

本資料のうち、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について
(内部事象 運転時レベル1)

平成27年6月

東京電力株式会社

目 次

1. 事故シーケンスグループ等の抽出における PRA の実施範囲と評価対象

2. 「PRA の説明における参照事項」に基づく構成について

3. レベル 1PRA

3.1 内部事象 PRA

3.1.1 出力運転時 PRA

3.1.1.a 対象プラント

3.1.1.b 起因事象

3.1.1.c 成功基準

3.1.1.d 事故シーケンス

3.1.1.e システム信頼性

3.1.1.f 信頼性パラメータ

3.1.1.g 人的過誤

3.1.1.h 炉心損傷頻度

3.1.2 停止時 PRA

3.1.2.a 対象プラント

3.1.2.b 起因事象

3.1.2.c 成功基準

3.1.2.d 事故シーケンス

3.1.2.e システム信頼性

3.1.2.f 信頼性パラメータ

3.1.2.g 人的過誤

3.1.2.h 炉心損傷頻度

3.2 外部事象 PRA

3.2.1 地震 PRA

3.2.1.a 対象プラントと対象シナリオ

3.2.1.b 地震ハザード

3.2.1.c 建屋・機器のフラジリティ

3.2.1.d 事故シーケンス


3.2.2 津波 PRA

3.2.2.a 対象プラントと対象シナリオ

3.2.2.b 津波ハザード

3.2.2.c 建屋・機器のフラジリティ

3.2.2.d 事故シーケンス

 今回のご説明範囲

4. レベル 1.5PRA

4.1 内部事象 PRA

4.1.1 出力運転時 PRA

4.1.1.a プラントの構成・特性

4.1.1.b プラント損傷状態の分類及び発生頻度

4.1.1.c 格納容器破損モード

4.1.1.d 事故シーケンス

4.1.1.e 事故進展解析

4.1.1.f 格納容器破損頻度

4.1.1.g 不確かさ解析及び感度解析

4.2 外部事象 PRA

4.2.1 地震 PRA

3. レベル 1PRA

3.1 内部事象 PRA

3.1.1 出力運転時 PRA

- 添付資料 3.1.1.a-1 サプレッションプール(S/C)温度が上昇した場合の高圧炉心注水系(HPCF)の機能維持
- 添付資料 3.1.1.b-1 起因事象の LOCA の発生頻度算定の考え方
- 添付資料 3.1.1.b-2 起因事象から除外している事象の考え方と原子炉圧力容器(RPV)破断発生確率の評価結果
- 添付資料 3.1.1.b-3 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
- 添付資料 3.1.1.b-4 「起動操作」を起因事象に含めないことの考え方
- 添付資料 3.1.1.b-5 起因事象発生頻度の評価における考え方
- 添付資料 3.1.1.b-6 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
- 添付資料 3.1.1.b-7 具体的破断箇所を想定した場合の LOCA 後の炉心損傷頻度
- 添付資料 3.1.1.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
- 添付資料 3.1.1.b-9 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)
- 添付資料 3.1.1.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率の扱い
- 添付資料 3.1.1.c-2 成功基準設定の考え方
- 添付資料 3.1.1.c-3 事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例
- 添付資料 3.1.1.d-1 柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機内の事象出力運転時レベル 1PRA イベントツリー
- 添付資料 3.1.1.d-2 逃がし安全(S/R)弁の開固着を想定する考え方
- 添付資料 3.1.1.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整備状況
- 添付資料 3.1.1.d-4 PRA において RCIC 運転時間 8 時間とすることの妥当性
- 添付資料 3.1.1.d-5 事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
- 添付資料 3.1.1.e-1 ホウ酸水注入系(SLC)の失敗確率
- 添付資料 3.1.1.e-2 サポート系が一部故障している場合の評価
- 添付資料 3.1.1.e-3 スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義
- 添付資料 3.1.1.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
- 添付資料 3.1.1.f-2 保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較
- 添付資料 3.1.1.f-3 共通原因故障パラメータを適用している系統
- 添付資料 3.1.1.f-4 共通原因故障に関する MGL パラメータ適用の考え方
- 添付資料 3.1.1.g-1 ストレスファクタの適用の考え方とその影響
- 添付資料 3.1.1.g-2 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
- 添付資料 3.1.1.g-3 人間信頼性解析(HRA)ツリーによる人的過誤の分析例
- 添付資料 3.1.1.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)
- 添付資料 3.1.1.h-2 ドミナントシーケンスのイベントツリー上への表示

添付資料 3.1.1.h-3 不確かさ解析における計算回数と収束性の確認

添付資料 3.1.1.h-4 不確かさ評価において、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

添付資料 3.1.1.h-5 設計基準事故対処設備のみに期待する場合の PRA

3.1.2 停止時 PRA

3.2 外部事象 PRA

3.2.1 地震 PRA

3.2.2 津波 PRA

今回のご説明範囲

4. レベル 1.5PRA

4.1 内部事象 PRA

4.1.1 出力運転時 PRA

4.2 外部事象 PRA

4.2.1 地震 PRA

1. 事故シーケンスグループ等の抽出における PRA の実施範囲と評価対象

本 PRA は、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(平成 25 年 6 月 19 日)(以下、「解釈」という。)第 3 章第 37 条に基づいて実施したものである。

本 PRA の結果は、解釈第 3 章第 37 条において炉心損傷防止対策等の有効性評価の対象として定められている、必ず想定する事故シーケンスグループ等に追加して評価すべき事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定に活用する。

PRA の実施範囲は、日本原子力学会において実施基準が標準化されているなど、現段階で実施可能な、内部事象レベル 1 (出力運転時、停止時)、内部事象レベル 1.5 (出力運転時)、外部事象として地震レベル 1 及び津波レベル 1 とした。

評価の対象とするプラント状態は、通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成 4 年 7 月)(以下、「AM 要請」という。)以前の状態とした。

これは、今回の PRA の目的が、設計基準事象を超えた重大事故に対する有効性評価を行うための事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定であることに鑑み、設計基準設備による対応を基本とし、AM 要請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に評価を行うこととしたものである。

なお、給復水系による冷却や、外部電源の復旧など、AM 要請以前より運用されている通常の操作・対応や、ECCS の手動起動などの 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。

2. 「PRA の説明における参照事項」に基づく構成について

本資料は、事故シーケンスグループ等の抽出に際して実施した各種 PRA について、「PRA の説明における参照事項」(原子力規制庁 平成 25 年 9 月)の記載に基づいて構成した。

また、「PRA の説明における参照事項」の記載と関連して留意すべき事項については、先に以下の通りに示した。

- ピアレビューについて
別資料にて説明

3. レベル 1PRA

3.1 内部事象 PRA

3.1.1 出力運転時 PRA

出力運転時 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 3.1.1-1 図に示す。

3.1.1.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。

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.に記載の通りに PRA に必要な KK6/7 号機の情報を収集し、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リストを第 3.1.1.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 3.1.1.a-2 表及び第 3.1.1.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、原子炉の出力の調整を行う。異常時にあっては、以下の系統により原子炉を停止する。

スクラム系(第 3.1.1.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、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生する原子炉保護系(RPS)及び制御棒の駆動系から構成される。

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。

再循環ポンプトリップ(RPT)

原子炉の出力を抑制し原子炉停止を補助する設備。ATWS時にRIP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(SLC)(第 3.1.1-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 3.1.1-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(HPCF)(第 3.1.1-a-8 図)

原子炉水位低(L1.5)またはドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵槽(CSP)(第 1 水源)あるいはサプレッションプール(S/C)(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(ECCS)の一つ。各水源の使い分けについては添付資料 3.1.1.a-1 に示す。

原子炉隔離時冷却系(RCIC)(第 3.1.1-a-9 図)

原子炉水位低(L2 及び L1.5)またはドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵槽(CSP)(第 1 水源)あるいはサプレッションプール(S/C)(第 2 水源)の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、プラントが全交流電源喪失に至っても炉心冷却が可能である。非常用炉心冷却系(ECCS)の一つ。

自動減圧系(ADS)

主蒸気系の逃がし安全弁 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。非常用炉心冷却系(ECCS)の一つ。

低圧注水系(LPFL)(第 3.1.1-a-10 図)

原子炉水位低(L1)またはドライウエル圧力高の信号で自動起動し、サプレッション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)より注水して炉心を冷却する。非常用炉心冷却系(ECCS)の一つ。

給水系(FDW)

主復水器ホットウエルを水源とし、低圧復水ポンプ(LPCP)及び高圧復水ポンプ(HPCP)により昇圧した冷却水を電動機駆動原子炉給水ポンプ(M/D-RFP)により原子炉へ注入して炉心を冷却する。

復水系(CP)

主復水器ホットウエルを水源とし、低圧復水ポンプ(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、格納容器内雰囲気は窒素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、以下の系統により格納容器の機能を維持する。

原子炉格納容器(格納容器)(第 3.1.1-a-11 図)

格納容器は円筒形をしたドライウエルとサプレッションチェンバに区分されている。ドライウエルとサプレッションチェンバの液相部は、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プレッションプールに導かれて凝縮される。

格納容器内雰囲気は、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置換されている。

通常除熱(復水器を用いた除熱)(第 3.1.1-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(RPV)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(MSIV)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(第 3.1.1-a-12 図)

・ 格納容器スプレイ冷却モード

残留熱除去系(RHR)の一つの機能であり、サプレッションプール水をドライウエル内及びサプレッションプール内にスプ

レイすることで、事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去するとともに、格納容器内の温度、圧力を低減し、格納容器の健全性を維持する。

- ・ S/C プール水冷却モード(第 3.1.1-a-13 図)

残留熱除去系(RHR)の一つの機能であり、サプレッションプール水を残留熱除去系熱交換器で冷却することにより、格納容器内の温度、圧力を低減し、格納容器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また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 3.1.1-a-14 図)

高圧炉心注水系(HPCF)、低圧注水系(LPFL)及び非常用ディーゼル発電機を、原子炉補機冷却水系(RCW)及び同海水系(RSW)によって冷却する。

- ・ タービン補機冷却系(第 3.1.1-a-15 図)

給復水系関連設備を、タービン補機冷却水系(TCW)及び同海水系(TSW)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 3.1.1-a-16 図)

- ・ 循環水系(CW)

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(TGS)

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(AO)

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(OG)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(OG)

^{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 AO からの非凝縮性ガスから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としている。

電源系(第 3.1.1-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、非常用ディーゼル発電機の起動等にも用いられる。

3.1.1.b 起因事象

炉心損傷に至る可能性のある起因事象を同定し、その発生頻度を評価した。
評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度

(1) 起因事象の選定

a. 検討手順

起因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)を抽出するため、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係わる設備毎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、プラント応答などが異なるため、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 3.1.1.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八章等に基づく原子炉の運転に係わる設備毎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 3.1.1.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などを、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。整理した結果を添付資料 3.1.1.b-1 に示す。

格納容器内での破損は LOCA として検討した。また、格納容器外での破損で破損部位が隔離できない場合は、格納容器バイパスとして検討した。

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などが異なるため、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(DBA)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などにより原子炉圧力が低圧設計部等にかかることでこれが破損し、原子炉冷却材が格納容器外で流出する事象(ISLOCA)と、常時開状態などの隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損し、これに重ねて隔離弁の閉鎖失敗により原子炉冷却材が格納容器外で流出する事象(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

KK6/7 号機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因事象に含まれることを確認した。KK6/7 号機における過去のトラブル事例は 3.1.1.h (3)の感度解析において考慮している。

(2) 対象外とした起因事象

以下の事象は、発生頻度、プラントへの影響などの観点から、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。除外理由を添付資料 3.1.1.b-2 に示す。

- ・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 破断

(3) 起因事象のグループ化

炉心損傷頻度の評価を効率的に実施するために起因事象のグループ化を行った。

a. グループ化の考え方

同定された起因事象において、プラント応答や必要となる緩和設備などが同等となり、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因事象がもたらす影響の程度を考えて、グループ化した起因事象の中から代表事象を選定する。

b. 起因事象のグループ化

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まとめたものを第 3.1.1.b-4 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 3.1.1.b-1 表の通り、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 及び B1、B2

これらの事象分類はタービントリップなど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、D、E

これらの事象分類は MSIV など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 3 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

原子炉保護系(RPS)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など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など、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 S/R 弁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。原子炉水位の低下などは給水系により収束可能であるが、これに失敗する場合などでは、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「S/R 弁誤開放」とする。誤開放する S/R 弁は 1 弁とする。なお、ADS などの回路の誤動作による複数の S/R 弁の誤開放は、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など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、S/R弁による減圧操作なしに低圧注水系により、事象緩和が可能な LOCA である。RCIC に期待できないなど、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、インターフェイスシステム LOCA (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、「空気圧縮系故障」については、IA 及び SA の機能喪失が生じた場合に主蒸気隔離弁の閉止に至る可能性を考え、異常過渡事象の「隔離事象」に含められると考えた。

5) 通常停止

定期検査など前もって計画されているプラント停止の他、機器からの漏えいなど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。起因事象に通常停止を含めることについては、添付資料 3.1.1.b-3 に考え方を示す。なお、起動操作は起因事象として考慮していないが、これについては添付資料 3.1.1.b-4 に考え方を示す。

(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。

・(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 月までとした。発生件数を第 3.1.1.b-4 表に、発生頻度を第 3.1.1.b-5 表に示す。また、起因事象発生頻度の算出における考え方を添付資料 3.1.1.b-5 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} : 起因事象の発生頻度

X_{IE} : 起因事象の発生件数

T_{IE} : 運転期間(発電時間又は暦年)

発生件数がない S/R 弁誤開放は、発生件数を 0.5 件とした。また、外部電源喪失は、起因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。PWR の運転実績を考慮した場合の影響については添付資料 3.1.1.b-6 で確認に示す。

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因事象については、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、添付資料 3.1.1.b-1 のとおり、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。確認結果を添付資料 3.1.1.b-7 に示す。

格納容器バイパス事象(ISLOCA)の発生頻度

格納容器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。算出の考え方を添付資料 3.1.1.b-8 に、ISLOCA に関する海外での評価事例との比較を添付資料 3.1.1.b-9 に示す。

3.1.1.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。

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°C を超える状態に至ることと定義した。この定義とした理由を添付資料 3.1.1.c-1 に示す。

(2) 起回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
- ・ 格納容器からの熱除去

成功基準の検討にあたっては、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)などを参考に、起回事象グループ毎にそれぞれの安全機能に対し、成功基準を検討した。起回事象ごとの成功基準を第 3.1.1.c-1 ~ 5 表に示す。また、成功基準設定の考え方と解析結果との関係を添付資料 3.1.1.c-2 に、解析結果をもとに成功基準を設定した例を添付資料 3.1.1.c-3 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 3.1.1.c-6 表に事故進展解析結果を、第 3.1.1.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、格納容器の最高使用圧力の 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 事象発生時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発生の認知の時間余裕を [] とした。

c. 格納容器からの熱除去に対する時間余裕

格納容器からの熱除去については、格納容器の最高使用圧力の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)確率の算出にあたっては、ヒューマンエラーハンドブック(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、事象発生直後からサイト内の支援(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などの場合には、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、KK6号炉及び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、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。本コードの適用性については、重大事故等防止対策の有効性評価の内容説明と合わせて提示する。

3.1.1.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。

イベントツリー

(1) イベントツリー図

炉心損傷に至る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、起因事象毎に作成した。

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。但し、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 3.1.1.d-1～5 図に示す。また、詳細なイベントツリー及び各ヘディングの概要を添付資料 3.1.1.d-1 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. 過渡変化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、S/R 弁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。S/R 弁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。

S/R 弁再閉鎖失敗(開固着)時は、原子炉内の蒸気が S/C に流出するため、保守的に RCIC 及び PCS 機能には期待しない。この理由の詳細を添付資料 3.1.1.d-2 に示す。

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。但し、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 S/R 弁は作動しない。従って、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、非常用ディーゼル発電機の起動による早急な非常用電源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非常用ディーゼル発電機の継続運転が必要になる。従って、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

非常用ディーゼル発電機(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、非常用ディーゼル発電機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。従って、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。

また、外部電源復旧に関する考え方を添付資料 3.1.1.d-3 に示す。

非常用ディーゼル発電機による 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、非常用ディーゼル発電機の起動による早急な非常用電源の確保が必要とされる。非常用ディーゼル発電機が 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。なお、

RCIC 運転時間 8 時間とすることの妥当性を添付資料 3.1.1.d-4 に示す。

- ・ 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) S/R 弁誤開放に対するイベントツリー

起因事象としての S/R 弁誤開放の場合には、炉圧は上昇しないため、他の S/R 弁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. スクラム失敗(ATWS)に対するイベントツリー

スクラム失敗のイベントツリーでは、スクラム失敗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 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。従って、炉心冷却機能としては高圧系(HPCF)及び低圧系が使用可能である。格納容器熱除去機能は、RHR 系が使用可能である。

中 LOCA 時の炉心冷却機能として、高圧系は HPCF のみを考慮する。低圧系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。格納容器熱除去機能は、大 LOCA と同様である。

小 LOCA 時の炉心冷却機能として、高圧系は給水系、HPCF、RCIC が使用できる。低圧系の作動には減圧操作が必要となる。低圧系としては、LPFL 以外にも復水系を使用できる。格納容器熱除去機能は、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。但し、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格納容器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、格納容器熱除去機能)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通り。

- ・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、第 3.1.1.d-1 表に示す炉心損傷シーケンスグループに分類する。分類の考え方の詳細を添付資料 3.1.1.d-5 に示す。炉心損傷事故はこれらのグループによって特徴付けられる。

3.1.1.e システム信頼性

「事故シーケンスの分析」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。

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。

- ・ フロントラインシステム(非常用炉心冷却系、給復水系等)
- ・ サポートシステム(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ライン系の依存性を第 3.1.1.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)
- ・ 格納容器熱除去機能
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, MUWP

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、人的過誤などを用いた。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(NuCIA)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 3.1.1.e-1 図に示す。

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 3.1.1.e-2 表に示す。また、比較的非信頼度の大きな SLC について、非信頼度評価の概略を添付資料 3.1.1.e-1 に示す。また、サポート系が故障した場合の影響を添付資料 3.1.1.e-2 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、3.1.1.h 炉心損傷頻度の項に示す。

システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠を第 3.1.1.e-3 表に示す。

3.1.1.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などを評価するために必要となるパラメータを作成した。

非信頼度を構成する要素と評価式

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、人的過誤などを用いている。これらを基事象としてフォールトツリーに組み込むにあたっては、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

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、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、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。

代用した機器及び代用する際の考え方については添付資料 3.1.1.f-1 に詳細を示す。

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。但し、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。詳細を添付資料 3.1.1.d-3 に示す。

待機除外確率

(1) 保守作業による待機除外確率

定例試験(サーベランス)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。また、保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較を添付資料 3.1.1.f-2 に示す。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

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 倍をメンテナンス頻度として設定)

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。

共通原因故障の評価方法と共通原因故障パラメータ

同一また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。共通原因故障を適用した系統について、詳細を添付資料 3.1.1.f-3 に示す。

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。MGL 法については詳細を添付資料 3.1.1.f-4 に示す。

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 3.1.1.f-2 表に示す。なお、

3.1.1.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。

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あたっては、プラントの運転、保守、点検など、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 に示す通り、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 3.1.1.g-1 表に示す。なお、評価にあたってのストレスファクタの適用の考え方を添付資料 3.1.1.g-1 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を考慮した。事象発生前の人的過誤の評価対象として抽出した事例の抽出過程を添付資料 3.1.1.g-2 に示す。

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、手順書または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。ストレスファクタも適度な作業負荷として設定した。

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ている。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。

人的過誤の分析例を添付資料 3.1.1.g-3 に示す。

また、事象発生後に関する許容時間については以下に示す通り。

a. 過渡事象及び小 LOCA 時の操作失敗



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 時の際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。

3.1.1.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共に、主要な結果を分析した。

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。炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴及び検証結果を添付資料 3.1.1.h-1 に示す。

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 3.1.1.d-1 表の通り。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 3.1.1.h-1 表に示す。第 3.1.1.h-1 表の通り、支配的な事故シーケンスは全て除熱失敗(TW)のシーケンスとなった。また、添付資料 3.1.1.h-2 として、これらの支配的なシーケンスをイベントツリー上に示した。

(2)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その分析

起因事象別の炉心損傷頻度及び起因事象毎に占める割合の大きい事故シーケンスを第 3.1.1.h-2 表に、起因事象別の炉心損傷頻度の円グラフを第 3.1.1.h-1 図に示す。起因事象別に見た場合、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、起因事象別に炉心損傷頻度の高いシーケンスを確認すると、除熱失敗に至ることで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 50%以上を占めている点について、これは隔離事象が常用系に期待できないイベントツリーであることが影響している。上記の通り、各起因事象のイベントツリーにおいて炉心損傷頻度の高いシーケンスは、除熱失敗によって炉心損傷に至るシーケンスである。また、FV 重要度においても残留熱除去系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、隔離事象を起因とした場合の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、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。この通り、通常停止は高い起因事象発生頻度の影響で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 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事象である。

(3) プラント損傷状態(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毎に占める割合の大きい事故シーケンスを第 3.1.1.h-3 表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の円グラフを第 3.1.1.h-2 図に示す。

事故シーケンスグループ別に見た場合、TW(格納容器からの熱除去失敗)が約 99.9%を占める結果となった。また、炉心損傷頻度の高いシーケンスを確認すると、除熱失敗に至ることで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。

事故シーケンスグループの中の事故シーケンスについて、支配的な事故シーケンスの最小カットセットを抽出した結果を第 3.1.1.h-4 表に示す。

炉心損傷頻度の約 99.9%を占める TW、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、主要な最小カットセットを見ると、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、CDF 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 については残留熱除去系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、残留熱除去系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、概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。

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 3.1.1.h-5 表に、RAW の評価結果を第 3.1.1.h-6 表に示す。また、基事象の FV 重要度及び RAW の相関を第 3.1.1.h-3 図に示す。

a. Fussell-Vesely(FV)重要度

FV 重要度の 1 及び 7 位は残留熱除去系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崩壊熱除去機能喪失(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 位は原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系が機能喪失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 位に逃がし安全弁再閉鎖の失敗が抽出されている。これは逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合、蒸気が格納容器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. Risk Achievement Worth(RAW)

1、2 及び 4～9 位は原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の全系列が機能喪失する基事象である。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喪失に繋がることから高い RAW を示す基事象として抽出される結果となった。

3 番目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共に、制御棒以外の原子炉停止機能がホウ酸水注入系等の 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)不確かさ解析

不確かさの解析結果を第 3.1.1.h-7 表及び第 3.1.1.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%確率値及び不確定性の指標としてエラーファクター(EF)を評価した。

評価の結果、点推定値と平均値は概ね一致した。また、全炉心損傷頻度の 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。

不確かさ解析における計算回数と収束性の確認結果を添付資料 3.1.1.h-3 に、不確かさ解析のプロセスの概要を添付資料 3.1.1.h-4 に示す。

(3)感度解析【再評価実施中】

感度解析として、ベイズ統計手法を用い、パラメータの傾向に柏崎刈羽原子力発電所 6/7 号機の運転経験を反映した。

KK6/7 号機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 3.1.1.h-5 図に示す。

KK6/7 号機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。但し、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。

KK6/7 号機の運転経験の機器故障率に対する感度

評価結果を第 3.1.1.h-6 図に示す。

KK6/7 号機で発生していない故障については、一般パラメータを用いた場合よりも KK6/7 運転経験反映パラメータを用いた場合の方が低い故障率となった。

KK6/7 号機で 1 件以上発生した故障については、一般パラメータを用いた場合よりも KK6/7 号機の運転経験反映パラメータを用いた場合の方が高い故障率となった。

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 KK6/7 号機で発生した起因事象を第 3.1.1.h-8 表に、評価に係わる機器故障を第 3.1.1.h-9 表に、評価結果を第 3.1.1.h-7 図に示す。

全炉心損傷頻度は KK6/7 運転経験反映パラメータを用いた場合 1.1×10^{-6} /炉年となり、一般パラメータを用いた場合の 3.3×10^{-6} /炉年から減少した。KK6/7 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、KK6/7 号機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。

各事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は、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、KK7 号機において 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(DBA 設備)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。感度解析の結果を添付資料 3.1.1.h-5 に示す。

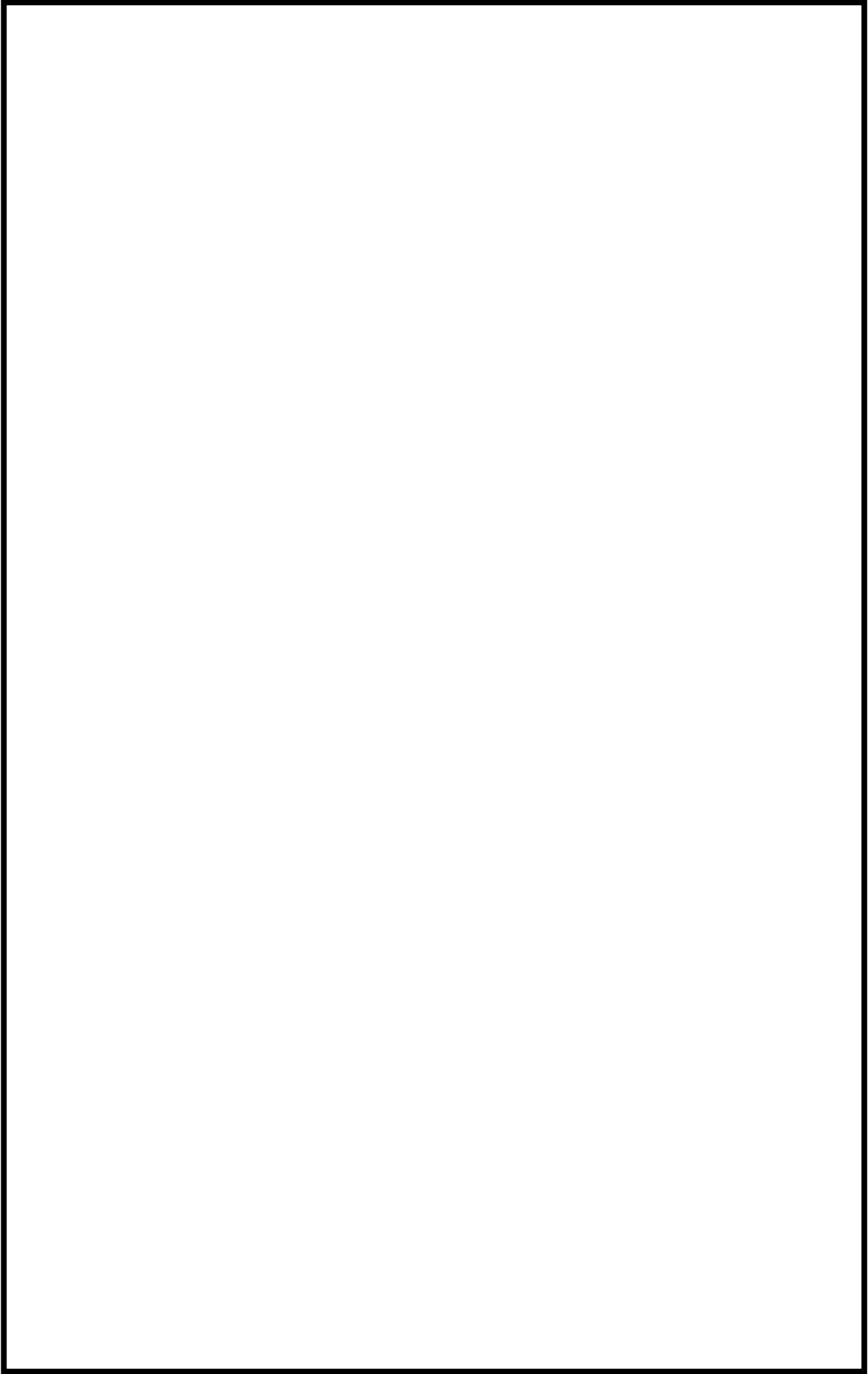
第 3.1.1.a-1 表 PRA に必要な情報を収集する際に参照した資料リスト

系統設備		概要
原子炉停止に関する機能		
	スクラム系 原子炉保護系 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(ADS)	ADS 機能付逃がし安全弁 8 弁 容量約 380 t/h/個
	低圧注水系 RHR LPFL モード	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	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	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

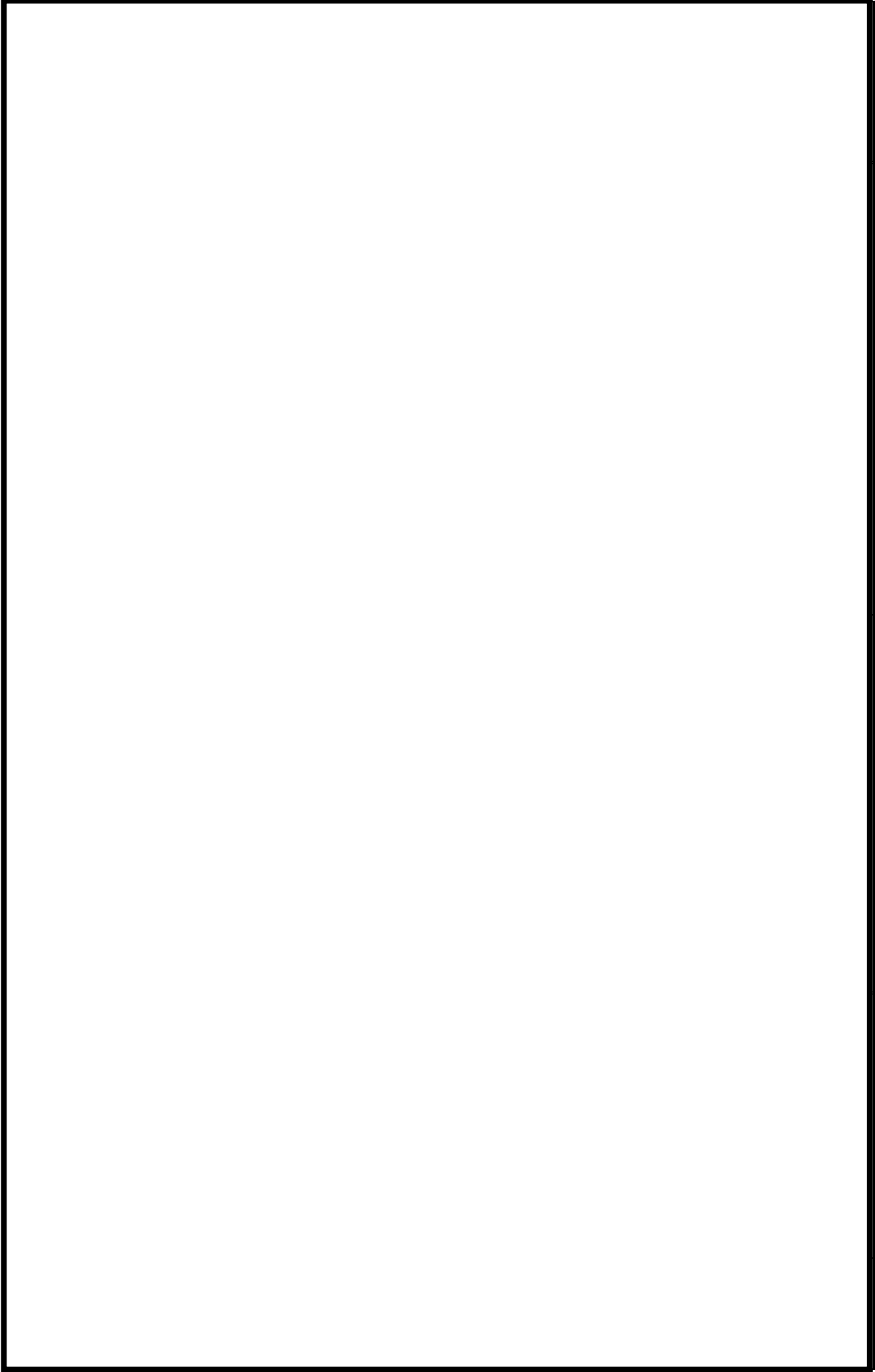
第 3.1.1.a-2 表 系統設備概要

	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の確認し、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。
	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

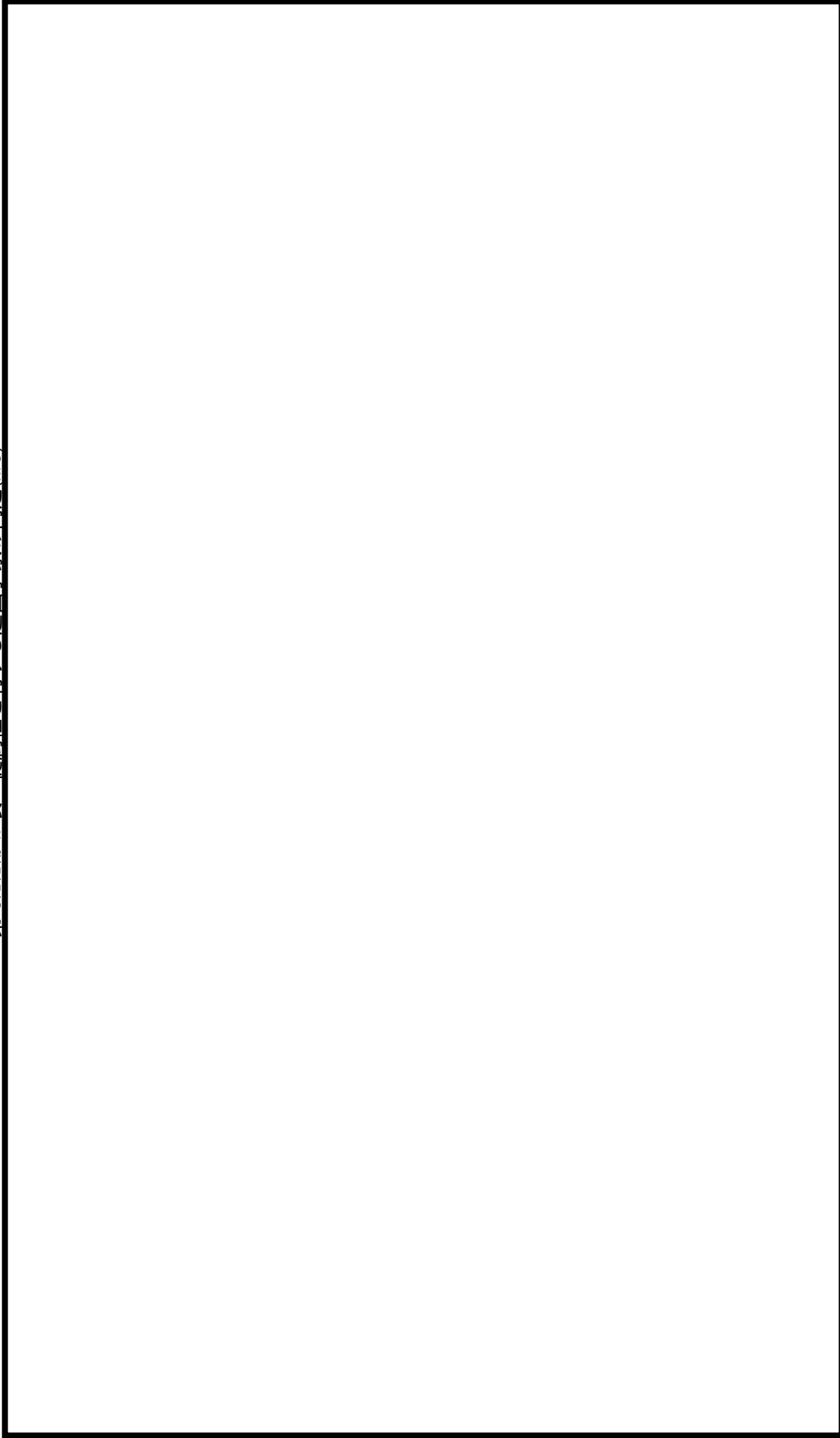
第 3.1.1.b-1 表 過渡変化・事故による起因事象の同定



第 3.1.1.b-2 表 従属性を有する起因事象の同定(1/3)



第 3.1.1.b-2 表 従属性を有する起因事象の同定 (2/3)

A large empty rectangular box with a black border, intended for a table. The table content is not visible.

第 3.1.1.b-2 表 従属性を有する起因事象の同定(3/3)

--

第 3.1.1.b-2 表 従属性を有する起因事象の同定(まとめ)

--

第 3.1.1.1.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 3.1.1.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)	4	
		4.バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	6	
		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動作	0	
		6.タービントリップバイパス弁不動作	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.原子炉保護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.原子炉保護系計装の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		
S/R弁誤開放	1.逃がし安全弁誤開放/開固着	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)	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
	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(非常用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)	1.交流母線や下流の電源設備(非常用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
	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)	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
	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他、比較的軽微な故障による計画されない停止を含む原子炉手動停止	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(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

第 3.1.1.b-5 表 起因事象グループの発生頻度

起 因 事 象	発生頻度 (/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 ・ 逃し安全(S/R)弁誤開放 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 ・ 原子炉補機冷却系故障 ・ タービン補機冷却系故障	0.17 0.027 0.010 0.027 0.055 0.0042 0.0010 1.7 0.00015 0.00028 0.00072 0.00072	1) 国内 BWR 実績データ (平成 21 年 3 月末時点) 2) S/R 弁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：発電機負荷遮断など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 閉信号などにより MSIV が閉鎖する事象(RPV は隔離される)

3：給水制御系の故障など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 3.1.1.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	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 ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
過渡変化・ 手動停止	S/R 弁 正常作動時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ² ・ 1/2HPCF ・ RCIC ・ ADS+復水系 ² ・ ADS+1/3LPFL	・ PCS ・ 1/3RHR
	S/R 弁 開固着時	・ RPS ・ ARI+RPT	・ 給水系 ² ・ 1/2HPCF ・ ADS+復水系 ² ・ ADS+1/3LPFL	・ 1/3RHR
過渡変化	ATWS 時	・ RPT+SLC+S/R 弁開放+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 3.1.1.c-2 表 低圧系注水時の自動減圧系(ADS)の必要弁数

系統名	過渡事象		小 LOCA	中 LOCA
	S/R 弁 正常動作時	S/R 弁 誤開放時		
低圧注水系(LPFL)	2 弁	1 弁	1 弁	1 弁

第 3.1.1.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)	非常用 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 Hx	1/2	2/2	2/2	1/2

常用系隔離成功の有無を問わない

第 3.1.1.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)	非常用 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 Hx	1/2	2/2	2/2	1/2	1/2

第 3.1.1.c-5 表 空調機の成功基準

--

第 3.1.1.c-6 表 MAAP コードによる事故進展解析結果 (ABWR/RCCV)

事故 シーケンス	
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 3.1.1.c-7 表 各緩和操作と運転員操作のための許容時間

--

第 3.1.1.d-1 表 炉心損傷事故シーケンスグループの分類(最終状態の説明と分類)

炉心損傷事故シーケンスの特徴		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S/R弁開固着によりRCICも機能喪失し炉心損傷	TBP(低圧)
過渡変化事象 / LOCA発生後の格納容器からの熱除去失敗		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

第 3.1.1.e-1 表 各系統間の従属性

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										
		高压系注水				原子炉減圧, 低压系注水				格納容器除熱		非常用電源		非常用サポート系								
		給水系注1 除熱機能に 期待する	給水系注1 除熱機能に 期待しない	HPCF(B)	HPCF(C)	RCIC	ADS	復水系注2 高压注水に 期待する	復水系注2 高压注水に 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	RCW(A)	RCW(B)
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 用)																				
E系(非常用)																						
直流電源	区分1																					
	区分2																					
	区分3																					

第 3.1.1.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)	

第 3.1.1.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

項目	非信頼度の根拠
----	---------

第 3.1.1.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 3.1.1.f-2 表 共通原因故障因子

機器タイプ	ファクタ	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 3.1.1.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	[Blank]	[Blank]	[Blank]	[Blank]
	計測器の誤校正				
事象発事後	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 時の現場での 機器の操作失敗				

第 3.1.1.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	シーケンスの概要	炉心損傷 モード	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}	81%
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}	83%
過渡事象 (S/R 弁誤開放)	過渡事象(S/R 弁誤開放)発生後、注水には成功する が、除熱に失敗	TW	1.6×10^{-7}	85%

第 3.1.1.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}
S/R 弁誤開放	1.7×10^{-7}	S/R 弁誤開放+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	1.5×10^{-6}
ISLOCA	9.8×10^{-11}	ISLOCA	9.5×10^{-11}
合計	8.7×10^{-6}		

第 3.1.1.1.h-3 表 事故シナリオ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ナリオ

炉心損傷モード	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要事故シナリオ	主要事故シナリオの 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
TQUX	4.2×10 ⁻⁹	通常停止+除熱失敗	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
S1E	4.0×10 ⁻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
TQUV	9.6×10 ⁻¹⁰	中 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10 ⁻⁹
		通常停止+高圧/低圧注水失敗	4.3×10 ⁻¹⁰
TBU	6.0×10 ⁻¹⁰	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧/低圧注水失敗	3.1×10 ⁻¹⁰
		外部電源喪失+D/G 全機能喪失+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
		外部電源喪失+D/G 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+D/G 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
		外部電源喪失+直流電源喪失	8.1×10 ⁻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+SLC 起動失敗	2.2×10 ⁻¹²
合計	8.7×10 ⁻⁶		

第 3.1.1.h-4 表 事故シナリオの分析(最小カットセット)の結果(1/7) 1

事故シナリオグループ	主要なシナリオ	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シナリオグループへの寄与割合 (%)
TQV (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+原子炉補機冷却系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号機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}	0.2
		非隔離事象+原子炉補機冷却系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号機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}	0.2
		非隔離事象+原子炉補機冷却系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号機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}	0.2
		非隔離事象+原子炉補機冷却系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号機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}	0.2
		非隔離事象+原子炉補機冷却系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号機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}	0.2
		非隔離事象+S/R弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウエル水位制御失敗	4.2×10^{-12}	0.4
		非隔離事象+S/R弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウエル水位制御失敗	3.0×10^{-12}	0.3
		通常停止+原子炉補機冷却系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号機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}	1.6
		通常停止+原子炉補機冷却系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号機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}	1.6
		通常停止+原子炉補機冷却系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号機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}	1.6
通常停止+原子炉補機冷却系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号機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}	1.6		
通常停止+原子炉補機冷却系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号機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}	1.6		
通常停止 +S/R弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (3.1×10^{-10} /炉年)	サポート系喪失 +高圧/低圧注水失敗 (3.5×10^{-11} /炉年)	通常停止+S/R弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却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}	4.4
		通常停止+S/R弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)+復水器ホットウエル水位制御失敗	4.2×10^{-11}	4.4
		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
サポート系喪失 +S/R弁再閉鎖失敗 +高圧/低圧注水失敗 (4.3×10^{-12} /炉年)	サポート系喪失 +S/R弁再閉鎖失敗 +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+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	2.9×10^{-12}	0.3
		タービン補機冷却系故障+S/R弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系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+S/R弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	1.4×10^{-12}	0.2

1 主要な事故シナリオの中の支配的なシナリオに対する分析結果を示す。

第 3.1.1.h-4 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(2/7) 1

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シークエンス 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) 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)	4.6×10^{-10}	11
	過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (5.2×10^{-11} /炉年)	全給水喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+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
	通常停止 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (2.0×10^{-9} /炉年)	全給水喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+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 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.2×10^{-10} /炉年)	通常停止+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 +S/R 弁再閉鎖失敗 +高圧注水失敗 +原子炉減圧失敗 (1.2×10^{-10} /炉年)	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却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}	0.7
	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)	通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+原子炉補機冷却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}	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
	サポート系喪失 +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 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 +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)+S/R 弁再閉鎖失敗+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
	サポート系喪失 +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)+S/R 弁再閉鎖失敗+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 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

第 3.1.1.h-4 表 事故シナリオの分析(最小カットセット)の結果(3/7)※1

事故シナリオグループ	主要な事故シナリオ	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シナリオ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}	41
	過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (3.8×10^{-7} /炉年)	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}	3.4
	過渡事象 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (3.8×10^{-7} /炉年)	非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗	1.2×10^{-7}	1.4
	通常停止 +除熱失敗 (2.7×10^{-6} /炉年)	非隔離事象+S/R 弁再閉鎖失敗+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}	0.1
	通常停止 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.1×10^{-8} /炉年)	通常停止+原子炉補機冷却系ポンプ継続運転失敗(共通原因故障)	8.8×10^{-7}	10
	サポータ系喪失 +除熱失敗 (5.5×10^{-7} /炉年)	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}	7.4
		通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+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}	0.1
		通常停止+S/R 弁再閉鎖失敗+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}	<0.1
		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}	1.1
		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}	0.2
		サポータ系喪失 +S/R 弁再閉鎖失敗 +除熱失敗 (2.9×10^{-9} /炉年)	原子炉補機冷却海水系故障(C系)+S/R 弁再閉鎖失敗+残留熱除去系起動操作失敗 原子炉補機冷却海水系故障(C系)+S/R 弁再閉鎖失敗+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))	5.0×10^{-10}
		8.0×10^{-11}	<0.1	

※1 主要な事故シナリオの中の支配的なシナリオに対する分析結果を示す。

第 3.1.1.h-4 表 事故シークエンスの分析(最小カットセット)の結果(4/7) 1

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度	
			(/炉年)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)
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}	17
		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}	12
TBP	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +S/R 弁再閉鎖失敗 (1.2×10^{-10} /炉年)	外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+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}	4.4
		外部電源喪失+S/R 弁再閉鎖失敗+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}	3.1
TB (全交流 動力電源 喪失) (1.3×10^{-9} /炉年)	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +R/CIC 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 CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機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+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 CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 5 号機タービン建屋側への誤送水)	3.2×10^{-11}	2.5
TBU	外部電源喪失 +D/G 全台起動失敗 +R/CIC 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 CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機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+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 CSP への水補給失敗(現場弁閉失敗に伴う 6 号機タービン建屋側への誤送水)	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 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。

第 3.1.1.h-4 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(5/7) ¹

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス	炉心損傷頻度	
		(/炉年)	事故シークエンス 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)	2.2 × 10 ⁻¹²	43
1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。 主要なカットセット 非隔離事象+制御棒挿入失敗+SLC 手動操作失敗			

第 3.1.1.h-4 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(6/7) ¹

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス	炉心損傷頻度	
		(/炉年)	事故シークエンス 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)	2.3 × 10 ⁻⁹	51
1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。 主要なカットセット 中 LOCA+原子炉補機冷却海水系ポンプ起動失敗(共通原因故障) 中 LOCA+原子炉補機冷却系ポンプ起動失敗(共通原因故障)			

第 3.1.1.h-4 表 事故シークエンスの分析(最小カットセットの抽出)結果(7/7) ¹

事故シークエンス グループ	主要な 事故シークエンス	炉心損傷頻度	
		(/炉年)	事故シークエンス グループへの 寄与割合 (%)
ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	ISLOCA (9.5×10^{-11} /炉年)	1.5 × 10 ⁻¹¹	16
1 主要な事故シークエンスの中の支配的なシークエンスに対する分析結果を示す。 主要なカットセット 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 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			

第 3.1.1.h-5 表 基事象別の Fussell-Vesely(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	残留熱除去系 系統操作失敗(認知/操作失敗の人的過誤)	6.4×10 ⁻¹	4.6×10 ³
2	原子炉補機冷却水系 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	原子炉補機冷却海水系 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	原子炉補機冷却海水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	5.3×10 ⁻²	4.6×10 ³
5	逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2×10 ⁻²	5.2 × 10 ⁰
6	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.8×10 ⁻²	4.6×10 ³
7	残留熱除去系 ポンプ室空調機 ファン起動失敗	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 3.1.1.h-6 表 基事象別の Risk Achievement Worth(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	原子炉補機冷却水系 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	原子炉補機冷却海水系 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	原子炉補機冷却水系/原子炉補機冷却水系論理回路(SLU)周り共通原因故障	4.6×10^{-3}	4.6×10^3
5	原子炉補機冷却水系 逆止弁(原子炉補機冷却水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障	1.7×10^{-3}	4.6×10^3
6	原子炉補機冷却水系 電動ポンプ起動失敗 共通原因故障	1.8×10^{-2}	4.6×10^3
7	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	7.0×10^{-3}	4.6×10^3
8	原子炉補機冷却海水系 逆止弁(原子炉補機冷却海水系ポンプ吐出)開失敗 共通原因故障	8.6×10^{-4}	4.6×10^3
9	原子炉補機冷却海水系 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 3.1.1.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

