の待機除外 1 回当たりの待機除外時間を算出すると約 48 時間となり、この値は今回の PRA で用いた平均修復時間よりも長い。

仮にこの値を用いて非常用ディーゼル発電機の待機除外確率を求めると今回の PRA で用いた待機除外確率の約 3 倍(3×10^{-3})となる。しかしながら、仮に 3 倍の待機除外確率を用いたとしても、非常用ディーゼル発電機のシステム信頼性解析(フォールトツリー分析)において、支配的な要因は非常用ディーゼル発電機の機械的故障(7×10^{-3})であり、待機除外確率を用いている基事象が支配的とはならないことから、今回の PRA の結果に与える影響は小さいと考えられ、シーケンス選定の結果に与える影響はないと考える。

- [1] 「ベイズ統計学に基づくアンアベイラビリティ推定法の開発 -新しい推定理論と国内 BWR 待機除外データを用いた推定例- 研究報告 : L08009」 平成 21 年 5 月 電力中央研究所

以 上

第 1 表 平均修復時間及びその出典

機器	平均修復時間	出典
ポンプ※1	19 時間	
弁	7 時間	
非常用ディーゼル 発電機	20 時間	

※1 ファンの平均修復時間はポンプの平均修復時間で代用している。

第 2 表 保守作業による待機除外確率の算出例

--

第3表 保守作業による待機除外確率の比較

系統	柏崎刈羽原子力発電所 6号及び7号炉の評価に用いた値	国内 BWR の運転実績を もとにした値 ^[1]
ほう酸水注入系		—
高压炉心注水系		—
原子炉隔離時冷却系		7.39×10^{-4}
低压注水系		1.53×10^{-4}
残留熱除去系		3.09×10^{-5} ※2
原子炉補機冷却水系		—
原子炉補機海水冷却系		—
非常用ディーゼル発電機		5.57×10^{-4}

※2 残留熱除去系 A 系, B 系の評価結果を示す。

共通原因故障パラメータを適用している系統

本 PRA では、系統の信頼度を基本的にフォールトツリーで評価している。また、本 PRA では、共通原因故障(以下「CCF」という。)をポンプ、弁、計測制御機器等の機器に対して適用している。

高圧炉心注水系、残留熱除去系、非常用電源等の多重化された系統をフォールトツリーでモデル化する場合は、上記のポンプや弁等の機器について、基本的に多重化された複数の系統が CCF の要因をもつ同種の機器を用いているものとして、系統間 CCF を適用している。

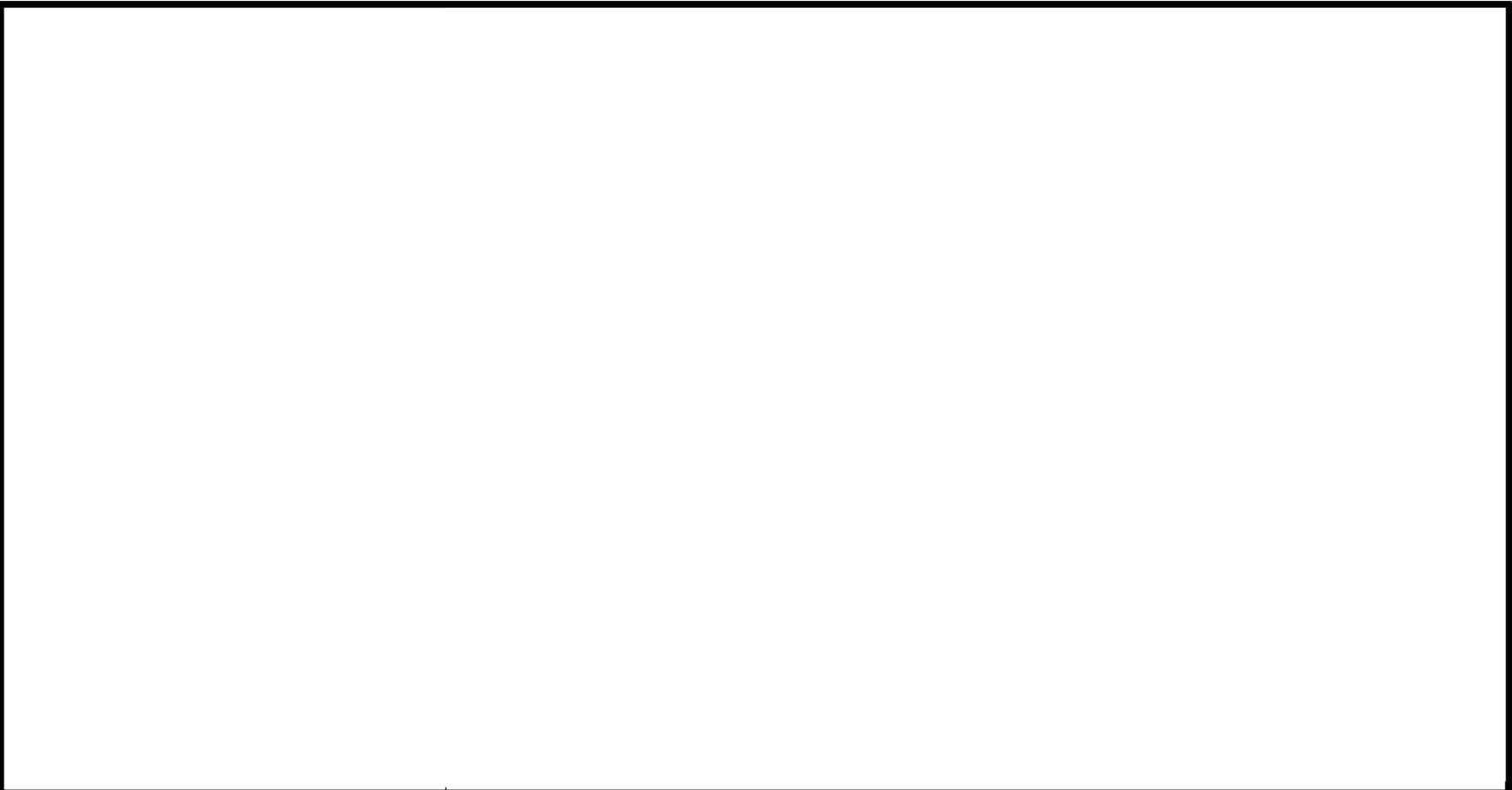
ほう酸水注入系や原子炉隔離時冷却系等、系統として多重化されていないものについても、ほう酸水注入系では A、B の 2 つの注入ポンプについての CCF を考慮しているほか、原子炉隔離時冷却系では起動/停止に関わる信号系の CCF をモデル化している。

このように基本的に全ての系統について系統内あるいは系統間のいずれか又は両方で CCF を適用している。各系統において CCF を考慮している機器の例を第 1 表に示す。

以 上

第1表 各システムにおいてCCFを考慮している機器の例

システム又は機能の名称	CCFを考慮している機器の例



共通原因故障に関する MGL パラメータ適用の考え方

1. 共通原因故障の同定

システム内において、同一又は異なる区分間で、多重性を持たせるために用いられる機器については、学会標準に基づき、(a) 共通原因故障の発生要因、(b) 動的機器の動的故障モード、(c) 故障実績を考慮し共通原因故障を同定している。

各項の説明を以下に示す。

(a) 共通原因故障の発生要因

共通原因故障(Common Cause Failure, 以下「CCF」という。)をモデル化するには、CCF のモード及び CCF を考慮する機器グループ(Common Cause Component Group, 以下「CCCG」という。)*を第 1 図に示す手順で設定する。また、これらの設定に際しては、第 1 表に照らして各機器の属性を整理する。

一方で設定に当たり、実際にどの程度共通の属性を有していれば CCCG と考えるのか、どの共通事項(例えば、トリップユニットであれば、メーカよりも定期検査時の校正エラーが主要因と考えられる)を重視すべきか等、判断が困難な面もある。

これらを鑑み、本PRAでは、CCCGを広めに設定することとし、第1図の3つ目の手順でCCCGを設定している。本PRAでは、メーカの相違等、共通の属性の調査結果からのCCCGのスクリーニングは実施していない。

なお、CCCG を広く設定することは、炉心損傷頻度の算出に関して保守的な取り扱いとなる。

※ フォールトツリーのモデル化を行う場合に共通原因故障を考慮する機器のグループ

(b) 動的機器の動的故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通原因故障の可能性は異なると考えられる。したがって、これらを区別して共通原因故障の適用性を検討した。

また、動的機器については、動的故障モードと静的故障モードに区別して検討する。動的故障モードとはポンプの起動失敗、弁の開失敗等であり、静的故障モードとはリーク、閉塞等である。動的機器の故障モードは、共通原因故障の発生する可能性が比較的高いと考えられることから、動的機器の動的故障モードに対しては共通原因故障を考慮する。電動弁の閉塞等、動的機器の静的故障モードはこれに該当しない。

(c) 故障実績

故障実績があるものに対しては共通原因故障を考慮した。

2. 本評価で用いた共通原因故障パラメータ

共通原因故障をモデル化する機器及び故障モードに適用可能なパラメータを設定する。共通原因故障パラメータとしては、 β ファクタモデル、Multiple Greek Letter (以下「MGL」という。)モデル、 α ファクタモデル、BFR モデルが比較的広く使用されているが、冗長性が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通原因故障パラメータである MGL モデルを使用している。

評価に用いた MGL パラメータを第 2 表に示す。これらのパラメータは NUREG 等の文献を基に設定している。なお、

共通原因故障パラメータについては、機器故障率と同様に、国内プラントの実績に基づくデータを本来は使用すべきである。しかし、2013年10月時点では、(財)電力中央研究所にて共通原因故障パラメータの検討が実施されているものの、機器故障率のように広く議論され認知されたものではないため、本評価では表2に示すように使用実績のある海外文献の β ファクタ及び γ ファクタを使用している。

--

3. 共通原因故障パラメータの適用における故障モードの考慮

共通原因故障パラメータについて、本評価では従前より適用実績のある海外文献に基づくデータを用いた。一方で故障モードごとの共通原因故障パラメータをまとめた文献としては、NUREG/CR-5497 の改訂版である CCF Parameter Estimations 2010 がある。表 4 にこれらの値を示す。

第 4 表のとおり、ポンプの継続運転失敗は CCF Parameter Estimations 2010 と本評価で用いた値がほぼ同等であるものの、他の値は CCF Parameter Estimations 2010 の方が低い値を示している。本評価の FV 重要度の上位 3 つが RCW ポンプの継続運転失敗、RSW ポンプの継続運転失敗、RSW ポンプの起動失敗の共通原因故障であることを考慮すると、CCF Parameter Estimations 2010 を用いる場合、全炉心損傷頻度は小さく評価されるものと考えられる。

また、故障モードごとに共通原因故障パラメータを設定すると、カットセットや重要度の評価結果には、故障モードごとの CCF が表れることとなる。共通原

因故障の対策を，故障モードを考慮して検討する場合には，故障モード別の共通原因故障パラメータを用いた分析が有益であると考えるが，今回の PRA をもとに事故シーケンスを選定して実施する有効性評価では，喪失した系統機能を重大事故等対処設備で代替するため，喪失する系統の機器の故障モードに着目しても，有益な分析とはならないものとする。

一方で，共通原因故障を PRA で考慮する点に違いはないため，抽出される事故シーケンスに相違が生じることはなく，重要事故シーケンスの選定においても，「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」における重要事故シーケンス選定の着眼点 a を踏まえた選定の考え方に影響することはない。

本来は，機器故障率と同様に国内プラントの実績に基づくデータを使用することが望ましいと考える。また，故障モードも考慮に入れて評価することが望ましいと考える。これについて，現在(財)電力中央研究所にて国内データに基づく値の検討が実施されており，ここでは機器の故障モード別の共通原因故障パラメータが提示される見込みである。このような状況を踏まえ，今後は本データの整備状況に応じて，PRA への取り込みを検討していく。

4. 共通原因故障確率の計算



以上

第1表 CCF を考慮する際に着目する機器の属性

属性	説明
機器の型式	
機器の機能	
機器の製作者	
機器の環境	
機器の運転モード	
試験・保守の手順	

第2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	参考文献
ポンプ	0.039	0.520	
弁	0.13	0.565	
非常用ディーゼル発電機	0.021	0.51	
計装/制御機器	0.082	0.67	
リレー (スクラムコンタクタ)	0.05	0.1	
蓄電池	0.008	0.5	

※ γ ファクタは、共通原因故障によって多重故障(2重以上)が発生したとき、それが3重以上の故障である条件付確率

第3表 NUREG/CR-1205 table 10

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



第4表 各文献の共通原因故障パラメータ

機器	共通原因故障パラメータの参照元等		β	γ	σ	
ポンプ	本評価で適用した値			3.9×10^{-2}	5.2×10^{-1}	1
	CCF Parameter Estimations 2010	継続運転失敗	CCCG-2	3.36×10^{-2}	—	—
			CCCG-3	4.14×10^{-2}	1.83×10^{-1}	—
			CCCG-4	4.30×10^{-2}	3.43×10^{-1}	1.56×10^{-1}
	起動失敗	CCCG-2	2.45×10^{-2}	—	—	
		CCCG-3	2.31×10^{-2}	4.18×10^{-1}	—	
CCCG-4		2.27×10^{-2}	4.49×10^{-1}	3.56×10^{-1}		
弁	本評価で適用した値			1.3×10^{-1}	5.65×10^{-1}	1
電動弁	CCF Parameter Estimations 2010	開閉失敗	CCCG-2	9.46×10^{-3}	—	—
			CCCG-3	1.05×10^{-2}	2.12×10^{-1}	—
逆止弁	CCF Parameter Estimations 2010	開失敗	CCCG-2	0	—	—
			CCCG-3	0	0	—
非常用ディーゼル発電機	本評価で適用した値			$.1 \times 10^{-2}$	5.1×10^{-1}	
	CCF Parameter Estimations 2010	起動失敗	CCCG-2	1.08×10^{-2}	—	
			CCCG-3	8.41×10^{-3}	3.98×10^{-1}	
	継続運転失敗	CCCG-2	2.24×10^{-3}	—		
CCCG-3		4.40×10^{-3}	9.84×10^{-3}			



第1図 CCFのモデル化の手順

ストレスファクタの適用の考え方とその影響

1. ストレスファクタの適用の考え方

運転員のタスク遂行の過誤確率は、運転員の熟練度やストレス等の行動因子によって大きく影響されるため、それらを考慮した補正係数(ストレスファクタ)を用いて評価を実施している。

人的過誤確率へのストレスファクタは第 1 表に示すように 7 つに分類され、さらに運転員の熟練度により 2 つに分類される。作業負荷が低い場合は注意力が散漫になり、逆に作業負荷が高い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は越えているためにタスク遂行の妨害となるため、その作業に対する増倍係数を設定している。また、極端にストレスレベルが高い場合は情緒的反応が生じる等タスク遂行に非常に妨害となることから、固定値を用いて評価を実施する。



2. ストレスファクタの設定が炉心損傷頻度にもたらす影響

ストレスファクタは人的過誤確率を評価する際の補正係数として用いている。評価した人的過誤確率は、システム信頼性解析で用いるフォールトツリーに基事象として組み込んでいる。ここでは ATWS 時及び大 LOCA 時の残留熱除去系(以下「RHR」という。)の A 系による格納容器除熱を例に、ストレスファクタの変動が炉心損傷頻度にもたらす影響について示す。

ATWS 時の RHR(A)のフォールトツリーを第 1 図に、過渡事象及び LOCA 時の RHR(A)のフォールトツリーを第 2 図に示す。

RHR(A)のシステム信頼性に対する起動操作失敗の影響について、第 1 図からは、ATWS 時には起動操作失敗が RHR(A)の非信頼度の 82%程度を占めることが分かる。また、第 2 図からは、過渡事象及び LOCA 時には起動操作失敗が RHR(A)の非信頼度に占める割合が 2%程度であることが分かる。

過渡事象及び LOCA 時については、起動操作失敗が RHR(A)の非信頼度に占める割合が小さいことから、ストレスファクタを数倍程度変動させてもその影響は小さく、炉心損傷頻度にもたらす影響は小さいと考えられる。

ATWS 時は起動操作失敗が RHR(A)の非信頼度に占める割合が大きいことから、

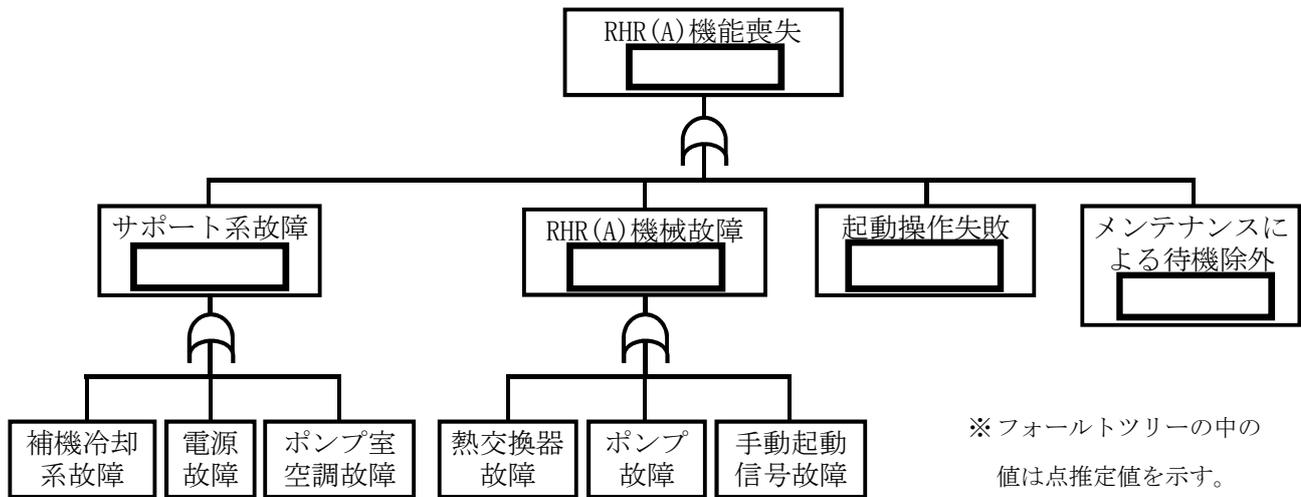
ストレスファクタを数倍程度変動させると RHR (A) の非信頼度に影響すると考えられる。ただし、ATWS はその発生頻度が小さいことから、ATWS を経て炉心損傷に至るシーケンスの炉心損傷頻度の全体に占める割合は小さい。

上記のように、ストレスファクタを数倍程度変動させても、炉心損傷頻度全体にもたらす影響は小さいと考えられる。

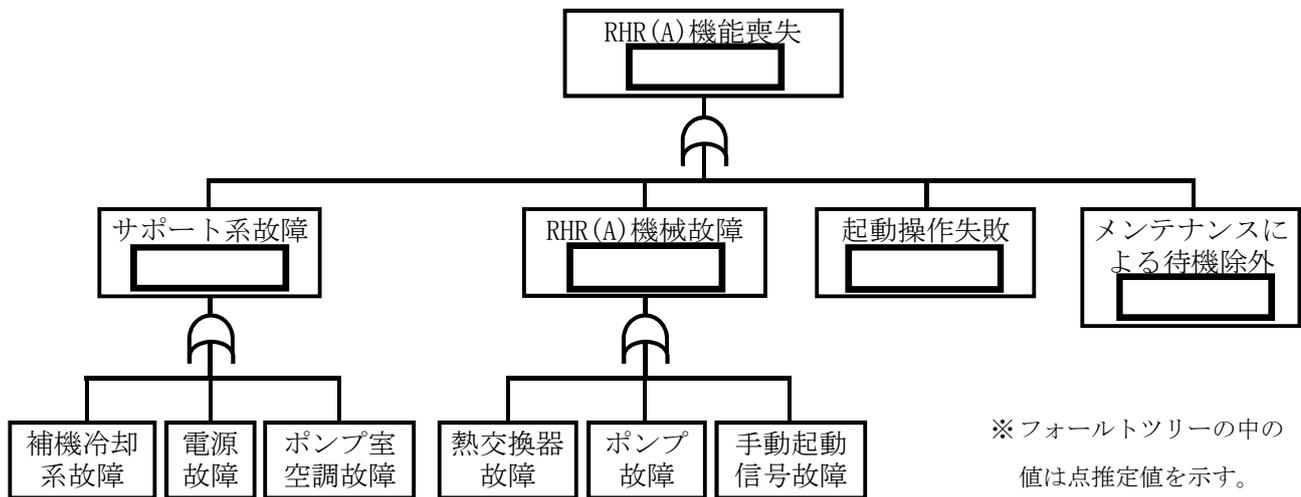
以 上

第1表 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数及び対象タスクの例

項目	ストレスレベル	人的過誤確率の増倍係数		本評価で考慮したタスクの例	
		熟練者	熟練度の低い者	熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2	—	—
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1	注水等の必要操作の動作失敗(過渡事象, LOCA) RHR による格納容器除熱操作の認知失敗(過渡事象, LOCA)	機器の状態復旧手順遵守及び状態復旧失敗(事象発生前弁開け忘れ・閉め忘れ)
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2	—	—
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4	自動減圧手動阻止失敗(ATWS) 注水等の必要操作の認知失敗(過渡事象, LOCA)	—
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10	—	—
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10	事象発生認知失敗(ATWS) SLC 起動操作失敗(ATWS)	—
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25(EF = 5)	.50(EF = 5)	—	—
		極度にストレスレベルが高い場合は, 増倍係数ではなく, 複数のクルーを対象とした固定値を用いる。			



第1図 ATWS時のRHR(A)のフォールトツリーの概略図



第2図 過渡事象(ATWS除く)及びLOCA時のRHR(A)のフォールトツリーの概略図

起因事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程

起因事象発生前の人的過誤のうち、評価対象とする人的過誤の抽出過程は以下のとおり。前提として、人的過誤は基本的に運転員による試験・操作及びその後の状態回復を対象としており、保全作業時の人的過誤による故障は機器故障率に含めて考慮している。また、冗長化された機器に共通する作業に伴う人的過誤は、共通原因故障に含めて考慮している。

- ①基本的にフォールトツリーで考慮されている機器全てを対象とし、プラント運転中及び停止中における操作・作業等を手順書類(定例試験手順、設備別操作手順等)から抽出する。
- ②抽出した操作・作業等に対し、第1表に示す基準を設けて定性的にスクリーニングし、スクリーニング出来ない操作・作業等について、起因事象発生前の人的過誤として定義する。

上記の起因事象発生前の人的過誤の抽出過程について、非常用ディーゼル発電機の例を第2表に示す。

検討の結果抽出された起因事象発生前の人的過誤は以下のとおりである。

- 現場操作の弁に対する開け忘れ/閉め忘れ(状態回復の失敗)。
- 定例試験において非常用ディーゼル発電機を母線に並列させる際、手動でガバナ類の調整を行うが、この試験後の自動投入設定への復旧に失敗する。

以 上

第1表 スクリーニング基準

除外ルール		スクリーニングの例
1	システムの要求に対して機器の調整が自動的に 行われるもの	定例試験(弁閉)後の残留熱除去系熱 交換器入口/出口弁の待機(弁開)状態 への復旧失敗
2	中央制御室にて機器の状態表示が確認で き、その状態が日常的に監視されており、 かつ、中央制御室からの調整が可能なもの	定例試験(弁閉)後の原子炉隔離時冷 却系タービン排気電動弁の待機(弁 開)状態への復旧失敗
3	実施されている保守後の機能試験により、 誤調整が明らかになるもの	保守点検後の非常用ディーゼル発電 機冷却水入口弁の待機(弁開)状態へ の復旧失敗
4	当初の操作の後、チェックリストに基づく 独立した機器の状態確認が実施されるもの	残留熱除去系最少流量バイパス弁の 待機(弁開)状態への復旧失敗
5	機器の状態確認が頻繁に実施されるもの(例 えば1回/運転員交代等)	(巡視・点検の対象機器等、多くの機 器が該当)

第2表 起回事象発生前の人的過誤として評価した事例(非常用ディーゼル発電機の例)

起回事象発生前の人的過誤の抽出結果		対象とした操作・作業等とスクリーニング結果			
		運転中の試験等に伴う操作などに起因 (定例試験手順等)		プラント停止中の操作などに起因 (保守要領, 設備操作手順, 定例試験手順等)	
機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	除外理由	操作・作業等	除外理由
非常用ディーゼル 発電機	待機(自動)への復旧失敗	試験時運転	除外ルール2	試験時運転	除外ルール2
非常用ディーゼル 発電機ガバナ	設定の回復失敗	試験時手動操作	なし (起回事象発生前の 人的過誤評価対象)	試験時手動操作	なし (起回事象発生前の 人的過誤評価対象)
補機冷却水入口弁	待機(弁開)への復旧失敗	なし	—	保守後ラインアップ	除外ルール3
非常用送風機	待機(自動)への復旧失敗	試験時運転	除外ルール2	試験時運転	除外ルール2

人間信頼性解析ツリーによる人的過誤の分析例

- 例 1. 事象発生前の弁の開け忘れ，閉め忘れ
- 例 2. ATWS 事象発生後の対応操作失敗

例 1 事象発生前の弁の開け忘れ，閉め忘れ

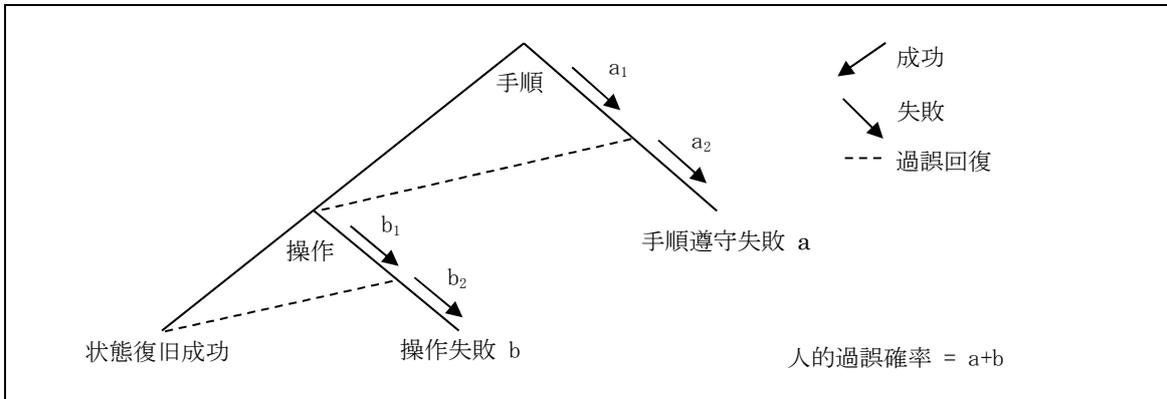
(非常用炉心冷却系ポンプの起動失敗等の基事象等に設定)

人的過誤の定義(事象発生前) : 事象発生前に操作・試験の復旧に失敗する

操作 : 弁の開け忘れ・閉め忘れ

1. 操作の内容 操作や試験に伴い待機状態を変更する場合に，当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する。
2. 該当手順書 定例試験手順書など 【具体的な手順の例】 ・定期検査等において，残留熱除去系熱交換器入口弁の開閉操作を実施する。その際，当該弁の開け忘れが生じると，残留熱除去系の除熱機能に期待できない状態となる。
3. 人的過誤のモード 待機状態への復旧失敗
4. 過誤回復の可能性

人間信頼性解析ツリーを用いた定量評価



分岐	人的過誤の種類(手順/操作)と内容	過誤確率値	EF
a ₁	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。		
a ₂	a ₁ に対する過誤回復に失敗する。		
b ₁	機器の状態復旧のための動作に失敗する。		
b ₂	b ₁ に対する過誤回復に失敗する。		

人的過誤確率(平均値) :

確率分布 :

例 1：過誤確率計算シート

分岐 a₁：機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

- ・手順遵守失敗確率：点検後の機器の状態復旧のための弁の開け忘れは手順遵守失敗であることから、人的過誤確率については第 3 表を参照した。

[Redacted]

[Redacted] を用いた。

- ・ストレス要因：ストレス要因については第 4 表を参照した。

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted] を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} &= \text{手順遵守失敗確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= \\ &= \end{aligned}$$

分岐 b₁：機器の状態復旧のための操作に失敗する。(誤操作)

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

- ・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率については第 2 図を参照した。復旧の失敗であることから、

[Redacted]

[Redacted] を

用いた。

- ・ストレス要因：ストレス要因については第 4 表を参照した。

[Redacted]

[Redacted] を

用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} &= \text{誤操作確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= \\ &= \end{aligned}$$

分岐 a₂：分岐 a₁における手順遵守失敗の過誤回復

○本操作は [] 分岐 a₁
の手順遵守失敗の過誤回復を考慮した。

・従属性の考慮：本操作は []
[] 判断した。従
属性の評価には第5表を参照し、[] の条件付き失敗確率の式を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} [] &= [] \\ &= [] \\ &= [] \end{aligned}$$

分岐 b₂：分岐 b₁における操作失敗の過誤回復

○本操作は [] 分岐 b₁
の操作失敗の過誤回復を考慮した。

・従属性の考慮：本操作は []
[] と判断した。従
属性の評価には第5表を参照し、[] の条件付き失敗確率の式を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} [] &= [] \\ &= [] \\ &= [] \end{aligned}$$

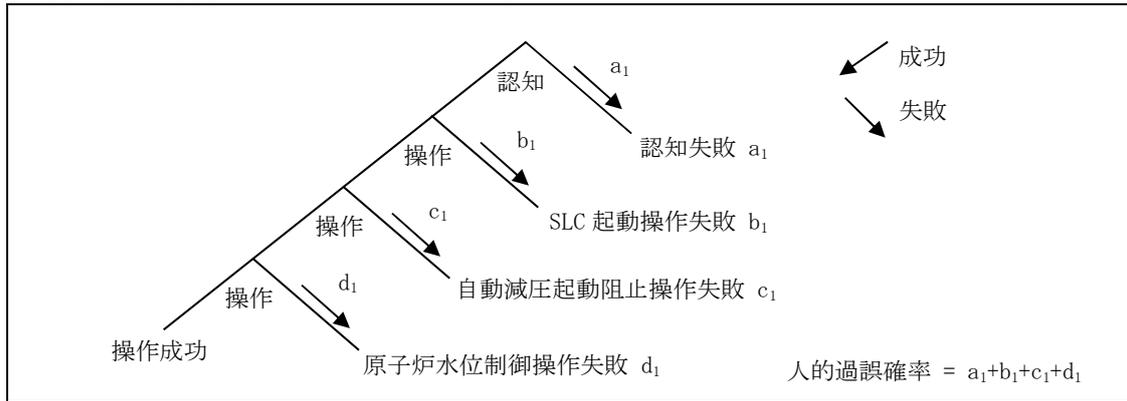
例 2 ATWS 事象発生後の対応操作失敗 (ATWS 発生直後の SLC 起動等関連操作失敗)

人的過誤の定義(事象発生後) : ATWS 時の SLC 起動など関連する操作に失敗する

起回事象(ET) : 過渡変化

1. 操作の内容 スクラム失敗異常過渡(ATWS)時に、ほう酸水注入系(SLC)の起動による未臨界確保と自動減圧系の起動阻止及び原子炉水位の制御操作に失敗する。
2. 該当手順書 事故時運転操作手順書(徴候ベース), 設備別操作手順書 【具体的な手順の例】(下線部がモデル化対象箇所) 本操作は事故時運転操作手順書(徴候ベース)において、全制御棒が全挿入位置又は最大未臨界引き抜き位置以下まで挿入されていない場合に移行する操作として定めている。具体的には、以下の操作を適宜並行操作することを操作の基本として定めている。また、「SLC の起動」「制御棒の挿入」「原子炉水位の維持」を並行して操作するが、同時に実施することが不可能な場合には「SLC の起動」「制御棒の挿入」「原子炉水位の維持」の優先順位で操作することとしている。 ①原子炉出力及びサブプレッションプール水温の制御 …再循環ポンプトリップ, 給水絞り込み及び非常用炉心冷却系による水位低下維持 ②原子炉の停止… <u>SLC の起動</u> ・制御棒の挿入 ③原子炉水位の維持…給水系・ <u>非常用炉心冷却系による水位維持</u> ④原子炉圧力の制御…逃がし安全弁による手動制御(自動開閉防止) この人間信頼性解析においては、①は自動での動作にも期待できること、②の制御棒挿入及び③の給水系については評価モデル上期待しないこと、④は炉心損傷防止の観点で必須の操作ではないことからモデル化していない。 さらに、原子炉の水位が原子炉水位低(レベル1)となった場合は、 <u>自動減圧系の自動起動阻止</u> を定めていることから、これについてもモデル化している。 以上のとおり、この操作については <u>SLC の起動</u> , <u>非常用炉心冷却系による水位維持</u> , <u>自動減圧系の自動起動阻止</u> を考慮しており、これに <u>ATWS の認知</u> を加えた形で人間信頼性解析ツリーを構築している。
3. 時間的な特徴(余裕時間と操作に必要な時間の関係) ATWS 時の事象進展解析に基づき余裕時間は <input type="text"/> した。 各操作は比較的単純で手順書ベースであることから <input type="text"/> 以内で完了できる。
4. 追加の指示や過誤回復の可能性 <input type="text"/>

人間信頼性解析ツリーを用いた定量評価



分岐	人的過誤の種類(認知/操作)と内容	過誤確率値	EF
a ₁	ATWS 発生の認知に失敗する。		
b ₁	SLC の起動操作に失敗する。		
c ₁	自動減圧の起動阻止に失敗する。		
d ₁	高圧注水系による原子炉水位の制御操作に失敗する。		



例 2 : 過誤確率計算シート

分岐 a₁ : ATWS 発生の認知に失敗する。

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

・認知失敗確率 : ATWS 発生後, その認知に失敗する確率について第 1 表を参照した。事象発生から認知までの時間余裕を [] とし, ATWS を初期事象として考慮し, 初期診断失敗確率の [] を用いた。

・ストレス要因 : ストレス要因については第 4 表を参照した。 []
[]
[] を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率 } [] &= \text{認知失敗確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [] \\ &= [] \end{aligned}$$

分岐 b₁ : SLC の起動操作に失敗する。(誤操作)

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

・誤操作確率 : 手順に基づく操作を実施する際, 誤って操作してしまう場合であることから, 人的過誤確率については第 2 表を参照した。 []
[]
[] を用いた。

・ストレス要因 : ストレス要因については第 4 表を参照した。 []
[]
[] を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率 } [] &= \text{誤操作確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [] \\ &= [] \end{aligned}$$

分岐 c₁：自動減圧の起動阻止に失敗する。(誤操作)

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

- ・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率については第2表を参照した。

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]を用いた。

- ・ストレス要因：ストレス要因については第4表を参照した。

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} &= \text{誤操作確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [Redacted] \\ &= [Redacted] \end{aligned}$$

分岐 d₁：高圧注水系による原子炉水位の制御操作に失敗する。(誤操作)

○過誤確率の計算においては以下を考慮した。

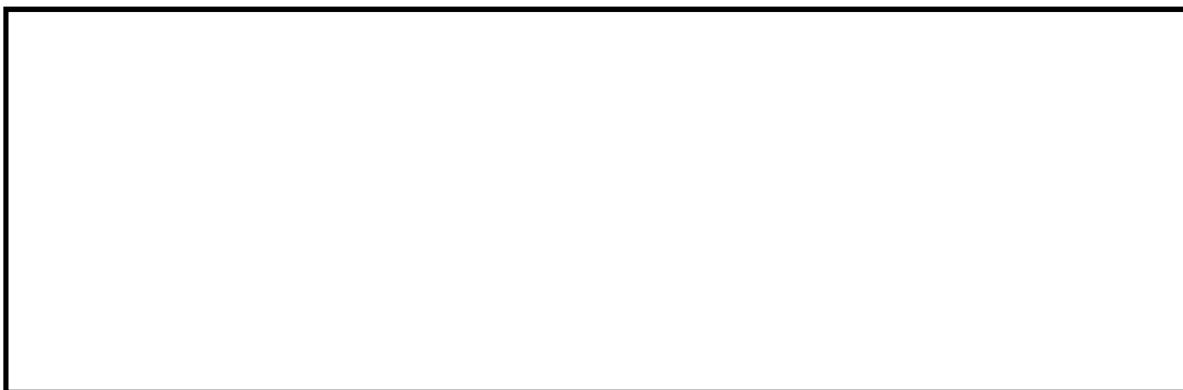
- ・誤操作確率：手順に基づく操作を実施する際、誤って操作してしまう場合であることから、人的過誤確率については第2表を参照した。

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]を用いた。

- ・ストレス要因：ストレス要因については第4表を参照した。

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]を用いた。

$$\begin{aligned} \text{当該過誤確率} &= \text{誤操作確率} \times \text{ストレス要因} \\ &= [Redacted] \\ &= [Redacted] \end{aligned}$$



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

区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員による診 断失敗確率 (初期事象に対して)	EF	区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率 (2次事象に対して)	EF	区間	T (T ₀ 後の時間) [分]	運転員全員による 診断失敗確率 (3次事象に対して)	EF
1.	1	1.0	--	7.	1	1.0	--	14.	1	1.0	--
2.	10	.1	10	8.	10	1.0	--	15.	10	1.0	--
3.	20	.01	10	9.	20	.1	10	16.	20	1.0	--
4.	30	.001	10	10.	30	.01	10	17.	30	.1	10
				11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
5.	60	.0001	30	12.	70	.0001	30	19.	50	.001	10
6.	1500	.00001	30	13.	1510	.00001	30	20.	80	.0001	30
								21.	1520	.00001	30

(注) ・2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。

- ・T₀：異常発生を示すシグナルが出た時刻
- ・ここでは曲線を数値で示している。

第2表 手動操作のコミッショエラー確率の例 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	人的過誤確率	EF
1.	1個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存	
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別に良く分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (システムを模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	2状態スイッチの誤った方向への操作, 又は, 誤った レベルへの設定	(注)	
9.	回転式コントローラの誤った設定(2状態スイッチ)	.001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	.003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り (ラベルで区別)	.005	3
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	.003	3
13.	不適切なコネクタの配備 (不完全な装着や, コネクタのロック機構のテスト失 敗も含む)	.003	3

(注) 項目 5, 6, 7 の対応する人的過誤確率, EF の 1/5 の値

第3表 手順書を使うときのオMISSIONエラー確率の例
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	オMISSIONの項目	人的過誤確率	EF
	チェック表が正しく用いられている場合		
1.	短い操作 (<10 項目)	.001	3
2.	長い操作 (>10 項目)	.003	3
	チェック表を用いていないか、又は正しく用いられていない場合		
3.	短い操作 (<10 項目)	.003	3
4.	長い操作 (>10 項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが、用いていない場合	.05	5

第4表 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	ストレスレベル	人的過誤確率の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)

極度にストレスレベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる。

第5表 先行するサブタスク”N-1”が成功又は失敗したときの、
サブタスク”N”の成功又は失敗の条件付き確率の求め方
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} ZD] = n$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} LD] = \frac{1 + 19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} MD] = \frac{1 + 6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} HD] = \frac{1 + n}{2}$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} HD] = \frac{1 + N}{2}$
CD	$\Pr [S_{N-1} S_{N-1} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{N-1} F_{N-1} CD] = 1.0$

(注) n : サブタスクの成功確率
N : サブタスクの失敗確率
ZD : Zero Dependence 従属性ゼロ
LD : Low Dependence 従属性低
MD : Moderate Dependence 従属性中
HD : High Dependence 従属性高
CD : Complete Dependence 完全従属

炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴(検証結果)

(1) 評価に用いた計算コードの概要

炉心損傷頻度を定量化するための計算コードとして、(株)テプコシステムズが開発した Safety Watcher を用いた。このツールは内的事象のレベル 1 PRA, レベル 1.5PRA, 地震 PRA 及び津波 PRA の事故シーケンスの定量化を行うことができる。フォールトツリー(以下「FT」という。)及びイベントツリー(以下「ET」という。)等の定量化のために必要な情報の入力ファイルを作成する機能を有しており、入力ファイル作成から定量化までを行うことができ、二分決定図(Binary Decision Diagram, BDD)を用いた定量化方法によって、入力に基づいたすべてのシナリオを考慮した事故シーケンス発生頻度を算出することができる。これにより各 PRA の事故シーケンスに対して次の 4 種類の計算が可能である。

- ・点推定値評価
- ・不確実さ解析
- ・重要度解析
- ・最小カットセット(Minimal Cut Set, MCS)出力

Safety Watcher は事故シーケンスのシナリオに関して近似及び打切りを行わずに二分決定図を生成する機能を持っており、入力した ET 及び FT の情報から想定しうる、炉心損傷又は格納容器破損に至るすべてのシナリオを網羅し、事故シーケンス発生頻度を算出することが可能である。

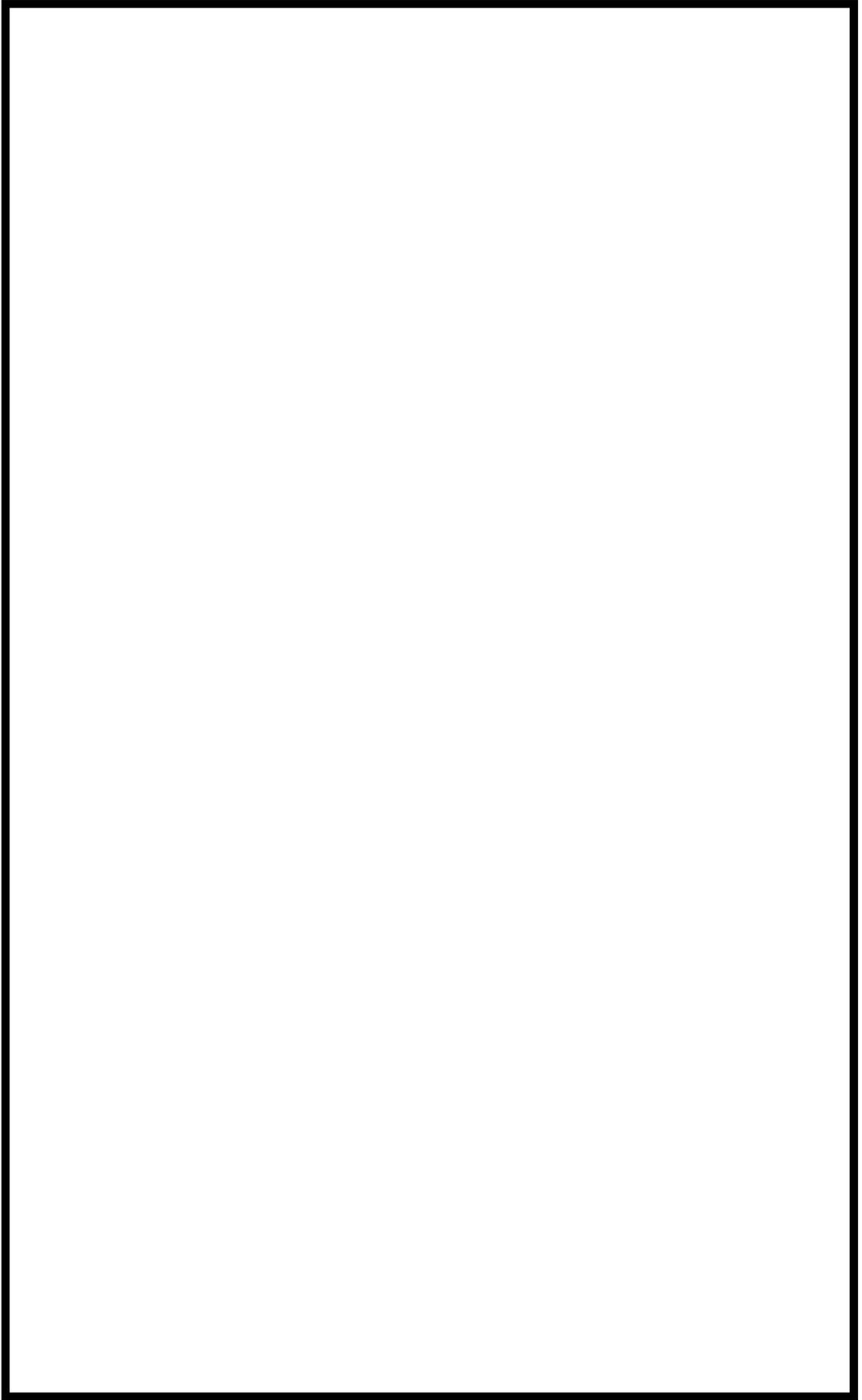
また、原子力発電所の定期検査時の安全管理方策等を検討する上で活用できるリスクモニタ機能を有している。

(2) 計算コードの検証方法

Safety Watcher の検証は、海外にて十分に使用実績のある RiskSpectrum PSA とのベンチマークによる妥当性確認を行っている。

- ・RiskSpectrum PSA とのベンチマーク







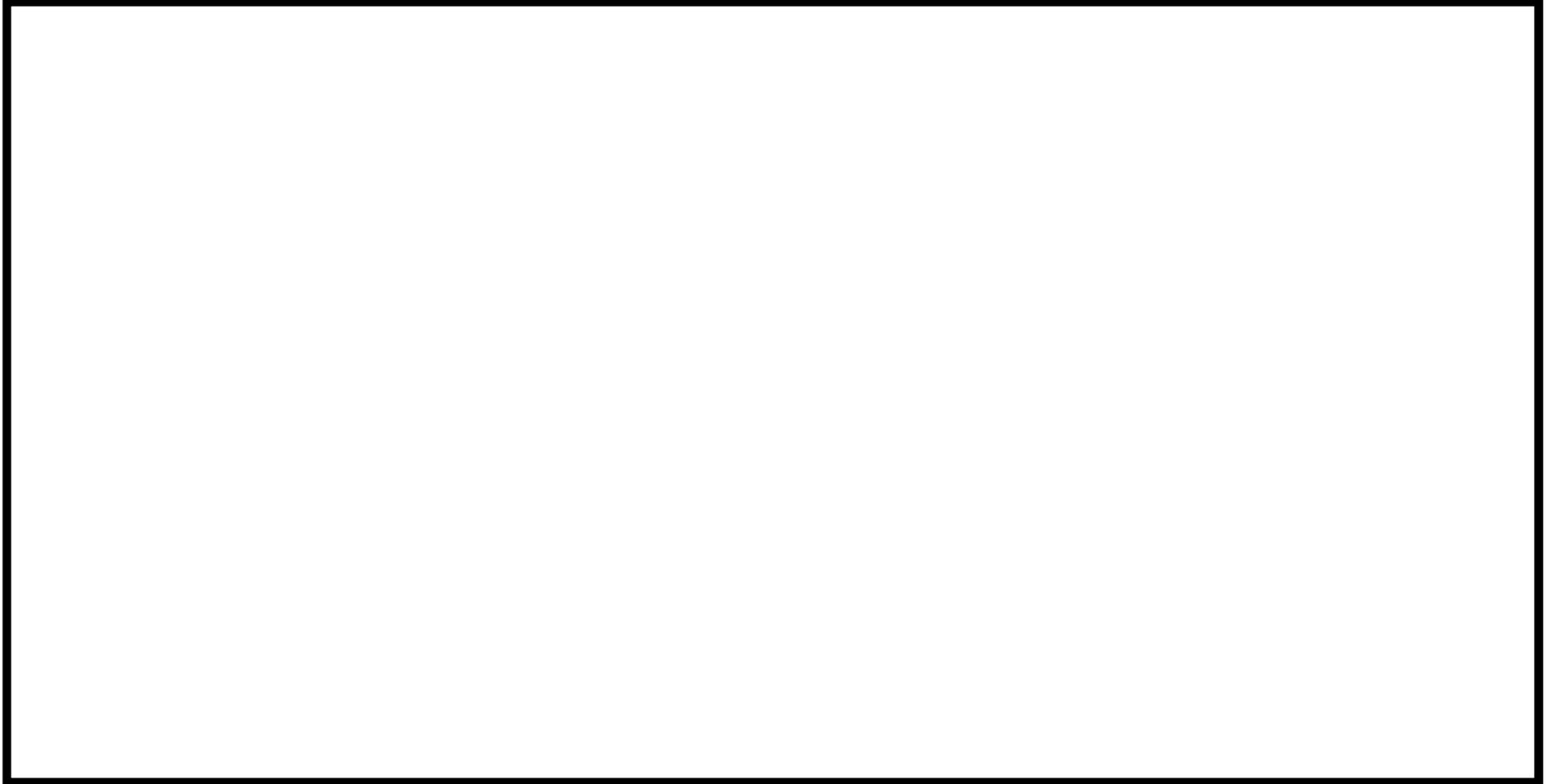
以 上

第1表 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(1/4)

(点推定値評価, 不確かさ解析のベンチマークに関するもの)



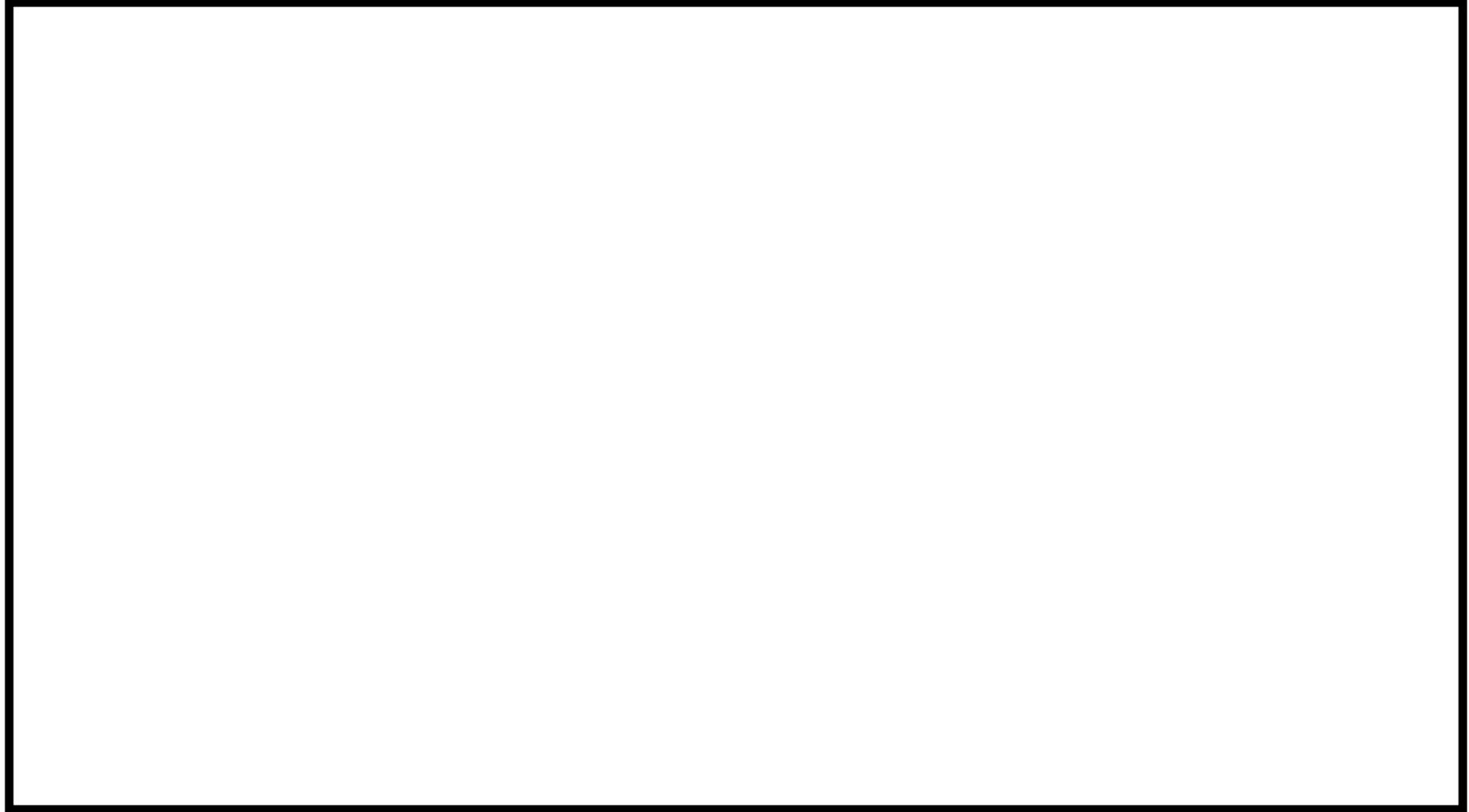
第1表 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(2/4)
(点推定値評価, 不確かさ解析のベンチマークに関するもの)



