

(a) 全体概要図

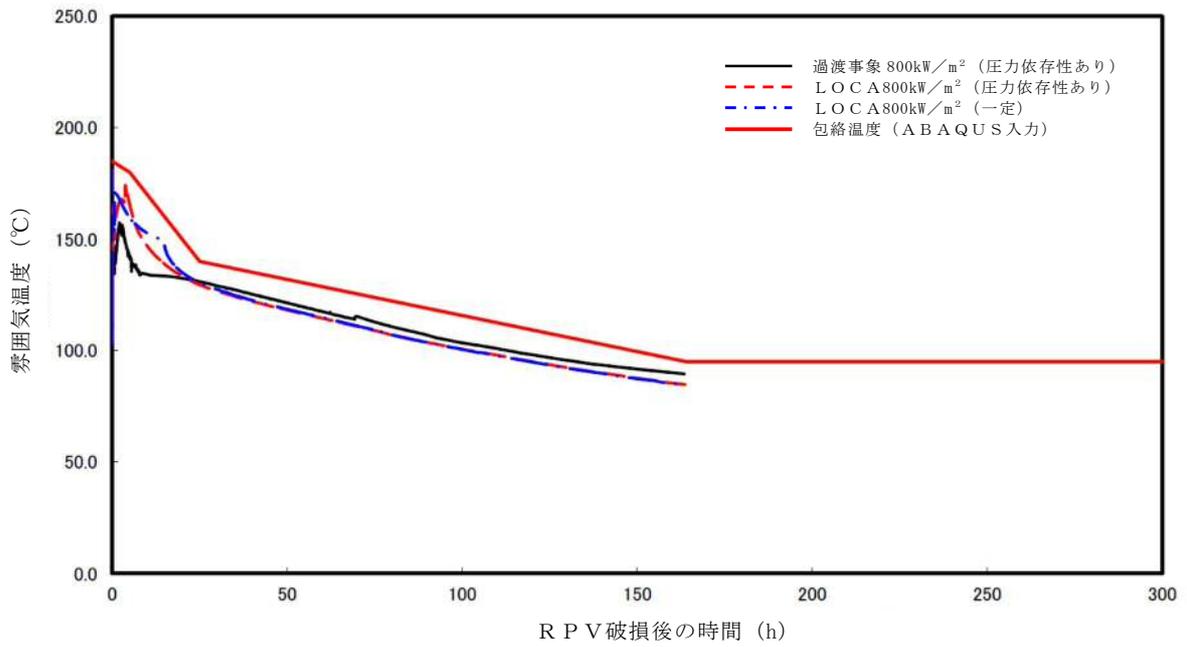


(b) スリット部拡大図

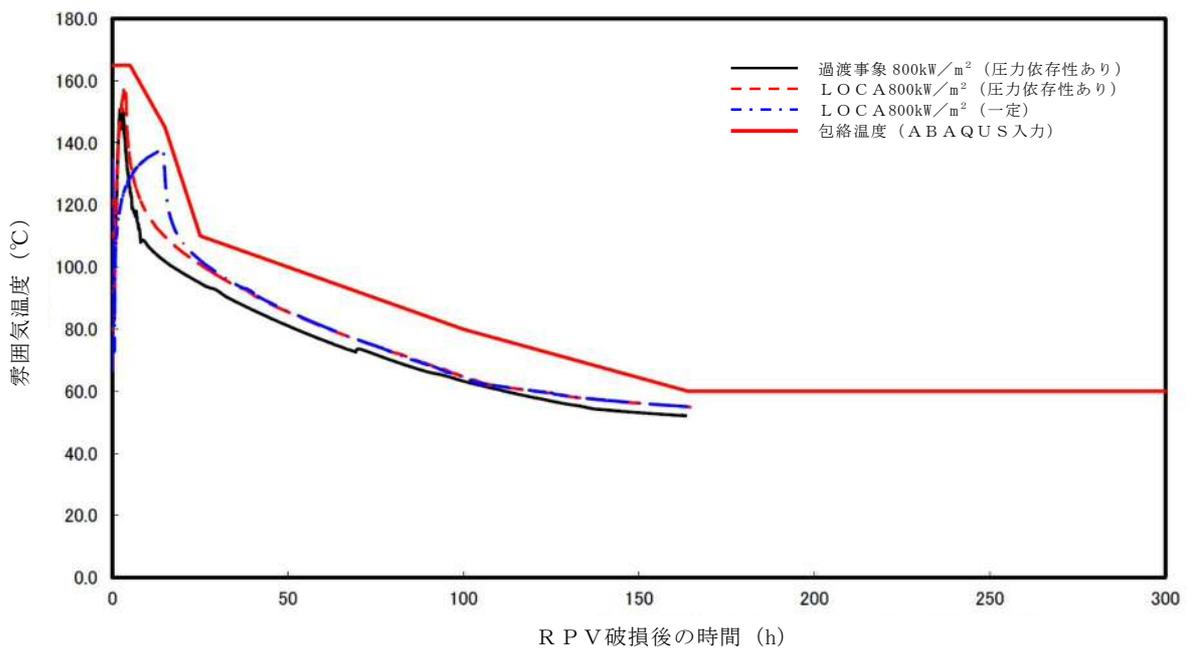
第 1 図 熱伝導解析モデル



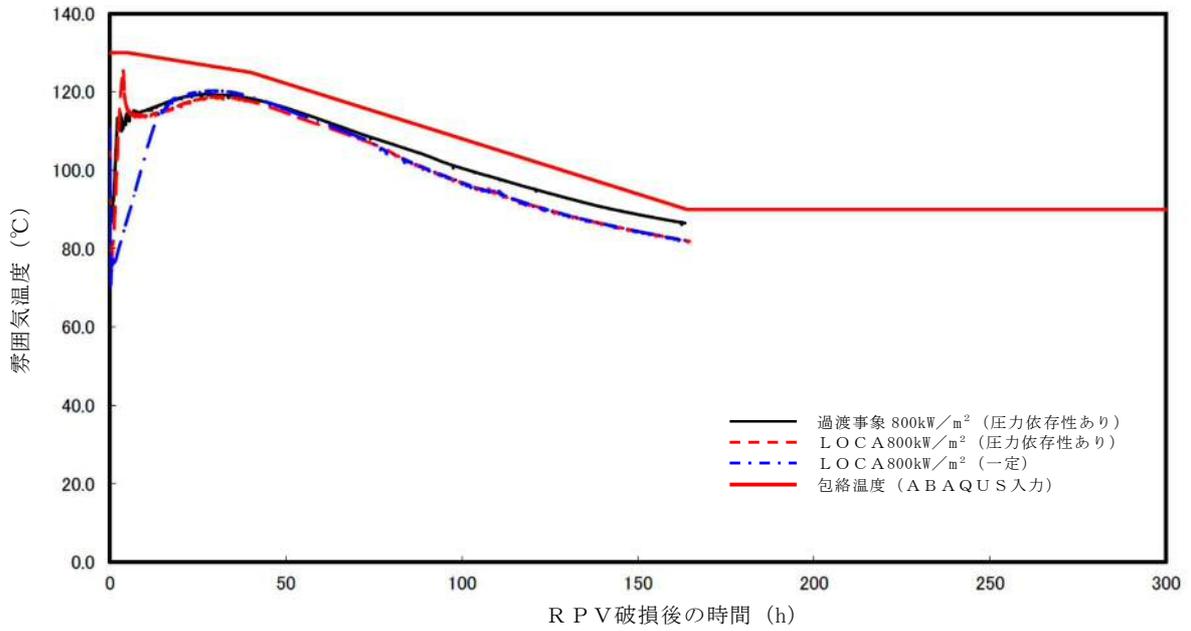
第 2 図 デブリ内部発熱密度条件



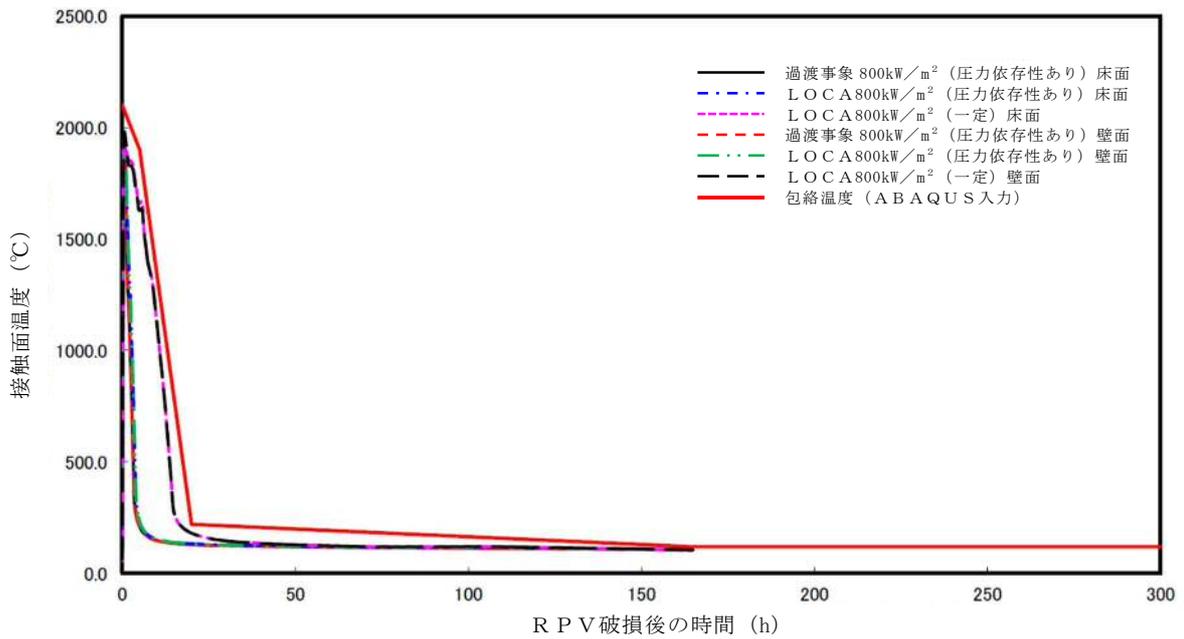
第3図 ペデスタル雰囲気温度条件



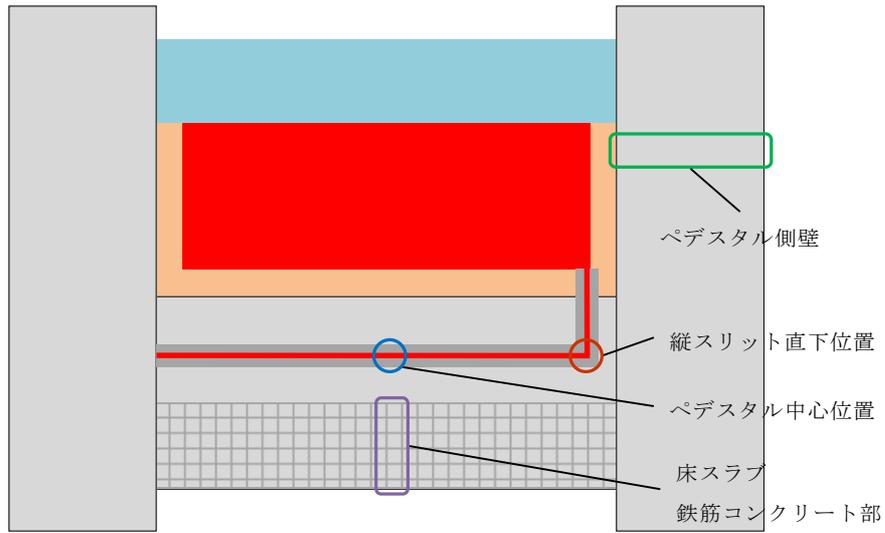
第4図 ドライウェル雰囲気温度条件



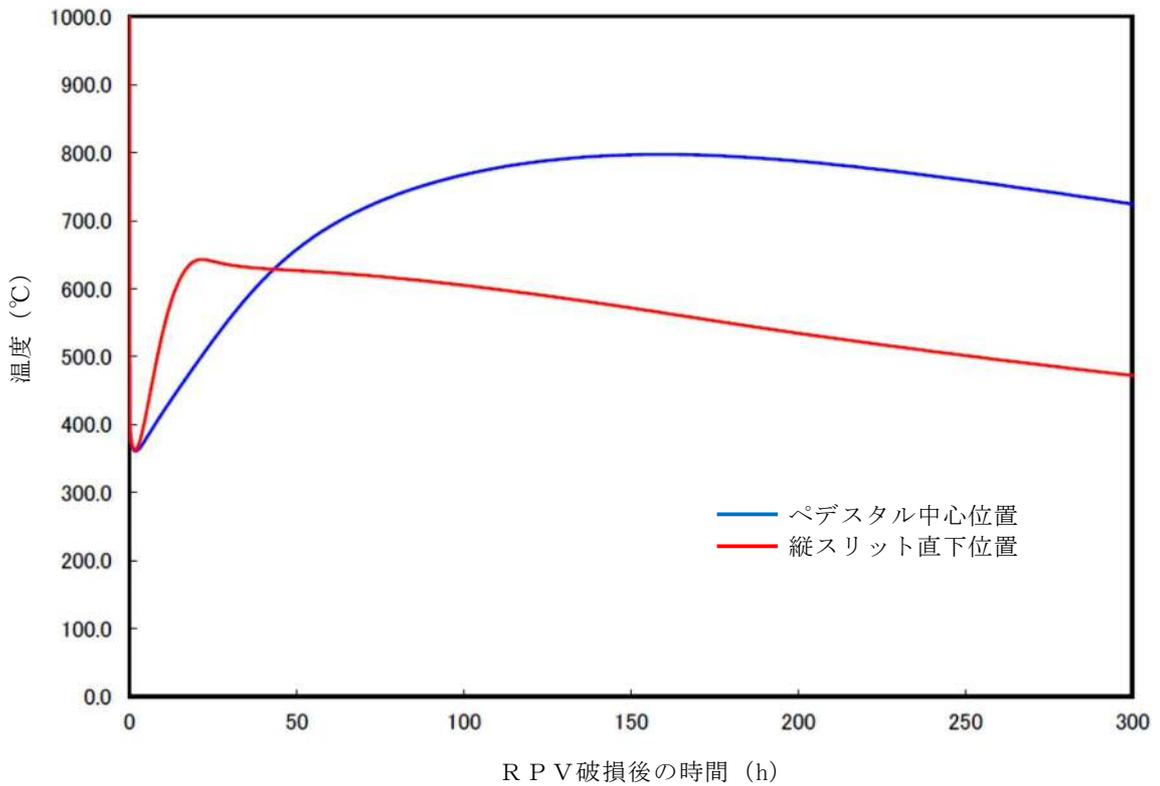
第5図 サプレッション・チェンバ霧囲気温度条件



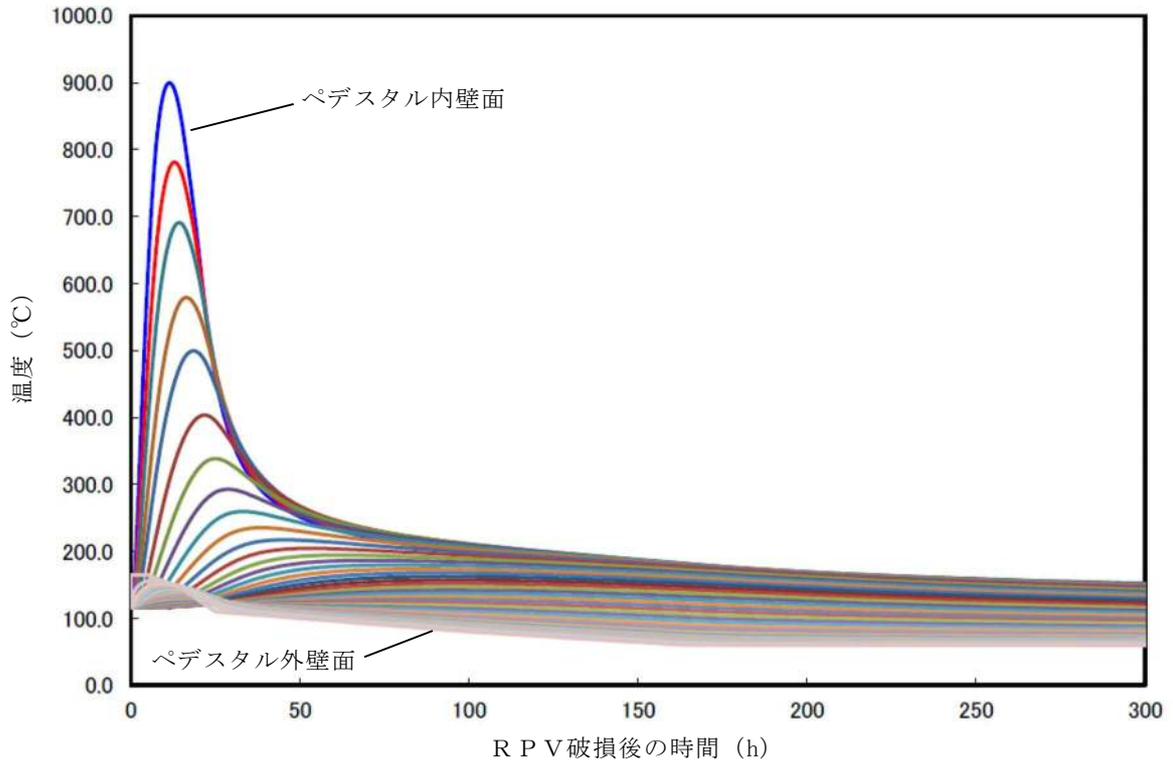
第6図 デブリー・ジルコニア耐火材接触面温度条件



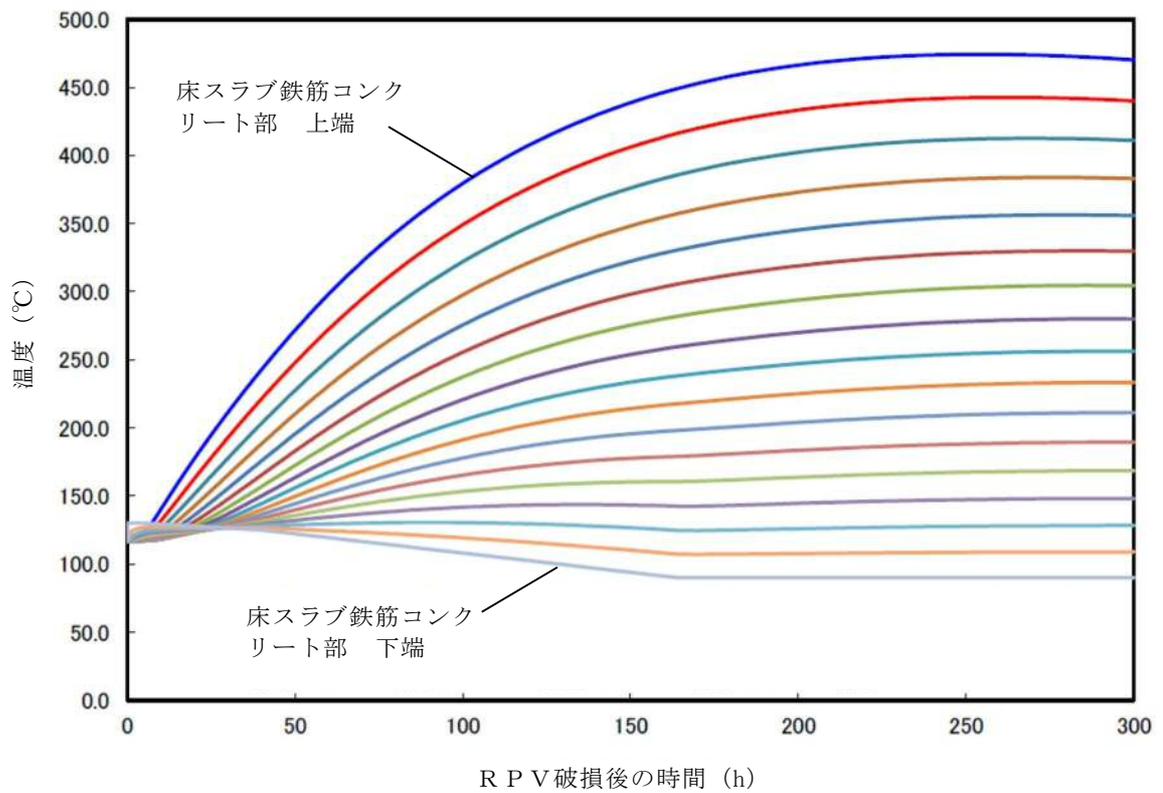
第7図 ペデスタル温度評価位置



第8図 横スリット部の温度変化



第 9 図 ペデスタル側壁の温度変化

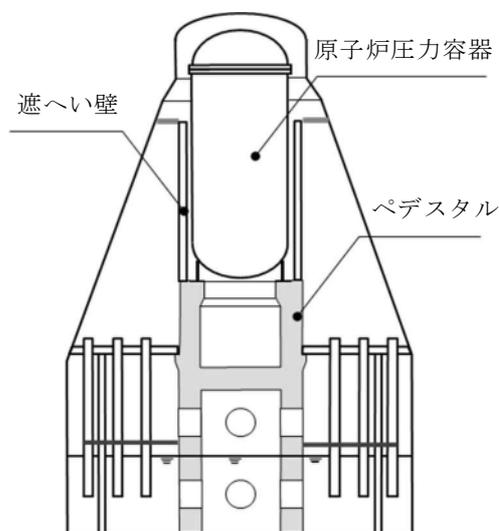


第 10 図 床スラブ鉄筋コンクリート部の温度変化

R P V 支持に必要な側壁コンクリート厚さ評価

1. 概要

格納容器内のペDESTAL等配置図を第 1 図に示す。ペDESTALは、原子炉圧力容器、遮へい壁等を支持する構造物である。添付 3.5.1 のとおり、原子炉圧力容器が破損し溶融燃料がペDESTAL（ドライウエル部）に落下した場合でも、コンクリートの侵食は生じない評価結果となっているが、ペDESTAL側壁部のコンクリートが侵食する可能性を考慮し、これら構造物を支持するために必要となるペDESTAL側壁部の壁厚（以下「必要壁厚」という。）を算定する。



第 1 図 格納容器内ペDESTAL等配置図

2. ペDESTAL側壁部に生じる荷重算定

2.1 荷重の算定方針

必要壁厚の算定のために必要となるペDESTAL側壁部の荷重は、今回工認

におけるペDESTALの構造健全性評価に用いる解析モデルを適用し、ペDESTALにて支持される構造物の重量を考慮した解析により算定する。

2.2 解析方法

解析モデル図を第2図に、解析条件等の概要について第1表に示す。解析モデルは、ペDESTAL構造をシェル要素にて3次元的にモデル化したものを用いる。

ペDESTALは、原子炉压力容器及び遮へい壁等を支持する構造物であるため、解析における各構造物の重量の模擬については、ペDESTAL上面に等分布荷重として負荷させる。また、MCCIに至る過程を踏まえれば、原子炉压力容器内の燃料集合体等はデブリ化し、ペDESTAL床面上に落下していることになるが、ペDESTAL側壁コンクリートの必要壁厚を保守的に算定するために、原子炉压力容器内に燃料集合体が残存することを前提に評価した。



第2図 ペDESTAL 3次元FEMモデル図

第1表 解析条件等の概要

項目	内容
解析モデル	<ul style="list-style-type: none"> ・ 3次元FEMモデル ・ シェル要素
解析コード	<ul style="list-style-type: none"> ・ NASTRAN
重量模擬	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉圧力容器 $955 \times 10^3 \text{ kg}$ (圧力容器内構造物を含む) ・ 遮へい壁 $656 \times 10^3 \text{ kg}$
コンクリートの材料物性等	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設計基準強度 22 N/mm^2 ・ ヤング係数 $2.2 \times 10^4 \text{ N/mm}^2$ ・ せん断弾性係数 $0.918 \times 10^4 \text{ N/mm}^2$ ・ 単位体積重量 23 kN/m^3

3 必要壁厚の算定

3.1 解析結果

必要壁厚の算定に用いる荷重は、構造物の重量によるペDESTAL鉛直方向に発生する荷重（圧縮軸力）に加えて、側壁コンクリートの壁厚変化に伴う構造不連続形状部に発生する面外せん断力についても考慮する。

構造物の重量を付加させた解析結果として、MCCIによる侵食が想定されるペDESTAL側壁部における圧縮軸力及び面外せん断力を第2表に示す。

第2表 ペDESTAL側壁部に生じる荷重

部位	圧縮軸力 (kN/m)	面外せん断力 (kN/m)
MCCIによる 侵食想定部位	1,940	178

3.2 コンクリートの応力度

必要壁厚の算定に当たっては、鉄筋コンクリート構造計算規準・同解説((社)日本建築学会, 1999) (以下「RC規準」という。)に規定されているコンクリートの短期許容応力度を用いた。なお、水蒸気爆発に対する構造健全性評価においては終局状態に至らないことを判断基準としているが、短期許容応力度を用いることは保守的な取扱いとなる。第3表に必要壁厚算定に用いた許容応力度を示す。

第3表 必要壁厚算定に用いた許容応力度 (短期)

圧縮 (N/mm ²)	せん断 (N/mm ²)
14.6	1.06

※ RC規準許容応力度 (短期)

・圧縮 : $2/3 F_c$

・せん断 : $1/30 F_c$ かつ $(0.49 + 1/100 \times F_c)$ 以下の 1.5 倍

3.3 必要壁厚の算定結果

側壁コンクリートに生じる荷重、短期許容応力度から必要壁厚を圧縮軸力及び面外せん断力に対して算定した。

(1) 圧縮軸力による評価

側壁コンクリートに生じる圧縮軸力と短期許容応力度が等しくなるときの壁厚を必要壁厚として算定する。必要壁厚は下式のとおり算定され、圧縮軸力による評価においては、必要壁厚は 133 mm となる。

$$1.940 \times 10^3 \text{ (N/mm)} \div 14.6 \text{ (N/mm}^2\text{)} = 133 \text{ mm}$$

(2) 面外せん断力による評価

面外せん断力を用いた必要壁厚の算定については、RC規準の断面算定に用いる評価式を適用する。

$$Q = b \cdot j \cdot f_s$$

ここで、

Q : 発生荷重 (N)

b : 部材の有効幅 (mm)

j : 柱の中心間距離 (mm)

$$j = d \times 7/8$$

d : 有効せい (必要壁厚) (mm)

f_s : 短期許容応力度 (N/mm²)

必要壁厚は、解析により生じる面外せん断力、短期許容応力から下式のとおり算定され、面外せん断力による評価としての必要壁厚は 192 mmとなる。

$$\begin{aligned} d &= 8/7 \times (Q \div b) \div f_s \\ &= 8/7 \times 178 \text{ (N/mm)} \div 1.06 \text{ (N/mm}^2\text{)} = 192 \text{ mm} \end{aligned}$$

4. まとめ

圧縮軸力による評価及び面外せん断力による評価から算定した必要壁厚を第4表に整理する。熱影響を考慮しない場合の健全な側壁コンクリート厚さ に対し、必要壁厚は、圧縮軸力に対しては 133mm、面外せん断力に対しては 192 mmとなる。

第4表 必要壁厚の算定結果

	圧縮軸力による評価	面外せん断力による評価
必要壁厚	133mm	192mm

デブリ保持に必要な床スラブ厚さ評価

床スラブに係る荷重を評価し，コンクリートのせん断耐力から必要床スラブ厚さを算定する。なお，本評価におけるコンクリートのせん断耐力は，終局強度に対して保守的な短期許容応力度を用いる。

1. 床スラブ荷重

床スラブ荷重として，床スラブ自重及びデブリ等の床スラブ積載荷重を評価する。

(1) 床スラブ自重

床スラブ自重は，

- ・床スラブのコンクリート体積：約 53.85m^3
- ・鉄筋コンクリートの単位体積重量： $24\text{kN}/\text{m}^3$

より，床スラブ自重による荷重は約 $1.30 \times 10^3\text{kN}$ となる。

(2) 床スラブ積載荷重

床スラブ積載荷重は，デブリ，冷却水，コリウムシールド及びペDESTアル内構造物等の総重量を保守的に切り上げた値として 500ton を使用し，約 $4.90 \times 10^3\text{kN}$ となる。

以上から，床スラブ荷重として約 $6.20 \times 10^3\text{kN}$ を用いる。

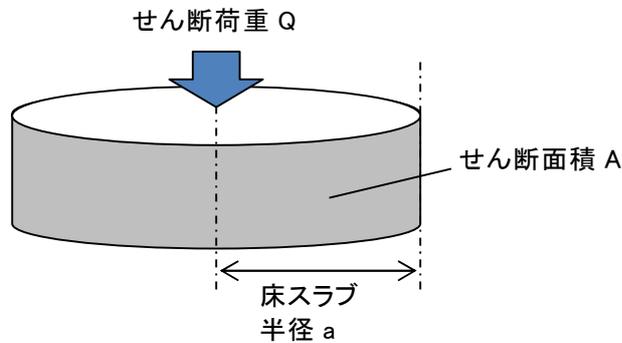
2. せん断応力による必要床スラブ厚さ

床スラブ端部の必要厚さは次のとおり算定される（第1図）。

必要せん断面積＝床スラブ荷重／短期許容せん断応力度

必要床スラブ厚さ＝必要せん断面積／床スラブ円周長

R C 規準に規定されている短期許容せん断応力度に基づき 1.06N/mm^2 を使用すると、熱影響を考慮しない場合の健全な床スラブ厚さ に対し、必要厚さは と算定される。



第1図 床スラブのせん断荷重

表 6.1 コンクリートの許容応力度 (N/mm²)

	長 期		短 期		
	圧縮	引張	せん断		せん断
普通コンクリート			$\frac{1}{30}F_c$ かつ $(0.49 + \frac{1}{100}F_c)$ 以下		
軽量コンクリート 1種および2種	$\frac{1}{3}F_c$	—	普通コンクリートに対する値の0.9倍		長期に対する値の1.5倍

[注] F_c は、コンクリートの設計基準強度 (N/mm²) を表す。

F_c : コンクリートの設計基準強度 約 $22.1 \text{ (N/mm}^2)$

第2図 コンクリートの許容応力度

デブリ保持に必要な床スラブ鉄筋量評価

床スラブに係る荷重を評価し、鉄筋の終局曲げ強度から曲げ応力に対する必要鉄筋量を算定する。

1. 床スラブ荷重

床スラブ荷重は別添 3 と同様に約 $6.20 \times 10^3 \text{ kN}$ を用いる。

分布荷重は床スラブ荷重を床面積で除した値であり となる。

2. 曲げ応力による必要鉄筋量

「機械工学便覧 基礎編 a3 材料力学」(第 1 図)に基づき、等分布荷重を受ける周辺単純支持の円板に作用するモーメント M を算定する。

$$M = (3 + \nu) \cdot p \cdot a^2 / 16 =$$

ここで、

- ν : ポアソン比 0.2
- p : 分布荷重
- a : 床スラブ半径

算定したモーメント及び建築物の構造関係技術規準解説書（国土交通省ほか，2015）に示される終局曲げ強度算定式より，床スラブ本体部の幅 1m 当たりの必要鉄筋量を算定する。

$$\text{必要鉄筋量} = M / (\sigma_y \cdot d) = \boxed{}$$

ここで，

σ_y : 鉄筋の降伏強度（345N/mm²）の 1.1 倍^{※1} = 379.5N/mm²

d : 床スラブの有効せい^{※2} = $\boxed{}$

- ※1 建築物の構造関係技術規準解説書では，終局強度算定に当たり J I S 規格品の鉄筋の基準強度を 1.1 倍以下の数値とすることができるとされている。
- ※2 圧縮縁から引張側鉄筋の重心までの距離（第 2 図）

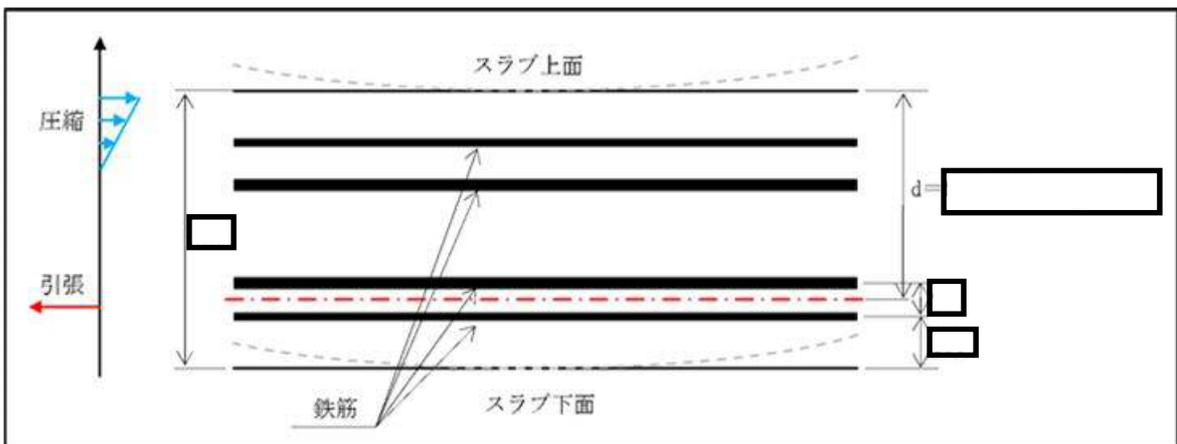
表 5・1 円板のたわみと曲げ応力 (その1)

(図中○印は最大応力を示す。応力式の複号は、上が上面、下が下面を表す。ln は自然対数、*印はポアソン比 $\nu=0.3$ のときの値を表す)

No.	荷重状態とたわみ形および下表面の応力分布	たわみ w , w_{max} および応力 σ , σ_{max}
1	<p>円板, 周辺単純支持, 等分布荷重</p>	$w = \frac{pa^4}{64D} \left(1 - \frac{r^2}{a^2}\right) \left(\frac{5+\nu}{1+\nu} - \frac{r^2}{a^2}\right)$ $w_{max} = (w)_{r=0} = \frac{(5+\nu)pa^4}{64(1+\nu)D} = 0.696 \frac{pa^4}{Eh^3} *$ $\sigma_r = \mp \frac{3pa^2}{8h^2} (3+\nu) \left(1 - \frac{r^2}{a^2}\right)$ $\sigma_\theta = \mp \frac{3pa^2}{8h^2} \left\{ (3+\nu) - (1+3\nu) \frac{r^2}{a^2} \right\}$ <div style="border: 1px solid red; padding: 2px;"> $\sigma_{max} = (\sigma_r)_{r=0} = (\sigma_\theta)_{r=0} = \mp \frac{3(3+\nu)pa^2}{8h^2} = \mp 1.24 \frac{pa^2}{h^2} *$ </div>
2	<p>円板, 周辺固定, 等分布荷重</p>	$w = \frac{pa^4}{64D} \left(1 - \frac{r^2}{a^2}\right)^2$ $w_{max} = (w)_{r=0} = \frac{pa^4}{64D} = 0.171 \frac{pa^4}{Eh^3} *$ $\sigma_r = \mp \frac{3pa^2}{8h^2} \left\{ (1+\nu) - (3+\nu) \frac{r^2}{a^2} \right\}$ $\sigma_\theta = \mp \frac{3pa^2}{8h^2} \left\{ (1+\nu) - (1+3\nu) \frac{r^2}{a^2} \right\}$ $\sigma_{max} = (\sigma_r)_{r=a} = \pm \frac{3pa^2}{4h^2} = \pm 0.750 \frac{pa^2}{h^2}$ <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> $M_{max} = \sigma_{max} \cdot Z$ <p>断面係数 $Z = I^2/6$ のため、</p> $M_{max} = [3(3+\nu)p \cdot a^2/8h^2] \times [I^2/6]$ $= (3+\nu)p \cdot a^2/16$ </div>

高温による影響を考慮した場合でも、床スラブの周辺固定が完全に失われることはないが、保守的に周辺単純支持条件での評価を実施

第 1 図 等分布荷重を受ける円板の応力計算式



第 2 図 床スラブの有効せい

熱影響を考慮した側壁コンクリートの構造評価

1. 側壁コンクリートの圧縮軸力に対する評価

(1) 評価方法

- ・ R P V等の重量は、側壁コンクリートに圧縮軸力として作用することから、コンクリートを対象に評価し、鉄筋については考慮しない。
- ・ A B A Q U Sコードによる熱伝導解析結果における側壁での径方向各厚さの温度(第1図)に対して、第2図に示すとおり包絡温度を設定する。
- ・ 各厚さ部分の包絡温度に対して、第3図に示す構造材料の耐火性ガイドブック((社) 日本建築学会, 2017) (以下「耐火性ガイドブック」という。) に示される加熱冷却後の圧縮強度残存比を参照し、コンクリート侵食後の残存壁厚に対し健全なコンクリートとしてみなせる等価壁厚を算定する。
- ・ 上記手順により算定した等価壁厚と別添2に示すR P Vを支持するために必要な壁厚である133mmとを比較し、等価壁厚が必要壁厚を上回ることを確認する。

(2) 評価結果

等価壁厚は約1,229mmとなり、R P V支持に必要な壁厚133mmを上回ることから、側壁コンクリートの圧縮軸力に対してR P V支持機能は維持される。

2. 側壁基部コンクリートの面外せん断に対する評価

(1) 評価方法

- ・ 第4図に示すコンクリート面外せん断の短期許容応力度に、1.の圧縮軸力に対する評価にておいて設定した側壁部各厚さにおける包絡温度（第2図）を考慮した圧縮強度残存比（第3図）を乗じて、高温影響を考慮したコンクリート強度を求める。
- ・ RC規準の断面算定評価式に基づいて、面外せん断に対する等価壁厚を算定する。

$$Q = b \cdot j \cdot f_s$$

ここで、

Q：発生荷重 (N)

b：部材の有効幅 (mm)

j：柱の中心間距離 (mm)

$$j = d \times 7/8$$

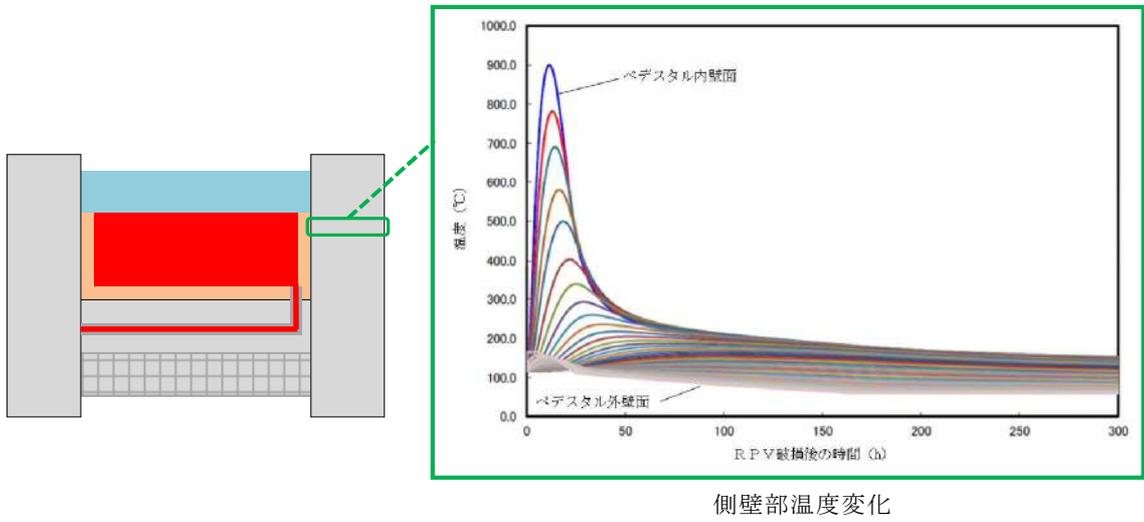
d：有効せい（必要壁厚） (mm)

f_s：短期許容応力度 (N/mm²)

- ・ 上記手順により算定した等価壁厚と別添2に示すRPVを支持するために必要な壁厚である192mmとを比較し、等価壁厚が必要壁厚を上回ることを確認する。

(2) 評価結果

等価壁厚は約1,276mmとなり、RPV支持に必要な壁厚192mmを上回ることから、側壁基部コンクリートの面外せん断に対してRPV支持機能は維持される。



第 1 図 側壁部の熱伝導解析結果

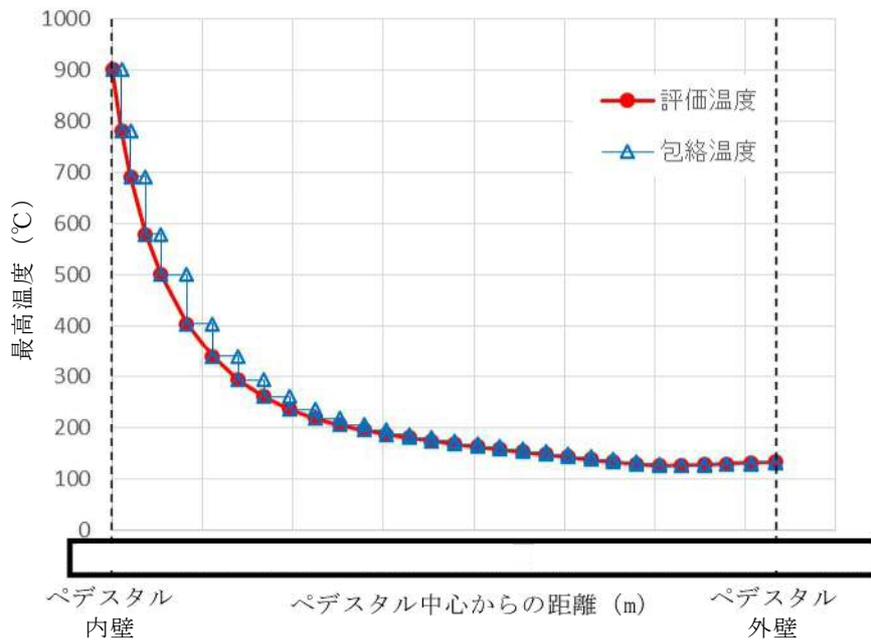


表 2.4.1.4 圧縮強度残存比の提案値

加熱温度 T, T_r (°C)	高温時		加熱冷却後	
	Eurocode ⁶⁹⁾ (normal weight concrete)	提案値 $\kappa_c(T)$	Eurocode ⁶⁹⁾ (normal weight concrete)	提案値 $\kappa_c(T_r)$
20	1.00 [1.00]*	1.00	1.00	1.00
100	1.00 [0.95]*	$0.09 \times W/B + 0.74$	0.95	0.97
200	0.95 [0.90]*	$0.27 \times W/B + 0.78$	0.86	0.93
300	0.85 [0.85]*	$0.21 \times W/B + 0.80$	0.77	0.77
400	0.75 [0.75]*	$0.32 \times W/B + 0.64$	0.68	0.61
500	0.60 [0.60]*	$0.31 \times W/B + 0.48$	0.54	0.45
600	0.45 [0.45]*	$0.41 \times W/B + 0.24$	0.41	0.35
700	0.30 [0.30]*	$0.40 \times W/B + 0.14$	0.27	0.25
800	0.15 [0.15]*	0.15	0.14	0.15

*: 表中の [] は、本ガイドブック 2009 年版の記載値である。
2005 年の Eurocode⁶⁹⁾ 修正に伴い、修正した。

第 3 図 コンクリートの圧縮強度残存比

表 6.1 コンクリートの許容応力度 (N/mm²)

	長 期			短 期		
	圧縮	引張	せん断	圧縮	引張	せん断
普通コン クリート			$\frac{1}{30} F_c$ かつ $(0.49 + \frac{1}{100} F_c)$ 以下			
軽量コン クリート 1 種およ び 2 種	$\frac{1}{3} F_c$	—	普通コンクリートに対する値の 0.9 倍	長期に対す る値の 2 倍	—	長期に対す る値の 1.5 倍

[注] F_c は、コンクリートの設計基準強度 (N/mm²) を表す。

第 4 図 コンクリートの許容応力度

熱影響を考慮した床スラブのコンクリート及び鉄筋の構造評価

1. 床スラブコンクリートの面外せん断に対する評価

(1) 評価方法

- ・デブリ等の重量によるせん断応力は床スラブにせん断荷重として掛かることから、コンクリートを対象にせん断応力を評価し、鉄筋については考慮しない。また、必要なコンクリート厚さを小さく評価する観点で保守的に、床スラブのコンクリート部厚さ（1,000mm）を考慮せず、鉄筋コンクリート部厚さ（800mm）を対象に評価する。
- ・ABAQUSコードによる熱伝導解析結果における床スラブ鉄筋コンクリート部の縦方向各厚さの温度（第1図）に対して、第2図に示すとおり包絡温度を設定する。
- ・各厚さ部分の包絡温度に対して、耐火性ガイドブックに示される加熱冷却後の圧縮強度残存比を参照し、健全なコンクリートとしてみなせる等価板厚を算定する。
- ・上記手順により算定した等価板厚と別添3に示すデブリ保持に必要な板厚である とを比較し、等価板厚が必要板厚を上回ることを確認する。

(2) 評価結果

等価板厚は約 618mm となり、デブリ保持に必要な板厚である を上回るため、床スラブコンクリートの面外せん断に対してデブリ保持機能は維持される。

2. 床スラブ鉄筋の曲げ応力に対する評価

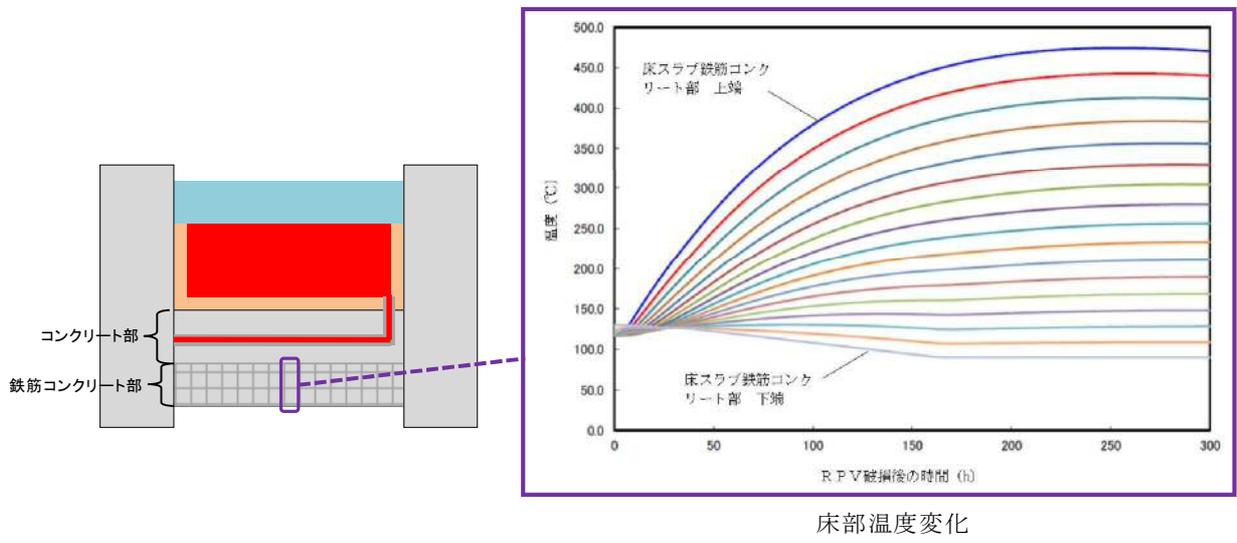
(1) 評価方法

以下に熱影響を考慮した床スラブ鉄筋の構造評価の方法を示す。

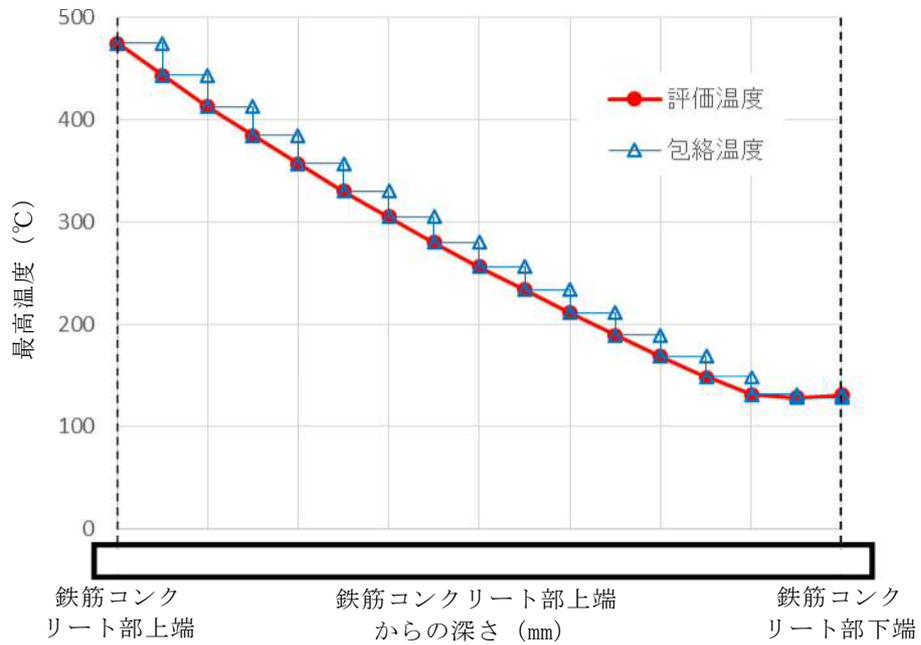
- ・ デブリ等の重量による曲げ応力は床スラブの鉄筋コンクリート部に引張荷重として掛かることから、第3図に示す鉄筋を対象に曲げ応力を評価し、コンクリートについては考慮しない。
- ・ A B A Q U S コードによる熱伝導解析結果より、下端筋位置では最高220℃程度まで温度上昇するため、第4図に示す耐火性ガイドブックの高温時の鉄筋強度を参考に、強度低下割合として4割を設定する。
- ・ 実機の床スラブ本体部の幅1m当たりの鉄筋量 に対し、上記の鉄筋強度劣化度合いを考慮し、健全な状態とみなせる鉄筋量を評価する。
- ・ 上記手順により算定した強度低下を考慮した鉄筋量と別添3に示すデブリ等の重量保持に必要な鉄筋量である幅1m当たり とを比較し、健全な状態とみなせる鉄筋量が必要鉄筋量を上回ることを確認する。

(2) 評価結果

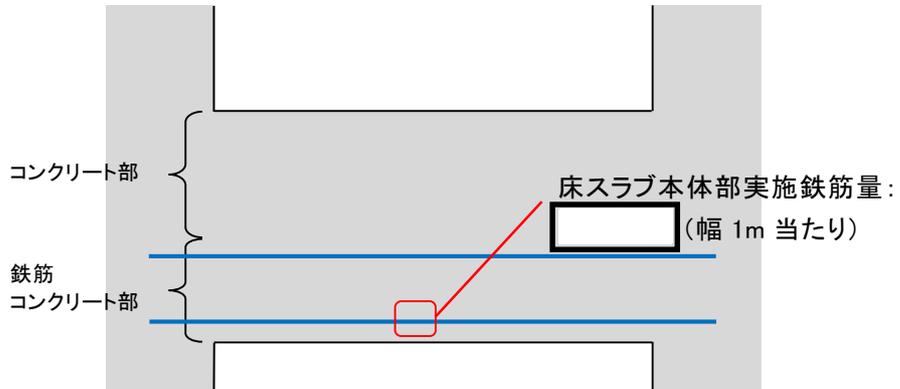
強度低下を考慮した鉄筋量は となる。デブリ等の重量保持に必要な鉄筋量は幅1m当たり であり、必要な鉄筋量を上回ることから、曲げ応力に対してデブリ保持機能は確保される。



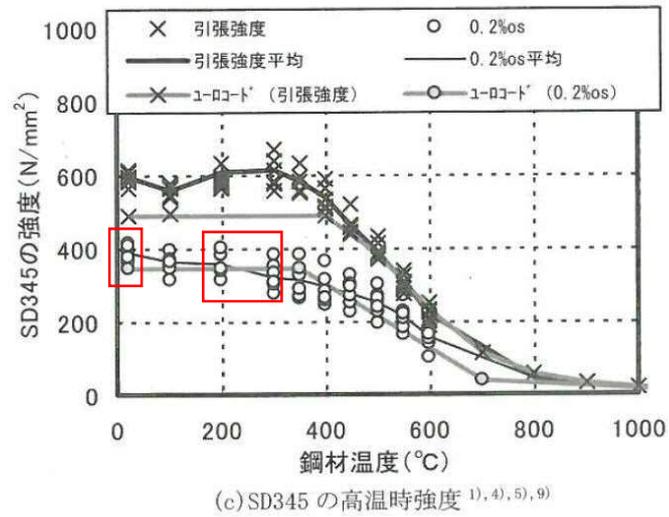
第 1 図 ペデスタル温度評価結果



第 2 図 床スラブ鉄筋コンクリート部における包絡温度の設定



第3図 床スラブの鉄筋コンクリート範囲



第4図 鉄筋強度の低下割合

鉄筋コンクリート内に発生する熱応力の取扱いについて

1. はじめに

東海第二発電所のMCC I及び水蒸気爆発を考慮した対策を踏まえ、RPV破損時にペDESTALへ落下したデブリからの熱影響による鉄筋コンクリートの材料強度低下を考慮した構造健全性評価を行い、ペDESTALに要求されるRPV支持機能及びデブリ保持機能が損なわれないことを確認している。

一方、本事象に対する構造健全性評価では終局状態における機能維持確認の観点より、デブリからの伝熱によって鉄筋コンクリートに発生する熱応力は考慮しないこととしており、この取扱いの考え方について説明する。

2. 発生する熱応力（自己拘束的な応力）の解放について

第1図に鉄筋コンクリート構造物に発生する熱応力の解放原理について示す。RPVの破損後にデブリが落下・堆積し、その非常に高温な熱により、ペDESTAL内側が高温状態となり膨張するが、周囲の拘束によって膨張は抑えられるため、ペDESTAL内側には圧縮力が生ずる。一方、ペDESTAL外側は、内側よりも温度が低いため熱膨張に対する反作用として引張力が生ずる。次に、躯体の温度上昇に伴って熱膨張が進むと高温側（内側）には圧縮力が加算され、低温側（外側）には引張力が加算される。このように、定常状態からの温度上昇により、躯体内で熱応力（自己拘束的な応力）が発生する。更に温度が上昇し、熱応力がコンクリートの許容引張力を上回るとコンクリートにひび割れが発生する。熱応力は自己拘束的な応力であるため、ひび割れを生ずると、その部位の熱応力は解放される。終局状態は、ひび割れが複数発生した状態となり、熱応力のほとんどが解放されると考えられる。

3. C C V規格における熱応力の取扱いについて

ペDESTALと同様の円筒形状構築物の設計規格である発電用原子力設備規格コンクリート製原子炉格納容器規格（（社）日本機械学会，2003）（以下「C C V規格」という。）では，各荷重状態における熱応力の取扱いについて示されており，終局状態に相当する荷重状態Ⅳでは熱応力は無視してよいこととされている。また，荷重状態Ⅰ～Ⅲでは，コンクリート部材の剛性，ひび割れ等を考慮して適切に評価することにより算定することとされている。第2図にC C V規格における熱力応力の扱いに関する記載を示す。

なお，C C V規格では熱応力を算定する際の手法も示されており，荷重状態Ⅰ，Ⅱでは弾性剛性を $1/2$ に，荷重状態Ⅲでは $1/3$ に一律に低減して算定する方法（一律低減法）が示されている。これはひび割れ等による部材剛性の低下により，鉄筋コンクリート部材の熱応力が低減するという性質を考慮したものであり，熱応力実験結果に基づいている。また，外力や熱応力に対する部材の塑性剛性（ひび割れ後のコンクリートの剛性等）を考慮した部材断面の釣合いを評価して応力を算定する方法（ひび割れ断面法）も示されている。

4. ペDESTALにおける熱的影響を考慮した解析的検討（参考）

前述のとおり，終局状態において躯体に生じる熱応力は解放されるが，ここでは，熱的影響による躯体材料の強度劣化を考慮した上で，外力や熱応力に対する部材の塑性剛性を考慮した部材断面の釣合いを算定し，応力と変形について評価することで，終局限界に対する健全性を検討する。

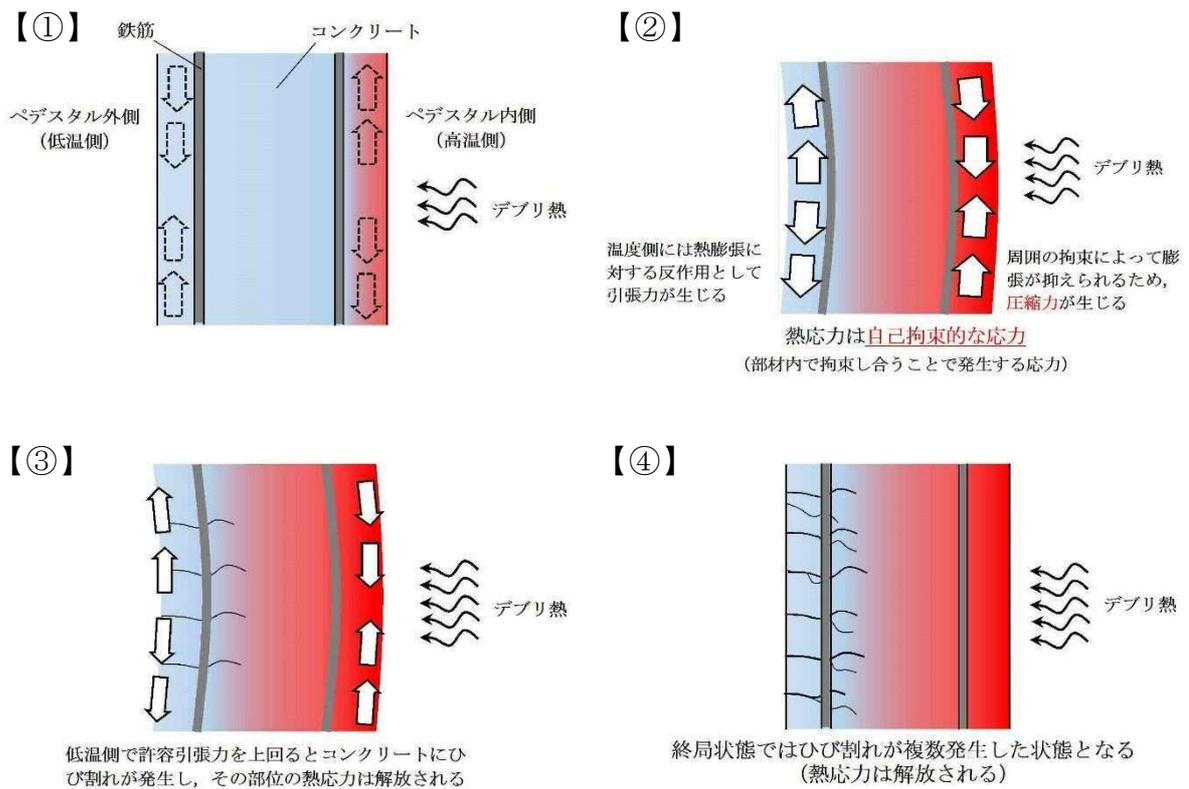
(1) 評価方法

第3図に原子力施設鉄筋コンクリート構造計算規準・同解説（（社）日本建築学会，2005）（以下「RC-N規準」という。）に記載されているひび割れ断面法による設計フローを，第4図に評価対象部位を示す。本検討では，第3図に示す評価フローに準じて，デブリからの伝熱による熱応力として曲げモーメントが発生する上部側壁を対象に評価する。

温度荷重に対しては，NASTRANコードを用いて弾性剛性での温度応力解析にて曲げモーメントを評価し，断面の曲率について曲げ剛性（EI）を用いて求める。なお，NASTRANコードに入力した温度条件はコリウムシールド(15cm)設置を仮定したMAAP解析に基づき設定する。温度以外の荷重（固定荷重積載荷重）についても同様にNASTRANコードにより応力を評価する。次に両者で得られた曲率を加算し，温度を含む応力組合せ時の断面の釣合い状態を評価（中立軸位置の算定）し応力度を算定する。なお，このときに断面に作用する軸力は積載されるRPV自重を含む通常運転時の軸力とし，曲げモーメントが終局状態に達するまで漸次増加させていく。また，仮定する断面の釣合い計算においては，最も温度勾配が高い時点での断面内の温度分布に対応した材料強度低減を考慮し復元力特性（M- ϕ 関係）を算定する。

(2) 評価結果

第4図にペDESTAL上部側壁の曲げモーメントが最大になる断面におけるM- ϕ 関係図を示す。発生する熱応力に対する曲率は終局限界に対して十分に小さく，ペDESTALが十分な塑性変形能力を有していることを確認した。したがって，ペDESTAL機能維持確認の観点では，デブリからの熱影響により発生する熱応力は考慮しなくとも支障はないことを確認した。



第1図 熱応力が解放する原理

CVE-3330 熱応力の扱い

温度荷重により発生する応力である熱応力の扱いは、次の(1)および(2)によるものとする。

(1) 荷重状態Ⅰ、荷重状態Ⅱおよび荷重状態Ⅲにおける熱応力は、コンクリート部材の剛性を、ひびわれ等を考慮して適切に評価することにより算定することとする。

(2) 荷重状態Ⅳにおける熱応力は無視してよいこととする。

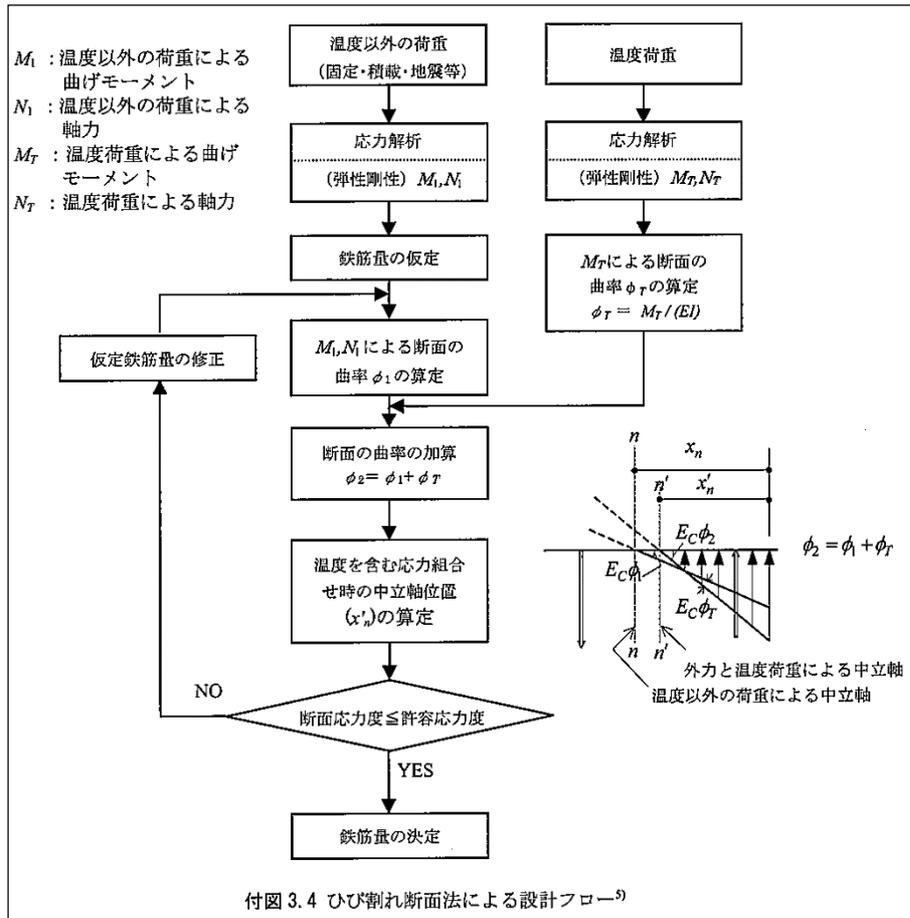
(解説 CVE-3330) 熱応力の扱い

温度荷重により発生する熱応力は、自己拘束的な応力であって、コンクリート部材の剛性に左右される性質を持っているので、コンクリート部材の剛性を適切に評価することによって熱応力を算定する。

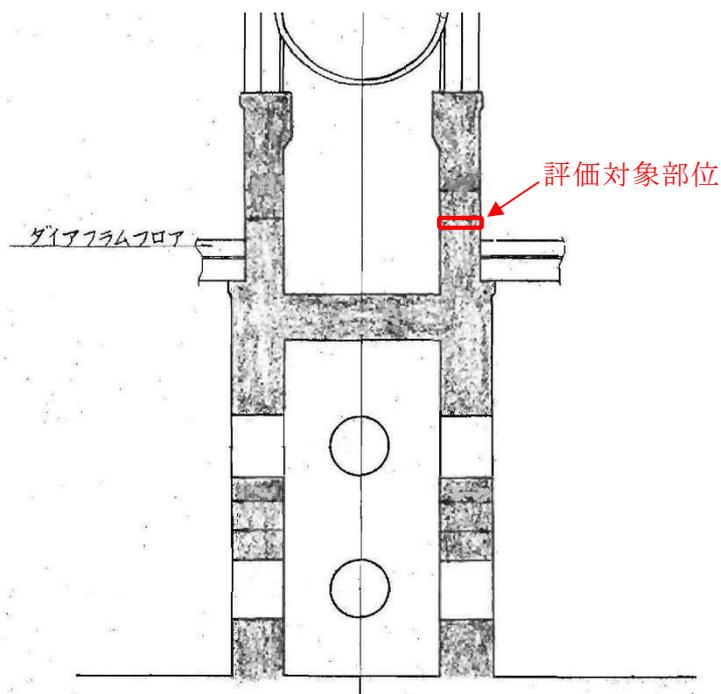
また、自己拘束的な応力は、十分な塑性変形能力がある場合、理論的にも実験的にも終局耐力に影響しないことから、部材の終局状態に相当する荷重状態Ⅳにおける評価では、熱応力を無視してよいこととした。

熱応力の算定にあたっては、コンクリート断面の厚さ方向に曲線状となっている温度分布を等価な応力を与える直線分布に換算することができる。

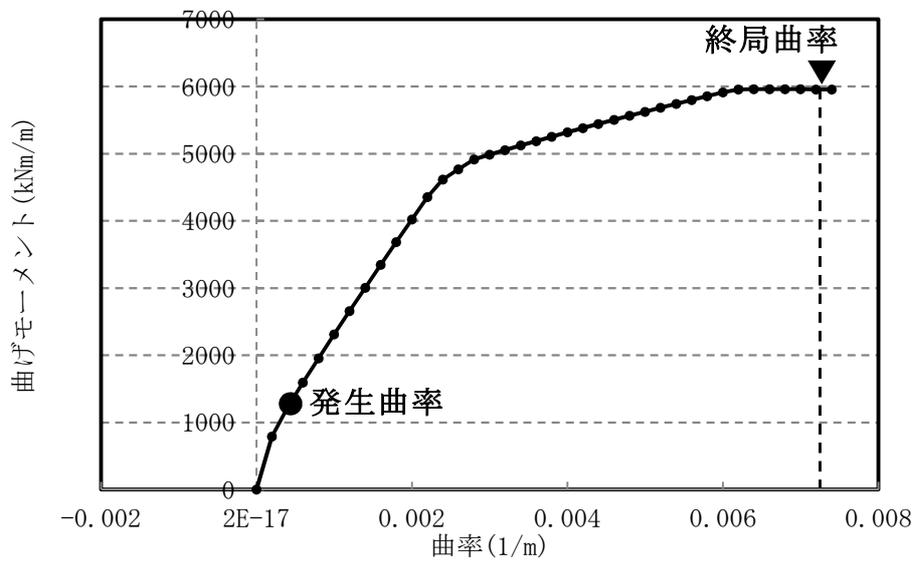
第2図 C C V規格における熱応力の扱いに関する記載



第 3 図 ひび割れ断面法による設計フロー (RC-N 規準)



第 4 図 評価対象部位



第 5 図 曲げモーメントー曲率関係 (M- ϕ 関係)

溶融炉心の排水流路内での凝固停止評価について

東海第二発電所では、原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）破損時にペDESTAL（ドライウエル部）（以下「ペDESTAL」という。）に落下した溶融炉心が、ペDESTALに設置された格納容器ドレンサンプの排水流路を通じてサブプレッション・チェンバへ移行することを防止するため、排水流路の形状を変更することとしている。

RPV破損時には、ペDESTAL内の水により格納容器ドレンサンプの排水流路は水で満たされていることから、溶融炉心が排水流路に流入する際には、流路内から水や水蒸気の対向流が生じる。また、溶融炉心が格納容器ドレンサンプの排水口に到達するまでの温度低下及び粘性増加を考慮すると、現実的には溶融炉心の排水流路への流入はごく限定的と考えられる。

しかしながら、溶融炉心の落下時及び落下後の挙動は不確かさがあることから、溶融炉心の排水流路への流入を想定した場合でも溶融炉心が横スリット内で凝固停止しサブプレッション・チェンバ側へ移行しないことを、MAAP計算結果を基に評価し、スリット状排水流路の有効性を確認した。

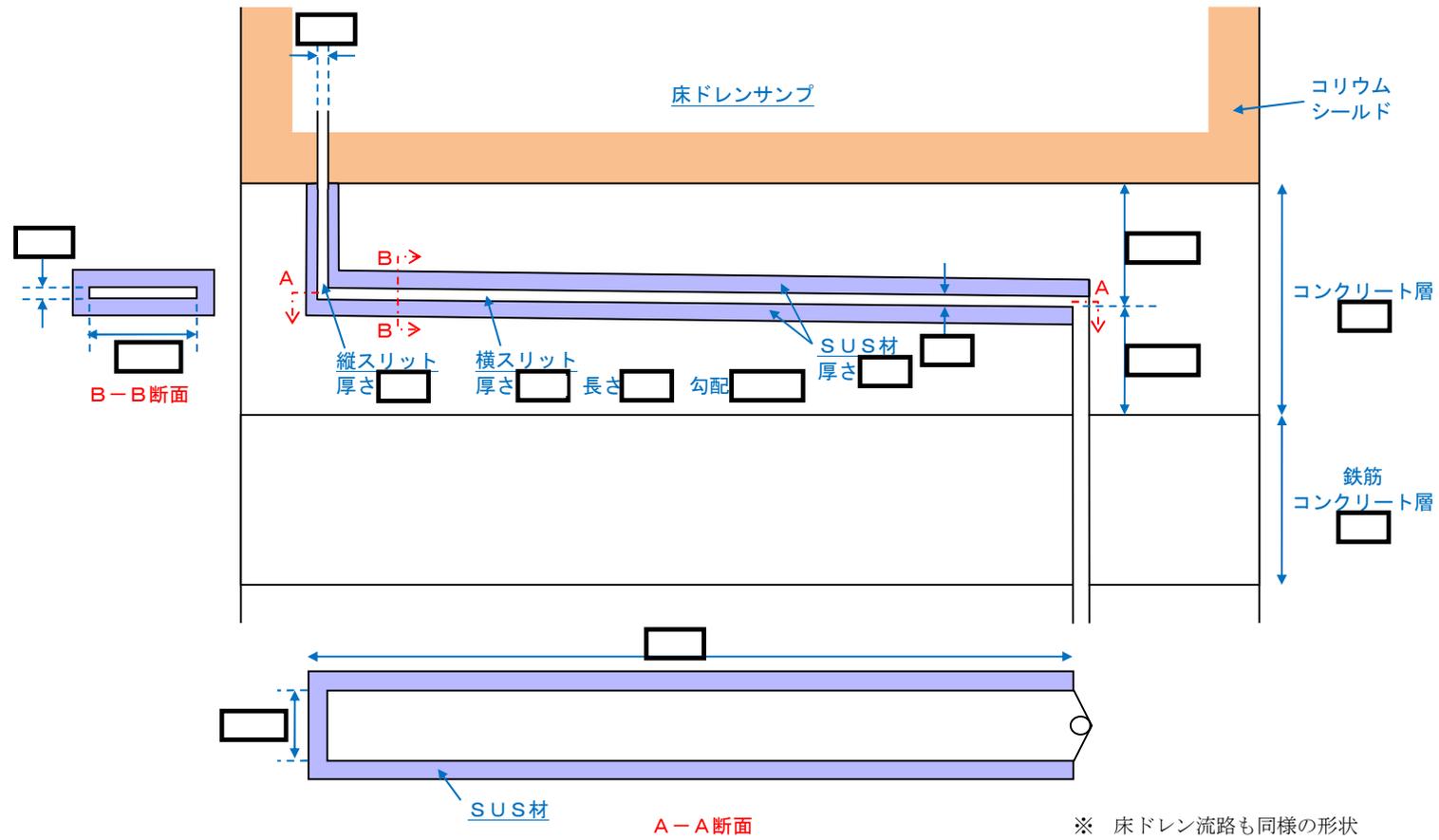
1. 格納容器ドレンサンプ排水流路の形状変更を考慮した凝固停止評価モデル

第1図に、格納容器ドレンサンプ排水流路の形状変更を考慮した凝固停止評価モデルの概要図を示す。

各ドレンサンプからの排水流路は、ペDESTAL床面に堆積する溶融炉心による熱影響を抑制するコンクリート深さまで通じる縦方向の流路（縦スリット）と、流入した溶融炉心を凝固させる横方向の流路（横スリット）を介し、既設の格納容器ドレンサンプ排水配管へ接続する構成とする。

また、縦スリット及び横スリットは薄い中空平板型（幅  [内径]，厚

さ  [内径]) の形状とし、周囲をSUS材とすることで、流入した熔融炉心の冷却及び凝固停止を促進させる設計とする。



第 1 図 格納容器ドレンサンブ排水流路の形状変更を考慮した凝固停止評価モデル

2. 既往の試験結果に基づく評価

配管等の流路内における熔融炉心の流動・凝固挙動に係る試験として、米国EPR I及びFAIにより実施された炉心熔融時のRPV下部プレナム貫通部の挙動に係る試験がある。^[1] この試験では、RPV下部プレナム及びドレン配管（内径5cm）を模擬した試験体に模擬コリウムとして Al_2O_3 を流入させ、その流動挙動を確認している。第2図に試験装置の概要図を示す。

試験の結果、配管内での Al_2O_3 の流動距離は最大でも79cm程度となっており、配管の破断は生じていない。また、配管内での水平方向の流速は最大でも約0.2m/sと推定されており、流路形状に基づきベルヌーイ則により計算される流速よりも1/10から1/100小さい結果となっている。これは、模擬ドレン配管内における水の存在により、模擬コリウムの流動が著しく抑制されたためと推定されている。

第1表に、EPR I試験条件と東二の排水流路における条件の比較を示す。

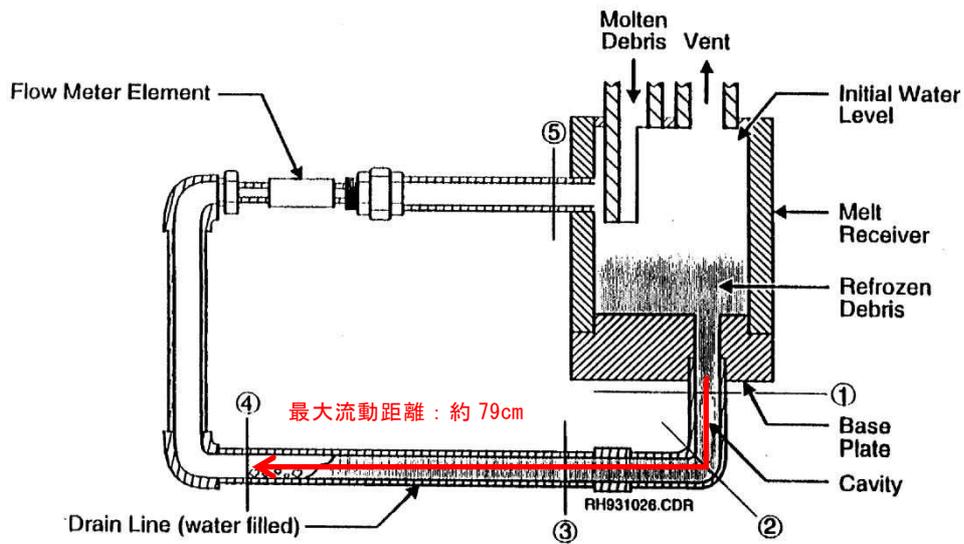
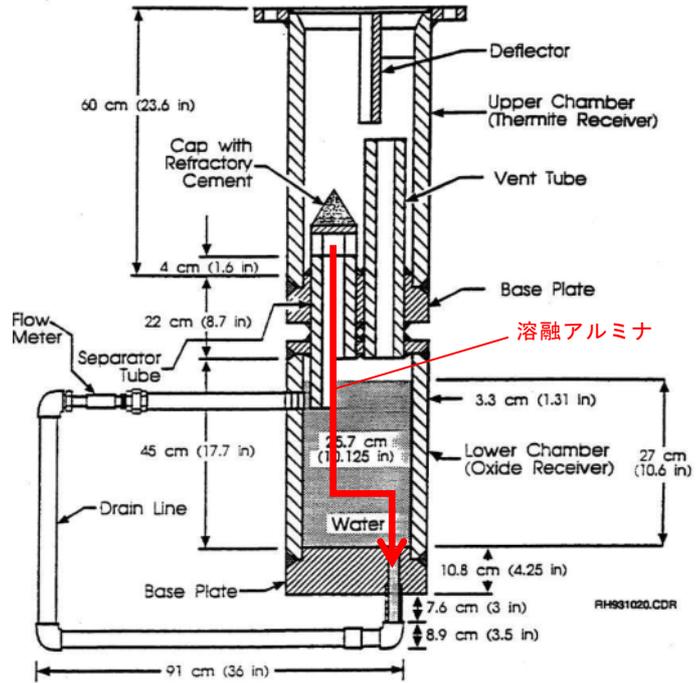
EPR I試験では、模擬コリウムとして Al_2O_3 を用いており、その体積当たりの熔融潜熱は約 $4.41 \times 10^9 \text{ J/m}^3$ と計算される。これに対して、東海第二発電所の熔融炉心の場合、熔融潜熱に加えて液相線温度から固相線温度までの顕熱を考慮しても、体積当たりの凝固までの放出熱量は と計算され、 Al_2O_3 と同等であることが分かる。

また、東海第二の熔融炉心の熱伝導率は Al_2O_3 に比べて大きいことに加え、格納容器ドレンサンプの排水流路はスリット形状とし周囲にSUS材を配置することから、実機条件の方が熔融炉心の冷却が進みやすいと考えられる。

一方、東海第二の熔融炉心は Al_2O_3 に比べて動粘度が小さいことや堆積ヘッドが大きくなっていることから、EPR I試験条件に対して流路内での流入速度が速くなることが考えられる。しかし、流速が大きくなると、熔融

炉心とSUS材間の対流熱伝達率が大きくなり溶融炉心の冷却率が大きくなることから、流動距離は流速の増加に対して単純に線形には増加しない。

以上より、EPR I 試験条件と実機条件の差を勘案しても、総合的な流動距離への影響は同程度であることから、東海第二のスリット条件でもEPR I 試験結果の流動距離（約79cm）を大きく上回ることは考えにくく、溶融炉心は横スリット長さ（）の範囲内で凝固停止するものと考えられる。



第2図 E P R I / F A I による試験装置

第 1 表 E P R I 試験条件と東海第二実機条件の比較

項目		E P R I 試験条件 ^[1]	東海第二 実機条件	流動距離への影響の比較	
溶融物 条件	溶融物	A l ₂ O ₃	溶融炉心	凝固までに必要な除熱量は同程度。 (A l ₂ O ₃ は溶融潜熱のみ, 溶融炉心は液相線温度から固相線温度までの顕熱と溶融潜熱を考慮)	
	融点 (°C)	2,047			
	密度 (kg/m ³)	3,800			
	比熱 (J/kgK)	1,300			
	溶融潜熱 (J/kg)	1.16×10 ⁶			
	体積当たりの凝固までの放出熱量 (J/m ³)	約 4.41×10 ⁹			
	熱伝導率 (W/mK)	7.5			
	粘性係数 (Pa・s)	0.003	0.004 ^{*2}		
	動粘性係数 (m ² /s)	7.9×10 ⁻⁷			
全量堆積時の水平流路までのヘッド (m)	0.3		東二条件の方が溶融物の流速が速くなる傾向。 (ヘッドは 1/2 乗で流速に寄与)		
流路 条件	流路構造	配管	スリット状 (S U S 材被覆)	スリット形状では流路壁面との接触面積が大きく, 冷却が進みやすい。	
	流路内径	5cm			

※ 1 M A A P 解析 (T Q U V シーケンス) における R P V 破損時の値

※ 2 M A T P R O における U O₂ の値^[2]

3. 溶融金属の凝固モデルによる評価

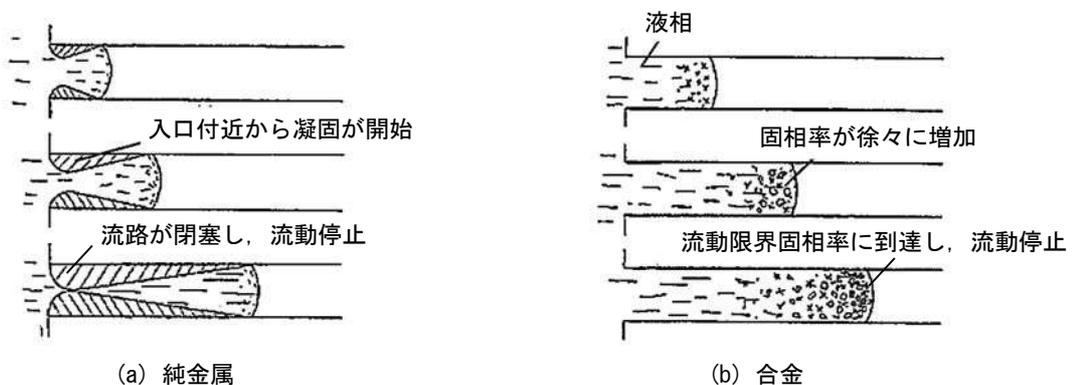
3.1 溶融金属の流路内での凝固挙動

第3図に、流路内における溶融金属の凝固挙動の概念図を示す。

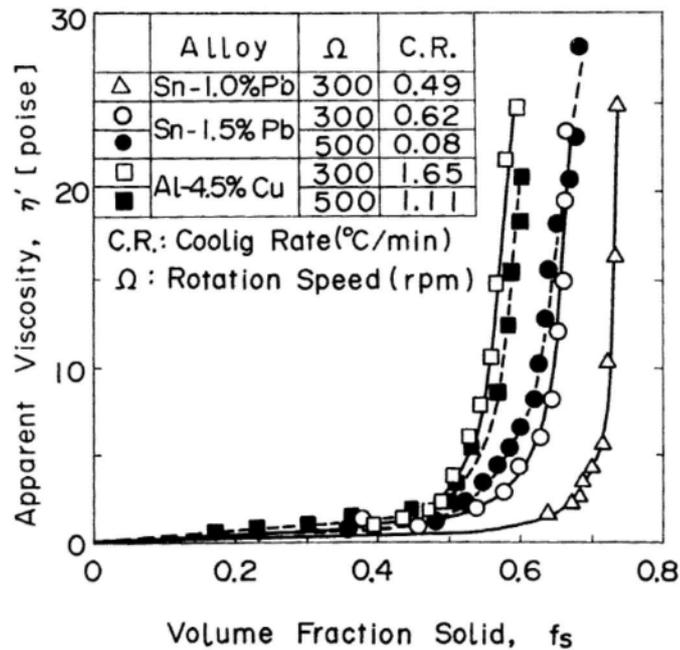
純金属や共晶温度の合金では、第3図(a)のように流路の入口付近から固化クラストが成長し流路が閉塞することで、流動が停止する。

一方、液相線温度と固相線温度に差がある合金では、第3図(b)のように溶融物の先端から温度低下とともに固相率が増加し、流動限界固相率を超えたときに流動を停止する。これは、第4図に示すように、固相率の増加とともに粘性が増加するためである。

溶融炉心については、液相線温度 に対して固相線温度が (MAAP計算結果) と差があることから、合金の凝固挙動を示すものと考えられる。



第3図 流路内での溶融金属の凝固挙動の概念図



第4図 溶融合金における固相率と見かけの粘性の関係^[3]

3.2 評価方法

溶融合金の流路内での流動距離を評価するモデルとして、Fleming のモデル^[4]があり、このモデルを用いて溶融炉心の横スリット内での流動距離の評価を行った。その内容を以下に示す。

なお、本凝固評価モデルは流路内に水が存在しないドライ状態を前提としていることから、実機条件に対して十分保守的な評価となると考えられる。

(1) Flemings モデルの評価式

Flemings モデルは(1)式のように表され、流路を流れる溶融物が保有するエネルギーと周囲の構造材への除熱速度を基に、溶融物が凝固するまでに必要なエネルギーが除去されるまでの流動距離を評価するモデルとなっている。

$$L_{freeze} = \frac{A\rho v(f_c H_f + C_p \Delta T)}{hS(T_d - T_w)} \left(1 + \frac{B}{2}\right) \quad (1)$$

ここで、

$$B = \frac{h\sqrt{\pi\alpha_w\Delta X}}{k_w\sqrt{v}} \quad (2)$$

であり、各パラメータの内容は以下のとおりである。

L_{freeze} : 流動距離 (m), A : 流路断面積 (m^2),

ρ : 熔融炉心密度 (kg/m^3), v : 熔融炉心流速 (m/s),

f_c : 流動限界固相率 (-), H_f : 熔融炉心熔融潜熱 (J/kg),

C_p : 熔融炉心比熱 (J/kgK), ΔT : 初期温度と凝固温度の差 (K),

h : 熱伝達率 ($\text{W}/\text{m}^2\text{K}$), S : 流路周長 (m), T_d : 熔融炉心温度 (K),

T_w : 構造材温度 (K), α_w : 構造材熱拡散率 (m^2/s),

ΔX : チョーキングレンジ※ (m), k_w : 構造材熱伝導率 (W/mK)

※ 熔融物先端でどの程度の長さが流動限界固相率を超えると流動が停止するかを定義する定数

(2) 熱伝達係数の計算

熔融炉心とスリット構造材間の熱伝達係数 h は、熔融炉心の熱伝導率 k 、水力等価直径 d_e 及び Sleicher-Rouse の式^[5]より求まるヌセルト数 Nu を用いて、下式により算出する。

$$h = \frac{k}{d_e} Nu \quad (3)$$

Sleicher-Rouse の式

$$Nu_m = 5 + 0.015 Re_f^a Pr_w^b \quad (4)$$

$$(10^4 < Re < 10^6, 0.1 < Pr < 10^4)$$

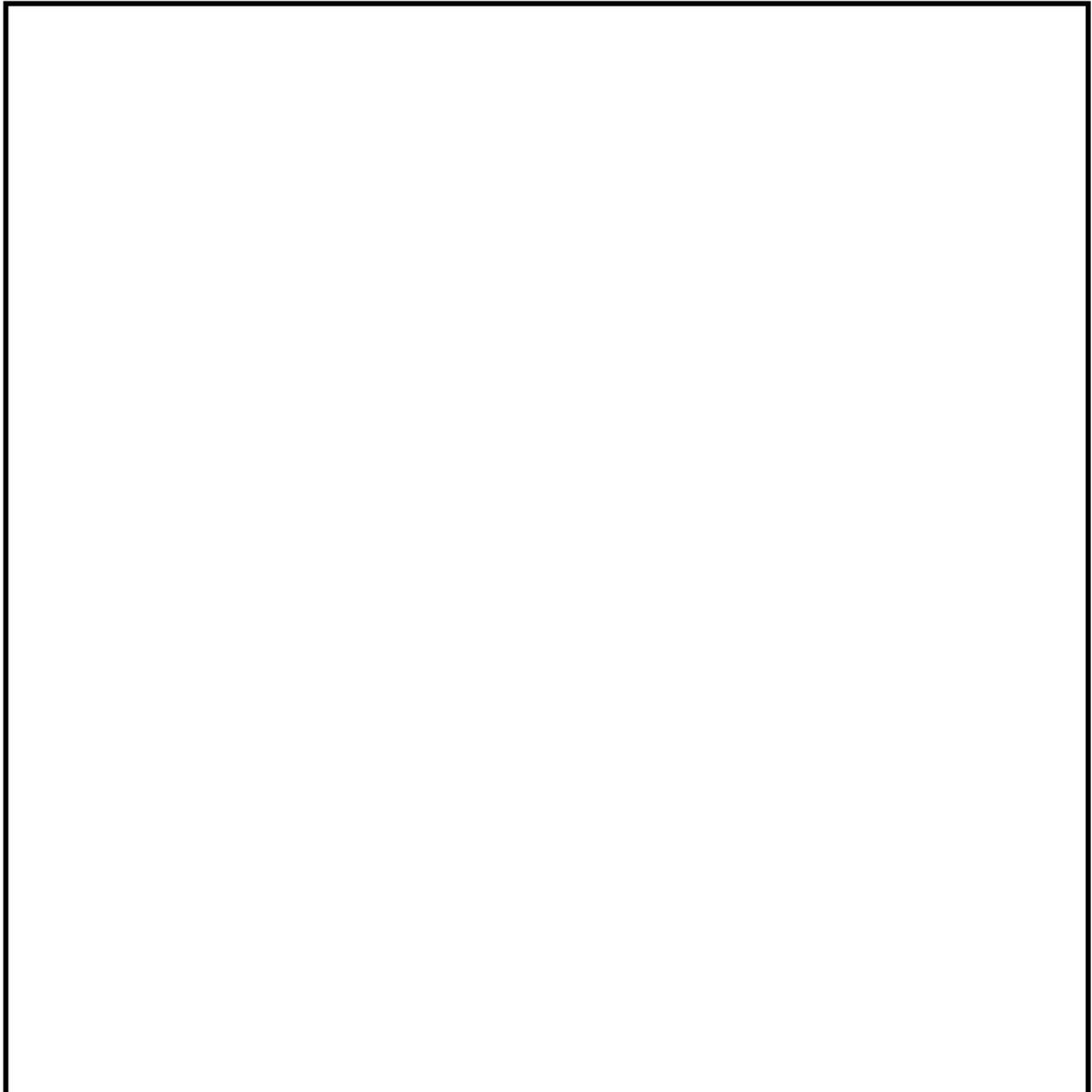
$$\begin{cases} a = 0.88 - \frac{0.24}{4 + Pr_w} \\ b = \frac{1}{3} + 0.5 \exp(-0.6 Pr_w) \end{cases}$$

添字はそれぞれ、 m : 混合平均温度、 f : 膜温度、 w : 壁温における物性値を表す。ただし本評価では、物性値は温度によらず一定と仮定している。

(3) 溶融炉心の温度低下の考慮

(1)式から直接的に流動距離を計算すると、流路内を進行する間の溶融炉心の温度低下が考慮されず、溶融炉心から構造材への熱伝達速度が過大評価されることにより、流動距離が短く評価されることが考えられる。

今回の評価では、Flemings の評価式を基に、流動に伴う溶融炉心の温度低下を考慮した上で、溶融炉心先端が流動停止する固相率に至るまでの除熱時間を算出し、溶融炉心の流速との積により流動距離を計算した。評価の概要を第 5 図に示す。





第 5 図 溶融炉心流動距離の評価イメージ図

3.3 評価条件

横スリット内での溶融炉心凝固評価に用いた条件を第 2 表に示す。

溶融炉心の物性については，MAAP 計算結果における RPV 破損時の溶融炉心物性値を用いる。なお，流動距離が長くなるよう溶融炉心の保有エネルギーを大きく設定する観点から，TQUV シーケンスの値を設定する。

溶融炉心の流速については，溶融炉心全量に加えペDESTAL 内構造物等がペDESTAL 内に堆積した場合の堆積高さ と，横スリット下端までの高低差 の合計 をヘッドとして考慮した場合，溶融炉心の流速は約 となる。これに対し，スリット内の冷却水の存在による溶融炉心の流速の低下として，EPR I 試験の知見（1/10 から 1/100）及び実機溶融炉心と EPR I 試験の溶融アルミナの動粘度の差（約 1.6 倍）を考慮し，保守的に 1/2 を考慮した を設定する。

流動限界固相率及びチョーキングレンジについては，既往の溶融炉心拡がり試験においては固相率が 0.4~0.6 程度で粘性が急激に増加するといった

知見^[6]があるが、チョーキングレンジには明確な知見がないことから、熔融炉心先端が完全に凝固するまで流動が続くものと仮定し、流動限界固相率を1.0、チョーキングレンジを0mと設定する。

第2表 評価条件

項目		条件	備考
横スリット流路形状	流路高さ (cm)		設計値
	流路幅 (cm)		
熔融炉心物性	液相線温度 (°C)		M A A P 計算結果 (R P V 破損時の値)
	固相線温度 (°C)		
	密度 (kg/m ³)		
	熱伝導率 (W/mK)		
	比熱 (J/kgK)		
	熔融潜熱 (J/kg)		
	粘性係数 (Pa・s)	0.004	M A T P R O における熔融U O ₂ の値 ^[2]
構造材物性	密度 (kg/m ³)	7,890	伝熱工学資料 (300K におけるS U S 304 の値)
	熱伝導率 (W/mK)	16.5	
	比熱 (J/kgK)	511	
初期温度条件	熔融炉心初期温度 (°C)		R P V 破損時の熔融炉心平均温度 (): M A A P 計算結果) に対し, 保守的に液相線温度を設定
	構造材初期温度 (°C)	167	保守的に限界圧力での飽和水温度を設定
熔融炉心流動条件	熔融炉心流速 (m/s)		熔融炉心等の堆積量, スリット形状, スリット内冷却水の存在を考慮し, 保守的に設定
	流動限界固相率 (-)	1.0	熔融炉心先端が完全に凝固するまで流動が続くと仮定し設定
	チョーキングレンジ (m)	0	

3.4 評価結果

3.3 に示した条件に基づく評価の結果、溶融炉心の流動距離は約 1.0m となり、横スリットの長さ（）の範囲内で凝固停止することを確認した。また、凝固に要する時間は程度であり、この間の溶融炉心の崩壊熱による影響は無視し得る。

なお、第 2 表の評価条件において、溶融炉心のレイノルズ数及びプラントル数はそれぞれ $Re \doteq 1.3 \times 10^5$ 及び $Pr \doteq 0.14$ であり、(4) 式の Sleicher-Rouse の式の適用範囲内である。

3.5 評価における保守性について

本評価は、以下のような点で保守性を有すると考えられる。

- ・本評価は流路内がドライな状態を前提としているが、実際にはスリット内は水で満たされた状態であり、溶融炉心から水への除熱等により流動距離はより短くなると考えられる。
- ・流動距離の計算において、溶融炉心の流速は流動停止まで一定としており、縦スリット及び横スリット内での圧損や粘性増加に伴う速度低下を考慮していない。
- ・横スリットへ流入する溶融炉心の初期温度は、RPV 破損時の溶融炉心平均温度（）に対し保守的に液相線温度（）を設定しているが、溶融炉心がペDESTAL 床面を拓がる間や縦スリットを通過する間の除熱を考慮すると、実際にはより温度は低下し、またそれに伴い溶融炉心の粘性は増加すると考えられる。
- ・流動限界固相率は 1.0 を設定しているが、既往の溶融炉心拓がり試験においては、固相率が 0.4～0.6 程度で粘性が急激に増加するといった知見^[6]がある。

3.6 評価条件の不確かさによる影響について

第2表の評価条件において、溶融炉心の物性値条件についてはMAAP計算結果における溶融炉心の組成平均値を用いている。

これに対して、スリットに流入する溶融炉心の物性は不確かさを有すると考えられることから、評価条件の不確かさとしてMAAP計算結果のうち溶融炉心内の金属相及び酸化物相の物性値を参照し、評価結果への影響を検討する。なお、第2表の評価条件において、構造材物性値は不確かさが小さいと考えられること、構造材初期温度及び溶融炉心流動条件は十分な保守性を見込み設定していることから、評価結果に対する不確かさの影響は小さいと考えられる。

第3表に、MAAP計算結果における溶融炉心の組成平均、金属相及び酸化物相のそれぞれの物性値を示す。各物性値から計算される溶融炉心が凝固するまでの体積当たりの放出熱量を比較すると、組成平均の物性値を用いた場合が最も大きく、溶融炉心の凝固までの流動距離が最も長くなることが分かる。

したがって、溶融炉心の物性値の不確かさを考慮した場合でも、溶融炉心は横スリットの長さ（）の範囲内で凝固停止すると考えられる。

第3表 溶融炉心の物性値の比較

項目		組成平均	金属相	酸化物相	備考
溶融炉心物性	液相線温度 (°C)				MAAP計算結果 (RPV破損時の値)
	固相線温度 (°C)				
	密度 (kg/m ³)				
	比熱 (J/kgK)				
	溶融潜熱 (J/kg)				
	体積当たりの凝固までの放出熱量 (J/m ³)				計算値

4. 参考文献

- [1] EPRI, Experiments to Address Lower Plenum Response Under Severe Accident Conditions, Volume1, EPRI report TR-103389, 1994
- [2] L. J. Siefken et al., SCDAP/RELAP5/MOD3.3 Code Manual; MATPRO - A Library of Materials Properties for Light-Water-Reactor Accident Analysis, NUREG/CR-6150, Vol.4 Rev.2, 2001
- [3] 渋谷 他, 固相・液相共存下における鉄および非鉄合金のみかけの粘性の測定結果, 鉄と鋼, 第66年, 第10号, 1980
- [4] M. C. Fleming et al., "An Experimental and Quantitative Evaluation of the Fluidity of Aluminium Alloys", AFC Transactions, vol.69, 1961
- [5] 日本機械学会, 伝熱工学資料 第4版, 1986
- [6] M. T. Farmer, Melt Spreading Code Assessment, Modifications, and Applications to the EPR Core Catcher Design, ANL-09/10, 2009

Flemings モデルの適用性について

Fleming らは、第 1 図のような試験装置を用いて溶融合金（A l 95.5% - C u 4.5%）を耐熱ガラス管内に吸引した試験により溶融物の流動距離等の挙動を確認し、その結果を基に Flemings モデルを用いて流動限界固相率を推定しており、最大 0.35 程度という結果を得ている^[1]。

一方、渋谷らは、第 2 図のような試験装置により A l 95.5% - C u 4.5% 合金の流動性を確認し、固相率が 0.5 付近から粘性が急激に増加する結果となっており^[2]、両者を比較すると A l - C u 合金が流動性を失う固相率の評価結果は 0.15 程度の差異がある。

しかし、今回の溶融炉心の流動距離評価においては、溶融炉心先端が完全に凝固するまで流動が続くものと保守的に仮定し、流動限界固相率を 1.0 と設定していることから、上記の要因により流動距離が過小評価されることはないと考えられる。

溶融物の凝固までの流動距離に対して支配的な要素は、溶融物からの必要除熱量、除熱速度及び溶融物の流動速度であり、Flemings モデルでは、流路断面積 A 及び流路周長 S により必要除熱量や除熱速度が表現されている。したがって、これらのパラメータを適切に変更することにより、スリット状の流路形状についても評価に反映可能である。

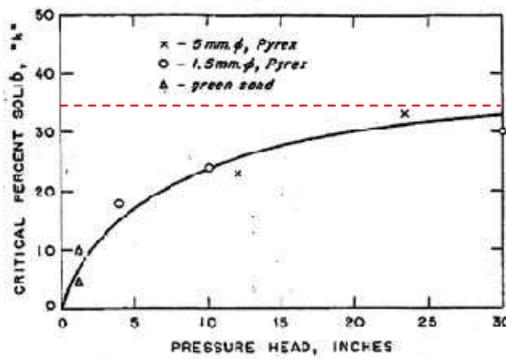
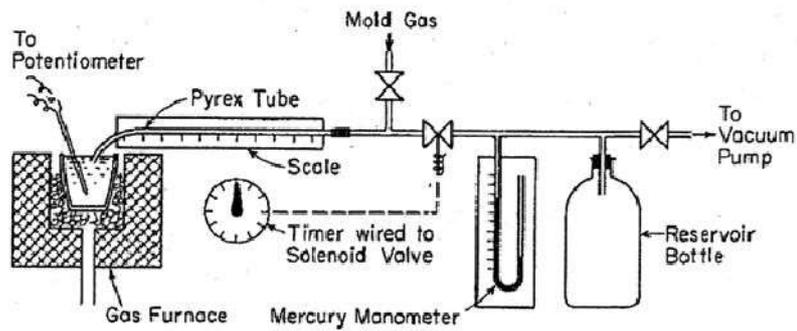
また、流路の材質（表面粗さ）についてはモデル上考慮されていないが、一般にステンレス鋼（東海第二の排水スリット条件）はガラス材（Fleming らの試験条件）より表面粗さが大きく、内部流体の乱れが促進され熱伝達率が大きくなるため、Fleming らの試験条件よりも溶融物の流動距離は短くなる傾向と

考えられる。

以上より、Fleming らの試験条件と東海第二実機条件の差を考慮しても、Flemings モデルは適用可能と考えられる。

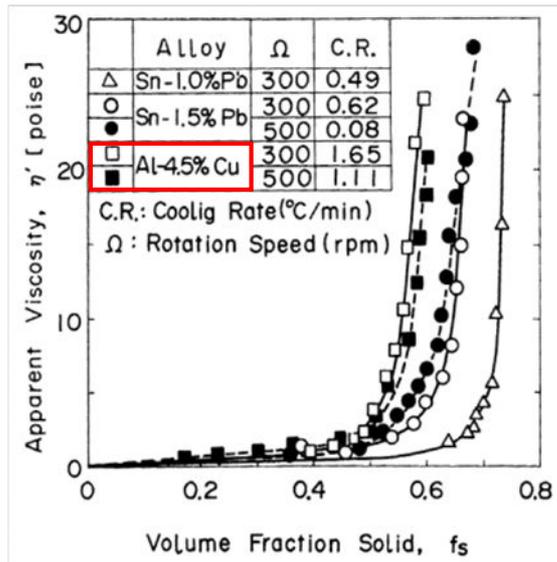
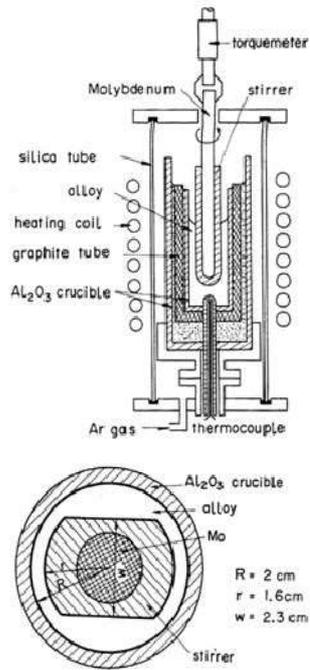
参考文献

- [1] M.C.Fleming et al., "An Experimental and Quantitative Evaluation of the Fluidity of Aluminium Alloys", AFC Transactions, vol.69, 1961
- [2] 渋谷 他, "固相・液相共存下における鉄および非鉄合金のみかけの粘性の測定結果", 鉄と鋼, 第66年, 第10号, 1980



第1図 FlemingらによるAl-Cu合金の流動性確認

試験装置及び試験結果



第2図 渋谷らによるAl-Cu合金の流動性確認

試験装置及び試験結果

(参考) その他の凝固モデルによる評価

純金属の流路内での凝固挙動を対象とした流動距離評価モデルとして、US-ABWR DCDモデル^[1]や、Epsteinのモデル^{[2][3]}がある。

熔融炉心は液相線温度と固相線温度に差があり、合金の凝固挙動を示すものと考えられるが、これらの純金属モデルを用いた場合にも、流動距離の評価結果は第1表のとおりであり、横スリットの長さ () の範囲内で凝固することを確認した。

なお、US-ABWR DCDモデルでは、評価条件として熔融炉心の流速ではなくRPVからの落下率がパラメータとなっており、MAAP計算結果の最大値を包絡する値として15,000kg/sを使用している。その他の評価条件としては、Flemingsモデルによる評価と同様の条件を用いている。

第1表 純金属モデルによる評価結果

評価モデル	評価結果 (流動距離)	備考
US-ABWR DCDモデル	約1.5m	熔融炉心流速の代わりにRPVからの熔融炉心の最大落下率15,000kg/sを使用。その他はFlemingsモデルによる評価条件と同様。
Epsteinモデル	約3.0m	Flemingsモデルによる評価と同様の評価条件を使用。

○US-ABWR DCDモデルの概要^[1]

US-ABWR DCDモデルは、RPV下部のドライウェルサンプ周囲に設置されるコリウムシールドにおいて、ドレン水が通るためのスリット流路を対象とした熔融炉心の凝固評価モデルである。

本モデルは純金属の凝固挙動を想定し、流路の入口付近において周辺の構造材への熱伝導によりクラストが成長し流路が閉塞するものとしている。

D C Dモデルの評価式を以下に示す。

$$L_{f\ eeze} = \bar{v}(t_{f\ eeze})t_{f\ eeze} \quad (1)$$

ここで,

$$t_{f\ eeze} = \left[\frac{H_0 \rho_{cm} (h_{lh} + c_p \Delta T) \sqrt{\pi \alpha_w}}{4k_w (T_s - T_i)} \right]^2 \quad (2)$$

$$\bar{v} = \frac{\frac{2}{3} a_0 \sqrt{t} - \frac{a_0 b'_0 t}{H_0}}{1 + \frac{4b'_0 \sqrt{t}}{3H_0}} \quad (3)$$

$$a_0 = \sqrt{\frac{2g\dot{m}_{ves}}{\rho_{cm} A d}} \quad , \quad b'_0 = \frac{2k_w (T_s - T_i)}{\rho_{cm} (h_{lh} + c_p \Delta T) \sqrt{\pi \alpha_w}} \quad (4)$$

であり、各パラメータは以下のとおりである。

- L_{freeze} : 流動距離 (m), $\bar{v}(t)$: 溶融炉心の流路内平均流速 (m/s),
- t_{freeze} : 凝固完了時間 (s), H_0 : スリット高さ (m),
- ρ_{cm} : 溶融炉心密度 (kg/m³), h_{lh} : 溶融炉心溶融潜熱 (J/kg),
- C_p : 溶融炉心比熱 (J/kgK), ΔT : 溶融炉心過熱度 (K),
- α_w : 構造材熱拡散率 (m²/s), k_w : 構造材熱伝導率 (W/mK),
- T_s : 接触面温度 (K), T_i : 構造材初期温度 (K), g : 重力加速度 (m/s²),
- \dot{m}_{ve} : R P Vからの溶融炉心落下率 (kg/s),
- A_d : 下部ドライウエル床面積 (m²)

D C D^[1]においては、過去に実施された関連試験に係る文献を参照し、それらの試験結果よりD C Dモデルによる評価の適用性を確認している。

○Epsteinモデルの概要^{[2][3]}

Epsteinモデルは、M A A PコードのR P V下部プレナム貫通部閉塞計算に使用されているモデルであり、D C Dモデルと同様に流路の入口付近からの閉

塞が想定されている。

Epstein モデルの評価式を以下に示す。溶融炉心の総流動距離は(5)式と(6)式の和で求められる。

- ・溶融炉心が過熱度を有する領域での流動距離

$$X^* = \frac{D}{2f} \ln \left(\frac{T_0 - T_{mp}}{T^* - T_{mp}} \right) \quad (5)$$

- ・溶融炉心の過熱度がない領域での流動距離

$$X_s = 0.155 \text{Re}^{8/11} D \left[\frac{\text{Pr}}{B} \right]^{7/11} \quad (6)$$

ここで,

$$B = \left[1 + \frac{2C_p(T_{mp} - T_w)}{\lambda} \right]^{1/2} - 1 \quad (7)$$

であり、各パラメータは以下のとおりである。

X^* , X_s : 流動距離 (m), Re : レイノルズ数 (-), Pr : プラントル数 (-),

D : 水力等価直径 (m), λ : 溶融炉心溶融潜熱 (J/kg),

C_p : 溶融炉心比熱 (J/kgK), T_0 : 溶融炉心初期温度 (K),

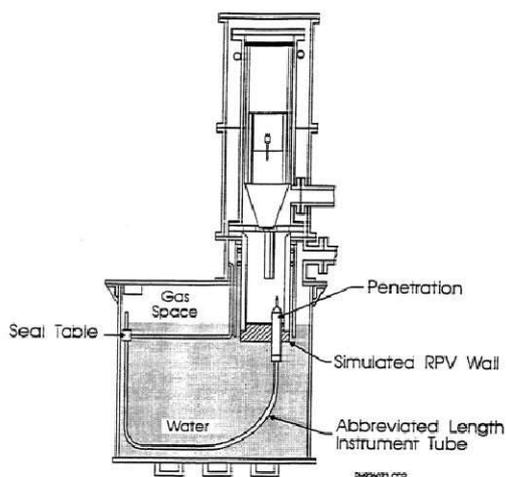
T_{mp} : 溶融炉心融点 (K), T_w : 構造材初期温度 (K),

T^* : 溶融炉心凝固開始温度 (推定値) (K), f : 摩擦係数 (-)

なお、 $T^* - T_{mp}$ はE P R I レポート^[3]を基に10Kとする。

E P R I は、第1図に示すR P V下部プレナムの核計装管を模擬した試験体に溶融アルミナを流入させる試験を行い、Epstein モデルによる流動距離評価結果との比較を実施している。

その結果、試験結果に対して Epstein モデルによる流動距離は同等又は大きめの評価結果となっている。



Test Number	Penetration Type	Differential Pressure ⁽¹⁾ (MPa)		Calculated Penetration Length (m)			Measured Penetration Length (m)
		Maximum	Initial	X*	X _s ⁽²⁾	Total ⁽³⁾	
1	PWR	1.96	1.1	1.2	3.0/2.5	2.5-4.2	2.3
2	BWR	1.62	0.62	1.6	4.1/3.1	3.1-5.7	> 2.3
3	PWR	0.003 ⁽⁴⁾	0.003 ⁽⁴⁾	1.2	0.3/0.3	0.3-1.5	0.5
4	PWR	1.72	0.6	1.2	2.9/2.0	2-4.1	2.1-2.3
5	BWR	1.9	0.6	1.6	4.7/3.1	3.1-6.3	1.8-2.8

- (1) Precise time of initiation of debris flow in thimble tube is uncertain so differential pressure for debris flow could be between initial and maximum observed values.
- (2) Saturated debris penetration length calculated for both maximum and initial pressure differentials.
- (3) Total calculated penetration length has a range depending upon the degree of debris superheat and the differential pressure.
- (4) Melt cup depressurized due to spool piece breach so differential pressure due to essentially hydrostatic head of Al₂O₃ layer.

第 1 図 EPRI 試験装置及び試験結果

参考文献

- [1] GE-Hitachi Nuclear Energy Americas LLC, ABWR Design Control Document, United States Nuclear Regulatory Commission, 2010
- [2] M. Epstein et al., Freezing-Controlled Penetration of a Saturated Liquid Into a Cold Tube, Journal of Heat Transfer, Vol.99, 1977
- [3] EPRI, Experiments to Address Lower Plenum Response Under Severe Accident Conditions, Volume1, EPRI report TR-103389, 1994

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（溶融炉心・コンクリート相互作用）

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/3)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
炉心	崩壊熱	炉心モデル（原子炉出力及び崩壊熱）	入力値に含まれる。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。	「解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響」にて確認。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル（炉心熱水力モデル） 溶融炉心の挙動モデル（炉心ヒートアップ）	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。 炉心ヒートアップ速度の増加（被覆管酸化の促進）を想定し、仮想的な厳しい振幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を2倍とした感度解析により影響を確認した。 ・TQVU、大破断 LOCA シーンとともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。 本評価事故シナリオでは、原子炉圧力容器破損確認後にベDESTAL（ドライウェル部）注水操作を実施するが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、原子炉圧力容器温度（下鏡部）が300℃に到達したこと等をもって格納容器下部水温を継続監視することで、原子炉圧力容器破損を速やかに判断可能であることから、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としている原子炉圧力容器破損時の格納容器冷却操作及びベDESTAL（ドライウェル部）注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。 本評価事故シナリオでは、原子炉圧力容器破損時点でベDESTAL（ドライウェル部）に水位が形成されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料棒表面熱伝達				
	燃料被覆管酸化				
	燃料被覆管変形				
	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル（炉心水位計算モデル）	TQVU シーン及び中小破断LOCA シーンに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CCFL を取り扱っていないこと等から、水位変化に差異が生じたものの水位低下幅は MAAP コードの方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、その後の注水操作による燃料有効長頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であるものの、その差は小さいことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であるものの、その差は小さいことを確認している。また、原子炉圧力容器破損時点でベDESTAL（ドライウェル部）に水位が形成されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
気液分離（水位変化）・対向流					

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/3)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
原子炉 圧力容器 (炉心損傷 後)	リロケーション	溶融炉心の 挙動モデル (リロケー ション)	<ul style="list-style-type: none"> ・TMI 事故解析における炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 ・リロケーションの進展が早まることを想定し、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により影響を確認した。 ・TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融時刻、原子炉圧力容器破損時刻への影響が小さいことを確認した。 	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉圧力容器の破損の影響を受ける可能性がある操作としては、溶融炉心落下後のベDESTAL（ドライウエル部）への注水操作があるが、原子炉圧力容器破損時間の不確かさは小さいことから、原子炉圧力容器の破損を操作開始の起点としているベDESTAL（ドライウエル部）への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器破損時点でベDESTAL（ドライウエル部）に水位が形成されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	構造材との熱伝達		<ul style="list-style-type: none"> ・TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 ・下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。 	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉圧力容器破損の影響を受ける可能性がある操作としては、常溶融炉心落下後のベDESTAL（ドライウエル部）への注水操作があるが、原子炉圧力容器破損時間の不確かさは小さいことから、原子炉圧力容器の破損を起点としているベDESTAL（ドライウエル部）への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器破損時点でベDESTAL（ドライウエル部）に水位が形成されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	溶融炉心の 挙動モデル (下部プレ ナムでの溶 融炉心挙動)	<ul style="list-style-type: none"> ・TMI 事故解析における下部プレナムの温度挙動について、TMI 事故分析結果と一致することを確認した。 ・下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数に対する感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻等の事象進展に対する影響が小さいことを確認した。 	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉圧力容器破損の影響を受ける可能性がある操作としては、常溶融炉心落下後のベDESTAL（ドライウエル部）への注水操作があるが、原子炉圧力容器破損時間の不確かさは小さいことから、原子炉圧力容器の破損を起点としているベDESTAL（ドライウエル部）への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	溶融炉心の挙動モデルは TMI 事故についての再現性を確認している。また、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器破損時点でベDESTAL（ドライウエル部）に水位が形成されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力容器破損	溶融炉心の 挙動モデル (原子炉圧 力容器破損 モデル)	原子炉圧力容器破損に影響する項目として制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)をパラメータとした感度解析を行い、原子炉圧力容器破損時刻が約 13 分早まることを確認した。ただし、仮想的な厳しい条件に基づく解析結果であり、実機における影響は十分小さいと判断される。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが、原子炉圧力容器破損(事象発生から約 4.5 時間後)に対して、十数分早まる程度であり、ベDESTAL(ドライウエル部)への注水は原子炉圧力容器温度(下鏡部)が 300℃に到達したこと等をもって格納容器下部水温を継続監視することで、原子炉圧力容器破損を速やかに判断可能であることから、原子炉圧力容器破損を操作開始の起点としているベDESTAL(ドライウエル部)への注水操作に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。	制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ(しきい値)に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが、原子炉圧力容器破損(事象発生から約 4.5 時間後)に対して、早まる時間は僅かであり、破損時間が僅かに早まった場合においても、ベDESTAL(ドライウエル部)に水位が形成されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉圧力容器内 FP 挙動	核分裂生成物(FP)挙動モデル	PHEBUS-FP 実験解析により、FP 放出の開始時間を良く再現できているものの、燃料被覆管温度を高めに評価することにより、急激な FP 放出を示す結果となった。ただし、この原因は実験の小規模な炉心体系の模擬によるものであり、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると考えられる。	本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作に与える影響はない。	原子炉圧力容器内 FP 挙動と溶融炉心との相互作用による侵食量に関連はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。	

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3/3)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響		
格納容器 (炉心損傷 後)	原子炉压力容器外 FCI (溶融炉心細粒化)	溶融炉心挙動モデル (格納容器下部での溶融炉心挙動)	原子炉压力容器外 FCI 現象に関する項目としてエントレインメント係数及びデブリ粒子径をパラメータとして感度解析を行い、原子炉压力容器外 FCI によって生じる圧カスパイクへの感度が小さいことを確認した。	本評価事故シナシスでは、原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による圧カスパイクを起点とした運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	エントレインメント係数の感度解析より溶融炉心の細粒化割合がコンクリート侵食に与える感度は小さいことを確認しており、また溶融炉心の温度に対する感度は小さく、コリウムシールド侵食に与える感度についても同様に小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。		
	原子炉压力容器外 FCI (デブリ粒子熱伝達)						
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり		溶融炉心の拡がり実験や評価に関する知見に基づき、落下した溶融炉心は床上全体に均一に拡がると想定される。ただし、堆積形状の不確かさが想定されるため、個別プラントのベDESTALの形状や事前水張りの深さを踏まえて、拡がりを抑制した感度解析等の取扱いを行うことが適切と考えられる。			本評価事故シナシスでは、コリウムシールド及びコンクリートの侵食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心の拡がりが抑制されると想定し種々の不均一な堆積形状を考慮した場合、溶融炉心の拡がりが抑制されない均一な堆積形状よりも溶融炉心と水の伝熱面積が大きくなり、溶融炉心が冷却される傾向となると評価しており、コリウムシールド及びコンクリートの侵食への影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	溶融炉心と格納容器下部プール水の伝熱		溶融炉心・コンクリート相互作用への影響の観点で、エントレインメント係数、上面熱流束及び溶融プールからクラストへの熱伝達係数をパラメータとした感度解析を行った。評価の結果、コンクリート侵食量に対して上面熱流束の感度が支配的であることを確認した。また、上面熱流束を下限值とした場合でも、コンクリート侵食量が 22.5cm 程度に収まることを確認した。上記の感度解析は、想定される範囲で厳しい条件を与えて感度を確認したものであり、不確かさを考慮しても実機でのコンクリート侵食量は感度解析よりも厳しくなることはないと考えられる。			エントレインメント係数、溶融炉心からプール水への熱流束及び溶融プール-クラスト間の熱伝達係数の感度解析を踏まえ、コンクリート侵食量について支配的な溶融炉心からプール水への熱流束についての感度解析を実施した。感度解析の結果、コリウムシールド及びコンクリートの侵食は生じず、原子炉压力容器の支持機能を維持できる。これは、落下した溶融炉心はベDESTAL (ドライウェル部) 水によって冷却されコリウムシールドが侵食開始温度に到達する前に溶融炉心の温度は 2,100℃ を下回ること、溶融炉心からプール水へは崩壊熱以上の除熱がなされ溶融炉心の温度は 2,100℃ 未満を維持することから、コリウムシールドは侵食開始温度に到達せず、コンクリート侵食が抑制されたものである。 なお、本感度解析では、溶融炉心・コンクリート相互作用によってコンクリート侵食は生じないことから可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスは発生せず、格納容器圧力や格納容器内の水素濃度及び酸素濃度への影響はない。 (添付資料 3.5.1)	
	溶融炉心とコンクリートの伝熱		ACE 実験解析及び SURC-4 実験解析より、溶融炉心堆積状態が既知である場合の溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることを確認した。実験で確認されている侵食の不均一性については、実験における侵食のばらつきが MAAP コードの予測侵食量の 20% の範囲内に収まっていることから、上面熱流束の感度に比べて影響が小さいことを確認した。				
コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生							

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(1/5)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
初期条件	原子炉熱出力	3, 293MW	約 3, 279MW～ 約 3, 293MW (実績値)	定格原子炉熱出力として設定	最確条件とした場合には、原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の運転員等操作時間への影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。	最確条件とした場合には、原子炉停止後の崩壊熱が緩和される。最確条件とした場合の評価項目となるパラメータに与える影響は、原子炉停止後の崩壊熱にて説明する。
	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6. 93MPa[gage]	約 6. 91 MPa[gage]～ 約 6. 94MPa[gage] (実績値)	定格原子炉圧力として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、原子炉圧力は逃がし安全弁により制御されるため事象進展に及ぼす影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート 下端から+126cm)	通常運転水位 約-4cm～約+6cm (セパレータスカート 下端から約+122cm ～約+132cm) (実績値)	通常運転時の原子炉水位として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約3mであるのに対して、ゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎの幅は事象発生後の水位低下量に対して非常に小さい。例えば、スクラム10分後の原子炉水位の低下量は、高圧が維持された状態でも通常運転水位から約3mであるのに対して、ゆらぎによる水位低下量は約4cmであり非常に小さい。したがって、事象進展に及ぼす影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	炉心流量	48, 300t/h (定格流量(100%))	定格流量の 約86%～約104% (実績値)	定格流量として設定	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	事象発生後早期に原子炉はスクラムするため、初期炉心流量が事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料	9×9燃料 (A型)	装荷炉心ごと	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に9×9燃料(A型)を設定	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、9×9燃料のA型又はB型の炉心となるか、それらの混在炉心となるが、いずれの型式も燃料の熱水力特性はほぼ同等であり、事象進展に及ぼす影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	ANSI/ANS-5. 1-1979 平均的燃焼度約 31GWd/t (実績値)	1 サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する水蒸気は少なくなり、原子炉压力容器の破損に至るまでの事象進展は緩和されるが、操作手順(溶融炉心落下後にベデスタル(ドライウエル部)への注水操作を開始すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、溶融炉心の持つエネルギーが小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	格納容器体積 (ドライウエル)	5, 700m ³	5, 700m ³ (設計値)	設計値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4, 100m ³ 液相部：3, 300m ³	空間部： 約 4, 092m ³ ～ 約 4, 058m ³ 液相部： 約 3, 308m ³ ～ 約 3, 342m ³ (実績値)	設計値(通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の液相部の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6. 983mの時の水量は3, 300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0. 087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の約1. 3%と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の液相部の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が6. 983mの時の水量は3, 300m ³ であるのに対し、ゆらぎ(0. 087m)による水量変化は約42m ³ であり、その割合は初期保有水量の約1. 3%と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	真空破壊装置	3. 45kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧)	3. 45kPa (ドライウエルーサブプレッション・チェンバ間差圧) (設計値)	真空破壊装置の設定値	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(2/5)

項目		解析条件（初期条件、事故条件及び機器条件）の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
初期条件	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転水位－4.7cm)	約 7.000m～ 約 7.070m (実績値)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ (0.087m) による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の約 1.3%と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによるサブプレッション・プール水位の変化分は通常時に対して非常に小さい。例えば、サブプレッション・プール水位が 6.983m の時の水量は 3,300m ³ であるのに対し、ゆらぎ (0.087m) による水量変化は約 42m ³ であり、その割合は初期保有水量の約 1.3%と非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	サブプレッション・プール水温度	32℃	約 15℃～約 32℃ (実績値)	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定	運転員等操作としては溶融炉心落下後のベダスタル（ドライウェル部）への注水操作となるが、本パラメータによる影響を受けることはなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量という観点では、直接的な影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	格納容器圧力	5kPa[gage]	約 2.2 kPa[gage]～ 約 4.7kPa[gage] (実績値)	通常運転時の格納容器圧力を包絡する値	最確条件とした場合には、解析条件で設定している格納容器圧力より低くなるため、格納容器圧力が低めに推移するが、その影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している格納容器圧力より低くなるため、格納容器圧力が低めに推移するが、その影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	格納容器雰囲気温度	57℃	約 25℃～約 58℃ (実績値)	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウェル内ガス冷却装置の設計温度）として設定	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、格納容器雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、ゆらぎによる格納容器雰囲気温度の解析条件からの上昇は約 1℃であり非常に小さい。したがって、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、ベダスタル（ドライウェル部）への注水温度が低くなるが、注水温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部水源の温度が低い場合、溶融炉心・コンクリート相互作用による侵食量という観点では溶融炉心からの除熱が促進されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	約 8,600m ³	8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備＋代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約 1,010kL	1,010kL 以上 (軽油貯蔵タンク＋可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(3/5)

項目	解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	溶融炉心からプール水への熱流束	800kW/m ² 相当 (圧力依存あり)	800kW/m ² 相当 (圧力依存あり)	過去の知見に基づき水張りの効果を考慮して設定	<p>解析条件と最確条件は同様であるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>コンクリート侵食量に対しては、実験で確認されている侵食面における侵食の不均一性等の影響を確認する観点から、コンクリート侵食量への影響が最も大きい溶融炉心からプール水への熱流束について、感度解析を実施した。感度解析の結果、コリウムシールド及びコンクリートの侵食は生じず、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。なお、本解析では、溶融炉心・コンクリート相互作用による可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスの発生はない。 (添付資料3.5.1)</p>
	コンクリートの種類	玄武岩系コンクリート	玄武岩系コンクリート	使用している骨材の種類から設定	
	コンクリート以外の構造材の扱い	鉄筋は考慮しない	コンクリート以外の構造材を考慮する	鉄筋についてはコンクリートよりも融点が高いことから保守的に考慮しない	
	原子炉圧力容器下部及びのベDESTAL(ドライウエル部)に落下する溶融物との扱いは	ベDESTAL(ドライウエル部)に落下する溶融物とは扱わない	部分的な溶融が生じ、ベDESTAL(ドライウエル部)に落下する可能性がある	発熱密度を下げないよう保守的に設定	
				<p>最確条件とした場合には、コンクリートより融点の高い鉄筋の耐熱の効果により、コンクリートの侵食が抑制される可能性があるが、コンクリートの侵食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合には、コンクリートより融点の高い鉄筋の耐熱の効果により、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>
				<p>最確条件とした場合には、溶融物の発熱密度が下がるため、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びコリウムシールド侵食が抑制されるが、コンクリート侵食量及びコリウムシールド侵食量を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合には、溶融物の発熱密度が下がるため、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びコリウムシールドの侵食が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(4/5)

項目		解析条件(初期条件、事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	給水流量の全喪失	—	原子炉水位の低下の観点で厳しい事象を設定	—	<p>熔融炉心落下時の崩壊熱の影響を確認する観点から感度解析を実施した。感度解析は、原子炉水位の低下の観点でより厳しい事象である LOCA 等の原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失を仮定し、事故シーケンスを「大破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」として、本評価事故シーケンスの評価条件と同様、電源の有無に係らず重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても原子炉圧力容器破損まで使用できないものと仮定した。その結果、原子炉圧力容器破損のタイミングが約 3.3 時間と早くなるため、熔融炉心落下時の崩壊熱が大きくなるが、コリウムシールド及びコンクリートの侵食は生じず、原子炉圧力容器の支持機能を維持できる。また、コンクリート侵食は生じないことから、可燃性ガス及びその他の非凝縮性ガスは発生しない。なお、本評価においては事象発生から約 79 時間後に格納容器内酸素濃度が 4.0vol% (ドライ条件) に到達するが、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入を行うことによって、酸素濃度の最高値は 4.0vol% (ドライ条件) にどとまることから、可燃限界である 5.0vol% (ドライ条件) を下回る。 (添付資料 3.5.1)</p>
	安全機能等の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 高圧注水機能、低圧注水機能及び原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失	—	非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、設定 高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として残留熱除去系(低圧注水系)及び低圧炉心スプレイ系の機能喪失を設定するとともに、原子炉圧力容器破損前の重大事故等対処設備による原子炉注水機能の喪失を設定	—	—
	外部電源	外部電源なし	—	安全機能の喪失に対する仮定に基づき設定 ただし、原子炉スクラムについては、外部電源ありの場合を包絡する条件として、機器条件に示すとおり設定	—	—

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響(5/5)

項目	解析条件(初期条件, 事故条件及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	解析条件	最確条件				
機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低(レベル3)信号	タービン蒸気加減弁急速閉信号又は原子炉保護系電源喪失	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時に伴うタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低(レベル3)信号にてスクラムするものとして設定	最確条件とした場合は、原子炉熱出力の低下が早くなるため、溶融炉心の持つエネルギーが小さくなり、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展が緩やかになるが、操作手順(溶融炉心落下後にベデスタル(ドライウエル部)への注水を開始すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、原子炉熱出力の低下が早くなるため、溶融炉心の持つエネルギーが小さくなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	原子炉保護系電源喪失又は原子炉水位異常低下(レベル2)信号	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下(レベル2)信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁閉止するものとして設定	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気流量が減少することから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、操作手順(溶融炉心落下後にベデスタル(ドライウエル部)への注水を開始すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、逃がし安全弁を通じて格納容器内に放出される蒸気流量が減少することから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、その影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	電源喪失によるポンプ停止(事象発生と同時に)	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	逃がし安全弁	安全弁機能 7.79 MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2 t/h(1個当たり)～ 410.6t/h(1個当たり)	安全弁機能 7.79MPa[gage]～ 8.31MPa[gage] 385.2t/h(1個当たり)～ 410.6t/h(1個当たり) (設計値)	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
		逃がし安全弁(自動減圧機能)の2個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁(自動減圧機能)の2個を開することによる原子炉急速減圧	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であり、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	代替循環冷却系	原子炉圧力容器破損前格納容器スプレイ: 250m ³ /h	原子炉圧力容器破損前格納容器スプレイ: 250m ³ /h	格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量: 約14MW (サブプレッション・プール水温度100℃, 海水温度32℃において)	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量: 約14MW以上 (サブプレッション・プール水温度100℃, 海水温度32℃以下において)	熱交換器の設計性能に基づき、代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	最確条件とした場合には、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順(格納容器圧力0.31MPa[gage]到達後に窒素注入を停止すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、解析条件で設定している海水温度と同等以下となる。32℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。32℃未満の場合は、除熱性能が向上するため、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	格納容器下部注水系(常設)	80m ³ /hにてベデスタル(ドライウエル部)へ注水	80m ³ /hにてベデスタル(ドライウエル部)へ注水	溶融炉心の冠水継続が可能な流量な流量として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	コリウムシールド	材料:ジルコニア耐熱材 侵食開始温度:2,100℃	材料:ジルコニア耐熱材 侵食開始温度:2,100℃	材料は、コンクリートの侵食を抑制する観点から設定 侵食開始温度は、ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定	最確条件とした場合は、解析条件と同様であるため、事象進展に影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 なお、溶融炉心中の酸化鉄成分との共晶反応も含めて評価すると、コリウムシールドには3.3cm程度の侵食が生じるものの、コリウムシールドの侵食を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。 (添付資料3.5.1)	最確条件とした場合は、解析条件と同様であるため、事象進展に影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 なお、溶融炉心中の酸化鉄成分との共晶反応も含めて評価すると、コリウムシールドには3.3cm程度の侵食が生じるが、この場合においても溶融炉心と接するコリウムシールドの温度は融点に至らず侵食は進行せず、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料3.5.1)

第3表 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

項目	解析条件（操作条件） の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間 に与える影響	評価項目となるパラメー タに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	解析上の操作 開始時間	条件設定の 考え方						
操作条件	格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウエル部）注水操作	原子炉圧力容器破損から7分後（約4.6時間後）	原子炉圧力容器破損の判断及び操作実施に必要な時間を考慮して設定	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約4.5時間の時間余裕があり、また、溶融炉心落下後にベデスタル（ドライウエル部）注水が行われなかった場合でも、ベデスタル（ドライウエル部）プール水が蒸発し、溶融炉心が露出するまでには約0.3時間の時間余裕がある。溶融炉心落下後の格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウエル部）注水操作は原子炉圧力容器温度（下鏡部）が300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し、格納容器下部水温の温度上昇又は指示値喪失によって原子炉圧力容器破損を判断するものであり、解析上の認知にかかる時間としては5分を想定している。格納容器下部水温は破損兆候の検知によって継続監視するパラメータであり、温度上昇又は指示値喪失による原子炉圧力容器破損の判断は速やかに実施できるものであるため、認知に大幅な遅れが生じることは考えにくい。よって、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はなし。 【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。 【移動】 中央制御室内での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していることから、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作所要時間】 中央制御室内におけるベデスタル（ドライウエル部）への注水操作は、注入弁1弁の開操作による注水であり、1操作に1分間を想定している。当該操作は、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作のため、操作時間に与える影響はなし。 【他の並列操作有無】 当該操作に対応する当直運転員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はなし。 【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作時間が長くなる可能性は低い。	原子炉圧力容器破損までに事象発生から約4.5時間の時間余裕があり、また、溶融炉心落下後にベデスタル（ドライウエル部）注水が行われなかった場合でも、ベデスタル（ドライウエル部）プール水が蒸発し、溶融炉心が露出するまでには約0.3時間の時間余裕がある。溶融炉心落下後の格納容器下部注水系（常設）によるベデスタル（ドライウエル部）注水操作は原子炉圧力容器温度（下鏡部）が300℃に到達したこと等をもって破損兆候を検知し、原子炉圧力容器の破損判断パラメータである格納容器下部水温の指示を継続監視することで原子炉圧力容器破損を判断し、注水操作を実施することとしており、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅くなる可能性があるが、中央制御室での操作のみであり、当直運転員は中央制御室に常駐していること、また、当該操作に対応する運転員に他の並列操作はないことから、操作時間に与える影響はなし。 (添付資料3.2.2)	実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約4.5時間であり、また、溶融炉心落下後にベデスタル（ドライウエル部）注水が行われなかった場合でも、ベデスタル（ドライウエル部）プール水が溶融炉心の崩壊熱及びジルコニウム-水反応による発熱により蒸発し、溶融炉心が露出するまでには約0.3時間の時間余裕がある。 (添付資料3.2.14)	中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得。 訓練では、条件成立を前提として約1分間で格納容器下部注水系（常設）による注水を開始。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

4. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

4.1 想定事故 1

4.1.1 想定事故 1 の特徴，燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故 1 として「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故 1 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。

