

東海第二発電所

確率論的リスク評価(PRA)について

平成26年9月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

1. 目次

1. はじめに	3
2. 東海第二発電所のプラント構成について	4
3. 出力運転時レベル1PRA	8
3.1 内部事象出力運転時レベル1PRA	8
4. 停止時レベル1PRA	30
4.1 内部事象停止時レベル1PRA	30
5. 出力運転時レベル1.5PRA	50
5.1 内部事象出力運転時レベル1.5PRA	50

1. はじめに

【実施内容及び目的】

■「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」(平成25年6月19日)(以下「規則解釈」という。)第3章第37条に基づき、事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの抽出に活用するために、個別プラントの確率論的リスク評価(以下「PRA」という。)を実施した。

■今回実施したPRAの評価手順は、日本原子力学会標準に準拠している。

【PRAの評価対象とするプラント状態】

■今回実施したPRAの目的は、設計基準事象を超えた重大事故等に対する有効性評価を行うための事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードの抽出であることから、設計基準事故対処設備による対応を基本とし、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策(以下「AM策」という。)には期待しないことを前提に評価を行う。

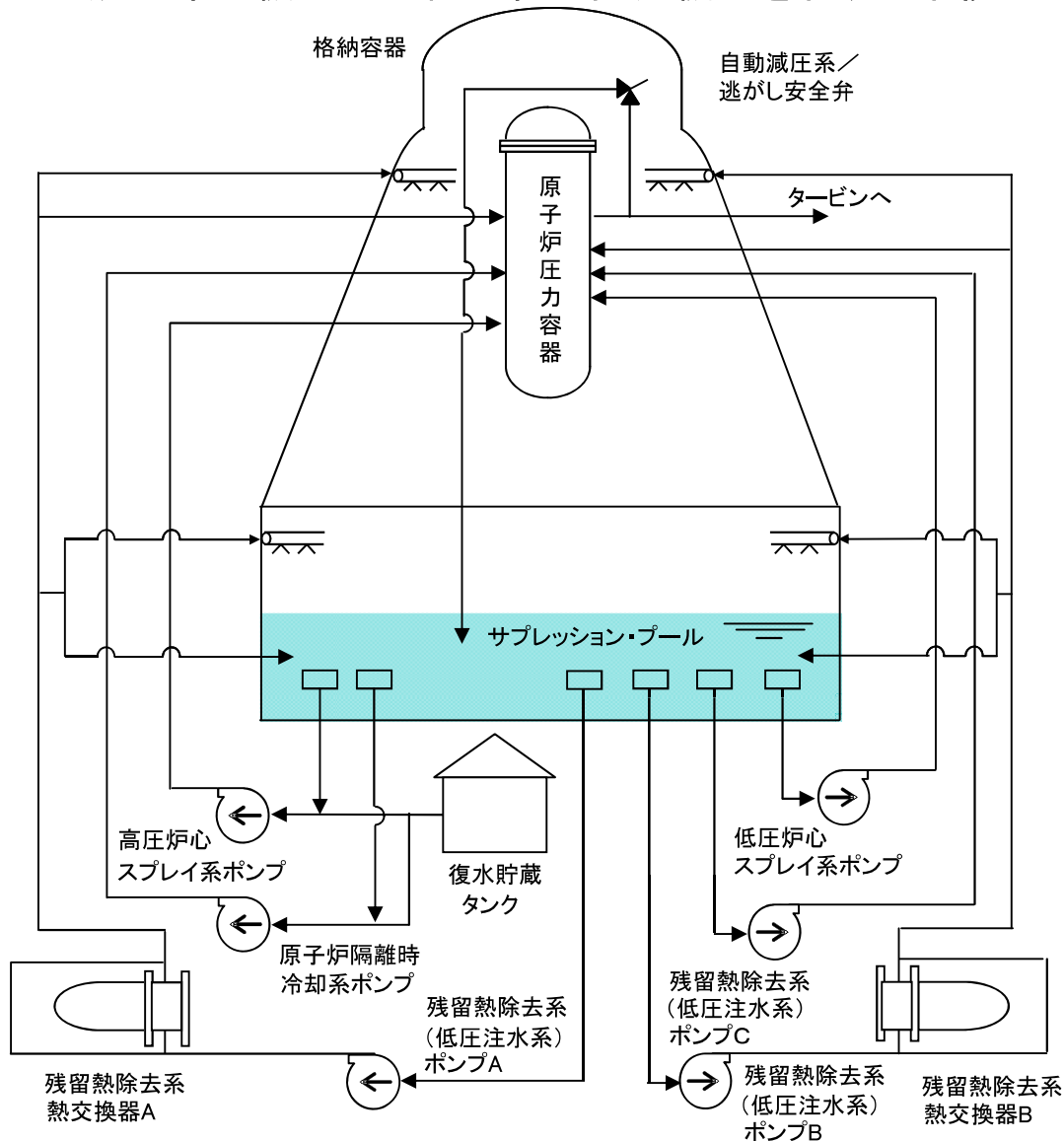
■PRAの評価対象

対象緩和設備	今回のPRAでの取り扱い
設計基準事故対処設備	考慮する
AM要請※以前から整備しているAM策	考慮しない (「ECCS手動起動」等の設計基準事故対処設備の機能を作動させるための操作については考慮)
AM要請※以降整備したAM策	考慮しない
緊急安全対策	考慮しない
重大事故等対処設備	考慮しない

※ 通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成4年7月)

2. 東海第二発電所のプラント構成について(1/4)

■炉心冷却機能及び格納容器除熱機能を有する系統



<ECCS等の区分>

区分Ⅲ

高圧炉心スプレイ系

区分Ⅰ

低圧炉心スプレイ系
残留熱除去系A
(低圧注水系A)
原子炉隔離時冷却系

区分Ⅱ

残留熱除去系B
(低圧注水系B)
残留熱除去系C
(低圧注水系C)

自動減圧系

2. 東海第二発電所のプラント構成について(2/4)

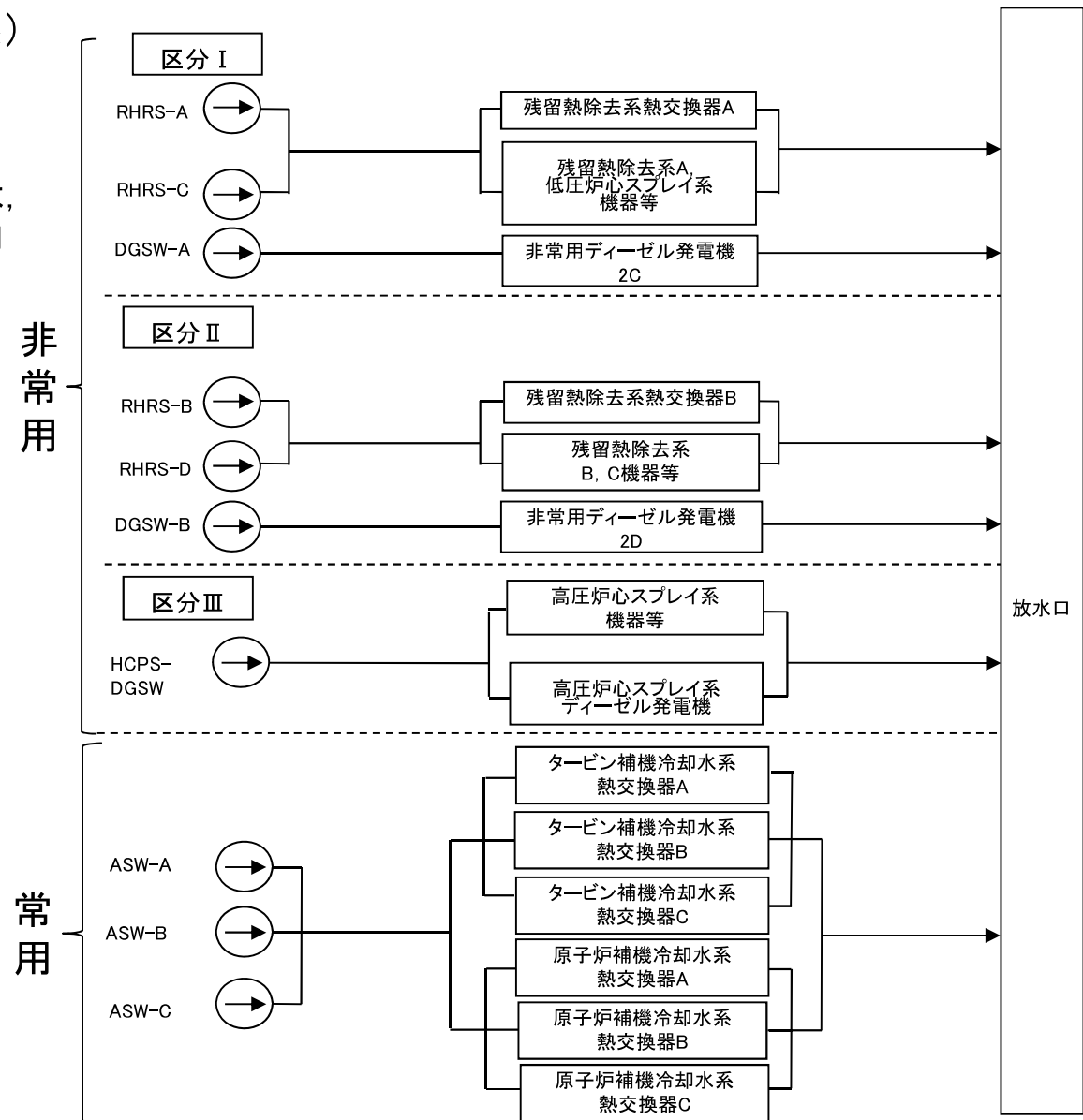
■安全機能のサポート機能(補機冷却系)

- 非常用(区分Ⅰ, Ⅱ, Ⅲ)と常用で各々独立した構成
- 東海第二発電所の非常用補機冷却系は、中間冷却系がなく海水で補機を直接冷却する構成

- 残留熱除去系海水系(RHRS), 非常用ディーゼル発電機海水系(DGSW)
 - ・区分Ⅰ, Ⅱの各負荷を冷却
- 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系(HPCS-DGSW)
 - ・区分Ⅲの高圧炉心スプレイ系及び高圧スプレイ系ディーゼル発電機を冷却

- 東海第二発電所の常用補機冷却系は、中間冷却系を海水で冷却する構成

- 補機海水系(ASW)
 - ・タービン補機冷却水系及び原子炉補機冷却水系を冷却



2. 東海第二発電所のプラント構成について(3/4)

■安全機能のサポート機能(電源系)

交流電源

➤ 運転時

- 主発電機から所内変圧器を経由して給電される

➤ 停止時

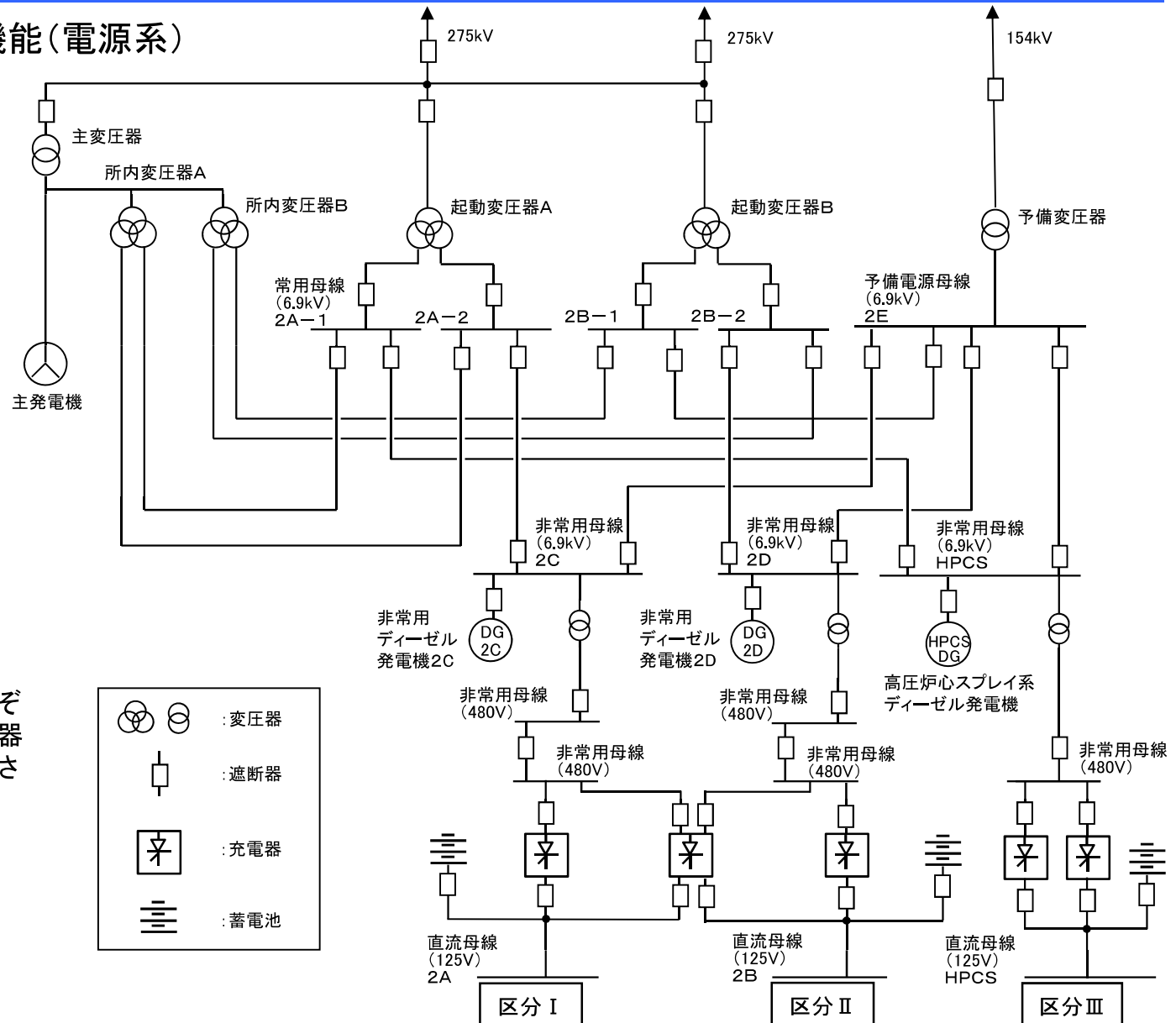
- 起動変圧器を経由して275kV系(2系統)から、又は予備変圧器を経由して154kV系(1系統)から給電される

➤ 外部電源喪失時

- 非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機から給電される

直流電源

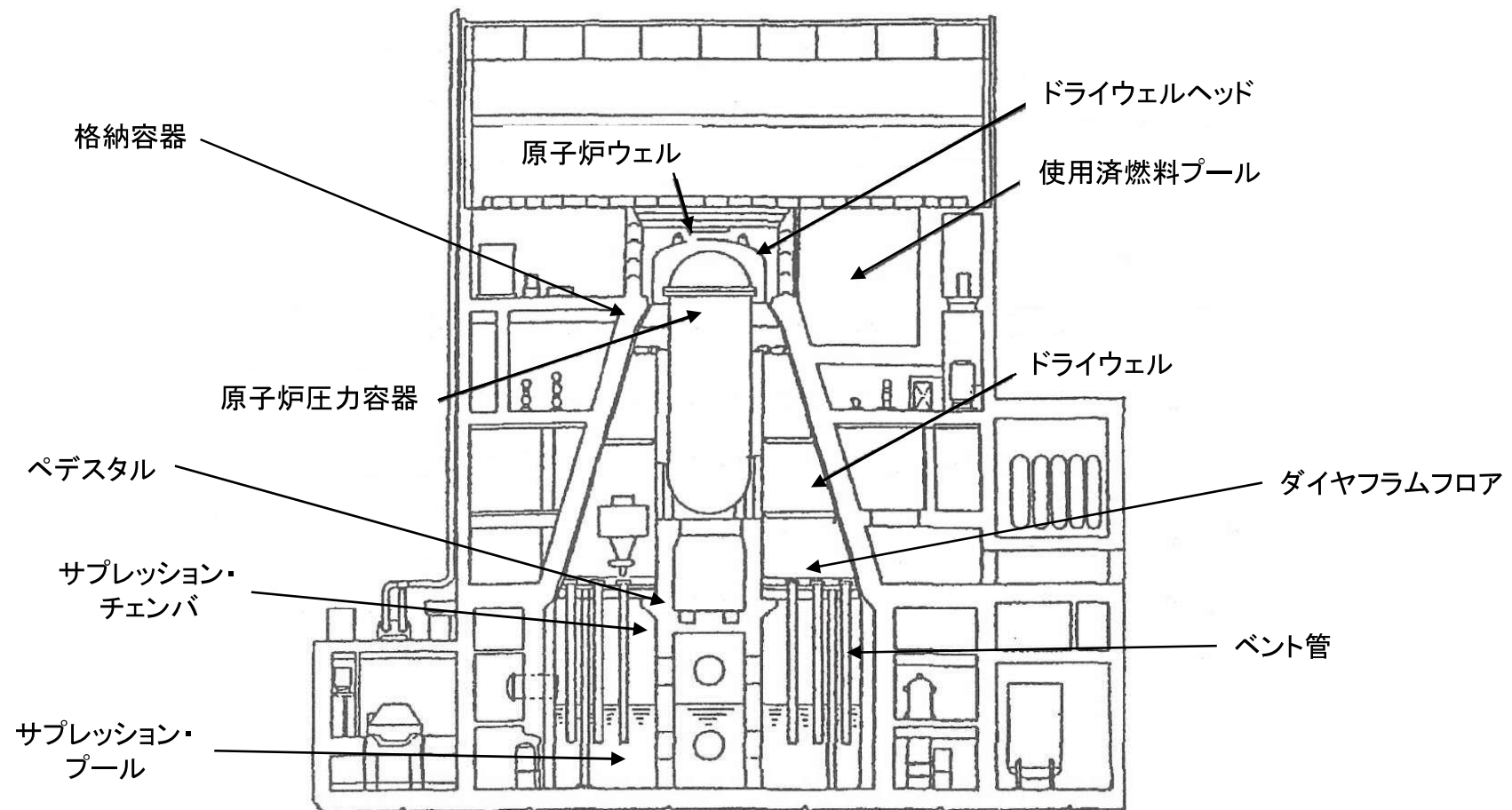
- 区分Ⅰ、Ⅱ及びⅢに対し、それぞれ非常用母線(480V)から充電器を介して、又は蓄電池から給電される



2. 東海第二発電所のプラント構成について(4/4)

■圧力抑制形の鋼製格納容器(Mark-II 型)

