

泊発電所 3 号機
PRA に係る補足説明について

平成 2 5 年 1 2 月
北海道電力株式会社

目 次

1. 内部事象出力時レベル 1
 - 1-1. 起因事象として RV 破損を除外する考え方について
 - 1-2. ATWS と他の起因事象における原子炉トリップの扱いについて
 - 1-3. SGTR および LOCA の発生頻度算出の考え方について
 - 1-4. 成功基準解析における使命時間の設定 (24 時間) について
 - 1-5. 加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA のイベントツリーへの考慮について
 - 1-6. 共通要因故障の MGL パラメータの扱いについて
 - 1-7. 余裕時間の設定について
 - 1-8. デジタル制御盤の PRA モデルへの考慮について
 - 1-9. インターフェイスシステム LOCA における PRA と有効性評価の想定について

2. 外部事象レベル 1
 - 2-1. 地震による起因事象の選定の考え方について
 - 2-2. 地震 PRA で用いたイベントツリーの考え方について
 - 2-3. 引き津波による影響について

3. 内部事象レベル 1. 5
 - 3-1. 事故進展解析の対象とした事故シーケンス選定の考え方について

4. 停止時レベル 1
 - 4-1. 考慮対象とする設備の考え方について
 - 4-2. 高圧時およびキャビティ満水時の POS 評価の除外理由について
 - 4-3. 機器の待機除外状態に対する考え方について

5. PRA において使用した評価ツールの妥当性について

6. 有効性評価で考慮したシナリオと PRA の結果について

7. 重大事故等対処設備による対応が困難な事象に対する考え方について

1. 内部事象出力時レベル1

1-1. 起因事象として RV 破損を除外する考え方について

日本原子力学会標準における考え方として、量的および定性的な分析の結果、発生の可能性が極めて低いか、又は発生を仮定してもその影響が限定される場合、又はPRAの使用目的からは必要がないと考えられる場合には、同定した起因事象を評価対象から除外してもよいとされている。

近年の知見（下記＜参考事項＞参照）によれば、原子炉容器の信頼性は十分に高く、内部事象に伴う原子炉容器破損の発生頻度評価は非常に低く 10^{-7} /年を下回っている。

一方、地震 PRA では原子炉容器も S クラス設計の設備の1つとして、その破損により炉心損傷に至る可能性を評価しており、今回の PRA 全体としては、原子炉容器破損も事故シナリオの検討において考慮されることとなる。

これらより、内部事象 PRA においては、原子炉容器破損を起因事象の対象から除外することは問題ないとする。

＜参考事項＞

RV 破損に係る知見として、WASH-1400 では、米国内外の原子力業界外の圧力容器、米国海軍、米国の商業用発電炉の圧力容器の損傷データを集計の結果から、ASME code Section III および XI に基づいて設計・管理された原子炉容器の損傷確率は 10^{-6} /年以下であり、ECCS の性能を超える規模の破損が生じる確率はさらに小さいと考え、原子炉破損容器の起因事象発生頻度として 10^{-7} /年としている。

国内 PWR の原子炉圧力容器は ASME code Section III および XI と同等の国内規格（告示 501 号、JSME 維持規格）に従って設計・管理されていることから、WASH-1400 のデータは適用可能と判断している。

米国での LOCA 発生頻度に関する最新文献の一つである NUREG-1829 (2008 年)には、複数の専門家意見に基づいた LOCA 発生頻度の推定値がまとめられている。NUREG-1829 では、確率論的破壊力学 (PFM)、破壊力学、PRA の専門家の意見を集約した結果、破断サイズが等価直径 7 inch から 14 inch の原子炉圧力容器破損の発生頻度の中央値は約 10^{-8} /年、上限値は 10^{-7} /年より若干低いと推定している。

また、破断サイズの増加とともに発生頻度は低下するとの工学的判断から、等価直径 14 inch よりも大きな原子炉容器破損の発生頻度については更に低い値を推定している。

原子炉圧力容器破損は、その破損口が炉心部よりも下にあると ECCS による再冠水、冷却ができないことも考えられるが、破損口が炉心部よりも上に位置する場合、ECCS による緩和が可能である。保守的に、原子炉圧力容器の破損による大破断 LOCA 事象を一律に ECCS による事象ができない起因事象“原子炉圧力容器破損”と分類した場合でも、NUREG

文献を適用すれば、その発生頻度の上限値は 10^{-7} /年未満である。

また、原子炉容器が破損する要因の一つとして、PTS(**pressurized thermal shock**)事象が知られている。PTS 事象は、事故事象または過渡事象により原子炉容器が経験する温度・圧力変化により発生する事象である。

近年の米国における PTS 研究によると、運転中の PWR プラントの 80%以上では 60 年運転したとしても PTS 事象による原子炉容器破損頻度（貫通確率）は 10^{-8} /炉年以下と評価されており(NUREG-1827)、有意なリスク要因とは考えられていない。

1－2．ATWS と他の起因事象における原子炉トリップの扱いについて

内部事象出力時レベル1 PRA においては、いくつかの事象発生と原子炉トリップ失敗が重畳した場合を、起因事象としての「ATWS」として扱っている。

上記の考え方としては、以下のとおりである。

- 大破断 LOCA、中破断 LOCA では、炉心部での冷却材密度の低下が生じるため、原子炉トリップは不要として考慮していない。
- 手動停止は、原子炉トリップしていることが前提の起因事象であるため、手動停止における原子炉トリップ失敗は考慮していない。
- その他の起因事象に関しては、ATWS 発生時に1次冷却材の温度、圧力などの観点から事象推移が厳しく、ATWS 緩和設備の作動に期待する必要がある過渡事象のうち、過去に国内で発生実績のある事象を、ATWS 事象における「AT」として扱う。

(トリップそのものが外乱の事象、ATWS 緩和設備の機能に期待する必要のない過渡事象はATとして扱わない。)

安全審査指針に示されている異常な過渡変件事象のうち、ATWS 緩和設備の自動作動が期待されるのは下記の5事象である。

- (1) 原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き
- (2) 原子炉冷却材流量の部分喪失
- (3) 外部電源喪失
- (4) 主給水流量喪失
- (5) 負荷の喪失

上記のうち国内で過去に発生実績のある主給水流量喪失(5回)、外部電源喪失(9回(運転時、送電線の故障含む))、負荷喪失(20回)の実績からATの発生件数をカウントし、原子炉トリップ失敗確率を乗じることでATWSの発生頻度としている。

- その他の起因事象のうち、小破断 LOCA、SGTR、2次冷却系破断、補機冷却水喪失等では、原子炉トリップは必要な緩和機能ではあるが、発生実績がないか極めて少ないこと、また事象推移としても上記過渡事象と比べて厳しくないことから、ATWS におけるATの発生件数としてカウントしていない。

1-3. SGTR および LOCA の発生頻度算出の考え方について

起因事象としての LOCA は国内外共に過去に発生実績がないため、ループ数には関係なく日本と米国のプラントの運転経験年数を分母に、最も発生しやすいと考えられる小破断 LOCA の発生件数を 0.5 件として発生頻度を評価している。一方、SGTR は国内で 1 件 (1 本) の発生実績があり、その発生確率は伝熱管本数に比例すると考えられることから国内で運転されてきた PWR の蒸気発生器の伝熱管本数から定量化を行っている。

また、大中破断 LOCA の発生頻度の考え方について以下記載する。

WASH-1400 の考え方では、大破断 LOCA の発生頻度は、小破断 LOCA の発生頻度の 1/10 としている。WASH-1400 では、大破断に至るような損傷は 95% の確率で破損規模が小さいうちに検知できるとの GE および英国データにもとづき、配管破断事象のうち大破断 LOCA に進展するような破損の割合として 0.05 を想定している。このような、リークの検知確率と配管破断発生頻度に係る種々のデータに見られる傾向に基づき、小破断 LOCA (1/2 ~ 2inch) , 大破断 LOCA (6inch 以上) の発生頻度に 1/10 の比率を設定していると考えられる。

中破断 LOCA については、配管破断発生頻度に係る種々のデータに見られる傾向にもとづき、大破断 LOCA と小破断 LOCA の発生頻度を内挿することで発生頻度を推定している。(結果的に、中破断 LOCA の発生頻度は、小破断 LOCA の発生頻度と大破断 LOCA の発生頻度の相乗平均 (小破断 LOCA を上限、大破断 LOCA を下限として対数正規分布を想定した場合の中央値相当) となっている)。

国内 PWR プラントは W 社製米国 PWR プラントと RCS バウンダリの基本的な設計に差異はないことから、米国 WASH-1400 の考え方は、泊 3 号機の大破断 LOCA、中破断 LOCA の発生頻度の算出にも適用可能と考える。

1-4. 成功基準解析における使命時間の設定（24時間）について

事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づき、安定したプラント状態をもたらす、又は必要な安全機能を果たすことができる時間である使命時間(求められる運転継続時間)は、原子力学会の PRA 標準の考え方に従い一律 24 時間を考慮している。この使命時間は、実際の機器においては 24 時間より短い場合があるが、保守的に全て 24 時間として評価している。

ここで、大破断 LOCA 時における「低圧注入失敗」の故障率を例として、使命時間を一律 24 時間とした場合に対して、低圧注入の実働時間（～1 時間）とした場合の影響度合いについて以下に示す。

大破断 LOCA+低圧注入失敗において使命時間に関わる故障で支配的となるのは燃料取替用水ピットや電動弁の閉塞である。しかし、これらは待機時間中の閉塞も考慮されており、こちらの時間の方が支配的となる。仮に使命時間が 24 時間から 1 時間変わった場合でも、当該機器の故障率算出のために時間故障率（ $1.0E-8/h$ ）に乘じられる対象期間は 384 時間（360 時間（健全性確認間隔／2）+24 時間）から 361 時間（360 時間+1 時間）に変わるのみであり、使命時間変更の影響は小さい。

一方、使命時間の変更により故障率が大きく変わるものとして、待機時間中の故障を考慮しないポンプの継続運転失敗がある。仮に使命時間 24 時間を大破断 LOCA の SI 注入継続時間として 1 時間に見直した場合、故障率は $1/24$ となる。

なお、このシーケンス（大 LOCA+低圧注入失敗）におけるポンプ運転継続失敗の寄与割合は約 2%であり、失敗確率自体への影響は小さい。

上記のように、使命時間を実際の機器の稼動に見合った長さにした場合、故障確率が低減する場合があるが、PRA においては保守的に一律 24 時間として評価している。

1-5. 加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA のイベントツリーへの考慮について

加圧器逃がし弁／安全弁LOCAは1次冷却系が高圧になり、加圧器逃がし弁／安全弁が作動した場合に、開状態で固着（再閉止失敗）し、1次冷却材が系外へ放出される事象を想定している。

本事象は加圧器逃がし弁／安全弁が作動する全ての起因事象の中で発生する可能性があるが、以下の理由により今回の原子炉設置変更許可申請書に記載されるイベントツリーでは補機冷却水の喪失においてのみヘディングとして明示されている。

【加圧器逃がし弁／安全弁が作動する可能性のある起因事象】

① 過渡事象、主給水喪失

加圧器逃がし弁／安全弁の開固着が発生した場合、電源系・サポート系・補助給水系を含めて小破断LOCA相当の状況となる。また、小破断LOCAの起因事象発生確率は国内外での実績に基づき設定しているが、加圧器逃がし弁／安全弁LOCAの発生実績も含めた実績として0件を確認しており、小破断LOCA事象として考慮されているため、過渡事象、主給水流量喪失のイベントツリーには不要としている。

② 外部電源喪失

外部電源喪失時においても除熱機能が低下することにより1次系圧力が上昇し、加圧器逃がし弁／安全弁の作動が想定される。このうち、非常用所内電源機能の確保に失敗し全交流動力電源喪失となった場合には、SA対策がない状態では加圧器逃がし弁／安全弁LOCAの発生を問わず炉心損傷に至る。また、非常用所内電源機能の確保に成功した場合には電源系・サポート系・補助給水系を含めて小破断LOCA相当の状況となり、①と同様に小破断LOCA事象として考慮されることになる。したがって、外部電源喪失のイベントツリーに加圧器逃がし弁／安全弁LOCAのヘディングは不要としている。

③ 補機冷却水の喪失

補機冷却水の喪失が発生した場合、補助給水系を用いた2次系冷却に成功した場合でも加圧器逃がし弁／安全弁の作動後に開固着が発生した場合には炉心損傷に至る。この場合、補機冷却水が喪失した状態で小破断LOCA相当の冷却材の流出が発生する事象となり、小破断LOCAのイベントツリーで含まれない事象となる。

このため、補機冷却水の喪失のイベントツリーにおいては加圧器逃がし弁／安全弁LOCAの発生を独立したヘディングとして設定している。

(参考) 関連イベントツリー

① 過渡事象、主給水喪失

主給水喪失 過渡事象	原子炉トリップ	補助給水	炉心損傷 カテゴリ
[Timeline diagram showing a step function starting at time 0, rising at time 1, and rising again at time 2]			成功
			1
			4