本想定事故は、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、想定事故 1 では、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）（以下「代替燃料プール注水系」という。）により使用済燃料プールへ注水することによって、燃料損傷の防止を図る。また、代替燃料プール注水系により使用済燃料プール水位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故 1 における機能喪失に対して、使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、代替燃料プール注水系^{※1}による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 4.1-1 図に、手順の概要を第 4.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 4.1-1 表に示す。

想定事故 1 において、事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）17 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名、現場操作を行う重大事故等対応要員は 8 名である。

また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 4.1-3 図に示す。

※1 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）以外に、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）による対応が可能である。

a. 使用済燃料プールの冷却機能喪失確認

使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの冷却機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認

使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後、使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

(添付資料 4.1.1)

c. 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水

代替燃料プール注水系の準備は冷却機能喪失による異常の認知を起点として開始する。中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位は回復する。その後、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃

料プール注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{※2}を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。想定事故 1 における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホースの設置が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約 0.86m 下の位置である。

4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故 1 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「使用済燃料プールの冷却機能又は注水機能が喪失する

ことにより、使用済燃料プール内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」である。

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失に伴い使用済燃料プール水温が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下するが、使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。

未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故 1 における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.2, 4.1.3)

(2) 有効性評価の条件

想定事故 1 に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故 1 特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの中に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日)で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 $16\text{m}^3/\text{h}$ である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替燃料プール注水系

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る $50\text{m}^3/\text{h}^*$ にて注水する。

※ 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）の注水容量は全て $50\text{m}^3/\text{h}$ 以上である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 1 における使用済燃料プール水位の推移を第 4.1-4 図に、使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.1-5 図に示す。

a. 事象進展

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は

約 $6.9^{\circ}\text{C}/\text{h}$ で上昇し、事象発生から約 5.1 時間後に 100°C に到達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 8 時間経過した時点で代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始すると、使用済燃料プール水位が回復する。

その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系により、蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、第 4.1-4 図に示すとおり、通常水位から約 0.38m 下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水は事象発生約 5.1 時間で沸騰し、その後 100°C 付近で維持される。

また、第 4.1-5 図に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.38m 下の水位になった場合の線量率は、約 $1.1\text{mSv}/\text{h}$ であり、必要な遮蔽の目安とした $10\text{mSv}/\text{h}$ と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に

示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.4, 4.1.5, 4.1.13)

4.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故1では、使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第4.1-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えられとされる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間へ与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約9.1MWに対して最確条件は約9.1MW未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運

転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始が早くなるが、注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約 0.70m 低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5.8 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間

に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 4.1.6, 4.1.7, 4.1.8)

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を

駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6.6 時間後 (10mSv/h の場合) となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 8.6 時間後 (10mSv/h の場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約 12 時間後となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル (通常水位から約 0.14m 下^{*1}) とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 10 時間 (10mSv/h の場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂

部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.70mの水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約8.9時間後(10mSv/hの場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約12時間後となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

※1 使用済燃料プール水位の水位低の警報設定値：通常水位

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレイノズル等の設置作業^{※2}終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

※2 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、使用済燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(添付資料 4.1.9)

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作については、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約 11 時間（10mSv/h の場合）、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から 2 日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(添付資料 4.1.9)

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

4.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故 1 において、重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は、「4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 17 名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37名で対処可能である。

また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。

なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故1の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員（初動）や参集要員により対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故1において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,120m³の水が必要である。水源として、西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。

(添付資料 4.1.10)

b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧

電源装置 2 台) による電源供給については、事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台) による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ (2 台) による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ (2 台) の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ (2 台) による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水について、7 日間の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 4.1.11)

c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷と

して、約 407kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 4.1.12)

4.1.5 結 論

想定事故 1 では、使用済燃料プールの冷却系が機能喪失し、使用済燃料プール水温が上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料プール水位が緩慢に低下することから、緩和措置がとられない場合には、使用済燃料プール水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故 1 に対する燃料損傷防止対策としては、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故 1 について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

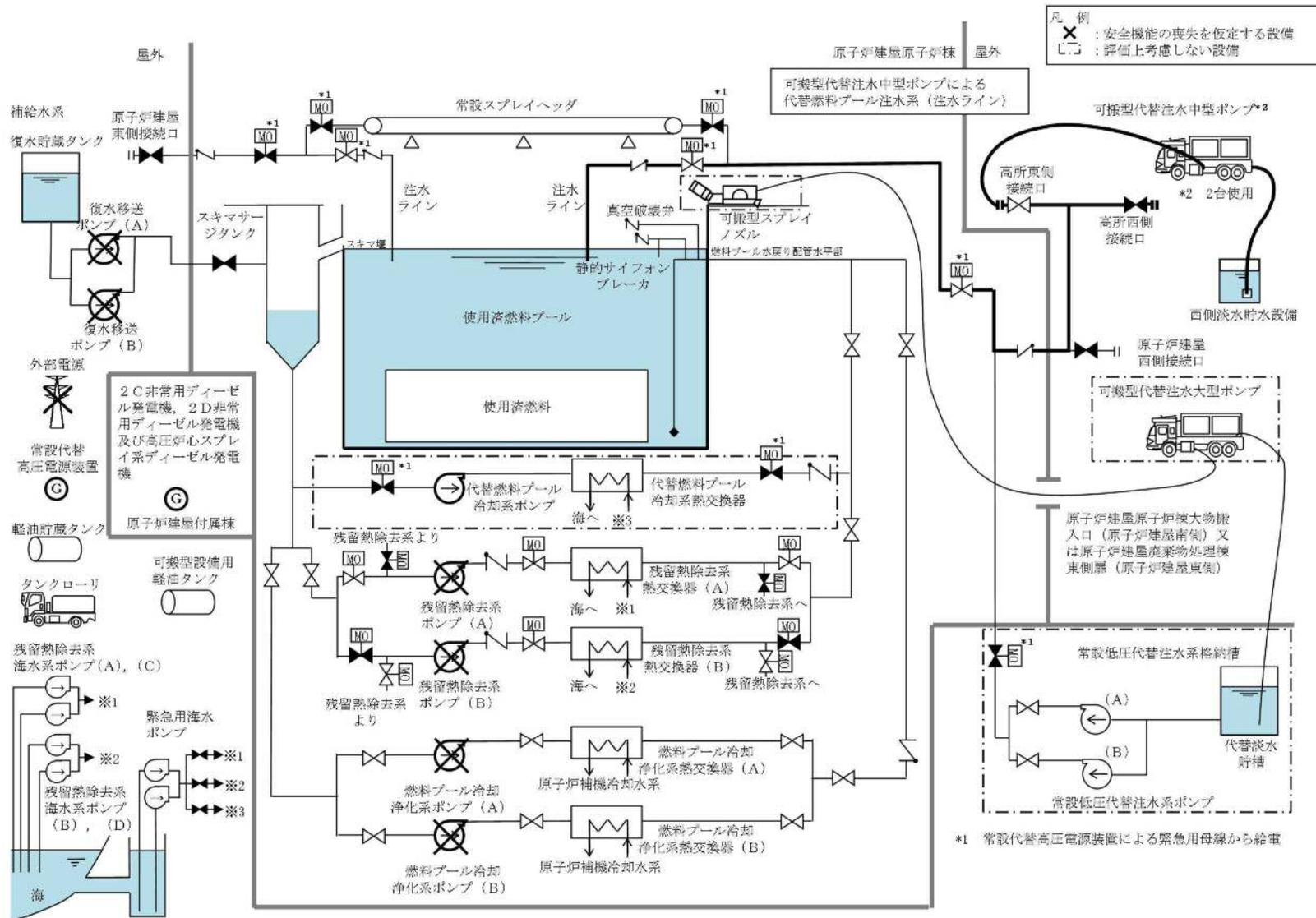
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える

影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

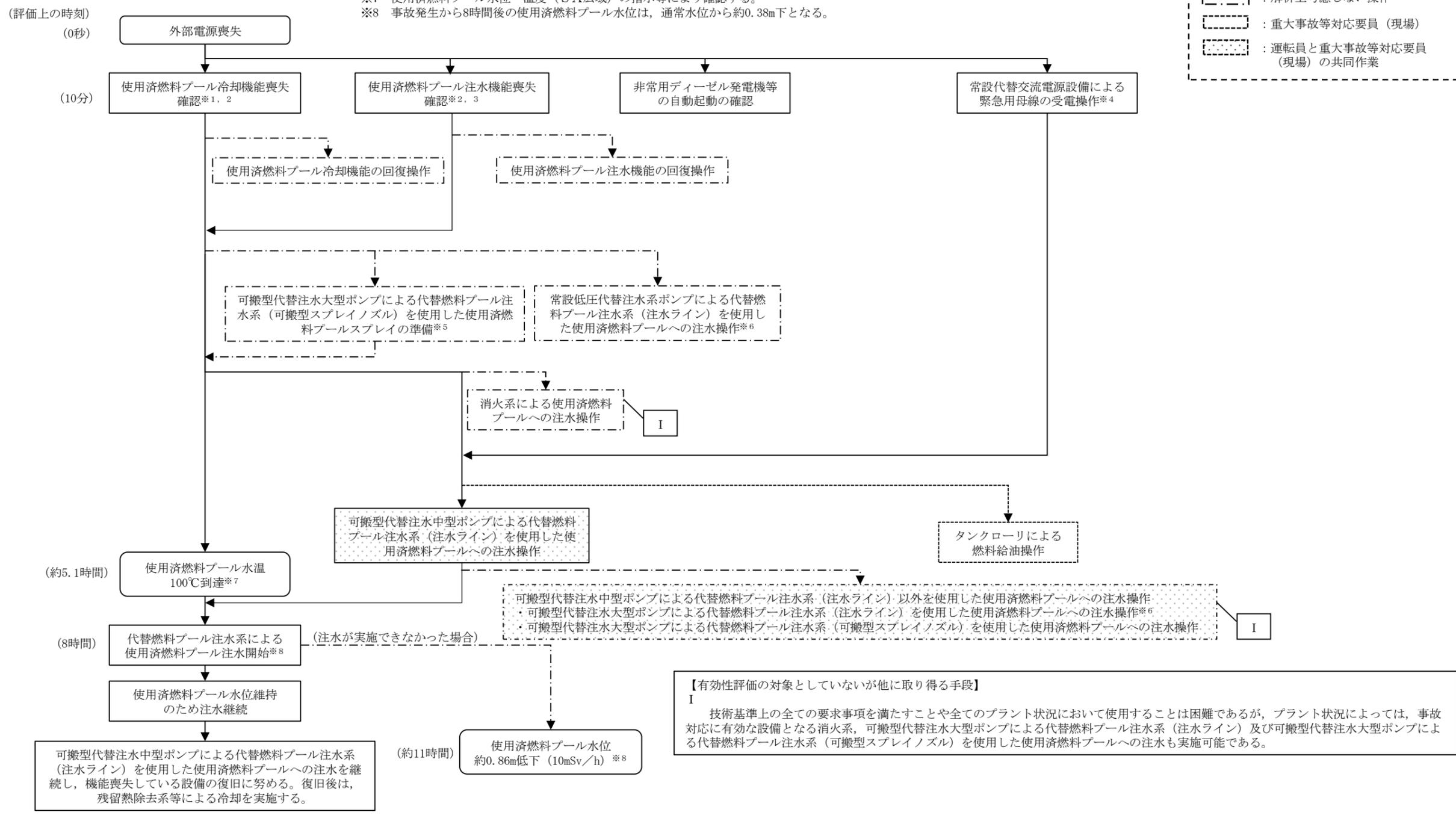
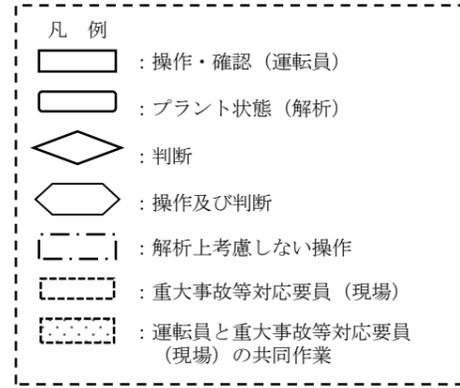
以上のことから、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故 1 に対して有効である。



第 4.1-1 図 想定事故 1 の重大事故等対策の概略系統図

プラント前提条件
 ・プラント停止9日目
 ・全燃料取出時、プールゲート閉

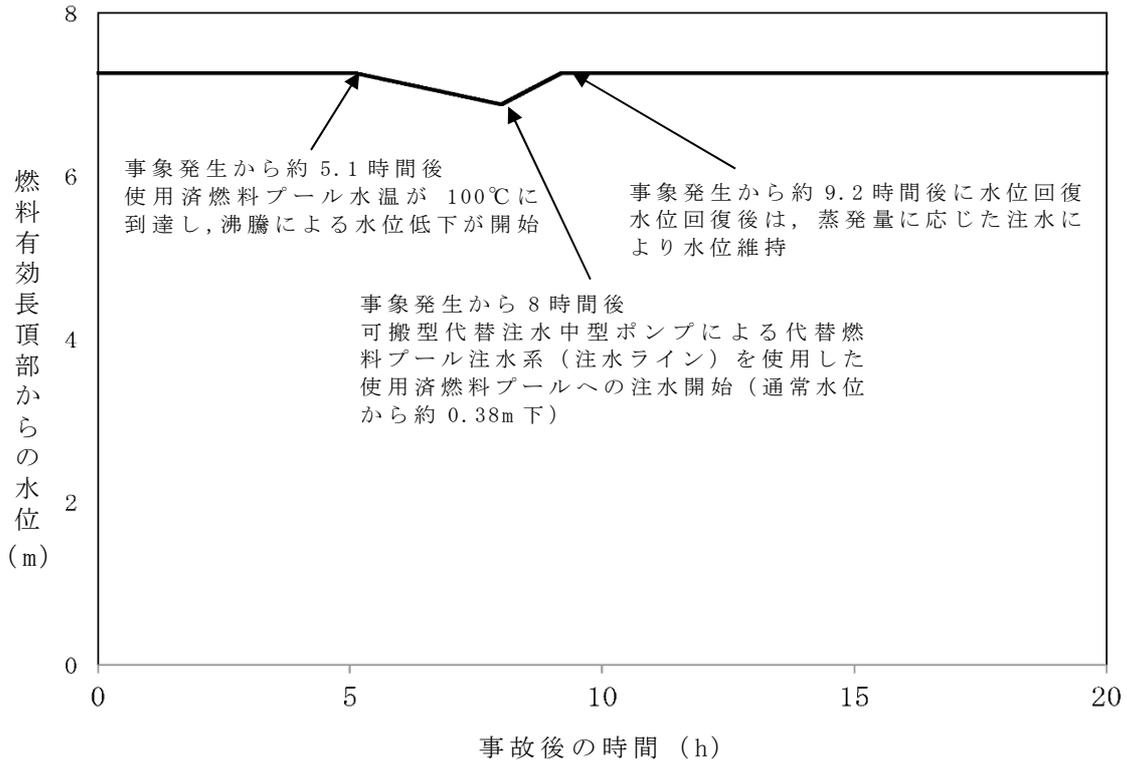
- ※1 残留熱除去系及び燃料プール冷却浄化系の再起動が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能が喪失したことを確認する。使用済燃料プールの冷却機能は、使用済燃料プール水位・温度、機器ランプ表示、機器故障警報及び系統流量計指示等により確認する。
- ※2 現場作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※3 補給水系の再起動を行うが、補給水系による使用済燃料プールへの注水が困難な場合は、使用済燃料プールへの注水機能が喪失したことを確認する。
- ※4 外部電源喪失が発生した場合は常設低圧代替注水系ポンプ、代替燃料プール注水系（注水ライン）又は代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）の負荷に給電するため、常設代替交流電源設備を起動し、緊急用母線の受電操作を実施する。
- ※5 原子炉建屋原子炉棟6階にアクセス可能な場合に実施する。
- ※6 使用済燃料プールへの注水は注水ラインを使用する。注水ラインが使用できない場合、常設スプレイヘッドによる使用済燃料プールへの注水を実施する。
- ※7 使用済燃料プール水位・温度（SA広域）の指示等により確認する。
- ※8 事故発生から8時間後の使用済燃料プール水位は、通常水位から約0.38m下となる。



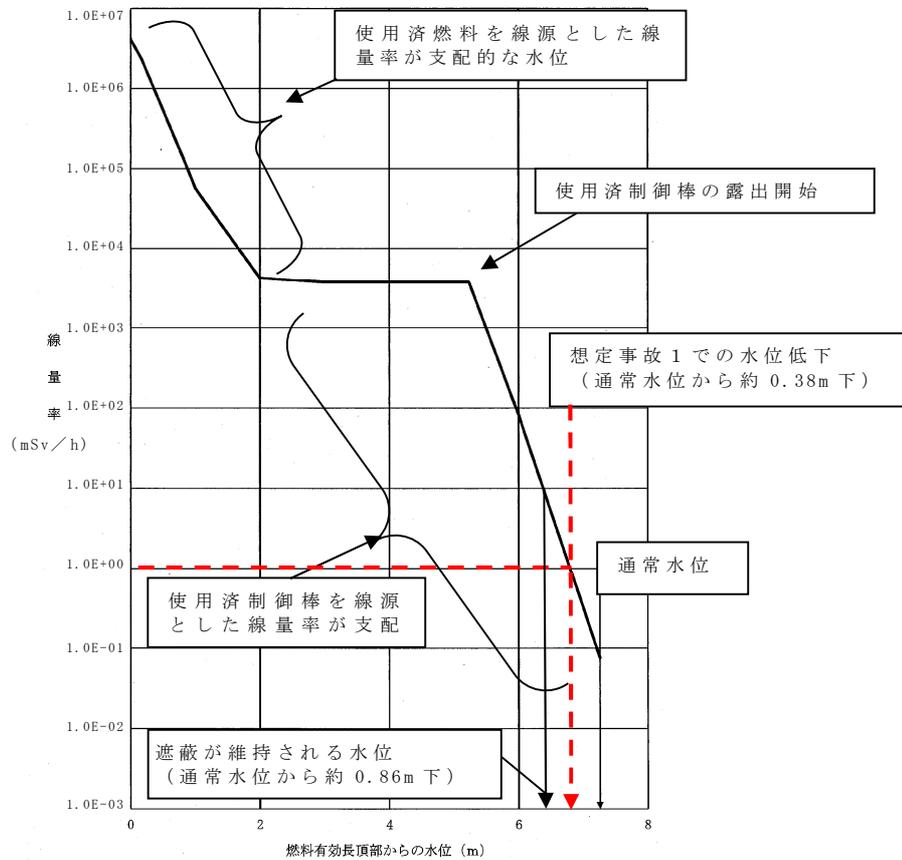
第 4.1-2 図 想定事故 1 の対応手順の概要

想定事故 1					経過時間 (時間)											備考	
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▼事象発生 ▼プラント状況判断 ▼約 5.1 時間 使用済燃料プール水温 100℃到達 ▼8 時間 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始												
	責任者	当直発電長	1人			中央監視 運転操作指揮											
	補佐	当直副発電長	1人			運転操作指揮補佐											
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人			初動での指揮 発電所内外連絡											
	当直運転員 (中央監視)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)													
状況判断	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系） ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（補給水系） 	10分												
	【1人】 A	-	-	●使用済燃料プール水位、温度監視	適宜実施												
使用済燃料プール冷却機能の回復操作	-	2人 B, C	-	●使用済燃料プール冷却機能（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系）の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない	
使用済燃料プール注水機能の回復操作	-	【2人】 B, C	-	●使用済燃料プール注水機能（補給水系）の回復操作、失敗原因調査	適宜実施												
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分												
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成操作及び使用済燃料プールへの注水操作	15分											解析上考慮しない	
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインノズル）を使用した使用済燃料プールの準備操作	-	-	8人 a~h	●原子炉建屋への移動	40分											解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟 6階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋原子炉棟 6階での作業を含む	
	-	-		●ホース敷設、可搬型スプレインノズル設置*	130分												
	-	-		●可搬型設備の保管場所への移動	30分												
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作							170分						
	【1人】 A	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水の系統構成操作（電動弁の開操作）							4分						
	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	起動後適宜状態監視												
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90分											タンクローリの残量に応じて適宜軽油タンクから給油	
	-	-		●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施												
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	8人 a~h 及び参集要員2人	原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故等の対応と、使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長く（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで1日以上）、原子炉側の事故対応が取東に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員（初動）や参集要員により対応可能である。													

第 4.1-3 図 想定事故 1 の作業と所要時間



第 4.1-4 図 使用済燃料プール水位の推移 (想定事故 1)



第 4.1-5 図 使用済燃料プール水位と線量率 (想定事故 1)

第 4.1-1 表 想定事故 1 における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プールの冷却機能喪失確認	使用済燃料プールを冷却している系統が機能喪失することにより、使用済燃料プール水の温度が上昇する。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールの冷却系の再起動操作が困難な場合、使用済燃料プールの冷却機能喪失であることを確認する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの冷却機能喪失の確認後、使用済燃料プール水の温度上昇による蒸発により使用済燃料プール水位が低下することが想定されるため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作による使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールの注水機能喪失であることを確認する。	—	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。 その後は、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	—	使用済燃料プール温度 (S A) 使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む) 緊急用 M/C 電圧

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

第 4.1-1 表 想定事故 1 における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プール注水系の準備	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プール注水系実施のための準備操作として、可搬型スプレインズル等を設置する。	—	可搬型スプレインズル	—
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	中央制御室からの遠隔操作により、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	使用済燃料プール温度（S A） 使用済燃料プール水位・温度（S A 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用M/C電圧

：有効性評価上考慮しない操作

第 4.1-2 表 主要評価条件（想定事故 1）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 1,189m ³	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状況を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	運用上許容される上限値として設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd/t 炉心燃料：33GWd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日） ^{*1} で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、ORIGEN2を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系及び補給水系等の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが、緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員及び資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
関連する重大事故等機器対策条件	代替燃料プール注水系	50m ³ /h で注水	代替燃料プール注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
関連する重大事故等操作対策条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水	事象発生から 8 時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し、解列後の全制御棒全挿入から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

使用済燃料プールの監視について

1. 通常時の監視項目の概要

通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視についての概要を下表に示す。

第1表 通常時における使用済燃料プールに関連するパラメータの監視項目

項目	監視対象	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報確認	備考
スキマサージタンク水位	・スキマサージタンク水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高/水位低時の警報発報時 (スキマサージタンク水位)	水位低による燃料プール冷却浄化系ポンプトリップのインターロックあり
使用済燃料プール水位	・使用済燃料プール水位 ・使用済燃料プール水位・温度(SA広域) ・使用済燃料プール監視カメラ	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場巡視点検時	・水位高/低/低低の警報発報時 (使用済燃料プール水位計/ 使用済燃料プール水位・温度計 (SA広域))	—
使用済燃料プール水温	・使用済燃料プール温度 ・使用済燃料プール水位・温度計(SA広域) ・使用済燃料プール温度(SA)	パラメータ確認	1回/時間	・温度高の警報発報時 (使用済燃料プール温度計/ 使用済燃料プール水位・温度計 (SA広域))	—
使用済燃料プールの冷却機能の運転状態	・燃料プール冷却浄化系, 残留熱除去系の運転状態	現場状態確認	現場巡視点検時	・系統故障警報等の発生時	—
漏えいの有無	・フローグラス (使用済燃料プールライナードレン漏えい検知)	現場状態確認	現場巡視点検時	・使用済燃料プールライナードレン漏えい検知の警報発生時	—
使用済燃料プールエリアの線量率	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ ・使用済燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ) ・原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	パラメータ確認	1回/時間	・燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ高警報の発生時	—

2. 有効性評価での事象発生と運転員の認知について

使用済燃料プールの有効性評価での運転員の事象認知について検討した。

(1) 想定事故 1

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失を想定する場合，その機能喪失は，各系統の故障警報の発生又は，外部電源喪失等の事象発生に伴う中央制御室の変化により，運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 1 では残留熱除去系ポンプ及び燃料プール冷却浄化系ポンプの故障を想定しているが，中央制御室内の警報の故障を想定した場合又は，警報が発報しない事象を想定した場合でも，運転員による中央制御室内の巡視において「使用済燃料プール水温」等のパラメータを確認していることから，中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

(2) 想定事故 2

使用済燃料プール水の小規模な漏えいが発生し，使用済燃料プールの水位が低下する事象においては，第 1 表の「スキマサージタンク水位」及び「使用済燃料プール水位」のパラメータの変化に伴う複数の警報，並びにスキマサージタンク水位の低下により燃料プール冷却浄化系ポンプのトリップに伴う警報等により，中央制御室の運転員が事象の発生を認知する。

想定事故 2 では，燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定しており，静的サイフォンブレーカの作動により燃料プールの水位は通常水位より約 0.23m 下までの低下にとどまるが，「スキマサージタンク水位」等のパラメータの変化に伴う警報が発報しない事象を想定した場合でも，運転員による中央制御室内の巡視において「スキマサージタンク水位」，「使用済燃料プール水位」，「使用済燃料プール水温」等のパラメータを確認しているこ

とから、中央制御室の運転員は異常事象の認知が可能である。

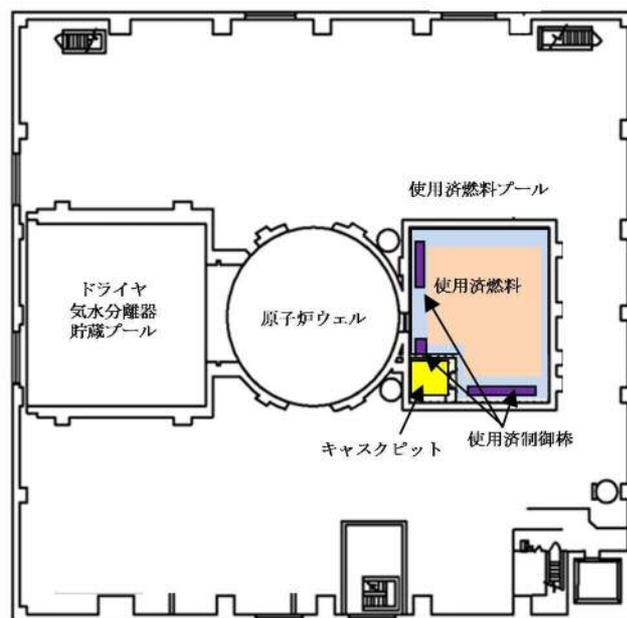
以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考ええる。

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

使用済燃料プール周辺の概要図を第1図に示す。

施設定期検査時において、多くの場合はプールゲートが開放され、使用済燃料プールは原子炉ウェル，ドライヤ気水分離器貯蔵プール，キャスクピットとつながっているが，有効性評価においてはプールゲートを閉鎖している場合を想定し，原子炉ウェル，ドライヤ気水分離器貯蔵プール及びキャスクピットの保有水量は考慮しない。



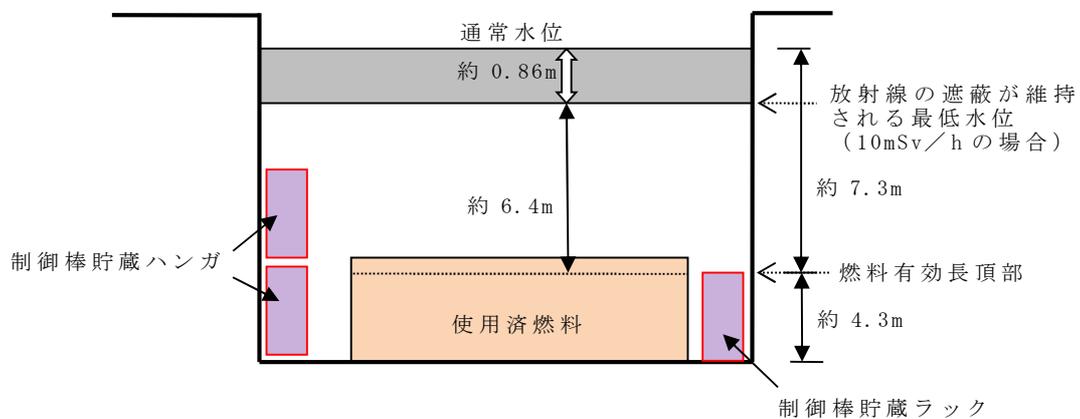
第1図 使用済燃料プール周辺の概要図

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

第2図に放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について示す。

放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位は、その状況（必要となる現場及び操作する時間）によって異なる。重大事故等であることを考慮し、例えば原子炉建屋原子炉棟 6 階において 10mSv/h の場合は、通常水位から約 0.86m*下の位置より高い遮蔽水位が必要となる。

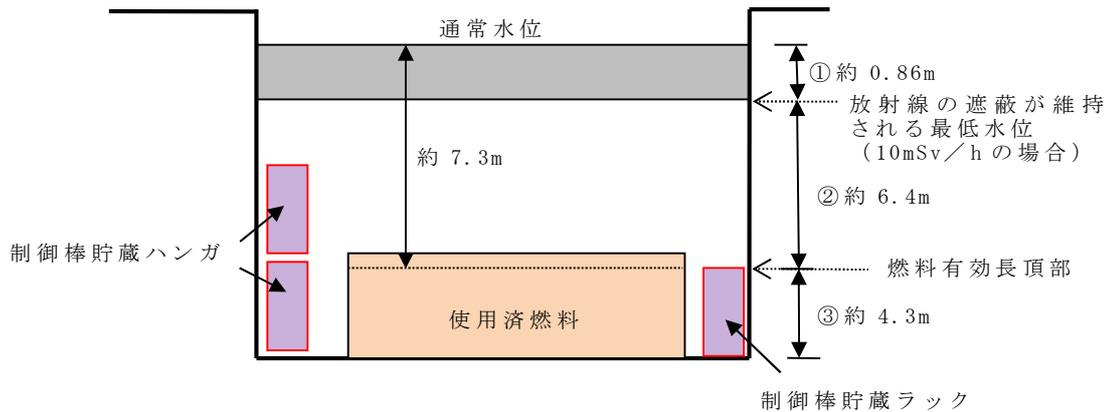
※ 放射線の遮蔽の維持のために必要な水位の算出方法については添付資料 4.1.3 に示す。



第 2 図 放射線の遮蔽に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位

3. 使用済燃料プールの高さ と 断面積 について

使用済燃料プールの高さを第 3 図に、使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積を第 1 表に示す。



第 3 図 東海第二発電所 使用済燃料プールの高さ

第 1 表 使用済燃料プールの断面積及び保有水の容積

項目	断面積 (m ²)	保有水の容積 (m ³)
①	約 116	約 100
②	約 115	約 737
③	約 83	約 352
合計		約 1,189

第 3 図に示す各領域①～③の保有水の容積は、使用済燃料プール容積から機器の容積を除くことで算出し、各領域の断面積については、①の領域では使用済燃料プールの寸法より求めた断面積を使用し、②、③の領域では求めた各領域の容積から高さを除して求めた。なお、断面積については各領域での平均的な値を示しているが、プール内に設置されている機器の多くは②、③の底部又は壁面下部にあるため、平均化によって上部の断面積が実際より狭く評価される。保有水量に対する水位の低下という観点では断面積が小さいほど水位低下速度は速くなることから、保守的な評価となっている。

4. 想定事故1における時間余裕

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失時における崩壊熱による使用済燃料プール水の沸騰までの時間，沸騰開始後の水位低下時間及び沸騰による水位低下平均速度について，以下の式を用いて算定した。事象を保守的に評価するため，使用済燃料プールの初期水温は，運転上許容される上限値である65℃とする。また，発生する崩壊熱は全て水温上昇及び蒸発に寄与するものとし，使用済燃料プールの水面及び壁面等からの放熱を考慮しない。

(1) 算定方法，算定条件

a. 冷却機能停止から沸騰までの時間

$$\text{沸騰までの時間}(h) = \frac{(100^{\circ}\text{C}) - 65^{\circ}\text{C}) \times \text{水の比熱}(kJ/kg/^{\circ}\text{C})^{*1} \times \text{使用済燃料プールの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

b. 沸騰開始からの水位低下時間

$$\text{1時間当たりの沸騰による蒸発量}(m^3/h) = \frac{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}$$

$$\text{水位低下時間}(h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの水量}(m^3) \times \text{水の密度}(kg/m^3)^{*2} \times \text{蒸発潜熱}(kJ/kg)^{*3}}{\text{燃料の崩壊熱}(MW) \times 10^3 \times 3600}$$

c. 沸騰による水位低下平均速度

$$\text{水位低下速度}(m/h) = \frac{\text{通常水位から燃料有効長頂部までの高低差}(m)}{\text{通常水位から燃料有効長頂部まで水位低下にかかる時間}(h)}$$

使用済燃料プールの下部は機器等が設置されており，保有水が少ないため，使用済燃料プールの下部では水位低下速度は早く，使用済燃料プール上部では水位低下速度は遅い。ここでは，燃料有効長頂部に水位が到達するまでの時間評価では，保守的に一律の水位低下速度を想定する。

上記計算式を用いて、以下の条件にて算定した。

水の比熱 ^{※1} (kJ/kg/°C)	使用済燃料プールの 水量 (m ³)	水の密度 ^{※2} (kg/m ³)	燃料の崩壊熱 (MW)
4.185	約 1,189	958	約 9.1

蒸発潜熱 ^{※3} (kJ/kg)	通常水位から燃料有 効長頂部までの水量 (m ³)	通常水位から燃料有 効長頂部までの高低 差 (m)	通常水位から約 0.86m 下までの水 量 (m ³)
2,256.47	約 837	約 7.3	約 100

※1 65°Cから100°Cまでの飽和水の比熱のうち、最小となる65°Cの値を使用（1999年蒸気表より）

※2 65°Cから100°Cまでの飽和水の密度のうち、最小となる100°Cの値を使用（1999年蒸気表より）

※3 100°Cの飽和水の比エンタルピと100°C飽和蒸気の比エンタルピの差より算出（1999年蒸気表より）

なお、a.～c.の算出においては以下の保守的な仮定と非保守的な仮定があるが、総合的に使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していないことの影響が大きいと考えられ、保守的な評価になっていると考えられる。

【保守的な仮定】

- ・温度変化に対する比熱及び密度の計算にて最も厳しくなる値を想定している。
- ・使用済燃料プールの水面や壁面からの放熱を考慮していない。

【非保守的な仮定】

- ・簡易的な評価とするため、プール水は全て均一の温度と仮定し、プール全体が100°Cに到達した時間を沸騰開始としている。

なお、注水等の操作時間余裕は十分に大きいことから、これらの評価の仮定による影響は無視できる程度であると考えられる。

(2) 算定結果

項目	算定結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間 (h)	約 5.1
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m ³ /h)	約 16
必要注水流量 (m ³ /h) ※4	約 13
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 (h) ※5	約 11
使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間 (day) ※5	約 2.5
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※4 必要注水流量は次の式で求める

$$\text{必要注水流量} = (\text{崩壊熱} \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

$$h_s : \text{飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg)} = 2,675.57$$

$$h_f : \text{注水 (35℃飽和水) の比エンタルピ (kJ/kg)} = 146.64$$

$$\rho_f : \text{注水 (35℃飽和水) の密度 (kg/m}^3\text{)} = 994$$

※5 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合、燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約 5.1 時間後に沸騰開始となり、蒸発により水位低下が始まる。このときの蒸発量は約 16m³/h である。

よって、使用済燃料プールの水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下する時間は約 11 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作の時間余裕は十分にある。

< 参考 >

有効性評価では崩壊熱が厳しい施設定期検査中に全炉心燃料が取り出されている想定であり、通常運転中の想定は以下のとおりとなる。

使用済燃料プール冷却機能が喪失した場合、燃料の崩壊熱により使用済燃料プール温度が上昇し、約 1.5 日後に沸騰開始となり、その後、放射線の遮蔽が維持される最低水位（通常水位より約 0.86m 下）まで使用済燃料プールの水位が低下するのは約 2.7 日後となる。このように原子炉運転中の使用済燃料プールは、原子炉停止中の使用済燃料プールに比べて更に長い時間余裕がある。

項目	算定結果
燃料の崩壊熱 (MW)	約 2.1
使用済燃料プールの初期水温 (°C) ※6	40
使用済燃料プール水温 100°C 到達までの時間 (day)	約 1.5
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸発量 (m ³ /h)	約 3.5
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間 (day) ※7	約 2.7
使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間 (day) ※7	約 11
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.03

※6 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※7 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

5. 燃料取出スキーム

(1) 算定条件

燃料取出スキームの算定条件を下表に示す。

項目	算定条件	算定根拠
使用済燃料プール合計燃料体数	2,250 体	使用済燃料プール貯蔵容量
施設定期検査時取出燃料体数	764 体	原子炉内装荷全燃料
燃料取替体数	168 体	9 × 9 燃料 (A 型) 平衡炉心時の燃料取替体数
冷却期間	13 ヶ月	9 × 9 燃料 (A 型) 平衡炉心時の運転日数
停止期間	30 日	過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績 (65 日) よりも短い日数を設定
原子炉停止から全燃料取出しにかかる日数	9 日	炉心燃料の取出しにかかる期間 (冷却期間) は過去の実績より最も短い原子炉停止後の日数を設定
施設定期検査毎に取出された使用済燃料の取出平均燃焼度	45GWd / t	9 × 9 燃料 (A 型) 燃料取出平均燃焼度
サイクル末期平均燃焼度	33GWd / t	1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間におけるサイクル末期平均燃焼度

(2) 燃料取出スキーム

崩壊熱を保守的に評価するに当たり、使用済燃料プール内に、貯蔵容量である 2,250 体の燃料が貯蔵されているとした。そのうち施設定期検査時取出燃料は原子炉内に装荷されている全燃料 (764 体)、それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は 9 × 9 燃料 (A 型) の平衡炉心における燃料取替体数 (168 体) ずつ取り出されたものと仮定した。

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体 数	取出平均燃 焼度 (GWd/t)	崩壊熱 (MW)
9 サイクル冷却燃料	9 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	142 体	45	約 0.045
8 サイクル冷却燃料	8 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.056
7 サイクル冷却燃料	7 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.059
6 サイクル冷却燃料	6 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.065
5 サイクル冷却燃料	5 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.073
4 サイクル冷却燃料	4 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.086
3 サイクル冷却燃料	3 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.112
2 サイクル冷却燃料	2 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.165
1 サイクル冷却燃料	1 × (13 ヶ月 + 30 日) + 9 日	168 体	45	約 0.293
施設定期検査時 取出燃料	9 日	764 体	33	約 8.104
合計	—	2,250 体	—	約 9.058

注 1 炉心燃料の取出しにかかる期間は過去の実績より最も短い原子炉停止後 9 日を採用する。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について

1. 使用済燃料からの線量率の計算条件

使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が貯蔵された状態を仮定し、その時の使用済燃料を線源とする。

計算条件を以下に示す。

○線源形状：使用済燃料プール内のラックの全てに使用済燃料が満たされた状態

○線源材質：使用済燃料及び水を考慮（密度 g/cm³）

○γ線エネルギー：計算に使用するγ線は、エネルギー4群とする。

○線源強度：文献^{※1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、本評価で使用している線源強度（文献値）に対する燃料照射期間は10⁶時間（約114年）であり、東海第二発電所の燃料照射期間を十分に包絡している。

- ・燃料照射期間：10⁶時間
- ・原子炉停止後の期間^{※2}：停止後9日（実績を考慮した値を設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：約7.2E+04cm³（9×9燃料（A型））

※1 Blizard E.P. and Abbott L.S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

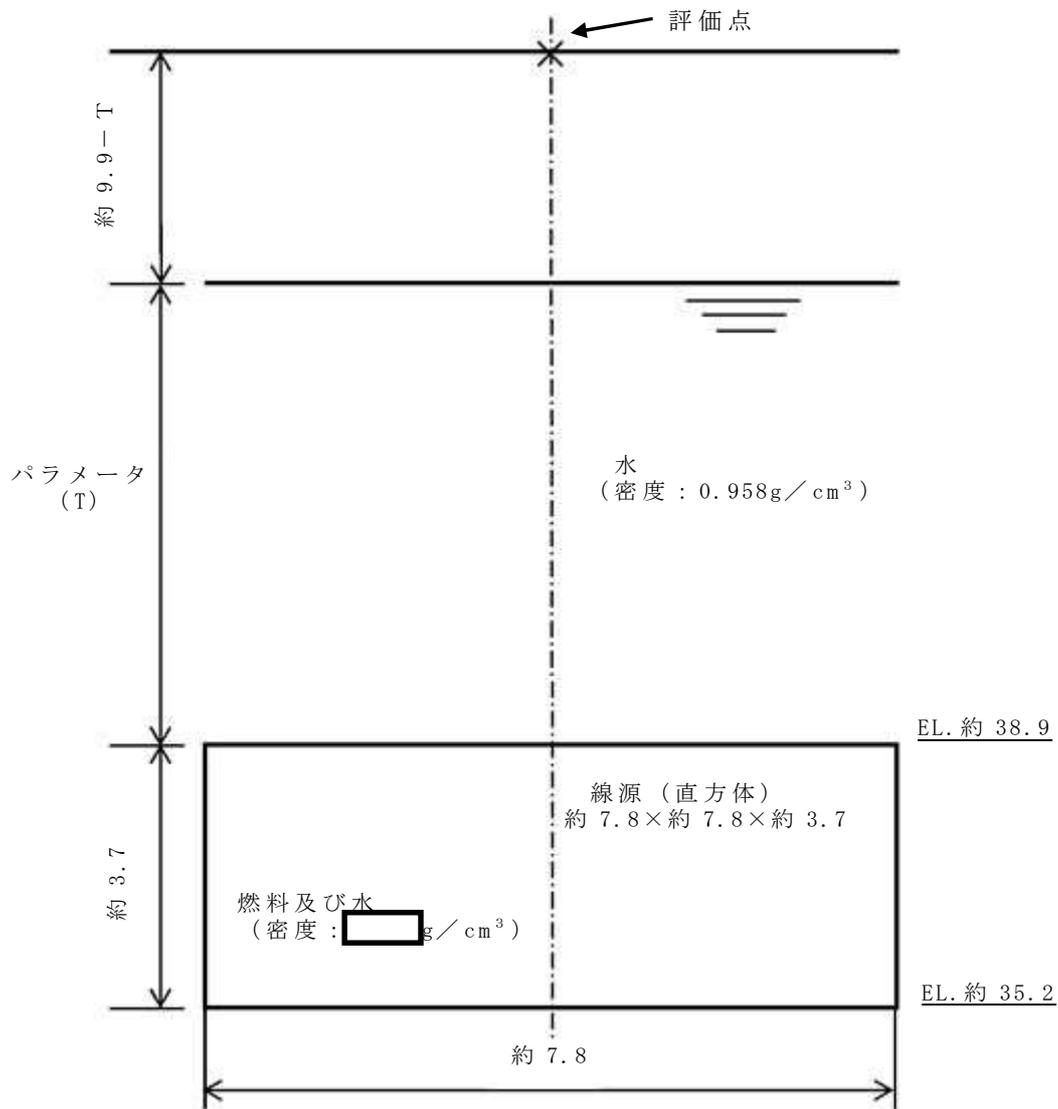
※2 原子炉停止後9日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低

下させるが，線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な条件となっている。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いており，その評価モデルを第1図に示す。また，式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。なお，評価モデルにおいては，燃料有効長以外の構造体は評価対象に含めていないが，実際の使用済燃料では，燃料有効長以外の構造体（上部タイプレート等）においても，放射化等により線源を有している。しかしながら，燃料有効長以外の構造体の線源強度は， $10^9 \text{ cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$ 程度と考えられ^{※3}，燃料有効長に比べて1%程度と小さい。本線量評価は，使用済燃料プールにおいて放射線の遮蔽が維持される水位を評価するものであり，放射線の遮蔽が維持される水位（通常水位から約0.86m下）においては，使用済燃料由来の線量率は小さく（第7図参照），線量率全体の0.01%未満の寄与であるため，評価結果に対する燃料有効長以外の構造体からの影響は十分に無視できる。

※3 同等の材料組成及び中性子照射量を受けていると考えられる制御棒中間部と同等の線源強度と仮定（第2表参照）



※ T 遮蔽水位の高さを示す (単位: m)

第 1 図 使用済燃料の線量率計算モデル

第 1 表 使用済燃料の線源強度

群	γ 線エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.0	4.4E+11
2	2.0	7.5E+10
3	3.0	1.3E+09
4	4.0	2.7E+07

2. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ラック）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ラックの使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ラックの制御棒用スペースが全て満たされた状態

○線源材料：水（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65°C から 100°C までの飽和水の密度のうち、最小となる 100°C の値を設定

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線はエネルギー18群（ORIGEN群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に3領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（ B_4C 型： 1.5snvt ）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（435日）。

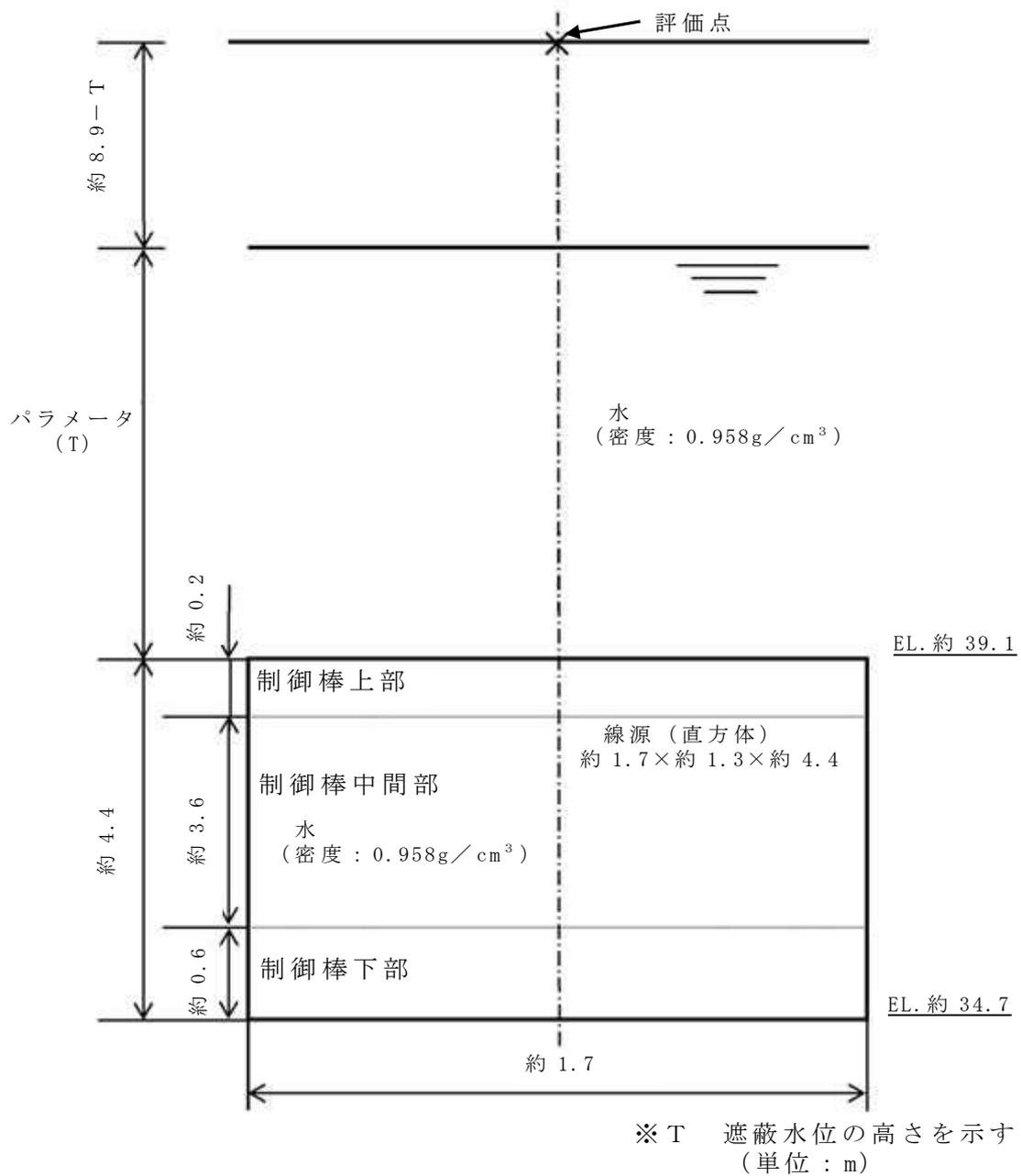
○制御棒貯蔵ラックには冷却期間が異なる使用済制御棒が貯蔵されていることを想定し、制御棒貯蔵ラックに保管されている使用済制御棒を3領域毎に分割の平均線源強度を式②により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \text{②}$$

制御棒のタイプは B_4C 型の1タイプ、冷却期間は0～1サイクルの2種類、全貯蔵本数は24本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコードを用いており，その評価モデルを第2図に示す。また，計算により求めた線源強度を第2表に示す。



第2図 制御棒貯蔵ラックの線量率計算モデル

第 2 表 制御棒貯蔵ラック内の使用済制御棒の線源強度

	γ 線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	3.6×10^7	4.9×10^8	1.3×10^9
2	2.50×10^{-2}	1.8×10^5	1.1×10^6	5.1×10^6
3	3.75×10^{-2}	1.3×10^5	8.8×10^5	1.1×10^7
4	5.75×10^{-2}	1.5×10^5	9.0×10^5	8.9×10^8
5	8.50×10^{-2}	9.1×10^4	5.1×10^5	8.3×10^7
6	1.25×10^{-1}	1.7×10^5	1.3×10^6	1.8×10^8
7	2.25×10^{-1}	1.8×10^5	1.3×10^6	2.6×10^8
8	3.75×10^{-1}	9.7×10^6	2.6×10^8	5.9×10^8
9	5.75×10^{-1}	3.4×10^7	1.6×10^8	2.7×10^8
10	8.50×10^{-1}	1.2×10^8	8.4×10^8	1.6×10^9
11	1.25×10^0	7.9×10^7	6.9×10^8	5.5×10^9
12	1.75×10^0	6.3×10^5	2.9×10^6	5.0×10^6
13	2.25×10^0	4.2×10^2	3.7×10^3	2.4×10^4
14	2.75×10^0	9.9×10^0	1.1×10^1	7.5×10^1
15	3.50×10^0	5.9×10^{-3}	2.1×10^{-10}	1.0×10^{-9}
16	5.00×10^0	6.1×10^{-5}	2.2×10^{-12}	1.1×10^{-11}
17	7.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
18	9.50×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
合計		2.8×10^8	2.4×10^9	1.1×10^{10}

3. 使用済制御棒（制御棒貯蔵ハンガ）の計算条件

使用済燃料プール内の制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒を線源とする計算条件を以下に示す。

○線源形状：制御棒貯蔵ハンガの全てに制御棒が吊るされた状態

○線源材料：水（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 65℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる 100℃の値を設定

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線はエネルギー 18 群（ORIGEN 群構造）とする。

○線源強度は、使用済制御棒を高さ方向に 3 領域に分割し、使用済制御棒上部はピンローラを、使用済制御棒中間部はアブソーバ管やタイロッド等を、使用済制御棒下部は落下速度リミッタを代表としてモデル化している。制御棒へ照射される中性子フラックスは、制御棒が全挿入された状態での照射を想定した値とした。照射期間については、制御棒照射量制限値（Hf 型：4snvt，B₄C 型：1.5snvt）を炉心中央の平均熱中性子フラックスで除した値とした（Hf 型：1,160 日，B₄C 型：435 日）。

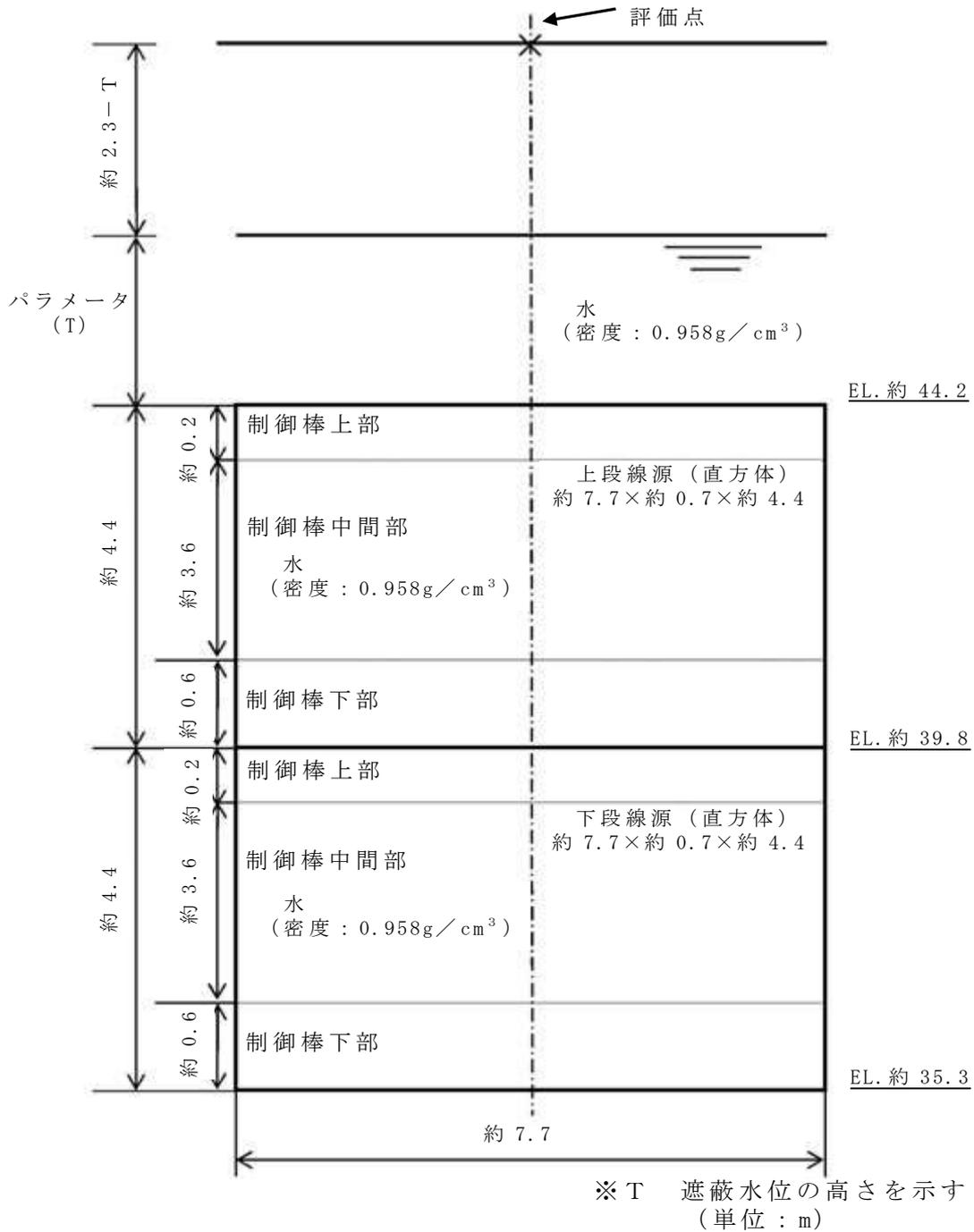
○制御棒貯蔵ハンガには、タイプ別でかつ冷却期間の異なる使用済制御棒が混在して貯蔵されていることを想定し、モデル上で分割した 3 領域毎に使用済制御棒全体の放射能を保存した平均線源強度を式③により算出した。

$$\text{平均線量強度} = \frac{\sum \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の線源強度} \} \times \{ \text{制御棒タイプ} \cdot \text{冷却期間別の保管本数} \}}{\text{全貯蔵本数}} \dots \textcircled{3}$$

制御棒のタイプは Hf，B₄C の 2 タイプ，冷却期間は 0～10 サイクルの 11 種類，全貯蔵本数は 156 本とした。

○計算モデル：直方体線源

線量率計算はQAD-CGGP2Rコード（ver1.04）を用いており，その評価モデルを第3図に示す。また，計算により求めた線源強度を第3表に示す。



第3図 制御棒貯蔵ハンガの線量率計算モデル

第 3 表 制御棒貯蔵ハンガの使用済制御棒の線源強度

	γ 線 エネルギー (MeV)	制御棒上部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒中間部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)	制御棒下部 線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1	1.00×10^{-2}	8.0×10^4	1.5×10^6	5.5×10^6
2	2.50×10^{-2}	1.3×10^4	8.7×10^4	5.3×10^5
3	3.75×10^{-2}	7.1×10^3	5.0×10^4	3.1×10^5
4	5.75×10^{-2}	8.0×10^3	5.6×10^4	1.7×10^6
5	8.50×10^{-2}	3.2×10^3	2.2×10^4	2.6×10^5
6	1.25×10^{-1}	1.2×10^3	8.6×10^3	3.3×10^5
7	2.25×10^{-1}	4.5×10^2	3.1×10^3	4.1×10^5
8	3.75×10^{-1}	1.2×10^3	8.6×10^3	5.3×10^4
9	5.75×10^{-1}	6.5×10^3	3.0×10^4	5.3×10^4
10	8.50×10^{-1}	2.5×10^4	7.3×10^6	1.5×10^7
11	1.25×10^0	3.5×10^7	2.4×10^8	1.5×10^9
12	1.75×10^0	1.2×10^2	5.5×10^2	9.7×10^2
13	2.25×10^0	1.8×10^2	1.3×10^3	7.8×10^3
14	2.75×10^0	5.7×10^{-1}	3.9×10^0	2.4×10^1
15	3.50×10^0	4.1×10^{-16}	1.9×10^{-15}	2.7×10^{-15}
16	5.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
17	7.00×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
18	9.50×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0	0.0×10^0
合計		3.5×10^7	2.5×10^8	1.5×10^9

○使用済制御棒の冠水時及び露出時の線量率計算モデルについて

使用済制御棒は制御棒貯蔵ハンガにハンドル部を通して格納又は制御棒貯蔵ラック内へ格納されている。評価では、これらの制御棒貯蔵ハンガ及び制御棒貯蔵ラックの構造材を含めた使用済制御棒設置個所を直方体の線源としてモデル化している（第4図）。

遮蔽計算をする際、線源材にも密度を設定することで自己遮蔽等の計算を行う。本評価では制御棒が①冠水時、②一部露出時、③露出時のいずれにおいても遮蔽性能の低い水として計算している。

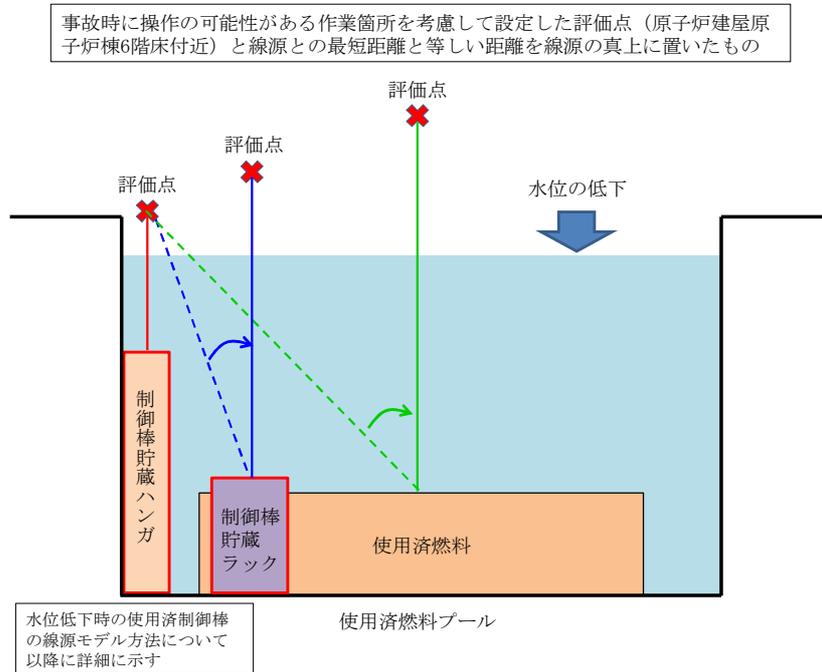
こちらは③露出時において、制御棒間等は気中であるが、制御棒は水より密度の大きいステンレスや B_4C （又はHf）等で構成されていること、線源以外にも制御棒貯蔵ハンガ、制御棒貯蔵ラックのような構造材があることから十分保守的なモデルとなっている。

①冠水時、②一部露出時の状態においては使用済制御棒等の遮蔽効果に加えて、制御棒間の隙間等、気中であった箇所に水が入るため、遮蔽効果は更に高まるが、評価においては③露出時と同様、水と設定して評価をすることで更に保守的なモデルとなっている。

評価結果において、水位低下により使用済制御棒露出が開始した際の現場の線量率と、完全に露出した後の現場の線量率にあまり差異がないことは、評価で上記に示すとおり①冠水時と③露出時を等しく、線源が水として計算しているためである（第5図）。

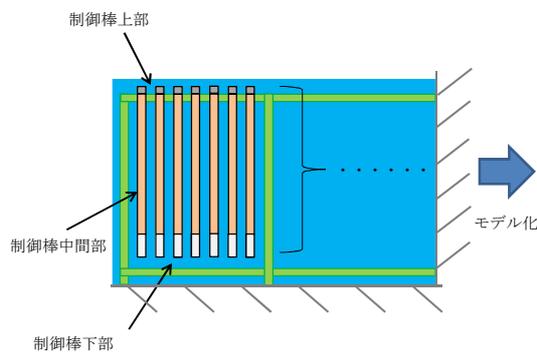
< 参考 >

一例としてCo-60を線源としたときの1/10価層は水であると約70cmであるのに対して、鉄（密度： $7.87\text{g}/\text{cm}^3$ ）であると約9cmとなり、これらの遮蔽性能が水と比べて大きいことが分かる。

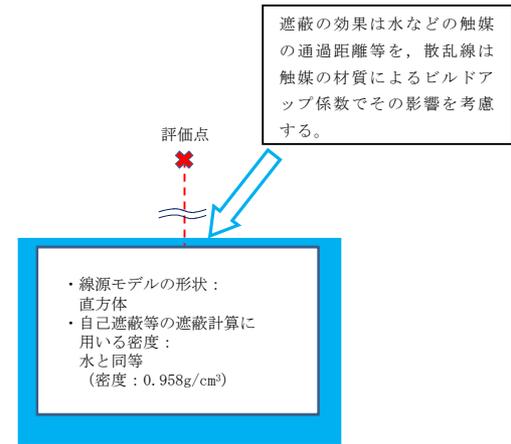


第 4 図 使用済燃料プール概要図

① 冠水時

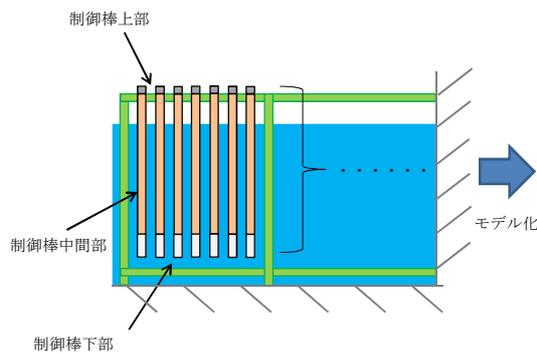


使用済制御棒の側面図

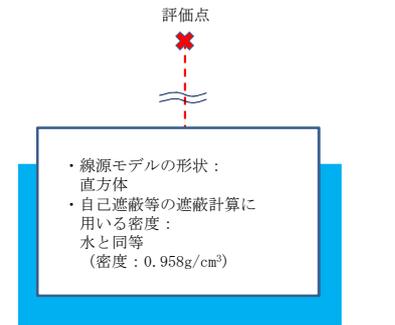


制御棒の線源モデル (冠水時)

② 一部露出時

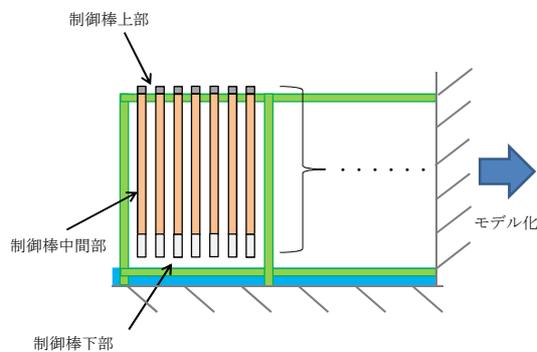


使用済制御棒の側面図

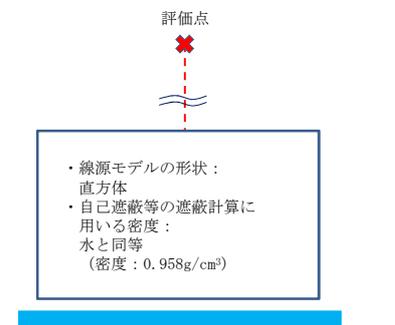


制御棒の線源モデル (一部露出時)

③ 露出時



使用済制御棒の側面図



制御棒の線源モデル (露出時)

第 5 図 冠水時及び露出時の線量率計算モデル

4. 線量率の評価

線量率は、QAD-CGGP2Rコード(ver1.04)を用いて計算している。

一般的に点減衰核積分法では、線源領域を細分化し点線源で近似を行い、各点線源から計算点までの媒質の通過距離から非散乱 γ 線束を求める。これにビルドアップ係数をかけ、線源領域全空間で積分した後、線量率換算係数をかけることで計算点での線量率を求める。

QAD-CGGP2Rコードでは、式④を用い、線量率を計算している。第6図にQAD-CGGP2Rコードの計算体系を示す。

$$D_j = \sum_i F_j \cdot \frac{S_{ij}}{4 \cdot \pi \cdot R_i^2} \cdot e^{\left(-\sum_k \mu_{jk} \cdot t_k\right)} \cdot B_{ij} \cdots \textcircled{4}$$

j : エネルギー群番号

i : 線源点番号

k : 領域番号 (遮蔽領域)

F_j : 線量率換算係数

S_{ij} : i番目の線源点で代表される領域の体積で重みづけされたエネルギーj群の点線源強度

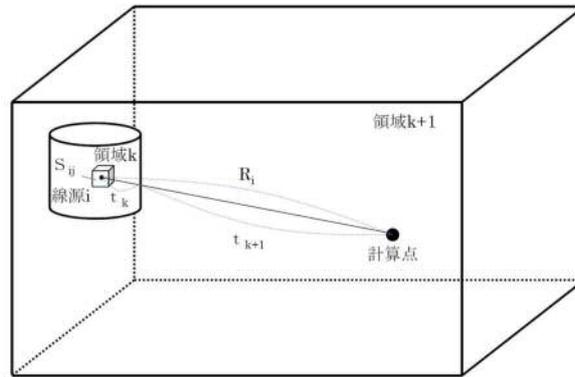
R_i : i番目の線源点と計算点の距離

B_{ij} : ビルドアップ係数

μ_{jk} : 領域kにおけるエネルギーj群の γ 線に対する線吸収係数

t_k : 領域kを γ 線が透過する距離

これにより求められたエネルギー第j群の線量率 D_j から、全ての線源エネルギー群について加えることによって全線量率を計算している。



第 6 図 QAD-CGGP2R コードの計算

5. 線量率を求める際の評価点と放射線遮蔽が維持される水位について

(1) 線量率を求める際の評価点

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は，可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズルの設置個所を考慮して，原子炉建屋原子炉棟 6 階床付近とした。第 4 図に示すように，制御棒貯蔵ハンガ線源，制御棒貯蔵ラック線源及び使用済燃料ラック線源の各線源毎に，線源から上記評価点との最短距離と等しい距離を線源の真上においた時の，使用済燃料プール水位に応じた線量率算出結果を合計したものを第 7 図に示す。

なお，評価では第 1 図及び第 2 図の線量率計算モデルに示すようにプール筐体による遮蔽は考慮せず，線源から評価点までの距離を入力として評価している。

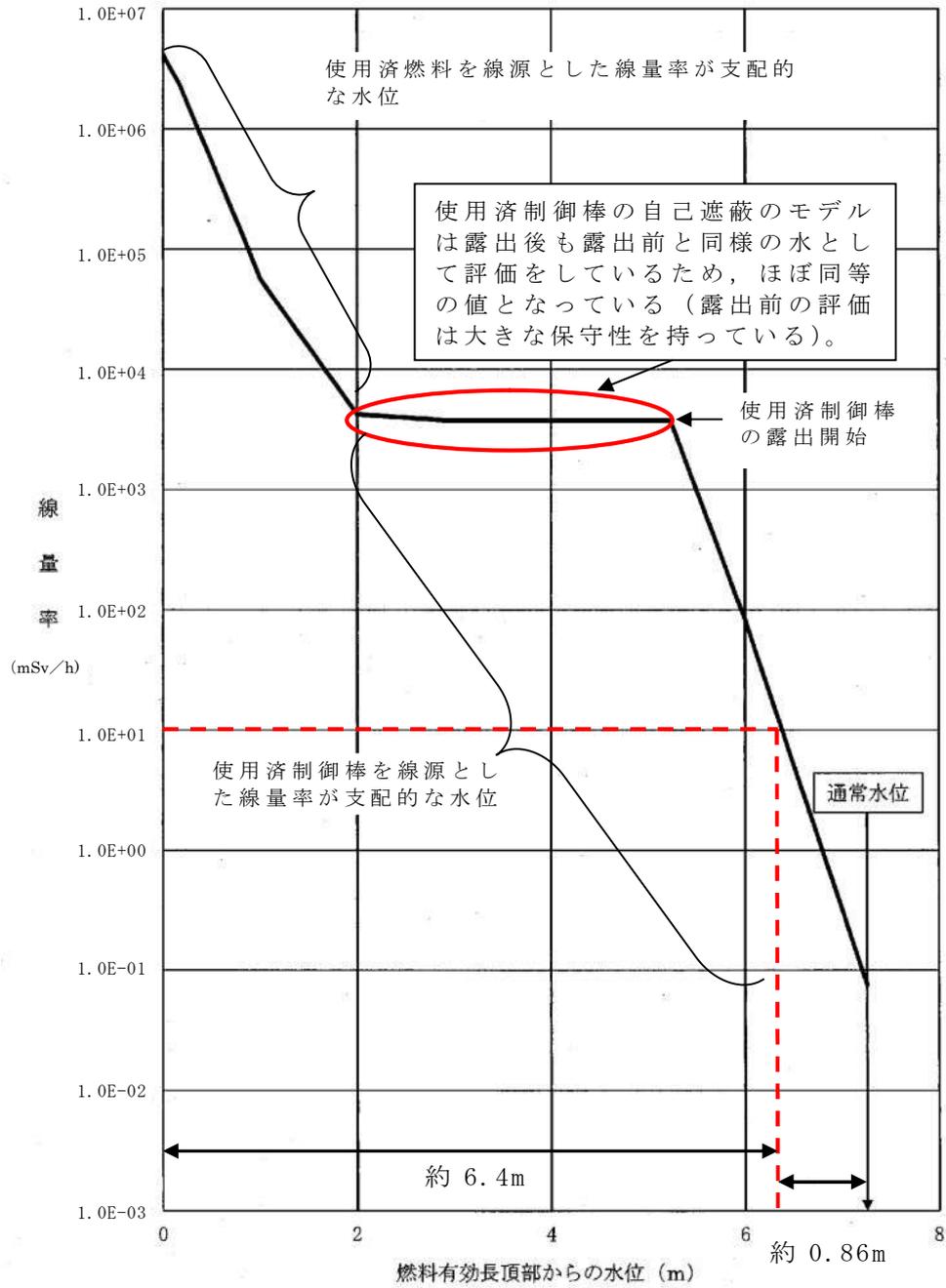
(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

想定事故 1， 2 及び運転停止中の各有効性評価における必要な遮蔽の目安とした線量率は， 10mSv/h と設定した。想定事故 1， 想定事故 2 及び運転停止中の各有効性評価における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避時間は 2.2 時間以内であり， 作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため， 緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は， 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホース敷設が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は， 東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は， 第 7 図より， 通常水位から約 0.86m 下の位置である。なお， 本評価ではバックグラウンドの線量率は考慮していないが， 原子炉建屋原子炉棟 6 階でのバックグラウンドの線量率の実績値は約 0.05mSv/h 未満と小さく， 本評価の通常水位時の線量率を下回っており， バックグラウンドの影響については本評価の保守性に包絡される。



第 7 図 放射線の遮蔽が維持される水位

安定状態について（想定事故 1）

想定事故 1（使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能の喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：事象発生後，設計基準対象施設及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用した使用済燃料プールへの注水を継続し，残留熱除去系等を復旧し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

使用済燃料プール水沸騰・喪失時の未臨界性評価

東海第二発電所の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが、臨界設計では、新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率 (k_{∞}) が 1.30 となる燃料を用いて評価している。また、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第 1 表に、計算体系を第 1 図に示す。

仮に使用済燃料プール水が沸騰又は喪失状態となった場合には、使用済燃料プールの水密度が減少することにより、ラックセル内で中性子を減速する効果が減少し、実効増倍率を低下させる効果が生じる。一方、ラックセル間では水及びラックセルによる中性子を吸収する効果が減少するため、隣接ラックへの中性子の流れ込みが強くなり、実効増倍率を増加させる効果が生じる。

低水密度状態を想定した場合の使用済燃料プールの実効増倍率は上記の 2 つの効果のバランスにより決定されるため、ラックの材質・ピッチの組合せによっては通常の水状態と比較して未臨界性評価結果が厳しくなる可能性がある。

そこで、東海第二発電所の使用済燃料プールにおいて水密度を一樣に $0.0 \sim 1.0 \text{ g/cm}^3$ と変化させて実効増倍率を計算したところ、中性子の強吸収体であるラックセル中のボロンの効果により、実効増倍率を増加させる効果がある隣接ラックへの中性子流れ込みが抑制

されることから、第 2 図に示すとおり、水密度の減少に伴い実効増倍率は単調に減少する結果が得られた。このため、水密度が減少する事象が生じた場合でも未臨界は維持されることとなる。

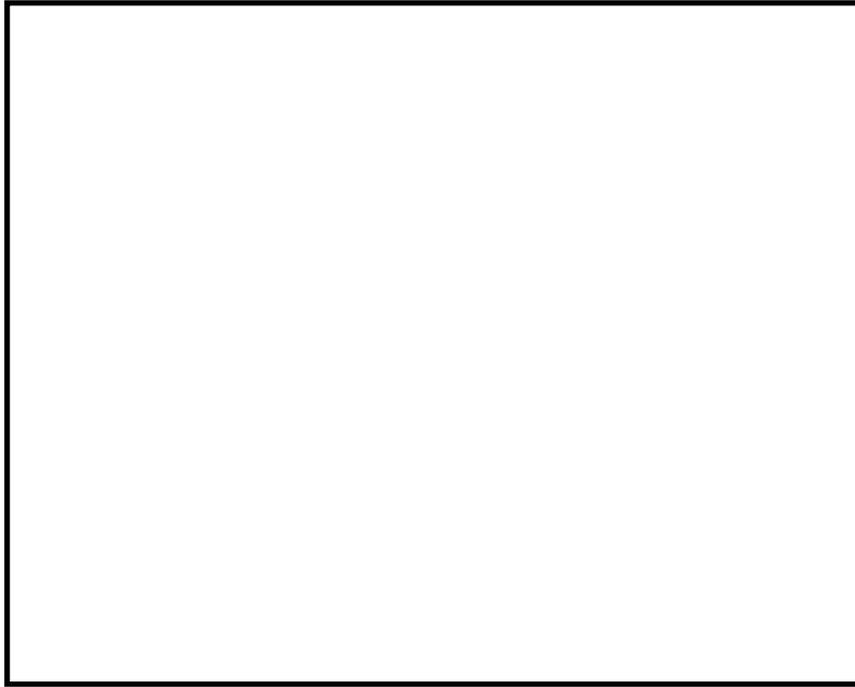
なお、解析には、米国オークリッジ国立研究所（ORNL）が米国原子力規制委員会（NRC）の原子力関連許認可評価用として作成したモンテカルロ法に基づく 3 次元多群輸送計算コードであり、米国内及び日本国内の臨界安全評価に広く使用されている SCALE システムを用いた。

第 1 表 未臨界性評価の基本計算条件

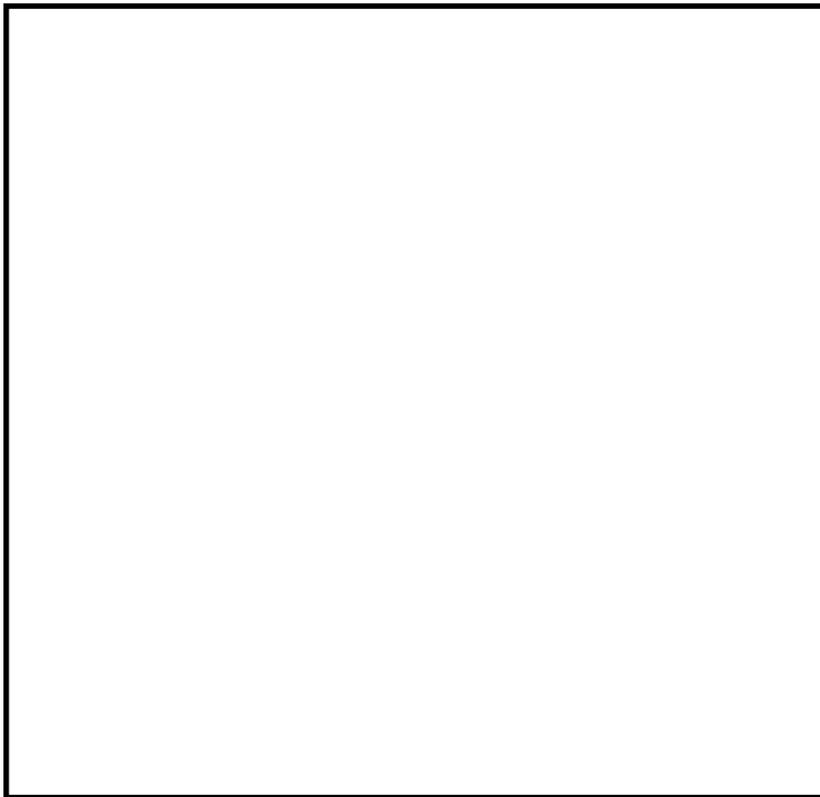
	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	²³⁵ U 濃縮度	<input type="text"/> wt% ※1
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96cm
	被覆管外径	1.12cm
	被覆管厚さ	0.71mm
	燃料有効長	3.71m
使用済燃料貯蔵ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% ※2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

※1 未臨界性評価用燃料集合体 ($k_{\infty} = 1.30$ 未燃焼組成, G d なし)

※2 ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。



第 1 図 角管型ラックの計算体系



第 2 図 実効増倍率の水密度依存性

使用済燃料プール水温の管理について

使用済燃料プールの水温は、海水温度や貯蔵する燃料の体数等により変動する。また、使用済燃料プールの水位及び水温に対する保安規定の運転上の制限が第1表のとおり定められており、発電長は定期的に運転上の制限を満足していることを確認している。

有効性評価における使用済燃料プールの初期水温は、使用済燃料プールの沸騰による水位低下が早く、評価項目に対して厳しい条件として、運転上許容される上限値である 65℃を設定している。

第1図に使用済燃料プール水温の年間の推移の例を示す。このように、使用済燃料プールの水温は、保安規定の運転上の制限に対して十分に低い水温で推移しており、10年程度の期間での最大値は約 40℃、最小値は約 12℃となっている。

第1表 使用済燃料プールに関する運転上の制限

項目	運転上の制限
使用済燃料プールの水位	オーバーフロー水位付近にあること
使用済燃料プールの水温	65℃以下



第1図 使用済燃料プール水温の推移の例

自然蒸発による水位低下速度について

1. はじめに

使用済燃料プールの保有水が自然蒸発により水位低下する速度について、概略評価した。

2. 評価方法及び評価結果^[1]

水が定常的に蒸発するとした場合、拡散流束は濃度勾配に比例するため、次の①式で表される。

$$w = -D \frac{d\rho}{dx} \quad \dots \dots \dots \textcircled{1}$$

ここで、 w は単位時間に通過する物質の質量、 D は拡散係数、 $d\rho/dx$ は濃度勾配であり、この関係式はフィック (Fick) の拡散法則と呼ばれる。

水蒸気を含む空気を理想気体として取り扱うと、水蒸気の密度 ρ とその分圧 e との関係から、 ρ は次の②式で表される。

$$\rho = e \frac{Mv}{RT} \quad \dots \dots \dots \textcircled{2}$$

ここで、 Mv は水蒸気のもル質量、 R は気体定数、 T は温度である。水蒸気の密度は水蒸気圧に比例するため、濃度勾配の代わりに水蒸気勾配 de/dx を用いると、①式は次の式となる。

$$w = -\frac{DMv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \textcircled{3}$$

③式の比例定数 DMv/RT を K と置くと、

$$K = \frac{DMv}{RT} \quad \dots \dots \dots \textcircled{4}$$

①式は次の⑤式で表される。

$$w = -K \frac{de}{dx} \quad \dots \dots \dots \textcircled{5}$$

③式より、拡散係数は次の⑥式で表される。

$$D = -w \left(\frac{Mv}{RT} \cdot \frac{de}{dx} \right)^{-1} \quad \dots \dots \dots \textcircled{6}$$

⑥式の Mv/RT は温度によって定まるため、水面の単位面積から単位時間に蒸発する水の質量 w と、水蒸気圧勾配 de/dx との関係から、水蒸気の拡散係数が求められる。この方法により、15°C付近の温度で測定した w と de/dx との関係から、温度及び圧力による影響を考慮して空気中における水蒸気の拡散係数 D は、次の⑦式で表される。

$$D = 0.241 \left(\frac{273+t}{288} \right)^{1.75} \left(\frac{P_0}{P} \right) \quad [\text{cm}^2/\text{s}] \quad \dots \dots \text{⑦}$$

ここで、 t は温度、 P_0 は標準気圧 (=1,013.25hPa)、 P は空気の圧力である。

④式と⑦式から、比例定数 K は次の⑧式で表される。

$$K = 0.263 \frac{(273+t)^{0.75}}{P} \times 10^{-5} \quad [\text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})] \dots \dots \text{⑧}$$

温度 ($t=0\sim 50^\circ\text{C}$) と比例定数 K の関係を図1に示す。なお、温度が 95°C 、空気の圧力が 1atm の標準状態における比例定数 K は $0.218 \times 10^{-6} \text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{hPa})$ となり、1時間当たりの拡散による自然蒸発量は約 $6.64\text{kg}/\text{m}^2$ と評価される。

想定事故1における沸騰開始までの時間は約5.1時間であるが、保守的にこの期間中に 95°C で自然蒸発を継続したと仮定した場合、その総量は約 4.1m^3 となる。事象開始時に 4.1m^3 が蒸発したと仮定しても、遮蔽維持水位到達までの時間は 4.1m^3 の蒸発を仮定しない場合と同様に約11時間であり、有意な変化は生じない。

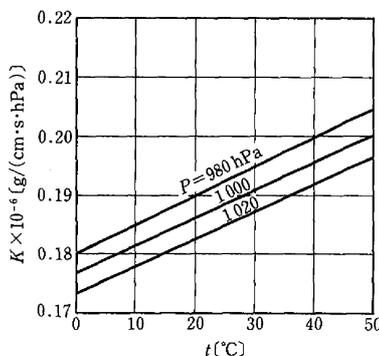


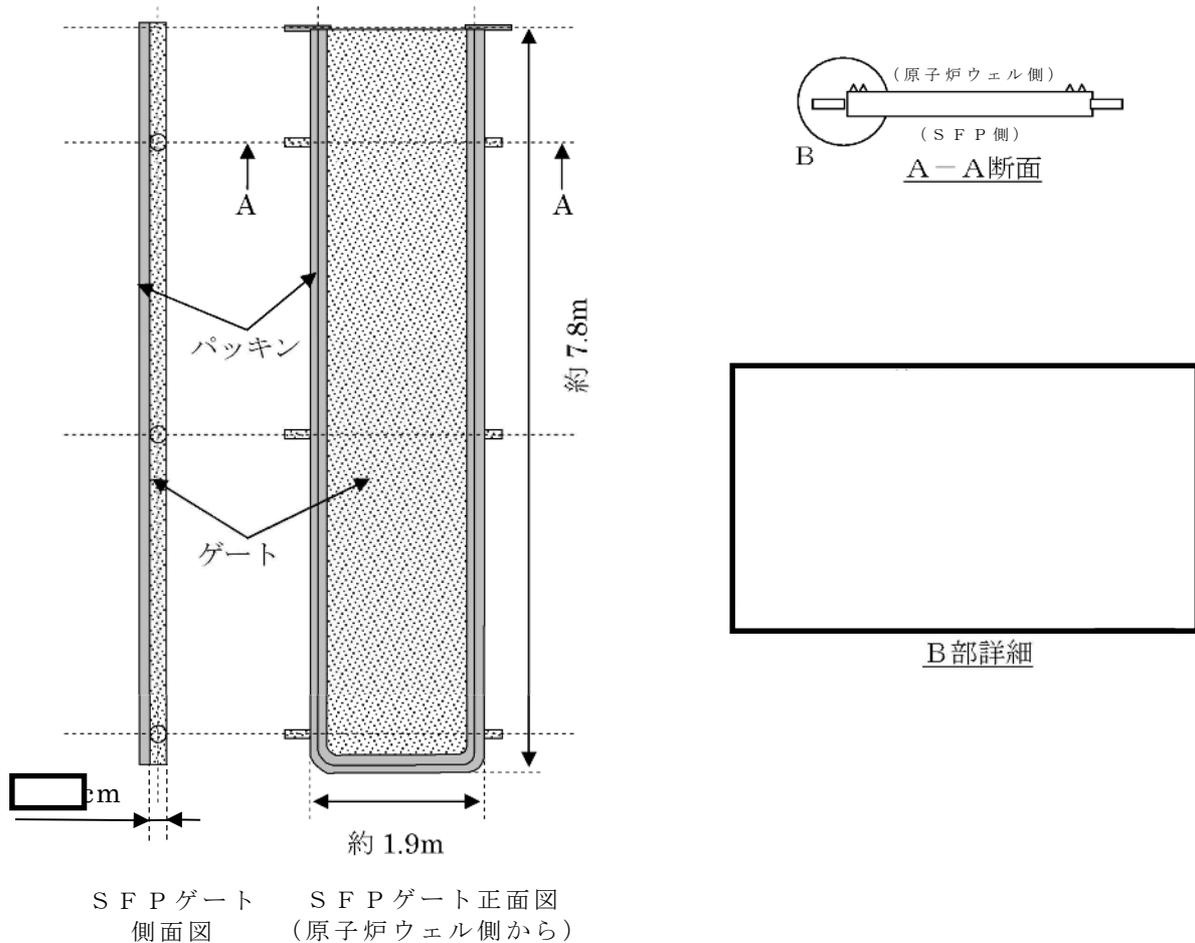
図1 温度と比例定数の関係図

【1】 「湿度と蒸発－基礎から計測技術まで－」(コロナ社)

使用済燃料プール（SFP）ゲートについて

○SFPゲートについては，以下の理由により十分信頼性があるため，大規模な流出はない。

- (1) SFPゲートはSFPと原子炉ウエルの流路に設けられたフックに設置され，ストッパーにより浮き上がりを防止する設計とし，SFPゲートのフック及びストッパーは基準地震動 S_s による地震荷重に対し強度上問題ない設計とする。
- (2) SFPゲートについて基準地震動 S_s による地震荷重，静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮して評価を行い，強度上問題ない設計とする。
- (3) SFPゲートパッキンの材質はシリコンゴムであり，納入時に特性試験（耐水試験（JIS K 6258）：100℃－70h，圧縮永久ひずみ試験（JIS K 6262）：150℃－70h）により材料健全性を確認しており，SFP保有水が沸騰した場合においてもシート性能を確保可能。



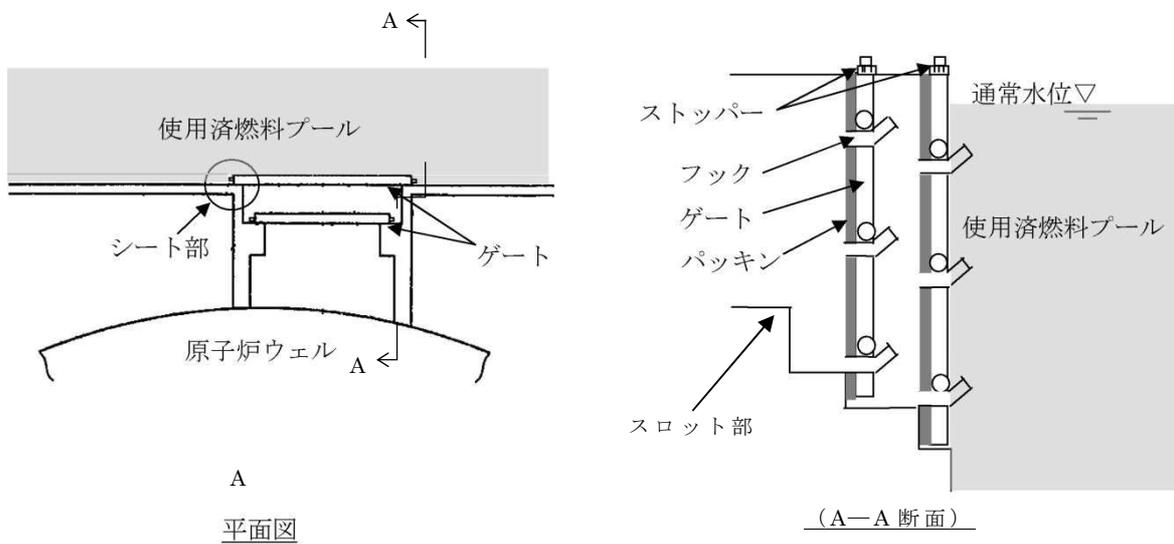
第1図 SFPゲートの構造図 (内側ゲートの例)

○ SFPゲートのシール機能について以下に示す。

- (1) SFPゲートは原子炉ウェルとSFPの流路に二重に設置されており、内側のゲートからリークした場合においても外側のゲートによりシール性能を確保可能。
- (2) SFPゲートのパッキンは二重シールとなっており、外側のパッキンからリークした場合においても内側のパッキンによりシール性能を確保可能。(パッキンは水圧により面圧を確保し、ストッパーにより据付状態を保持)



シート部の詳細



第2図 SFPゲート据付状態の概要図

(参考) SFPゲートが外れた場合

SFPゲートが外れることによりSFP水が原子炉ウェル側へ流出した場合の水位及び線量等に対する評価を実施した。

○評価条件

- ・ SFPゲートは、地震等が発生した場合でも十分信頼性があるものであるが、本評価では、保守的に、SFPゲートが外れ、かつゲート下端（スロット部）までSFP水位が低下した場合を想定し、その後使

用済燃料の崩壊熱により S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕を評価した。

なお、原子炉が未開放の状態であった場合、漏えいした燃料プールの保有水が原子炉ウェルやドライヤ気水分離器貯蔵プールに流れ込むことで原子炉ウェルの水位を上昇させ、原子炉ウェル側と S F P 側の水位が均一になった際に S F P からの保有水の漏えいが停止することも考えられるが、本評価においてはその効果に期待しないものとした。

- ・ S F P 内の使用済燃料の崩壊熱は、想定事故 1 及び想定事故 2 と同様、約 9.1MW とした。
- ・ サイフォン等による漏えいは静的サイフォンブレーカや現場の隔離操作により停止されるものとした。

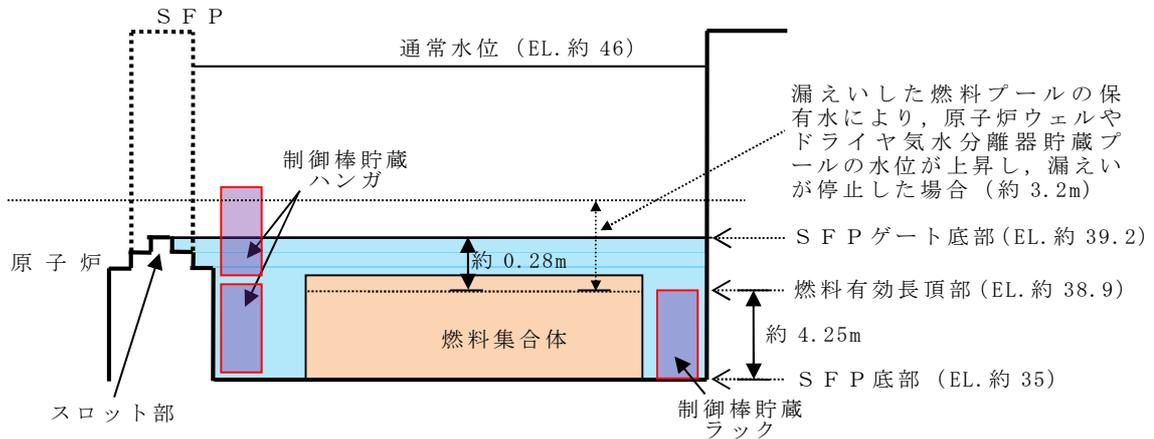
S F P 保有水量（流出前）	約 1,189m ³
原子炉ウェル等への流出量	約 813m ³
プール保有水量（流出後）	約 376m ³
プール水位低下量（通常運転水位からの低下）	約 7.0m

○評価結果

事象発生から S F P 保有水の沸騰開始までの時間余裕は約 1.6 時間であった。また、沸騰により S F P 水位が低下し、S F P 水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 3.2 時間であった。

S F P 水位の低下により原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率は上昇するため、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は困難となるが、事象開始から燃料有効長頂部まで S F P 水位が低下する時間余裕は約 3.2 時間あるため、原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン）等）により S F P における燃料損傷を防止することができる。

冷却機能停止及びSFPゲートからの流出後，SFP水が沸騰するまでの時間	約 1.6 時間
事象発生から燃料有効長頂部までSFP水位が低下するまでの時間	約 3.2 時間



○まとめ

SFPゲート部はスロッシング荷重等を考慮しても十分に信頼性があるものであり，万一SFPゲート部からリークがあった場合でも，SFP水位が約7.0m低下するが，燃料が露出することはないことから，SFP水位が燃料有効長頂部まで低下する時間の約3.2時間後までに原子炉建屋原子炉棟6階での作業が不要である注水手段（代替燃料プール注水系（注水ライン）等）により注水を開始することでSFP内燃料の損傷を防止することが可能である。

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1/4）

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなる。条件によっては想定する冷却機能喪失による異常認知より早くなり、それにより操作開始が早くなるが、注水操作は冷却機能喪失による異常の認知を起点として操作を開始するため、その起点より操作開始が遅くなることはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約0.70m低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後(10mSv/hの場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プールが通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル(通常水位から約0.14m下)とした場合であっても、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間(10mSv/hの場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.70mの水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約9時間後(10mSv/hの場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約12時間後となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65°C	約 12°C～約 40°C (実績値)	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プール水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 6.6 時間後 (10mSv/h の場合) となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 8.6 時間後 (10mSv/h の場合)、通常水位まで回復する時間は事象発生から約 12 時間後となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8.6 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW (原子炉停止後 9 日)	約 9.1MW 未満	<p>原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定 炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い 9 日を想定 崩壊熱は、ORIGEN2 を用いて評価</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない)	プールゲート開 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、冷却機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約8,600m ³	約8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備+代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約1,010kL	約1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/4)

項目		評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能喪失及び注水機能喪失	—	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として, 残留熱除去系, 燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから, 事象進展に影響はなく, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから, 事象進展に影響はなく, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	—	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから, 資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事象進展は同様であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では, 事象進展は同様であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関連する機器喪失条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水流量	50m ³ /h	50m ³ /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は, 注水流量を起点に開始する操作ではないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している代替燃料プール注水系による注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発量(約16m ³ /h)より大きく, 注水操作開始以降の流量であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/2)

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から8時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生8時間後から開始する。	<p>【認知】 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常を認知できる時間は十分にあり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は、注水操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)で使用使用する可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。</p> <p>【操作所要時間】 要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、西側淡水貯水設備からのホース敷設等として150分を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが、使用済燃料プールの冷却機能の喪失による異常を認知した時点での準備が可能である。なお、その場合は実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレインゾル)を使用した使用済燃料プールスプレインゾルの準備操作(ホース敷設、可搬型スプレインゾル設置)の終了後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。</p>	操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインゾル等の設置作業終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始時間が早まり、使用済燃料プール水位の回復を早める可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約11時間(10mSv/hの場合)、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が事象発生から2日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間後と設定しているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件 可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作	事象発生から8時間後	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	<p>【認知】 「代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する参集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 参集要員の参集まで120分を想定している。また、燃料給油に用いるタンクローリは車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油操作は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

7 日間における水源の対応について
(想定事故 1)

1. 水源に関する評価

① 淡水源 (有効水量)

- ・ 西側淡水貯水設備 : 約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 (注水ライン) による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から, 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。

水位回復後は, 蒸発量に相当する流量で注水する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって, 西側淡水貯水設備の水量は減少する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m³ である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から, 7 日間の対応において合計約 2,120m³ の水が必要となるが, 西側淡水貯水設備に約 4,300m³ の水を保有することから必要水量を確保している。このため, 安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について

(想定事故 1)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (代替燃料プール注水系 (注水ライン)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

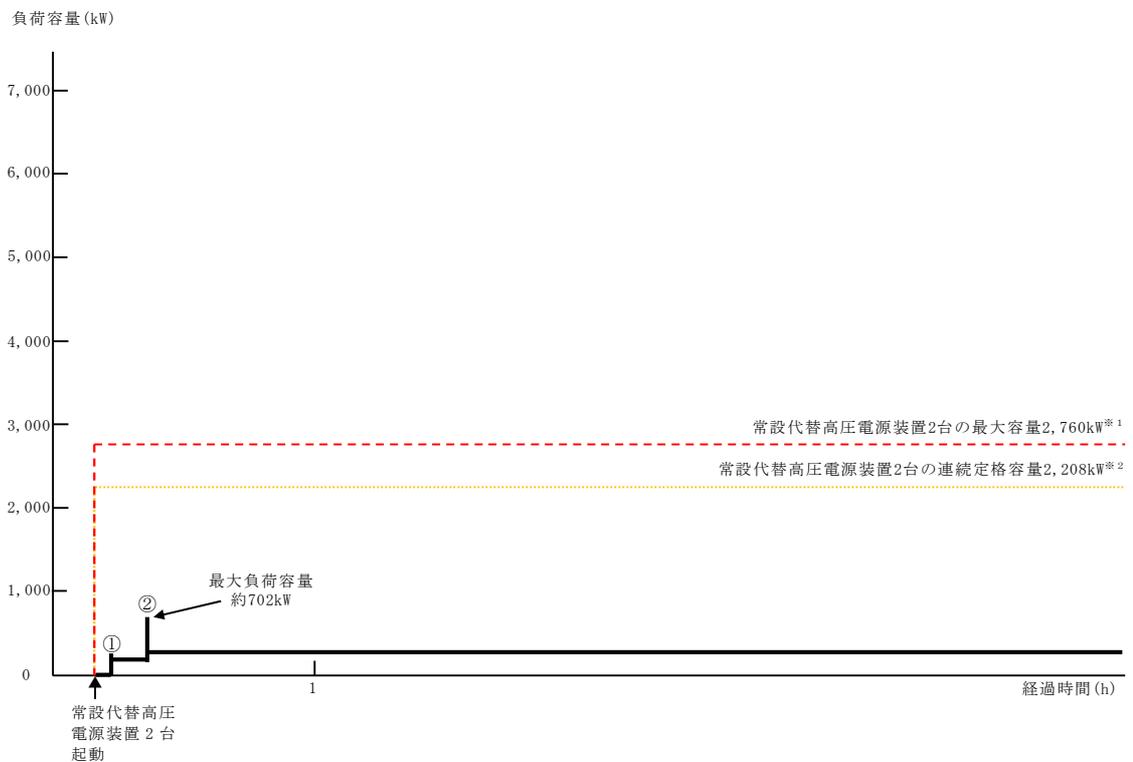
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷
(想定事故 1)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

使用済燃料プール水の沸騰状態継続時の 鉄筋コンクリートへの熱影響について

1. はじめに

想定事故 1 及び想定事故 2 においては、事象発生後、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水によって、使用済燃料プールの水位は回復・維持される。

その後、残留熱除去系等の使用済燃料プールの冷却機能を復旧することにより、使用済燃料プール水温を低下させるが、それまでの間は、使用済燃料プールの水温は高温状態が継続することとなるが、使用済燃料プールの構造材であるコンクリート及び鉄筋は、一般的に温度の上昇と共に強度及び剛性が劣化する傾向にあるとされている。

このため、使用済燃料プール水の沸騰状態が長期間継続した場合の鉄筋コンクリートへの影響について検討した。

2. 使用済燃料プールへの沸騰状態継続の影響について

使用済燃料プールは、ステンレス鋼によりライニングされた構造となっており、重大事故等時に使用済燃料プール水が沸騰状態となった場合でも、代替注水設備により使用済燃料プールへの注水が行われるため、使用済燃料プールはコンクリートからの水分逸散のないシール状態が維持される。第 1 表に示す文献によると、シール状態が維持されている場合は加熱温度 110℃で加熱期間 3.5 年間（又は 2 年間）の場合でも、圧縮強度の低下傾向は認められないとされている。また、加熱による剛性についても、シール状態が維持された状態において大きな低下はないとされている。

また、鉄筋については、強度及び剛性はおおむね 200℃から 300℃までは常温時の特性を保持するとされている。

以上より、使用済燃料プール水の沸騰状態が 3.5 年間継続した場合にも、コンクリートの健全性は維持されるものと考えられる。

第 1 表 高温を受けたコンクリートの圧縮強度に関する文献

文献名（出典）	試験条件		結果
	温度	期間	
熱影響場におけるコンクリートの劣化に関する研究 （第 48 回セメント技術大会講演集 1994）	110℃ 一定加熱※ ¹	1 日～ 3.5 年間※ ¹	シール状態の場合、圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、圧縮強度の低下は認められないが、剛性の低下が認められる。
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 1 実験計画と結果概要） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）	110℃ 一定加熱※ ¹	1 日～ 24 ヶ月※ ¹	シール状態の場合、圧縮強度、剛性の低下は認められない。 シール状態でない場合、圧縮強度の低下は認められないが、剛性の低下が認められる。
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 2 普通コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）			
長期間加熱を受けたコンクリートの物性変化に関する実験的研究 （その 3 耐熱コンクリートの力学特性試験結果） （日本建築学会大会学術講演梗概集（中国）1999 年 9 月）			

※¹ 文献ではこの他にも温度条件等を変えた実験も実施している

4.2 想定事故 2

4.2.1 想定事故 2 の特徴，燃料損傷防止対策

(1) 想定する事故

「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故 2 として「サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」がある。

(2) 想定事故 2 の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故 2 では、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、使用済燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料プール水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、燃料損傷に至る。

本想定事故は、使用済燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、使用済燃料プール水の漏えいの停止手段及び使用済燃料プールの注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって、想定事故 2 では、使用済燃料プール水の漏えいの停止及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）（以下「代替燃料プール注水系」という。）による使用済燃料プールへの注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、代替燃料プール注水系により使用済燃料プール水位を維持する。

(3) 燃料損傷防止対策

想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料プール内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、使用済燃料プールからのサイフォン現象による漏えいを停止させる静的サイフォンブレーカ及び代替燃料プール注水系^{※1}による使用済燃料プールへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第4.2-1図に、手順の概要を第4.2-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第4.2-1表に示す。

想定事故2において、事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）17名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名、現場操作を行う重大事故等対応要員は8名である。

また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名である。

必要な要員と作業項目について第4.5.2-3図に示す。

※1 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）以外に、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）

による対応が可能である。

a. 使用済燃料プール水位低下確認

使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。

使用済燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

(添付資料 4.1.1)

b. 使用済燃料プールの注水機能喪失確認

使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。

使用済燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

c. 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水

代替燃料プール注水系の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し、開始する。中央制御室からの遠隔操作により、代替燃料プール注水系の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。その後は、使用済燃料プール

の冷却系を復旧するとともに、代替燃料プール注水系の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽^{※2}を確保できる使用済燃料プール水位より高く維持する。

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を確認するために必要な設備は、使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等である。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。想定事故 2 における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作における可搬型スプレイノズル及びホースの設置が想定される。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる使用済燃料プール水位は通常水位から約 0.86m 下の位置である。

4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

想定事故 2 で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下する事故」である。

なお、使用済燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマ堰を越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、使用済燃料プールに入る配管には真空破壊弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。使用済燃料プールに入る配管の真空破壊弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。

想定事故2では、燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象による使用済燃料プール水の漏えい及び崩壊熱による使用済燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料プール水位は低下する。静的サイフォンブレーカによる漏えい停止及び使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。なお、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2における運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 4.1.4, 4.2.1, 4.2.2)

(2) 有効性評価の条件

想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 4.2-2 表に

示す。また、主要な評価条件について、想定事故 2 特有の評価条件を以下に示す。

なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である、原子炉運転停止中の使用済燃料プールを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。

(添付資料 4.2.1)

a. 初期条件

(a) 使用済燃料プールの初期水位及び初期水温

使用済燃料プールの初期水位は通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、使用済燃料プールと隣接する原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉状態を仮定する。また、使用済燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の 65℃とする。

(b) 崩壊熱

使用済燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間(原子炉停止後 9 日)で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、使用済燃料プールの崩壊熱は約 9.1MW を用いるものとする。

なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約 16m³/h である。

b. 事故条件

(a) 安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、補給水系等の機能を喪失するものとする。

(b) 配管破断の想定

使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、原子炉建屋原子炉棟3階の燃料プール冷却浄化系配管^{※1}の破断を想定する。

※1 使用済燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系の配管破断を想定。

(c) サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下

燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については、燃料プール冷却浄化系の配管で想定される異物の弁への噛み込みにより固着し、真空破壊弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このとき、サイフォン現象により使用済燃料プール水位は低下するが、静的サイフォンブレーカの効果により、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）までの低下にとどまる。

なお、評価においては使用済燃料プールの水位は、燃料プール水戻り配管水平部下端まで瞬時に低下するものとする。

(添付資料 4.2.3)

(d) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 代替燃料プール注水系

使用済燃料プールへの注水は、可搬型代替注水中型ポンプ 2 台を使用するものとし、崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回る $50\text{m}^3/\text{h}^{*2}$ にて注水する。

※2 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）及び可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）の注水容量は全て $50\text{m}^3/\text{h}$ 以上である。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

想定事故 2 における使用済燃料プール水位の推移を第 4.2-4 図に、使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 4.2-5 図に示す。

a. 事象進展

燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象によって、使用済燃料プール水は漏えいし、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端まで低下する。スキマ堰を越える水がなくなるためスキマサージタンクの水位低下又は使用済燃料プールの水位低下に伴い発生する警報により異常を認知する。使用済燃料プール水位・温度（S A広域）等により、使用済燃料プールからの漏えいが発生したこと及び静的サイフォンブレーカによりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。また、使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。

使用済燃料プールへの冷却機能が喪失した後、使用済燃料プール水温は約 $7.0^{\circ}\text{C}/\text{h}$ で上昇し、事象発生から約 5.0 時間後に 100°C に達する。その後、蒸発により使用済燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から 8 時間経過した時点で代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を開始することにより、使用済燃料プール水位は回復する。

その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、代替燃料プール注水系により、蒸発量に応じた量を使用済燃料プールに注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。

b. 評価項目等

使用済燃料プール水位は、第 4.2-4 図に示すとおり、通常水位から約 0.62m 下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。使用済燃料プール水温については約 5.0 時間で沸騰し、その後 100°C 付近で維持される。

また、第 4.2-5 図に示すとおり、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.62m 下の水位となった場合の線量率は約 $3.1\text{mSv}/\text{h}$ であり、必要

な遮蔽の目安とした 10mSv/h と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。

使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。

事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を行うことで使用済燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた使用済燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 4.1.3, 4.2.4)

4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故 2 では、サイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料プールの水位が低下することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 4.2

ー2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を評価する。また，評価条件の設定に当たっては，評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は，評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため，使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが，代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水温は，評価条件の 65℃ に対して最確条件は約 12℃～約 40℃ であり，評価条件の不確かさとして，最確条件とした場合は，評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり，沸騰開始時間は遅くなるため，時間余裕が長くなるが，代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく，注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから，運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の使用済燃料プール水位は，評価条件の通常水位に対して

最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約 0.70m 低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5.8 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするも

のであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(添付資料 4.1.7, 4.1.8)

配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約 0.23m 下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 9.1MW に対して最確条件は約 9.1MW 未満であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の使用済燃料プール水温は、評価条件の 65℃に対して最確条件は約 12℃～約 40℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

また、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位の低下

開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.8 時間後(10mSv/h の場合)となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 10 時間後(10mSv/h の場合)となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の使用済燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位

低警報レベル（通常水位から約 0.14m 下）^{*1}とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下し静的サイフォンブレーカにより燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）で停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約 0.70m の水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 5.8 時間後（10mSv/h の場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような使用済燃料プール水位の低下に対しても静的サイフォンブレーカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止及び屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 8.9 時間後（10mSv/h の場合）となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ 1.6 倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プ

ール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約 0.23m 下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※1 使用済燃料プール水位の水位低の警報設定値：通常水位

－142mm

(添付資料 4.2.5)

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレイノズル等の設置作業^{*2}終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、

実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

※2 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約9.8時間（10mSv/hの場合）と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 4.2.5）

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約9.8時間（10mSv/hの場合）、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が2日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間後と設定していることから、時間余裕がある。

（添付資料 4.2.5）

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故2において、重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり17名である。

「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の37名で対処可能である。

また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は2名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。

なお、今回評価した原子炉運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員（初動）や参集要員により対応可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故 2 において、必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 2,120m³の水が必要である。水源として、西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水量を保有しており、水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続実施が可能である。

(添付資料 4.2.6)

b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給については、事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 12.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2 台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水について、7 日間の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要とな

る。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 4.2.7)

c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 407kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 4.2.8)

4.2.5 結 論

想定事故 2 では、使用済燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に真空破壊弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料プールへの水の注水にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故 2 に対する燃料損傷防止対策としては、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水手段を整備して

いる。

想定事故2について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

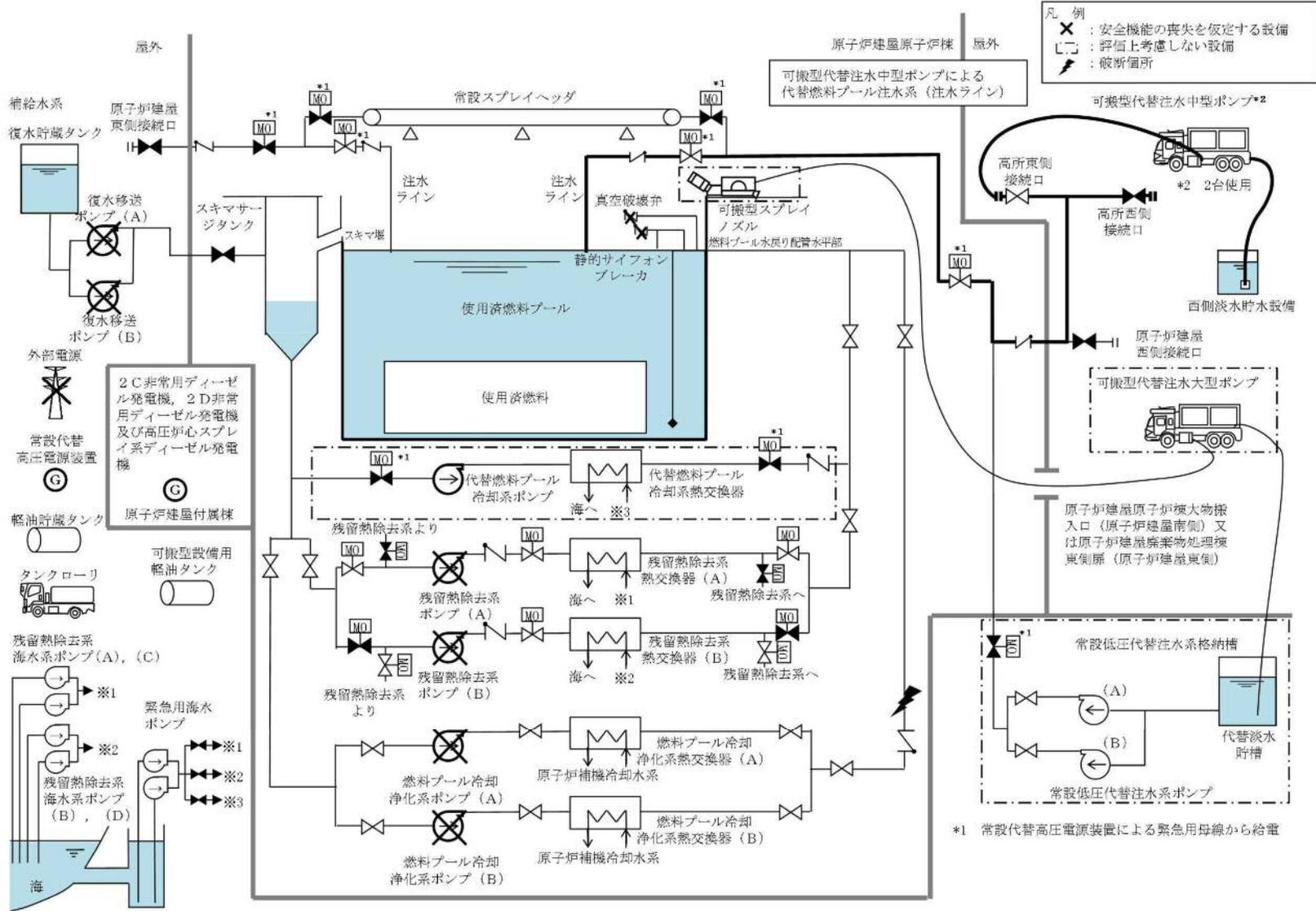
その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

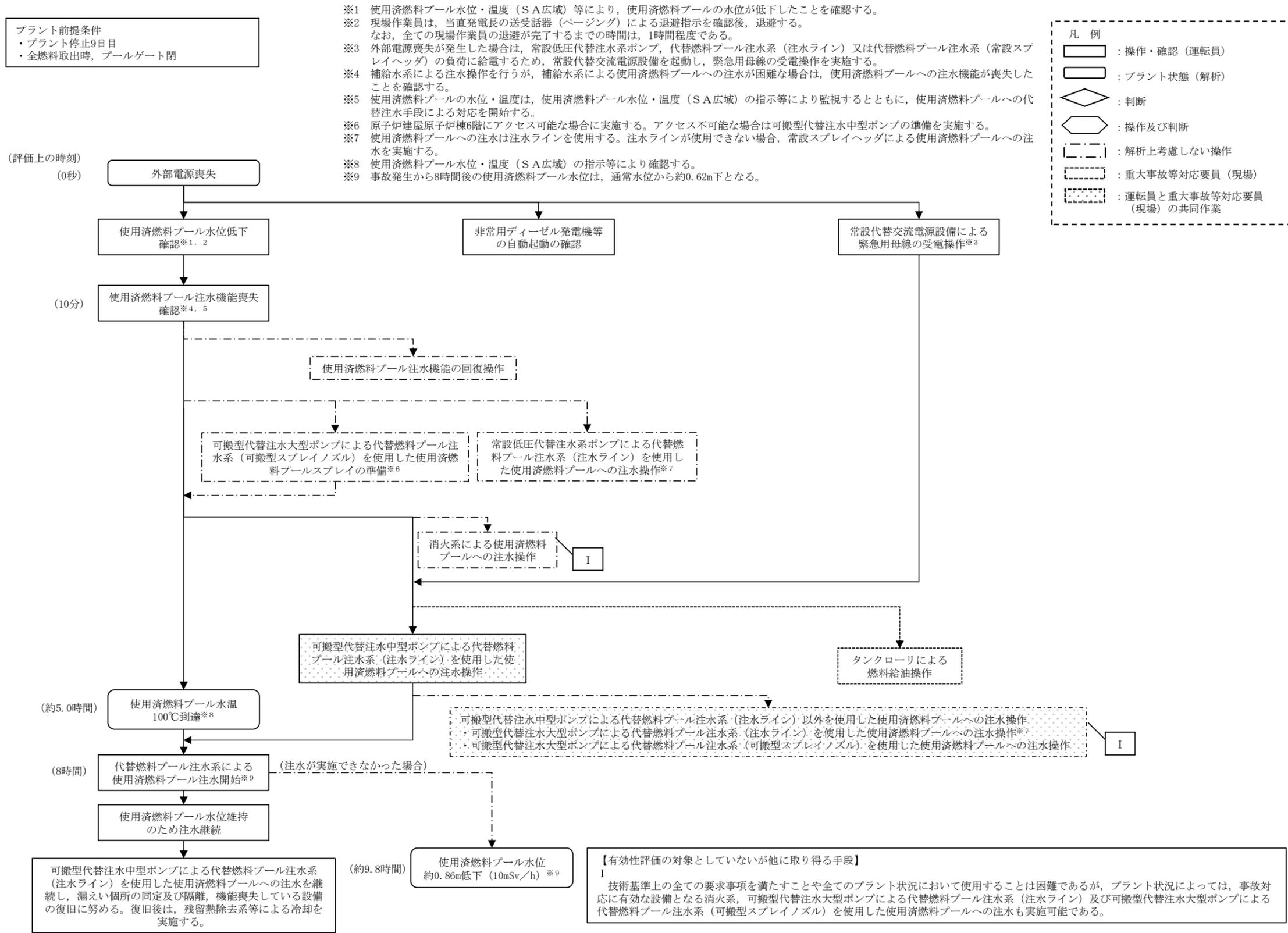
また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。



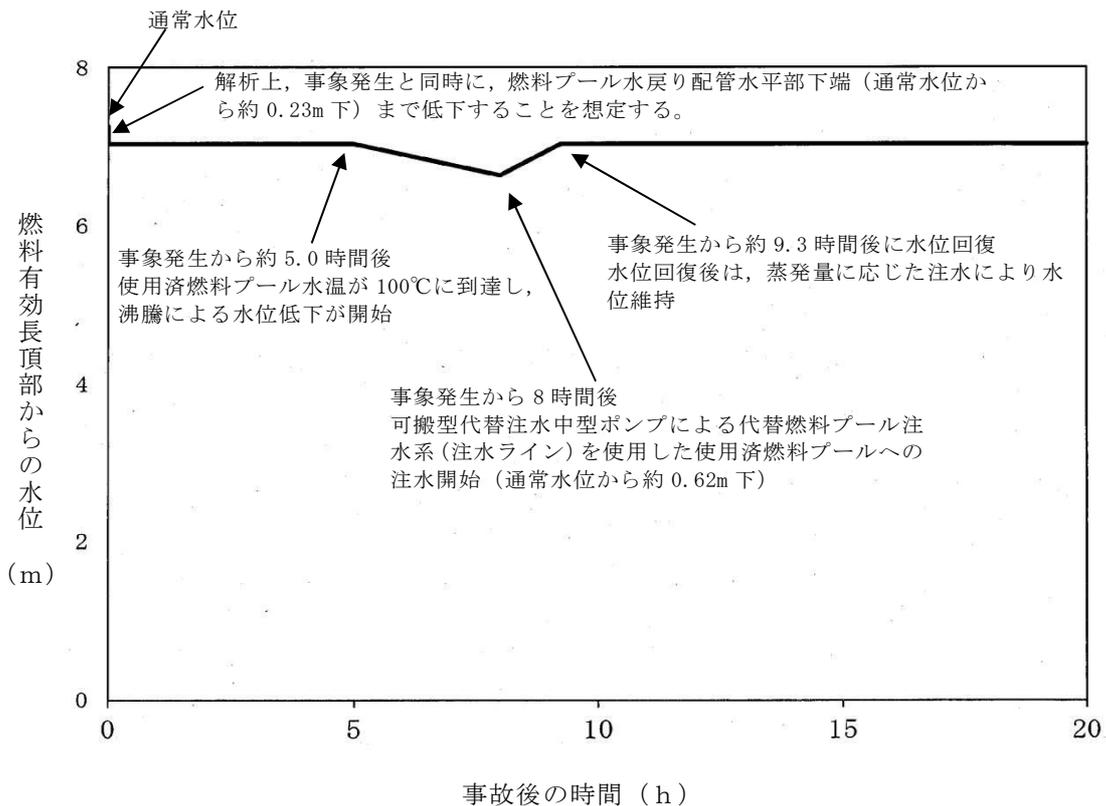
第 4.2-1 図 想定事故 2 の重大事故等対策の概略系統図



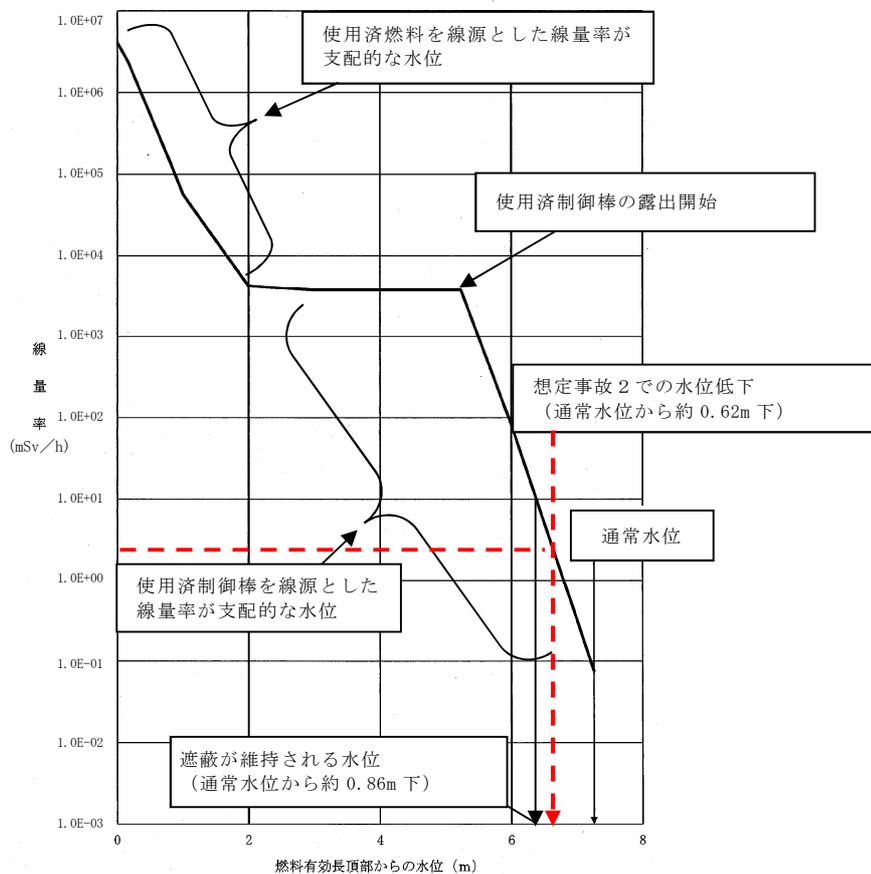
第 4.2-2 図 想定事故 2 の対応手順の概要

想定事故 2														
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)							備考		
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	1	2	3	4	5	6		7	8
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	▽約5.0時間 使用済燃料プール 水温100℃到達									
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐	▽プラント状況判断									
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡	▽8時間 可搬型代替注水中型ポンプによる代替 燃料プール注水系(注水ライン)を使 用した使用済燃料プールへの注水開始									
	当直運転員 (中央監視)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)										
状況判断	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール水位低下の確認 ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認(補給水系)	10分									
	【1人】 A	-	-	●使用済燃料プール水位、温度監視	適宜実施									
使用済燃料プール注水機能の回復 操作	-	2人 B, C	-	●使用済燃料プール注水機能(補給水系)の回復操作、失敗原因調査	適宜実施							解析上考慮しない		
常設代替交流電源設備による緊急 用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分									
常設低圧代替注水系ポンプによる 代替燃料プール注水系(注水ライ ン)を使用した使用済燃料プール への注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)の系統構成操作及び使 用済燃料プールへの注水操作	15分							解析上考慮しない		
可搬型代替注水中型ポンプによる 代替燃料プール注水系(可搬型ス プレイノズル)を使用した使用済 燃料プールの準備操作	-	-	8人 a~h	●原子炉建屋への移動 ●ホース敷設操作及び可搬型スプレイノズルの設置 [※] ●可搬型設備の保管場所への移動	40分	130分	30分					解析上考慮しない 原子炉建屋原子炉棟6階 にアクセス可能な場合に 実施 ※原子炉建屋原子炉棟6 階での作業を含む		
可搬型代替注水中型ポンプによる 代替燃料プール注水系(注水ライ ン)を使用した使用済燃料プール への注水操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分									
	【1人】 A	-	-	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料 プール注水の系統構成操作(電動弁の開操作)	4分									
	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料 プールへの注水操作						起動後適宜状態監視				
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作						90分	タンクローリの残量に応 じて適宜軽油タンクから 給油する			
	-	-								適宜実施				
漏えい箇所の同定及び隔離操作	【1人】 A	-	-	●警報確認による原因調査						適宜実施				
	-	【2人】 B, C	-	●現場での系統隔離操作						適宜実施	解析上考慮しない			
必要員合計	1人 A	2人 B, C	8人 a~h 及び参集要員2人	原子炉運転中における使用済燃料プールでの事故を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故等の対応と、使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれのある事故の対応が重畳することも考えられる。しかし、使用済燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長 く(原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料プール水が100℃に到達するまで1日以上)、原子炉側の事故対応が収束に向かっている状態での対応となるため、災害対策要員(初動)や参集要員により対応可能である。										

第 4.2-3 図 想定事故 2 の作業と所要時間



第 4.2-4 図 使用済燃料プール水位の推移（想定事故 2）



第 4.2-5 図 使用済燃料プール水位と線量率（想定事故 2）

第 4.2-1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (1/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
使用済燃料プール水位低下確認	使用済燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、使用済燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、使用済燃料プール水位が低下することを確認する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	—	使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
使用済燃料プールの注水機能喪失確認	使用済燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により使用済燃料プールへの注水準備が困難な場合、使用済燃料プールへの注水機能喪失であることを確認する。	—	—	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系系統流量* 使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む)
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水	常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水を開始し、使用済燃料プール水位を回復する。 その後は、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を必要な遮蔽を確保できる水位より高く維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク	—	使用済燃料プール温度 (SA) 使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域) 使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む) 緊急用 M/C 電圧
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) の準備	可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) を使用した使用済燃料プール注水系 (可搬型スプレインズル) の準備操作として、可搬型スプレインズル等を設置する。	—	可搬型スプレインズル	—

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
: 有効性評価上考慮しない操作

第 4.2-1 表 想定事故 2 における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水	中央制御室からの遠隔操作により、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の電動弁を開操作し系統構成を実施するが、外部電源が喪失している場合には、中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を実施し、必要な計装設備及び当該電動弁に給電する。準備が完了したところで、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プールの水位を回復する。その後は、使用済燃料プールの冷却機能を復旧しつつ、蒸発量に応じた水量を注水することで、使用済燃料プール水位を維持する。	常設代替交流電源設備 軽油貯蔵タンク 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	使用済燃料プール温度（S A） 使用済燃料プール水位・温度（S A 広域） 使用済燃料プールエリア放射線モニタ（高レンジ・低レンジ） 使用済燃料プール監視カメラ（使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置を含む） 緊急用M/C電圧

第 4.2-2 表 主要評価条件（想定事故 2）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プール保有水量	約 1,189m ³	保有水量を厳しく見積もるためにプールゲート閉の状態を想定
	使用済燃料プール水位	通常水位	通常水位を設定
	使用済燃料プール水温	65℃	運用上許容される上限値として設定
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45Gwd/t 炉心燃料：33Gwd/t	原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後 9 日）※ ¹ で取り出された全炉心分の燃料が、過去に取り出された貯蔵燃料と合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、ORIGEN2 を用いて算出
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能 及び注水機能喪失	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能としての燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系及び補給水系等の機能喪失を設定
	配管破断の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する
	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下	燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については、閉固着を仮定する。静的サイフォンブレーカにより、サイフォン現象による流出が停止されるため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。なお、この水位まで瞬時に低下するものとする
	外部電源	外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないが、緊急用母線への交流電源供給が必要となることから、要員及び資源の観点で厳しい外部電源なしを設定

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し、解列後の全制御棒全挿入から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

第 4.2-2 表 主要評価条件（想定事故 2）（2/2）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に 機器条件 関連する	代替燃料プール注水系	50m ³ /h で注水	代替燃料プール注水系による注水を想定 設備の設計を踏まえて設定
重大事故等対策に 操作条件 関連する	代替燃料プール注水系による 使用済燃料プールへの注水	事象発生から 8 時間後	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の 移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生 8 時間後から開始する

使用済燃料プールの水位低下と遮蔽水位に関する評価について

1. 使用済燃料プールの概要

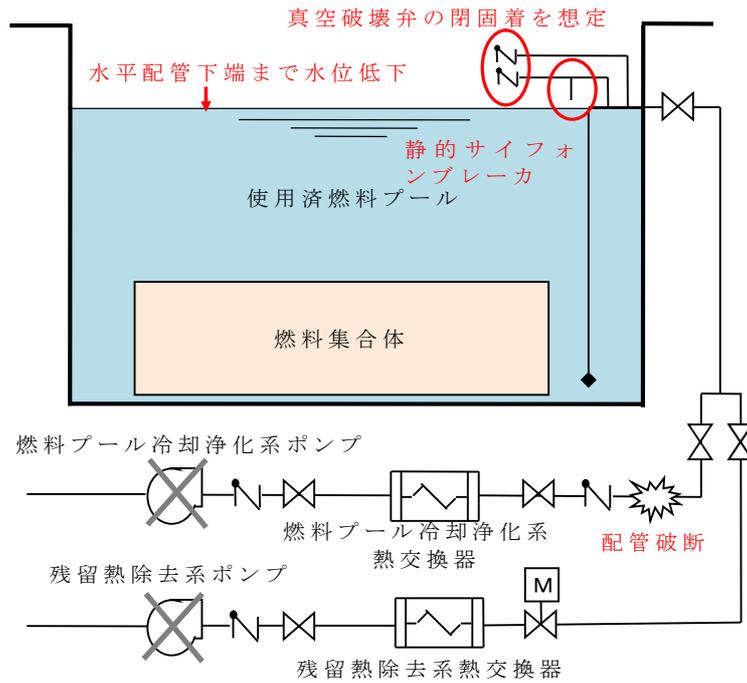
添付資料 4.1.2 と同様である。

2. 放射線の遮蔽の維持に必要な使用済燃料プールの遮蔽水位について

添付資料 4.1.2 と同様である。

3. 想定事故 2 における時間余裕

第 1 図に示すように、想定事故 2 では燃料プール水戻り配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を仮定する。静的サイフォンブレーカにより、サイフォン現象による流出を防止するため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。



第 1 図 想定事故 2 の想定

配管破断により保有水が漏えいし、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）まで水位が低下した場合、崩壊熱除去機能喪失に伴い、事象発生から約 5.0 時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮蔽維持水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下するのは事象発生から約 9.8 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による注水操作の時間余裕はある。

項目	算出結果
使用済燃料プール水温 100°C 到達までの時間 (h)	約 5.0
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量 (m ³ /h)	約 16
必要注水流量 (m ³ /h)	約 13
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間* (h)	約 9.8
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間* (day)	約 2.4
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※ 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

想定事故 2 においてサイフォン現象を想定している理由について

1. はじめに

想定事故 2 においては、使用済燃料プール（以下「SFP」という。）に接続されている配管から漏えいが発生した際に、真空破壊弁が動作せず、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。

しかしながら、SFPからのプール水の漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、サイフォン現象によるプール水の漏えいを想定事故 2 の評価対象とした理由について示す。

2. SFPから水の漏えいを引き起こす可能性のある事象

SFPから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。

- ①サイフォン現象による漏えい
- ②SFPライナー部の損傷
- ③SFPゲートの損傷
- ④SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷
- ⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

3. 各事象の整理

①サイフォン現象による漏えい

サイフォン現象による漏えいは、燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系ポンプ出口逆止弁からディフューザまでの配管等が破断し、かつSFP内へ入る配管に設置されているサイフォン現象を防止するための真空破壊弁が機能しない場合に発生する。サイフォン現象による漏えいが

停止されない場合、SFPの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。

SFPの冷却時に使用する配管のうち、残留熱除去系の配管は耐震Sクラスの配管であり、基準地震動 S_s を考慮しても高い信頼性を有しているが、燃料プール冷却浄化系は耐震Bクラスであるため、残留熱除去系に比べて耐震性が低い。

燃料プール冷却浄化系又は残留熱除去系の配管破断、及び真空破壊弁が機能しないことにより小規模な漏えいが発生した場合、運転員は漏えい検知器、スキマサージタンクの水位低下、SFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

SFPへの注水手段は、配管の破断箇所及び隔離箇所に依存することから、残留熱除去系、補給水系等の注水ラインから注水ができない場合も考えられる。

運転員は、事象認知後に常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を用いて漏えい量に応じた注水を実施し、SFP水位は維持される。

② SFPライナー部の破損

SFPの筐体は基準地震動 S_s によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を有する設備である。

