

女川原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について

(内部事象出力運転時レベル1, 停止時レベル1, 内部事象出力運転時レベル1.5)

平成26年7月22日
東北電力株式会社

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

目次

1. はじめに
2. 女川原子力発電所2号炉のプラント特性について
3. レベル1PRA
 3. 1内部事象PRA
 3. 1. 1 出力運転時PRA
 3. 1. 2 停止時PRA
 3. 2外部事象PRA
 3. 2. 1 地震PRA
 3. 2. 2 津波PRA
4. レベル1. 5PRA
 4. 1内部事象PRA
 4. 1. 1 出力運転時PRA

今後説明予定

1. はじめに (1/2)

■実施内容

- 「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)第37条(重大事故等の拡大の防止等)に基づき，個別プラントのPRAを実施して，事故シーケンスグループ及び格納容器破損モードを抽出した。
 - 今回実施したPRAは以下のとおり。
 - ・ 内部事象レベル1／1.5
 - ・ 停止時レベル1
 - ・ 地震レベル1
 - ・ 津波レベル1
- 今後説明予定
- 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の対象とするプラント状態

- PRAの前提とする設備の状態は，下表のとおり。

対象	今回のPRAでの扱い
設計基準対象施設	期待する
AM策(H4年計画以前)	期待しない(「設計基準事故対処設備の機能を作動させるためのバックアップ操作」および「常用系である給復水系(手動停止時)」は期待する。)
AM策(H4年計画・整備)	期待しない
緊急安全対策	期待しない
重大事故等対処施設	期待しない

1. はじめに (2/2)

■ PRAの中で期待する代表的設備

機能及び対策		対策の説明	選定根拠
原子炉停止機能			
設計基準事故対処設備	スクラム系 (原子炉保護系(RPS)及び制御棒駆動系)	原子炉水位等の異常を検知して急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。信号を発する原子炉保護系と制御棒駆動系から構成される。	設計基準事故対処設備
炉心冷却機能			
設計基準事故対処設備	高圧炉心スプレイ系(HPCS)	原子炉水位低又はD/W圧力高信号を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより高圧～低圧状態の炉心に注水する。	設計基準事故対処設備
	原子炉隔離時冷却系(RCIC)	原子炉水位低を検知した際に自動起動し、蒸気タービン駆動のポンプにより炉心に注水する。	設計基準事故対処設備
	低圧炉心スプレイ系(LPCS)	原子炉水位低又はD/W圧力高信号を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。	設計基準事故対処設備
	低圧炉心注水系(LPCI(RHR))	原子炉水位低又はD/W圧力高信号を検知した際に自動起動し、電動駆動のポンプにより低圧状態の炉心に注水する。	設計基準事故対処設備
	自動減圧系(ADS)	原子炉水位低及びD/W圧力高信号を検知した際にADS機能を有する逃がし安全弁を開放して原子炉圧力を低下させる。	設計基準事故対処設備
DB設備のバックアップ操作等	ECCS等の手動起動 RPV手動減圧及び低圧注水操作	ECCSの自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	DB設備のバックアップ操作
	給水系による注水※	常用系である給水系を用いて原子炉に注水する。	常用系
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(RHR)	D/W及びS/C内に水をスプレイし、格納容器内の温度、圧力を低下させる。また、原子炉水を熱交換器により冷却し、原子炉内の温度、圧力を低下させる。	設計基準事故対処設備 DB設備のバックアップ操作
DB設備のバックアップ操作等	格納容器スプレイ(RHR)の手動起動		
	主復水器による除熱※		
安全機能のサポート機能			
設計基準事故対処設備	原子炉補機冷却系	RHRポンプ、非常用D/G等を冷却する。	設計基準事故対処設備
	非常用D/G	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。	設計基準事故対処設備
	直流電流	RCICの起動や逃がし安全弁の電磁弁の開閉等、非常用機器の制御に用いる	設計基準事故対処設備
DB設備のバックアップ操作等	非常用D/Gの手動起動	非常用D/Gが自動起動に失敗した場合、運転員が手動で起動する。	DB設備のバックアップ操作

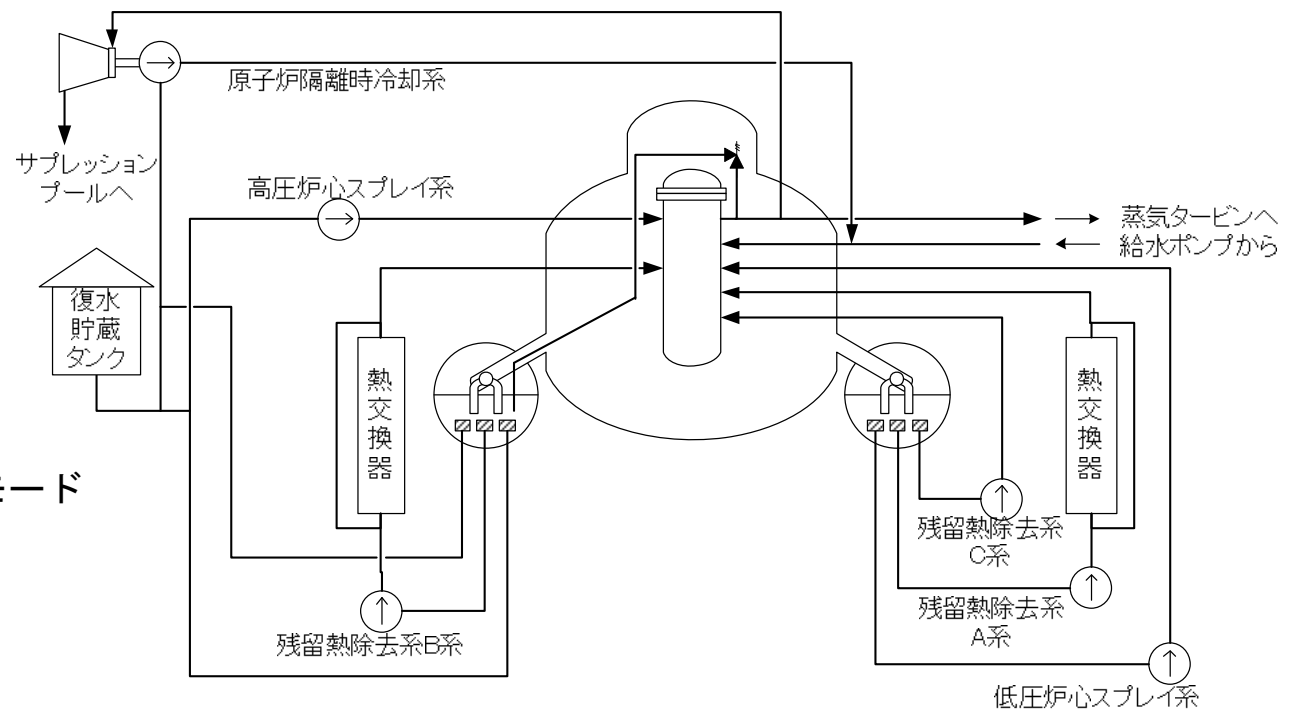
※ 評価において、手動停止時のみ期待する。

注) 外部電源復旧は、原子力発電所の運転管理での対応ではなく、系統運用側(発電所外)での対応であることから、本PRAにおいても考慮した。

2. 女川原子力発電所 2号炉のプラント特性について(1/4)

■炉心冷却機能及び格納容器除熱機能を有する系統

- 非常用炉心冷却系
 - 高圧炉心スプレイ系 (1系統)
 - 自動減圧系 (1系統)
 - 低圧炉心スプレイ系 (1系統)
 - 残留熱除去系 (3系統)
- タービン駆動の原子炉隔離時冷却系
- 残留熱除去系 2系統
 - 格納容器スプレイ冷却モード
 - サプレッションプール水冷却モード
 - 原子炉停止時冷却モード

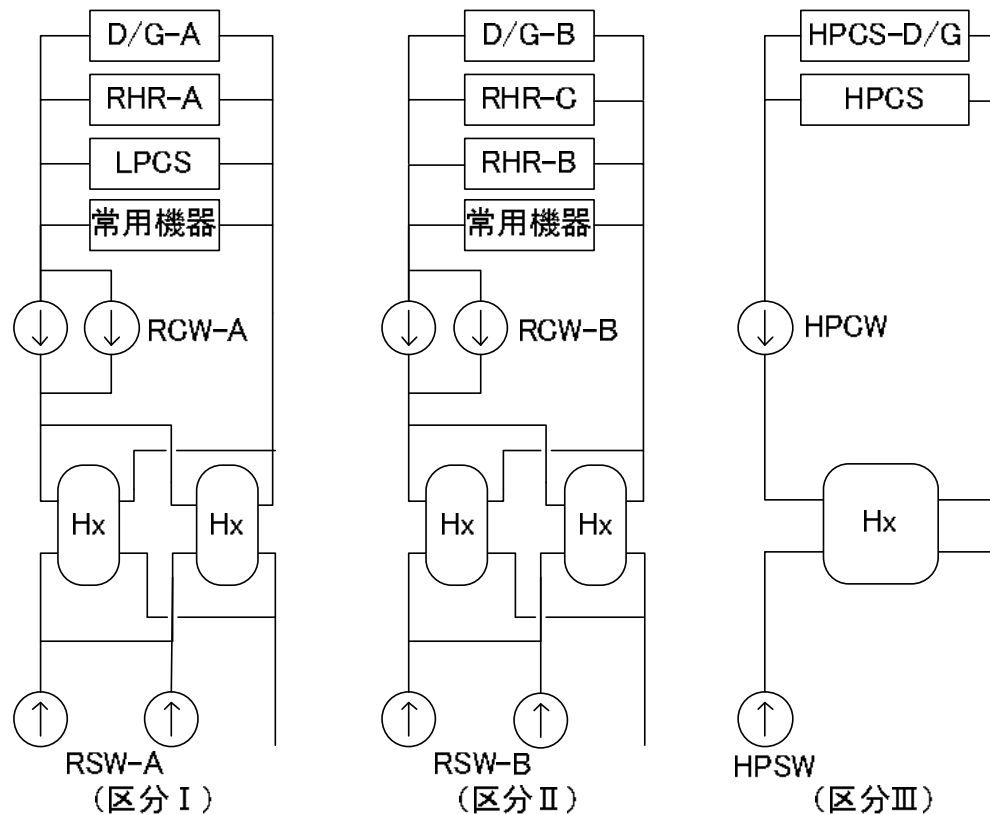


2. 女川原子力発電所 2号炉のプラント特性について(2/4)

5

■安全機能のサポート系

- 原子炉補機冷却系(区分Ⅰ,Ⅱ)
 - 通常運転中は常用機器の負荷も合わせて冷却
 - 非常時は常用機器の負荷を遮断し、非常用負荷のみ、2区分で独立で冷却
- 高圧炉心スプレイ補機冷却系(区分Ⅲ)
 - 非常用区分Ⅲは独立で冷却



<略称>

RHR: 残留熱除去系

Hx: 熱交換器

D/G: 非常用ディーゼル発電機

HPCS: 高圧炉心スプレイ系

LPCS: 低圧炉心スプレイ系

RCW: 原子炉補機冷却水系

RSW: 原子炉補機冷却海水系

HPCW: 高圧炉心スプレイ補機冷却水系

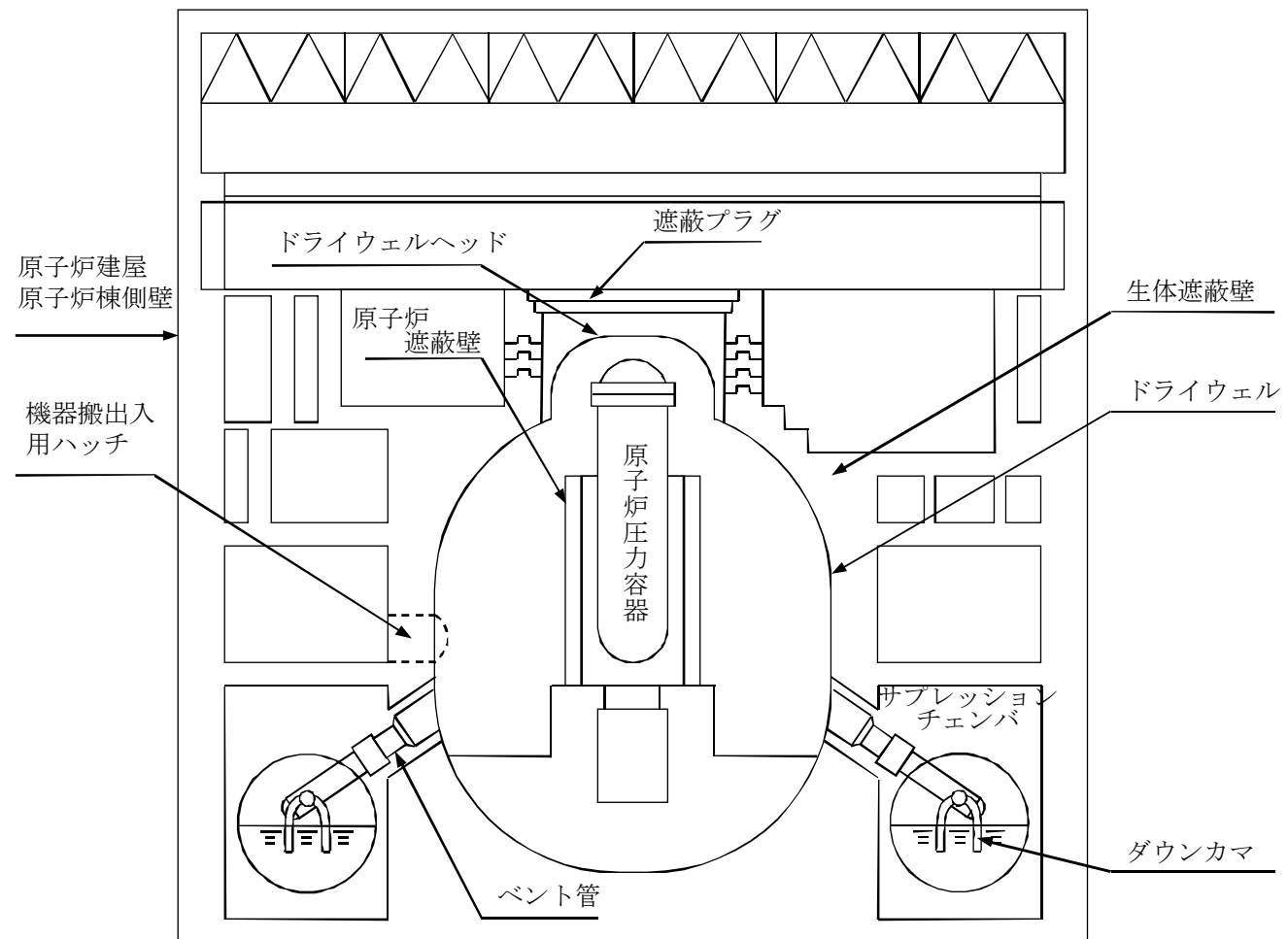
HPSW: 高圧炉心スプレイ補機冷却海水系

2. 女川原子力発電所 2号炉のプラント特性について(3/4)

6

■ 圧力抑制形の鋼製格納容器（マーク I 改良型）

- 格納容器内雰囲気は通常運転時には窒素置換
- 圧力容器から落下した溶融炉心が格納容器バウンダリに直接接触しない構造



2. 女川原子力発電所 2号炉のプラント特性について(4/4)

■女川2号炉において発生経験のある起因事象及び機器故障

女川2号炉において発生経験のある起因事象

発生年月日	トラブル事象	PRA上の 起因事象分類
1995.12.24	湿分分離加熱器第2段加熱器ドレンタンク(B1)高 水位調節弁の不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止
1998.03.05	給水配管ドレンラインの不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止
2001.09.25	原子炉再循環ポンプ(A)メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2002.06.20	原子炉再循環ポンプ(A)メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2005.08.16	8.16 宮城地震による女川原子力発電所全プラント停止	RPS 誤動作等
2006.05.11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止
2007.01.09	原子炉再循環ポンプ(A)メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止
2007.10.11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止

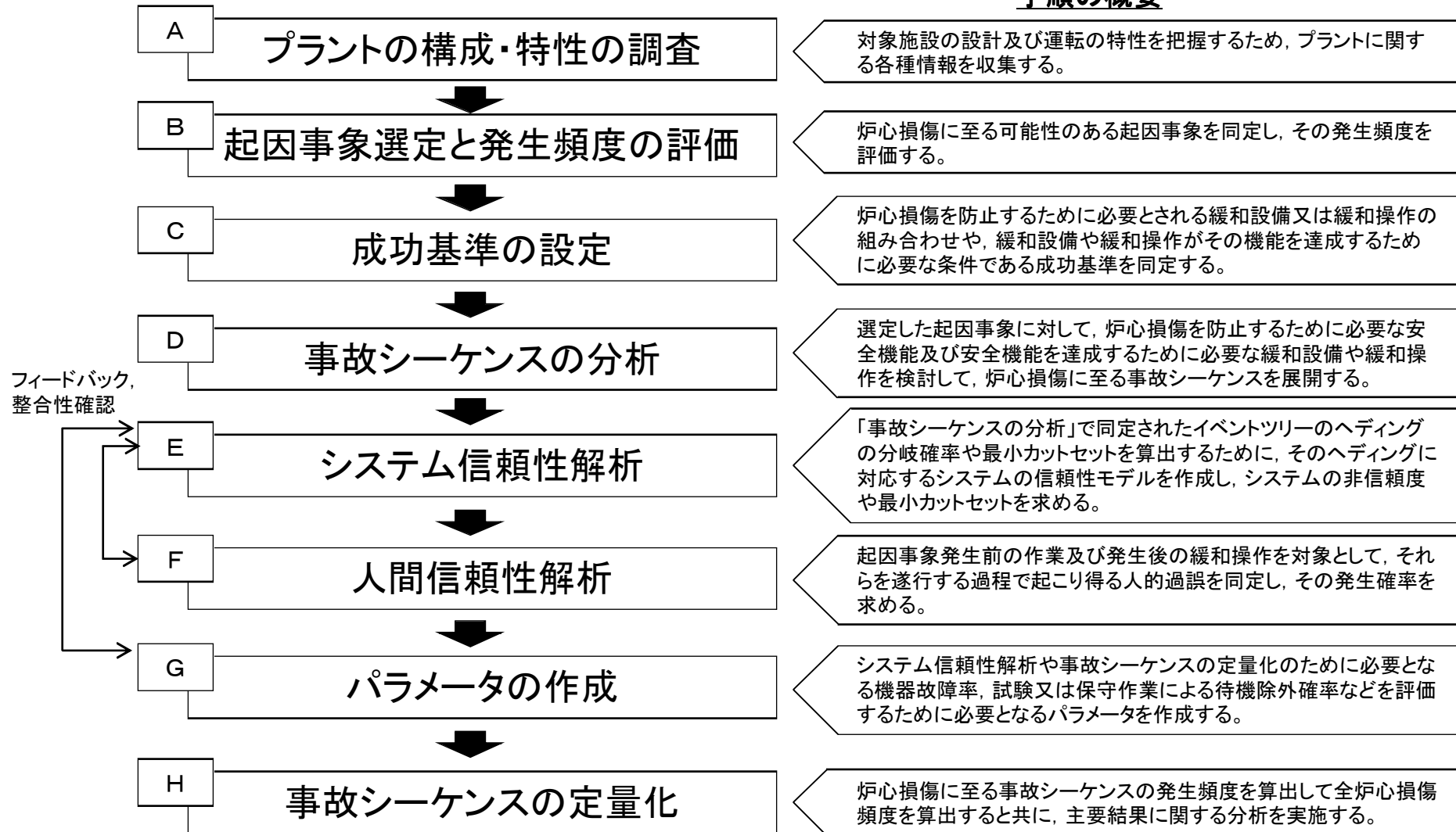
女川2号炉において発生経験のある機器故障

発生年月日	発生事象	PRA上の 対象機器
2002.05.07	高圧炉心スプレイ系復水貯蔵タンク側ミニマムフロー第一弁の開閉状態の不具合	リミット スイッチ

3.1.1 内部事象出力運転時レベル1PRA

3.1.1.1 内部事象運転時レベル1 P R A の手順

手順の概要



3.1.1.2 起因事象選定と発生頻度の評価

■ 起因事象の抽出の方法

- 既往のPRA, 女川原子力発電所2号炉の特徴を踏まえて, 炉心損傷に至る可能性のある事象を以下を参考に選定した。
 - 国内外の評価事例の分析
(既往のPRA, 海外の評価事例(EPRI NP-2230))
 - 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力発電所のトラブル事例のレビュー