- 格納容器雰囲気は、通常運転時には窒素置換
- ドライウェル下部にサプレッション・チェンバを配置

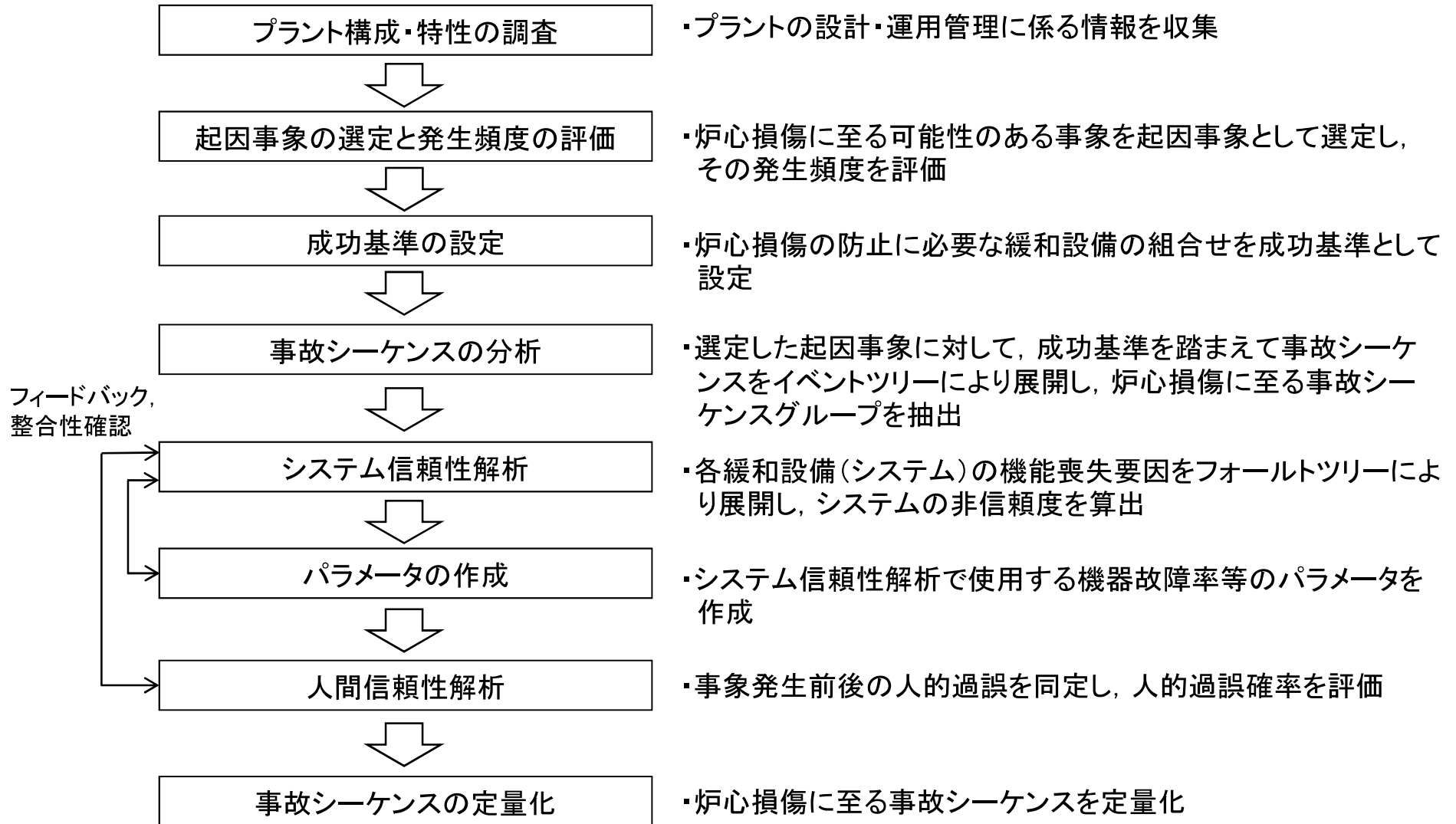


3. 出力運転時レベル1PRA

3. 1 内部事象出力運転時レベル1PRA

3. 1. 1 内部事象出力運転時レベル1PRAの評価フロー

■ 日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル1PSA編):2008」に準拠し、以下の手順で内部事象出力運転時レベル1PRAを実施



3. 1. 2 プラントの構成・特性

■内部事象出力運転時レベル1PRAで考慮する代表的設備

機能及び系統名	系統の概要
原子炉停止機能	
スクラム系 (原子炉緊急停止系、スクラム排出容器、 制御棒駆動水压系)	原子炉水位低(レベル3)等の信号により異常を検知して、急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。信号を発する原子炉緊急停止系、スクラム排出容器及び制御棒駆動水压系から構成される。
炉心冷却機能	
高圧炉心スプレイ系(HPCS)	原子炉水位異常低下(レベル2)又はドライウェル圧力高の信号で自動起動し、電動駆動のポンプにより、高圧～低圧状態の原子炉に注水する。
原子炉隔離時冷却系(RCIC)	原子炉水位異常低下(レベル2)の信号で自動起動し、蒸気タービン駆動のポンプにより、原子炉に注水する。
低圧炉心スプレイ系(LPCS)	原子炉水位異常低下(レベル1)又はドライウェル圧力高の信号で自動起動し、電動駆動のポンプにより、低圧状態の原子炉に注水する。
低圧注水系(LPCI) (残留熱除去系(RHR))	LPCIはRHRの機能の1つであり、原子炉水位異常低下(L1)又はドライウェル圧力高の信号で自動起動し、電動駆動のポンプにより、低圧状態の原子炉に注水する。
自動減圧系(ADS)	原子炉水位異常低下(L1)及びドライウェル圧力高の信号により、ADS機能を有する逃がし安全弁(S/R弁)を自動開放して原子炉圧力を低下させる。
格納容器除熱機能	
残留熱除去系(RHR) (格納容器スプレイ冷却モード/ サブプレッション・プール冷却モード)	格納容器スプレイ冷却モードはRHRの機能の1つであり、サブプレッション・プール水をRHRの熱交換器で冷却し、ドライウェル内及びサブプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格納容器内の温度、圧力を低減させる。サブプレッション・プール冷却モードはRHRの機能の1つであり、サブプレッション・プール水をRHRの熱交換器で冷却し、再びサブプレッション・プールへ戻すことによりサブプレッション・プールの温度を低減させる。
安全機能のサポート機能	
残留熱除去系海水系(RHRS) 非常用ディーゼル発電機海水系(DGSW) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW)	直接海水を供給することで、各々の補機を冷却する。 RHRS:LPCS, RHR 等 DGSW:DG-2C/2D HPCS-DGSW:HPCS, HPCS-DG
非常用ディーゼル発電機(DG) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (HPCS-DG)	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。
直流電源(DC)	RCICやディーゼル発電機の起動、逃がし安全弁の電磁弁や遮断器の開閉等の非常用機器の制御に用いる。

3. 1. 3 起因事象の選定と発生頻度の評価(1/2)

■通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に至る可能性のある事象を起因事象として選定

➤起因事象の選定

- 既往のPRA (NUREG-1150, 共通懇PSAレビュー検討WG), 設置変更許可申請書及びEPRI NP-2230を参考に, 同一のイベントツリーで評価できる起因事象区分を選定
 - ・ 過渡事象
 - ・ 外部電源喪失
 - ・ 手動停止／サポート系喪失(手動停止)
 - ・ サポート系喪失(自動停止)
 - ・ サポート系喪失(直流電源故障)
 - ・ LOCA
 - ・ 格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)
- 同一のフォールトツリーで評価できる起因事象グループに細分化
- 本プラント及び他の国内原子力発電所のトラブル事例をレビューし, 起因事象の網羅性を確認

➤評価対象外とした起因事象

- 発生頻度やプラントへの影響等の観点から, リスク評価上の重要性は低いと考えられる以下の事象を除外
 - ・ 自動スクラムに至らない過渡事象
 - ・ 放射性気体廃棄物処理施設の破損
 - ・ 燃料集合体の落下事象
 - ・ 制御棒落下
 - ・ 主蒸気管破断
 - ・ 原子炉圧力容器破損
 - ・ 通常停止

3. 1. 3 起因事象の選定と発生頻度の評価(2/2)

■選定した起因事象とその発生頻度及びその評価方法

起因事象		代表事象等	発生頻度 [回/炉年]	エラー ファクタ	評価方法
過渡事象	非隔離事象	発電機負荷遮断, タービントリップ 等	1.6E-01	3.0	・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・発生件数に対して, 総運転炉年※1より算出
	隔離事象	主蒸気隔離弁閉, 復水器真空度喪失 等	2.7E-02	3.0	
	全給水喪失	全給水流量喪失	1.0E-02	3.0	
	水位低下事象	給・復水ポンプ1台トリップ 等	2.7E-02	3.0	
	原子炉緊急停止系誤動作等	原子炉緊急停止系故障によるスクラム等	4.9E-02	3.0	
	逃がし安全弁誤開放	逃がし安全弁誤開放/開固着	1.0E-03	3.0	・発生経験はないため, 発生件数0.5件として, 総運転炉年※1より算出
外部電源喪失	外部電源喪失	外部電源喪失	4.2E-03	3.0	・国内BWR実績データ(平成21年3月末時点) ・発生件数に対して, 総運転炉年※2より算出
手動停止／ サポート系喪失 (手動停止)	計画外停止	軽微な故障による計画されない手動停止 等	4.3E-02	3.0	・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・発生件数に対して, 総運転炉年※1より算出
	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅰ)	片系の残留熱除去系海水系が故障した状態での手動停止	7.2E-04	3.0	・発生経験はないため, 発生件数0.5件として, 総運転炉年※1より算出(発生頻度は系統ある いは母線当たり)
	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)				
サポート系喪失 (自動停止)	交流電源故障(区分Ⅰ)	片系の非常用交流電源が故障した状態での手動停止	1.5E-04	3.0	
	交流電源故障(区分Ⅱ)				
	タービン・サポート系故障	常用の補機冷却海水系が故障した状態での手動スクラム	7.2E-04	3.0	
サポート系喪失 (直流電源故障)	直流電源故障(区分Ⅰ)	片系の直流電源が故障した状態での自動スクラム	2.8E-04	3.0	
	直流電源故障(区分Ⅱ)				
原子炉 冷却材喪失 (LOCA)	大LOCA	原子炉減圧操作なしで低圧注水可能となる規模のLOCA	2.0E-05	20.0	・発生経験はないため, NUREG/CR-5750※3及 びNUREG-1829※4のデータに基づき算出
	中LOCA	大LOCAと小LOCAの間となる規模のLOCA	2.0E-04	20.0	
	小LOCA	RCIC単独で水位確保が可能となる規模のLOCA	3.0E-04	10.0	
格納容器 バイパス	インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA)	原子炉冷却材圧力バウンダリ隔離弁試験時の隔離失敗 等により, 系統の低圧設計箇所に原子炉圧力がかかるこ とに伴う破損	4.1E-10	24.6	・システム解析により, 隔離弁等の故障により低 圧設計箇所が破損する頻度として算出

※1 国内BWR全32基の総運転炉年:約488.1炉年 ※2 国内BWR全32基の営業運転開始からの総年数(暦年):約706.1年

※3 配管の貫通クラックの発生経験から破断に至る確率を評価した文献 ※4 設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCA発生頻度を評価した文献

3. 1. 4 成功基準の設定(1/2)

■炉心損傷の防止に必要な緩和設備の組合せ及びそれらの機能を達成するために必要な条件

➤ 炉心損傷の定義

- 燃料被覆管表面最高温度1,200℃
- 燃料被覆管の酸化量15%

➤ 起因事象ごとの成功基準

- SAFERコードによる成功基準解析結果を基に設定

起因事象※		原子炉停止機能	炉心冷却機能	格納容器除熱機能
過渡事象 外部電源喪失 サポート系喪失 (自動停止) サポート系喪失 (直流電源故障)	逃がし安全弁 正常作動時	・原子炉緊急停止系 ＋スクラム排出容器 ＋制御棒駆動水圧系	・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧＋低圧炉心スプレイ系 ・手動減圧＋1/3低圧注水系	・1/2残留熱除去系
	逃がし安全弁 開固着時	・原子炉緊急停止系 ＋スクラム排出容器 ＋制御棒駆動水圧系	・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・1/3低圧注水系	・1/2残留熱除去系
手動停止／ サポート系喪失 (手動停止)	逃がし安全弁 正常作動時	—	・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧＋低圧炉心スプレイ系 ・手動減圧＋1/3低圧注水系	・1/2残留熱除去系
	逃がし安全弁 開固着時	—	・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・1/3低圧注水系	・1/2残留熱除去系
原子炉冷却材喪失 (LOCA)	大LOCA	・原子炉緊急停止系 ＋スクラム排出容器 ＋制御棒駆動水圧系	・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・1/3低圧注水系	・1/2残留熱除去系
	中LOCA	・原子炉緊急停止系 ＋スクラム排出容器 ＋制御棒駆動水圧系	・高圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系＋低圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系＋1/3低圧注水系	・1/2残留熱除去系
	小LOCA	・原子炉緊急停止系 ＋スクラム排出容器 ＋制御棒駆動水圧系	・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・自動減圧系＋低圧炉心スプレイ系 ・自動減圧系＋1/3低圧注水系	・1/2残留熱除去系

※ インターフェイスシステムLOCAは、設計基準事故対処設備のみでは炉心損傷を防止できないため、直接炉心損傷に至る事象として整理し、成功基準は設定しない

3. 1. 4 成功基準の設定(2/2)

■対象設備作動までの余裕時間及び作動時間

➤対象設備作動までの余裕時間

- 運転員操作の人的過誤確率の評価に使用する余裕時間については、MAAPコードによる事故進展解析結果を用いて設定

事故進展解析結果

- 炉心冷却に対する余裕時間(大中LOCA除く)
 - ・ 高圧・低圧注水機能喪失及び高圧注水・減圧機能喪失シーケンスの炉心損傷に至る時間に余裕を見込み30分を設定。
 - ・ SAFERコードにより炉心損傷を防止できることを確認。
- 格納容器除熱に対する余裕時間
 - ・ 崩壊熱除去機能喪失シーケンスの格納容器破損に至る時間に対して、S/P水温の上昇による注水設備への影響を考慮し、保守的に1時間と設定
- 大中LOCAの炉心冷却に対する余裕時間
 - ・ 余裕時間は極めて短い時間であることから極度にストレスレベルが高い場合の人的過誤率を設定

事故シーケンス	炉心損傷	格納容器破損
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)	0.9時間	15.9時間
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)	1.1時間	3.3時間
LOCA	0.2時間	1.6時間
崩壊熱除去機能喪失 (TW)	24.8時間	21.4時間※

※格納容器先行破損(炉心損傷前)

➤対象設備の使命時間

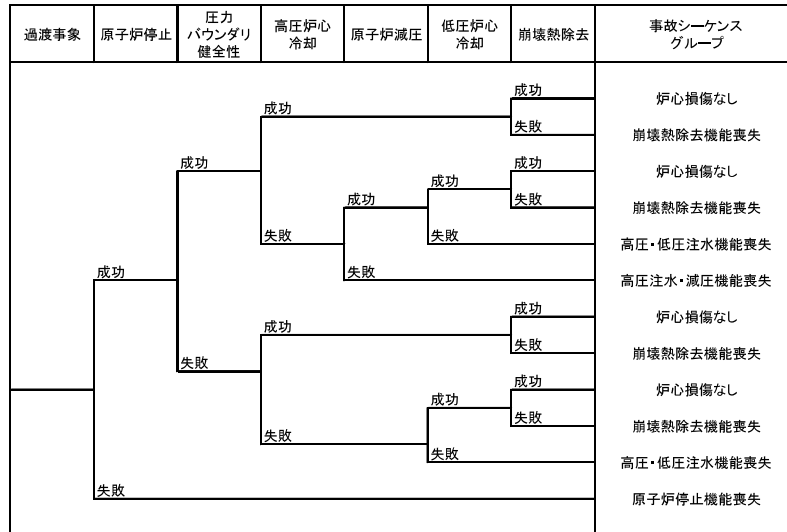
- プラントを安定した状態に移行させることが可能であり、機能喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる時間として24時間と設定

3. 1. 5 事故シーケンスの分析(1/2)

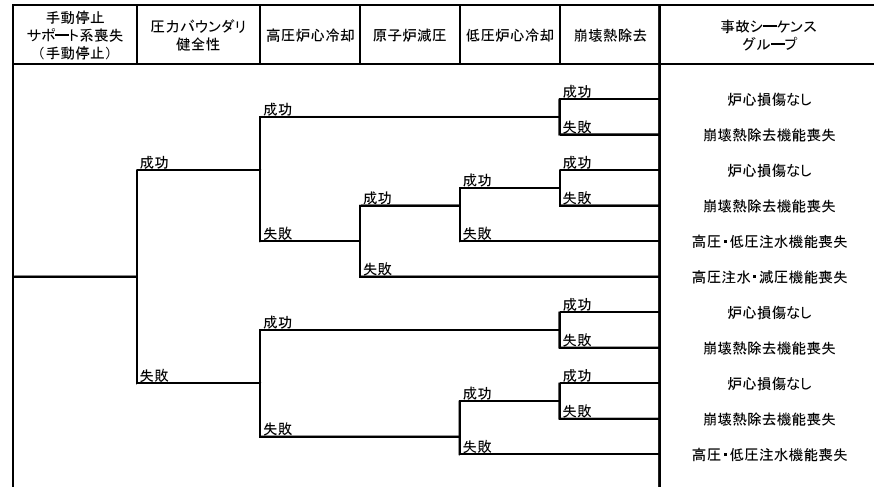
■事故シーケンスの分類

➤選定した起因事象に対して、成功基準を踏まえて事故シーケンスをイベントツリーにより展開

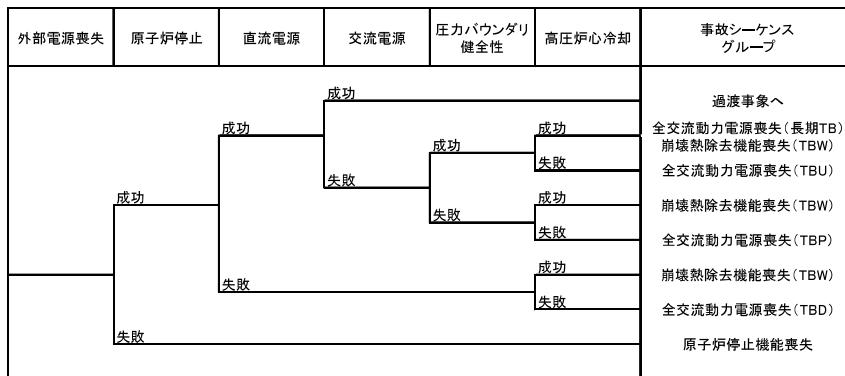
<過渡事象のイベントツリー>



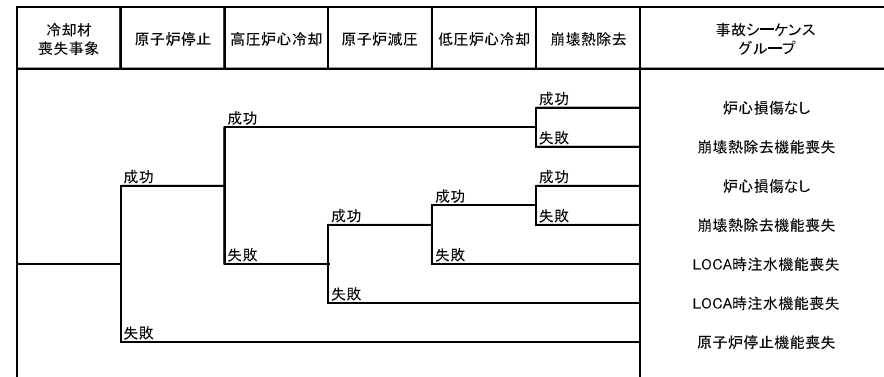
<手動停止／サポート系喪失(手動停止)のイベントツリー>



<外部電源喪失のイベントツリー>



<原子炉冷却材喪失のイベントツリー>



3. 1. 5 事故シーケンスの分析(2/2)

■事故シーケンスの分類

➤ 炉心損傷に至る事故シーケンスの最終状態を、安全機能に着目した、事故シーケンスグループに分類

＜事故シーケンスグループの分類と特徴＞

事故シーケンスグループ		事故シーケンスの特徴
高圧・低圧注水機能喪失	TQUV	事象発生後、高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗
高圧注水・減圧機能喪失	TQUX	事象発生後、高圧系による炉心冷却に失敗し、かつ原子炉の減圧に失敗
全交流動力電源喪失	TB	全交流動力電源喪失
	TBU	DG2台機能喪失、HPCS機能喪失及びRCIC機能喪失
	TBP	DG2台機能喪失、HPCS機能喪失及びS/R再閉失敗によるRCIC機能喪失
	TBD	直流電源の故障によるDG2台の起動失敗、HPCS機能喪失及びRCIC機能喪失
	長期TB	非常用ディーゼル発電機2台機能喪失、HPCS機能喪失及び蓄電池枯渇に伴うRCIC機能喪失
原子炉停止機能喪失	TC	事象発生後、原子炉停止(未臨界確保)に失敗
崩壊熱除去機能喪失	TW	事象発生後、原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗
	TBW	全交流動力電源喪失、HPCSによる炉心冷却は継続しているが、格納容器からの崩壊熱除去に失敗
LOCA時注水機能喪失	LOCA	原子炉冷却材喪失の場合において原子炉への注水に失敗
	AE	大LOCA後の炉心冷却失敗
	S1E	中LOCA後の炉心冷却失敗
	S2E	小LOCA後の炉心冷却失敗
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	ISLOCA	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)