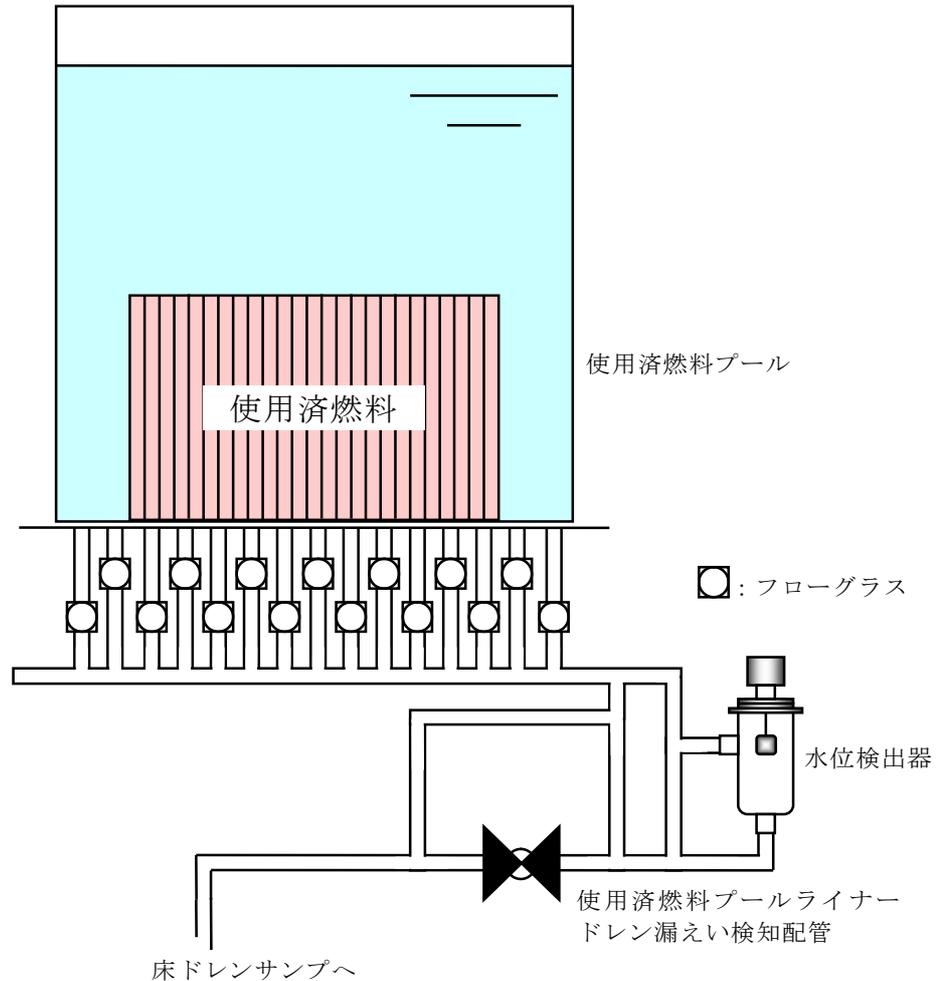
仮にSFPライナー部が破損し漏えいが発生した場合は、漏えい水は使用済燃料プールライナードレン漏えい検知系配管内に流れ込み、水位検出器により警報が発報する（第1図参照）。

運転員はこの警報発生やSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。ただし、ライナードレン部はSFPのバウン

ダリとしての機能を有していないことから、漏えいを停止することは困難であり、漏えいが継続する。

注水等の対応手段は、ライナー一部破損による漏えいが残留熱除去系や補給水系の注水ラインに影響を与えるものではないため、常用の注水設備又は重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））となる。

なお、SFPライナー部からの漏えい量（一部の箇所の破断を想定）を評価すると、最大でも約 $35\text{m}^3/\text{h}$ （ライナードレンの配管径と水頭圧の関係により算出）となり、漏えい量に応じた注水の継続が可能であればSFP水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足しSFP水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。



第1図 ライナードレンの構造図

③ S F Pゲートの損傷

S F Pゲートは「添付資料 4.1.8 使用済燃料プール（S F P）ゲートについて」に示すように十分信頼性があり，基準地震動 S_s に対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても，ゲート下端（スロット部）は使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置にあるため，ゲート下端（スロット部）到達後に漏えいは停止し，その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員はS F Pゲート破損による漏えい警報確認やS F P水位の低下

等により事象を認知できるため、認知は容易である。

原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ、蒸発量以上の注水を行うことでSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

④ SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

SFPゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても、③と同様にゲート下端（スロット部）以下にはSFP水位は低下せず、使用済燃料の燃料有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。

また、運転員はライナー部の破損によるSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

その後、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によってSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水

の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時、スロッシングにより S F P の保有水が漏えいし、このとき、通常水位から約 0.70m まで S F P 水位が低下するが、使用済燃料の燃料有効長頂部の冠水は維持される。

スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、S F P 水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

スロッシングにより S F P 水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため、オペレーティングフロアでの作業は可能であることから、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）により注水を行うことも可能である。また、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を使用した使用済燃料プールへの注水を行うことで燃料の健全性は確保される。

3. 想定事故 2 及び大規模損壊での想定

有効性評価では「3. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「② S F P ライナー部の損傷」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「② S F P ライナー部の損傷」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより S F P 水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系

(常設スプレイヘッド), 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド), 可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(可搬型スプレイノズル)によるSFPへのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

4. 結論

SFPからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

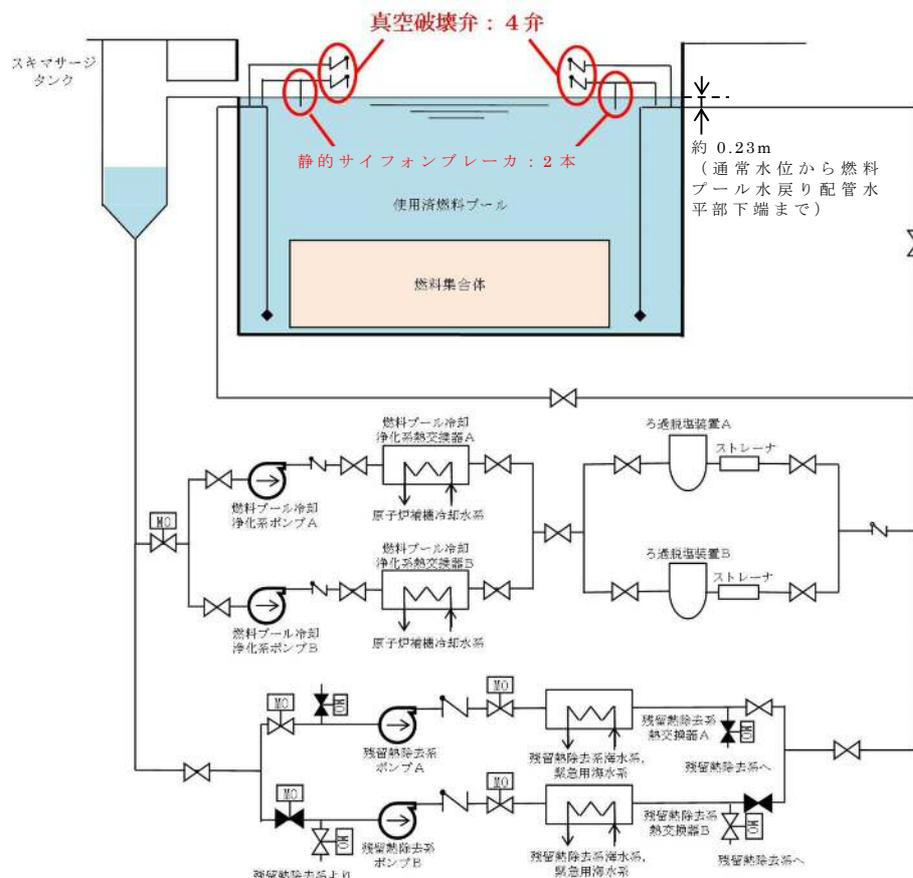
使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③, ④, ⑤であり, 基準地震動 S_s の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②, ③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は, 真空破壊弁が機能しないことを想定すると, SFPに接続する配管に耐震Bクラス配管が含まれることから, 漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり, また, 注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから, 有効性評価において選定している。

使用済燃料プールの静的サイフォンブレーカについて

1. 静的サイフォンブレーカの概要

使用済燃料プールは、第1図に示すように燃料プール冷却浄化系により冷却及び水質管理されている。使用済燃料プール水がサイフォン効果により流出する場合は、使用済燃料プールに入る配管に設置されている真空破壊弁によりサイフォンブレークすることで、使用済燃料プール水の流出を防止する設計としている。仮に真空破壊弁が閉固着した場合においても、静的サイフォンブレーカから空気を吸入することでサイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を防止することが可能な設計とする。



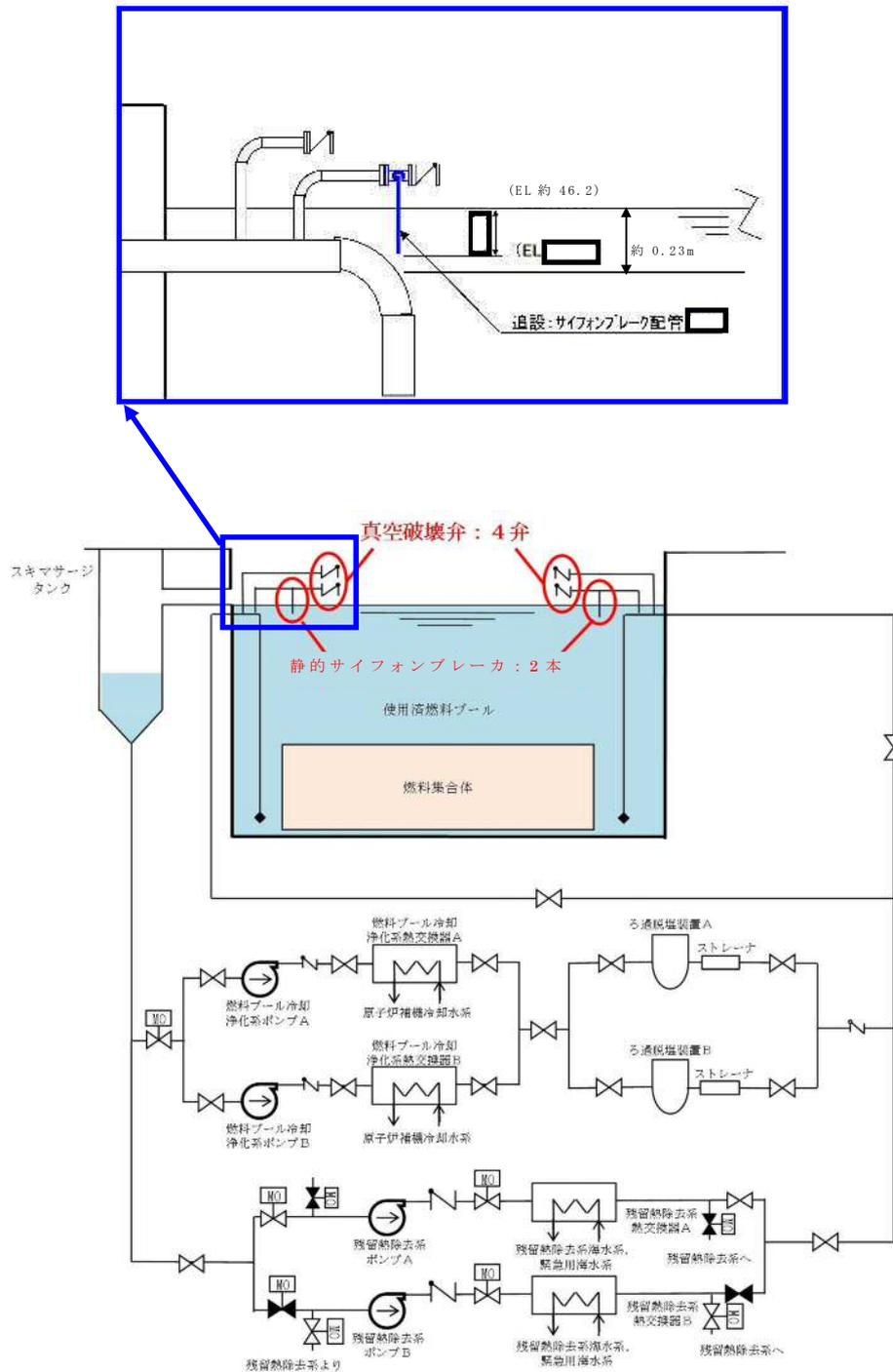
第1図 燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系 系統概略図

2. 静的サイフォンブレーカの機器仕様

(1) 静的サイフォンブレーカの寸法・設置箇所

静的サイフォンブレーカは、2本のディフューザ配管にそれぞれ設置されており、弁等の機器がない口径□の配管である。

第2図に示すとおり、ディフューザ配管の真空破壊弁がある配管から枝分かれした形状であり、静的サイフォンブレーカの下端が通常水位より約□mm下となるよう設置されている。



第2図 静的サイフォンブレーカ設置概要図

(2) サイフォン現象発生時の水位低下

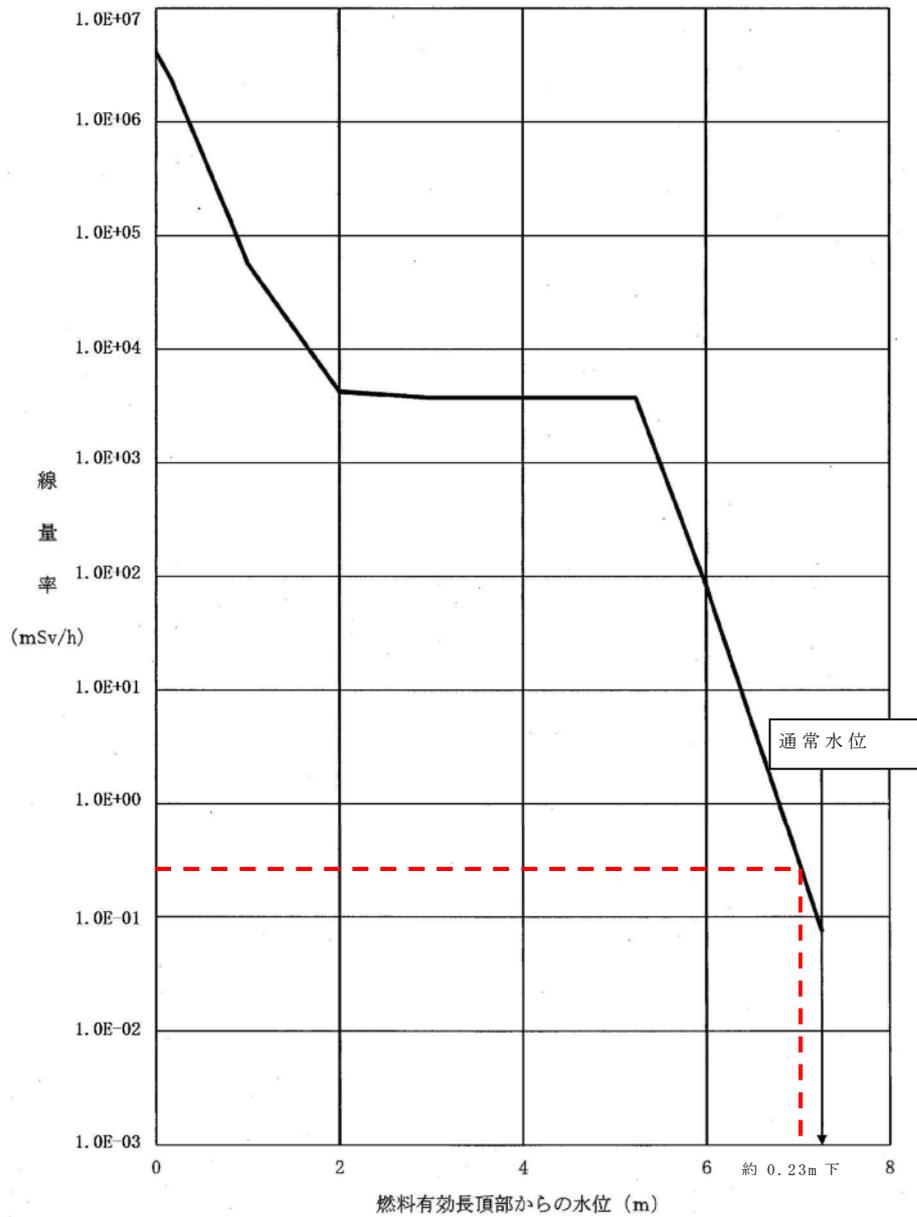
真空破壊弁の閉固着を想定した場合，サイフォン現象が発生し，通常水位より約 mm 下まで水位が低下すると，静的サイフォンブ

レーカから空気を吸込み、配管頂部に空気が溜まり始め、配管下端まで空気が溜まったところでサイフォン現象が停止する。

以上により、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）までの低下にとどまる。

(3) 想定被ばく線量率

使用済燃料プール水位と線量率の関係を第 3 図に示す。第 3 図より、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.23m 下まで低下した場合においても、原子炉建屋原子炉棟 6 階の雰囲気線量率は約 1.0mSv/h 以下となることから、使用済燃料プールはサイフォン現象等による小規模な漏えいが発生した場合においても十分な遮蔽水位を確保することが可能である。



第 3 図 使用済燃料プール水位と線量率

3. 静的サイフォンブレーカの健全性について

(1) 配管強度への影響について

ディフューザ配管及びその配管に接続されている真空破壊弁を設置した配管は耐震Sクラスで設計されており、その配管に静的サイフォンブレーカを接続するため、耐震性については問題ない。

(2) 人的要因による機能阻害について

静的サイフォンブレイカは操作や作動機構を有さない単管のみであることから、誤操作や故障により機能を喪失することはない。そのため、使用済燃料プールの冷却系のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、操作や作業を実施することなく、静的サイフォンブレイカ開口部レベルまで使用済燃料プール水位が低下すればサイフォン効果を除去することができる。

(3) 異物による閉塞について

静的サイフォンブレイカ（内径φ mm）は、燃料プール冷却浄化系出口配管より、燃料プール冷却浄化系ポンプ、燃料プール冷却浄化系熱交換器を経由して、使用済燃料プール側に向けて冷却材が流れており、ろ過脱塩装置の出口配管にストレーナ（24/110 mesh：縦約 1.016 mm×横約 0.23 mm）が設置されていることから、異物による静的サイフォンブレイカの閉塞の懸念はない。

(4) 落下物干渉による変形について

静的サイフォンブレイカの落下物干渉を考慮する必要がある周辺設備として、原子炉建屋原子炉棟鉄骨梁、原子炉建屋クレーン、燃料取替機等の重量物があるが、これらは基準地震動 S_s に対する耐震評価にて使用済燃料プール内に落下しないことを確認しているため、静的サイフォンブレイカの落下物干渉による変形は考えられない。

その他手摺等の軽量物については、ボルト固定、固縛による運用としている。

よって、落下物として静的サイフォンブレーカに干渉すると考えられる設備は軽量物であり、仮に静的サイフォンブレーカに変形が生じたとしても、本配管は剛性の高いステンレス鋼であり、完全閉塞に至る変形は考えにくいことから、サイフォン効果の除去機能は確保される。

4. 静的サイフォンブレーカの健全性確認方法について

静的サイフォンブレーカについては、定期的な巡視点検（1回／週）を実施し、目視により水面の揺らぎ等を確認することで通水状態を確認する。

安定状態について（想定事故 2）

想定事故 2（サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。

使用済燃料プール安定状態：設計基準対象施設及び重大事故等対処設備を用いた使用済燃料プールへの注水により，使用済燃料プール水位を回復・維持することで，燃料の冠水，放射線遮蔽及び未臨界が維持され，使用済燃料プールの保有水の温度が安定し，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。

【安定状態の確立について】使用済燃料プールの安定状態の確立について

可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施することで，使用済燃料プール水位は回復，維持され，使用済燃料プールの安定状態が確立される。

また，重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。

また，可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を継続しつつ，弁閉止による漏えい箇所の隔離，残留熱除去系又は燃料プール浄化冷却系の復旧を実施し，復旧後は補給水系統等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。使用済燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって，安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（1/4）

項目		評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水位	通常水位	通常水位付近	通常水位を設定	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び使用済燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、使用済燃料プール水位が最大で約0.70m低下し、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、屋外から実施できるため線量の影響が小さいことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位から約0.14m下）とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下し静的サイフォンブレイカにより燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約0.23m下）で停止するとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、最大で約0.70mの水位の低下が発生し、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約5.8時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟6階の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難である。ただし、このような使用済燃料プール水位の低下に対しても静的サイフォンブレイカによる使用済燃料プール水の漏えいの停止及び屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生8時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟6階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約8.9時間後（10mSv/hの場合）となる。また、使用済燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から2日以上あり、事象発生から8時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>

第 1 表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	使用済燃料プールの初期水温	65°C	約 12°C～約 40°C (実績値)	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している使用済燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は使用済燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、自然蒸発、使用済燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料プール水位の低下開始時間より早く使用済燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料プール水は冷却される。さらに、使用済燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。仮に、事象発生直後から沸騰による使用済燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、使用済燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.8 時間後 (10mSv/h の場合) となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が 10mSv/h を超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生 8 時間後から代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水を実施することにより、使用済燃料プール水位が原子炉建屋原子炉棟 6 階の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約 10 時間後 (10mSv/h の場合) となる。また、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発生から 8 時間後までに代替燃料プール注水系による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>
	燃料の崩壊熱	約 9.1MW (原子炉停止後 9 日)	9.1MW 未満	<p>原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料とそれ以前に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料プールの貯蔵ラックの容量の最大数となるように保管した状態を設定炉心燃料の冷却期間については過去の実績より取出期間が最も短い 9 日を想定崩壊熱は、ORIGEN2 を用いて評価</p>	<p>最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/4)

項目	評価条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
初期条件	プールゲートの状態	プールゲート閉 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない)	プールゲート開 (原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮)	全炉心燃料取出直後であるため、プールゲートは開放されていることが想定されるが、保守的に原子炉ウエル及びドライヤ気水分離器貯蔵プールの保有水量を考慮しない状態を想定	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されるが、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は使用済燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.6倍程度となり、使用済燃料プール水温の上昇及び蒸発による使用済燃料プール水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プール注水による使用済燃料プール水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから運転員等操作時間に与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、使用済燃料プールの水位低下に伴う異常の認知を起点とし、補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失の確認後に実施するものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温と同等以下となる。35℃の場合は、解析条件と最確条件は同等であることから評価項目となるパラメータに与える影響はない。35℃未満の場合は、使用済燃料プール注水後の水位低下速度が遅くなることが考えられるが、その影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の容量	約8,600m ³	約8,600m ³ 以上 (西側淡水貯水設備+代替淡水貯槽)	西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
	燃料の容量	約1,010kL	約1,010kL以上 (軽油貯蔵タンク+可搬型設備用軽油タンク)	軽油貯蔵タンク及び可搬型設備用軽油タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	破断箇所・状態の想定	燃料プール冷却浄化系配管の破断真空破壊弁の閉固着	事故ごとに異なる	使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、残留熱除去系に比べて耐震性の低い燃料プール冷却浄化系配管の破断、及び真空破壊弁の閉固着を想定	注水操作は、破断箇所及び漏えい量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	破断箇所・状態の想定によっては漏えい量が変化するが、静的サイフォンブレーカにより燃料プール燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)で漏えいが停止することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第1表 評価条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/4)

項目	評価条件(初期、事故及び機器条件)の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
事故条件	サイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下	事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	事象発生後、通常水位から約0.23m下まで徐々に低下	静的サイフォンブレーカにより、サイフォン現象による流出が停止するため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下することを想定	使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、水位低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	配管破断の想定及びサイフォン現象による使用済燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、静的サイフォンブレーカによる漏えい停止を考慮しており、使用済燃料プール水位が燃料プール水戻り配管水平部下端(通常水位から約0.23m下)まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失	-	使用済燃料プール注水機能喪失として、残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	外部電源なし	事故ごとに変化	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同様であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同様であるが、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
重大事故等対策に関連する機器条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水流量	50m ³ /h	50m ³ /h以上	燃料の崩壊熱による保有水の蒸発を補うために必要な注水量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、注水流量を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件で設定している代替燃料プール注水系による注水流量は崩壊熱による保有水の蒸発量(約16m ³ /h)より大きく、注水操作開始以降の流量であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

添付 4.2.5-4

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等	
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方						
操作条件	代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作	事象発生から8時間後	<p>代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水は、重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生8時間後から開始する。</p>	<p>【認知】 代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作の開始は事象発生から8時間後としているが、それまでに使用済燃料プールの水位低下に伴う異常を認知できる時間は十分にあり、認知遅れにより操作開始時間に与える影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 当該操作を行う重大事故等対応要員は、注水操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）で使用する可搬型代替注水中型ポンプ等は車両であり、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象の場合に、アクセスルートに被害があっても、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。</p> <p>【操作所要時間】 要員の移動時間に20分、可搬型代替注水中型ポンプ準備、西側淡水貯水設備からのホース敷設等として150分を想定している。評価上の操作開始時間を8時間後と設定しているが、使用済燃料プールの水位低下による異常を認知し補給水系及び残留熱除去系による使用済燃料プールへの注水機能喪失を確認した時点での準備が可能である。なお、その場合、実際の操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【他の並列操作の有無】 本操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレインズル）を使用した使用済燃料プールスプレインズの準備操作（ホース敷設、可搬型スプレインズル設置）の終了後から開始するものであり当該操作に対応する重大事故等対応要員に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 重大事故等対応要員の現場操作は、操作の信頼性向上や要員の安全のため2人1組で実施することとしており、誤操作は起こりにくく、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>操作条件の代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は使用済燃料プールの冷却機能喪失による異常の認知を起点として実施する可搬型スプレインズ等の設置作業終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は380分を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から8時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約9.8時間（10mSv/hの場合）と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が約9.8時間（10mSv/hの場合）、使用済燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が2日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から8時間後と設定していることから、時間余裕がある。</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め所要時間を170分と想定している。要員の移動時間は20分以内であり、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等は、移動も含め訓練実績等では約154分。想定している範囲内で意図している運転操作が実施可能であることを確認した。</p>

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始時間	評価条件設定の考え方					
操作条件 可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油	事象発生から8時間後	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、評価条件ではないが、評価で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	<p>【認知】 「代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水操作」と同様であり、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 本操作を実施する参集要員は、操作の実施期間中に他の操作を担っていないことから、要員配置が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【移動・操作所要時間】 参集要員の参集まで120分を想定している。また、燃料給油に用いるタンクローリは車両であり、参集後、自走にて作業現場へ移動することを想定している。仮に地震等の外部事象が起因事象で、アクセスルートに被害がある場合でも、ホイールローダ等にて必要なアクセスルートを復旧できる体制としている。可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの燃料給油として移動も含め90分を想定しており、十分な時間余裕を確保していることから、移動及び操作所要時間が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作有無】 他の並列操作はないことから操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 現場での操作は、操作の信頼性の向上や要員の安全のため、操作要員2人以上で実施することとしており、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	認知時間及び移動・操作所要時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも若干早まる可能性がある。	実態の操作開始時間は解析上の設定から早まる可能性があるが、評価項目となるパラメータに直接影響を与えることはない。	各機器の燃料が枯渇しない時間内に実施することで燃料損傷を回避することが可能であり、代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水開始から3時間半程度の時間余裕がある。	可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油は、移動も含めて90分を想定しているところ訓練実績等では約80分。また、以降、各機器の燃料が枯渇しない時間間隔（許容時間）以内で実施することとしており、許容時間210分のところ、訓練実績等により約18分。許容時間内で意図している作業が実施可能であることを確認した。

7日間における水源の対応について
(想定事故2)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・西側淡水貯水設備：約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系（注水ライン）による使用済燃料プールへの注水

事象発生 8 時間以降から，西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を実施する。

水位回復後は，蒸発量に相当する流量で実施する。

3. 時間評価

使用済燃料プールへの注水によって，西側淡水貯水設備の水量は減少する。

この間の西側淡水貯水設備の使用水量は合計約 2,120m³である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から，7日間の対応において合計約 2,120m³の水が必要となるが，西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため，安定して冷却を継続することが可能である。

7 日間における燃料の対応について

(想定事故 2)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 2 台起動 (代替燃料プール注水系 (注水ライン)) 35.7L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 12.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 12.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約 210kL であり、7 日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

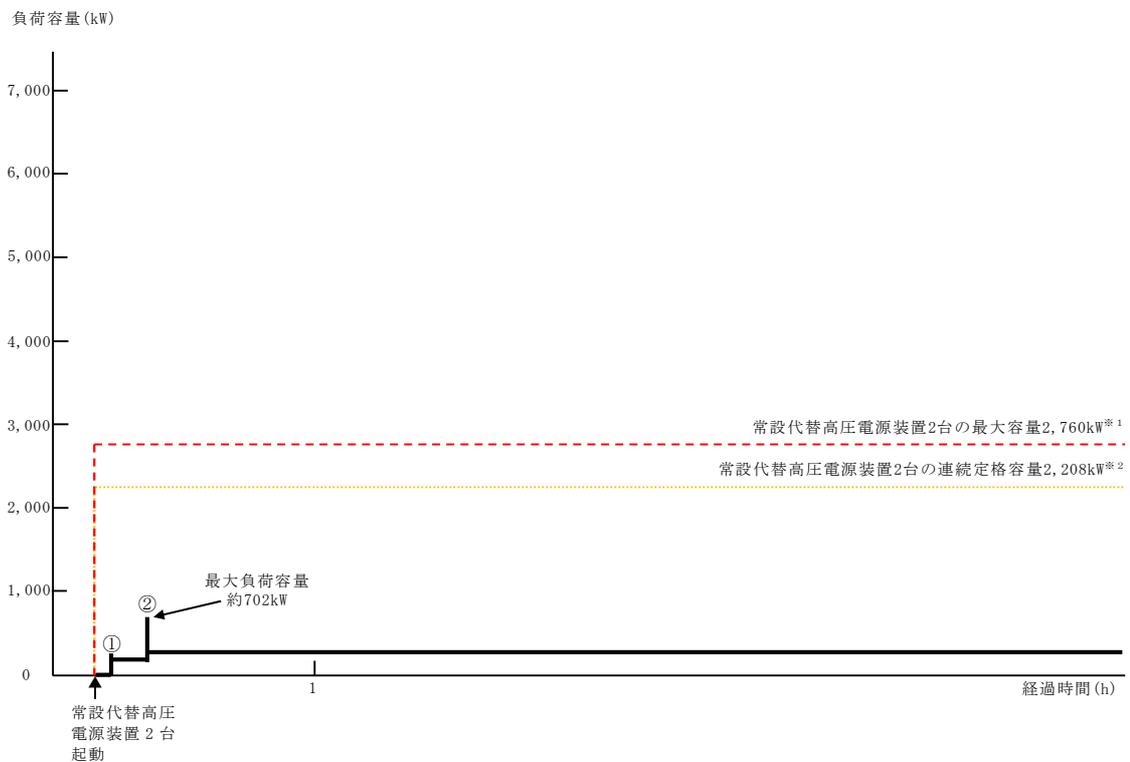
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷
(想定事故2)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

- ※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

5 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

5.1 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

5.1.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び③「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では，原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により，崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，崩壊熱除去機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を

除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。また、残留熱除去系海水系機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。これらの対策の概略系統図を第 5.1-1 図に、手順の概要を第 5.1-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）12 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 3 名である。必要な要員と作業項目について第 5.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、12 名で対処可能である。

- a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認

原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。

（添付資料 5.1.1）

b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持

崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

c. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復

残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。

5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 5.1.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.1-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉压力容器の状態

原子炉压力容器の未開放時について評価する。原子炉压力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。

なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 $32\text{m}^3/\text{h}$ である。

(添付資料 5.1.3, 5.1.4)

(c) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉水温は 52°C とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする*。

※ 実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始さ

れることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。

(b) 安全機能喪失に対する仮定

起因事象の想定により、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。

外部電源が使用できない場合においても、非常用ディーゼル発電機にて残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。

(添付資料 1.3.3, 5.1.8)

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は $1,605\text{m}^3/\text{h}$ とする。

(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW(原子炉冷却材温度 100°C ,

海水温度 32℃において) とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から 2 時間後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.1-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.1-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1.1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から約 2 時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による注水を行う。

原子炉水位回復から約 1 時間 45 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する^{※1}。

※1 原子炉冷却材の温度が 100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）1 系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替えを実施

することで原子炉水温は低下する。

実操作では残留熱除去系（低圧注水系）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，残留熱除去系（低圧注水系）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため，原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 評価項目等

原子炉水位は，第 5.1-4 図に示すとおり，燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するにとどまり，燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり，第 5.1-5 図に示すとおり，必要な遮蔽^{※2}が維持される水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上を下回ることがないため，放射線の遮蔽は維持される。なお，線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。また，全制御棒全挿入状態が維持されているため，未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで，長期的に安定状態を維持できる。

本評価では，「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について，対策の有効性を確認した。

※2 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり，作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟

6階での操作を必ず必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。

（添付資料 5.1.5, 5.1.6, 5.1.7）

5.1.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.1-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価

項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃ に対して最確条件は約 47℃～約 58℃ であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事象ごと異なる。原子炉水温が 100℃ かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より

低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止

後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52°C に対して最確条件は約 47°C ～約 58°C であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100°C かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52°C かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後

の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる*。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から約2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作について、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.1.8)

5.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 12 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員(初動)の 37 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、水源が枯渇することはないため、7 日間の継続実施が可能

である。

b. 燃 料

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 2 台）による電源供給については、事象発生後 7 日間最大負荷で運転した場合、約 755.5kL の軽油が必要となる。

軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 2 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 5.1.9)

c. 電 源

外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 951kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高压電源装置 2 台）の連続定格容量は約 2,208kW であり、必要負荷に対しての

電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

(添付資料 5.1.10)

5.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

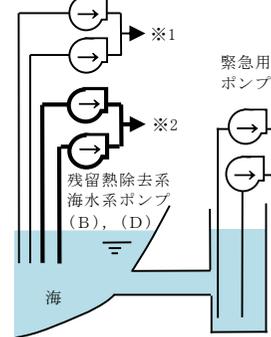
重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。

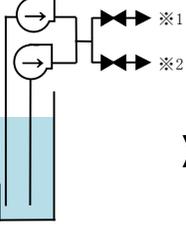
2 C非常用ディーゼル発電機, 2 D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機



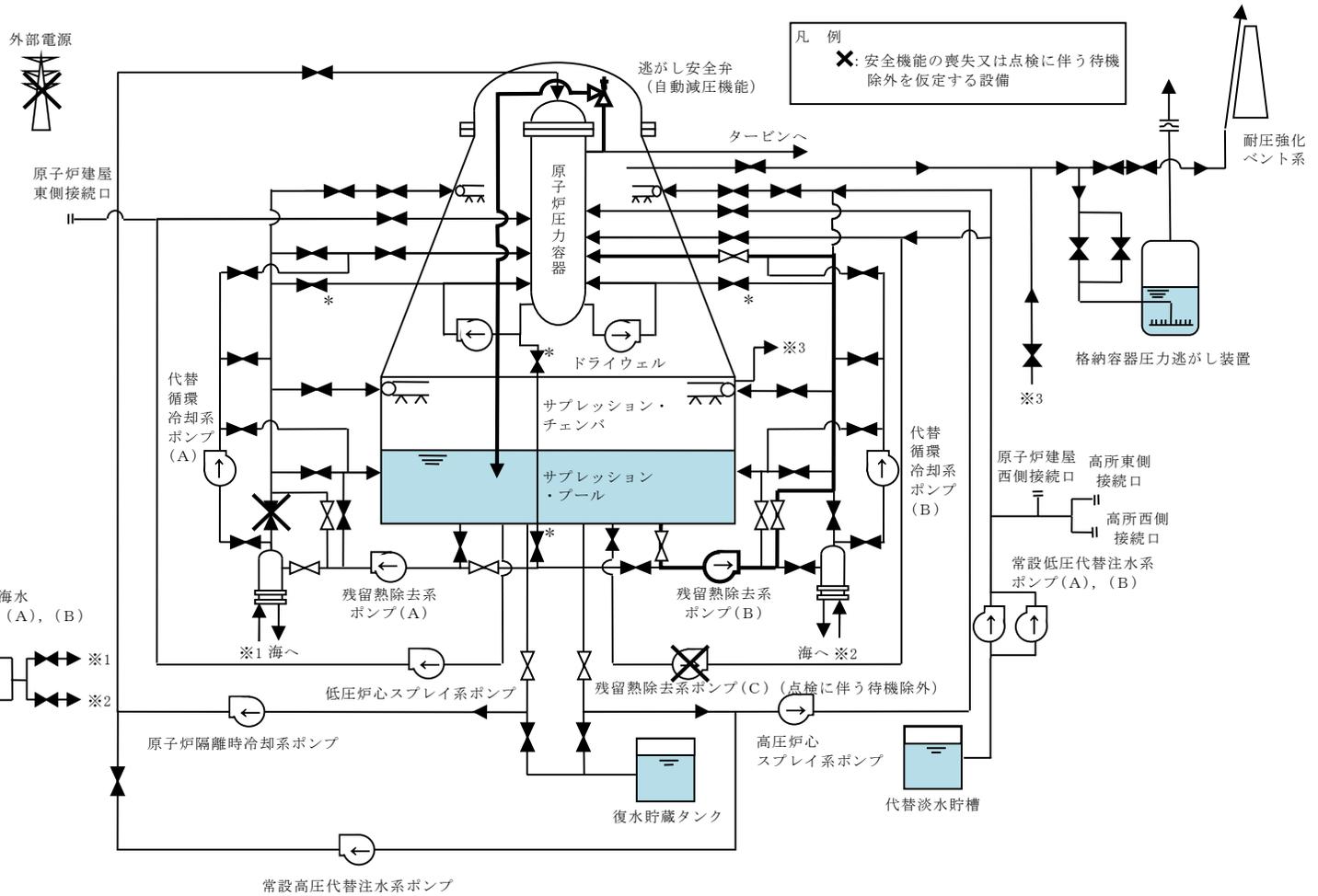
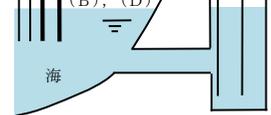
残留熱除去系海水系ポンプ(A), (C)



緊急用海水ポンプ(A), (B)



残留熱除去系海水系ポンプ(B), (D)



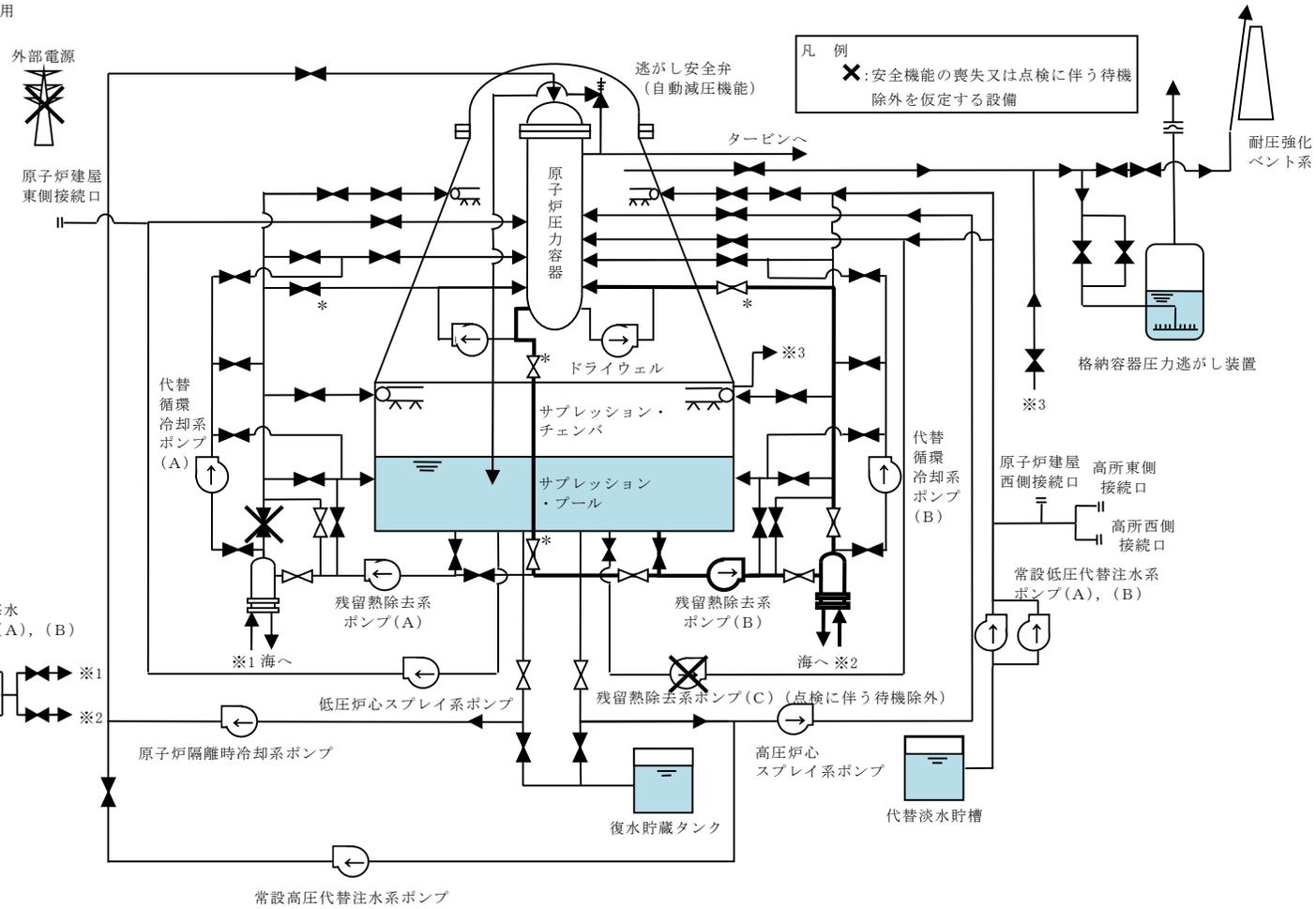
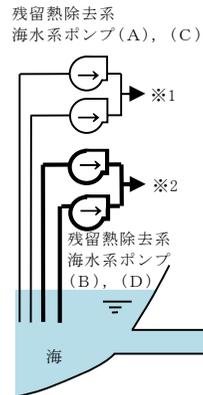
凡例
 ✕: 安全機能の喪失又は点検に伴う待機除外を仮定する設備

* 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

5.1-19

第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
 (原子炉減圧及び残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)

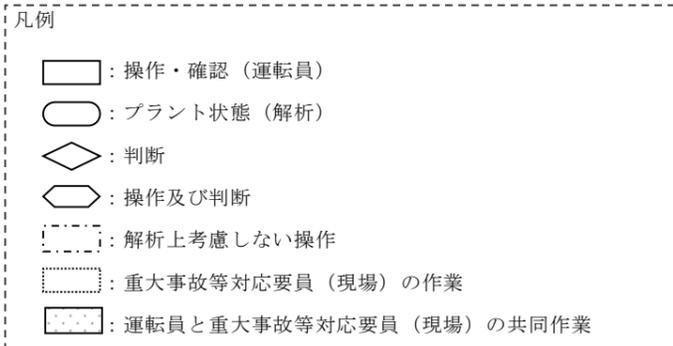
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用
ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレ
イ系ディーゼル発電機



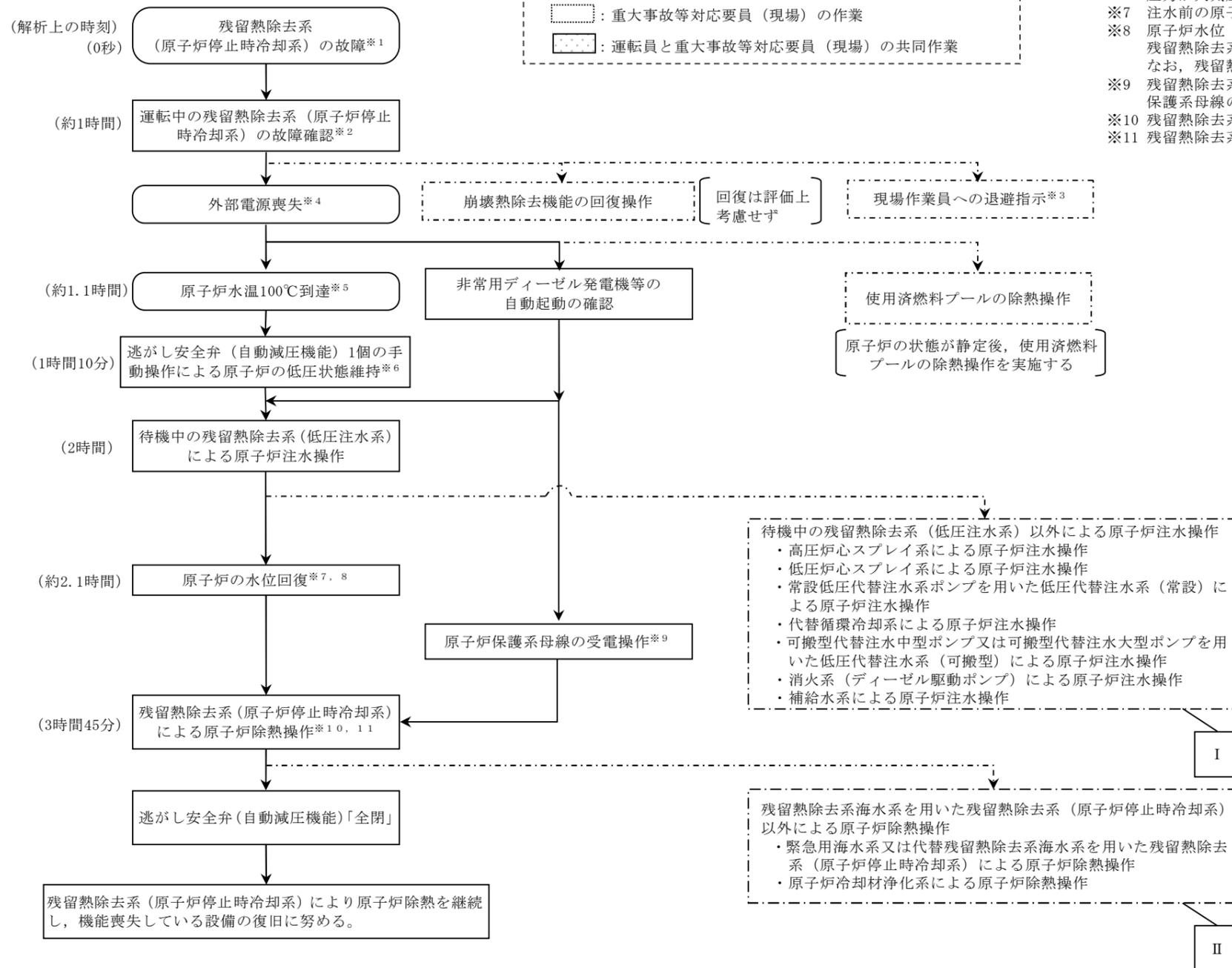
* 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 5.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)

- プラント前提条件
- ・プラント停止後 1 日目
 - ・原子炉圧力容器未開放
 - ・格納容器開放中
 - ・主蒸気隔離弁全閉
 - ・全ての非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - ・残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - ・残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
 - ・残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中
 - ・原子炉水位は通常運転水位（セパレータスカート下端から+126cm）



- ※1 崩壊熱除去機能喪失を模擬するため「熱交換器出口弁誤閉」を評価条件とする。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止時の原子炉冷却材温度を確認する。
- ※2 1時間ごとの中央制御室の巡視により原子炉冷却材温度の上昇、及び崩壊熱除去機能喪失を認知する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。
- ※5 約1.1時間後に原子炉冷却材温度が100℃に到達する。
- ※6 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）1個の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※7 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約4.2m上（原子炉水位低（レベル3）から約0.3m下）となる。
- ※8 原子炉水位（広帯域）により原子炉水位の回復を確認する。残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位は通常運転水位まで回復する。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始前は、通常運転水位よりも高く維持する。
- ※9 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。
- ※10 残留熱除去系（低圧注水系）で注水後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替える。
- ※11 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。



【有効性評価の対象としていないが他に取得可能な手段】

I

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）、消火系（ディーゼル駆動ポンプ）及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

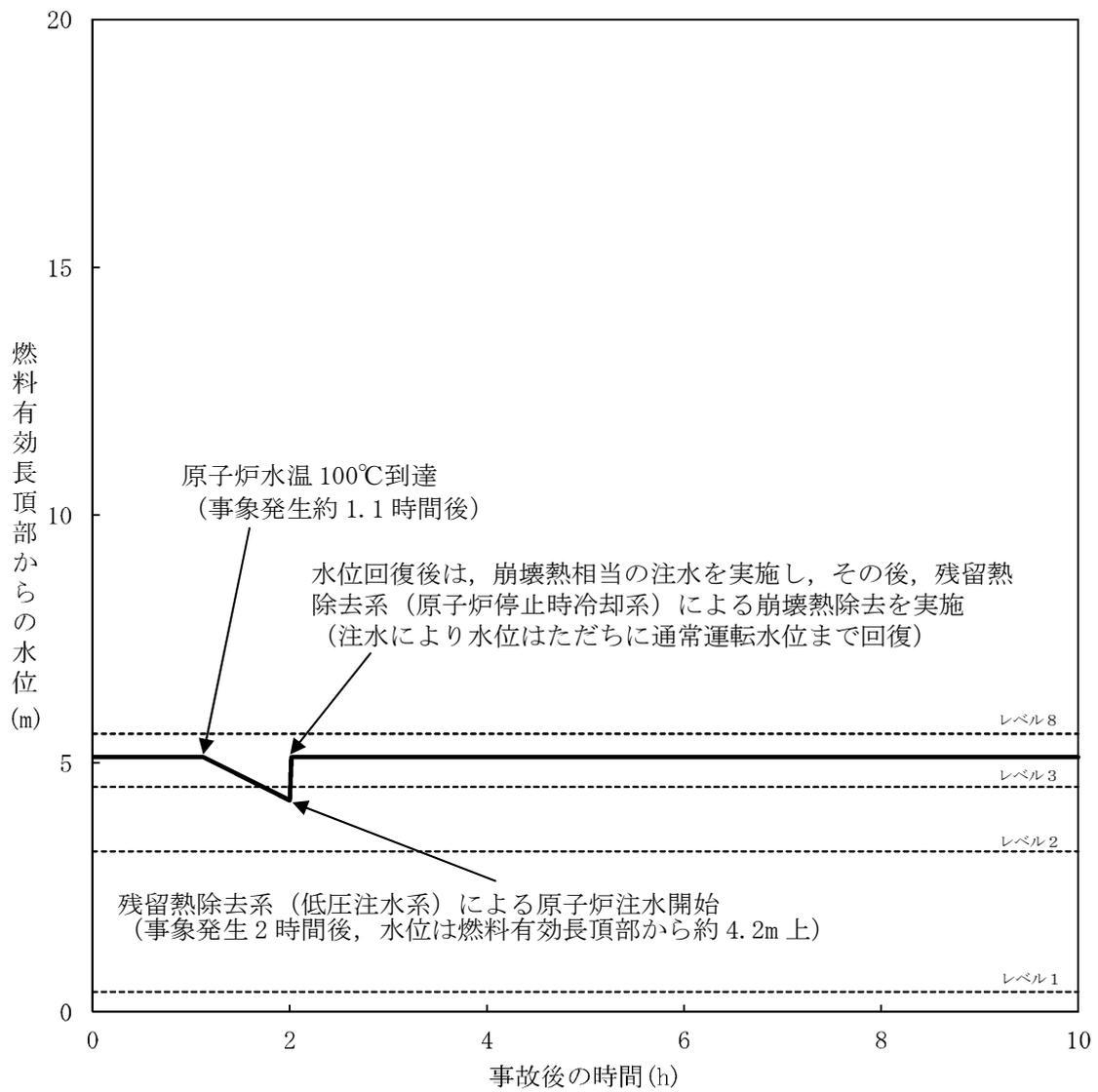
II

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

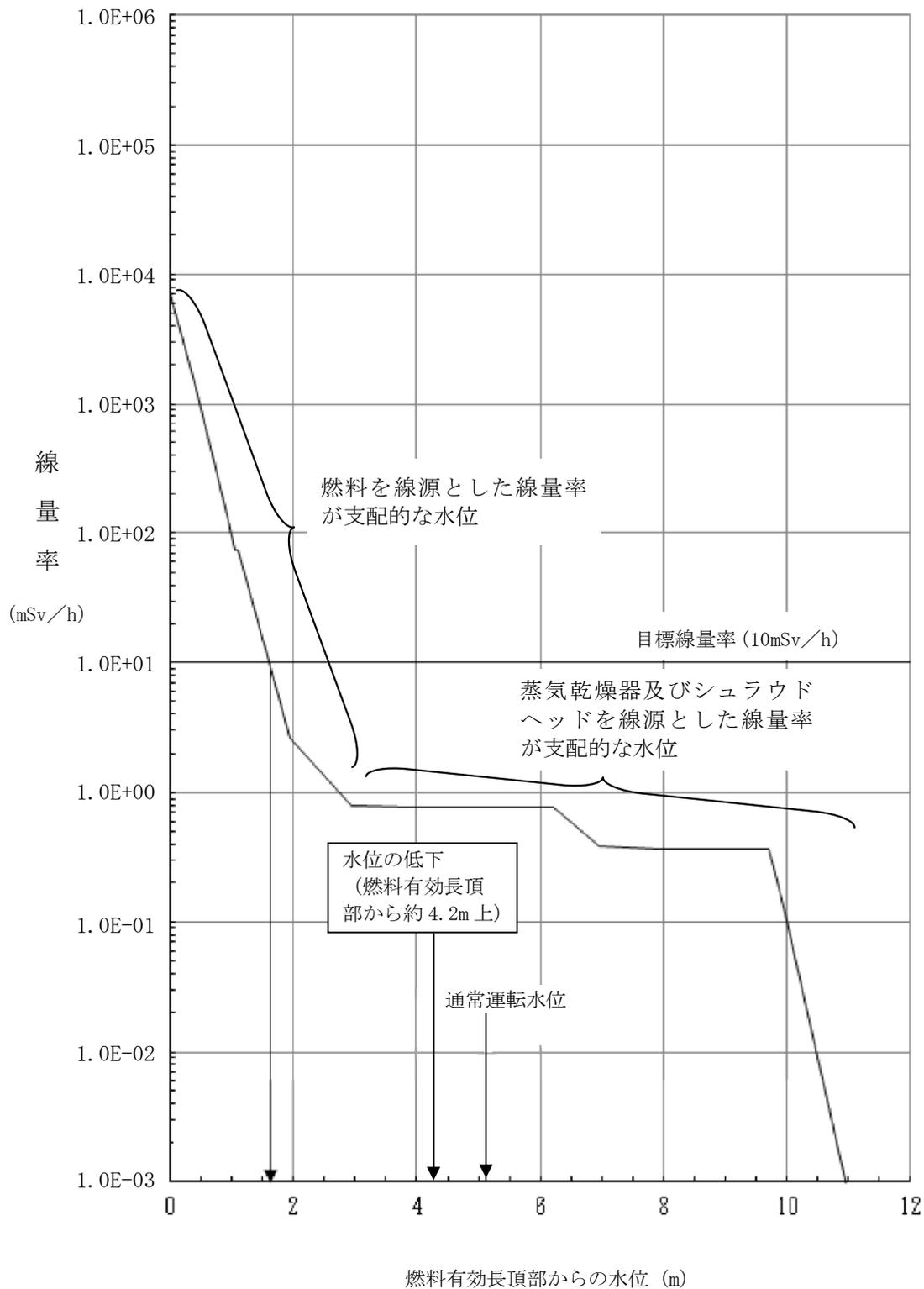
第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失の対応手順の概要

運転停止中 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)												
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間 (時間)					備考		
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮	1	2	3	4		5	55
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮								
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐								
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡								
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)								
状況判断	1人 A	-	-	●原子炉水温上昇, 残留熱除去系の系統流量低下等による崩壊熱除去機能喪失の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の停止確認	事象発生	約1時間 プラント状況判断	約1.1時間 原子炉水温100℃到達	2時間 残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水開始	約2.1時間 原子炉水位回復	3時間45分 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 操作開始		
作業員への退避指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への退避指示		60分以内に退避完了						解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1個の手動開放操作		1分						
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作		4分						
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱操作	-	1人 C	1人 a	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の系統構成操作 (現場)			45分					
崩壊熱除去機能の回復操作	-	【1人】 C	【1人】 a	●崩壊熱除去機能の回復操作				適宜実施				解析上考慮しない
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧準備操作		10分						
	-	-	2人 b, c	●原子炉保護系母線の復旧操作 (現場)			105分					
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作			4分					
				●残留熱除去系 (低圧注水系) の起動操作			2分					
原子炉保護系母線の受電操作	【2人】 A, B	-	-	●原子炉保護系母線の復旧操作 (中央制御室)			10分					
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水の停止操作			2分					
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の系統構成操作 (中央制御室)				30分				残留熱除去系ポンプ (B)
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動操作				6分				
				●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱状態の監視					適宜監視			
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作				適宜実施				解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作					20分			解析上考慮しない 約55時間までに実施する
				●代替燃料プール冷却系の起動操作						15分		
必要要員合計	2人 A, B	1人 C	3人 a, b, c									

第 5.1-3 図 崩壊熱除去機能喪失時の作業と所要時間



第5.1-4図 原子炉水位の推移



第5.1-5図 原子炉水位と線量率

第 5.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認	原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し 100℃に到達する。	—	—	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持	崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が 100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA） 残留熱除去系熱交換器入口温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度*
残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水	崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。	残留熱除去系（低圧注水系）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による崩壊熱除去機能回復	残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	平衡炉心燃料の平均燃焼度33GWd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定
	原子炉水位	通常運転水位(セパレータスカート下端から+126cm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
事故条件	起因事象, 安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障を想定
	外部電源	事象認知まで: 外部電源あり 事象認知後: 外部電源なし	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後(1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の停止を確認する時間)とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。

※1 原子炉停止から1日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定

第 5.1-2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m ³ /hで注水	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値として設定 （原子炉水位回復後は崩壊熱相当の注水を実施することで水位を維持するが，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を実施することで原子炉内の崩壊熱を除去できるため，注水が不要となる）
重大事故等対策に 関連する操作条件	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	事象発生から約2時間後	残留熱除去系の機能喪失に伴う異常の認知及び現場操作の実績等を基に，さらに余裕を考慮して設定

運転停止中における通常時のプラント監視について

運転停止中における通常時のプラント監視項目のうち、以下の項目に関するものについての概要を第1表に示す。

- ・「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスにおける、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障確認
- ・「原子炉冷却材の流出」の事故シーケンスにおける、原子炉冷却材の流出の確認

第1表 運転停止中における通常時のプラント監視項目の概要

項目	監視対象 ^{※1}	監視方法	確認頻度	異常発生に伴う警報 ^{※2} 確認
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転状態	・残留熱除去系の運転状態	パラメータ確認	1回/時間	・系統故障警報（ポンプ過負荷/過電流、原子炉停止時冷却系運転時におけるミニフローライン弁開等）の発生時
原子炉水温	・残留熱除去系熱交換器入口温度 ・残留熱除去系熱交換器出口温度 ・再循環系ポンプ入口温度 ・原子炉冷却材浄化系ポンプ入口温度 ・原子炉圧力容器表面温度	パラメータ確認	1回/時間	・温度高の警報発報時 （残留熱除去系熱交換器入口温度、残留熱除去系熱交換器出口温度）
原子炉水位	・原子炉水位（狭帯域） ・原子炉水位（広帯域） ・原子炉水位（SHUT DOWN） ・原子炉水位（ウェル水位） ・原子炉水位（SA広帯域）	パラメータ確認 現場状態確認	1回/時間 現場巡視点検時	・水位低低/低の警報発報時 （原子炉水位（狭帯域）、原子炉水位（広帯域））
サプレッション・プール水位	・サプレッション・プール水位	パラメータ確認	1回/時間	・水位高/低の警報発報時 （サプレッション・プール水位）

※1 施設定期検査中において点検により監視できない期間がある

※2 施設定期検査中において点検により警報を発報しない期間がある

重要事故シーケンスの選定結果を踏まえた有効性評価の条件設定

1. 「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスの選定

運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、他のほとんどの重要事故シーケンスの選定と同様に、P R A から抽出された事故シーケンスグループから、「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に示された着眼点を考慮して選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスは、審査ガイドに示された着眼点から、次の事故シーケンスを選定した。

- ・ 残留熱除去系の故障（R H R 喪失） + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗

2. 重要事故シーケンスに対する燃料損傷防止対策の選定

有効性評価では、設計基準事故対処設備の機能喪失により燃料損傷に至る重要事故シーケンスに対し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認する。この観点では、本事故シーケンスにおいて全ての崩壊熱除去機能及び注水機能の喪失を想定し、重大事故等対処設備を用いた燃料損傷防止対策の有効性を確認することも考えられるが、この場合、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において選定した重要事故シーケンスと同じ対策の有効性を確認することとなる。

このため、「崩壊熱除去機能喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、審査ガイドの主要解析条件及び対策例を参照し、

待機中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び残留熱除去系（低圧注水系）によって崩壊熱除去機能及び注水機能を確保し、燃料損傷防止が可能であることを確認している。

3. プラント状態の選定

有効性評価の対象とする重要事故シーケンスについては、重要事故シーケンスの選定プロセスで選定しているが、プラント状態については、有効性評価の評価条件を設定する際に選定している。

「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおいては、代替の崩壊熱除去機能及び注水機能を用いて燃料損傷の防止及び放射線の遮蔽に必要な水位を維持することとなる。このため、POSを選定する上では、事象発生から燃料損傷及び遮蔽維持水位到達までの時間余裕が短い、すなわち崩壊熱が高く、保有水量が少ないプラント状態を選定することが適切であると考えられる。停止時レベル1 P R AにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程の概要を第1図に示す。また、POSの選定方法及び原子炉圧力容器の開閉状態を第1表に示す。崩壊熱が最も高いPOSはPOS-Sであり、次にPOS-A、その次がPOS-Bという順となる。また、保有水量の観点では原子炉水位が通常運転水位付近の可能性のあるPOS-S、POS-A、POS-C及びPOS-Dが厳しい。

次に、崩壊熱除去機能又は注水機能を持つ設備の事故時における使用可否について考えると、POS-S及びPOS-D、すなわち原子炉停止直後及び起動準備状態においては、給水系を除く緩和設備が原子炉運転中と同様に待機状態又は早期復旧により使用可能な状態である*。そのため、緩和設備についてはPOS-S及びPOS

－D以外のPOSである，POS－A～POS－Cが厳しい条件となる。

なお，原子炉圧力容器未開放時は原子炉圧力の上昇が考えられるが，急激に原子炉圧力が上昇するような事象ではなく，原子炉圧力が上昇しても逃がし安全弁（自動減圧機能）により原子炉を減圧できるため，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は有効としている。

このため，本評価では，POS－Sの次に崩壊熱が高く，原子炉圧力容器内の保有水量が少ないことに加え，使用可能な緩和設備が原子炉運転中と同等であるPOS－S，POS－D以外のPOSとして，POS－Aを選定している。なお，POS－Aは「PCV／RPV開放への移行状態」と定義される状態であり，原子炉圧力容器未開放状態から原子炉ウェル水張り完了までの期間であるが，本評価では，原子炉圧力容器内の保有水量が少なく，遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点から厳しい，原子炉圧力容器未開放状態を評価条件とした。

※ 一例として後述する「添付資料5.1.7 6.原子炉隔離時冷却系による注水について」に示すとおり，POS－S及びPOS－Dにおいては原子炉圧力容器が閉鎖状態であるため，原子炉圧力が上昇した後は原子炉隔離時冷却系による注水も使用可能となる。

4. 他の燃料損傷防止対策を想定した場合の影響

本評価では，待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の有効性を確認しているが，別の燃料損傷防止対策として，低

圧代替注水系（常設）及び待機中の非常用炉心冷却設備による原子炉注水が考えられる。ただし，低圧代替注水系（常設）については「全交流動力電源喪失」で選定される重要事故シーケンスにおいて，本評価と同じPOS-Aでの有効性を確認している。また，待機中の非常用炉心冷却設備については，非常用炉心冷却設備に比べて注水流量が少ない低圧代替注水系（常設）の有効性評価に包絡される。

なお，本評価においては，運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能喪失時は待機側の残留熱除去系により原子炉除熱を行うこととしているが，施設定期検査中は待機中の残留熱除去系が点検により待機除外となる場合がある。この際に運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が機能喪失すると，原子炉除熱手段が確保できないため原子炉建屋内が蒸気雰囲気となり，原子炉建屋内に設置されている緩和設備に悪影響を与えることが考えられる。この場合においても，原子炉建屋外側ブローアウトパネルの開放等により原子炉建屋内の環境悪化を抑制することが可能である。なお，蒸気に含まれる放射性物質の量は，運転中の事故時と比べて非常に小さく，考慮不要である。また，原子炉建屋内の環境が悪化した場合においてもその影響を受けない重大事故等対策である，低圧代替注水系（常設），低圧代替注水系（可搬型）により原子炉へ注水することで，燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽を維持することができる。

POS		S	A	B1				B2				B3						B4						B5						B6						C1						C2						D																																					
定検日数		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82		
代表水位		通常水位												原子炉ウエル満水																								通常水位																																															
CRD点検																																																																																					
LPRM点検																																																																																					
除熱系	RHR-A																																																																																				
	RHR-B																																																																																				
注水系	CST-A																																																																																				
	CST-B																																																																																				
	HPCS																																																																																				
	LPCS																																																																																				
	LPCI-A																																																																																				
	LPCI-B																																																																																				
	LPCI-C																																																																																				
補機冷却系	RHRS-A																																																																																				
	RHRS-B																																																																																				
電源系	DG-2C																																																																																				
	DG-2D																																																																																				
	HPCS-DG																																																																																				
日数		1	2	5				3	14						8	12						13	8						9	7																																																							
使用可能緩和設備	除熱系	※1 RHR-A RHR-B	RHR-A				RHR-B	RHR-B						RHR-A RHR-B	RHR-A						RHR-A RHR-B	RHR-A						RHR-B	RHR-B																																																								
	注水系	※2 HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	LPCI-A CST-A				LPCI-B CST-A	LPCI-B CST-B						HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B CST-A CST-B						HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-A LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B						HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B	HPCS LPCS LPCI-B LPCI-C CST-A CST-B																																																								
		※1 RHR-A, RHR-B ※2 HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B																																																																																			
		□ : 運転 ◻ : 待機 ■ : 待機除外																																																																																			

第1図 停止時レベル1 PRAにおけるPOSの分類及び施設定期検査工程

第1表 各プラント状態における評価項目に対する影響（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）

プラント状態 (POS)	包絡事象	重大事故等対処設備等 ^{※1}	原子炉圧力容器の 開閉状態	運転停止中の評価項目		
				燃料有効長頂部の冠水	放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」及び「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡	未開放	POS-Aに比べて崩壊熱が高いため、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕(約4.2時間)は短い、有効性評価で考慮している操作開始時間(約2時間)で燃料損傷を防止できることから、POS-Aを想定した有効性評価の条件に包絡される。	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	POS-Aと同じ。
A	PCV/RPV開放への移行状態	—	未開放→開放	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。	有効性評価において評価項目を満足している。 (原子炉圧力容器は未開放状態から開放状態への移行状態であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できる。又は十分な遮蔽水位が確保されていることから、必要な遮蔽は確保される(添付資料5.1.7)。	有効性評価において評価項目を満足することを確認している。 燃料の取出・装置に関わる作業は「反応度の戻投入」に包絡。
B1	原子炉ウエル満水状態	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡 ^{※2}	開放	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、低圧代替注水系(常設)及び低圧代替注水系(可搬型)による原子炉への注水に加え、フルゲート開放時は代替燃料プール注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。	原子炉ウエル満水時は保有水量が多いため、遮蔽が維持される水位到達前に注水が可能である。 また、使用済燃料プールにおける放射線の遮蔽確保については「使用済燃料プール 想定事故1」に包絡される。	POS-Aと同じ。 燃料の取出・装置に関わる作業は「反応度の戻投入」に包絡。
B2		※2 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるため、崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)には包絡されないが、「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」の評価に代表される				
B3		「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡 ^{※3}				
B4	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」 「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	「残留熱除去系-A、B、C」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。 また、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え、フルゲート開放時は代替燃料プール注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
B5	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡 ^{※3}	「残留熱除去系-A」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、高圧炉心スプレイ系等による原子炉への注水に加え、フルゲート開放時は代替燃料プール注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
B6	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」 「全交流動力電源喪失 (POS-A)」及び「使用済燃料プール 想定事故1」を想定した有効性評価の条件に包絡	「残留熱除去系-A、B、C」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型) ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、保有水量が多いことから、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。 また、高圧炉心スプレイ系等による原子炉注水に加え、フルゲート開放時は代替燃料プール注水系(常設)及び代替燃料プール注水系(可搬型)による使用済燃料プールへの注水により、燃料有効長頂部の冠水は維持できる。			
C1	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」及び「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡	「残留熱除去系-A、B、C」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。			
C2	「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡 ^{※4}	「残留熱除去系-B、C」 ・高圧炉心スプレイ系 ・低圧炉心スプレイ系 ・低圧代替注水系(常設) ・低圧代替注水系(可搬型)	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなる。 崩壊熱除去機能喪失の発生により残留熱除去系の喪失となるが、POS-Aを想定した「全交流動力電源喪失」の有効性評価に包絡される。	原子炉圧力容器が未開放であり、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器及び気水分離器の遮蔽にも期待できることから、必要な遮蔽は確保される。 (添付資料5.1.7)	POS-Aと同じ。	
D	起動準備状態	「崩壊熱除去機能喪失 (POS-A)」及び「全交流動力電源喪失 (POS-A)」を想定した有効性評価の条件に包絡	未開放	POS-Aに比べて崩壊熱が低く、燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕は長くなるため、POS-Aを想定した有効性評価に包絡される。		

※1 重大事故等対処設備等のうち線が引いてあるものは、津波襲来時にも使用可能な設備

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における
基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、燃料有効長頂部が露出する水位又は放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

1. 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 1.1\text{h}$$

t_1 : 100℃に至るまでの時間 (h)

h_{100} : 100℃の飽和水の比エンタルピー (kJ/kg) = 419.10

h_{52} : 52℃の飽和水の比エンタルピー (kJ/kg) = 217.70

V_c : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m³) = 382

ρ_{52} : 52℃の水密度 (kg/m³) = 987

Q : 崩壊熱 (kW) = 18.8×10^3

2. 燃料有効長頂部又は放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間

崩壊熱(蒸発)によって燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_2 = \text{約 } 6.3\text{h}$$

$$t_2 = (h_s - h_{100}) \times V_{u1} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 5.2\text{h}$$

t : 燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間 (h)

t_2 : 100°C到達から燃料有効長頂部が露出する水位に至るまでの時間
(h)

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ (kJ/kg) = 2,675.57

V_{u1} : 燃料有効長頂部が露出する水位までの水の体積 (m³) = 156

崩壊熱 (蒸発) によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t' = t_1 + t_3 = \text{約 } 4.5\text{h}$$

$$t_3 = (h_s - h_{100}) \times V_{u2} \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 3.4\text{h}$$

t' : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

t_3 : 100°C到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

V_{u2} : 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積 (m³) = 104

なお、崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。

$$V_h = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100}) = \text{約 } 32\text{m}^3/\text{h}$$

V_h : 蒸発量 (m³/h)

ρ_{100} : 100°Cの水密度 (kg/m³) = 958

3. 必要な注水量

崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。

$$f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

f : 必要な注水量 (m^3/h)

ρ_f : 注水 (飽和水) の密度 (kg/m^3)

h_f : 注水 (飽和水) の比エンタルピー (kJ/kg)

水源がサプレッション・チェンバ (水温: 32°C) の場合及び代替淡水貯槽 (水温: 35°C) の場合の飽和水の密度, 飽和水の比エンタルピー及び必要注水流量の評価結果は第 1 表のとおりである。

第 1 表 各水源使用時における必要注水流量の評価結果

パラメータ	水源 サプレッション・ チェンバ	代替淡水 貯槽
飽和水の密度 (ρ_f) (kg/m^3)	995	994
飽和水の比エンタルピー (h_f) (kJ/kg)	134.11	146.64
必要注水流量 (f) (m^3/h)	約 26.7	約 26.9

4. 注水中の蒸発量

注水中の蒸発量は, 注水された水を 100°C に上昇させる熱を崩壊熱から差し引いた熱が蒸発に使われることを考慮して, 次の式で求める。

$$Q \times 3,600 = F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f) + S \times \rho_f \times (h_s - h_{100})$$

$$S = (Q \times 3,600 - F \times \rho_f \times (h_{100} - h_f)) / (\rho_f \times (h_s - h_{100}))$$

F : 注水流量 (m^3/h)

S : 注水中の蒸発量 (m^3/h) (ただし, $S \geq 0$)

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における
崩壊熱の設定の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉スクラムによる原子炉停止から1日（24時間）後^{*}の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に、施設定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

※ 原子炉停止から1日（24時間）後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.2時間となり、POS-Aに比べて時間余裕が約2時間短くなるが、「崩壊熱除去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後、「全交流動力電源喪失」における原子炉注

水開始準備が完了するのは事象発生から25分後であるため、燃料有効長頂部の冠水は維持される。

また、遮蔽維持水位到達までの時間余裕は、約2.8時間となり、P O S - A に比べて時間余裕が約1.7時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。

(添付資料5.1.7)

このように、崩壊熱の設定によっては原子炉注水及び現場作業員の退避の時間余裕に変動が生じるが、原子炉スクラムによる原子炉停止とし更に燃焼度を保守的に見積もっていること、及び原子炉注水までの時間余裕の評価では崩壊熱の減衰を考慮していないこと等、様々な保守性を含めた評価としていることから、本重要事故シナリオにおいて、原子炉注水が間に合わず燃料損傷に至る状況、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。このため、現場作業員の退避に係る教育状況、及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ、退避に要する時間の見積もりを行った。

2. 現場作業員への退避に係る教育状況

発電所構内で作業を実施する現場作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。

<教育内容>

- ・送受話器（ページング）等による退避指示への対応について
- ・管理区域への入退域方法について

<教育の実施時期>

- ・発電所への入所時

3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ

事故発生後、現場作業員は発電長の送受話器（ページング）による退避指示により、現場からの退避（管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする。）を行う。また、現場作業員全員の退避完了確認は、以下の2つの手段で行う。

- ・個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の入退域ゲートの境界に常駐）は、個人線量計の貸出状況により全現場作業員が管理区域内か

ら退城していることを確認し、災害対策本部に連絡する。

- ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、現場作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、作業担当部門に連絡する。作業担当部門の担当者は、自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し、災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。

なお、現場作業員は、2名以上の作業グループで作業を実施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の現場作業員からの救助により退避可能である。

4. 現場作業員の退避時間

現場作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②におけるE P Dゲートの通過が退避時間において律速となる。また、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、現場作業員は1時間で退避完了すると見積もった。

◎E P Dゲートの通過人数：26人／分（第24回施設定期検査実績）

◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,020人（第24回施設定期検査実績）

→1,020人 ÷ 26人／分 = 40分 → 1時間

第 1 表 現場作業員の退避時間内訳

	経過時間					
	10分	20分	30分	40分	50分	60分
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動						
②管理区域からの退域						
③退避の確認						
退避時間	↑ 保守的に 1時間とする					

5. 現場作業員の退避に係る環境影響評価

(1) 被ばく評価

現場作業員の退避は1時間以内に完了するため、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。

(2) 雰囲気温度評価

雰囲気温度が高くなる可能性がある格納容器内においては、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、現場作業員の退避に影響はない。

安定停止状態について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水により原子炉水位は回復し，炉心の冷却が維持される。

その後，残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え，原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し，原子炉安定停止状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能である。

（添付資料 2. 1. 2 別紙 1）

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時に
おける放射線の遮蔽維持について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における放射線の遮蔽維持について評価を行い、放射線の遮蔽維持（目安と考える 10mSv/h^* ）に必要な水位が維持されることを確認した。その結果を以下に示す。

また、放射線の遮蔽を検討する際、原子炉圧力容器開放作業の流れ、原子炉圧力容器等構造物、原子炉水位が重要となるため、それらを考慮した評価とした。

※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必ず必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時の原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。

1. 原子炉圧力容器開放作業の流れ

- ①原子炉圧力容器開放作業の開始前，コンクリートハッチ取外し，格納容器蓋取外し（第1図中の1，2・3，4）

原子炉を停止後，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）で除熱可能な圧力に減圧されるまでは，原子炉は主蒸気系を介して復水器によって除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱開始後，復水器による除熱を停止する。

これらの原子炉の冷温停止状態に向けた操作と並行して，コンクリートハッチ及び格納容器蓋取外し作業を実施する。

- ②原子炉圧力容器蓋取外し（第1図中の5）

原子炉が冷温停止状態になった後，原子炉の水位を徐々に上昇させ，原子炉圧力容器保温材及び原子炉圧力容器蓋取外しを行う（原子炉圧力容器開放時の水位はフランジ約0.5m下）。

- ③蒸気乾燥器取外し（第1図中の6）

水位を上昇させながら，蒸気乾燥器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（蒸気乾燥器は気中移動）。

- ④気水分離器取外し（第1図中の7）

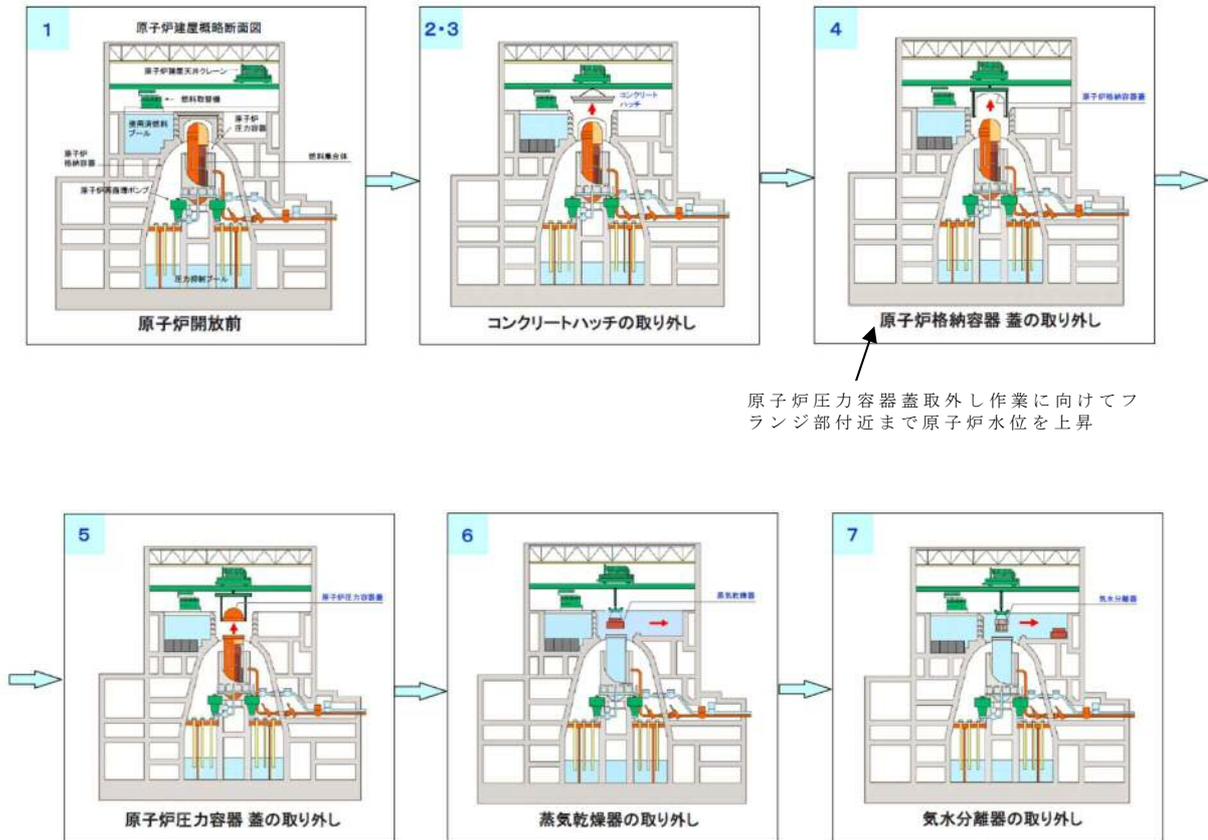
気水分離器をドライヤー気水分離器貯蔵プールへと移動する（気水分離器は水中移動）。

なお，原子炉起動に向けて実施する原子炉圧力容器閉鎖作業は原子炉圧力容器開放作業と逆の流れで作業を実施する。この状況においては，原子炉圧力容器開放作業時に比べ，原子炉停止後の冷却時間が長

く燃料の崩壊熱及び線源強度が小さくなる。そのため、放射線の遮蔽維持における影響は原子炉压力容器開放作業時に包絡される。

(添付資料 5.1.2)

<参考> 原子炉開放の流れ※



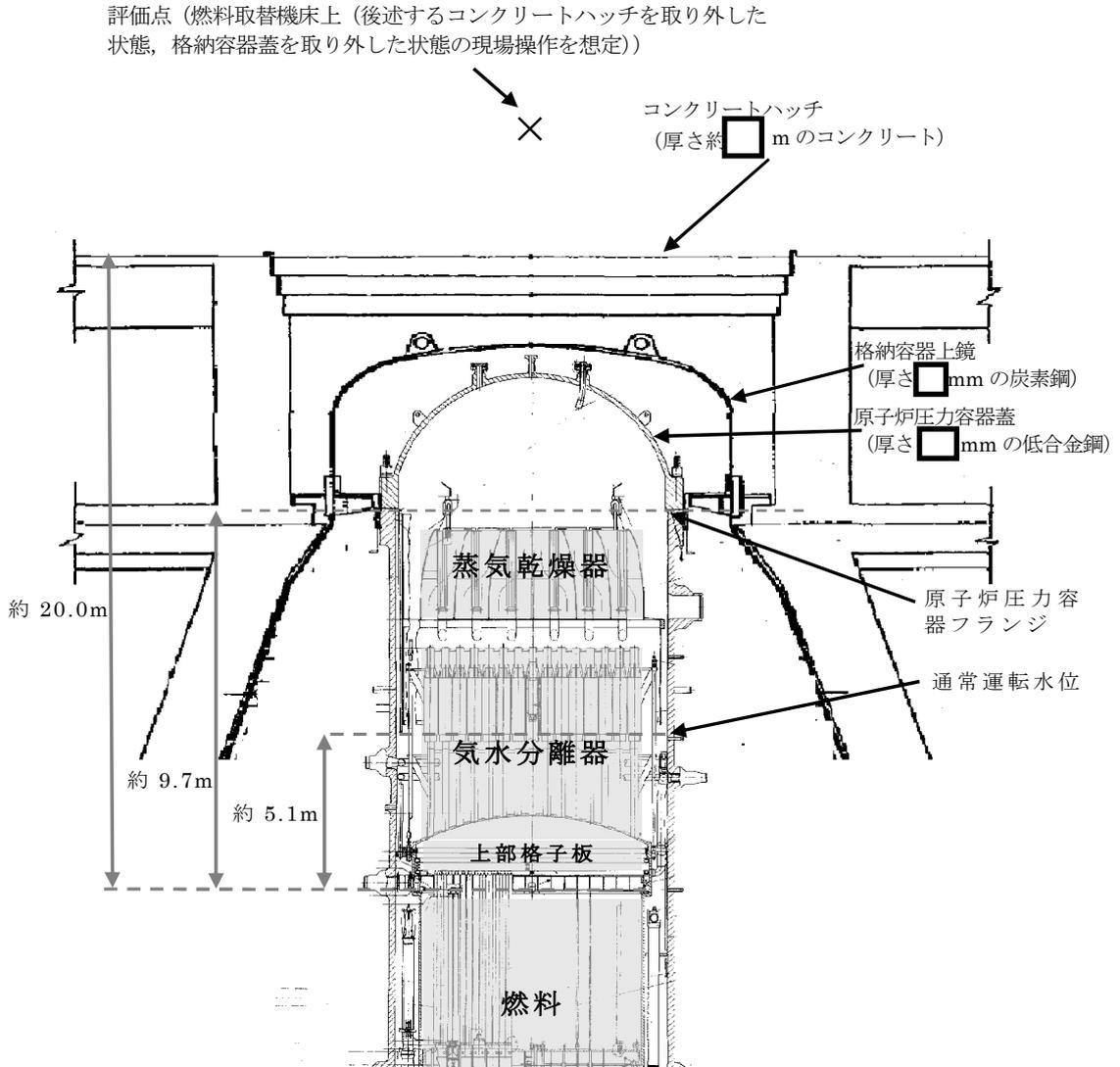
第 1 図 原子炉压力容器開放作業の流れ

※ <http://www.tepco.co.jp/nu/f2-np/handouts/j140528a-j.pdf>

東海第二発電所では蒸気乾燥器取外しが気中移動

2. 格納容器等構造物

原子炉圧力容器等構造物の概要について第2図に示す。



第2図 原子炉圧力容器等構造物の概要

3. 各状態における遮蔽維持について

原子炉圧力容器開放作業時の各状態における現場の放射線遮蔽について以下に示す。

①-1 原子炉圧力容器開放作業開始前 (第1図中の1)

原子炉運転中や原子炉停止直後等は図に示すように原子炉圧力容器

蓋が未開放状態であり、蒸気乾燥器、気水分離器等も炉内に存在する。炉心燃料等の線源からの放射線の多くはこれらに遮られ、原子炉建屋原子炉棟 6 階での線量率は十分小さくなる。また、この状態はコンクリートハッチ、格納容器蓋が未開放状態であり、後述する①-2 の状態に包含される*。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60 を線源とした時の 10cm の鉄の実効線量透過率は約 $8.2E-02$ 、155cm のコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1E-07$ である。

(参考 放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人 原子力安全技術センター)

①-2 コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し(第 1 図中の 2・3, 4)

コンクリートハッチ、格納容器蓋の開放後は、これらの遮蔽効果には期待できなくなり、期待できる遮蔽効果は、原子炉压力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器となる。この状態における通常運転水位時が①-1 及び後述する②、③を包含する最も厳しい状態であるため、この状態を線量率の評価対象とする。

②原子炉压力容器蓋取外し(第 1 図中の 5)

原子炉压力容器蓋開放時はフランジ約 0.5m 下まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉压力容器蓋開放作業を実施する。この際、原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また、保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は①-2 に比べて長くなる(約 1.4 時間程度)。このため、この状態

における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2 の評価に包絡される。

なお、原子炉圧力容器蓋取外し中に全交流動力電源喪失等の事故が発生した場合でも、原子炉圧力容器蓋を完全に移動させていなければ、原子炉圧力容器蓋による放射線の遮蔽に期待できる。

また、原子炉圧力容器開放時において全交流動力電源喪失の発生を仮定した場合も、原子炉水位をフランジより更に上昇させている可能性があることから、炉心燃料及び上部格子板からの放射線影響は後述する原子炉容器蓋開放時における原子炉水位と線量率の関係（添付資料 5.3.1）に包絡できる。

なお、蒸気乾燥器及び気水分離器からの放射線影響については、線源強度が大きくないこと、原子炉水位の低下により露出する蒸気乾燥器は通常作業でも気中移動させる設備であることから、これらの設備からの放射線影響はほとんどない。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

③蒸気乾燥器取外し（第 1 図中の 6）及び④気水分離器取外し（第 1 図中の 7）

蒸気乾燥器の取出しに合わせ、原子炉水位を上昇させていく状態であり、②の状態から更に保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は②に比べて更に長くなる。このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2 の評価に包絡される。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

4. 放射線の遮蔽維持に必要な水位

放射線の遮蔽維持に必要な水位（目安と考える 10mSv/h）は、3.での検討を踏まえ、「①-2 コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取

外し（第1図中の2・3, 4）」の状態を想定して評価を行った。

線量率の算出は、「添付資料4.1.3「水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率」の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコード(Ver1.04)を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。

評価点は燃料取替機床上^{*}とした。

※ 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋原子炉棟6階での操作を必ず必要な作業としていないため、線源に近い燃料取替機床上を代表としている。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料、上部格子坂、シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：炉心の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：約3.7m

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、エネルギー5群

○線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）

○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、9×9燃料(A型)の体積当たりの線源強度を式①で算出

$$\text{線源強度}(\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(\text{MeV}/(\text{W} \cdot \text{s})) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(\text{W}/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(\text{MeV}) \times \text{燃料集合体体積}(\text{cm}^3/\text{体})} \dots \textcircled{1}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間10⁶時間(約114年)と、東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に

関する本評価においても適用可能である。

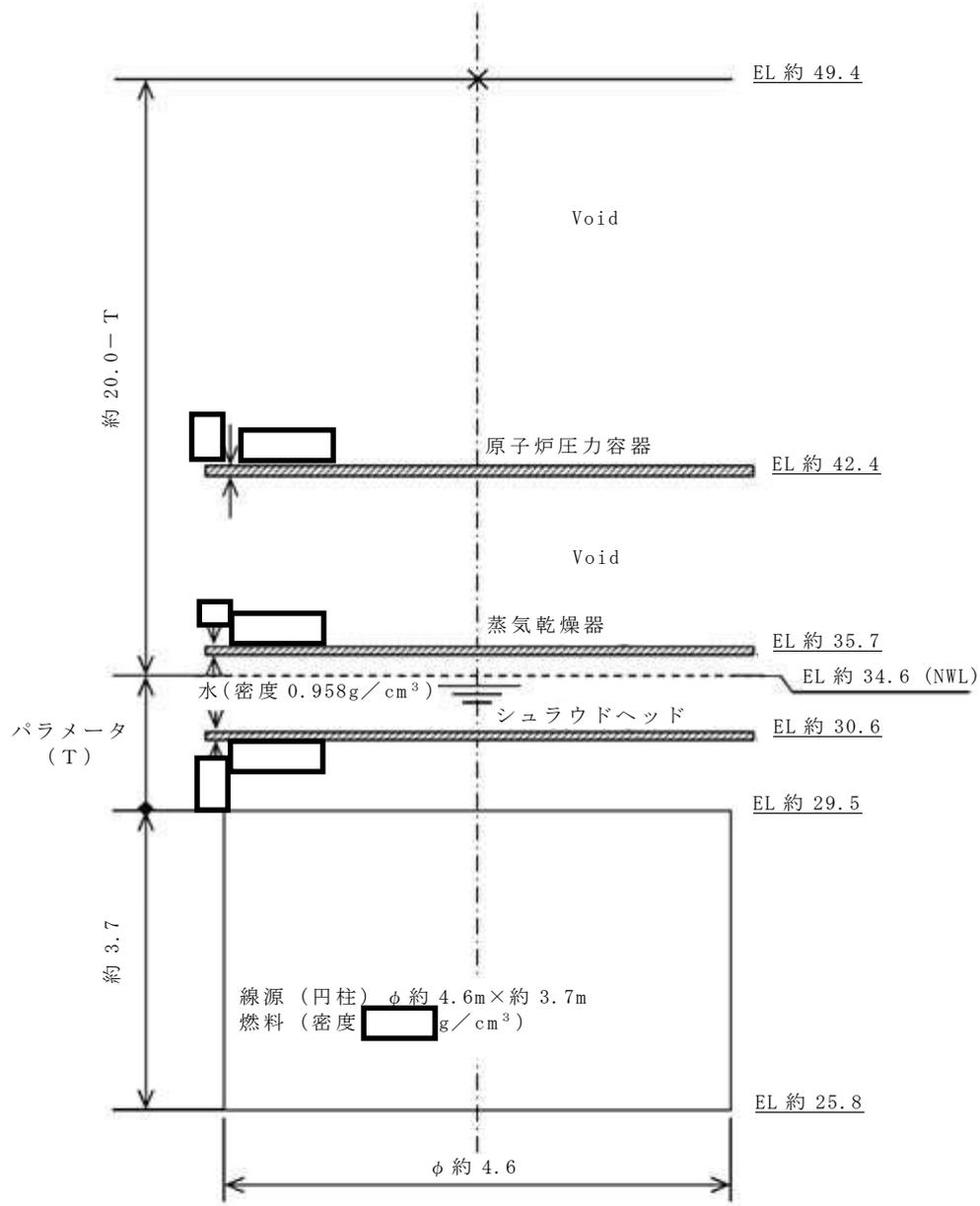
- ・燃料照射期間： 10^6 時間
- ・原子炉停止後の期間：停止 12 時間^{※2}（原子炉未開放状態での実績を考慮して設定した値）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW/体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積：約 $7.2E+04\text{cm}^3$ （9×9燃料（A型））

※1 Blizard E.P. and Abbott L.S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962”

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第3図に示す。また、式①で算出した体積当たりの線源強度を第1表に示す。



単位：m
 ×：評価点（燃料取替機床上）

第3図 燃料の線量率計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	9.6E+11
2.0	1.6E+11
3.0	4.6E+09
4.0	7.2E+07
5.0	1.9E+07

b. 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約0.4m

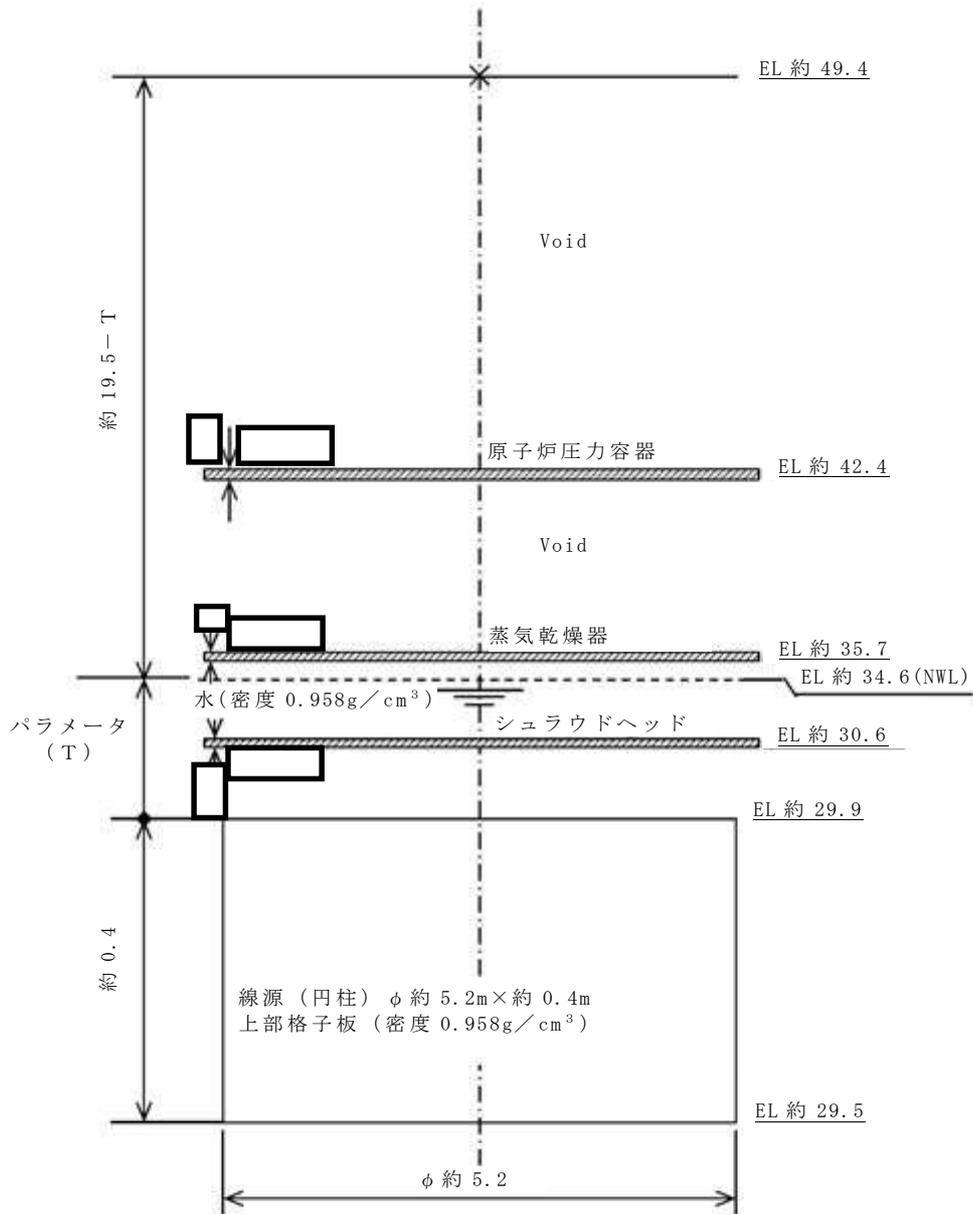
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用

○線源強度：機器表面の実測値（ Sv/h）より $7.3\text{E}+09\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出した。

線量計算モデルを第4図に示す。



単位：m
 ×：評価点（燃料取替機床上）

第 4 図 上部格子板の線量率計算モデル

c. シュラウドヘッド

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.2m^{*1}

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種Co-60を想定して1.5MeVとする。

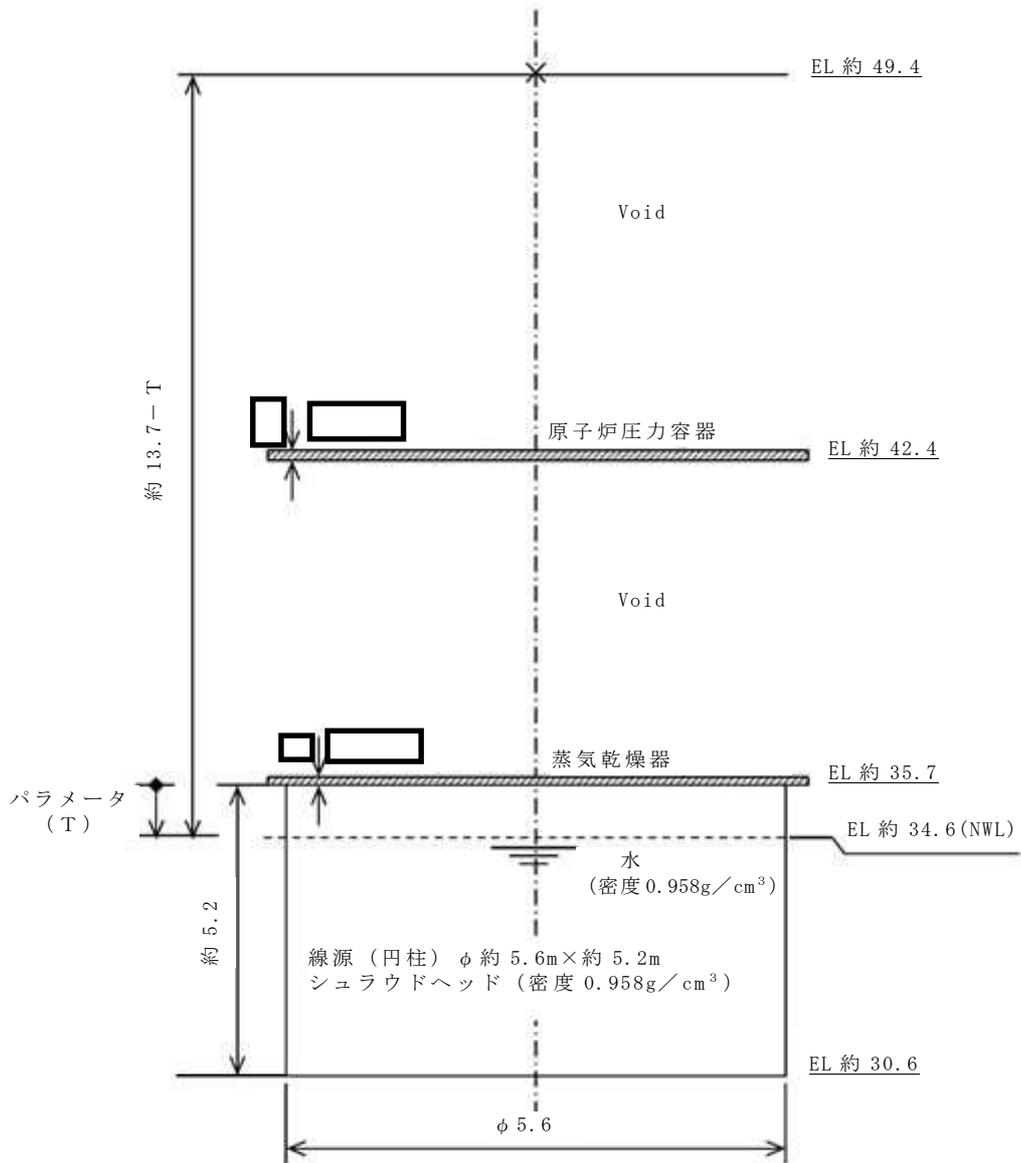
○線源材質：水と同等（密度0.958g/cm³*2）

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）^{*1}より6.7E+05Bq/cm³と算出した。

線量計算モデルを第5図に示す。

※1 シュラウドヘッドの線量率の計算モデルでは、気水分離器を線源に含めたモデルとしており、機器表面の実測値についても気水分離器からの寄与を含んでいる。

※2 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用



単位：m
 ×：評価点（燃料取替機床上）

第5図 シュラウドヘッドの線量率計算モデル

d. 蒸気乾燥器

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約5.5m

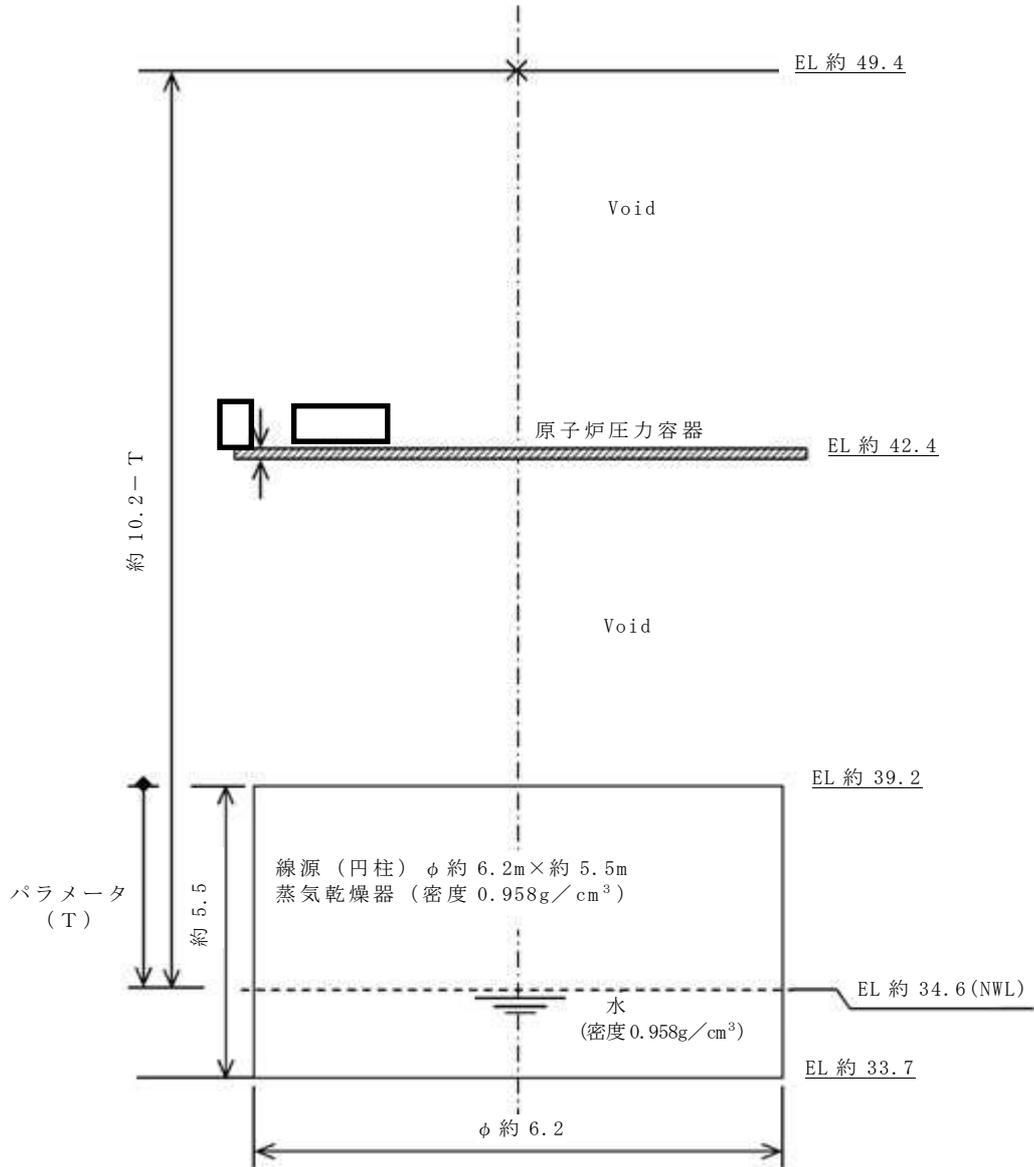
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から 100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を採用

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $2.7\text{E}+05$ Bq/cm³と算出した。

線量計算モデルを第6図に示す。



単位：m
 ×：評価点（燃料取替機床上）

第 6 図 蒸気乾燥器の線量率計算モデル

(2) 遮蔽物の評価モデル

原子炉内の冷却材以外に放射線を遮蔽する構造物として、原子炉圧力容器蓋、蒸気乾燥器、シュラウドヘッドをモデル化した。なお、蒸気乾燥器及びシュラウドヘッドは構造が複雑であり、放射線の遮蔽物を平均化したモデルとするストリーミング（放射線漏れ）の影響により非保守的な評価となるため、線源を覆うような構造物のみ遮蔽物として考慮した。

a. 原子炉圧力容器蓋

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ : mm (圧力容器蓋の最薄部厚さ)

線源材料 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※ 原子炉圧力容器鋼板 の密度は、同等である で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～6 図に示す。

b. 蒸気乾燥器

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ : mm (フード部の最薄部厚さ)

線源材料 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※ 蒸気乾燥器の材質 の密度は、同等である で代表した

線量率計算モデル（遮蔽）を第 3～5 図に示す。

c. シュラウドヘッド

遮蔽物形状 : 円柱遮蔽物としてモデル化

遮蔽物の高さ : mm (シュラウドヘッドの厚さ (スワラによる

遮蔽も考慮))

線源材質 : 平板 (密度 g/cm³) ※

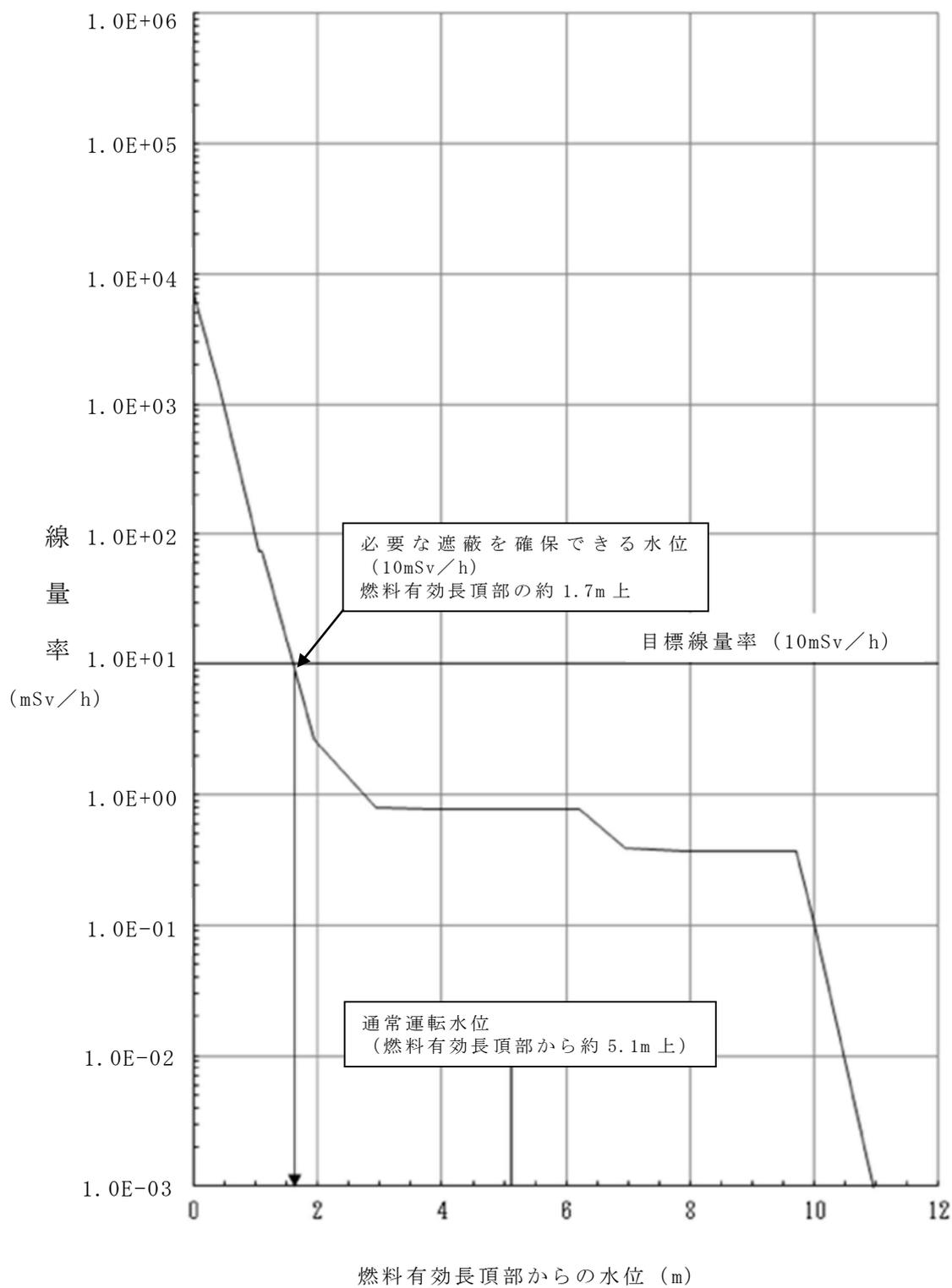
※ シュラウドヘッドの材質 の密度は、同等である
 で代表した

線量率計算モデル (遮蔽) を第 3, 4 図に示す。

(3) 現場の線量率の評価結果

(1), (2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h) は、「燃料有効長頂部の約 1.7m 上」とした。



第 7 図 原子炉水位と線量率

(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさを踏まえ、原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。

その結果、原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間 (2 時間)、全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間 (25 分) に対して十分な余裕があることを確認した。

第 2 表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の
算出条件及び算出結果

算出条件			算出結果	
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕
12 時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約 22.4MW	約 2.8 時間	約 4.2 時間
24 時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約 18.8MW	約 4.5 時間	約 6.3 時間

5. 事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。事象発生時、作業員は、当直発電長の送受話器 (ページング) による退避指示により現場からの退避を開始し、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1 時間程度である。また、運転員は作業員の退避が完了した

ことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。

一旦避難指示が出ると管理区域内への入域制限が実施されるため、作業員は緊急作業を除き現場の安全性が確認される前に再入域することはない。

(添付資料 5.1.5)

6. 原子炉隔離時冷却系による注水について

原子炉隔離時冷却系（以下「R C I C」という。）の設計として、作動には約 1.04MPa[gage]以上の原子炉圧力を必要としており、停止時の原子炉の初期圧力は大気圧程度まで低下しているため、評価において R C I C による注水に期待していない。ただし、有効性評価で想定しているような原子炉未開放状態において事象進展とともに原子炉の圧力が上昇し、R C I C による注水が可能となることが考えられる。なお、R C I C の点検の準備として弁の電源等に隔離操作を実施していることも考えられるが、これらの事故時に R C I C での注水を必要とした際は、運転員がただちに復旧を実施することが可能であるため、R C I C の使用の問題とならない。

7. まとめ

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失で想定する原子炉停止 1 日後において、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水開始までの時間（2 時間）、全交流動力電源喪失時の注水準備完了までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。

また、評価条件の不確かさを考慮して原子炉停止 12 時間後、原子炉初期水温 100℃の状態を想定した場合でも、P O S - A に比べて約 1.7

時間短くなるものの、放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
燃料の崩壊熱	約 18.8MW ANSI/ANS-5.1-1979 (9×9 燃料 (A 型), 原子炉停止 1 日後)	約 18.8MW 以下	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWD/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 設定停止後の時間については、停止後の時間を短くとり、崩壊熱が厳しくなるように 1 日後の状態を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	
原子炉水温	52℃	約 47℃～ 約 58℃※1 (実績値)	原子炉停止 1 日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため、その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から +126 cm）	通常運転水位 (通常運転水位 ±10cm 程度) (実績値)	原子炉停止 1 日後の水位から保守性を持たせた値	最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

※1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧※2	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	燃料の容量	約800kL	約800kL以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	最確条件とした場合は、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事象発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象、安全機能の喪失に対する仮定	残留熱除去系機能喪失	—	運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障を想定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	事故事象毎	外部電源の有無は事象進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定。外部電源が喪失する時間を事象発生1時間後（1時間ごとの中央制御室の巡視により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止を確認する時間）とすることにより、事象発生時の認知の観点で厳しい想定とする。	<ul style="list-style-type: none"> 事象認知前：外部電源がない場合は崩壊熱除去機能喪失の認知が早まるため、運転員等操作の開始時間は早くなる。 事象認知後：外部電源がある場合は、必要な運転員等操作が少なくなるため、運転員等操作の完了時間が早くなる。 	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※2 原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（3/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	
	評価条件	最確条件				
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m ³ /h	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約43MW以上（原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による注水操作	事象発生から約2時間後	<p>残留熱除去系の機能喪失に伴う以上の認知及び現場操作の実績等を基に、さらに余裕を考慮して設定</p>	<p>崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くなる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間が約6.3時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は2時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p>	<p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に必要な操作は、所要時間を6分と想定しているところ、訓練実績では約4分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

添付5.1.8-4

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（2/2）

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	事象発生から3時間45分後	状況判断，逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持操作，原子炉保護系電源の受電操作，及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	—	—	—	残留熱除去系（低圧注水系）により，原子炉への注水を実施していることから，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱には時間余裕がある。	所要時間を36分と想定しているところ，訓練実績では，約20分である。想定で意図している運転操作が実施可能なことを確認した。

7 日間における燃料の対応について
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から 7 日間燃料を消費するものとして
評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2 台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 484.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kL であり、7 日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1 台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2 台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2 台 (運転台数) = 約 141.2kL		
緊急時対策所用発電機 1 台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1 台 (運転台数) = 約 70.0kL	7 日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kL であり、7 日間の対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機 1 台であるが、保守的にディーゼル発電機 2 台の起動を仮定した。

※2 事故収束に必要なではないが、保守的に起動を仮定した。

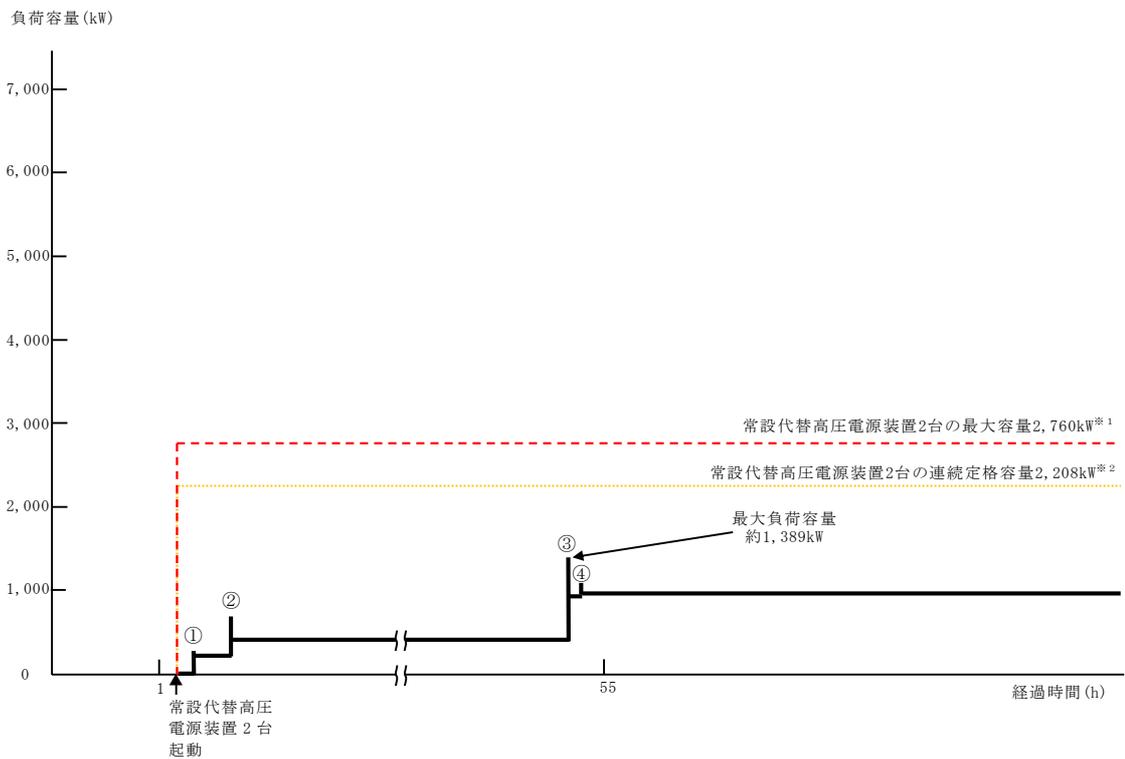
※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置 2 台で確保することを仮定した。

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 崩壊熱除去機能喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高圧電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約 120 約 97	約 245	約 217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約 702	約 407
③	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,389	約921
④	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,030	約951



常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ

※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
 ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)

5.2 全交流動力電源喪失

5.2.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋直流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では，原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失することにより，原子炉の注水機能及び除熱機能が喪失することを想定する。このため，燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，全交流動力電源が喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，全交流動力電源に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，運転員が異常を認知して，常設代替交流電源設備による電源供給，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を行うことによって，燃料損傷の防止を図る。また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより，原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として常設代替交流電源設備による給電手段、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.2-1 図に、手順の概要を第 5.2-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）19 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 10 名である。

必要な要員と作業項目について第 5.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、19 名で対処可能である。

a. 全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認

原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量である。

b. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備及び低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。

c. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が上昇することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による原子炉水温の上昇を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力容器温度である。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する。また、常設低圧代替注水系ポンプ1台を手動起動し、原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位を通常運転水位付近に維持する。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）及び低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）等である。

e. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復

常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が

完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水ポンプ1台を起動後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転を再開する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転の再開を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。

5.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

なお、「5.1.1 崩壊熱除去機能喪失」で考慮している事故シーケンス（残留熱除去系の故障（RHR S喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗）は、事象進展が同様なので併せて本重要事故シーケンスにおいて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。

本評価で想定するプラント状態においては、崩壊熱、原子炉冷却材及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケ

ンスにおける運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(添付資料 5.1.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2-2 表に示す。また，主要な評価条件について，本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉压力容器の状態

原子炉压力容器の未開放時について評価する。原子炉压力容器の開放時については，燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から，未開放時の評価に包絡される。

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は，ANSI/ANS-5.1-1979 の式に基づくものとし，また，崩壊熱を厳しく見積もるために，原子炉停止 1 日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約 19MW である。

なお，崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約 $32\text{m}^3/\text{h}$ である。

(添付資料 5.1.3, 5.1.4)

(c) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし，また，原子炉水温は 52°C とする。

(d) 原子炉圧力

原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また，事象発生後において，水位低下量を厳しく見積もるために，原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする*。

※ 実操作では低圧代替注水系（常設）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり，低圧代替注水系（常設）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べ小さくなるため，原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。

b. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として，送電系統の故障等によって，外部電源を喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し，全交流動力電源を喪失するものとする。また，残留熱除去系海水系の機能喪失を重畳させるものとする。

(c) 外部電源

外部電源は使用できないものと仮定する。起回事象として，外部電源を喪失するものとしている。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 低圧代替注水系（常設）

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量は，蒸発量に応じた注水流量として $27\text{m}^3/\text{h}$ とする。

(b) 緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）

伝熱容量は熱交換器 1 基当たり約 24MW（原子炉冷却材温度 100°C ，

海水温度 32℃において) とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

- (a) 事象発生 21 分までに中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備によって交流電源の供給を開始する。
- (b) 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は事象発生 25 分までに完了するが，原子炉注水操作は原子炉水位が低下し始める約 1.1 時間後から開始する。
- (c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は軸受等の冷却が必要となるため，緊急用海水系の準備が完了する事象発生 4 時間 10 分後から開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第 5.2-4 図に，原子炉水位と線量率の関係を第 5.2-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後，全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し，約 1.1 時間後に沸騰，蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し，事象発生から約 1.1 時間後以降は，低圧代替注水系（常設）により蒸発量に応じた注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができる。

事象発生から 4 時間 10 分経過した時点で，緊急用海水系を用いた残留

熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.2-4 図に示すとおり、蒸発量に応じた注水を実施することによって原子炉水位を通常運転水位付近に維持することができ、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.2-5 図に示すとおり、必要な遮蔽※が維持される水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。

事象発生 25 分後から、常設代替交流電源設備により電源を供給された低圧代替注水系（常設）の安定した原子炉注水を継続することから、長期的に原子炉圧力容器及び格納容器の安定状態を継続できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。全交流動力電源喪失における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6

階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時の原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.5m 下）の位置である。

（添付資料 5.1.5, 5.1.7, 5.2.1）

5.2.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替交流電源設備による受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、評価

項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52℃ に対して最確条件は約 47℃～約 58℃ であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃ かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとし

て、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、

原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2 時間となることから、評価条件である原子炉停止 1 日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水温は、評価条件の 52°C に対して最確条件は約 47°C ～約 58°C であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100°C かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8 時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52°C かつ原子炉停止から 1 日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条

件は通常運転水位に対してゆらぎがあり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるが、原子炉水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる*。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

※ 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」

の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作については実態の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であることから、運転員等操作開始時間に与える影響は小さい。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作は、原子炉水位が低下し始める事象発生から約1.1時間後に開始する。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉水位を監視しながら原子炉注水操作を実施するため、原子炉水温の上昇が放熱等の影響により緩やかとなり、沸騰による原子炉水位低下の開始時間が遅れた場合には原子炉注水開始時間が遅れるが、他の並列操作はないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から4時間10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電並びに低圧代替注水系

(常設) による原子炉注水準備操作及び原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作時間は評価上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、操作開始時間は評価上の想定より早まる可能性があるが、原子炉への注水をすでに実施していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水操作は、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 6.3 時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間が約 1.1 時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による原子炉除熱操作は、事象発生 4 時間 10 分後の操作であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。仮に、操作が遅れる場合は、低圧代替注水系（常設）による原子炉への注水は継続する。

(3) ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.2.2, 5.2.3)

5.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7 日間の対応を考慮すると、合計約 90m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³の水量を保有している。これにより、注水によって代替

淡水貯槽を枯渇させることなく、必要な水量が確保可能であり、7日間の継続実施が可能である。

(添付資料 5.2.4)

b. 燃 料

常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約 352.8kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約 70.0kL の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約 75kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。

(添付資料 5.2.5)

c. 電 源

常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約 3,276kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 5 台）の連続定格容量は約 5,520kW であり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、

不要な直流負荷の切離しを行うことにより、24時間の直流電源供給が可能である。

(添付資料 5.2.6)

5.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替交流電源設備による交流電源供給手段、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

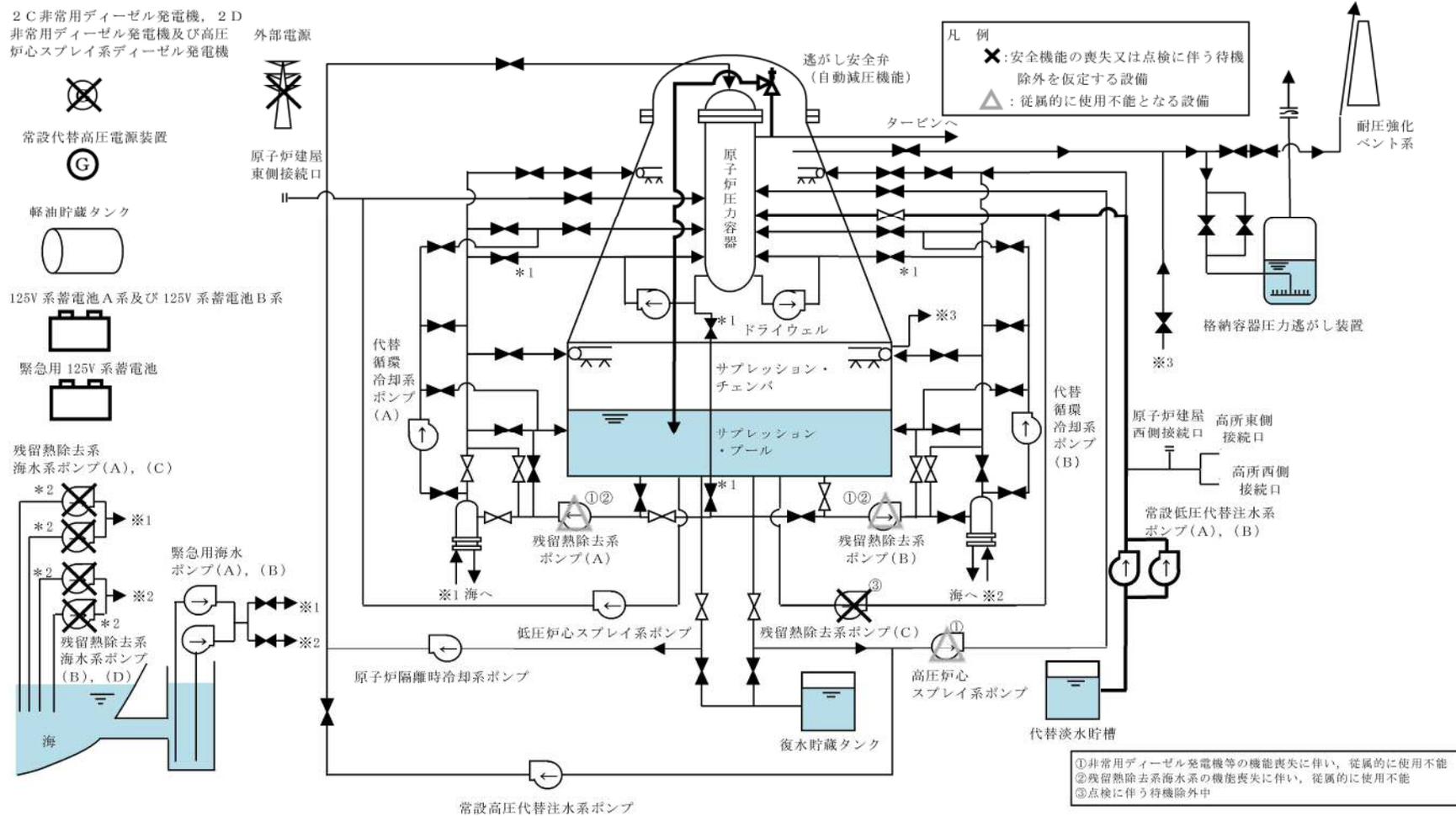
上記の場合においても、常設代替交流電源設備による交流電源供給、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

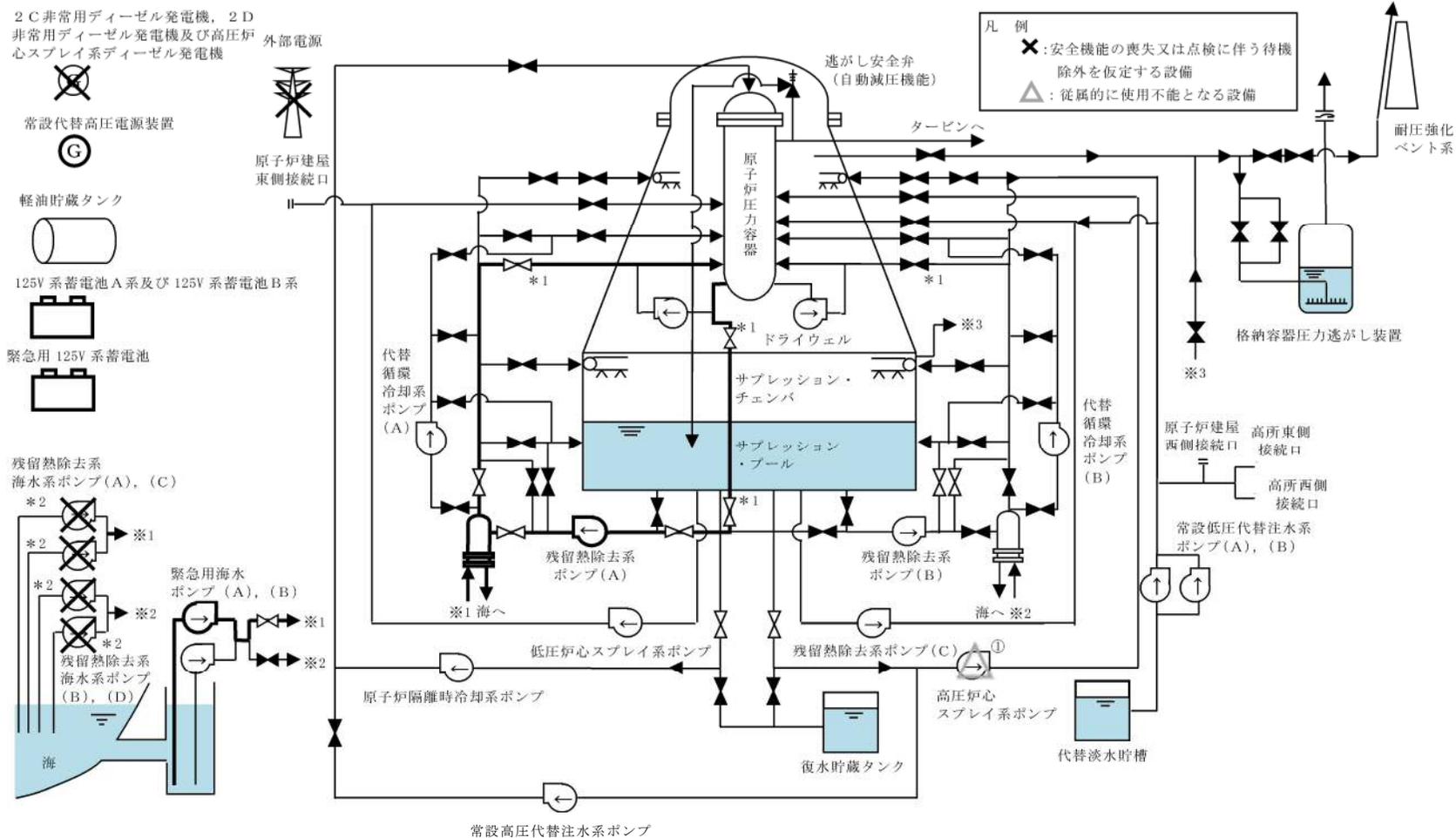
重大事故等対策時に必要な要員は，災害対策要員にて確保可能である。また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は，選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき，事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。



- *1 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁
- *2 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障（RHR喪失）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重量させるものとする

第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/2）
（原子炉減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）

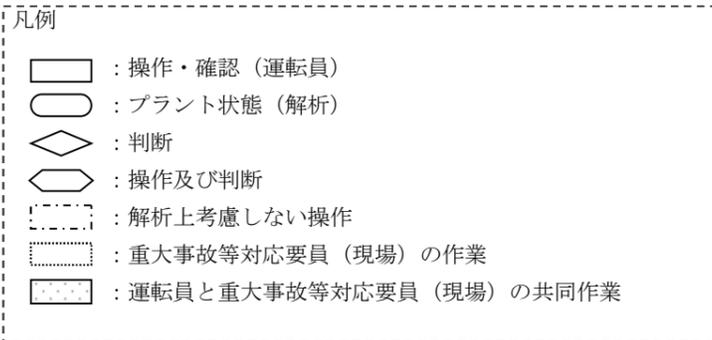


- *1 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁
- *2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) の事故シーケンスグループに含まれる「残留熱除去系の故障 (RHR S 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シーケンスの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重量させるものとする

①非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能

第 5.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)

- プラント前提条件
- ・原子炉の運転停止 1 日目
 - ・原子炉圧力容器未開放
 - ・格納容器開放
 - ・残留熱除去系 (A)：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - ・残留熱除去系 (B)：低圧注水系の状態で待機中
 - ・残留熱除去系 (C)：点検に伴い待機除外中
 - ・非常用ディーゼル発電機等：待機中
 - ・原子炉水位は通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)

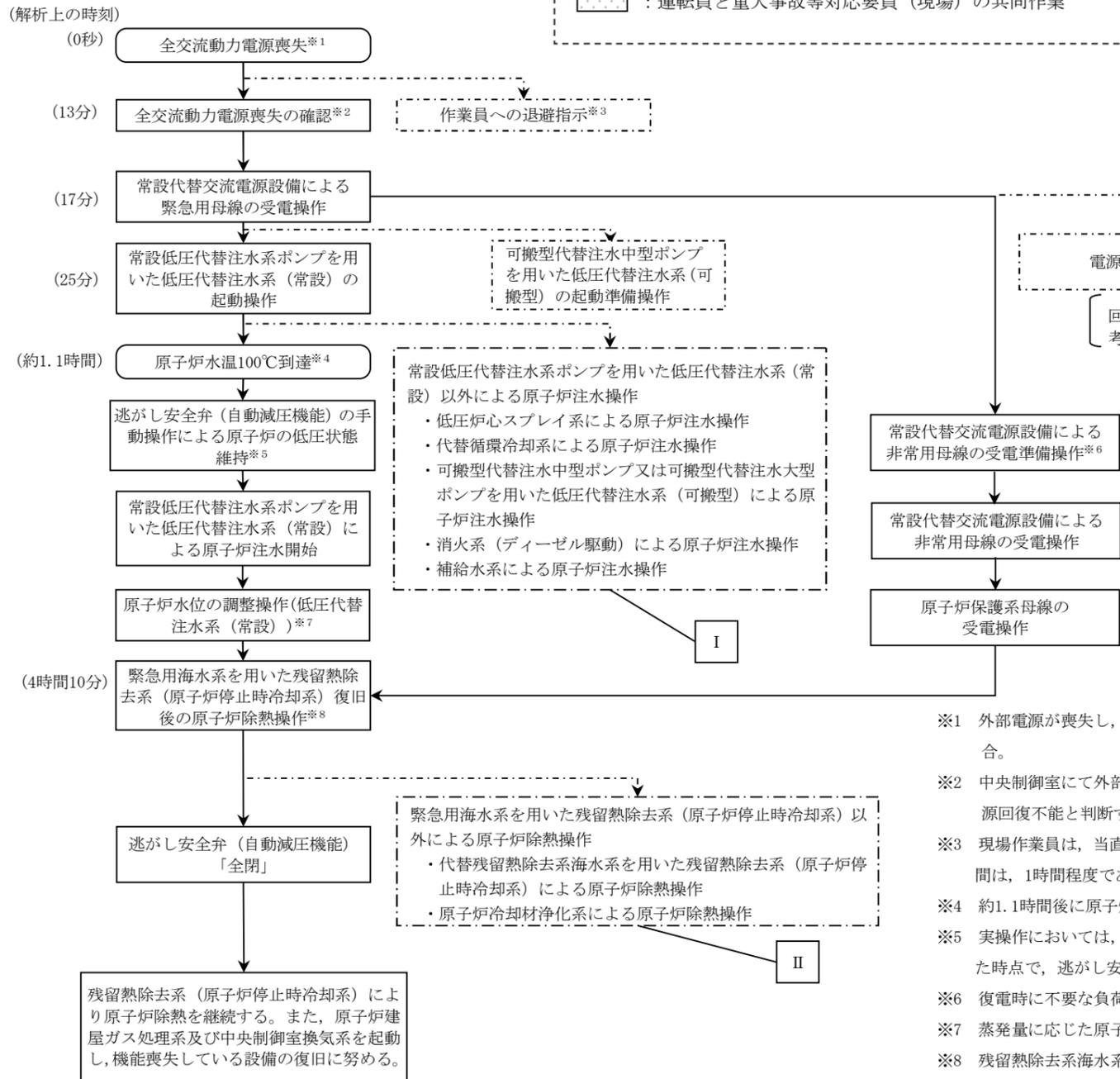


【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I
低圧炉心スプレイ系による原子炉注水、及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる。代替循環冷却系、可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型)、消火系 (ディーゼル駆動) 及び補給水系による原子炉注水も可能である。

