

泊発電所 3号機 確率論的リスク評価 (PRA) について

平成25年12月10日
北海道電力株式会社

1	はじめに	2
2	泊発電所3号機のプラントの特性について	3～4
3. 1	内部事象出力時レベル1 PRAの評価	5～17
3. 2	地震レベル1 PRAの評価	18～30
3. 3	津波レベル1 PRAの評価	31～40
3. 4	レベル1 PRAの評価結果	41～47
4	内部事象レベル1.5 PRAの評価	48～61
5	停止時レベル1 PRAの評価	62～74

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設備の位置、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、個別のPRAを実施し、重大事故等対策の有効性評価において想定する事故シーケンスグループを抽出した。
- ・今回実施したPRAは、日本原子力学会標準等に準拠している。

【PRAの評価対象】

- ・今回実施したPRAは、重大事故等対策の有効性を評価するため、設置許可済みの設備のみを評価対象とし、これまで整備してきた重大事故等対策(以下、「SA対策」という。)*は考慮していない。

※AM要請(平成4年)以前から整備しているすべてのSA対策(但し、自動作動失敗時の手動作動など、設計基準設備の機能を作動させるためのバックアップ操作は期待する)及び福島第一原子力発電所事故以降に実施した緊急安全対策

2. 泊発電所3号機のプラントの特性について（1 / 2）

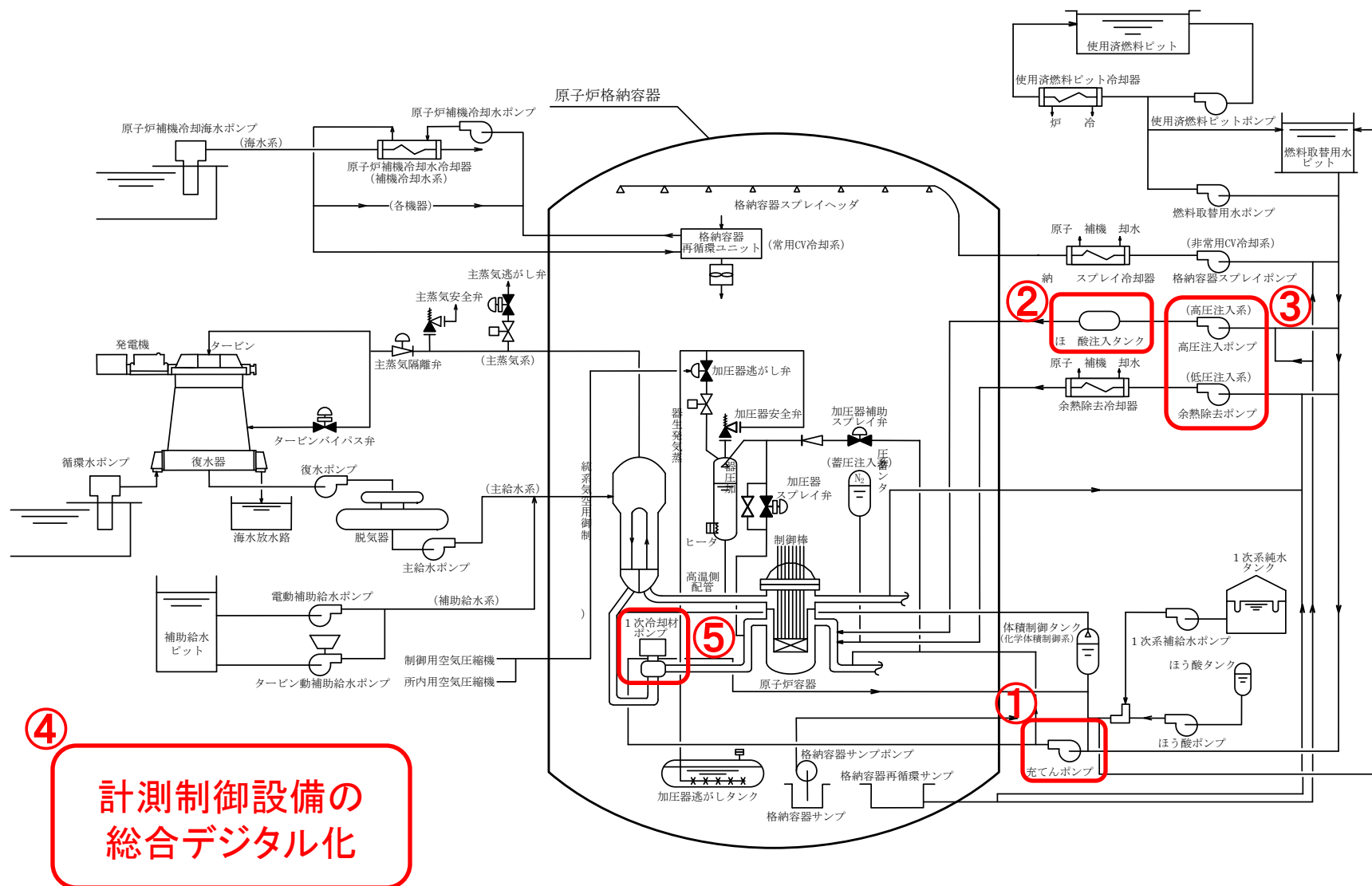
- 泊発電所3号機における特徴を下表に示す。
なお、各PRAにおいて考慮しているものを表中に「○」で示している。

泊発電所3号機の特徴	内部 Lv.1	地震 Lv.1	津波 Lv.1	内部 Lv.1.5	停止時 Lv.1
① 高圧注入ポンプとは別に充てんポンプを設置している (リーク量が充てんポンプで補える極小リークについては起因 事象として選定しない)	○	○	○	○	—
② 非常用炉心冷却設備として、ほう酸注入タンクを設置している	○	○	○	○	—
③ 高圧注入ポンプによる高圧再循環時に余熱除去ポンプによる ブースティングは不要である	○	○	○	○	—
④ 計測制御設備を総合デジタル化としている	○	○	○	○	○
⑤ RCPシールとして耐熱Oリングを採用	—※	—※	—※	—※	—

※ 保守的に従来型RCPシールモデルを適用している。メーカーで耐熱Oリングの効果を考慮したRCPシールモデルを開発しており、いずれ適用していく予定である。

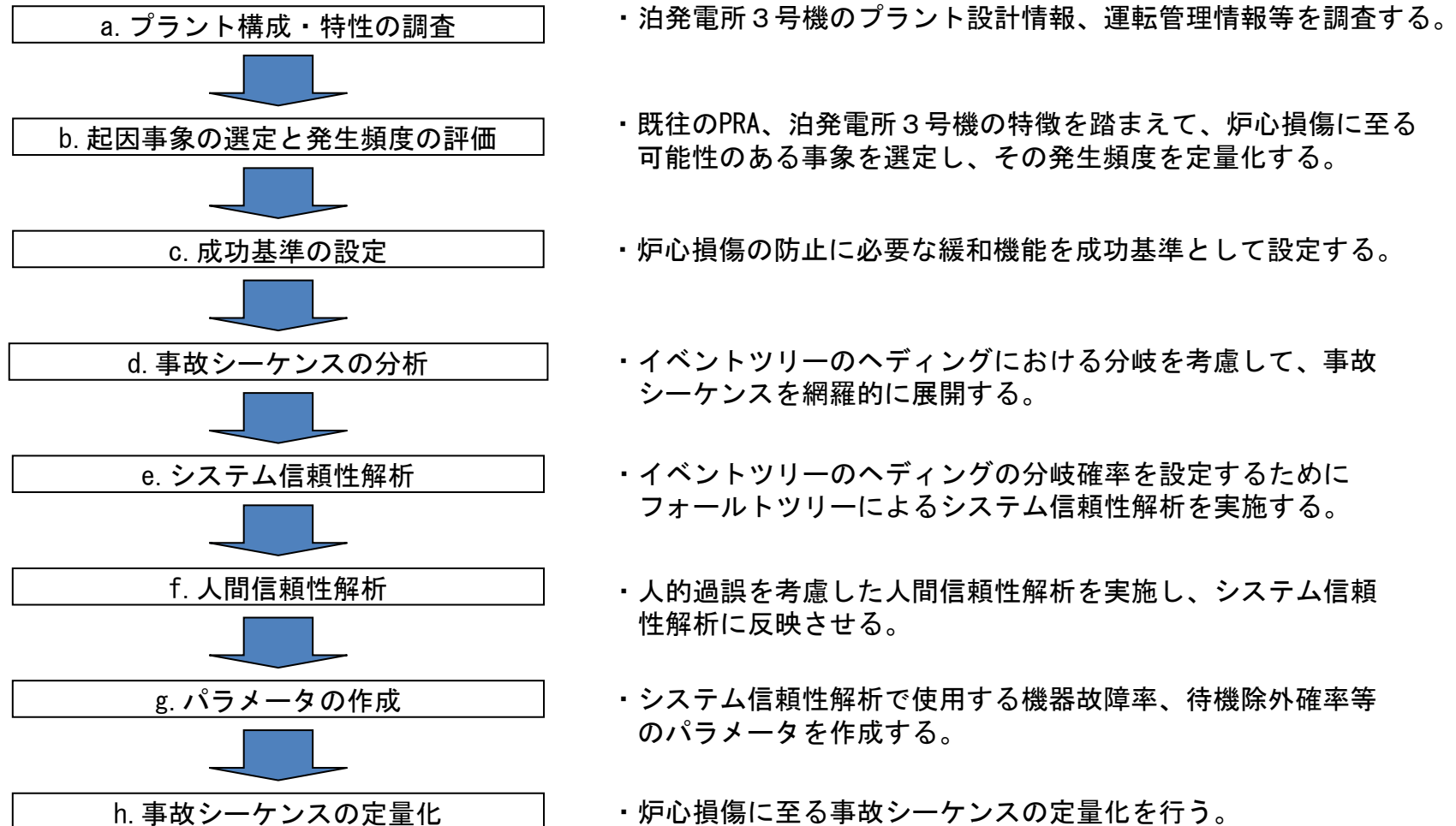
2. 泊発電所3号機のプラントの特性について (2 / 2)

●PRAの実施に当たっては、プラントの設計・運用情報等を収集・分析し、評価に反映した。



内部事象出力時レベル 1 PRAの評価

3. 1. 1 内部事象出力時レベル 1 PRAの評価フロー



3. 1. 2 起因事象の選定と発生頻度、入力パラメータ（1 / 2）

- 既往のPRA、泊発電所3号機の特徴を踏まえて、炉心損傷に至る可能性のある事象を以下を参考とし選定した。
 - ・ 国内外の評価事例の分析（既往のPRA、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針、EPRI NP-2230）
 - ・ 原子力施設運転管理年報等による、当該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
- 評価対象とした起因事象及び発生頻度を下表に示す。なお、泊発電所3号機においては炉心損傷に至るきっかけとなる事故や比較的重大なトラブル（過渡事象）の発生実績は無い。

表 起因事象と発生頻度

起因事象	発生頻度(／炉年)
大破断LOCA	2.2E-05
中破断LOCA	6.8E-05
小破断LOCA	2.2E-04
主給水流量喪失	1.1E-02
2次冷却系の破断	4.3E-04
過渡事象	9.7E-02
手動停止	2.3E-01
ATWS	1.2E-08
外部電源喪失	4.8E-03
原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11
蒸気発生器伝熱管破損	2.4E-03

3. 1. 2 起回事象の選定と発生頻度、入力パラメータ (2 / 2)

●PRAに使用した入力パラメータ等を下表に示す。

表 使用した入力パラメータ等

項目	使用した入力パラメータ等	備考
起回事象発生頻度	2011年3月31日までの運転実績(国内、国外(米国))より算出	原子力学会標準 に準拠
機器故障率	国内の一般機器故障率データ(「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 日本原子力技術協会」)	
人間信頼性解析	THERP手法(NUREG/CR-1278)	
共通要因故障	MGLパラメータ (NUREG/CR-5497 CCF Parameter Estimations, 2010)	

3. 1. 3 成功基準

●成功基準の設定

・炉心損傷の判定条件

「事故時に、炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1200℃を超えると評価される状態」等を設定した。

・成功基準の設定

熱水力解析により抽出された、炉心損傷を防止するために必要とされる緩和設備又は緩和操作の組合せ、及び緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を成功基準として設定した。

●成功基準(例:大破断LOCA)

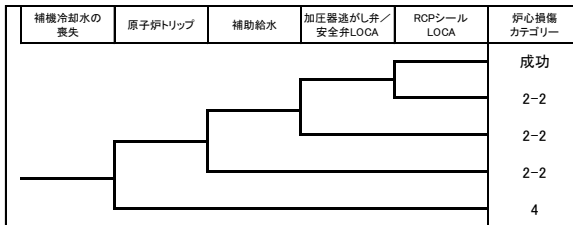
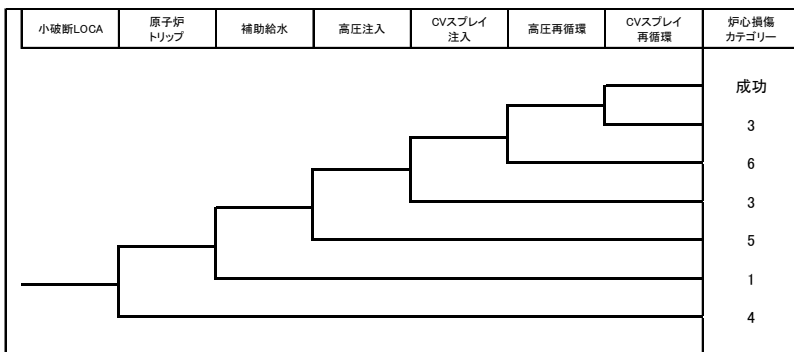
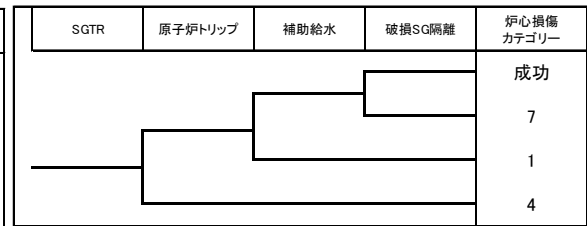
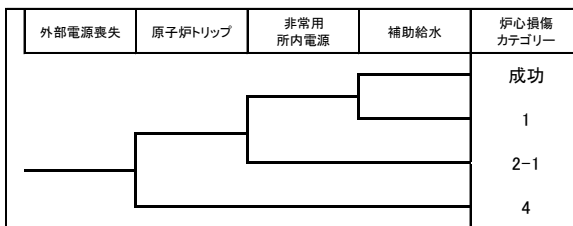
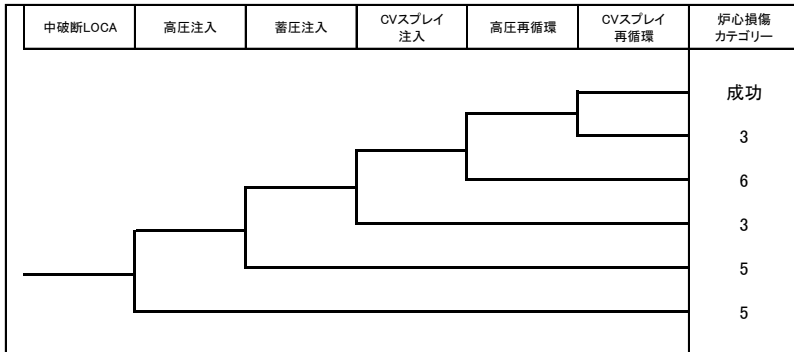
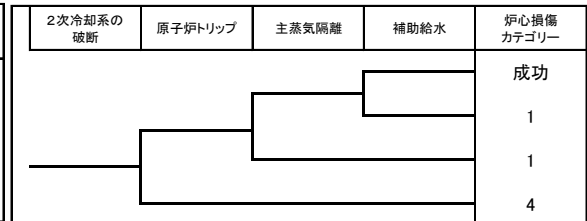
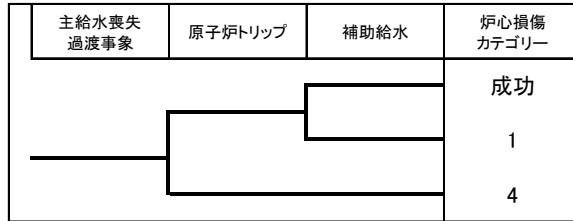
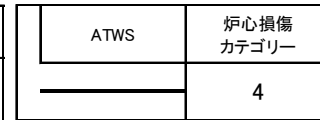
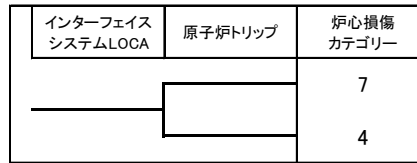
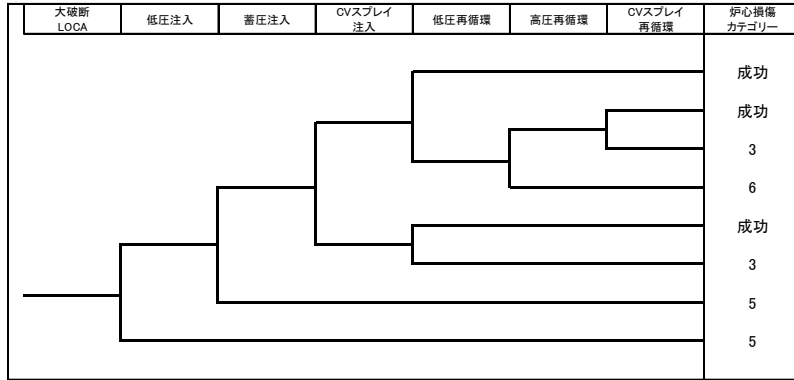
各起因事象の成功基準のうち、例として大破断LOCAの成功基準を以下に示す。

大破断LOCA	低圧注入	蓄圧注入	CVスプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	CVスプレイ再循環
ポンプ	1/2	—	1/2	1/2	1/2	1/2
ループ	健全1/2	健全2/2	—	健全1/2	健全1/2	—
熱交換器	—	—	—	1/2	—	1/2
スプレイノズル	—	—	3/4	—	—	3/4
成功パス①	○	○	—	○	—	—
成功パス②	○	○	○	×	○	○

○：成功 ×：失敗 —：不要

3. 1. 4 イベントツリーによる事故シーケンスの分析

●選定した起因事象ごとに、成功基準を基に事象の進展や機能上の相互関係を考慮してイベントツリー（以下、「ET」という。）を展開し、炉心損傷に至る全ての事故シーケンスを抽出した。

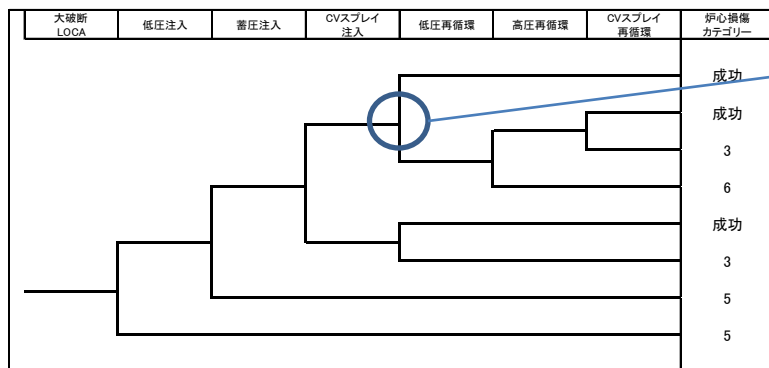


- ※炉心損傷カテゴリ
- 1: 2次系からの除熱機能喪失
 - 2-1: 安全機能のサポート機能喪失（電源機能）
 - 2-2: 安全機能のサポート機能喪失（補機冷却機能）
 - 3: 格納容器からの除熱機能喪失
 - 4: 原子炉停止機能喪失
 - 5: ECCS注水機能喪失
 - 6: ECCS再循環機能喪失
 - 7: 漏えい箇所の隔離機能喪失

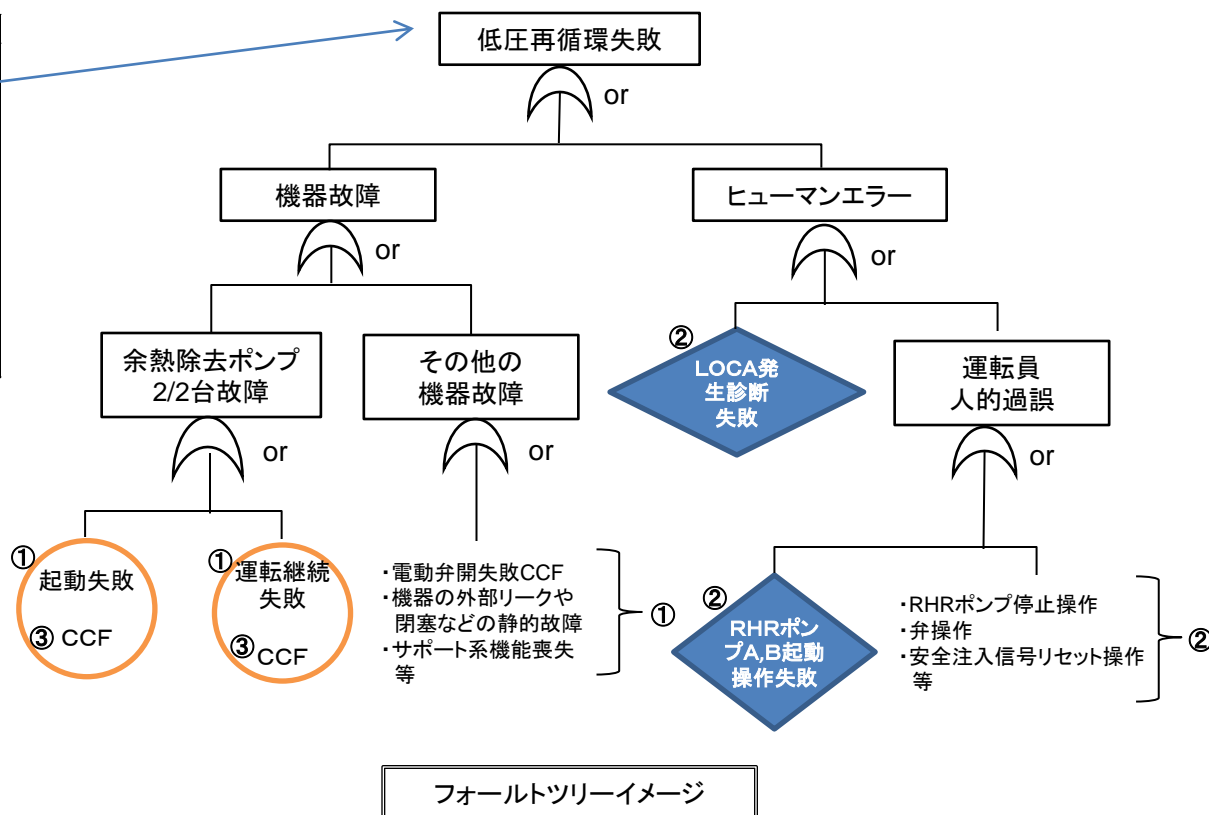
3. 1. 5 システム信頼性解析

●事故シーケンス評価

- ・ フォールトツリー（以下、「FT」という。）を用いて、炉心損傷に至る事故進展を系統的に整理した。
- ・ 計算コードはRiskSpectrum®を使用し、フォールトツリーリンクング法による評価を実施した。
【特徴】 ETの分岐ごとにFTを設定することで直感的に理解しやすい。