①および②のイベントツリーにおいて補助給水成功条件で加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が生じた際は、サポート系が機能している④の小破断 LOCA 発生時の補助給水成功までと同じ状況になる。

② 外部電源喪失

外部電源喪失	原子炉トリップ	非常用 所内電源	補助給水	炉心損傷 カテゴリ
[Timeline diagram showing a step function starting at time 0, rising at time 1, rising at time 2, and rising at time 3]				成功
				1
				2-1
				4

③ 補機冷却水の喪失

補機冷却水の 喪失	原子炉トリップ	補助給水	加圧器逃がし弁/ 安全弁 LOCA	RCPシール LOCA	炉心損傷 カテゴリ
[Timeline diagram showing a step function starting at time 0, rising at time 1, rising at time 2, rising at time 3, and rising at time 4]					成功
					2-2
					2-2
					2-2
					4

一方、③はサポート系である補機冷却水が喪失した状態から加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA が生じるため、④の小破断 LOCA イベントツリーにある高圧注入、CVスプレー等の緩和系に期待できず④とは状況が異なるため、加圧器逃がし弁/安全弁 LOCA のヘディングを設けている。

④ 小破断 LOCA

小破断 LOCA	原子炉 トリップ	補助給水	高圧注入	CVスプレー 注入	高圧再循環	CVスプレー 再循環	炉心損傷 カテゴリ
[Timeline diagram showing a step function starting at time 0, rising at time 1, rising at time 2, rising at time 3, rising at time 4, rising at time 5, and rising at time 6]							成功
							3
							6
							3
							5
							1
							4

1-6. 共通要因故障の MGL パラメータの扱いについて

共通要因故障パラメータについては、NUREG/CR-5497 (学会標準推奨データベース) の改訂版である「CCF Parameter Estimations2010」に記載されるMGLパラメータを使用する。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である。(下表参照)

	CCF 機器タイプ	故障モード	機器総数	ID	Beta	Gamma	Delta	備考
5	非常用ディーゼル発電機	起動失敗 制御回路作動失敗	2	DLAD2	1.08E-02	-	-	
			3	DLAD3	8.41E-03	3.98E-01	-	
			4	DLAD4	7.53E-03	5.17E-01	3.19E-01	
		運転継続失敗	2	DLYR2	2.24E-03	-	-	
			3	DLYR3	4.40E-03	9.84E-03	-	
			4	DLYR4	6.50E-03	1.81E-02	3.46E-02	
6	ファン/プロア	起動失敗 制御回路作動失敗 遮断器作動失敗	2	@MOAD2	2.38E-02	-	-	Generic Demand CCF(2)で代用
			3	@MOAD3	2.43E-02	3.40E-01	-	Generic Demand CCF(3)で代用
			4	@MOAD4	2.50E-02	3.92E-01	3.41E-01	Generic Demand CCF(4)で代用
		運転継続失敗 遮断器誤作動	2	@MOXR2	3.59E-02	-	-	Generic Rate CCF(2)で代用
			3	@MOXR3	3.42E-02	4.29E-01	-	Generic Rate CCF(3)で代用
			4	@MOXR4	3.17E-02	5.35E-01	4.05E-01	Generic Rate CCF(4)で代用
		運転継続失敗(異常時) 遮断器誤作動	2	@MOFR2	3.59E-02	-	-	Generic Rate CCF(2)で代用
			3	@MOFR3	3.42E-02	4.29E-01	-	Generic Rate CCF(3)で代用
			4	@MOFR4	3.17E-02	5.35E-01	4.05E-01	Generic Rate CCF(4)で代用

β : 故障率のうち、2つ以上の機器が同時に故障する割合

γ : 2つ以上の機器が同時に故障した中で、3つ以上が同時に故障する割合

δ : 3つ以上の機器が同時に故障した中で、4つ以上が同時に故障する割合

MGL パラメータである β 、 γ 、 δ の使い方について、以下例を示す。

共通要因故障については、RiskSpectrum®で共通要因故障を設定する事象のグループに対して共通要因故障パラメータ β 、 γ 、 δ を与えることにより、自動的に共通要因故障の組み合わせがフォルトツリー上で展開される。ディーゼル発電機室給気ファン A,B,C,D の例を図に示す。また、RiskSpectrum®で正しく共通要因故障が考慮されているかは以下の手計算式と比較することで確認できる。(Q : 故障率)

①単一故障 : $Q \times (1 - \beta)$

(例) Q : ファンの起動失敗 1.10E-04 (/d)、 β : 2.38E-02

A が独立な要因で故障する確率 : $(1.10E-04) \times (1 - (2.38E-02)) = 1.07E-04$

② 2 台の共通要因故障 : $Q \times \beta \times (1 - \gamma) / 3$

(例) Q : ファンの起動失敗 1.10E-04 (/d)、 β : 2.43E-02、 γ : 3.40E-01

A と別の 1 台 (B、C、D) が共通の要因で故障する確率 :

$$(1.10\text{E-}04) \times (2.43\text{E-}02) \times (1 - (3.40\text{E-}01)) / 3 = 5.88\text{E-}07$$

③3 台の共通要因故障： $Q \times \beta \times \gamma \times (1 - \delta) / 3$

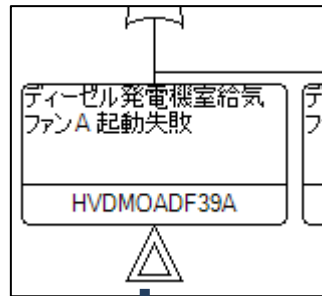
(例) Q ：ファンの起動失敗 $1.10\text{E-}04$ (/d)、 β ： $2.50\text{E-}02$ 、 γ ： $3.92\text{E-}01$ 、
 δ ： $3.41\text{E-}01$

A と別の 2 台 (B と C、B と D、C と D) が共通の要因で故障する確率：
 $(1.10\text{E-}04) \times (2.50\text{E-}02) \times (3.92\text{E-}01) \times (1 - (3.41\text{E-}01)) / 3$
 $= 2.37\text{E-}07$

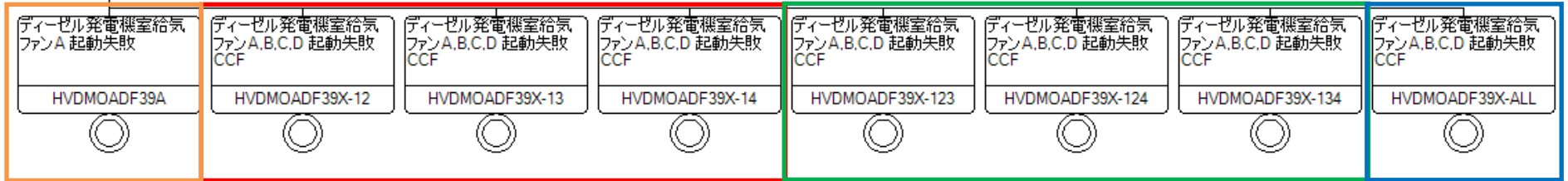
④4 台の共通要因故障： $Q \times \beta \times \gamma \times \delta$

(例) Q ：ファンの起動失敗 $1.10\text{E-}04$ (/d)、 β ： $2.50\text{E-}02$ 、 γ ： $3.92\text{E-}01$ 、
 δ ： $3.41\text{E-}01$

A と別の 3 台 (B と C と D) が共通の要因で故障する確率：
 $(1.10\text{E-}04) \times (2.50\text{E-}02) \times (3.92\text{E-}01) \times (3.41\text{E-}01) = 3.68\text{E-}07$



Aの起動失敗が共通要因故障として展開される



単一故障

2台の共通要因故障

3台の共通要因故障

4台の共通
要因故障

CCF機器タイプ	故障モード	機器総数	ID	Beta	Gamma	Delta	備考	
5 非常用ディーゼル 発電機	起動失敗	2	DLAD2	1.08E-02	-	-		
		3	DLAD3	8.41E-03	3.98E-01	-		
	制御回路作動失敗	4	DLAD4	7.53E-03	5.17E-01	3.19E-01		
		2	DLYR2	2.24E-03	-	-		
	運転継続失敗	3	DLYR3	4.40E-03	9.84E-03	-		
		4	DLYR4	6.50E-03	1.81E-02	3.46E-02		
	6 ファン/ブロー	起動失敗	2	@MOAD2	2.38E-02	-	-	Generic Demand CCF(2)で代用
			3	@MOAD3	2.43E-02	3.40E-01	-	Generic Demand CCF(3)で代用
4			@MOAD4	2.50E-02	3.92E-01	3.41E-01	Generic Demand CCF(4)で代用	
2			@MOXR2	3.59E-02	-	-	Generic Rate CCF(2)で代用	
運転継続失敗		3	@MOXR3	3.42E-02	4.29E-01	-	Generic Rate CCF(3)で代用	
		4	@MOXR4	3.17E-02	5.35E-01	4.05E-01	Generic Rate CCF(4)で代用	
運転継続失敗(異常時)		2	@MOFR2	3.59E-02	-	-	Generic Rate CCF(2)で代用	
		3	@MOFR3	3.42E-02	4.29E-01	-	Generic Rate CCF(3)で代用	
遮断器誤作動		4	@MOFR4	3.17E-02	5.35E-01	4.05E-01	Generic Rate CCF(4)で代用	

図 RiskSpectrum®のフォルトツリーにおける共通要因故障の扱い

1-7. 余裕時間の設定について

人的過誤における手動操作の余裕時間について、その設定根拠について下表に記載する。

なお、手動操作を伴わない緩和策については、自動で余裕時間内に機能すると考えられるため余裕時間を設定していない。

事象	操作	余裕時間	余裕時間の設定根拠
1次冷却材喪失 (大破断 LOCA 時)	注入モードから再循環モードへ切替	30分	余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプが全て起動し、定格流量で注入されると仮定して、燃料取替用水ピットの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間を評価し、30分と設定。
1次冷却材喪失 (大破断 LOCA 時以外)	注入モードから再循環モードへ切替	30分	上記から、余熱除去ポンプを除いた条件で算出。保守的に丸めた数字の30分を設定。
2次系破断の発生	破断ループの隔離	20分	2次冷却系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に、蒸気発生器の水位が低下し、2次系の除熱機能が喪失するまで20分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保することで、炉心冷却を維持できると評価した。
SGTR の発生	破損 SG の隔離	30分	蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、制御破損 SG 満水防止の観点で30分程度の余裕があるものと評価した。
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	LOCA 後の ECCS 再循環移行時に CCWS の部分喪失が発生し、一時的に ECCS 再循環が不能となる場合を想定するものであり、ECCS 再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に、30分と評価した。

1-8. デジタル制御盤の PRA モデルへの考慮について

泊発電所3号機の特徴として、計測制御設備を総合デジタル化していることが挙げられる。ここで、デジタル制御盤において PRA 評価上システム信頼性解析および人間信頼性解析で考慮した内容について以下に示す。

(1) システム信頼性解析での考慮

PRA におけるシステム信頼性解析では、機器の故障モード（弁の閉塞や誤開、ポンプの起動失敗等）を基事象として、システムのフォールトツリーを作成し非信頼度を定量化する。

デジタル制御盤の故障モードの設定にあたってのモデル化の主な特徴は、特定の処理を実行するためのソフトウェアである「アプリケーションソフトウェア」の共通要因故障、デジタル制御装置を制御しアプリケーションソフト等がデジタル制御装置を利用可能にするための「基本ソフトウェア」の共通要因故障、デジタル設備特有の機器である CPU カード等を考慮していることである。

アプリケーションソフトウェアは、システム機能を実行するためのソフトウェアであるため、アプリケーションソフトウェアの共通要因故障により、同一機能进行处理するシステム・CPU グループがチャンネル・トレンを問わず同時に機能喪失するものとしてシステム信頼性解析において扱っている。

(2) 人間信頼性解析での考慮

人間信頼性解析では、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR - 1278）の THERP 手法を用いて人的過誤を評価している。この人的過誤の評価のうち中央制御室での運転員操作は、従来のアナログ操作盤（ロータリースイッチ）における非信頼度を想定したものとなっているが、一方、泊3号機の実プラントにおいては、タッチオペレーションによるデジタルスイッチ画面を採用しており、下記の特徴により誤操作防止や監視操作性向上が図られている。

- ① タッチオペレーション化において、画面上の操作器を誤って操作することを防止するために、誤操作防止タグ（ソフト的な操作器カバー）を設けている。その誤操作防止タグをタッチして解除する（操作器を有効にする）ことにより、当該操作器が操作できる仕様としている。制御器の場合、誤操作防止タグのタッチエリア上には制御器名称と番号が表示されている。
- ② 監視、判断、操作、確認の一連のフローがスムーズに実行できるように、操作に必要な監視情報や関連情報が同じ画面に集約されている。それにより、監視操作性が向上している。

したがって、デジタルスイッチ画面での運転員操作の信頼性は、従来の操作盤と比べて同等以上であると判断している。

1-9. インターフェイスシステム LOCA における PRA と有効性評価の想定について

1. はじめに

PRA におけるインターフェイスシステム LOCA では、破損形態を幅広く想定しこの影響を評価しており、一方、有効性評価は発生する蓋然性が比較的高いと考えられる具体的な破損規模を想定し、炉心損傷を評価するものであることから、両者の想定には相違がある。