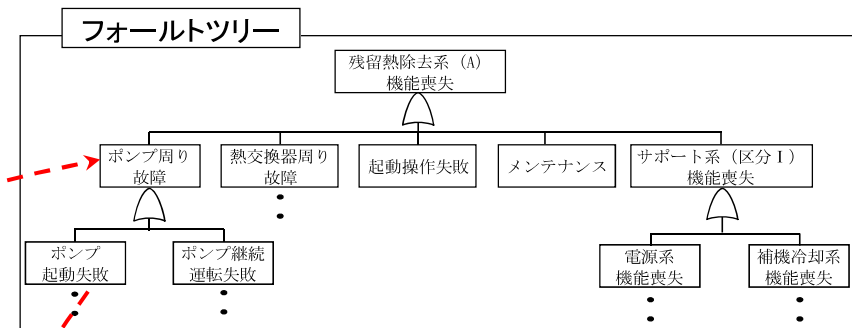
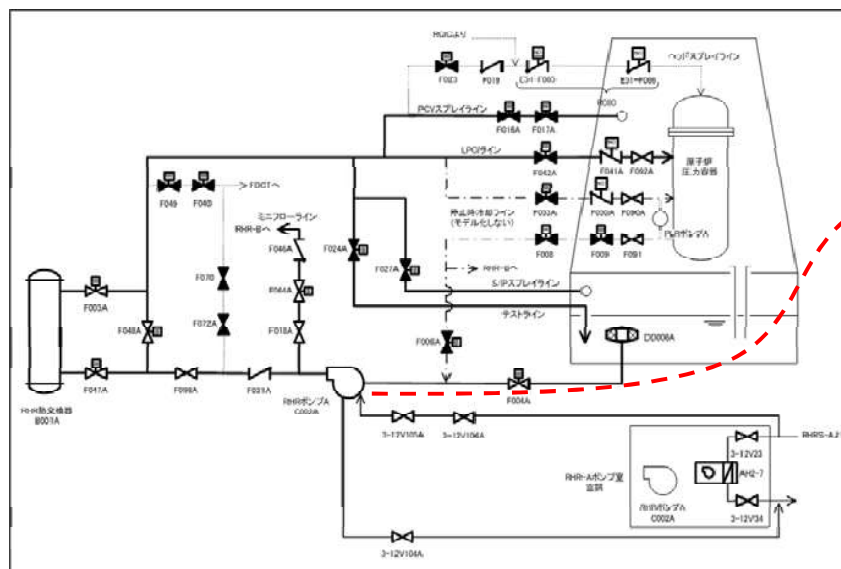
3. 1. 6 システム信頼性解析(1/2)

■システム信頼性評価手法

➤ フォールトツリー(FT)手法を用いて緩和設備が機能喪失に至る要因の組み合わせを網羅的に展開し、システムの非信頼度を定量化

- FTの作成に当たって、対象範囲を示す系統図を作成
- その範囲内にある機器でモデル化する故障モードを基事象リストの形で整理

＜システム信頼性評価の例＞



$$\text{RHRポンプ起動失敗確率} = \lambda_s \times T_s / 2$$

【基事象リスト】

機器番号	機器名称	故障モード	基事象ID	P&ID	EWD/CWD	故障率	EF	電源	試験間隔	使命時間	試験名称
E12_C002A	RHRポンプ	電動ポンプ運転継続失敗(淡水)	GMMPE12_C002AR	R-15 (27)	1330 (23)	1.10E-06	11.8	MC 2C_2 DC125V 2A	720	24	RHRポンプ手動起動試験
		電動ポンプ起動失敗(淡水-非常用)	GMMPE12_C002AS			1.30E-07	17.3				

試験頻度: 1回/月(720時間)

3. 1. 6 システム信頼性解析(2/2)

■評価対象としたシステム

- イベントツリーのヘディングに対応する緩和設備について、その機能遂行に必要なサポート系(電源, 補機冷却系, 空調機)を含めたFT作成
- 評価対象システム及び信頼性解析評価結果は下表のとおり

システム(系統)	非信頼度(平均値) [／要求時]	
	過渡事象	LOCA
HPCS	2.2E-03	2.8E-03
RCIC	3.3E-03	5.4E-03
ADS(手動減圧)	2.2E-03	2.1E-06
LPCS	1.8E-03	1.8E-03
LPCI-A	2.0E-03	1.9E-03
LPCI-B	2.0E-03	1.9E-03
LPCI-C	1.9E-03	1.8E-03
RHR-A	2.0E-03	2.0E-03
RHR-B	2.0E-03	2.0E-03
スクラム系	1.2E-07	1.2E-07

3. 1. 7 パラメータの作成(1/3)

■機器故障率パラメータの一覧

- 機器故障率は、原則として、NUCIAで公開されている「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定」(2009年5月 有限責任中間法人 日本原子力技術協会)に記載されているデータを使用

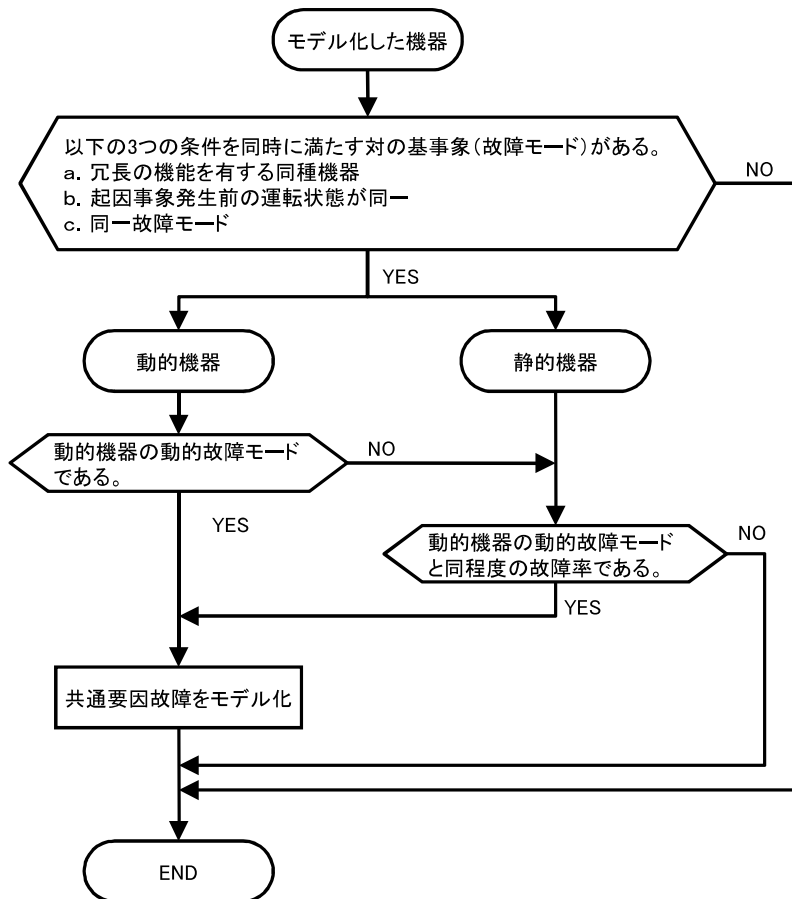
＜機器故障率の例＞

機器		故障モード	故障率(平均値)[1/h]	エラーファクタ
電動ポンプ(純水)	非常用待機	起動失敗	1.3E-07	17.3
	常用運転	継続運転失敗	1.1E-06	11.8
電動ポンプ(海水)	非常用待機	起動失敗	2.8E-07	16.4
	常用運転	継続運転失敗	7.7E-07	27.3
タービン駆動ポンプ		起動失敗	4.1E-06	47.3
		継続運転失敗	2.9E-06	4.3
電動弁(純水)		作動失敗	4.8E-08	60.0
		誤閉又は誤開	2.5E-09	9.4
		閉塞	9.7E-09	15.8
		外部リーク	2.5E-09	9.4
		内部リーク	4.1E-09	13.3

3. 1. 7 パラメータの作成(2/3)

■共通要因故障の同定方法

- 共通要因故障の同定フローに従い、対象機器及び故障モードを同定
- 動的機器の動的故障モードに加え、動的機器の静的故障モード及び静的機器についても動的機器の動的故障モードと同程度の故障率であれば対象として同定



共通要因故障の同定フロー

＜同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード＞

系統	機器タイプ	故障モード
RHRS	ポンプ	起動失敗, 運転継続失敗
	逆止弁	開失敗
DG室空調	ダンパ	開失敗
ECCS起動信号	検出器	作動失敗
	トリップ設定器	作動失敗
RPS	リレー(スクラムコンタクト)	作動失敗

＜システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード＞

系統	機器タイプ	故障モード
ECCS起動信号	検出器	作動失敗
	トリップ設定器	作動失敗
LPCI-A/B/C (RHR-A/B)	ポンプ	起動失敗, 運転継続失敗
	ファン	起動失敗, 運転継続失敗
	弁(手動弁は除く)	開失敗, 閉失敗
RHRS-A/B	ポンプ	起動失敗, 運転継続失敗
	弁(手動弁は除く)	開失敗
	ストレーナ	閉塞(内部破損含む)
交流電源(区分Ⅰ, Ⅱ) (DG-2C/2D)	非常用ディーゼル発電機	起動失敗, 運転継続失敗
	ポンプ	起動失敗, 運転継続失敗
	ファン	起動失敗, 運転継続失敗
	弁(手動弁は除く)	開失敗
	ストレーナ	閉塞(内部破損含む)
DGSW-A, B	ポンプ	起動失敗, 運転継続失敗
	ストレーナ	閉塞(内部破損含む)
直流電源(区分Ⅰ, Ⅱ)	蓄電池	給電失敗

3. 1. 7 パラメータの作成(3/3)

■共通要因故障の評価方法と共通要因故障のパラメータ

➤高次の冗長化された機器の共通要因故障のモデル化はMGL法を使用

＜共通要因故障パラメータの一覧＞

機器タイプ	β ファクタ ※1	γ ファクタ ※2	備考
ポンプ, ファン	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁, ダンパ	0.130	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
DG	0.021	—	NUREG-1150
検出器, トリップ設定器	0.082	—	NUREG/CR-2771
リレー(スクラムコンタクタ)	0.050	—	SECY-83-293
蓄電池	0.008	—	NUREG-0666
ストレーナ	0.133	—	NUREG/CR-5497

※1: 多重故障(2重以上)が発生する確率

※2: 多重故障が発生した場合, それが3重以上の故障である条件付確率(NUREG/CR-4550に基づき γ ファクタを算出)

3. 1. 8 人間信頼性解析(1/2)

■人的過誤の評価に用いた手法

- THERP手法(NUREG/CR-1278)を用いて, 起因事象発生前後の人的過誤確率を評価

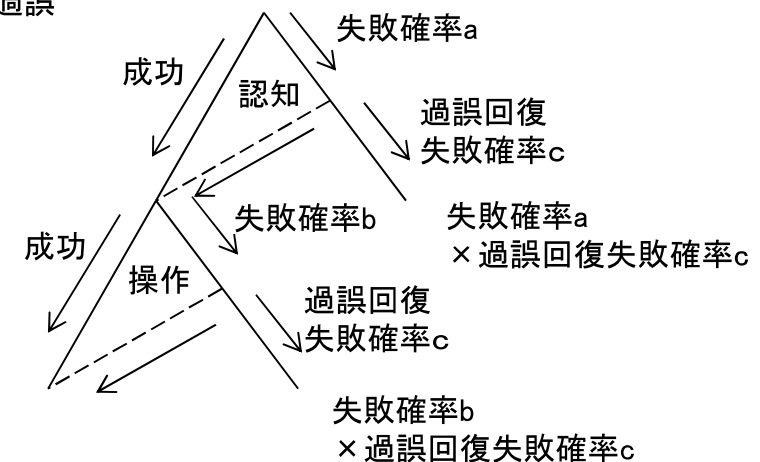
■評価対象とした人的過誤

➤ 起因事象発生前の人的過誤

- 運転員による試験, 操作, 及びその後の状態復旧に係る人的過誤

➤ 起因事象発生後の人的過誤

- 運転員による緩和操作のための認知失敗及び操作失敗に係る人的過誤
 - ・ 認知失敗確率は時間信頼性曲線を用いて評価
 - ・ 操作失敗確率は運転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮し評価



HRAツリーの例

HRAツリーにおける
操作失敗確率 = $(a + b) \times c$

3. 1. 8 人間信頼性解析(2/2)

■人的過誤の評価結果

人的過誤		過誤確率 (平均値) [／d]	エラー ファクタ
起因事象 発生前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	6.5E-05	10.0
	DG試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3.9E-03	3.0
	弁の通常状態への復旧失敗 (ISLOCA)	1.6E-03	10.0
起因事象 発生後	原子炉水位制御操作失敗	1.4E-03	5.0
	水源切替操作失敗 (CST→S／P, 大中LOCA以外)	1.4E-03	5.0
	水源切替操作失敗 (CST→S／P, 中LOCA)	2.0E-01	5.0
	注水不能認知失敗 (大中LOCA以外)	7.9E-04	10.0
	注水不能認知失敗 (大中LOCA)	4.0E-01	5.0
	高圧注水系起動操作失敗	2.5E-03	3.0
	原子炉手動減圧失敗 (LOCA以外)※	1.4E-03	5.0
	原子炉手動減圧失敗 (LOCA)※	1.4E-01	3.0
	低圧注水系起動操作失敗※	1.5E-01	3.0
	RHR系操作失敗	4.4E-05	10.0
	DG燃料油補給操作失敗	8.9E-05	10.0

※高圧注水系の操作失敗との従属性を考慮

3. 1. 9 事故シーケンスの定量化(1/4)

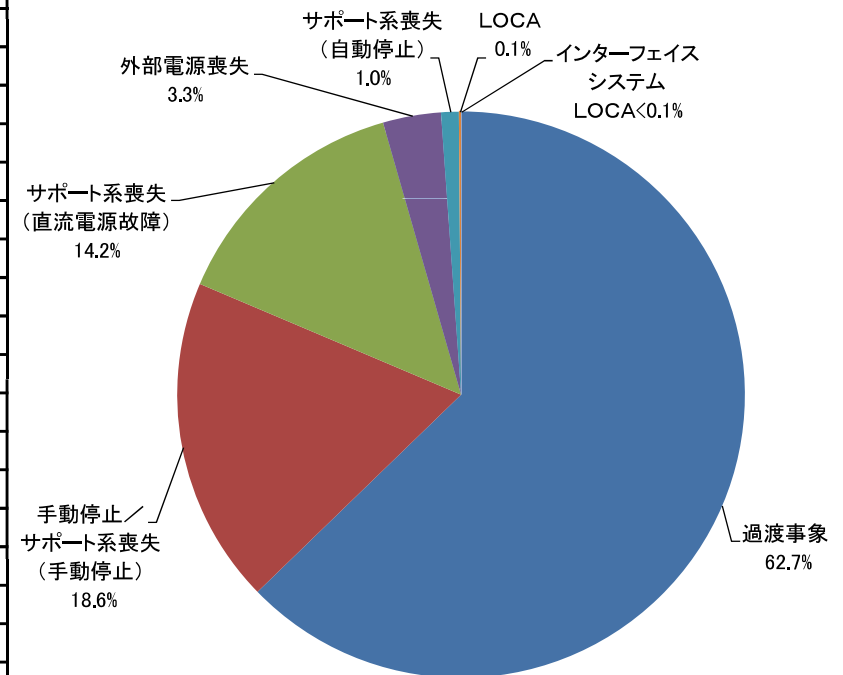
■全炉心損傷頻度は、約 $3.6\text{E}-5$ ／炉年(点推定値)

■起因事象別の炉心損傷頻度

➤「過渡事象」の寄与割合が約62.7%と支配的。これは、起因事象発生頻度が高いため。

➤「手動停止／サポート系喪失(手動停止)」及び「サポート系喪失(直流電源故障)」の寄与割合が比較的高い理由は、期待できる緩和設備が限定されるため。

起因事象			起因事象 発生頻度 (／炉年)	条件付 炉心損傷確 率 (CCDP)	炉心損傷 頻度 (／炉年) (点推定値)	寄与 割合
過渡事象	非隔離事象		1.6E-01	8.2E-05	1.3E-05	36.6%
	隔離事象		2.7E-02	8.2E-05	2.2E-06	6.2%
	全給水喪失		1.0E-02	8.2E-05	8.2E-07	2.3%
	水位低下事象		2.7E-02	8.2E-05	2.2E-06	6.2%
	原子炉緊急停止系誤動作等		4.9E-02	8.2E-05	4.0E-06	11.2%
	逃がし安全弁誤開放		1.0E-03	8.2E-05	8.2E-08	0.2%
外部電源喪失	外部電源喪失		4.2E-03	2.8E-04	1.2E-06	3.3%
手動停止／ サポート系喪失 (手動停止)	計画外停止		4.3E-02	8.2E-05	3.5E-06	9.8%
	残留熱除去系海 水系故障	区分Ⅰ	7.2E-04	2.0E-03	1.4E-06	3.9%
		区分Ⅱ	7.2E-04	2.0E-03	1.4E-06	4.0%
サポート系喪失 (自動停止)	交流電源故障	区分Ⅰ	1.5E-04	2.0E-03	3.0E-07	0.8%
		区分Ⅱ	1.5E-04	2.0E-03	3.0E-07	0.8%
	タービン・サポート系故障		7.2E-04	8.2E-05	5.9E-08	0.2%
サポート系喪失 (直流電源故障)	直流電源故障	区分Ⅰ	2.8E-04	9.1E-03	2.5E-06	7.1%
		区分Ⅱ	2.8E-04	9.1E-03	2.5E-06	7.1%
LOCA	大LOCA		2.0E-05	8.2E-05	1.6E-09	<0.1%
	中LOCA		2.0E-04	8.2E-05	1.6E-08	<0.1%
	小LOCA		3.0E-04	8.2E-05	2.5E-08	<0.1%
格納容器バイパス (インターフェイスシ ステムLOCA)	インターフェイスシステムLOC A		4.1E-10	1.0E+00	4.1E-10	<0.1%
合計					3.6E-05	100%

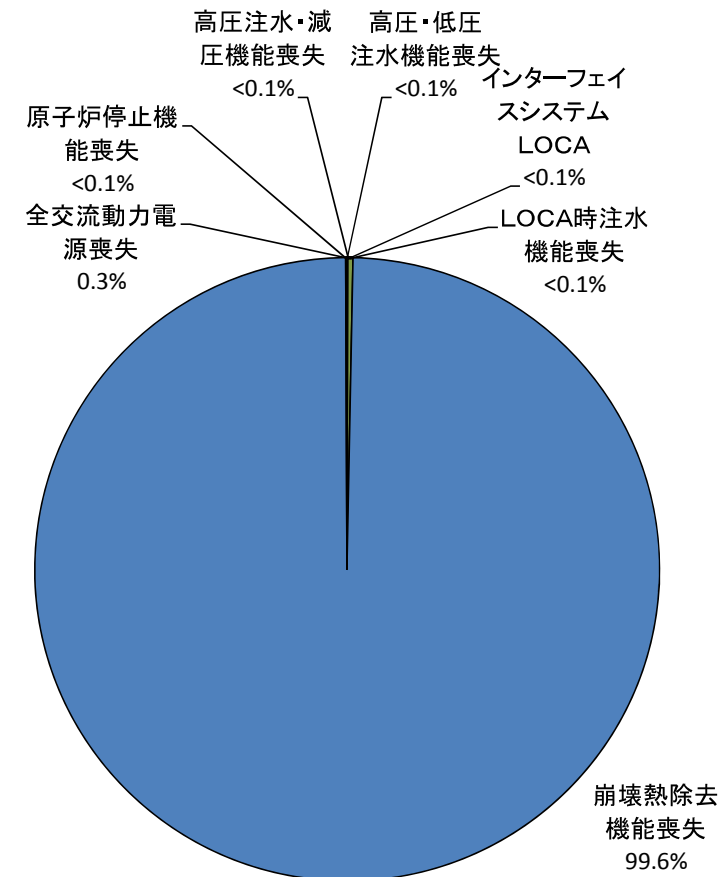


3. 1. 9 事故シーケンスの定量化(2/4)

■事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

➤「崩壊熱除去機能喪失」の寄与割合が約99.6%と支配的。これは、本評価で期待している崩壊熱除去機能を有する設備がRHRのみであり、炉心冷却機能に比べて期待できる緩和設備が少ないため