炉心損傷モード	格納容器破損頻度(/炉年)				
	5%値	95%値	中央値	平均値	点推定値
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}

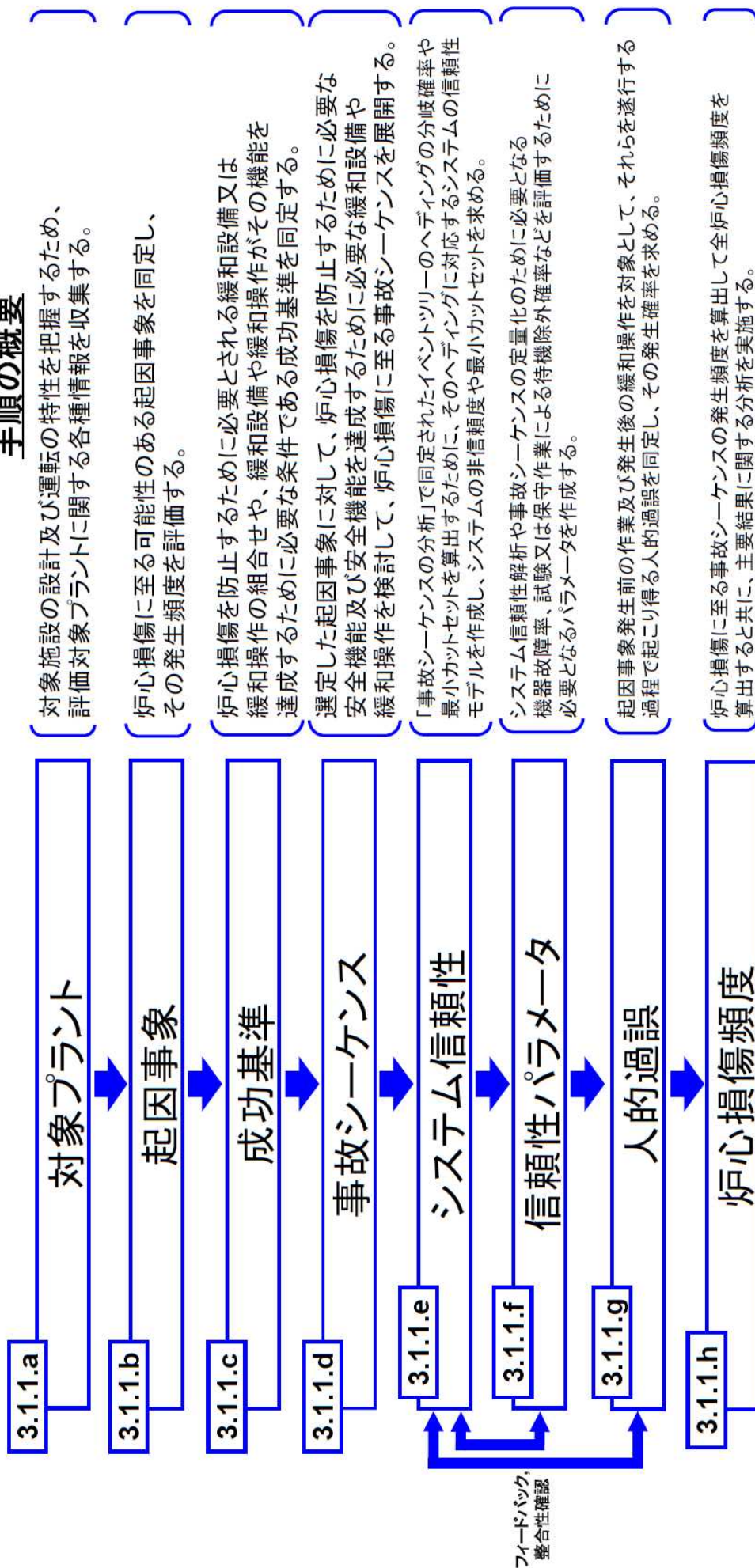
第 3.1.1.h-8 表 KK6/7 号機において過去に発生した起因事象

発生日時	発生号機	発生事象	起因事象の分類
1998 年 8 月 29 日	6 号機	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 号機	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 号機	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 号機	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

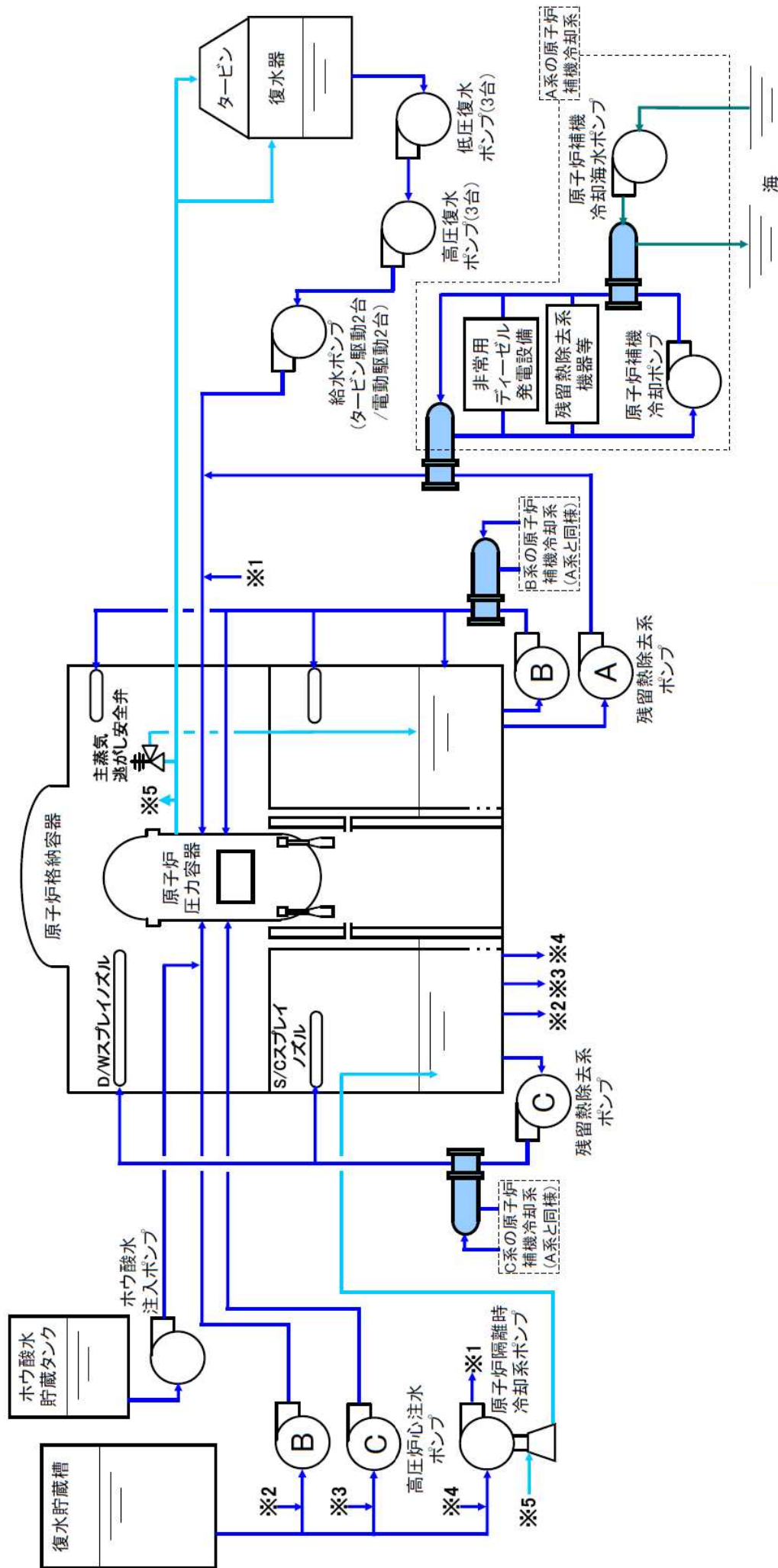
第 3.1.1.h-9 表 KK6/7 号機において過去に発生した評価に係わる機器故障

発生日時	発生号機	発生事象	故障の分類
2003 年 10 月 20 日	7 号機	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 号機	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、実水位通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 号機	RCIC の機能検査後、RCIC タービン蒸気加減弁が途中開度で固渋した事例。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渋発生の原因と推定。	油圧作動弁 作動失敗

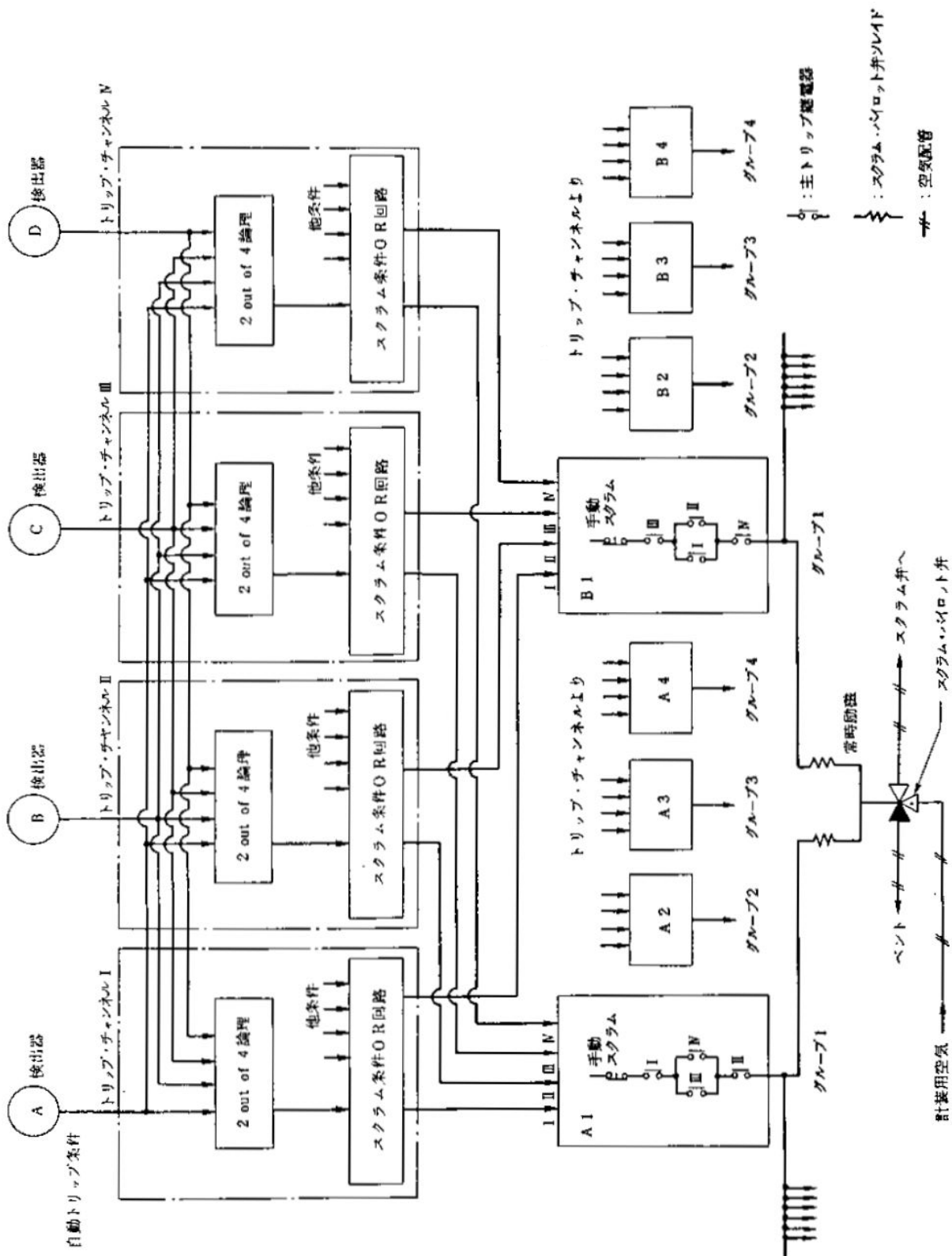
手順の概要



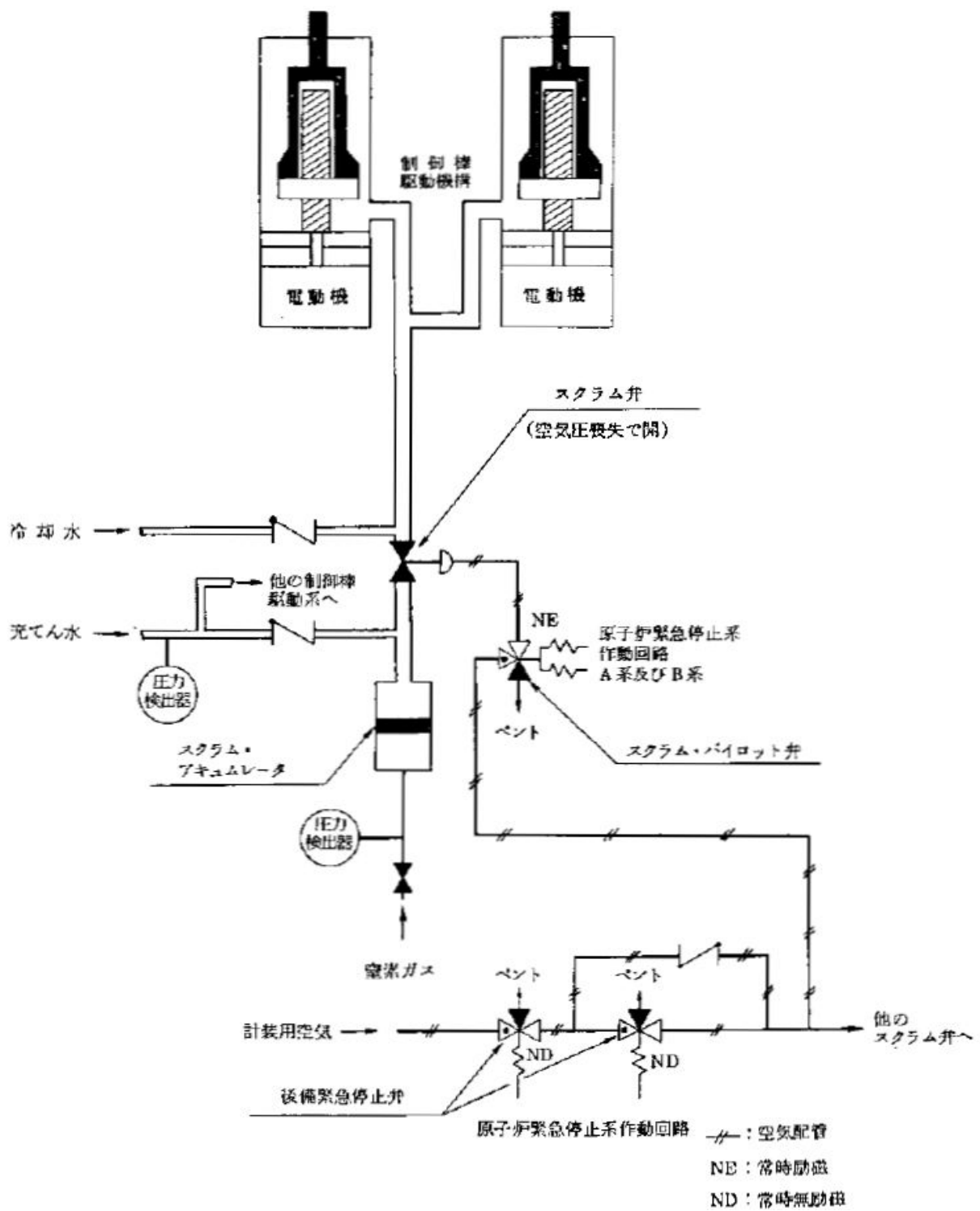
第 3.1.1-1 図 内部事象運転時レベル 1PRA の評価フロー



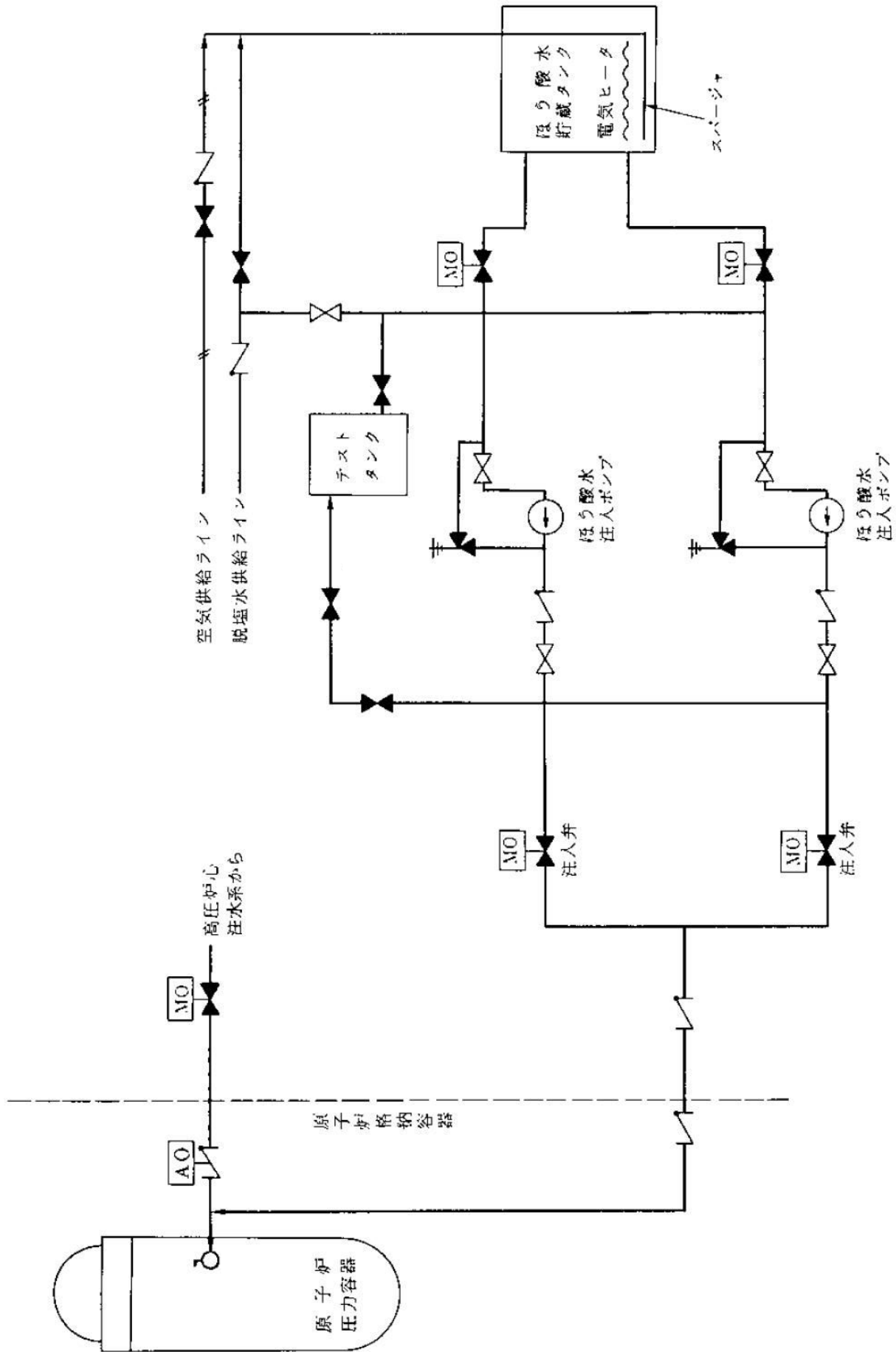
第 3.1.1.a-1 図 PRA において考慮する緩和機能(系統)の系統構成の概要