起因事象のリスト

起因事象	事象	発生頻度[回/炉年]	発生頻度の評価方法	
過渡変化	非隔離事象	発電機負荷遮断 タービントリップ 給水加熱喪失 等	1.6×10^{-1}	
	隔離事象	主蒸気隔離弁閉鎖 復水器真空度喪失 等	2.7×10^{-2}	
	全給水喪失	全給水流量喪失	1.0×10^{-2}	
	水位低下事象	給水/復水ポンプ1台トリップ 等	2.7×10^{-2}	
	RPS誤動作等	運転/起動時CR誤引抜 RPS故障によるスクラム 等	4.9×10^{-2}	
	外部電源喪失	外部電源喪失 等	4.2×10^{-3}	
	S/R弁誤開放	S/R弁誤開放/開固着	1.0×10^{-3}	発生実績が無いため, 総運転炉年 ^{※1} に対して0.5回の発生を仮定
従属性を有する起因事象	原子炉補機冷却系故障	原子炉補機冷却系の故障を伴う手動停止	7.2×10^{-4}	サポート系喪失は片系統の喪失とし, 発生実績が無いため, 系統数や母線数を考慮した運転期間に対して0.5回の発生を仮定。
	タービン・サポート系故障	タービン補機冷却系故障を伴う手動停止	7.2×10^{-4}	
	交流電源故障	交流電源喪失を伴う手動停止	1.5×10^{-4}	
	直流電源故障	直流電源喪失を伴う手動停止	2.8×10^{-4}	
通常停止	通常停止	計画停止及び軽微な故障による計画外停止	1.7	国内BWR実績データ(平成21年3月末時点)
LOCA等	小LOCA	RCICでの注水が可能小規模LOCA	3.0×10^{-4}	発生実績が無いため, NUREG-1829 ^{※2} 及びNUREG/CR-5750 ^{※3} のデータに基づき算出
	中LOCA	小規模と大規模の間	2.0×10^{-4}	
	大LOCA	原子炉の減圧が生じる大規模LOCA	2.0×10^{-5}	
	ISLOCA	隔離弁試験時の隔離失敗等により, 炉圧が低圧配管にかかることに伴う破断	9.6×10^{-9}	隔離弁などの故障により低圧設計配管が破損する頻度として算出

※1 総運転炉年 …平成21年3月末までのBWR全32基の発電時間の合計値 488.1年

※2 NUREG-1829 …NRCがLOCAの発生頻度を評価したもの

※3 NUREG/CR-5750 …クラックの発生経験から配管破断に至る確率を評価

3.1.1.3 成功基準の設定(1/2)

■ 炉心損傷の定義

➤ 事故時に炉心の少なくとも一部の燃料の被覆管表面温度が1200°Cを上回ること。

成功基準一覧表

起因事象	原子炉停止機能	炉心冷却機能	格納容器熱除去機能
ATWS時	・なし*1		
過渡変化	S/R弁正常動作時	・スクラム系	・HPCS ・RCIC ・手動減圧+LPCS ・手動減圧+1/3LPCI
	S/R弁開固着時	・スクラム系	・HPCS ・LPCS ・1/3LPCI
手動停止*2	S/R弁正常動作時	スクラム対象外	・給水系 ・HPCS ・RCIC ・手動減圧+復水系 ・手動減圧+LPCS ・手動減圧+1/3LPCI
	S/R弁開固着時	スクラム対象外	・給水系 ・HPCS ・復水系 ・LPCS ・1/3LPCI
大LOCA	・スクラム系	・HPCS ・LPCS ・1/3LPCI	・1/2RHR
中LOCA	・スクラム系	・HPCS ・ADS+LPCS ・ADS+1/3LPCI	・1/2RHR
小LOCA	・スクラム系	・HPCS ・RCIC ・ADS+LPCS ・ADS+1/3LPCI	・1/2RHR
ISLOCA(破損個所の隔離成功後)	・スクラム系	・HPCS*3 ・手動減圧+LPCS*3 ・手動減圧+1/3LPCI*3	・1/2RHR*3

1/2:2系統の内1系統を意味する。
 *1 :ほう酸水注入系を考慮しないモデルであるため、スクラム失敗時の原子炉未臨界に係る成功基準はない。
 *2 :手動停止とは、従属性を有する起因事象と通常停止を指す。
 *3 :破損があった系統には期待しない。

3.1.1.3 成功基準(2/2)

■対象設備作動までの余裕時間

- 自動起動する設備の時間余裕は設計値を設定
- 運転員操作等への余裕時間については、MAAPによる事故進展解析結果を用いて設定

主要解析条件

項目	解析条件
原子炉出力	2,436MW
原子炉圧力	6.93MPa[gage]
原子炉水位	通常水位
S/P 水位	3.55 m
炉心損傷条件	被覆管破損温度: 1,500K 炉心ノード融点: 2,500K
直流電源継続時間	8時間

事故進展解析結果

事故シーケンス	炉心溶融
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)	
高圧注水・減圧機能喪失 (TQUX)	
長期TB	
LOCA	

余裕時間検討結果

余裕時間については、30分を設定

■対象設備の使命時間

- 本評価では、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できると工学的に判断し、24時間を使命時間として設定した。

■成功基準設定のために用いた解析コード

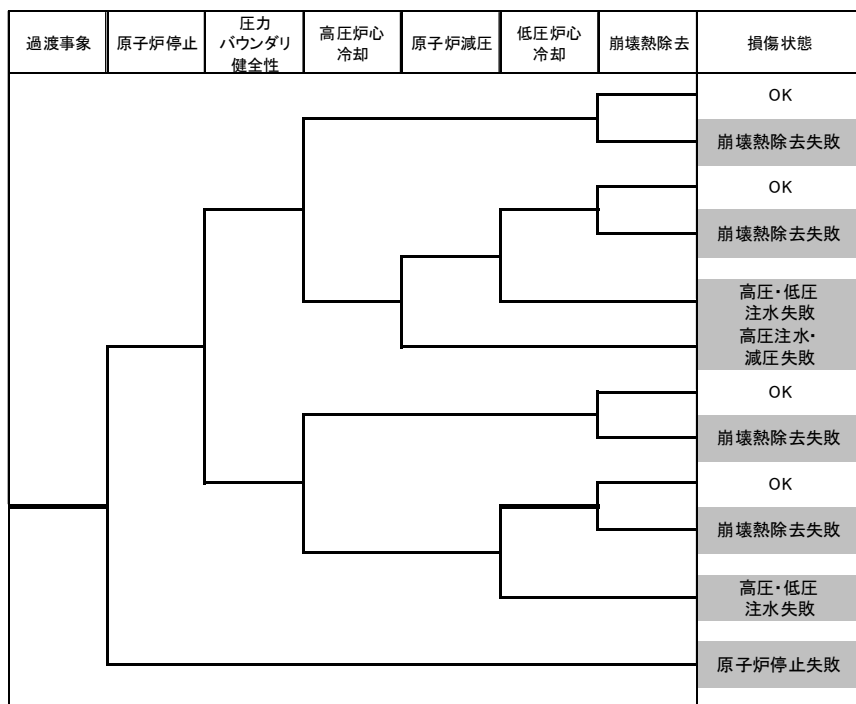
- 炉心冷却機能の成功基準の設定に際し、SAFERコードを使用した。

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

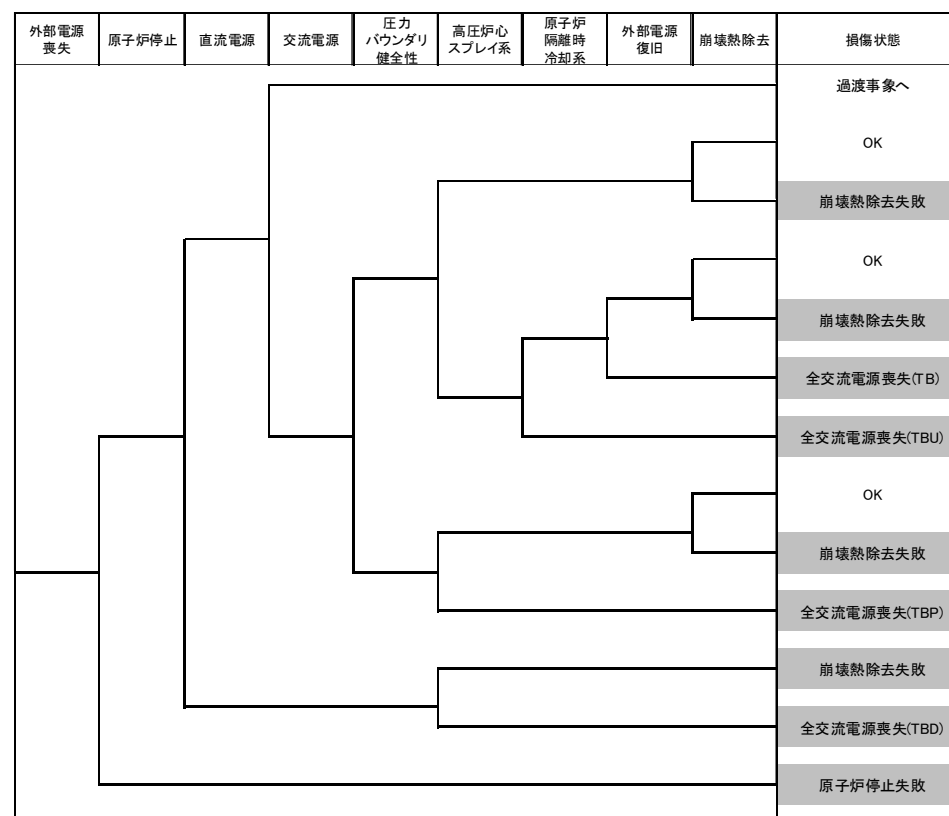
3.1.1.4 事故シーケンスの分析(1/3)

■抽出した起因事象と成功基準に基づき、各々のイベントツリーを作成し、事故シーケンスグループを抽出した。

■過渡事象



■外部電源喪失



3.1.1.4 事故シーケンスの分析(2/3)

■通常停止／サポート系喪失

通常停止／サポート系喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	損傷状態
						OK
					崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去失敗
						OK
					崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去失敗
					高圧・低圧注水失敗 高圧注水・減圧失敗	高圧・低圧注水失敗 高圧注水・減圧失敗
						OK
					崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去失敗
						OK
					崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去失敗
					高圧注水・減圧失敗	高圧注水・減圧失敗

■冷却材喪失事象

冷却材喪失事象	原子炉停止	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	損傷状態
						OK
					崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去失敗
						OK
					崩壊熱除去失敗	崩壊熱除去失敗
					LOCA時注水失敗 LOCA時注水失敗 原子炉停止失敗	LOCA時注水失敗 LOCA時注水失敗 原子炉停止失敗

■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	損傷状態
	格納容器バイパス

3.1.1.4 事故シーケンスの分析(3/3)

■イベントツリーの最終状態

- 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を炉心損傷防止機能の喪失状況、プラントの状態に与える影響によって下表のとおり分類する。
- 下線は「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第37条1-1(a)必ず想定する事故シーケンスグループを示すが、LOCA時注水機能喪失及び全交流動力電源喪失については分類を詳細化した。

炉心損傷シーケンスの特徴	シーケンスグループ
<u>LOCA時注水機能喪失</u>	—
大LOCA後の炉心冷却失敗	AE
中LOCA後の炉心冷却失敗	S1E
小LOCA後の炉心冷却失敗	S2E
<u>高圧・低圧注水機能喪失</u>	TQUV
<u>高圧注水・減圧機能喪失</u>	TQUX
<u>全交流動力電源喪失</u>	—
D/G2台・HPCS機能喪失及びバッテリー枯渇に伴うRCIC機能喪失	長期TB
バッテリーの故障によりD/G2台の起動に失敗し、HPCSも機能喪失	TBD
D/G2台が機能喪失し、さらにHPCS及びRCICも機能喪失	TBU(高圧破損)
D/G2台が機能喪失し、さらにHPCS及びSRV再開失敗によるRCIC機能喪失	TBP(低圧破損)
<u>崩壊熱除去機能喪失</u>	TW
<u>原子炉停止機能喪失</u>	TC
<u>格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)</u>	ISLOCA

3.1.1.5 システム信頼性解析(1/5)

■評価対象としたシステム

- フロントライン系とサポート系の境界を明確にした上で、サポート系も含めた評価対象範囲を設計図書に基づき明確化。
- システムが複数の系列から構成されている場合には、それぞれの系列についてモデル化。

評価対象システム一覧

フロントライン系	
原子炉停止機能	RPS
炉心冷却機能	給水系, HPCS, RCIC, ADS, 復水系, LPCS, LPCI(A, B, C)
格納容器熱除去機能	主復水器による除熱, RHR(A, B)
サポート系	
補機冷却系, 海水系	RCW(A, B), RSW(A, B), HPCW, HPSW, TCW, TSW, CW
電源系	交流電源(区分A, B, C, D, H), 直流電源(区分A, B, H)

3.1.1.5 システム信頼性解析(2/5)

HPCS系を例示としてシステム信頼性解析の概要を示す。

■ HPCS系の概要

- 高圧炉心スプレイ系ポンプ1台, スプレイスパーチャ1式及び系統に必要な配管, 弁類, 計測制御機器から構成される。
- 復水貯蔵タンク又はサプレッションチェンバを水源とし, 炉心上部に取り付けられたスパーチャのノズルから燃料集合体にスプレイすることにより炉心を冷却する。
- 原子炉水位低(L2)又はD/W圧力高の信号により自動起動する。
- 原子炉水位が回復し, 原子炉水位高(L8)に至った場合は注入弁自動閉となり, 再度起動信号を受けた場合に注入弁自動開となる。

■ HPCS系の機能

- LOCA時に他のECCS(ADS, LPCS, LPCI)と連携して炉心を冷却する機能を有する。

■ HPCS系が必要とするサポート系

必要なサポート系の名称	サポート系の内容
HPCW/HPSW	HPCSポンプ等の冷却
HPCS交流電源	駆動用電源(ポンプ, 弁, 空調ファン)
HPCS直流電源	制御用電源(ポンプ, 弁, 空調ファン)

■ HPCS系の試験

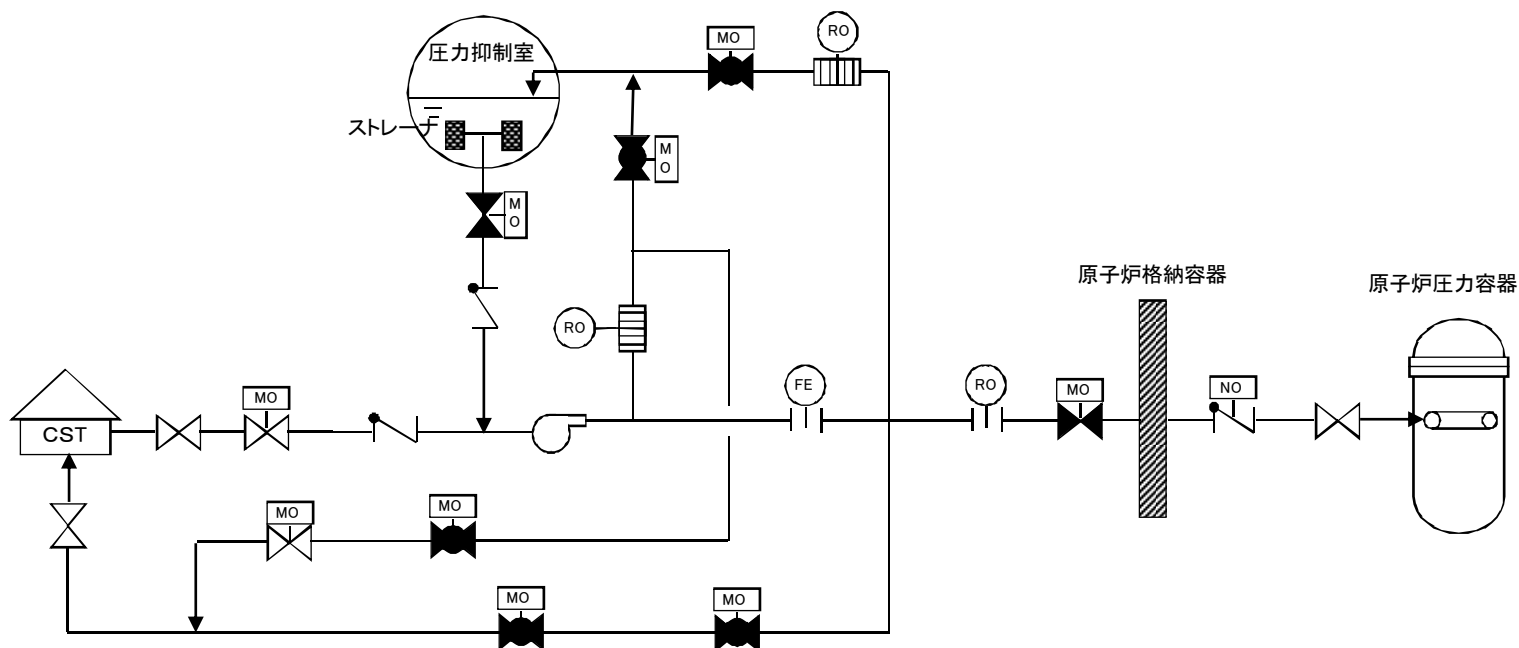
試験項目	頻度
HPCS系弁手動開閉試験1(注入隔離弁, 注入ライン試験可能逆止弁)	1か月に1回
HPCS系弁手動開閉試験2(吸込み弁, CST側最小流量バイパス弁)	3か月に1回
HPCS系弁手動開閉試験3(S/C側最小流量バイパス弁, 試験用調整弁)	定検停止後の原子炉起動前に1回
HPCS系ポンプ自動起動試験	定検停止後の原子炉起動前に1回
HPCS系ポンプ手動起動試験	1か月に1回

3.1.1.5 システム信頼性解析(3/5)

■ HPCS系のシステム信頼性評価上の主要な仮定

- 注入時の注入弁開失敗とL8後の閉失敗をモデル化する。
- L8後の最小流量バイパス弁の開失敗(系統圧力上昇に伴うポンプ故障)をモデル化する。
- LOCA時の水源切替には自動起動信号であるS/C水位高信号に期待し、手動起動バックアップも期待する。

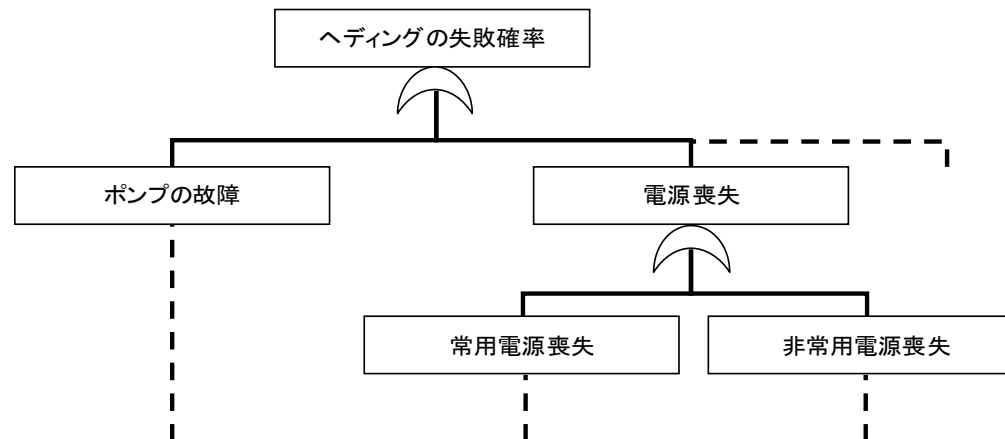
■ HPCS系系統図



3.1.1.5 システム信頼性解析(4/5)

■ システム信頼性評価手法

- システムが機能喪失に至る要因の組み合わせを網羅的に展開でき、システムの非信頼度を定量化できる手法として、フォールトツリー（FT）法を用いる。
- 評価対象のフロントライン系及びサポート系についてFTを作成。
 - システムの対象範囲は設計図書に基づき明確化
 - FTの基事象には動的/静的機器の故障，試験及び保守による待機除外，人的過誤を用いた。機器の故障については，原子力施設情報公開ライブラリ（NUCIA）で定義している故障率（故障モード）及び機器バウンダリとの整合性を確保
 - 基事象発生については，状態変更の失敗（起動失敗等），機能維持の失敗（動作中の故障等），サーベランスによって発見された故障機器の保守による待機除外を考慮
 - 従属性及び共通原因故障をモデル化



フォールトツリーのイメージ

3.1.1.5 システム信頼性解析(5/5)