II
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる。代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

III
電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

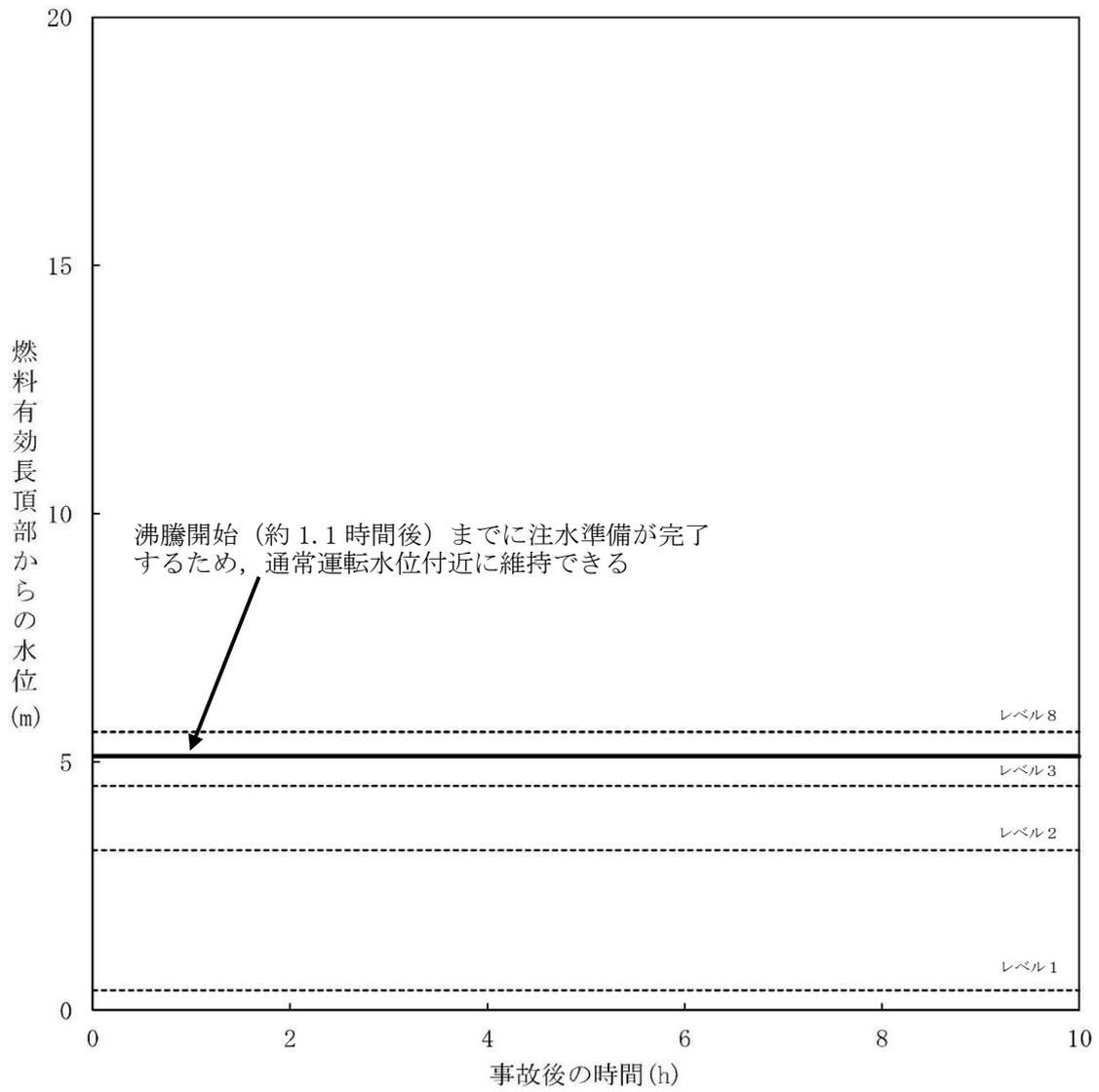


- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、非常用高圧母線 (6.9kV) が使用不能となった場合。
- ※2 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線 (6.9kV) の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長の送受話器 (ページング) による退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。
- ※4 約1.1時間後に原子炉水温が100°Cに到達する。
- ※5 実操作においては、作業員の退避後に操作を実施するが、解析上、原子炉の水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉水温が100°Cに到達した時点で、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※6 復電時に不要な負荷が起動するのを防止するための負荷切離しを含む。
- ※7 蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。
- ※8 残留熱除去系海水系の起動に失敗した後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転を開始する。

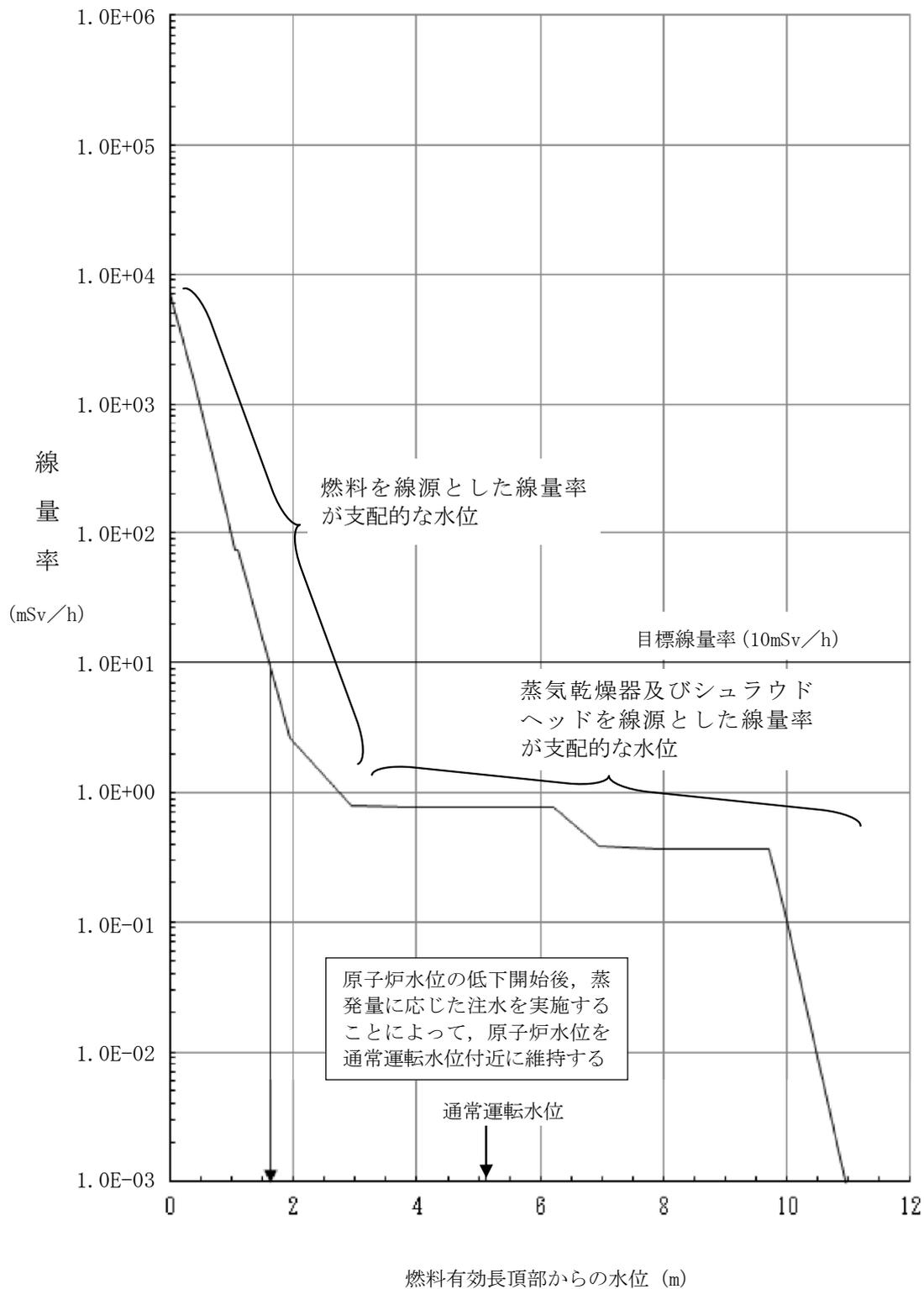
第 5.2-2 図 全交流動力電源喪失の対応手順の概要

運転停止中 全交流動力電源喪失					経過時間 (時間)					備考		
					0	1	2	3	4		5	55
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	事象発生 ▼ 約 10分 プラント状況判断 ▼ 約 13分 全交流動力電源喪失の確認 ▼ 25分 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) 準備完了 ▼ 約 1.1時間 原子炉水温 100℃到達 ▼ 4時間 10分 緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 操作開始							
	責任者	当直発電長	1人		中央監視 運転操作指揮							
	補佐	当直副発電長	1人		運転操作指揮補佐							
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人		初動での指揮 発電所内外連絡							
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)			重大事故等対応要員 (現場)							
状況判断	1人 A	-	-	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	10分							
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗) ●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分 2分							
作業員への退避指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への退避指示			60分以内に退避完了					
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分							
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作					適宜実施			
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作 ●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分 3分							
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作	【1人】 A	-	-	●非常用母線の受電準備操作 (中央制御室)			35分					
	-	2人 B, C	-	●非常用母線の受電準備操作 (現場)			75分					
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉の低圧状態維持	【1人】 A	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 1個の手動開放操作			1分					
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の調整操作						原子炉水位を通常運転水位付近に維持		
常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作			8分 5分					
原子炉保護系母線の受電操作	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧準備操作			10分					
	-	【2人】 B, C	-	●原子炉保護系母線の復旧操作 (現場)					105分			
	【1人】 A	-	-	●原子炉保護系母線の復旧操作 (中央制御室)			10分					
緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) 復旧後の原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動準備操作					6分			
				●残留熱除去系海水系の手動起動操作 (失敗)				4分				
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作					20分			
				●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱の起動操作					6分			
				●残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱状態の監視					適宜実施			
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作					適宜実施	15分		
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	-	-	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作			170分					
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	10人 a~j									

第 5.2-3 図 全交流動力電源喪失時の作業と所要時間



第5.2-4図 原子炉水位の推移



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率

第 5.2-1 表 全交流動力電源喪失における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）停止確認	原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止による崩壊熱除去機能が喪失する。	—	—	残留熱除去系系統流量*
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転停止により原子炉水温が 100℃に到達することから、原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1 個を開操作する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による緊急用母線への交流電源供給を開始する。また、常設低圧代替注水系ポンプ 1 台を手動起動し、原子炉水位の低下時は低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） 代替淡水貯槽水位
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転による崩壊熱除去機能回復	常設代替交流電源設備から非常用高圧母線への交流電源供給の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系ポンプ 1 台を起動後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転を再開する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 軽油貯蔵タンク 125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	—	残留熱除去系系統流量* 残留熱除去系熱交換器入口温度* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（1/2）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	燃料の崩壊熱	約18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止1日後 ^{※1})	平衡炉心燃料の平均燃焼度33Gwd/t ^{※2} を基にANSI/ANS-5.1-1979にて算出した原子炉停止1日後の崩壊熱として設定
	原子炉水位	通常運転水位(セパレータスカート下端から+126cm)	原子炉停止1日後の水位から保守性を持たせた値
	原子炉水温	52℃	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)にて冷却されているため、その設計温度である52℃を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉停止1日後の実績を考慮して設定
	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統の故障等によって、外部電源が喪失するものとして設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
		残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定
外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	

※1 原子炉停止から1日後とは、全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入完了及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定

第 5.2-2 表 主要評価条件（全交流動力電源喪失）（2/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等機器対条件に 関連する	低圧代替注水系（常設）	27m ³ /hで原子炉注水	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）	熱交換器1基当たり約24MW（原子炉冷却材温度100℃，海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき，過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
重大事故等対策に 関連する 操作条件	常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備操作	事象発生から 25 分後	常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作の完了後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作に要する時間を考慮して設定
	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	事象発生から約 1.1 時間後	原子炉水位が低下する前に低圧代替注水系（常設）の準備操作が完了できるため，原子炉水位が低下し始める時間を原子炉注水操作を開始する時間に設定
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作	事象発生から 4 時間 10 分後	常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作の完了後，緊急用海水系及び残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定

安定停止状態について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

運転停止中の全交流動力電源喪失時の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

常設代替交流電源設備により緊急用母線への交流電源の供給を開始した後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じて原子炉注水を実施することによって，原子炉水位を通常運転水位付近で維持することにより，炉心の冷却が維持される。

その後，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

（添付資料2.1.2 別紙1）

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の崩壊熱	約 18.8MW (9×9燃料(A型), 原子炉停止後1日)	約 18.8MW 以下	平衡炉心燃料の平均燃焼度 33GWd/t を基に ANSI/ANS-5.1-1979 にて算出した値 設定停止後の時間については、停止後の時間を短くとり、崩壊熱が厳しくなるように1日後の状態を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8時間、燃料有効長頂部到達まで約 4.2時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、本時間に対して作業員が現場から退避するまでの時間及び原子炉注水までの時間は確保されているため放射線の遮蔽は維持され、原子炉水位が燃料有効長頂部を下回ることはいないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉水温	52℃	約 47℃～ 約 58℃ ^{※1} (実績値)	原子炉停止1日後の実績を踏まえ、原子炉は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）にて冷却されているため、その設計温度である 52℃を設定	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から12時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.8時間となることから、評価条件である原子炉水温が 52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。
	原子炉水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から約 5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位±10cm程度) (実績値)	原子炉停止初期の通常運転水位付近にある状態を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より低くなる場合があるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなる場合があるが、注水操作や給電操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

※1 過去のプラント停止操作実施時の全制御棒全挿入から約 24 時間経過後の原子炉水温の実績データ。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（2/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉圧力	大気圧	大気圧※ ²	原子炉停止から1日後の原子炉圧力を想定	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作や給電操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	事故事象毎	炉心の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。	原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	外部水源の温度	35℃	35℃以下	原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、原子炉注水後の原子炉水位の回復が速くなることが考えられるが、常設代替交流電源設備からの受電操作や原子炉への注水操作は水源の温度に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合には、評価条件で設定している水温よりも低くなる可能性があり、原子炉注水後の原子炉水位の回復が早くなることが考えられ、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	外部水源の容量	4,300m ³	4,300m ³ 以上 (代替淡水貯槽)	代替淡水貯槽の管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、水源は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

※2 原子炉停止直後や原子炉圧力容器耐圧試験実施時等の特殊な場合を除く。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（3/3）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
重大事故等対策に関連する事故条件	起因事象	外部電源喪失	—	送電系統の故障等によって、外部電源を喪失するものとするものとして設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失 残留熱除去系海水系の機能喪失	—	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定 また、残留熱除去系海水系の機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合を包含する条件として設定		
	外部電源	外部電源なし	—	起因事象として、外部電源が喪失するものとして設定		
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）の原子炉注水流量	27m ³ /h	27m ³ /h	崩壊熱による蒸発量に応じた原子炉注水流量を設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱量	熱交換器1基当たり約24MW （原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器1基当たり約24MW以上 （原子炉冷却材温度100℃、海水温度32℃以下において）	熱交換器の設計性能に基づき、残留熱除去系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	—

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作:事象発生から25分後	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復ができない場合，早期の電源回復不可と判断し，これにより常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の準備を開始する手順としている。事象判断の時間として10分を想定しており，全交流動力電源喪失時に交流電源及び注水手段の確保の必要性を認知することは容易であることから，認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり，運転員は中央制御室に常駐していることから，操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり，移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 操作所要時間は1分単位で設定しており，実際の操作時間は評価上の想定時間よりも早くなることから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作時に，他の並列操作はないことから，操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤の操作スイッチによる簡単な操作であり，誤操作は起こりにくいことから，誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作は，常設代替交流電源設備からの受電操作後に実施するため，受電操作の影響を受けるが，実際の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であり，操作開始時間に与える影響は小さい。	実際の操作開始時間は評価上の設定とほぼ同等であることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。	原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間，通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間であり，これに対して全交流動力電源喪失を認知して注水準備を完了するまでの時間は25分であることから，時間余裕がある。	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作は，所要時間を3分と想定しているところ，訓練実績では約3分である。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（2/2）

項目		評価条件（操作条件）		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作	事象発生から4時間10分後	状況判断，全交流動力電源喪失の判断，常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作，常設代替交流電源設備による非常用母線の受電準備操作，常設代替交流電源設備による非常用母線の受電操作，原子炉保護系母線の受電操作，及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱操作に要する時間を考慮して設定	—	—	—	常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により，原子炉への注水を実施していることから，緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作には時間余裕がある。	緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作は，所要時間を36分で想定しているところ，訓練では約27分で実施可能であることを確認した。想定で意図している運転操作が実現可能なことを確認した。

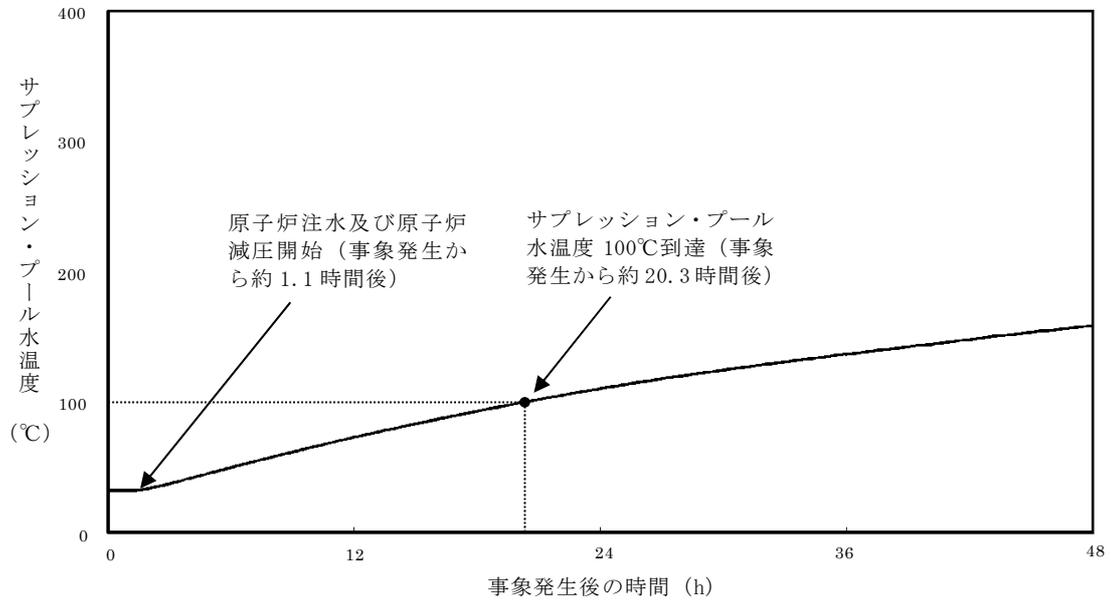
運転停止中の全交流動力電源喪失時における
サブプレッション・プール水への影響について

運転停止中において全交流動力電源喪失が発生し、崩壊熱除去機能が喪失した場合は、崩壊熱除去機能を回復するまでの間、原子炉注水及び原子炉減圧により原子炉水位を維持する。原子炉減圧の実施の際は、原子炉内の熱量がサブプレッション・プールへと移行するため、サブプレッション・プール水の温度が上昇する。

運転停止中において全交流動力電源喪失が喪失した際の評価として、原子炉水温が 100℃に到達した時点（事象発生から約 1.1 時間後）から、常設代替交流電源設備による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による注水で原子炉水位を維持した場合のサブプレッション・プール水温度の変化を、M A A P を用いて評価した。主要解析条件は第 1 表のとおりである。事象発生後の時間に対するサブプレッション・プールの水温を第 1 図に示す。サブプレッション・プール水温度が 100℃となる時間は事象発生から約 20.3 時間後である。

第 1 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失）

分類	項目	解析条件	備考
事象発生時のプラント状態	崩壊熱	原子炉停止 1 日後	—
	原子炉初期水温	57℃	—
	原子炉初期圧力	大気圧	—
	格納容器初期圧力	大気圧	—
	格納容器初期温度	液相部：32℃ 気相部：67℃	—
	水源の温度	35℃	—
事象進展	事象発生	全交流動力電源喪失の発生	—
	事象発生約 21 分後	常設代替交流電源設備による常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）への給電完了	—
	事象発生約 1.1 時間後	逃がし安全弁 1 個による減圧操作 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水開始（原子炉水位をレベル 3～レベル 8 に維持）	原子炉水温 100℃到達 原子炉注水流量 378m ³ /h



第 1 図 事象発生後のサプレッション・プール水温度の推移

7日間における水源の対応について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

1. 水源に関する評価

① 淡水源（有効水量）

- ・代替淡水貯槽：約 4,300m³

2. 水使用パターン

① 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

事象発生約 1.1 時間後，崩壊熱に相当する流量で，代替淡水貯槽を水源とした常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉注水が開始される事象発生後 4 時間 10 分後，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

3. 時間評価

原子炉注水によって，代替淡水貯槽の水量は減少する。

事象発生後 4 時間 10 分までに残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転を再開し，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止するため，代替淡水貯槽の水量の減少は停止する。

この間の代替淡水貯槽の使用水量は合計約 90m³である。

4. 水源評価結果

時間評価の結果から、7日間の対応において合計約 90m³の水が必要となるが、代替淡水貯槽に合計約 4,300m³の水を保有することから必要水量を確保している。このため、安定して冷却を継続することが可能である。

7日間における燃料の対応について
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

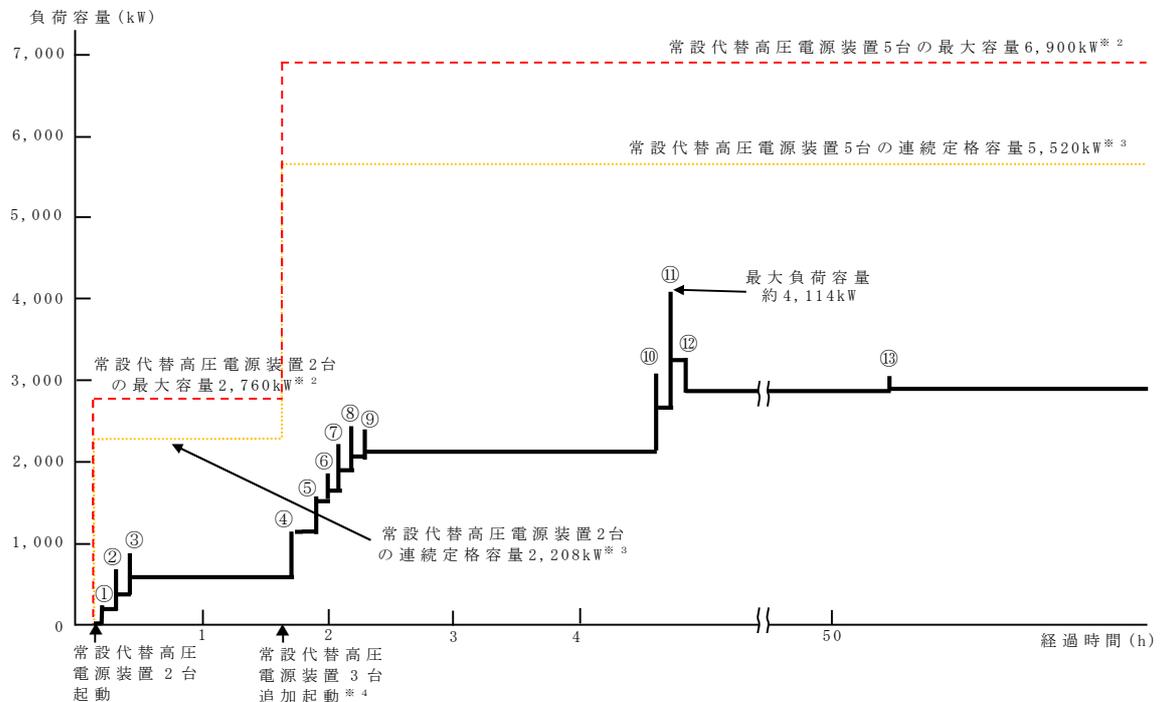
時系列	合計	判定
常設代替高圧電源装置 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $420.0\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 5\text{台 (運転台数)}$ =約 352.8kL	7日間の 軽油消費量 約 352.8kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) $411\text{L/h (燃料消費率)} \times 168\text{h (運転時間)} \times 1\text{台 (運転台数)}$ =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間の対応可能

常設代替交流電源設備の負荷
(運転停止中 全交流動力電源喪失)

主要負荷リスト

【電源設備：常設代替高压電源装置】

起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407
③	常設低圧代替注水系ポンプ ^{※1}	約190	約892	約597
④	非常用母線2C自動起動負荷 ・直流125V充電器A ・非常用照明 ^{※5} ・120/240V計装用主母線盤2A ・その他必要な負荷 ・その他不要な負荷 ^{※5}	約79 約108 約134 約14 約234	約1,179	約1,166
⑤	非常用母線2D自動起動負荷 ・直流125V充電器B ・非常用照明 ^{※5} ・120/240V計装用主母線盤2B ・その他不要な負荷 ^{※5}	約60 約86 約134 約135	約1,586	約1,581
⑥	非常用ガス再循環系排風機 非常用ガス処理系排風機 その他必要な負荷 停止負荷	約55 約8 約95 約-52	約1,875	約1,687
⑦	中央制御室換気系空調機ファン 中央制御室換気系フィルタ系ファン その他必要な負荷	約45 約8 約183	約2,264	約1,923
⑧	蓄電池室排気ファン その他必要な負荷	約8 約154	約2,477	約2,085
⑨	原子炉保護系電源装置2A 原子炉保護系電源装置2B	約45 約45	約2,409	約2,175
⑩	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約3,157	約2,689
⑪	残留熱除去系ポンプ その他必要な負荷	約584 約3	約4,114	約3,276
⑫	停止負荷	約-380	—	約2,896
⑬	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約3,005	約2,926



常設代替高压電源装置の負荷積算イメージ

- ※1 常設低圧代替注水系ポンプ1台でも崩壊熱による蒸発を上回る注水流量を確保可能
- ※2 常設代替高压電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量)
- ※3 常設代替高压電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)
- ※4 非常用母線の負荷に伴い、負荷容量が増加するため、常設代替高压電源装置を3台追加起動する
- ※5 有効性評価で期待していないが電源供給される不要な負荷

5.3 原子炉冷却材の流出

5.3.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり，①「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，②「原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」，③「原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び④「原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では，原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から，運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生することを想定する。このため，原子炉冷却材の流出に伴い原子炉冷却材が減少することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により燃料が露出し，燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，原子炉冷却材の流出によって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで必要量の原子炉冷却材を確保することによって，燃料損傷の防止を図る。また，残留熱除去系（原子炉停止時冷

却系) 運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 5.3-1 図に、手順の概要を第 5.3-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）9 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名である。必要な要員と作業項目について第 5.3-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、9 名で対処可能である。

a. 原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認

原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する。なお、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあるため、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持される。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）である。

（添付資料 5.1.1）

b. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水

原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、事象認知までに要する時間（点検作業に伴う原子炉冷却材の流出事象は検知が容易）及び原子炉冷却材の流出量の観点から、「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である^{*1}。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は通常、2系統あるうち1系統を用いて、崩壊熱除去を実施しており、作業や点検等に伴い系統切替を実施する場合がある。系統切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「RHR切替時のLOCA」は原子炉冷却材流出事象発生時の検知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている「POS-B 原子炉ウェル満水状態」が検知性及び放射線遮蔽の考慮

の観点で最も厳しい想定である。なお、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態が厳しくなるが、その場合であっても約 3.5 時間の時間余裕^{※2}があり、かつ、原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等に期待できるため、原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能であり、評価項目を満足できる。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、原子炉水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

※1 RHR切替時のLOCAは他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しい。

※2 原子炉冷却材の流出により原子炉水位が通常運転水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間

(添付資料 5.3.1, 5.3.2)

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.3-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉压力容器の状態

原子炉压力容器の開放時について評価する。原子炉未開放時においては原子炉水位（広帯域）による警報発生，緩和設備の起動等に期待できる。

(b) 原子炉水位及び原子炉水温

事象発生前の原子炉の初期水位は，原子炉ウェル満水の水位とし，保有水量を厳しく見積もるため，使用済燃料プールと原子炉ウェルの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また，原子炉水温は52℃とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替時に原子炉冷却材が流出するものとする。具体的には，系統構成の際，残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動することにより，残留熱除去系ポンプミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり，開固着することによる原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出を想定し，流出量は約47m³/hとする。

(b) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

本想定事象では崩壊熱除去機能喪失を仮定した場合も，事象発生から安定状態に至る時間に対して，原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が事象発生から約3.7時間と長いため，崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発については，考慮しない。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がない場合は，原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が閉となり，原子炉冷却材流出が停止することとなる。このため，原子炉冷却材流出が継続する厳しい想定となるよう，外部電源はあるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 残留熱除去系（低圧注水系）

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水流量は $1,605\text{m}^3/\text{h}$ とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として，「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水は，原子炉水位低下確認後，事象発生から2時間後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.3-4図に，原子炉水位と線量率の関係を第5.3-5図に示す。

a. 事象進展

事象発生後，原子炉冷却材が流出することにより，原子炉水位は低下し始めるが，原子炉水位の低下により異常事象を認知し，事象発生から

約 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。

その後は、漏えい箇所の隔離操作を行い、運転中の残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を行う。

線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としており、燃料有効長頂部の約 15m 上の水位での線量率は $1.0 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ 以下であり、この水位において放射線の遮蔽は維持されている。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.3-4 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 15m 上まで低下するとどまり、燃料は冠水維持される。

第 5.3-5 図に示すとおり、必要な遮蔽*が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 2.6m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。なお、線量率の評価点は原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近としている。

また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されており、安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※ 必要な遮蔽の目安とした線量率は 10mSv/h とする。原子炉冷却材流出における原子炉建屋原子炉棟 6 階での作業時間及び作業員の退避は 2.2 時間以内であり、作業員の被ばく量は最大でも 22mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。

本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋原子炉棟 6 階での操作を必要な作業としていないが、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）を使用した使用済燃料プールスプレイの準備操作について仮に考慮し、可搬型スプレイノズル及びホースの設置にかかる作業時間を想定した。

必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、施設定期検査作業時での原子炉建屋原子炉棟 6 階における線量率を考慮した値である。

この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約 2.6m 上（原子炉ウエル満水から約 14m 下）の位置である。

（添付資料 5.1.5, 5.3.1, 5.3.3）

5.3.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である待機中の残留熱除去系（低圧注水系）により、水位を回復させることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.3-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件と

した場合の影響を確認する。また、評価条件の設定に当たっては、評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の原子炉水位は、評価条件の原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件のプールゲートの状態は評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まるため、運転員等操作時間が早くなり、原子炉圧力容器の開放時は、評価条件と同様となるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉水位及び原子炉圧力容器の状態について、評価条件の原子炉圧力容器の開放及び原子炉ウェル満水に対して最確条件は

事故事象ごとに異なる。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウエルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウエル満水と高い位置となるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水位（広帯域）の警報による運転員の認知に期待できないため、速やかな認知が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等により原子炉冷却材流出の認知が早まり、さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約 1.7m 上に到達するまでの時間（約 2.3 時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く、認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件のプールゲートの状態において評価条件のプールゲート閉に対して、最確条件はプールゲート開であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」

の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作は、評価上の操作開始時間として、原子炉水位の低下に伴う異常の認知を考慮し、事象発生から約2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実態は運転員の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)系統切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)による注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水系)の注水操作について、

必要な遮蔽が維持される最低水位に到達するまで約 20 時間であり，事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は 2 時間であることから，時間余裕がある。

(3) ま と め

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として，運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果，評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.3.4)

5.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，重大事故等対策時における必要な要員は，「5.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 9 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 37 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において，必要な水源，燃料及び電源は，「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。

a. 水 源

残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サプレッション・チェンバのプール水を水源とすることから、枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。

b. 燃 料

本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、軽油貯蔵タンクに保有する軽油の使用は想定していない。

c. 電 源

本重要事故シーケンスは、外部電源がある場合を想定した事象であるため、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給は想定していない。

5.3.5 結 論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、系統切替操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び制御棒の全挿

入状態が維持されており未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

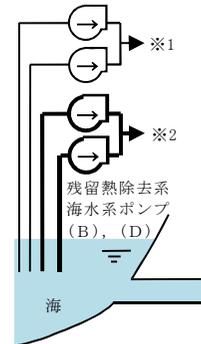
以上のことから、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

2 C非常用ディーゼル発電機, 2 D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機

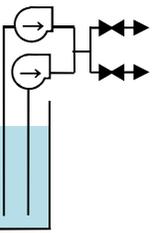
外部電源
常設代替高圧電源装置

軽油貯蔵タンク

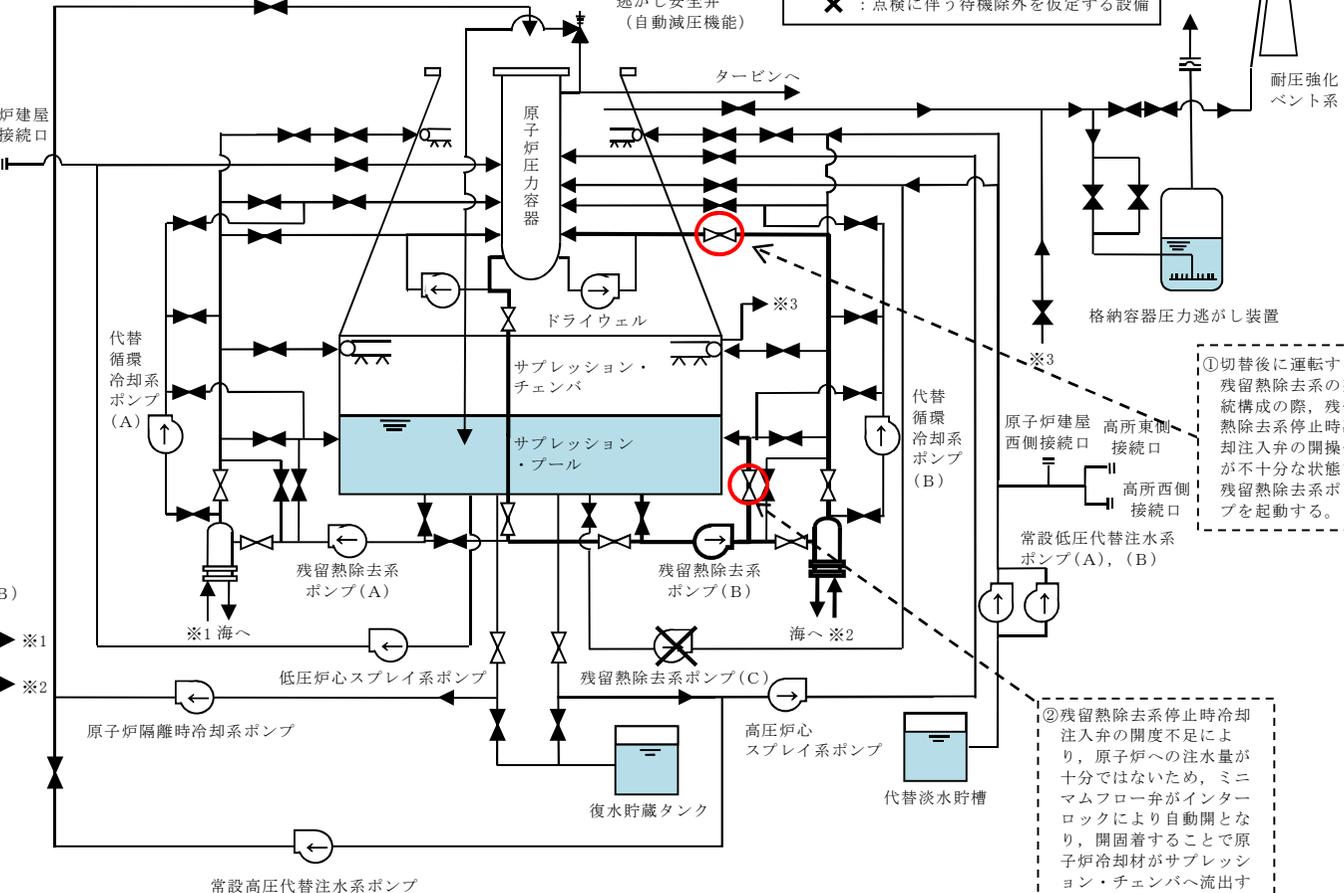
残留熱除去系海水系ポンプ(A), (C)



緊急用海水ポンプ(A), (B)



原子炉建屋東側接続口



凡例
X: 点検に伴う待機除外を仮定する設備

逃がし安全弁 (自動減圧機能)

タービンへ

原子炉圧力容器

ドライウエル

サブプレッション・チェンバ

サブプレッション・プール

代替循環冷却系ポンプ(A)

代替循環冷却系ポンプ(B)

残留熱除去系ポンプ(A)

残留熱除去系ポンプ(B)

残留熱除去系ポンプ(C)

原子炉隔離時冷却系ポンプ

低圧炉心スプレイス系ポンプ

高圧炉心スプレイス系ポンプ

復水貯蔵タンク

代替淡水貯槽

常設高圧代替注水系ポンプ

格納容器圧力逃がし装置

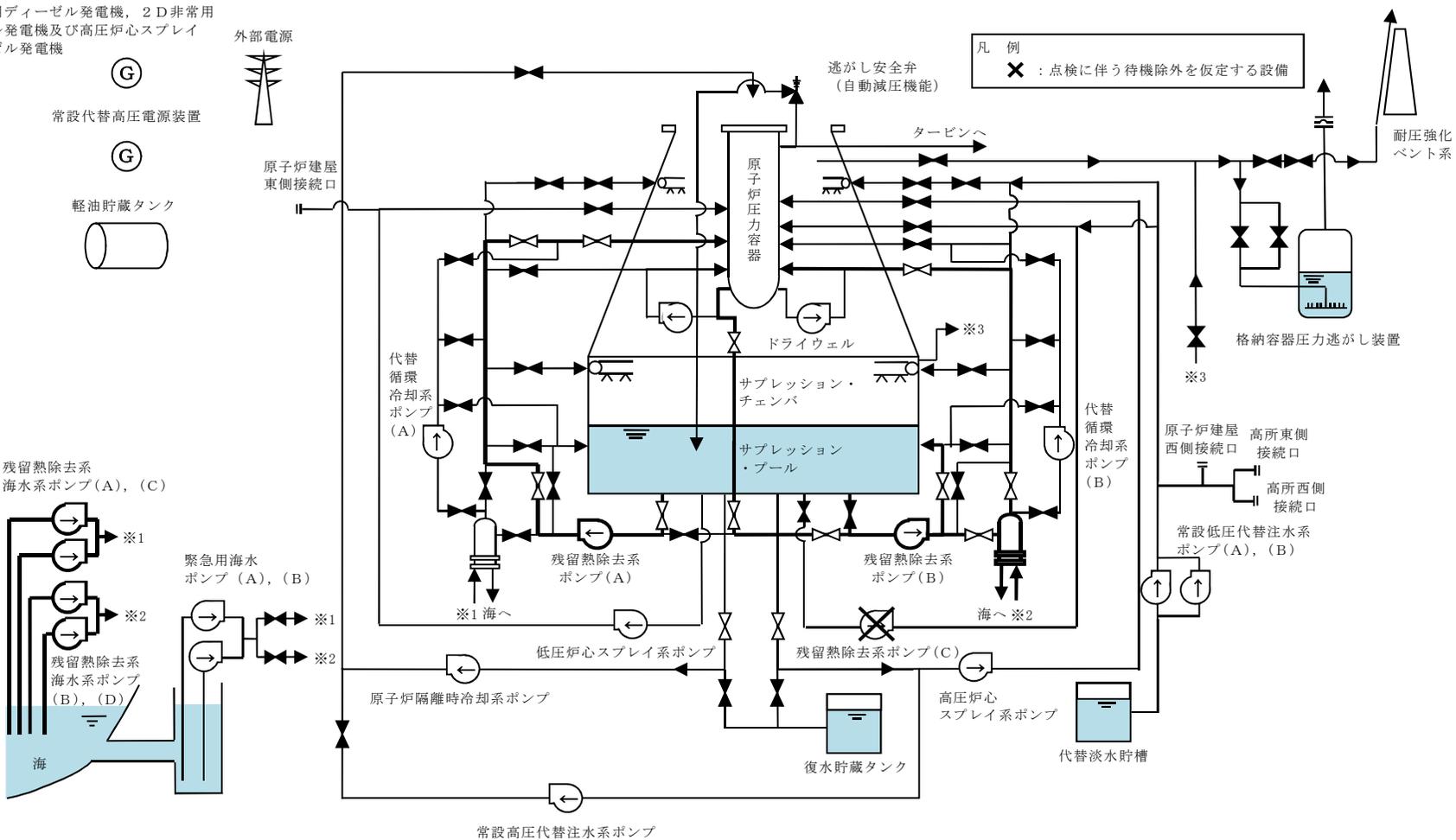
耐圧強化ベント系

①切替後に運転する残留熱除去系の系統構成の際、残留熱除去系停止時冷却注入弁の開操作が不十分な状態で残留熱除去系ポンプを起動する。

②残留熱除去系停止時冷却注入弁の開度不足により、原子炉への注水量が十分ではないため、ミニマムフロー弁がインターロックにより自動開となり、開固着することで原子炉冷却材がサブプレッション・チェンバへ流出する。

第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉冷却材流出の発生段階)

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用
ディーゼル発電機及び高压炉心スプレイ
系ディーゼル発電機

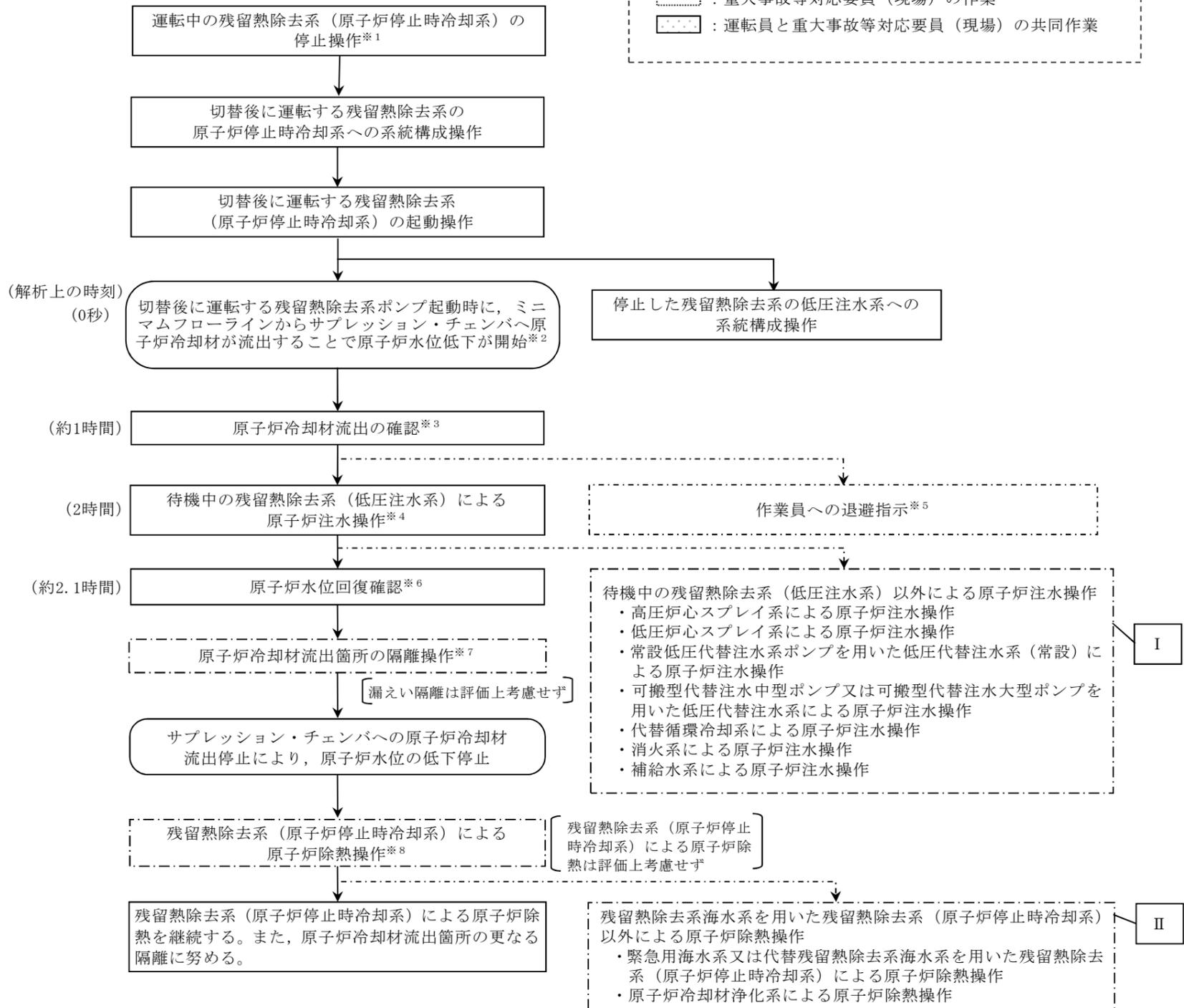
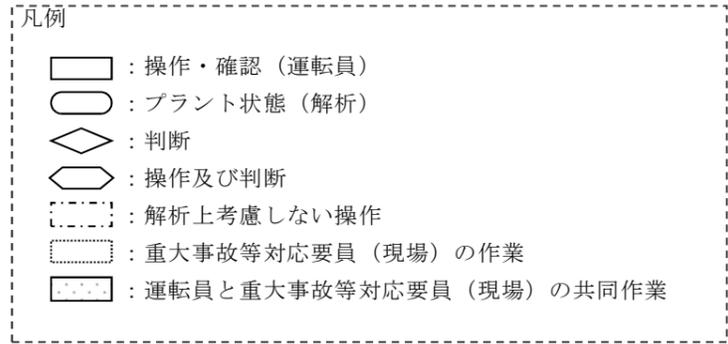


5.3-16

第 5.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(残留熱除去系 (低压注水系) による原子炉注水段階)

プラント前提条件

- 原子炉ウェル満水
- 全燃料装荷，プールゲート「閉」
- 残留熱除去系（A）：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- 残留熱除去系（B）：低圧注水系の状態で待機中
- 残留熱除去系（C）：点検に伴い待機除外中



【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

I

高圧炉心スプレイ系による原子炉注水，低圧炉心スプレイ系による原子炉注水，常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替循環冷却系，可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水，消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II

緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが，プラント状況によっては，事故対応に有効な設備となる，代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱，及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

※1 作業予定等による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）運転号機の切替えを想定。

※2 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時，残留熱除去系停止時冷却注入弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより，ミニマムフロー弁が自動開となり，開固着することで原子炉冷却材がサブプレッション・チェンバへ流出することを想定する（原子炉冷却材の流出量は47m³/h，原子炉水位の低下速度は約0.75m/h）。

※3 1時間毎の中央制御室の巡視により原子炉水位の低下及びサブプレッション・プール水位の上昇により，原子炉冷却材の流出を検知するものとしている。

※4 注水前の原子炉ウェル水位は燃料有効長頂部から約15m上（原子炉ウェルオーバーフローレベルー1.5m）となる。なお，サブプレッション・チェンバの水位上昇は約0.3mである。

※5 現場作業員は，当直発電長の送受話器（ページング）による退避指示を確認後，退避する。なお，全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は，1時間程度である。

※6 原子炉水位の回復を確認する。燃料の冠水及び必要な放射線の遮蔽等を維持することで評価項目を満足しており，安定状態を維持できる。

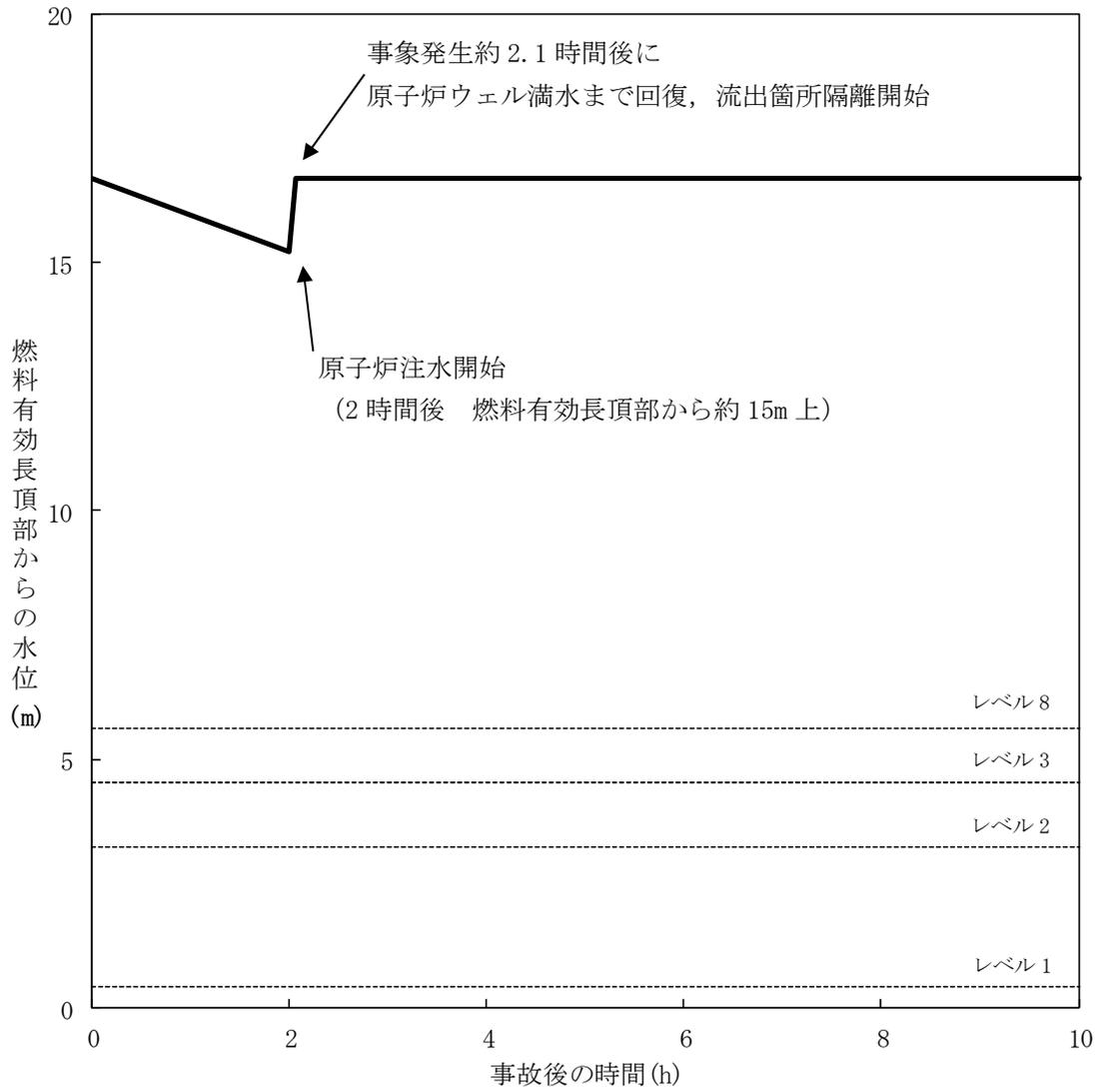
※7 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため，十分な時間余裕がある。

※8 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

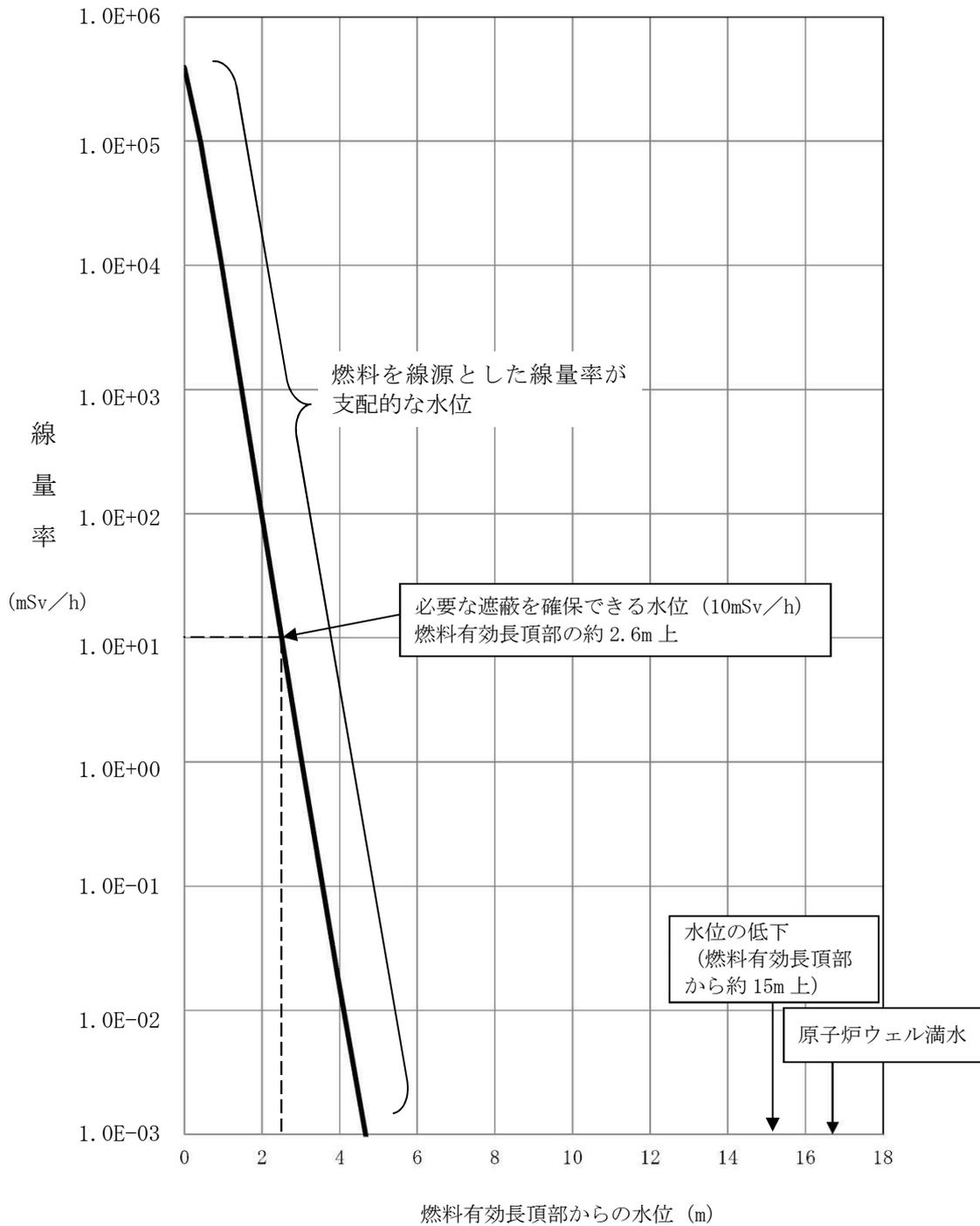
第 5.3-2 図 原子炉冷却材の流出の対応手順の概要

運転停止中 原子炉冷却材の流出					経過時間 (時間)				備考		
					-1	0	1	2		3	4
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▽事象発生 ▽約1時間 原子炉水位の低下を確認 ▽約2時間 待機側の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水開始 ▽約2.1時間 原子炉水位回復，原子炉冷却材流出の原因調査／隔離操作開始						
	責任者	当直発電長	1人								中央監視 運転操作指揮
	補佐	当直副発電長	1人								運転操作指揮補佐
	指揮者	災害対策要員 (指揮者等)	4人								初動での指揮 発電所内外連絡
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)								
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転 号機の切替操作	-	2人 B, C	-	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（現場）	45分					残留熱除去系ポンプ（A）	
	1人 A	-	-	●運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止操作（中央制御室）	9分						
	【1人】 A	-	-	●切替後に運転する残留熱除去系の原子炉停止時冷却系への系統構成操作及び起動操作	20分					残留熱除去系ポンプ（B）	
	-	【2人】 B, C	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成（現場）	45分					残留熱除去系ポンプ（A）	
	【1人】 A	-	-	●停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作（中央制御室）	7分						
状況判断	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材流出の確認	10分					残留熱除去系ポンプ（B）	
作業員への退避指示	-	-	-	●当直発電長による作業員への退避指示	60分以内に退避完了					解析上考慮しない 中央制御室で当直発電長が指示する	
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による 原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●原子炉水位，温度監視	適宜監視						
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作	4分					残留熱除去系ポンプ（A）	
				●残留熱除去系（低圧注水系）の起動操作	2分						
●残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の流量調整操作	原子炉水位を通常運転水位付近で維持										
原子炉冷却材 流出箇所の隔離操作	【1人】 A	-	-	●原子炉冷却材流出の原因調査，隔離操作，残留熱除去系ポンプの停止操作	原因調査後，隔離操作，及び残留熱除去系ポンプの停止を実施				残留熱除去系ポンプ（B） 解析上考慮しない		
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による 原子炉除熱操作	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動準備操作	隔離操作及び残留熱除去系ポンプの停止を実施後に，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の起動を実施				残留熱除去系ポンプ（A） 解析上考慮しない		
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作							
	-	【2人】 B, C	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱の起動操作							
	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱状態の監視							
必要要員合計	1人 A	2人 B, C	0人								

第 5.3-3 図 原子炉冷却材の流出時の作業と所要時間



第 5.3-4 図 原子炉水位の推移



第5.3-5図 原子炉水位と線量率

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材流出確認	運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、運転員の誤操作等により系外への原子炉冷却材の流出が発生する	—	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） サプレッション・プール水位
残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉注水	原子炉冷却材流出により低下した原子炉水位を回復するため、待機していた残留熱除去系（低圧注水系）運転で原子炉水位を実施する	残留熱除去系（低圧注水系）*	—	原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A 広帯域） 残留熱除去系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 5.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（1/2）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器の開放	線量率の影響を確認するため、原子炉压力容器の開放状態を想定
	原子炉水位	原子炉ウェル満水	原子炉压力容器が開放状態での水位を想定
	原子炉水温	52℃	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値を設定
	原子炉圧力	大気圧	原子炉压力容器の開放を想定
	プールゲートの状態	閉	保有水が少ないプールゲート閉を想定
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定
	原子炉冷却材のサプレッション・チェンバへの流出流量	47m ³ /h	ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	原子炉水温が100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ吸込ラインの弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

第 5.3-2 表 主要評価条件（原子炉冷却材の流出）（2/2）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関する機器条件に関連	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定
重大事故等対策に関連する操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	事象発生から 2 時間後	原子炉水位の低下に伴う事象の認知及び操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定

原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。

以下に原子炉冷却材の流出における線量率の評価を示す。

なお、線量率の評価において、原子炉圧力容器は原子炉未開放の場合、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、認知も容易であるため、原子炉開放時を想定した。また、原子炉圧力容器の開放作業中において、基本的に原子炉冷却材の流出のおそれのある作業を実施しないこと、原子炉ウェル等に注水を実施している状態であることより、評価においては、シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器のドライヤー気水分離器貯蔵プールへの取出しが完了し、原子炉ウェル満水の状態を想定した。

2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料及び上部格子板をモデル化した。

(1) 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源（炉心の全てに燃料がある状態）

○燃料有効長：約3.7m

○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、エネルギー4群

○線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）

○線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に、

9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出

$$\text{線源強度}(\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(\text{MeV}/(\text{W} \cdot \text{s})) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(\text{W}/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(\text{MeV}) \times \text{燃料集合体体積}(\text{cm}^3/\text{体})} \dots \text{①}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値

は、燃料照射期間 10^6 時間（約114年）と、東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。

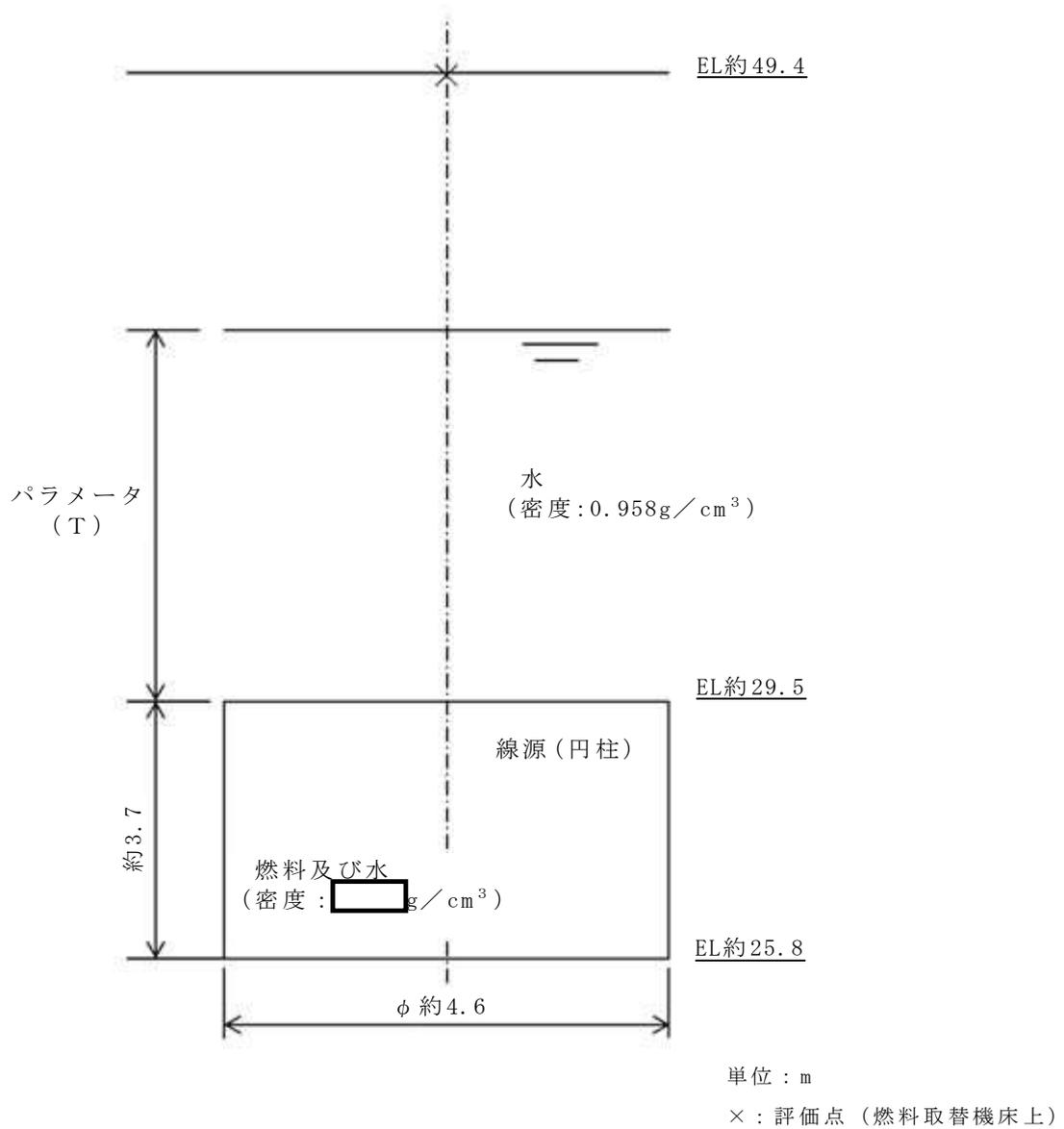
- ・燃料照射期間： 10^6 時間
- ・原子炉停止後の期間：停止後3日^{※2}（実績を考慮して設定）
- ・燃料集合体当たりの熱出力：4.31MW／体（9×9燃料（A型））
- ・燃料集合体体積： $7.2E+04\text{cm}^3$ （9×9燃料（A型））

※1 Blizard E. P. and Abbott L. S., ed., “REACTOR HANDBOOK. 2nd ed. Vol. III Part B, SHIELDING”, INTERSCIENCE PUBLISHERS, New York, London, 1962

※2 原子炉停止後の期間は全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は全制御棒全挿入及び発電機解列以前から徐々に低下させるが、線源強度評価は崩壊熱評価と同様にスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

○計算モデル：円柱線源

線量率計算モデルを第1図に示す。また、計算により求めた線源強度を第1表に示す。



第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\gamma \cdot \text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	6.0E+11
2.0	1.1E+11
3.0	2.0E+09
4.0	3.0E+07

(2) 上部格子板

計算条件を以下に示す。

○線源形状：円柱線源としてモデル化

○線源の高さ：約0.4m

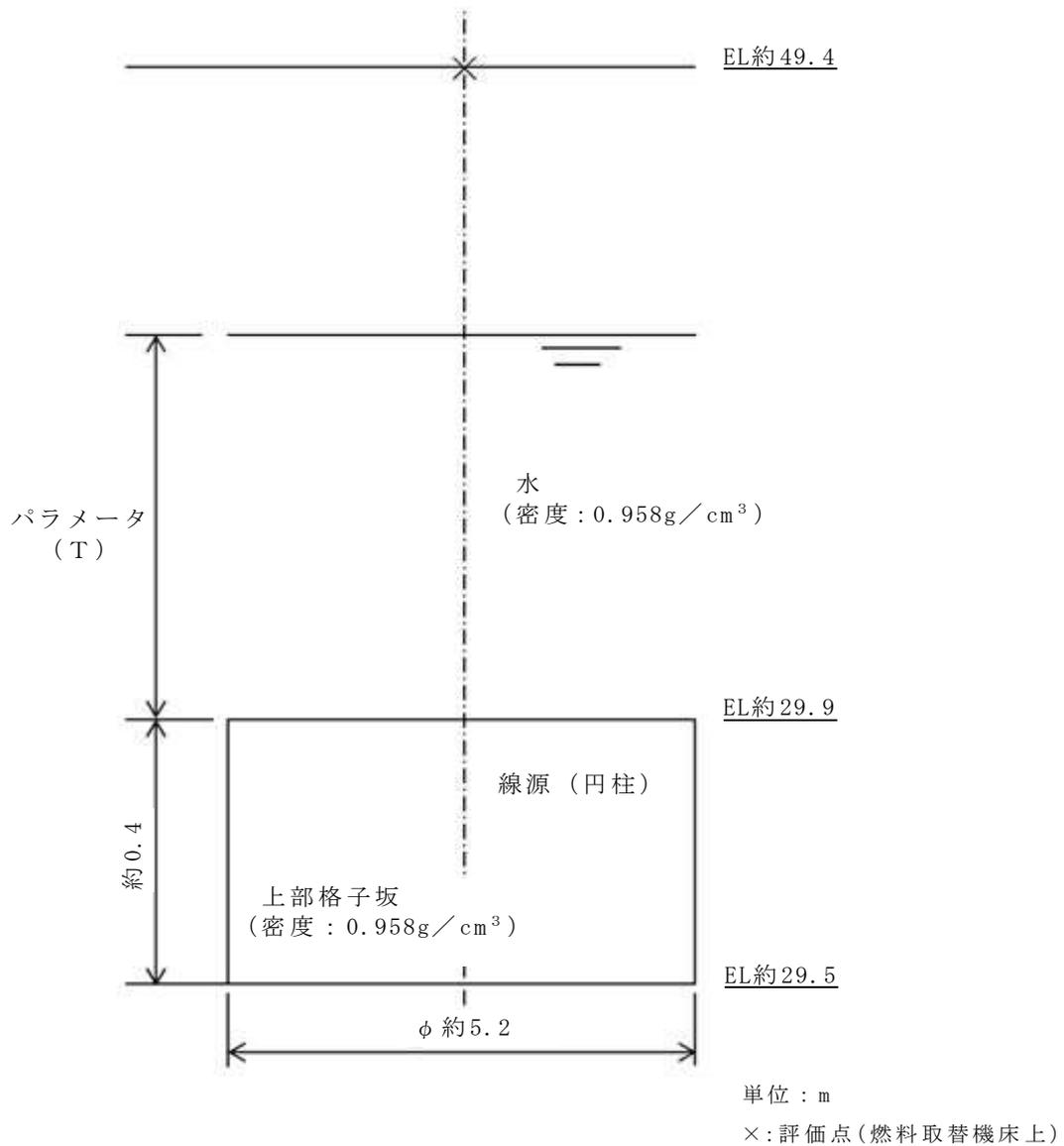
○ γ 線エネルギー：計算に使用する γ 線は、主要核種 Co-60 を想定して1.5MeVとする。

○線源材質：水と同等（密度 $0.958\text{g}/\text{cm}^3$ ※）

※ 52℃から100℃までの飽和水の密度のうち、最小となる100℃の値を使用

○線源強度：機器表面の実測値（Sv/h）より $7.3\text{E}+09\text{Bq}/\text{cm}^3$ と算出

線量率計算モデルを第2図に示す。



第2図 上部格子板の水深と線量率の計算モデル

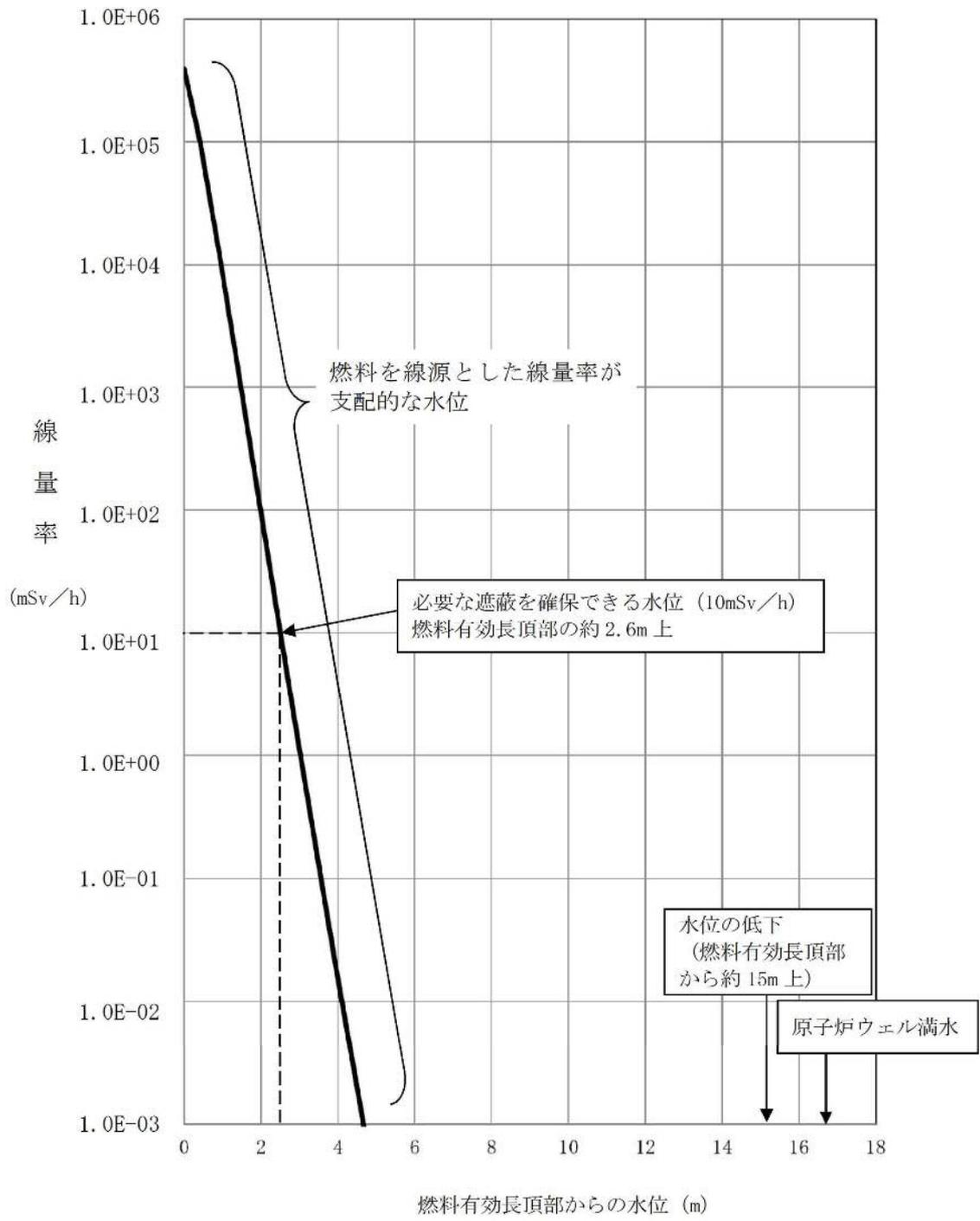
3. 線量率の評価

線量率は、「添付資料4.1.3 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの線量率の算出について」と同様にQAD-CGGP2Rコード(Ver1.04)を用いて計算している。

4. 線量率の評価結果

「2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度」及び「3. 線

量率の評価」の条件を用いて評価した原子炉水位と線量率の関係を第3
図に示す。



第3図 原子炉水位と線量率

「原子炉冷却材の流出」におけるプラント状態選定の考え方

1. 本評価におけるプラント状態の決定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価、原子炉冷却材の流出の重要事故シーケンスの評価では、次章に示すとおり、施設定期検査中に実施する作業等を確認し、原子炉冷却材の流出が生じ得る作業を抽出した後、各々の作業を比較して重要事故シーケンスとする作業を選定した。施設定期検査中に各作業が実施される時期はおおむね決まっているため、評価対象とするPOSを、選び得るPOSの比較により選定した。

2. 原子炉冷却材の流出評価の対象とした作業等

重要事故シーケンスの選定に当たり、施設定期検査中に原子炉冷却材流出が想定され得るとして抽出した作業等は次の4つである。この4つの作業等から、本評価ではRHR切替を選定した。選定の理由は、RHR切替時のLOCAは他の原子炉冷却材流出事象と比べて事象検知の観点で厳しいことによるものである。

- ・ RHR切替
- ・ CUWブロー
- ・ CRD点検
- ・ LPRM点検

< R H R 切替時の L O C A 発生時の流出量の算出 >

流出量はミニマムフロー弁に設置されているオリフィスの仕様と差圧の関係より算出した。

○ミニマムフローラインオリフィス仕様

- ・オリフィス設計流量 $56.8\text{m}^3/\text{h}$
- ・オリフィス設計差圧 198.1m

○原子炉圧力 大気圧状態

○R H R ポンプと原子炉水との水頭差 (R H R ポンプレベル : EL 約 -3.4m)

- ・通常運転水位 38.1m (EL. 約 34.6m ~ EL. 約 -3.4m)
- ・原子炉ウェル満水 49.6m (EL. 約 46.2m ~ EL. 約 -3.4m)

○残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の運転中にミニマムフロー弁が全開となった場合のオリフィス差圧 = ポンプ出口圧力 = ポンプ揚程 (85.3m) + 水頭差

- ・通常運転水位 123.4m (EL. 約 34.6m ~ EL. 約 -3.4m)
- ・原子炉ウェル満水 134.9m (EL. 約 46.2m ~ EL. 約 -3.4m)

○オリフィス差圧は流量比の二乗に比例するとして評価。

$$\Delta P = 198.1 \times (Q / 56.8)^2$$

$$Q = 56.8 \times \sqrt{(\Delta P / 198.1)}$$

ΔP : オリフィス差圧

Q : オリフィス差圧が ΔP の際の流量 (m^3/h)

○評価結果

- ・通常水位 : $45\text{m}^3/\text{h}$
- ・ウェル満水 : $47\text{m}^3/\text{h}$

3. P O S を選定する上で考慮した点

残留熱除去系は、通常 2 系統あるうち 1 系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、POS-A から POS-D の期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替えを実施する場合がある。これらの POS より、以下の点を考慮して POS の選定を行った。

(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短い POS の方が適切である。ただし、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込み配管の高さは燃料有効長頂部以下にあり、本事故シーケンスの水位低下量においては崩壊熱除去機能は維持されるため、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。

(2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。ただし、原子炉水位が通常運転水位の場合においても、燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間と長く、原子炉注水までの時間余裕を確保できる。

(3) 事象発生時の検知性

事象発生時の検知性の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が未開放状態の場合、原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できるが、原子炉圧力容器の上蓋が開放状態の場合、これらの機能には期待できない。

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m 上に低下するまでは原子炉圧力容器の上蓋等により遮蔽される。一方、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 2.6m 上に低下するまでは原子炉ウエルの水により遮蔽される。

いずれの場合においても、遮蔽が維持される下限水位到達までに注水することが可能であり、遮蔽が維持されることから、作業環境に与える影響はない。

4. POS の選定結果と考察

「RHR切替時のLOCA」は原子炉冷却材の流出の検知が他の事象よりも困難な事象である。このため、3.(1)から(4)のうち、3.(3)の検知性の観点で厳しいPOSを選定することが適切と考える。この観点では、原子炉圧力容器の上蓋が開放されているPOS-B、POS-Cが選定される。POS-CはCUWブローによる原子炉ウエルの水位低下から始まり、途中で原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されるPOSであり、原子炉圧力容器の上蓋が開放されている状態での原子炉水位について、特に注意が払われるPOSであることから、本重要事故シーケンスでは、POS-Bを代表として選定することが適切と考える。

なお、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間余裕という観点では原子炉未開放状態であるPOS-A、C、DにおけるRHR切替時のLOCAが厳しくなるが、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約 3.5 時間の時間余裕があり、かつ原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の起動などに期待できる場合は原子炉開放時と比べて速やかな検知と注水が可能である。

第1表 各プラント状態における評価項目に対する影響（原子炉冷却材の流出）

プラント状態（POS）		包絡事象	重大事故等対処設備等	原子炉圧力容器蓋の開閉状態	燃料有効長頂部の冠水	運転停止中の評価項目 放射線の遮蔽が維持できる水位の確保	未臨界の確保
S	原子炉冷温停止への移行状態	POS-Sにおいては、原子炉冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-A, B, C ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） 	未開放	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外	POS-Sにおいては、冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しないため、対象外
A	PCV/RPV開放への移行状態	基本的に、原子炉冷却材流出事象の要因となる作業や操作を実施しない 例外的な作業として「残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の切替操作」の実施があるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-A, B ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） 	未開放→開放	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより、「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより、「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS-Bに同じ制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
B1	原子炉ウエル満水状態（原子炉ウエル抜き開始まで）	-	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-A ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 	開放	有効性評価にて評価項目を満足している （「有効性評価で確認している「RHR切替時のLOCA」に他の原子炉冷却材流出事象（CUWブロー時のLOCA、CRD点検時のLOCA、LPRM点検時のLOCA）は包絡される）	有効性評価にて評価項目を満足している （「有効性評価で確認している「RHR切替時のLOCA」に他の原子炉冷却材流出事象（CUWブロー時のLOCA、CRD点検時のLOCA、LPRM点検時のLOCA）は包絡される）	有効性評価において評価項目を満足している 燃料の取出・装荷に関する作業は「反応度の誤投入」に包絡される
B2			<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-B ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
B3			<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-B ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
B4			<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-A, B ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
B5			<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-A ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
B6			<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-A, B, C ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 低圧代替注水系（常設） ・ 低圧代替注水系（可搬型） ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替燃料プール注水系 ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替燃料プール注水系 				
C1	PCV/RPVの閉鎖への移行状態	原子炉冷却材流出事象の要因となる作業として「CUWブロー操作」及び「残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の切替操作」が考えられるが「添付資料5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-A, B, C ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） 	開放→未開放	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS-Bに同じ制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される
C2			<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-B, C ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） 				
D	起動準備状態		<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系-A, B, C ・ 高圧炉心スプレイ系 ・ 低圧炉心スプレイ系 ・ 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設） ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型） 	未開放	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	有効性評価におけるPOS-Bの想定に比べ、原子炉未開放状態では、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知及び緩和設備の起動に期待できる場合があることや、事故後の作業員の退避時間比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間が十分長いことより「添付5.3.4 評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）」に包絡される	プラント状態POS-Bに同じ制御棒引き抜きに関する検査は「反応度の誤投入」に包絡される

添付5.3.2-5

安定停止状態について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

運転停止中の原子炉冷却材の流出の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却及び原子炉冷却材の流出の停止により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止状態の確立について】

原子炉安定停止状態の確立について

事象発生直後から原子炉冷却材の流出により原子炉水位が低下するが，事象発生から2時間後に残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことで原子炉水位が回復する。その後，原子炉冷却材の流出を停止させ，残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替えて原子炉除熱を実施することで，冷温停止状態を維持することができ，原子炉安定停止状態が確立される。

重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり，また，必要な水源，燃料及び電源を供給可能である。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系の機能を維持し，原子炉除熱を行うことにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

（添付資料 2.1.2 別紙 1）

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	原子炉水位	原子炉圧力容器未開放及び通常運転水位	事故ごとの変化	原子炉圧力容器が開放状態での水位を想定	原子炉ウェル満水に対して最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェルの水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、原子炉注水が実施されているため原子炉水位の低下は起こらず、また、通常これらの期間には残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の系統切替操作は実施しないことから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。 原子炉圧力容器が未開放状態の場合、原子炉初期水位が通常運転水位付近にある場合も想定されるが、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約3.5時間と長いので、原子炉注水操作を行える。 また、原子炉圧力容器が未開放状態の場合、原子炉水位（広帯域）による警報発生等の認知（約25分）及び緩和設備の起動に期待できることや、事故後の作業員の退避（1時間以内）に比べて放射線の遮蔽を維持できる原子炉水位に到達するまでの時間（約2.3時間）が十分長いことより、放射線の遮蔽は維持される。以上より、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧	原子炉圧力容器の開放を想定	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器の開放	事故ごとの変化	線量率の影響を確認するため、原子炉圧力容器の開放状態を想定	最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なり、原子炉ウェル水張り実施中においては、評価条件よりも原子炉初期水位は低くなるが、既に原子炉注水を実施しており、運転員等操作時間に与える影響はない	原子炉圧力容器の開放時は、原子炉ウェルの水張りを実施しているため初期水位が原子炉ウェル満水と高い位置になるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待できず、また原子炉水（広帯域）による警報発生、緩和設備の起動等に期待できないため、原子炉未開放時と比べて速やかな認知と注水が困難である。一方、原子炉圧力容器の未開放時は、原子炉圧力容器の開放時と比べて、初期水位が低い位置であるが、原子炉圧力容器等の遮蔽に期待でき、かつ、原子炉水位計による警報発生、緩和設備の起動等により速やかな認知と注水が可能であり、さらに放射線の遮蔽を維持できる燃料有効長頂部の約1.7m上に到達するまでの時間（約2.3時間）は認知の時間に比べて十分長い。このため、現場作業員の退避時の被ばくを考慮した際も必要な放射線の遮蔽は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は約3.5時間と長く、認知後すぐに原子炉注水操作を行えるため、操作時間が十分あることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（2/2）

項目		評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		評価条件	最確条件			
初期条件	プールゲートの状態	閉	開	保有水が少ないプールゲート閉を想定	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、原子炉注水操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件とした場合は、評価条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。
	燃料の容量	約 800kL	約 800kL 以上	軽油貯蔵タンクの管理下限値を設定	管理値下限の容量として事象発生から7日間後までに必要な容量を備えており、燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—
事故条件	起因事象	原子炉冷却材の流出	—	残留熱除去系の系統切替時の原子炉冷却材流出を想定	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	冷却材流出流量	47m ³ /h	約 47m ³ /h	ミニマムフローラインに残留熱除去系ポンプ出口圧力がかかった場合の最大流出量		
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	考慮しない	—	原子炉水温が 100℃に到達するまでの時間が長く、事象進展に影響しないことから設定		
	外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの弁が閉となり、原子炉冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを設定		
外部電源	外部電源あり	事故事象毎	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	外部電源がある場合は評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の吸込みラインの格納容器隔離弁が自動閉となることで原子炉冷却材流出は停止するが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は原子炉水位低下の認知を起点とする操作であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。		
重大事故等対策に 関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水系）の注水流量	1,605m ³ /h	1,605m ³ /h	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件と評価条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

第2表 運転員等操作時間に与える影響，評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 原子炉冷却材の流出）

項目		評価条件(操作条件)の不確かさ		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
		評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
操作条件	待機中の残留熱除去系（低圧注水系）の注水操作	事象発生から約2時間後	事象の認知及び操作の時間を基に、さらに時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】 評価では、原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を、1時間毎の中央制御室の巡視により確認すると想定している。実際は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時のプラント状態（原子炉水位等）の確認により、早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、要員配置が操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ起動操作及び注入弁の開操作は、中央制御室内の操作盤での操作スイッチによる操作であるため、簡易な操作である。操作時間は6分を想定しており、原子炉水位の低下に対して操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】 当該操作を実施する運転員は、残留熱除去系（低圧注水系）操作時に他の並列操作はなく、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤の操作スイッチによる簡易な操作のため、誤操作は起こりにくく、そのため誤操作等により操作開始時間が長くなる可能性は低い。</p>	原子炉水位低下時に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から約2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際は運転員の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転号機の切替時のプラント状態確認による早期の認知に期待でき、速やかに原子炉注水操作を実施するため、その開始時間は早くなることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。	実態の操作開始が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。	必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまで約20時間であり、事故を認知して原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。	残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水に必要な操作は、所要時間を6分で想定しているところ、訓練実績では約4分である。想定で意図している運転操作時間が実施可能なことを確認した。

5.4 反応度の誤投入

5.4.1 事故シーケンスグループの特徴，燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では，原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されることを想定する。このため，緩和措置がとられない場合には，原子炉は臨界に達し，急激な反応度投入に伴う出力上昇により燃料損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，臨界又は臨界近傍の炉心において反応度の誤投入により，原子炉出力が上昇することによって，燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には，安全保護機能及び原子炉停止機能に対する設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，異常な反応度の投入に対してスクラムによる負の反応度の投入により，未臨界を確保し，燃料損傷の防止を図る。

(添付資料 5.4.1)

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して，燃料が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，原子炉停止機能

により原子炉をスクラムし、未臨界とする。手順の概要を第 5.4-1 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 5.4-1 表に示す。

本事故シーケンスにおいては、重大事故等対策は全て自動で作動するため、対応に必要な要員は不要である。

なお、スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の当直運転員 1 名で実施可能である。

a. 誤操作による反応度誤投入

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。

制御棒の誤引き抜き等による反応度の誤投入を確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。

b. 反応度誤投入後のスクラム

制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短(10 秒)による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。

原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、起動領域計装である。

5.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った

操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」である。

運転停止中の原子炉においては、不用意な臨界の発生を防止するため、停止余裕（最大反応度値を有する1本の制御棒が引き抜かれても炉心を未臨界に維持できること）を確保できるように燃料を配置するとともに、通常は原子炉モード・スイッチを燃料取替位置として、1本を超える制御棒の引き抜きを防止するインターロックを維持した状態で必要な制御棒の操作が実施される。

しかしながら、運転停止中の原子炉においても、検査等の実施に伴い原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する場合がある。このような場合、制御棒の引き抜きは原則としてノッチ操作とし、中性子束の監視を行いながら実施している。

本重要事故シーケンスでは、誤操作によって制御棒の引き抜きが行われることにより異常な反応度が投入されるため、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果、制御棒反応度効果、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達及び沸騰遷移が重要現象となる。

よって、この現象を適切に評価することが可能である反応度投入事象解析コードAPEX及び単チャンネル熱水力解析コードSCAT(RIA用)により炉心平均中性子束及び燃料エンタルピの過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「5.4.3(3) 感度解析」において、それらの不確かさを考慮した影響評価を実施する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.4-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 炉心状態

燃料交換後における余剰反応度の大きな炉心での事象発生を想定して、評価する炉心状態は、平衡炉心のサイクル初期とする。

(b) 実効増倍率

事象発生前の炉心の実効増倍率は1.0とする。

(c) 原子炉出力，原子炉圧力，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度

事象発生前の原子炉出力は定格値の 10^{-8} ，原子炉圧力は0.0MPa [gage]，燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度は20℃とする。また，燃料エンタルピの初期値は8kJ/kgUO₂とする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定する。

(b) 誤引き抜きされる制御棒

誤引き抜きされる制御棒は、投入される反応度を厳しく評価するため、最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒とする。

誤引き抜きされる制御棒 1 本の反応度価値は約 1.71% Δk である。
引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

なお、通常、制御棒 1 本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理^{※1}している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が、管理値を超える事象を想定した。

※1 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度価値が 1.0% Δk 以下となるように管理。また、制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

(c) 外部電源

制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となる。外部電源が失われた状態では反応度誤投入事象が想定できないことも踏まえ、外部電源は使用できるものとする。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 制御棒の引抜速度

制御棒は、引抜速度の上限値 9.1cm/s にて連続で引き抜かれるものとする^{※2}。引抜制御棒反応度曲線を第 5.4-2 図に示す。

※2 複数の制御棒を引き抜く検査において、対象制御棒が想定以上に引き抜かれた際も未臨界を維持できる、又は臨界を超えて大きな反応度が投入されないと判断される場合にのみ、制御棒の

連続引き抜きの実施が可能な手順としている。そのため、ここでは人的過誤等によって連続引き抜きされることを想定する。

(b) 原子炉スクラム信号

起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

スクラム反応度曲線を第 5.4-3 図に示す。なお、原子炉スクラム信号の発生を想定する際の起動領域計装のバイパス状態は、A、B チャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が 1 個ずつバイパス状態にあるとする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件はない。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移を第 5.4-4 図に示す。

a. 事象進展

制御棒の引き抜き開始から約 10 秒後に起動領域計装の原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号が発生して、原子炉がスクラムする。このとき、投入される反応度は約 1.13 ドル（投入反応度最大値：約 0.68% Δk ）であるが、原子炉出力は定格値の約 15%まで上昇する。また、燃料エンタルピは最大で約 85kJ/kgUO₂であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示されている燃料棒の内圧と原子炉冷却材圧力の差に応じた許容設計限界のうち最も厳しいしきい値である 272kJ/kgUO₂（65cal/gUO₂）を超えることはない。燃

料エンタルピの増分の最大値は約 77kJ/kgUO_2 であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度 $65,000\text{MWd/t}$ 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ/kgUO_2 (40cal/gUO_2) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 5.4.2)

5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、安全保護系及び原子炉緊急停止系により、原子炉をスクラムすることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等は不要である。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

ドップラ反応度フィードバックの不確かさとして、実験により解析コードは7～9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

制御棒反応度の不確かさは約9%と評価されていることから、これを踏まえ解析を行う必要がある。また、臨界試験との比較により、実効遅発中性子割合の不確かさは約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。この不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

(添付資料 5.4.3)

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第5.4

－2 表に示すとおりであり，それらの条件設定を設計値等，最確条件とした場合の影響を確認する。また，解析条件の設定に当たっては，評価項目に対する余裕が小さくなるような設定があることから，その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは，「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり，運転員等操作には期待しないため，運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心状態においては装荷炉心ごとに制御棒反応度価値やスクラム反応度等の特性が変化するため，投入反応度が大きくなるおそれがある。そのため，評価項目に対する余裕は小さくなるが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」にて，投入される反応度について確認している。

実効増倍率が 0.99 の場合は，臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり，また投入される反応度も約 0.96 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 10kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 1kJ/kgUO₂）と小さくなることから，評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期出力は炉心状態ごとに異なり，評価項目となるパラメータに影響を与えるため，その不確かさが与える影響を評価した。初期出力の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが，「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において，初期出力の不確かさの影響を確認している。

初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度の不確かさにより評価項目に対する余裕が変化するが、「(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価」において、初期燃料温度の不確かさの影響を確認している。

制御棒引抜阻止は、本評価において期待していないが、これに期待した場合、原子炉出力ペリオド短信号（20 秒）が発信すると制御棒引抜が阻止される。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、原子炉出力ペリオド短（20 秒）による制御棒引抜阻止信号と原子炉出力ペリオド短（10 秒）による原子炉スクラム信号がほぼ同時に発信することから、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

本重要事故シーケンスは、「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、運転員等操作には期待しないため、運転員等操作に関する条件はない。

(添付資料 5.4.3)

(3) 感度解析

解析コードの不確かさによりドップラ反応度フィードバック効果と制御棒反応度効果は評価項目となるパラメータに影響を与えることから本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。

ドップラ反応度を+10%とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル（燃料エンタルピ最大値：約 80kJ/kgUO₂，燃料エンタルピの

増分の最大値：約 $72\text{kJ}/\text{kgUO}_2$), -10% とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル (燃料エンタルピー最大値：約 $92\text{kJ}/\text{kgUO}_2$, 燃料エンタルピーの増分の最大値：約 $83\text{kJ}/\text{kgUO}_2$), スクラム反応度を $+10\%$ とした場合において投入される反応度は約 1.13 ドル (燃料エンタルピー最大値：約 $82\text{kJ}/\text{kgUO}_2$, 燃料エンタルピーの増分の最大値：約 $74\text{kJ}/\text{kgUO}_2$), -10% とした場合に投入される反応度は約 1.13 ドル (燃料エンタルピー最大値：約 $89\text{kJ}/\text{kgUO}_2$, 燃料エンタルピーの増分の最大値：約 $81\text{kJ}/\text{kgUO}_2$), 引抜制御棒反応度を $+10\%$ とした場合において投入される反応度は約 1.15 ドル (燃料エンタルピー最大値：約 $102\text{kJ}/\text{kgUO}_2$, 燃料エンタルピーの増分の最大値：約 $94\text{kJ}/\text{kgUO}_2$), -10% とした場合において投入される反応度は約 1.12 ドル, 実効遅発中性子割合を $+10\%$ とした場合において投入される反応度は約 1.11 ドル, -10% とした場合において投入される反応度は約 1.16 ドル (燃料エンタルピー最大値：約 $90\text{kJ}/\text{kgUO}_2$, 燃料エンタルピーの増分の最大値：約 $82\text{kJ}/\text{kgUO}_2$) となる。以上より, これらの不確かさを考慮しても燃料エンタルピー増加に伴う燃料の破損は生じないことから, 評価項目を満足する。

(添付資料 5.4.3)

(4) 操作時間余裕の把握

本重要事故シーケンスは,「5.4.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり, 運転員等操作には期待しないことから, 操作時間余裕に関する影響はない。

(5) 解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響評価

解析条件の不確かさにより投入される反応度が大きくなることも考えられ, 評価項目となるパラメータに影響を与えることから, 炉心状態の変動

による評価項目となるパラメータに与える影響について確認した。

以下の保守的な想定をした評価においても、投入される反応度は約 1.16 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 80kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 72kJ/kgUO₂）にとどまることから、不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態において、9×9燃料（B型）

平衡炉心の反応度印加率を包絡する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合
初期出力は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。定格の 10⁻⁸ の 10 倍及び 1/10 倍とした場合の感度解析を行い、有効性評価での結果（約 1.13 ドル）と大きく差異がなく、約 1.09 ドル（10 倍）及び約 1.17 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 124kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 115kJ/kgUO₂）（1/10 倍）であることから、初期出力の不確かさが与える影響は小さい。

初期燃料温度は炉心状態ごとに異なり、評価項目となるパラメータに影響を与えるため、その不確かさが与える影響を評価した。初期燃料温度を 60℃とした場合の感度解析を実施し、有効性評価での結果（約 1.13 ドル，燃料エンタルピー最大値：約 85kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 77kJ/kgUO₂）と大きく差異がない、約 1.13 ドル（燃料エンタルピー最大値：約 96kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値：約 80kJ/kgUO₂）であることから、初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。

（添付資料 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5）

(6) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析条件の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

5.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源の評価結果は以下のとおりである。

a. 水 源

本重要事故シーケンスの評価では、原子炉注水は想定していない。

b. 燃 料

本重要事故シーケンスの評価では、燃料の使用は想定していない。

c. 電 源

本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

5.4.5 結 論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により過剰な制御棒の引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が

臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

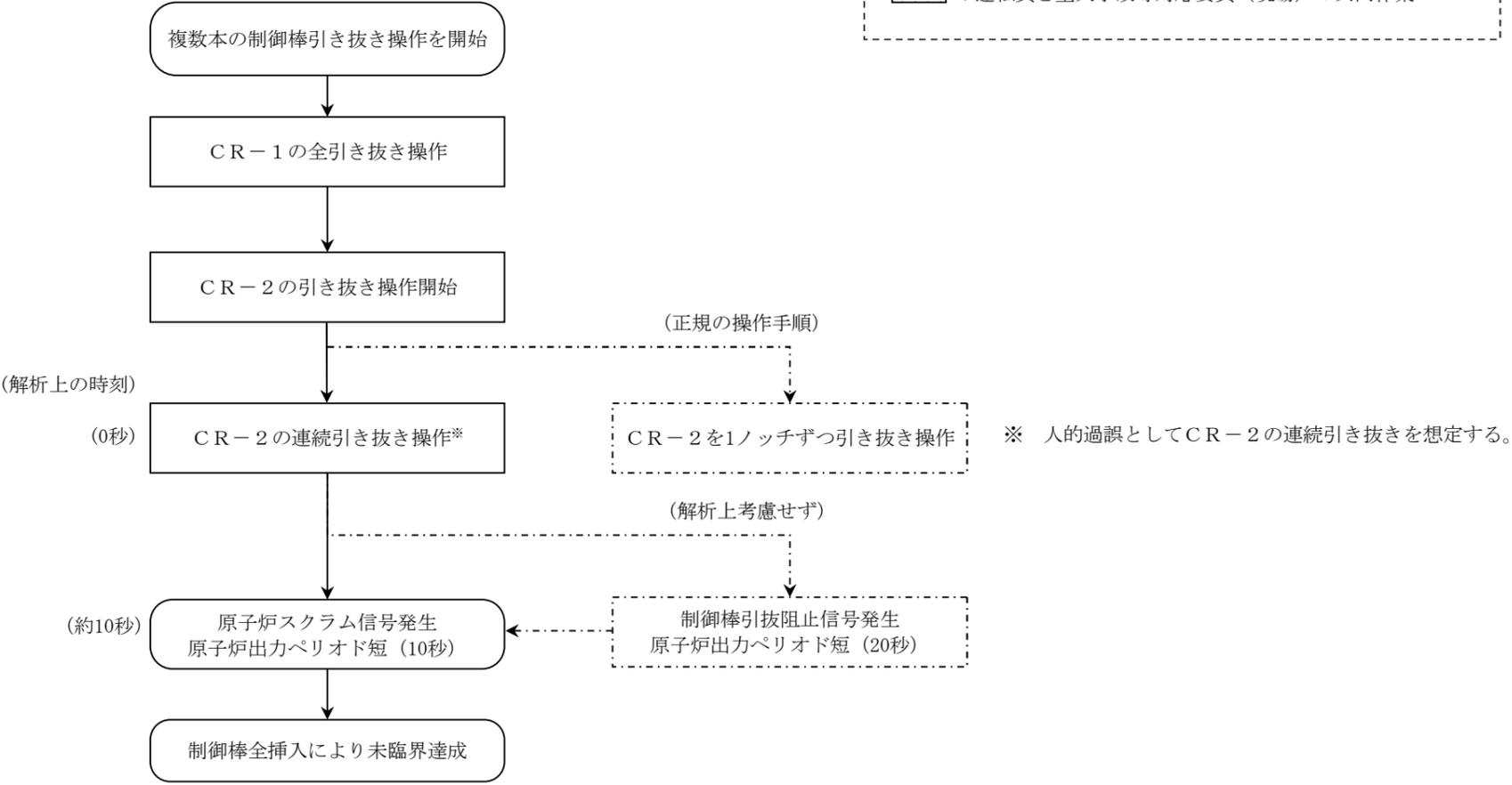
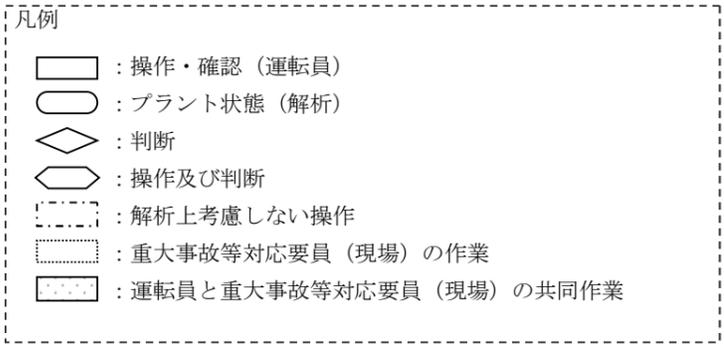
解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため、対応に必要な要員はいない。スクラム動作後の原子炉の状態確認において、中央制御室の当直運転員1名で実施可能である。

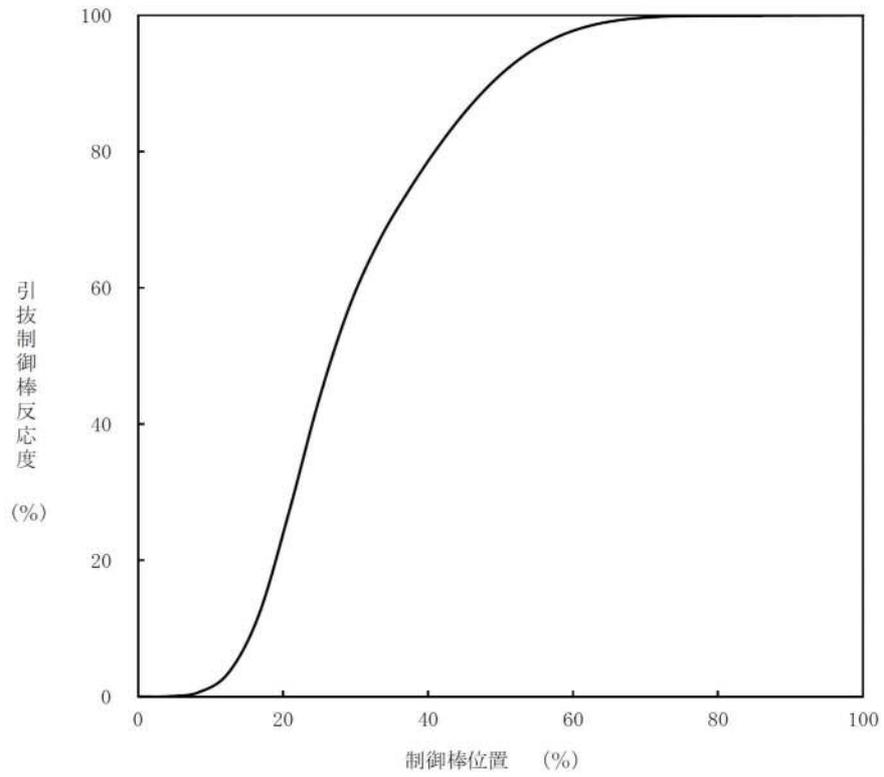
以上のことから、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

プラント前提条件
 ・複数本の制御棒引き抜き操作（停止余裕検査及び冷温臨界検査を考慮した想定）
 ・起動領域モニタのモード切替スイッチ「OPER」位置
 ・原子炉モード・スイッチ「起動」位置

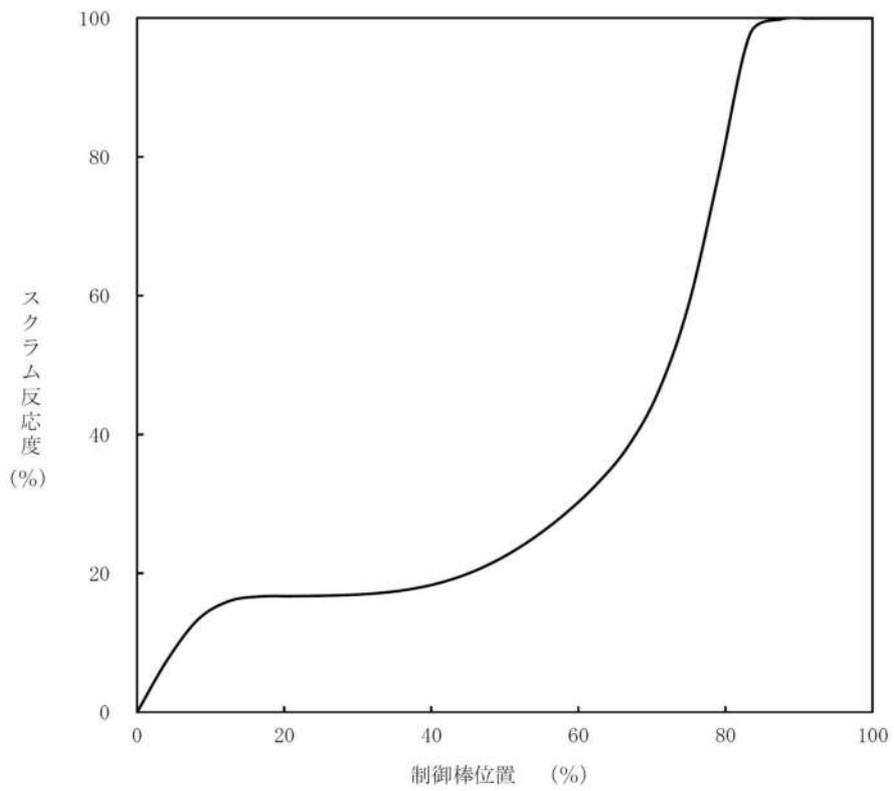
引抜制御棒
 CR-1：最大反応度値を有する制御棒
 CR-2：CR-1の対角隣接の制御棒



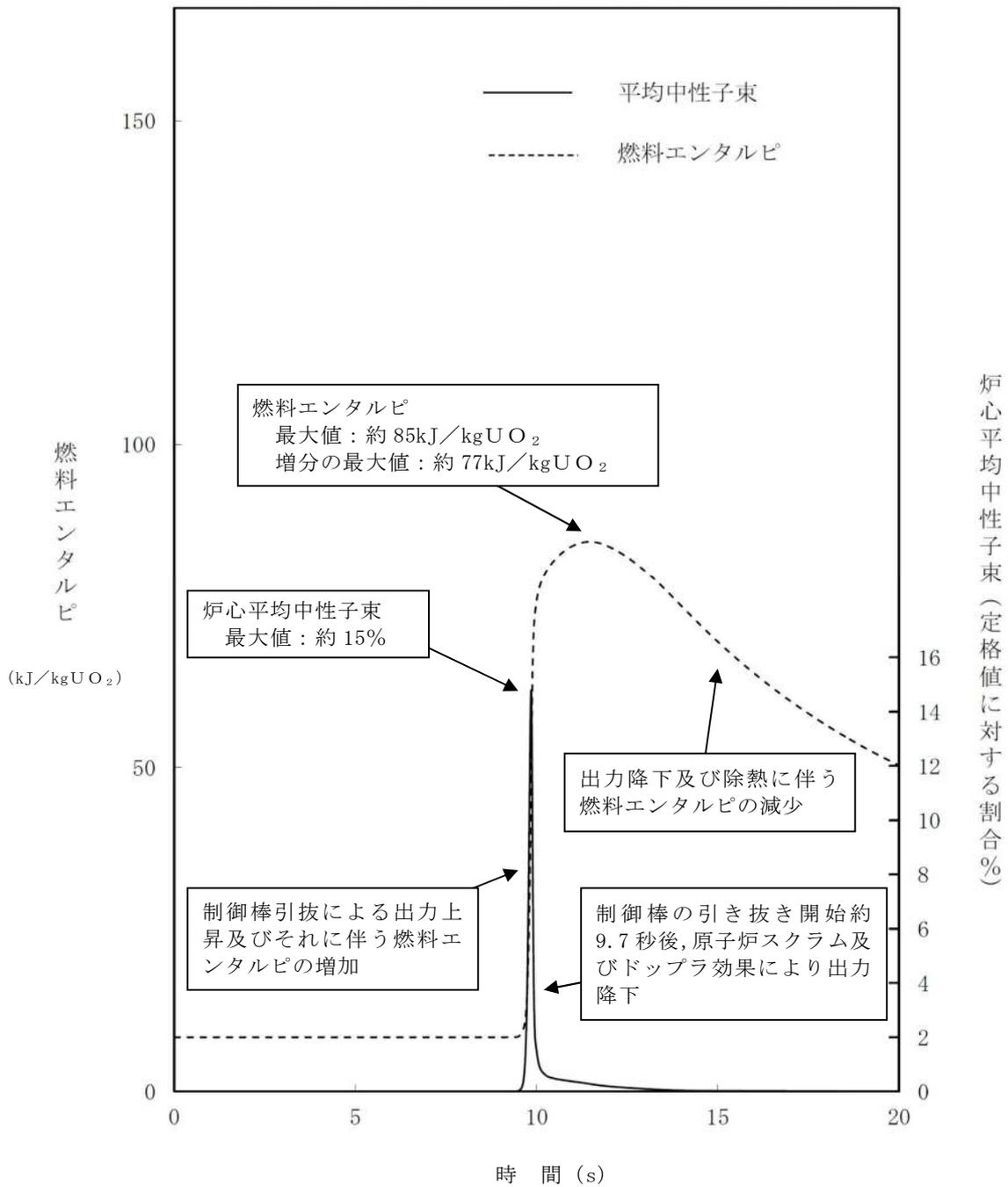
第 5.4-1 図 反応度の誤投入の対応手順の概要



第 5.4-2 図 引抜制御棒反応度曲線



第 5.4-3 図 スクラム反応度曲線



第 5.4-4 図 反応度の誤投入における事象変化

第 5.4-1 表 反応度の誤投入における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
誤操作による反応度誤投入	運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって、燃料に反応度が投入される。	—	—	起動領域計装*
反応度誤投入後の原子炉スクラムの確認	制御棒の誤操作による反応度の投入により、原子炉出力ペリオド短（10 秒）信号による原子炉スクラム信号が発生し、原子炉はスクラムする。制御棒が全挿入し、原子炉は未臨界状態となる。	—	—	起動領域計装*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第5.4-2表 主要解析条件（反応度の誤投入）（1/3）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
解析コード		APEX/ SCAT (RIA用)	—
初期条件	炉心状態	9×9燃料 (A型) 平衡炉心のサイクル初期	9×9燃料 (A型) と 9×9燃料 (B型) の特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定
	実効増倍率	1.0	原子炉は臨界状態にあるものとして設定
	原子炉初期出力	定格出力の 10^{-8}	原子炉は停止状態にあるものとして設定
	原子炉初期圧力	0.0MPa [gage]	原子炉停止時の圧力を想定
	燃料被覆管表面温度及び原子炉冷却材温度	20℃	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり、最も水密度が高くなる値として設定
	初期燃料エンタルピ	8kJ/kgUO ₂	原子炉冷却材温度20℃における燃料エンタルピを想定
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定

第 5.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）（2/3）

項 目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度値を有する制御棒の対角隣接の制御棒	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定 なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度値が核的制限値を超えないように管理 [*] している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度値が、管理値を超える事象を想定 制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を考慮し、対角隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度値は約1.71% Δkとする
	外部電源	外部電源あり	制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定

※ 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度値が 1.0% Δk 以下となるように管理。また、制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

第 5.4-2 表 主要解析条件（反応度の誤投入）（3/3）

	項目	主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	引抜速度の上限値を設定
	起動領域計装のバイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個ずつ	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。
	原子炉スクラム信号	原子炉出力ペリオド短信号 (10秒) ※1	起動領域モニタのモード切替スイッチを「OPER」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定※2

※1 起動領域モニタの原子炉出力ペリオド短信号（10秒）による原子炉スクラム信号は原子炉出力が中間領域に到達することで発生する。

※2 複数の制御棒引抜を伴う検査を実施する際において、発電長が最初の制御棒引き抜き開始前に原子炉保護系計装及び起動領域計装の要素が動作不能でないこと（指示値の異常有無確認、点検記録及び校正記録等の確認等）、制御棒のスクラムアキュムレータの圧力等を確認することで、必要な原子炉緊急停止系が正常に動作することを確認する運用としている。そのため、本事象においてもスクラム信号の機能に期待できる。

反応度誤投入事象の代表性について

1. はじめに

有効性評価では反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒 1 本が全引き抜きされている状態から、他の 1 本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定している。これは、運転停止中に実施する冷温臨界検査や停止余裕検査を考慮した想定であり、その検査の制御棒引き抜き事象の代表性について以下に示す。

2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査

運転停止中の原子炉においては、停止余裕（最大反応度価値を有する 1 本の制御棒が引き抜かれた状態でも炉心の未臨界を維持できること）を確保した燃料配置としていることに加え、原子炉モード・スイッチを燃料取替位置にすることで、1 本を超える制御棒の引き抜きを阻止するインターロックが作動する状態とし、不用意な臨界の発生を防止している。

しかしながら、停止余裕検査及び冷温臨界検査の実施時においては、原子炉モード・スイッチを起動位置として複数の制御棒の引き抜きを実施する。このため、これらの検査中に人的過誤が発生すると、想定を超える反応度が投入される可能性がある。

それぞれの検査の概要や対象となる制御棒等は以下のとおり。

(1) 冷温臨界検査

検査の目的 : 臨界予測精度の維持・向上のためのデータベースの蓄積。

検査方法 : あらかじめ作成した検査用の引き抜きシーケンスに従って

順番に対象となる制御棒の引き抜きを実施し、臨界状態確認後に、制御棒パターン、原子炉水温度及びペリオド等のデータを採取する。なお、臨界近傍での制御棒の引き抜きに際しては、1 ノッチ引き抜きごとに検査担当で未臨界を確認している。

対象制御棒 : 評価ケースにより異なる。臨界状態が確認されるまで、複数本の制御棒の引き抜きを実施する。臨界近傍では、反応度値が小さい制御棒を取り扱う。

事故防止対策 : 制御棒価値ミニマイザによる制御棒操作手順の監視、又は制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員 1 名による監視。

(2) 停止余裕検査

検査の目的 : 停止余裕（挿入可能な制御棒のうち最大反応度価値を有する制御棒 1 本が挿入されない場合でも、原子炉を常に冷温で未臨界にできること）を確認する。

検査方法 : ①最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を全引き抜き位置まで引き抜く。

②最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を位置N※まで挿入する。

※ 最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒（CR-2）について停止余裕の確認に必要な引き抜き位置

③最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）の対角隣接の制御棒（CR-2）を位置Nまで引き抜く。

④最大反応度価値を有する制御棒（CR-1）を再度1ノッチずつ引き抜きして、全引き抜きとし、この状態で炉心が臨界未満であることを確認する。なお、制御棒の引き抜きに際しては、各1ノッチ引き抜き前に検査担当者が未臨界を確認している。

対象制御棒：最大反応度価値を有する制御棒1本及び最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒1本。

引き抜かれる制御棒は、最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち、最大反応度価値を有するものを選択。

事故防止対策：制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員1名による監視。

3. 想定する人的過誤

想定を超えた反応度が投入されるおそれのある人的過誤として、「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」について検討した。

3.1 単一の人的過誤

(1) 燃料の誤装荷

燃料の誤装荷は、燃料の誤配置や燃料・制御棒の装荷順序の誤りにより、想定以上の反応度が投入されることが考えられる。しかしながら、燃料を装荷する際は、燃料取替機が自動で燃料装荷位置まで移動し、かつ作業員による燃料装荷位置の確認や定検時燃料移動監視装置による確認等が行われる。このため、本事象が発生しても適切に認知がされることから、反応

度の連続投入や急激な反応度の投入は考えにくい。

(2) 制御棒の選択誤り

操作対象制御棒の選択を誤ると、当該制御棒の反応度値が変化する。冷温臨界検査では、事前に対象となる制御棒の値が臨界近傍で大きくならないように評価により対象を選定しており、その制御棒パターンは制御棒値ミニマイザ又は複数の運転員により監視されている。停止余裕検査においても同様の監視を実施しており、操作対象以外の制御棒が選択されることは考えにくい。また、選択誤りが発生した場合においても臨界付近での制御棒の引抜操作は1ノッチずつであるため、反応度の急激な投入は考えにくい。

(3) 制御棒の連続引き抜き

運転員、及び制御棒の操作を行う運転員とは異なる運転員が制御棒や起動領域計装の確認を実施しており、人的過誤発生時も認知が容易である。しかし、これらの認知は運転員に期待しているため、有効性評価ではこれらの認知に期待せず、制御棒が連続引き抜きされることを想定する。

3.2 人的過誤の重畳

人的過誤として抽出した「燃料の誤装荷」、「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」の重畳事象の発生について検討した。反応度の投入速度等の理由^{*}から、検討すべき人的過誤の重畳は「制御棒の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」のみであると考えられる。

評価の結果、人的過誤の重畳は発生の可能性が低いことから、有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の連続引き抜き」について検討する。

※ 「制御棒の連続引き抜き」を含まない人的過誤が重畳した場合には、制御棒が1ノッチずつ引き抜かれるため、投入される反応度は「制御棒の連続引き抜き」に比べて小さいと考えられる。また、「燃料の誤装荷」については、燃料取替機により自動で選択されるため、運転員等の作業時の誤りにより間違った配置に装荷されることは考えにくく、燃料の装荷順序に係るデータの入力についても十分確認がなされていることから、「燃料の誤装荷」単一の過誤発生確率でも十分低いと考えられ、他の過誤との重畳事象は考慮する必要がないと考えられる。

- (1) 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の人的過誤確率
- 人的過誤の重畳を考慮すべき検査は、「2. 運転停止中において制御棒を複数引き抜く検査」に示すとおり、停止余裕検査及び冷温臨界検査である。通常、冷温臨界検査では制御棒価値ミニマイザにより機械的に制御棒の選択の誤りを防止している。したがって、この機能を使用している場合は、人的過誤による制御棒の選択の誤りは発生しないため、人的過誤の重畳の考慮は不要である。ただし、これらの機能に期待しないで検査を実施することもあるため、その場合における人的過誤の重畳を検討した。なお、制御棒価値ミニマイザによる機械的な制御棒の選択の誤りに期待しない場合においては、制御棒を操作する運転員以外の運転員が1名以上監視に当たることによって制御棒の選択の誤りの発生を防止しているため、これらについてもモデル化する。

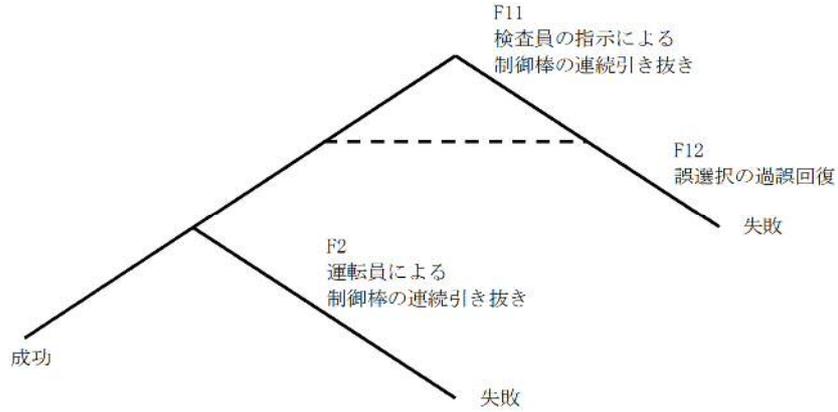
第1図に「制御棒の連続引き抜き」、第2図に「制御棒の選択誤り」+「制御棒の連続引き抜き」の重畳（人的過誤に従属性を考えた場合）における人間信頼性解析（HRA）ツリー及び人的過誤の確率を示す。

その結果、「制御棒の連続引き抜き」の単一の人的過誤に比べて「制御棒

の選択誤り」＋「制御棒の連続引き抜き」の重畳を考慮すると、発生確率が小さくなっていることがわかる。なお、この評価における、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、NUREG/CR-6883のSPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー（第1表）に基づき、高従属と設定した場合のものである。

ただし、同じ操作者・指示者による「制御棒の選択誤り」と「制御棒の連続引き抜き」の人的過誤の従属性は、作業内容の差異や、各々の操作をステップ毎に実施することから独立事象として考えることができ、人的過誤の重畳が発生する可能性は低い結果となった（第3図）。

以上より、有効性評価では単一の人的過誤である「制御棒の連続引き抜き」について検討することとした。

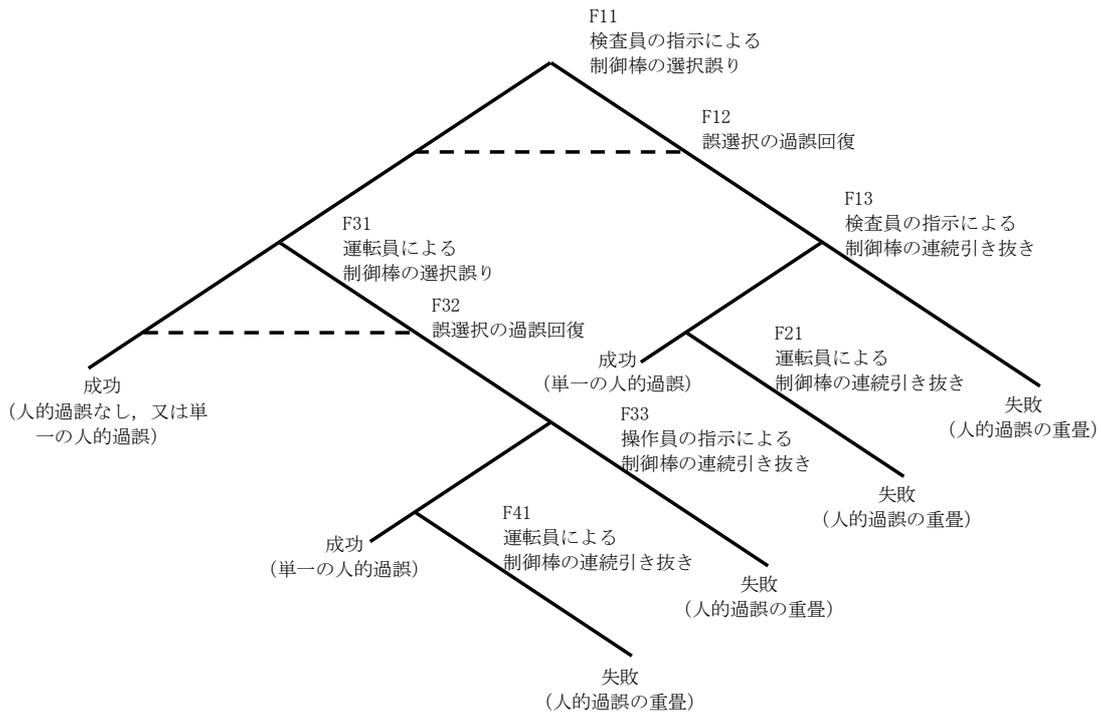


人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F2	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。

人的過誤 (平均値)	EF
4.0E-03	2.8

第 1 図 「制御棒の連続引き抜き」のHRAツリー及び人的過誤確率

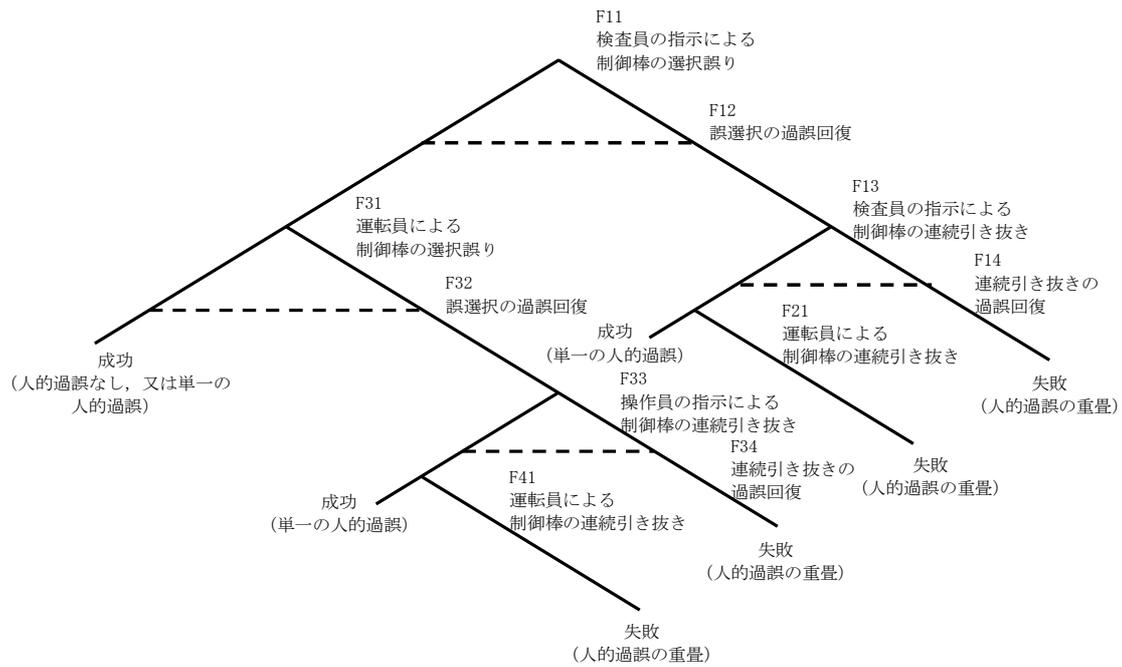


人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の高従属 F11の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 (過誤回復には期待しない)
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作と作業内容が異なり、操作と時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	5.0E-01	2	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の高従属 F31の操作と作業内容が異なるが、操作者、操作場所は同じであるため、高従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 (過誤回復には期待しない)

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
3.1E-04	3.6

第2図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の
HRAツリー (従属性を考慮する場合)



人的過誤の内容		過誤確率 (中央値)	EF	備考
F11	操作員の指示誤りによる制御棒の選択誤り	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F12	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F11の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F13	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F14	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F13の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタを1と設定
F21	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F31	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F32	検査員や監視している運転員による制御棒の選択誤りに対する過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F31の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F33	検査員の指示による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした
F34	操作する運転員や監視している運転員による過誤回復	5.3E-02	3	NUREG/CR-6883 (SPAR-H) の低従属 F33の操作に対して、時間的な間隔、作業者の相違があるため、低従属とした 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定
F41	操作する運転員による制御棒の連続引き抜き	3.0E-03	3	NUREG/CR-1278 手順書を用いる時のオMISSIONエラー (チェック表が正しく用いられている場合の長い操作 (10項目以上)) 特に高いストレスとはならないため、ストレスファクタは1と設定 ※制御棒の選択誤りと作業内容が異なり、操作は検査要領書に従ってステップ毎に実施することから、完全独立とした

※操作する運転員による制御棒の連続引き抜きにおける過誤回復には保守的に期待しないこととした。
また、HRAツリー及び人的過誤の確率は、複数の制御棒を引き抜く冷温臨界試験を想定して評価した。

人的過誤 (平均値)	EF
2.0E-06	4.5

第3図 「制御棒の選択誤り」及び「制御棒の連続引き抜き」重畳時の

HRAツリー (独立事象の場合)

第1表 SPAR-H手法における従属性レベルの選定フロー

Dependency Condition Table						
Condition Number	Crew (same or different)	Time (close in time or not close in time)	Location (same or different)	Cues (additional or no additional)	Dependency	Number of Human Action Failures Rule □ - Not Applicable. Why? _____
1	s	c	s	na	complete	When considering recovery in a series e.g., 2 nd , 3 rd , or 4 th checker If this error is the 3 rd error in the sequence, then the dependency is at least moderate. If this error is the 4 th error in the sequence, then the dependency is at least high.
2				a	complete	
3			d	na	high	
4				a	high	
5	nc	s	na	high		
6			a	moderate		
7			na	moderate		
8			a	low		
9	d	c	s	na	moderate	
10				a	moderate	
11			d	na	moderate	
12				a	moderate	
13		nc	s	na	low	
14				a	low	
15			d	na	low	
16				a	low	
17					zero	

4. 過去に発生した制御棒誤引き抜け事象と東海第二発電所における発生防止対策

(1) 志賀原子力発電所1号炉における制御棒引き抜け事象

平成11年6月、志賀原子力発電所1号炉において、原子炉停止機能強化工事の機能確認工事の準備として、制御棒関連の弁を操作していたところ、3本の制御棒が想定外に全挿入位置から引き抜かれ、原子炉が臨界状態となった。この事象により、原子炉自動停止信号が発生したが、直ちに制御棒が挿入されず、約15分間制御棒が全挿入されなかった。

この事象は、制御棒駆動水圧系（以下「CRD」という。）の原子炉戻りラインの弁を開けずにCRD挿入ライン隔離弁を閉としたことにより、引き抜きラインに圧力がかかり、制御棒が引き抜けた。また、原子炉自動停止信号が発生したにも関わらず制御棒が挿入されなかったのは、CRD挿入ライン隔離弁が閉であったこと及び制御棒駆動水圧制御ユニット（以下「HCU」という。）アキュムレータに圧力が充てんされていなかったことが原因である。

上記の事象を踏まえ、東海第二発電所では、次の対策を講じている。

- a. HCU隔離時のCRDリターンライン運転手順の整備
- b. 原子炉-CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇時のCRDポンプ自動トリップインターロックの設置

これらの対策を考慮して制御棒の誤引き抜け事象の発生頻度を評価した結果、 $4.5E-10$ /施設定期検査と評価され、志賀原子力発電所1号炉で発生した制御棒誤引き抜け事象と同様の事象が東海第二発電所で発生する頻度は十分小さいことを確認している。

(2) 東海第二発電所における意図せぬ制御棒動作事象

東海第二発電所においては、制御棒の誤引き抜け事象等により反応度が誤投入された事象の発生実績はないが、平成20年4月、施設定期検査中(全燃料取出、全制御棒全引き抜き、制御棒駆動水圧系ユニット(以下「HCU」という。)隔離)のところ、1本の制御棒が44ポジション(全引き抜き位置(48ポジション)から4ポジション挿入)に動作し、「制御棒ドリフト」警報が発報した。

この事象は、動作した制御棒のHCUの制御弁のリークテストを実施中に、当該制御弁の圧力が安定せず加圧を通常よりも長時間実施したこと、及び当該HCU周りの手動弁のシートパスが重畳したことが原因である。

ただし、本事象は全燃料取出状態であったこと、及び制御棒は挿入側に動作した事象であることから、反応度が投入された事象ではない。

なお、当事象への対策として、以下の対策を行った。

- ・当該HCU弁の弁体取替え
- ・HCUリークテストにおける圧力が安定しない場合は、当該リークテストを中止する
- ・警報処置手順書における「制御棒ドリフト」警報に本事象を発生要

因として加えることで、当該警報発報時にHCUリークテストも要因の調査対象とする。

5. 重要事故シーケンスの想定

有効性評価では上記 2.～4.を踏まえ、停止余裕検査や冷温臨界検査時に、人的過誤により制御棒が連続的に引き抜かれる事象を想定した。

このとき、臨界近傍での引抜制御棒の反応度価値が冷温臨界検査※に比べて大きい停止余裕検査においては、最大反応度価値を有する対角隣接の制御棒1本を引き抜くことを考慮して、「最大反応度価値を有する制御棒が全引き抜きされている状態で最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接制御棒1本」を反応度誤投入の代表性があるものとして選定した。

以上より、反応度の誤投入事象として、「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を代表性のあるシナリオとしている。

※ 冷温臨界検査においては、臨界近傍における制御棒の反応度価値は1.0% Δk 以下となるよう管理

安定停止状態について（運転停止中 反応度の誤投入）

運転停止中の反応度の誤投入の安定停止状態については以下のとおり。

原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。

【安定停止状態の確立について】原子炉安定停止状態の確立について

運転停止中に制御棒の誤引き抜き等によって，燃料に反応度が投入されるが，原子炉出力ペリオド短（10秒）信号により原子炉はスクラムして制御棒全挿入となり，未臨界状態となることで，原子炉安定停止状態が確立される。