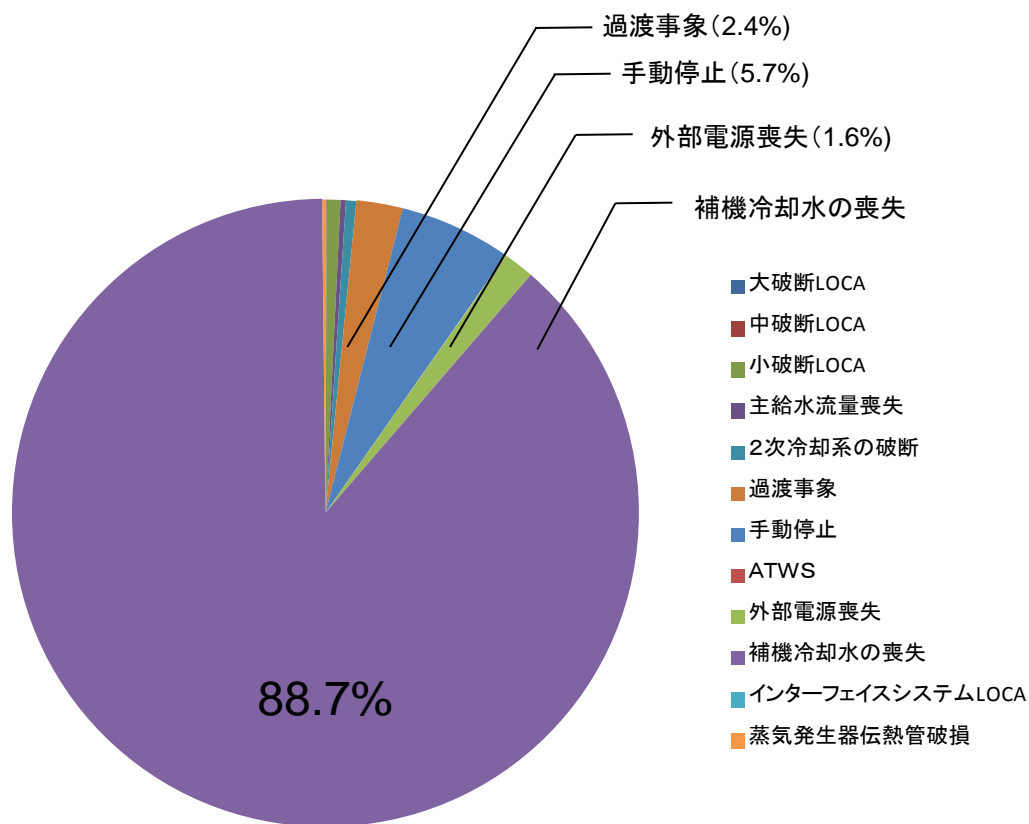
使用した入力パラメータ	概略説明
①機器故障率 国内の機器故障率データ (「故障件数の不確かさを考慮した国内一般機器故障率の推定 2009年5月 日本原子力技術協会)	原子力施設情報公開ライブラリーNUCIAで公開されている国内プラントの故障実績(1982年度～2002年度21カ年49基データ(21カ年データ))を基にした故障率データ
②人間信頼性解析 THERP手法 (NUREG/CR-1278)	作業を分析して発生しうる人的過誤を同定し、人的過誤の発生確率をモデル化し定量化するための体系的な方法であり、米国のPRAにおける人的過誤解析手法として最も使用されている手法
③共通要因故障 MGLパラメータ (NUREG/CR-5497 CCF Parameter Estimations, 2010)	MGLモデルは冗長度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要因故障パラメータ



3. 1. 6 内部事象出力時レベル1 PRAの評価結果 (1 / 6)

●評価結果(起因事象別)

内部事象出力時レベル1PRAでは全炉心損傷頻度(以下、「CDF」という。)は $2.3E-04$ /炉年と評価された。起因事象別では、「補機冷却水の喪失」が88.7%と支配的であり、次いで「手動停止」、「過渡事象」となった。



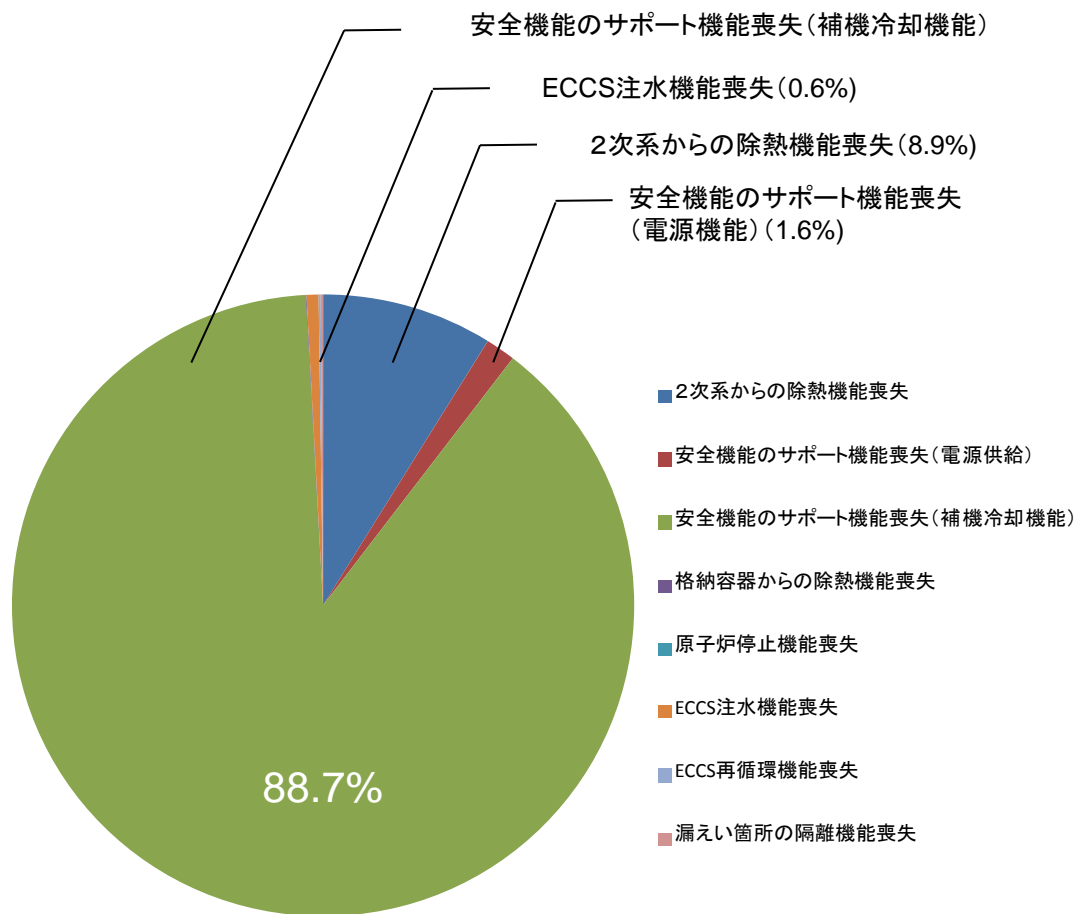
起因事象	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合※ (%)
大破断LOCA	$2.9E-08$	0.1未満
中破断LOCA	$1.1E-07$	0.1未満
小破断LOCA	$1.6E-06$	0.7
主給水流量喪失	$6.2E-07$	0.3
2次冷却系の破断	$1.2E-06$	0.5
過渡事象	$5.4E-06$	2.4
手動停止	$1.3E-05$	5.7
ATWS	$1.2E-08$	0.1未満
外部電源喪失	$3.6E-06$	1.6
補機冷却水の喪失	$2.0E-04$	88.7
インターフェイスシステムLOCA	$3.0E-11$	0.1未満
蒸気発生器伝熱管破損	$3.9E-07$	0.2
合計	$2.3E-04$	100.0

※四捨五入の都合上、割合の合計は100%にならない

3. 1. 6 内部事象出力時レベル 1 PRAの評価結果 (2 / 6)

●評価結果(炉心損傷カテゴリー別)

炉心損傷カテゴリー別では、「安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)」が88.7%と支配的であり、次いで「2次系からの除熱機能喪失」、「安全機能のサポート機能喪失(電源機能)」となった。



炉心損傷カテゴリー	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合(%)
2次系からの除熱機能喪失	2.0E-05	8.9
安全機能のサポート機能喪失 (電源機能)	3.5E-06	1.6
安全機能のサポート機能喪失 (補機冷却機能)	2.0E-04	88.7
格納容器からの除熱機能喪失	8.2E-08	0.1未満
原子炉停止機能喪失	1.2E-08	0.1未満
ECCS注水機能喪失	1.4E-06	0.6
ECCS再循環機能喪失	2.4E-07	0.1
漏えい箇所の隔離機能喪失	2.8E-07	0.1
合計	2.3E-04	100.0

3. 1. 6 内部事象出力時レベル 1 PRAの評価結果 (3 / 6)

●主要なカットセット

・全CDFへの寄与の大きい炉心損傷カテゴリーについて、主要なカットセットを以下に示す。

炉心損傷カテゴリー	主要な事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※ (%)
安全機能のサポート機能喪失 (補機冷却機能)	補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA	RCPシールLOCA発生	2.0E-04	99.5
2次系からの除熱機能喪失	手動停止+補助給水失敗	補助給水ポンプ起動信号失敗共通要因故障	7.0E-06	35.0
		補助給水ピット閉塞	2.8E-06	14.0
安全機能のサポート機能喪失 (電源機能)	外部電源喪失+非常用所内電源喪失	DG室空調系 空気作動ダンパ 2741,2742 開失敗共通要因故障	1.5E-07	4.3
		UV信号A,B両トレン共通要因故障	1.4E-07	4.0

※(寄与割合) = (当該カットセットによるCDF) / (当該炉心損傷カテゴリーのCDF)

・「安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)」のカットセットのうち「RCPシールLOCA発生」が大部分を占める結果となった。これは、補機冷却水の喪失が発生すると必ずRCPシールLOCAが発生すると仮定していることに起因している。

・「2次系からの除熱機能喪失」の主要なカットセットは、「補助給水ポンプ起動信号失敗共通要因故障」や「補助給水ピット閉塞」となっており、「手動停止」に補助給水を使用した2次系からの除熱失敗が重畳することにより、炉心損傷に至る。

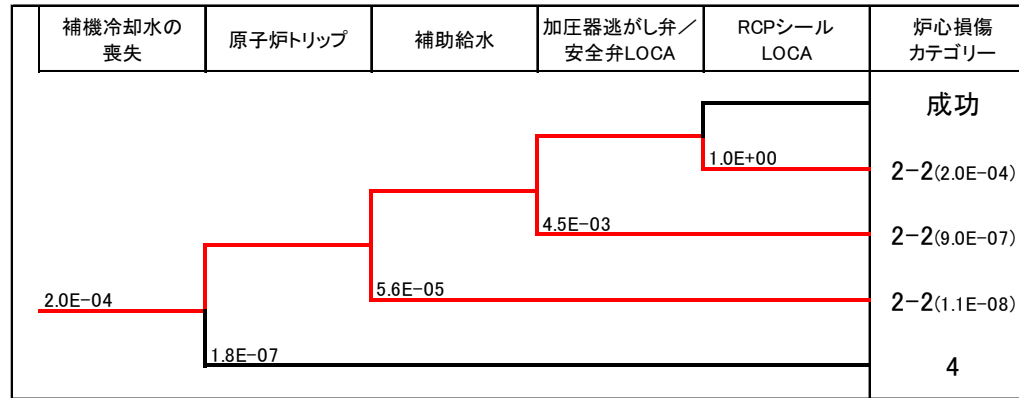
・「安全機能のサポート機能喪失(電源機能)」の主要なカットセットは、「DG室空調系 空気作動ダンパ 2741,2742開失敗共通要因故障」や「UV信号A,B両トレン共通要因故障」となっており、「外部電源喪失」にディーゼル発電機の起動失敗が重畳することにより、炉心損傷に至る。

3. 1. 6 内部事象出力時レベル 1 PRAの評価結果 (4 / 6)

●安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)【カテゴリー2-2】(CDF:2.0E-04/炉年、寄与割合:88.7%)

補機冷却水の喪失により非常用炉心冷却設備の各ポンプが機能喪失するため、補助給水系を使用した2次系からの除熱により炉心を冷却する必要があるが、2次系からの除熱に成功した場合においてもRCPシールLOCAが分岐確率1.0で発生するため、CDFが大きくなっている。

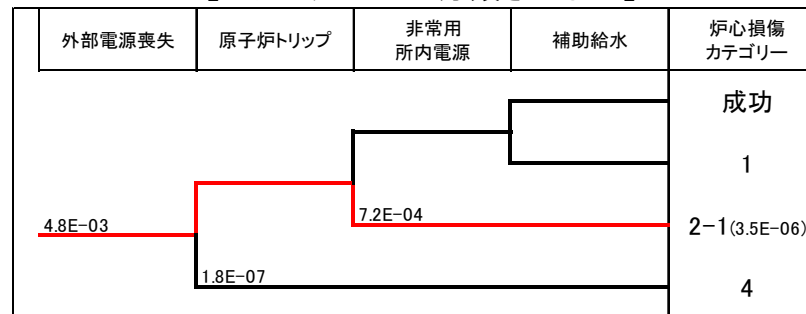
【カテゴリー2-2に分類されるET】



●安全機能のサポート機能喪失(電源機能)【カテゴリー2-1】(CDF:3.5E-6/炉年、寄与割合:1.6%)

SA対策に期待しない今回の評価条件において、全交流動力電源喪失が発生した場合には、ECGS、補機冷却水系等、複数の緩和機能が同時に失われる。全交流動力電源喪失時には補機冷却水の喪失により、RCPシールLOCAが必ず発生し炉心損傷に至るため、CDFが大きくなっている。

【カテゴリー2-1に分類されるET】

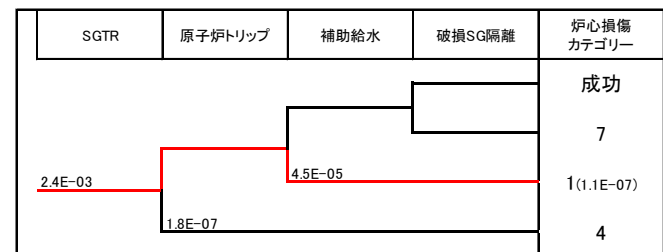
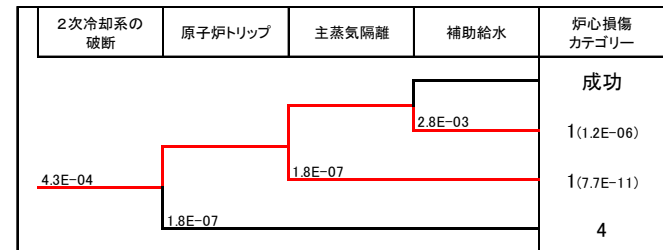
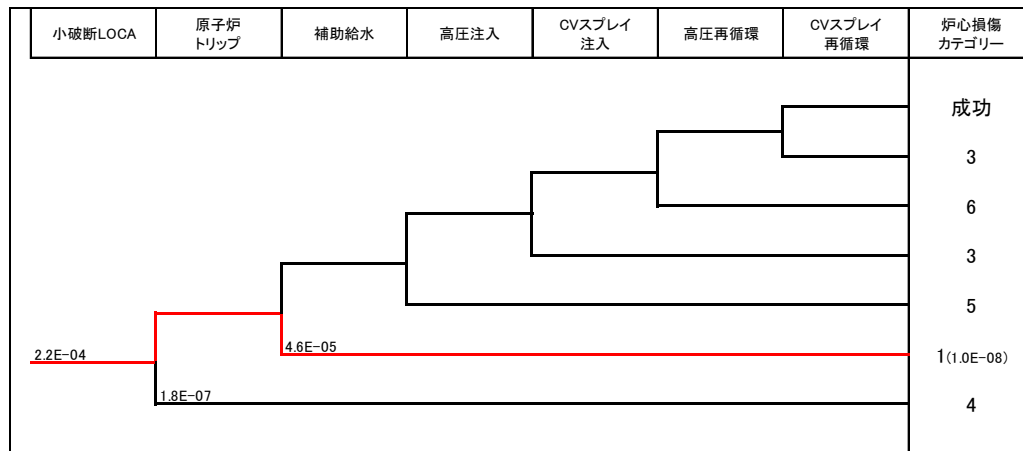
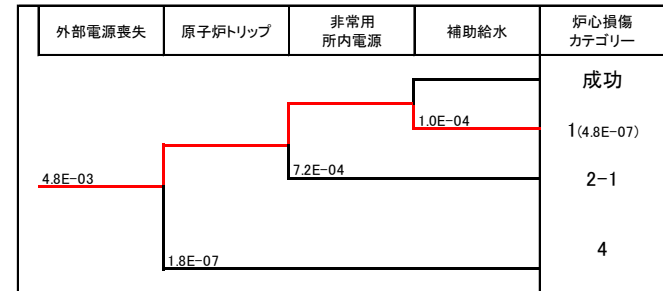
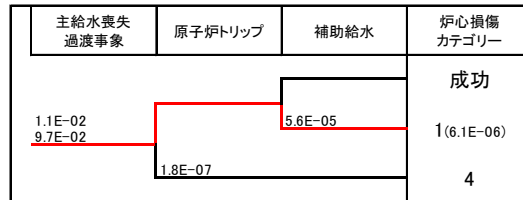
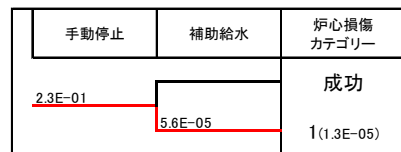


3. 1. 6 内部事象出力時レベル 1 PRAの評価結果 (5 / 6)

●2次系からの除熱機能喪失【カテゴリ-1】(CDF: 2.0E-5/炉年、寄与割合: 8.9%)

2次系からの除熱機能喪失には、主給水流量喪失、過渡事象及び手動停止時に補助給水が失敗するような事故シーケンスが含まれる。これら過渡事象については、設計基準事象として想定される各種設備により対応できる可能性が高い。ただし手動停止については、設備の不具合等により計画外停止した場合も起因事象の発生実績として扱うため発生頻度が大きくなり、低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとしてCDFの寄与割合が大きくなっている。

【カテゴリ-1への分岐が存在するET】



3. 1. 6 内部事象出力時レベル1 PRAの評価結果（6 / 6）

●内部事象出力時レベル1PRAの評価結果への影響が大きい基事象の抽出

- ・全CDFに対するFV重要度を評価し、寄与の大きい基事象を評価した。
全CDFへの寄与の大きい炉心損傷カテゴリーについて、当該カテゴリー内にてFV重要度が最大となる基事象を以下に示す。

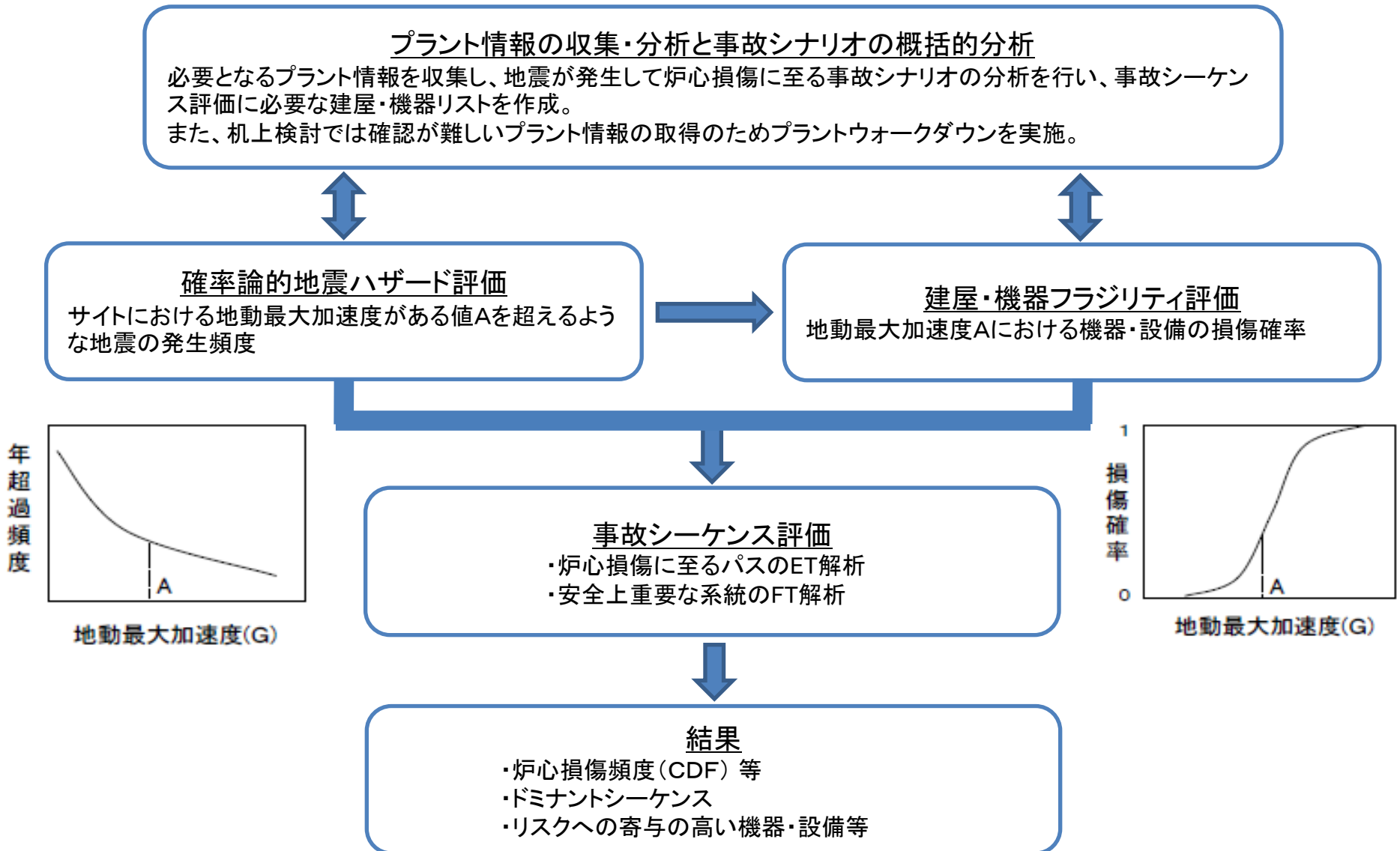
炉心損傷カテゴリー	全炉心損傷頻度への寄与割合(%)	炉心損傷頻度への寄与が大きい基事象	FV重要度※
安全機能のサポート機能喪失 (補機冷却機能)	88.7	RCPシールLOCA発生	0.89
2次系からの除熱機能喪失	8.9	補助給水ピット閉塞	0.02
安全機能のサポート機能喪失 (電源機能)	1.6	ディーゼル発電機A 継続運転失敗	0.001

※全炉心損傷頻度に対する当該基事象のFV重要度

- ・FV重要度評価の結果、「RCPシールLOCA発生」が突出し、それに次いで「補助給水ピット閉塞」が高い値となった。
- ・「RCPシールLOCA発生」のFV重要度が高いため、「補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA」が全炉心損傷頻度の大半を占めている。
- ・「補助給水ピット閉塞」のFV重要度が高いため、「補機冷却水の喪失+RCPシールLOCA」に次いで「手動停止+補助給水失敗」の全炉心損傷頻度に占める割合が大きくなっている。

地震レベル 1 PRAの評価

3. 2. 1 地震レベル1 PRAの評価フロー



3. 2. 2 確率論的地震ハザード評価

- 泊発電所周辺の活断層及び地震の発生状況を考慮した下記の確率論的地震ハザードを用いて、CDFを評価した。
震源モデルとして、特定震源モデル(1)と領域震源モデル(2)を作成し確率論的地震ハザード評価を行い、確率論的地震ハザード曲線を算出した。

※今回の地震PRAで使用する地震ハザードについては、評価作業着手時点における最新データであった『平成21年3月時点の地震動評価結果』に基づく評価を実施した。

(1) 特定震源モデル

- ・敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層について、敷地周辺の地質調査結果等に基づいてモデル化。
- ・また、敷地から100km以内の範囲について、地質調査結果に基づく上記以外の活断層及び「新編日本の活断層」に掲載されている確実度 I 及び II の活断層についてモデル化。

(2) 領域震源モデル

- ・萩原(1991)及び垣見・他(2003)の領域区分に基づき領域区分をモデル化。
- ・各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の最大規模をもとに設定。