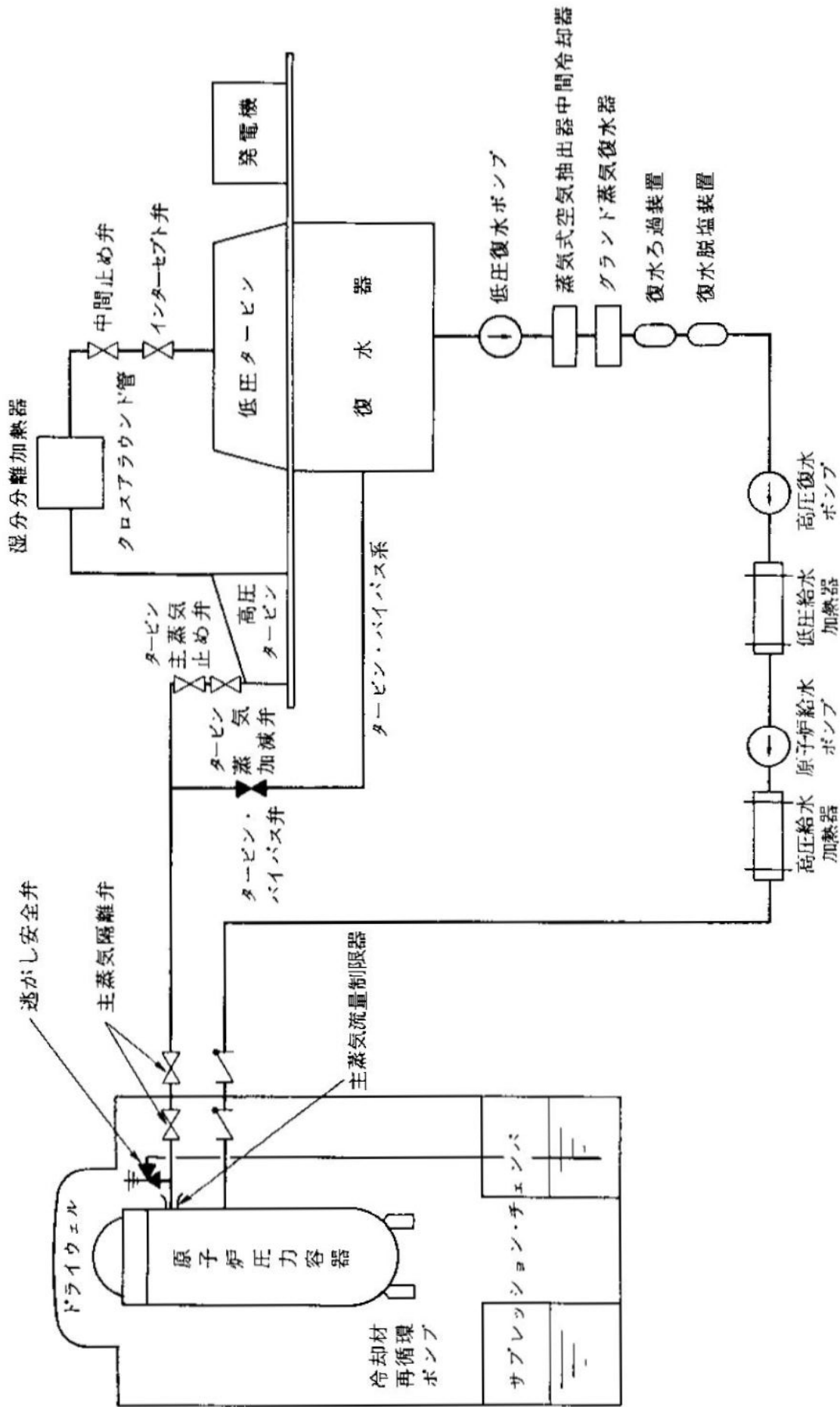
第 3.1.1.a-2 図 原子炉緊急停止系作動回路概要図



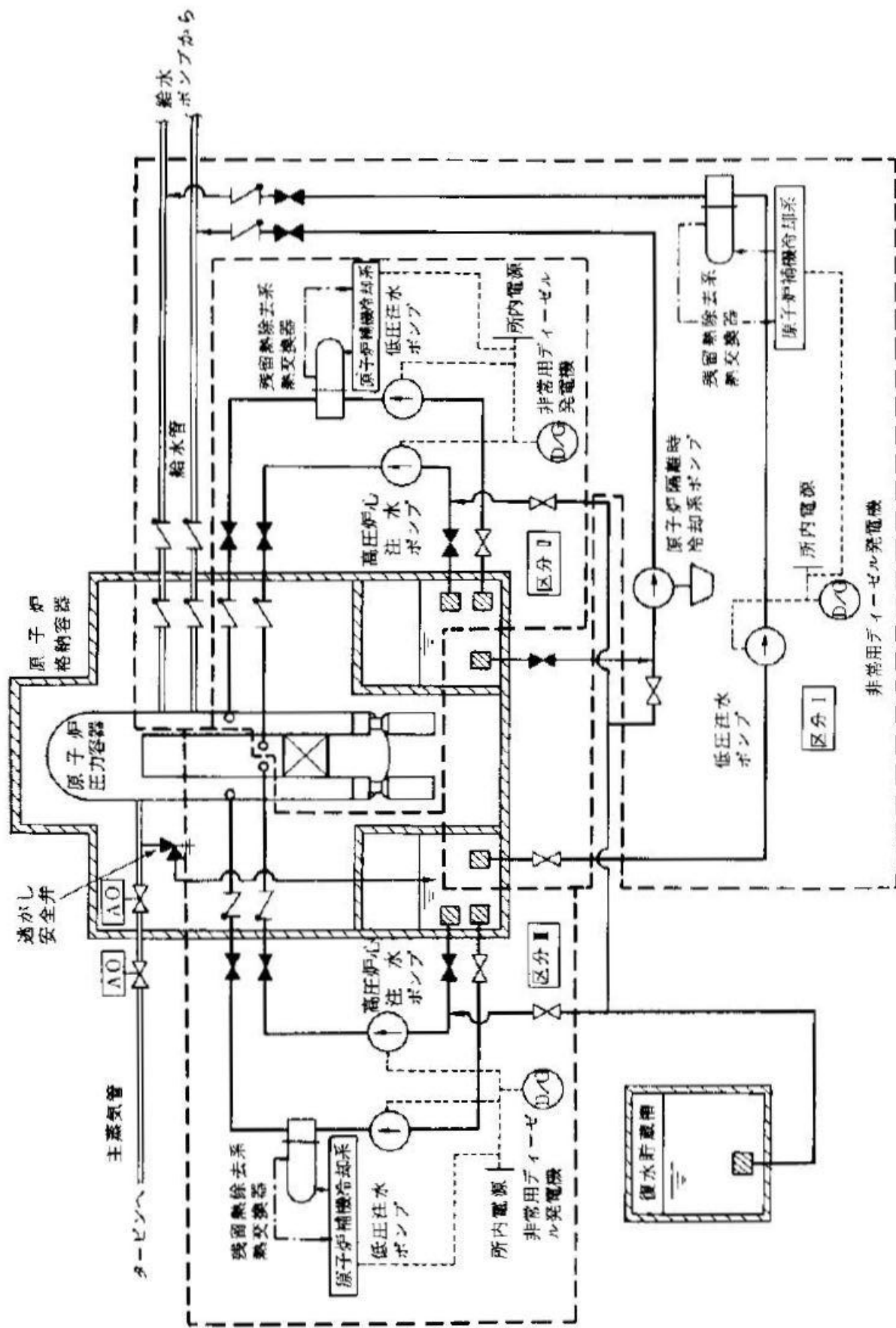
第 3.1.1.a-3 図 原子炉緊急停止系及び制御棒駆動系概要図



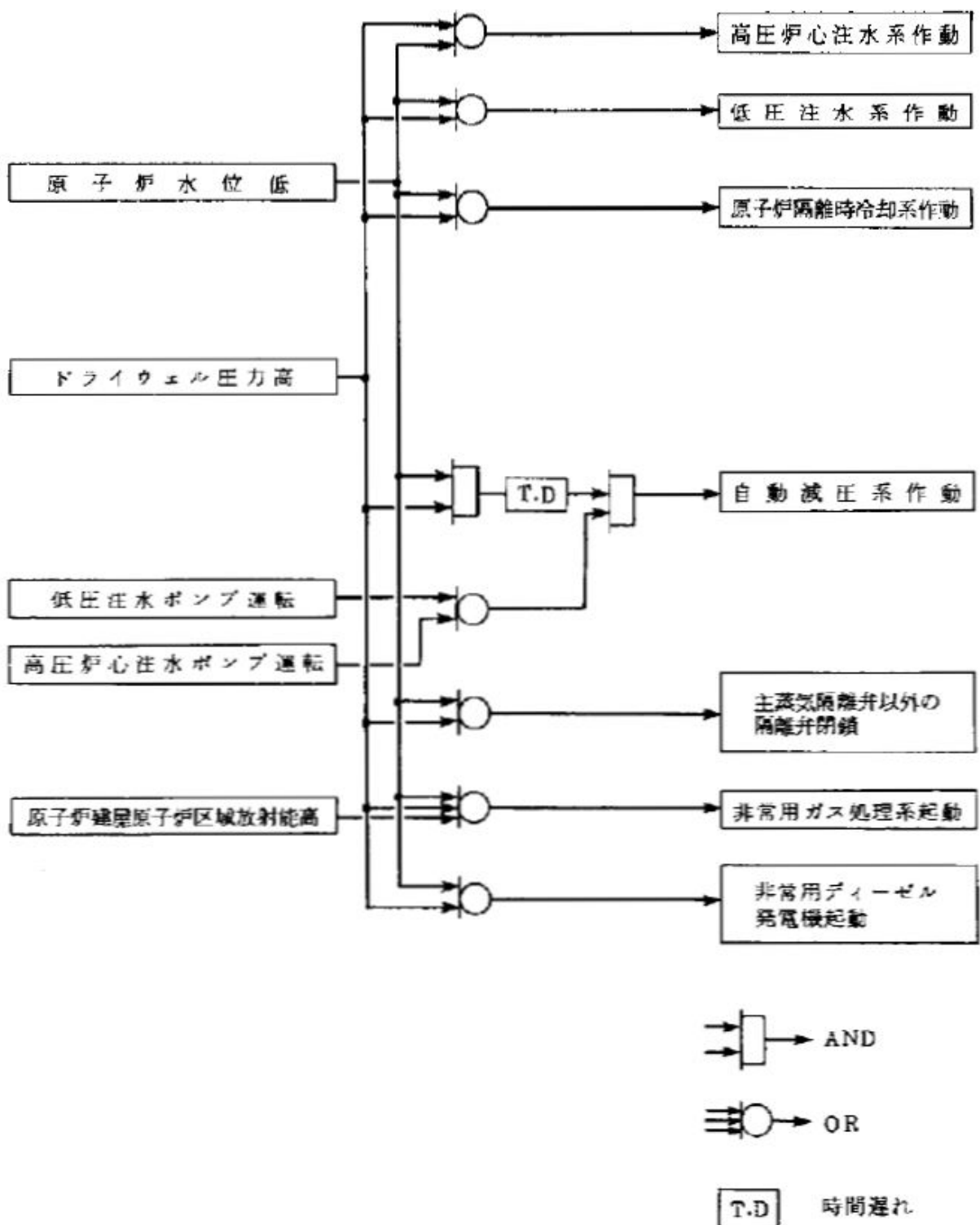
第 3.1.1.a-4 図 ほうり酸注水系統図



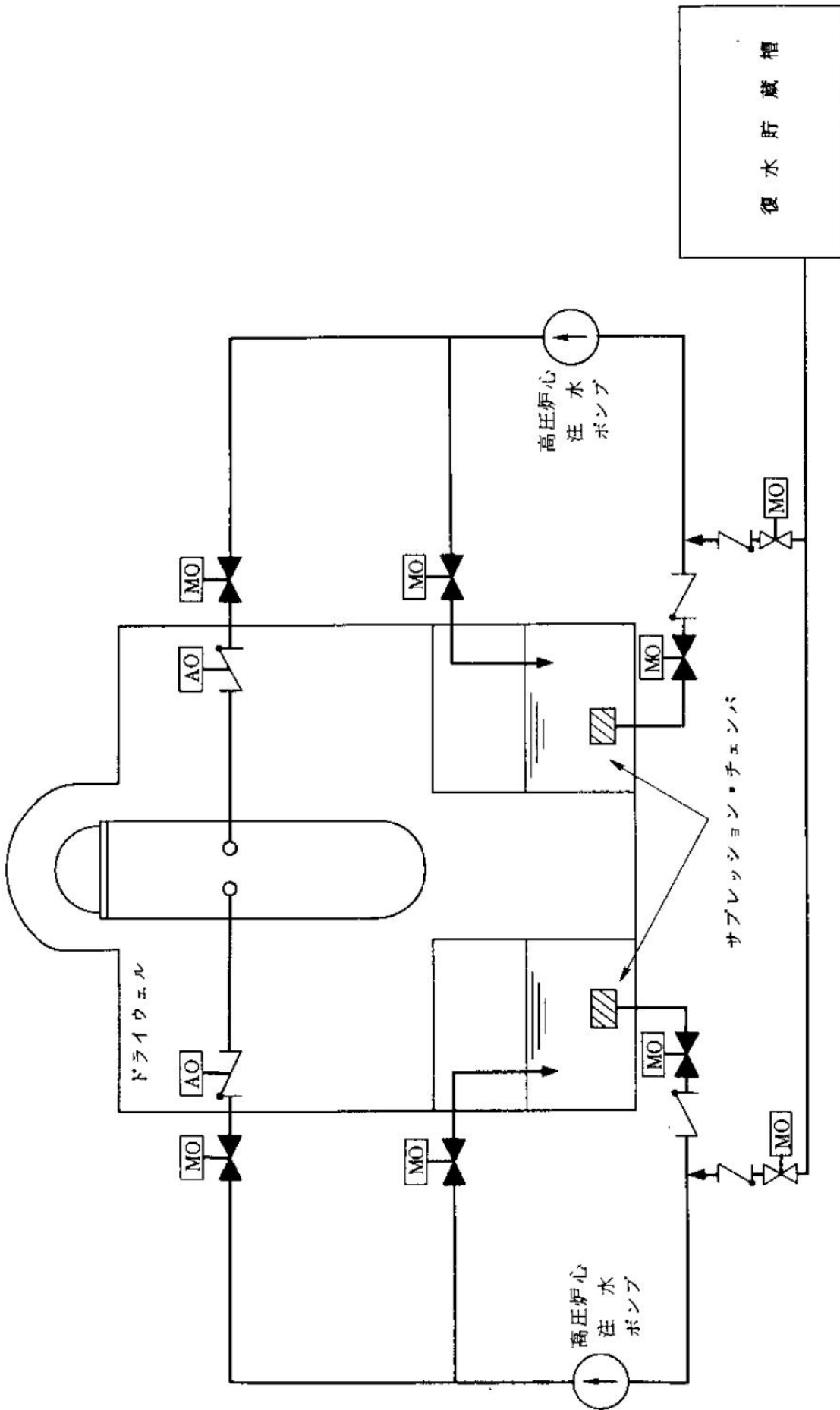
第 3.1.1.a-5 図 原子炉冷却系統概要図



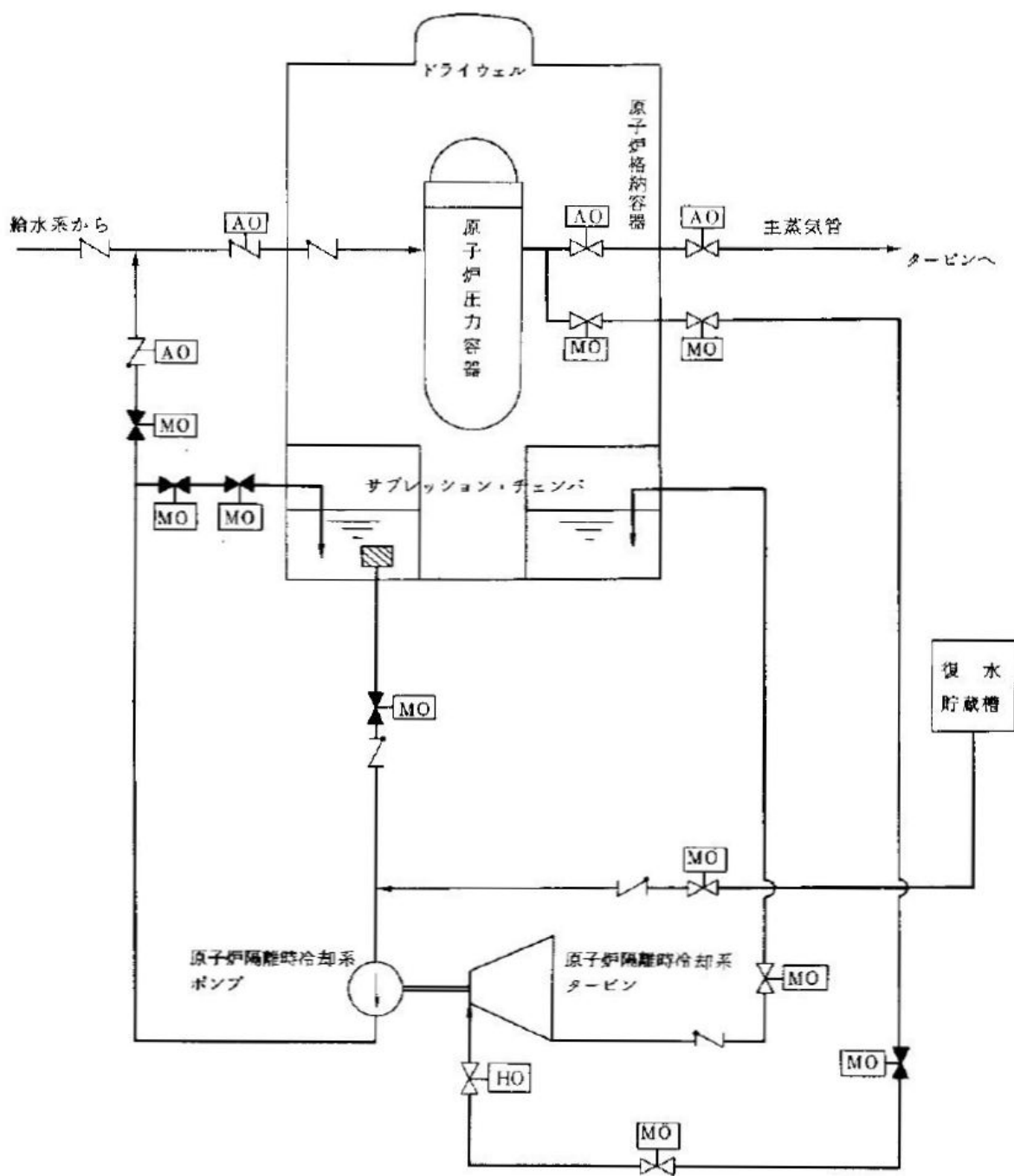
第 3.1.1.a-6 図 非常用炉心冷却系統概要図



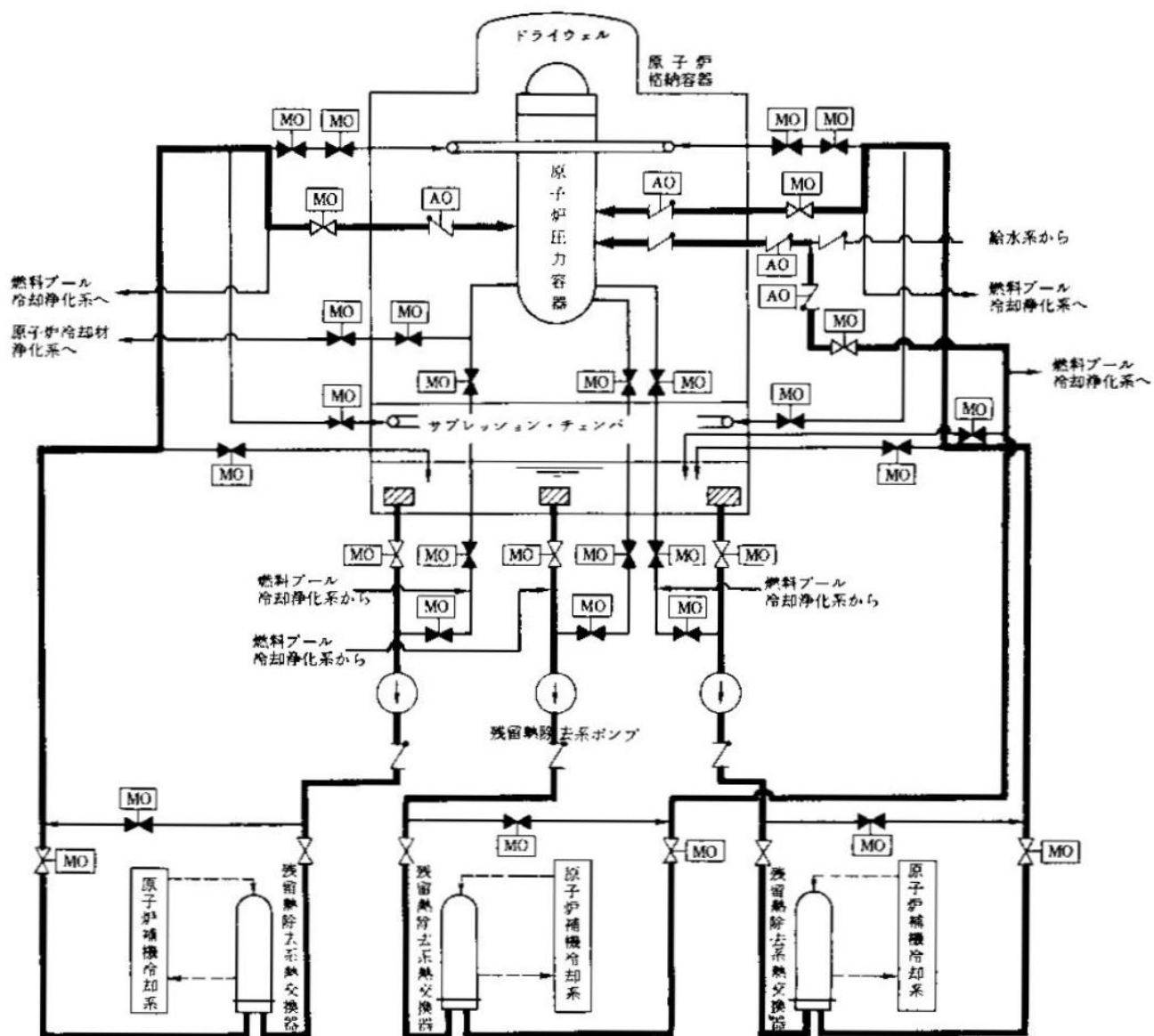
第 3.1.1.a-7 図 工学的安全施設作動の機能説明図



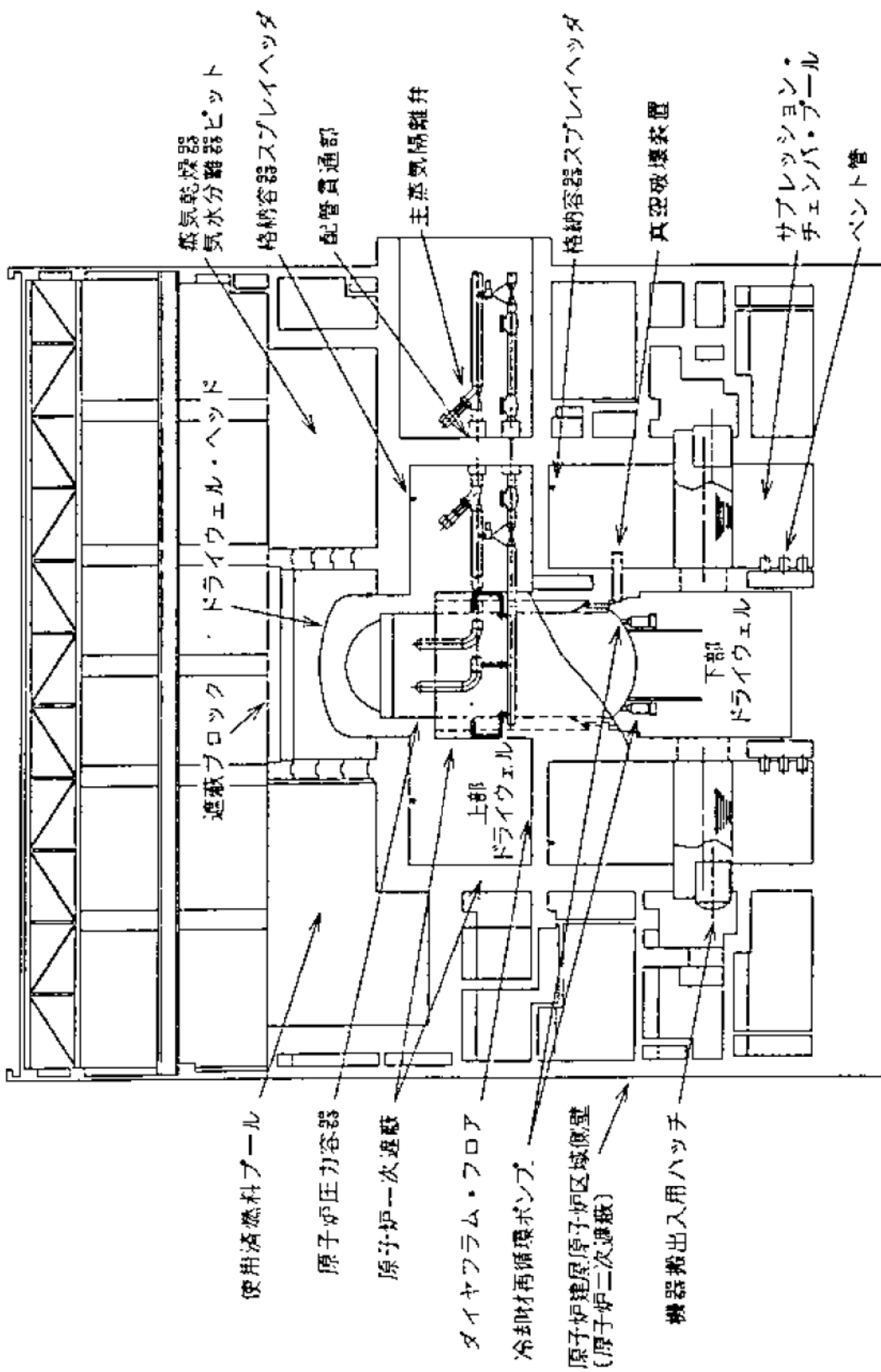
第 3.1.1.a-8 図 高圧炉心注水系統概要図



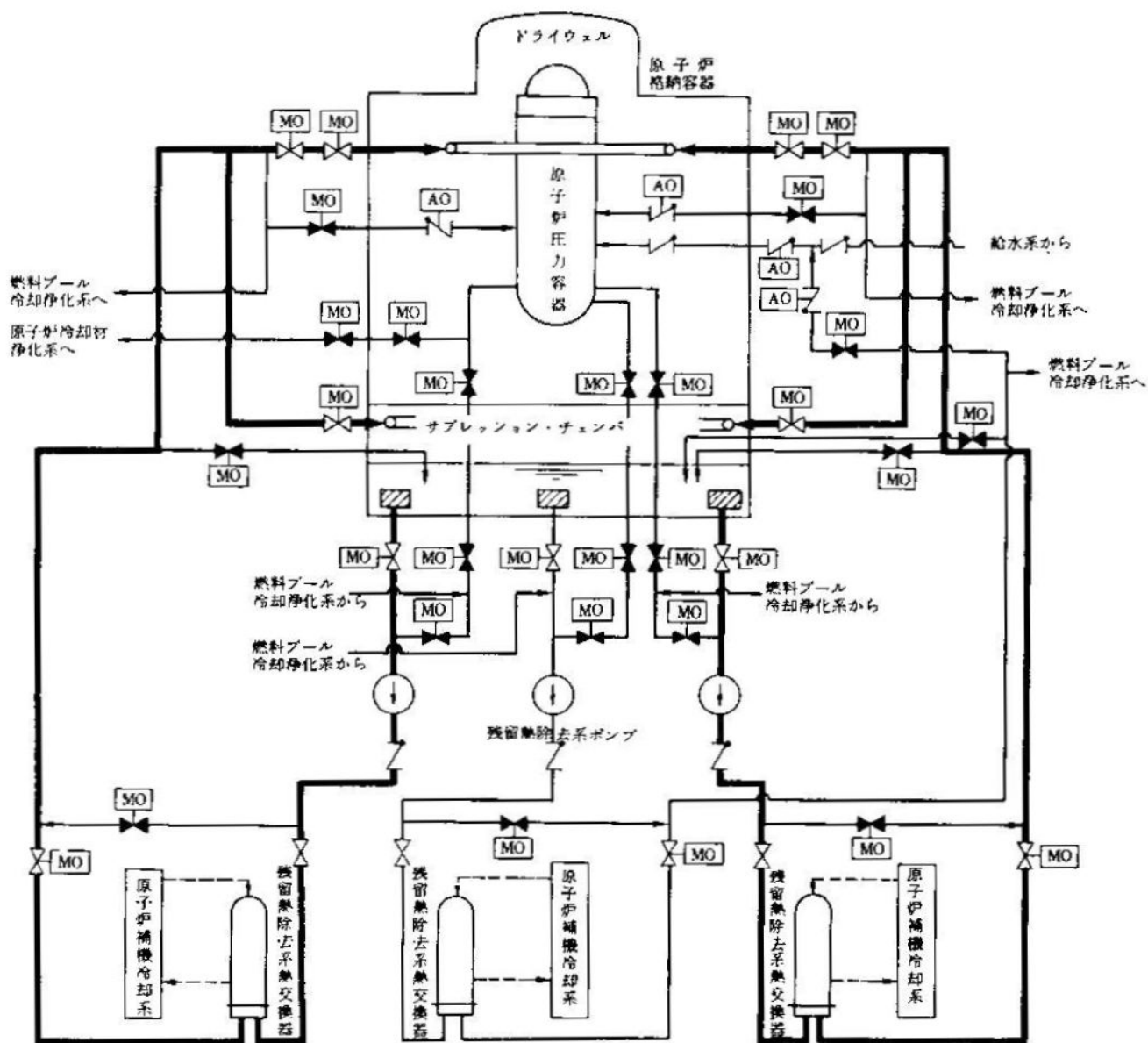
第 3.1.1.a-9 図 原子炉隔離時冷却系系統概要図



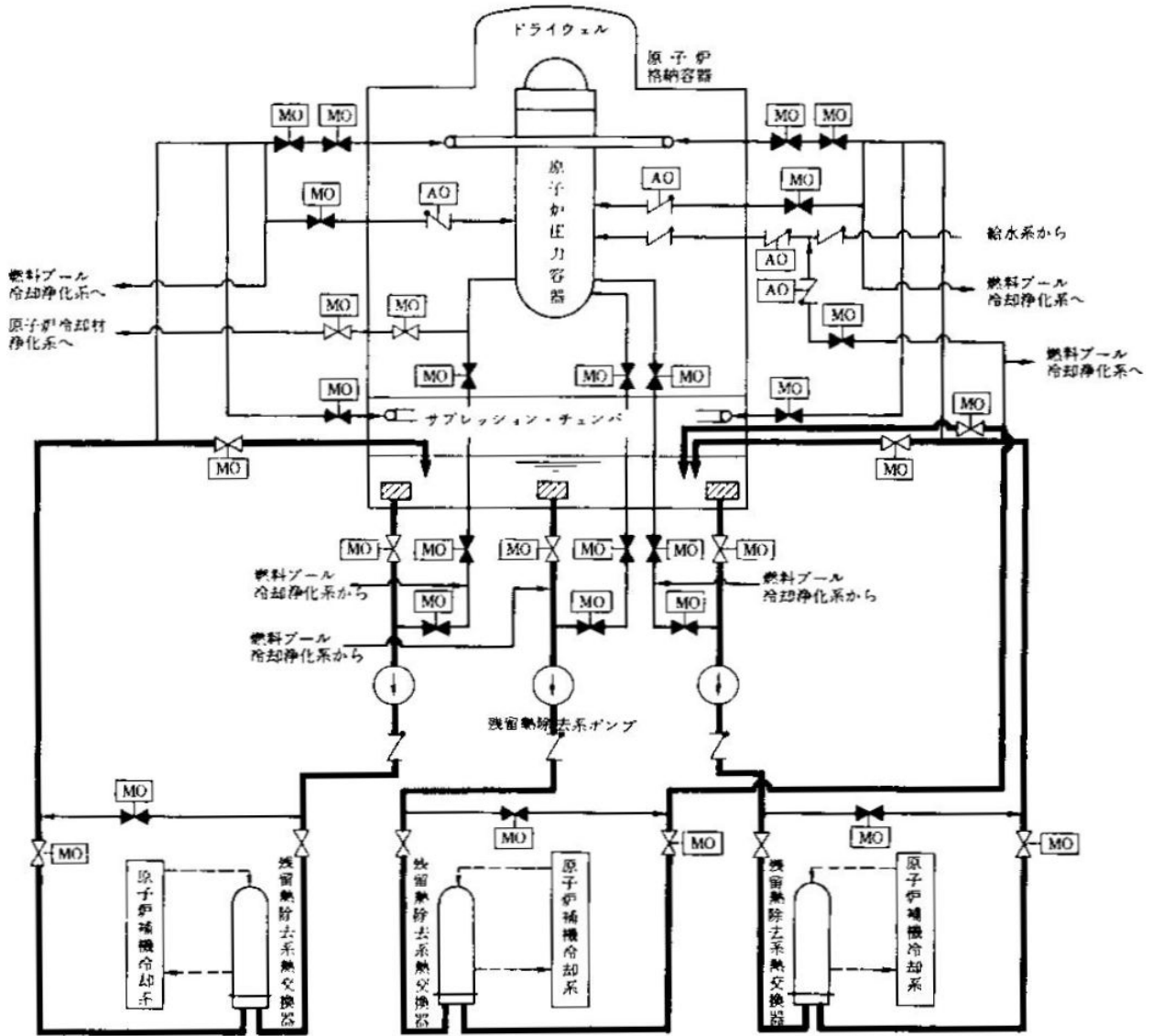
第 3.1.1.a-10 図 残留熱除去系低圧注水モード系統概要図



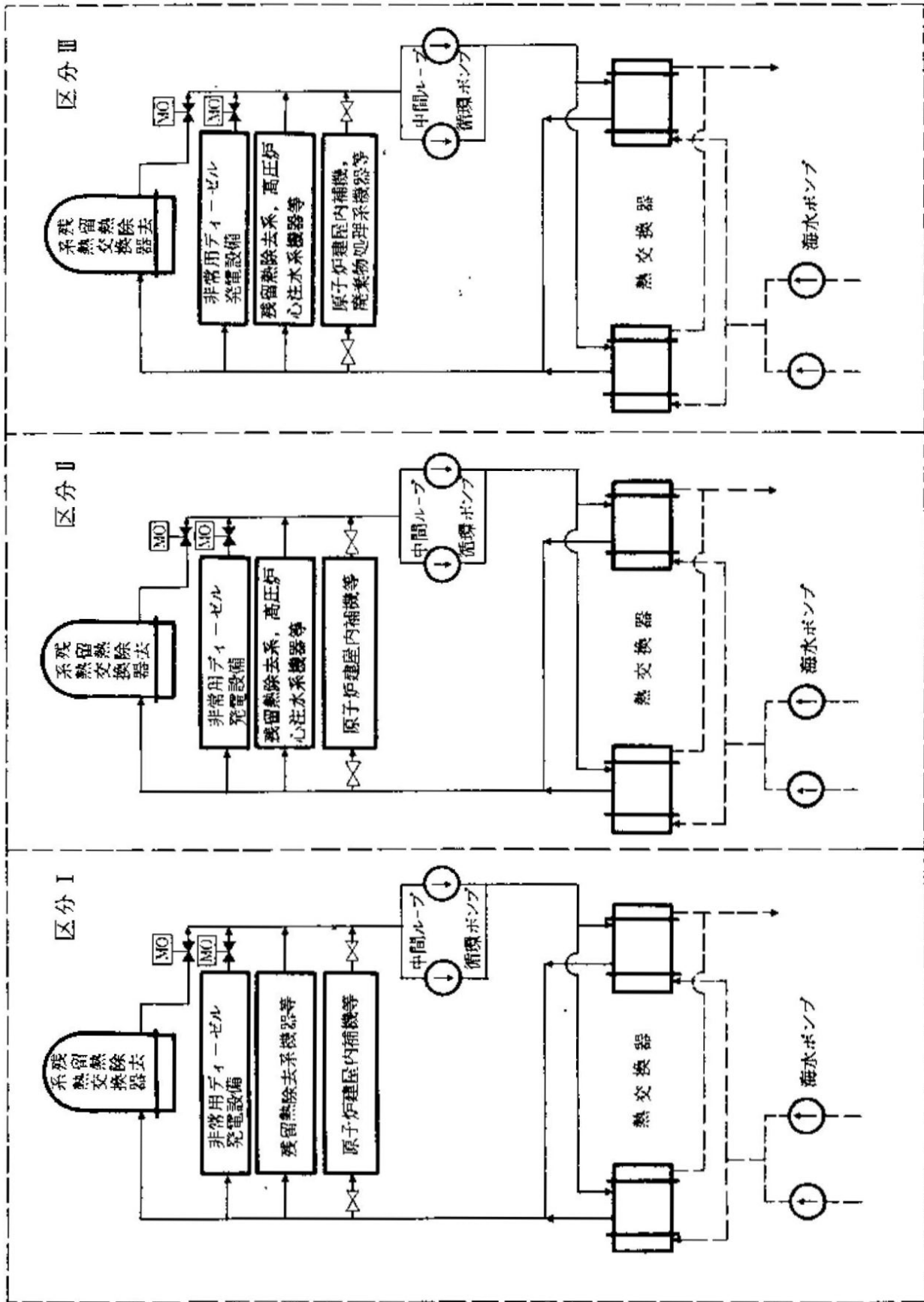
第 3.1.1.a-11 図 原子炉格納施設構造概要図



第 3.1.1.a-12 図 残留熱除去系格納容器スプレイ冷却モード系統概要図

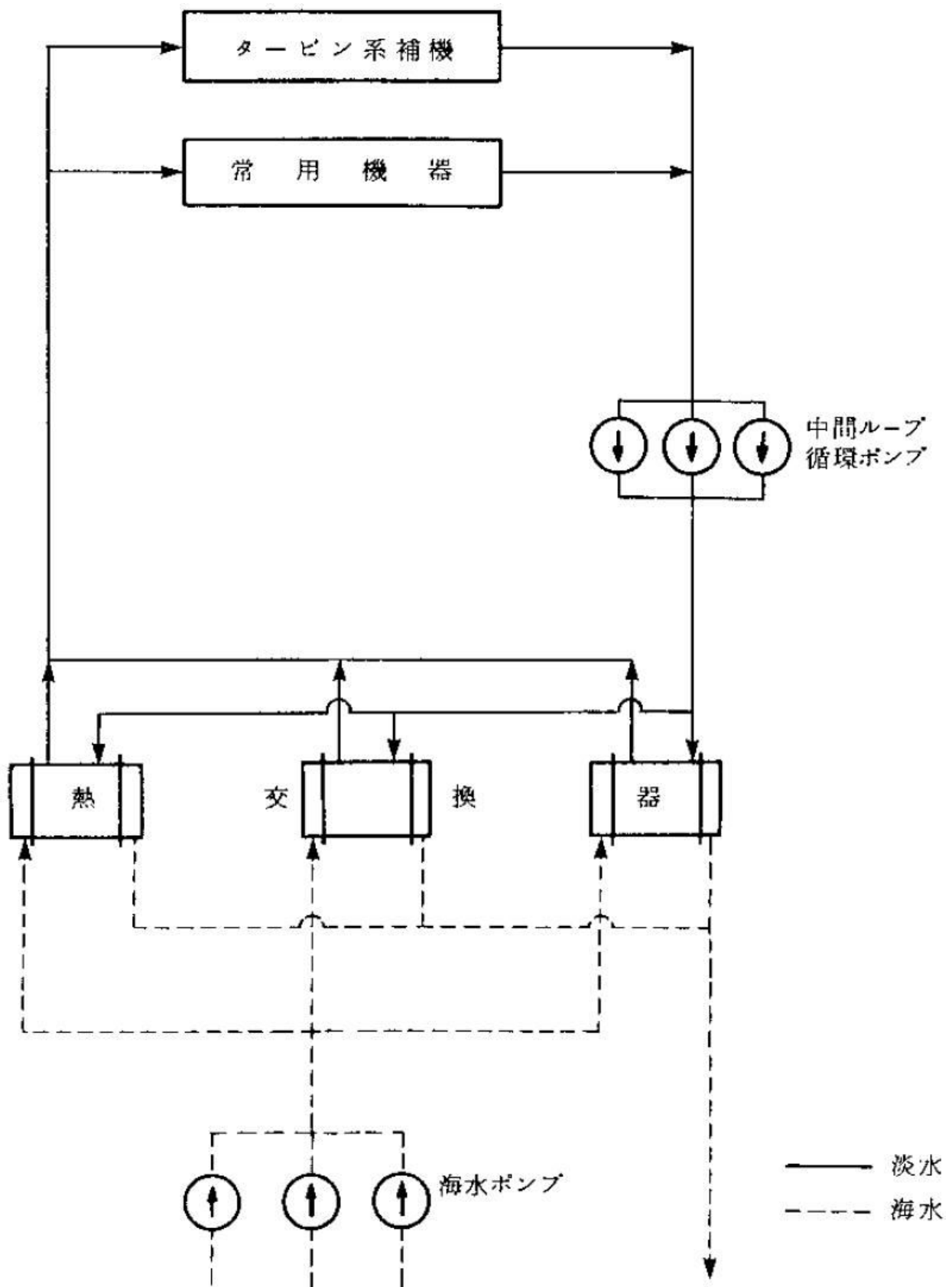


第 3.1.1.a-13 図 S/C プール水冷却モード系統概要図

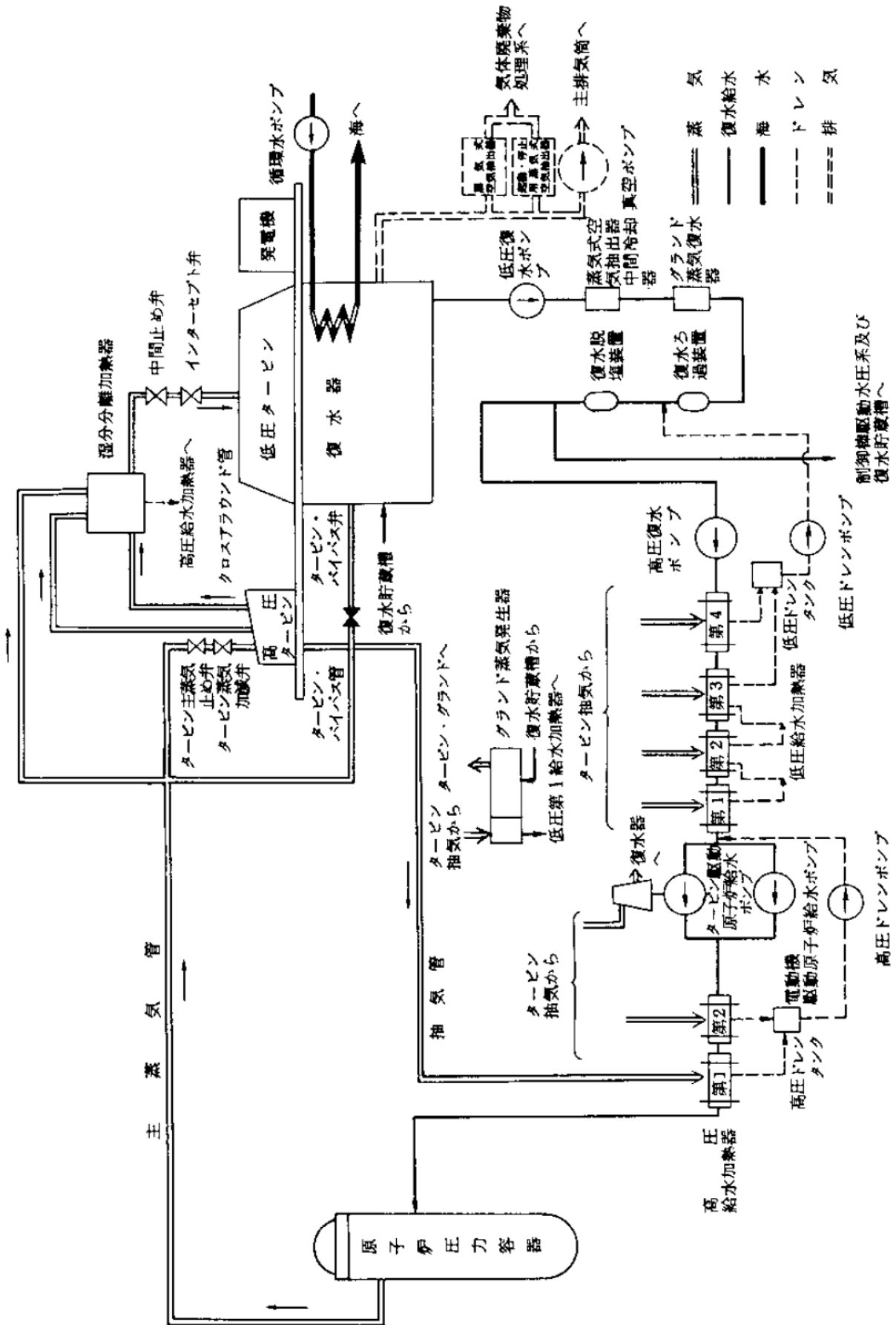


—— 淡水
 ---- 海水

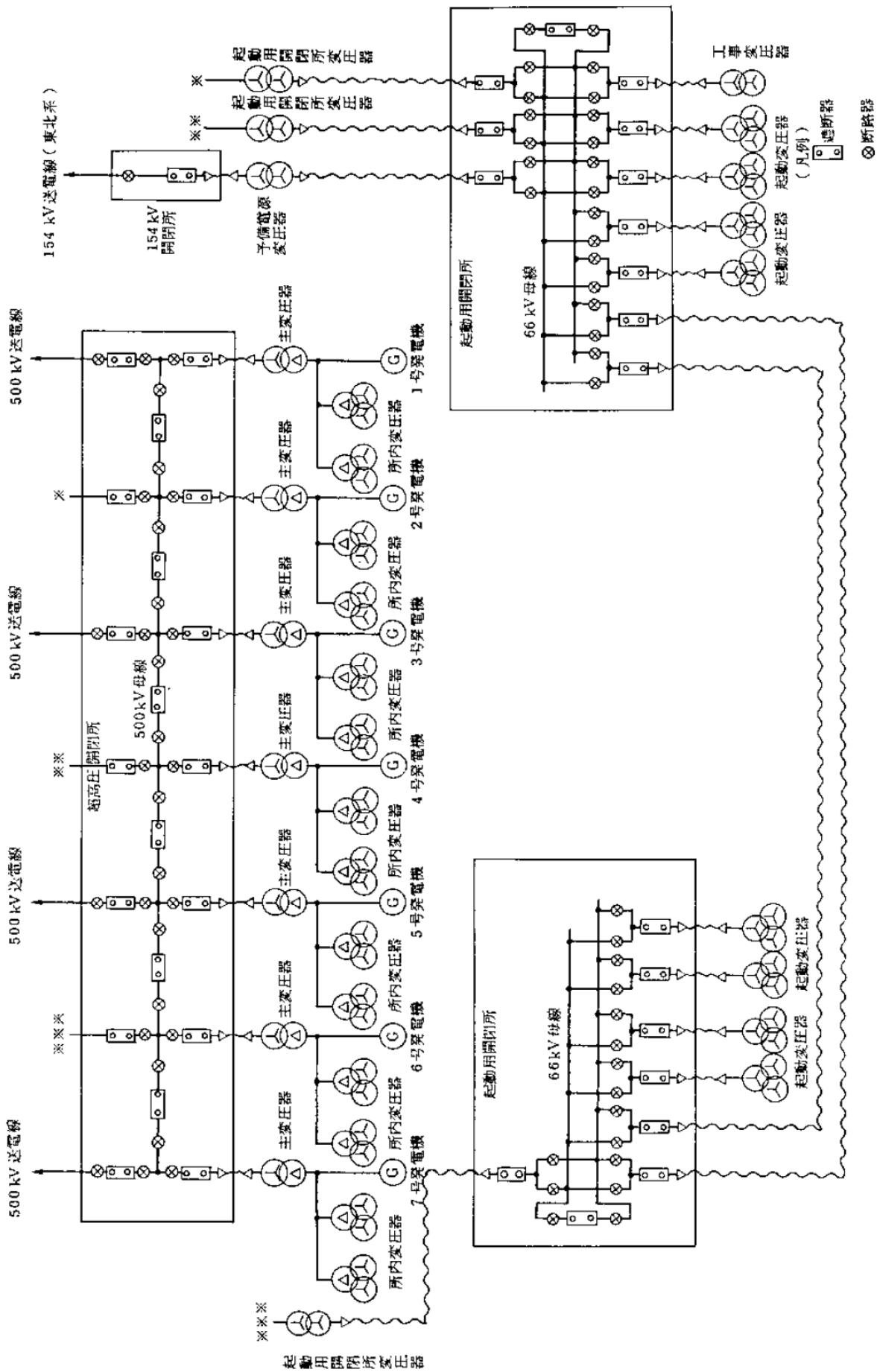
第 3.1.1.a-14 図 原子炉補機冷却系統概要図



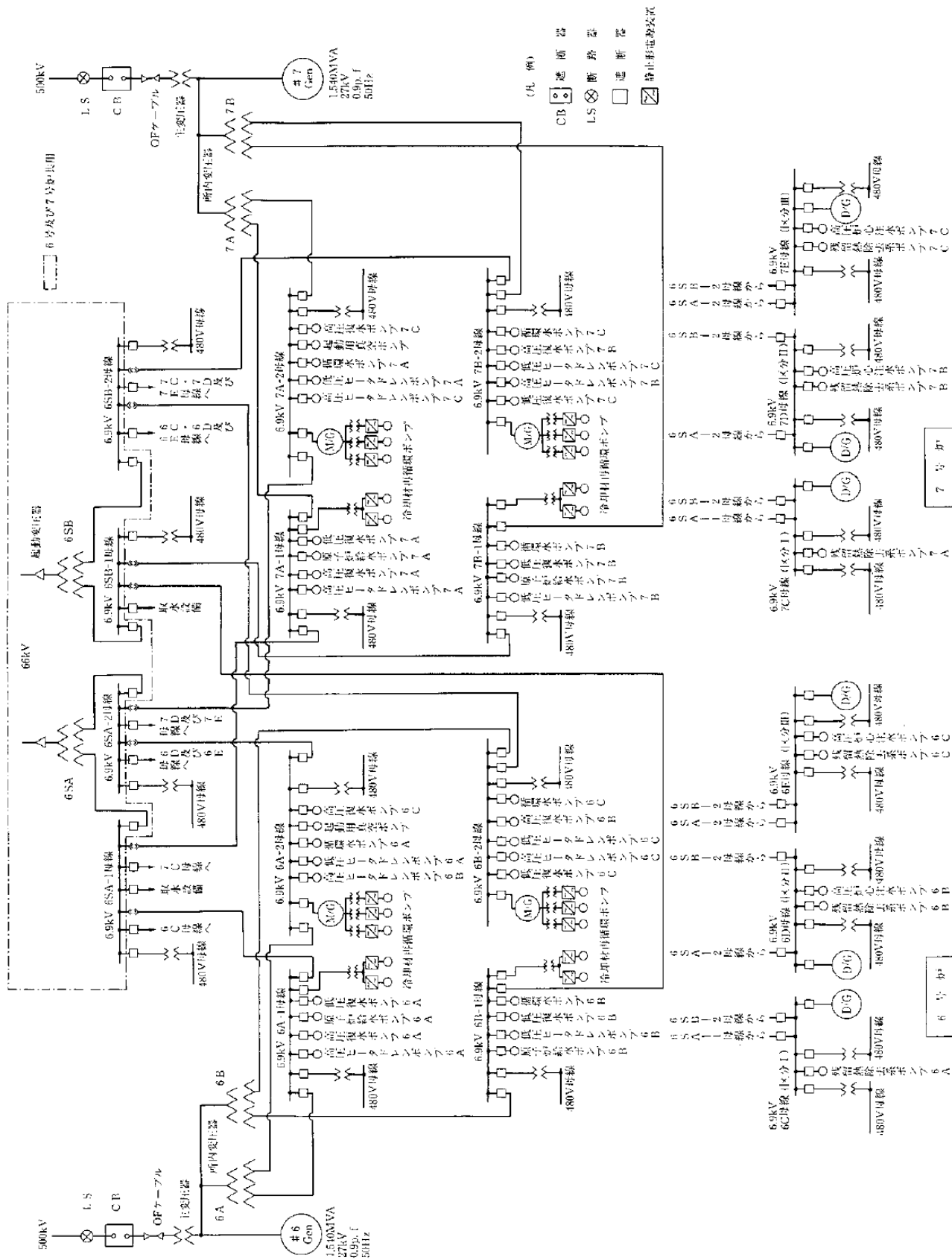
第 3.1.1.a-15 図 タービン補機冷却系系統概要図



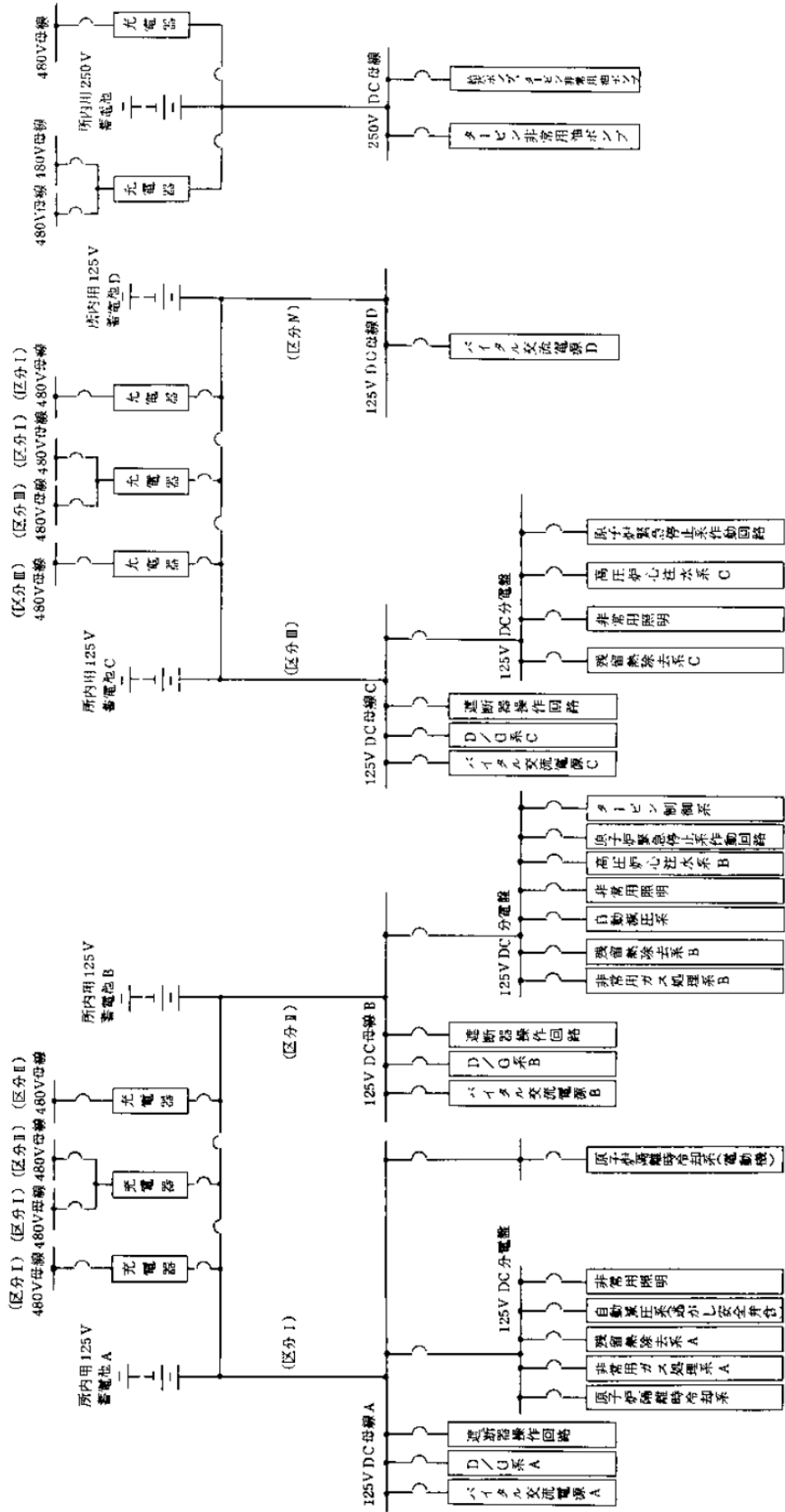
第 3.1.1.a-16 図 タービン設備系統概要図



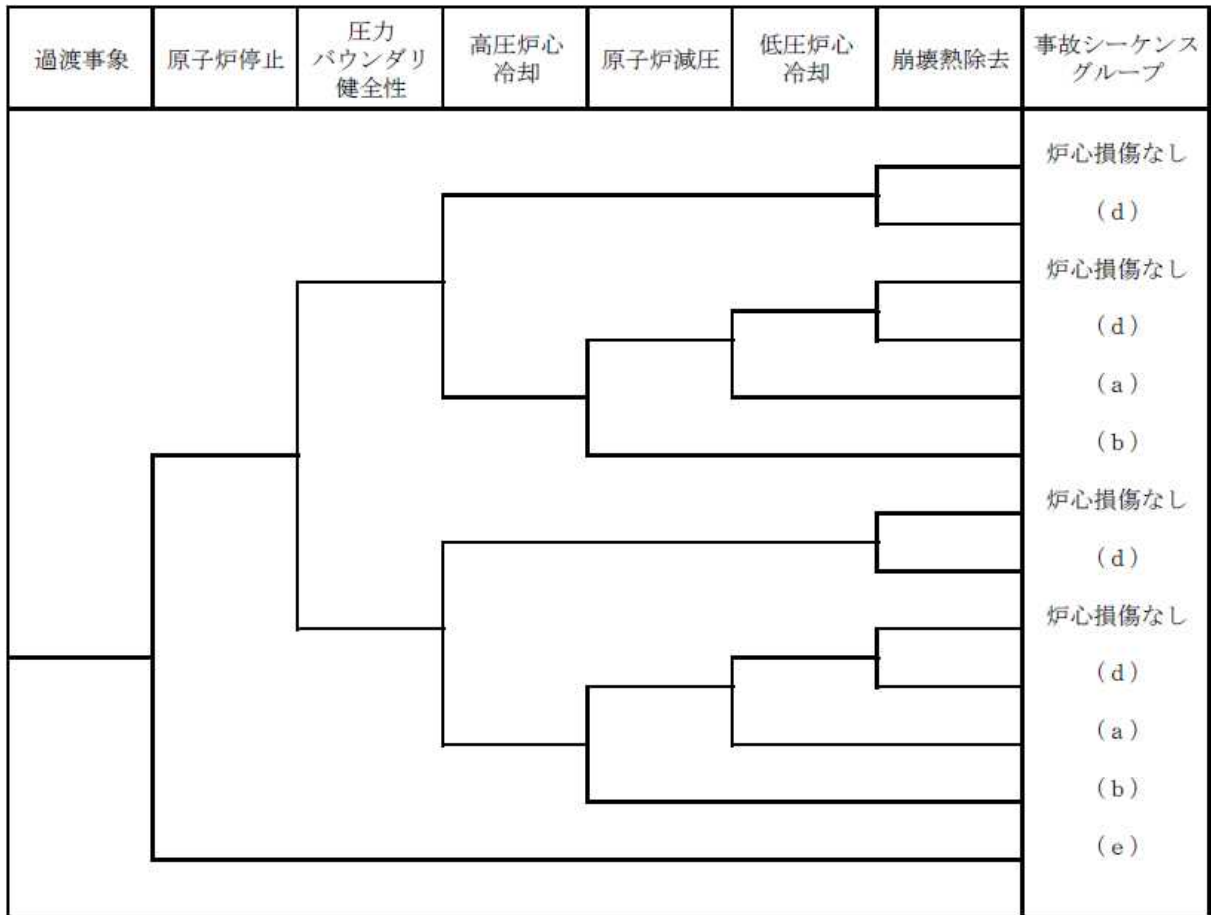
第 3.1.1.a-17 図 開閉所単線結線図



第 3.1.1.a-18 図 所内単線結線図



第 3.1.1.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 3.1.1.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、S/R 弁の開放、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。

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	事故シーケンスグループ
					過渡事象へ
					(c)
					(c)
					(c)

(c) 全交流動力電源喪失 (長期 TB, TBU, TBP, TBD)

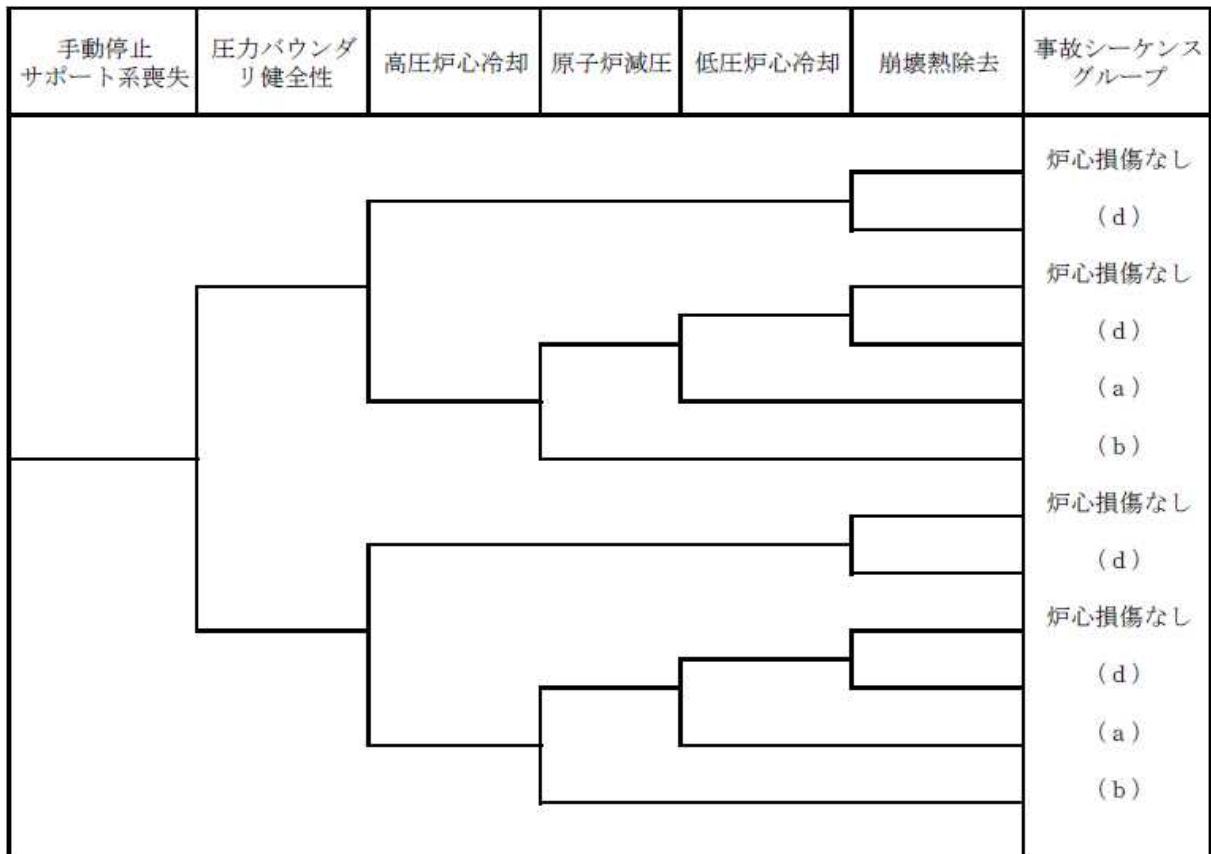
第 3.1.1.d-2 図 外部電源喪失のイベントツリー

【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、原子炉圧力容器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、原子炉圧力容器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、原子炉圧力容器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)

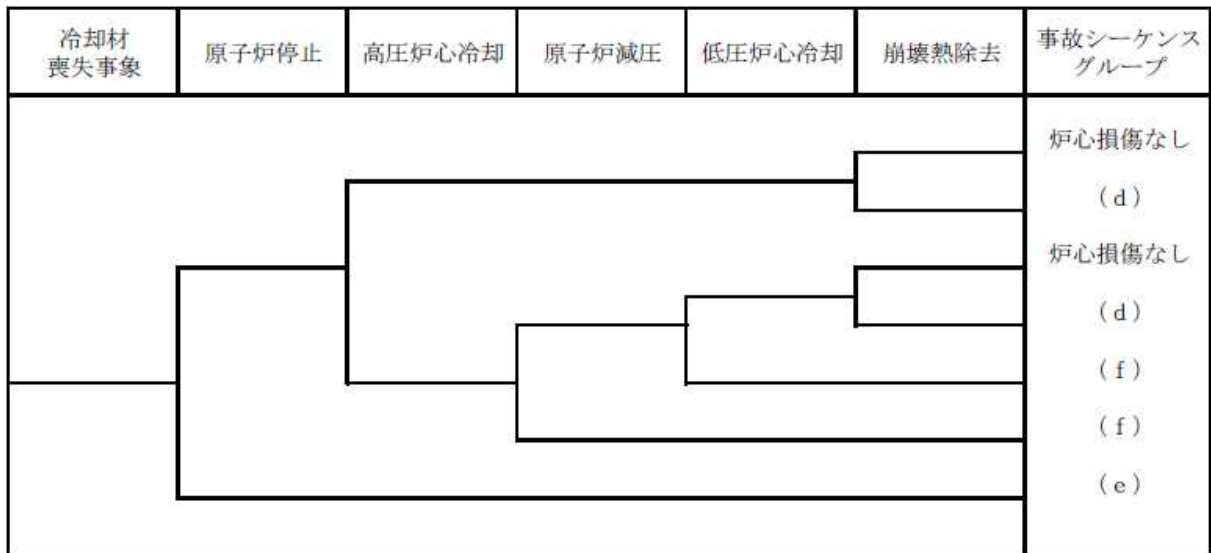
第 3.1.1.d-3 図 手動停止(通常停止)、サポート系喪失(従属性を有する起因事象)のイベントツリー

【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 3.1.1.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)

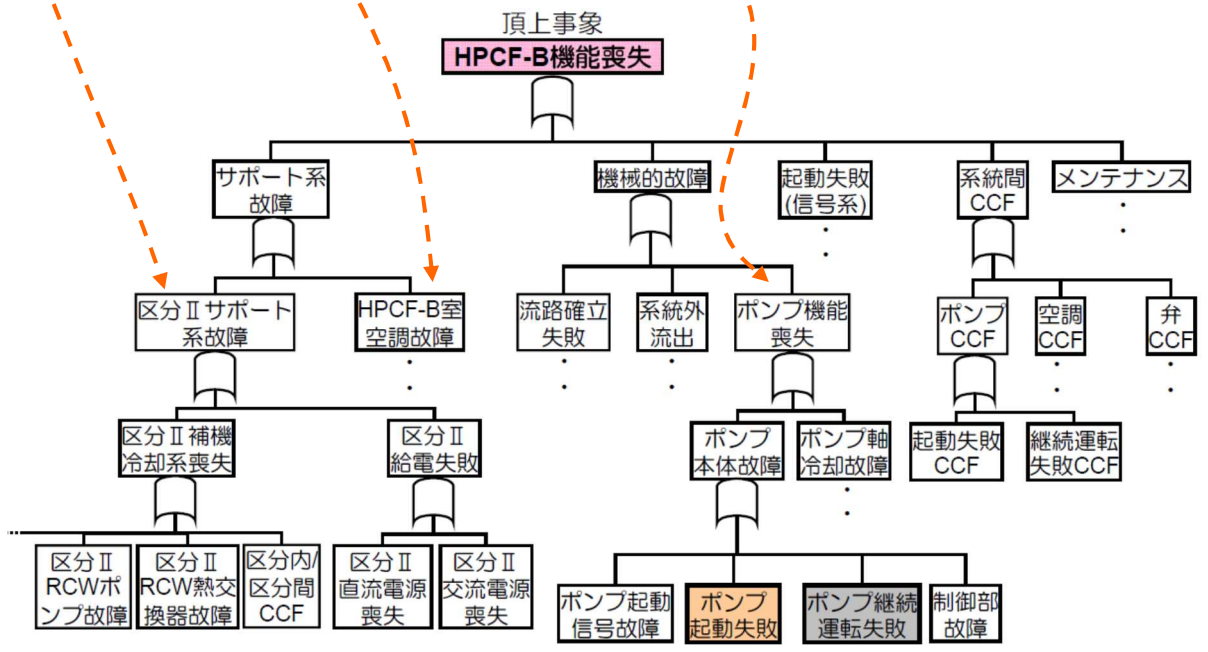
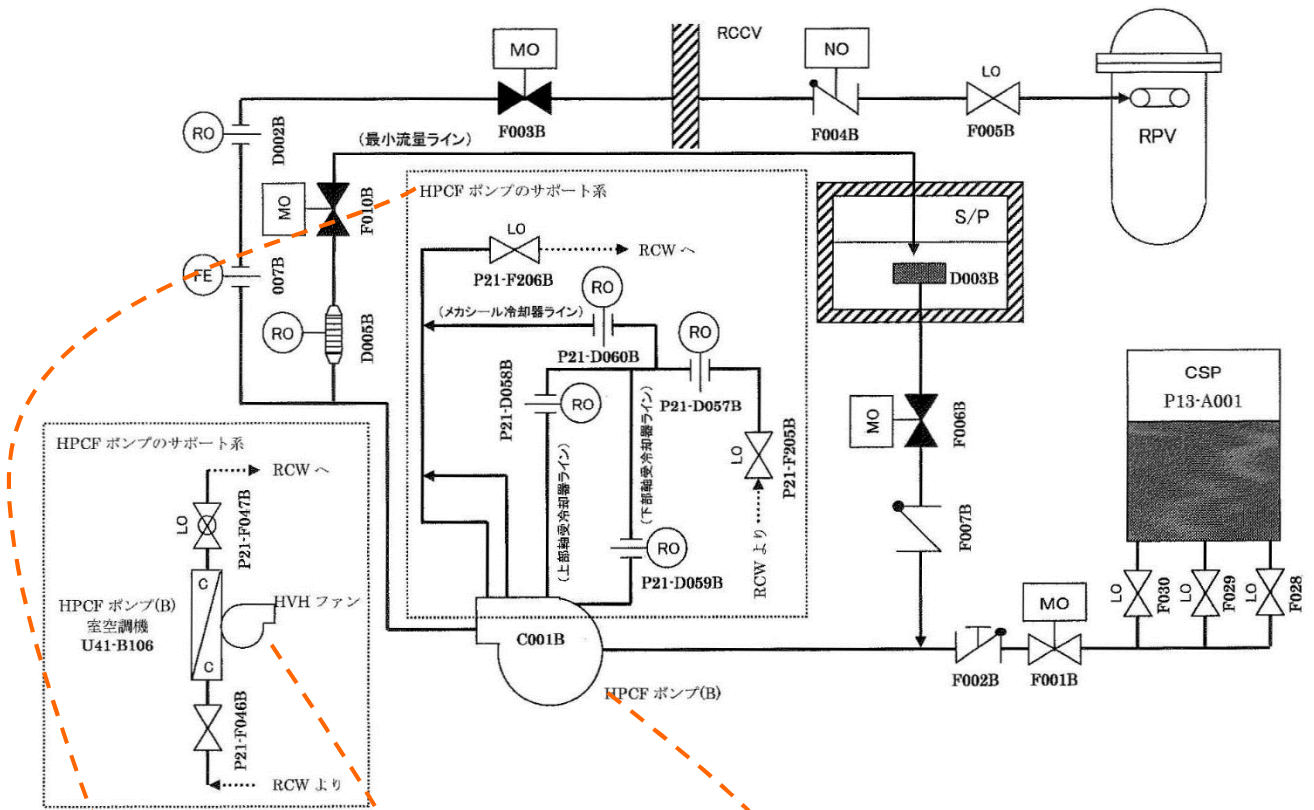
第 3.1.1.d-5 図 インターフェイスシステム LOCA(ISLOCA)のイベントツリー

【仮定条件】

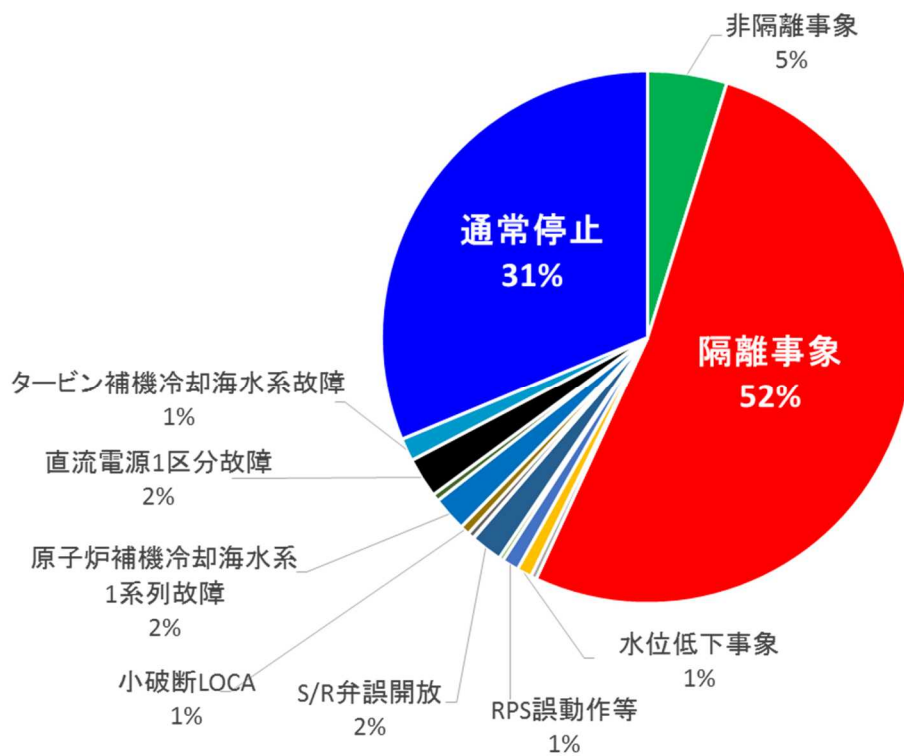
- ・配管破断は HPCF ポンプ吸込配管の破断等、低圧設計の配管の破断を想定する。

【イベントツリーの説明】

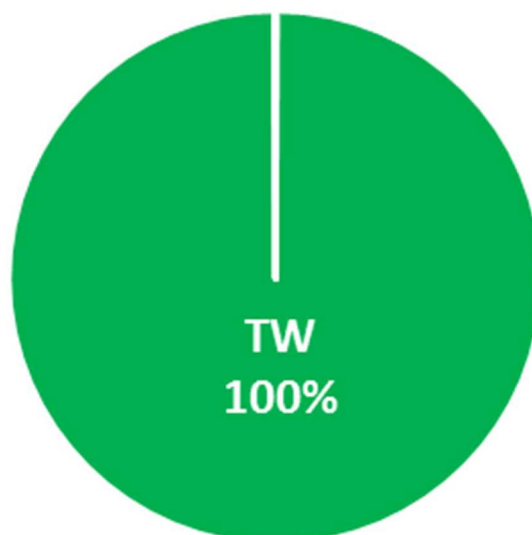
- ・破断口の隔離に失敗した場合、冷却材の流出が続くため、「格納容器バイパス(ISLOCA)」により炉心損傷に至る。



第 3.1.1.e-1 図 システム信頼性評価のイメージ(HPCF(B)を例示)