■起因事象毎のシステム信頼性評価結果

代表的なFTの非信頼度

起因事象	システム系統	代表的なFTの非信頼度	
過渡事象 ／手動停止	HPCS	1.7×10^{-3}	
	RCIC	2.8×10^{-3}	
	手動減圧	1.3×10^{-1}	
	LPCS	9.9×10^{-4}	
	LPCI(A/B/C)	1.2×10^{-3}	
	RHR(A/B)	1.1×10^{-3}	
	手動停止	給水系	3.7×10^{-3}
		復水系	8.1×10^{-3}
		主復水器による除熱	1.1×10^{-2}
LOCA	HPCS	2.3×10^{-3}	
	RCIC	1.0×10^{-2}	
	手動減圧及び自動減圧	6.3×10^{-6}	
	LPCS	9.4×10^{-4}	
	LPCI(A/B/C)	1.2×10^{-3}	
	RHR(A/B)	1.1×10^{-3}	
—	スクラム電気系	1.7×10^{-8}	
	スクラム機械系	5.1×10^{-11}	
	非常用電源(A/B)	4.8×10^{-3}	

3.1.1.6 人間信頼性解析(1/3)

■ 評価対象とした人的過誤

- ▶ プラントの運転, 保守, 点検など, 炉心損傷に有意な影響を及ぼす人間のタスクを対象とした。
- ▶ 人的過誤は, 事故発生前と事故発生後に大別して評価した。

■ 人的過誤の評価に用いた手法

- ▶ 人間がタスクを遂行する上で発生する人的過誤は, HRAツリー(次頁参照)を用いて同定した。
- ▶ 同定した人的過誤の発生確率の評価にはヒューマンエラーハンドブック(NUREG/CR-1278)のTHERP手法を用いた。

■ 人的過誤の分類

- ▶ 事象発生前の人的過誤: 試験, 保守作業後の復旧エラー(手動弁の開閉忘れ等)。
- ▶ 事象発生後の人的過誤: 手動起動失敗, 自動起動失敗後の手順書ベースの回復操作失敗。

■ 人的操作に対する許容時間

- ▶ 各操作の時間余裕から, THERPの標準診断曲線に基づいて人的過誤確率を評価した。

■ 過誤回復の取り扱い

- ▶ 運転員間の依存性を考慮した, 複数の運転員によるバックアップをモデル化。

3.1.1.6 人間信頼性解析(2/3)

■ 人的過誤の評価に用いた手法 (HRAツリー)

➤ 人間がタスクを遂行する上で発生する人的過誤は、下記のHRAツリーを用いて同定した。

(1) 「診断」の失敗確率

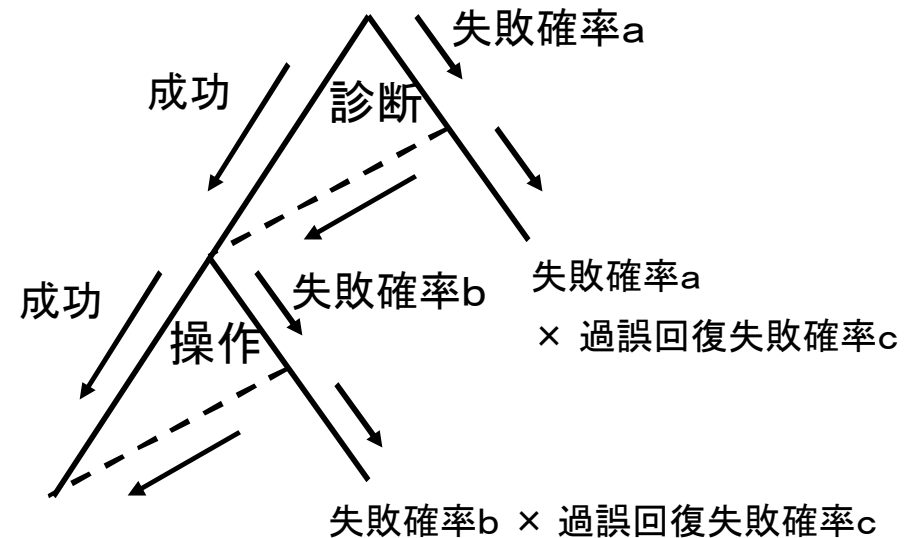
- ・ 時間余裕に応じた診断失敗確率をヒューマンエラーハンドブック (NUREG/CR-1278) のTHERP手法に基づき設定
- ・ 操作毎にストレス要因を考慮

(2) 「操作」の失敗確率

- ・ 操作の失敗確率をヒューマンエラーハンドブック (NUREG/CR-1278) に基づき設定
- ・ 操作毎にストレス要因を考慮

(3) 「過誤回復」の失敗確率

- ・ 事象発生からの時間余裕に応じて過誤回復の失敗確率を (NUREG/CR-1278) に基づき設定 (上位の運転員によるフォローにも失敗する確率)



HRAツリーの例

上のHRAツリーにおける
操作失敗確率 = (a + b) × c

3.1.1.6 人間信頼性解析(3/3)

■ 人的過誤の評価結果

	人的過誤	過誤確率 (平均値)
起因事象発生前	手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	4.0E-04
	SDV警報の検出失敗	2.9E-04
起因事象発生後	高圧ECCS作動後の水位制御操作	5.8E-03
	RCIC水源切替操作	6.8E-03
	高圧ECCS自動起動失敗後の手動バックアップ操作	5.8E-03
	ADS・低圧ECCS自動起動失敗後の手動バックアップ操作	1.3E-01
	原子炉注水後のRHRIによる格納容器除熱操作	5.4E-05
	MSIV開操作失敗	7.3E-03
	給復水関連操作失敗	5.8E-03
	DG・DGファンの自動起動失敗後の手動バックアップ操作	5.8E-03

3.1.1.7 パラメータの作成（1 / 3）

■非信頼度を構成する要素と評価式

➤ 非信頼度を構成する要素

- 状態変更失敗（ポンプの起動失敗等）
- 機能維持失敗（破損・リーク等）
- 保守作業による待機除外

➤ 評価式（機器故障率パラメータを使用した基事象発生確率）

- 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障率

又は

$$Q = 1 - 1 / (\lambda_s \times T_s) \times (1 - \exp(-\lambda_s \times T_s))$$

λ_s : 起動（又は状態変更）失敗率

T_s : 平均試験間隔

- 保守作業による待機除外

$$P = \lambda_m \times T_r$$

λ_m : 保守作業の頻度

T_r : 平均保守作業時間

※保守作業の頻度についてはNUREG/CR-2815を参考に機器の故障率の10倍を用いている。

- 機能維持失敗確率

$$Q = 1 - \exp(-\lambda_r \times T_m)$$

λ_r : 機能維持失敗率

T_m : 使命時間

3.1.1.7 パラメータの作成（2/3）

■機器故障率パラメータの一覧

- 機器故障率に関する機器の分類，機器の境界，故障モードの分類等については原子力安全推進協会によって整備された「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（1982年度～2002年度21ヶ年49基データ）」を用いた。
- 機器故障率の使用にあたっては，原子力施設情報公開ライブラリ（NUCIA）で定義している故障率（故障モード）及び機器バウンダリの整合性を確保した。

機器故障率（21ヶ年49基データ抜粋）

機器		故障モード	故障率（平均値） [1/h]
電動ポンプ（純水）	非常用待機	起動失敗	1.3×10^{-7}
	常用運転	継続運転失敗	1.1×10^{-6}
電動ポンプ（海水）	非常用待機	起動失敗	2.8×10^{-7}
	常用運転	継続運転失敗	7.7×10^{-7}
タービン駆動ポンプ		起動失敗	4.1×10^{-6}
		継続運転失敗	2.9×10^{-6}
電動弁（純水）		作動失敗	4.8×10^{-8}
		誤閉又は誤開	2.5×10^{-9}
		閉塞	9.7×10^{-9}
		外部リーク	2.5×10^{-9}
		内部リーク	4.1×10^{-9}

■機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

- 外部電源復旧失敗確率について，国内の復旧実績に基づくデータを用いて評価した。

3.1.1.7 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

- 同一又は異なるシステムについて、多重性を持たせるために用いられる機器については、型式、機能、環境、運転方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。
- 動的機器の静的モード、静的機器の各故障モードおよび複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障については除外した。
- 共通要因故障パラメータとしてはMGLモデルを用いた。

共通要因故障パラメータの一覧

機器種類	β ファクタ	γ ファクタ
ポンプ	0.039	0.520
弁類	0.13	0.565
DG	0.021	—
計装/制御機器	0.082	0.67
スクラムコンダクター(リレー)	0.05	0.1
蓄電池	0.008	—

3.1.1.8 事故シーケンスの定量化(1/6)

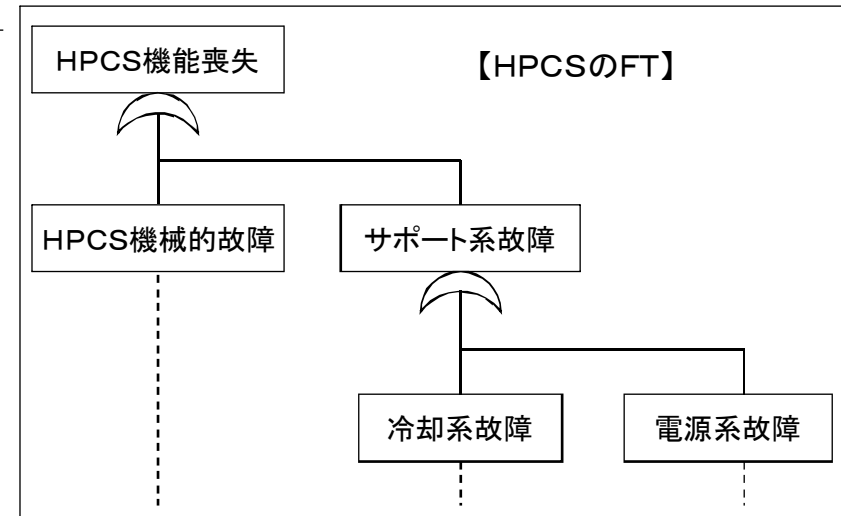
■ 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

- フォルトツリー結合法により評価
- 計算ツールはRiskSpectrum®PSA※を使用

※ RiskSpectrum®PSAは海外及び国内にて十分な使用実績のある計算コードである。

大LOCA	スクラム系	HPCS	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	最終状態	炉心損傷頻度 (/炉年)
									—	
									TW	●●E-▲▲
									—	
									TW	●●E-▲▲
									—	
									TW	●●E-▲▲
									—	
									TW	●●E-▲▲
									—	
									TW	●●E-▲▲
									—	
									AE TC	●●E-▲▲ ●●E-▲▲
									合計	●●E-▲▲

“—”は炉心損傷なし



- 起因事象発生頻度と失敗箇所の失敗確率の積をとり、各シーケンスにおける炉心損傷頻度を定量化
- 抽出した起因事象毎に展開したイベントツリーを各々定量化、合計をとることで全炉心損傷頻度を算出

炉心損傷頻度算出のイメージ

3.1.1.8 事故シーケンスの定量化(2/6)

■全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

- 全炉心損傷頻度： 2.0×10^{-5} [/炉年]
- 主要な事故シーケンス：崩壊熱除去機能喪失 (TW) のシーケンス

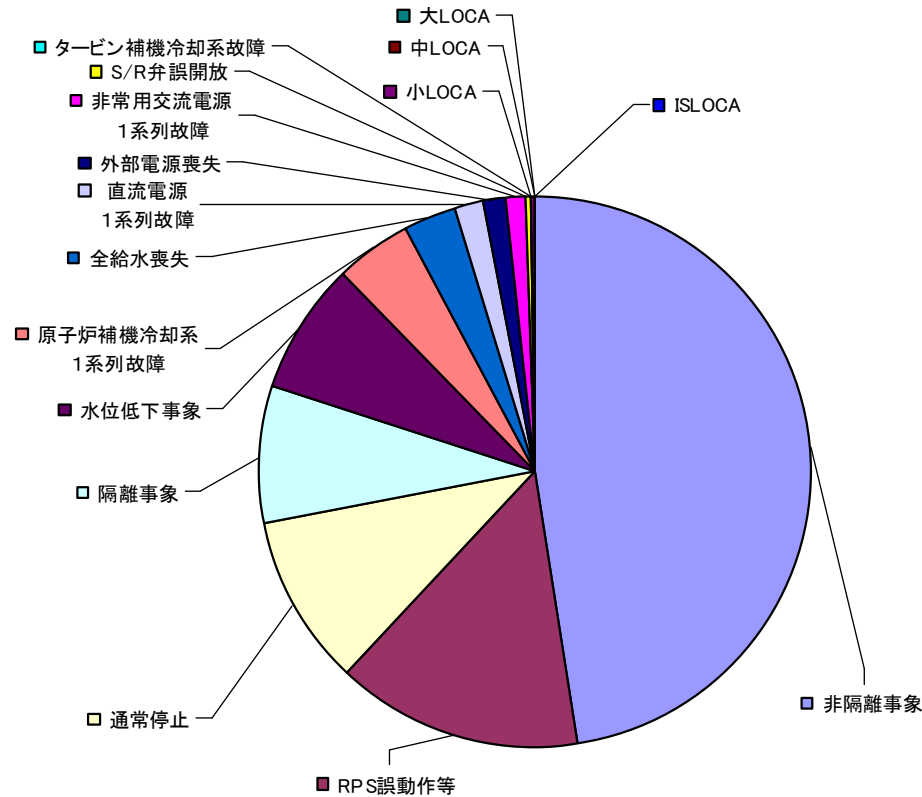
全炉心損傷頻度に対する寄与割合の高いシーケンス

起回事象	事故シーケンスの概要	事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 [/炉年]
非隔離事象	非隔離事象発生後、注水に成功するが除熱に失敗	TW	9.3×10^{-6}
RPS誤動作等	RPS誤動作等発生後、注水に成功するが除熱に失敗	TW	2.9×10^{-6}
通常停止	通常停止後、注水に成功するが除熱に失敗 (給水系による注水失敗後、HPCSによる注水に成功)	TW	1.9×10^{-6}
隔離事象	隔離事象発生後、注水に成功するが除熱に失敗	TW	1.6×10^{-6}
水位低下事象	水位低下事象発生後、注水に成功するが除熱に失敗	TW	1.6×10^{-6}

3.1.1.8 事故シーケンスの定量化(3/6)

■ 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要事故シーケンス

- 起因事象別の寄与割合は非隔離事象が最も高い。



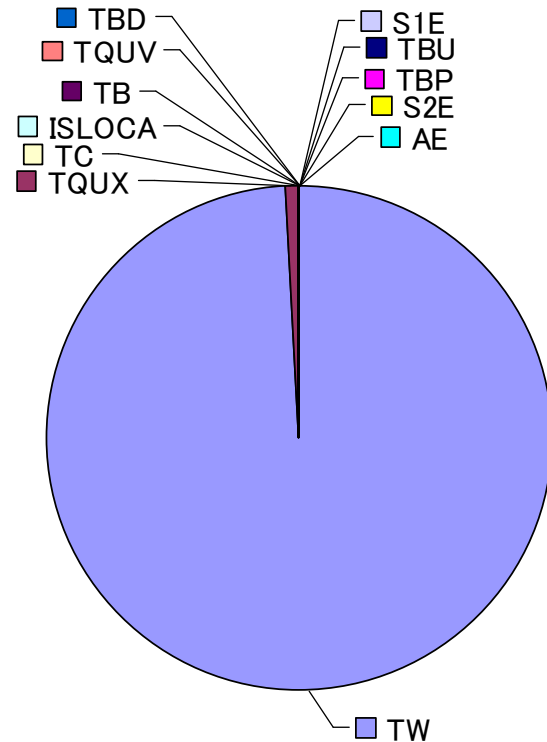
各起因事象毎の炉心損傷頻度の大きなシーケンス

起因事象	主要事故シーケンスの概要	炉心損傷頻度 (/炉年)
非隔離事象	非隔離事象+除熱失敗	9.5×10^{-6}
隔離事象	隔離事象+除熱失敗	1.6×10^{-6}
全給水喪失	全給水喪失+除熱失敗	5.9×10^{-7}
水位低下事象	水位低下事象+除熱失敗	1.6×10^{-6}
RPS誤動作等	RPS誤動作等+除熱失敗	2.9×10^{-6}
外部電源喪失	外部電源喪失+除熱失敗	2.8×10^{-7}
S/R弁誤開放	S/R弁誤開放+除熱失敗	5.9×10^{-8}
小LOCA	小LOCA+除熱失敗	1.8×10^{-8}
中LOCA	中LOCA+除熱失敗	1.2×10^{-8}
大LOCA	大LOCA+除熱失敗	1.2×10^{-9}
原子炉補機冷却系1系列故障	原子炉補機冷却系A系故障+除熱失敗 原子炉補機冷却系B系故障+除熱失敗	1.5×10^{-8} 8.7×10^{-7}
非常用交流電源1系列故障	非常用交流電源C系故障+除熱失敗 非常用交流電源D系故障+除熱失敗	4.0×10^{-9} 1.8×10^{-7}
直流電源1系列故障	直流電源A系故障+除熱失敗 直流電源B系故障+除熱失敗	7.8×10^{-9} 3.4×10^{-7}
タービン補機冷却系故障	タービン補機冷却系故障+除熱失敗	4.3×10^{-8}
通常停止	通常停止+除熱失敗	2.0×10^{-6}
ISLOCA	ISLOCA	7.0×10^{-10}
合計	—	2.0×10^{-5}

3.1.1.8 事故シーケンスの定量化(4/6)

■事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

- TW(崩壊熱除去機能喪失)による寄与が支配的である。
- TWの主要なカットセットはRHR関連操作失敗である。



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	炉心損傷頻度(／炉年)
TQUX	1.8×10^{-7}
TQUV	2.9×10^{-11}
TW	2.0×10^{-5}
長期TB	6.1×10^{-11}
TBU	1.3×10^{-12}
TBP	9.3×10^{-13}
TBD	4.5×10^{-12}
AE	4.2×10^{-14}
S1E	3.3×10^{-12}
S2E	5.5×10^{-14}
ISLOCA	4.4×10^{-10}
TC	3.8×10^{-9}
合計	2.0×10^{-5}

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス	主要なカットセット
崩壊熱除去機能喪失	非隔離事象＋除熱失敗	・非隔離事象＋RHR関連操作失敗

3.1.1.8 事故シーケンスの定量化(5/6)

■重要度解析(FV重要度)

➤ 炉心損傷頻度に対する各基事象のFussel-Vesely(FV)重要度を評価

順位	基事象(機器名-故障モード)	FV重要度
1	RHR関連操作失敗	7.8×10^{-1}
2	RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	5.3×10^{-2}
3	RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	3.7×10^{-2}
4	RHR-A熱交換器伝熱管閉塞	2.3×10^{-2}
5	RHRポンプ起動失敗共通要因故障(ABC)	1.4×10^{-2}
6	保守作業によるRHR-A待機除外	1.1×10^{-2}
7	RHR-Aポンプ室空調機能喪失	9.5×10^{-3}
8	手動減圧操作失敗	8.8×10^{-3}
9	RHR-A熱交換器伝熱管破損	8.6×10^{-3}
10	RHRポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABC)	7.7×10^{-3}

○評価結果

上位はRHR関連機器やRHRの補機冷却系であるRCW/RSWに関する基事象が占めた。崩壊熱除去機能喪失が全炉心損傷頻度の約99%であるためこのような結果となった。

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

3.1.1.8 事故シーケンスの定量化(6/6)

■重要度解析(RAW)

- 炉心損傷頻度に対する各基事象のリスク増加価値(Risk Achievement Worth(RAW))を評価

順位	基事象(機器名-故障モード)	RAW
1	RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	9.9×10^4
2	RSWポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABCD)	9.9×10^4
3	RHR関連操作失敗	1.4×10^4
4	RHRポンプ起動失敗共通要因故障(ABC)	1.4×10^4
5	RHRポンプ継続運転失敗共通要因故障(ABC)	1.4×10^4
6	RHRポンプ起動失敗共通要因故障(AB)	1.4×10^4
7	RHRポンプ継続運転失敗共通要因故障(AB)	1.4×10^4
8	RHRポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障(ABC)	1.4×10^4
9	RHRポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障(AB)	1.4×10^4
10	制御棒挿入失敗	1.2×10^4

○評価結果

上位は「RCWポンプ継続運転失敗共通要因故障」「RSWポンプ継続運転共通要因故障」となった。これらの共通要因故障により、RCW/RSW-A・Bが同時故障し、RHRをはじめとする多くの緩和設備が機能喪失に至るためである。

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。

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

$F(CD/A=1)$: 対象とする事象Aの生起確率が1の場合の炉心損傷頻度

$F(CD)$: 炉心損傷頻度

3.1.1.9 不確実さ解析と感度解析(1/3)