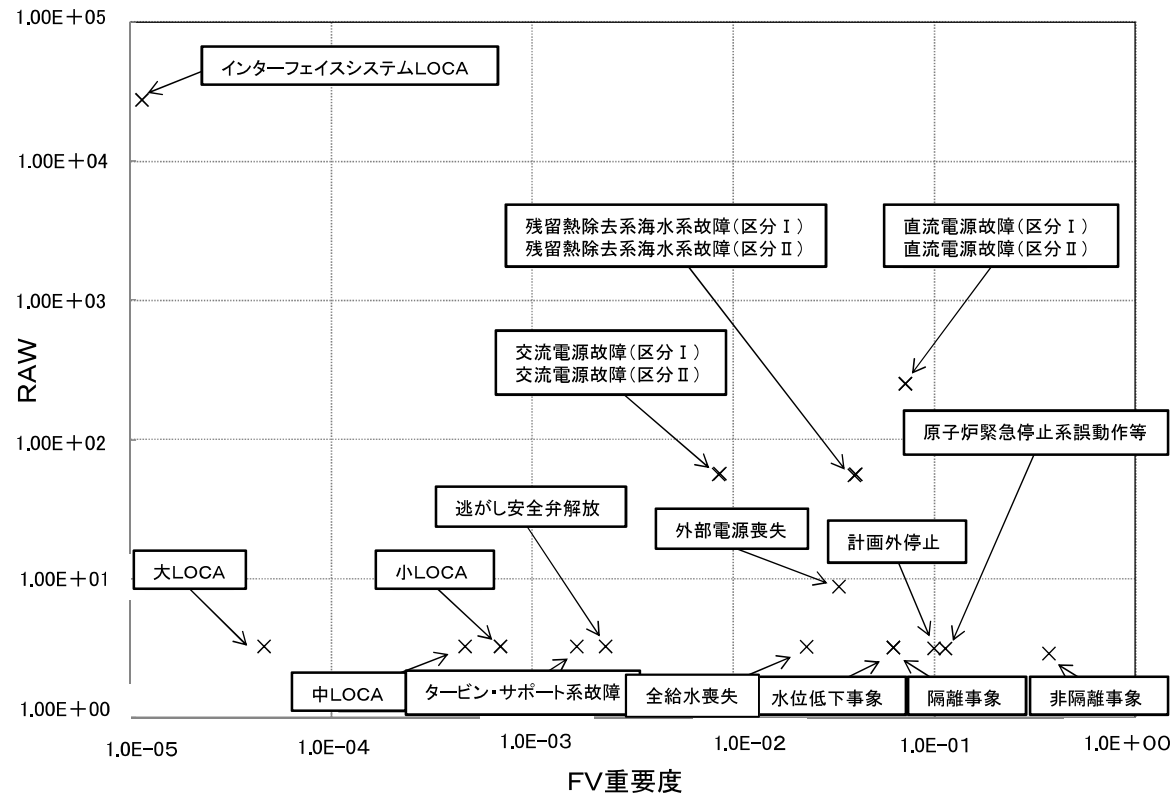
事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (／炉年) (点推定値)	寄与割合
高圧・低圧注水機能喪失	TQUV	3.0E-09	<0.1%
高圧注水・減圧機能喪失	TQUX	1.1E-08	<0.1%
全交流動力電源喪失	長期TB	7.6E-08	0.2%
	TBU	2.0E-08	<0.1%
	TBP	5.1E-10	<0.1%
	TBD	5.7E-12	<0.1%
崩壊熱除去機能喪失	TW	3.1E-05	86.8%
	TBW	4.6E-06	12.9%
原子炉停止機能喪失	TC	2.4E-08	<0.1%
LOCA時注水機能喪失	AE	1.3E-12	<0.1%
	S1E	1.8E-11	<0.1%
	S2E	1.2E-13	<0.1%
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	ISLOCA	4.1E-10	<0.1%
合計		3.6E-05	100%



3. 1. 9 事故シーケンスの定量化(3/4)

■重要度解析(起因事象)

- FV重要度は、全CDFに対する寄与割合と同じであることから「非隔離事象」のFV重要度が高い
- RAWは緩和設備に期待できない「インターフェイスシステムLOCA」が高い



FV重要度

炉心損傷を仮定したときに当該事象の発生が寄与している割合を示す指標。特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を0とした時にリスクがどれだけ低減されるかを示す指標である。

$$FV = \frac{F_A(CD)}{F(CD)}$$

$F_A(CD)$: 事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度
 $F(CD)$: 炉心損傷頻度

RAW

ある事象が必ず発生するとした時に、リスクがどれだけ増加するかを示す指標。

$$RAW = \frac{F(CD / A = 1)}{F(CD)}$$

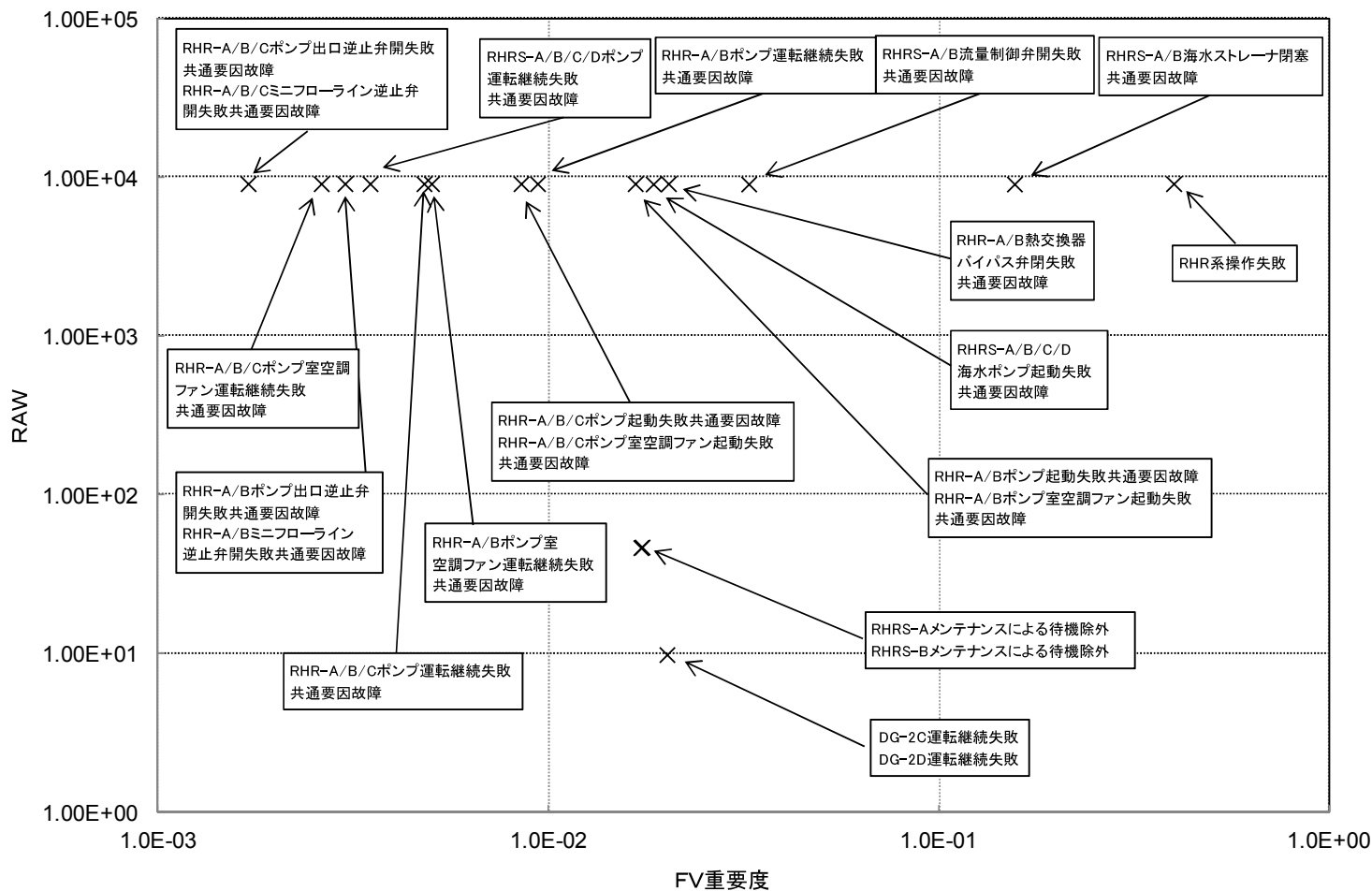
$F(CD / A = 1)$: 事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度
 $F(CD)$: 炉心損傷頻度

3. 1. 9 事故シーケンスの定量化(4/4)

■重要度解析(緩和設備の基事象)

➤RHR-A/Bの同時機能喪失に至る基事象(共通要因故障及びRHR系操作失敗)の重要度が高い

→崩壊熱除去機能の強化がリスクの低減に寄与



3. 1. 10 不確実さ解析と感度解析(1/2)

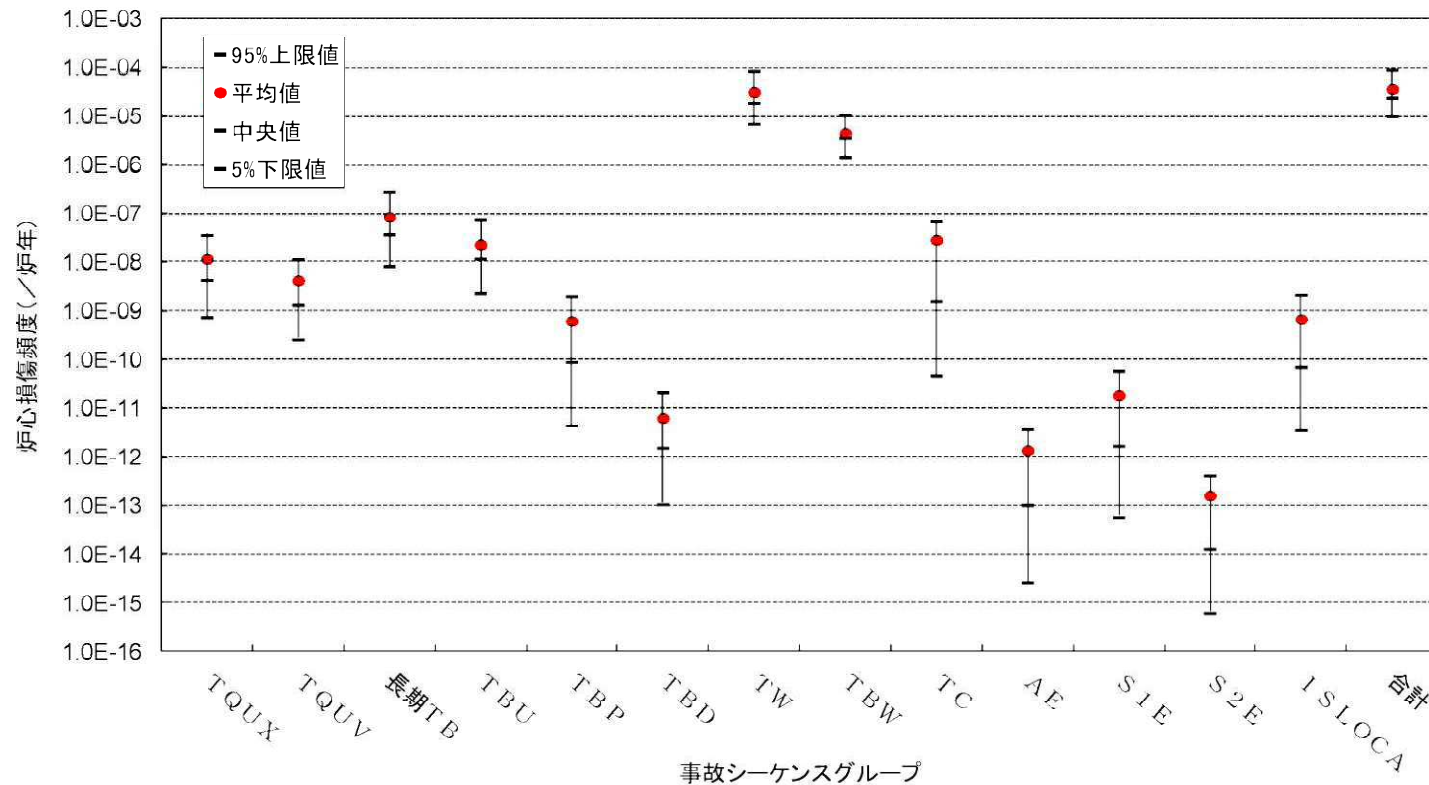
■不確実さ解析

- 各事故シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度について、平均値、95%上限値、中央値、5%下限値及び不確定性の指標としてエラーファクター(EF)を評価
- 全炉心損傷頻度の平均値は約 $3.7\text{E}-5$ /炉年、EFは約3.0

不確実さ解析の評価条件

- ・試行回数 1000
- ・対象パラメータ : 起因事象発生頻度, 機器故障率, 人的過誤確率
- ・不確定性の指標 : 5%及び95%確率値を用いたEF

$$EF = \sqrt{95\% \text{上限値} / 5\% \text{下限値}}$$



3. 1. 10 不確実さ解析と感度解析(2/2)

■感度解析(プラント固有データの反映)

➤ 東海第二発電所の固有の運転実績を考慮した起因事象発生頻度及び機器故障率を用いた感度解析

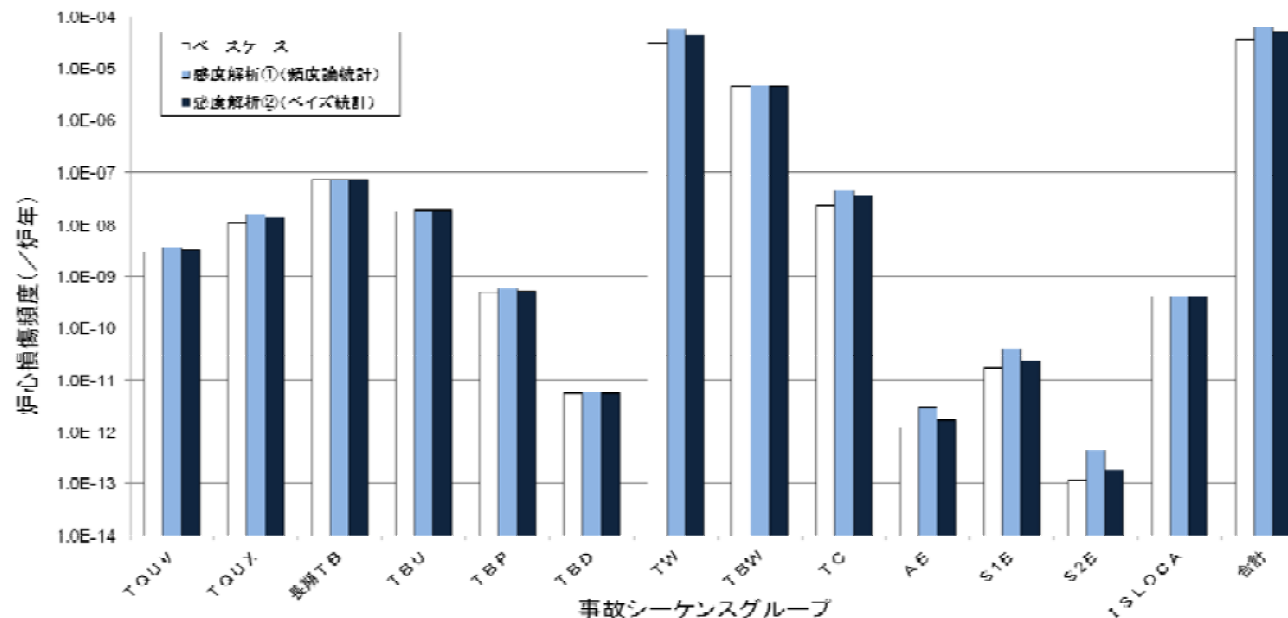
(①頻度論統計, ②ベイズ統計)

起因事象	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
非隔離事象	1.6E-01/炉年	3.1E-01/炉年	2.8E-01/炉年
水位低下事象	2.7E-02/炉年	8.8E-02/炉年	4.9E-02/炉年
原子炉緊急停止系誤動作等	4.9E-02/炉年	4.4E-02/炉年	5.0E-02/炉年
計画外停止	4.3E-02/炉年	4.4E-02/炉年	4.5E-02/炉年

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

➤ 全CDFは頻度論統計の場合はベースケースの約1.7倍(約6.2E-5/炉年), ベイズ統計の場合は約1.4倍(約5.1E-5/炉年)