第1表 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(3/4)
(点推定値評価, 不確かさ解析のベンチマークに関するもの)

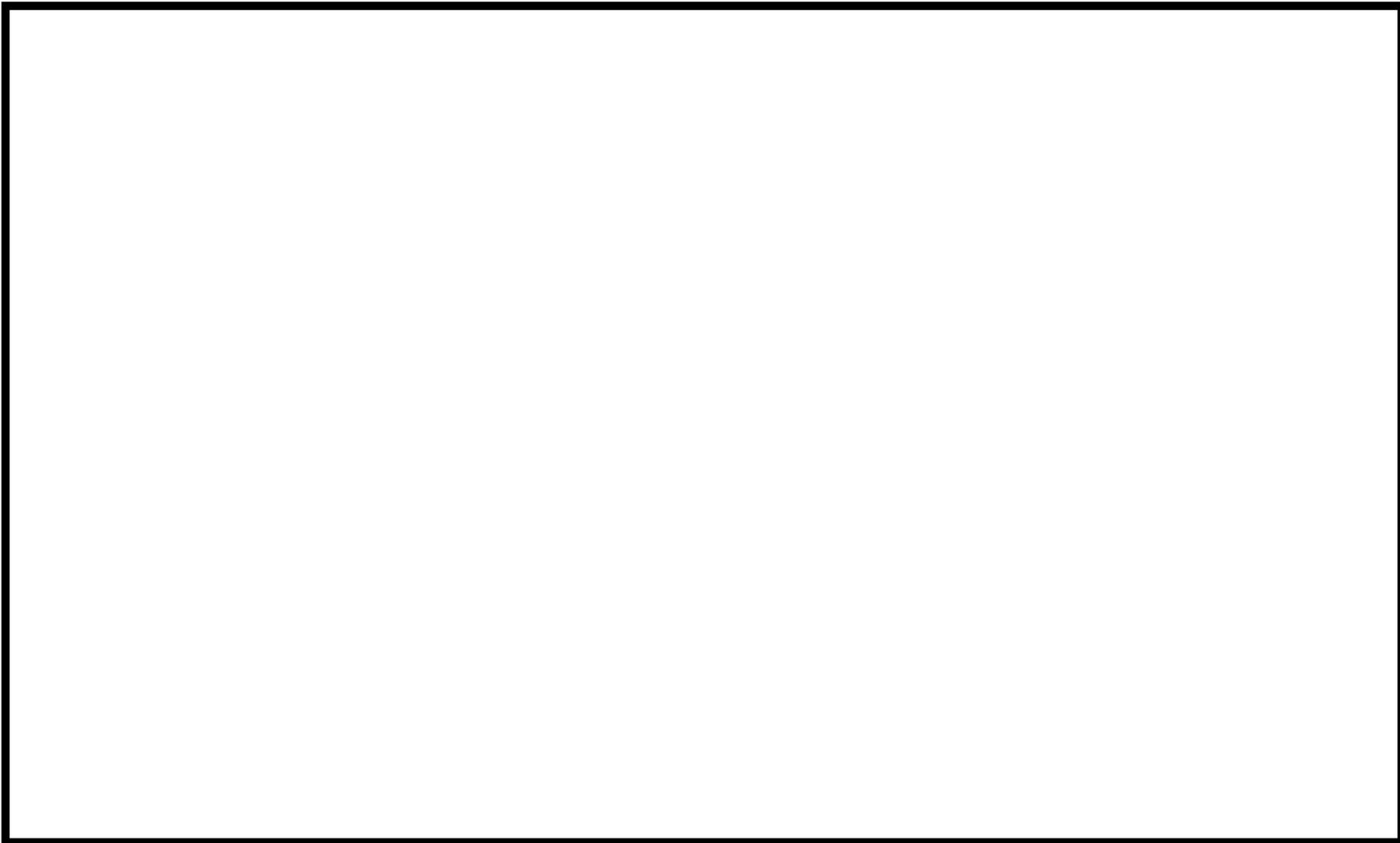


第1表 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(4/4)
(点推定値評価, 不確かさ解析のベンチマークに関するもの)





第1図 ベンチマーク結果(点推定値評価)



第2図 ベンチマーク結果(不確かさ解析)

主要な事故シーケンスのイベントツリー上への表示

起回事象別の炉心損傷頻度と主要なシーケンスを第 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と主要なシーケンスを第 2 表に示す。さらに、炉心損傷頻度が支配的な事故シーケンスを第 1 図及び第 2 図に示す。

以 上

第 1 表 各起因事象別に見た炉心損傷頻度の大きなシーケンス

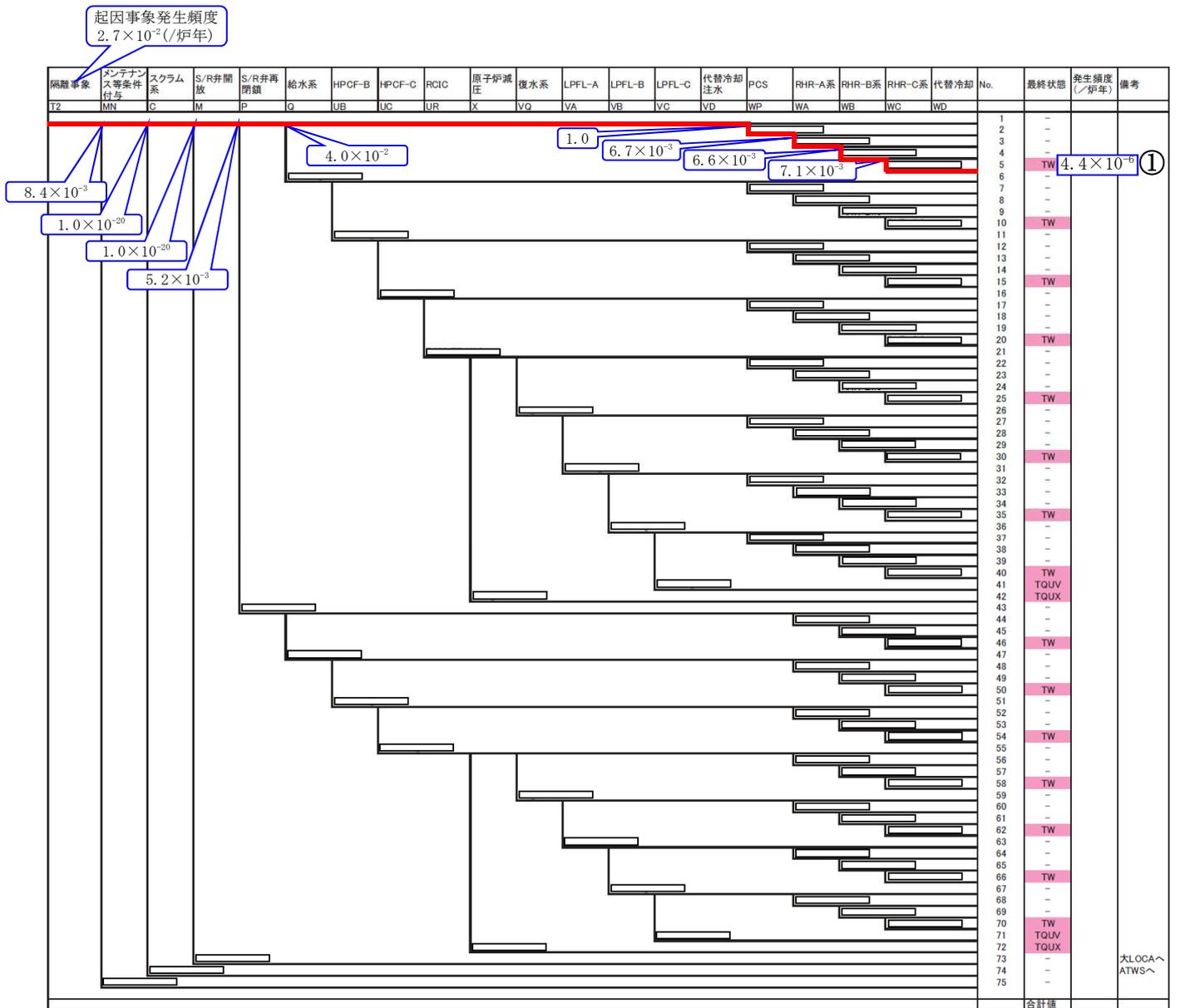
起因事象	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス※	主要な事故シーケンスの 炉心損傷頻度(/炉年)
非隔離事象	4.2×10^{-7}	非隔離事象+除熱失敗	1.5×10^{-7}
隔離事象	4.5×10^{-6}	隔離事象+除熱失敗(①)	4.4×10^{-6}
全給水喪失	3.1×10^{-8}	全給水喪失+除熱失敗	1.2×10^{-8}
水位低下事象	7.9×10^{-8}	水位低下事象+除熱失敗	3.1×10^{-8}
RPS 誤動作等	8.8×10^{-8}	RPS 誤動作等+除熱失敗	4.9×10^{-8}
外部電源喪失	2.3×10^{-8}	外部電源喪失+除熱失敗	9.7×10^{-9}
SRV 誤開放	1.7×10^{-7}	SRV 誤開放+除熱失敗	1.6×10^{-7}
大 LOCA	3.5×10^{-9}	大 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-9}
中 LOCA	3.4×10^{-8}	中 LOCA+除熱失敗	2.9×10^{-8}
小 LOCA	5.0×10^{-8}	小 LOCA+除熱失敗	4.9×10^{-8}
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	1.8×10^{-7}	原子炉補機冷却海水系 C 系故障 +除熱失敗	1.7×10^{-7}
非常用交流電源 1 系列故障	3.9×10^{-8}	非常用交流電源 E 系故障+除 熱失敗	3.6×10^{-8}
直流電源 1 系列故障	2.1×10^{-7}	直流電源 B 系故障+除熱失敗	7.0×10^{-8}
タービン補機冷却 海水系故障	1.2×10^{-7}	タービン補機冷却海水系故障 +除熱失敗	1.2×10^{-7}
通常停止	2.7×10^{-6}	通常停止+除熱失敗(②)	1.5×10^{-6}
ISLOCA	9.8×10^{-11}	ISLOCA	9.5×10^{-11}
合計	8.7×10^{-6}		

※ ①, ②は第 1 図, 第 2 図に示した事故シーケンスに対応する。

第2表 各事故シーケンスグループに見た炉心損傷頻度の大きなシーケンス

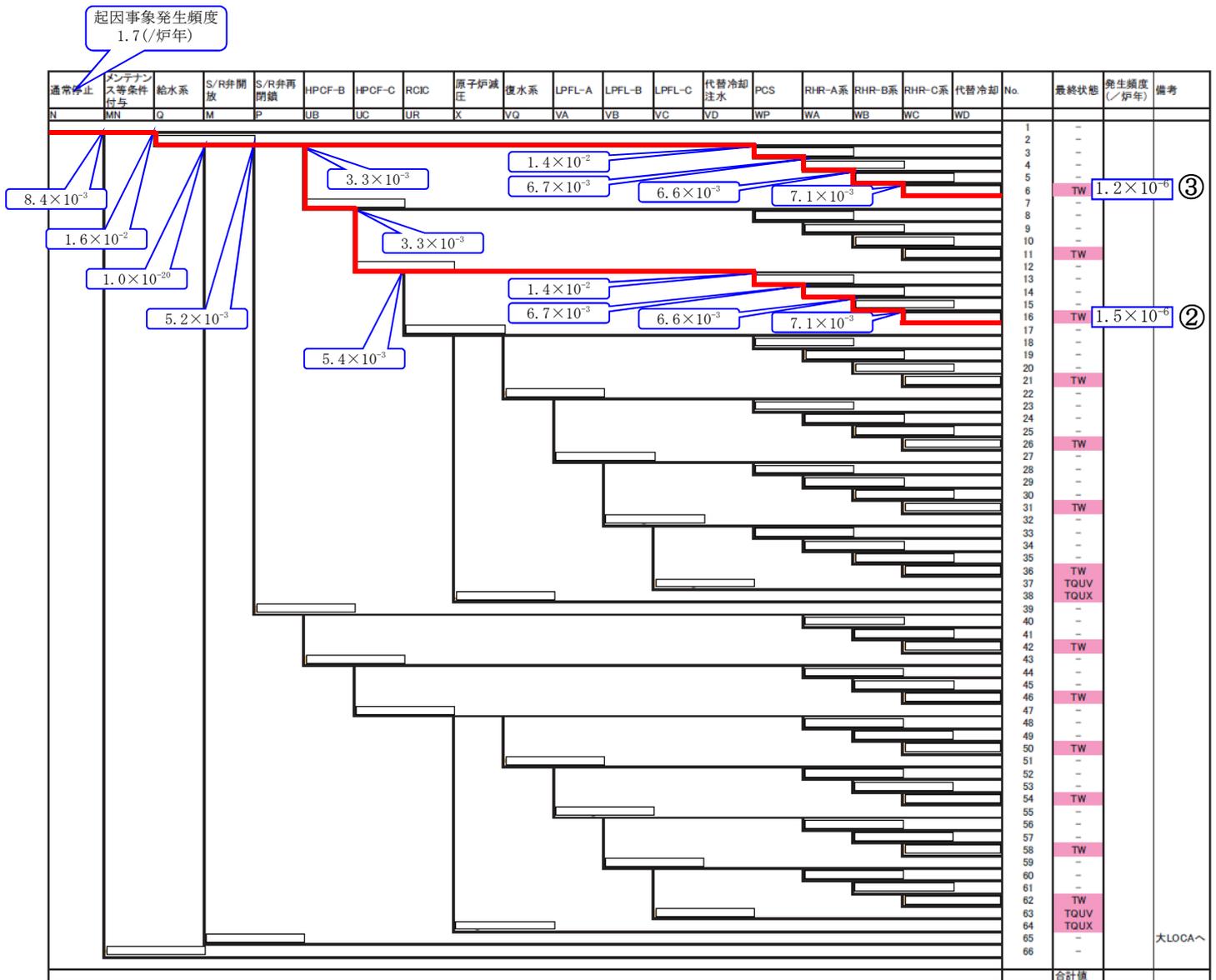
炉心損傷モード	事故シーケンスグループごとの炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス*	主要な事故シーケンスの炉心損傷頻度 (/炉年)
TW	8.7×10^{-6}	隔離事象+除熱失敗(①)	4.4×10^{-6}
		通常停止+除熱失敗(②) (高圧の注水系は高圧炉心注水系が失敗し、原子炉隔離時冷却系で注水)	1.5×10^{-6}
		通常停止+除熱失敗(③)	1.2×10^{-6}
		原子炉補機冷却海水系C系故障+除熱失敗	1.7×10^{-7}
TQUX	4.2×10^{-9}	通常停止+高圧注水失敗+減圧失敗	2.0×10^{-9}
		全給水喪失+高圧注水失敗+減圧失敗	1.2×10^{-9}
S1E	4.0×10^{-9}	中 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10^{-9}
TQUV	9.6×10^{-10}	通常停止+高圧/低圧注水失敗	4.3×10^{-10}
		通常停止+SRV 再閉失敗+高圧/低圧注水失敗	3.1×10^{-10}
TBU	6.0×10^{-10}	外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機全機能喪失+原子炉隔離時冷却系失敗	6.0×10^{-10}
AE	5.0×10^{-10}	大 LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10^{-10}
長期 TB	4.8×10^{-10}	外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機全機能喪失+外部電源復旧失敗	4.8×10^{-10}
TBP	1.2×10^{-10}	外部電源喪失+非常用ディーゼル発電機全機能喪失+SRV 再閉失敗	1.2×10^{-10}
ISLOCA	9.5×10^{-11}	ISLOCA 発生(隔離可能規模)+隔離操作失敗	9.5×10^{-11}
TBD	8.1×10^{-11}	外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10^{-11}
S2E	4.0×10^{-12}	小 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.0×10^{-12}
TC	5.1×10^{-12}	非隔離事象+スクラム失敗+ほう酸水注入系起動失敗	2.2×10^{-12}
合計	8.7×10^{-6}		

※ ①～③は第1図、第2図に示した事故シーケンスに対応する。



第1図 本評価においてドミナントとなる事故シーケンスの
 イベントツリー(隔離事象)上への表示

注) 各系統の非信頼度(イベントツリーの分岐確率)は基本的にフォールトツリーによる評価に基づき決定している。フォールトツリーには複数の系統に共通するサポート系の失敗確率が含まれるため、炉心損傷頻度は非信頼度の単純な積とはならない。



第2図 本評価においてドミナントとなる事故シーケンスのイベントツリー(通常停止)上への表示

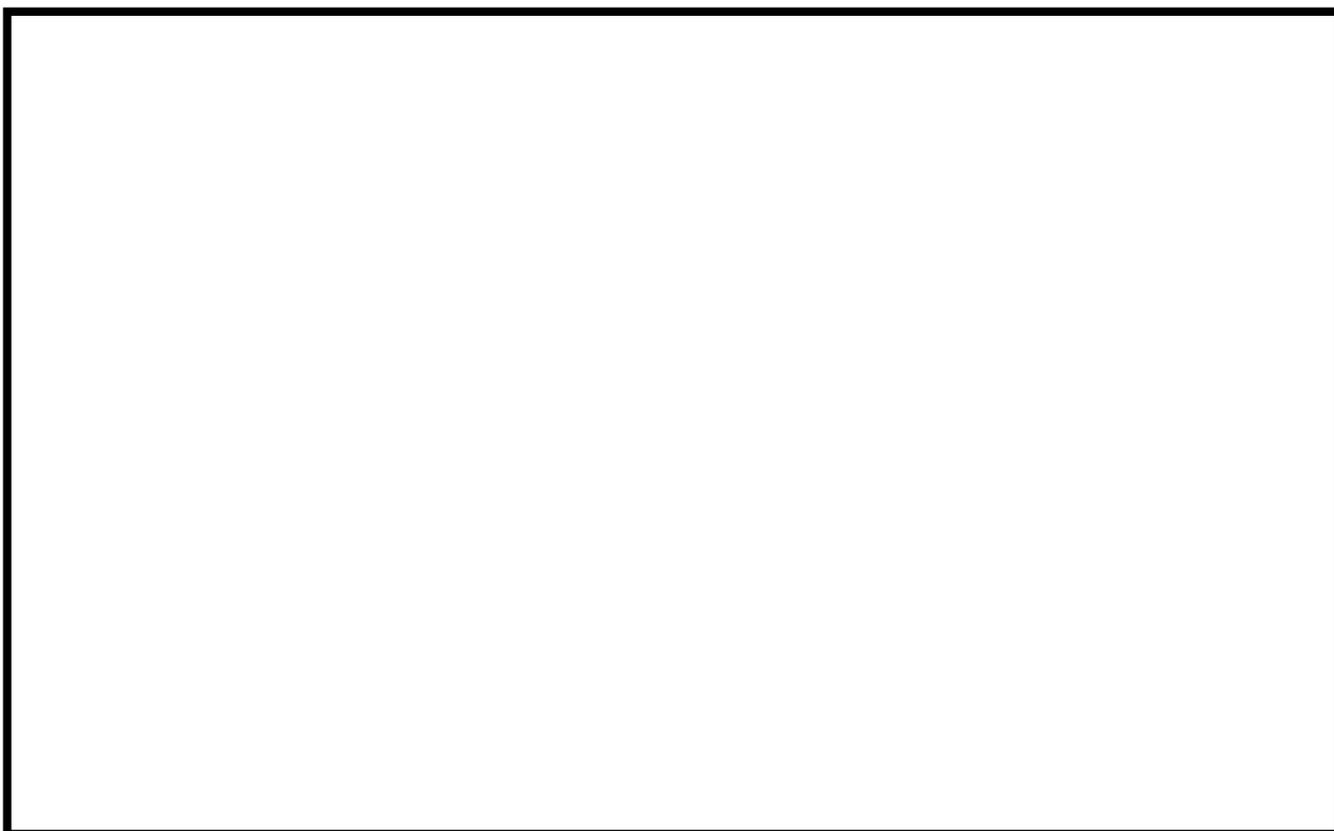
注) 各系統の非信頼度(イベントツリーの分岐確率)は基本的にフォールトツリーによる評価に基づき決定している。フォールトツリーには複数の系統に共通するサポート系の失敗確率が含まれるため、炉心損傷頻度は非信頼度の単純な積とはならない。

不確実さ解析における計算回数と収束性の確認

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の内部事象運転時レベル 1PRA モデルでは不確実さ解析として、モンテカルロ計算の試行回数を [] 回で実施している。

第 1 図に [] 回までの試行回数 [] (回) における全 CDF の 5% 値, 中央値, 平均値, 95% 値のプロットを示す。その結果, およそ [] 回以上の試行回数でほぼ同等な結果が得られていることが確認された。これにより, 試行回数 [] 回で結果は十分収束していると考ええる。

以 上



第 1 図 試行回数と炉心損傷頻度の関係

不確実さ評価において、各入力変数のサンプリングから
炉心損傷頻度の確率分布を生成するプロセス

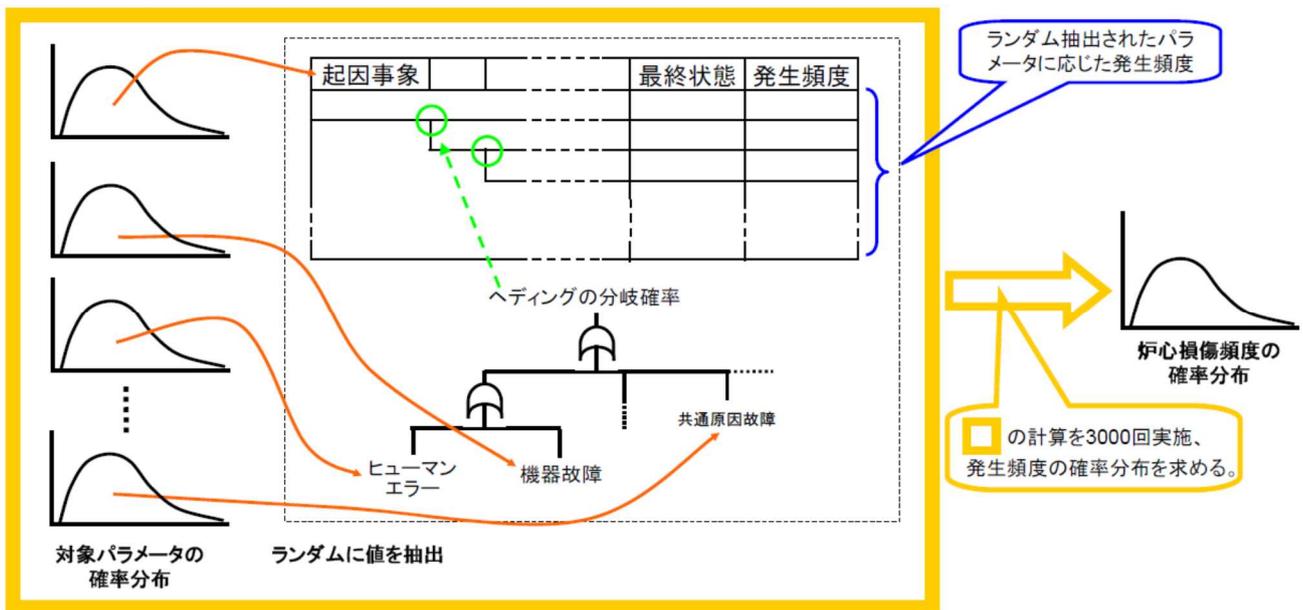
柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA では、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度について、不確実さ評価を実施した。

不確実さ解析はモンテカルロ法で実施した。確率変数で扱うパラメータからランダムに確率を抽出し、事故シーケンスの発生頻度を計算するプロセスを 3,000 回繰り返すことにより、炉心損傷頻度の確率分布を求めた。

確率変数で扱うパラメータは起因事象発生頻度及びフォールトツリーに含まれる機器故障、人的過誤、共通原因故障等の基事象の発生確率とした。また、確率分布は対数正規分布 (EF (5%及び 95%確率値) から展開) とした。

評価プロセスのイメージを第 1 図に示す。

以上



第 1 図 不確実さ評価の評価プロセスのイメージ

設計基準事故対処設備のみに期待する場合の PRA

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の設置変更許可申請に合わせて実施した PRA(以下「申請評価」という。)では、設計基準事故対処設備(以下「DBA 設備」という。)及び DBA 設備以外のプラント運転開始時より備えている手段・設備(通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成 4 年 7 月)の以前から備えている対策)の一部を考慮した状態(状態 A+ α)にて評価している。

申請評価(状態 A+ α)に対する感度解析として、DBA 設備以外のプラント運転開始時より備えている手段・設備を除外し、DBA 設備の機能のみに期待した状態(状態 A)について、状態 A+ α との差異について感度解析を実施した。

結果を以下に示す。

1. 評価において期待する設備

期待する設備の一覧を第 1 表に示す。

状態 A の評価では、常用系(給水系, 復水器による除熱)及び設計当初から期待していた運転員による手動操作に期待していない。

2. 成功基準

成功基準を第 2 表に示す。状態 A の状態 A+ α との相違点は以下のとおり。

なお、補機冷却系, 非常用電源, 空調機の成功基準(必要台数)に変更はない。

- ・ 原子炉停止機能：代替制御棒挿入機能, 再循環ポンプトリップ機能, ほう酸水注入系に期待しない。このため, スクラム失敗異常過渡(以下「ATWS」という。)事象は炉心損傷直結とし, 緩和手段を設定しない。
- ・ 炉心冷却機能：常用系による冷却(給水系及び復水系)に期待しない。
- ・ 炉心冷却機能：非常用炉心冷却系(以下「ECCS」という。)の手動起動に期待しない。
- ・ 格納容器除熱機能：主復水器による除熱に期待しない。
- ・ サポート機能：非常用ディーゼル発電機の手動起動に期待しない。
- ・ サポート機能：外部電源復旧に期待しない。
- ・ サポート機能：高圧電源融通に期待しない。

3. その他の評価項目

信頼性パラメータ及び人的過誤には状態 A 及び状態 A+ α で同じ値を用いた。

4. 炉心損傷頻度

(1) 全炉心損傷頻度及び起因事象別, 事故シーケンスグループ別の寄与割合の

変化

状態 A での全炉心損傷頻度は 5.4×10^{-4} [/炉年] となり、状態 A+ α と比較して 2 桁程度上昇した。

起因事象別では、第 3 表及び第 1 図に示すとおり「通常停止」の寄与割合が約 85%、「非隔離事象」が約 9%となった。状態 A+ α でも「通常停止」が支配的であったが、状態 A ではその寄与割合が増加した。

事故シーケンスグループ別では、第 4 表及び第 2 図に示すとおり「高圧注水失敗、減圧失敗(TQUX)」(寄与割合 約 38%)と TW(寄与割合 約 62%)が支配的となった。状態 A+ α では「崩壊熱除去失敗(TW)」が支配的であったが、状態 A では TQUX が支配的となった。

(2) 評価結果の分析

状態 A の評価において、炉心損傷頻度に大きな影響を与える要因を確認するため、支配的な事故シーケンスグループである TQUX と TW のうち、炉心損傷頻度の大きなシーケンス(通常停止のイベントツリーのシーケンス No. 6(第 3 図の青のライン: TW に至る), No. 38(第 3 図の赤のライン: TQUX に至る))について、主要な最小カットセットを抽出した。抽出結果を第 5 表及び第 6 表に示す。この最小カットセットの分析から、以下の要因が状態 A と状態 A+ α の評価結果の差異に大きく影響しているものと考えられる。

a. TQUX の炉心損傷頻度の増加要因

・通常停止時における給復水系の扱い

状態 A では基本的に運転員による操作に期待していないため、通常のプラント停止操作の一環である給復水系を使った注水に期待していない。状態 A+ α では期待していた給水系による緩和に期待できない(第 3 図のイベントツリーの給水系、復水系、PCS のヘディング)ため、炉心損傷頻度の上昇に寄与したものと考えられる。

・原子炉水位高(L8)誤信号発生時のバイパス操作を考慮しないことの影響

L8 信号は高圧系 ECCS(高圧炉心注水系(HPCF)B 系及び C 系、原子炉隔離時冷却系(RCIC))の停止インターロックの構成要素の 1 つである。

ABWR の ECCS(原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系等)のトリップ論理回路は図 4 のとおり 2 out of 4 であり、4 つの水位検出器のうち、2 つ以上が L8 を検出すると ECCS の停止(注入弁閉)信号が発信される。つまり 4 チャンネル中の 2 チャンネル以上、L8 の誤信号が発信されると高圧の ECCS は機能喪失に陥る。

ABWR の ECCS の論理回路には、ある区分の水位検出器が故障したと判断される場合に、その区分のセンサチャンネルをバイパスできるよ

う(1区分のみ)センサチャンネルのバイパススイッチが設置されている。このため、センサチャンネルの異常を認知した場合、運転員によって容易に異常箇所をバイパスできる。バイパス後は、残りの3区分のセンサによる2 out of 3論理で安全保護機能を維持することができる設計である。

状態Aでは基本的に運転員による手動操作に期待しないため、上記のバイパス操作にも期待していない。即ち、状態A + α でのバイパス操作成功時には4チャンネル中3チャンネルからの誤信号(誤信号を発信しているチャンネルの1つをバイパス)で高圧ECCSの機能喪失としていたものが、状態Aでは4チャンネル中2チャンネルからの誤信号で高圧ECCSの機能喪失に至ることとなり、これは高圧ECCSの機能喪失の発生確率の上昇に寄与する。

第5表のとおり、状態Aにおいて、L8誤信号による高圧ECCSの機能喪失は、TQUXのシーケンス(通常停止のイベントツリーの38(第3図の赤のライン))に支配的な寄与を及ぼしている。

・原子炉の手動減圧

状態Aでは基本的に運転員による手動操作に期待しないため、原子炉の手動減圧に期待していない。LOCA以外の事象での原子炉減圧では自動減圧系(ADS)に期待せず、手動減圧を前提としている(逃がし安全弁(SRV)を介したサプレッション・チェンバでのスクラビングが機能する場合、必ずしも速やかにドライウェル圧力高に至らない)ため、炉心損傷頻度の上昇に寄与するものと考えられる。

b. TCの炉心損傷頻度の増加要因

状態Aでは原子炉停止機能である代替制御棒挿入機能、再循環ポンプトリップ機能、ほう酸水注入系に期待しないため、ATWS事象は炉心損傷直結となる。このため、TCの炉心損傷頻度が上昇するものと考えられる。

c. S2E(小LOCA)の炉心損傷頻度の増加要因

状態Aでは常用系による冷却(給水)に期待しないため、S2Eの炉心損傷頻度が上昇するものと考えられる。

d. TBの炉心損傷頻度の増加要因

状態Aでは外部電源復旧や高圧電源融通、非常用ディーゼル発電機の手動起動に期待しないため、TBの炉心損傷頻度が上昇するものと考えられる。

e. TWの炉心損傷頻度の増加要因

・通常停止時における給復水系の扱い

状態Aでは基本的に運転員による手動操作に期待しないため、通常のプラント停止操作の一環である復水器による除熱に期待しない。状

状態 A+ α では期待していた常用系(給水系, 復水器による除熱)による除熱に期待できなくなるため, TW の炉心損傷頻度が上昇するものと考ええる。

《参考》 L8 信号に関する BWR5 との論理回路の構成の違い

BWR5 では, ECCS である高圧炉心スプレイ系と, 原子炉補助系である原子炉隔離時冷却系のそれぞれに 1 out of 2 方式の論理回路がある。また, 高圧炉心スプレイ系と原子炉隔離時冷却系は別の水位検出器からの信号を受けている。

そのため, 高圧注水機能の喪失に至る場合は, 高圧炉心スプレイ系, 原子炉隔離時冷却系の各々について, トリップ系ごとにセンサが 2 つ以上誤動作する場合となる。即ち, 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が L8 誤信号で機能喪失する場合は, 高圧炉心スプレイ系で 2 つ, 原子炉隔離時冷却系で 2 つの合わせて 4 つの水位検出器が誤動作した場合である。

上記のとおり, L8 誤信号により全高圧注水機能の機能喪失に至る最小のチャンネル数は BWR5 が 4 つであることに対し, ABWR は 2 つ(バイパスを許容する場合は 3 つ)であり, ロジックのみに着目すると ABWR の方が厳しい。

5. 状態 A の結果を受けた感度解析

通常停止の際の給復水系の使用や L8 誤信号の発生時のセンサバイパス操作は当初設計から考慮していたものであり, 状態 A から状態 A+ α への炉心損傷頻度の変化に大きく寄与する要素であると考えられるため, それらを考慮した場合の感度解析を実施した。

感度解析の結果, 第 7 表に示すとおり, L8 誤信号発信時のセンサバイパス操作を考慮することによって高圧注水機能の信頼度が上昇し, 減圧が失敗した場合に高圧注水に失敗する TQUX の炉心損傷頻度が低下した。また, 通常停止時に給復水系による注水・除熱を考慮することにより「通常停止」を起因とした事故シーケンスグループである TQUX 及び TW の炉心損傷頻度も低下した。

全炉心損傷頻度は, 5.9×10^{-5} /炉年となり, 状態 A+ α の約 6.8 倍, 状態 A の全炉心損傷頻度の約 1/11 倍となった。

以 上

第1表 PRAで期待する設備

機能及び対策		対策の説明	選定根拠	現行評価 (状態A+α)	感度解析 (状態A)
原子炉停止機能					
設計基準事故対処設備	スクラム系 (原子炉保護系及び制御棒駆動系)	原子炉水位等の異常を検知して急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。信号を発する原子炉保護系と制御棒駆動系から構成される。	設計基準事故対処設備	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	再循環ポンプトリップ(RPT)	異常を検知した際に再循環ポンプをトリップさせ、原子炉の出力を低下させる。	プラント運転開始時より備えている設備	○	×
	代替制御棒挿入(ARI)	原子炉保護系とは別の信号系により制御棒を挿入し、原子炉を停止させる。	プラント運転開始時より備えている設備	○	×
	水位制御及びSLCの手動操作	運転員が手動でポンプを起動し、ほう酸水を炉心に注入し、原子炉を停止させる。	プラント運転開始時より備えている手段	○	×
炉心冷却機能					
設計基準事故対処設備	高圧炉心注入系(HPCF)	原子炉水位低又はD/W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。	設計基準事故対処設備	○	○
	原子炉隔離時冷却系(RCIC)	原子炉水位低又はD/W圧力高を検知した際に自動起動し、蒸気タービン駆動のポンプにより炉心に注水する。	設計基準事故対処設備	○	○
	低圧注入系(LPFL(RHR))	原子炉水位低又はD/W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。	設計基準事故対処設備	○	○
	自動減圧系(ADS)	原子炉水位低及びD/W圧力高を検知した際にADS機能を有する逃がし安全弁を開放して原子炉圧力を低下させる。	設計基準事故対処設備	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	ECCS等の手動起動 RPV手動減圧及び低圧注水操作	ECCSの自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの	○	×
	給水系による注水	常用系である給水系を用いて原子炉に注水する。	通常の操作・対応	○	×
格納容器熱除去機能					
設計基準事故対処設備	格納容器スプレイ(RHR)	D/W及びS/C内に水をスプレイし、格納容器内の温度、圧力を低下させる。	設計基準事故対処設備	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	格納容器スプレイ(RHR)の手動起動				
	主復水器による除熱				
安全機能のサポート機能					
設計基準事故対処設備	原子炉補機冷却系	HPCF、RHRポンプ、非常用D/G等を冷却する。	設計基準事故対処設備	○	○
	非常用D/G	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。	設計基準事故対処設備	○	○
	直流電源	RCICの起動や逃がし安全弁の電磁弁の開閉等、非常用機器の制御に用いる。	設計基準事故対処設備	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	非常用D/Gの手動起動	非常用D/Gが自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの	○	×
	高圧電源融通	高圧母線を介し、他号機から電源を供給する。	設計基準設備の設計方針の前提として考慮されているもの	○	×

第2表 炉心損傷防止のための成功基準

起因事象		原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
大 LOCA		<ul style="list-style-type: none"> • RPS • ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> • 1/2HPCF • 1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> • 1/3RHR
中 LOCA		<ul style="list-style-type: none"> • RPS • ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> • 1/2HPCF • ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> • 1/3RHR
小 LOCA		<ul style="list-style-type: none"> • RPS • ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> • 給水系 • 1/2HPCF • RCIC • ADS+復水系 • ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> • 1/3RHR
過渡変化・手動停止	S/R 弁正常作動時	<ul style="list-style-type: none"> • RPS • ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> • 給水系*1 • 1/2HPCF • RCIC • ADS+復水系*1 • ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> • PCS • 1/3RHR
	S/R 弁開固着時	<ul style="list-style-type: none"> • RPS • ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> • 給水系*1 • 1/2HPCF • ADS+復水系*1 • ADS+1/3LPFL 	<ul style="list-style-type: none"> • 1/3RHR
過渡変化	ATWS 時	<ul style="list-style-type: none"> • RPT+SLC+S/R 弁開放+1/2HPCF 		<ul style="list-style-type: none"> • 1/3RHR
ISLOCA (破損箇所の隔離成功後)		<ul style="list-style-type: none"> • RPS • ARI+RPT 	<ul style="list-style-type: none"> • 給水系 • 1/2HPCF*2 • ADS+復水系 • ADS+1/3LPFL*2 	<ul style="list-style-type: none"> • PCS • 1/3RHR*2

1/2 : 2 系統のうち 1 系統を意味する。

*1 : 外部電源喪失時は当該炉心冷却機能(給水系及び ADS+復水系)には期待しない。

*2 : 破損が発生した系統には期待しない。

■ 部は、今回評価(状態 A)で成功基準から除外した緩和機能を示す。

第3表 起因事象別の炉心損傷頻度

起因事象	申請評価結果(状態 A+α) での炉心損傷頻度		今回評価結果(状態 A)での 炉心損傷頻度		今回評価/ 現行評価
	[/炉年]	割合*1	[/炉年]	割合*1	
非隔離事象	4.2×10^{-7}	5%	4.6×10^{-5}	9%	110
隔離事象	4.5×10^{-6}	52%	7.3×10^{-6}	1%	1.6
全給水喪失	3.1×10^{-8}	0%	2.7×10^{-6}	1%	87
水位低下事象	7.9×10^{-8}	1%	7.3×10^{-6}	1%	92
RPS 誤動作等	8.8×10^{-8}	1%	1.5×10^{-5}	3%	170
外部電源喪失	2.3×10^{-8}	0%	1.4×10^{-6}	0%	61
SRV 誤開放	1.7×10^{-7}	2%	2.9×10^{-7}	0%	1.7
大 LOCA	3.5×10^{-9}	0%	3.5×10^{-9}	0%	1
中 LOCA	3.4×10^{-8}	0%	3.5×10^{-8}	0%	1
小 LOCA	5.0×10^{-8}	1%	5.2×10^{-8}	0%	1
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	1.8×10^{-7}	2%	8.0×10^{-7}	0%	4.4
非常用交流電源 1 系列故障	3.9×10^{-8}	0%	1.7×10^{-7}	0%	4.4
直流電源 1 系列故障	2.1×10^{-7}	2%	3.1×10^{-7}	0%	1.5
タービン補機冷却 海水系故障	1.2×10^{-7}	1%	1.9×10^{-7}	0%	1.6
通常停止	2.7×10^{-6}	31%	4.6×10^{-4}	85%	170
ISLOCA	9.8×10^{-11}	0%	2.5×10^{-10}	0%	2.6
合計	8.7×10^{-6}	100%	5.4×10^{-4}	100%	62

*1 割合は評価値を四捨五入しており、0.5%未満は0%と記載

第4表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

炉心損傷モード	申請評価結果(状態 A+ α) での炉心損傷頻度		今回評価結果(状態 A) での炉心損傷頻度		今回評価/ 現行評価
	[/炉年]	割合*1	[/炉年]	割合*1	
TQUX	4.2×10^{-9}	0%	2.0×10^{-4}	38%	4.8×10^4
TQUV	9.6×10^{-10}	0%	—*2	0%	—*2
TB	4.8×10^{-10}	0%	2.2×10^{-7}	0%	4.6×10^2
TBU	6.0×10^{-10}	0%	5.8×10^{-9}	0%	9.7×10^0
TBD	8.1×10^{-11}	0%	8.1×10^{-11}	0%	1.0×10^0
TBP	1.2×10^{-10}	0%	1.2×10^{-9}	0%	1.0×10^1
TW	8.7×10^{-6}	100%	3.4×10^{-4}	62%	3.9×10^1
TC	5.1×10^{-12}	0%	9.4×10^{-8}	0%	1.8×10^4
AE	5.0×10^{-10}	0%	5.0×10^{-10}	0%	1.0×10^0
S1E	4.0×10^{-9}	0%	5.0×10^{-9}	0%	1.3×10^0
S2E	4.0×10^{-12}	0%	1.6×10^{-9}	0%	4.0×10^2
ISLOCA	9.5×10^{-11}	0%	9.5×10^{-11}	0%	1.0×10^0
合計	8.7×10^{-6}	100%	5.4×10^{-4}	100%	6.2×10^1

*1 割合は評価値を四捨五入しており、0.5%未満は0%と記載

*2 状態 A では手動減圧に期待していないため、TQUV に至るシーケンスは無い。

第5表 TQUXにおける主要な最小カットセット(状態A)

(ET:通常停止, シーケンス No: 38 第3図の赤のシーケンス)

No.	カットセット	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合
1	通常停止+L-8 誤信号	1.5×10^{-4}	84%
2	通常停止+原子炉水位計 不動作/誤高出力(共通原因故障)	1.5×10^{-5}	8%
3	通常停止+信号系(DTM 廻り)機能喪失(共通原因故障)	6.9×10^{-6}	4%
4	通常停止+信号系(DTM 廻り)機能喪失	2.2×10^{-6}	1%
5	通常停止+高圧系 ECCS SLU 廻り故障(共通原因故障)	1.7×10^{-6}	1%

第6表 TWにおける主要な最小カットセット(状態A)

(ET:通常停止, シーケンス No: 6 第3図の青のシーケンス)

No.	カットセット	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合
1	通常停止+残留熱除去系起動操作失敗	2.3×10^{-4}	81%
2	通常停止+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	1.9×10^{-5}	7%
3	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)	6.4×10^{-6}	2%
4	通常停止+残留熱除去系ポンプ室空調ファン起動失敗(共通原因故障)	3.7×10^{-6}	1%
5	通常停止+原子炉補機冷却系電動弁(原子炉補機冷却系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	2.5×10^{-6}	1%
6	通常停止+原子炉補機冷却系電動弁(残留熱除去系熱交換器出口)開失敗(共通原因故障)	2.5×10^{-6}	1%
7	通常停止+残留熱除去系電動弁(ミニフローライン)閉失敗(共通原因故障)	2.3×10^{-6}	1%
8	通常停止+残留熱除去系電動弁(注入ライン)閉失敗(共通原因故障)	2.3×10^{-6}	1%
9	通常停止+RCW/RSW 信号系(SLU 廻り) (共通原因故障)	1.7×10^{-6}	1%
10	通常停止+RHR 信号系(SLU 廻り) (共通原因故障)	1.7×10^{-6}	1%

第7表 感度解析の分析結果

(a) L8 誤信号発生時のセンサバイパス操作の考慮

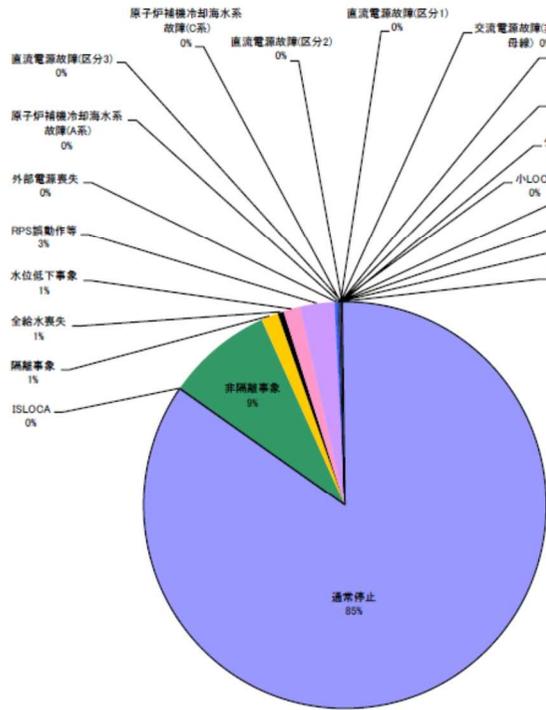
事故シーケンスグループ	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [/炉年]	感度解析結果での炉心損傷頻度 [/炉年]	状態 A との比
TQUX	2.0×10^{-4}	5.9×10^{-6}	3.0×10^{-2}

(b) 通常停止時に給復水系による注水・除熱を考慮

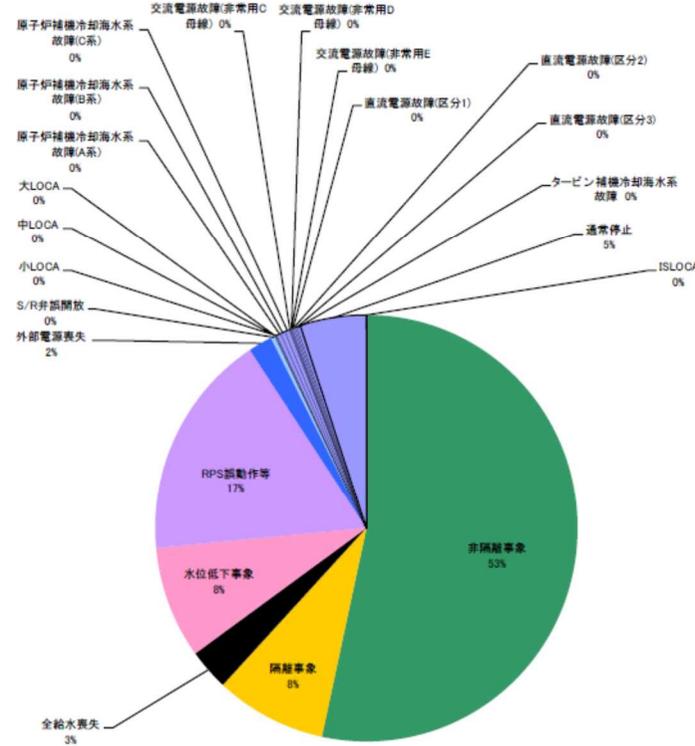
通常停止を起因事象とする事故シーケンスグループ	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [/炉年]	感度解析結果での炉心損傷頻度 [/炉年]	状態 A との比
TQUX	1.7×10^{-4}	3.0×10^{-7}	1.8×10^{-3}
TW	2.9×10^{-4}	2.7×10^{-6}	9.3×10^{-3}

(c) 全炉心損傷頻度の差異

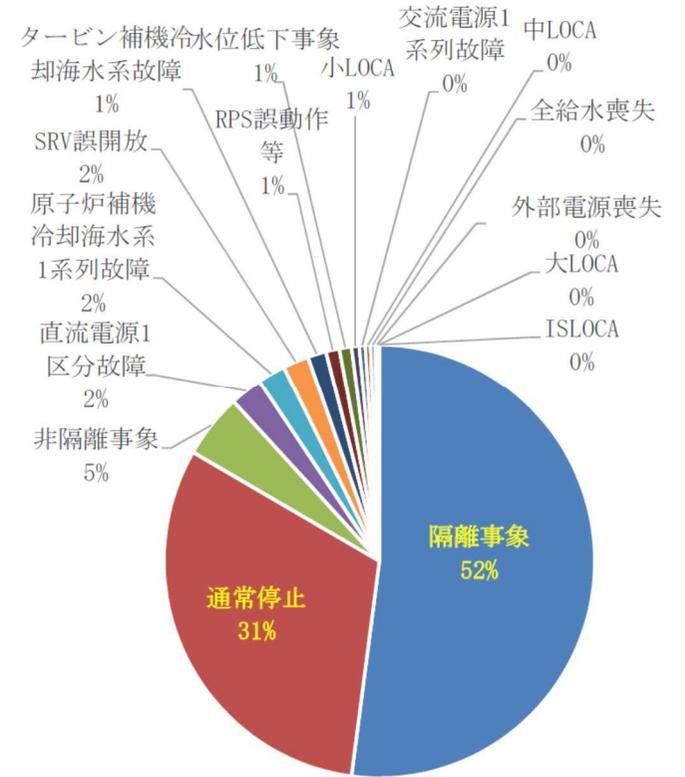
感度解析結果での炉心損傷頻度 [/炉年]	申請評価結果(状態 A+ α)での炉心損傷頻度 [/炉年]	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [/炉年]
5.9×10^{-5}	8.7×10^{-6}	5.4×10^{-4}



(a) 感度解析結果(状態 A)

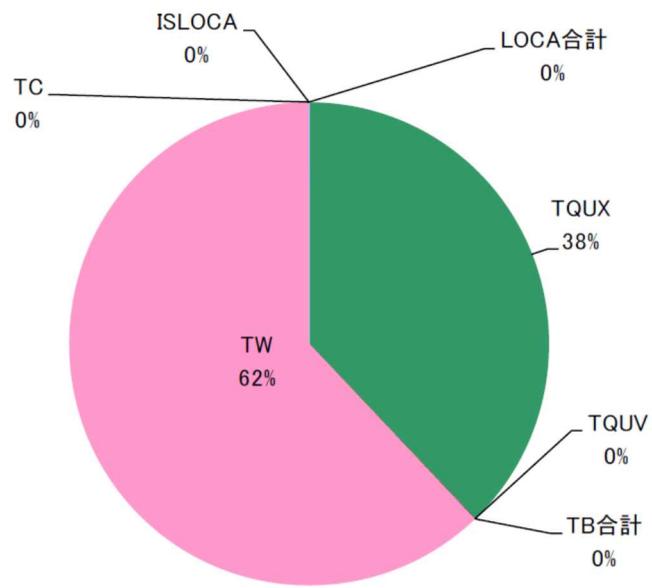


(b) 感度解析結果(状態 A において L8 誤信号バイパス+通常停止における 給復水系考慮)

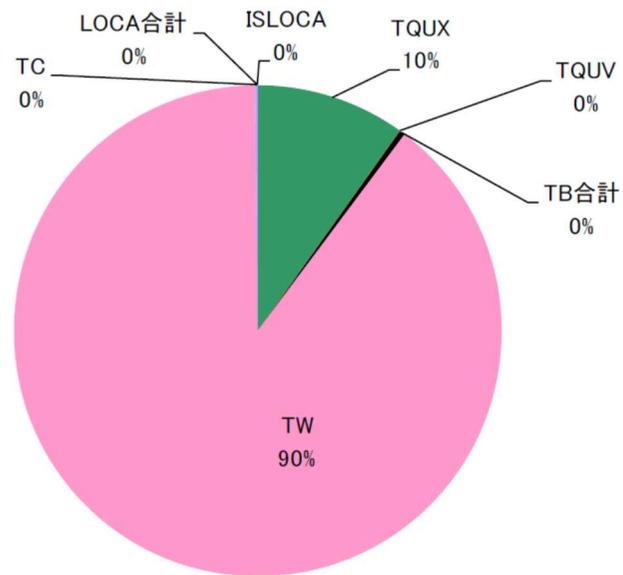


(c) 申請評価結果(状態 A + α)

