

島根原子力発電所2号炉  
確率論的リスク評価（PRA）について

補足説明資料

## 補足説明資料 目 次

### 1. レベル1 P R A

#### 1.1 内部事象 P R A

##### 1.1.1 運転時 P R A

- 補足説明資料1.1.1.a-1 サプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持
- 補足説明資料1.1.1.b-1 起回事象から除外している事象の考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-2 運転時 P R Aにおいて通常停止を起回事象として取扱う考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-3 「起動操作」を起回事象に含めないことの考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-4 主蒸気隔離弁の部分閉鎖を隔離事象に分類する考え方について
- 補足説明資料1.1.1.b-5 起回事象の発生頻度における E F の設定の妥当性について
- 補足説明資料1.1.1.b-6 起回事象発生頻度の評価における考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-7 起回事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について
- 補足説明資料1.1.1.b-8 起回事象「外部電源喪失」の発生頻度の算出に用いる運転実績
- 補足説明資料1.1.1.b-9 起回事象 L O C A の発生頻度算定の考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-10 具体的破断箇所を想定した場合の L O C A 後の炉心損傷頻度
- 補足説明資料1.1.1.b-11 インターフェイスシステム L O C A の発生箇所の考え方
- 補足説明資料1.1.1.b-12 インターフェイスシステム L O C A の評価に関する海外（米国）との違い
- 補足説明資料1.1.1.c-1 P R A 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
- 補足説明資料1.1.1.c-2 成功基準設定の考え方
- 補足説明資料1.1.1.c-3 事象進展解析結果を踏まえた成功基準の設定例
- 補足説明資料1.1.1.d-1 島根原子力発電所 2 号炉 内部事象運転時レベル1 P R A イベントツリー集
- 補足説明資料1.1.1.d-2 逃がし安全弁の開固着を想定する考え方
- 補足説明資料1.1.1.d-3 全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転が可能であることの妥当性及び実力評価について
- 補足説明資料1.1.1.d-4 常用系と非常用系で共用しているサポート系に

- において常用系機能喪失と常用系隔離失敗（隔離  
 弁故障等）が重畳する場合の取り扱い
- 補足説明資料1.1.1.d-5 事故シーケンスの最終状態の分類の考え方
- 補足説明資料1.1.1.e-1 サポート系が一部故障している場合の評価
- 補足説明資料1.1.1.e-2 スクラム系（機械系）における原子炉停止失敗  
 の定義
- 補足説明資料1.1.1.e-3 フォールトツリーの作成における仮定について
- 補足説明資料1.1.1.e-4 保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機  
 除外を評価上除外するモデル化方法について
- 補足説明資料1.1.1.f-1 非常用ディーゼル発電機の故障率について
- 補足説明資料1.1.1.f-2 故障率データが整備されていない機器の故障率  
 の扱い
- 補足説明資料1.1.1.f-3 中性子束検出器のモデル化について
- 補足説明資料1.1.1.f-4 保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比  
 較
- 補足説明資料1.1.1.f-5 共通原因故障パラメータを適用している系統
- 補足説明資料1.1.1.f-6 共通原因故障に関するMGLパラメータ適用の  
 考え方
- 補足説明資料1.1.1.g-1 人間信頼性解析ツリーによる人的過誤の分析例
- 補足説明資料1.1.1.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
- 補足説明資料1.1.1.g-3 計器の較正ミスの取り扱いについて
- 補足説明資料1.1.1.g-4 余裕時間及びストレスファクタの適用の考え方  
 とその影響
- 補足説明資料1.1.1.h-1 炉心損傷頻度の計算に用いた計算コードの特徴  
 （検証結果）
- 補足説明資料1.1.1.h-2 主要な事故シーケンスのイベントツリー上への  
 表示
- 補足説明資料1.1.1.h-3 不確実さ解析における計算回数と収束性の確認
- 補足説明資料1.1.1.h-4 不確実さ評価において、各入力変数のサンプリ  
 ングから炉心損傷頻度の確率分布を生成するプ  
 ロセス
- 補足説明資料1.1.1.h-5 ベイズ統計の計算過程について
- 補足説明資料1.1.1.h-6 重大事故等対処設備に期待した場合のPRA

## 1.1.2 停止時PRA

- 補足説明資料1.1.2.a-1 評価した工程の代表性及び成功基準の選定の考  
 え方、燃料取出しの考え方について
- 補足説明資料1.1.2.a-2 プラント状態の分類の考え方について

- 補足説明資料1.1.2.b-1 反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について
- 補足説明資料1.1.2.b-2 残留熱除去系運転中のLOCAについて
- 補足説明資料1.1.2.b-3 起因事象発生頻度の評価における考え方
- 補足説明資料1.1.2.b-4 冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について
- 補足説明資料1.1.2.c-1 燃料損傷条件について
- 補足説明資料1.1.2.c-2 燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について
- 補足説明資料1.1.2.c-3 冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について
- 補足説明資料1.1.2.c-4 緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について
- 補足説明資料1.1.2.d-1 島根原子力発電所2号炉 内部事象停止時レベル1PRAイベントツリー集
- 補足説明資料1.1.2.e-1 停止時レベル1PRA及び運転時レベル1PRAにおける余裕時間を考慮した診断操作失敗確率の設定について
- 補足説明資料1.1.2.e-2 システム信頼性評価の結果について
- 補足説明資料1.1.2.g-1 起因事象発生前の操作に係る人的過誤の選定の考え方について
- 補足説明資料1.1.2.g-2 停止時レベル1PRAと運転時レベル1PRAとのストレスファクタ設定の考え方について

## 1.2 外部事象PRA

### 1.2.1 地震PRA

- 補足説明資料1.2.1.a-1 地震PRAプラントウォークダウンのチェックシートの項目について
- 補足説明資料1.2.1.a-2 起因事象の網羅性及びスクリーニングの考え方について
- 補足説明資料1.2.1.d-1 Excessive LOCAのモデル化について
- 補足説明資料1.2.1.d-2 階層イベントツリーのヘディングの順序について
- 補足説明資料1.2.1.d-3 イベントツリーにおける福島第一原子力発電所事故の知見について
- 補足説明資料1.2.1.d-4 原子炉停止機能喪失事象のモデル化について
- 補足説明資料1.2.1.d-5 地震PRAにおけるフラジリティ評価の見直しについて



## 1.2.2 津波 P R A

- 補足説明資料1.2.2.a-1 津波による敷地内浸水解析について
- 補足説明資料1.2.2.a-2 津波 P R Aにおける漂流物の取り扱いについて
- 補足説明資料1.2.2.a-3 防波壁，屋外排水路逆止弁及び1号放水連絡通路防波扉の耐力について
- 補足説明資料1.2.2.a-4 引き波時を含む取水の継続性及び事故シナリオの分析で引き波を除外する考え方について
- 補足説明資料1.2.2.a-5 津波襲来時の原子炉停止の手順について
- 補足説明資料1.2.2.b-1 基準津波の年超過確率の参照について
- 補足説明資料1.2.2.d-1 津波時の水密扉の期待有無について
- 補足説明資料1.2.2.d-2 E L 20mを超過する津波に対する影響評価について

## 2. レベル1.5 P R A

### 2.1 内部事象 P R A

#### 2.1.1 運転時 P R A

- 補足説明資料2.1.1.a-1 内部事象運転時レベル1.5 P R Aのシーケンス選定における福島第一原子力発電所事故の知見の考慮
- 補足説明資料2.1.1.d-1 島根原子力発電所2号炉 内部事象運転時レベル1.5 P R Aイベントツリー集
- 補足説明資料2.1.1.e-1 原子炉圧力容器破損等のM A A P上の判定条件
- 補足説明資料2.1.1.f-1 内部事象運転時レベル1.5 P R Aにおける物理化学現象の考慮
  - 補足1 格納容器雰囲気直接加熱発生時の原子炉格納容器への温度負荷
  - 補足2 炉外 F C Iによる格納容器破損確率評価における圧力容器ペデスタルフラジリティの評価方法
- 補足説明資料2.1.1.f-2 炉心注水による原子炉圧力容器破損回避の不確かさ
- 補足説明資料2.1.1.f-3 格納容器隔離失敗の分岐確率の妥当性と隔離失敗事象への対応

サブプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持

サブプレッション・プール水温度が上昇した場合の高圧炉心スプレイ系の機能維持について、本評価における扱いについて以下に示す。

## 1. 事故シーケンスグループにおけるTBWシーケンスの整理

TBWシーケンス（外部電源喪失発生時の崩壊熱除去機能喪失）は、高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機による給電により、高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水には成功するが、原子炉格納容器除熱に失敗するシーケンスであり、事故シーケンスグループとしては、崩壊熱除去機能喪失（TW）に整理している。

## 2. TBWシーケンスにおける高圧炉心スプレイ系の機能維持

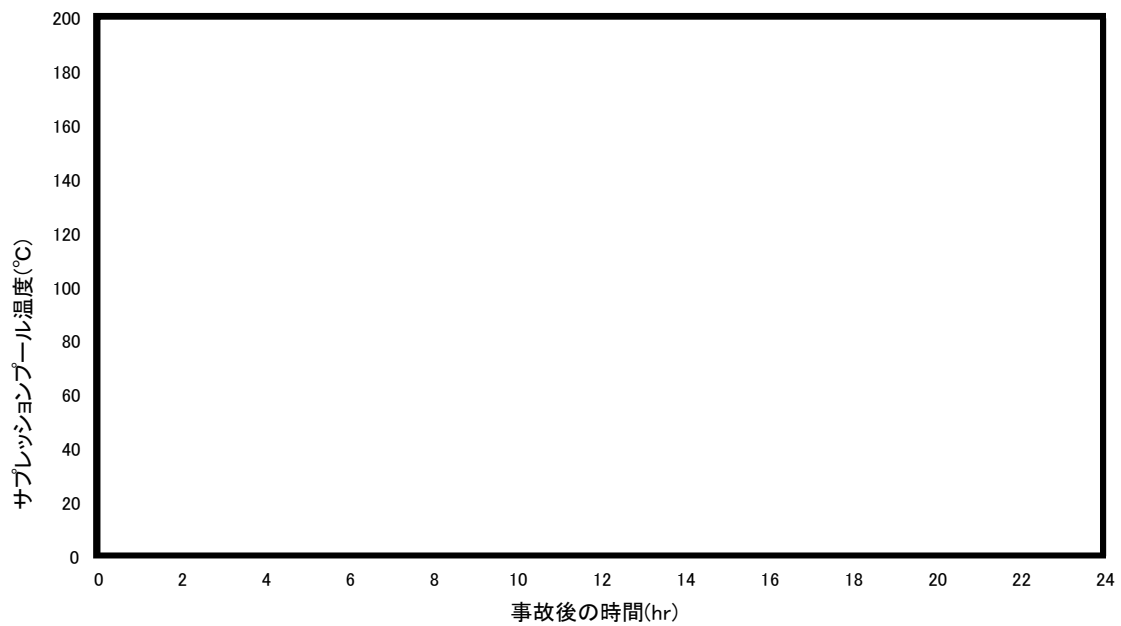
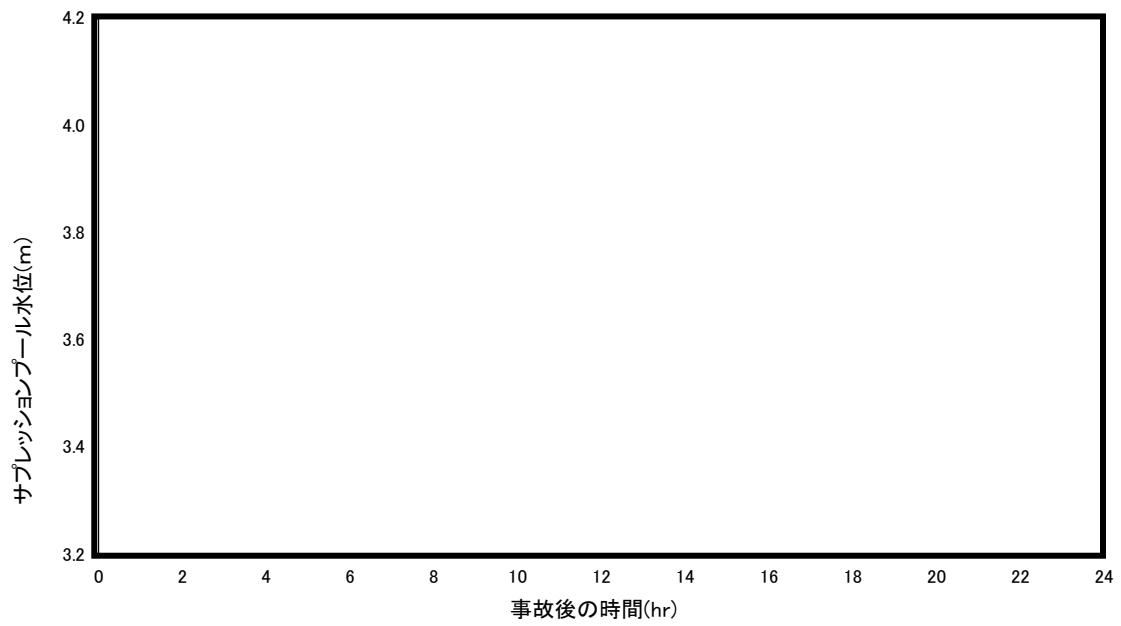
TBWシーケンスにおけるサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度を第1図に示す。TBWシーケンスにおいては、事象発生後約  時間後にサブプレッション・プール水位高の信号により、水源が復水貯蔵タンクからサブプレッション・プールに切り替わる。サブプレッション・プールを水源として高圧炉心スプレイ系による注水を継続する場合、サブプレッション・プール水温度の上昇によって、高圧炉心スプレイ系が機能喪失に至る可能性がある。

しかしながら、サブプレッション・プール水温度の上昇により高圧炉心スプレイ系が機能喪失に至る前に、水源を再度復水貯蔵タンクに切り替えた場合、高圧炉心スプレイ系が機能喪失することはない。水源を再度復水貯蔵タンクに切り替えることにより、高圧炉心スプレイ系は原子炉格納容器が崩壊熱除去機能喪失による過圧破損に至るまで、高圧炉心スプレイ系の機能は維持される。よって、TBWシーケンスは崩壊熱除去機能喪失（TW）に整理される。

## 3. 事故シーケンスグループの整理を変更した場合の感度解析

TBWシーケンス（炉心損傷頻度： $4.4 \times 10^{-7}$  / 炉年）の事故シーケンスグループをTBに整理した結果を第1表及び第2図に示す。

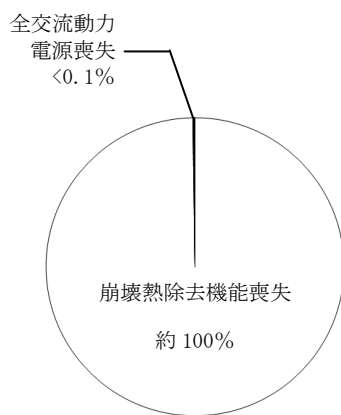
感度解析の結果、TBによる炉心損傷頻度は2桁程度増加し、外部電源喪失起因で高圧炉心スプレイ系継続注水失敗にて炉心損傷に至る事故シーケンスがTBとして主に寄与するが、抽出される事故シーケンスグループは変わらない。



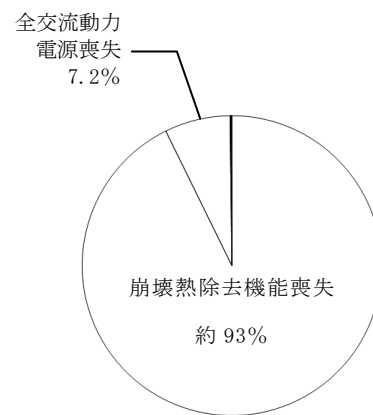
第1図 TBWシーケンスにおけるサブプレッション・プール水位  
及びサブプレッション・プール水温度

第1表 TBWシーケンスをTBに変更した場合の炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度 (／炉年)	
	TBWをTWに 含めた場合	TBWをTBに 含めた場合
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06 (約100%)	5.8E-06 (93%)
全交流動力電源喪失	2.7E-09 (<0.1%)	4.5E-07 (7.2%)



TBWをTWに含めた場合



TBWをTBに含めた場合

第2図 TBWシーケンスをTBに変更した場合の  
事故シーケンスグループ別の炉心損傷割合

## 起因事象から除外している事象の考え方

### 1. はじめに

今回のPRA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燃料プールの燃料に影響を与えると考えられる以下の事象について、その除外理由を補足する。

- ・原子炉冷却材流量の部分喪失（原子炉再循環ポンプ1台トリップ）
- ・燃料プールでの放射性物質の放出
- ・燃料集合体の落下
- ・制御棒落下
- ・放射性気体廃棄物処理施設の破損
- ・計装用空気系故障
- ・主蒸気管破断
- ・原子炉圧力容器破損

### 2. 起因事象から除外している事象の考え方

#### (1) 原子炉冷却材流量の部分喪失（原子炉再循環ポンプ1台トリップ）

原子炉冷却材流量の部分喪失は、原子炉スクラムに至らず、炉心損傷防止の観点から影響が限定されることから、本事象は起因事象から除外している。ただし、原子炉を手動停止した場合は、手動停止の起因事象として分類する。

#### (2) 燃料プールでの放射性物質の放出

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燃料プール内の燃料の崩壊熱が低く、燃料プールに十分な量の冷却材が保有されているため、対応の余裕時間が十分にあること等の理由から、本事象は起因事象から除外している。

なお、燃料プール内の燃料損傷のリスクについては、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、停止時レベル1PRAを実施している。

また、燃料プールでの燃料損傷に至るシーケンスについては、停止時PRA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。

#### (3) 燃料集合体の落下

燃料集合体の落下については、運転中では燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが、落下した場合でもプラント運転には影響がない。ま

た、燃料取替機の燃料把握機は二重のワイヤや燃料集合体を確実につかんでいない場合には吊上げができない等のインターロックを設け、圧縮空気が喪失した場合にも、燃料集合体が外れない設計としている等、燃料集合体の落下事象が発生する可能性は小さいと考えられる。また、原子炉設置許可申請書の安全評価の中で、燃料取替作業に際し炉心上部で取扱中の燃料集合体が落下し燃料集合体が破損する事象を想定しており、その評価結果によると周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。これらを考慮し、本事象は起因事象から除外している。

(4) 制御棒落下

出力運転時の制御棒落下事象については、制御棒と駆動軸との接続部は、十分に信頼性の高い構造となっており、必要な場合以外に分離することがない構造となっていることから、発生の可能性は非常に小さいと考えられる。また、原子炉設置許可申請書の安全評価の中で、制御棒1本が制御棒駆動機構から分離して炉心から落下する事故が想定しており、その評価結果によると周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。これらを考慮し、本事象は起因事象から除外している。

(5) 放射性気体廃棄物処理施設の破損

配管破断により主復水器から気体廃棄物処理系に流入する放射性物質が漏えいする事象であるが、破断箇所を隔離する弁が多重に設置されており、事象を収束できかつ外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないため、炉心損傷防止の観点ではその影響が限定されることから、本事象は起因事象から除外している。

(6) 計装用空気系故障

計装用圧縮空気系故障は、国内プラントでは発生していないが、同事象が発生し系統の機能に重大な影響が生じた際は、プラントを手動停止することが考えられるが、手動停止の起因事象として取り扱うこととなるため、本事象は起因事象から除外している。

(7) 主蒸気管破断

a. 主蒸気管破断の発生頻度

主蒸気管を隔離するような破断の事例はないため、LOCAの発生頻度をもとに評価した。LOCAの発生頻度を評価しているNUREG-1829では、口径の大きさに応じて発生頻度を評価しており、島根原子力発電所2号炉の主蒸気管(600A)の発生頻度は $1.0 \times 10^{-5}$ /炉年以下になると推定される。そこで、今回のPRAでは主蒸気管4本の破断発生頻度を $1.0 \times 10^{-5}$ /炉年とした。

b. 主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率

主蒸気隔離弁による隔離弁閉に失敗する確率について以下に示す。

(a) 主蒸気隔離弁の隔離信号故障確率

主蒸気管には主蒸気管周囲温度高、主蒸気管流量大等による自動隔離

機能及び運転員による手動隔離操作に期待できる。今回のPRAでは保守的に運転員による手動隔離操作には期待せず、自動隔離機能のみを考慮する。主蒸気隔離弁の隔離信号故障率は、検出器から最終リレーまでに含まれる機器の故障率が国内故障率データにおいて  $1.0 \times 10^{-10}$  から  $1.0 \times 10^{-7}$  未満の範囲のため1チャンネルの故障率を  $1.0 \times 10^{-7}$  /時間とする。試験間隔を1年間、隔離信号が1 out of 2 twiceであることを考慮すると、隔離信号故障確率は  $5.0 \times 10^{-7}$  /要求時となる。

$$\begin{aligned}
 & \text{1チャンネルの信号故障確率} \\
 & = \text{1チャンネルの故障率} \times \text{1年間} / 2 \\
 & = 5.0 \times 10^{-4} / \text{要求時 (切上げ)} \\
 & \text{隔離信号故障確率 (1 out of 2 twice)} \\
 & = (\text{1チャンネルの信号故障確率} \times \text{1チャンネルの信号故障確率}) \times 2 \\
 & = 5.0 \times 10^{-7} / \text{要求時}
 \end{aligned}$$

(b) 主蒸気隔離弁の機械故障確率

主蒸気隔離弁の機械故障確率には、国内故障率データより空気作動弁の作動失敗の故障率  $1.1 \times 10^{-7}$  /時間を用いる。主蒸気隔離弁は定期試験を1週間ごとに行っているため、1弁あたりの故障確率は、 $9.2 \times 10^{-6}$  /要求時となる。主蒸気隔離弁は、原子炉格納容器の内側と外側に1弁ずつあるため、弁の共通原因故障 ( $\beta = 0.13$ ) を考慮すると、2弁あたりの機械故障確率は、 $1.2 \times 10^{-6}$  /要求時となる。

$$\begin{aligned}
 & \text{主蒸気隔離弁 1 弁機械故障確率} \\
 & = \text{空気作動弁の故障率} \times \text{1週間} / 2 \\
 & = 9.2 \times 10^{-6} / \text{要求時} / \text{弁} \\
 & \text{主蒸気隔離弁 2 弁機械故障確率} \\
 & = \text{1 弁故障確率} \times \text{1 弁故障確率} + \text{1 弁故障確率} \times \beta \text{ 値} \\
 & = 1.2 \times 10^{-6} / \text{要求時} / 2 \text{ 弁}
 \end{aligned}$$

(c) 主蒸気管の隔離弁閉失敗確率

主蒸気管の隔離弁閉失敗確率は、主蒸気管が4本あるため4本すべての隔離弁閉に成功する必要があると想定し、隔離信号故障と主蒸気隔離弁の機械故障の和をとると、内側主蒸気隔離弁のみに期待する場合の主蒸気管隔離弁閉失敗確率は  $3.7 \times 10^{-5}$  /要求時、外側主蒸気隔離弁にも期待する場合の主蒸気管隔離弁閉失敗確率は  $5.3 \times 10^{-6}$  /要求時となる。

$$\begin{aligned}
 & \text{内側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率} \\
 & = \text{主蒸気隔離弁 1 弁機械故障確率} \times \text{4 本} + \text{隔離信号故障確率} \\
 & = 3.7 \times 10^{-5} / \text{要求時} \\
 & \text{内側及び外側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率} \\
 & = \text{主蒸気隔離弁 2 弁機械故障確率} \times \text{4 本} + \text{隔離信号故障確率} \\
 & = 5.3 \times 10^{-6} / \text{要求時}
 \end{aligned}$$

(d) 主蒸気管破断時の隔離弁閉失敗確率

主蒸気管破断時の隔離弁閉失敗確率は、主蒸気管破断の確率及び主蒸気管の隔離弁閉失敗確率より、内側主蒸気隔離弁のみに期待する場合の主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率は  $3.7 \times 10^{-10}$  / 要求時、外側主蒸気隔離弁にも期待した場合の主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率は  $5.3 \times 10^{-11}$  / 炉年となる。

内側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率  
= 主蒸気管破断確率 × 内側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率  
=  $3.7 \times 10^{-10}$  / 炉年

内側及び外側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率  
= 主蒸気管破断確率 × 内側及び外側主蒸気隔離弁による隔離弁閉失敗確率  
=  $5.3 \times 10^{-11}$  / 炉年

c. 主蒸気管破断が発生したときの起因事象の分類

主蒸気管破断の発生箇所の概要図を第 1 図に示す。主蒸気管破断がいずれの箇所で発生したときの起因事象も、今回の P R A からは除外又は他の起因事象に包絡している。各破断箇所による起因事象の除外又は他の起因事象への包絡の理由について以下に示す。

(a) 隔離に成功した場合

第 1 図の①、②、③の箇所で主蒸気管破断が発生し内側又は外側主蒸気隔離弁による隔離に成功した場合は、隔離事象と同様のシーケンスになる。主蒸気破断の発生後に隔離に成功する確率は約  $1.0 \times 10^{-5}$  / 炉年となり、隔離事象の発生頻度  $2.7 \times 10^{-2}$  / 炉年に比べて十分に低いため、隔離事象の起因事象に包絡される。第 1 図の④の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、主蒸気隔離弁による隔離に期待できず下記 (b) ④の状態となる。

(b) 隔離に失敗した場合

① 外側主蒸気隔離弁からタービン側の区間

第 1 図の①の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、格納容器バイパスが発生する。隔離失敗確率は内側及び外側の主蒸気隔離弁に期待でき、内側及び外側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率より、 $5.3 \times 10^{-11}$  / 要求時となる。隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は十分に低いため、本事象は起因事象から除外している。

② P C V から外側主蒸気隔離弁までの区間

第 1 図の②の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、格納容器バイパスが発生する。しかし、格納容器貫通部に主蒸気隔離弁が直接接続されており、主蒸気管破断の発生頻度は  $1.0 \times 10^{-5}$  よりも更に低いと考えられる。仮に主蒸気管破断頻度を  $1.0 \times 10^{-5}$  とした場合、内側主蒸気隔離弁にしか期待できず、主蒸気管破断による格納容器バイパス



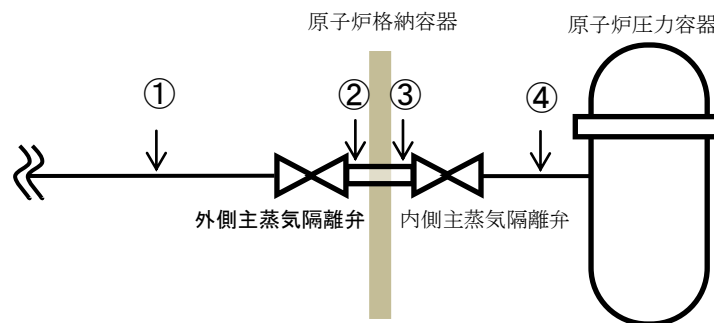
の発生頻度は、内側主蒸気隔離弁による主蒸気管破断時隔離弁閉失敗確率より、 $3.7 \times 10^{-10}$  / 炉年となる。この仮定においても隔離失敗による格納容器バイパスの発生頻度は十分に低いため、本事象は起因事象から除外している。

③ 内側主蒸気隔離弁から原子炉格納容器までの区間

第1図の③の箇所で主蒸気管破断が発生し、内側主蒸気隔離弁の隔離に失敗した場合は下記④と同様になる。

④ R P Vから内側主蒸気隔離弁までの区間

第1図の④の箇所で主蒸気管破断が発生した場合は、原子炉格納容器内での破断となり、起因事象としては大破断L O C Aに分類される。シーケンスも大破断L O C Aと同様になる。大破断L O C Aは、N U R E G - 1829では、破断口径が125Aより大きな破断を想定しており、島根原子力発電所2号炉の主蒸気管(600A)も大破断L O C Aの発生頻度に包絡されている。そのため、今回のP R Aでは大破断L O C Aの起因事象に含めて評価を行う。



第1図 主蒸気管配管破断の位置

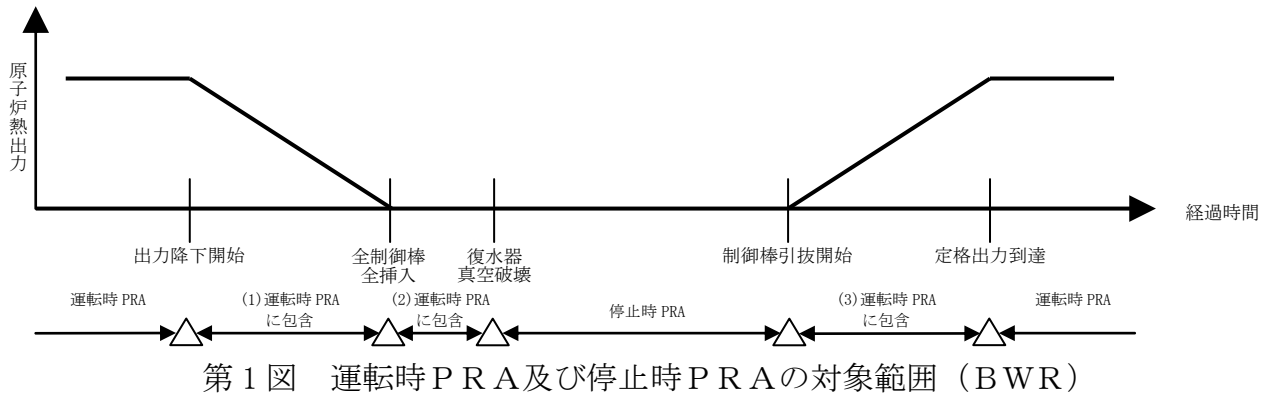
(8) 原子炉圧力容器破損

原子炉圧力容器破損については、原子炉圧力容器は、過渡・事故を想定した保守的な設計を行っていること、使用前検査で有意な欠陥のないこと及び耐圧試験で十分な耐性を有していることを確認していること、供用期間中検査により有意な欠陥やき裂のないことを定期的を確認していること等から、決定論的に既に十分な対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。また、原子炉圧力容器破損の頻度はW A S H - 1400 や確率論的破壊力学 (P F M) により試算されており、それぞれ  $1.0 \times 10^{-7}$  / 炉年、 $1.0 \times 10^{-8}$  / 炉年となっており、原子炉格納容器からの放射性物質の放出という観点からは、無視しうると判断されるため、本事象は起因事象から除外している。

## 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PRAの対象範囲

運転時PRAの対象範囲は、「レベル1PSA学会標準」において、BWRでは第1図に示すとおり、「制御棒引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。



第1図において、(1)出力降下開始～全制御棒全挿入、(2)全制御棒全挿入～復水器真空破壊、(3)制御棒引抜開始～定格出力の各期間は次の理由により、運転時PRAに含めて評価するのが適当であると判断している。

#### (1) 出力降下開始～全制御棒全挿入

緩和設備は給水系を除いて定格出力運転時とほぼ同等の構成となること及び定格出力運転中の期間と比べ当該期間は極めて短いことを考慮すると、PRAの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考えられる。また、原子炉圧力／出力が低下した状態では、プラント運用のため以下の原子炉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うえで、以下のインターロックによる原子炉スクラムの必要がない状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の観点から有意なものではない。

- ・原子炉圧力の低下に伴う「主蒸気隔離弁閉」による原子炉スクラム
- ・原子炉熱出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「蒸気加減弁急速閉」による原子炉スクラム

#### (2) 全制御棒全挿入～復水器真空破壊

緩和設備は給水系を除いて定格出力運転時とほぼ同等の構成であること及び当該期間は定格出力運転期間と比べ、極めて短いことを考慮すると、PRAの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考えられる。

(3) 制御棒引抜開始～定格出力

緩和設備は給水系を除いて定格出力運転時とほぼ同等の構成であること及び当該期間は定格出力運転期間と比べ、極めて短いことを考慮すると、P R Aの観点から定格出力運転時と同等に扱うことは適当であると考ええる。

2. 通常停止を起回事象として取り扱う考え方

島根原子力発電所2号炉のレベル1 P R Aにおいては、定期事業者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について、通常停止として、起回事象の一つとして取り扱っている。

通常停止は、それ自体が炉心損傷に至る可能性は十分低いと考えられるが、年に1回程度の頻度で行うプラント状態の変更を伴う事象であり、その際、崩壊熱除去機能等の緩和機能が喪失した場合の炉心損傷頻度は、過渡事象等が発生する場合の炉心損傷頻度と比較して、ある程度の寄与となる可能性がある。

このため、従来から定期安全レビュー（P S R）等の機会に実施しているレベル1 P R Aと同様に、通常停止を起回事象の一つとして考慮している。

なお、通常起動については、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く、定期事業者検査後のため緩和機能の信頼性も高いと考えられることから、従来から起回事象として取り扱っていない。

「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1 P R A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「手動停止(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。
- ・ 原子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、レベル1 P S A学会標準では、運転時のP R Aの対象とする期間を制御棒引抜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すべて起回事象として考慮している。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している。

主蒸気隔離弁の部分閉鎖を隔離事象に分類する考え方について

主蒸気隔離弁の閉鎖について、出典としたEPR I 報告書（NP-2230）の定義「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」を隔離事象に分類していることの根拠、「主蒸気隔離弁の部分閉鎖」が「主蒸気隔離弁の1弁閉鎖」と起因事象が異なる理由を以下に示す。

EPR I 報告書（NP-2230）では様々な過渡事象が示されており、主蒸気隔離弁の1弁閉鎖、部分閉鎖は下表のように定義されている。

第1表 EPR I 報告書（NP-2230）での定義

6. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	運転員の過誤又は機器故障により、主蒸気隔離弁の1つだけが閉鎖する過渡事象、残りの主蒸気隔離弁は開状態である。
7. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖	運転員の過誤又は機器故障により、1つないし、それ以上の主蒸気隔離弁が部分閉鎖する過渡事象である。

主蒸気隔離弁の1弁閉鎖は、EPR I 報告書（NP-2230）の定義より、1弁は閉鎖しているものの残りの弁は問題なく開いている状態であり、復水器による除熱が可能であるため非隔離事象に分類している。

一方、主蒸気隔離弁の部分閉鎖は、EPR I 報告書（NP-2230）の定義より、1弁若しくはそれ以上の弁が部分閉鎖している状態であり、閉鎖の程度によっては復水器による除熱ができなくなると想定し、保守的に隔離事象と分類している。

なお、主蒸気隔離弁の部分閉鎖の事象は国内では発生しておらず、この分類が起因事象発生頻度に与える影響はない。

## 起因事象の発生頻度におけるE Fの設定の妥当性について

### 1. E Fの設定について

E Fの設定について、レベル1 P S A学会標準では、以下のように記載されている。

**【レベル1 P S A学会標準より抜粋】**

「起因事象の発生頻度を評価し、10.3.3に示す方法や工学的判断により不確かさを設定する。」

本評価では学会標準に基づき、NUREG/CR-4550の起因事象発生頻度のE Fの設定（第1表参照）をもとに、工学的判断によりE Fを3としている。

なお、原子炉冷却材喪失（LOCA）については参照した文献値に基いた不確かさ幅から、インターフェイスシステムLOCAについてはLOCAの不確かさ幅を参考に、起因事象発生頻度のE Fを設定している。

### 2. 起因事象発生頻度のE Fに対する感度解析

起因事象発生頻度の不確かさによる全炉心損傷頻度の不確かさへの影響を確認するため、E Fを変更した場合の感度解析を以下のとおり行った。

#### (1) E Fの設定

国内BWRにおける発生経験の有無により、起因事象を以下のように分類し、感度解析ケースでは、これらに対して第2表に示すとおり起因事象発生頻度のE Fを変更した。

- ・国内BWRで発生経験がある起因事象
- ・国内BWRで発生経験がなく、発生件数を0.5件とした起因事象  
(逃がし安全弁誤開放, 原子炉補機冷却系故障, 交流電源故障, 直流電源故障, タービン・サポート系故障)

#### (2) 感度解析結果

全炉心損傷頻度における平均値、E Fのベースケースとの比較を第3表及び第1図に示す。

感度解析ケース1及び2において、起因事象のE Fを増加させた場合に、全炉心損傷頻度のE Fが増加しているが、平均値への影響は小さいことが分かる。

第1表 NUREG/CR-4550のEF

起回事象	EF
直流母線喪失による過渡事象	3
交流母線喪失による過渡事象	3
オフサイト電源喪失による過渡事象	3
電力変換系の喪失以外を起因とする過渡事象	3
電力変換系の喪失を起因とする過渡事象	3
不注意による逃がし弁の開操作	3

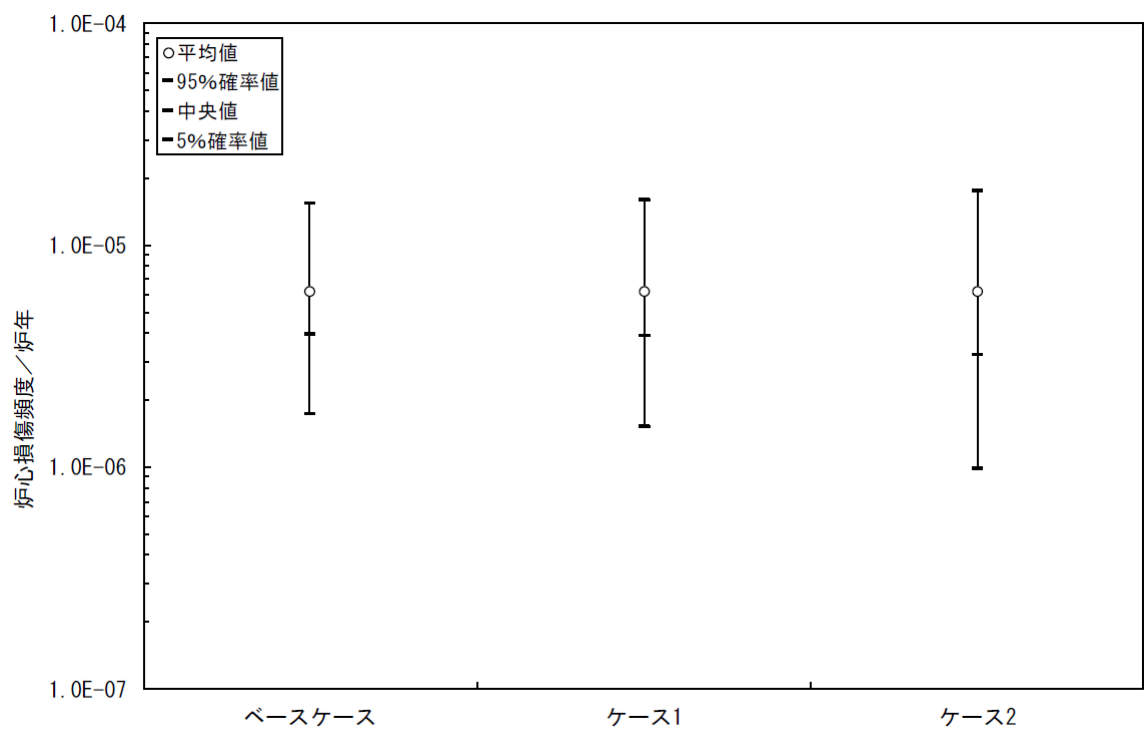
※ NUREG/CR-4550では、扱っているすべての起回事象のEFを”3”としている。

第2表 起回事象発生頻度におけるEFの設定

		ベースケース	感度解析 ケース1	感度解析 ケース2
EF	国内BWRで発生経験がある起回事象	3	3	10
	国内BWRで発生経験がない起回事象	3	10	10

第3表 全炉心損傷頻度における平均値，EFのベースケースとの比較

	ベースケース	感度解析 ケース1	感度解析 ケース2
炉心損傷頻度(平均値) (/炉年)	6.2E-06	6.2E-06	6.2E-06
EF	3.0	3.2	4.2



第1図 全炉心損傷頻度に対する不確実さの比較



### 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1 P R A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

○ 原子炉冷却材喪失（L O C A）

破断規模によりプラント応答が異なることを考慮し、大破断L O C A，中破断L O C A，小破断L O C Aの3事象に分類

これに手動停止を加え、内部事象運転時レベル1 P R A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BWR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BWR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 V誤開放を除く），手動停止

② 国内BWR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】原子炉冷却材喪失（L O C A），インターフェイスシステムL O C A

③ 国内BWR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BWR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 V誤開放，従属性を有する起因事象

起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について

起因事象発生頻度のデータベースは、メーカ及びエンジニアリング会社によって、以下の情報を対象に起因事象発生件数を調査し、その結果を事業者が確認する枠組みで定期的に更新している。

- ・原子炉施設運転管理年報
- ・原子力安全推進協会により運営されているNUC I A
- ・電気事業者によるプレスリリース

平成20年度末までの起因事象発生頻度データは上記の枠組みによるデータベースの更新が完了している。その後、当社内において、定期安全レビュー（PSR）でPRAを実施したために平成23年度末までの実績を反映したデータベースを作成している。

以上の状況を踏まえ、本評価においては、PRA評価開始時において利用可能な最新のデータとして、平成23年度末までの運転状況を反映した起因事象発生頻度のデータを使用した。

## 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

外部電源喪失の起因事象発生頻度については、原子炉冷却材喪失（LOCA）を除く他の起因事象と同様、BWRプラントにおける発生実績に基づき算出している。

外部電源喪失の発生頻度について、BWR、PWR、BWR及びPWRの各ケースで計算した結果を第1表及び第2表に示すが、ほぼ同等の値となっており、評価結果に与える影響は小さいと考えられる。

第1表 運転時レベル1 PRA 「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	BWR <sup>※1</sup>	PWR <sup>※2</sup>	BWR + PWR
発生件数 (件)	3	3	6
運転時間	792.7 炉年	621 炉年	1,413.7 炉年
発生頻度 (/炉年)	3.8E-03	4.8E-03	4.2E-03
外部電源喪失 (/炉年)	5.2E-07	—	5.7E-07
炉心損傷頻度 (/炉年)	6.2E-06	—	6.3E-06

※1 島根原子力発電所2号炉安全審査資料(データ期間:2012年3月31日まで)

※2 川内原子力発電所1,2号炉安全審査資料(データ期間:2011年3月31日まで)

第2表 停止時レベル1 PRA 「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	BWR <sup>※1</sup>		PWR <sup>※2</sup>	BWR + PWR
発生件数 (件)	4		3	7
	出力運転時 3	停止時 1		
運転時間	792.7 炉年	83,830 日	621 炉年	1,643.2 炉年
発生頻度 (/時間)	4.3E-07	5.0E-07	5.5E-07	4.9E-07
	9.3E-07			
外部電源喪失 (/定期事業者検査)	6.0E-06		—	3.2E-06
炉心損傷頻度 (/定期事業者検査)	6.0E-06		—	3.2E-06

※1 島根原子力発電所2号炉安全審査資料(データ期間:2012年3月31日まで)

※2 川内原子力発電所1,2号炉安全審査資料(データ期間:2011年3月31日まで)

## 起因事象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が異なるため、流出規模に応じて事象分類を定義する。NUREG-1150の定義と同様に漏えい、小破断LOCA、中破断LOCA、大破断LOCA及び設計基準事故（DBA）超過LOCAに事象を分類した。各事象の分類定義や等価破断径、流出流量について第1表に示す。

なお、「漏えい」については常用系のポンプによる冷却材の補給可能範囲であり、事象が発生しても重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さく、またタービン系への影響も軽微と考えられることから手動停止に含めている。

「DBA超過LOCA」はNUREG-1829をもとに検討しており、その発生頻度は $1.0 \times 10^{-8}$ /年以下となっている。DBA超過LOCAは原子炉压力容器破損が主な要因であり、原子炉压力容器破損は補足 1.1.1.b-1 に示す理由により起因事象から除外する。

第1表 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量
漏えい	常用系(制御棒駆動水圧ポンプ等)で補給可能な範囲		
小破断LOCA	原子炉隔離時冷却系で注水可能な範囲		
中破断LOCA	小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲		
大破断LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲		
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲		

## 2. 発生頻度の設定

LOCAは日米ともに発生経験がなく、かつ原子炉冷却材バウンダリの設計及び運転管理において日米で大きな差異がないため、その起因事象発生頻度の評価には、NUREG/CR-5750とNUREG-1829の文献データを用いた。調査に用いた文献の概要については以下に示す。

### (1) NUREG/CR-5750

Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants:1987-1995  
/ February 1999

- ・米国原子力発電所の起因事象発生頻度を評価したもの
- ・LOCA関係は1969年から1997年の実績で検討
- ・LOCAの発生経験はないため、配管の貫通クラックの発生経験から破断に進展する確率を乗じて評価、小破断LOCAを除き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

### (2) NUREG-1829(Draft Report for Comment)

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

- ・リスク情報活用規制の一環としての設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCA発生頻度を評価したもの
- ・専門家パネル(Expert Elicitation)により不確定性を含めた検討を実施
- ・配管からの寄与のほか、非配管からの寄与として、原子炉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、中破断LOCA部分を除きおおむね一致

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られる。なお、不確定性が比較的大きいデータであることから、基本的に有効数字1桁として扱い、第2表に示すように評価値を検討した。

- ・NUREG-1829とNUREG/CR-5750の両文献データ(超過頻度・暦年ベース)を用いる。

- ・事象の分類定義に従い、各分類境界での5%下限値と95%上限値を次のように設定する。



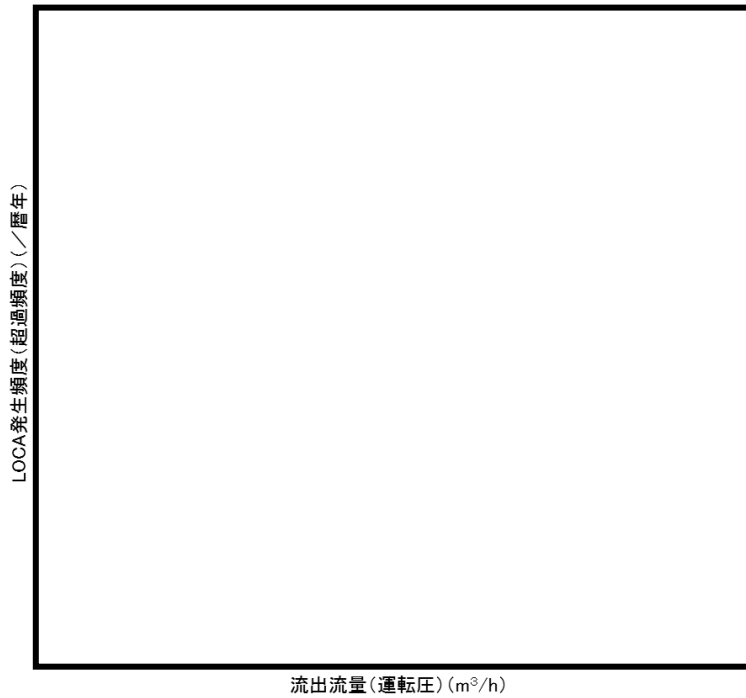
以上より、LOCA発生頻度を検討した結果を第1図にまとめる。

第2表 LOCA発生頻度の検討

(1/暦年)

状態定義	常用系での補給超過	R C I C注水能力超過	原子炉減圧状態
事象分類	小破断 LOCA	中破断 LOCA	大破断 LOCA
等価破断径			
流出流量(運転圧)			
平均値	3E-04	2E-04	2E-05
E F	10	20	20

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



事象分類 (格納容器内破断)	状態定義	等価 破断径	流出流量 (運転圧)	検 討
漏えい	常用系(CRD ポンプ等)で補 給可能な範囲			
小破断LOCA	RCICで注水 可能な範囲			
中破断LOCA	小破断LOCA と大破断LOC Aの中間範囲			
大破断LOCA	事象発生により 原子炉が減圧状 態になる範囲			
DBA超過 LOCA	設計基準事象で のLOCAを超 える範囲			

第1図 LOCA事象分類と発生頻度検討のまとめ

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



### 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PRA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、大破断LOCA、中破断LOCA、小破断LOCAそれぞれに相当する大きさの破断の発生頻度を設定している。

これに対し、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うえで、破断がECCS配管で生じた場合には当該ECCS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、今回のPRAでのLOCA後の炉心損傷頻度と本評価でのLOCA後の炉心損傷頻度は同等となった。

#### 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発生頻度は、式(1)で算出した。算出に用いた溶接線数と発生頻度の結果を第1表に示す。今回のPRAでは、破断口径25A未満を小破断LOCA、25A以上-125A未満を中破断LOCA、125A以上を大破断LOCAとしているが、本評価では、破断口径100A以上を大破断LOCA、100A未満を中破断LOCAとし、原子炉隔離時冷却系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。

着目する系統の配管破断発生頻度

$$= \frac{\text{着目する系統の溶接線数}}{\text{原子炉圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{LOCA発生頻度} \cdots \text{式(1)}$$

第1表 各系統の配管口径別の溶接線数と系統当たりのLOCA発生頻度

	溶接線数 <sup>※1</sup>		配管破断発生頻度	
	100A 以上	100A 未満	大破断 LOCA <sup>※2</sup>	中破断 LOCA <sup>※3</sup>
原子炉隔離時冷却系				
高圧炉心スプレイ系				
低圧炉心スプレイ系				
残留熱除去系 (A)				
残留熱除去系 (B)				
残留熱除去系 (C)				
その他の 原子炉圧力容器 冷却材バウンダリ				
合計				

※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 大破断LOCA発生頻度 2.0E-05/炉年

※3 中破断LOCA発生頻度 2.0E-04/炉年

## 2. LOCA発生後の炉心損傷頻度

具体的破断箇所を想定した場合のLOCA後の炉心損傷頻度は、式(2)で算出した。算出に用いた値と算出結果を第2表に示す。

なお、起因事象発生頻度を1.0とした条件付炉心損傷確率は、崩壊熱除去機能喪失が支配的なため、ECCS配管破断による注水系機能喪失の影響は小さく、すべて同等の結果となった。

LOCA後の炉心損傷頻度

$$= \sum_i (\text{系統 } i \text{ でのLOCA発生頻度})$$

$$\times (\text{系統 } i \text{ に期待できない場合の条件付炉心損傷確率}) \cdots \text{式(2)}$$

第2表 各系統でのLOCA後の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度(1/2)

	条件付炉心損傷確率					
	大破断LOCA			中破断LOCA		
原子炉隔離時冷却系	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-09		LOCA時注水機能喪失	1.9E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
高圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.5E-06		LOCA時注水機能喪失	1.7E-06	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
低圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	8.3E-09		LOCA時注水失敗	8.8E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系(A)	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.8E-09		LOCA時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系(B)	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-09		LOCA時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
残留熱除去系(C)	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-09		LOCA時注水機能喪失	2.0E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	
その他の原子炉圧力容器冷却材バウンダリ	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05	崩壊熱除去機能喪失	1.8E-05	1.8E-05
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-09		LOCA時注水機能喪失	1.9E-09	
	原子炉停止機能喪失	2.9E-09		原子炉停止機能喪失	2.9E-09	

第2表 各系統でのLOCA後の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度(2/2)

	炉心損傷頻度 (／炉年)					
	大破断LOCA			中破断LOCA		
原子炉隔離時冷却系	崩壊熱除去機能喪失	1.4E-11	1.4E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	1.3E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.2E-15				
高圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.1E-11	1.2E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	9.7E-13				
	原子炉停止機能喪失	1.9E-15				
低圧炉心スプレイ系	崩壊熱除去機能喪失	1.2E-11	1.2E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	5.4E-15				
	原子炉停止機能喪失	1.9E-15				
残留熱除去系(A)	崩壊熱除去機能喪失	1.6E-11	1.6E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	1.6E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.6E-15				
残留熱除去系(B)	崩壊熱除去機能喪失	1.5E-11	1.5E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	1.5E-15				
	原子炉停止機能喪失	2.4E-15				
残留熱除去系(C)	崩壊熱除去機能喪失	1.7E-11	1.7E-11	—	—	—
	LOCA時注水機能喪失	1.7E-15				
	原子炉停止失敗	2.8E-15				
その他の原子炉圧力容器冷却材バウンダリ	崩壊熱除去機能喪失	2.7E-10	2.7E-10	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-09	3.6E-09
	LOCA時注水機能喪失	2.6E-14		LOCA時注水機能喪失	3.9E-13	
	原子炉停止失敗	4.4E-14		原子炉停止機能喪失	5.8E-13	
合計	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-10	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-09	3.6E-09
	LOCA時注水機能喪失	1.0E-12		LOCA時注水機能喪失	3.9E-13	
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14		原子炉停止機能喪失	5.8E-13	

### 3. 評価結果

LOCA後の炉心損傷頻度について、今回のPRAの結果と本評価の結果を第3表に示す。評価結果の比較から、今回のPRAでのLOCA後の炉心損傷頻度は崩壊熱除去失敗が支配的なため、ECCS配管破断の炉心損傷頻度への影響は小さく、本評価でのLOCA後の炉心損傷頻度は同等となった。

第3表 今回のPRAの結果と本評価結果の比較

事故シーケンスグループ		大破断LOCA (/炉年)	中破断LOCA (/炉年)
ベースケースの 炉心損傷頻度	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-09
	LOCA時注水機能喪失	3.4E-14	3.9E-13
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14	5.8E-13
	合計	3.6E-10	3.6E-09
本評価	崩壊熱除去機能喪失	3.6E-10	3.6E-09
	LOCA時注水機能喪失	1.0E-12	3.9E-13
	原子炉停止機能喪失	5.8E-14	5.8E-13
	合計	3.6E-10	3.6E-09

## インターフェイスシステムLOCAの発生箇所の考え方

インターフェイスシステムLOCAは、原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスにおいて隔離機能が喪失することにより、低圧設計部に設計圧以上の圧力がかかり機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が原子炉格納容器外に流出する事象である。

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度は以下のように評価する。

原子炉から原子炉格納容器外に接続する主な系統の配管のうち、高圧バウンダリのみで構成されている系統は対象としない。また、発生頻度の観点から、3弁以上の弁で隔離されている系統は評価の対象としない。

以上より、評価対象の配管は次の4通りとなる。

- ・ 低圧注水系注入配管
- ・ 低圧炉心スプレイ系注入配管
- ・ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管
- ・ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管

評価対象配管のうち隔離弁が2弁のものについての発生頻度は、低圧配管への異常な過圧の発生頻度とこの時の配管の破損確率に加え、運転員による隔離操作を考慮する。

第1表に隔離弁に想定する故障モードをまとめて示す。弁の故障率等には、内部リークや誤開に加えて運転中に開閉試験を実施する弁については、試験時開操作、試験後の閉め忘れと閉失敗を考慮する。第2表に、評価で用いる機器の故障率と人的過誤確率を示す。機器故障率( $\lambda$ )については、国内故障率を基に作成する。人的過誤確率(H)については、NUREG/CR-5124で記載されている値を用いる。電動弁故障状態における過圧発生時の認知・隔離及び外側隔離弁内部リーク検出は保守的に考慮しない。低圧配管の過圧状態での破損確率( $P_r$ )は、NUREG/CR-5124(表E.2)の低圧配管破損確率の最大値を参考に破損確率を  とする。

### ① 低圧注水系注入配管における発生頻度

低圧注水系のA系、B系、C系の3系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第1図に示す。低圧注水系注入配管の高圧設計部分の隔離弁構成は、試験可能逆止弁(以下、逆止弁という)と電動弁で構成されている。これらの弁に対し、1ヶ月に1回試験を行う。

故障モードの組合せは、逆止弁4種と電動弁4種の組合せの以下の計10通りとなる。

- (a) 内部リークと内部リークの組合せ
- (b) 内部リークと誤開故障の組合せ
- (c) 内部リークと試験時開操作の組合せ
- (d) 内部リークと試験後の開放置の組合せ
- (e) 誤開故障と誤開故障の組合せ
- (f) 誤開故障と試験時開操作の組合せ
- (g) 誤開故障と試験後の開放置の組合せ
- (h) 試験時開操作と試験時開操作の組合せ
- (i) 試験時開操作と試験後の開放置の組合せ
- (j) 試験後の開放置と試験後の開放置の組合せ

第3表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

② 低圧炉心スプレイ系注入配管における発生頻度

低圧炉心スプレイ系の1系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第2図に示す。低圧炉心スプレイ系注入配管の高圧設計部分の隔離弁構成は、逆止弁と電動弁で構成されている。これらの弁に対し、1ヶ月に1回試験を行う。これは低圧注水系の弁構成と同様のため、本配管のインターフェイスシステムLOCAの発生頻度の評価式は、低圧注水系のものと同様となる。

③ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管における発生頻度

残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管のA系、B系の2系統を考慮する。評価対象とした配管の概略図を第3図に示す。残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管の高圧設計部分の隔離弁構成は、逆止弁と電動弁で構成されている。これらの弁は、運転中に試験を行わない。

故障モードの組合せは、試験起因の弁開事象を除いた2種（内部リーク、誤開故障）の組合せである。逆止弁の誤開故障は考慮しないことから、組合せは下記の2通りとなる。

- (a) 内部リークと内部リークの組合せ
- (b) 内部リークと誤開故障の組合せ

第4表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

④ 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管における発生頻度

A系、B系に共通の残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管1ラインを考慮する。評価対象とした配管の概略図を第4図に示す。これらの弁は、運転中に試験を行わない。残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管の高圧設計部分の隔離弁構成は、電動弁と電動弁で構成されている。

故障モードの組合せは，試験起因の弁開事象を除いた2種（内部リーク，誤開故障）の組合せであるので計3通りとなる。

- (a) 内部リークと内部リークの組合せ
- (b) 内部リークと誤開故障の組合せ
- (c) 誤開故障と誤開故障の組合せ

第5表に発生頻度の評価式をまとめて示す。

上記の評価方法によるインターフェイスシステムLOCAの発生頻度の評価結果を第6表に示す。これよりインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は約 $8.1 \times 10^{-8}$ ／炉年となる。



第1表 隔離弁に想定する故障モードのまとめ

隔離弁のタイプ	逆止弁	電動弁
想定故障モード	内部リーク 誤開故障 <sup>※1</sup> 試験時開操作 試験後の開放置	内部リーク 誤開故障 試験時開操作 試験後の開放置 <sup>※2</sup>

※1 背圧が掛かっている状態での逆止弁の誤開故障は生じ得ない。ここでは、組合せを考えるうえで用いるため、仮に記載している。

※2 電動弁の開放置は考慮しない。ここでは、組合せを考えるうえで用いるため、仮に記載している。

第2表 評価で用いる機器故障率と人的過誤確率

略号	定義	機器故障率	単位	出展

第3表 低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム  
 LOCA発生頻度の評価式(1/3)

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 (逆止弁)	原子炉格納容器 外側隔離弁 (電動弁)	各項の式

第3表 低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム  
LOCA発生頻度の評価式(2/3)

区分	原子炉格納容器 (逆止弁)	原子炉格納容器 (電動弁)	各項の式

第3表 低圧注水系注入配管のインターフェイスシステム  
 LOCA発生頻度の評価式(3/3)

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 (逆止弁)	原子炉格納容器 外側隔離弁 (電動弁)	各項の式

第4表 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管のインターフェイス  
システムLOCA発生頻度の評価式

区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 (逆止弁)	原子炉格納容器 外側隔離弁 (電動弁)	各項の式

第5表 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管のインターフェイス  
システムLOCA発生頻度の評価式

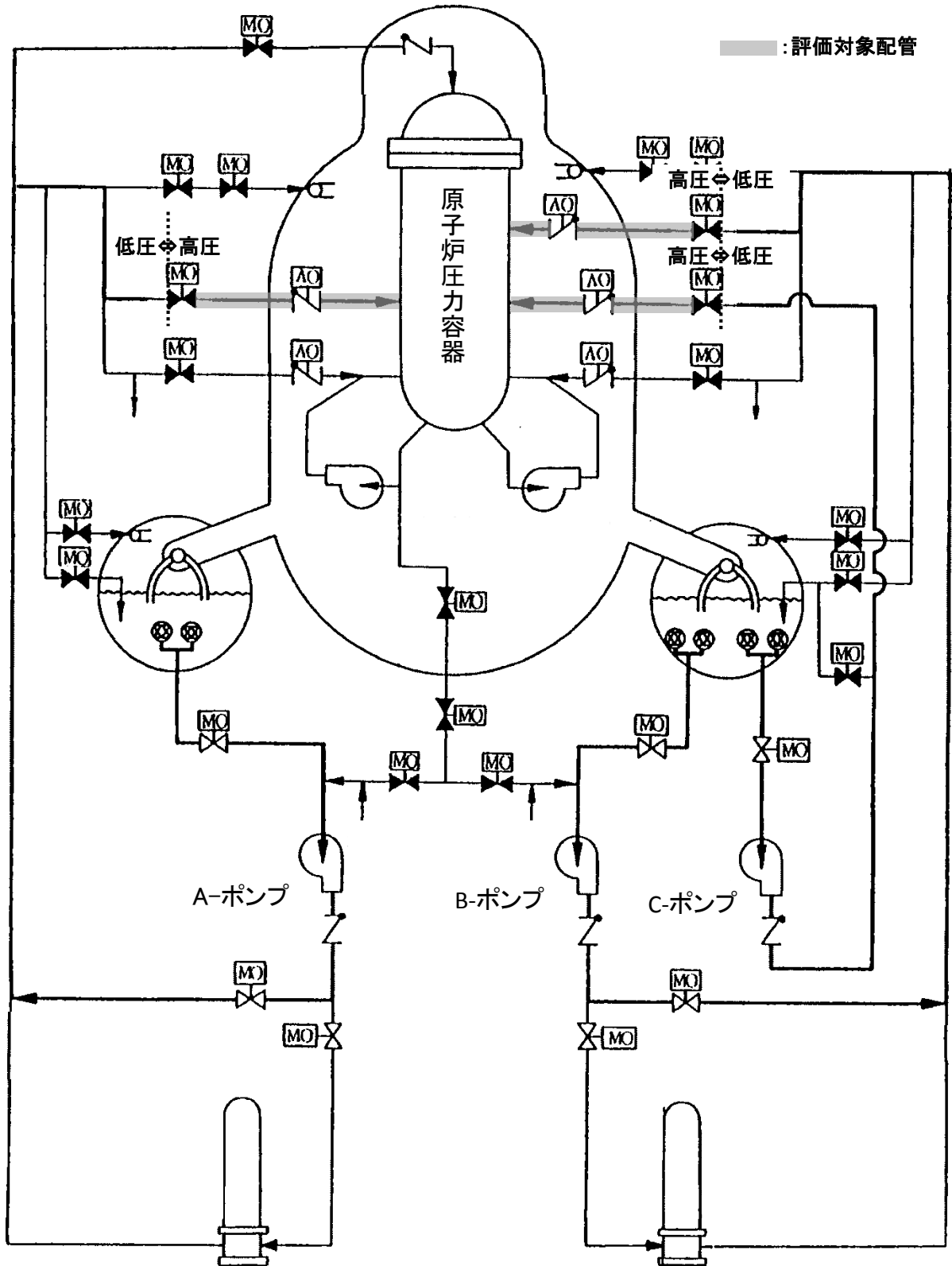
区分	原子炉格納容器 内側隔離弁 (電動弁)	原子炉格納容器 外側隔離弁 (電動弁)	各項の式

第6表 インターフェイスシステムLOCAの発生頻度の評価結果

評価対象配管	対象配管数	隔離弁構成		発生頻度 (／炉年)
		第1弁 (高压側)	第2弁 (低压側)	インターフェイス システムLOCA
低压注水系注入配管	3	逆止弁	電動弁	6.0E-08
低压炉心スプレイ系 注入配管	1	逆止弁	電動弁	2.0E-08
残留熱除去系原子炉 停止時冷却モード戻 り配管	2	逆止弁	電動弁	5.8E-10
残留熱除去系原子炉 停止時冷却モード吸 込み配管	1	電動弁	電動弁	2.1E-10
合 計	7	—	—	8.1E-08



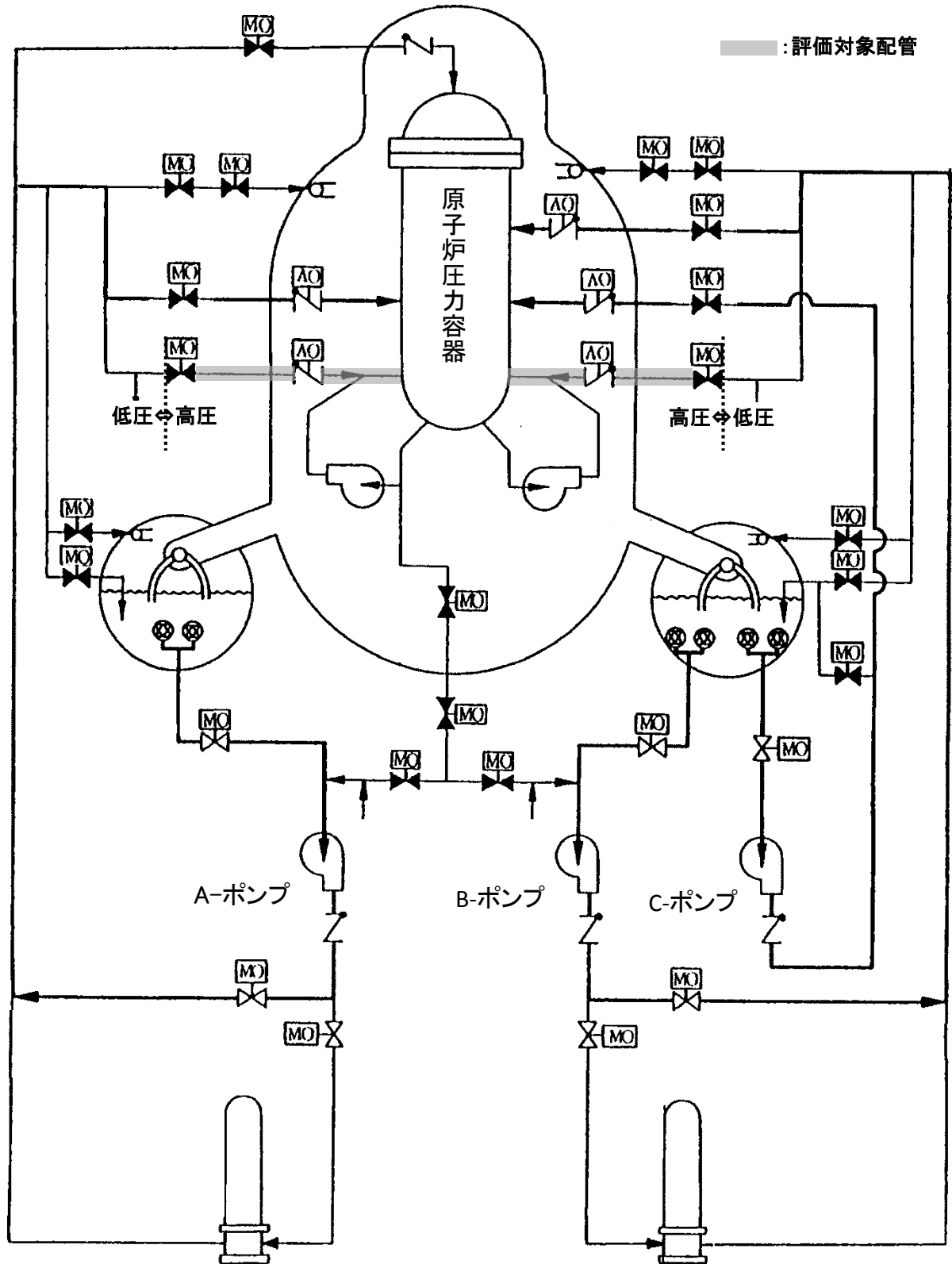
原子炉格納容器



第1図 インターフェイスシステムLOCAの評価対象配管  
(低圧注水系注入配管)

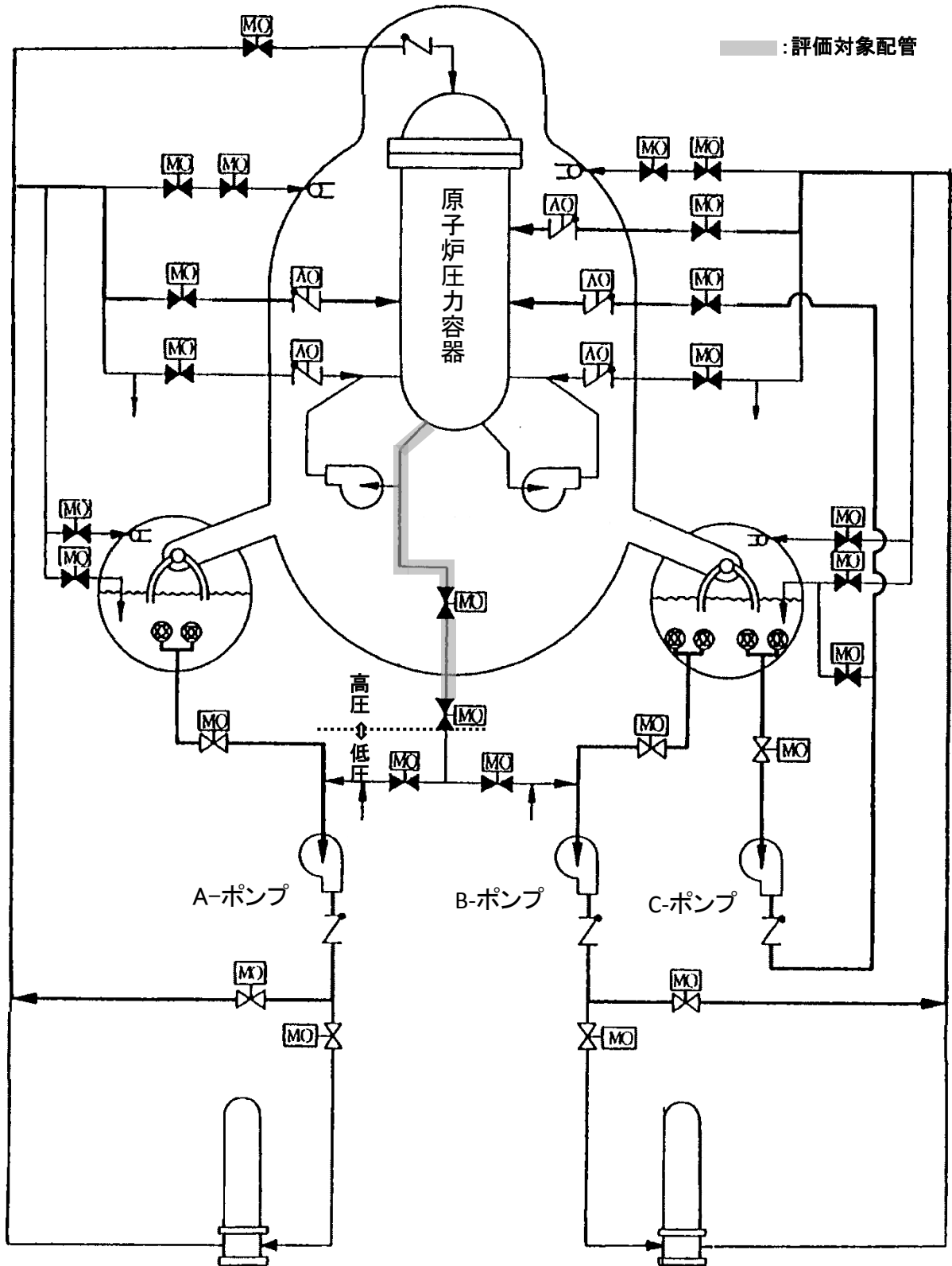


原子炉格納容器



第3図 インターフェイスシステムLOCAの評価対象配管  
(残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管)

原子炉格納容器



第4図 インターフェイスシステムLOCAの評価対象配管  
(残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管)

インターフェイスシステムLOCAの評価に関する海外（米国）との違い

今回のPRAにおけるインターフェイスシステムLOCAの評価は、NUREG/CR-5124（Interfacing Systems LOCA:Boiling Water Reactors）と同様な評価手法で実施している。NUREG/CR-5124で報告されているBWR-5のインターフェイスシステムLOCAの評価は、Nine-Mile Point-2原子力発電所に対するものである。インターフェイスシステムLOCAの評価は、低圧配管への異常な過圧の発生頻度、過圧時の低圧配管の破損確率、運転員による隔離操作失敗等を考慮して評価されている。

NUREG/CR-5124のNine-Mile Point-2の評価結果及び島根原子力発電所2号炉の評価結果を第1表に示す。第1表において、Nine-Mile Point-2において寄与割合の大きい残留熱除去系蒸気凝縮配管は、島根原子力発電所2号炉では設備として設置されていないため、評価対象外としている。原子炉隔離時冷却系は、配管が高圧配管のみで構成されるため評価対象外としている。高圧炉心スプレイ系、原子炉圧力容器頂部スプレイ及び給水系配管の注水ラインは、原子炉圧力容器から低圧配管まで3弁以上の弁で隔離されているため、評価対象外としている。

また、Nine-Mile Point-2における評価と島根原子力発電所2号炉の評価では、使用している機器故障率が異なっている。このため、島根原子力発電所2号炉の評価において、米国の機器故障率を用いて炉心損傷頻度を算出した結果を、第1表に合わせて示す。これより、機器故障率の違いが評価結果に大きく影響していることが分かる。

以上より、NUREG/CR-5124と島根原子力発電所2号炉のインターフェイスシステムLOCAの評価結果の違いは、機器故障率の違いによる影響が大きく、評価対象とした配管の違いによっても差異が生じているが、評価結果については妥当であると考えられる。

第1表 配管別の炉心損傷頻度評価結果

配管	Nine-Mile Point-2 (/炉年)	島根原子力発電所 2号炉 (国内故障率) (/炉年)	島根原子力発電所 2号炉 (米国機器故障率) (/炉年)
残留熱除去系 蒸気凝縮配管	8.8E-06	_※1	_※1
原子炉隔離時 冷却系	-	_※2	_※2
給水系	1.2E-09	_※3	_※3
原子炉圧力容器 頂部スプレイ配管	2.2E-10	_※3	_※3
高压炉心 スプレイ系	5.3E-11	_※3	_※3
低压炉心注水系	1.0E-08	1.9E-09	4.5E-07
停止時冷却系 戻り配管	6.6E-09	5.8E-10	2.6E-07
残留熱除去系 吸込配管	4.2E-09	2.1E-10	3.2E-09
低压炉心 スプレイ系	3.4E-10	6.3E-10	1.5E-07
合計	8.8E-06	3.3E-09	8.6E-07

※1 島根原子力発電所2号炉には設置されていない系統であるため、対象外とする。

※2 高压バウンダリのみで構成される配管であるため、対象外とする。

※3 3弁以上の隔離弁で構成される配管であるため、対象外とする。

NUREG/CR-5928 におけるインターフェイスシステムLOCAの評価との  
比較について

今回のPRAにおけるインターフェイスシステムLOCAの評価は、NUREG/CR-5124 (Interfacing Systems LOCA:Boiling Water Reactors) の評価手法で実施したが、ここではNUREG/CR-5928 (ISLOCA Research Program) の評価手法との比較、検討を行った。

1. NUREG/CR-5928 におけるインターフェイスシステムLOCA評価の概要

NUREG/CR-5928 では、米国のBWR 4プラントを対象とした評価を実施している。

(1) 評価結果

対象ECCS配管のインターフェイスシステムLOCA発生頻度

- ・RCIC, HPCI : 発生頻度が非常に小さいため評価対象外
- ・CS :  $1.7 \times 10^{-9}$  /年
- ・LPCI注入配管 :  $2.7 \times 10^{-8}$  /年
- ・SHC吸込み配管 :  $3.7 \times 10^{-8}$  /年

(2) 評価手法

RHR停止時冷却吸込み配管の評価例 (第1図参照)