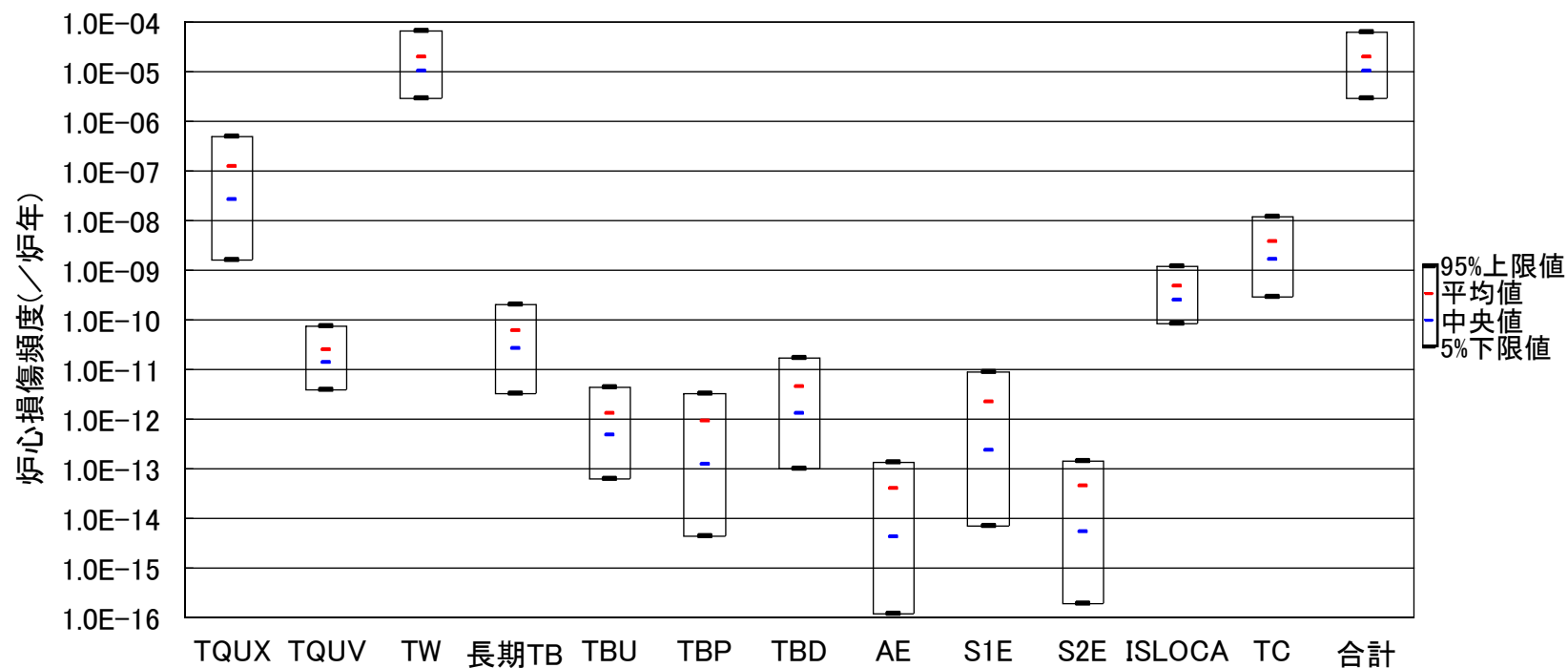
■ 不確実さ解析

- 各シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度について、平均値、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)を評価した。
- 全炉心損傷頻度のEFは4.7であり、これは全炉心損傷頻度の約99%を占めるTWのEFがほぼそのまま反映された結果となった。

不確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

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

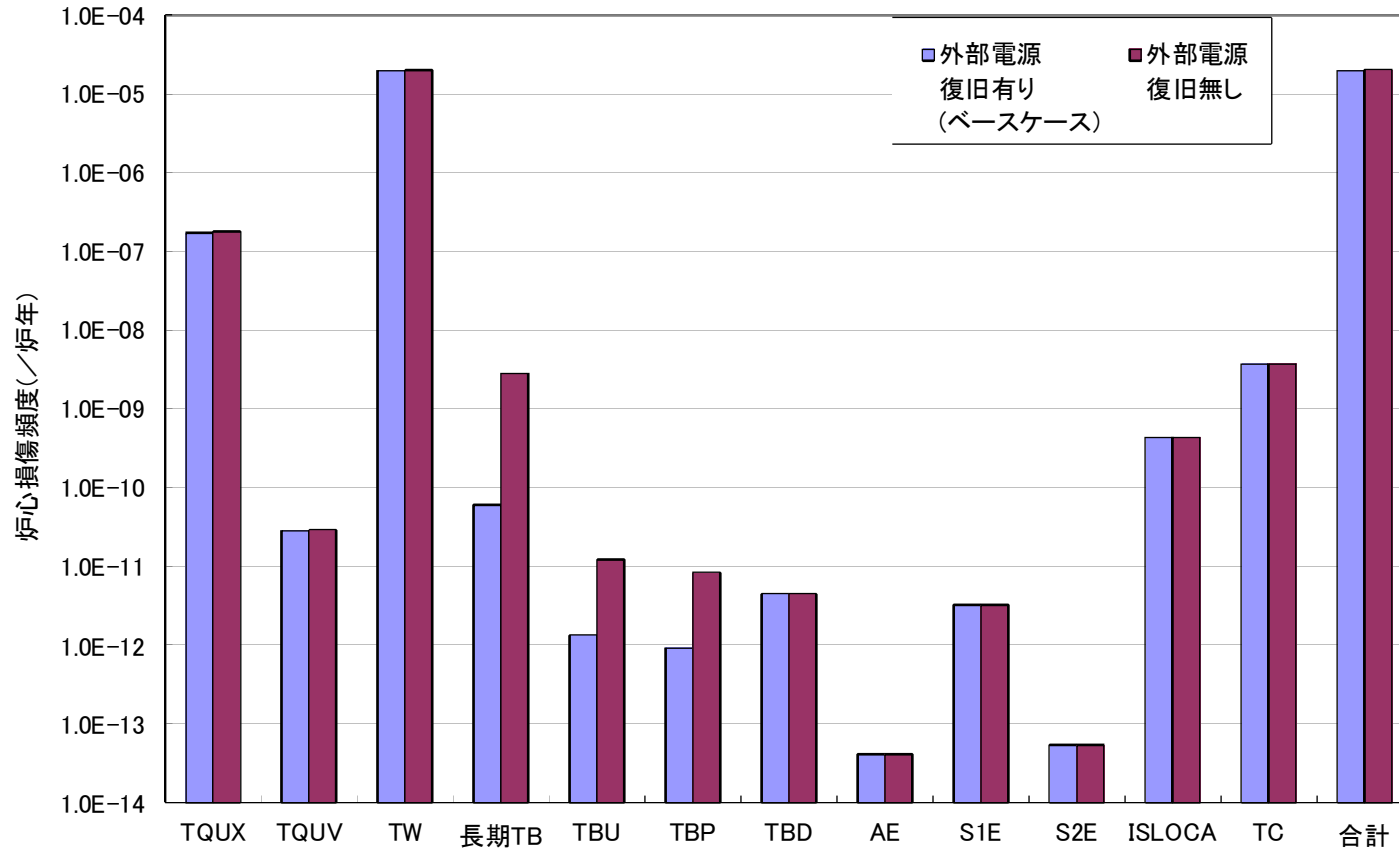


枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3.1.1.9 不確かさ解析と感度解析(2/3)

■感度解析(外部電源復旧の有無)

- 本評価では外部電源喪失時に外部電源復旧による電源確保に期待している。感度解析において、外部電源復旧に期待しないケースの感度解析を行った。



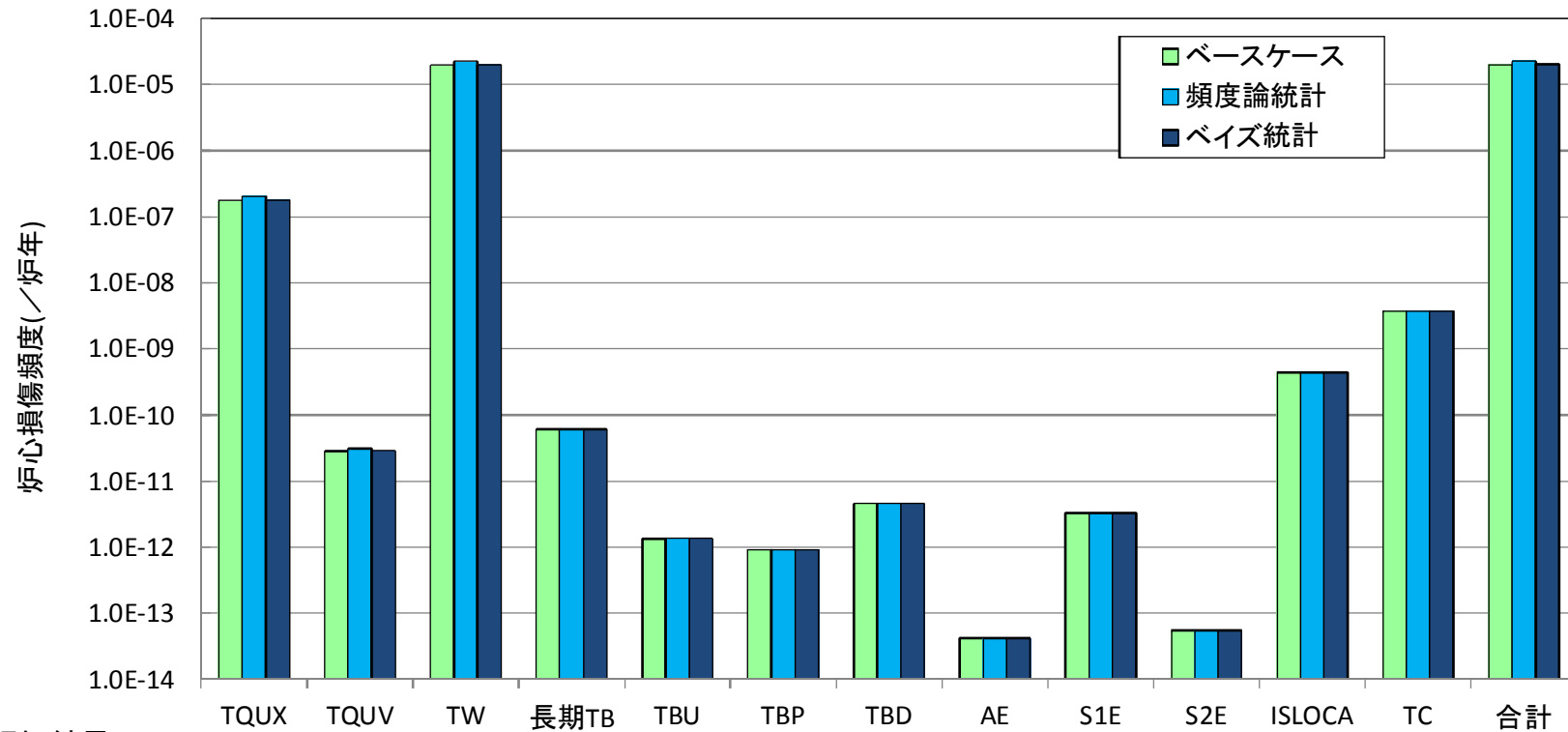
○評価結果

長期TB, TBU, TBPといった全交流電源喪失の事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が増加したものの、全炉心損傷頻度および事故シーケンスグループ別の寄与割合に影響は及ぼさないことを確認した。

3.1.1.9 不確実さ解析と感度解析(3/3)

■感度解析(プラント固有データの反映)

- プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため、起因事象および機器故障率について、①頻度論統計、②ベイズ統計の2通りについて感度解析を実施した。
- 対象とする起因事象は、女川2号炉で発生経験のある「RPS誤動作等」、「通常停止」を選定した。また、対象とする機器故障は、内部事象出力運転時レベル1PRAでモデル化している機器のうち、女川2号炉で発生実績のある「リミットスイッチ不動作」を選定した。



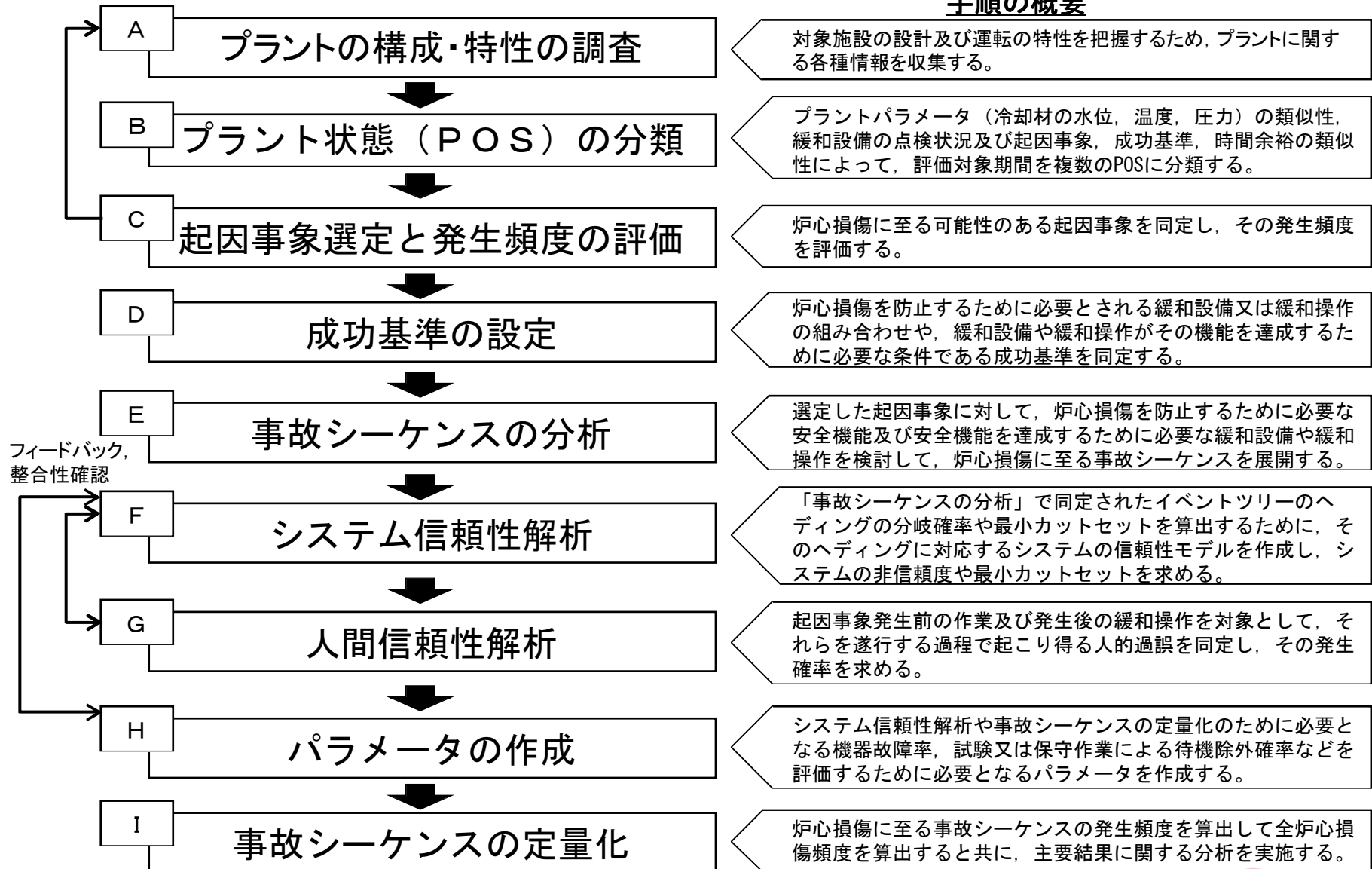
○評価結果

「RPS誤動作等」の起因事象発生頻度が高くなったため、全炉心損傷頻度が若干高くなったものの有意な差はなく、事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

3.1.2 内部事象停止時レベル1PRA

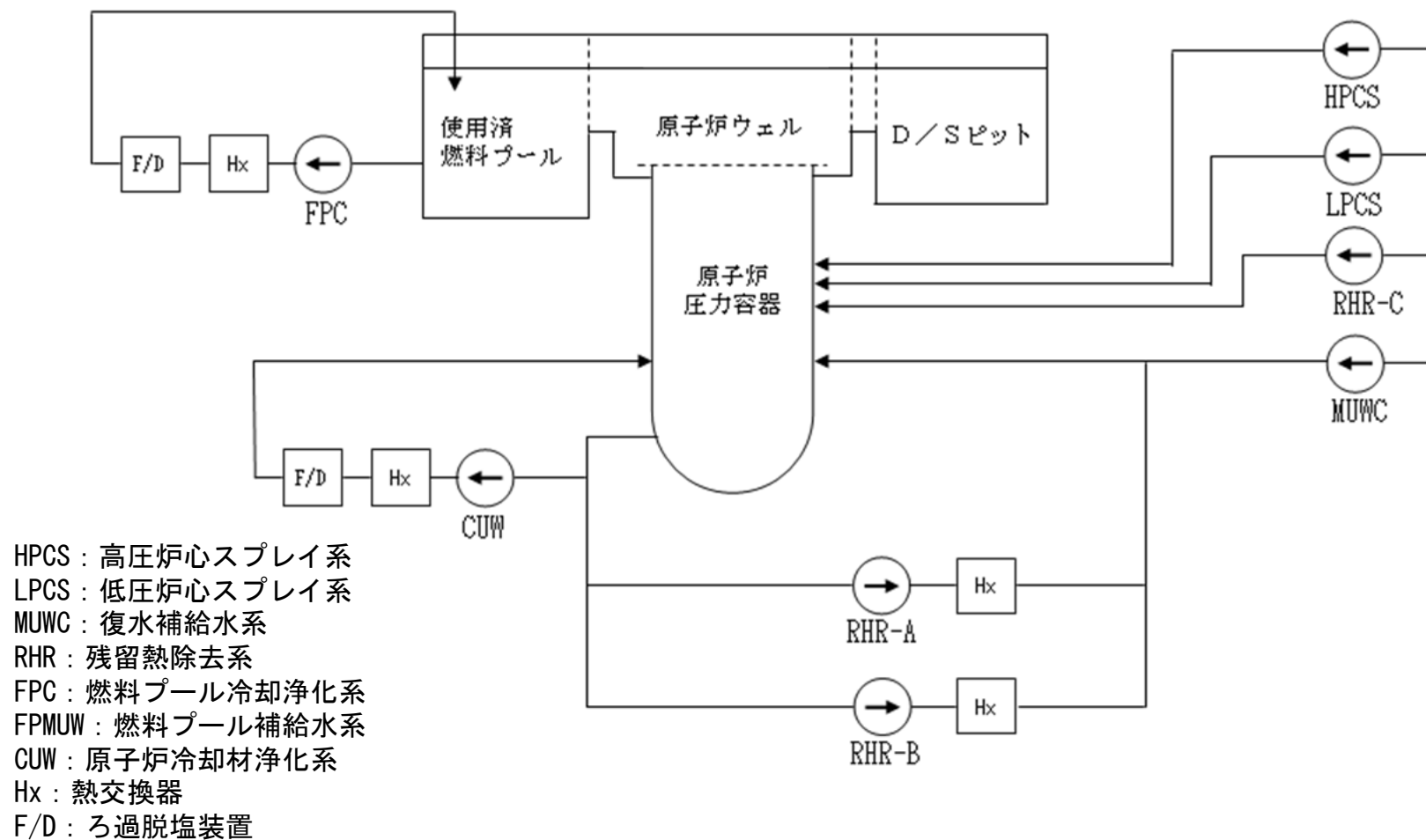
3.1.2.1 内部事象停止時レベル1 P R A の手順

手順の概要



3.1.2.2 プラントの構成・特性

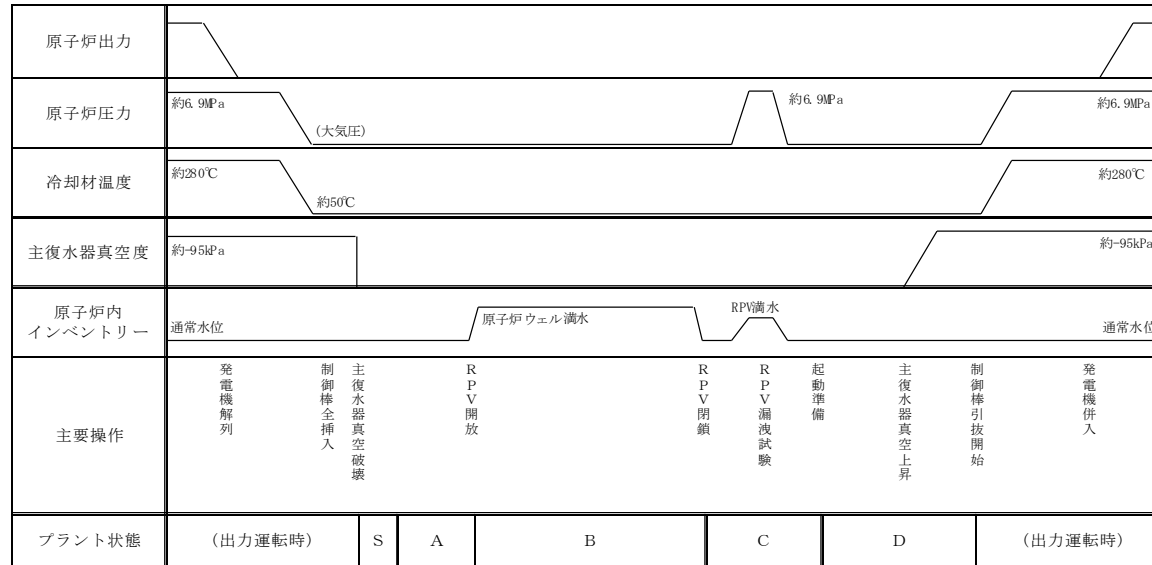
■ 女川2号炉における主要設備



3.1.2.3 プラント状態(POS)の分類(1/2)