ここで、インターフェイスシステム LOCA 発生頻度について、その発生条件を有効性評価と整合させた場合の算出について以下に示す。

2. インターフェイスシステム LOCA 発生条件

インターフェイスシステム LOCA は以下の条件のうちいずれかにより発生すると考えられる。なお、電動弁及び逆止弁の破損はそれぞれのリークに含まれるものとする。

- ① 低温側注入配管にある 3 つの逆止弁の内部リーク
- ② 高温側注入配管にある 2 つの逆止弁の内部リークと 1 つの電動弁の内部リーク又は誤開
- ③ 余熱除去ポンプの吸込側にある 2 つの電動弁の内部リーク又は誤開

3. 発生頻度の算出

逆止弁、電動弁それぞれのリークの発生頻度は、機器故障率データより、

- ・ 逆止弁リーク : $7.1\text{E-}9/\text{h}$
- ・ 電動弁リーク : $4.1\text{E-}9/\text{h}$

また、電動弁の誤開については、同じく機器故障率データより、

- ・ 電動弁の誤開 : $2.5\text{E-}9/\text{h}$

である。

このライン上の各弁の使命時間を出力運転期間の 1 年とすると、弁のリーク/誤開の発生頻度は次の通り算出される。

- ・ 逆止弁リーク $P(V1)$: $6.2\text{E-}5/\text{y}$ ($=7.1\text{E-}9 \times 24 \times 365$)
- ・ 電動弁リーク $P(V2)$: $3.6\text{E-}5/\text{y}$ ($=4.1\text{E-}9 \times 24 \times 365$)
- ・ 電動弁の誤開 $P(V3)$: $2.2\text{E-}5/\text{y}$ ($=2.5\text{E-}9 \times 24 \times 365$)

電動弁の誤開については、中央制御室にて 1 回/日で電動弁の開閉状態を確認できるとした場合、電動弁誤開後に直列に並ぶ 2 つ目の電動弁等の誤開、リークが 24 時間以内に発生する確率は次の通り算出される。

- ・ 逆止弁リーク $P(V1')$: $8.5\text{E-}8/\text{d}$ ($=7.1\text{E-}9 \times 24 \div 2$)
- ・ 電動弁リーク $P(V2')$: $4.9\text{E-}8/\text{d}$ ($=4.1\text{E-}9 \times 24 \div 2$)
- ・ 電動弁の誤開 $P(V3')$: $3.0\text{E-}8/\text{d}$ ($=2.5\text{E-}9 \times 24 \div 2$)

また、弁のリーク／誤開が発生後、1年以内に他の弁がリーク／誤開する確率は次の通り算出される。

- ・ 逆止弁リーク $P(V1'')$: $3.1E-5/y$ ($=7.1E-9 \times 24 \times 365 \div 2$)
- ・ 電動弁リーク $P(V2'')$: $1.8E-5/y$ ($=4.1E-9 \times 24 \times 365 \div 2$)
- ・ 電動弁の誤開 $P(V3'')$: $1.1E-5/y$ ($=2.5E-9 \times 24 \times 365 \div 2$)

これらの発生確率を用いて、①～③の場合における発生頻度を算出すると以下の通りとなる。

① 低温側注入配管にある3つの逆止弁の内部リークの場合

低温側注入配管でインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、3つの直列な逆止弁が同時に内部リークする場合である。図の青字で示した通り、逆止弁の内部リークによって LOCA に至る経路は6通りあることから、発生頻度 $P(1)$ は、

$$P(1) = 6 \times (P(V1))^3 = 1.4E-12 / \text{炉年}$$

② 高温側注入ラインにある3つの逆止弁の内部リークと1つの電動弁の内部リーク又は誤開の場合

高温側注入ラインでインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、3つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時リーク又は電動弁の誤開である。図の緑字で示した通り、この条件で LOCA に至る経路は4通りあることから、発生頻度 $P(2)$ は、以下の通り算出される。

(i) 4つの弁全てがリークする場合

$$P_2 = 4 \times P(V1)^3 \times P(V2) = 3.4E-17 / \text{炉年}$$

(ii) 3つの逆止弁でリークが発生し、その後1年以内に電動弁が誤開する場合

$$P_2' = 4 \times P(V1'')$$

(iii) 2つの逆止弁でリークが発生した後に電動弁が誤開し、その後24時間以内に残り1つの逆止弁がリークする場合。

$$P_2'' = 4 \times 3 \times P(V1'')^2 \times P(V1') \times P(V3) = 2.2E-20 / \text{炉年}$$

$$\text{以上から、} P(2) = P_2 + P_2' + P_2'' = 3.8E-17 / \text{炉年}$$

③ 余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の内部リーク又は誤開

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステム LOCA が発生する条件は、2つの直列な電動弁がリーク又は誤開する場合である。図の赤字で示した通り、この条件で LOCA に至る経路は2通りあることから、発生頻度 $P(3)$ は以下の通り算出される。

(i) 2つの電動弁がリークする確率 P_3

$$P_3 = 2 \times P(V_2)^2 = 2.6E-9 / \text{炉年}$$

(ii) 1つの電動弁がリークした後に残る1つの電動弁が1年以内に誤開する確率 P_3'

$$P_3' = 2 \times P(V_2) \times P(V_3') = 7.9E-10 / \text{炉年}$$

(iii) 1つの電動弁が誤開した後に残る1つの電動弁が24時間以内にリークする確率 P_3''

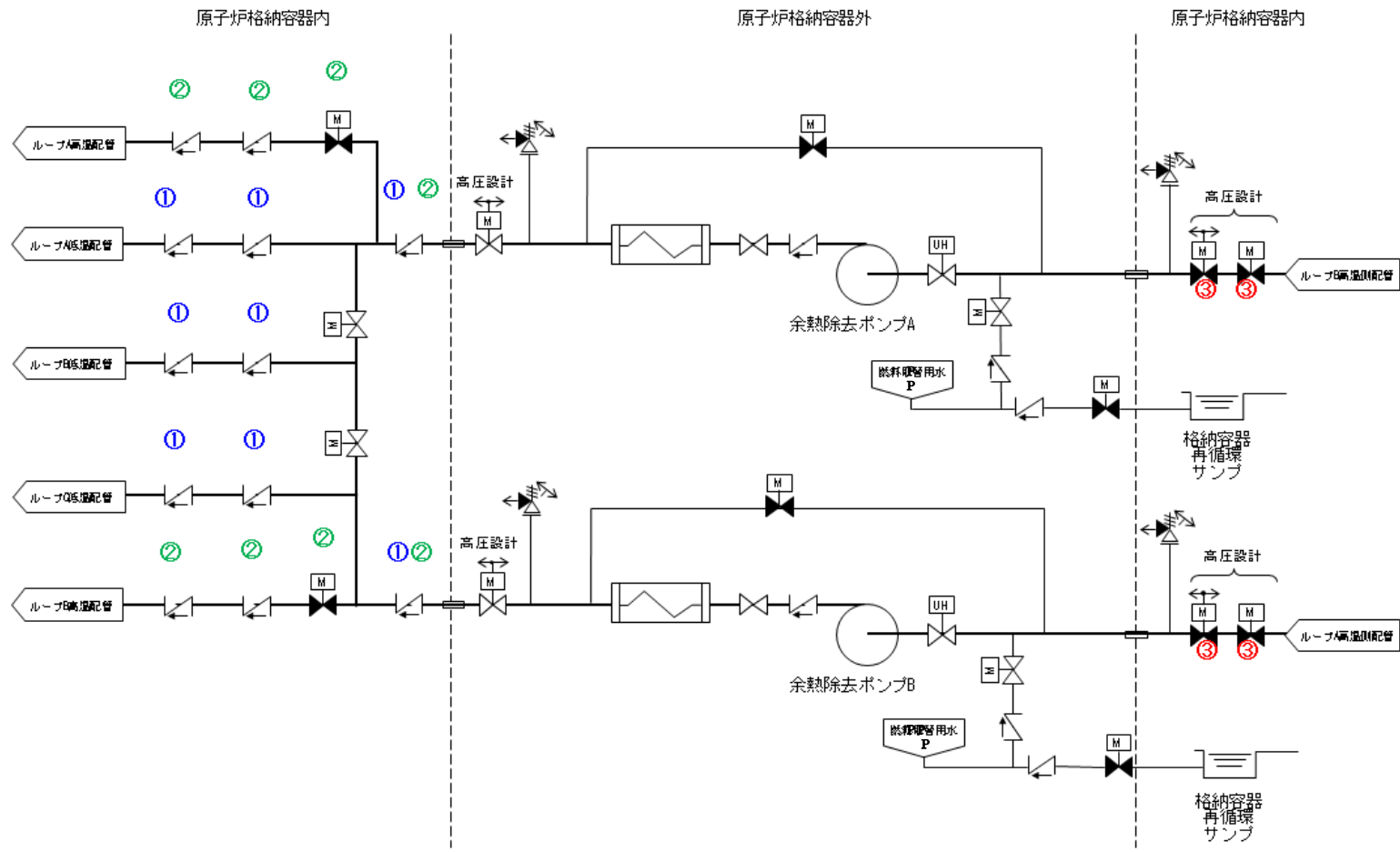
$$P_3'' = 2 \times P(V_3) \times P(V_2') = 2.2E-12 / \text{炉年}$$

施錠管理されている電動弁が誤開する確率は十分に低いため、施錠管理されている電動弁の誤開は評価に含めない。

$$\text{以上から、} \underline{P(3) = P_3 + P_3' + P_3''} = 3.4E-9 / \text{炉年}$$

①、②、③より、インターフェイスシステム LOCA の発生頻度は 3.4E-9 / 炉年 となる。

以上から、現状の PRA で評価している発生頻度 (3.0E-11 / 炉年) と比較した場合、発生頻度は約 2桁上昇するが、全炉心損傷頻度 (2.3E-4 / 炉年) に占める割合を考慮した場合、有意な影響は及ぼさないものと考えられる。



泊3号機 余熱除去系簡略図

2. 外部事象レベル1

2-1. 地震による起因事象の選定の考え方について

地震による起因事象の選定にあたっては、地震により直接的に安全上重要な設備に影響を及ぼすシナリオを対象として選定する。

事故シナリオの広範囲な分析・選定により、地震時特有の事故シナリオを見落としなく抽出・選定するため、地震動の形態、事故進展の形態、経年変化の有無等の主要因を考慮する。

事故シナリオを広範囲に分析した結果、地震 PRA の対象となるのは、地震による安全機能を有する建屋・構築物、システム、機器（以下、SSC という。）への直接的影響により、炉心損傷事故に至る可能性のある事故シナリオである。

この選定した事故シナリオのうち、安全機能への間接的影響、余震による地震動への安全機能への影響、経年劣化を考慮した場合の影響を考慮した事故シナリオについてはスクリーニングを行い、安全機能を有する SSC の損傷が直接炉心損傷に繋がる事故シナリオと合わせて事故シナリオを明確化する。

次に、スクリーニングアウトされなかった事故シナリオにより誘発される起因事象を特定する。このスクリーニングアウトされなかった事故シナリオの起因事象の特定に係り、地震荷重による影響の厳しい順に特定していく。すなわち、地震荷重により、建屋／構築物／静的機器の損傷による起因事象を分類し、その後、SSC の損傷が安全機能への重大（広範）な影響を及ぼす起因事象を分類する。

また、大規模な地震が発生した場合に必ず誘発される起因事象は、少なくとも常用系で耐震クラスの低い主給水系の設備が損傷している事を想定し、主給水流量喪失事象は発生するとしている。

以上のプロセスによる地震により発生する起因事象の分類結果は以下の通りとなる。

- ① 地震荷重による建屋／構築物／静的機器の損傷による起因事象
（緩和系に期待できない事象）
 - 建屋／構築物損傷に伴う炉心損傷に直結する事象（大規模な LOCA 事象を含む）
 - 格納容器バイパス事象

- ② 地震荷重による SSC の損傷が安全機能への重大（広範）な影響を及ぼす起因事象
 - 大破断 LOCA／中破断 LOCA／小破断 LOCA
 - 2次冷却系の破断
 - 主給水流量喪失

このように、明確になった事故シナリオの分類により誘発される起因事象の分析をおこなひ、結果として以下の起因事象を特定した。

- ・ 格納容器バイパス事象：SGTR(複数本破損)
- ・ 炉心損傷に直結する事象（大規模な LOCA 事象を含む）
- ・ 大破断 LOCA
- ・ 中破断 LOCA
- ・ 小破断 LOCA

- ・ 2次冷却系の破断
- ・ 主給水流量喪失
- ・ 外部電源喪失（サポート系）（※）
- ・ 補機冷却水系喪失（サポート系）（※）

※：「外部電源喪失+非常用電源喪失」、「補機冷却水系喪失」は、サポート系として扱っている。主給水喪失と同時に発生している場合は、プラントへの影響が大きいことを考慮し、「外部電源喪失+非常用電源喪失」、「補機冷却水系喪失」が発生しているとして扱っている。また、2次系冷却の破断と同時に発生している場合は、「補機冷却水喪失」が発生しているとして扱っている。