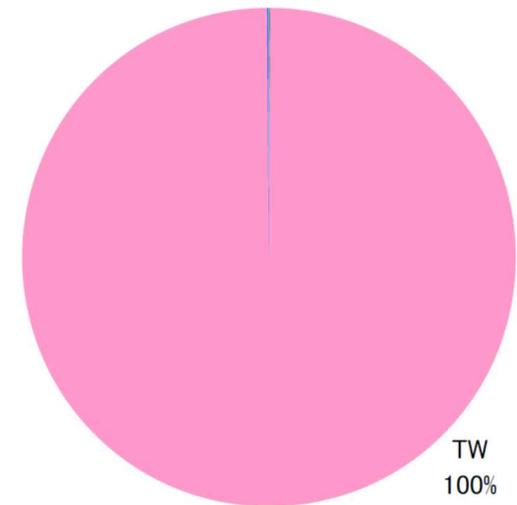
第 1 図 起因事象別の炉心損傷頻度の比較



(a) 感度解析結果(状態 A)



(b) 感度解析結果(状態 A において L8 誤信号バイパス+通常停止における 給復水系考慮)



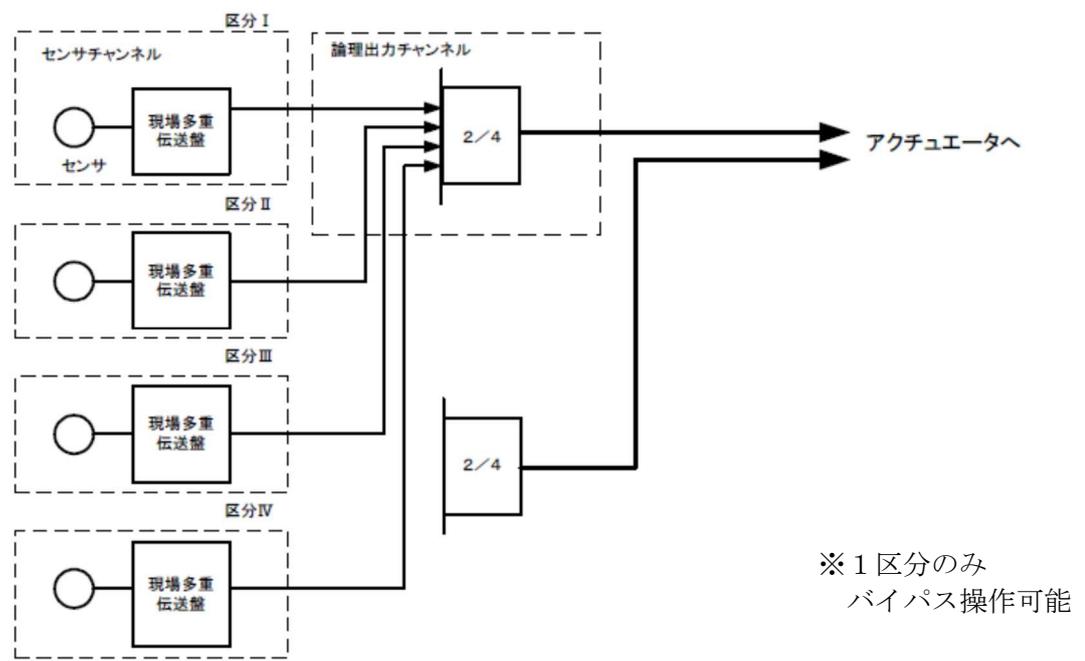
(c) 申請評価結果(状態 A+ α)

第 2 図 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の割合

□ は今回評価(状態 A)では期待しないヘディング

通常停止	メンテナンス等条件付与	給水系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	原子炉減圧	復水系	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	代替冷却注水	PCS	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	No.	最終状態	発生頻度(1/年)	備考	
N	MN	G	M	P	UB	UC	UR	X	ZO	JA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD					
																			1	-			
																			2	-			
																			3	-			
																			4	-			
																			5	-			
																			6	-	TW		
																			8	-			
																			9	-			
																			10	-			
																			11	-	TW		
																			12	-			
																			13	-			
																			14	-			
																			15	-			
																			16	-	TW		
																			17	-			
																			18	-			
																			19	-			
																			20	-			
																			21	-	TW		
																			22	-			
																			23	-			
																			24	-			
																			25	-			
																			26	-	TW		
																			27	-			
																			28	-			
																			29	-			
																			30	-			
																			31	-	TW		
																			32	-			
																			33	-			
																			34	-			
																			35	-			
																			36	-	TW		
																			37	-	TQUV		
																			38	-	TQUX		
																			39	-			
																			40	-			
																			41	-			
																			42	-	TW		
																			43	-			
																			44	-			
																			45	-			
																			46	-	TW		
																			47	-			
																			48	-			
																			49	-			
																			50	-	TW		
																			51	-			
																			52	-			
																			53	-			
																			54	-	TW		
																			55	-			
																			56	-			
																			57	-			
																			58	-	TW		
																			59	-			
																			60	-			
																			61	-			
																			62	-	TW		
																			63	-	TQUV		
																			64	-	TQUX		
																			65	-			
																			66	-		大LOCAへ	
																				合計値			

第3図 支配的な事故シーケンス



第4図 ABWRのL8論理回路の構成※

評価した工程の代表性及び成功基準の選定の考え方、燃料取出しの考え方について

本 PRA で用いた定期検査工程は、1.1.2.a.③(1) プラント状態分類の考え方に記載のとおり、炉心損傷リスクの影響を与える可能性のある作業を抽出し、過去の作業実績を考慮した定期検査工程を新規に代表工程として設定し、評価を実施している。

また、評価に用いた工程における燃料の配置等を考慮し、成功基準の選定を実施した。それらについて以下にまとめる。

(1) 定期検査工程・燃料取出しの代表性

a. 定期検査（以下「定検」という。）日数に対する代表性

実績を考慮して主要な各作業の期間を設定し、それらの作業期間積み上げにより評価対象期間(80日)を設定した。また、この定検工程の期間については過去の実績と比較しても大きな差異がない期間である。

b. 使用する除熱設備に対する代表性

リスクの抽出のため、RHRだけでなく、代替除熱設備であるFPC、CUWについても使用を検討した。検討の結果、FPCについては評価期間において必要となる除熱能力が不足しているため、CUWを用いた崩壊熱除去を考慮した工程を設定した。

c. 点検等の作業に対する代表性

リスクのある作業抽出のため、毎定検実施される点検・作業だけでなく、毎定検ではないが比較的实施される可能性のある点検・検査等についても抽出を行い、評価工程に考慮した。その際、緩和設備の待機除外等の設定は保安規定が遵守されていることを前提として実施した。

● これまでの実績等の情報

- ・水路点検の期間はおおむね25日程度に設定する。
- ・RSW-A系及びRSW-C系水路は同時に点検する。
- ・最初の水路点検（角落とし）はPOS-Bの初日から開始し、点検終了（角上げ）後、連続して他系統の水路点検（角落とし）を実施する。（角切替えのための期間は設定しない。）
- ・ECCS及び非常用D/Gの点検を実施する。これらの設備は水路点検（角落とし）に合わせて同区分の点検が実施され、点検期間は水路点検（角落とし）と同じとする。
- ・CRD、LPRM、RIP点検を実施する（点検本数、台数は実績を参考）。
- ・保安規定の遵守を前提に、緩和設備の全停止期間は、特定の期間に集中させないものとする。

● 毎定検ではないが比較的实施される可能性のある点検・検査等の情報

- ・MUWC、CUW、FPC点検の全停止を設定する。
- ・水路点検（角落とし）の期間中において、非常用交流電源母線の本格点検が実施されるものとする。
- ・全燃料取出しを実施する。
- ・炉内点検等により使用済燃料プールゲートを閉鎖する場合を考慮する。
- ・FPC、CUW又はその組み合わせ（以下「代替除熱設備」という。）による除熱の運転を考慮する。

d. 炉心燃料取出し・プールゲートの開閉に対する代表制

原子炉停止中において炉心燃料は、通常原子炉内に格納されているが、炉内点検や水没弁点検等の作業を実施する場合、全炉心燃料を使用済燃料プールへ移動させ、プールゲートを閉鎖する。全炉心燃料取出しを伴う作業は毎定検行う作業ではないが、燃料プール側の燃料の崩壊熱量が大きくなり、また原子炉側の冷却機能や注水機能に期待できないため、特有のリスクが存在する。そのため、本評価では全炉心燃料取出しを考慮した工程を設定した。

(2) 成功基準の選定

炉心損傷の判定条件は“燃料集合体の露出”とした。

設定した代表工程におけるプラント状態（炉心燃料取出し・プールゲートの開閉）によって対象とする燃料やその配置場所が異なるため、炉心損傷の判定条件は2ケースに分類してそれぞれに燃料集合体の露出の水位を設定した。

- ・ 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられている場合
- ・ 炉心燃料と SFP の使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合

反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について

本 PRA では、炉心損傷のおそれのある事象として抽出した反応度投入事象（制御棒引き抜き事象を含む）について、リスク評価上の重要性は低い（発生の可能性が極めて低い事象，又は発生を仮定してもその影響が限定される事象）と判断し，評価対象の起因事象から除外した。除外の考え方について以下にまとめる。

出力運転時以外の反応度投入事象としては、「1. 出力降下時及び起動時における反応度投入事象」と「2. 原子炉停止中の期間における反応度投入事象」が考えられる。

1. 出力降下時及び起動時における反応度投入事象

臨界又は臨界近傍時に急激に反応度が投入される事象については，設置許可申請書添付書類十^{*1}で RWM の許容する最大価値の制御棒を連続引き抜きした場合や制御棒駆動機構から RWM の許容する最大価値制御棒が分離して落下する等の仮想的かつ過酷な状況を考慮しており，判断基準を満足すること^{*2}を確認している。そのため，発生を仮定しても影響が限定される事象に分類されると判断した。

2. 原子炉停止中の期間における反応度投入事象

炉心損傷のおそれのある反応度投入事象について，第 1 図のフォールトツリーを用いて要因分析を行った。炉心損傷は，臨界到達後にスクラム作動前に大きな反応度が投入されることで急激な出力上昇が発生し炉心損傷に至る場合，又は臨界到達後にスクラムに失敗して継続的に反応度が投入されることで出力上昇を抑えられずに炉心損傷に至る場合が考えられる。

a. 臨界に至るおそれがある事象と b. 大きな反応度投入又は継続的な反応度の投入事象の発生頻度について，以下に示す。

a. 臨界に至るおそれがある事象

臨界に至るおそれのある事象としては，①燃料の誤装荷，②機械的故障による制御棒の引抜け，および③人的過誤による誤引抜きが考えられる。

① 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより，想定以上の反応度が投入されることが考えられる。燃料の装荷時には燃料取替機(FHM)により自動で装荷位置まで移動され，かつ作業員による配置の確認や燃料移動監視装置による確認や運転員による出力の監視も行われる。更に，この事象は反応度の急激な投入は考えられないことから，発生頻度は極めて小さいものと考えられる。

② 機械的故障による制御棒の引抜け

誤引抜けについては，過去に福島第一原子力発電所 3 号炉や志賀原子力発電所 1 号炉において制御棒の引き抜けにより臨界に至った事象がある（志賀原子力発電所 1 号炉における詳細は“*3 過去の反応度投入事象例とその対策について”に示す）。これらの対策として，CRDポンプのインターロックの改造（ハード面），HCU隔離時にノンリターン運転を実施しないこと等の安全措置の見直しや作業手順の見直し（ソフト面）を実施することにより，再発防止を図って

いる。

また、柏崎刈羽原子力発電所6号および7号炉については制御棒駆動機構が異なり、物理的に同様の引抜き事象は発生しない構造となっている。

さらに、仮に志賀原子力発電所と同様の事象が起きた場合についても、炉心挙動解析により炉心は損傷しないことが確認されている。

以上より、機械的故障による制御棒の引抜きによる炉心損傷の可能性は極めて小さい。

③ 人的過誤による誤引抜き

制御棒の引抜きにより臨界に至るには、燃料の誤装荷と重畳しない場合において、隣接する制御棒を2本以上引き抜く必要がある。原子炉モードスイッチの「起動」以外のモードについては、1本制御棒引抜きインターロックにより2本目の制御棒（ABWRの場合異なるHCUの制御棒）引抜きが阻止される。停止時において「起動」モードとし制御棒を2本以上引き抜く操作は「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」の場合のみである。これらの試験における過誤事象は、操作する制御棒の本数は異なるものの、その失敗確率はいずれも第2図のHRAツリーで表すことができる。

(1) 原子炉停止余裕検査

原子炉停止余裕検査とは、最大価値制御棒を全引抜きとし、反応度を補正するために斜め隣接の制御棒を補正位置Nまで引き抜き、原子炉が臨界未満であることを確認する試験である。

(2) 停止時冷温臨界試験

停止時冷温臨界試験とは、炉心核熱水力学解析コードの精度向上のためのデータ蓄積を目的とする試験で、臨界判定が行われるまで、制御棒の引き抜きを行い、臨界後データ収集する。

なお、過去に柏崎刈羽原子力発電所6号において人的過誤による制御棒の引き抜きが発生した事象があるが、“*3 過去の反応度投入事象例とその対策について”に示すように再発防止策が実施されていることから対策済みであると考えられる。

b. 大きな反応度投入又は継続的な反応度の投入事象

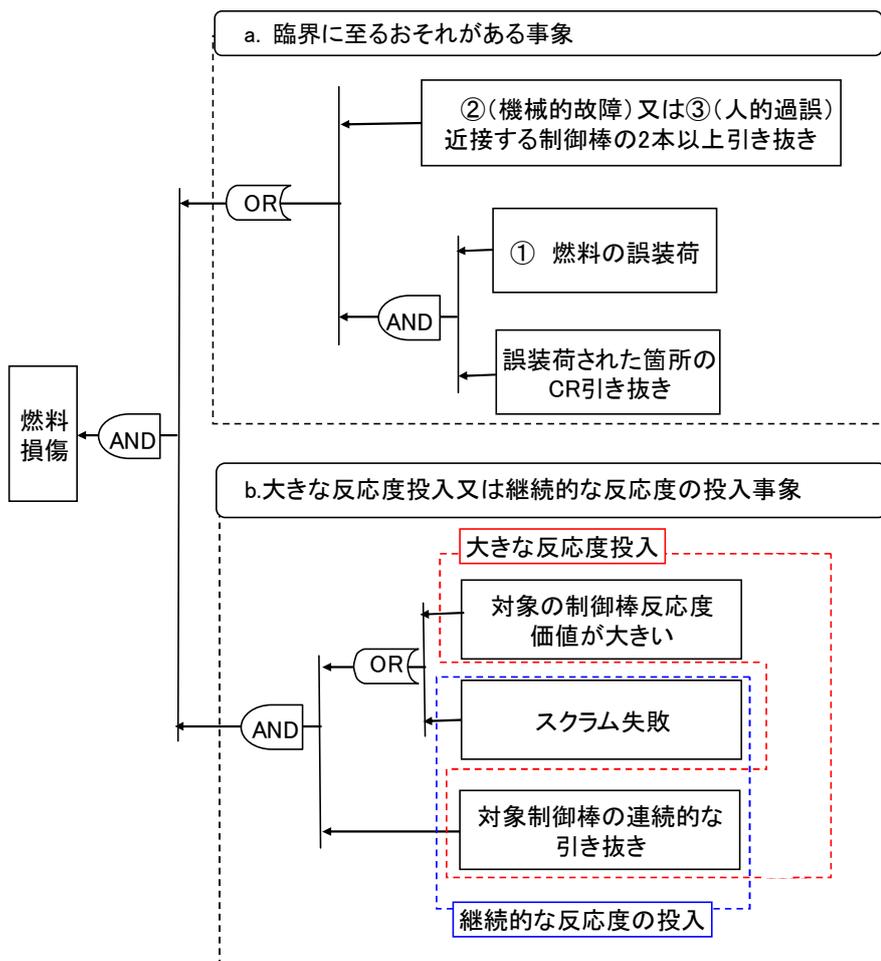
スクラム作動前に大きな反応度が投入される事象については、反応度価値の大きな制御棒の連続引き抜きが要因として考えられるが、これらを考慮しても炉心損傷に至らないことは今回申請した設置許可申請書の反応度投入事象において評価されている。この評価においてはスクラム機能が健全であることが前提となり、スクラムに失敗する確率は第3図のようになる。

c. 炉心損傷

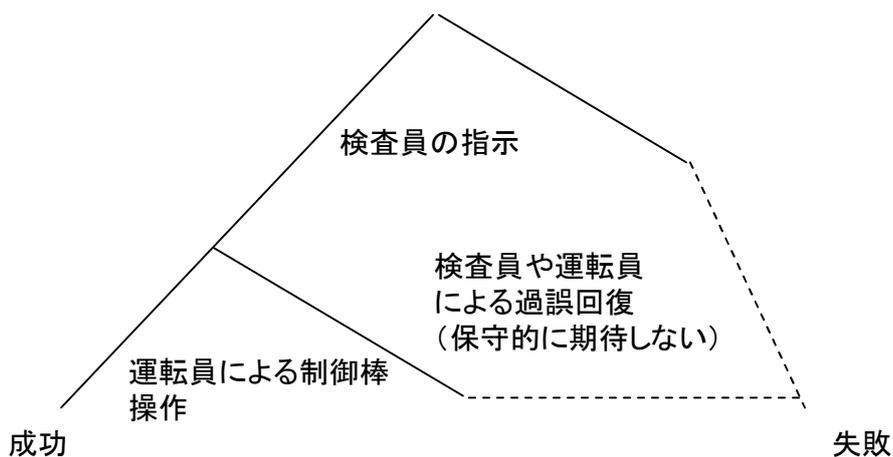
aで示したように炉心損傷のおそれのある反応度投入事象は極めて起こりにくく、その発生確率は「原子炉停止余裕検査」と「停止時冷温臨界試験」のそれぞれの場合において [定期検査]程度となる。また、これらの反応度投入事象が発生した場合においても、その多くはほう酸水注入系などの緩和機能に期待できるため、炉心損傷には至らない、または炉心損傷するものの、影響が限定的となる。

そのため、原子炉停止中の期間における反応度投入事象についてはリスク評価上

の重要性は低いと判断できる。



第1図 炉心損傷のおそれのある反応度投入事象のフォールトツリー



人的過誤の種類	過誤確率(中央値)	EF	備考
検査員による指示の誤り	0.001	3	NUREG/OR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー「チェック表が正しく用いられている場合の短い操作」
運転員による制御棒の操作誤り	0.001	3	同上

過誤確率(平均値)	EF
2.5E-03	2

第2図 制御棒引き抜き操作時の人的過誤

補足 1.1.2. b-1-4

スクラム失敗	スクラム失敗の種類			確率
	機械的なスクラム失敗*	核計装不良によるスクラム失敗	スクラム回路制御不良等によるスクラム失敗	
			合計	

※停止時冷温臨界試験を考慮して、挿入失敗した1本の制御棒に対して、その他の複数本ある制御棒(実績を考慮して10本)が1本でも挿入されないと失敗するという保守的な想定

第3図 スクラム失敗の故障確率

*1 設置許可申請書添付書類十 2.3.1.1 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き(過渡)及び3.3.1制御棒落下(事故)

*2 過渡: 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力の1.1倍の圧力以下であること及び燃料エンタルピが許容設計限界値以下であること
 事故: 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力の1.2倍の圧力以下であること及び燃料エンタルピは、「反応度投入事象評価指針」に示された制限値を超えないこと、公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと

*3 過去の反応度投入事象例とその対策について

・H8年 柏崎刈羽原子力発電所6号炉FMCRD試運転時制御棒引き抜き事象(当社)

6号炉試運転中(建設段階)FMCRD制御盤改造及び試験の準備のため、FMCRD電源のアイソレを実施し、シミュレータにて制御棒位置を模擬的に引き抜きする試験を実施。この時、アイソレミスにより一部の電源アイソレが実施されておらず、実際の4本の制御棒が128ステップの位置まで引き抜かれた(この間、未臨界であることは確認されている)。

制御盤改造及び試験時特有の事象であること、再発防止策(制御棒の駆動電源OFFと制御電源OFFの安全処置の多重化)が実施されていることから対策済みであると考えられる。また、この事象では核計装系により監視・安全系が機能していることから炉心損傷には至らない。

・H11年 志賀原子力発電所1号炉 原子炉緊急停止事故(北陸)

原子炉停止機能強化工事の機能確認試験時にアイソレ誤り及び弁のシートパスにより制御棒が引き抜かれ、アキュームレータに圧力が充填されていなかったことで、ただちに制御棒が挿入されず、臨界に至った。

この事象は当社の柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の制御棒駆動機構が異なるため、発生しない(FMCRDのHCUでは物理的に引き抜けが起こらない)。

また、仮に同様の事象が起きた場合についての炉心挙動解析が実施されており、即発臨界に至る可能性はあるものの、炉心は損傷しないことが確認されている(参考文献 日本原子力学会誌 Vol. 49, No. 10(2007) 671-675 北陸電力(株)志賀原子力発電所1号炉で発生した臨界時の炉心挙動解析)。

起因事象における RHR の機能喪失及び冷却材流出事象の取扱について

RHR 運転中の除熱機能喪失については、本 PRA でも起因事象として選定している (1.1.2.b 参照)。

また、RHR 切り替え時の人的過誤による冷却材流出事象や RHR 運転中のバウンダリ機能喪失については、1.1.2.b. 起因事象に記載のとおり、ABWR では事象発生しても燃料集合体の露出に至らないため (ABWR プラントでは有効燃料長頂部の高さ (T.M.S.L. 約 14.0m) より RHR の吸込配管の高さ (T.M.S.L. 約 15.7m) が高い位置にあり、冷却材流出が吸込配管の高さで停止するため)、起因事象としては選定していない。

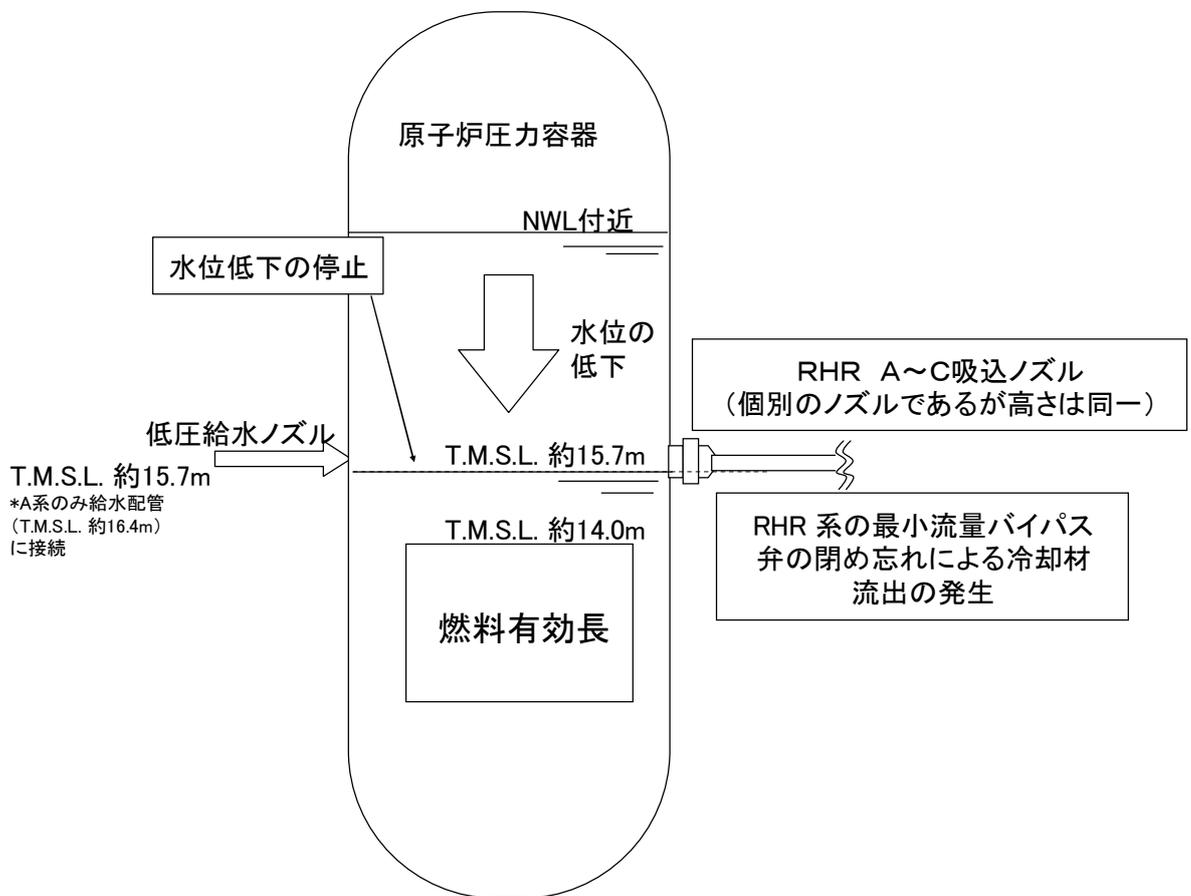


図 RHR 吸込配管のノズルの高さ と燃料有効長頂部の高さ

起因事象発生頻度の評価における考え方

本PRAに用いる起因事象の発生頻度の評価方法は①～④の優先順位に基づいて評価している。

内部事象運転時レベル 1PRA の考え方（補足説明資料 1.1.1.b-5 参照）と基本的に同様であるが、運転日数や総点検回数、トラブル事例等の適切なデータの入手が困難である場合は④に示す論理モデルを用いた評価等を使用する。

- ①国内の運転経験データを確認し、発生が報告されている事象については、発生件数を国内プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】RHR 機能喪失（フロントライン）、外部電源喪失の発生頻度

- ②国内の運転経験データを確認し、発生が報告されていない事象であっても、発生頻度について十分検討が行われており評価に活用可能な文献等が参照できる事象については、それらを参照・検討し、値を設定した。

【対象事象】本PRA での対象なし

- ③国内の運転経験データでは発生が報告されておらず、発生頻度の評価に活用可能な文献等が確認できない事象については、運転日数等のデータが十分に収集されていることを確認後、国内での発生件数を0.5件とし、これを国内プラントの総運転炉年等で除した値として評価に用いた。

【対象事象】補機冷却系機能喪失の発生頻度

- ④運転日数や総点検回数、トラブル事例等の適切なデータの入手が困難であり、②、③による算出ができない場合は、イベントツリーを用いた論理モデルによる信頼性解析を行い、値を設定した。

なお、イベントツリーを用いた論理モデルでは保守性を持つ仮定等により発生頻度が大きく、また故障率の不確かさが大きくなる傾向がある。そのため、その他の適切な推定手段がある場合にはそちらを用いる。



【対象事象】一次冷却材バウンダリ機能喪失、代替除熱機能喪失（フロントライン）の発生頻度

冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について

冷却材流出事象の発生頻度については、実績等を用いた算出方法が困難であるため論理モデルによる信頼性解析により評価している。

以下にその算出方法を示す。

a. CRD 点検（交換）の発生頻度

CRD 点検（交換）時の冷却材流出事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、カップリングシール確保失敗及び CRD フランジ取付失敗等による水位低下を伴う漏えいを想定し、これらの人的過誤を分岐確率として発生頻度を評価している。

CRD1 本当たりの起因事象発生頻度は第 1 図のイベントツリーに示すように [] (／本) となり、定期検査時における標準的な CRD 点検本数は 3 本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、1 本当たりの起因事象発生頻度に 3 本を掛け合わせ、 [] (／POS) となる。

b. LPRM 点検（交換）の発生頻度

LPRM 点検（交換）時の冷却材流出事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、LPRM の取り外し前／装荷後のシール確保失敗及びドレン装置取付け失敗などによる漏えいを想定し、これらの人的過誤を分岐確率として発生頻度を評価している。

LPRM1 本当たりの起因事象発生頻度は第 2 図に示すように [] (／本) となり、定期検査時における標準的な LPRM 点検本数は 10 本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、1 本当たりの起因事象発生頻度に 10 本を掛け合わせ、 [] (／POS) となる。

c. RIP 点検の発生頻度

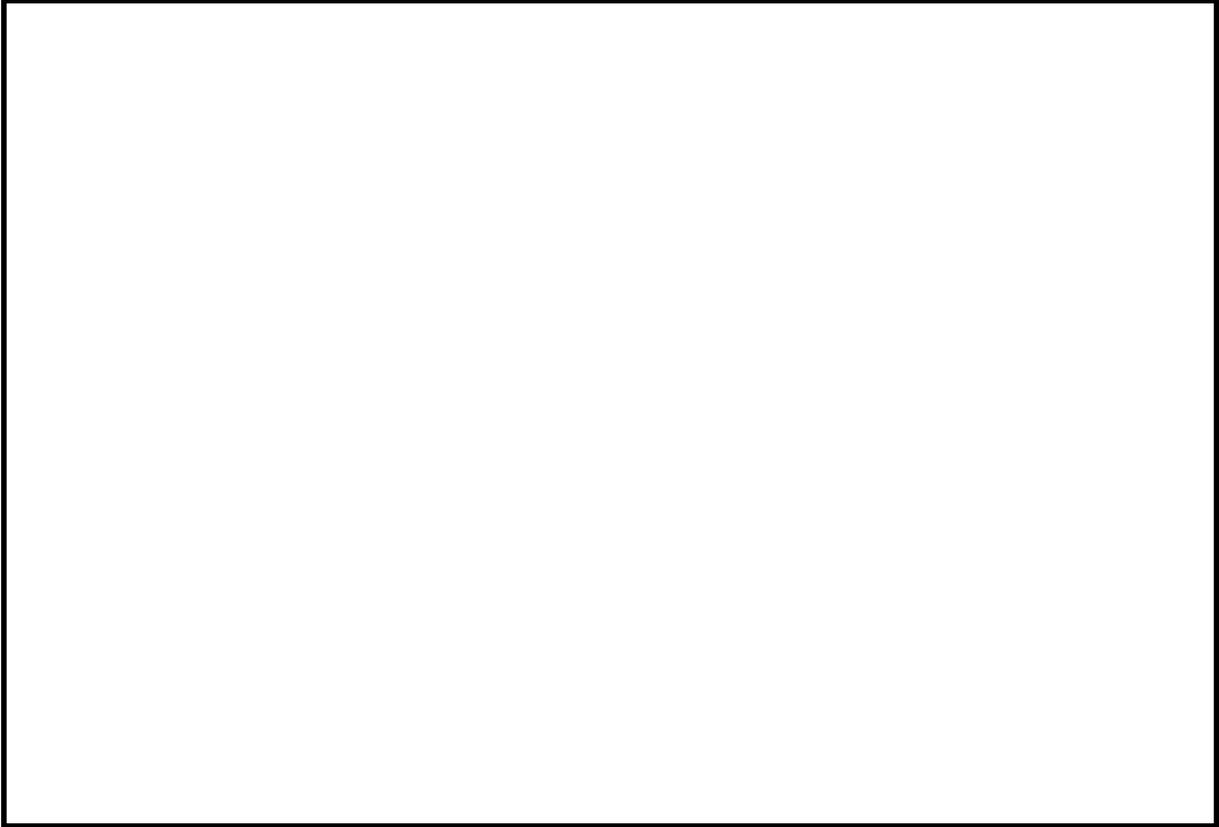
RIP 点検時の冷却材流出事象は、点検・交換作業に関わる人的過誤に起因するものであり、モータカバー取付失敗及び RIP 上部シール確保失敗や誤ったタイミングでのポンプシャフト引き抜きなどによる漏えいを想定し、これらの人的過誤を分岐確率として発生頻度を評価している。

RIP1 本当たりの起因事象発生頻度は第 3 図に示すように [] (／本) となり、定期検査時における標準的な RIP 点検本数は 2 本であるから、作業全体の起因事象発生頻度は、 [] (／POS) となる。

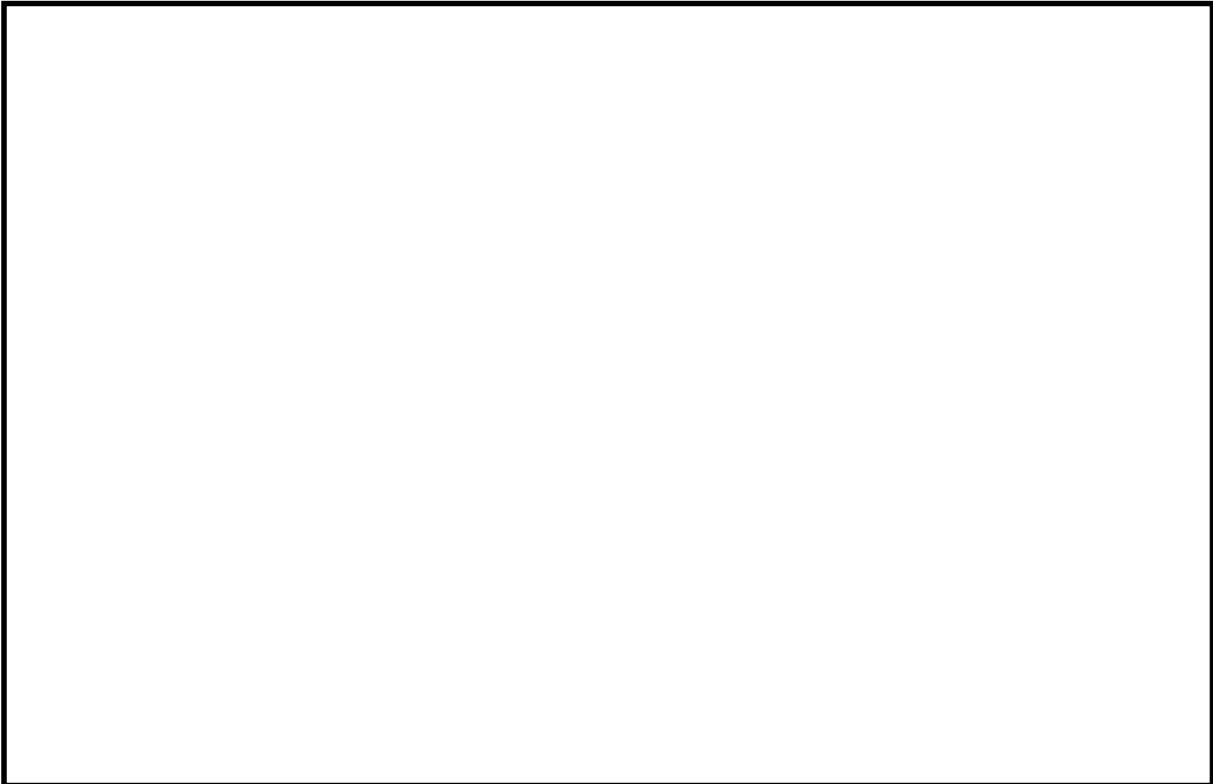
d. CUW ブローの発生頻度

炉水位低下作業において、CUW ブローにより目標水位まで水位を低下した後、CUW ブロー弁の閉め忘れによる冷却材流出を想定している。運転員の弁操作忘れ及び管理者の弁操作チェック失敗の重畳により発生するため、人間信頼性解析を用いて [] (／回) と評価される。

起因事象として選定される CUW ブローは燃料交換後の原子炉冷却材の排水の 1 回のみであるため、CUW ブロー時の冷却材流出の発生頻度は、 []



第1図 CRD点検（交換）時冷却材流出を評価するためのイベントツリー



第2図 LPRM点検（交換）時冷却材流出を評価するためのイベントツリー



第3図 RIP点検時冷却材流出を評価するためのイベントツリー

燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について

本 PRA において炉心損傷防止のために必要な緩和機能は下の 2 つを設定しており、それらに必要なフロントライン系 (ECCS, MUWC 等) やサポート系 (電源設備, 原子炉補機冷却系等) を設定している。

- ・ 除熱機能又は原子炉注水機能 (崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失時)
- ・ 原子炉注水機能 (一次冷却材バウンダリ機能喪失時)

この時、注水等の機能維持に必要な機能であるが、モデル化する対象としない原子炉減圧及び原子炉格納容器除熱機能について、その取り扱いの考え方を整理した。

1. 原子炉の減圧機能

POS S, A, C1, C2, D において原子炉が未開放の状態であり、崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却材の沸騰や原子炉圧力容器 (以下「RPV」という。) 漏えい試験時の CRD による加圧時には、停止時であっても原子炉の圧力は上昇する。これらの場合においては原子炉の低圧維持と注水系による注水が必要となるため、減圧を実施する必要がある。ただし、下の整理により成功基準の設定は不要としている。

- ・ RPV 未開放時の冷却材沸騰による加圧 (POS S, A, C1, C2, D)

原子炉圧力容器未開放状態において崩壊熱除去機能の喪失や全交流動力電源の喪失が発生した場合、徐々に原子炉内の圧力が上昇するため、いずれは減圧が必要となる。

ただし、崩壊熱が大きな原子炉停止後初期 (POS S, A) においては、SRV や MSIV 等が機能維持されており、これらを用いた減圧が可能である。また、崩壊熱が小さな定期検査時後半 (POS C1, C2, D) においては原子炉圧力容器のトップベント弁等より蒸気を格納容器へと逃がすことができるため、この減圧機能により低圧の維持は可能である。

そのため、本評価においてはこれらの減圧機能が十分信頼性が高いこと及び時間余裕が十分にあることを持って評価不要としている^{※1}。

※1 SRV 1 弁当たりの開失敗確率は(デマンド) (2.7×10^{-4}) (EF=13) であり、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉では SRV が 18 弁あるため、十分信頼性は高い。

- ・ RPV 漏えい試験 (POS C2 の期間内)

漏えい試験は RPV トップベント弁や SRV を閉鎖し、CRD 等により注水することで RPV 圧力を約 8MPa 程度まで上昇させ、漏えいの有無を確認するものである。仮に試験実施中に崩壊熱除去機能の喪失や全交流動力電源の喪失が発生した場合はトップベント弁の開放や SRV の開放、MSIV の強制開等の手段で RPV を減圧する必要がある。

しかし漏えい試験に伴い、原子炉水位は十分高く維持させているため、試験前の状態と比べて時間余裕^{※2}は長くなり、これらの減圧操作の成功は十分期待できる。

以上より、本評価では試験実施時間の長さや時間余裕、減圧手段を考慮して試験前の状態で POSC2 を代表としている。

※2 漏えい試験では保有水量が多く、崩壊熱除去機能が喪失し沸騰開始後大気圧下の POS C2 の崩壊熱相当の冷却材の喪失が発生しても有効燃料長頂部到達まで事象発生から 2 日以上の余裕がある。

2. 原子炉格納容器除熱機能

「1. 原子炉の減圧機能」で示した原子炉減圧が必要なプラント状態において、SRV開放等により原子炉圧力を低下させた際、崩壊熱の熱量は原子炉格納容器へと移行する。この時、原子炉格納容器は徐々に圧力が上昇するが、十分時間余裕があり、また格納容器ベント等を用いることで圧力を低下させることが可能であるため、成功基準の設定は不要としている^{※3}。

※3 「添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について」にて示すとおり、炉心損傷前ベントの基準となる 1Pd に到達する時間は約 32 時間程度と崩壊熱除去機能復旧の時間余裕は十分確保される。なお、停止中の場合パーソナルエアロック等開放により格納容器が開放されている場合も考えられるが、パーソナルエアロック等を速やかに閉止することで未開放時と同様の操作となる。また、原子炉圧力容器を開放している場合は原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建屋内に放出され、原子炉建屋壁面への吸熱、又は環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量が更に低下していること、原子炉ウェルが水張りされている等冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

燃料プールの水位低下に伴うプール付近の線量率上昇と接近作業について

本 PRA 評価における燃料の損傷防止策の一つとして、運転員が直接現場（燃料プール付近）に赴き、消火栓や給水栓からホースを用いて注水を行う作業がある。水位の低下に伴い使用済燃料に対する遮蔽効果が低減すると、燃料プール付近の線量率が上昇し、運転員の操作の妨げになるおそれがあるが、評価で用いている余裕時間ではこのような影響は考慮せず、に達するまでとなっている。そこで、これらの影響を考慮した場合について検討した。

この期間における冷却材流出事象は「1.1.2.c① (3) a. 余裕時間」で示すように作業員や運転員による認知が容易であり、現場作業の線量率が厳しくなるまで認知に失敗することは考え難い。そこで崩壊熱除去機能が喪失した場合について、最も時間余裕が厳しくなる POS B1 と、保有水量が厳しくなる POS B3 について検討を行い、その結果を表にまとめた。表より、d. 現場の線量率上昇を考慮した場合の余裕時間 (a. +b. +c. -作業準備時間) は 40 時間以上期待でき、評価結果に影響しないことが確認された。

表 余裕時間の評価に用いる条件

評価条件とプラント状態	POS B1	POS B3
崩壊熱 [MWt]	14.4	7.6
温度上昇を考慮する保有水量[m3]	3,245	1,687
燃料有効長頂部付近までの水位低下に考慮する保有水の蒸発量[m3]	2,699	1,571
a. 短期余裕時間[hour]*1	<input type="text"/>	<input type="text"/>
b. 65℃から100℃になるまでの時間[hour]	8.7	8.6
c. 沸騰開始から現場の線量率が 1.0×10^1 mSv/hになるまでの時間	29	36
d. 燃料プール付近で接近作業が可能な時間[hour]*2	40以上*3	40以上*3
長期余裕時間[hour]*4	<input type="text"/>	<input type="text"/>
診断失敗の評価に用いる時間[hour]	<input type="text"/>	<input type="text"/>

- *1 保有水が保安規定の「制限温度」65℃に到達する時間
- *2 燃料プール接近作業の余裕時間(1×10^1 mSv/hまで線量率の上昇)
- *3 注水に掛かる作業時間を考慮した時間
- *4 炉心損傷するまでの時間

a. 短期余裕時間（燃料プールの保有水量が保安規定の制限温度 65℃になるまでの時間）

温度上昇の評価に用いる保有水量に変更はないことから、従来評価と同様の

b. 燃料プール水温度が 65℃から 100℃になるまでの時間

POS B1 における炉心燃料と使用済燃料の崩壊熱の総量は 14.4 MWt であるため、下の

式より保有水が 65℃から 100℃になり沸騰するまでの時間は約 8.7 時間となる。同様に下の式を用い、POS B3 における炉心燃料と使用済燃料の崩壊熱の総量は 7.6MWt であるため、保有水が 65℃から 100℃になり沸騰するまでの時間は約 8.6 時間となる。

$$\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{(100[\text{°C}]-65[\text{°C}]) \times \text{プール保有水の比熱[kJ/kg/°C]} \times (\text{燃料プールの保有水[m}^3\text{]} \times \text{プール保有水密度[kg/m}^3\text{]})}{\text{使用済燃料の崩壊熱[MWt]} \times 10^3 \times 3600}$$

プール保有水の比熱(最小となる 65℃の値) : 4.185[kJ/kg/°C]
 燃料プールの保有水 : 3245[m³] (POS B1 プールゲート閉鎖時)
 1687[m³] (POS B3 プールゲート閉鎖時)
 プール保有水密度(最小となる 100℃の値) : 958[kg/m³]

c. 沸騰開始から現場の線量率が 1.0×10^1 mSv/h になるまでの時間

「設置許可申請書添付書類十 4.5 使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性評価」(図参照)にも示すように燃料プールの水位が 2m 程度低下すると線量率は 1.0×10^1 mSv/h 程度となる。仮にこの水位を現場作業が可能な最低水位とすると沸騰後にこの水位まで低下する時間は POS B1 では約 29 時間、POS B3 では約 36 時間である*。

*時間の算出には下の式で求めた水位の低下速度を用いた。

POS B1 における崩壊熱相当の冷却材の蒸発量は下の式より約 24.0m³/h となり、プールと原子炉ウエルの表面積の和は約 350m² であるため、水位の低下速度は 0.069m/h 程度となる。

同様に下の式を用い、POS B3 における崩壊熱相当の冷却材の蒸発量は約 12.7m³/h となり、プールの表面積は約 230m² であるため、水位の低下速度は 0.056m/h 程度となる。

$$\text{沸騰による蒸発量[m}^3\text{]} = \frac{\text{使用済燃料の崩壊熱[MWt]} \times 10^3 \times 3600}{\text{プール保有水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{蒸発潜熱[kJ/kg]}}$$

蒸発潜熱:2256.47[kJ/kg]

d. 注水作業の時間を考慮した余裕時間

注水操作を実施するための作業準備時間が 1 時間であった場合でも、余裕時間は POS B1, B3 とともに 40 時間を超過する。

$$\text{現場作業を伴う注水作業の余裕時間[h]} = \text{短期余裕時間} + \text{沸騰までの時間} + \text{2mまで水位が低下する時間} - \text{作業準備の時間}$$

e. 診断失敗の確率

崩壊熱除去機能が喪失した場合、

現場操作の余裕時間は現場の線量率上昇を考慮しない場合の評価では POS B1 の長期余裕時間が POS B3 が を使用しており、現場の線量率上昇を考慮すると余裕時間が短くなるが、。以上より、現場の線量率上昇を考慮した場合においても評価結果に影響しない。

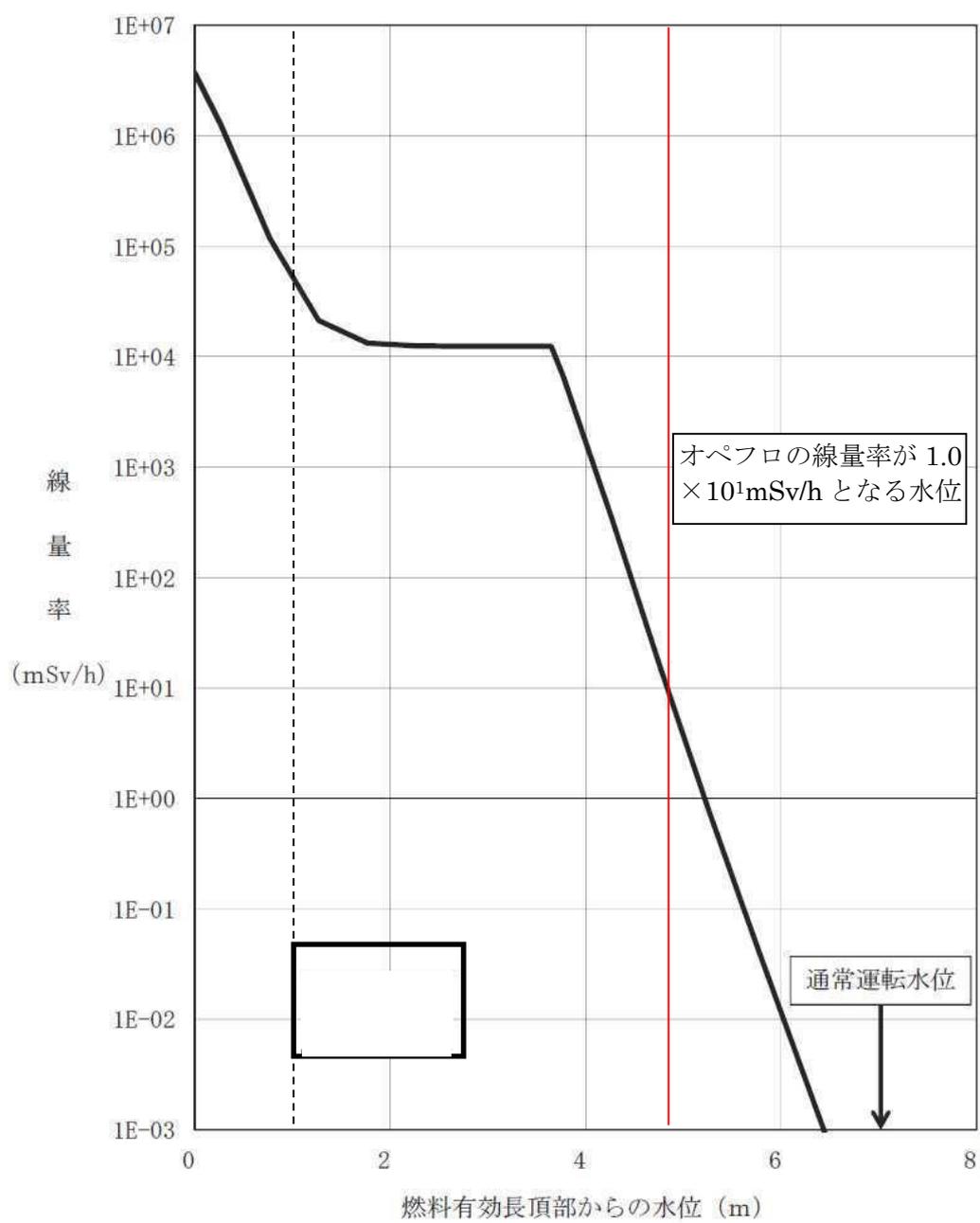


図 燃料プール水位と線量率

冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について

1.1.2.c.4)で示す冷却材流出事象(CUW ブロー)が発生した場合の余裕時間は保有水量と冷却材流出量の関係より算出される。

なお, CRD 点検(交換), LPRM 点検(交換), RIP 点検時に冷却材流出事象が発生した場合, 下の表に示すように炉心損傷まで十分時間があり, 作業員や運転員が認知に失敗することは考え難いため, 不要とした。

a. CRD 点検時の冷却材流出量

--

b. LPRM 点検時の冷却材流出量

--

c. RIP 点検時の冷却材流出量

--

d. CUW ブロー時の冷却材流出量

--

表 冷却材流出事象が発生した場合の余裕時間

冷却材流出事象	CRD点検	LPRM点検	RIP点検	CUWブロー
POS				C1
炉心損傷に至る流出量 (m ³)				173
冷却材流出量 (m ³ /h)				
余裕時間				

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
内の事象停止時レベル 1PRA イベントツリー

目 次

○ 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 1-1
○ 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-B1,B2,B4)·····	図 1-2
○ 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-B3)·····	図 1-3
○ 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 2-1
○ 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-B1,B2,B4)·····	図 2-2
○ 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-B3)·····	図 2-3
○ 外部電源喪失_NWL(LOP1)(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 3-1
・ 外部電源喪失_NWL(TE1)(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 3-2
・ 外部電源喪失_NWL(TE2)(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 3-3
・ 外部電源喪失_NWL(TE8)(POS-S,A,C1,C2,D)·····	図 3-4
○ 外部電源喪失_ウエル満水,(LOP1)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-1
・ 外部電源喪失_ウエル満水,(TE1)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-2
・ 外部電源喪失_ウエル満水,(TE2)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-3
・ 外部電源喪失_ウエル満水,(TE8)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-4
・ 外部電源喪失_ウエル満水,(TE9)(POS-B1,B2,B4)·····	図 4-5
○ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(LOP1)(POS-B3)·····	図 5-1
・ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(TE1)(POS-B3)·····	図 5-2
・ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(TE2)(POS-B3)·····	図 5-3
・ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(TE8)(POS-B3)·····	図 5-4
・ 外部電源喪失_ウエル満水,PG 閉,(TE9)(POS-B3)·····	図 5-5
○ RIP 点検·····	図 6-1
○ CRD 点検·····	図 7-1
○ LPRM 点検·····	図 8-1
○ CUW ブロー·····	図 9-1

崩壊熱除去機能喪失 (RHR/代替除熱フロントライン)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	13	-	
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	-	
																	22	-	
																	23	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図1-1 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-S,A,C1,C2,D)

崩壊熱除去機能喪失 (RHR/代替熱フロントライン)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC, CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	-	
																	13	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図1-2 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-B1,B2,B4)

崩壊熱除去機能喪失(RHR/代替除熱フロントライン)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	9	-	
																	10	-	
																	11	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図1-3 崩壊熱除去機能喪失_フロントライン_NWL(POS-B3)

崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	13	-	
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	-	
																	22	-	
																	23	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図2-1 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-S,A,C1,C2,D)

崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC, CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	-	
																	13	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図2-2 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-B1,B2,B4)

崩壊熱除去機能喪失(補機冷却系)	短時間診断	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復旧	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	9	-	
																	10	-	
																	11	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図2-3 崩壊熱除去機能喪失_補機冷却系_NWL(POS-B3)

外部電源喪失	直流電源	DG-A 起動	DG-B 起動	DG-C 起動	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
					1-24	TE1へ	全交流電源喪失
					25-72	TE2へ	
					73-120	TE3へ	
					121-168	TE4へ	
					169-216	TE5へ	
					217-264	TE6へ	
					265-312	TE7へ	
					313-358	TE8へ	
					359	燃料損傷	

図3-1 外部電源喪失_NWL(LOP1)(POS-S,A,C1,C2,D)