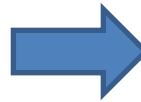
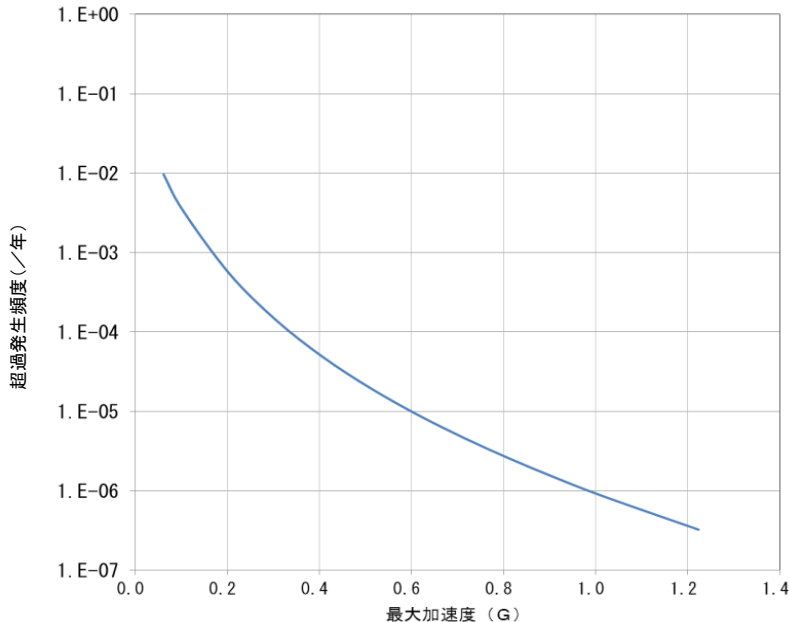


表 加速度区分毎の地震平均発生頻度を評価

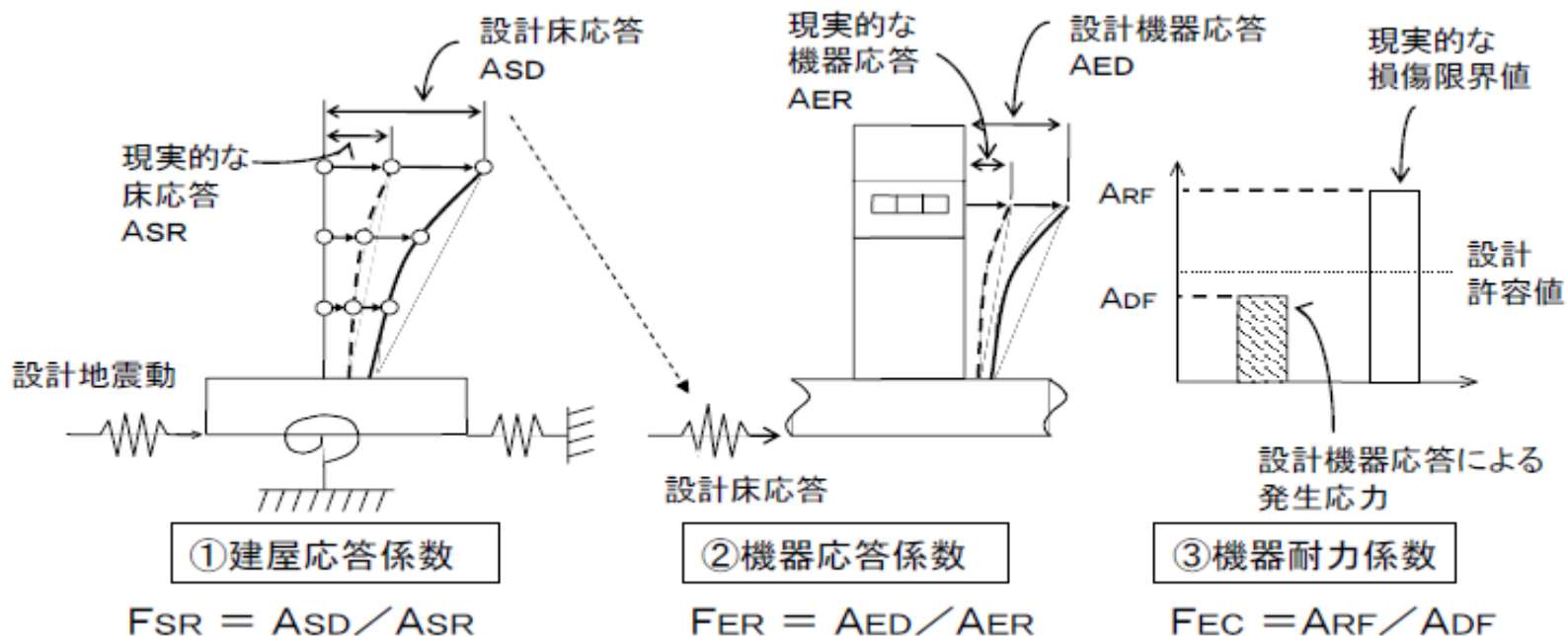
加速度区分	地震平均発生頻度 (／年)
0.2G～0.4G	5.4E-04
0.4G～0.6G	4.3E-05
0.6G～0.8G	7.3E-06
0.8G～1.0G	1.8E-06
1.0G～1.2G	5.7E-07

(注)平成25年7月申請時の泊発電所における基準地震動Ssは最大加速度0.56(G)である。

図 泊発電所3号機 確率論的地震ハザード曲線

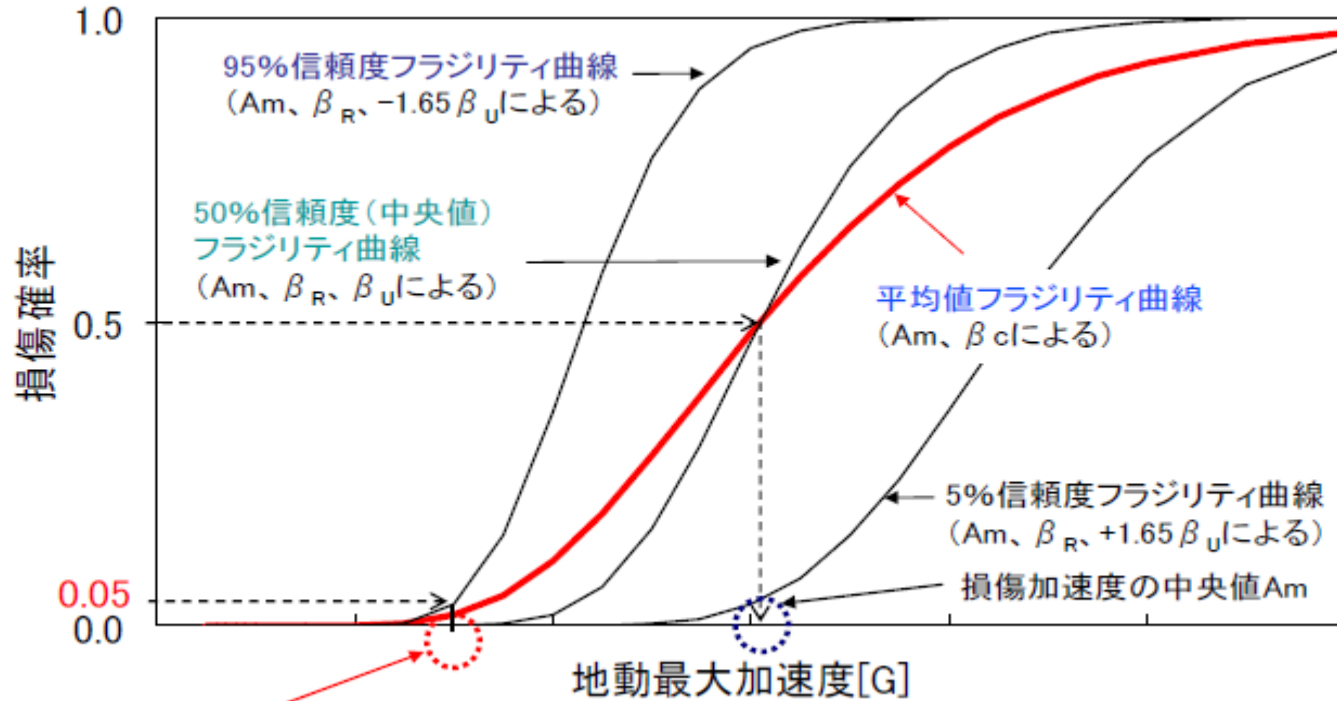
3. 2. 3 建屋・機器フラジリティ評価 (1 / 3)

- フラジリティ評価は、機器の耐震設計に内在する様々な裕度をそれぞれ①～③の安全係数として定量化し、それをもとに機器の損傷確率曲線(フラジリティ曲線)を算定している。



フラジリティ加速度中央値 $A_m = F_{SR} \cdot F_{ER} \cdot F_{EC} \cdot AS_s$ (基準地震動)

●フラジリティ曲線の例



HCLPF加速度
($HCLPF = Am \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$)

- β_R : 主に地震動特製に関わる不確かさ
- β_U : 情報不足による不確かさ (β_R 以外の不確かさ)
- β_C : 不確かさの合計値(点推定で使用)
 $\beta_C^2 = \beta_R^2 + \beta_U^2$

3. 2. 3 建屋・機器フラジリティ評価 (3/3)

●フラジリティ評価の代表例として、静的機器である使用済燃料ピット冷却器の結果を以下に示す。

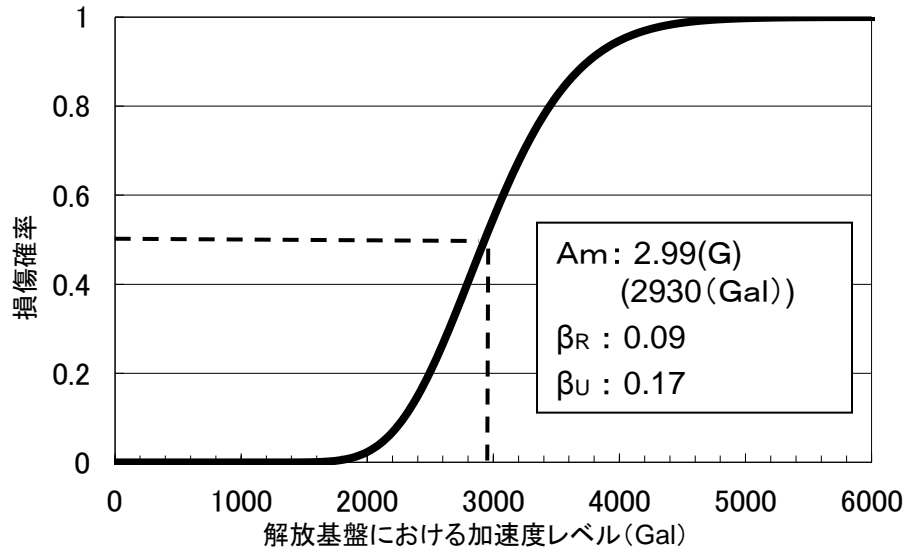


図 使用済燃料ピット冷却器の平均フラジリティ曲線

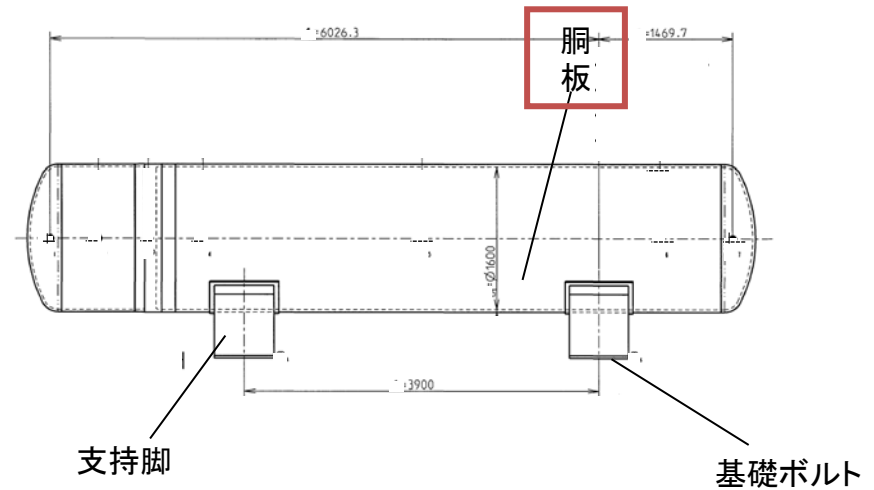


表 使用済燃料ピット冷却器の耐震性評価結果

評価部位	許容値 (N/mm ²)	発生応力 (N/mm ²)	裕度
銅板	334	92	3.63
支持脚	255	23	11.08
基礎ボルト	451	70	6.44

表 安全係数の評価結果(使用済燃料ピット冷却器銅板)

		耐力係数 F_{EC}			機器応答係数 F_{ER}					建屋応答係数 F_{SR}				
		F_s	F_μ	計	F_{ESS}	F_D	F_{EM}	F_{EMC}	計	F_{SS}	$F_{\delta B}$	F_M	F_{NL}	計
中央値		4.45	1.00	4.45	1.20	1.00	1.00	1.00	1.20	1.02	0.99	0.99	1.00	0.99
不確かさ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.01	0.00	0.09
	β_U	0.06	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.15

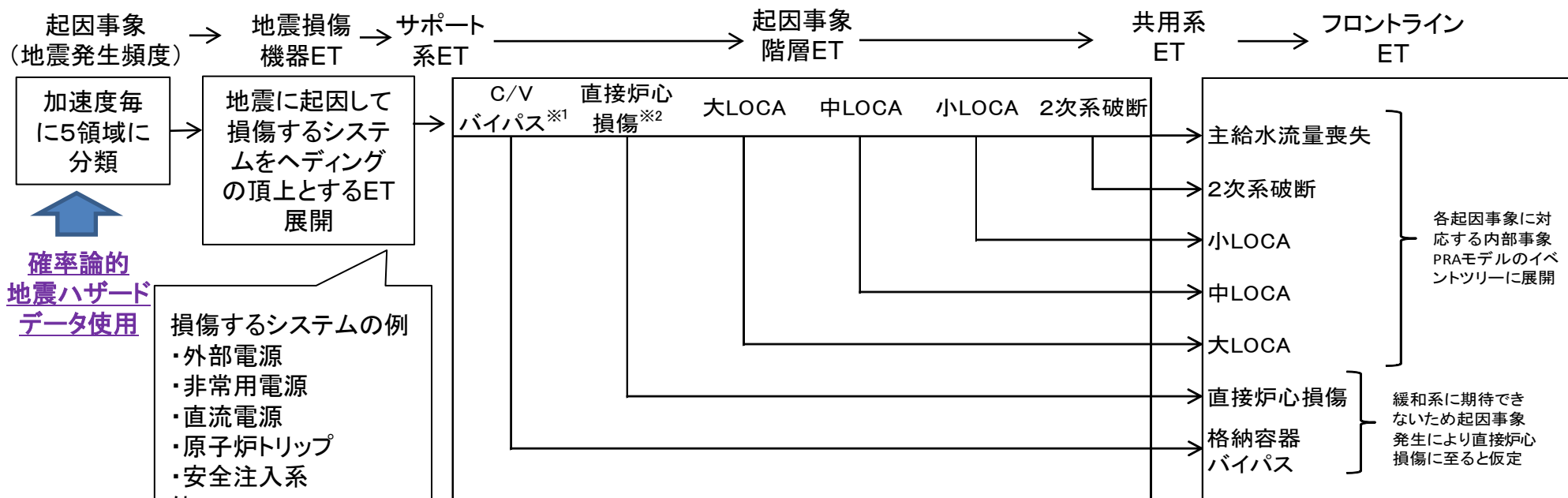
3. 2. 4 事故シーケンスの分析

●事故シーケンス評価を以下のとおり実施した。

・ETを用いて、炉心損傷に至る事故進展を系統的に整理した。(イベントツリーリンク法)

【特徴】上流側のETのヘディングの失敗の影響を、下流のETヘディング失敗に反映することで従属故障を考慮する。

・内部事象出力時PRAで用いているETをベースに、地震時特有の事故進展をETに反映した。



※1 蒸気発生器伝熱管破損(複数本破損) 等

※2 大破断LOCAを上回る規模のLOCA

(原子炉容器、1次冷却材配管等)、複数の信号系損傷 等

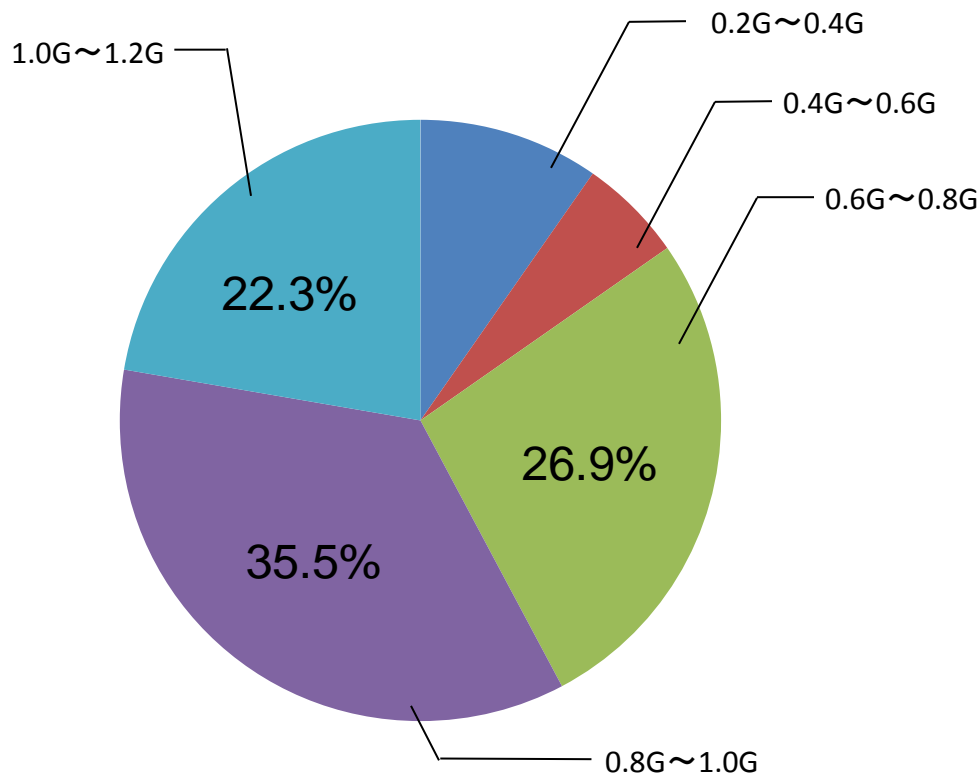
建屋・機器フラジリティデータ使用

起因事象	地震で損傷することにより起因事象発生要因となる機器・建屋
格納容器バイパス	原子炉建屋、蒸気発生器 等
直接炉心損傷に至る事象	原子炉容器、燃料集合体、制御棒クラスタ、原子炉補助建屋 等
大破断LOCA、中破断LOCA、小破断LOCA	1次冷却材配管、加圧器 等
2次系破断	主蒸気安全弁、主蒸気ライン配管 等

3. 2. 5 地震レベル1 PRAの評価結果 (1 / 6)

● 評価結果

地震レベル1 PRAでは全CDFは $1.9E-06$ /炉年と評価された。加速度区別のCDF寄与割合としては、 $0.8\sim 1.0G$ が35.5%と一番大きく、次に $0.6\sim 0.8G$ が26.9%、 $1.0\sim 1.2G$ が22.3%となった。



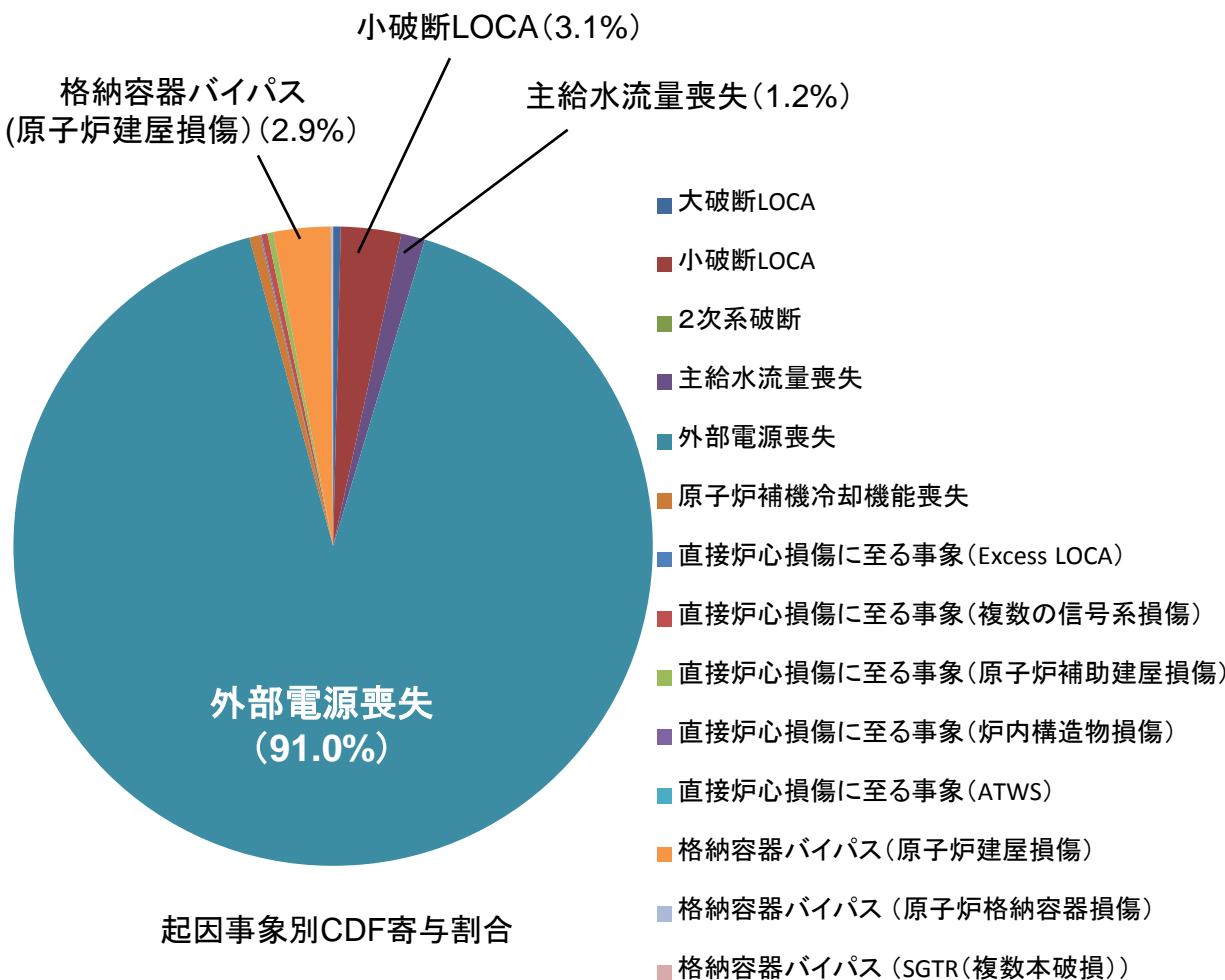
加速度区別CDF寄与割合

加速度区分	地震平均発生頻度 (／年)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
区分1 (0.2G~0.4G)	$5.4E-04$	$1.9E-07$	9.7
区分2 (0.4G~0.6G)	$4.3E-05$	$1.1E-07$	5.6
区分3 (0.6G~0.8G)	$7.3E-06$	$5.2E-07$	26.9
区分4 (0.8G~1.0G)	$1.8E-06$	$6.9E-07$	35.5
区分5 (1.0G~1.2G)	$5.7E-07$	$4.3E-07$	22.3

3. 2. 5 地震レベル1 PRAの評価結果 (2 / 6)