■ 代表定期検査工程

➤ 停止時PRA実施において、部分燃料取出を行った最新の定期検査工程である第4回定期検査を代表工程として分析した。



• プラント状態について、原子炉冷却材のインベントリー(水位)、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、時間余裕に関する類似性の観点から、分類を行った。

プラント状態	内容	期間(日)
事象区分S	原子炉冷温停止への移行状態	1
事象区分A1	PCV/RPV開放への移行状態1 (HPCS, LPCI-C, LPCS, MUWC-A/B/C, DG-A/B/H)	2
事象区分A2	PCV/RPV開放への移行状態2 (LPCS, MUWC-A/B/C, DG-A)	2
事象区分B1	原子炉ウエル満水状態1 (MUWC-A/B/C, DG-A)	16
事象区分B2	原子炉ウエル満水状態2 (MUWC-B/C, DG-B)	5
事象区分C1	PCV/RPV閉鎖への移行状態1 (MUWC-C, DG-B)	13
事象区分C2	PCV/RPV閉鎖への移行状態2 (HPCS, LPCI-C, LPCS, MUWC-A/B/C, DG-A/B)	2
事象区分D	起動準備状態	6

注) 保守点検に伴う使用可能な設備の組合せにより、事象区分AをA1, A2, 事象区分BをB1, B2, 事象区分CをC1, C2に分類

3.1.2.3 プラント状態(POS)の分類(2/2)

■停止時のプラント状態の推移

- 以下に、プラント定期検査時の安全設備等の待機状態を示す。
- 事象区分BおよびCの期間は、他の期間と比べ、保守点検をしている場合が多いため、使用可能な緩和系が少ない。

累積日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
POSの分類	S	A1	A2	B1																B2					C1						C2		D														
日数	1	2	2	16																5					13						2		6														
定期検査主要工程	原子炉開放			燃料移動	LPRM取替	CRD点検						燃料装荷						炉心確認、CRDベント機能試験					原子炉復旧			RPV漏洩試験	PCV復旧			PCV漏洩試験	起動前試験	系統構成															
代表水位	通常水位			原子炉ウエル満水																通常水位																											
除去 崩壊熱	RHR-A	■																																													
	RHR-B	■																			■																										
補給水 注水	RCIC																																														
	HPCS	■																																													
	LPCI-C	■																																													
	LPCS	■																																													
	MUWC(ポンプA)	■																																													
	MUWC(ポンプB)	■																■																													
	MUWC(ポンプC)	■																																													
サポ ート系	RCW/RSW-A	■																																													
	RCW/RSW-B	■																			■																										
	HPCW/HPSW	■																																													
	DG-A	■																																													
	DG-B	■																			■																										
	DG(HPCS)	■																																													

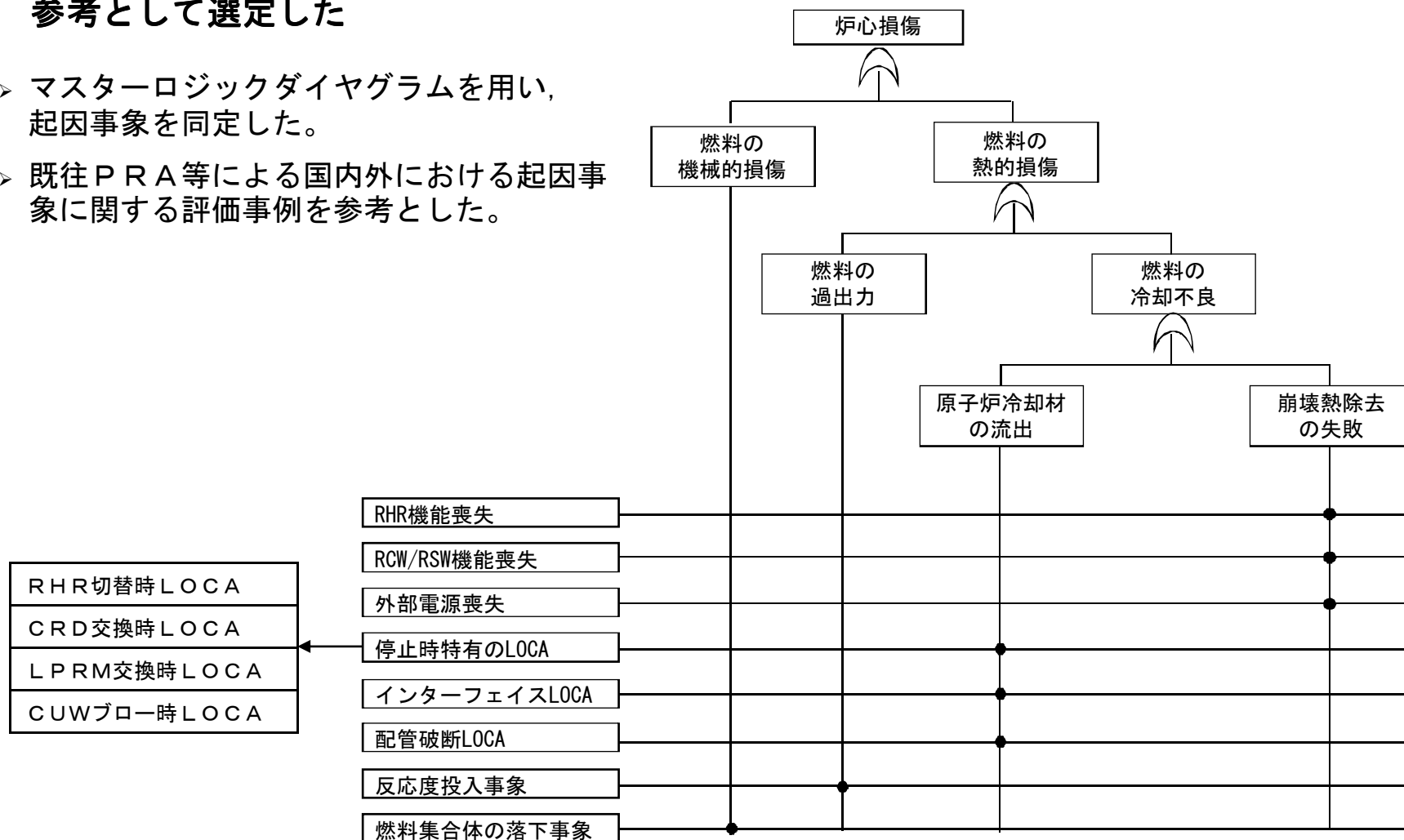
■ : 運転中 ■ : 待機状態

RHR: 残留熱除去系	LPCI: 低圧炉心注水系	RCW/RSW: 補機冷却水系/海水系
RCIC: 原子炉隔離時冷却系	LPCS: 低圧炉心スプレイ系	HPCW/HPSW: 高圧炉心スプレイ補機冷却水系/海水系
HPCS: 高圧炉心スプレイ系	MUWC: 復水補給水系	DG: 非常用ディーゼル発電機

3.1.2.4 起因事象選定と発生頻度の評価(1/2)

■ 起因事象の抽出にあたって、以下を参考として選定した

- マスターロジックダイアグラムを用い、起因事象を同定した。
- 既往PRA等による国内外における起因事象に関する評価事例を参考とした。



3.1.2.4 起因事象選定と発生頻度の評価(2/2)

■ 起因事象および発生頻度

起因事象	発生頻度	発生頻度の評価方法
RHRフロントライン系 機能喪失	5.7×10^{-5} / 日	国内BWR実績データ(平成21年3月末時点) (RHRサポート系の機能喪失事象は発生実績がないため総定期検査日数 [※] に対し0.5回の発生を仮定)
RHRサポート系 機能喪失	7.1×10^{-6} / 日	
外部電源喪失	2.6×10^{-5} / 日	
RHR切替時LOCA	2.4×10^{-4} / 回	ミニマムフロー弁の誤操作を人的過誤確率として評価し、起因事象発生頻度とする。
CRD交換時LOCA	5.5×10^{-6} / 定期検査	CRD交換時の操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考慮した簡単なイベントツリーを構築し、起因事象発生頻度を計算することとする。
LPRM交換時LOCA	3.3×10^{-6} / 定期検査	LPRM交換時の操作失敗の人的過誤確率、機器故障確率を考慮した簡単なイベントツリーを構築し、起因事象発生頻度を計算することとする。
CUWブロー時LOCA	8.1×10^{-5} / 回	操作対象となる手動弁の閉め忘れを人的過誤確率として評価し、起因事象発生頻度とする。

※ 総定期検査日数 …平成21年3月末までのBWR全32基の定期検査日数の合計値 70,822日

3.1.2.5 成功基準の設定

■ 炉心損傷の定義

- 有効燃料長頂部が露出した状態とする。

成功基準一覧表

起因事象 \ POS	S	A1	A2	B1	B2	C1	C2	D
RHRフロントライン系機能喪失	RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	LPCS MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	RHR-A LPCS LPCI-C MUWC	RHR-A LPCS LPCI-C HPCS MUWC
RHRサポート系機能喪失	RHR-B LPCI-C HPCS MUWC	RHR-B LPCI-C HPCS MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	MUWC	RHR-A LPCS MUWC	RHR-A LPCS HPCS MUWC
外部電源喪失	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC	RHR-A LPCS MUWC	RHR-A MUWC	RHR-B MUWC	RHR-B MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C MUWC	RHR-A RHR-B LPCS LPCI-C HPCS MUWC
RHR切替時のLOCA					LPCI-A MUWC			
CRD交換時のLOCA				LPCI-A				
LPRM交換時のLOCA				LPCI-A MUWC				
CUWブロー時のLOCA						LPCI-B		LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C HPCS

※ 網掛け部は該当起因事象発生可能性無し

3.1.2.6 事故シーケンスの分析(1/2)

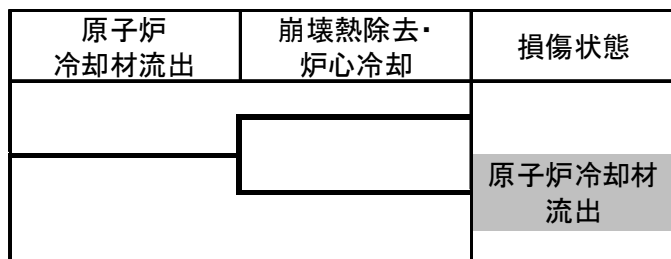
■ イベントツリー図

- 抽出した起因事象グループと成功基準に基づき、各々のイベントツリーを作成し、事故シーケンスグループを抽出した。

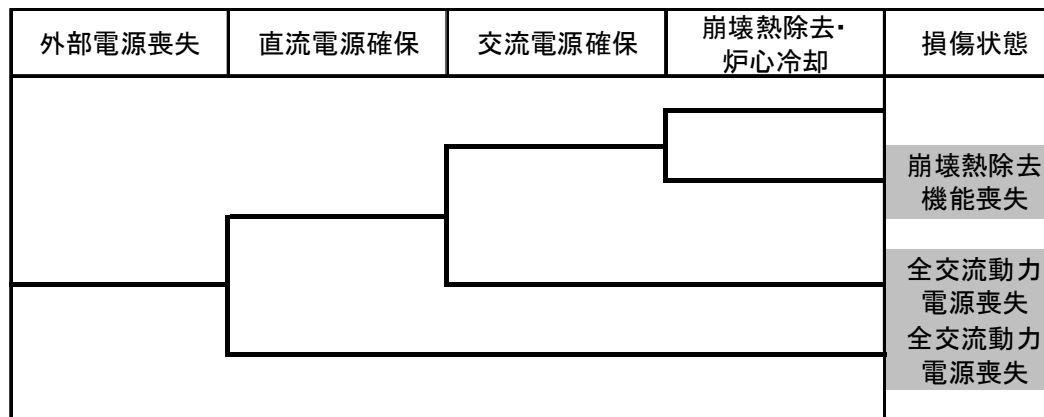
■ 崩壊熱除去機能喪失



■ 原子炉冷却材流出



■ 外部電源喪失



3.1.2.6 事故シーケンスの分析(2/2)

■ イベントツリーの最終状態

- 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を炉心損傷防止機能の喪失状況、プラントの状態に与える影響によって下表のとおり分類する。

炉心損傷シーケンスの特徴	シーケンスグループ
RHRフロントライン系・サポート系の機能喪失後、除熱及び注水に失敗し炉心損傷	崩壊熱除去機能喪失
外部電源喪失後、非常用D/G等による交流電源確保に成功した後、除熱及び注水に失敗し炉心損傷	
外部電源喪失後、直流電源の確保又は非常用D/G等による交流電源確保に失敗し炉心損傷	全交流動力電源喪失
LOCA時に注水に失敗することにより炉心損傷	冷却材の流出

3.1.2.7 システム信頼性解析(1/2)

■評価対象としたシステム

- フロントライン系とサポート系の境界を明確にした上で、サポート系も含めた評価対象範囲を設計図書に基づき明確化。
- システムが複数の系列から構成されている場合には、それぞれの系列についてモデル化。

評価対象システム一覧

フロントライン系	
炉心冷却機能	RHR(A, B)
炉心注水機能	HPCS, LPCS, LPCI(A, B, C), MUWC
サポート系	
補機冷却系, 海水系	RCW(A, B), RSW(A, B), HPCW, HPSW
電源系	交流電源(区分A, B, C, D, H), 直流電源(区分A, B, H)

3.1.2.7 システム信頼性解析(2/2)

■ 起因事象毎のシステム信頼性評価結果

代表的な F T の非信頼度

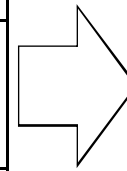
起因事象	システム系統	非信頼度
<ul style="list-style-type: none"> ・RHRフロント系機能喪失 ・RHRサポート系機能喪失 ・LOCA 	残留熱除去系(RHR-A)*	4.6×10^{-3}
	残留熱除去系(RHR-B)*	4.6×10^{-3}
	高圧炉心スプレイ系(HPCS)	1.8×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系(LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧炉心注水系(LPCI-A)	1.4×10^{-3}
	低圧炉心注水系(LPCI-B)	1.4×10^{-3}
	低圧炉心注水系(LPCI-C)	1.4×10^{-3}
	補給水系(MUWC)	3.5×10^{-4}
<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 	残留熱除去系(RHR-A)	3.8×10^{-4}
	残留熱除去系(RHR-B)	3.8×10^{-4}
	高圧炉心スプレイ系(HPCS)	5.7×10^{-3}
	低圧炉心スプレイ系(LPCS)	1.2×10^{-3}
	低圧炉心注水系(LPCI-A)	保守的に期待しない
	低圧炉心注水系(LPCI-B)	保守的に期待しない
	低圧炉心注水系(LPCI-C)	1.3×10^{-3}
	補給水系(MUWC)	3.7×10^{-4}

※LOCA時には期待しない

3.1.2.8 人間信頼性解析

■人的過誤の評価結果

起因事象 発生前/ 起因事象 発生後	説明	平均値
起因事象 発生前	手動弁の開け忘れ・閉め忘れ	4.0E-04
起因事象 発生後	除熱の必要性に対する診断失敗	右表参照
	注水の必要性に対する診断失敗	
	LOCA時の診断失敗	7.1E-07
	LOCA時の隔離失敗	8.3E-06
	除熱系の手動起動失敗	5.3E-05
	注水系の手動起動失敗	3.5E-04



POS	除熱の必要性に 対する診断の 失敗確率	注水の必要性に 対する診断の 失敗確率
	平均値	平均値
POS-S	2.7E-03	5.1E-05
POS-A1	8.5E-04	3.8E-05
POS-A2	8.5E-04	2.8E-05
POS-B1	2.7E-04	1.4E-05
POS-B2	1.8E-04	1.4E-05
POS-C1	2.4E-04	1.4E-05
POS-C2	2.1E-04	1.4E-05
POS-D	2.1E-04	1.4E-05

3.1.2.9 事故シーケンスの定量化(1/6)

■全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンス

- 全炉心損傷頻度： 9.8×10^{-7} [/定期検査]
- 主要な事故シーケンス：崩壊熱除去機能喪失のシーケンス

全炉心損傷頻度に対する寄与割合の高いシーケンス

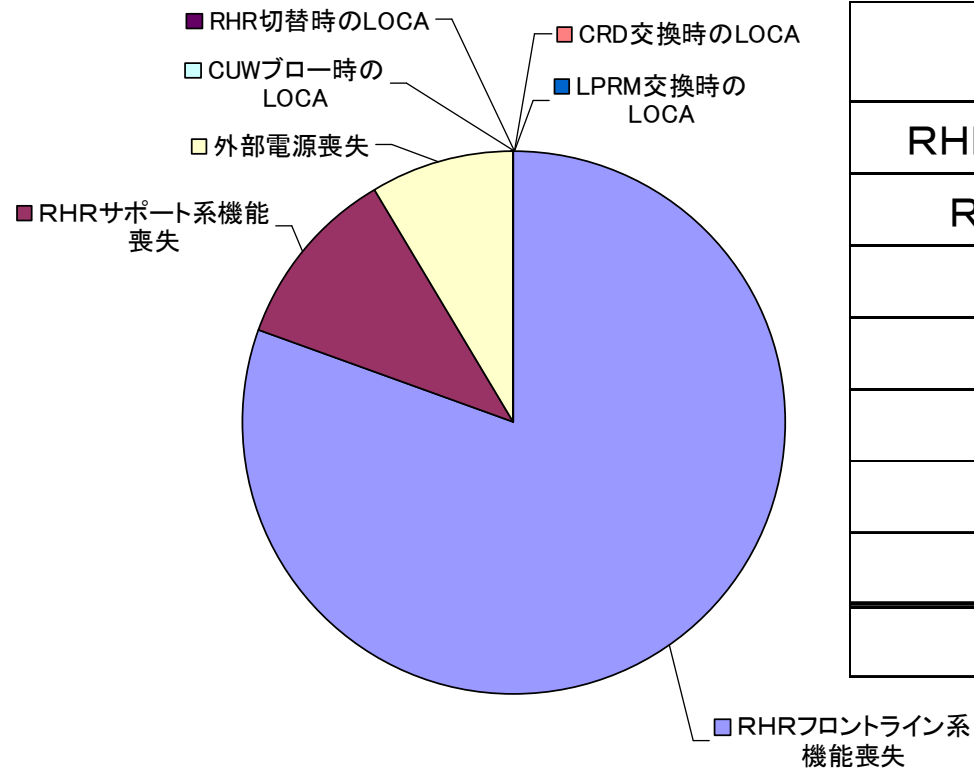
起回事象	POS	事故シーケンスの概要	発生頻度[/定期検査]
RHRフロントライン系 機能喪失	POS-B1	RHRフロントライン系が機能喪失した後、 崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	3.3×10^{-7}
RHRフロントライン系 機能喪失	POS-C1	RHRフロントライン系が機能喪失した後、 崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	2.9×10^{-7}
RHRフロントライン系 機能喪失	POS-B2	RHRフロントライン系が機能喪失した後、 崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	1.0×10^{-7}
RHRサポート系 機能喪失	POS-B1	RHRサポート系が機能喪失した後、 崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	4.3×10^{-8}
RHRサポート系 機能喪失	POS-C1	RHRサポート系が機能喪失した後、 崩壊熱除去・炉心冷却に失敗	3.8×10^{-8}

3.1.2.9 事故シーケンスの定量化(2/6)