- ・低圧部への過圧の発生頻度

$$= (F009 \text{ 内部リーク} + F608 \text{ 内部リーク}) \times F008 \text{ 内部リーク} \times \text{故障時間} \times \text{評価期間}$$

$$= (1.0 \times 10^{-7} / \text{h} + 1.0 \times 10^{-7} / \text{h}) \times 1.0 \times 10^{-7} / \text{h} \times 8760 / 2 \text{ h} \times 8760 \text{ h} / \text{年}$$

$$= 7.7 \times 10^{-7} / \text{年}$$

- ・F006の電動弁について、開状態と閉状態を各々50%の確率と仮定しており、これに基づき、インターフェイスシステムLOCAの発生頻度を以下のように評価している。

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度

$$= \text{低圧部への過圧の発生頻度} \times \text{配管破損確率}$$

$$= 7.7 \times 10^{-7} / \text{年} \times (0.5 \times 0.074 + 0.5 \times 0.023)$$

$$= 3.7 \times 10^{-8} / \text{年}$$

## 2. 今回のPRAにおけるインターフェイスシステムLOCA評価の概要

今回のPRAでは、NUREG/CR-5124と同様な手法で、インターフェイスシステムLOCAの評価実施している。

### (1) 評価結果

対象ECCS配管のインターフェイスシステムLOCA発生頻度

・原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系：発生頻度が非常に小さいため評価対象外

・低圧スプレイ系： $2.0 \times 10^{-10}$  / 年

・低圧注水系注入配管： $6.0 \times 10^{-9}$  / 年

・残留熱除去系停止時冷却戻り管： $5.8 \times 10^{-10}$  / 年

・残留熱除去系停止時冷却吸込み配管： $2.1 \times 10^{-10}$  / 年

### (2) 評価手法

残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管の評価例

・低圧部への過圧の発生頻度



なお，残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管の電動弁の誤開は，中央制御室に弁の開閉状態がランプで表示されるため，2弁のうち電動弁1弁が誤開した場合は，運転員による検出/対応操作が期待できる。NUREG/CR-5124を参考に，隔離操作失敗確率を $3.0 \times 10^{-3}$  / 要求時と設定している。

・低圧部への過圧が発生した場合の配管の破損確率

NUREG/CR-5124を参考に，保守的に  と設定した。残留熱除去系の原子炉停止時冷却モード吸込み配管のインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は以下のように評価している。

インターフェイスシステムLOCAの発生頻度

$$= \text{  } = 2.1 \times 10^{-10} / \text{年}$$



### 3. インターフェイスシステムLOCA評価に関するNUREG/CR-5928との比較

NUREG/CR-5928と本PRAの比較として、残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管におけるインターフェイスシステムLOCA発生頻度評価の比較を第1表に示す。

第1表 インターフェイスシステムLOCA発生頻度評価の比較  
(残留熱除去系停止時冷却モード吸込み配管)

項目	NUREG/CR-5928	島根原子力発電所 2号炉 (国内故障率)	島根原子力発電所 2号炉 (NUREG/CR-5928)
評価対象機器	電動弁	電動弁	電動弁
①機器故障率(評価対象故障モード)	内部リーク (1.0E-07/h)		
②配管破損確率	0.074(24インチ) 0.023(20インチ)		
③インターフェイスシステムLOCA発生前隔離操作失敗確率	考慮していない		
④系統構成	電動弁2つ(直列)		
インターフェイスシステムLOCA発生頻度	3.7E-08		

第1表に示すとおり、NUREG/CR-5928の評価及び本PRAの評価を比較すると以下のインターフェイスシステムLOCA発生頻度の増加要因及び減少要因が考えられる。

(1) インターフェイスシステムLOCA発生頻度の増加要因

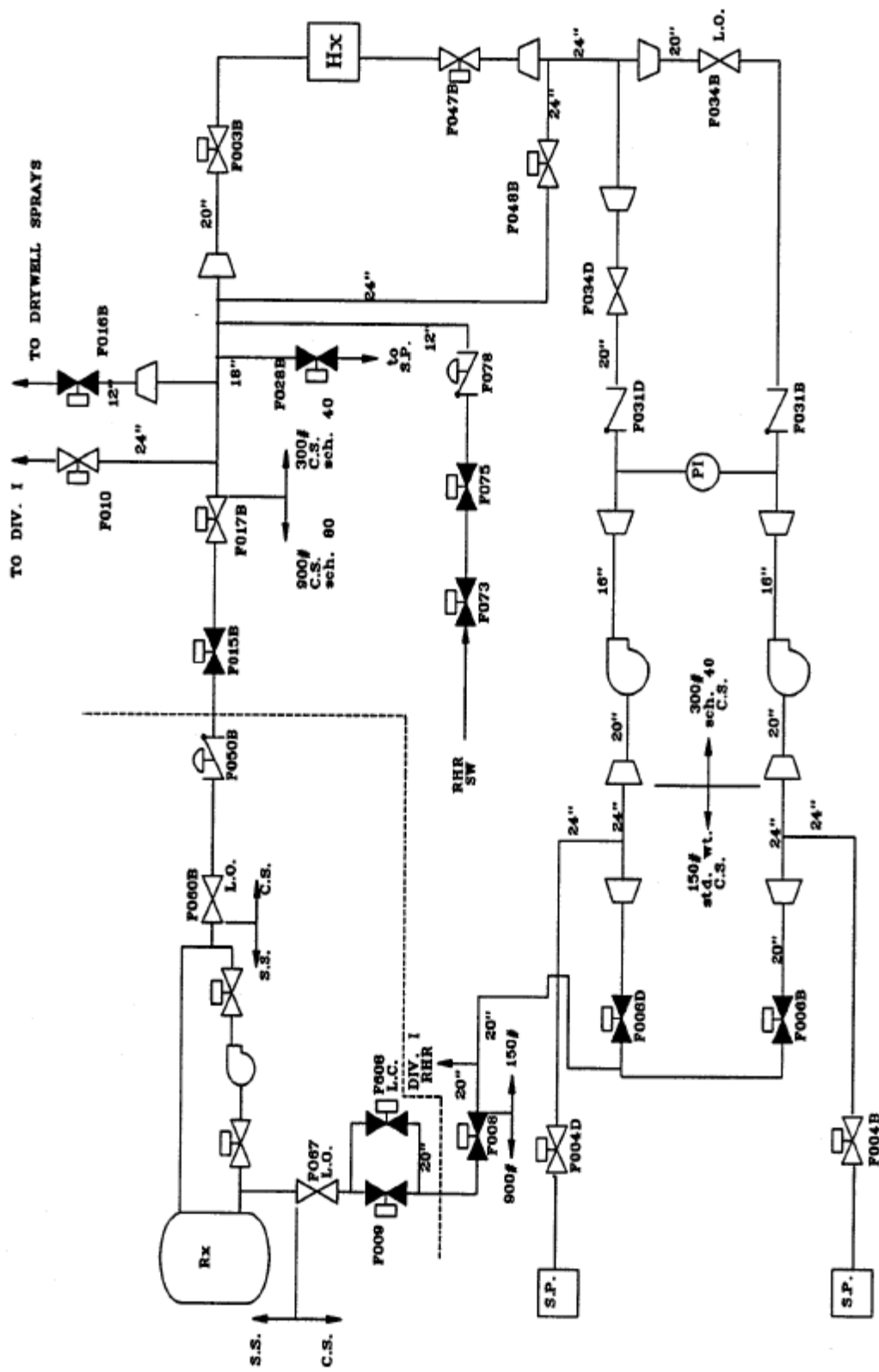
本PRAでは、弁の定期試験に伴うインターフェイスシステムLOCAを考慮しており、発生頻度は増加している。

また、本PRAで用いる配管破損確率は、NUREG/CR-5928よりも大きく、発生頻度は増加している。

(2) インターフェイスシステムLOCA発生頻度の減少要因

本PRAで用いる機器故障率は、NUREG/CR-5928よりも小さく、発生頻度は低下した。

以上より、NUREG/CR-5928と島根原子力発電所2号炉のインターフェイスシステムLOCAの評価結果の違いは、機器故障率の違いにより差異が生じているが、評価結果については妥当であると考えられる。



第1図 NUREG/CR-5928 の評価におけるRHR配管計装線図

P R A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」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できる。

(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第1表に示す。

これまでのP R A評価では、上記の(1)を十分満足でき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、本P R Aで考慮する注水系の注水能力では第1表から(2)が満足されることは明らかであることから、炉心損傷防止の要件として(1)のみを設定していた。したがって、今回のP R A評価においては上記に基づき、炉心損傷の定義をレベル1 P S A学会標準と同様に(1)のみとした。

なお、今回新たに成功基準解析を実施した結果、燃料被覆管の酸化量については、有効性評価の判断基準である「被覆管厚さの15%以下であること」を満足することも確認している。

第1表 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
1,200℃	13分
1,000℃	3時間
900℃	12時間
800℃	74時間

## 成功基準設定の考え方

### 1. 成功基準の保守性

レベル1 P S A 学会標準の 6.1.4 節「熱水力解析・構造解析による成功基準の同定」に以下の記載があるように、P R A で設定する成功基準の同定は「最確推定」を原則としており、現実的な評価の観点から解析条件を設定している。

#### 【レベル1 P S A 学会標準より抜粋】

**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。成功基準の設定に用いる熱水力解析や構造解析では、対象とする事故シナリオを精度よく解析することが確証・検証されている解析コードによって、当該プラントの状態に対応したモデルや入力データを用いて実施する。熱水力解析又は構造解析は最確推定を原則とする。ただし、P S A の目的によっては保守的なモデルやデータを用いた解析を用いることもできる。原子炉設置許可申請書や同型プラントに関する P S A 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。

今回の P R A 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、上記レベル1 P S A 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 P R A 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、成功基準設定に係わる検討内容及び結果を第1表及び第2表に示す。

また、成功基準に関する解析例として「過渡事象時における、原子炉減圧後の低圧注水系の炉心冷却機能に関する熱水力解析」について示す。成功基準解析の結果、燃料被覆管温度は約  °C、酸化率は約  % に達するが、判断基準である「燃料被覆管の最高使用温度が 1,200 °C 以下であること」及び燃料被覆管の酸化量については、「被覆管厚さの 15% 以下であること」を満足することが確認された。解析条件を第3表に、解析結果を第1-1 図から第1-3 図に示す。

なお、今回の P R A において、原子炉冷却機能に関する成功基準の同定の際に S A F E R コードを用いたため、参考として、その解析条件と原子炉設置許可申請において同コードを使用している原子炉冷却材喪失に関する解析条件の比較を同表に示す。成功基準の設定のための解析においては、原子炉熱出力、炉心流量など、多くの項目で通常状態を模擬した現実的な解析をしている。

### 2. 余裕時間の設定根拠

今回の P R A 評価において期待している手動操作として「原子炉を手動減圧し、

低圧注水系にて炉心冷却を行う操作」について、その操作までの余裕時間を以下のとおり設定した。

(1) 過渡事象時

過渡事象時の「原子炉の手動減圧後の低圧注水」の余裕時間は、高圧注水に失敗するケースをS A F E Rコードで解析した。解析シナリオとして、過渡事象（全給水喪失）の発生後、注水は行われず、原子炉の減圧も自動では行われないものとし、炉心損傷に至るまでの時間に余裕を見込んだ時間として事象発生から□分後にS R Vを1個使用し、原子炉の手動減圧後、低圧注水系1系統にて注水が行われるシナリオを想定し、「1. 成功基準の保守性」で示すように炉心損傷防止の判断基準である1,200℃に達しないことを確認した。

したがって、事象発生後□分で原子炉の手動減圧に成功すれば、低圧注水系にて炉心冷却され、炉心損傷しないことを確認できたため、余裕時間を□分とした。

(2) L O C A時

L O C A時は、原子炉冷却材の流出による原子炉水位低信号又は格納容器圧力高信号など多様化された計装により自動で減圧されることが高い可能性で期待できる又はL O C Aが発生していることを必ず認知できると想定されることから、L O C A時の原子炉減圧の手動操作の余裕時間については、認知失敗を考慮する必要はない。

L O C A時の原子炉減圧の非信頼度は、認知に必ず成功している分だけ過渡時の原子炉減圧の非信頼度よりも非信頼度が低下する傾向があるが、保守的に過渡時の原子炉減圧の非信頼度で代表して評価に用いている。

第1表 炉心冷却機能に係る成功基準設定の検討結果

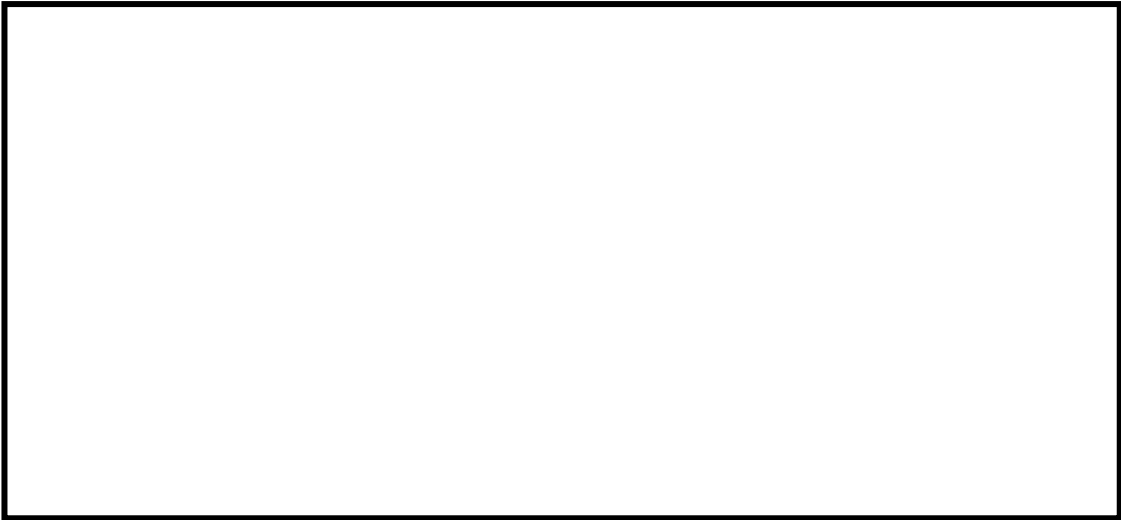
成功基準解析	確認内容
LOCA時におけるECCSの炉心冷却機能に関する熱水力解析	ECCSの1つの系統において、炉心冷却が達成されることを確認した。
過渡事象時における、原子炉減圧後の低圧ECCS（低圧炉心スプレイ系、低圧注水系）の炉心冷却機能に関する熱水力解析	原子炉を手動で減圧して、低圧ECCSの1つの系統において、炉心冷却が達成されることを確認した。

第2表 使用した解析コード

使用コード	コード検証
SAFER	原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。

第3表 P R Aの成功基準同定のための解析条件と原子炉設置許可申請解析条件

項 目	P R A成功基準解析	原子炉設置許可申請解析
原子炉熱出力	2,436MW (定格出力)	2,540MW (定格の約105%)
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage] (定格圧力)	7.17MPa[gage] (定格主蒸気流量の105%相当に 余裕をみた値)
炉心流量	$35.6 \times 10^3$ t/h (定格流量)	$37.4 \times 10^3$ t/h (定格の105%)
原子炉初期水位	通常運転水位	スクラム水位
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) スクラム	原子炉水位低 (レベル3) スクラム
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (平均)	GE (平均) + 3 $\sigma$
燃料	9 × 9燃料 (A型)	同左
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	44.0kW/m × 1.02
S R V設定点	逃がし弁機能を仮定 第1段 7.58MPa[gage] × 2個 第2段 7.64MPa[gage] × 3個 第3段 7.71MPa[gage] × 3個 第4段 7.78MPa[gage] × 4個	安全弁機能を仮定 第1段 8.13MPa[gage] × 2個 第2段 8.20MPa[gage] × 3個 第3段 8.27MPa[gage] × 3個 第4段 8.34MPa[gage] × 4個
S R V, 自動減圧系流量	367t/h/個 (7.58MPa[gage]において)	363t/h/個 (7.58MPa[gage]において)
高圧炉心スプレイ系流量	定格値 $1,050$ m <sup>3</sup> /h (1.38MPa[gage]に おいて)	同左
低圧炉心スプレイ系流量	定格値 $1,050$ m <sup>3</sup> /h (0.78MPa[gage]に おいて)	同左
低圧注水系流量	定格値 $1,136$ m <sup>3</sup> /h (ポンプ1台当たり, 0.14MPa[gage]に おいて)	同左
原子炉隔離時冷却系流量	定格値 $91$ m <sup>3</sup> /h (約8.21~0.74MPa[gage]において)	考慮しない



第1-1図 給水流量の全喪失, 分後SRV1弁手動起動後低圧注水系1系統作動時の原子炉圧力変化



第1-2図 給水流量の全喪失, 分後SRV1弁手動起動後低圧注水系1系統作動時の原子炉水位変化



第1-3図 給水流量の全喪失, 分後SRV1弁手動起動後低圧注水系1系統作動時の燃料被覆管温度変化

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



## 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

今回のPRAでは、設置変更許可申請書において設計が確認された設備を安全機能として設定している。したがって、設置変更許可申請書の設計情報をもとに成功基準を設定しているほか、過去のPRAの情報(先行例)についても参照し、成功基準の設定に活用している。

一方、成功基準の設定に際して詳細化の余地があると考えられる点については必要に応じて事象進展解析を実施し、成功基準とする系統あるいは機器の数を決定している。ここでは、事象進展解析結果を踏まえた成功基準設定の例として、全給水喪失後に手動減圧して低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系で注水する際、炉心損傷に至ることなく炉心を冷却するために必要なSRVの最少の開放弁数及び余裕時間の確認結果を示す。

### 2. 解析条件及び解析結果と成功基準の設定

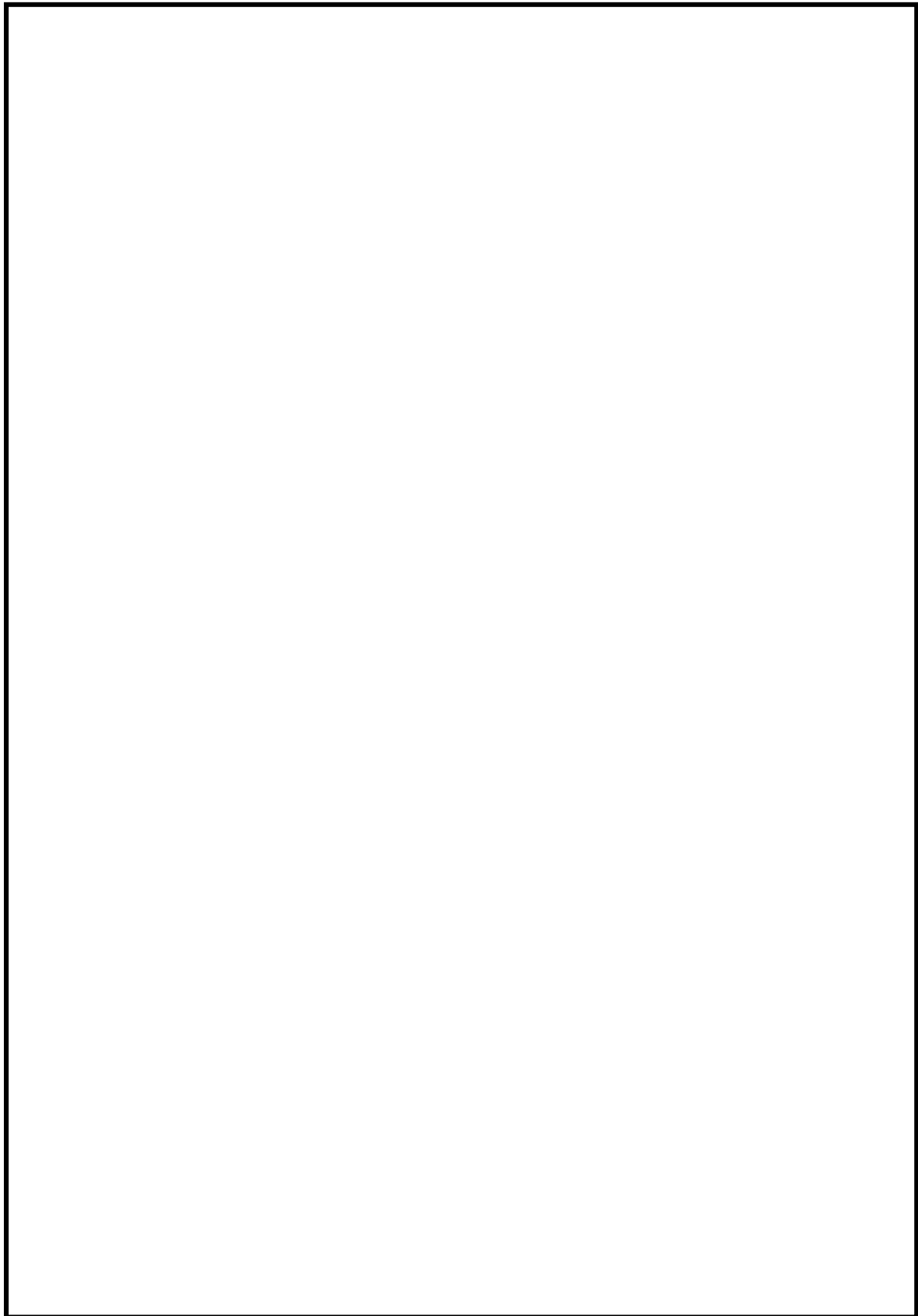
解析に用いた条件を第1表に、解析結果を第2表に、解析結果の例を第1図に示す。解析コードは、SAFERを用いた。第2表のとおり、全給水喪失発生後にSRVによって減圧し、低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系1系列によって注水する場合、SRVが事象発生□分以内に1個開放されれば、減圧から注水までの過程における燃料温度の上昇は、炉心損傷となる1,200℃以下に抑えられることが確認された。この結果から、全給水喪失発生後に減圧して低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系1系列で注水する場合のSRVの最少の開放弁数は1個、余裕時間を□分とした。

第1表 主な解析条件（全給水喪失）

項目	条件
原子炉熱出力	2,436MW
原子炉圧力	6.93MPa
原子炉水位	通常運転水位
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）

第2表 解析結果（全給水喪失）

解析ケース	燃料被覆管最高温度[°C]
30分後SRV1個減圧＋低圧炉心スプレイ系注水	
30分後SRV1個減圧＋低圧注水系1系列注水	



第1図 全給水喪失後の燃料被覆管温度等の推移

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

補足 1.1.1. c-3-3

島根原子力発電所 2 号炉  
内部事象運転時レベル 1 P R A  
イベントツリー集

## 目 次

- 第1図 大破断LOCAに対するイベントツリー
- 第2図 中破断LOCAに対するイベントツリー
- 第3図 小破断LOCAに対するイベントツリー
- 第4図 非隔離事象に対するイベントツリー
- 第5図 隔離事象に対するイベントツリー
- 第6図 全給水喪失に対するイベントツリー
- 第7図 水位低下事象に対するイベントツリー
- 第8図 原子炉保護系誤動作等に対するイベントツリー
- 第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第10図 SRV誤開放に対するイベントツリー
- 第11図 手動停止に対するイベントツリー
- 第12図 サポート系喪失（非常用区分1交流電源故障）に対するイベントツリー
- 第13図 サポート系喪失（非常用区分2交流電源故障）に対するイベントツリー
- 第14図 サポート系喪失（非常用区分1直流電源故障）に対するイベントツリー
- 第15図 サポート系喪失（非常用区分2直流電源故障）に対するイベントツリー
- 第16図 サポート系喪失（非常用区分1原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー
- 第17図 サポート系喪失（非常用区分2原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー
- 第18図 サポート系喪失（タービン・サポート系故障）に対するイベントツリー

### 【PDS#凡例】

QUV	: 高圧・低圧注水機能喪失
QUX	: 高圧注水・減圧機能喪失
B, BU, BP, BD	: 全交流動力電源喪失
W, BW	: 崩壊熱除去機能喪失
C	: 原子炉停止機能喪失
AE, S1E, S2E	: LOCA時注水機能喪失
OK	: 事象収束

### 【略語】

RPS	: 原子炉保護系
S/R 弁, SRV	: 逃がし安全弁
HPCS	: 高圧炉心スプレイ系
RCIC	: 原子炉隔離時冷却系
RHR	: 残留熱除去系
PCS	: 復水器による除熱
DG	: 非常用ディーゼル発電機
AC	: 交流電源
DC	: 直流電源

## 各ヘディングの概要

イベントツリーで設定している各ヘディングについて、以下にその概要を示す。

### 1. 原子炉停止機能喪失

#### (1) 反応度停止

原子炉スクラムが発生するイベントツリーで設定している。原子炉保護系についてのヘディングであり、信号系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。

#### (2) 反応度停止（スクラム機械系）

外部電源喪失のイベントツリーで設定している。原子炉スクラムに関する機械側の失敗確率を設定している。制御棒とスクラム排出容器廻りの故障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。

制御棒の故障として、隣接4本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を基に隣接4本の制御棒の挿入に失敗する確率を算出している（制御棒の失敗確率及び詳細は補足説明資料 1.1.1. e-2 参照）。

### 2. 原子炉圧力制御

#### (1) SRV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。

原子炉スクラム成功後のイベントツリーでは、SRVが1個でも開放されれば原子炉圧力制御に成功するものとし、SRV（12個）の開放に失敗する（1個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。

#### (2) SRV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。

SRV開放後の再閉鎖については、  
した値を用いている。SRVの閉失敗確率（ $5.6 \times 10^{-8}$  / 時間）と試験間隔（8,760時間）を用いて1個当たりの閉失敗確率を求め、全弁の閉失敗確率  としている。

### 3. 原子炉注水

#### (1) 給水系

主復水器で主蒸気を凝縮し、給水として原子炉に注水する機能をモデル化している。高圧注水及び原子炉からの除熱を同時に達成するヘディングであり、給復水機能（給水ポンプ、高圧／低圧復水ポンプ等）故障及びサポート系故障、復水器ホットウェルの水位制御等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

## (2) 高圧ECCS

原子炉に高圧で注水する原子炉隔離時冷却系及び高圧ECCSである高圧炉心スプレイ系をモデル化している。

### a. 原子炉隔離時冷却系

原子炉隔離時冷却系による注水について、原子炉隔離時冷却系に関連する機械（ポンプ）及び弁等、信号、制御電源故障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。SRV再閉鎖に失敗した場合や大破断LOCA及び中破断LOCAでは期待できないものとしている。

### b. 高圧炉心スプレイ系

高圧炉心スプレイ系による注水について、高圧炉心スプレイ系に関連する機械（ポンプ及び弁等）、信号、サポート系（補機冷却系、電源系、空調）故障、系統間の共通原因故障等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

## (3) 原子炉減圧

原子炉減圧機能について、逃がし弁機能による減圧失敗（手動起動失敗、電磁弁開放用直流電源故障）及び自動減圧系による減圧失敗（自動減圧系電磁弁信号故障等）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。大破断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。

## (4) 低圧ECCS

原子炉に低圧で注水する復水器、低圧ECCSである低圧炉心スプレイ系及び低圧注水系をモデル化している。

### a. 復水系

復水器ホットウェルを水源として、復水系により原子炉に低圧で注水する機能をモデル化しており、復水系に関連する機械（ポンプ及び弁等）、サポート系故障、復水器ホットウェルの水源確保等についてフォールトツリーでモデル化し、非信頼度を定めている。

### b. 低圧炉心スプレイ系

低圧炉心スプレイ系による注水について、低圧炉心スプレイ系に関連する機械（ポンプ及び弁等）、信号、サポート系（補機冷却系、電源、空調）故障、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。

### c. 低圧注水系

低圧注水系による注水について、低圧注水系に関連する機械（ポンプ及び弁等）、信号、サポート系（補機冷却系、電源、空調）故障、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。

## 4. 原子炉格納容器除熱

### (1) PCS

主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（気体廃棄物処理系，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。

(2) RHR

残留熱除去系による原子炉格納容器の除熱について，残留熱除去に関連する機械（ポンプ及び弁等），起動操作，サポート系（補機冷却系，電源，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。

5. 電源

(1) DC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，蓄電池，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) DG-A, DG-B

外部電源喪失のイベントツリーで設定している。外部電源喪失後の非常用ディーゼル発電機での電源供給について，非常用ディーゼル発電機に関連する機械（本体及びサポート系）故障，起動失敗，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) 同時メンテナンス禁止

プラント運転中のメンテナンスについて，保安規定により同時メンテナンスが制限されている系統の組合せが存在する。このようなメンテナンス事象の組合せのフォールトツリーを作成し，評価から除外されるように計算している。



起因事象 大LOCA	反応度停止	高圧ECCS	低圧ECCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	S E C O #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
A	C	U	V	WR	WRR	WD				
							S01	A	OK	
							S02	AWR	OK	
							S03	AWRWR	OK	
							S04	AWRWRWD	W	
							S05	AU	OK	
							S06	AUWR	OK	
							S07	AUWRWR	OK	
							S08	AUWRWRWD	W	
							S09	AUV	AE	
							S10	AC	C	

第1図 大破断LOCAに対するイベントツリー

起因事象 中LOCA	反応度停止	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	S # SCS#	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
S1	C	U	X	V	VD	WR	WRR	WD				
									S01	S1	OK	
									S02	S1WR	OK	
									S03	S1WRWRR	OK	
									S04	S1WRWRWD	W	
									S05	S1U	OK	
									S06	S1UWR	OK	
									S07	S1UWRWRR	OK	
									S08	S1UWRWRWD	W	
									S09	S1UV	OK	
									S10	S1UWR	OK	
									S11	S1UWRWRR	OK	
									S12	S1UWRWRWD	W	
									S13	S1UVWD	S1E	
									S14	S1UX	S1E	
									S15	S1C	C	

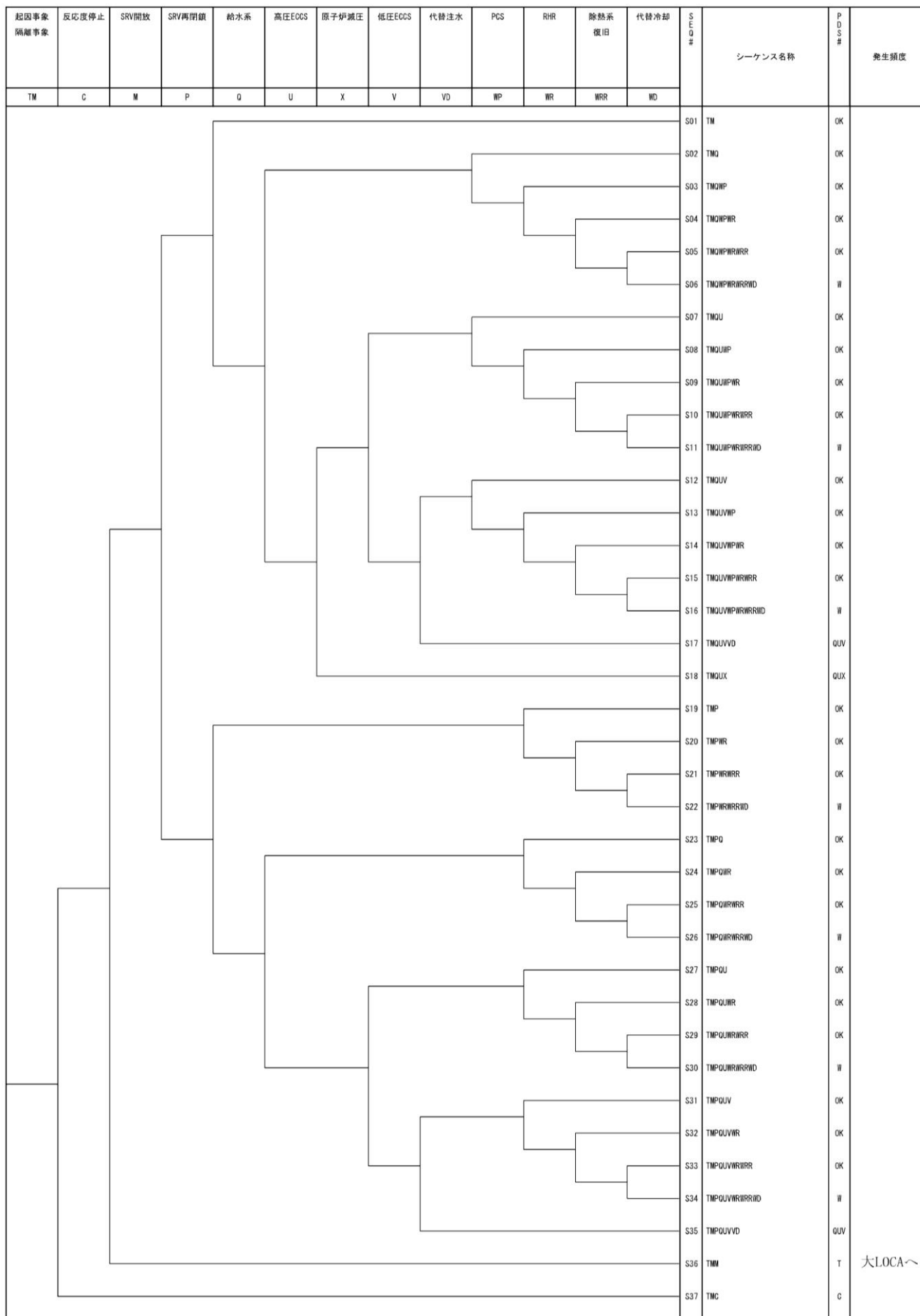
第2図 中破断LOCAに対するイベントツリー

起因事象 小LOCA	反応度停止	給水系	高圧EGCS	原子炉減圧	低圧EGCS	代替注水	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	S E I D #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
S2	C	Q	U	X	V	VD	WR	WRR	WD				
											OK		
											OK		
											OK		
											W		
											OK		
											OK		
											OK		
											W		
											OK		
											OK		
											OK		
											W		
											OK		
											OK		
											OK		
											W		
											S2E		
											S2E		
											C		

第3図 小破断LOCAに対するイベントツリー

起因事象 非隔離事象	反応度停止	SRV開放	SRV再閉鎖	給水系	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	S E Q #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
TT	C	M	P	Q	U	X	V	VD	WP	WR	WRR	WD				
													S01	TT	OK	大LOCAへ
													S02	TTQ	OK	
													S03	TTQWP	OK	
													S04	TTQWPWR	OK	
													S05	TTQWPWRWR	OK	
													S06	TTQWPWRWRWD	W	
													S07	TTQW	OK	
													S08	TTQWWP	OK	
													S09	TTQWWPWR	OK	
													S10	TTQWWPWRWR	OK	
													S11	TTQWWPWRWRWD	W	
													S12	TTQWV	OK	
													S13	TTQWVWP	OK	
													S14	TTQWVWPWR	OK	
													S15	TTQWVWPWRWR	OK	
													S16	TTQWVWPWRWRWD	W	
													S17	TTQWVVD	QUV	
													S18	TTQWX	QUX	
													S19	TTP	OK	
													S20	TTPWR	OK	
													S21	TTPWRWR	OK	
													S22	TTPWRWRWR	W	
													S23	TTPQ	OK	
													S24	TTPQWR	OK	
													S25	TTPQWRWR	OK	
													S26	TTPQWRWRWR	W	
													S27	TTPQU	OK	
													S28	TTPQUWR	OK	
													S29	TTPQUWRWR	OK	
													S30	TTPQUWRWRWR	W	
													S31	TTPQUV	OK	
													S32	TTPQUVWR	OK	
													S33	TTPQUVWRWR	OK	
													S34	TTPQUVWRWRWR	W	
													S35	TTPQUVVD	QUV	
													S36	TTM	T	
													S37	TTC	C	

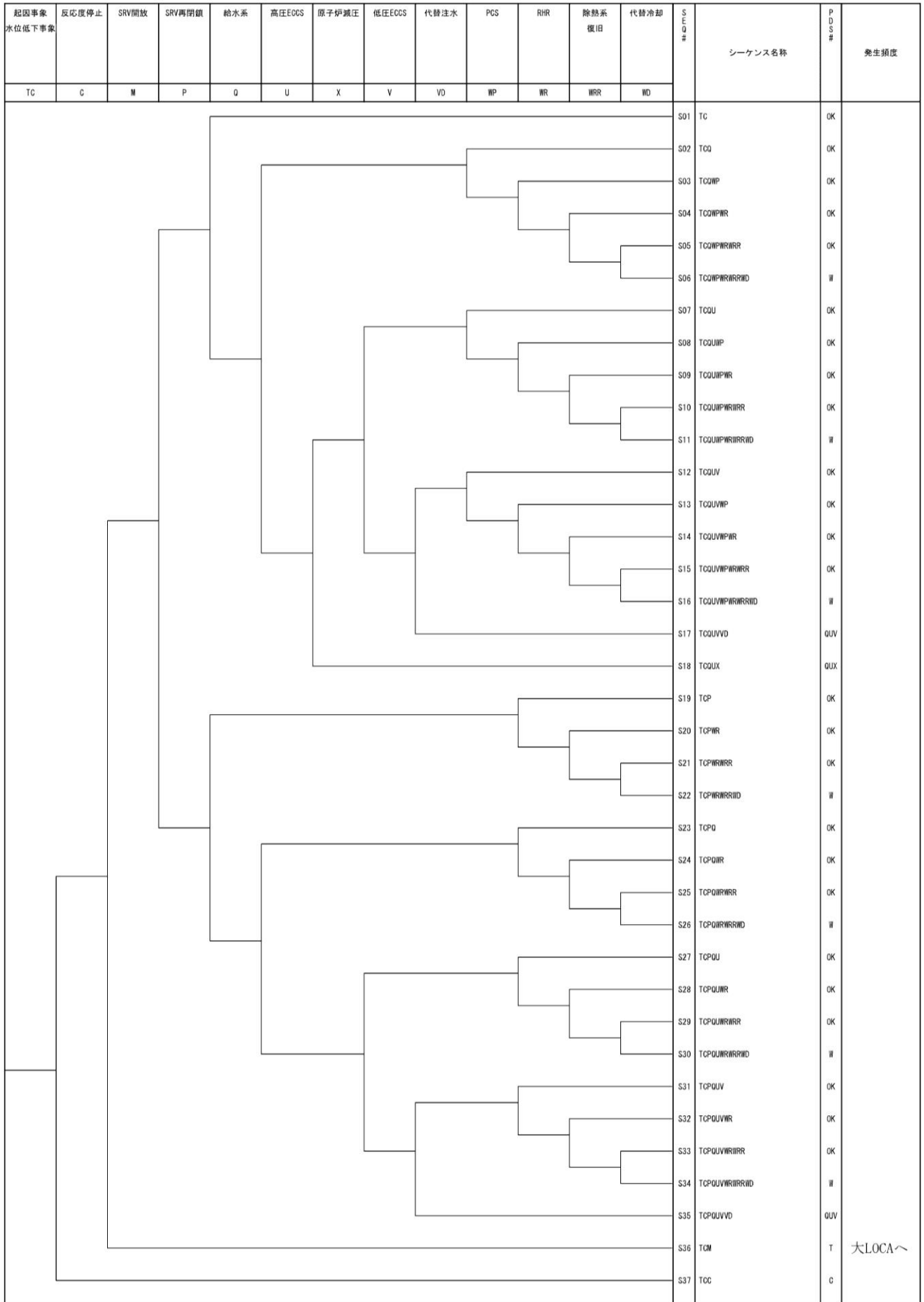
第4図 非隔離事象に対するイベントツリー



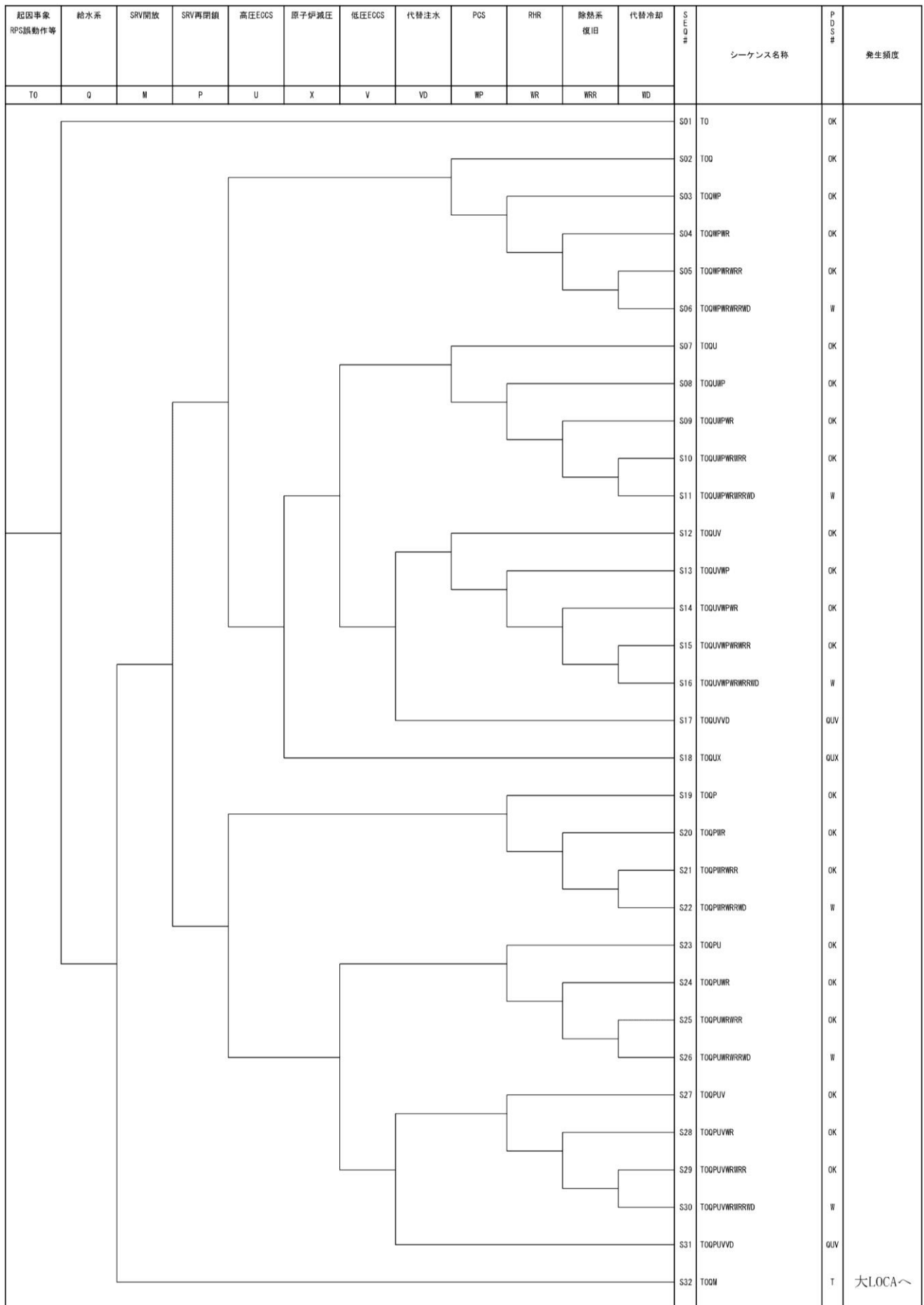
第5図 隔離事象に対するイベントツリー

起因事象 全給水喪失	反応度停止	SRV開放	SRV再閉鎖	給水系	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
TF	C	M	P	Q	U	X	V	VD	WP	WR	WRR	WD				
													S01	TF	OK	
													S02	TFQ	OK	
													S03	TFQWP	OK	
													S04	TFQWPWR	OK	
													S05	TFQWPWRWR	OK	
													S06	TFQWPWRWRWD	W	
													S07	TFQUR	OK	
													S08	TFQURWP	OK	
													S09	TFQURWPWR	OK	
													S10	TFQURWPWRWR	OK	
													S11	TFQURWPWRWRWD	W	
													S12	TFQURV	OK	
													S13	TFQURVWP	OK	
													S14	TFQURVWPWR	OK	
													S15	TFQURVWPWRWR	OK	
													S16	TFQURVWPWRWRWD	W	
													S17	TFQURVVD	QUR	
													S18	TFQURX	QURX	
													S19	TFP	OK	
													S20	TFPWR	OK	
													S21	TFPWRWR	OK	
													S22	TFPWRWRWR	W	
													S23	TFPQ	OK	
													S24	TFPQWR	OK	
													S25	TFPQWRWR	OK	
													S26	TFPQWRWRWR	W	
													S27	TFPQU	OK	
													S28	TFPQUWR	OK	
													S29	TFPQUWRWR	OK	
													S30	TFPQUWRWRWR	W	
													S31	TFPQUV	OK	
													S32	TFPQUVWR	OK	
													S33	TFPQUVWRWR	OK	
													S34	TFPQUVWRWRWR	W	
													S35	TFPQUVVD	QUR	
S36	TFM	T	大LOCAへ													
S37	TFC	C														

第6図 全給水喪失に対するイベントツリー

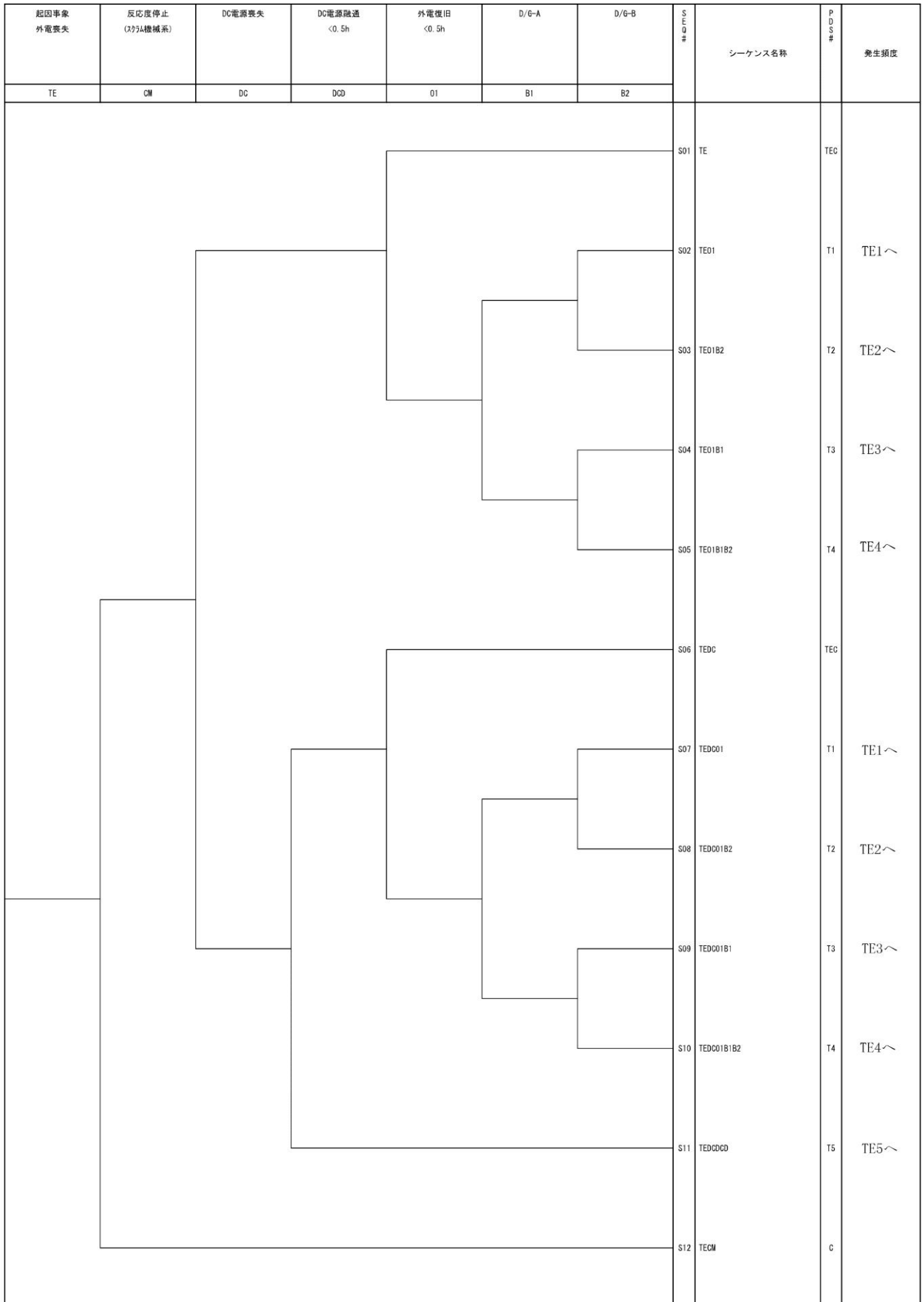


第7図 水位低下事象に対するイベントツリー

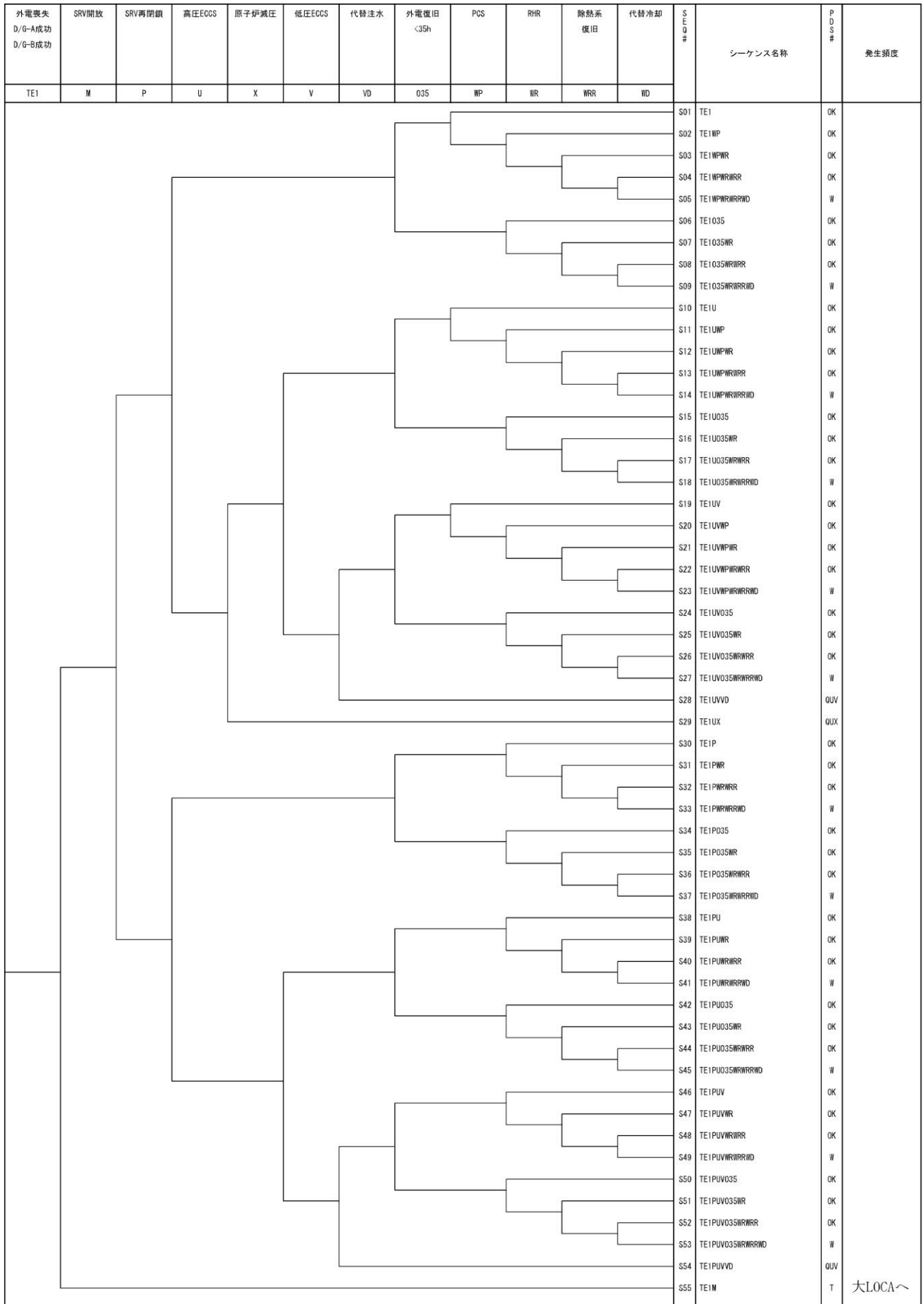


第8図 原子炉保護系誤動作等に対するイベントツリー

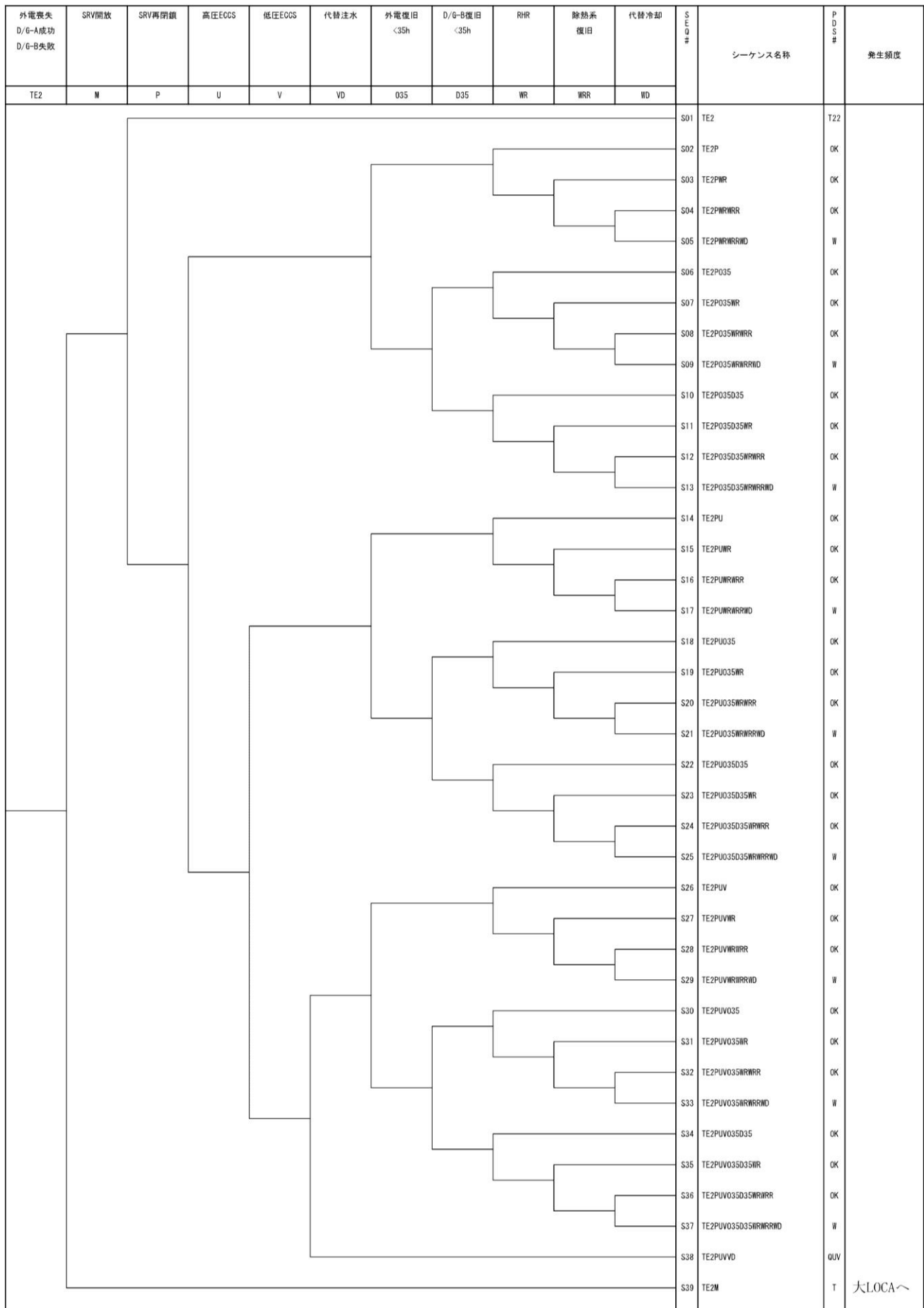




第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (1/8)



第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (2/8)



第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 8)

外電喪失 D/G-A成功 D/G-B失敗 SRV再開成功	高圧EGCS	原子炉減圧	低圧EGCS	代替注水	外電復旧 <35h	D/G-B復旧 <35h	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却系	S E D #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
TE2-2	U	X	V	VD	O35	D35	WP	WR	WRR	WD				
S01	TE2-2	OK												
S02	TE2-2WP	OK												
S03	TE2-2WPWR	OK												
S04	TE2-2WPWRWR	OK												
S05	TE2-2WPWRWRWD	W												
S06	TE2-2035	OK												
S07	TE2-2035WR	OK												
S08	TE2-2035WRWR	OK												
S09	TE2-2035WRWRWD	W												
S10	TE2-2035O35	OK												
S11	TE2-2035O35WR	OK												
S12	TE2-2035O35WRWR	OK												
S13	TE2-2035O35WRWRWD	W												
S14	TE2-2U	OK												
S15	TE2-2UWP	OK												
S16	TE2-2UWPWR	OK												
S17	TE2-2UWPWRWR	OK												
S18	TE2-2UWPWRWRWD	W												
S19	TE2-2UO35	OK												
S20	TE2-2UO35WR	OK												
S21	TE2-2UO35WRWR	OK												
S22	TE2-2UO35WRWRWD	W												
S23	TE2-2UO35O35	OK												
S24	TE2-2UO35O35WR	OK												
S25	TE2-2UO35O35WRWR	OK												
S26	TE2-2UO35O35WRWRWD	W												
S27	TE2-2UV	OK												
S28	TE2-2UVWP	OK												
S29	TE2-2UVWPWR	OK												
S30	TE2-2UVWPWRWR	OK												
S31	TE2-2UVWPWRWRWD	W												
S32	TE2-2UVO35	OK												
S33	TE2-2UVO35WR	OK												
S34	TE2-2UVO35WRWR	OK												
S35	TE2-2UVO35WRWRWD	W												
S36	TE2-2UVO35O35	OK												
S37	TE2-2UVO35O35WR	OK												
S38	TE2-2UVO35O35WRWR	OK												
S39	TE2-2UVO35O35WRWRWD	W												
S40	TE2-2UVVD	OUV												
S41	TE2-2UX	OUX												

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (4 / 8)



外電喪失 D/G-A失敗 D/G-B成功 SRV再開成功	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	外電復旧 <35h	D/G-A復旧 <35h	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却系	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度	
TE3-2	U	X	V	VD	035	035	WP	WR	WRR	WD					
												S01	TE3-2	OK	
												S02	TE3-2WP	OK	
												S03	TE3-2WPWR	OK	
												S04	TE3-2WPWRWR	OK	
												S05	TE3-2WPWRWRWD	W	
												S06	TE3-2035	OK	
												S07	TE3-2035WR	OK	
												S08	TE3-2035WRWR	OK	
												S09	TE3-2035WRWRWD	W	
												S10	TE3-2035035	OK	
												S11	TE3-2035035WR	OK	
												S12	TE3-2035035WRWR	OK	
												S13	TE3-2035035WRWRWD	W	
												S14	TE3-2U	OK	
												S15	TE3-2UWP	OK	
												S16	TE3-2UWPWR	OK	
												S17	TE3-2UWPWRWR	OK	
												S18	TE3-2UWPWRWRWD	W	
												S19	TE3-2U035	OK	
												S20	TE3-2U035WR	OK	
												S21	TE3-2U035WRWR	OK	
												S22	TE3-2U035WRWRWD	W	
												S23	TE3-2U035035	OK	
												S24	TE3-2U035035WR	OK	
												S25	TE3-2U035035WRWR	OK	
												S26	TE3-2U035035WRWRWD	W	
												S27	TE3-2UV	OK	
												S28	TE3-2UVWP	OK	
												S29	TE3-2UVWPWR	OK	
												S30	TE3-2UVWPWRWR	OK	
												S31	TE3-2UVWPWRWRWD	W	
												S32	TE3-2UV035	OK	
												S33	TE3-2UV035WR	OK	
												S34	TE3-2UV035WRWR	OK	
												S35	TE3-2UV035WRWRWD	W	
												S36	TE3-2UV035035	OK	
												S37	TE3-2UV035035WR	OK	
												S38	TE3-2UV035035WRWR	OK	
												S39	TE3-2UV035035WRWRWD	W	
												S40	TE3-2UVVD	QUV	
												S41	TE3-2UX	QUX	

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (6/8)

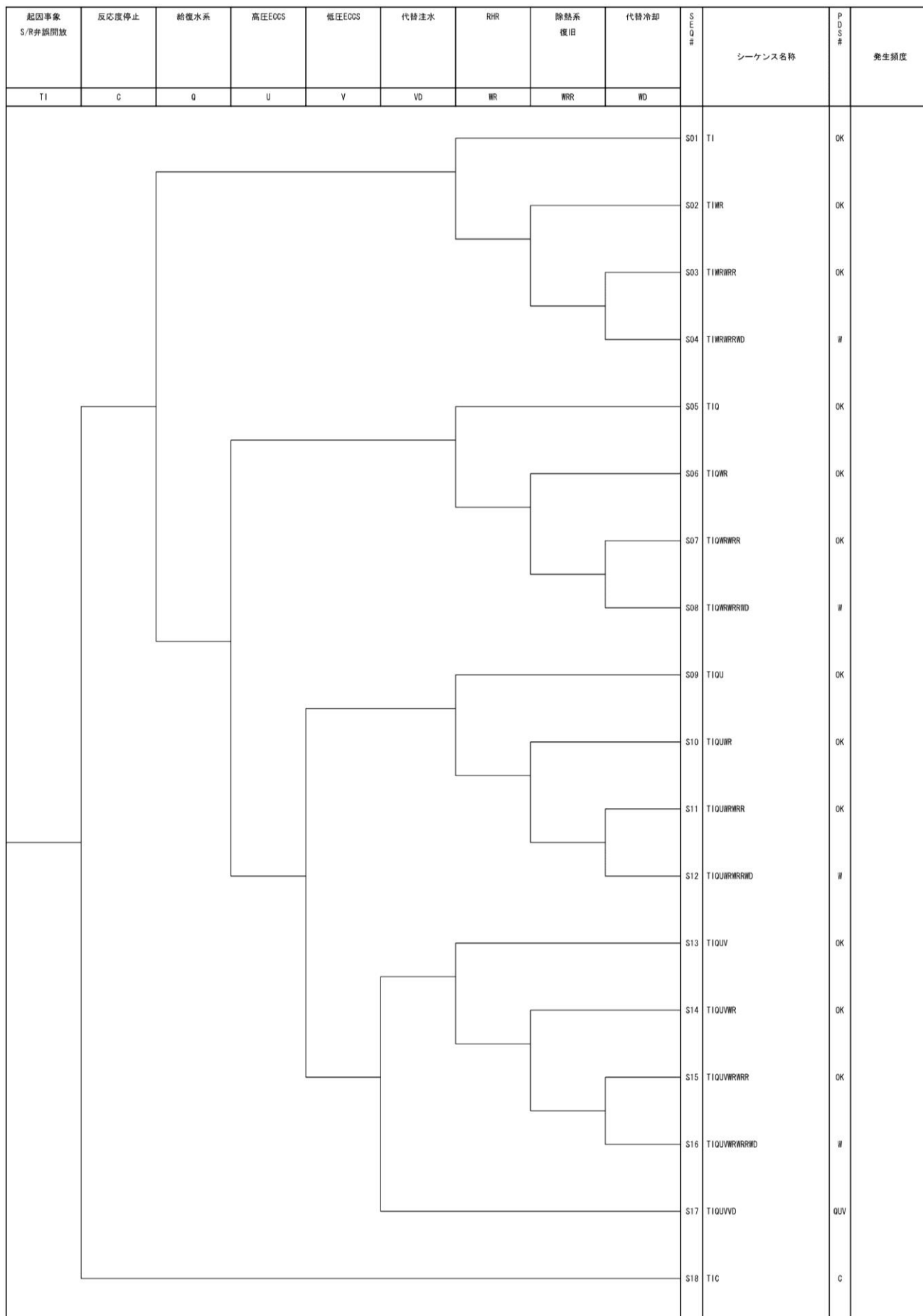
外電喪失 D/G-A失敗 D/G-B失敗	SRV開放	SRV再開鎖	高圧系HPCS	高圧系RCIG	外電復旧 <8h	D/G-A復旧 <8h	AC電源融通 <8h A系側	外電復旧 <35h	D/G-B復旧 <35h	AC電源融通 <35h B系側	PGS	RHR	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
TE4	M	P	UH	UR	OB	DB	ACD	O35	D35	ACD	WP	WR	WD				
														S01	TE4	OK	大LOCAへ
														S02	TE4WP	OK	
														S03	TE4WPWR	OK	
														S04	TE4WPWRWD	W	
														S05	TE4O35	OK	
														S06	TE4O35WR	OK	
														S07	TE4O35WRWD	W	
														S08	TE4O35D35	OK	
														S09	TE4O35D35WR	OK	
														S10	TE4O35D35WRWD	W	
														S11	TE4O35D35ACD	BW	
														S12	TE4UH	OK	
														S13	TE4UHP	OK	
														S14	TE4UHPWR	OK	
														S15	TE4UHPWRWD	W	
														S16	TE4UH08	OK	
														S17	TE4UH08WP	OK	
														S18	TE4UH08WPWR	OK	
														S19	TE4UH08WPWRWD	W	
														S20	TE4UH08O35	OK	
														S21	TE4UH08O35WR	OK	
														S22	TE4UH08O35WRWD	W	
														S23	TE4UH08D8	OK	
														S24	TE4UH08D8WP	OK	
														S25	TE4UH08D8WPWR	OK	
														S26	TE4UH08D8WPWRWD	W	
														S27	TE4UH08D8O35	OK	
														S28	TE4UH08D8O35WR	OK	
														S29	TE4UH08D8O35WRWD	W	
														S30	TE4UH08D8ACD	B	
														S31	TE4UHUR	BU	
														S32	TE4P	OK	
														S33	TE4PWR	OK	
														S34	TE4PWRWD	W	
														S35	TE4PO35	OK	
														S36	TE4PO35WR	OK	
														S37	TE4PO35WRWD	W	
														S38	TE4PO35D35	OK	
														S39	TE4PO35D35WR	OK	
														S40	TE4PO35D35WRWD	W	
														S41	TE4PO35D35ACD	BW	
														S42	TE4PUH	BP	
S43	TE4M	T															

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (7/8)

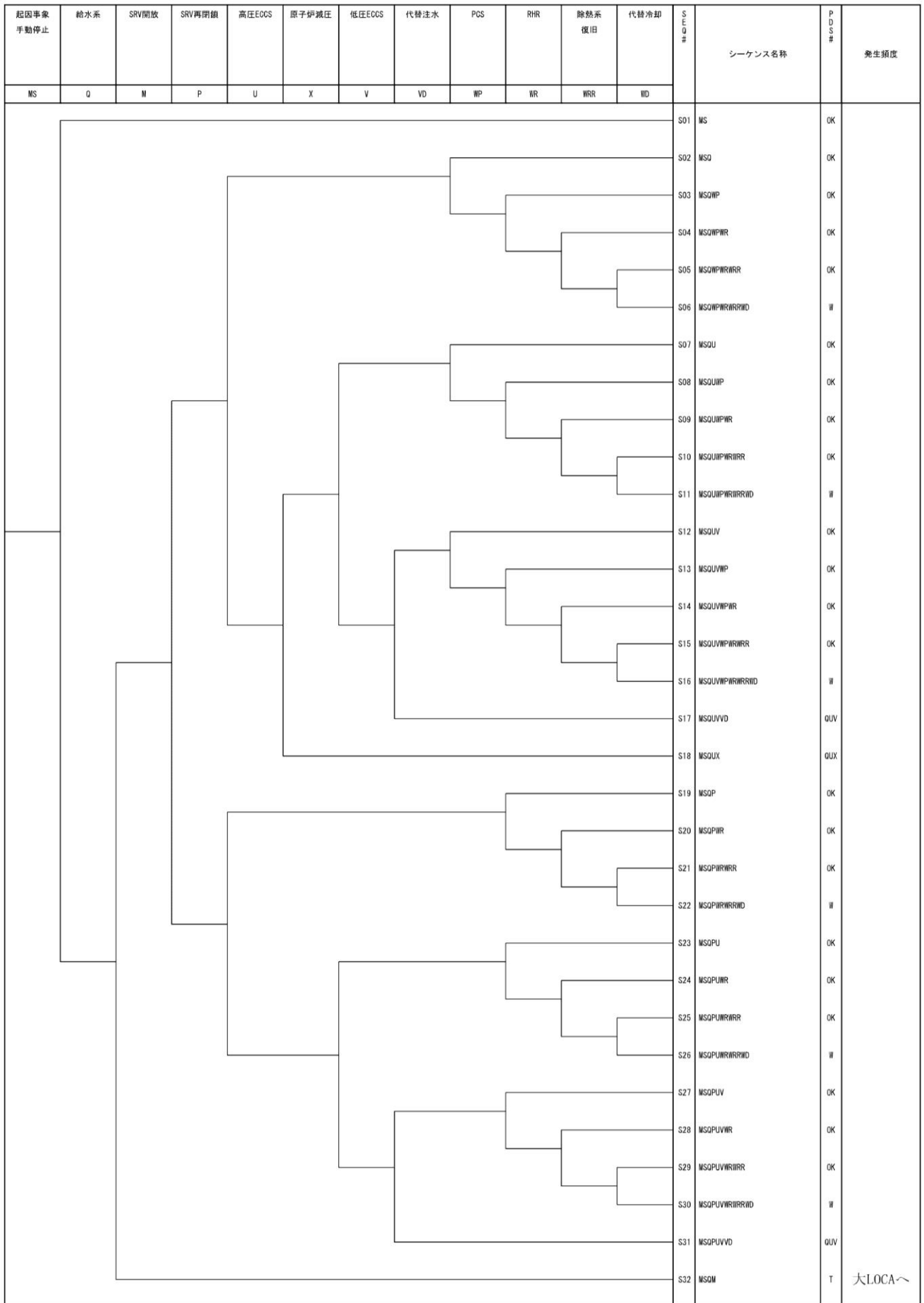
外電喪失 DC融通失敗	SRV開放	SRV再閉鎖	高圧系HPCS	DC電源融通	外電復旧 <35h	D/G-B	AC電源融通 B系側	PCS	RHR	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度	
TE5	M	P	UH	DCD	035	B2	ACD	WP	WR	WD					
												S01	TE5	OK	
												S02	TE5WP	OK	
												S03	TE5WPWR	OK	
												S04	TE5WPWRWD	W	
												S05	TE5035	OK	
												S06	TE5035WR	OK	
												S07	TE5035WRWD	W	
												S08	TE5035B2	OK	
												S09	TE5035B2WR	OK	
												S10	TE5035B2WRWD	W	
												S11	TE5035B2ACD	OK	
												S12	TE5035B2ACDWD	BW	
												S13	TE5DCD	BW	
												S14	TE5UH	BD	
												S15	TE5P	OK	
												S16	TE5PWR	OK	
												S17	TE5PWRWD	W	
												S18	TE5P035	OK	
												S19	TE5P035WR	OK	
												S20	TE5P035WRWD	W	
												S21	TE5P035B2	OK	
												S22	TE5P035B2WR	OK	
												S23	TE5P035B2WRWD	W	
												S24	TE5P035B2ACD	OK	
												S25	TE5P035B2ACDWD	BW	
												S26	TE5PDCD	BW	
												S27	TE5PUH	BD	
												S28	TE5M	T	大LOCAへ

第9図 外部電源喪失に対するイベントツリー (8/8)