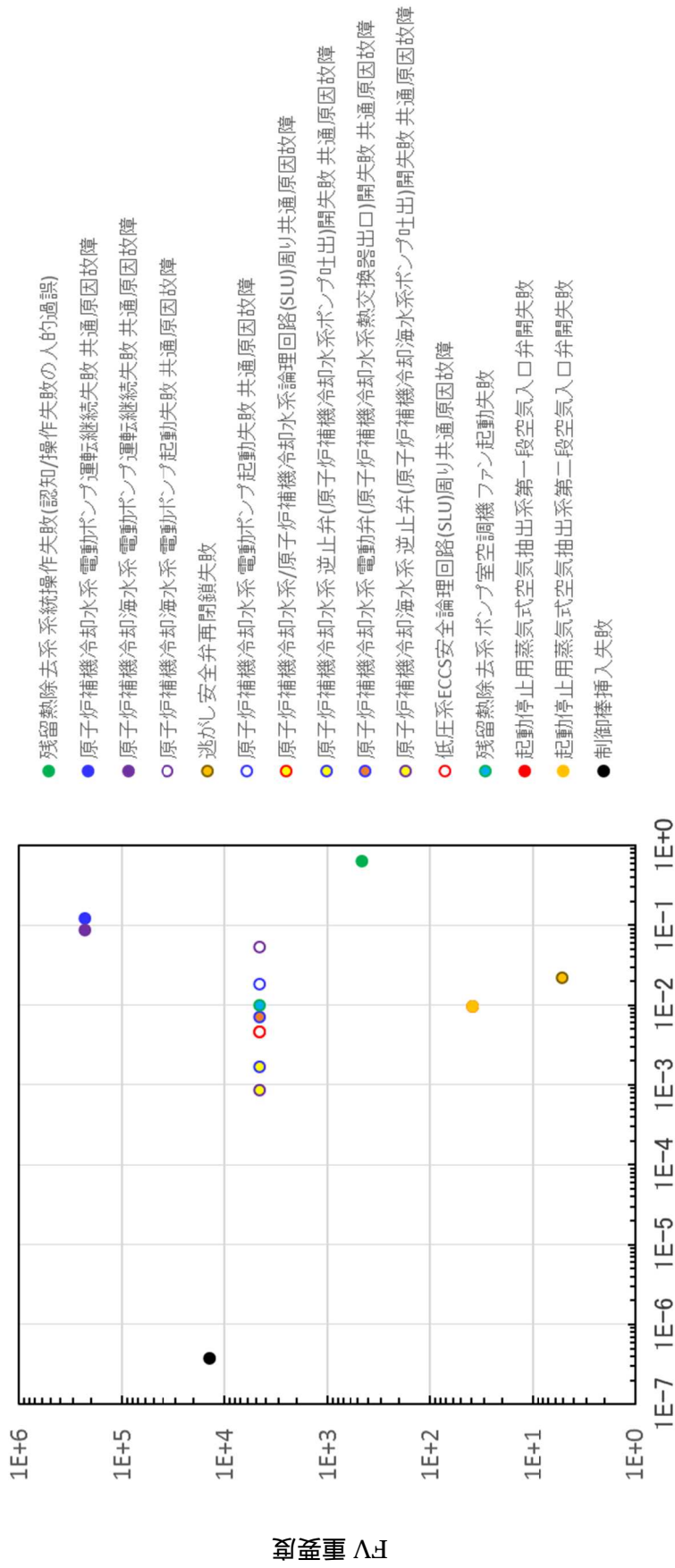


第 3.1.1.h-1 図 起因事象別の炉心損傷頻度の割合



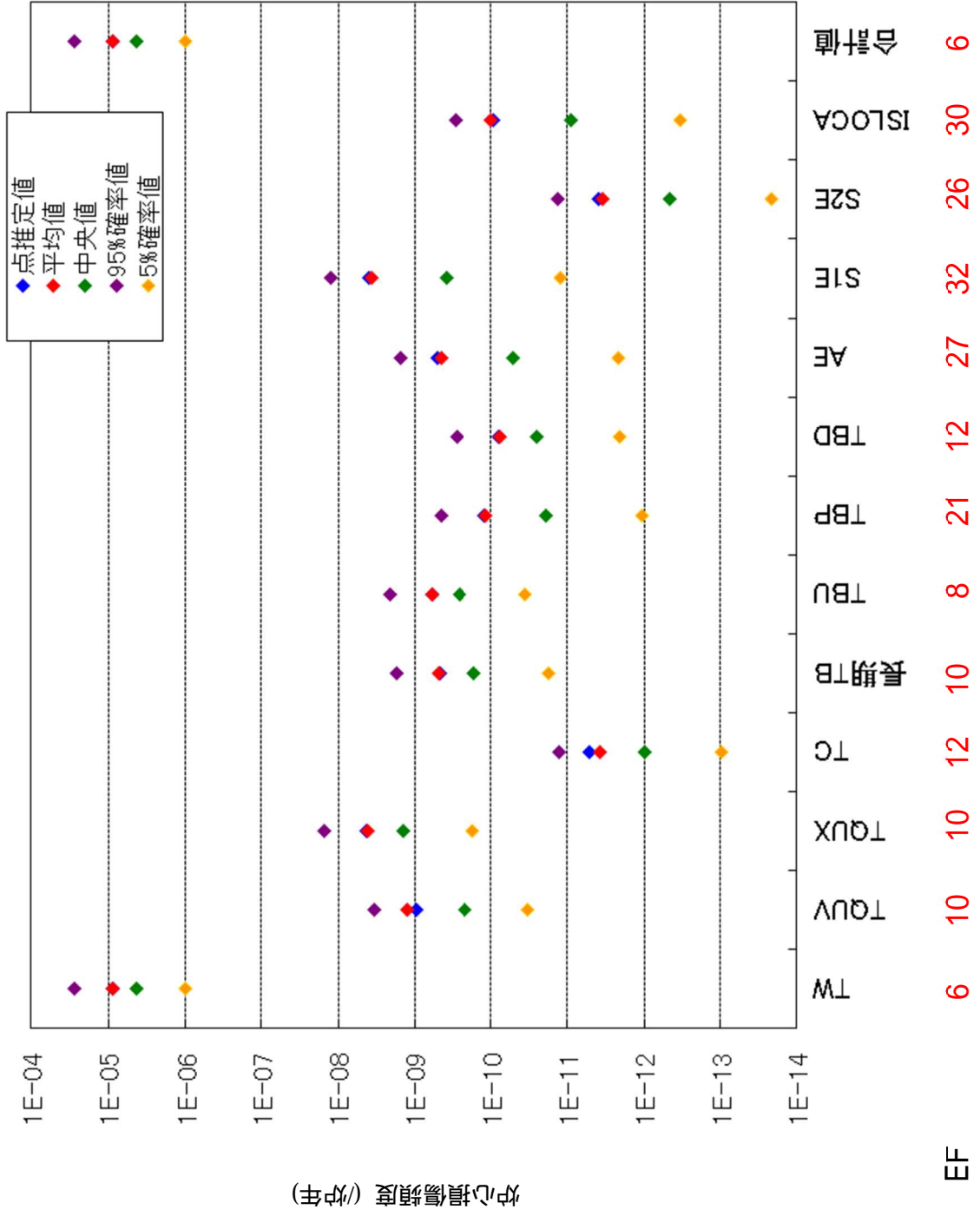
第 3.1.1.h-2 図 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の割合

基事象による
CDF 増加割合



太字はFV重要度及びRAWの
両方の評価結果上位10位に
含まれる基事象を示す。

第3.1.1.h-3図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果



第3.1.1.h-4図 各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

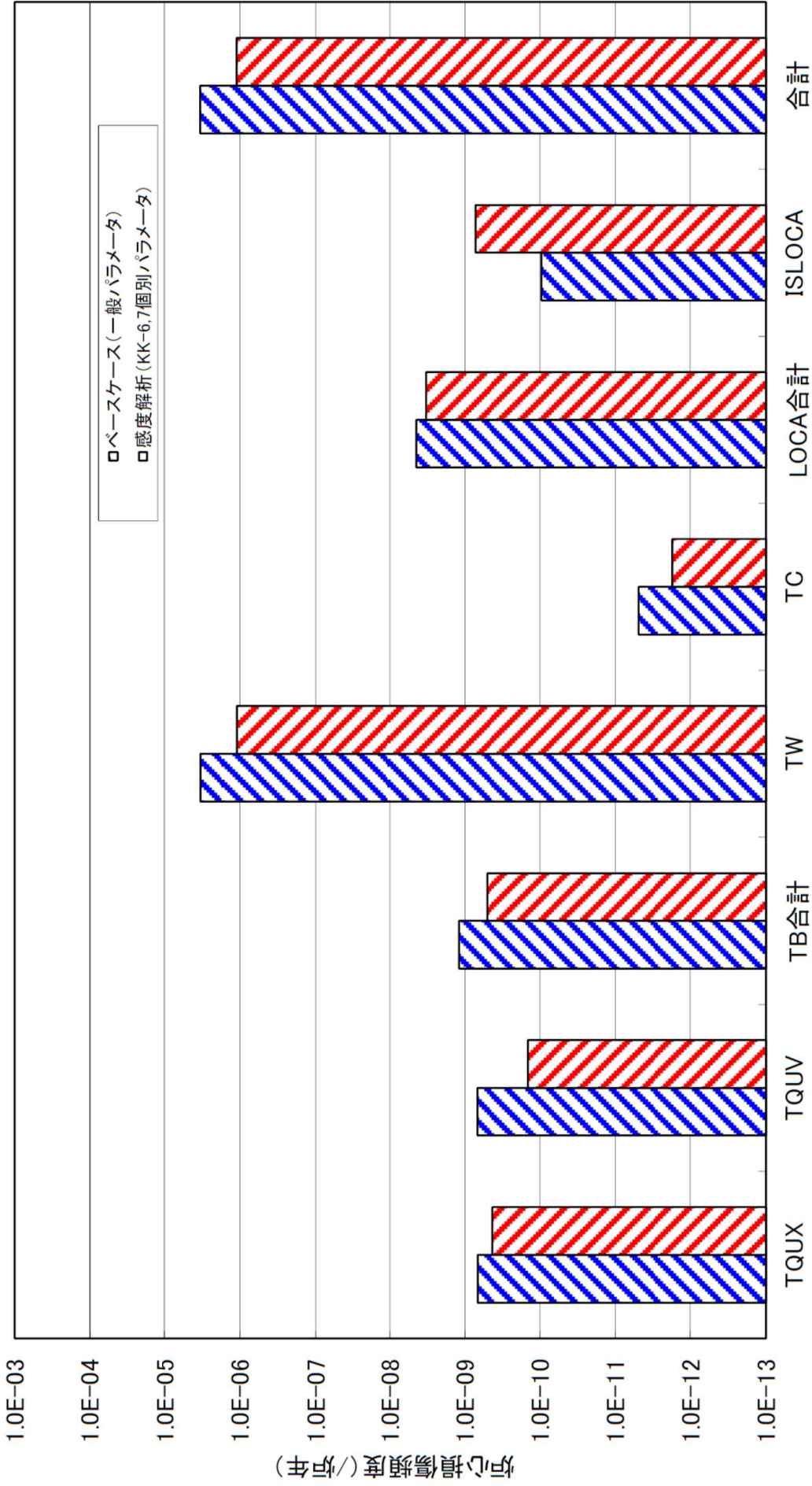
【再評価実施中】

第3.1.1.1.h-5図 KK6/7号機の運転経験の起回事象発生頻度に対する感度解析結果

【再評価実施中】

第3.1.1.1.h-6図 KK6/7号機の運転経験の機器故障率に対する感度解析結果

【再評価実施中】



第3.1.1.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

サプレッションプール(S/C)温度が上昇した場合の
高圧炉心注水系(HPCF)の機能維持

KK6/7号機のHPCFは第一水源を復水貯蔵槽(CSP)として待機しており、起動信号を受けて原子炉压力容器(RPV)への注水を開始する。その後、S/R弁を経由した蒸気の流入等によりS/C水位が一定以上に上昇すると、LOCA時のS/C必要最小空間容積を確保するため、HPCFの水源はCSPからS/Cに切り替わる。

RPVへの注水が継続され、炉心で発生する蒸気がS/R弁を介してS/Cに送られ続けると、蒸気の熱によりS/Cの水温が上昇する。HPCFのポンプのS/C側吸込み配管の最高使用温度は100℃であるため、S/Cの水温が100℃を超える場合は配管の設計温度を超えることとなる。

HPCFの水源について、KK6/7号機の中央制御室には、水源をS/CからCSPに切替えるスイッチがあり、容易に水源を切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、S/Cの温度が100℃を超えることが懸念される場合には、水源をCSPとすることで、HPCFを設計温度の範囲で運転継続することが可能である。

S/R弁からの蒸気の流入によってS/C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、S/Cの温度上昇を確認し、CSPへの水源切り替えを行うには十分な時間余裕がある。

このため、S/C温度の上昇を考慮してもHPCFの機能維持は可能である。

また、炉心への注水を継続し、S/R弁を通じてS/Cに蒸気が移行する状態が継続すると、S/C水温が上昇する。S/C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、RCICについても同様であり、適宜水源をS/CからCSP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

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、流出流量について表1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」は添付資料3.1.1.b-2に記載の理由より選定対象から除外した。

表1 LOCA関連事象の分類定義

--

(2) 発生頻度の設定

LOCA は日米ともに発生経験がなく、かつ原子炉冷却材バウング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については次に示す。

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 は発生経験はないため、配管の貫通クラックの発生経験から破断に進展する確率を乗じて評価、小 LOCA を除き不確定性(EF)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(Trend)は一定とし、プラント間の相違もないとの位置づけ
- ・ 配管以外の寄与については評価対象外

b. NUREG-1829

Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process / June 2005

- ・ リスク情報活用規制の一環としての設計基準 LOCA 見直しのため、NRC が LOCA 発生頻度を評価したもの
- ・ 専門家パネル(Expert Elicitation)により不確定性を含めた検討を実施
- ・ 配管からの寄与の他、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、表 2 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図 1 にまとめる。

表 2 LOCA 発生頻度の検討

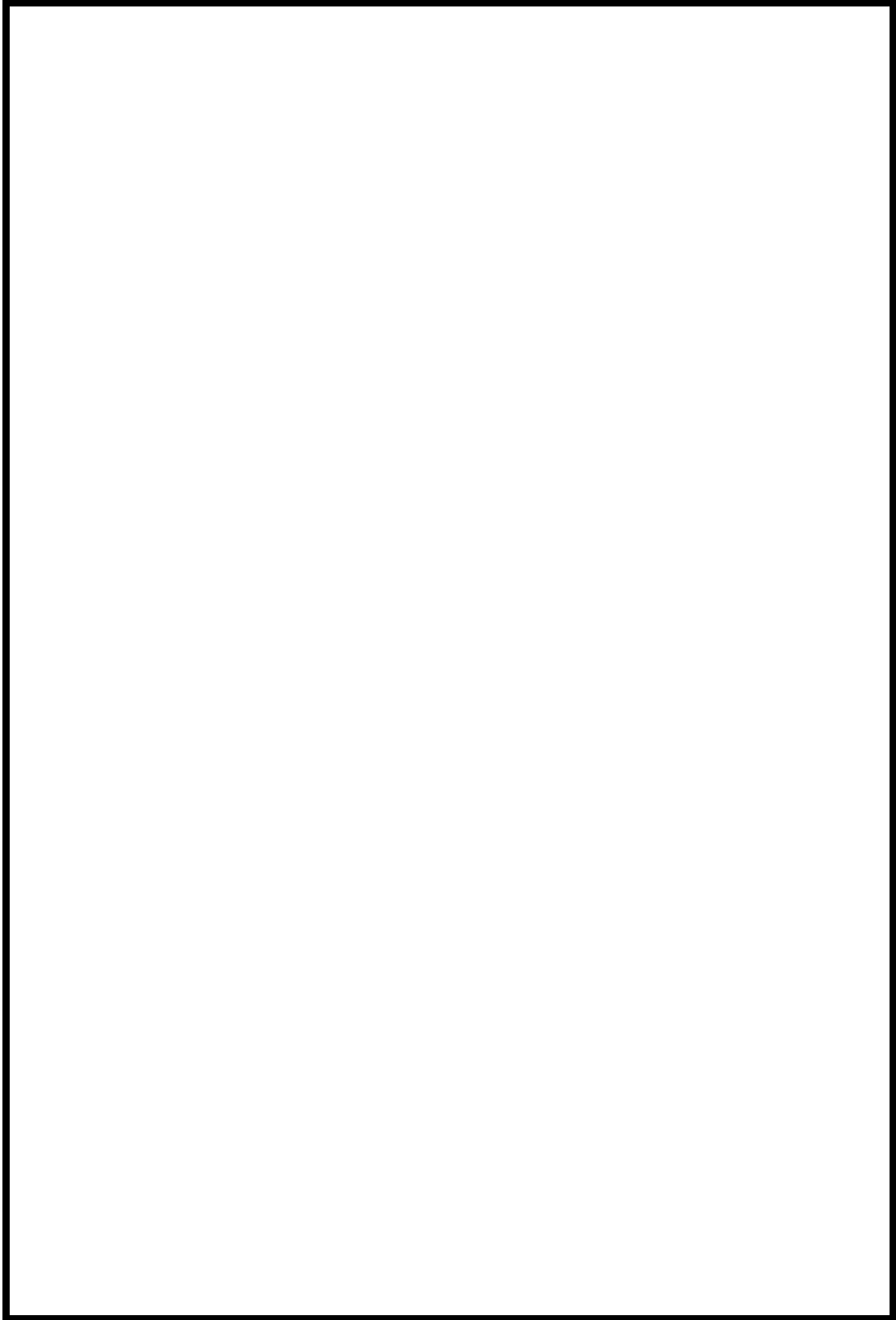


図1 LOCA 事象分類と発生頻度検討のまとめ

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(RPV)破損頻度の評価結果

1. はじめに

本評価では、発生頻度、プラントへの影響などの観点から、PRAの対象とすることの必要性は低いと考え、設計基準事故のうち、いくつかの事象を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(SFP)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。

- ・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

2. 起因事象から除外している事象の考え方

(a) 「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、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、燃料つかみ機は、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無いと考える。

(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無いと考える。

(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、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(添付資料 3.1.1.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保護系(RPS)と同等と考えると、RPS 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図 1 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無い。

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(図 1 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主蒸気隔離弁の外側(図 1 の a, b, c)で発生し、隔離に失敗する場合

格納容器の外側(図 1 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、図 1 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。図 1 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(図 1 の c)で破断が発生した場合、大 LOCA に整理できると考えられる。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(図 1 の d)で発生する場合

この場合、起因事象としては大 LOCA に整理できると考えられる。主蒸気配管の口径(700A)は大破断 LOCA(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。

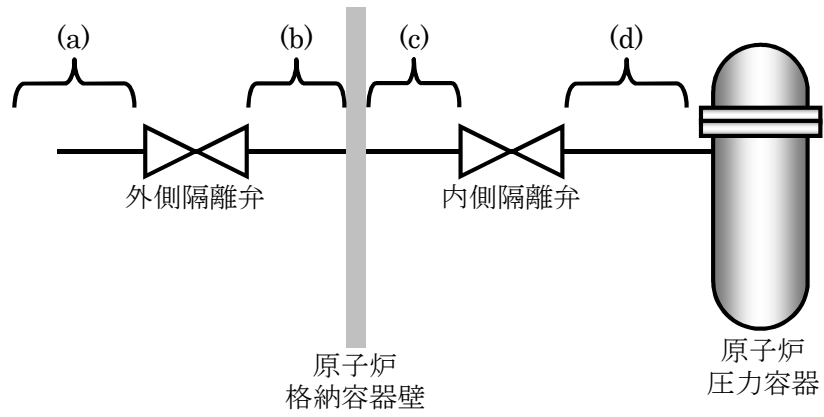


図 1 破断箇所の場合分けのイメージ

3. RPV 破損頻度の評価結果

3.1 評価の目的

RPV 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(CDF)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 CDF が 3.3×10^{-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 3%を占めることとなり、TW に次いで CDF 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 6/7 号機の 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図 2 に示す。RPV の炉心近傍の溶接線に存在する製造時き裂を初期き裂として、初期き裂 1 個当たりの 60 年後の破損確率を PFM によって評価し、溶接線に存在するき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、初期き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き裂の存在確率を、製造時の体積検査の検出精度に応じて低減させた後、各き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き裂進展解析を実施した。き裂進展解析の結果、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、き裂 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き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

初期き裂 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 初期き裂分布

初期き裂の形状分布は ASTM の手法^[2]を参照した。

き裂深さ分布は、W.Marshall^[3]の指数分布式を用いたが、維持規格^[4]ではき裂の進展及び破壊評価において安全側とするため、クラッド厚をき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、き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 き裂個数

溶接線に存在するき裂個数は、Simonen, F.A^[5]によると 30 個/m³程度であるとされている。現実的には初期のき裂個数はこの値よりも少ないと言われている^[4]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、き裂個数は 6 号機で 5.7 個、7 号機で 3.7 個となった。

3.3.5 き裂検出確率

製造時検査及び供用期間中検査では、き裂深さに応じて検出確率式で求めたき裂検出確率をき裂の存在確率に乗じて低減させた。き裂の検出確率式には、W.Marshall^[6]が提案している式を用いた。

3.3.6 き裂進展評価

き裂進展評価では、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き裂進展速度式を用いた。き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き裂の応力拡大係数を用いた。き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。き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き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、これをき裂面に垂直な一次膜応力 Pm 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

評価結果を表 1 に示す。表 1 の通り、6 号機、7 号機の 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 CDF は全 CDF 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する。

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する。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
- [3] W. Marshall, "An assessment of the integrity of PWR pressure vessel", U.K. AEA, 1982.
- [4] JSME 維持規格 2012 年版(JSME S NA-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] W. Marshall, "An assessment of the integrity of PWR pressure vessel", U.K. AEA, 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

表 1 RPV 破損発生頻度評価結果

	6号機	7号機
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

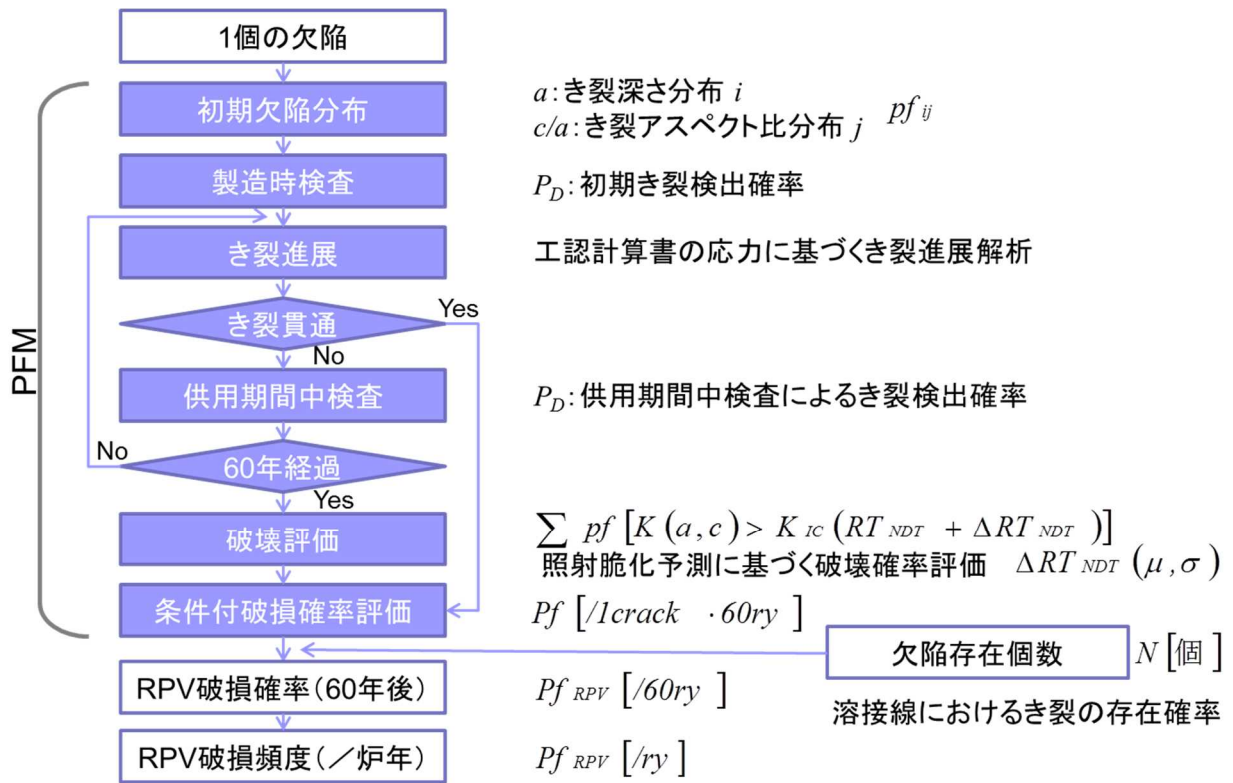


図 2 RPV 破損発生頻度評価の流れ

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 では図 1 に示す通り、「CR 引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。

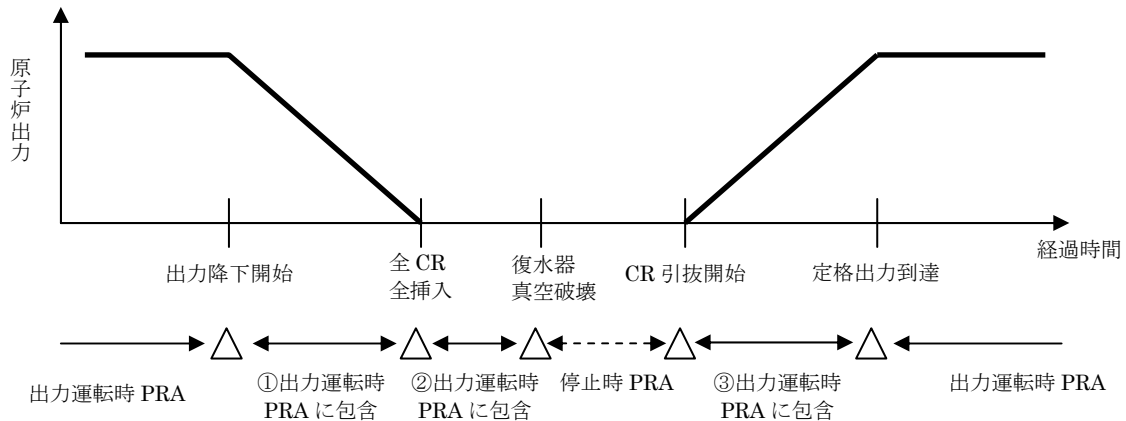


図 1 運転時を対象とした PRA 及び停止時 PRA の対象範囲

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、緩和設備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通り。

① 出力降下開始 ～ 全 CR 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、通常の運転期間は 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 CR 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 CR 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頻度及び格納容器損傷に至る頻度は高く、評価上無視出来ないと考えるため。
- ・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(計画停止及び計画外停止)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 に用いる起因事象の抽出は以下の手順で実施している。

○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、原子炉の運転に係わる設備についての機能喪失時の影響を検討、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(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、基本的に以下の考え方及び①～③の優先順位に基づいて評価している。

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(S/R 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, ISLOCA

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】S/R 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

KK6/7号機の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(CDF)の変化は小さい。

1. KK6/7号機のPRAに用いた起因事象「外部電源喪失」の発生頻度

KK6/7号機のPRAでは、外部電源喪失の発生頻度を次の様に算出している。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。

$$\begin{aligned}
 & \text{起因事象「外部電源喪失」発生頻度(KK6/7号機)} \\
 & = \text{国内BWRの外部電源喪失事象発生回数/国内BWRの暦年}^{\ast 1} \\
 & = 3 / 706.1 \\
 & = 4.2 \times 10^{-3} \text{ (炉年)} \\
 & \ast 1 \text{ 暦年は営業運転開始から平成21年3月までの国内BWRプラント} \\
 & \quad \text{運転期間及び運転停止期間の合計値}
 \end{aligned}$$

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、KK6/7号機のPRAと同様の考え方で次の様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

$$\begin{aligned}
 & \text{起因事象「外部電源喪失」発生頻度(国内PWRプラントの評価例)} \\
 & = \text{国内PWRの外部電源喪失事象発生回数/国内PWRの暦年}^{\ast 3} \\
 & = 3 / 621 \\
 & = 4.8 \times 10^{-3} \text{ (炉年)} \\
 & \ast 3 \text{ 暦年は営業運転開始から平成23年3月までの国内PWRプラント} \\
 & \quad \text{運転期間及び運転停止期間の合計値}
 \end{aligned}$$

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での違いは無く、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。KK6/7号機のPRAにおける、外部電源喪失を起因とした場合の炉心損傷頻度(CDF)は 9.0×10^{-9} /炉年であるため、BWRとPWRの運転実績を合計した場合、CDFは、

$$9.0 \times 10^{-9} \times (4.5 \times 10^{-3} / 4.2 \times 10^{-3}) = 9.6 \times 10^{-9} \text{ (/炉年)}$$

となり、CDFの増加分は 6×10^{-10} /炉年となる。この増加分は、KK6/7号機のPRAにおける外部電源喪失を起因とした場合のCDFの1割弱であり、全炉心損傷頻度 3.3×10^{-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CDFが一様に1割程度増加するものの、起因事象別のCDFにおける外部電源喪失の割合は全体の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する。

以上

具体的破断箇所を想定した場合の 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、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 ECCS で生じた場合には当該 ECCS 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無いことを確認した。

1. ECCS 及びその他の系統での LOCA 発生頻度の算出

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表 1 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、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。

$$\text{着目する系統の配管破断発生頻度} = \frac{\text{着目する系統の機能維持に係わる溶接線数}}{\text{原子炉圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{LOCA発生頻度} \cdots \text{式(1)}$$

表 1 各系統の配管口径別の溶接線数と系統当りの 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}	63 ^{※3}	8.6×10^{-6}	1.0×10^{-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}	6.8×10^{-5}
合計	166	108	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 HPCF(B)合流する 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 の機能喪失に繋がる箇所を考慮した。

※4 給水系の溶接部のうち、LPFL(A)の機能喪失に繋がる箇所を考慮した。

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表 2 に示す。

$$\text{LOCA後の炉心損傷頻度} = \sum_i \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{での} \\ \text{LOCA発生頻度} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{に期待できない場合の} \\ \text{条件付炉心損傷確率} \end{array} \right) \dots\dots\dots \text{式(2)}$$

表 2 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表 3 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図 1, 2 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無いことを確認した。

表 3 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]	8.3×10 ⁻¹⁰	7.3×10 ⁻⁹
本評価における LOCA 後の炉心損傷頻度[炉年]		

以 上

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	最終状態	発生頻度(/炉年)	備考
A	MN	C	UB	UC	VA	VB	VC	WA	WB	WC	WD			
2.00E-05												-		ATWSへ
												-		
												TW	3.3E-10	
												-		
												-		
												TW	3.5E-12	
												-		
												-		
												TW	2.2E-13	
												-		
												-		
												TW	2.8E-16	
												-		
												-		
TW	9.7E-16													
AE	5.0E-10													
-														
-														
合計値												8.3E-10		

図1 申請用評価における大LOCA後のイベントツリーと炉心損傷頻度

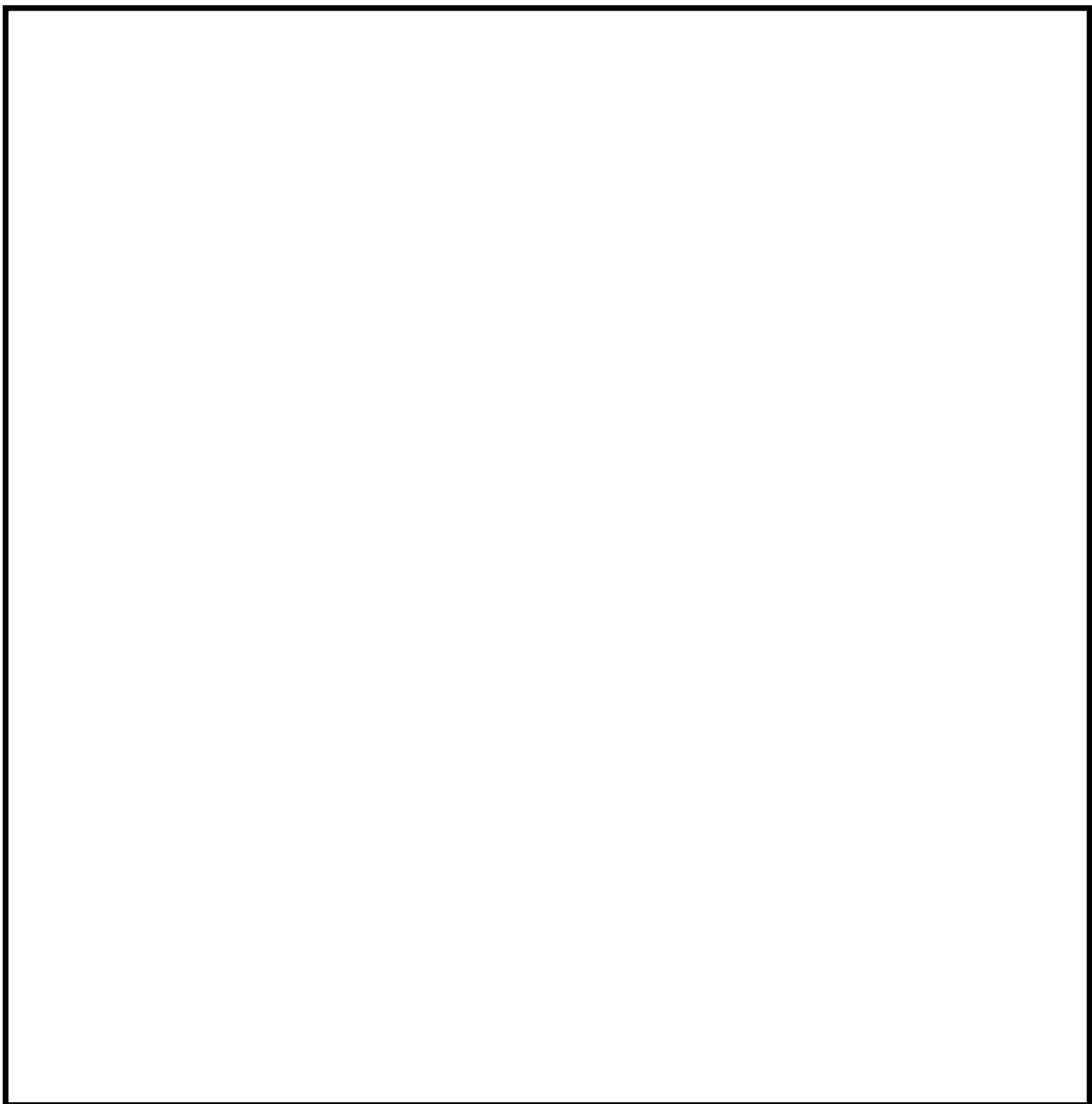
中LOCA	メンテナンス等条件付与	スクラム系	HPCF-B	HPCF-C	原子炉減圧	LPFL-A	LPFL-B	LPFL-C	RHR-A系	RHR-B系	RHR-C系	代替冷却	最終状態	発生頻度(/炉年)	備考
S1	MN	C	UB	UC	X	VA	VB	VC	WA	WB	WC	WD			
2.00E-04													-		ATWSへ
													-		
													TW	3.3E-09	
													-		
													-		
													TW	3.5E-11	
													-		
													-		
													TW	2.2E-12	
													-		
													-		
													TW	2.7E-15	
													-		
													-		
TW	9.6E-15														
S1E	3.9E-09														
S1E	1.1E-11														
-															
-															
合計値												7.3E-09			

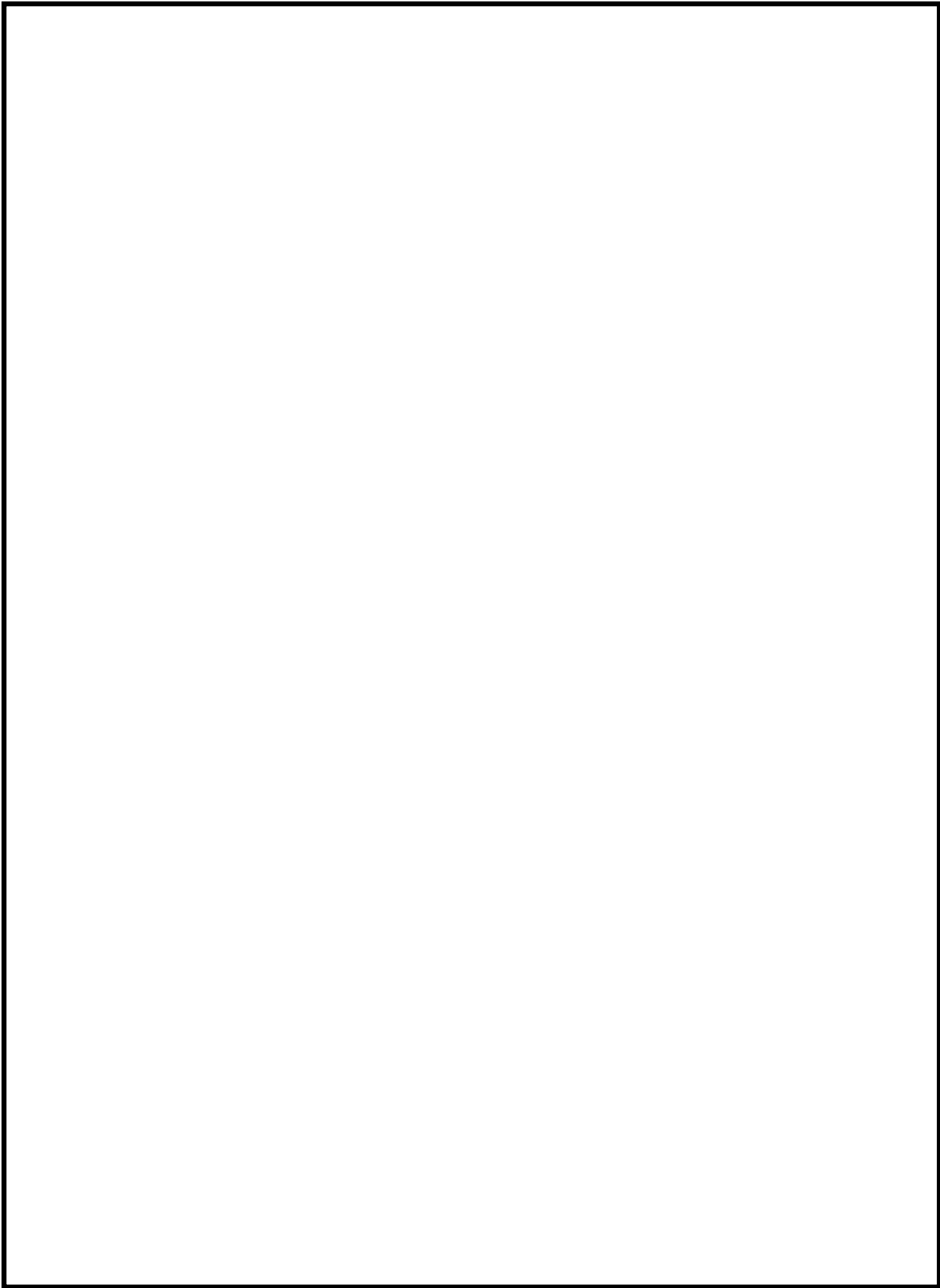
図2 申請用評価における中LOCA後のイベントツリーと炉心損傷頻度

インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)の発生箇所の考え方

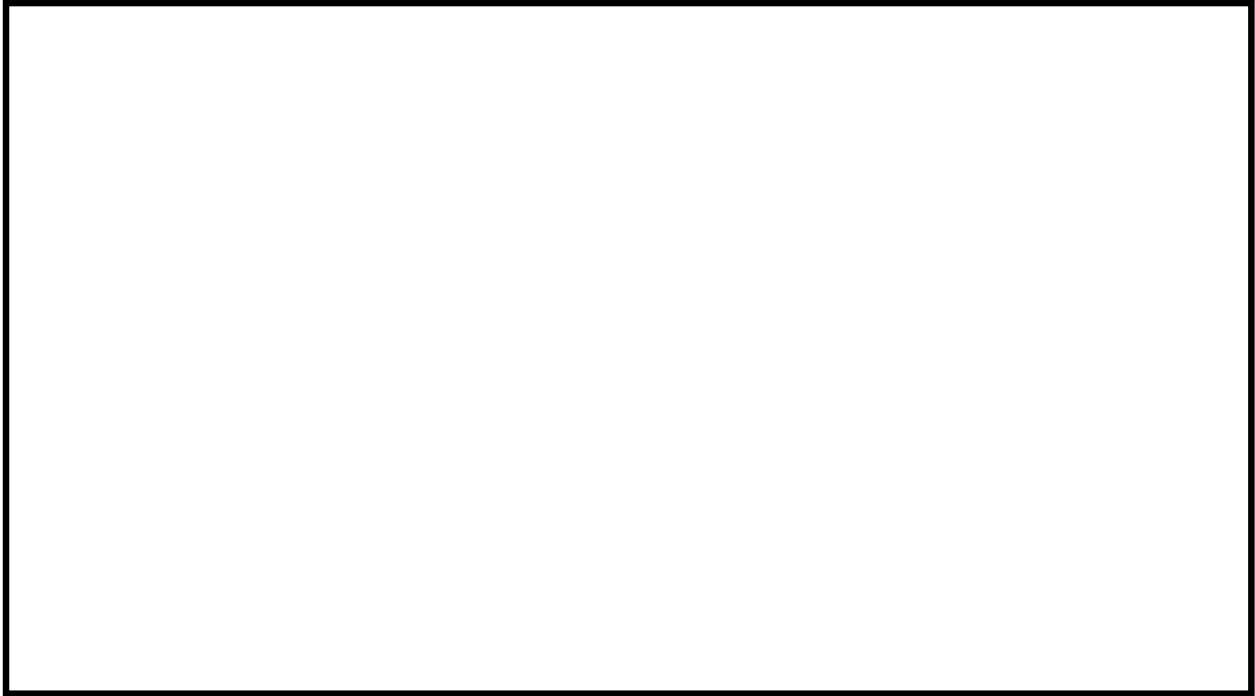
ISLOCAとは、原子炉冷却材圧力バウンダリの高い圧力が、隔離失敗によってそれと直結した格納容器外の低圧設計の箇所に付加され、低圧設計の箇所が破断することによって発生するLOCAである。

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、詳細評価を実施することとした。評価の詳細を以下に示す。





添付資料 3.1.1.b-8-2



以 上

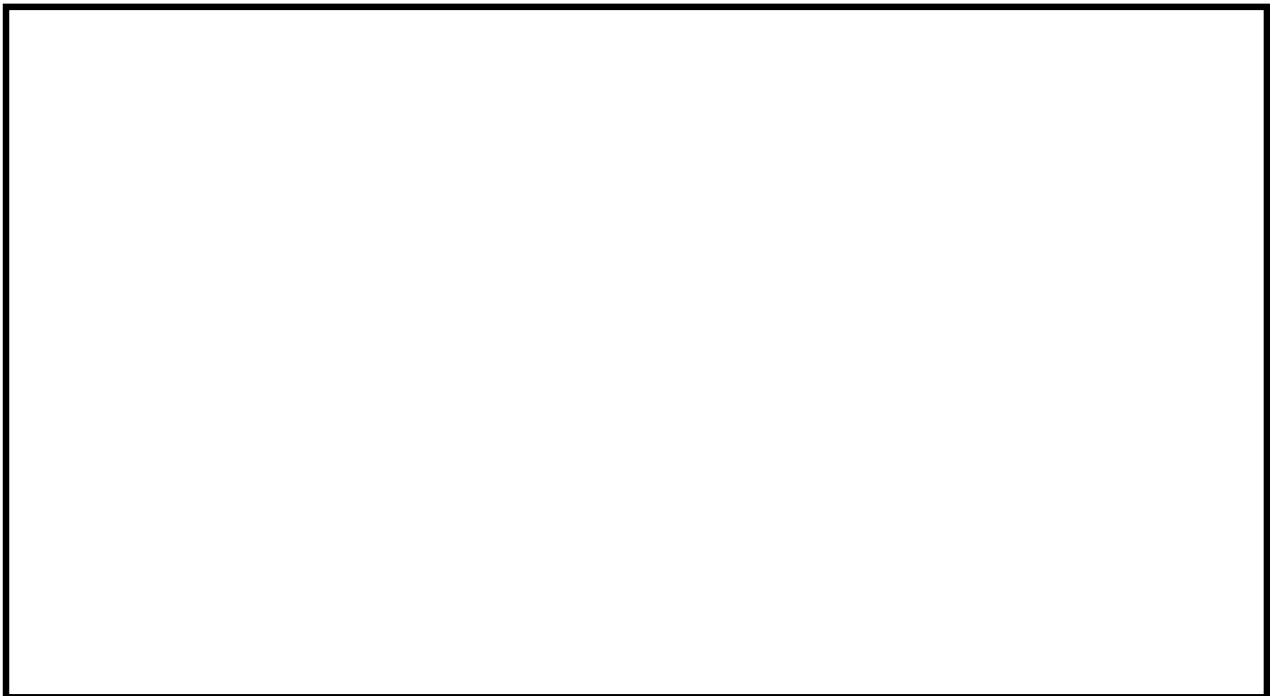
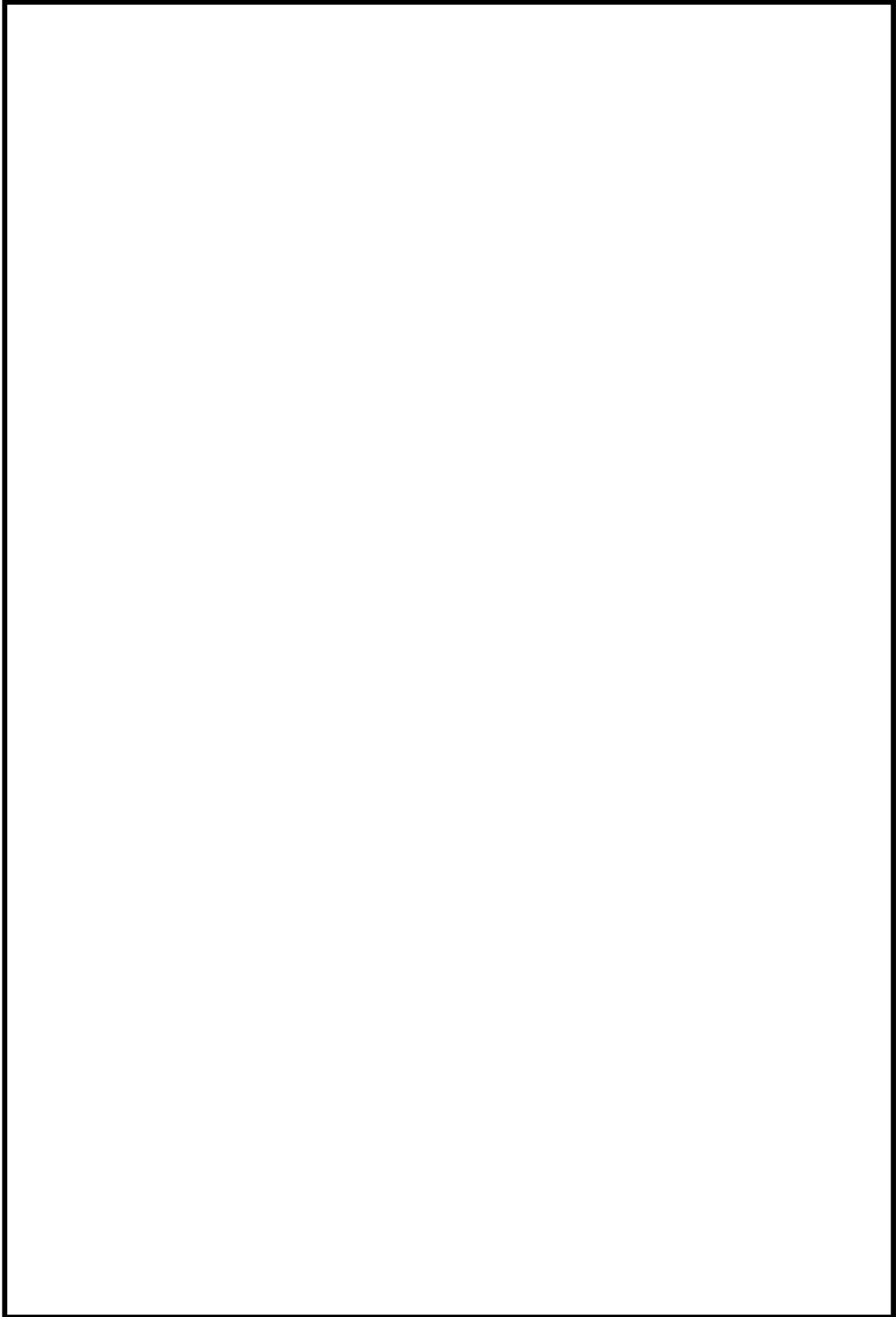
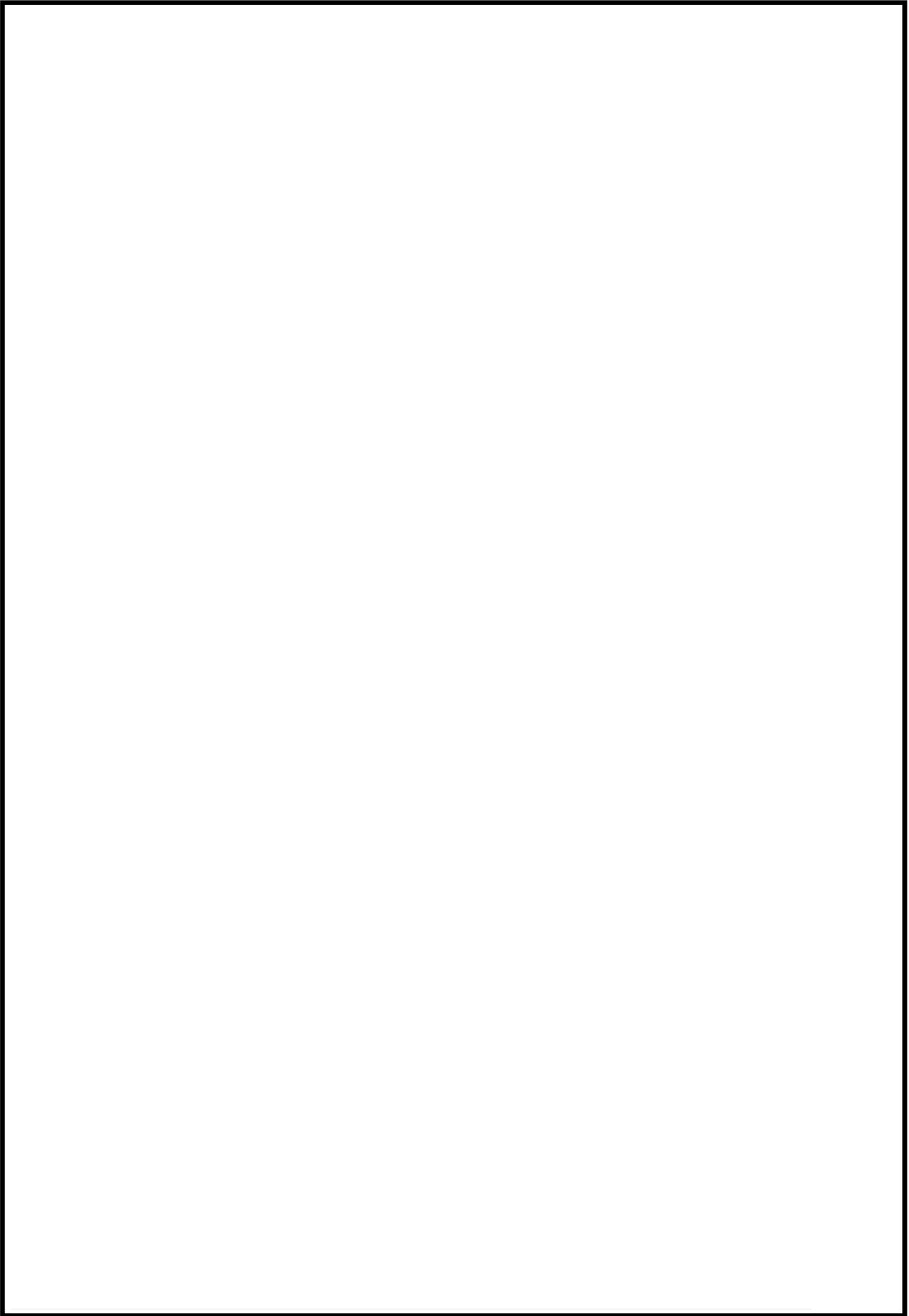