■起因事象別の炉心損傷頻度

- RHR機能喪失(フロントライン系及びサポート系)時の炉心損傷が90%以上を占める。

各起因事象別の炉心損傷頻度

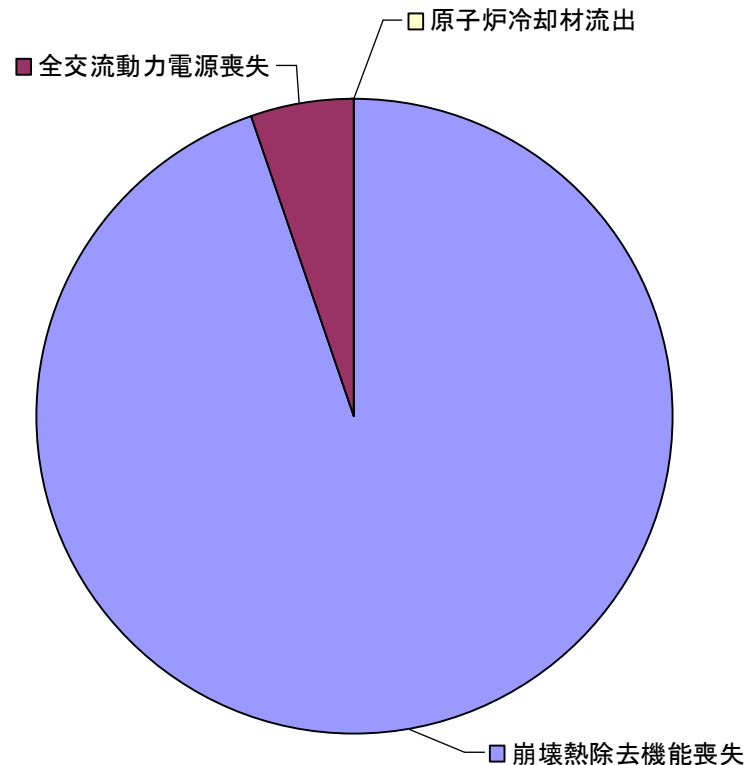


起因事象	炉心損傷頻度 [/定期検査]
RHRフロントライン系機能喪失	7.9×10^{-7}
RHRサポート系機能喪失	1.1×10^{-7}
外部電源喪失	8.3×10^{-8}
CUWブロー時のLOCA	1.7×10^{-10}
RHR切替時のLOCA	1.7×10^{-10}
CRD交換時のLOCA	4.0×10^{-12}
LPRM交換時のLOCA	2.3×10^{-12}
合計	9.8×10^{-7}

3.1.2.9 事故シーケンスの定量化(3/6)

■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による炉心損傷が支配的である。



事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

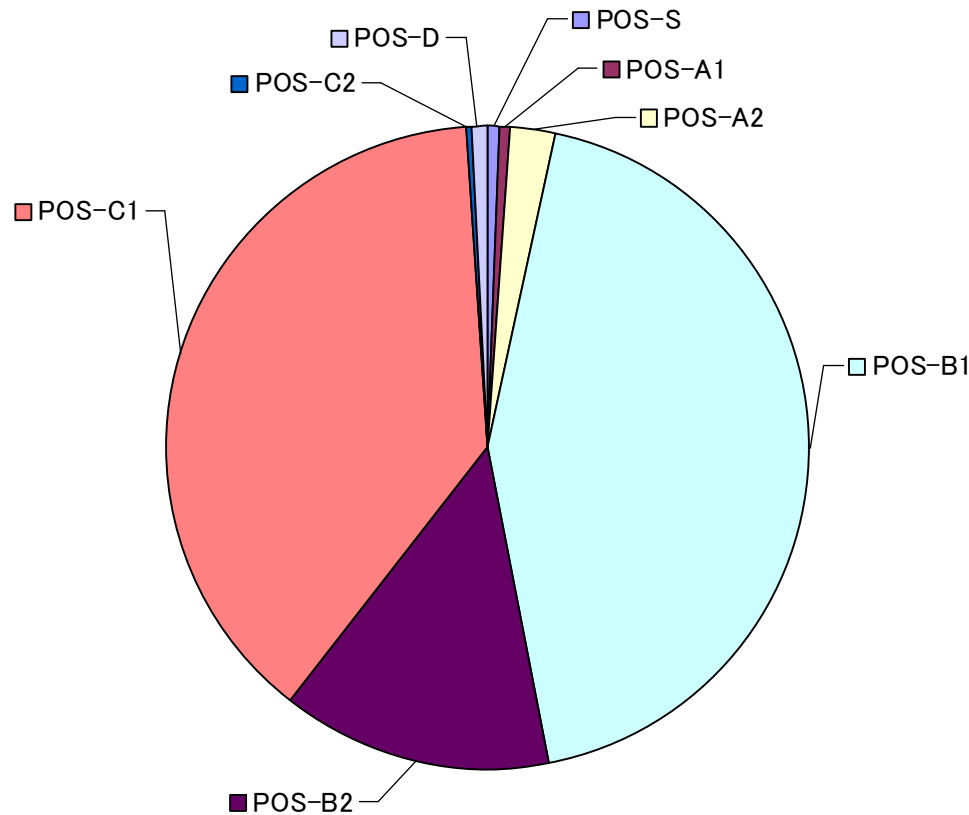
事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度 [/定期検査]
崩壊熱除去機能喪失	9.3×10^{-7}
全交流動力電源喪失	5.1×10^{-8}
原子炉冷却材流出	3.5×10^{-10}
合計	9.8×10^{-7}

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス	主要なカットセット
崩壊熱除去機能喪失	RHRフロントライン系機能喪失 + 注水失敗	RHRフロントライン系機能喪失 + MUWC操作失敗

3.1.2.9 事故シーケンスの定量化(4/6)

■ POS別の炉心損傷頻度

- 待機除外となる系統が多く緩和系の少ないPOS(B1, B2, C1)が95%以上を占めている。



各POS別の炉心損傷頻度

POS	炉心損傷頻度 [/定期検査]
POS-S	4.7×10^{-9}
POS-A1	6.9×10^{-9}
POS-A2	2.2×10^{-8}
POS-B1	4.3×10^{-7}
POS-B2	1.3×10^{-7}
POS-C1	3.8×10^{-7}
POS-C2	2.5×10^{-9}
POS-D	7.4×10^{-9}
合計	9.8×10^{-7}

3.1.2.9 事故シーケンスの定量化(5/6)

■重要度解析(FV重要度)

➤ 炉心損傷頻度に対する各基事象のFussel-Vesely (FV) 重要度を評価

順位	基事象(機器名-故障モード)	FV重要度
1	MUWC操作失敗	7.8×10^{-1}
2	MUWCポンプC継続運転失敗	2.1×10^{-2}
3	除熱の必要性に対する診断失敗(POS-B1)	2.0×10^{-2}
4	注水の必要性に対する診断失敗 (除熱の診断失敗時の条件付き確率, POS-B1)	2.0×10^{-2}
5	除熱の必要性に対する診断失敗(POS-C1)	1.6×10^{-2}
6	注水の必要性に対する診断失敗 (除熱の診断失敗時の条件付き確率, POS-C1)	1.6×10^{-2}
7	注水の必要性に対する診断失敗(POS-B1)	1.4×10^{-2}
8	注水の必要性に対する診断失敗(POS-C1)	1.1×10^{-2}
9	パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	1.0×10^{-2}
10	パワーセンタ動力変圧器C機能喪失	1.0×10^{-2}

○評価結果

「MUWC操作失敗」が最も高い値となった。これはPOS-B1・B2・C1において、崩壊熱除去機能喪失時の緩和設備がMUWCのみであるため「MUWC操作失敗」の寄与割合が高くなった。

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

3.1.2.9 事故シーケンスの定量化(6/6)

■重要度解析(RAW)

- 炉心損傷頻度に対する各基事象のリスク増加価値(Risk Achievement Worth(RAW))を評価

順位	基事象(機器名-故障モード)	RAW
1	MUWC操作失敗	2. 2 × 10 ³
1	MUWCポンプ継続運転共通要因故障	2. 2 × 10 ³
3	パワーセンタ動力変圧器D機能喪失	1. 6 × 10 ³
3	460V R/B MCC D電源喪失	1. 6 × 10 ³
3	動力変圧器遮断器D誤開	1. 6 × 10 ³
3	受電遮断器2D誤開	1. 6 × 10 ³
3	低圧非常用母線D機能喪失	1. 6 × 10 ³
3	高圧非常用母線D機能喪失	1. 6 × 10 ³
9	パワーセンタ動力変圧器C機能喪失	1. 6 × 10 ³
9	460V R/B MCC C 電源喪失	1. 6 × 10 ³

○評価結果

「MUWC操作失敗」「MUWCポンプ継続運転共通要因故障」が最も高い値となった。FV重要度同様に、POS-B1・B2・C1において緩和設備がMUWCのみであるため、これらのRAW重要度が高くなった。

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。

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

$F(CD/A=1)$: 対象とする事象Aの生起確率が1の場合の炉心損傷頻度

$F(CD)$: 炉心損傷頻度

3.1.2.10 不確実さ解析と感度解析 (1 / 2)

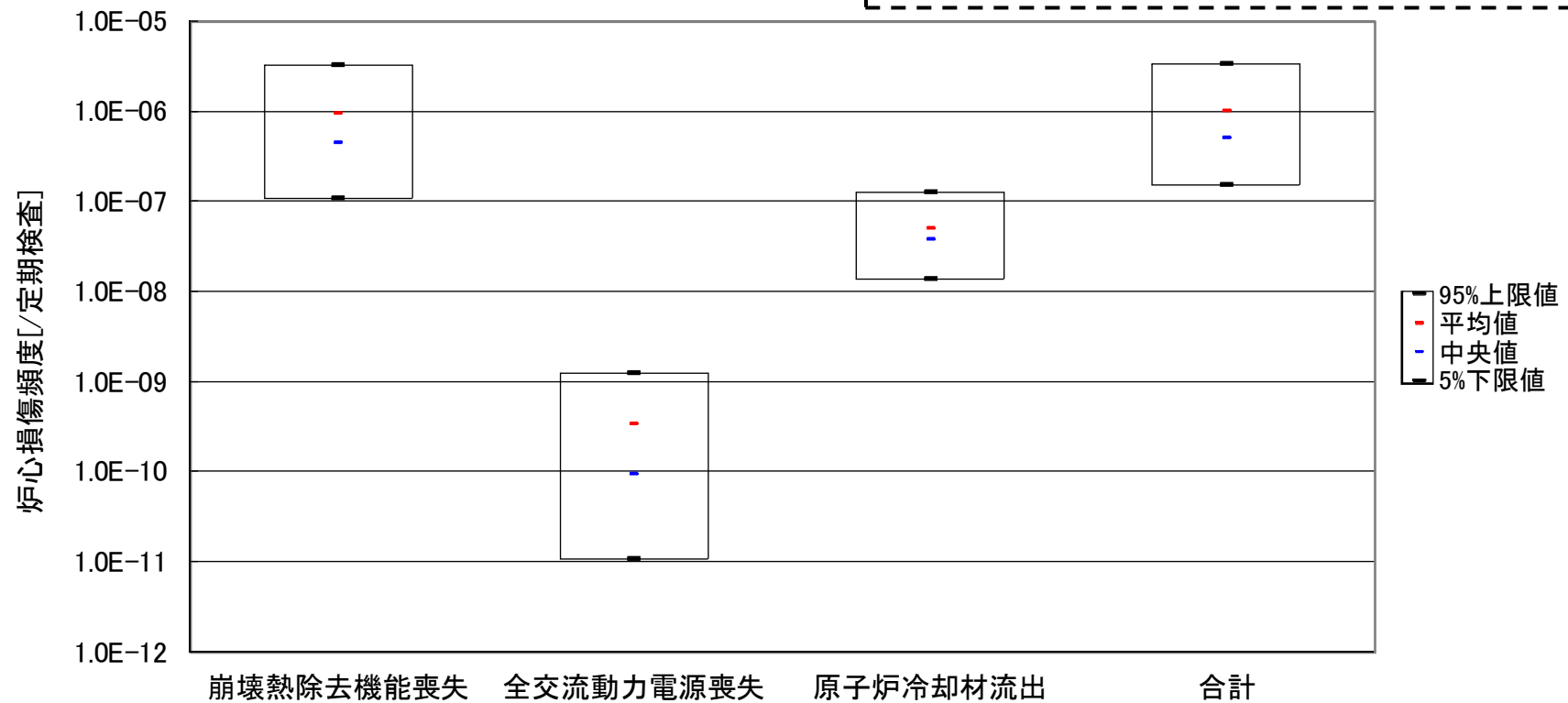
■ 不確実さ解析

- 各シーケンスグループ及び全炉心損傷頻度について、平均値, 95%上限値, 中央値, 5%下限値及び不確実性の指標としてエラーファクター(EF)を評価した。
- 全炉心損傷頻度のEFは4.7であり, これは全炉心損傷頻度の約95%を占める崩壊熱除去機能喪失のEFがほぼそのまま反映された結果となった。

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
- ・ 不確実性の指標 : 5%及び95%確率値を用いたEF

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

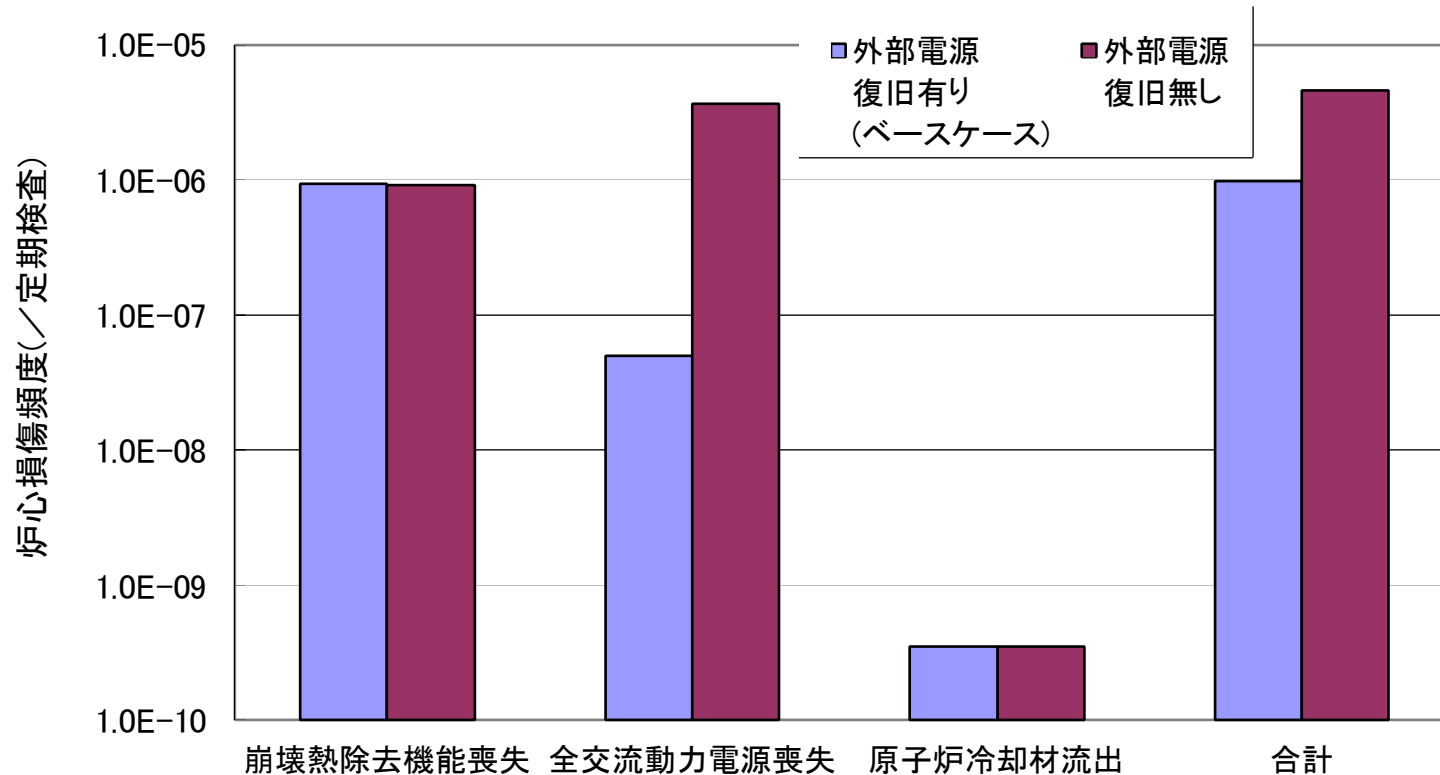


枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

3.1.2.10 不確かさ解析と感度解析(2/2)

■感度解析(外部電源復旧の有無)

- 本評価では外部電源喪失時に外部電源復旧による電源確保に期待している。感度解析において、外部電源復旧に期待しないケースの感度解析を行った。



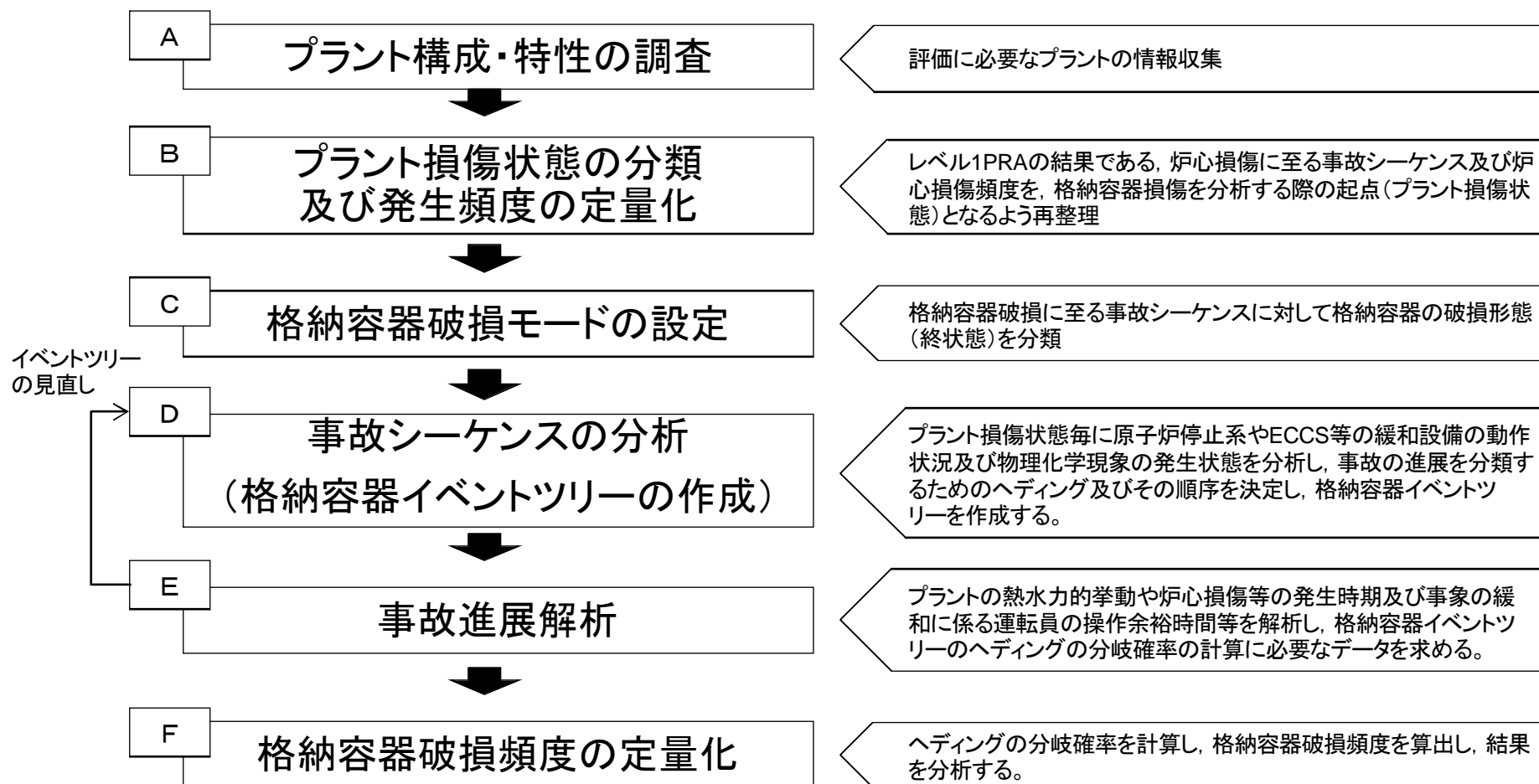
○評価結果

全交流動力電源喪失については、外部電源復旧を考慮しないことにより、非常用電源が確保できず、緩和設備が使用不能となる確率が高くなるため、炉心損傷頻度が増加した。事故シーケンスグループ別寄与割合および事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度については、全交流動力電源喪失が支配的となったが、事故シーケンスグループの選定においては、影響がないことを確認した。