また，重大事故等対策は自動で作動するため，対応に必要な要員の確保は不要である。

【安定停止状態の維持について】

上記の燃料損傷防止対策により安定停止状態を維持できる。

また，残留熱除去系機能を維持し，除熱を継続することにより，安定停止状態後の状態維持が可能となる。

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 反応度の誤投入）

第1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等の操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
炉心 (核)	核分裂出力	<ul style="list-style-type: none"> 一点近似動特性モデル（炉出力） 出力分布は二次元拡散モデル 核定数は三次元体系の炉心を空間効果を考慮し二次元体系に縮約 	考慮しない	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域計装の原子炉出力ベリオド短（10秒）信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。 が、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	ドブプラ反応度フィードバック及び制御棒反応度効果の不確かさに含まれる。
	出力分布変化	<ul style="list-style-type: none"> 二次元（RZ）拡散モデル エンタルピステップの進行に伴う相対出力分布変化を考慮 	考慮しない		解析では制御棒引抜に伴う反応度印加曲線を厳しく設定し、さらに局所出力ピーキング係数は対象領域にある燃料の燃焼寿命を考慮した最大値（燃焼度 0Gwd/t の値）を用いるといった保守的なモデルを適用していることから、出力分布変化の不確かさは考慮しない。
	反応度フィードバック効果	<ul style="list-style-type: none"> ドブプラ反応度フィードバック効果は出力分布依存で考慮 熱的現象は断熱、ボイド反応度フィードバック効果は考慮しない※ 	<ul style="list-style-type: none"> ドブプラ反応度フィードバック効果：7～9% 実効遅発中性子割合：約4% 		実験結果と解析コードの評価結果との比較から、ドブプラ反応度フィードバックの不確かさは7～9%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。 また、実効遅発中性子割合の不確かさは、臨界試験の結果と解析コードの評価結果との比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
	制御棒反応度効果	<ul style="list-style-type: none"> 三次元拡散モデル 動特性計算では外部入力 	<ul style="list-style-type: none"> 制御棒反応度：約9% 実効遅発中性子割合：約4% 		実験結果と解析コードの評価結果との比較から、制御棒反応度の不確かさは約9%程度あることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。 また、実効遅発中性子割合の不確かさは、臨界試験との比較により、約4%と評価されていることから、これを踏まえて解析を行う必要がある。
炉心 (燃料)	燃料棒内温度変化	<ul style="list-style-type: none"> 熱伝導モデル 燃料ペレット-被覆管ギャップ熱伝達モデル 	考慮しない	「反応度投入事象評価指針」において燃料棒内メッシュの「制御棒落下」解析結果への影響は0%と報告されており、類似の事象である本事故シーケンスについても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	
	燃料棒表面熱伝達	<ul style="list-style-type: none"> 単相強制対流：Dittus-Boelter の式 核沸騰状態：Jens-Lottes の式 膜沸騰状態（低温時）：NSRR の実測データに基づいて導出された熱伝達関連式 	考慮しない	本事象では即発臨界となり、急激な出力上昇が生じるが、スクラム反応度印加により出力は速やかに低下し、燃料エンタルピはその数秒後に最大値となる。このような短時間の事象であることから、燃料棒表面熱伝達の不確かさが燃料エンタルピの最大値に及ぼす影響はほとんどない。そのため、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	
	沸騰遷移	低温時：Rohsenow-Griffith の式及び Kutateladze の式	考慮しない	事象を通じての表面熱流束は限界熱流束に対して十分小さくなっていることから、沸騰遷移の判定式の不確かさが燃料エンタルピの最大値に与える影響はほとんどなく、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。	

※ A P E X は断熱モデルに基づくドブプラ反応度フィードバックモデルを採用し、減速材温度フィードバック及び減速材ボイドフィードバックは考慮しない。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）（1/2）

項目	解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
初期条件	炉心状態	9×9燃料(A型)平衡炉心サイクル初期	装荷炉心ごと, 燃焼度ごとに変化する	9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)の熱力学的な特性はほぼ同等であることから, 代表的に9×9燃料(A型)を設定 燃料交換後の余剰反応度の大きな炉心を想定	実炉心においては装荷炉心毎, 燃焼度毎に制御棒反応度値やスクラム反応度等の特性が変化する。 これらの影響については以下の保守的な想定をした評価においても, 投入される反応度は約1.16ドル(燃料エンタルピー最大値: 約80kJ/kgUO ₂ , 燃料エンタルピー増分の最大値: 約72kJ/kgUO ₂)にとどまることから, 不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 ・サイクル初期及びサイクル末期の炉心状態においてB型平衡炉心の反応度印加率を包含する引抜制御棒反応度曲線を用いた場合(添付資料5.4.5)
	実効増倍率	1.0	0.99未滿	原子炉は臨界状態にあるものとして設定	実効増倍率が0.99の場合は, 臨界到達までにかかる時間が追加で必要となり, また投入される反応度も約0.96ドル(燃料エンタルピー最大値: 約10kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約1kJ/kgUO ₂)と小さくなり, 即発臨界に至らないこととなるため, 評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	原子炉出力	定格出力の10 ⁻⁸	定格出力の10 ⁻⁸ 程度	原子炉は停止状態にあるものとして設定	初期出力は炉心状態毎に異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。 定格出力の10 ⁻⁸ の10倍及び1/10倍とした場合の感度解析を行い, 結果は以下のとおりとなった。 ・定格出力の10 ⁻⁷ : 約1.09ドル ・定格出力の10 ⁻⁹ : 約1.17ドル(燃料エンタルピー最大値: 約124kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約115kJ/kgUO ₂) 有効性評価での結果(約1.13ドル, 燃料エンタルピー最大値: 約85kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約77kJ/kgUO ₂)と大きく差異がないことから, 初期出力の不確かさが与える影響は小さい。
	原子炉圧力	大気圧	大気圧程度	原子炉停止時の圧力を想定	解析条件と同様であることから, 評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	燃料被覆管表面温度及び冷却材温度	20℃	事故事象毎20℃以上	原子炉冷却材温度の下限値を基に設定した値であり, 最も水密度が高くなる値として設定	初期燃料被覆管表面温度は炉心状態毎に異なり, 評価項目となるパラメータに影響を与えるため, その不確かさが与える影響を評価した。 初期燃料温度を60℃とした場合の感度解析を実施し, 結果は以下のとおりとなった。 ・初期燃料温度60℃: 約1.13ドル(燃料エンタルピー最大値: 約96kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約80kJ/kgUO ₂) 有効性評価での結果(約1.13ドル, 燃料エンタルピー最大値: 約85kJ/kgUO ₂ , 増分の最大値: 約77kJ/kgUO ₂)と大きな差異がないことから, 初期燃料温度の不確かさが与える影響は小さい。
	燃料エンタルピー	8kJ/kgUO ₂	事故事象毎	冷却材温度20℃における燃料エンタルピーを想定	

※ 本評価で評価対象とした9×9燃料では, 初期の燃料被覆管表面温度及び冷却材温度を高く設定した場合に, G dの燃焼やP uの蓄積により, 結果が厳しくなる場合がある。

第2表 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（運転停止中 反応度の誤投入）（2/2）

項目		解析条件(初期, 事故及び機器条件)の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目パラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
事故条件	起因事象	制御棒の誤引き抜き	—	運転停止中の原子炉において、制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって連続的に引き抜かれる事象を想定	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短(10秒)信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。したがって、事故条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	誤引き抜きされる制御棒	最大反応度価値を有する制御棒の対角隣接の制御棒のうち、最大反応度価値を有する制御棒	—	投入される反応度を厳しく評価する観点から設定なお、通常、制御棒1本が全引き抜きされている状態の未臨界度は深く、また、仮に他の1本の制御棒が操作量の制限を超えた場合でも、臨界近接で引き抜かれる制御棒の反応度価値が核的制限値を超えないように管理 [*] している。これらを踏まえ、本評価においては、誤引き抜きされる制御棒の反応度価値が、管理値を超える事象を想定 制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を考慮し、対角隣接の制御棒とし、引き抜きされる制御棒1本の反応度価値は約1.71%Δkとする		—
	外部電源	外部電源あり	—	制御棒の引き抜き操作には外部電源が必要となるため、外部電源ありを想定		—
機器条件	制御棒の引抜速度	9.1cm/s	9.1cm/s以下	引抜速度の上限値として設定	停止時の制御棒の誤引き抜きは、起動領域計装の原子炉出力ペリオド短(10秒)信号の発生により、自動的に原子炉スクラムされることで未臨界となり、事象は収束することから、運転員等の操作を必要としない。したがって、機器条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮する必要はない。	解析上では引抜速度の上限値を設定しているが、最確条件では上限値に比べて遅い引抜速度であり、投入反応度が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	起動領域計装のバイパス状態	A, Bチャンネルそれぞれ1個	バイパスなし	A, Bチャンネルとも引抜制御棒に最も近い検出器が1個ずつバイパス状態にあるとする。スクラム信号が遅れることにより、厳しい評価となる		バイパス状態がない場合はスクラム信号の応答が早くなり、投入反応度が小さくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
	制御棒引抜阻止	期待しない(原子炉出力ペリオド短信号(20秒))	期待する(原子炉出力ペリオド短信号(20秒))	制御棒の引き抜きが制限されないことにより、制御棒の誤操作の量が増加し、厳しい評価となる		制御棒引抜阻止に期待した場合、原子炉出力ペリオド短信号(20秒)が発信すると制御棒引抜が停止する。ただし、本評価では制御棒の誤引き抜きにより反応度が急激に投入されるため、原子炉出力ペリオド短信号(20秒)と原子炉出力ペリオド短(10秒)信号によるスクラム信号がほぼ同時に発信するため、制御棒引抜阻止に期待した場合でも評価項目に与える影響はほとんどない。
	スクラム信号	原子炉出力ペリオド短(10秒)信号	解析条件と同様	起動領域モニタのモード切替スイッチを「OPER」位置とした場合の起動領域計装のスクラム機能により設定		解析条件と同様であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

※ 原子炉起動時及び冷温臨界検査時は、臨界近接時における制御棒の最大反応度価値が1.0%Δk以下となるように管理。また、制御棒価値ミニマイザ又は複数の運転員による制御棒の引き抜き手順の監視を実施。なお、停止余裕検査においても同様の監視を実施。

原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について

1. はじめに

反応度誤投入事象の評価条件である原子炉初期出力（臨界状態）について、ノミナル値を定格出力の 10^{-8} とし、また、感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることが、妥当であることを以下に示す。

2. 長期停止による原子炉初期出力への影響

原子炉初期出力は、一般に中性子源の強さに比例し、未臨界度に反比例する。長期停止に伴い、主に $\text{Am}-241$ の蓄積によって未臨界度は深くなるが、長期停止後も短期停止後と同様の燃料配置換え等が行われることにより、その影響は緩和される。一方、中性子源の強さについては、停止後 30 日程度には起動領域計装（SRNM）のカウント数として 8 割以上を占め、停止中の原子炉における主要な中性子源となる $\text{Cm}-242$ （半減期 163 日）及び $\text{Cm}-244$ （半減期 18.1 年）の半減期を考慮すると、10 年程度の停止期間の場合、停止時中性子束は低下するものの停止後 30 日程度（短期停止を想定）の中性子束の 0.1 倍には至らない。また、停止期間が相当期間に渡っても、 $\text{Cm}-242$ 及び $\text{Cm}-244$ の減衰について第 1 図に示すとおり、感度解析の範囲内である。

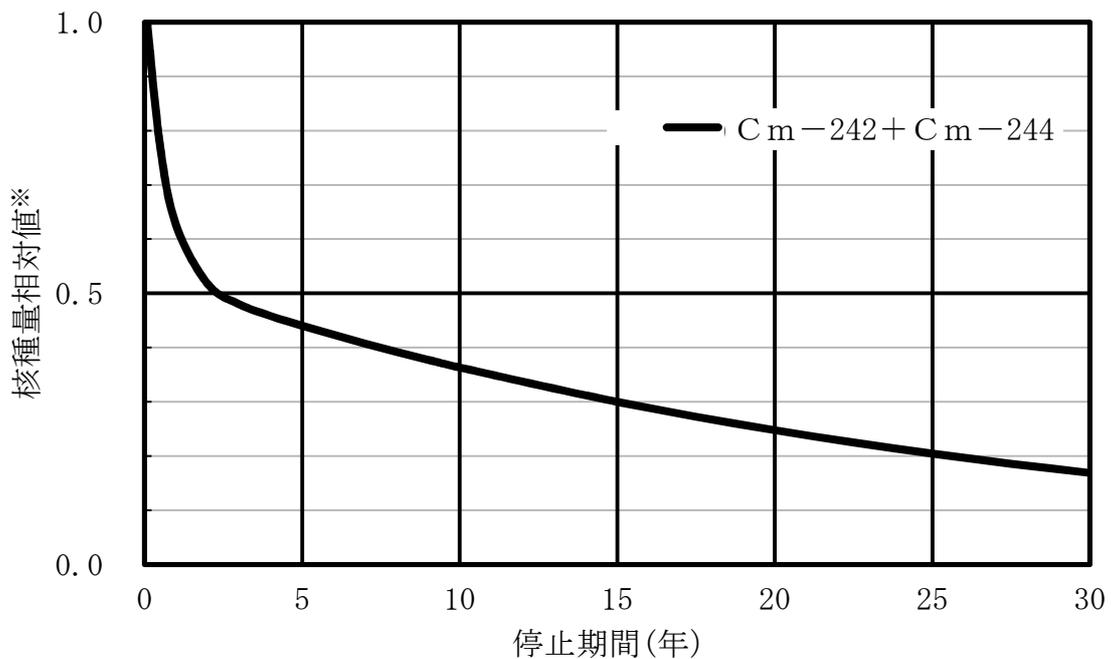
3. 感度解析における初期出力範囲の根拠

反応度誤投入事象における初期出力は、低い方が投入反応度を厳しくする傾向がある。減速材温度が低温時の原子炉臨界時出力は、約 1 年の停止期間後の実績を含む臨界実績として定格出力の $10^{-8} \sim 10^{-5}$ であることから、なるべく低出力側をノミナル値とし、定格出力の 10^{-8} としている。低出力側の下限値としては、保守的に更に 1 桁分の範囲をとり、定格出力の 10^{-9} としている。これ

は、第 1 図より核種量相対値が 0.1 となる（1 桁下がる）までの停止期間を参照すると、十分な範囲と言える。高出力側の上限値としては、低出力側と同様に 1 桁分の範囲をとり、定格出力の 10^{-7} としている。

4. まとめ

長期停止の影響を含め、初期出力の不確かさが与える影響を感度解析の範囲が十分に含んでいると言えることから、ノミナル値である定格出力の 10^{-8} を初期出力とし、感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることは妥当である。



※ 停止後 30 日の核種量を 1.0 としてプロット

第 1 図 Cm-242 + Cm-244 の減衰

反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について

1. はじめに

反応度誤投入事象の評価において炉心状態を「9×9燃料(A型)平衡炉心のサイクル初期」とし、「最大反応度価値制御棒及びその対角隣接の制御棒」が引き抜かれる想定をして評価している。しかし、実炉心においては想定と異なり、装荷燃料には9×9燃料(B型)が含まれている場合、事象発生時期がサイクル末期である場合に加え、引抜制御棒価値、引抜制御棒反応度曲線、スクラム反応度曲線及び実効遅発中性子割合等のパラメータに不確かさがあるため、有効性評価での想定とこれらの不確かさの影響について以下にまとめた。

2. 感度解析条件

炉心状態の不確かさの影響を考慮するパラメータとして「解析コードのAPEX」の重要現象の特定を参考に「引抜制御棒価値」、「引抜制御棒反応度曲線」、「スクラム反応度曲線」及び「実効遅発中性子割合」の4つについて第1表に示す感度解析を実施した。

なお、原子炉初期出力と初期燃料温度については解析条件の不確かさの影響評価にて感度解析を実施していること、出力分布変化は制御棒価値を厳しく設定し、さらに局所ピーキング係数が燃料寿命を通じた最大値となるようにしていることから今回対象としていない。

(1) 引抜制御棒価値

有効性評価において核的制限値を超えないように管理している値（臨界近接時においては最大反応度価値を $1.0\% \Delta k$ 以下とすること）を超える制御棒価値として最大反応度価値制御棒の斜め隣接の制御棒（平衡炉心サイクル初期）の約 $1.71\% \Delta k$ を設定している。そのため、感度解析を実施する上のノミナルな条件としては管理値の $1.0\% \Delta k$ を設定した。

(2) 引抜制御棒反応度曲線

有効性評価において第 1 表に示す A 型平衡炉心のサイクル初期を想定している。

感度解析のノミナル条件として、サイクル初期及びサイクル末期での引抜制御棒反応度曲線を $1.0\% \Delta k$ に規格化したものを考慮した。

サイクル初期の感度解析の不確かさ評価として、1 ドル位置における引抜制御棒反応度印加率が B 型の平衡炉心での印加率の変動を包含するように設定した。

感度解析に用いたサイクル初期及びサイクル末期の引抜制御棒反応度曲線を第 1 図，第 2 図に示す。

(3) スクラム反応度曲線

有効性評価においては第 1 表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態のスクラム反応度曲線の影響についても確認した。

(4) 実効遅発中性子割合

有効性評価においては第1表に示すサイクル初期を想定して評価を実施しており、感度解析においては、サイクル末期の炉心状態の実効遅発中性子割合の影響についても確認した。

3. 感度解析結果

解析結果を第2表にまとめた。サイクル初期及びサイクル末期並びにB型の平衡炉心の炉心状態とした場合においても、最大の投入反応度は感度解析（サイクル末期、B型の平衡炉心での印加率の変動を包含）の約1.16ドル（燃料エンタルピー最大値：約80kJ/kgUO₂，燃料エンタルピーの増分の最大値※：約72kJ/kgUO₂）であり、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象評価指針」に示された燃料の許容設計限界の最低値である272kJ/kgUO₂を超えることはない。また、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」に示された燃料ペレット燃焼度65,000MWd/t以上の燃料に対するペレット－被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピーの増分で167kJ/kgUO₂を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※ 燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー（8kJ/kgUO₂）を引いた値

第1表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析項目

項目	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	1.71% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk	1.0% Δk
引抜制御棒反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	申請解析の反応度曲線を制御棒価値 1.0% Δk に規格化	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル初期)の1.5倍 ^{※1} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果(制御棒価値 1.0% Δk に規格化)	1ドル位置における引抜制御棒反応度曲線の反応度印加率がノミナルケース(サイクル末期)の1.3倍 ^{※2} になるように補正する。ただし、引抜制御棒反応度が1.0% Δkを超える部分については、1.0% Δkで一定とする。
スクラム反応度曲線	サイクル初期炉心の LOGOS 解析結果	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果	サイクル末期炉心の LOGOS 解析結果
実効遅発中性子割合	サイクル初期炉心に対応した値 (0.0060)	変更なし	変更なし	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍 ^{※3}	サイクル末期炉心相当の値として0.88倍 ^{※3}

※1 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル初期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※2 制御棒落下事故解析における落下制御棒反応度曲線(サイクル末期低温時)よりB型平衡炉心の反応度印加率の変動を包含するようにふり幅を設定

※3 実効遅発中性子割合の設置変更許可申請書記載値(ウラン炉心平衡サイクル初期:0.0060, ウラン炉心平衡サイクル末期:0.0053)より算出

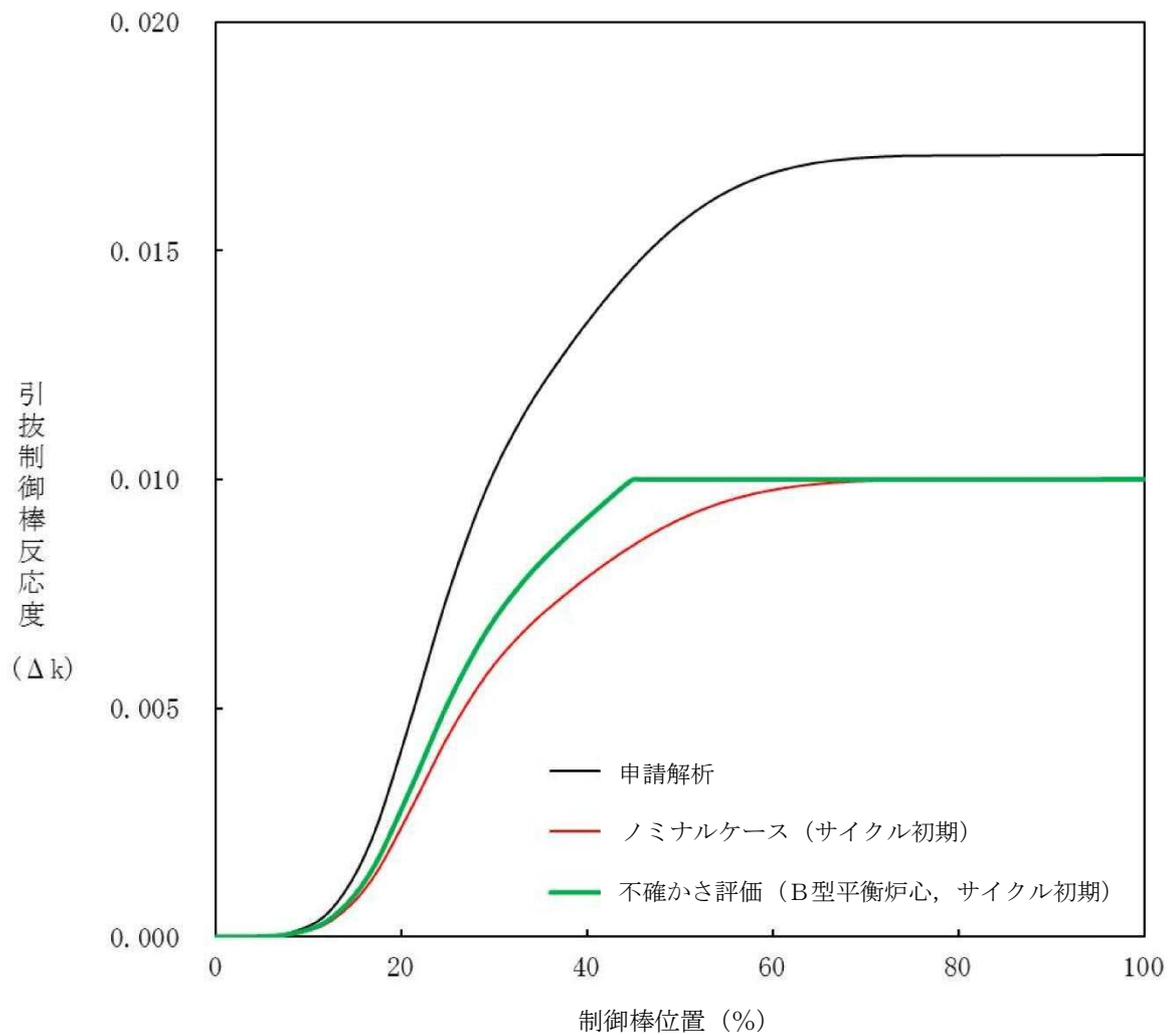
第2表 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析結果

項目	単位	申請解析	ノミナルケース (サイクル初期)	不確かさ評価 (サイクル初期, B型平衡炉心)	ノミナルケース (サイクル末期)	不確かさ評価 (サイクル末期, B型平衡炉心)
引抜制御棒価値	%Δk	1.71	1.0	1.0	1.0	1.0
引抜制御棒反応度曲線の1ドル位置における反応度印加率	Δk/Δn ^{※1}	0.0014	0.0005	0.0008	0.0011	0.0014
実効遅発中性子割合 ^{※2}	—	0.0060	0.0060	0.0060	0.0053	0.0053
最大投入反応度	%Δk	約0.68	約0.61	約0.63	約0.59	約0.61
	ドル	約1.13	約1.01	約1.05	約1.12	約1.16
燃料エンタルピーの 最大値	kJ/kgUO ₂	約85	約11	約18	約46	約80
燃料エンタルピーの 増分の最大値 ^{※3}	kJ/kgUO ₂	約77	約3	約9	約38	約72
ピーク出力部燃料 エンタルピー (絶対値)	kJ/kgUO ₂	約74	約8	約12	約37	約70

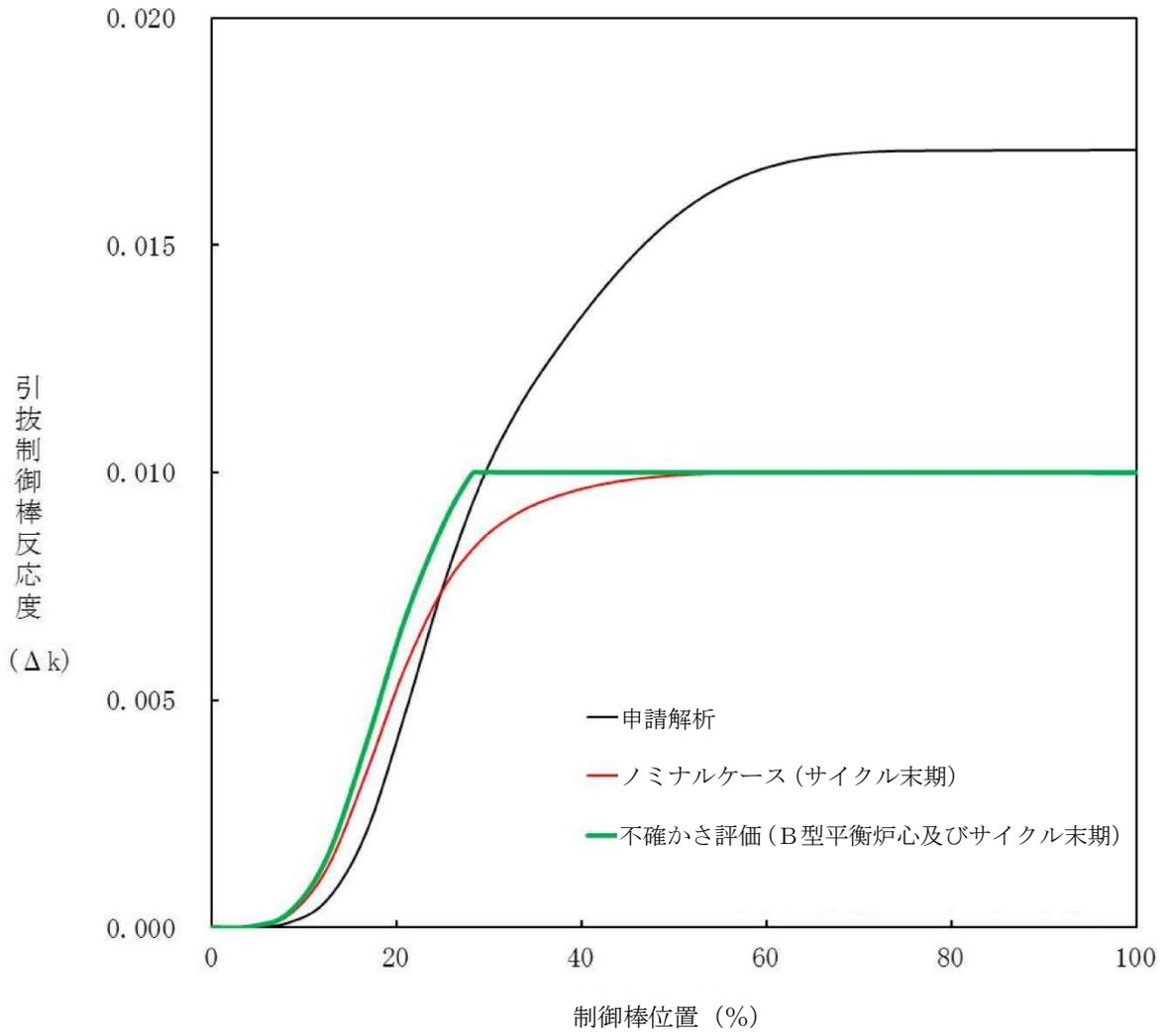
※1 制御棒を1ノッチ引き抜いた時の印加反応度

※2 APEXにより計算される実効遅発中性子割合

※3 燃料エンタルピーの最大値から初期エンタルピー (8kJ/kgUO₂) を引いた値



第1図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル初期)



第2図 引抜制御棒反応度曲線 (サイクル末期)

6. 必要な要員及び資源の評価

6.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

a. 参集要員に期待しない事故シーケンスにおいては、中央制御室の当直発電長、当直副発電長、当直運転員及び発電所構内に常駐している災害対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。

また、参集要員に期待する事故シーケンスにおいては、事象発生2時間までは、中央制御室の運転員及び発電所構内に常駐している災害対策要員のみにより必要な作業対応が可能であること、さらに事象発生2時間以降は発電所構外から招集される参集要員についても考慮して、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から招集される参集要員については、実際の運用では集まり次第、作業対応が可能であるが、評価上は事象発生2時間以前の参集要員による作業対応は見込まないものとする。

b. 可搬型設備操作において、災害対策要員が発電所構内に常駐していることを考慮し、2時間以内に活動を開始することとして要員を評価する。

(2) 資源の評価条件

a. 全 般

(a) 重大事故等対策の有効性評価において、通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

b. 水 源

(a) 原子炉及び格納容器への注水において、水源となる代替淡水貯槽の

保有水量（約 4,300m³：有効水量）又は西側淡水貯水設備の保有水量（約 4,300m³：有効水量）が、他の淡水源から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた水の移送を開始するまでに枯渇しないことを評価する。

- (b) 代替淡水貯槽については、西側淡水貯水設備からの水の移送について、可搬型代替注水中型ポンプを用いて必要注水量以上が補給可能であることを評価する。
- (c) 使用済燃料プールへの注水において、水源となる西側淡水貯水設備の保有水量（約 4,300m³）が枯渇しないことを評価する。
- (d) 水源の評価については、必要注水量が多い重要事故シーケンス等が水源として厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃 料

- (a) 常設代替交流電源設備、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ、可搬型窒素供給装置、非常用ディーゼル発電機等及び緊急時対策所用発電機のうち、事故シーケンスグループ等における事故収束に必要な設備を考慮し消費する燃料（軽油）が備蓄している軽油量にて7日間の運転継続が可能であることを評価する。
- (b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンスについては、非常用ディーゼル発電機等からの給電による燃料消費量の評価を行う。また、外部電源喪失を想定しない場合においても、仮に外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機等から給電することを想定し、燃料消費量の確認を行う。常設代替交流電源設備からの給電を想定する事故シーケンスグループ等においては、常設代替交流電源

設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

(c) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスについては、常設代替交流電源設備からの給電による燃料消費量の評価を行う。この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、軽油貯蔵タンク（約 800kL）の容量を考慮する。

(d) 可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型窒素供給装置の使用を想定する事故シーケンスグループ等については、可搬型代替注水中型ポンプ、可搬型代替注水大型ポンプ又は可搬型窒素供給装置の燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、可搬型設備用軽油タンク（約 210kL）の容量を考慮する。

(e) 緊急時対策所用発電機の使用を想定する事故シーケンスグループ等については、緊急時対策所用発電機の燃料消費量の評価を行う。

この場合、燃料（軽油）の備蓄量として、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク（約 75kL）の容量を考慮する。

(f) 燃料消費量の計算においては、電源設備等が保守的に事象発生直後から燃料を消費することを想定し算出する。

d. 電 源

(a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスにおいては、常設代替交流電源設備により、有効性評価で考慮する設備に電源供給を行い、その最大負荷が常設代替交流電源設備 5 台の連続定格容量（約 5,520kW）未滿となることを評価する。

(b) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定しない事故シーケンス

においては、非常用ディーゼル発電機等からの給電を考慮し、また、外部電源喪失を想定しない事故シーケンスにおいても、保守的に外部電源が喪失するものとして、非常用ディーゼル発電機等から給電するものとして評価する。

外部電源が喪失するものとした場合、常設代替交流電源設備により、有効性評価で考慮する設備に電源供給を行う事故シーケンスグループ等については、その最大負荷が、常設代替交流電源設備 2 台の連続定格容量（約 2,208kW）未滿となることを評価する。

- (c) 各事故シーケンスにおける対策に必要な設備は、重要事故シーケンス等の対策設備に包絡されるため、重要事故シーケンス等を実効性を評価し成立性を確認することで、他の事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

(添付資料6.3.2)

6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループ等において、重大事故等対策時に必要な操作項目、必要な要員数及び移動時間を含めた各操作の所要時間について確認した。

原子炉運転中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」、「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD、TBU）」、「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）」及び「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」であり、事象発生後 2 時間に必要な要員は 24 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 7 名及び発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 39 名で対処

可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。また、事象発生 2 時間以降に追加で必要な要員数は 6 名であり、参集要員（72 名）により確保可能である。

また、原子炉運転停止中に必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は、「5.2 全交流動力電源喪失」の事象であり、必要な要員は 19 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 5 名、発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 37 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。

また、使用済燃料プールに燃料が取り出されている期間において、必要な要員が最も多い事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」であり、事象発生 2 時間までに必要な要員は 17 名である。必要な作業対応は、中央制御室の運転員 5 名、発電所構内に常駐している災害対策要員 32 名の初動体制の要員 37 名で対処可能である。これらの要員数を夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）においても確保可能である。また、事象発生 2 時間以降に追加で必要な要員数は 2 名であり、参集要員（72 名）により確保可能である。

（添付資料 6.1.1, 6.2.1, 6.2.2）

6.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

事象発生後 7 日間は、外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1) 水源の評価結果

a. 原子炉及び格納容器への注水

原子炉及び格納容器への注水における水源評価において、最も厳しく

なる事故シーケンスグループ等は、「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」である。

低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による代替格納容器スプレイにおいて、合計約 5,490m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有しており、事象発生 43 時間以降に西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽へ水の移送を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした 7 日間の注水継続が可能である。

b. 使用済燃料プールへの注水

使用済燃料プールへの注水における水源評価において、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。

可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料プール注水において、約 2,120m³の水が必要となる。

水源として、西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有しており、水源を枯渇させることなく 7 日間の注水継続が可能である。

(添付資料 6.3.1)

(2) 燃料の評価結果

a. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。

非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給については、保守的に事象発生直後から

最大負荷でこれらの運転を想定すると、7日間の運転継続に約755.5kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水中型ポンプ（2台）による代替燃料プール注水系による使用済燃料プールへの注水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.0kLの軽油が必要となる。

さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後から7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。

よって、事故対応に必要な軽油は、軽油貯蔵タンクにて約800kL、可搬型設備用軽油タンクにて約210kL、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLを備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。

b. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮した場合の燃料評価において、最も燃料の消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「3.4 水素燃焼」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入については、保守的に事象発生直後からの可搬型窒素供給装置の運転を想定すると、7日間の運転継続に約18.5kLの軽油が必要となる。

さらに、緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生

直後から7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。

よって、事故対応に必要な軽油は、軽油貯蔵タンクにて約800kL、可搬型設備用軽油タンクにて約210kL、緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLを備蓄しているため、必要量の軽油を供給可能である。

(添付資料 6.3.1)

(3) 電源の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」及び「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)」である。常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約4,510kWが必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)の連続定格容量である5,520kW未満であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

なお、全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合は、非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定しているが、重大事故等対策に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれていることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。

また、直流電源については外部電源喪失時においても、非常用ディーゼル発電機等又は常設代替交流電源設備により交流電源を充電器盤に供給することで継続的な直流電源の供給が可能である。なお、事故シーケンスグループ「2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)」、「2.3.2 全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」、「2.3.3 全交流動力電源喪失(TBP)」及び「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」においては、交流電源が24

時間復旧しない場合を想定しており，この場合でも直流電源負荷の制限により，事象発生後 24 時間の連続した直流電源の供給が可能である。

(添付資料 6.3.1)

同時被災時における必要な要員及び資源について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故等が発生した場合、使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し、それらの対応を含めて必要な要員、資源について整理する。

なお、使用済燃料乾式貯蔵設備の原子炉等との重大事故等同時被災を想定しても、使用済燃料乾式貯蔵容器への対応を要する状態にはならないため、原子炉及び使用済燃料プールの重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することはない。

また、東海第二発電所と同一敷地内に設置している東海発電所(廃止措置中、核燃料搬出済み。)等の他事業所の同時被災を想定しても、東海第二発電所の重大事故等の対応に必要な要員及び資源を使用することはない。

1. 同時被災時に必要な要員及び資源の十分性

(1) 想定する重大事故等

使用済燃料プールに係る重大事故等を除く有効性評価の各シナリオのうち、必要な要員及び資源（水源、燃料及び電源）毎に最も厳しいシナリオを想定する。

使用済燃料プールについてはスロッシングの発生を想定する。

第1表に想定する状態を示す。上記に対して、7日間の対応に必要な要員、必要な資源への影響を確認する。

なお、火災対応に係る要員及び資源は重大事故等対応に必要な要員及び資源と重複利用することがないため、ここでは、火災対応に係る要員及び資源の評価は行わない。

(2) 評価結果

a. 必要な要員の評価

使用済燃料プールにおける重大事故等発生時は、注水及び除熱が必要である。注水については、常設低圧代替注水系ポンプ、可搬型代替注水中型ポンプ等の操作が必要となる。除熱については、使用済燃料プールから発生する水蒸気が原子炉建屋原子炉棟内の他の重大事故等対処設備に悪影響を及ぼすことを防止するため、重大事故等対処設備として整備する代替燃料プール冷却系の操作が必要となるが、除熱開始までの時間余裕は第4表及び第7表のとおり1日以上であり、有効性評価の各シナリオで使用済燃料プール同時被災時においても対応可能な要員数を確保していることを確認している。また、評価条件を第2表、第3表、第5表及び第6表に示す。

なお、代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕[※]は、以下の式により算出した。

$$\text{80℃到達までの時間 [h]} = \frac{(80[\text{℃}] - \text{初期水温} [\text{℃}]) \times \text{水の比熱} [\text{kJ/kg/℃}] \times \text{使用済燃料プールの水量} [\text{m}^3] \times \text{水の密度} [\text{kg/m}^3]}{\text{燃料の崩壊熱} [\text{MW}] \times 10^3 \times 3600}$$

※ 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が80℃であるため、時間余裕は使用済燃料プール水温が80℃に到達するまでの時間となる

b. 必要な資源の評価

(a) 水源

水源の使用量が最も多い「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」を想定すると、原子炉注水、格納容器スプレーによる7日間の対応に、約5,490m³の水が必要となる。また、水源評価の観点から、保守的に代替燃料プール冷却系による除熱に期待せず使用済燃料プールへの注水が継続することを想定した場合、7日間の対応に必要な使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの水位回復及びその後の

水位維持)は、第9表に示すとおり約490m³となる。したがって、7日間の対応に合計約5,980m³の水が必要となる。これに対して、代替淡水貯槽に約4,300m³、西側淡水貯水設備に約4,300m³の合計約8,600m³の水を保有しているため、同時被災時においても7日間の対応は可能である。また、評価条件を第8表に示す。

なお、事象発生から7日間で必要となる使用済燃料プールへの注水量は、以下の式により算出した。

$$\text{沸騰までの時間}[h] = \frac{(100[^\circ\text{C}] - \text{初期水温}[^\circ\text{C}]) \times \text{水の比熱}[kJ/kg/^\circ\text{C}] \times \text{使用済燃料プールの水 量}[m^3] \times \text{水の密度}[kg/m^3]}{\text{燃料の崩壊熱}[MW] \times 10^3 \times 3600}$$

$$1 \text{ 時間当たりの注水必要量}[m^3/h] = \frac{\text{燃料の崩壊熱}[MW] \times 10^3 \times 3600}{\text{水の密度}[kg/m^3] \times \text{蒸発潜熱}[kJ/kg]}$$

$$7 \text{ 日間で必要となる注水量}[m^3] = (168 \text{ 時間}[h] - \text{沸騰までの時間}[h]) \times 1 \text{ 時間当たりの注水必要量}[m^3/h]$$

(b) 燃料（軽油）

軽油貯蔵タンクの軽油消費量が最も多い「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」等を想定すると、非常用ディーゼル発電機（2台）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機並びに常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の7日間の運転継続に約755.5kL^{*}が必要となる。この中に使用済燃料プールへの対応に必要な負荷も考慮されていること、軽油貯蔵タンクに約800kLの軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの対応について、7日間の対応は可能である。

可搬型設備用軽油タンクの軽油消費量が最も多い「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」等を想定すると、可搬型窒素供給装置の7日間の運転継続に約18.5kL^{*}が必要となる。これに可搬型代替注水中型ポンプによる使用済燃料プールへの注水を考慮すると、更に約12.0kL

必要となるが、可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの 7 日間の対応は可能である。

緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクは全ての事故シーケンスグループ等で使用を想定するが、同時被災の有無に関わらず緊急時対策所用発電機の 7 日間の運転継続に約 70.0kL^{*}の軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクに約 75kL の軽油を保有していることから、原子炉及び使用済燃料プールの 7 日間の対応は可能である。

※ 保守的に事象発生直後から運転を想定し、燃費は最大負荷時を想定。

(c) 電源

使用済燃料プールへの注水、代替燃料プール冷却系による除熱に係る電源負荷容量は、常設代替交流電源設備の設計において考慮している。このため、常設代替交流電源設備からの電源供給により、重大事故等の対応に必要な負荷に電源供給が可能である。

(3) 重大事故等時対応への影響について

「(2) 評価結果」に示すとおり、重大事故等時に必要となる対応操作は、当直（運転員）、発電所構内に常駐している災害対策要員及び 2 時間以降の発電所構外からの参集要員にて対応可能であることから、重大事故等に対応する要員に影響を与えない。

確保する各資源にて原子炉及び使用済燃料プールにおける 7 日間の対応が可能である。

以上のことから、原子炉及び使用済燃料プールで同時に重大事故等が発生した場合にも、その対応への影響はない。

2. まとめ

原子炉及び使用済燃料プールにおいて同時に重大事故等が発生した場合に必要な要員，資源について評価した。その結果，有効性評価の各シナリオで対応可能な要員を確保していること，7日間の対応に必要な水源，燃料及び電源を確保していることを確認した。

第 1 表 想定する状態

項目	状態
要員	(有効性評価の各事故シーケンスグループ等で使用済燃料プール同時被災時に対応可能な要員数を確保していることを確認)
水源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「3.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合」 ・ 「4.2 想定事故2」 (使用済燃料プール漏えい) ※¹
燃料	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」等※² (軽油貯蔵タンクの評価) ・ 「3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合」 (可搬型設備用軽油タンクの評価) ・ 各事故シーケンスグループ等※³ (緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの評価)
電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 全交流動力電源喪失 ・ 「4.2 想定事故2」 (使用済燃料プール漏えい)

※¹ 同時被災時の使用済燃料プール状態を想定する。また、サイフォン現象による漏えい量より、スロッシングによる溢水量の方が多いため、スロッシングによる漏えいを想定する。

※² 燃料については、消費量を保守的に評価する観点から、外部電源喪失が発生し、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備の運転を継続させる状態を想定する。

※³ 緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクは緊急時対策所用発電機専用の燃料タンクであるため、燃料消費量は事故シーケンスグループ等に依存しない。

第2表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの
時間余裕の評価条件（原子炉運転時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量 ^{※3}	1,189.9m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※4}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※5}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※6}	972kg/m ³

※1 燃料取出スキームは第3表のとおり。

※2 過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績（65日）よりも短い日数を設定。

※3 使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する場合があるものの、使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し、通常水位へ回復することが可能。

※4 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定

※5 40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）。

※6 40℃から80℃までの飽和水の密度のうち、最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）。

第 3 表 使用済燃料プールの燃料取出スキーム（原子炉運転時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数 ^{※1}	取出平均燃焼度 [GWd/t]	崩壊熱 [MW]
8 サイクル冷却燃料	8 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	142 体	45	約 0.047
7 サイクル冷却燃料	7 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.059
6 サイクル冷却燃料	6 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.064
5 サイクル冷却燃料	5 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.072
4 サイクル冷却燃料	4 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.085
3 サイクル冷却燃料	3 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.110
2 サイクル冷却燃料	2 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.161
1 サイクル冷却燃料	1 × (13 ヶ月 + 30 日) + 30 日	168 体	45	約 0.283
施設定期検査時取出燃料	30 日	168 体	45	約 1.214
合計	—	1,486 体	—	約 2.095

※1 崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250 体）から 1 炉心（764 体）分を除いた 1,486 体分が使用済燃料プールに保管されているとし，そのうち施設定期検査時取出燃料は燃料取替体数分（168 体）が使用済燃料プールに保管され，それ以前の施設定期検査時に取り出された燃料は 9 × 9 燃料（A 型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第 4 表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの
時間余裕の評価結果（原子炉運転時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕 ^{※1}	約 25 時間

※1 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は，使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる。

第5表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの
時間余裕の評価条件（原子炉運転停止時）

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	取出前
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}
発電機解列からの日数	1日 ^{※2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約1.0MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量 ^{※3}	1,189.9m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※4}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※5}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※6}	972kg/m ³

※1 燃料取出スキームは第6表のとおり。

※2 運転停止時の有効性評価における評価日を設定。

※3 使用済燃料プールの水量はスロッシングにより一時的に減少する可能性があるものの、使用済燃料プールの水温が80℃に到達するまでに注水を実施し、通常水位へ回復することが可能。

※4 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定。

※5 40℃から80℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用（1999年蒸気表より）。

※6 40℃から80℃までの飽和水の密度のうち、最小となる80℃の値を使用（1999年蒸気表より）。

第 6 表 使用済燃料プールの燃料取出スキーム（原子炉運転停止時）

使用済燃料プール 貯蔵燃料	冷却期間	燃料体数※1	取出平均燃焼度 [Gwd/t]	崩壊熱 [MW]
9 サイクル冷却燃料	9×(13 ヶ月+30 日) +1 日	142 体	45	約 0.045
8 サイクル冷却燃料	8×(13 ヶ月+30 日) +1 日	168 体	45	約 0.056
7 サイクル冷却燃料	7×(13 ヶ月+30 日) +1 日	168 体	45	約 0.059
6 サイクル冷却燃料	6×(13 ヶ月+30 日) +1 日	168 体	45	約 0.065
5 サイクル冷却燃料	5×(13 ヶ月+30 日) +1 日	168 体	45	約 0.073
4 サイクル冷却燃料	4×(13 ヶ月+30 日) +1 日	168 体	45	約 0.087
3 サイクル冷却燃料	3×(13 ヶ月+30 日) +1 日	168 体	45	約 0.113
2 サイクル冷却燃料	2×(13 ヶ月+30 日) +1 日	168 体	45	約 0.166
1 サイクル冷却燃料	1×(13 ヶ月+30 日) +1 日	168 体	45	約 0.298
合計	—	1,486 体	—	約 0.962

※1 崩壊熱を保守的に評価するに当たり，使用済燃料プールの貯蔵容量（2,250 体）から 1 炉心（764 体）分を除いた 1,486 体分が使用済燃料プールに保管されているとし，その構成は，過去の施設定期検査時において，燃料が 9×9 燃料（A 型）の平衡炉心における燃料取替体数（168 体）ずつ取り出されたものと仮定した。

第 7 表 代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕の評価
結果（原子炉運転停止時）

項目	評価結果
代替燃料プール冷却系による除熱開始までの時間余裕※1	約 55 時間

※1 代替燃料プール冷却系の最高使用温度が 80℃であるため，時間余裕は，使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間となる。

第8表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の評価条件

項目	評価条件
炉心への燃料装荷状態	装荷済
使用済燃料プールの燃料貯蔵体数	1,486体 ^{※1}
原子炉からの取出燃料の冷却日数	30日 ^{※2}
使用済燃料プールの崩壊熱	約2.1MW
使用済燃料プールの初期水位	通常水位
プールゲートの状態	プールゲート閉
使用済燃料プールの初期水量	1,189.9m ³
スロッシング溢水量	81.49m ³
使用済燃料プールの初期水温 ^{※3}	40℃
使用済燃料プールの水の比熱 ^{※4}	4.179kJ/kg/℃
使用済燃料プールの水の密度 ^{※5}	992kg/m ³
水源の温度 ^{※6}	35℃
水源の密度 ^{※7}	994kg/m ³
蒸発潜熱 ^{※8}	2,528.93kJ/kg

※1 燃料取出スキームは第3表のとおり。

※2 過去の施設定期検査における発電機解列から併入までの期間の実績(65日)よりも短い日数を設定。

※3 使用済燃料プールの水温の実績値を包含する高めの水温を設定。

※4 40℃から100℃までの飽和水の比熱のうち、最小となる40℃の値を使用(1999年蒸気表より)。

※5 スロッシングにより使用済燃料プールの水量が減少しており、水温が40℃から100℃まで上昇することによる体積の膨張分はオーバーフローしないため、使用済燃料プールの初期水温の密度を設定。

※6 年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定。

※7 水源の温度である35℃での密度を設定。

※8 35℃の飽和水のエンタルピと100℃飽和蒸気のエンタルピの差より算出(1999年蒸気表より)。

第9表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の評価結果

項目	評価結果
使用済燃料プールの水温が 100℃ に到達するまでの時間	約36時間
使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間	約260時間
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発分) ※1, 3	約 410m ³
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発+スロッシング分) ※2, 3	約 490m ³

※1 蒸発による水位低下分を補うために必要な注水量。

※2 蒸発による水位低下分+スロッシングによる水位低下分を補うために必要な注水量。

※3 10m³未満を切り上げて表示。

重大事故等対策の要員の確保及び所要時間について

重大事故等が発生した場合においては、非常事態を宣言し、災害対策要員を非常招集することで事故の対応に当たる。夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において、初動体制として、中央制御室の当直（運転員）7名（原子炉運転停止中においては5名）、発電所構内に常駐している災害対策要員32名の合計39名（原子炉運転停止中においては37名）により、迅速な対応を図る。また、事象発生2時間以降は、発電所構外から招集される参集要員も考慮した対応を行う。

第1表及び第2表に各事故シーケンスグループ等の作業に必要な要員数及び事象発生2時間以降に必要な参集要員の要員数を示す。

原子炉運転中に最も多く要員を必要とするのは、「2.3.1 全交流動力電源喪失（長期TB）」、「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」、「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBP）」及び「2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」である。参集要員に期待しない事象発生後2時間に必要な要員は、当直発電長1名、当直副発電長1名、当直運転員5名、通報連絡等を行う要員4名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員13名の合計24名であることから、初動体制の要員（39名）で事故対応が可能である。また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は6名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。

原子炉運転停止中に最も多く要員を必要とするのは、「5.2 全交流動力電源喪失」である。参集要員に期待しない事象発生後2時間に必要な要員は、当直発電長1名、当直副発電長1名、当直運転員3名、通報連絡等を行う要員4名及び現場操作を行うための重大事故等対応

要員 10 名の合計 19 名であることから、初動体制の要員（37 名）で事故対応が可能である。

使用済燃料プールに燃料を取り出している期間中に最も要員を必要とするのは、「4.1 想定事故 1」及び「4.2 想定事故 2」である。参集要員に期待しない事象発生後 2 時間に必要な要員災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、当直運転員 3 名、通報連絡等を行う要員 4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員 8 名の合計 17 名であることから、初動体制の要員（37 名）で事故対応が可能である。また、事象発生 2 時間以降に必要なとなる参集要員は 2 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。

各事故シーケンスグループ等において、事象発生 2 時間以内に必要な作業については初動体制の要員により実施可能である。また、事象発生 2 時間以降は、発電所構外から招集される参集要員についても期待できる。以上より、重大事故等対策の成立性に問題がないことを確認した。

第1表 原子炉運転中の各事故シーケンスグループ等における災害対策要員（初動）と参集要員（1/2）

事故シーケンスグループ等	当直（運転員）				災害対策要員				必要 要員数	参集要員 （2時間以降）
	当直 発電長	当直 副発電長	当直 運転員	合計	災害対策要員 （通報連絡等）	重大事故等 対応要員	自衛消防隊	合計		
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	1	5	7	4	28	11	32	39	72
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	1	1	5	7	4	8	—	12	19	5
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	1	1	4	6	4	0	—	4	10	0
2.3.1 全交流動力電源喪失 （長期TB）	1	1	5	7	4	13	—	17	24	6
2.3.2 全交流動力電源喪失 （TBD, TBU）	1	1	5	7	4	13	—	17	24	6
2.3.3 全交流動力電源喪失 （TBP）	1	1	5	7	4	13	—	17	24	6
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 （取水機能が喪失した場合）	1	1	4	6	4	10	—	14	20	0
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系が故障した場合）	1	1	5	7	4	8	—	12	19	5
2.5 原子炉停止機能喪失	1	1	4	6	4	0	—	4	10	0
2.6 LOCA時注水機能喪失	1	1	5	7	4	8	—	12	19	5
2.7 格納容器バイパス （インターフェイスシステム LOCA）	1	1	5	7	4	1	—	5	12	0
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク 喪失	1	1	5	7	4	13	—	17	24	6

は、必要な要員数が最大となる事故シーケンスグループ等を示す。

第1表 原子炉運転中の各事故シーケンスグループ等における災害対策要員（初動）と参集要員（2/2）

事故シーケンスグループ等	当直（運転員）				災害対策要員				必要 要員数	参集要員 （2時間以降）
	当直 発電長	当直 副発電長	当直 運転員	合計	災害対策要員 （通報連絡等）	重大事故等 対応要員	自衛消防隊	合計		
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	1	5	7	4	28	11	32	39	72
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負 荷 （格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却を使用する場 合）	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負 荷 （格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却を使用できない 場合）	1	1	5	7	4	10	—	14	21	5
3.2 高压溶融物放出／格納容器雰 気直接加熱	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－ 冷却材相互作用	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2
3.4 水素燃焼	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作 用	1	1	4	6	4	10	—	14	20	2

第2表 原子炉運転停止中の各事故シーケンスグループ等における災害対策要員（初動）と参集要員

事故シーケンスグループ等	当直（運転員）				災害対策要員				必要 要員数	参集要員 （2時間以降）
	当直 発電長	当直 副発電長	当直 運転員	合計	災害対策要員 （通報連絡等）	重大事故等 対応要員	自衛消防隊	合計		
発電所に常駐している要員及び 参集要員	1	1	3	5	4	28	11	32	37	72
4.1 想定事故 1	1	1	3	5	4	8	—	12	17	2
4.2 想定事故 2	1	1	3	5	4	8	—	12	17	2
5.1 崩壊熱除去機能喪失 （残留熱除去系の故障による停 止時冷却機能喪失）	1	1	3	5	4	3	—	7	12	0
5.2 全交流動力電源喪失	1	1	3	5	4	10	—	14	19	0
5.3 原子炉冷却材流出	1	1	3	5	4	0	—	4	9	0
5.4 反応度の誤投入	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

は、必要な要員数が最大となる事故シーケンスグループ等を示す。

重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスの要員の評価について

1. はじめに

各事故シーケンスグループ等の有効性評価で、重要事故シーケンス等の事故対応に必要な要員について評価している。各事故シーケンスグループ等のその他の事故シーケンスについては本資料にて、重要事故シーケンス等の作業項目を基に必要な要員数を確認する。

2. 重要事故シーケンス等以外の事故シーケンスにおける要員の評価結果

重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいて、重大事故等対策の実施に必要な作業項目を抽出し、各事故シーケンスグループ等の重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した。その結果は、第1表から第3表及び別紙のとおりである。

なお、評価の結果、最も要員が必要となる事故シーケンスにおいても最大24名（原子炉運転停止中では19名）であり、災害対策要員（初動）の39名（原子炉運転停止中では37名）以内で重大事故等の対応が可能である*。

※ 記載値は参集要員を除く。参集要員は最大6名に対して事象発生2時間までに必要な要員数を十分確保できる。

3. 必要な要員の評価方法

- (1) 各事故シーケンスの評価においても、対応する重要事故シーケンスと同様又は保守的な条件で評価する。
- (2) 事故発生初期の状況判断時に対応する確認行為については、こ

れまでの重要事故シーケンスと同様に，中央制御室の全ての当直運転員等で対応するため，要員数としての評価は不要とする。

- (3) 当直運転員等の操作及び移動についても重要事故シーケンスと同様の考え方にて評価を行う。
- (4) 「運転中の原子炉における重大事故」の評価は，別紙「必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理」に示すとおり，要員の観点で厳しいプラント損傷状態（以下「PDS」という。）及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても，現在の要員数で重大事故への対応は可能であり，必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認する。

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (1/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.1-① 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。(起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定。) 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁(安全弁機能)が開放される。このとき、逃がし安全弁(安全弁機能)が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は原子炉の減圧(逃がし安全弁(安全弁機能)の再閉鎖失敗による減圧の有無)であり、本事故シナリオの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	19人
		2.1-② 手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動停止による全制御棒挿入操作後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 原子炉は高圧状態にあるため、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	
		2.1-③ 手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動停止による全制御棒挿入操作後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁(安全弁機能)が開放される。このとき、逃がし安全弁(安全弁機能)が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生すること及び原子炉の減圧(逃がし安全弁(安全弁機能)の再閉鎖失敗による減圧の有無)が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	
		2.1-④ サポート系喪失(自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 「交流電源故障(区分Ⅱ)」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 原子炉は高圧状態にあるため、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障(区分Ⅱ)」が発生することであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	
		2.1-⑤ サポート系喪失(自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 「交流電源故障(区分Ⅱ)」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁(安全弁機能)が開放される。このとき、逃がし安全弁(安全弁機能)が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障(区分Ⅱ)」が発生すること及び原子炉の減圧(逃がし安全弁(安全弁機能)の再閉鎖失敗による減圧の有無)が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (2/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	2.2-① 手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 手動停止による全制御棒挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 原子炉水位の低下により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の自動起動後、過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁(自動減圧機能)が自動開放することで原子炉圧力が低下し、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	10人	10人
		2.2-② サポート系喪失(自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> サポート系I区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 「交流電源故障(区分II)」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の自動起動後、過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁(自動減圧機能)が自動開放することで原子炉圧力が低下し、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 重要事故シナリオとの差異は使用できる低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の系統数のみであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	10人	
全交流動力電源喪失(長期TB)	外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	2.3.1-① サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失) + DG失敗 + HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	<ul style="list-style-type: none"> 区分IIサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し、「全交流動力電源喪失」が発生する。 原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は使用できる計装設備の数のみであり、事象進展への影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24人	24人
全交流動力電源喪失(TBD, TBU)	外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗(TBD)	2.3.2-① 外部電源喪失 + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗(TBU)	<ul style="list-style-type: none"> 「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し、「全交流動力電源喪失」が発生する。 高圧代替注水系の起動操作を実施することで、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は高圧代替注水系の起動操作に要する時間及び使用できる計装設備の数であるが、事象進展への影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に減少なし。 	24人	24人
		2.3.2-② サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失) + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗(TBU)	<ul style="list-style-type: none"> 区分Iサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し、「全交流動力電源喪失」が発生する。 高圧代替注水系の起動操作を実施することで、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は高圧代替注水系の起動操作に要する時間及び使用できる計装設備の数のみであり、事象進展への影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (3/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
全交流動力電源喪失 (TBP)	外部電源喪失 + DG失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + HPCS失敗	2.3.3-① サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・区分Iサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に全ての非常用ディーゼル発電機等が故障し、「全交流動力電源喪失」が発生する。 ・高圧代替注水系の起動後、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開放される。このとき、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作並びに残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 ・重要事故シナリオとの差異は原子炉の減圧 (逃がし安全弁の再開失敗による減圧の有無) のみであり、本事故シナリオの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24人	24人
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + RHR失敗	2.4-① 過渡事象 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + RHR失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・「給水流量の全喪失」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする (起因事象は原子炉水位低下の観点で厳しい「給水流量の全喪失」を設定)。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開放される。このとき、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作 (サブプレッション・チェンバ側) 若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は原子炉の減圧 (逃がし安全弁の再開失敗による減圧の有無) のみであり、本事故シナリオの方がより速やかに低圧状態に移行できるため事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去系が故障した場合】 19人</p>	
		2.4-② 外部電源喪失 + DG失敗 (HPCS成功)	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に非常用ディーゼル発電機 (高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。) が故障する。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が非常用ディーゼル発電機の故障によるものであることのみであり、事象進展に影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	20人	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人</p>
		2.4-③ 外部電源喪失 + DG失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗 (HPCS成功)	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に非常用ディーゼル発電機 (高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。) が故障する。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開放される。このとき、逃がし安全弁 (安全弁機能) が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 又は残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が非常用ディーゼル発電機の故障によるものであること及び原子炉の減圧 (逃がし安全弁の再開失敗による減圧の有無) であり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	20人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (4/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + R H R 失敗	2.4-④ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 (H P C S 成功)	<ul style="list-style-type: none"> ・「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に直流電源設備が故障する。 ・原子炉水位の低下により、高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は崩壊熱除去機能の喪失が直流電源喪失に伴う非常用ディーゼル発電機の機能喪失によるものであること及び直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が可能であり事象進展に影響はなく、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	20人	<ul style="list-style-type: none"> 【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人 【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人
		2.4-⑤ 手動停止／サポート系喪失（手動停止） + R H R 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・手動停止による全制御棒挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	<ul style="list-style-type: none"> 【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人 	
		2.4-⑥ 手動停止／サポート系喪失（手動停止） + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・手動停止による全制御棒挿入後、「給水流量の全喪失」が発生する。給水流量の全喪失の対応として「主蒸気隔離弁閉」操作も想定する。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生すること及び原子炉の減圧（逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無）であり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	<ul style="list-style-type: none"> 【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人 	
		2.4-⑦ サポート系喪失（自動停止） + R H R 失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 ・「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 ・原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 ・低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生することであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 ・崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」が発生することであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	<ul style="list-style-type: none"> 【取水機能が喪失した場合】 20人 【残留熱除去系が故障した場合】 19人 	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (5/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + R H R 失敗	2.4-⑧ サポート系喪失（自動停止） + 逃がし安全弁再開鎖失敗 + R H R 失敗	<ul style="list-style-type: none"> サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 「交流電源故障（区分Ⅱ）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は「交流電源故障（区分Ⅱ）」及び原子炉の減圧（逃がし安全弁の再開鎖失敗による減圧の有無）が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去系が故障した場合】 19人</p>	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人</p>
		2.4-⑨ サポート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） + D G 失敗（H P C S 成功）	<ul style="list-style-type: none"> 区分Ⅰサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。）が故障する。 原子炉水位の低下により、高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が可能であり事象進展は同じであるため、人数に増減なし。 	20人	
		2.4-⑩ サポート系喪失（直流電源故障） （外部電源喪失） + D G 失敗 + 逃がし安全弁再開鎖失敗（H P C S 成功）	<ul style="list-style-type: none"> 区分Ⅰサポート系喪失に伴う「外部電源喪失」により、原子炉スクラム及び「給水流量の全喪失」が発生する。また、同時に非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機を除く。）が故障する。 原子炉水位の低下により、高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁（安全弁機能）が開放される。このとき、逃がし安全弁（安全弁機能）が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は直流電源設備が故障し原子炉隔離時冷却系に期待できないことであるが、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が可能であり事象進展は同じであるため、人数に増減なし。 	20人	
		2.4-⑪ 小破断 L O C A + R H R 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「小破断 L O C A」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。 低压代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている「L O C A 時注水機能喪失」にて確認される。 	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去系が故障した場合】 19人</p>	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (6/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象 + RHR 失敗	2.4-⑫ 中破断LOCA + RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「中破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。なお、中破断LOCAのため原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の継続に期待できないが、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は回復する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている「LOCA時注水機能喪失」にて確認される。 	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去系が故障した場合】 19人</p>	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人</p>
		2.4-⑬ 大破断LOCA + RHR 失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「大破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水が開始される。なお、大破断LOCAのため原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないが、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は回復する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了し、原子炉注水が開始され、原子炉水位は維持される。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）若しくは緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施する。 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び原子炉冷却材が格納容器に漏えいすることで、格納容器圧力の上昇が早くなることであるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 なお、事故事象の有効性評価としては期待できる緩和設備をより少なくしている「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて確認される。 	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去系が故障した場合】 19人</p>	<p>【取水機能が喪失した場合】 20人</p> <p>【残留熱除去機能が喪失した場合】 19人</p>
原子炉停止機能喪失	過渡事象 + 原子炉停止失敗	2.5-① サポート系喪失（自動停止） + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> サポート系1区分の喪失の場合、一般的に他の区分が健全であるため対応手段が著しく制限される状態ではないが、事象を厳しくするため起因事象として緩和設備への影響が大きい「交流電源故障」を代表として設定する。 「交流電源故障（区分II）」発生により、給復水系の制御機能等が喪失し、原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 ほう酸水注入系により原子炉出力が抑制され、未臨界に至る。 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異は、給水の停止後に原子炉停止機能喪失となり、原子炉水位が低めに維持され原子炉出力が低くなるため、原子炉出力の観点で余裕がある。また、使用できる残留熱除去系の系統数等であるが、中央制御室の当直運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	10人	10人
		2.5-② 小破断LOCA + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「小破断LOCA」発生後、原子炉冷却材流出により、原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制する。 給水系、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の当直運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	10人	
		2.5-③ 中破断LOCA + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「中破断LOCA」発生後、原子炉冷却材流出により、原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制する。 給水系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の当直運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	10人	

第1表 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (7/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
原子炉停止機能喪失	過渡事象 + 原子炉停止失敗	2.5-④ 大破断LOCA + 原子炉停止失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「大破断LOCA」発生後、原子炉冷却材流出により、原子炉スクラム信号が発信又は手動スクラムを実施するが、原子炉スクラムに失敗する。 代替制御棒挿入機能の動作により、原子炉は未臨界になる。 代替制御棒挿入機能に期待できない場合は、ほう酸水注入系により原子炉出力を抑制する。 給水系及び高圧炉心スプレイ系により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異として、LOCAへの対応が生じるが、中央制御室の当直運転員による対応となることから要員数は変化しない。 	10人	10人
LOCA時注水機能喪失	中破断LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	2.6-① 小破断LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉は高圧状態にあるため、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除熱機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サブプレッション・チェンバ側）を実施することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は冷却材の漏えい量であり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	19人
		2.6-② 小破断LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「小破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を試みるが失敗する。 過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放することで原子炉圧力が低下し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異は低圧炉心スプレイ及び残留熱除去系が使用できることであり、可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント操作が不要となるため、対応人数は減少する。 	10人	
		2.6-③ 中破断LOCA + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 「中破断LOCA」発生後、原子炉水位が低下し、原子炉スクラムする。 原子炉水位の低下により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を試みるが失敗する。 過渡時自動減圧回路の作動により逃がし安全弁（自動減圧機能）が自動開放することで原子炉圧力が低下し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水により原子炉水位は維持される。 重要事故シナリオとの差異は低圧炉心スプレイ及び残留熱除去系が使用できることであり、可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント操作が不要となるため、対応人数は減少する。 	10人	
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	重要事故シナリオ以外のシナリオなし	—	—	12人
津波浸水による最終ヒートシンク喪失	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）	2.8-① 最終ヒートシンク喪失（蓄電池枯渇後R C I C停止）	<ul style="list-style-type: none"> 津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系が故障するが、原子炉隔離時冷却系により、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備が完了後、サブプレッション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）又は残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	24人	24人

第1 運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故の評価結果 (8/8)

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
津波浸水による最終ヒートシンク喪失	原子炉建屋内浸水による緩和機能喪失(最終ヒートシンク喪失)	2.8-② 最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系が故障するが、高圧代替注水系の起動操作を実施することで、原子炉注水が開始される。 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、サブレーション・プール水温度が65℃に到達後に、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サブレーション・プール冷却系)による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は原子炉隔離時冷却系の機能に期待できないこと及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、原子炉隔離時冷却系の機能に期待できない全交流動力電源喪失(TBD)と比べて事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は全交流動力電源喪失(TBD)にて確認しているため、人数に増減なし。 	24人	
		2.8-③ 最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	<ul style="list-style-type: none"> 津波を起因とする「最終ヒートシンク喪失」が発生し、手動により原子炉を停止する。 同時に非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系が故障するが、原子炉隔離時冷却系により、原子炉注水が開始される。 主蒸気隔離弁の閉止により原子炉圧力は上昇し、逃がし安全弁(安全弁機能)が開放される。このとき、逃がし安全弁(安全弁機能)が開固着することで、原子炉圧力は低下を始めるが、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉急速減圧操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位は回復する。 崩壊熱除去機能を喪失しているため、常設代替交流電源設備による非常用母線受電操作後、緊急用海水系を用いた残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)又は残留熱除去系(サブレーション・プール冷却系)による格納容器除熱操作を実施することで原子炉水位は維持され、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。 重要事故シナリオとの差異は原子炉の減圧(逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無)及び全制御棒挿入操作後に事故が発生することであり、原子炉の減圧(逃がし安全弁の再閉鎖失敗による減圧の有無)のある全交流動力電源喪失(TBP)と比べて事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は全交流動力電源喪失(TBP)にて確認しているため、人数に増減なし。 	24人	

第 2 表 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故の評価結果

事故シーケンス グループ等	その他の事故シーケンス	事象進展及び人数の増減理由	必要 要員数	重要事故 シーケンスに 必要な要員数
想定事故 1 (冷却機能又は注水 機能喪失)	想定事故以外の事故シー ケンスなし	-	-	17 人
想定事象 2 (使用済燃料プール 内の水の小規模な喪 失)	想定事故以外の事故シー ケンスなし	-	-	17 人

第3表 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれのある事故の評価結果

事故シナリオグループ	重要事故シナリオ	その他の事故シナリオ	事象進展及び人数の増減理由	必要要員数	重要事故シナリオに必要な要員数
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.1-① 残留熱除去系の故障（RHR喪失） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・運転中の残留熱除去系海水系の機能喪失に伴う、運転中の残留熱除去系の機能喪失により、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して、重要事故シナリオと同様、待機中の残留熱除去系による注水を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は起因事象のみであり、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	12人	12人
		5.1-② 外部電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失後、非常用ディーゼル発電機等により非常用電源は確保するものの、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）及び残留熱除去系海水系の再起動に失敗することにより、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対して、重要事故シナリオと同様、待機中の残留熱除去系による注水を実施する。 ・重要事故シナリオに対する評価では外部電源喪失を仮定しており、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	12人	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 ＋交流電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.2-① 外部電源喪失 ＋直流電源喪失 ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の起動に必要なバッテリーの故障により全交流動力電源喪失に至り、原子炉冷却材の温度が上昇する。本事象に対しては、重要事故シナリオと同様、常設代替高圧電源設備により電源を回復後、低圧代替注水系（常設）により原子炉への注水を実施する。 ・重要事故シナリオとの差異は所内直流電源の喪失の有無であるが、常設代替交流電源設備は常設代替直流電源設備により起動することから、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	19人	19人
原子炉冷却材流出	原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	5.3-① 原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・起因事象が「原子炉冷却材の流出（CUWブロー時のLOCA）」となる。 ・重要事故シナリオとの差異は起因事象のみであり、事象進展も同様であることから、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	9人	9人
		5.3-② 原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・起因事象が「原子炉冷却材の流出（CRD点検時のLOCA）」となり、事象の認知が早くなる。 ・重要事故シナリオとの差異は起因事象のみとなり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	9人	
		5.3-③ 原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA） ＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・起因事象が「原子炉冷却材の流出（LPRM点検時のLOCA）」となり、事象の認知が早くなる。 ・重要事故シナリオとの差異は起因事象のみとなり、事象進展は緩やかとなるが、必要な操作は同様であるため、人数に増減なし。 	9人	
反応度の誤投入	制御棒の誤引き抜き	重要事故シナリオ以外のシナリオなし	—	—	—

必要な要員数の観点での評価事故シーケンスの代表性の整理

設置許可基準規則第 37 条第 2 項に規定されている「重大事故が発生した場合」の評価では、格納容器破損モードに至るおそれのあるプラント損傷状態（PDS）の中から、当該破損モードに至る場合にその破損モードが最も厳しく表れると考えられる PDS を選定し、その PDS に属する事故シーケンスの中から最も厳しい事故シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。ここでは、各 PDS 及び炉心損傷後の対応に必要な要員数の観点から、評価事故シーケンスの代表性を整理する。

今回の PRA により抽出した PDS と炉心損傷防止に際して必要な人数を第 1 表に示す。また、設置許可基準規則第 37 条第 1 項の「重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合」の評価結果を基に、各 PDS に至る原因となるプラント機能の喪失が発生した場合に炉心損傷を防止するために必要な要員数を併せて示す。

なお、第 1 表のうち、TW（崩壊熱除熱機能喪失）、TC（原子炉停止機能喪失）は格納容器先行破損事象であり、ISLOCA（インターフェイスシステム LOCA）は格納容器バイパス事象である。いずれも炉心損傷の前に格納容器が機能喪失する PDS であるため、評価事故シーケンスの選定の起点となる PDS の選定対象からは除外している。

本来、重大事故等対処設備に期待しない PRA から抽出された各 PDS は、第 1 表の炉心損傷防止に必要な数の要員が適切な対応をとることによって炉心損傷を防止できるものであるが、何らかの対応の失敗によって炉心損傷に至るものと仮定する。

この仮定の上でも、評価事故シーケンスの起点（事象発生時）において必要な要員数は、第 1 表の炉心損傷防止に必要な人数であり、この観点で最も厳しい P D S は、全交流動力電源喪失を伴う P D S（長期 T B, T B U, T B P 及び T B D）の 24 名及び参集要員 6 名である。

次に、重大事故等対処設備に期待しない場合、各格納容器破損モードに進展し得る P D S を、その中で要員数の観点で厳しい P D S 及び評価事故シーケンスの起点として選定した P D S を第 2 表に示す。

第 2 表の格納容器破損モードは、選定した全て P D S において全交流動力電源喪失を想定しており、全交流動力電源喪失の対応には要員数の観点で最も厳しい P D S である長期 T B, T B U, T B P 及び T B D に必要な要員数が必要となることから、P D S の観点では、選定した P D S は要員の観点で最も厳しい P D S を包絡している。また、炉心損傷後は重大事故等対処設備を用いた原子炉注水や格納容器熱除去等を実施する必要があるが、これらの対応に必要な要員数は P D S によらずほぼ同じであり、これに加えて電源復旧が必要となる場合が、必要な要員数の観点で厳しいと考えられる。このことから、今回選定した評価事故シーケンスは必要な要員数の観点においても他の事故シーケンスを包絡していると考ええる。

以上より、要員の観点で厳しい P D S 及び炉心損傷後の事故シーケンスを考慮しても、現在の要員数で重大事故への対応は可能であり、必要な要員数を考慮しても評価事故シーケンスは代表性を有していることを確認した。

第1表 今回のPRAにより抽出したPDSと炉心損傷防止に際して
必要な要員数

PDS	PCV破損 時期	RPV 圧力	炉心損傷 時期	炉心損傷防止に 必要な人数 ^{※1}
TQUV	炉心損傷後	低圧	早期	19人
TQUX	炉心損傷後	高圧	早期	10人
長期TB	炉心損傷後	高圧	後期	24人
TBD, TBU	炉心損傷後	高圧	早期	24人
TBP	炉心損傷後	低圧	早期	24人
LOCA	炉心損傷後	低圧	早期	19人 ^{※2}
TW(取水機能喪失) ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	20人
TW(RHR喪失) ^{※3}	炉心損傷前	—	後期	19人
TC ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	10人
ISLOCA ^{※3}	炉心損傷前	—	早期	12人

※1 「重大事故に至るおそれがある事故発生した場合」の評価結果から抽出

※2 「中破断LOCA(S1E)+ECCS注水機能喪失」及び「小破断LOCA(S2E)+ECCS注水機能喪失」による炉心損傷防止の評価結果から抽出

※3 炉心損傷の前に格納容器が機能喪失するため、評価事故シーケンスの選定の起点となるPDSの選定対象からは除外したPDS

第2表 要員及び事象の厳しさの観点からの

各格納容器破損モードのPDSの整理

格納容器破損モード	該当するPDS	要員の観点で 厳しいPDS	選定したPDS
雰囲気圧力・温度による 静的負荷(格納容器過圧 破損)	T Q U V	長期 T B T B U T B P T B D	L O C A * 1
	T Q U X		
	長期 T B		
	T B U		
	T B P		
	T B D		
	L O C A		
雰囲気圧力・温度による 静的負荷(格納容器過温 破損)	T Q U X	長期 T B T B U T B D	L O C A * 1
	長期 T B		
	T B U		
	T B D		
	L O C A		
高圧溶融物放出／格納 容器雰囲気直接加熱 (D C H)	T Q U X	長期 T B T B U T B D	T Q U X * 1
	長期 T B		
	T B U		
	T B D		
原子炉圧力容器外の溶 融燃料-冷却材相互作用 (炉外 F C I)	T Q U V	長期 T B T B U T B P T B D	T Q U V * 1
	T Q U X		
	長期 T B		
	T B U		
	T B P		
	T B D		
	L O C A		
溶融炉心・コンクリート 相互作用 (M C C I)	T Q U V	長期 T B T B U T B P T B D	T Q U V * 1
	T Q U X		
	長期 T B		
	T B U		
	T B P		
	T B D		
水素燃焼	—	—	L O C A * 1, 2

※1 格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオを評価するため、有効評価においては全交流動力電源喪失を重量させるものとしている。

※2 水素燃焼については、原子炉運転中は格納容器内雰囲気を窒素で置換し、酸素濃度を低く管理しているため、PRAで定量化する格納容器破損モードから除外しているが、窒素置換の有効性を確認する観点で、評価対象の格納容器破損モードとしている。

水源，燃料，電源負荷評価結果について

1. はじめに

重大事故等対策の有効性評価において，重大事故等対策を外部支援に期待することなく 7 日間継続するために必要な水源及び燃料について評価を実施するとともに，電源負荷の積上げが給電容量内にあることを確認する。

2. 事故シーケンスグループ等別の必要量について

重大事故等対策の有効性評価における水源，燃料に関する評価結果を第 1 表及び第 2 表に整理した。

また，同様に常設代替交流電源設備からの電源供給が必要な事象について，必要負荷が常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを第 3 表に整理した。

3. まとめ

重大事故等対策の有効性評価において，水源，燃料及び電源負荷のそれぞれに対して最も厳しい事故シーケンスを想定した場合についても，発電所構内に備蓄している水源及び燃料により，必要な対策を 7 日間継続することが十分に可能であることを確認した。

また，常設代替交流電源設備から給電する場合の電源負荷についても，常設代替交流電源設備を連続運転させた場合の定格容量内であることを確認した。

第1表 水源の必要量 (1/2)

事故シーケンスグループ等	必要水量/水源総量
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 5,350m ³ /約 8,600m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	(外部水源を消費しない)
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB)	約 2,130m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)
2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	約 2,130m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)
2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)	約 2,160m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 620m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (常設)
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約 5,410m ³ /約 8,600m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
2.5 原子炉停止機能喪失	(外部水源を消費しない)
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 5,320m ³ /約 8,600m ³ ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	約 490m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (常設)
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約 2,130m ³ /約 4,300m ³ ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)

第1表 水源の必要量 (2/2)

事故シーケンスグループ等	必要水量/水源総量
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 400m ³ /約 4,300m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 5,490m ³ /約 8,600m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器下部注水系 (常設)
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 - 冷却材相互作用	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器下部注水系 (常設)
3.4 水素燃焼	約 400m ³ /約 4,300m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 380m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 格納容器下部注水系 (常設)
4.1 想定事故 1	約 2,120m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替燃料プール注水系 (注水ライン)
4.2 想定事故 2	約 2,120m ³ /約 4,300m ³ ・ 代替燃料プール注水系 (注水ライン)
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	(外部水源を消費しない)
5.2 全交流動力電源喪失	約 90m ³ /約 4,300m ³ ・ 低圧代替注水系 (常設)
5.3 原子炉冷却材の流出	(外部水源を消費しない)
5.4 反応度の誤投入	(外部水源を消費しない)

■は、必要量が最大のものを示す。

第2表 燃料の必要量 (1/4)

事故シーケンスグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)

※1 有効性評価において外部電源喪失は想定していないが、燃料評価としては外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が起動したことを想定する。

は、必要量が最大のものを示す。

第2表 燃料の必要量 (2/4)

事故シーケンスグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約 755.5kL/約 800kL: 外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.5 原子炉停止機能喪失	約 755.5kL/約 800kL: 外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 755.5kL/約 800kL: 外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	約 755.5kL/約 800kL: 外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)

※1 有効性評価において外部電源喪失は想定していないが、燃料評価としては外部電源が喪失し非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が起動したことを想定する。

■は、必要量が最大のものを示す。

第2表 燃料の必要量 (3/4)

事故シーケンスグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 6.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) × 1 (補給)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材 相互作用	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.4 水素燃焼	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 352.8kL/約 800kL: 全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	約 18.5kL/約 210kL ・可搬型窒素供給装置 (約 18.5kL) × 1	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)

は、必要量が最大のものを示す。

第2表 燃料の必要量 (4/4)

事故シーケンスグループ等	軽油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	可搬型設備用軽油タンク (7日間必要燃料/備蓄量)	緊急時対策所用発電機 燃料油貯蔵タンク (7日間必要燃料/備蓄量)
4.1 想定事故 1	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
4.2 想定事故 2	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ^{※1} ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	約 12.0kL/約 210kL ・可搬型代替注水中型ポンプ (約 6.0kL) ×2 (注水)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	約 755.5kL/約 800kL：外部電源喪失 ・非常用ディーゼル発電機 (約 242.0kL) ×2 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (約 130.3kL) ・常設代替高圧電源装置 (2台分) (約 141.2kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.2 全交流動力電源喪失	約 352.8kL/約 800kL：全交流動力電源喪失 ・常設代替高圧電源装置 (5台分) (約 352.8kL)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	約 70.0kL/約 75kL ・緊急時対策所用発電機 (1台分) (約 70.0kL)
5.3 原子炉冷却材の流出	(外部電源喪失を考慮しない)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	(緊急時対策所用発電機の 運転を考慮しない)
5.4 反応度の誤投入	(外部電源喪失を考慮しない)	(可搬型設備の運転を考慮しない)	(緊急時対策所用発電機の 運転を考慮しない)

※1 有効性評価において可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を想定しているが、燃料評価（軽油貯蔵タンク）としては、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を考慮する。

■は、必要量が最大のものを示す。

第3表 電源負荷の必要量 (1/2)

事故シーケンスグループ等	常設代替高圧電源装置電源負荷 (最大負荷/給電容量)
2.1 高圧・低圧注水機能喪失	約 1,141kW/約 2,208kW
2.2 高圧注水・減圧機能喪失	約 951kW/約 2,208kW
2.3.1 全交流動力電源喪失 (長期TB)	約 4,510kW/約 5,520kW ^{※1}
2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	約 4,510kW/約 5,520kW
2.3.3 全交流動力電源喪失 (TBP)	約 4,510kW/約 5,520kW ^{※1}
2.4.1 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合)	約 3,186kW/約 5,520kW
2.4.2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)	約 1,141kW/約 2,208kW
2.5 原子炉停止機能喪失	約 951kW/約 2,208kW
2.6 LOCA時注水機能喪失	約 1,141kW/約 2,208kW
2.7 格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	約 1,141kW/約 2,208kW
2.8 津波浸水による最終ヒートシンク喪失	約 2,836kW/約 5,520kW ^{※1}

※1 直流電源については、電源負荷の制限により、24時間電源供給が可能である。

は、負荷が最大のものを示す。

第3表 電源負荷の必要量 (2/2)

事故シーケンスグループ等	常設代替高圧電源装置電源負荷 (最大負荷/給電容量)
3.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用する場合)	約 2,426kW/約 5,520kW
3.1.3 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損) (代替循環冷却系を使用できない場合)	約 2,666kW/約 5,520kW
3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 直接加熱	約 2,769kW/約 5,520kW
3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料 －冷却材相互作用	約 2,769kW/約 5,520kW
3.4 水素燃焼	約 2,426kW/約 5,520kW
3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用	約 2,769kW/約 5,520kW
4.1 想定事故1※1	約 407kW/約 2,208kW
4.2 想定事故2※1	約 407kW/約 2,208kW
5.1 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時 冷却機能喪失)	約 951kW/約 2,208kW
5.2 全交流動力電源喪失	約 3,276kW/約 5,520kW
5.3 原子炉冷却材の流出	(常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない)
5.4 反応度の誤投入	(常設代替高圧電源装置の運転を考慮しない)

※1 有効性評価において可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を想定しているが、電源評価としては常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水を考慮する。

別添

東海第二発電所

確率論的リスク評価（P R A）について

目 次

1. P R A実施の目的
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る P R Aの実施範囲の評価対象・実施手法
3. レベル1 P R A
 - 3.1 内部事象 P R A
 - 3.1.1 出力運転時 P R A
 - 3.1.1.1 対象プラント
 - 3.1.1.2 起回事象
 - 3.1.1.3 成功基準
 - 3.1.1.4 事故シーケンス
 - 3.1.1.5 システム信頼性
 - 3.1.1.6 信頼性パラメータ
 - 3.1.1.7 人的過誤
 - 3.1.1.8 炉心損傷頻度
 - 3.1.2 停止時 P R A
 - 3.1.2.1 対象プラント
 - 3.1.2.2 起回事象
 - 3.1.2.3 成功基準
 - 3.1.2.4 事故シーケンス
 - 3.1.2.5 システム信頼性
 - 3.1.2.6 信頼性パラメータ

- 3.1.2.7 人的過誤
- 3.1.2.8 炉心損傷頻度
- 3.2 外部事象P R A
 - 3.2.1 地震P R A
 - 3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ
 - 3.2.1.2 確率論的地震ハザード
 - 3.2.1.3-1 建屋のフラジリティ
 - 3.2.1.3-2 屋外重要土木構造物のフラジリティ
 - 3.2.1.3-3 機器のフラジリティ
 - 3.2.1.4 事故シーケンス
 - 3.2.2 津波P R A
 - 3.2.2.1 対象プラントと事故シナリオ
 - 3.2.2.2 確率論的津波ハザード
 - 3.2.2.3 建屋・機器フラジリティ
 - 3.2.2.4 事故シーケンス
- 4. レベル1. 5 P R A
 - 4.1 内部事象P R A
 - 4.1.1 出力運転時P R A
 - 4.1.1.1 プラントの構成・特性
 - 4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度
 - 4.1.1.3 格納容器破損モード
 - 4.1.1.4 事故シーケンス
 - 4.1.1.5 事故進展解析
 - 4.1.1.6 格納容器破損頻度

4.1.1.7 不確かさ解析及び感度解析

4.1.1.8 M a r k - II 型格納容器の破損モードの特徴に係る分析

1. P R A 実施の目的

本 P R A は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）第 3 章第 37 条に基づいて実施したものである。

本 P R A の結果は、解釈第 3 章第 37 条において炉心損傷防止対策等の有効性評価の対象として定められている、必ず想定する事故シーケンスグループ等に追加して評価すべき事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定に活用する。

2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る P R A の実施範囲・評価対象・実施手法

P R A の実施範囲は，日本原子力学会において実施基準が標準化されている等，現段階で実施可能な内部事象レベル 1 P R A（出力運転時，停止時），内部事象レベル 1.5 P R A（出力運転時），外部事象として地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A とした。

評価の対象とするプラント状態は，通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」（平成 4 年 7 月）（以下「A M 要請」という。）以前の状態とした。

これは，今回の P R A の目的が，設計基準事象を超えた重大事故に対する有効性評価を行うための事故シーケンスグループ等の抽出及び重要事故シーケンス等の選定であることに鑑み，設計基準事故対処設備による対応を基本とし，A M 要請以前から整備しているアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提に評価を行うこととした。

ただし，E C C S 手動起動等の A M 要請以前から整備している設計基準事故対処設備を作動させるための操作については，重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから，評価対象として含めることとした。

3. レベル 1 P R A

3.1 内部事象 P R A

3.1.1 出力運転時 P R A

出力運転時レベル 1 P R A は日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」に基づき実施した（添付資料 3.1.1-1）。評価フロー図を第 3.1.1-1 図に示す。

3.1.1.1 対象プラント

(1) 対象とするプラントの説明

a. プラント情報の収集・分析

東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル 1 P R A 実施に当たり必要とされる以下の情報を収集した。

- ・ P R A 実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報，運転・保守管理情報等）
- ・ 定量化に当たり必要とされる情報（起因事象発生に関する運転経験等）

レベル 1 P R A 実施のための情報収集に使用したリストを第 3.1.1.1-1 表に示す。

b. 東海第二発電所の概要

- ・ 出力
熱出力 3,293MW
電気出力 1,100MW
- ・ プラント型式 沸騰水型軽水炉（B W R - 5）
- ・ 格納容器型式 圧力抑制形（M a r k - II）

c. P R A において考慮する緩和設備（系統）の概要

P R A において考慮する緩和設備（系統）を第 3.1.1.1-2

表に示す。また，東海第二発電所の系統構成の概要を第 3.1.1.1-1 図に，各系統設備概要を第 3.1.1.1-3 表に示す。

(a) 原子炉停止機能に関する系統

通常運転時は，原子炉再循環流量制御系とあいまって，制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により，原子炉の出力調整を行う。原子炉の起動時・停止時にも，反応度制御系を利用する。異常時には，以下の系統により原子炉を停止する。

i) スクラム系（第 3.1.1.1-2 図，第 3.1.1.1-3 図）

原子炉水位低（レベル 3）等の信号により異常を検知して，急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し，原子炉を停止させる。本系統は，各制御棒にスクラム信号を発する原子炉緊急停止系，スクラム排出容器及び制御棒駆動水压系から構成される。

(b) 炉心冷却機能に関する系統

通常運転時は，給水系より原子炉へ冷却材を給水し，炉心で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し，タービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は復水器にて凝縮され，再び復水系を経て給水系により原子炉へ冷却材として供給される。原子炉停止時には，残留熱除去系により原子炉の崩壊熱を除去する。異常時には，以下の系統により原子炉を冷却する。

i) 高圧炉心スプレイ系（H P C S）（第 3.1.1.1-4 図）

H P C S は，原子炉水位異常低下（レベル 2）又はドラウエル圧力高の信号で自動起動し，復水貯蔵タンク水

(第 1 水源) 又はサブプレッション・プール (S / P) 水 (第 2 水源) を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体にスプレーして炉心を冷却する。

ii) 原子炉隔離時冷却系 (R C I C) (第 3.1.1.1-5 図)

R C I C は, 原子炉水位異常低下 (レベル 2) の信号で自動起動し, 復水貯蔵タンク水 (第 1 水源) 又は S / P 水 (第 2 水源) を原子炉圧力容器頂部ノズルより注水して炉心を冷却する。本系統は, 原子炉で生じる蒸気で駆動する蒸気タービンの回転をポンプの動力源としている。また, 制御用電源及び機器駆動用電源には直流電源 (蓄電池含む) を用いており, 全交流動力電源喪失時にも蓄電池が枯渇するまでの一定の時間は炉心を冷却することができる。

iii) 自動減圧系 (A D S) (第 3.1.1.1-1 図)

A D S は, 逃がし安全弁 (S / R 弁) 18 弁のうち 7 弁からなり, 低圧炉心スプレー系又は低圧注水系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本系統は, 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 及びドライウエル圧力高の両信号を受けて作動し, 原子炉圧力を低下させる。

iv) 低圧炉心スプレー系 (L P C S) (第 3.1.1.1-6 図)

L P C S は, 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し, S / P 水を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体にスプレーして炉心を冷却する。

v) 低圧注水系 (L P C I) (第 3.1.1.1-7 図)

L P C I は, 残留熱除去系 (R H R) の 1 つの機能であ

り，原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し，S/P水を原子炉圧力容器シェラウド内へ直接注水して炉心を冷却する。本プラントでは，L P C I を3系統設けている。

(c) 格納容器からの除熱機能に関する系統

通常運転時は，格納容器内雰囲気は窒素により不活性化されている。また，ドライウエル内ガス冷却装置により格納容器内は循環冷却されている。異常時においては，以下の系統により格納容器の機能を維持する。

i) 格納容器（P C V）（第3.1.1.1-8図）

P C Vは，円錐フラスタム形をしたドライウエルと円筒形のサプレッション・チェンバ，及び両者を仕切るダイヤフラムフロアとこれを貫通するベント管等から構成されている。原子炉冷却材喪失時に原子炉から放出される蒸気は，このベント管を通過してS/Pに導かれて凝縮される。

ii) 残留熱除去系（R H R）（第3.1.1.1-7図）

① 格納容器スプレイ冷却系

格納容器スプレイ冷却系はR H Rの機能の1つであり，S/P水をR H Rの熱交換器で冷却し，ドライウエル内及びサプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格納容器内の温度，圧力を低減させるとともに，事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去することにより，放射性物質が漏えいするのを抑制する。

② S/P冷却系

S/P冷却系はR H Rの機能の1つであり，S/P水

を R H R の熱交換器で冷却し、再びサブプレッション・チェンバへ戻すことにより S / P の温度を低減させる。

(d) 安全機能のサポート機能に関する系統

通常運転時に使用する補機の冷却は、原子炉補機冷却系 (R C W) , タービン補機冷却系 (T C W) 及び補機冷却系海水系 (A S W) (以下「常用補機冷却系」という。) により行う。また、電源については、通常運転時に使用する補機へは発電機から所内変圧器を通して給電し、プラント停止時に使用する補機へは起動変圧器から給電する。

異常時においては、残留熱除去系海水系 (R H R S) , 非常用ディーゼル発電機海水系 (D G S W) 及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (H P C S - D G S W) (以下「非常用補機冷却系」という。) により非常用の補機を冷却し、非常用電源を供給する。

なお、常用補機冷却系、非常用補機冷却系の区分 I , II , III は、それぞれ独立している。常用及び非常用補機冷却系の概要図を第 3.1.1.1-9 図に、所内用単線結線図を第 3.1.1.1-10 図に、電源系統の概要図を第 3.1.1.1-11 図に示す。

i) 残留熱除去系海水系 (R H R S)

R H R S は、L P C S 及び R H R の補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

ii) 非常用ディーゼル発電機海水系 (D G S W)

D G S W は、非常用ディーゼル発電機 (D G - 2 C / 2 D) の補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

iii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系（H P C S
－ D G S W）

H P C S － D G S Wは，H P C S 及びH P C S ディーゼル発電機（H P C S － D G）の補機に直接海水を供給することで，これらを冷却する。

iv) 電源系（第3.1.1.1-10図，第3.1.1.1-11図）

主発電機トリップ等により所内電源が失われると，常用母線への給電は自動的に起動変圧器（275kV系）からの受電に切り替わる。また，起動変圧器からの受電に失敗した場合，非常用母線2 D（区分Ⅱ）及びH P C S 母線（区分Ⅲ）は予備変圧器（154kV系）からの受電に切り替わる。

なお，非常用母線2 C（区分Ⅰ）はD G － 2 Cからの受電が優先され，必要に応じ，手動操作にて予備変圧器からの受電に切り替える。さらに，常用母線から非常用母線への給電がない場合には，非常用母線の電圧低下を検知して2台の非常用D G とH P C S － D G が自動起動し，非常用母線を介して非常用機器に給電する。

直流電源系は，125V，250V，24V系に分離され，それぞれ充電器，予備充電器及び蓄電池を備えている。本P R A において考慮している125V系は，A系（区分Ⅰ），B系（区分Ⅱ）及び高圧炉心スプレイ系（区分Ⅲ）があり，遮断器の開閉に必要な制御電源の供給やD G の起動等に用いられる。

3.1.1.2 起因事象

通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に至る可能性のある起因事象を選定し、その発生頻度を評価した。

(1) 評価対象とした起因事象について

a. 起因事象の選定

プラントに適用する起因事象について、既往のPRAを参考に、次のとおり選定した。

- (a) 過渡事象
- (b) 手動停止／サポート系喪失
- (c) LOCA
- (d) 格納容器バイパス

また、上記(a)～(d)の起因事象区分のそれぞれにおいて、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで評価できる起因事象グループに細分化を行った（添付資料 3.1.1.2-1）。選定した起因事象区分及び起因事象グループを第 3.1.1.2-1 表に示す。また、起因事象区分ごとに選定した起因事象グループを以下に示す。

(a-1) 過渡事象

機器の故障や人的過誤によりプラントパラメータが変動し、スクラム信号が発生して自動スクラムに至る事象である。これらの事象については、事象進展の類似性等を考慮し、以下のとおりグループ化している。ただし、緩和設備が従属して機能喪失に至る起因事象（以下「従属性を有する起因事象」という。）については、プラントへの影響の観点から別途グループ化している。

i) 非隔離事象

タービントリップ等により原子炉が自動スクラムする事象であり，原子炉とタービン側が隔離されない事象であるため，給復水系は事象発生後も継続して利用可能である。

ii) 隔離事象

主蒸気隔離弁の閉鎖等により原子炉が自動スクラムする事象であり，原子炉とタービン側が互いに隔離される事象である。給復水系を利用するためには主蒸気隔離弁等の開操作が必要となる。

iii) 全給水喪失

給水系の故障等により給水流量が全喪失する事象であり，原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象である。起因事象の発生により給水系が全喪失するため，事象発生初期は給復水系が利用できない。

iv) 水位低下事象

給水系の故障等により給水流量が減少する事象であり，原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象である。給水流量の全喪失には至らないため，給復水系は機能低下するものの，利用可能である。

v) 原子炉緊急停止系誤動作等

安全保護系の誤動作や制御棒の誤引き抜き等により原子炉出力が減少又は増加する事象である。事象発生初期に原子炉が隔離されないため，給復水系は利用可能である。

vi) 逃がし安全弁誤開放

原子炉運転中にS/R弁が誤開放することにより，冷却

材（蒸気）が流出し，原子炉を手動でスクラムさせる事象である。本事象は，給水系が正常であれば原子炉が自動スクラムする事象ではないが，給水系が喪失した場合は，原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする。本事象では，R C I C は利用できない。

(a-2) 外部電源喪失

外部電源が喪失し原子炉が自動スクラムする事象である。事象の発生により非常用電源の確保が必要になる等，他の事象とはプラント応答が異なるため，1つの起因事象グループとしている。

(b-1) 手動停止／サポート系喪失（手動停止）

原子炉停止機能，炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常による計画外の手動停止及びサポート系の故障に伴う原子炉の手動停止を以下のとおりグループ化している。

i) 計画外停止

原子炉停止機能，炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常が原因で原子炉を計画外に停止する事象である。

ii) 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ，Ⅱ）

残留熱除去系海水系の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり，当該区分の系統が機能喪失する。

iii) 交流電源故障（区分Ⅰ）

区分Ⅰの交流電源の故障により原子炉を手動停止する事

象である。本事象は従属性を有する起因事象であり，当該区分の系統が機能喪失する。

(b-2) サポート系喪失（自動停止）

原子炉が自動停止に至るサポート系の故障を以下のとおりグループ化している。

i) 交流電源故障（区分Ⅱ）

区分Ⅱの交流電源の故障により120V計装用母線の電源が喪失することで給復水系の制御機能等が喪失し，原子炉が自動スクラムする事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり，当該区分の系統が機能喪失する。

ii) タービン・サポート系故障

補機冷却海水系，タービン補機冷却系，計装用圧縮空気系等のタービン設備のサポート系の故障により，タービン設備に期待できない状態で原子炉を手動でスクラムさせる事象である。本事象は原子炉が自動スクラムする事象ではないが，事象進展の類似性から自動停止に至るサポート系喪失として分類する。

(b-3) サポート系喪失（直流電源故障）

直流電源故障時は他のサポート系喪失事象とはプラント応答が異なるため，1つの起因事象グループとしている。

i) 直流電源故障（区分Ⅰ）

区分Ⅰの直流電源の故障により高圧復水ポンプB及びCがトリップするため給水流量が低下し，原子炉水位の低下により原子炉が自動スクラムする事象である。原子炉スクラム後，区分Ⅰの直流電源喪失に伴い所内電源自動切替信

号が発信しないため、外部電源喪失と同様の事象進展となる。本事象は従属性を有する起因事象であり、当該区分の系統は機能喪失する。

ii) 直流電源故障（区分Ⅱ）

区分Ⅱの直流電源の故障によりタービンが自動トリップし、タービン主蒸気止め弁等が閉止し原子炉が自動スクラムする事象である。原子炉スクラム後、区分Ⅱの直流電源喪失により外部電源からの受電遮断器が操作不能となり、外部電源喪失と同様の事象進展となる。本事象は従属性を有する起因事象であり、当該区分の系統は機能喪失する。

(c) L O C A

冷却材流出によりプラントパラメータが変動し、スクラム信号が発生して自動スクラムに至る事象である。流出規模に応じて期待できる緩和設備が異なることから、以下のとおりグループ化している。

i) 大破断 L O C A

再循環系配管の両端破断のように、事象初期に急激な原子炉減圧を伴う規模の冷却材が流出する事象であり、S/R弁による原子炉減圧なしにLPCS又はLPCIにより炉心冷却が可能である。

ii) 中破断 L O C A

大破断L O C Aよりも破断口が小さく、減圧が緩やかな冷却材の流出規模であるため、LPCS又はLPCI系による炉心冷却のためにはS/R弁による原子炉減圧が必要である。また、RCICのみでは原子炉水位確保は困難で

ある。

iii) 小破断 L O C A

中破断 L O C A よりも破断口が小さく， R C I C のみで原子炉水位確保が可能であるが，制御棒駆動水圧系のみでは原子炉水位確保が困難である。また，減圧が緩やかなため， L P C S 又は L P C I による炉心冷却のためには S / R 弁による原子炉減圧が必要である。

(d) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が，高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により，低圧設計部分が過圧され破断する事象である。他の事象とはプラント応答が異なるため，1 つの起因事象グループとしている。

b. 国内外の評価事例の分析

選定した起因事象グループと，安全評価審査指針（原子炉設置変更許可申請書）及び E P R I N P - 2 2 3 0 で考慮している過渡事象及び事故との比較を行い，選定した起因事象の網羅性を確認した。原子炉設置変更許可申請書添付書類十及び E P R I N P - 2 2 3 0 で考慮されている過渡事象及び事故との比較結果を第 3.1.1.2-2 表に示す。

また，本プラント及び他の国内原子炉においてプラントの停止に至ったトラブル事例について，原子炉施設運転管理年報等により調査を行い，選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお，東海第二発電所における過去のトラブル事象は第 3.1.1.2-3 表に示すとおりである。

c. 評価対象外とした起回事象

以下の事象は，発生頻度やプラントへの影響等の観点から，リスク評価上の重要性は低いと考え，評価対象から除外した。

- (a) 出力運転中の制御棒引き抜き，原子炉冷却材流量の部分喪失及び原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

起回事象が発生した場合においても自動スクラムに至らず，炉心冷却機能への影響が軽微であるため，本事象は対象外とした。

- (b) 放射性気体廃棄物処理施設の破損

炉心損傷の観点からは考慮不要であるため，本事象は対象外とした。

- (c) 燃料集合体の落下事象

運転中では使用済燃料集合体の移送作業中における落下が考えられるが，落下した場合でも原子炉の運転状態を妨げることはなく，炉心損傷に至るような事象ではないため，本事象は対象外とした。

- (d) 制御棒落下

制御棒及び制御棒駆動機構の接続部は，十分に信頼性の高い構造とし，必要な場合以外に分離することがない設計となっている。万一，制御棒が駆動部から分離し落下した場合には，制御棒落下速度リミッタによって，落下速度を抑える設計になっている。

また，原子炉設置変更許可申請書の事故評価の中で，原子炉が臨界又は臨界近傍（冷温時，高温待機時）にあるときに制御棒が落下する事故を評価しているが，原子炉冷却材圧力

バウンダリにかかる圧力，燃料エンタルピーの最大値及びピーク出力部燃料エンタルピーの結果より，原子炉停止能力，原子炉冷却材圧力バウンダリ等の健全性は損なわれず炉心損傷に至ることはないことが確認されていることから，本事象は対象外とした。

(e) 主蒸気管破断

主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に成功した場合は「隔離事象」と同様の事故進展となるが，発生頻度は $1E-5$ ／炉年程度であり，「隔離事象」に比べて十分小さいことから，評価対象外とした。

主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合は「格納容器バイパス」が発生するが，発生頻度が極めて小さい値となることから，評価対象外とした（添付資料 3.1.1.2-2）。

(f) 原子炉圧力容器破損（DBA超過LOCA）

NUREG-1829では，DBAを超える範囲のLOCAの発生頻度は $1E-8$ ／炉年以下と評価されている。本事象に対して炉心損傷は防止できないものの，格納容器破損頻度の観点であっても十分低い値となっているため，本事象は対象外とした。

(g) 通常停止

定期検査のための停止や漏えい等の微小な故障によるプラント停止であり，原子炉停止機能，炉心冷却機能，格納容器からの除熱機能及び安全機能のサポート機能に影響がなく，緩和設備を十分有している状態での手動停止でありプラントへの影響は限定されるため，本事象は対象外とした（添付資

料 3.1.1.2-3)。

d. 起因事象発生頻度の評価

(a) 起因事象発生頻度の評価に用いたデータベース

国内 BWR プラントの起因事象発生頻度は、次の情報に基づいて、定期的に更新している。

- ・原子力施設運転管理年報（独立行政法人 原子力安全基盤機構）
- ・NUCIAで公開されているトラブル情報
- ・電気事業者によるプレスリリース

本 PRA では、起因事象発生頻度は、平成20年度末までの国内 BWR プラントの実績に基づいて算出したものを使用している（添付資料3.1.1.2-4）。

(b) 起因事象発生頻度の評価

選定した各起因事象について、発生頻度を評価した結果を第3.1.1.2-4表に示す。発生頻度の評価に当たっては、LOCA及びインターフェイスシステムLOCA以外の起因事象については、(a)の国内 BWR 全32基の運転実績に基づき、次の式により起因事象発生頻度を算出している。

$$\lambda_{IE} = X_{IE} / T_{OP}$$

λ_{IE} : 起因事象発生頻度（/炉年）

X_{IE} : 起因事象発生件数

T_{OP} : 総運転炉年又は営業運転開始からの総年数（暦年）

各起因事象発生頻度の評価方法は以下のとおり。

i) 過渡事象の発生頻度

過渡事象は、発生件数を総運転炉年で除して算出した。

運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータを用いることとし、発生件数のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エラーファクタはW A S H - 1 4 0 0 を参考に工学的判断により設定した（添付資料 3.1.1.2-9）。

① 非隔離事象

$$81 / 488.1 = 1.7E-1 / \text{炉年}$$

非隔離事象の発生件数 : 81件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

② 隔離事象

$$13 / 488.1 = 2.7E-2 / \text{炉年}$$

隔離事象の発生件数 : 13件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

③ 全給水喪失

$$5 / 488.1 = 1.0E-2 / \text{炉年}$$

全給水喪失の発生件数 : 5件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

④ 水位低下事象

$$13 / 488.1 = 2.7E-2 / \text{炉年}$$

水位低下事象の発生件数 : 13件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

⑤ 原子炉緊急停止系誤動作等

$$27 / 488.1 = 5.5E-2 / \text{炉年}$$

原子炉緊急停止系誤動作等の発生件数 : 27件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

⑥ 逃がし安全弁誤開放

$$0.5 / 488.1 = 1.0E-3 / \text{炉年}$$

S / R 弁誤開放の発生件数^{*} : 0.5件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

ii) 外部電源喪失の発生頻度

外部電源喪失の発生頻度は、発生件数を暦年で除して算出した。運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータを用いた。なお、外部電源喪失の発生件数は、運転時に発生した2件と停止中に発生した1件を加えた3件とし、エラーファクタはWASH-1400を参考に工学的判断により設定した（添付資料3.1.1.2-5）。

① 外部電源喪失

$$3 / 706.1 = 4.2E-3 / \text{炉年}$$

外部電源喪失の発生件数 : 3件

国内BWR全32基の営業運転開始

からの総年数（暦年） : 706.1年

iii) 手動停止／サポート系喪失（手動停止）の発生頻度

手動停止の発生頻度は、発生件数を総運転炉年で除して算出した。サポート系喪失（手動停止）の発生頻度は、発生件数を対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系統当たりの発生頻度を算出した。運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末まで

のデータを用いることとし、発生経験のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エラーファクタはW A S H - 1 4 0 0を参考に工学的判断により設定した。

① 計画外停止

$$21 / 488.1 = 4.3E-2 / \text{炉年}$$

計画外停止の発生件数 : 21件

国内BWR全32基の総運転炉年 : 488.1年

② 残留熱除去系海水系故障

$$0.5 / 693.6 = 7.2E-4 / \text{炉年}$$

補機冷却系故障の発生件数* : 0.5件

国内BWR全32基の補機冷却系の

系統数を考慮した総運転炉年 : 693.6年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

③ 交流電源故障（区分I）

$$0.5 / 3366.2 = 1.5E-4 / \text{炉年}$$

交流電源故障の発生件数* : 0.5件

国内BWR全32基の交流電源の母

線数を考慮した総運転炉年 : 3366.2年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

iv) サポート系喪失（自動停止）の発生頻度

サポート系喪失（自動停止）の発生頻度は、発生件数を対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系統当たりの発生頻度を算出した。運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータ

を用いることとし、発生経験のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エラーファクタはWASH-1400を参考に工学的判断により設定した。

① 交流電源故障（区分Ⅱ）

$$0.5 / 3366.2 = 1.5E-4 / \text{炉年}$$

交流電源故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の交流電源の母

線数を考慮した総運転炉年 : 3366.2年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

② タービン・サポート系故障

$$0.5 / 693.6 = 7.2E-4 / \text{炉年}$$

タービン・サポート系故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基のタービン・サポー

ト系の系統数を考慮した総運転炉年 : 693.6年

※：発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

v) サポート系喪失（直流電源故障）の発生頻度

サポート系喪失（直流電源故障）の発生頻度は、発生件数を対象の系統数を考慮した総運転炉年で除して1系統当たりの発生頻度を算出した。運転実績には、利用可能な最新のデータである平成20年度（平成21年3月）末までのデータを用いることとし、発生経験のない起因事象に関しては、発生件数を0.5件と仮定して発生頻度を算出した。エラーファクタはWASH-1400を参考に工学的判断により設定した。

① 直流電源故障

$$0.5 / 1763.3 = 2.8E-4 / \text{炉年}$$

直流電源故障の発生件数※ : 0.5件

国内BWR全32基の直流電源の母線

数を考慮した総運転炉年 : 1763.3年

※ : 発生経験がないため、発生件数を0.5件と仮定。

vi) LOCAの発生頻度

LOCAについては、国内外で発生した経験がないため、NUREG/CR-5750及びNUREG-1829のデータに基づき、大破断LOCA、中破断LOCA、小破断LOCAの発生頻度及びエラーファクタを設定した（添付資料3.1.1.2-6）。

① 大破断LOCA

$$2.0E-5 / \text{炉年}$$

② 中破断LOCA

$$2.0E-4 / \text{炉年}$$

③ 小破断LOCA

$$3.0E-4 / \text{炉年}$$

なお、本PRAでは、特定の緩和系の配管破断に伴うLOCAが発生した場合に、その緩和系を使用できなくなることについては考慮していないが、これを考慮した場合の影響についても確認した（添付資料3.1.1.2-7）。

vii) 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）の発生頻度

インターフェイスシステムLOCAについては、国内外

で発生した経験がないため、インターフェイスシステム L O C A となり得る配管を同定し、フォールトツリーによるシステム信頼性解析を使用する方法に基づき発生頻度及びエラーファクタを算出した（添付資料3.1.1.2-8）。

① インターフェイスシステム L O C A

4.8E-10／炉年

3.1.1.3 成功基準

炉心損傷を防止するために必要とされる緩和設備及び緩和操作の組合せ，及びそれらの機能を達成するために必要な条件を定めた。

(1) 成功基準について

a. 炉心損傷判定条件

炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

- ・ 燃料被覆管表面温度が 1,200℃を超えると評価される状態
- ・ 燃料被覆管の酸化量が，酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの 15%を超えると評価される状態

b. 起回事象ごとの成功基準の一覧表

上記を踏まえ，S A F E Rコードによる成功基準解析結果（添付資料 3.1.1.3-1）を用いて，起回事象ごとに整理した成功基準の一覧を第 3.1.1.3-1 表に示す。また，低圧炉心冷却時の S / R 弁の必要弁数を第 3.1.1.3-2 表に，R H R S の成功基準を第 3.1.1.3-3 表に，E C C S ポンプ室等の空調機の成功基準を第 3.1.1.3-4 表に示す。

c. 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

(a) 余裕時間

運転員による緩和操作を対象として，それらを遂行するまでの余裕時間を M A A P コードによる事故進展解析（添付資料 3.1.1.3-1）結果等に基づき設定した。事故進展解析結果を第 3.1.1.3-5 表に示す。また，設定した余裕時間を以下に示す。

i) 炉心冷却に対する余裕時間

対象操作：原子炉注水に関する手動バックアップ

自動起動信号（高圧 E C C S，自動減圧，低圧 E C C S 等）に失敗した場合に，運転員の手動操作によるバックアップに期待する。

余裕時間：30 分（大中破断 L O C A 除く）

設定根拠：事故進展解析における高圧・低圧注水機能喪失シーケンスの炉心損傷に至る時間 0.9 時間に余裕を見込み 30 分とした。また，設定した余裕時間で炉心損傷を防止できることを，許認可での使用実績のある S A F E R コードを用いて確認した（添付資料 3.1.1.3-2）。ただし，小破断 L O C A を除く L O C A（大破断 L O C A 及び中破断 L O C A）における余裕時間については，事象進展が早く，30 分の余裕時間では炉心損傷を防止することは困難であるため極めて短い時間として別途考慮する。

ii) 格納容器除熱に対する余裕時間

対象操作：原子炉注水成功時の R H R による格納容器除熱操作

原子炉注水成功時，崩壊熱による格納容器破損を防ぐために，R H R を起動する必要がある。

余裕時間：1 時間

設定根拠：事故進展解析における崩壊熱除去機能喪失シーケンスの格納容器破損（格納容器圧力が最

高使用圧力の2倍)に至る時間21.4時間に対して、サプレッション・プール水温の上昇による注水設備への影響を考慮し、保守的に1時間とした。

(b) 使命時間

緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については、以下の観点から24時間を適用している。

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

d. 解析コードの検証性

成功基準解析に使用したS A F E Rコードは、許認可解析で十分な実績を有しており、十分な検証が行われている。また、事故進展解析に使用したM A A Pコードの検証性については、重大事故等防止対策の有効性評価の内容説明と併せて提示する。

3.1.1.4 事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組合せのことである。また、炉心損傷に至る事故シーケンスを網羅的に展開するための体系的な分析と定量化が可能である手法として、イベントツリー法を用いる。

(1) イベントツリー

各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーの概要を第3.1.1.4-1(a)図～第3.1.1.4-1(g)図に示す。また、各起因事象のイベントツリーの詳細を添付資料3.1.1.4-1に示す。展開した事故シーケンスの炉心損傷状態の分類を第3.1.1.4-1表に示す。

(2) 事故シーケンスの分類

イベントツリーによって展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類している。炉心損傷状態については、「原子炉停止機能」、「炉心冷却機能」、「格納容器からの除熱機能」の各安全機能に着目し、起因事象及び緩和設備の成否等によって以下のように分類した(添付資料3.1.1.4-4)。

a. 原子炉停止機能

原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷(格納容器先行破損)に至る場合を「原子炉停

止機能喪失」(TC)の事故シーケンスグループとして分類する。

b. 炉心冷却機能

原子炉の停止に成功した場合でも、炉心からの崩壊熱を除去しなければ炉心損傷に至る。炉心冷却機能は、高圧炉心冷却機能、原子炉減圧機能及び低圧炉心冷却機能からなり、これらの冷却機能の状況に応じて以下の事故シーケンスグループに分類する。

- ・ 事象発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る場合を「高圧・低圧注水機能喪失」(TQUV)の事故シーケンスグループとして分類する。
- ・ 事象発生後、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る場合を「高圧注水・減圧機能喪失」(TQUX)の事故シーケンスグループとして分類する。
- ・ LOCA発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、炉心の冷却が十分に行われずに炉心損傷に至る場合を「LOCA時注水機能喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。

なお、バウンダリの破損規模等に応じてプラントの状態が異なることから以下のグループに細分化する。

- ・ 大破断LOCA後の炉心冷却失敗(AE)
- ・ 中破断LOCA後の炉心冷却失敗(S1E)
- ・ 小破断LOCA後の炉心冷却失敗(S2E)

- ・ 冷却材が格納容器外に漏えいする格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）については，漏えい箇所を隔離した上で炉心冷却が必要であるが，この隔離機能が喪失し，漏えいの継続により炉心損傷に至る場合を「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」（I S L O C A）の事故シーケンスグループとして分類する。

c. 格納容器からの除熱機能

原子炉の注水に成功した場合においても，格納容器からの除熱機能が喪失した場合には，炉心損傷前に格納容器が過圧により破損し，その後，炉心損傷に至る場合があることから，「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。なお，崩壊熱除去機能喪失については，電源の状態に応じて以下のグループに細分化する。

- ・ 交流電源（区分 I 又は区分 II）確保時の崩壊熱除去機能喪失（T W）
- ・ 交流電源（区分 I 及び区分 II）確保失敗時の崩壊熱除去機能喪失（T B W）（添付資料 3.1.1.4-2）

d. 安全機能のサポート機能

安全機能に必要な電源が喪失し，炉心損傷に至る場合を「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループとして分類する。なお，本 P R A では，区分 I 及び区分 II の非常用 D G による交流電源の確保に失敗し，かつ高圧炉心スプレイ系による炉心冷却に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。

また，全交流動力電源喪失は，事故進展速度，原子炉圧力状

態等を考慮して以下のグループに細分化する。

- ・ 外部電源喪失後，非常用D G 2 台が機能喪失した状態で，H P C S 及びR C I C が機能喪失（T B U）
- ・ 外部電源喪失後，非常用D G 2 台が機能喪失した状態で，H P C S が機能喪失し，S / R 弁再閉鎖失敗によってR C I C が機能喪失（T B P）
- ・ 外部電源喪失後，直流電源故障による非常用D G 2 台の起動に失敗し，H P C S 及びR C I C が機能喪失（T B D）
- ・ 外部電源喪失後，非常用D G 2 台が機能喪失した状態で，H P C S が機能喪失し，R C I C による原子炉注水継続中に蓄電池が枯渇しR C I C が機能喪失（長期T B）（添付資料 3.1.1.4-3）

3.1.1.5 システム信頼性

イベントツリーの定量化においては、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決めるため、システム信頼性解析を実施する必要がある。この各分岐のシステム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いた。本評価では、イベントツリーのヘディングに対応する緩和設備について、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォールトツリーを作成し定量化を実施した。

(1) 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした主要な緩和設備の一覧を以下に示す。それぞれの緩和設備ごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.1.5-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.1.5-2表に示す。システム間従属性は、イベントツリー、フォールトツリー及び両者の組合せによってモデル化した。

<原子炉停止機能>

- ・スクラム系

<炉心冷却機能>

- ・高圧炉心スプレイ系（HPC S）
- ・原子炉隔離時冷却系（RCIC）
- ・自動減圧系（ADS）
- ・低圧炉心スプレイ系（LPC S）
- ・低圧注水系（LPCI - A, B, C）

<格納容器熱除去機能>

- ・残留熱除去系（RHR - A, B）

<その他>

- ・メンテナンス

なお、「メンテナンス」のフォールトツリーは、保安規定上許容されない複数の緩和設備を同時に待機除外にするカットセットの組合せをイベントツリー上で評価から除外するために使用する（添付資料 3.1.1.5-3）。

(2) システム信頼性評価手法

システム信頼性解析では、フロントライン系とサポート系についてフォールトツリーを作成し、信頼性評価を行った（添付資料 3.1.1.5-1）。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化する故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき(1)に示した緩和設備についてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。システム信頼性評価の例を第3.1.1.5-1図に示す。また、フォールトツリーの中でモデル化した機器タイプ及び故障モード一覧を第3.1.1.5-3表に示す。

(3) システム信頼性評価の結果

各緩和設備の代表的なフォールトツリーの評価結果を第3.1.1.5-4表に示す。また、過渡事象における各緩和設備の主要なミニマルカットセットを第3.1.1.5-5(a)表～第3.1.1.5-5(j)表に示す。

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠を第3.1.1.5-6表に示す（添付資料3.1.1.5-2）。

3.1.1.6 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率，共通要因故障パラメータ，試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

(1) 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては，機器故障，共通要因故障，試験による待機除外，保守作業による待機除外，人的過誤（3.1.1.7項）等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

(2) 機器故障率

機器故障率は，原則として，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ヵ年49基データ）を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下「21ヵ年データ」という。）に記載されているデータを使用する。また，NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月），電中研報告P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている（添付資料3.1.1.6-1）。

なお，21ヵ年データに記載のない機器の故障率については，類似性を考慮した工学的判断に基づき，21ヵ年データに記載された他の機器の故障率を使用した（添付資料3.1.1.6-2，添付資料3.1.1.6-5）。

上記の機器故障率を使用して以下の評価式により基事象発生確

率を算出した。

- ・ 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障率

又は

$$Q = \lambda_s \times T_s / 2$$

λ_s : 起動 (又は状態変更) 失敗率 (/ 時間)

T_s : 平均試験間隔 (時間)

- ・ 機能維持失敗確率

$$Q = \lambda_r \times T_m$$

λ_r : 機能維持失敗率 (/ 時間)

T_m : 使命時間 (時間)

(3) 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では、故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。

(4) 待機除外確率

a. 試験による待機除外確率

本評価でモデル化対象とした緩和設備について、試験による待機除外のモデル化の可否を検討した。その結果、試験の実施のために待機中とは異なる系統構成とする場合でも、試験中に作動要求信号が発信すれば試験状態が自動的に解除されることから、試験による待機除外のモデル化は不要であることを確認した。

b. 保守作業による待機除外確率

本評価でモデル化対象とした緩和設備の保守作業による待機

除外のモデル化の可否を検討し、モデル化が必要な場合は機器の平均修復時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を、次の式により算出した。

$$P_{SYS} = \sum_i (\lambda_i \cdot T r_i)$$

λ_i : 定期試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発生率 (/ 時間)

$T r_i$: 機器 i の平均修復時間 (時間)

ここで、 λ_i は、NUREG / CR - 2815 を参考に、対象機器の異常が検知されれば機器が機能喪失する前に予防保全として保守作業を実施することを考慮して、定期試験等によって異常の発見が可能な機器の故障モードの機器故障率の10倍としている (添付資料 3.1.1.6-3) 。

(5) 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて多重性を持たせるために用いられる機器については、共通要因故障を考慮する。共通要因故障同定のフロー図を第3.1.1.6-1図に示す。フロー図に従い、以下の3つの条件を同時に満たす場合に、共通要因故障を考慮した。

- a. 冗長の機能を有する同種機器
- b. 起因事象発生前の運転状態が同一
- c. 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モー

ド及び静的機器の各故障モードについては、動的機器の動的故障モードと同程度の故障率であるものに対して共通要因故障を考慮した。フロー図に従って同定した、同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モードを第3.1.1.6-1表、システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モードを第3.1.1.6-2表に示す。

なお、本評価では、M G L (Multiple Greek Letter) 法を用いて共通要因故障を考慮した(添付資料3.1.1.6-4)。共通要因故障パラメータとしては、米国で公開され、あるいはP R Aでの使用実績がある文献等から、妥当と考えられる β 、 γ ファクタを使用した。本評価で使用した共通要因故障パラメータの一覧を第3.1.1.6-3表に示す。

3.1.1.7 人的過誤

人的過誤は人間信頼性解析により評価する。人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価するものである。

本作業では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUR E G / C R - 1 2 7 8）の T H E R P 手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、評価対象となる人的過誤の特徴を考慮し、他の運転員によるバックアップをモデル化している。本評価で同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果の例を第3.1.1.7-1表に示す（添付資料3.1.1.7-1，添付資料3.1.1.7-4）。

a. 起因事象発生前の人的過誤

起因事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守作業の終了後、対象系統あるいは機器の通常状態への復旧忘れを考慮した。具体的には、手動弁の開閉忘れ等を評価した（添付資料3.1.1.7-2，添付資料3.1.1.7-3）。

b. 起因事象発生後の人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は所定の運転手順書に記載されている手順に従って、原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。P R Aにおいては、運転員が行う行為

を人的過誤の評価対象とする。具体的には，起因事象発生後の各人的過誤の評価に対して，認知失敗と操作失敗に分けて評価している。

(a) 認知失敗

認知失敗では，警報等により異常を検知して適切な運転手順を選択することに失敗することをモデル化する。認知失敗確率は，THERP手法に基づき，時間信頼性曲線を用いており，対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル等の補正係数を乗じて算出している。なお，時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間は，3.1.1.3項で設定した余裕時間を用いる（添付資料3.1.1.7-6，添付資料3.1.1.7-7）。

(b) 操作失敗

操作失敗では，認知成功後の対応操作に失敗することをモデル化する。操作失敗確率は，THERP手法に基づき，運転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮して算出する（添付資料3.1.1.7-5）。

3.1.1.8 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷頻度を算出するとともに、主要な結果を分析した。

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、計算コード `S a f e t y W a t c h e r` を用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、炉心損傷頻度を算出した（添付資料3.1.1.8-1）。

(2) 炉心損傷頻度（点推定値）

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は $6.1E-5$ / 炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第3.1.1.8-1表に示す。また、各事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第3.1.1.8-2表に、事故シーケンスグループに対する分析結果を第3.1.1.8-3表に示す（添付資料3.1.1.8-2）。

起因事象別の全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第3.1.1.8-1図に示す。起因事象別の炉心損傷頻度は、「過渡事象」が71.3%を占める。次いで、「手動停止／サポート系喪失（手動停止）」が16.5%、「サポート系喪失（直流電源故障）」が8.9%を占める。また、過渡事象のうち非隔離事象を起因とする炉心損傷頻度が全炉心損傷頻度の41.8%を占める結果となった。「過渡事象」の炉心損傷頻度が比較的高い理由は、起因事象発生頻度が高いことによるものである。また、「手動停止／サポート系喪失（手動停止）」及び「サポート系喪失（直流電源故障）」については、起因事象発生頻度は比較的低いが、その発生により当該区分の緩和設備が機能喪失することにより、期待できる緩和設備が限定されることによるものである。

事故シーケンスグループ別の全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第3.1.1.8-2図に示す。事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は「崩壊熱除去機能喪失」が99.8%を占め、支配的となった。これは、本評価で期待している崩壊熱除去機能を有する設備が残留熱除去系のみであり、炉心冷却機能に比べて期待できる緩和設備が少ないことによる。

(3) 重要度解析，不確かさ解析及び感度解析

a. 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため、Fussell-Vesely (FV) 重要度及びRisk Achievement Worth (RAW)を評価した。

○ FV重要度

対象とする事象の発生確率を0とした場合にリスクがどれだけ低下するかを示す指標

$$FV重要度 = \frac{CDF - CDF(A=0)}{CDF}$$

CDF (A=0) : 事象Aの発生確率が0の場合の
全炉心損傷頻度

CDF : 全炉心損傷頻度

○ RAW

対象とする事象が必ず発生すると仮定した場合にリスクがどれだけ増加するかを示す指標

$$R A W = \frac{C D F (A = 1)}{C D F}$$

C D F (A = 1) : 事象 A の発生確率が1の場合の
全炉心損傷頻度

重要度解析は、起因事象及び緩和系の基事象に対して実施した。

【起因事象】

起因事象の F V 重要度の評価結果を第3.1.1.8-4表に示す。起因事象の F V 重要度は、全炉心損傷頻度に対する寄与割合と同じであり、過渡事象の「非隔離事象」の F V 重要度が最も高く、4.2E-1となる。次いで、過渡事象の「原子炉緊急停止系誤動作等」が1.4E-1となる。

起因事象の R A W の評価結果を第3.1.1.8-5表に示す。起因事象の R A W は、起因事象発生頻度が低いもの、及び条件付炉心損傷確率が高いものが高くなることから、起因事象発生頻度が低く、かつ条件付炉心損傷確率が1である「インターフェイスシステム L O C A」の R A W が最も高く、1.6E+4となる。次いで、サポート系喪失（直流電源故障）の「直流電源故障（区分Ⅰ）」、「直流電源故障（区分Ⅱ）」がそれぞれ1.6E+2、1.6E+2となる。

起因事象に対する F V 重要度と R A W の相関を第3.1.1.8-3図に示す。「直流電源故障（区分Ⅰ）」及び「直流電源故障（区分Ⅱ）」の起因事象は、F V 重要度と R A W がともに高い結果となった。

【緩和設備の基事象】

緩和設備の基事象（人的過誤の基事象を含む）のF V重要度の評価結果（上位10位）を第3.1.1.8-6表に示す。緩和設備の基事象のF V重要度は、「R H R系操作失敗」が6.2E-1と最も高くなった。また、残留熱除去系、残留熱除去系海水系、及び非常用D Gに関する基事象のF V重要度が高い結果となった。これらはいずれも残留熱除去系のフロントライン系又はサポート系の基事象である。全炉心損傷頻度に対する寄与割合が99%以上を占める事故シーケンスグループが崩壊熱除去機能喪失（T W / T B W）であることから、崩壊熱除去機能に影響する基事象が高いF V重要度を示した。

緩和設備の基事象のR A Wの評価結果（上位10位）を第3.1.1.8-7表に示す。緩和設備の基事象のR A WはR H R及びR H R Sの共通要因故障に関する基事象が上位を占める結果となった。本評価では崩壊熱除去機能として期待している系統はR H Rのみであることから、これらの基事象の発生確率を1とした場合に崩壊熱除去機能が喪失し炉心損傷に至るため、R A Wが高くなっている。

緩和設備の基事象に対するF V重要度とR A Wの相関を第3.1.1.8-4図に示す。「R H R系操作失敗」及び「R H R S - A / B海水ストレーナ閉塞共通要因故障」の基事象は、F V重要度とR A Wがともに高い結果となった。

b. 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の5%値，中央値，平均値，及び95%値を評価した。評価結果を第3.1.1.8-8表及び第3.1.1.8-5図に示す（添付資料

3.1.1.8-3)。

全炉心損傷頻度の平均値は $6.4E-5$ ／炉年となり，点推定値と概ね一致した。また，全炉心損傷頻度のエラーファクタは3.8となった。これは，各パラメータの不確かさの影響により，95%値と5%値の間に14倍の不確かさ幅があることを意味する。

$$E F = \sqrt{\frac{95\% \text{値}}{5\% \text{値}}}$$

c. 感度解析

(a) プラント固有データの反映

東海第二発電所のプラント固有の運転実績を考慮した起因事象発生頻度及び機器故障率を①頻度論統計及び②ベイズ統計により算出し，全炉心損傷頻度を評価した（添付資料3.1.1.8-4）。

対象とする起因事象は，平成20年度（平成21年3月）末までに東海第二発電所で発生経験のある「非隔離事象」，「水位低下事象」，「原子炉緊急停止系誤動作等」及び「計画外停止」を選定した。一般パラメータ（平成20年度末までの国内プラントの実績）を用いた起因事象発生頻度のベースケースとの比較を第3.1.1.8-9表に示す。

また，対象とする機器故障率は，内部事象出力運転時レベル1 P R Aでモデル化している機器のうち，東海第二発電所で故障実績があり重要度が比較的高い「電動弁（淡水）作動失敗（開／閉失敗）」及び「逆止弁開失敗」を選定した。一般パラメータを用いた機器故障率のベースケースとの比較を第3.1.1.8-10表に示す。

東海第二発電所のプラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果を第3.1.1.8-11表，第3.1.1.8-6図，及び第3.1.1.8-7図に示す。全炉心損傷頻度は，頻度論統計の場合はベースケースの1.6倍である $9.8E-5$ ／炉年，ベイズ統計の場合はベースケースの1.3倍である $7.7E-5$ ／炉年となり，共にベースケースの不確かさの幅の中に収まっていることを確認した。また，全炉心損傷頻度への寄与割合が大きな事故シーケンスグループは，ベースケースと同様，崩壊熱除去機能喪失となった。以上より，東海第二発電所のプラント固有データを用いて評価した結果について，一般パラメータを用いて評価した場合と同様の傾向を示していることを確認した。

(b) 給復水系のモデル化

本PRAでは炉心冷却機能及び格納容器除熱機能として給復水系に期待していないが，起因事象の発生により原子炉が隔離されない事象のうち，継続して給復水系が使用可能である以下の起因事象を対象に，給復水系に期待した場合の炉心損傷頻度を評価した。

- ・ 非隔離事象
- ・ 水位低下事象
- ・ 原子炉緊急停止系誤動作等
- ・ 計画外停止
- ・ 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）
- ・ 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）

給復水系をモデル化したイベントツリーの例として非隔離事象のイベントツリーを第3.1.1.8-8図に示す。また，給水

系のモデル化に関する感度解析結果を第3.1.1.8-12表、第3.1.1.8-9図及び第3.1.1.8-10図に示す。原子炉が隔離されない起因事象に対して、給復水系に期待した場合の全炉心損傷頻度は $1.4E-5$ ／炉年となり、ベースケースと比較して0.23倍となった。

事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度は、給復水系による高圧炉心冷却機能に期待することにより、T Q U V及びT Q U Xの炉心損傷頻度が低下し、給復水系による格納容器除熱機能に期待することにより、T Wの炉心損傷頻度が低下した。なお、全炉心損傷頻度に対する寄与割合については、「崩壊熱除去機能喪失」が99.0%を占め、ベースケースと同様に支配的となった。

(4) まとめ

東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル1 P R Aを実施した。その結果、全炉心損傷頻度の点推定値は $6.1E-5$ ／炉年となった。また、不確かさ解析の結果得られた全炉心損傷頻度の平均値は $6.4E-5$ ／炉年、エラーファクタは3.8であった。

また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、全炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で感度解析を実施した。

重要度解析においては、F V重要度及びR A Wの2つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和設備の基事象の重要度を把握した。その結果、起因事象では「直流電源故障（区分Ⅰ）」及び「直流電源故障（区分Ⅱ）」、緩和設備では残留熱除去系、残留熱除去系海水系及び非常用D Gの重要度が高いことを確認した。なお、

残留熱除去系の共通要因故障については、代替除熱手段である耐圧強化ベント系又は格納容器圧力逃がし装置により炉心損傷頻度の低減が可能である。また、残留熱除去系海水系の共通要因故障については、緊急用海水系により炉心損傷頻度の低減が可能である。さらに、非常用DGの故障については、常設代替高圧電源装置により炉心損傷頻度の低減が可能である。

感度解析においては、東海第二発電所の運転実績を反映した起因事象発生頻度及び機器故障率データを用いて全炉心損傷頻度を評価した。その結果、全炉心損傷頻度はベースケースの不確実さの幅の中に収まっていることを確認し、一般パラメータを用いて評価した場合と同様の傾向を示していることを確認した。

第3.1.1.1-1表 レベル1 PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源 (1/2)