DG全台 起動成功 (TE1)	外電復旧	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	13	-	
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	-	
																	22	-	
																	23	-	
																	24	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図3-2 外部電源喪失_NWL(TE1)(POS-S,A,C1,C2,D)

DG1~2台 起動成功 (TE2~7)	外電復旧	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																			25	-	
																			26	-	
																			27	-	
																			28	-	
																			29	-	
																			30	-	
																			31	-	
																			32	-	
																			33	-	
																			34	-	
																			35	-	
																			36	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			37	-	
																			38	-	
																			39	-	
																			40	-	
																			41	-	
																			42	-	
																			43	-	
																			44	-	
																			45	-	
																			46	-	
																			47	-	
																			48	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			49	-	
																			50	-	
																			51	-	
																			52	-	
																			53	-	
																			54	-	
																			55	-	
																			56	-	
																			57	-	
																			58	-	
																			59	-	
																			60	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			61	-	
																			62	-	
																			63	-	
																			64	-	
																			65	-	
																			66	-	
																			67	-	
																			68	-	
																			69	-	
																			70	-	
																			71	-	
																			72	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

※ TE3~7はTE2と同様

図3-3 外部電源喪失_NWL(TE2)(POS-S,A,C1,C2,D)

DG-A, B 及びC起 動失敗 (TE8)	外電復旧 (短期)	外電復旧 (長期)	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	GTG, 緊急用 M/C, 電源車	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ		
																						313	-		
																							314	-	
																							315	-	
																							316	-	
																							317	-	
																							318	-	
																							319	-	
																							320	-	
																							321	-	
																							322	-	
																							323	-	
																							324	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							325	-	
																							326	-	
																							327	-	
																							328	-	
																							329	-	
																							330	-	
																							331	-	
																							332	-	
																							333	-	
																							334	-	
																							335	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							336	-	
																							337	-	
																							338	-	
																							339	-	
																							340	-	
																							341	-	
																							342	-	
																							343	-	
																							344	-	
																							345	-	
																							346	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							347	-	
																							348	-	
																							349	-	
																							350	-	
																							351	-	
																							352	-	
																							353	-	
																							354	-	
																							355	-	
																							356	-	
																							357	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							358	燃料損傷	全交流電源喪失

図3-4 外部電源喪失_NWL(TE8)(POS-S,A,C1,C2,D)

外部電源 喪失	直流電源	DG-A 起動	DG-B 起動	DG-C 起動	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
					1-26	TE1へ	
					27-78	TE2へ	
					79-130	TE3へ	
					131-182	TE4へ	
					183-234	TE5へ	
					235-286	TE6へ	
					287-338	TE7へ	
					339-376	TE8へ	
					377-378	TE9へ	

図4-1 外部電源喪失_ウェル満水,(LOP1)(POS-B1,B2,B4)

DG全台 起動成功 (TE1)	外電復旧	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC. CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	-	
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	-	
																	13	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	14	-	
																	15	-	
																	16	-	
																	17	-	
																	18	-	
																	19	-	
																	20	-	
																	21	-	
																	22	-	
																	23	-	
																	24	-	
																	25	-	
																	26	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図4-2 外部電源喪失_ウェル満水,(TE1)(POS-B1,B2,B4)

DG1~2台 起動成功 (TE2~7)	外電復旧	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC. CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																			27	-	
																			28	-	
																			29	-	
																			30	-	
																			31	-	
																			32	-	
																			33	-	
																			34	-	
																			35	-	
																			36	-	
																			37	-	
																			38	-	
																			39	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			40	-	
																			41	-	
																			42	-	
																			43	-	
																			44	-	
																			45	-	
																			46	-	
																			47	-	
																			48	-	
																			49	-	
																			50	-	
																			51	-	
																			52	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			53	-	
																			54	-	
																			55	-	
																			56	-	
																			57	-	
																			58	-	
																			59	-	
																			60	-	
																			61	-	
																			62	-	
																			63	-	
																			64	-	
																			65	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																			66	-	
																			67	-	
																			68	-	
																			69	-	
																			70	-	
																			71	-	
																			72	-	
																			73	-	
																			74	-	
																			75	-	
																			76	-	
																			77	-	
																			78	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

※ TE3~7はTE2と同様

図4-3 外部電源喪失_ウエル満水,(TE2)(POS-B1,B2,B4)

DG-A, B 及びC起 動失敗 (TE8)	外電復旧 (短期)	外電復旧 (長期)	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	GTG, 緊急用 M/C, 電源車	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC, CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ		
																						339	-		
																							340	-	
																							341	-	
																							342	-	
																							343	-	
																							344	-	
																							345	-	
																							346	-	
																							347	-	
																							348	-	
																							349	-	
																							350	-	
																							351	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							352	-	
																							353	-	
																							354	-	
																							355	-	
																							356	-	
																							357	-	
																							358	-	
																							359	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							360	-	
																							361	-	
																							362	-	
																							363	-	
																							364	-	
																							365	-	
																							366	-	
																							367	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							368	-	
																							369	-	
																							370	-	
																							371	-	
																							372	-	
																							373	-	
																							374	-	
																							375	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							376	燃料損傷	全交流電源喪失

図4-4 外部電源喪失_ウエル満水,(TE8)(POS-B1,B2,B4)

直流電源 確保失敗 (TE9)	低圧電源 融通(短 期)	DG起動 (短期)	低圧電源 融通(長 期)	外電復旧 (長期)	DG起動 (長期)	GTG 緊急用 M/C 電源車	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系統 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																						377 378	- 燃料損傷	全交流電源喪失

図4-5 外部電源喪失_ウエル満水,(TE9)(POS-B1,B2,B4)

外部電源喪失	直流電源	DG-A 起動	DG-B 起動	DG-C 起動	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
					1-16	TE1へ	
					17-48	TE2へ	
					49-80	TE3へ	
					81-112	TE4へ	
					113-144	TE5へ	
					145-176	TE6へ	
					177-208	TE7へ	
					209-227	TE8へ	
					228-229	TE9へ	

図5-1 外部電源喪失_ウエル満水,PG閉,(LOP1)(POS-B3)

DG全台 起動成功 (TE1)	外電復旧	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																	1	-	
																	2	-	
																	3	-	
																	4	-	
																	5	-	
																	6	-	
																	7	-	
																	8	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																	9	-	
																	10	-	
																	11	-	
																	12	-	
																	13	-	
																	14	-	
																	15	-	
																	16	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失

図5-2 外部電源喪失_ウェル満水,PG閉,(TE1)(POS-B3)

DG1~2台 起動成功 (TE2~7)	外電復旧	高圧電源 融通	DG復旧 (1台)	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																			17	-	
																			18	-	
																			19	-	
																			20	-	
																			21	-	
																			22	-	
																			23	-	
																			24	燃料損傷	前壊熱除去機能喪失
																			25	-	
																			26	-	
																			27	-	
																			28	-	
																			29	-	
																			30	-	
																			31	-	
																			32	燃料損傷	前壊熱除去機能喪失
																			33	-	
																			34	-	
																			35	-	
																			36	-	
																			37	-	
																			38	-	
																			39	-	
																			40	燃料損傷	前壊熱除去機能喪失
																			41	-	
																			42	-	
																			43	-	
																			44	-	
																			45	-	
																			46	-	
																			47	-	
																			48	燃料損傷	前壊熱除去機能喪失

※ TE3~7はTE2と同様

図5-3 外部電源喪失_ウェル満水,PG閉,(TE2)(POS-B3)

DG-A, B 及びC起 動失敗 (TE8)	外電復旧 (短期)	外電復旧 (長期)	高圧電源 故障	DG復旧 (1台)	GTG, 緊急用 M/C, 電源車	RHR-A	RHR-B	RHR-C	FPC	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ		
																						209	-		
																							210	-	
																							211	-	
																							212	-	
																							213	-	
																							214	-	
																							215	-	
																							216	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							217	-	
																							218	-	
																							219	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							220	-	
																							221	-	
																							222	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							223	-	
																							224	-	
																							225	燃料損傷	崩壊熱除去機能喪失
																							226	-	
																							227	燃料損傷	全交流電源喪失喪失

図5-4 外部電源喪失_ウエル満水,PG閉,(TE8)(POS-B3)

直流電源 確保失敗 (TE9)	低圧電源 融通(短 期)	DG起動 (短期)	低圧電源 融通(長 期)	外電復旧 (長期)	DG起動 (長期)	GTG 系 緊急用 M/C 電源系	RHR-A	RHR-B	RHR-C	CUW	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	注水系復 旧	消火ポン プ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
																						228	-	
																						229	燃料損傷	全交流電源喪失

図5-5 外部電源喪失_ウェル満水,PG閉,(TE9)(POS-B3)

冷却材流出(RIP点検時)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
													1	-	
													2	-	
													3	-	
													4	-	
													5	-	
													6	-	
													7	-	
													8	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													9	-	
													10	-	
													11	-	
													12	-	
													13	-	
													14	-	
													15	-	
													16	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													17	燃料損傷	原子炉冷却材の流出

図6-1 RIP点検

冷却材流出(CRD点検時)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
													1	-	
													2	-	
													3	-	
													4	-	
													5	-	
													6	-	
													7	-	
													8	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													9	-	
													10	-	
													11	-	
													12	-	
													13	-	
													14	-	
													15	-	
													16	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													17	燃料損傷	原子炉冷却材の流出

図7-1 CRD点検

冷却材流出(LPRM点検時)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
													1	-	
													2	-	
													3	-	
													4	-	
													5	-	
													6	-	
													7	-	
													8	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													9	-	
													10	-	
													11	-	
													12	-	
													13	-	
													14	-	
													15	-	
													16	燃料損傷	原子炉冷却材の流出
													17	燃料損傷	原子炉冷却材の流出

図8-1 LPRM点検

冷却材流出(CUWブロー)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	MUWC	SPCU	HPCF-B	HPCF-C	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	消火ポンプ	MUWP	消防車	No.	最終状態	事故シーケンスグループ
	1	-													
	2	-													
	3	-													
	4	-													
	5	-													
	6	-													
	7	-													
	8	燃料損傷													
	9	燃料損傷													原子炉冷却材の流出

図9-1 CUWブロー

停止時 PRA 及び出力運転時 PRA における余裕時間を考慮した
診断操作失敗確率の設定について

停止時 PRA において、原子炉ウェル満水時の点検に伴う冷却材流出事象の認知失敗確率はその診断が容易であり認知に失敗することが考え難い*ことから、ほぼ無視できるものとして分岐確率 を適用している。

停止時 PRA における他の診断操作や出力運転時 PRA における診断操作は余裕時間が比較的長いものも存在するが、必ずしも認知が確実に行われるとは言い難いため、THERP の標準診断曲線を参照して失敗確率を設定している。



停止時 PRA と出力運転時 PRA とのストレスファクタ設定の考え方の違い

停止時の燃料損傷防止策として、緩和設備の中央制御室での手動起動操作、現場の弁の手動操作、現場での注水作業等が考えられる。

を
を設定して
いる。

出力運転時 PRA では“補足説明資料 1.1.1.g-1 ストレスファクタの適用の考え方とその影響”で示すように事象進展が過酷となる ATWS 時の操作や LOCA 時の診断においては運転員にかかる作業負荷が高くなるため、
を設定している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉と 7 号炉の比較

1. はじめに

地震 PRA モデルとして、評価条件、地震ハザード、イベントツリー、フォールトツリー及びランダム要因失敗確率（機器故障、人的過誤、共通原因故障等）については柏崎刈羽原子力発電所 6 号炉と 7 号炉は共通であり、6 号炉と 7 号炉の相違点はフラジリティのみである。

そのため 6 号炉と 7 号炉の炉心損傷頻度等の評価結果の差について、フラジリティの比較の観点から分析を実施した。

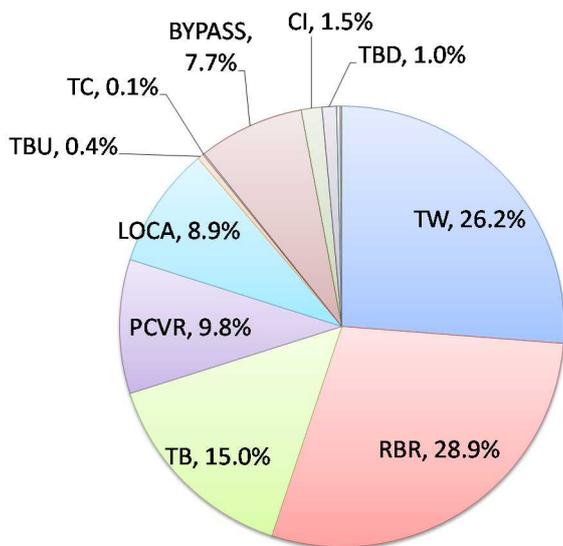
2. 炉心損傷頻度の比較

全炉心損傷頻度は、6 号炉が 1.2×10^{-5} / 炉年（点推定値）、7 号炉が 1.5×10^{-5} / 炉年（点推定値）であり、おおむね同等な結果となっている。ただし、炉心損傷シーケンス別に炉心損傷頻度を比較すると 6 号炉と 7 号炉の間で差異が見受けられることから、それらの差異について要因分析を実施した。（炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度 第 1 図、第 1 表及び第 2 図参照）

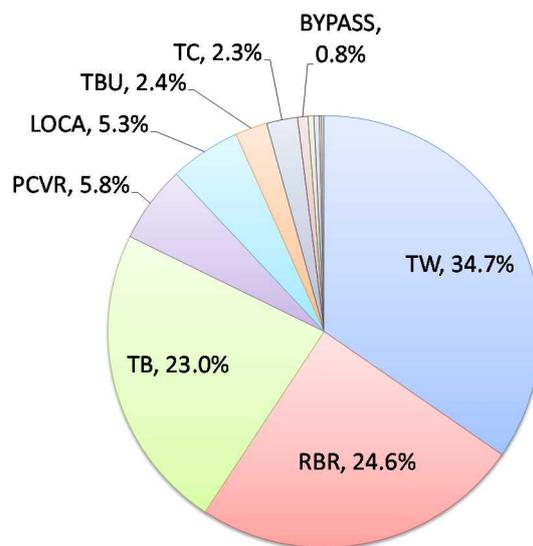
炉心損傷シーケンスの中で、炉心損傷頻度の相対的な差が大きい格納容器バイパスシーケンスでは、全炉心損傷頻度は 6 号炉が 9.6×10^{-7} [/ 炉年]、7 号炉が 1.2×10^{-7} [/ 炉年] である。格納容器バイパスの主要なシナリオは、低耐震クラス配管等と隔離弁の同時損傷によるものであるが、6 号炉で炉心損傷頻度への寄与の大きい原子炉給水隔離弁の HCLPF（High confidence of low probability of failure）が 1.20[G] なのに対し、7 号炉で炉心損傷頻度への寄与の大きい CUW 吸込ライン隔離弁では 1.73[G] となっており、このフラジリティの差が炉心損傷頻度の差の要因となっている。さらに 6 号炉では主蒸気隔離弁の損傷確率が大きい（6 号炉 HCLPF 1.44[G]、7 号炉 HCLPF 2.12[G]）ことも、6 号炉の炉心損傷頻度評価結果が大きい要因となっている。

各炉心損傷シーケンスについて、主要な事故シナリオの比較、炉心損傷頻度への寄与が大きい機器、フラジリティ評価の差異理由等を別添 1 に示す。

以 上



(6号炉)

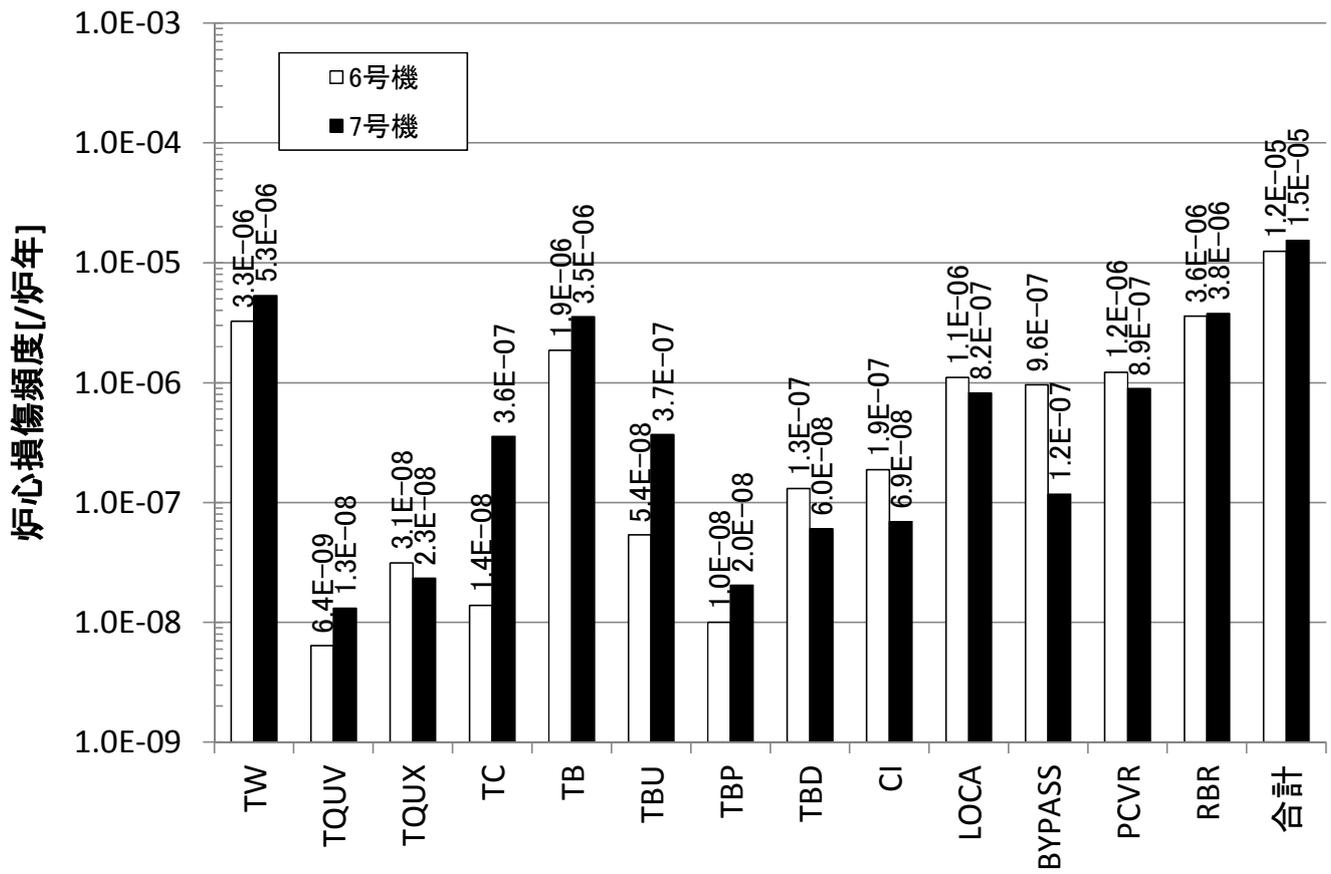


(7号炉)

第1図 6号及び7号炉の炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度 (点推定値)

第1表 6号及び7号炉の炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度 (点推定値)

炉心損傷シーケンス	6号炉		7号炉	
	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合	炉心損傷頻度 [/炉年]	寄与割合
崩壊熱除去失敗 (TW)	3.3E-6	26.2%	5.3E-6	34.7%
建屋・構築物 (R/B) の損傷 (RBR)	3.6E-6	28.9%	3.8E-6	24.6%
電源喪失 (TB)	1.9E-6	15.0%	3.5E-6	23.0%
建屋・構築物 (RPV・PCV) の損傷 (PCVR)	1.2E-6	9.8%	8.9E-7	5.8%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (LOCA)	1.1E-6	8.9%	8.2E-7	5.3%
電源喪失 (TBU)	5.4E-8	0.4%	3.7E-7	2.4%
未臨界確保失敗 (TC)	1.4E-8	0.1%	3.6E-7	2.3%
原子炉格納容器バイパス (BYPASS)	9.6E-7	7.7%	1.2E-7	0.8%
計測・制御系喪失 (CI)	1.9E-7	1.5%	6.9E-8	0.4%
電源喪失 (TBD)	1.3E-7	1.0%	6.0E-8	0.4%
高圧注水失敗, 減圧失敗 (TQUX)	3.1E-8	0.3%	2.3E-8	0.2%
電源喪失 (TBP)	1.0E-8	0.1%	2.0E-8	0.1%
高圧注水失敗, 低圧注水失敗 (TQUV)	6.4E-9	0.1%	1.3E-8	0.1%
合計	1.2E-5	100%	1.5E-5	100%



第2図 6号及び7号炉の炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度の比較

【TW シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	3.3×10^{-6} [/炉年]	5.3×10^{-6} [/炉年]		機器名称	HCLPF [G]		備考
主要な事故シナリオ	「過渡事象」時にスクラム、圧力制御及び HPCF による炉心注水に成功後、RHR による原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗するシナリオ	同左	7号炉の主要な事故シナリオでは、「RHR 弁」、「RHR/LPFL 共通弁」、「RHR 配管」の地震要因基事象が炉心損傷頻度に占める割合が大きいですが、いずれの HCLPF も6号炉の方が大きいことが、6号炉の炉心損傷頻度が小さくなる要因となっている。		6号炉	7号炉	
				RHR 弁	1.60	1.13	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				RHR/LPFL 共通弁	1.60	1.13	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				RHR 配管	1.84	1.15	配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる

【TQUV シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	6.4×10^{-9} [/炉年]	1.3×10^{-8} [/炉年]		機器名称	HCLPF [G]		備考
主要な事故シナリオ	「過渡事象」時に圧力制御成功又は S/R 弁再閉鎖失敗後、高圧注水機能（圧力制御成功時は HPCF 及び RCIC, S/R 弁再閉鎖失敗時は HPCF）に失敗し、原子炉減圧には成功するが低圧注水機能（LPFL）に失敗し炉心損傷に至るシナリオ	同左	6号炉及び7号炉で炉心損傷頻度への寄与が最も大きい機器の HCLPF を比較すると7号炉 RCW 熱交換器（HCLPF=0.98 [G]）より6号炉 RCW 弁（HCLPF=0.97 [G]）の方がわずかに小さいものの、7号炉は炉心損傷頻度への寄与が大きい機器として RCW 配管（HCLPF=1.11 [G]）があり、カットセット同士の炉心損傷頻度を加算すると7号炉の炉心損傷頻度の方が大きくなる。		6号炉	7号炉	
				RCW 熱交換器	1.46	0.98	機器の構造がプラント間で異なる
				RCW 弁	0.97	1.56	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				RCW 配管	2.37	1.11	配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる

【TQUX シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	3.1×10^{-8} [/炉年]	2.3×10^{-8} [/炉年]		機器名称	HCLPF [G]		備考
主要な事故シナリオ	「過渡事象」時に、圧力制御成功後、高圧注水機能 (HPCF 及び RCIC) に失敗し、さらに原子炉減圧に失敗することで原子炉への注水不能となり炉心損傷に至るシナリオ	同左	6号炉の炉心損傷頻度の方が大きいのは、高圧注水機能及び原子炉減圧機能に関連する地震要因基事象のHCLPFが、7号炉より6号炉で小さいことによる。		6号炉	7号炉	
				HPCF 弁	0.94	1.22	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				逃がし安全弁	0.86	1.03	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる

【TC シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	1.4×10^{-8} [/炉年]	3.6×10^{-7} [/炉年]		機器名称	HCLPF [G]		備考
主要な事故シナリオ	地震により外部電源が喪失することで「外部電源喪失」が発生する。その後のスクラムに失敗して、S/R 弁開放による圧力制御及び HPCF による炉心冷却には成功するが SLC による反応度制御に失敗して炉心損傷に至るシナリオ	地震により外部電源と D/G のサポート系である原子炉補機冷却水系・冷却海水系 (RCW・RSW) が喪失することで「全交流動力電源喪失」が発生する。その後のスクラム失敗により未臨界確保に失敗し炉心損傷に至るシナリオ	スクラム系に関連する要因で、7号炉の CRD 配管、上部格子板より6号炉のシュラウドサポートの HCLPF が大きいため、7号炉の炉心損傷頻度が大きくなっている。 また、6号炉は7号炉に比べて原子炉補機冷却水系・冷却海水系 (RCW・RSW) に関する機器の脆弱性が強く「全交流動力電源喪失 (RCW・RSW 損傷)」の起回事象発生頻度が小さいため、6号炉と7号炉で主要な事故シナリオが異なる。		6号炉	7号炉	
				RCW 熱交換器	1.46	0.98	機器の構造がプラント間で異なる
				RCW 配管	2.37	1.11	配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				CRD 配管	2.62	1.39	配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる

【TB シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器				
炉心損傷頻度	1.9×10 ⁻⁶ [/炉年]	3.5×10 ⁻⁶ [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]		備考	
主要な事故シナリオ	地震により外部電源とD/Gのサポート系である原子炉補機冷却水系・冷却海水系(RCW・RSW)が喪失することで「全交流動力電源喪失」が発生する。 その後のスクラム、S/R弁による圧力制御に成功し、事象初期のRCICによる原子炉注水に成功するものの、サポート系(非常用交流電源及び原子炉補機冷却水系・冷却海水系(RCW・RSW))及び長期水源を確保できないことから継続注水に失敗し炉心損傷に至るシナリオ	同左	6号炉及び7号炉で炉心損傷頻度への寄与が最も大きい機器のHCLPFを比較すると7号炉RCW熱交換器(HCLPF=0.98[G])より6号炉RCW弁(HCLPF=0.97[G])の方がわずかに小さいものの、7号炉は炉心損傷頻度への寄与が大きい機器としてRCW配管(HCLPF=1.11[G])があり、カットセット同士の炉心損傷頻度を加算すると7号炉の炉心損傷頻度の方が大きくなる。	6号炉	7号炉	機器の構造がプラント間で異なる		
				RCW熱交換器	1.46		0.98	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				RCW弁	0.97		1.56	
RCW配管	2.37	1.11	配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる					

【TBU シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器					
炉心損傷頻度	5.4×10 ⁻⁸ [/炉年]	3.7×10 ⁻⁷ [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]		備考		
主要な事故シナリオ	地震により外部電源とD/Gのサポート系である原子炉補機冷却水系・冷却海水系(RCW・RSW)が喪失することで「全交流動力電源喪失」が発生する。その後のスクラム及びS/R弁による圧力制御に成功後、事象初期のRCICによる原子炉注水に失敗し炉心損傷に至るシナリオ	同左	6号炉及び7号炉で炉心損傷頻度への寄与が最も大きい機器のHCLPFを比較すると7号炉RCW熱交換器(HCLPF=0.98[G])より6号炉RCW弁(HCLPF=0.97[G])の方がわずかに小さいものの、7号炉は炉心損傷頻度への寄与が大きい機器としてRCW配管(HCLPF=1.11[G])があり、カットセット同士の炉心損傷頻度を加算すると7号炉の炉心損傷頻度の方が大きくなる。 RCICに関連する要因では、7号炉のCSP周り配管より6号炉のCSP周り配管のHCLPFが大きいため、6号炉の炉心損傷頻度が小さくなる。	6号炉	7号炉	機器の構造がプラント間で異なる			
				RCW熱交換器	1.46		0.98	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる	
				RCW弁	0.97		1.56		
				RCW配管	2.37		1.11		配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				CSP周り配管	1.35		1.05		配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる

【TBP シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	1.0×10^{-8} [/炉年]	2.0×10^{-8} [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]		備考
主要な事故シナリオ	地震により外部電源とD/Gのサポート系である原子炉補機冷却水系・冷却海水系(RCW・RSW)が喪失することで「全交流動力電源喪失」が発生する。その後のスクラム及びS/R弁による圧力制御には成功するが、S/R弁の再閉鎖に失敗し、炉心損傷に至るシナリオ	同左	6号炉及び7号炉で炉心損傷頻度への寄与が最も大きい機器のHCLPFを比較すると7号炉RCW熱交換器(HCLPF=0.98[G])より6号炉RCW弁(HCLPF=0.97[G])の方がわずかに小さいものの、7号炉は炉心損傷頻度への寄与が大きい機器としてRCW配管(HCLPF=1.11[G])があり、カットセット同士の炉心損傷頻度を加算すると7号炉の炉心損傷頻度の方が大きくなる。		6号炉	7号炉	
				RCW熱交換器	1.46	0.98	機器の構造がプラント間で異なる
				RCW弁	0.97	1.56	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				RCW配管	2.37	1.11	配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる

【TBD シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	1.3×10^{-7} [/炉年]	6.0×10^{-8} [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]		備考
主要な事故シナリオ	直流電源系が損傷し、ほぼ全ての安全機能の制御機能が喪失することから直接炉心損傷に至るシーケンス	同左	7号炉より6号炉の電線管のHCLPFが小さいため、6号炉の炉心損傷頻度が大きくなる。		6号炉	7号炉	
				電線管	1.51	1.66	プラント間で大きな差違なし
				ケーブルトレイ	1.95	2.72	ケーブルトレイ及びケーブルトレイ支持構造物の配置がプラント間で異なる

【CI シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器				
炉心損傷頻度	1.9×10^{-7} [/炉年]	6.9×10^{-8} [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]		備考	
主要な事故シナリオ	計装・制御系が損傷し、プラントの監視及び制御が不能に陥り直接炉心損傷に至るシーケンス	同左	6号及び7号炉のコントロール建屋(C/B)より6号炉のバイタル交流電源装置、交流120Vバイタル分電盤のHCLPFが小さいため、6号炉の炉心損傷頻度が大きくなる。		6号炉	7号炉		鉛直方向の機能確認済加速値がプラント間で異なる
				バイタル交流電源	1.59	2.05	鉛直方向の機能確認済加速値がプラント間で異なる	
				交流120Vバイタル分電盤	1.59	2.05		
				コントロール建屋(C/B)	1.67	1.67	—	

【LOCA シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器		
炉心損傷頻度	1.1×10^{-6} [/炉年]	8.2×10^{-7} [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]	
主要な事故シナリオ	原子炉格納容器内にある一次系配管の大規模な破断により Excessive LOCAが発生し直接炉心損傷に至るシナリオ	同左	7号炉より6号炉の格納容器内配管のHCLPFが小さいため、6号炉の炉心損傷頻度が大きくなる。		6号炉	7号炉
				格納容器内配管	1.10	1.15

【BYPASS シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	9.6×10 ⁻⁷ [/炉年]	1.2×10 ⁻⁷ [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]		備考
主要な事故シナリオ	原子炉給水ライン隔離弁の上流側設備（耐震 Bクラスの配管又はタービン関連設備）が地震により破断し、通常開状態である隔離弁が地震により同時損傷（隔離機能喪失）した場合にバイパス破断が発生し直接炉心損傷に至るシナリオ	CUW 吸込ライン隔離弁の下流側設備（耐震 Bクラスの配管）が地震により破断し、通常開状態である隔離弁が地震により同時損傷（隔離機能喪失）した場合にバイパス破断が発生し直接炉心損傷に至るシナリオ	7号炉の CUW 吸込ライン隔離弁より 6号炉の原子炉給水ライン隔離弁及び主蒸気隔離弁の HCLPF が小さいため、6号炉の炉心損傷頻度が大きくなる。		6号炉	7号炉	
				CUW 吸込ライン隔離弁	2.59	1.73	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				原子炉給水ライン隔離弁	1.20	2.14	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				主蒸気隔離弁	1.44	2.12	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
				RHR 停止時冷却隔離弁	1.60	1.13	弁が設置される配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる
	主蒸気隔離弁の下流側設備（耐震 Bクラスの配管又はタービン関連設備）が地震により破断し、通常開状態である隔離弁が地震により同時損傷（隔離機能喪失）した場合にバイパス破断が発生し直接炉心損傷に至るシナリオ	通常閉状態である RHR 停止時冷却隔離弁及びその下流側の低圧設計配管が地震により同時損傷した場合に ISLOCA が発生し、直接炉心損傷に至るシナリオ		RHR 配管	1.84	1.15	配管及び配管支持構造物の配置がプラント間で異なる

【PCVR シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	1.2×10^{-6} [/炉年]	8.9×10^{-7} [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]		備考
主要な事故シナリオ	原子炉格納容器又は原子炉圧力容器が損傷し、直接炉心損傷に至るシーケンス	同左	原子炉冷却材再循環ポンプ貫通孔		6号炉	7号炉	
			7号炉より6号炉のRPVペDESTALのHCLPFが小さいため、6号炉の炉心損傷頻度が大きくなる。さらに、6号炉の原子炉冷却材再循環ポンプ貫通孔のHCLPFが小さいことによっても、6号炉の炉心損傷頻度が大きくなる。	RPVペDESTAL	1.22	1.24	プラント間で大きな差違なし

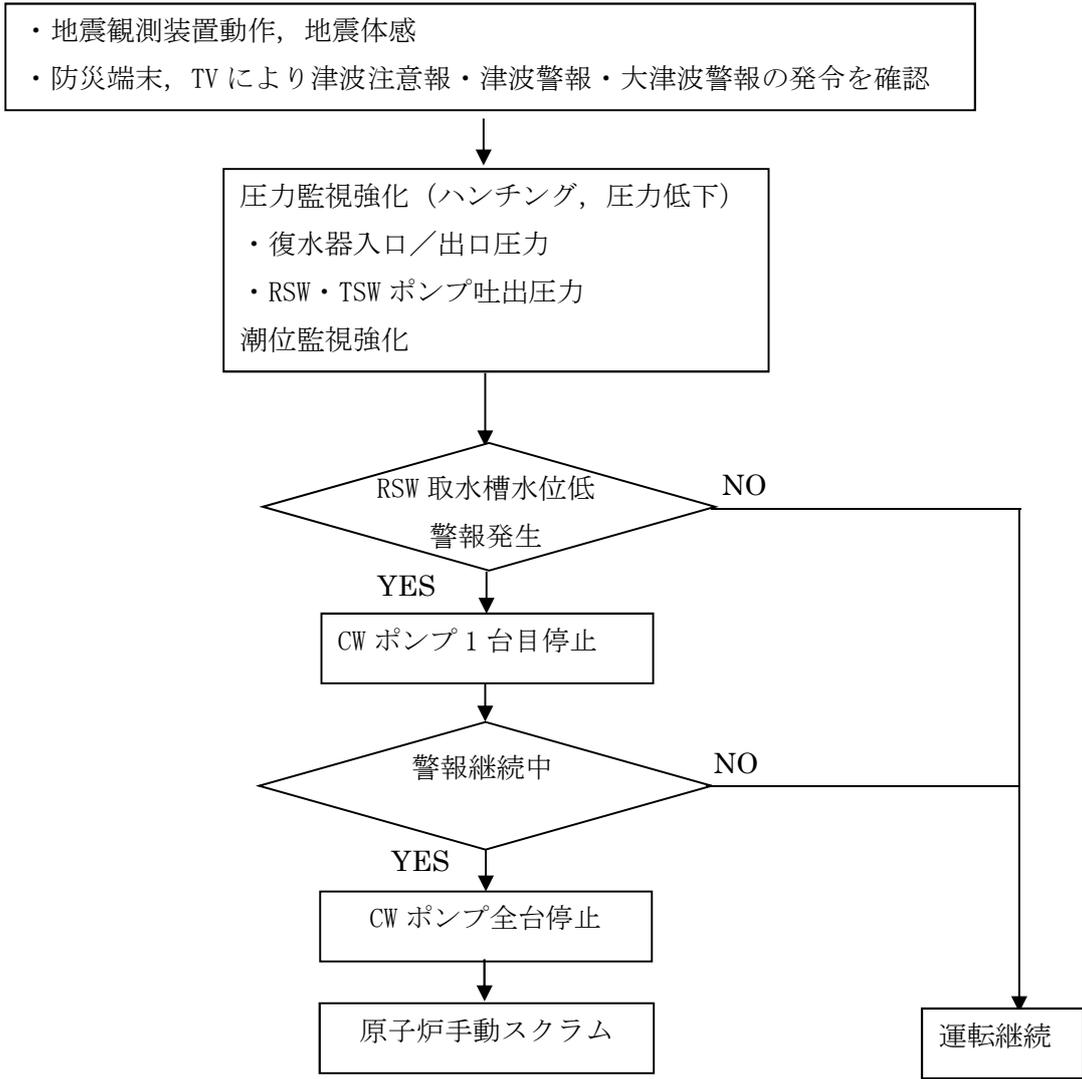
【RBR シーケンス】

	6号炉	7号炉	主要な事故シナリオの比較分析	炉心損傷頻度への寄与が大きな機器			
炉心損傷頻度	3.6×10^{-6} [/炉年]	3.8×10^{-6} [/炉年]		機器名称	HCLPF[G]		備考
主要な事故シナリオ	原子炉建屋が損傷し、建屋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直接炉心損傷に至るシーケンス	同左	原子炉建屋(R/B)		6号炉	7号炉	
			炉心損傷頻度への寄与が大きい原子炉建屋基礎地盤すべり線のフラジリティは6号炉及び7号炉で共通なため、6号炉及び7号炉間の炉心損傷頻度の差が小さい。 6号炉の炉心損傷頻度の方がわずかに小さいのは、6号炉原子炉建屋のHCLPFが7号炉より大きいことに起因している。		1.70	1.44	

プラント停止の手順について

震源の近い地震によって津波が引き起こされる場合、地震加速度大のインターロックによりスクラムし、プラントは自動停止すると考えられる。震源が遠い地震等プラントでの地震加速度が小さく、自動スクラムに至らない場合に原子炉を手動停止する手順について以下に示す。

事故時運転操作手順書（事象ベース）では、津波発生時の手順を次のように定めている。津波注意報／警報／大津波警報が発令された場合、原子炉補機冷却海水系の取水槽（以下「RSW 取水槽」という。）の液位監視や循環水ポンプ（以下「CW ポンプ」という。）、原子炉補機冷却海水ポンプ（以下「RSW ポンプ」という。）のパラメータ監視を強化する。RSW 取水槽の液位が低下、あるいは RSW ポンプの吐出圧力がハンチングした場合には、RSW ポンプの水位確保のため、CW ポンプを 1 台停止する。停止後も、RSW 取水槽の液位や RSW ポンプの吐出圧力が回復しない場合、さらに残り 2 台の CW ポンプを停止させ、同時に手動スクラム操作を行う。その結果プラントは停止状態となる。（第 1 図参照）



第1図 津波発生時の原子炉手動停止手順

確率論的津波ハザード評価に関する検討

目次

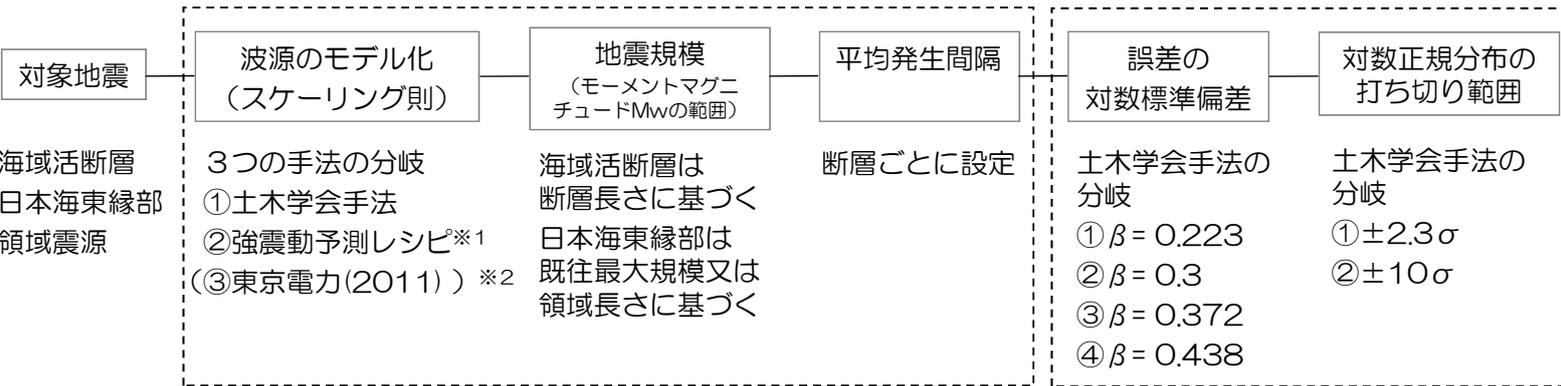
- | | |
|----------------------|-----------|
| 1. 確率論的津波ハザード評価の全体方針 | : p.2 |
| 2. 敷地周辺海域の活断層による津波 | : p.3~7 |
| 3. 日本海東縁部の地震による津波 | : p.8~12 |
| 4. 潮位の考慮 | : p.13 |
| 5. 津波ハザード曲線の評価結果 | : p.14 |
| 6. フラクタイルハザード曲線の評価結果 | : p.15~17 |

1. 確率論的津波ハザード評価の全体方針

- 確率論的津波ハザードの検討にあたっては、地震による津波を検討対象とし、解析手順は日本原子力学会(2012)・土木学会(2011) (以下「土木学会手法」という。)に基づき実施した。
- 検討対象の地震は、敷地周辺海域の活断層に想定される地震と、日本海東縁部に想定される地震とした。
- 認識論的不確かさとして、地震規模、平均発生間隔、波源のモデル化等を考慮した。
- 偶然的な不確かさとして、津波水位のばらつきの分布を対数正規分布として考慮した。
- ロジックツリーは、日本原子力学会(2012)・土木学会手法を参考とし、2011年東北地方太平洋沖地震後の知見を反映して設定した。

認識論的不確かさ

偶然的な不確かさ



※1 地震調査研究推進本部 (2016)
 ※2 日本海東縁部のみ

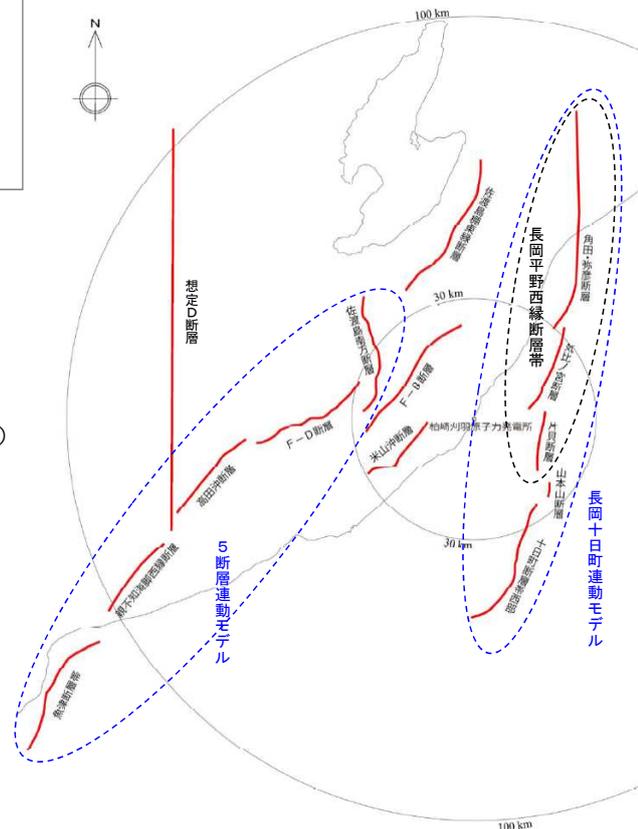
ロジックツリーの概要

補足1.2.2.b-1-2

2. 敷地周辺海域の活断層による津波

- 基準津波の検討において考慮した、敷地周辺海域における活断層調査結果に基づく地震及び連動の不確かさを考慮した地震について検討対象とした。
- 確率論の方がより広汎なモデルを考慮することとし、連動の不確かさで考慮する断層を長くするとともに、四省庁*の想定D断層を検討対象に加えた。

- 断層調査結果に基づく地震
 - F-D断層～高田沖断層
 - F-B断層
 - 米山沖断層
 - 佐渡島南方断層
 - 佐渡島棚東縁断層
 - 長岡平野西縁断層帯 (角田・弥彦断層～気比ノ宮断層～片貝断層)
- 連動の不確かさ
 - 長岡十日町連動モデル
 - 長岡平野西縁断層帯～山本山断層～十日町断層帯西部
 - 5断層連動モデル
 - 佐渡島南方断層～F-D断層～高田沖断層
 - ～親不知海脚西縁断層～魚津断層帯
- 連動の不確かさ (確率論のみ)
 - 6断層連動モデル
 - 佐渡島南方断層～F-B断層
 - ～F-D断層～高田沖断層
 - ～親不知海脚西縁断層～魚津断層帯
- 既往モデル (確率論のみ)
 - 四省庁*想定D断層



敷地周辺海域の活断層分布図

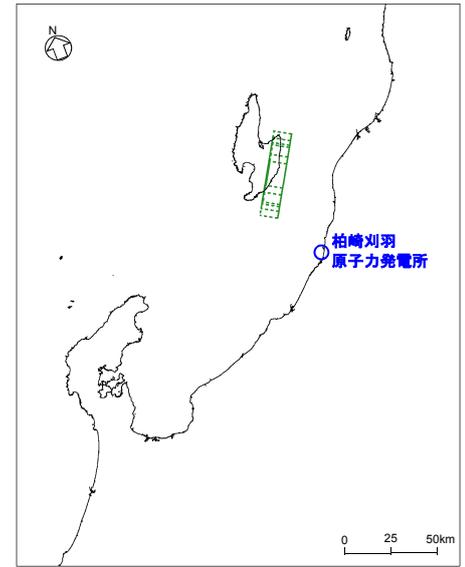
* 四省庁：農林水産省構造改善局・農林水産省水産庁・運輸省港湾局・建設省河川局 (1996)

補足1.2.2.b-1-3

2. 1 断層調査結果に基づく地震（1）

■ 敷地周辺海域における活断層調査結果に基づく地震（連動を考慮しないケース）について、佐渡島棚東縁断層の例を示す。

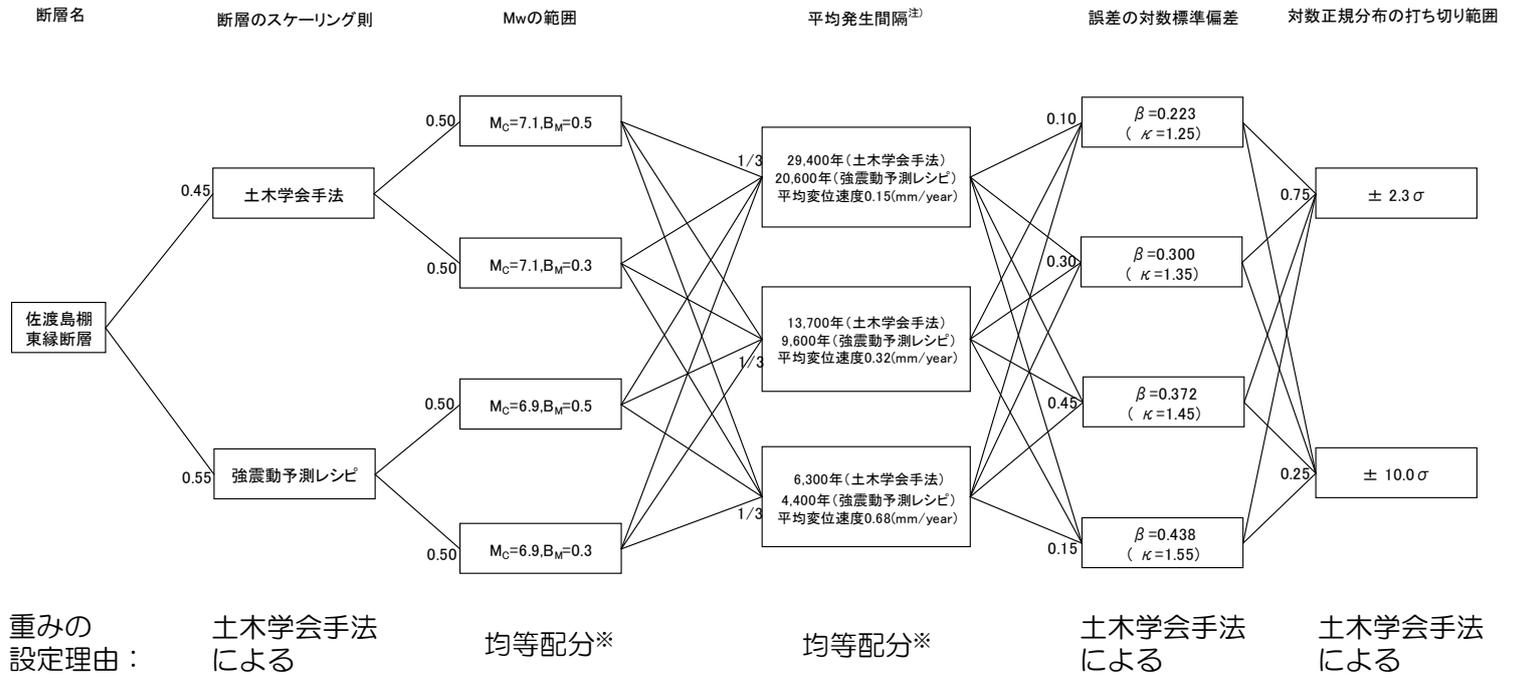
- 日本原子力学会（2012）・土木学会手法に基づき検討した。
- ロジックツリーを次ページに示す。



断層モデルの位置
(佐渡島棚東縁断層)

補足1. 2. 2. b-1-4

2. 1 断層調査結果に基づく地震（2）



注) 平均発生間隔は、Mw範囲が0.3の場合の値

※ 重みの判断が困難な場合は、日本原子力学会（2012）を踏まえ均等配分
枠の添数字は分岐の重み

M_C ：モーメントマグニチュードの中央値

B_M ：マグニチュードの不確かさの幅

佐渡島棚東縁断層のロジックツリー

補足1. 2. 2. b-1-5

2. 2 連動の不確かさ：長岡十日町連動モデル

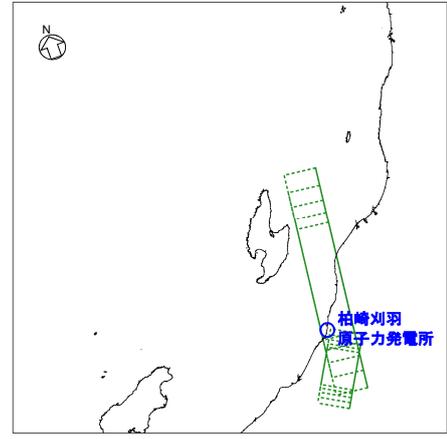
■ 連動を考慮するケースのうち、長岡平野西縁部断層帯（角田・弥彦断層，気比ノ宮断層，片貝断層）及び十日町断層帯西部の連動モデルの検討内容を示す。

- 断層連動に関するロジックツリーの他は、日本原子力学会（2012）・土木学会手法に基づき検討した。
- 断層連動に関するロジックツリーを以下に示す。

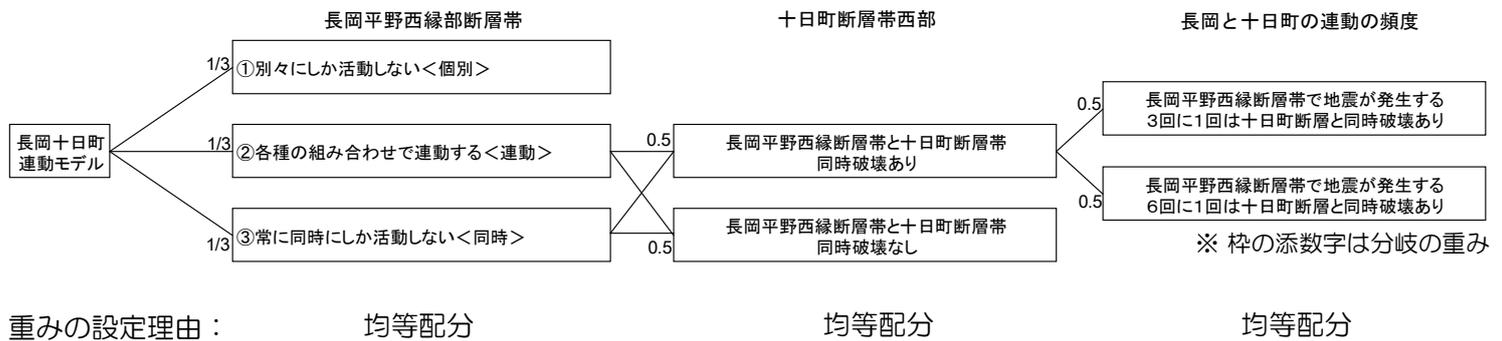
<分岐①の断層モデル>
「角田・弥彦断層」，「気比ノ宮断層」，
「片貝断層」

<分岐③の断層モデル>
「角田・弥彦+気比ノ宮+片貝断層」

<分岐②の断層モデル>
(1) 「角田・弥彦断層」，「気比ノ宮断層」，「片貝断層」
(2) 「角田・弥彦+気比ノ宮断層」，「片貝断層」
(3) 「角田・弥彦断層」，「気比ノ宮+片貝断層」
(4) 「角田・弥彦+気比ノ宮+片貝断層」