2-2. 地震 PRA で用いたイベントツリーの考え方について

1. イベントツリーの考え方について

今回の地震 PRA においては、下記の 5 つのイベントツリーを結合している。

- (1) 地震により機器が損傷した場合に影響を受けるシステムをイベントヘディングとした地震損傷機器イベントツリー
- (2) フロントラインのサポートシステムである電源系、計測制御系、冷却水系等のシステムをイベントヘディングとしランダム故障及び人的過誤を考慮したサポート系イベントツリー
- (3) 地震に引き続き発生するプラントの事故に至る起因事象発生を考慮した起因事象階層イベントツリー
- (4) 再循環サンプや燃料取替用水ピット等のフロントライン系で共用する設備をイベントヘディングとしランダム故障および人的過誤を考慮した共用系イベントツリー
- (5) フロントラインシステムをイベントヘディングとしランダム故障および人的過誤を考慮したフロントラインイベントツリー

結合した各イベントツリーの情報は下流のイベントツリーに引き継がれるため、地震損傷機器イベントツリー、サポート系イベントツリー、起因事象階層イベントツリー及び共用系イベントツリーを結合する順番には基本的に制約はなく、各イベントヘディングの依存性が正しくフロントラインに引き継がれるようにモデル化することで最終的にフロントラインイベントツリーに結合（リンク）すればよい。

ただし、イベントツリーリンクの特徴は、上流のヘディングの失敗の影響を下流のヘディングの失敗に反映することで、従属故障を明示できる点にある。したがって、評価の効率性の観点から、影響を与える側を上流に、影響を受ける側を下流にモデル化する（例えば、電源喪失による低圧注入失敗、RHR ポンプの地震損傷による低圧注入失敗など）。具体的には、以下のようなことを考慮してイベントツリーの順番を設定している。

- (1) サポート系設備が地震により損傷した影響で起因事象が発生するという観点から、サポート系イベントツリーの下流に起因事象階層イベントツリーを配置する。
- (2) フロントライン系にはサポート系もしくは共用系を必要とする SSC がある。また共用系にはサポート系を必要とする SSC がある。したがって 3 者は、サポート系、共用系、フロントライン系の順番に配置する。

また、起因事象イベントツリーにおいては、事象の厳しいものを優先的に配列し、後続のヘディングで考慮する起因事象発生確率は先行ヘディングで発生した起因事象が発生しない条件付き確率として評価を行っている。なお、LOCA 事象より 2 次系事象を後に配列しているのは、1 次系バウンダリが損傷する影響がより厳しいと判断したためである。

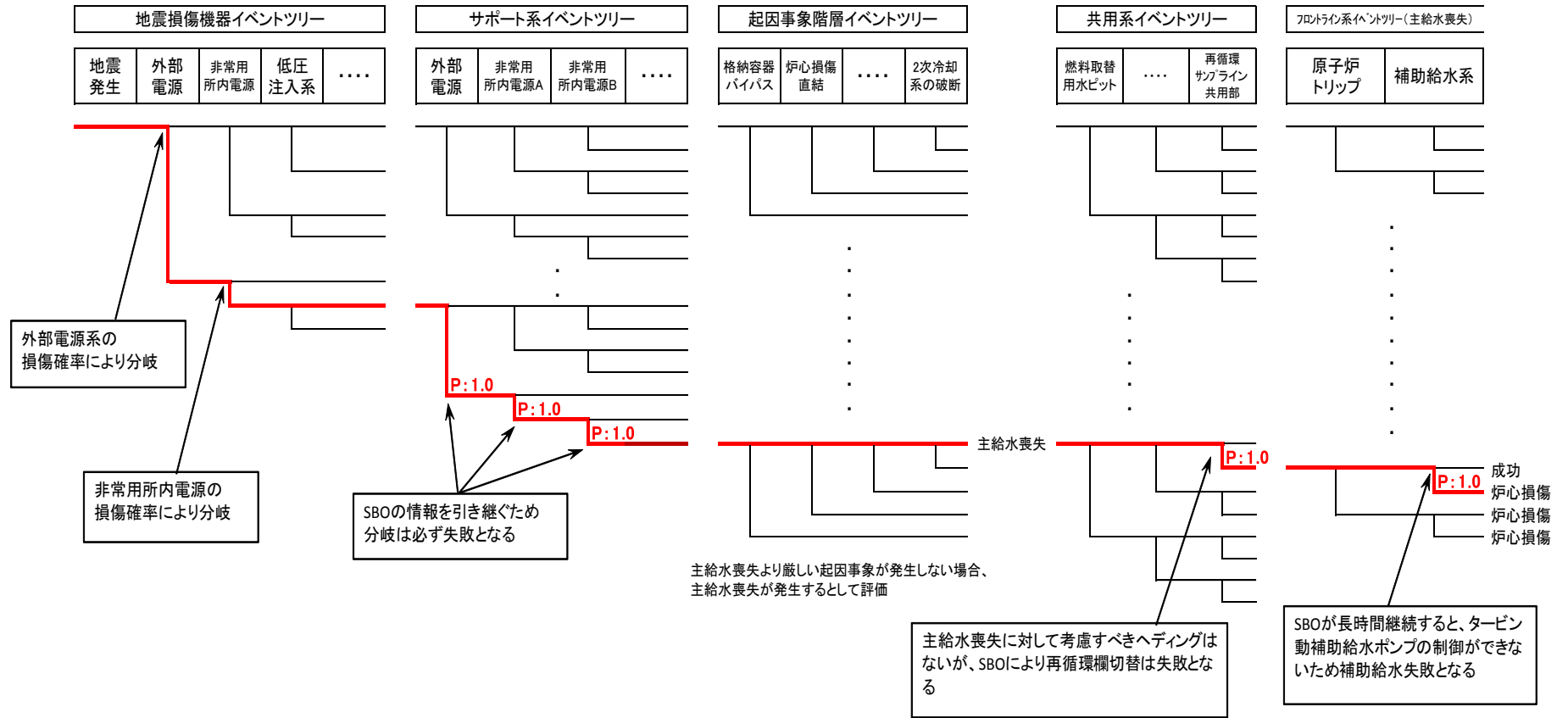
2. イベントツリーリンクングにおける情報の引継ぎについて

地震 PRA では内的事象 PRA と同様、起因事象の発生に対して事故緩和機能の成功・失敗を評価することにより炉心損傷に至るか否かを評価している。内的事象と異なるところは、起因事象を発生させる要因や事故緩和機能を喪失させる要因が、ランダム故障や人的過誤に加えて地震による機器の損傷を考慮する必要がある点にあり、地震による機器損傷の影響は地震損傷機器イベントツリー及び起因事象階層イベントツリーで考慮している。

また、起因事象のうちプラント全体への波及効果の大きい外部電源喪失及び補機冷却水の喪失については、当該機能を構成する機器が地震により損傷する確率を地震損傷機器イベントツリーのヘディングとして考慮し、その他の起因事象は起因事象階層イベントツリーのヘディングとして考慮しているが、イベントツリーリンクングで結合した情報は下流のイベントツリーに引き継がれるため、イベントツリー全体の評価結果を分析することで、外部電源喪失及び補機冷却水喪失の起因事象に対する炉心損傷頻度を整理することが可能である。図 1 に外部電源喪失＋非常用所内電源喪失（以下「SBO」という。）に対する炉心損傷頻度を整理した例を示す。

地震損傷機器イベントツリーでは、ある地震加速度により外部電源及び非常用所内電源が損傷すると評価されるが、その下流に結合されたサポート系イベントツリーでは SBO の情報が引き継がれるため、外部電源及び所内電源系の分岐は無条件で「失敗」となる。起因事象階層イベントツリーでは、主給水流量喪失より厳しい起因事象が発生していない場合、主給水喪失が発生するとして共用系イベントツリーに引き継がれる。共用系イベントツリーでは主給水喪失に対して考慮すべきヘディングが存在しないため、起因事象階層イベントツリーの情報がそのまま主給水喪失に対するフロント系イベントツリーに引き継がれる。主給水喪失のフロントライン系イベントツリーでは SBO の情報が引き継がれているため、SBO による炉心損傷に至る事象として整理される。

以上のことから、SBO 事象は主給水流量喪失事象と重畳して算出されるが、イベントツリー全体の評価結果を分析することで SBO による炉心損傷を整理することが可能である。



2-3. 引き津波による影響について

今回の津波 PRA においては引き津波を評価の考慮対象外としているが、対象外とした考え方、および引き津波を評価した場合の影響についての考察を以下に示す。

引き津波により、海水の水位が低下して一定のレベルを下回ると、海水ポンプの取水障害が発生し、キャビテーションでポンプが機能喪失する可能性がある。

押し津波の場合、海水ポンプと同時に他の機器（非常用所内電源等）も損傷し、全交流電源喪失に至る恐れがある。一方、引き津波の影響は海水を取水するポンプの機能喪失に限定されることから、事故シーケンスとしては、補機冷却水の喪失が想定される。

今回の津波 PRA は、新たな事故シーケンス抽出を目的としている。上記のとおり、引き津波の想定は新たな事故シーケンスを発生させるものではないため、引き津波は評価の対象外とした。

なお、海水ポンプがキャビテーションする可能性のある引き津波の発生頻度は、海水ポンプの最低運転水位（T.P. -6.3 m）で約 $2.1\text{E}-05$ （/炉年）程度となり、海水ポンプが機能喪失する押し津高さ（T.P. 10.3 m）の発生頻度（ $8.2\text{E}-07$ （/炉年））と比較して頻度は高くなる。

ただし、引き津波時にはキャビテーションによる海水ポンプの機能喪失を回避する以下の手順を整備しているため、潮位回復後には海水ポンプの再運転が期待できる。

- ①取水口水位が海水ポンプの運転限界最低水位に低下する前に、原子炉をトリップさせ、海水ポンプを全台停止させる。
- ②2次系からの除熱や原子炉補機冷却系の負荷制限することで炉心冷却を維持しつつ、潮位の回復を待って海水ポンプを再起動させる。

したがって、引き津波による影響を評価する場合には、これらを踏まえて定量化を行なう必要がある。

< 参考 >

海水ポンプの引き津波時の更なる安全対策として、泊発電所3号機取水口に堰を設置し、引き津波時においても海水ポンプの取水を継続できる措置を講じている。

（平成25年12月工事完了予定）

3. 内部事象レベル 1.5

3-1. 事故進展解析の対象とした事故シーケンス選定の考え方について

レベル 1.5PRA を行なう際に、格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率設定に必要なデータを取得するために、さまざまな事故進展パターンにおける、プラントの熱水力学的挙動を解析評価し、炉心損傷、原子炉容器破損などの事象の発生時期や、格納容器負荷（圧力、温度、他）など格納容器内で生じる様々な物理化学現象を定量的に把握する。これを「事故進展解析」と称している。

事故進展解析の実施にあたり、各 PDS を代表する事故シーケンスを選定しているが、代表事故シーケンス選定の考え方として、①プラント損傷状態の定義を端的に表し、MAAP4 コードによる解析が可能で、一般的に他の PRA で解析されているシーケンスを前提とし、②事故進展が早くなるような解析条件（破断面積など）を与え、③炉心損傷頻度が大きく確率的にそのプラント損傷状態を代表していること、を確認している。

各項目について具体的に検討した結果を以下に示す。

- ①一般的に他の PRA で解析対象とされているシーケンスとして、「日本原子力学会標準 原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準(レベル 2PSA 編)：2008」（以下、「内部事象レベル 2PRA 学会標準」という）を参考にしており、本評価では内部事象レベル 2PRA 学会標準と同様の事故シーケンスを選定している。内部事象レベル 2PRA 学会標準と本評価の事故シーケンスとの比較を表 1 に示す。
- ②事故進展が早くなるような解析条件（破断面積など）として、A**ではホットレグ配管のギロチン破断を、S**では 2 インチ破断を想定して解析を実施している。表 2 に選定した事故シーケンスの解析条件を示す。
- ③プラント損傷状態毎に発生確率が高い上位 3 シーケンス、およびプラント損傷状態毎の CDF に対して解析対象事故シーケンスが占める割合を表 3 に示す。TEI を除くと、解析対象事故シーケンスは上位 3 位までのドミナントシーケンスの中に含まれており、TEI の解析対象事故シーケンスも上位 4 位までのドミナントシーケンスには含まれている。

表1 内の事象レベル 2PRA 学会標準と本評価の事故シーケンス

PDS	内の事象レベル 2PRA 学会標準	本評価	備考
AED	大破断 LOCA+非常用炉心冷却系注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	大 LOCA+ECCS 注入失敗+CV スプレイ注入失敗	同一事故シーケンス
AEW	大破断 LOCA+非常用炉心冷却系再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	大 LOCA+ECCS 再循環失敗+CV スプレイ再循環失敗	同上
AEI	大破断 LOCA+格納容器スプレイ注入失敗	大 LOCA+ECCS 注入失敗	同上
SED	小破断 LOCA+非常用炉心冷却系注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	小 LOCA+ECCS 注入失敗+CV スプレイ注入失敗	同上
TED	全交流電源喪失+タービン動補助給水失敗	全交流動力電源喪失+補助給水系作動失敗	同上
TEI	全給水喪失+フィードアンドブリード失敗	全給水喪失	同上