表2 ISLOCA発生頻度評価のためのパラメータ

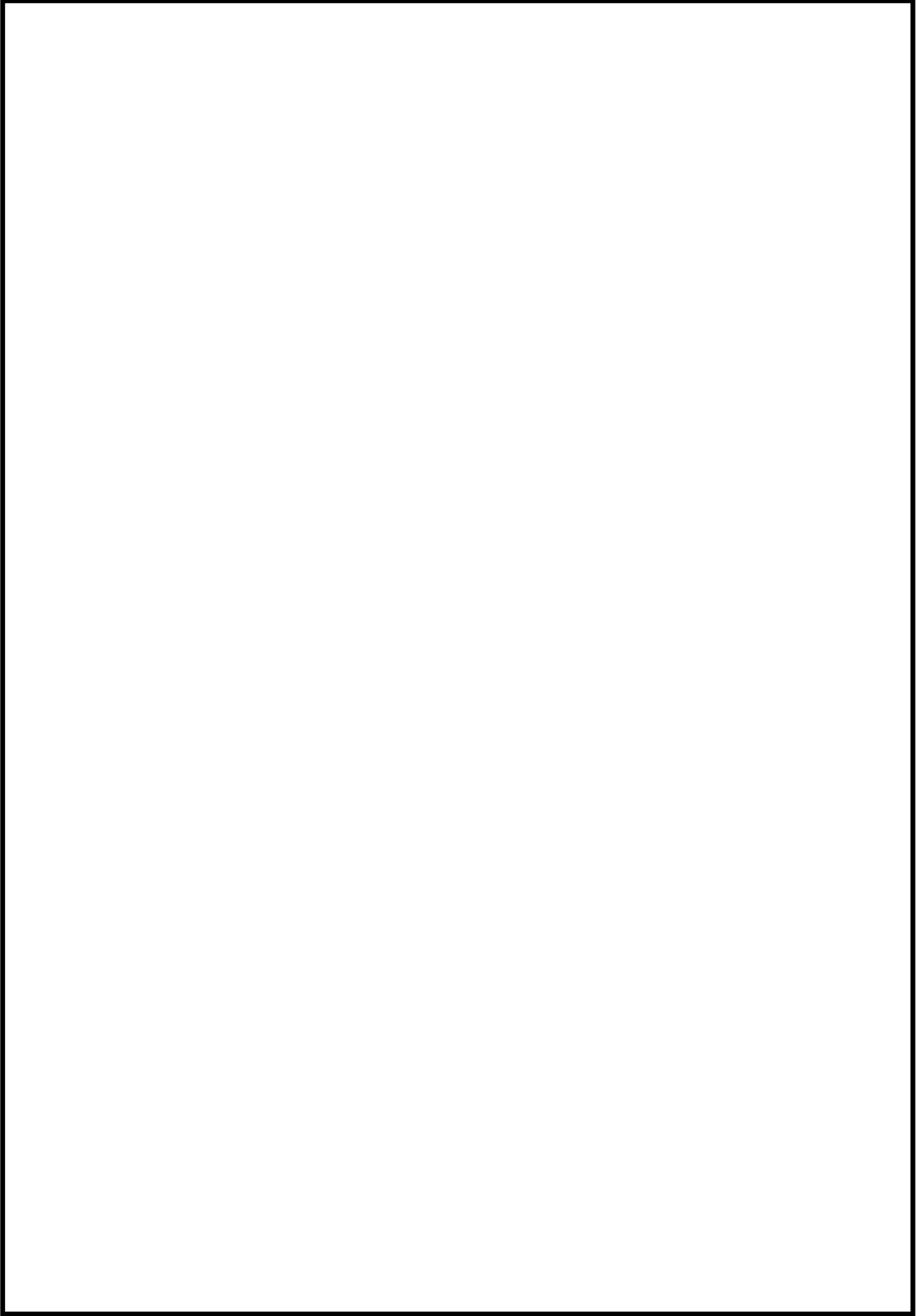
--



添付資料 3.1.1.b-8-5



添付資料 3.1.1.b-8-6



添付資料 3.1.1.b-8-7

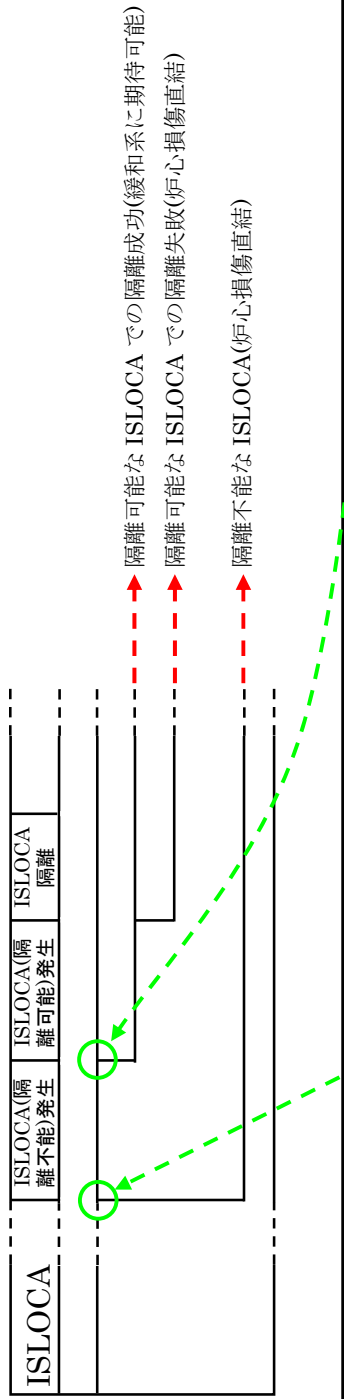
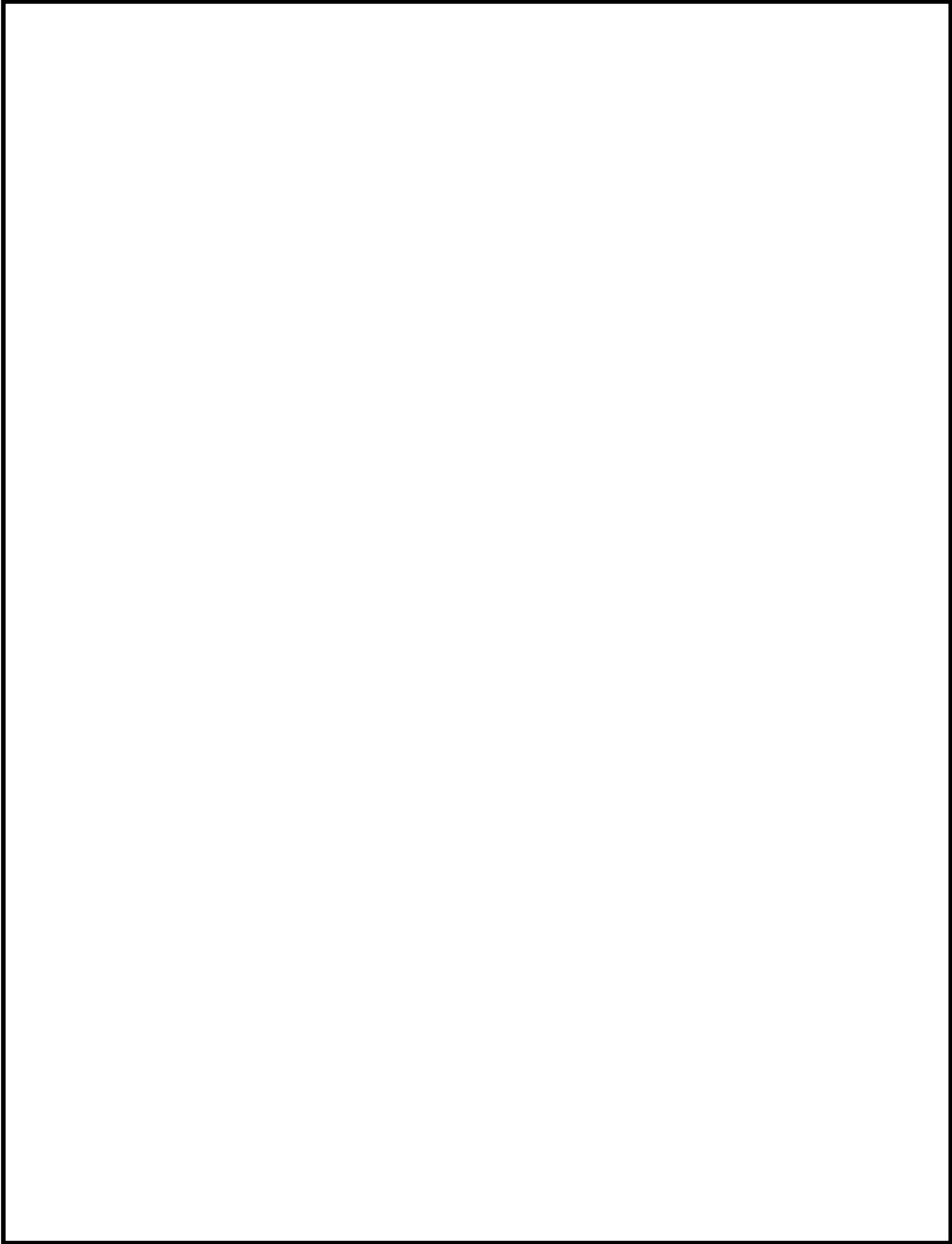


図4 ISLOCA発生頻度算出のイメージ



添付資料 3.1.1.b-8-9

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(図 1 参照)

- ・ 低圧部への過圧の発生頻度

$$= (F009 \text{ 内部破損} + F608 \text{ 内部破損}) \times F008 \text{ 内部破損}$$

$$= (1 \times 10^{-7} / \text{h} + 1 \times 10^{-7} / \text{h}) \times 1 \times 10^{-7} / \text{h} \times 8760 / 2 \text{ h} \times 8760 \text{ h/y}$$

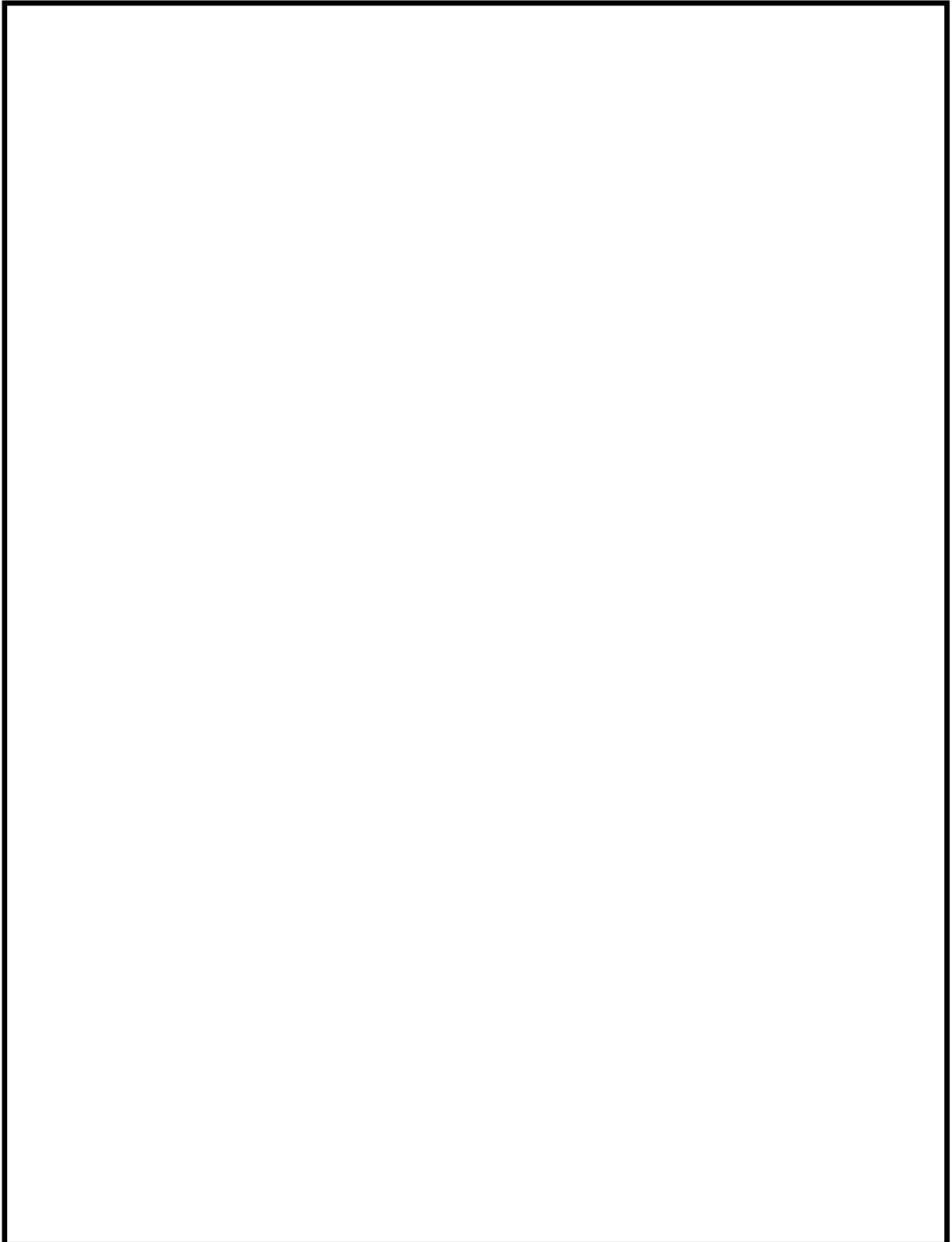
$$= 7.7 \times 10^{-7} / \text{y}$$
- ・ F006 の電動弁について、開状態と閉状態について各々 50% の確率と仮定しており、これにもとづき、配管の破損頻度は以下の通りに評価している。

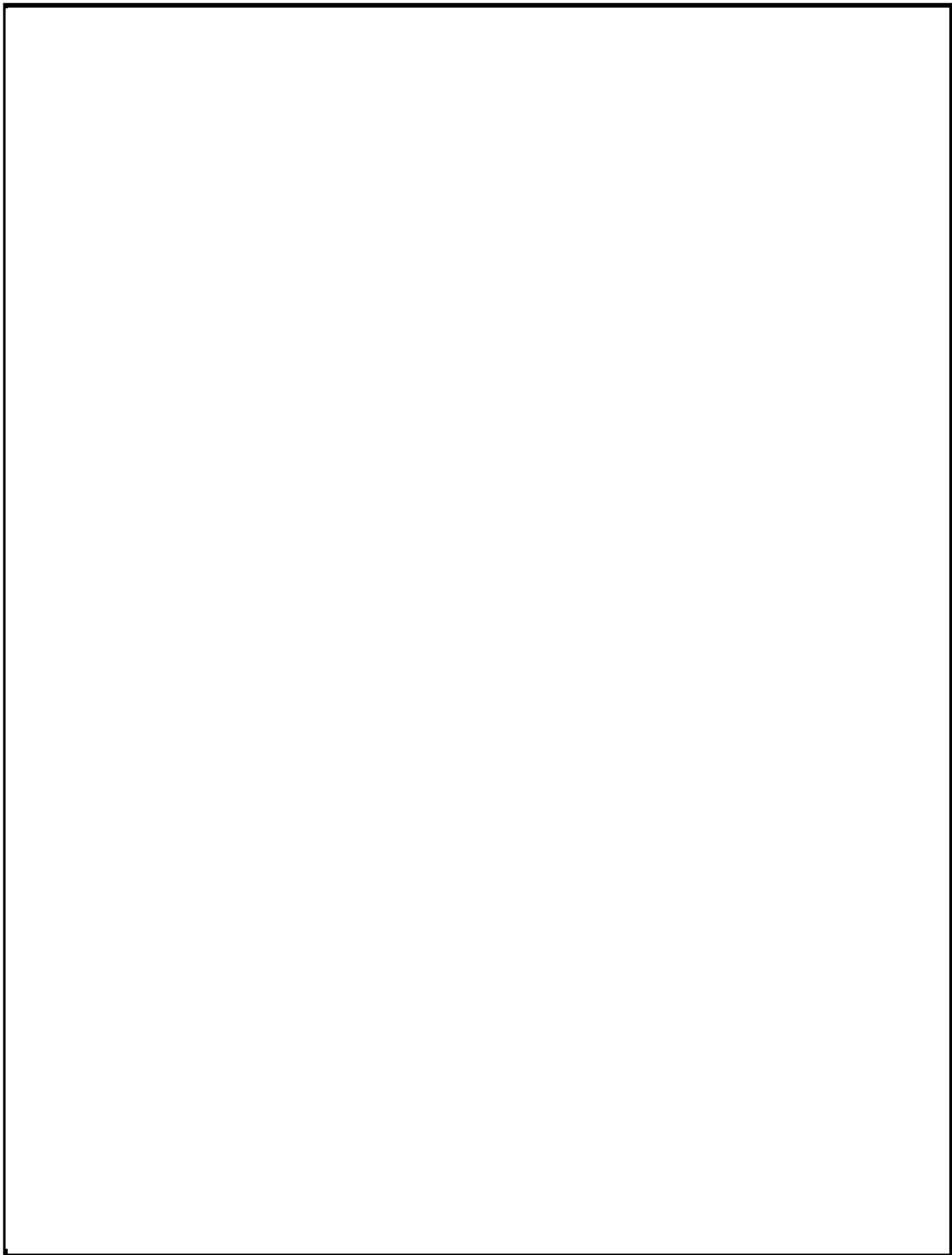
$$\text{配管破損頻度} = 7.7 \times 10^{-8} / \text{y} \times (0.5 \times 0.074 + 0.5 \times 0.023)$$

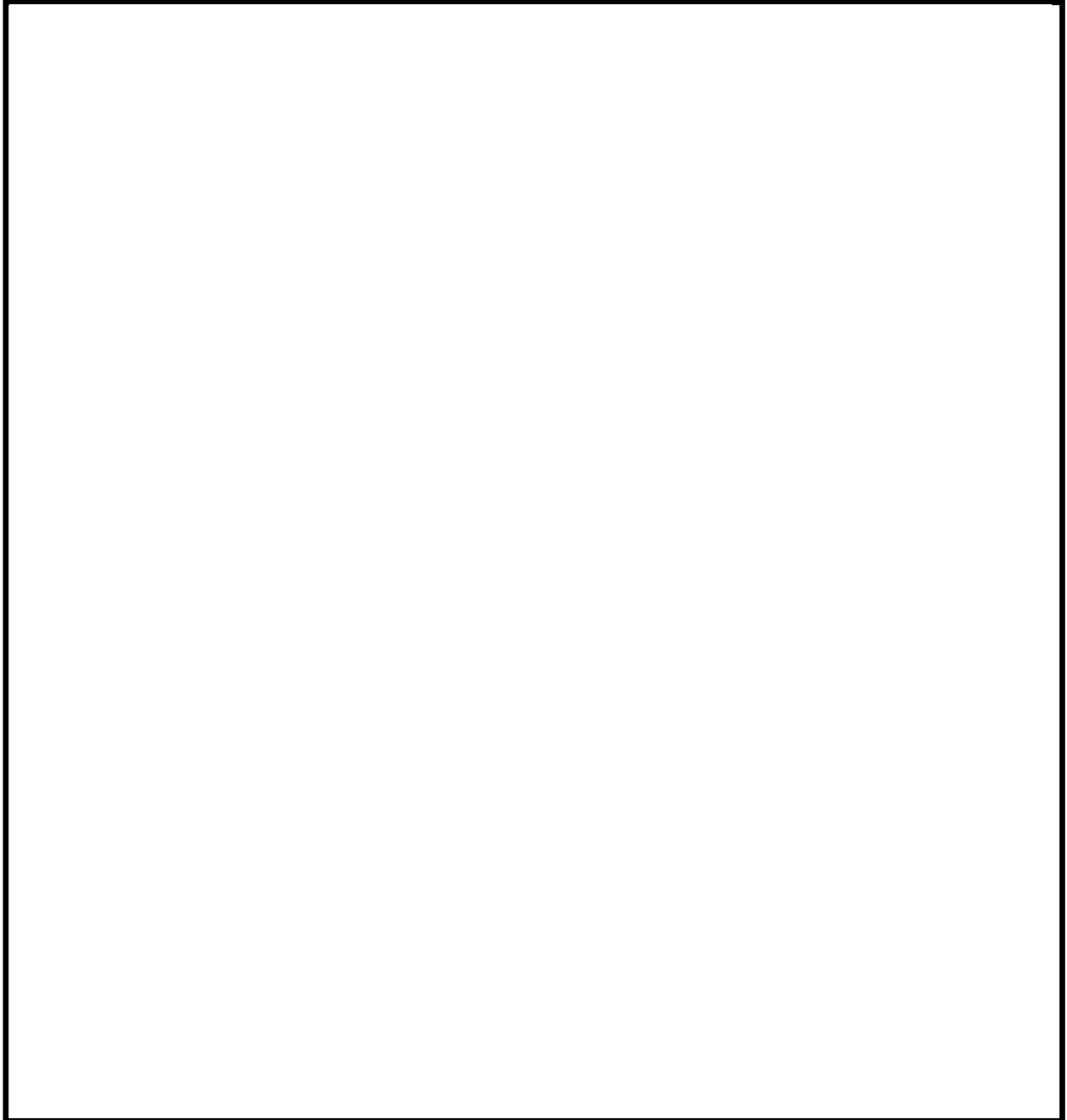
$$= 3.7 \times 10^{-8} / \text{y}$$
- ・ さらに、運転員による破断箇所の隔離の成功確率を 90% (失敗確率 0.1) と仮定しており、ISLOCA の CDF は以下の値となる。

$$\text{CDF} = 3.7 \times 10^{-8} / \text{y} \times 0.1$$

$$= 3.7 \times 10^{-9} / \text{y}$$







以 上

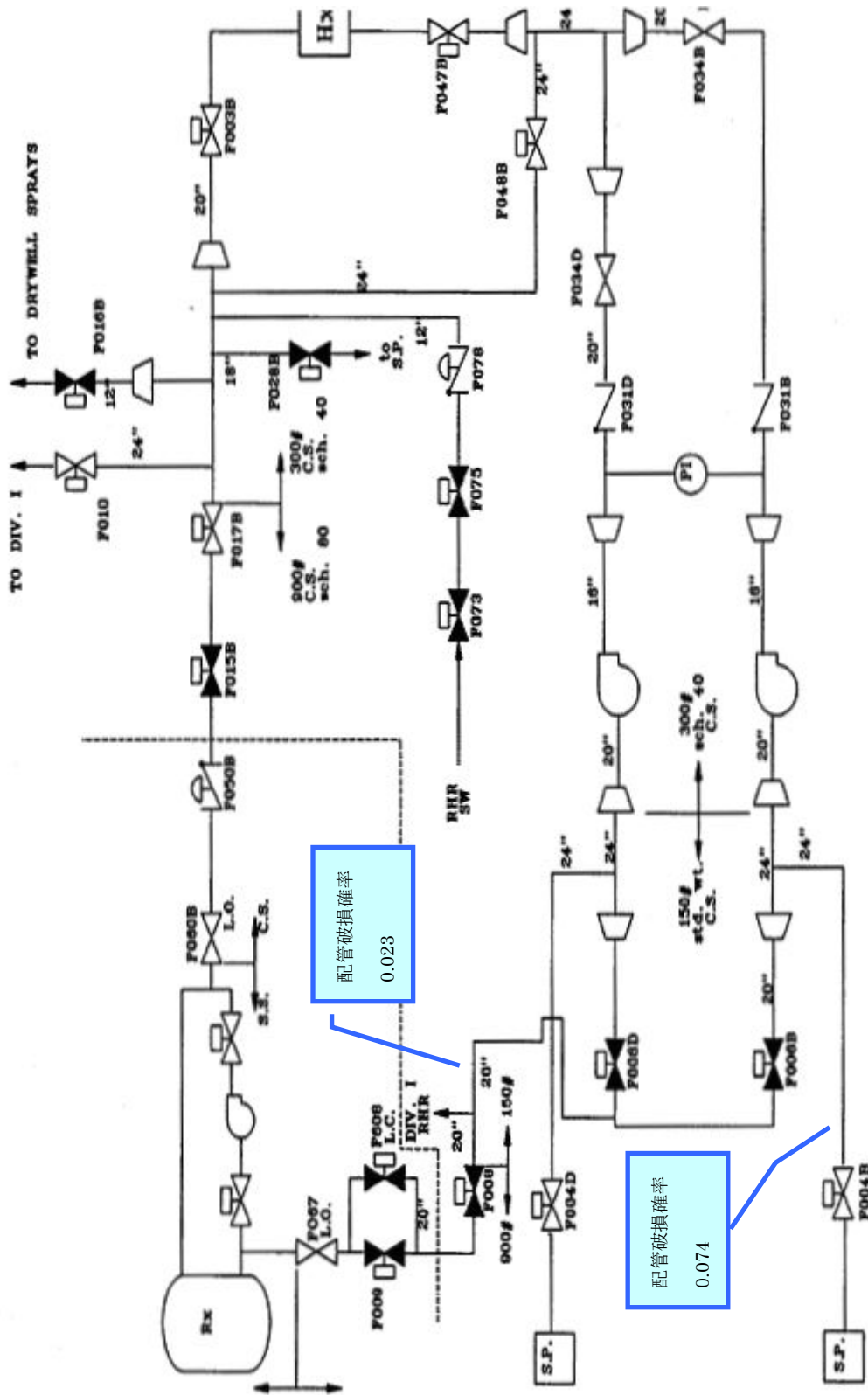
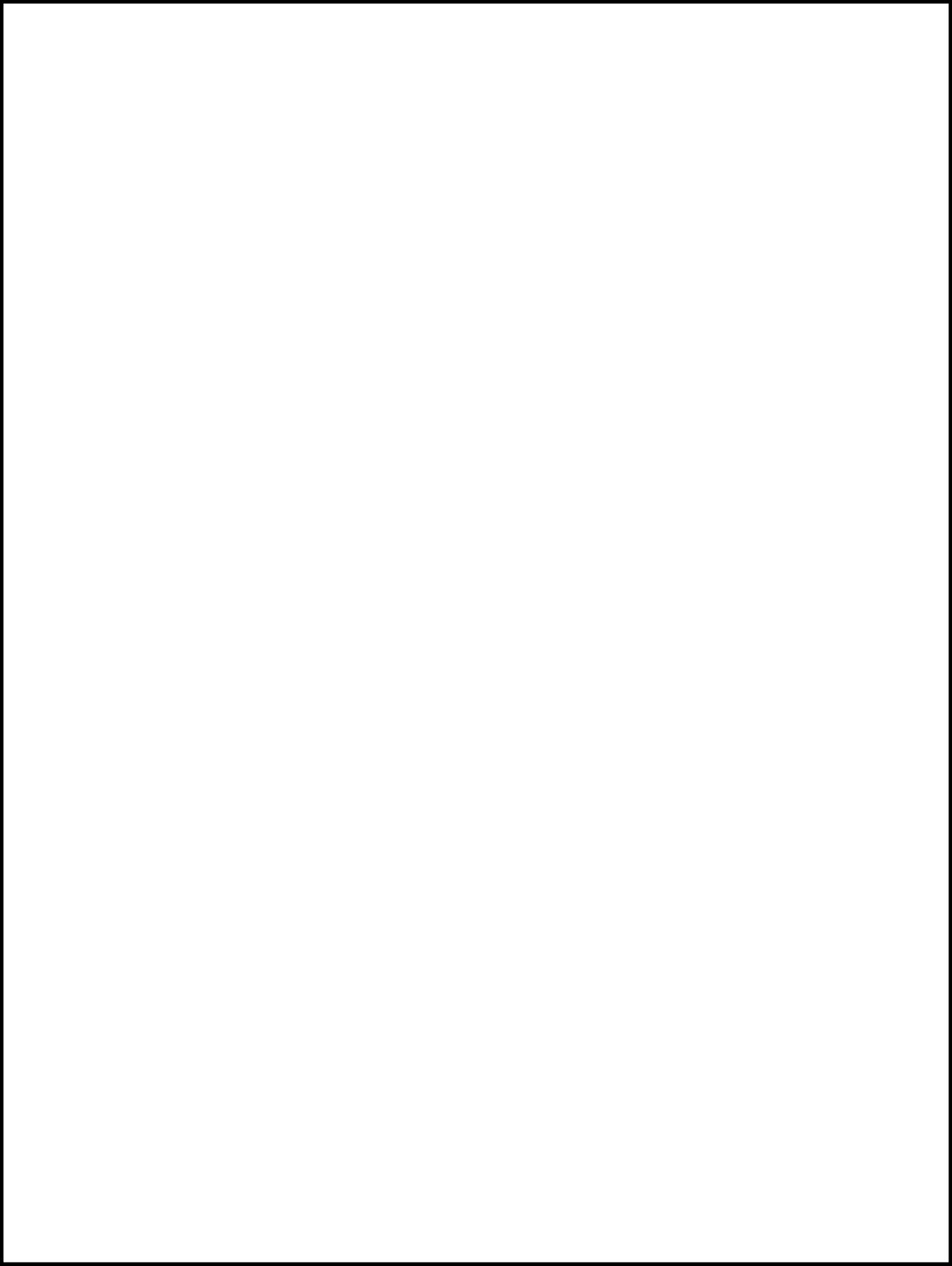


図 1 NUREG/CR-5928 における RHR の配管線図



添付資料 3.1.1.b-9-6

PRA における炉心損傷の定義としての燃料被覆管の酸化率の扱い

「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挙げられている。

- (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温度と蒸気冷却継続時間の関係を表 1 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表 1 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、炉心損傷の定義を日本原子力学会標準^[1]と同様に(1)のみとした。

- [1] 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 上

表 1 燃料被覆管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」では以下の通りとされている。

～ 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表 1 に示す。

また、成功基準に関する解析の 1 例として、大 LOCA 時に HPCF1 系統で注水を行った際の燃料被覆管最高温度(PCT)及び燃料被覆管酸化割合の評価した。評価の結果、大 LOCA 後の HPCF1 系統の注水により、炉心の露出に至ることは無いため、PCT は初期温度を上回らず、燃料被覆管の酸化割合の増加も無いことが確認された。評価条件を表 2 に、評価結果を表 3 及び図 1 から図 3 に示す。

以 上

表 1 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 (RCIC)	<p>設置変更許可申請書</p> <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適切な流量で給水できる。【<u>小 LOCA の成功基準</u>】
高压注水系 (HPCF)	<p>設置変更許可申請書 先行 PRA</p> <ul style="list-style-type: none"> HPCF ポンプ 1 台の容量は 180m³/h ~ 730m³/h であり、RCIC と同等以上の容量を有しているため、RCIC で成功する過渡事象及び小 LOCA は HPCF 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 HPCF 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 (ADS)	<p>設置変更許可申請書</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低とドラウエ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 (LPFL)	<p>設置変更許可申請書 先行 PRA</p> <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 LPFL 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 (M/D-RFP)	<p>設置変更許可申請書</p> <ul style="list-style-type: none"> M/D-RFP ポンプ 1 台の容量は、2,300m³/h であり、HPCF 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 (LPCCP)	<p>設置変更許可申請書</p> <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、LPFL 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>】

表 2 大 LOCA 事故の評価条件(HPCF1 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	RHR 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, RIP 全台トリップ)
HPCF 起動条件	原子炉水位低(L1.5)

表 3 大 LOCA 事故の評価結果(HPCF1 系統注水)

評価項目	解析結果
燃料被覆管最高温度	初期値
燃料被覆管酸化割合	増加なし

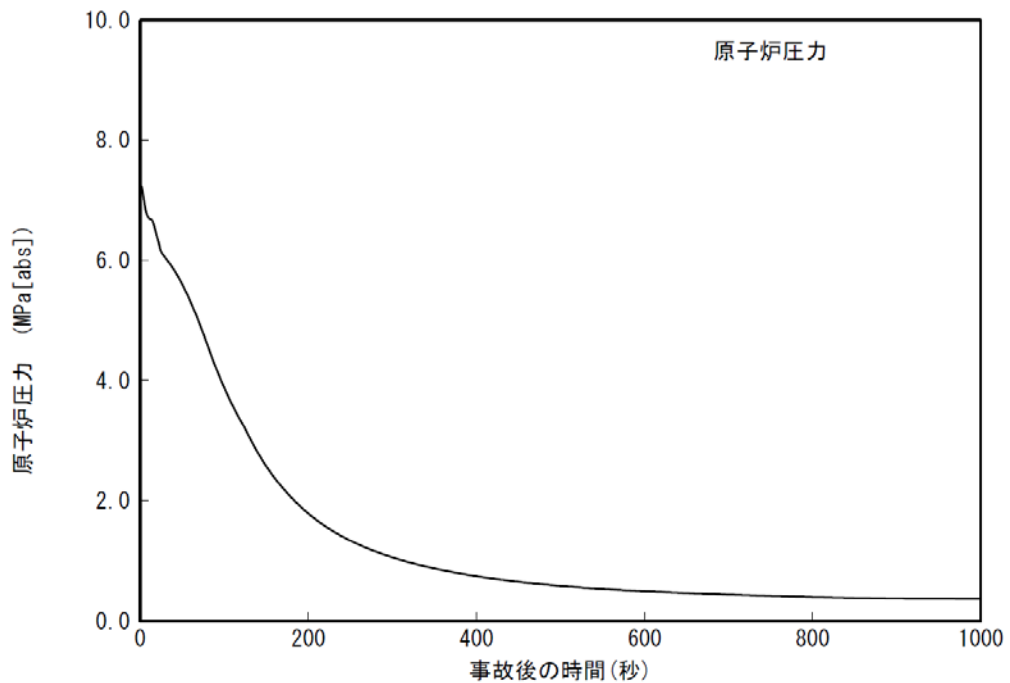


図 1 大 LOCA 事故時の原子炉圧力(HPCF1 系統注水)

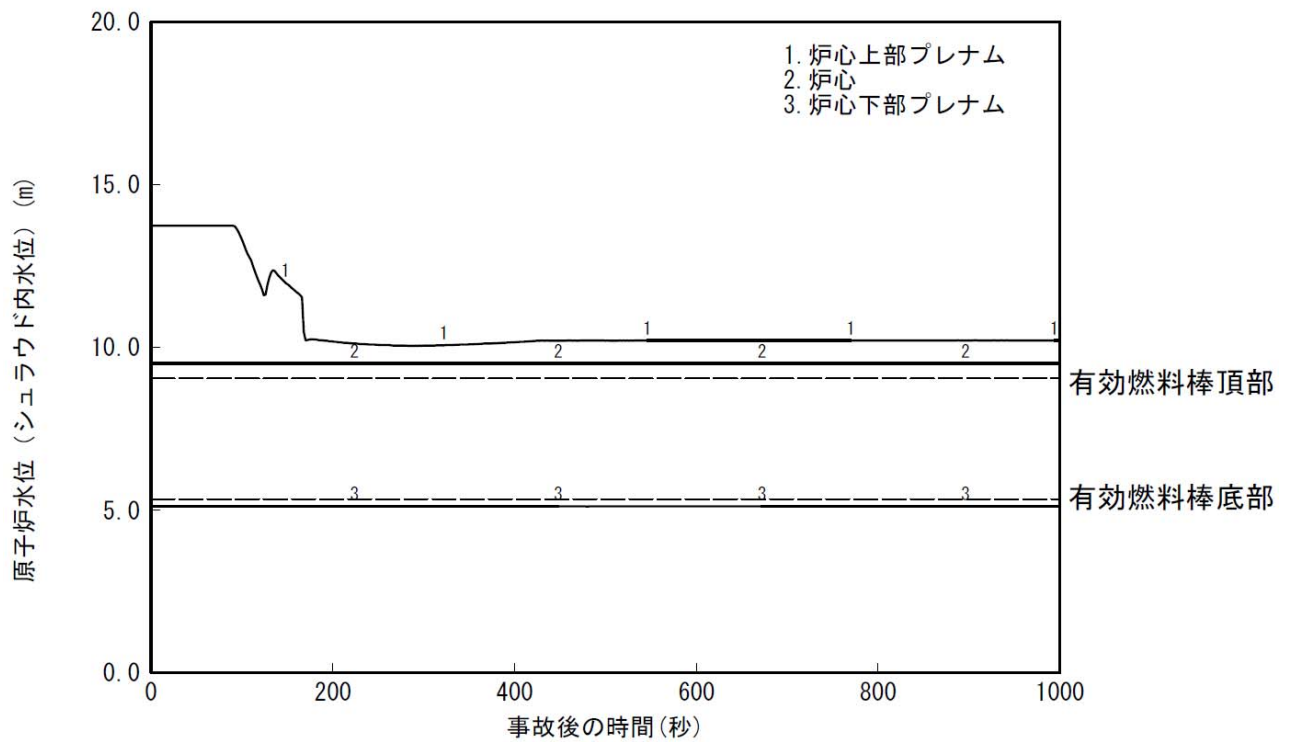


図2 大 LOCA 事故時の原子炉水位(シュラウド内水位)変化(HPCF1 系統注水)

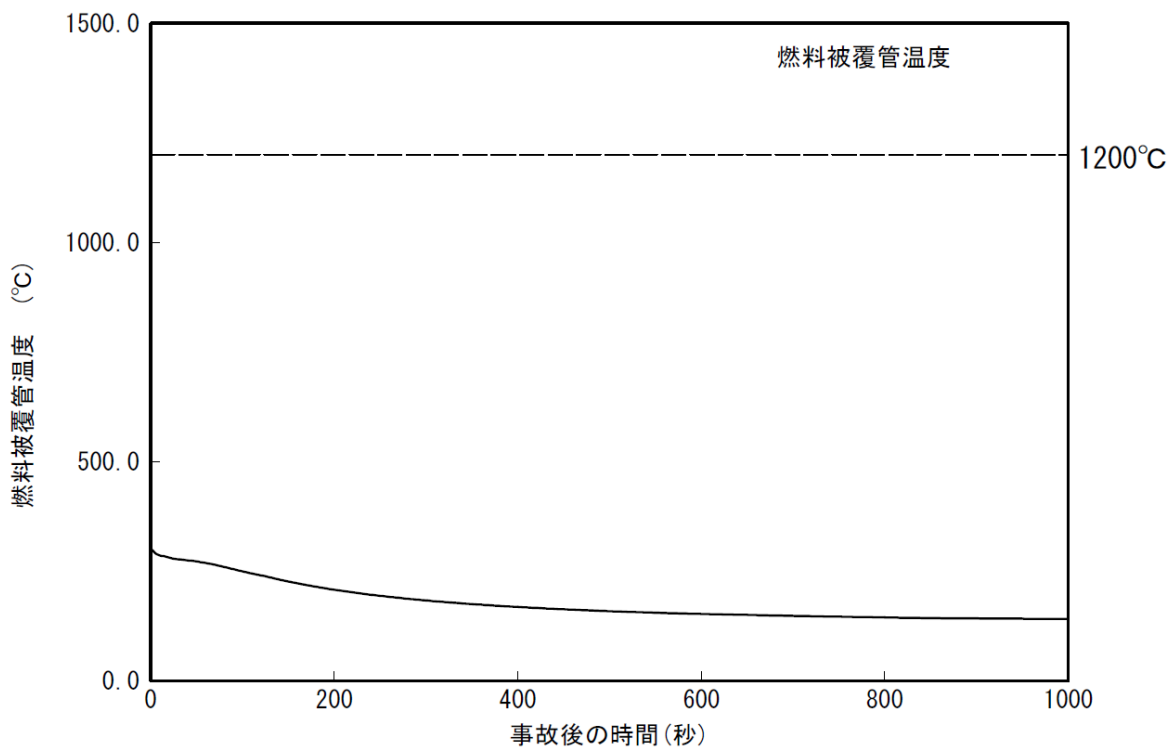


図3 大 LOCA 事故時の燃料被覆管温度変化(HPCF1 系統注水)

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。従って、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 LPFL1 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 S/R 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表 1 に、解析結果を表 2 に、解析結果の例を図 1 に示す。解析コードは MAAP を用いた。表 2 の通り、小 LOCA 後に S/R 弁(ADS)によって減圧し、LPFL1 系列によって注水する場合、S/R 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 °C 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 LPFL1 系列で注水する場合の S/R 弁の最少の開放弁数は 1 弁とした。

以 上

表 1 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)
MSIV 閉	原子炉水位低(レベル 1.5)
破断箇所	HPCF 注入配管※

※ 小 LOCA として、RCIC での水位維持が可能な破断面積を設定

表 2 解析結果(小 LOCA)

解析ケース	燃料被覆管最高温度[K]
S/R 弁 1 弁減圧+LPFL1 系注水	
S/R 弁 2 弁減圧+LPFL1 系注水	

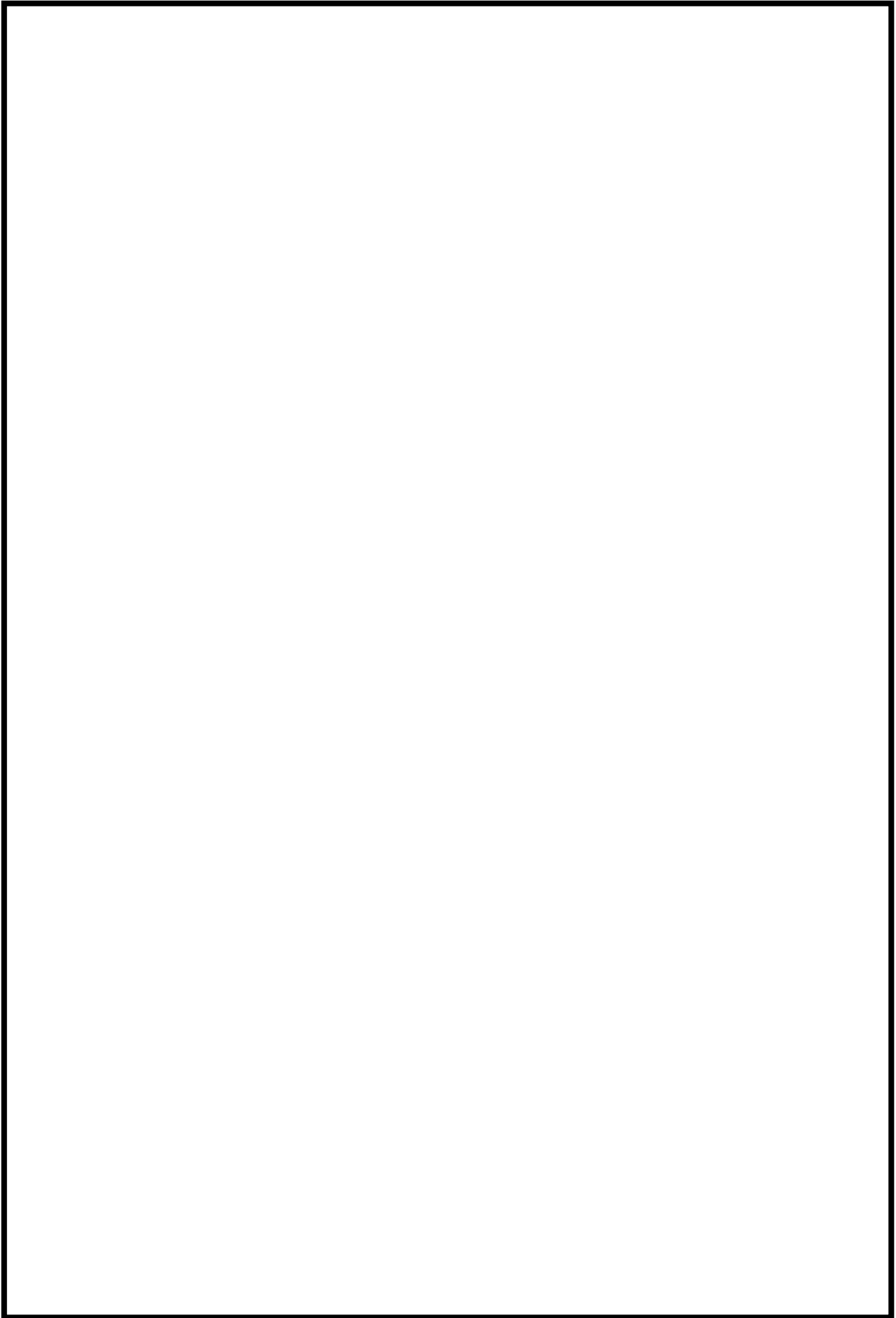


図1 小 LOCA 後の燃料被覆管温度の推移(S/R 弁 1 弁減圧+LPFL1 系列注水の場合)

柏崎刈羽原子力発電所6号機及び7号機
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 ATWS のイベントツリーで定義している。殆どの過渡事象で、ATWS は、ATWS のイベントツリーを別に作成している。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、このヘディングを設定している。ATWS は ATWS のイベントツリーでその発生確率を含めて分析する上、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 [] を割り当てている。

(2) スクラム電気系

ATWS のイベントツリーで設定している。原子炉保護系(RPS)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(ARI)についてのヘディングであり、ARI の信号系及び ARI 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。スクラム電気系(RPS)のバックアップとしての機能を持ち、RPT 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。(機械側の失敗確率の根拠及び詳細は添付資料 3.1.1.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(RPT)についてのヘディングであり、RPT 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。ARI との組み合わせ又は HPCF(水位維持)、S/R 弁による圧力制御、SLC 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 SLC の手動起動等の人的過誤確率を含め、SLC 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。RPT、HPCF(水位維持)、S/R 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