断層モデルの位置



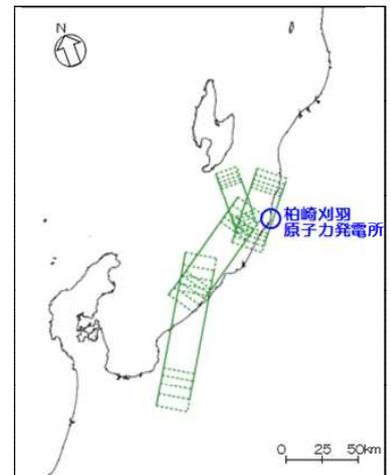
断層連動に関するロジックツリー（長岡十日町連動モデル）

補足1. 2. 2. b-1-6

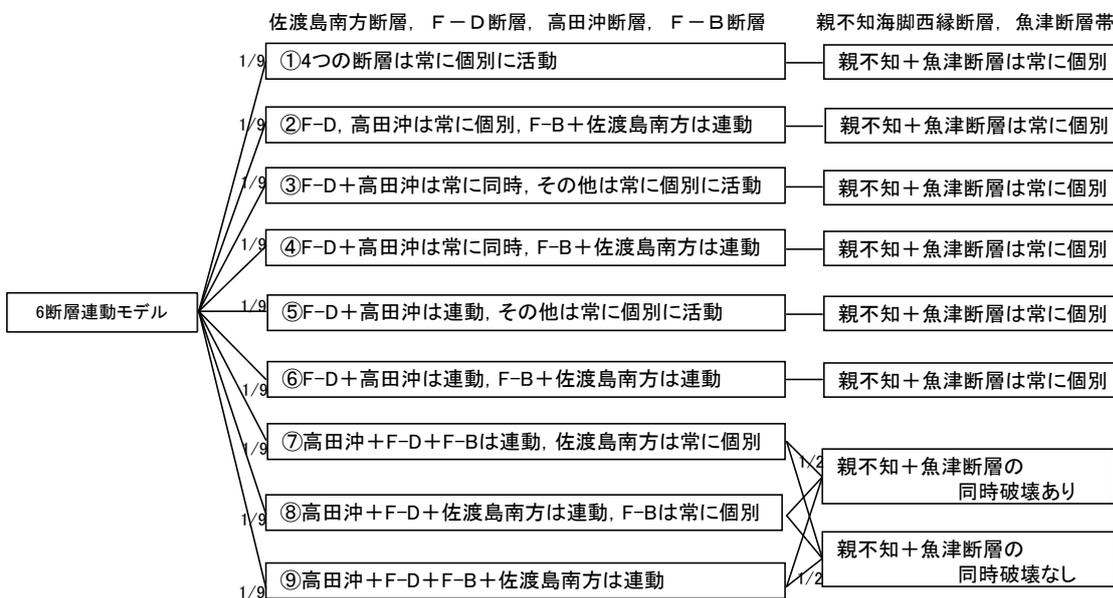
2. 3 連動の不確かさ：海域の活断層連動モデル

■ 連動を考慮するケースのうち、5断層連動モデルおよび不確かさを考慮した6断層連動モデル（佐渡島南方断層・F-B断層・F-D断層・高田沖断層・親不知海脚西縁断層・魚津断層帯）の検討内容を示す。

- 断層連動に関するロジックツリーの他は、日本原子力学会（2012）・土木学会手法（2011）に基づき検討した。
- 断層連動に関するロジックツリーを以下に示す。



断層モデルの位置
（6断層連動モデル）



※ 枠の添数字は分岐の重み

「連動」は個別活動と同時活動の組合せ

断層連動に関するロジックツリー（海域の活断層連動）

補足1. 2. 2. b-1-7

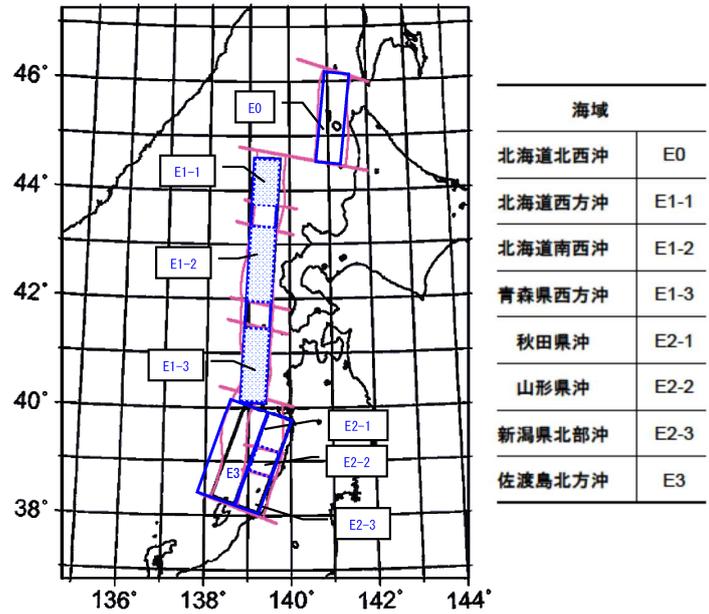
3. 日本海東縁部の地震による津波（1）

■ 日本海東縁部に想定される地震は、地震調査研究推進本部（2003），土木学会手法等の知見に基づき，活動域区分を設定する。

日本海東縁部の大地震活動域の既往最大Mw

海域	発生年	津波モデルのMw	既往最大Mw (=Mmax)	「地震本部」による地震規模(信頼度)
北海道北西沖 (E0)	なし	—	—	M7.8程度(D)
北海道西方沖 (E1-1)	1940	7.7	7.7	M7.5前後(B)
北海道南西沖 (E1-2)	1993	7.8	7.8	M7.8前後(B)
青森県西方沖 (E1-3)	1983	7.7	7.7	M7.7前後(B)
秋田県沖 (E2-1)	なし	—	—	M7.5程度(C)
山形県沖 (E2-2)	1833	7.8	7.8	M7.7前後(B)
新潟県北部沖 (E2-3)	1964	7.5	7.5	M7.5前後(B)
佐渡島北方沖 (E3)	なし	—	—	M7.8程度(D)

土木学会（2011）を編集



土木学会（2011）

日本海東縁部海域の大地震活動域区分

補足1.2.2.b-1-8

3. 日本海東縁部の地震による津波（2）

■ 日本海東縁部に想定される地震の平均発生間隔分布の考え方は、地震調査研究推進本部（2003）に基づき設定された，土木学会手法を用いる。

地震調査研究推進本部（2003）による平均発生間隔と本検討における平均発生間隔分布の考え方

海域	平均発生間隔(推本)	根拠	分布の考え方
北海道北西沖	3900 年程度	約 2100 年前と約 6000 年前に 2 個のイベント	発生間隔データ 1 個
北海道西方沖	1400 ~ 3900 年程度	(連続性)	一様分布 (1400-3900)
北海道南西沖	500 ~ 1400 年程度	6 個のイベントの平均が約 1400 年	一様分布 (500-1400)
青森県西方沖	500 ~ 1400 年程度	3 個のイベントの平均が約 500 年	一様分布 (500-1400)
秋田県沖	1000 年程度以上	(2列への配分)	一様分布 (1000-1500)
山形県沖	1000 年程度以上	(2列への配分)	一様分布 (1000-1500)
新潟県北部沖	1000 年程度以上	(2列への配分)	一様分布 (1000-1500)
佐渡島北方沖	500 ~ 1000 年程度	中嶋 (2003)	一様分布 (500-1000)

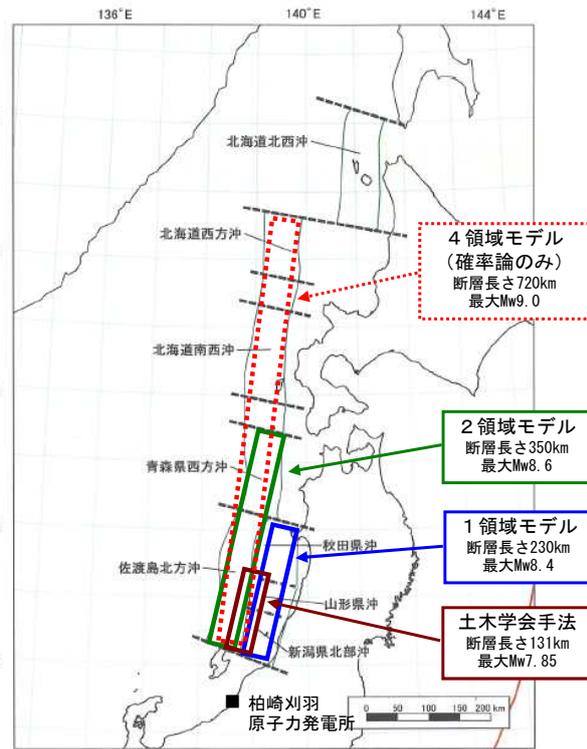
土木学会（2011）

補足1.2.2.b-1-9

3. 日本海東縁部の地震による津波 (3)

- 日本海東縁部に想定される地震の規模は、土木学会手法を基本とした。
- 基準津波の検討において考慮した、地震調査研究推進本部(2003)の評価対象領域の区分における、1領域モデル(基本モデル)及び2領域モデル(地震規模の不確かさ考慮モデル)による地震を検討対象とした。
- 確率論の方がより広汎なモデルを考慮することとし、連動の不確かさで考慮する断層を長くした地震を検討対象に加えた*。

- 既往最大規模
- 土木学会手法のモデル
 - 確率論 E2領域全体同時破壊なし
- 連動の不確かさ
- 基準津波の基本モデル (1領域モデル)
 - 確率論 E2領域全体同時破壊モデル
 - 基準津波の不確かさ考慮モデル (2領域モデル)
 - 確率論 E3+E1-3領域全体同時破壊モデル
 - 確率論 E1-1+E1-2領域全体同時破壊モデル
- 連動の不確かさ (確率論のみ)
- さらなる不確かさ考慮モデル (4領域モデル) *
 - 確率論 E3+E1領域全体同時破壊モデル



地震調査研究推進本部(2003)に加算

日本海東縁部の波源モデル

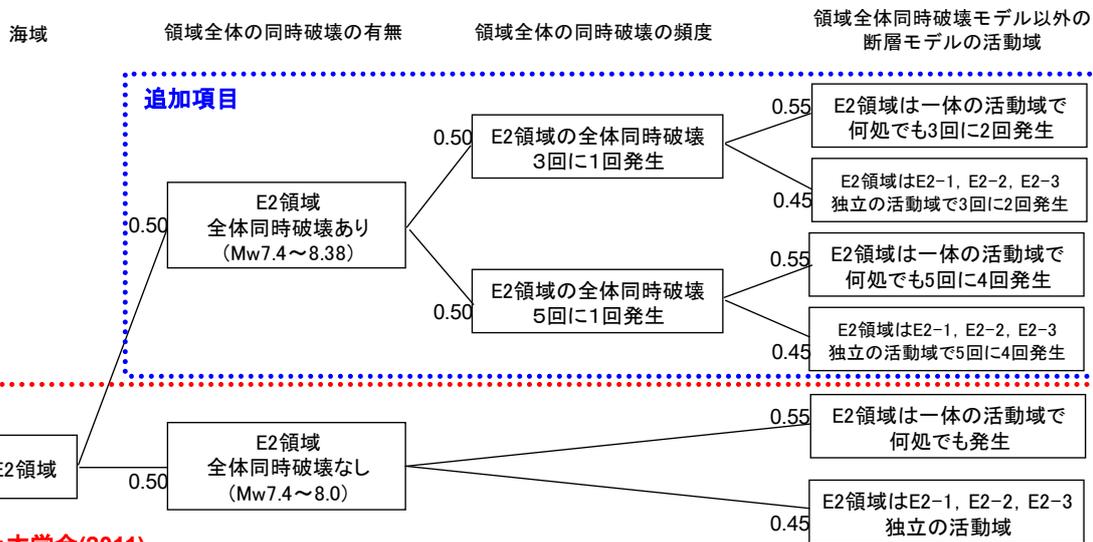
補足1.2.2.b-1-10

* 確率論においては、領域の連動(地震規模)についてさらなる不確かさを考慮したモデルを加えることとし、佐渡島北方沖~青森県西方沖~北海道南西沖~北海道西方沖の4領域が一度の地震で活動するものとして断層長さを設定したモデルを検討対象に加えた。

3.1 日本海東縁部：E2領域

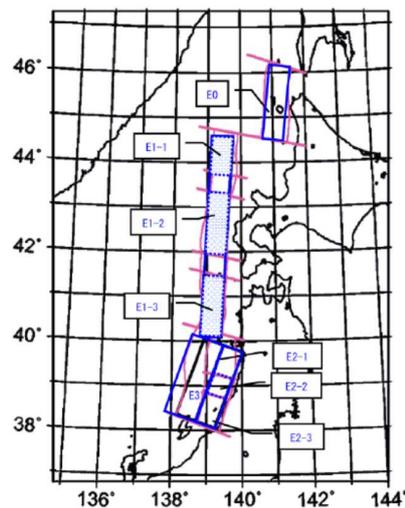
- 日本海東縁部に想定される地震による津波のうち、E2領域の検討内容を示す。

- 土木学会手法(最大Mw8.0)に、「E2領域全体同時破壊(最大Mw8.38)」を考慮する分岐を追加した。
- この他の設定は、日本原子力学会(2012)・土木学会手法に基づき検討した。
- 同時破壊の考え方及び地震規模に関するロジックツリーを以下に示す。



土木学会(2011)

重みの設定理由：
 均等配分 均等配分 土木学会手法による



領域の位置

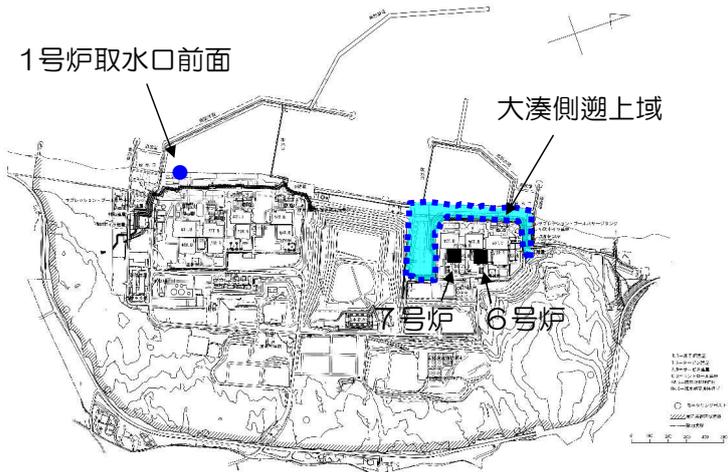
* 枠の添数字は分岐の重み

同時破壊の考え方及び地震規模に関するロジックツリー (日本海東縁部：E2領域)

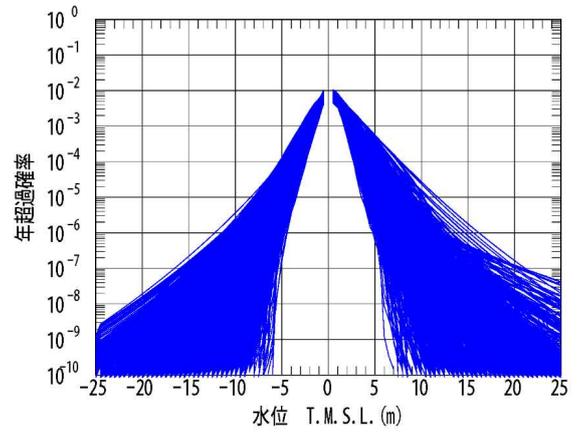
補足1.2.2.b-1-11

5. 津波ハザード曲線の評価結果

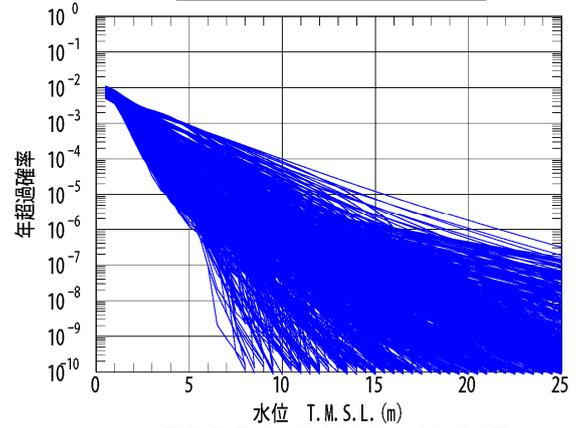
- 取水口前面における津波ハザード曲線の評価は、1号炉前面において算定した。
- 遡上域の評価は、防潮堤前面部の領域内の最大値で評価した。
- フラクタイル曲線は、津波ハザード曲線の総本数から、2,000本を抽出して算出した。



評価位置



2000本のハザード曲線
(1号炉取水口前面)

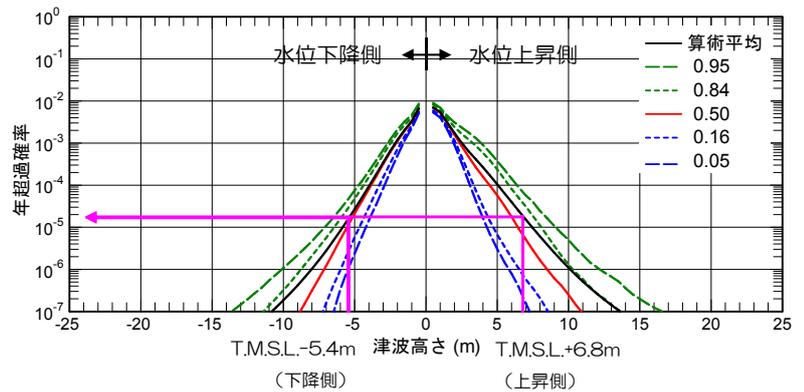


2000本のハザード曲線
(大湊側遡上域)

補足1.2.2.b-1-14

6. フラクタイルハザード曲線の評価結果：(1) 取水口前面

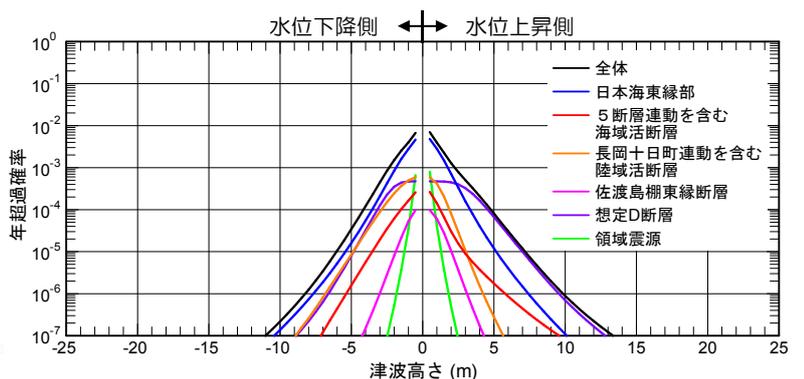
- 取水口前面（1号炉）における津波ハザード曲線（フラクタイルハザード曲線）を算定した。
- 最高水位・最低水位の年超過確率はいずれも $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度である。



フラクタイルハザード曲線（1号炉取水口前面）



評価位置

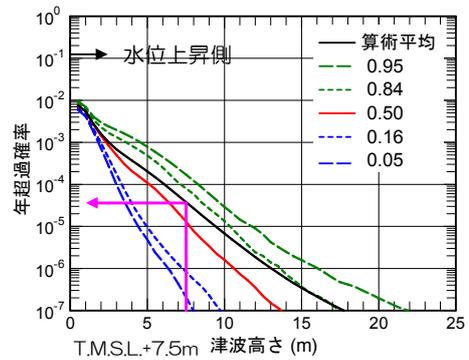


波源ごとの平均ハザード曲線

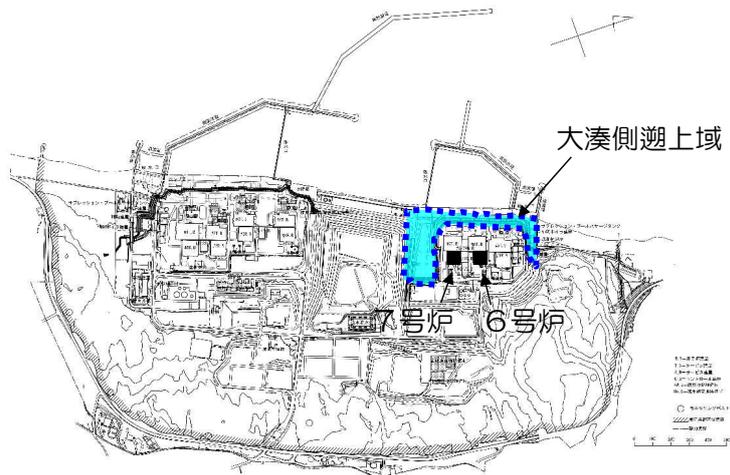
補足1.2.2.b-1-15

6. フラクタイルハザード曲線の評価結果：（2）遡上域

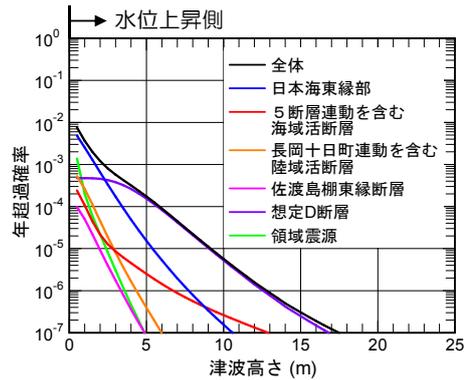
- 遡上域（大湊側）における津波ハザード曲線（フラクタイルハザード曲線）を算定した。
- 遡上域の津波ハザード曲線は、防潮堤前面部の領域内の最大値で算定した。
- 最高水位・最低水位の年超過確率は $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度である。



フラクタイルハザード曲線（大湊側遡上域）



評価位置

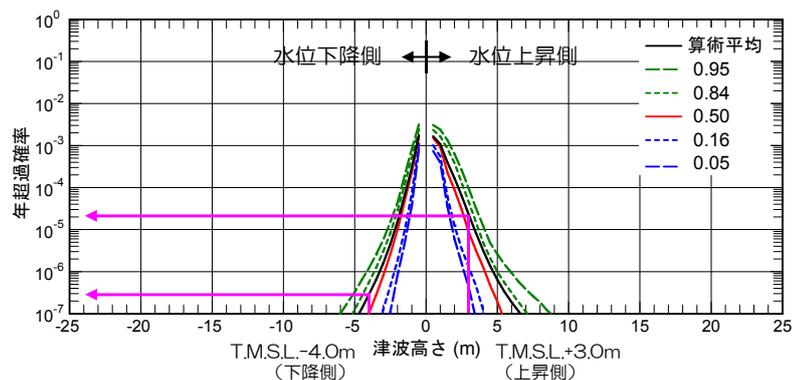


波源ごとの平均ハザード曲線

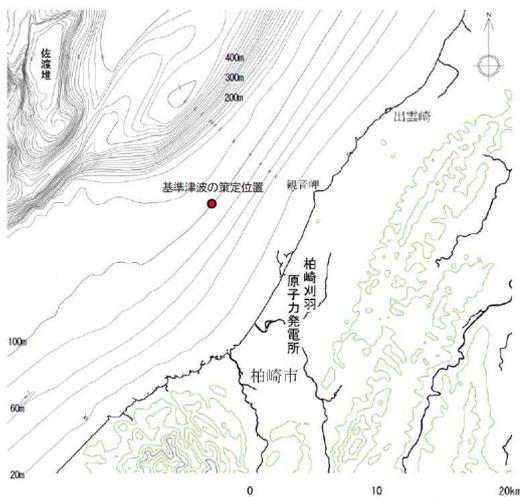
補足1.2.2. b-1-16

6. フラクタイルハザード曲線の評価結果（3）基準津波の策定位置

- 基準津波の策定位置（水深100m，敷地の沖合約7km）における津波ハザード曲線（フラクタイルハザード曲線）を算定した。
- 最高水位の年超過確率は $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度、最低水位の年超過確率は $10^{-6} \sim 10^{-7}$ 程度である。

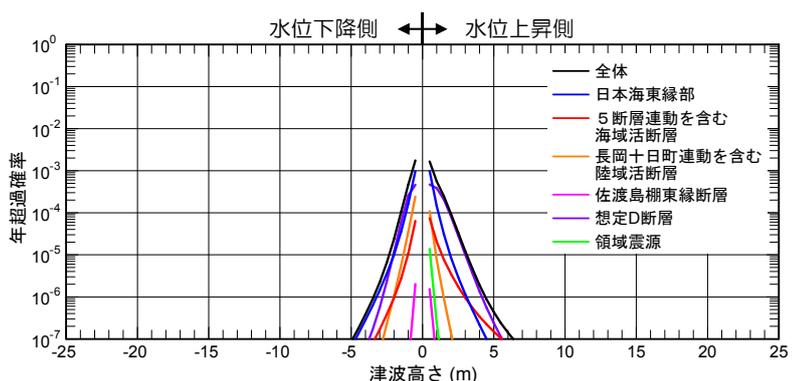


フラクタイルハザード曲線（基準津波策定位置）



評価位置

（水深100m，敷地の沖合約7km）



波源ごとの平均ハザード曲線

補足1.2.2. b-1-17

【参考文献】

- 日本原子力学会（2012）：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，日本原子力学会標準。
- 土木学会（2011）：確率論的津波ハザード解析の方法。
- 東京電力（2011）：福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所における東北地方太平洋沖地震により発生した津波の調査結果に係わる報告，第26回地震、地質・地盤に関する小委員会，地小委26-2号。
- 地震調査研究推進本部（2016）：震源断層を特定した地震の強震動予測手法（「レシピ」）。
- 農林水産省構造改善局・農林水産省水産庁・運輸省港湾局・建設省河川局（1996）：日本海東縁部地震津波防災施設整備計画調査報告書。
- 地震調査研究推進本部（2003）：日本海東縁部の地震活動の長期評価。

引き波の津波PRAへの寄与について

(1) 引き波による水位低下の海水系への影響について

引き波による水位低下が発生すると、原子炉補機冷却海水ポンプ（以下「RSWポンプ」という。）が取水継続できない可能性がある。これは、循環水ポンプ（以下「CWポンプ」という。）やRSWポンプを適切に停止することで回避することができる。この場合、水位回復後に各種緩和系に期待できることから、浸水に伴ってほとんどの緩和系が失われる押し波に比べ、引き波のリスクへの寄与は小さいと考え、津波PRAで評価する起因事象からは引き波を除外している。今回、この引き波の影響について感度解析を行った。

(2) 事故シナリオの同定

引き波の水位に応じた事故シナリオの分析及び、誘発される起因事象を第1表に整理した。また、第1図、第2図に取水路の概要図を示す。

(3) 解析条件

①起因事象については、事故シナリオの分析結果から以下のように設定した。

(a) 津波水位 (T. M. S. L. -2.7m～T. M. S. L. -4.1m)

CWポンプ停止操作に成功した場合、RSWポンプは運転可能な水位であり、全ての非常用炉心冷却系は使用可能であることから、隔離事象を想定した。また、CWポンプ停止操作に失敗した場合、RSWポンプが取水継続できなくなると仮定し、起因事象として最終ヒートシンク喪失を設定した。

(b) 津波水位 (T. M. S. L. -4.1m以下)

津波水位T. M. S. L. -4.1m以下では、RSWポンプ運転限界水位に到達するた

め、起因事象として最終ヒートシンク喪失を設定した。

②敷地周辺海域の活断層の地震による津波（以下「近地津波」という。）と日本海東縁部に想定される地震による津波（以下「遠地津波」という。）では、想定波源が異なるため津波の到達時間には差があると考えられる。即ち、ポンプ停止操作に対する時間余裕が異なると考えられることから、第2表のとおり近地津波・遠地津波の発生頻度に分けて評価した。

③引き波によるポンプの停止操作に対する運転員の人的過誤確率は内的事象PRAと同様にTHERP手法にて評価した。CWポンプ、RSWポンプの停止操作の人的過誤確率の算出に当たっては、設置許可の入力津波（第3図、第4図）に基づき近地津波では15分、遠地津波では60分の時間余裕を使用した。

④日本海では地理的な特性から、津波が繰返し襲来する可能性がある。津波が連なる場合、停止操作・復旧操作を複数回実施することが考えられるため、2ケースの評価を実施した。ケース1では繰返しを考慮しない人的過誤確率を設定した評価を、ケース2では10回の繰返しを考慮しCWポンプ、RSWポンプの停止・復旧操作の人的過誤確率を10倍に設定した評価を実施した。

（4）イベントツリーの作成

イベントツリーを第5図及び第6図に示す。起因事象である最終ヒートシンク喪失の発生直後は、原子炉隔離時冷却系（以下「RCIC」という。）が唯一の炉心冷却手段となる。したがって、炉心冷却手段としては、RCICのみに期待することとした。格納容器除熱手段としては、CWポンプ及びRSWポンプの停止操作に成功したケースにおいて、潮位が安定した後、RSWポンプの復旧操作に成功すれば、残留熱除去系に期待できることから、これに期待することとした。

（5）評価結果

引き波による全炉心損傷頻度（以下「CDF」という。）の評価結果を第3表に

示す。

津波の繰り返しを考慮しないケース1では、近地津波、遠地津波の合計のCDFは 3.4×10^{-5} (/炉年) となり、押し波のCDF (2.1×10^{-4} (/炉年)) の16%程度である。起因事象を発生させる-2.7m以下の引き波の発生頻度 (5.1×10^{-4} (/年)) は、4.2m以上の押し波の発生頻度 (2.1×10^{-4} (/年)) に比べ大きい。しかし、引き波の場合、CWポンプやRSWポンプの停止操作に成功すれば各種緩和機能に期待でき、CDFは引き波の発生頻度と使用可能な各緩和設備の失敗確率の積となるが、押し波の場合ではCDFは押し波の発生頻度と等しくなる。このため、押し波に比べ、引き波のCDFは小さい値となる。

引き波の繰り返しを考慮したケース2では、CDFは 6.7×10^{-5} (/炉年) であり、ケース1に比べ約2倍となった。ケース1に比べ増加しているが、これは繰り返しを考慮した人的過誤確率をRSWポンプの停止操作や復旧操作に採用しているためである。押し波に対する割合は31%程度となる。

本評価では、引き波と押し波は独立として評価している。しかし、引き波と押し波が同一の波源で発生する場合、全体のCDFは各CDFの単純な和とはならないと考えられ、引き波の寄与は、本評価よりも小さいものとなると考えられる。

次に、引き波と押し波を合わせた炉心損傷クラスごとのCDFを第4表に、その寄与割合を示す円グラフを第7図、第8図に示す。押し波のみの結果より割合が小さくなるものの、TQUVの寄与割合がケース1の場合で約77%と大きい結果となる。これに続き、引き波の主要な炉心損傷クラスであるTWが約12%となる。

第1表 津波水位と引き波による炉心損傷頻度の評価ケース

:評価対象

津波水位	評価ケース	津波により誘発される起回事象	備考
T. M. S. L. -1.7m 以上	—	起回事象は発生しない	津波による起回事象は発生しないため、評価対象外とする。
T. M. S. L. -1.7m ～ T. M. S. L. -2.7m	—	隔離事象（水位回復後には復水器による除熱も使用可能）	CW ポンプの運転限界水位であり、給復水系や復水器は使用できないものの安全系は使用可能な水位。T. M. S. L. -2.7m以下の事故シナリオに比べ、最終ヒートシンク喪失は発生しないことから、プラントへの影響は小さいものと考えられるため、評価対象外とする。
T. M. S. L. -2.7m ～ T. M. S. L. -4.1m	CW ポンプ停止 <input checked="" type="checkbox"/> 成功対応ケース	隔離事象（水位回復後には復水器による除熱も使用可能）	CW ポンプ停止操作に成功した場合、給復水系や復水器は使用できないものの安全系は使用可能である。T. M. S. L. -1.7m～ -2.7mの事故シナリオと同様に、最終ヒートシンク喪失は発生しないことから、プラントへの影響は小さいものと考えられ、評価対象外とする。
	CW ポンプ停止 <input checked="" type="checkbox"/> 失敗対応ケース	最終ヒートシンク喪失	CW ポンプ停止操作に失敗した場合、取水路射流の発生により大規模な渦と取水槽の水位低下を引き起こし、RSW ポンプが取水継続できなくなることを仮定する。
T. M. S. L. -4.1m 以下	CW ポンプ, RSW ポンプ停止 <input checked="" type="checkbox"/> 成功対応ケース		CW ポンプ停止操作及びRSW ポンプ停止操作に成功した場合、原子炉隔離時冷却系を手動起動し、潮位が安定した後、RSW ポンプの復旧操作（再起動）に成功すればRSW に期待できるものとする。
	CW ポンプ, RSW ポンプ停止 <input checked="" type="checkbox"/> 失敗対応ケース		CW ポンプ停止操作に失敗した場合、RSW 系取水槽水位が回復しないことを想定し、RSW ポンプ停止操作についても必ず失敗するものとする。

第2表 津波水位に対する発生頻度

水位	波源モデル	発生頻度
T. M. S. L. -2.7m~T. M. S. L. -4.1m	海域活断層 (近地津波)	2.2×10^{-4}
	日本海東縁部 (遠地津波)	2.1×10^{-4}
T. M. S. L. -4.1m 以下	海域活断層 (近地津波)	4.5×10^{-5}
	日本海東縁部 (遠地津波)	3.8×10^{-5}

単位 (／年)

第3表 引き波による炉心損傷頻度 (7号炉)

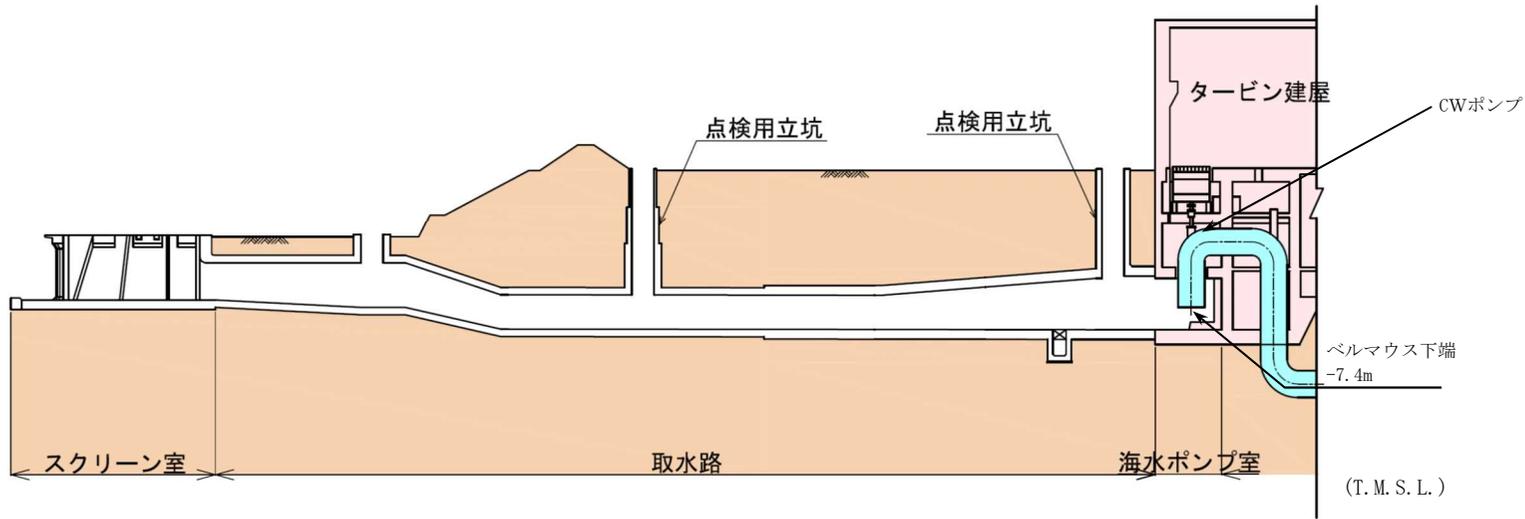
ケース	近地津波	遠地津波	引き波による CDF	引き波／ 押し波
	CDF	CDF		
ケース1 (繰り返しなし)	3.2×10^{-5}	1.6×10^{-6}	3.4×10^{-5}	16%
ケース2 (繰り返しあり)	6.5×10^{-5}	2.5×10^{-6}	6.7×10^{-5}	31%

単位 (／炉年)

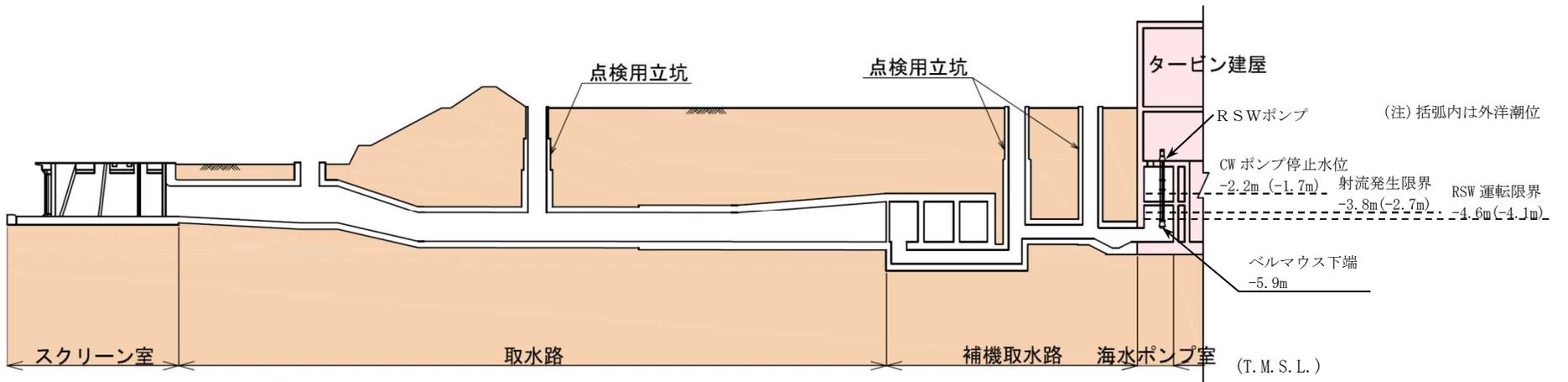
第4表 引き波と押し波による炉心損傷クラスごとの炉心損傷頻度（7号炉）

ケース	TQUV		TW	TBD	LOCA		合計
	押し波	引き波	引き波	押し波	押し波	引き波	
ケース1 (繰り返 しなし)	1.9×10^{-4}	3.2×10^{-6}	3.0×10^{-5}	2.5×10^{-5}	1.9×10^{-24}	1.0×10^{-24}	2.5×10^{-4}
	77%	1%	12%	10%	0%	0%	100%
ケース2 (繰り返 しあり)	1.9×10^{-4}	3.2×10^{-6}	6.4×10^{-5}	2.5×10^{-5}	1.9×10^{-24}	1.0×10^{-24}	2.8×10^{-4}
	67%	1%	23%	9%	0%	0%	100%

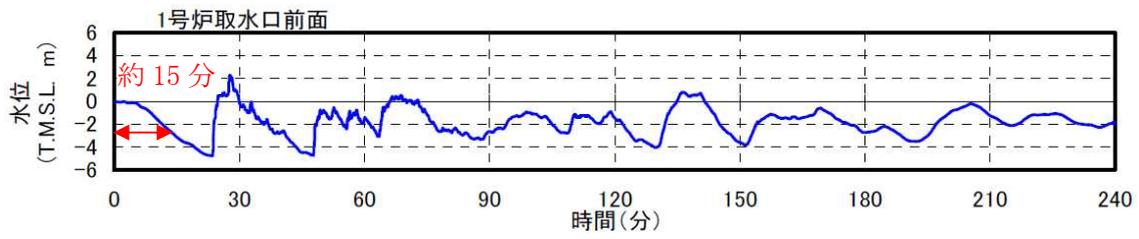
単位（／炉年）



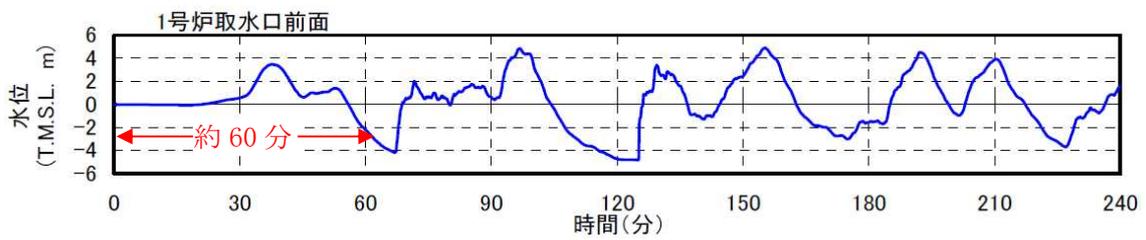
第1図 取水路概要図 (常用系断面図)



第2図 取水路概要図 (非常用系断面図)



第 3 図 入力津波の時刻歴波形 (近地津波)



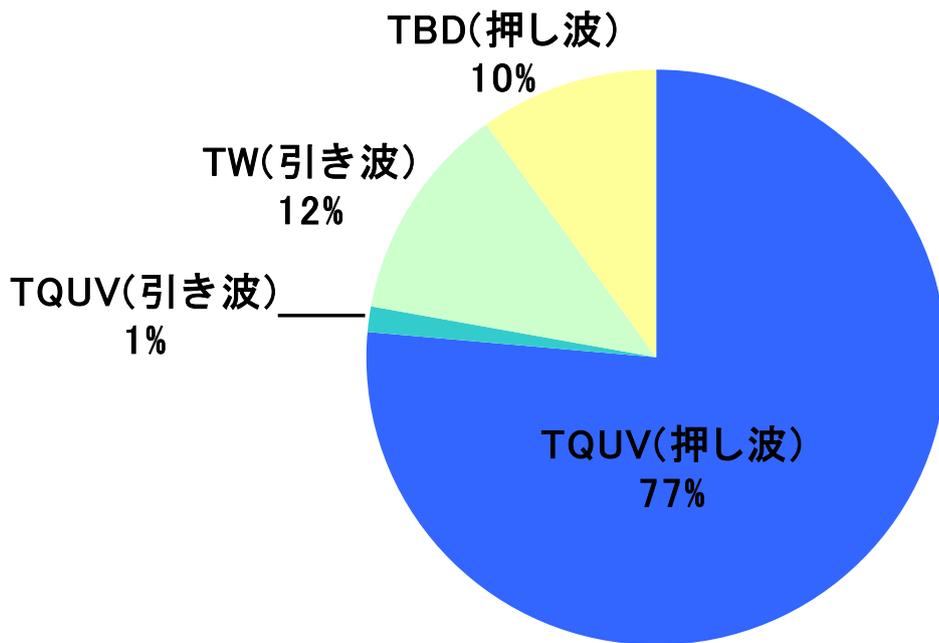
第 4 図 入力津波の時刻歴波形 (遠地津波)

津波 T.M.S.L. -2.7m ~-4.1m	CWポンプ 停止操作	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	RCIC	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態
								1	過渡事象へ
								2	-
								3	-
								4	-
								5	TW
								6	TQUV
								7	TQUV
								8	LOCA

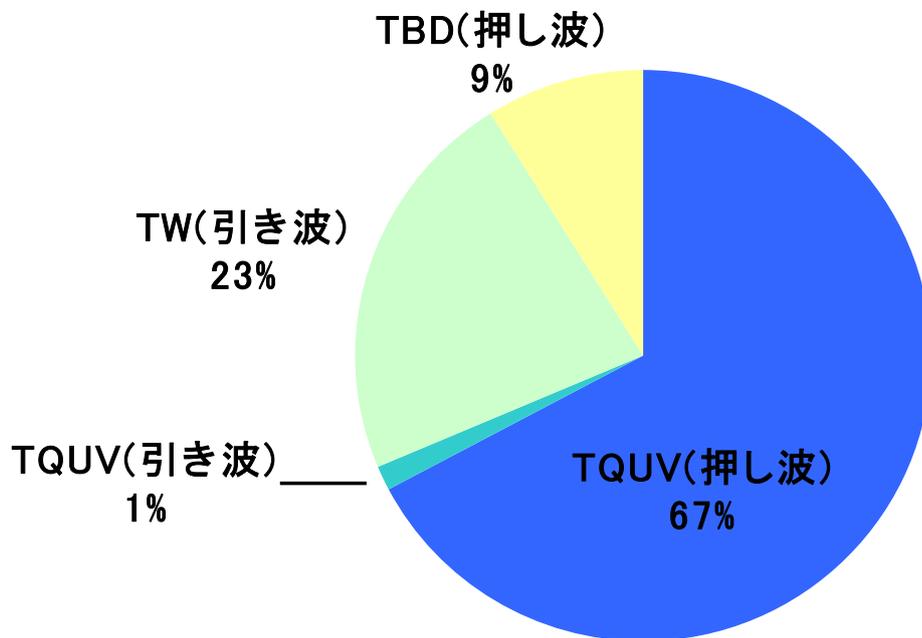
第5図 津波水位 T. M. S. L. -2.7m~T. M. S. L. -4.1m のイベントツリー (7号炉)

津波 T.M.S.L. -4.1m 以下	CWポンプ 停止操作	RSWポンプ 停止操作	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	RCIC	RSWポンプ 復旧操作	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	No.	最終状態
										1	-
										2	-
										3	-
										4	TW
										5	TW
										6	TQUV
										7	TQUV
										8	LOCA
										9	-
										10	-
										11	-
										12	TW
										13	TW
										14	TQUV
										15	TQUV
										16	LOCA
										17	-
										18	-
										19	-
										20	-
										21	TW
										22	TW
										23	TQUV
										24	TQUV
										25	LOCA

第6図 津波水位 T. M. S. L. -4.1m 以下のイベントツリー (7号炉)



第7図 炉心損傷クラスごとの炉心損傷頻度寄与割合
(押し波+引き波 (ケース1: 繰り返しなし)) (7号炉)



第8図 炉心損傷クラスごとの炉心損傷頻度寄与割合
(押し波+引き波 (ケース2: 繰り返しあり)) (7号炉)

内部事象運転時レベル 1.5PRA のシーケンス選定における 福島第一原子力発電所事故の知見の考慮

1. はじめに

平成 23 年 3 月 11 日に発生した東京電力福島第一原子力発電所事故では、格納容器の閉じ込め機能の喪失に伴い、環境中に放射性物質が放出された。

レベル 1.5PRA では格納容器破損に至るまでの事故シーケンス及び格納容器破損頻度等を評価する。この際、物理化学現象の発生による格納容器破損の発生確率や過圧・過温破損に至るまでの時間の評価に格納容器が閉じ込め機能を維持可能な温度及び圧力の限界(限界温度及び限界圧力)を設定する必要がある。

今回の PRA 実施に際して、これまでの福島第一原子力発電所事故の調査結果から、レベル 1.5PRA への反映が可能な知見の有無について確認した。

2. 格納容器破損に関する福島第一原子力発電所事故の知見

福島第一原子力発電所事故の進展のうち、未解明な点については現在も解明を進めている^{[1]-[3]}ところである。福島第一原子力発電所 1~3 号炉の原子炉格納容器はいずれも事故後のどこかのタイミングで破損に至ったと考えられ、その詳細なメカニズムについては、解明に向けた取り組みを進めているところであるが、これまでに得られている知見からも以下の可能性が考えられる。

漏えいの経路については、その可能性の 1 つとして、トップヘッドフランジ等のフランジシール部からの漏えいが考えられる。1~3 号炉の中で原子炉建屋での水素爆発が発生しておらず、オペレーティングフロアの形状が維持されている 2 号炉に着目すると、原子炉格納容器の圧力低下が確認された 3 月 15 日の朝方にブローアウトパネルから蒸気の放出が確認されていること(後日の調査においてもシールドプラグの隙間から蒸気が放出されていることを確認)及びオペレーティングフロアにおける雰囲気線量率の調査の結果、シールドプラグの近傍における線量率が他の測定点に比べて高いことからその可能性が考えられる。

格納容器圧力については、格納容器ベントによる原子炉格納容器の減圧が実施されたと判断している 3 号炉を除き、1, 2 号炉では設計圧力(Pd)の約 1.7 倍程度の測定データが得られている。一方、格納容器温度の炉心損傷後の測定データは得られていない。

格納容器温度に対する現場調査の結果として、1 号炉では、原子炉格納容器内部調査により格納容器貫通部に設置されていた遮蔽用の鉛板が消失していることが確認され、格納容器壁付近で少なくとも鉛の融点(328℃)以上を経験したものと考えられる。

2 号炉では、注水機能喪失後に原子炉圧力容器を 1 MPa 以下に減圧していた。

3月14日の21時頃から3月15日の1時頃にかけて3回の原子炉圧力容器の圧力上昇及びSRVの開放による圧力低下が確認され、これとほぼ同じタイミングで格納容器圧力が約0.7 MPa(約1.7Pd)まで上昇している。この3回の圧力上昇ピークは、炉心でのジルコニウム-水反応に伴う水素の大量発生によるものと推定されており、この際には大量のエネルギーが発生している。

この大量のエネルギーについては、以下のメカニズム及びその重畳によって原子炉格納容器頂部の温度を上昇させる可能性が考えられる。

- ・ 過熱された気体がSRVを介して格納容器に移行し、原子炉格納容器頂部に上昇して原子炉格納容器頂部の温度を上昇させる可能性
- ・ 溶融炉心によって原子炉圧力容器が過熱され、その熱が格納容器内の気体に伝えられ、その対流により原子炉格納容器頂部の温度を上昇させる可能性
- ・ 溶融炉心によって過熱された原子炉圧力容器からの熱伝導・輻射によって原子炉格納容器頂部の温度を上昇させる可能性

また、MARK-I型の原子炉格納容器の上部円筒部は熱の籠り易い構造であることから、ドライウェルクーラからダクトを介して冷却される設計となっていた。しかしながら、福島第一原子力発電所の事故時はドライウェルクーラの機能も喪失していたため、原子炉格納容器上部が冷却されない状態になっており、原子炉隔離時冷却系の運転中から高温になっていたと考えられる。

炉心損傷後は原子炉圧力容器内が更に過酷な温度条件となると考えると、原子炉格納容器の内側頂部は高い温度になっていたと考えられる。

ドライウェルクーラの停止等により元々高い温度となっていた原子炉格納容器の内側頂部にジルコニウム-水反応に伴う大量のエネルギーが何らかの形で伝えられ、原子炉格納容器の内側頂部の温度が200℃を大幅に超える状態になっていた可能性は充分にあると考えている。

つまり、従来の知見から福島第一原子力発電所の原子炉格納容器限界温度及び限界圧力は200℃、2Pdとしているが、2号炉でも1号炉と同様に原子炉格納容器の内側頂部の温度が限界温度である200℃を大幅に超える状態になっていた可能性があると考えている。