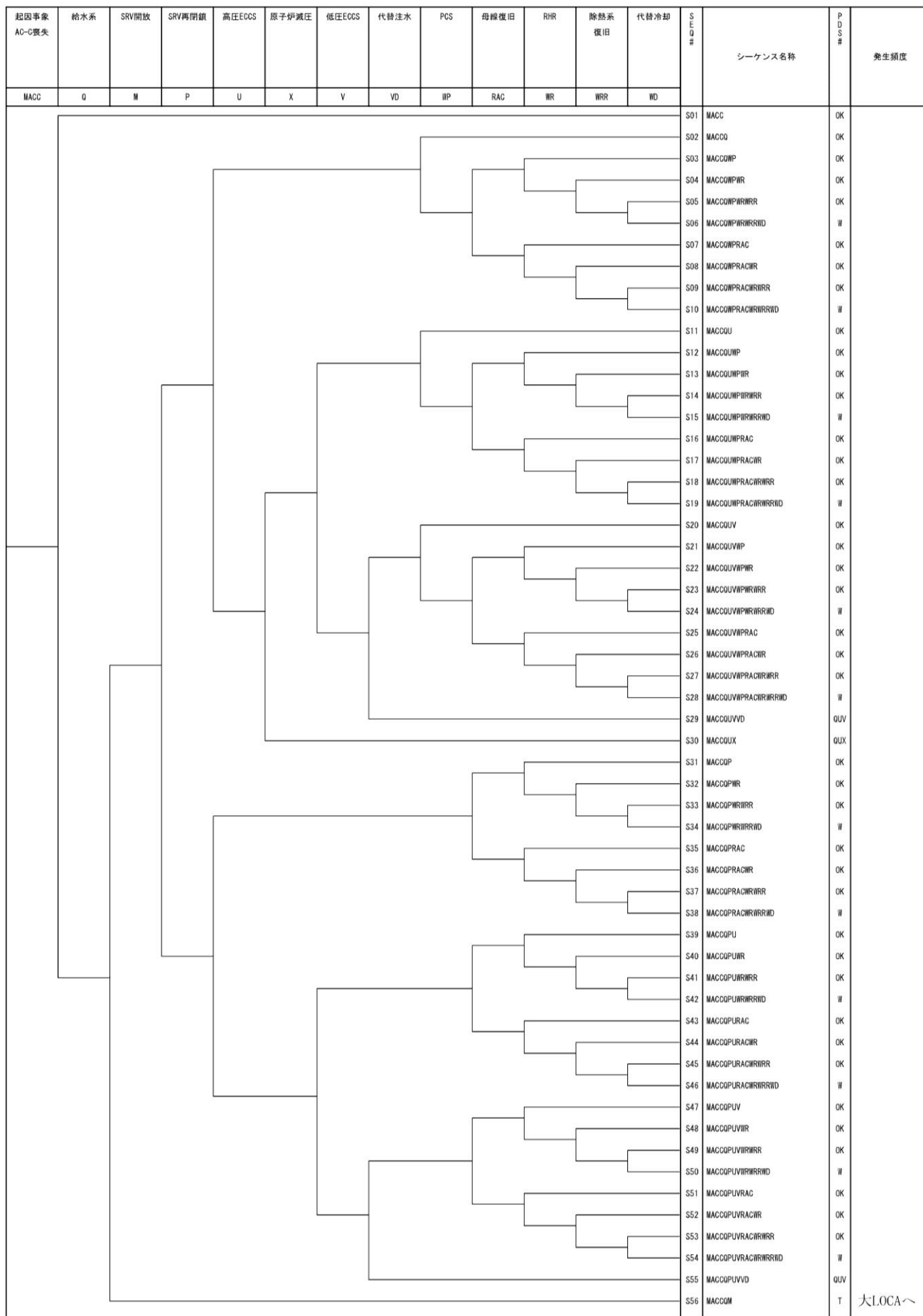




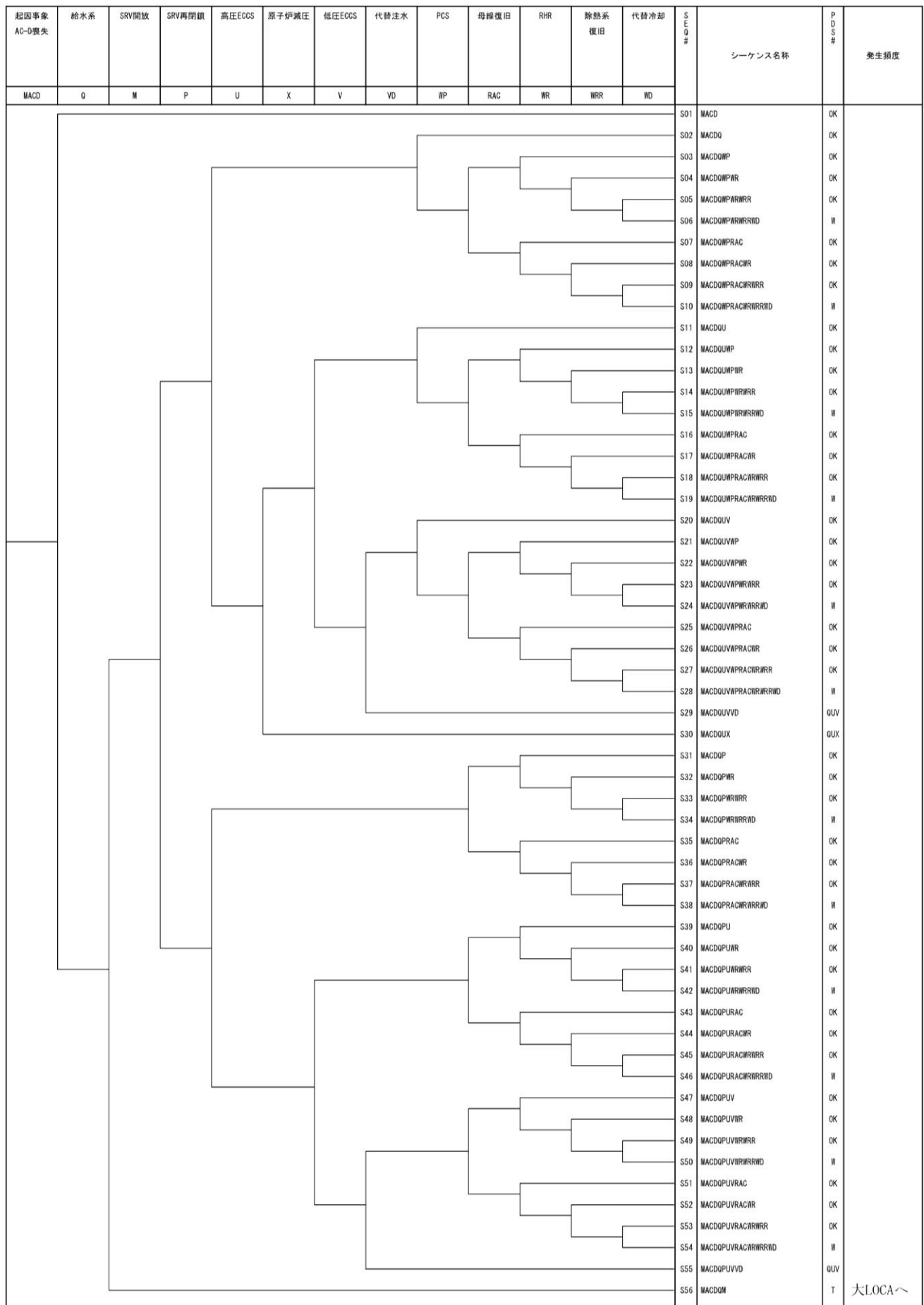
第10図 S R V誤開放に対するイベントツリー



第 11 図 手動停止に対するイベントツリー



第 12 図 サポート系喪失（非常用区分 1 交流電源故障）に対するイベントツリー



第 13 図 サポート系喪失（非常用区分 2 交流電源故障）に対するイベントツリー

起因事象 DC-1喪失	給水系	SRV開放	SRV再閉鎖	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	母線復旧	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
MDC1	Q	M	P	U	X	V	VD	WP	RDC	WR	WRR	WD				
S01	MDC1														OK	
S02	MDC1Q														OK	
S03	MDC1QWP														OK	
S04	MDC1QWPWR														OK	
S05	MDC1QWPWRWR														OK	
S06	MDC1QWPWRWRWD														W	
S07	MDC1QWPWDC														OK	
S08	MDC1QWPWDCWR														OK	
S09	MDC1QWPWDCWRWR														OK	
S10	MDC1QWPWDCWRWRWD														W	
S11	MDC1QU														OK	
S12	MDC1QUWP														OK	
S13	MDC1QUWPWR														OK	
S14	MDC1QUWPWRWR														OK	
S15	MDC1QUWPWRWRWD														W	
S16	MDC1QUWPRDC														OK	
S17	MDC1QUWPRDCWR														OK	
S18	MDC1QUWPRDCWRWR														OK	
S19	MDC1QUWPRDCWRWRWD														W	
S20	MDC1QUV														OK	
S21	MDC1QUVWP														OK	
S22	MDC1QUVWPWR														OK	
S23	MDC1QUVWPWRWR														OK	
S24	MDC1QUVWPWRWRWD														W	
S25	MDC1QUWPRDC														OK	
S26	MDC1QUWPRDCWR														OK	
S27	MDC1QUWPRDCWRWR														OK	
S28	MDC1QUWPRDCWRWRWD														W	
S29	MDC1QUVVD														OUV	
S30	MDC1QUX														OUX	
S31	MDC1QP														OK	
S32	MDC1QPWR														OK	
S33	MDC1QPWRWR														OK	
S34	MDC1QPWRWRWR														W	
S35	MDC1QPRDC														OK	
S36	MDC1QPRDCWR														OK	
S37	MDC1QPRDCWRWR														OK	
S38	MDC1QPRDCWRWRWD														W	
S39	MDC1QPU														OK	
S40	MDC1QPUR														OK	
S41	MDC1QPURWR														OK	
S42	MDC1QPURWRWR														W	
S43	MDC1QPURDC														OK	
S44	MDC1QPURDCWR														OK	
S45	MDC1QPURDCWRWR														OK	
S46	MDC1QPURDCWRWRWD														W	
S47	MDC1QPUV														OK	
S48	MDC1QPUVWR														OK	
S49	MDC1QPUVWRWR														OK	
S50	MDC1QPUVWRWRWR														W	
S51	MDC1QPUVDC														OK	
S52	MDC1QPUVDCWR														OK	
S53	MDC1QPUVDCWRWR														OK	
S54	MDC1QPUVDCWRWRWD														W	
S55	MDC1QPUVVD														OUV	
S56	MDC1QM														T	大LOCAへ

第 14 図 サポート系喪失（非常用区分 1 直流電源故障）に対するイベントツリー

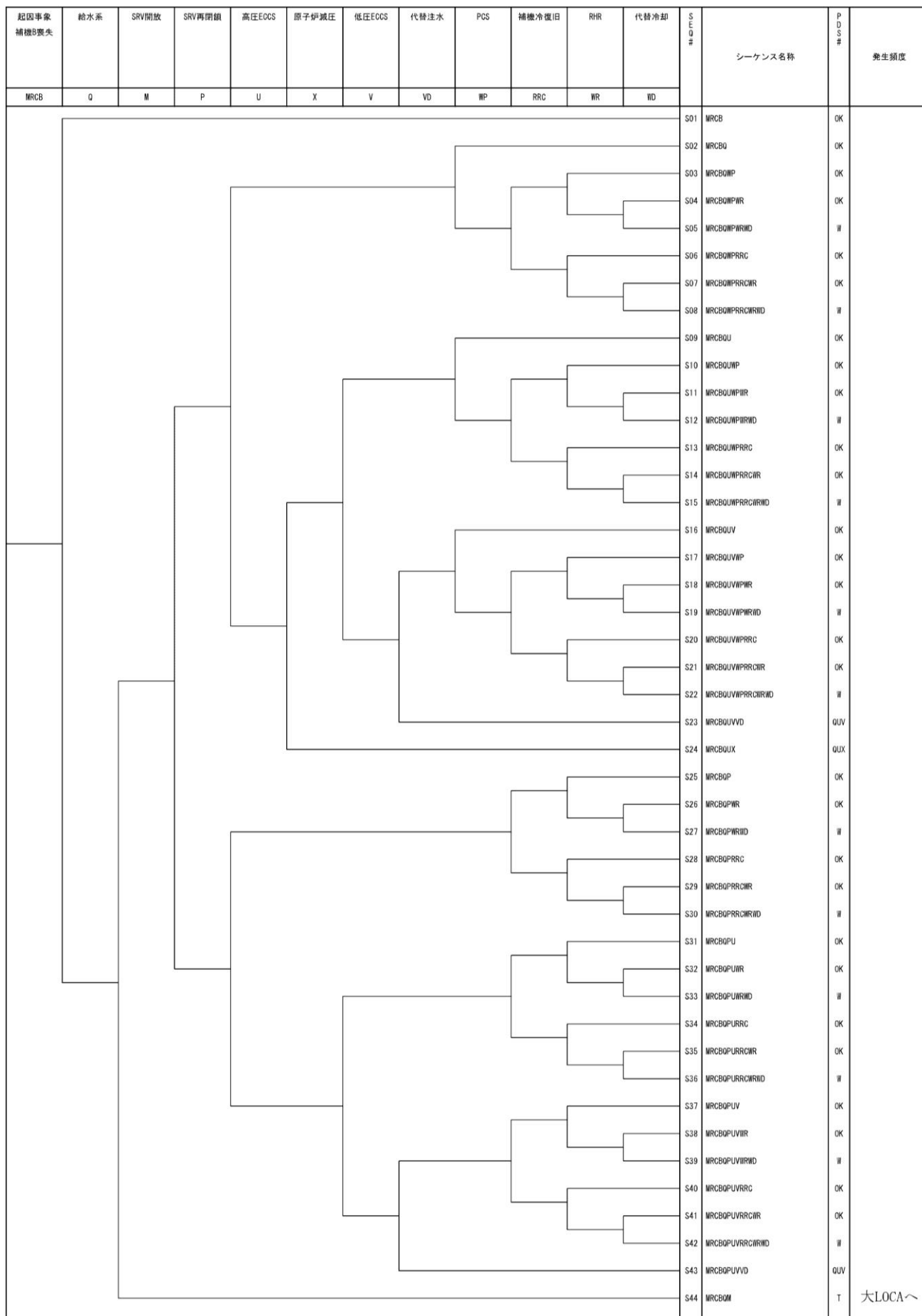
起因事象 DC-2喪失	給水系	SRV開放	SRV再開鎖	高圧ECGS	原子伊減圧	低圧ECGS	代替注水	PCS	母線復旧	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
MDC2	Q	M	P	U	X	V	VD	WP	RDC	WR	WRR	WD				
													S01	MDC2	OK	
													S02	MDC2Q	OK	
													S03	MDC2QWP	OK	
													S04	MDC2QWPWR	OK	
													S05	MDC2QWPWRWR	OK	
													S06	MDC2QWPWRWRWD	W	
													S07	MDC2QWPVDC	OK	
													S08	MDC2QWPVDCWR	OK	
													S09	MDC2QWPVDCWRWR	OK	
													S10	MDC2QWPVDCWRWRWD	W	
													S11	MDC2QU	OK	
													S12	MDC2QUWP	OK	
													S13	MDC2QUWPWR	OK	
													S14	MDC2QUWPWRWR	OK	
													S15	MDC2QUWPWRWRWD	W	
													S16	MDC2QUVDC	OK	
													S17	MDC2QUVDCWR	OK	
													S18	MDC2QUVDCWRWR	OK	
													S19	MDC2QUVDCWRWRWD	W	
													S20	MDC2QUV	OK	
													S21	MDC2QUVWP	OK	
													S22	MDC2QUVWPWR	OK	
													S23	MDC2QUVWPWRWR	OK	
													S24	MDC2QUVWPWRWRWD	W	
													S25	MDC2QUVVDC	OK	
													S26	MDC2QUVVDCWR	OK	
													S27	MDC2QUVVDCWRWR	OK	
													S28	MDC2QUVVDCWRWRWD	W	
													S29	MDC2QUVVD	QUV	
													S30	MDC2QUX	QUX	
													S31	MDC2QP	OK	
													S32	MDC2QPWR	OK	
													S33	MDC2QPWRWR	OK	
													S34	MDC2QPWRWRWD	W	
													S35	MDC2QPRDC	OK	
													S36	MDC2QPRDCWR	OK	
													S37	MDC2QPRDCWRWR	OK	
													S38	MDC2QPRDCWRWRWD	W	
													S39	MDC2QPU	OK	
													S40	MDC2QPUR	OK	
													S41	MDC2QPURWR	OK	
													S42	MDC2QPURWRWRWD	W	
													S43	MDC2QPURDC	OK	
													S44	MDC2QPURDCWR	OK	
													S45	MDC2QPURDCWRWR	OK	
													S46	MDC2QPURDCWRWRWD	W	
													S47	MDC2QPUV	OK	
													S48	MDC2QPUVWR	OK	
													S49	MDC2QPUVWRWR	OK	
													S50	MDC2QPUVWRWRWD	W	
													S51	MDC2QPUVDC	OK	
													S52	MDC2QPUVDCWR	OK	
													S53	MDC2QPUVDCWRWR	OK	
													S54	MDC2QPUVDCWRWRWD	W	
													S55	MDC2QPUVVD	QUV	
													S56	MDC2QM	T	

大LOCAへ

第 15 図 サポート系喪失（非常用区分 2 直流電源故障）に対するイベントツリー

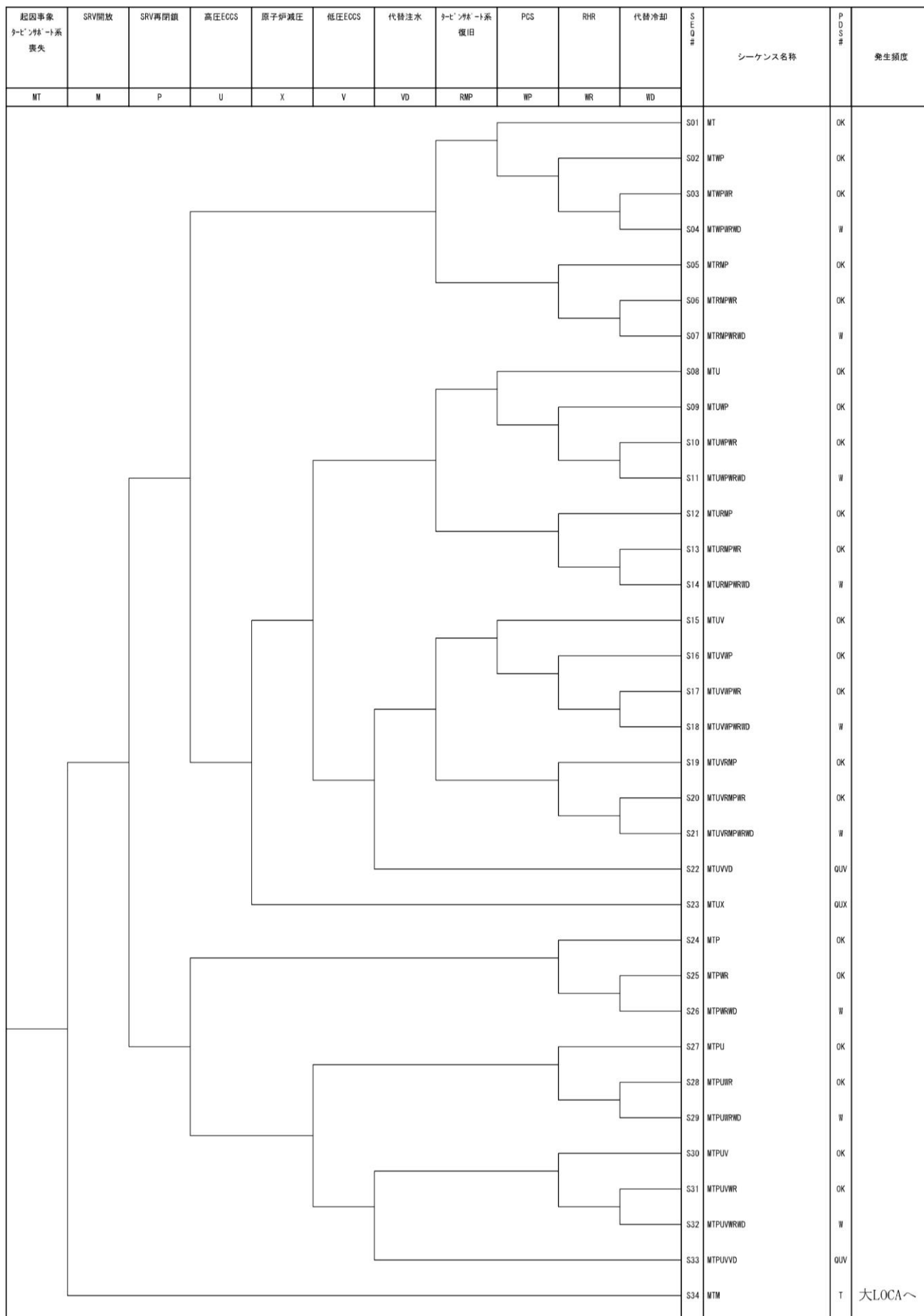
起因事象 補機A喪失	給水系	SRV開放	SRV再閉鎖	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	補機冷復旧	RHR	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
MRCA	Q	M	P	U	X	V	VD	WP	RRC	WR	WD				
												S01	MRCA	OK	
												S02	MRCAG	OK	
												S03	MRCAGWP	OK	
												S04	MRCAGWPWR	OK	
												S05	MRCAGWPWRWD	W	
												S06	MRCAGWPRRC	OK	
												S07	MRCAGWPRRCWR	OK	
												S08	MRCAGWPRRCWRWD	W	
												S09	MRCAGU	OK	
												S10	MRCAGUWP	OK	
												S11	MRCAGUWPWR	OK	
												S12	MRCAGUWPWRWD	W	
												S13	MRCAGUWPRRC	OK	
												S14	MRCAGUWPRRCWR	OK	
												S15	MRCAGUWPRRCWRWD	W	
												S16	MRCAGUV	OK	
												S17	MRCAGUWVP	OK	
												S18	MRCAGUWVPWR	OK	
												S19	MRCAGUWVPWRWD	W	
												S20	MRCAGUWPRRC	OK	
												S21	MRCAGUWPRRCWR	OK	
												S22	MRCAGUWPRRCWRWD	W	
												S23	MRCAGUVD	QUV	
												S24	MRCAGUX	QUX	
												S25	MRCAGP	OK	
												S26	MRCAGPWR	OK	
												S27	MRCAGPWRWD	W	
												S28	MRCAGPRRC	OK	
												S29	MRCAGPRRCWR	OK	
												S30	MRCAGPRRCWRWD	W	
												S31	MRCAGPU	OK	
												S32	MRCAGPUWR	OK	
												S33	MRCAGPUWRWD	W	
												S34	MRCAGPURRC	OK	
												S35	MRCAGPURRCWR	OK	
												S36	MRCAGPURRCWRWD	W	
												S37	MRCAGPUV	OK	
												S38	MRCAGPUVWR	OK	
												S39	MRCAGPUVWRWD	W	
												S40	MRCAGPUVPRRC	OK	
												S41	MRCAGPUVPRRCWR	OK	
												S42	MRCAGPUVPRRCWRWD	W	
												S43	MRCAGPUVD	QUV	
												S44	MRCAGM	T	大LOCAへ

第 16 図 サポート系喪失（非常用区分 1 原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー



第 17 図 サポート系喪失（非常用区分 2 原子炉補機冷却系故障）に対するイベントツリー





第 18 図 サポート系喪失（タービン・サポート系故障）に対するイベントツリー

逃がし安全弁の開固着を想定する考え方

起因事象発生後に、1個以上のSRVの開固着が発生した場合には、原子炉の減圧及び原子炉冷却材の一次系からの放出が起きる。その影響によって、第1表に示すように成功基準が変化する。

## 1. 原子炉の減圧

1個以上のSRVの開固着により原子炉圧力が低圧系の作動圧力まで減圧する。このため、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却が不能になるとともに、手動による原子炉の減圧は不要となる。

## 2. 原子炉冷却材の一次系からの放出

SRVより、一次系の外に冷却材が流出することによって、復水器ホットウェル水バランスが崩れ（系外への流出分だけ給復水系によるホットウェルからの冷却材の持ち出しが多くなる）、復水器ホットウェ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、復水器ホットウェルへの水の補給が必要となる。

また、原子炉と復水器を含む閉ループの確立と復水器の冷却（真空度維持）が困難であるため、復水器による除熱は不能になる。

上記のように、SRVの開固着が発生した場合は、SRV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、SRV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。

SRV開放後の再閉鎖については、  
した値を用いている。SRVの閉失敗確率( $5.6 \times 10^{-8}$ /時間)と試験間隔(8,760時間)を用いて1個あたりの閉失敗確率を求め、全弁の閉失敗確率としている。

第1表 成功基準の比較

起因事象	原子炉未臨界	炉心冷却	格納容器熱除去
過渡事象 手動停止/ サボート系喪失	SRV 正常作動時  原子炉保護系＋ スクラム排出水容器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 給水系※1</li> <li>・ 高圧炉心スプレイ系</li> <li>・ 自動減圧系（手動）＋低圧炉心スプレイ系</li> <li>・ 自動減圧系（手動）＋1／3低圧注水系</li> <li>・ 自動減圧系（手動）＋復水系※1</li> <li>・ 原子炉隔離時冷却系</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1／2 残留熱除去系</li> <li>・ 復水器による除熱※1</li> </ul>
SRV 1個以上開固着時	原子炉保護系＋ スクラム排出水容器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 給水系※1</li> <li>・ 高圧炉心スプレイ系</li> <li>・ 低圧炉心スプレイ系</li> <li>・ 1／3低圧注水系</li> <li>・ 復水系※1</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1／2 残留熱除去系</li> </ul>

※1 手動停止時のみ成功基準として期待している。

全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転が  
可能であることの妥当性及び実力評価について

1. 原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転の妥当性

今回の P R A では、全交流動力電源喪失時において原子炉隔離時冷却系が 8 時間継続運転することを想定している。

全交流動力電源喪失時には、残留熱除去系の機能喪失により、原子炉格納容器内の温度、圧力が上昇し、また、空調換気系の機能喪失により、原子炉隔離時冷却ポンプ室温度、中央制御室温度が上昇する。これらの要因が、原子炉隔離時冷却系の継続運転に影響を及ぼす可能性があることから、以下の観点から影響を評価した。

- ・サブプレッション・プール水温上昇
- ・サブプレッション・チェンバ圧力上昇
- ・原子炉隔離時冷却ポンプ室温度上昇
- ・中央制御室温度上昇

第1表に示すとおり、上記の事象は原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転の妨げとならないことから、全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の 8 時間継続運転の想定は妥当と考えられる。なお、原子炉隔離時冷却系の運転制御に必要な直流電源についても、8 時間の電源供給が可能である。

2. 原子炉隔離時冷却系の運転継続時間の実力評価について

(1) 福島第一原子力発電所事故における原子炉隔離時冷却系の継続運転に対する知見

福島第一原子力発電所事故に関する報告書である「福島原子力事故における未確認・未解明事項の調査・検討結果～第3回進捗報告～」によると、福島第一原子力発電所3号機の原子炉隔離時冷却系については約20時間程度運転を実施した実績がある。原子炉隔離時冷却系関連操作について、以下を時系列に示す。

**【福島第一原子力発電所3号機原子炉隔離時冷却系関連操作と観測事実】**

平成23年3月11日（金）

- 14:46 東北地方太平洋沖地震発生。第3非常事態を自動発令
- 14:47 原子炉自動スクラム、主タービン手動トリップ
- 14:48 非常用ディーゼル発電機自動起動
- 15:05 原子炉隔離時冷却系手動起動
- 15:25 原子炉隔離時冷却系自動停止（原子炉水位高）
- 15:27 津波第一波到達
- 15:35 津波第二波到達
- 15:38 全交流電源喪失

## 16:03 原子炉隔離時冷却系手動起動

平成23年3月12日（土）

11:36 原子炉隔離時冷却系自動停止

上記時系列のとおり、約20時間程度原子炉隔離時冷却系を継続運転しているが、その際には以下の対応を実施している。

- ・蓄電池節約のため、監視計器や制御盤、計算機について、監視及び運転制御に最低限必要な設備を除き、負荷の切離しを実施。
- ・監視計器については、A系B系と二重化されていることから片系ずつ使用し蓄電池消費量の低減を図った。
- ・中央制御室の非常灯や時計の負荷切離しや、別室の蛍光灯を抜く等も実施。

また、福島第一原子力発電所2号炉の原子炉隔離時冷却系がサプレッション・プールを水源として2日以上（平成23年3月12日5時から14日9時）運転していたと考えられており、平成23年3月14日7時に計測されたサプレッション・プールの温度は146℃であったことから、原子炉隔離時冷却系は、サプレッション・プールの温度が100℃を超える温度にあった場合においても運転を継続できる可能性があると考えられる。

### (2) 蓄電池の給電継続時間

今回のPRAでは、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系の運転継続時間として、蓄電池の給電継続時間の8時間を想定している。蓄電池の実力として、従来の蓄電池における給電継続時間の実力を以下のとおり評価した。

#### a. 評価方法

ある時間の給電に必要な蓄電池の容量は、電池工業会規格SBA S 0601「据置蓄電池の容量算出法」に準じて次の式を用いて評価できる。なお、蓄電池特性については蓄電池メーカー提示のものを用いる。

$$C = \frac{1}{L} [K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1})]$$

ここで、

C：+10℃における定格放電率換算容量（Ah）

L：保守率（0.8）

K：放電時間、蓄電池の最低温度（+10℃）及び許容できる最低電圧（1.75V/セル）によって決められる容量換算時間（時）<sup>\*1</sup>

I：放電電流（A）

サフィックス1, 2, 3, …, n：放電電流の変化の順に付番

<対象蓄電池>

115V蓄電池 B系 : 1,200Ah (10時間率) ※<sup>2</sup>

230V蓄電池 : 3,500Ah (10時間率) ※<sup>2</sup>

<負荷抑制の操作>

全交流動力電源喪失後30分でC V C F等の原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な負荷以外の切離しを仮定

※1 放電時間を10時間としたときの容量換算時間

115V蓄電池 B系 :  $K_1:11.7, K_2:11.7, K_3:11.2$

230V蓄電池 :  $K_1:13.2, K_2:13.2, K_3:12.7$

※2 今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態

b. 評価結果

1) 115V蓄電池 B系

事象発生10時間後まで第1図の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約640Ahとなる。115V蓄電池 B系の設計容量は1,200Ahであり、必要容量が設計容量を上回るため、約10時間以上直流電圧を供給することが可能である。

2) 230V蓄電池

事象発生10時間後まで第2図の負荷電流を供給するために必要となる蓄電池容量は算出式より約1,300Ahとなる。230V蓄電池の設計容量は3,500Ahであり、必要容量が設計容量を上回るため、約10時間以上直流電圧を供給することが可能である。

以上より、負荷積上げの余裕を考慮するとともに、事象発生30分後に原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な負荷以外を切り離す場合を想定すると、原子炉隔離時冷却系は10時間以上の運転継続が可能である。

なお、今回の申請においては、以下のとおり所内常設蓄電式直流電源設備を整備することとしている。

- ・原子炉隔離時冷却系の電動弁等は、230V原子炉隔離時冷却系用直流電源設備から受電できる設計としている。
- ・原子炉隔離時冷却系タービン制御盤、原子炉隔離時冷却系流量計は、115V-B系所内用直流電源設備及び115V-B系所内用直流電源設備 (S A) から受電できる設計としている。

原子炉隔離時冷却系の運転に必要な直流電源は、上述の所内常設蓄電式直流電源設備を整備することにより、電動弁においては負荷切離しを実施せず24時間にわたり、運転継続に必要な電力を供給できる蓄電池容量としている。

また、原子炉隔離時冷却系タービン制御盤、原子炉隔離時冷却系流量計においては、負荷切離しを実施せずに8時間、その後、必要な負荷以外を切離して16時間の合計24時間にわたり、運転継続に必要な電力を供給できる蓄電池容量としている。

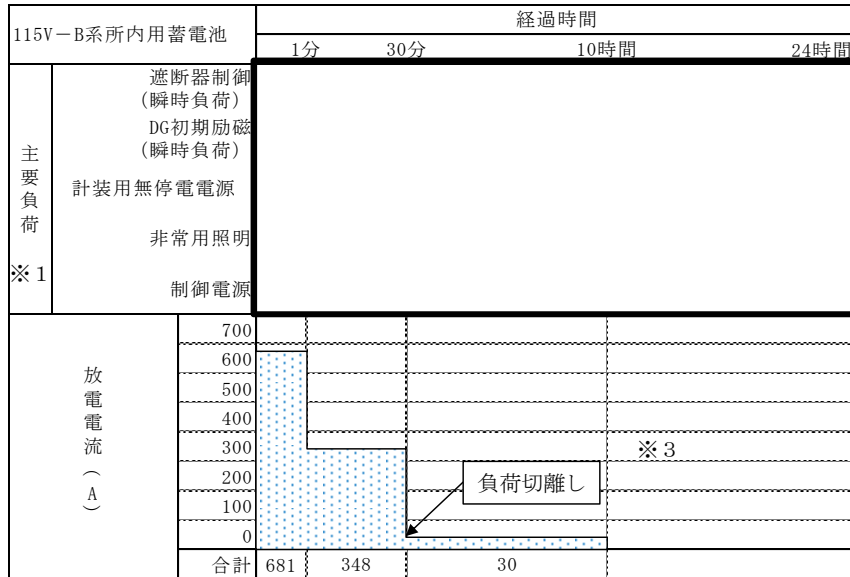
直流電源設備を第3図に示す。

第1表 全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の継続運転への影響評価

原子炉隔離時冷却系 継続運転制約要因	概要	評価結果
サブレーション・プ ール水温上昇	サブレーション・プールの水温上昇により、原子炉隔離時冷却ポンプのキャビテーションやポンプ軸受の潤滑油冷却機能が阻害され、原子炉隔離時冷却ポンプの運転に影響を与える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合のサブレーション・プール水温の推移を評価した結果、事象発生から8時間後のサブレーション・プール水温は約100℃となる。水温の上昇に伴い、有効NPSHは約8.7mまで低下するが、ポンプの必要NPSH [m]に対して十分余裕があるため、キャビテーションは発生しない。また、水温上昇に伴う潤滑油温度上昇は、最大でも約110℃までであり、この温度では軸受の油膜形成に影響はなく、油膜切れによる軸受の焼付きは発生しない（許容温度約125℃）。したがって、サブレーション・プール水温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。
サブレーション・チ ェンバ圧力上昇	原子炉隔離時冷却系タービン保護のため、サブレーション・チェンバ圧力0.177MPa [gage]にて、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力高トリップインターロックが動作し、原子炉隔離時冷却系の運転が停止する可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合のサブレーション・チェンバ圧力の推移を評価した結果、事象発生から8時間後のサブレーション・チェンバ圧力は約0.07MPa [gage]となり、原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力高トリップインターロック設定圧力を下回る。したがって、サブレーション・チェンバ圧力上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。
原子炉隔離時冷却ポ ンプ室温度上昇	原子炉隔離時冷却系のポンプ、電気制御系統、弁、タービン等の設計で想定している環境の最高温度は、事象発生から8時間後では66℃を想定している。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止しているため、原子炉隔離時冷却ポンプ室温が設計で想定している環境温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を継続した場合の原子炉隔離時冷却ポンプ室温度の推移を評価した（補足資料）。その結果、事象発生から8時間後の室温は約60℃（初期温度40℃）であり、原子炉隔離時冷却系の設計で想定している環境温度を下回る。したがって、原子炉隔離時冷却ポンプ室温度上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。
中央制御室温度上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は40℃である。全交流動力電源喪失では換気空調系が停止するため、中央制御室温度が最高温度を超える可能性が考えられる。	全交流動力電源喪失時の中央制御室温度を評価した（補足資料）。その結果、事象発生から8時間後の室温は約34℃（初期温度26℃）であり、制御盤の設計で想定している環境の最高温度である40℃を下回る。したがって、中央制御室室温上昇によって原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転は阻害されない。

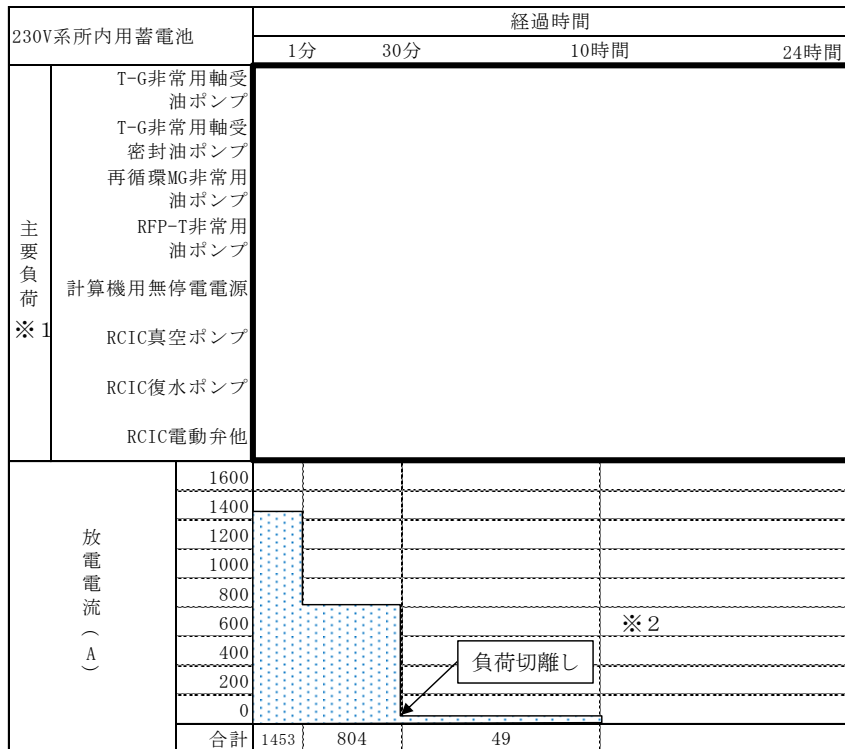
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。





- ※1 今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態。
- ※2 ディーゼル発電機初期励磁電流は、遮断器操作と重なって操作されることがなく、かつディーゼル発電機初期励磁電流は遮断器操作より小さいため蓄電池容量計算上は含めない。
- ※3 全交流動力電源喪失30分後に、RCIC制御電源、RCIC計器電源、ADS論理逃がし安全弁回路、工学安全施設トリップ設定器及び非常用照明以外の負荷を切り離すと仮定。

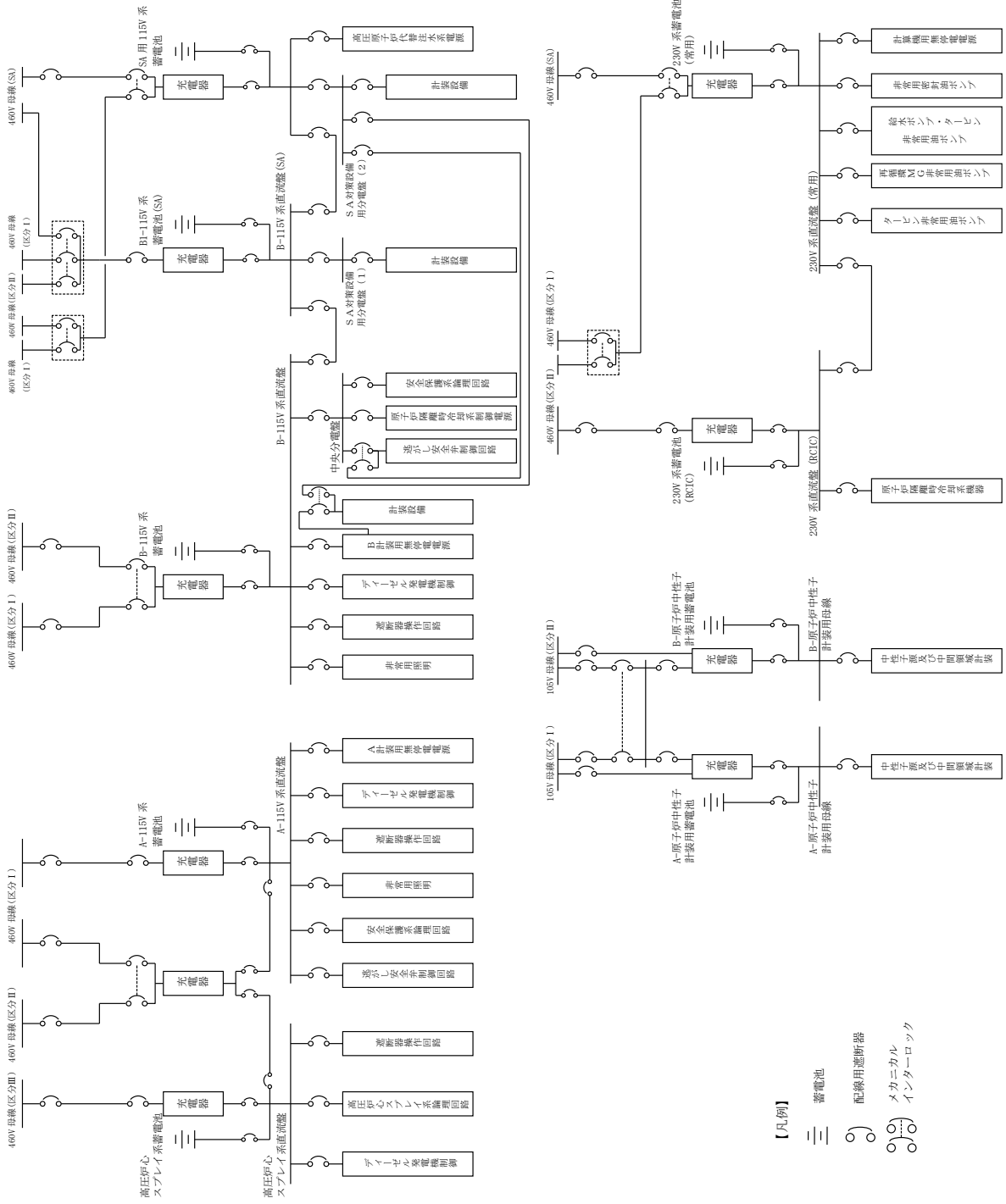
第1図 115V蓄電池B系の時間当たりの負荷電流<sup>※1</sup>



- ※1 今回の評価に用いた設備は今回の申請における対策実施前の状態。
- ※2 全交流動力電源喪失30分後に、RCIC真空ポンプ、RCIC復水ポンプ、RCIC電動弁以外の負荷を切り離す。

第2図 230V蓄電池の時間当たりの負荷電流<sup>※1</sup>

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第3図 直流電源設備

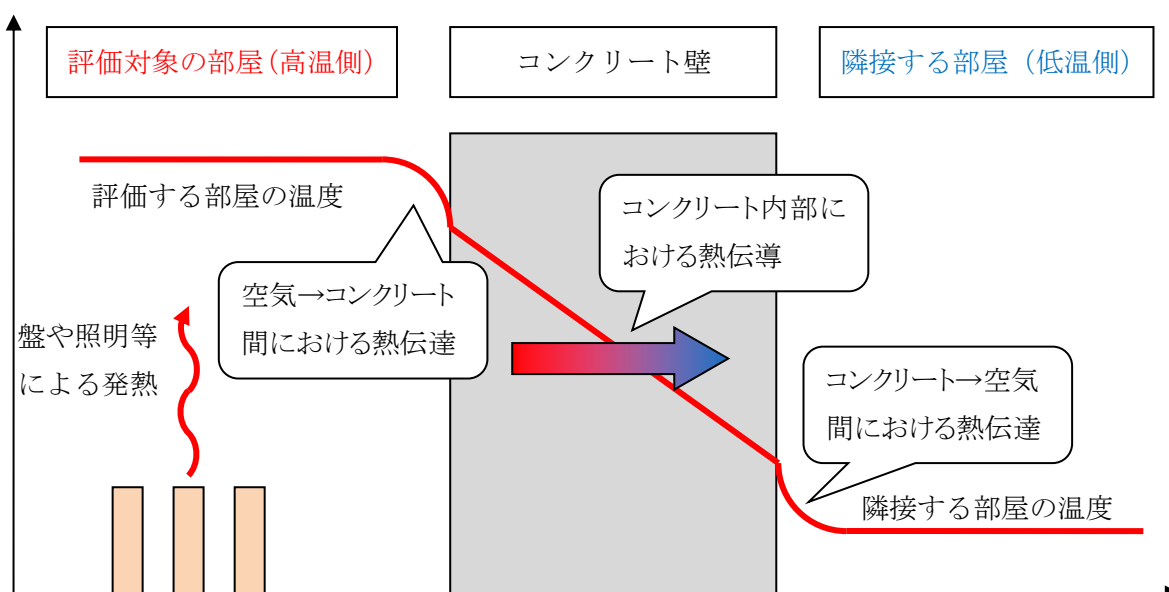
全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却ポンプ室及び中央制御室の  
室温評価について

1. 温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には、換気空調系停止による除熱が行われなため、評価対象の部屋の温度変化は、タービンや配管等の室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣の部屋への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（第1図参照）。

換気空調系停止後、室温が上昇を始め、最終的には室内熱負荷と躯体放熱のバランスにより平衡状態となる。



第1図 室温評価における温度分布と熱の移動の概要図

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- a. 評価対象とする部屋の条件：第1表参照
- b. 評価対象の部屋に隣接する部屋の温度
  - ・一般エリア : 40°C
  - ・屋外 : 32°C (夏季設計外気温)
  - ・トールス室 : 75°C (有効性評価全交流動力電源喪失時の想定温度)
  - ・その他二次格納施設内 : 66°C
  - ・地中 : 18°C
- c. 壁-空気の熱伝達率 (無換気状態) [出展: 日本機械学会 伝熱工学資料]
  - ・鉛直壁面 :  W/m<sup>2</sup>・°C
  - ・天井面 :  W/m<sup>2</sup>・°C
  - ・床面 :  W/m<sup>2</sup>・°C
- d. コンクリート熱伝導率 : 1.6 W/m・°C [出展: 空気調和衛生工学便覧]

第1表 評価する部屋の条件

	中央制御室	R C I C ポンプ室
発熱負荷[W]		
容積[m <sup>3</sup> ]		
熱容量[kJ/°C]		
初期温度[°C]	26	40

(3) 評価結果

全交流電源喪失時において、事象発生後 8 時間の原子炉隔離時冷却ポンプ室最高温度は約60°C、中央制御室の最大温度は約34°Cとなり、設計で考慮している温度を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。

常用系と非常用系で共用しているサポート系において  
常用系機能喪失と常用系隔離失敗（隔離弁故障等）が重畳する場合の取り扱い

原子炉補機冷却系の冷却対象として常用補機及び非常用補機があり、区分Ⅰ又は区分Ⅱにより常用補機、区分Ⅰ及び区分Ⅱによりそれぞれ独立して非常用補機を冷却している。非常時には、常用側と隔離され非常用補機のみ冷却する設計となっている。第1図に原子炉補機冷却設備系統概要図（区分Ⅰ，区分Ⅱ）を示す。

今回のPRAでは、起因事象「従属性を有する機器の機能喪失」において原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系の1系列の機能喪失を考慮しているほか、システム信頼性解析においても原子炉補機冷却系をモデル化することで、事故シーケンスを評価している。

以下に、起因事象及びシステム信頼性解析における、常用系と非常用系間の隔離弁の扱いを含めた原子炉補機冷却系の取扱いについて述べる。

## 1. 起因事象における扱い

### (1) 原子炉補機冷却系非常用補機の機能喪失

原子炉補機冷却系非常用補機の冷却機能が喪失した場合、当該区分のECCSが待機除外となるが、常用補機の冷却機能は確保でき、過渡事象に至ることはない。この場合、運転員により手動停止することとしている。起因事象の同定においては、当該区分の広範な緩和設備が機能喪失に至ることを考慮し、原子炉補機冷却系の機能喪失を「従属性を有する機器の機能喪失」として抽出し、起因事象発生頻度として評価している。従属性を有する起因事象の同定について第1表、同定の結果を第2表に示す。

原子炉補機冷却系が機能喪失した場合、この発生頻度は、国内実績をもとに評価することとしているが、非常用系の原子炉補機冷却系については発生した事例がないことから、0.5回として起因事象発生頻度を算出している。

### (2) 原子炉補機冷却系常用補機の機能喪失

原子炉補機冷却系の機能喪失として、常用補機からの冷却材の流出等が生じた場合、常用補機と非常用補機間の隔離弁によって隔離が行われる。隔離に失敗した場合は、非常用補機の機能喪失となり、発生した事例が確認されていないものの、上記の発生実績に計上され、起因事象発生頻度に反映される事になる。

隔離に成功した場合は、原子炉再循環ポンプのトリップ等に至るが、プラントは原子炉自動スクラムに至ることはなく、運転手順書に基づき運転員により手動停止される。したがって、原子炉補機冷却系による常用補機の冷却が喪失した場合であっても過渡事象に至ることはなく、手動停止の起因事象として整理している。

### (3) 原子炉スクラムに至る可能性

原子炉補機冷却系の故障では、運転員による手動停止までに種々のプラント状態の確認及び他の機器の操作があり、一定の余裕時間があると想定される。そのため、本事象を含む第2表で示した従属性を有する起因事象では原子炉停止までに一定の余裕時間があり、原子炉停止をイベントツリーのヘディングに設定していない。

仮に、原子炉補機冷却系1系故障のイベントツリーに原子炉停止のヘディングを設定した場合、原子炉停止失敗により炉心損傷に至るシーケンスを展開することとなる。しかしながら、原子炉補機冷却系1系故障の発生頻度が $6.6 \times 10^{-4}$ /炉年であり、原子炉補機冷却系1系故障を起因とするシーケンスの炉心損傷頻度が $3.9 \times 10^{-7}$  (区分Ⅰ)、 $3.1 \times 10^{-7}$  (区分Ⅱ)であることに対し、原子炉停止失敗のヘディングがある起因事象の中で、最も発生頻度の高い非隔離事象( $1.6 \times 10^{-1}$ /炉年)において、原子炉停止失敗による炉心損傷頻度が $4.6 \times 10^{-10}$ /炉年になることから、原子炉補機冷却系1系故障後に、原子炉停止失敗した場合の炉心損傷頻度は無視できる値になると考える。

## 2. システム信頼性解析における扱い

今回のPRAでは、システム信頼性解析において、原子炉補機冷却系の区分Ⅰ及び区分Ⅱの隔離弁をモデル化している。

非常時には、常用補機は隔離され非常用補機のみ冷却する設計となっているため、ECCS起動時には、隔離弁によって常用補機が隔離された状態となり、常用補機からの流出等が生じた場合でも原子炉補機冷却系への影響はない。原子炉停止時冷却モード起動時には常用補機に通水しており、常用補機からの流出等が生じた場合、緊急遮断弁によって常用補機が隔離される。このとき、隔離失敗が生じた場合には原子炉補機冷却系が機能喪失するものとしている。

第1表 従属性を有する起因事象の同定 (1 / 3)

項目 (申請書添付ハ)	設備 (申請書添付ハ)	設備概要 (申請書添付人等)	機能喪失時の影響	起因事象としての 扱い
1. プラント配置	建物及び構築物	原子炉建物、タービン建物、制御室建物（島根原子力発電所1号及び2号炉で共用）、廃棄物建物、サイトハンガ建物（島根原子力発電所1号及び2号炉で共用）、固体廃棄物貯蔵所（島根原子力発電所1号及び2号炉と共用）、排気筒、純水装置建物（島根原子力発電所1号及び2号炉で共用）、取水口、取水管及び取水槽、放水口及び放水路、開閉所、管理事務所（島根原子力発電所1号及び2号炉で共用）		—
2. 原子炉及び炉心	燃料	燃料棒及び燃料集合体		起因事象対象外
	炉内構造物	気水分離器、蒸気乾燥器、ジェット・ポンプ		起因事象対象外
	制御棒及び制御棒駆動系	制御棒、制御棒駆動機構、制御棒駆動水圧ポンプ、水圧制御ユニット		過渡事象で考慮済み
	ほう酸水注入系	ほう酸水貯蔵タンク、ポンプ、テストタンク、配管弁		手動停止に含む
3. 原子炉冷却設備	原子炉圧力容器	原子炉冷却材圧力バウンダリ等		起因事象対象外
	原子炉再循環系	原子炉再循環ポンプ、原子炉再循環ポンプMGセツト、原子炉再循環配管		過渡事象 (主蒸気管破断は起因事象対象外)
	主蒸気系	主蒸気流量制限器、主蒸気隔離弁、SRV、主蒸気隔離弁測えい制御系		起因事象対象外
4. 工学的安全施設	原子炉格納容器	原子炉格納容器本体、ベント管、ベントヘッド及びダウングラム、真空破壊装置、原子炉格納容器貫通部、隔離弁		起因事象対象外
	格納容器内ガス濃度制御系	可燃性ガス濃度制御系、窒素ガス置換系		起因事象対象外
	格納容器冷却系	残留熱除去系に同じ		—
	原子炉棟	建物、扉、エア・ロック		起因事象対象外
	非常用ガス処理系	水分除去装置、排気ファン、フィルタ装置（高性能粒子フィルタ、チャコールフィルタ等）、排気管		起因事象対象外
ECCS	低圧炉心スプレイス	電動機駆動ポンプ1、炉心上部スパーージヤ、配管弁類、計測制御装置		起因事象対象外
	低圧注水系	電動機駆動ポンプ3、配管弁類、計測制御装置		
	高圧炉心スプレイス	電動機駆動ポンプ1、スパーージヤ、配管弁類、計測制御装置		
	自動減圧系	3. 主蒸気系 SRVと同じ		
5. 原子炉補助施設	燃料取扱及び貯蔵設備	燃料取扱機械、原子炉建物天井クレーン、新燃料貯蔵庫、燃料プール、輸送容器除染ビット、燃料プール冷却系、破損燃料検出装置		起因事象対象外
	原子炉浄化系	再生熱交換器、非再生熱交換器、補助熱交換器、混床式脱塩装置、ポンプ、ろ過脱塩装置		起因事象対象外
	残留熱除去系	ポンプ、熱交換器、配管弁（原子炉停止時冷却、低圧注水、格納容器スプレイス冷却、サブレンジョン・プール水冷却、燃料プール冷却）		手動停止に含む
	原子炉隔離時冷却系	ポンプ、蒸気駆動タービン、配管弁		手動停止に含む
	原子炉補機冷却系	冷却水ポンプ、海水ポンプ、熱交換器（常用補機冷却、非常用補機冷却、高圧炉心スプレイス補機冷却）		手動停止に含む [常用] 従属性を有する起因事象 [非常用]

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

第1表 従属性を有する起因事象の同定 (2 / 3)

項目 (申請書添付人)	設備 (申請書添付人)	設備概要 (申請書添付人等)	起因事象としての扱い		
6. タービン設備	蒸気タービン及び付属設備	蒸気タービン、タービン制御系、潤滑油系、タービングラント蒸気系、タービン・バイパス系	過渡事象で考慮済み		
	復水器及び循環水系	復水器、空気抽出器、復水器空気抽出系、循環水ポンプ			
7. 計測制御設備	復水・給水系	復水ポンプ、復水圧ポンプ、復水脱塩装置、給水加熱器、給水ポンプ	従属性を有する起因事象  過渡事象で考慮済み		
	タービン補機冷却系及びタービン補機海水系	冷却水ポンプ、熱交換器、海水ポンプ、配管弁			
	安全保護系	原子炉保護系、後備原子炉保護系、工学的安全施設作動回路、モード・スイッチ、ケーブル、電線管及び計測配管			
	中央制御室	計測制御装置、中央制御室換気系、中央制御室遮蔽、通信連絡及び証明設備、中央制御室外原子炉停止装置			
	原子炉制御系	反応度制御系、原子炉圧力制御系、タービン・バイパス制御系、原子炉水位制御系			
	原子炉中性子計装系	中性子源領域計装、中間領域計装、出力領域計装、制御棒引抜監視装置			
	原子炉ブラント・プロセス計装系	圧力容器計装、原子炉再循環系計装、給水系及び主蒸気系計装、制御棒駆動系計装、格納容器内雰囲気計装、漏えい検出系計装等			
	運転監視補助装置	制御棒引抜阻止回路、監視計装装置、制御棒価値ミニマイザ			
	8. 電気設備	送電線		220kV 送電線2回線 (島根原子力発電所1号、2号及び3号炉共用)、66kV 送電線 (島根原子力発電所1号及び2号炉共用)	起因事象対象外
		発電機		横軸円筒回転界磁3相同期発電機、固定子、回転子	
変圧器		主変圧器、所内変圧器、動力用変圧器、起動変圧器、予備変圧器 (島根原子力発電所1号及び2号炉共用)			
開閉所		220kV 開閉所 (島根原子力発電所1号、2号及び3号炉共用)、66kV 起動用開閉所 (島根原子力発電所1号及び2号炉共用)			
所内母線		常用高圧母線 (6.9kV 母線)、非常用高圧母線 (6.9kV 母線)、常用低圧母線 (460V)、非常用低圧母線 (460V)			
ディーゼル発電機		非常用ディーゼル発電機2、高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機1、燃料貯蔵設備			
直流電源設備		充電池、蓄電池、分電盤等 (115V 非常用電源母線2、115V 高圧炉心スプレイス系電源母線1、230V 常用電源母線1、中性子モニタ用母線2、±24V 原子炉中性子計装直流用電源母線2)			
計測制御用電源設備		105V 原子炉保護系母線2、105V 原子炉保護系交流発電機2、105V 計装用無停電交流電源装置2、105V 計装用無停電交流電源母線2、210V 計装用無停電交流電源装置、105V 一般計装交流電源設備			
通信連絡設備及び照明設備		指令電話、構内連絡用電話、局加入電話、電力保安通信用電話、所内非常灯			
ケーブル及び電線路		ケーブル、ケーブル・トレイ、電線管等			
9. 放射線防護設備及び放射線管理設備	放射線防護設備	遮蔽設備、換気系 (換気系は発電所補助設備に記載。)	従属性を有する起因事象  過渡事象で考慮済み  起因事象対象外  起因事象対象外  起因事象対象外		
	放射線管理設備	出入管理設備、試料分析・測定設備、個人管理用測定設備及び測定機器 (島根原子力発電所1号及び2号炉と共用)、放射線計測器の点検校正設備 (島根原子力発電所1号及び2号炉と共用)			

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。  
 補足 1.1.1.d-4-4



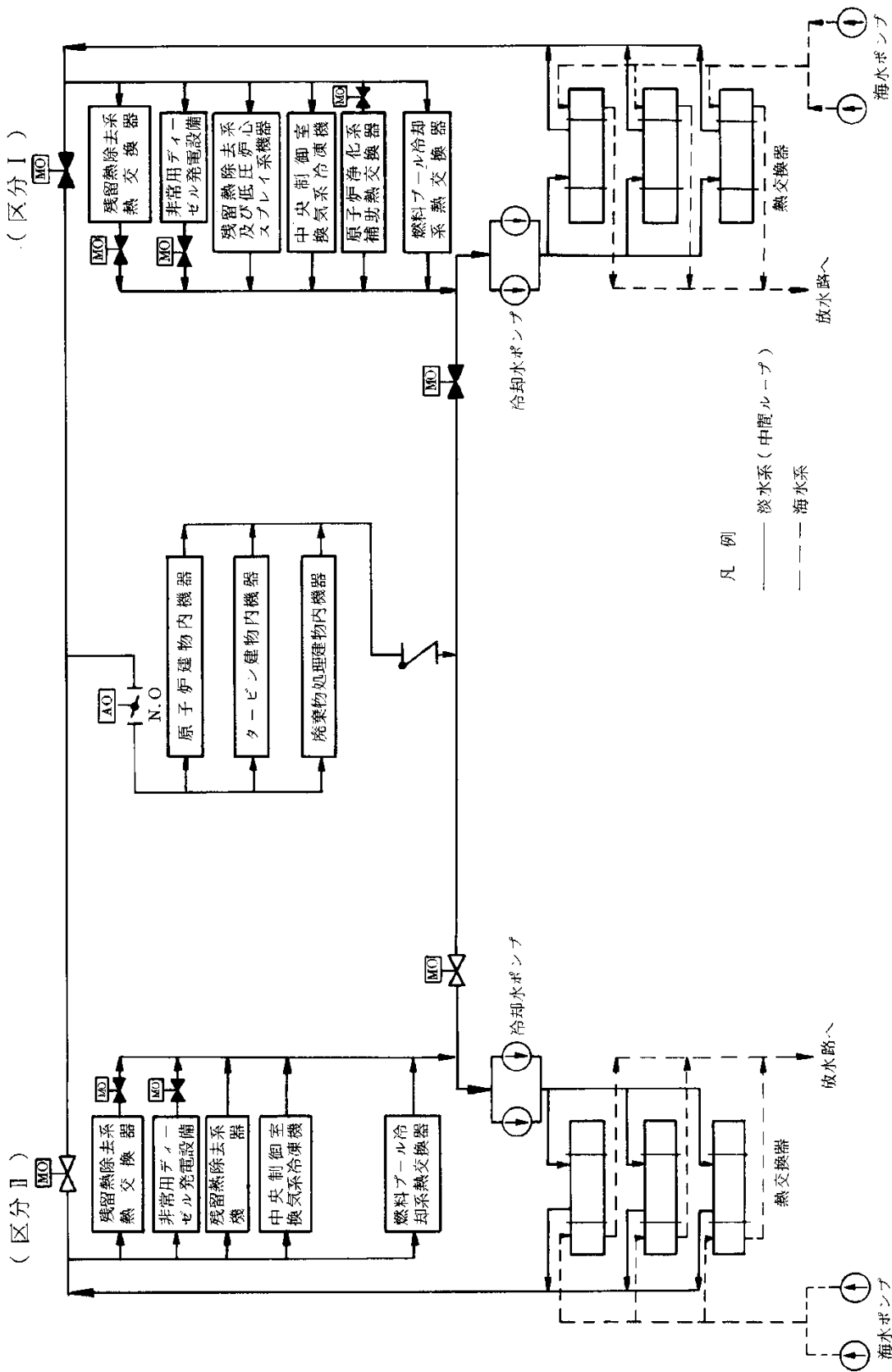
第1表 従属性を有する起因事象の同定 (3 / 3)

項目 (申請書添付八)	設備 (申請書添付八)	設備概要 (申請書添付八等)	機能喪失時の影響	起因事象としての扱い
10. 放射性廃棄物廃棄設備	気体廃棄物処理系	排ガス予熱器、排ガス再結晶器、排ガス復水器、除湿冷却器、活性炭式希ガスホールド・アップ塔、空気抽出器排ガス・フィルタ、排ガス抽出器及び排ガスアフロア、グラントド蒸気排ガス・フィルタ排気筒		起因事象対象外
	液体廃棄物処理系	タンク、フィルタ、ろ過脱塩器、ろ過器、濃縮器(機器ドレン系、床ドレン、再生廃液系、床ドレン、化学廃液系、ランドリ・ドレン系、シャワ・ドレン系)		
	固体廃棄物処理系	タンク(濃縮廃液タンク等)、ドラム詰装置、雑固体廃棄物焼却設備、雑固体廃棄物処理設備、減容機、サイトバンカ貯蔵プール、固体廃棄物移送容器、固体廃棄物貯蔵所		
	補給水系	貯水槽、ろ過装置、ろ過水タンク、除染ポンプ、純水装置、純水タンク、補給水ポンプ		
	復水輸送系	復水貯蔵タンク、補助復水貯蔵タンク、復水輸送ポンプ		
	所内ボイラ	補助ボイラ等(島根原子力発電所1号及び2号炉共用)		
	換気系	原子炉建屋換気系、タービン建屋換気系、廃棄物処理建屋換気系、中央制御室換気系、ドライウエール冷却装置		
	圧縮空気系	計装用圧縮空気系(L/A)、所内用圧縮空気系(H/A)		
	試料採取系	フード付試料採取機、発信器ラック、試料調整ラック、現場採取シンク等		
	消火設備	水災検出装置、水消火装置、不燃性ガス消火装置、泡消火装置及び消火器		
11. 発電所補助設備	トールラス水受タンク	島根原子力発電所1号及び2号炉共用		起因事象対象外
	発電所緊急時対策所	島根原子力発電所1号及び2号炉共用		

第2表 従属性を有する起因事象の同定結果

区分	事象	事象の定義	事象分類
従属性を有する起因事象	原子炉補機冷却系(非常用)の機能喪失時の手動停止	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原子炉手動停止。	原子炉補機冷却系故障(非常用)
	所内高圧電源(非常用)の機能喪失時の手動停止	交流母線や下流の電源設備(非常用ダイゼール発電機を除く)が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態で原子炉手動停止。	交流電源故障(非常用)
	直流通電源設備(非常用)の機能喪失時の手動停止	直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態で原子炉手動停止。	直流通電源故障(非常用)
	タービン・サポート系の機能喪失時の手動停止	タービン設備のサポート系が機能喪失し、タービン設備に期待できない状態で原子炉手動停止。	タービン・サポート系故障

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第1図 原子炉補機冷却系統概要図 (区分I, 区分II)

## 事故シーケンスの最終状態の分類の考え方

イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シーケンスは、機能の喪失状況、プラントの状態に与える影響によって分類し、「事故シーケンスグループ」としてまとめている。

機能の喪失状況は、起因事象が発生した場合に、炉心損傷防止のために必要な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能（高圧注水，原子炉減圧，低圧注水）」、「除熱機能」に着目している。また、プラントの状態に与える影響については、起因事象が発生した場合に期待できる安全機能，事象進展過程における原子炉圧力の状態，及び事象進展の速さ等に注目している。

### 1. 原子炉停止機能

過渡事象又はLOCA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. 原子炉冷却機能

原子炉停止に成功した場合でも，炉心の冷却が行われなければ炉心損傷に至る。冷却手段として，高圧注水機能，原子炉減圧機能及び低圧注水機能があり，これらの機能の喪失状況及びプラントの状態（原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性等）に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

- (1) 過渡事象発生後や手動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・低圧注水機能喪失／TQUV）。
- (2) 過渡事象発生後や手動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，原子炉冷却材圧力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（大破断LOCA／AE）。
- b. 中LOCA：冷却材の流出規模が大きく原子炉隔離時冷却系による注水には期待できないが，低圧注水のための原子炉減圧は必要（中破断LOCA／S1E）。
- c. 小LOCA：冷却材の流出規模が小さく原子炉隔離時冷却系による注水に期待可能（小破断LOCA／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うえ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. 除熱機能

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

外部電源喪失の発生後、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、事象進展速度、原子炉圧力状態等を考慮して以下のグループに細分化する。

- (1) 非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失した状態で、原子炉隔離時冷却系により原子炉注水は継続しているが、一定時間経過後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇し、炉心損傷に至る場合（長期TB）。
- (2) 非常用直流電源の機能喪失により非常用ディーゼル発電機2台と原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、短時間で炉心損傷に至る場合（TBD）。
- (3) 非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、さらに原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合で、原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る場合（TBU）。
- (4) 非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失し、さらに逃がし安全弁再閉鎖に失敗することにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失した場合で、原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る場合（TBP）。

以上より、イベントツリーの最終状態を第1表に示す事故シーケンスグループに分類する。

第1表 炉心損傷シーケンスグループの分類

炉心損傷事故シーケンス	事故シーケンスグループ
LOCA発生後の炉心冷却失敗	LOCA時注水機能喪失
大破断LOCA後の炉心冷却失敗	大破断LOCA (AE)
中破断LOCA後の炉心冷却失敗	中破断LOCA (S1E)
小破断LOCA後の炉心冷却失敗	小破断LOCA (S2E)
過渡事象発生後の高圧注水及び低圧注水による炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)
過渡事象発生後の高圧注水による炉心冷却失敗かつ減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)
外部電源喪失後の電源喪失	全交流動力電源喪失
非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系が機能喪失状態で、原子炉隔離時冷却系により炉心冷却を継続するが、蓄電池が枯渇し炉心損傷	長期TB
蓄電池の直流電源供給能力が喪失し、非常用ディーゼル発電機2台の起動に失敗し炉心損傷	TBD
非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、さらに原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉が高圧で炉心損傷	TBU
非常用ディーゼル発電機2台及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、さらにSRV再閉鎖により原子炉隔離時冷却系が機能喪失し、原子炉が低圧で炉心損傷	TBP
過渡事象又はLOCA発生後の原子炉格納容器からの熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失 (TW)
過渡事象又はLOCA発生後の原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失 (TC)
インターフェイスシステムLOCA発生後の破断箇所隔離失敗	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

サポート系が一部故障している場合の評価

サポート系が一部故障した場合にフロントライン系へ与える影響について、以下に例示する。

1. サポート系の一部故障により機能喪失する例（第1図）

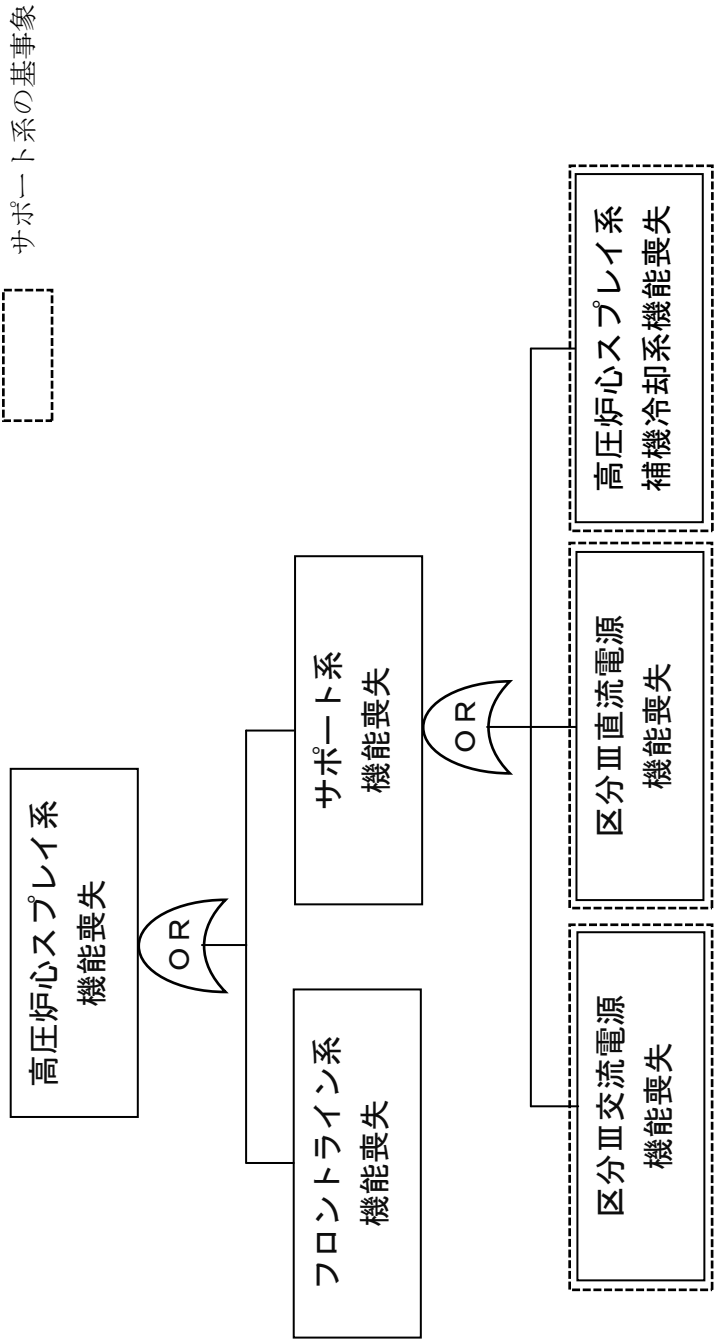
高圧炉心スプレイ系の機能喪失に係るフォールトツリーを第1図に示す。高圧炉心スプレイ系の動作にはサポート系として、駆動用電源の区分Ⅲ交流電源，制御用電源の区分Ⅲ直流電源，高圧炉心スプレイ系補機冷却系を必要とする。

高圧炉心スプレイ系は，これらのうちが1つでも機能喪失すると高圧炉心スプレイ系機能喪失となる。

2. サポート系の一部故障により機能喪失しない例（第2図）

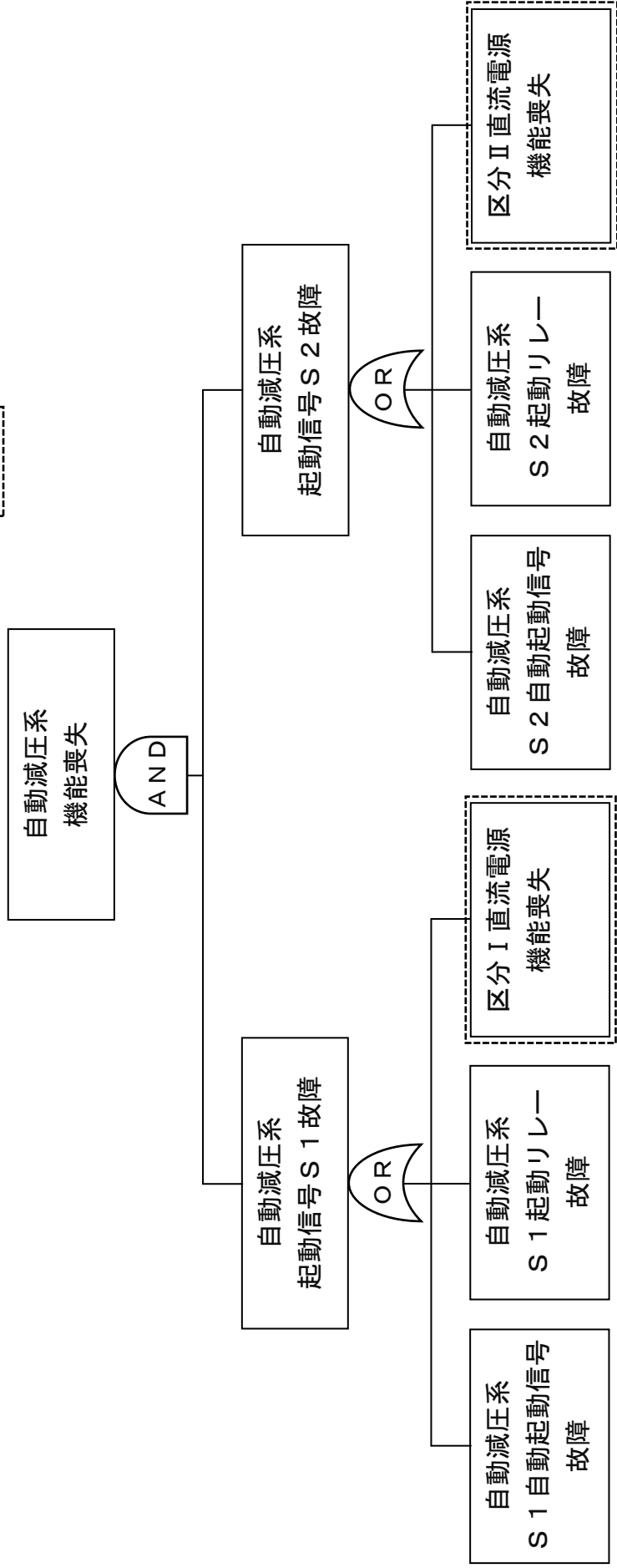
自動減圧系の機能喪失に係るフォールトツリーを第2図に示す。第2図に示すとおり，自動減圧系の動作にはサポート系として，区分Ⅰ直流電源（自動減圧系S1信号用電源），区分Ⅱ直流電源（自動減圧系S2信号用電源）のいずれかの電源を必要とする。

したがって，自動減圧系の直流電源の両区分が機能喪失した場合には自動減圧系が機能喪失するが，いずれか一方が機能維持していれば動作可能である。



第1図 高圧炉心スプレイ系フォールトツリーの概要図

サポート系の基事象



第 2 図 自動減圧系フオールトリップの概要図



## スクラム系（機械系）における原子炉停止失敗の定義

今回のPRAでは、スクラム（機械系）故障の定義を「原子炉を未臨界状態にできないこと」としている。そのため、制御棒挿入の失敗については、隣接4本（4本直列を除く）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評価に基づき、隣接する4本以上の制御棒の挿入に失敗する確率としている。隣接4本の制御棒挿入失敗確率について以下に示す。

## 1. 制御棒1本当たりの故障確率

制御棒の挿入失敗確率は、 $6.5 \times 10^{-9}$ （/時間）であり、2週間ごとに実施される制御棒挿入引抜試験により機能確認されるため、制御棒1本当たりの故障確率 $P_{CRD}$ は以下となる。

$$\begin{aligned} P_{CRD} &= \text{制御棒挿入失敗確率} \times \text{試験間隔} / 2 \\ &= 6.5 \times 10^{-9} \text{（/時間）} \times 336 \text{（時間）} / 2 \\ &= 1.1 \times 10^{-6} \text{（/要求時）} \end{aligned}$$

## 2. 共通原因故障

共通原因故障率に関しては、WASH-1400の制御棒共通原因故障確率推定に用いられた考えを基に、故障のうち10%が共通原因故障に関連するものとする。そのうちの10%が解析対象とする共通原因故障であるとする。これにより、 $\beta$ 値は0.01となる。高次の共通原因故障ファクタについては、NUREG/CR-4550で使用されている以下の式を用いる。

$$\beta_i = (1 + \beta_{i-1}) / 2$$

上記の式により、 $\beta_2=0.01$ 、 $\beta_3=0.51$ 、 $\beta_4=0.75$ となる。よって、制御棒4本挿入失敗の共通原因故障ファクタは、以下の値となる。

$$\begin{aligned} \prod_{i=2}^4 \beta_i &= \beta_2 \times \beta_3 \times \beta_4 \\ &= 0.01 \times 0.51 \times 0.75 \\ &= 3.8 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

3.  $\beta$ ファクタ補正係数

特定の制御棒1本挿入失敗時における制御棒4本の挿入失敗確率は、島根2号炉の137本の制御棒のうちその特定の1本を除く、 $(137-1)$ 本の制御棒のうち、制御棒 $(4-1)$ 本の組合せ ${}_{137-1}C_{4-1}$ 通りとなる。制御棒4本の挿入失敗の全組合せが ${}_{137}C_4$ 通りあるため、 $\beta$ ファクタ補正係数は以下の式になる。

$$\beta \text{ファクタ補正係数} = {}_{137}C_4 / {}_{137-1}C_{4-1}$$

## 4. 隣接4本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数

隣接4本制御棒挿入失敗の組合せは、核・熱的に厳しいL字型隣接制御棒の組

合せに着目し，その他の隣接制御棒の組合せは出力の点で問題ないため除外すると，第1図に示すように1本あたり17通りになる。島根2号炉の制御棒本数137本に対し， $137 \times 17 = 2,329$ 通りとなる。