● 評価結果

起因果事別の結果では、外部電源喪失を起因とするCDFが1.9E-06/炉年と全体の91.0%を占めている。

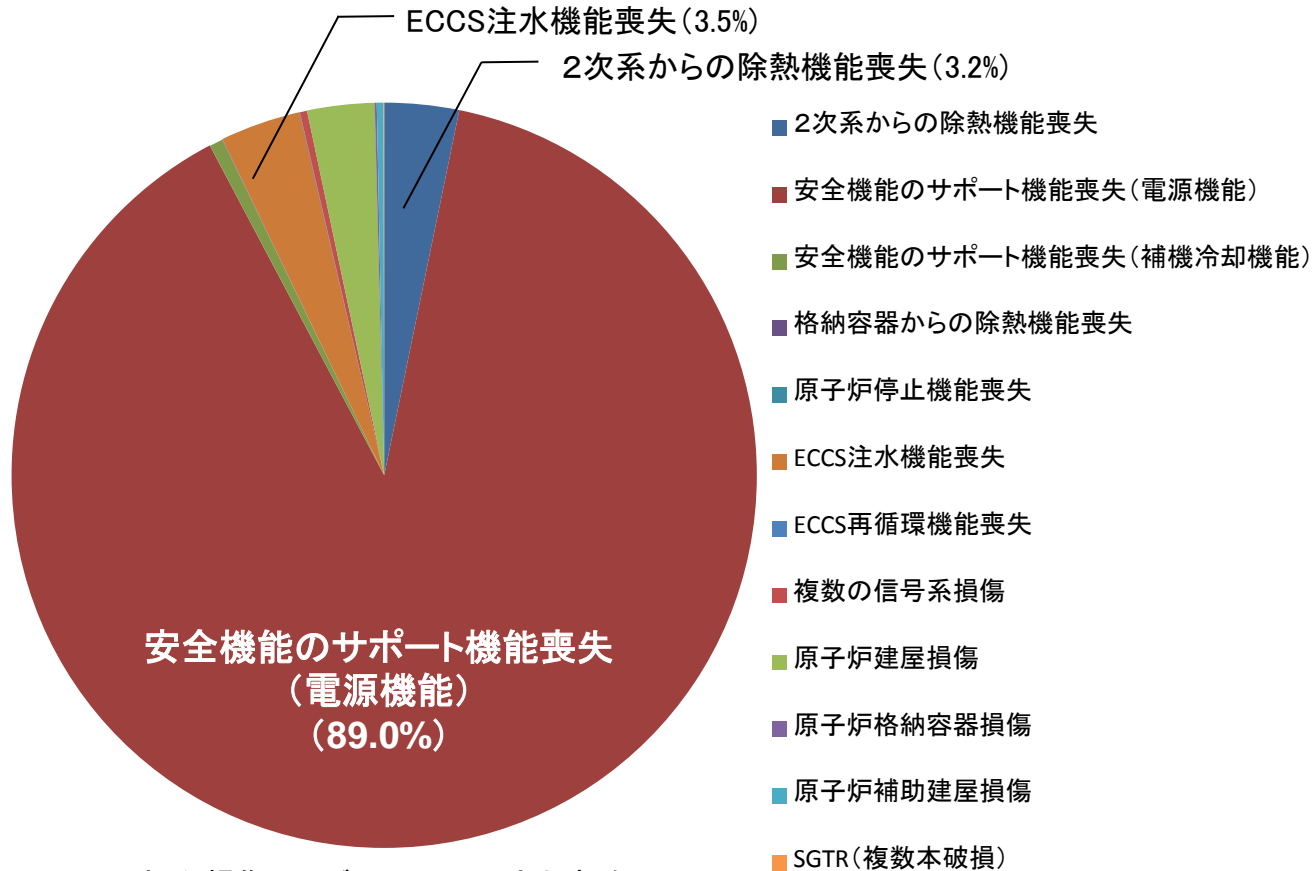


起因果事	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
大破断LOCA	7.6E-09	0.4
中破断LOCA	—	—
小破断LOCA	6.0E-08	3.1
2次系破断	6.4E-11	0.1未満
主給水流量喪失	2.4E-08	1.2
外部電源喪失	1.8E-06	91.0
原子炉補機冷却機能喪失	1.1E-08	0.6
直接炉心損傷に至る事象 (Excess LOCA)	1.2E-09	0.1
直接炉心損傷に至る事象 (複数の信号系損傷)	6.1E-09	0.3
直接炉心損傷に至る事象 (原子炉補助建屋損傷)	5.6E-09	0.3
直接炉心損傷に至る事象 (原子炉補助建屋損傷)	1.6E-10	0.1未満
直接炉心損傷に至る事象 (炉内構造物損傷)	1.7E-10	0.1未満
直接炉心損傷に至る事象 (ATWS)	1.7E-10	0.1未満
格納容器バイパス (原子炉建屋損傷)	5.7E-08	2.9
格納容器バイパス (原子炉格納容器損傷)	1.7E-09	0.1
格納容器バイパス (SGTR (複数本破損))	5.6E-10	0.1未満
全炉心損傷頻度	1.9E-06	100

3. 2. 5 地震レベル1 PRAの評価結果 (3 / 6)

● 評価結果を

炉心損傷カテゴリー別のCDF寄与割合としては、「安全機能のサポート機能喪失(電源機能)」が89.0%と支配的な結果となった。



炉心損傷カテゴリー	炉心損傷カテゴリー別CDF(/炉年)	寄与割合(%)
2次系からの除熱機能喪失	6.3E-08	3.2
安全機能のサポート機能喪失(電源機能)	1.7E-06	89.0
安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)	1.1E-08	0.6
格納容器からの除熱機能喪失	3.3E-10	0.1未満
原子炉停止機能喪失	1.7E-10	0.1未満
ECCS注水機能喪失	6.8E-08	3.5
ECCS再循環機能喪失	4.9E-10	0.1未満
複数の信号系損傷	6.1E-09	0.3
原子炉建屋損傷	5.7E-08	2.9
原子炉格納容器損傷	1.7E-09	0.1
原子炉補助建屋損傷	5.6E-09	0.3
SGTR(複数本破損)	5.6E-10	0.1未満
合計	1.9E-06	100.0

炉心損傷カテゴリー別CDF寄与割合

主要な事故シーケンス：外部電源喪失+非常用所内電源喪失

地震により外部電源及びディーゼル発電機等の非常用所内電源設備が損傷し、原子炉補機冷却海水ポンプやECCS等が機能喪失する。また、原子炉補機冷却水ポンプが機能喪失することで、1次系の温度・圧力上昇による小破断LOCA(加圧器逃がし弁・安全弁あるいはRCPシールを通じた1次冷却系インベントリの喪失)が発生後、炉心冷却ができず炉心損傷に至る。

3. 2. 5 地震レベル1 PRAの評価結果 (4 / 6)

●レベル1地震PRAの評価結果への影響が大きい機器の抽出(1/3)

・全CDFへの寄与が大きい炉心損傷カテゴリーに対するFV重要度を評価し、機器単位で寄与の高い要因を評価した。

炉心損傷カテゴリー	事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	全炉心損傷頻度に対する寄与割合(%)	FV重要度 上位の機器	HCLPF	FV 重要度※
安全機能の サポート機能喪失 (電源機能)	①	外部電源喪失+非常用所内電源喪失 (ディーゼル発電機機能喪失)	1.3E-06	68.8	内燃機関	0.57	0.95
	②	外部電源喪失+非常用所内電源喪失 (DC電源喪失)	2.6E-07	13.2	充電器盤	0.72	0.99
	③	外部電源喪失+非常用所内電源喪失 (空調用冷水設備の喪失/ 安全補機開閉器室空調系の喪失)	1.3E-07	6.5	空調用冷水配管 (手動弁含む)	1.23	0.04

※当該事故シーケンスに対する当該機器のFV重要度

「安全機能のサポート機能喪失(電源機能)」は、以下の①、②、③の事故シーケンスが支配的であった。各事故シーケンスで炉心損傷に至る主なシナリオを以下に示す。

①外部電源喪失+非常用所内電源喪失(ディーゼル発電機機能喪失)

地震により、外部電源が損傷する。さらにディーゼル発電機の内燃機関が損傷し、全交流動力電源喪失が発生する。

②外部電源喪失+非常用所内電源喪失(DC電源喪失)

地震により、外部電源が損傷する。さらに充電器盤が損傷することにより、125V直流電源が喪失し、ディーゼル発電機起動不能になるため、全交流動力電源喪失が発生する。

③外部電源喪失+非常用所内電源喪失(空調用冷水設備の機能喪失/安全補機開閉器室空調系喪失)

地震により、空調用冷水配管が損傷し、空調用冷水設備が機能喪失することで安全補機開閉器室空調系の除熱に失敗する。安全補機開閉器室の室温が上昇し、室内のメタクラが故障することで全交流動力電源喪失が発生する。

また、各々の事故シーケンスにおけるFV重要度は、①は「内燃機関」、②は「充電器盤」、③は「空調用冷水配管」が高かった。

3. 2. 5 地震レベル1 PRAの評価結果 (5 / 6)

●レベル1地震PRAの評価結果への影響が大きい機器の抽出(2 / 3)

・全CDFへの寄与が大きい炉心損傷カテゴリに対するFV重要度を評価し、機器単位で寄与の高い要因を評価した。

炉心損傷カテゴリ	事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	全炉心損傷頻度 に対する寄与割合 (%)	FV重要度 上位の機器	HCLPF	FV 重要度※
ECCS注水機能喪失	①	小LOCA+高圧注入失敗	5.9E-08	3.0	原子炉容器 (空気抜管台)	0.83	0.80
	②	大LOCA+低圧注入失敗	7.6E-09	0.4	加圧器サージ管	1.06	1.00

※当該事故シーケンスに対する当該機器のFV重要度

「ECCS注水機能喪失」は、以下の①、②の事故シーケンスが支配的であった。各々の事故シーケンスで炉心損傷に至る主なシナリオを以下に示す。

①小LOCA+高圧注入失敗

地震により原子炉容器の空気抜管台が損傷することで、小破断LOCAが発生する。さらにディーゼル発電機や直流電源等(サポート系の機能喪失)の損傷が重畳することでECCS注入機能喪失となる。

②大LOCA+低圧注入失敗

地震により加圧器サージ管が損傷することで、大破断LOCAが発生する。さらにディーゼル発電機や直流電源等(サポート系の機能喪失)の損傷が重畳することでECCS注入機能喪失となる。

また、各々の事故シーケンスにおけるFV重要度は、①は「原子炉容器」、②は「加圧器サージ管」が高かった。

3. 2. 5 地震レベル1 PRAの評価結果 (6 / 6)

●レベル1地震PRAの評価結果への影響が大きい機器の抽出(3 / 3)

・全CDFへの寄与が大きい炉心損傷カテゴリに対するFV重要度を評価し、機器単位で寄与の高い要因を評価した。

炉心損傷カテゴリ	事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	全炉心損傷頻度 に対する寄与割合(%)	FV重要度 上位の機器	HCLPF	FV 重要度※
2次冷却系からの 除熱機能喪失	①	外部電源喪失+補助給水失敗	3.8E-08	2.0	補助給水ピット	0.88	0.75
	②	主給水流量喪失+補助給水失敗	2.4E-08	1.2	充電器盤	0.72	0.38

※当該事故シーケンスに対する当該機器のFV重要度

「2次系からの除熱機能喪失」は、以下の①、②の事故シーケンスが支配的であった。各々の事故シーケンスで炉心損傷に至る、主なシナリオを以下に示す。

①外部電源喪失+補助給水失敗

地震により外部電源が損傷し外部電源喪失が発生する。さらに補助給水ピットの損傷が重畳することで補助給水失敗となり、2次系からの除熱機能喪失となる。

②主給水流量喪失+補助給水失敗

地震により主給水系が損傷し、主給水流量喪失が発生する。さらに充電器盤の損傷が重畳することで直流電源が喪失し、電動補助給水ポンプの起動に失敗する。さらに、タービン動補助給水ポンプへ蒸気を供給するために必要な直流の起動弁の開に失敗し、タービン動補助給水ポンプの起動にも失敗することから、補助給水失敗となり、2次系からの除熱機能喪失となる。

また、各々の事故シーケンスにおけるFV重要度は、①は「補助給水ピット」、②は「充電器盤」が高かった。

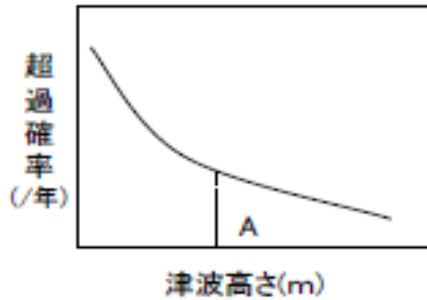
津波レベル 1 PRAの評価

プラント情報の収集・分析と事故シナリオの概括的分析

必要となるプラント情報を収集し、津波が発生して炉心損傷に至る事故シナリオの分析を行い、事故シーケンス評価に必要な建屋・機器リストを作成。
また、机上検討では確認が難しいプラント情報の取得及び検討したシナリオの妥当性確認のためプラントウォークダウンを実施。

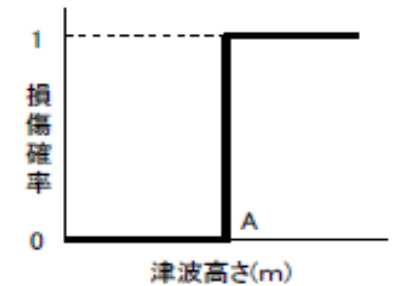
確率論的津波ハザード評価

サイトにおける津波高さがある値Aを超えるような津波の発生頻度



機器フラジリティ評価

津波高さAにおける機器・設備の損傷確率 (損傷モードは「被水・没水」のみ考慮)



事故シーケンス評価

- ・炉心損傷に至るパスのET解析
- ・安全上重要な系統のFT解析

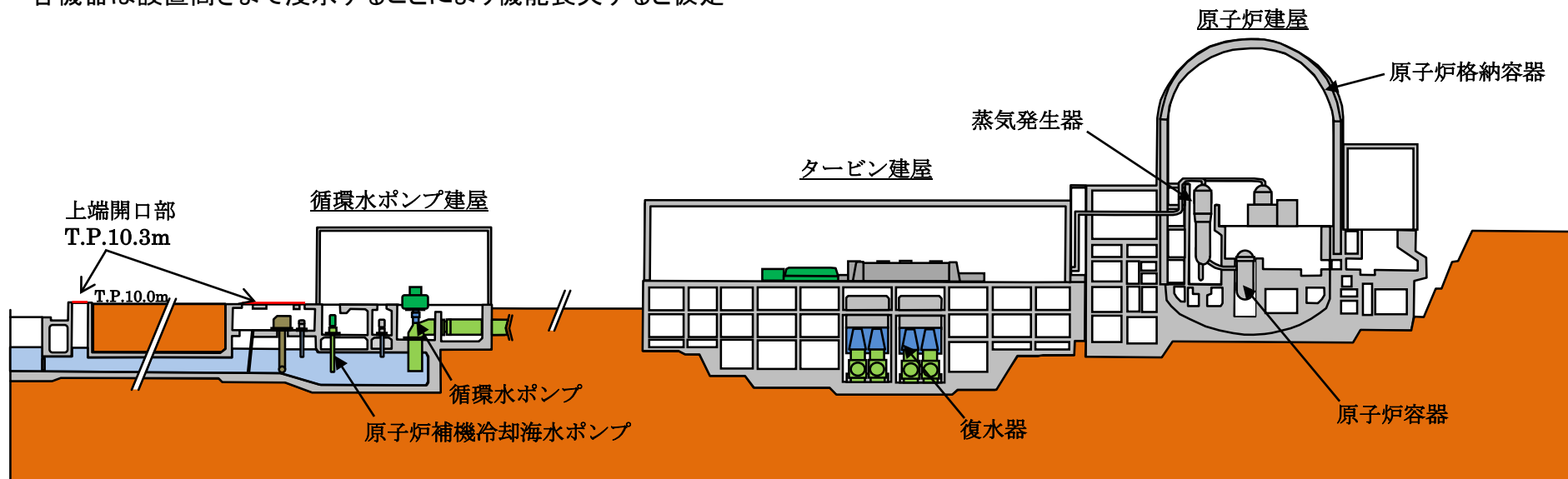
結果

- ・炉心損傷頻度(CDF)等
- ・ドミナントシーケンス
- ・リスクへの寄与の高い機器・設備等

3. 3. 2 津波シナリオの設定

●津波により炉心損傷に至る事故シナリオについて下記のとおり整理した。

- ・津波高さを起因事象の発生や緩和系が使用不可となるエレベーション毎に区分し、区分結果を「津波シナリオ区分」として設定
- ・各機器は設置高さまで浸水することにより機能喪失すると仮定



津波シナリオ区分	起因事象	津波によって損傷する主要な機器		津波シナリオの概要	
区分1 (10.0m以上～10.3m未満)	外部電源喪失	主変圧器		屋外に設置されている主変圧器等の外部電源の水没により外部電源喪失が発生。	
区分2 (10.3m以上～15.0m未満)	外部電源喪失 主給水流量喪失	補機冷却水の喪失 過渡事象	主変圧器 復水ポンプ	原子炉補機冷却海水ポンプ 復水器真空ポンプ	区分1の事象に加え、原子炉補機冷却海水ポンプ水没によりディーゼル発電機も機能喪失するため、全交流動力電源喪失が発生。
区分3 (15.0m以上)	外部電源喪失 主給水流量喪失 直接炉心損傷に至る事象	補機冷却水の喪失 過渡事象	主変圧器 復水ポンプ ソレノイド分電盤 電動補助給水ポンプ ディーゼル発電機 6.6kVメタクラ	原子炉補機冷却海水ポンプ 復水器真空ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 制御用空気圧縮機 パワーコントロールセンタ 等	区分1、2の事象に加え、原子炉建屋、原子炉補助建屋及びディーゼル発電機建屋の開口部から浸水が始まり、建屋内に配置されている機器が全て水没。

※下線の起因事象は、当該津波シナリオで新たに発生する起因事象である。

3. 3. 3 確率論的津波ハザード評価

●対象とする津波

- ・確率論的津波ハザード評価では日本海東縁部に想定される地震に伴う津波を対象波源として選定した。

※ 本PRA評価における確率論的津波ハザード評価については、評価作業着手時点における最新データであった『平成25年3月時点の津波ハザード評価』に基づき評価している。

●水位と年超過確率の関係

- ・取水口地点における津波高さと津波発生頻度の関係は右図に示すとおりとなった。

●取水口地点の選定理由

- ・津波による事故シナリオ評価地点として、機器の設置高さや津波による事故シナリオを検討した結果、津波PRAにとって寄与の大きい起因事象である「補機冷却水の喪失」の発生源である原子炉補機冷却海水ポンプが設置される循環水ポンプ建屋に最も近い取水口地点を代表地点として選定した。

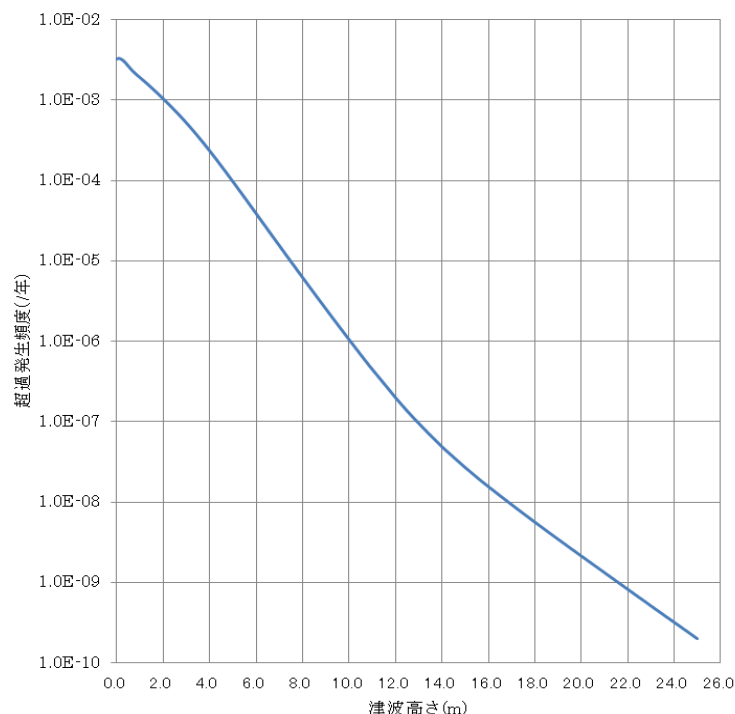


図 泊発電所3号機の確率論的津波ハザード曲線

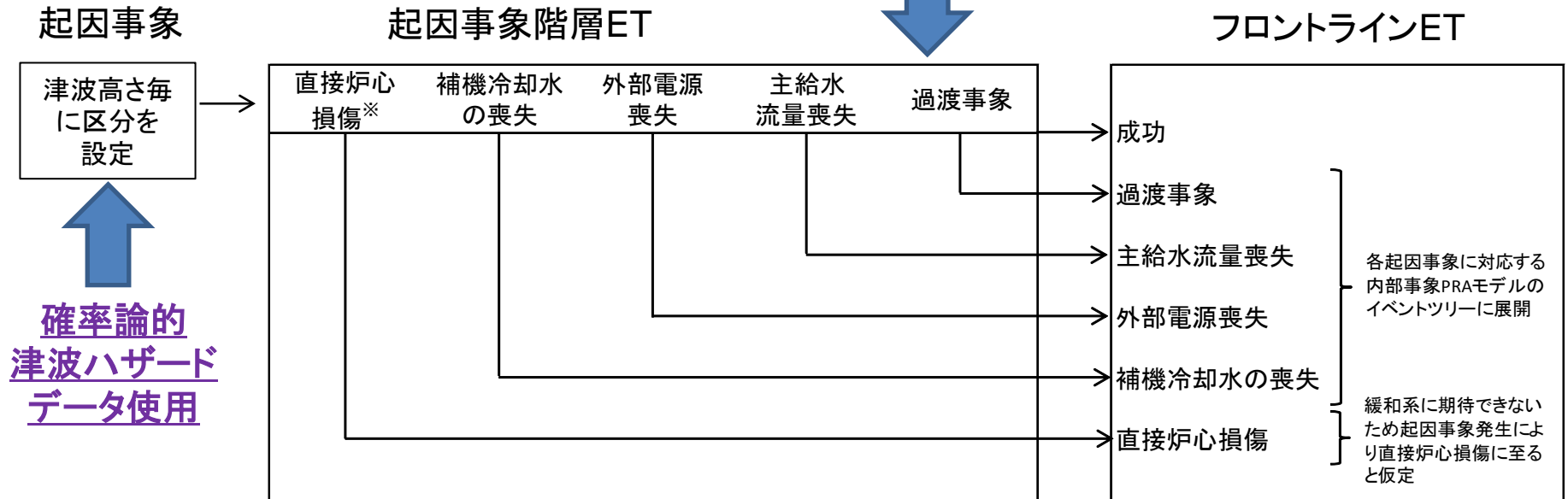
津波シナリオ区分	津波発生頻度(／年)
区分1(10.0m以上～10.3m未満)	2.5E-07
区分2(10.3m以上～15.0m未満)	7.9E-07
区分3(15.0m以上)	2.7E-08

(注)平成25年7月申請時の泊発電所3号機取水口における津波水位は5.2mである。

3. 3. 4 イベントツリーによる事故シーケンスの分析 (1 / 2)

- 起因事象階層ET (津波により発生する起因事象の影響の大きさを、階層化して評価)
 - ・ 直接炉心損傷は、重要な設備・機器が複数損傷して影響が大きいため、最初のヘディングに設定した。
 - ・ 補機冷却水の喪失及び外部電源喪失は重要な起因事象であり、事故進展の厳しさの観点から、補機冷却水の喪失、外部電源喪失の順番で、ヘディングに設定した。
 - ・ 主給水流量喪失は、過渡事象より津波による影響が大きいため、主給水流量喪失、過渡事象の順番でヘディングを設定した。
 - ・ 主給水流量喪失及び過渡事象は、補機冷却水の喪失に従属して発生するため、補機冷却水の喪失で代表して評価した。

機器フラジリティデータ使用



※直接炉心損傷とは「複数の信号系損傷」を示す。

3. 3. 4 イベントツリーによる事故シーケンスの分析 (2 / 2)

●津波によって起因事象が誘発された場合でも、炉心損傷防止に必要な緩和系は内部事象と同様である。

直接炉心損傷に至る事象	事故シーケンス
	炉心損傷(緩和手段なし)