→ベースケースの不確実さの中に収まっており, 大きな感度をもたないことを確認

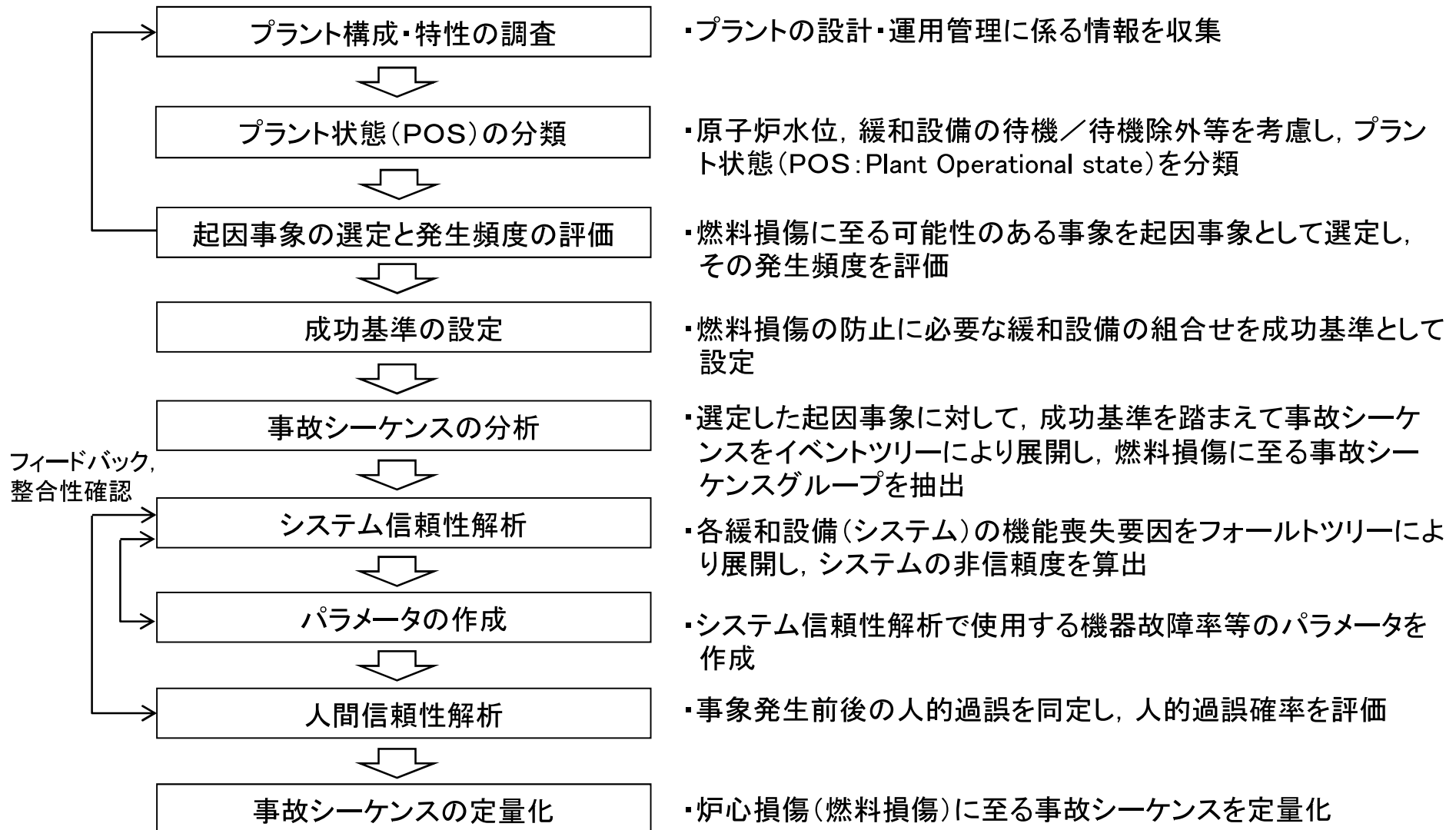


4. 停止時レベル1PRA

4. 1 内部事象停止時レベル1PRA

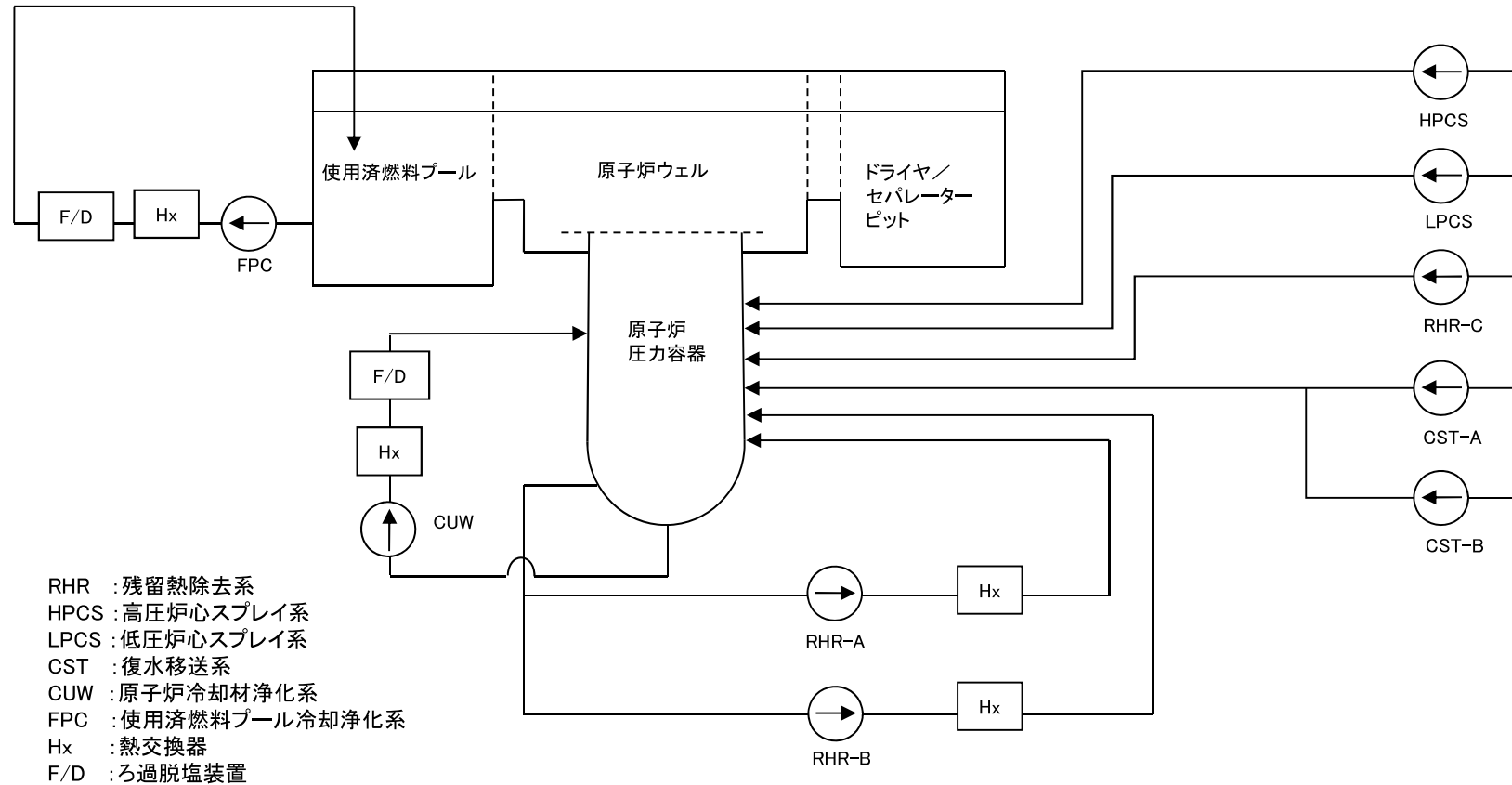
4. 1. 1 内部事象停止時レベル1PRAの評価フロー

■ 日本原子力学会標準「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル1PSA編):2010」に準拠し、以下の手順で内部事象停止時レベル1PRAを実施



4. 1. 2 プラントの構成・特性(1/2)

■東海第二発電所における主要設備



注: 本PRAでは、FPC及びCUWによる除熱には期待していない。

4. 1. 2 プラントの構成・特性(2/2)

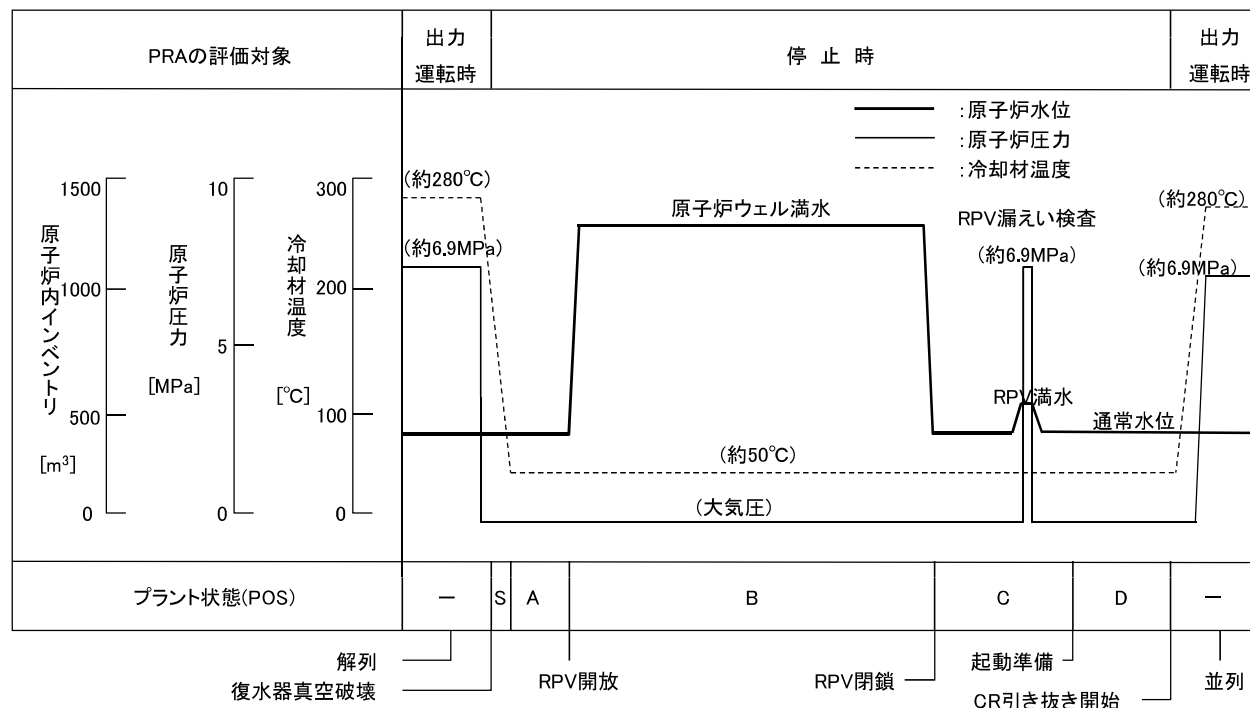
■内部事象停止時レベル1PRAの考慮する代表的設備

機能及び系統名	系統の説明
炉心冷却機能	
残留熱除去系(RHR) (原子炉停止時冷却モード)	原子炉停止時冷却モードはRHRの機能の1つであり、電動駆動のポンプを手動起動し、原子炉冷却材中の保有熱を除去して原子炉の冷却を行う。
高圧炉心スプレイ系(HPCS)	電動駆動のポンプを手動起動し、高圧～低圧状態の炉心に注水する。
低圧炉心スプレイ系(LPCS)	電動駆動のポンプを手動起動し、低圧状態の炉心に注水する。
低圧注水系(LPCI) (残留熱除去系(RHR))	電動駆動のポンプを手動起動し、低圧状態の炉心に注水する。
復水移送系(GST)	電動駆動のポンプを手動起動し、低圧状態の炉心に注水する。
安全機能のサポート機能	
残留熱除去系海水系(RHRS) 非常用ディーゼル発電機海水系(DGSW) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW)	直接海水を供給することで、各々の補機を冷却する。 RHRS:LPCS, RHR DGSW:DG-2C/2D HPCS-DGSW:HPCS, HPCS-DG
非常用ディーゼル発電機(DG) HPCSディーゼル発電機(HPCS-DG)	外部電源の喪失を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。
直流電源(DC)	DGの起動等に用いる。

4. 1. 3 停止中のPOSの分類(1/2)

■プラント状態の推移

➤RPV/PCVの状態, 原子炉水位, 及び緩和設備の待機状態を考慮し, プラント状態(POS)を分類



POS	
事象区分S	原子炉冷温停止への移行状態
事象区分A	RPV/PCV開放への移行状態
事象区分B	原子炉ウェル満水状態
事象区分C	RPV/PCV閉鎖への移行状態
事象区分D	起動準備状態

4. 1. 3 停止中のPOSの分類(2/2)

■評価対象工程の選定及びPOSの分類

- 過去の定期検査のうち、特殊工程を含まない標準的な工程である第19回定期検査工程を選定
- POS-B, Cは使用可能な緩和設備の状態を考慮し、細分化

POS		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
日数		1	2	5	3	14	8	12	13	8	9	7
代表水位		通常水位			原子炉ウエル満水						通常水位	
CRD点検												
LPRM点検												
除熱系	RHR-A											
	RHR-B											
注水系	CST-A											
	CST-B											
	HPCS											
	LPCS											
	LPCI-A											
	LPCI-B											
	LPCI-C											
補機冷却系	RHRS-A											
	RHRS-B											
電源系	DG-2C											
	DG-2D											
	HPCS-DG											

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

■ : 運転 □ : 待機 ■ : 待機除外

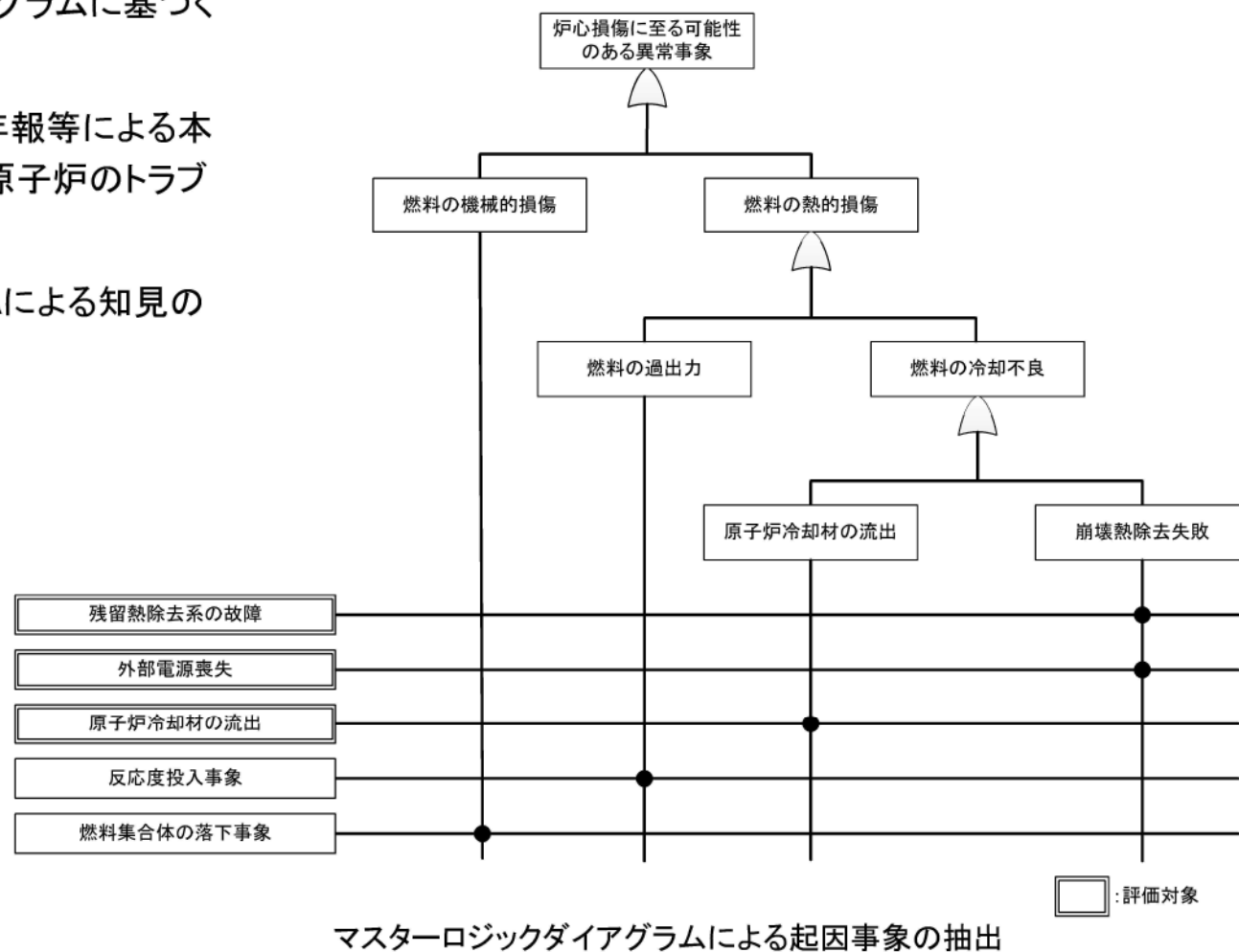
POS	期間(日)
S	1
A	2
B	55
C	17
D	7

CRD : 制御棒駆動系
 CUW : 原子炉冷却材浄化系
 RHR : 残留熱除去系
 CST : 復水移送系
 HPCS : 高圧炉心スプレイ系
 LPCS : 低圧炉心スプレイ系
 LPCI : 低圧注水系
 RHRS : 残留熱除去系海水系
 DG : ディーゼル発電機
 LPRM : 局部出力領域モニタ

4. 1. 4 起因事象の選定と発生頻度の評価(1/2)

■起因事象の選定

- マスターロジックダイアグラムに基づく分析・抽出
- 原子力施設運転管理年報等による本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー
- 国内外での既往のPRAによる知見の活用



4. 1. 4 起因事象の選定と発生頻度の評価(2/2)

■起因事象の選定結果及び発生頻度

➤ 選定した起因事象について、国内BWRプラントの実績データ又は人間信頼性解析により発生頻度を算出

起因事象		発生頻度		評価方法
崩壊熱除去機能喪失				- 国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） - RHRS喪失は発生実績がないため0.5回の発生を仮定 - POSごとの起因事象発生頻度は1日当たりの発生頻度にPOS日数を乗じて算出
	RHR喪失	5.6E-05	(／日)	
	RHRS喪失	7.1E-06	(／日)	
外部電源喪失				- 国内BWR実績データ(平成21年3月末時点) - POSごとの起因事象発生頻度は1日当たりの発生頻度にPOS日数を乗じて算出
	外部電源喪失	2.6E-05	(／日)	
原子炉冷却材の流出				- 人間信頼性解析により算出 - POSごとの起因事象発生頻度は1回(本)当たりの発生頻度にPOSの期間中の操作回数(点検本数)を乗じて算出
	RHR切替時のLOCA	2.9E-04	(／回)	
	CUWブロー時のLOCA	1.3E-04	(／回)	
	CRD点検時のLOCA	1.1E-06	(／本)	
	LPRM点検時のLOCA	5.4E-07	(／本)	

■評価対象外とした起因事象

➤ 発生頻度やプラントへの影響の観点から、リスク評価上の重要性が低いと考えられる以下の事象を除外

- ・ インターフェイスシステムLOCA
- ・ 配管破断LOCA
- ・ 反応度投入事象
- ・ 燃料集合体の落下事象

4. 1. 5 成功基準の設定

■炉心損傷判定条件

➤ 炉心燃料の有効燃料長頂部(TAF)が露出した状態

■起因事象毎の成功基準

➤ 各POSに対して炉心損傷防止に必要な緩和設備を設定

各起因事象及び各プラント状態における成功基準

POS 起因事象	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D
RHR喪失	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B CST-A CST-B	CST-A	CST-A	CST-B	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	HPCS LPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
RHRS 喪失	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B CST-A CST-B	CST-A	CST-A	CST-B	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	HPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS CST-A CST-B	RHR-B HPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
外部電源 喪失	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	RHR-A LPCI-A CST-A	LPCI-B	LPCI-B CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	RHR-A HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-B LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	RHR-A RHR-B HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
RHR 切替時の LOCA				LPCI-B CST-A			HPCS LPCS LPCI-A CST-A CST-B			HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
CUW ブロー時の LOCA									HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B		HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B
CRD 点検時の LOCA				LPCI-B CST-A※							
LPRM 点検時の LOCA				LPCI-B CST-A							

※：CRD点検時のLOCAのうち、大規模流出時はCSTに期待できない

4. 1. 6 事故シーケンスの分析(1/2)

■ イベントツリー

➤ 各起因事象に対して、緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開

＜残留熱除去系の故障に対するイベントツリー＞

残留熱除去系の故障	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンスグループ
	成功	燃料損傷なし
	失敗	崩壊熱除去機能喪失

＜外部電源喪失に対するイベントツリー＞

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

※ 交流電源及び直流電源は区分Ⅰ、Ⅱ電源のことを意味し、区分Ⅲ電源は含めない

＜原子炉冷却材の流出に対するイベントツリー＞

原子炉冷却材の流出	崩壊熱除去・炉心冷却	事故シーケンスグループ
	成功	燃料損傷なし
	失敗	原子炉冷却材の流出

4. 1. 6 事故シーケンスの分析(2/2)

■ 事故シーケンスの分類

- 炉心損傷に至る事故シーケンスの最終状態を起因事象や緩和設備の作動状況から、下表の事故シーケンスグループへ類型化

事故シーケンスグループ	事故シーケンスの特徴
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障後、崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗し炉心損傷
	外部電源喪失後、非常用DGによる交流電源の確保に成功したが、崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗し炉心損傷
全交流動力電源喪失	外部電源喪失後、非常用DGによる交流電源の確保に失敗し、後段のHPCSによる崩壊熱除去及び炉心冷却にも失敗し炉心損傷
	外部電源喪失後、直流電源の確保に失敗し、後段のHPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却にも失敗し炉心損傷
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し炉心損傷

4. 1. 7 システム信頼性解析

■評価対象としたシステム

- イベントツリーのヘディングに対応する緩和設備について、その機能遂行に必要なサポート系(電源, 補機冷却系, 空調機)を含めたFTを作成
- 評価対象システム及び信頼性解析評価結果は下表のとおり

代表的なフォールトツリーの評価結果

システム(系統)	非信頼度[平均](／d)	
	残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	外部電源喪失
HPCS	4.1E-03	9.0E-03
LPCS	2.0E-03	2.2E-03
LPCI-A	2.1E-03	2.3E-03
LPCI-B	2.1E-03	2.3E-03
LPCI-C	2.1E-03	2.2E-03
CST-A	1.8E-03	1.8E-03
CST-B	1.8E-03	1.8E-03
RHR-A	5.3E-03※	6.5E-03
RHR-B	5.4E-03※	6.6E-03

※起因事象「原子炉冷却材の流出」では期待しない。

4. 1. 8 パラメータの作成

■機器故障率パラメーター一覧

- 使用した故障のデータは内部事象出力運転時レベル1PRAと同様

■共通要因故障の評価方法

- 使用した機器及び故障モードは内部事象出力運転時レベル1PRAと同様

■共通要因故障の評価方法と共通要因故障のパラメータ

- 内部事象出力運転時レベル1PRAで用いた手法で評価

4. 1. 9 人間信頼性解析

■ 人的過誤の評価方法

➤ 出力運転時レベル1PRAと同様

■ 人的過誤の評価結果

人的過誤		過誤確率 (平均値) [／d]	エラー ファクタ
起因事象 発生前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	6.5E-05	10.0
	DG試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3.9E-03	3.0
起因事象 発生後	手動操作失敗	4.3E-04	10.0
	水源切替操作失敗(CST→S／P)	1.4E-03	5.0
	原子炉水位制御操作失敗	1.4E-03	5.0
	DG燃料油補給操作失敗	8.9E-05	10.0
	運転員の認知失敗(RHR切替時のLOCA)	1.1E-07	30.0
	運転員の認知失敗(CUWブロー時のLOCA)	1.5E-07	30.0
	隔離失敗(CRD, LPRM点検時のLOCA)	2.7E-02	10.0
	隔離失敗(RHR切替, CUWブロー時のLOCA)	2.7E-04	10.0