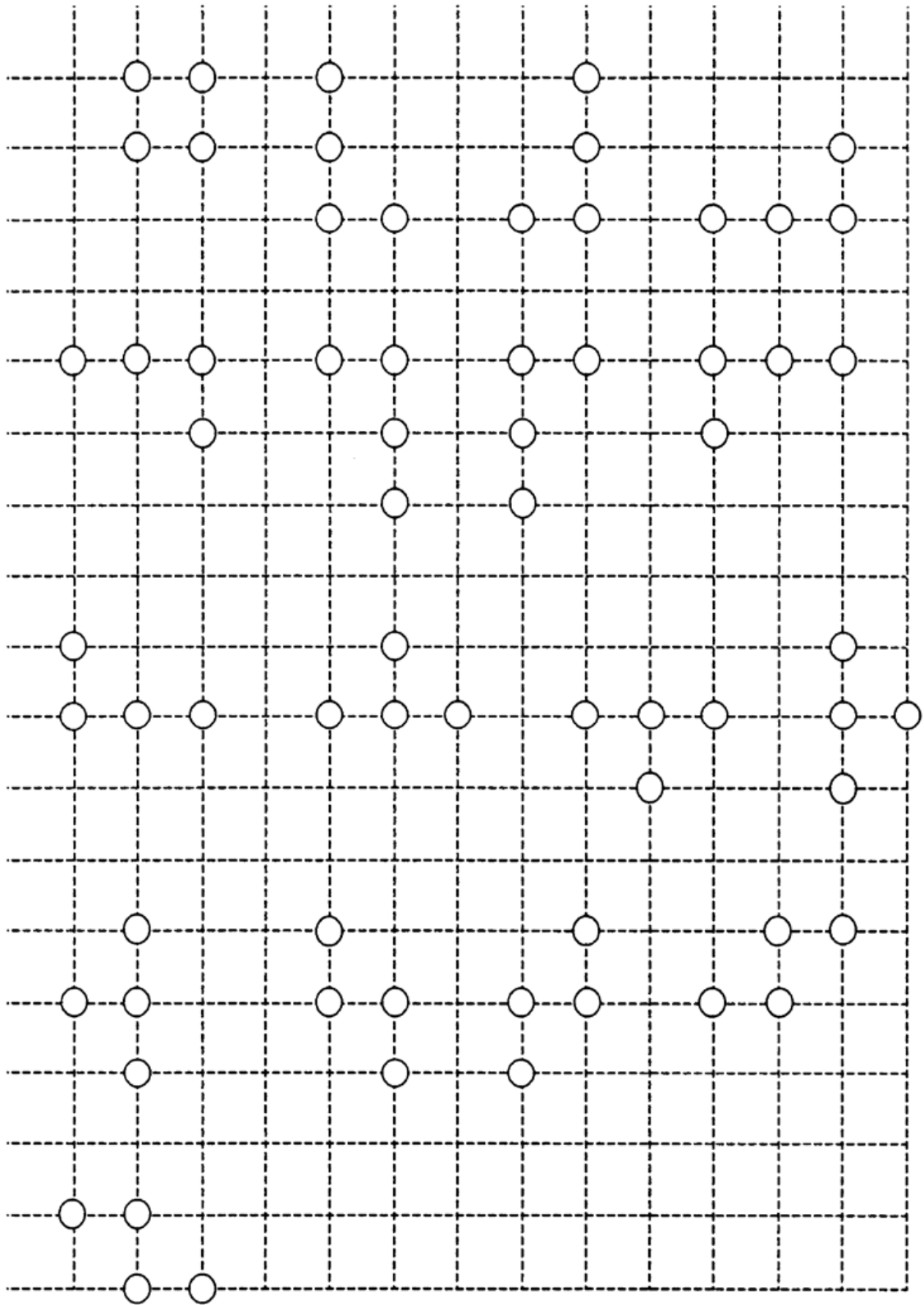
制御棒4本挿入失敗の全組合せは ${}_{137}C_4$ 通りあるため，隣接4本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数は以下の値となる。

$$\begin{aligned} C_4 &= \text{隣接4本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数} \\ &= \text{隣接4本制御棒挿入失敗の組合せの割合} \times \beta \text{ファクタ補正係数} \\ &= (2,329 / {}_{137}C_4) \times ({}_{137}C_4 / {}_{137-1}C_{4-1}) \\ &= 2,329 / {}_{137-1}C_{4-1} \\ &= 2,329 / 410,040 \\ &= 6.0 \times 10^{-3} \text{ (切上げ)} \end{aligned}$$

#### 5. 隣接制御棒4本挿入失敗確率

隣接4本制御棒挿入失敗確率は以下の値になる。

$$\begin{aligned} P_{4CCF} &= \text{隣接4本制御棒挿入失敗の組合せを勘案した補正係数} \times \text{制御棒4本挿入失敗の共通原因故障ファクタ} \times \text{制御棒1本当たりの故障確率} \\ &= C_4 \times \prod_{i=2}^4 \beta_i \times P_{CRD} \\ &= 6.0 \times 10^{-3} \times 3.8 \times 10^{-3} \times 1.1 \times 10^{-6} \\ &= 2.5 \times 10^{-11} \text{ (／要求時)} \end{aligned}$$



第1図 隣接制御棒4本のパターン (17通り)

フォールトツリーの作成における仮定について

フォールトツリーは、設定された成功基準を基に頂上事象を明確にし、系統の機能喪失に至る原因を組み合わせることによって作成する。

フォールトツリー作成に当たっての主な仮定を以下に示す。

- P & I D等を用いて、系統のバウンダリを明確にする。
- 口径比が $1/4$ ※以下のラインへの流出喪失は考慮しない。
- 個別の機器のバウンダリは、国内で一般的に使用されている定義を用いた。
- 配管の閉塞を考慮するが、配管及び弁の破損によるリークは考慮しない。
- 系統自動起動のバックアップ操作は考慮しない。
- ポンプ室空調機を必要とする。(フォールトツリーにおいて評価)

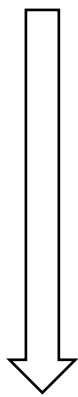
※ 流出流量は十分に小さく、機能喪失には至らないと考えられる口径比( $1/4$ 以下(口径面積比は $1/16$ 以下))を設定している。なお、NUREG/CR-6850にはスクリーニング基準の例として流路面積比 $1/10$ の記載がある。

保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を  
評価上除外するモデル化方法について

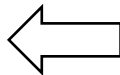
緩和設備のフォールトツリーでは、メンテナンスによる待機除外確率をモデル化しているため、事故シーケンスの定量化の際、保安規定上許容されない複数の緩和設備を同時に待機除外にする組合せのカットセットが含まれることになる。そのため、PRAの計算において、禁止している同時メンテナンスの組合せをカットセットの組合せから除外する処理をWinNUPRAにて実施している。同時メンテナンスを除外する処理の概念図を第1図に示す。

フォールトツリーから求めるカットセットの組合せ

非隔離事象×水位トランスミッタ×HP SWポンプ  
非隔離事象×水位トランスミッタ×HPCW/HPSWメンテナンス  
外部電源喪失×水位トランスミッタ×DG-H  
⋮  
非隔離事象×RCICメンテナンス×HPCSメンテナンス×RHR-Aポンプ×RHR-Bポンプ  
⋮



保安規定上許容されないメンテナンスの組合せにより、  
同時メンテナンスの組合せを除外



RCICメンテナンス×HPCSメンテナンス  
LPCSメンテナンス×LPCI-Aメンテナンス  
LPCSメンテナンス×LPCI-Bメンテナンス  
⋮

保安規定上許容されない同時メンテナンスについては運用上実施されず、  
プラントの状態として存在しないため、それらを除外したカットセットが  
最終的な出力結果となる

非隔離事象×水位トランスミッタ×HP SWポンプ  
非隔離事象×水位トランスミッタ×HPCW/HPSWメンテナンス  
外部電源喪失×水位トランスミッタ×DG-H  
⋮

第1図 同時メンテナンスを除外する処理の概念図

## 非常用ディーゼル発電機の故障率について

島根原子力発電所 2 号炉の適合性審査の P R A における機器故障率データは、広く議論され認知されたものである国内故障率データを使用している。非常用ディーゼル発電機の機器故障率データに係る次の項目について分析し、その結果を踏まえて感度解析を実施し、その影響を確認した。

- ・非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて
- ・プレコンディショニング実施状況について

### 1. 非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて

機器故障率データについて、近年の非常用ディーゼル発電機トラブル状況の影響及び国内故障率データと米国故障率データとの差異について以下のとおり確認した。

#### (1) 近年の非常用ディーゼル発電機トラブル状況の影響について

2018 年 7 月に設立された「原子力エネルギー協議会」(Atomic Energy Association 英語略号: A T E N A) から発行された技術レポート<sup>[1]</sup>には、非常用ディーゼル発電機に係るトラブル等情報の調査分析、課題の検討及び改善策が取りまとめられている。この非常用ディーゼル発電機不具合事象の傾向分析にて、2003 年 4 月から 2019 年 2 月までの傾向を分析しており、非常用ディーゼル発電機関連の事象発生件数の傾向は福島第一原子力発電所事故の影響で国内原子力発電所が順次長期停止に入った 2011 年度以降において法令報告事象は数件程度で推移し、2016 年度以降は事故前と同水準の件数で推移しており、結果として、法令報告事象全体の件数から見た非常用ディーゼル発電機関連の法令報告事象の件数の割合が高くなっているとしている(第 1 図)。

非常用ディーゼル発電機故障の年度ごとの発生件数は、2007 年度にはピークが見られ前後の年度で発生した事象の件数と比較して多くなっているといった、若干のばらつきがあるが、おおむね回帰直線の上に乗っているため、故障率の観点では各年度でおおむね同様の傾向を示しているとされている(第 2 図及び第 3 図)。

#### (2) 米国故障率データ

米国では、原子力発電運転協会 (I N P O) が管理する保守規則, M S P I 及び R O P 等をサポートするデータベースを基に, N R C が米国故障率データを公表している。

国内故障率データと米国故障率データにおける非常用ディーゼル発電機故障率(起動失敗)は第 1 表のとおりであり、定期試験等の際に機器が供用中と同じ状態であることが推奨されている米国<sup>[2][3]</sup>の非常用ディーゼル発電機故障率は、国内故障率データに対して約 2 倍となっている。なお、継続運転失敗については、米国故障率データが起動に失敗したデータと起動成功後に

故障したデータを区別して計算しているのに対し、国内故障率データではこれらを区別せずに計算しており、同等の比較対象とならないと考えられる。

## 2. プレコンディショニング実施状況について

### (1) 島根原子力発電所2号炉における非常用ディーゼル発電機に係るプレコンディショニングの実施状況

島根原子力発電所2号炉では、非常用ディーゼル発電機の定期試験及び定期事業者検査において、起動前のプレコンディショニングを実施している。

### (2) プレコンディショニング中に発生した故障の扱い

プレコンディショニング中に発生した故障事象は、故障の判定基準上、故障として扱われる仕組みになっており、実際、島根原子力発電所2号炉においてもプレコンディショニング中に生じた不具合事象が故障として収集され、原子力発電所信頼性データシステムに登録されている。具体的な事例を第2表に示す。

なお、定期検査時の分解点検において故障を発見した時でも供用中に発生していた場合は、故障が発見された時点に起動又は作動要求があったものとして故障事象として収集している。

### (3) 島根原子力発電所2号炉における非常用ディーゼル発電機のプレコンディショニングと故障率について

上記のとおり島根原子力発電所2号炉では非常用ディーゼル発電機の起動前にプレコンディショニングを実施しているが、国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も計上されるようになっている。また、島根原子力発電所2号炉の非常用ディーゼル発電機故障実績について、国内故障率データによる非常用ディーゼル発電機の  $1.5 \times 10^{-3}$  (回/デマンド) を島根原子力発電所2号炉の故障実績でベイズ更新した場合、故障率は  $1.8 \times 10^{-3}$  (回/デマンド) となり約1.2倍の値となる。

## 3. 内部事象レベル1 P R Aに対する非常用ディーゼル発電機故障率の影響について

「1. 非常用ディーゼル発電機機器故障率データについて」に示すように、米国故障率データは国内故障率データに対して約2倍となっている。そこで、島根原子力発電所2号炉の内部事象レベル1 P R Aについて非常用ディーゼル発電機故障率を2倍にした場合の影響を確認するとともに、重要事故シーケンス選定への影響を確認した。非常用ディーゼル発電機故障率を2倍とした場合の事故シーケンス別の炉心損傷頻度を第3表及び第4図に示す。

### (1) 内部事象運転時レベル1 P R Aの炉心損傷頻度への影響について

- ・内部事象運転時レベル1 P R Aの炉心損傷頻度 ( $6.2 \times 10^{-6}$  / 炉年) は、非常用ディーゼル発電機故障率を2倍にしても約11%の増加 (約  $6.9 \times 10^{-6}$  / 炉年) にとどまった。



- ・ 非常用ディーゼル発電機故障率に対して、事故シーケンスグループ別では、全交流動力電源喪失の増加割合が最も大きく、炉心損傷頻度が約4倍となった。その他の事故シーケンスグループにおいても炉心損傷頻度が若干増加する結果となった。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する非常用ディーゼル発電機故障率の影響について以下に示す。

事故シーケンス「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」、「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+圧力バウンダリ健全性（SRV再閉）失敗+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」及び「外部電源喪失+交流電源（DG-A, B）失敗+高圧炉心冷却失敗」の炉心損傷頻度が約4倍となった。これらの事故シーケンスについて、全交流動力電源喪失に至る主な要因は「非常用ディーゼル発電機（A）,（B）の共通原因故障」及び高圧炉心スプレイ系失敗要因としての「非常用ディーゼル発電機（H）の故障」であり、非常用ディーゼル発電機の故障率をそれぞれ2倍としたことで、これらの主要な要因の発生確率が高くなり、炉心損傷頻度が増加した。

次に、事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源（区分1, 2）喪失+高圧炉心冷却（HPCS）失敗」の炉心損傷頻度が約2倍となった。本事故シーケンスでは、直流電源喪失（蓄電池（A）・（B）の機能喪失）により非常用ディーゼル発電機（A）,（B）が起動不可能となるため、非常用ディーゼル発電機（A）,（B）の故障は本事故シーケンスの炉心損傷頻度に影響しない。高圧炉心スプレイ系について、外部電源喪失状態での高圧炉心スプレイ系失敗の主な要因は「非常用ディーゼル発電機（H）の故障」である。非常用ディーゼル発電機の故障率を2倍とした影響が「非常用ディーゼル発電機（H）の故障」に対してのみ影響したため、炉心損傷頻度の増分は全交流動力電源喪失の他の事故シーケンスとは異なり約2倍にとどまる結果となった。

## (2) 重要事故シーケンスの選定への影響について

第3表に示すとおり、非常用ディーゼル発電機故障率に対して、大きな感度を有する事故シーケンスグループは全交流動力電源喪失であり、それ以外の事故シーケンスグループについては感度が小さいことを確認した。以上を踏まえ、これらの感度を有する事故シーケンスグループについて、重要事故シーケンス選定に対する影響を整理した。

### 【全交流動力電源喪失】

本事故シーケンスグループでは、機能喪失の状況が異なる4つの事故シーケンスすべてを重要事故シーケンスとして選定していることから、重要事故シーケンス選定上の影響はない。

### 【その他の事故シーケンスグループ】

その他の事故シーケンスグループでは、余裕時間、設備容量、代表性の観点で重要事故シーケンスを選定しているが、各事故シーケンスにおける炉心損傷頻度の増加は小さく、また、相対的な大小関係は変わらないため、重要

事故シーケンス選定上の影響はない。

#### 4. まとめ

近年の非常用ディーゼル発電機のトラブル状況についてはATENAの技術レポートにより、故障率の観点では各年度でおおむね同様の傾向を示しており、近年を対象として算出された故障率は米国で公開されている同故障率とおおむね同等であることを確認した。島根原子力発電所2号炉では非常用ディーゼル発電機のプレコンディショニングを実施しているが、国内故障率データにおいてはプレコンディショニング中の故障件数も計上されるようになっていることを確認し、また国内故障率データに島根原子力発電所2号炉の非常用ディーゼル発電機故障実績1件を反映した場合の故障率への影響についても確認した。また、島根原子力発電所2号炉の内部事象レベル1 P R A及び重要事故シーケンス選定について、国内故障率データと米国故障率データにおける非常用ディーゼル発電機故障率の差異が約2倍であることを踏まえ、非常用ディーゼル発電機故障率を2倍にした感度解析を実施し、影響がないことを確認した。

#### 参考文献

- [1] 「ATENA 19-ME01 (Rev.1) 国内原子力発電所における非常用ディーゼル発電機不具合の傾向と改善策について」原子力エネルギー協議会 2019年11月
- [2] NRC Information Notice 97-16, Preconditioning of Plant Structures, Systems, and Components before ASME Code Inservice Testing or Technical Specification Surveillance Testing , April 4, 1997.
- [3] NRC Inspection Manual, PART 9900: Technical Guidance, Maintenance - Preconditioning of Structures, Systems, and Components before Determining Operability.
- [4] 「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」有限責任中間法人 日本原子力技術協会 2009年5月
- [5] NRC, “Component Reliability Data Sheets 2015 Update”

以上

第1表 非常用ディーゼル発電機故障率の比較

機器故障率データ	国内故障率データ (一般機器故障率) [4]	Component Reliability Data Sheet 2015[5]
非常用DG故障率 (回/デマンド)	1.5E-03	2.9E-03

第2表 プレコンディショニング中の故障の取り扱い事例

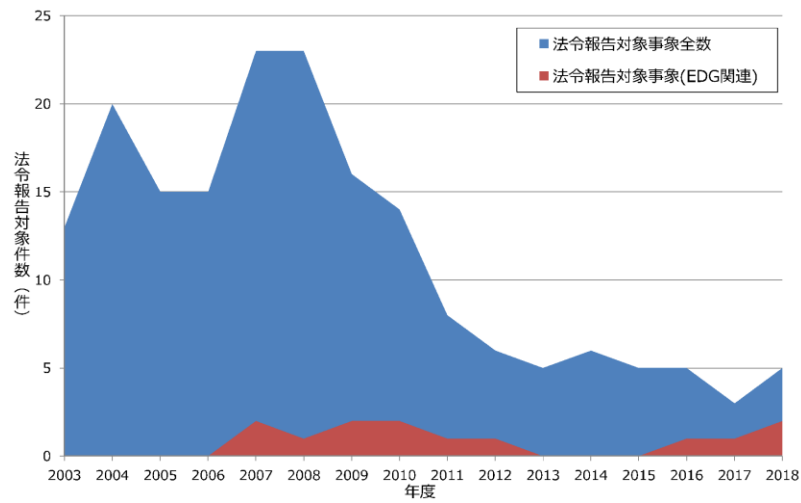
NUCIA 通番「8876」	
プラント	島根原子力発電所2号炉
件名	2号機A-ディーゼル機関L-1シリンダからの漏水
事象概要	定格電気出力運転中の5月11日定期試験であるA-DEG発電機手動駆動試験準備でターニングを実施した際、L-1シリンダより漏水を確認したため試験を中止し、A-DEG機関を一旦待機除外にして、翌日、点検を行った。その後、手動起動試験を実施し、漏水がないことを確認した。数日後、ターニング、エアランニングを実施した際に、再度霧状の漏水が認められたため、再度、待機除外にしてL-1シリンダ給気弁のパッキンを修理した。
NUCIA 通番「10689」	
プラント	志賀原子力発電所2号炉
件名	志賀原子力発電所2号機の手動停止について
事象概要	志賀原子力発電所2号機は、第2回定期検査中の定格電気出力1206MWeで調整運転中のところ、平成21年11月12日、非常用ディーゼル発電設備A号機の定例試験としてターニングを開始したところ、16時03分にディーゼル機関のB列No.3シリンダのインジケータ弁から潤滑油約100ccが漏れ出したため、試験を中止することとし、同日16時43分に志賀原子力発電所原子炉施設保安規定に定める運転上の制限を満足していないと判断した。

第3表 非常用ディーゼル発電機故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度

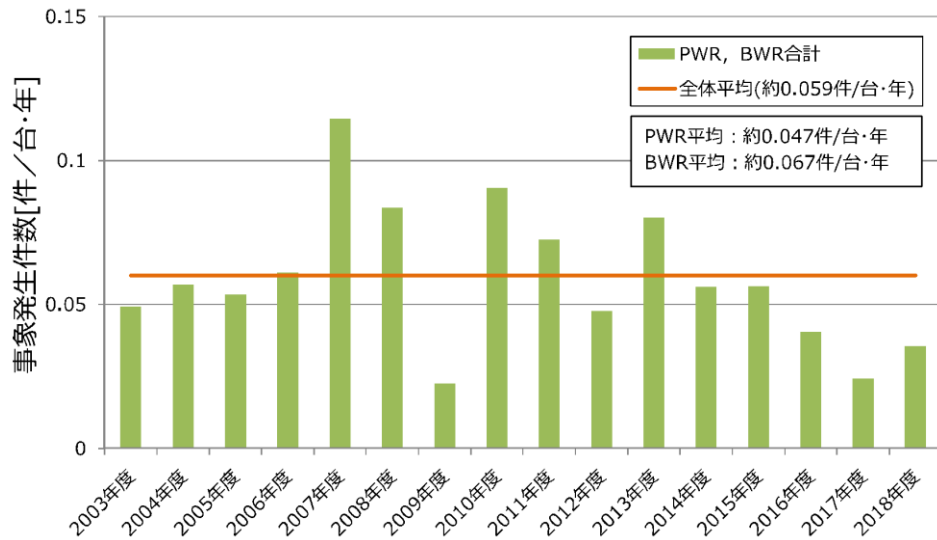
事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度		
		①ベースケース	②感度解析 (DG故障率2倍)	②/①
1	高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.5E-09	1.1
2	高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	5.3E-09	1.0
3	全交流動力電源喪失	2.7E-09	1.1E-08	4.0
4	崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.8E-06	1.1
5	原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10	1.0
6	LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	4.5E-13	1.0
7	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	3.3E-09	1.0
合計		6.2E-06	6.8E-06	1.1

第4表 非常用ディーゼル発電機故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度  
(事故シーケンス別)

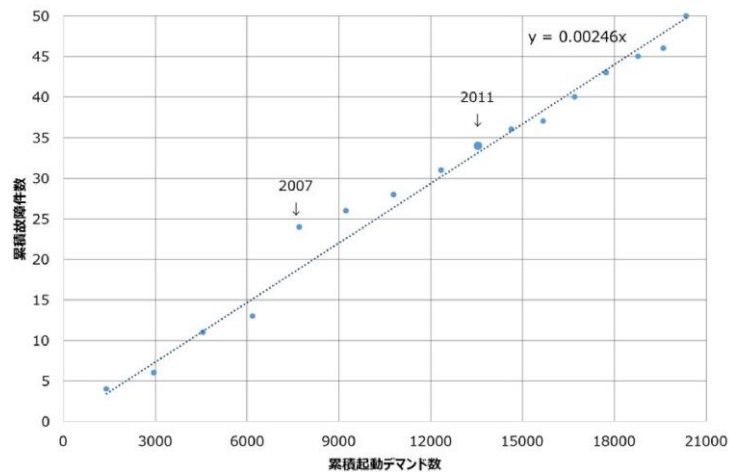
事故シーケンス グループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度		
		①ベース ケース	②感度解析 (DG故障率2倍)	②/①
1 高圧・低圧注水 機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.0E-09	3.3E-09	1.1
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	3.4E-11	3.6E-11	1.0
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	4.7E-13	4.9E-13	1.0
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	1.5E-13	4.7E-13	3.2
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.3E-10	2.3E-10	1.0
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗	4.0E-12	4.0E-12	1.0
2 高圧注水・減圧 機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	4.0E-09	4.2E-09	1.1
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	5.7E-13	5.8E-13	1.0
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	1.1E-09	1.1E-09	1.0
3 全交流動力 電源喪失	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	2.7E-09	1.1E-08	4.0
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	8.2E-12	3.2E-11	3.9
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗	1.2E-11	4.5E-11	3.8
	外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	3.8E-12	6.8E-12	1.8
4 崩壊熱除去 機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗	4.5E-06	4.6E-06	1.0
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.7E-11	1.9E-11	1.1
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗	3.3E-08	3.3E-08	1.0
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	3.6E-11	3.8E-11	1.0
	手動停止+崩壊熱除去失敗	1.2E-08	1.7E-08	1.5
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.1E-14	1.1E-14	1.0
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗	3.1E-11	4.5E-11	1.5
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	1.7E-14	1.9E-14	1.1
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	1.2E-06	1.2E-06	1.0
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	1.4E-10	1.4E-10	1.0
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗	3.8E-09	3.8E-09	1.0
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗	3.7E-12	3.7E-12	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	5.4E-09	5.4E-09	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.1E-14	3.1E-14	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	3.6E-09	3.6E-09	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.8E-12	3.8E-12	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗	3.6E-10	3.6E-10	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗	3.7E-13	3.7E-13	1.0
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗	4.4E-07	1.0E-06	2.3
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗	1.3E-09	3.0E-09	2.3
外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗	6.3E-10	6.3E-10	1.0	
5 原子炉停止 機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	6.4E-10	6.4E-10	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+原子炉停止失敗	8.7E-13	8.7E-13	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+原子炉停止失敗	5.8E-13	5.8E-13	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+原子炉停止失敗	5.8E-14	5.8E-14	1.0
6 LOCA時注水 機能喪失	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.8E-15	2.8E-15	1.0
	冷却材喪失(小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	5.7E-15	5.7E-15	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.5E-13	3.6E-13	1.0
	冷却材喪失(中破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	3.9E-14	3.9E-14	1.0
	冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.4E-14	3.5E-14	1.0
7 格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA)	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	3.3E-09	3.3E-09	1.0
合計		6.2E-06	6.8E-06	1.1



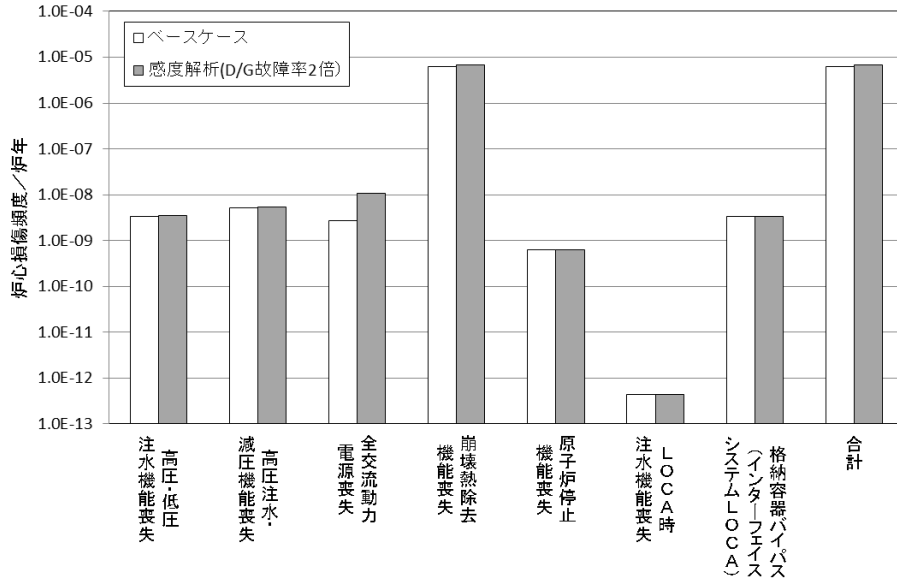
第1図 法令報告事象の発生推移<sup>[1]</sup>



第2図 事象発生年度別推移 (1台あたり)<sup>[1]</sup>



第3図 累積起動デマンド数に対する累積故障件数の傾向<sup>[1]</sup>



第4図 非常用ディーゼル発電機故障率を2倍とした場合の炉心損傷頻度

故障率データが整備されていない機器の故障率の扱い

フォールトツリー解析の対象としている基事象のうち、機器故障に関するものについては、機器故障率を入力する必要がある。

平成4年AM計画当時のPRAにおいては、海外故障率を採用していたが、その後の国内原子力発電所における機器故障率データの整備状況を踏まえ、今回のPRAにおいては、原子力安全推進協会（JANSI）の国内故障率データを引用している。

ここで、以下に示す機種については、国内故障率データに該当するデータがないことから、国内原子力発電所において調達・保守管理が行われている別の機種の故障率を代用している。代用している機器ごとの代用品選定の考え方を第1表に示す。

① 復水器機能喪失 → 熱交換器伝熱管破損

伝熱管による熱交換部分を有するという機器構造の類似性（第1図）や、伝熱管の損傷という代表的な故障モードの類似性、また定期的に開放点検を行い必要に応じ伝熱管に施栓を行うなどの保守の類似性から、熱交換器の故障率を代用している。

② 圧縮機起動失敗・継続運転失敗 → ファン/ブロワ起動失敗・継続運転失敗

気体を圧送するという機能の類似性、動的な回転部分を有するという機器構造の類似性、起動失敗・継続運転の失敗といった故障モード、また定期的に分解点検を行うなどの保守の類似性から、ファン/ブロワの故障率を代用している。

③ 中性子束検出器機能喪失 → 放射線検出器機能喪失

放射線を電流に変換してその大きさを測定するという測定原理や機器構造の類似性、断線などの故障モードの類似性、定期的に機能確認を行うという保守の類似性から、放射線検出器の故障率を代用させている。

④ 制御弁（流量調整弁等）故障 → 空気作動弁作動失敗

圧縮空気を駆動源として弁を動かすという機能の類似性、弁体上部に駆動部を有するという構造の類似性（第2図）、定期的に分解点検を行うなどの保守の類似性から空気作動弁の故障率を代用している。

本評価において、国内故障率データから故障率を代用した機器について、他のデータベースを調査し、故障率の有無及び故障率が掲載されている場合はその代用の可能性について検討した。調査結果を第2表に示す。

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国内故障率データのファン/ブロワの故障率を比較すると、 $10^1 \sim 10^3$ 倍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、ファン/ブロワの故障率について、他のデータベースと比較すると、 $10^1 \sim 10^2$ 倍程度他のデータベースの方が高い値を示している。

同じ機器（ファン/ブロワ）で比較しても他のデータベースの方が高い傾向があることから、圧縮機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うえでバランスを欠いた評価となるおそれがあり、適切ではないと考えられる。

なお、国内故障率データに該当するデータが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、本取り組みによるデータが得られた際には、その活用を検討する。



第1表 代用している機器ごとの代用品選定の考え方

データのない機種	故障モード	代用機種	故障モード	選定の考え方
復水器	機能喪失	熱交換器	伝熱管破損	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 機器構造の類似性</li> <li>• 故障モード (伝熱管の腐食) の類似性</li> </ul>
圧縮機	起動失敗 継続運転失敗	ファン/ブロワ	起動失敗 継続運転失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 機器構造 (特に気体を圧送する動的な回転機器として) の類似性</li> <li>• 故障モードの類似性</li> </ul>
中性子束検出器	機能喪失	放射線検出器	不 작동	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 機器構造の類似性</li> <li>• 故障モード (放射線による劣化) の類似性</li> </ul>
制御弁 (流量調整弁等)	故障	空気作動弁	作動失敗	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 機器構造 (特に駆動部) の類似性</li> <li>• 故障モードの類似性</li> </ul>

第2表 代用している機器に関するデータ調査結果

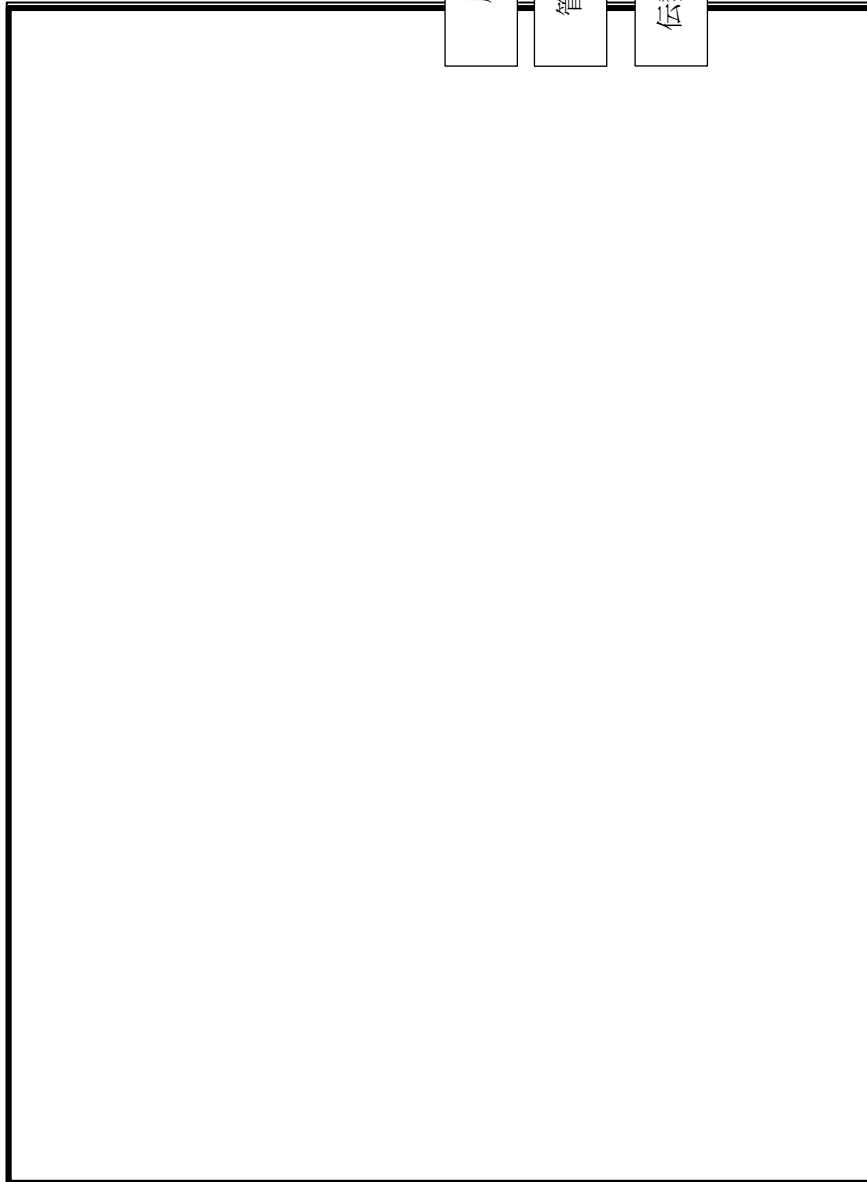
機器 (代用している機器)	IEEE-Std.500 <sup>※1</sup> (/時間)	T-Book 6 <sup>th</sup> edition <sup>※2</sup> (/時間)	NUREG/ CR-6928 <sup>※3</sup>	国内故障率データ <sup>※4</sup> (/時間)
復水器 (熱交換器)	機能喪失	—	—	— (2.6E-08)
	起動失敗 継続運転失敗	7.6E-05 (2.5E-06)	1.3E-02/要求時 (1.8E-03/要求時)	— (1.3E-07)
中性子束検出器 (放射線検出器)		6.0E-06 (1.1E-05)	—	— (3.4E-08)
制御弁 (空気作動弁)	5.5E-06 (2.0E-07)	—	—	— (1.1E-07)

※1 IEEE Guide to the Collection and Presentation of Electrical, Electronic, Sensing Component, and mechanical Equipment Reliability Data for Nuclear-Power Generating stations, IEEE Std 500-1984 (Revision of ANSI/IEEE Std 500-1977)

※2 T-Book Reliability Data of Components in Nordic nuclear Power Plants, 6<sup>th</sup> edition

※3 Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U.S. Commercial Nuclear Power Plants, NUREG/CR-6928

※4 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, 2009年5月有限責任中間法人, 日本原子力技術協会

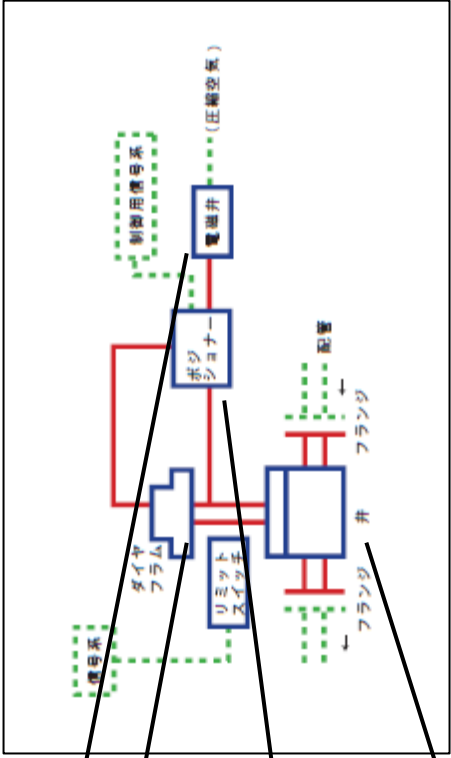
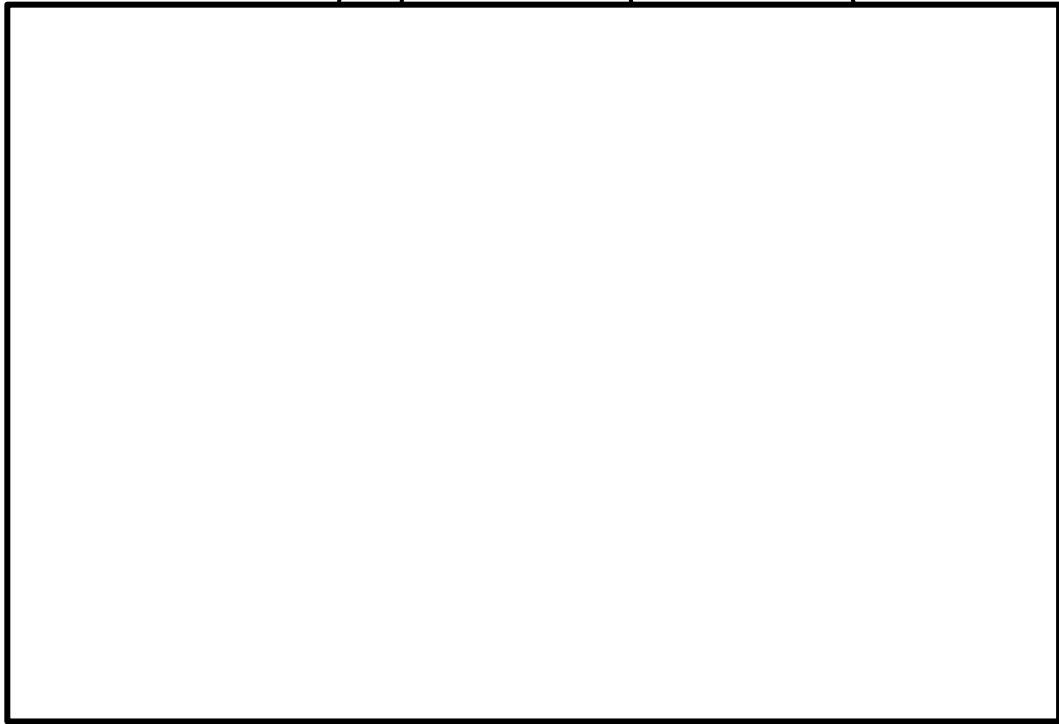


復水器構造図

熱交換器の機器バウンダリ

「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の  
機器故障率の算出(1982年度～1997年度16カ年49  
基データ 改訂版)」原子力情報センター

第1図 構造の比較 (復水器と熱交換器の例)



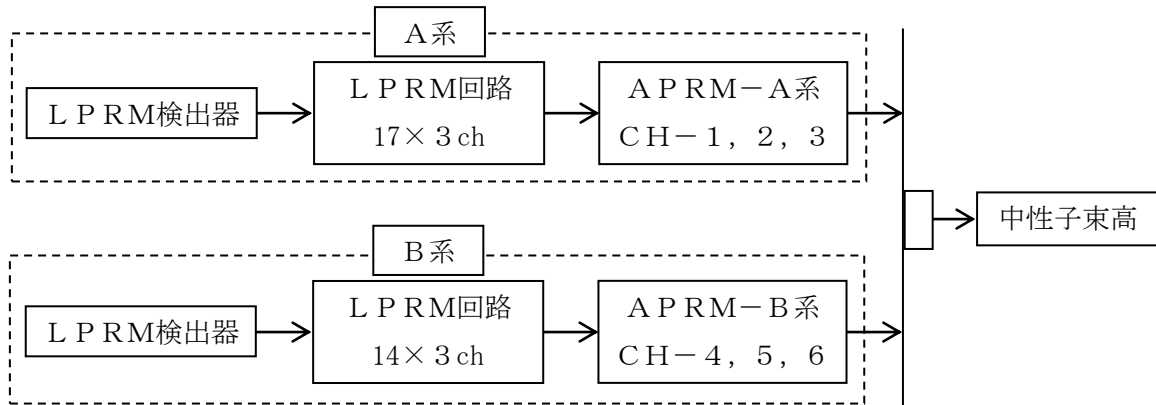
空気作動弁の機器ハウジング

「原子力発電所に関する確率論的安全評価の  
 機器故障率の算出(1982年度～1997年度16カ年49  
 基データ 改訂版)」原子力情報センター

第2図 構造の比較 (制御弁と空気作動弁の例)

### 中性子束検出器のモデル化について

原子炉保護系によって原子炉スクラム信号が発せられるが、その信号の一つとして中性子束高スクラム信号があり、下図に示すとおり平均出力領域計装（APRM）より発せられる。



原子炉保護系のフォールトツリーでは、中性子束高スクラム信号に係る失敗要因として、APRMに代表させることでモデル化し、局部出力領域計装（LPRM）まではモデル化していない。

APRMは、CH-1～6の6チャンネルで構成される。各チャンネルに入力されているLPRM信号は、運転員によって日常的に監視されており、LPRMに故障が発生した場合には、運転員によって故障したLPRMをバイパスすることができる。さらに、バイパス可能数を超えるLPRMの故障が発生したとしても、APRMのA系及びB系において1チャンネルのバイパスも可能である。

このため、LPRMの故障が中性子束高スクラム信号に与える影響は小さく、今回のPRAでは中性子束検出器はモデル化していない。

## 保守作業に伴う待機除外の考え方と実績との比較

### 1. 保守作業による待機除外確率

保守作業による待機除外確率は、系統ごとに機器を選定し、下記の式を用いて評価している。

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

$\lambda_{mui}$  : 試験等によって異常の発見が可能な機器 i の異常発生率 (保守頻度)

$T_{mui}$  : 機器 i の平均修復時間

#### (1) 機器の保守頻度について

機器の保守頻度  $\lambda_{mui}$  については、NUREG/CR-2815を参考に、機器故障率の10倍を用いる。この理由は、機器の故障 (機能喪失) だけでなく軽微の異常 (例えば、弁の小リークや油漏れ) でもメンテナンスを行うことがあり、保守頻度は故障率に比較して高いと考えられるためである。

#### (2) 平均修復時間について

故障率の平均修復時間  $T_{mui}$  については、第1表に示す時間を使用している。

#### (3) 待機除外確率を考慮する機器の考え方

故障率の保守作業による待機除外確率は、系統ごとに算出している。待機除外確率の計算に考慮する機器は、PRAモデルにおいて考慮した機器のうち、定例試験にて不具合が発見される可能性のある機器を対象としている。以下の場合には対象から除外した。

- ・プラント運転中の試験にて軽微な異常を検出できない機器 (定例試験での確認対象として明確になっていない機器)
- ・該当する機器の故障モードのうち、他の故障モードと比較して故障率が小さいもの (故障率が大きい故障モードを10倍していることで評価の保守性は保たれると判断)

### 2. 待機除外を評価するうえで対象とした機器

#### (1) 機器の選定方法

待機除外確率 (メンテナンスによる使用不能確率) を求める際に考慮する機器は以下の方法により選定した。

- ・定期試験要領書において、定期試験を実施しているポンプ、電動弁及び試験可能逆止弁等の試験手順を確認して、対象機器を選定する。なお、プラント運転中の待機除外を前提としているため、原子炉格納容器内の機器及びプラント継続運転を阻害する機器は除く。
- ・開閉試験を実施しない電動弁についても、系統試験を実施する過程で機能

を確認できるものは対象とする。また、開閉試験を実施しない電動弁については駆動部の故障を確認できないため手動弁の機器故障率で計算する。

- ・冗長配備により系統を待機除外することなく修復できる機器は、対象から除く。
- ・安全系の機能に直接的な影響を与えない間接関連系の設備は、対象から除く。

(2) 具体的な例

待機除外確率の算出方法に係る具体的な例として、低圧炉心スプレイ系（第1図）の例を以下に示す。算出結果を第2表に示す。

- ・電動ポンプ

--

- ・電動弁

--

- ・逆止弁

--

- ・試験可能逆止弁

--

- ・手動弁

--

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

[Redacted]

- ・配管／オリフィス

[Redacted]

- ・ファン／ブロアー

[Redacted]

- ・遮断器

[Redacted]

### 3. 保守作業による待機除外確率の妥当性

1. の評価方法を用いて算出した主な系統の待機除外確率及び国内BWR待機除外データを用いて評価した待機除外確率（以下「国内BWR待機除外確率」という。）を第3表に示す。第3表における国内BWR待機除外確率は、NUC I Aに登録されている1998年～2007年の国内BWRプラント（非常用ディーゼル発電機はPWRを含む。）の系統の待機除外回数，総待機除外時間，延べプラント運転時間から算出されたものである。第3表から，今回のPRAにおける待機除外確率は，国内BWR待機除外確率と同程度となっている。したがって，本評価に用いた待機除外確率は妥当であると考えられる。

### 4. 非常用ディーゼル発電機の平均修復時間に係る最新のデータについて

電中研報告書において，NUC I Aに登録されている1998～2007年度における国内データから整理された非常用ディーゼル発電機の待機除外データは，延べプラント運転時間（国内PWRとBWRの合計値）2,740,393.4時間に対し，待機除外回数32回，総待機除外時間1,525.1時間とされている。ここから計算される待機除外1回あたりの待機除外時間は約48時間となり，本評価で用いている平均修復時間20時間の2倍以上となっている。しかし，平均修復時間を48時間に変更して非常用ディーゼル発電機の非信頼度（外部電源喪失時）を計算すると，評価値は [Redacted] から [Redacted] となり， [Redacted] の増加となる。しかしながら，仮に [Redacted] の待機除外確率を用いたとしても，非常用ディーゼル発電機のシステム信頼性（フォールトツリー分析）において，支配的な要因は非常用ディーゼル発電機の機械的故障 [Redacted] であり，待機除外確率を用いている基事象が支配的とはならないことから，今回のPRAの結果に与える影響は小さいと考えられ，シーケンス選定の結果に与える影響はないと考える。



第1表 平均修復時間データ

機器	平均修復時間 (時間)	出典	備考
ポンプ	19	WASH-1400	残留熱除去系等 安全系に対する値
弁	7	WASH-1400	同上
非常用ディーゼル 発電機	20	国内実績	1979年6月から 1986年3月まで のデータに基づく

第2表 低圧炉心スプレイ系の待機除外確率の算出

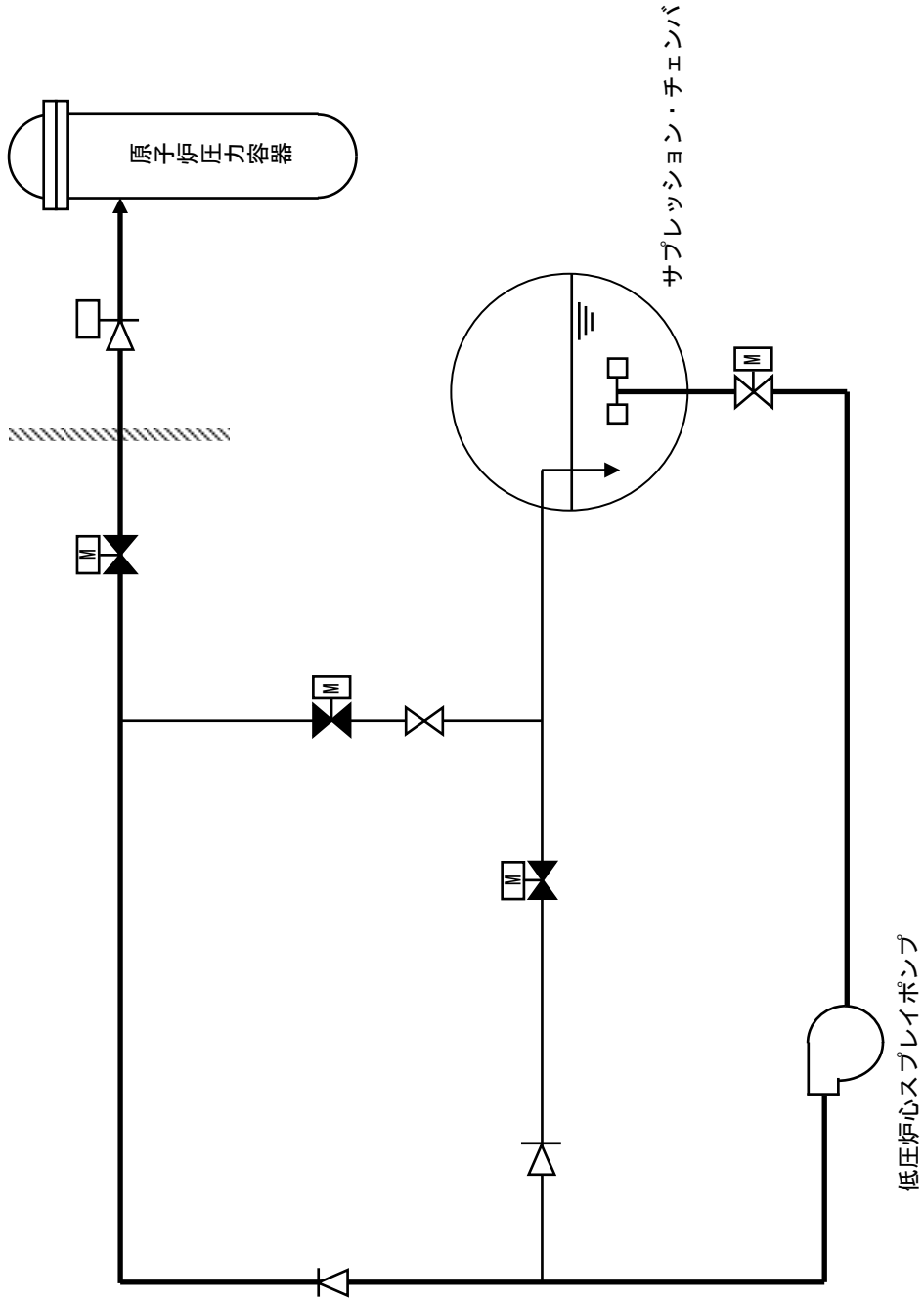
機種	故障モード	故障率λ	平均修復 時間T	機器数	待機除外 確率※
電動ポンプ (非常用待 機, 純水)	起動失敗	1.3E-07			
	継続運転失敗				
電動弁(純水)	作動失敗	4.8E-08			
	誤開又は誤閉	2.5E-09			
	閉塞	9.7E-09			
	外部リーク	2.5E-09			
	内部リーク	4.1E-09			
逆止弁	開失敗	7.1E-09			
	閉失敗	3.4E-08			
	外部リーク	2.8E-09			
	内部リーク	7.1E-09			
手動弁	開閉失敗	8.3E-09			
	閉塞	8.5E-09			
	外部リーク	1.7E-09			
	内部リーク	3.7E-09			
合計					4.3E-05

※：計算式  $10 \times \lambda T \times \text{機器数}$

第3表 保守作業による待機除外確率の比較

系統	今回のPRAにおける 待機除外確率	国内BWR 待機除外確率※
非常用ディーゼル発電機		5.6E-04
原子炉隔離時冷却系		7.4E-04
低圧炉心スプレイ系		1.5E-04
A/B-残留熱除去系		3.1E-05
C-残留熱除去系		3.8E-05

※「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，財団法人電力中央研究所



第1図 低圧炉心スプレイ系 概略系統図

共通原因故障パラメータを適用している系統

今回のPRAでは、系統の信頼度を基本的にフォールトツリーで評価している。また、今回のPRAでは、共通原因故障をポンプ、弁、計測制御機器等の機器に対して適用している。

残留熱除去系、非常用電源等の多重化された系統をフォールトツリーでモデル化する場合は、上記のポンプや弁等の機器について、基本的に多重化された複数の系統が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、系統間の共通原因故障を適用している。

高圧炉心スプレイ系や原子炉隔離時冷却系等、系統として多重化されていないものについても、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。

このように、基本的にすべての系統について、系統内あるいは系統間のいずれか又は両方で共通原因故障を適用している。各系統において共通原因故障を考慮している機器の例を第1表に示す。

第1表 各系統において共通原因故障を考慮している機器の例

系統又は機能の名称	共通原因故障を考慮している機器の例

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

共通原因故障に関するMGLパラメータ適用の考え方

## 1. 共通原因故障の同定

システム内において、同一又は異なる区分間で、多重性を持たせるために用いられる機器については、レベル1 P S A学会標準に基づき、(1) 共通原因故障の発生要因、(2) 静的機器及び動的機器の故障モード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。

## (1) 共通原因故障の発生要因

共通原因故障をモデル化する際には、共通原因故障のモード及び共通原因故障を考慮する機器グループ (Common Cause Component Group : C C C G) ※を第 1 図に示す同定フローに従って設定している。また、これらの設定に際しては第 1 表に照らして、機器の型式、機器の機能及び試験・保守の手順により整理しており、メーカーの相違した機器についても、同様の方法で同定を行う。

なお、今回の P R Aにおいて、共通原因故障の範囲でメーカーの相違する機器は抽出されていない。

※ C C C G : 共通原因故障機器グループのことで、共通原因故障の対象となる系統又は機器の組合せのこと。数値は共通原因故障を考慮する機器総数を示す。

## (2) 静的機器及び動的機器の故障モード

静的機器及び動的機器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。

静的機器については、動的な動作要求がないため、複数同時に機能を喪失する可能性は比較的低いと考えられるが、事故シーケンスへの寄与割合が大きい重要な機器として蓄電池を考慮することとした。このほかの静的機器については、

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弁のリーク、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。



## 2. 本評価で用いた共通原因故障パラメータ

共通原因故障をモデル化する機器及び故障モードに適用可能なパラメータを設定する。共通原因故障パラメータとしては、 $\beta$ ファクタモデル、MGLモデル、 $\alpha$ 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。

評価に用いたパラメータを第2表に示す。これらのパラメータはNUREG等の文献を基に設定している。

共通原因故障パラメータについては、機器故障と同様に、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。しかし現時点では、国内データに基づいて整備されたものはなく、海外のPRAで使用された実績のある $\beta$ ファクタ及び $\gamma$ ファクタを使用して評価している。

また、データ引用の例として、ポンプの $\beta$ ファクタの算出方法を第3表に示す。



と算出している。

NUREG/CR-1205は、LERの電動ポンプ共通原因について分析し、共通原因データを求めている。このデータベースでは、ポンプの継続運転のデータは常用ポンプのデータとなり、非常用炉心冷却系のような待機系のポンプに対する継続運転のデータがないため、起動失敗と継続運転失敗の故障モードごとに分析が実施されていない。したがって、起動失敗と継続運転失敗で同じ $\beta$ 値を使用している。

## 3. 共通原因故障パラメータの適用における故障モードの考慮

共通原因故障パラメータについて、今回のPRAでは従前より適用実績のある海外文献に基づくデータを用いた。一方で、故障モードごとに共通原因故障パラメータを示している文献として、NUREG/CR-5497の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」があることから、記載されている共通原因故障パラメータを用いて感度解析を行った。第4表に現状のモデルで使用している共通原因故障パラメータと「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されている共通原因故障パラメータを示す。

感度解析の結果、全炉心損傷頻度は、ベースケースで  $6.2 \times 10^{-6}$  / 炉年、感度解析ケースで  $3.2 \times 10^{-6}$  / 炉年となるが、支配的な事故シーケンスはベースケースと同じく崩壊熱除去機能喪失となった。第 2 図に事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を示す。

支配的な事故シーケンスである崩壊熱除去機能喪失について、除熱機能喪失における上位のカットセットに原子炉補機冷却系又は原子炉補機海水系ポンプの共通原因故障がある。これらのポンプの共通原因故障の割合を示す  $\beta \times \gamma \times \delta$  の値を比較すると、ベースケースでは  $2.0 \times 10^{-2}$ 、感度解析ケース（継続運転失敗，CCCG-4）では  $2.3 \times 10^{-3}$  と約 1 / 10 に低下する。この差のために、原子炉補機冷却系 / 原子炉補機海水系ポンプ継続運転失敗共通原因故障の確率が小さくなり、崩壊熱除去機能喪失における炉心損傷頻度が低下した。炉心損傷頻度は、ベースケースのエラーファクタの幅の中に含まれていることから、NUREG / CR-5497 の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」のパラメータを用いた場合は炉心損傷頻度が低下するものの、ベースケースと比較して大きな差はないと考える。



第1表 CCFを考慮する際に参考になる属性

属性	例
機器の型式	電動弁, 電動ポンプ, 空気作動弁
機器の機能	系統隔離, パラメータの検知
機器の製作者	—
機器の内的環境	温度, 圧力, 流量
機器の外的環境	温度, 湿度, ほこり
機器の運転モード	常時開又は閉, 常時作動又は待機
試験・保守の手順	共通原因故障を引き起こす可能性のある試験・保守の手順と特徴

第2表 共通原因故障ファクタ

機器タイプ	$\beta$ ファクタ	$\gamma$ ファクタ	出典
ポンプ	3.9E-02	5.2E-01	NUREG/CR-1205 Rev. 1
弁	1.3E-01	5.7E-01	NUREG/CR-1363 Rev. 1
非常用ディーゼル発電機	2.1E-02	—	NUREG/CR-1150
計装/制御機器	8.2E-02	6.7E-01	NUREG/CR-2771
リレー	5.0E-02	1.0E-01	SECY-83-293
蓄電池	8.0E-03	—	NUREG-1150 (NUREG-0666に基づき評価)

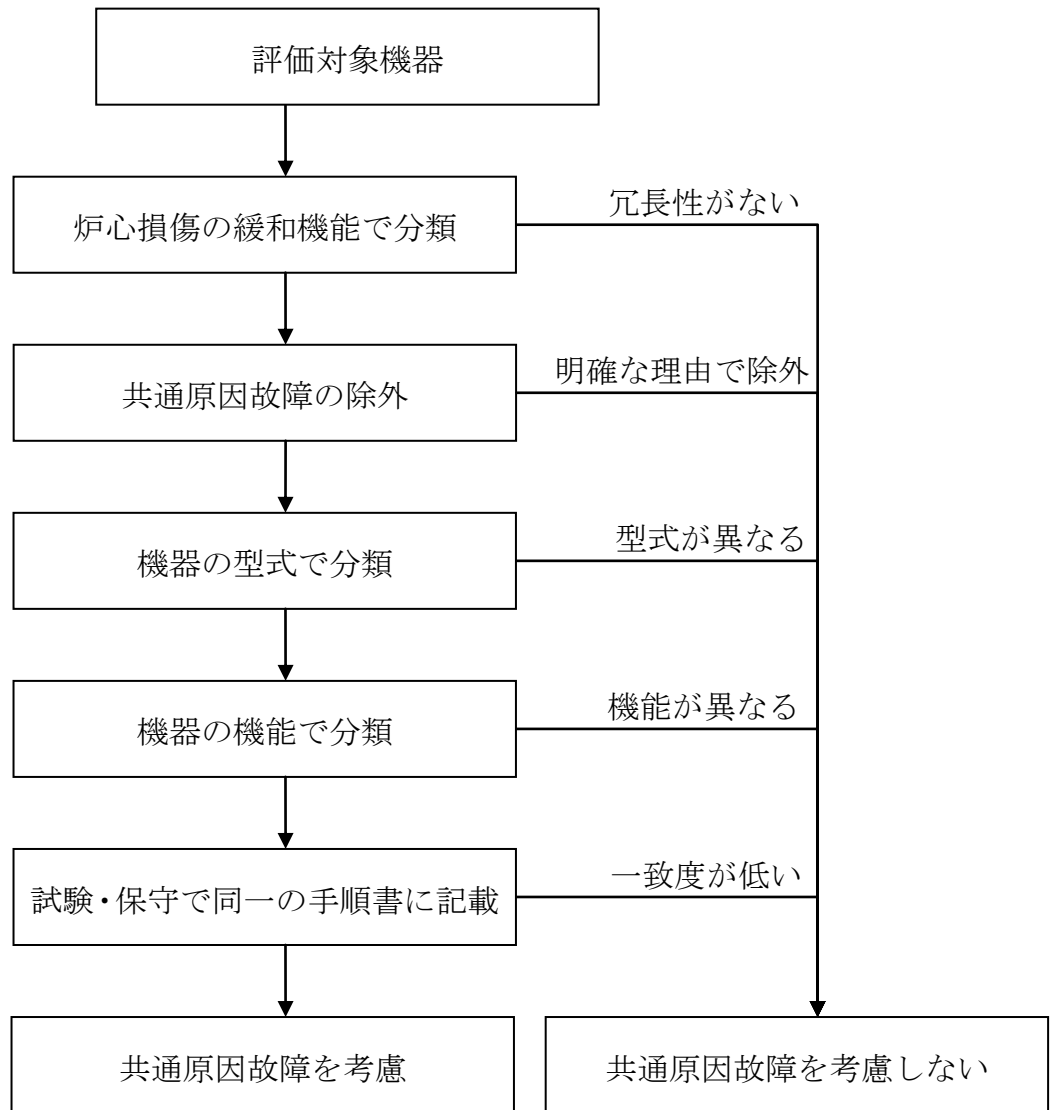
第3表 NUREG/CR-1205 table 10

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

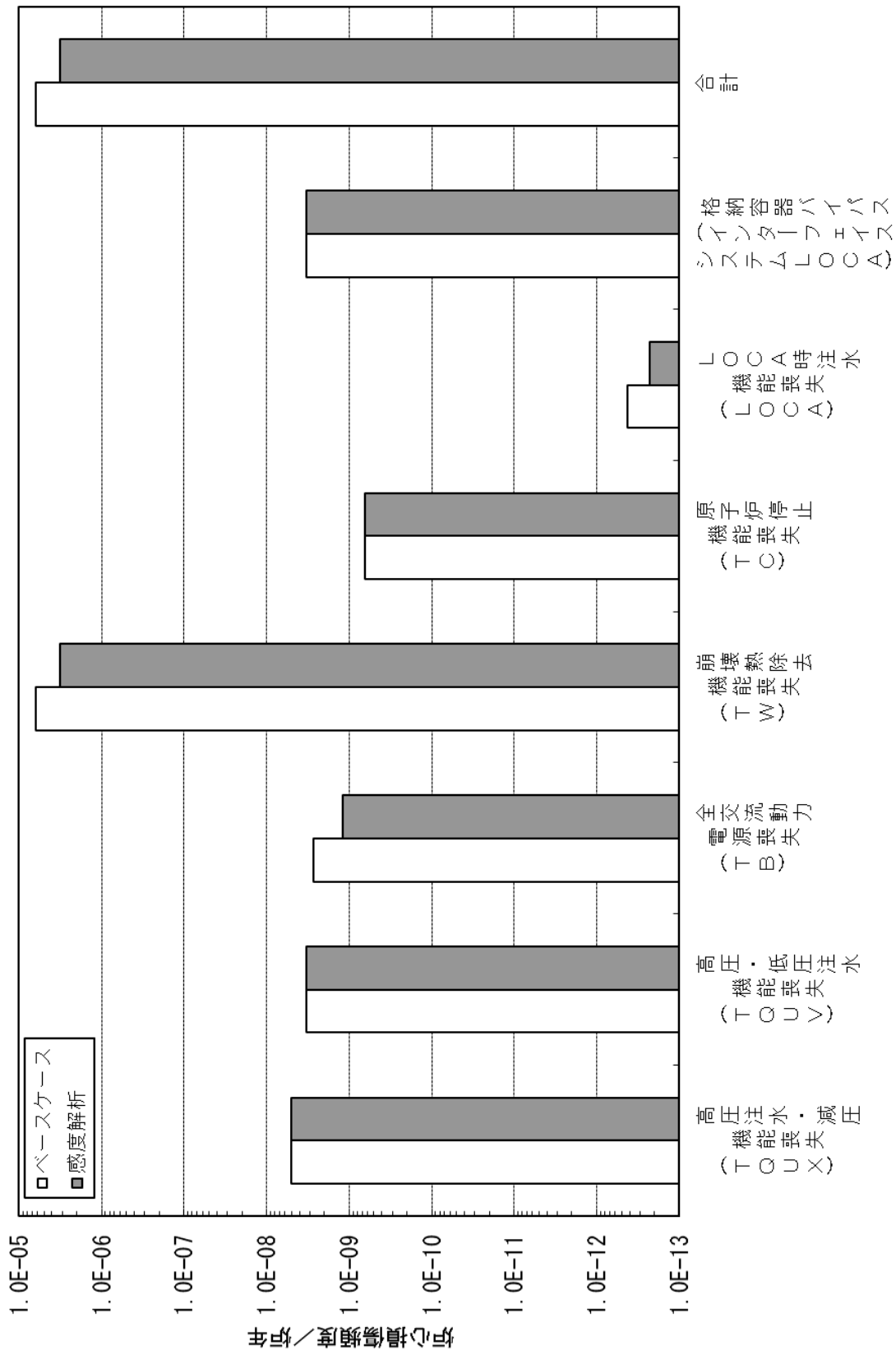
Type of Event	Category												Total	%
	Running		Alternating		Standby						Subtotal			
	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%		
Random	19	17	91	26	90	32	93	27	4	25	187	29	297	27
Recurring	15	14	121	35	12	4	50	14	--	--	62	10	198	18
Common Cause	6	5	5	1	3	1	6	2	--	--	9	1	20	2
Recurring Common Cause	--	--	36	10	1	<1	--	--	--	--	1	<1	37	3
Command Faults	37	34	64	18	91	32	106	30	1	26	204	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
<b>Total</b>	<b>110</b>		<b>350</b>		<b>279</b>		<b>348</b>		<b>16</b>		<b>643</b>		<b>1,103</b>	

第4表 文献の共通原因故障ファクタ

機器	ファクタ	$\beta$	$\gamma$	$\delta$
ポンプ	継続運転失敗 C C C G - 2	3.36E-02	—	—
	継続運転失敗 C C C G - 3	4.14E-02	1.83E-01	—
	継続運転失敗 C C C G - 4	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01
	起動失敗 C C C G - 2	2.45E-02	—	—
	起動失敗 C C C G - 3	2.31E-02	4.18E-01	—
	起動失敗 C C C G - 4	2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01
電動弁	開閉失敗 C C C G - 2	9.46E-03	—	—
	開閉失敗 C C C G - 3	1.05E-02	2.12E-01	—
	開閉失敗 C C C G - 4	1.22E-02	2.43E-01	2.57E-01
逆止弁	開失敗 C C C G - 2	0.00E+00	—	—
	開失敗 C C C G - 3	0.00E+00	0.00E+00	—
非常用ディーゼル発電機	起動失敗 C C C G - 2	1.08E-02	—	—
	継続運転失敗 C C C G - 2	2.24E-03	—	—
蓄電池	C C C G - 2	0.00E+00	—	—



第1図 共通原因故障同定のフロー



第2図 共通原因故障の感度解析結果

人間信頼性解析ツリーによる人的過誤の分析例

今回のPRAにおいて評価した人的過誤「自動減圧系の手動起動」を代表例として、HRAイベントツリー（第1図）による人的過誤確率の算出について以下に説明する。

1. 操作内容

運転員によって原子炉の手動減圧操作を行う。

2. 操作手順

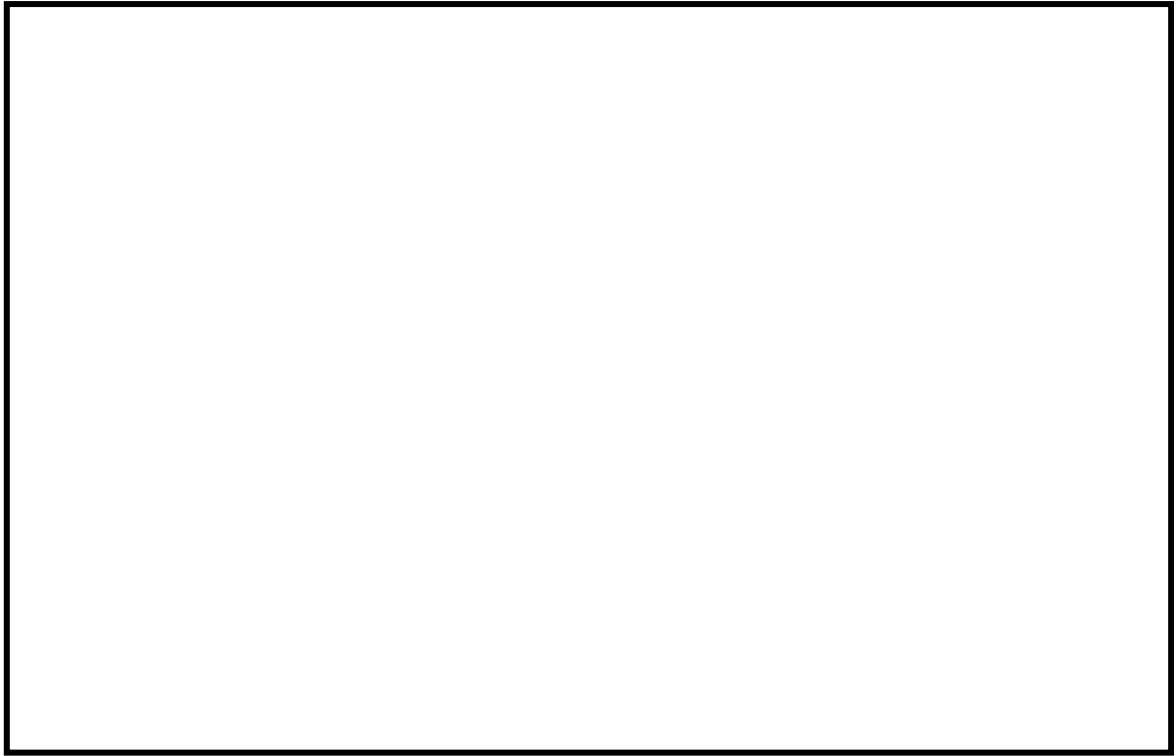


3. 余裕時間

余裕時間は、過渡事象（全給水喪失）の発生後、高圧注水に失敗し自動減圧も行われない場合に炉心損傷に至るまでの時間に余裕を見込んで30分とする。

4. 追加の指示や過誤回復の可能性





第1図 自動減圧系の手動起動のHRAイベントツリー

第1表 HRAイベントツリーの各分岐確率

--

手動起動失敗確率

--

第2表 原子炉減圧の認知に失敗する

--

第3表 原子炉減圧の操作に失敗する

--



過誤確率計算シート ③

第4表 複数警報に基づく過誤回復に失敗する (第8表, 第11表参照)

--

第5表 他運転員による過誤回復に失敗する (第8表, 第11表参照)

--

第6表 当直長による過誤回復に失敗する (第8表, 第11表参照)

--

第7表 THERPの標準診断曲線 (NUREG/CR-1278より抜粋)

Table 20-3 Nominal model of estimated HEPs and EFs for diagnosis within time T by control room personnel of abnormal events annunciated closely in time\* (from Table 12-4)

Item	T (Minutes** after T <sub>0</sub> )	Median joint HEP†† for diagnosis of a single event	EF	Item	T (Minutes** after T <sub>0</sub> )	Median joint HEP†† for diagnosis of the second event	EF	Item	T (Minutes** after T <sub>0</sub> )	Median joint HEP†† for diagnosis of the third event	EF
(1)	1	1.0	--	(7)	1	1.0	--	(14)	1	1.0	--
(2)	10	.1	10	(8)	10	1.0	--	(15)	10	1.0	--
(3)	20	.01	10	(9)	20	.1	10	(16)	20	1.0	--
(4)	30	.001	10	(10)	30	.01	10	(17)	30	.1	10
				(11)	40	.001	10	(18)	40	.01	10
(5)	60	.0001	30	(12)	70	.0001	30	(19)	50	.001	10
(6)	1500	.00001	30	(13)	1510	.00001	30	(20)	80	.0001	30
				(21)	1520	.00001	30				

第8表 異常事象対応に参加できる運転員及び助言者の数と  
人的従属性のレベル (NUREG/CR-1278 から抜粋)

Table 20-4 Number of reactor operators and advisors available to cope with an abnormal event and their related levels of dependence: assumptions for PRA\* (from Table 18-2)

Time after recognition** of an abnormal event		Operators or advisors handling reactor unit affected	Dependence levels with others**
Item		(a)	(b)
(1)	0 to 1 minute	on-duty RO	
(2)	at 1 minute	on-duty RO, SRO (assigned SRO or shift supervisor, an SRO)	- - - high with RO
(3)	at 5 minutes	on-duty RO, assigned SRO, shift supervisor 1 or more AOs <sup>‡</sup>	- - - - - high with RO - - - - - low to moderate with other operators
(4)	at 15 minutes	on-duty RO, assigned SRO, shift supervisor shift technical advisor 1 or more AOs <sup>‡</sup>	- - - - - high with RO - - - - - low to moderate with other operators - - - low to moderate with others for diagnosis & major events; high to complete for detailed operations

略語	RO	: Reactor Operator	ZD	: Zero Dependence
	SRO	: Senior Reactor Operator	LD	: Low Dependence
	SS	: Shift Supervisor	MD	: Moderate Dependence
	STA	: Shift Technical Advisor	HD	: High Dependence
	AO	: Auxiliary Operator	CD	: Complete Dependence

第9表 手動操作のコミッションエラー確率の例  
(NUREG/CR-1278 より抜粋)

Table 20-12 Estimated probabilities of errors of commission in operating manual controls\* (from Table 13-3)

Item	Potential Errors	HEP	EF
(1)	Inadvertent activation of a control Select wrong control on a panel from an array of similar-appearing controls**:	see text, Ch. 13	
(2)	identified by labels only	.003	3
(3)	arranged in well-delineated functional groups	.001	3
(4)	which are part of a well-defined mimic layout Turn rotary control in wrong direction (for two-position switches, see item 8):	.0005	10
(5)	when there is no violation of populational stereotypes	.0005	10
(6)	when design violates a strong populational stereotype and operating conditions are normal	.05	5
(7)	when design violates a strong populational stereotype and operation is under high stress	.5	5
(8)	Turn a two-position switch in wrong direction or leave it in the wrong setting	†	
(9)	Set a rotary control to an incorrect setting (for two-position switches, see item 8)	.001	10 <sup>††</sup>
(10)	Failure to complete change of state of a component if switch must be held until change is completed Select wrong circuit breaker in a group of circuit breakers**:	.003	3
(11)	densely grouped and identified by labels only	.005	3
(12)	in which the PSFs are more favorable (see Ch. 13)	.003	3
(13)	Improperly mate a connector (this includes failures to seat connectors completely and failure to test locking features of connectors for engagement)	.003	3

\*The HEPs are for errors of commission only and do not include any errors of decision as to which controls to activate.

\*\*If controls or circuit breakers are to be restored and are tagged, adjust the tabled HEPs according to Table 20-15.

†Divide HEPs for rotary controls (items 5-7) by 5 (use same EFs).

††This error is a function of the clarity with which indicator position can be determined: designs of control knobs and their position indications vary greatly. For plant-specific analyses, an EF of 3 may be used.

第10表 ストレスと熟練度によるHEPへの補正係数  
(NUREG/CR-1278から抜粋)

Table 20-16 Modifications of estimated HEPs for the effects of stress and experience levels (from Table 18-1)

Item	Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs*	
		Skilled**	Novice**
(1)	Very low (Very low task load)	x2	x2
	Optimum (Optimum task load):		
(2)	Step-by-step <sup>†</sup>	x1	x1
(3)	Dynamic <sup>†</sup>	x1	x2
	Moderately high (Heavy task load):		
(4)	Step-by-step <sup>†</sup>	x2	x4
(5)	Dynamic <sup>†</sup>	x5	x10
	Extremely High (Threat stress)		
(6)	Step-by-step <sup>†</sup>	x5	x10
(7)	Dynamic <sup>†</sup> Diagnosis <sup>††</sup>	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)
		These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis-- they are <u>NOT</u> modifiers.	

\* The nominal HEPs are those in the data tables in Part III and in Chapter 20. Error factors (EFs) are listed in Table 20-20.

\*\* A skilled person is one with 6 months or more experience in the tasks being assessed. A novice is one with less than 6 months or more experience. Both levels have the required licensing or certificates.