外部電源喪失	非常用所内電源の確立	補助給水	事故シーケンス
			成功
			外部電源喪失 + 補助給水喪失
			外部電源喪失 + 非常用所内電源喪失

過渡事象	補助給水	事故シーケンス
		成功
		過渡事象 + 補助給水失敗

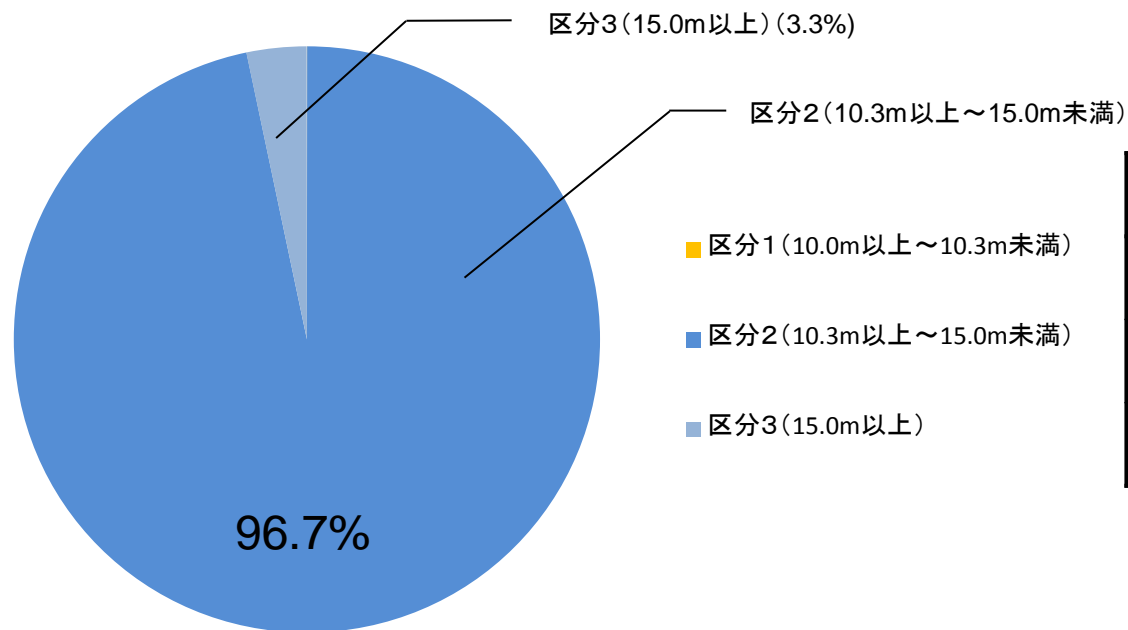
原子炉補機冷却機能喪失	補助給水	加圧器逃がし弁 / 安全弁LOCA	RCPシールLOCA	事故シーケンス
				成功
				補機冷却水の喪失 + RCPシールLOCA
				補機冷却水の喪失 + 加圧器逃がし弁 / 安全弁LOCA
				補機冷却水の喪失 + 補助給水失敗

主給水流量喪失	補助給水	事故シーケンス
		成功
		主給水流量喪失 + 補助給水失敗

3. 3. 5 津波レベル1 PRAの評価結果 (1 / 4)

● 評価結果

・津波レベル1PRAでは全CDFは $8.2E-07$ /炉年と評価された。津波高さ区別のCDF寄与割合としては、区分2 (10.3m以上～15.0m未満)が96.7%と一番大きく、次に区分3 (15.0m以上)が3.3%となった。



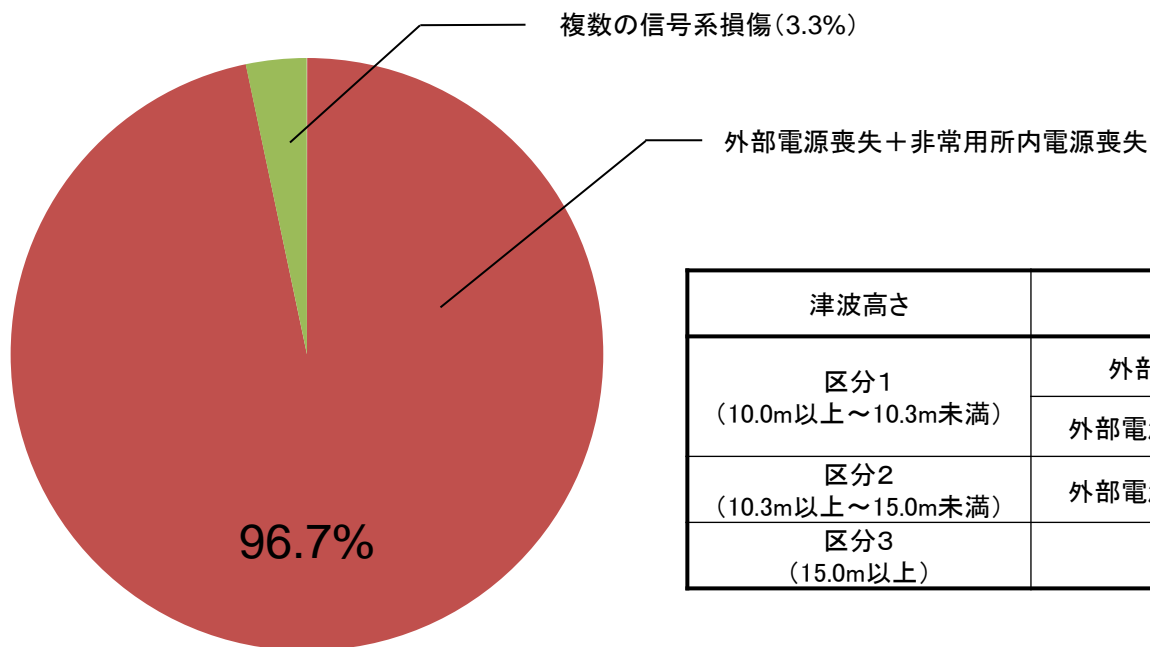
津波高さ区別CDF寄与割合

津波高さ	津波発生頻度 (/年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
区分1 (10.0m以上～10.3m未満)	$2.5E-07$	$1.8E-10$	0.1未満
区分2 (10.3m以上～15.0m未満)	$7.9E-07$	$7.9E-07$	96.7
区分3 (15.0m以上)	$2.7E-08$	$2.7E-08$	3.3

3. 3. 5 津波レベル 1 PRAの評価結果 (2 / 4)

● 評価結果

・事故シーケンス別の寄与割合としては「外部電源喪失+非常用所内電源喪失」が96.7%、「複数の信号系損傷」が3.3%となった。



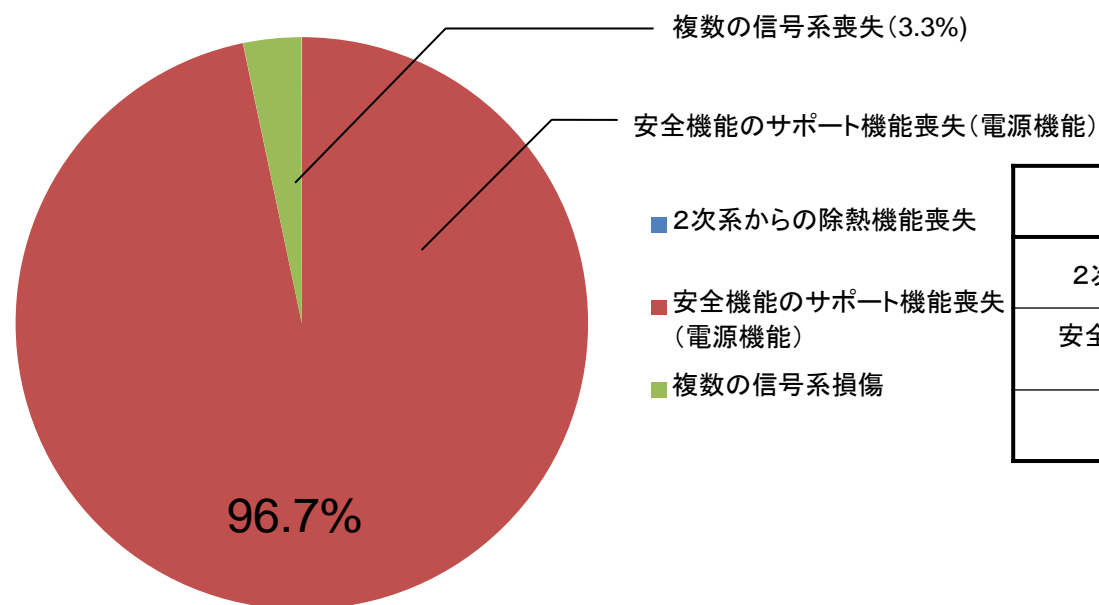
津波高さ	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合(%)
区分1 (10.0m以上~10.3m未満)	外部電源喪失+補助給水失敗	6.7E-12	0.1未満
	外部電源喪失+非常用所内電源喪失	1.8E-10	0.1未満
区分2 (10.3m以上~15.0m未満)	外部電源喪失+非常用所内電源喪失	7.9E-07	96.7
区分3 (15.0m以上)	複数の信号系損傷	2.7E-08	3.3

事故シーケンス別CDF寄与割合

3. 3. 5 津波レベル 1 PRAの評価結果 (3 / 4)

● 評価結果

・炉心損傷カテゴリー別の寄与割合としては「安全機能のサポート機能喪失(電源機能)」が96.7%、「複数の信号系損傷」が3.3%となった。



炉心損傷カテゴリー	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合(%)
2次系からの除熱機能喪失	6.7E-12	0.1未満
安全機能のサポート機能喪失 (電源機能)	7.9E-07	96.7
複数の信号系損傷	2.7E-08	3.3

炉心損傷カテゴリー別CDF寄与割合

3. 3. 5 津波レベル1 PRAの評価結果 (4 / 4)

● 主要なカットセット

各事故シーケンスの主要なカットセットを以下に示す。

津波高さ	事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合※ (%)	炉心損傷カテゴリー
区分1 (10.0m以上～10.3m未満)	外部電源喪失 +補助給水失敗	補助給水ピット閉塞	3.1E-12	46.0	2次系からの 除熱機能喪失
	外部電源喪失 +非常用所内電源喪失	空気作動ダンパ制御回路 の作動失敗共通要因故障	7.8E-12	4.4	安全機能のサポート 機能喪失(電源機能)
		ディーゼル発電機A、B起動失敗 共通要因故障	4.1E-12	2.3	
区分2 (10.3m以上～15.0m未満)	外部電源喪失 +非常用所内電源喪失	津波による全交流動力電源喪失	7.9E-07	100.0	安全機能のサポート 機能喪失(電源機能)
区分3 (15.0m以上)	複数の信号系損傷	津波による全交流動力電源喪失	2.7E-08	100.0	安全機能のサポート 機能喪失(電源機能)

※(寄与割合) = (当該カットセットによるCDF) / (当該津波高さ区分のCDF)

- ・「外部電源喪失+補助給水失敗」では、T.P.10.0 m以上の津波により生じる主変圧器の水没によって外部電源喪失が発生し、さらにランダム故障による補助給水の失敗が重畳することにより、炉心損傷に至る。
- ・「外部電源喪失+非常用所内電源喪失」では、T.P.10.0 m以上T.P.10.3 m未満の津波により生じる主変圧器の水没によって外部電源喪失が発生し、さらにランダム故障による非常用所内電源喪失が重畳することにより、全交流動力電源喪失となる。また、T.P.10.3 m 以上T.P.15.0 m未満の津波では主変圧器の水没に加え、原子炉補機冷却海水ポンプが水没することで非常用所内電源が喪失し、全交流動力電源喪失となる。全交流動力電源喪失が発生するとRCPシールLOCAが必ず発生する仮定としていることから、本評価においては本事故シーケンスが支配的となる。
- ・「複数の信号系損傷」では、T.P.15.0 m以上の津波により、6.6kVメタクラやパワーコントロールセンタ等の炉心損傷防止に必要な複数の電気盤が水没し、炉心損傷に至る。

● 重要度評価

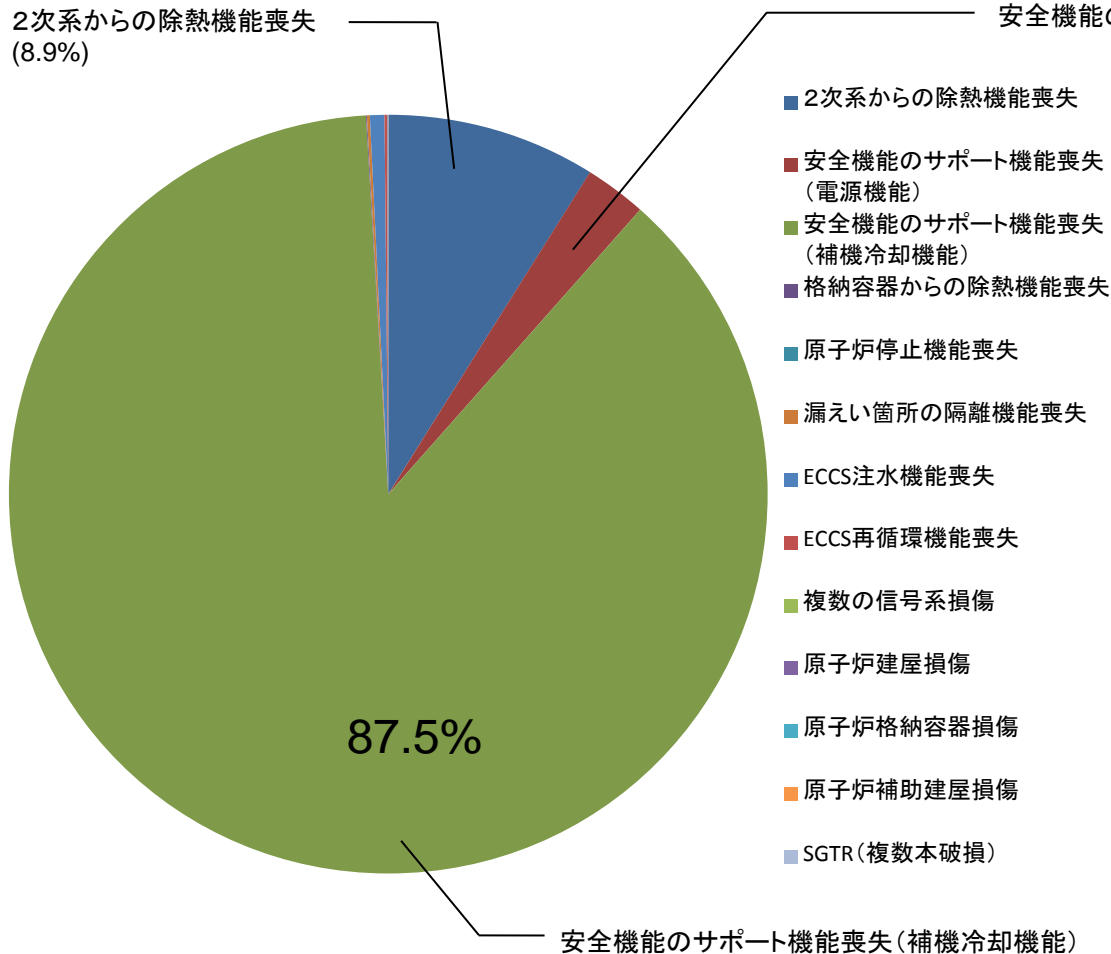
- ・本津波PRAにおける重要な機器を抽出する目的で重要度評価を実施した。本津波PRAにおいては、区分2(10.3m以上～15.0m未満)のCDF寄与割合が支配的であるが、これは原子炉補機冷却海水ポンプの水没により全交流電源喪失となり、RCPシールLOCAが必ず発生するためである。10.0m以上の津波による外部電源喪失の発生によらず、10.3m以上の津波で原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失した時点で、その依存関係にある緩和設備も従属的に機能喪失し緩和手段がなくなるため、原子炉補機冷却海水ポンプが本津波PRAにおいて重要な機器と考えられる。

レベル 1 PRAの評価結果

3. 4 レベル1 PRAの評価結果 (1 / 6)

●内部事象出力時、地震、津波レベル1PRA評価結果

レベル1PRA結果としての全炉心損傷頻度は $2.3E-04$ /炉年と評価された。炉心損傷カテゴリごとの寄与割合としては、「安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)」に起因する炉心損傷頻度が87.5%を占め、次いで「2次系からの除熱機能喪失」が8.9%、「安全機能のサポート機能喪失(電源機能)」が2.6%であり、これら3グループで全体の99.0%を占めた。

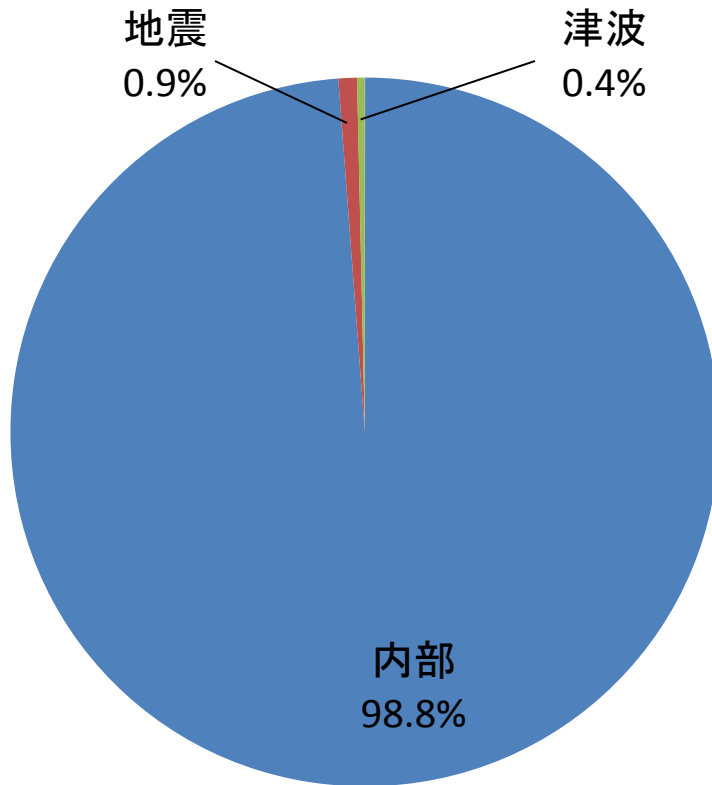


炉心損傷カテゴリ	炉心損傷カテゴリ別 CDF(/炉年)	寄与割合 (%)
2次系からの除熱機能喪失	2.0E-05	8.9
安全機能のサポート機能喪失(電源機能)	6.0E-06	2.6
安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)	2.0E-04	87.5
格納容器からの除熱機能喪失	8.3E-08	0.0
原子炉停止機能喪失	1.3E-08	0.0
漏えい箇所の隔離機能喪失	2.8E-07	0.1
ECCS注水機能喪失	1.4E-06	0.6
ECCS再循環機能喪失	2.4E-07	0.1
複数の信号系損傷	3.3E-08	0.0
原子炉建屋損傷	5.7E-08	0.0
原子炉格納容器損傷	1.7E-09	0.0
原子炉補助建屋損傷	5.6E-09	0.0
SGTR(複数本破損)	5.6E-10	0.0
合計	2.3E-04	100.0

3. 4 レベル1 PRAの評価結果 (2 / 6)

●内部事象、地震、津波レベル1PRA評価結果

内部事象、地震、津波レベル1PRAの評価結果を取りまとめて整理し、プラント全体の傾向を確認した。レベル1PRAの全炉心損傷頻度に対する各PRAの内訳は、内部事象PRAの寄与が98.8%と支配的であり、地震PRA及び津波PRAの寄与割合は低い。



炉心損傷カテゴリー	内部事象 CDF (/炉年)	地震 CDF (/炉年)	津波 CDF (/炉年)
2次系からの除熱機能喪失	2.0E-05	6.3E-08	6.7E-12
安全機能のサポート機能喪失(電源機能)	3.5E-06	1.7E-06	7.9E-07
安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)	2.0E-04	1.1E-08	—
格納容器からの除熱機能喪失	8.2E-08	3.3E-10	—
原子炉停止機能喪失	1.2E-08	1.7E-10	—
漏えい箇所の隔離機能喪失	2.8E-07	—	—
ECCS注水機能喪失	1.4E-06	6.8E-08	—
ECCS再循環機能喪失	2.4E-07	4.9E-10	—
複数の信号系損傷	—	6.1E-09	2.7E-08
原子炉建屋損傷	—	5.7E-08	—
原子炉格納容器損傷	—	1.7E-09	—
原子炉補助建屋損傷	—	5.6E-09	—
SGTR(複数本破損)	—	5.6E-10	—
合計	2.3E-04 (98.8%)	1.9E-06 (0.9%)	8.2E-07 (0.4%)

3. 4 レベル1 PRAの評価結果 (3 / 6)

● 泊発電所3号機における設計上の特徴が、炉心損傷頻度に与える影響の考察を以下に示す。

設計上の特徴	PRA評価結果に対する影響
<p>①極小リーク考慮不要 (充てんポンプ設置のため、極小リーク考慮不要)</p>	<p>仮に極小リークを起因事象として考慮した場合、「ECCS注入機能喪失」と「2次系からの除熱機能喪失」の炉心損傷カテゴリーに関係するが、<u>全CDFへ与える影響は軽微</u>である。</p>
<p>②ほう酸注入タンク (非常用炉心冷却設備として、ほう酸注入タンクを設置)</p>	<p>非常用炉心冷却設備としてほう酸注入タンクを設置していることにより、高圧注入系の機能喪失の要因としてほう酸注入タンク周りの弁故障が加わる。これは高圧注入の失敗を伴う事故シナリオ全ての発生頻度に影響があるが、高圧注入失敗の主要因とならず<u>全CDFへ与える影響は軽微</u>である。</p>
<p>③ブースティング不要 (余熱除去ポンプによるブースティングは不要)</p>	<p>仮に余熱除去ポンプによるブースティングが必要として考慮した場合、「ECCS再循環機能喪失」の炉心損傷カテゴリーに関係するが、<u>全CDFへ与える影響は軽微</u>である。</p>
<p>④計測制御設備の総合デジタル化</p>	<p>計測制御設備の総合デジタル化により、アナログカード類の大幅な低減に伴う故障率低下が見込める一方で、ソフトウェアのエラーに起因する共通要因故障が失敗要因として加わる。ソフトウェアエラーの発生頻度は実績データの少なさから保守的な設定となっており、結果的に信頼性向上に結びつくような評価になっていない。また、デジタル化の採用により、本来は誤操作防止や監視操作性の向上による人的過誤の低減が期待されるが、現時点においては、アナログ制御盤をベースとした従来通りの人的過誤確率評価を実施しているため、新技術導入によるリスク低減効果は評価に含まれていない。</p>
<p>⑤RCP国内製耐熱リング (PRA評価では保守的に耐熱性を考慮していない)</p>	<p>仮に耐熱リングの寄与として、WH社製耐熱リングのモデルを考慮した場合、「原子炉補機冷却機能喪失」の炉心損傷カテゴリーにおけるRCPシールLOCAの発生頻度が小さくなることにより全CDFが2.3×10^{-4} / 炉年から6.9×10^{-5} / 炉年と7割程度低減される。</p>

● 以上のとおり、泊発電所3号機の設計上の特徴として「①極小リーク考慮不要」「②ほう酸注入タンク」「③ブースティング不要」及び「④計測設備の総合デジタル化」があげられるが、いずれも全CDFへ与える影響は小さい。また、「⑤RCP国内製耐熱リング」の寄与を考慮することで全CDFが大幅に低減されることを確認した。

3. 4 レベル 1 PRAの評価結果 (4 / 6)

②ほう酸注入タンクの影響

非常用炉心冷却設備として、ほう酸注入タンクを設置していることにより、高圧注入系の機能喪失の要因として、ほう酸注入タンクの周りの弁故障が加わる。ほう酸注入タンクの故障を伴う事故シーケンスと主要カットセットの代表例を下表に示す。

事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	当該事故シーケンスにおける 炉心損傷頻度への 寄与割合(%)
中LOCA+高圧注入失敗	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁開失敗 共通要因故障	2.9E-09	8
	ほう酸注入タンク循環ライン出口弁閉失敗 共通要因故障	2.9E-09	8
	ほう酸注入タンク入口弁開失敗共通要因故障	3.6E-09	10

- ほう酸注入タンク入口または出口弁の開失敗/閉塞、またはほう酸注入タンク循環ライン出口弁の閉失敗により、当該ラインによる高圧注入の失敗に至る。
- ほう酸注入タンク周りの弁の故障を伴う炉心損傷シナリオの全CDFへの寄与は小さい。
- 高圧注入の失敗を伴う事故シーケンス全ての発生頻度に影響があるが、高圧注入失敗の主要因ではなく、事故シーケンスの発生頻度への寄与も小さい。中破断LOCAが最も寄与が大きい。

3. 4 レベル 1 PRAの評価結果 (5 / 6)

④計測制御設備の総合デジタル化の影響

計測制御設備を総合デジタル化により、信号系失敗の要因としてソフトウェア故障が加わる。ソフトウェア故障を伴う事故シーケンスと主要カットセットの代表例を下表に示す。

事故シーケンス	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (／炉年)	当該事故シーケンスにおける 炉心損傷頻度への 寄与割合(%)
ATWS	ベーシックソフトウェア共通要因故障	7.1E-09	57
手動停止＋補助給水失敗	補助給水ポンプ起動失敗共通要因故障 (アプリケーションソフトウェア共通要因故障含む)	7.0E-06	54