4.1.1 内部事象運転時レベル1.5PRA

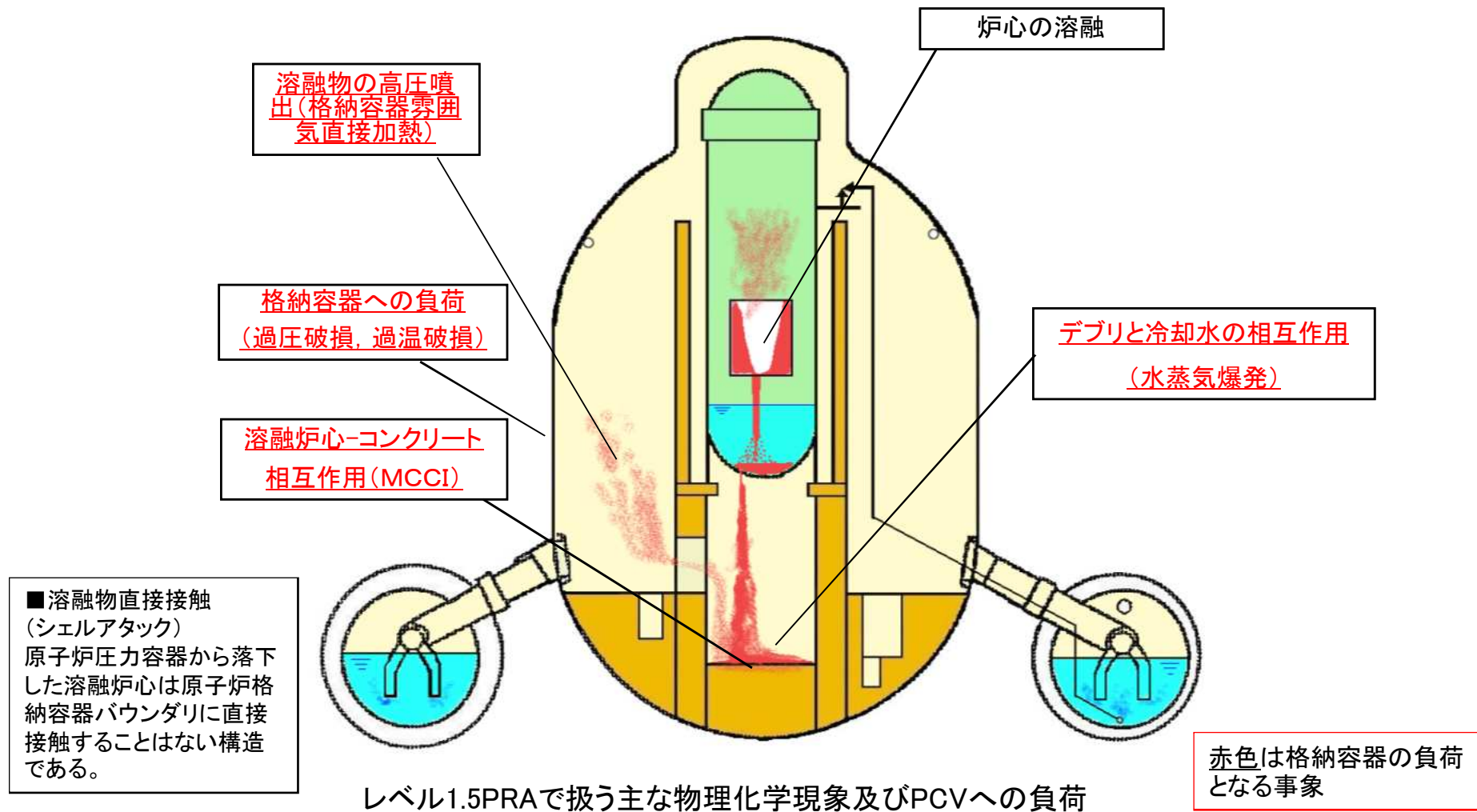
4.1.1.1 内部事象レベル1. 5PRAの手順

手順の概要



4.1.1.2 プラントの構成・特性の調査

■燃料及びデブリの移動経路



4.1.1.3 プラント損傷状態の分類及び発生頻度の定量化(1/2)

■ 炉心損傷に至る事故シーケンスグループを元に、以下のようにプラント損傷状態を分類した。

■ 分類にあたっては、格納容器破損に至る事象進展に影響する格納容器破損時期、圧力容器圧力、炉心損傷時期及び電源確保の観点から考慮した。

炉心損傷 事故シーケンス	PCV破損時期	RPV圧力	炉心損傷時期	電源確保	デブリの冷却手段 PCV除熱手段	プラント損傷状態	
TQUX TQUV AE S1E S2E 長期TB TBD TBU TBP TW ISLOCA TC	炉心損傷前 TW ISLOCA TC		後期			TW	
			早期			TC ISLOCA	
			後期			長期TB	
			早期			TQUX S2E DC電源確保, AC電源復旧必要	
	炉心損傷後 TQUX TQUV AE S1E S2E 長期TB TBD TBU TBP		高圧				TQUX S2E 長期TB TBD TBU
			低圧				TQUX S2E DC電源復旧必要
							TBD
							TQUV AE, S1E
							TQUV AE S1E 電源復旧必要
							TBP

----- は格納容器イベントツリーで評価することを示す。

4.1.1.3 プラント損傷状態の分類及び発生頻度の定量化(2/2)

■ プラント損傷状態ごとの発生頻度

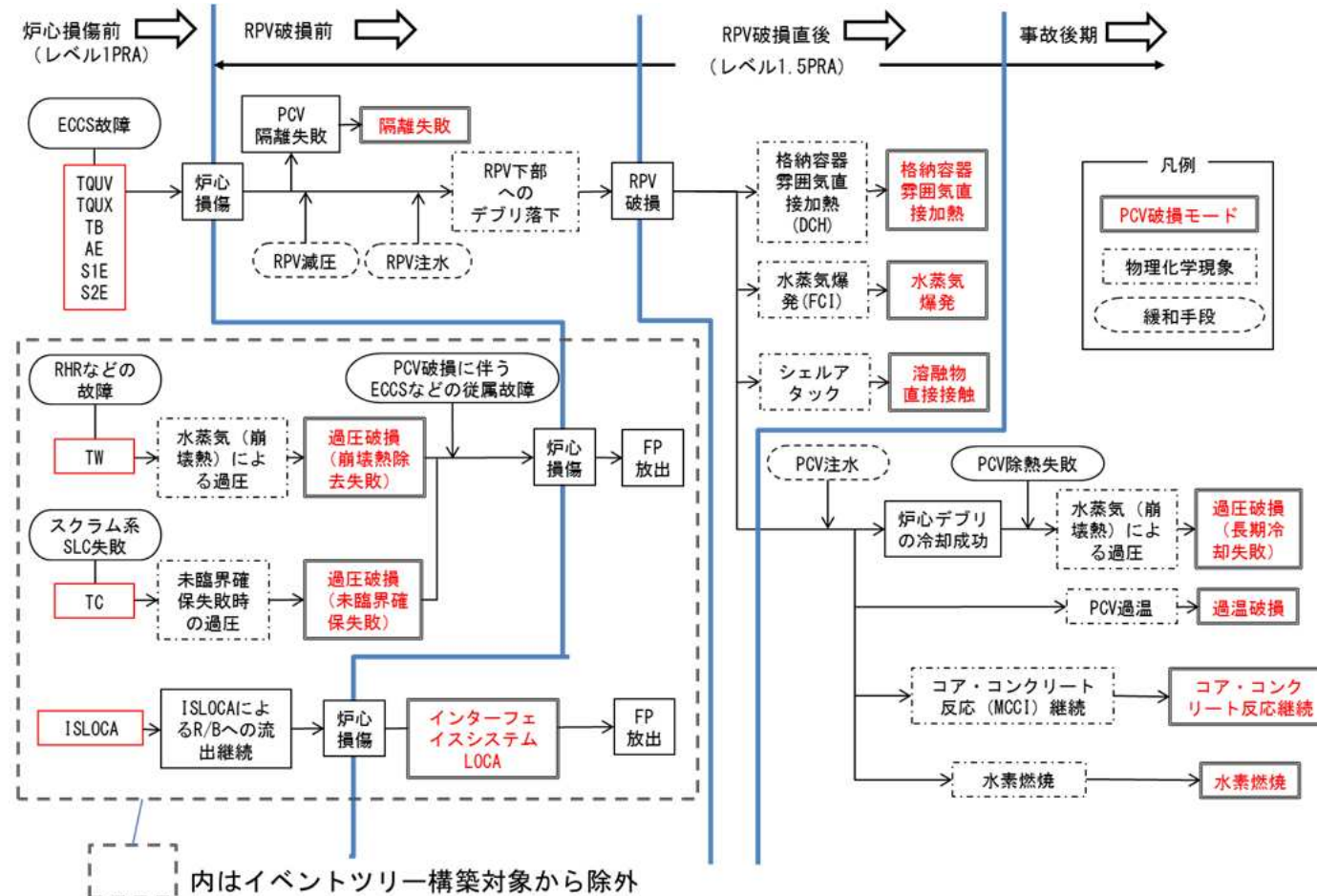
- 熱水力挙動の類似性，事故の緩和操作の類似性から，事故シーケンスをプラント損傷状態（PDS）に分類し，炉心損傷に至るすべての事故シーケンスの発生頻度を，PDSごとに積算して，PDS毎の発生頻度を求める。
- レベル1PRAの結果から得られた炉心損傷事故シーケンスを，前述の分類を元にプラント損傷状態ごとに整理した結果を以下に示す。発生頻度（CDF）はレベル1PRAの結果から引用している。

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)	割合
TQUV	2.9E-11	<0.1%
TQUX	1.8E-07	0.9%
長期TB	6.1E-11	<0.1%
TBD	4.5E-12	<0.1%
TBU	1.3E-12	<0.1%
TBP	9.3E-13	<0.1%
TW	2.0E-05	99.1%
TC	3.8E-09	<0.1%
AE	4.2E-14	<0.1%
S1E	3.3E-12	<0.1%
S2E	5.5E-14	<0.1%
ISLOCA	4.4E-10	<0.1%
合計	2.0E-05	100%

4.1.1.4 格納容器破損モードの設定(1/2)

- 格納容器破損に至る事象は，原子炉圧力容器内の事象から原子炉圧力容器破損を経て格納容器内の事象に進展することから，原子炉圧力容器破損に着目して3つ（RPV破損前，RPV破損直後，事故後期）の事象進展フェーズを設定し，各事象進展フェーズで発生する負荷の種類（静的圧力荷重，熱荷重，動的圧力荷重等）から，格納容器破損モードを抽出した。



4.1.1.4 格納容器破損モードの設定(2/2)

■設定した格納容器破損モードは、以下の通り。

格納容器の状態		格納容器破損モード	破損モードの説明
健全性維持		RPV内事故収束	損傷炉心はRPV内で冷却され、RHRによる崩壊熱除去に成功するモード。
		PCV内事故収束	RPV破損に至るが、損傷炉心はPCV内で冷却され、RHRによる崩壊熱除去に成功するモード。
	バイパス	インターフェイスシステムLOCA	格納容器をバイパスして炉内インベントリが外部に放出されるモード。
	PCV隔離失敗	隔離失敗	事故後にPCVの隔離に失敗するモード。
物理的破損	PCV 先行破損	過圧破損 (未臨界確保失敗)	原子炉の停止に失敗したため、大量に発生し続ける水蒸気によって格納容器が過圧され、格納容器先行破損に至るモード。事故後早期にPCV破損が生じる。
		過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	炉心への注水には成功するものの崩壊熱の除去に失敗、水蒸気蓄積によって過圧され格納容器先行破損に至るモード。事故後後期にPCV破損が生じる。
	炉心損傷後の PCV破損	水蒸気爆発	格納容器内での水蒸気爆発によってPCVが破損するモード。
		格納容器 雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱によってPCVが破損するモード。
		溶融物直接接触	シェルアタックによりPCV破損するモード。
		過温破損	D/W貫通部あるいはフランジ部の過温によってPCV破損するモード。
		過圧破損 (長期冷却失敗)	損傷炉心冷却に伴う発生蒸気によりサプレッションプール水温が上昇し、PCV圧力が上昇して破損するモード。
		コア・コンクリート 反応継続	コア・コンクリート反応によって圧力容器支持機能が喪失し、PCV破損するモード。
水素燃焼	水素燃焼によってPCV破損するモード。		

(注) 格納容器破損モードには格納容器が破損に至る場合に加え、分類上、格納容器の健全性が維持される場合、バイパスする場合及びPCV隔離失敗する場合を含めた。

4.1.1.5 事故シーケンスの分析(1/3)

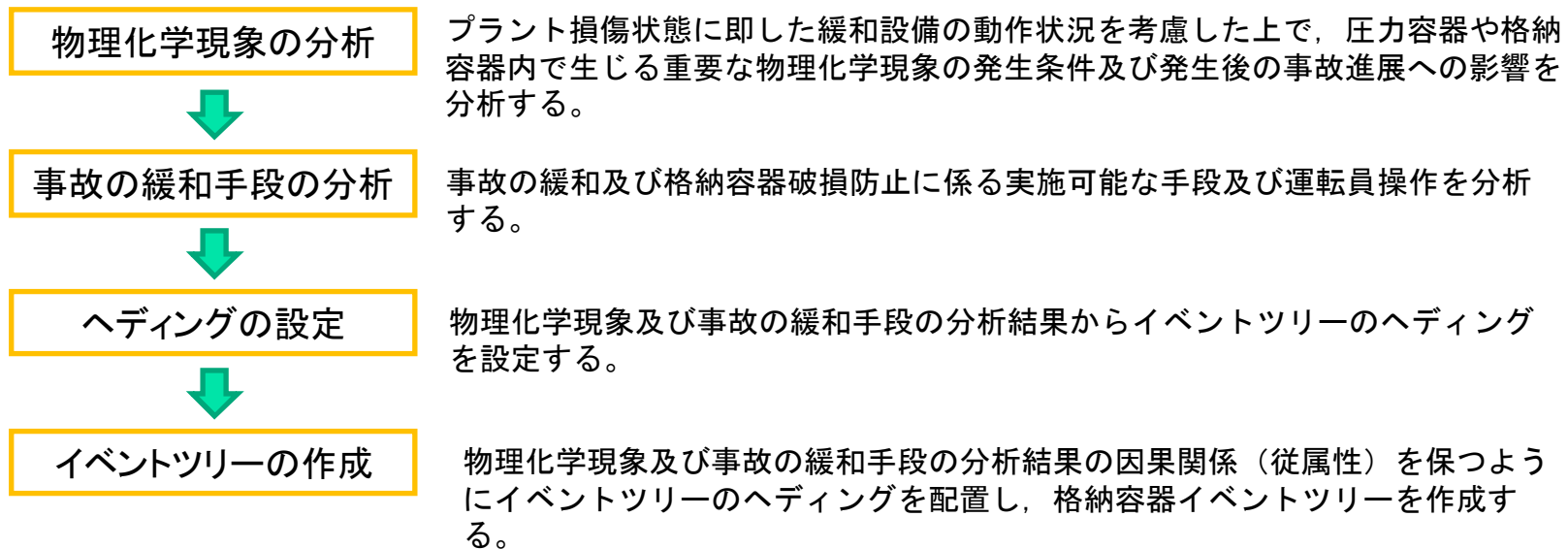
■格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

➤ 格納容器イベントツリー構築の考え方

- プラント損傷状態毎に、原子炉停止系やECCS等の緩和設備の動作状況及び物理化学現象の発生状態等を分析し、これらの組み合わせから事故の進展を分類するための格納容器イベントツリーを作成する。
- 格納容器先行破損となるプラント損傷状態(TW, TC)および格納容器バイパス事象であるプラント損傷状態(ISLOCA)については、格納容器損傷後は原子炉への注水を継続できないものとして、レベル1PRAの結果である炉心損傷頻度＝格納容器破損頻度とし、格納容器イベントツリーを構築しないこととした。

➤ 格納容器イベントツリー構築のプロセス

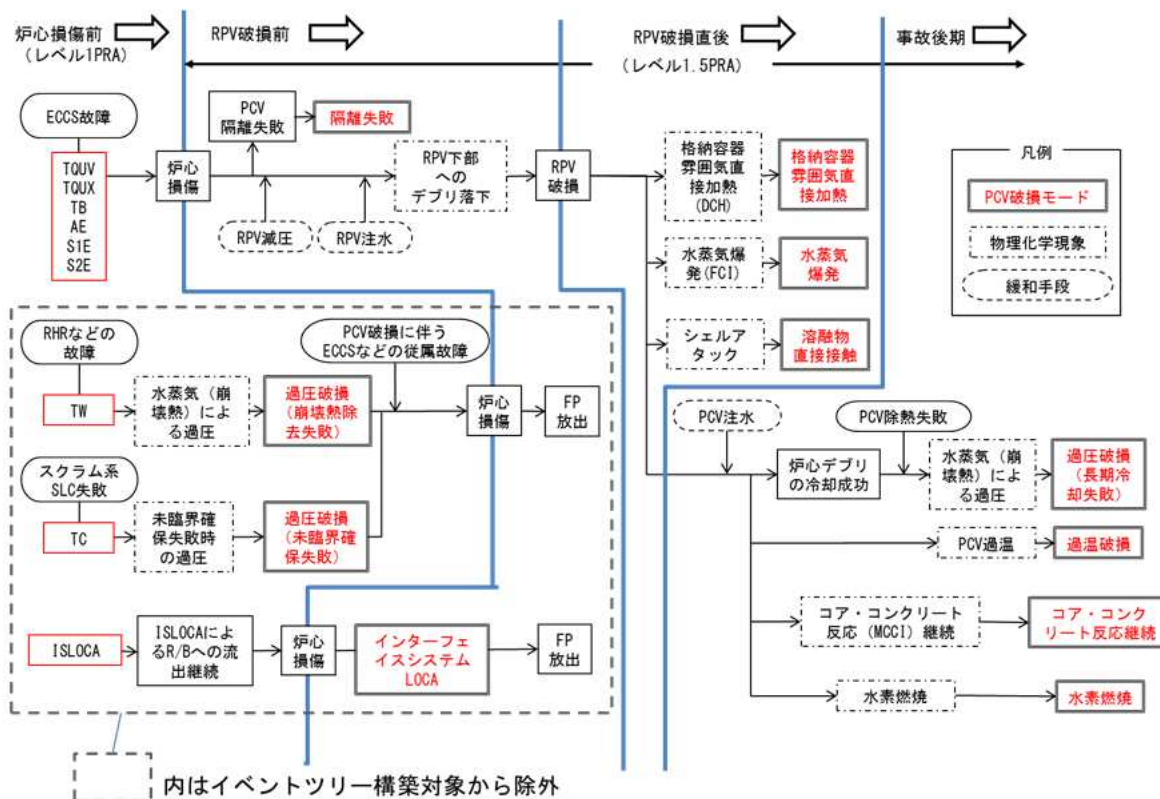
- 以下のプロセスで構築の対象とするプラント損傷状態毎にイベントツリーを構築する。



4.1.1.5 事故シーケンスの分析(2/3)