表 2 解析対象事故シーケンスの解析条件

PDS	起回事象	高圧注入系	低圧注入	蓄圧注入	スプレイ注入	高圧再循環	低圧再循環	スプレイ再循環	補助給水
AED	ホットレグ 両端破断	不作動	不作動	3基	不作動	不作動	不作動	不作動	作動
AEW	ホットレグ 両端破断	2系統	2系統	3基	2系統	不作動	不作動	不作動	作動
AEI	ホットレグ 両端破断	不作動	不作動	3基	2系統	不作動	不作動	2系統	作動
SED	ホットレグ 2inch	不作動	不作動	3基	不作動	不作動	不作動	不作動	作動
TED	全交流動力電源 喪失	不作動	不作動	3基	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
TEI	全給水喪失	不作動	不作動	3基	2系統	不作動	不作動	2系統	不作動

表3 解析対象事故シーケンスの確率的な代表性

プラント損傷状態		ドミナントシーケンス		解析対象事故シーケンス	
PDS	CDF	上位3位まで		シーケンス	CDF
			確率値		寄与割合
AED	5.3E-09	中 LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	4.0E-09	大 LOCA+低圧注入失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	1.3E-09
		大 LOCA+低圧注入失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	1.3E-09		24.3%
AEW	6.8E-08	中 LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	5.2E-08	大 LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	1.7E-08
		大 LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	1.7E-08		24.2%
		中 LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	3.0E-11		
AEI	4.3E-08	中 LOCA+高圧注入失敗	3.1E-08	大 LOCA+低圧注入失敗	1.6E-09
		大 LOCA+蓄圧注入失敗	9.4E-09		3.7%
		大 LOCA+低圧注入失敗	1.6E-09		
SED	2.0E-04	補機冷却水の喪失+1次冷却材ポンプ封水 LOCA	2.0E-04	小 LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	1.0E-08
		補機冷却水の喪失+加圧器逃し弁/安全弁 LOCA	9.0E-07		0.0%
		小 LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	1.0E-08		
TED	1.1E-05	手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	5.0E-06	外部電源喪失+非常用所内電源の確立失敗	3.5E-06
		外部電源喪失+非常用所内電源の確立失敗	3.5E-06		32.0%
		過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗	2.1E-06		
TEI	1.3E-05	手動停止+補助給水失敗	7.9E-06	主給水喪失+補助給水失敗	3.8E-07
		過渡事象+補助給水失敗	3.3E-06		2.9%
		2次冷却系の破断+補助給水失敗	1.2E-06		

4. 停止時レベル1

4-1. 考慮対象とする設備の考え方について

停止時 PRA において考慮対象とする設備として、分類した POS (POS4、POS 5、POS 9、POS 10、POS 12) 毎に、崩壊熱レベル、1次冷却材インベントリなどの状態を考慮した上、安全機能として必要となる設備として余熱除去系設備を抽出している。

常用系である充てんポンプも評価対象 POS において運転を継続している場合があり、充てん流量の調整による一次系冷却材インベントリの回復を緩和策として期待する(充てんポンプを使用可能とする)ことも可能であるが、炉心損傷防止を目的とした充てんポンプによる注入は、本来の設計思想と異なる利用方法であり、本設備による注入は重大事故等対策と位置付けられることから、重要事故シーケンスの抽出を目的とした本評価においては期待しないこととした。

また、他の炉心損傷防止に期待される常用系による緩和策として、蒸気発生器による1次系の除熱が考えられるが、評価対象 POS においては通常使用されないため、重大事故対策と位置づけ同様に期待しないこととした。

以上より、本評価においては、余熱除去系と関連するサポート系の設備を緩和策として期待している。

なお、充てんポンプによる緩和策を期待した場合の感度解析を実施しており、全炉心損傷頻度は、ベースケースの $6.0E-04$ (/炉年) の $1/7$ 程度の $9.2E-05$ (/炉年) と大きく低減する結果となった。

4-2. 高圧時およびキャビティ満水時の POS 評価の除外理由について

今回の停止時 PRA において、高圧状態の POS (POS3、POS11、POS13) については、重要事故シーケンス選定の観点からは出力時に包絡できるとし、評価対象外としている。

また原子炉上部キャビティが満水状態の POS (POS6、POS8) については、十分な時間余裕があることから評価対象外としている。

以下に各々の考え方について示す。

(1) 高圧時

高圧状態の POS における事故進展は、ECCS の自動作動が要求される LOCA 事象以外は、出力運転時と類似しており、原子炉が停止しており起因事象発生時の崩壊熱が低い点を考慮すると、出力時の事故シーケンスの評価で包絡できると判断される。

一方、LOCA 事象については、SI 信号がブロックされ ECCS の自動起動に期待できず、手動起動する必要があるため時間余裕及び人的過誤の観点で評価は厳しくなる方向であり、炉心損傷頻度に影響を及ぼす可能性がある。しかし、SI ブロック前後で使用できる設備に相違がないことから ECCS の起動方法（自動または手動）に関わらず抽出される事故シーケンスとしては出力運転時と同じものとなるため、重要事故シーケンスの抽出を目的とした PRA としては、出力時に包絡できると判断される。

また、炉心損傷防止対策の有効性評価の観点では、ECCS 注入機能喪失に分類される事故シーケンスは ECCS の注入失敗を前提としているため、SI 信号のブロックの有無の影響はない。

以上より重要事故シーケンスの抽出の観点で高圧状態の POS である POS3、POS11、POS13 については、出力時の評価に含めることができると判断し、停止時の評価においては定量評価の対象外とした。

(2) キャビティ満水時

キャビティ満水時においては、余熱除去系による冷却が停止した場合、キャビティ水の蒸発により通常水位からフランジレベルまで水位が低下するまでに 50 時間以上要し、炉心が露出するまではさらに時間がかかる。これは PRA で用いている使命時間 (24 時間) よりも十分に長く、機器の復旧や待機側の系統^{*}に期待するなどのリカバリー操作にも期待できるため、炉心損傷に至る可能性は十分に小さいと判断できる。

キャビティ満水状態においては、キャビティ水位計を用いて中央制御室の運転員がキャビティ水位を監視することが可能であり、仮に運転員が水位計の読み取りミスを起こした場合であっても、通常水位より水位が低下すると中央制御室に水位低警報が発信されるため、運転員が検知できない確率は十分に小さい。

なお、余熱除去系の運転時は充てんポンプが、運転または待機する運用としており、キャビティへの水の補給は可能である。

また、1 次冷却材流出事象においても、キャビティ満水時はミッドループ運転時と比較して 1 次冷却材水量が多く、余熱除去系の運転が阻害される一次系水位に至るまでの時間余裕が長いことから、余熱除去機能が阻害される水位 (ミッドループ水位以下) に至るまでに漏えい箇所を隔離すれば、余熱除去運転は継続される。

なお、キャビティ満水時に特有な冷却材流出事象としては、キャビティからの漏えいまたはキャビティシール漏えいが考えられるが、これらの事象では原子炉容器フランジ面より下に一次系冷却材水位が低下することがないため、余熱除去機能喪失には至らない。

以上よりキャビティ満水状態の POS である POS6、POS8 については、炉心損傷に至るまでの時間余裕が十分であることから、ミッドループ運転時の評価で包絡されるとして、停止時の評価から除外している。

※保安規定 40 条においては、キャビティ高水位時の運転上の制限は「余熱除去系 1 系統以上が運転中であること」となっており、運転中ではない系統の待機を要求されていないが、実運用上は待機状態としている。

緩和設備の使用可能性 (1/2)

プラント状態		(1) 部分出力運 転	(2) 高温停止状 態 (ECCS自動 信号ブロッ クまで)	(3) 高温停止状 態 (余熱除去運 転開始まで)	(4) 余熱除去運 転 ①RCS満水	(5) 余熱除去運 転 ②ミッド'ループ'	(6) 原子炉キャ ビティ満水	(7) 燃料取り出 し状態	(8) 原子炉キャ ビティ満水	(9) 余熱除去運 転 ③ミッド'ループ'	(10) 余熱除去運 転 ④RCS満水	(11) 1次冷却系 の漏洩試験	(12) 余熱除去運 転 ⑤RCS満水	(13) 高温停止状 態 (余熱除去 系隔離以 降)	(14) 高温停止状 態 (ECCS自動信 号ブロッ ク解除以降)
運転モード		1, 2	3	3	5	6	6	-	6	6	5	4	5	3	3
6.6kV M/C母線	A	○	○		○		○	-	○			○			○
	B	○	○		○		○	-	○			○			○
440V PCC母線	A 1	○	○		○		○	-	○			○			○
	A 2	○	○		○		○	-	○			○			○
	B 1	○	○		○		○	-	○			○			○
	B 2	○	○		○		○	-	○			○			○
440V RCC母線	A 1	○	○		○		○	-	○			○			○
	A 2	○	○		○		○	-	○			○			○
	B 1	○	○		○		○	-	○			○			○
	B 2	○	○		○		○	-	○			○			○
125V非常用直流母線	A	○	○		○		○	-	○			○			○
	B	○	○		○		○	-	○			○			○
100V計装用母線	A	○	○		○		○	-	○			○			○
	B	○	○		○		○	-	○			○			○
	C	○	○		○		○	-	○			○			○
	D	○	○		○		○	-	○			○			○
外部電源	主変圧器	○	○	○	○		○	-	○	○		○	○	○	○
	予備変圧器	○	○	○	×		×	-	×	×		○	×	○	○
ディーゼル発電機	A	△	△	△	△		△	-	△	△		△	△	△	△
	B	△	△	△	△		△	-	△	△		△	△	△	△
非常用直流電源 (バッテリー)	A	△	△		△		△	-	△			△			△
	B	△	△		△		△	-	△			△			△
補機冷却海水ポンプ	A	○	○	○	○		○	-	○	○		○	○	○	○
	B	△	△	△	○		○	-	○	○		△	○	△	△
	C	○	○	○	△		△	-	△	△		○	△	○	○
	D	△	△	△	×		×	-	×	×		△	×	△	△
補機冷却海水供給母管	A	○	○	○	○		○	-	○	○		○	○	○	○
	B	○	○	○	△		△	-	△	△		○	△	○	○

図中の記号の見方 : ○ : 使用可能 (運転中) △ : 使用可能 (待機中) × : 使用不可 - : 検討対象外

緩和設備の使用可能性 (2/2)

プラント状態		(1) 部分出力運 転	(2) 高温停止状 態 (ECCS自動 信号ブロッ クまで)	(3) 高温停止状 態 (余熱除去運 転開始まで)	(4) 余熱除去運 転 ①RCS満水	(5) 余熱除去運 転 ②ミッド・ループ	(6) 原子炉キャ ビティ満水	(7) 燃料取り出 し状態	(8) 原子炉キャ ビティ満水	(9) 余熱除去運 転 ③ミッド・ループ	(10) 余熱除去運 転 ④RCS満水	(11) 1次冷却系 の漏洩試験	(12) 余熱除去運 転 ⑤RCS満水	(13) 高温停止状 態 (余熱除去 系隔離以 降)	(14) 高温停止状 態 (ECCS自動信 号ブロッ ク解除以降)
運転モード		1,2	3	3	5	6	6	-	6	6	5	4	5	3	3
補機冷却水ポンプ +補機冷却水冷却器	A	○	○	○	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○
	B	△	△	△	○	○	○	-	○	○	△	○	△	△	△
	C	○	○	○	×	×	×	-	×	×	○	×	○	○	○
	D	△	△	△	×	×	×	-	×	×	△	×	△	△	△
補機冷却水供給母管	A	○	○	○	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○
	B	○	○	○	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○
制御用空気圧縮機	A	○	○	○	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○
	B	×	×	×	×	×	×	-	×	×	×	×	×	×	×
余熱除去ポンプ +余熱除去冷却器	A	△	△	△	○	○	-	○	○	○	△	○	△	△	△
	B	△	△	△	△	×	-	×	△	△	△	△	△	△	△
安全補機開閉器室 換気空調系	A	○	○	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○
	B	×	×	×	×	×	-	×	×	×	×	×	×	×	×
空調用冷水設備	A	○	○	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○
	B	○	○	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○
	C	×	×	×	×	×	-	×	×	×	×	×	×	×	×
	D	×	×	×	×	×	-	×	×	×	×	×	×	×	×
ディーゼル発電機室 換気空調系	A	△	△	△	△	△	-	△	△	△	△	△	△	△	△
	B	△	△	△	△	△	-	△	△	△	△	△	△	△	△
	C	△	△	△	△	△	-	△	△	△	△	△	△	△	△
	D	△	△	△	△	△	-	△	△	△	△	△	△	△	△