S/R 弁誤開放発生後の ATWS のイベントツリーで設定している。S/R 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、S/R 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、RPS や ARI 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、S/R 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、S/R 弁全弁(18 弁)の開放に失敗する(1 弁も開放に成功しない)する確率を設定している。S/R 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 を割り当てている。

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 S/R 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、復水器ホットウエ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。但し、S/R 弁再閉鎖に失敗している場合には S/R 弁からサプレッションチェンバ(S/C)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

HPCF による注水について、HPCF 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、RPT、S/R 弁による原子炉圧力制御、SLC 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

RCIC による注水について、RCIC 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。S/R 弁再閉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 ADS 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

復水器ホットウエルを水源として、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、復水器ホットウエ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。但し、S/R 弁再閉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

LPFL による注水について、LPFL 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(MUWC)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、S/R 弁再閉鎖に失敗している場合には S/R 弁から S/C 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

RHR による格納容器除熱(スプレイ又は S/C クーリング)について、RHR 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

外部電源喪失事象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

外部電源喪失事象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^{※1}から定めている。

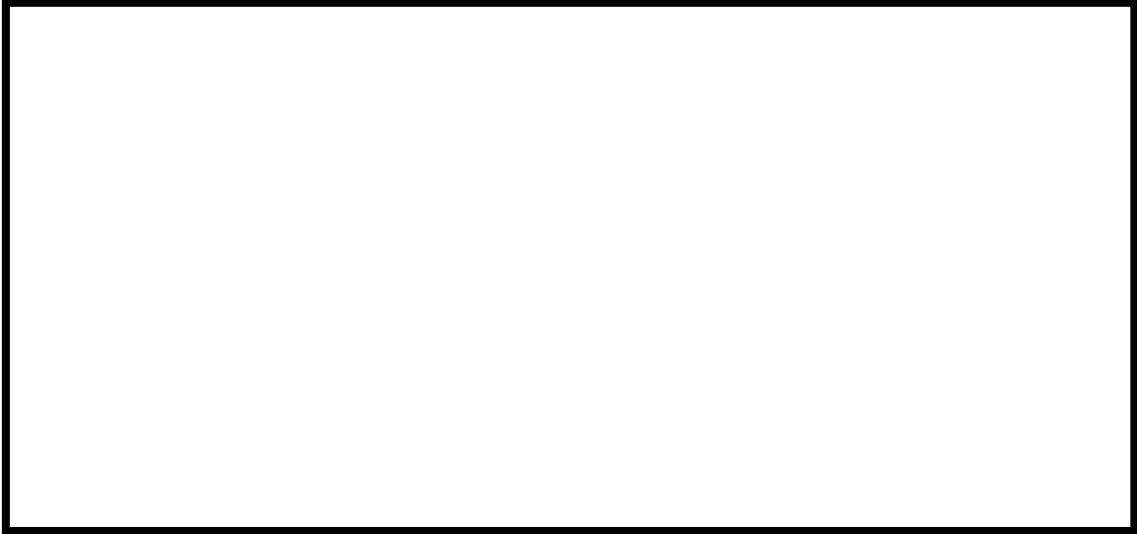
※1 「柏崎刈羽原子力発電所 6 号及び 7 号炉 確率論的リスク評価 平成 26 年 2 月 東京電力株式会社」(資料番号 KK67-0020, 提出年月日 平成 26 年 2 月 6 日) 添付資料 3.1.1.d-2 参照

(3) D/G-A, D/G-B, D/G-C

外部電源喪失事象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(D/G)での電源供給について、D/G に関連する機械(本体及びサポート系)故障、起動失敗、D/G への電源切替の失敗、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

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(1/年)	備考
T1	MN	C	M	P	Q	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	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1-1 非隔離事象(T1)

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	SR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	-		
														17	TC		トランジェントへ
														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)

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	SR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	-		
														17	TC		トランジェントへ
														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)

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	MIN	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)

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	SR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
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	-		
														17	TC		トランジェントへ
														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)

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 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 (/年)	備考
T4	MN	C	M	P	Q	UB	UC	UR	X	VO	VA	VB	VC	VD	WP	WA	WB	WC	WD				
																				1	-		
																				2	-		
																				3	-		
																				4	-		
																				5	-		
																				6	-		
																				7	IW		
																				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)

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	SR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	-		
														17	TC		トランジェントへ
														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)

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	MIN	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)

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)

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 (1/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)

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)

外部電源喪失(DG-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	FCS	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へ
															合計値		

図6-4 外部電源喪失事象(TE2)

外部電源喪失(DG-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	FCS	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へ
														合計値			

図6-5 外部電源喪失事象(TE3)

外部電源喪失(DG-B,C失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	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LOCAへ
													合計値		

図6-6 外部電源喪失事象(TE4)

外部電源喪失(DG-A失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	HPCF-C	RCIC	外電/DG-A復旧8H	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(1/炉年)	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)

外部電源喪失(DG-AC失敗)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCF-B	RCIC	外電/DG-A復旧8H	原子炉減圧	LPFL-B	代替冷却注水	FCS	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
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～
														合計値			



図6-8 外部電源喪失事象(TE6)

外部電源喪失(DG-A,B失敗)	S/R弁開放	S/R弁再開鎖	HPCF-C	RCIC	外電/DG-A復旧8H	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	-		大LOCAへ
													合計値			



図6-9 外部電源喪失事象(TE7)

外電喪失 (DG- A,B,C失 敗)	S/R弁開 放	S/R弁再 閉鎖	RCIC	外部電源 復旧8H	DG-A/高 圧電源融 通8H/代 替電源 (緊急用 M/Cを經 由)	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)

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	SR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
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)

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)

SR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	SR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(ノ炉年)	備考
T7	MN	C	CE	CA	CM	R	UB	UC	M	P	CL	WA	WB	WC				
															1	-		
															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)

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		

図8-1 大LOCA(A)

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)

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	SIE		
													22	SIE		
													23	-		ATWS～
													24	-		
														合計値		

図9-1 中LOCA(S1)

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)

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	原子炉減注	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)

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)

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
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へ
																			54	-		
																			合計値			



図11 交流電源故障（非常用C系）（MD4）

交流電源故障(非常用D母線)	メンテナンス等条件書与	DEL OP-ACD	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
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)

交流電源故障(非常用E母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-ACE	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	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	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13 交流電源故障（非常用E系）(MD6)

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(1/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	TQUV		
																		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	TQUV		
																		51	TQUX		
																		52	-		大LOCAへ
																		53	-		
																		合計値			



図14 直流電源故障 (区分1) (MD7)

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)

直流電源故障(母線)	メンテナンス等条件付与	DEL OP-DCC	S/R并開放	S/R并再開鎖	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	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16 直流電源故障 (区分3) (MD9)

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	-			
																			58	-			
																				合計値			大LOCAへ

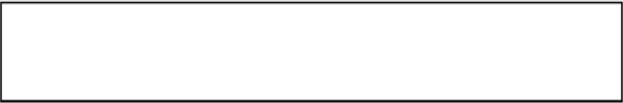


図17 原子炉補機冷却海水系故障（A系）(MD1)

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)

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)

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(／伊年)	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)

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弁再開鎖	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	M/N	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(S/R)弁の開固着を想定する考え方

起因事象の発生後に、S/R 弁の開固着が発生した場合には下記の通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(サブプレッションプール)へ放出される。

(1)の影響は、減圧により RCIC 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 S/R 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、S/R 弁の開固着が発生した場合は、S/R 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、S/R 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。



S/R 弁の開固着の有無による成功基準の比較を表 1 に示す。

表 1 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	S/R 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
	S/R 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：復水器ホットウエルへの復水補給操作が必要

以上

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)以前より運用されていた通常の操作・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・グループの検討結果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。

$$P = e^{-2.535t^{0.2}} \quad (1)$$

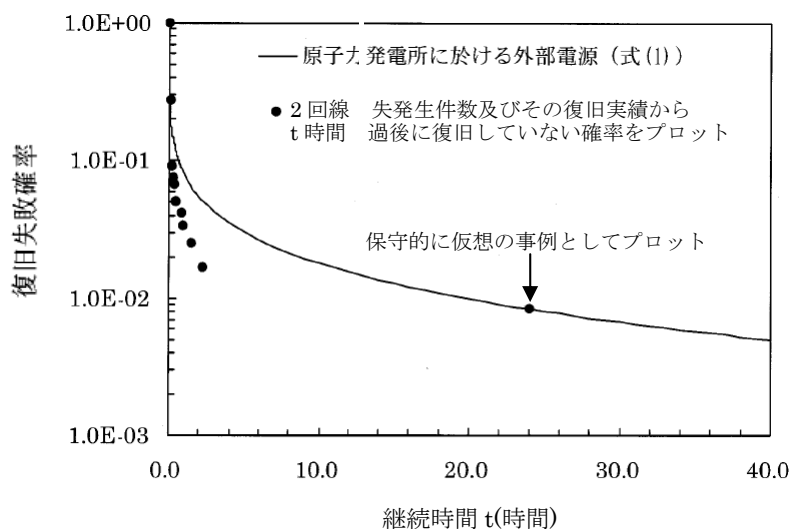


図 1 原子力発電所における外部電源及び 2 回線送電線の復旧失敗確率

※: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は評価から除外した。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く、これらの考慮は適切な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

今回の PRA において使用している外部電源復旧失敗確率は、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」と言う。)の検討結果^[1]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基にしていることから、現在、(財)電力中央研究所(以下、「CRIEPI」と言う。)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 による評価の状況およ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、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 RCIC 運転時間 8 時間とすることの妥当性

PRA 評価では、全交流電源喪失(SBO)時においても原子炉隔離時冷却系(RCIC)の 8 時間継続運転を前提としている。

SBO 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表 1 に示す。

表 1 の通り、上記の要因は RCIC の 8 時間継続運転上の制約とならないことから、本 PRA 評価において 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より評価済みである。

以 上

表1 RCIC 継続運転の評価

RCIC 継続運転 制約要因	概要	評価
S/P 水温上昇	S/P 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 CSP 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、SBO 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 CSP 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、CSP 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。
S/C 圧力上昇	RCIC タービン保護のため、S/C 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ロークが動作し、RCIC の運転が停止する可能性が考えられる。	SBO 時に RCIC による原子炉注水を継続した場合の S/C 圧力推移を評価した結果、事象発生から 8 時間後の S/C 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ローク設定圧力を下回る。したがって、 <u>S/C 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。SBO で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。SBO で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。

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、起回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)」、「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、起回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

過渡事象または LOCA 事象の発生後、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. 炉心冷却機能

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およびプラントの状態(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 RCIC 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 RCIC による注水に期待可能。
(小 LOCA 後の炉心冷却失敗/S2E)

(4) 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、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。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 D/G3 台が機能喪失した状態で、RCIC 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 D/G3 台と RCIC 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 D/G3 台が機能喪失し、さらに RCIC 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 D/G3 台が機能喪失し、さらに S/R 弁再閉鎖に失敗することにより RCIC 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表 1 に示す事故シーケンスグループに分類する。

以上

表 1 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
過渡変件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
過渡変件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
非常用 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、非常用 D/G3 台の起動に失敗し炉心損傷	TBD
非常用 D/G3 台の起動に失敗し、さらに RCIC が機能喪失し、原子炉が高圧状態で炉心損傷	TBU
非常用 D/G3 台の起動に失敗し、さらに S/R 弁再閉鎖失敗により RCIC が機能喪失し、原子炉が低圧で炉心損傷	TBP
過渡変件事象/LOCA 発生後の格納容器からの熱除去失敗	TW
過渡変件事象/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

ホウ酸水注入系(SLC)の失敗確率

KK6/7号機のPRAでは、基本的にフォールトツリー(FT)によって系統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SLCに期待しており、これについてもFTを用いて非信頼度を評価している。

FTによる評価の内容を図1に示す。図1の通り、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。

FT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、各系統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 添付資料 3.1.1.g-3 参照

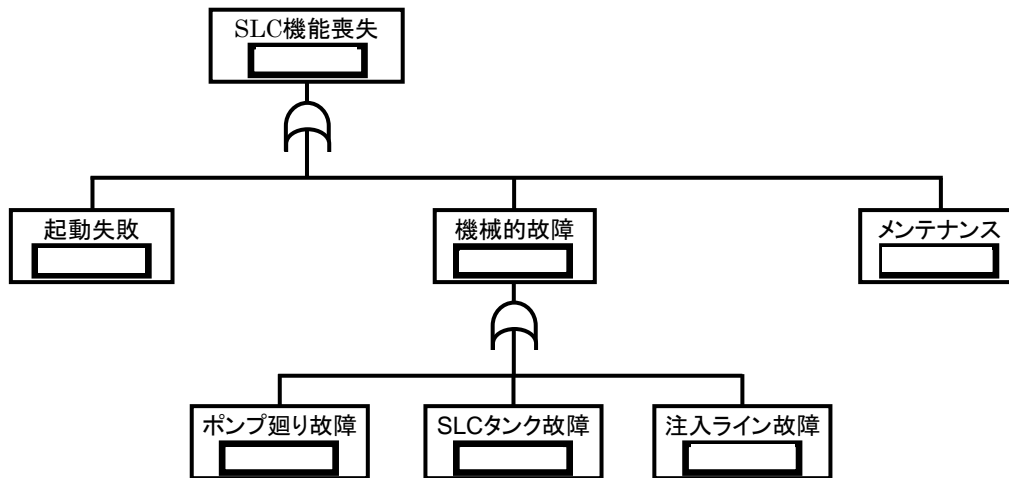


図1 フォールトツリーによるSLCのシステム信頼性評価のイメージ

サポート系が一部故障している場合の評価

柏崎刈羽6号炉および7号炉のフロントライン系とサポート系の依存性を表1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(図1)

高圧炉心注水系(HPCF(B))の機能喪失に係るフォールトツリーの概略を図1に示す。図1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RCW(B)/RSW(B)、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(図2, 3)

自動減圧系(ADS)の機能喪失に係るフォールトツリーを図2に、ADS機能付逃がし安全弁の構成イメージを図3に示す。図2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)動作信号用電源)、区分2直流電源(ADS(B)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

表1 フロントライン系とサポート系の依存性

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 除熱機能に期待しない	HPCF(B)	HPCF(C)	RCIC	ADS	注2 復水系	高圧注水に期待しない	高圧注水に期待しない	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)	注3 非常用サポート系	非常用サポート系		
除熱機能に期待する		注1				注2															TCW	RCW(A)	RCW(B)	RCW(C)	
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																								

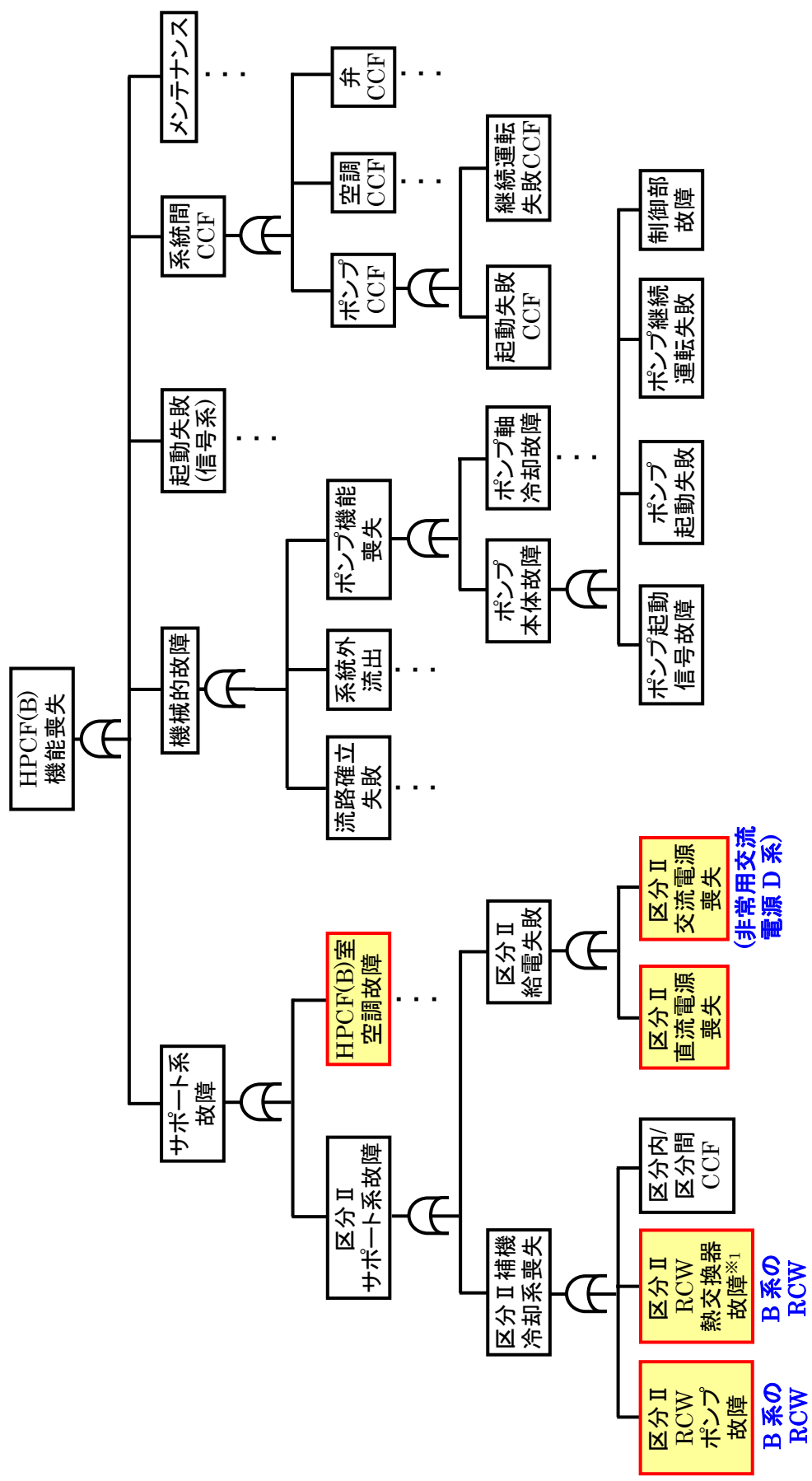


図1 HPCF(B)フォールトツリー概略図

※1 RCW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。

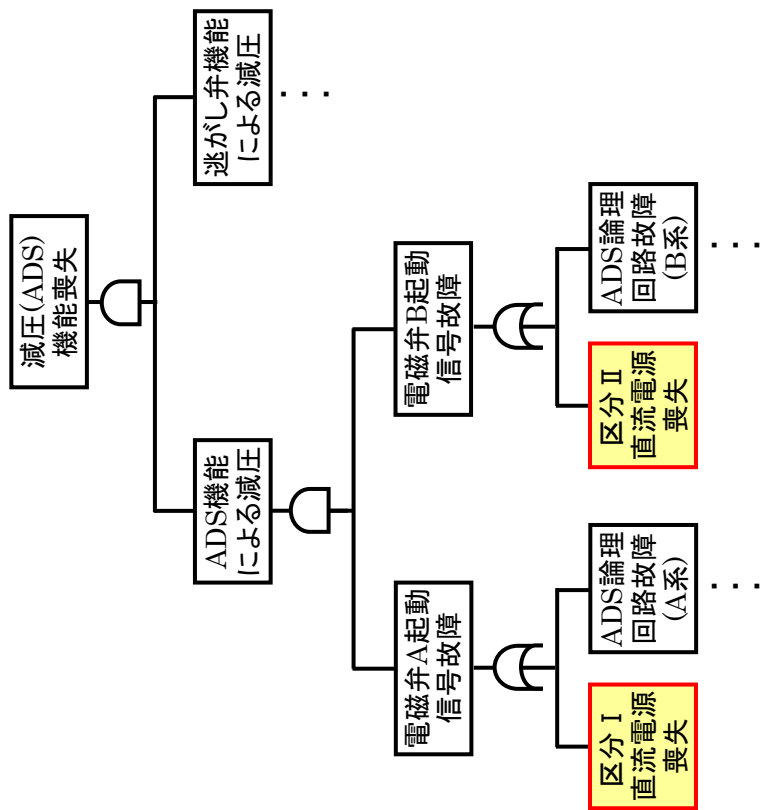


図2 ADS フォールトツリー概略図

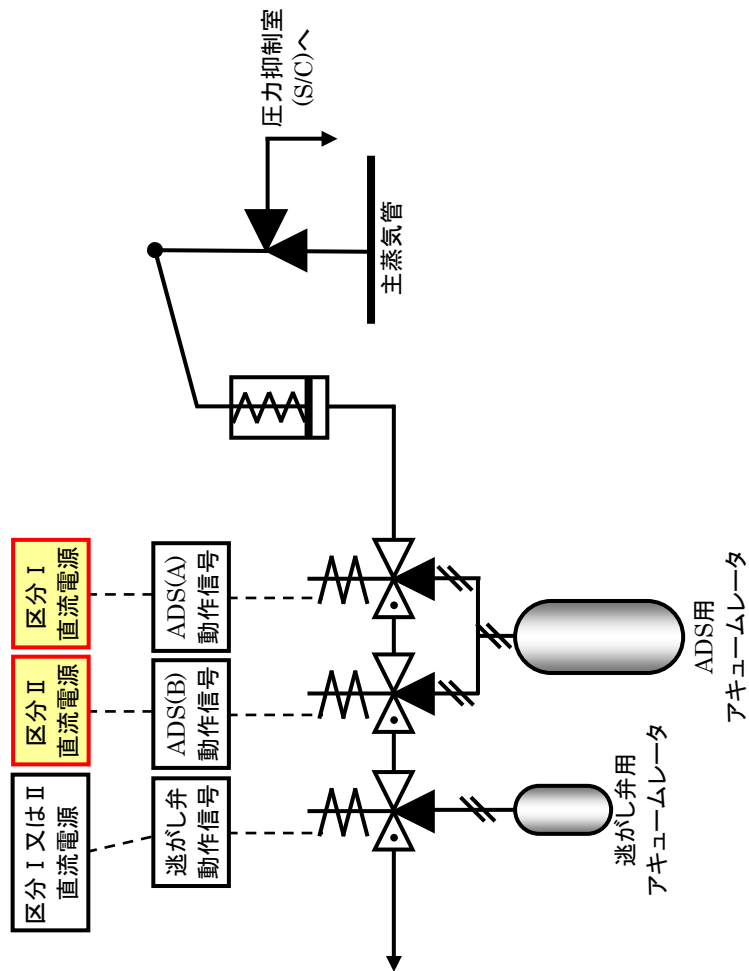
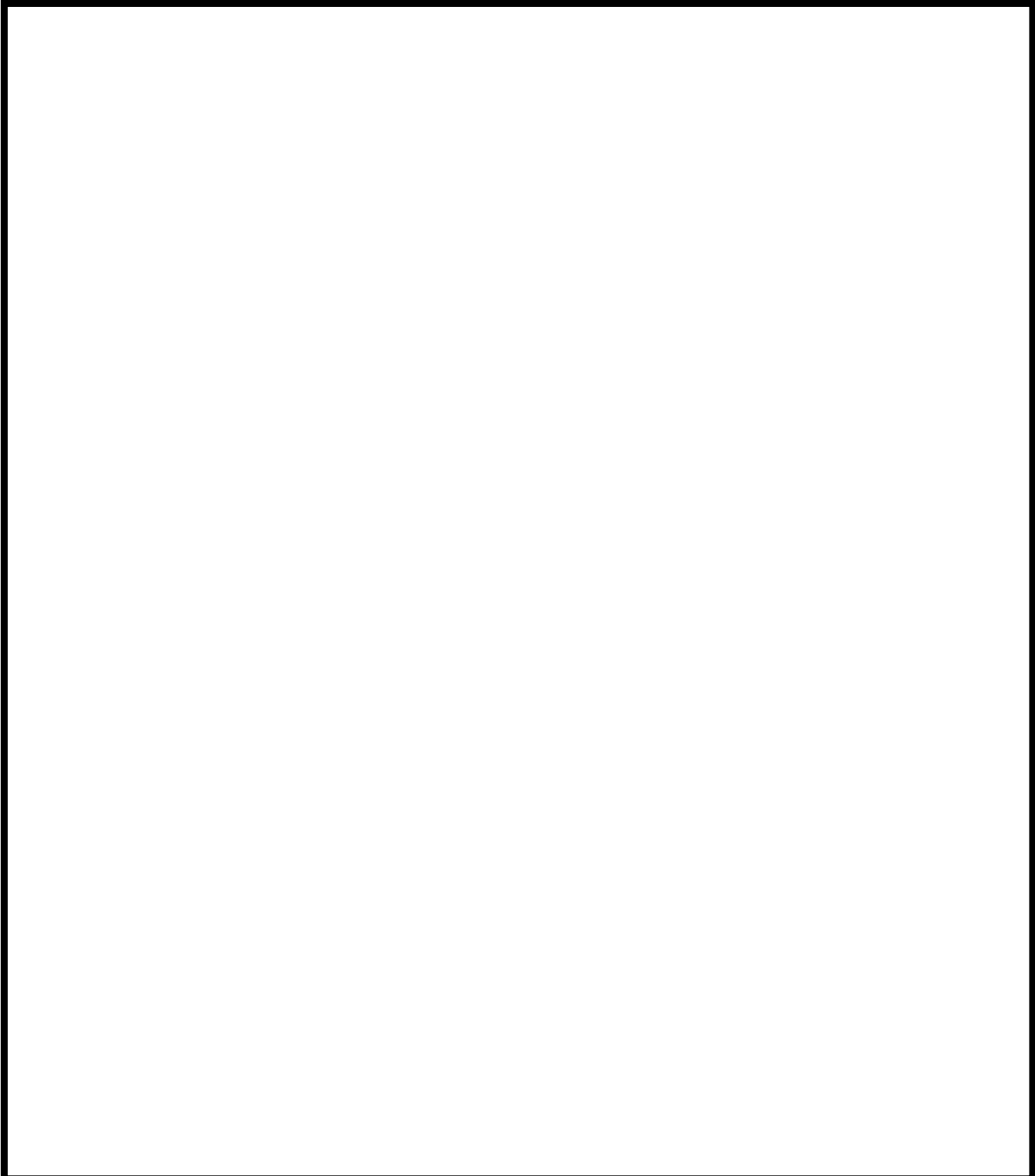


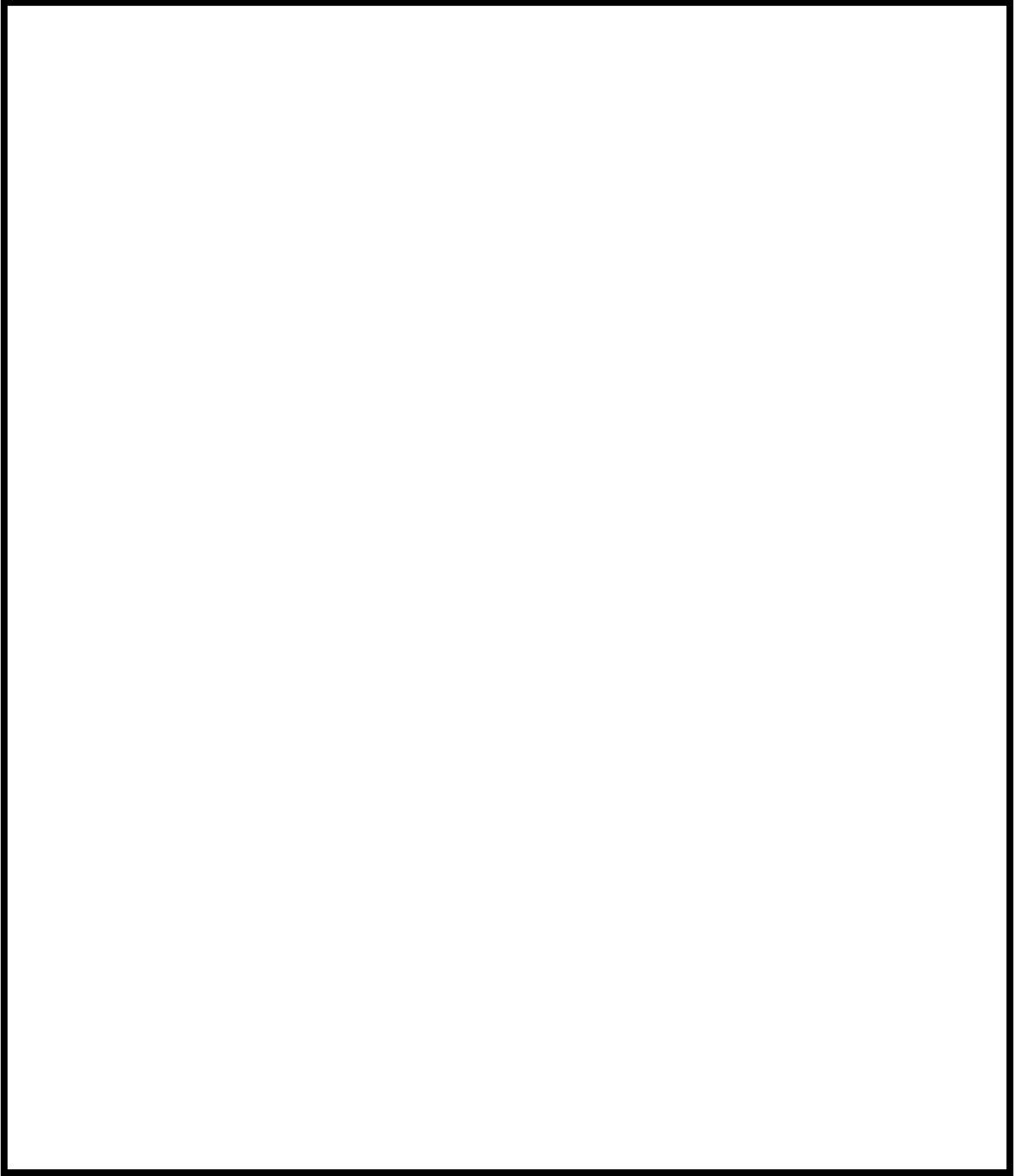
図3 ADS 機能付逃がし安全弁の構成イメージ

スクラム系(機械系)における原子炉停止失敗の定義

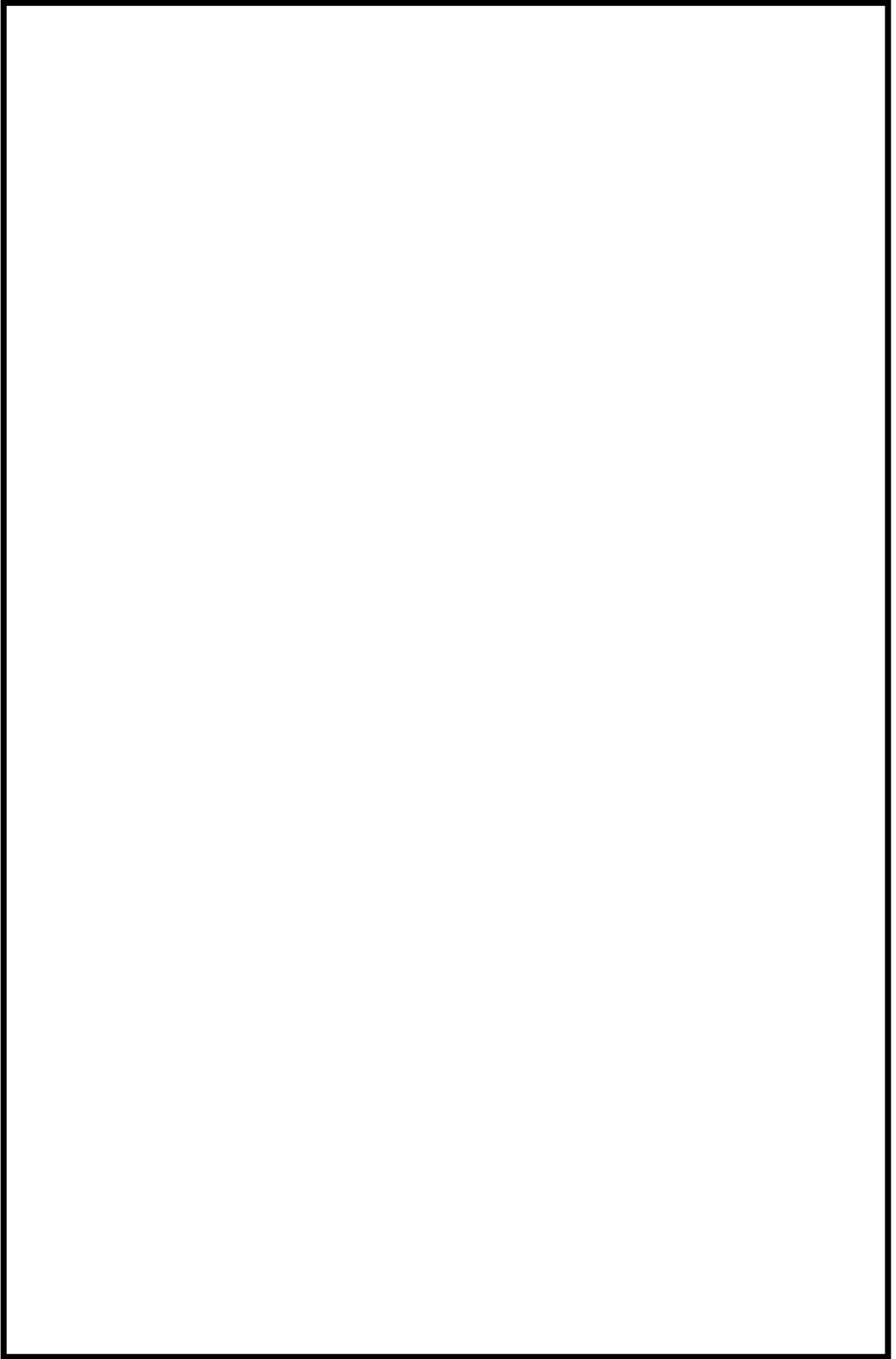
KK6/7 号機の PRA における ATWS のイベントツリーでは RPS や ARI といったスクラム信号に関するヘディングと、スクラムの機械系に関するヘディングを設定している。スクラムに関する機械系の失敗については、
の制御棒の挿入に失敗すると未臨界へ移行できないという過去の知見^[1]をもとに、隣接の制御棒の挿入に失敗する確率としている。

以下に、隣接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ことから、故障率は 21 ヶ年データから代用することが適切と考えたためである。

本 PRA 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表 1 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。現在原子力安全推進協会(JANSI)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(表 1 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表 2 に、調査結果の詳細を表 3 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、

10²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ヵ年データの熱交換器の故障率を比較すると、10³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ヵ年データを比較すると、10²程度他のデータベースの方が高い値を示している。

この様に、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、圧縮機と中性子検出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」,(社)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

表 1 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 カ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	3 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 ジヤ	外観点検	1 サイクル	閉塞
制御弁	各部位点検 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)

表 2 調査したデータベースの概要

文献名	21 年 データ ^[1]	NUREG/CR -6928 ^[2]
発行元	原子力安全 推進協会	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

表 3 他のデータベースの調査結果と故障率

21 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



保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較

KK6/7号機の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)保守作業による待機除外確率

定例試験(サーバランス)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_{mu} の算出には以下の式を用いた。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

ここで、各パラメータは以下の通りに設定している。

λ_{mui} ：サーバランス試験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様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(表1参照)

表1 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	
D/G	20時間	

※1 ファン平均修復時間はポンプの平均修復時間で代用している。

(2)待機除外を評価する上で対象とした機器

--

表 2 保守作業による待機除外確率の算出例

--

(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 KK6/7 号機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]を表 3 に示す。比較が可能な RCIC、RHR、D/G 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。

表 3 保守作業による待機除外確率の比較

系統	今回の KK6/7 号機の評価に用いた値	国内 BWR の運転実績をもとにした値 ^[1]
ほう酸水注入系(SLC)		—
高圧注水系(HPCF)		—
原子炉隔離時冷却系(RCIC)		7.39×10^{-4}
低圧注水系(LPCS)		1.53×10^{-4}
残留熱除去系(RHR)		3.09×10^{-5} ^{*2}
原子炉補機冷却系(RCW)		—
原子炉補機海水冷却系(RSW)		—
非常用ディーゼル発電機(D/G)		5.57×10^{-4}



※2 RHR(A), (B)の評価結果を示す。

- [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

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(FT)で評価している。また、本 PRA では、共通原因故障(CCF)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。

HPCF、RHR、非常用電源等の多重化された系統を FT 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共通原因故障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。

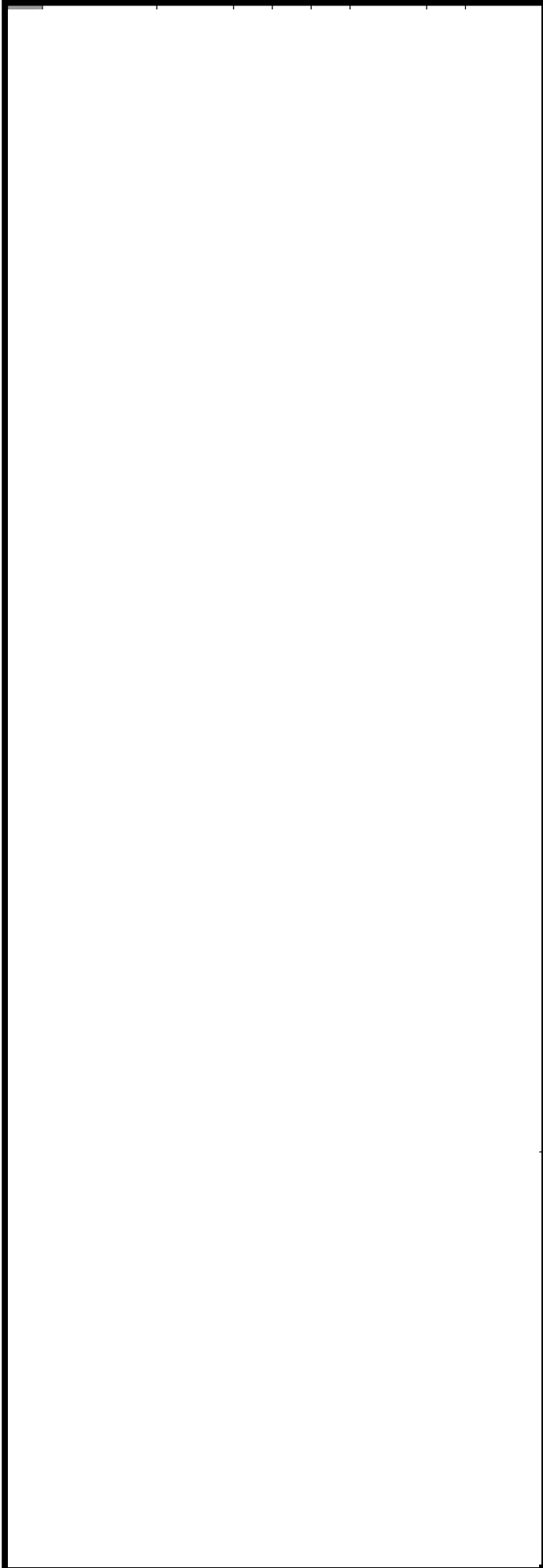
SLC や RCIC 等、系統として多重化されていないものについても、SLC では A、B の 2 つの注入ポンプについての共通原因故障を考慮しているほか、RCIC では起動/停止に係わる信号系の共通原因故障をモデル化している。

この様に基本的に全ての系統について系統内或いは系統間のいずれか又は両方で CCF を適用している。各系統において共通要因故障を考慮している機器の例を表 1 に示す。

以 上

表 1 各系統において共通要因故障を考慮している機器の例

系統又は機能の名称	共通要因故障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、同一または異なる区分間で、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(CCF)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 : CCCG)*を図 1 に示す手順で設定する。また、これらの設定に際しては、表 1 に照らして各機器の属性を整理する。

一方で設定にあたり、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、メーカーよりも定検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、図1の3つ目の手順でCCCGを設定している。本PRA では、メーカーの相違等、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およ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およ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、MGL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パラメータを表2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。

共通原因故障因子については、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因子の検討はなされているが、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. 共通原因故障因子の適用における故障モードの考慮

共通原因故障因子について、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。一方で故障モード毎の共通原因故障因子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。

表4の通り、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。

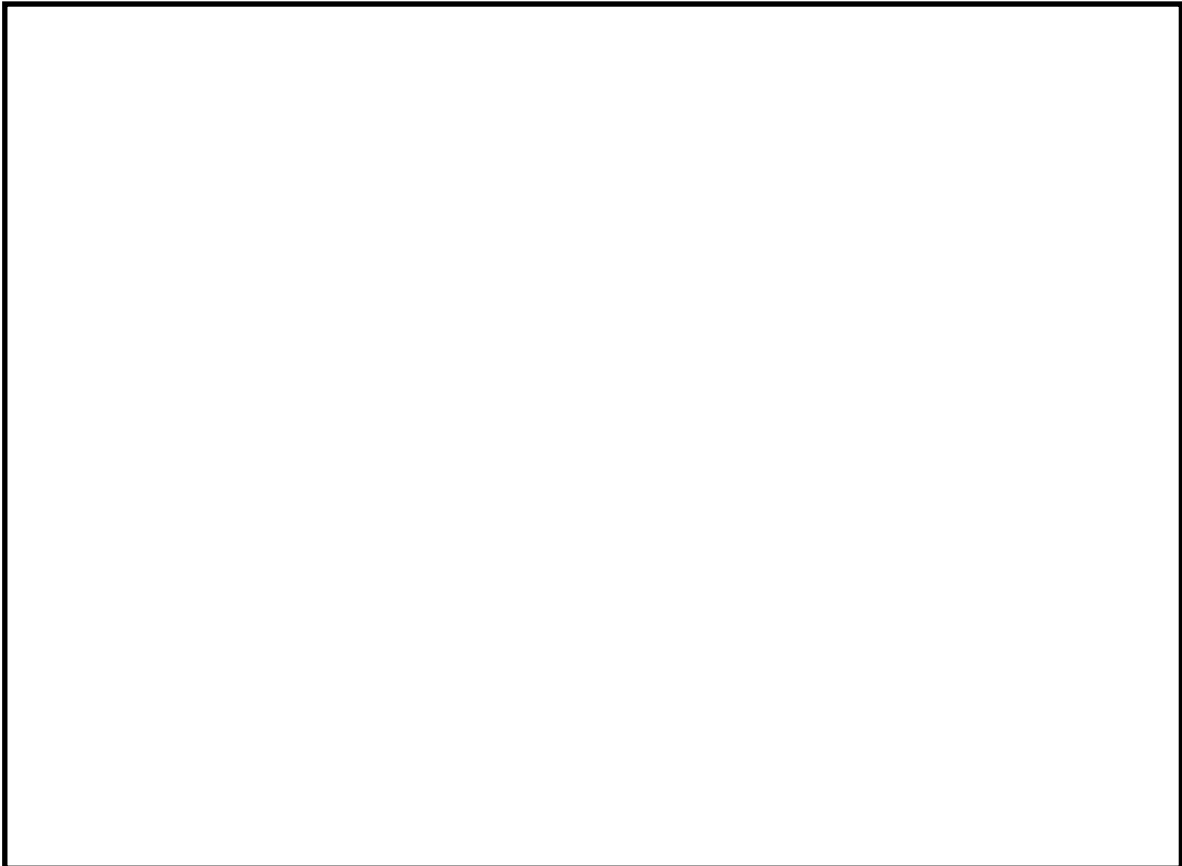
また、故障モード毎に共通原因故障因子を設定すると、カットセットや重要度の評価結果には、故障モード毎のCCFが表れることとなる。共通原因故障の対策を故障モードを考慮して検討する場合には、故障モード別の共通原因故障

因子を用いた分析が有益であると考えているが、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考えている。

一方で、共通原因故障を PRA で考慮する点に違いは無いため、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因子が提示される見込みである。この様な状況を踏まえ、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

表 1 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	

表 2 共通原因故障因子

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	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

※ 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

表 3 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	



表 4 各文献の共通原因故障因子

機器	共通原因故障因子の参照元等		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			2.1×10^{-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}	



図1 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など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表 1 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為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など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(FT)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 RHR(A) 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 FT を図 1 に、過渡事象及び LOCA 時の RHR(A)の FT を図 2 に示す。また、各 FT の RHR 起動操作失敗の算出根拠を参考資料 1 及び 2 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、図 1 からは、ATWS 時には起動操作失敗が RHR(A)の非信頼度の 45%程度を占めることが分かる。また、図 2 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 5%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。但し、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。

上記の様に、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。

表1 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数及び対象タスクの例

項目	ストレスレベル	HEPs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, LOCA 事象) RHR による格納容器除熱操作の認知失敗(過渡, LOCA 事象)	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, LOCA 事象)	—
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。

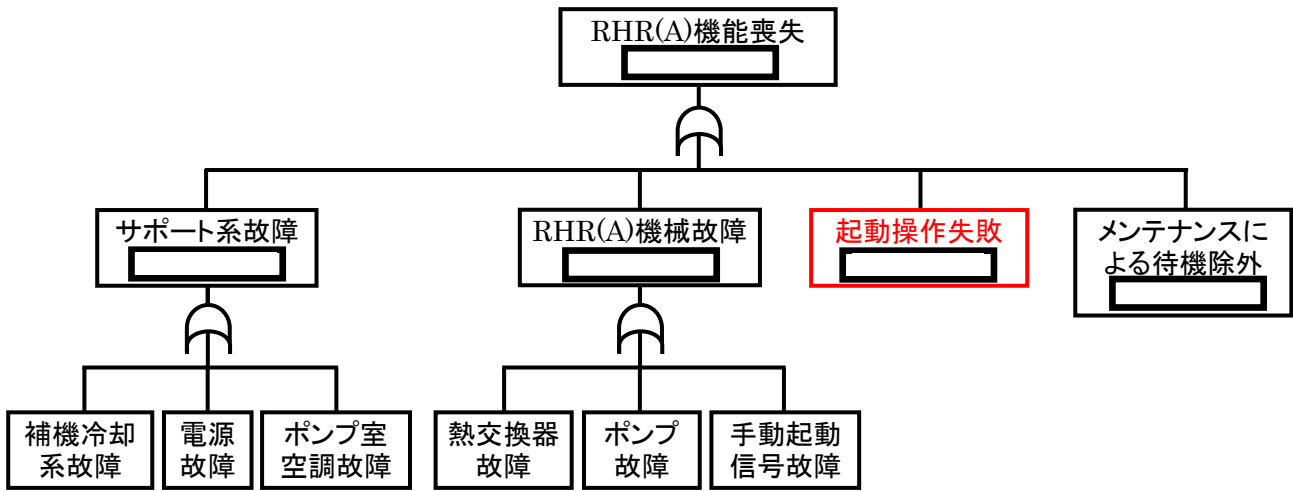


図1 ATWS 時の RHR(A)の FT 概略図

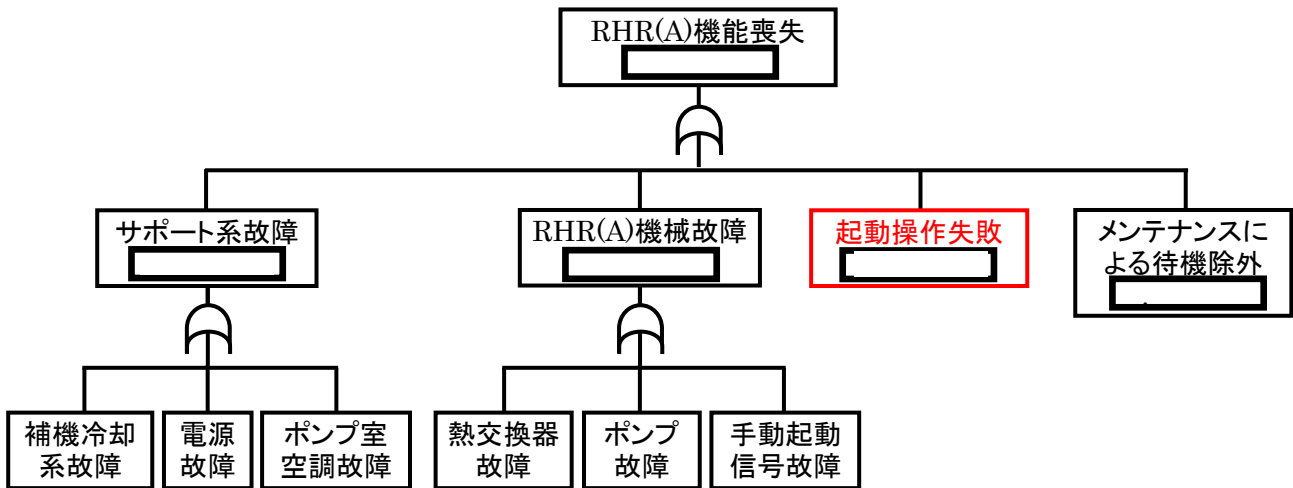


図2 過渡事象(ATWS 除く)及び LOCA 時の RHR(A)の FT 概略図

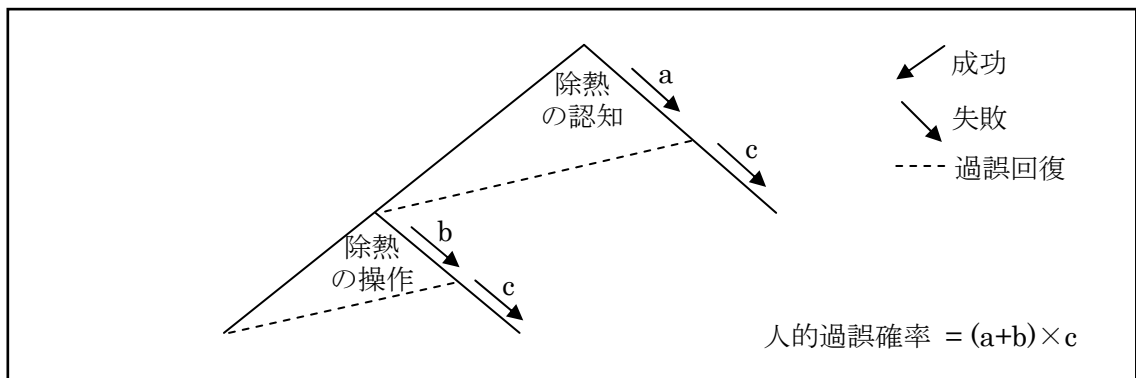
参考資料 1 ATWS 時の RHR 起動操作失敗確率の算出

人的過誤の定義：ATWS 収束後の RHR による格納容器からの除熱操作に失敗する。

起 因 事 象：過渡変化(ATWS)