PRAの作業	収集すべき情報		主な情報源
1. プラントの構成・特性の調査	PRA実施に当たり必要とされる基本的な情報	a) 設計情報	1) 原子炉設置変更許可申請書 2) 基本図面集 (P & I D) 3) 展開接続図 (CWD)
		b) 運転・保守管理情報	1) 設備別運転手順書 2) 起動停止手順書 3) 定期試験手順書 4) 警報処置手順書 5) 故障時運転手順書 6) 巡視点検手順書 7) 非常時運転手順書 8) 非常時運転手順書Ⅱ 9) 非常時運転手順書Ⅲ 10) 原子炉施設保安規定 11) 定期事業者検査要領書 12) アクシデントマネジメントガイド 13) アクシデントマネジメント故障機器復旧手順ガイドライン 14) 定期試験実施取扱書 15) 直定例業務・定期機器切替実施取扱書 16) 点検計画 17) 保全計画
2. 起回事象の選定及び発生頻度の評価	定量化に当たり必要とされる情報	過渡事象, 外部電源喪失等に関する事例	1) 上記1の情報源 2) 既往PRA報告書 3) 原子力施設運転管理年報 4) 過渡事象に関する報告書 ・ EPRI NP-2230 ^{※1} 5) LOCAの発生頻度の評価に関する報告書 ・ NUREG/CR-5750 ^{※2} ・ NUREG-1829 ^{※3}

※1 EPRI NP-2230, 「ATWS:A Reappraisal Part3:Frequency of Anticipated Transients」,1982

※2 NUREG/CR-5750, 「Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants:1987-1995」, 1998

※3 NUREG-1829, 「Estimating Loss of Coolant Accident (LOCA) Frequencies Through the Elicitation Process」,1999

第3.1.1.1-1表 レベル1 PRA実施のために収集した情報及びその主な情報源 (2/2)

PRAの作業	収集すべき情報	主な情報源
3. 成功基準の設定	<ul style="list-style-type: none"> ・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 	1) 上記1の情報源 2) 既往PRA報告書 3) 成功基準に係る報告書
4. 事故シーケンスの分析		
5. システム信頼性解析	対象プラントに即した機器故障モード	1) 上記1の情報源 2) 下記6, 7の情報源
6. パラメータの作成	定量化に当たり必要とされる情報 対象プラントに即したデータ	1) 上記1の情報源 2) 国内機器故障率データ <ul style="list-style-type: none"> ・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^{※4} 3) 保守作業による待機除外確率 <ul style="list-style-type: none"> ・NUREG/CR-2815^{※5} 4) 共通要因故障パラメータ <ul style="list-style-type: none"> ・NUREG/CR-1205 Rev.1^{※6} ・NUREG/CR-1363 Rev.1^{※7} ・NUREG/CR-4550^{※8} ・NUREG-1150^{※9} ・NUREG/CR-2771^{※10} ・SECY-83-293^{※11} ・NUREG-0666^{※12} ・NUREG/CR-5497^{※13}
7. 人間性信頼性解析	<ul style="list-style-type: none"> ・運転員による緩和操作等 ・各種操作・作業等に係る体制 	1) 上記1の情報源 2) 人間信頼性解析に関する報告書 ・NUREG/CR-1278 ^{※14}

※4 2009年5月, 有限責任中間法人 日本原子力技術協会

※5 NUREG/CR-2815 Rev.1, 「Probabilistic Safety Analysis Procedures Guide」,1985

※6 NUREG/CR-1205 Rev.1, 「Data Summaries of Licensee Event Reports of Pumps at U.S. Commercial Nuclear Power Plants」,1982

※7 NUREG/CR-1363 Rev.1, 「Data Summaries of Licensee Event Reports of Valves at U.S. Commercial Nuclear Power Plants, January 1976 to December 31, 1978」,1982

※8 NUREG/CR-4550, 「Analysis of Core Damage Frequency」,1987

※9 NUREG-1150, 「Severe Accident Risks: An Assessment for Five U.S. Nuclear Power Plants」,1990

※10 NUREG/CR-2771, 「Common Cause Fault Rates for Instrumentation and Control Assemblies」,1983

※11 SECY-83-293, 「Amendments to 10 CFR 50 Related to Anticipated Transients Without Scram (ATWS) Events」,1983

※12 NUREG-0666, 「A Probabilistic Safety Analysis of DC Power Supply Requirements for Nuclear Power Plants」,1981

※13 NUREG/CR-5497, 「Common-Cause Failure Parameter Estimations」,1998

※14 NUREG/CR-1278, 「Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications Final Report」,1983

第 3.1.1.1-2 表 P R A で考慮する主な設備

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

※1 外部電源が喪失した場合の復旧及び故障した機器の復旧は考慮していない。

※2 全制御棒挿入失敗時のほう酸水注入系については, AM 操作を伴うことから原子炉停止機能として考慮していない。

※3 給復水系による注水機能及び除熱機能は考慮していない。

第 3.1.1.1-3 表 系統設備概要

系統設備	概要
制御棒及び制御棒駆動水圧系 (スクラム系)	原子炉緊急停止系 1 out of 2 ×2 の論理回路 制御棒本数：185 本 スクラム排出容器：2 組
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t/h
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	タービン駆動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 142m ³ /h
自動減圧系 (ADS)	弁個数：7 個 弁容量：約 360t/h/個 (7.76MPa [gage] において)
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 1,440t/h
残留熱除去系 (RHR)	電動ポンプ台数：3 台，熱交換器台数：2 台 ・低圧注水系 (LPCI)：3 系統 ・格納容器スプレイ冷却系/ サブプレッション・プール冷却系：2 系統 ポンプ容量：約 1,690m ³ /h/台
残留熱除去系海水系 (RHRS)	電動ポンプ台数：4 台 ポンプ容量：約 886m ³ /h/台
非常用ディーゼル発電機海水系 (DGSW)	非常用ディーゼル発電機用電動ポンプ台数：2 台 ポンプ容量：約 273m ³ /h/台 HPCSディーゼル発電機用電動ポンプ台数：1 台 ポンプ容量：約 233m ³ /h
非常用ディーゼル発電機 (DG)	非常用ディーゼル発電機台数：2 台 定格容量：約 6,500kVA/台 HPCSディーゼル発電機台数：1 台 定格容量：約 3,500kVA
直流電源 (DC)	所内蓄電池：2 組 容量：A—約 3,500Ah, B—約 2,500Ah HPCS系用蓄電池組数：1 組 容量：約 900Ah

第 3.1.1.2-1 表 既往の P R A を基に選定した起回事象

	Peach Bottom (WASH-1400)	Peach Bottom (NUREG - 1150)	Grand Gulf (NUREG - 1150)	国内 BWR 5 プラント (共通懇 P S A レビュー 検討 WG)	東海第二発電所の 起回事象グループ
過渡事象	・ 過渡事象	・ PCS が使用可能でない過渡事象	・ PCS が使用可能でない過渡事象	・ MSIV 閉 ・ 復水器真空喪失	・ 隔離事象
		・ PCS が使用可能な過渡事象	・ PCS が使用可能な過渡事象	・ タービントリップ ・ その他の過渡変化	・ 非隔離事象 ・ 水位低下事象 ・ 原子炉緊急停止系誤動作等
		・ 給水喪失	・ 給水喪失	・ 給水喪失	・ 全給水喪失
		・ 逃がし安全弁誤開放	・ 逃がし安全弁誤開放	・ 逃がし安全弁誤開放	・ 逃がし安全弁誤開放
		・ 外部電源喪失	・ 外部電源喪失	・ 外部電源喪失	・ 外部電源喪失 ^{※3}
サ手動停止系 喪失	—	・ 交流電源故障 ・ 直流電源故障	・ 計装用圧縮空気系故障	—	・ 計画外停止 ^{※4} ・ 残留熱除去系海水系故障 ^{※4} ・ 交流電源故障 ^{※4, 5} ・ タービン・サポート系故障 ^{※5} ・ 直流電源故障 ^{※6}
L O C A	・ 原子炉圧力容器破損 ^{※1} ・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A	・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A ・ 極小 L O C A ^{※2}	・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A	・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A	・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A
パ器格 スバ納 スイ容	—	・ インターフェイスシステム L O C A	・ インターフェイスシステム L O C A	—	・ インターフェイスシステム L O C A

※1 原子炉圧力容器破損は、「3.1.1.2(1) c. 評価対象外とした起回事象」に述べる理由により評価対象から除外した。

※2 極小 L O C A は、重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さいため通常停止に含まれる。なお、通常停止については「3.1.1.2(1) c. 評価対象外とした起回事象」に述べる理由により評価対象から除外した。

※3 非常用電源の確保が必要になる等、他の事象とはプラント応答が異なるため、単独の起回事象区分とした。

※4~※6 同じイベントツリーで取り扱える範囲のグループを同じ区分とした。(※4: 手動停止/サポート系喪失(手動停止), ※5: サポート系喪失(自動停止),

※6: サポート系喪失(直流電源故障))

第 3.1.1.2-2 表 原子炉設置変更許可申請書添付書類十及び
E P R I N P - 2 2 3 0 の起因事象との比較結果

東海第二発電所		E P R I N P - 2 2 3 0 による過渡事象	事象分類
原子炉設置変更許可申請書 添付書類十における 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故			
運 転 時 の 異 常 な 過 渡 変 化	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	起動時における制御棒引き抜き	原子炉緊急停止系誤動作等
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	出力運転中の制御棒引き抜き	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	再循環ポンプ1台トリップ 再循環流量制御系の誤動作（再循環流量減少）	起因事象対象外
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	再循環停止ループ誤起動	起因事象対象外
	外部電源喪失	外部電源喪失 補助電源喪失	外部電源喪失
		復水器真空度喪失	隔離事象
	給水加熱喪失	給水加熱喪失	非隔離事象
	原子炉冷却材流量制御系の誤動作	再循環流量制御系の誤動作（再循環流量増加）	
	負荷の喪失	発電機負荷遮断 タービントリップ 圧力制御装置の故障（蒸気流量減少） バイパス弁または主蒸気加減弁の誤閉鎖	非隔離事象
		発電機負荷遮断バイパス弁不作動 タービントリップバイパス弁不作動	隔離事象
	主蒸気隔離弁の誤閉止	主蒸気隔離弁の閉鎖 主蒸気隔離弁の部分閉鎖	隔離事象
		主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	非隔離事象
	給水制御系の故障	給水制御系の故障（流量増加，出力運転時） 給水制御系の故障（流量増加，起動・停止時）	非隔離事象
	原子炉圧力制御系の故障	圧力制御装置の故障（蒸気流量増加） タービンバイパス弁誤開放	隔離事象
	給水流量の全喪失	全給水流量喪失	全給水喪失
		給水または復水ポンプ1台トリップ 給水制御系の故障（流量減少，出力運転時） 給水制御系の故障（流量減少，起動・停止時）	水位低下事象
	-	H P C I / H P C S の誤起動	非隔離事象
		逃がし安全弁誤開放／開固着	逃がし安全弁誤開放
		原子炉保護系故障によるスクラム プラント異常によるスクラム 原子炉保護系計装の故障によるスクラム	原子炉緊急停止系誤動作等
設 計 基 準 事 故	原子炉冷却材喪失	-	原子炉冷却材喪失
	原子炉冷却材流量の喪失	全再循環ポンプトリップ	非隔離事象
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	再循環ポンプ軸固着	
	放射性気体廃棄物処理施設の破損	-	起因事象対象外
	主蒸気管破断	-	隔離事象
	燃料集合体の落下	-	起因事象対象外
	原子炉冷却材喪失	-	原子炉冷却材喪失
	制御棒落下	-	起因事象対象外
	原子炉冷却材喪失（P C V 解析）	-	原子炉冷却材喪失
	可燃性ガスの発生	-	

第 3.1.1.2-3 表 東海第二発電所における過去のトラブル事象一覧 (1/2)

事象発生日	トラブル件名	起回事象
1979/1/26	再循環系ポンプ (A) のフレーム振動上昇と、モータ下部軸受温度上昇のため再循環系ポンプ (A) が停止。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1979/2/2	再循環系ポンプ (B) の軸受油冷却用配管からの水漏れのため再循環系ポンプ (B) が停止。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1979/7/22	蒸気管の予備計装配管弁のフランジ部分からの蒸気漏れを発見。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1980/4/3	タービン軸受磨耗検出装置の定期試験中、試験用回路のリレーの不具合により原子炉自動停止。	非隔離事象
1980/9/6	給水流量の変動により給水制御系に誤信号が発生したため、原子炉自動停止。	水位低下事象
1981/3/25	タービンスピード検出回路の周波数・電圧変換器の不調のため、原子炉自動停止。	非隔離事象
1981/7/22	タービン主塞止弁作動試験を行っていたが、同弁リミットスイッチの動作不良による誤信号で主蒸気加減弁が急閉したため、原子炉自動停止。	非隔離事象
1981/8/10	給水管に取り付けられている試験用計装配管の溶接部からの水漏れを発見。調査のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1981/9/12	原子炉ウェル水位計校正作業時、不手際により、原子炉水位検出系に変動を与えたため、原子炉自動停止。	原子炉緊急停止系誤動作等
1981/12/13	中間領域核計装の応答不調のため、原子炉手動停止。	通常停止※
1981/12/20	タービン組合せ中間弁開閉試験時、制御油圧系の油圧低下により主蒸気加減弁が急速閉したため、原子炉自動停止。	非隔離事象
1983/1/30	格納容器内ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
1983/2/18	落雷により給水制御系の電源系統に異常が発生したため、「原子炉水位高」によりタービンが停止し、原子炉自動停止。	非隔離事象
1983/12/26	巡視点検により低圧給水加熱器 (2 A) への抽気管のドレン系配管フランジ部からの漏えいを発見。補修のため原子炉手動停止。	通常停止※
1984/10/4	給水制御系の装置端子部の接触不良のため給水流量が減少し、「原子炉水位低」により原子炉自動停止。	水位低下事象
1985/7/30	格納容器内床ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止※

※ 本評価では対象外とした。

第 3. 1. 1. 2-3 表 東海第二発電所における過去のトラブル事象一覧 (2/2)

事象発生日	トラブル件名	起因事象
1990/11/29	床ドレンサンプピットへの流入量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
1993/4/3	格納容器冷却器ドレン量の増加に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
1996/8/10	「タービン制御油タンクレベル高/低」警報が発報し、点検の結果タービン中間塞止弁付近からタービン制御油の漏えいが認められたため、原子炉手動停止。	計画外停止
1997/7/12	軽油貯蔵タンク修理に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
2000/8/8	送電線への落雷に伴う東海原子力線トリップによる原子炉自動停止。	非隔離事象
2000/12/26	再循環系ポンプ (A) のメカニカルシール点検に伴う原子炉手動停止。	通常停止※
2002/3/31	275kV 系母線トリップに伴う原子炉自動停止。	非隔離事象
2002/4/3	原子炉給水系 (B) 点検のため、原子炉手動停止。	通常停止※
2003/3/15	原子炉冷却材再循環系流量制御弁開度検出器取替のため、原子炉手動停止。	通常停止※
2007/3/25	タービン駆動原子炉給水ポンプ (A) の修理のため、原子炉手動停止。	通常停止※

※ 本評価では対象外とした。

第 3.1.1.2-4 表 起回事象の発生頻度

起回事象		発生頻度 [／炉年]	E F	評価方法
過渡事象	非隔離事象	1.7E-01	3.0	・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・発生件数に対して、総運転炉年 ^{※1} より算出
	隔離事象	2.7E-02	3.0	
	全給水喪失	1.0E-02	3.0	
	水位低下事象	2.7E-02	3.0	
	原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02	3.0	
	逃がし安全弁誤開放	1.0E-03	3.0	・発生経験はないため、発生件数 0.5 件として、総運転炉年 ^{※1} より算出
外部電源喪失	外部電源喪失	4.2E-03	3.0	・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・発生件数に対して、暦年 ^{※2} より算出
手動停止／ サポート系喪失 （手動停止）	計画外停止	4.3E-02	3.0	・国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） ・発生件数に対して、総運転炉年 ^{※1} より算出
	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）	7.2E-04	3.0	・発生経験はないため、発生件数 0.5 件として、総運転炉年 ^{※1} より算出（発生頻度は系統あるいは母線当たり）
	残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	7.2E-04	3.0	
	交流電源故障（区分Ⅰ）	1.5E-04	3.0	
サポート系喪失 （自動停止）	交流電源故障（区分Ⅱ）	1.5E-04	3.0	
	タービン・サポート系故障	7.2E-04	3.0	
サポート系喪失 （直流電源故障）	直流電源故障（区分Ⅰ）	2.8E-04	3.0	
	直流電源故障（区分Ⅱ）	2.8E-04	3.0	
LOCA	大破断LOCA	2.0E-05	20.0	・発生経験はないため、NUREG／CR-5750 ^{※3} 及びNUREG-1829 ^{※4} のデータに基づき算出
	中破断LOCA	2.0E-04	20.0	
	小破断LOCA	3.0E-04	10.0	
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	19.6	・システム信頼性解析により、隔離弁等の故障により低圧設計箇所が破損する頻度として算出

※1 国内BWR全32基の総運転炉年：約488.1炉年

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

※3 配管の貫通クラックの発生経験から破断に至る確率を評価した文献

※4 設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCA発生頻度を評価した文献

第 3.1.1.3-1 表 成功基準の一覧

起因事象※		原子炉停止機能	炉心冷却機能	格納容器除熱機能
<ul style="list-style-type: none"> ・ 過渡事象 ・ 外部電源喪失 ・ サポート系喪失 (自動停止) ・ サポート系喪失 (直流電源故障) 	逃がし安全弁 正常作動時	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ RCIC ・ 手動減圧+LPCS ・ 手動減圧+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR
	逃がし安全弁 (1 個) 開固着時	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ LPCS ・ 1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR
<ul style="list-style-type: none"> ・ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) 	逃がし安全弁 正常作動時	—	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ RCIC ・ 手動減圧+LPCS ・ 手動減圧+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR
	逃がし安全弁 (1 個) 開固着時	—	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ LPCS ・ 1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR
<ul style="list-style-type: none"> ・ LOCA 	大破断 LOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ LPCS ・ 1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR
	中破断 LOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ ADS+LPCS ・ ADS+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR
	小破断 LOCA	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉緊急停止系 + スクラム排出容器 + 制御棒駆動水圧系 	<ul style="list-style-type: none"> ・ HPCS ・ RCIC ・ ADS+LPCS ・ ADS+1/3LPCI 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1/2RHR

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

第 3.1.1.3-2 表 低圧炉心冷却時の逃がし安全弁の必要弁数

系統名	過渡事象		中破断 LOCA	小破断 LOCA
	逃がし安全弁 正常動作時	逃がし安全弁 誤開放時		
LPCS 又は 1/3LPCI	1 個	—	1 個	1 個

第 3.1.1.3-3 表 RHR S (A系, B系) の成功基準

機器名	RHR S の成功基準
RHR S ポンプ	1/2
RHR S 熱交換器	1/1

第 3.1.1.3-4 表 空調機の成功基準

系統名	空調機の成功基準
HPCS	2/2
LPCS	1/1
RHR-A	1/1
RHR-B	1/1
RHR-C	1/1
DG-2C	2/2
DG-2D	2/2
HPCS-DG	2/2

第 3.1.1.3-5 表 M A A P による事故進展解析結果

事故シーケンス 事象進展	高圧・低圧注水機能 喪失 (T Q U V)	高圧注水・減圧機能 喪失 (T Q U X)	全交流動力電源喪失 (長期 T B)	原子炉停止機能喪失 (T C)	崩壊熱除去機能喪失 (T W)	L O C A 時注水機能 喪失 (A E)
炉心露出	0.6h	0.6h	9.5h	1.4h	23.6h	0.01h
燃料被覆管破損 (1,000K)	0.7h	0.9h	10.1h	1.6h	24.5h	0.1h
炉心損傷 (1,500K)	0.9h	1.1h	10.4h	1.8h	24.8h	0.2h
炉心溶融 (2,500K)	1.2h	1.3h	10.8h	2.1h	25.2h	0.5h
炉心支持板破損	2.6h	2.7h	13.9h	3.9h	31.5h	1.6h
圧力容器破損	5.4h	3.3h	14.4h	4.5h	32.3h	4.0h
ペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通	8.4h	—※1	—※1	—※1	—※1	7.6h
格納容器最高使用圧力 到達時刻	7.7h	3.3h	13.9h	1.0h※2	15.9h※2	1.6h
格納容器破損	15.9h (過圧破損)	3.3h (過温破損)	14.4h (過温破損)	1.4h (過圧破損)	21.4h (過圧破損)	1.6h (過温破損)

※1 24時間以内にペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通せず

※2 格納容器先行破損

第 3.1.1.4-1 表 炉心損傷状態の分類

事故シーケンスグループ		事故シーケンスの特徴
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	事象発生後、高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	事象発生後、高圧系による炉心冷却に失敗し、かつ原子炉の減圧に失敗
全交流動力電源喪失	T B	全交流動力電源喪失
	T B U	外部電源喪失後、非常用 DG2 台が機能喪失した状態で、H P C S 及び R C I C が機能喪失
	T B P	外部電源喪失後、非常用 DG2 台が機能喪失した状態で、H P C S が機能喪失し、S/R 弁再閉鎖失敗によって R C I C が機能喪失
	T B D	外部電源喪失後、直流電源の故障による非常用 DG2 台の起動に失敗し、H P C S 及び R C I C が機能喪失
長期 T B	外部電源喪失後、非常用 DG2 台が機能喪失した状態で、H P C S が機能喪失し、R C I C による原子炉注水継続中に蓄電池が枯渇し R C I C が機能喪失	
原子炉停止機能喪失	T C	事象発生後、原子炉停止（未臨界確保）に失敗
崩壊熱除去機能喪失	T W	事象発生後、原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗
	T B W	外部電源喪失後、非常用 DG2 台が機能喪失した状態で、H P C S による炉心冷却は継続しているが、格納容器からの崩壊熱除去に失敗
L O C A 時注水機能喪失	L O C A	原子炉冷却材喪失の場合において原子炉への注水に失敗
	A E	大破断 L O C A 後の炉心冷却失敗
	S 1 E	中破断 L O C A 後の炉心冷却失敗
	S 2 E	小破断 L O C A 後の炉心冷却失敗
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)

第 3.1.1.5-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

		フロントライン系 (従属故障の可能性のある系統)											
		原子炉 停止	高圧炉心 冷却		原子炉減圧		低圧炉心冷却			格納容器除熱			
			スクラム 系	HPCS	RCIC	ADS		LPCS	LPCI			RIIR	
						自動	手動		A	B	C	A	B
(故障 サポート系・機器)	交流電源	区分Ⅰ	—	—	—	—	—	◎	◎	—	—	◎	—
		区分Ⅱ	—	—	—	—	—	—	—	◎	◎	—	◎
		区分Ⅲ	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	直流電源	区分Ⅰ	—	—	◎	○	○	◎	◎	—	—	◎	—
		区分Ⅱ	—	—	—	○	○	—	—	◎	◎	—	◎
		区分Ⅲ	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	非常用補機 冷却系	RHIRS-A	—	—	—	—	—	◎	◎	—	—	◎	—
		RHRS-B	—	—	—	—	—	—	—	◎	◎	—	◎
		HPCS-DGSW	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	空調機	IIPCSポンプ室	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		LPCSポンプ室	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	◎	—
		LPCI-B (RIIR-B) ポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	◎
		LPCT-Cポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	—	◎	—	—
DG-2C室		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
DG-2D室		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
IIPCS-DG室	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		

◎ 系統の機能維持に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。

○ 起因事象により必要になるケースがあり、事象によっては系統機能喪失となる。

第 3.1.1.5-2 表 サポート系同士の依存性

		従属故障の可能性のある系統																					
		残留熱除去系海水系		交流電源			交流電源関連設備						直流電源			空調機							
		RHRS		区分 I	区分 II	区分 III	DG			DGSW			区分 I	区分 II	区分 III	HPCS ポンプ室	LPCS ポンプ室	LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	LPCI-C ポンプ室	DG-2C 室	DG-2D 室	HPCS-DG 室
		A	B				2C	2D	HPCS	A	B	HPCS											
故障系統・機器	残留熱除去系海水系	RHRS-A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RHRS-B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	◎	-	-	-	-	
	交流電源	区分 I	◎	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	△	-	-	-	◎	◎	-	-	◎	-	-
		区分 II	-	◎	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	△	-	-	-	◎	◎	-	-	◎	-
		区分 III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	△	-	◎	-	-	-	-	-	◎
	交流電源関連設備	DG-2C	○	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DG-2D	-	○	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		HPCS-DG	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DGSW-A	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DGSW-B	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		HPCS-DGSW	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-
		直流電源	区分 I	◎	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	区分 II		-	◎	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	区分 III		-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	空調機	HPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LPCI-Cポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DG-2C室	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DG-2D室		-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
HPCS-DG室		-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

◎： 系統の機能に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。
 ○： 起因事象により必要になるケースがあり、事象によっては系統機能喪失となる。
 △： 故障により、冗長性のある機器等が一部不動作となるため、系統のモデルで考慮する。

第 3.1.1.5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (1/3)

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ (淡水)	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
電動ポンプ (海水)	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
タービン動ポンプ	起動失敗
	運転継続失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	運転継続失敗
ファン	起動失敗
	運転継続失敗
	制御部故障
電動弁 (淡水)	作動失敗
	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
	閉塞
	内部リーク
	制御部故障
電動弁 (海水)	開失敗
	閉塞
	制御部故障
空気作動弁	誤閉
	閉塞
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	内部リーク
手動弁	閉塞
安全弁	誤開

第 3.1.1.5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (2/3)

機器タイプ	故障モード
真空逃がし弁	作動失敗
逃がし安全弁	開失敗
配管 (3インチ未満)	閉塞
熱交換器, 冷却器	故障
	閉塞
オリフィス	閉塞
ストレーナ (淡水/オイル)	閉塞等
ストレーナ (海水)	閉塞等
フィルタ (淡水)	閉塞等
ダンパ	開失敗
	閉塞
	制御部故障
タンク	破損
	閉塞
リレー	作動失敗
	誤動作
遅延リレー	作動失敗
	誤動作
遮断器	開失敗
	閉失敗
	誤開
リミットスイッチ	作動失敗
	誤動作
スイッチ	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
水位スイッチ	作動失敗
圧力スイッチ	作動失敗
	誤動作
温度スイッチ	誤動作

第 3.1.1.5-3 表 機器タイプ及び故障モード一覧 (3/3)

機器タイプ	故障モード
充電器	故障
蓄電池	給電失敗
動力用変圧器 制御用変圧器	故障
母線	故障
トリップユニット	作動失敗
	誤動作
警報設定器	不動作
流量トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
水位トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
圧力トランスミッタ	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
速度検出器	作動失敗
	誤高出力
	誤低出力
温度検出器	誤高出力
中性子束検出器	作動失敗
	誤低出力
制御器	故障
端子	短絡/地絡
電線	短絡/地絡
ヒューズ	故障

第 3.1.1.5-4 表 代表的なフォールトツリーの評価結果

システム (系統)	非信頼度 (平均値) [/ 要求時]	
	過渡事象	小破断 L O C A
H P C S	2.5E-03	3.0E-03
R C I C	3.3E-03	6.6E-03
A D S (手動減圧)	3.5E-03	2.9E-06
L P C S	2.0E-03	1.9E-03
L P C I - A	2.2E-03	2.1E-03
L P C I - B	2.2E-03	2.1E-03
L P C I - C	2.1E-03	2.0E-03
R H R - A	2.3E-03	2.3E-03
R H R - B	2.2E-03	2.2E-03
スクラム系	1.2E-07	1.2E-07

第 3.1.1.5-5(a)表 スクラム系フォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	スクラムコンタクターA/C作動失敗共通要因故障	25
1	スクラムコンタクターB/D作動失敗共通要因故障	25
1	スクラムコンタクターE/G作動失敗共通要因故障	25
1	スクラムコンタクターF/H作動失敗共通要因故障	25

第 3.1.1.5-5(b)表 HPCSフォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	HPCS-DGSWメンテナンスによる待機除外	10.8
2	HPCS-DGSW海水ストレーナ閉塞	5.2
3	HPCS-DGSWポンプ起動失敗	4.1
4	HPCSメンテナンスによる待機除外	3.9
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ室空調1冷却器入口弁開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ室空調1冷却器出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ室空調2冷却器入口弁開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ室空調2冷却器出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCSポンプ/ポンプ室空調冷却器元弁開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSWポンプ出口弁開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSW放出ライン隔離弁開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSW放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSW放出ライン排水弁(放水口C)開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSWエンジンエアクーラ入口弁1開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSWエンジンエアクーラ入口弁2開け忘れ	3.3
5	HPCS-DGSW系統出口隔離弁開け忘れ	3.3
20	HPCSポンプ起動失敗	1.9
20	HPCSポンプ室空調1ファン起動失敗	1.9
20	HPCSポンプ室空調2ファン起動失敗	1.9

第 3.1.1.5-5(c)表 R C I C フォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R C I C ポンプ起動失敗	43.5
2	R C I C メンテナンスによる待機除外	28.0
3	R C I C 流量制御器故障	4.7
4	R C I C ポンプ入口弁開け忘れ	2.4
4	R C I C バキュームタンク復水ポンプ出口弁開け忘れ	2.4
6	R C I C ポンプ運転継続失敗	2.0
7	R C I C バキュームポンプ起動失敗	1.4
7	R C I C 復水ポンプ起動失敗	1.4
9	R C I C 原子炉注入弁閉塞	1.3

第 3.1.1.5-5(d)表 A D S (手動減圧) フォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	原子炉手動減圧操作失敗	71.4
2	注水不能認知失敗	28.6

第 3.1.1.5-5(e)表 LPCSフォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	18.7
2	RHRS-A海水ストレーナ閉塞	6.4
3	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	4.1
3	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	4.1
3	LPCSポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	4.1
3	LPCSミニフロー元弁開け忘れ	4.1
3	RHRS-A熱交換器入口弁開け忘れ	4.1
3	RHRS-A熱交換器出口弁開け忘れ	4.1
3	RHRS-A放出ライン隔離弁開け忘れ	4.1
3	RHRS-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	4.1
3	LPCSポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	4.1
3	LPCSポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	4.1
13	LPCS・LPCI-A共通起動信号故障+低圧系起動操作失敗	3.4
14	LPCSメンテナンスによる待機除外	3.0
15	LPCSポンプ起動失敗	2.3
15	LPCSポンプ室空調ファン起動失敗	2.3
17	LPCS注入弁閉塞	2.1
18	LPCS保修用隔離弁閉塞	1.8
19	RHRS-A流量制御弁開失敗	1.4
19	RHRS-A流量制御弁閉塞	1.4

第 3.1.1.5-5(f)表 LPCI-Aフォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RHR S-Aメンテナンスによる待機除外	17.2
2	RHR S-A海水ストレーナ閉塞	5.9
3	RHR-Aメンテナンスによる待機除外	5.4
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ出口手動弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Aミニフローライン手動弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.8
4	RHR-Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.8
4	RHR S-A熱交換器A入口弁開け忘れ	3.8
4	RHR S-A熱交換器A出口弁開け忘れ	3.8
4	RHR S-A放出ライン隔離弁開け忘れ	3.8
4	RHR S-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.8
15	LPCS・LPCI-A共通起動信号故障+低圧系起動操作失敗	3.1
16	RHR-Aポンプ起動失敗	2.1
16	RHR-Aポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	RHR-Aインジェクション弁閉塞	1.9
19	RHR-Aインジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	RHR S-A流量制御弁開失敗	1.3
20	RHR S-A流量制御弁閉塞	1.3

第 3.1.1.5-5(g)表 L P C I - B フォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R S - B メンテナンスによる待機除外	17.2
2	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	5.9
3	R H R - B メンテナンスによる待機除外	5.4
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ出口手動弁開け忘れ	3.8
4	R H R - B ミニフローライン手動弁開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.8
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.8
4	R H R S - B 放出ライン排水弁(放水口 B) 開け忘れ	3.8
15	L P C I - B ・ L P C I - C 共通起動信号故障 + 低圧系起動操作 失敗	3.1
16	R H R - B ポンプ起動失敗	2.1
16	R H R - B ポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	R H R - B インジェクション弁閉塞	1.9
19	R H R - B インジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	R H R S - B 流量制御弁開失敗	1.3
20	R H R S - B 流量制御弁閉塞	1.3

第 3.1.1.5-5(h)表 L P C I - C フォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R S - B メンテナンスによる待機除外	17.8
2	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	6.1
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ出口手動弁開け忘れ	3.9
3	R H R - C ミニフローライン手動弁開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.9
3	R H R - C ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.9
3	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	3.9
3	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	3.9
3	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	3.9
3	R H R S - B 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	3.9
14	L P C I - B ・ L P C I - C 共通起動信号故障+低圧系起動操作 失敗	3.2
15	R H R - C メンテナンスによる待機除外	2.5
16	R H R - C ポンプ起動失敗	2.2
16	R H R - C ポンプ室空調ファン起動失敗	2.2
18	R H R - C インジェクション弁閉塞	2.0
19	R H R - C インジェクションライン手動弁閉塞	1.7
20	R H R S - B 流量制御弁開失敗	1.3
20	R H R S - B 流量制御弁閉塞	1.3

第 3.1.1.5-5(i)表 RHR-Aフォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RHR S-Aメンテナンスによる待機除外	16.6
2	RHR S-A海水ストレーナ閉塞	5.6
3	RHR-Aメンテナンスによる待機除外	5.2
4	RHR系操作失敗	4.8
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ出口手動弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aミニフローライン手動弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.6
5	RHR-Aポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.6
5	RHR S-A熱交換器A入口弁開け忘れ	3.6
5	RHR S-A熱交換器A出口弁開け忘れ	3.6
5	RHR S-A放出ライン隔離弁開け忘れ	3.6
5	RHR S-A放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.6
16	RHR-Aポンプ起動失敗	2.0
16	RHR-Aポンプ室空調ファン起動失敗	2.0
18	RHR S-A流量制御弁開失敗	1.3
18	RHR S-A流量制御弁閉塞	1.3
20	RHR-Aポンプ運転継続失敗	1.2

第 3.1.1.5-5(j)表 RHR-B フォールトツリーの
 主要なミニマルカットセット

No.	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	RHR S-Bメンテナンスによる待機除外	16.8
2	RHR S-B海水ストレーナ閉塞	5.7
3	RHR-Bメンテナンスによる待機除外	5.3
4	RHR系操作失敗	4.9
5	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁1開け忘れ	3.7
5	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水入口弁2開け忘れ	3.7
5	RHR-Bポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	3.7
5	RHR-Bポンプ出口手動弁開け忘れ	3.7
5	RHR-Bミニフローライン手動弁開け忘れ	3.7
5	RHR-Bポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	3.7
5	RHR-Bポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	3.7
5	RHR S-B熱交換器入口弁開け忘れ	3.7
5	RHR S-B熱交換器出口弁開け忘れ	3.7
5	RHR S-B放出ライン隔離弁開け忘れ	3.7
5	RHR S-B放出ライン排水弁(放水口B)開け忘れ	3.7
16	RHR-Bポンプ起動失敗	2.1
16	RHR-Bポンプ室空調ファン起動失敗	2.1
18	RHR S-B流量制御弁開失敗	1.3
18	RHR S-B流量制御弁閉塞	1.3
20	RHR-Bポンプ運転継続失敗	1.2

第 3.1.1.5-6 表 システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

項目	内容	非信頼度 (1/d)	エラー ファクタ	設定根拠
イベントツリー ヘディング 「圧力制御」	逃がし安全弁開放失敗の分岐で設定	1.0E-20	13.3	逃がし安全弁は全部で 18 個あり、それぞれが逃がし弁機能と安全弁機能を有しているため、この機能喪失確率は非常に小さく、他の機能の喪失確率に比べて無視できる。このため、分岐確率として 1.0E-20 を適用する。なお、エラーファクタについては逃がし安全弁の開失敗確率（デマンド）の E F 値 13.3 を用いる。
	A T W S 時の逃がし安全弁開放失敗の分岐で設定	4.9E-03	13.3	A T W S 時には、原子炉圧力が急激に上昇するため、全弁が開放する必要があるとして、1 個当たりの開失敗確率 (2.7E-4/d, E F 13.3) に全弁数 18 個を乗じた。
	逃がし安全弁再閉鎖失敗の分岐で設定	5.2E-03	13.2	保守的に全逃がし安全弁が開放後、逃がし安全弁 1 個以上が再閉鎖失敗する確率とした。1 個当たりの閉失敗確率 (2.9E-4/d, E F 13.2) に全弁数 18 個を乗じた。
フォールトツリー 「スクラム系」	制御棒挿入失敗に係る基事象			

第 3.1.1.6-1 表 同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード
R H R S	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	逆止弁	開失敗
D G 室空調	ダンパ	開失敗
E C C S 起動信号	検出器	作動失敗
	トリップ設定器	作動失敗
R P S	リレー (スクラムコンタク タ)	作動失敗

第 3.1.1.6-2 表 システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

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

第3.1.1.6-3表 共通要因故障パラメータの一覧

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

※1 多重故障 (2重以上) が発生する確率

※2 多重故障が発生した場合, それが3重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550に基づき γ ファクタを算出

第 3.1.1.7-1 表 人的過誤確率の評価結果

人的過誤		過誤確率 (平均値) [/ d]	エラー ファク タ
起因事象 発生前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	8.3E-05	4.8
	DG試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3.9E-03	6.8
	弁の通常状態への復旧失敗 (ISLOCA)	2.0E-03	3.5
起因事象 発生後	原子炉水位制御操作失敗	2.5E-03	6.5
	水源切替操作失敗 (CST→サプレッション・チェンバ, 大中LOCA以外)	2.5E-03	6.5
	水源切替操作失敗 (CST→サプレッション・チェンバ, 中LOCA)	1.8E-01	6.7
	注水不能認知失敗 (大中LOCA以外)	1.0E-03	13.8
	注水不能認知失敗 (大中LOCA)	4.0E-01	5.0
	高圧注水系起動操作失敗	2.5E-03	3.0
	原子炉手動減圧失敗 (LOCA以外)	1.9E-01	3.5
	原子炉手動減圧失敗 (LOCA)	2.5E-03	6.5
	低圧注水系起動操作失敗	1.9E-01	3.5
	RHR系操作失敗	1.1E-04	35.6
	DG燃料油補給操作失敗	1.1E-04	35.6

第 3.1.1.8-1 表 起回事象別炉心損傷頻度

起回事象		起回事象 発生頻度 (/炉年)	条件付 炉心損傷確率 (CCDP)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	
過渡事象	非隔離事象	1.7E-01	1.5E-04	2.5E-05	41.8	
	隔離事象	2.7E-02	1.5E-04	4.0E-06	6.6	
	全給水喪失	1.0E-02	1.5E-04	1.5E-06	2.5	
	水位低下事象	2.7E-02	1.5E-04	4.0E-06	6.6	
	原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02	1.5E-04	8.2E-06	13.5	
	逃がし安全弁誤開放	1.0E-03	1.5E-04	1.5E-07	0.2	
外部電源喪失	外部電源喪失	4.2E-03	3.6E-04	1.5E-06	2.5	
手動停止/サポート系喪失 (手動停止)	計画外停止	4.3E-02	1.5E-04	6.4E-06	10.6	
	残留熱除去系海水系故障	区分Ⅰ	7.2E-04	2.2E-03	1.6E-06	2.7
		区分Ⅱ	7.2E-04	2.3E-03	1.6E-06	2.7
	交流電源故障	区分Ⅰ	1.5E-04	2.3E-03	3.4E-07	0.6
区分Ⅱ		1.5E-04	2.3E-03	3.4E-07	0.6	
サポート系喪失 (自動停止)	タービン・サポート系故障	7.2E-04	1.5E-04	1.1E-07	0.2	
	直流電源故障	区分Ⅰ	2.8E-04	9.6E-03	2.7E-06	4.4
区分Ⅱ		2.8E-04	9.6E-03	2.7E-06	4.4	
LOCA	大破断LOCA	2.0E-05	1.5E-04	3.0E-09	<0.1	
	中破断LOCA	2.0E-04	1.5E-04	3.0E-08	<0.1	
	小破断LOCA	3.0E-04	1.5E-04	4.5E-08	<0.1	
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	1.0E+00	4.8E-10	<0.1	
合計				6.1E-05	100	

第 3.1.1.8-2 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.5E-09	<0.1
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	2.0E-08	<0.1
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.7E-08	0.1
	T B U	2.1E-08	<0.1
	T B P	5.3E-10	<0.1
	T B D	6.0E-12	<0.1
崩壊熱除去機能喪失	T W	5.6E-05	91.9
	T B W	4.8E-06	7.9
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	<0.1
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.4E-12	<0.1
	S 1 E	2.0E-11	<0.1
	S 2 E	1.6E-13	<0.1
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4.8E-10	<0.1
合計		6.1E-05	100.0

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (1/8)

事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	9.0	①外部電源喪失 + HPCS-DG 運転継続失敗 + DG-2C 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	8.2E-12	2.6
			②外部電源喪失 + HPCS-DG 運転継続失敗 + DG-2C 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	5.5E-12	1.8
			③外部電源喪失 + HPCS-DG 起動失敗 + DG-2C 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	5.5E-12	1.8
	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	5.7	①逃がし安全弁誤開放 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHR S-A/B 海水トレナ閉塞共通原因故障	5.7E-12	2.9
			②非隔離事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.1E-12	2.6
			③逃がし安全弁誤開放 + HPCS-DG SW メンテナンスによる待機除外 + RHR S-A/B 海水トレナ閉塞共通原因故障	4.7E-12	2.3
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	12.0	①交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG SW メンテナンスによる待機除外 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.5E-11	3.6
			②交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG SW 海水ストレーナ閉塞 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	7.3E-12	1.7
			③交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG SW ボン起動失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	5.7E-12	1.4
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	1.2	①計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.3E-12	3.0
			②計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG SW メンテナンスによる待機除外 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-12	2.4
			③計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG SW 海水ストレーナ閉塞 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.0E-13	1.2
サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	71.2	①直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	2.4E-10	9.6	
		②直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.6E-10	6.5	
		③直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG メンテナンスによる待機除外 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.0E-10	4.2	
サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	0.9	①直流電源故障 (区分 I) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.3E-12	4.2	
		①直流電源故障 (区分 II) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗 + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	1.3E-12	4.2	
		③直流電源故障 (区分 I) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 起動失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	8.5E-13	2.8	
		③直流電源故障 (区分 II) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 起動失敗 + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	8.5E-13	2.8	

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (2/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	9.4E-09	46.5	①非隔離事象 + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + R I Cポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.7E-10	1.8
				②非隔離事象 + HPCS-DG SWストレーナ閉塞 + R I Cポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	8.1E-11	0.9
				③非隔離事象 + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + R I Cポンプ起動失敗 + 注水不能認知失敗	6.7E-11	0.7
	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	2.6E-09	12.6	①交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗	1.0E-10	3.9
				②交流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG SW海水ストレーナ閉塞 + 原子炉手動減圧失敗	4.8E-11	1.9
				③計画外停止 + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + R I Cポンプ起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	4.3E-11	1.7
	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	8.3E-09	40.9	①直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 運転継続失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.6E-09	19.0
				②直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG 起動失敗 + 原子炉手動減圧失敗	1.1E-09	12.9
				③直流電源故障 (区分 I) + HPCS-DG メンテナンスによる待機除外 + 原子炉手動減圧失敗	6.8E-10	8.2

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (3/8)

事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)	
全 交 流 動 力 電 源 喪 失	外部電源喪失 + DG 失敗 + HPCS 失敗 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	5.7E-08	57.6	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞	4.8E-08	84.1
				②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク破損	3.2E-09	5.6
				③外部電源喪失 + DG-2C/2D 運転継続失敗共通原因故障 + HPCS-DG 運転継続失敗	4.6E-10	0.8
	サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 + HPCS 失敗 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	2.0E-08	20.7	①直流電源故障 (区分Ⅱ) + 軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.6
				②直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	1.4E-09	7.1
				③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗 + HPCS-DG 起動失敗	9.8E-10	4.8
	外部電源喪失 + 直流電源喪失 + HPCS 失敗	6.0E-12	<0.1	①外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通原因故障 + HPCS-DG 運転継続失敗	1.6E-12	26.5
				②外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通原因故障 + HPCS-DG 起動失敗	1.1E-12	18.0
				③外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通原因故障 + HPCS-DG メンテナンスによる待機除外	6.8E-13	11.5
	外部電源喪失 + DG 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	0.2	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C ポンプ起動失敗	7.1E-11	35.5
②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C メンテナンスによる待機除外				4.6E-11	22.8	
③外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + R C I C 流量制御器故障				7.7E-12	3.8	
サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 + 高圧炉心冷却失敗	2.1E-08	20.9	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 軽油貯蔵タンク閉塞	3.2E-09	15.5	
			②直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	1.4E-09	7.0	
			③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗 + HPCS-DG 起動失敗	9.8E-10	4.7	
外部電源喪失 + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS 失敗	3.0E-10	0.3	①外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.5E-10	83.6	
			②外部電源喪失 + 軽油貯蔵タンク破損 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	5.6	
			③外部電源喪失 + DG-2C/2D 運転継続失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	2.4E-12	0.8	
サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS 失敗	2.3E-10	0.2	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	7.4	
			①直流電源故障 (区分Ⅱ) + 軽油貯蔵タンク閉塞 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-11	7.4	
			③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	7.6E-12	3.4	
			③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS-DG 運転継続失敗	7.6E-12	3.4	

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (4/8)

事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
過渡事象 + RHR 失敗	4.4E-05	72.0	①非隔離事象 + RHR 系操作失敗	1.9E-05	42.6
			②原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR 系操作失敗	6.0E-06	13.8
			③隔離事象 + RHR 系操作失敗	2.9E-06	6.8
			④水位低下事象 + RHR 系操作失敗	2.9E-06	6.8
過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	3.8E-07	0.6	①逃がし安全弁誤開放 + RHR 系操作失敗	1.1E-07	29.1
			②非隔離事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 系操作失敗	9.7E-08	25.7
			③逃がし安全弁誤開放 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-08	4.6
手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + RHR 失敗	9.9E-06	16.4	①計画外停止 + RHR 系操作失敗	4.7E-06	47.2
			②計画外停止 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.4E-07	7.4
			③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ) + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	2.7E-07	2.7
			④残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ) + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	2.7E-07	2.7
手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	5.2E-08	< 0.1	①計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 系操作失敗	2.5E-08	47.2
			②計画外停止 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.9E-09	7.4
			③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.4E-09	2.7
			④残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	1.4E-09	2.7
サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗	1.7E-06	2.8	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	1.0E-07	6.1
			②直流電源故障 (区分Ⅱ) + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	1.0E-07	6.1
			③交流電源故障 (区分Ⅱ) + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	5.7E-08	3.3
サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	8.9E-09	< 0.1	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	5.4E-10	6.1
			②直流電源故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	5.4E-10	6.1
			③交流電源故障 (区分Ⅱ) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	3.0E-10	3.3
小破断 LOCA + RHR 失敗	4.5E-08	< 0.1	①小破断 LOCA + RHR 系操作失敗	3.3E-08	73.6
			②小破断 LOCA + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.2E-09	11.6
			③小破断 LOCA + RHR S-A/B 流量調整弁開失敗共通原因故障	1.1E-09	2.4
中破断 LOCA + RHR 失敗	3.0E-08	< 0.1	①中破断 LOCA + RHR 系操作失敗	2.2E-08	73.6
			②中破断 LOCA + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.4E-09	11.6
			③中破断 LOCA + RHR S-A/B 流量調整弁開失敗共通原因故障	7.2E-10	2.4
大破断 LOCA + RHR 失敗	3.0E-09	< 0.1	①大破断 LOCA + RHR 系操作失敗	2.2E-09	73.6
			②大破断 LOCA + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.4E-10	11.6
			③大破断 LOCA + RHR S-A/B 流量調整弁開失敗共通原因故障	7.2E-11	2.4

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (5/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/伊年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/伊年)	寄与割合 ^{※2} (%)
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 + DG 失敗 (HPCS 成功)	6.9E-07	1.1	①外部電源喪失 + DG-2C/2D 運転継続失敗共通原因故障	2.0E-07	28.8
				②外部電源喪失 + DG-2C/2D 起動失敗共通原因故障	1.3E-07	19.4
				③外部電源喪失 + DGSW-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.2E-08	10.4
	外部電源喪失 + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS 成功)	3.6E-09	<0.1	①外部電源喪失 + DG-2C/2D 運転継続失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.0E-09	28.8
				②外部電源喪失 + DG-2C/2D 起動失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	7.0E-10	19.4
				③外部電源喪失 + DGSW-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.7E-10	10.4
	外部電源喪失 + 直流電源失敗 (HPCS 成功)	6.9E-10	<0.1	①外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通原因故障	6.9E-10	99.2
				②外部電源喪失 + 蓄電池-A/B 給電失敗共通原因故障 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.6E-12	0.5
				③外部電源喪失 + 蓄電池-A 給電失敗 + 蓄電池-B 給電失敗	1.7E-12	0.3
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 (HPCS 成功)	4.1E-06	6.7	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗	6.3E-07	15.5
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗	6.3E-07	15.5
				③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 起動失敗	4.3E-07	10.6
				③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 起動失敗	4.3E-07	10.6
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS 成功)	2.1E-08	<0.1	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	15.5
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 運転継続失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	15.5
③直流電源故障 (区分Ⅰ) + DG-2D 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗				2.2E-09	10.6	
③直流電源故障 (区分Ⅱ) + DG-2C 起動失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗				2.2E-09	10.6	

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (6/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
原子炉停止機能喪失	過渡事象 + 原子炉停止失敗	2.5E-08	99.6	①非隔離事象 + スクラムコンタクター A/C 作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 + スクラムコンタクター B/D 作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 + スクラムコンタクター E/G 作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.1
				①非隔離事象 + スクラムコンタクター F/H 作動失敗共通原因故障	4.6E-09	18.1
	サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	3.8E-11	0.2	①直流電源故障 (区分Ⅰ) + スクラムコンタクター B/D 作動失敗共通原因故障	7.6E-12	19.7
				①直流電源故障 (区分Ⅰ) + スクラムコンタクター F/H 作動失敗共通原因故障	7.6E-12	19.7
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + スクラムコンタクター A/C 作動失敗共通原因故障	7.6E-12	19.7
				①直流電源故障 (区分Ⅱ) + スクラムコンタクター E/G 作動失敗共通原因故障	7.6E-12	19.7
	小破断 LOCA + 原子炉停止失敗	3.2E-11	0.1	①小破断 LOCA + スクラムコンタクター A/C 作動失敗共通原因故障	8.1E-12	25.0
				①小破断 LOCA + スクラムコンタクター B/D 作動失敗共通原因故障	8.1E-12	25.0
				①小破断 LOCA + スクラムコンタクター E/G 作動失敗共通原因故障	8.1E-12	25.0
				①小破断 LOCA + スクラムコンタクター F/H 作動失敗共通原因故障	8.1E-12	25.0
	中破断 LOCA + 原子炉停止失敗	2.2E-11	<0.1	①中破断 LOCA + スクラムコンタクター A/C 作動失敗共通原因故障	5.4E-12	25.0
				①中破断 LOCA + スクラムコンタクター B/D 作動失敗共通原因故障	5.4E-12	25.0
				①中破断 LOCA + スクラムコンタクター E/G 作動失敗共通原因故障	5.4E-12	25.0
				①中破断 LOCA + スクラムコンタクター F/H 作動失敗共通原因故障	5.4E-12	25.0
大破断 LOCA + 原子炉停止失敗	2.2E-12	<0.1	①大破断 LOCA + スクラムコンタクター A/C 作動失敗共通原因故障	5.4E-13	25.0	
			①大破断 LOCA + スクラムコンタクター B/D 作動失敗共通原因故障	5.4E-13	25.0	
			①大破断 LOCA + スクラムコンタクター E/G 作動失敗共通原因故障	5.4E-13	25.0	
			①大破断 LOCA + スクラムコンタクター F/H 作動失敗共通原因故障	5.4E-13	25.0	

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (7/8)

事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)	
L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	1.4E-13	0.6	①小破断 LOCA + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RCI 水源切替操作失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.3E-15	3.1
				②小破断 LOCA + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + RCI 水源切替操作失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.5E-15	2.5
				③小破断 LOCA + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RCI ボンプ起動失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.5E-15	1.8
	小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	2.2E-14	0.1	①小破断 LOCA + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + 原子炉水位トランスミッタ (L-1) -A/B/C/D 作動失敗 共通原因故障 + 注水不能認知失敗	4.8E-16	2.2
				②小破断 LOCA + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + 原子炉水位トランスミッタ (L-1) -A/B/C/D 作動失敗 共通原因故障 + 注水不能認知失敗	3.9E-16	1.8
				③小破断 LOCA + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + 原子炉水位トランスミッタ (L-1) -A/B/C/D 作動失敗 共通原因故障 + RCI 起動操作失敗 + 原子炉手動減圧失敗	2.3E-16	1.1
	中破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	1.5E-11	71.3	①中破断 LOCA + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.1E-12	7.5
				②中破断 LOCA + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.3E-13	6.1
				③中破断 LOCA + HPCS-DG SW海水ストレーナ閉塞 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.5E-13	2.9
	中破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	4.6E-12	21.4	①中破断 LOCA + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + 原子炉水位トランスミッタ (L-1) -A/B/C/D 作動失敗 共通原因故障 + 注水不能認知失敗	1.3E-13	2.8
				②中破断 LOCA + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + 原子炉水位トランスミッタ (L-3) -A/B 作動失敗共通原因 故障 + 注水不能認知失敗	1.3E-13	2.8
				③中破断 LOCA + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + 原子炉水位トランスミッタ (L-1) -A/B/C/D 作動失敗 共通原因故障 + 注水不能認知失敗	1.0E-13	2.3
大破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	1.4E-12	6.6	①大破断 LOCA + HPCS 入口逆止弁 (S/P 側) 開失敗 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.1E-13	8.1	
			②大破断 LOCA + HPCS-DG SWメンテナンスによる待機除外 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.3E-14	6.6	
			③大破断 LOCA + HPCS-DG SW海水ストレーナ閉塞 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.5E-14	3.2	

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果 (8/8)

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 ^{※2} (%)
格納容器 バイパス	インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	100.0	①RHR-Aテストابل逆止弁定期試験 +RHR-A注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-Aテストابل逆止弁閉失敗 +RHR-A吐出配管破断	1.5E-10	30.4
				①RHR-Bテストابل逆止弁定期試験 +RHR-B注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-Bテストابل逆止弁閉失敗 +RHR-B吐出配管破断	1.5E-10	30.4
				③RHR-Cテストابل逆止弁定期試験 +RHR-C注入弁定期試験時の通常状態への復旧失敗 +RHR-Cテストابل逆止弁閉失敗 +RHR-C吐出配管破断	5.9E-11	12.1

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.1.8-4 表 起因事象の F V 重要度評価結果

起因事象	F V 重要度
非隔離事象	4.2E-01
原子炉緊急停止系誤動作等	1.4E-01
計画外停止	1.1E-01
隔離事象	6.6E-02
水位低下事象	6.6E-02
直流電源故障 (区分Ⅱ)	4.4E-02
直流電源故障 (区分Ⅰ)	4.4E-02
残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ)	2.7E-02
残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ)	2.7E-02
外部電源喪失	2.5E-02
全給水喪失	2.5E-02
交流電源故障 (区分Ⅱ)	5.7E-03
交流電源故障 (区分Ⅰ)	5.6E-03
逃がし安全弁誤開放	2.5E-03
タービン・サポート系故障	1.8E-03
小破断 L O C A	7.4E-04
中破断 L O C A	4.9E-04
大破断 L O C A	4.9E-05
インターフェイスシステム L O C A	8.0E-06

第 3.1.1.8-5 表 起因事象のRAW評価結果

起因事象	RAW
インターフェイスシステムLOCA	1.6E+04
直流電源故障（区分Ⅱ）	1.6E+02
直流電源故障（区分Ⅰ）	1.6E+02
交流電源故障（区分Ⅱ）	3.9E+01
残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）	3.8E+01
交流電源故障（区分Ⅰ）	3.8E+01
残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）	3.8E+01
外部電源喪失	6.9E+00
中破断LOCA	3.5E+00
大破断LOCA	3.5E+00
小破断LOCA	3.5E+00
逃がし安全弁誤開放	3.5E+00
タービン・サポート系故障	3.5E+00
全給水喪失	3.4E+00
隔離事象	3.4E+00
水位低下事象	3.4E+00
計画外停止	3.4E+00
原子炉緊急停止系誤動作等	3.3E+00
非隔離事象	3.0E+00

第 3.1.1.8-6 表 緩和設備の基事象の F V 重要度評価結果

No	系統	基事象	F V 重要度
1	RHR	RHR系操作失敗	6.2E-01
2	RHRS	RHRS-A/B海水ストレーナ閉塞共通要因故障	9.7E-02
3	RHRS	RHRS-A/B流量制御弁開失敗共通要因故障	2.0E-02
4	RHR	RHR-A/B熱交換器バイパス弁閉失敗共通要因故障	1.3E-02
5	DG	DG-2D運転継続失敗	1.2E-02
6	DG	DG-2C運転継続失敗	1.2E-02
7	RHRS	RHRS-A/B/C/D海水ポンプ起動失敗共通要因故障	1.1E-02
8	RHRS	RHRS-Bメンテナンスによる待機除外	1.1E-02
9	RHRS	RHRS-Aメンテナンスによる待機除外	1.1E-02
10	RHR	RHR-A/Bポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	1.0E-02
10	RHR	RHR-A/Bポンプ起動失敗共通要因故障	1.0E-02

第 3.1.1.8-7 表 緩和設備の基事象の R A W 評価結果

No	系統	基事象	R A W
1	R H R	R H R 系操作失敗	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B 熱交換器バイパス弁閉失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ起動失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ起動失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ室空調ファン起動失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ室空調ファン運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R S	R H R S - A / B / C / D ポンプ運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B ミニフローライン逆止弁開失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ室空調ファン運転継続失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ポンプ出口逆止弁開失敗共通要因故障	5. 6E+03
1	R H R	R H R - A / B / C ミニフローライン逆止弁開失敗共通要因故障	5. 6E+03

第 3.1.1.8-8 表 不確かさ解析の評価結果

事故シーケンスグループ	点推定値 (/炉年)	平均値 (/炉年)	中央値 (/炉年)	5%下限値 (/炉年)	95%上限値 (/炉年)	E F
高圧・低圧注水機能喪失	3.5E-09	4.0E-09	1.8E-09	3.8E-10	1.3E-08	5.8
T Q U V						
高圧注水・減圧機能喪失	2.0E-08	2.1E-08	7.4E-09	1.1E-09	6.3E-08	7.7
T Q U X						
全交流動力電源喪失*	9.9E-08	1.1E-07	—	—	—	—
長期 T B	7.7E-08	8.6E-08	4.0E-08	9.2E-09	2.8E-07	5.5
T B U	2.1E-08	2.4E-08	1.3E-08	2.8E-09	7.4E-08	5.2
T B P	5.3E-10	6.3E-10	9.9E-11	5.1E-12	2.2E-09	20.7
T B D	6.0E-12	6.9E-12	1.7E-12	1.2E-13	2.3E-11	13.8
崩壊熱除去機能喪失*	6.0E-05	6.4E-05	—	—	—	—
T W	5.6E-05	5.9E-05	2.0E-05	7.2E-06	1.5E-04	4.5
T B W	4.8E-06	4.8E-06	3.9E-06	1.5E-06	1.1E-05	2.7
原子炉停止機能喪失	2.5E-08	3.1E-08	1.7E-09	5.1E-11	7.3E-08	38.0
T C						
LOCA時注水機能喪失*	2.2E-11	1.8E-11	—	—	—	—
A E	1.4E-12	1.2E-12	1.3E-13	3.5E-15	4.3E-12	35.0
S 1 E	2.0E-11	1.7E-11	2.1E-12	7.5E-14	6.9E-11	30.3
S 2 E	1.6E-13	1.8E-13	2.1E-14	1.0E-15	5.5E-13	23.0
格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)	4.8E-10	8.3E-10	1.0E-10	6.9E-12	2.7E-09	19.6
I S L O C A						
合計	6.1E-05	6.4E-05	2.6E-05	1.0E-05	1.5E-04	3.8

※点推定値, 平均値の積算値を記載

第 3.1.1.8-9 表 ベースケースとの起回事象発生頻度の比較（プラント固有データ反映）

起回事象	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	①/ベースケース	感度解析② (ベイズ統計)	②/ベースケース
非隔離事象	1.7E-01/炉年	3.1E-01/炉年	1.8	2.8E-01/炉年	1.6
水位低下事象	2.7E-02/炉年	8.8E-02/炉年	3.3	4.9E-02/炉年	1.8
原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02/炉年	4.4E-02/炉年	0.8	5.4E-02/炉年	1.0
計画外停止	4.3E-02/炉年	4.4E-02/炉年	1.0	4.5E-02/炉年	1.0

第 3.1.1.8-10 表 ベースケースとの機器故障率の比較（プラント固有データ反映）

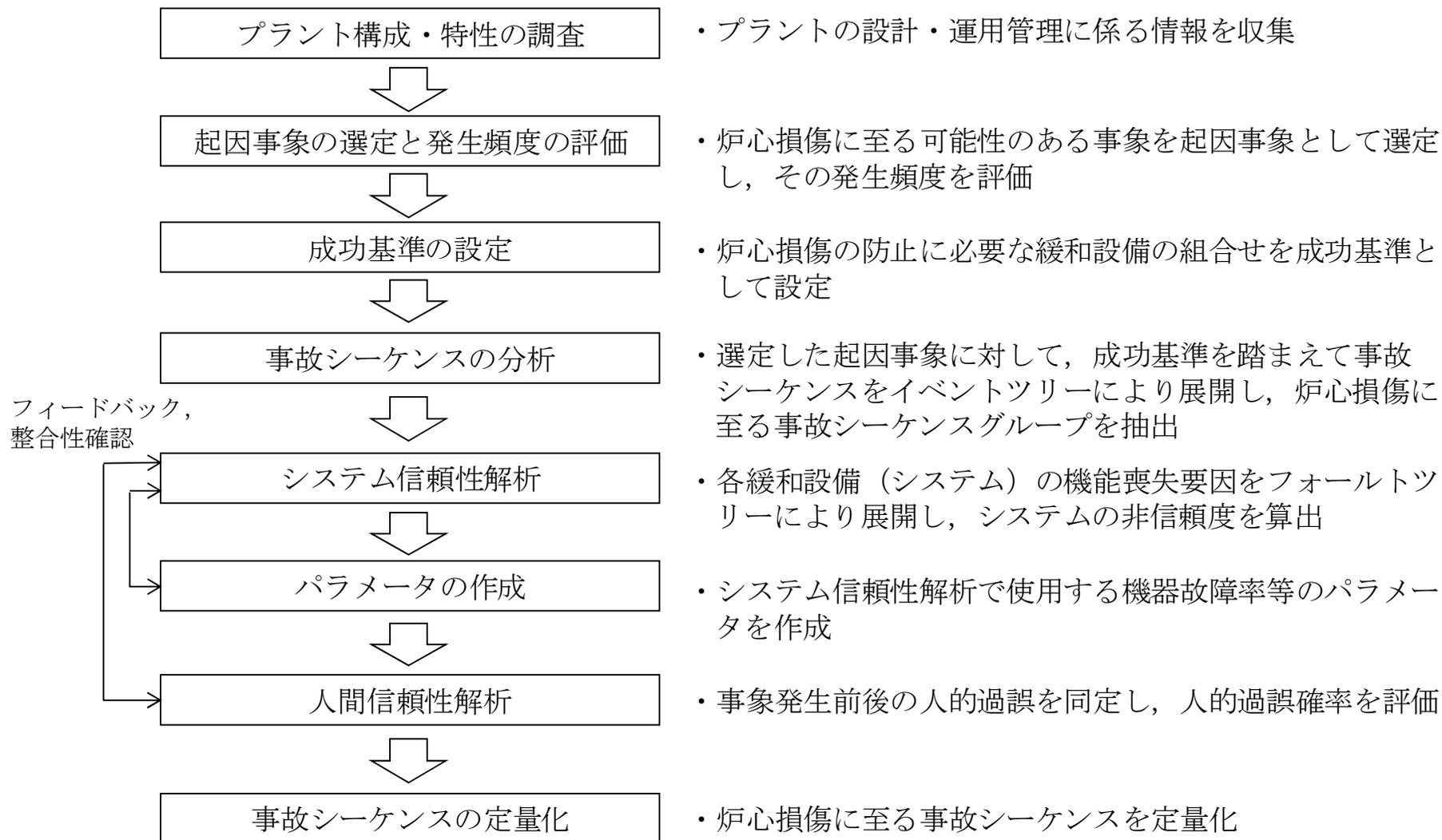
故障モード	ベースケース	感度解析① (頻度論統計)	①/ベースケース	感度解析② (ベイズ統計)	②/ベースケース
電動弁（淡水）作動失敗	4.8E-08/h	1.4E-07/h	2.9	1.2E-07/h	2.5
逆止弁開失敗	7.1E-09/h	7.1E-08/h	10.0	2.4E-08/h	3.4

第 3.1.1.8-11 表 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果

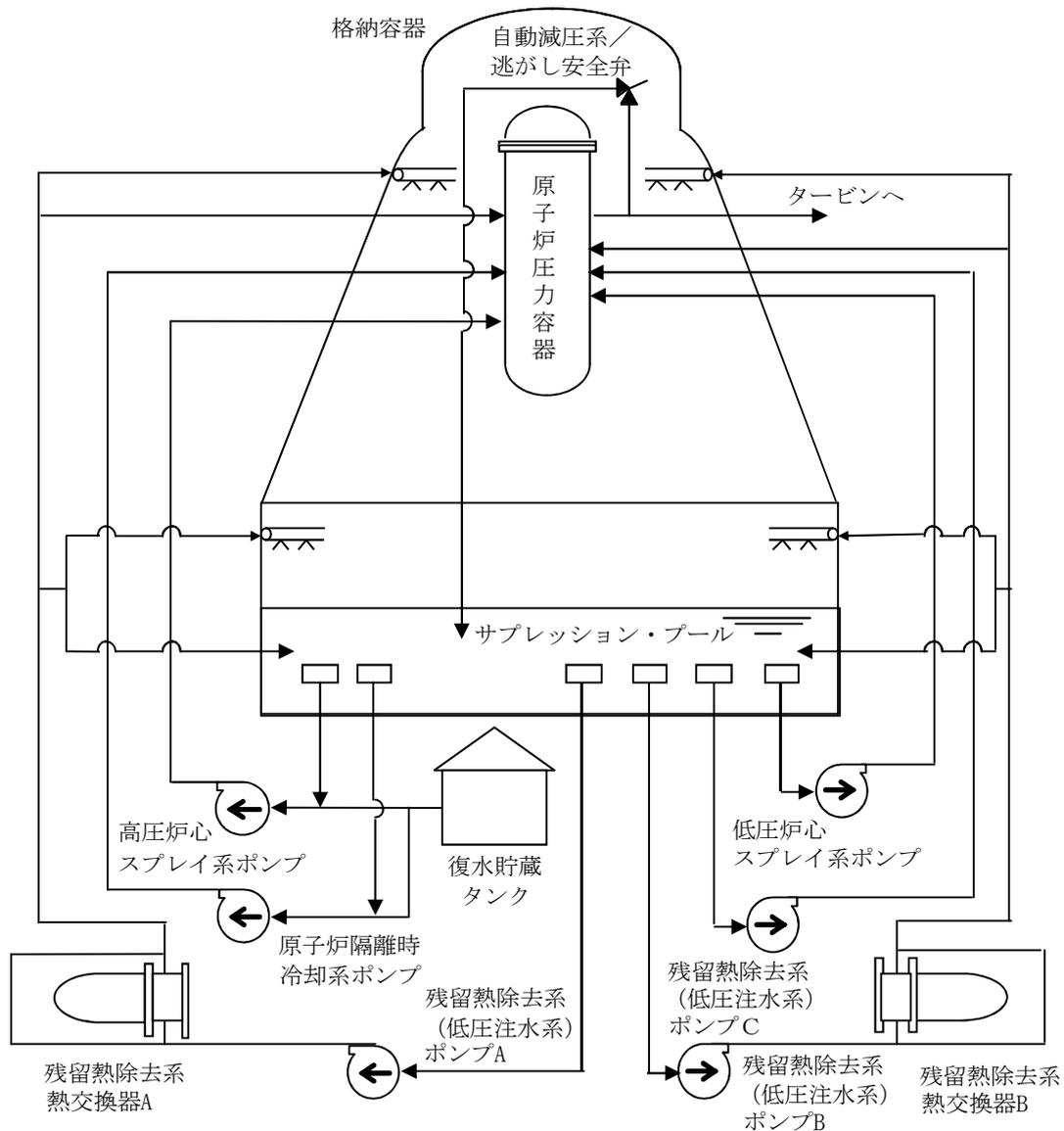
事故シーケンスグループ		ベースケース (/炉年)	感度解析① (頻度論統計) (/炉年)	感度解析② (ベイズ統計) (/炉年)
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.5E-09	4.2E-09	3.6E-09
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	2.0E-08	2.9E-08	2.3E-08
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.7E-08	7.8E-08	7.7E-08
	T B U	2.1E-08	2.1E-08	2.1E-08
	T B P	5.3E-10	6.1E-10	5.3E-10
	T B D	6.0E-12	6.1E-12	6.0E-12
崩壊熱除去機能喪失	T W	5.6E-05	9.3E-05	7.2E-05
	T B W	4.8E-06	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	4.7E-08	3.7E-08
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.4E-12	3.2E-12	1.4E-12
	S 1 E	2.0E-11	4.2E-11	2.0E-11
	S 2 E	1.6E-13	5.3E-13	1.6E-13
格納容器バイパス (インターフェイス システム L O C A)	I S L O C A	4.8E-10	4.8E-10	4.8E-10
合計		6.1E-05	9.8E-05	7.7E-05

第 3.1.1.8-12 表 給水系のモデル化に関する感度解析結果

事故シーケンスグループ		ベースケース (/炉年)	感度解析結果 (/炉年)
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.5E-09	3.4E-09
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	2.0E-08	1.2E-08
全交流動力電源喪失	長期 T B	7.7E-08	7.7E-08
	T B U	2.1E-08	2.1E-08
	T B P	5.3E-10	5.3E-10
	T B D	6.0E-12	6.0E-12
崩壊熱除去機能喪失	T W	5.6E-05	9.1E-06
	T B W	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	2.5E-08
L O C A 時注水機能喪失	A E	1.4E-12	1.4E-12
	S 1 E	2.0E-11	2.0E-11
	S 2 E	1.6E-13	1.6E-13
格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4.8E-10	4.8E-10
合計		6.1E-05	1.4E-05



第 3.1.1-1 図 内部事象出力運転時レベル 1 P R A の評価フロー図



区分Ⅲ

高圧炉心スプレイ系

区分Ⅰ

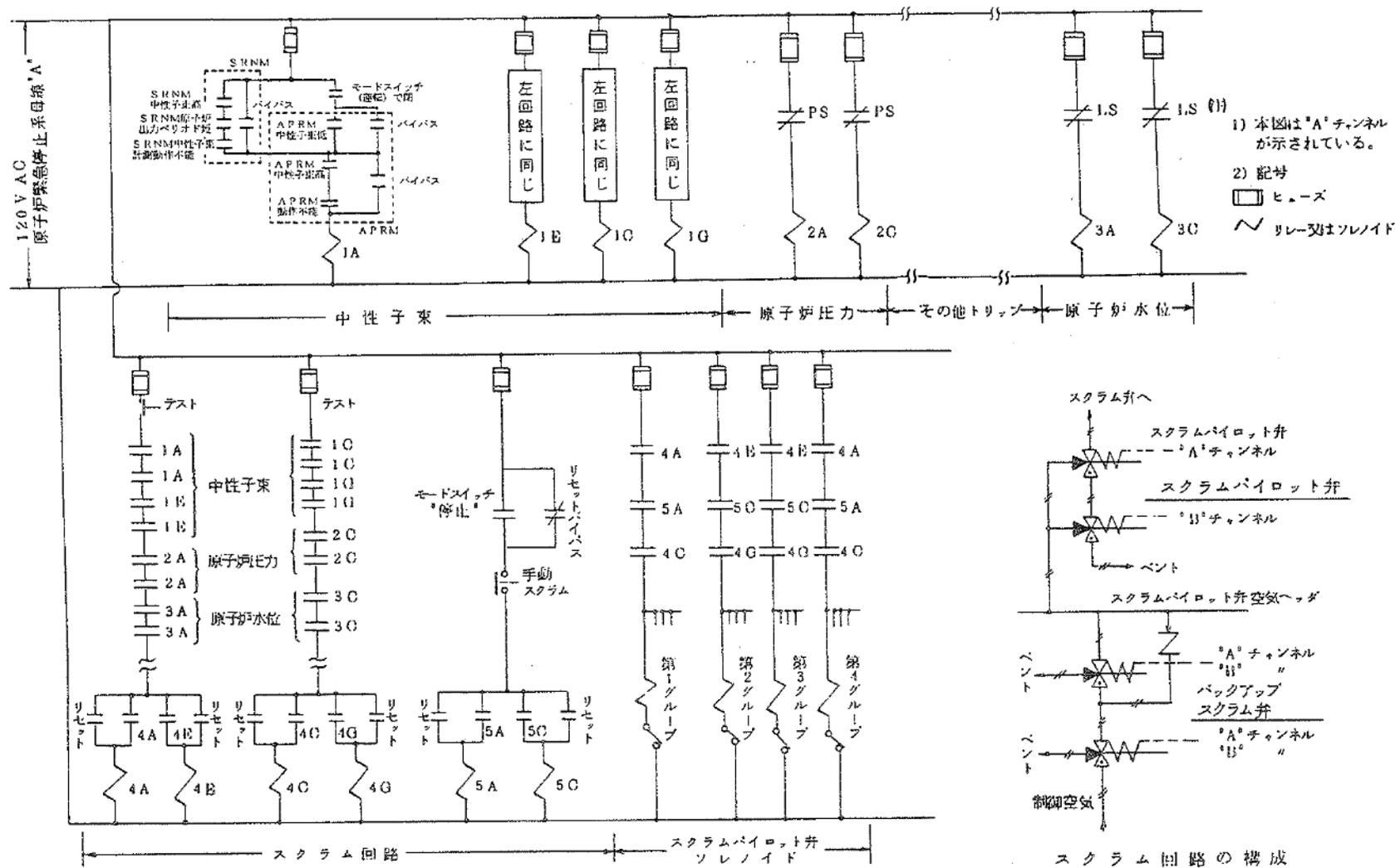
低圧炉心スプレイ系
 残留熱除去系A
 (低圧注水系A)
 原子炉隔離時冷却系

区分Ⅱ

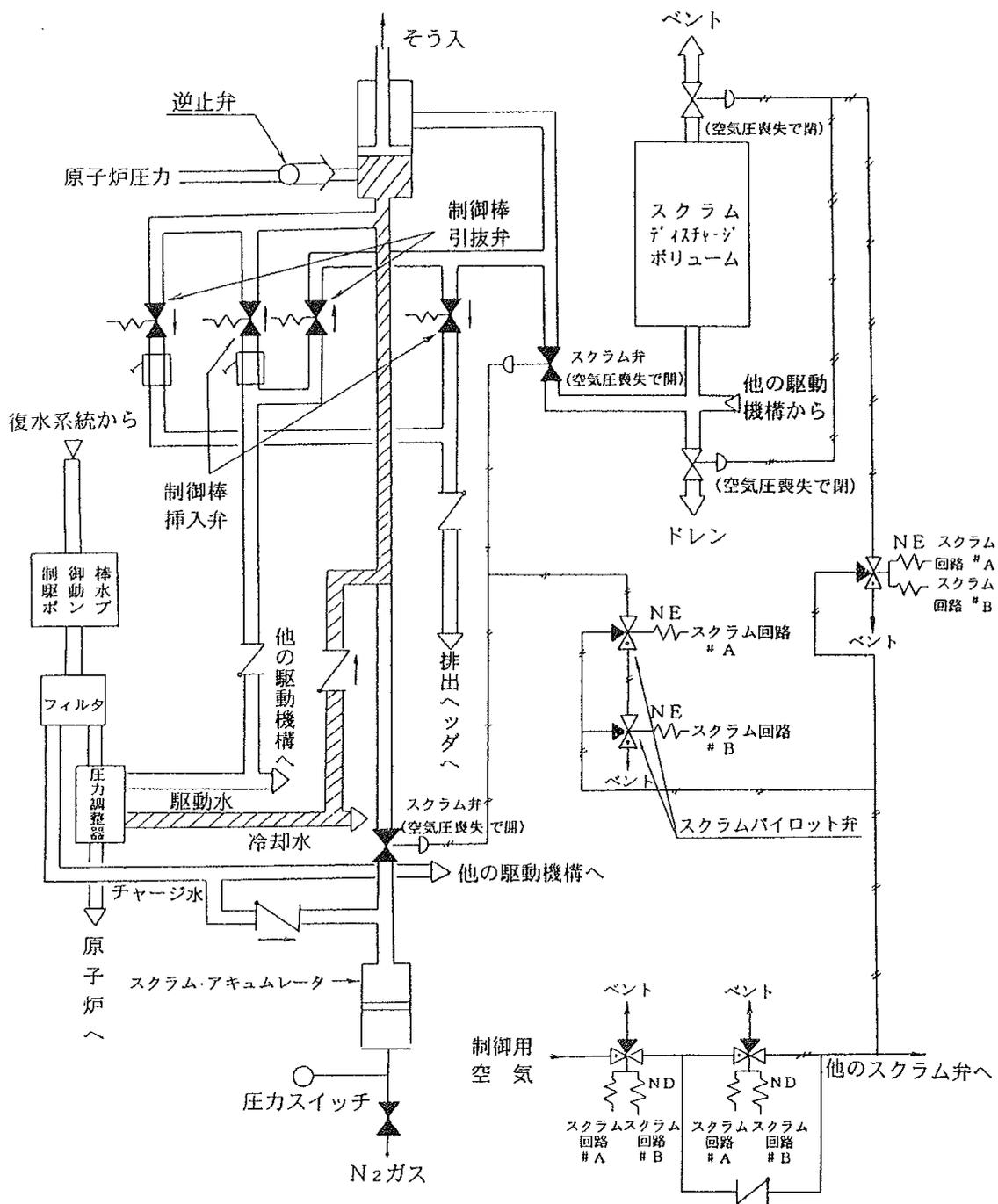
残留熱除去系B
 (低圧注水系B)
 残留熱除去系C
 (低圧注水系C)

自動減圧系

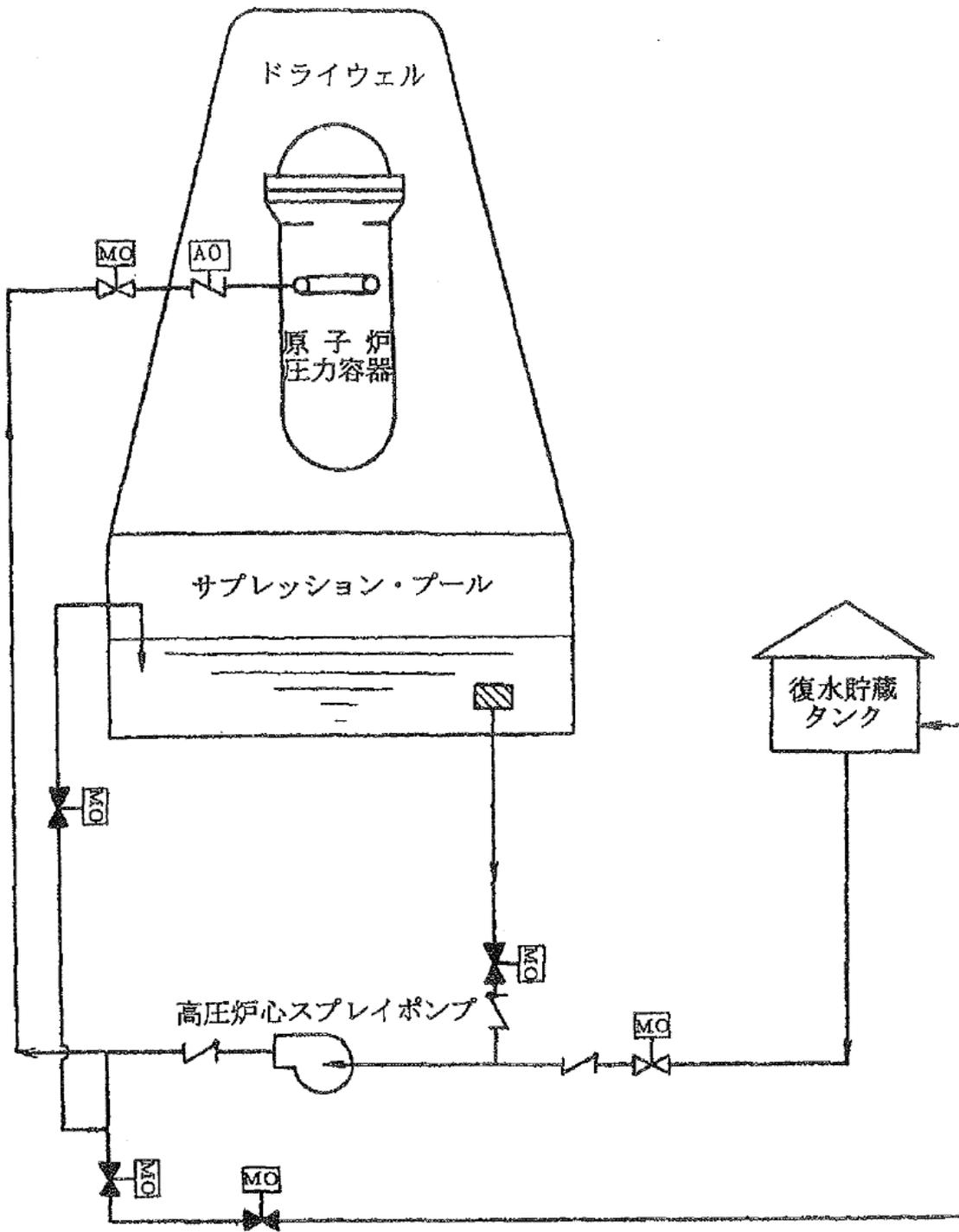
第 3. 1. 1. 1-1 図 東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図



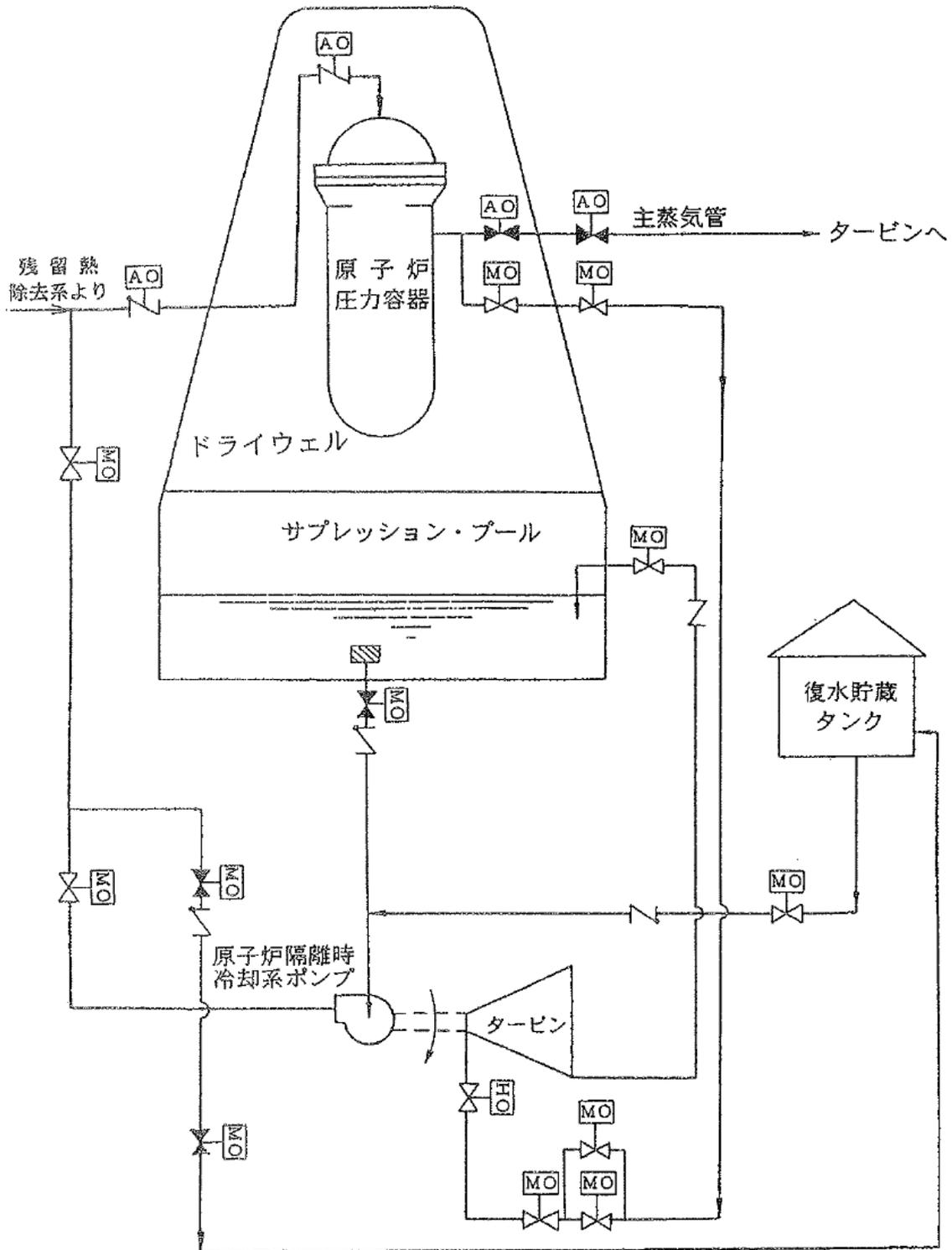
第 3.1.1.1-2 図 原子炉緊急停止系の系統説明図



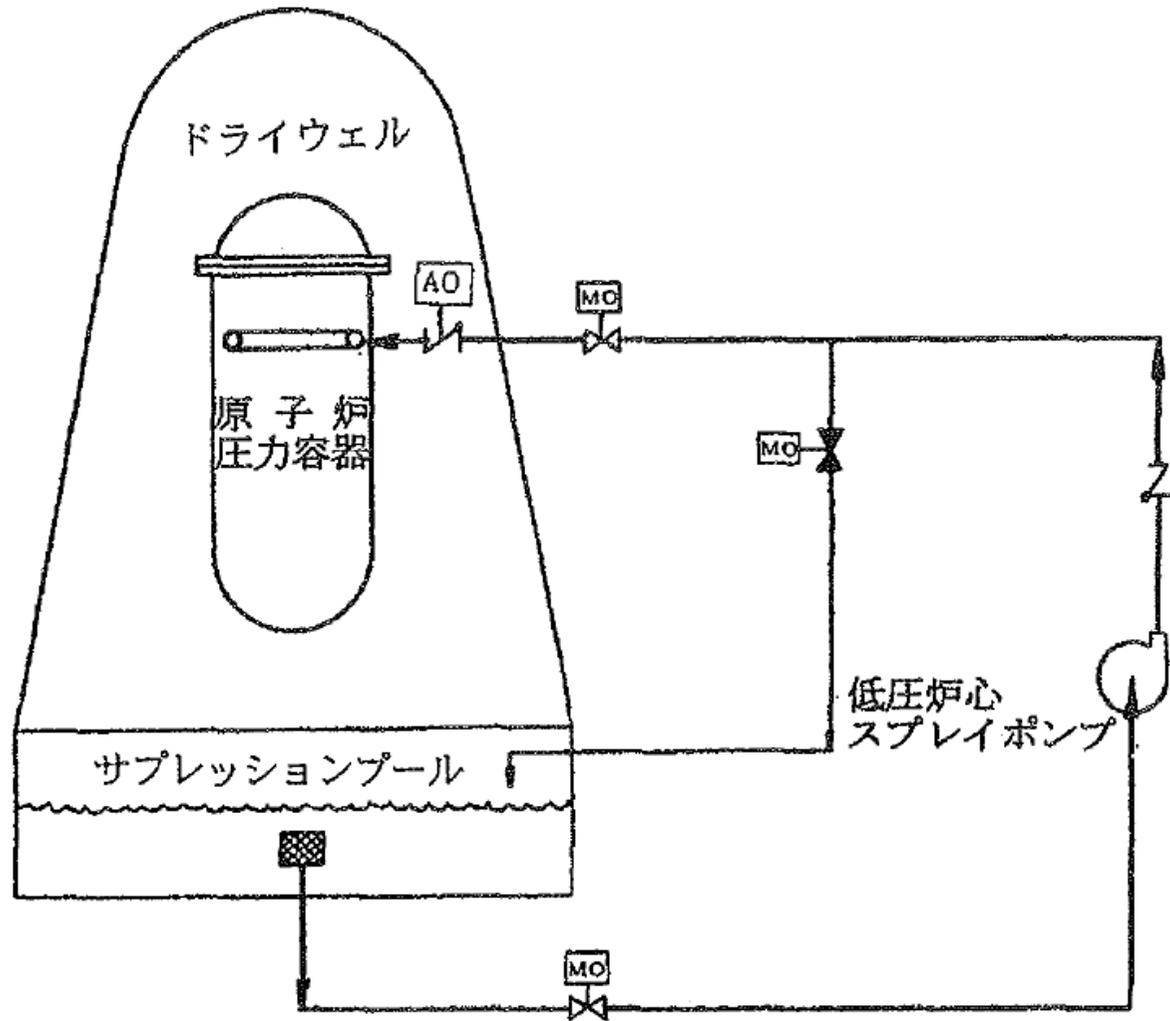
第 3.1.1.1-3 図 制御棒駆動水圧系の系統説明図



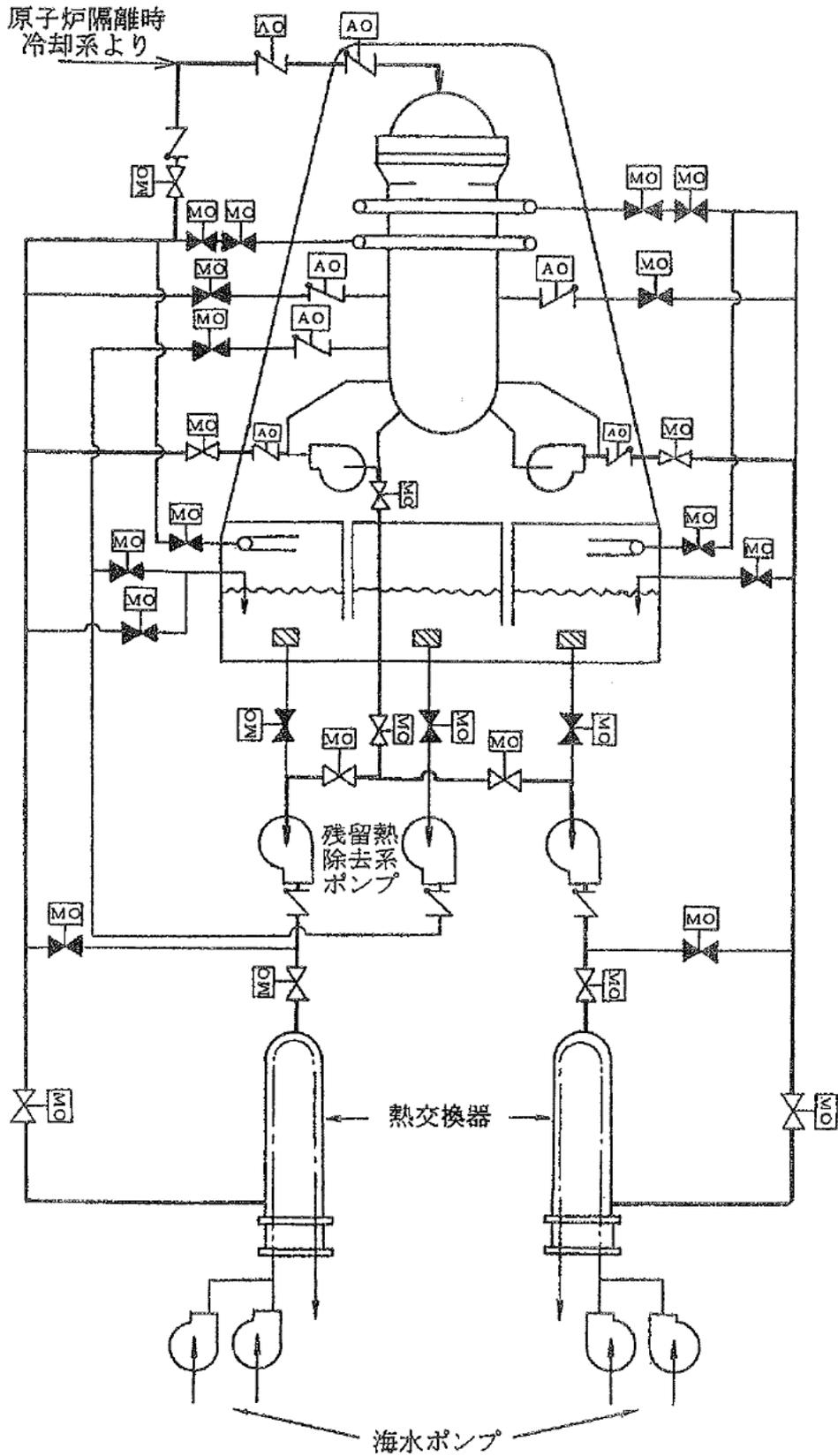
第 3.1.1.1-4 図 高圧炉心スプレイ系の系統説明図



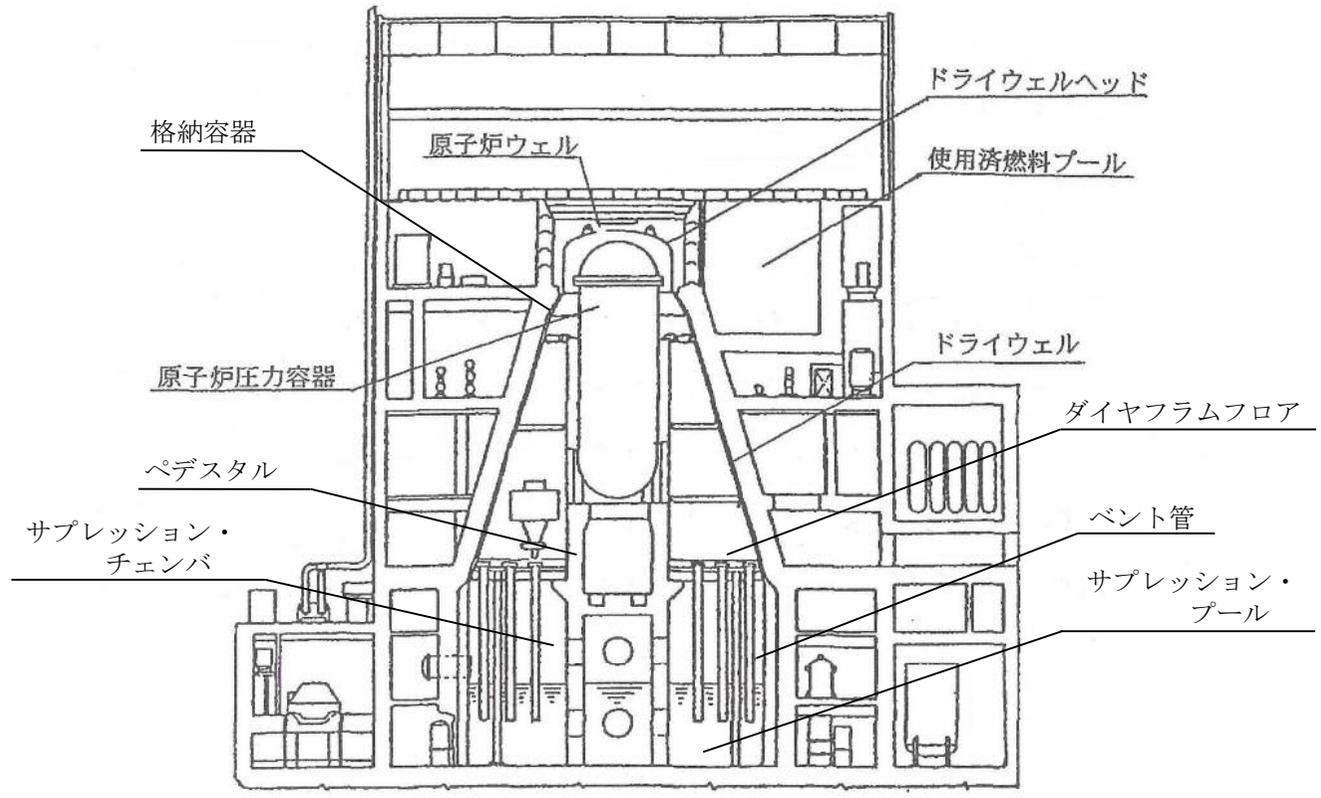
第 3.1.1.1-5 図 原子炉隔離時冷却系の系統説明図



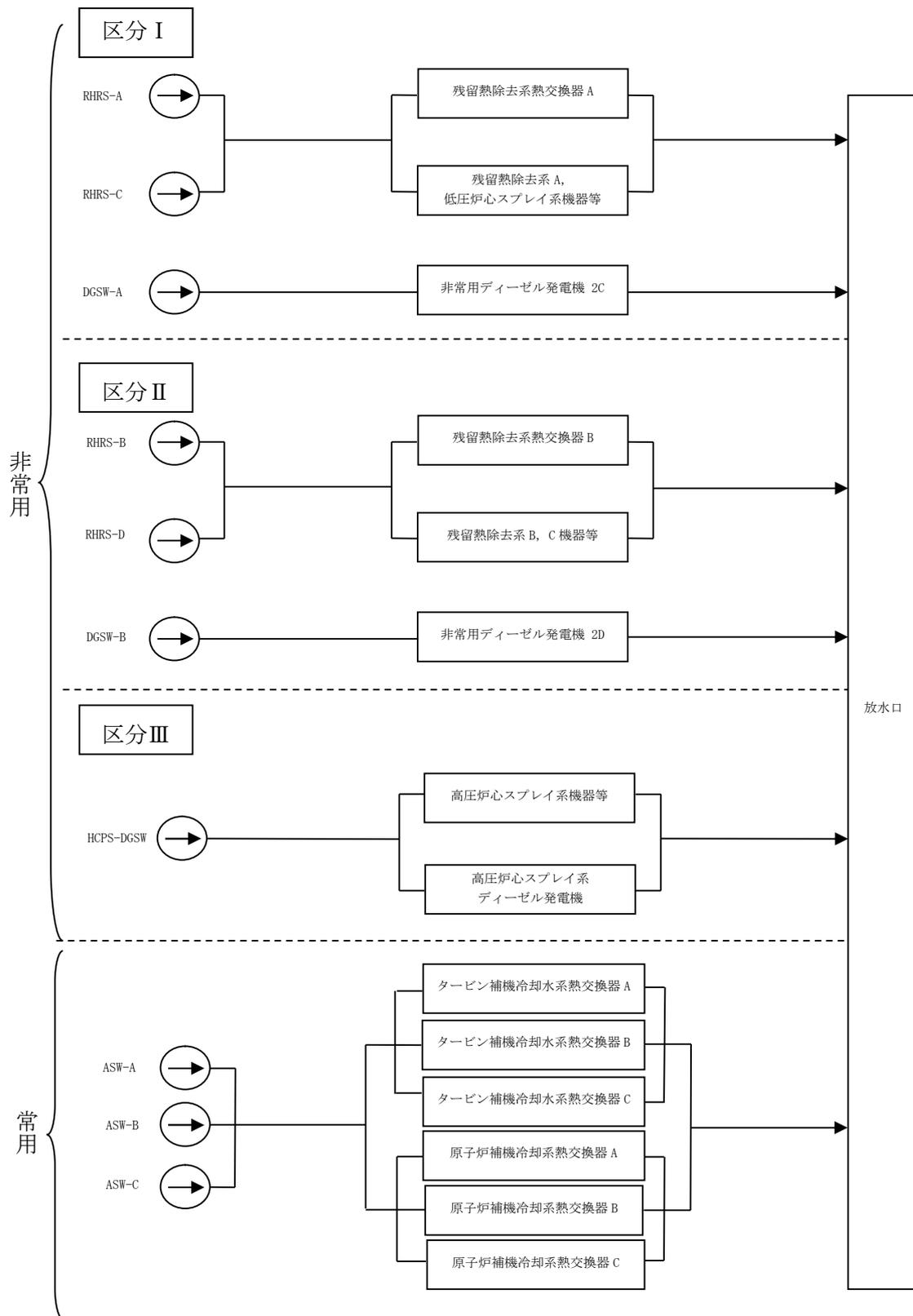
第 3.1.1.1-6 図 低圧炉心スプレイ系の系統説明図



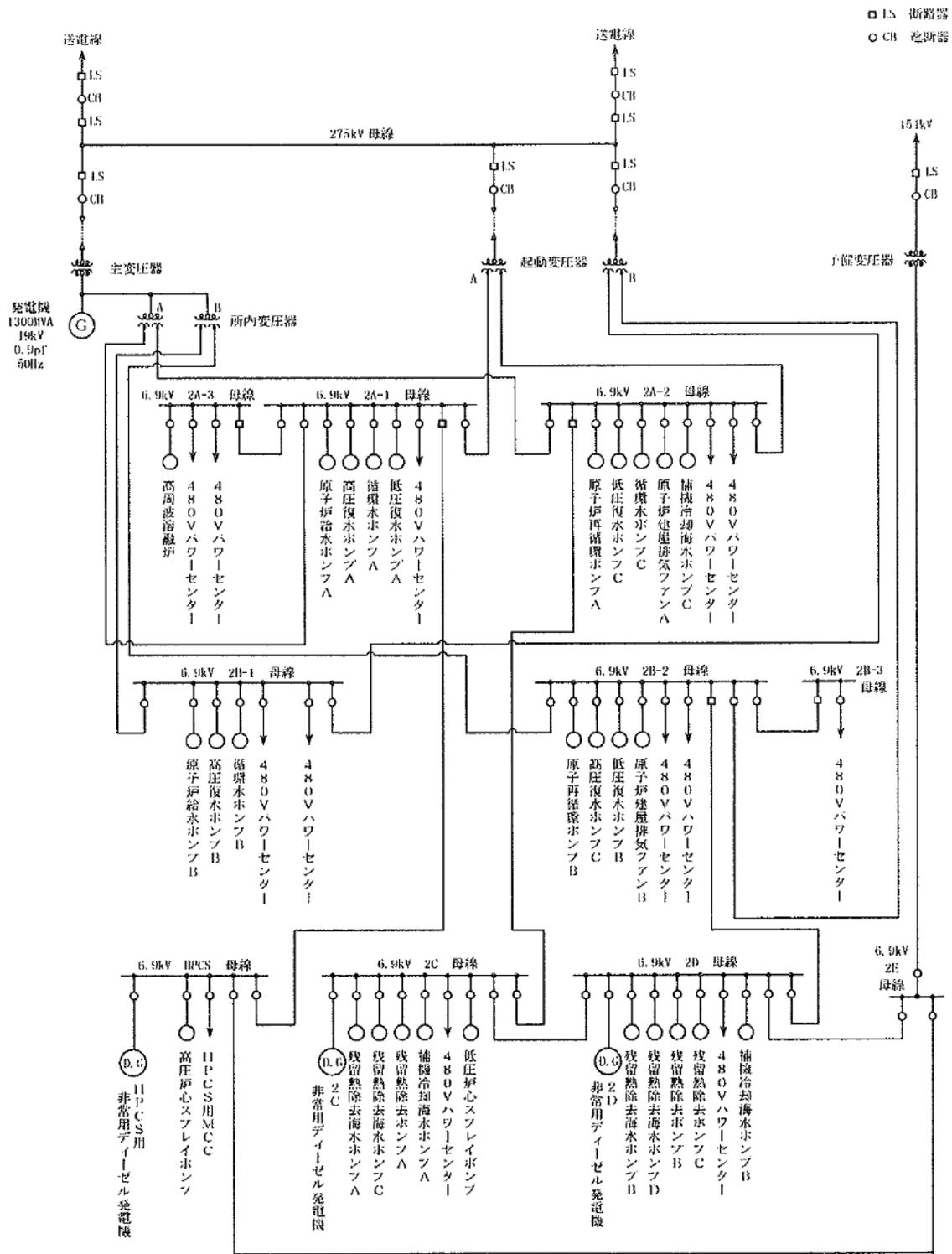
第 3. 1. 1. 1-7 図 残留熱除去系の系統説明図



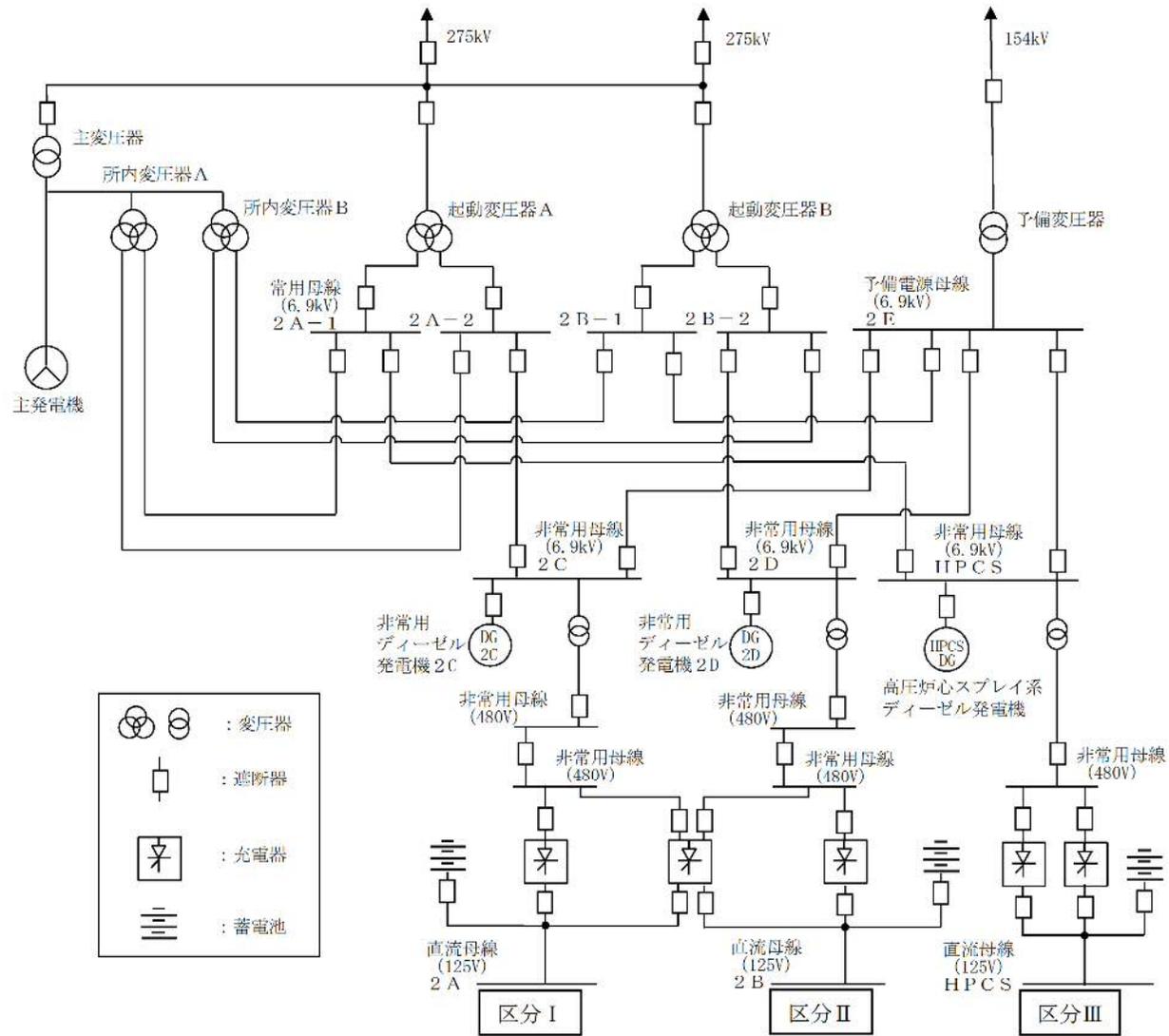
第 3.1.1.1-8 図 格納容器の概要図



第 3. 1. 1. 1-9 図 常用及び非常用補機冷却系の概要図



第 3.1.1.1-10 図 所内単線結線図



第 3.1.1.1-11 図 電源系統の概要図

過渡事象	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ				
過渡事象	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失				
					失敗	失敗	過渡事象+RHR失敗					
			失敗	成功	成功	成功	成功		成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失	
							失敗		失敗	過渡事象+RHR失敗		
			成功	失敗	成功	成功	成功		成功	成功	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失 崩壊熱除去機能喪失
										失敗	失敗	
	成功	失敗	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失			
							失敗	失敗		過渡事象+逃がし安全弁再開鎖失敗+RHR失敗		
	成功	失敗	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失			
							失敗	失敗		過渡事象+逃がし安全弁再開鎖失敗+RHR失敗		
	成功	失敗	成功	成功	成功	成功	成功	過渡事象+逃がし安全弁再開鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失 崩壊熱除去機能喪失			
							失敗	失敗		過渡事象+原子炉停止失敗		
失敗	失敗	失敗	失敗	失敗	失敗	失敗	過渡事象+原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失				

第 3. 1. 1. 4-1(a) 図 過渡事象に対するイベントツリー

【仮定条件】

- 外部電源喪失以外の過渡事象（非隔離事象，隔離事象，全給水喪失，水位低下事象，原子炉緊急停止系誤動作等，逃がし安全弁誤開放）を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- 起因事象発生後，原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去の成功により事象が収束する。
- 原子炉停止に失敗した場合は，「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- 事象発生後は，逃がし安全弁の開放及び再開鎖により原子炉圧力を制御する。逃がし安全弁の再開鎖失敗時（圧力バウンダリ健全性失敗時）は，原子炉内の蒸気がサブプレッション・チェンバに流出するため，原子炉隔離時冷却系には期待しない。また，原子炉が減圧されることから，低圧炉心冷却のための原子炉減圧は不要とする。
- 高圧炉心冷却（高圧炉心スプレイ系，原子炉隔離時冷却系）及び原子炉減圧に失敗した場合は，「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。
- 高圧炉心冷却に失敗し，原子炉減圧に成功した後，低圧炉心冷却（低圧炉心スプレイ系，低圧注水系）に失敗した場合は，「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。
- 炉心冷却に成功した後，崩壊熱除去（残留熱除去系）に失敗した場合は，「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

外部電源喪失	原子炉停止	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ
					HPCS	RCIC		
							過渡事象へ	過渡事象へ
	成功		成功		成功		外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)
	成功		成功		失敗	成功	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	全交流動力電源喪失 (長期TB)
	成功		失敗		成功	失敗	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)
	成功		失敗		失敗	成功	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)
	成功		失敗		失敗	失敗	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)
	失敗				成功		外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)
	失敗				失敗		外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)
							過渡事象+原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

第 3.1.1.4-1(b) 図 外部電源喪失に対するイベントツリー

【仮定条件】

- 送電システムの故障等により常用／非常用母線への外部からの電源供給が停止し、非常用母線への非常用ディーゼル発電機からの電源供給が必要となる事象を考慮する。
- 非常用ディーゼル発電機による非常用交流電源確保のためには、直流電源が必要である。
- 直流電源及び交流電源のヘディングは区分Ⅰ、Ⅱ電源のことを意味し、区分Ⅲ電源は含めない。これは、区分Ⅰの交流電源及び直流電源、又は区分Ⅱの交流電源及び直流電源の確保に成功した場合は崩壊熱除去機能に期待できるため、その後のイベントツリーは過渡事象と同様であるが、区分Ⅲの電源のみ成功した場合は崩壊熱除去機能が喪失した状態となることを考慮したものである。なお、区分Ⅲの交流電源及び直流電源の成功／失敗については、HPCSのヘディングに対応する分岐で考慮している。

【イベントツリーの説明】

- 起因事象発生後、原子炉停止に成功し、区分Ⅰの直流電源及び交流電源、又は区分Ⅱの直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は、過渡事象と同様の事象進展となる。
- 原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- 直流電源（区分Ⅰ及び区分Ⅱ）に失敗し、高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」、高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失 (TBD)」に分類する。
- 直流電源（区分Ⅰ又は区分Ⅱ）に成功し、交流電源（区分Ⅰ及び区分Ⅱ）に失敗した場合は、高圧炉心冷却（高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系）に期待する。
- 逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合においては、原子炉隔離時冷却系は駆動蒸気の喪失により機能喪失する。そのため、高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」、高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失 (TBP)」に分類する。
- 逃がし安全弁の再閉鎖に成功し、高圧炉心冷却に失敗した場合は、「全交流動力電源喪失 (TBU)」に、高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」、高圧炉心スプレイ系に失敗し、原子炉隔離時冷却系に成功した場合は「全交流動力電源喪失 (長期TB)」に分類する。

手動停止/ サポート系喪失 (手動停止)	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ	
成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失	
						手動停止/サポート系喪失(手動停止) + RHR失敗		
						炉心損傷なし		炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失
						手動停止/サポート系喪失(手動停止) + RHR失敗		
失敗	失敗	成功	成功	成功	手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 高圧炉心冷却 失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失 崩壊熱除去機能喪失		
失敗					手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 高圧炉心冷却 失敗 + 手動減圧失敗			
失敗	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失	
						手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 過剰し安全弁 再閉鎖失敗 + RHR失敗		
						炉心損傷なし		炉心損傷なし 崩壊熱除去機能喪失
						手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 過剰し安全弁 再閉鎖失敗 + RHR失敗		
失敗	失敗	成功	成功	成功	手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 過剰し安全弁 再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失 崩壊熱除去機能喪失		
失敗					手動停止/サポート系喪失(手動停止) + 過剰し安全弁 再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗			

第 3. 1. 1. 4-1(c) 図 手動停止に対するイベントツリー

【仮定条件】

- 手動停止（計画外停止）及び手動停止に至るサポート系喪失（残留熱除去系海水系故障，交流電源故障（区分 I））を起因事象とする。
- サポート系喪失では，当該区分の緩和設備には期待できない。
- 手動停止のため，原子炉停止のヘディングは対象外とする。

【イベントツリーの説明】

- 原子炉停止のヘディングがないことを除き，過渡事象と同様の事象進展となる。

サポート系喪失 (自動停止等)	原子炉停止	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シナリオ	事故シナリオグループ
成功	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
						成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
						成功	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低 圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 手 動減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失
	失敗	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失 敗 + RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
						成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失 敗 + RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失
						成功	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失 敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

※ サポート系喪失において、原子炉自動停止に至る事象のうち、減速電源故障については別途評価

第 3. 1. 1. 4-1 (d) 図 サポート系喪失 (自動停止) に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・自動停止に至るサポート系喪失 (交流電源故障 (区分Ⅱ)) 及び手動スクラムへと移行するサポート系喪失 (タービン・サポート系故障 (補機冷却海水系故障)) を起因事象とする。(直流電源故障は事象進展が異なるため、別途評価する。)
- ・タービン・サポート系故障 (補機冷却海水系故障) では直接はスクラムに至らないが、運転継続は不可能であり、手動スクラムに移行する。
- ・交流電源故障 (区分Ⅱ) では、当該区分の緩和設備には期待できない。

【イベントツリーの説明】

- ・過渡事象と同様の事象進展となる。

サポート系喪失 (直流電源故障)	原子炉停止	交流電源	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ
				HPCS	RCIC		
	成功	成功		成功		サポート系喪失 (自動停止) へ	サポート系喪失 (自動停止) へ
	成功	失敗		成功		サポート系喪失 (直流電源故障) + DG失敗 (HPCS 成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)
	成功	成功	成功	成功	成功	サポート系喪失 (直流電源故障) + DG失敗 + HPCS失敗 (蓄電池枯涸後 RCIC 停止)	全交流動力電源喪失 (長期TB)
	成功	成功	成功	失敗	失敗	サポート系喪失 (直流電源故障) + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)
	成功	失敗	成功	成功		サポート系喪失 (直流電源故障) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS 成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)
	成功	失敗	成功	失敗		サポート系喪失 (直流電源故障) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)
	失敗					サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失

第 3.1.1.4-1(e) 図 サポート系喪失 (直流電源喪失) に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・自動停止に至るサポート系喪失 (直流電源故障 (区分 I, II)) を起因事象とする。
- ・片区分の直流電源の喪失により, 所内電源の主変圧器から起動変圧器への自動切替に失敗し, 外部電源喪失に至るため, 健全側区分の非常用ディーゼル発電機による交流電源の確保が必要となる。
- ・区分 I 又は区分 II の直流電源の喪失により, 当該区分の緩和設備には期待できない。
- ・交流電源のヘディングは区分 I, II 電源のことを意味し, 区分 III 電源は含めない。これは, 区分 I の直流電源及び交流電源, 又は区分 II の直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は崩壊熱除去機能に期待できるため, その後のイベントツリーは過渡事象と同様であるが, 区分 III の電源のみ成功した場合は崩壊熱除去機能が喪失した状態となることを考慮したものである。なお, 区分 III の交流電源及び直流電源の成功/失敗については, HPCS のヘディングに対応する分岐で考慮している。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後, 原子炉停止に成功し, 区分 I の直流電源及び交流電源, 又は区分 II の直流電源及び交流電源の確保に成功した場合は, 過渡事象と同様の事象進展となる。
- ・原子炉停止に失敗した場合は, 「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・直流電源 (区分 I 及び区分 II) に失敗し, 高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」, 高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失 (TBD)」に分類する。
- ・直流電源 (区分 I 又は区分 II) に成功し, 交流電源 (区分 I 及び区分 II) に失敗した場合は, 高圧炉心冷却 (高圧炉心スプレイ系, 原子炉隔離時冷却系) に期待する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に失敗した場合は, 原子炉隔離時冷却系は駆動蒸気の喪失により機能喪失する。そのため, 高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」, 高圧炉心スプレイ系に失敗した場合は「全交流動力電源喪失 (TBP)」に分類する。
- ・逃がし安全弁の再閉鎖に成功し, 高圧炉心冷却に失敗した場合は, 「全交流動力電源喪失 (TBU)」に, 高圧炉心スプレイ系に成功した場合は「崩壊熱除去機能喪失 (TBW)」, 高圧炉心スプレイ系に失敗し, 原子炉隔離時冷却系に成功した場合は「全交流動力電源喪失 (長期TB)」に分類する。



第 3.1.1.4-1(f)-1 図 大破断 LOCA に対するイベントツリー



第 3.1.1.4-1(f)-2 図 中破断 LOCA 及び小破断 LOCA に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・大破断 LOCA は、事象初期に急激な原子炉減圧を伴うもので、原子炉減圧なしに低压炉心冷却系により炉心冷却が可能である。
- ・中破断 LOCA 及び小破断 LOCA は、いずれも大破断 LOCA と比較して破断口が小さく、原子炉減圧が緩やかなもので、低压炉心冷却には原子炉減圧が必要であることから、同一のイベントツリーとしている。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後、原子炉停止・炉心冷却・崩壊熱除去の成功により事象が収束する。
- ・原子炉停止に失敗した場合は、「原子炉停止機能喪失」に分類する。
- ・高压炉心冷却及び原子炉減圧に失敗した場合と高压炉心冷却及び低压炉心冷却に失敗した場合は、「LOCA時注水機能喪失」に分類する。
- ・炉心冷却に成功した後、崩壊熱除去に失敗した場合は、「崩壊熱除去機能喪失」に分類する。

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故シーケンスグループ
	インターフェイスシステムLOCA	格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA)

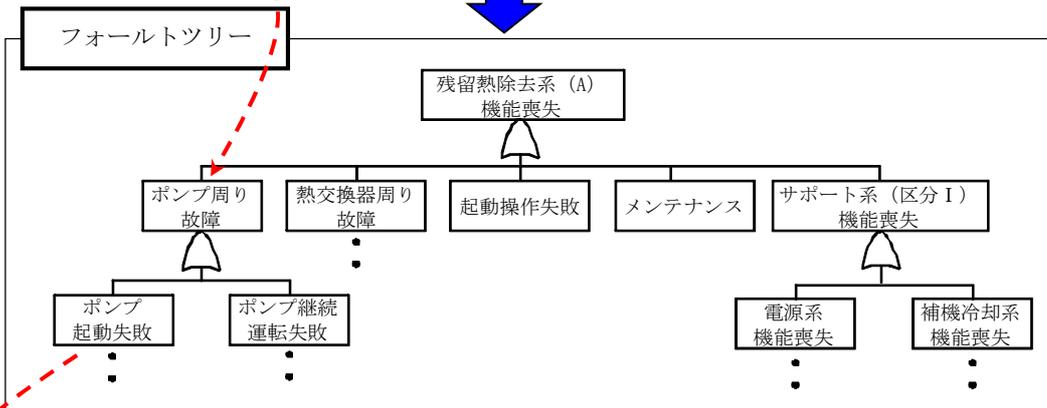
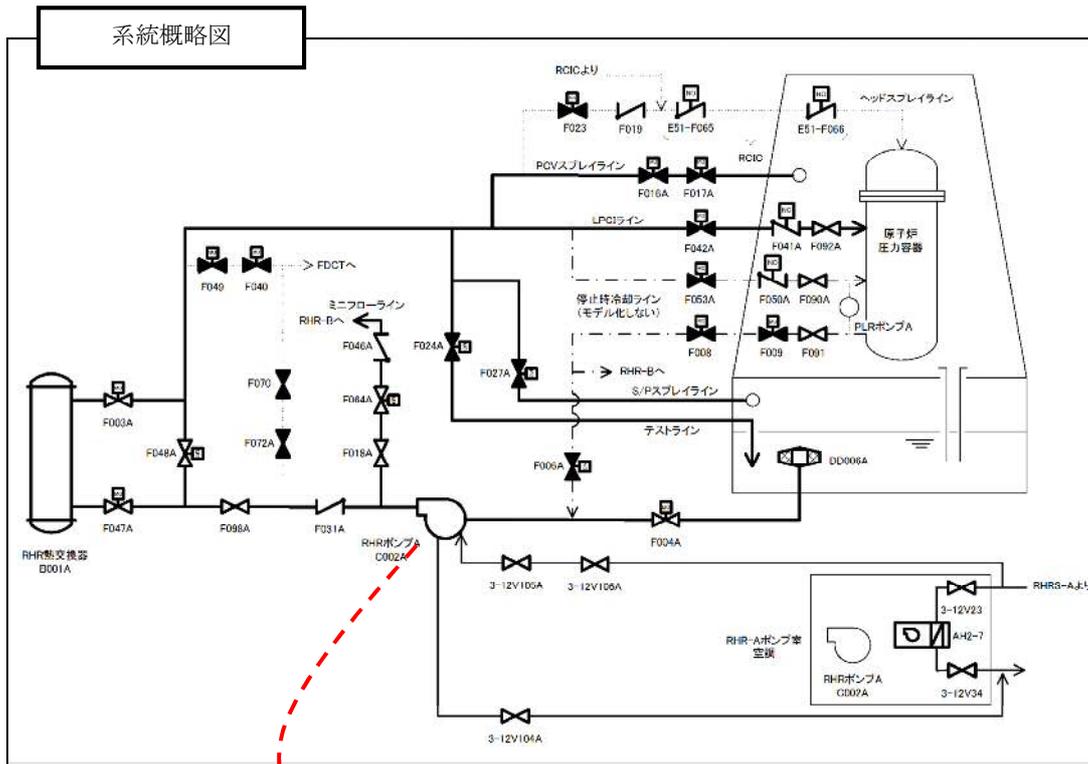
第 3.1.1.4-1(g) 図 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー

【仮定条件】

- インターフェイスシステムLOCAは、原子炉冷却材圧力バウンダリの隔離弁の故障等により格納容器外の低圧設計部に原子炉圧力がかかることで、格納容器外の配管等が破損する事象を想定する。
- インターフェイスシステムLOCAが発生する可能性のある系統として、高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系を考慮する。
- インターフェイスシステムLOCAの発生により、原子炉冷却材の格納容器外への流出が継続し、水源の枯渇により注水不能となるため、本評価では緩和設備に期待しないものとする。

【イベントツリーの説明】

- インターフェイスシステムLOCAが発生した場合、格納容器外への冷却材の流出が続くため、「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に分類する。



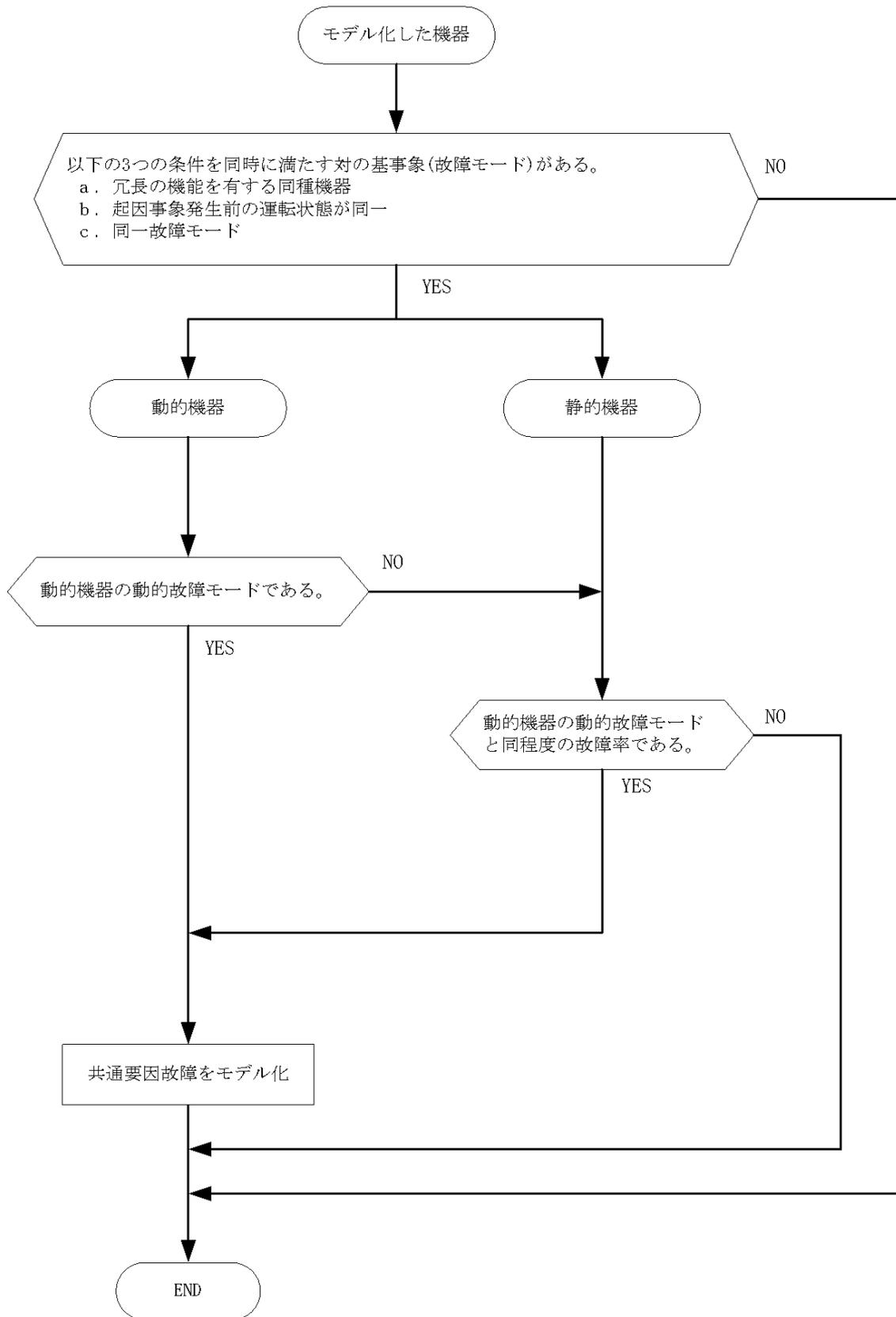
$$\text{RHRポンプ起動失敗確率} = \lambda_s \times T_s / 2$$

【基事象リスト】

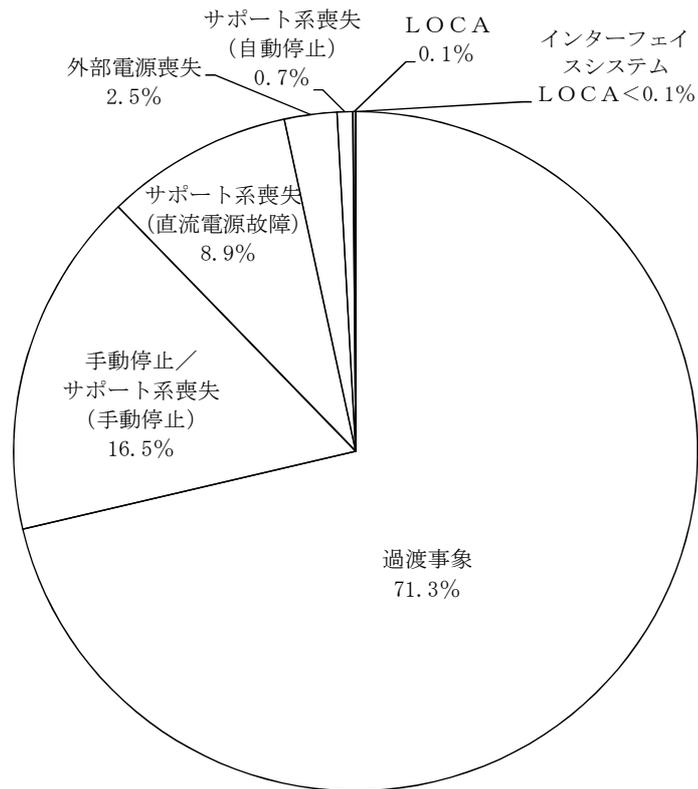
機器番号	機器名称	故障モード	基事象ID	P&ID	EWD/CWD	故障率	EF	電源	試験間隔	使命時間	試験名称
E12_C002A	RHRポンプ	電動ポンプ運転継続失敗 (淡水)	GMMPE12_C002AR	R-15 (27)	1330 (23)	1.10E-06	11.8	MC 2C_2 DC125V 2A	720	24	RHRポンプ 手動起動試験
		電動ポンプ起動失敗 (淡水-非常用)	GMMPE12_C002AS			1.30E-07	17.3				

試験頻度：1回/月 (720時間)