† Step-by-step tasks are routine, procedurally guided tasks, such as carrying out written calibration procedures. Dynamic tasks require a higher degree of man-machine interaction, such as decision-making, keeping track of several functions, controlling several functions, or any combination of these. These requirements are the basis of the distinction between step-by-step tasks and dynamic tasks, which are often involved in responding to an abnormal event.

†† Diagnosis may be carried out under varying degrees of stress, ranging from optimum to extremely high (threat stress). For threat stress, the HEP of .25 is used to estimate performance of an individual. Ordinarily, more than one person will be involved. Tables 20-1 and 20-3 list joint HEPs based on the number of control room personnel presumed to be involved in the diagnosis of an abnormal event for various times after announcement of the event, and their presumed dependence levels, as presented in the staffing model in Table 20-4.

第11表 先行するサブタスク“N-1”が成功又は失敗したときの、サブタスク“N”の成功又は失敗の条件付確率の求め方：従属レベルの関数

(NUREG/CR-1278から抜粋)

Table 20-17 Equations for conditional probabilities of success and failure on Task "N," given success or failure on previous Task "N-1," for different levels of dependence (from Table 10-2)

Level of Dependence	Success Equations	Equation No.	Failure Equations	Equation No.
ZD	$\text{Pr}[S_{"N"}   S_{"N-1"}   \text{ZD}] = n$	(10-9)	$\text{Pr}[F_{"N"}   F_{"N-1"}   \text{ZD}] = N$	(10-14)
LD	$\text{Pr}[S_{"N"}   S_{"N-1"}   \text{LD}] = \frac{1 + 19n}{20}$	(10-10)	$\text{Pr}[F_{"N"}   F_{"N-1"}   \text{LD}] = \frac{1 + 19N}{20}$	(10-15)
MD	$\text{Pr}[S_{"N"}   S_{"N-1"}   \text{MD}] = \frac{1 + 6n}{7}$	(10-11)	$\text{Pr}[F_{"N"}   F_{"N-1"}   \text{MD}] = \frac{1 + 6N}{7}$	(10-16)
HD	$\text{Pr}[S_{"N"}   S_{"N-1"}   \text{HD}] = \frac{1 + n}{2}$	(10-12)	$\text{Pr}[F_{"N"}   F_{"N-1"}   \text{HD}] = \frac{1 + N}{2}$	(10-17)
CD	$\text{Pr}[S_{"N"}   S_{"N-1"}   \text{CD}] = 1.0$	(10-13)	$\text{Pr}[F_{"N"}   F_{"N-1"}   \text{CD}] = 1.0$	(10-18)

第12表 エラーファクタ推定ガイドライン  
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

Table 20-20 General guidelines for estimating uncertainty bounds for estimated HEPs\* (from Table 7-2)

Item	Task and HEP Guidelines**	EF <sup>†</sup>
	Task consists of performance of step-by-step procedure <sup>††</sup> conducted under routine circumstances (e.g., a test, maintenance, or calibration task); stress level is optimal:	
(1)	Estimated HEP < .001	10
(2)	Estimated HEP .001 to .01	3
(3)	Estimated HEP > .01	5
	Task consists of performance of step-by-step procedure <sup>††</sup> but carried out in nonroutine circumstances such as those involving a potential turbine/reactor trip; stress level is moderately high:	
(4)	Estimated HEP < .001	10
(5)	Estimated HEP > .001	5
	Task consists of relatively dynamic <sup>††</sup> interplay between operator and system indications, under routine conditions, e.g., increasing or reducing power; stress level is optimal	
(6)	Estimated HEP < .001	10
(7)	Estimated HEP > .001	5
(8)	Task consists of relatively dynamic <sup>††</sup> interplay between operator and system indications but carried out in nonroutine circumstances; stress level is moderately high	10
(9)	Any task performed under extremely high stress conditions, e.g., large LOCA; conditions in which the status of ESFs is not perfectly clear; or conditions in which the initial operator responses have proved to be inadequate and now severe time pressure is felt (see Ch. 7 for rationale for EF = 5)	5

## 起因事象発生前の人的過誤として評価した事例の抽出過程

起因事象発生前の人的過誤については、起因事象発生前に本来の待機状態と異なる状態になっている確率を評価することを目的として、該当する人的過誤を以下のように抽出した。

### 1. 起因事象発生前人的過誤の抽出

起因事象発生前の人的過誤の抽出においては、フォールトツリーでモデル化されているすべての待機機器を対象として、運転操作手順書類（定期試験要領書等）の確認を実施し、操作・作業等を抽出した。なお、操作が直接発生しない機器（リレー、逆止弁等）、静的機器（ストレナ、オリフィス等）は対象外とする。

また、レベル1 P S A学会標準に基づいて人的過誤のモードとして、以下を考慮した。

- － 待機状態又は運転状態への復旧
- － 起動信号又は設定点の復旧、再設定
- － 通電状態への復旧

### 2. 人的過誤のスクリーニング

当社起因事象発生前の人的過誤の除外規定は、以下に示すとおり設定している。

除外規定Ⅰ：試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの。

除外規定Ⅱ：中央制御室にて機器の状態表示が確認でき、その状態が日常的に確認され、かつ中央制御室からの調整が可能なもの。

除外規定Ⅲ：保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの。

除外規定Ⅳ：チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの。

除外規定Ⅴ：機器の状態確認が頻繁に実施されているもの。

（1回／運転直の巡視点検等）

当社P R Aにおける起因事象発生前の人的過誤の除外規定は、レベル1 P S A学会標準の本文の例示、解析を含めた5項目のスクリーニング事例を参考に設定している。また、リスク情報を活用した規制において、米国N R Cが策定したP R Aの品質確保に係る規制指針「R G 1. 200」\*の関連でまとめられているN U R E G - 1792「Good Practices for Implementing Human Reliability Analysis (HRA)」(以下「N U R E G - 1792」という。)は、H R Aのレビュー等に用いるために作成されており、その中には起因事象発生前の人的過誤の5項目のスクリーニング事例(良好事例)が記載され、当社はこれらも参考に除外規定を設定している。

当社の起因事象発生前の人的過誤の除外に関する整理結果の詳細については、第1表に示すとおりである。

当社の除外規定Ⅰ～Ⅲ、Ⅴについては、レベル1 P S A学会標準の解説とN U



REG-1792 のスクリーニング事例のそれぞれ4つがほぼ同等内容となっており、これらを参考に設定している。

当社の除外規定IVについては、レベル1 P S A学会標準の本文の例示と NUREG-1792 のスクリーニング事例を参考に、それぞれの事例を独立性のチェックの観点で整理した。除外規定IVの具体的な設定に当たって、参考としたレベル1 P S A学会標準の本文の例示は、「試験や保守を実施した後に、機器を待機状態又は運転状態に復旧させる作業について、作業者とは別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合」であり、「確認者の独立性」に当たる。また、参考とした「NUREG-1792」のスクリーニング事例（良好事例）は、「当初の動作の後、不適切な状態を検証するチェックリストを用いて機器の状態の妥当性を確認する二つ目の独立した方法があること。」であり、「確認行為の独立性」に当たる。（詳細は以下に記述するとおりである）

“ Following the original action(s), there is an independent second verification of equipment status that uses a written checklist that will verify incorrect status.”

これらのことから、当社が設定した除外規定IVには「確認者の独立性」と「確認行為の独立性」の二つの意味合いを持たせている。

- ※ 米国ではPRAの品質に関わる規制指針である「RG1.200 : An Approach for Determining the Technical Adequacy of Probabilistic Risk Assessment Results for Risk-Informed Activities」では、民間で整備されたPRA標準であるASME PRA標準とNEIピアレビューガイドを承認（エンドース）している。「RG1.200」においてPRAの品質を確保する関連において米国NRCでは、HRAを実施又はレビューするために「NUREG-1792」を作成し、公表している。

### 3. 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果

上記1. 及び2. に基づきモデル化する人的過誤事象の同定フローを第1図に、抽出検討の具体例について第2表及び第3表に示す。起因事象発生前の人的過誤を評価した結果、「手動弁の開け忘れ、閉め忘れ（下記（1）でスクリーニングされない操作）」、「スクラム排水容器警報認知失敗」が抽出された。「スクラム排水容器警報認知失敗」については、中央制御室にて状態表示が確認できるが、重要性を鑑み、対象とした。上記2. に基づき評価対象外とした人的過誤事象例と除外理由は以下のとおりである。（第4表を参照）

#### (1) 電動弁又は手動弁の開け忘れ、閉め忘れ

当社の品質マネジメントシステムの中では、保守管理として実施している点検終了後に機器を正常な状態に復旧する操作と、その後にチェックシートを用いた機器の状態確認がある。これらは、NUREG-1792 の良好事例の「確認行為の独立性」に当たると考えている。

このため、該当する弁については、弁の開け忘れ、閉め忘れは除外規定IVを

適用できると判断し、モデル化しないこととした。

なお、レベル1 P S A学会標準に例示のない「確認行為の独立性」を除外規定として設定するに当たっては、レベル1 P S A学会標準の本文9.1.2の「人的過誤が十分に低いと判断できる作業は除外しても良い」を適用し、弁の復旧と、その後のチェックシートを用いた状態確認を独立した行為として過誤回復を考慮した人的過誤を設定して評価した人的過誤確率は $10^{-5}$ オーダーとなり、十分小さい値であることを確認した。

#### (2) 定期試験の操作（非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ）

定期試験における操作は、当社の品質マネジメントシステムの中で整備している「定期試験要領書」に基づき実施し、非常用ディーゼル発電機の定期試験でガバナ調整を実施する際には、操作者とは別の運転員が「定期試験要領書」内のチェックリストを用いて操作内容をチェックしていることを確認している。これは、レベル1 P S A学会標準の本文の例示である「確認者の独立性」に当たると考えている。

このため、非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは除外規定Ⅳを適用できると判断した。

なお、非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは非常用ディーゼル発電機起動失敗につながるおそれがあり、当該の人的過誤（不適合）を確実に防止する観点から、非常用ディーゼル発電機の「定期試験要領書」に「ダブルチェック」を明文化することとした。

#### 4. 事象発生前の人的過誤を考慮した場合の感度解析

「電動弁又は手動弁の開け忘れ、閉め忘れ（スクリーニングされた操作）」及び「非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ」の人的過誤を考慮した場合の炉心損傷頻度への影響を確認するための感度解析を実施した。

電動弁又は手動弁の開け忘れ、閉め忘れで考慮する対象弁は、崩壊熱除去機能の喪失に寄与し、全炉心損傷頻度への影響が大きいと考えられる残留熱除去系熱交換器廻りの手動弁とし、感度解析で用いる人的過誤確率は手動弁の開け忘れ、閉め忘れについては $2.7 \times 10^{-5}$ 、非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れについては $8.0 \times 10^{-5}$ とした。HRAイベントツリーについて第2図に示す。

感度解析の結果は、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度について第5表及び第3図にそれぞれ示す。感度解析の結果、全炉心損傷頻度は $6.3 \times 10^{-6}$ ／炉年となり、影響は非常に小さいことを確認した。

第 1 表 起因事象発生前の人的過誤の除外規定並びに「レベル 1 PRA 学会標準」又は「NUREG-1792」における記載の比較

レベル 1 PRA 学会標準	当社 PRA における除外規定	NUREG-1792
試験や保守を実施した後に、機器を待機状態又は運転状態に復旧させる作業について、作業者は別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合で、人的過誤確率が十分に低いと判断できる作業は除外してもよい。 (本文記載の要求) ※<>内は例示	(考え方) ・除外規定 I, II, III, V については、レベル 1 PRA 学会標準解説の例示を参考に設定。 ・除外規定 IV に関しては、レベル 1 PRA 学会標準の例示及び NUREG-1792 の良好事例を参考に設定。	<ul style="list-style-type: none"> <li>Other criteria apply, as long as it can be demonstrated, using an acceptable model such as the Technique for Human Error Rate Prediction (THERP, Ref. 11) or the Accident Sequence Evaluation Program (ASEP, Ref. 30) that the resulting HEPs would be low compared with the failure probabilities (e.g., failure to open) of the equipment.</li> <li>Following the original action(s), there is an independent second verification of equipment status that uses a written checklist that will verify incorrect status. (当初の動作の後、不適切な状態を検証するチェックリストを用いて機器の状態の妥当性を確認する 2 つ目の独立した方法があること)</li> </ul>
作業者とは別の人間によって独立なチェックが実施されるような場合 (本文記載の例示)	チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの (除外規定 IV)。 ※機器の状態確認としては、作業者とは別の人間による確認や二つ目の独立した方法による確認がある。	<ul style="list-style-type: none"> <li>The affected equipment will receive an automatic realignment signal and is can respond if demanded (i.e., the equipment will not have been disabled by the human actions).</li> </ul>
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 (解説記載の例示：1 つ目)	試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの (除外規定 I)。	<ul style="list-style-type: none"> <li>There is a valid post-maintenance test/functional check (a test or functional check that has been shown to work consistently) after the original manipulation which will reveal misalignment or incorrect status (e.g., faulty position, improper calibration).</li> </ul>
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 (解説記載の例示：2 つ目)	保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの (除外規定 III)。	<ul style="list-style-type: none"> <li>There is a compelling signal (e.g., annunciator or indication) of improper equipment status or inoperability in the control room, it is checked at least once per shift or once per day, and realignment can be easily accomplished.</li> </ul>
中央制御室にて機器の状態表示が確認でき、その状態が日常的に確認されており、かつ調整が中央制御室から可能なもの (解説記載の例示：3 つ目)	中央制御室にて機器の状態表示が確認でき、その状態が日常的に確認され、かつ中央制御室からの調整が可能なもの (除外規定 II)。	<ul style="list-style-type: none"> <li>There is a valid check (one that has been shown to work consistently), at least once per shift, of equipment status that will reveal misalignment or incorrect status.</li> </ul>
機器の状態確認が頻繁に実施されているもの (解説記載の例示：4 つ目)	機器の状態確認が頻繁に実施されているもの (1 回/運転直の巡視点検等) (除外規定 V)。	

第2表 起因事象発生前の人的過誤の検討対象 (高圧炉心スプレイス系の例)

高圧炉心 スプレイス系	機器番号	機器種類	起因事象発生前の人的過誤の検討対象		プラント停止中及び定期試験の操作に起因 人的過誤	備考
			人的過誤のモード	操作・作業等 対応除外規定		
吸込み ライン	V271-235	CST側吸込みラ イン手動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	III	—	
	MV224-1	CST側吸込みラ イン電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
	MV224-2	S/C側吸込みラ イン電動弁	待機状態 (弁閉) への復旧失敗	I, IV	—	
ポンプ	P-1	電動ポンプ	待機状態 (自動) への復旧失敗	I	—	
	MV224-5	第1テスト電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
テスト ライン	MV224-6	第2テスト電動弁	待機状態 (弁閉) への復旧失敗	I, IV	—	
	V224-7	ミニマムフロー手 動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	—	対象	開け忘れの対象とする
ミニマム フロー ライン	MV224-7	S/C側第1ミニ マムフロー電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
	MV224-8	CST側第2ミニ マムフロー電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
	MV224-9	CST側ミニマム フロー電動弁	待機状態 (弁閉) への復旧失敗	I, IV	—	
注入 ライン	MV224-3	注入隔離電動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	I, IV	—	
	AV224-1	試験可能逆止弁	待機状態 (弁閉) への復旧失敗	IV	—	
	V224-4	注入元手動弁	待機状態 (弁開) への復旧失敗	II	—	
自動起動 信号	LS298-4 A-D LX298-4 A-D 等	高圧炉心スプレ イス起動信号 設定 器/伝送器原子炉 水位レベル1H等	設定点の復旧失敗	—	校正	機器故障・共通原因故障に 含む

除外規定 I : 試験中において自動的にオーバーライドする機器となるもの。

除外規定 II : 中央制御室にて機器の状態表示が確認でき、その状態が日常的に確認され、かつ中央制御室からの調整が可能なもの。

除外規定 III : 保守後の機能試験により誤調整が明らかになるもの。

除外規定 IV : チェックリストによる独立した機器の状態確認があるもの。

除外規定 V : 機器の状態確認が頻繁に実施されているもの (1回/運転直の巡視点検等)。

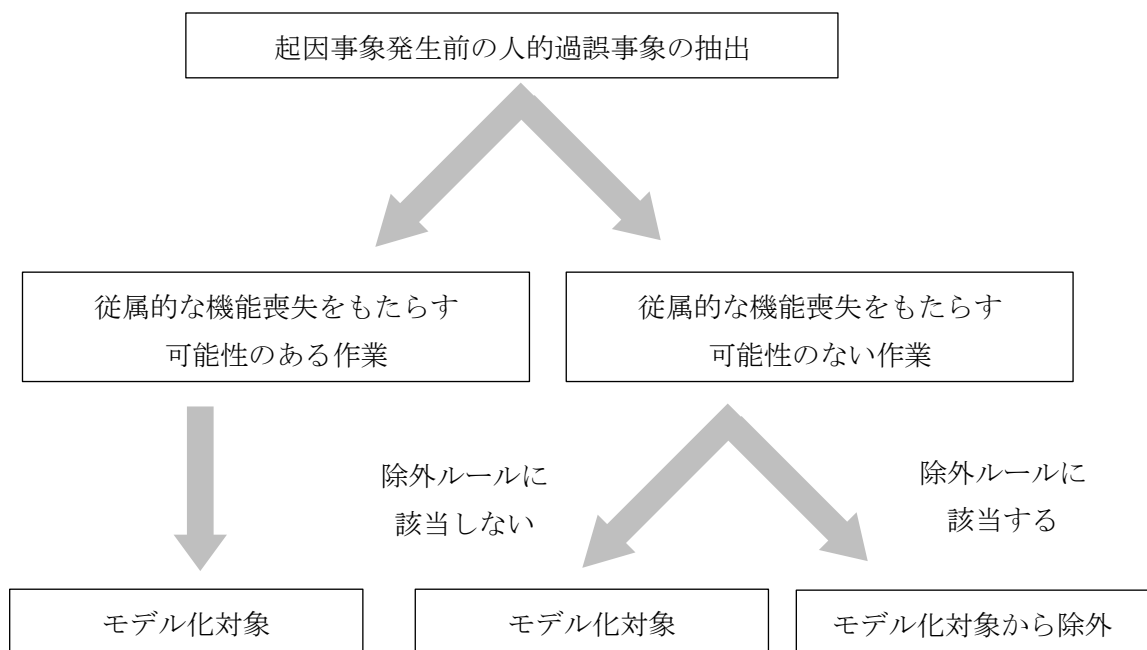


第4表 評価対象外とした起因事象発生前の人的過誤事象と除外理由

人的過誤事象	除外理由
<p>電動弁又は手動弁 開け忘れ、閉め忘れ</p>	<p>当社の品質マネジメントシステムの中では、保守管理として実施している点検終了後に機器を正常な状態に復旧する操作と、その後に運転管理として実施しているチェックシートを用いた機器の状態確認がある。</p> <p>これらは、NUREG-1792 の良好事例の「確認行為の独立性」に当たると考えている。</p> <p>このため、該当する弁については、弁の開け忘れ、閉め忘れは除外規定IVを適用できると判断した。</p>
<p>定期試験の操作 (非常用ディーゼル 発電機のガバナ調 整忘れ)</p>	<p>定期試験における操作は、当社の品質マネジメントシステムの中で整備している「定期試験要領書」に基づき実施し、非常用ディーゼル発電機の定期試験でガバナ調整を実施する際には、操作者とは別の運転員が「定期試験要領書」内のチェックリストを用いて操作内容をチェックしていることを確認している。これは、レベル1 P S A 学会標準の本文の例示である「確認者の独立性」に当たると考えている。</p> <p>このため、非常用ディーゼル発電機のガバナ調整忘れは除外規定IVを適用できると判断した。</p>

第5表 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	ベースケース (/炉年)	感度解析結果 (/炉年)
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	6.3E-06
全交流動力電源喪失	2.7E-09	2.8E-06
長期TB	2.7E-09	2.7E-09
TBU	1.2E-11	1.2E-11
TBP	8.2E-12	8.4E-12
TBD	3.8E-12	3.9E-12
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	5.1E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	3.3E-09
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	6.4E-10
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	3.3E-09
LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	4.3E-13
合計	6.2E-06	6.3E-06



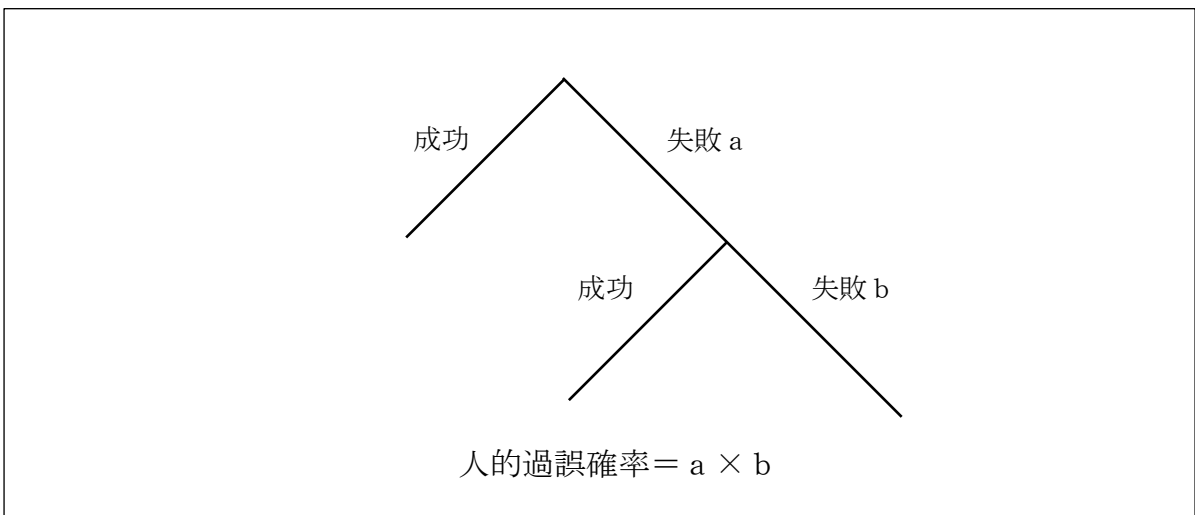
第1図 モデル化する起回事象発生前の人的過誤事象の同定フロー



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： 定期試験要領書など
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
4. 過誤回復の可能性： チェックリストに基づく独立した機器の状態確認等が行われていれば、過誤回復に期待できる。

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（中央値）	
a	機器の状態復旧のための動作に失敗する	1.0E-03	計算シート 1 - a
b	機器のチェックに失敗する	1.0E-02	計算シート 1 - b

平均値（点推定値）：2.7E-05

確率分布：対数正規分布 E F 10

第 2 図 感度解析における HRA イベントツリー及び評価結果（1 / 6）

過誤確率計算シート 1-a

動作に失敗する確率: 機器の状態復旧のための動作に失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因に合わせて考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは6.	人間工学要因に合わせて考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく、記載も明確である N U R E G / C R -1278 Table20-7(1) (中央値 1.0E-03)
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	コントロール等ではなく寄与は小さい
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

第2図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果 (2/6)

過誤確率計算シート 1-b

動作に失敗する確率：機器の状態確認のチェックに失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因に合わせて考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは6.	人間工学要因に合わせて考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく、記載も明確である N U R E G / C R -1278 Table20-6(1) (中央値 1.0E-02)
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	チェックについて、COMMISSIONエラーの寄与は小さい
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

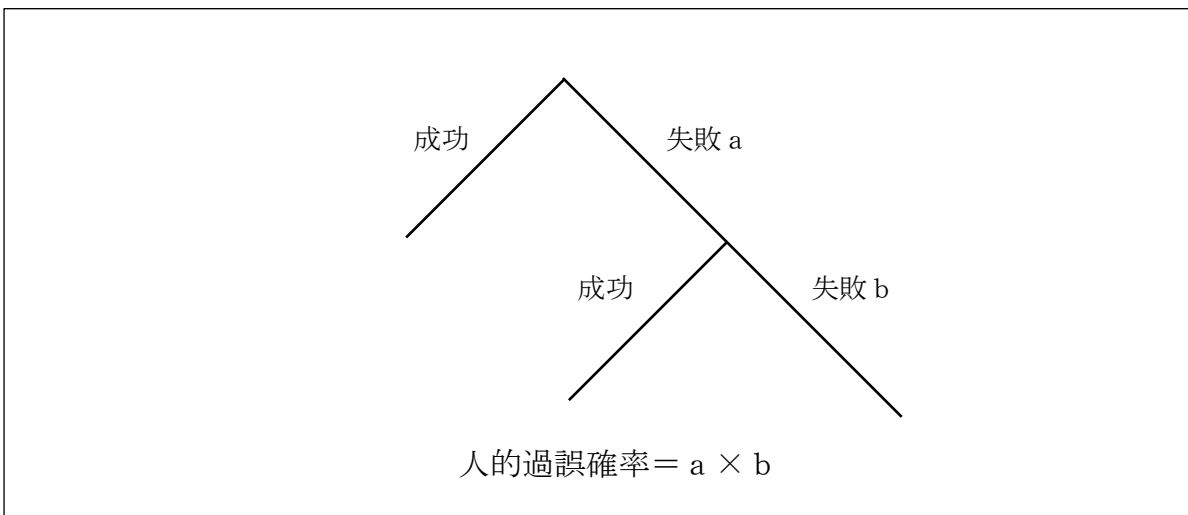
第2図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果 (3/6)

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：非常用ディーゼル発電機ガバナ調整忘れ

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： 定期試験要領書など
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
4. 過誤回復の可能性： チェックリストに基づく独立した機器の状態確認等が行われていれば，過誤回復に期待できる

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（中央値）	
a	非常用ディーゼル発電機ガバナの調整に失敗する	3.0E-03	計算シート 2 - a
b	非常用ディーゼル発電機ガバナの調整のチェックに失敗する	1.0E-02	計算シート 2 - b

平均値（点推定値）：8.0E-05

確率分布：対数正規分布 E F 10

第 2 図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果（4／6）

過誤確率計算シート 2-a

動作に失敗する確率: 機器の状態復旧のための動作に失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因に合わせて考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは6.	人間工学要因に合わせて考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮	試験の一連の操作を想定すると長い操作となる N U R E G / C R -1278 Talbe20-7(2) (中央値 1.0E-03)
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	試験で操作しているため、COMMISSIONエラーの寄与は小さい
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

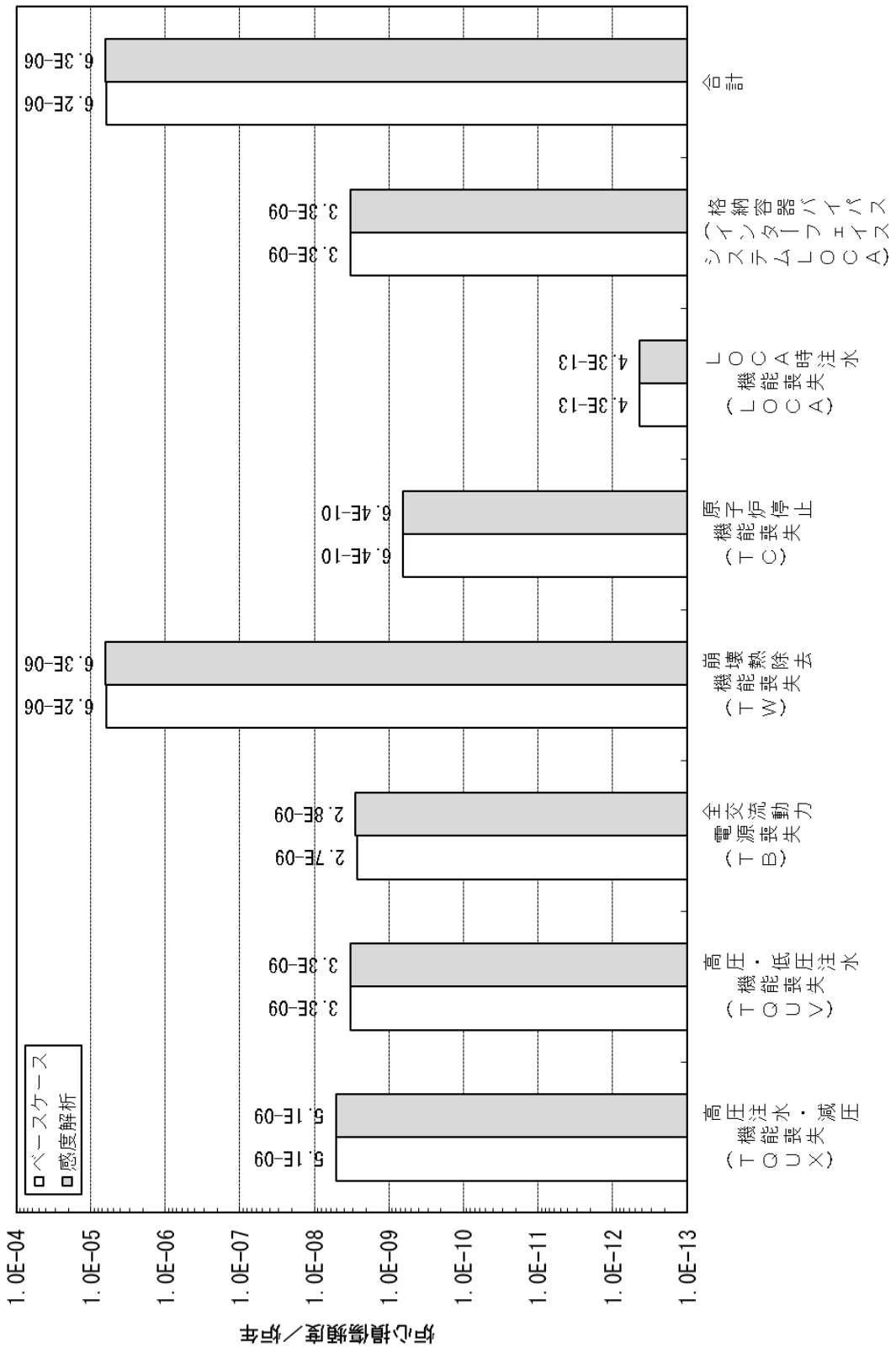
第2図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果 (5/6)

過誤確率計算シート 2-b

動作に失敗する確率：機器の状態確認のチェックに失敗する

行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮	2. ストレス要因に合わせて考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響	起因事象発生前の定例の操作であり、特に高いストレスには至らないため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順あるいは6.	人間工学要因に合わせて考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違	2. ストレス要因にて合わせて考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮	該当手順は特段長くはなく、記載も明確である N U R E G / C R -1278 Table20-6(1) (中央値 1.0E-02)
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別の状況による過誤確率値で考慮	チェックについて、COMMISSIONエラーの寄与は小さい
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直管の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

第2図 感度解析におけるHRAイベントツリー及び評価結果 (6/6)



第3図 事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度

### 計器の較正ミスの取り扱いについて

本PRAでは、保修員による機器の較正ミスについては、人的過誤として評価していない。その理由を以下に示す。

#### 1. 国内故障率データにおける較正ミスの取り扱い

本PRAで使用している機器故障率は、国内故障率データに記載されているデータを使用している。国内故障率データは国内プラントの機器の故障実績を基に整備されたデータベースであるが、機器の故障件数には、機器の機械的故障以外に、保修員の較正ミスが原因で機器が故障した場合が含まれている。国内故障率データに記載されているデータのうち、保修員の較正ミスを含む機器故障率の例を第1表に示す。第1表に示すとおり、国内故障率データには、保修員による較正ミスが原因の故障事象が含まれているため、本PRAでは、較正ミスを人的過誤としては評価していない。

#### 2. 較正ミスに係る共通原因故障の取り扱い

冗長化された検出器においては、同じ保修員が連続して較正作業を実施すると考えられるため、較正ミスが共通の要因となり複数の検出器が故障する可能性がある。国内故障率データでは機器故障として取り扱われているため、この較正ミスによる共通原因故障についても、本PRAにおいては人的過誤としては評価せず、機器の共通原因故障で評価している。



第1表 保修員の較正ミスを含む機器故障率の例

機器	故障モード	故障件数 (較正ミス件数)	機器故障率 平均値 (／h)
温度スイッチ	誤動作	2 (2)	2.5E-08
圧カトランスミッタ	高出力／低出力	8 (1)	3.5E-08
リミットスイッチ	不動作	3 (1)	5.5E-09

## 余裕時間及びストレスファクタの適用の考え方とその影響

今回のPRAで評価対象とした人的過誤の項目及び評価結果を第1表に示す。人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP手法(Technique For Human Error Rate Prediction)を使用しており、評価に当たっては、運転操作に係る余裕時間及び運転員のストレスについて考慮している。

### 1. 余裕時間の考え方

#### (1) 余裕時間の設定

事象発生後の人的過誤における余裕時間は、事象発生に伴う警報発生後の診断・認知失敗確率を評価する際に考慮する。

具体的な余裕時間の設定として、「手動減圧操作失敗」は、成功基準解析に基づき余裕時間を30分としている。

「原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（初期水源確保時）」及び「高圧炉心スプレイ系サプレッション・プール側水源切替操作失敗」については、いずれも原子炉への注水操作であり、原子炉注水の余裕時間は成功基準解析により事象発生後30分以内に完了できれば良いが、第一水源に不具合があった場合に短時間で水源をサプレッション・プールに切り替える操作を想定し10分としている。

「原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗（長期水源確保時）」については、小破断LOCA時に第一水源にて原子炉注水に成功している状況において、長期的な水源としてサプレッション・プールに水源を切り替える操作を想定している。

また、一部の人的過誤項目については

「手動弁開／閉忘れ」については、起因事象発生前の事象のため、余裕時間を考慮しない。以上の検討を踏まえ、人的過誤の評価において、第2表に示す余裕時間に対する診断・認知失敗確率を使用している。

#### (2) 警報との関係

余裕時間に関して、学会標準では以下のように定義されており、運転員は、下記の時間内に対応操作を求められる。

#### 【原子力学会標準より抜粋】

「1) 許容時間 起因事象が発生した場合に、炉心損傷又は格納容器損傷回避の観点から、緩和設備の作動開始、又は緩和操作の遂行までに許容される時間余裕。」

よって、余裕時間としては、炉心損傷を防止するために事故時の運転手順書に記載された操作の中で必要となる操作に対し、事象発生後からその操作の遂行までに許容される時間を想定する。

一方で、今回のPRAの評価で用いている人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP手法を使用して評価しており、NUREG/CR-1278によれば、運転員は何らかの事象が起きつつあると判別した後にその問題を診断し、その後の行動を決定するとされている（下記参照）。

It is first necessary for the operators to recognize that something unusual has happened and to distinguish the relevant signals; these are functions of perception and discrimination. Although this is an involved perceptual process, we treat this as primarily a display and communication problem. To estimate HEPs related to these aspects of the operator response, other chapters, especially Chapter 11, "Displays," provide derived data.

Having discerned that something unusual is happening, the operating personnel must diagnose\* the problem and decide what action to take: this involves interpretation and decision-making, the primary subject matter of this chapter. Finally, actions must be carried out (the response). Again, other chapters provide derived data relevant to this aspect of the HRA, especially Chapter 15, "Oral Instructions and Written Procedures."

(出典：NUREG/CR-1278 Chap. 12 Treatment of Cognitive Behavior for PRA)

運転員には、事象発生後にその事象が起きつつあると判別し、対象とした緩和操作の必要性を認識するきっかけが必要であり、事象発生後における中央制御室の警報の発生に期待している。事象発生直後に対応が求められる緩和操作については、該当する警報が事象発生とほぼ同時刻に発生するため、事象発生時と警報発生時では発生時刻に大きな差はない。よって、運転員には警報発生時からの対応を想定するが、事象発生後速やかに対応が求められる緩和操作については、人的過誤の余裕時間は事象発生時からの余裕時間を用いて評価を行った。

## 2. ストレスファクタの適用の考え方

ストレスファクタは、第3表に示すストレスファクタに関する補正係数を参照して設定している。

今回のPRAにおいては、異常時対応に関する訓練等を積んだ運転員が対応することを前提として、ストレスファクタは熟練者（Skilled）の列から選択することとしている。

### (1) 起因事象発生前

起因事象発生前の操作では、十分な余裕時間があり、運転員は時間に余裕を持って手順書やプラント状態を確認しながら進めることができることから、高いストレス状態には至らないと考える。そのため、「作業負荷が適度（段

階的操作)」のストレスファクタ1を設定した。

(2) 起回事象発生後

- a. 起回事象発生後の人的過誤に対しては、異常時の操作であり、事象進展によっては運転員の作業負荷が高くなることも考えられることから、「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ2を設定した。
- b. 起回事象発生後の人的過誤に対し、特に事象発生からの余裕時間が短く、事象進展の過酷な状況であり、かつ当該の操作がプラント挙動に及ぼす影響が大きい操作に対しては運転員に求められる人的過誤に対し「作業負荷が極度に高い（段階的操作）」のストレスファクタ5を設定した。

余裕時間の人的過誤への影響については、THERP手法の標準診断曲線により評価に反映している。具体的にストレスファクタが2より大きい人的過誤としては、上記b.により、ATWS時のほう酸水注入系手動起動操作を想定している。ただし、AM策を考慮しない今回のPRAでは、ほう酸水注入系手動起動操作を考慮しておらず、今後実施する重大事故等対策を含めたPRAにて考慮する。

3. 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

ストレスファクタを考慮して評価した人的過誤確率は、システム信頼性解析で用いるフォールトツリーに基事象として組み込んでいる。

今回の内部事象運転時レベル1 PRAで主要な事故シーケンスグループである崩壊熱除去機能喪失の主要なカットセットを第4表に示す。人的過誤を含むカットセットが主要なカットセットとしては抽出されておらず、崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループに対して、人的過誤を含むカットセットの割合は小さいことが分かる。

人的過誤を含むカットセットの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事故シーケンスグループに与える影響は小さく、炉心損傷頻度に与える影響も小さいと考えられる。

第1表 人的過誤のストレスファクタ及び過誤確率（内部事象運転時レベル1）

人的過誤	余裕時間 (分)	ストレス ファクタ	過誤確率 (平均値)	E F	ストレスファクタ選定理由
手動弁開／閉忘れ	—	1	2. 7E-05	10	事象が発生していないときの操作であり，特に高いストレスには至らないため，ストレスファクタ1を設定。
スクラム排水容器警報認知失敗	—	1	2. 7E-04	10	
原子炉隔離時作動後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 (初期水源確保時)	10	2	5. 3E-01	10	異常時の操作であり，事象進展によつては運転員の作業負荷が高くなることも考えられるため，ストレスファクタ2を設定。
原子炉注水成功後の原子炉隔離時冷却系水源切替操作失敗 (長期水源確保時)	—	2	2. 5E-03	3	
高圧炉心スプレイス作動後の高圧炉心スプレイスサブレーション・プール側水源切替操作失敗	10	2	5. 3E-01	10	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（サブレーション・プール水冷却モード）手動操作失敗	—	2	2. 5E-03	3	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（格納容器冷却モード）手動操作失敗	—	2	2. 5E-03	3	
原子炉注水成功後の残留熱除去系（停止時冷却モード）手動操作失敗	—	2	5. 2E-03	5	
給復水系による除熱操作失敗	—	2	5. 2E-04	5	
給復水系による注水操作失敗	—	2	5. 2E-03	5	
抽出空気系手動操作失敗	—	2	2. 0E-01	10	
タービン・グラント蒸気系手動操作失敗	—	2	2. 0E-01	10	
復水系／復水ポンプ再起動操作失敗	—	2	2. 0E-01	10	
手動減圧操作失敗	30	2	4. 0E-03	10	

第2表 余裕時間による診断・認知失敗確率 (NUREG/CR-1278 Table 20-3)

Table 20-3 Nominal model of estimated HEPs and EFs for diagnosis within time T by control room personnel of abnormal events annunciated closely in time\* (from Table 12-4)

Item	T (Minutes** after T <sub>0</sub> )	Median joint HEP†† for diagnosis of a single event	EF	Item	T (Minutes** after T <sub>0</sub> )	Median joint HEP†† for diagnosis of the second event	EF	Item	T (Minutes** after T <sub>0</sub> )	Median joint HEP†† for diagnosis of the third event	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
								(20)	80	.0001	30
								(21)	1520	.00001	30

初期事象における診断・  
認知失敗確率を使用する

第3表 ストレスによる補正係数 (NUREG/CR-1278 Table 20-16)

Table 20-16 Modifications of estimated HEPs for the effects of stress and experience levels (from Table 18-1)

Item	Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs*	
		Skilled** (a)	Novice** (b)
(1)	Very low (Very low task load)	x2	x2
	Optimum (Optimum task load):		
(2)	Step-by-step <sup>†</sup>	x1	x1
(3)	Dynamic <sup>†</sup>	x1	x2
	Moderately high (Heavy task load):		
(4)	Step-by-step <sup>†</sup>	x2	x4
(5)	Dynamic <sup>†</sup>	x5	x10
	Extremely High (Threat stress)		
(6)	Step-by-step <sup>†</sup>	x5	x10
(7)	Dynamic <sup>†</sup> Diagnosis <sup>††</sup>	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)
		These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis-- they are <u>NOT</u> modifiers.	

第4表 過渡事象時の主要なカットセット

事故シーケンス		CDF (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷 頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + 崩壊熱除去失敗	4.5E-06	①非隔離事象+RCW RHR熱交換器出口弁MV214-7A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
			②非隔離事象+RHR熱交換器バイパス弁MV222-2A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0
			③非隔離事象+RHRミニマムフロー弁MV222-17A, B共通原因作動失敗	3.6E-07	8.0

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）

今回のPRAでは、イベントツリー作成、フォールトツリー作成及びこれらの定量化に関してWinNUPRAコードを使用している。以下に、コードの概要及び検証について示す。

## 1. コードの概要

PRAの解析支援ツールとして米国SCIENTECH社で開発され、PRA評価作業において求められるET、FTモデルの作成、信頼性パラメータの作成、事故シーケンスの定量化、重要度解析等のほぼすべての機能を有しており、米国、欧州、アジア及び我が国（JNES等）で使用実績があるコードである。

WinNUPRAコードの概要を以下に示す。

### (1) フォールトツリー作成

WinNUPRAでは、リンクツリー手法を採用しており、これにより大規模なフォールトツリーを構築することができる。フォールトツリー編集では、フォールトツリーの新規作成、既存のフォールトツリー編集、フォールトツリーの印刷、基事象データファイルからのデータ更新等が実施できる。

### (2) 信頼性パラメータ作成

WinNUPRAでは、基事象データファイル、パラメータデータファイル及びシーケンスデータファイル等を対象にデータベースファイルの編集を行うことができる。

### (3) イベントツリー作成

WinNUPRAでは、事故シーケンスを機能や事象の成功や失敗の論理的組合せであるイベントツリーを画面上で容易に作成・編集できる。また、イベントツリーの分岐に割り与えられた系統レベルのカットセット式をその論理構造からマージ処理することにより、各シーケンスのカットセット式が求められる。

### (4) 解析・評価

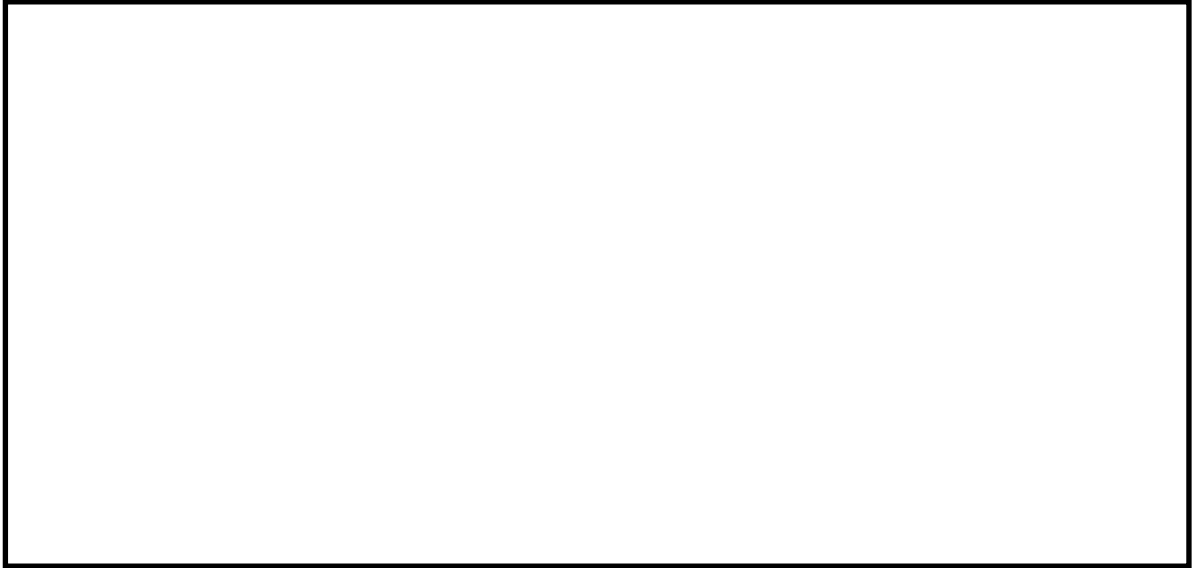
WinNUPRAで構築したフォールトツリーをリンクし、定量化することができ、イベントツリーの定量化、カットセット式の編集等が実施できる。WinNUPRAでは、フォールトツリー結合法で最小カットセットを求め、稀有事象近似で定量化している。

また、重要度解析、不確実さ解析等が実施できる。



## 2. コードの検証

レベル1 P R Aの代表的な解析コードとして、米国E P R Iが開発したC A F T Aがある。C A F T Aを用いた非隔離事象のイベントツリーの評価事例について、W i n N U P R Aにて再評価した結果を第1図に示す。



第1図 C A F T Aとの比較（非隔離事象イベントツリーの評価）

主要な事故シーケンスのイベントツリー上への表示

## 1. 起因事象別の主要な事故シーケンス

起因事象別の炉心損傷頻度（／炉年）及び主要な事故シーケンスを第1表に示す。起因事象別では、「過渡事象」が炉心損傷頻度に対する寄与割合が最も大きく、炉心損傷頻度は $4.5 \times 10^{-6}$ ／炉年となる。

「過渡事象」における主要な事故シーケンスは「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」となり、炉心損傷頻度は、過渡事象全体と同じ $4.5 \times 10^{-6}$ ／炉年となる。第1図に、「過渡事象＋崩壊熱除去失敗」のイベントツリーを示す。

「過渡事象」には、「非隔離事象」「隔離事象」「全給水喪失」「水位低下事象」「原子炉保護系誤動作等」及び「逃がし安全弁誤開放」の起因事象が含まれており、起因事象ごとのイベントツリーにおける主要な事故シーケンスを第2図～第7図に示す。

## 2. 事故シーケンスグループ別の主要な事故シーケンス

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度（／炉年）及び主要な事故シーケンスを第2表に示す。事故シーケンスグループ別では、「崩壊熱除去機能喪失」が炉心損傷頻度に対する寄与割合が最も大きく、炉心損傷頻度は $6.2 \times 10^{-6}$ となる。

「崩壊熱除去機能喪失」の中で主要な事故シーケンスは「過渡事象＋崩壊熱除去機能喪失」となり、「過渡事象＋崩壊熱除去機能喪失」のイベントツリーにおける主要な事故シーケンスは、1.と同様である。

第1表 起因事象別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンス

起因事象	起因事象別 炉心損傷頻度 (/炉年)	主要なシーケンス	イベント ツリー
過渡事象	4.5E-06	過渡事象+崩壊熱除去失敗	第1図
非隔離事象	2.4E-06	非隔離事象+RHR失敗	第2図
隔離事象	3.8E-07	隔離事象+RHR失敗	第3図
全給水喪失	1.5E-07	全給水喪失+RHR失敗	第4図
水位低下事象	3.8E-07	水位低下事象+RHR失敗	第5図
原子炉保護系誤動作等	1.1E-06	RPS誤動作等+RHR失敗	第6図
逃がし安全弁誤開放	1.7E-08	逃がし安全弁誤開放+RHR失敗	第7図
手動停止/サポート系喪失	1.2E-06	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗	
手動停止(通常停止を含む)	1.2E-08	手動停止+崩壊熱除去失敗	
原子炉補機冷却系故障A系	3.9E-07	補機A喪失+RHR失敗	
原子炉補機冷却系故障B系	3.1E-07	補機B喪失+RHR失敗	
交流電源故障C系	9.2E-08	AC-C喪失+RHR失敗	
交流電源故障D系	7.6E-08	AC-D喪失+RHR失敗	
直流電源故障A系	1.7E-07	DC-1喪失+RHR失敗	
直流電源故障B系	1.4E-07	DC-2喪失+RHR失敗	
タービン・サポート系故障	1.0E-08	タービン・サポート系喪失+RHR失敗	
外部電源喪失	5.2E-07	外部電源喪失+交流電源喪失	
外部電源喪失	5.2E-07	外部電源喪失+DG-A失敗+DG-B失敗	
原子炉冷却材喪失(LOCA)	9.3E-09	冷却材喪失(LOCA)+崩壊熱除去失敗	
小破断LOCA	5.4E-09	小LOCA+RHR失敗	
中破断LOCA	3.6E-09	中LOCA+RHR失敗	
大破断LOCA	3.6E-10	大LOCA+RHR失敗	
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	インターフェイスシステム LOCA	

第2表 事故シーケンス別の炉心損傷頻度と事故シーケンス

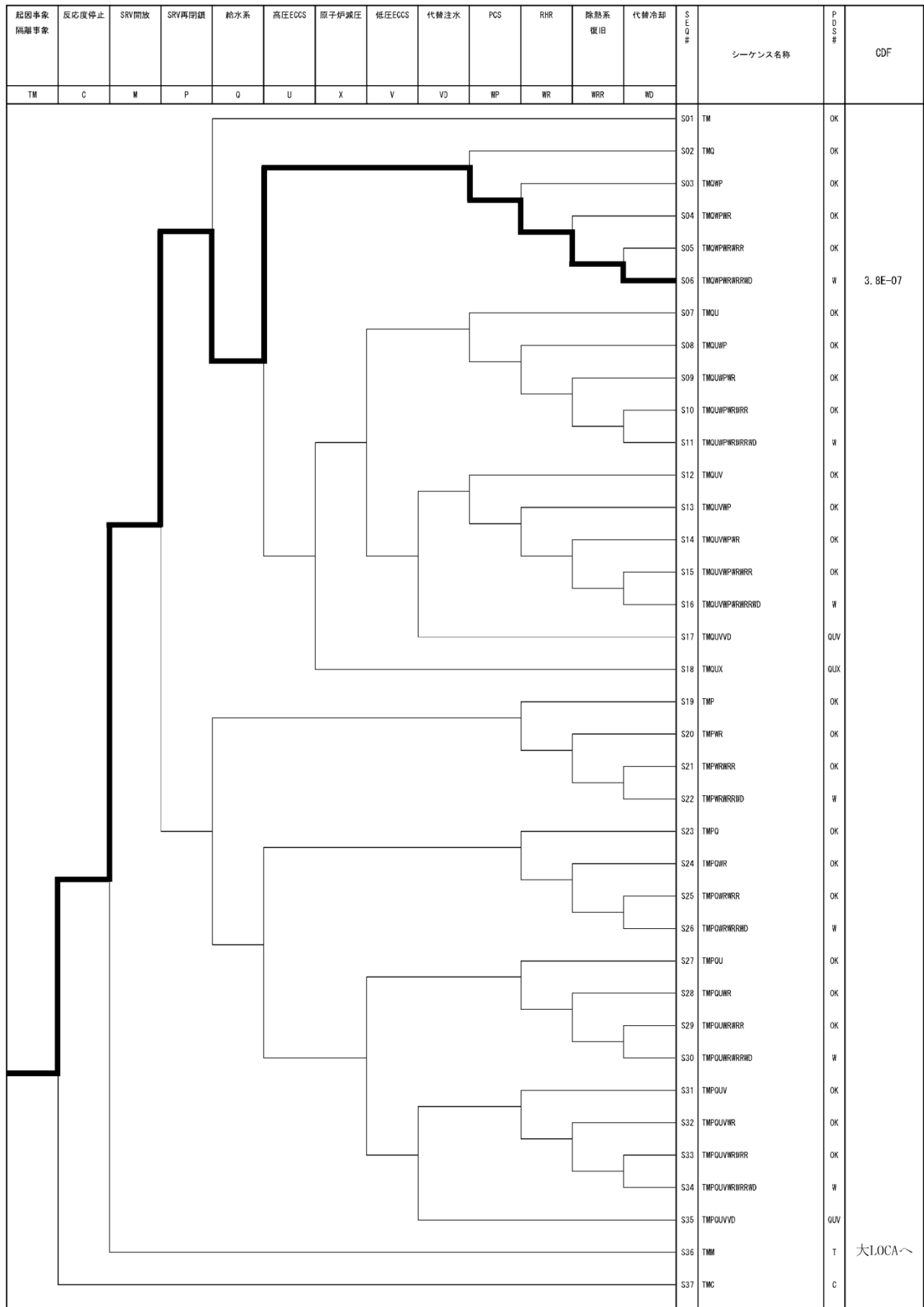
事故シーケンスグループ	事故シーケンス グループ別 炉心損傷頻度 (/炉年)	主要なシーケンス	イベント ツリー
崩壊熱除去機能喪失	6.2E-06	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	第1図～ 第7図
全交流動力電源喪失	2.7E-09	外部電源喪失＋交流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗	
高圧注水・減圧機能喪失	5.1E-09	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	
高圧・低圧注水機能喪失	3.3E-09	過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	
原子炉停止機能喪失	6.4E-10	過渡事象＋原子炉停止失敗	
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	インターフェイスシステム LOCA	
LOCA時注水機能喪失	4.3E-13	冷却材喪失（LOCA）＋ 高圧炉心冷却失敗＋原子炉 減圧失敗	

過渡 事象	原子炉 停止	圧力バウンダリ 健全性	高压炉心 冷却	原子炉減 圧	低压炉心 冷却	崩壊熱 除去	炉心損傷頻度 (／炉年)	事故シケケンス	事故シケケンス グループ
	—	—	—	—	—	—	4.5E-06	過渡事象 + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失
								過渡事象 (逃がし安全弁誤開放) + 崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去機能喪失

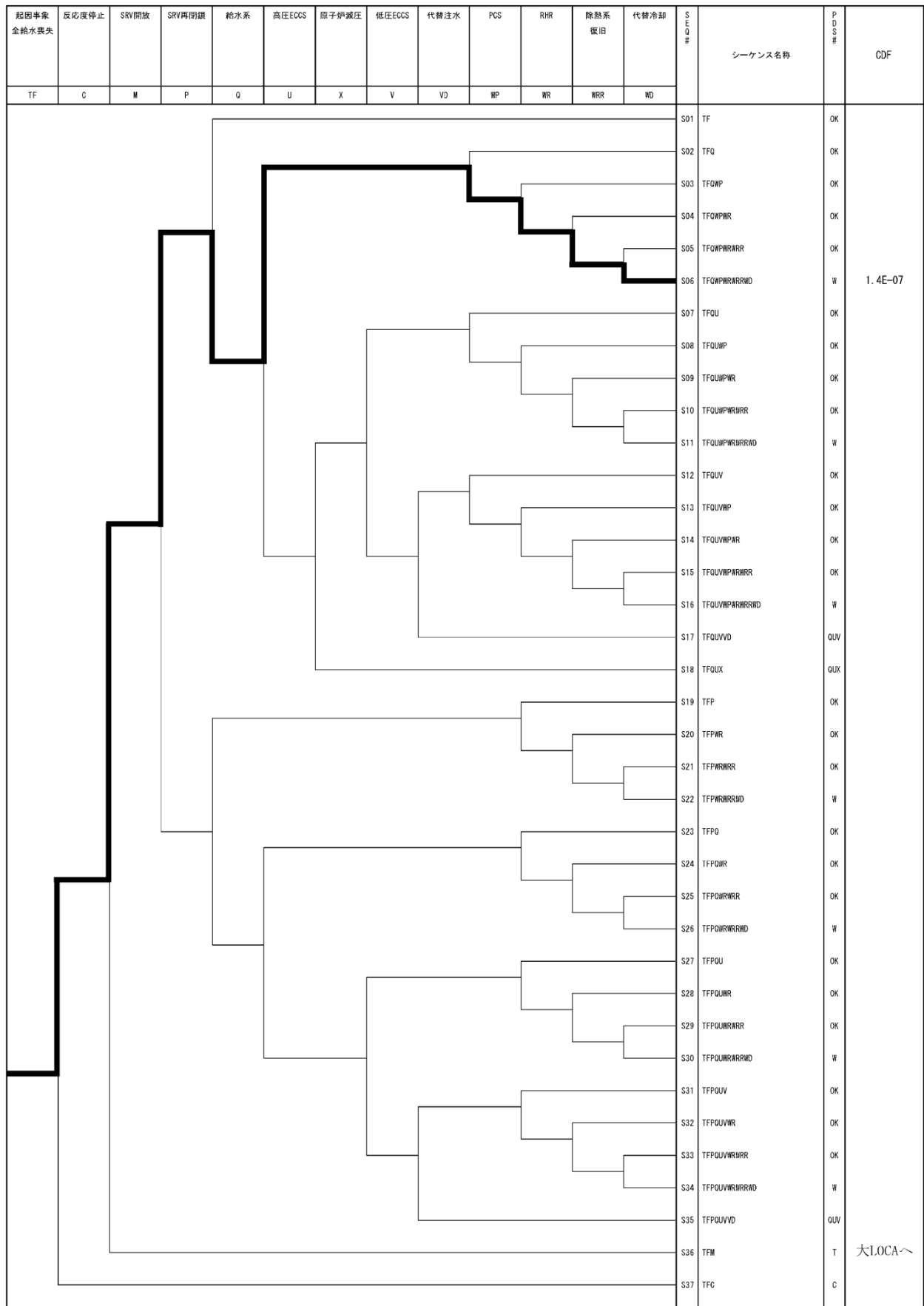
第1図 過渡事象イベントツリー

起因事象 非隔離事象	反応度停止	SRV開放	SRV再閉鎖	給水系	高圧ECCS	原子炉減圧	低圧ECCS	代替注水	PCS	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	CDF	
TT	C	M	P	Q	U	X	V	VD	WP	WR	WRR	WD					
													S01	TT	OK	2.4E-06	
													S02	TTQ	OK		
													S03	TTQWP	OK		
													S04	TTQWPWR	OK		
													S05	TTQWPWRWR	OK		
													S06	TTQWPWRWRWD	W		
													S07	TTQU	OK		
													S08	TTQUWP	OK		
													S09	TTQUWPWR	OK		
													S10	TTQUWPWRWR	OK		
													S11	TTQUWPWRWRWD	W		
													S12	TTQUV	OK		
													S13	TTQUWVP	OK		
													S14	TTQUWVPWR	OK		
													S15	TTQUWVPWRWR	OK		
													S16	TTQUWVPWRWRWD	W		
													S17	TTQUVVD	QUV		
													S18	TTQUX	QUX		
													S19	TTP	OK		
													S20	TTPWR	OK		
													S21	TTPWRWR	OK		
													S22	TTPWRWRWD	W		
													S23	TTPQ	OK		
													S24	TTPQWR	OK		
													S25	TTPQWRWR	OK		
													S26	TTPQWRWRWD	W		
													S27	TTPQU	OK		
													S28	TTPQUWR	OK		
													S29	TTPQUWRWR	OK		
													S30	TTPQUWRWRWD	W		
													S31	TTPQUV	OK		
													S32	TTPQUVWR	OK		
													S33	TTPQUVWRWR	OK		
													S34	TTPQUVWRWRWD	W		
													S35	TTPQUVVD	QUV		
													S36	TTM	T		大LOCAへ
													S37	TTIC	C		

第2図 非隔離事象に対するイベントツリー



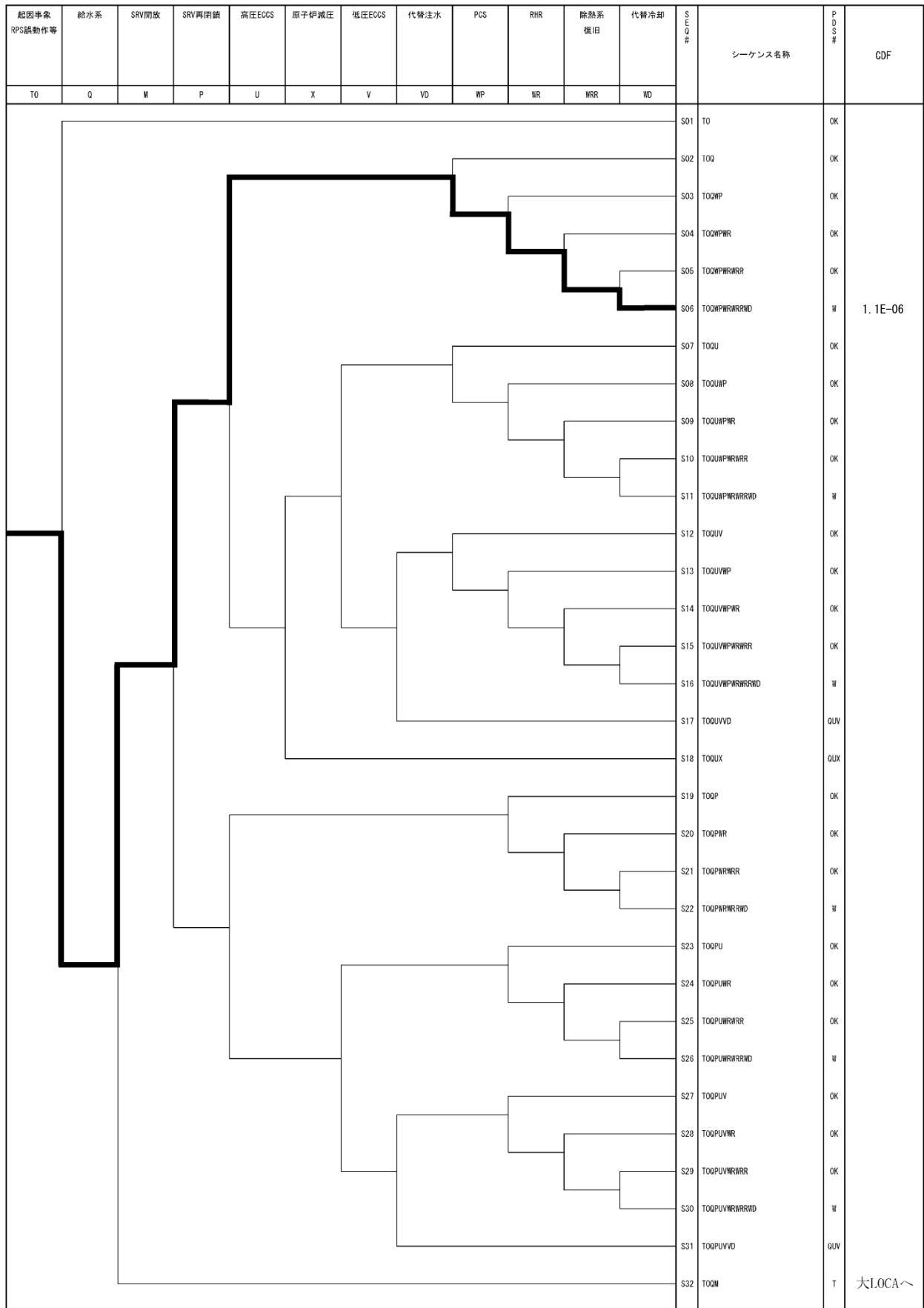
第3図 隔離事象に対するイベントツリー



第4図 全給水喪失に対するイベントツリー







第6図 原子炉保護系誤動作等に対するイベントツリー

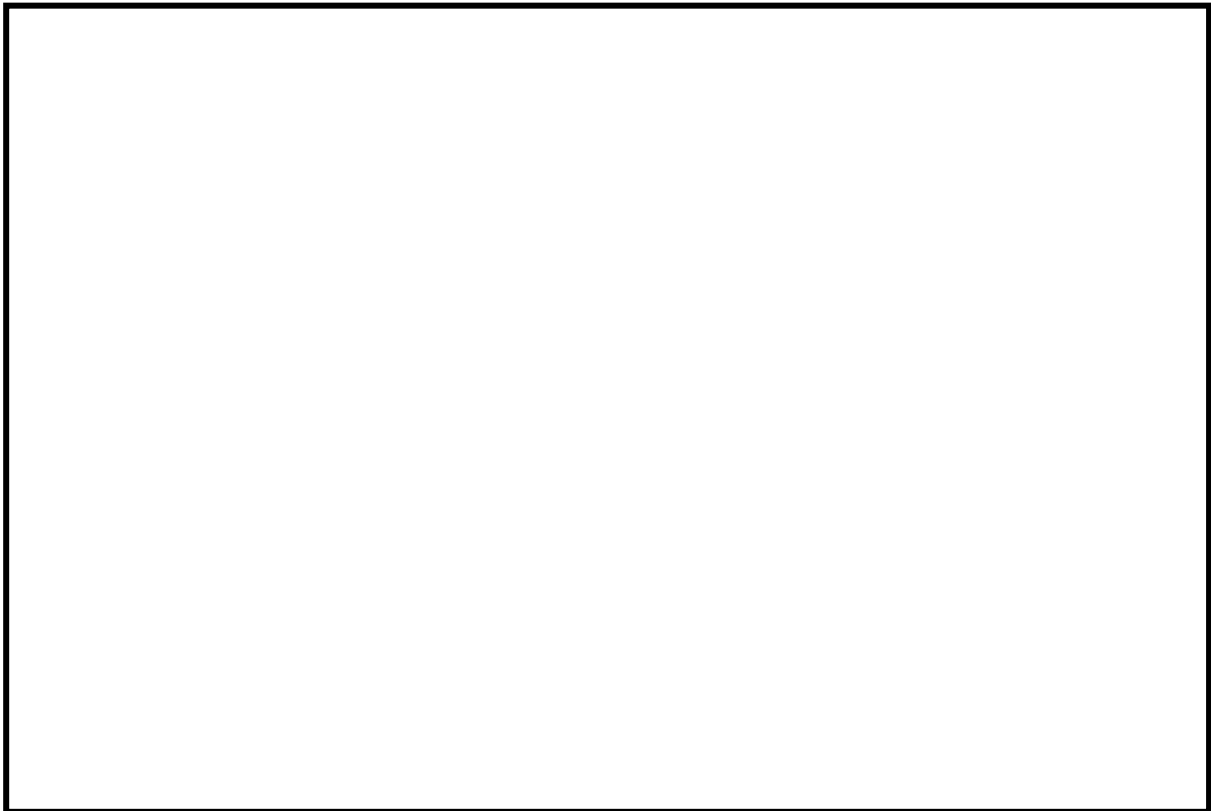
起因事象 S/R弁誤開放	反応度停止	給復水系	高圧ECCS	低圧ECCS	代替注水	RHR	除熱系 復旧	代替冷却	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
TI	C	Q	U	V	VD	WR	WRR	WD				
										OK		
										OK		
										OK		
										W		
										OK		
										OK		
										OK		
										W	1.7E-08	
										OK		
										OK		
										OK		
										W		
										OK		
										OK		
										OK		
										W		
										OUV		
										C		

第7図 逃がし安全弁誤開放に対するイベントツリー

不確かさ解析における計算回数と収束性の確認

島根原子力発電所2号炉の内部事象運転時レベル1 P R Aモデルでは不確かさ解析として、モンテカルロ計算の試行回数を [ ] 回で実施している。

第1図に [ ] 回までの試行回数 ( [ ]  
[ ] 回) における全 C D F 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 20,000 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。



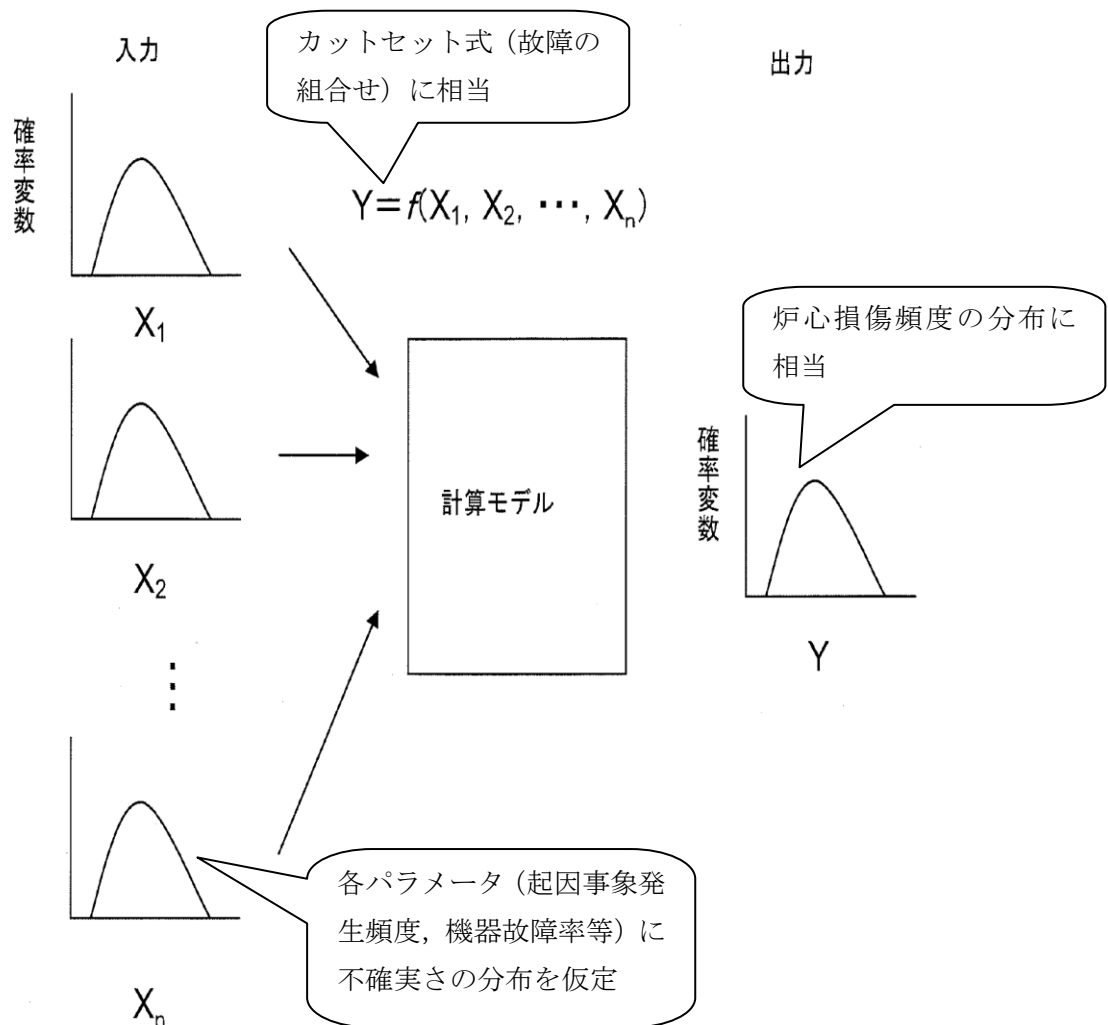
第1図 試行回数と炉心損傷頻度の関係

不確実さ評価において、各入力変数のサンプリングから  
炉心損傷頻度の確率分布を生成するプロセス

出力運転時レベル1 PRAにおいては、全炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度について不確実さ解析を実施した。

評価方法（第1図参照）は、レベル1 PSA学会標準（解説41）に従い、確率変数として扱うべき因子は、起因事象発生頻度、共通原因故障パラメータ、人的過誤率及び機器故障率の4種とし、不確実さ伝播解析で一般的に用いられているモンテカルロ法を用いた。

モンテカルロ法による計算回数はこれまでのPSR時のPRAと同様、基本的に          回を設定し評価、計算回数による評価結果への影響がないことを確認している。



第1図 不確実さ解析の流れ

## ベイズ統計の計算過程について

### 1. 固有プラントデータによるベイズ更新

今回のPRAのベースケースとして、機器故障率は国内故障率データ、起因事象は国内BWR起因事象発生頻度を用いている。それに対して、感度解析にて機器故障率と起因事象発生頻度に固有プラントデータを適用した。

固有プラントデータの適用方法はベイズ推定を用いている。機器故障率は国内故障率データの確率分布、起因事象は国内BWR起因事象発生頻度の確率分布を事前分布とし、島根原子力発電所2号炉の固有プラントデータの尤度関数（与えられた推定パラメータ発生頻度の値に対して特定のエビデンスが生起する確率）をベイズ更新で反映することで事後分布を作成した。機器故障率及び起因事象発生頻度のベイズ更新の条件を第1表及び第2表、評価の流れを第1図及び第2図に示す。

島根原子力発電所2号炉で発生した主な事象の観測件数と露出時間を第3表に示す。今回の感度解析では、島根原子力発電所2号炉で観測された起因事象及び機器故障に対してのみベイズ更新を行った。島根原子力発電所2号炉で観測されていない機器故障及び起因事象については、発生件数0件でのベイズ更新は行わず、国内故障率データ又は国内BWR起因事象発生頻度の値をそのまま用いている。

ベイズ更新によって求めた起因事象及び機器故障率の事前分布及び事後分布の平均値を第4表、感度解析の結果を第5表に示す。感度解析の炉心損傷頻度はベースケースと比較して若干低下したが、ベースケースの炉心損傷頻度のEFの幅の中に含まれていることから、固有プラントデータを適用した評価は一般データを適用した評価と比較して大きな差はないと考えられる。

### 2. 固有プラントデータのベイズ更新方法

島根原子力発電所2号炉固有データのベイズ更新方法は、期間中の島根原子力発電所2号炉のプラント固有データを一括でベイズ更新している。

一括で更新した場合に対し、運転時間を年度等で区切ることでベイズ更新を行う方法も考えられる。そのため、ベイズ更新を複数回に分けたときとの違いについて同じ事前分布を対象に検証を行った。複数回に分ける単位として年度ごとに更新を行うことを想定した。計算結果を第6表に示す。固有プラントデータを年度ごとにベイズ更新した場合についても、一括でベイズ更新した場合の各起因事象又は機器故障率のEFの幅の中に含まれていることから、年度ごとにベイズ更新を行ったときも一括でベイズ更新したときに対して大きな差はないと考えられる。

### 3. 事前分布に含まれる固有プラントのデータ

事前分布には一般データを適用しており、島根原子力発電所2号炉の情報（観測件数と露出時間）を含んでいるが、事前分布から島根原子力発電所2号炉の情報を除外した場合についても、事前分布及び事後分布の計算を行った。計算結果を第7表に示す。

一般データに含まれるプラントは複数あるため、観測件数が多く発生件数に偏りがなければ、事前分布の一部に島根原子力発電所2号炉の情報が含まれていても、母集団に対する固有プラントの割合が小さいため、重複による影響は小さいと考えられる。しかしながら、一般データの観測件数が少ないため不確かさがあることを考慮し、事前分布から島根原子力発電所2号炉の情報を除外したベイズ更新の計算を行った。その結果、事前分布から島根原子力発電所2号炉の情報を除外した場合においても、各起因事象及び機器故障率は島根原子力発電所2号炉の情報を含んだ場合の起因事象及び機器故障率のE Fの幅の中に含まれていることから、島根原子力発電所2号炉の情報を含んだ事前分布を適用しても、重複による影響は小さいと考えられる。

第1表 国内一般データ評価条件

項目	国内BWR起因事象発生頻度／国内故障率データ
ソフトウェア	WinBUGS
推定手法	階層ベイズ
発生頻度分布	対数正規分布
尤度関数	ポアソン過程
	起因事象：1970年度～2011年度（国内BWR運転実績） 機器故障：1982年度～2002年度（21ヵ年データ）
観測件数の分布 （機器故障率）	二項分布