3. 柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のPRAにおける原子炉格納容器の扱い

福島第一原子力発電所事故において、原子炉格納容器が過酷な環境にさらされたことも考慮し、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の格納容器の限界温度及び限界圧力に対する機能維持については事故の知見も踏まえて改めて確認している(補足説明資料-2.1.1.a-1-1)。柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉のレベル1.5PRAでは、物理化学現象の発生確率や過圧・過温破損に至るまでの時間を評価するための格納容器の限界温度及び限界圧力には、重大事故等防止対策の有効性評価の条件と同じ条件(限界温度200℃、限界圧力620 kPa[gage])

を用いている。

4. レベル 1.5PRA における考慮の必要性

福島第一原子力発電所事故については、格納容器内の状況等、未だ確認が困難な点が多く、未解明な問題がある。一方で、これまでの状況からは、現在レベル 1.5PRA で考慮しているモード以外で原子炉格納容器が破損に至ったとは考えにくい。このことから、事故シーケンスの抽出という観点では現在の PRA でも網羅的な分析となっているものと考えられる。

今後、格納容器の限界温度及び限界圧力に関する新たな知見が得られた際には、物理化学現象の発生確率や過圧・過温破損に至るまでの時間が変化することとなり、PRA としては炉心損傷から格納容器破損に至るまでの余裕時間を見直す必要がある。なお、全格納容器破損頻度はレベル 1PRA の結果である全炉心損傷頻度を上回るものではなく、また、現在の評価の炉心損傷頻度のほぼ 100%が TW(崩壊熱除去機能喪失に伴う格納容器先行破損)による炉心損傷であり、格納容器破損頻度のほぼ 100%がこの TW による過圧破損であることを考えると、定量的にも大きく影響を及ぼすものではないと考えられる。

また、物理化学現象の発生確率については、その不確実性が非常に大きく、限界温度及び限界圧力を見直したとしても、発生確率の精度向上に大きく寄与するものではない。

5. 結論

福島第一原子力発電所事故のこれまでの調査・検討結果からは、現在のところ柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の PRA に反映可能な知見は得られていないが、今後、新たな知見が確認された場合には、PRA への反映を検討していく。このため、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉については現在の設計をもとに事象進展解析等を実施し、物理化学現象の発生確率や過圧・過温破損に至るまでの時間を評価している。

以 上

- [1] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告」平成 25 年 12 月 13 日
- [2] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告」平成 26 年 8 月 6 日
- [3] 東京電力株式会社「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 3 回進捗報告」平成 27 年 5 月 20 日

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の原子炉格納容器限界温度・圧力について

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の設置変更許可申請における重大事故等対策の有効性評価では、原子炉格納容器限界温度を 200℃、限界圧力を最高使用圧力の 2 倍 (2Pd:620kPa) と設定している。

なお、原子炉格納容器限界温度・限界圧力の設定値根拠は以下のとおりである。

(1) 格納容器限界温度・圧力に関する既往研究について

重大事故時条件下の格納容器閉じ込め機能については、過去に電力会社等による共同研究（以下「電共研」という。）で解析、試験等を実施しており、これをもとに有効性評価の格納容器限界温度・圧力を設定している。また、当時の（財）原子力発電技術機構（以下「NUPEC」という。）による「重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）」の研究成果も取り入れて、格納容器閉じ込め機能に関する新たな知見を踏まえた限界温度・圧力の設定を行っている。第 1 図に、電共研で実施した格納容器閉じ込め機能に関する「漏えい、破損圧力－温度線図」を示す。



第 1 図 漏えい、破損圧力－温度線図 (MARK-II 改型※)

※RCCV と MARK-II 改型のトップヘッド・ハッチは同程度の剛性であるため、MARK-II 改型の線図をもとに評価する

(A) 「漏えい、破損圧力－温度線図」について

【線(a)】飽和蒸気圧曲線

本線は飽和蒸気圧曲線を示すことから、線(a)を境にした①の範囲は、重大事故時では発生する可能性の少ない荷重の範囲である。

【線(b)】格納容器構造部の破損判定解析結果（破損可能性が高い境界）

本線は原子炉格納容器全体，トップヘッドフランジ，ハッチフランジ部の構造解析結果から，過圧・過温状態における原子炉格納容器の延性破損クライテリアを示したものである。解析評価の破損判定として，塑性不安定荷重（引張試験片がネッキングを起こして不安定破壊するような状態の荷重）を用いており，格納容器延性破損に対する限界の線を引いている。

【線(c)】格納容器構造部の破損判定解析結果（破損すると考えられる境界）

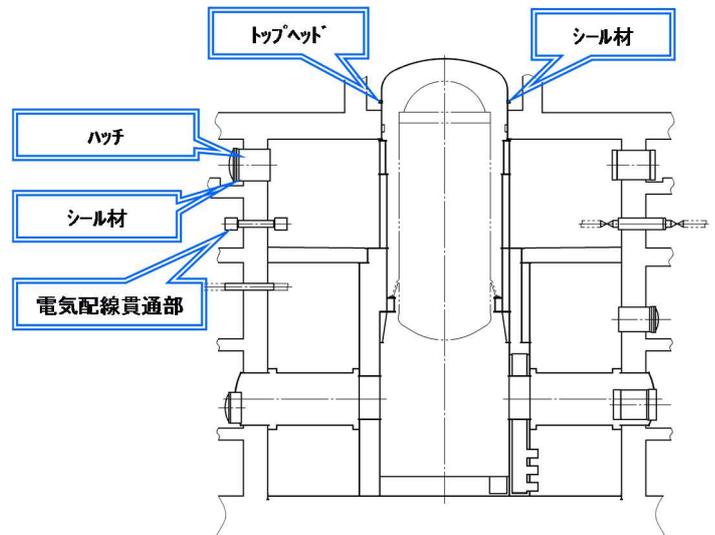
本線は原子炉格納容器全体，トップヘッドフランジ，ハッチフランジ部の構造解析結果から，過圧・過温状態における原子炉格納容器の延性破損クライテリアを示したものである。解析評価の破損判定として，線(b)で用いた荷重よりも小さい崩壊荷重で評価し，格納容器延性破損に対して保守的な境界を引いている。

【線(d)】格納容器フランジ部の漏えい判定解析結果

本線はトップヘッドフランジ，ハッチフランジ部の構造解析結果からフランジ部の開口量を評価し，過圧・過温状態における原子炉格納容器の漏えい発生クライテリアを示したものである。解析で示したフランジ部の開口量がシール材初期締付量に相当する開き量に達した点を漏えい発生点とし，漏えい判定の境界線を引いている。

【線(e)】フランジ部からの漏えいの判定カーブ

本線は原子炉格納容器フランジ部シール材の小型モデル試験結果から，過圧・過温状態におけるシール材の漏えい判定を示したものである。小型モデル試験では，原子炉格納容器シール部形状を模擬した試験装置で，シール材から漏えいする圧力，温度に関するデータを取得している。試験は，シール材に放射線照射するケース，蒸気曝露するケースも含んでおり，各条件の試験データのばらつきを考慮して，保守的に漏えい点を設定して漏えい判定の境界線を引いている。



(参考図) RCCV 型格納容器

(B) 既往研究のモデル試験について

(a) トップヘッドフランジのモデル試験

電共研でトップヘッドフランジ模擬試験体を用い，常温で水圧により加圧することで漏えい判定と変形挙動を示している。その結果，まで加圧されたところで漏えいしたことを確認している。

(b) ハッチのモデル試験

電共研でハッチ形状を模擬した小型モデルの試験体を用い，常温で水圧により加圧することで漏えい判定と変形挙動を示している。その結果，まで加圧されても漏えいしないことを確認して

いる。また、NUPEC ではハッチ形状を模擬した実機モデルの試験体を用い、常温で水圧により加圧破損試験を実施しており、約 6.2Pd まで加圧したところで漏えいが発生している。

(c) 電気配線貫通部のモデル試験

既往研究で電気配線貫通部の過圧・過温状態における耐漏えい性を確認している。電共研では の圧力範囲内で 程度の状態で漏えいしないことを示し、NUPEC の評価では、最大 1.0MPa (約 3Pd)、約 260℃までの耐漏えい性を示している。

(2) 福島第一原子力発電所事故を踏まえた確認について

福島第一原子力発電所事故で原子炉格納容器内ガスが漏えいした経路として、原子炉格納容器トップヘッドフランジ、機器搬入用ハッチ等のフランジシール部が推定漏えい経路の 1 つであると考えている。原子炉格納容器のフランジシール部は、内圧が低い段階ではボルトの初期締付けにより開口は抑制されているが、内圧の上昇に伴って開口量が増加することにより、外部への漏えい経路を形成する。ただし、フランジ部が開口しても、フランジ部の密閉性を担保しているシール材が健全であれば、シール材が開口に追従するため外部への漏えいを防止することができる。しかしながら、福島第一原子力発電所事故のような事故環境に晒されると、原子炉格納容器トップヘッドフランジ等のフランジシール部に使用されているシール材が劣化し、フランジの開口に追従できなくなり格納容器閉じ込め機能を損なう可能性がでてくる。

そこで、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の原子炉格納容器フランジシール部に使用されているシール材（シリコンゴム）について、事故時の温度や放射線による劣化特性を試験により確認し、想定される事故シナリオにおけるシール機能を評価した。その結果、原子炉格納容器圧力が 2Pd の状況におけるフランジ部の開口を評価したところ、その開口量はシール材（シリコンゴム）の追従範囲内であることを確認した。また、原子炉格納容器温度が 200℃の状況におけるシール材（シリコンゴム）の劣化状況を確認したところ、劣化特性を考慮しても格納容器閉じ込め機能の健全性を確認した。

上記の確認により、従来から使用しているシール材によっても、事故環境下における原子炉格納容器からの漏えいを防止できるものと考えられるが、更なる信頼性向上を達成することが必要であると考えている。これを踏まえ、柏崎刈羽原子力発電所においては、高温蒸気曝露で劣化が進む特性を持つシール材（シリコンゴム）を補強し、耐漏えい機能を向上させるために、200℃蒸気曝露条件で耐劣化性に優れているバックアップシール材を従来のシール材（シリコンゴム）に加えて追加塗布し、限界温度及び限界圧力に対する格納容器閉じ込め機能の更なる健全性を確認している。

(3) 限界温度・圧力（200℃・2Pd）の設定について

既往研究における格納容器の閉じ込め機能の評価から、格納容器の温度・圧力が第 1 図に示す②の範囲内であれば、格納容器に漏えい・破損が発生している可能性が少ないと考えられる。これらの結果から少なくとも、温度 200℃、最高使用圧力の 2 倍の圧力であれば格納容器閉じ込め機能が確保できる範囲と考えており、福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえても、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の格納容器限界温度・圧力（200℃、2Pd）は妥当であると考えている。

以 上

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉
内部事象出力運転時レベル 1.5PRA イベントツリー集

目 次

1. TQUX	P3 ~ P7
2. TQUV	P8 ~ P9
3. LOCA	P10 ~ P11
4. TBD	P12 ~ P13
5. TBU	P14 ~ P19
6. TBP	P20 ~ P24
7. 長期 TB	P25 ~ P27

○格納容器イベントツリーの最終状態について

各格納容器イベントツリーの最終状態には、以下の格納容器破損モードのIDを割り付けた。なお、格納容器の健全性が維持される事故シーケンス(原子炉圧力容器内で事故収束、原子炉格納容器内で事故収束)についても格納容器破損モードのIDを割り付けた。また、一部のIDには、DW, SPというIDが末尾に追加されているが、これはソースターム評価用に設定しているものであり、レベル1.5の評価では考慮不要である。

- OKV : 原子炉圧力容器内で事象収束
- OKP : 原子炉格納容器内で事象収束
- FOP : 過圧破損
- FOT : 過温破損
- FPE : 水蒸気爆発 (FCI)
- FCCI : コア・コンクリート反応継続 (MCCI)
- FDCH : 格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)
- PBYP : 格納容器隔離失敗

ET名称 : TQUX.et//TQUX(*1)

プラント損傷状態 TQUX	PCV隔離	原子炉減圧	損傷炉心注水	RPV破損なし(IVR)	下部D/W事 前水張り	RPV破損時水蒸気 爆発なし	DCHによるPCV破 損なし	No.	最終状態
TQUX	CIS	CX	CV	IVR	CLD1	FCIR	DCH		
								6 - 8	TQUX.et//T3A(*1)(*1)^
								9 - 16	TQUX.et//T3B(*1)(*1)^
								17	FPE
								18 - 25	TQUX.et//T3B(*2)(*1)^
								26 - 33	TQUX.et//T3B(*3)(*1)^
								34	FDCH
								35	PBYP

ET名称 : TQUX.et//T3A(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	上部D/W スブレイ (RHR)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3A	CUDR	CWD	HASON	TOPVENT	6	OKV
					7	FOPDW
					8	FOPSP

ET名称 : TQUX.et//T3B(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
									9	OKP
									10	FCCI
									11	FPE
									12	FOPDW
									13	FOPSP
									14	FCCI
									15	FPE
									16	FOT

ET名称 : TQUX.et//T3B(*2)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
									18	OKP
									19	FCCI
									20	FPE
									21	FOPDW
									22	FOPSP
									23	FCCI
									24	FPE
									25	FOT

ET名称：TQUX.et//T3B(*3)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCI1	CWD	HASON	TOPVENT		
									26	OKP
									27	FCCI
									28	FPE
									29	FOPDW
									30	FOPSP
									31	FCCI
									32	FPE
									33	FOT

ET名称 : TQUV.et//TQUV(*1)

プラント損傷状態 TQUV	PCV隔離	下部D/W 事前水張り	RPV破損 時水蒸気 爆発なし	No.	最終状態
TQUV	CIS	CLD1	FCIR	9 - 16 17	TQUV.et//T3B(*1)(*1)へ PBYP

ET名称：TQUV.et//T3B(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
									9	OKP
									10	FCCI
									11	FPE
									12	FOPDW
									13	FOPSP
									14	FCCI
									15	FPE
									16	FOT

ET名称 : LOCA.et//LOCA(*1)

プラント損傷状態 LOCA	PCV隔離 CIS	損傷炉心注水(代替注水) CV	RPV破損なし(IVR) IVR	下部D/W事前水張り CLD1	RPV破損時水蒸気爆発なし FCIR	No.	最終状態
LOCA						6 - 13	LOCA.et//T3B(*2)(*1)へ
						14	FPE
						15	PBYP

ET名称 : LOCA.et//T3B(*2)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
									6	OKP
									7	FCCI
									8	FPE
									9	FOPDW
									10	FOPSP
									11	FCCI
									12	FPE
									13	FOT

ET名称：TBD.et//TBD(*1)

プラント損傷状態 TBD	PCV隔離	DC電源復旧(RPV破損前)	原子炉減圧	AC電源復旧(RPV破損前)	損傷炉心注水	RPV破損なし(IVR)	下部D/W事 り	RPV破損時水蒸気 爆発なし	DCHによるPCV破 損なし	No.	最終状態
TBD	CIS	DCRR	CX	ACRR	CV	IVR	CLD1	FCIR	DCH		
										3	TBD.et//T3E(*1)(*1)へ
										4	FDCH
										5	PBYP

ET名称：TBD.et//T3E(*1)(*1)

T1/T2の 後続事象	DC電源 復旧 (PCV破 損前)	AC電源 復旧 (PCV破 損前)	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3E	DCRP	ACRP	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT	3	FOT

ET名称：TBU.et//TBU(*1)

プラント損傷状態 TBU	PCV隔離	原子炉減圧	AC電源 復旧 (RPV破損前)	損傷炉心 注水	RPV破損 なし(IVR)	下部D/W 事前水張り	RPV破損 時水蒸気 爆発なし	DCHIによ るPCV破 損なし	No.	最終状態
TBU	CIS	CX	ACRR	CV	IVR	CLD1	FCIR	DCH		
									7 - 9	TBU.et//T3A(*1)(*1)^(
									10 - 17	TBU.et//T3B(*1)(*1)^(
									18	FPE
									19 - 26	TBU.et//T3B(*2)(*1)^(
									27 - 35	TBU.et//T3D(*1)(*1)^(
									36 - 44	TBU.et//T3D(*2)(*1)^(
									45	FDCH
									46	PBYP

ET名称 : TBU.et//T3A(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	上部D/W スブレイ (RHR)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3A	CUDR	CWD	HASON	TOPVENT	7	OKV
					8	FOPDW
					9	FOPSP

ET名称 : TBU.et//T3B(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
									10	OKP
									11	FCCI
									12	FPE
									13	FOPDW
									14	FOPSP
									15	FCCI
									16	FPE
									17	FOT

ET名称 : TBU.et//T3B(*2)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
									19	OKP
									20	FCCI
									21	FPE
									22	FOPDW
									23	FOPSP
									24	FCCI
									25	FPE
									26	FOT

ET名称：TBU.et//T3D(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	AC電源 復旧 (PCV破 損前)	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベ ン ト	PCV破損 箇所	建屋ト ップ ベ ン ト	No.	最終状態
T3D	ACRP	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCI1	CWD	HASON	TOPVENT		
										27	OKP
										28	FCCI
										29	FPE
										30	FOPDW
										31	FOPSP
										32	FCCI
										33	FPE
										34	FOT
										35	FOT

ET名称：TBU.et//T3D(*2)(*1)

T1/T2の 後継事象	AC電源 復旧 (PCV破 損前)	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トッ プベント	No.	最終状態
T3D	ACRP	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCI1	CWD	HASON	TOPVENT		
										36	OKP
										37	FCCI
										38	FPE
										39	FOPDW
										40	FOPSP
										41	FCCI
										42	FPE
										43	FOT
										44	FOT

ET名称：TBP.et//TBP(*1)

プラント損傷状態 TBP	PCV隔離	AC電源 復旧 (RPV破 損前)	ACRR	CV	損傷炉心 注水	IVR	RPV破損 なし(IVR)	下部D/W 事前水張 り	CLD1	FCIR	RPV破損 時水蒸気 爆発なし	No.	最終状態
TBP	CIS	ACRR	CV	IVR	CLD1	FCIR	6 - 8	TBP.et//T3A(*1)(*1)^(
							9 - 16	TBP.et//T3B(*1)(*1)^(
							17	FPE					
							18 - 25	TBP.et//T3B(*2)(*1)^(
							26 - 34	TBP.et//T3D(*1)(*1)^(
							35	PBYP					

ET名称 : TBP.et//T3A(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	上部D/W スブレイ (RHR)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3A	CUDR	CWD	HASON	TOPVENT	6	OKV
					7	FOPDW
					8	FOPSP

ET名称 : TBP.et//T3B(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
									9	OKP
									10	FCCI
									11	FPE
									12	FOPDW
									13	FOPSP
									14	FCCI
									15	FPE
									16	FOT

ET名称 : TBP.et//T3B(*2)(*1)

T1/T2の 後継事象	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3B	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
									18	OKP
									19	FCCI
									20	FPE
									21	FOPDW
									22	FOPSP
									23	FCCI
									24	FPE
									25	FOT

ET名称 : TBP.et//T3D(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	AC電源 復旧 (PCV破 損前)	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷却 (事前 水張り失 敗時)	PCVベ ント	PCV破損 箇所	建屋ト ップ ベント	No.	最終状態
T3D	ACRP	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCI1	CWD	HASON	TOPVENT		
										26	OKP
										27	FCCI
										28	FPE
										29	FOPDW
										30	FOPSP
										31	FCCI
										32	FPE
										33	FOT
										34	FOT

ET名称 : TB.et//TB(*1)

プラント損傷状態TB	PCV隔離	DC電源復旧(RPV破損前)	原子炉減圧	AC電源復旧(RPV破損前)	損傷炉心注水	RPV破損なし(IVR)	下部D/W事前水張り	RPV破損時水蒸気爆発なし	DCHによるPCV破損なし	建屋トップベント	No.	最終状態
TB	CIS	DCRR	CX	ACRR	CV	IVR	CLD1	FCIR	DCH	TOPVEN T1		
											8 - 16	TB.et//T3D(*2)(*1)へ
											17	FDCH
											18	TB.et//T3E(*1)(*1)へ
											19	FDCH
											20	PBYP

ET名称：TB.et//T3D(*2)(*1)

T1/T2の 後継事象	AC電源 確保 (PCV破 損前)	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トッ プ ベント	No.	最終状態
T3D	ACRP	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT		
										8	OKP
										9	FCCI
										10	FPE
										11	FOPDW
										12	FOPSP
										13	FCCI
										14	FPE
										15	FOT
										16	FOT

ET名称：TB.et//T3E(*1)(*1)

T1/T2の 後継事象	DC電源 復旧 (PCV破 損前)	AC電源 復旧 (PCV破 損前)	下部D/W 注水(代 替注水)	下部D/W 注水 (RPV破 損口)	上部D/W スプレイ (RHR)	PCV注水 時水蒸気 爆発なし	デブリ冷 却(事前 水張り失 敗時)	PCVベン ト	PCV破損 箇所	建屋トップ ベント	No.	最終状態
T3E	DCRP	ACRP	CLD2ALT	CLD2R	CUDR	FCIP	MCCII	CWD	HASON	TOPVENT	18	FOT

内部事象運転時レベル 1.5PRA における物理化学現象の考慮

内部事象運転時レベル 1.5PRA では、炉心損傷後に炉内及び格納容器内で発生する可能性が考えられている以下の物理化学現象を考慮することとし、一定の分岐確率を設定している。

考慮の対象とした物理化学現象は以下のとおり。

- ・格納容器直接加熱(DCH)
- ・炉外溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)
- ・溶融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)
- ・炉内溶融物保持(IVR)

また、分岐確率の算出の流れは以下のとおり。

- ・考慮する物理化学現象を主要過程に分解
- ・分解した中で考慮する物理化学現象に影響が大きいと考えられるパラメータを抽出
- ・抽出したパラメータの不確かさを考慮した上で各物理化学現象の影響の大きさの分布を計算
- ・計算した分布のうち、考慮する物理化学現象による格納容器破損の判定条件を超える割合(確率)を算出
- ・上記の割合(確率)を内部事象運転時レベル 1.5PRA の分岐確率に設定

今回の内部事象運転時レベル 1.5PRA で考慮した物理化学現象の分岐確率の設定の詳細について、物理化学現象ごとに次に示す。

この 4 つの物理化学現象の評価モデルは、これまでに得られている知見をもとに構築したものである。一方、今回の評価で設定した物理化学現象のヘディングの分岐確率は、評価の対象とした物理化学現象が不確かさの大きな現象であることを認識しつつも、現状有している知見をもとに、可能な限りの評価を実施して設定したものであり、今回設定した値には依然大きな不確かさを含んでいるものと認識している。

この内炉内溶融物保持(以下「IVR」という。)は、その成立によって事象が緩和される側に寄与する点が他の物理化学現象と異なるが、今回の評価ではヘディングとして設定した。これは、格納容器イベントツリーで考慮する物理化学現象の選定にあたっては、格納容器に与える影響が厳しいか、あるいは緩和されるかという観点ではなく、考えられる物理化学現象の可能性を排除しないという観点で選定したためである。

このため、この 4 つの物理化学現象のヘディングの分岐確率のそれぞれの値の大小は、有効性評価の対象となる評価事故シーケンスを選定する際には影響しない。

1. 格納容器直接加熱(DCH)

(1) 事象の概要

格納容器直接加熱(Direct Containment Heating, 以下「DCH」という。)は炉心が損傷、溶融した後に溶融炉心が原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)下部プレナムに落下し、その後 RPV 内が高圧の状態で RPV 下鏡が破損することで溶融炉心が破損口から噴出し、高速のガス流によって溶融炉心が微粒子化して原子炉格納容器内に飛散放出され、この飛散放出された溶融炉心が原子炉格納容器内の雰囲気を直接加熱し、原子炉格納容器圧力及び温度が急上昇する現象である。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

本現象は、シビアアクシデント時に格納容器破損に至る可能性のある現象として、米国原子力規制委員会(NRC)の NUREG-1150^[1-1]にて新たに考慮されたものである。

DCH の前提となる溶融炉心の飛散放出は、高圧条件下で溶融炉心が RPV 外に噴出される場合に発生する。一方 DCH が生じる圧力には閾値(2 MPa[gage]以下)があり、RPV を減圧することにより、溶融炉心の飛散を抑制あるいは緩和できることが知られている^[1-2]。

(3) 今回の PRA における扱い

BWR では逃がし安全弁を開放することで、DCH が発生する可能性のある圧力(2 MPa[gage])以下まで容易に RPV の圧力を下げることができる。このため、BWR において DCH が発生する可能性は極めて低いものの、原子炉減圧に失敗する場合も考えられるため、今回の内的事象運転時レベル 1.5PRA のイベントツリーでは、DCH についての分岐(ヘディング)を設定している。

分岐確率の算出の考え方(フロー)を第 1 図に示す。算出にあたっては DCH に影響するパラメータを選定するとともに各パラメータの分布を決定し、これらのパラメータの組み合わせによる格納容器ピーク圧力を MAAP コードの DCH モデルを用いて求め、各パラメータを変数とした相関式を作成する。この相関式からパラメータの様々な組み合わせにおける格納容器ピーク圧力を求め、ピーク圧力に対する格納容器破損頻度(格納容器フラジリティ)の関係から格納容器破損確率を求めた。この詳細は次項に示す。

(4) DCH による分岐確率の算出の考え方

①DCH に影響するパラメータの選定

これまでの知見から、DCH は以下の過程に分けられる。

- ・ 溶融物の放出
- ・ 液滴の発生
- ・ 液滴の移行
- ・ 格納容器雰囲気との相互作用による圧力上昇

これらの各過程に対する現状の知見および DCH に支配的なパラメータについて以下に整理する。

a. 溶融物の放出

DCH においてまず重要な過程は、炉心溶融物の圧力容器からの放出である。

炉心溶融の進展により、溶融した炉心は RPV 下部プレナムに移行する。BWR では炉心下部に制御棒駆動機構ハウジング、ドレンライン等があり、これらの貫通配管の破損に伴う溶融物の放出が想定される。また、貫通配管の破損以外には RPV 下鏡のクリープ破断も考えられる。この場合、RPV 下部プレナムの溶融物は、格納容器下部ドライウエル(以下「ペDESTAL」という。)の床に堆積すると考えられる。

RPV 下部に堆積した溶融炉心の量は、ペDESTAL に流出する溶融炉心の量に影響すると考えられるため、溶融物のペDESTAL への放出挙動は RPV 破損時に 下部プレナム内に存在する溶融炉心の量が影響し、その不確かさは大きいと考えられる。

b. 液滴の発生

ペDESTAL に放出された炉心溶融物は、ペDESTAL の床に落下するものの、そこに RPV 破損口からの高速蒸気流が吹き付けることによって巻き上げられ、炉心溶融物の一部が蒸気流中に浮遊して流れる(エントレイン)。その過程でコリウム液滴が発生し、また、炉心溶融物の一部はペDESTAL から上部ドライウエルに移行する。(第 2 図参照)

c. 液滴の移行

液滴状態となった炉心溶融物は蒸気流と共に流動すると考えられるが、その過程で蒸気流とは異なり、壁面に付着する等の挙動をとる。DCH が発生するためには、微粒子化した溶融物が壁面に付着することなく上部ドライウエルに移行する必要がある。

RCCV 型格納容器のペDESTAL の構造から、粒子化したデブリが上部ドライウエルに移行するには、RPV からペDESTAL 床方向に流れる蒸気流とは逆方向に流れる必要がある。RCCV 型格納容器では、ベント管を通じた移行が考えら

れるがその経路は狭く、エントレインメントされた粒子は移動の過程で運動方向を変える必要があるため、上部ドライウェルには移行しにくいと考えられる。

液滴の移行挙動は、RPV からのブローダウンガスの流量およびその継続時間に影響される。RPV からのブローダウンガスの流量およびその継続時間は RPV の破損面積 に影響を受けることから、その不確かさは大きいと考えられる。また、上部ドライウェルへの粒子化デブリの移行割合 は DCH の程度に直接的に影響し、その不確かさは大きいと考えられる。

d. 格納容器雰囲気との相互作用による圧力上昇

上部ドライウェルに移行した浮遊コリウム粒子は上部ドライウェルの雰囲気との熱的・化学的相互作用により、格納容器雰囲気を直接加熱し、非凝縮性ガスの発生や格納容器圧力の上昇を引き起こす。この加熱の主な原因は、高温の微粒子から雰囲気ガスへの伝熱によるものである。

DCH 発生時の格納容器のピーク圧力は、圧力容器破損時の格納容器の圧力と、熱的・化学的相互作用による圧力上昇、およびサプレッション・チェンバ・プールへのベントクリアリングによる圧力抑制効果により決まる。

RPV の破損時点での格納容器圧力および上部ドライウェルの雰囲気との熱的・化学的相互作用による圧力上昇は、RPV 破損の時点での炉内のジルコニウム酸化割合が影響すると考えられる。炉内のジルコニウム酸化割合が高いと、発生している水素の量が多く、RPV 破損の時点でのドライウェル圧力が高くなる。一方、炉内のジルコニウム酸化割合 が低いと、格納容器雰囲気との相互作用により発生する水素の量が多くなるため、DCH 発生時の圧力上昇幅が大きくなると考えられるが、炉内のジルコニウム酸化割合 については不確かさがあるとする。

以上の DCH 現象の主要過程の知見から、DCH 現象に関する不確かさのパラメータとして次のパラメータ(上記 a, c, d の下線部)を選定し、確率分布を設定するものとした。

- ・ 炉内のジルコニウム酸化割合
- ・ RPV 破損面積
- ・ 下部プレナム内容融炉心割合
- ・ 上部ドライウェルへの粒子化デブリ移行割合

②各パラメータへの確率分布の設定

各パラメータへの確率分布及びその設定の考え方を第 1 表に示す。

③DCH 分岐確率の評価

以下の流れで評価した。

- DCH の現象の評価に影響し、不確かさの大きいパラメータとして選定した炉内のジルコニウム酸化割合、RPV 破損面積、下部プレナム内容融炉心割合(格納容器へ流出する溶融炉心の割合)および粒子化デブリの上部ドライウエルへの移行割合を選定し、各パラメータに確率密度関数(pdf: probability density function)を設定する。
- パラメータと DCH 発生時の格納容器圧力のピーク値との関係(CR: Causal Relation)を作成する。(格納容器圧力のピーク圧力は第 2 表及び第 3 表参照)
- 格納容器圧力と格納容器破損確率の関係(格納容器フラジリティ)を設定する。(格納容器温度による格納容器破損の可能性については補足説明資料 2.1.1.f-1 補足 1 参照)
- 確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリングを実施し、サンプリングに応じた格納容器ピーク圧力を求め、格納容器フラジリティ(第 3 図)を参照することで格納容器破損確率を評価する。

上記のうち、DCH 発生時の格納容器ピーク圧力を表す相関式は MAAP の DCH 評価モデルを用いて以下のように作成する。

- DCH 発生時のジルコニウム-水反応等に影響するドライウエルの雰囲気条件(水蒸気量)を設定するため、RPV 破損までのドライウエルの雰囲気条件を MAAP コードにより評価する。
- 各パラメータ(炉内ジルコニウム酸化割合、RPV 破損面積、下部プレナム溶融炉心割合、ドライウエルへの粒子化デブリ移行割合)を変化させて、DCH 評価モデルにより RPV 破損後の格納容器圧力上昇分を計算する。
- RPV 破損前の格納容器圧力に DCH による圧力上昇分を加えて格納容器圧力のピーク値を求める。

RPV 破損時のドライウエルの雰囲気条件が異なる、早期に RPV 破損に至るシナリオ(TQUX シーケンス)および後期に RPV 破損に至るシナリオ(長期 TB シーケンス)について作成した DCH 発生時の格納容器圧力のピーク値を与える相関式は以下のとおり。

【TQUX】 $P_{peak} = P_0 + \Delta P =$

【長期 TB】 $P_{peak} = P_0 + \Delta P =$

ここで、

P_0 : 圧力容器破損前の格納容器圧力

ΔP : DCH 発生時の加圧量

X : 炉内ジルコニウム酸化割合(-)

A : RPV 破損面積(m²)

F : 下部プレナム溶融割合に上部ドライウェルへの粒子化デブリ移行割合を乗じた割合(-)

であり、各係数は最小自乗法によって決定した。

ドライウェル圧力のピーク値と格納容器破損確率の相関である格納容器フラジリティは、ABWR 標準安全解析書(SSAR)^[1-3]に使用されているフラジリティ曲線(第3図参照)を用い、幾何標準偏差が0.16の対数正規分布を仮定して設定した。

以上の評価方法によって求めた DCH による格納容器破損確率(平均値)は、早期 RPV 破損シナリオ(TQUX シーケンス)において 4.1×10^{-5} 、後期 RPV 破損シナリオ(長期 TB シーケンス)において 2.4×10^{-3} となった。

以 上

参考文献

- [1-1] USNRC, “Severe Accident Risks: An Assessment for Five US. Nuclear Power Plants”, Final Summary Report, NUREG-1150(1990)
- [1-2] (財)原子力安全研究協会, 「次世代型軽水炉の原子炉格納容器設計におけるシビアアクシデントの考慮に関するガイドライン」(1999)
- [1-3] ABWR Standard Safety Analysis Report, GE.

第1表 DCH 評価の選定パラメータ

パラメータ (選定の考え方)	確率分布	設定の考え方
炉内ジルコニウム酸化割合 (RPV 破損時点での格納容器内圧力, ドライウェル移行粒子中のジルコニウム量/DCH 発生時のジルコニウム酸化に影響)	分布形：三角分布 最小値：0.01 最尤値：0.24 最大値：0.53	<ul style="list-style-type: none"> 代表的な PRA (NUREG/CR-4551) での複数の専門家評価の平均値をもとに設定 最小値は DBA LOCA の上限値に設定
RPV 破損面積 (RPV からのブローダウンガス流量およびその継続時間に影響)	分布形：三角分布 最小値：0.02 m ² 最尤値： <input type="text"/> 最大値：2.0 m ²	<ul style="list-style-type: none"> 最小値は、下部ヘッドに接続されている中で最も細い計装配管相当を想定 最尤値は、CRD 貫通部 1 本の破損 <input type="text"/> を想定 最大値は下部ヘッドクリーブ破損相当 (2.0 m²) を仮定
下部プレナム内溶融炉心割合 (全炉心に対してペDESTAL に流出する溶融炉心割合であり, ドライウェルへの粒子化デブリ移行割合と合わせて DCH 現象の程度に影響)	分布形：三角分布 最小値：0.1 最尤値： <input type="text"/> 最大値：1.0	<ul style="list-style-type: none"> 最小値は溶融物落下早期に下部ヘッドが破損したとして 10%炉心量を設定 最尤値は溶融物落下早期には下部ヘッドが破損しないとして <input type="text"/> を設定 最大値は全量の溶融物が落下するとして 100%炉心量を設定
ドライウェルへの粒子化デブリ移行割合 (ペDESTAL 内の溶融デブリのドライウェルへの移行割合は DCH 現象の程度に直接的に影響*)	$F_{ent} \times F_{pd-out} \times F_{no-impact}$ により評価 $F_{ent} = 1$ F_{pd-out} ：一様分布 最小値： <input type="text"/> 最大値： <input type="text"/> $F_{no-impact}$ ：一様分布 最小値：0.5 最大値：1.0	<ul style="list-style-type: none"> ドライウェルへ移行するコリウム粒子割合 (F_{frag}) は、ペDESTAL 床上の溶融コリウムがガス流によりエントレインされる割合 (F_{ent})、エントレインされた粒子がペDESTAL から開口部へ流出する割合 (F_{pd-out})、ペDESTAL 開口部で付着しない割合 ($F_{no-impact}$) を考慮し、 $F_{frag} = F_{ent} \times F_{pd-out} \times F_{no-impact}$ より評価した。 F_{pd-out} や $F_{no-impact}$ は、気流解析結果をもとに設定

※ドライウェルへの粒子化デブリの移行割合については、 F_{ent} について保守的な設定としているほか、 F_{pd-out} については STAR-CD を用いた流動解析結果ではペDESTAL 開口への移行は確認されなかったものの、保守的に確率分布を設定している。 $F_{no-impact}$ については、壁面に高速で衝突した溶融コリウムは壁面に付着する割合が高いと考えられるが、工学的判断として上記の設定とした。

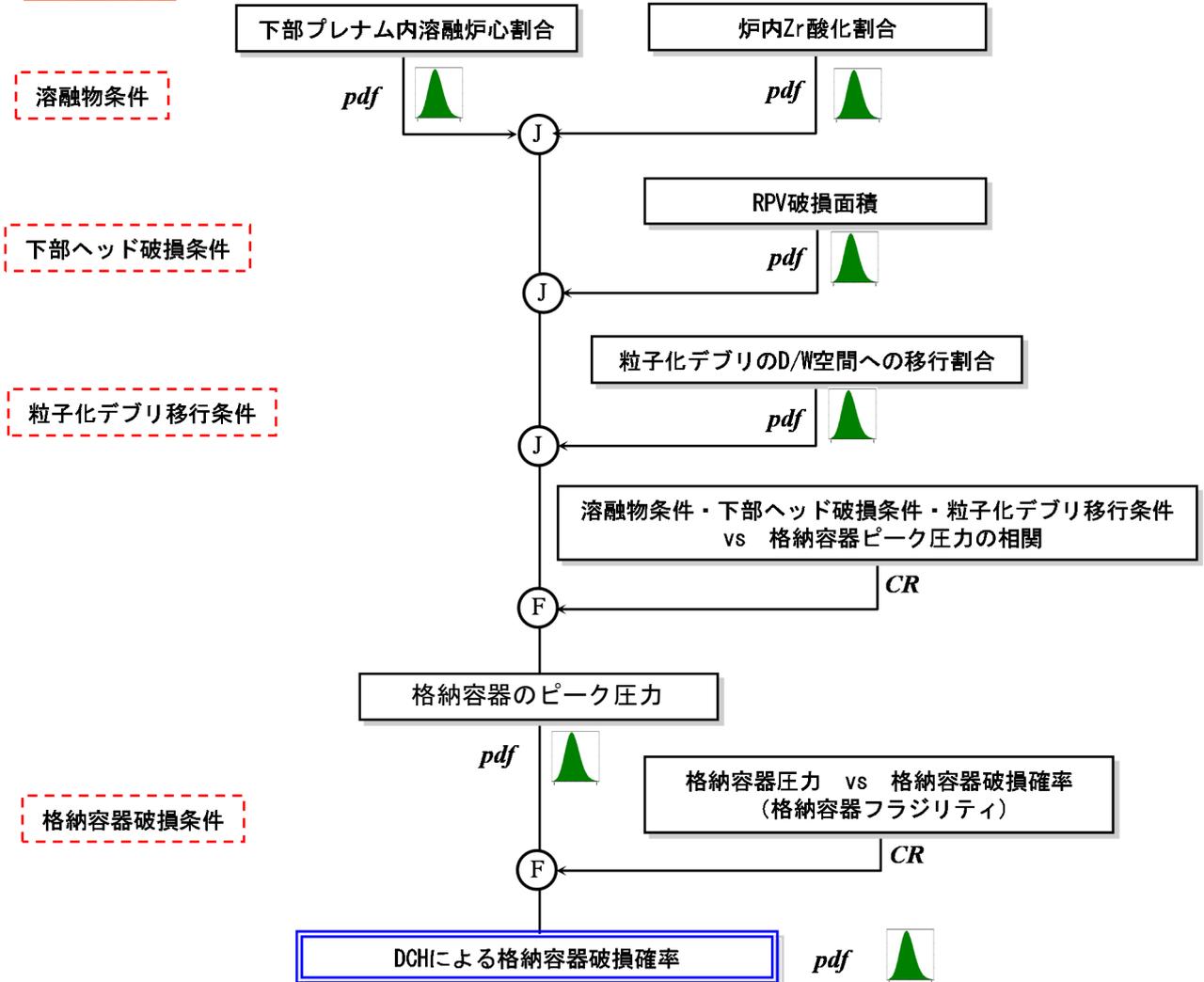
第2表 DCH発生時のドライウェルのピーク圧力評価結果(TQUXシーケンス)

--

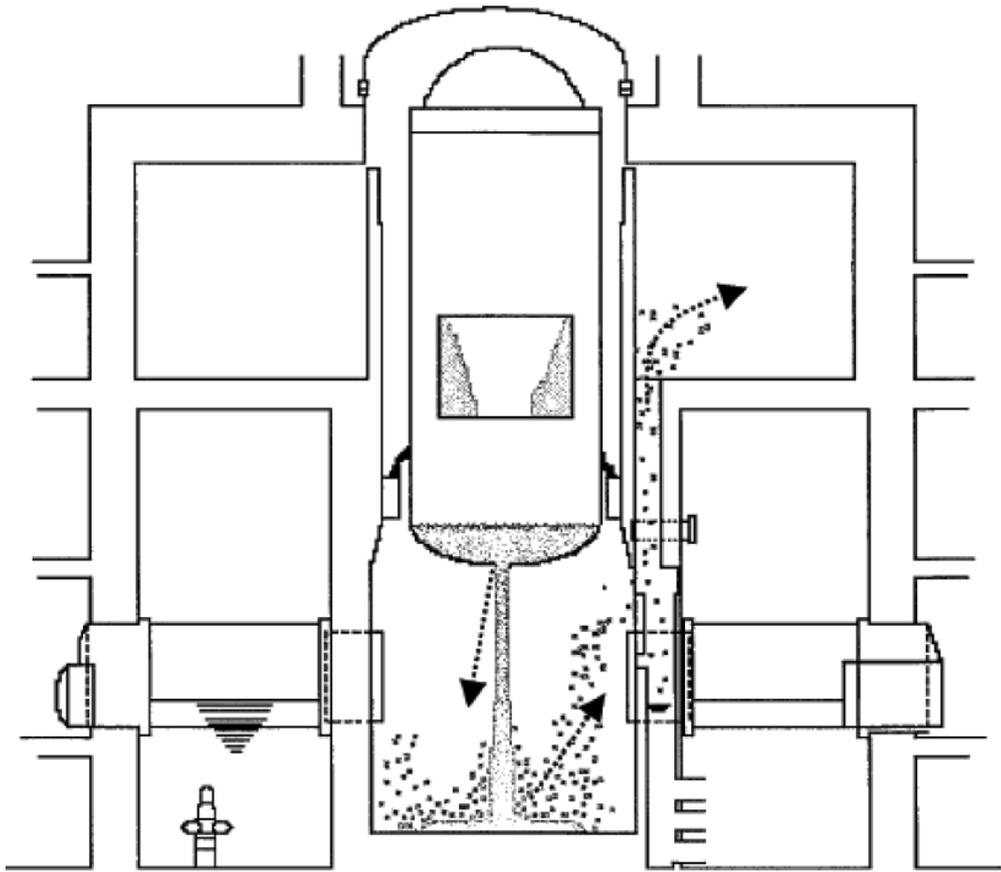
第3表 DCH発生時のドライウェルのピーク圧力評価結果(長期TBシーケンス)

--

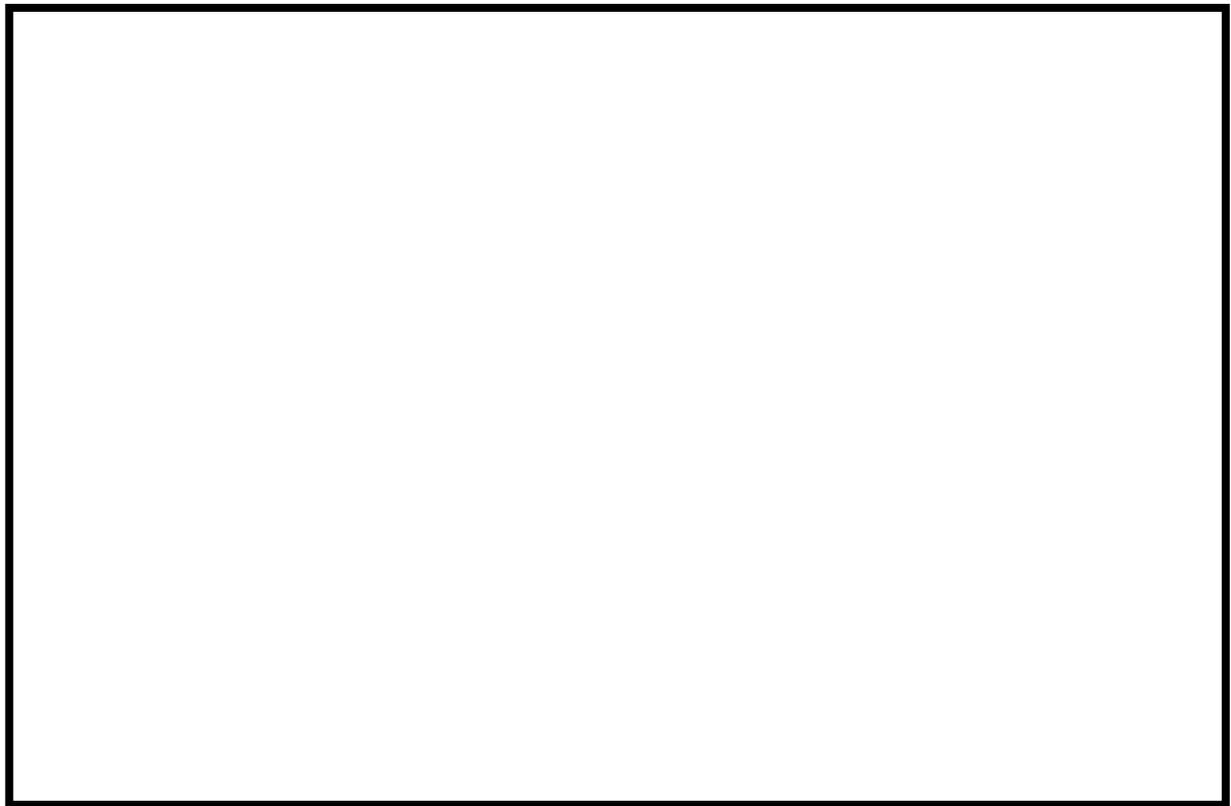
不確かさ要因



第1図 DCHによる格納容器破損確率の評価フロー



第2図 RCCV 型格納容器における上部ドライウェルへの粒子化デブリ移行のイメージ



第3図 RCCV 型格納容器のフラジリティ曲線

2 炉外溶融燃料-冷却材相互作用(炉外 FCI)

(1) 事象の概要

RPV 外の溶融燃料-冷却材相互作用(Fuel Coolant Interaction, 以下「FCI」という。)は、溶融炉心と RPV 外の冷却水が接触して一時的な圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され、格納容器破損に至る破損モードである。

RPV 外の FCI の中の水蒸気爆発事象については、これまでに実ウラン等を用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は溶融炉心が水中に落下した際に形成される蒸気膜が何らかの外乱によって崩壊した際に、瞬時の圧力伝播を生じ、大きなエネルギーを発生させる現象である。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

これまでの研究による知見^[2-1]から、水蒸気爆発を以下の様な段階的な過程によって説明するモデル(熱的デトネーションモデル)が提唱されている。(第 1 図参照)

- ① 炉心あるいは RPV から落下する溶融炉心(デブリジェット)が冷却水中に落下する。水と接触した溶融炉心は、その界面の不安定性により細粒化して水中に分散する(エントレイン)。細粒化した溶融炉心(以下、デブリ粒子という。)は、蒸気膜に覆われた状態で膜沸騰を伴う水との混合状態となる(粗混合)。
- ② さらに、自発的もしくは外部からの圧力パルス等の外乱により、膜沸騰が不安定化し(トリガリング)、デブリ粒子と冷却水が直接接触する。
- ③ デブリ粒子と冷却水の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・溶融炉心の微細化により、さらにデブリ粒子と冷却水の接触を促進し(伝播)、蒸気発生を促進する。この急速な蒸気発生により圧力波が発生する。
- ④ 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、構造物を破壊する要因となる。水蒸気爆発が発生するためには、トリガリングが生じる必要があり、さらにデブリ粒子と冷却水の接触が瞬時に粗混合領域全体に伝播する必要がある。また、水蒸気爆発に至らない場合でも、急速な蒸気発生による圧力上昇(圧力スパイク)が発生する。

(3) 今回の PRA における扱い

今回の内部事象出力運転時レベル 1.5PRA のイベントツリーでは、炉外 FCI について分岐(ヘディング)を設定している。この分岐確率の算出の考え方(フロー)を第 2 図に示す。算出にあたっては、炉外 FCI に影響する、不確かさを考慮すべきパラメータを選定すると共に、各パラメータの分布を決定し、炉外 FCI により

発生するエネルギーを評価することによって格納容器破損確率を求めた。この詳細は次項に示す。

(4) FCI による分岐確率の算出の考え方

① FCI に影響するパラメータの選定

熔融デブリと冷却材の接触から水蒸気発生までの一連の現象を説明するモデルとして提唱されている熱的デトネーションモデル(第 1 図参照)では、FCI を以下の 4 つの過程に分けている。

- ・ 初期粗混合状態
- ・ 自発的あるいは外部トリガ
- ・ 急速伝熱・細粒化を伴う相互作用の伝播
- ・ 膨張による機械的エネルギーの放出

これらの各過程に対する現状の知見および FCI に影響するパラメータについて、以下に整理する。

a. 初期粗混合状態

炉外 FCI では、熔融デブリが水中に落下した直後や、落下した熔融デブリに注水した時点で熔融デブリが微細化するトリガリングが発生すると、熔融デブリの熱エネルギーが瞬時に放出され、水蒸気爆発に至る。このトリガリングに寄与する熔融デブリの量を粗混合量と呼んでおり、水蒸気爆発の規模を規定するパラメータと考えられている。

これまでの水蒸気爆発に関する研究からは、粗混合量の定量化には至っていないものの、粗混合量には RPV 破損後に放出される熔融デブリの放出挙動やトリガタイミング等が影響すると考えられている。

この過程に含まれるパラメータとしては、以下が考えられる。

・ RPV 破損までに下部プレナムに落下する熔融炉心量

炉心損傷進展挙動に応じて下部プレナムに落下する炉心熔融量が異なるため、不確かさを有すると考えられる。RPV 破損までに下部プレナムに落下する熔融炉心量は、FCI に寄与する熔融デブリ落下量に影響するため、FCI に寄与する熔融デブリ落下量の不確かさに含めて評価する。

・ 熔融炉心量と粗混合量の相関

熔融デブリの粗混合量は、RPV 底部の破損の程度に応じてその量が増加す

ると考えられ、相関性があるものと考えられる。

- ・ RPV 破損後に放出される溶融デブリの特性(流量, 組成)

溶融デブリの細粒化量に影響し、RPV 破損モード(核計装配管や制御棒案内管の貫通部破損, 下部ヘッドのクリープ破損等)や RPV 破損時の原子炉圧力により決まる。本パラメータは、FCI に寄与する溶融デブリ落下量に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・ プール水中における粗混合量

落下した溶融デブリのジェットからの離脱の態様と水中の落下挙動により決まる。ジェットから離脱した場合、熱伝達によって固化することで、粗混合量は減少する。本パラメータは、FCI に寄与する溶融デブリ落下量に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・ FCI に寄与する溶融デブリ落下量

FCI に寄与する溶融デブリ落下量は、トリガリングが発生するタイミングの違いによって異なることから、不確かさを有すると考えられる。

b. 自発的あるいは外部トリガ

水中に落下し、粗混合状態にある溶融デブリにトリガリングが発生すると水蒸気爆発が発生する。この過程には、これまでの知見から、以下のパラメータについての不確かさが考えられる。

- ・ 溶融デブリの過熱度

過熱度が小さい場合、溶融デブリ周りの蒸気膜崩壊時に接触界面温度が固化温度以下に低下するためトリガリングが生じないと考えられている。本パラメータは、トリガリング発生の有無に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・ プール水温

飽和水の場合には自発的トリガリングが発生しにくいという知見が得られている。本パラメータは、トリガリング発生の有無に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・ トリガリング発生の有無

トリガリング発生の有無には多数の因子が寄与しており、不確かさを有

すると考えられる。

c. 急速伝熱・細粒化を伴う相互作用の伝播及び膨張による機械的エネルギーの放出

トリガリング発生後は、冷却材と熔融デブリが直接接触し、高温伝熱・沸騰、高温融体の細粒化が高速に進み(伝播)、系全体に広がる(膨張する)ことで、熔融デブリの熱エネルギーが機械的エネルギーに変換される。