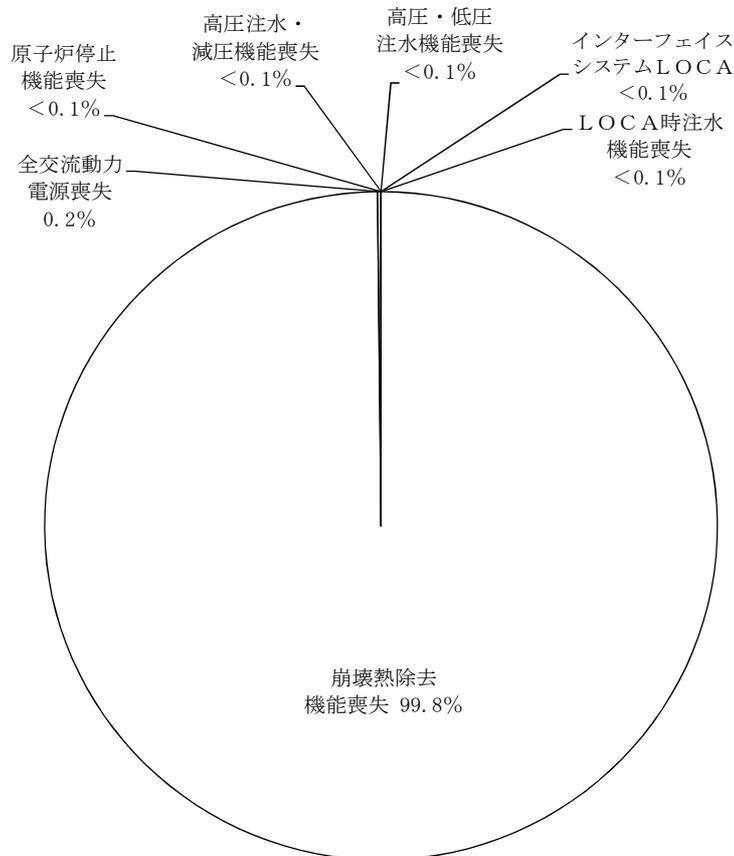
第 3.1.1.5-1 図 システム信頼性評価の例



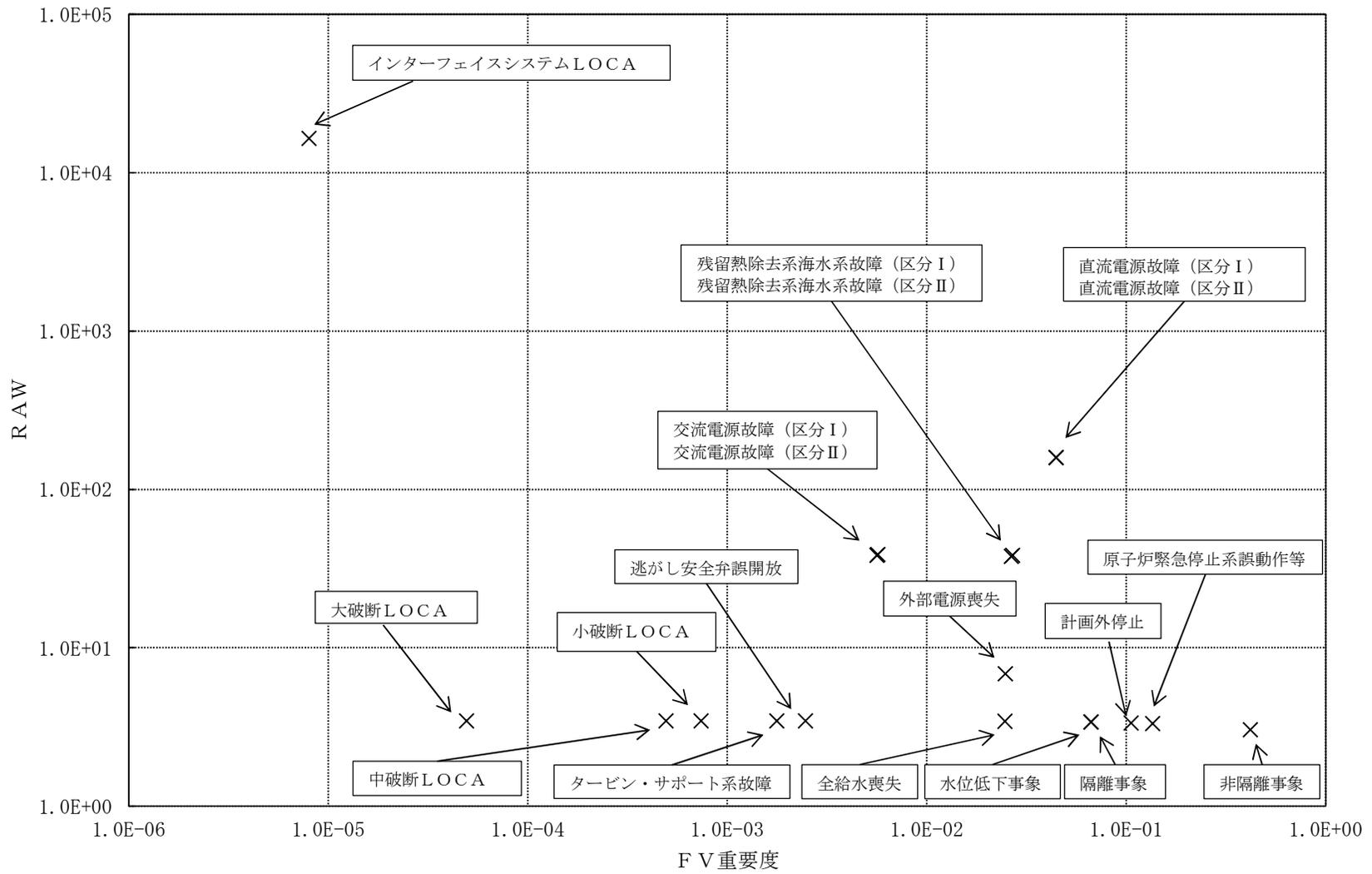
第 3. 1. 1. 6-1 図 共通要因故障同定のフロー



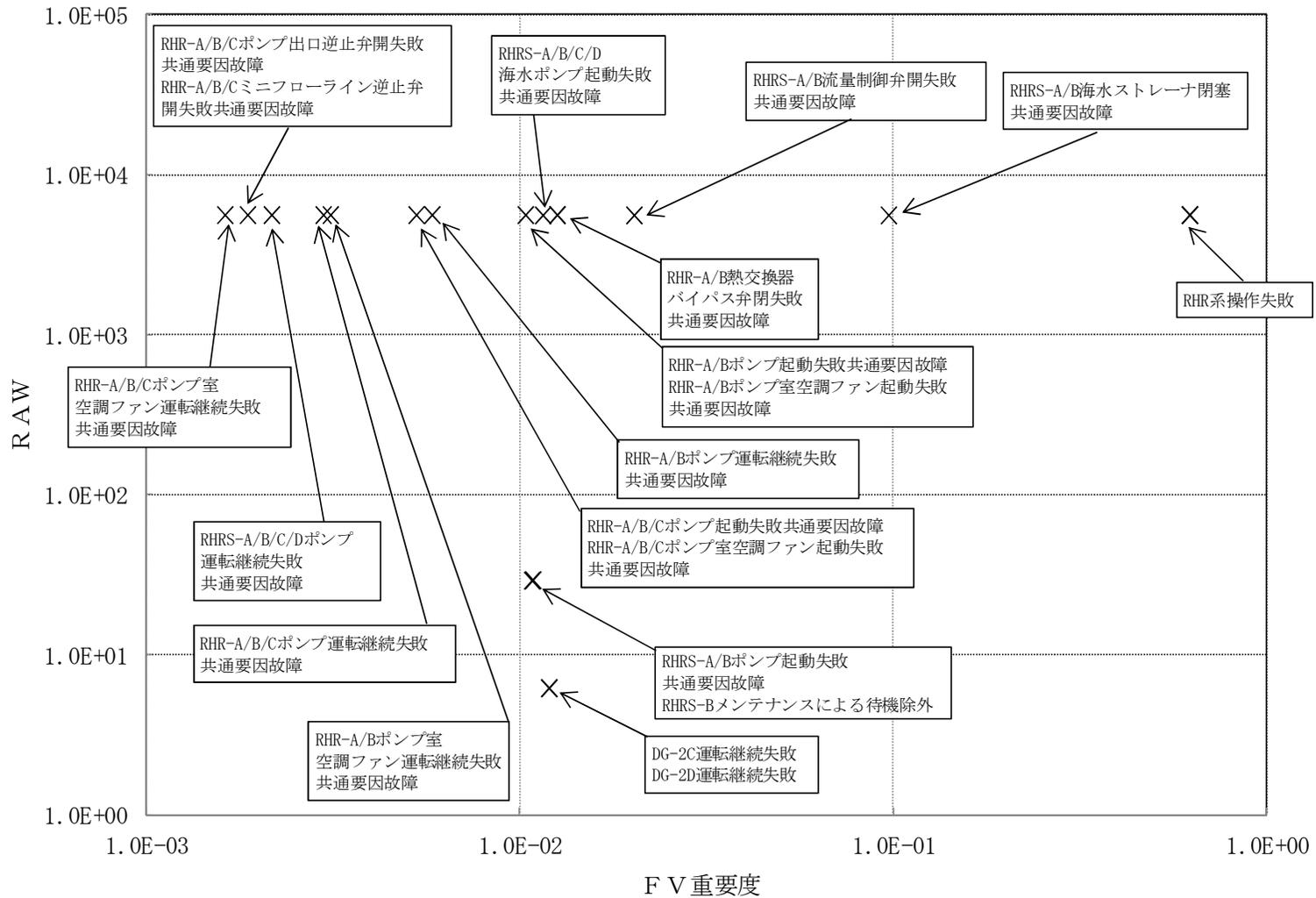
第 3.1.1.8-1 図 起因事象別の炉心損傷頻度寄与割合



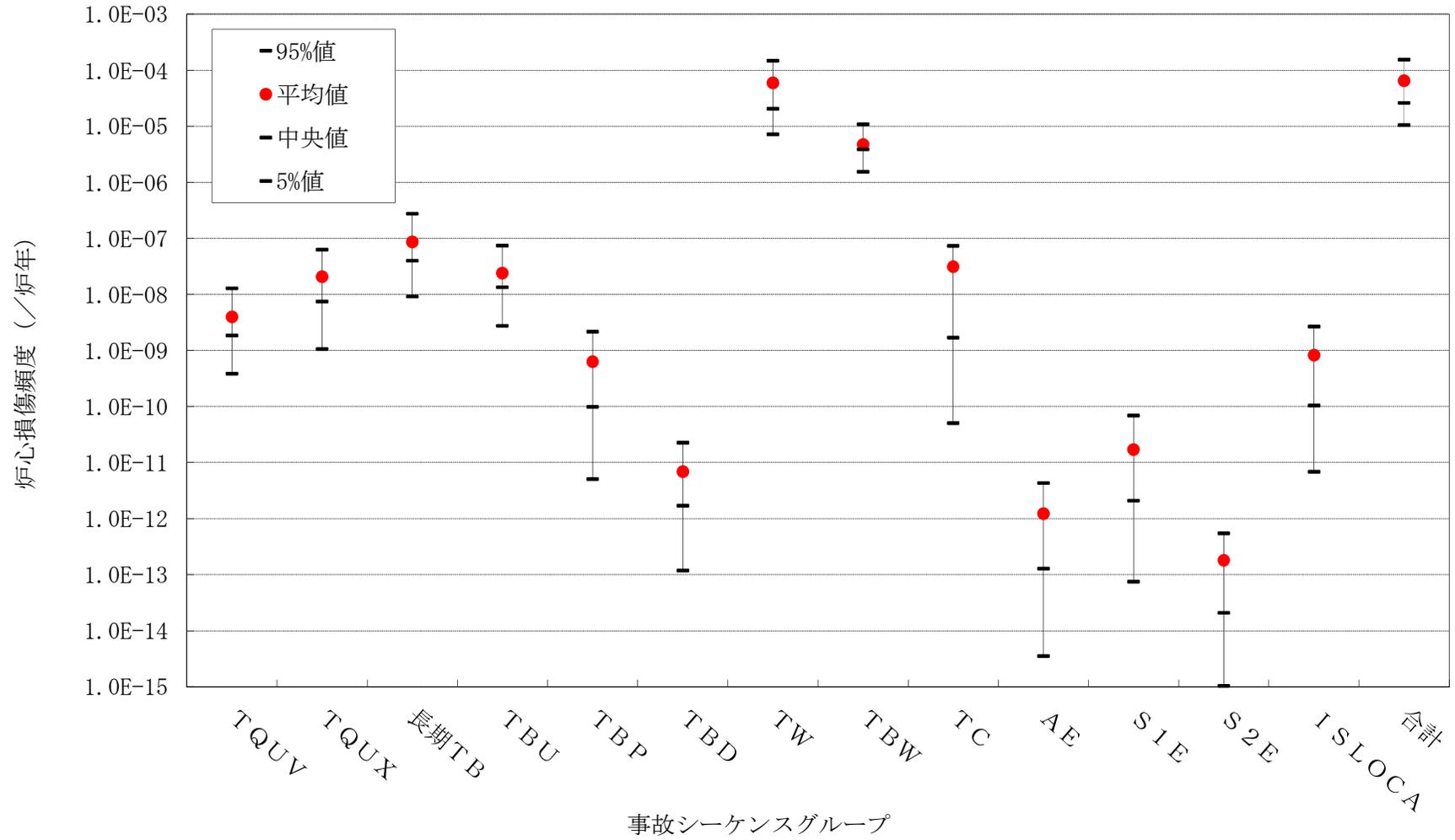
第 3.1.1.8-2 図 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度寄与割合



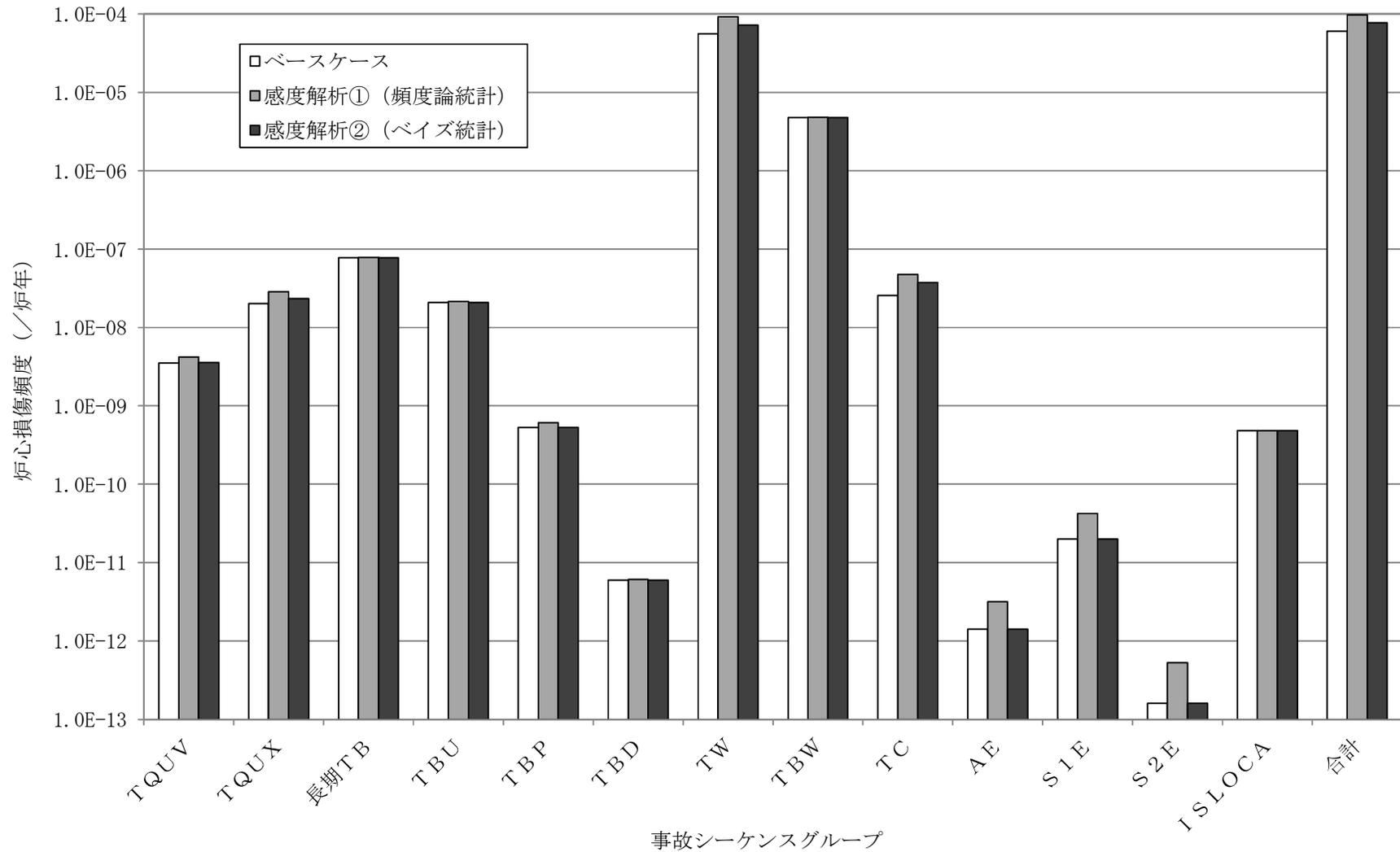
第 3.1.1.8-3 図 起因事象の重要度解析結果



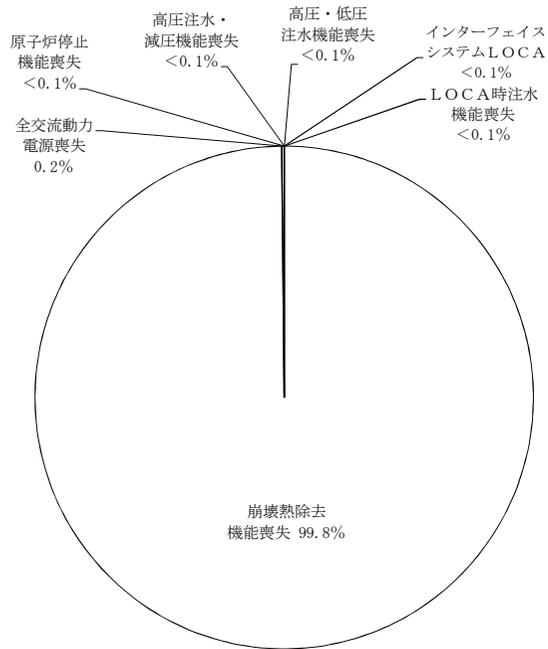
第 3.1.1.8-4 図 緩和設備の基事象の重要度解析結果



第 3.1.1.8-5 図 事故シーケンスグループ別の不確実さ解析の結果

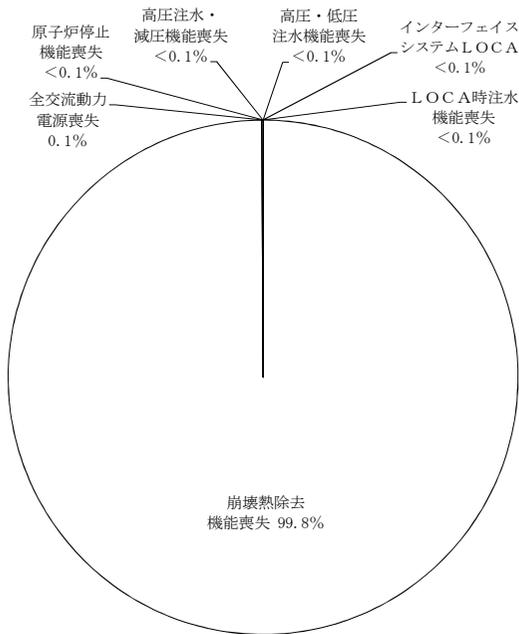


第3.1.1.8-6図 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)



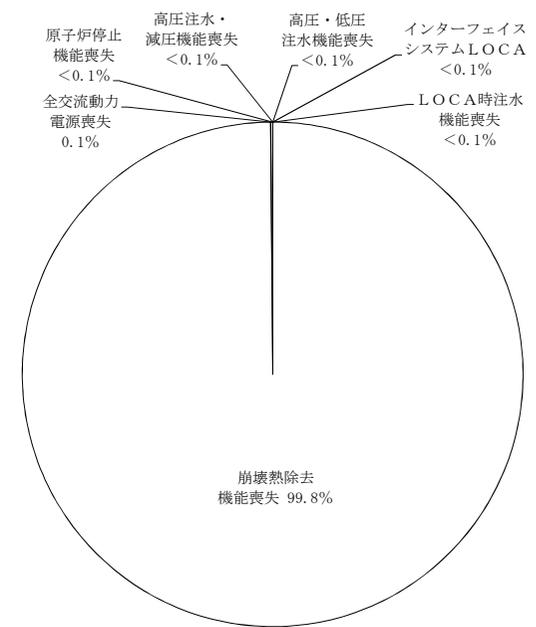
炉心損傷頻度：6.1E-5（／炉年）

【ベースケース】



炉心損傷頻度：9.8E-5（／炉年）

【感度解析①（頻度論統計）】



炉心損傷頻度：7.7E-5（／炉年）

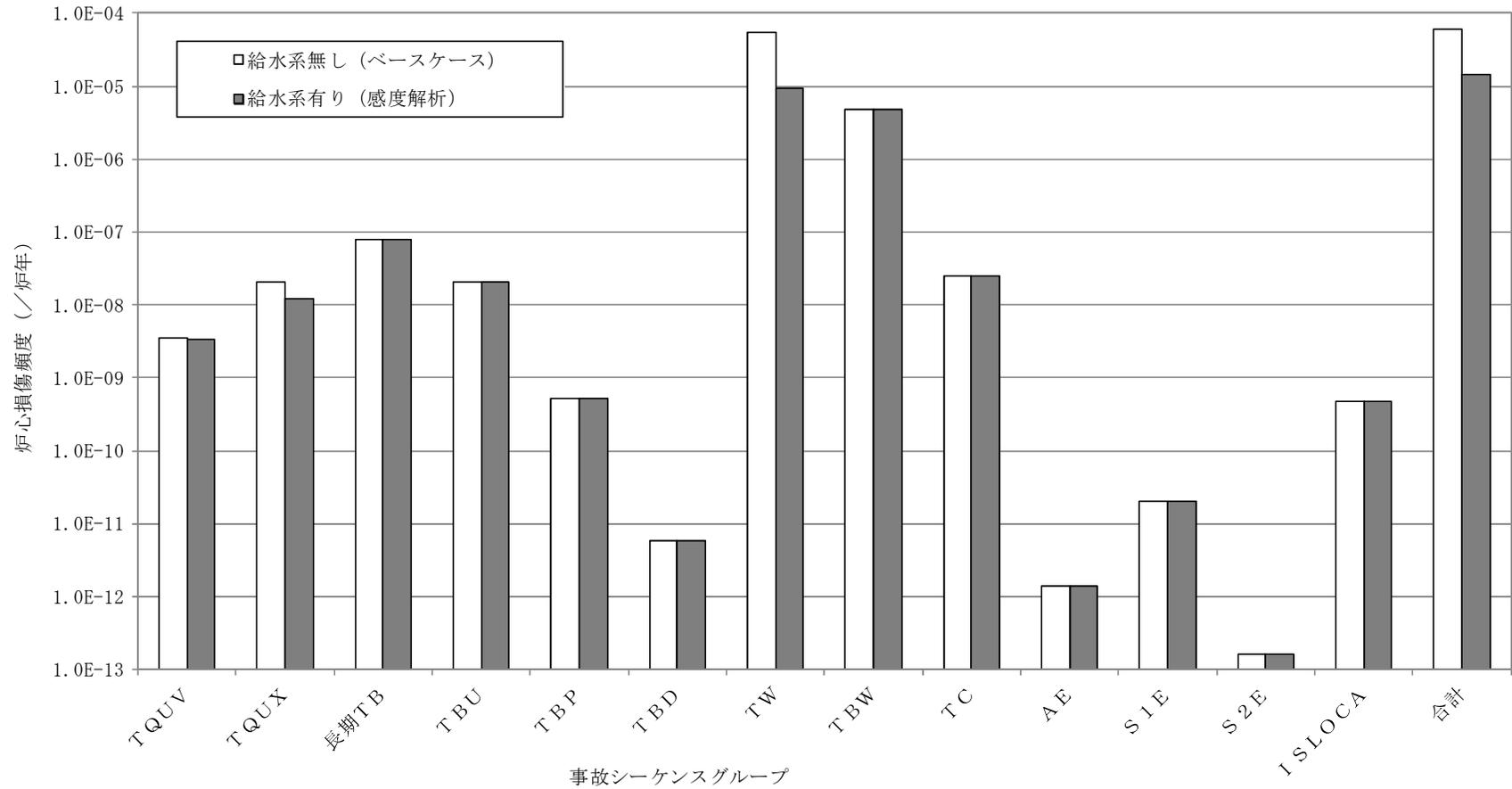
【感度解析②（ベイズ統計）】

第 3.1.1.8-7 図 プラント固有の運転実績を考慮した感度解析結果（事故シーケンスグループ別の寄与割合）

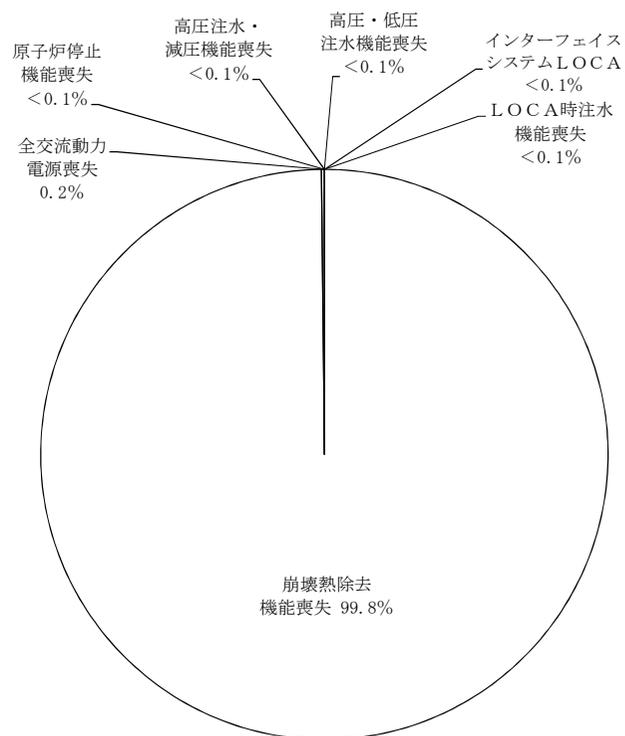
非隔離事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	給水系※	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態
T1	MN	C	M	P	Q	UH	UR	XI	VA	VS	VB	VC	WA	WB		
															1	-
															2	-
															3	-
															4	TW
															5	-
															6	-
															7	TW
															8	-
															9	-
															10	TW
															11	-
															12	-
															13	TW
															14	-
															15	-
															16	TW
															17	-
															18	-
															19	TW
															20	TQUV
															21	TQUX
															22	-
															23	-
															24	TW
															25	-
															26	-
															27	TW
															28	-
															29	-
															30	TW
															31	-
															32	-
															33	TW
															34	-
															35	-
															36	TW
															37	TQUV
															38	-
															39	-
															40	-
																合計値

※ 給水系は復水系を含めてモデル化

第 3.1.1.8-8 図 給復水系をモデル化したイベントツリーの例（非隔離事象）

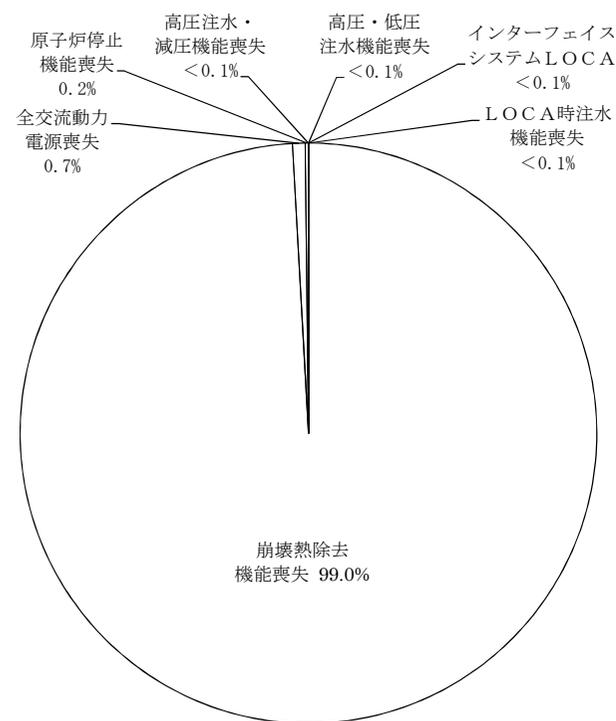


第 3.1.1.8-9 図 給水系のモデル化に関する感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)



炉心損傷頻度： $6.1E-5$ (／炉年)

【給水系無し (ベースケース)】



炉心損傷頻度： $1.4E-5$ (／炉年)

【給水系有り (感度解析)】

第 3.1.1.8-10 図 給水系のモデル化に関する感度解析結果 (事故シナリオグループ別の寄与割合)

出力運転時P R Aの対象範囲について

BWRプラントの出力運転時を対象としたP R Aの対象範囲は、社団法人日本原子力学会が発行している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1P S A編）：2008」において、「CR引抜開始」から「復水器真空破壊」までとされている。BWRプラントの出力運転時P R A及び停止時P R Aの対象範囲を図1に示す。

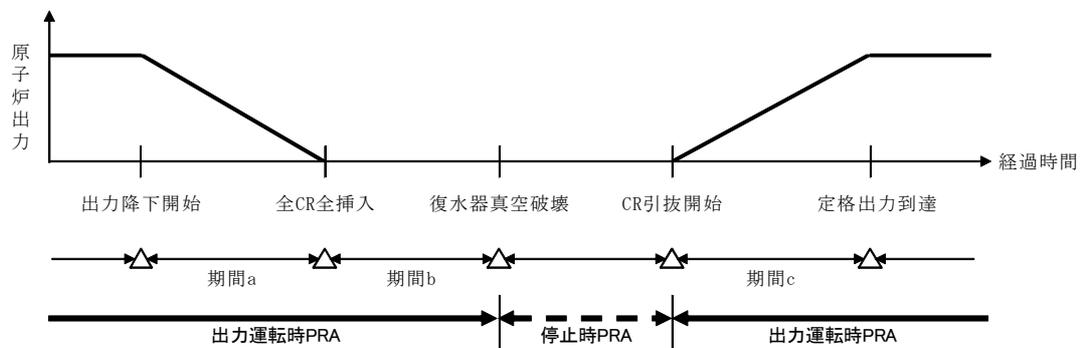


図1 出力運転時P R A及び停止時P R Aの対象範囲（BWR）

図1において、「出力降下開始～全C R全挿入」、「全C R全挿入～復水器真空破壊」、及び「C R引抜開始～定格出力到達」の各期間は、次の理由により出力運転時P R Aで取り扱うことは妥当であると判断している。

(1) 出力降下開始～全C R全挿入

緩和設備は、給水系を除いて、定格出力運転時とほぼ同等の構成である。給復水系は原子炉出力降下に伴う給水流量の低下に応じてポンプを切り替えるが、運転中の機器の故障による給水喪失に至らないよう定格出力運転時と同様に待機させる機器が設けられている。このため、出力レベルの変化に伴

う種々のパラメータの変化は、異常発生時の事象進展の緩急の差となっても、起因事象の発生頻度も大きく影響を受けるものではない。また、使用可能な緩和設備、あるいは緩和設備の信頼性の観点からは大きな相違はない。

また、原子炉圧力／出力が低下した状態では、プラント運用のため次のスクラム信号がバイパスされるが、これは燃料健全性を確保する上で、次のインターロックによる原子炉スクラムの必要がない状態に移行したことによるものである。

- ・原子炉圧力の低下に伴う「主蒸気隔離弁閉」によるスクラム
- ・原子炉出力の低下に伴う「主蒸気止め弁閉」及び「タービン加減弁急速閉」によるスクラム

なお、本プラントのPRAモデルでは、上記のスクラム信号による原子炉スクラムに期待していないため、これらのスクラム信号の有無は本プラントのPRA結果に影響を与えるものではない。

(2) 全CR全挿入～復水器真空破壊

緩和設備は、給水系を除いて、定格出力運転時とほぼ同等の構成である。復水系は、運転中の機器の故障による給水喪失に至らないよう定格出力運転時と同様に待機させる機器が設けられている。このため、異常事象発生時のパラメータの変化は、事象進展の緩急の差となっても、使用可能な緩和設備、あるいは緩和設備の信頼性の観点からは大きな相違をもたらすものではない。

したがって、全CR全挿入から真空破壊までの期間で発生する過渡事象を手動停止の起因事象に含めることで、出力運転時PRAとして取り扱う。

(3) CR引抜開始～定格出力到達

緩和設備は、給水系を除いて、定格出力運転時とほぼ同等の構成であることから、出力運転状態を対象としたPRAに含める。

なお、原子炉停止後の時間経過及び新燃料の装荷による崩壊熱の低下を考

慮すると、当該期間のリスクは定格出力運転中に比べて小さいと考えられる。

起回事象のグループ化について

(1) 起回事象の同定

選定した起回事象の具体的な同定は、以下のとおりである。

a. 過渡事象及び事故に係る起回事象の同定

原子炉設置変更許可申請書添付書類十に評価されている運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に関して、過渡事象を分析している E P R I N P - 2 2 3 0 における事象分類との対応を確認し、起回事象として考慮すべき事象を相互に確認する。また、過渡事象については、機器の故障及び人的過誤によるプラントの応答の特徴を把握するために、起回事象発生時の主要な状況（原子炉冷却材圧力バウンダリの状態、外部電源の有無、主蒸気隔離の有無）と緩和設備の主要な状況（初期給復水系の使用可否等、主なスクラム信号）について整理する。過渡事象及び事故に係る起回事象の同定結果を表1に示す。

起回事象発生時の主要な状況と緩和設備の主要な状況が同様な事象については、同じ事象分類とし、起回事象のグループ化を検討する。また、起回事象対象外とする事象については、その理由を表1に示す。

b. 従属性を有する起回事象等の同定（手動停止／サポート系喪失）

原子炉設置変更許可申請書添付書類八等に基づき、原子炉の運転に係わる設備ごとに機能喪失時の影響を検討し、従属性を有する起回事象等进行分析・同定した。整理した結果を表2に示す。

当該設備が機能喪失した場合に、広範な緩和設備が同時に機能喪失に至るサポート系故障等を、従属性を有する起回事象であるサポート系故障として摘出した。一方、緩和設備への影響範囲が限定的な事象は、従属性を有する起回事象ではなく、計画外停止として考慮する。

c. 原子炉冷却材圧力バウンダリに係る起因事象の同定（L O C A及び格納容器バイパス）

原子炉冷却材圧力バウンダリに該当する容器・配管等の設備を摘出し、想定される破損モードを整理した。また、想定される破損モードに基づき起因事象を分析・同定を行った。整理した結果を表3に示す。

格納容器内での破損はL O C Aとして、格納容器外での破損のうち破損部位が隔離できない場合は格納容器バイパスとして検討した。なお、格納容器外での破損のうち破損部位が隔離できる場合は、隔離成功の時点で原子炉への影響は収束するため、溢水事象に分類し対象外とする。

L O C Aでは、原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準が異なるため、流出規模に応じて、漏えい、小破断L O C A、中破断L O C A、大破断L O C A及び設計基準事故超過L O C A（以下「D B A超過L O C A」という。）に分類する。

また、機器故障に起因する事象（P L Rポンプメカニカルシールのリーク、A D S／過渡時自動減圧回路の誤動作）については、配管等の破損と状況が異なるため別途検討する。これらの事象に関する検討と起因事象としての取扱い結果を表3に示す。L O C Aは発生経験のない稀有事象であり、プラントの運転実績に基づいた統計による発生頻度評価は困難であるため、発生頻度についても併せて検討する。

格納容器バイパスには、格納容器隔離弁の多重故障、弁試験時の隔離失敗等により原子炉圧力が低圧設計部等にかかることでこれが破損し、原子炉冷却材が格納容器外で流出するインターフェイスシステムL O C A（I S L O C A）と、常時開状態等の格納容器隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損し、これに重ねて格納容器隔離弁の閉鎖に失敗することにより原子炉冷却材が格納容器外で流出する事象（格納容器バ

イパス破断) が考えられる。両事象に該当する設備について、事象の発生頻度、影響程度を検討する。これらの検討と起回事象としての取扱い結果を表3に併せて示す。概略評価の結果、格納容器バイパス破断は発生頻度が小さいことから、評価対象外とする。

なお、原子炉冷却材圧力バウンダリに係る検討においては、従属性を有する起回事象は特に抽出されなかった。

(2) 起因事象のグループ化

同定された起因事象（事象分類）において、プラント応答や必要となる緩和設備等が同等であり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化する。

起因事象は過渡事象、手動停止／サポート系喪失、LOCA及び格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）に大きく区分されるため、これらの区分ごとに、起因事象のグループ化の検討結果を示す。起因事象グループと事象の定義並びに事象と緩和設備の主要な状況を表4にまとめて示す。

a. 過渡事象等のグループ化

過渡事象等は、表1に示すとおり事象発生時のプラントの応答に応じて事象分類Aから事象分類Jまでに分類しているが、各事象分類において、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象にグループ化する。各起因事象グループ内での事象の定義は、具体的な事象が設定されているEPR I NP-2230の事象定義に基づくものとする。

(a) 事象分類A（タービントリップ等）、B1（主蒸気隔離弁の1弁閉鎖）及びB2（給水加熱喪失等）

事象分類Aは、負荷の喪失に伴い、蒸気加減弁急速閉信号又は主蒸気止め弁閉信号により、原子炉が自動スクラムする事象である。また、事象分類B1及びB2は、原子炉出力の上昇に伴い、中性子束高信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

これらの事象分類では、原子炉スクラム信号は異なるが、いずれもタービンバイパス弁が作動することにより主蒸気が隔離されず、事象発生初期から給復水系が利用できることから、1つの起因事象グループ「非隔離事象」としてグループ化する。

- (b) 事象分類 C (主蒸気隔離弁の閉鎖等), D (発電機負荷遮断バイパス弁不作動等), E (復水器真空度喪失)

事象分類 C は, 主蒸気隔離弁の閉鎖に伴い, 主蒸気隔離弁閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。事象分類 D は, 発電機負荷遮断及びタービンバイパス弁不作動に伴い, 蒸気加減弁急速閉信号又は主蒸気止め弁閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。また, 事象分類 E は, 復水器真空度の喪失によるタービントリップに伴い, 主蒸気止め弁閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

事象分類 C 及び D では, 原子炉スクラム信号は異なるが, いずれも主蒸気隔離弁閉鎖等により, 原子炉がタービン側から隔離されることで, 原子炉で発生した蒸気を復水器に排出できず, ホットウェル水位が低下すると, 給復水系の継続利用に障害が生じる。また, 事象分類 E では, 復水器の真空度が喪失しているため, 初期に給復水系が利用できる場合でも, ホットウェル水位の低下に伴い, いずれ給復水系を利用できなくなり, その後原子炉水位の低下により主蒸気隔離弁が閉鎖する。そのため, これらの事象分類は, いずれも原子炉がタービン側と隔離される事象であることから, 1つの起因事象グループ「隔離事象」としてグループ化する。

- (c) 事象分類 F (全給水流量喪失)

本事象分類は, 原子炉への給水流量の全喪失に伴い, 原子炉水位低(レベル 3) 信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では, 事象発生初期から給復水系が利用できないため, 単独で1つの起因事象グループ「全給水喪失」としてグループ化する。

- (d) 事象分類 G (給水又は復水ポンプ1台トリップ等)

本事象分類は、原子炉への給水流量の減少に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では、事象発生初期から給復水系が利用可能であるが、給復水系の機能が低下していることから、単独で1つの起因事象グループ「水位低下事象」としてグループ化する。

- (e) 事象分類H 1（起動時における制御棒引き抜き）、H 2（原子炉保護系故障によるスクラム等）

事象分類H 1は、起動時における制御棒の異常な引き抜きに伴い、原子炉出力ペリオド短（起動領域計装）信号により原子炉が自動スクラムする事象である。また、事象分類H 2は、原子炉緊急停止系誤信号等により原子炉が自動スクラムする事象である。

これらの事象分類では、原子炉スクラム信号は異なるが、いずれも主蒸気が隔離されず、事象発生初期から給復水系が利用できること及び起因事象グループ「非隔離事象」のように原子炉圧力、水位等に大幅な変動を伴わないことから、1つの起因事象グループ「原子炉緊急停止系誤動作等」としてグループ化する。

- (f) 事象分類J（逃がし安全弁誤開放）

本事象分類は、原子炉運転中に逃がし安全弁の誤開放に伴い、原子炉冷却材（蒸気）の一部がサプレッション・プールに流出し、原子炉を手動でスクラムさせる事象である。

本事象分類では、原子炉冷却材が流出する事象であること及び原子炉が減圧されることで原子炉隔離時冷却系が機能喪失することから、単独で1つの起因事象グループ「逃がし安全弁誤開放」としてグループ化する。

- (g) 事象分類I（外部電源喪失等）

本事象分類は、外部電源の喪失に伴い、蒸気加減弁急速閉信号により原子炉が自動スクラムする事象である。

本事象分類では、事象の発生により非常用電源の確保が必要になることから、プラント応答が他とは異なることを考慮し、単独で1つの起因事象グループ「外部電源喪失」としてグループ化する。

b. 手動停止／サポート系喪失

従属性を有する起因事象であるサポート系故障は、原則としてグループ化を行わない。このため、以下に示す各事象分類を、単独で1つの起因事象グループとする。また、安全機能を有する緩和設備に何らかの不具合、故障が生じ、当該設備が待機除外となった状態での手動停止を「計画外停止」とし、単独で1つの起因事象グループとする。

(a) 手動停止／サポート系喪失（手動停止）

「計画外停止」

「残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）」

「残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）」

「交流電源故障（区分Ⅰ）」

(b) サポート系喪失（自動停止）

「交流電源故障（区分Ⅱ）」

「タービン・サポート系故障」

(c) サポート系喪失（直流電源故障）

「直流電源故障（区分Ⅰ）」

「直流電源故障（区分Ⅱ）」

c. LOCAでのグループ化

LOCAは、表3に示すとおり、評価対象とする事象分類として大破断LOCA、中破断LOCA及び小破断LOCAを同定している。各事象

分類のグループ化は以下のとおりである。

なお、学会標準ではポンプシールLOCAを起因事象グループとして挙げている。BWRではPLRポンプシールLOCAがこれに該当すると考えられるが、同事象における原子炉冷却材流出の影響は小さいと考えられるため、単独でのグループ化は行わず、「漏えい」に含むものとした。

(a) 大破断LOCA

事象発生により、原子炉が減圧された状態になる範囲のLOCA事象である。原子炉が減圧状態になるため、低圧注水を行うための原子炉減圧は不要である。他の事象分類とはプラント応答が異なるため、単独で1つの起因事象グループ「大破断LOCA」とする。

(b) 中破断LOCA

小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲のLOCA事象である。プラント応答については、事象発生後短期間では原子炉が減圧状態に至らないが、長期間では減圧するとして扱う。このため、他の事象分類とはプラント応答が異なることから、単独で1つの起因事象グループ「中破断LOCA」とする。

(c) 小破断LOCA

タービン駆動のRCICで注水により水位維持が可能な範囲のLOCA事象である。注水に利用できる系統等が他の事象分類とは異なるため、単独で1つの起因事象グループ「小破断LOCA」とする。

d. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

格納容器バイパスとして、インターフェイスシステムLOCA（ISLOCA）を同定している。ISLOCAは、単独で1つの起因事象グループとする。

表 1 過渡事象及び設計基準事故に係る起回事象の同定結果

添付書類十における 運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故	E P R I N P - 2 2 3 0 による過渡事象 ^(注1)	起回事象の状況			緩和設備の状況		事象分類	
		原子炉冷却材 圧力バウンダリ	外部電源の有無	主蒸気隔離	初期給復水系の 使用可否等	主なスクラム信号		
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	28. 起動時における制御棒引き抜き				継続可能	原子炉出力ペリオド短（起動領域計装）	(H1)	
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	27. 出力運転中の制御棒引き抜き	制御棒を引き抜いていくと、引抜制御棒近傍の出力が上昇するが、定格出力の105%のところで制御棒引抜阻止信号が出され、制御棒の引き抜きは阻止される。その結果、原子炉スクラムには至らない。						起回事象対象外
原子炉冷却材流量の部分喪失	16. 再循環ポンプ1台トリップ 15. 再循環流量制御系の誤動作（再循環流量減少）	炉心流量が急速に減少し、ボイドが増加する。ボイドの増加によって原子炉水位は上昇するが、原子炉水位高（レベル8）によるタービントリップには至らず、また、原子炉スクラムにも至らない。						起回事象対象外
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	18. 再循環停止ループ誤起動	炉心流量が急激に増加する。このため、ボイドが減少し中性子束が増加するが、中性子束高信号発信には至らず、原子炉スクラムには至らない。						起回事象対象外
外部電源喪失	31. 外部電源喪失 32. 補助電源喪失		外部電源なし	タービン側・主蒸気隔離弁共隔離	不可 (電源なし)	蒸気加減弁急速閉	(I)	
	8. 復水器真空度喪失			主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気止め弁閉	(E)	
給水加熱喪失	21. 給水加熱喪失				継続可能	中性子束高（熱流束相当）	(B2)	
原子炉冷却材流量制御系の誤動作	14. 再循環流量制御系の誤動作（再循環流量増加）				継続可能	中性子束高（中性子束）	(B2)	
負荷の喪失	1. 発電機負荷遮断 3. タービントリップ 10. 圧力制御装置の故障（蒸気流量減少） 13. バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖				継続可能	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉	(A)	
	2. 発電機負荷遮断バイパス弁不作動 4. タービントリップバイパス弁不作動			タービン側で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉	(D)	
主蒸気隔離弁の誤閉鎖	5. 主蒸気隔離弁の閉鎖 7. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖			主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気隔離弁閉	(C)	
	6. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖				継続可能	中性子束高	(B1)	
給水制御系の故障	20. 給水制御系の故障（流量増加，出力運転時） 26. 給水制御系の故障（流量増加，起動・停止時）				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)	
	9. 圧力制御装置の故障（蒸気流量増加） 12. タービンバイパス弁誤開放			主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気隔離弁閉	(C)	
給水流量の全喪失	22. 全給水流量喪失 23. 給水又は復水ポンプ1台トリップ 24. 給水制御系の故障（流量減少，出力運転時） 25. 給水制御系の故障（流量減少，起動・停止時）			主蒸気隔離弁で隔離	不可（起回事象）	原子炉水位低（レベル3）	(F)	
	33. H P C I / H P C S の誤起動				継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)	
	11. 逃がし安全弁誤開放/開閉着	冷却材流出あり			可/継続に障害 (冷却材流出)	手動スクラム	(J)	
設計基準事故	30. 原子炉保護系故障によるスクラム 34. プラント異常によるスクラム 35. 原子炉保護系計装の故障によるスクラム				継続可能 ^(注3)	原子炉緊急停止系誤信号	(H2)	
	原子炉冷却材喪失	—	冷却材流出あり	主蒸気隔離弁で隔離 ^(注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低（レベル3）	原子炉冷却材喪失	
	原子炉冷却材流量の喪失	17. 全再循環ポンプトリップ			継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	19. 再循環ポンプ軸固着			継続可能	主蒸気止め弁閉	(A)	
	放射性気体廃棄物処理施設の破損	—	炉心損傷の観点からは考慮不要であるため、本事象は対象外とした。					
主蒸気管破断	—	事象発生により主蒸気隔離弁が閉鎖することで、初期の原子炉への影響は「主蒸気隔離弁の閉鎖」と同様となる。主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合は、格納容器をバイパスした状態での原子炉冷却材（蒸気）の喪失となるが、発生頻度が極めて小さい値となることから、対象外とした。（添付資料3.1.1.2-2）						起回事象対象外
燃料集合体の落下	—	使用済燃料プールにおける燃料集合体の取扱い作業中に、燃料集合体が落下した場合でも原子炉の運転状態に影響することはないことから、対象外とした。						起回事象対象外
制御棒落下	—	事象発生により、瞬間的な出力上昇で一部の燃料の破損が考えられるが、主蒸気隔離弁が自動閉鎖する設計となっており、「主蒸気隔離弁の閉鎖」とプラント挙動が同様であるため、この事象に包絡されるとし、対象外とした。						起回事象対象外
原子炉冷却材喪失（P C V解析）	—	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 ^(注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低（レベル3）	原子炉冷却材喪失	
可燃性ガスの発生	—	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 ^(注2)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低（レベル3）	原子炉冷却材喪失	

(注1) 29. 制御棒の異常な挿入, 36. 手動スクラム, 37. 原因不明については対象外とした。

(注2) 破断面積が小さい場合、原子炉水位が低下せず、隔離されないこともある。

(注3) 給復水系に影響を及ぼす信号が発信していない場合。

表 2 従属性を有する起因事象の同定 (1/4)

項目 (添付書類八)	設備(添付書類八)	設備概要 (添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象 及び計画外停止の同定
原子炉及び炉心	燃料	燃料棒・燃料集合体	この設備が機能喪失する場合には、異常徴候を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの、緩和設備への影響は考え難い。	-
	制御棒及び駆動機構	制御棒・制御棒駆動機構・制御棒駆動水圧系(制御棒駆動水ポンプ・スクラムディスチャージボリューム)・水圧制御ユニット	この設備が機能喪失する場合には、直接原子炉スクラムに至ることはない。なお、他の要因による起因事象が発生した場合には、原子炉スクラムに失敗する可能性がある。一方、誤動作等が発生した場合には、原子炉スクラムに至る可能性はあるが、緩和設備への影響は考え難い。	-
	圧力容器内部支持構造物	炉心シェラウド・上部炉心格子・制御棒案内管・炉心支持板・給水スパージャ・炉心スプレイ用ノズル(高圧・低圧)・炉心スプレイスパージャ・頂部冷却スプレイノズル・計装用ノズル・核計装検出器	この設備が機能喪失する場合には、異常徴候を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの、緩和設備への影響は考え難い。	-
	原子炉圧力容器	原子炉圧力容器	この設備が機能喪失する場合には、原子炉冷却材喪失となる。	-
	気水分離器及び乾燥器	気水分離器・乾燥器	この設備が機能喪失する場合には、異常徴候を検知して原子炉をスクラムする可能性はあるものの、緩和設備への影響は考え難い。	-
	ジェット・ポンプ	ジェット・ポンプ		-
燃料の貯蔵設備及び取扱設備	燃料取替機	ブリッジ・トロリ・燃料つかみ具・インターロック	この設備が機能喪失する場合には、使用済燃料の貯蔵等に支障が発生する可能性があるが、直接原子炉の運転状態に影響を与えるものではないことから、炉心損傷頻度を評価するための起因事象としては対象外とする。	-
	原子炉建屋クレーン	クレーン・インターロック		
	新燃料貯蔵庫	新燃料貯蔵ラック		
	使用済燃料プール	使用済燃料貯蔵ラック・キャスクピット		
	キャスク洗浄ピット	キャスク洗浄ピット		
	燃料プール浄化冷却系	ポンプ・ろ過脱塩装置・熱交換器・スキマサージタンク・配管弁		
	破損燃料検出装置	シッピング		
再循環系及び主蒸気系	再循環系	ポンプ・配管・弁	再循環系の運転状態に異常が発生した場合には、原子炉スクラムする可能性がある。配管破損等の原子炉冷却材圧力バウンダリ異常の場合には、原子炉冷却材喪失の起因事象の同定にて検討する。	-
	主蒸気系	主蒸気管・主蒸気隔離弁・逃がし安全弁・主蒸気隔離弁漏えい抑制系	この設備が機能喪失する場合には、原子炉スクラムに至る可能性がある。主蒸気隔離弁の閉止の場合は隔離事象、逃がし安全弁の誤動作等の場合には逃がし安全弁誤開放として考慮する。	-
原子炉補助系	原子炉冷却材浄化系	ポンプ・熱交換器・フィルタ脱塩装置・配管・弁	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
	原子炉隔離時冷却系	ポンプ・蒸気駆動タービン・配管・弁	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。一方、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱う。なお、当該設備に期待できないことを、アンアベイラビリティとしてフォールトツリー(F T)で考慮している。	計画外停止
	残留熱除去系	原子炉停止時冷却系、低圧注水系、格納容器スプレイ冷却系(ポンプ・熱交換器・配管・弁)	この設備が機能喪失する場合には、残留熱除去系及び低圧炉心スプレイ系が機能喪失するため、従属性を有する起因事象とする。	-
		残留熱除去系海水系		
	低圧炉心スプレイ系	ポンプ・配管・弁	この設備が機能喪失する場合には、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱う。なお、当該設備に期待できないことを、アンアベイラビリティとしてフォールトツリー(F T)で考慮している。	計画外停止
	低圧注水系	残留熱除去系と同じ		
	高圧炉心スプレイ系	ポンプ・配管・弁		
	自動減圧系	逃がし安全弁		
	ほう酸水注入系	ほう酸水貯蔵タンク・ポンプ・配管・弁	この設備が機能喪失する場合に、直接原子炉スクラムに至ることはない。また、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱うが、注水機能及び除熱機能への影響はない。一方、誤動作した場合には、原子炉が停止するため、計画外停止に含まれる。	計画外停止
	原子炉補機冷却系	原子炉補機冷却系	この設備が機能喪失する場合には、復水器からの排ガス系が機能喪失するため、原子炉スクラムに至る可能性がある。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象
		補機冷却海水系(タービン補機冷却系と共用の設備)	この設備が機能喪失する場合には、タービン補機冷却系が機能喪失する。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象
試料採取系	試料採取系	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-	

表 2 従属性を有する起因事象の同定 (2/4)

項目 (添付書類八)	設備(添付書類八)	設備概要 (添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象 及び計画外停止の同定
タービン設備	タービン	蒸気タービン・湿分分離器・タービングラウンドシール・タービンバイパス系	この設備が機能喪失する場合には、タービントリップ、復水器真空度喪失、給水喪失等の過渡事象が発生し、原子炉スクラムに至る。このため、非隔離事象等の起因事象として考慮する。	-
	復水器および空気抽出器	復水器・空気抽出器		
	復水ポンプ	低圧復水ポンプ・高圧復水ポンプ		
	復水脱塩装置	復水脱塩装置		
	給水加熱器	給水加熱器		
	給水ポンプ	給水ポンプ		
	循環水系	循環水系		
	タービン補機冷却系	冷却水ポンプ・熱交換器・配管弁 補機冷却海水系(原子炉補機冷却系と共用の設備)	この設備が機能喪失する場合には、主要なタービン設備が機能喪失し、原子炉スクラムに至る。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象
計装及び制御	中央制御室	制御盤・計測制御装置・通信連絡設備及び照明設備・中央制御室外原子炉停止装置	通信連絡設備等を除き、計測制御設備の機能喪失により、過渡事象が発生し原子炉スクラムに至る。このため、原子炉緊急停止系誤動作等の起因事象として考慮する。タービン制御系については、故障等によりタービン関係機器の制御に支障をきたす可能性がある。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。	-
	原子炉出力制御系	反応度制御系・タービン制御系		従属性を有する起因事象
	安全保護系	原子炉緊急停止系・後備緊急停止系		-
	核計装	起動領域計装・出力領域計装・制御棒引き抜き監視装置・中性子計装電源回路		-
	原子炉プラント・プロセス系統	原子炉圧力容器計装・再循環回路計装・原子炉給水系および蒸気系計装・制御棒駆動系計装		-
	運転監視補助装置	制御棒引き抜き阻止回路・監視計算装置・制御棒価値ミニマイザ(RBM)	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
電気系	送電線	275kV送電線2回線, 154kV送電線	発電機故障など単体故障については、負荷遮断等によって、原子炉スクラムに至る。このため、非隔離事象等として考慮する。送電線、変圧器、開閉所の故障については、外部電源が喪失する場合には、外部電源喪失として考慮する。	-
	発電機及び励磁装置	横軸円筒回転界磁3相同期発電機 固定子(水及び水素冷却)・回転子(水素冷却)		
	変圧器	主要変圧器・所内変圧器・起動変圧器		
	開閉所	275kV超高压開閉所		
	所内高压母線	常用母線・非常用母線・HPCS母線	この設備(母線下流の低圧母線を含む。)が機能喪失する場合には、当該区分の母線に接続する設備が機能喪失し、原子炉スクラム又は計画外停止等に至る。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。 区分Ⅰの非常用母線喪失の場合、直ちに原子炉スクラムに至ることはないが、区分Ⅰの設備が機能喪失した状態で手動停止に至る。 区分Ⅱの非常用母線喪失の場合、計装用の共通母線の電源が喪失するため、給復水系の制御弁が全開となり、給復水ポンプがトリップすることにより原子炉スクラムに至る。 HPCS母線喪失の場合、直ちに原子炉スクラムに至ることはないが、計画外停止に至る可能性がある。	従属性を有する起因事象 計画外停止
	ディーゼル発電機設備	非常用ディーゼル発電機 HPCSディーゼル発電機	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として扱い、この場合、当該設備に期待できないことを、アンアベイラビリティとしてフォールトツリー(FT)で考慮している。	計画外停止
	直流母線	125V非常用電源母線・125VHPCS用母線 250V常用電源母線・±24V中性子モニター用母線	この設備(母線下流の低圧母線を含む。)が機能喪失する場合には、当該区分の母線に接続する設備が機能喪失し、原子炉スクラム又は計画外停止に至る。このため、従属性を有する起因事象として考慮する。 区分Ⅰの直流電源喪失の場合、高圧復水ポンプ-B及びCがトリップするため給水流量が低下し、原子炉水位が低下することにより原子炉スクラムに至る。また、所内電源自動切替信号が発信しないため、外部電源喪失に至る。 区分Ⅱの直流電源喪失の場合、タービンが自動トリップし、タービン主蒸気止め弁等が閉止することにより原子炉スクラムに至る。また、外部電源からの受電しゃ断器が操作不能となり、外部電源喪失に至る。 HPCS母線喪失時には、直ちに原子炉スクラムに至ることはないが、計画外停止に至る可能性がある。	従属性を有する起因事象 計画外停止
	安全保護系母線	原子炉保護系母線・バイタル交流電源母線・計装用母線	この設備が機能喪失する場合には、過渡事象が発生し原子炉スクラムに至る。このため、非隔離事象等の起因事象として考慮する。	-
	通信連絡設備及び照明設備	所内通話設備・加入電話・電力保安通信用電話・所内非常灯	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-

表 2 従属性を有する起因事象の同定 (3/4)

項目 (添付書類八)	設備(添付書類八)	設備概要 (添付書類八等)	機能喪失時の影響	従属性を有する起因事象 及び計画外停止の同定
放射性廃棄物の 廃棄施設	気体廃棄物処理施設	排ガス予熱器・排ガス再結合器・排ガス復水器・空気抽出器排ガス減衰管・空気抽出器排ガスフィルター・活性炭式希ガスホールドアップ装置・真空ポンプ・排気筒	この設備が機能喪失する場合には、放射性廃棄物の処理等に支障が発生する可能性があるが、直接原子炉の運転状態に影響を与えるものではないことから、炉心損傷頻度を評価するための起因事象としては対象外とする。	-
	液体廃棄物処理系	機器ドレン処理系・床ドレン処理系・再生廃液処理系・洗濯廃液処理系・排ガス洗浄廃液処理系等		
	固体廃棄物処理系	濃縮廃液系・使用済樹脂系・雑固体系・固体廃棄物貯蔵所		
放射線管理施設	遮蔽設備	1次遮蔽・2次遮蔽・燃料取扱遮蔽・補助遮蔽	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至ることはない。	-
	放射線管理施設	出入管理室・汚染管理関係施設・試料分析関係設備		
	放射線計測器	発電所内の放射線監視設備及び測定機器・放出放射性廃棄物及び系統内の放射線監視設備並びに測定機器・発電所外の放射線監視設備・個人管理用測定設備及び測定機器		
原子炉格納施設	圧力抑制形格納容器 (1次格納施設)	原子炉格納容器本体・ベント管・ベントヘッド及びダウンカメラ	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。一方、機能喪失に伴い原子炉停止操作を行う場合は、計画外停止として考慮する。	計画外停止
	圧力抑制形格納容器貫通部	格納容器貫通部・エアロック・機器搬入ハッチ		
	隔離弁	隔離弁		
	真空破壊装置	真空破壊装置		
	格納容器内ガス濃度制御系	可燃性ガス濃度制御系・原子炉格納容器調気系	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
	ドライウェル内ガス冷却装置	ファン・冷却コイル	この設備が機能喪失する場合には、ドライウェル内の空間温度が上昇することから、原子炉再循環ポンプなどの機器への影響が考えられるが、温度上昇は比較的緩やかであり、影響が生じる前に手動停止等の対応が可能である。	-
	格納容器スプレイ冷却系	残留熱除去系に同じ	残留熱除去系に同じ	計画外停止
	原子炉建屋 (2次格納施設)	建物・扉・エアロック	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
	常用換気系及び空気冷却装置	常用換気系・空気冷却装置	この設備が機能喪失する場合には、空間温度が上昇し、冷却対象機器への影響が考えられるが、温度上昇は比較的緩やかであり、影響が生じる前に手動停止等の対応が可能である。	-
	原子炉建屋ガス処理系	湿分除去装置・排気ファン・フィルタ装置 (高性能粒子フィルタ・チャコールフィルタ等)・排気筒	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
発電所補助系	給水処理系	給水処理系 (前処理装置・ろ過水タンク・純水造水装置・純水タンク)	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
	補給水系	補給水系(復水貯蔵タンク等)	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
	換気系	換気空調設備	この設備が機能喪失する場合に、直ちに原子炉スクラムに至る可能性はない。	-
	消火装置	消火栓設備 (ろ過水タンク・消火ポンプ)		
	圧縮空気系	計装用圧縮空気系・所内用圧縮空気系	計装用圧縮空気系が機能喪失する場合には、計装用圧縮空気系の圧力が規定値まで低下すると原子炉スクラムに至るが、緩和機能への影響はない。一方、タービン設備では計装用圧縮空気系に依存している機器があるため、原子炉スクラムに至らないまでも重大な支障が生じた場合を想定し、従属性を有する起因事象として考慮する。	従属性を有する起因事象
	所内ボイラ	所内用ボイラ	この設備が機能喪失する場合には、ブランチ起動停止時に復水器からの空気抽出ができなくなる場合がある。このため、非隔離事象等として考慮している。	-

表 2 従属性を有する起因事象の同定 (4/4)

同定結果	起因事象グループ	事象の概要	事象の定義	起因事象区分
計画外停止	計画外停止	緩和設備の機能異常が原因で原子炉を計画外に停止する事象	原子炉停止機能、炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常による計画外の手動停止	
従属性を有する起因事象	残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ)	残留熱除去系海水系 (区分Ⅰ) 機能喪失時の手動停止	区分Ⅰの残留熱除去系海水系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	手動停止/サポート系喪失 (手動停止)
	残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ)	残留熱除去系海水系 (区分Ⅱ) 機能喪失時の手動停止	区分Ⅱの残留熱除去系海水系が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	
	交流電源故障 (区分Ⅰ)	交流電源 (区分Ⅰ) 機能喪失時の手動停止	交流母線や下流の電源設備 (非常用ディーゼル発電機を除く) が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉手動停止	
	交流電源故障 (区分Ⅱ)	交流電源 (区分Ⅱ) 機能喪失時の自動停止	交流母線や下流の電源設備 (非常用ディーゼル発電機を除く) が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉自動停止	サポート系喪失 (自動停止)
	タービン・サポート系故障	タービン・サポート系 (EHC, IA, 補機冷却海水系) 機能喪失時の手動スクラム	タービン設備のサポート系が機能喪失し、タービン設備に期待できない状態での原子炉手動スクラム	
	直流電源故障 (区分Ⅰ)	直流電源 (区分Ⅰ) 機能喪失時の自動停止	区分Ⅰの直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉自動停止	サポート系喪失 (直流電源故障)
直流電源故障 (区分Ⅱ)	直流電源 (区分Ⅱ) 機能喪失時の自動停止	区分Ⅱの直流母線や下流の電源設備が機能喪失し、当該安全区分の設備に期待できない状態での原子炉自動停止		

表 3 原子炉冷却材圧力バウンダリに係る起因事象の同定（冷却材流出）

--

表4 起因事象のグループ化の結果と事象の定義及び事象と緩和設備の主要な状況

起因事象		事象の定義	事象分類	起因事象の状況			緩和設備の状況		
				原子炉冷却材 圧力バウンダリの状態	外部電源の状態	主蒸気隔離	初期給復水系の使用	主なスクラム信号	
過渡事象	過渡事象	非隔離事象	1. 発電機負荷遮断 2. タービントリップ 3. 圧力制御装置の故障 (蒸気流量減少) 4. バイパス弁又は主蒸気加減弁の誤閉鎖 5. 全循環ポンプトリップ 6. 再循環ポンプ軸固着	事象分類A				継続可能	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉
			7. 給水制御系の故障 (流量増加, 出力運転時) 8. 給水制御系の故障 (流量増加, 起動・停止時) 9. HPCI/HPCSの誤起動					継続可能	主蒸気止め弁閉
			10. 主蒸気隔離弁の1弁閉鎖	事象分類B1			中性子束高	継続可能	中性子束高 (中性子束) 中性子束高 (熱流束相当)
			11. 再循環流量制御系の誤動作 (再循環流量増加) 12. 給水加熱喪失	事象分類B2					
			1. 主蒸気隔離弁の閉鎖 2. 主蒸気隔離弁の部分閉鎖 3. 圧力制御装置の故障 (蒸気流量増加) 4. タービンバイパス弁誤開放	事象分類C			主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	主蒸気隔離弁閉
			5. 発電機負荷遮断バイパス弁不動作 6. タービントリップバイパス弁不動作 7. 復水器真空度喪失	事象分類D 事象分類E			タービン側で隔離 主蒸気隔離弁で隔離	可/継続に障害 (ホットウェル水位低下)	蒸気加減弁急速閉又は主蒸気止め弁閉 主蒸気止め弁閉
		全給水喪失	1. 全給水流量喪失	事象分類F		主蒸気隔離弁で隔離	不可 (起因事象)	原子炉水位低 (レベル3)	
		水位低下事象	1. 給水又は復水ポンプ1台トリップ 2. 給水制御系の故障 (流量減少, 出力運転時) 3. 給水制御系の故障 (流量減少, 起動・停止時)	事象分類G				継続可能 (機能低下)	原子炉水位低 (レベル3)
		原子炉緊急停止系誤動作等	1. 起動時における制御棒引き抜き 2. 原子炉保護系故障によるスクラム 3. プラント異常によるスクラム 4. 原子炉保護系計装の故障によるスクラム	事象分類H1 事象分類H2			継続可能	原子炉出力ベリオ短 (起動領域計装)	継続可能 (注2) 原子炉緊急停止系誤信号
		逃がし安全弁誤開放	1. 逃がし安全弁誤開放/開固着 (1弁)	事象分類J	冷却材流出あり			可/継続に障害 (冷却材流出)	手動スクラム
外部電源喪失		1. 外部電源喪失 (所内電源が非常用電源以外にない状態) 2. 補助電源喪失	事象分類I		外部電源なし	タービン側・ 主蒸気隔離弁共隔離	不可 (電源なし)	蒸気加減弁急速閉	
手動停止/サポート系喪失		手動停止/サポート系喪失 (手動停止)	計画外停止	比較的軽微な故障を含む, 原子炉停止機能, 炉心冷却機能又は格納容器からの除熱機能を有する緩和設備の機能異常が原因で原子炉停止時に手動停止する事象			継続可能	手動停止	
	残留熱除去系海水系故障 (区分I)		残留熱除去系海水系が機能喪失し, 当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止	残留熱除去系海水系故障			継続可能	手動停止	
	残留熱除去系海水系故障 (区分II)							手動停止	
	サポート系喪失 (自動停止)	交流電源故障 (区分I)	交流母線や下流の電源設備 (非常用ディーゼル発電機を除く) が機能喪失し, 当該安全区分の設備に期待できない状態での手動停止	交流電源故障 (区分I)					手動停止
		交流電源故障 (区分II)		交流電源故障 (区分II)			主蒸気隔離弁で隔離	不可 (給復水ポンプトリップ)	原子炉水位低 (レベル3)
	サポート系喪失 (直流電源喪失)	タービン・サポート系故障	タービン設備のサポート系の機能が喪失し, タービン設備に期待できない状態での手動スクラム	サポート系故障			不可 (サポート系なし)	手動スクラム	
サポート系喪失 (直流電源故障)	直流電源故障 (区分I)	直流母線や下流の電源設備が機能喪失し, 当該安全区分の設備に期待できない状態での自動停止	直流電源故障 (区分I)		外部電源からの受電不可	主蒸気隔離弁で隔離	不可 (電源なし)	原子炉水位低 (レベル3) 主蒸気止め弁閉	
LOCA	大破断LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲	大破断LOCA						
	中破断LOCA	小LOCAと大LOCAの中間範囲	中破断LOCA	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 (注1)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低 (レベル3)	
	小破断LOCA	原子炉隔離時冷却系で注水可能な範囲	小破断LOCA						
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	隔離弁の多重故障や弁試験時の隔離失敗等により低圧設計部等が原子炉圧力にさらされることでこれが破損し, 原子炉冷却材が格納容器外で流出する事象	インターフェイスシステムLOCA	冷却材流出あり		主蒸気隔離弁で隔離 (注1)	可/継続に障害 (冷却材流出) (ホットウェル水位低下)	原子炉水位低 (レベル3)	

(注1) 破断面積が小さい場合, 原子炉水位は低下せず, 隔離されないこともある。
(注2) 給復水系に影響を及ぼす信号が発信していない場合。

主蒸気管破断の分類の考え方について

主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に成功した場合は「隔離事象」と同様の事故進展となるが、発生頻度は $1E-5$ / 炉年程度であり、「隔離事象」に比べて十分小さいことから、評価対象外としている。また、主蒸気管破断後に主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合、「格納容器バイパス」が発生するが、発生頻度が極めて小さい値となることから、評価対象外としている。

以下では、主蒸気管破断の発生頻度及び主蒸気隔離弁による隔離失敗確率の評価を行い、それらを踏まえて主蒸気管破断が発生したときの起因事象の分類の考え方について示した。

(1) 主蒸気管破断の発生頻度及び隔離失敗確率

a. 主蒸気管破断の発生頻度

今回の PRA における LOCA の発生頻度は、海外の文献を参考に、破断口径の大きさに応じた発生頻度（ある口径以上の破断が生じる頻度）を評価している（添付 3.1.1.2-6）。主蒸気配管（口径：650A）についてもこの考え方で評価すると、その発生頻度は $1E-5$ / 炉年を下回るものと考えられるが、本評価では主蒸気管 4 本で $1E-5$ / 炉年とする。

b. 主蒸気隔離弁による隔離失敗確率

主蒸気管には漏えい検出（主蒸気管トンネル温度、主蒸気管流量等）による自動隔離機能がある。また、運転員の手動隔離操作にも期待できることから、隔離弁の隔離信号故障による機能喪失は十分小さいと考えられる。よって、主蒸気管破断の隔離失敗確率は隔離弁の「閉失敗」の機械故障率（ $3.2E-4$ / 要求時）のみを考慮する。なお、隔離弁は 2 個あるが、「閉失

敗」の共通要因故障は考慮していない。これは、各々の隔離弁が格納容器内外の異なる環境に設置されているためである。

(2) 主蒸気管破断が発生したときの起回事象の分類の考え方

主蒸気管破断は発生箇所（図 1）及び隔離の成否に着目すると以下の 3 つに分けることができる。

- ① 隔離に成功した場合
- ② 隔離に失敗した場合（格納容器外の破断）
- ③ 隔離に失敗した場合（格納容器内の破断）

各々についての起回事象の分類の考え方を以下に示す。

① 隔離に成功した場合

図 1 の a, b, c のいずれかで破断が発生して隔離に成功した場合は主蒸気管からの漏えいが停止するため、起回事象としては隔離事象に整理され、期待する緩和機能についても今回の P R A の隔離事象と同等である。また、発生頻度は(1)のとおり $1E-5$ /炉年であり、今回の P R A で用いている隔離事象の発生頻度 ($2.7E-2$ /炉年) に比べて十分小さいことから評価対象外とする。

② 隔離に失敗した場合（格納容器外の破断）

図 1 の a, b のいずれかで破断が発生して隔離に失敗した場合は、格納容器外に主蒸気が放出されるため、起回事象としては格納容器バイパスに整理される。図 1 の b で破断が発生し隔離に失敗する頻度は、(1) の検討を元に評価すると $3.2E-9$ /炉年であり、発生頻度が極めて小さい値となる。また、図 1 の a で破断が発生した場合は外側隔離弁の閉止にも期待できるため、 $1.0E-12$ /炉年となる。いずれの場合も発生頻度が

極めて小さいことから評価対象外とする。

③隔離に失敗した場合（格納容器内の破断）

図1のcで破断が発生して隔離に失敗した場合、又は図1のdで破断が発生した場合は、格納容器内に主蒸気が放出される。また、主蒸気配管の口径（650A）は、今回のPRAにおける大破断LOCAで考慮している口径（125Aよりも大きな破断）に含まれており、期待する緩和機能についても今回のPRAの大破断LOCAと同等であるため、この場合は今回のPRAにおける大破断LOCAの評価に含まれていることとなる。

以上より、主蒸気管破断がいずれの箇所で発生した場合も、今回のPRAからは発生頻度の観点で評価対象外、又は大破断LOCAに含まれる結果となった。

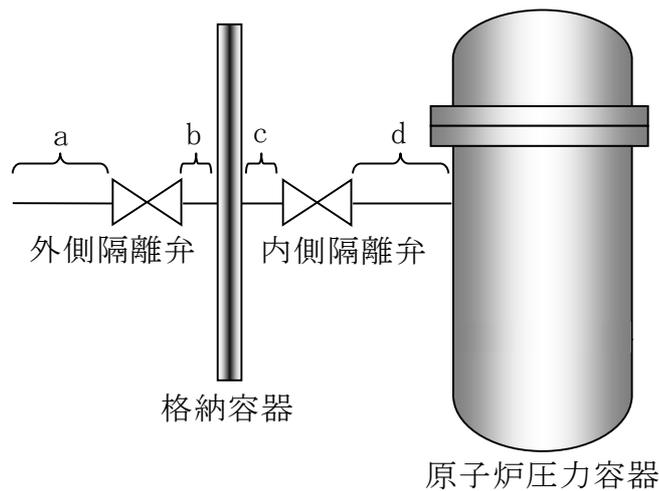


図1 破断箇所の場合分けのイメージ

手動による原子炉停止事象のモデル化について

1. はじめに

本PRAでは、外乱事象そのものではない「手動による原子炉停止事象」を起因事象として取り扱っている。この事象の取扱いについて以下に説明する。

2. 手動による原子炉停止事象の定義と考慮すべき期間

手動による原子炉停止事象の定義は以下のとおりである。

- ・通常停止：定期検査のための計画停止及び緩和設備に影響しない軽微な事象発生による計画外の停止
- ・計画外停止：緩和設備に影響する事象発生による計画外の停止
- ・サポート系故障（手動停止）：緩和設備のサポート系に影響する事象発生による計画外の停止

出力運転時PRAの対象範囲において、これらの事象を考慮すべき期間は図1のとおり、期間AとBに区分される。

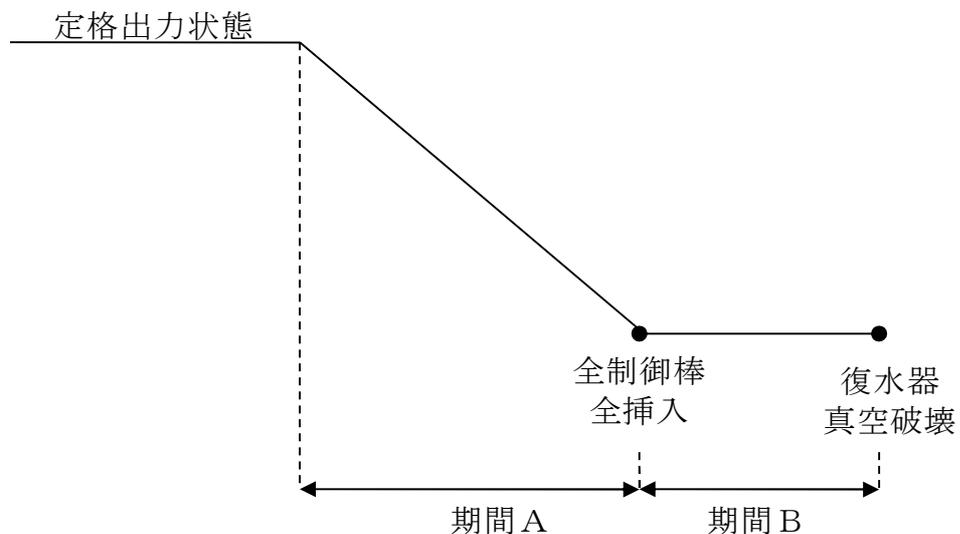


図1 手動による原子炉停止事象を考慮すべき期間

(1) 期間A（出力降下開始～全制御棒全挿入）

この期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象（自動スクラム事象）は、以下の理由により自動スクラムとなる過渡事象として取り扱う。

- ・この期間に発生する自動スクラム事象は、過渡事象等の発生頻度の算出に含めている（表1）こと（実績による発生頻度の算出は、出力運転状態を対象）
- ・出力が低下していることにより、外乱の影響の程度は、定格出力運転状態より緩和されること（定格出力運転状態を仮定した緩和設備の成功基準より緩和される）
- ・過渡事象等のモデルにおいて、緩和設備及びそのサポート系の待機除外確率が考慮されていること（非常用電源系の待機除外確率はモデル化されていないが、非常用電源系の許容待機除外時間は保安規定により短時間に制限されていること、その待機除外確率が小さいことから、過渡事象等との重畳は考慮していない。）

(2) 期間B（全制御棒全挿入～復水器真空破壊）

この期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象は、自動スクラムとなる過渡事象等の発生頻度の算出に含まれない。したがって、この期間に発生する緩和設備の作動を必要とする外乱事象を、原則、評価対象事象とする必要があり、以下のとおり取り扱う。

- ・外乱事象としては、給復水系の機器故障に起因した給復水系機能喪失を考慮する。
- ・起因事象として手動による原子炉停止事象を考慮し、その発生頻度として年当たりの停止回数を与える。
- ・給復水系機能喪失はイベントツリーのヘディングとしてモデル化し、

上記の起回事象の発生頻度と給復水系の機能喪失確率をもって、外乱事象の発生頻度を表現する。

- ・ここで、計画外停止及びサポート系故障（手動停止）については、緩和設備との依存性があるため、従属性を有する起回事象として選定しているが、通常停止については、緩和設備との依存性がないことを考慮し、起回事象から除外する。

以上のとおり、手動による原子炉停止事象は外乱事象そのものではないが、緩和設備との依存性を有する計画外停止／サポート系故障（手動停止）について、炉心損傷頻度に有意な影響を与える可能性を考慮して起回事象として選定し、全制御棒全挿入から復水器真空破壊までの期間で発生する外乱事象をモデル化している。

3. 通常停止を起回事象として選定した場合の炉心損傷頻度への影響

上記 2. のとおり、通常停止は外乱事象そのものではなく、期間 A（出力降下開始から全制御棒全挿入まで）に緩和設備の作動が必要とする外乱事象（自動スクラム事象）が発生した場合は過渡事象として取り扱われる。

このため、期間 B（全制御棒全挿入～復水器真空破壊）を対象に、給復水系の機能喪失確率を考慮して感度解析を実施し、通常停止を起回事象として選定した場合の炉心損傷頻度への影響を確認した。

その結果、全炉心損傷頻度は $6.3\text{E-}5$ / 炉年となり、ベースケースの $6.1\text{E-}5$ / 炉年に対して同程度となることを確認した。感度解析結果を表 2 及び表 3 に示す。

表1 出力降下中のスクラム事象

プラント名	発生日時	スクラムの理由	起因事象の分類
東京電力 福島第一原子力 発電所2号機	1984年10月21日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等
東京電力 福島第二原子力 発電所1号機	1985年11月21日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等
東京電力 柏崎刈羽原子力 発電所1号機	1992年2月28日	タービンバイパス弁急閉後の給 水ポンプトリップによる 原子炉水位低スクラム	非隔離事象
東北電力 女川原子力 発電所1号機	1998年6月11日	中間領域モニタ高高による 原子炉スクラム	原子炉緊急停止系 誤動作等

表2 通常停止を考慮した場合の炉心損傷頻度評価結果

解析ケース	通常停止の起因事象 発生頻度（/炉年）	通常停止の炉心損傷 頻度（/炉年）	全炉心損傷頻度 （/炉年）
ベースケース	—	—	6.1E-5
感度解析	1.6 ^{*1}	2.3E-6	6.3E-5

※1：通常停止の発生件数（786件）を国内BWR全32基の総運転炉年（488.1年）で除して算出。

表 3 通常停止を考慮した場合の事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (／炉年)	
		ベースケース	感度解析
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	3.5E-09	3.5E-09
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	2.0E-08	2.1E-08
全交流動力電源喪失	長期T B	7.7E-08	7.7E-08
	T B U	2.1E-08	2.1E-08
	T B P	5.3E-10	5.3E-10
	T B D	6.0E-12	6.0E-12
崩壊熱除去機能喪失	T W	5.6E-05	5.8E-05
	T B W	4.8E-06	4.8E-06
原子炉停止機能喪失	T C	2.5E-08	2.5E-08
L O C A時注水機能喪失	A E	1.4E-12	1.4E-12
	S 1 E	2.0E-11	2.0E-11
	S 2 E	1.6E-13	1.6E-13
格納容器バイパス (インターフェイスシステムL O C A)	I S L O C A	4.8E-10	4.8E-10
合計		6.1E-05	6.3E-05

起因事象の発生頻度評価に用いるデータベースの適用性について

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

- ・ 原子力施設運転管理年報（独立行政法人 原子力安全基盤機構）
- ・ N U C I A で公開されているトラブル情報
- ・ 電気事業者によるプレスリリース

平成20年度末までの起因事象発生頻度データは上記の枠組みによるデータベースの更新が完了している。一方、現在は平成21年度から平成23年度末までの実績を反映したデータベースの更新を実施中である。

以上の状況を踏まえ、本 P R A 評価時において利用可能な最新データとして、平成20年度末までの原子力プラントの運転状況を反映した起因事象発生頻度のデータを使用した。

外部電源喪失の発生頻度について

本評価においては、「外部電源喪失」を含む過渡事象及び従属性を有する起因事象の発生頻度は、国内 BWR の運転実績に基づいて設定しており、運転実績には、利用可能なデータである平成 20 年度（平成 21 年 3 月）までのデータを用い、発生した事象を各起因事象に分類し、その件数を運転炉年で除して起因事象発生頻度を算出している。

なお、外部電源喪失の発生頻度について、BWR、PWR、BWR 及び PWR の各ケースで計算した結果を表 1 に示すが、ほぼ同等の値となっている。

表 1 出力運転時 P R A 「外部電源喪失」の発生頻度

計算ケース	B W R	P W R ※	B W R + P W R
発生件数	3	3	6
暦年	706.1 炉年	621 炉年	1327.1 炉年
発生頻度 (／炉年)	4.2E-3	4.8E-3	4.5E-3

※平成 25 年 10 月 11 日「川内原子力発電所 1 号炉及び 2 号炉 P R A について」参照

東海第二発電所の P R A における、外部電源喪失を起因とした場合の炉心損傷頻度 (C D F) は $1.5E-6$ ／炉年であるため、BWR と PWR の運転実績を合計した場合、C D F は、 $1.5E-6 \times (4.5E-3 / 4.2E-3) = 1.6E-6$ ／炉年となり、C D F の増加分は $1E-7$ ／炉年となる。

BWRとPWRの運転実績に基づく外部電源喪失の発生頻度を用いる場合、外部電源喪失を起因とする事故シーケンスのCDFが一様に1割程度増加するものの、起因事象別のCDFにおける外部電源喪失の寄与割合は全体（全CDF： $6.1E-5$ ／炉年）の2.5%であることから、全体の結果に与える影響は極めて小さい。

LOCAの起因事象発生頻度について

(1) 事象の分類定義

LOCAでは、原子炉冷却材圧力バウンダリからの冷却材の流出規模によりプラント応答や成功基準が異なるため、流出規模に応じて事象分類を定義する。NUREG-1150の定義と同様に「漏えい」、「小破断LOCA」、「中破断LOCA」、「大破断LOCA」及び「設計基準事故（DBA）超過LOCA」に事象を分類した。各事象の分類定義や等価破断径、流出流量を表1に示す。

「漏えい」については常用系のポンプによる冷却材の補給可能範囲であり、事象が発生しても重大な原子炉への外乱に発展する可能性は小さいことから、起因事象から除外した。

「DBA超過LOCA」については、NUREG-1829によると、原子炉圧力容器破損の発生頻度は $1E-8$ /炉年以下となっており、他の起因事象に比べて十分に低い発生頻度となっている。そのため、本評価では起因事象から除外した。

表1 LOCA関連事象の分類定義

事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量 (運転圧)
漏えい	常用系（CRDポンプ等） で補給可能な範囲		
小破断 LOCA	R C I Cで注水可能な範囲		
中破断 LOCA	小破断LOCAと大破断 LOCAの中間範囲		
大破断 LOCA	事象発生により原子炉が 減圧状態になる範囲		
DBA超過 LOCA	設計基準事象でのLOC Aを超える範囲		

(2) 発生頻度の設定

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

a. NUREG/CR-5750

Rates of Initiating Events at U.S. Nuclear Power Plants

:1987-1995/February 1999

- ・米国原子力発電所の起因事象発生頻度を評価したもの
- ・LOCA関係は1969年から1997年の実績で検討
- ・LOCAの発生経験はないため、配管の貫通クラックの発生経験から破断に進展する確率を乗じて評価、小破断LOCAを除きエラーファクタ（EF）は10を設定
- ・LOCAの分類定義はNUREG-1150と同様の大、中、小3

段階

- ・経年変化 (Trend) は一定とし、プラント間の相違もないとの位置づけ
- ・配管以外の寄与については評価対象外

b. NUREG-1829 (Draft Report for Comment)

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

- ・リスク情報活用規制の一環としての設計基準LOCA見直しのため、NRCがLOCA発生頻度を評価したもの
- ・専門家パネル (Expert Elicitation) により不確定性を含めた検討を実施
- ・配管からの寄与のほか、非配管からの寄与として、原子炉压力容器や蒸気発生器などの機器も考慮
- ・LOCA時の流出流量 (等価破断径) により6段階に分類
- ・25年運転想定での発生頻度と40年運転想定での発生頻度の評価を実施し、BWRでは両者にほとんど差はない結果
- ・原子炉压力容器については、確率論的破壊力学 (PFM) による評価も参照しつつ、破損頻度を検討
- ・NUREG/CR-5750との比較結果あり、中破断LOCA部分を除き概ね一致

以上の両文献より、プラント間や経年変化での差異は小さいと考えられることから、これらのデータはプラントによらず使用できると考えられる。なお、不確かさが比較的大きいデータであることから、基本的に有効数字1桁として扱う。以下の算出方法に従い、LOCAの発生頻度を検討したものを

表 2 に示す。

- ・NUREG/CR-5750 及び NUREG-1829 の両文献データ (超過頻度, 暦年ベース) を使用



以上より, LOCA 事象分類と発生頻度を検討した結果を図 1 にまとめる。

表 2 L O C A発生頻度の検討

--

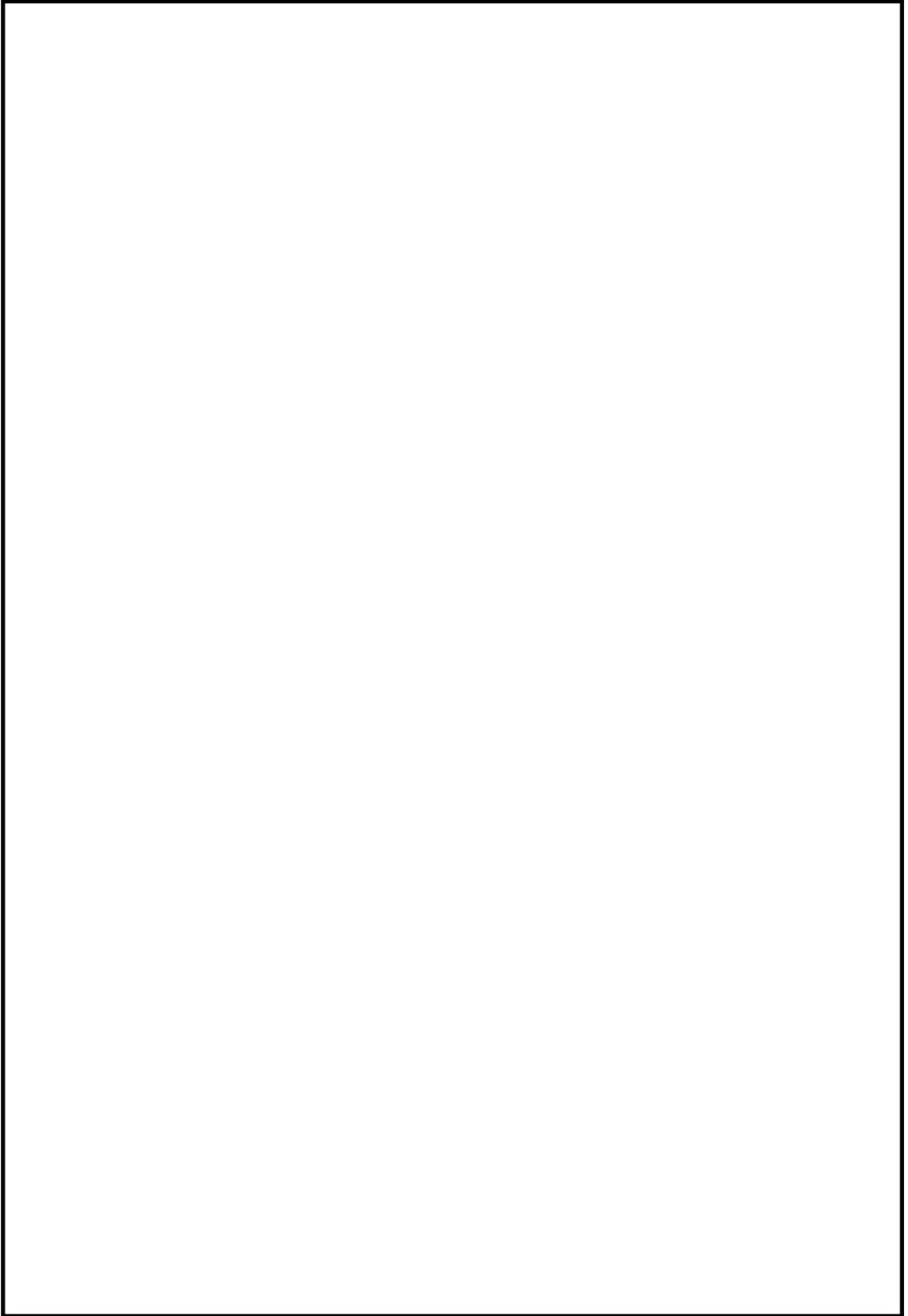


図1 LOCA事象分類と発生頻度検討のまとめ

E C C S 配管破断を考慮した L O C A の炉心損傷頻度評価について

本 P R A で評価している L O C A は、具体的な破断箇所は設定していない。また、L O C A の発生頻度は、海外の文献を参考に、大破断 L O C A、中破断 L O C A、小破断 L O C A それぞれに相当する大きさの破断の発生頻度を設定している。

これに対して、本評価では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管のうち、E C C S 等の配管が破断して L O C A が発生することを想定し、当該系統が緩和設備として期待できない場合の炉心損傷頻度を評価した。その結果、本評価の炉心損傷頻度は、ベースケースにおける L O C A の炉心損傷頻度と比較して同程度であることを確認した。

(1) E C C S 及びその他の系統での L O C A 発生頻度の算出

本 P R A において期待している緩和設備のうち、高圧炉心スプレイ系 (H P C S)、原子炉隔離時冷却系 (R C I C)、低圧炉心スプレイ系 (L P C S) 及び低圧注水系 (L P C I - A / B / C) を対象に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の溶接線で L O C A が発生すると仮定した。また、本 P R A では、破断口径が 125A 以上を大破断 L O C A、25A 以上 125A 未満を中破断 L O C A、25A 未満を小破断 L O C A としているが、本評価では、配管口径が 100A 以上を大破断 L O C A、100A 未満を中破断 L O C A とし、R C I C は緩和設備として期待しないものとした。

系統別の L O C A の発生頻度は、下記の①式に基づき算出した。各系統の配管口径別の溶接線数と配管破断の頻度の算出結果を表

1 に示す。

$$\begin{aligned} & \text{着目する系統の配管破断発生頻度} \\ &= \frac{\text{着目する系統の溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{L O C A 発生頻度} \end{aligned}$$

・・・①式

(2) L O C A 発生時の炉心損傷頻度

E C C S 等の配管破断を想定した場合の L O C A の炉心損傷頻度は下記の②式で算出した。算出に用いた値と算出結果を表 2 に示す。

$$\begin{aligned} & \text{L O C A 時の炉心損傷頻度} \\ &= \sum_i \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{での} \\ \text{L O C A 発生頻度} \end{array} \right) \times \left(\begin{array}{l} \text{系統}i\text{に期待できない場合の条件付} \\ \text{炉心損傷確率} \end{array} \right) \end{aligned}$$

・・・②式

本評価とベースケースにおける L O C A の炉心損傷頻度の評価結果の比較を表 3 に示す。評価結果の比較から、ベースケースでの L O C A の炉心損傷頻度に大きな相違がないことを確認した。

表 1 各系統の配管口径別の溶接線数と系統当たりの L O C A 発生頻度

	溶接線数 ^{※1}		配管破断発生頻度 (／炉年)	
	100A 以上	100A 未満	大破断 L O C A	中破断 L O C A
R C I C	33	0	9.5E-07	0
H P C S	19	0	5.4E-07	0
L P C S	19	0	5.4E-07	0
R H R - A	21	0	6.0E-07	0
R H R - B	21	0	6.0E-07	0
R H R - C	21	0	6.0E-07	0
その他の原子炉冷却 材圧力バウンダリ	564	89	1.6E-05	2.0E-04
合計	698	89	2.0E-05	2.0E-04

※1：溶接線数は、クラス1機器の検査カテゴリ B - F 及び B - J から抽出

表 2 各系統での L O C A 発生時の条件付炉心損傷確率と炉心損傷頻度

	条件付炉心損傷確率		炉心損傷頻度 (／炉年)	
	大破断 L O C A	中破断 L O C A	大破断 L O C A	中破断 L O C A
R C I C	1.5E-04	1.5E-04	1.4E-10	0
H P C S	1.5E-04	1.6E-04	8.1E-11	0
L P C S	1.5E-04	1.5E-04	8.0E-11	0
R H R - A	2.3E-03	2.3E-03	1.4E-09	0
R H R - B	2.3E-03	2.3E-03	1.4E-09	0
R H R - C	1.5E-04	1.5E-04	8.9E-11	0
その他の原子炉冷却 材圧力バウンダリ	1.5E-04	1.5E-04	2.4E-09	3.0E-08
合計			5.5E-09	3.0E-08

表 3 本評価結果と本 P R A 評価結果の比較

起 因 事 象	事 故 シ ー ケ ンス	本 評 価 (/ 炉 年)	ベ ー ス ケ ー ス (/ 炉 年)
大 破 断 L O C A	原 子 炉 停 止 機 能 喪 失	2. 2E-12	2. 2E-12
	L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	1. 5E-11	1. 4E-12
	崩 壊 熱 除 去 機 能 喪 失	5. 5E-09	3. 0E-09
	合 計	5. 5E-09	3. 0E-09
中 破 断 L O C A	原 子 炉 停 止 機 能 喪 失	2. 2E-11	2. 2E-11
	L O C A 時 注 水 機 能 喪 失	2. 0E-11	2. 0E-11
	崩 壊 熱 除 去 機 能 喪 失	3. 0E-08	3. 0E-08
	合 計	3. 0E-08	3. 0E-08

インターフェイスシステム L O C A の起因事象発生頻度について

(1) はじめに

インターフェイスシステム L O C A (以下「I S L O C A」という。)の発生頻度は、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した。システム信頼性解析の実施に当たっては、I S L O C A の発生の可能性のある系統及びシナリオを選定するとともに、機器故障率、人的過誤確率及び配管破損確率を用いて定量化した。

(2) 評価対象系統及び発生シナリオの選定

I S L O C A の評価対象は、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統のうち、以下の条件を基に選定した。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を図 1 に、選定結果を表 1 に示す。

①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることで I S L O C A 発生の可能性のある系統

②出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が 2 弁以下の系統*

※ 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分する隔離弁は直列に 2 弁以上設置されている。このため、最小で直列 2 弁の誤開、内部リーク等が発生した場合は I S L O C A が発生する可能性があるが、1 弁当たりの誤開、内部リーク等の発生確率は $1E-4$ 未満であることを考慮すると、閉状態の弁が直列 3 弁以上の場合には、I

S L O C Aにより系統の過圧が発生する頻度は、直列 2 弁の場合に比べて 4 桁以上低くなり、無視し得る程度となる。ただし、P R Aでは、I S L O C Aの発生シナリオ及びその発生頻度を幅広く確認する観点から、直列 3 弁の閉状態の弁を有する高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系を含めて I S L O C Aの発生頻度を評価対象としている。

以上を踏まえて選定した系統及びシナリオを表 2 に示す。

(3) 発生頻度の評価

a. モデル化の仮定

本評価における主な仮定を以下に示す。

- I S L O C A発生後の隔離操作には期待しない。
- I S L O C Aの発生箇所は配管（熱交換器含む）とする。
- ドレン・ベントラインは、配管径が小さいため除外する。

b. 評価に用いたパラメータ

(a) 機器故障率

電動弁の誤開及び内部リークなどの機器故障率には、国内故障率データ（「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）を使用した。

(b) 人的過誤確率

人的過誤は、弁の誤操作及び試験後の通常状態復旧失敗をモデル化しており、弁の誤操作は、N U R E G / C R - 5 9 2 8と同様に $1.0E-3/d$ を使用し、試験後の通常状態復旧失敗は N U R E G / C R - 1 2 7 8（T H E R P手法）を基に $2.0E-3/d$ と評価した。

(c) 配管破損確率

配管破損確率は、NUREG/CR-5928が参照しているNUREG/CR-5862に基づく破損確率算出方法を用い、配管の口径や肉厚などを考慮し、各評価対象配管に対し表3のとおり設定した。また、熱交換器の破損確率は、NUREG/CR-5928より表4のとおり設定した。

c. 評価結果

フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析により評価した結果、ISLOCAの発生頻度は $4.8E-10$ /炉年（エラーファクタ：19.6）となった。ISLOCAのカットセット（上位20位）を表5に示す。

ISLOCAの発生頻度が最も高いと評価された系統はRHRであり、テストブル逆止弁の定期試験時に電動弁の定期試験終了後の通常状態への復旧失敗及びテストブル逆止弁の閉失敗によりRHRポンプの吐出圧で設計された配管が破損する場合となった。

(4) ISLOCA発生頻度の評価結果における海外との差について

上記(3)のとおり、本プラントにおけるISLOCA発生頻度は $4.8E-10$ /炉年と評価した。一方、NUREG/CR-5124に記載されている海外プラントにおけるISLOCA発生頻度は、本プラントと比較して $1E+3$ ~ $1E+4$ 倍程度高い（表6）。これについて、海外プラントとの評価方法の違いを以下に整理する。

a. 比較方法

海外プラントは、いずれもBWRプラントであり評価結果はそれぞれ異なるが、本プラントと同じ型式（BWR-5 Mar

k - II) の Nine Mile Point-2 (以下「NMP 2」という。) を比較対象に選定した。

b. 比較結果

NMP 2 及び本プラントにおける系統別の ISLOCA 発生頻度の評価結果を表 7 に示す。表 7 から、NMP 2 と本プラントとの差は、NMP 2 が発生頻度の高い Steam Condensing の ISLOCA 発生を考慮しているためである (本プラントは Steam Condensing を撤去済み)。

一方、NMP 2 の評価において評価対象としており、本プラントのドミナントとなる LPCI の ISLOCA に対する評価内容の比較について、表 8 のとおり行った。表 8 の結果は以下のとおりである。

- ・ 本プラントは人的過誤として定期試験時の電動弁の通常状態復旧失敗、機器故障として定期試験時の逆止弁の閉失敗を想定し、これらの同時発生により ISLOCA が起こる事象がドミナントシナリオとなる。
- ・ NMP 2 は運転時に LPCI の定期試験を行わないため、複数の機器故障の同時発生のみを想定しており、ドミナントシナリオとなる。

上記のとおり、ISLOCA のドミナントシナリオの想定は異なるが、発生頻度の評価に用いている機器故障率の違いにより、NMP 2 は本プラントの 発生頻度となっていることを確認した。

表 1 I S L O C A の評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている配管	選定結果	備考
給水系	給水系注入配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A 評価の対象外
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ注入配管	評価対象	直列 3 弁の閉状態の弁を有するが、I S L O C A の発生シナリオ及びその発生頻度を幅広く確認する観点から、発生頻度の評価対象とする
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	評価対象	
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A 評価の対象外
低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	-
残留熱除去系 (A, B, C)	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	-
残留熱除去系 (A, B)	残留熱除去系停止時冷却系吸込配管	評価対象	-
	残留熱除去系停止時冷却系原子炉圧力容器戻り配管	評価対象	-
残留熱除去系 (A)	残留熱除去系原子炉圧力容器頂部スプレイ配管	対象外	閉状態の弁が直列に 4 弁設置されており I S L O C A の発生頻度が十分低いいため対象外
制御棒駆動水圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A 評価の対象外
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外	
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外	閉状態の弁が直列に 4 弁設置されており I S L O C A の発生頻度が十分低いいため対象外
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生する I S L O C A 評価の対象外
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外	
原子炉圧力容器計装系	原子炉圧力容器計装系配管	対象外	
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外	

表 2 I S L O C A の発生を想定する系統及びシナリオの一覧表

系統	ケース	発生シナリオ
高圧炉心ス プレイ系 (図 2)	—	電動弁 F004, 逆止弁 F005, F024 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
原子炉隔離 時冷却系 (図 3)	—	電動弁 F013, 逆止弁 F065, F066 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
低圧炉心ス プレイ系 (図 4)	①	電動弁 F005, 逆止弁 F006 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F005, 逆止弁 F003, F006 の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
残留熱除去 系 (A, B) (図 5)	①	電動弁 F042A/B, 逆止弁 F041A/B の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管又は熱交換器が破損
	②	電動弁 F042A/B, 逆止弁 F031A/B, F041A/B の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損
	③	電動弁 F008, F009 の故障の組合せによって同時に開状態となり, 低圧設計配管が破損
残留熱除去 系 (C) (図 6)	①	電動弁 F042C, 逆止弁 F041C の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吐出圧設計配管が破損
	②	電動弁 F042C, 逆止弁 F031C, F0041C の故障, 誤動作及び定期試験の組合せによって同時に開状態となり, ポンプ吸込部の低圧設計配管が破損

表 3 各系統の配管破損確率

対象	配管破損確率 (/ d)
R H R - A / B 吐出圧配管	
R H R - C 吐出圧配管	
L P C S 吐出圧配管	
H P C S 低圧配管	
L P C S 低圧配管	
R H R 低圧配管	
R C I C 低圧配管	

表 4 熱交換器破損確率

対象	破損確率 (/ d)
R H R 熱交換器	

表5 東海第二発電所のISLOCAカットセット（上位20位）

順位	系統	起因となる故障	故障の組み合わせ①	故障組み合わせ②	破損箇所	発生頻度（/炉年）
1	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	吐出圧設計配管	
1	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	吐出圧設計配管	
3	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041C閉失敗	吐出圧設計配管	
4	RHR(SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管	
4	RHR(SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管	
6	RHR(SDC)	電動弁F008内部リーク	電動弁F009誤開		低圧設計配管	
6	RHR(SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009内部リーク		低圧設計配管	
6	RHR(SDC)	電動弁F009内部リーク	電動弁F008誤開		低圧設計配管	
6	RHR(SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008内部リーク		低圧設計配管	
10	HPCS	電動弁F004定期試験	逆止弁F005内部リーク	逆止弁F024内部リーク	低圧設計配管	
11	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管	
11	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管	
13	RHR(SDC)	電動弁F008誤開	電動弁F009誤開		低圧設計配管	
13	RHR(SDC)	電動弁F009誤開	電動弁F008誤開		低圧設計配管	
15	RHR-A	逆止弁F041A定期試験	電動弁F042A定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041A閉失敗	熱交換器	
15	RHR-B	逆止弁F041B定期試験	電動弁F042B定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁F041B閉失敗	熱交換器	
17	RHR-C	逆止弁F041C定期試験	電動弁F042C定期試験時の通常状態への復旧失敗	逆止弁スイッチ開失敗	吐出圧設計配管	
18	RHR-A	電動弁F042A内部リーク	逆止弁F041A内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-B	電動弁F042B内部リーク	逆止弁F041B内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-A	逆止弁F041A内部リーク	電動弁F042A内部リーク		吐出圧設計配管	
18	RHR-B	逆止弁F041B内部リーク	電動弁F042B内部リーク		吐出圧設計配管	

添付3.1.1.2-8-8

表 6 海外プラント及び東海第二発電所における
I S L O C A発生頻度の評価結果

海外 プラント	I S L O C A 発生頻度 (/炉年)	東海第二発電所 との比較 ^{※1, 2}	I S L O C Aに よる炉心損傷頻 度 (/炉年)	東海第二発電所 との比較 ^{※1, 2}
Peach Bottom	4.8E-06	1.0E+04	1.0E-06	2.1E+03
Nine Mile Point-2	9.8E-06	2.0E+04	8.8E-06	1.8E+04
Quad Cities	1.1E-05	2.3E+04	9.3E-07	1.9E+03

※1 海外プラント/東海第二発電所

※2 東海第二発電所は I S L O C A発生=炉心損傷と定義している。海外プラントは
系統によっては I S L O C A発生後の隔離操作を考慮するため結果が異なる。

表 7 Nine Mile Point-2 及び東海第二発電所における
系統別の ISLOCA 発生頻度の評価結果

Nine Mile Point-2			
系統	配管過圧頻度 (/炉年)	配管破損確率 (/d)	ISLOCA 発生頻度 (/炉年)
HPCS	2.7E-07	2.7E-02	8.6E-14
RCIC	-	-	-
LPCS	3.7E-06	4.0E-03	2.9E-11
LPCI	1.3E-05	4.0E-03	8.8E-09
RHR (suction)	7.7E-07	1.6E-02	4.1E-09
Vessel Head Spray	4.4E-06	1.7E-03	9.3E-13
Feedwater	1.0E-03	1.0E-03	1.0E-06
Steam Condensing	8.9E-03	4.0E-03	8.8E-06
合計	-	-	9.8E-06
東海第二発電所			
合計	-	-	4.8E-10

表 8 Nine Mile Point-2 及び東海第二発電所における
L P C I の I S L O C A 発生頻度の評価内容

評価項目		Nine Mile Point-2	東海第二発電所
ドミナントシナリオ		<ul style="list-style-type: none"> ・ RHR - A / B のバウンダリ弁（電動弁及び逆止弁）の内部リーク又は破損が重なることにより、バウンダリ弁が同時に開状態となり、ポンプ吐出圧設計配管が破損 	<ul style="list-style-type: none"> ・ RHR - A / B のバウンダリ弁（逆止弁）の定期試験時に、バウンダリ弁（電動弁）の閉状態復旧失敗と、逆止弁の開失敗が重なることにより、バウンダリ弁が同時に開状態となり、ポンプ吐出圧設計配管が破損
モデル化の仮定		<ul style="list-style-type: none"> ・ I S L O C A 発生後の隔離操作に期待しない ・ I S L O C A の発生箇所は配管 ・ ドレンライン及びベントラインは配管径が小さいため除外 	<ul style="list-style-type: none"> ・ I S L O C A 発生後の隔離操作に期待しない ・ I S L O C A の発生箇所は配管 ・ ドレンライン及びベントラインは配管径が小さいため除外
パラメータ	機器故障確率	逆止弁内部リーク : ①7. 3E-04	逆止弁の開失敗 : ⑤2. 4E-05
		電動弁内部リーク : ②6. 0E-04	
		電動弁誤操作 : ③4. 0E-04	
人的過誤確率	— (L P C I での人的過誤は発生しないと、人的過誤確率は設定無し)	⑥2. 0E-03 (定期試験時の電動弁の閉状態への復旧失敗)	
	配管破損確率	④4. 0E-03 (L P C I - A / B / C)	⑦3. 1E-03 (L P C I - A / B) ⑧1. 2E-03 (L P C I - C)
評価結果		8. 8E-09 / 炉年 { ①× (②+③) ×④ } ×3	3. 6E-10 / 炉年 { ⑤×⑥×⑦ } ×2 + { ⑤×⑥×⑧ }

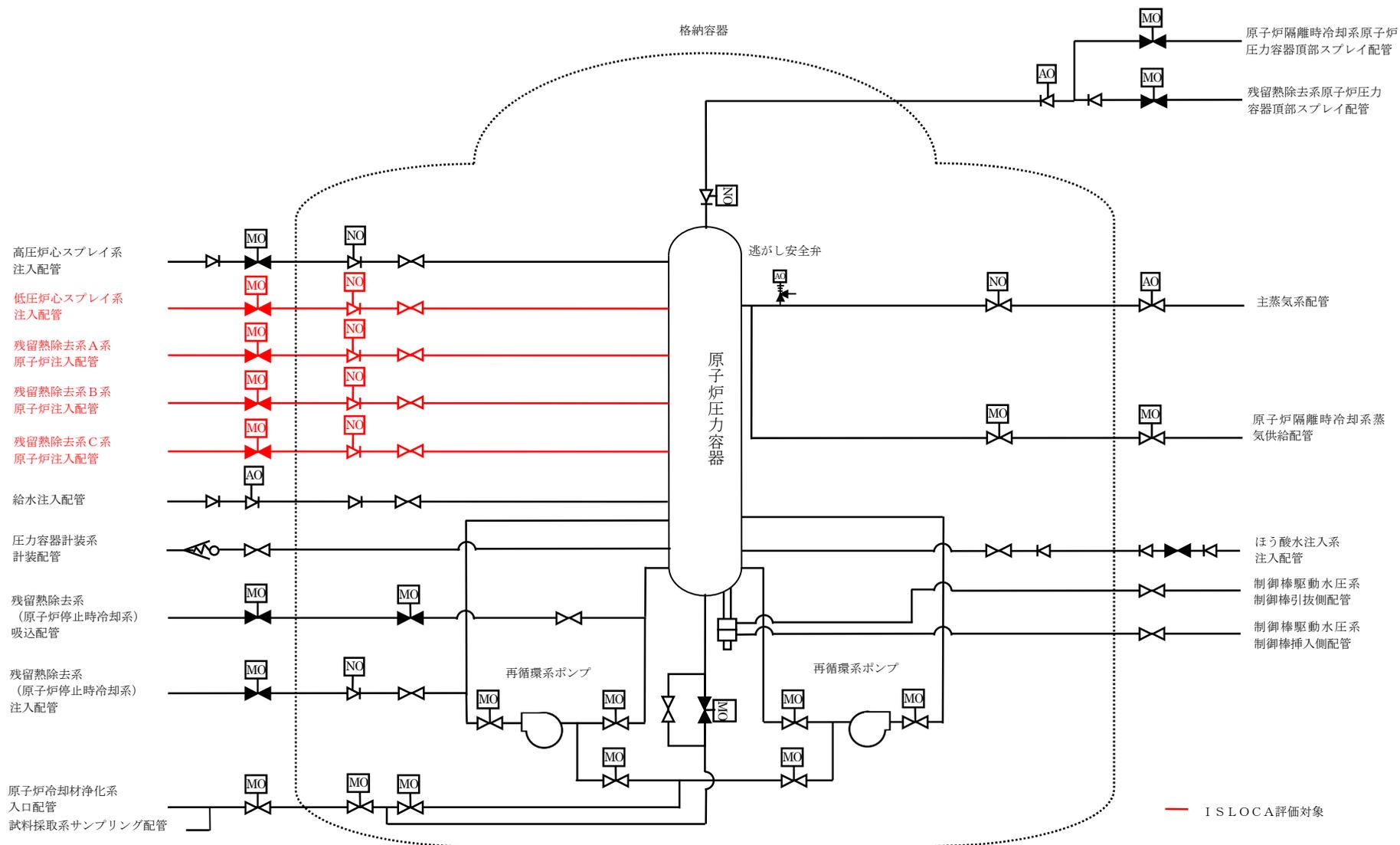


図1 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設されている配管

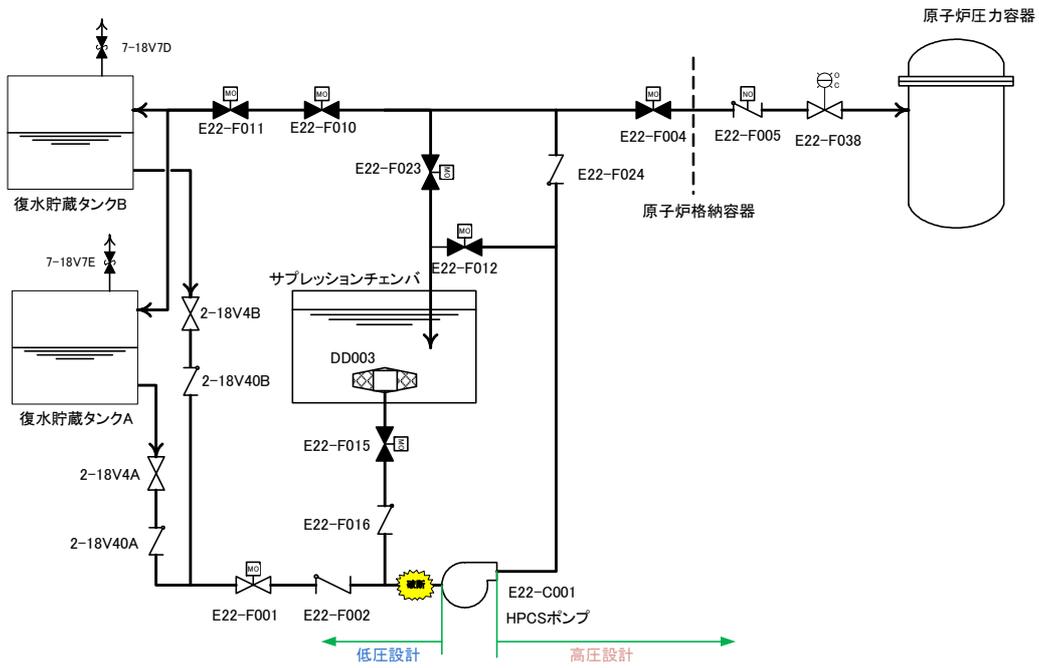


図2 HPCSのISLOCA発生箇所

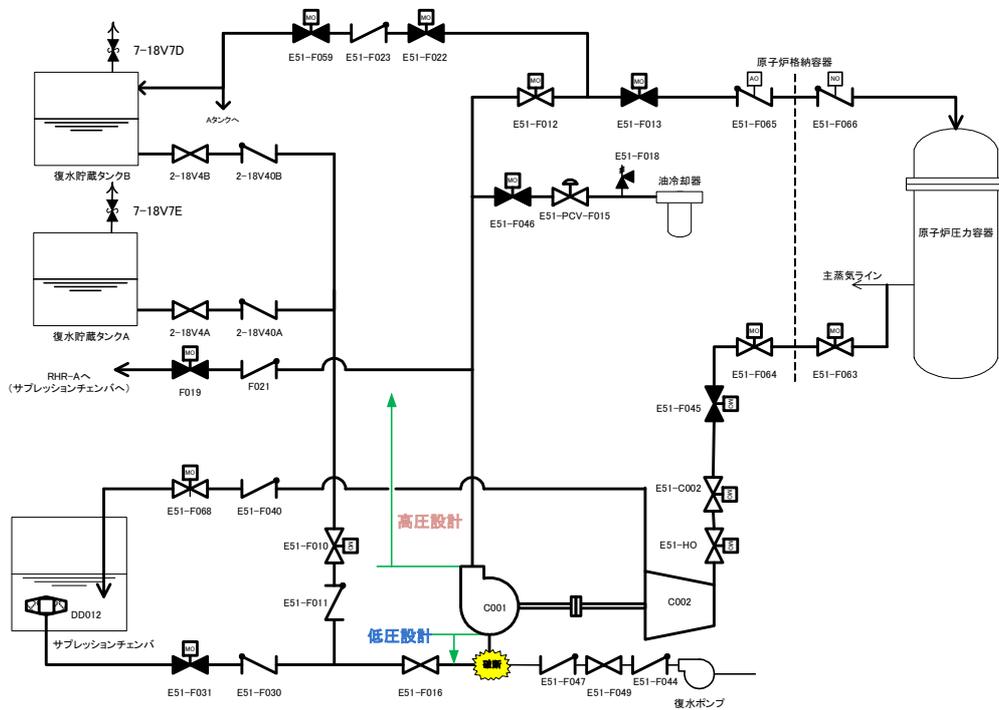


図3 RCICのISLOCA発生箇所

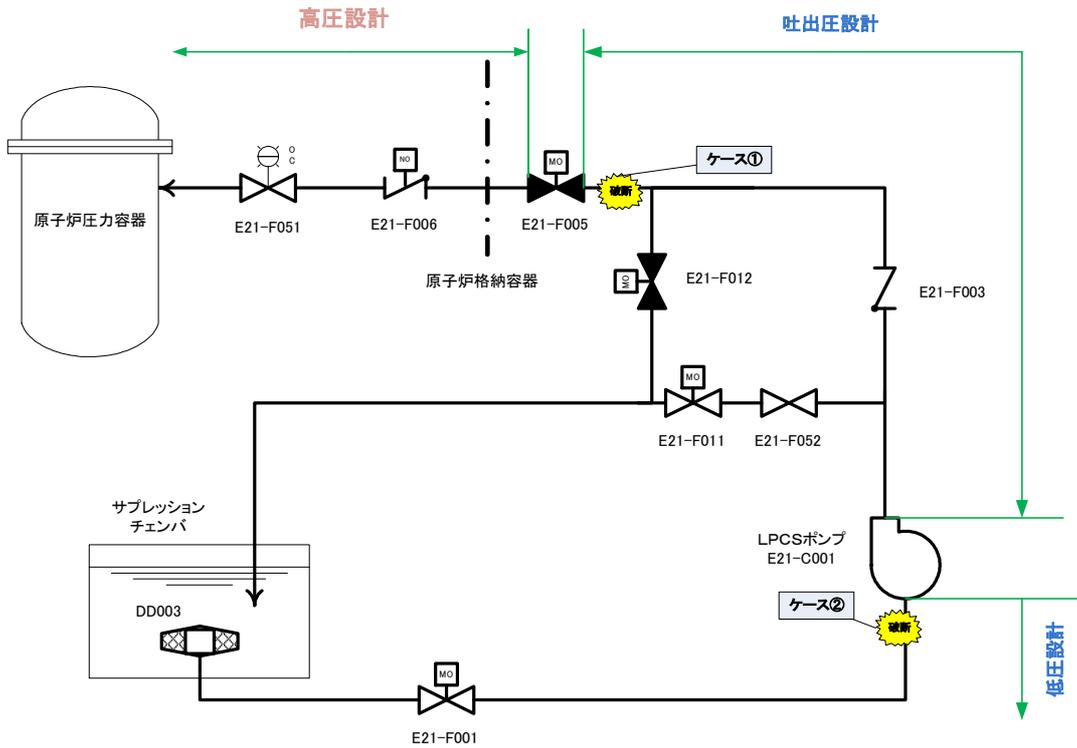


図4 LPCSのISLOCA発生箇所

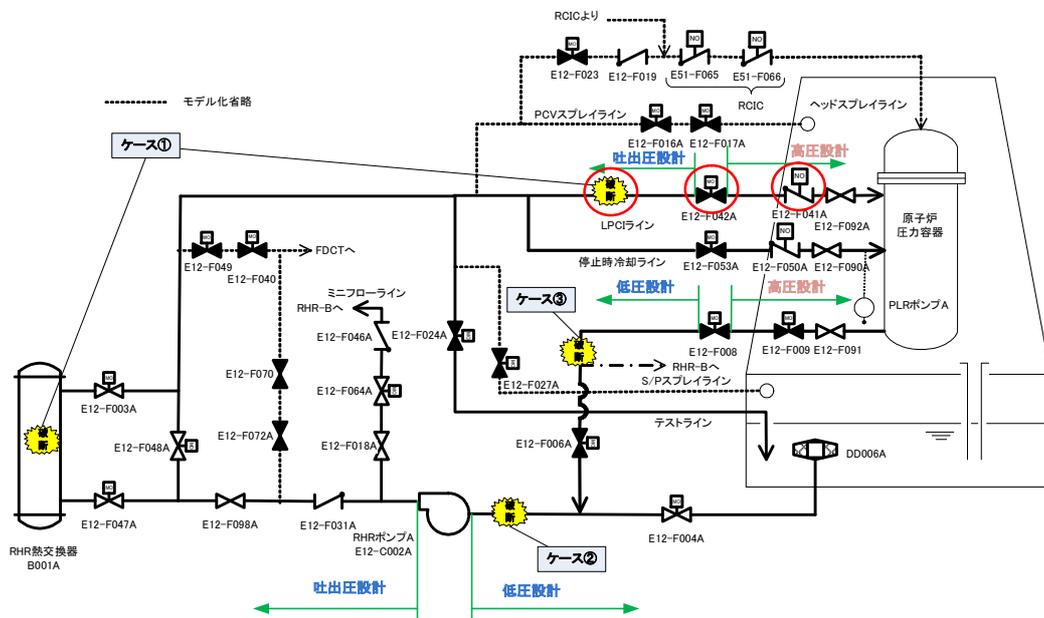


図5 RHR-A(B)のISLOCA発生箇所

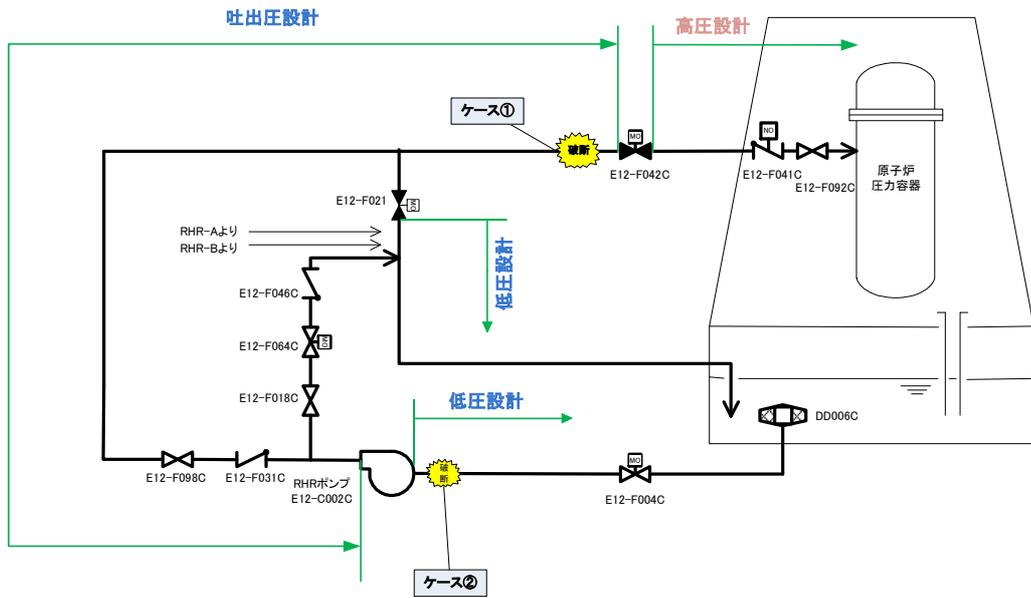


図6 RHR-CのISLOCA発生箇所

起因事象発生頻度のエラーファクタの設定について

エラーファクタ（E F）を設定するパラメータは、起因事象発生頻度、機器故障率、ヒューマンエラー発生頻度などがある。そのうち、LOCAとISLOCAを除いた起因事象の発生頻度については、先行PRAの知見を参考に一律でE F = 3と設定している。本PRAにおける起因事象発生頻度のE Fの設定の考え方を以下に示す。

(1) 先行PRAの知見

① WASH-1400

WASH-1400では、起因事象発生頻度のE Fの考え方については言及されていないが、機器故障率に対する不確かさの因子（上限値と下限値のバラツキの桁数）として10（E F = 3相当）又は100（E F = 10相当）、特に不確かさの大きいと考えられるものについては、1,000（E F = 30相当）を使用すると記載されている。

② NUREG/CR-4550

NUREG/CR-4550^[1]では、起因事象の種別や発生頻度の大きさに係らず、全ての起因事象についてE F = 3と設定されている（表1）。

(2) 感度解析の実施

上記のとおり、本PRAにおいては基本的にE F = 3と設定しているが、発生実績の無い起因事象については、不確かさが大きいことも考えられることから、E Fを変更した場合の感度解析を実施し、影響を確認した。

① 対象とした起因事象

発生実績が無く、発生件数を0.5件と仮定している以下の起因事象を対象とす

る。

- ・ 逃がし安全弁誤開放
- ・ 残留熱除去系海水系故障
- ・ 交流電源故障
- ・ タービン・サポート系故障
- ・ 直流電源故障

② 感度解析結果

E F = 10 とした場合の感度解析結果を表 2 に示す。E F を変更した起回事象について C D F 平均値に大きな変化はなく、結果として全 C D F の平均値について変化はない。また、全 C D F の E F についても大きな変化はない。

この結果は、今回の P R A では発生実績のある発生頻度が高い非隔離事象の寄与が支配的になっていることによるものである。

参考文献

- [1] Analysis of Core Damage Frequency From Internal Events: Methodology Guidelines (NUREG/CR-4550)

表1 NUREG/CR-4550 TableVIII. 1-1 抜粋

起回事象	起回事象 発生頻度(／年)	A S E P*の 平均値(／年)	E F
直流母線喪失による過渡事象	5E-4 to 6E-2	5E-3	3
交流母線喪失による過渡事象	9E-4 to 6E-2	5E-3	3
オフサイト電源喪失による過渡事象	0.1 to 0.3	0.1	3
電力変換系の喪失以外を起因とする 過渡事象	3.7 to 7.1	4.77(FW有) 0.56(FW無)	3
電力変換系の喪失を起因とする 過渡事象	1.8 to 5.2	1.56	3
極小LOCA	2E-2	3E-2	3
小破断LOCA	1.4E-3	3E-3	3
中破断LOCA	6.7E-4	3E-4	3
大破断LOCA	2.1E-3	1E-4	3
不注意による逃がし弁の開操作	0.21	1.4E-1	3

※A S E P : Accident Sequence Evaluation Program

表2 感度解析結果

起回事象	起回事象 発生頻度 (／年)	ベースケース				感度解析ケース					
		炉心損傷頻度 点推定値 (／年)	炉心損傷頻度 平均値 (／年)	寄与割合	E F	炉心損傷頻度 点推定値 (／年)	炉心損傷頻度 平均値 (／年)	寄与割合	E F		
過渡事象	非隔離事象	1.7E-01	2.5E-05	2.6E-05	40.4%	7.3	2.5E-05	2.6E-05	40.5%	7.3	
	隔離事象	2.7E-02	4.0E-06	4.3E-06	6.6%	7.4	4.0E-06	4.3E-06	6.7%	7.4	
	全給水喪失	1.0E-02	1.5E-06	1.7E-06	2.6%	7.3	1.5E-06	1.7E-06	2.7%	7.3	
	水位低下事象	2.7E-02	4.0E-06	4.6E-06	7.1%	7.4	4.0E-06	4.6E-06	7.1%	7.4	
	原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02	8.2E-06	9.5E-06	14.8%	7.3	8.2E-06	9.5E-06	14.9%	7.3	
逃がし安全弁誤開放	1.0E-03	1.5E-07	1.6E-07	0.2%	7.2	1.5E-07	1.5E-07	0.2%	17.6		
外部電源喪失	外部電源喪失	4.2E-03	1.5E-06	1.6E-06	2.5%	4.2	1.5E-06	1.6E-06	2.5%	4.2	
	計画外停止	4.3E-02	6.4E-06	7.1E-06	11.0%	7.5	6.4E-06	7.1E-06	11.1%	7.5	
手動停止／ サポート系喪失 (手動停止)	残留熱除去系海水系故障	区分Ⅰ	7.2E-04	1.6E-06	1.6E-06	2.5%	4.3	1.6E-06	1.5E-06	2.4%	11.1
		区分Ⅱ	7.2E-04	1.6E-06	1.6E-06	2.6%	4.4	1.6E-06	1.6E-06	2.5%	13.1
サポート系喪失 (自動停止)	交流電源故障	区分Ⅰ	1.5E-04	3.4E-07	3.4E-07	0.5%	4.4	3.4E-07	3.5E-07	0.5%	12.2
		区分Ⅱ	1.5E-04	3.4E-07	3.6E-07	0.6%	4.4	3.4E-07	4.1E-07	0.6%	12.7
サポート系喪失 (直流電源故障)	タービン・サポート系故障	区分Ⅰ	7.2E-04	1.1E-07	1.1E-07	0.2%	7.4	1.1E-07	1.0E-07	0.2%	17.1
		区分Ⅱ	2.8E-04	2.7E-06	2.6E-06	4.0%	3.6	2.7E-06	2.5E-06	3.8%	10.2
LOCA	直流電源故障	区分Ⅰ	2.8E-04	2.7E-06	2.7E-06	4.2%	3.8	2.7E-06	2.7E-06	4.2%	11.4
		区分Ⅱ	2.8E-04	2.7E-06	2.6E-06	4.0%	3.8	2.7E-06	2.7E-06	4.2%	11.4
		合計	2.8E-04	2.7E-06	2.6E-06	4.0%	3.8	2.7E-06	2.7E-06	4.2%	11.4
LOCA	大破断LOCA	2.0E-05	3.0E-09	2.4E-09	<0.1%	31.2	3.0E-09	2.4E-09	<0.1%	31.2	
	中破断LOCA	2.0E-04	3.0E-08	2.3E-08	<0.1%	28.8	3.0E-08	2.3E-08	<0.1%	28.8	
	小破断LOCA	3.0E-04	4.5E-08	4.4E-08	<0.1%	16.8	4.5E-08	4.4E-08	<0.1%	16.8	
インターフェイスシステム LOCA	インターフェイスシステム LOCA	8.3E-10	4.8E-10	8.3E-10	<0.1%	19.6	4.8E-10	8.3E-10	<0.1%	19.6	
	合計		6.1E-05	6.4E-05	100.0%	3.8	6.1E-05	6.4E-05	100.0%	4.2	

発生実績が無く、発生件数を0.5件と仮定している起回事象として、EFを10に変更したものの

成功基準解析及び事故進展解析について

(1) 成功基準解析及び事故進展解析の解析条件

成功基準解析の要件として、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」（以下「レベル 1 標準」という。）において、次のとおり記載されている。

6.1.4 熱水力解析・構造解析による成功基準の同定

起因事象のグループ化と事故シーケンスのモデル化との詳細さのバランスを考慮し、熱水力解析又は構造解析を用いて成功基準を同定する。成功基準の設定に用いる熱水力解析や構造解析では、対象とする事故シナリオを精度よく解析することが確証・検証されている解析コードによって、当該プラントの状態に対応したモデルや入力データを用いて実施する。熱水力解析又は構造解析は最確推定を原則とする。ただし、PSAの目的によっては保守的なモデルやデータを用いた解析を用いることもできる。原子炉設置許可申請書や同型プラントに関するPSAにおいて、当該プラントに適用することが可能な成功基準がある場合にはこれを用いてもよい。

本PRAでは、炉心冷却機能に係る成功基準は、SAFERコードを用いて実施した成功基準解析結果を踏まえて設定している。この成功基準解析条件と、原子炉設置変更許可申請書の添付書類十において同コードを用いて実施している原子炉冷却材喪失に関する解析条件との比較を表1に示す。

表1に示すとおり、成功基準解析では、プラント初期パラメータについては定格値又は定格値の105%、ECCS等の流量については安全解析使用値を用いており、レベル1標準の要件を満足している。

また、事故進展解析については、表 2 に示すとおり、最確値の解析条件により M A A P コードを用いて解析を行っており、レベル 1 標準の要件を満足している。

(2) 成功基準解析結果

L O C A 時の炉心冷却機能に係る成功基準解析結果を表 3～5 に示す。なお、小破断 L O C A を対象とした成功基準解析については、E C C S については中破断 L O C A の解析結果で包含できるため、原子炉隔離時冷却系に対してのみ実施している。

成功基準解析の結果、大破断 L O C A 及び中破断 L O C A については、E C C S が自動起動して炉心を冷却することにより、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃未満であり、かつ燃料被覆管の酸化割合は 15%を下回っていることを確認した。

小破断 L O C A については、原子炉水位の低下により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、燃料は冠水が維持されることから、燃料被覆管の最高温度は初期温度、かつ燃料被覆管の酸化割合は増加しないことを確認した。また、事象発生後 30 分で原子炉隔離時冷却系を手動起動した場合においては、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃未満であり、かつ燃料被覆管の酸化割合は 15%を下回っていることを確認した。

過渡事象については、原子炉水位低下の観点から事象進展が厳しくなる「給水流量の全喪失」を起因とし、事象発生後 30 分で逃がし安全弁数 1 個を手動開とした場合に、低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系のいずれか 1 系統による原子炉注水を実施した場合の成功基準解析を実施した。その結果を表 6 及び図 1 に示す。成功基準解析の結果、燃料被覆管の最高温度が 1,200℃未満であり、かつ燃料被覆管の酸化割合は 15%を下回っていることを確認した。

表 1 成功基準解析条件と設置変更許可申請書添付資料十の解析条件の比較

項目	成功基準解析条件	添付書類十における原子炉冷却材喪失に関する解析条件
原子炉熱出力	3,458MW (定格出力の約 105%)	3,440MW (主蒸気流量約 105%時の出力)
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage] (定格出力時の原子炉ドーム圧力)	7.17MPa[gage] (主蒸気流量約 105%時の原子炉ドーム圧力)
炉心流量	$48.3 \times 10^3 \text{ t/h}$ (定格流量)	$50.7 \times 10^3 \text{ t/h}$ (定格流量の約 105%)
原子炉初期水位	通常運転水位	スクラム水位
スクラム信号	原子炉水位低 (L3) スクラム	同左
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (平均)	GE (平均) + 3 σ
燃料	9×9 燃料 (A 型)	同左
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m (通常運転時の制限値)	44.0kW/m×1.02
逃がし安全弁設定圧	逃がし弁機能を仮定 第 1 段 7.37MPa[gage]×2 個 第 2 段 7.44MPa[gage]×4 個 第 3 段 7.51MPa[gage]×4 個 第 4 段 7.58MPa[gage]×4 個 第 5 段 7.65MPa[gage]×4 個	安全弁機能を仮定 第 1 段 7.79MPa[gage]×2 個 第 2 段 8.10MPa[gage]×4 個 第 3 段 8.17MPa[gage]×4 個 第 4 段 8.24MPa[gage]×4 個 第 5 段 8.31MPa[gage]×4 個
逃がし安全弁, 自動減圧系容量	390t/h/個 (7.37MPa[gage]において)	426t/h/個 (7.79MPa[gage]において)
高圧炉心スプレイ系流量	$1,419 \text{ m}^3/\text{h}$ (1.38MPa[gage]において)	同左
低圧炉心スプレイ系流量	$1,419 \text{ m}^3/\text{h}$ (0.84MPa[gage]において)	同左
低圧注水系流量	$1,605 \text{ m}^3/\text{h}$ (ポンプ 1 台当たり, 0.14MPa[gage]において)	同左
原子炉隔離時冷却系流量	$136 \text{ m}^3/\text{h}$ (7.86 MPa[gage]～1.04MPa[gage]において)	考慮していない

表 2 事故進展解析の主要解析条件

項 目	解析条件	備 考
原子炉熱出力	3,293MW	定格出力
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力
原子炉初期水位	通常運転水位	
格納容器空間容積	ドライウエル：5,700m ³ ウェットウエル：4,100m ³	
サプレッション・プール水量	3,400m ³	
コンクリート組成	珪酸系コンクリート	融点は1,500K
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979（平均）	
炉心損傷温度	1,500K	
炉心溶融温度	2,500K	
格納容器破損圧力	0.62MPa[gage]	最高使用圧力の2倍

表 3 大破断 L O C A 時の成功基準解析結果（破断面積：約 0.29m²）

炉心冷却機能に係る緩和設備 ^{※1}	燃料被覆管の 表面温度	燃料被覆管の 酸化割合
高压炉心スプレイ系	532℃	0.1%
低压炉心スプレイ系	530℃	0.1%
低压注水系	599℃	0.1%