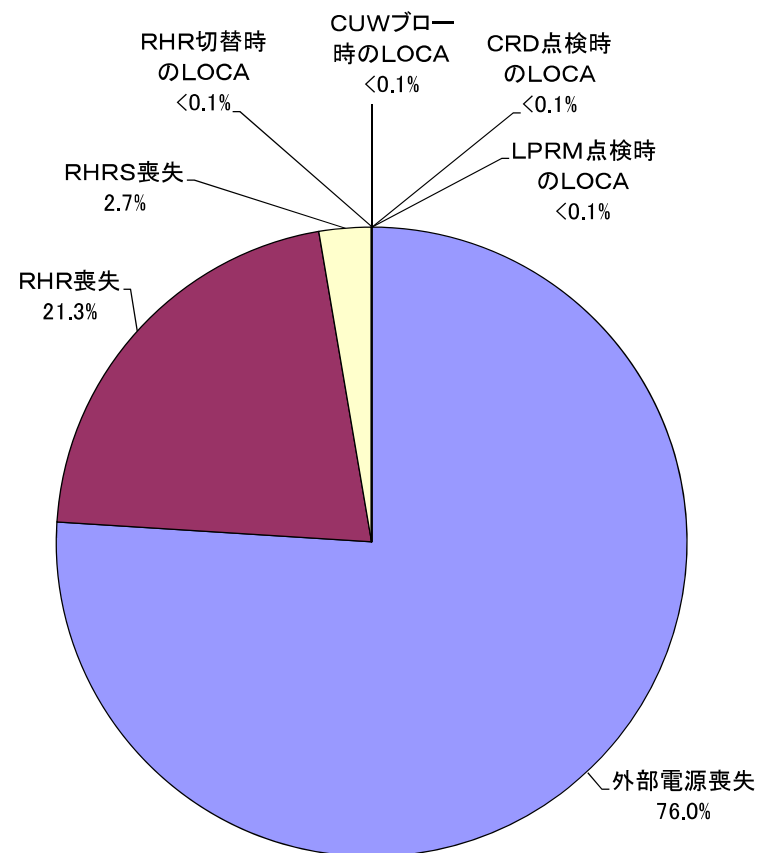
4. 1. 10 事故シーケンスの定量化(1/4)

■起因事象別の炉心損傷頻度

- 炉心損傷頻度: 約 $4.7\text{E}-6$ /定期検査
- 「外部電源喪失」の寄与割合が約76%と支配的

起因事象別の炉心損傷頻度

起因事象		炉心損傷頻度 (/定期検査) (点推定値)	寄与割合
残留熱除去系の故障	RHR喪失	$9.9\text{E}-07$	21.3%
	RHRS喪失	$1.2\text{E}-07$	2.7%
外部電源喪失	外部電源喪失	$3.5\text{E}-06$	76.0%
原子炉冷却材の流出	RHR切替時のLOCA	$6.4\text{E}-11$	<0.1%
	CUWブロー時のLOCA	$3.9\text{E}-11$	<0.1%
	CRD点検時のLOCA	$1.1\text{E}-11$	<0.1%
	LPRM点検時のLOCA	$2.6\text{E}-14$	<0.1%
合計		$4.7\text{E}-06$	100%



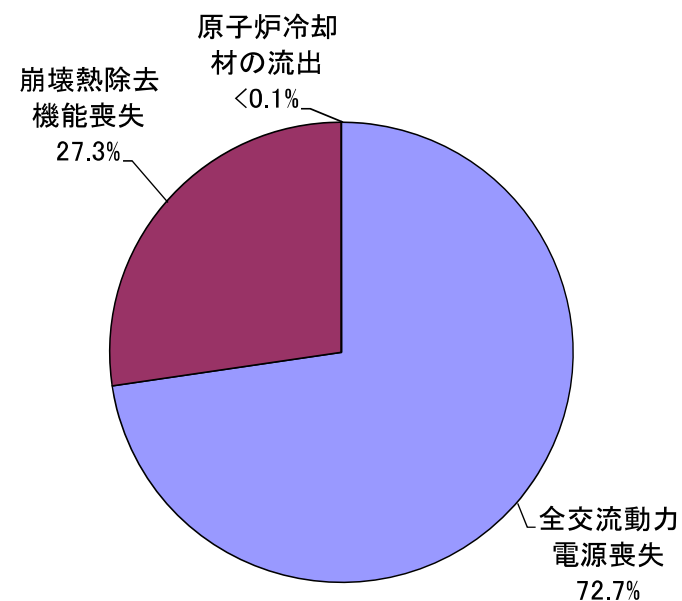
4. 1. 10 事故シーケンスの定量化(2/4)

■事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

➤「全交流動力電源喪失」の寄与割合が約73%と支配的

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	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (／定期検査) (点推定値)	寄与割合	グループ別 炉心損傷頻度 (／定期検査) (点推定値)	寄与割合
崩壊熱除去機能喪失	崩壊熱除去機能喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-06	24.0%	1.3E-06	27.3%
	外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.6E-07	3.3%		
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 ＋交流電源喪失 ＋HPCS失敗	3.4E-06	72.7%	3.4E-06	72.7%
	外部電源喪失 ＋直流電源喪失 ＋HPCS失敗	1.3E-10	<0.1%		
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-10	<0.1%	1.1E-10	<0.1%
合計		4.7E-06	100%	4.7E-06	100%



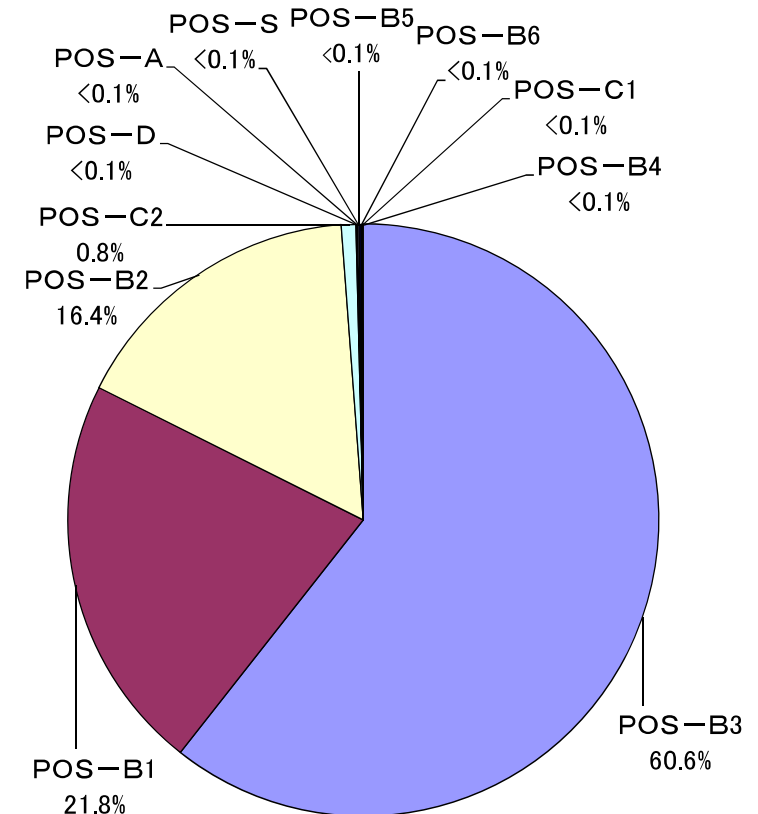
4. 1. 10 事故シーケンスの定量化(3/4)

■POS別の炉心損傷頻度

- 原子炉ウェルが満水となり、点検等で待機除外となる系統が多いPOS-B1, B2, B3の3つのPOSで約99%と支配的

POS別の炉心損傷頻度

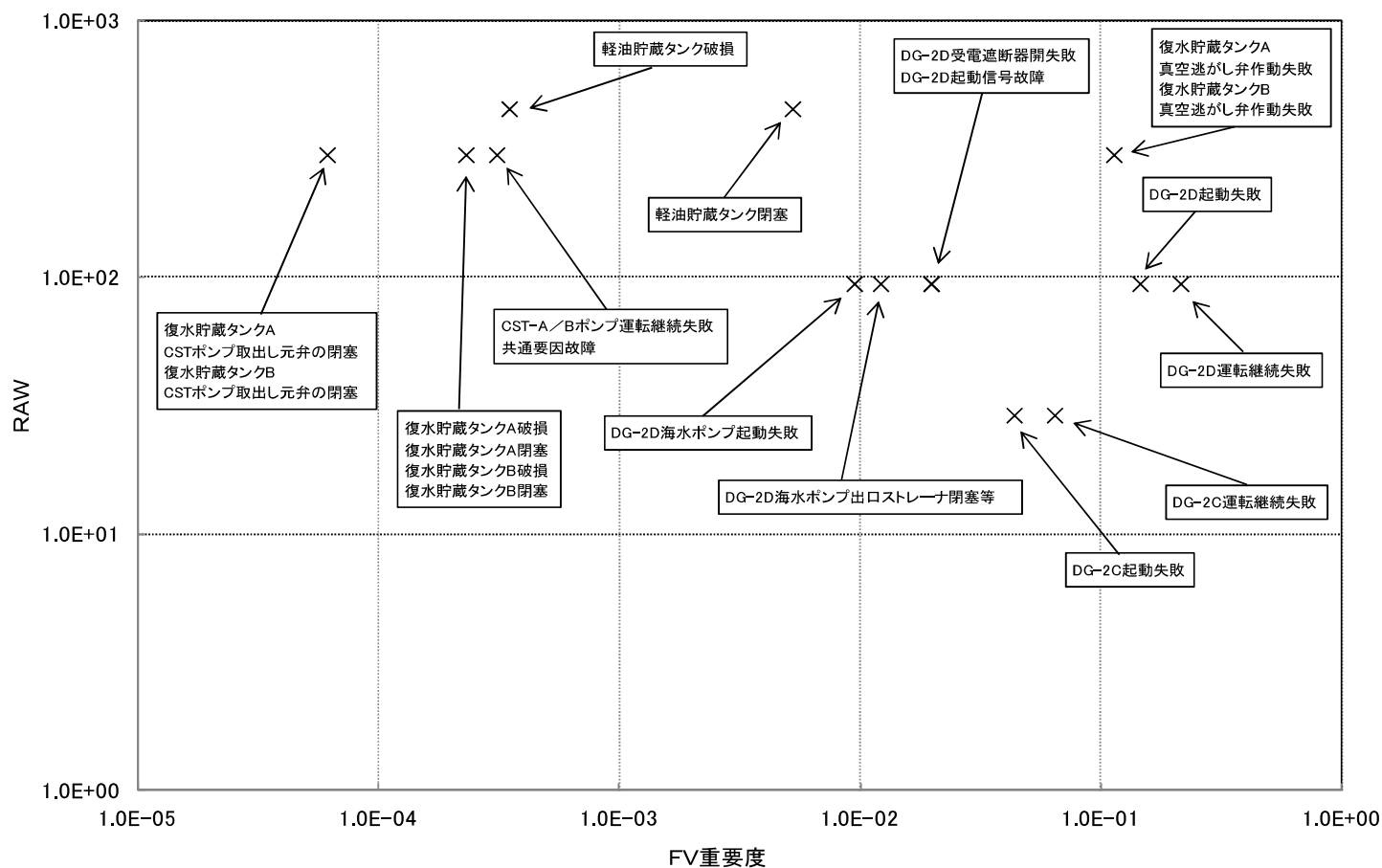
POS		炉心損傷頻度 (/定期検査) (点推定値)	寄与割合
S	原子炉冷温停止への移行状態	3.5E-10	<0.1%
A	RPV/PCV開放への移行状態	7.1E-10	<0.1%
B1	原子炉ウェル満水状態1	1.0E-06	21.8%
B2	原子炉ウェル満水状態2	7.7E-07	16.4%
B3	原子炉ウェル満水状態3	2.8E-06	60.6%
B4	原子炉ウェル満水状態4	2.9E-09	<0.1%
B5	原子炉ウェル満水状態5	4.7E-09	<0.1%
B6	原子炉ウェル満水状態6	4.5E-09	<0.1%
C1	RPV/PCV閉鎖への移行状態1	2.9E-09	<0.1%
C2	RPV/PCV閉鎖への移行状態2	3.7E-08	0.8%
D	起動準備状態	2.5E-09	<0.1%
合計		4.7E-06	100%



4. 1. 10 事故シーケンスの定量化(4/4)

■重要度解析

- DG及びCSTに関する機器の基事象の重要度が高い
- FV重要度においてDG及びCSTに関する基事象の重要度が高い理由は、POS-B1～B3において、待機状態のDGが1台のみであること、及び残留熱除去系の故障が発生した場合に、使用可能である除熱・注水設備がCST1系統のみのため



緩和設備の基事象のFV及びRAW評価結果

4. 1. 11 不確実さ解析と感度解析(1/2)

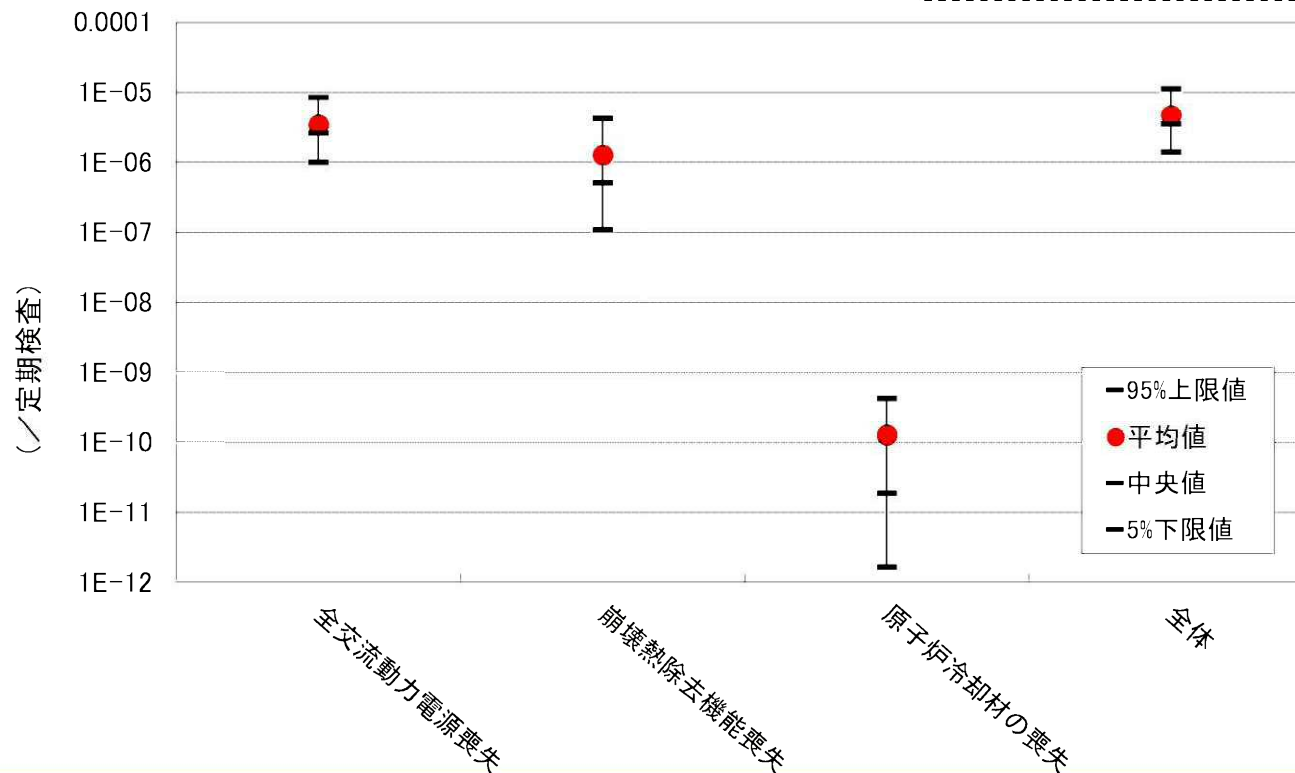
■不確実さ解析

- 各事故シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度について、平均値、95%上限値、中央値、5%下限値及び不確定性の指標としてエラーファクター(EF)を評価
- 全炉心損傷頻度の平均値は約4.7E-6/炉年、EFは約2.8

不確実さ解析の評価条件

- ・試行回数
- ・対象パラメータ : 起因事象発生頻度、
機器故障率、人的過誤確率
- ・不確定性の指標 : 5%及び95%確率値を用いたEF

$$EF = \sqrt{95\% \text{ 上限値} / 5\% \text{ 下限値}}$$

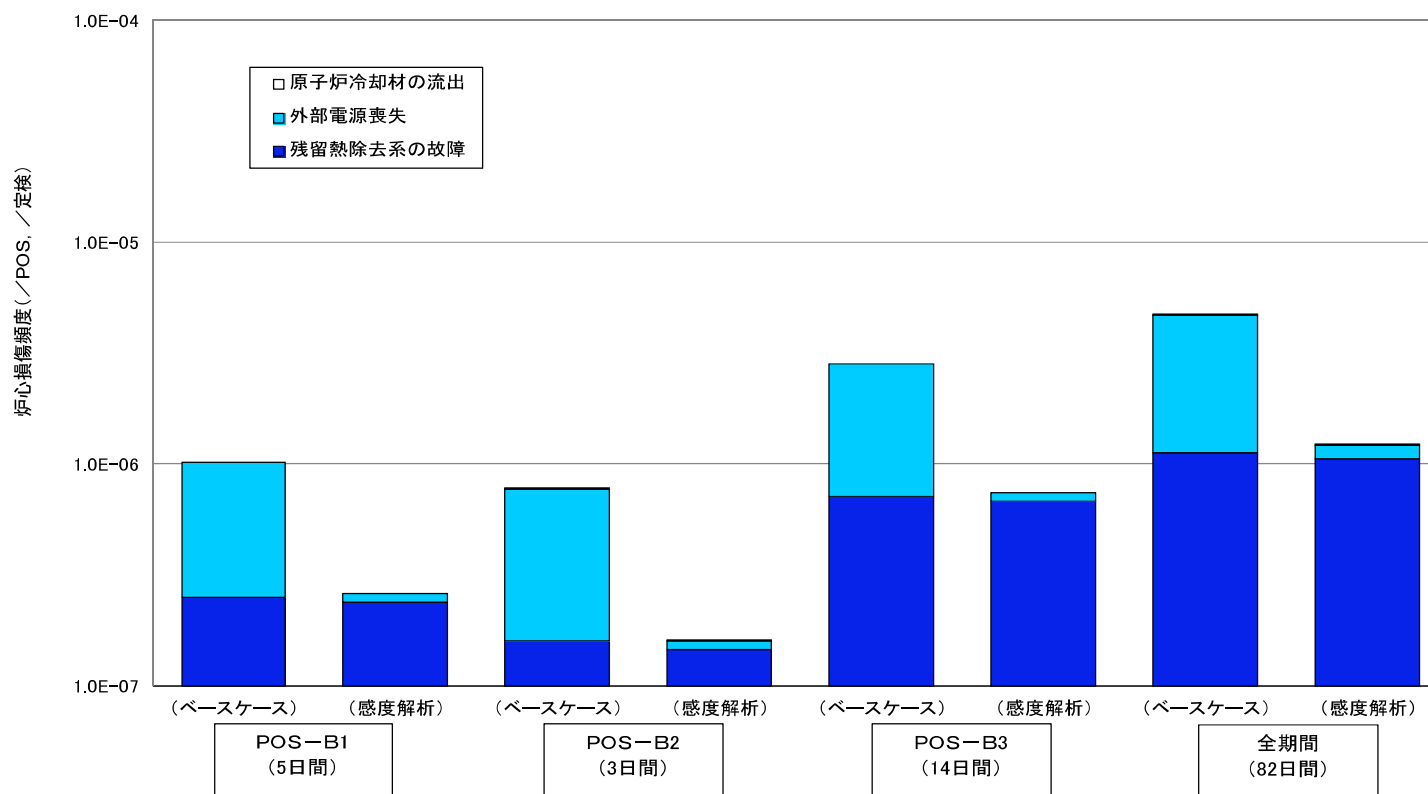


4. 1. 11 不確実さ解析と感度解析(2/2)

■感度解析

- ベースケースでは、POS-B1～B3の炉心損傷頻度が支配的。これは、当該期間において、DG1台、CST1台のみのため
- 現在の保安規定では、プラント停止期間において、2台以上のDGが動作可能であることを運転上の制限としていことから、POS-B1～B3の期間においてDGが2台待機状態、CST2系統が使用可能であると仮定し、感度解析を実施
- その結果、全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きい起因事象が「外部電源喪失」から「残留熱除去系の故障」となり、全炉心損傷頻度の値は約75%低減することを確認