第2表 固有プラントデータ評価条件

項目	島根原子力発電所2号炉 起因事象／機器故障率
ソフトウェア	BUDDA
推定手法	経験ベイズ
事前分布	対数正規分布
尤度関数	ポアソン過程
	起因事象：1988年度（島根原子力発電所2号炉運転開始）～2011年度 機器故障：1982年度（島根原子力発電所2号炉運転開始）～2002年度

第3表 固有プラントの主な事象の観測件数と露出時間

起因事象／機器故障率		一般データ※1		固有プラントデータ※2	
		観測件数	露出時間	観測件数	露出時間
起 因 事 象	隔離事象	13	526 炉年	1	18.5 炉年
	原子炉保護系誤動作等	39		1	
	手動停止	869		24	
機 器 故 障 率	非常用ディーゼル 発電機 起動失敗	19	1.3E+07 時間	1	3.3E+05 時間
	タービン駆動ポンプ 起動失敗	6	6.8E+06 時間	1	1.1E+05 時間
	電動弁（純水等） 作動失敗	9	9.1E+08 時間	1	2.0E+07 時間

※1 一般データの機器故障率は国内故障率データ（21ヵ年データ）、起因事象は原子力施設運転管理年報を用いている。

※2 固有プラントデータの機器故障率はニューシア（NUC I A）、起因事象は原子力施設運転管理年報を用いている。



第4表 ベイズ更新による主な事前分布及び事後分布

起回事象／機器故障率		事前分布		事後分布		ベースケース	
		平均値	E F	平均値	E F	平均値	E F
起回事象	隔離事象	4.8E-02	22	3.8E-02	6.0	2.5E-02	3.0
	原子炉保護系誤動作等	7.6E-02	2.0	7.1E-02	1.9	7.4E-02	3.0
	手動停止	1.4	1.3	1.4	1.2	1.7	3.0
機器故障率	非常用ディーゼル発電機 起動失敗	4.3E-06	6.5	3.0E-06	3.6	4.3E-06	6.5
	タービン駆動ポンプ 起動失敗	4.1E-06	47	5.3E-06	8.5	4.1E-06	47
	電動弁（純水等） 作動失敗	4.8E-08	60	3.4E-08	8.0	4.8E-08	60

第5表 感度解析の炉心損傷頻度（固有プラントデータの反映）

事故シーケンスグループ	感度解析 (ベイズ統計) (／炉年)	ベースケース	
		平均値 (／炉年)	E F
崩壊熱除去機能喪失	5.7E-06	6.2E-06	3.0
全交流動力電源喪失	長期TB	2.2E-09	4.3
	TBU	1.0E-11	6.6
	TBP	6.6E-12	22
	TBD	3.5E-12	14
	高圧注水・減圧機能喪失	5.8E-09	5.0E-09
高圧・低圧注水機能喪失	3.4E-09	3.3E-09	11
原子炉停止機能喪失	6.8E-10	6.1E-10	22
インターフェイスシステム LOCA	3.3E-09	3.3E-09	4.1
LOCA時注水機能喪失	4.2E-13	4.3E-13	19
合計	5.7E-06	6.2E-06	3.0

第6表 固有データ更新方法の比較

主要な事象露出		事前分布		事後分布			
				一括更新 <sup>※1</sup>		年度更新 <sup>※2</sup>	
		平均値	E F	平均値	E F	平均値	E F
起 因 事 象	隔離事象	4.8E-02	22	3.8E-02	6.0	2.5E-02	4.0
	原子炉保護系誤動作等	7.6E-02	2.0	7.1E-02	1.9	6.7E-02	2.0
機 器 故 障 率	非常用ディーゼル発電機 起動失敗	4.3E-06	6.5	3.0E-06	3.6	2.6E-06	3.5
	タービン駆動ポンプ 起動失敗	4.1E-06	47	5.3E-06	8.5	1.6E-06	10

※1 露出時間及び事象発生実績の期間中の合計を一括で更新した結果。

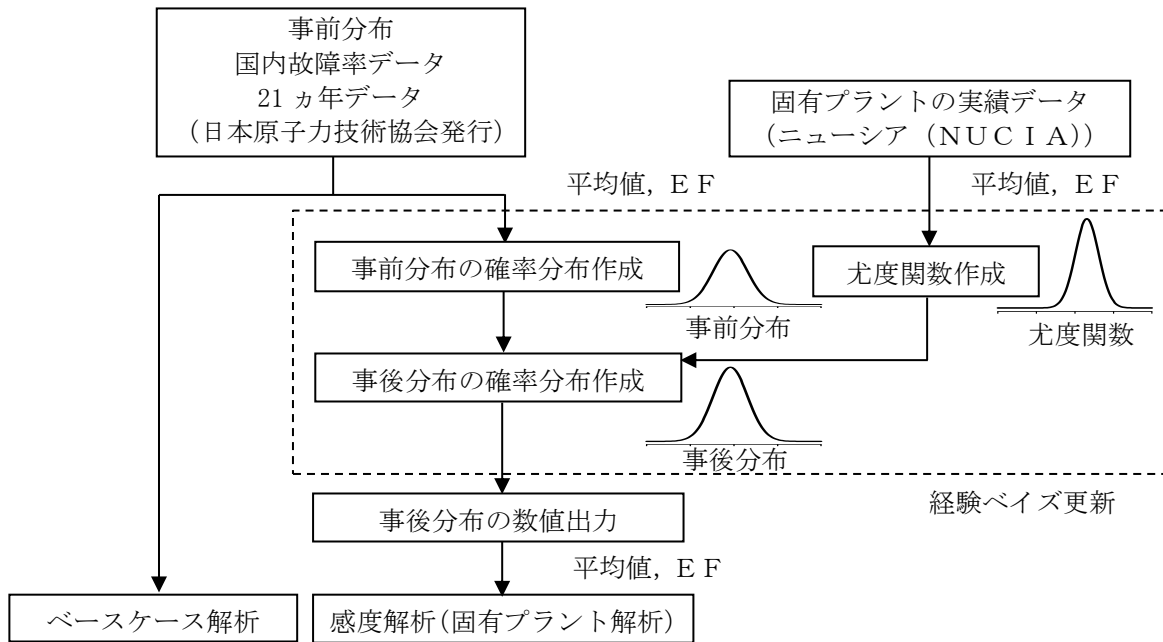
※2 露出時間及び事象発生件数を年度ごとに更新した結果。

第7表 固有プラントデータを除外した場合の比較

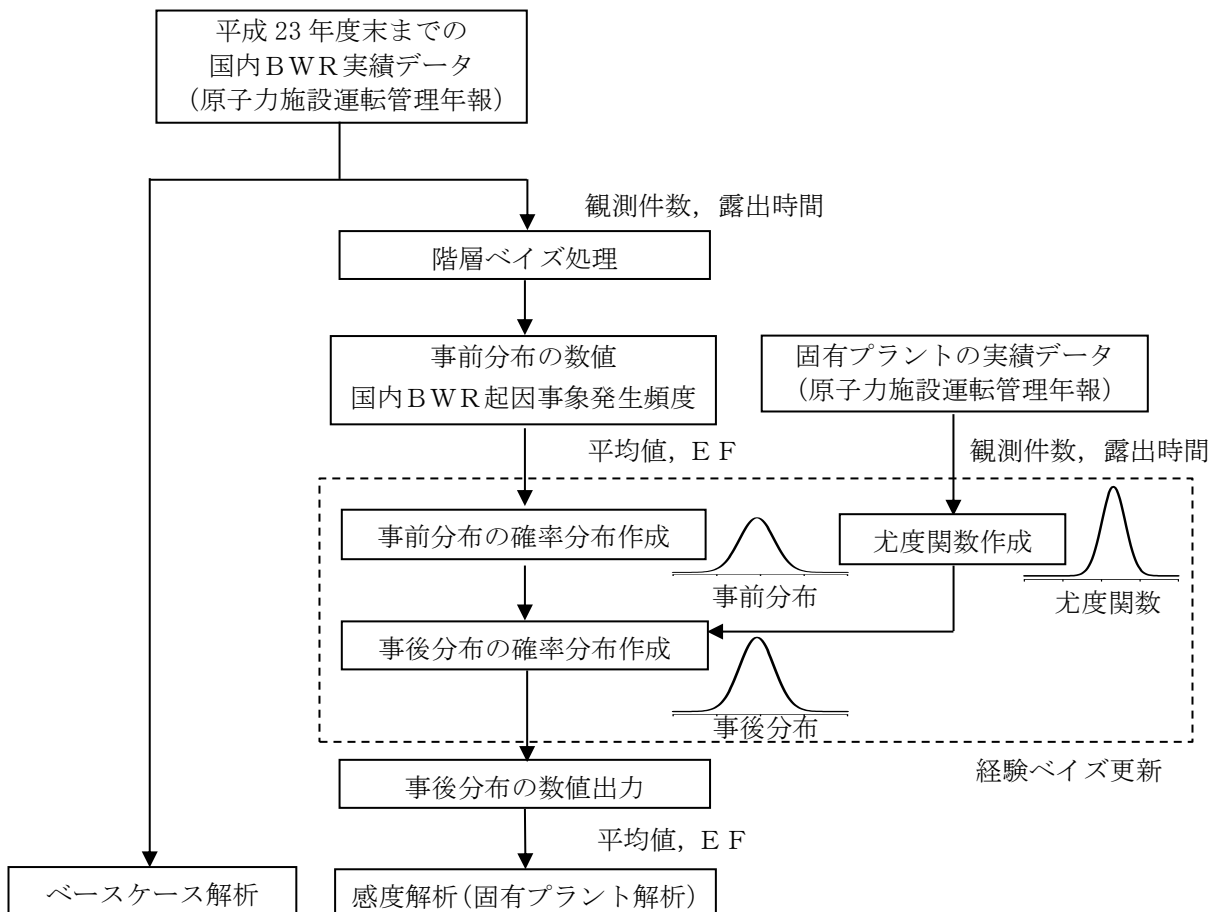
起 因 事 象 ／ 機 器 故 障 率		事前分布				事後分布			
		島根を含む <sup>※1</sup>		島根を除外 <sup>※2</sup>		島根を含む <sup>※1</sup>		島根を除外 <sup>※2</sup>	
		平均値	E F	平均値	E F	平均値	E F	平均値	E F
起 因 事 象	隔離事象	4.8E-02	22	4.8E-02	29	3.8E-02	6.0	3.7E-02	6.6
	原子炉保護系誤動作等	7.6E-02	2.0	7.8E-02	2.0	7.1E-02	1.9	7.2E-02	1.9
	手動停止	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.2	1.3	1.3
機 器 故 障	非常用ディーゼル発電機 起動失敗	4.3E-06	6.5	5.0E-06	6.5	3.0E-06	3.6	3.2E-06	3.5
	タービン駆動ポンプ 起動失敗	4.1E-06	47	3.8E-06	45	5.3E-06	8.5	5.2E-06	8.5
	電動弁（純水等） 作動失敗	4.8E-08	60	3.4E-08	59	3.4E-08	8.0	3.2E-08	8.4

※1 露出時間及び事象発生実績に固有プラント（島根原子力発電所2号炉）の事象を含めたときの結果。

※2 露出時間及び事象発生実績に固有プラント（島根原子力発電所2号炉）の事象を含めないときの結果。



第 1 図 機器故障率の固有プラントデータ作成の流れ



第 2 図 起因事象発生頻度の固有プラントデータ作成の流れ

## 重大事故等対処設備に期待した場合のPRA

島根原子力発電所2号炉の設置変更許可申請に合わせて実施したPRAでは、設計基準事故対処設備及び設計基準事故対処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」）の一部を考慮した状態にて評価している。

この評価に対する参考評価として、重大事故等対処設備に期待した状態について感度解析を実施した。結果を以下に示す。

### 1. 評価において期待する設備

期待する設備の一覧を第1表に示す。

感度解析では、現在、島根原子力発電所2号炉に対して整備している重大事故等対処設備等の一部を考慮した。評価を実施した時点では運用等について検討中の設備もあるが、重大事故等対処設備によるリスク低減効果の概要を確認する観点から、それらについてもモデル化して評価している。

### 2. 評価結果

各PRAの全炉心損傷頻度等の評価結果を第1図に、内部事象運転時レベル1PRAの各炉心損傷頻度の寄与割合を第2図に、各PRAの結果に対する事故シーケンスグループの割合を第3図に示す。ベースケースと感度解析の変化の要因を以下に示す。

#### (1) 全炉心損傷頻度の低下の傾向

ベースケースと感度解析の結果について、第1図からは、内部事象運転時レベル1PRA及び地震レベル1PRAにおいて全炉心損傷頻度が低下したことが分かる。このことから、重大事故等対処設備を講じたことにより、今回評価対象とした事象に対しては、島根原子力発電所2号炉の炉心損傷頻度が低減することを定量的に確認できた。

内部事象運転時レベル1PRAでは全炉心損傷頻度が1.2%、地震レベル1PRAでは47%まで低下している。

#### (2) 各PRAの全炉心損傷頻度

各PRAのベースケースと感度解析の結果について第3図を参照し、各PRAの全炉心損傷頻度の主な低下の要因を示す。

##### a. 内部事象運転時レベル1PRA

内部事象運転時レベル1PRAについて、ベースケースと感度解析の評価結果を比較すると、全炉心損傷頻度はベースケースの $6.2 \times 10^{-6}$ /炉年から $7.4 \times 10^{-8}$ /炉年まで低下した。全炉心損傷頻度の中で支配的な事故シーケンスグループは、ベースケース及び感度解析ともに崩壊熱除去機能喪失であったが、崩壊熱除去機能喪失の炉心損傷頻度は約1.0%に低下した。これが感度

解析における全炉心損傷頻度の低下の支配的な要因である。

崩壊熱除去機能喪失の炉心損傷頻度が大きく低下した要因は、格納容器フィルタベント系による崩壊熱除去機能の多様化が影響したものと考えられる。

#### b. 地震レベル1 P R A

地震レベル1 P R Aについて、ベースケースと感度解析の評価結果を比較すると、全炉心損傷頻度はベースケースの  $7.9 \times 10^{-6}$  / 炉年から  $3.7 \times 10^{-6}$  / 炉年まで低下した。全炉心損傷頻度の低下の要因は、感度解析で考慮した対策による全交流動力電源喪失等の炉心損傷頻度の低下である。一方、評価上炉心損傷直結としている事象 (E x c e s s i v e L O C A等) については、そもそも対策の効果に期待する評価としていないことから、ベースケースと感度解析での炉心損傷頻度に変化はなく、相対的に全炉心損傷頻度に占める割合が増加した。また、感度解析における内部事象運転時レベル1 P R Aの全炉心損傷頻度では地震レベル1 P R Aの割合が約95%であることから、これらの地震レベル1 P R Aの炉心損傷直結事象は内部事象運転時レベル1 P R Aの全炉心損傷頻度においても寄与割合が大きくなっている。

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

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

#### c. 津波レベル1 P R A

島根原子力発電所2号炉のP R Aでは、ベースケースの段階において、津波による浸水防止対策を考慮しているため、感度解析においてもベースケースと同じ全炉心損傷頻度となっている。

### 3. まとめ

感度解析の結果より、重大事故等対処設備を講じたことにより、島根原子力発電所2号炉の炉心損傷頻度が低減されることを定量的に確認できた。地震レベル1 P R Aにおいて、炉心損傷直結事象が抽出されたが、これらについては、評価

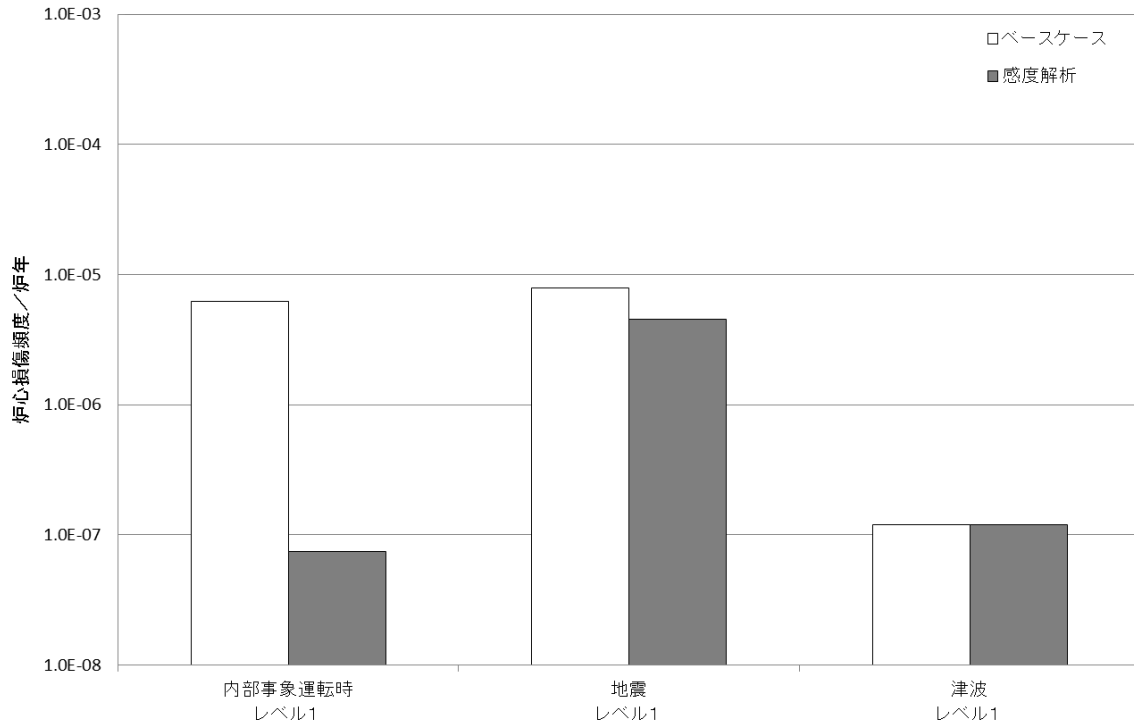
の詳細化を検討していく。

今後も安全対策の変更等をPRAモデルに反映し、プラントのリスクを適切に把握することに努めていく。

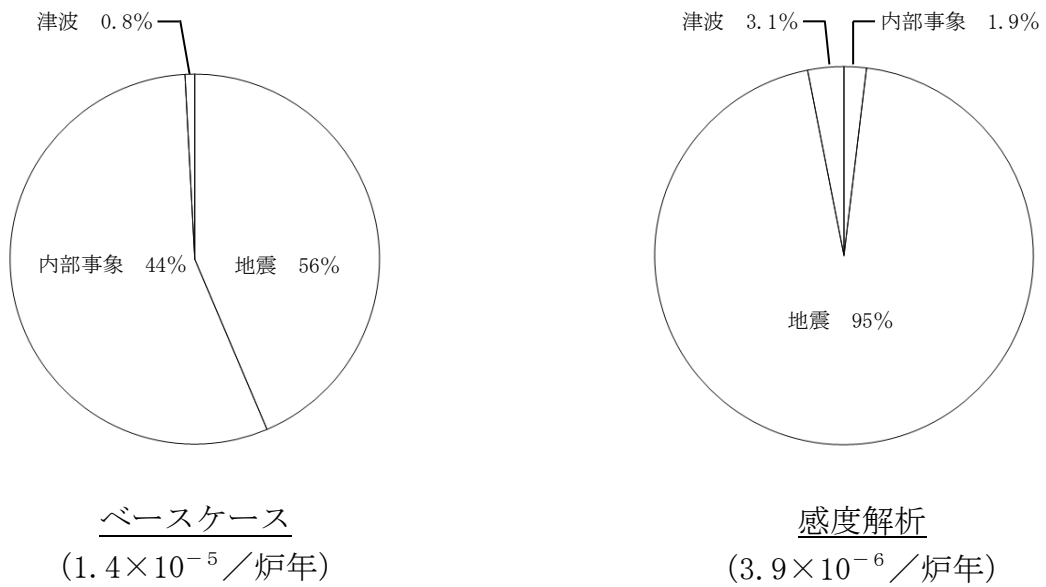
第1表 感度解析で期待する設備等

機能及び設備名		ベース ケース	感度解析
異常発生防止			
耐津波設計の見直し	津波による浸水防止対策	○	○
原子炉停止機能			
設計基準事故対処設備	原子炉保護系及び制御棒駆動系	○	○
炉心冷却機能			
設計基準事故対処設備	原子炉隔離時冷却系	○	○
	高压炉心スプレイ系	○	○
	低压炉心スプレイ系	○	○
	低压注水系	○	○
	自動減圧系	○	○
プラント運転開始時より備えている手段・設備	手動減圧	○	○
	給復水系	○*	○*
重大事故等対処設備	低压原子炉代替注水系（常設）	—	○
格納容器熱除去機能			
設計基準事故対処設備	残留熱除去系	○	○
プラント運転開始時より備えている設備	格納容器スプレイの手動起動	○	○
	復水器による除熱	○*	○*
重大事故等対処設備	格納容器フィルタベント系	—	○
安全機能のサポート機能			
設計基準事故対処設備	原子炉補機冷却系	○	○
	非常用ディーゼル発電機	○	○
	直流電源	○	○
重大事故等対処設備	常設代替交流電源設備	—	○
	所内常設蓄電式直流電源設備	—	○

※ 手動停止時のみ考慮している。



第1図 各PRAの全炉心損傷頻度



第2図 各PRAの寄与割合



ベースケース	内部事象運転時レベル1 PRA 全炉心損傷頻度： $6.2 \times 10^{-6}$ / 炉年	地震レベル1 PRA 全炉心損傷頻度： $7.9 \times 10^{-6}$ / 炉年	津波レベル1 PRA 全炉心損傷頻度： $1.2 \times 10^{-7}$ / 炉年
感度解析	<p>全炉心損傷頻度：<math>7.4 \times 10^{-8}</math> / 炉年</p> <p>崩壊熱除去機能喪失 88%</p> <p>高圧低圧注水機能喪失 <math>&lt;0.1\%</math>            インターフェイス システムLOCA 4%            高圧注水・減圧機能喪失 6.9%</p>	<p>全炉心損傷頻度：<math>3.7 \times 10^{-6}</math> / 炉年</p> <p>崩壊熱除去機能喪失 37%            全交流動力電源喪失 17%            原子炉格納容器損傷 9.3%            原子炉格納容器損傷 4.7%            原子炉格納容器損傷 4.7%            原子炉格納容器損傷 0.8%            原子炉停止機能喪失 11%            崩壊熱除去機能喪失 20%            全交流動力電源喪失 42%            制御室建物損傷 0.2%            廃棄物処理建物損傷 0.1%            計装・制御系喪失 1.9%            高圧・低圧注水機能喪失 12%            高圧注水・減圧機能喪失 1.3%</p>	<p>全炉心損傷頻度：<math>1.2 \times 10^{-7}</math> / 炉年</p> <p>直接炉心損傷に至る事象 100%</p>

第3図 各PRAの事故シナリオグループの寄与割合

評価した工程の代表性及び成功基準の選定の考え方、  
燃料取出しの考え方について

停止時レベル1 P R Aの評価対象とする定期事業者検査工程については、過去の運転実績の中から標準的なものを選定することとし、第14回定期検査を参考として評価用工程を設定した。

**【停止時P S A学会標準より抜粋】**

「5.4 P O Sの継続時間の設定 …停止時における炉心損傷頻度を概略的に算出することが目的である場合には、過去の運転実績を統計処理してP O Sごとの時間設定を行う方法、又は、代表的な定期検査工程を対象とする方法を使用する。」

定期事業者検査工程の策定に当たっては、保安規定を満足することを前提とし、必要な予防保全工事を盛り込んだうえ、可能な限り合理的な工程としている。また、定期事業者検査中に判明した不具合への対策により、当初の計画にない工事を新たに計画し延長する場合もある。

また、過去の定期検査において実施されたことのない特異な工事については、計画時に作業内容を入念に検討のうえ、作業実施時には要領書等により適正に管理されることから、代表的な定期検査工程の選定に当たっては考慮していない。

以上を踏まえ、停止時レベル1 P R Aの評価対象とする代表的な工程の選定に当たっては、以下の観点を検討した。

1. 定期事業者検査工程の代表性

(1) 燃料取出し

原子炉停止中において炉心燃料は、通常原子炉内に格納されているが、炉内点検や水没弁点検などの作業を実施する場合、全炉心燃料を燃料プールへ移動させ、プールゲートを閉鎖する。近年の実績を踏まえて、部分燃料取出しではなく、全燃料取出しを実施している定期検査を選定する。

(2) 工程に大きな影響を及ぼす工事の有無

原子炉ウェル水抜きにより運転停止中の状態が変わり、定期検査工程の長期化につながる工事が無い定期検査を選定する。

(3) 原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態における水路点検工事の有無

過去の定期検査においては、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（P O S - C）に、水路点検が行われた実績がある。しかし、近年の定

期検査では、POS-Cにおける水路点検の実績は少なく、また仮に水路点検が行われた場合でも、燃料損傷頻度への影響は小さいと考えられる。以上より、この期間に取水路の点検を実施しない定期検査を選定する。

なお、POS-Cにおいて水路点検工事を行う場合の燃料損傷頻度は $7.0 \times 10^{-6}$ ／定期事業者検査となり、本評価における燃料損傷頻度 $6.0 \times 10^{-6}$ ／定期事業者検査と比較して増加するが、POS-Cで水路点検を実施する定期事業者検査は、本評価と比較して短期となることが想定され、その期間に相当する燃料損傷頻度が低減されることから、水路点検の影響は小さいと考えられる。

以上の観点から、停止時レベル1PRAの評価対象とする工程として、第14回定期検査を選定した。これまでの各定期検査実績工程について、代表工程の選定に当たっての分析結果を第1表に示す。

## 2. 成功基準の選定

燃料損傷の判定条件は、「燃料集合体の露出」とした。

設定した代表工程におけるプラント状態（炉心燃料取出し・プールゲートの開閉）によって対象とする燃料やその配置場所が異なるため、燃料損傷の判定条件は2ケースに分類してそれぞれに燃料集合体の露出の水位を設定した。

- ・炉心燃料と燃料プールの使用済燃料がプールゲートで隔てられている場合
- ・炉心燃料と燃料プールの使用済燃料がプールゲートで隔てられていない場合

第1表 定期検査実績工程分析結果

定期検査回数	解列日 ～並列日	停止 日数	①燃料取 替工事	②工程に影響 を及ぼす工事 (原子炉ウエル水 抜き工事内容)	③原子炉ウエル水抜き 中 (POS-C) の水路 点検工事の有無
1	H2. 2. 5 ～4. 18	73	部分 取出	—	不明
2	H3. 5. 7 ～7. 15	70	部分 取出	—	不明
3	H4. 9. 7 ～11. 18	73	全燃料 取出	—	有
4	H6. 1. 12 ～3. 23	71	全燃料 取出	—	有
5	H7. 4. 27 ～7. 10	75	全燃料 取出	—	有
6	H8. 9. 6 ～11. 8	64	全燃料 取出	—	有
7	H10. 1. 5 ～2. 22	49	全燃料 取出	—	有
8	H11. 5. 11 ～7. 9	60	全燃料 取出	・水没弁点検	無
9	H12. 9. 17 ～10. 29	43	部分 取出	—	有
10	H14. 1. 8 ～2. 21	45	部分 取出	—	有
11	H15. 4. 15 ～8. 1	109	全燃料 取出	・水没弁点検	無
12	H16. 9. 7 ～17. 2. 6	153	全燃料 取出	・原子炉再循環系 配管修理工事	無
13	H18. 2. 28 ～6. 3	96	全燃料 取出	—	無
14	H19. 5. 8 ～7. 22	76	全燃料 取出	—	無
15	H20. 9. 7 ～ H21. 3. 24	199	全燃料 取出	・水没弁点検工事	無
16	H22. 3. 18 ～12. 6	264	全燃料 取出	・原子炉再循環系 配管他修理工事	無

## プラント状態の分類の考え方について

島根原子力発電所2号炉において評価対象とする定期事業者検査工程を第1図に示す。以下に各POS分類の考え方について述べる。

### 1. 原子炉低温停止への移行状態（POS-S）

通常のプラント停止では、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で除熱可能な圧力に減圧するまでは、主蒸気系を介して、復水器によって原子炉は除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転による除熱を開始した後、復水器を真空破壊し、復水器による除熱を停止する。プラント停止直後は、原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系列のほかに、残りの残留熱除去系1系列が待機状態にある。復水器真空破壊から原子炉圧力容器開放工程へ移行するまでの期間を、原子炉低温停止への移行状態（POS-S）として分類する。

### 2. 原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態（POS-A）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放開始から原子炉ウエルの水張り完了までの期間は、崩壊熱がまだ比較的大きく、原子炉内の保有水量も運転中とほぼ変わらない。この期間は、原子炉停止時冷却モード運転中の残留熱除去系1系列の他に、残りの残留熱除去系1系列が待機状態にある。この期間を、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放状態（POS-A）として分類する。

### 3. 原子炉ウエル満水状態（POS-B）

原子炉圧力容器開放完了から原子炉圧力容器閉鎖開始までの期間は、原子炉ウエルが満水の状態にある。この期間は、原子炉内の保有水量が多く、残留熱除去系による除熱が喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間に上昇することはない。この期間を原子炉ウエル満水状態（POS-B）として分類する。さらに、POS-Bの期間において、保守点検に伴い使用可能な設備の組合せ等が変化するため、POS-B-1、B-2、B-3及びB-4の4つの期間に分類する。

### 4. 原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（POS-C）

原子炉ウエル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は、設備の保守点検は継続中であるが、原子炉内の保有水量は運転中とほぼ同じである。しかし、炉心の崩壊熱は、停止直後の約1/10に低下している。原子炉圧力容器閉鎖開始から起動準備に入るまでの期間を、原子炉格納容器／原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態（POS-C）として分類する。

## 5. 起動準備状態（POS-D）

原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖が終了後，プラントの再起動までに設備の機能確認などの起動準備が実施される。この期間中は，設備の保守点検が終了しており，タービン駆動の注水機能を除き，緩和設備の多くが待機状態となっている。原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖終了から制御棒引抜開始までの期間を，起動準備状態（POS-D）として分類する。

上記を踏まえ，停止時レベル1 PRAの評価を実施するため，定期事業者検査期間中の主要工程と，系統の除熱及び注水能力を整理し，評価対象とするPOSを以下のとおり設定した。

- ・ POS-S : 原子炉低温停止への移行状態
- ・ POS-A : 原子炉格納容器／原子炉圧力容器開放への移行状態
- ・ POS-B-1 : 原子炉ウェル満水1の期間
- ・ POS-B-2 : 原子炉ウェル満水2の期間
- ・ POS-B-3 : 原子炉ウェル満水3の期間
- ・ POS-B-4 : 原子炉ウェル満水4の期間
- ・ POS-C : 原子炉格納容器／原子炉圧力容器閉鎖への移行状態
- ・ POS-D : 起動準備状態



反応度投入事象を起因事象から除外した考え方について

運転停止中には原則として全制御棒が全挿入されており、制御棒駆動機構の試験を行う場合でも、厳格な管理等により1体ごとにしか行えない。また、万一、制御棒が誤って引き抜かれた場合でも、その影響は引き抜かれた制御棒等の周辺のみに限られるため、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らない。したがって、本事象から除外する。

また、過去にBWRプラントにおいて、運転停止中に制御棒が誤って引き抜かれた事象が発生している。本プラントでは、従前からHCU隔離時には制御棒駆動系はリターン運転とする手順としていたが、本事象に対する対策として、制御棒駆動水差圧高の検知の明確化を図るとともに、差圧が更に高くなった場合には制御棒駆動水ポンプをトリップさせるインターロックを設置する等の再発防止対策をとり、同様の事象発生を防止している。また、仮に同様の事象が発生したとしても、中性子束異常高による原子炉スクラムにより制御棒の引き抜きが停止することから燃料は健全性を失うことはない。

なお、制御棒の誤引き抜きが発生する頻度を評価すると、発生頻度は、 と十分小さく、頻度の観点からも起因事象から除外しても問題ない。

(補足資料)

- ・制御棒の誤引き抜きが発生する頻度について



制御棒の誤引き抜きが発生する頻度について

1. 運転停止中のHCU隔離操作の回数

運転停止中におけるHCU隔離操作は、以下の時期に2回実施される。

- ・燃料取り出し作業前
- ・PCV漏えい試験前

2. HCU隔離時の制御棒駆動系リターン運転の確認

3. 制御棒駆動水差圧高時の制御棒駆動水ポンプトリップ回路

4. 制御棒駆動水差圧高時の運転員緩和操作

5. 制御棒誤引き抜き発生頻度

残留熱除去系運転中のLOCAについて

残留熱除去系運転中のLOCAは、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）で運転中の残留熱除去系から、主に弁の損傷を起因として冷却材が流出する事象である。一方、残留熱除去系切替時のLOCAは、残留熱除去系切替時に主に人的過誤を起因として冷却材が流出する事象であるが、残留熱除去系運転中のLOCAは、事象発生後の事故シーケンスの展開としては残留熱除去系切替時のLOCAとほぼ同様となる。

また、残留熱除去系運転中のLOCAの発生頻度は、残留熱除去系切替時のLOCAの  $2.9 \times 10^{-4}$  / 定期事業者検査より [ ] である。残留熱除去系運転中のLOCAの発生頻度の評価を補足資料に示す。

また、流出経路となる系統の最高使用圧力に対し、評価期間中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）における残留熱除去系の系統圧力は十分に低く、弁の破損が発生する可能性は十分に低いと考えられる。

以上より、残留熱除去系運転中のLOCAは、人的過誤が起因となる残留熱除去系切替時のLOCAで代表できるとし、起因事象から除外している。

（補足資料）

- ・ 残留熱除去系運転中のLOCAが発生する頻度について

残留熱除去系運転中のLOCAが発生する頻度について

## 1. 評価対象とするPOS

残留熱除去系が運転する期間のうち、燃料が燃料プールに搬出されている期間（POS-B-2及びB-3）については、残留熱除去ポンプの吸込がスキマサージタンクとなり、原子炉冷却材の流出が発生しても流出量はスキマサージタンクの容量のみに限定される。以上のことから、POS-B-2及びB-3を除くすべてのPOSを評価対象とする。第1図にPOS-B-2及びB-3における残留熱除去系の系統概要について示す。

## 2. 原子炉冷却材の流出経路及び要因の特定

原子炉冷却材の流出経路の特定に際しては次の選定条件を設定した。

- ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する弁の故障を対象とする。
- ・流出先が原子炉となる弁の故障は除く。
- ・原子炉冷却材の流出に2弁以上の弁の故障が必要となる経路は除く。

上記の選定条件に適合する弁の故障を以下に示す。

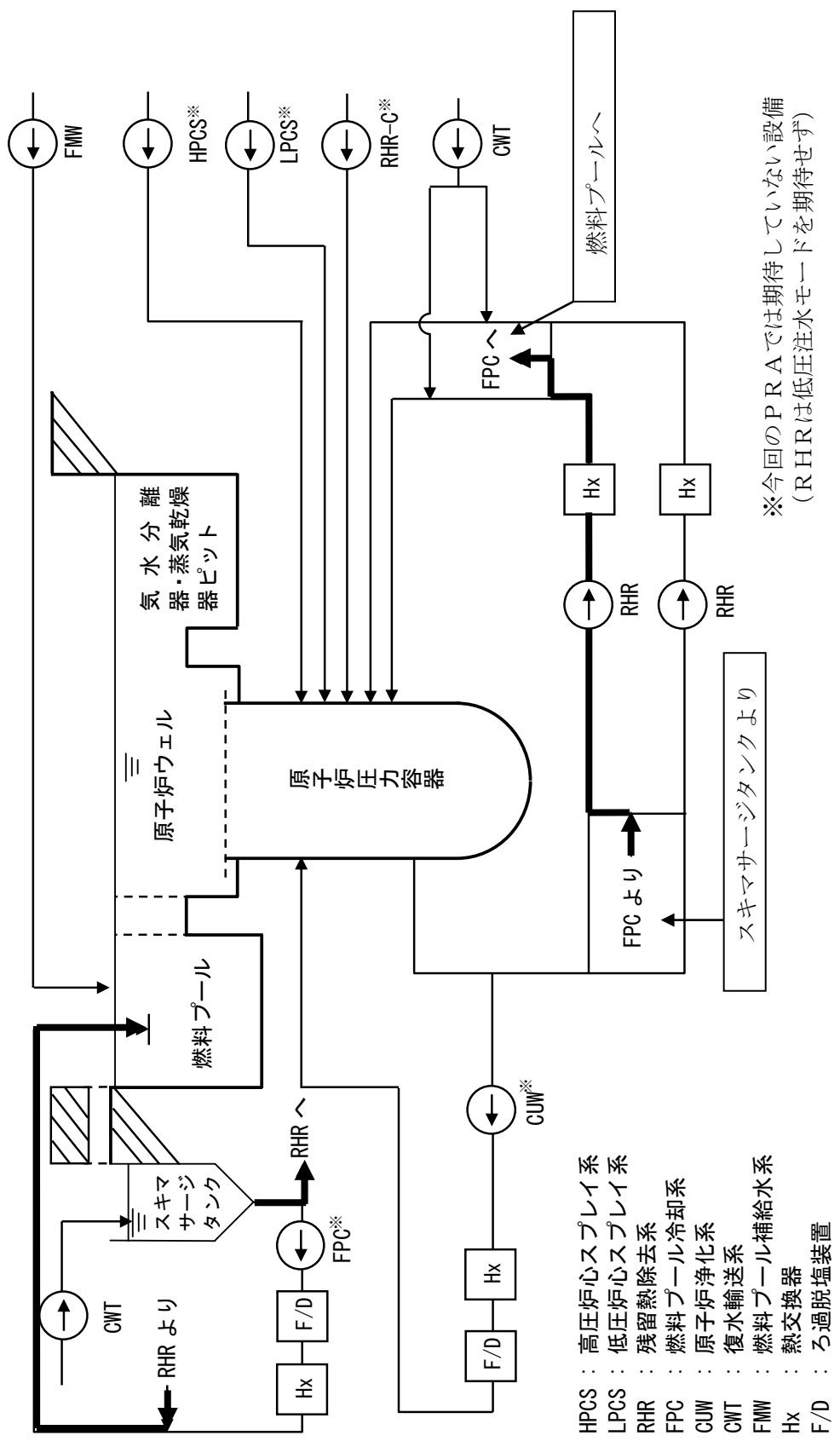
- ・サプレッション・チェンバからの吸込弁の破損
- ・ミニマムフロー弁の破損
- ・テストラインの弁の破損
- ・格納容器スプレイライン（サプレッション・チェンバ側）の弁の破損

対象とした4弁を第2図に示す。

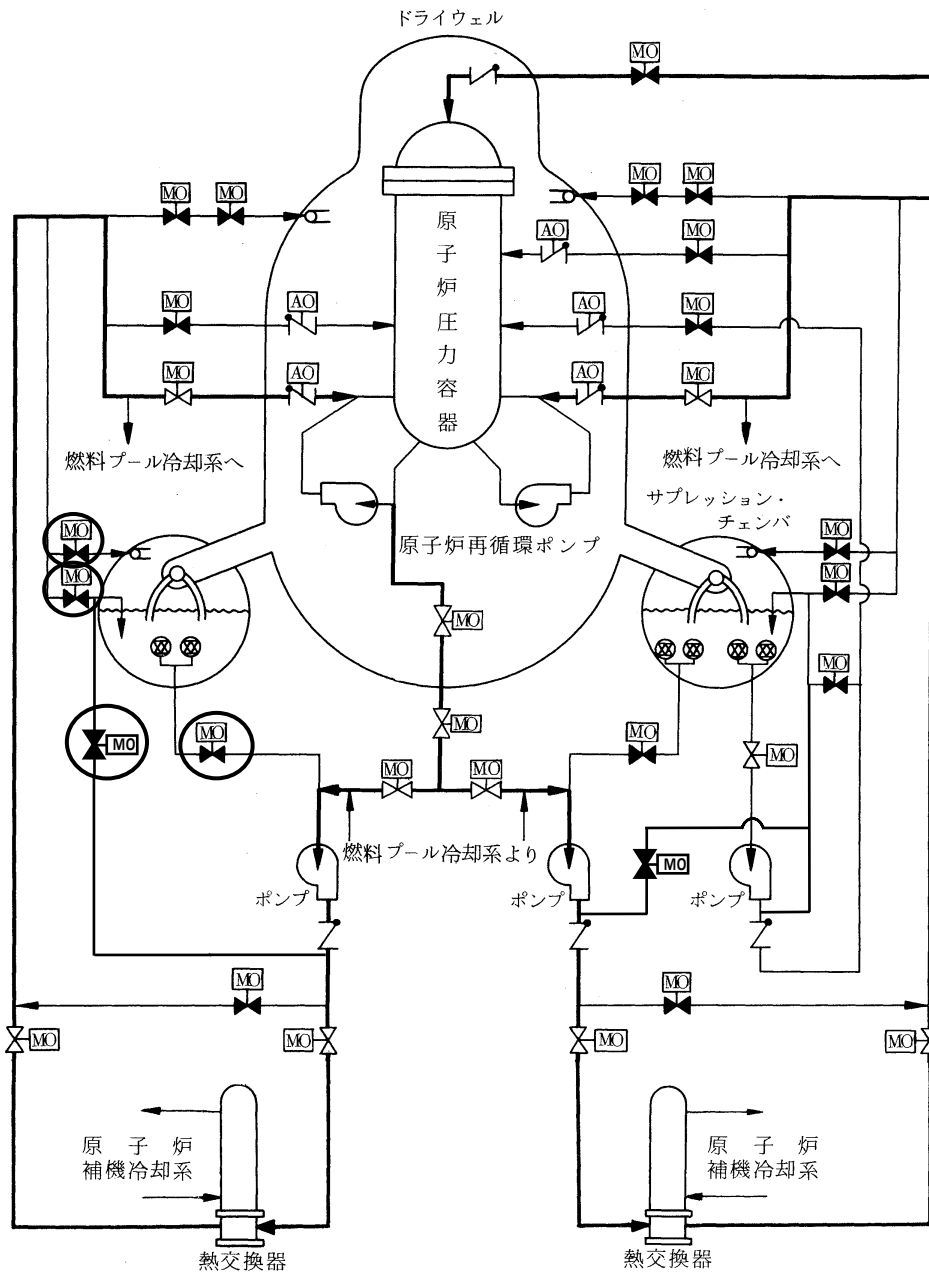
## 3. 発生頻度

本評価では、電動弁（純水）内部リークの国内一般機器故障率  $4.1 \times 10^{-9}$ （/時間）を対象弁の内部破損による冷却材流出頻度とした。

1系列の残留熱除去系が評価対象期間中運転するとした場合、残留熱除去系運転中のLOCAの発生頻度は、以下のとおりとなる。



第1図 POS-B-2及びB-3における残留熱除去系の系統概要



第2図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）系統概要図

### 起因事象発生頻度の評価における考え方

内部事象停止時レベル1 P R Aに用いる起因事象の発生頻度の評価方法は①～④の優先順位に基づいて評価している。

内部事象運転時レベル1 P R Aの考え方と基本的に同様であるが、運転日数や総点検回数、トラブル事例等の適切なデータの入手が困難である場合は④に示す論理モデルを用いた評価等を使用する。

①国内の運転経験データを確認し、発生が報告されている事象については、発生件数を国内プラントの総運転炉年等で除した値とした。

【対象事象】 残留熱除去系機能喪失[フロントライン]、外部電源喪失の発生頻度

②国内の運転経験データを確認し、発生が報告されていない事象であっても、発生頻度について十分検討が行われており評価に活用可能な文献等が参照できる事象については、それらを参照・検討し、値を設定した。

【対象事象】 本P R Aでの対象なし

③国内の運転経験データでは発生が報告されておらず、発生頻度の評価に活用可能な文献等が確認できない事象については、運転日数等のデータが十分に収集されていることを確認後、国内での発生件数を0.5件とし、これを国内プラントの総運転炉年等で除した値として評価に用いた。

【対象事象】 補機冷却系機能喪失の発生頻度

④運転日数や総点検回数、トラブル事例等の適切なデータの入手が困難であり、②、③による算出ができない場合は、イベントツリーを用いた論理モデルによる信頼性評価を行い、値を設定した。

なお、イベントツリーを用いた論理モデルでは保守性を持つ仮定等により発生頻度が大きく、また故障率の不確かさが大きくなる傾向がある。そのため、その他の適切な推定手段がある場合にはそちらを用いる。

【対象事象】 原子炉冷却材の流出

## 冷却材流出事象の発生頻度の算出方法について

運転停止中のLOCAの起因事象として、制御棒駆動機構点検時、局部出力領域モニタ交換時、残留熱除去系運転切替時、原子炉浄化系ブロー運転時を想定している。これらの起因事象の発生頻度算出モデル及び仮定条件について以下に述べる。

### 1. 制御棒駆動機構点検時のLOCAの発生頻度

制御棒駆動機構点検時のLOCAの発生頻度は、制御棒駆動機構点検本数及び機器点検手順から、LOCAが発生する可能性がある事象に対して、操作失敗時の人的過誤確率及び機器故障率を考慮したイベントツリーを作成して評価した。評価では、定期事業者検査当たり19個の制御棒駆動機構を点検し、点検時にカップリング又はフランジから冷却材が漏えいすることを想定している。イベントツリーを第1図に示す。カップリングシール確保失敗は、配管破損の国内一般機器故障率を考慮して設定している。カップリング漏えい認知、CRDフランジ取付け及び燃料取替階側の操作誤りは、それぞれ第5図より設定している。第1図より、発生頻度は $6.5 \times 10^{-7}$  / 定期事業者検査となった。

### 2. 局部出力領域モニタ交換時のLOCAの発生頻度

局部出力領域計装の交換の発生頻度は、局部出力領域計装交換本数及び機器点検手順から、冷却材の流出が発生する可能性がある以下の事象に対して、操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考慮したイベントツリーを作成して評価した。評価では、定期事業者検査当たり6個の局部出力領域計装を交換し、交換時のフラッシング装置等からの冷却材喪失を想定している。イベントツリーを第2図に示す。LPRMシール確保失敗は、配管破損の国内一般機器故障率を考慮して設定している。シール漏えい認知、フラッシング装置取付け及び燃料取替階側の操作誤りは、それぞれ第5図より設定している。第2図より、発生頻度は $3.7 \times 10^{-7}$  / 定期事業者検査となった。

### 3. 残留熱除去系運転切替時のLOCAの発生頻度

残留熱除去系運転切替時の冷却材流出の発生頻度は、ミニマムフロー弁の閉め忘れを対象としてHRAイベントツリーを作成し、人的過誤確率を求めることにより評価した。第3図にHRAイベントツリー、第1表に各人的過誤の確率を示す。

第1表の人的過誤確率を求めるうえでの仮定条件として、運転員の弁の閉め忘れは、手順書(10ページ以下)中の1項目を省いてしまう過誤率を用いた。管理者の閉チェックの失敗は、手順書を用いて行う慣例的な点検(作業)の作業ミスの発見に失敗する人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮した。なお、ミニマムフロー弁を閉とした後、安全措置としてミニマムフロー弁の電源を切とする運

用については、その確認が弁閉操作を行う運転員と同一の運転員により行われる可能性が高いことから、確認の失敗は弁の閉め忘れに完全従属するものとした。第3図及び第1表より、発生頻度は $2.9 \times 10^{-4}$ ／回となった。

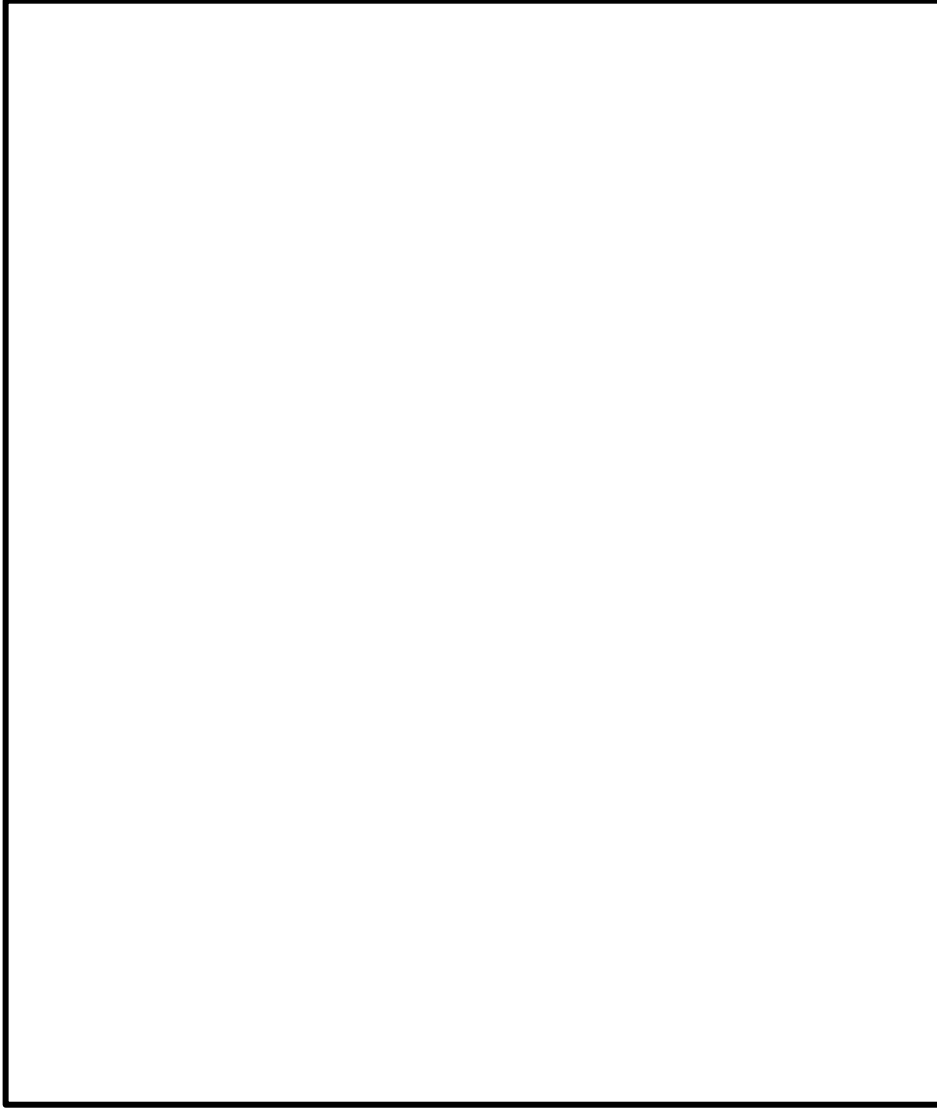
#### 4. 原子炉浄化系ブロー時のLOCAの発生頻度

原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出の発生頻度は、原子炉浄化系ブロー時の弁の閉め忘れを対象としてHRAイベントツリーを作成し、人的過誤確率を求めることにより評価した。第4図にHRAイベントツリー、第2表に各人的過誤の確率を示す。第2表の人的過誤のうち、運転員の弁の閉め忘れは第5図をもとに設定している。

第2表の人的過誤を求めるうえでの仮定条件として、運転員の弁の閉め忘れに対してレベル3を設定している。第5図の項目ではレベル4となるが、原子炉浄化系ブローは高度な管理下で実施される作業であるものの、時間が経過した後で実施する操作のため、工学的判断により保守的にレベル3の確率とした。

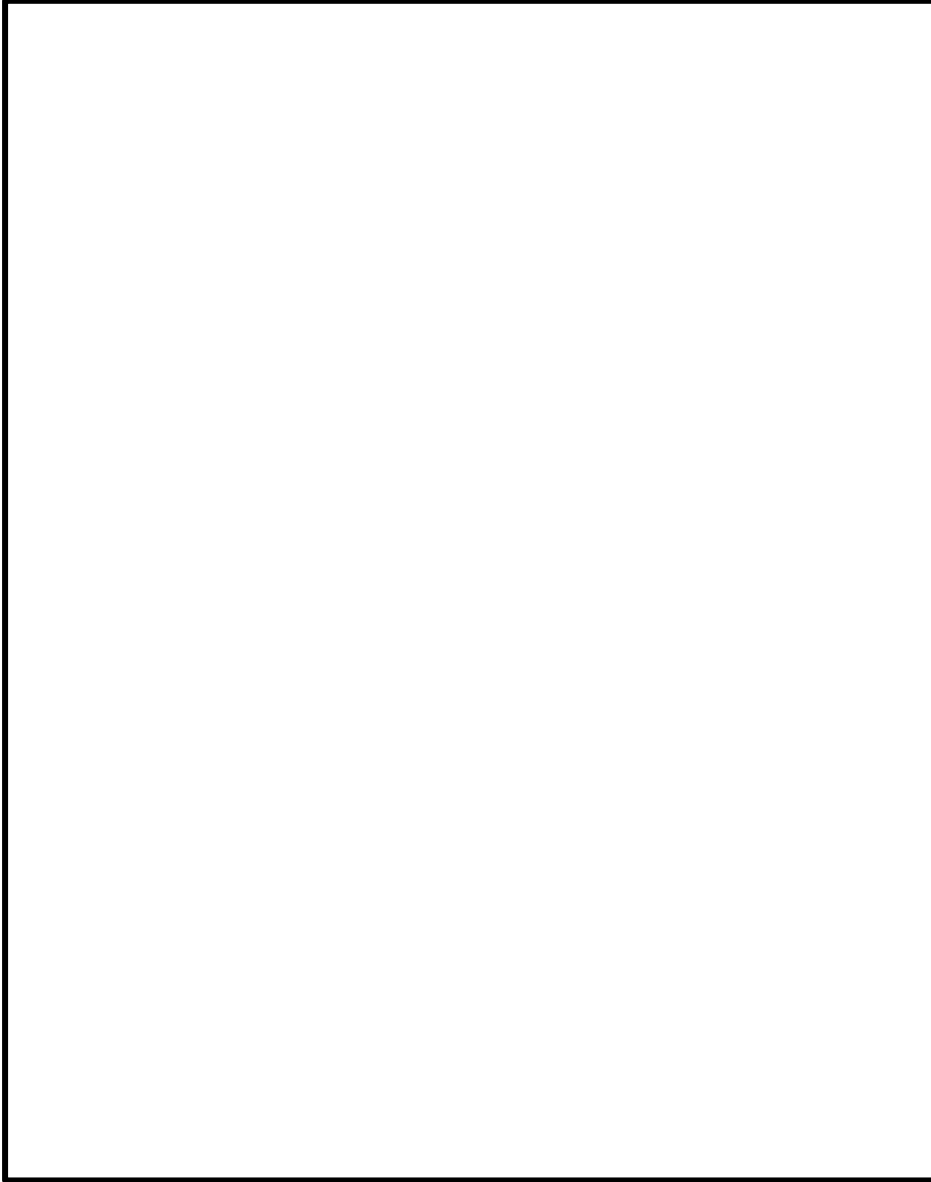
また、管理者の閉操作チェック失敗は、日常的なものではなく特に要求された点検（作業）の作業ミスが発見に失敗する人的過誤率を用い、これに低従属を考慮した。第4図及び第2表より、発生頻度は $1.3 \times 10^{-4}$ ／回となった。





第1図 制御棒駆動機構,点検時のLOCAのイベントツリー

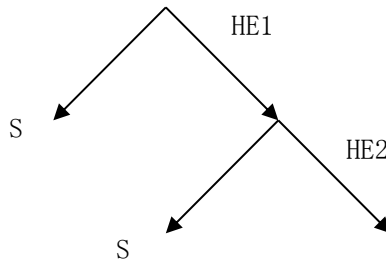
本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。



第2図 局部出力領域モニタ交換時のLOCAのイベントツリー

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

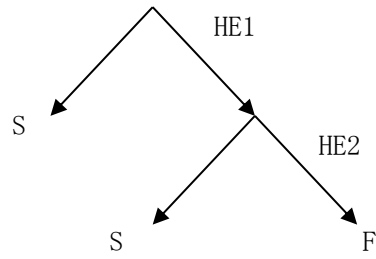
補足 1. 1. 2. b-4-4



第3図 残留熱除去系運転切替時のLOCAのHRAイベントツリー

第1表 残留熱除去系運転切替時のLOCAの  
HRAイベントツリーの分岐確率

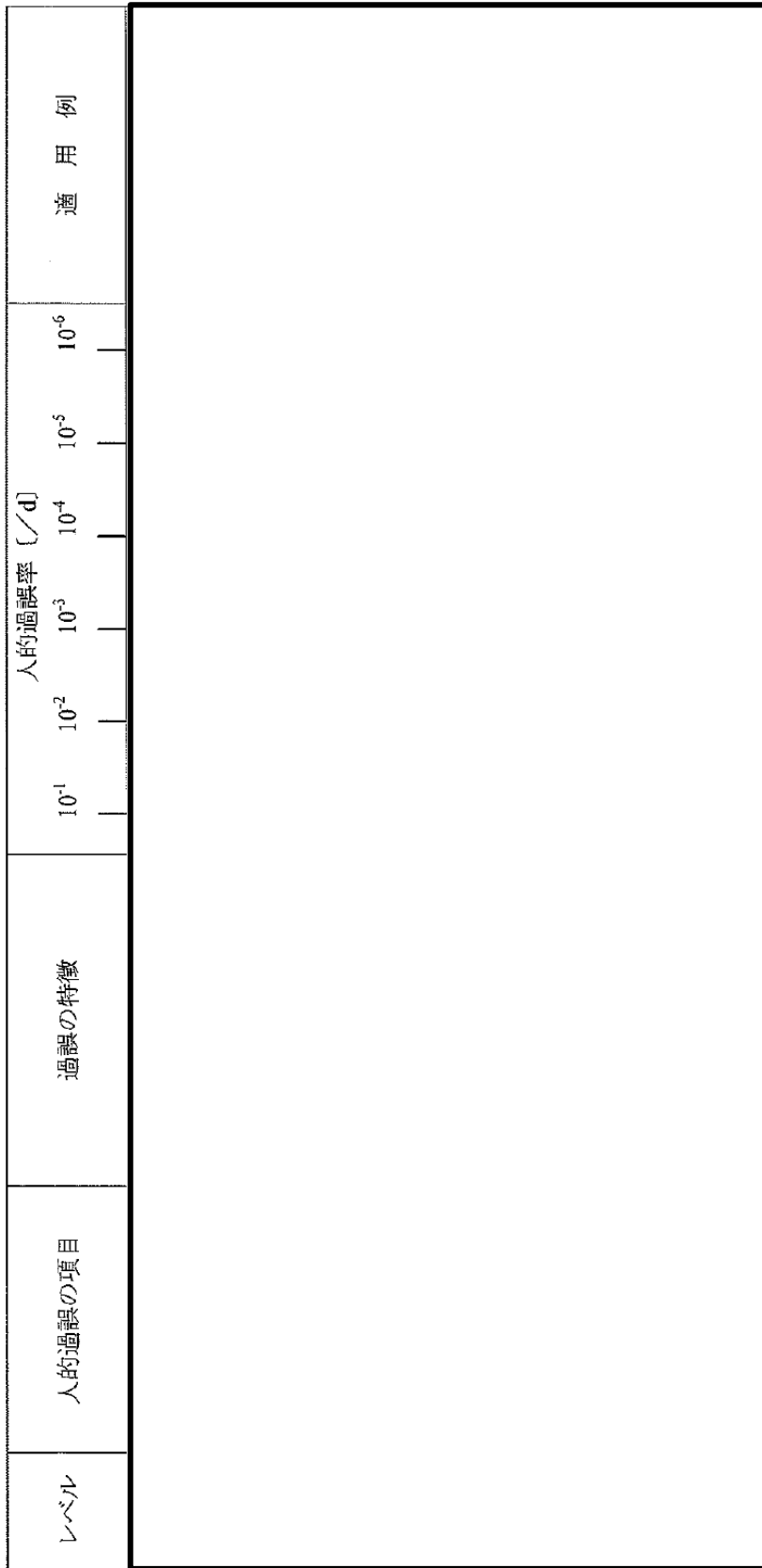
人的過誤	中央値	平均値	備考



第4図 原子炉浄化系ブロー時のLOCAのHRAイベントツリー

第2表 原子炉浄化系ブロー時のHRAイベントツリーの分岐確率

人的過誤	中央値	平均値	備考



M : メディアン値  
A : 平均値  
EF : エラーフアクタ

第5図 点検・検査時の人的過誤

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る事項のため公開できません。

燃料損傷条件について

停止時レベル1 P R Aにおいては、燃料損傷の判定条件を“燃料棒有効長頂部が露出した状態”としている。このため、POSによって対象とする燃料の配置場所が異なるため、燃料損傷の判定条件を以下のようにPOSにより分類している。第1表に燃料損傷の判定条件、第2表に対象設備動作までの余裕時間、第1図に保有水のエリア分割を示す。

## 1. 原子炉通常水位における評価（POS-S, A, C, D）

炉心燃料が炉心に全数装荷された状態を評価する。

崩壊熱による冷却水温度上昇の余裕時間算出においては、原子炉通常水位から原子炉圧力容器底部までを保有水量（ $a + b + c$ ）として考慮する。また、原子炉水の蒸発による余裕時間算出においては、原子炉通常水位から燃料棒有効長頂部までの保有水量（ $c$ ）の蒸発時間を考慮する。

## 2. 原子炉ウェル満水時の燃料移動中における評価（POS-B-1, B-4）

炉心燃料が炉心から燃料プールに移動中の評価については、燃料が炉心に全数装荷されている状態において、原子炉側の保有水量のみを考慮する。プールゲートが開いている期間であるため、燃料プールの保有水量も考慮することができるが、保有水量を少なく見積もるために考慮しないこととする。これらは、炉心燃料と使用済燃料の両方に対し原子炉側と燃料プールの両方を保有水量とするよりも保守的な評価となっている。

上記を踏まえ、崩壊熱による冷却水温度上昇の余裕時間算出においては、原子炉側を保有水量（ $a + b + c + d + e$ ）として考慮する。原子炉水の蒸発による余裕時間算出においては、原子炉ウェル満水から燃料棒有効長頂部までを保有水量（ $c + d + e$ ）として考慮する。

## 3. 原子炉ウェル満水時の全炉心燃料取り出し後における評価（POS-B-2, B-3）

全炉心燃料及び使用済燃料が燃料プールにある状態を評価する。プールゲートが開いている状態のため、原子炉側の保有水量も考慮することができるが、保有水量を少なく見積もるために考慮しないこととする。

上記を踏まえ、崩壊熱による冷却水温度上昇時の余裕時間算出においては、燃料プールの保有水量（ $f + g$ ）を考慮する。また、燃料プール水の蒸発による余裕時間においては、原子炉ウェル満水から燃料棒有効長頂部までの保有水量（ $g$ ）を考慮する。

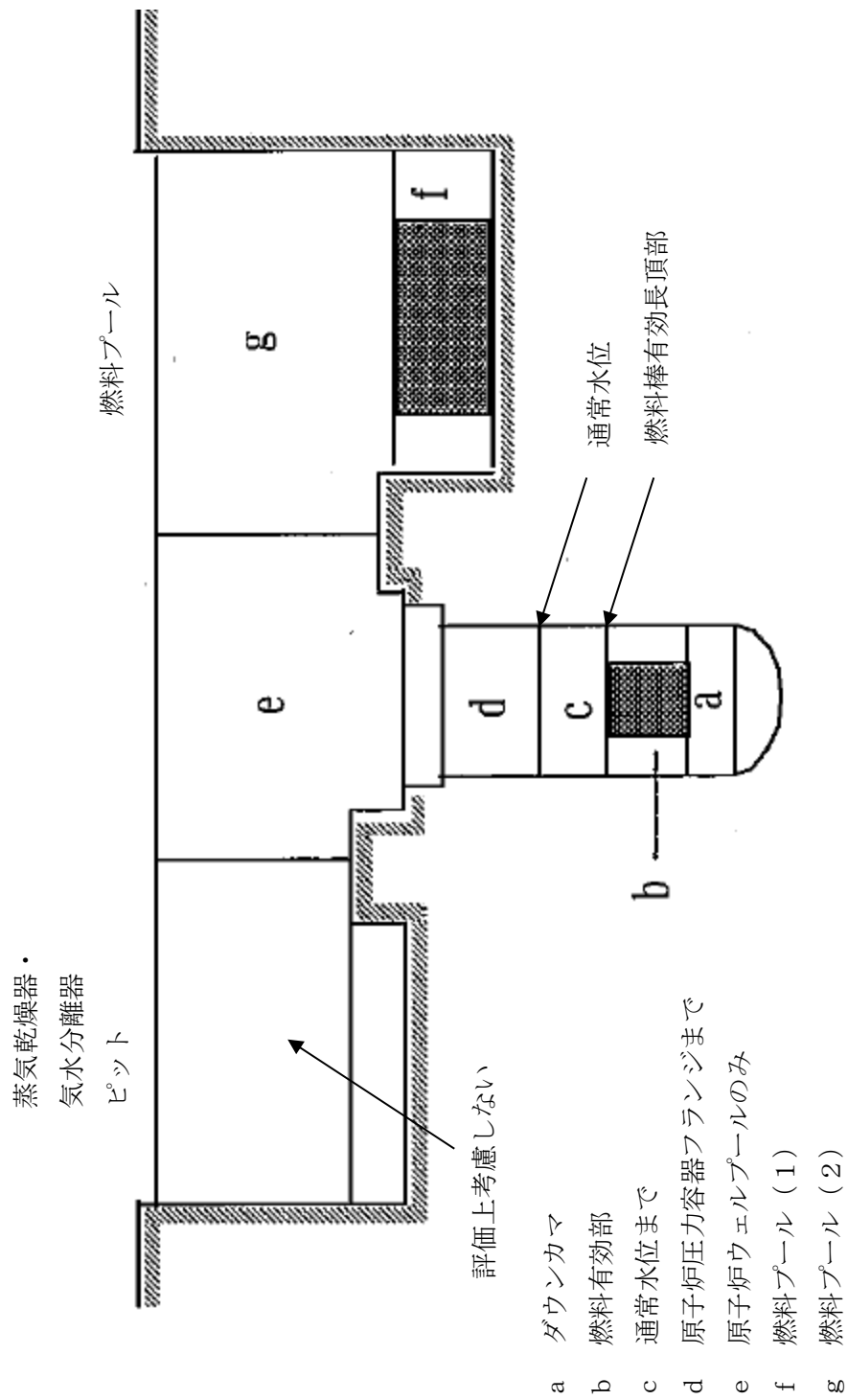
第 1 表 燃料損傷の判定条件

POS	原子炉水位	余裕時間評価に使用する水量の範囲	余裕時間評価に使用する保有水量	余裕時間評価に使用する燃料の位置	考慮できる保有水量	崩壊熱を考慮する燃料
S, A C, D	通常水位	崩壊熱により水温が上昇する範囲	a, b, c	炉心	a, b, c	炉心
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	c	炉心	c	炉心
B-1 B-4	原子炉 ウェル	崩壊熱により水温が上昇する範囲	a, b, c, d, e	炉心	a, b, c, d, e, f, g	移動中 (炉心, 燃料プール)
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	c, d, e	炉心	e, g	移動中 (炉心, 燃料プール)
B-2 B-3	満水	崩壊熱により水温が上昇する範囲	f, g	燃料プール	a, b, c, d, e, f, g	燃料プール
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	g	燃料プール	e, g	燃料プール

第2表 対象設備動作までの余裕時間

起因事象	POS	POS別の 代表時間	対象設備									
			除熱機能		注水機能							
			残留熱除去系 (A系/B系)	原子炉浄化系	燃料プール冷却系	復水輸送系	燃料プール 補給水系					
残留熱除去系[フロント ライン系]機能喪失 残留熱除去系[サブポート 系]機能喪失 外部電源喪失	S	0.25日後 (6時間後)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)	余裕時間(時間) (原子炉ウエル 満水時66°C)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)	余裕時間(時間) (燃料棒有効長 頂部まで)	3.7	3.7	—	—	
	A	1日後	—	—	—	—	—	5.3	5.3	—	—	
	B-1	6日後	80	—	—	—	—	80	80	—	80	
	B-2	12日後	110	—	—	—	—	110	110	—	110	
	B-3	40日後	160	—	—	—	—	160	160	—	160	
	B-4	50日後	190	—	—	—	—	190	190	—	190	
	C	58日後	26	—	—	—	—	26	26	—	—	
	D	67日後	27	—	—	—	—	27	27	—	—	
	B-2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	B-2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
B-3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
C	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	





第1図 保有水のエリア分割

## 燃料損傷防止の成功に必要な安全機能について

停止時レベル1 P R Aにおいて燃料損傷防止のために必要な緩和機能は下の2つを設定しており、それらに必要なフロントライン系（E C C S，復水輸送系等）やサポート系（電源設備，原子炉補機冷却系等）を設定している。

- ・除熱機能又は原子炉注水機能（崩壊熱除去機能喪失及び外部電源喪失時）
- ・原子炉注水機能（原子炉冷却材の流出時）

この時，注水等の機能維持に必要な機能であるが，評価の対象としない原子炉減圧及び原子炉格納容器除熱機能について，その取り扱いの考え方を整理した。

### 1. 原子炉の減圧機能

P O S - S, A, C, Dにおいて原子炉が未開放の状態であり，崩壊熱除去機能が喪失した場合の冷却材の沸騰や原子炉圧力容器漏えい試験時の制御棒駆動機構による加圧時には，運転停止中であっても原子炉の圧力は上昇する。これらの場合においては原子炉の低圧維持と注水系による注水が必要となるため，減圧を実施する必要がある。ただし，下の整理により成功基準の設定は不要としている。

- ・原子炉圧力容器漏えい試験（P O S - Cの期間内）

原子炉圧力容器漏えい試験は原子炉圧力容器トップベント弁やS R Vを閉鎖し，制御棒駆動機構等により注水することで原子炉圧力容器を約6.93MPa以上まで上昇させ，漏えいの有無を確認するものである。仮に試験実施中に崩壊熱除去機能の喪失や全交流動力電源の喪失が発生した場合はトップベント弁の開放やS R Vの開放，主蒸気隔離弁の強制開等の手段で原子炉圧力容器を減圧する必要がある。

しかし漏えい試験に伴い，原子炉水位は十分高く維持しているため，試験前の状態と比べて余裕時間<sup>※1</sup>は長くなり，これらの減圧操作の成功は十分期待できる。

以上より，本評価では試験実施時間の長さや余裕時間，減圧手段を考慮してP O S - Cでは原子炉圧力容器漏えい試験の状態は評価不要としている。

- ※1 漏えい試験では保有水量が多いため，崩壊熱除去機能が喪失した場合，P O S - Cの崩壊熱における大気圧下での沸騰を想定しても，事象発生から2日以上余裕がある。

- ・原子炉圧力容器未開放時の冷却材沸騰による加圧（P O S - S, A, C, D）

原子炉圧力容器未開放状態において崩壊熱除去機能の喪失や全交流動力電源の喪失が発生した場合，徐々に原子炉内の圧力が上昇するため，いずれは減圧が必要となる。

ただし，崩壊熱が大きな原子炉停止後初期（P O S - S, A）においては，S

R Vや主蒸気隔離弁などが機能維持されており、これらを用いた減圧が可能である。また、崩壊熱が小さな定期事業者検査時後半（POS-C, D）においては原子炉圧力容器のトップベント弁等より蒸気を原子炉格納容器へと逃がすことができるため、この減圧機能により低圧の維持は可能である。

そのため、本評価においてはこれらの減圧機能が十分信頼性が高いこと及び余裕時間が十分にあることをもって評価不要としている<sup>※2</sup>。

※2 SRV 1個あたりの開失敗確率（デマンド） $(2.7 \times 10^{-4}, EF=13)$ であり、島根原子力発電所2号炉ではSRVが12個あるため、十分信頼性は高い。

## 2. 原子炉格納容器除熱機能

「1. 原子炉の減圧機能」で示した原子炉減圧が必要なプラント状態において、SRV開放等により原子炉圧力を低下させた際、崩壊熱の熱量は原子炉格納容器へと移行する。この時、原子炉格納容器は徐々に圧力が上昇するが、十分余裕時間があり、またフィルタベント等を用いることで圧力を低下させることが可能であるため、成功基準の設定は不要としている<sup>※3</sup>。

※3 「添付資料 5.1.5 原子炉停止中における崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の格納容器の影響について」にて示すとおり、格納容器代替スプレイに期待しない場合であってもベントまでの時間は事象開始から約51時間程度と崩壊熱除去機能復旧の余裕時間は充分確保される。なお、停止中の場合、所員用エア・ロック等の開放により原子炉格納容器が開放されている場合も考えられるが、所員用エア・ロック等を速やかに閉止することで未開放時と同様の対応となる。原子炉格納容器の上部蓋を取り外している場合は、状況により速やかに原子炉格納容器を閉鎖することが困難となり原子炉内から蒸気とともに熱量が原子炉格納容器を経由して原子炉建物内に放出されることも考えられる。ただし、原子炉建物壁面への吸熱及び原子炉建物燃料取替階ブローアウトパネル開放等による環境への放熱により、原子炉建物内の環境条件は必要な設備が機能喪失するほど悪化することはなく、原子炉補機代替冷却系等を用いた原子炉又は格納容器冷却の開始により徐々に改善される。また、現場作業員の退避時及び公衆への放射線影響について、原子炉冷却材中に含まれるよう素は微少であり、かつ、時間減衰による低減効果もあるため、有意なものとはならない。原子炉圧力容器を開放している場合は、原子炉内から放出された熱量は蒸気に伴い原子炉建物内に放出され、原子炉建物壁面への吸熱、又は環境へ放熱されるが、この場合は崩壊熱量が更に低下していること、原子炉ウェルが水張りされているなど原子炉冷却材の量が増加していることから事象進展はより緩慢となる。

冷却材流出事象の流出量及び余裕時間の算出方法について

停止時レベル1 P R Aにおいては、制御棒駆動機構点検時、局部出力領域モニタ交換時、残留熱除去系切替時及び原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出が想定される。各事象における余裕時間を第1表に示す。

運転停止中のL O C Aにおける余裕時間は、以下に示すとおり、冷却材の流出流量により燃料露出までの時間を計算することにより求めている。

1. 制御棒駆動機構点検時の冷却材流出

制御棒駆動機構点検時は、

[ ]

[ ] 冷却材流出を想定し、原子炉ウエル満水からの水位低下を評価している。

原子炉ウエル満水から燃料棒有効長頂部までの水量（約 $1.0 \times 10^3 \text{ m}^3$ ）及び流出流量（ [ ] ）から、余裕時間は [ ] とした。

2. 局部出力領域モニタ交換時の冷却材流出

局部出力領域計装交換時の中性子束計測案内管からの冷却材流出を想定し、原子炉ウエル満水からの水位低下を評価している。

原子炉ウエル満水から燃料棒有効長頂部までの水量（約 $1.0 \times 10^3 \text{ m}^3$ ）及び流出流量（ [ ] ）から、余裕時間は [ ] とした。

3. 残留熱除去系切替時の冷却材流出

残留熱除去系切替時のミニマムフロー弁閉操作忘れを想定し、原子炉ウエル満水からの水位低下を評価している。

原子炉ウエル満水から燃料棒有効長頂部までの水量（約 $1.0 \times 10^3 \text{ m}^3$ ）及び流出流量（ $94 \text{ m}^3/\text{h}$ ）から、余裕時間は [ ] とした。

4. 原子炉浄化系ブロー時の冷却材流出

原子炉浄化系ブロー時のブローライン止弁の閉失敗による流出を想定し、通常水位からの水位低下を評価している。

通常水位から燃料棒有効長頂部までの水量（約 $1.2 \times 10^2 \text{ m}^3$ ）及び流出流量（ [ ] ）から、余裕時間は [ ] とした。