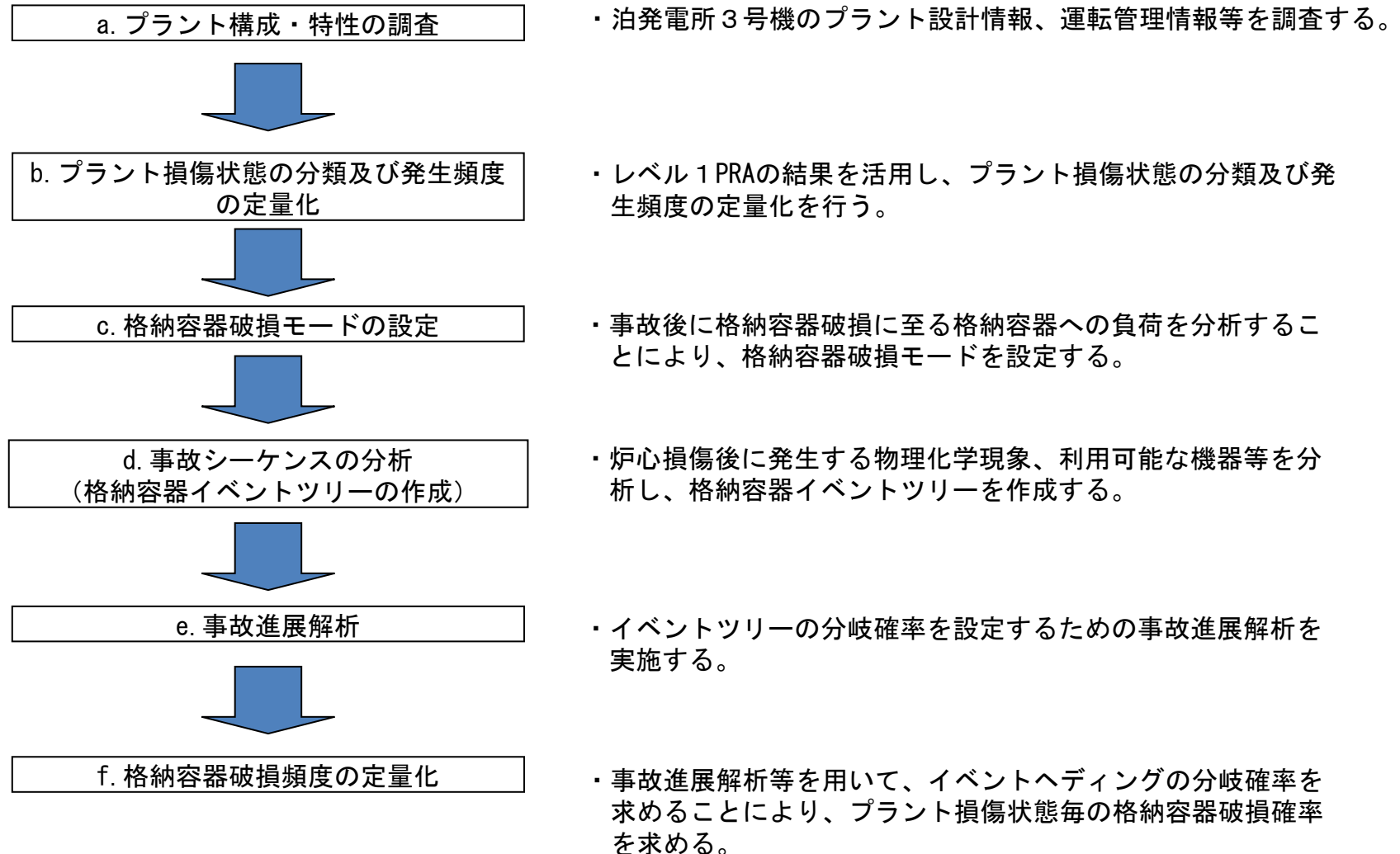
- ベーシックソフトウェアの共通要因故障が発生すると計測制御設備の機能が喪失する。原子炉トリップ機能の喪失に直結するベーシックソフトウェア共通要因故障は、ATWS事象の57%を占める。
- アプリケーションソフトウェアは、各種信号系の失敗要因として様々な事故シーケンスのCDFに影響する。補助給水の失敗を伴う事故シーケンスのCDFに対しては、補助給水ポンプ起動信号に係るアプリケーションソフトウェアの共通要因故障の影響が大きい。
- デジタル画面によるタッチオペレーションの採用により、誤操作防止や監視操作性の向上による人的過誤確率の低減が期待されるが、アナログ制御盤をベースとした従来通りの人的過誤確率評価を実施しているため、新技術導入によるリスク低減効果は評価に含まれていない。

- 内部事象出力時レベル1PRA、地震レベル1PRA、津波レベル1PRAの評価結果等を踏まえ、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ及び評価事故シーケンスの選定を実施した。

- 選定プロセスを「泊発電所3号機 事故シーケンスグループ及び評価事故シーケンスの選定について」の「1. 炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ及び評価事故シーケンスの選定について」に示す。

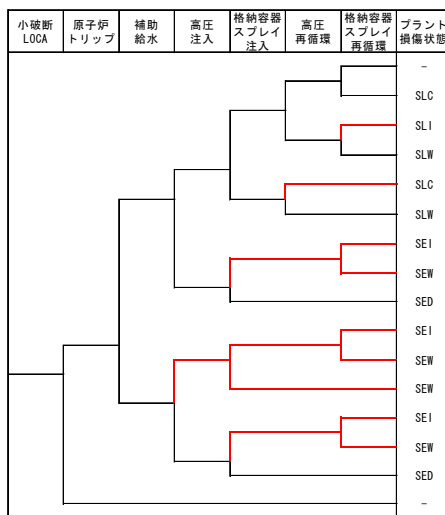
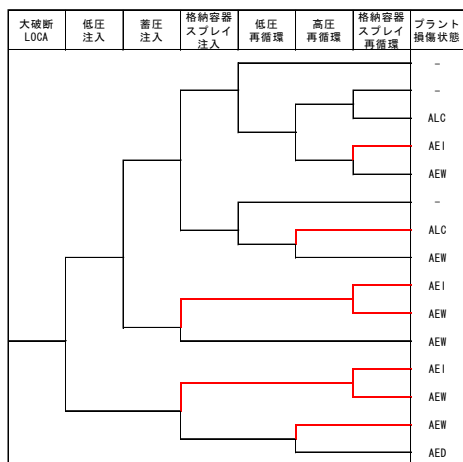
内部事象レベル1.5PRAの評価

4. 1 内部事象レベル1.5PRAの評価フロー



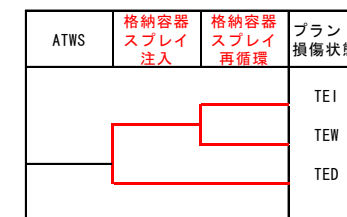
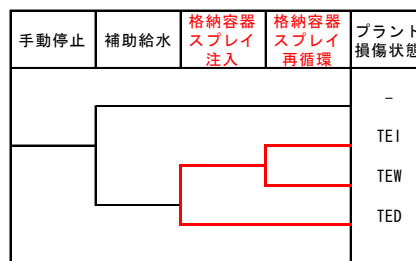
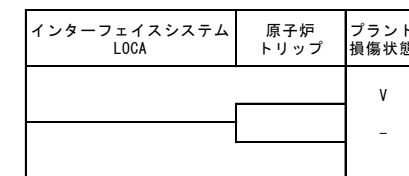
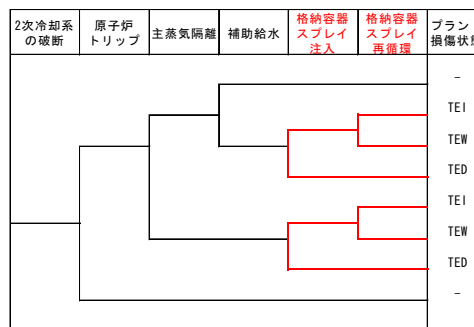
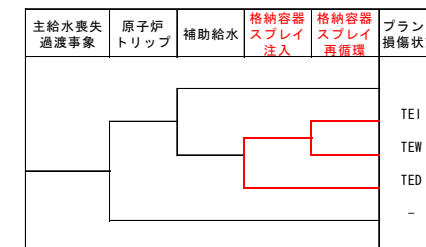
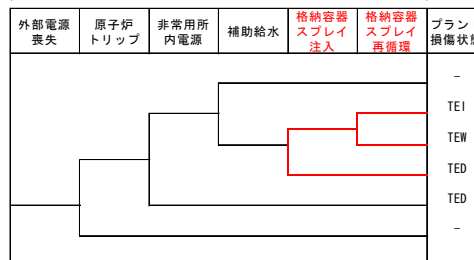
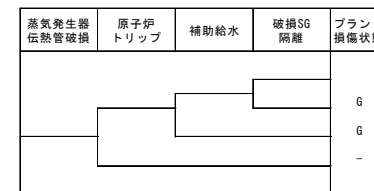
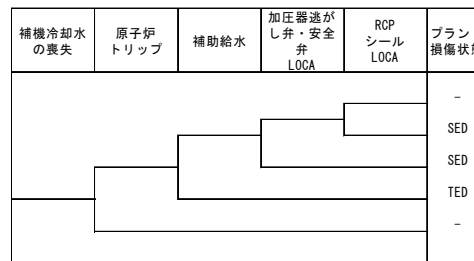
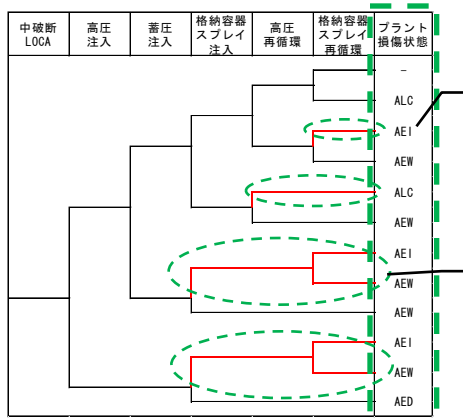
4. 2 プラント損傷状態の分類 (1 / 2)

- レベル1.5PRAの定量評価のため、レベル1PRAで得られた炉心損傷に至るすべての事故シーケンスを、事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態(以下、「PDS」という。)に分類する。
 - ・レベル1PRAのETに分岐・ヘディングを追加したレベル1.5PRA評価用のETを構築する。(追加した分岐・ヘディングを赤で示す。)



レベル1PRAのETから、炉心損傷に至る各事故シーケンスをPDSに分類する。

レベル1PRAのETに分岐・ヘディングを追加(赤)



4. 2 プラント損傷状態の分類 (2 / 2)

【PDSの考え方】

- ・事故の種類、1次系圧力、炉心損傷の時期及び格納容器内事故進展(燃料取替用水ピット水の格納容器への移送、格納容器破損時期、格納容器内除熱手段)に着目してPDSを定義した。

表1 PDS一覧

No	PDS	事故のタイプ	RCS 圧力	炉心損傷 時期	格納容器内事故進展		
					RWSP水の CVへの移送	格納容器 破損時期	格納容器内 熱除去手段
1	AED	大中LOCA	低圧	早期	×	炉心損傷後	×
2	AEW	大中LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	×
3	AEI	大中LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	○
4	ALC	大中LOCA	低圧	長期	○	炉心損傷前	×
5	SED	小LOCA	中圧	早期	×	炉心損傷後	×
6	SEW	小LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	×
7	SEI	小LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	○
8	SLW	小LOCA	中圧	長期	○	炉心損傷後	×
9	SLI	小LOCA	中圧	長期	○	炉心損傷後	○
10	SLC	小LOCA	中圧	長期	○	炉心損傷前	×
11	TED	トランジェント	高圧	早期	×	炉心損傷後	×
12	TEW	トランジェント	高圧	早期	○	炉心損傷後	×
13	TEI	トランジェント	高圧	早期	○	炉心損傷後	○
14	V	IS-LOCA	低圧	—	—	—	—
15	G	SGTR	中圧	—	—	—	—

表2 PDSの略語の説明(事故のタイプと1次系圧力)

略号	事故の種類
A	大破断LOCA、中破断LOCA
S	小破断LOCA
T	過渡事象(外部電源喪失、主給水流量喪失等)
V	インターフェイスシステムLOCA
G	蒸気発生器伝熱管破損

表3 PDSの略語の説明(炉心損傷時期)

略号	事故の種類
E	早期炉心損傷
L	後期炉心損傷

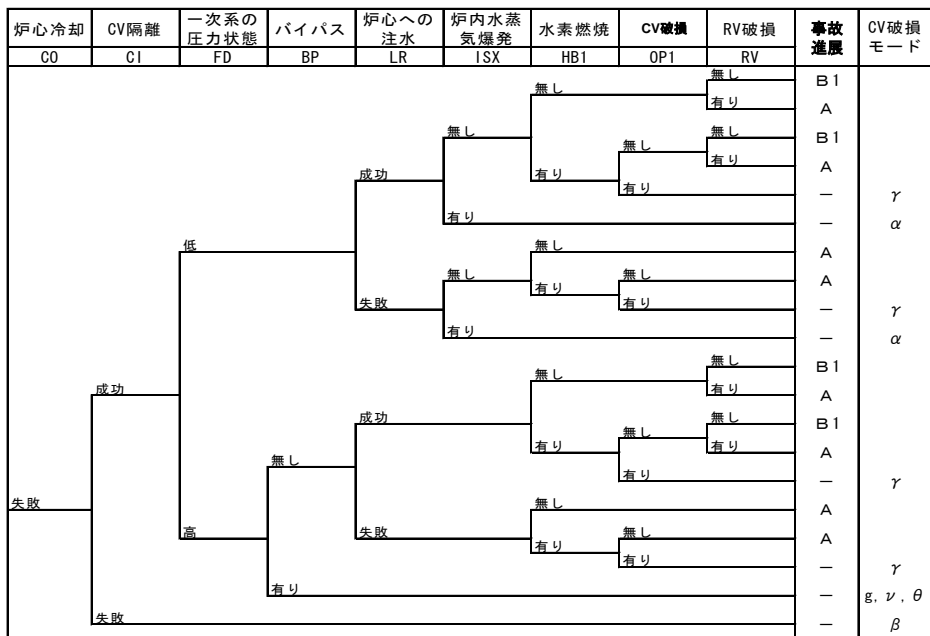
表4 PDSの略語の説明(格納容器内事故進展)

略号	事故の種類
D	格納容器内への燃料取替用水ピット水の注水がなく、格納容器スプレイ系不動作
W	格納容器内への燃料取替用水ピット水の注水があり、格納容器スプレイ系(再循環)不動作
I	格納容器スプレイ系作動
C	格納容器先行破損

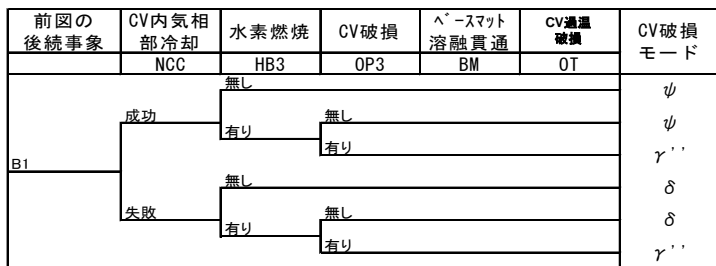
4. 3 事故シーケンスの分析

●格納容器ET

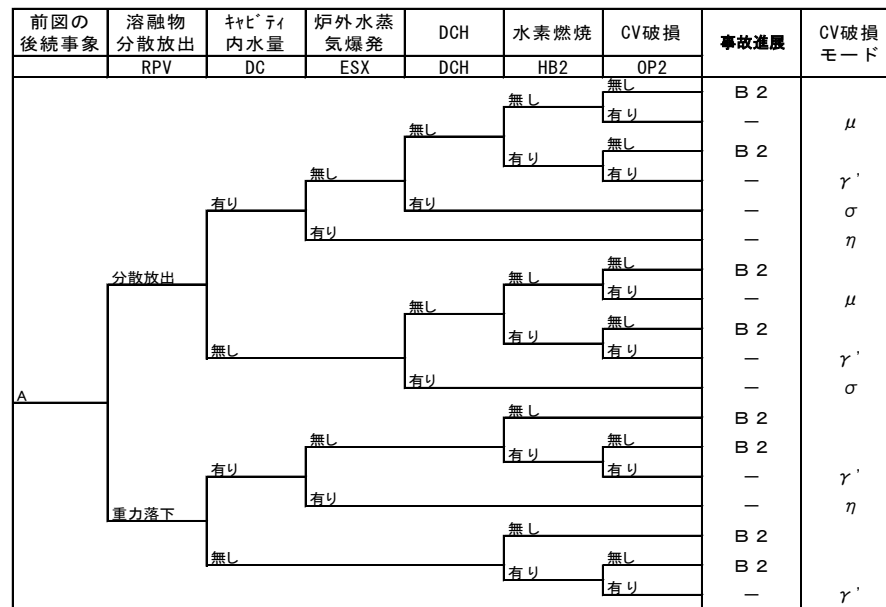
炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象と事故緩和手段を考慮して、以下に示すとおり格納容器ETを構築する。



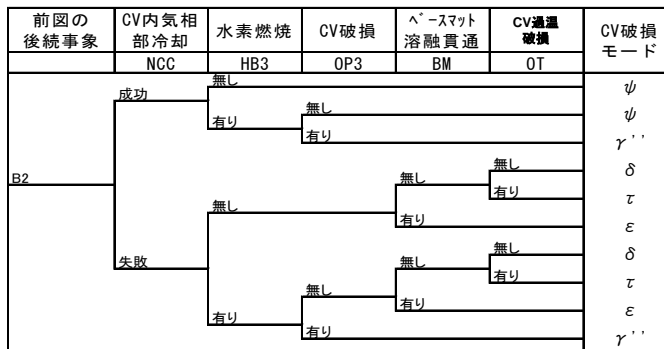
A: 原子炉容器破損有り
B1: 原子炉容器破損無し



B1: 原子炉容器破損無し



B2: 原子炉容器破損有り



B2: 原子炉容器破損有り

(注1) 事故進展の一は、その時点での格納容器破損を意味する。

(注2) 格納容器破損モード:
 α = 原子炉容器内での水蒸気爆発による破損
 β = 格納容器隔離失敗
 γ、γ'、γ'' = 水素燃焼または水素爆発による格納容器過圧破損
 δ = 水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による準静的な過圧による破損
 ε = デブリ・コンクリート相互作用によるベースマツト溶融貫通
 θ = 水蒸気蓄積による準静的な加圧による格納容器先行破損
 η = 格納容器内での水蒸気爆発または水蒸気スパイクによる破損
 σ = 格納容器雰囲気直接加熱による破損
 g = 蒸気発生器伝熱管破損後の炉心損傷による格納容器バイパス
 ν = 余熱除去系隔離弁LOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス
 μ = デブリの格納容器構造物への直接接触による格納容器破損
 τ = 格納容器貫通部過温破損
 ψ = 格納容器が健全に維持され、事故が収束

4. 4 分岐確率の定量化 (1 / 5)

● 事故進展解析

格納容器ETの各分岐確率を設定するために事故進展解析を実施した。

- ・解析対象PDS:
 - ①全CDFへの寄与の観点からSED (88.6%)、TED (4.8%)、TEI (5.7%)を選定
 - ②事故進展が早く他のPDSによる解析からの推定が困難であるAED、AEW、AEIを選定
- ・解析対象事故シーケンスの選定:PDSごとに、そのPDSを代表する事故シーケンスを選定

【解析例】

解析対象PDS: SED

解析対象事故シーケンス: 小LOCA + ECCS注入失敗 + CVスプレイ注入失敗

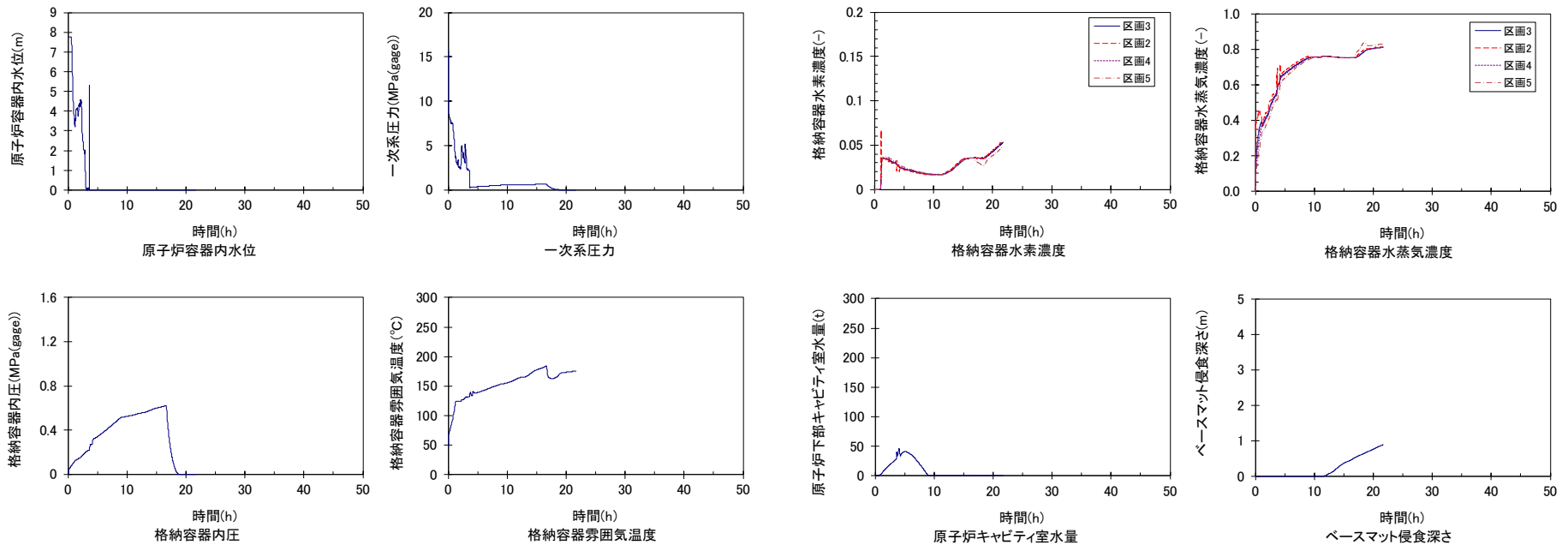


図 事故シーケンスの解析結果 (SED)

4. 4 分岐確率の定量化 (2 / 5)

●分岐確率の設定例

事故進展解析結果等を踏まえ、格納容器ETの各分岐確率を設定した。

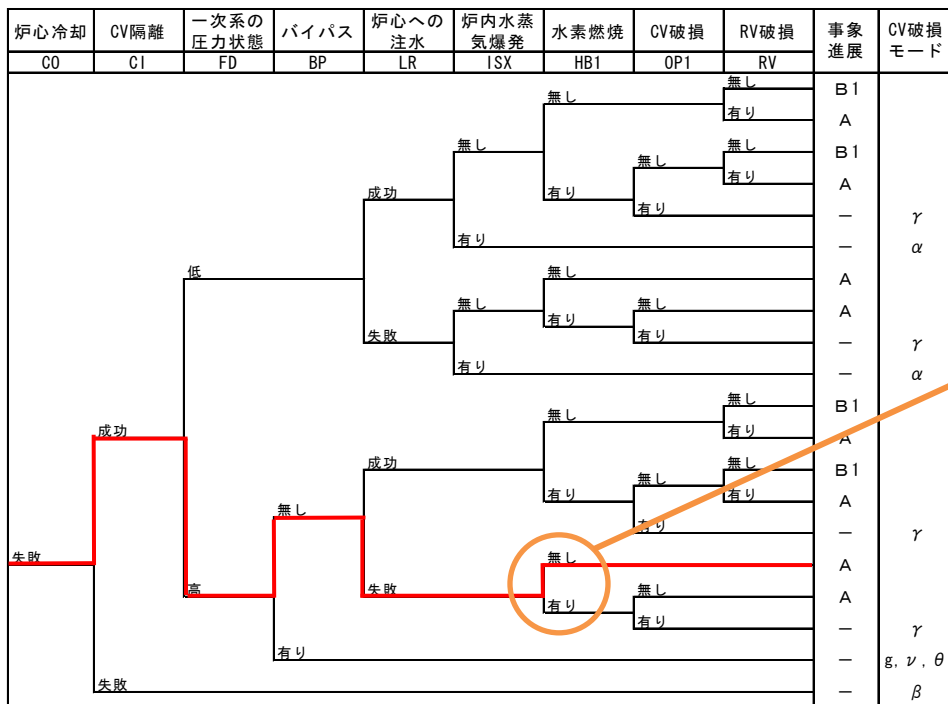


表 分岐確率の設定例(水素燃焼)