1. 操作の内容： ATWS 時に原子炉未臨界や水位維持が達成された後、RHR による格納容器からの除熱に失敗する。
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
3. 時間的な特徴(余裕時間と操作に必要な時間の関係)： 臨界であった時の放熱分が格納容器に蓄積していることから、余裕時間を <input type="text"/> 程度と考える。(格納容器冷却モード等は比較的短時間で実施できることから、 <input type="text"/> 程度で完了できる。)

人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価



分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値(平均値)	EF
a	ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。		
b	ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。		
c	上記認知及び操作の過誤回復に失敗する。		

平均値(点推定値)：

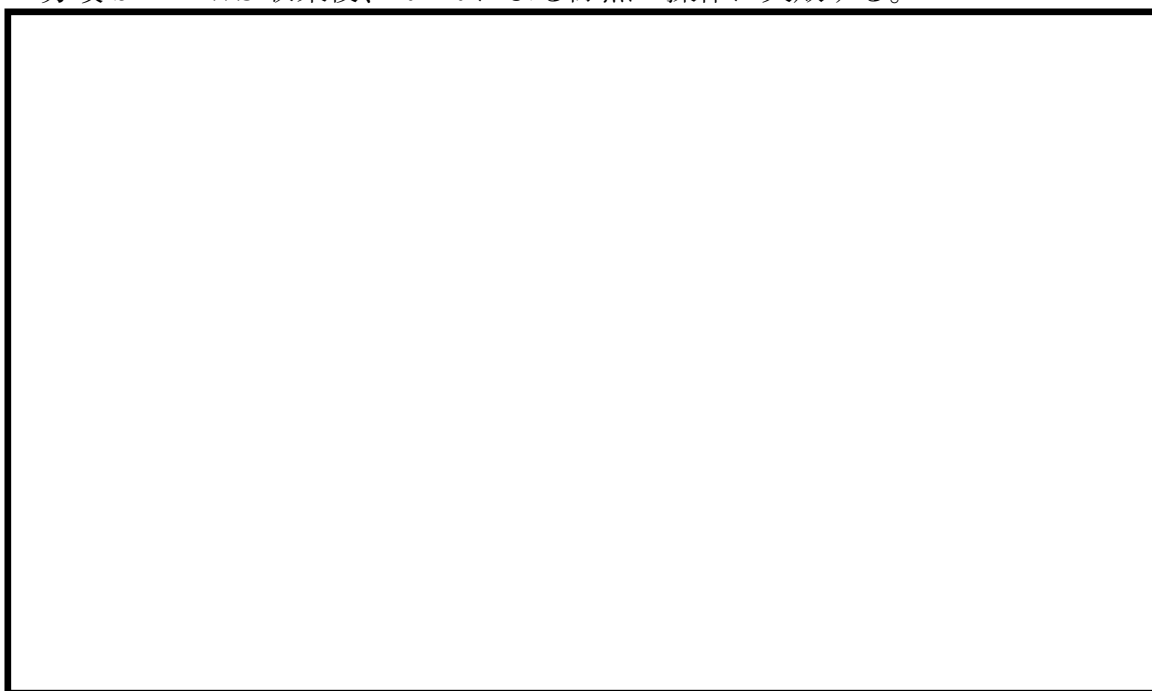
確率分布：

過誤確率計算シート

分岐 a : ATWS 収束後、RHR による除熱の認知に失敗する。



分岐 b : ATWS 収束後、RHR による除熱の操作に失敗する。



分岐 c : 分岐 a, b における操作の過誤回復





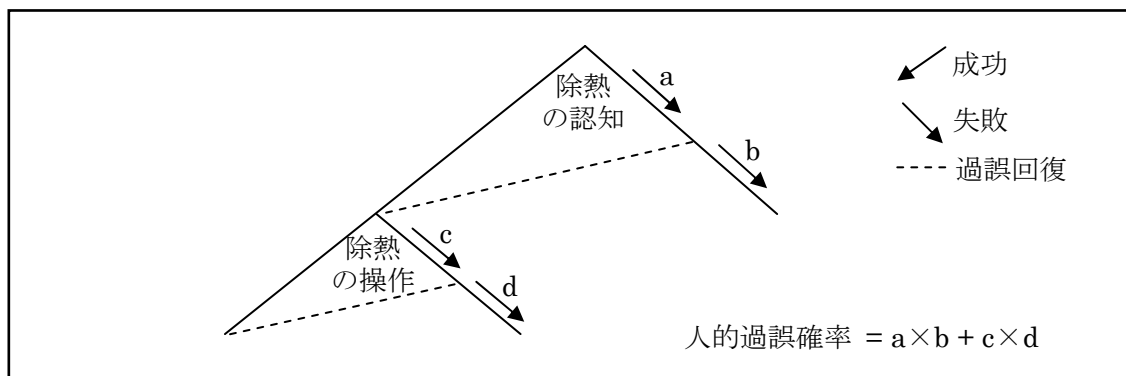
2.2 過渡事象及び LOCA 時の RHR 起動操作失敗確率の算出

人的過誤の定義：RHR による格納容器からの除熱操作に失敗する。

起 因 事 象：過渡変化等

1. 操作の内容： 原子炉への注水に成功した後、RHR による格納容器からの除熱に失敗する。
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
3. 時間的な特徴(余裕時間と操作に必要な時間の関係)： TW の事象進展解析の結果から、余裕時間を <input type="text"/> 程度と考える。(格納容器冷却モード等は比較的短時間で実施できることから、 <input type="text"/> 度で完了できる。)

人間信頼性評価(HRA)ツリーを用いた定量評価



分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値(平均値)	EF
a	RHR による除熱の認知に失敗する。		
b	上記認知の過誤回復に失敗する。		
c	RHR による除熱の操作に失敗する。		
d	上記操作の過誤回復に失敗する。		

平均値(点推定値)：

確率分布：

過誤確率計算シート

分岐 a : RHR による除熱の認知に失敗する。

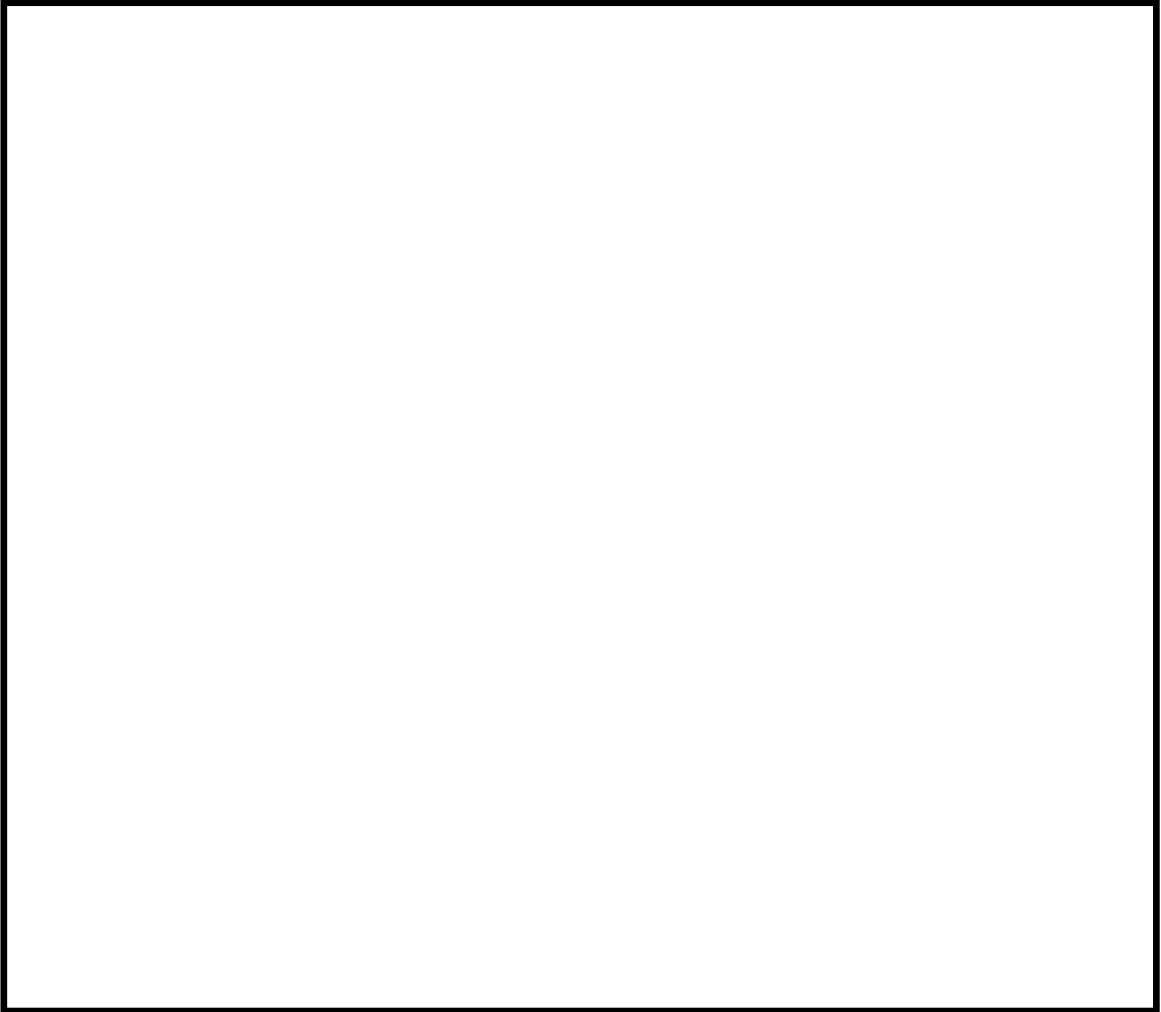


分岐 b : 分岐 a における操作の過誤回復



分岐 c : RHR による除熱の操作に失敗する。





分岐 d : 分岐 c における操作の過誤回復



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

起回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通り。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、プラント運転中およ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、表 1 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、起回事象発生前の人的過誤として定義する。

上記の起回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表 2 に示す。

検討の結果抽出された起回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

表1 スクリーニング基準

除外ルール		スクリーニングの例
1	系統の要求に対して機器の調整が自動的に行われるもの	・ 定例試験(弁閉)後の RHR 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 RCIC 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)

表 2 起因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(D/G)の例)

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果		対象とした操作・作業等とスクリーニング結果			
		運転中の試験等に伴う操作など(起因(定例試験手順等))	除外理由	操作・作業等	除外理由
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 D/G	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 D/G ガバナ	設定の回復失敗	試験時手動操作	なし (起因事象発生前の人的過誤評価対象)	試験時手動操作	なし (起因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

評価条件変更に伴い、本資料中に生じる変更点の反映については追々とさせていただきます。

添付資料 3.1.1.g-3

人間信頼性解析(HRA)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

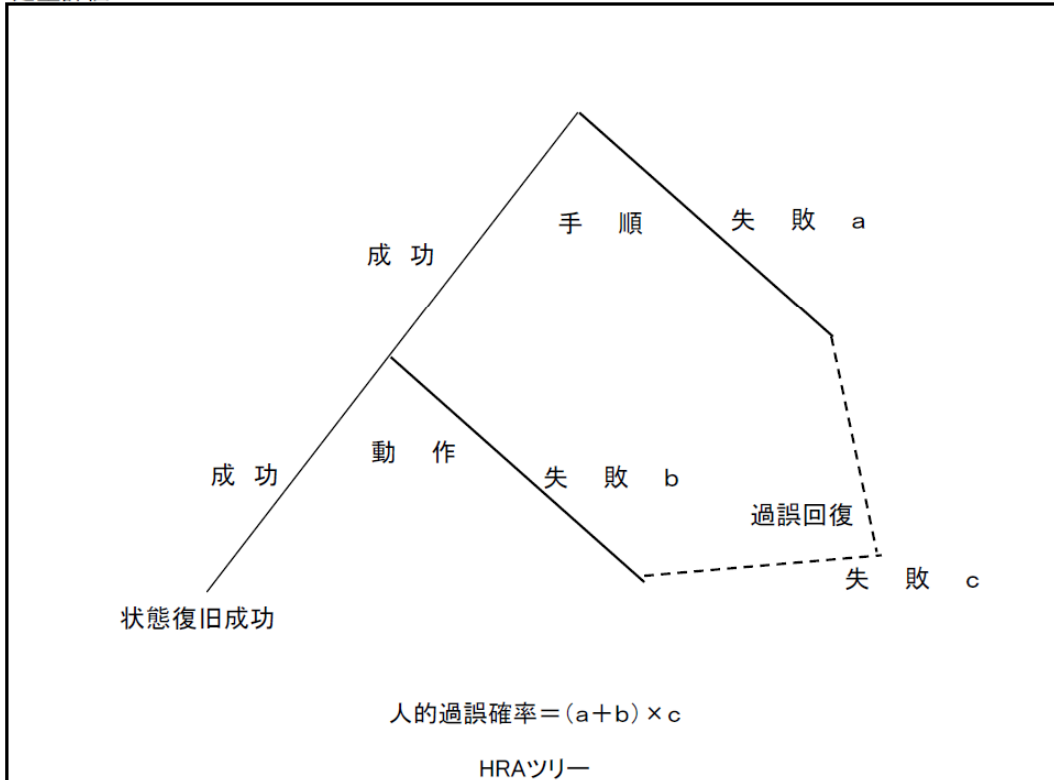
例 1 事象発生前の弁の開け忘れ、閉め忘れ
(ECCS ポンプの起動失敗等の基事象等に設定)

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や通常の設定点を変更する場合に、当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する |
| 2. 該当手順書:
定例試験手順書など |
| 3. 人的過誤のモード:
待機状態への復旧失敗や設定点の回復失敗など |

定量評価



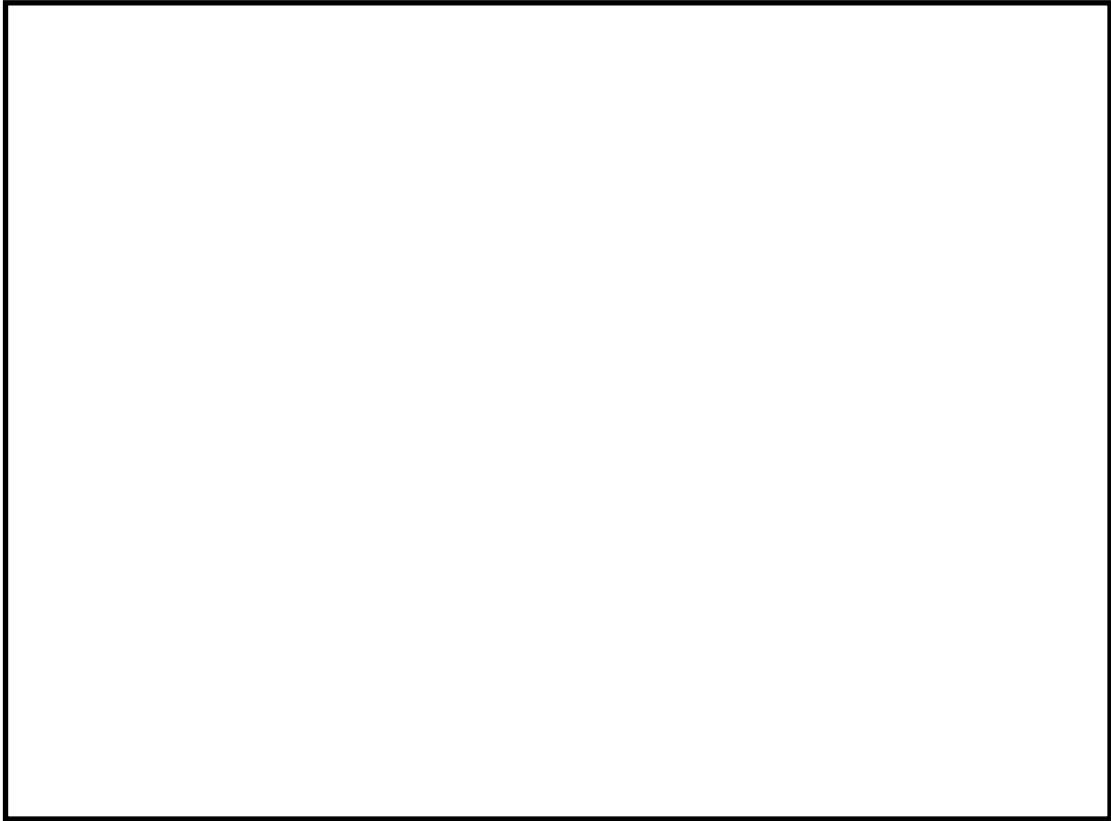
分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値(平均値)	EF
a	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する		
b	機器の状態復旧のための動作に失敗する		
c	上記認知及び動作の過誤回復に失敗する 認知及び操作自体は上記に同じため、失敗確率も同じとし従属性を考慮する		

平均値(点推定値):

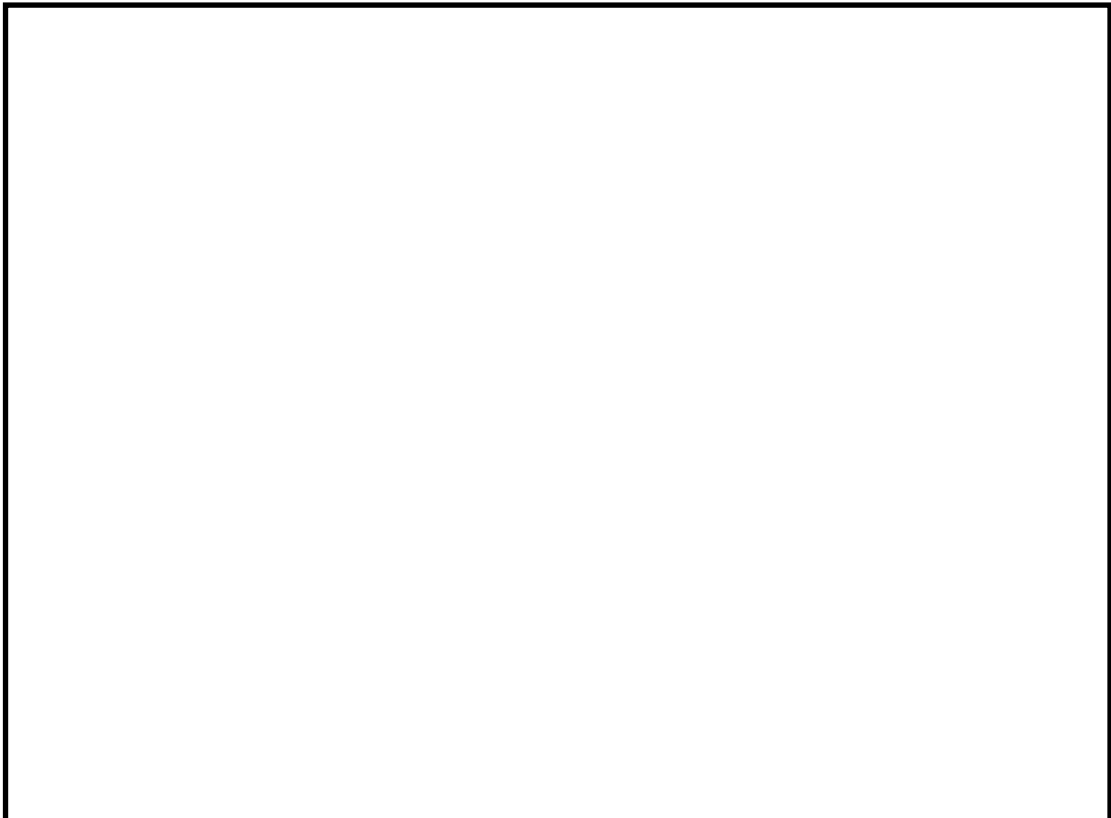
確率分布:

例 1：過誤確率計算シート

分岐 a：機器の状態復旧の手順遵守に失敗する。



分岐 b：機器の状態復旧のための動作に失敗する。(誤操作)





分岐 c : 分岐 a,b における動作の過誤回復



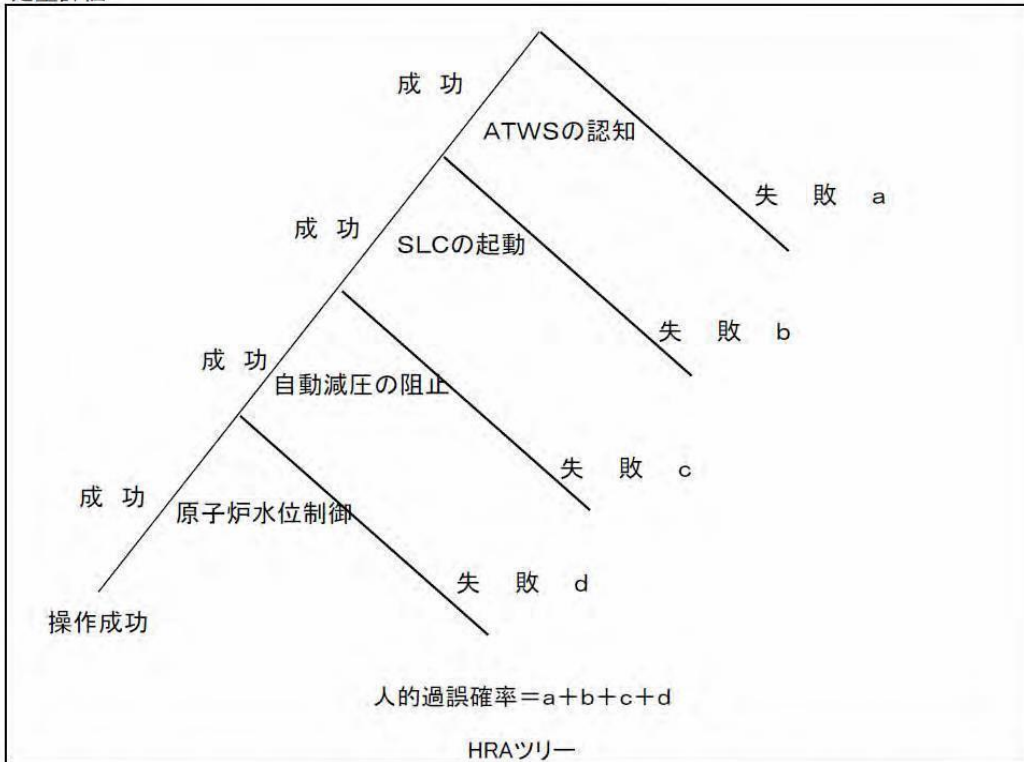
例 2 ATWS 事象発生後の対応操作失敗

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

起因事象(ET): 過渡変化

1. 操作の内容:
ATWS時にSLCの起動による未臨界確保と引き続き必要となる自動減圧の起動阻止、原子炉水位の制御操作に失敗する
2. 該当手順書:
事故時運転操作操作手順書(徴候ベース)、設備別操作手順書
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に を見込む
各操作は比較的単純で手順書ベースであることから 程度で完了できる

定量評価



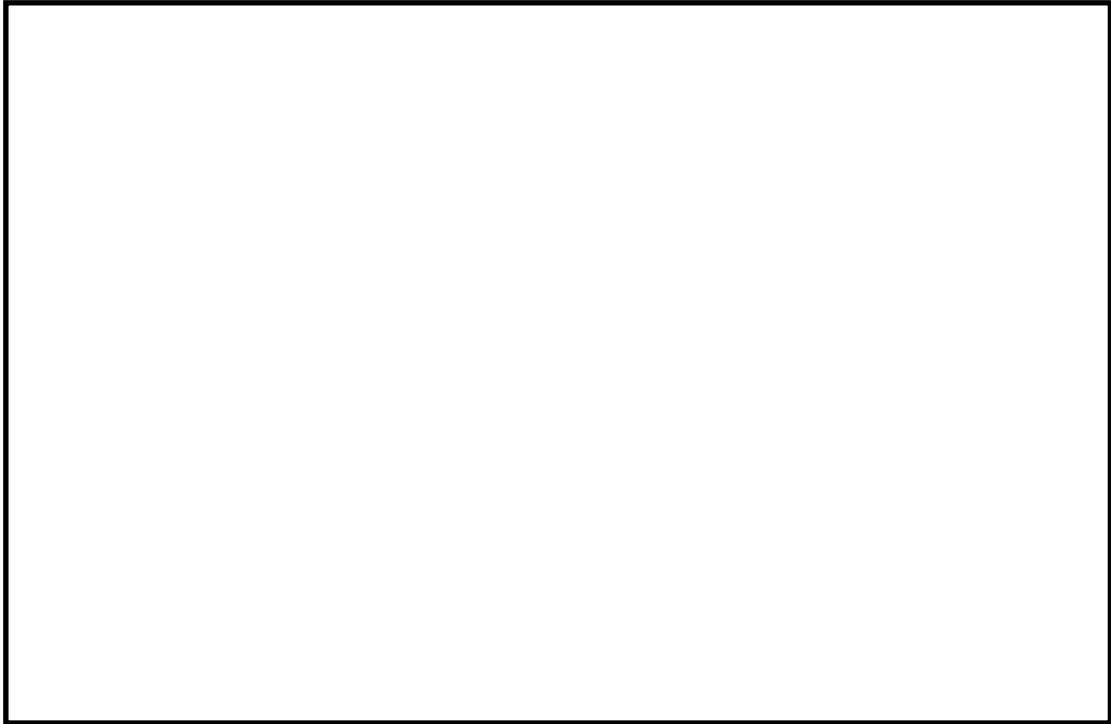
分岐	人的過誤の種類(認知/動作)と内容	過誤確率値(平均値)	FF
a	ATWS発生時の認知に失敗する	<input type="text"/>	<input type="text"/>
b	SLCの起動操作に失敗する		
c	自動減圧の起動阻止に失敗する		
d	高圧注水系による原子炉水位の制御操作に失敗する		

平均値(点推定値):

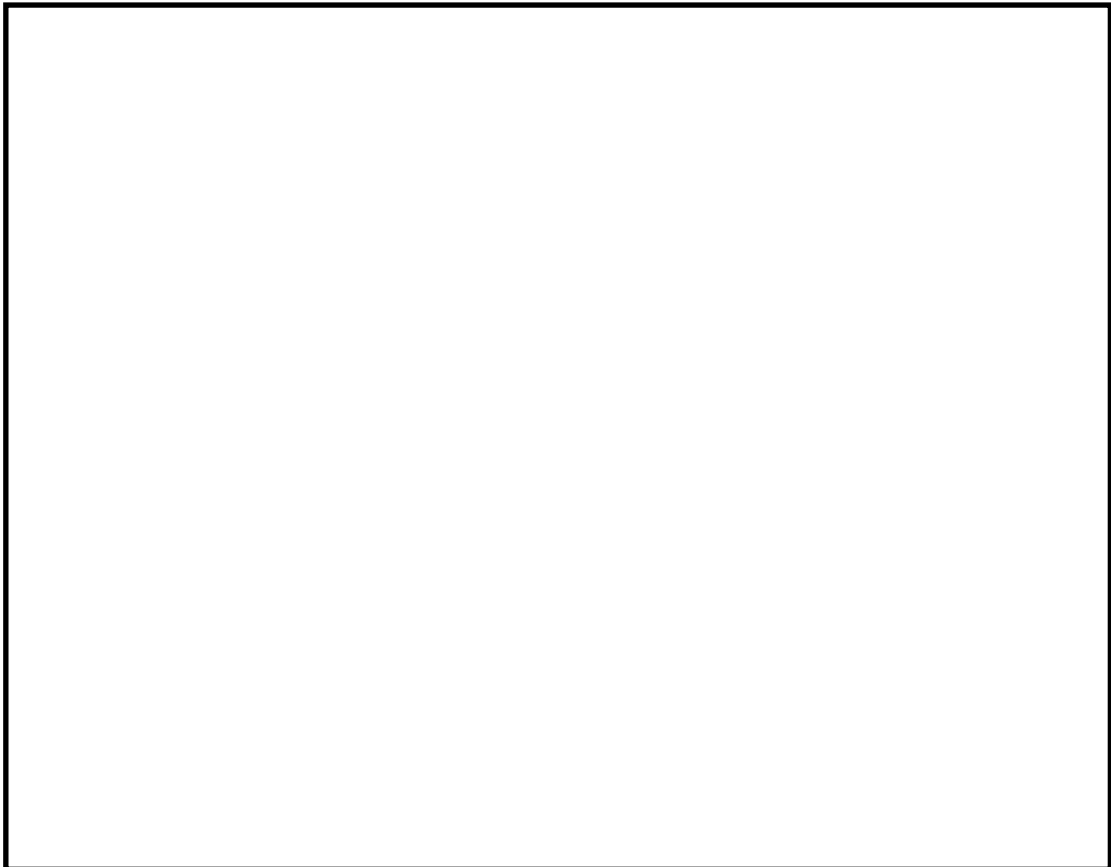
確率分布:

例 2 : 過誤確率計算シート

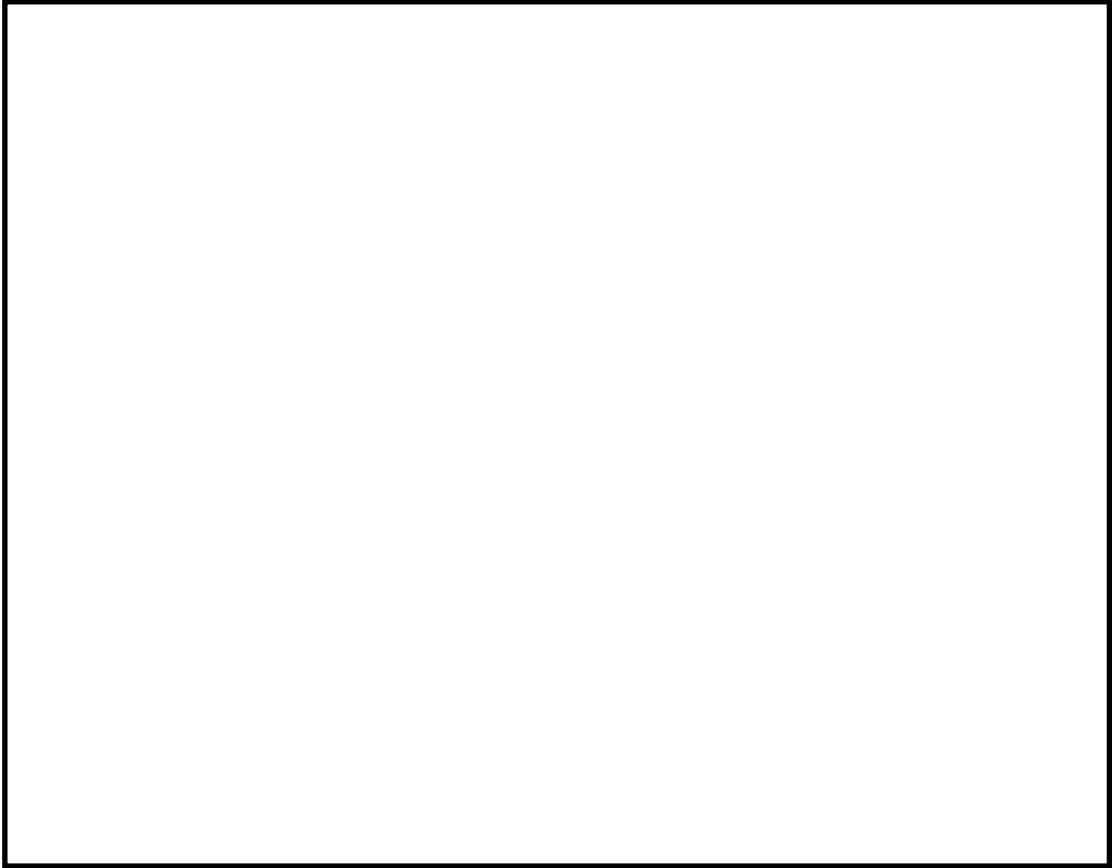
分岐 a : ATWS 発生の認知に失敗する。



分岐 b : SLC の起動操作に失敗する。(誤操作)



分岐 c : 自動減圧の起動阻止に失敗する。(誤操作)



分岐 d : 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)





添付表 1 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
5.	60	.0001	30	11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
6.	1500	.00001	30	12.	70	.0001	30	19.	50	.001	10
				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。

添付表 2 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	HEP	EF
1.	1 個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存	
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別に良く分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (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 HEP, EF の 1/5 の値

添付表 3 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	HEP	EF
	チェック表が正しく用いられている場合		
1.	短い操作 (<10 項目)	.001	3
2.	長い操作 (>10 項目)	.003	3
	チェック表を用いていないか、又は正しく用いられていない場合		
3.	短い操作 (<10 項目)	.003	3
4.	長い操作 (>10 項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが、用いていない場合	.05	5

添付表 4 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	ストレスレベル	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。

添付表 5 先行するサブタスク”N-1”が成功又は失敗したときの、サブタスク”N”の成功又は失敗の条件付き確率の求め方：従属レベルの関数(NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} ZD] = n$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} LD] = \frac{1+19n}{20}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} LD] = \frac{1+19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} MD] = \frac{1+6n}{7}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} MD] = \frac{1+6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} HD] = \frac{1+n}{2}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} HD] = \frac{1+N}{2}$
CD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} CD] = 1.0$

(注) n：サブタスクの成功確率

N：サブタスクの失敗確率

ZD：Zero Dependence 従属度ゼロ

LD：Low Dependence 従属度低

MD：Moderate Dependence 従属度中

HD：High Dependence 従属度高

CD：Complete Dependence 完全従属

添付表 6 確認者が他の運転員のヒューマンエラーの発見に失敗する確率★
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

Item	Checking Operation	HEP	EF
(1)	Checking routine tasks, checker using written materials (includes over-the-shoulder inspections, verifying position of locally operated valves, switches, circuit breakers, connectors, etc., and checking written lists, tags, or procedures for accuracy)	.1	5
(2)	Same as above, but without written materials	.2	5
(3)	Special short-term, one-of-a-kind checking with alerting factors	.05	5
(4)	Checking that involves active participation, such as special measurements	.01	5
	Given that the position of a locally operated valve is checked (item 1 above), noticing that it is not completely opened or closed:	.5	5
(5)	Position indicator** only	.1	5
(6)	Position indicator** and a rising stem	.5	5
(7)	Neither a position indicator** nor a rising stem	.9	5
(8)	Checking by reader/checker of the task performer in a two-man team, <u>or</u> checking by a <u>second</u> checker, routine task (no credit for more than 2 checkers)	.5	5
(9)	Checking the status of equipment if that status affects one's safety when performing his tasks	.001	5
(10)	An operator checks change or restoration tasks performed by a maintainer	Above HEPs ÷ 2	5

* This table applies to cases during normal operating conditions in which a person is directed to check the work performed by others either as the work is being performed or after its completion.

** A position indicator incorporates a scale that indicates the position of the valve relative to a fully opened or fully closed position. A rising stem qualifies as a position indicator if there is a scale associated with it.

炉心損傷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可能である。フォールトツリー(FT)及びイベントツリー(ET)など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 BDD 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など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



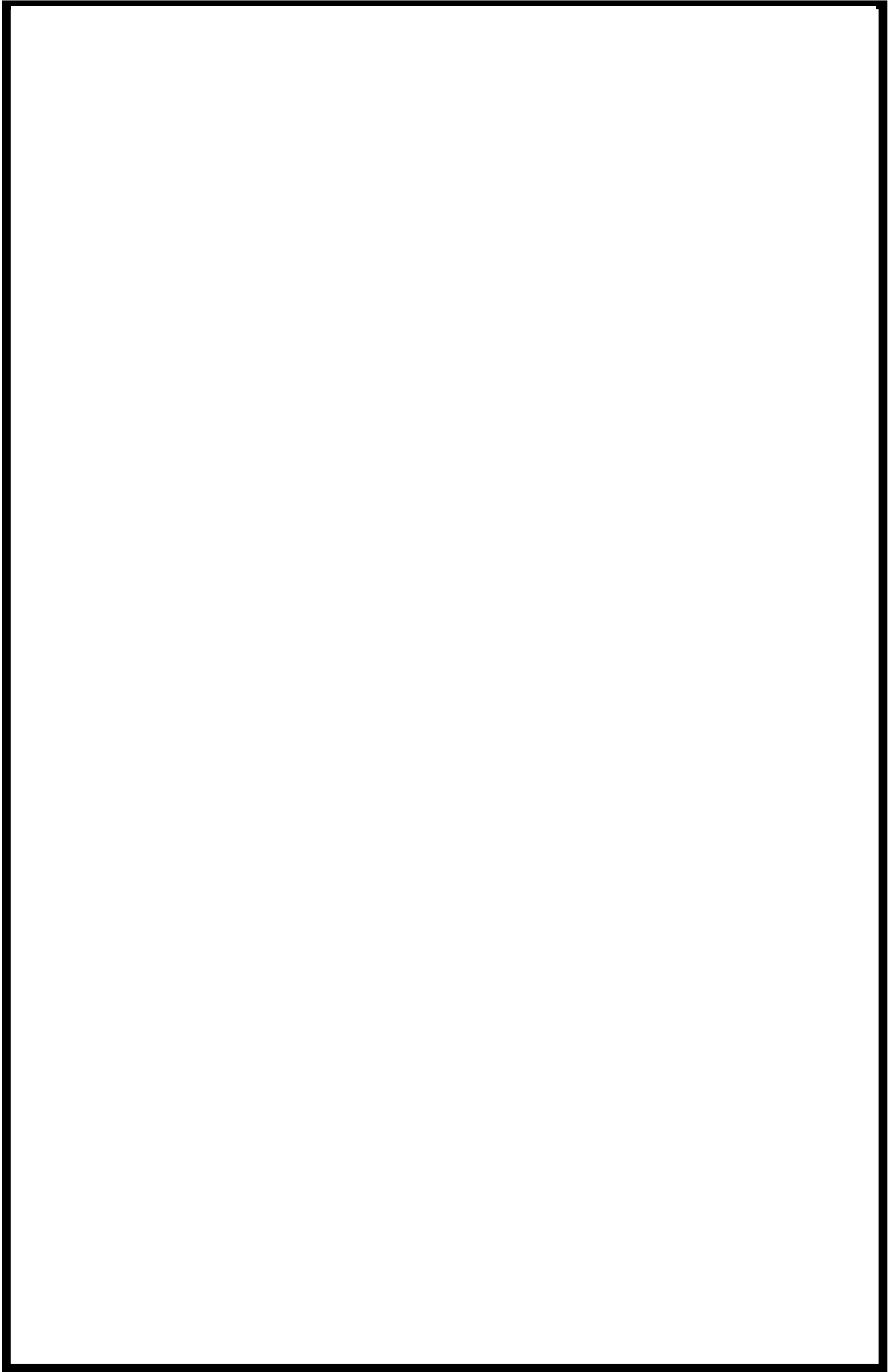


表1 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(1/4)

(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)

--

表 1 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(2/4)
(点推定値評価, 不確実さ解析のベンチマークに関するもの)

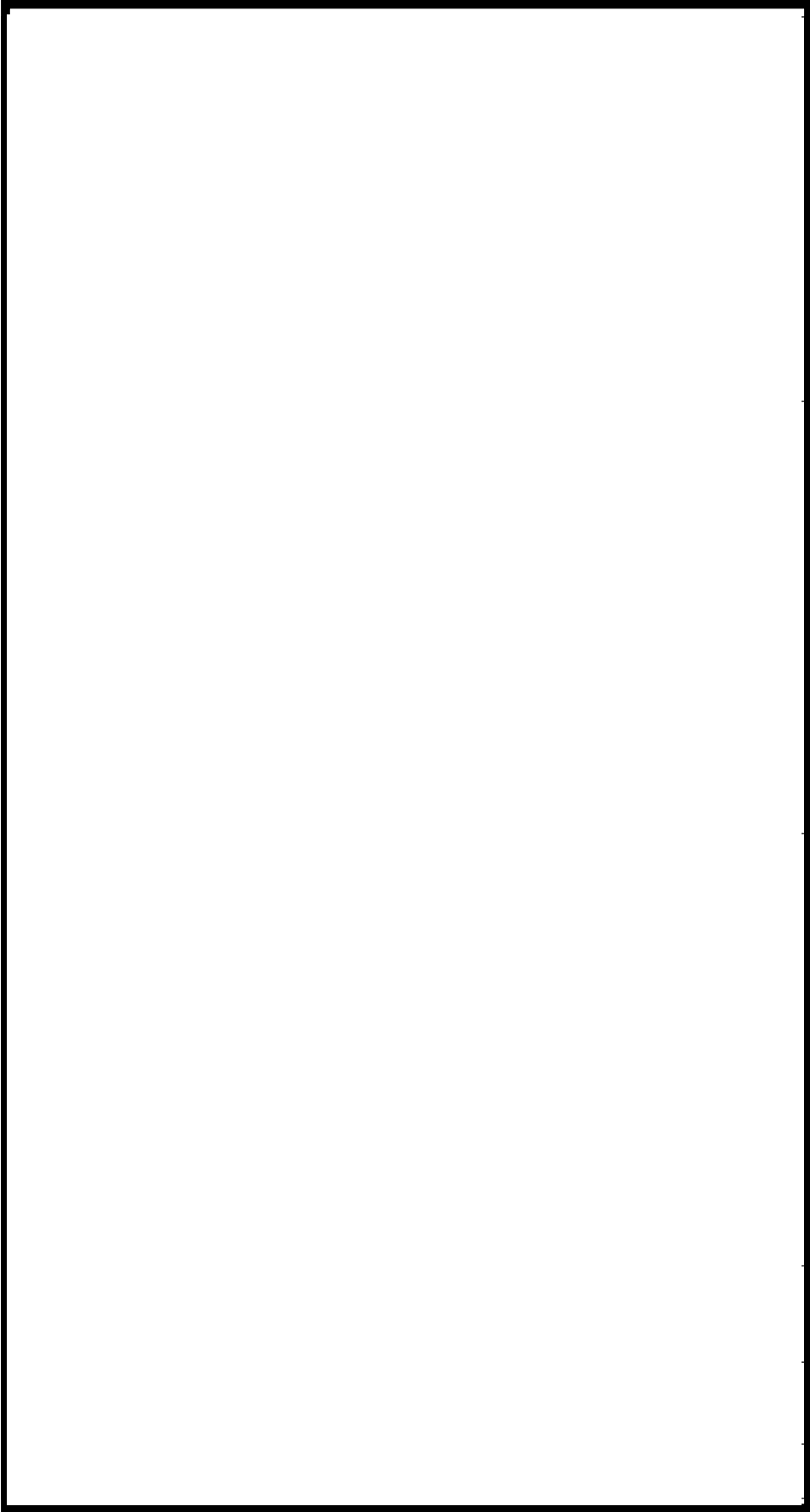


表 1 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(3/4)
(点推定値評価, 不確かさ解析のベンチマークに関するもの)

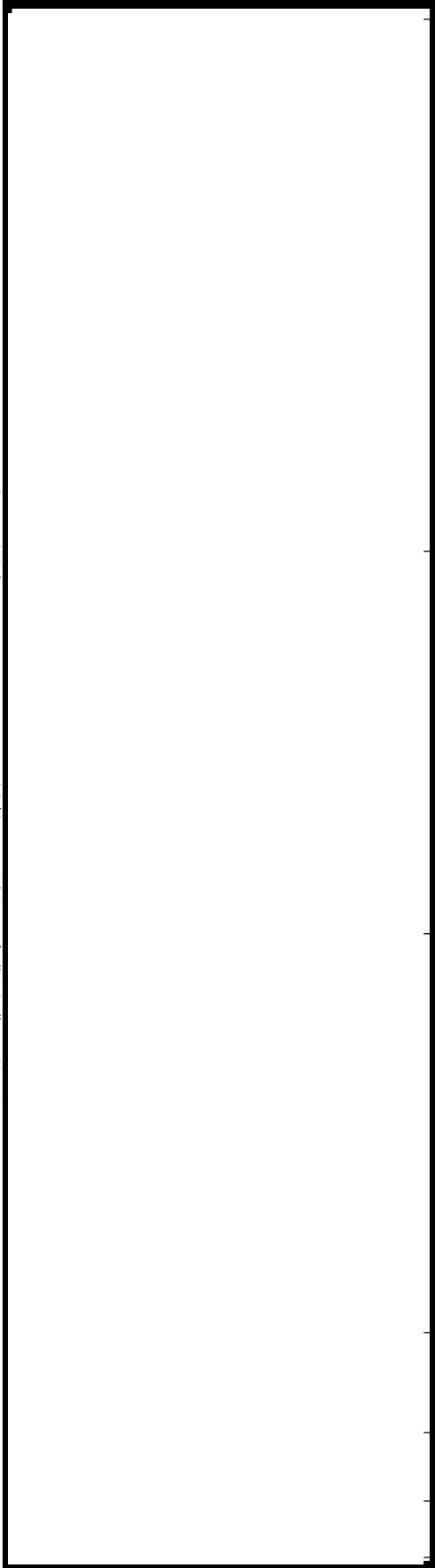


表 1 Safety Watcher と RiskSpectrum PSA の主な差異(4/4)
(点推定値評価, 不確かさ解析のベンチマークに関するもの)