熔融デブリの熱エネルギーは、FCIに寄与する熔融デブリ落下量と、熔融デブリの単位質量あたりの内部エネルギーで決まる。熔融デブリの内部エネルギーは、熔融炉心における金属の酸化割合等に依存し、不確かさを有すると考えられる。

炉外 FCI で発生する機械的エネルギーの大きさは、熔融デブリの熱エネルギーの機械的エネルギーへの変換効率によって決まる。この機械的エネルギー変換効率は、これまでの実験等による知見から、トリガリングのタイミング、熔融デブリの組成、粗混合領域のボイド率等に依存することが分かっているが、現象論的な不確かさがある。なお、この変換効率は、アルミナを用いた試験で保有熱エネルギーの1~3%程度、実機の熔融デブリに近い材料を用いた実験においては、1%以下となっている(KROTOS 実験^[2-2, 2-3, 2-4])。

この過程に含まれるパラメータとしては、以下が考えられる。

・トリガリングのタイミング

トリガリングのタイミングが早い場合、粗混合状態を形成して水蒸気爆発に寄与する熔融デブリの量が少ないために発生エネルギーは小さくなる。タイミングが遅い場合、細粒化した熔融デブリの固化が進むうえ、冷却材ボイド率が高まり機械的エネルギーが低下する。トリガリングのタイミングは、現象論的な不確かさを有すると考えられる。本パラメータは FCI に寄与する熔融デブリ落下量及び機械的エネルギー変換効率に影響するため、それらのパラメータの不確かさに含めて評価する。

・熔融デブリの内部エネルギー

内部エネルギーが高いほど、発生する機械的エネルギーが増大する。熔融デブリの内部エネルギーは、熔融デブリに含まれる金属の酸化割合等の性状に依存する。熔融デブリの組成は主に燃料や被覆管、制御棒等の圧力容器下部ヘッド内構造材の混合物であり、熔融デブリ中金属の酸化割合は、不確かさを有すると考えられる。

- ・粗混合領域のボイド率

ボイド率が高いと、水の運動エネルギーが蒸気相に吸収されてしまうため、エネルギー変換効率が低下する。粗混合領域のボイド率は、反応の過程に依存すると考えられるが、その過程には不確かさが存在する。本パラメータは、機械的エネルギー変換効率に影響するため、このパラメータの不確かさに含めて評価する。

- ・機械的エネルギー変換効率

炉外 FCI 発生時の機械的エネルギー変換効率には多数の因子が寄与しており、不確かさを有する。

以上に述べた FCI 現象の主要過程の知見から、FCI に関する支配パラメータとして、次のパラメータ(上記 a, b, c の下線部)を選定し、1), 4) ~ 6)に確率分布を設定するものとした。なお、3)は1)の確率分布及び2)の相関式から確率分布を評価している。

- 1) RPV 破損までに下部プレナムに落下する溶融炉心量
- 2) 溶融炉心量と粗混合量の相関
- 3) FCI に寄与する溶融デブリ落下量
- 4) トリガリング発生有無
- 5) 溶融デブリ内部エネルギー
- 6) 機械エネルギー変換効率

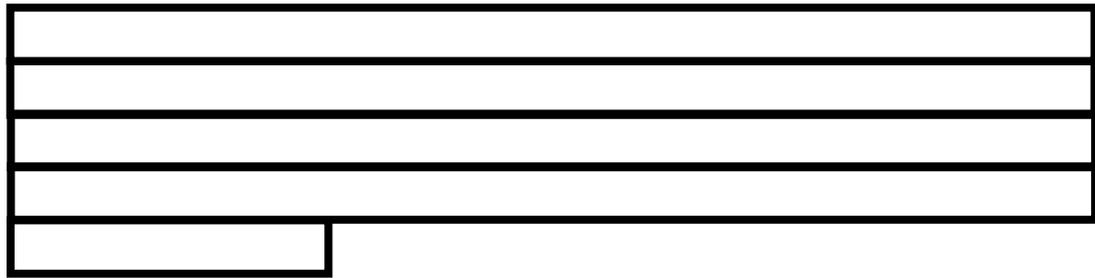
②各パラメータの設定

各パラメータへの確率分布等の設定の考え方を第1表に示す。

③FCI 分岐確率の評価

以下の流れで評価した。

- ・炉外水蒸気爆発の評価に影響し、不確かさが大きいパラメータとして、RPV 破損までに下部プレナムに落下する溶融炉心量、溶融炉心の単位質量当たりの熱エネルギー(溶融デブリ内部エネルギー)および熱エネルギーから機械的エネルギーへの変換効率を選定し、各パラメータに確率密度関数(pdf: probability density function)を設定した。
- ・溶融炉心量と粗混合量の相関は、



- FCI に寄与する溶融デブリ落下量は RPV 破損までに下部プレナムに落下する溶融炉心量の確率密度関数及び溶融炉心量と粗混合量の相関式から確率密度関数を評価した。
- 機械的エネルギーとペDESTAL破損確率の因果関係(ペDESTALフラジリティ)を設定した。炉外水蒸気爆発による発生エネルギー(機械的エネルギー)に対するペDESTALフラジリティは、AUTODYN コードで評価した結果から作成した。(第3図参照、ペDESTALフラジリティの設定の詳細は補足説明資料 2.1.1.f-1 補足2参照)
- 確率密度関数を与えたパラメータのモンテカルロサンプリングを実施し、機械的エネルギーを求め、ペDESTALフラジリティを参照することで、水蒸気爆発発生時の条件付きペDESTAL破損確率を評価した。トリガリング発生確率(水蒸気爆発の発生確率)を0.1として、また、ペDESTAL破損は保守的に格納容器破損と同等と仮定して格納容器破損確率を評価した。

粗混合量の評価式、パラメータの確率分布及びペDESTALフラジリティをもとに、モンテカルロサンプリングを実施して、水蒸気爆発あり(トリガリングあり)の条件付きペDESTAL破損確率を求めた。さらに、UO₂混合物を用いた既往試験(外部トリガーなし)では水蒸気爆発がほとんど確認されていないことから、トリガリング発生確率(水蒸気爆発の発生確率)を0.1と仮定して、また、ペDESTAL破損は保守的に格納容器破損と同等と仮定することにより、炉外 FCI(水蒸気爆発)による格納容器破損確率を評価した。この結果、算出された炉外 FCI(水蒸気爆発)による格納容器破損確率(平均値)は 4.8×10^{-5} となった。

以上

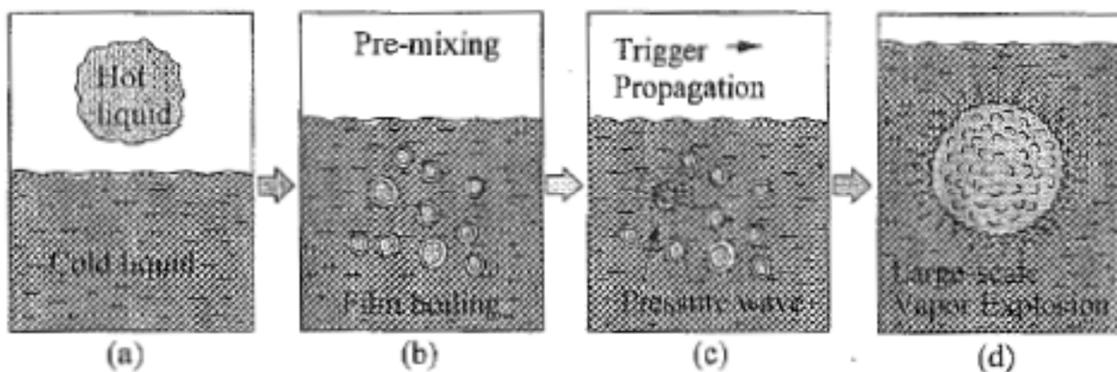
参考文献

- [2-1] 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」財団法人原子力安全研究協会 平成13年7月
- [2-2] I. Huhtiniemi, et al., "Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts," Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999.

- [2-3] D. Magallon, "Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments," Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006.
- [2-4] H. S. Park, et al., "Vapor Explosions in a One-Dimensional Large-Scale Geometry with Simulant Melts", NUREG/CR-6623, 1999.

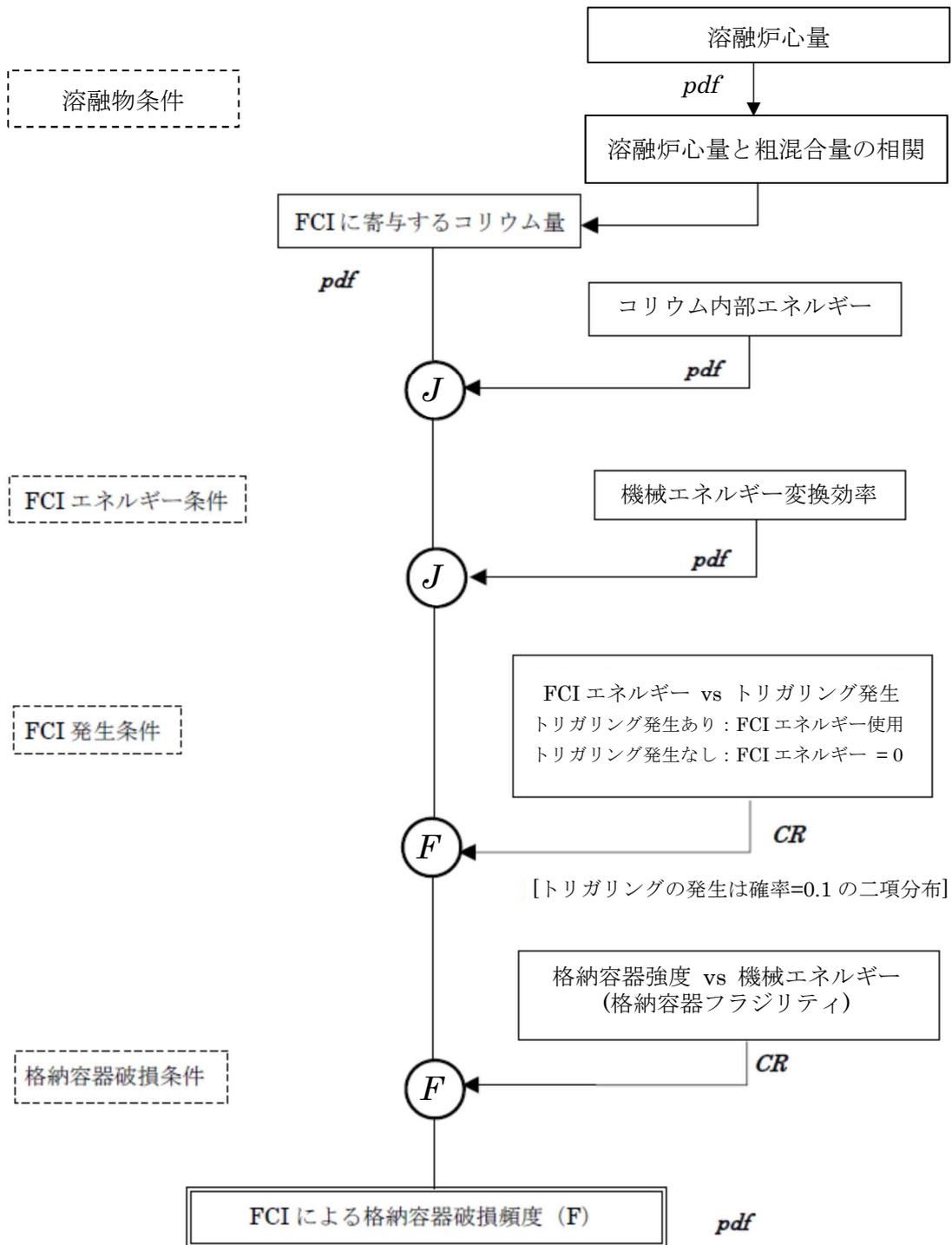
第1表 各パラメータ設定の考え方

パラメータ	設定値	設定の考え方
溶融炉心量(t)	分布：三角分布 最小値：24 最尤値：67 最大値：110	<ul style="list-style-type: none"> • MAAP の解析結果に基づき，下部プレナム落下量を設定。 • MAAP の解析結果の最大値を分布の上限とし，最小値を最尤値とし，下限は工学的判断とした。
溶融炉心量と粗混合量の相関		
溶融デブリ内部エネルギー (MJ/kg)	分布：三角分布 最小値：1.3 最尤値：1.4 最大値：1.5	溶融物の比熱を考慮し，ジルコニウムの酸化割合が 5, 50, 95%となるエネルギーとして設定。
機械的エネルギー変換効率	分布：三角分布 最小値：0.002 最尤値：0.01 最大値：0.03	KROTOS 試験 ^[2-2, 2-3, 2-4] の知見(変換効率は，アルミナ試験では数%(1~3%)，コリウム試験では極めて小さい(0.02~0.05%))を参考に設定
トリガリング発生有無	発生確率 0.1	既往の FCI 試験結果を踏まえて設定。衝撃波の発生が生じにくい低サブクール条件を除外し，高サブクール条件での FCI 発生確率から 0.1 を設定。

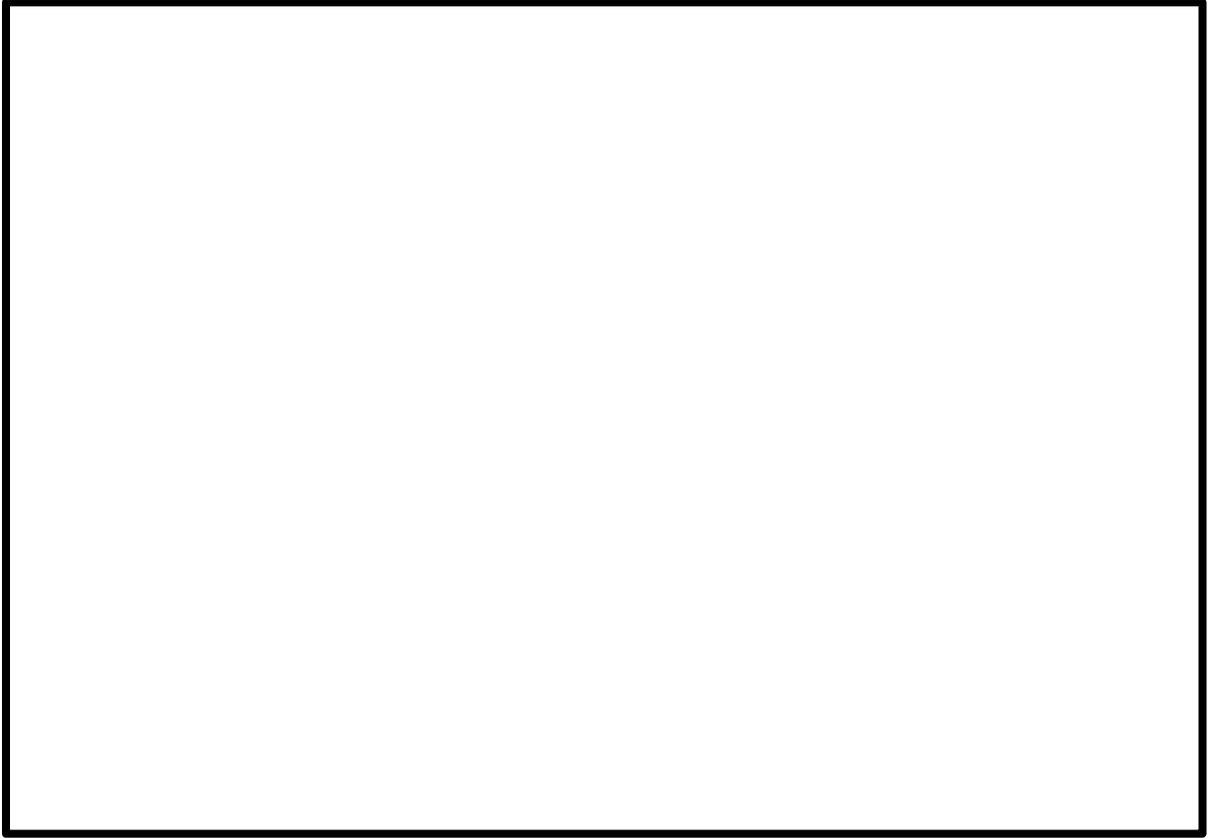


第1図 熱的デトネーションモデルの概念

不確かさ要因



第2図 FCIによる格納容器破損確率評価の枠組み



第3図 水蒸気爆発によって発生する機械的エネルギーに対するペDESTALのフラジリティ

3. 溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

(1) 事象の概要

溶融炉心・コンクリート相互作用 (Molten Core Concrete Interaction, 以下「MCCI」という。)は、炉心損傷後に溶融炉心が RPV 下部ヘッドを溶融貫通し、ペDESTALの床面に落下した際、高温の溶融炉心からの熱の移行によりペDESTALのコンクリートが熱せられ、分解・侵食される現象である。

コンクリートの分解により発生する水蒸気および二酸化炭素が溶融炉心内を通過する際、未酸化金属成分と反応して水素や一酸化炭素等の非凝縮性の可燃性ガスが発生する。これらのガス発生による格納容器内の加圧が格納容器の閉じ込め機能維持に悪影響を与える可能性がある。

また、コンクリートの侵食が継続し、ペDESTALの床面を溶融貫通した場合、放射性物質の地中放出が起きる可能性や、側面の著しい侵食により RPV の支持機能が失われ、格納容器の閉じ込め機能維持に悪影響を与える可能性がある。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

MCCI に関する過去の実験について第 1 表に示す。また、MCCI の主要過程に関する主な知見を以下に示す。

- ・ 種々の冷却水なしの場合の MCCI 試験より、コンクリート侵食の速度は 10 ~20 cm/h 程度である。
- ・ 注水を伴った MCCI 実験 (SWISS 実験^[3-1], WETCOR 実験^[3-2], MACE 実験^[3-3, 3-4], COTELS 実験^[3-5, 3-6])のうち、コンクリートと接触している部分のコリウムが注水により最終的に固化し、コンクリートの侵食が停止した試験結果は COTELS 試験のみである。SWISS 試験, WETCOR 試験や MACE 試験ではコリウム上面のみならず側面にも強固なクラストが形成されコリウム内への冷却水の侵入を妨げた。
- ・ 塊状のコリウムの冷却性については、堆積厚さに依存するとともにコリウム上部のハードクラスト形成の有無に起因して伝熱条件に大きな不確かさが存在する。
- ・ 溶融物の拡がりの実験や解析が行われ、水がないドライ状態では水がある場合に比べて溶融物が均一に拡がる。
- ・ 水中に溶融炉心が落下すると大部分が粒子化してデブリベッドを形成する。
- ・ 粒子化が完全には進まず一部が塊状に堆積した場合でも、コンクリート床面に密着することなく侵食は起きていない。
- ・ 水プール中のデブリベッドの高さが不均一な場合でも、ベッド内部での沸騰により粒子が吹き上げられて自然と平坦化する。
- ・ デブリベッドのドライアウト熱流束は粒子径・ポロシティ・ベッド高さが

影響する。

(3) 今回の PRA における扱い

今回、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の内部事象運転時レベル 1.5PRA のイベントツリーでは、MCCI 継続についての分岐(ヘディング)を設定している。この分岐確率の算出の考え方(フロー)を第 1 図に示す。MCCI に影響するパラメータを選定すると共に、各パラメータの分布を決定し、熔融炉心から水プールへの熱伝達量と除熱量を比較することで MCCI 継続又は停止を判定し、判定結果を集約することで MCCI の発生確率を求めた。また、本評価では、ペDESTAL への熔融炉心落下前の水張りが行われていないことを前提とした。この詳細は次項に示す。

(4) MCCI による分岐確率の算出の考え方

①MCCI に影響するパラメータの選定

これまでに述べた MCCI の主要過程の知見から、ペDESTAL への熔融炉心落下前の水張りが行われていない場合の MCCI 継続に影響する不確かさを有するパラメータとして、次のパラメータを抽出し、確率分布を与えるものとした。

- ・ 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ドライアウト熱流束

②各パラメータへの確率分布の設定

各パラメータへの確率分布の設定の考え方を第 2 表に示す。

③MCCI 分岐確率の評価

各パラメータに対して分岐確率(確率分布)を与えて各シーケンスの発生確率を計算、さらに各シーケンスに対して MCCI 継続の有無を評価し、最終的な MCCI 継続による格納容器破損の分岐確率を評価した。

MCCI 継続の判定条件は、MAAP コードを用いた水プールへの熱流束と MCCI 継続についての感度解析から求めた。この感度解析の結果から、水プールへの熱伝達量が熔融炉心の崩壊熱を上回る場合に MCCI が停止するものとした。

熔融炉心の崩壊熱については、ペDESTAL への落下直後(Q_1)及びコンクリートの侵食が許容限界まで進んだ時点(Q_2)が考えられる。水プールへの熱伝達量が Q_1 以上の場合には MCCI が全く進行せず、 Q_2 以下の場合には MCCI が継続し、格納容器破損に至る。このことから、水プールへの熱伝達量が Q_1 以上の場合には MCCI 継続による格納容器破損の確率を 0 とし、 Q_2 以下の場合には 1 とした。また、水プールへの熱伝達量が Q_1 と Q_2 の中間の場合には、許容範囲

内である程度 MCCI が進行した後に MCCI が停止するものと考えられるが、この場合の MCCI 継続による格納容器破損の確率は、 Q_1 と Q_2 の時点での格納容器破損の確率を直線内挿して求めた。(第 2 図参照)

この結果、本評価における MCCI 継続による格納容器破損確率(平均値)は 7.3×10^{-3} となった。

なお、MCCI 継続による格納容器破損確率に影響するパラメータに対し、格納容器の型式の違いが大きく影響すると考えられる要素としては溶融デブリの拡がり面積が挙げられる。溶融炉心の拡がり面積は水プールへの熱伝達量に影響するため、ペDESTALの床面積が大きい程、熱伝達量は多くなる。この熱伝達量が多い程、溶融デブリからの除熱量が多くなることから、MCCI が停止し易くなる。(第 1 図参照)

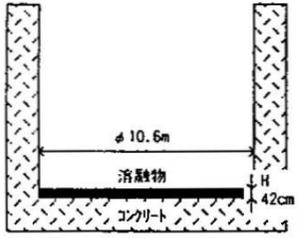
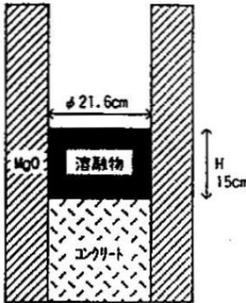
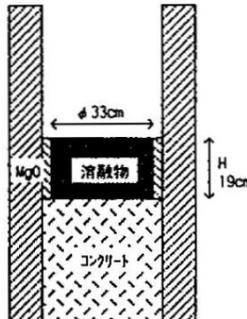
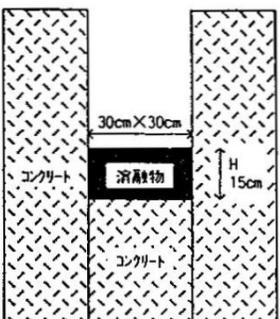
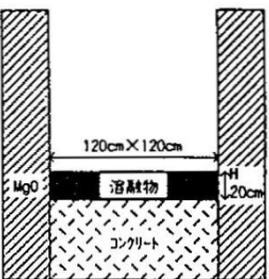
柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の RCCV 型格納容器のペDESTAL床面積は約 88 m² である。これを例えばペDESTAL床面積が 30 m² 程度である MARK-II 型格納容器と比較した場合、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の RCCV 型格納容器の MCCI 継続による格納容器破損確率は、MARK-II 型格納容器の格納容器破損確率に比べて小さく評価される。

以 上

参考文献

- [3-1] R.E.Blose, et al., "SWISS: Sustained Heated Metallic Melt/Concrete Interactions With Overlying Water Pools," NUREG/CR-4727 (1987).
- [3-2] R.E.Blose, et al., "Core-Concrete Interactions with Overlying Water Pools - The WETCOR-1 Test," NUREG/CR-5907 (1993).
- [3-3] B.R.Sehgal, et al., "ACE Project Phase C&D : ACE/MCCI and MACE Tests", NUREG/CR-0119, Vol.2 (1991).
- [3-4] M.T.Farmer, et al., "Status of Large Scale MACE Core Coolability Experiments", Proc. OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany (1999).
- [3-5] 原子力発電技術機構(NUPEC), 「重要構造物安全評価(原子炉格納容器信頼性実証事業)に関する総括報告書」(2003).
- [3-6] H.Nagasaka, et al., "COTELS Project (3): Ex-vessel Debris Cooling Tests," Proc. of OECD/CSNI Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe, Germany (1999).

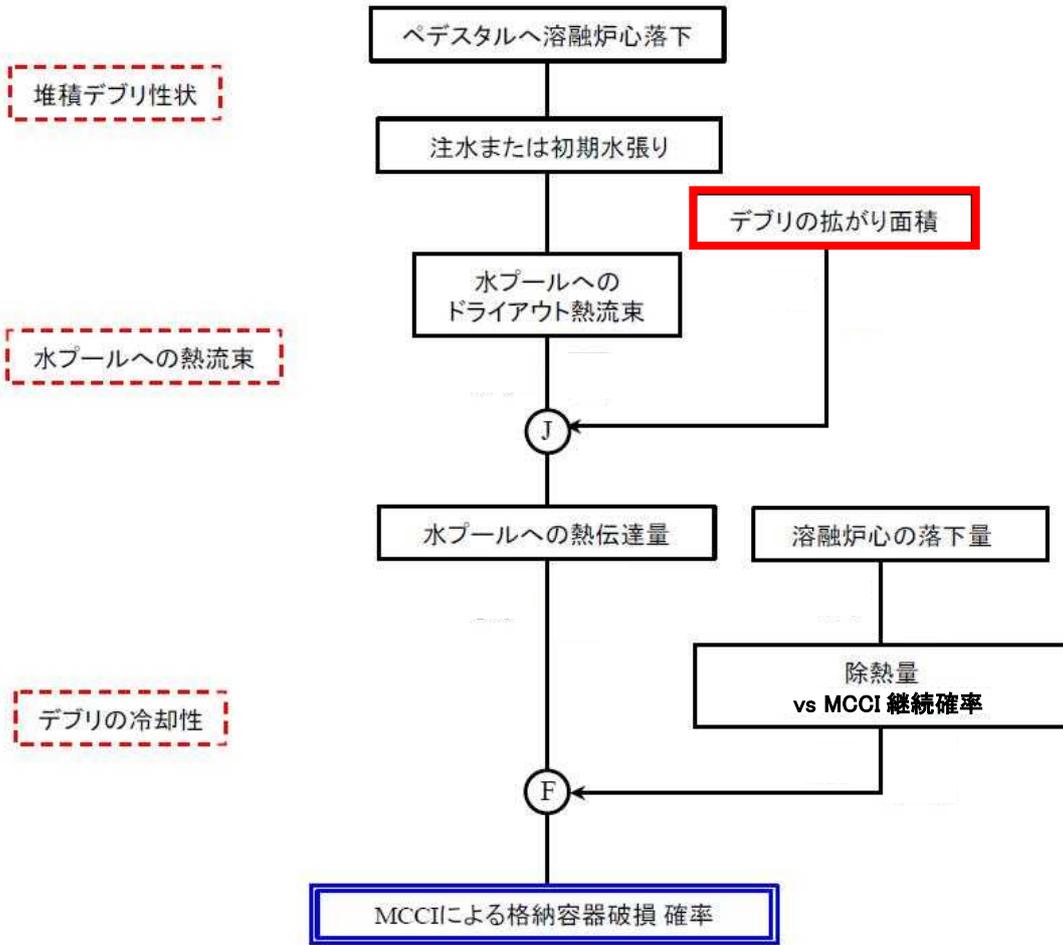
第1表 MCCI 発生時のデブリ冷却性に関する既往の試験及び主な知見

	実機	SWISS-2	WETCOR-1	MACE MO	MACE M3b
体系	 <p>(ABWR 1350MWeプラントの例)</p>				
熔融物 (初期条件)	(ABWR 1350MWe, 100%炉心, 全Zr 20%酸化の場合)	金属	酸化物	PWRコリウム (Zr 70%酸化)	100% 酸化物コリウム
質量	~310 ton	44.2 kg	34.1 kg	130 kg	1800 kg
成分	UO ₂ : 55 w/o ZrO ₂ : 7 w/o Zr : 21 w/o スティム: 17 w/o	ステンレススティール	Al ₂ O ₃ : 76.8 w/o CaO : 16.9 w/o SiO ₂ : 4 w/o others	UO ₂ : 56 w/o ZrO ₂ : 11 w/o Zr : 4 w/o SiO ₂ : 3 w/o CaO : 3 w/o Conc: 23 w/o	UO ₂ : 56.9 w/o ZrO ₂ : 29.1 w/o others
温度	~2500 K	~1900 K	1850 K	~2000 K	2500 K
コンクリート種類 形状	玄武岩系 2次元	石灰岩系(Limestone/Common Sand) 1次元	石灰岩系(Limestone/Common Sand) 1次元	石灰岩系(Limestone/Common Sand) 2次元	石灰岩系(Limestone/Common Sand) 1次元
発熱密度	(1% 熱出力として) • 0.23 W/g UO ₂ • 1.1 W/cm ³ melt • 0.44 MW/m ²	• 1.5~ 1.7 W/g • 10.2~11.5 W/cm ³ • 1.5~ 1.7 MW/m ²	• 0.30 W/g • 0.61 W/cm ³ • 0.12 MW/m ²	• 0.35 W/g UO ₂ • 1.9 W/cm ³ melt • 0.28 MW/m ²	• 0.3 W/g UO ₂ • 1.1 W/cm ³ melt • 0.21 MW/m ²
主な知見	—	<ul style="list-style-type: none"> ・デブリ上部に安定クラスト形成 ・浸食速度: 27cm/hr (40分間でおよそ18cm) ・水プールへの熱流束: ~0.8 MW/m² (平均) 	<ul style="list-style-type: none"> ・デブリ上部に安定クラスト形成 ・浸食速度: 6~11 cm/hr (30分間でおよそ3~6cm) ・水プールへの熱流束: 0.52 MW/m² (熔融時) 0.25 or 0.20 MW/m² (凝固後) 	<ul style="list-style-type: none"> ・デブリ上部に安定クラスト形成 ・浸食速度: 8~11 cm/hr (70分間でおよそ11cm) ・水プールへの熱流束: 3.5 MW/m² (注水初期), 0.6 MW/m² (~35分まで) から 0.15MW/m² (試験終了) まで減少 ・周期的なメルトプールのスウェル, クラスト上へのメルト噴出冷却 	<ul style="list-style-type: none"> ・デブリ上部に安定クラスト形成 ・浸食速度: 6時間でおよそ30cm ・水プールへの熱流束: 4.9 MW/m² (注水直後) 0.6 MW/m² (初期20分間) から 0.24MW/m² まで急減, その後 ~3hrで0.085MW/m² まで低下
参考文献		NUREG/CR-4727	NUREG/CR-5907	2nd OECD(NEA)CSNI Specialist Mtg. on MCCI	(日本原子力研究所版による速報)

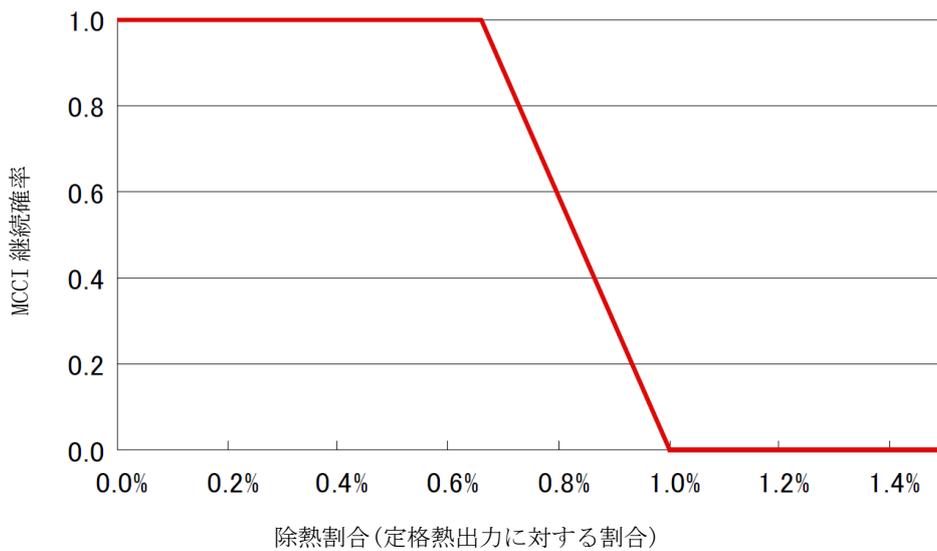
第2表 各パラメータの設定の考え方

パラメータ	分岐確率	設定の考え方
溶融炉心落下割合	分布：一様分布 上限：100 % 下限：90 %	MAAP 解析によると全炉心の 90%程度がペDESTALに落下する。IVR を考慮した炉心溶融進展解析より、圧力容器破損時に 100%落下する可能性が高いことを考慮して保守的に設定。
溶融炉心拡がり面積	分布形 三角分布 最小値 ペDESTAL面積の 50% 最尤値 ペDESTAL面積の 75% 最大値 ペDESTAL面積	溶融炉心拡がり実験をもとに設定。拡がり面積が大きい場合には水プールへの熱伝達量が大きくなる。(柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉のペDESTALの面積は約 88 m ²)
水プールへのドライアウト熱流束	分布形 三角分布 最小値 0.2 MW/m ² 最尤値 0.3 MW/m ² 最大値 0.5 MW/m ²	クラスト浸水時のドライアウト熱流束は、OECD 試験のデータを元に設定。ハードクラストによる熱伝導でも 0.15 MW/m ² 程度の熱流束となるため、浸水により改善されるとして最小値 0.2 MW/m ² とした。最尤値、最大値は OECD 試験データを参考に設定した。
除熱量と MCCI 停止の因果関係	<ul style="list-style-type: none"> ・ Q_1(定格熱出力の 1%×0.8 (希ガス減衰)×落下割合)以上の除熱量の場合、MCCI 停止 ・ Q_2(定格熱出力の 0.66%×0.8×落下割合)以下の除熱量の場合、MCCI 継続 ・ 上記中間の除熱量の場合は除熱量により確率 0 と 1 を直線内挿 	<p>デブリの崩壊熱を除去できれば MCCI が停止すると想定。コンクリートの侵食速度(※)から推定して事故後 3～15 時間相当の崩壊熱とバランスする除熱を達成することができれば MCCI は停止する。</p> <p>崩壊熱は 3 時間後で定格熱出力の 1%、15 時間後で 0.66%であるから、このときの崩壊熱を除熱できれば MCCI は停止する。(※柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の場合、ペDESTAL壁側の厚さは約 1.7 m であることから、浸食深さ 1 m であれば許容されるものとし、この深さに到達する時間が約 15 時間となることから 15 時間と設定した。)</p>

不確かさパラメータ



第1図 MCCI 継続による格納容器破損確率の評価のフロー



第2図 水プールへの熱伝達割合と MCCI 継続確率の関係

4. 炉内溶融物保持 (IVR)

(1) 事象の概要

IVR は、炉心損傷後に溶融炉心が RPV 底部に落下した際、RPV 底部に残存する冷却材や注水系の復旧により溶融炉心が RPV 内で冷却され、RPV 内に保持される現象であり、TMI-2 事故において RPV が破損に至らなかったことから特に注目された事象である。

(2) 主要過程に関するこれまでの知見

IVR の主要な現象及びそれらに関する知見を第 1 表に示す。第 1 表のとおり、過去の様々な研究によって主要な現象の影響が分析^{[4-1][4-2]}されている。

また、BWR には以下の特徴によって IVR が生じやすいものとする。ABWR と TMI-2 の主要諸元の比較を第 2 表に示す。

- ・信頼性の高い原子炉減圧系を有しているため、容易に圧力容器を低圧状態に移行できる。これにより代替注水系を含む低圧注水系により RPV 内に注水できる可能性が高く、また内圧が低いことによりクリープ破損しにくい。
- ・炉心支持板が破損して溶融炉心が下部プレナムに落下する際には下部プレナムには 4 m 以上の水深の水プールが存在する。水中落下時に溶融炉心は分散し粒子化することにより冷却が促進され、下部ヘッド到達時には溶融炉心の温度は低下していると考えられる。これは、溶融炉心が下部ヘッドに堆積した時の下部ヘッドへの熱負荷を低減する方向に作用する。
- ・プール水があることにより溶融物ジェットが直接下部ヘッド壁に衝突し溶融破損に至る、所謂ジェット・インピンジメントの発生も防止する。
- ・BWR は大型の圧力容器を使用しているため、下部ヘッド自体のヒートシンク効果が大きく、また CRD ガイドチューブ及びチューブ内の冷却水も大きなヒートシンク効果があると期待される。また、CRD ガイドチューブへの通水の継続は IVR 達成の可能性が高い。^[4-3]
- ・下部ヘッドには計装管や CRD 配管の貫通部が多数存在し、これらの貫通部からの放熱の効果も期待される。

(3) 今回の PRA における扱い

今回、柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の内部事象運転時レベル 1.5PRA のイベントツリーでは、IVR についての分岐 (ヘディング) を設定している。この分岐確率の算出の考え方は、第 1a 図の①～④のとおりである。IVR に影響するパラメータを選定 (①) すると共に各パラメータの分布を決定し、これらのパラメータのイベントツリーを作成 (②、第 3 表、第 1b 図)、シーケンス毎に評価コードを用いて IVR の成否を判定 (③、第 1c 図) し、判定結果を集約することで IVR の発生確率を求めた (④)。①～④の詳細は(4)に示す。

今回の評価において、炉心損傷後の注水に期待するシナリオは TQUX, TBU, TBP からのシーケンスである。炉心損傷後の電源復旧、減圧に期待し、LPFL (954 m³/h) で注水する。但し、今回の評価では保守的に LPFL より注水流量の少ない代替注水系 (MUWC, 110 m³/h) の流量を用いて IVR の成否を評価している。また、電源復旧、減圧に期待するための時間遅れを考慮し、注水開始は熔融炉心の落下開始 (炉心下部支持板破損) と同時とした。なお、今回の評価では炉心損傷から熔融炉心落下までの間に注水する場合を考慮していないが、MAAP の評価結果 (L1.5 報告書 第 2.1.1. e-2 図) を見ると、炉心損傷から熔融炉心落下までには [] 程度の時間余裕がある。この間での注水開始を考慮に入れると、IVR に成功する可能性が高くなるものと考えられる。

今回、IVR の有無を考慮した理由は、IVR の可能性を排除しないためであり、IVR の発生有無を分析する上での知見が組み込まれ、TMI-2 事故についての再現性も確認された評価コードを用いれば、IVR の発生有無について一定の評価が可能と考えたためである。

一方で、各入力パラメータが不確実さを持つことから、IVR の発生確率についても不確実さが生じる。 []

(4) IVR による分岐確率の算出の考え方

① IVR に影響するパラメータの選定

これまでの知見 (第 1 表参照) より、IVR 現象の主要過程は以下のように分けられる。

- ・ 下部プレナムへの熔融物移行
- ・ 水中での落下熔融物の分散および冷却
- ・ 落下・堆積デブリと貫通部との熱的相互作用
- ・ 堆積デブリの上面からプール水への熱伝達による冷却
- ・ 連続デブリ層表面でのクラスト形成と熔融プール内自然対流熱伝達
- ・ 連続デブリ層と下鏡との狭隘ギャップ形成およびギャップ沸騰冷却
- ・ RPV 下鏡破損

これらの各過程に対する現状の知見および IVR 現象に支配的なパラメータについて、以下に整理する。

a. 下部プレナムへの熔融物移行

下部プレナムに落下するコリウムは下部プレナムの残存水との相互作用により、粒子状デブリベッドや連続デブリ層となる。この程度は下部プレナムへのコリウムの流量と落下総量に影響を受けることから、炉心熔融進展に伴う下部プレナムへのコリウムの流量と落下総量は、下部プレナムに堆積するデブリの性状、すなわち粒子状デブリベッドと連続デブリ層との存在割合に大きく影響を与える。

炉心溶融過程については不確実さが大きいが、事故シナリオ(低圧炉心損傷か高圧炉心損傷か、あるいはRPV内部注水の条件)によって下部プレナムへのコリウム落下挙動は異なると考えられる。また、落下コリウムの温度は、下部プレナム残存水との相互作用による冷却水インベントリ減少速度や下鏡の熱負荷の大きさに影響するが、炉心構成物質(UO₂, Zr, ZrO₂及びSUS)による不確かさを有すると考えられる。

b. 水中での落下溶融物の分散および冷却

下部プレナムへ炉心溶融物が落下を開始する時点では未だ下部プレナムには残存水があり、水中に溶融物が落下する場合には、ジェットブレークアップにより一部が粒子化することが、実験的に確認されている(FARO実験, COTELS実験)。粒子化する割合が大きいほどデブリは冷却されやすく、IVR達成の可能性が大きくなると考えられる。一方、粒子化によってデブリ冷却が促進されるほど、下部プレナム残存水の減少は早く、注水系の復旧タイミングや注水流量が重要となる。

落下コリウムの粒子化割合は、MAAP4コードにも組み込まれているRicou-Spaldingの相関式をコリウムのジェットブレークアップに応用することによって、評価が可能である。同相関式で評価される粒子化割合は、初期ジェット直径とプール水深に大きく影響される。ここで、プール水深(プール水量)は事故シナリオに依存するが、初期ジェット直径については不確実さが大きいと考えられる。

c. 落下・堆積デブリと貫通部との熱的相互作用

IVR成立のためには、堆積デブリによって貫通配管部が損傷しないことが必要条件である。これまでの実験的知見として、WH社PWRの計装配管を模擬したEPRI/FAI実験によれば、溶融物(アルミナ)が貫通部に侵入しても凝固し、圧力バウンダリの破損は生じなかったことが報告されている。また、CORVIS実験(スイスPSI)でも同様に、ドライ条件でBWRドレン配管に溶融物(アルミナ)が侵入しても凝固し、健全性を維持したことが報告されている。これらの実験的知見から、落下・堆積デブリとの熱的相互作用によって、コリウム落下直後に貫通部の早期破損が生じる可能性は小さいと考えられる。

d. 堆積デブリの上面からプール水への熱伝達による冷却

水中での落下溶融物の分散によって生じた粒子が堆積して粒子状デブリベッドが生じることは、FARO実験(JRC ISPRA)やCOTELS実験(NUPEC)において確認されている。粒子状デブリベッドの下部プレナム残存水による冷却性については、既往研究に基づきLipinskiのドライアウトヒートフラックスモデルによって除熱量の評価が可能である。本モデル(相関式)による除熱量は主としてデブリ粒子径に依存している。水中で分散した粒子径については、幾つかの相関式やTMI-2事故分析から概ね1~5mm

と考えられており、この粒子径の範囲については、粒子状デブリベッドの崩壊熱は十分に除去可能と評価している。また、粒子化せず連続層として堆積したデブリからの除熱は、平板での Kutateladze タイプの限界熱流束相関式(最大除熱量)や膜沸騰熱伝達相関式による評価が可能であり、連続デブリ層の崩壊熱が除去可能か否かは連続デブリ層の堆積量(厚さ)に依存する。

e. 連続デブリ層表面でのクラスト形成と溶融プール内自然対流熱伝達

連続デブリ層の表面は、下部プレナム残存水や下鏡との接触により凝固点以下となってクラストを形成し、内部は発熱を伴う自然対流が生じると考えられる。内部発熱を伴う自然対流熱伝達については、方位角に依存した実験相関式により評価が可能である。

RPV 下鏡内に落下した溶融炉心の状態について、下鏡内に注水しない(下部プレナムに溶融プールが継続的に存在する)マネジメントの下では、溶融炉心が上から酸化物層(UO₂)、金属層(ウラン合金及び金属等)の順に層を形成(逆成層化)し、金属層上端の最外周(RPV 下部ヘッド壁の接触部)及びその近傍においてRPV 下部ヘッド壁への熱流束の集中(フォーカシング効果)が生じるという報告^[4-4]がある(第 2a 図, 第 2b 図参照)。今回の IVR 評価モデルではフォーカシング効果を考慮していないが、この報告と今回の評価の条件を比較すると、今回の評価は下鏡内に注水している点が上記の報告と異なる。下鏡内に注水した場合のフォーカシング効果についての報告は確認されていないが、下鏡内に注水しない場合に比べ、溶融プール上部から水への熱伝達による除熱があることにより、下部プレナムへの熱流束は緩和されるものと考ええる。また、フォーカシング効果については圧力容器の変形を考慮するとその影響が限界熱流束程度まで低減されるとの報告^[4-5]があり、今回の IVR 評価モデルでは f. のギャップ沸騰冷却の観点から圧力容器の変形を考慮している。

フォーカシング効果については不確かさの大きい現象と考えるが、溶融炉心から下部ヘッドへの熱伝達の不確かさの 1 つと整理し、下記の f. の不確かさに含めて考慮することとした。

f. 連続デブリ層と下鏡との狭隘ギャップ形成およびギャップ沸騰冷却

下部ヘッドに堆積した連続層デブリは、下鏡を加熱するものの完全には固着せずにギャップを形成し、下鏡のクリープ変形によるギャップ拡大によって冷却水が浸入したことが、TMI-2 事故での下部ヘッド急冷メカニズムと考えられている。ギャップ形成と容器壁の冷却は IVC 実験(FAI 社)および ALPHA 実験(JAERI)によって確認されている。また、狭隘ギャップでの沸騰除熱特性については、傾斜角度の効果を考慮した電共研実験相関式より評価が可能である。ただし、実炉スケールでの堆積デブリ量は、炉心全量落下(110 万 kW 級プラント)条件では 200 t 以上にもなり、TMI-

2 事故における 20 t に比べて著しく大きい場合も考えられる。大量の連続デブリ層が堆積した場合にも下部プレナム底部のギャップまで冷却水が浸入するか否かは不確かさが大きいと考えられる。

g. RPV 下鏡破損

RPV 下鏡の破損メカニズムとしては、堆積デブリによって下鏡が加熱される結果、CRD チューブや計装管を接続する溶接部分の健全性が失われてチューブから溶融デブリが逸出するいわゆる“チューブイジェクション”あるいは“下鏡クリープ破断”が想定される。“チューブイジェクション”は、溶接部でのせん断応力と温度上昇による強度低下から評価することができる。また、“下鏡クリープ破断”については、過渡的な下鏡応力および下鏡温度を評価することによって判定することができる。

以上に述べた IVR 現象の主要過程の知見から、IVR 冷却達成に関する不確実パラメータとして、次のパラメータ(上記 a, b, f の下線部)を選定し確率分布を設定するものとした。

- ・ 下部プレナムへのコリウム落下量(落下流量と総落下量)
- ・ 落下コリウム温度
- ・ 落下コリウムジェット径
- ・ ギャップへの冷却水浸入制限の有無

②各パラメータへの確率分布の設定

各パラメータへの確率分布の設定の考え方を第 3 表に示す。

③評価コードによる IVR 解析

IVR の評価コード^{[4-1][4-6]}は、これまでの知見を踏まえるとともに、溶融炉心からの熱伝達をモデル化して構築した。IVR 評価コードの要素モデルを第 3a 図に示す。また、評価コードの妥当性は、TMI-2 事故の再現性が確認^[4-7]されている MAAP4 との比較によって確認した。第 4 表のとおり、MAAP4 では TMI-2 の事象を模擬できることが確認されている。本評価で用いた評価コードについても、考慮している現象はほぼ同等であり、同じ条件で評価すると、第 5 表のとおりやや保守的ではあるが、同様の結果を示すことから、IVR に関して妥当な評価となっているものとする。

なお、IVR 評価コードの入力条件、モデルの概要、評価結果に基づく IVR 成否の判定基準は次のとおり。

a. 入力条件

○溶融炉心が下部プレナムへ落下する時刻(解析開始時間)とその時点での RPV 内の条件(圧力、保有水量、注水流量)(MAAP コードによって評

価)

- IVR のイベントツリーの各ヘディング(第 1b 図参照)の分岐の組合せ
- b. モデルの概要

IVR 評価コードは第 3a 図の要素モデルをもとに第 3b 図の伝熱及び物質移行モデルを構築したものであり、これによって RPV 下部での現象を定量化している。

考慮している現象は水中での溶融コリウム落下挙動からコリウム堆積後のプール水及び RPV 下鏡と RPV の内部構造物との熱的相互作用に係わるものである。各要素モデルとその定量化の対応は次のとおり。

- プール水中落下時の溶融物の分散冷却
 - ・水中での落下溶融物の分散・冷却モデル
 - 粒子化割合算出に Ricou-Spalding の相関式を応用
 - 粒子径は Henry らの相関式によるものとした
 - ・分散粒子のジルコニウム-水反応モデル
 - 水中での粒子滞留時間を考慮し、Baker-Just の実験データに基づくジルコニウム酸化割合を入力
 - 堆積コリウムからの熱移行
 - ・粒子状コリウムベッドの冷却モデル
 - Lipinski のドライアウト熱流束相関式
 - ・連続コリウム層表面でのクラスト形成と溶融プール内自然対流熱伝達モデル
 - 準定常を仮定したクラストエネルギーバランス
 - Jahn-Reineke の発熱を伴う自然対流相関式
 - ・連続コリウム層上面での冷却モデル
 - プール沸騰曲線に依存した熱伝達相関式(核沸騰：Rohsenow, 膜沸騰：Berenson)あるいは限界熱流束相関式
 - ・RPV 下鏡との間でのギャップ沸騰冷却モデル
 - 狭隘ギャップでの最大熱流束相関式を用いる Suh らの評価モデル
 - ・CRD 冷却水による冷却モデル
 - 沸騰曲線に依存したプール沸騰熱伝達相関式
 - RPV 下鏡の挙動
 - ・RPV 下鏡のクリープ変形モデル
 - ラーソンミラーパラメータ相関式を用い、クリープ破断モデルを適用した Suh らの評価モデル
 - ・RPV 外部冷却モデル
 - 沸騰曲線に依存したプール沸騰熱伝達相関式
- c. 評価結果に基づく IVR 成否の判定基準
- IVR 失敗の判断基準は、下鏡貫通配管(CRD チューブ)からの溶融デブリの

逸出あるいは下鏡のクリープ破断に至った場合とした。

下鏡貫通配管からの溶融デブリの逸出は、下鏡との溶接部が過温状態となって健全性が失われ、CRD チューブからの溶融デブリが逸出する状況を想定したものである。IVR 評価コードでは、溶接部温度を下鏡内壁温度で代表させ、温度上昇に伴う溶接部限界強度の低下を評価し、溶接部でのせん断応力がこれを上回った場合に CRD チューブからの溶融デブリの逸出に至ると判定するものとした。

下鏡クリープ破断は、Larson-Miller Parameter (LMP) を用いたクリープ破断時間に基づいて評価した。クリープ破断の評価では、応力状態に対する LMP を求め、破断時間を LMP と温度から計算するものとした。

④IVR 分岐確率の評価

各不確実パラメータに対して分岐確率(確率分布)を与えて各シーケンスの発生確率を計算、さらに各シーケンスに対して IVR の成功の有無を評価し、最終的な IVR の分岐確率を評価した。本評価における IVR の分岐確率は 0.66 となった。

以上

参考文献

- [4-1] 「原子炉压力容器内容融物冷却特性に関する研究」BWR 電力共同研究 平成 13 年 3 月
- [4-2] 「シビアアクシデント熱流動現象評価」社団法人 日本原子力学会 平成 12 年 3 月
- [4-3] Main Results of the MASCA1 and 2 Projects, OECD MASCA integrated report, June 2007.
- [4-4] 「原子炉施設のアクシデントマネージメントに係る知識ベースの整備に関する報告書=環境への影響緩和=」独立行政法人 原子力安全基盤機構 平成 22 年 10 月
- [4-5] Chi-Thanh Tran and Pavel Kudinov, “The effective convectivity model for simulation of molten metal layer heat transfer in a boiling water reactor lower head” *Hindawi Publishing Corporation Science and Technology of Nuclear Installations Volume 2013*, 2013.
- [4-6] 「格納容器イベントツリーの再評価に関する研究(フェーズⅡ)」BWR 電力共同研究 平成 16 年 3 月
- [4-7] 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」財団法人 原子力安全研究協会 平成 13 年 7 月