感度解析とベースケースの比較結果

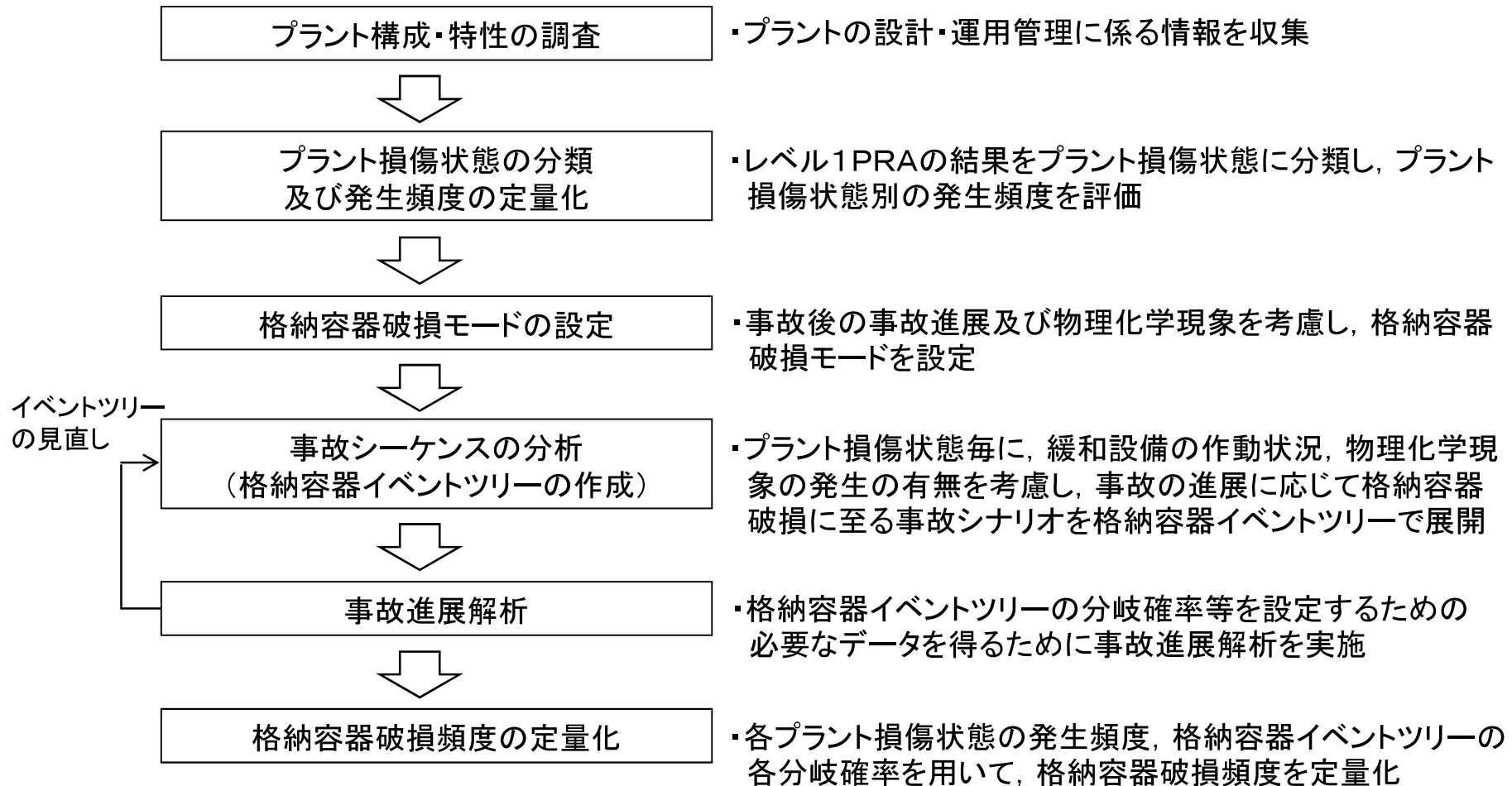


5. 出力運転時レベル1. 5PRA

5. 1 内部事象出力運転時レベル1. 5PRA

5. 1. 1 内部事象出力運転時レベル1. 5PRAの評価フロー

- 日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル2PSA編):2008」に準拠し、以下の手順で内部事象出力運転時レベル1. 5PRAを実施



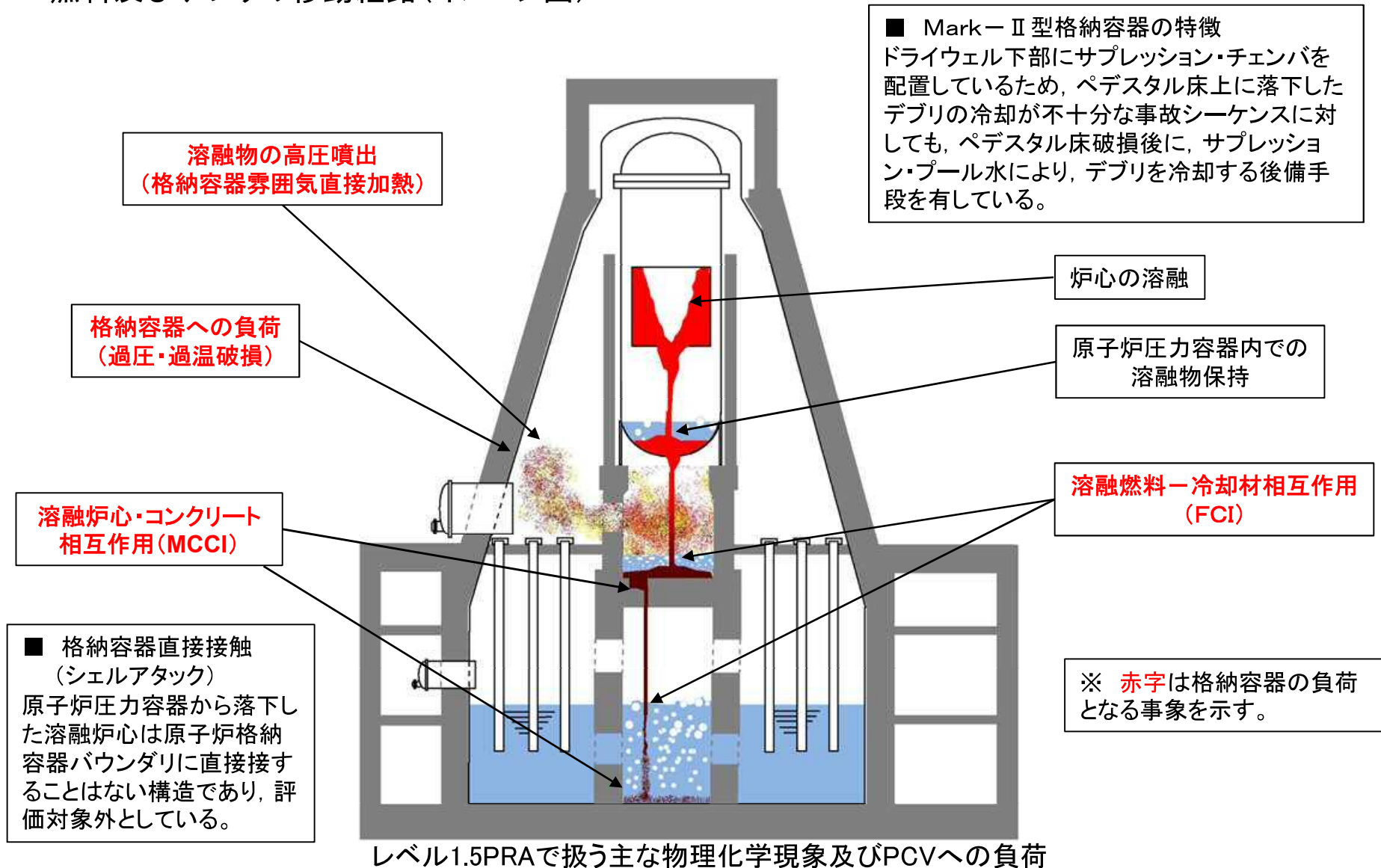
5. 1. 2 プラントの構成・特性(1/2)

■内部事象出力運転時レベル1. 5PRAの中で考慮する代表的設備

機能及び系統名		系統の説明
炉心冷却機能		
	低圧炉心スプレイ系(LPCS)	電動駆動のポンプにより、低圧状態の原子炉に注水する。 (TQUXにおいて、炉心損傷後に手動減圧を行うことで、原子炉への注水に期待できる。)
	低圧注水系(LPCI) (残留熱除去系(RHR))	電動駆動のポンプにより、低圧状態の原子炉に注水する。 (TQUXにおいて、炉心損傷後に手動減圧を行うことで、原子炉への注水に期待できる。)
	自動減圧系(ADS)	ADS機能を有する逃がし安全弁を手動開放して原子炉圧力を低下させる。
格納容器除熱機能		
	残留熱除去系(RHR) (格納容器スプレイ冷却モード/ サプレッション・プール冷却モード)	格納容器スプレイ冷却モードはRHRの機能の1つであり、サプレッション・プール水をRHRの熱交換器で冷却し、ドライウエル内及びサプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格納容器内の温度、圧力を低減させる。 サプレッション・プール冷却モードはRHRの機能の1つであり、サプレッション・プール水をRHRの熱交換器で冷却し、再びサプレッション・プールへ戻すことにより、サプレッション・プールの温度を低減させる。
安全機能のサポート機能		
	残留熱除去系海水系(RHRS) 非常用ディーゼル発電機海水系(DGSW)	直接海水を供給することで、各々の補機を冷却する。 RHRS: LPCS, RHR 等 DGSW: DG-2C/2D
	非常用ディーゼル発電機(DG)	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用補機に給電する。
	直流電源(DC)	ディーゼル発電機の起動、逃がし安全弁の電磁弁や遮断器の開閉等の非常用機器の制御に用いる。

5. 1. 2 プラントの構成・特性(2/2)

■ 燃料及びデブリの移動経路(イメージ図)



5. 1. 3 プラント損傷状態の分類及び発生頻度の定量化(1/2)

■プラント損傷状態の分類

➤ 炉心損傷に至る事故シーケンスを事故の進展及び緩和操作の類似性から、以下のプラント損傷状態に分類

事故シーケンス	格納容器 破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	電源の状態	プラント損傷状態
TQUV TQUX TBU TBP TBD 長期TB TC TW TBW AE S1E S2E ISLOCA	炉心損傷後 TQUV TQUX TBU TBP TBD 長期TB AE S1E S2E	高圧 TQUX TBU TBD 長期TB	後期 長期TB		長期TB
			早期 TQUX TBU TBD	電源あり TQUX	TQUX
				交流電源なし、直流電源あり TBU	TBU
				交流電源なし、直流電源なし TBD	TBD
TQUV TQUX TBU TBP TBD 長期TB TC TW TBW AE S1E S2E ISLOCA	炉心損傷前 TC TW TBW AE S1E S2E ISLOCA	低圧 TQUV TBP AE S1E S2E	後期 TW TBW	電源あり TQUV AE S1E S2E	TQUV LOCA (AE, S1E, S2E)
				交流電源なし、直流電源あり TBP	TBP
					TW/TBW
			早期 TC ISLOCA		TC ISLOCA

プラント損傷状態の分類における分岐の想定

分岐	内容
格納容器 破損時期	格納容器破損が炉心損傷の前か後かで分類。
原子炉圧力	原子炉圧力容器破損に至るまでに、原子炉圧力容器内が高圧状態か低圧状態かで分類。
炉心損傷時期	炉心損傷時期が早期か後期かで分類。
電源の状態	交流電源及び直流電源の有無で分類。

(注) プラント損傷状態の分類には関しては、上記の分岐想定の外に、以下の点についても考慮

●TQUVとLOCA

- ・ 事象進展が大きく異なるため、TQUVとLOCAは異なるプラント損傷状態として分類
- ・ LOCA(AE, S1E, S2E)については、炉心損傷後のプラント挙動の類似性を考慮し、1つのプラント損傷状態とした

●TWとTBW

- ・ 電源の状態が異なるが、いずれも崩壊熱除去機能喪失による格納容器先行破損シーケンスであり、レベル1. 5PRAの範囲では事象進展に差異がないためTW/TBWとして1つのプラント損傷状態として分類

●TCとISLOCA

- ・ TC は格納容器先行破損のシーケンス、ISLOCAは格納容器バイパス事象であるため、異なるプラント損傷状態として分類

5. 1. 3 プラント損傷状態の分類及び発生頻度の定量化(2/2)

■プラント損傷状態別の発生頻度

➤レベル1PRAの炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度を基に、プラント損傷状態別の発生頻度を定量化

炉心損傷シーケンス別の炉心損傷頻度

炉心損傷シーケンス	炉心損傷頻度 (／炉年)
TQUV	3.0E-09
TQUX	1.1E-08
長期TB	7.6E-08
TBU	2.0E-08
TBP	5.1E-10
TBD	5.7E-12
TW	3.1E-05
TBW	4.6E-06
TC	2.4E-08
AE	1.3E-12
S1E	1.8E-11
S2E	1.2E-13
ISLOCA	4.1E-10
合計	3.6E-05



プラント損傷状態別の発生頻度

プラント損傷状態	発生頻度 (／炉年)
TQUV	3.0E-09
TQUX	1.1E-08
長期TB	7.6E-08
TBU	2.0E-08
TBP	5.1E-10
TBD	5.7E-12
TW／TBW	3.6E-05
TC	2.4E-08
LOCA	1.9E-11
ISLOCA	4.1E-10
合計	3.6E-05

5. 1. 4 格納容器破損モードの設定(2/2)

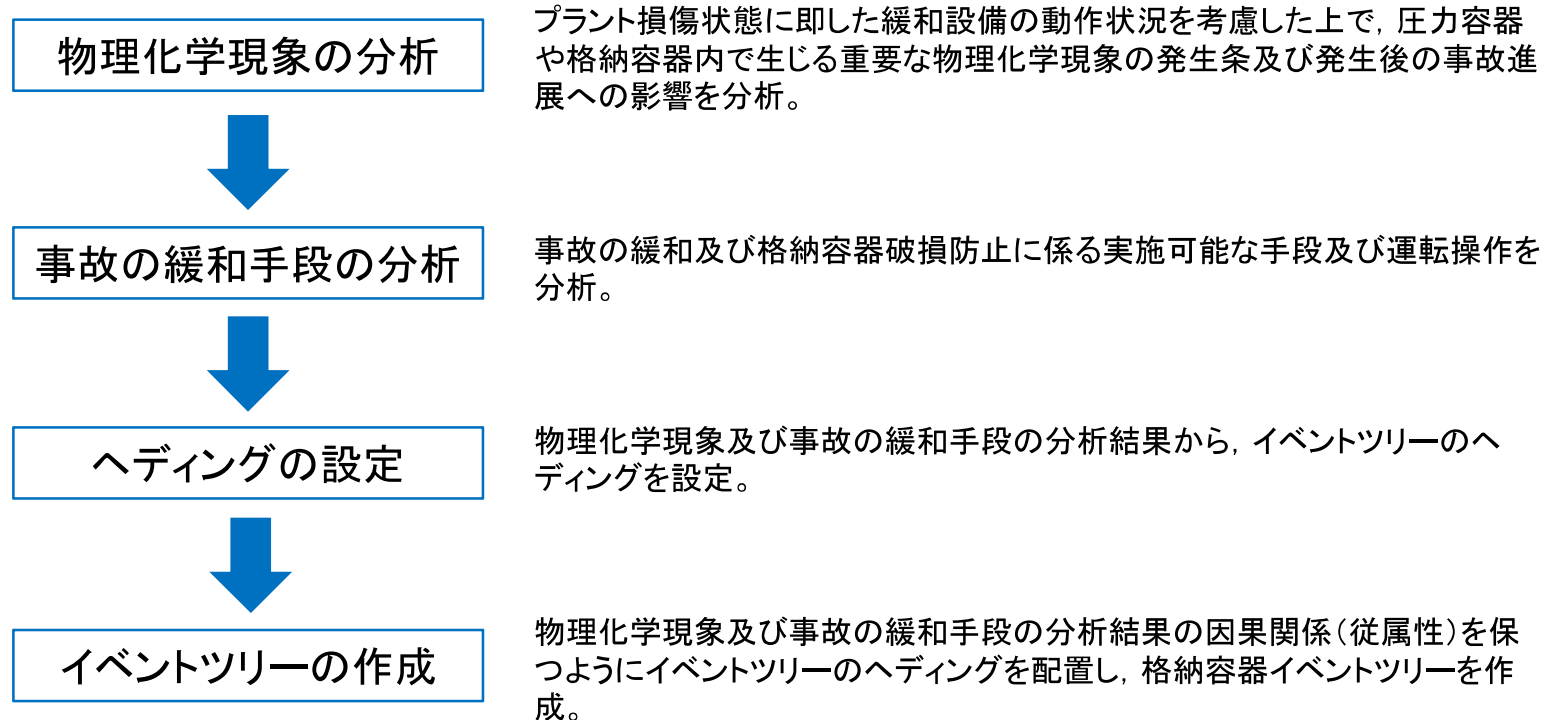
■抽出した格納容器破損モード

格納容器の状態		格納容器破損モード	格納容器破損モードの概要
格納容器バイパス		インターフェイスシステムLOCA	インターフェイスシステムLOCA後の格納容器バイパス
格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	事故後に格納容器の隔離に失敗
格納容器 物理的破損	格納容器 先行破損	早期過圧破損(未臨界確保失敗)	未臨界確保に失敗し、水蒸気発生に伴う過圧による格納容器先行破損
		過圧破損(崩壊熱除去失敗)	崩壊熱除去に失敗し、水蒸気発生に伴う過圧による格納容器先行破損
	炉心損傷後の 格納容器破損	過圧破損(長期冷却失敗)	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積に伴う過圧による格納容器破損
		過温破損	格納容器貫通部等が過温により破損
		格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損
		水蒸気爆発(FCI)	水蒸気爆発による格納容器破損
		熔融炉心・コンクリート相互作用(MCCI)	熔融炉心・コンクリート相互作用が継続し、原子炉圧力容器支持機能の喪失による格納容器破損

5. 1. 5 事故シーケンスの分析(1/2)

■格納容器イベントツリーの作成プロセス

- プラント損傷状態を起点として、各事故進展フェーズにおける緩和設備や物理化学現象を考慮して、以下のプロセスで格納容器イベントツリーを構築
- 格納容器先行破損のPDS(TW/TBW, TC)及び格納容器バイパス(ISLOCA)は炉心損傷時点ですでに格納容器閉じ込め機能が喪失しているため、格納容器イベントツリーは構築しない

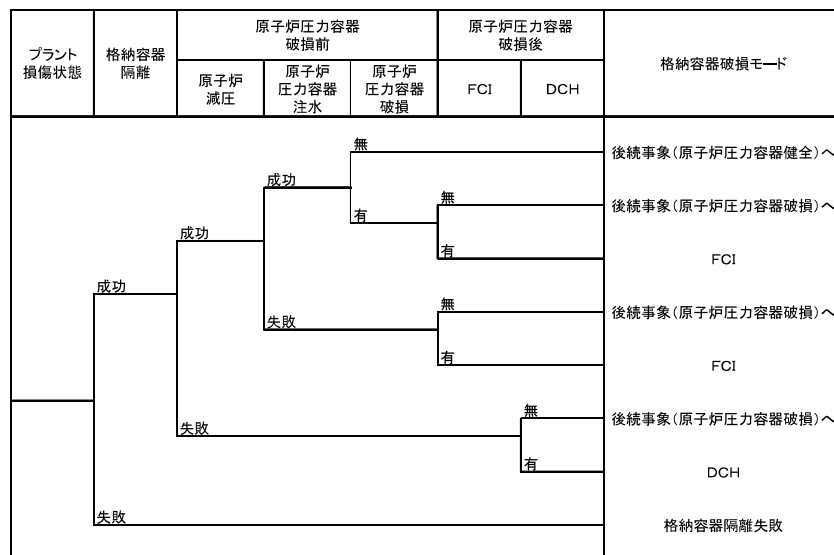


5. 1. 5 事故シーケンスの分析(2/2)