■格納容器イベントツリー

➤ 事故進展における物理化学現象及び事故の緩和手段の分析結果に基づきヘディングを抽出した。



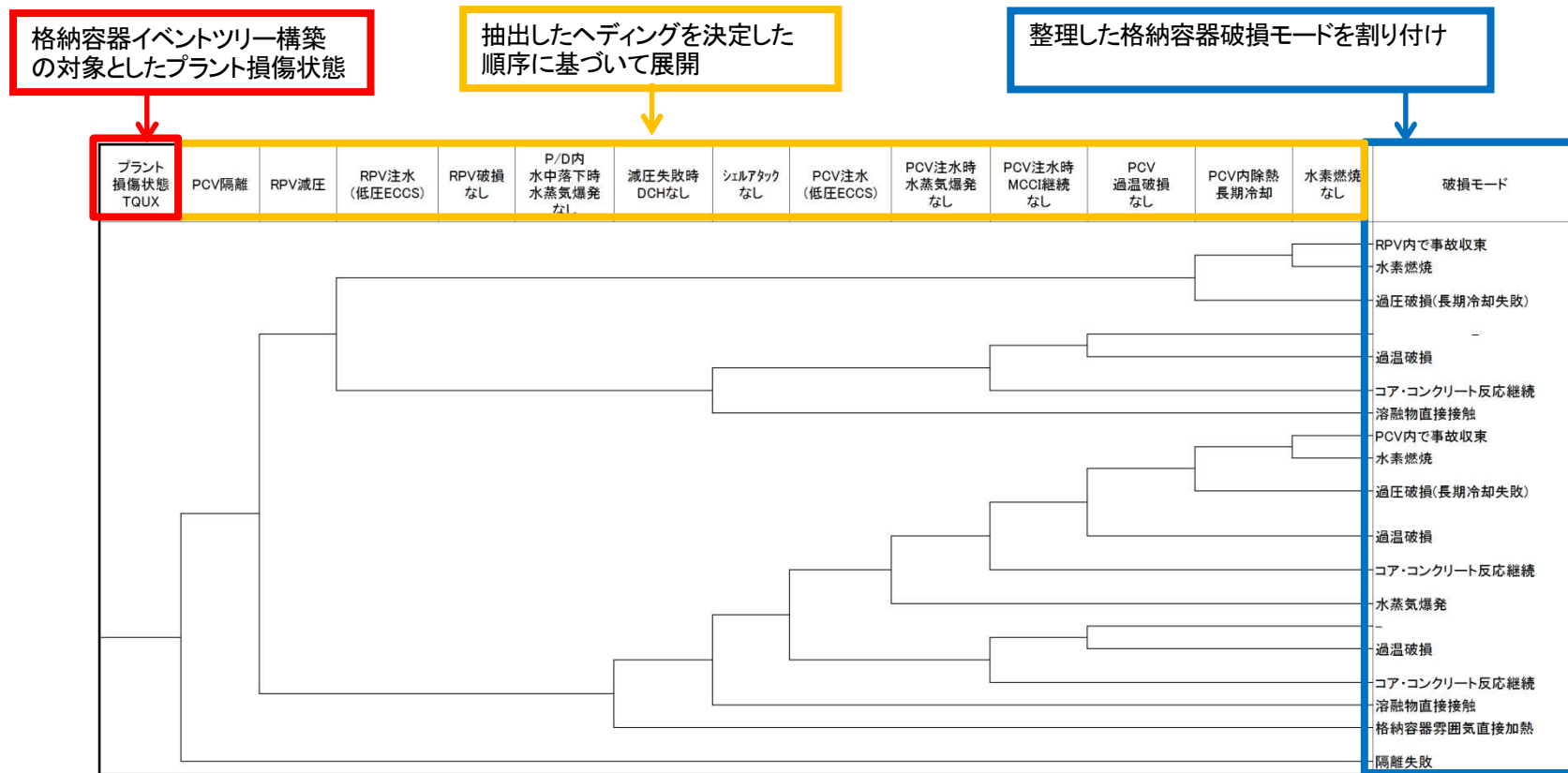
抽出したヘディング

状態	ヘディング
RPV破損前	PCV隔離
	RPV破損前AC復旧
	RPV減圧
	RPV注水 (低圧ECCS)
RPV破損後	RPV破損なし
	P/D内水中落下時水蒸気爆発なし
	減圧失敗時DCHなし
	シェルアタックなし
	RPV破損後AC復旧
	PCV注水 (低圧ECCS)
	PCV注水時水蒸気爆発なし
事故後期	PCV過温破損なし
	PCV内除熱長期冷却
	水素燃焼なし

ヘディングの選定において考慮した事故進展のフェーズ

4.1.1.5 事故シーケンスの分析(3/3)

- プラント損傷状態毎に，格納容器イベントツリーを展開。
- 事故進展における「物理化学現象」および「事故の緩和手段」の分析結果に基づき抽出したヘディングに対して，事象進展順等のヘディング間の相関を考慮して決定した順序に展開。
- イベントツリーの終状態に，4.1.1.4で整理した格納容器破損モードを割り付け。



TQUXの格納容器イベントツリー(例示)

4.1.1.6 事故進展解析(1/2)

■解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

➤ 事故シーケンス選定の考え方

事故進展解析
<ul style="list-style-type: none"> ・緩和系の復旧操作等のための時間余裕の評価 ・PCVIに対する負荷の評価



事故シーケンス選定の観点
<ul style="list-style-type: none"> ・操作時間余裕の厳しさ ・緩和系が機能しない状態でPCVIが過圧又は過温破損※に至るシーケンス

※PCVIの破損モードとしては過圧及び過温のみを考慮し、物理化学現象（MCCI等）については別途分岐確率を評価

➤ 解析対象とした事故シーケンス一覧及び対象事故シーケンスの説明

プラント損傷状態	事故シーケンス
TQUV	MSIV閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉水位低下後原子炉手動減圧→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損(低圧)→格納容器破損
TQUX	MSIV閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損(高圧)→格納容器破損 (注)短期SBOのプラント損傷状態(TBDやTBU)の事象進展も代表させるため、低圧ECCS機能も喪失しているとする。
長期TB	全交流電源喪失→RCIC作動→事故後8hでDCバッテリー枯渇・RCIC機能喪失→炉心損傷開始→圧力容器破損(高圧)→格納容器破損
AE	再循環吸込み側配管の完全破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損(低圧)→格納容器破損
S1E	再循環吸込み側配管のスプリット中破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損(低圧)→格納容器破損
S2E	再循環吸込み側配管のスプリット小破断→高圧注水系失敗→低圧注水系失敗→炉心損傷開始→圧力容器破損(高圧)→格納容器破損
TQUV (LPCI 1台により損傷炉心冷却)	MSIV閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉水位低下後原子炉手動減圧→炉心支持板破損直前に低圧注水系(LPCI1台)起動成功
TQUX (ADS+LPCI 1台により損傷炉心冷却)	MSIV閉鎖を伴う過渡事象→高圧注水系失敗→原子炉減圧失敗→炉心支持板破損直前にADS自動起動+低圧注水系(LPCI1台)起動成功

注) 有効性評価の対象シーケンスは、重大事故等防止対策を用いても炉心損傷を防止できない場合、及びガイドに指定された事象について、各事象の特徴を勘案して設定しており、有効性評価のシーケンスと本解析のシーケンスは一致しない。

4.1.1.6 事故進展解析(2/2)

■MAAP事故進展解析

➤ 事故進展解析の解析条件と解析結果

- 使用コード：MAAP（シビアアクシデントの事象進展を解析可能なコードであり、有効性評価にも使用）

（主要解析条件）

項目	解析条件
原子炉熱出力	2436 MWt
原子炉圧力	6.93 MPa[gage]
原子炉水位	通常水位
炉心溶融温度	2500 K
ドライウェル空気体積 (ベント系含む)	
サプレッションチェンバ体積	
S/P水位	3.55 m
直流電源継続時間	8時間
PCV破損条件	過圧破損: 2Pd (854kPa[gage]) 過温破損: 200°C

（事象進展解析結果）

事故シーケンス	炉心溶融	炉心支持板破損	RPV破損	PCV破損
TQUX				
TQUV				
AE				
S1E				
S2E				
長期TB				
TQUV (LPCI 1台により損傷炉心冷却)				
TQUX (ADS+LPCI 1台により損傷炉心冷却)				

（時間余裕検討結果）

操作	タイミング	時間余裕
炉心冷却		
格納容器熱除去		
PRV破損前AC復旧		
PRV破損後AC復旧		

枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

4.1.1.7 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

➤ヘディングの種類を「①緩和操作」, 「②物理化学現象」の2つに分類し, 分岐確率を評価した。

①緩和操作

- 緩和操作に関するヘディングの分岐確率はフォールトツリー (FT) を作成して設定した。
- 機器故障率や人的過誤確率は内部事象レベル1 PRAと同じ方法で設定。
- 各緩和手段の使用可否等は, 内部事象レベル1 PRAとの従属性を考慮。

②物理化学現象

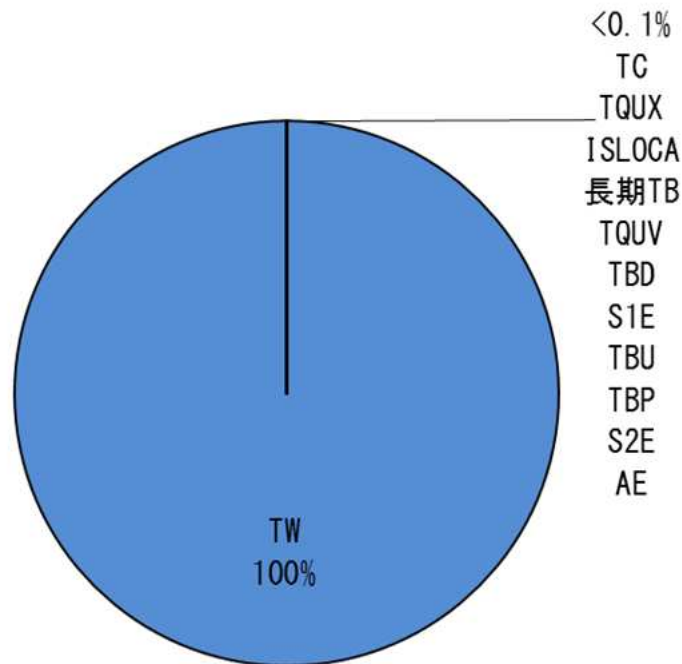
- エナジェティック現象 (FCI, DCH) によって生じる格納容器への負荷を分析して, 格納容器負荷の判断基準と比較することによって分岐確率を求める。
- エナジェティック現象以外のシビアアクシデント現象 (MCCI) に対しては, 事故進展解析の結果から格納容器の構造健全性への影響を分析して, 格納容器イベントツリーの物理化学現象に関するヘディングの分岐確率を求める。

4.1.1.7 格納容器破損頻度の定量化(2/3)

■ 格納容器破損頻度の評価結果

- 計算ツールはRiskSpectrum®PSAを使用。
- 全格納容器破損頻度： 2.0×10^{-5} [/炉年]
- プラント損傷状態別の格納容器破損頻度(CFF)では、「崩壊熱除去機能喪失」が約100%となる。
- TWは格納容器先行破損シーケンスであり、内部事象レベル1PRAにおける事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度＝格納容器破損頻度となっている。

プラント損傷状態別の格納容器破損頻度

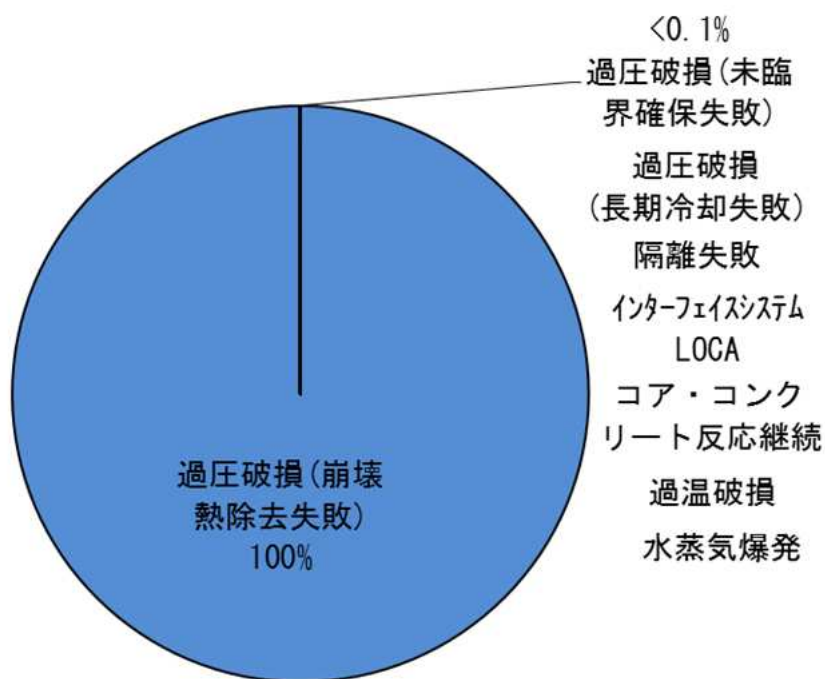


プラント損傷状態	格納容器破損頻度 (/炉年)	割合	条件付き格納容器破損確率 (—)
TQV	2.9E-11	<0.1%	1.00
TQX	2.1E-09	<0.1%	0.01
長期TB	6.1E-11	<0.1%	1.00
TBD	4.5E-12	<0.1%	1.00
TBU	6.9E-13	<0.1%	0.51
TBP	4.7E-13	<0.1%	0.51
TW	2.0E-05	100%	1.00
TC	3.8E-09	<0.1%	1.00
AE	4.2E-14	<0.1%	1.00
S1E	3.3E-12	<0.1%	1.00
S2E	5.5E-14	<0.1%	1.00
ISLOCA	4.4E-10	<0.1%	1.00
合計	2.0E-05	100%	0.99

4.1.1.7 格納容器破損頻度の定量化(3/3)

■格納容器破損頻度の評価結果

- 格納容器破損モード別のCFFの寄与割合では、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」が約100%となる。



格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器破損頻度(／炉年)	割合
過温破損	8.8E-13	<0.1%
過圧破損(長期冷却失敗)	1.2E-09	<0.1%
過圧破損(崩壊熱除去失敗)	2.0E-05	100%
過圧破損(未臨界確保失敗)	3.8E-09	<0.1%
格納容器雰囲気直接加熱	0.0E+00	0%
水蒸気爆発	4.7E-15	<0.1%
コア・コンクリート反応継続	1.1E-10	<0.1%
水素燃焼	0.0E+00	0%
溶融物直接接触	0.0E+00	0%
インターフェイスシステムLOCA	4.4E-10	<0.1%
隔離失敗	8.8E-10	<0.1%
合計	2.0E-05	100%

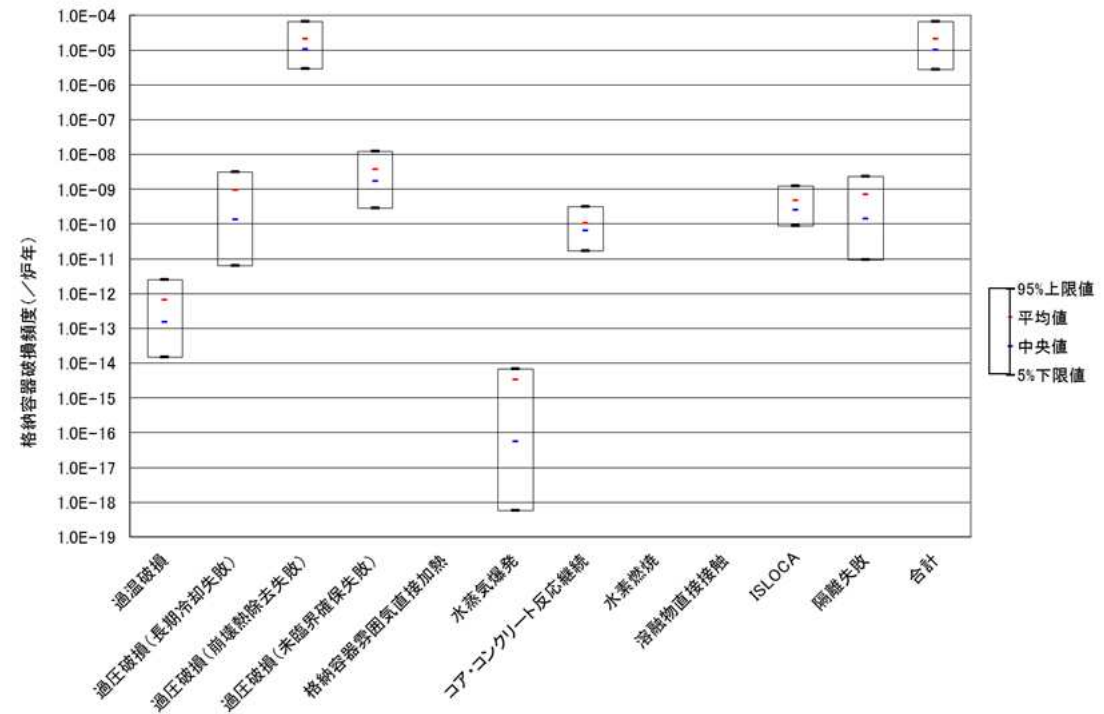
4.1.1.8 不確実さ解析と感度解析(1/2)

■不確実さ解析

- 全格納容器破損頻度の平均値は点推定値と同等で 2.0×10^{-5} /炉年, エラーファクターは4.8と評価され, 95%上限値と5%下限値の間には約23倍の不確実さがあるという結果になった。
- 格納容器破損モード別の不確実さについて, 評価結果を確認した結果, 点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく, 今回のPRAの目的である格納容器破損モードの選定に際して重要となるプラント個別の格納容器破損頻度の相対的な割合に不確実さが大きな影響を与えないことを確認した。

格納容器破損頻度不確実さ解析

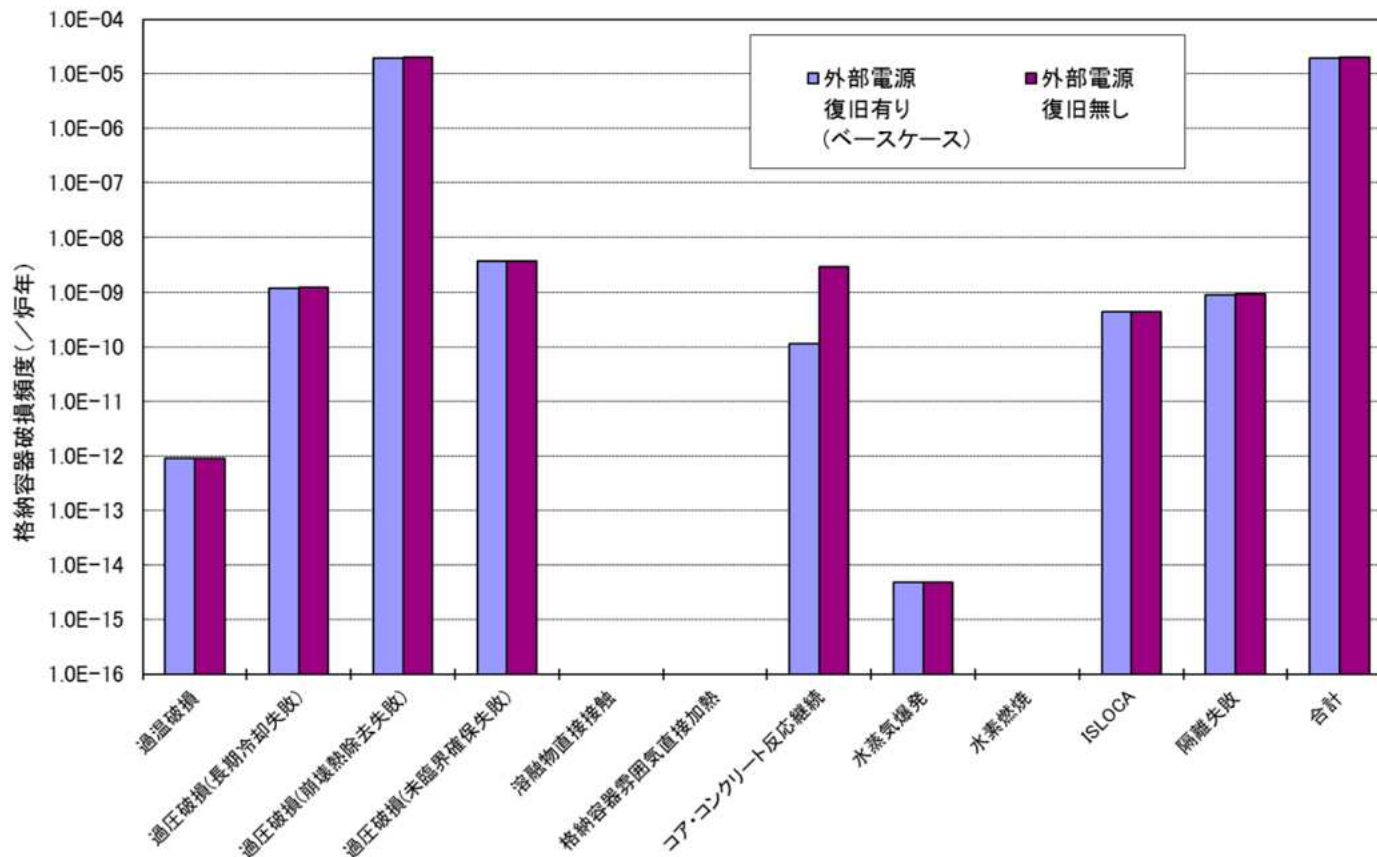
		全格納容器破損頻度 (CFF) (/炉年)
点推定解析		2.0E-05
不確実さ 解析	平均値	2.0E-05
	5%確率値	2.8E-06
	中央値	9.9E-06
	95%確率値	6.5E-05
EF		4.8



4.1.1.8 不確実さ解析と感度解析(2/2)

■感度解析(外部電源復旧の有無)

- 本評価では外部電源喪失時に外部電源復旧による電源確保に期待している。感度解析において、外部電源復旧に期待しないケースの感度解析を行った。



○評価結果

コア・コンクリート反応継続については、外部電源復旧を考慮しないことにより、全交流動力電源喪失シーケンスにおける炉心損傷頻度が増加することに加え、デブリ及び格納容器の冷却手段確保の可能性が減少することから、格納容器破損頻度が増加したが、格納容器破損モード別格納容器破損割合、格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無い。