以上より、各事象における燃料露出までの余裕時間は約2時間以上あり、緩和系作動までの余裕時間を保守的に1時間としている。

なお、運転時レベル1 P R AにおけるL O C A時の原子炉減圧の手動操作の余

裕時間については、LOCAが発生していることを必ず認知できると想定されるが、保守的に過渡時の原子炉減圧の余裕時間を設定している。

第1表 冷却材流出時の余裕時間

冷却材流出事象	想定する水位	流出流量 (m <sup>3</sup> /h)	燃料露出までの時間 (時間)
制御棒駆動機構 点検時の冷却材流出	原子炉ウェル満水		
局部出力領域モニタ 交換時の冷却材流出	原子炉ウェル満水		
残留熱除去系 切替時の冷却材流出	原子炉ウェル満水		
原子炉浄化系 ブロー時の冷却材流出	通常水位		

緩和操作に必要な余裕時間等の算定根拠について

1. 崩壊熱評価条件

発生する崩壊熱の計算には、炉心にUO<sub>2</sub>燃料のみが装荷されている場合について停止時P S A学会標準に記載のMay-Wittの式で評価し、MOX燃料が含まれる場合においてはORIGEN2コードを用いて評価している。

また、炉心部には燃料が560体全数装荷されていることとし、燃料プールに保管されている燃料については、炉心部燃料の燃料プールへの移動後、使用済燃料貯蔵ラックに貯蔵可能である燃料3,518体が貯蔵されていることとする。評価条件を第1表に示す。

上記で算出した崩壊熱の評価に基づき、緩和操作に必要な余裕時間を算出した。

第1表 崩壊熱評価条件

	UO <sub>2</sub> 燃料	MOX燃料を含む場合	
		UO <sub>2</sub> 燃料	MOX燃料
崩壊熱評価	May-Wittの式	ORIGEN2コード	
100%炉心	560体	332体	228体
燃料プール (630%炉心相当)	3,518体		

2. 余裕時間の評価に用いる崩壊熱

原子炉停止後一定期間（数日程度）までは、UO<sub>2</sub>燃料の方が崩壊熱は大きくなるが、その後はMOX燃料を含む方が崩壊熱は大きくなる。余裕時間の評価では、炉心にUO<sub>2</sub>燃料のみが装荷されている場合とMOX燃料を含む場合の比較を行い、崩壊熱が大きくなる方を用いることとした。原子炉冷却材初期温度は52℃を設定している。第2表に各POSの代表時間における崩壊熱について示す。

第2表 各POSの代表時間における崩壊熱

POS	各POSの代表時間 (解列からの日数)	崩壊熱 (MW)
S	0.25日後 (6時間後)	23
A	1日後	16
B-1	6日後	9.3
B-2	12日後	7.5
B-3	40日後	5.1
B-4	50日後	4.8
C	58日後	3.2
D	67日後	3.0

島根原子力発電所 2 号炉  
内部事象停止時レベル 1 P R A  
イベントツリー集



## 目 次

- 第1図 POS-S RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー
- 第2図 POS-S RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー
- 第3図 POS-S 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第4図 POS-A RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー
- 第5図 POS-A RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー
- 第6図 POS-A 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第7図 POS-B-1 RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー
- 第8図 POS-B-1 RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー
- 第9図 POS-B-1 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第10図 POS-B-2 RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー
- 第11図 POS-B-2 RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー
- 第12図 POS-B-2 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第13図 POS-B-2 冷却材流出（CRD点検）に対するイベントツリー
- 第14図 POS-B-2 冷却材流出（LPRM交換）に対するイベントツリー
- 第15図 POS-B-3 RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー
- 第16図 POS-B-3 RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー
- 第17図 POS-B-3 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第18図 POS-B-3 冷却材流出（RHR切替）に対するイベントツリー
- 第19図 POS-B-4 RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー
- 第20図 POS-B-4 RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー
- 第21図 POS-B-4 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第22図 POS-C RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー
- 第23図 POS-C RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー
- 第24図 POS-C 外部電源喪失に対するイベントツリー
- 第25図 POS-C 冷却材流出（CUWブロー）に対するイベントツリー
- 第26図 POS-D RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー
- 第27図 POS-D RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー
- 第28図 POS-D 外部電源喪失に対するイベントツリー

### 【PDS凡例】

DRF：崩壊熱除去機能喪失（フロントライン系）  
DRS：崩壊熱除去機能喪失（サポート系）  
DLP：全交流動力電源喪失  
DLC：原子炉冷却材の流出  
OK：事象収束

### 【略語】

RHR：残留熱除去系  
LPRM：局部出力領域計装  
CRD：制御棒駆動機構  
CUW：原子炉浄化系

起因事象 RHRフロント系 機能喪失 事象区分S	短時間診断	緩和系 RHR-B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
SORF	HE	WF	WR	FR				
					S01	SORF	OK	
					S02	SORFWF	OK	
					S03	SORFWWR	OK	
					S04	SORFWWRFR	DRF	
					S05	SORFHE	OK	
					S06	SORFHEWF	DRF	

第1図 POS-S RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-3

起回事象 RHRサポ系 機能喪失 事象区分S	短時間診断	緩和系 RHR-B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	S I D E #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
SORS	HE	WF	WR	FR				
					S01	SORS	OK	
					S02	SORSWF	OK	
					S03	SORSWFWR	OK	
					S04	SORSWFWRFR	DRS	
					S05	SORSHE	OK	
					S06	SORSHEWF	DRS	

第2図 POS-S RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-4

起因事象 外部電源喪失 事象区分S	DC喪失 (ハザード-CDF)	外電復旧 (短期)	電源融通 (低圧/短期)	D/G-A	D/G-B	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
SOP	DC	O1	D1	B1	B2				
						S01	SOP	T1	
						S02	SOP01	T2	SOP2へ
						S03	SOP01B2	T3	SOP3へ
						S04	SOP01B1	T4	SOP4へ
						S05	SOP01B1B2	T5	SOP51へ
						S06	SOPDC	T1	
						S07	SOPDC01	T2	
						S08	SOPDC01B2	T3	
						S09	SOPDC01B1	T4	
						S10	SOPDC01B1B2	T5	
						S11	SOPDC01D1	T6	SOP6へ

第3図 POS-S 外部電源喪失に対するイベントツリー (1/7)

補足 1.1.2. d-1-5

外部電源喪失 事象区分S D/G-AO D/G-BO	短時間診断	緩和系 RHR-A, B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	シークエンス名	PDS#	発生頻度	
SOP2	HE	WF	WR	FR				
					S01	SOP2	OK	
					S02	SOP2WF	OK	
					S03	SOP2WFWR	OK	
					S04	SOP2WFWRFR	DLP	
					S05	SOP2HE	OK	
					S06	SOP2HEWF	DLP	

第3図 POS-S 外部電源喪失に対するイベントツリー (2/7)

補足 1.1.2. d-1-6

外部電源喪失 事象区分S D/G-A○ D/G-B×	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧	緩和系 RHR-A, B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ #	シーケンス名称	POS #	発生頻度
SOP3	HE	O2	B2R	WF	WR	FR				
							S01	SOP3	OK	
							S02	SOP3WF	OK	
							S03	SOP3WFR	OK	
							S04	SOP3WFRFR	DLP	
							S05	SOP302	OK	
							S06	SOP302WF	OK	
							S07	SOP302WFR	OK	
							S08	SOP302WFRFR	DLP	
							S09	SOP302B2R	OK	
							S10	SOP302B2RWF	OK	
							S11	SOP302B2RWFR	OK	
							S12	SOP302B2RWFRFR	DLP	
							S13	SOP3HE	OK	
							S14	SOP3HEWF	DLP	
							S15	SOP3HEO2	OK	
							S16	SOP3HEO2WF	DLP	
							S17	SOP3HEO2B2R	OK	
							S18	SOP3HEO2B2RWF	DLP	

第3図 POS-S 外部電源喪失に対するイベントツリー (3/7)  
補足 1.1.2. d-1-7

起回事象 外部電源喪失 事象区分S D/G-A× D/G-BO	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧	緩和系 RHR-A, B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
SOP4	HE	OZ	B1R	WF	WR	FR				
							S01	SOP4	OK	
							S02	SOP4WF	OK	
							S03	SOP4WFWR	OK	
							S04	SOP4WFWRFR	DLP	
							S05	SOP4O2	OK	
							S06	SOP4O2WF	OK	
							S07	SOP4O2WFWR	OK	
							S08	SOP4O2WFWRFR	DLP	
							S09	SOP4O2B1R	OK	
							S10	SOP4O2B1RWF	OK	
							S11	SOP4O2B1RWFWR	OK	
							S12	SOP4O2B1RWFWRFR	DLP	
							S13	SOP4HE	OK	
							S14	SOP4HEWF	DLP	
							S15	SOP4HEO2	OK	
							S16	SOP4HEO2WF	DLT	
							S17	SOP4HEO2B1R	OK	
							S18	SOP4HEO2B1RWF	DLT	

第3図 POS-S 外部電源喪失に対するイベントツリー (4 / 7)  
 補足 1.1.2. d-1-8

起回事象 外部電源喪失 事象区分S D/G-A× D/G-B×	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 R/HR-A, B CWT	HPCS復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
SOP51	HE	OZ	BR	A1	WF	HR				
							S01	SOP51	OK	
							S02	SOP51WF	OK	
							S03	SOP51WFHR	DLP	
							S04	SOP51O2	OK	
							S05	SOP51O2WF	OK	
							S06	SOP51O2WFHR	DLP	
							S07	SOP51O2BR	OK	
							S08	SOP51O2BRWF	OK	
							S09	SOP51O2BRWFHR	DGP	
							S10	SOP51O2BRA1	OK	
							S11	SOP51O2BRA1WF	OK	
							S12	SOP51O2BRA1WFHR	DLP	
							S13	SOP51HE	T52	SOP52へ

第3図 POS-S 外部電源喪失に対するイベントツリー (5 / 7)

補足 1.1.2. d-1-9



起回事象 外部電源喪失 事象区分S D/G-A× D/G-B×	外電復旧 (長期)	D/G復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-A, B CWT	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
SOP52	O2	BR	A1	WF				
					S01	SOP52	OK	
					S02	SOP52WF	DLP	
					S03	SOP5202	OK	
					S04	SOP5202WF	DLP	
					S05	SOP5202BR	OK	
					S06	SOP5202BRWF	DLP	
					S07	SOP5202BRA1	OK	
					S08	SOP5202BRA1WF	DLP	

第3図 POS-S 外部電源喪失に対するイベントツリー (6 / 7)

補足 1.1.2. d-1-10

外部電源喪失 事象区分S DC喪失	短時間診断	バックアップ-復旧 (長期)	外電復旧 (長期)	電源融通 (低圧/長期)	D/G-A	D/G-B	電源融通 (高圧/長期)	緩和系	HPCS復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
SOP6	HE	DCR	O2	D2	B1	B2	A1	WF	HR				
											S01	SOP6	OK
											S02	SOP6O2	OK
											S03	SOP6O2B1	OK
											S04	SOP6O2B1B2	OK
											S05	SOP6O2B1B2A1	OK
											S06	SOP6O2B1B2A1WF	OK
											S07	SOP6O2B1B2A1WFHR	DLP
											S08	SOP6DCR	OK
											S09	SOP6DCRO2	OK
											S10	SOP6DCRO2B1	OK
											S11	SOP6DCRO2B1B2	OK
											S12	SOP6DCRO2B1B2A1	OK
											S13	SOP6DCRO2B1B2A1WF	OK
											S14	SOP6DCRO2B1B2A1WFHR	DLP
											S15	SOP6DCRO2D2	OK
											S16	SOP6DCRO2D2A1	OK
											S17	SOP6DCRO2D2A1WF	OK
											S18	SOP6DCRO2D2A1WFHR	DLP
											S19	SOP6HE	OK
											S20	SOP6HEO2	OK
											S21	SOP6HEO2B1	OK
											S22	SOP6HEO2B1B2	OK
											S23	SOP6HEO2B1B2A1	OK
											S24	SOP6HEO2B1B2A1WF	DLP
											S25	SOP6HEDCR	OK
											S26	SOP6HEDCR02	OK
											S27	SOP6HEDCR02B1	OK
											S28	SOP6HEDCR02B1B2	OK
											S29	SOP6HEDCR02B1B2A1	OK
											S30	SOP6HEDCR02B1B2A1WF	DLP
											S31	SOP6HEDCR02D2	OK
											S32	SOP6HEDCR02D2A1	OK
											S33	SOP6HEDCR02D2A1WF	DLP

第3図 POS-S 外部電源喪失に対するイベントツリー (7/7)

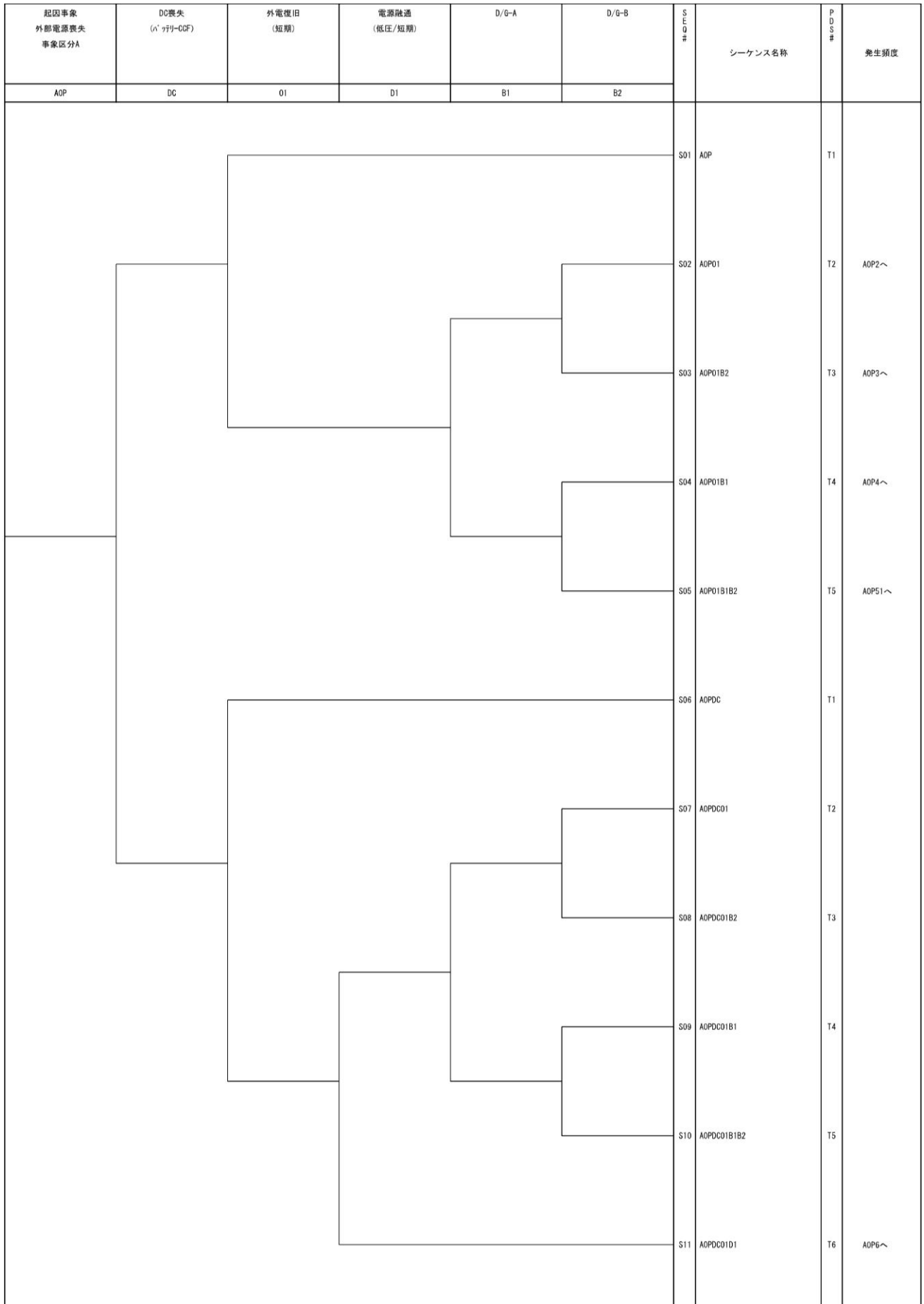
補足 1.1.2. d-1-11

起因事象 RHRフロント系 機能喪失 事象区分A	短時間診断	緩和系 RHR-B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	S I Q #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
AORF	HE	WF	WR	FR				
					S01	AORF	OK	
					S02	AORFWF	OK	
					S03	AORFWWR	OK	
					S04	AORFWWRFR	DRF	
					S05	AORFHE	OK	
					S06	AORFHEWF	DRF	

第4図 POS-A RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-12

起因事象 RHR#1-1系 機能喪失 事象区分A	短時間診断	緩和系 RHR-B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	S I D #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
AORS	HE	WF	WR	FR				
					S01	AORS	OK	
					S02	AORSWF	OK	
					S03	AORSWFR	OK	
					S04	AORSWFRFR	DRS	
					S05	AORSHE	OK	
					S06	AORSHEWF	DRS	

第5図 POS-A RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-13



第6図 POS-A 外部電源喪失に対するイベントツリー (1 / 7)

外部電源喪失 事象区分A D/G-AC D/G-BO	短時間診断	緩和系 RHR-A, B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
AOP2	HE	WF	WR	FR				
					S01	AOP2	OK	
					S02	AOP2WF	OK	
					S03	AOP2WFR	OK	
					S04	AOP2WFRFR	DLP	
					S05	AOP2HE	OK	
					S06	AOP2HEWF	DLP	

第6図 POS-A 外部電源喪失に対するイベントツリー (2/7)

補足 1.1.2. d-1-15

外部電源喪失 事象区分A D/G-A○ D/G-B×	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧	緩和系 RHR-A, B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
AOP3	HE	O2	B2R	WF	WR	FR				
							S01	AOP3	OK	
							S02	AOP3WF	OK	
							S03	AOP3WFWR	OK	
							S04	AOP3WFWRFR	DLP	
							S05	AOP3O2	OK	
							S06	AOP3O2WF	OK	
							S07	AOP3O2WFWR	OK	
							S08	AOP3O2WFWRFR	DLP	
							S09	AOP3O2B2R	OK	
							S10	AOP3O2B2RWF	OK	
							S11	AOP3O2B2RWFWR	OK	
							S12	AOP3O2B2RWFWRFR	DLP	
							S13	AOP3HE	OK	
							S14	AOP3HEWF	DLP	
							S15	AOP3HEO2	OK	
							S16	AOP3HEO2WF	DLP	
							S17	AOP3HEO2B2R	OK	
							S18	AOP3HEO2B2RWF	DLP	

第6図 POS-A 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 7)  
 補足 1.1.2. d-1-16

起因事象 外部電源喪失 事象区分A D/G-A× D/G-BO	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧	緩和系 RHR-A, B CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
AOP4	HE	OZ	B1R	WF	WR	FR				
							S01	AOP4	OK	
							S02	AOP4WF	OK	
							S03	AOP4WFR	OK	
							S04	AOP4WFRFR	DLP	
							S05	AOP4OZ	OK	
							S06	AOP4OZWF	OK	
							S07	AOP4OZWFR	OK	
							S08	AOP4OZWFRFR	DLP	
							S09	AOP4OZB1R	OK	
							S10	AOP4OZB1RWF	OK	
							S11	AOP4OZB1RWFR	OK	
							S12	AOP4OZB1RWFRFR	DLP	
							S13	AOP4HE	OK	
							S14	AOP4HEWF	DLP	
							S15	AOP4HEOZ	OK	
							S16	AOP4HEOZWF	DLT	
							S17	AOP4HEOZB1R	OK	
							S18	AOP4HEOZB1RWF	DLT	

第6図 POS-A 外部電源喪失に対するイベントツリー (4/7)  
補足 1.1.2. d-1-17



起因事象 外部電源喪失 事象区分A D/G-A× D/G-B×	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-A, B CWT	HPCS復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
AOP51	HE	O2	BR	A1	WF	HR				
							S01	AOP51	OK	
							S02	AOP51WF	OK	
							S03	AOP51WFHR	DLP	
							S04	AOP51O2	OK	
							S05	AOP51O2WF	OK	
							S06	AOP51O2WFHR	DLP	
							S07	AOP51O2BR	OK	
							S08	AOP51O2BRWF	OK	
							S09	AOP51O2BRWFHR	DLP	
							S10	AOP51O2BRA1	OK	
							S11	AOP51O2BRA1WF	OK	
							S12	AOP51O2BRA1WFHR	DLP	
							S13	AOP51HE	T52	AOP52へ

第6図 POS-A 外部電源喪失に対するイベントツリー (5 / 7)  
 補足 1.1.2. d-1-18

起回事象 外部電源喪失 事象区分A D/G-A× D/G-B×	外電復旧 (長期)	D/G復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-A, B CWT	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
AOP52	O2	BR	A1	WF				
					S01	AOP52	OK	
					S02	AOP52WF	DLP	
					S03	AOP52O2	OK	
					S04	AOP52O2WF	DLP	
					S05	AOP52O2BR	OK	
					S06	AOP52O2BRWF	DLP	
					S07	AOP52O2BRA1	OK	
					S08	AOP52O2BRA1WF	DLP	

第6図 POS-A 外部電源喪失に対するイベントツリー (6 / 7)

外部電源喪失 事象区分A DC喪失	短時間診断	リセッティング 回復 (長期)	外電復旧 (長期)	電源融通 (低圧/長期)	D/G-A	D/G-B	電源融通 (高圧/長期)	緩和系	HPCS復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度	
AOP6	HE	DCR	O2	D2	B1	B2	A1	WF	HR					
											S01	AOP6	OK	
											S02	AOP6O2	OK	
											S03	AOP6O2B1	OK	
											S04	AOP6O2B1B2	OK	
											S05	AOP6O2B1B2A1	OK	
											S06	AOP6O2B1B2A1WF	OK	
											S07	AOP6O2B1B2A1WFHR	DLP	
											S08	AOP6DCR	OK	
											S09	AOP6DCRO2	OK	
											S10	AOP6DCRO2B1	OK	
											S11	AOP6DCRO2B1B2	OK	
											S12	AOP6DCRO2B1B2A1	OK	
											S13	AOP6DCRO2B1B2A1WF	OK	
											S14	AOP6DCRO2B1B2A1WFHR	DLP	
											S15	AOP6DCRO2D2	OK	
											S16	AOP6DCRO2D2A1	OK	
											S17	AOP6DCRO2D2A1WF	OK	
											S18	AOP6DCRO2D2A1WFHR	DLP	
											S19	AOP6HE	OK	
											S20	AOP6HEO2	OK	
											S21	AOP6HEO2B1	OK	
											S22	AOP6HEO2B1B2	OK	
											S23	AOP6HEO2B1B2A1	OK	
											S24	AOP6HEO2B1B2A1WF	DLP	
											S25	AOP6EDCR	OK	
											S26	AOP6EDCRO2	OK	
											S27	AOP6EDCRO2B1	OK	
											S28	AOP6EDCRO2B1B2	OK	
											S29	AOP6EDCRO2B1B2A1	OK	
											S30	AOP6EDCRO2B1B2A1WF	DLP	
											S31	AOP6EDCRO2D2	OK	
											S32	AOP6EDCRO2D2A1	OK	
											S33	AOP6EDCRO2D2A1WF	DLP	

第6図 POS-A 外部電源喪失に対するイベントツリー (7/7)  
補足 1.1.2. d-1-20

起因事象 RHRフロント系 機能喪失 事象区分B-1	短時間診断	緩和系 CWT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	S E I Q #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
BIRF	HE	WF	WR	FR				
					S01	BIRF	OK	
					S02	BIRFWF	OK	
					S03	BIRFWWR	OK	
					S04	BIRFWWRFR	DRF	
					S05	BIRFHE	OK	
					S06	BIRFHEWF	DRF	

第7図 POS-B-1 RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-21

起回事象 RHRサポ-ト系 機能喪失 事象区分B-1	短時間診断	緩和系 CWT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	シークエンス	シークエンス名称	発生頻度
BIRS	HE	WF	WR	FR			
					S01	BIRS	OK
					S02	BIRSWF	OK
					S03	BIRSWWR	OK
					S04	BIRSWWRFR	DRS
					S05	BIRSWWRFRFR	OK
					S06	BIRSWWRFRFRFR	DRS

第8図 POS-B-1 RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-22

起因事象 外部電源喪失 事象区分B-1	DC喪失 (バッテリーA)	外電復旧 (短期)	電源融通 (低圧/短期)	D/G-A	D/G-B (1, 0)	S I D #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
B1P	DC	01	D1	B1	B2				
						T1			
						T2			
						T3	B1P3へ		
						T4			
						T5	B1P51へ		
						T1			
						T2			
						T3			
						T4			
						T5			
						T6	B1P6へ		

第9図 POS-B-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (1 / 5)  
 補足 1.1.2. d-1-23

外部電源喪失 事象区分B-1 D/G-AO D/G-B-	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧 (1.0)	緩和系 RHR-A CWT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B1P3	HE	O2	B2R	WF	WR	FR				
							S01	B1P3	OK	
							S02	B1P3WF	OK	
							S03	B1P3WFWR	OK	
							S04	B1P3WFWRFR	DLP	
							S05	B1P3O2	OK	
							S06	B1P3O2WF	OK	
							S07	B1P3O2WFWR	OK	
							S08	B1P3O2WFWRFR	DLP	
							S09	B1P3O2B2R	OK	
							S10	B1P3O2B2RWF	OK	
							S11	B1P3O2B2RWFWR	OK	
							S12	B1P3O2B2RWFWRFR	DLP	
							S13	B1P3HE	OK	
							S14	B1P3HEWF	DLP	
							S15	B1P3HEO2	OK	
							S16	B1P3HEO2WF	DLP	
							S17	B1P3HEO2B2R	OK	
							S18	B1P3HEO2B2RWF	DLP	

第9図 POS-B-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (2/5)  
補足 1.1.2. d-1-24

起回事象 外部電源喪失 事象区分B-1 D/G-A× D/G-B-	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-A CWT, FMW	HPCS復旧 (1.0)	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B1P51	HE	D2	B1R	A1	WF	HR				
							S01	B1P51	OK	
							S02	B1P51WF	OK	
							S03	B1P51WFHR	DLP	
							S04	B1P5102	OK	
							S05	B1P5102WF	OK	
							S06	B1P5102WFHR	DLP	
							S07	B1P5102B1R	OK	
							S08	B1P5102B1RWF	OK	
							S09	B1P5102B1RWFHR	DLP	
							S10	B1P5102B1RA1	OK	
							S11	B1P5102B1RA1WF	OK	
							S12	B1P5102B1RA1WFHR	DLP	
							S13	B1P51HE	T52	B1P52~

第9図 POS-B-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 5)

補足 1.1.2. d-1-25



起回事象 外部電源喪失 事象区分B-1 D/G-A× D/G-B-	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-A CMT, FMM	S I E M S	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
B1P5Z	O2	B1R	A1	WF				
					S01	B1P5Z	OK	
					S02	B1P5ZWF	DLP	
					S03	B1P5Z02	OK	
					S04	B1P5Z02WF	DLP	
					S05	B1P5Z02B1R	OK	
					S06	B1P5Z02B1RWF	DLP	
					S07	B1P5Z02B1RA1	OK	
					S08	B1P5Z02B1RA1WF	DLP	

第9図 POS-B-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (4/5)  
 補足 1.1.2. d-1-26

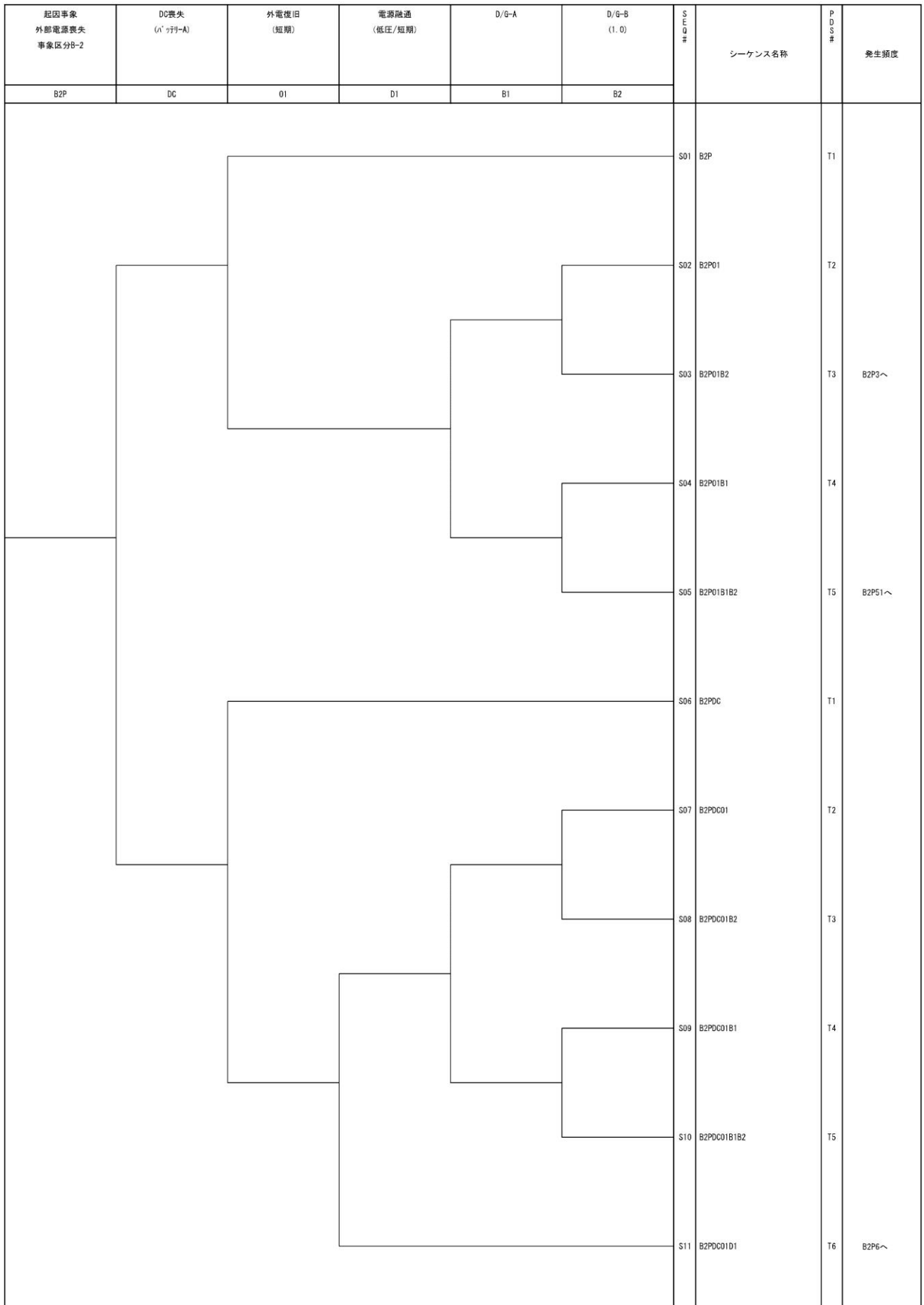
外部電源喪失 事象区分B-1 DC喪失	短時間診断	n°リリ-復旧 (長期)	外電復旧 (長期)	電源融通 (低圧/長期)	D/G-A	D/G-B (1.0)	電源融通 (高圧/長期)	緩和系	HPCS復旧 (1.0)	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B1P6	HE	DCR	O2	D2	B1	B2	A1	WF	HR				
										S01	B1P6	OK	
										S02	B1P6O2	OK	
										S03	B1P6O2B1	OK	
										S04	B1P6O2B1B2	OK	
										S05	B1P6O2B1B2A1	OK	
										S06	B1P6O2B1B2A1WF	OK	
										S07	B1P6O2B1B2A1WFHR	DLP	
										S08	B1P6DCR	OK	
										S09	B1P6DCRO2	OK	
										S10	B1P6DCRO2B1	OK	
										S11	B1P6DCRO2B1B2	OK	
										S12	B1P6DCRO2B1B2A1	OK	
										S13	B1P6DCRO2B1B2A1WF	OK	
										S14	B1P6DCRO2B1B2A1WFHR	DLP	
										S15	B1P6DCRO2D2	OK	
										S16	B1P6DCRO2D2A1	OK	
										S17	B1P6DCRO2D2A1WF	OK	
										S18	B1P6DCRO2D2A1WFHR	DLP	
										S19	B1P6HE	OK	
										S20	B1P6HEO2	OK	
										S21	B1P6HEO2B1	OK	
										S22	B1P6HEO2B1B2	OK	
										S23	B1P6HEO2B1B2A1	OK	
										S24	B1P6HEO2B1B2A1WF	DLP	
										S25	B1P6HEDCR	OK	
										S26	B1P6HEDCRO2	OK	
										S27	B1P6HEDCRO2B1	OK	
										S28	B1P6HEDCRO2B1B2	OK	
										S29	B1P6HEDCRO2B1B2A1	OK	
										S30	B1P6HEDCRO2B1B2A1WF	DLP	
										S31	B1P6HEDCRO2D2	OK	
										S32	B1P6HEDCRO2D2A1	OK	
										S33	B1P6HEDCRO2D2A1WF	DLP	

第9図 POS-B-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (5 / 5)  
補足 1.1.2. d-1-27

起因事象 RHRフロント系 機能喪失 事象区分B-2	短時間診断	緩和系 CUT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	S I D E	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
B2RF	HE	WF	WR	FR				
					S01	B2RF	OK	
					S02	B2RFWF	OK	
					S03	B2RFWFR	OK	
					S04	B2RFWFRFR	DRF	
					S05	B2RFHE	OK	
					S06	B2RFHEWF	DRF	

第 10 図 POS-B-2 RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-28





第 12 図 POS-B-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (1 / 5)

補足 1.1.2. d-1-30

外部電源喪失 事象区分B-2 D/G-A○ D/G-B-	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧 (1.0)	緩和系 RHR-A CWT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B2P3	HE	O2	B2R	WF	WR	FR				
							S01	B2P3	OK	
							S02	B2P3WF	OK	
							S03	B2P3WFWR	OK	
							S04	B2P3WFWRFR	DLP	
							S05	B2P3O2	OK	
							S06	B2P3O2WF	OK	
							S07	B2P3O2WFWR	OK	
							S08	B2P3O2WFWRFR	DLP	
							S09	B2P3O2B2R	OK	
							S10	B2P3O2B2RWF	OK	
							S11	B2P3O2B2RWFWR	OK	
							S12	B2P3O2B2RWFWRFR	DLP	
							S13	B2P3HE	OK	
							S14	B2P3HEWF	DLP	
							S15	B2P3HEO2	OK	
							S16	B2P3HEO2WF	DLP	
							S17	B2P3HEO2B2R	OK	
							S18	B2P3HEO2B2RWF	DLP	

第 12 図 POS-B-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (2 / 5)

起回事象 外部電源喪失 事象区分B-2 D/G-A× D/G-B-	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-A CWT, FMW	HPCS復旧 (1.0)	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B2P51	HE	O2	B1R	A1	WF	HR				
							S01	B2P51	OK	
							S02	B2P51WF	OK	
							S03	B2P51WFHR	DLP	
							S04	B2P51O2	OK	
							S05	B2P51O2WF	OK	
							S06	B2P51O2WFHR	DLP	
							S07	B2P51O2B1R	OK	
							S08	B2P51O2B1RWF	OK	
							S09	B2P51O2B1RWFHR	DLP	
							S10	B2P51O2B1RA1	OK	
							S11	B2P51O2B1RA1WF	OK	
							S12	B2P51O2B1RA1WFHR	DLP	
							S13	B2P51HE	T52	B2P52～

第 12 図 POS-B-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 5)  
 補足 1.1.2. d-1-32

起回事象 外部電源喪失 事象区分B-2 D/G-A× D/G-B-	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-A CWT, FMW	シナシ	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
B2P52	O2	B1R	A1	WF				
					S01	B2P52	OK	
					S02	B2P52WF	DLP	
					S03	B2P5202	OK	
					S04	B2P5202WF	DLP	
					S05	B2P5202B1R	OK	
					S06	B2P5202B1RWF	DLP	
					S07	B2P5202B1RA1	OK	
					S08	B2P5202B1RA1WF	DLP	

第 12 図 POS-B-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (4 / 5)  
 補足 1.1.2. d-1-33



外部電源喪失 事象区分B-2 DC喪失	短時間診断	バックリ-復旧 (長期)	外電復旧 (長期)	電源融通 (低圧/長期)	D/G-A	D/G-B (1.0)	電源融通 (高圧/長期)	緩和系	HPCS復旧 (1.0)	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B2P6	HE	DCR	O2	D2	B1	B2	A1	WF	HR				
											S01	B2P6	OK
											S02	B2P6O2	OK
											S03	B2P6O2B1	OK
											S04	B2P6O2B1B2	OK
											S05	B2P6O2B1B2A1	OK
											S06	B2P6O2B1B2A1WF	OK
											S07	B2P6O2B1B2A1WFHR	DLP
											S08	B2P6DCR	OK
											S09	B2P6DCR02	OK
											S10	B2P6DCR02B1	OK
											S11	B2P6DCR02B1B2	OK
											S12	B2P6DCR02B1B2A1	OK
											S13	B2P6DCR02B1B2A1WF	OK
											S14	B2P6DCR02B1B2A1WFHR	DLP
											S15	B2P6DCR02D2	OK
											S16	B2P6DCR02D2A1	OK
											S17	B2P6DCR02D2A1WF	OK
											S18	B2P6DCR02D2A1WFHR	DLP
											S19	B2P6HE	OK
											S20	B2P6HE02	OK
											S21	B2P6HE02B1	OK
											S22	B2P6HE02B1B2	OK
											S23	B2P6HE02B1B2A1	OK
											S24	B2P6HE02B1B2A1WF	DLP
											S25	B2P6HEDCR	OK
											S26	B2P6HEDCR02	OK
											S27	B2P6HEDCR02B1	OK
											S28	B2P6HEDCR02B1B2	OK
											S29	B2P6HEDCR02B1B2A1	OK
											S30	B2P6HEDCR02B1B2A1WF	DLP
											S31	B2P6HEDCR02D2	OK
											S32	B2P6HEDCR02D2A1	OK
											S33	B2P6HEDCR02D2A1WF	DLP

第 12 図 POS-B-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (5 / 5)  
補足 1.1.2. d-1-34

起因事象 冷却材流出 CRD点検 区分B-2	水位低下 の認知	流出の 隔離	緩和系	S ITEM	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
B2LCC	P1	P2	F				
				S01	B2LCC	OK	
				S02	B2LCCP2	OK	
				S03	B2LCCP2F	DLC	
				S04	B2LCCP1	DLC	

第 13 図 POS-B-2 冷却材流出 (CRD点検) に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-35

起因事象 冷却材流出 LPRM交換 区分B-2	水位低下 の認知	流出の 隔離	緩和系	S # S # S #	シーケンス名称	P D S # S #	発生頻度
B2LCL	P1	P2	F				
				S01	B2LCL	OK	
				S02	B2LCLP2	OK	
				S03	B2LCLP2F	DLC	
				S04	B2LCLP1	DLC	

第 14 図 POS-B-2 冷却材流出 (LPRM交換) に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-36

起回事象 RHRフロント系 機能喪失 事象区分B-3	短時間診断	緩和系 CWT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	シークエンス名	PDS#	発生頻度
B3RF	HE	WF	WR	FR			
					S01	B3RF	OK
					S02	B3RFWF	OK
					S03	B3RFWR	OK
					S04	B3RFWRFR	DRF
					S05	B3RFHE	OK
					S06	B3RFHEWF	DRF

第 15 図 POS-B-3 RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-37

起回事象 RHRサポート系 機能喪失 事象区分B-3	短時間診断	緩和系 CWT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B3RS	HE	WF	WR	FR				
					S01	B3RS	OK	
					S02	B3RSWF	OK	
					S03	B3RSWFWR	OK	
					S04	B3RSWFWRFR	DRS	
					S05	B3RSHE	OK	
					S06	B3RSHEWF	DRS	

第 16 図 POS-B-3 RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-38

起回事象 外部電源喪失 事象区分B-3	DC喪失 (バッテリー-B)	外電復旧 (短期)	電源融通 (低圧/短期)	D/G-B	D/G-A (1.0)	S E Q #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
B3P	DC	01	D1	B2	B1				
						S01	B3P	T1	
						S02	B3P01	T2	
						S03	B3P01B1	T3	B3P3へ
						S04	B3P01B2	T4	
						S05	B3P01B2B1	T5	B3P51へ
						S06	B3PDC	T1	
						S07	B3PDC01	T2	
						S08	B3PDC01B1	T3	
						S09	B3PDC01B2	T4	
						S10	B3PDC01B2B1	T5	
						S11	B3PDC01D1	T6	B3P6へ

第 17 図 POS-B-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (1 / 5)

外部電源喪失 事象区分B-3 D/G-B○ D/G-A-	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧 (1.0)	緩和系 RHR-B CWT, FMV	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ #	シーケンス名称	POS #	発生頻度
B3P3	HE	O2	B1R	WF	WR	FR				
							S01	B3P3	OK	
							S02	B3P3WF	OK	
							S03	B3P3WFR	OK	
							S04	B3P3WFRFR	DLP	
							S05	B3P3O2	OK	
							S06	B3P3O2WF	OK	
							S07	B3P3O2WFR	OK	
							S08	B3P3O2WFRFR	DLP	
							S09	B3P3O2B1R	OK	
							S10	B3P3O2B1RWF	OK	
							S11	B3P3O2B1RWFWR	OK	
							S12	B3P3O2B1RWFWRFR	DLP	
							S13	B3P3HE	OK	
							S14	B3P3HEWF	DLP	
							S15	B3P3HEO2	OK	
							S16	B3P3HEO2WF	DLP	
							S17	B3P3HEO2B1R	OK	
							S18	B3P3HEO2B1RWF	DLP	

第 17 図 POS-B-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (2 / 5)  
 補足 1.1.2. d-1-40

起因事象 外部電源喪失 事象区分B-3 D/G-B× D/G-A-	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-B CWT, FMW	HPCS復旧 (1.0)	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B3P51	HE	O2	B2R	A1	WF	HR				
							S01	B3P51	OK	
							S02	B3P51WF	OK	
							S03	B3P51WFHR	DLP	
							S04	B3P5102	OK	
							S05	B3P5102WF	OK	
							S06	B3P5102WFHR	DLP	
							S07	B3P5102B2R	OK	
							S08	B3P5102B2RWF	OK	
							S09	B3P5102B2RWFHR	DCP	
							S10	B3P5102B2RA1	OK	
							S11	B3P5102B2RA1WF	OK	
							S12	B3P5102B2RA1WFHR	DLP	
							S13	B3P51HE	T52	B3P52へ

第 17 図 POS-B-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 5)  
 補足 1.1.2. d-1-41



起回事象 外部電源喪失 事象区分B-3 D/G-B × D/G-A-	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-B CMT, FMM	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B3P52	O2	B2R	A1	BF				
					S01	B3P52	OK	
					S02	B3P52WF	DLP	
					S03	B3P5202	OK	
					S04	B3P5202WF	DLP	
					S05	B3P5202B2R	OK	
					S06	B3P5202B2RWF	DLP	
					S07	B3P5202B2RA1	OK	
					S08	B3P5202B2RA1WF	DLP	

第 17 図 POS-B-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (4 / 5)

補足 1.1.2. d-1-42

外部電源喪失 事象区分B-3 DC喪失	短時間診断	n°7リ-復旧 (長期)	外電復旧 (長期)	電源融通 (低圧/長期)	D/G-B	D/G-A (1.0)	電源融通 (高圧/長期)	緩和系	HPCS復旧 (1.0)	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度	
B3P6	HE	DCR	O2	D2	B2	B1	A1	WF	HR					
											S01	B3P6	OK	
											S02	B3P6O2	OK	
											S03	B3P6O2B2	OK	
											S04	B3P6O2B2B1	OK	
											S05	B3P6O2B2B1A1	OK	
											S06	B3P6O2B2B1A1WF	OK	
											S07	B3P6O2B2B1A1WFHR	DLP	
											S08	B3P6DCR	OK	
											S09	B3P6DCR02	OK	
											S10	B3P6DCR02B2	OK	
											S11	B3P6DCR02B2B1	OK	
											S12	B3P6DCR02B2B1A1	OK	
											S13	B3P6DCR02B2B1A1WF	OK	
											S14	B3P6DCR02B2B1A1WFHR	DLP	
											S15	B3P6DCR02D2	OK	
											S16	B3P6DCR02D2A1	OK	
											S17	B3P6DCR02D2A1WF	OK	
											S18	B3P6DCR02D2A1WFHR	DLP	
											S19	B3P6HE	OK	
											S20	B3P6HEO2	OK	
											S21	B3P6HEO2B2	OK	
											S22	B3P6HEO2B2B1	OK	
											S23	B3P6HEO2B2B1A1	OK	
											S24	B3P6HEO2B2B1A1WF	DLP	
											S25	B3P6HEDCR	OK	
											S26	B3P6HEDCR02	OK	
											S27	B3P6HEDCR02B2	OK	
											S28	B3P6HEDCR02B2B1	OK	
											S29	B3P6HEDCR02B2B1A1	OK	
											S30	B3P6HEDCR02B2B1A1WF	DLP	
											S31	B3P6HEDCR02D2	OK	
											S32	B3P6HEDCR02D2A1	OK	
											S33	B3P6HEDCR02D2A1WF	DLP	

第 17 図 POS-B-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (5 / 5)  
補足 1.1.2. d-1-43

起回事象 冷却材流出 RHR切替 区分B-3	水位低下 の認知	流出の 隔離	緩和系	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
B3LCR	P1	P2	F				
				S01	B3LCR	OK	
				S02	B3LCRP2	OK	
				S03	B3LCRP2F	DLC	
				S04	B3LCRP1	DLC	

第 18 図 POS-B-3 冷却材流出 (RHR切替) に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-44

起因事象 RHRフロント系 機能喪失 事象区分B-4	短時間診断	緩和系 CWT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B4RF	HE	WF	WR	FR				
					S01	B4RF	OK	
					S02	B4RFWF	OK	
					S03	B4RFWFWR	OK	
					S04	B4RFWFWRFR	DRF	
					S05	B4RFHE	OK	
					S06	B4RFHEWR	DRF	

第 19 図 POS-B-4 RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-45

起回事象 RHR* -1系 機能喪失 事象区分B-4	短時間診断	緩和系 CIT, FMH	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
BARS	HE	WF	WR	FR				
					S01	BARS	OK	
					S02	BARSWF	OK	
					S03	BARSWFWR	OK	
					S04	BARSWFWRFR	DRS	
					S05	BARSHE	OK	
					S06	BARSHEWF	DRS	

第 20 図 POS-B-4 RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-46

起因事象 外部電源喪失 事象区分B-4	DC喪失 (ハザード-B)	外電復旧 (短期)	電源融通 (低圧/短期)	D/G-B	D/G-A (1.0)	S I D E	シーケンス名称	P D S #	発生頻度	
B4P	DC	01	D1	B2	B1					
							S01	B4P	T1	
							S02	B4P01	T2	
							S03	B4P01B1	T3	B4P3へ
							S04	B4P01B2	T4	
							S05	B4P01B2B1	T5	B4P51へ
							S06	B4PDC	T1	
							S07	B4PDC01	T2	
							S08	B4PDC01B1	T3	
							S09	B4PDC01B2	T4	
							S10	B4PDC01B2B1	T5	
							S11	B4PDC01D1	T6	B4P6へ

第 21 図 POS-B-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (1 / 5)  
 補足 1.1.2. d-1-47

外部電源喪失 事象区分B-4 D/G-B0 D/G-A-	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧 (1.0)	緩和系 RHR-B CWT, FMW	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
B4P3	HE	O2	B1R	WF	WR	FR				
							OK			
							S02	B4P3WF	OK	
							S03	B4P3WFWR	OK	
							S04	B4P3WFWRFR	DLP	
							S05	B4P3O2	OK	
							S06	B4P3O2WF	OK	
							S07	B4P3O2WFWR	OK	
							S08	B4P3O2WFWRFR	DLP	
							S09	B4P3O2B1R	OK	
							S10	B4P3O2B1RWF	OK	
							S11	B4P3O2B1RWFWR	OK	
							S12	B4P3O2B1RWFWRFR	DLP	
							S13	B4P3HE	OK	
							S14	B4P3HEWF	DLP	
							S15	B4P3HEO2	OK	
							S16	B4P3HEO2WF	DLP	
							S17	B4P3HEO2B1R	OK	
							S18	B4P3HEO2B1RWF	DLP	

第 21 図 POS-B-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (2/5)

補足 1.1.2. d-1-48

起因事象 外部電源喪失 事象区分B-4 D/G-B× D/G-A-	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-B CWT, FMW	HPCS復旧	S I D #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
B4P51	HE	OZ	B2R	A1	WF	HR				
							S01	B4P51	OK	
							S02	B4P51WF	OK	
							S03	B4P51WFHR	DLP	
							S04	B4P51OZ	OK	
							S05	B4P51OZWF	OK	
							S06	B4P51OZWFHR	DLP	
							S07	B4P51OZB2R	OK	
							S08	B4P51OZB2RWF	OK	
							S09	B4P51OZB2RWFHR	DGP	
							S10	B4P51OZB2RA1	OK	
							S11	B4P51OZB2RA1WF	OK	
							S12	B4P51OZB2RA1WFHR	DLP	
							S13	B4P51HE	T52	B4P52へ

第 21 図 POS-B-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 5)  
 補足 1.1.2. d-1-49



起回事象 外部電源喪失 事象区分B-4 D/G-B× D/G-A-	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-B CWT, FMM	シークエンス名	発生頻度
B4P52	O2	B2R	A1	WF		
					S01 B4P52	OK
					S02 B4P52WF	DLP
					S03 B4P5202	OK
					S04 B4P5202WF	DLP
					S05 B4P5202B2R	OK
					S06 B4P5202B2RWF	DLP
					S07 B4P5202B2RA1	OK
					S08 B4P5202B2RA1WF	DLP

第 21 図 POS-B-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (4 / 5)

外部電源喪失 事象区分B-4 DC喪失	短時間診断	リリ-復旧 (長期)	外電復旧 (長期)	電源融通 (低圧/長期)	D/G-B	D/E-A (1.0)	電源融通 (高圧/長期)	緩和系	HPCS復旧	S I D #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
B4P6	HE	DCR	O2	D2	B2	B1	A1	WF	HR				
											S01	B4P6	OK
											S02	B4P6O2	OK
											S03	B4P6O2B2	OK
											S04	B4P6O2B2B1	OK
											S05	B4P6O2B2B1A1	OK
											S06	B4P6O2B2B1A1WF	OK
											S07	B4P6O2B2B1A1WFHR	DLP
											S08	B4P6DCR	OK
											S09	B4P6DCR02	OK
											S10	B4P6DCR02B2	OK
											S11	B4P6DCR02B2B1	OK
											S12	B4P6DCR02B2B1A1	OK
											S13	B4P6DCR02B2B1A1WF	OK
											S14	B4P6DCR02B2B1A1WFHR	DLP
											S15	B4P6DCR02D2	OK
											S16	B4P6DCR02D2A1	OK
											S17	B4P6DCR02D2A1WF	OK
											S18	B4P6DCR02D2A1WFHR	DLP
											S19	B4P6HE	OK
											S20	B4P6HE02	OK
											S21	B4P6HE02B2	OK
											S22	B4P6HE02B2B1	OK
											S23	B4P6HE02B2B1A1	OK
											S24	B4P6HE02B2B1A1WF	DLP
											S25	B4P6HEDCR	OK
											S26	B4P6HEDCR02	OK
											S27	B4P6HEDCR02B2	OK
											S28	B4P6HEDCR02B2B1	OK
											S29	B4P6HEDCR02B2B1A1	OK
											S30	B4P6HEDCR02B2B1A1WF	DLP
											S31	B4P6HEDCR02D2	OK
											S32	B4P6HEDCR02D2A1	OK
											S33	B4P6HEDCR02D2A1WF	DLP

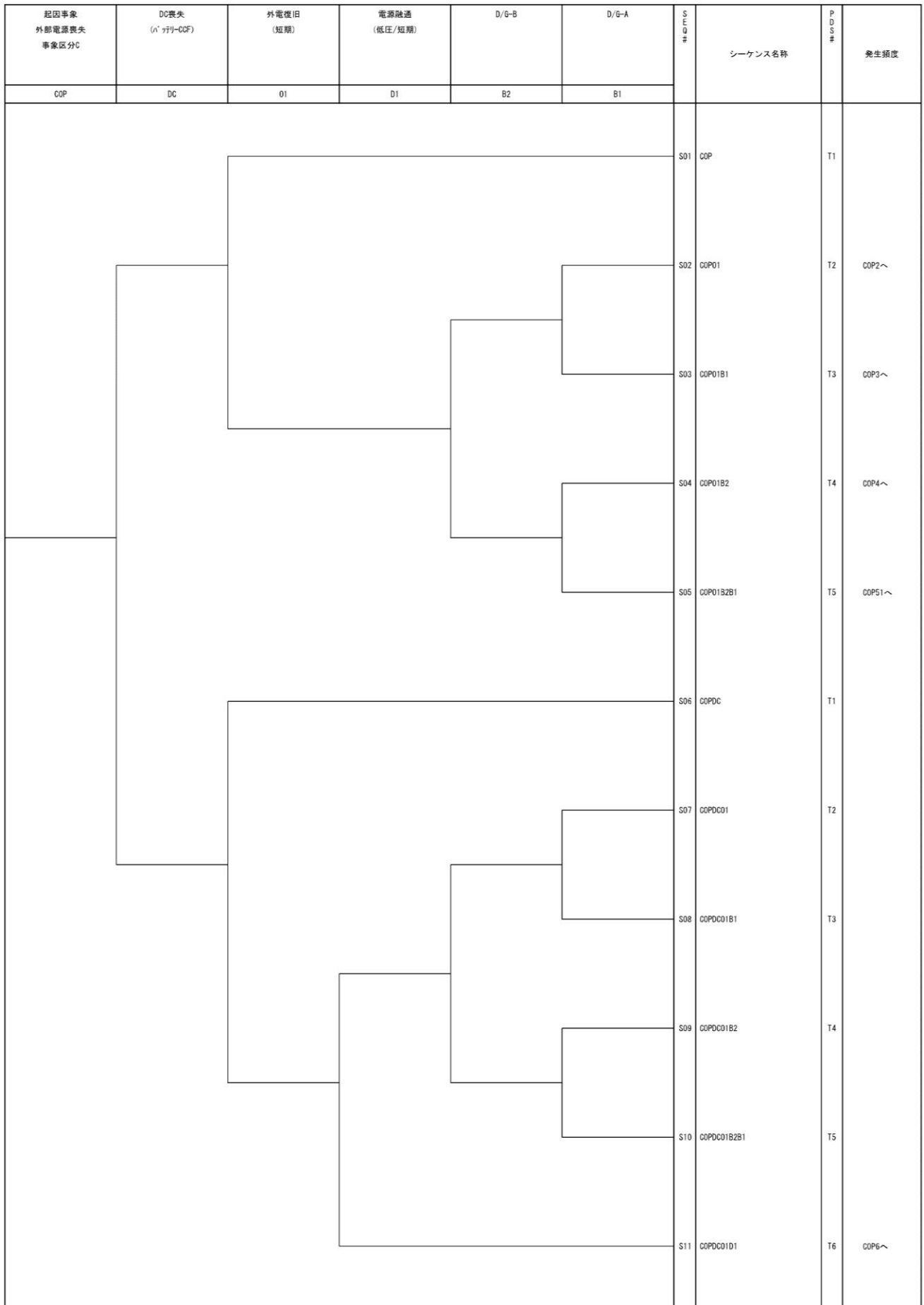
第 21 図 POS-B-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (5 / 5)  
 補足 1.1.2. d-1-51

起因事象 RHRフロント系 機能喪失 事象区分C	短時間診断	緩和系 RHR-A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	シナリオ #	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
CORF	HE	WF	WR	FR				
					S01	CORF	OK	
					S02	CORFWF	OK	
					S03	CORFWWR	OK	
					S04	CORFWWRFR	DRF	
					S05	CORFHE	OK	
					S06	CORFHEWF	DRF	

第 22 図 POS-C RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-52

起回事象 RHRサポート系 機能喪失 事象区分C	短時間診断	緩和系 RHR-A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
CORS	HE	WF	WR	FR				
					S01	CORS	OK	
					S02	CORSWF	OK	
					S03	CORSWFWR	OK	
					S04	CORSWFWRFR	DRS	
					S05	CORSHE	OK	
					S06	CORSHEWF	DRS	

第 23 図 POS-C RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-53



第 24 図 POS-C 外部電源喪失に対するイベントツリー (1 / 7)

補足 1. 1. 2. d-1-54

外部電源喪失 事象区分C D/G-BO D/G-AO	短時間診断	緩和系 RHR-B, A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	シークエンス	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
COP2	HE	WF	WR	FR				
					S01	COP2	OK	
					S02	COP2WF	OK	
					S03	COP2WFR	OK	
					S04	COP2WFRFR	DLP	
					S05	COP2HE	OK	
					S06	COP2HEWF	DLP	

第 24 図 POS-C 外部電源喪失に対するイベントツリー (2 / 7)

補足 1.1.2. d-1-55

外部電源喪失 事象区分C D/G-B○ D/G-A×	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧	緩和系 RHR-B, A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
COP3	HE	O2	B1R	WF	WR	FR				
							S01	COP3	OK	
							S02	COP3WF	OK	
							S03	COP3WFR	OK	
							S04	COP3WFRFR	DLP	
							S05	COP3O2	OK	
							S06	COP3O2WF	OK	
							S07	COP3O2WFR	OK	
							S08	COP3O2WFRFR	DLP	
							S09	COP3O2B1R	OK	
							S10	COP3O2B1RWF	OK	
							S11	COP3O2B1RWFR	OK	
							S12	COP3O2B1RWFRFR	DLP	
							S13	COP3HE	OK	
							S14	COP3HEWF	DLP	
							S15	COP3HEO2	OK	
							S16	COP3HEO2WF	DLP	
							S17	COP3HEO2B1R	OK	
							S18	COP3HEO2B1RWF	DLP	

第 24 図 POS-C 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 7)

起回事象 外部電源喪失 事象区分C D/G-Bx D/G-AO	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧	緩和系 RHR-B, A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	S I D E #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
COP4	HE	O2	B2R	WF	WR	FR				
							S01	COP4	OK	
							S02	COP4WF	OK	
							S03	COP4WFWR	OK	
							S04	COP4WFWRFR	DLP	
							S05	COP4O2	OK	
							S06	COP4O2WF	OK	
							S07	COP4O2WFWR	OK	
							S08	COP4O2WFWRFR	DLP	
							S09	COP4O2B2R	OK	
							S10	COP4O2B2RWF	OK	
							S11	COP4O2B2RWFWR	OK	
							S12	COP4O2B2RWFWRFR	DLP	
							S13	COP4HE	OK	
							S14	COP4HEWF	DLP	
							S15	COP4HEO2	OK	
							S16	COP4HEO2WF	DLT	
							S17	COP4HEO2B2R	OK	
							S18	COP4HEO2B2RWF	DLT	

第 24 図 POS-C 外部電源喪失に対するイベントツリー (4 / 7)

補足 1. 1. 2. d-1-57



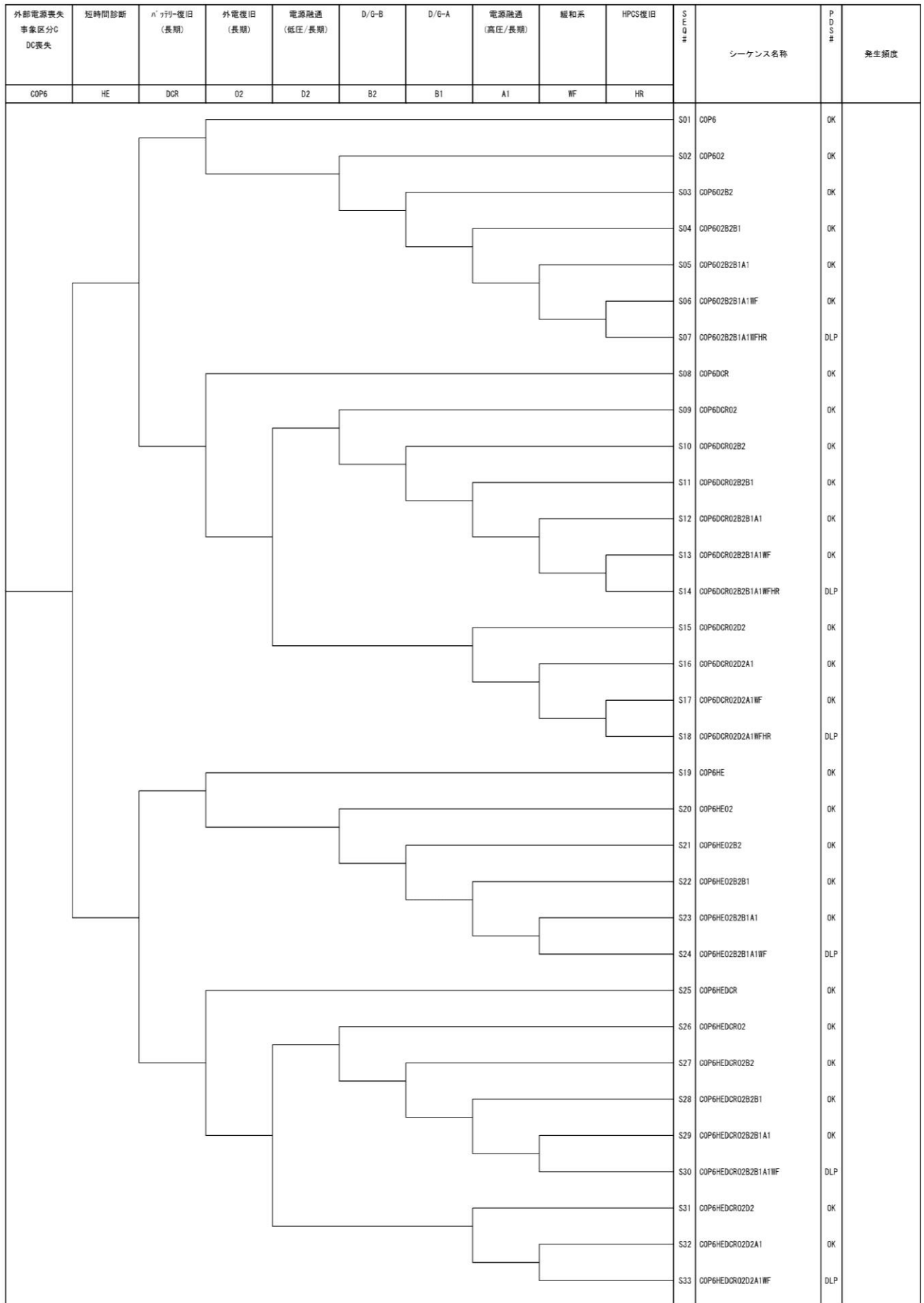
起因事象 外部電源喪失 事象区分C D/G-B× D/G-A×	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-B, A CWT	HPCS復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
COP51	HE	O2	BR	A1	WF	HR				
							S01	COP51	OK	
							S02	COP51WF	OK	
							S03	COP51WFHR	DLP	
							S04	COP5102	OK	
							S05	COP5102WF	OK	
							S06	COP5102WFHR	DLP	
							S07	COP5102BR	OK	
							S08	COP5102BRWF	OK	
							S09	COP5102BRWFHR	DGP	
							S10	COP5102BRA1	OK	
							S11	COP5102BRA1WF	OK	
							S12	COP5102BRA1WFHR	DLP	
							S13	COP51HE	T52	COP52〜

第 24 図 POS-C 外部電源喪失に対するイベントツリー (5 / 7)

補足 1. 1. 2. d-1-58

起回事象 外部電源喪失 事象区分C D/G-B× D/G-A×	外電復旧 (長期)	D/G復旧	電源融通 (高圧/長期)	経和系 RHR-B, A CWT	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
COP52	O2	BR	A1	WF				
					S01	COP52	OK	
					S02	COP52WF	DLP	
					S03	COP52O2	OK	
					S04	COP52O2WF	DLP	
					S05	COP52O2BR	OK	
					S06	COP52O2BRWF	DLP	
					S07	COP52O2BRA1	OK	
					S08	COP52O2BRA1WF	DLP	

第 24 図 POS-C 外部電源喪失に対するイベントツリー (6 / 7)  
補足 1. 1. 2. d-1-59



第 24 図 POS-C 外部電源喪失に対するイベントツリー (7 / 7)

起因事象 冷却材流出 CUW'ロ- 区分C	水位低下 の認知	流出の 隔離	緩和系	S E I Q #	シーケンス名称	P D S #	発生頻度
COLCU	P1	P2	F				
				S01	COLCU	OK	
				S02	COLCUP2	OK	
				S03	COLCUP2F	DLC	
				S04	COLCUP1	DLC	

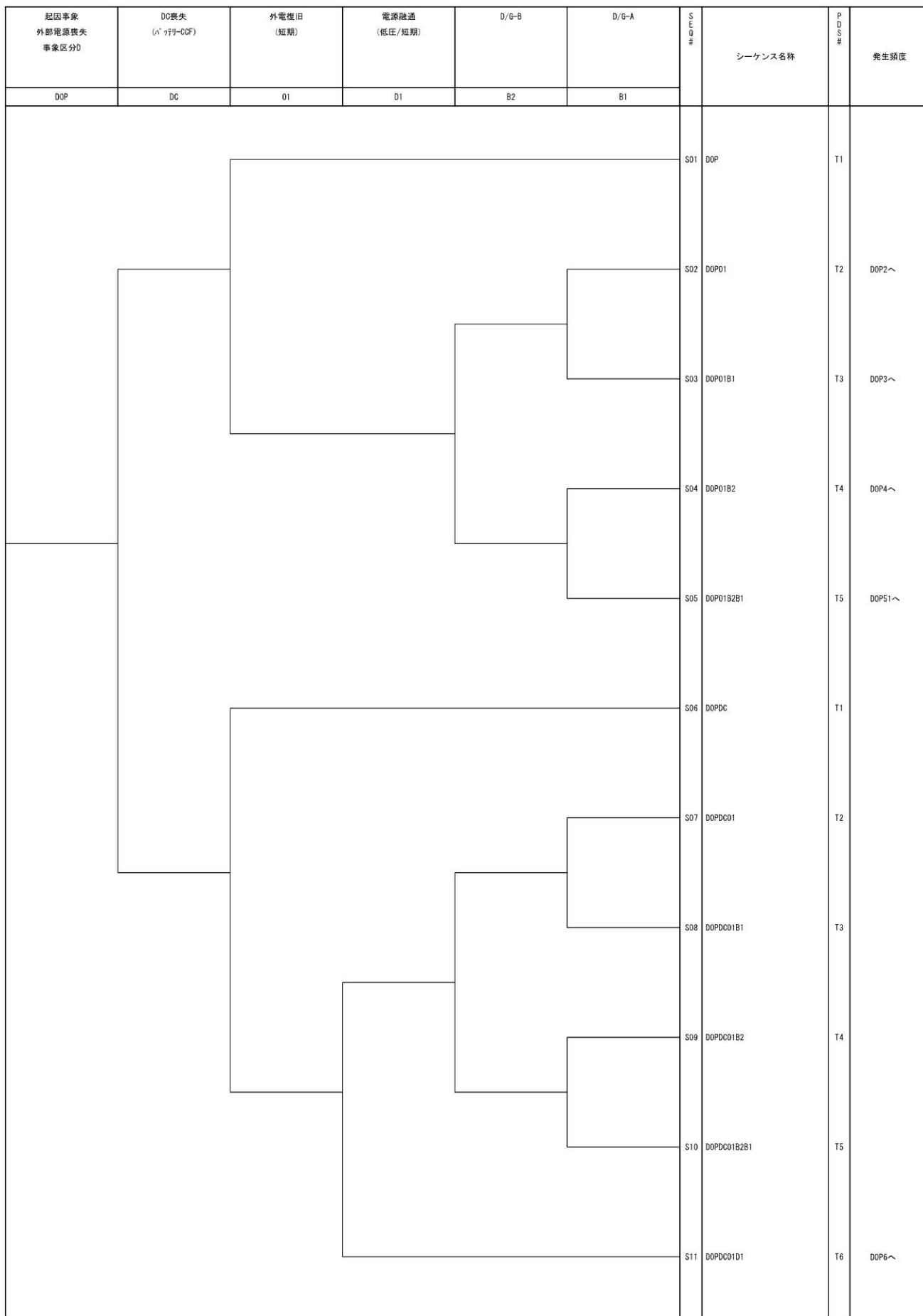
第 25 図 POS-C 冷却材喪失 (CUWブロー) に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-61

起因事象 RHRフロント系 機能喪失 事象区分D	短時間診断	緩和系 RHR-A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
DORF	HE	WF	WR	FR				
					S01	DORF	OK	
					S02	DORFWF	OK	
					S03	DORFWWR	OK	
					S04	DORFWWRFR	DRF	
					S05	DORFHE	OK	
					S06	DORFHEWF	DRF	

第 26 図 POS-D RHRフロント系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-62

起回事象 RHR支持系 機能喪失 事象区分D	短時間診断	緩和系 RHR-A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	シナシ	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
DORS	HE	WF	WR	FR				
					S01	DORS	OK	
					S02	DORSWF	OK	
					S03	DORSWFWR	OK	
					S04	DORSWFWRFR	DRS	
					S05	DORSHE	OK	
					S06	DORSHEWF	DRS	

第 27 図 POS-D RHRサポート系機能喪失に対するイベントツリー  
補足 1.1.2. d-1-63



第 28 図 POS-D 外部電源喪失に対するイベントツリー (1 / 7)

補足 1. 1. 2. d-1-64

外部電源喪失 事象区分D D/G-BO D/G-AO	短時間診断	緩和系 RHR-B, A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ #	シーケンス名称	PDS #	発生頻度
DOP2	HE	WF	WR	FR				
					S01	DOP2	OK	
					S02	DOP2WF	OK	
					S03	DOP2WFR	OK	
					S04	DOP2WFRFR	DLP	
					S05	DOP2HE	OK	
					S06	DOP2HEWF	DLP	

第 28 図 POS-D 外部電源喪失に対するイベントツリー (2 / 7)

補足 1. 1. 2. d-1-65



外部電源喪失 事象区分D D/G-B○ D/G-A×	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-A復旧	緩和系 RHR-B, A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
DOP3	HE	O2	B1R	WF	WR	FR				
							OK			
							OK			
							OK			
							DLP			
							OK			
							OK			
							OK			
							DLP			
							OK			
							OK			
							OK			
							DLP			
							OK			
							OK			
							OK			
							DLP			

第 28 図 POS-D 外部電源喪失に対するイベントツリー (3 / 7)

補足 1. 1. 2. d-1-66

起回事象 外部電源喪失 事象区分D D/G-B× D/G-A○	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G-B復旧	緩和系 RHR-B, A CWT	除熱系復旧	注水系復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
DOP4	HE	O2	B2R	WF	WR	FR				
							S01	DOP4	OK	
							S02	DOP4WF	OK	
							S03	DOP4WFWR	OK	
							S04	DOP4WFWRFR	DLP	
							S05	DOP4O2	OK	
							S06	DOP4O2WF	OK	
							S07	DOP4O2WFWR	OK	
							S08	DOP4O2WFWRFR	DLP	
							S09	DOP4O2B2R	OK	
							S10	DOP4O2B2RWF	OK	
							S11	DOP4O2B2RWFWR	OK	
							S12	DOP4O2B2RWFWRFR	DLP	
							S13	DOP4HE	OK	
							S14	DOP4HEWF	DLP	
							S15	DOP4HEO2	OK	
							S16	DOP4HEO2WF	DLT	
							S17	DOP4HEO2B2R	OK	
							S18	DOP4HEO2B2RWF	DLT	

第 28 図 POS-D 外部電源喪失に対するイベントツリー (4 / 7)

補足 1. 1. 2. d-1-67

起回事象 外部電源喪失 事象区分D D/G-B× D/G-A×	短時間診断	外電復旧 (長期)	D/G復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RHR-B, A CWT	HPCS復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度
DOP51	HE	O2	BR	A1	WF	HR				
							S01	DOP51	OK	
							S02	DOP51WF	OK	
							S03	DOP51WFHR	DLP	
							S04	DOP51O2	OK	
							S05	DOP51O2WF	OK	
							S06	DOP51O2WFHR	DLP	
							S07	DOP51O2BR	OK	
							S08	DOP51O2BRWF	OK	
							S09	DOP51O2BRWFHR	DLP	
							S10	DOP51O2BRA1	OK	
							S11	DOP51O2BRA1WF	OK	
							S12	DOP51O2BRA1WFHR	DLP	
							S13	DOP51HE	T52	DOP52～

第 28 図 POS-D 外部電源喪失に対するイベントツリー (5 / 7)  
 補足 1.1.2. d-1-68

起因事象 外部電源喪失 事象区分D D/G-B× D/G-A×	外電復旧 (長期)	D/G復旧	電源融通 (高圧/長期)	緩和系 RR-B, A CWT	シークエンス名	PDS#	発生頻度
DOP52	O2	BR	A1	WF			
<pre> graph TD     S01[S01 DOP52] --&gt; S02[S02 DOP52WF]     S01 --&gt; S03[S03 DOP52O2]     S03 --&gt; S04[S04 DOP52O2WF]     S03 --&gt; S05[S05 DOP52O2BR]     S05 --&gt; S06[S06 DOP52O2BRWF]     S05 --&gt; S07[S07 DOP52O2BRA1]     S07 --&gt; S08[S08 DOP52O2BRA1WF] </pre>					OK		
					OK	DLP	
					OK	DLP	
					OK	DLP	
					OK	DLP	
					OK	DLP	
					OK	DLP	
					OK	DLP	

第 28 図 POS-D 外部電源喪失に対するイベントツリー (6 / 7)  
 補足 1. 1. 2. d-1-69

外部電源喪失 事象区分D DC喪失	短時間診断	リッパ-復旧 (長期)	外電復旧 (長期)	電源融通 (低圧/長期)	D/G-B	D/G-A	電源融通 (高圧/長期)	緩和系	HPCS復旧	SEQ#	シーケンス名称	PDS#	発生頻度	
DOP6	HE	DCR	O2	D2	B2	B1	A1	WF	HR					
											S01	DOP6	OK	
											S02	DOP6O2	OK	
											S03	DOP6O2B2	OK	
											S04	DOP6O2B2B1	OK	
											S05	DOP6O2B2B1A1	OK	
											S06	DOP6O2B2B1A1WF	OK	
											S07	DOP6O2B2B1A1WFHR	DLP	
											S08	DOP6DCR	OK	
											S09	DOP6DCRO2	OK	
											S10	DOP6DCRO2B2	OK	
											S11	DOP6DCRO2B2B1	OK	
											S12	DOP6DCRO2B2B1A1	OK	
											S13	DOP6DCRO2B2B1A1WF	OK	
											S14	DOP6DCRO2B2B1A1WFHR	DLP	
											S15	DOP6DCRO2D2	OK	
											S16	DOP6DCRO2D2A1	OK	
											S17	DOP6DCRO2D2A1WF	OK	
											S18	DOP6DCRO2D2A1WFHR	DLP	
											S19	DOP6HE	OK	
											S20	DOP6HEO2	OK	
											S21	DOP6HEO2B2	OK	
											S22	DOP6HEO2B2B1	OK	
											S23	DOP6HEO2B2B1A1	OK	
											S24	DOP6HEO2B2B1A1WF	DLP	
											S25	DOP6HEDCR	OK	
											S26	DOP6HEDCR02	OK	
											S27	DOP6HEDCR02B2	OK	
											S28	DOP6HEDCR02B2B1	OK	
											S29	DOP6HEDCR02B2B1A1	OK	
											S30	DOP6HEDCR02B2B1A1WF	DLP	
											S31	DOP6HEDCR02D2	OK	
											S32	DOP6HEDCR02D2A1	OK	
											S33	DOP6HEDCR02D2A1WF	DLP	