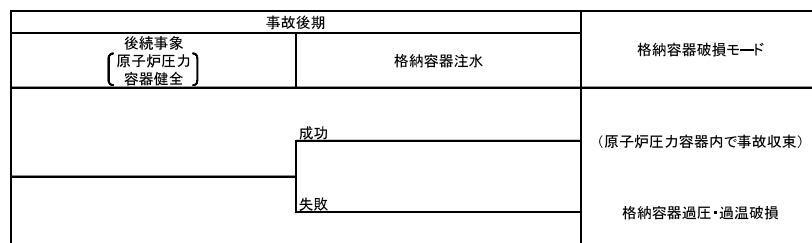
■格納容器イベントツリー

- 原子炉圧力容器前及び破損後，事故後期（原子炉圧力容器健全），並びに事故後期（原子炉圧力容器破損）の格納容器イベントツリーを作成し，格納容器破損に至る事故シーケンスを展開

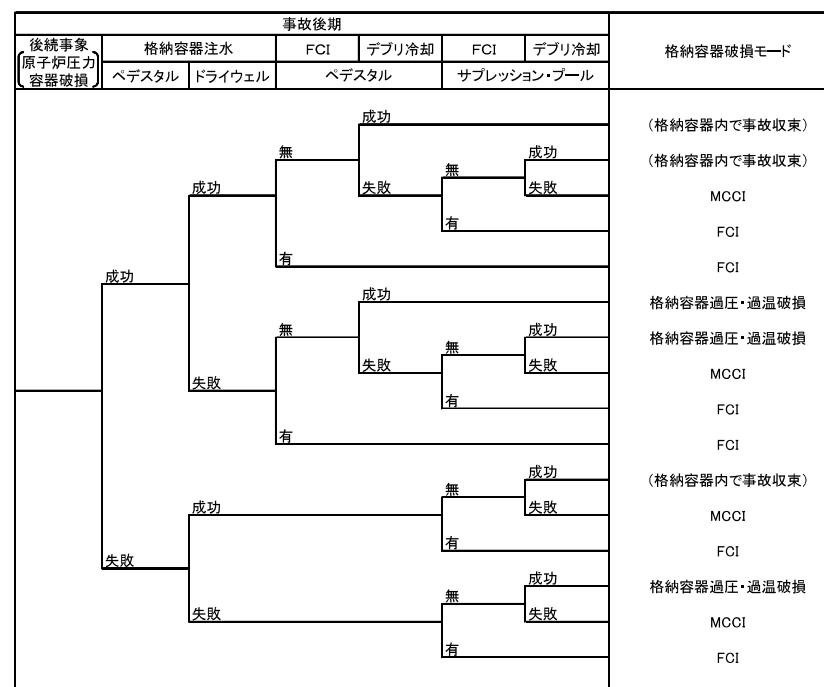
＜原子炉圧力容器破損前及び破損後のイベントツリー＞



＜事故後期（原子炉圧力容器健全）のイベントツリー＞



＜事故後期（原子炉圧力容器破損）のイベントツリー＞



5. 1. 6 事故進展解析(1/2)

■解析対象事故シーケンスの選定

➤プラント損傷状態の類似性を考慮し、代表事故シーケンスを選定

- TBU及びTBDは高圧炉心損傷シーケンスとしてTQUXで代表させる
- LOCAは操作余裕時間の観点から事故進展が早いAEで代表させる

➤ 代表事故シーケンスの説明

PDS	代表事故シーケンス	
TQUV	TQUV	全給水喪失を起因事象とし、その後の高圧ECCSの注水に失敗し、自動減圧系の作動には成功するものの、低圧ECCSの注水に失敗すると仮定する。
TQUX TBU TBD	TQUX	全給水喪失を起因事象とし、主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの、その後の高圧ECCSの注水に失敗し、自動減圧系の作動に失敗すると仮定する。
長期TB	長期TB	外部電源喪失を起因事象とし、非常用DG2台が機能喪失した状態で、主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの、HPCSによる注水に失敗すると仮定する。その後、直流電源蓄電池が枯渇するまでの8時間はRCICによる炉心冷却が継続すると仮定する。
TBP	TBP	外部電源喪失を起因事象とし、非常用DG2台が機能喪失した状態で、主蒸気隔離弁の閉鎖には成功するものの、HPCSによる注水に失敗すると仮定する。その後、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗し、原子炉が減圧されるため、RCICによる炉心冷却にも失敗すると仮定する。
LOCA	AE	再循環配管の両端破断を想定した原子炉冷却材喪失を起因事象とし、その後の高圧ECCS及び低圧ECCSの注水に失敗すると仮定する。

5. 1. 6 事故進展解析(2/2)

■MAAP事故進展解析

➤事故シーケンスに含まれる物理化学現象、機器・システムの動作を模擬することができるMAAPコードを使用

基本解析条件

項 目	解析条件
原子炉熱出力	3,293MW
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage]
原子炉初期水位	通常運転水位
格納容器空間容積	ドライウェル: 5,700m ³ ウェットウェル: 4,100m ³
サブレーション・プール水量	3,400m ³
格納容器破損圧力	0.62MPa[gage]
格納容器破損温度	200℃

事故進展解析結果(主要事象発生時刻)

事故シーケンス 事象進展	TQUV	TQUX	長期TB	TBP	AE
炉心露出	0.6h	0.6h	9.5h	2.1h	0.01h
燃料被覆管破損	0.7h	0.9h	10.1h	2.5h	0.1h
炉心損傷	0.9h	1.1h	10.4h	2.7h	0.2h
炉心溶融	1.2h	1.3h	10.8h	3.1h	0.5h
炉心支持板破損	2.6h	2.7h	13.9h	4.9h	1.6h
圧力容器破損	5.4h	3.3h	14.4h	10.7h	4.0h
ペDESTAL床貫通	8.4h	—※	—※	14.6h	7.6h
Pd到達時刻	7.7h	3.3h	13.9h	12.7h	1.6h
格納容器破損	15.9h (過圧破損)	3.3h (過温破損)	14.4h (過温破損)	14.6h (過温破損)	1.6h (過温破損)

※: 24時間以内にペDESTAL床貫通せず

緩和操作に対する余裕時間の検討結果

ヘディング	タイミング	適用プラント 損傷状態	余裕時間	事故進展解析との関連
原子炉減圧	炉心支持板破損まで	TQUX, TBU	2時間	TQUV及びTQUX事故進展解析により、炉心支持板破損まで2.6h及び2.7hであるため、余裕をとり2hとする。
原子炉圧力容器注水	炉心支持板破損まで	TQUX		
格納容器注水 (ペDESTAL)	原子炉圧力容器破損まで	TQUX	4時間	TQUV事故進展解析により、原子炉圧力容器破損は5.4hであるため、余裕をとり4hとする。
格納容器注水 (ドライウェル)	格納容器破損まで	TQUV, TQUX	15時間	TQUV事故進展解析により、格納容器破損は15.9hであるため、余裕をとり15hとする。
		LOCA	1時間	AE事故進展解析により、格納容器破損は1.6hであるため、余裕をとり1hとする。

5. 1. 7 格納容器破損頻度の定量化(1/3)

■格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率

➤ 緩和設備に関する分岐確率の設定

以下の事項を考慮したフォールトツリーを作成し設定

- 緩和手段の使用可否に対するレベル1PRAとの従属性
- 事故進展解析の結果(余裕時間)
- 機器故障率はレベル1PRAと同じ値を使用

➤ 物理化学現象に関する分岐確率の設定

当該現象の支配要因, 不確実さ幅及び格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし, DET手法及びROAAM手法を用いて分岐確率を設定

	物理化学現象	適用プラント損傷状態	分岐確率
T1 (原子炉圧力容器破損前)	原子炉圧力容器破損 (IVR)	TQUX	
T2 (原子炉圧力容器破損直後)	FCI	TQUX LOCA	
	DCH	TQUX, TBU, TBD	
		長期TB	
T3 (事故後期)	FCI (ペDESTAL)	TQUX	
	デブリ冷却 (ペDESTAL)	TQUX	
	FCI (サプレッション・プール)	TQUX, TQUV, LOCA	
	デブリ冷却 (サプレッション・プール)	TQUX, TQUV, LOCA	

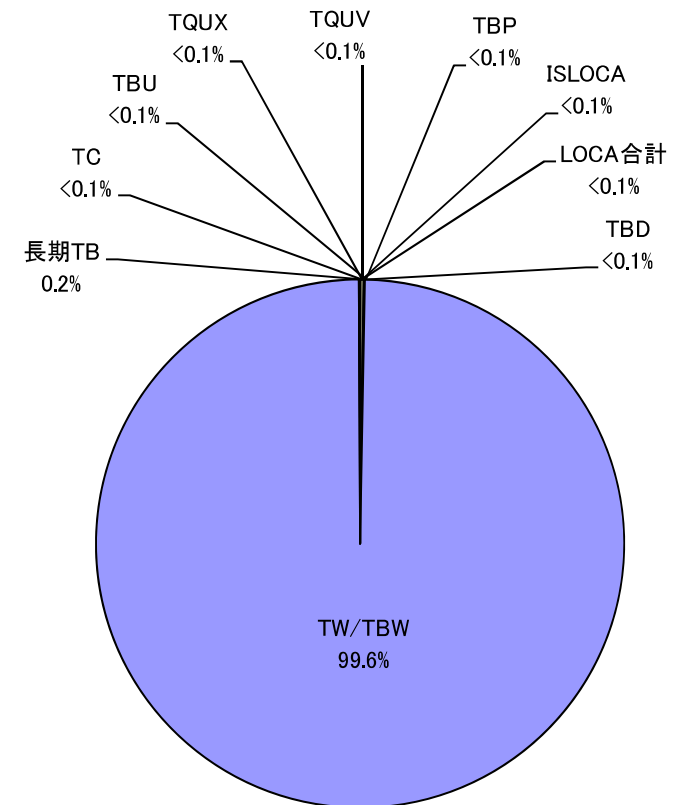
5. 1. 7 格納容器破損頻度の定量化(2/3)

■プラント損傷状態別の格納容器破損頻度

- 格納容器破損頻度: 約 $3.6\text{E}-5$ / 炉年
- レベル1PRAにおいて寄与割合の大きい「崩壊熱除去機能喪失(TW, TBW) (寄与割合: 約99.6%)」は格納容器先行破損の事故シーケンスであり, レベル1. 5PRAの結果に対しても支配的

プラント損傷状態別の格納容器破損頻度

プラント損傷状態	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合
TQUV	$2.9\text{E}-09$	<0.1%
TQUX	$3.7\text{E}-09$	<0.1%
LOCA	$1.9\text{E}-11$	<0.1%
TBU	$2.0\text{E}-08$	<0.1%
TBP	$5.1\text{E}-10$	<0.1%
TBD	$5.7\text{E}-12$	<0.1%
長期TB	$7.6\text{E}-08$	0.2%
TW/TBW	$3.6\text{E}-05$	99.6%
TC	$2.4\text{E}-08$	<0.1%
ISLOCA	$4.1\text{E}-10$	<0.1%
全格納容器破損頻度	$3.6\text{E}-05$	100%



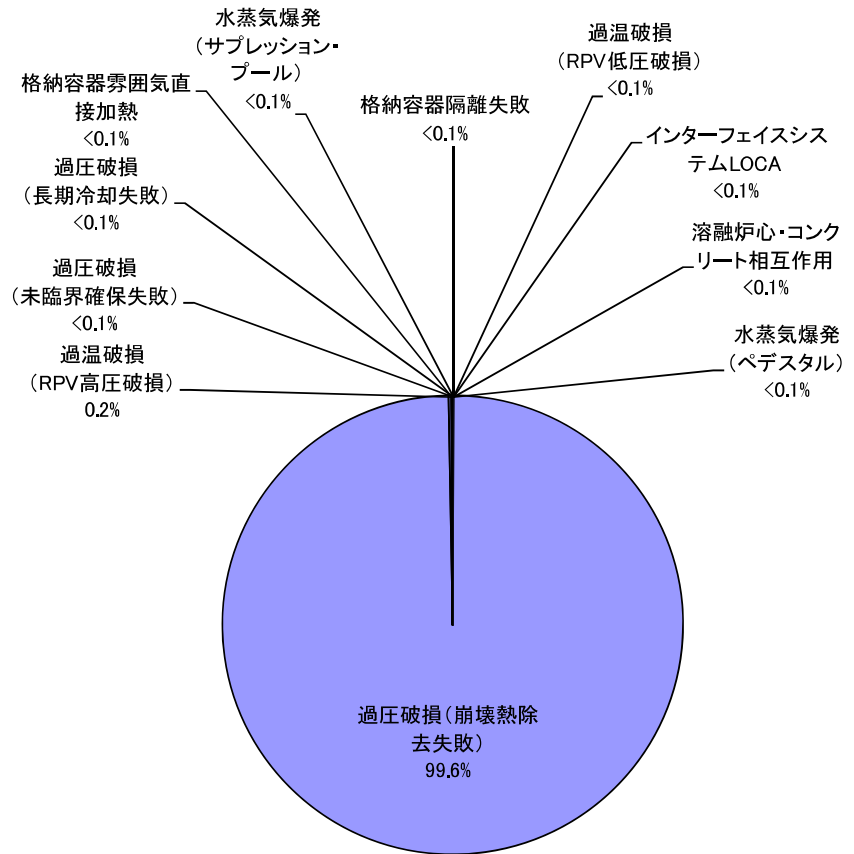
5. 1. 7 格納容器破損頻度の定量化(3/3)

■格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

- 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度は、「TW/TBW」による格納容器破損モードである「過圧破損（崩壊熱除去失敗）」の寄与割合が約99.6%を占め支配的

格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

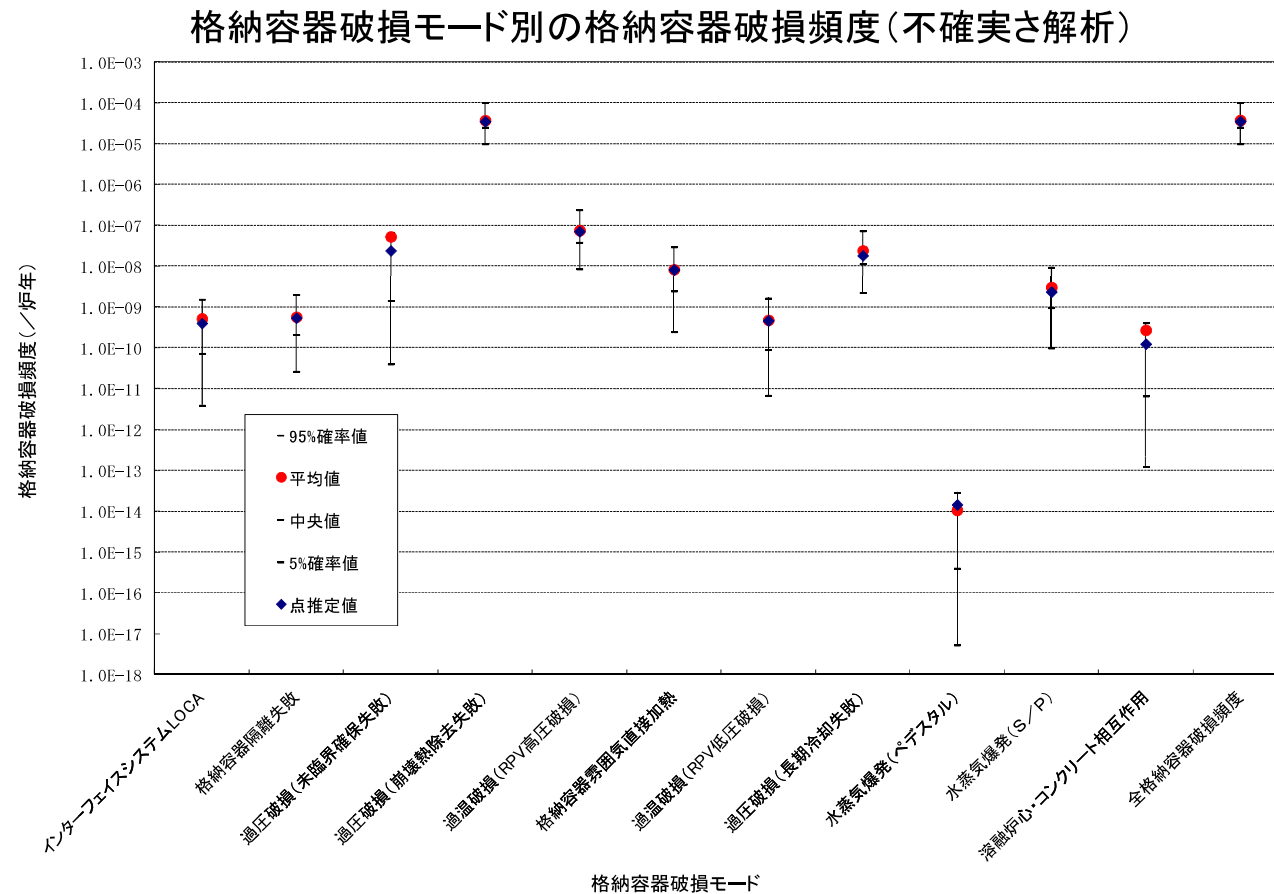
格納容器破損モード	格納容器破損頻度(／炉年)	寄与割合
インターフェイスシステムLOCA	4.1E-10	<0.1%
格納容器隔離失敗	5.5E-10	<0.1%
過圧破損(未臨界確保失敗)	2.4E-08	<0.1%
過圧破損(崩壊熱除去失敗)	3.6E-05	99.6%
過圧破損(長期冷却失敗)	1.9E-08	<0.1%
過温破損(RPV高圧破損)	7.2E-08	0.2%
過温破損(RPV低圧破損)	5.3E-10	<0.1%
格納容器雰囲気直接加熱(DCH)	8.3E-09	<0.1%
水蒸気爆発(ペDESTAL)	1.5E-14	<0.1%
水蒸気爆発(サブプレッション・プール)	2.3E-09	<0.1%
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	<0.1%
全格納容器破損頻度	3.6E-05	100%



5. 1. 8 不確実さ解析と感度解析

■不確実さ解析

- 全格納容器破損頻度(CFF)の平均値は約 $3.8\text{E-}5$ ／炉年, EFは約3.2
- 格納容器破損モード別の点推定値は不確実さ分布内にあり, 点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく, 「過圧破損(崩壊熱除去失敗)」が支配的



5. 1. 9 Mark－Ⅱ 型格納容器の破損モードの特徴に係る分析

■ Mark－Ⅱ 型格納容器の特徴

- ドライウェル下部にサプレッション・チェンバを配置
- ペDESTAL床 上に落下したデブリの冷却が不十分な事故シーケンスに対しても、ペDESTAL床破損後にサプレッション・プール水によりデブリの冷却が可能

■ 感度解析条件

- 上記の構造上の特徴による、デブリの冷却が不十分な事故シーケンスによるCFFの低減について確認するため、ペDESTAL側壁でのMCCIにより格納容器破損(支持機能喪失)に至ると仮定した感度解析を実施

■ 感度解析結果

格納容器破損モード	ベースケース		感度解析ケース (MCCI)	
	点推定値 (／炉年)	寄与割合	点推定値 (／炉年)	寄与割合
原子炉圧力容器高圧シーケンス	8.0E-08	78.9%	8.0E-08	77.7%
過温破損 (RPV高圧破損)	7.2E-08	70.7%	7.2E-08	69.6%
格納容器雰囲気直接加熱	8.3E-09	8.2%	8.3E-09	8.0%
原子炉圧力容器低圧シーケンス	2.2E-08	21.1%	2.3E-08	22.3%
過温破損 (RPV低圧破損)	4.7E-10	0.5%	1.9E-11	<0.1%
過圧破損 (長期冷却失敗)	1.9E-08	18.2%	1.1E-09	1.1%
水蒸気爆発 (ペDESTAL)	1.5E-14	<0.1%	1.5E-14	<0.1%
水蒸気爆発 (S／P)	2.4E-09	2.4%	—	—
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1%	2.2E-08	21.2%
全格納容器破損頻度	1.0E-07	100.0%	1.0E-07	100.0%

- Mark－Ⅱ 型格納容器の構造上の特徴から、デブリの冷却が不十分な事故シーケンスによるCFFを有意に低減する(約1/10)ことが可能であることを確認

- ただし、重大事故等に対する対策を講じる上では、以下の観点からペDESTAL床 上でのデブリ冷却機能確保による格納容器破損防止対策が重要

- W／Wベント時のスクラビング機能確保のためのペDESTAL床破損によるS／Pバイパス回避
- S／Pへのデブリ落下によるRHR機能喪失の回避