図中の記号の見方 : ○ : 使用可能 (運転中) △ : 使用可能 (待機中) × : 使用不可 - : 検討対象外
※ : 保安規定上の要求はないため(×)としているが、社内運用上は待機状態(△)としている。

4-3. 機器の待機除外状態に対する考え方について

定期検査期間中には検査・保守を実施するために待機状態から除外される系統や機器が存在する。これらの系統や機器の待機除外は、事故時の影響緩和に必要とされるシステムの信頼性に大きく影響することから、定期検査中に実施される機器の待機除外状態が重要な要因となる。

そのため、緩和設備の冗長性が小さくなる状態として、保安規定の運転上の制限をベースとした状態を模擬し評価を実施した。

具体的には、定期検査中の各 POS に対して、次の系統について保安規定の運転上の制限内で設備の冗長性が最も小さい場合を仮定して待機状態を設定する。

- ① 非常用ディーゼル発電機
- ② 原子炉補機冷却海水系(※)
- ③ 補機冷却水系(※)
- ④ 制御用空気系(※)
- ⑤ 余熱除去系
- ⑥ 換気空調系(※)

また、保安規定で要求のない機器は待機除外することを原則とし、運転上の制限を逸脱しないように機器の待機除外状態を設定する。

※ 保安規定で要求のある機器の待機除外が直接的に運転上の制限の逸脱にならない場合や、保安規定要求のない機器を待機除外した場合に、当該機器と機能的な従属関係にある他の機器が機能喪失し、運転上の制限の逸脱になる場合には、当該機器の待機除外を設定しないこととしている。

5. PRA において使用した評価ツールの妥当性について

今回の PRA においては以下の評価ツールを使用している。

- RiskSpectrum® (内部事象出力時レベル 1 PRA、津波 PRA、停止時 PRA)
- RISKMAN® (地震 PRA)
- CVET (内部事象レベル 1.5PRA)

これらの評価ツールの妥当性確認について以下に示す。

(1) RiskSpectrum®

RiskSpectrum®はフォルトツリー、イベントツリーを作成し、ミニマルカットセットを算出したうえで、四則演算を使った基本的な計算式で定量化しているものであるが、手計算結果と比較することで RiskSpectrum®の解析結果の妥当性についても確認している。

具体的検証内容を以下に示す。

①フォルトツリー定量化結果の確認

システム A を作成し、RiskSpectrum®の解析結果と手計算結果が有効数字 3 桁の範囲で相違ないことを確認している。

システム A は図に示すシステムを想定する。詳細を以下に示す。

- 本注入システムは無尽蔵のタンクの冷却水を 2 台のポンプで発熱源に注入する。
- 成功基準はポンプ 2 台中 1 台が機能し、発熱源に冷却水を注入できること。
- 故障モードは電動ポンプ、逆止弁、電源の故障モードのみ考慮。
- 共通原因故障は無いものとする。
- ミニマルカットセットの定量化は Min Cut upper bound (上限近似) 法を用いる。

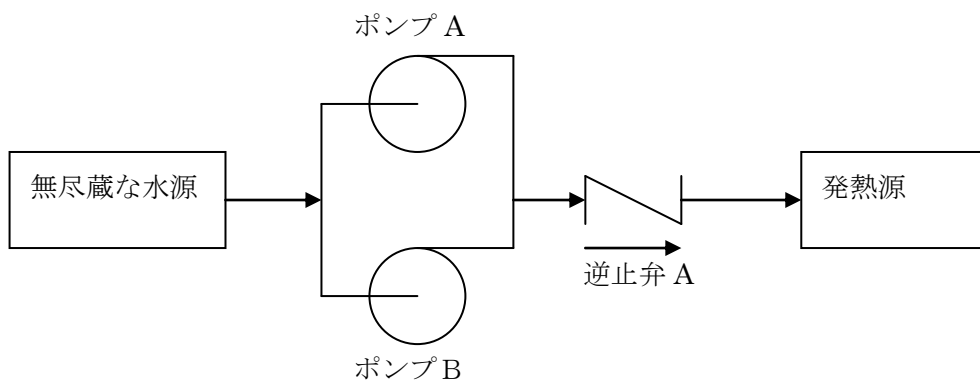


図 検証用に作成したモデル(システム A)

②イベントツリー定量化結果の確認

システム A とシステム B から構成されるイベントツリーを作成し、RiskSpectrum®の解析結果と手計算結果が有効数字 3 桁の範囲で相違ないことを確認している。

システム B は図に示すシステムを想定する。詳細を以下に示す。

- ・本注入システムは無尽蔵のタンクの冷却水を 1 台のポンプで発熱源に注入する。
- ・成功基準はポンプ 1 台中 1 台が機能し、発熱源に冷却水を注入できること。
- ・故障モードは電動ポンプ、逆止弁、電源の故障モードのみ考慮。
- ・共通原因故障は無いものとする。

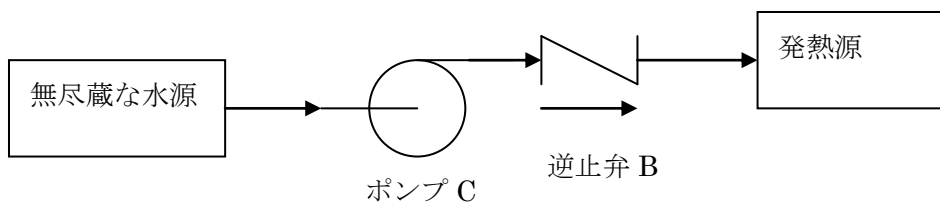


図 検証用に作成したモデル(システム B)

図に示すイベントツリーを作成する。詳細を以下に示す。

- ・システム A とシステム B の両方が機能喪失したとき炉心損傷する。
- ・成功分岐確率は考慮しない。
- ・ミニマルカットセットの定量化は Min Cut upper bound (上限近似) 法を用いる。

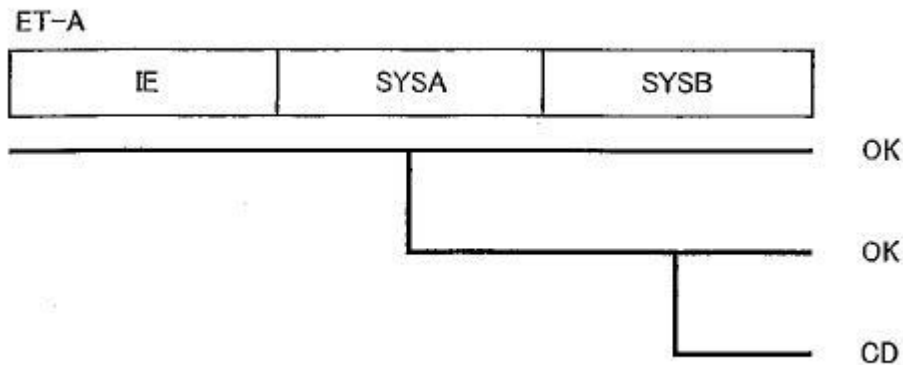


図 検証用に作成したイベントツリー

○その他機能の確認

その他の以下の機能においても手計算結果と比較することで機能の妥当性を確認している。

- ・パラメータ計算
- ・共通原因故障
- ・重要度評価
- ・シナリオ別の分岐確率
- ・不確かさ解析

(2) RISKMAN®

RISKMAN®は地震PRAで用いており、2-2に示すように、様々なイベントツリーを作成し、結合することにより結果を算出している。従って、イベントツリーについて、それぞれのシーケンスの定量化を、四則演算を使った基本的な計算式で実施しているものであるが、手計算結果と比較することでRISKMAN®の解析結果の妥当性についても確認している。

具体的検証内容を以下に示す。

○イベントツリー定量化結果の確認

システムAとシステムBから構成されるイベントツリーを作成し、RISKMAN®の解析結果と手計算結果が有効性数字3桁の範囲で相違ないことを確認している。

図に示すイベントツリーを作成する。詳細を以下に示す。

- ・システムAとシステムBの両方が機能喪失したとき炉心損傷する。
- ・成功分岐確率は考慮しない。
- ・それぞれのシステムの非信頼度については、(1)に示すようにRiskSpectrum®にて検証済みのものを活用するとする。

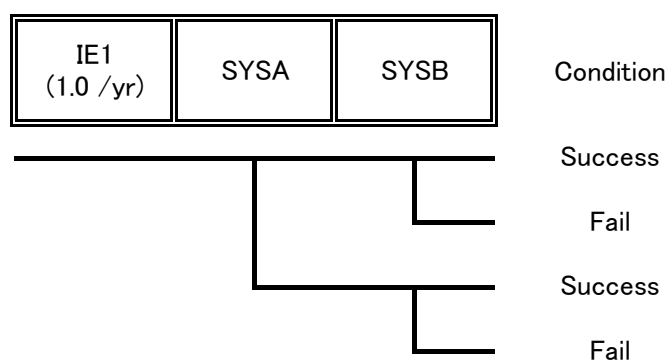


図 検証用に作成したイベントツリー

○その他機能の確認

その他の以下の機能においても手計算結果と比較することで機能の妥当性を確認している。

- ・重要度評価
- ・不確かさ解析

(3) CVET

CVETには大きく分けて格納容器イベントツリー(CET)の構築や分岐確率の設定といったPRAモデルを作成する機能と、作成したPRAモデルを定量化する機能がある。ここでは、CVETの解析コードとしての妥当性確認を検証目的とするので、後者のPRAモデルを定量化する機能の検証を実施している。

CVETの機能である、基本的な点推定評価機能、イベントツリーリンク機能、条件付分岐確率機能、暗黙の分岐方向機能に対して、図1から図4に示す簡易なモデルを作成し、CVETを用いて定量化した結果と手計算結果と比較することでCVETの妥当性を確認している。

なお、暗黙の分岐方向機能とは分岐がない箇所について分岐がない箇所のヘディングを成功扱いするのか、失敗扱いとするのかを設定する機能である。

CO	X1	X2	X3	事象 進展	CV破損 モード
					α
					β
					γ
					γ'

ヘディング 文字列	略号	ヘディング 分岐確率	条件付分岐確率
X1	X1	5.00E-03	
X2	X2	5.00E-01	
X3	X3	1.00E-01	

図1 基本的な点推定評価機能の検証に使用したモデル及び分岐確率

CO	X1	X2	X3	事象 進展	CV破損 モード
				Y1	β
				Y1	
					γ

Y1	Y2		事象 進展	CV破損 モード
				α
				γ'

ヘディング 文字列	略号	ヘディング 分岐確率	条件付分岐確率
X1	X1	5.00E-03	
X2	X2	5.00E-01	
X3	X3	1.00E-01	
Y2	Y2	2.50E-01	

図2 ET リンキング機能の検証に使用したモデル及び分岐確率

CO	X1	X2	X3	事象 進展	CV破損 モード
				Y1	β
				Y1	
					γ

Y1	Y2		事象 進展	CV破損 モード
				α
				γ'

ヘディング 文字列	略号	ヘディング 分岐確率	条件付分岐確率
X1	X1	5.00E-03	
X2	X2	5.00E-01	
X3	X3	1.00E-01	
Y2	Y2	2.50E-01	X2 1:0.7

図3 条件付分岐確率機能の検証に使用したモデル及び分岐確率

CO	X1	X2	X3	X4	事象 進展	CV破損 モード
					Y1	β
					Y1	
						γ

Y1	Y2		事象 進展	CV破損 モード
				α
				γ'

ヘディング 文字列	略号	ヘディング 分岐確率	条件付分岐確率
X1	X1	5.00E-03	
X2	X2	5.00E-01	
X3	X3	1.00E-01	
X4	X4	2.00E-01	
Y2	Y2	2.50E-01	X4 1:0.7

図4 暗黙の分岐方向機能の検証に使用したモデル及び分岐確率

6. 有効性評価で考慮したシナリオと PRA の結果について

各炉心損傷カテゴリーに分類される事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度の事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対するSA対策、重大事故防止対策の整備状況等を確認した。確認の結果、抽出された主要なカットセットのほとんどに対し、実施した重大事故等有効性評価の重要シーケンスの対応シナリオでの対策が有効であることを確認した。

1. 主要なカットセットの選定

事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて原則上位3位までの主要なカットセットを抽出した。

各事故シーケンスにおける主要なカットセット及びSA対策の整備状況等を表1～表7に示す。

2. 主要なカットセットの確認結果

表1～表7に示した通り、一部に「大破断LOCA+低圧注入失敗」のような国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスが存在するものの、大半の事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備されたSA対策により炉心損傷を防止することが可能となることが確認できた。

さらに、事故シーケンスをカットセットレベルまで展開することにより、発生頻度の高いカットセットに対しては多重に対策を講じるなど、今後の更なる安全性向上に資することができると思われる。

また、国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難な事故シーケンスに対しても、全炉心損傷頻度への寄与が小さいことを確認している。また、これらの事故シーケンスに対しては、炉心損傷を防止することは困難であるが、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和策に期待出来るものと考えられる。