第 28 図 POS-D 外部電源喪失に対するイベントツリー (7 / 7)

補足 1. 1. 2. d-1-70

停止時レベル1 P R A及び運転時レベル1 P R Aにおける  
余裕時間を考慮した診断操作失敗確率の設定について

停止時レベル1 P R Aにおいて，原子炉ウェル満水時又は点検により作業員が直接原子炉冷却材圧力バウンダリから冷却材を流出させる冷却材流出事象の認知失敗の人的過誤確率はその診断が容易であり認知に失敗することが考え難い※ことから，

停止時レベル1 P R Aにおける他の診断操作や運転時レベル1 P R Aにおける診断操作は余裕時間が比較的長いものも存在するが，認知が確実に行われるとは言い難いため，T H E R Pの標準診断曲線を参照して失敗確率を設定している。



システム信頼性評価の結果について

各緩和設備の代表的なフォールトツリーの評価内容を第1表～第2表に示す。また、各緩和設備のシステム信頼性評価結果を第3表に示す。

1. 高圧炉心スプレイ系, 低圧炉心スプレイ系, 残留熱除去系 (低圧注水モード)  
本PRAでは期待していない。
2. 残留熱除去系
  - (1) 崩壊熱除去機能喪失  
起因事象発生により, 運転中の残留熱除去系が機能喪失した際の待機中の残留熱除去系の起動失敗を想定しており, ポンプの起動や必要な弁操作を考慮している。
  - (2) 外部電源喪失  
待機中の残留熱除去系の起動失敗を想定している点では(1)と同様だが, 非常用ディーゼル発電機によって電源を確保することで残留熱除去系の再起動に期待できる。
3. 復水輸送系
  - (1) 崩壊熱除去機能喪失, 原子炉冷却材の流出  
待機中のポンプの起動失敗を想定しており, ポンプの起動や必要な弁操作を考慮している。
  - (2) 外部電源喪失  
電源の状態については, 事故シーケンスの定量化時に別途イベントツリー内で考慮しているため, (1)と同じフォールトツリーを用いて評価している。

第1表 残留熱除去系のフォールトツリーの評価範囲

起回事象	フロント ライン系	サポート系			
		空調機	補機冷却系	交流電源	直流電源
崩壊熱除去機能喪失	○※1	—※3	○※1	○	○
外部電源喪失	○※1, 2	—※3	○※2	○	○

※1 待機中の残留熱除去系の起動を考慮する

※2 非常用ディーゼル発電機起動による再起動を考慮する

※3 運転停止中はポンプ室温度がポンプに影響を及ぼすほどには上昇しないと考え考慮しない

第2表 復水輸送系の代表的なフォールトツリーの評価範囲

起回事象	フロントライン系	サポート系
		交流電源
崩壊熱除去機能喪失 原子炉冷却材の流出	○※1	○
外部電源喪失	○※1, 2	○※2

※1 待機中の復水輸送系の起動を考慮する

※2 非常用ディーゼル発電機起動による再起動を考慮する



第3表 システム信頼性評価結果

機能	システム	非信頼度 (点推定値)	備考
崩壊熱除去	残留熱除去系 (A系)	2. 2E-03	
	残留熱除去系 (B系)	2. 2E-03	
	原子炉浄化系 (CUW)	-	
	燃料プール冷却系 (FPC)	-	
炉心冷却	復水輸送系 (Aポンプ)	1. 6E-04	
	復水輸送系 (Bポンプ)	1. 8E-04	
	復水輸送系 (Cポンプ)	1. 8E-04	
	燃料プール補給水系 (FMW)	5. 6E-04	LOCA時に期待しない
サポート系	原子炉補機冷却系 (A-RCW/R SW系)	1. 0E-04	残留熱除去系冷却時
	原子炉補機冷却系 (B-RCW/R SW系)	6. 6E-05	非常用ディーゼル発電機冷却時
		1. 0E-04	残留熱除去系冷却時
		6. 6E-05	非常用ディーゼル発電機冷却時

起因事象発生前の操作に係る人的過誤の選定の考え方について

## 1. 起因事象発生前の人的過誤の抽出

停止時レベル1 P R Aでは、停止時特有の起因事象発生前の人的過誤について、以下に示す考えに基づきスクリーニングアウトしており、起因事象発生前の人定過誤として運転時レベル1 P R Aの選定結果を適用している。

- ・各緩和設備が定期点検後、待機除外状態から待機状態に復旧する前に必ず機能試験を行うことから、停止時特有の起因事象発生前の人的過誤を検知することができると考えられる。

## 2. 起因事象発生前の人的過誤を考慮する場合の感度解析

## (1) 感度解析の条件

感度解析の評価対象として「非常用D G ガバナの調整忘れ」を想定し、人的過誤確率は $8.0 \times 10^{-5}$ とした。

なお、人的過誤の評価についてはT H E R P手法 (N U R E G / C R - 1278) を用いて評価した。

## (2) 感度解析結果

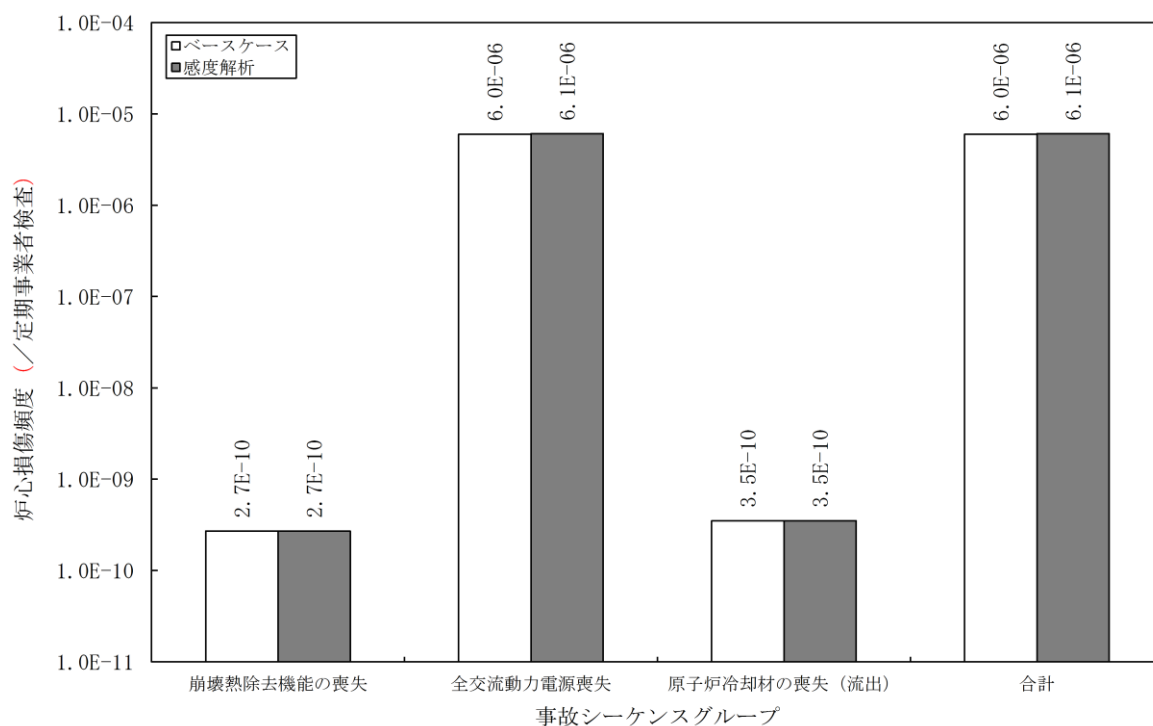
第1表及び第1図に事故シーケンスグループ別の感度解析結果の比較を示す。

全燃料損傷頻度は、ベースケースの $6.0 \times 10^{-6}$  / 定期事業者検査に対し、感度解析ケースでは $6.1 \times 10^{-6}$  / 定期事業者検査であり、ベースケースとの差はわずかであった。また、各事故シーケンスグループの燃料損傷頻度についてもベースケースとの差はわずかであった。

したがって、停止時特有の起因事象発生前の人的過誤の選定について、重要事故シーケンスの選定に影響はないと考えられる。

第1表 起因事象発生前人的過誤の感度解析結果

事故シーケンスグループ	ベースケース ( $\surd$ 定期事業者検査)	感度解析ケース ( $\surd$ 定期事業者検査)
崩壊熱除去機能喪失	2.7E-10	2.7E-10
全交流動力電源喪失	6.0E-06	6.1E-06
原子炉冷却材流出	3.5E-10	3.5E-10
合計	6.0E-10	6.1E-06



第1図 起因事象発生前人的過誤の感度解析結果

## 停止時レベル1 P R Aと運転時レベル1 P R Aとのストレスファクタ設定の考え方について

停止時レベル1 P R Aで評価対象とした人的過誤の項目及び評価結果を第1表に示す。人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/C R -1278）のT H E R P手法(Technique for Human Error Rate Prediction)を使用しており、評価に当たっては、運転操作に係る余裕時間及び運転員のストレスレベルについて考慮している。

### 1. 余裕時間について

余裕時間は、診断失敗確率を評価する際に考慮する。第1表に示すとおり、「原子炉浄化系ブロー時の水位低下の認知失敗」については、原子炉通常水位から燃料露出までの1時間で実施する必要があるため、余裕時間を1時間としている。「短時間による系統起動の判断失敗」は、炉水が100℃又はプール水が66℃に到達するまでの時間を考慮している。

また、一部の人的過誤項目については、操作に係る余裕時間が十分にあり、その失敗確率が十分に低いと考えられ、又は作業員が直接原子炉冷却材圧力バウンダリから冷却材を流出させる事象においては確実に認知できると想定し、余裕時間を考慮していない。

### 2. ストレスレベルについて

ストレスレベルは、第2表に示すストレスレベルに関する補正係数を参照して設定している。停止時レベル1 P R Aにおいては、異常時対応に関する訓練等を積んだ運転員が対応することを前提として、ストレスレベルは熟練者(S k i l l e d)の列から選択することとしている。

起因事象発生後の人的過誤に対しては、異常時の操作であり、事象進展によっては、運転員の作業負荷が高くなることも考えられることから、ストレスレベル「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ2を設定した。

ただし、プラント状態の診断失敗は、起因事象発生後の人的過誤であるが、プラントの異常を運転員が認知していない段階での診断であり、高いストレス状態には至らないと考えられるため、ストレスレベル「作業負荷が適度(段階的操作)」のストレスファクタ1を設定した。なお、余裕時間の人的過誤への影響については、T H E R Pの標準診断曲線により評価に反映している。

運転時レベル1 P R Aのストレスファクタについても、事象進展によっては運転員の作業負荷が高くなることも考えられることから、起因事象発生後の人的過誤に対してストレスレベル「作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ2を設定した。

第1表 人的過誤のストレスファクタ及び過誤確率（運転停止中）

説明	余裕時間 (時間)	ストレス ファクタ	過誤確率 (平均値)	E F	ストレスファクタ選定理由
POS-S 短時間診断失敗	0.6	1	1.5E-03	10	プラントの異常を運転員が認知していない段階での診断であり、高いストレス状態には至らないと考えられるため、ストレスファクタ1を設定。
POS-A 短時間診断失敗	0.8	1	5.6E-04	10	
POS-B-1 短時間診断失敗	2.2	1	4.8E-04	30	
POS-B-2 短時間診断失敗	3.7	1	3.3E-04	30	
POS-B-3 短時間診断失敗	5.4	1	2.5E-04	30	
POS-B-4 短時間診断失敗	5.1	1	2.6E-04	30	
POS-C 短時間診断失敗	4.0	1	3.1E-04	30	
POS-D 短時間診断失敗	4.3	1	3.0E-04	30	
原子炉浄化系ブロー時の水位低下の 認知失敗	1.0	1	7.2E-07	10	
制御棒駆動機構点検、局部出力領域 モニタ交換及び残留熱除去系切替時 の水位低下の認知失敗	—	1	≒0	—	
制御棒駆動機構点検及び局部出力領 域モニタ交換時の冷却材流出の隔離 失敗	—	2	5.3E-02	10	異常時の操作であり、事象進展によっては運転員の作業負荷が高くなることも考えられるため、ストレスファクタ2を設定。
残留熱除去系切替及び原子炉浄化系 ブロー時の冷却材流出の隔離失敗	—	2	5.3E-03	10	
停止時系統起動操作失敗	—	2	5.3E-05	10	

第2表 ストレスレベルによる補正係数  
(NUREG/CR-1278 Table 20-16)

Table 20-16 Modifications of estimated HEPs for the effects of stress and experience levels (from Table 18-1)

Item	Stress Level	Modifiers for Nominal HEPs*	
		Skilled** (a)	Novice** (b)
(1)	Very low (Very low task load)	x2	x2
	Optimum (Optimum task load):		
(2)	Step-by-step <sup>†</sup>	x1	x1
(3)	Dynamic <sup>†</sup>	x1	x2
	Moderately high (Heavy task load):		
(4)	Step-by-step <sup>†</sup>	x2	x4
(5)	Dynamic <sup>†</sup>	x5	x10
	Extremely High (Threat stress)		
(6)	Step-by-step <sup>†</sup>	x5	x10
(7)	Dynamic <sup>†</sup> Diagnosis <sup>††</sup>	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)
		These are the actual HEPs to use with dynamic tasks or diagnosis-- they are <u>NOT</u> modifiers.	

地震PRAプラントウォークダウンのチェックシートの項目について

地震PRA PWDのチェックシートの項目は、地震PSA学会標準及び海外文献<sup>(1)</sup>を参考に設定した。

地震PSA学会標準では、実効性の観点から「耐震安全性の確認」として対象機器の基礎部分の調査・確認を重点的に行うこと、また、「二次的影響の確認」として大地震時に機能的に従属関係にある設備の損傷による変形、離脱、移動などに起因して生じる干渉や衝突などの二次的影響を重点的に確認することが記載されている。また、海外文献では、固定部の状況の確認、波及的影響の確認に焦点を当てて実施するよう記載されている。

島根原子力発電所2号炉の地震PRA PWDのチェックシートは、「耐震安全性の確認」と「波及的影響の確認」を確認項目としている。具体的には、「耐震安全性の確認」として、地震に対して耐力の低下につながる要因はないかという観点から、海外文献のチェック項目を参考に機器の固定部の状況を重点的に確認するチェック項目としている。また、「波及的影響の確認」として、低耐震クラス機器の落下、衝突、転倒等によりSクラス機器が破損することがないか確認するチェック項目としている。

(1)NRC (2012) : NRC INSPECTION MANUAL TEMPORARY INSTRUCTION 2515/188

## 起回事象の網羅性及びスクリーニングの考え方について

起回事象の選定の際には、地震P S A学会標準を参考に、広範な事故シナリオの分析を行っており、事故シナリオの選定に当たっては、地震起因による安全機能を有する建物・構築物及び機器への直接的影響だけでなく、安全機能への間接的影響、余震による地震動の安全機能への影響及び経年劣化を考慮した場合の影響を考慮している。

また、選定された事故シナリオの分析を行い、スクリーニングを行っている。

### 1. 広範な事故シナリオの選定

地震P S A学会標準に基づき、地震時に特有の事故シナリオの主要因として、地震動の形態（本震，余震），経年劣化の有無に着目し，本震による事故シナリオについては，さらに事故進展の形態や影響の形態による細分化を行った上で，収集したプラント情報及びPWDによって，事故シナリオを広範に選定した。

第1図に地震時に特有な事故シナリオ選定のフロー，第2図に起回事象の抽出フローを示す。

#### a. プラント情報を用いた机上検討

プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等の地震特有に考慮すべき関連情報を用いて，机上検討により事故シナリオの検討を行った。机上検討では，耐震重要度B，Cクラス機器が損傷することによるSクラス機器への波及的影響についても考慮した。事故シナリオの検討に当たっては，地震P S A学会標準に記載の事故シナリオを参考とした。

#### b. プラントウォークダウン

PWDでは，耐震安全性や波及的影響の確認により，机上検討の結果に追加すべき地震時特有の事故シナリオを見落としなく選定するため，班構成員を以下の専門的な知識・技術及び経験を有する者より選定し，実効的なPWDとなる体制とした。

- ・評価対象のプラントシステム，安全設計，耐震設計に関する専門的な知識・技術及び経験
- ・地震動下での設備の挙動及び損傷部位・損傷モードに係わる振動試験及び地震被害調査に関する専門的な知識・技術及び経験
- ・地震P S Aにおける地震ハザード評価，フラジリティ評価，事故シーケンス評価に関する専門的な知識・技術及び経験
- ・評価対象設備の設計・運転・保守管理に関する専門的な知識・技術及び経験

PWDの結果，本評価で考慮すべき耐震安全性上の問題点はなく，波及的影響の確認においても，仮置物品の固縛等で対応可能な軽微なものであった



ため、新たに考慮すべき事故シナリオはなかった。

c. 国内震害事例の確認

地震による原子力発電所への影響に関する国内震害事例を参照し、「地震時の波及的影響」及び「地震随件事象」について、以下のとおり確認した。

(a) 地震時の波及的影響

安全上重要な設備に対する波及的影響については、第1図で抽出した「B、Cクラス機器の損傷に伴うSクラス機器の損傷」に含まれており、事故シナリオとして選定されていることを確認した。

(b) 地震随件事象

地震随伴の津波、火災及び溢水に関する事例も示されているが、これらの事故シナリオについては、現段階では評価手法が確立していないため、本評価の対象外とした。

以上より、広範な分析により設定した事故シナリオは網羅性を有していると考ええる。

2. 広範な事故シナリオのスクリーニング

選定した事故シナリオのうち、本震による炉心損傷事故に直接的につながりうる事故シナリオについては、第2図のとおり起因事象として考慮している。それ以外の事故シナリオについては、第1表に示すとおり、分析によるスクリーニングを行っている。

第1表 地震による事故シナリオのスクリーニング (1 / 4)

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
① 安全機能を有する建物・構築物・機器以外の屋内設備の損傷		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器・原子炉格納容器への影響	<p>以下のとおり天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への影響は極めて小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・地震時に落下しないよう落下防止装置を有する構造となっている。</li> <li>・他プラントの天井クレーンにおいて地震によりクレーン駆動部の軸継手部に破損が確認されているが、走行機能を目的とした部品が損傷したものであり、落下防止装置は健全であったことが確認されている。</li> <li>・仮に落下しても影響がないようプラント運転時の待機位置は気水分離器・蒸気乾燥器ピット側としている。</li> </ul>	工学的判断によりスクリーニングアウト
耐震重要度B, Cクラスの機器の損傷に伴うSクラス機器の損傷	下位クラスの機器は、衝突、転倒、落下によりSクラス機器の安全機能を損なうことがないよう、隔離をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、基準地震動Ssに対する構造強度を持たせる等の方策により、波及的影響の発生を防止している。また、PWDにより下位クラス機器がSクラス機器に波及的影響を与えないことを確認している。	工学的判断によりスクリーニングアウト
主タービンの軸受けなどの損傷に伴うタービン・ミサイルによる隣接原子炉建物内関連設備への影響	設置変更許可申請書添付書類において、タービン・ミサイルによって安全上重要な構築物、系統及び機器が損傷する可能性は極めて小さいことを確認している。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1表 地震による事故シナリオのスクリーニング (2/4)

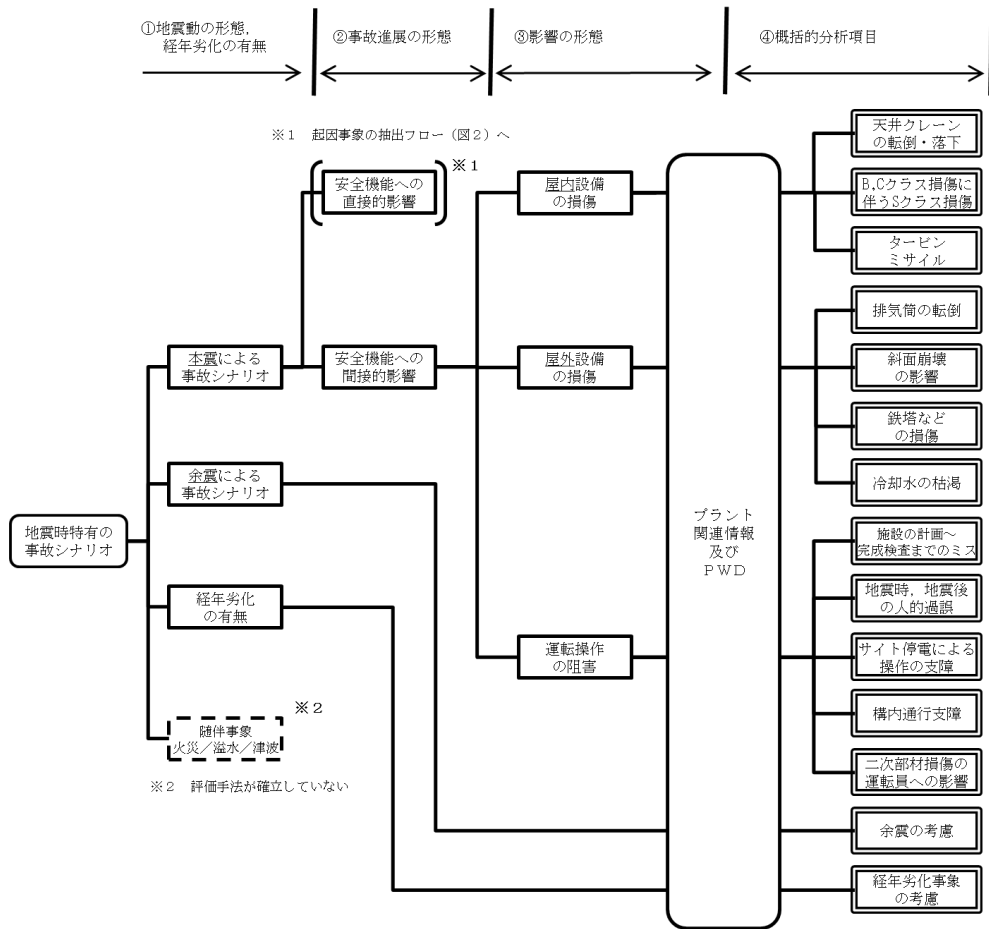
事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
② 安全機能を有する建物・構築物・機器以外の屋外設備の損傷		
排気筒の転倒による原子炉建物又は周辺構造物への影響	<p>排気筒の転倒による原子炉建物及び周辺構造物への影響は、以下のとおり極めて小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・排気筒は、条件付炉心損傷確率が1となる地震動レベルを超える1200gal相当の地震動に対して、各部材が損傷しないことを確認している。</li> <li>・他プラントにおいて地震により排気筒と排気ダクトを接続しているベロローズに亀裂が確認されているが、排気筒は健全であったことが確認されている。</li> </ul>	工学的判断によりスクリーニングアウト
斜面崩壊による原子炉建物又は周辺構造物への影響	原子炉建物周辺の斜面を評価した結果、基準地震動による地震力に対して十分な安全性を有していることが確認された。	工学的判断によりスクリーニングアウト
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	外部電源系のフラジリティは、耐力の小さいセラミックインシュレータで代表させており、送電網周りの影響を包絡していると判断。	地震レベル1PRAで考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な給水源の停止に伴う冷却水枯渇の影響	原子炉注水から除熱を含めた長期冷却のための水源については、サブレーション・チェンバに期待することで炉心冷却に成功するモデルとしており、外部水源に期待していない。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1表 地震による事故シナリオのスクリーニング (3/4)

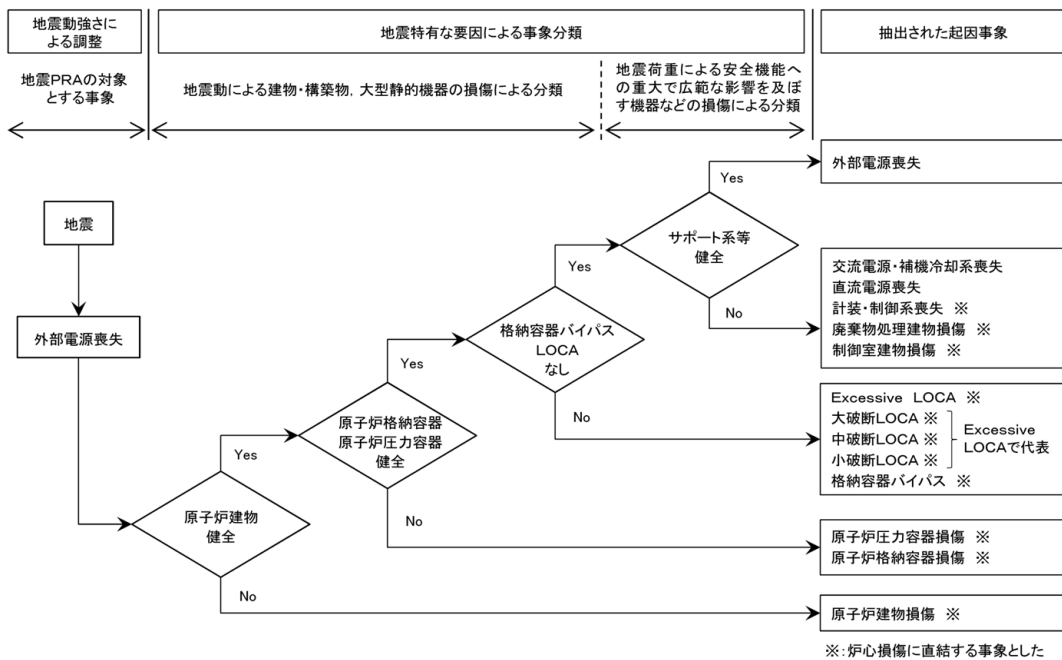
事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
地震による安全機能への間接的影響		
③ 運転員操作の阻害による波及的影響		
施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミス	施設の計画，設計，材料選定，製作，組立，完成検査までのミスがプラントに与える影響を，定量的に評価する手法は確立されていないが，設備の設計・製作・施工の各段階における品質保証活動で適正に管理されているため，評価への影響は小さいと考えられる。	工学的判断によりスクリーニングアウト
地震後の運転員による操作において，地震による高ストレスを受けた条件下で引き起こされる操作失敗	地震後の混乱に伴う高ストレス状態は運転員操作の阻害要因となりえる。	地震レベル1 PRAで考慮
変圧器等碍子類の損傷によるサイト停電に伴うバックアップ操作の支障	地震要因による設備の損傷状態は様々であり，地震後の初期段階で機器そのものの復旧に期待することは現実的ではないと考えられる。また，複数基同時被災の影響並びに損傷の相関性を考慮すると，他号機においても同様な事象が発生している可能性がある。	損傷機器の復旧や他号機からの電源融通には期待しない。
地盤液状化，よう壁損傷による構内通行支障	地震発生後，原子力発電所構内の道路に陥没，段差，亀裂等の損傷が発生し，構内通行に支障が出る可能性があるが，本評価では現場操作に期待していないため，構内通行支障による影響はない。	工学的判断によりスクリーニングアウト
二次部材損傷による運転員等従業員への影響	施設内の損壊物や地震動による飛来物による運転員等を傷付け，操作を妨げる可能性があるが，中央制御室付近において，運転員操作を著しく妨げるような物体は基本的にはないものと考えられる。	工学的判断によりスクリーニングアウト

第1表 地震による事故シナリオのスクリーニング（4/4）

事故シナリオ	分析	スクリーニング結果
<p>余震による地震動の安全機能への影響</p> <p>余震による炉心損傷への影響評価</p>	<p>地震PSA学会標準では余震の評価手法が例示されているが、系統的な評価手法は確立されておらず、余震による影響は今後の課題と考えるが、以下のとおり評価への影響は小さいと考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・本震を上回るような余震は稀有である。</li> <li>・本震による地震力を下回る余震による地震力による施設の損傷モードとしては、疲労破損が挙げられる。配管系は旧独立行政法人原子力安全基盤機構の配管系終局強度試験において、低サイクル疲労強度は設計疲れ線図を上回る強度であり、破損に対して非常に大きな安全裕度を有している。</li> <li>・動的機器の機能維持を確認する試験は、試験体に対して段階的に加振レベルを上げながら繰り返し試験を実施している。動的機器は機能維持が確認された最大加速度を現実的耐力としていることから、余震による影響を含めたフラジリティ評価となっている。</li> </ul>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト (今後の課題)</p>
<p>経年劣化を考慮した場合の影響</p>		
<p>経年劣化事象を考慮した場合の炉心損傷への影響評価</p>	<p>建物については経年変化による強度低下の可能性は小さいと考えられ、定期的な点検と保全を計画的に実施していることから経年劣化が構造物の耐震性に与える影響は小さいものと考えられる。</p> <p>また、機器については保全により、耐震上大きな影響が生じないよう管理・対処することとしている。</p>	<p>工学的判断によりスクリーニングアウト</p>



第1図 地震時に特有な事故シナリオの選定フロー



第2図 起因事象の抽出フロー

## 国内震害事例及び海外文献調査について

本資料は、国内で発生した地震による原子力発電所への影響の事例及び海外文献調査結果を示す。

### 1. 国内で発生した地震による発電所への影響の事例

国内で発生した地震による発電所への影響として、次に挙げる地震に対し、施設に影響した地震規模、安全上重要な設備への影響（AM設備への影響及び波及的影響を含む）、外部電源への影響及び復旧操作へのアクセス性の観点で事例を抽出した。

- －宮城県沖地震（2005年8月）による女川原子力発電所に対する影響
- －能登半島地震（2007年3月）による志賀原子力発電所に対する影響
- －新潟県中越沖地震（2007年7月）による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響
- －駿河湾の地震（2009年8月）による浜岡原子力発電所に対する影響
- －東北地方太平洋沖地震（2011年3月）による福島第一原子力発電所，福島第二原子力発電所，東通原子力発電所，女川原子力発電所，及び東海第二発電所に対する影響

上記の震害事例を調査した結果、一部の地震において、地震観測記録が発電所設計時に設定された基準地震動 $S_2$ 若しくは耐震安全性評価で設定された基準地震動 $S_s$ を上回ることが確認されたが、安全上重要な設備に対する地震による直接的な異常は確認されなかった。

また、波及的影響の可能性としては、点検及び仮置き中の重量物の移動又は遮へいブロック崩れによる安全上重要な設備への接触、低耐震クラス配管の損傷による溢水、又は津波による浸水、並びに、電気盤火災による波及的影響が確認されている。

地震随伴溢水及び火災については、今回の評価では評価技術の成熟度から随伴事象の影響評価は困難であると判断し、評価対象外としている。

#### (1) 宮城県沖地震（2005年8月）による女川原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中であった1号機，2号機及び3号機は、地震に伴い自動停止。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果、一部の周期で発電所設計時に設定された基準地震動 $S_2$ を上回ることが確認されたが、耐震安全性の評価によって健全性が確保されていることが確認されており、安全

上重要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第1表に示す。

(2) 能登半島地震（2007年3月）による志賀原子力発電所に対する影響

敷地地盤や1，2号機原子炉建屋において観測された地震記録を分析した結果，観測した地震動の応答スペクトルが基準地震動 $S_2$ を長周期側の一部の周期帯において超えている部分があったが，耐震安全性の評価によって健全性が確保されていることが確認されており，安全上重要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第2表に示す。

(3) 新潟県中越沖地震（2007年7月）による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中又は起動中であつた2号機，3号機，4号機及び7号機は，地震に伴い自動停止。（1号機，5号機及び6号機は定期検査のため停止中）発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，耐震設計上考慮すべき地震による地震動の周期帯のほぼ全域にわたって発電所設計時に設定された基準地震動 $S_2$ を上回ることが確認され，機器によっては構造強度や機能維持に影響を与えると考えられる異常が確認されているものの，重大な損傷をもたらしたものではなく，原子炉の安全性を阻害する可能性のない軽微な事象であつた。

安全上重要な設備への影響については，点検及び仮置き中であつた重量物の移動又は遮へいブロック崩れによる安全上重要な設備への接触事例や，地震に伴う消火系配管の損傷による一部AM設備の浸水事例が確認されたものの，地震による直接的な異常は確認されなかつた。なお，3号機の所内変圧器のダクトの基礎が不等沈下したことによって火災が発生した。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第3表に示す。

(4) 駿河湾の地震（2009年8月）による浜岡原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中であつた4号機及び5号機は，地震に伴い自動停止。（3号機は定期検査のため停止中。1号機及び2号機は廃止措置準備中。）発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，3号機及び4号機については，発電所設計時に設定された基準地震動 $S_1$ による床応答スペクトルを超えるものではなく，設備の健全性が確保されていることが確認されている。5号機については，観測された地震データによる床応答スペクトルが一部の



周期帯において基準地震動  $S_1$  による床応答スペクトルを上回っていたが、主要な耐震設計上重要な機器及び配管の固有周期では下回っていたこと、また床応答スペクトルの一部が超えたことについては観測記録による地震応答解析結果によって全ての設備が弾性状態にあったことから、設備の健全性が確保されていることが確認されている。

以上のことから、安全上重要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第4表に示す。

(5) 東北地方太平洋沖地震（2011年3月）による原子力発電所に対する影響

a. 福島第一原子力発電所に対する影響

地震時、運転中であった1号機、2号機、3号機は、地震に伴い自動停止（4号機、5号機、6号機は定期検査中）した。原子炉建屋及び原子炉建屋に設置されている安全上重要な設備（原子炉格納容器、残留熱除去系配管など）について、地震観測記録及び基準地震動  $S_s$  それぞれによる応答解析を比較した結果、基準地震動による地震荷重より耐力の方が大きく、地震直後、各安全機能は保持されていたものと評価されている。

しかし、1～5号機については、地震後の津波によって、非常用ディーゼル発電設備、電源設備などが被水、機能喪失したことで全交流電源喪失に至り、1～3号機については最終的に炉心損傷に至った。5号機及び6号機については、原子炉に燃料が装荷されている状態で、1～3号機同様、津波による影響によって海水系が機能喪失に至ったものの、6号機の空冷式ディーゼル発電設備による電源確保（5号機については、6号機から電源融通実施）を行うとともに、仮設海水系ポンプによる冷却機能確保等の復旧措置によって冷温停止状態への移行及び維持が図られた。

また、全燃料が使用済燃料プールへ取り出されていた4号機をはじめとする、各号機の使用済プール内燃料については、注水又は冷却によって使用済燃料プール水位を確保し、燃料損傷防止が図られた。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第5表に示す。

b. 福島第二原子力発電所に対する影響

地震時、1～4号機は運転中であったが、地震に伴い全号機自動停止。原子炉建屋及び原子炉建屋に設置されている安全上重要な設備（原子炉格納容器、残留熱除去系配管等）について、地震観測記録及び基準地震動  $S_s$  それぞれによる応答解析を比較した結果、基準地震動  $S_s$  による地震荷重より耐力の方が大きく、地震後、各安全機能は保持されていたものと評

価されている。

3号機を除く，1号機，2号機及び4号機については，地震後の津波によって，海水系設備が被水することでヒートシンク喪失に至ったものの，外部電源及び3号機非常用ディーゼル発電設備，電源車による電源確保，海水系ポンプの取替えなどの復旧措置によって，冷却機能を確保することで，各号機とも冷温停止状態への移行，維持が図られた。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第6表に示す。

c. 東通原子力発電所に対する影響

地震時において1号機は定期検査のため停止中であった。発電所敷地内で観測された地震加速度は17galであり，地震による設備への影響はなかった。また，地震後に外部電源がすべて喪失したが，非常用ディーゼル発電機が自動起動し全交流電源喪失には至らなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第7表に示す。

d. 女川原子力発電所に対する影響

地震時に運転中又は起動中であった1号機，2号機及び3号機は，地震に伴い自動停止した。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，観測された地震データによる床応答スペクトルが一部の周期帯において発電所設計用の基準地震動 $S_s$ による床応答スペクトルを上回っていたが，地震観測結果に基づく原子炉建屋及び耐震安全上重要な主要設備の地震時における機能を概略評価（建屋については最大応答せん断ひずみ及び層せん断力，設備については影響構造強度評価及び動的機能維持評価）した結果，機能維持の評価基準を下回っていることが確認されている。今後は詳細なシミュレーション解析によって健全性を確認するとともに主要設備以外の耐震安全上重要な設備を含め設備の健全性を確認することとしている。

安全上重要な設備への影響については次のとおりである。1号機において常用系の高圧電源盤火災によって地絡した同期検定器の出力回路ケーブルから非常用母線と予備変圧器の連絡しゃ断器投入コイルに電圧が印加され，非常用母線電圧が瞬時低下したため，同母線から受電していた残留熱除去系ポンプ2台の自動停止が確認された。

2号機において海水ポンプ室に流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋の一部に流入し，原子炉補機冷却水系の一系統及び高圧炉心スプレイ補機冷却水系の機能喪失が確認された。同冷却水系の喪失によって非常用ディーゼル発電機一系統及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の

自動停止が確認された。さらに、常用系の高圧電源盤火災の影響により、非常用ディーゼル発電機が起動していない状態でしゃ断器投入が発生し、非常用ディーゼル発電機界磁回路損傷が確認されたものの、地震による直接的な異常は確認されなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第8表に示す。

e. 東海第二発電所に対する影響

地震時に運転中であった東海第二発電所は、地震に伴い自動停止した。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果、観測された地震データによる原子炉建屋の最大応答加速度は、設計時に用いた最大応答加速度及び新耐震指針に基づく耐震安全性評価で設定した基準地震動  $S_s$  の最大応答加速度以下であった。また、観測された地震データによる原子炉建屋の床応答スペクトルが一部の周期帯において発電所設計時に用いた床応答スペクトルを上回っていたが、主要な周期帯で観測地震記録が下回っていることが確認されている。安全上重要な設備への影響については、津波対策工事が完了していなかった一部の海水ポンプ室に海水が浸水し3台ある非常用ディーゼル発電機用海水ポンプのうち1台が停止したこと、並びに、125V蓄電池2B室のドレンファンネルからの逆流によって床面に3cmの深さで溢水が確認されたものの、地震による直接的な異常は確認されなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について第9表に示す。

第1表 2005年8月に発生した宮城県沖地震による女川原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模（地震観測記録と基準地震動の関係）	<p>女川原子力発電所1, 2, 3号機は、定格熱出力運転中のところ平成17年8月16日に発生した宮城沖を震源とするマグニチュード7.2（震源深さ72km, 震央距離73km, 震源距離84km）の地震の影響によって、11時46分に1号機, 2号機, 3号機は地震加速度大信号によって原子炉自動停止した。なお、観測された保安確認用地震動は、最大で251.2ガルであった。</p> <p>1号機, 2号機, 3号機の原子炉建屋で観測された地震動から求めた加速度応答スペクトル（周期ごとの加速度の最大値）は、機器の設置されていない屋上を除き、全ての周期において基準地震動<math>S_2</math>による応答スペクトルを下回っていることを確認した。また、岩盤上で観測された地震データから上部地盤の影響を取り除いたデータを解析したところ、一部周期において基準地震動<math>S_2</math>を超えている部分があることを確認した。今回の地震で、一部の周期において基準地震動の応答スペクトルを超えることとなった要因分析及び評価を行った結果、これは、宮城県沖近海のプレート境界に発生する地震の地域的な特性によるものと考えられるとの結論が得られた。</p>
②-1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）	無し 今回観測された地震データを用いて、安全上重要な設備（建屋及び機器）の耐震安全性の評価を実施し、耐震安全性が確保されていることを確認した。
②-2 既存のAM設備への影響（波及影響も含む）	無し
③-1 外部電源への影響	無し
③-2 D/Gへの影響	無し
③-3 補機冷却系への影響	無し
③-4 電源融通の可能性	可能
③-5 復旧操作へのアクセス性	重大な影響無し。ただし、構内道路アスファルト亀裂、波うち及び段差が発生した。
④その他（安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項）	無し

第2表 2007年3月に発生した能登半島地震による志賀原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
<p>①施設に影響した地震規模（地震観測記録と基準地震動の関係）</p>	<p>【志賀1, 2号機】 敷地地盤や1, 2号機原子炉建屋において観測された地震記録を分析した結果、観測した地震動の応答スペクトルが基準地震動S2を長周期側の一部の周期帯において超えている部分があったが、この周期帯には、安全上重要な施設がないことを確認した。 また、1, 2号機の原子炉建屋で観測された地震記録に基づいて原子炉建屋及び同建屋内の安全上重要な機器について検討した結果、各施設とも弾性範囲内に十分収まっており、施設の健全性が十分確保されていることを確認した。 タービン建屋内及び海水熱交換器建屋内の安全上重要な機器及び配管、並びに排気筒について、敷地地盤で観測された地震記録に基づいて検討した結果、各施設とも弾性範囲内に十分収まっており、施設の健全性が確保されていることを確認した。 さらに、今回の地震において長周期側の一部の周期帯で基準地震動S2を上回ったことから、長周期側で今回の地震動を上回る地震動（検討に用いた地震動）を想定し、長周期側の主要施設であるタービン建屋基礎版上の原子炉補機冷却水系配管及び排気筒の耐震安全性について確認した結果、耐震安全余裕を有していることを確認した。 以上、安全上重要な施設や長周期側の主要施設に関する一連の耐震安全性確認結果から、能登半島地震を踏まえても耐震安全性は十分確保されていることが確認できたと考えられる。</p>
<p>②-1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）</p>	<p>【志賀1, 2号機】無し</p>
<p>②-2 既存のAM設備への影響（波及影響も含む）</p>	<p>【志賀1, 2号機】無し</p>
<p>③-1 外部電源への影響</p>	<p>【志賀1, 2号機】 供用中の3回線すべてが喪失し外部電源喪失となったが、事象発生6分後に復旧した。</p>
<p>③-2 D/Gへの影響</p>	<p>【志賀1, 2号機】無し</p>
<p>③-3 補機冷却系への影響</p>	<p>【志賀1, 2号機】無し</p>
<p>③-4 電源融通の可能性</p>	<p>【志賀1, 2号機】可能</p>
<p>③-5 復旧操作へのアクセス性</p>	<p>【志賀1, 2号機】影響無し</p>
<p>④その他（安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項）</p>	<p>■水銀灯の落下 1号機タービン建屋運転階の水銀灯が7個、また2号機原子炉建屋運転階の水銀灯が2個落下した。 また、2号機で落下した水銀灯の破片は、約97%を運転階床から回収したが、残りの破片については使用済燃料貯蔵プールなどへ落下した可能性があったため、これらの箇所での点検及び清掃を行った。</p> <p>■2号機低圧タービン組み立て中のタービンロータの位置ずれ 組み立て中の低圧タービンロータを仮止めしていた治具が変形し、わずかな位置ずれが生じた。低圧タービンを開放し点検を実施したところ、動翼に微小な接触痕が複数確認された。</p> <p>■1号機使用済燃料貯蔵プールからの水飛散 使用済燃料貯蔵プールの水約45リットル（放射エネルギー約750万ベクレル）が使用済燃料貯蔵プール周辺に飛散した。そのうち、養生シート外には約8リットル（放射エネルギー約130万ベクレル）の水が飛散した。飛散した水については速やかに拭き取った。外部への放射能の影響はなし。</p>

第3表 2007年7月に発生した中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果																																																																						
<p>①施設に影響した地震規模（地震観測記録と基準地震動の関係）</p>	<p>【柏崎刈羽1～7号機】 新潟県中越沖においてマグニチュード6.8の地震が発生、震央距離16km、震源距離23kmに位置している柏崎刈羽においては、全号機（1～7号機）にて基準地震動を超える加速度を確認、原子炉建屋基礎版上での最大加速度のものは、1号機での680gal（設計時の最大加速度応答値273gal）であった。各号機で原子炉建屋基礎版上での最大加速度（観測値、設計時応答値）は下表の通り。</p> <table border="1" data-bbox="608 499 1393 1055"> <thead> <tr> <th colspan="2" rowspan="2">観測値</th> <th colspan="2">南北</th> <th colspan="2">東西</th> <th colspan="2">上下</th> </tr> <tr> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号機</td> <td>最下階</td> <td>311</td> <td>274</td> <td>680</td> <td>273</td> <td>408</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>2号機</td> <td>最下階</td> <td>304</td> <td>167</td> <td>606</td> <td>167</td> <td>282</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>3号機</td> <td>最下階</td> <td>308</td> <td>192</td> <td>384</td> <td>193</td> <td>311</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>4号機</td> <td>最下階</td> <td>310</td> <td>193</td> <td>492</td> <td>194</td> <td>337</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>5号機</td> <td>最下階</td> <td>277</td> <td>249</td> <td>442</td> <td>254</td> <td>205</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>6号機</td> <td>最下階</td> <td>271</td> <td>263</td> <td>322</td> <td>263</td> <td>488</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>7号機</td> <td>最下階</td> <td>267</td> <td>263</td> <td>356</td> <td>263</td> <td>355</td> <td>(235)</td> </tr> </tbody> </table> <p>*上下方向については、（ ）内の値を静的設計で使用 1～7号機で観測された地震観測記録に基づき、設計時の解放基盤表面と原子炉建屋基礎版上の関係を参照し、解放基盤表面における地震動を推定したところ、基準地震動S<sub>2</sub>（450gal）に対して1～4号機で約2.3～3.8倍、5～7号機で1.2～1.7倍の結果であった。 設備点検の結果、地震の影響による構造強度や機能維持に影響を与えられ考えられる異常が確認されているが、機器の重大な損傷をもたらしたのではなく、原子炉の安全性を阻害する可能性のない軽微な事象であった。 安全上重要な設備については、1号機において異常が数例確認されているが、点検、仮置き中だったために転倒、損傷に至ったこと、地震に伴う消火系配管の建屋接続部の損傷に伴う浸水によって機能喪失に至ったことが原因であり、地震による直接的な異常は確認されていない。</p>	観測値		南北		東西		上下		観測	設計	観測	設計	観測	設計*	1号機	最下階	311	274	680	273	408	(235)	2号機	最下階	304	167	606	167	282	(235)	3号機	最下階	308	192	384	193	311	(235)	4号機	最下階	310	193	492	194	337	(235)	5号機	最下階	277	249	442	254	205	(235)	6号機	最下階	271	263	322	263	488	(235)	7号機	最下階	267	263	356	263	355	(235)
観測値				南北		東西		上下																																																															
		観測	設計	観測	設計	観測	設計*																																																																
1号機	最下階	311	274	680	273	408	(235)																																																																
2号機	最下階	304	167	606	167	282	(235)																																																																
3号機	最下階	308	192	384	193	311	(235)																																																																
4号機	最下階	310	193	492	194	337	(235)																																																																
5号機	最下階	277	249	442	254	205	(235)																																																																
6号機	最下階	271	263	322	263	488	(235)																																																																
7号機	最下階	267	263	356	263	355	(235)																																																																
<p>②-1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）</p>	<p>【柏崎刈羽1～7号機】 無し</p>																																																																						
<p>②-2 既存のAM設備への影響（波及影響も含む）</p>	<p>【柏崎刈羽1～7号機】 無し</p>																																																																						
<p>③-1 外部電源への影響</p>	<p>【柏崎刈羽1～7号機】 4回線中、2回線が機能喪失</p>																																																																						
<p>③-2 D/Gへの影響</p>	<p>【柏崎刈羽1～7号機】 無し</p>																																																																						
<p>③-3 補機冷却系への影響</p>	<p>【柏崎刈羽1～7号機】 無し</p>																																																																						
<p>③-4 電源融通の可能性</p>	<p>【柏崎刈羽1～7号機】 無し</p>																																																																						
<p>③-5 復旧操作へのアクセス性</p>	<p>・土捨て場北側斜面の一部が崩落。（復旧操作のためのアクセス性の影響無し。）</p>																																																																						

確認項目	確認結果
④その他（安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項）	<p>■ 3号機</p> <p>原子炉建屋地下2階にあるSLC系注入ライン配管（格納容器外側貫通部）の近傍に置いてあったISI用RPV模擬ノズルが地震によって移動し、配管の板金保温材に衝突したと思われるへこみを確認。配管及びサポートには損傷は無かったものの、安全上重要な設備に影響が及ぶ可能性があったことを踏まえ、室内にて床に固定されていない重量物を固定及び固縛する対策を講じた。</p> <p>なお、所内変圧器のダクトの基礎が不等沈下したことによって火災が発生した。</p>
	<p>■ 1号機</p> <p>不等沈下によって消火配管が破断し、漏水及び消火系の機能喪失に至ったものと推定。</p> <p>地震による建屋周辺の地盤沈下等のため、消火系配管が破断（消火系の機能喪失）。</p> <p>さらに、原子炉複合建屋とモニタ建屋（屋外）間のトレンチの沈下によって生じた接続部の隙間及びトレンチ本体のひび割れ損傷部を通じ、消火系から漏れた水が原子炉複合建屋内に流入。</p> <p>その結果、機能要求は無かったものの主蒸気放射線モニタ検出器が浸水によって損傷するとともに、復水補給水ポンプ（AM設備）についても浸水による被害を受けた。</p>

第4表 2009年8月に発生した駿河湾の地震による浜岡原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模（地震観測記録と基準地震動の関係）	<p>【浜岡3, 4号機】 地震観測記録と基準地震動S1による応答を比較した結果、地震観測記録は基準地震動S1による応答を十分下回っており、地震時に耐震設計上重要な設備が弾性状態にあったことから、設備の健全性が確保されていることを確認した。</p> <p>【浜岡5号機】 耐震設計上重要な設備について、地震観測記録と基準地震動S1による応答を比較し、原子炉建屋の一部の階において地震観測記録における最大加速度が基準地震動S1による最大応答加速度をわずかに上回っている以外は、地震観測記録における最大加速度が基準地震動S1による最大応答加速度を下回っていることを確認した。</p> <p>原子炉建屋の地震観測記録の床応答スペクトルは、一部の周期帯において基準地震動S1の床応答スペクトルを上回っているが、主な耐震設計上重要な機器及び配管系の固有周期では下回っており、地震時に弾性状態にあったことから、これらの機器及び配管系の健全性が確保されていることを確認した。</p> <p>5号機については、主要な設備は弾性状態にあり、健全性は確保されていることを確認していたが、一部の観測記録で基準地震動S1による応答加速度を超えたことから、地震観測記録を入力とした地震応答解析を行い、設備の健全性評価の結果は、全ての設備が弾性状態にあったことから、設備の健全性が確保されていることを確認した。</p>
②-1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）	【浜岡3～5号機】無し
②-2 既存のAM設備への影響（波及影響も含む）	【浜岡3～5号機】無し
③-1 外部電源への影響	<p>【浜岡3～5号機】 3, 4号機：3ルート6回線すべてが健全 5号機：2ルート4回線すべてが健全</p>
③-2 D/Gへの影響	【浜岡3～5号機】無し
③-3 補機冷却系への影響	【浜岡3～5号機】無し
③-4 電源融通の可能性	【浜岡3～5号機】可能
③-5 復旧操作へのアクセス性	<p>【浜岡5号機】 タービン建屋の東側屋外エリアの地盤沈下（15m×15m, 10cm程度）を確認した。</p>
④その他（安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項）	<p>■5号機“補助変圧器過電流トリップ”（常用系）：地震の振動でトリップ接点の接触による保護継電器の誤動作（リレーチャター発生）⇒より強い耐震性を有する保護継電器への取替を検討した結果、水平3G、上下1G程度の実力のある保護継電器に取替。</p> <p>■5号機制御棒駆動機構モータ制御ユニットの故障警報点灯：5号機“補助変圧器過電流トリップ”（常用系）との従属性。</p> <p>■原子炉建屋管理区域区分の変更、原子炉建屋5階（放射線管理区域内）燃料交換エリア換気放射線モニタ指示の一時的な上昇：地震の揺れによって、燃料集合体表面の放射性物質を含んだ鉄錆びなどが、プール水に遊離し、プール表面からの放射線線量率が上昇したものと推定。</p> <p>■主タービンスラスト軸受摩耗トリップ警報点灯及びタービン開放点検：各種接触痕、変形、ネジ損傷などが見られた。</p>



第5表 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による福島第一原子力発電所に対する影響

調査項目	調査結果																																																							
<p>①施設に影響した地震規模（地震観測記録と基準地震動の関係）</p>	<p>【福島第一1～6号機】 平成23年3月11日、東北地方太平洋沖地震が発生、福島第一原子力発電所1～6号機の原子炉建屋基礎版上において観測された最大加速度と基準地震動S<sub>s</sub>から求めた基礎版上の最大応答加速度を比較した結果、2、3、5号機の東西方向の観測記録が、基準地震動S<sub>s</sub>による最大応答加速度を上回っていた。各号機で原子炉建屋基礎版上での最大加速度（観測値、設計時応答値）は下表の通り。</p> <table border="1" data-bbox="614 510 1393 949"> <thead> <tr> <th rowspan="2">観測値</th> <th colspan="2">南北</th> <th colspan="2">東西</th> <th colspan="2">上下</th> </tr> <tr> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号機</td> <td>460※</td> <td>487</td> <td>447</td> <td>489</td> <td>258</td> <td>412</td> </tr> <tr> <td>2号機</td> <td>348※</td> <td>441</td> <td>550</td> <td>438</td> <td>302</td> <td>420</td> </tr> <tr> <td>3号機</td> <td>322※</td> <td>449</td> <td>507</td> <td>441</td> <td>231</td> <td>429</td> </tr> <tr> <td>4号機</td> <td>281※</td> <td>447</td> <td>319</td> <td>445</td> <td>200</td> <td>422</td> </tr> <tr> <td>5号機</td> <td>311※</td> <td>452</td> <td>548</td> <td>452</td> <td>258</td> <td>427</td> </tr> <tr> <td>6号機</td> <td>288※</td> <td>445</td> <td>444</td> <td>448</td> <td>244</td> <td>415</td> </tr> </tbody> </table> <p>※記録開始から130～150秒程度で記録は中断 原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される安全上重要な機能及び配管系（主蒸気系配管、原子炉格納容器、残留熱除去系配管、炉心支持構造物及び制御棒（挿入性）等）に加え、1号機については非常用復水器系配管、原子炉再循環系配管等について、地震観測記録を用いた応答解析と基準地震動を用いた応答解析で得られた地震荷重を比較した結果、ほとんどの機器及び配管系において基準地震動S<sub>s</sub>による地震荷重の方が大きく、それらについては地震直後に安全機能は保持可能な状態であったと評価されている。 一部、地震観測記録を用いた応答解析による地震荷重の方が大きかった機器及び配管系についても、適切な応答値を評価するため実物の構造を考慮するなどの解析モデルの見直しを行った結果、基準地震動を用いた応答解析による地震荷重の方が大きく評価された。加えて、現場確認が可能な5号機については、目視によって、可能な範囲で損傷の有無など、現場状況の確認を実施し、主要な弁、ポンプなどの機器及びその周辺の配管などに有意な損傷などは認められなかったことから、地震時及び地震直後においても安全機能を保持可能な状態にあったものと評価されている。</p>	観測値	南北		東西		上下		観測	設計	観測	設計	観測	設計	1号機	460※	487	447	489	258	412	2号機	348※	441	550	438	302	420	3号機	322※	449	507	441	231	429	4号機	281※	447	319	445	200	422	5号機	311※	452	548	452	258	427	6号機	288※	445	444	448	244	415
観測値	南北		東西		上下																																																			
	観測	設計	観測	設計	観測	設計																																																		
1号機	460※	487	447	489	258	412																																																		
2号機	348※	441	550	438	302	420																																																		
3号機	322※	449	507	441	231	429																																																		
4号機	281※	447	319	445	200	422																																																		
5号機	311※	452	548	452	258	427																																																		
6号機	288※	445	444	448	244	415																																																		
<p>②-1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）</p>	<p>【福島第一1～6号機】 無し（推定）</p>																																																							
<p>②-2 既存のAM設備への影響（波及影響も含む）</p>	<p>【福島第一1～6号機】 不明（消火系配管に損傷が確認されているが、津波（漂流物含む）による影響と考えられる。）</p>																																																							
<p>③-1 外部電源への影響</p>	<p>【福島第一1～6号機】 全6回線中、5回線機能喪失 ※1回線は、工事のため受電停止中</p>																																																							
<p>③-2 D/Gへの影響</p>	<p>【福島第一1～6号機】 影響無し（津波によって喪失。ただし、一部空冷式D/Gについては、津波襲来後も機能維持）</p>																																																							
<p>③-3 補機冷却系への影響</p>	<p>【福島第一1～6号機】 影響無し（津波によって喪失）</p>																																																							

調査項目	調査結果
③-4 電源融通の可能性	<b>【福島第一1～6号機】</b> 影響無し（津波によって喪失） 5－6号機間については、仮設ケーブル敷設によって電源融通実施
③-5 復旧操作へのアクセス性	<ul style="list-style-type: none"> <li>・道路に割れ、段差など有り。</li> <li>・防災道路ではないが斜面崩落による道路閉鎖箇所有り。</li> </ul>
④その他（安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項）	<b>【福島第一1～6号機】</b> 詳細確認不可

第6表 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による福島第二原子力発電所  
に対する影響

調査項目	調査結果																																									
<p>①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動 の関係)</p>	<p>【福島第二1～4号機】 平成23年3月11日、東北地方太平洋沖地震が発生、福島第二原子力 発電所1～4号機の原子炉建屋基礎版上において観測された最大加 速度と基準地震動S<sub>s</sub>から求めた原子炉建基礎版上の最大応答加速 度は下表の通り。全号機、原子炉基礎版上(最地下階)で得られた最 大加速度は、基準地震動S<sub>s</sub>に対する最大応答加速度を下回っている ことが確認されている。</p> <table border="1" data-bbox="614 510 1412 795"> <thead> <tr> <th rowspan="2">観測値</th> <th colspan="2">南北</th> <th colspan="2">東西</th> <th colspan="2">上下</th> </tr> <tr> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号機</td> <td>254</td> <td>434</td> <td>230※</td> <td>434</td> <td>305※</td> <td>512</td> </tr> <tr> <td>2号機</td> <td>243</td> <td>428</td> <td>196※</td> <td>429</td> <td>232※</td> <td>504</td> </tr> <tr> <td>3号機</td> <td>277※</td> <td>428</td> <td>216※</td> <td>430</td> <td>208※</td> <td>504</td> </tr> <tr> <td>4号機</td> <td>210※</td> <td>415</td> <td>205※</td> <td>415</td> <td>288※</td> <td>504</td> </tr> </tbody> </table> <p>※記録開始から130～150秒程度で記録は中断 原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される安全上重要な機能及び配 管系(主蒸気系配管、原子炉格納容器、残留熱除去系配管、炉心支持 構造物及び制御棒(挿入性)など)について地震観測記録を用いた応 答解析と基準地震動S<sub>s</sub>を用いた応答解析で得られた地震荷重を比 較した結果、一部の機器及び配管系を除き基準地震動S<sub>s</sub>による地震 荷重の方が大きく、それらについては地震後に安全機能は保持可能な 状態であったと評価されている。一部、地震観測記録を用いた応答解 析による地震荷重の方が大きかった機器及び配管系についても、適切 な応答値を評価するため実物の構造を考慮するなどの解析モデルの 見直しを行った結果、基準地震動を用いた応答解析による地震荷重の 方が大きいことが確認されており、地震後に安全機能は保持可能な状 態であったと評価されている。</p>	観測値	南北		東西		上下		観測	設計	観測	設計	観測	設計	1号機	254	434	230※	434	305※	512	2号機	243	428	196※	429	232※	504	3号機	277※	428	216※	430	208※	504	4号機	210※	415	205※	415	288※	504
観測値	南北		東西		上下																																					
	観測	設計	観測	設計	観測	設計																																				
1号機	254	434	230※	434	305※	512																																				
2号機	243	428	196※	429	232※	504																																				
3号機	277※	428	216※	430	208※	504																																				
4号機	210※	415	205※	415	288※	504																																				
<p>②-1 安全上重要な設備への 影響(波及影響も含む)</p>	<p>【福島第二1～4号機】 無し</p>																																									
<p>②-2 既存のAM設備への影 響(波及影響も含む)</p>	<p>【福島第二1～4号機】 影響なし(消火系配管に損傷が確認されているが、津波(漂流物含 む)による影響と考えられる。)</p>																																									
<p>③-1 外部電源への影響</p>	<p>【福島第二1～4号機】 4回線中、1回線機能停止 ※1回線は停止点検中。さらに1回線は、避雷器の損傷が確認され たため、被害拡大防止を目的として受電停止の上、復旧作業を実 施。</p>																																									
<p>③-2 D/Gへの影響</p>	<p>【福島第二1～4号機】 影響無し(3号機を除き、津波によって機能喪失)</p>																																									
<p>③-3 補機冷却系への影響</p>	<p>【福島第二1～4号機】 影響無し(3号機を除き、津波によって機能喪失)</p>																																									
<p>③-4 電源融通の可能性</p>	<p>【福島第二1～4号機】 影響無し(津波によって喪失)</p>																																									
<p>③-5 復旧操作へのアクセ ス性</p>	<p>・道路に割れ、段差など生じるも影響無し。</p>																																									
<p>④その他(安全機能には影響 しないもの、留意しておく必 要のある事項)</p>	<p>【福島第二1～4号機】 特に影響無し</p>																																									

第7表 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による東通原子力発電所  
に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動 の関係)	発電所において観測した地震加速度は17ガルであり、設備への影響 はなかった。
②-1安全上重要な設備への影 響(波及影響も含む)	無し
②-2既存のAM設備への影響 (波及影響も含む)	無し
③-1外部電源への影響	むつ幹線(2回線)、東北白糠線の停止に伴い、外部電源が喪失した。 同日23時59分に東北白糠線が復旧した。
③-2 D/Gへの影響	外部電源喪失に伴い、非常用ディーゼル発電機が自動起動した。
③-3補機冷却系への影響	無し
③-4電源融通の可能性	可能
③-5復旧操作へのアクセス性	無し
④その他(安全機能には影響 しないもの、留意しておく必 要のある事項)	■8台あるモニタリングポストのうち4台がバッテリー切れによって 停止した。

第8表 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による女川原子力発電所  
に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動 の関係)	<p>女川原子力発電所は、1号機及び3号機が定格熱出力一定運転中、また、2号機が原子炉起動中のところ、3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震によって全号機において原子炉が自動停止した。観測された地震加速度は567.5ガル(保安確認用地震計：1号機原子炉建屋地下2階)であり、全号機とも、原子炉保護系が設計どおり作動したことによって自動停止した。</p> <p>最大応答加速度について基準地震動と観測記録の関係は次の通り。</p>

原子炉建屋の最大加速度

観測位置		観測記録			基準地震動Ssに対する 最大応答加速度値(ガル)		
		最大加速度値(ガル)			NS方向	EW方向	UD方向
		NS方向	EW方向	UD方向			
1号機	屋上	2000 <sup>*1</sup>	1636	1389	2202	2200	1388
	燃料取替床(5階)	1303	998	1183	1281	1443	1061
	1階	573	574	510	660	717	527
	基礎版上	540	587	439	532	529	451
2号機	屋上	1755	1617	1093	3023	2634	1091
	燃料取替床(3階)	1270	830	743	1220	1110	968
	1階	605	569	330	724	658	768
	基礎版上	607	461	389	594	572	490
3号機	屋上	1868	1578	1004	2258	2342	1064
	燃料取替床(3階)	956	917	888	1201	1200	938
	1階	657	692	547	792	872	777
	基礎版上	573	458	321	512	497	476

※1 当地震計の最大設定値(2000ガル)を上回っているため参考値

※2 網掛は基準地震動Ssに対する最大応答加速度値を超えていることを示す

②-1 安全上重要な設備への 影響(波及影響も含む)	<p>【女川1号】</p> <p>●タービン建屋地下1階高圧電源盤火災</p> <p>タービン建屋地下1階において高圧電源盤6-1Aからの発煙が発生した。また、高圧電源盤6-1Aの火災の影響によって、S/P水冷却のために手動起動したRHRポンプ(A)及び(C)号機が自動停止した。</p>
②-2 既存のAM設備への影 響(波及影響も含む)	無し
③-1 外部電源への影響	<p>5回線中4回線が機能喪失</p> <p>女川原子力発電所には、外部電源として5回線(牡鹿幹線1、2号線(275kV系)、松島幹線1、2号線(275kV系)、塚浜支線(66kV系))が接続されている。地震直後は、当社管内の送電線事故に伴う系統保護回路の動作によって、松島幹線2号1回線のみとなったが、3月12日20時12分に牡鹿幹線1号、同日20時15分に牡鹿幹線2号、3月17日10時47分に松島幹線1号、3月26日15時41分に塚浜支線がそれぞれ復旧している。</p> <p>【牡鹿1、2号線避雷器の損傷】</p> <p>地震の揺れによると思われる影響によって、避雷器内部に部分放電が発生した。(地震に伴う牡鹿幹線1、2号線停止の原因は、避雷器の損傷によるものと考えられる。)</p>

確認項目	確認結果
③-2 D/Gへの影響	<p>【女川1号】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●非常用DG(A)界磁回路の損傷 DG(A)の同期検定器が動作せず、しゃ断器を手動で投入することができなかった。また、DG(A)が起動していない状態でDG(A)のしゃ断器が自動投入される事象が発生した。 ⇒メタクラ6-1Aで発生した火災の影響によって制御ケーブルに溶損などが生じ、地絡が発生した。</li> </ul> <p>【女川2号】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●浸水によるDG(B)及びDG(H)の停止 海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し、RCW(B)系及びHPCWの二系統が機能喪失したことによって、DG(B)並びにDG(H)が自動停止となった。(DG(A)は健全)</li> </ul>
③-3 補機冷却系への影響	<p>【女川2号】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●浸水によるDG(B)及びDG(H)の停止 海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し、RCW(B)系及びHPCWの2系統が機能喪失した。</li> </ul>
③-4 電源融通の可能性	女川1号にて、地震又は火災の影響によって一部しゃ断器に不具合が生じた。
③-5 復旧操作へのアクセス性	無し
④その他(安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項)	<p>【女川1号】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●高圧電源盤しゃ断器の投入不可 主に定検時に使用する高圧電源盤(1号機所内電源を2号機から受電する際に使用)において、電源盤内に設置しているしゃ断器が地震の振動によって傾き、投入スイッチを入切するためのインターロックローラーが正常位置から外れた。</li> <li>●母連しゃ断器制御電源喪失 火災が発生した高圧電源盤の制御電源回路の溶損による地絡や短絡の影響によって、制御電源回路が接続されているしゃ断器用制御電源回路の電圧が変動し、“制御電源喪失”警報が発生した。</li> <li>●125V直流主母線盤の地絡(計2件) 高圧電源盤の火災によって、配線に地絡が発生し、地絡警報が発生した。</li> </ul> <p>【女川2号】 特に無し</p> <p>【女川3号】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●使用済燃料プールゲート押さえ脱落 使用済燃料プールと原子炉ウェル間の通路部に設置している使用済燃料プールゲート(No.1及びNo.2)を固定しているゲート押さえ金具計4個のうち3個のスイングボルトが外れていた。</li> <li>●HPCS圧力抑制室吸込弁自動での全開動作不能 4月7日の余震の揺れによる影響と推定される圧力抑制室の水位変動時に、本来全開するはずのHPCS圧力抑制室吸込弁が、地震による弁の開閉指示を行うスイッチなどの誤動作(推定)によって、全開にならなかった。(手動での全開は可能)</li> </ul> <p>【各号機共通】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>●制御棒駆動系ハウジング支持金具サポートバーのずれ 制御棒駆動機構ハウジングのハウジング支持金具(グリッド)が、1号機で1カ所、2号機で2カ所、3号機で1カ所ずれていることを確認した。これによる制御棒駆動機構ハウジングの落下防止機能への影響はなかった。</li> </ul>

第9表 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による東海第二発電所  
に対する影響

調査項目	調査結果
①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動 の関係)	<ul style="list-style-type: none"> <li>観測記録に基づく各階の最大応答加速度は、建設時の当初設計時に用いた最大応答加速度及び新耐震設計審査指針に基づく耐震安全性評価で設定した基準地震動<math>S_s</math>の最大応答加速度以下であることを確認した。</li> <li>原子炉建屋の地震観測記録による床応答スペクトルは、一部の周期帯(約0.65秒から約0.9秒)で建設時の設計に用いた床応答スペクトルを上回っているが、耐震設計上重要な機器及び配管系のうち主要な設備の固有周期では、地震観測記録が工認設計波による床応答スペクトル以下であることを確認した。</li> </ul>
②-1 安全上重要な設備への 影響(波及影響も含む)	地震による影響は無し
②-2 既存のAM設備への影 響(波及影響も含む)	地震による影響は無し
③-1 外部電源への影響	3回線中3回線が機能喪失 (13日12:32 154kV系東海原子力線復旧)
③-2 D/Gへの影響	地震による影響は無し(津波によってDGSW-2Cが水没したため、DG-2Cは手動停止)
③-3 補機冷却系への影響	地震による影響は無し
③-4 電源融通の可能性	可能(HPCS-DGから6.9kVの交流電源融通、予備充電器を介して直流電源融通)
③-5 復旧操作へのアクセ ス性	地震による影響は無し
④その他(安全機能には影響 しないもの、留意しておく必 要のある事項)	<p>タービン設備などの一部で、耐震クラスB、Cクラスの設備が損傷を受けた。</p> <p>【蒸気タービン】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>低圧タービン及び高圧タービンの動翼と隔板の一部に接触による摺動痕</li> <li>高圧タービンと低圧タービンの中間軸受け基礎グラウト部の割れ、基礎ボルトの緩み(10本中3本)</li> </ul> <p>【主発電機関係】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>主発電機軸受及び励磁機及び副励磁機廻りに接触痕、間隙拡大などの損傷</li> </ul>

出典：「原子力発電所に対する地震を起因とした確率論的リスク評価に関する実施  
基準：2015 (AESJ-SC-P006：2015)」附属書D

## 2. 海外のPRA関連文献調査

海外文献についての調査結果をまとめたものを第10表に示す。海外の地震PRA関連文献を調査した結果、他にモデル化すべき起因事象は存在しなかった。

海外文献では原子炉冷却材喪失（LOCA）についてサイズや場所を分類した評価を例示している文献があったが、今回の評価ではLOCAを1つの起因事象として選定した。これは次の2つの理由による。1つは、同一の地震動による複数の配管損傷の相関性を考慮すると、事故シナリオを詳細に分析すること（緩和系にどの程度期待できるかを判断すること）が困難で、破断の規模による分類が厳密には難しいこと、もう1つは、相関を持つ配管を同定し、損傷の相関係数をすべての配管に対して適切に算定することは現状の評価技術では困難が伴うことである。このため、地震PRA標準に許容されている取り扱いとして、これらの事象はより厳しい条件となる起因事象に包含させ、この起因事象は原子炉格納容器内にある一次系配管の大規模な破断によりECCS性能を上回る大規模な原子炉冷却材喪失（Excessive LOCA）が発生するものと想定し、緩和系によって事象の進展を抑制することができずに炉心損傷に至る可能性があるため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象で代表させた。

地震随伴溢水については、今回の評価では評価技術の成熟度から随件事象の影響評価は困難であると判断し、評価対象外としている。



第10表 海外文献調査結果 (1/2)

	文献名	記載内容	確認結果
1	A S M E 標準 <sup>(1)</sup> (239 ページ)	地震P R Aで考慮される起因事象は例えば以下を含める。 (a) R P Vやその他の大型機器 (steam generator, recirculation pump, pressurizer) の損傷 (b) 様々なサイズと場所でのL O C A (c) トランジェント (L O P Aは特に重要) P C Sやヒートシンクが地震要因で使用できない場合 (例えば, L O P A) と使用できる場合の両方のトランジェントを考慮すべきである。 また, 他のトランジェントの例として, service water のような重要なサポート系の喪失や直流電源の喪失がある。	左記の例は, すべて評価上考慮していることを確認した <sup>*1</sup> 。
2	I A E A Safety Guide (SSG-3) <sup>(2)</sup> (108 ページ)	特に, 以下のタイプのシナリオに至る起因事象はモデル化すべきである。 (a) 大型機器の損傷 (例: reactor pressure vessel, steam generators, pressurizer) (b) 様々なサイズと場所のL O C A。極小L O C Aも考慮すべき。 (c) L O P A (d) 様々なサポートシステムの喪失を含むトランジェント (P C Sが失敗するシナリオと失敗しないシナリオ)	左記の例は, すべて評価上考慮していることを確認した <sup>*1</sup> 。
3	E P R I 地震P R A実施ガイド <sup>(3)</sup> (5~7 ページ)	“initiator” は例えば以下を含める。 (a) R P Vやその他の大型機器 (steam generator, recirculation pump, pressurizer 等) の損傷 (b) 様々なサイズと場所のL O C A (c) サポートシステム故障 (service water や直流電源) (d) トランジェント (L O P Aは特に重要) P C Sやヒートシンクが地震要因で使用できない場合 (例えば, L O P A) と使用できる場合の両方のトランジェントを考慮すべきである。外電が使用可能だが他の地震要因損傷があるシーケンスも考慮しなければならない。(なぜなら, L E R Fを考えた場合, 外電やI Aが必ず喪失すると仮定することが, 必ず保守的とは限らないからである。例えば格納容器隔離弁が外電喪失やI A喪失で安全側に閉動作となる。) E x c e s s i v e L O C Aやリレーチャタリングも考慮しなければならない。	左記の例は, すべて評価上考慮していることを確認した <sup>*1</sup> 。

※1 様々なサイズと場所のL O C A (極小L O C Aを含む) については, 本評価においては完全相関を仮定しているため, 保守的に極大L O C Aとしてまとめて評価している。

第10表 海外文献調査結果（2 / 2）

	文献名	記載内容	確認結果
4	スイス連邦原子力安全検査局（ENSI）PSAガイド <sup>(4)</sup> （25 ページ）	以下のように起因事象を定義しなければいけない。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・最小のHCLPF値とスクリーニング値の間の地震加速度範囲に、少なくとも7つの起因事象が含まれないといけない。</li> <li>・スクリーニング値を超える地震加速度で、1つの起因事象を定義しないといけない。</li> </ul>	左記の起因事象数を、評価において満足していることを確認した。また、スクリーニング値を超える地震加速度では、起因事象「原子炉建屋損傷」「格納容器損傷」が支配的である。
5	Surry 発電所 Seismic PRA Pilot Plant Review (EPR I) <sup>(5)</sup> （7～9 ページ）	（イベントツリーにおいて以下のヘディングがモデル化されている。） <ul style="list-style-type: none"> <li>・直接炉心損傷（T/B 建屋損傷など）</li> <li>・溢水（タービン建屋溢水発生時、隔離失敗で非常用電気品室流入を想定）</li> <li>・LLOCA</li> <li>・ATWS（即時ATWS 緩和あり）</li> <li>・RCPシールLOCA</li> <li>・LOPA</li> </ul>	左記の例は、すべて本評価において考慮していることを確認した <sup>※2</sup> 。（地震随伴溢水についてはスコープ対象外）

※2 様々なサイズと場所のLOCA（極小LOCAを含む）については、本評価においては完全相関を仮定しているため、保守的に極大LOCAとしてまとめて評価している。

## 参考文献

- (1) ASME/ANS RA-Sa-2009, “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008: Standard for Level 1/Level 2 Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications, an American National Standard.” American Society of Mechanical Engineers, New York, NY. 2009.
- (2) IAEA Safety Guide SSG-3, “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants.” International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, 2010.
- (3) Seismic Probabilistic Risk Assessment Implementation Guide. EPRI, Palo Alto, CA:2003. 1002989.
- (4) Probabilistic Safety Assessment (PSA) : Quality and Scope, Guideline for Swiss Nuclear Installations. Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate (ENSI) , Brugg, Switzerland: 2009. ENSI-A05/e.
- (5) Surry Seismic Probabilistic Risk Assessment Pilot Plant Review. EPRI, Palo Alto, CA: 2010. 1020756.