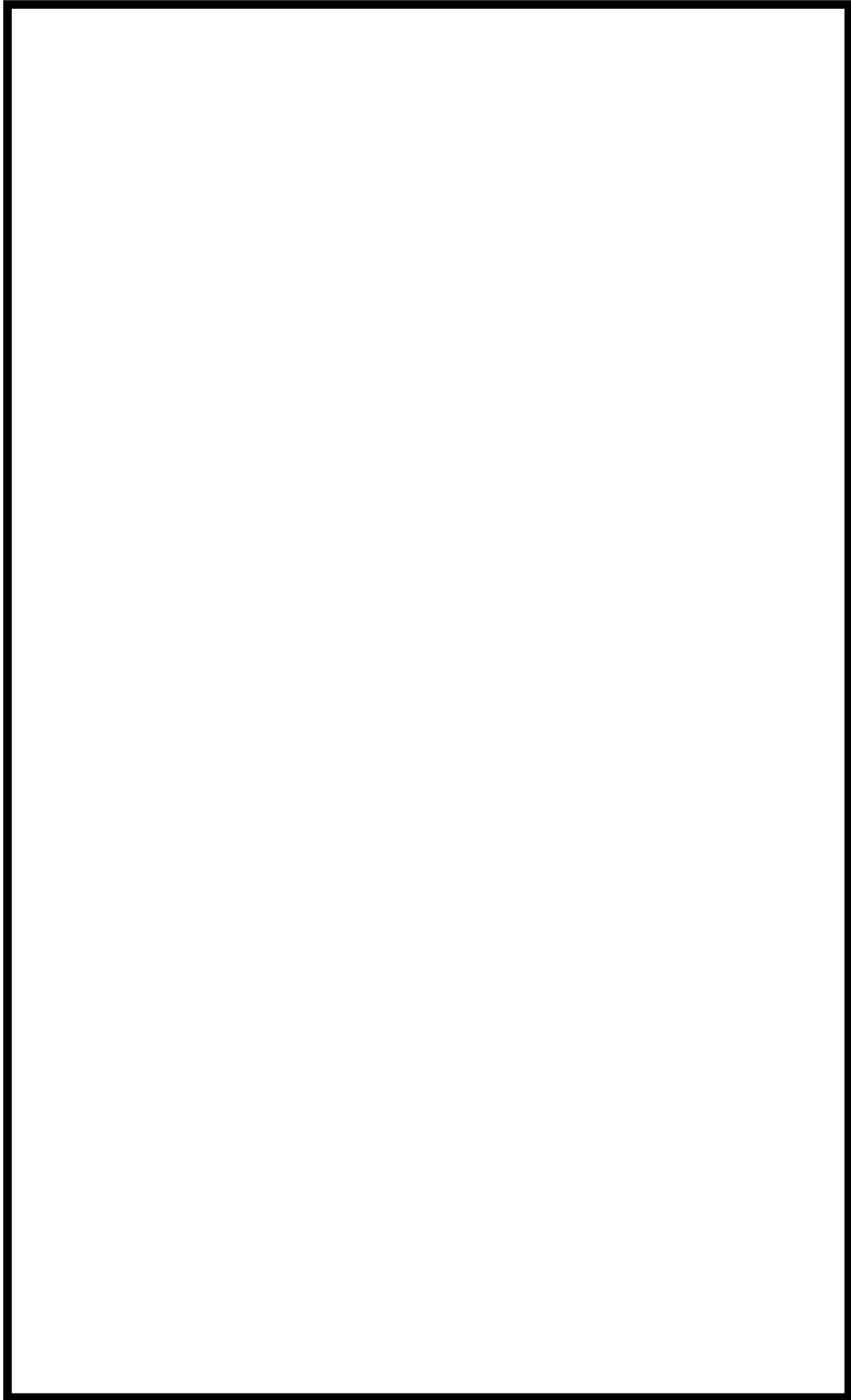


図1 ベンチマーク結果(点推定値評価)

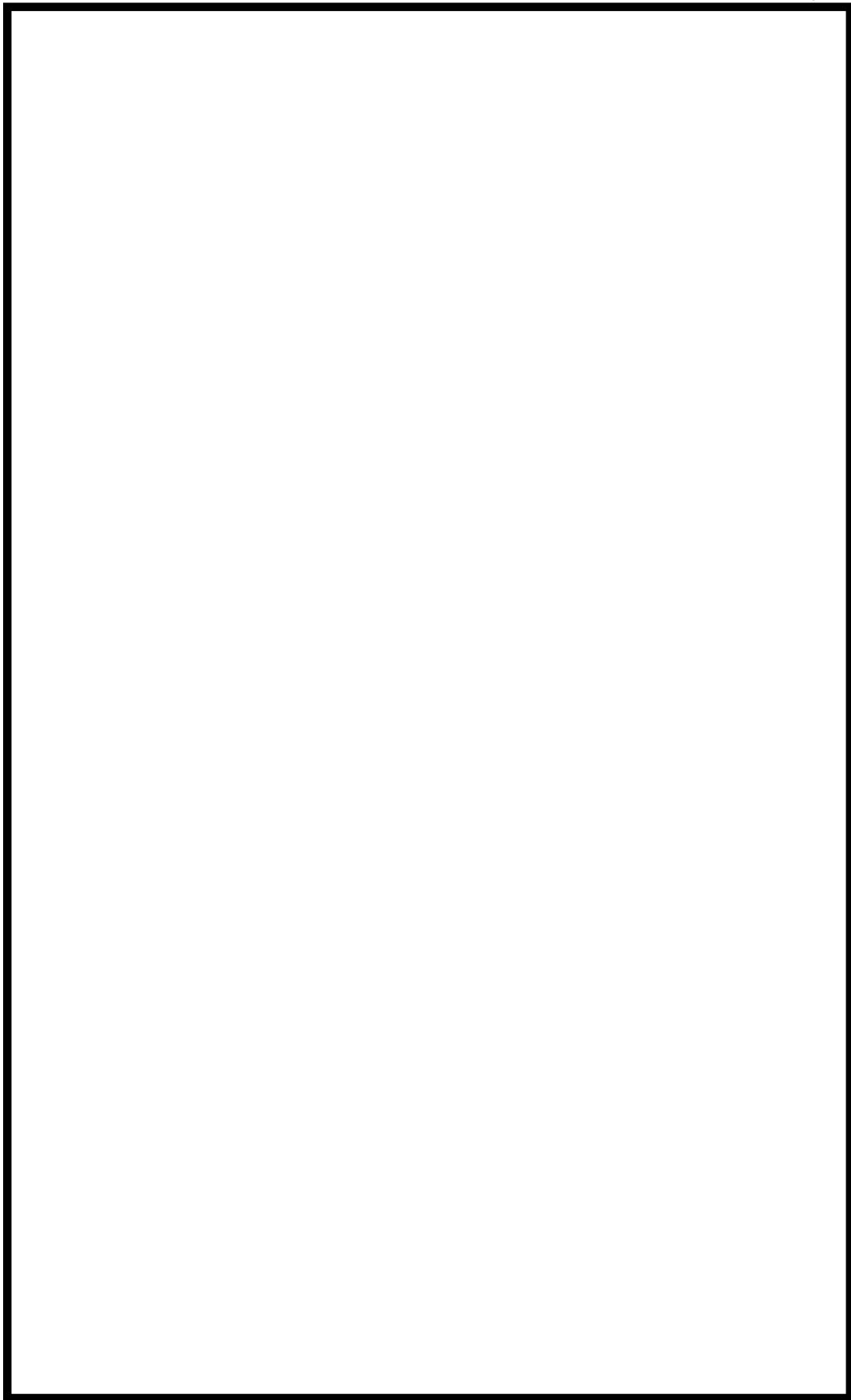


図2 ベンチマーク結果(不確実さ解析)

評価条件変更に伴い、本資料中に生じる変更点の反映については追々とさせていただきます。

添付資料 3.1.1.h-2

ドミナントシーケンスのイベントツリー上への表示

起因事象別の炉心損傷頻度と主要なシーケンスを表 1 に示す。また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要なシーケンスを表 2 に示す。さらに、ドミナントとなる事故シーケンスを図 1 及び図 2 に示す。

以 上

表 1 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	起因事象毎の炉心 損傷頻度[/炉年]	主要事故シーケンスの概要	主要事故シーケンスの 炉心損傷頻度[/炉年]
非隔離事象	2.0×10^{-7}	非隔離事象+除熱失敗	1.4×10^{-7}
隔離事象	9.8×10^{-7}	隔離事象+除熱失敗(②)	9.4×10^{-7}
全給水喪失	1.4×10^{-8}	全給水喪失+除熱失敗	9.0×10^{-9}
水位低下事象	3.6×10^{-8}	水位低下事象+除熱失敗	2.4×10^{-8}
RPS 誤動作等	5.1×10^{-8}	RPS 誤動作等+除熱失敗	4.4×10^{-8}
外部電源喪失	9.0×10^{-9}	外部電源喪失+除熱失敗	3.4×10^{-9}
S/R 弁誤開放	3.6×10^{-8}	S/R 弁誤開放+除熱失敗	3.5×10^{-8}
大破断 LOCA	8.3×10^{-10}	大破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10^{-10}
中破断 LOCA	7.3×10^{-9}	中破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10^{-9}
小破断 LOCA	1.1×10^{-8}	小破断 LOCA+除熱失敗	1.1×10^{-8}
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	7.9×10^{-8}	原子炉補機冷却海水系 C 系故障+除 熱失敗	7.4×10^{-8}
非常用交流電源 1 系列故障	1.6×10^{-8}	非常用交流電源 E 系故障+除熱失敗	1.5×10^{-8}
直流電源 1 系列故障	9.2×10^{-8}	直流電源 A 系故障+除熱失敗 直流電源 B 系故障+除熱失敗	3.0×10^{-8} 3.0×10^{-8}
タービン補機冷却 海水系故障	2.6×10^{-8}	タービン補機冷却海水系故障+除熱 失敗	2.5×10^{-8}
通常停止	1.8×10^{-6}	通常停止+除熱失敗(①)	1.5×10^{-6}
ISLOCA	9.6×10^{-11}	ISLOCA	9.5×10^{-11}
全炉心損傷頻度	3.3×10^{-6}		

表2 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毎の炉心損傷頻度[/炉年]	主要事故シーケンスの概要	主要事故シーケンスの炉心損傷頻度[/炉年]
TW	3.3×10 ⁻⁶	通常停止+除熱失敗(①) (高圧の注水系は HPCF が失敗し、RCIC で注水)	1.5×10 ⁻⁶
		隔離事象+除熱失敗(②)	9.4×10 ⁻⁷
		通常停止+除熱失敗(③) (高圧/低圧の注水系はいずれも成功)	2.4×10 ⁻⁷
		非隔離事象+除熱失敗	1.4×10 ⁻⁷
S1E	3.9×10 ⁻⁹	中破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	3.9×10 ⁻⁹
TQUV	6.9×10 ⁻¹⁰	通常停止+SRV 再閉失敗+高圧/低圧注水失敗	2.9×10 ⁻¹⁰
		通常停止+高圧/低圧注水失敗	2.3×10 ⁻¹⁰
		非隔離事象+高圧/低圧注水失敗	2.1×10 ⁻¹¹
		非隔離事象+SRV 再閉失敗+高圧/低圧注水失敗	2.1×10 ⁻¹¹
TQUX	6.8×10 ⁻¹⁰	通常停止+高圧注水失敗+減圧失敗	3.2×10 ⁻¹⁰
		全給水喪失+高圧注水失敗+減圧失敗	2.0×10 ⁻¹⁰
TBU	5.3×10 ⁻¹⁰	外部電源喪失+D/G 全台機能喪失+RCIC 停止	5.3×10 ⁻¹⁰
AE	5.0×10 ⁻¹⁰	大破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	5.0×10 ⁻¹⁰
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	1.3×10 ⁻¹²	小破断 LOCA+高圧/低圧注水失敗	8.0×10 ⁻¹³
TC	4.9×10 ⁻¹²	非隔離事象+スクラム失敗+SLC 起動失敗	2.1×10 ⁻¹²
全炉心損傷頻度	3.3×10 ⁻⁶		

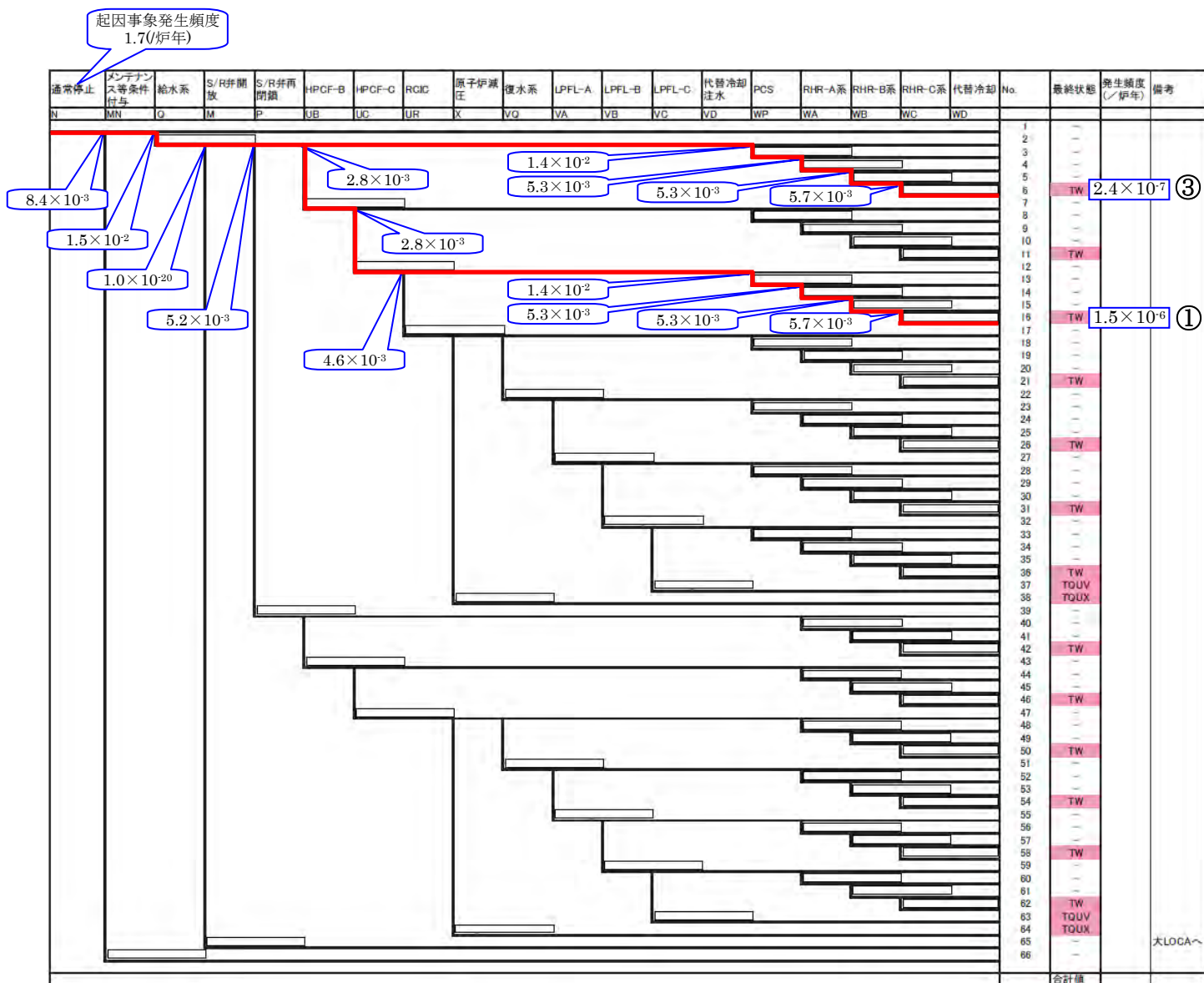


図1 本評価においてドミナントとなる事故シーケンスのイベントツリー(通常停止)上への表示

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(FT)による評価に基づき決定している。FT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。

起因事象発生頻度
2.7 × 10⁻²(/炉年)

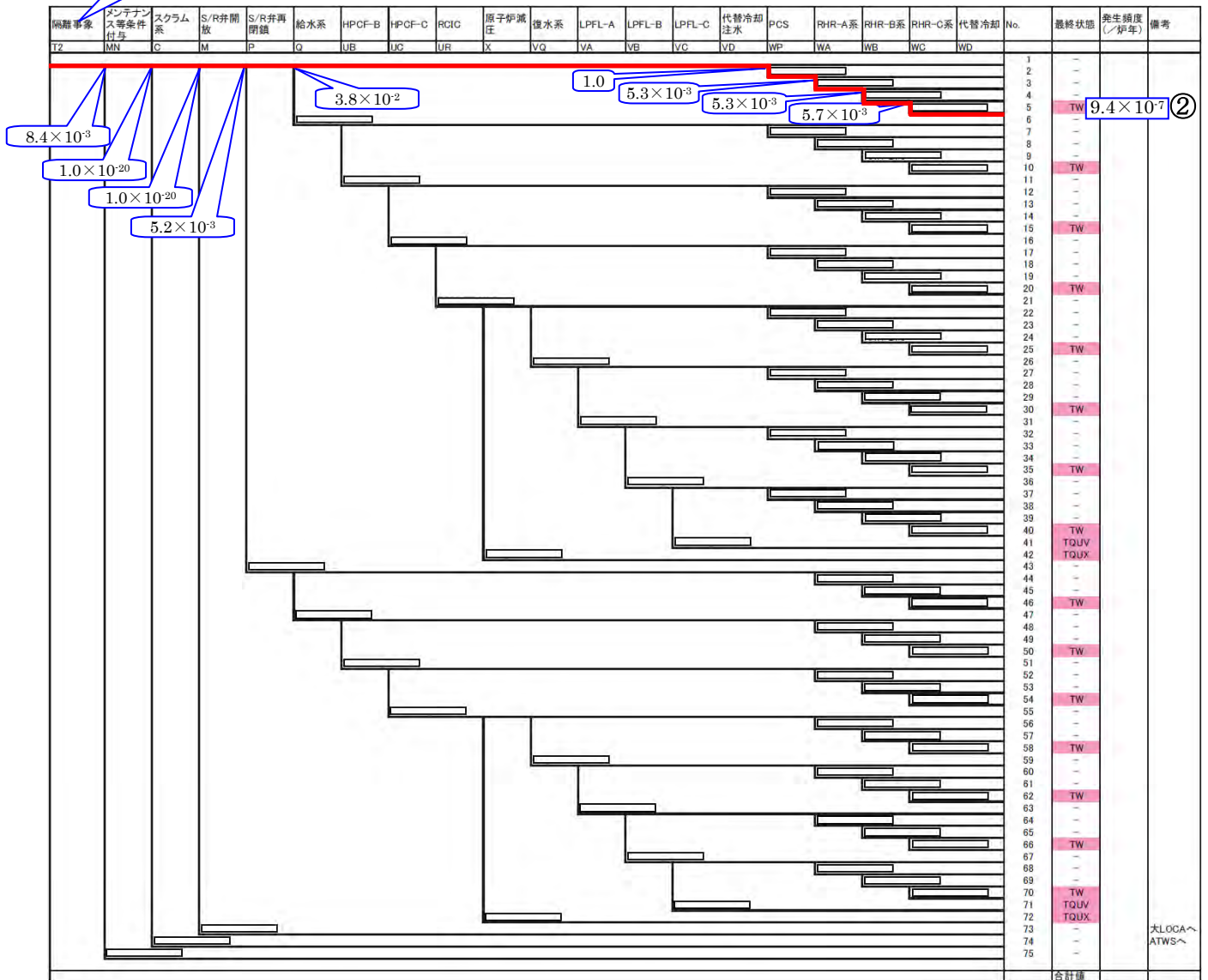


図2 本評価においてドミナントとなる事故シーケンスの
イベントツリー(隔離事象)上への表示

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(FT)による評価に基づき決定している。FT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

KK6号炉及び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。

図1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

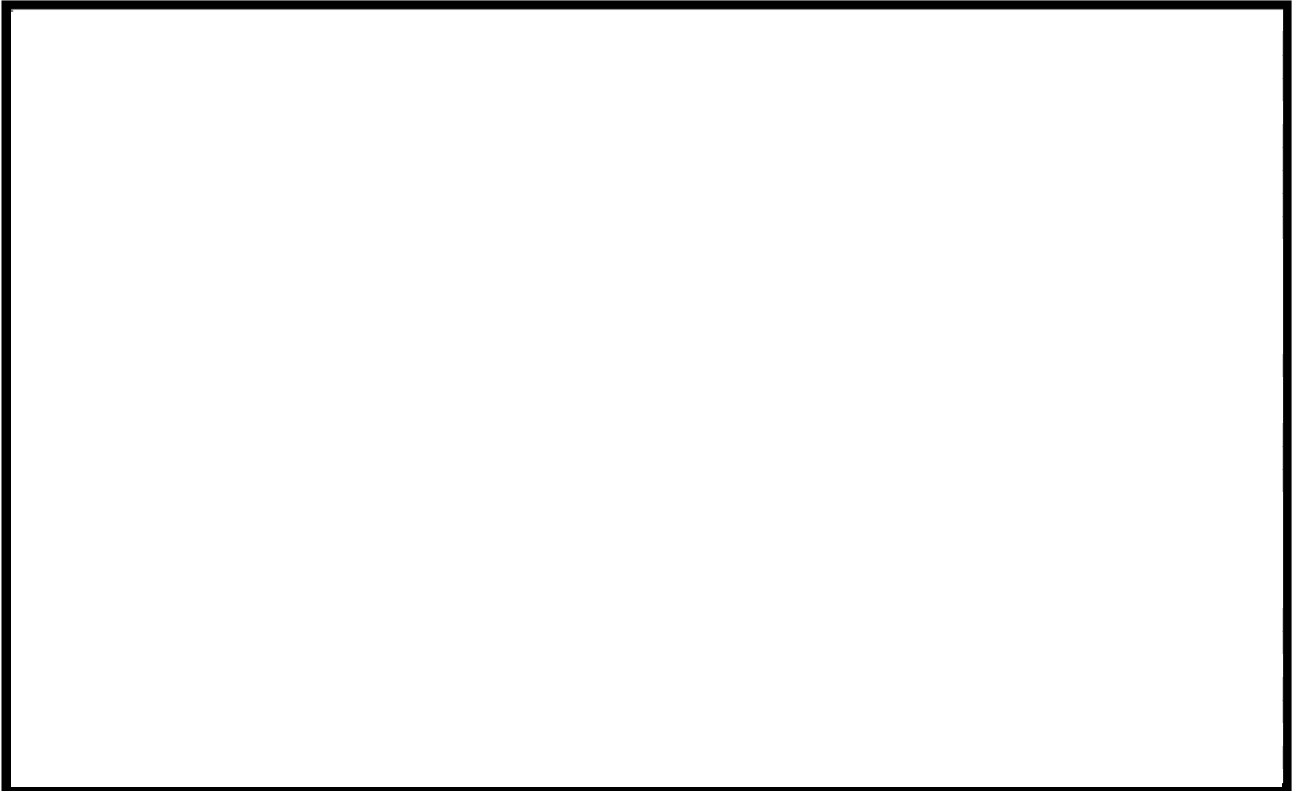


図1 試行回数と炉心損傷頻度(全CDF)の関係

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

KK6/7号機の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図1に示す。

以上

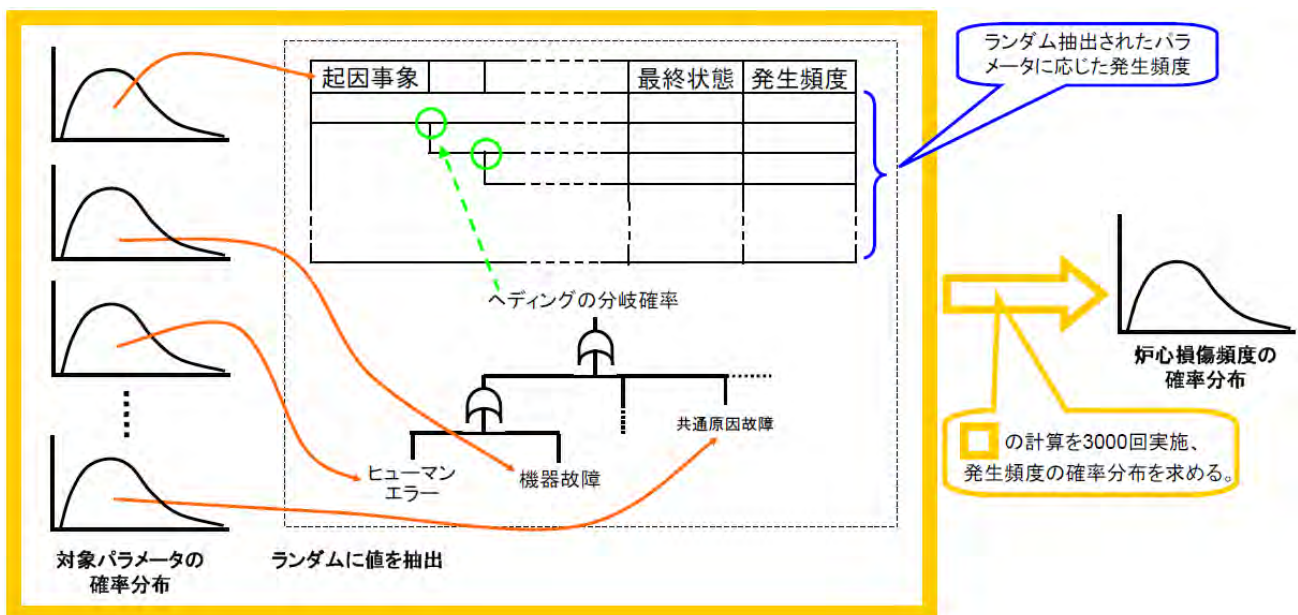


図1 不確実さ評価の評価プロセスのイメージ

設計基準事故対処設備のみに期待する場合の PRA

KK6/7 号機の設置許可変更申請に合わせて実施した PRA では、設計基準事故対処設備(DBA 設備)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。

この評価(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表 1 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

成功基準を表 2 に示す。状態 A の状態 A+α との相違点は以下の通り。

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：ARI, RPT, SLC に期待しない。このため、ATWS 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：ECCS 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：D/G 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(CDF)

(1) 全 CDF 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 CDF は 2.8×10^{-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、表 3、図 1 に示す通り「通常停止」の寄与割合が約 86%、

「非隔離事象」が約 8%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、表 4、図 2 に示す通り「高圧注水失敗、減圧失敗(TQUX)」(寄与割合 約 74%)と TW(寄与割合 約 26%)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、CDF 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、CDF 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(図 3 の青のライン:TW に至る), No. 38(図 3 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。抽出結果を表 5、6 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 CDF 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出来ない(図 3 のイベントツリーの給水系、復水系、PCS のヘディング)ため、CDF 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(HPCF(B), (C), 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 系(RCIC、HPCF 等)のトリップ論理回路は図 4 の通り 2 out of 4 であり、4 つの水位検出器の内、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 ECCS は機能喪失に陥る。

ABWR の ECCS 系の論理回路には、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出来るよう(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出来る設計である。

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。

表 5 の通り、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(図 3 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 ADS 機能に期待せず、手動減圧を前提としている(SRV を介した S/C でのスクラビングが機能する場合、必ずしも速やかに D/W 圧高に至らない)ため、CDF の上昇に寄与するものと考えられる。

b. TC の CDF 増加要因

状態 A では原子炉停止機能である ARI, RPT, SLC 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 CDF が上昇するものと考えられる。

c. S2E(小 LOCA)の CDF 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 CDF が上昇するものと考えられる。

d. TB の CDF 増加要因

状態 A では外部電源復旧や高圧電源融通、D/G の手動起動に期待しないため、TB の CDF が上昇するものと考えられる。

e. TW の CDF 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)による除熱に期待出来なくなるため、TW の CDF が上昇するものとする。

《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 系である HPCS と、原子炉補助系である RCIC のそれぞれに 1 out of 2 方式の論理回路がある。また、HPCS と RCIC 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、HPCS、RCIC の各々について、トリップ系毎にセンサが 2 つ以上誤動作する場合となる。即ち、HPCS

及び RCIC が L8 誤信号で機能喪失する場合は、HPCS で 2 つ、RCIC 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。

上記の通り、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 CDF 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、表 7 に示す通り、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 CDF 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 CDF も低下した。

全 CDF は、 1.8×10^{-5} /炉年となり、状態 A+α の約 5.5 倍、状態 A の全 CDF の約 1/16 倍となった。

以 上

表 1 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	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	○	○
	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。	○	×
	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。	○	×
	水位制御及びSILC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。	○	×
炉心冷却機能				
	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。	○	○
	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	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。	○	○
	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。	○	○
	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。	○	×
	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。	○	×
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)		
	原子炉補機冷却系	格納容器スプレイ(RHR)の手動起動	○	○
	設計基準事故対処設備	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	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	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	○	○
	設計基準事故対処設備	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。	○	×
	設計基準事故対処設備	高圧電源融通	○	×

表2 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 系統の中の 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。

表 3 起回事象別の炉心損傷頻度

起回事象	現行評価結果(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	2.0×10 ⁻⁷	6%	2.3×10 ⁻⁵	8%	115
隔離事象	9.8×10 ⁻⁷	29%	3.8×10 ⁻⁶	1%	4
全給水喪失	1.4×10 ⁻⁸	0%	1.4×10 ⁻⁶	1%	105
水位低下事象	3.6×10 ⁻⁸	1%	3.8×10 ⁻⁶	1%	107
RPS 誤動作等	5.1×10 ⁻⁸	2%	6.9×10 ⁻⁶	2%	135
外部電源喪失	9.0×10 ⁻⁹	0%	8.6×10 ⁻⁷	0%	95
S/R 弁誤開放	3.6×10 ⁻⁸	1%	1.6×10 ⁻⁷	0%	4
大破断 LOCA	8.3×10 ⁻¹⁰	0%	8.4×10 ⁻¹⁰	0%	1
中破断 LOCA	7.3×10 ⁻⁹	0%	8.4×10 ⁻⁹	0%	1
小破断 LOCA	1.1×10 ⁻⁸	0%	1.3×10 ⁻⁸	0%	1
原子炉補機冷却 海水系 1 系列故障	7.9×10 ⁻⁸	2%	4.8×10 ⁻⁷	0%	6
非常用交流電源 1 系列故障	1.6×10 ⁻⁸	1%	1.0×10 ⁻⁷	0%	6
直流電源 1 系列故障	9.2×10 ⁻⁸	3%	1.9×10 ⁻⁷	0%	2
タービン補機冷却 海水系故障	2.6×10 ⁻⁸	1%	1.0×10 ⁻⁷	0%	4
通常停止	1.8×10 ⁻⁶	53%	2.4×10 ⁻⁴	86%	135
ISLOCA	9.6×10 ⁻¹¹	0%	2.1×10 ⁻¹⁰	0%	2
合計	3.3×10 ⁻⁶	100%	2.8×10 ⁻⁴	100%	84

*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

表 4 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	現行評価結果(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	6.8×10^{-10}	0%	2.1×10^{-4}	74%	3.1×10^5
TQUV	6.9×10^{-10}	0%	—*2	0%	—*2
TB	4.8×10^{-10}	0%	2.2×10^{-7}	0%	4.5×10^2
TBU	5.3×10^{-10}	0%	5.0×10^{-9}	0%	9.6×10^0
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%	9.5×10^0
TW	3.3×10^{-6}	100%	7.2×10^{-5}	26%	2.2×10^1
TC	4.9×10^{-12}	0%	9.0×10^{-8}	0%	1.8×10^4
AE	5.0×10^{-10}	0%	5.0×10^{-10}	0%	1.0×10^0
S1E	3.9×10^{-9}	0%	5.0×10^{-9}	0%	1.3×10^0
S2E	1.3×10^{-12}	0%	1.6×10^{-9}	0%	1.2×10^3
ISLOCA	9.5×10^{-11}	0%	9.5×10^{-11}	0%	1.0×10^0
合計	3.3×10^{-6}	100%	2.8×10^{-4}	100%	8.4×10^1

*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。

表 5 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 図 3 の赤のシーケンス)

No.	カットセット	CDF[/炉年]	寄与割合
1	通常停止+L-8 誤信号	1.5×10^{-4}	98%
2	通常停止+高圧系 ECCS SLU 廻り故障(共通原因故障)	1.9×10^{-6}	1%

表 6 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 図 3 の青のシーケンス)

No.	カットセット	CDF[/炉年]	寄与割合
1	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}	32%
2	通常停止+残留熱除去系起動操作失敗	1.1×10^{-5}	19%
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}	11%
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}	6%
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}	4%
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}	4%
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}	4%
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}	4%

表 7 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

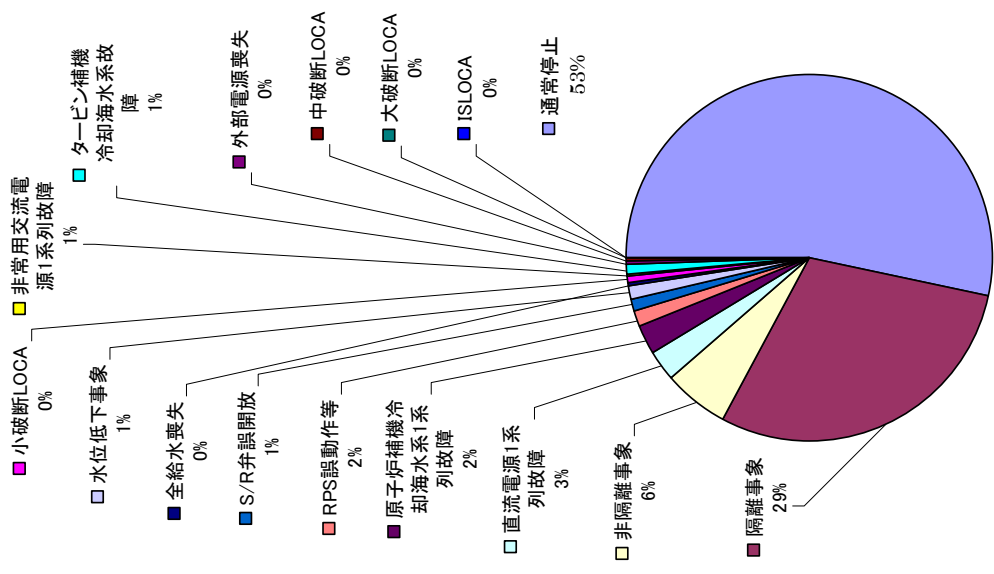
事故シーケンスグループ	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [炉年]	感度解析結果での炉心損傷頻度 [炉年]	状態 A との比
TQUX	2.1×10^{-4}	5.4×10^{-6}	2.6×10^{-2}

(b) 通常停止時に給復水系による注水・除熱を考慮

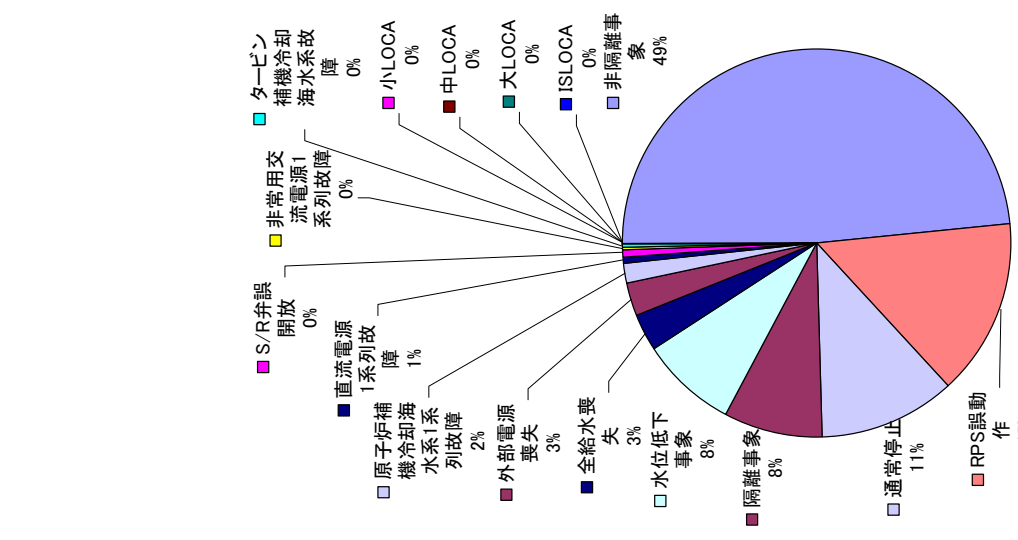
通常停止を起因事象とする事故シーケンスグループ	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [炉年]	感度解析結果での炉心損傷頻度 [炉年]	状態 A との比
TQUX	1.8×10^{-4}	2.9×10^{-7}	1.6×10^{-3}
TW	6.2×10^{-5}	1.8×10^{-6}	2.9×10^{-1}

(c) 全 CDF の差異

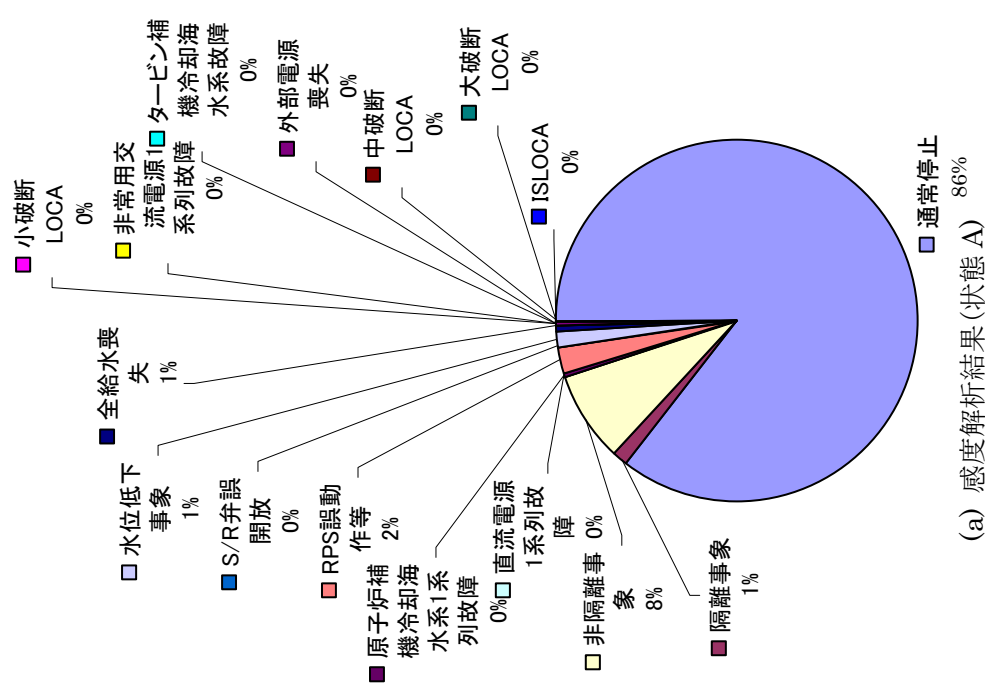
感度解析結果での炉心損傷頻度 [炉年]	現行評価結果(状態 A+α)での炉心損傷頻度 [炉年]	今回評価結果(状態 A)での炉心損傷頻度 [炉年]
1.8×10^{-5}	3.3×10^{-6}	2.8×10^{-4}



(c) 申請表評価結果(状態 A+d)

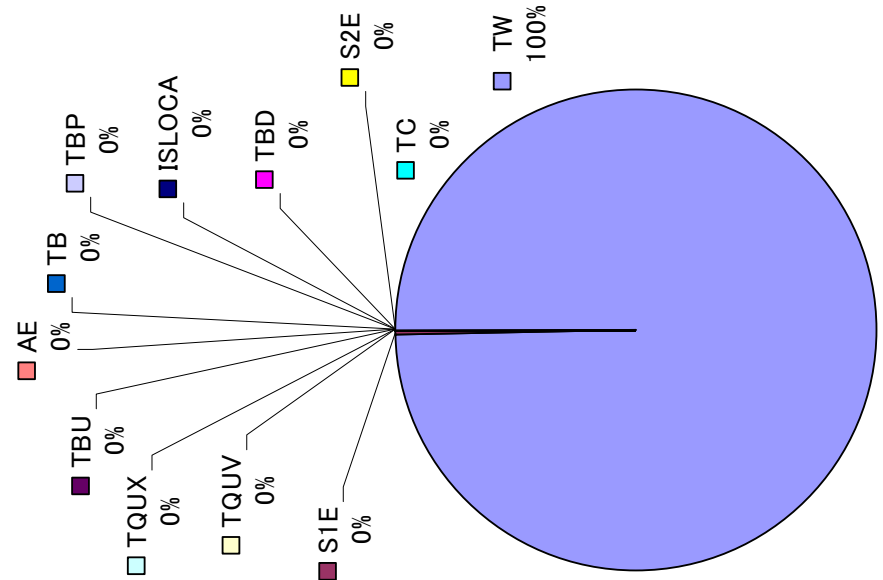


(b) 感度解析結果(状態 A)において L8 誤信号バイパス+通常停止における 給復水系考慮

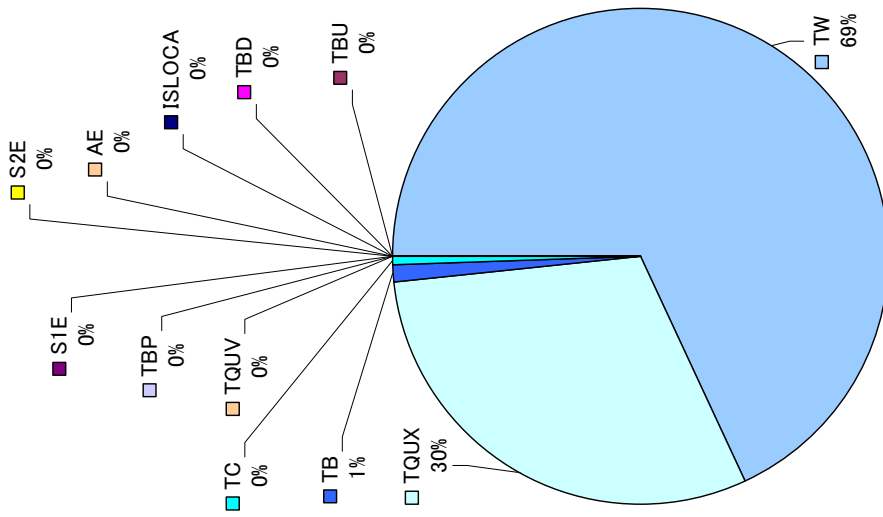


(a) 感度解析結果(状態 A)

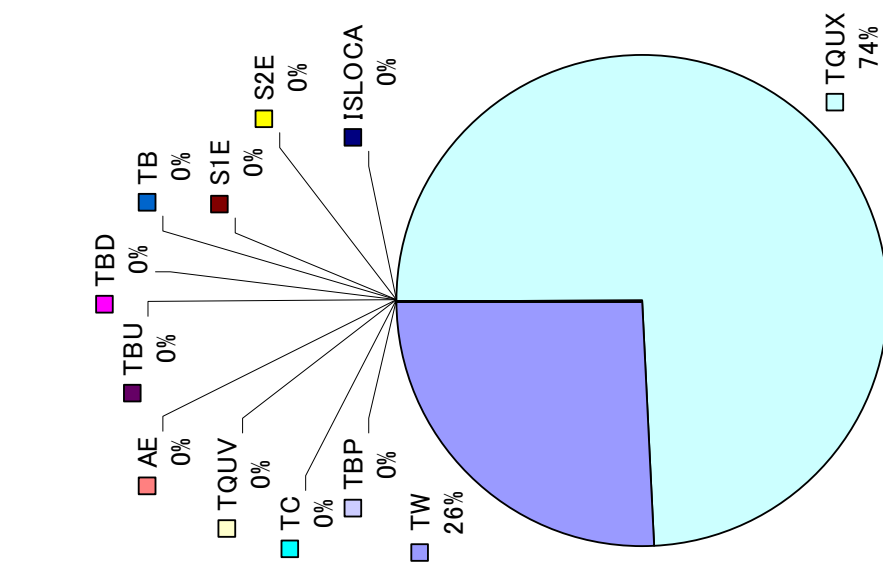
図1 起因事象別の炉心損傷頻度の比較



(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) 申請表評価結果 (状態 A+α)

図 2 事故シナリオ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

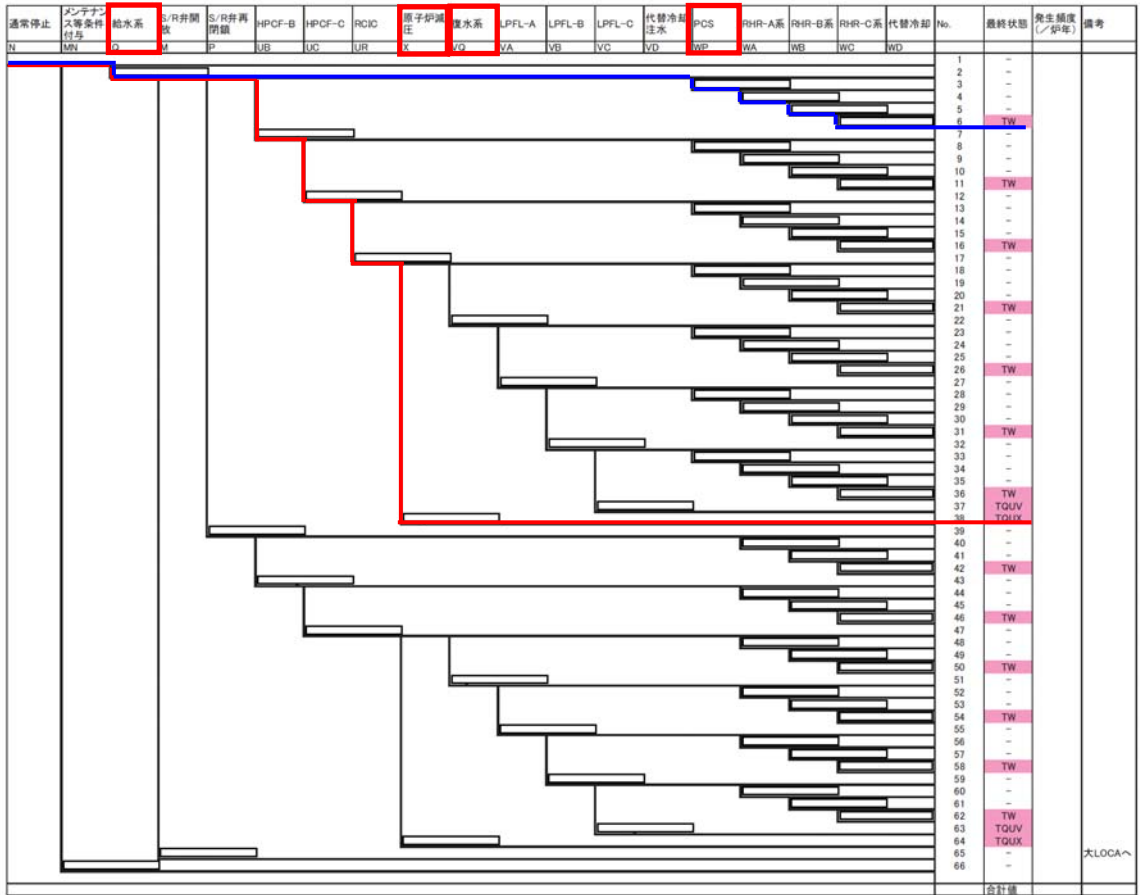


図3 支配的な事故シーケンス

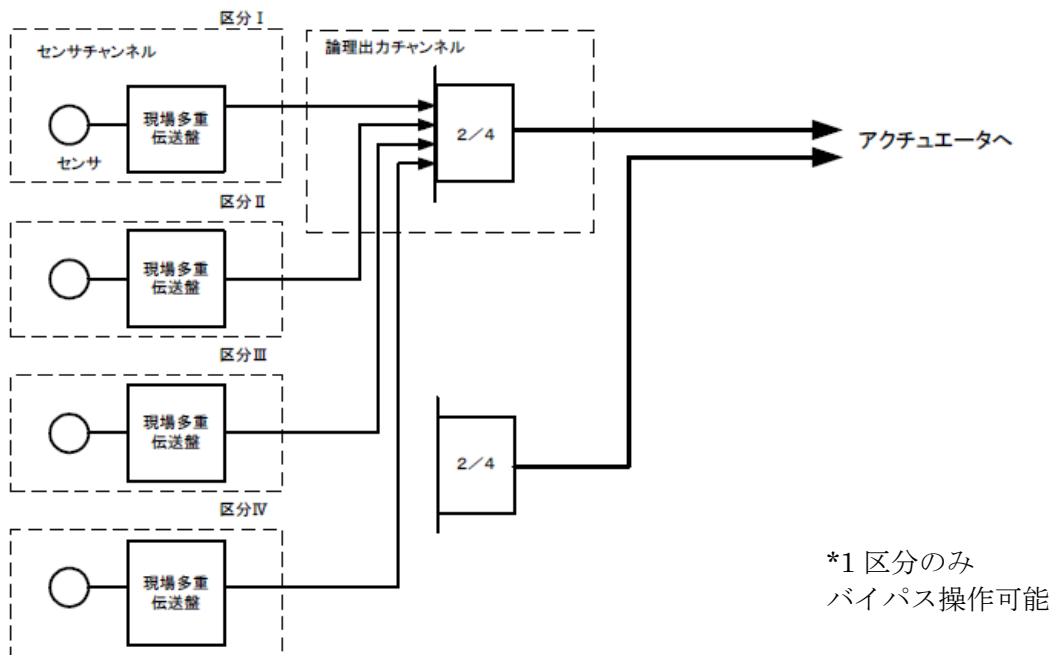


図4 ABWRのL8論理回路の構成