発生条件	分岐確率
[]	[]
[]	[]
[]	[]

SEDの事故進展解析結果より、水素濃度は事故早期から事故後期にかけて4%未満であると判断できるため、水素燃焼の発生確率(分岐確率)を0.01に設定

【分岐確率の考え方】(例:水素燃焼)

- ・水素濃度8%以上で完全燃焼領域に入ることから、[]とし、分岐確率を[]とする。
- ・水素の可燃限界は水素濃度4%、水蒸気濃度55%であり、[]では基本的には[]とする。
- ・水素濃度及び水蒸気濃度は事故進展解析結果を参照する。

4. 4 分岐確率の定量化（3 / 5）

- NUREG/CR-4700の手法を参考に、シビアアクシデント現象に関する知見や事故進展解析結果及び工学的判断により、PDS毎に定量的な分岐確率を設定する。事故早期のヘディング分岐確率の設定の考え方を以下に示す。

表 ヘディングの分岐確率設定の考え方(事故早期)

ヘディング	発生条件と分岐確率設定の考え方
炉心冷却	炉心の冷却に失敗する場合であり、全ての炉心損傷状態に対して、炉心冷却失敗を設定する。
格納容器隔離	NUREGレポート等の文献に記載の国内PWRプラントと同じ大型ドライ型PWRプラントにおける知見から分岐確率を設定する。
1次系の圧力状態	NUREGレポート等の文献から、1次系の圧力状態により分岐確率を設定する。
バイパス	NUREGレポート等の文献に基づき定量化して設定する。設定に当たっては、1次系圧力バウンダリの健全性、CVバイパス、先行破損の有無を考慮する。
炉心への注水	レベル1PRAのCDFに基づき設定する。低圧シーケンス(A**)では高圧/低圧再循環に失敗する確率を設定する。一方、中高圧シーケンス(S**, T**)では、注水失敗確率を1とする。
炉内水蒸気爆発	国内外の専門家による評価をもとに、水蒸気爆発により格納容器破損に至る確率を設定する。1次系の圧力状態等を考慮して設定する。
水素燃焼	事故進展解析の結果を参照し、水素燃焼が発生する確率を設定する。
格納容器破損	水素濃度10%以下では火炎の伝播が遅いため、水素燃焼による格納容器破損の可能性は低い。また、水素濃度13%以上では水素爆轟が発生し、格納容器が破損する可能性が考えられる。このため、事故進展解析結果による発生水素濃度によりCV破損の確率を設定する。また、炉心損傷後に炉心への注水がある場合にはZr-水反応割合を考慮して設定する。
原子炉容器破損	TMI事故報告書等を参考に、原子炉容器が破損する確率を設定する。

4. 4 分岐確率の定量化（4 / 5）

- 原子炉容器破損直後のヘディング分岐確率の設定の考え方は以下のとおり。

表 ヘディングの分岐確率設定の考え方（原子炉容器破損直後）

ヘディング	発生条件と分岐確率設定の考え方
溶融物分散放出	国内外の実験等から原子炉容器破損時、溶融物の格納容器ドーム部への噴出が防止できる1次系圧力がおよそ2.0MPaG以下であることを判断基準として採用し、分岐確率は事故進展解析による圧力算出により設定する。大破断および中破断LOCAでは1次系が低圧なため分散放出は起こらないとする。
キャビティ内水量	事故進展解析の知見により、原子炉下部キャビティへの水の持込の有無の観点から設定する。また、プラント損傷状態によっては、従前のヘディングの成否や不確かさを考慮して、分岐確率を設定する。
炉外水蒸気爆発	実験の結果から炉外水蒸気爆発の発生確率は低いと考えられるが、格納容器破損の分岐確率を原子炉容器破損前の圧力状態を考慮して設定する。
CV内雰囲気直接加熱	原子炉下部キャビティへの水の持ち込み状態及びNUREGレポート等の文献をもとに不確かさを考慮し、格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損の分岐確率を設定する。
水素燃焼	原子炉容器破損直後に水素燃焼が発生する分岐確率を設定する。事故早期の水素燃焼の有無に着目して分岐確率を設定する。
格納容器破損	格納容器への負荷により格納容器破損が起きる場合の確率を設定する。また、格納容器直接接触による格納容器破損については、BWR Mark I 特有の問題と捉えられていること等を考慮して設定する。

4. 4 分岐確率の定量化 (5 / 5)

- 事故後期のヘディング分岐確率の設定の考え方は以下のとおり。

表 ヘディングの分岐確率設定の考え方(事故後期)

ヘディング	発生条件と分岐確率設定の考え方
格納容器内気相部冷却	格納容器除熱(格納容器スプレイ)に失敗する場合、あるいは格納容器除熱に成功してもデブリ冷却に失敗した場合に格納容器内気相部冷却が失敗したと判断する。デブリの冷却性としては、溶融物の分散の有無、溶融物の落下時の冠水状態、デブリが長期冷却されることの不確かさを考慮する。CV除熱機能はプラント損傷状態(CVへの水の持込の有無等)を考慮して設定する。
水素燃焼	事故進展解析の結果等を踏まえて、事故後期(格納容器破損後長期)に水素燃焼が発生する確率を設定する。
格納容器破損	事故進展解析の結果等を踏まえて、格納容器の負荷によって格納容器が破損する確率を設定する。
ベースマツト溶融貫通	ベースマツト溶融貫通が格納容器過圧破損より先行して発生する確率を設定する。RV破損がない場合は本ヘディングの分岐は存在しないため、RV破損がある場合について考慮している。デブリの格納容器内分散やデブリの冠水により溶融貫通する可能性は小さくなることから、プラント損傷状態(CVへの水の持込の有無等)を考慮して設定する。
格納容器過温破損	格納容器過温破損が格納容器過圧破損より先行して発生する確率を設定する。RV破損がない場合は本ヘディングの分岐は存在しないため、RV破損がある場合について考慮している。デブリ分散量とキャビティ内水量の観点からプラント損傷状態(CVへの水の持込等)を考慮して設定する。

4. 5 内部事象レベル1.5PRAの評価結果（1 / 4）

●内部事象レベル1.5PRAの結果を下図及び下表に示す。

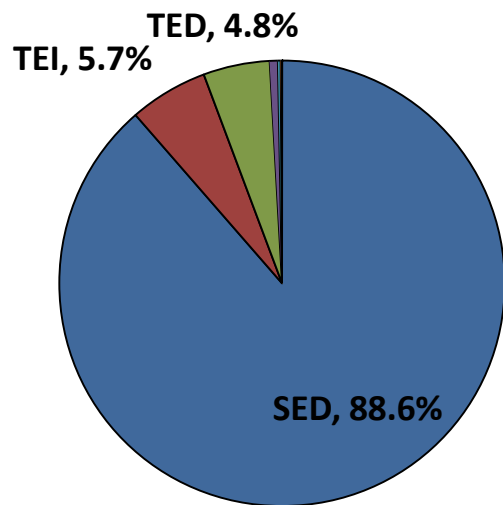
- ・内部事象レベル1.5PRAでは、格納容器破損頻度（以下、「CFF」という。）は $2.1E-04$ ／炉年と評価された。
- ・PDS別で見ると、CDF寄与割合において、SED, TED, TEIの3つで約99%と支配的であった。
- ・このうち、格納容器スプレイ系による格納容器内除熱が継続されるPDS (TEI) では条件付き格納容器破損確率が減少するため、CFFの観点から見ると、SED及びTEDの2つのPDSの寄与が大きくなっている。

《代表的な事故シーケンス》

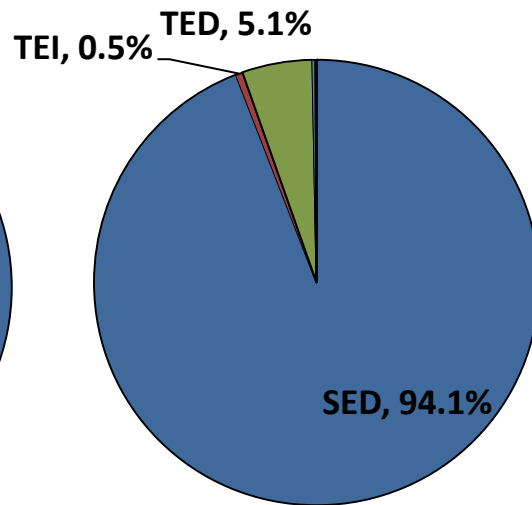
SED: 原子炉補機冷却水喪失 + RCPシールLOCA

TED: 手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗

TEI: 手動停止 + 補助給水失敗



PDS別CDF寄与割合

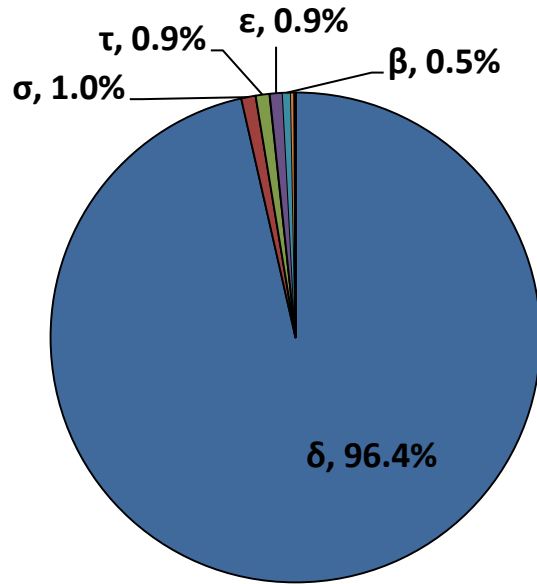


PDS別CFF寄与割合

プラント 損傷状態	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)	条件付き格納容器 破損確率(-)	格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
AED	5.3E-09	0.0	1.00	5.3E-09	0.0
AEW	6.8E-08	0.0	1.00	6.8E-08	0.0
AEI	4.3E-08	0.0	0.02	8.7E-10	0.0
ALC	2.0E-08	0.0	1.00	2.0E-08	0.0
SED	2.0E-04	88.6	1.00	2.0E-04	94.1
SEW	3.4E-09	0.0	1.00	3.4E-09	0.0
SEI	1.3E-06	0.6	0.01	7.3E-09	0.0
SLW	1.7E-07	0.1	1.00	1.7E-07	0.1
SLI	3.7E-09	0.0	0.01	2.1E-11	0.0
SLC	6.2E-08	0.0	1.00	6.2E-08	0.0
TED	1.1E-05	4.8	1.00	1.1E-05	5.1
TEW	1.3E-08	0.0	1.00	1.3E-08	0.0
TEI	1.3E-05	5.7	0.08	1.0E-06	0.5
V	3.0E-11	0.0	1.00	3.0E-11	0.0
G	3.9E-07	0.2	1.00	3.9E-07	0.2
合計	2.3E-04	100.0	0.94	2.1E-04	100.0

4. 5 内部事象レベル1.5PRAの評価結果 (2 / 4)

- 破損モード別のCFF寄与割合を下図及び下表に示す。
 - ・ δ モード(水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)が96.4%となった。
 - ・これは支配的なPDSであるSEDの寄与割合とほぼ同じであった。



破損モード別CFF寄与割合

破損モード別	格納容器破損頻度 (／炉年)	寄与割合 (%)
δ (水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損)	2.0E-04	96.4
σ (格納容器雰囲気直接加熱)	2.0E-06	1.0
τ (過温破損)	2.0E-06	0.9
ϵ (ベースマツト溶融貫通)	1.8E-06	0.9
β (格納容器隔離失敗)	1.1E-06	0.5
g (蒸気発生器伝熱管破損)	4.5E-07	0.2
θ (水蒸気蓄積による格納容器先行破損)	8.2E-08	0.0
γ'' (水素燃料(事故後期))	6.7E-08	0.0
μ (溶融物直接接触)	2.0E-08	0.0
α (原子炉容器内水蒸気爆発)	1.7E-09	0.0
η (原子炉容器外水蒸気爆発)	1.3E-09	0.0
γ (水素燃焼(事故早期))	3.5E-10	0.0
γ' (水素燃焼(原子炉容器破損直後))	3.3E-10	0.0
ν (インターフェイスシステムLOCA)	3.0E-11	0.0
合計	2.1E-04	100.0

4. 5 内部事象レベル1.5PRAの評価結果 (3 / 4)

●評価結果の分析

SED (CFF: 2.0E-04 / 炉年、寄与割合: 94.1%)

代表的なシーケンス: 補機冷却水の喪失 + RCPシールLOCA (寄与割合: 99.5%)

- ・RCPシールLOCAにより小破断LOCA相当の漏えい量で1次冷却材が流出して、炉心損傷に至る。
- ・その後もECCSによる炉内への燃料取替用水ピット水の持ち込みがなく、格納容器スプレイ系による格納容器内除熱にも期待できない。
- ・格納容器内に崩壊熱のエネルギーが蓄積していくことで格納容器破損に至るが、格納容器貫通部の過温破損やベースマツト熔融貫通に至る前に格納容器圧力が格納容器の最高使用圧力の2倍に到達することで、過圧破損に至る。

●レベル1.5PRAの評価結果に影響が大きい機器の抽出

レベル1.5PRAでは重要度解析は実施していないものの、レベル1PRAで算出されたCDFをPDS別に整理して、CFF評価のインプットとしており、特にSA対策を考慮しない(条件付き格納容器破損確率が高い)条件下では、レベル1PRA結果に強く依存する。ここでは、CDFに対して支配的な δ モードについて考察する。

過圧破損 (δ モード)

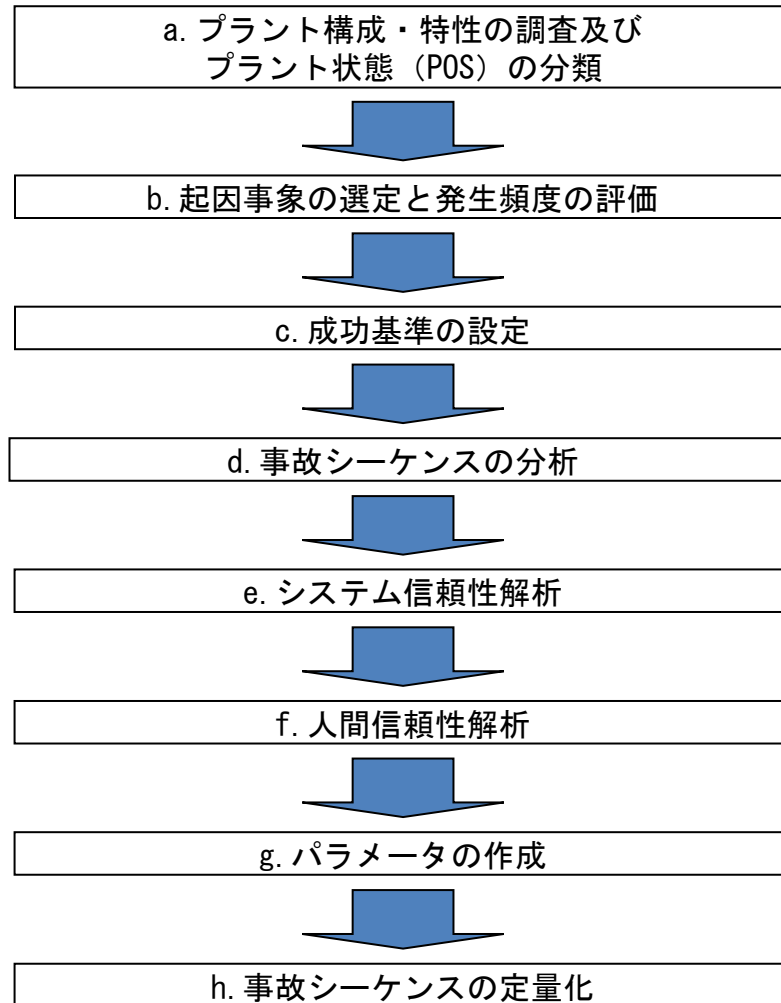
過圧破損 (δ モード)についてPDSで分類した場合CDFの約95%がSEDであり、SEDの支配的な事故シーケンスである「補機冷却水の喪失 + RCPシールLOCA」では、レベル1PRAの重要度解析結果を踏まえると、レベル1PRAの安全機能のサポート機能喪失(補機冷却機能)の場合と同様にRCPシールLOCA発生時の寄与が支配的になると考えられる。

- 内部事象レベル1.5PRAの評価結果等を踏まえ、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定を実施した。

- 選定プロセスを「泊発電所3号機 事故シーケンスグループ及び評価事故シーケンスの選定について」の「2. 格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モード及び評価事故シーケンスのシーケンスの選定について」に示す。

停止時レベル 1 PRAの評価

5. 1 停止時レベル 1 PRAの評価フロー



- ・ 泊発電所 3 号機のプラント構成・特性を調査し、プラント状態を分類する。
- ・ 既往のPRA、泊発電所 3 号機の特徴を踏まえて、炉心損傷に至る可能性のある事象を選定し、その発生頻度を定量化する。
- ・ 炉心損傷の防止に必要な緩和機能を成功基準として設定する。
- ・ イベントツリーのヘディングにおける分岐の有無を考慮して、事故シーケンスを網羅的に展開する。
- ・ イベントツリーのヘディングの分岐確率を設定するためにフォールトツリーによるシステム信頼性解析を実施する。
- ・ 人的過誤を考慮した人間信頼性解析を実施し、システム信頼性解析に反映させる。
- ・ システム信頼性解析で使用する機器故障率、待機除外確率等のパラメータを作成する。
- ・ 炉心損傷に至る事故シーケンスの定量化を行う。

5. 2 泊発電所の運転停止中のプラント状態の分類 (1 / 2)

● 評価対象期間の設定

- ・停止時においては、プラント状態の変化に伴い、機器の状態やパラメータが推移する。
- ・プラントの運転状態、崩壊熱レベル、1次冷却材のインベントリ(水位)、1次系の開放状態等の観点から、評価対象期間をプラント状態(以下、「POS」という。)に分類して評価を行う。

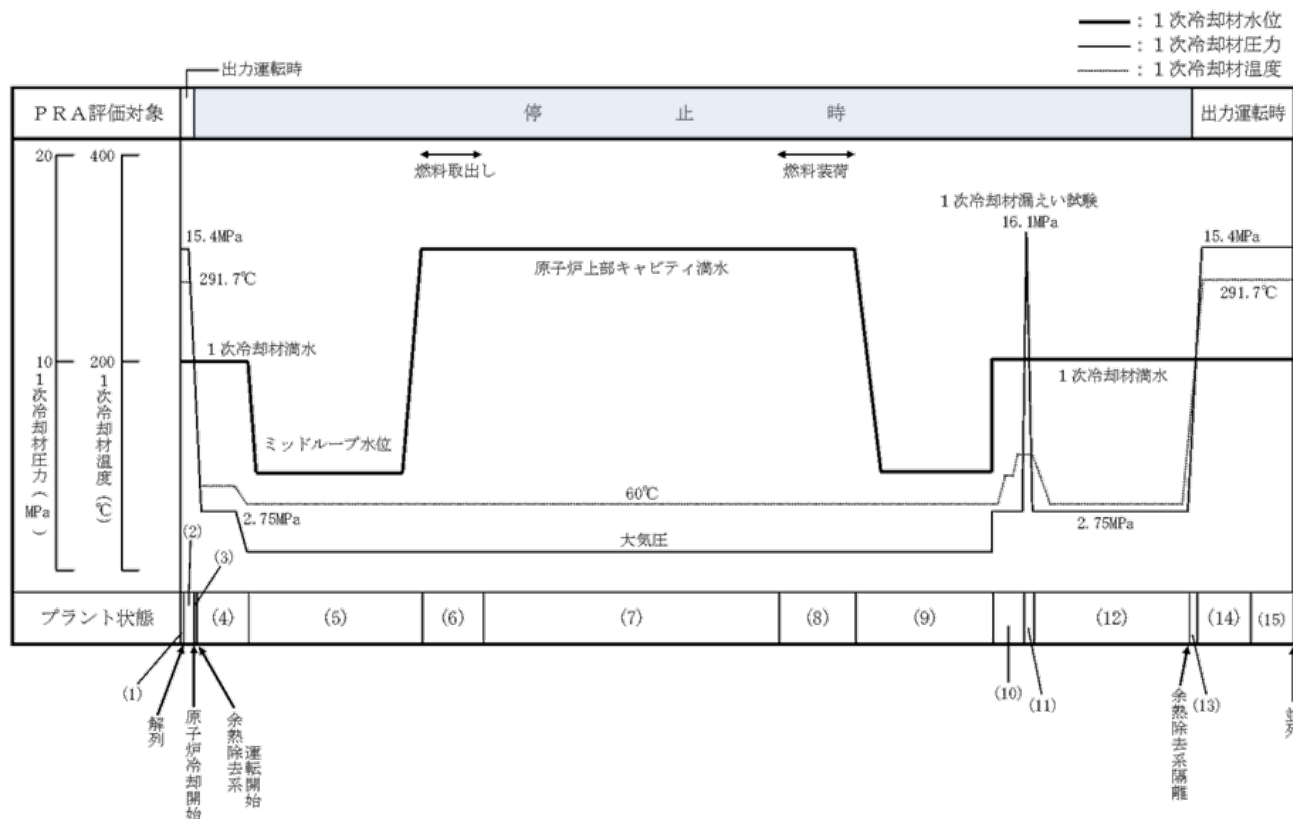


図 PWRの標準的な定期検査時のプラント状態の推移

POS1	部分出力運転状態
POS2	高温停止状態 (ECCS自動起動信号ブロックまで)
POS3	高温停止状態 (ECCS自動起動信号ブロック以降)
POS4	余熱除去系による冷却状態① (1次冷却系は満水状態)
POS5	余熱除去系による冷却状態② (ミッドループ運転状態)
POS6	原子炉上部キャビティ満水状態① (燃料取出時)
POS7	燃料取り出し状態 (燃料が原子炉容器内にない状態)
POS8	原子炉上部キャビティ満水状態② (燃料装荷時)
POS9	余熱除去系による冷却状態③ (ミッドループ運転状態)
POS10	余熱除去系による冷却状態④ (1次冷却系は満水状態)
POS11	1次冷却系の漏えい試験
POS12	余熱除去系による冷却状態⑤ (1次冷却系は満水状態)
POS13	余熱除去系隔離から高温停止状態 (ECCS自動起動信号ブロック解除まで)
POS14	高温停止状態 (ECCS自動起動信号ブロック解除以降)
POS15	部分出力運転状態

- ・出力時PRA及び停止時PRAにおける評価対象期間の境界は、「ECCS自動起動信号の手動ブロック」及び「ECCS自動起動信号のブロック解除」の時点である。
- ・従って、停止時PRAとしては、POS1、2、14、15は評価対象外とした。

5. 2 泊発電所の運転停止中のプラント状態の分類 (2 / 2)

●POSの設定

- ・停止時においては、運転状態の推移により機器の状態が変化するため、適切に機器の状態を考慮した上で評価を実施する必要がある。
- ・考慮すべき重要な項目として、1次冷却系の酸化運転や蒸気発生器伝熱管点検等のために実施する「ミッドループ運転」期間があること及び設備の点検／試験により緩和機能が片系列しか使用できず、安全機能の信頼度が低下する時期があること等があげられる。
- ・今回の評価においては、事故シーケンス選定の観点から保安規定の要求事項に基づいて設備の待機状態を設定した。