第1表 IVRに関する現状の知見(1/2)^[4-1]

個別現象	主な知見
下部プレナムへの溶融物移行挙動	<ul style="list-style-type: none"> 事故シナリオによって溶融物成分が相違する可能性あり。 “dry core” シナリオ(低圧シーケンスのように完全な炉心露出後の溶融)では metal-rich な溶融物が主。 “wet core” シナリオ(TMI-2)では ceramic-rich な溶融物が主。 MP 実験, XR 実験(米 SNL)より, 落下パスについて知見あり。
溶融物水中落下時のブレイクアップ	<ul style="list-style-type: none"> FARO 実験(UO₂混合物を用いた In-vessel FCI 試験)で, プール水落下時の溶融物の粒子化が確認されている。 粒子化割合はジェット直径とプール水深に大きく影響される。 種々のブレイクアップ相関式が提案されている。例えば Ricou-Spalding 式を使用する場合にはエントレインメント係数の適切な設定により実験結果の再現が可能。 Ricou-Spalding 式について, 構造物がある場合(BWR)でも適用可能であることを確認。
デブリ上面からプール水への熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 熱伝達量はデブリ上面性状(粒子状 or 連続層, デブリ粒径, 空隙率), コリウム過熱度, 組成等に依存する。 粒子状デブリベッドからの除熱評価は Lipinski ドライアウト熱流束モデル等により可能。 連続層からの除熱は, 平板での Kutateladze タイプ限界熱流束相関式(最大除熱量)や膜沸騰熱伝達率による評価が可能。
溶融プールからデブリクラストへの熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 内部発熱を伴う高レイリー数(実機で 10¹⁶~10¹⁷)の自然対流熱伝達について種々の実験相関式(無次元式)が得られている。(ACOPO, RASPLAV 試験等) 角度により熱伝達が異なる。 下鏡内に注水しない場合, 溶融炉心が上から酸化物層(UO₂), 金属層(ウラン合金及び金属等)の順に層を形成(逆成層化)し, 金属層上端の最外周(RPV 下部ヘッド壁の接触部)及びその近傍において RPV 下部ヘッド壁への熱流束の集中(フォーカシング効果)が生じる。(第2a 図, 第2b 図参照) フォーカシング効果は圧力容器の変形を考慮するとその影響が軽減される。
下部ヘッドやCRDガイドチューブへの熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> CRD チューブの対流熱伝達への影響不明。 TMI-2 事故の分析から, 落下したコリウムは下部ヘッド壁に隙間なく付着した訳ではないことが考えられ, 微小なギャップによる接触熱抵抗が存在することが提案されている。(MAAP4)

第1表 IVRに関する現状の知見(2/2)^[4-2]

個別現象	現状の知見
コリウムと下部ヘッド壁のギャップの形成と沸騰熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> • TMI-2 事故の分析から、落下したコリウムは下部ヘッド壁に付着せず、微小なギャップによる接触熱抵抗が存在することを提案。(MAAP4) • 下部ヘッドクリープ変形に伴いギャップの形成が確認されている。(ALPHA 試験, FAI-IVC 試験) • 垂直加熱平板を用いた自然循環条件での狭い間隙の沸騰による最大熱流束相関式がもとめられている。(門出式) • CCFL 条件下の試験が実施され、門出式より熱流束が小さくなることが示されている。(SONATA, 小泉) • ギャップの大きさ(0.2- 1.0 mm)及び角度(0- 90 °)による沸騰挙動及びその影響を確認。(電共研)
下部ヘッド外面、貫通部からの放熱	<ul style="list-style-type: none"> • EPRI 実験では、溶融物が貫通部に浸入しても凝固し、圧力容器バウンダリの健全性は維持される可能性が高いと結論。(WH 社製計装配管の実験で確認) • CORVIS 実験(スイス PSI)では、ドライ条件で BWR ドレン配管に酸化溶融物が浸入しても配管からの放熱等により凝固し、健全性を維持された。
構造物から水プールへの熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> • 構造壁温度に対応して沸騰熱伝達が期待できる。
CRD 冷却水の効果	<ul style="list-style-type: none"> • CRD ガイドチューブ水の冷却効果が期待できる。
下部ヘッドのクリープ変形	<ul style="list-style-type: none"> • In Vessel Cooling Phase-1&2 実験により確認済み。 • ラーソンミラーパラメータを用いたクリープ変形モデルが提案されている。下部ヘッド壁温 1100 °C程度で1時間以内に数 mm のギャップが形成される。 • SNL の LHF 試験等によりクリープ変形破損挙動が実験されている。

第2表 IVR に関わる主要諸元の比較

項目	TMI-2	ABWR
下部プレナム水深	約 1.5 m	4 m 以上
RPV 内径	4.4 m	7.1 m
下部ヘッド厚さ	13 cm	25 cm

第3表 各パラメータの設定の考え方(②)

パラメータ	分岐確率	設定の考え方
注水の有無	—	低圧シーケンス(TQUV)+代替注水系(110 m ³ /h) (熔融炉心の落下開始と同時に注水開始と想定)
下部プレナムへの落下コリウム量	(a) 0.9 (b) 0.1	コリウム量は不確実性を考慮し保守的に以下の2ケースの評価結果をもとに設定 (a) MAAPで評価した結果をもとに設定(約70%の落下を想定) (b) 大量コリウムが落下する場合を想定し、全炉心が落下する設定
落下コリウム温度	温度, 確率 2,500 K, 0.5 2,800 K, 0.5	・炉心構成物質(UO ₂ , Zr, ZrO ₂ , SUS)の共晶反応によりUO ₂ 単体融点より低い温度で落下するが、その温度は幅があると考え、2,500 K及びこれより高めの値2,800 Kを設定 ・確率は不確実さが大きいと考え、各々0.5を設定
落下コリウムジェット直径	直径, 確率 0.05 m, 0.15 0.10 m, 0.50 0.15 m, 0.35	・直径は熔融コリウムがCRチューブ間(最大15 cm)を液柱状で落下することを想定し、最大値0.15 m、最尤値0.10 mおよび最小値0.05 mと設定
RPVとコリウムのギャップへの冷却水侵入の有無	分布: 三角分布 最小: 0 最尤: 0.5 最大: 1.0	実炉スケールの大量デブリ堆積の場合、下鏡底部のギャップまで冷却水が浸入するか否かは不確実さが大きいと考え、確率0.5を最尤値として設定(侵入量はCCFL相関式(小泉らの実験データをKAERIがフィッティングした相関式)を用いて評価)

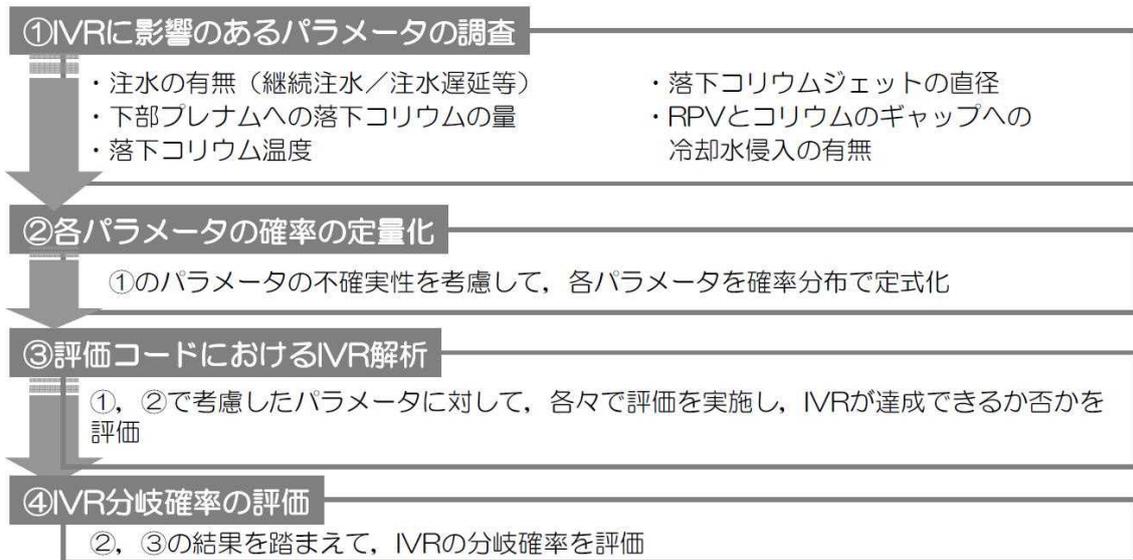
第4表 TMI-2事故とMAAP4再現解析結果の比較^[4-7]

	TMI-2 事故	MAAP4 再現解析
・下部プレナムへのリロケーション時間	227 分	226 分
・下部プレナムへのリロケーション量	19 t	25 t
・下部ヘッド最高温度	1100 °C	1177 °C

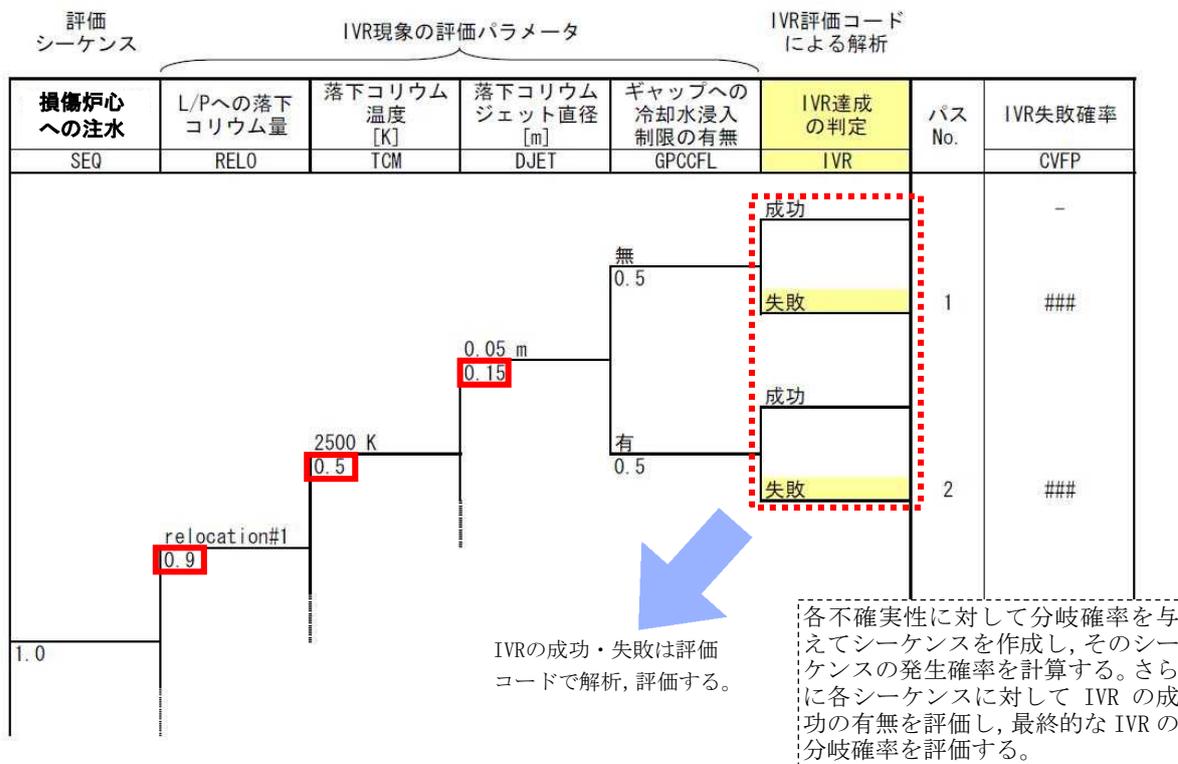
第5表 MAAP4 と IVR 評価コードの解析結果の比較 (ABWR TQUV シーケンス)

	MAAP4	IVR 評価コード
・下部プレナムへのリロケーション時間	2.3 時間	1.5 時間*
・下部ヘッド破損時間	5.9 時間	4.5 時間
・破損モード	CRD 貫通部逸出	CRD 貫通部逸出
・リロケーションから破損までの時間余裕	3.6 時間	3.0 時間

※MAAP3 で評価



第 1a 図 IVR による分岐確率の算出の流れ(①～④)



第 1b 図 IVR 現象のイベントツリー(②)

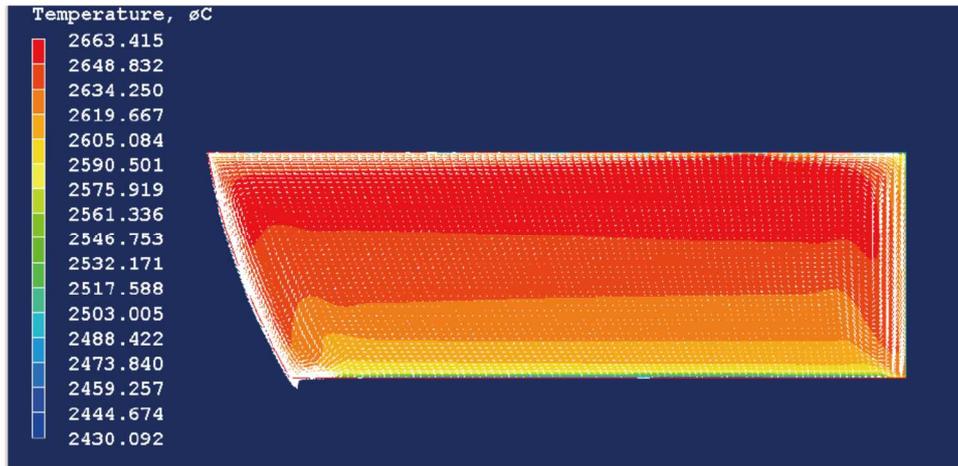
ケースNo.	注水系	コリウム 落下量	落下 コリウム温度	初期ジェツ ト 直径	ギャップへの 水侵入制限	下部プレナム ドライアウト 時刻	下部ヘッド 破損時刻(h)	下部ヘッド 破損形態	下鏡内壁 最高温度(K)	
01				0.05m	無	no dryout	-	-	512	
02					有	no dryout	-	-	512	
03			2500K	0.1m	無	no dryout	-	-	1717	
04					有	no dryout	3.35	#1 Penetration Ejection!	1784	
05		MAAP に よる計算 (約 70%)	2800K	0.15m	無	no dryout	1.40	#1 Penetration Ejection!	1783	
06				有	no dryout	1.35	#1 Penetration Ejection!	1783		
07				0.05m	無	no dryout	-	-	517	
08				有	no dryout	-	-	517		
09				0.1m	無	no dryout	1.73	#1 Penetration Ejection!	1783	
10				有	no dryout	1.66	#1 Penetration Ejection!	1783		
11			0.15m	無	no dryout	-	-	1745		
12			有	no dryout	1.58	#1 Penetration Ejection!	1783			
13	TQUV MUWC 復旧 注水 110m ³ /h		全量落下	2500K	0.05m	無	no dryout	1.47	#1 Penetration Ejection!	1783
14					有	no dryout	1.42	#1 Penetration Ejection!	1783	
15					0.1m	無	no dryout	-	-	1740
16				有	no dryout	1.66	#1 Penetration Ejection!	1782		
17				0.15m	無	no dryout	-	-	1743	
18				有	no dryout	1.49	#6 Penetration Ejection!	1782		
19		0.05m	無	no dryout	-	-	1751			
20		有	no dryout	1.63	#5 Penetration Ejection!	1783				
21		2800K	0.1m	無	no dryout	0.81	#11 Penetration Ejection!	1784		
22		有		no dryout	0.76	#11 Penetration Ejection!	1784			
23		0.15m		無	no dryout	0.67	#12 Penetration Ejection!	1783		
24				有	no dryout	0.65	#12 Penetration Ejection!	1784		

IVR 達成

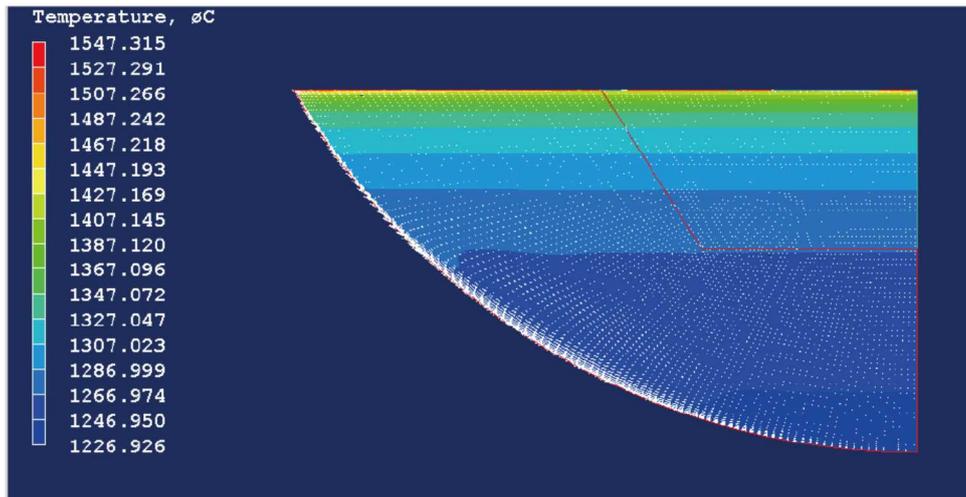
IVR 失敗
(CRD ハウ
ジング破損)

②で設定したパラメータに対する
各々のシーケンスに対して、デブリ
落下に伴う下鏡内温度とバウンダ
リの限界強度との比較等により IVR
が達成できるか否かを評価

第 1c 図 評価コードによる IVR 成否の解析(③)

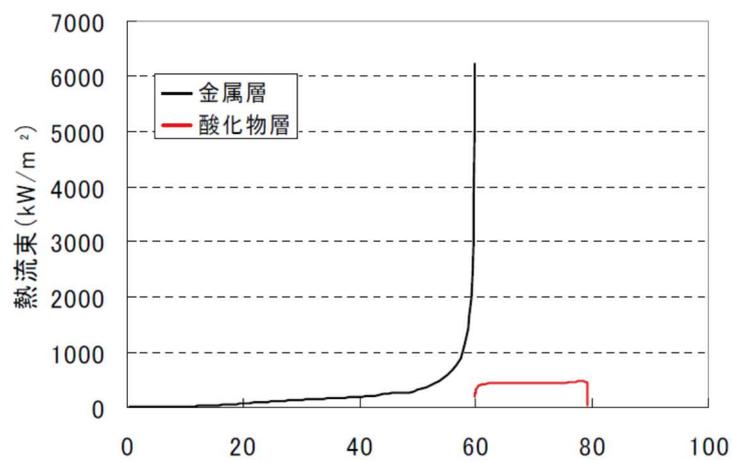


(a) 酸化物層



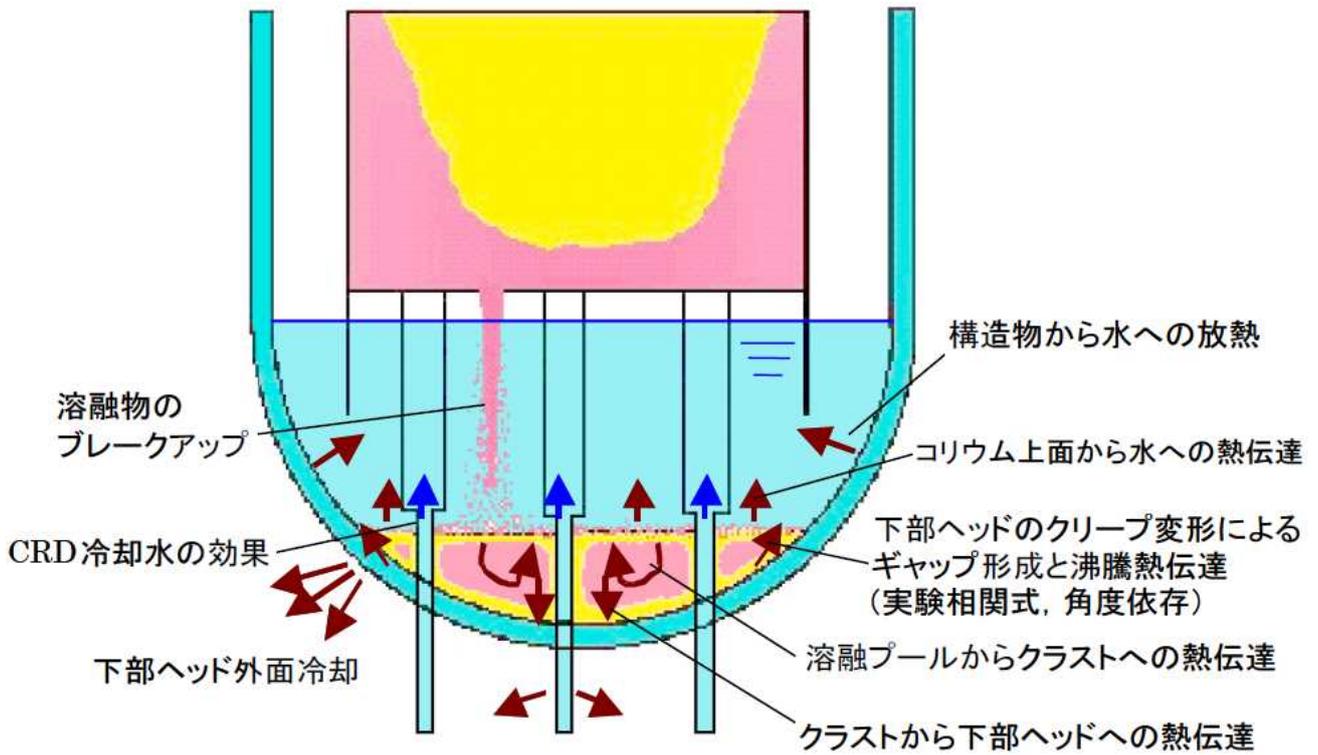
(b) 金属層

第2a図 温度コンター図及び流速ベクトル図(簡易モデル, 圧力容器溶融なし)^[4-4]

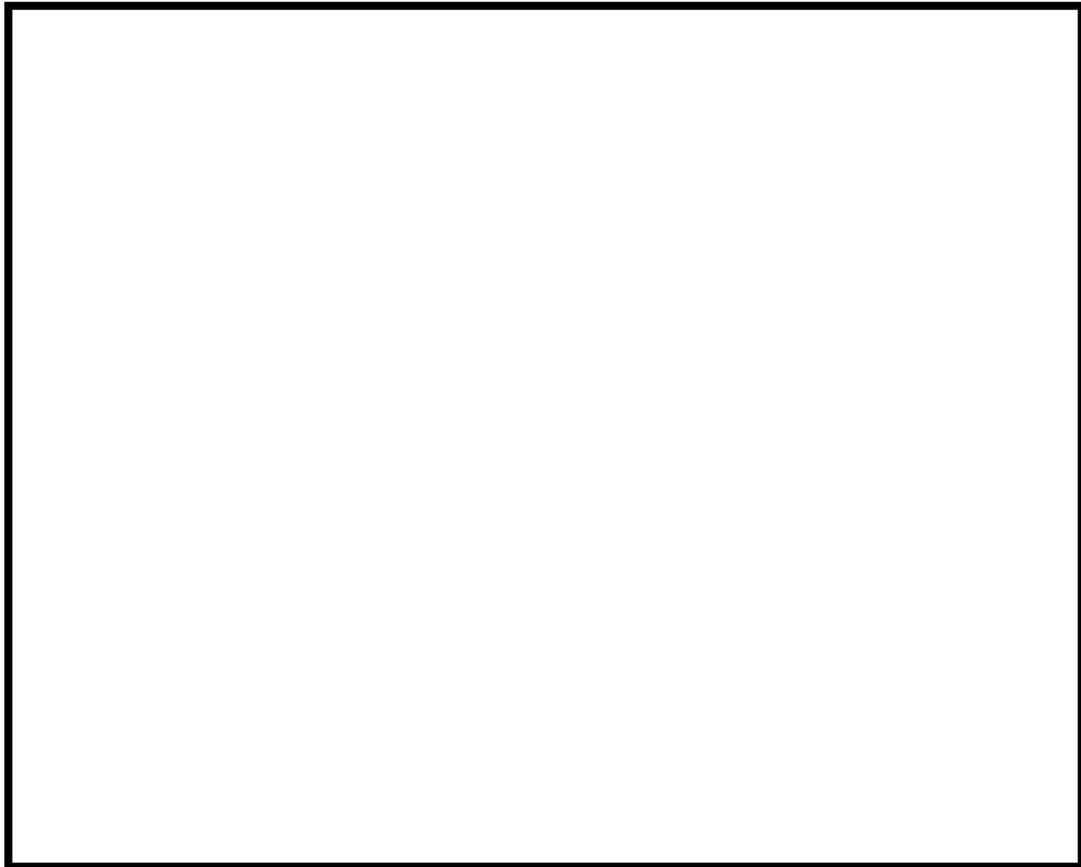


角度[°] (RPV 最下端が 0°, 60° が酸化物層と金属層の境界に相当)

第2b図 熱流束分布(簡易モデル, 圧力容器溶融なし)^[4-4]



第 3a 図 評価コードの要素モデル^[4-1]



第 3b 図 IVR 評価コードの伝熱および物質移行モデル^[4-6]

格納容器雰囲気直接加熱発生時の格納容器への温度負荷

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の内部事象運転時レベル 1.5PRA では、格納容器雰囲気直接加熱(以下「DCH」という。)による格納容器内の圧力上昇を原子炉格納容器のフラジリティ曲線に照らして DCH による格納容器破損頻度を評価している。このとき、格納容器への温度負荷は考慮していない。

本評価では原子炉圧力容器が高压破損し、DCH が発生した場合について、原子炉圧力容器の破損時の格納容器への温度負荷を確認した。

1. 評価条件

TQUX によって炉心損傷に至り、その後の原子炉の減圧に失敗する事故シーケンスについて評価した。評価条件を第 1 表に示す。

2. 評価結果

評価結果を第 1 図及び第 2 図に示す。

原子炉格納容器への温度に関する負荷は、原子炉格納容器の壁面温度で確認することが適切であることから、原子炉格納容器の壁面温度を確認すると、原子炉圧力容器高压破損直後であっても気相部温度と比較して温度の上昇は緩やかであり、限界温度(200℃)に対して余裕があることが確認できる。このことから、仮に DCH によって更に急激な原子炉格納容器の温度上昇が生じても原子炉格納容器の壁面温度が短時間で限界温度に到達することはなく、また、DCH によって原子炉格納容器に大きな負荷が生じた場合、原子炉格納容器は先に圧力によって破損に至るものと考えられる。

このため、DCH による格納容器破損頻度の評価においては、原子炉圧力容器への圧力負荷に着目して評価することで問題無いと考える。

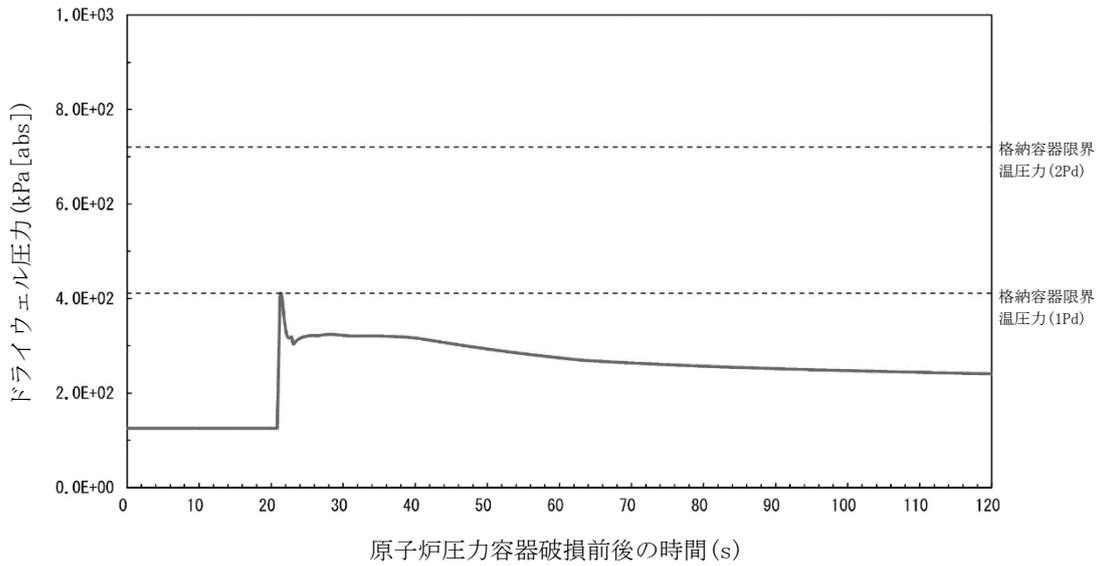
3. その他の影響

高压状態の原子炉圧力容器から熔融炉心が噴出された場合、高温の熔融炉心が壁面に付着し、原子炉格納容器を加熱することで格納容器破損に至る可能性も考えられるが、熔融炉心の噴出先は格納容器下部ドライウエルであるため、原子炉格納容器のバウンダリに接触することはなく、上部ドライウエルへの流路も連通孔に限定されるため、上部ドライウエルの壁面に付着し、加熱によって格納容器破損に至る可能性は小さいものとする。

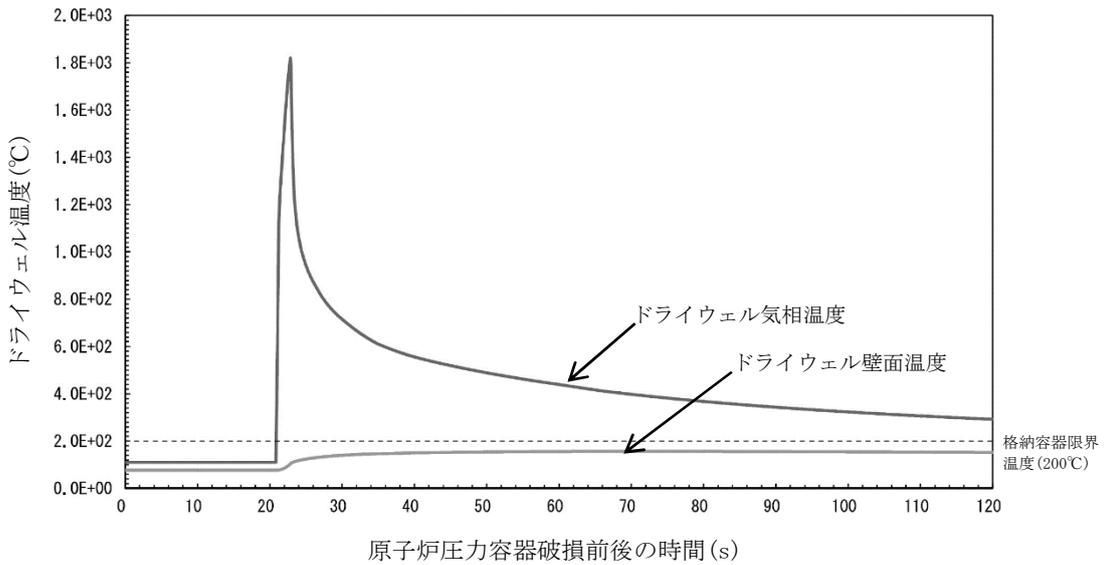
以上

第1表 DCH 評価条件

パラメータ	評価条件	備考
対象シーケンス	TQUX	炉心損傷後の減圧失敗
炉内ジルコニウム酸化割合	24%	不確かさ確率分布 (三角分布) の最尤値
原子炉圧力容器の破損面積	0.3m ²	不確かさ確率分布 (三角分布) の最尤値
下部プレナムに落下する 溶融炉心の割合	60%	不確かさ確率分布 (三角分布) の最尤値
上部ドライウエルへの粒子化 デブリの移行割合	5%	不確かさ確率分布 (一様分布) の最大値



第1図 ドライウエル圧力



第2図 ドライウエル温度

炉外 FCI による格納容器破損確率評価における ペDESTALフラジリティの設定

炉外 FCI による格納容器破損確率の評価では、格納容器下部ドライウェルへの溶融デブリの落下に伴って生じる水蒸気爆発の機械的エネルギーの分布を、機械的エネルギーと格納容器下部ドライウェル側壁の破損確率の関係(以下「ペDESTALフラジリティ」という。)に照らして炉外 FCI による格納容器の破損確率を評価している。

このペDESTALフラジリティは以下の流れで設定している。設定の詳細を 1.以降に示す。

- ① FCI によって生じる機械的エネルギーとペDESTALの鋼板の塑性ひずみ量の関係を、動的連続体非線形相互作用解析コード「AUTODYN-2D」を用いて評価する。
- ② ①で求めた関係をもとに、ペDESTALフラジリティを設定する。

1. AUTODYN-2D によるペDESTALの鋼板の塑性ひずみ量の評価

(1) 評価条件

AUTODYN-2D での解析条件を次に示す。AUTODYN-2D では、格納容器下部ドライウェルの液相部での水蒸気爆発による圧力波が液相部あるいは気相部を伝播して構造物に働く荷重及び変形を評価した。

a. 解析モデル

解析モデルを第 1 図に示す。下部ドライウェルにはリターンラインまで水位があるもの(水深約 7 m)とした。

FCI による圧力源にはガスバグモデル(水プール中の点に高圧気泡を置き、この気泡の膨張によって所定の仕事をさせるモデル)を使用した。

鋼板材(SPV490)の材料物性として、SPV490 の応力-ひずみ曲線を使用した。SPV490 の応力-ひずみ曲線を第 2 図に示す。

b. 解析ケース

AUTODYN-2D による解析ケースを第 1 表に示す。FCI に寄与するコリウムの量は、破損口径とプール水深(約 7 m)の積とし、FCI によって発生する機械的エネルギーは FCI に寄与するコリウムの内部エネルギーとエネルギー変換効率の積とした。

破断口面積には、破損規模が小規模なケース(CRD1 本程度の面積を考慮)及び破損規模が大規模なケース(大規模クリープ破損を想定)を考慮した。

圧力源の位置は水プールの中心とし、圧力源の形状は球形とした。

(2) 評価結果(機械的エネルギーとペDESTALの鋼板の塑性ひずみ量の関係)

第1表の解析ケース毎に AUTODYN-2D を用いて評価した鋼板の塑性ひずみと、FCIによって生じる機械的エネルギーとの関係を第3図に示す。今回の解析条件の範囲では機械的エネルギーの増大に対して塑性ひずみはほぼ線形に増加していく結果となった。

2. ペDESTALフラジリティの設定

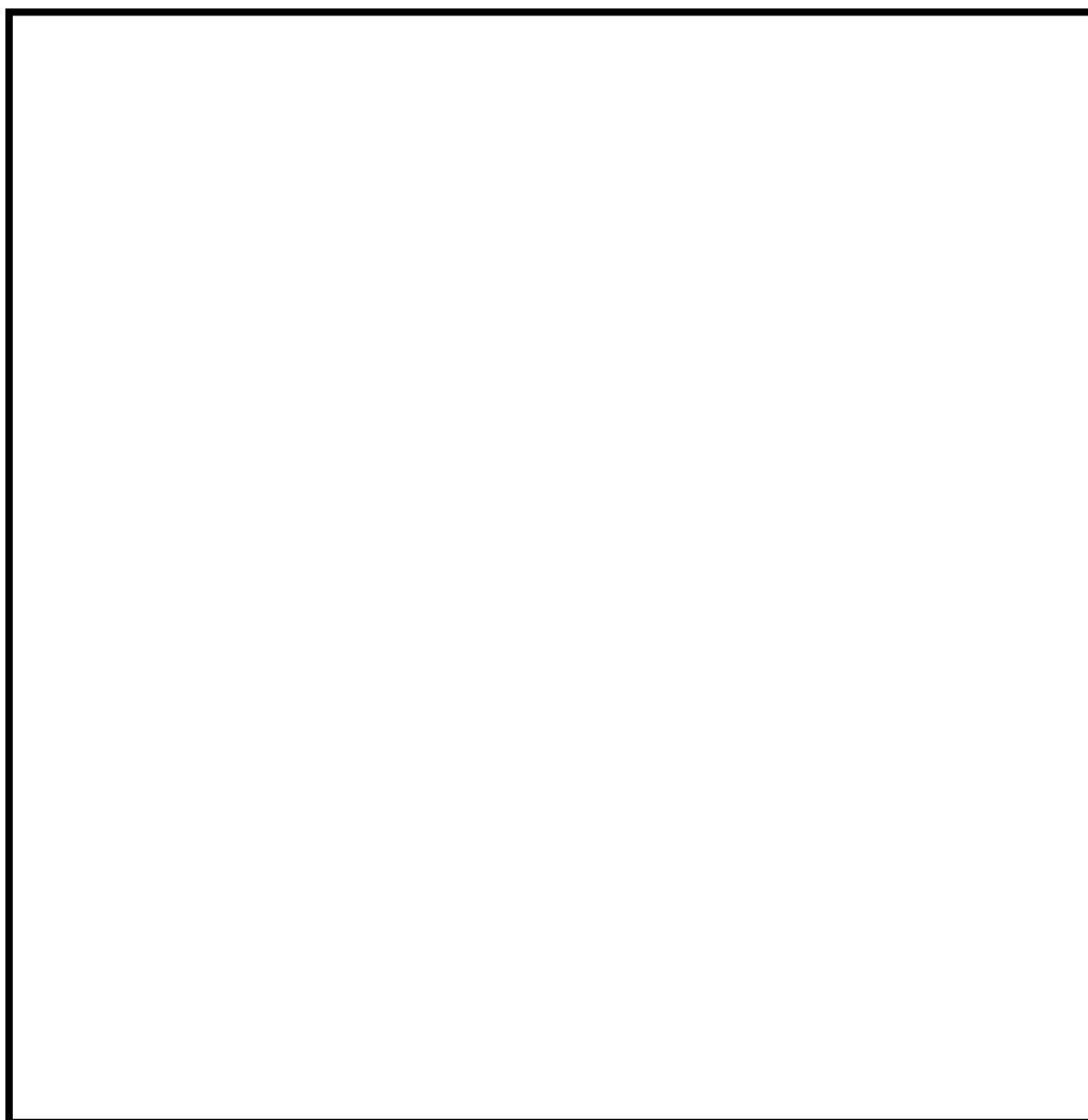
ペDESTALフラジリティは、AUTODYN-2Dによる評価結果から得られた第3図の機械的エネルギーとペDESTALの鋼板の塑性ひずみ量の関係を参考に、を上限とするとして設定した。設定したペDESTALのフラジリティ曲線を第4図に示す。

の上限については、第2図からSRV490の最大引張り強さ時の塑性歪みがであることを読み取り、第3図からは塑性歪みに相当する機械的エネルギーが以上であること等を踏まえて設定した。

以上

第 1 表 AUTODYN-2D による解析ケース

解析 ケース	破損規模	破損口 面積[m ²]	プール 水深[m]	機械的 エネルギー 変換効率[%]	機械的 エネルギー [MJ]
1	小規模 (CRD1 本程度の 面積を考慮)	0.28	6.757	2	348
2				1	174
3	大規模 (大規模クリーブ 破損を想定)	2.27		2	2739
4				1	1369
5				0.5	685



第 1 図 AUTODYN-2D による格納容器下部ドライウエル内の動的荷重評価モデル



第2図 鋼板材 (SRV490) の応力-ひずみ曲線



第3図 FCI によって生じる機械的エネルギーと鋼板の塑性ひずみの関係



第4図 FCI によって生じる機械的エネルギーに対するペDESTALのフラジリティ曲線

余裕時間の設定方法

格納容器イベントツリー評価において、分岐確率を設定するにあたって、余裕時間を設定する必要がある。余裕時間の設定が必要となる格納容器イベントツリーのヘディング及び本ヘディングに示す操作の実施目的を下表に示す。

これらのヘディングの分岐確率を設定するために必要となる、運転操作の余裕時間について、実施目的を考慮して、事故進展解析結果から設定する。

ヘディング		実施目的
1	原子炉減圧	原子炉圧力容器破損防止
2	損傷炉心注水	
3	下部ドライウェル注水(原子炉圧力容器破損口)	原子炉格納容器破損防止
4	上部ドライウェルスプレイ (RHR)	
5	非常用交流電源復旧(原子炉圧力容器破損前)	原子炉圧力容器破損防止 (1, 2 のためのサポート系)
6	非常用交流電源復旧(原子炉格納容器破損前)	原子炉格納容器破損防止 (3, 4 のためのサポート系)

1. 損傷炉心注水の余裕時間

損傷炉心注水の余裕時間は、炉内容融物保持(以下「IVR」という。)を達成するために許容される時間と定義され、具体的にはリロケーション開始からの時間によって設定することが出来る。

ここで、第1表に事故進展解析結果を示す。本表からリロケーション開始までの時間は、炉心損傷時期が早期か後期かで大きく異なる。炉心損傷時期の早期/後期を、プラント損傷状態(以下「PDS」という。)によって分類すると、以下のようになる。

- ・炉心損傷時期早期：長期 TB 以外
- ・炉心損傷時期後期：長期 TB

したがって、損傷炉心注水の余裕時間は、長期 TB と長期 TB 以外に区別して設定を行う。

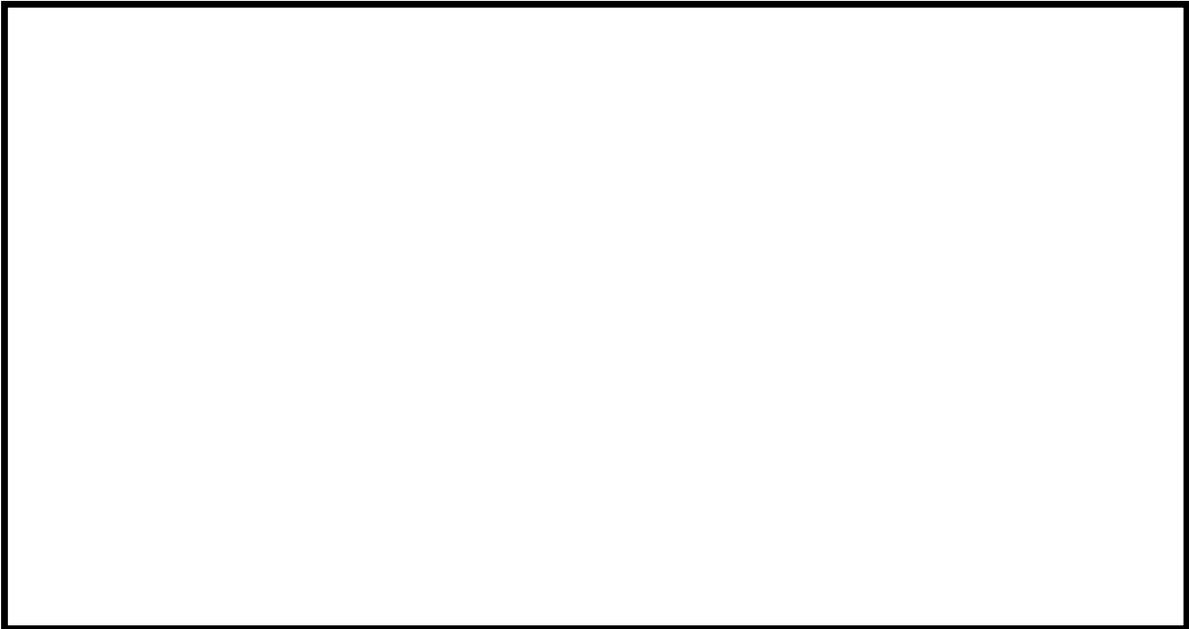


① 長期 TB 以外の PDS に対する損傷炉心注水の余裕時間





② 長期 TB に対する損傷炉心注水の余裕時間



2. 残留熱除去系による原子炉格納容器除熱の余裕時間

原子炉格納容器除熱の余裕時間については、原子炉压力容器破損の有無によって、余裕時間及び必要となるヘディングが異なるため、原子炉压力容器破損の有無 (IVR 成功の有無) で区別して時間余裕を設定する。

① 原子炉压力容器破損なし (IVR 成功時)



② 原子炉压力容器破損あり (IVR 失敗時)



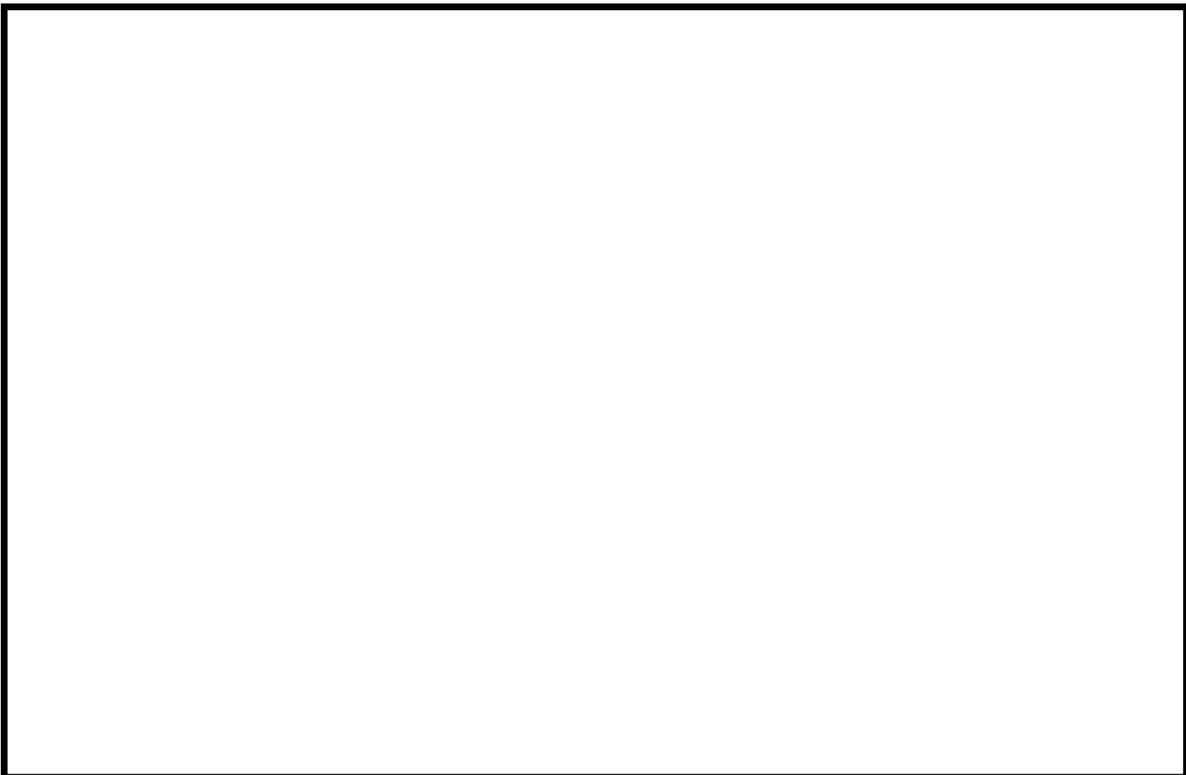
残留熱除去系による原子炉格納容器除熱の余裕時間を整理した結果を第 5 表に示す。

3. 交流電源復旧の余裕時間

交流電源復旧の目的は、交流電源喪失時における、損傷炉心注水及び原子炉格納容器除熱であるため、交流電源復旧は、1. 及び 2. で設定した余裕時間以内に完了する必要がある。

したがって、1. 及び 2. の余裕時間設定の考え方を基に以下のとおり設定した。

① 損傷炉心注水のための交流電源復旧の余裕時間



② 原子炉格納容器破損防止のための交流電源復旧の余裕時間





原子炉格納容器破損前までの交流電源復旧の余裕時間を整理した結果を第6表に示す。

第1表 代表炉心損傷シーケンスの事故進展解析結果

PDS	炉心溶融	炉心支持板破損※	原子炉圧力容器破損	原子炉格納容器破損
TQV (TBP)				
TQX (TBU, TBD)				
TQX (原子炉圧力容器破損なし)				
LOCA				
長期 TB				

※ 炉心支持板破損は，原子炉圧力容器下部プレナムへのデブリの移行を意味する。

第2表 代替注水系相当の流量で注水した場合の注水の遅れ時間と IVR 達成の関係

--

第3表 損傷炉心注水の余裕時間

--

第4表 原子炉圧力容器破損から原子炉格納容器破損までの余裕時間

--

第5表 残留熱除去系による原子炉格納容器除熱の余裕時間

--

第6表 交流電源復旧の余裕時間

--

格納容器隔離の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応

【分岐確率の根拠】

柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉の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(以下「PCV」という。)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、PCV 隔離システムの信頼性について評価している NUREG/CR-4220^[1]をもとに設定している。NUREG/CR-4220 では、米国の LER (Licensee Event Report) (1965 年～1983 年分)を分析し、PCV からの大規模漏洩が生じた事象 4 件を抽出、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。更に、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 PCV 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、PCV 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、NUREG/CR-4220 では、潜在的な漏洩が発生する経路として、ベント弁等の大型弁の故障や PCV 壁に穴が空く事象等の直接的な破損を考えている。

【JNES による検討事例】

PCV の隔離失敗については、独立行政法人 原子力安全基盤機構(JNES)による評価結果^[2]が報告されている。国内 BWR-5MARK II 型格納容器プラントを対象に、フォールトツリーを用いて PCV 隔離の失敗確率を評価しており、格納容器隔離の失敗確率は平均値で 8.3×10^{-4} (EF = 2.4)と示されている。

PCV の貫通部を抽出した上で、貫通部の弁の構成等を考慮し、リークのパターンをフォールトツリーでモデル化している。また、フォールトツリーの基事象には国内機器故障率データを使用している。

【分岐確率の設定について】

NUREG/CR-4220 では米国の運転実績から、JNES による評価では、フォールトツリーによる分析から PCV 隔離失敗の頻度又は確率が評価されている。用いているデータ及び評価方法は異なるものの、いずれも 1.0×10^{-3} 前後の値である。

本評価において、ヘディング「格納容器隔離」は他のヘディングとの従属関係を持たない独立のヘディングであることから、プラント損傷(炉心損傷)状態の発生頻度とヘディング「格納容器隔離」の確率の積がそのまま PCV 破損モード

「格納容器隔離失敗」による PCV 破損頻度となる。また、PCV の隔離に成功している確率はほぼ 1 であることから、ヘディング「格納容器隔離」以降のイベントツリーの分析結果には殆ど影響しない。これらのことから、参照可能と考える評価結果のうち、大きめの値を示している NUREG/CR-4220 の評価結果をもとに、工学的判断によって分岐確率 5.0×10^{-3} を採用した。

なお、現状の運転管理として PCV 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。仮に今回想定した様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。

【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 PCV の隔離に失敗している場合と、原子炉冷却材浄化系配管等の原子炉圧力容器に繋がる高圧配管が PCV の外で破断した後に炉心損傷に至る場合が含まれている。

PRA では、炉心損傷の時点で PCV 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 PCV の隔離に失敗していた場合には、中央制御室からの隔離失敗(漏えい)箇所の隔離を試みる事となる。

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共に、万一の重大事故発生時に PCV の隔離に失敗していることのないよう、PCV 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 PCV の圧力監視等で対応している。

原子炉冷却材浄化系配管等、原子炉圧力容器に繋がる配管が PCV の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ため、ISLOCA 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、炉水位をバイパス破断が生じた配管の原子炉圧力容器接続位置の高さ以下に保つ等、ISLOCA の場合と同様の対応をとることとなる。

また、サプレッションプールからの吸込配管等、直接炉心損傷につながるものではないが、PCV から外部に敷設されている配管が破断した場合についても、破断箇所を隔離することで対応する。

以上

参考文献

- [1] NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1985)
- [2] 「JNES/SAE06-031, 06 解部報-0031 格納容器健全性に関する機器の重要度評価(BWR)」
独立行政法人 原子力安全基盤機構 (2006)