表1 事故シーケンス毎の主要なカットセット（2次系からの除熱機能喪失）

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
手動停止	補助給水失敗	①補助給水ポンプ起動信号失敗CCF	7.0E-06	54%	1.3E-05	フィードアンドブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	2.8E-06	22%			○
		③タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外 +電動補助給水ポンプ室給気ファンA,B 起動失敗CCF	1.2E-07	1%			○
過渡事象	補助給水失敗	手動停止と同様			5.4E-06	手動停止と同様	
2次冷却系の破断	補助給水失敗	①2次系破断事象診断過誤による破断SGループ への給水停止失敗	1.2E-06	98%	1.2E-06	フィードアンドブリード	○
		②補助給水ポンプ起動信号失敗CCF	8.6E-09	1%			○
		③補助給水ピット閉塞	5.3E-09	0.4%			○
主給水喪失	補助給水失敗	手動停止と同様			6.2E-07	手動停止と同様	
外部電源喪失	補助給水失敗	①補助給水ピット閉塞	5.9E-08	45%	1.3E-07	フィードアンドブリード	○
		②電動補助給水ポンプ室空調系A,B機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ試験による 待機除外	2.5E-09	2%			○
		③電動補助給水ポンプ室空調系A,B機能喪失 +タービン動補助給水ポンプ起動失敗	2.0E-09	2%			○
		④補助給水系各機器の外部リーク	5.1E-09	4%			○
蒸気発生器伝熱管 破損	補助給水失敗	①補助給水ポンプ起動信号失敗CCF	4.8E-08	45%	1.1E-07	フィードアンドブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	3.0E-08	28%			○
		③海水ポンプA,C継続運転失敗CCF	1.9E-09	2%			○
小破断LOCA	補助給水失敗	①補助給水ポンプ起動信号失敗CCF	4.4E-09	44%	1.0E-08	フィードアンドブリード	○
		②補助給水ピット閉塞	2.7E-09	27%			○
		③海水ポンプA,C継続運転失敗CCF	1.7E-10	2%			○
2次冷却系の破断	主蒸気隔離失敗	①「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ蒸気 供給ライン元弁575A閉失敗」 +「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ 蒸気供給ライン逆止弁576A閉失敗」 により健全側ループの蒸気が破断側ループ へ流出	3.2E-11	42%	7.7E-11	フィードアンドブリード	○
		②「運転員による破断ループ側タービン動補助 給水ポンプ蒸気供給ライン元弁（575A） 閉止失敗(HE)」 +「破断ループ側タービン動補助給水ポンプ 蒸気供給ライン逆止弁(576A)閉失敗」 により健全側ループの蒸気が破断側ループ へ流出	3.4E-11	44%			○
		③健全ループ主蒸気隔離弁528A(C)閉失敗 +破断ループ主蒸気隔離逆止弁531B閉失敗	6.1E-12	8%			○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、補助給水機能が喪失して炉心損傷に至るシーケンスが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失などが考えられ、ここでは、補助給水ポンプの起動失敗や補助給水ピット閉塞による水源喪失が支配的となっているが、SA対策として補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。
- また、「2次冷却系の破断+補助給水失敗」及び「2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗」のシーケンスでは、破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗(HE)が上位のカットセットとして抽出されたが、これらについても同様にフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。

表2 事故シーケンス毎の主要なカットセット
(安全機能のサポート機能喪失(電源機能・補機冷却機能))

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
外部電源喪失	非常用所内電源喪失	①DG室空調系 空気作動ダンバ 2741,2742 開失敗CCF	1.5E-07	4%	3.5E-06	代替非常用 発電機 代替格納容器 スプレイポンプ	○
		②UV信号A,B両トレンCCF	1.4E-07	4%			○
		③ディーゼル発電機A,B 起動失敗CCF	7.8E-08	2%			○
		④外部電源受電遮断器 開失敗CCF	6.3E-08	2%			○
補機冷却水の喪失	RCPシールLOCA	①RCPシールLOCA発生	2.0E-04	100%	2.0E-04	代替格納容器 スプレイポンプ	○
補機冷却水の喪失	加圧器安全弁 /逃がし弁LOCA	①加圧器安全弁055(056,057)再閉止失敗	9.0E-07	100%	9.0E-07	代替格納容器 スプレイポンプ	○
		②加圧器逃がし弁452A(B) 閉失敗 +電動弁054A(B) 制御回路の作動失敗	3.0E-10	0.1% 未満			○
補機冷却水の喪失	補助給水失敗	①補助給水ポンプ 起動信号失敗CCF	6.0E-09	54%	1.1E-08	補機冷却水復旧 後のフィードア ンドブリード	※
		②補助給水ピット 閉塞	2.5E-09	22%			※
		③タービン動補助給水ポンプ 試験による待機除外 +電動補助給水ポンプ室給気ファンA,B 起動失敗 CCF	1.1E-10	1%			※

※：SA対策が有効なカットセットであるが、時間余裕の観点で発生頻度の低減が難しいカットセット。

【主要なカットセットに対する検討】

- 「外部電源喪失+非常用所内電源喪失」は、DG室空調系の機能喪失やUV信号の発信失敗などにより、非常用所内電源が喪失によりSBO となり炉心損傷に至るシーケンスであるが、代替電源により電源を確保し2次系強制冷却による低圧注入や代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入により炉心損傷防止が可能である。
- 補機冷却水の喪失が発生した場合、RCP シールLOCA や加圧器逃がし弁/安全弁LOCA が発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが、この場合も2次系強制冷却による代替格納容器スプレイポンプによる炉心注入により炉心損傷防止が可能である。
- また、「補機冷却水の喪失+補助給水失敗」においても2次系からの除熱機能喪失時と同様、フィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能なシーケンスであるが、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しいシーケンスである。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。

表3 事故シーケンス毎の主要なカットセット
(格納容器からの除熱機能喪失)

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
小破断LOCA	スプレー再循環失敗	①格納容器スプレー冷却器補機冷却水出口弁 177A,B 開失敗CCF	9.4E-09	26%	3.6E-08	格納容器内自然 対流冷却	○
		②格納容器スプレー系トレンA(B)試験による 待機除外 +格納容器スプレー冷却器補機冷却水 出口弁177B(A)開失敗	3.0E-09	8%			○
		③格納容器スプレー冷却器出口C/V外側隔離弁 013A(B) 開失敗 +格納容器スプレー冷却器補機冷却水出口弁 177B(A) 開失敗	2.3E-09	6%			○
小破断LOCA	スプレー注入失敗	①スプレー信号A,B両トレン失敗CCF	8.7E-09	33%	2.7E-08	格納容器内自然 対流冷却	○
		②格納容器スプレー冷却器出口C/V外側隔離弁 013A,B 開失敗CCF	9.4E-09	35%			○
		③格納容器スプレー系トレンA(B)試験による 待機除外 +格納容器スプレー冷却器補機冷却水出口弁 013B(A) 開失敗	3.0E-09	11%			○
		④格納容器スプレーポンプA,B 起動失敗CCF	2.9E-09	11%			○
中破断LOCA	スプレー再循環失敗	小破断LOCAと同様			1.1E-08	小破断LOCAと同様	
中破断LOCA	スプレー注入失敗	小破断LOCAと同様			8.9E-09	小破断LOCAと同様	
大破断LOCA	低圧再循環失敗 +スプレー再循環 失敗	①格納容器スプレー冷却器出口C/V外側隔離弁 013A(B) 開失敗 +余熱除去ポンプA(B)試験による待機除外 +再循環サンブスクリーンB(A) 閉塞	3.6E-13	6%	6.2E-12	格納容器内自然 対流冷却	○
		②スプレーポンプA(B)試験による待機除外 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁 117A(B) 開失敗 +再循環サンブスクリーンB(A) 閉塞	3.6E-13	6%			○
		③格納容器スプレー冷却器補機冷却水出口弁 177A(B) 開失敗 +余熱除去ポンプA(B)試験による待機除外 +再循環サンブスクリーンB(A) 閉塞	3.6E-13	6%			○
大破断LOCA	スプレー注入失敗 +低圧再循環失敗 +(高圧再循環成功)	①格納容器スプレー冷却器補機冷却水出口弁 013A,B 開失敗CCF +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A,B 開失敗CCF	3.1E-14	11%	3.0E-13	格納容器内自然 対流冷却	○
		②スプレーポンプA(B)試験による待機除外 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A(B) 開失敗 +SI信号、スプレー信号B(A)トレン共通部 (計装部品)故障	2.6E-14	9%			○
		③格納容器スプレー冷却器補機冷却水出口弁 013A(B) 開失敗 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A(B) 開失敗 +SI信号、スプレー信号B(A)トレン共通部 (計装部品)故障	2.0E-14	7%			○

【主要なカットセットに対する検討】

○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、スプレー機能（注入／再循環）が喪失して格納容器が先行破損して炉心損傷に至るシーケンスである。スプレー機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失などが考えられる。ここでは、スプレー冷却器に補機冷却水を通水する弁の開失敗やスプレー信号の発信失敗などにより炉心損傷に至るシーケンスであるが、その場合でも、スプレーシステムを使用しない格納容器内自然対流冷却を実施することで炉心損傷防止が可能である。

表4 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
ATWS	-	①ベーシックソフトウェアCCF	7.1E-09	57%	1.2E-08	緊急ほう酸注入	○
		②原子炉トリップ遮断器開失敗CCF	5.2E-09	42%		ATWS緩和設備	○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化又は事故が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが、原子炉トリップに失敗するカットセットとして、ベーシックソフトウェアの共通要因故障（CCF）による回路の作動失敗と遮断器の開失敗が要因となっている。この場合においてもATWS 緩和設備などにより炉心損傷を防止することが可能である。

表5 事故シーケンス毎の主要なカットセット (ECCS注水機能喪失)

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
小破断LOCA	高压注入失敗	①低温側注入ライン手動弁065B(C)閉塞	6.5E-07	50%	1.3E-08	2次系強制冷却による 低压注入	○
		②低温側注入ラインオリフィス911(912)閉塞	2.5E-07	19%			○
		③低温側注入ラインオリフィス01B(01C)閉塞	2.5E-07	19%			○
中破断LOCA	高压注入失敗	①高压注入ポンプ出口C/V内側連絡弁061A閉塞	1.7E-08	50%	3.5E-08	2次系強制冷却による 低压注入	○
		②ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁036A,B 開失敗CCF	2.9E-09	8%			○
		③ほう酸注入タンク入口弁032A,B開失敗CCF	2.9E-09	8%			○
		④ほう酸注入タンク循環ライン出口弁145,146 開失敗CCF	3.6E-09	10%			○
大破断LOCA	蓄圧注入失敗	①蓄圧タンクB(C)閉塞	6.2E-09	66%	9.4E-11		×
		②蓄圧タンク出口電動弁132B(C)閉塞	1.9E-09	20%			×
		③蓄圧タンク出口逆止弁134B(C)開失敗	4.2E-10	4%			×
大破断LOCA	低压注入失敗	①S信号A,B両トレン失敗CCF	5.2E-10	18%	2.9E-09	無し	×
		②RHRポンプ出口流量高信号A,B両トレンCCF によるミニフローライン弁601,611の誤開	5.2E-10	18%			×
		③余熱除去ポンプA,B起動失敗CCF	1.9E-10	7%			×
		④燃料取替用水ピット閉塞	2.7E-10	9%			×
中破断LOCA	蓄圧注入失敗	①低温側配管注入ライン逆止弁137B,C開失敗CCF	1.1E-11	43%	2.5E-11		×
		②低温側配管注入ライン逆止弁134B,C開失敗CCF	1.1E-11	43%			×
		③蓄圧タンクB,C閉塞	1.4E-12	5%			×

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、「中、小破断LOCA+高压注入失敗」が支配的となっており、これらのシーケンスは高压注入機能が喪失して炉心損傷に至るシーケンスである。高压注入系が喪失する要因として、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失などが考えられるが、ここでは、注入ラインの弁が閉塞することによる注入配管閉塞が支配的である。その場合でも、SA対策として2次系強制冷却による1次系の減圧後、閉塞した高压注入系とは別の系統から低压注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。
- 一方、「大破断LOCA+低压注入失敗」、「大破断LOCA+蓄圧注入失敗」、「中破断LOCA+蓄圧注入失敗」のシーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、例えば、「大、中破断LOCA+蓄圧注入失敗」のシーケンスであっても、高压注入や代替低压注入ポンプ等を活用して何らかの形で注水することで炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待出来る可能性がある。

表6 事故シーケンス毎の主要なカットセット (ECCS再循環機能喪失)

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
小破断LOCA	高压再循環失敗	①再循環自動切替許可操作A,B両トレン失敗CCF	9.5E-08	56%	1.7E-07	2次系強制冷却による 低压再循環	○※1
		②再循環切替診断失敗	5.9E-08	35%			○※2
		③再循環サンプスクリーンA,B閉塞 CCF	1.0E-08	6%			○※3
中破断LOCA	高压再循環失敗	小破断LCOAと同様			5.3E-08	小破断LCOAと同様	
大破断LOCA	低压再循環失敗 + 高压再循環失敗	①再循環自動切替許可操作A,B両トレン失敗CCF	9.5E-09	57%	1.7E-08	代替再循環	○※1
		②再循環切替診断失敗	5.9E-09	36%			○※2
		③再循環サンプスクリーンA,B閉塞 CCF	1.0E-09	6%			○※3