表 定期検査時のプラント状態と主要工程の推移

 : 本評価対象

プラント状態 (第1回定検)	(3)高温停止 状態	(4)余熱除去系 による 冷却状態①	(5)余熱除去系 による 冷却状態②	(6)原子炉上部 キャビティ 満水状態	(7)燃料取り出し 状態	(8)原子炉上部 キャビティ 満水状態	(9)余熱除去系 による 冷却状態③	(10)余熱除去系 による 冷却状態④	(11)1次冷却系 の漏えい試験	(12)余熱除去系 による 冷却状態⑤	(13)高温停止 状態
各プラント状態の 継続時間(h)	18.2	66.0	121.1	70.3	530.1	87.8	172.8	177.2	17.7	85.3	11.5
主要工程	RCS降温	原子炉容器開放		燃料取出	1次系弁・ ポンプ点検	燃料装荷	原子炉容器組立		RCS漏えい試験	起動試験	
原子炉冷却 材保有水量 (水位)	1次冷却系満水	ミッドループ		原子炉上部キャビティ満水			ミッドループ		1次冷却系満水		
電源系	(本評価対象)										
ディーゼル 発電機	A	(本評価対象)					(本評価対象)				
	B	(本評価対象)		(本評価対象)							
原子炉 補機冷 却水系	A	(本評価対象)					(本評価対象)				
	B	(本評価対象)		(本評価対象)							
余熱除 去系	A	(本評価対象)					(本評価対象)				
	B	(本評価対象)					(本評価対象)				

※高圧POS3、11、13については、事故シーケンスは出力運転時にて包絡できると判断し、本評価対象外とした。

※十分な時間余裕があるPOS6、8及び燃料取り出し状態であるPOS7については本評価対象外とした。

5. 3 イベントツリーによる事故シーケンスの分析（1 / 2）

●起因事象の抽出と発生頻度の設定

- ①起因事象の抽出：既往のPRA研究で選定された起因事象について調査、マスターロジックダイアグラムによる分析、当該プラント及び他の国内プラントのトラブル事例の調査
- ②発生頻度の設定：出力時及び停止時の運転実績並びにシステム解析により発生頻度を設定した。

表 考慮している起因事象の比較

起因事象	NSAC-84(Zion)	NUREG/CR-5015(Zion)	フランスPRA※1.2	JNES 検討※3	本評価 (泊3号機)
1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失(配管破断)	—	—	○	—	—
1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失(弁の誤開)	○	○	—	○	○
インターフェイスシステムLOCA	—	—	○	—	—
2次系破断	—	—	○	—	—
SGTR	—	—	○	—	—
ヒートシンク喪失	—	—	○	—	○(補機冷却水の喪失)
主給水流量喪失	—	—	○	—	—
外部電源喪失	○(余熱除去機能喪失で評価)	○	○	○	○
過渡事象	—	—	○	—	—
反応度の誤投入	—	—	○	○	○
余熱除去機能喪失	○	○	—	○	○
低温過加圧	○	—	—	—	—
水位維持失敗／オーバードレン	—	—	—	○	○

表 選定した起因事象と発生頻度

起因事象	発生頻度
余熱除去システムの故障(注)	5.8E-08/h
1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失	8.2E-07/h
水位維持失敗	4.1E-06/炉年
オーバードレン	4.1E-06/炉年
外部電源喪失	5.5E-07/h
補機冷却水の喪失	2.3E-08/h
反応度の誤投入	3.1E-08/炉年

(注)余熱除去システムの故障は、運転中のA系の故障に加えて、待機中のB系による冷却失敗も含む。

※1：IPSN, "A Probabilistic Safety Assessment of the Standard French 900 MWe Pressurized Water Reactor", Main Report, April 1990.
 ※2：EDF, "A Probabilistic Safety Assessment of Reactor Unit 3 in the Paluel Nuclear Power Centre(1300 MWe)", Overall Report, May 31, 1990.
 ※3：JNES, "JNESにおけるPSA手法の標準化＝停止時内の事象レベル1 PSA手法＝に関する報告書", 別冊1, 平成20年8月

5. 3 イベントツリーによる事故シーケンスの分析（2 / 2）

- 炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等をETで分析し、炉心損傷に至るすべての事故シーケンスを抽出した。

余熱除去システムの故障			炉心損傷カテゴリー
			余熱除去機能喪失
外部電源喪失	非常用所内電源	余熱除去系による冷却	炉心損傷カテゴリー
			成功
			余熱除去機能喪失
			安全機能のサポート機能喪失 (電源機能)
補機冷却水の喪失			炉心損傷カテゴリー
			安全機能のサポート機能喪失 (補機冷却機能)
反応度の誤投入			炉心損傷カテゴリー
			未臨界維持機能喪失

5. 4 停止時レベル1 PRA評価結果 (1 / 7)

- 停止時レベル1 PRA評価結果を下表に示す。
停止時レベル1 PRAでの、全CDFは6.0E-04/炉年と評価された。

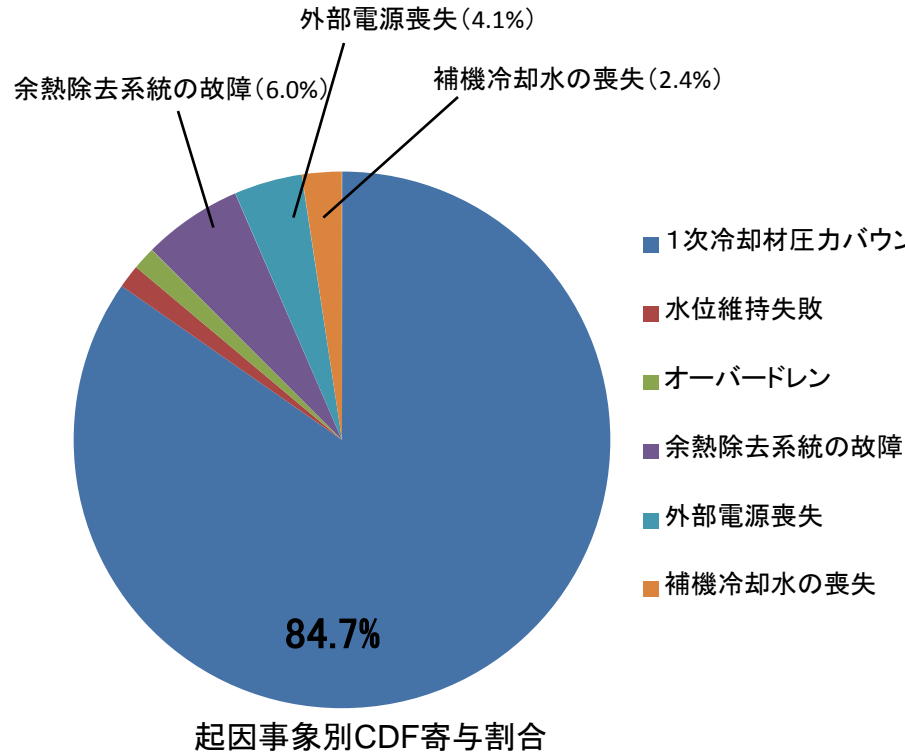
表 プラント状態別のCDF

プラント状態		継続時間 (hr)	1次冷却材 圧力バウンダリ 機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去系統 の故障	外部電源喪失	補機冷却水 の喪失	反応度の 誤投入	合計(/炉年) (寄与割合(%))
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS4	66	5.4E-05	/	/	3.8E-06	2.6E-06	1.5E-06	/	6.2E-05 (10.3)
余熱除去系による冷却状態 (RCS部分ドレン状態、 ミッドループ運転状態)	POS5	121.1	9.9E-05	4.1E-06	4.1E-06	7.1E-06	4.8E-06	2.8E-06	/	1.2E-04 (20.3)
余熱除去系による冷却状態 (RCS部分ドレン状態、 ミッドループ運転状態)	POS9	172.8	1.4E-04	4.1E-06	4.1E-06	1.0E-05	6.9E-06	4.0E-06	/	1.7E-04 (28.4)
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS10	177.2	1.5E-04	/	/	1.0E-05	7.1E-06	4.1E-06	/	1.7E-04 (27.7)
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS12	85.3	7.0E-05	/	/	5.0E-06	3.4E-06	2.0E-06	/	8.0E-05 (13.3)
高温停止状態	POS14 (注)	37.1	/	/	/	/	/	/	/	3.1E-08 (0.0)
合計(/炉年) (寄与割合(%))			5.1E-04 (84.7)	8.2E-06 (1.4)	8.2E-06 (1.4)	3.6E-05 (6.0)	2.5E-05 (4.1)	1.4E-05 (2.4)	3.1E-08 (0.0)	6.0E-04

(注) POS14は、停止時PRAの評価対象外であるが、反応度の誤投入については、本POSで発生の可能性があるので、反応度の誤投入のみ特別に本POSを評価対象とした。

5. 4 停止時レベル 1 PRA評価結果 (2 / 7)

●起因事象別のCDF寄与割合は以下のとおりである。

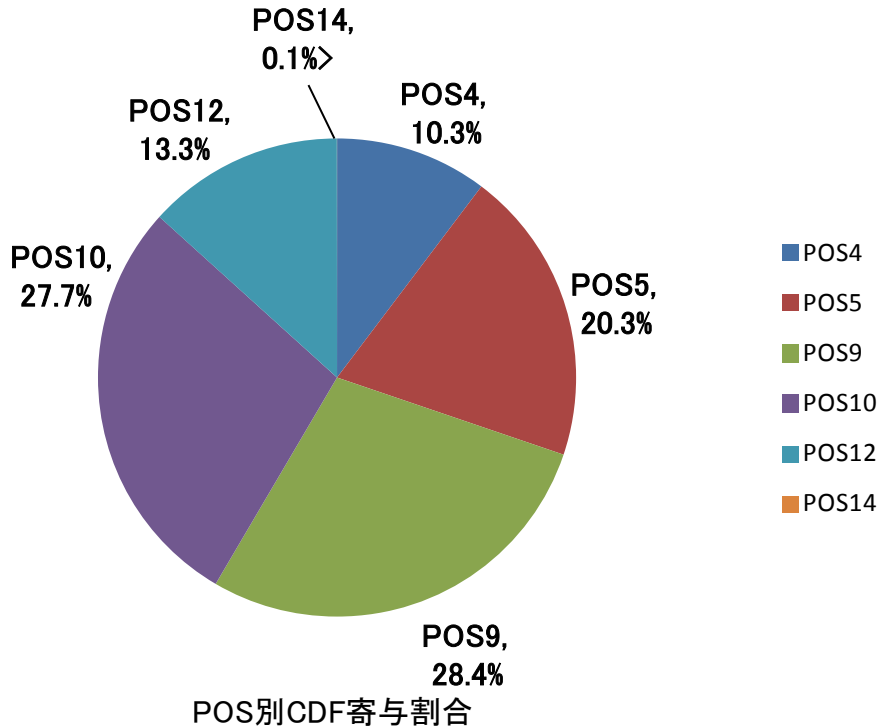


プラント状態	継続時間 (hr)	1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去システムの故障	外部電源喪失	補機冷却水の喪失	反応度の誤投入	合計(/炉年) (寄与割合(%))	
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS4	66	5.4E-05	/	/	3.8E-06	2.6E-06	1.5E-06	6.2E-05 (10.3)	
余熱除去系による冷却状態 (RCS部分ドレン状態、ミッドループ運転状態)	POS5	121.1	9.9E-05	4.1E-06	4.1E-06	7.1E-06	4.8E-06	2.8E-06	1.2E-04 (20.3)	
余熱除去系による冷却状態 (RCS部分ドレン状態、ミッドループ運転状態)	POS9	172.8	1.4E-04	4.1E-06	4.1E-06	1.0E-05	6.9E-06	4.0E-06	1.7E-04 (28.4)	
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS10	177.2	1.5E-04	/	/	1.0E-05	7.1E-06	4.1E-06	1.7E-04 (27.7)	
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS12	85.3	7.0E-05	/	/	5.0E-06	3.4E-06	2.0E-06	8.0E-05 (13.3)	
高温停止状態	POS14 (注)	37.1	/	/	/	/	/	/	3.1E-08 (0.0)	
合計(/炉年) (寄与割合(%))			5.1E-04 (84.7)	8.2E-06 (1.4)	8.2E-06 (1.4)	3.6E-05 (6.0)	2.5E-05 (4.1)	1.4E-05 (2.4)	3.1E-08 (0.0)	6.0E-04

- ・1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失による炉心損傷が全体の84.7%を占める。
- ・緩和策がなく、起因事象発生頻度が比較的高い1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失による寄与が大きい。

5. 4 停止時レベル 1 PRA評価結果 (3 / 7)

●POS別のCDF寄与割合は以下のとおりである。

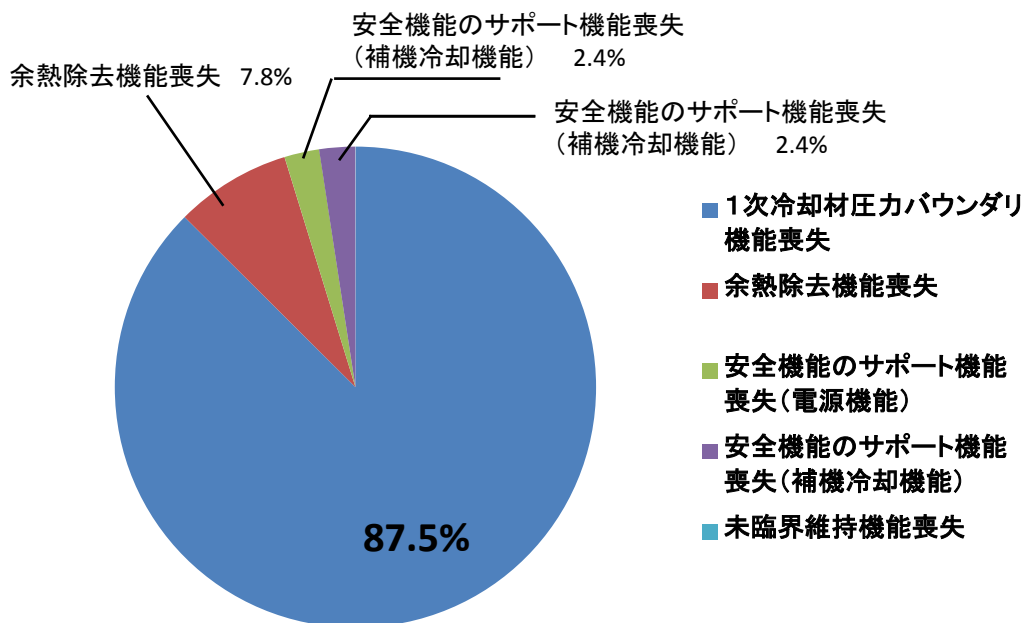


プラント状態	継続時間 (hr)	1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失	水位維持失敗	オーバードレン	余熱除去系統の故障	外部電源喪失	補機冷却水の喪失	反応度の誤投入	合計(炉年) (寄与割合 (%))	
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS4	66	5.4E-05	/	/	3.8E-06	2.6E-06	1.5E-06	6.2E-05 (10.3)	
余熱除去系による冷却状態 (RCS部分ドレン状態、ミッドループ運転状態)	POS5	121.1	9.9E-05	4.1E-06	4.1E-06	7.1E-06	4.8E-06	2.8E-06	1.2E-04 (20.3)	
余熱除去系による冷却状態 (RCS部分ドレン状態、ミッドループ運転状態)	POS9	172.8	1.4E-04	4.1E-06	4.1E-06	1.0E-05	6.9E-06	4.0E-06	1.7E-04 (28.4)	
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS10	177.2	1.5E-04	/	/	1.0E-05	7.1E-06	4.1E-06	1.7E-04 (27.7)	
余熱除去系による冷却状態 (RCS満水状態)	POS12	85.3	7.0E-05	/	/	5.0E-06	3.4E-06	2.0E-06	8.0E-05 (13.3)	
高温停止状態	POS14 (注)	37.1	/	/	/	/	/	/	3.1E-08 (0.0)	
合計(炉年) (寄与割合 (%))			5.1E-04 (84.7)	8.2E-06 (1.4)	8.2E-06 (1.4)	3.6E-05 (6.0)	2.5E-05 (4.1)	1.4E-05 (2.4)	3.1E-08 (0.0)	6.0E-04

- ・継続時間の長いPOS5、POS9、POS10の寄与が大きい。
- ・緩和手段が乏しい本評価では、CDFが継続時間に強く依存する。そのため、継続時間が比較的長く、かつ時間余裕が小さいミッドループ時 (POS5、POS9) が評価上厳しいものとなっている。

5. 4 停止時レベル 1 PRA評価結果 (4 / 7)

●炉心損傷カテゴリ別のCDF寄与割合は以下のとおりである。



炉心損傷カテゴリ別CDF寄与割合

- ・1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失による炉心損傷が全体の87.5%を占める。
- ・緩和手段がなく、起因事象発生頻度が比較的高い1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失による寄与が大きい。

炉心損傷カテゴリ	事故シーケンス	POS	発生頻度 (/炉年)
1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失	1次冷却材圧力バウンダリ機能喪失	4	5.4E-05
		5	9.4E-05
		9	1.4E-04
		10	1.5E-04
		12	7.0E-05
	水位維持失敗	5	4.1E-06
		9	4.1E-06
	オーバードレン	5	4.1E-06
		9	4.1E-06
余熱除去機能喪失	余熱除去システムの故障+余熱除去冷却失敗	4	3.8E-06
		5	7.1E-06
		9	1.0E-05
		10	1.0E-05
		12	5.0E-06
	外部電源喪失+余熱除去系冷却失敗	4	1.1E-06
		5	2.1E-06
		9	3.0E-06
		10	3.0E-06
		12	1.5E-06
安全機能のサポート機能喪失 (電源機能)	外部電源喪失+非常用所内電源失敗	4	1.5E-06
		5	2.8E-06
		9	3.9E-06
		10	4.0E-06
		12	1.9E-06
安全機能のサポート機能喪失 (補機冷却機能)	補機冷却喪失	4	1.5E-06
		5	2.8E-06
		9	4.0E-06
		10	4.1E-06
		12	2.0E-06
未臨界維持機能喪失	反応度の誤投入	14	3.1E-08
合計			6.0E-04

5. 4 停止時レベル1 PRA評価結果 (5 / 7)

●主要なカットセットを下表に示す。

なお、「外部電源喪失」以外の起因事象には期待できる緩和手段がなく、ET分岐ヘディングが無いいため、「外部電源喪失」のみカットセットが存在する。

表 各事故シーケンスのCDFのカットセット一覧

事故シーケンス			非信頼度	寄与割合	上位10位までのカットセット	事象進展
起因事象	緩和手段	条件付き炉心損傷頻度				
外部電源喪失	非常用所内電源喪失	4.2E-02	1.0E-02	24%	①防火兼手動ダンパ401A戻し忘れ	A, B-ディーゼル発電機室給気ファン出口の当該ダンパ使用不能によりAディーゼル発電機室の換気機能が喪失し、ディーゼル発電機Aの使用不可により、A-安全補機閉閉器室給気ファンが使用できなくなる。また、B-安全補機閉閉器室給気ファンは解析上の仮定で待機除外としているため、安全補機閉閉器室の空調機能が喪失して交流電源を失うこととなり、炉心損傷に至る。
			1.0E-02	24%	②防火兼手動ダンパ404A戻し忘れ	A-清水タンク室排気ダクトの当該ダンパ使用不能によりディーゼル発電機室の換気機能が喪失し、ディーゼル発電機Aが使用不可となる。これ以降の事象進展は①と同様。
			1.0E-02	24%	③防火兼手動ダンパ405A戻し忘れ	A, B-ディーゼル発電機室給気ファン出口の当該ダンパ使用不能によりAディーゼル発電機補機室の換気機能が喪失し、ディーゼル発電機Aが使用不可となる。これ以降の事象進展は①と同様。
			2.3E-03	5%	④ディーゼル発電機A継続運転失敗	ディーゼル発電機Aの使用不可から炉心損傷に至る事象進展は①と同様。
			1.5E-03	4%	⑤ディーゼル発電機A起動失敗	④と同様。
			9.6E-04	2%	⑥防火兼手動ダンパ404A 閉塞	②と同様。
			9.6E-04	2%	⑦防火兼手動ダンパ405A 閉塞	③と同様。
			9.6E-04	2%	⑧防火ダンパ 407A閉塞	A-ディーゼル発電機室排気ダクトの当該ダンパ使用不能によりAディーゼル発電機室の換気機能が喪失し、ディーゼル発電機Aが使用不可となる。これ以降の事象進展は①と同様。
			3.8E-04	0.9%	⑨D/IカードS3424機能喪失	当該D/Iカードの機能喪失によりBOシーケンス信号が両トレンとも発信せずDG両系が使用不能となり、交流電源を失った結果、炉心損傷に至る。
			2.4E-04	0.6%	⑩蓄電池A機能喪失	ディーゼル発電機Aが起動できなくなる。ディーゼル発電機Aの使用不可以降の事象進展は①と同様。
外部電源喪失	余熱除去系による冷却失敗	3.1E-02	3.0E-02	96.5%	①診断失敗	異常発生時の診断に失敗した結果、余熱除去系両系の手動起動に失敗し、炉心損傷に至る。
			5.0E-04	2%	②余熱除去ポンプA, B起動操作失敗CCF	余熱除去系の手動起動に失敗し、炉心損傷に至る。
			8.0E-05	0.3%	③制御用空気圧縮機A起動失敗	制御用空気圧縮機Aが使用できなくなることに加えて、制御用空気圧縮機Bは解析上の仮定で待機除外としているため、制御用空気系が喪失することにより余熱除去系の流量調整に失敗し、流量過多により空気を巻き込み余熱除去ポンプが停止する、或いは流量不足による炉心冷却が不十分となり、炉心損傷に至る。
			8.0E-05	0.3%	④原子炉補機冷却水ポンプA起動失敗	解析上の仮定でCCWポンプC及びDが待機除外としていることに加え、CCWポンプA又はBの何れかの使用不能によりCCWSが喪失するとしている。これにより、余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷に至る。
			8.0E-05	0.3%	⑤原子炉補機冷却水ポンプB起動失敗	④と同様。
			4.8E-05	0.2%	⑥原子炉補機冷却水ポンプA遮断器閉失敗	④と同様。
			4.8E-05	0.2%	⑦原子炉補機冷却水ポンプB遮断器閉失敗	④と同様。
			2.6E-05	0.1%	⑧原子炉補機冷却水ポンプA継続運転失敗	④と同様。
			2.6E-05	0.1%	⑨原子炉補機冷却水ポンプB継続運転失敗	④と同様。
			2.6E-05	0.1%	⑩制御用空気圧縮機A継続運転失敗	③と同様。

※(寄与割合) = (当該カットセットによるCDF) / (当該事故シーケンスのCDF)

5. 4 停止時レベル1 PRA評価結果 (6 / 7)

●重要度解析

- ・全CDFに対するFV重要度を評価し、全CDFへの寄与の大きい因子を分析した。重要度は基事象単位で算出した。
- ・FV重要度の評価結果から、全CDFの要因の大部分は、緩和系の失敗ではなく、緩和系に期待できない起因事象の発生であることが、FV重要度の評価結果からわかった。

図 レベル1停止時PRA FV重要度(上位4位)

基事象	FV重要度※
診断失敗	0.067
(ディーゼル発電機室換気系)防火兼手動ダンパ404A戻し忘れ	0.0057
(ディーゼル発電機室換気系)防火兼手動ダンパ401A戻し忘れ	0.0057
(ディーゼル発電機室換気系)防火兼手動ダンパ405A戻し忘れ	0.0057

※全炉心損傷頻度に対する当該基事象のFV重要度

【結果の考察】

- ・「診断失敗」については、「外部電源喪失」及び「余熱除去システムの故障」の事象が発生した場合、その事象の発生を検知し適切なリカバリー操作を実施する必要があるが、この診断に失敗したことを意味している。本事象が生じた場合、「外部電源喪失」及び「余熱除去システムの故障」事象発生後、緩和系が有効に働かないことから炉心損傷に至る。
- ・「(ディーゼル発電機室換気系)防火兼手動ダンパ戻し忘れ」は、当該ダンパの戻し忘れ(開け忘れ)によりディーゼル発電機Aが使用不可となることでA-安全補機開閉器室給気ファンが使用できなくなり、また、B-安全補機開閉器室給気ファンは待機除外を仮定していることから、安全補機開閉器室の空調機能が喪失して交流電源を失うことを意味する。本事象が生じた場合、「外部電源喪失」事象後に交流電源が喪失して緩和系が有効に働かないことから炉心損傷に至る。

- 停止時レベル1 PRAの評価結果等を踏まえ、運転停止中原子炉における燃料破損防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループ及び評価事故シーケンスの選定を実施した。

- 選定プロセスを「泊発電所3号機 事故シーケンスグループ及び評価事故シーケンスの選定について」の「3. 運転停止中原子炉における燃料破損防止対策の有効性評価に係る運転停止中事故シーケンスグループ及び評価事故シーケンスの選定について」に示す。