※1：個々の機器に対する手動操作を行うことにより炉心損傷防止が可能

※2：代替再循環までの診断に成功すれば炉心損傷防止が可能

※3：RWSP補給による注入継続等により炉心損傷防止が可能

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、再循環機能が喪失することで炉心損傷に至るシーケンスである。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障、注入配管閉塞、再循環切替失敗、水源喪失などが考えられるが、ここでは再循環切替失敗や診断失敗が支配的となっているが、その場合でも代替再循環や2次系強制冷却による低压注入等を実施することにより炉心損傷を防止することが可能である。

表7 事故シーケンス毎の主要なカットセット (漏えい箇所の隔離機能喪失)

事故シーケンス		主要なカットセット	CDF (炉/年)	寄与 割合	全CDF (炉/年)	主なSA対策	SA対策 有効性
蒸気発生器伝熱管 破損	破損SG隔離失敗	①SGTR事象診断過誤による破損SGへの 給水停止失敗 + 主蒸気管破断	6.5E-08	23%	2.8E-07	クールダウン & リサーキュ レーション	○
		②タービン動補助給水ポンプ蒸気供給ライン元弁 575A閉止失敗	8.6E-08	31%			○
インターフェイス システムLOCA	-	-	3.0E-11	100%	3.0E-11	クールダウン & リサーキュ レーション	○

【主要なカットセットに対する検討】

- 本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象としてSGTR やインターフェイスシステムLOCA が発生するものであるが、いずれの場合もECCS 等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを実施することで炉心損傷防止が可能である。

7. 重大事故等対処設備による対応が困難な事象に対する考え方について

(1) レベル1 PRA において有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスの扱いについて

レベル1 PRA における炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出において、地震、津波の外部事象 PRA においては、以下の事故シーケンスが、「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」（以下、「規則解釈」という。）第37条1-2(a)、(b)の規定における、炉心の著しい損傷防止の有効性対策の対応が困難な事故シーケンスとして抽出された。

○ 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破断）（CDF：5.6E-10/炉年）

複数の蒸気発生器伝熱管が破損することにより、大規模な LOCA が発生し、ECCS 注入も無効であり炉心損傷に至る事象であるとともに、格納容器バイパスが発生する事象として抽出した。

○ 原子炉建屋損傷（CDF：5.7E-8/炉年）

原子炉建屋が損傷することで、建屋内の全てあるいは多くの機器、配管が損傷して大規模な LOCA が発生する可能性があり、ECCS 注入も無効であると想定されるため、炉心損傷に至る事象として抽出した。

○ 原子炉格納容器損傷（CDF：1.7E-9/炉年）

原子炉格納容器が損傷することで、格納容器内の全てあるいは多くの機器、配管が損傷して大規模な LOCA が発生する可能性があり、ECCS 注入も無効であると想定されるため、炉心損傷に至る事象として抽出した。

○ 原子炉補助建屋損傷（CDF：5.6E-9/炉年）

原子炉補助建屋が損傷することで、建屋内の電気盤類（メタクラ等）が損傷し、「外部電源喪失＋非常用所内電源喪失」が発生し、SBO となる可能性があるため、炉心損傷に至る事象として抽出した。

○ 複数の信号系損傷（CDF：3.3E-8/炉年）

運転コンソール等が損傷することで、各種制御が不能となり、補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、2次系からの1次系除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出した。

ここで、「蒸気発生器伝熱管破損（複数本破断）」、「原子炉建屋損傷」及び「原子炉格納容器損傷」については、炉心損傷後の格納容器の機能に期待できない事象として炉心損傷防止

対策の有効性を確認するとしている規則解釈 1-2(b)に分類されるものの、有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスである。

また、「原子炉補助建屋損傷」及び「複数の信号系損傷」についても、炉心損傷後の格納容器の機能には必ずしも期待できない事故シーケンスとなる。

これら外部事象に特有な事故シーケンスについて、規則解釈で想定されている事故シーケンスグループと異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について検討した結果、下記のように考え、当該シーケンスについては「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」として新たに追加する必要はないと判断した。

- これらの事故シーケンスは炉心損傷頻度が最も大きい事故シーケンスである原子炉建屋損傷においても、炉心損傷頻度は $5.7E-8$ / 炉年であり、全てを合計しても全炉心損傷頻度 ($2.3E-4$ / 炉年) に対して 0.1% を下回る極めて小さい寄与であり、有意な頻度ではない。
- 万一これらの事象に至った場合は炉心損傷の回避は困難であるが、今回整備する各種 SA 対応手順により事故進展の緩和や格納容器破損防止を図ることに加え、格納容器の健全性が損なわれる事態に対しては、今回整備する原子炉施設の大規模損壊発生時の対応手順により格納容器の破損緩和又は放射性物質の放出低減等を図る。

さらに、レベル 1 内部事象および外部事象 PRA において抽出された全ての事故シーケンスから、規則解釈で想定する事故シーケンスグループに分類された事故シーケンスのうち、以下のシーケンスについては、国内外の先進的な対策を考慮しても、全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスに該当する。

- 1 次系流路閉塞による 2 次系除熱機能喪失 (CDF : $1.6E-10$ / 炉年)
- 補機冷却水の喪失 + 補助給水失敗 (CDF : $1.1E-8$ / 炉年)
- 大破断 LOCA + 低圧注入失敗 (CDF : $1.0E-8$ / 炉年)
- 大破断 LOCA + 蓄圧注入失敗 (CDF : $9.4E-9$ / 炉年)
- 中破断 LOCA + 蓄圧注入失敗 (CDF : $2.5E-11$ / 炉年)
- 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA) (CDF : $1.2E-9$ / 炉年)

上記の事故シーケンスに対しては、下記のように考え、有効性評価を行う事故シーケンスの選定対象からは除外することとした。

- これらの事故シーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は小さく、全てを合計しても全炉心損傷頻度 ($2.3E-4$ / 炉年) への寄与割合は 0.1% 以下である。すなわち、全炉心

損傷頻度の 99.9%以上を占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれている。

- 万一これらの事故シーケンス発生に至った場合には、全ての条件において有効性を確保できないものの、炉心への注水、フィードアンドブリード、格納容器スプレイなど今回整備する各種 SA 対応手順により、炉心損傷防止や格納容器破損防止を図る。
- さらに、格納容器の健全性が損なわれる事態に対して、今回整備する原子炉施設の大規模損壊発生時への対応手順により格納容器の破損緩和又は放射性物質の放出低減を図る。

(2) レベル 1.5PRA において、必ず想定する格納容器破損モードに分類されない破損モードの扱いについて

レベル 1.5PRA において抽出された、規則基準第 37 条 2-1(a)において、必ず想定することとなっている 6 種類の格納容器破損モードに分類されない破損モードについて、新たな格納容器破損モードとして設定するか、以下検討を実施した。

a. 蒸気発生器伝熱管破損 (g モード)

本破損モードはレベル 1.5PRA 評価上の破損モードとして抽出されたが、規則解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。なお当該破損モードの格納容器破損頻度 (CFF) は $3.9E-7$ /炉年、全 CFF に対する寄与は約 0.2%と小さい。

また、当該破損モードの 1 つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損 (TI-SGTR) が想定される。本事象は炉心損傷後に 1 次系が高圧かつ 2 次系への給水がない状況下で発生しうるが、当該状況においては高温側配管のクリープ破損が先に生じて 1 次側が減圧され、本事象の発生する可能性は低い。当該モードによる CFF は $6.3E-8$ /炉年、全 CFF 寄与割合 0.1%以下と小さい。

さらに、TI-SGTR は 1 次系が高圧、2 次系への給水がない場合に生じることから、その対策は 1 次系強制減圧となり、同じ対策を講じる格納容器破損モード「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」にて、事象の推移及び対策として代表させることができる。

上記より、当該破損モードを個別プラント評価からの格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

b. インターフェイスシステム LOCA (v モード)

本破損モードはレベル 1.5PRA 評価上の破損モードとして抽出されたが、規則解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあつては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。また当該破損モードの CFF は $3.0E-11$ /炉年、全 CFF に対する寄与は 0.1%以下と小さい。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価からの格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

c. 格納容器隔離失敗（ β モード）

本破損モードは事故後に格納容器隔離に失敗する事象を想定したものである。一方、格納容器破損防止対策の有効性評価で想定する格納容器破損モードとしては、規則解釈に記載される有効性評価の判断基準からも、重大事故の進展により格納容器へ物理的な負荷が発生することで格納容器機能が喪失に至るものを対象としていると考えられる。また、当該破損モードの CFF は $1.1E-6$ /炉年、全 CFF に対する寄与は約 0.5% と小さい。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価からの格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

d. 原子炉容器内水蒸気爆発（ α モード）

本破損モードは炉心溶融物が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物の破損物がミサイルとなって格納容器を破損する事象を想定したものである。当該破損モードについては各種研究により得られた知見から格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価されており（NUREG-1116、NUREG-1524）、国内においてもリスクの観点からは大きな影響がないものと認識されている。また、当該破損モードの CFF は $1.7E-9$ /炉年、全 CFF に対する寄与は 0.1% 以下と極めて小さい。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価からの格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

e. 水蒸気蓄積による格納容器先行破損（ θ モード）

本破損モードはレベル 1.5PRA 評価上の破損モードとして抽出されたが、規則解釈の要求として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンス部ループ「格納容器除熱機能喪失」にて有効性評価の対象としている。

したがって、当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

なお、万一これらの事象に至った場合は、放射性物質の格納容器から環境中への放出が回避できない可能性があるが、今回整備する各種 SA 対応手順により事故進展の緩和や格納容器破損防止を図ることに加え、格納容器の健全性が損なわれる事態に対しては、今回整備する原子炉施設の大規模損壊発生時の対応手順により、格納容器の破損緩和又は放射性物質の放出低減を図る。

レベル1PRA の評価結果を踏まえて抽出された事象

○外部事象に起因し、炉心損傷の回避が困難な事故シーケンス

- ・蒸気発生器伝熱管破損（複数本破断）（ $5.6E-10$ ／炉年）
- ・原子炉建屋損傷（ $5.7E-8$ ／炉年）
- ・原子炉補助建屋損傷（ $5.6E-9$ ／炉年）
- ・原子炉格納容器損傷（ $1.7E-9$ ／炉年）
- ・複数の信号系損傷（ $3.3E-8$ ／炉年）

○全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講じることが困難な事故シーケンス

- ・1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失（ $1.6E-10$ ／炉年）
- ・補機冷却水の喪失＋補助給水失敗（ $1.1E-08$ ／炉年）
- ・大破断 LOCA を上回る LOCA（ $1.2E-09$ ／炉年）
- ・大破断 LOCA＋低圧注入失敗（ $1.0E-08$ ／炉年）
- ・大破断 LOCA＋蓄圧注入失敗（ $9.4E-09$ ／炉年）
- ・中破断 LOCA＋蓄圧注入失敗（ $2.5E-11$ ／炉年）

○これらシーケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合は非常に小さい。
○これらシーケンスにおいては、有効性評価による炉心損傷防止の担保はとれないが、今回整備する SA 対応手順により、可能な限り、炉心損傷回避、事象進展の緩和、格納容器破損防止を図る。

上記の事故シーケンスについては、炉心損傷防止の有効性評価の対象外とする。

レベル 1.5PRA の評価結果を踏まえて抽出された事象

○炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難な破損モード(格納容器先行破損、格納容器バイパス等)

- ・蒸気発生器伝熱管破損（gモード）（ $3.9E-07$ ／炉年）
- ・温度誘因蒸気発生器伝熱管損傷（gモード）（ $6.3E-08$ ／炉年）
- ・インターフェイスシステム LOCA（vモード）（ $3.0E-11$ ／炉年）
- ・水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θモード）（ $8.2E-08$ ／炉年）

- ・原子炉容器内水蒸気爆発（αモード）（ $1.7E-09$ ／炉年）
各種研究により得られた知見から、格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価される。

- ・格納容器隔離失敗（βモード）（ $1.1E-06$ ／炉年）
事故進展により格納容器へ物理的な負荷が発生することで格納容器破損に至るものではなく、有効性の検討対象になじまない。

炉心損傷防止対策の有効性を確認

当該事象に至らない対策を整備

○これら破損モードの全格納容器破損頻度への寄与割合は非常に小さい。
○これらモードにおいては、有効性評価による格納容器破損防止の担保はとれないが、各種 SA 対応対策により、可能な限り、事故進展防止、格納容器破損防止を図る。

上記の破損モードについては、格納容器破損防止の有効性評価の対象外とする。

格納容器の健全性が損なわれ、大量の放射性物質が環境中へ放出される事態に至る可能性は極めて低いと考えられるものの、万一の事態に対応する観点から、大規模損壊発生時の対応手順を整備。