※1：自動起動を仮定

表 4 中破断 L O C A 時の成功基準解析結果（破断面積：約 93cm²）

炉心冷却機能に係る緩和設備 ^{※1}	燃料被覆管の 表面温度	燃料被覆管の 酸化割合
高压炉心スプレイ系	402℃	0.1%
自動減圧系＋低压炉心スプレイ系	421℃	0.1%
自動減圧系＋低压注水系	525℃	0.1%

※1：自動起動を仮定

表 5 小破断 L O C A 時の成功基準解析結果（破断面積：約 9.3cm²）

炉心冷却機能に係る緩和設備	燃料被覆管の 表面温度	燃料被覆管の 酸化割合
原子炉隔離時冷却系 ^{※1}	初期温度	増加なし
原子炉隔離時冷却系 ^{※2}	1,038℃	3%

※1：自動起動を仮定 ※2：事象発生後 30 分での手動起動を仮定

表 6 過渡事象に対する成功基準解析結果（給水流量の全喪失）

炉心冷却機能に係る緩和設備 ^{※1}	燃料被覆管の 表面温度	燃料被覆管の 酸化割合
逃がし安全弁（1 個） ＋低压炉心スプレイ系	1,032℃	8%
逃がし安全弁（1 個） ＋低压注水系	1,149℃	11%

※1：事象発生後 30 分での手動起動を仮定

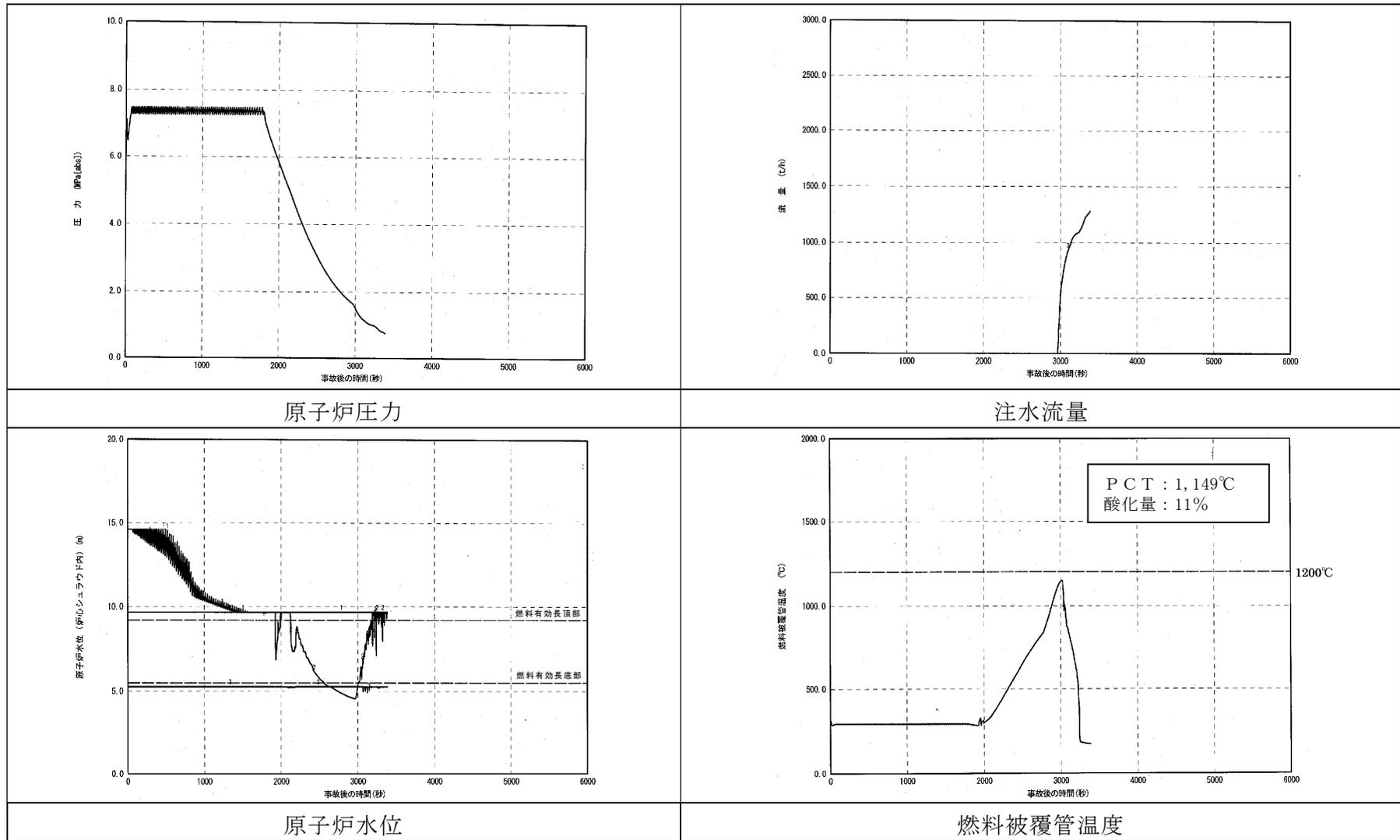


図1 成功基準解析の評価結果 (全給水喪失, 事象発生 30 分後 逃がし安全弁 (1 個) + 低压注水系)

成功基準における余裕時間の設定について

(1) 本PRAで使用する解析コードについて

本PRAでは、MAAPコード及びSAFERコードを用いた事故進展解析及び成功基準解析を実施している。

MAAPコードは、格納容器応答も含めたシビアアクシデント時の事故進展を総合的に評価することができる解析コードである。一方、SAFERコードは、従来から許認可において使用実績のある保守的な解析コードであるが、燃料被覆管温度、酸化量等の評価に特化したコードであり、格納容器応答を評価する機能を持たない。

(2) MAAPコードとSAFERコードの使い分けについて

今回のPRAにおいてはレベル1.5PRAも含めた評価を実施するため、格納容器応答も含めた事故進展解析をMAAPコードにより実施している。一方、それぞれのコードの特徴を踏まえ、炉心冷却に対する成功基準における余裕時間は、MAAPコードによる事故進展解析における炉心損傷時間に余裕をみた時間で設定し、その時間で原子炉注水を実施した場合に炉心損傷を防止できることをSAFERコードにより確認している。炉心冷却に対する成功基準における余裕時間設定の流れを図1に示す。

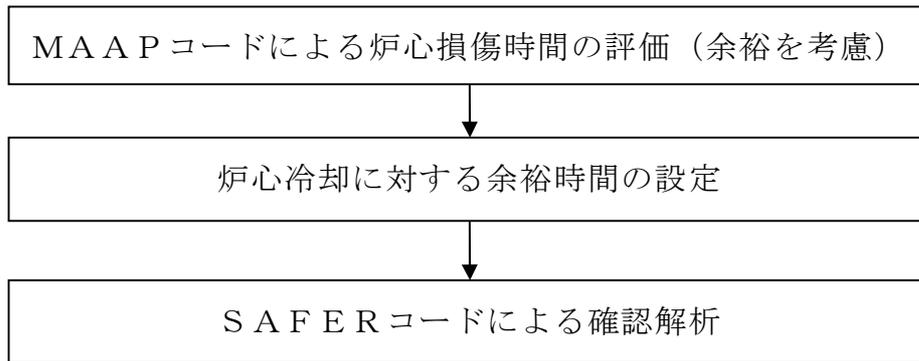


図1 炉心冷却に対する成功基準における余裕時間設定の流れ

内部事象出力運転時レベル1 P R A
イベントツリー集

目 次

- 図 1-1 非隔離事象に対するイベントツリー
- 図 1-2 非隔離事象 A T W S に対するイベントツリー
- 図 2-1 隔離事象に対するイベントツリー
- 図 2-2 隔離事象 A T W S に対するイベントツリー
- 図 3-1 全給水喪失事象に対するイベントツリー
- 図 3-2 全給水喪失事象 A T W S に対するイベントツリー
- 図 4-1 水位低下事象に対するイベントツリー
- 図 4-2 水位低下事象 A T W S に対するイベントツリー
- 図 5 原子炉緊急停止系誤動作等に対するイベントツリー
- 図 6-1 外部電源喪失事象に対するイベントツリー
- 図 6-2 外部電源喪失事象 (D G - 2 C , 2 D 成功) に対するイベントツリー
- 図 6-3 外部電源喪失事象 (D G - 2 C 成功 , 2 D 失敗) に対する
イベントツリー
- 図 6-4 外部電源喪失事象 (D G - 2 C 失敗 , 2 D 成功) に対する
イベントツリー
- 図 6-5 外部電源喪失事象 (D G - 2 C , 2 D 失敗) に対する
イベントツリー
- 図 6-6 外部電源喪失事象 (直流電源喪失) に対するイベントツリー
- 図 6-7 外部電源喪失事象 A T W S に対するイベントツリー
- 図 7-1 逃がし安全弁誤開放に対するイベントツリー
- 図 7-2 逃がし安全弁誤開放 A T W S に対するイベントツリー
- 図 8-1 大破断 L O C A に対するイベントツリー

- 図 8-2 大破断 L O C A A T W S に対するイベントツリー
- 図 9-1 中破断 L O C A に対するイベントツリー
- 図 9-2 中破断 L O C A A T W S に対するイベントツリー
- 図 10-1 小破断 L O C A に対するイベントツリー
- 図 10-2 小破断 L O C A A T W S に対するイベントツリー
- 図 11 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅰ）に対するイベントツリー
- 図 12 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー
- 図 13 交流電源故障（区分Ⅰ）に対するイベントツリー
- 図 14-1 交流電源故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー
- 図 14-2 交流電源故障（区分Ⅱ） A T W S に対するイベントツリー
- 図 15-1 直流電源故障（区分Ⅰ）に対するイベントツリー
- 図 15-2 直流電源故障（区分Ⅰ） A T W S に対するイベントツリー
- 図 16-1 直流電源故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー
- 図 16-2 直流電源故障（区分Ⅱ） A T W S に対するイベントツリー
- 図 17-1 タービン・サポート系故障に対するイベントツリー
- 図 17-2 タービン・サポート系故障 A T W S に対するイベントツリー
- 図 18 計画外停止に対するイベントツリー
- 図 19 インターフェイスシステム L O C A に対するイベントツリー

非隔離事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T1	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	1.7E-01	※1
														2	-	3.9E-04	
														3	TW	2.5E-05	
														4	-	4.2E-04	
														5	-	9.6E-07	
														6	TW	6.2E-08	
														7	-	1.4E-06	
														8	-	3.3E-09	
														9	TW	1.5E-10	
														10	-	3.1E-09	
														11	-	7.1E-12	
														12	TW	1.5E-11	
														13	-	6.3E-12	
														14	-	1.5E-14	
														15	TW	7.8E-13	
														16	-	1.4E-14	
														17	-	3.2E-17	
														18	TW	2.3E-12	
														19	TQUV	3.7E-11	
														20	TQUX	4.8E-09	
														21	-	8.8E-04	
														22	-	2.0E-06	
														23	TW	1.3E-07	
														24	-	2.6E-06	
														25	-	6.1E-09	
														26	TW	3.0E-10	
														27	-	5.8E-09	
														28	-	1.3E-11	
														29	TW	2.9E-11	
														30	-	1.2E-11	
														31	-	2.7E-14	
														32	TW	8.3E-13	
														33	-	2.6E-14	
														34	-	5.9E-17	
														35	TW	2.4E-12	
														36	TQUV	6.7E-11	
														37	-	1.7E-21	
														38	-	1.7E-21	
														39	-	1.4E-06	
															合計値	2.5E-05	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 1-1 非隔離事象に対するイベントツリー

非隔離事象 ATWS	メンテナ ス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T1	MN	CE	CM				
				1	-	1.7E-01	※1
				2	TC	5.8E-12	
				3	TC	1.8E-08	
				4	-	1.4E-06	
					合計値	1.8E-08	

※1 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 1-2 非隔離事象 A T W S に対するイベントツリー

隔離事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/年)	備考
T2	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	2.7E-02	
														2	-	6.1E-05	
														3	TW	4.0E-06	※1
														4	-	6.6E-05	
														5	-	1.5E-07	
														6	TW	9.9E-09	
														7	-	2.2E-07	
														8	-	5.3E-10	
														9	TW	2.4E-11	
														10	-	4.9E-10	
														11	-	1.1E-12	
														12	TW	2.4E-12	
														13	-	1.0E-12	
														14	-	2.3E-15	
														15	TW	1.2E-13	
														16	-	2.2E-15	
														17	-	5.1E-18	
														18	TW	3.6E-13	
														19	TQUV	5.9E-12	
														20	TQUX	7.6E-10	
														21	-	1.4E-04	
														22	-	3.2E-07	
														23	TW	2.1E-08	
														24	-	4.2E-07	
														25	-	9.7E-10	
														26	TW	4.7E-11	
														27	-	9.2E-10	
														28	-	2.1E-12	
														29	TW	4.6E-12	
														30	-	1.9E-12	
														31	-	4.3E-15	
														32	TW	1.3E-13	
														33	-	4.1E-15	
														34	-	9.4E-18	
														35	TW	3.8E-13	
														36	TQUV	1.1E-11	
														37	-	2.7E-22	
														38	-	2.7E-22	
														39	-	2.3E-07	
														合計値	4.0E-06		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 2-1 隔離事象に対するイベントツリー

隔離事象 ATWS	メンテナ ンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T2	MN	CE	CM				
				1	-	2.7E-02	
				2	TC	9.2E-13	
				3	TC	2.9E-09	
				4	-	2.3E-07	
					合計値	2.9E-09	

図 2-2 隔離事象 ATWS に対するイベントツリー

全給水喪失事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T3	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	9.9E-03	
														2	-	2.3E-05	
														3	TW	1.5E-06	※1
														4	-	2.5E-05	
														5	-	5.6E-08	
														6	TW	3.7E-09	
														7	-	8.3E-08	
														8	-	1.9E-10	
														9	TW	9.0E-12	
														10	-	1.8E-10	
														11	-	4.2E-13	
														12	TW	8.9E-13	
														13	-	3.7E-13	
														14	-	8.5E-16	
														15	TW	4.6E-14	
														16	-	8.2E-16	
														17	-	1.9E-18	
														18	TW	1.3E-13	
														19	TQUV	2.2E-12	
														20	TQUX	2.8E-10	
														21	-	5.2E-05	
														22	-	1.2E-07	
														23	TW	7.7E-09	
														24	-	1.5E-07	
														25	-	3.6E-10	
														26	TW	1.7E-11	
														27	-	3.4E-10	
														28	-	7.8E-13	
														29	TW	1.7E-12	
														30	-	6.9E-13	
														31	-	1.6E-15	
														32	TW	4.9E-14	
														33	-	1.5E-15	
														34	-	3.5E-18	
														35	TW	1.4E-13	
														36	TQUV	4.0E-12	
														37	-	1.0E-22	
														38	-	1.0E-22	
														39	-	8.4E-08	
															合計値	1.5E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 3-1 全給水喪失事象に対するイベントツリー

全給水喪失 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T3	MN	CE	CM				
				1	-	1.0E-02	
				2	TC	3.4E-13	
				3	TC	1.1E-09	
				4	-	8.4E-08	
					合計値	1.1E-09	

図 3-2 全給水喪失事象ATWSに対するイベントツリー

水位低下事象	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T4	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	2.7E-02	
														2	-	6.1E-05	
														3	TW	4.0E-06	※1
														4	-	6.6E-05	
														5	-	1.5E-07	
														6	TW	9.9E-09	
														7	-	2.2E-07	
														8	-	5.3E-10	
														9	TW	2.4E-11	
														10	-	4.9E-10	
														11	-	1.1E-12	
														12	TW	2.4E-12	
														13	-	1.0E-12	
														14	-	2.3E-15	
														15	TW	1.2E-13	
														16	-	2.2E-15	
														17	-	5.1E-18	
														18	TW	3.6E-13	
														19	TQUV	5.9E-12	
														20	TQUX	7.6E-10	
														21	-	1.4E-04	
														22	-	3.2E-07	
														23	TW	2.1E-08	
														24	-	4.2E-07	
														25	-	9.7E-10	
														26	TW	4.7E-11	
														27	-	9.2E-10	
														28	-	2.1E-12	
														29	TW	4.6E-12	
														30	-	1.9E-12	
														31	-	4.3E-15	
														32	TW	1.3E-13	
														33	-	4.1E-15	
														34	-	9.4E-18	
														35	TW	3.8E-13	
														36	TQUV	1.1E-11	
														37	-	2.7E-22	
														38	-	2.7E-22	
														39	-	2.3E-07	
															合計値	4.0E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 4-1 水位低下事象に対するイベントツリー

水位低下 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T4	MN	CE	CM				
				1	-	2.7E-02	
				2	TC	9.2E-13	
				3	TC	2.9E-09	
				4	-	2.3E-07	
					合計値	2.9E-09	

図 4-2 水位低下事象ATWSに対するイベントツリー

RPS誤動作等	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T5	MN	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
													1	-	5.4E-02	
													2	-	1.2E-04	
													3	TW	8.1E-06	※1
													4	-	1.4E-04	
													5	-	3.1E-07	
													6	TW	2.0E-08	
													7	-	4.6E-07	
													8	-	1.1E-09	
													9	TW	5.0E-11	
													10	-	1.0E-09	
													11	-	2.3E-12	
													12	TW	4.9E-12	
													13	-	2.0E-12	
													14	-	4.7E-15	
													15	TW	2.5E-13	
													16	-	4.5E-15	
													17	-	1.0E-17	
													18	TW	7.4E-13	
													19	TQUV	1.2E-11	
													20	TQUX	1.6E-09	
													21	-	2.8E-04	
													22	-	6.5E-07	
													23	TW	4.2E-08	
													24	-	8.5E-07	
													25	-	2.0E-09	
													26	TW	9.6E-11	
													27	-	1.9E-09	
													28	-	4.3E-12	
													29	TW	9.4E-12	
													30	-	3.8E-12	
													31	-	8.7E-15	
													32	TW	2.7E-13	
													33	-	8.4E-15	
													34	-	1.9E-17	
													35	TW	7.6E-13	
													36	TQUV	2.2E-11	
													37	-	5.5E-22	
													38	-	4.6E-07	
														合計値	8.2E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 5 原子炉緊急停止系誤動作等に対するイベントツリー

外部電源喪失	メンテナンス	スクラム系	直流125V 電源喪失	D/G-2C	D/G-2D	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T6	MN	C	DC	B1	B2				
						1 - 37	TE1(D/G-2C,2D成功)へ	-	※1
						38 - 55	TE2(D/G-2C成功,2D失敗)へ	-	
						56 - 71	TE3(D/G-2C失敗,2D成功)へ	-	
						72 - 77	TE4(D/G-2C,2D失敗)へ	-	
						78 - 82	TE5(直流125V電源喪失)へ	-	
						83	-	4.2E-23	
						84	-	3.5E-08	
合計値								-	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 6-1 外部電源喪失事象に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C,2D成功)	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE1	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
												1	-	4.1E-03	
												2	-	9.3E-06	
												3	TW	6.1E-07	
												4	-	3.5E-05	
												5	-	8.0E-08	
												6	TW	5.2E-09	
												7	-	1.2E-07	
												8	-	2.8E-10	
												9	TW	1.3E-11	
												10	-	2.6E-10	
												11	-	6.0E-13	
												12	TW	1.3E-12	
												13	-	5.3E-13	
												14	-	1.2E-15	
												15	TW	3.5E-14	
												16	-	1.2E-15	
												17	-	2.7E-18	
												18	TW	1.0E-13	
												19	TQUV TQUX	3.0E-12	
												20	TQUV TQUX	4.0E-10	
												21	-	2.1E-05	
												22	-	4.9E-08	
												23	TW	3.2E-09	
												24	-	1.9E-07	
												25	-	4.5E-10	
												26	TW	2.2E-11	
												27	-	4.3E-10	
												28	-	9.8E-13	
												29	TW	2.2E-12	
												30	-	8.7E-13	
												31	-	2.0E-15	
												32	TW	6.1E-14	
												33	-	1.9E-15	
												34	-	4.4E-18	
												35	TW	1.7E-13	
												36	TQUV	5.0E-12	
												37	-	4.1E-23	
												合計値	6.2E-07		

図 6-2 外部電源喪失事象 (DG-2C, 2D成功) に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C成功, 2D失敗)	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE2	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
									38	-	3.0E-05	
									39	TW	6.5E-08	
									40	-	2.6E-07	
									41	TW	5.5E-10	
									42	-	8.8E-10	
									43	TW	2.8E-13	
									44	-	1.9E-12	
									45	TW	7.6E-13	
									46	TQUV	7.8E-13	
									47	TQUX	2.8E-12	
									48	-	1.6E-07	
									49	TW	3.4E-10	
									50	-	1.4E-09	
									51	TW	4.9E-13	
									52	-	3.2E-12	
									53	TW	1.3E-12	
									54	TQUV	1.4E-12	
									55	-	3.1E-25	
									合計値	6.6E-08		

図 6-3 外部電源喪失事象 (DG-2C成功, 2D失敗) に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C失敗, 2D成功)	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE3	M	P	UH	X1	VB	VC	WB				
								56	-	3.0E-05	
								57	TW	6.4E-08	
								58	-	2.6E-07	
								59	TW	8.0E-11	
								60	-	5.7E-10	
								61	TW	2.4E-10	
								62	TQUV	2.5E-10	
								63	TQUX	8.8E-10	
								64	-	1.6E-07	
								65	TW	3.3E-10	
								66	-	1.4E-09	
								67	TW	4.5E-13	
								68	-	3.2E-12	
								69	TW	1.3E-12	
								70	TQUV	1.4E-12	
								71	-	3.1E-25	
									合計値	6.6E-08	

図 6-4 外部電源喪失事象 (DG-2C失敗, 2D成功) に対するイベントツリー

外部電源喪失 (D/G-2C,2D失敗)	S/R弁開放	S/R弁 再閉鎖	HPCS	RCIC	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE4	M	P	UH	UR				
					72	TBW	6.9E-07	※1
					73	TB	5.7E-08	※2
					74	TBU	2.0E-10	
					75	TBW	3.6E-09	
					76	TBP	3.0E-10	※2
					77	-	2.3E-27	
						合計値	7.5E-07	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 6-5 外部電源喪失事象 (D/G-2C, 2D失敗) に対するイベントツリー

外部電源喪失 (直流125V電源喪失)	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
TE5	M	P	UH				
				78	TBW	6.9E-10	※1
				79	TBD	5.9E-12	
				80	TBW	3.6E-12	
				81	TBD	3.3E-14	
				82	-	7.0E-30	
					合計値	7.0E-10	

※1 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 6-6 外部電源喪失事象（直流電源喪失）に対するイベントツリー

外部電源喪失 ATWS	メンテナンス	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T6	MN	CM				
			1	-	4.2E-03	
			2	TC	1.4E-13	
			3	-	3.5E-08	
				合計値	1.4E-13	

図 6-7 外部電源喪失事象ATWSに対するイベントツリー

S/R弁誤開放	メンテナンス	スクラム系	HPCS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T7	MN	C	UH	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
										1	-	9.9E-04	※1
										2	-	2.3E-06	
										3	TW	1.5E-07	
										4	-	3.0E-06	
										5	-	6.9E-09	
										6	TW	3.4E-10	
										7	-	6.5E-09	
										8	-	1.5E-11	
										9	TW	3.3E-11	
										10	-	1.3E-11	
										11	-	3.0E-14	
										12	TW	9.4E-13	
										13	-	2.9E-14	
										14	-	6.7E-17	
										15	TW	2.7E-12	
										16	TQUV	7.6E-11	
										17	-	1.0E-23	
										18	-	8.4E-09	
合計値											1.5E-07		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 7-1 逃がし安全弁誤開放に対するイベントツリー

S/R弁誤開放 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T7	MN	CE	CM				
				1	-	1.0E-03	
				2	TC	3.4E-14	
				3	TC	1.1E-10	
				4	-	8.4E-09	
					合計値	1.1E-10	

図 7-2 逃がし安全弁誤開放 A T W S に対するイベントツリー

添付 3.1.1.4-1-19

大破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
A	MN	C	UH	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
										1	-	2.0E-05	※1
										2	-	4.6E-08	
										3	TW	3.0E-09	
										4	-	5.8E-08	
										5	-	1.4E-10	
										6	TW	6.6E-12	
										7	-	1.3E-10	
										8	-	2.9E-13	
										9	TW	6.5E-13	
										10	-	2.5E-13	
										11	-	5.7E-16	
										12	TW	1.8E-14	
										13	-	5.4E-16	
										14	-	1.2E-18	
										15	TW	5.2E-14	
										16	AE	1.4E-12	※2
										17	-	2.0E-25	
										18	-	1.7E-10	
											合計値	3.0E-09	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス
 ※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 8-1 大破断LOCAに対するイベントツリー

大破断 LOCA ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
A	MN	CE	CM				
				1	-	2.0E-05	
				2	TC	6.8E-16	
				3	TC	2.2E-12	
				4	-	1.7E-10	
					合計値	2.2E-12	

図 8-2 大破断LOCA ATWSに対するイベントツリー

中破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	原子炉減 圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考	
S1	MN	C	UH	X	VA	VS	VB	VC	WA	WB					
											1	-	2.0E-04	※1	
											2	-	4.6E-07		
											3	TW	3.0E-08		
											4	-	6.3E-07		
											5	-	1.5E-09		
											6	TW	7.1E-11		
											7	-	1.4E-09		
											8	-	3.1E-12		
											9	TW	7.0E-12		
											10	-	2.7E-12		
											11	-	6.2E-15		
											12	TW	1.9E-13		
											13	-	5.8E-15		
											14	-	1.3E-17		
											15	TW	5.6E-13		
											16	S1E	1.5E-11		※2
											17	S1E	4.6E-12		
											18	-	2.0E-24		
											19	-	1.7E-09		
											合計値	3.0E-08			

※1 起因事象別のドミナントシーケンス
 ※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 9-1 中破断LOCAに対するイベントツリー

中破断 LOCA ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S1	MN	CE	CM				
				1	-	2.0E-04	
				2	TC	6.8E-15	
				3	TC	2.2E-11	
				4	-	1.7E-09	
					合計値	2.2E-11	

図 9-2 中破断 LOCA ATWS に対するイベントツリー

小破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	RCIC	原子炉減 圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考	
S2	MN	C	UH	UR	X	VA	VS	VB	VC	WA	WB					
												1	-	3.0E-04	※1	
												2	-	6.8E-07		
												3	TW	4.5E-08		
												4	-	8.9E-07		
												5	-	2.0E-09		
												6	TW	1.3E-10		
												7	-	5.7E-09		
												8	-	1.3E-11		
												9	TW	6.3E-13		
												10	-	1.2E-11		
												11	-	2.8E-14		
												12	TW	6.2E-14		
												13	-	2.4E-14		
												14	-	5.4E-17		
												15	TW	2.5E-15		
												16	-	5.1E-17		
												17	-	1.2E-19		
												18	TW	7.3E-15		※2
												19	S2E	1.4E-13		
												20	S2E	2.2E-14		
												21	-	3.0E-24		
												22	-	2.5E-09		
												合計値	4.5E-08			

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 10-1 小破断LOCAに対するイベントツリー

小破断 LOCA ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
S2	MN	CE	CM				
				1	-	3.0E-04	
				2	TC	1.0E-14	
				3	TC	3.2E-11	
				4	-	2.5E-09	
					合計値	3.2E-11	

図 10-2 小破断LOCA ATWSに対するイベントツリー

手動停止 (RHRS-A故障)	RHRS- CCF削除	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD1	CCF	MN	M	P	UH	UR	X1	VB	VC	WB				
											1	-	7.1E-04	※1
											2	TW	1.6E-06	
											3	-	1.8E-06	
											4	TW	4.0E-09	
											5	-	6.0E-09	
											6	TW	1.8E-12	
											7	-	1.3E-11	
											8	TW	5.6E-12	
											9	TQUV TQUX	6.0E-12	
											10	TQUX	2.0E-11	
											11	-	3.7E-06	
											12	TW	8.3E-09	
											13	-	1.1E-08	
											14	TW	3.6E-12	
											15	-	2.4E-11	
											16	TW	1.1E-11	
											17	TQUV	1.2E-11	
											18	-	7.2E-24	
											19	-	6.1E-09	
											20	-	1.7E-08	
											合計値	1.6E-06		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 11 残留熱除去系海水系故障（区分 I）に対するイベントツリー

手動停止 (RHRS-B故障)	RHRS- CCF削除	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD2	CCF	MN	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
											1	-	7.1E-04	※1
											2	TW	1.6E-06	
											3	-	1.8E-06	
											4	TW	4.0E-09	
											5	-	6.0E-09	
											6	TW	2.0E-12	
											7	-	1.3E-11	
											8	TW	5.7E-12	
											9	TQUV	1.1E-11	
											10	TQUX	2.0E-11	
											11	-	3.7E-06	
											12	TW	8.5E-09	
											13	-	1.1E-08	
											14	TW	3.9E-12	
											15	-	2.4E-11	
											16	TW	1.1E-11	
											17	TQUV	1.2E-11	
											18	-	7.2E-24	
											19	-	6.1E-09	
											20	-	1.7E-08	
											合計値	1.6E-06		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 12 残留熱除去系海水系故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー

手動停止 (M/C 2C喪失)	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD3	MN	M	P	UH	X1	VB	VC	WB				
									1	-	1.5E-04	※1
									2	TW	3.4E-07	
									3	-	3.7E-07	
									4	TW	1.2E-10	
									5	-	8.1E-10	
									6	TW	3.6E-10	
									7	TQUV	4.0E-10	
									8	TQUX	1.3E-09	
									9	-	7.8E-07	
									10	TW	1.8E-09	
									11	-	2.3E-09	
									12	TW	7.4E-13	
									13	-	5.1E-12	
									14	TW	2.3E-12	
									15	TQUV	2.5E-12	
									16	-	1.5E-24	
									17	-	1.3E-09	
									合計値		3.4E-07	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 13 交流電源故障（区分 I）に対するイベントツリー

M/C 2D喪失	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD4	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
											1	-	1.5E-04	※1
											2	TW	3.4E-07	
											3	-	3.7E-07	
											4	TW	8.5E-10	
											5	-	1.2E-09	
											6	TW	4.3E-13	
											7	-	2.7E-12	
											8	TW	1.2E-12	
											9	TQUV	2.2E-12	
											10	TQUX	4.2E-12	
											11	-	7.8E-07	
											12	TW	1.8E-09	
											13	-	2.3E-09	
											14	TW	8.2E-13	
											15	-	5.1E-12	
											16	TW	2.3E-12	
											17	TQUV	2.5E-12	
											18	-	1.5E-24	
											19	-	1.5E-24	
											20	-	1.3E-09	
											合計値	3.4E-07		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 14-1 交流電源故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー

M/C 2D喪失 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD4	MN	CE	CM				
				1	-	1.5E-04	
				2	TC	5.1E-15	
				3	TC	8.1E-12	
				4	-	1.3E-09	
					合計値	8.1E-12	

図 14-2 交流電源故障（区分Ⅱ）A TWS に対するイベントツリー

区分1DC喪失	メンテナンス	スクラム系	MC-2D	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	手動ADS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考	
MD5	MN	C	B2	M	P	UH	X1	VB	VC	WB					
											1	-	2.7E-04	※2 ※2	
											2	TW	6.2E-07		
											3	-	2.3E-06		
											4	TW	7.5E-10		
											5	-	5.1E-09		
											6	TW	2.3E-09		
											7	TQUV	2.5E-09		
											8	TQUX	8.3E-09		
											9	-	1.4E-06		
											10	TW	3.2E-09		
											11	-	1.3E-08		
											12	TW	4.2E-12		
											13	-	2.9E-11		
											14	TW	1.3E-11		
											15	TQUV	1.4E-11		
											16	-	2.8E-24		
											17	TBW	2.0E-06		※1, ※2
											18	TBU	2.1E-08		※2
											19	TBW	1.1E-08		
											20	TBP	1.1E-10		
											21	-	2.1E-26		
											22	-	2.8E-24		
											23	-	2.4E-09		
											合計値	2.7E-06			

※1 起回事象別のドミナントシーケンス

※2 事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 15-1 直流電源故障（区分 I）に対するイベントツリー

区分1DC喪失 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD5	MN	CE	CM				
				1	-	2.8E-04	
				2	TC	9.6E-15	
				3	TC	1.5E-11	
				4	-	2.4E-09	
					合計値	1.5E-11	

図 15-2 直流電源故障（区分 I）ATWS に対するイベントツリー

区分2DC喪失	メンテナンス	スクラム系	D/G-2C	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	RHR-A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD6	MN	C	B1	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	WA				
												1	-	2.7E-04	※1
												2	TW	6.2E-07	
												3	-	2.4E-06	
												4	TW	5.4E-09	
												5	-	8.0E-09	
												6	TW	2.7E-12	
												7	-	1.7E-11	
												8	TW	7.5E-12	
												9	TQUV	8.0E-12	
												10	TQUX	2.8E-11	
												11	-	1.4E-06	
												12	TW	3.3E-09	
												13	-	1.3E-08	
												14	TW	4.6E-12	
												15	-	2.9E-11	
												16	TW	1.3E-11	
												17	TQUV	1.4E-11	
												18	-	2.8E-24	
												19	TBW	2.0E-06	
												20	TB	2.0E-08	
												21	TBU	1.2E-10	
												22	TBW	1.1E-08	
												23	TBP	1.1E-10	
												24	-	2.1E-26	
												25	-	2.8E-24	
												26	-	2.4E-09	
合計値													2.7E-06		

※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 16-1 直流電源故障（区分Ⅱ）に対するイベントツリー

区分2DC喪失 ATWS	メンテナンス	電気系	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD6	MN	CE	CM				
				1	-	2.8E-04	
				2	TC	9.6E-15	
				3	TC	1.5E-11	
				4	-	2.4E-09	
					合計値	1.5E-11	

図 16-2 直流電源故障（区分Ⅱ）A T W S に対するイベントツリー

ASW故障	メンテナンス	スクラム系	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度(／炉年)	備考
MD7	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
														1	-	7.1E-04	※1
														2	-	1.6E-06	
														3	TW	1.1E-07	
														4	-	1.8E-06	
														5	-	4.1E-09	
														6	TW	2.6E-10	
														7	-	6.0E-09	
														8	-	1.4E-11	
														9	TW	6.5E-13	
														10	-	1.3E-11	
														11	-	3.0E-14	
														12	TW	6.4E-14	
														13	-	2.7E-14	
														14	-	6.1E-17	
														15	TW	3.3E-15	
														16	-	5.9E-17	
														17	-	1.4E-19	
														18	TW	9.7E-15	
														19	TQUV	1.6E-13	
														20	TQUX	2.0E-11	
														21	-	3.7E-06	
														22	-	8.5E-09	
														23	TW	5.6E-10	
														24	-	1.1E-08	
														25	-	2.6E-11	
														26	TW	1.3E-12	
														27	-	2.4E-11	
														28	-	5.6E-14	
														29	TW	1.2E-13	
														30	-	5.0E-14	
														31	-	1.1E-16	
														32	TW	3.5E-15	
														33	-	1.1E-16	
														34	-	2.5E-19	
														35	TW	1.0E-14	
														36	TQUV	2.9E-13	
														37	-	7.2E-24	
														38	-	7.2E-24	
														39	-	6.1E-09	
															合計値	1.1E-07	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 17-1 タービン・サポート系故障に対するイベントツリー

ASW故障 ATWS	メンテナンス	機械系	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
MD7	MN	CM				
			1	-	7.2E-04	
			2	TC	2.5E-14	
			3	-	6.1E-09	
				合計値	2.5E-14	

図 17-2 タービン・サポート系故障ATWSに対するイベントツリー

計画外停止	メンテナンス	S/R弁開放	S/R弁再閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR_A	RHR_B	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
N	MN	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB				
													1	-	4.3E-02	
													2	-	9.8E-05	
													3	TW	6.4E-06	※1
													4	-	1.1E-04	
													5	-	2.4E-07	
													6	TW	1.6E-08	
													7	-	3.6E-07	
													8	-	8.4E-10	
													9	TW	3.9E-11	
													10	-	7.9E-10	
													11	-	1.8E-12	
													12	TW	3.8E-12	
													13	-	1.6E-12	
													14	-	3.7E-15	
													15	TW	2.0E-13	
													16	-	3.5E-15	
													17	-	8.1E-18	
													18	TW	5.8E-13	
													19	TQUV	9.4E-12	
													20	TQUX	1.2E-09	
													21	-	2.2E-04	
													22	-	5.1E-07	
													23	TW	3.3E-08	
													24	-	6.6E-07	
													25	-	1.6E-09	
													26	TW	7.5E-11	
													27	-	1.5E-09	
													28	-	3.3E-12	
													29	TW	7.4E-12	
													30	-	3.0E-12	
													31	-	6.8E-15	
													32	TW	2.1E-13	
													33	-	6.5E-15	
													34	-	1.5E-17	
													35	TW	6.0E-13	
													36	TQUV	1.7E-11	
													37	-	4.3E-22	
													38	-	3.6E-07	
														合計値	6.4E-06	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス

図 18 計画外停止に対するイベントツリー

ISLOCA	ISLOCA発生(隔離不能)	ISLOCA発生(隔離可能)	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)	備考
T8	IE IS	IE IS2				
			1	-	1.0E+00	
			2	ISLOCA	3.9E-10	※1
			3	ISLOCA	9.2E-11	
				合計値	4.8E-10	

※1 起因事象別のドミナントシーケンス及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンス

図 19 インターフェイスシステムLOCAに対するイベントツリー

サブプレッション・プール水温が上昇した場合のH P C S の機能維持の考え方について

本 P R A における S / P 水温が上昇した場合の H P C S 機能維持の考え方について以下に示す。

(1) 事故シーケンスグループ上の整理

H P C S を用いた原子炉注水には成功するが、格納容器除熱に失敗し、S / P 水温の上昇が考えられるシーケンスとしては、T W (H P C S 成功時) 及び T B W がある。本 P R A では、どちらのシーケンスについても崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループとして整理している。

(2) 格納容器除熱失敗時における H P C S の機能維持

格納容器除熱に失敗するシーケンスである T B W における S / P 水位及び水温を図 1 に示す。図 1 のとおり、T B W においては、事象発生後約 12 分後に S / P 水位高により、H P C S の水源が C S T からサブプレッション・チェンバに切り替わる。その後、S / P 水温が上昇するが、最高使用温度の 104℃ に到達する約 8.9 時間後までに水源を切り替えるため、H P C S の機能は維持される。この S / P 水位高による C S T からサブプレッション・チェンバへの水源切り替えは、L O C A 時のサブプレッション・チェンバ空間体積を確保するためのインターロックであるが、L O C A ではない本シーケンスにおいては W / W ベント水没回避のための外部水源注水制限に対して余裕があるので、C S T に切り替えることは問題ない (C S T 水源に切り替えた後に注水を継続した場合、外

部水源注水制限に達するまでの時間は約 24 時間以降となる。) 。

(3) 事故シーケンスグループの整理を変更した場合の感度解析

(2) のとおり格納容器除熱失敗時には、S / P 水温が最高使用温度に到達する前に水源を C S T へ切り替えるため、H P C S が機能喪失することはないが、参考に格納容器除熱失敗時は H P C S が機能喪失すると仮定し、T B W を全交流動力電源喪失に変更した結果を表 1 及び図 2 に示す。なお、T W については H P C S による原子炉注水に失敗した場合においても、後段の R C I C 及び低圧 E C C S による原子炉注水に期待できるため、事故シーケンスとしてはほぼ変わらず崩壊熱除去機能喪失のシーケンスに整理されることを確認している。

感度解析の結果、S / P 水温の上昇による H P C S 機能喪失により、T B W の事故シーケンスグループが崩壊熱除去機能喪失から全交流動力電源喪失に変わるため、全交流動力電源喪失による炉心損傷頻度は 2 桁程度増加し、事故シーケンスグループ別の炉心損傷割合も増加することを確認した。

表 1 T B W を全交流動力電源喪失に変更した場合の炉心損傷頻度

事故シーケンス グループ	炉心損傷頻度 (/ 炉年)	
	T B W を崩壊熱除去機 能喪失に含める場合	T B W を全交流動力電源 喪失に含める場合
崩壊熱除去機能喪失	6. 0E-05	5. 6E-05
全交流動力電源喪失	9. 9E-08	4. 9E-06

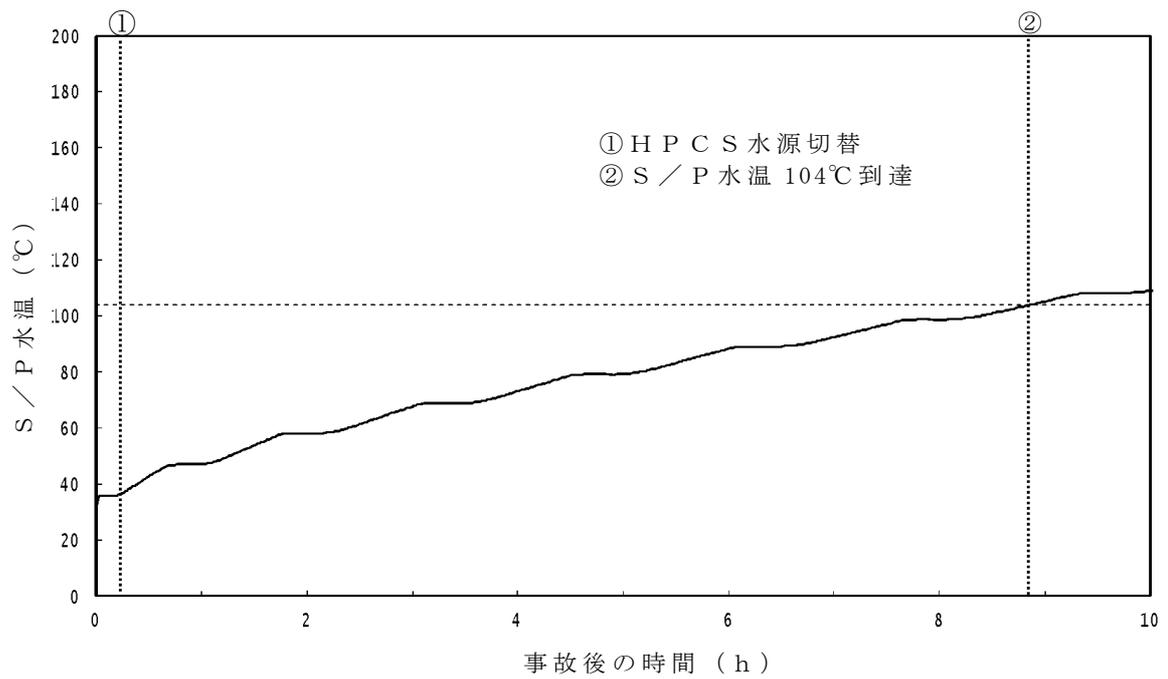
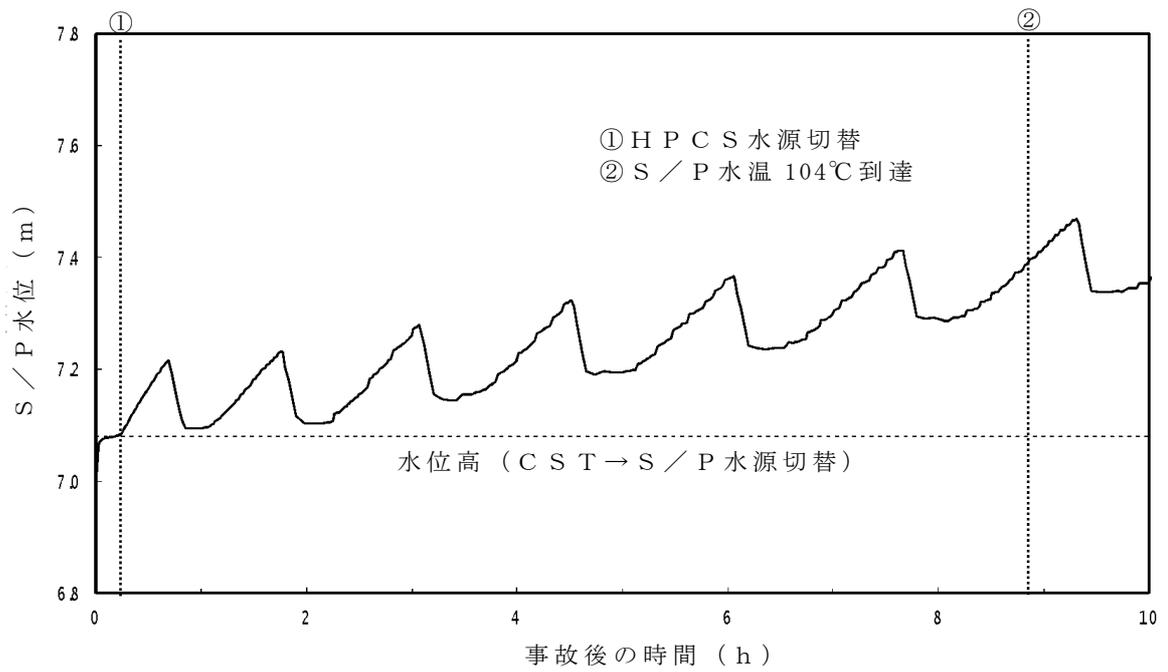
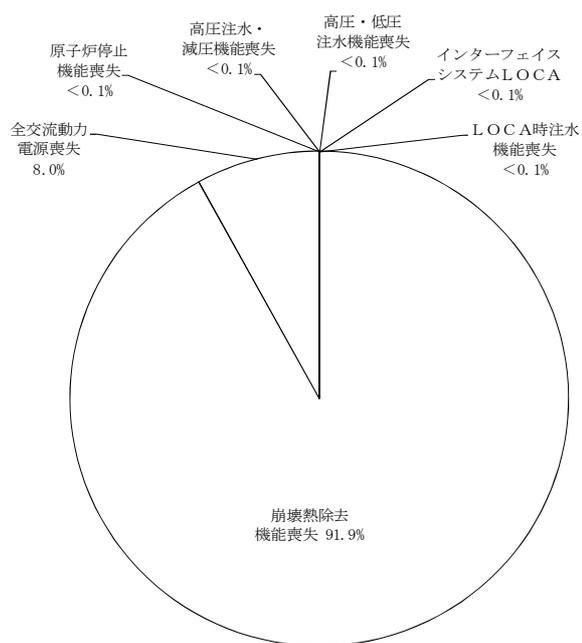
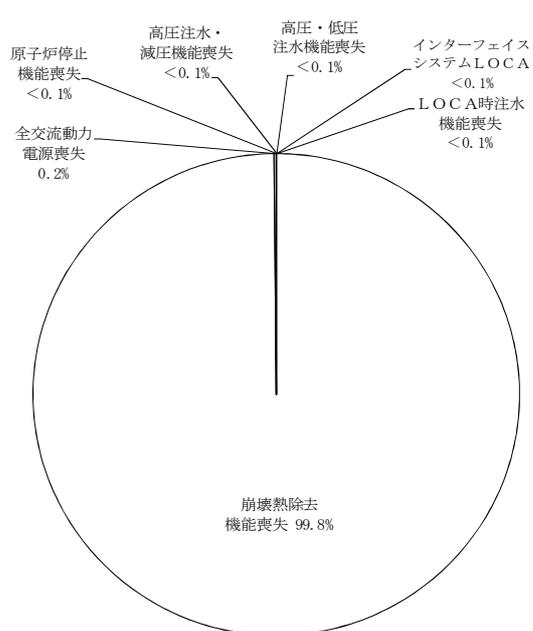


図 1 TBWにおける S / P 水位及び S / P 水温



T B W を崩壊熱除去機能喪失に含めた場合
(ベースケース)

T B W を全交流動力電源喪失に含めた場合

図 2 T B W を全交流動力電源喪失に変更した場合の事故シナリオグループ別の炉心損傷割合

原子炉隔離時冷却系の運転継続時間 8 時間の妥当性について

本 P R A では、全交流動力電源喪失時においても、原子炉隔離時冷却系（以下「R C I C」という。サポート系を含めた R C I C の系統概略図を図 1 に示す。）は直流電源が枯渇するまでの 8 時間は運転継続が可能であると想定している。

全交流動力電源喪失時には、残留熱除去系が機能喪失するため、格納容器内の温度、圧力が上昇することにより、R C I C ポンプの有効吸込み水頭圧（N P S H）が確保できなくなる可能性、及び R C I C が排気圧高によりトリップする可能性がある。また、R C I C ポンプ室や中央制御室の換気空調系も機能喪失するため、R C I C ポンプ室や中央制御室の室温が上昇することにより、R C I C が機能維持できない可能性がある。このため、全交流動力電源喪失時を対象に、次の観点から R C I C の 8 時間運転継続への影響について整理した。

- ・ サプレッション・プール水の温度上昇
- ・ サプレッション・プール水の圧力上昇
- ・ R C I C ポンプ室の室温上昇（補足資料参照）
- ・ 中央制御室の室温上昇（補足資料参照）

上記 4 点の評価結果を表 1 に示す。表 1 のとおり、上記のいずれについても R C I C の 8 時間運転継続の妨げにならないことを確認した。

また、全交流動力電源喪失時の R C I C の運転制御に必要な設備への電源を供給する 125V 系蓄電池 A 系の負荷内訳を表 2 に示す。表 2 では 8 時間までの負荷を考慮しているが、その場合においても必要となる電源容量は 1,444Ah であり、125V 系蓄電池 A 系の電源容量 2,000Ah を下回る。これにより、R C I C の 8 時間運転継続に必要な直流電源を蓄電池から給電できることを確認した。なお、必要な電源容量は、電池工業会規格 S B A S 0601「据置蓄電池の容量算出法」

に従い、以下の式を用いて評価した。

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

C : +10℃における定格放電率換算容量 (Ah)

L : 保守率 (0.8)

K : 放電時間、蓄電池の最低温度 (+10℃) 及び許容できる最低電圧 (1.8V /セル) によって決められる容量換算時間

I : 放電電流 (A)

サフィックス 1, 2, 3, ..., n : 放電電流の変化の順に付番

以上により、全交流動力電源喪失時においても、R C I C の運転制御に必要な直流電源を蓄電池から給電可能な 8 時間は、R C I C を運転継続することが可能である。

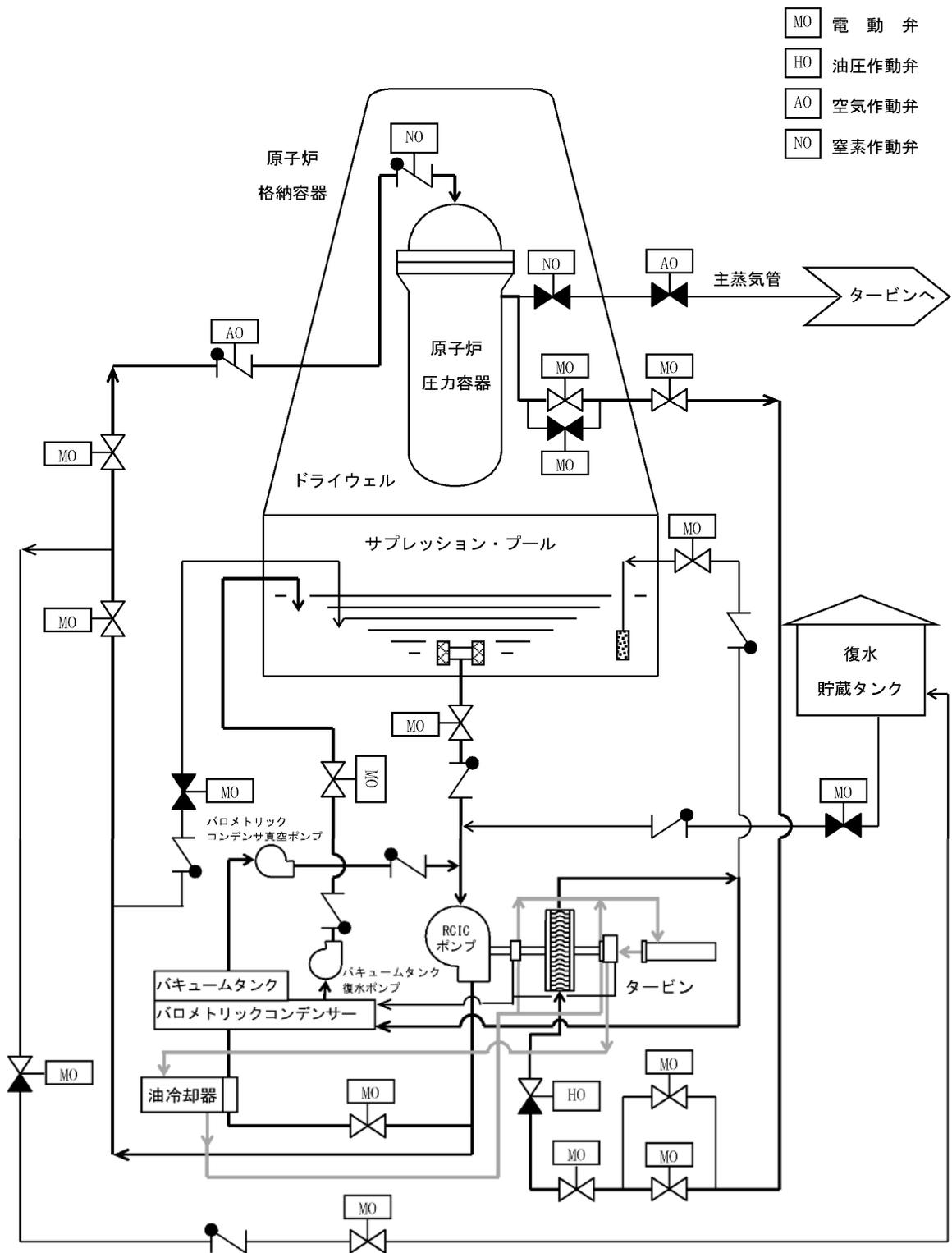


図1 RCICの系統概略図

表1 原子炉隔離時冷却系の運転継続に係る評価結果

評価項目	概要	評価
サプレッション・プール水温の上昇	サプレッション・プール水の温度が上昇すると、RCICポンプのキャビテーションやポンプ軸受潤滑油冷却機能を阻害する場合、RCICポンプの運転に影響を与える可能性がある。	RCICポンプの第一水源は復水貯蔵タンクであり、自動でサプレッション・チェンバに水源が切り替わることはないため、サプレッション・プール水の温度上昇がRCICポンプの運転に影響を与えることはない。また、第二水源であるサプレッション・チェンバを水源とした場合、事象発生後8時間での水温は約100℃となる。この時のRCICポンプの有効NPSHは約6.4mまで低下するが、RCICポンプの必要NPSHである約5.8mに対して十分余裕があるため、キャビテーションは発生しない。また、ポンプ軸受の潤滑油温度は、冷却器の設計上、潤滑油の冷却に使用しているサプレッション・プール水温より約6℃高くなるが、潤滑油の許容温度である120℃未満となるため、軸受の冷却が阻害されることはない。したがって、サプレッション・プールの温度上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。
サプレッション・チェンバの圧力上昇	RCICタービン排気圧高トリップインターロックの設定圧力は0.172MPa[gage]である。全交流動力電源喪失時は残留熱除去系によるサプレッション・プール水の冷却ができないため、サプレッション・チェンバの圧力が上昇し、RCICタービン排気圧高トリップインターロックが動作してRCICが停止する可能性がある。	全交流動力電源喪失時にRCICによる原子炉注水を継続した場合のサプレッション・チェンバ圧力を評価した結果、事象発生から8時間後のサプレッション・チェンバの圧力は約0.07MPa[gage]であり、RCICタービン排気圧高トリップインターロック設定圧力を下回っている。したがって、サプレッション・チェンバの圧力上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。
RCICポンプ室の室温上昇	RCICの機器設計において、ポンプ構成部品の許容温度と、部品同士の材質の違いからくる金属熱膨張差による干渉を考慮して、RCICポンプの最大周囲温度を66℃と設定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、RCICポンプ室の室温が最高温度を超過してRCICが停止する可能性がある。	全交流動力電源喪失時のRCICポンプ室の室温を評価した結果、8時間後の室温は約63.6℃（初期温度40℃）であり、設計上考慮している最高周囲温度66℃を下回る。したがって、RCICポンプ室の室温上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。
中央制御室の室温上昇	中央制御室の環境条件として想定している最高温度は、制御盤の設計上の最高温度から、40℃と設定している。全交流動力電源喪失時は換気空調系が停止しているため、中央制御室の室温が最高温度を超過してRCICが停止する可能性がある。	全交流動力電源喪失時の中央制御室の室温を評価した結果、8時間後の室温は約37.3℃（初期温度26℃）であり、設計上考慮している最高温度40℃を下回る。したがって、中央制御室の室温上昇によるRCICの8時間運転継続への影響はない。

表2 125V系蓄電池A系の負荷内訳

負荷名称	負荷電流と運転時間		備考
	1分以内	480分	
原子炉隔離時冷却系復水ポンプ	69A	23A	
原子炉隔離時冷却系真空ポンプ	66A	22A	
M/C, P/C遮断器の制御電源	271A	—	No. 3, 4については、同時運転はしないため、負荷電流が大きい方で積上げることとする。 よって、No. 4の()内は積算しない。
2C非常用ディーゼル発電機初期励磁	(200A)	—	
その他の負荷(電動弁, 計装制御設備等)	1,344A	67A	
合計	1,750A	112A	

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

1. 原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

全交流動力電源喪失時には換気空調系による除熱が行われなため、評価対象室の温度変化は、盤や照明などの室内の熱源から受ける熱量（室内熱負荷）と隣室や躯体への放熱（躯体放熱）のバランスによって決定される（図 1 参照）。評価手順としては、まず定常計算により定常時（全交流動力電源喪失発生前）の躯体コンクリート壁の温度分布を求め、全交流動力電源喪失発生時刻を 0 秒とした過渡計算を行う。過渡計算では、評価対象のエリアと隣接室とのコンクリート熱容量を考慮し、室温とコンクリート内温度分布の過渡変化から室温を求める。

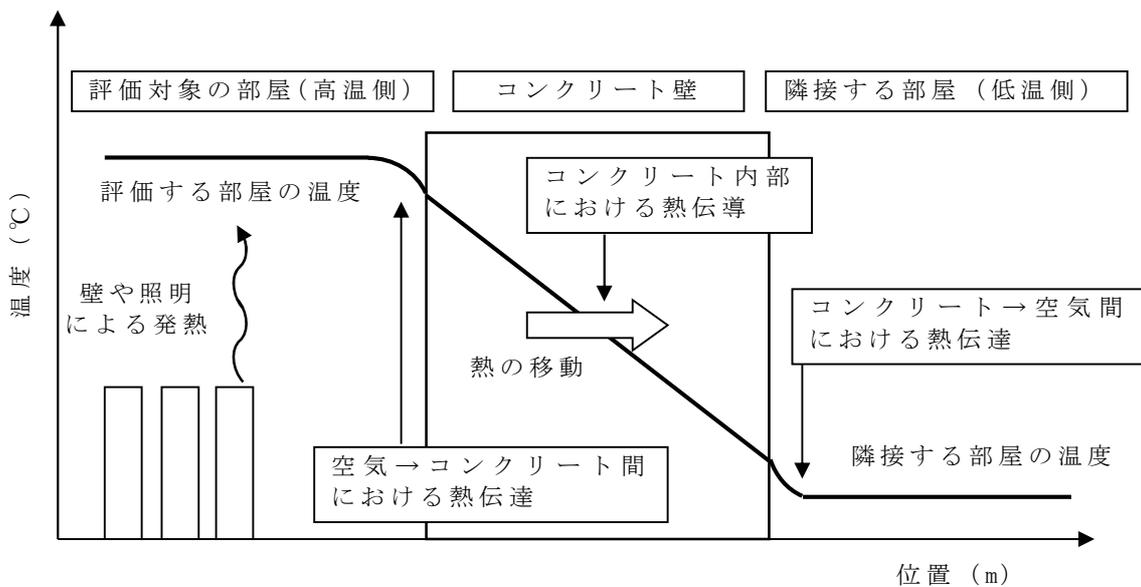


図 1 評価モデルの概要

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

- ・評価対象室の評価条件

	原子炉隔離時冷却系 ポンプ室
容 積 [m ³]	
空気熱容量 [kJ/K]	
初期温度 [°C]	40

発熱負荷

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
発熱量 (kW)	14.6	14.6	14.6	14.7	15.7	16.7	17.7	18.4	19.5

- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

周辺エリア 40°C（夏期設計室温の最大値）

地中 15°C（夏期設計外気温度（35°C）と冬期設計外気
温度（-8°C）の平均（13.5°C）を丸めて設定）

サプレッション・プール水温

時間 (h)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
温度 (°C)	32	48	59	67	74	81	88	93	100

- ・コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m ² ・°C) ※1
鉛直壁面	2
水平壁面（上向き）	3
水平壁面（下向き）	0.5

※1 伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5°C、代表長さ5mに
て算出した値

・コンクリートの物性値

評価壁面	物性値 ^{※2}
熱伝導率	1.6 (W/m・℃)
熱拡散率	5.3E-07 (m ² /s)

※2 伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において、事象発生 8 時後の原子炉隔離時冷却系ポンプ室の温度は約 63.6℃となり、設計上考慮している温度（66℃）を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。

2. 中央制御室の温度上昇の評価方法

(1) 評価の流れ

原子炉隔離時冷却系ポンプ室の評価と同様の流れで評価を行った。

(2) 評価条件

評価条件を以下にまとめる。

・評価対象室の評価条件

	中央制御室
発熱負荷[W]	
容 積[m ³]	
空気熱容量[kJ/K]	
初期温度[℃]	26

- ・評価対象の部屋に隣接する部屋の温度

周辺エリア	40℃（夏期設計室温）
MSトンネル室	60℃（同上）
空調機械室	35℃（夏期設計温度）
ケーブル処置室	35℃（同上）
屋外	35℃（外気設計温度 夏期）

- ・コンクリート壁－空気の熱伝達率

評価壁面	熱伝達率 (W/m ² ・℃)
鉛直壁面	2 ^{※3}
水平壁面（上向き）	3 ^{※3}
水平壁面（下向き）	0.5 ^{※3}
屋外	2 ^{※4}

※3 伝熱工学資料第5版に基づき、温度差5℃、代表長さ5mにて算出した値

※4 空気調和衛生工学便覧第14版に基づく

- ・コンクリートの物性値

評価壁面	物性値 ^{※5}
熱伝導率	1.6 (W/m・℃)
熱拡散率	5.3E-07 (m ² /s)

※5：伝熱工学資料第5版に基づく

(3) 評価結果

全交流動力電源喪失時において、事象発生8時後の中央制御室の温度は約37.3℃となり、設計上考慮している温度（40℃）を超過しないため、原子炉隔離時冷却系の運転継続に与える影響はない。

事故シーケンスの分類について

事故シーケンスの最終状態を、喪失する基本的安全機能（停止機能，炉心冷却機能，格納容器からの除熱機能）及び「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。）の第 37 条に記載されている事故シーケンスグループに従い，表 1 のとおり分類している。

規則解釈にて与えられた事故シーケンスグループは，表 1 のとおり 3 つの基本的安全機能のいずれかが喪失するカテゴリとして整理し，全交流動力電源喪失の事故シーケンスグループについては，炉心冷却機能喪失のカテゴリに位置付けることとした。したがって，全交流動力電源喪失後に炉心冷却に失敗する長期 T B，T B U，T B P 及び T B D については，炉心冷却機能喪失に分類される全交流動力電源喪失として整理する。ただし，T B W については，除熱機能喪失により格納容器先行破損に至るシーケンスであることから，格納容器からの除熱機能喪失に分類される崩壊熱除去機能喪失として整理する。

表 1 事故シーケンスの分類

喪失する基本的安全機能	事故シーケンスグループ	
原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能喪失	・ T C
炉心冷却機能喪失	高圧・低圧注水機能喪失	・ T Q U V
	高圧注水・減圧機能喪失	・ T Q U X
	全交流動力電源喪失	・ 長期 T B ・ T B U ・ T B P ・ T B D
	LOCA時注水機能喪失	・ L O C A (A E , S 1 E , S 2 E)
	格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)	・ I S L O C A
格納容器からの除熱機能喪失	崩壊熱除去機能喪失	・ T W ・ T B W

サポート系が一部故障している場合の評価について

フロントライン系とサポート系の依存性を表 1 に示す。また、サポート系が一部故障した場合にフロントライン系へ与える影響について、以下に例示する。

(1) サポート系の一部故障により機能喪失する例

高圧炉心スプレイ系（H P C S）機能喪失に係るフォールトツリーの概略図を図 1 に示す。H P C S の動作には、サポート系として駆動電源の区分Ⅲ交流電源、制御用電源の区分Ⅲ直流電源、及び非常用補機冷却系として H P C S ディーゼル発電機海水系（H P C S - D G S W）を必要とする。

H P C S は、これらのサポート系のうち 1 つでも機能喪失すると機能喪失に至る。

(2) サポート系の一部故障により機能喪失しない例

自動減圧系（A D S）の機能喪失に係るフォールトツリーの概略図を図 2 に示す。自動減圧系の動作には、サポート系として区分 I 直流電源、区分 II 直流電源のいずれかの電源を必要とする。

A D S は、両区分の直流電源が機能喪失した場合には機能喪失するが、いずれか一方が機能維持していれば動作可能である。

表1 フロントライン系とサポート系の依存性

			フロントライン系 (従属故障の可能性のある系統)										
			原子炉 停止	高压炉心 冷却		原子炉減圧		低压炉心冷却			格納容器除熱		
			スクラム 系	HPCS	RCIC	ADS		LPCS	LPCI			RHR	
						自動	手動		A	B	C	A	B
サポート系・機器	交流電源	区分Ⅰ	—	—	—	—	—	◎	◎	—	—	◎	—
		区分Ⅱ	—	—	—	—	—	—	—	◎	◎	—	◎
		区分Ⅲ	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	直流電源	区分Ⅰ	—	—	◎	○	○	◎	◎	—	—	◎	—
		区分Ⅱ	—	—	—	○	○	—	—	◎	◎	—	◎
		区分Ⅲ	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	非常用補機 冷却系	RHRS-A	—	—	—	—	—	◎	◎	—	—	◎	—
		RHRS-B	—	—	—	—	—	—	—	◎	◎	—	◎
		HPCS-DGSW	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	空調機	HPCSポンプ室	—	◎	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		LPCSポンプ室	—	—	—	—	—	◎	—	—	—	—	—
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	◎	—
		LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	◎	—	—	◎
		LPCI-Cポンプ室	—	—	—	—	—	—	—	—	◎	—	—
DG-2C室		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
DG-2D室		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
HPCS-DG室	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		

◎： 系統の機能維持に必須であり，故障により系統の機能喪失となる。
○： 起因事象により必要になるケースがあり，事象によっては系統機能喪失となる。

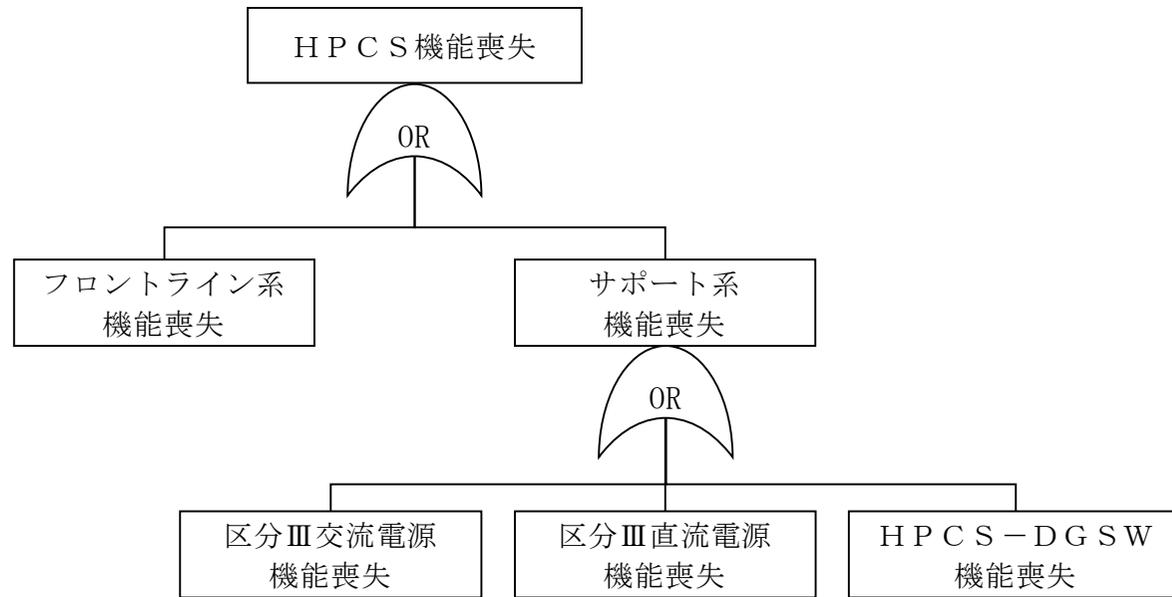


図1 HPCSのフォールトツリー概略図

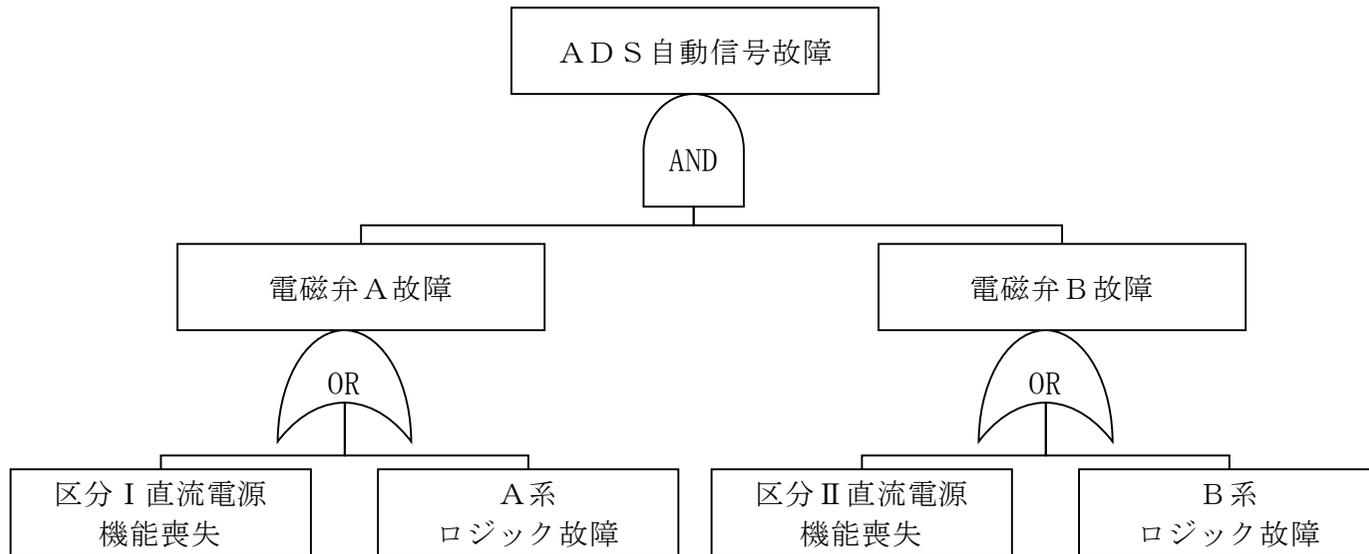


図 2 ADS 自動信号故障のフォールトツリー概略図

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

緩和設備のフォールトツリーでは、メンテナンスによる待機除外確率をモデル化しているため、事故シーケンスの定量化の際、保安規定上許容されない複数の緩和設備を同時に待機除外にする組合せのカットセットが含まれることになる。これらのカットセットを評価上除外するため、保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外の組合せをモデル化したフォールトツリーを作成し、イベントツリーの最初のヘディングにこのフォールトツリーをリンクングさせ、このヘディングの成功パスを定量化対象としている。

保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を評価上除外するためのイベントツリー及びフォールトツリーの概念図を図1に示す。

メンテナンスのヘディングの成功パスでは、保安規定上許容されない複数の緩和設備を待機除外にする組合せが除外される

メンテナンスのヘディングを設定しない場合、L P C I - A / B 失敗の事故シーケンスにおいて、保安規定上許容されない R H R - A / B を待機除外にする組合せのカットセットが含まれることとなる

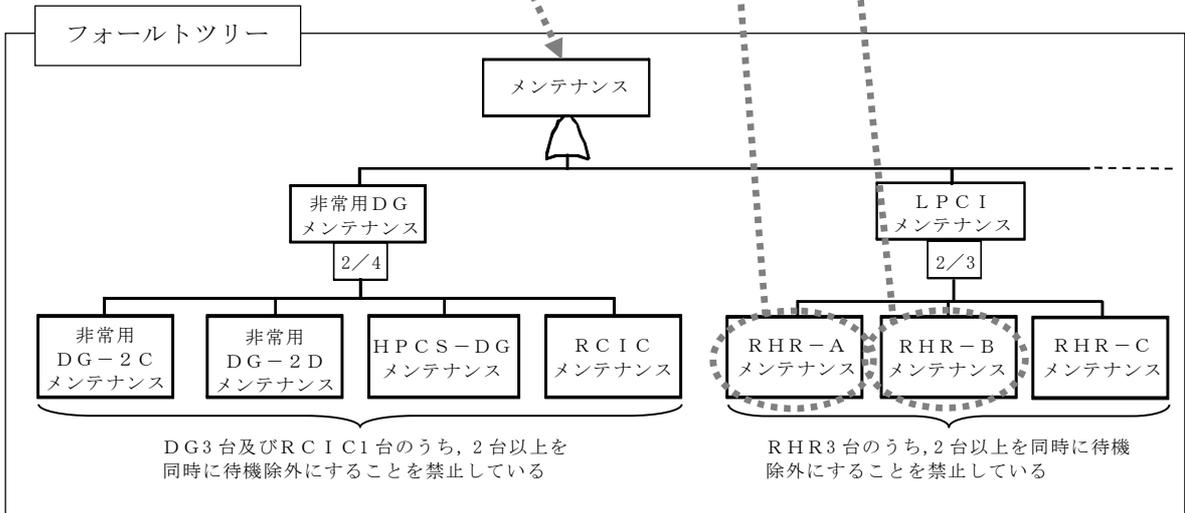
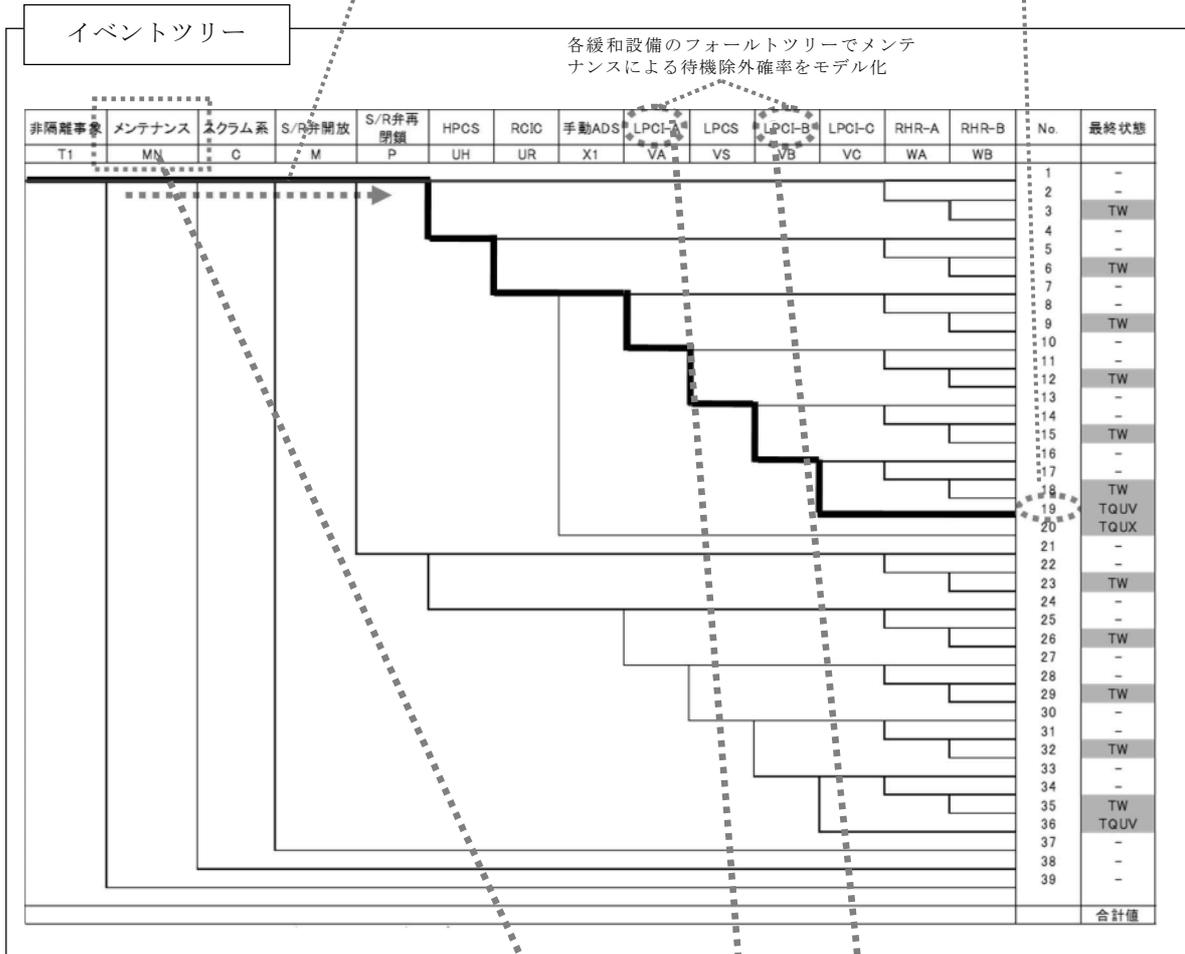


図1 保安規定上許容されない複数の緩和設備の待機除外を評価上除外する

ためのイベントツリー及びフォールトツリーの概念図

熱交換器の故障率における淡水／海水の考慮について

東海第二発電所の非常用の補機冷却系である残留熱除去系海水系は、海水を直接残留熱除去系の熱交換器に通水する設計となっている。

淡水と海水の違いによる熱交換器の故障率の取扱いについて、国内一般機器故障率（以下「国内 21 ヶ年データ」という）では、淡水と海水の区別はなく、国内で発生した全ての故障件数を基に算出されている。また、海外故障率^[1]においても、国内 21 ヶ年データと同様に、淡水と海水の区別がなされていない。

国内 21 ヶ年データで故障件数に挙げられている国内プラントの熱交換器の故障実績を表 1 に示す。熱交換器の故障モードとして最も支配的となるのは伝熱管閉塞であり、海水系の故障モードとなることから、適用性に問題はない。

表 1 国内プラントの熱交換器の故障実績

故障モード	事象の概要	淡水／海水	国内 21 ヶ年データ平均値 (1/h)
伝熱管破損	東海第二発電所 第 5 給水加熱器 (C) の伝熱管の破断 (2000 年 02 月 23 日) 原因：施工不完全による化学腐食	淡水	2.6E-8
伝熱管閉塞	福島第一原子力発電所 1 号機 格納容器スプレイ熱交換器 (A) 点検 (1982 年 04 月 22 日) 原因：自然劣化	海水	7.1E-8
	福島第一原子力発電所 1 号機 格納容器スプレイ熱交換器 (B) 点検 (1982 年 04 月 22 日) 原因：自然劣化	海水	
外部リーク	— (実績なし)	—	8.8E-9*

※ベイズ統計に基づく

参考文献

- [1] Industry-Average Performance for Components and Initiating Events at U. S. Commercial Nuclear Power Plants (NUREG/CR-6928)

故障率データがない機器の既存データの代用について

本PRAでモデル化している機器のうち、国内21ヵ年データ「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」において故障率が整備されていない機器については、別の機器の故障率で代用している。国内21ヵ年データから代用した理由は、国内原子力発電所における運転・保守に依存する機器の運転期間、点検頻度等の違い等の特殊性から、他のデータベースの適用が困難と考えているためである。

(1) 国内21ヵ年データ以外のデータベース

国内一般機器故障率から故障率を代用した機器について、他のデータベースを調査し、故障率の有無及び故障率が掲載されている場合は、その代用の可能性について検討した。代用している機器に関する他のデータベースにおける記載について表1に示す。

本PRAにおいて代用した機器故障率と他のデータベースにおける該当機器の故障率を比較すると、他のデータベースの方が数桁高い値となっている。また、同じ機器を比較した場合においても、該当する機器の故障率は他のデータベースの方が高い傾向があることから、国内21ヵ年データに故障率データがない機器のみ、他のデータベースの値を使用することは、全体的なリスクの傾向を把握する上でバランスを欠いた評価となる可能性があることから、適切ではないと考えられる。

機器故障率を代用しているものについては、本来、他の機器故障率データと同様に、国内プラントの実績に基づくデータを使用することが適切である。現在、機器故障率が整備されていないデータの収集・評価については、電力中央研究所において検討がなされていることから、その結果につ

いて適応性を検討していく。

(2) 機器故障率を代用した機器

本 P R A において機器故障率を代用している機器及び代用機器の選定理由を表 2 に示す。

a. 制御弁

制御弁については、図 1 に示すとおり、系統圧力で弁開度を調整する機器構造の類似性により「空気作動弁」を代用し、「制御弁誤閉」の故障率を、故障モードの類似性により「空気作動弁誤開又は誤閉」の故障率で代用している。

b. 冷却器

冷却器については、図 2 に示すとおり、熱エネルギー差のある流体間で細管による熱交換を行う機器構造の類似性により「熱交換器」で代用し、「冷却器故障」及び「冷却器閉塞」の故障率を、それぞれ故障モードの類似性により「熱交換器伝熱管破損」及び「熱交換器伝熱管閉塞」の故障率で代用している。

c. 速度検出器

速度検出器については、検出した情報を電気信号に変換する機器構造の類似性により「水位トランスミッタ」及び「圧力トランスミッタ」で代用し、「速度検出器作動失敗」及び「速度検出器誤高出力／誤低出力」の故障率を、それぞれ故障モードの類似性により「水位トランスミッタ不動作」及び「圧力トランスミッタ高出力／低出力」のそれぞれ高い方の故障率で代用している。

d. 中性子束検出器

中性子束検出器については、放射線によるガスの電離作用を電気信号

として検出する機器構造の類似性により「放射線検出器」を代用し、「中性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器誤低出力」の故障率を、それぞれ故障モードの類似性により「放射線検出器不動作」及び「放射線検出器高出力／低出力」の故障率で代用している（添付資料 3.1.1.6-5）。

表 1 代用している機器に関する他のデータベースの記載

機器及び故障モード (代用している機器及び故障モード)		NUREG/CR-6928 (/時間)	IEEE-Std. 500 (/時間)	T-Book 6 th edition (/時間)	国内 21 カ年データ (/時間)
制御弁 (空気作動弁)	誤閉 (誤開又は誤閉)	— (1.8E-07)	5.5E-06 (5.3E-07)	— (2.0E-06/1.7E-06)	— (2.7E-08)
冷却器 (熱交換器)	故障 (伝熱管破損)	— (—)	3.4E-06 (—)	— (—)	— (2.6E-08)
	閉塞 (伝熱管閉塞)	— (6.5E-07)	— (—)	— (3.2E-07)	— (7.1E-08)
速度検出器 (水位トランスミッタ)	作動失敗 (不動作)	— (1.0E-07)	9.0E-08 (4.6E-07)	— (3.7E-06)	— (1.4E-08)
速度検出器 (圧力トランスミッタ)	誤高出力/誤低出力 (誤高出力/誤低出力)	— (8.2E-07)	1.9E-07/6.5E-07 (6.9E-07/5.3E-07)	— (1.4E-06)	— (3.5E-08)
中性子束検出器 (放射線検出器)	作動失敗 (不動作)	— (—)	6.0E-06 (1.8E-06)	— (—)	— (3.4E-08)
	誤低出力 (高出力/低出力)	— (—)	— (2.4E-06/2.3E-06)	— (—)	— (7.3E-08)

表 2 機器故障率を代用している機器一覧

故障率が整備されていない機器		代用機器		代用機器の選定理由
制御弁	誤閉	空気作動弁	誤開又は誤閉	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
冷却器	故障	熱交換器	伝熱管破損	機器構成要素の類似性
	閉塞		伝熱管閉塞	故障モードの類似性
速度検出器	作動失敗	水位トランスミッタ	不動作	機器構成要素の類似性 故障モードの類似性
	誤高出力	圧力トランスミッタ	高出力／低出力	機器構成要素の類似性
	誤低出力			故障モードの類似性
中性子束検出器	作動失敗	放射線検出器	不動作	機器構成要素の類似性
	誤低出力		高出力／低出力	故障モードの類似性

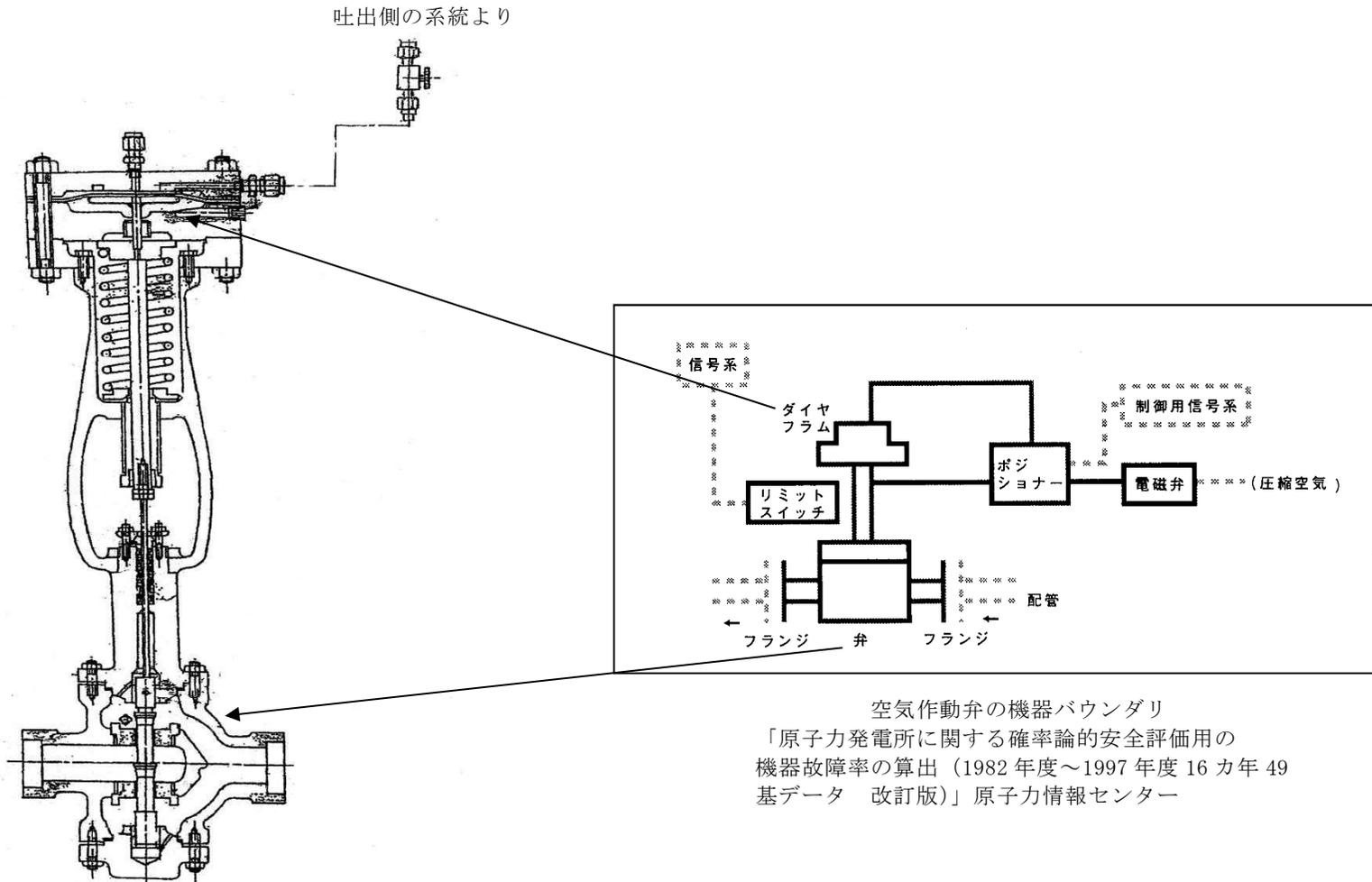


図1 構造の比較 (制御弁と空気作動弁の例)

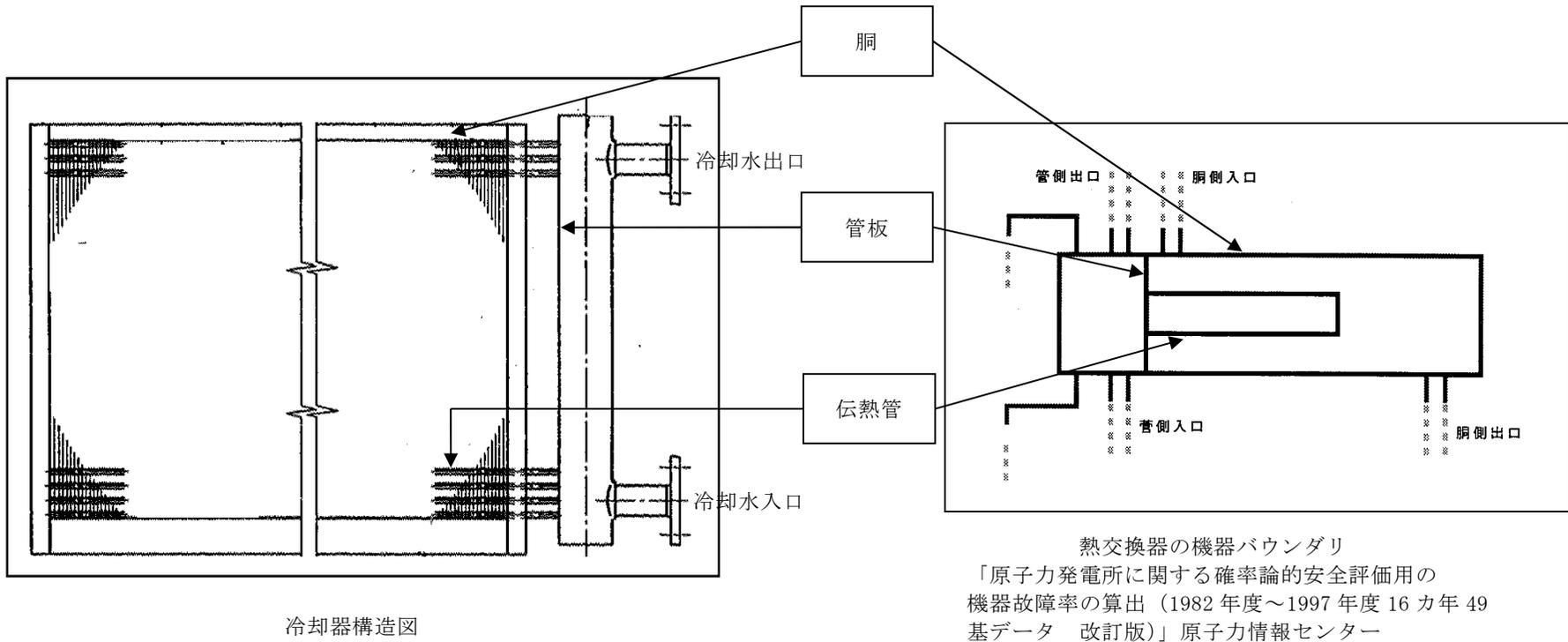


図2 構造の比較 (冷却器と熱交換器の例)

メンテナンスによる待機除外確率の実績データとの比較について

(1) メンテナンスによる待機除外確率の算出方法

メンテナンスによる待機除外確率は、本評価でモデル化対象とした系統毎にメンテナンスによる待機除外の可能性のある機器を選定し、機器の故障率と平均修復時間を用いて、次の式により算出している。

$$P_{SYS} = \sum_i (\lambda_i \cdot T r_i)$$

λ_i : 定期試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発生率 (／時間)

$T r_i$: 機器 i の平均修復時間 (時間)

ここで、 λ_i は、NUREG/CR-2815を参考に、対象機器の異常が検知されれば機器が機能喪失する前に予防保全として保守作業を実施することを考慮して、定期試験等によって異常の発見が可能な機器の故障モードの機器故障率の10倍としている。

また、平均修復時間 $T r_i$ については、表1に示す時間を使用している。

表1 平均修復時間データ

機器	平均修復時間	出典	備考
ポンプ, ファン	19時間	WASH-1400	残留熱除去系など安全系に対する値
弁	7時間	WASH-1400	残留熱除去系など安全系に対する値
ディーゼル発電機	20時間	国内実績	1979年6月から1986年3月までのデータに基づく

(2) 待機除外の評価対象機器の考え方

メンテナンスによる待機除外確率を考慮する機器については、以下の条件を満たすものを評価対象とした。

- ・ サーベランス試験等により故障が発見可能であること
- ・ プラント停止することなくメンテナンスを行えること
- ・ メンテナンスにより系統が機能喪失に至ること

メンテナンスによる待機除外確率の評価例として、低圧炉心スプレイ系の待機除外確率の評価を表2に示す。低圧炉心スプレイ系の構成機器のうち、上記の条件を満たすものとして、電動ポンプ1台、電動弁2弁、逆止弁1弁、手動弁5弁、ファン1台を抽出した。これらの機器の故障モードについては、各機器の考慮すべき故障モードのうち、最も寄与が大きいと考えられる故障モードを代表して適用している。

表2 メンテナンス確率算出例（低圧炉心スプレイ系）

機器タイプ	故障モード	機器数	故障率 (/h)	平均修復時間 (h)	計算値*
電動ポンプ	起動失敗	1	1.3E-07	19	2.5E-05
電動弁	作動失敗	2	4.8E-08	7	6.7E-06
逆止弁	開失敗	1	7.1E-09	7	5.0E-07
手動弁	閉塞	5	8.5E-09	7	3.0E-06
ファン	起動失敗	1	1.3E-07	19	2.5E-05
合計					6.0E-05

※：計算値＝10×機器数×故障率×平均修復時間

(3) メンテナンスによる待機除外確率と実績データの比較

(1)の方法により算出した、系統ごとのメンテナンスによる待機除外確率と、国内BWRプラントの待機除外実績データを用いて評価した待機除外確率（以下「国内BWRプラントの待機除外確率」という。）を表3に示す。国内BWRプラントの待機除外確率は、NUCIAに登録されている1998年～2007年までの国内BWRプラントの系統の待機除外の回数、総待機除外時間、延べプラント運転時間から算出されている。なお、非常用ディーゼル発電機については、国内PWRプラントの実績を含んでいる。

表3に示すとおり、本PRAで用いた待機除外確率は、国内BWRプラントの待機除外確率と同程度であることから、本PRAで用いた待機除外確率は妥当であると考えられる。

表3 メンテナンスによる待機除外確率の比較

系統	本PRAで用いた待機除外確率	国内BWRプラントの待機除外確率*
高压炉心スプレイ系	9.7E-05	—
原子炉隔離時冷却系	9.5E-04	7.4E-04
低压炉心スプレイ系	6.0E-05	1.5E-04
残留熱除去系-A/B	1.2E-04	3.1E-05
残留熱除去系-C	5.4E-05	3.8E-05
残留熱除去系海水系	3.8E-04	—
非常用ディーゼル発電機	9.9E-04	5.6E-04
高压炉心スプレイ系 ディーゼル発電機	9.9E-04	—
非常用ディーゼル発電機 海水系	2.7E-04	—
高压炉心スプレイ系 ディーゼル発電機海水系	2.7E-04	—

※：「ベイズ統計学に基づくアンアベイラビリティ推定方法の開発—新しい推定理論と国内BWR待機除外データを用いた推定例—研究報告：L08009」（平成21年5月，（財）電力中央研究所）

(4) 非常用ディーゼル発電機の平均修復時間に係る最新のデータについて

NUCIAに登録されている1998年～2007年までの国内データから整理された非常用ディーゼル発電機の待機除外データは、延べプラント運転時間（国内PWRとBWRの合計値）2,740,393.4hに対し、待機除外回数32回、総待機除外時間1,525.1hとされている。ここから計算される待機除外1回あたりの待機除外時間は約48hとなり、本PRAで用いた平均修復時間20hの2倍以上となっている。しかし、本PRAでは、(1)で述べたとおり予防保全を考慮して10倍した値を待機除外確率と使用しているため、本PRAで用いている非常用ディーゼル発電機の待機除外確率 $9.9E-4$ は、国内BWRプラントの待機除外確率 $5.6E-4$ より大きい値となり、保守性を有していると考えられる。

共通要因故障に関するMGLパラメータ適用の考え方

(1) 共通要因故障を考慮する機器の同定

本PRAでは同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器については、共通要因故障を考慮している。共通要因故障を考慮する機器の同定フローを図1に示す。

a. 共通要因故障を考慮する機器の候補の同定

以下の3つの条件を同時に満たす機器について、共通要因故障を考慮する機器の候補として同定し、

- (a)冗長の機能を有する同種機器
- (b)起因事象発生前の運転状態が同一
- (c)同一故障モード

共通要因故障を考慮する機器については上記の条件に基づき分類しており、製作メーカーの異なる機器についても同様の方法で同定することになる。なお、本PRAでは共通要因故障を考慮する機器としてメーカーの相違する機器は抽出されていない。

b. 動的機器、静的機器及びそれらの故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。したがって、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。

ポンプの起動失敗、弁の開失敗等の動的機器の動的故障モードについては、上記a.の条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮する。

動的機器の静的故障モード及び静的機器の各故障モードについては、上記a.の条件を満たし、動的機器の動的故障モード

と同程度の故障率であるものに対して共通要因故障を考慮することとし、ストレーナの閉塞（内部破損含む）を抽出した。

(2) 本PRAで用いた共通要因故障パラメータ

本PRAでは、共通要因故障のモデル化はMGLモデルとしている。MGLモデルは、冗長性が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績がある。

本PRAに用いた共通要因故障パラメータを表1に示す。これらのパラメータはNUREG等の文献を基に設定している。なお、ファン、ダンパ等の一部の機器については、機器の構造を考慮したうえで、他の機器で代用している。

共通要因故障パラメータは、機器故障率と同様に、本来は国内プラント実績に基づくべきと考えられるが、現時点では、データベースが整備されていない状況にある。そのため、本PRAでは国内外で使用実績のある海外文献等のデータを使用しており、故障モードに依らず機器の共通要因故障パラメータを設定している。

例としてポンプの β ファクタの算出方法を示す。ポンプにおける機能喪失の要因分析結果は表2のとおりである。コマンドに関する失敗事例を除く機器の故障259件のうち、共通要因による故障が10件であるため、共通要因による故障件数を機器の故障件数で除して0.039と設定した。

なお、NUREG/CR-1205 (Rev.1)で共通要因故障に分類されている事例は、故障要因から判断したものであり、実際に多重故障が発生したものとは限らない。したがって、この β ファクタは保守的な値である。

(3) 共通要因故障パラメータの適用における故障モードの考慮

共通要因故障パラメータについて、本 P R A では従前より適用実績のある海外文献に基づくデータを用いた。一方で故障モード毎の共通要因故障パラメータをまとめた文献としては、N U R E G / C R - 5 4 9 7 の改訂版である CCF Parameter Estimations 2010 がある。

本 P R A で使用している共通要因故障パラメータと CCF Parameter Estimations 2010 の共通要因故障パラメータを表 3 に示す。表 3 のとおり、ポンプの継続運転失敗の共通要因故障のパラメータについては、CCF Parameter Estimations 2010 と本 P R A で用いた値がほぼ同等であるものの、他のパラメータは CCF Parameter Estimations 2010 の方が低い値を示している。これらのパラメータを用いた場合の感度解析結果を表 4 及び図 2 に示す。

感度解析の結果、全炉心損傷頻度は $5.0E-5$ / 炉年となり、ベースケースの全炉心損傷頻度 $6.1E-5$ / 炉年と比較して 0.8 倍となった。これは、崩壊熱除去機能喪失における上位のカットセットに、F V 重要度 2 位である「R H R S - A / B 海水ストレーナ閉塞の共通要因故障」があり、その共通要因故障パラメータが、感度解析ケースでは $3.9E-3$ となり、ベースケース ($1.3E-1$) の $1/30$ に低下したことに起因する。

表1 共通要因故障パラメータの一覧

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

※1: 多重故障 (2重以上) が発生する確率

※2: 多重故障が発生した場合, それが3重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550に基づき γ ファクタを算出

表 2 イベントごとのポンプ故障件数 (NUREG/CR-1205 Table10)

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

Type of Event	Category										Subtotal		Total	
	Running		Alternating		Standby									
	Motor-Driven		Motor-Driven		Motor-Driven		Turbine-Driven		Diesel-Driven		Faults	%		
	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%	Faults	%				
Random	19	17	91	26	90	32	93	27	4	25	187	29	297	27
Recurring	15	14	121	35	12	4	50	14	--	--	62	10	198	18
Common Cause	6	5	5	1	3	1	6	2	--	--	9	1	20	2
Recurring Common Cause	--	--	36	10	1	<1	--	--	--	--	1	<1	37	3
Command Faults	37	34	64	18	91	33	106	30	4	25	201	31	302	27
Recurring Command Faults	9	8	16	5	40	14	65	19	7	44	112	17	137	12
Common Cause Command Faults	20	18	13	4	31	11	21	6	1	6	53	8	86	8
Recurring Common Cause Command Faults	4	4	4	1	11	4	7	2	--	--	18	3	26	2
Total	110		350		279		348		16		643		1,103	

$$\begin{aligned}
 \text{ポンプの } \beta \text{ ファクタ} &= (9+1) / (187+62+9+1) \\
 &= 10/259 \\
 &\doteq 0.039
 \end{aligned}$$

表3 抽出した故障モード及び共通要因故障パラメータ

機器	共通要因故障パラメータの参照元等			β	γ	δ
ポンプ (ファンもポンプ で代用)	現状モデル			3.90E-02	5.20E-01	1.00E+00
	CCF Parameter Estimations 2010	継続運転失敗	CCCG-2*	3.36E-02	—	—
			CCCG-3	4.14E-02	1.83E-01	—
			CCCG-4	4.30E-02	3.43E-01	1.56E-01
	CCF Parameter Estimations 2010	起動失敗	CCCG-2	2.45E-02	—	—
			CCCG-3	2.31E-02	4.18E-01	—
CCCG-4			2.27E-02	4.49E-01	3.56E-01	
電動弁	現状モデル			1.30E-01	5.65E-01	1.00E-00
	CCF Parameter Estimations 2010	開閉失敗	CCCG-2	9.46E-03	—	—
			CCCG-3	1.05E-02	2.12E-01	—
逆止弁	現状モデル			1.30E-01	5.65E-01	1.00E-00
	CCF Parameter Estimations 2010	開失敗	CCCG-2	0.00E+00	—	—
			CCCG-3	0.00E+00	0.00E+00	—
D G	現状モデル			2.10E-02	—	—
	CCF Parameter Estimations 2010	起動失敗	CCCG-2	1.08E-02	—	—
		継続運転失敗	CCCG-2	2.24E-03	—	—
ストレーナ	現状モデル			1.33E-01	—	—
	CCF Parameter Estimations 2010	閉塞	CCCG-2	3.90E-03	—	—

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

表 4 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度比較

事故シーケンスグループ	炉心損傷頻度（／炉年）	
	ベースケース	感度解析ケース
高圧・低圧注水機能喪失	3.5E-09	3.2E-09
高圧注水・減圧機能喪失	2.0E-08	2.0E-08
全交流動力電源喪失	9.9E-08	9.6E-08
崩壊熱除去機能喪失	6.0E-05	5.0E-05
原子炉停止機能喪失	2.5E-08	2.5E-08
LOCA時注水機能喪失	2.2E-11	6.2E-12
格納容器バイパス （インターフェイス システムLOCA）	4.8E-10	4.8E-10
合計	6.1E-05	5.0E-05

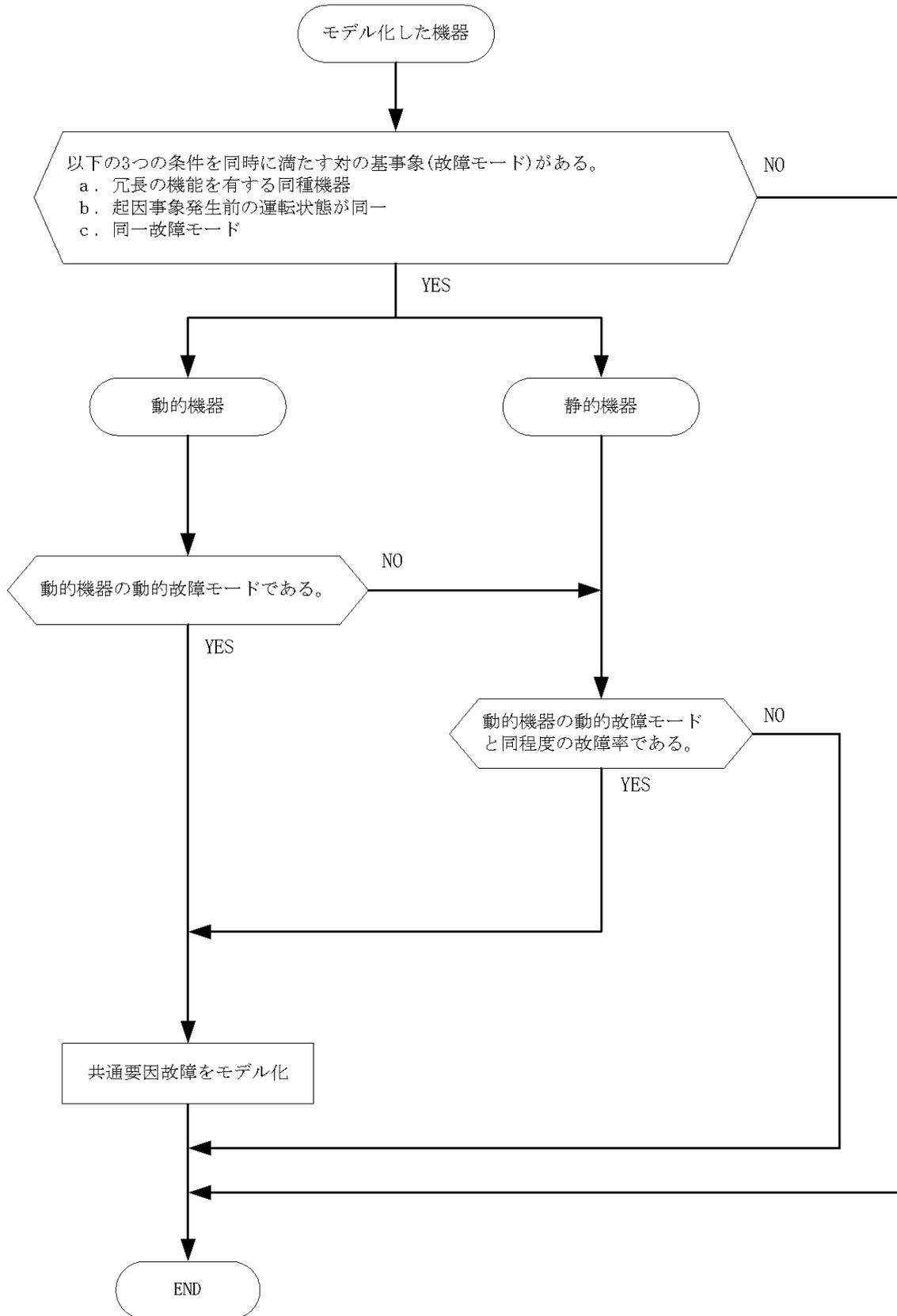


図 1 共通要因故障同定のフロー

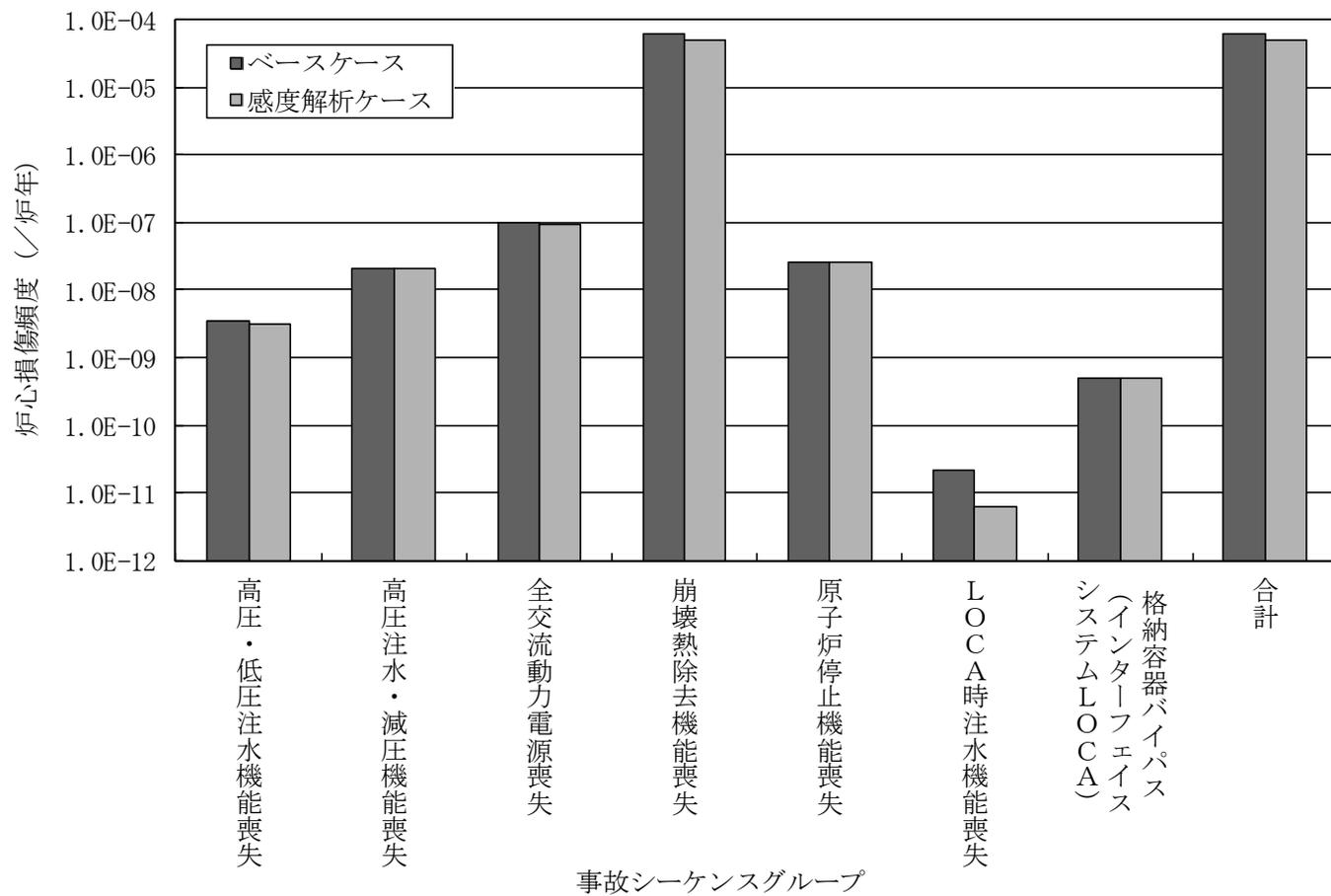


図 2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度比較

中性子束検出器のモデル化について

スクラム信号を発信する信号の一つとして、図1に示す中性子束高高信号によるトリップロジックの信号があり、局部出力領域計装（以下「LPRM」という。）検出器、カード及び演算装置から構成される平均出力領域計装（以下「APRM」という。）、中性子計装系リレー並びにスクラムコンタクタから構成されている。

図1に示すAPRMの範囲については、21個又は22個のLPRM検出器及びカード、並びに演算装置で構成されており、本PRAでは1つの中性子束検出器としてモデル化している。また、その故障率及び故障モードは以下のとおりとしている（添付資料3.1.1.6-2）。

- ・中性子束検出器の故障率については、放射線によるガスの電離作用を電気信号として検出する機器構造の類似性により「放射線検出器」を代用
- ・故障モードとしては、「中性子束検出器不動作」及び「中性子束検出器誤低出力」を、それぞれ故障モードの類似性により「放射線検出器不動作」及び「放射線検出器高出力／低出力」で代用

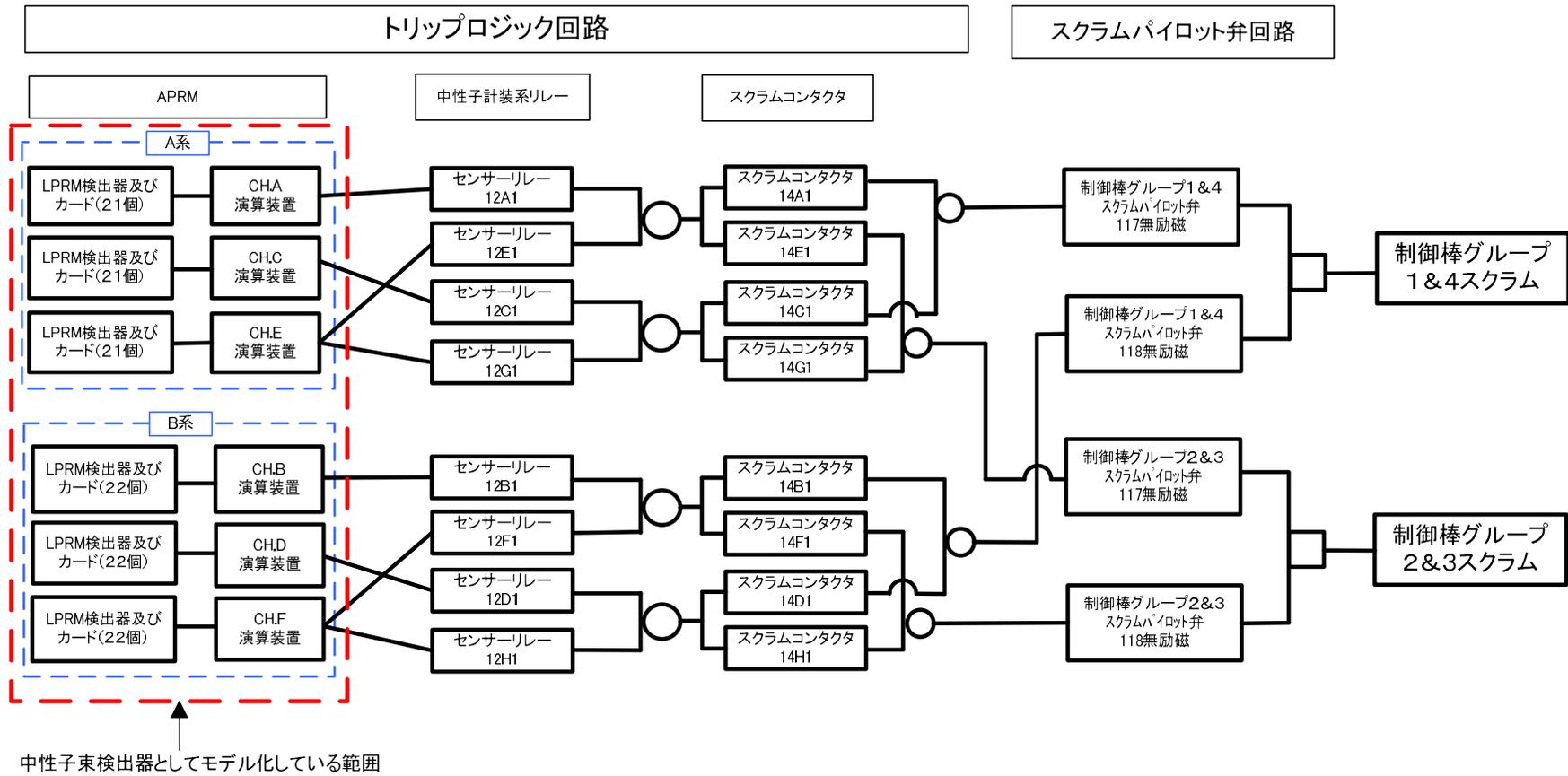


図1 中性子束高高信号によるトリップロジック及びスクラムパイロット弁回路

人的過誤率の評価方法について

本 P R A にてモデル化した人的過誤「事象発生前の弁の開け忘れ・閉め忘れ」及び「事象発生後の格納容器除熱操作失敗」を代表例とし、H R A (Human Reliability Analysis) イベントツリーによる人的過誤確率の算出について以下に説明する。

1. 事象発生前の人的過誤（弁の開け忘れ・閉め忘れ）

人的過誤の内容，H R A イベントツリーを図 1 に示す。また，過誤確率計算シートを表 1-1～1-4 に示す。

2. 事象発生後の人的過誤（格納容器除熱操作失敗）

人的過誤の内容，H R A イベントツリーを図 2 に示す。また，過誤確率計算シートを表 2-1～2-4 に示す。評価に当たって，想定した人的過誤の内容について以下に示す。

(1) 操作内容

原子炉への注水に成功した後の R H R による格納容器からの除熱操作に失敗する。

操作に使用する R H R の系統構成を図 3 に示す。

(2) 操作に使用する手順書及び操作手順

非常時運転手順書（徴候ベース）及び原子炉設備運転手順書に基づき，以下の認知・操作を実施する。

認知（RHRによる格納容器除熱の認知_表 2-1）

①格納容器圧力高（LOCA信号）

②ドライウェル空間温度

操作（RHRによる格納容器除熱操作_表 2-2）

①RHR Sポンプを（2台）起動

②RHRポンプ室空調機を起動

③RHRポンプを起動

④RHR熱交バイパス弁を全開

⑤格納容器スプレイ弁を（2弁）全開

⑥サブプレッション・プールスプレイ弁を全開

(3) 余裕時間

余裕時間はTW時の事象進展解析結果より1時間とする。格納容器除熱操作において考慮している格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系は15分程度で実施できることから比較的短時間で完了できる。

(4) 追加の指示や過誤回復の可能性

業務の連携は良好であり、担当運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員からの指示や過誤回復に期待できる。また、事象進展に伴い後段に発報される複数の警報により、認知失敗の過誤回復に期待できる。

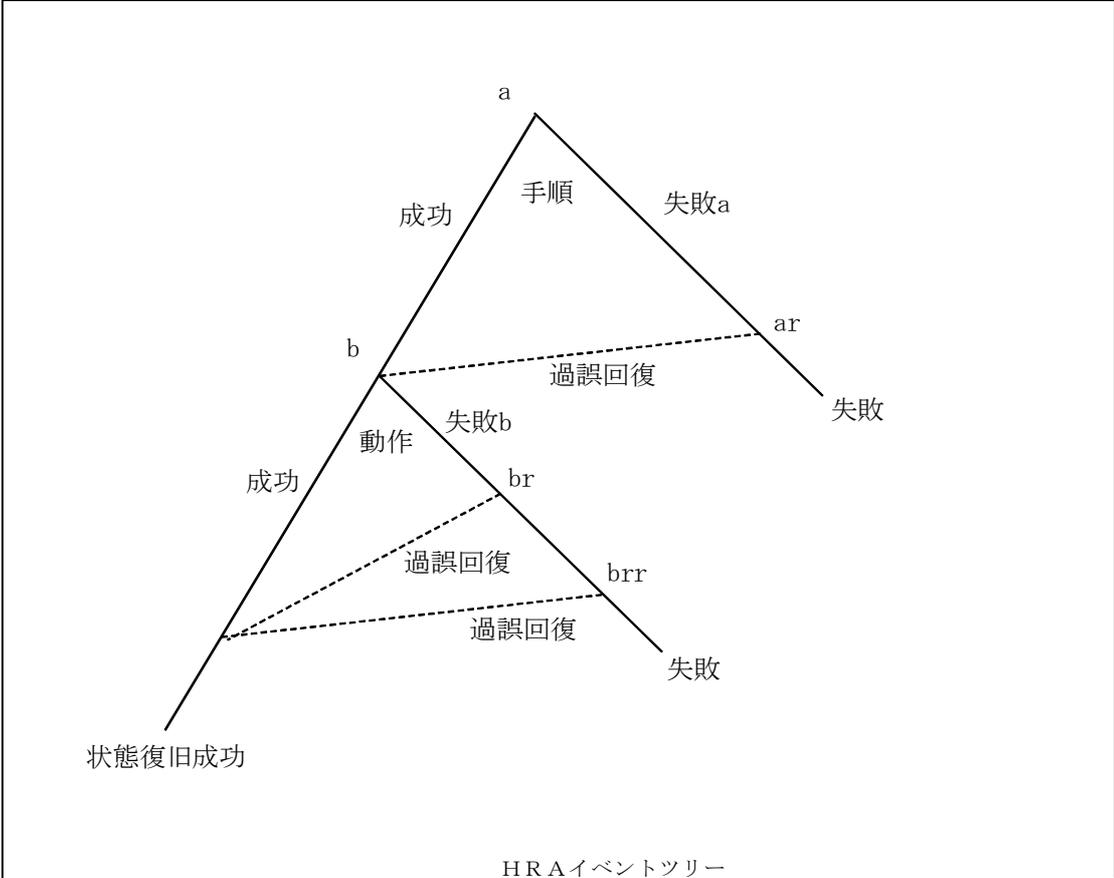
3. 評価に使用したデータベース

人的過誤確率の算出にあたっては、NUREG/CR-1278に記載されている人的過誤確率データを使用した。人的過誤確率データの例を表3-1～3-7に示す。

人的過誤の定義（事象発生前）：事象発生前に操作・試験の復旧に失敗する
 操作： 弁の開け忘れ・閉め忘れ 等

- 1. 操作内容：
操作や試験に伴い待機状態や通常の設定点を変更する場合に、当該操作後や試験実施後の復旧操作に失敗する。
- 2. 該当手順書：
定期試験手順書等
- 3. 人的過誤のモード：
待機状態への復旧失敗や設定点の回復失敗等
- 4. 過誤回復の可能性：
担当運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員からの指示や過誤回復に期待できる。

定量評価



分岐	人的過誤の種類（認知／動作）と内容	過誤確率値（中央値）		EF
a	機器の状態復旧の手順遵守に失敗する	1.0E-03	計算シート1-a	3
a r	分岐 a の過誤回復	5.1E-02	計算シート1-a r	-
b	機器の状態復旧のための動作に失敗する	1.0E-03	計算シート1-b	3
b r	分岐 b の過誤回復	1.0E-02	計算シート1-b	5
b r r	分岐 b r の過誤回復	5.0E-02	計算シート1-brr	-

平均値（点推定値）： 8.3E-05 （過誤回復あり）

確率分布： 対数正規分布 EF：4.8

図 1 HRA イベントツリー（弁の開け忘れ・閉め忘れ）

表 1-1 過誤確率計算シート（弁の開け忘れ・閉め忘れ：分岐 a）

過誤確率計算シート 1-a		動作に失敗する確率：機器の状態復旧の手順遵守に失敗する	
行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定	
1. 利用可能な時間	利用可能な時間による ストレス要因として考慮 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮	
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No.2 起回事象発生前の操作であるため、ファクタ1とする	
3. 操作の複雑さ	5. 操作の手順で考慮		
4. 訓練と経験	運転員の熟練度による ストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮	
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3	解説表23-3No.1 該当手順は特段長くはなく、記載も明確である (中央値0.001 EF3)	
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別状況による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	COMMISSIONエラーで考慮	
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい		
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい		

表 1-2 過誤確率計算シート（弁の開け忘れ・閉め忘れ：分岐 b）

過誤確率計算シート 1-b		
動作に失敗する確率：機器の状態復旧のための動作に失敗する		
行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No. 2 起因事象発生前の操作であるため、ファクタ1とする
3. 操作の複雑さ	6. 人間工学要因で考慮	
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3	オMISSIONエラーで考慮
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別状況による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	解説表23-2No. 3 復旧の失敗であり、同様なコントロールを持つパネルで選択誤りの過誤確率で代表する (中央値0.001 EF3)
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	
操作に対する確認・回復	本操作では、十分な時間余裕があるため、担当運転員による再チェックに期待できるとし、運転員による操作に対しての確認・回復を考慮する	NUREG/CR-1278 (THERP)表20-22No. 4 計測・操作等の活動に対する確認の失敗確率を用いる (中央値0.01 EF5)

表 1-3 過誤確率計算シート（弁の開け忘れ・閉め忘れ：分岐 ar）

過誤確率計算シート 1-a-r		
従属性を有する場合の過誤確率		
手順遵守又は動作に失敗する確率	1.0E-03	(計算シート 1-a)
従属性を考慮する動作失敗確率	-	(計算シート 1-b)
合 計	1.0E-03	(従属考慮前値)
従属性の設定（学会標準解説表24）： 事象発生前であり、時間余裕は十分長く、担当運転員以外の当直長等の 上位の運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を有するため 低従属とする。		
(学会標準解説表23-5)		
<input type="checkbox"/> 完全従属	当該過誤確率値 =	<input type="text" value="1.0E+00"/>
<input type="checkbox"/> 高従属	当該過誤確率値 =	$(1 + \text{従属考慮前値}) / 2$ <input type="text" value="5.0E-01"/>
<input type="checkbox"/> 中従属	当該過誤確率値 =	$(1 + 6 \times \text{従属考慮前値}) / 7$ <input type="text" value="1.4E-01"/>
<input type="radio"/> 低従属	当該過誤確率値 =	$(1 + 19 \times \text{従属考慮前値}) / 20$ <input type="text" value="5.1E-02"/>
<input type="checkbox"/> 従属性なし	当該過誤確率値 =	従属考慮前値 <input type="text" value="1.0E-03"/>

表 1-4 過誤確率計算シート（弁の開け忘れ・閉め忘れ：分岐 brr）

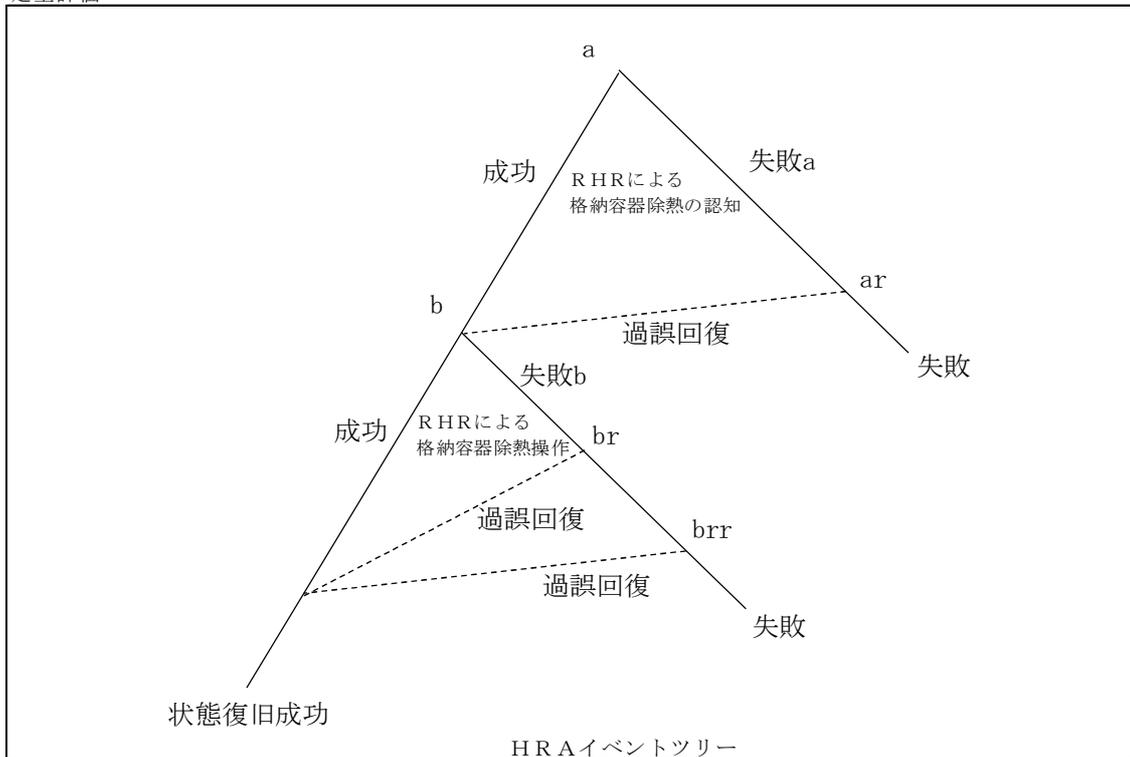
過誤確率計算シート 1-brr	
従属性を有する場合の過誤確率	
手順遵守又は動作に失敗する確率	1.0E-05 (計算シート1-a)
従属性を考慮する動作失敗確率	— (計算シート1-b)
合 計	1.0E-05 (従属考慮前値)
<p>従属性の設定（学会標準解説表24）：</p> <p>事象発生前であり、時間余裕は十分長く、担当運転員以外の当直長等の 上位の運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を有するため 低従属とする。</p>	
(学会標準解説表23-5)	
<input type="checkbox"/> 完全従属	当該過誤確率値 = 1.0E+00
<input type="checkbox"/> 高従属	当該過誤確率値 = $(1 + \text{従属考慮前値}) / 2$ 5.0E-01
<input type="checkbox"/> 中従属	当該過誤確率値 = $(1 + 6 \times \text{従属考慮前値}) / 7$ 1.4E-01
<input type="radio"/> 低従属	当該過誤確率値 = $(1 + 19 \times \text{従属考慮前値}) / 20$ 5.0E-02
<input type="checkbox"/> 従属性なし	当該過誤確率値 = 従属考慮前値 1.0E-05

データシート7 (ATWS時以外)

人的過誤の定義 (事象発生後) : 原子炉注水後のRHRによる格納容器除熱操作に失敗する

1. 操作内容 :
 原子炉への注水に成功した後のRHRによる格納容器から除熱操作に失敗する
 本操作の具体的な手順は以下のとおり (ただし, RHRが既に低圧注水系として起動している場合は, 低圧注水系から格納容器スプレイ冷却系への切替のために弁操作のみを行う)
 (1) RHR Sポンプの起動
 (2) RHRポンプ室空調機起動
 (3) RHRポンプ起動
 (4) RHR熱交バイパス弁開操作
 (5) 格納容器スプレイ弁開操作
 (6) サプレッションプールのスプレイ弁の開操作
2. 該当手順書 :
 非常時運転手順書 (徴候ベース), 設備別運転手順書
3. 余裕時間
 余裕時間は格納容器除熱に対する余裕時間1時間とする
 格納容器スプレイ冷却系等は15分程度で実施できることから比較的短時間で完了できる
4. 追加の指示や過誤回復の可能性 :
 担当運転員以外にも指導的な立場等の他の運転員からの指示や過誤回復に期待できる

定量評価



分岐	人的過誤の種類 (認知/動作) と内容	過誤確率値 (中央値)		E F
a	RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する	2.0E-04	計算シート7-a	30
a r	分岐 a の過誤回復	5.0E-02	計算シート7-a r	-
b	RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する	2.0E-03	計算シート7-b	3
b r	分岐 b の過誤回復	1.0E-02	-	5
b r r	分岐 b r の過誤回復	5.0E-02	計算シート7-brr	-

平均値 (点推定値) : 1.1E-04

確率分布 : 対数正規分布 EF : 35.6

図2 HRAイベントツリー (格納容器除熱操作失敗)

表 2-1 過誤確率計算シート（格納容器除熱操作失敗：分岐 a）

過誤確率計算シート 7-a		
認知に失敗する確率：RHRによる格納容器除熱の認知に失敗する		
行動形成因子及び過誤確率		当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間による認知の過誤確率で考慮 学会標準解説表23-1	解説表23-1No.5 余裕時間1時間での初基事象の運転員による認知失敗確率で代表する (中央値0.0001 EF30)
2. ストレス要因	作業負荷と運転員の熟練度によるストレスの影響 学会標準解説表23-4	解説表23-4No.4 訓練内容と同等レベルであるが、事象発生前より事象発生後の方がストレスレベルが高くなると考えられるため、ファクタ2とする
3. 操作の複雑さ	認知に失敗する確率であり、対象外	
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違 学会標準解説表23-4	2. ストレス要因で考慮
5. 操作の手順	オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3	認知に失敗する確率であり、対象外
6. 人間工学要因	COMMISSIONエラーの場合に、個別状況による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-2等	認知に失敗する確率であり、対象外
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい	
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい	

表 2-2 過誤確率計算シート（格納容器除熱操作失敗：分岐 b）

過誤確率計算シート 7-b	
動作に失敗する確率：RHRによる格納容器除熱の操作に失敗する	
行動形成因子及び過誤確率	当該過誤確率での設定
1. 利用可能な時間	利用可能な時間によるストレス要因として考慮 学会標準解説表23-4
2. ストレス要因	2. ストレス要因で考慮 解説表23-4No. 4 訓練内容と同等レベルであるが、事象発生前より事象発生後の方がストレスレベルが高くなると考えられるため、ファクタ2とする
3. 操作の複雑さ	6. 人間工学要因で考慮
4. 訓練と経験	運転員の熟練度によるストレスの相違 学会標準解説表23-4
5. 操作の手順	2. ストレス要因で考慮 オMISSIONエラーの場合に、手順数の影響等による過誤確率値で考慮 学会標準解説表23-3
6. 人間工学要因	該当手順書から明確に理解できること、また、操作手順は複雑でなく、訓練されている操作であることから、オMISSIONエラーの寄与は小さい 解説表23-2No. 3 操作方法は訓練されており、操作器具は機能別に分類されるため、同様なコントロールを持つパネルで選択誤り（機能別に良く分類された配置）の過誤確率で代表する （中央値0.001 EF3）
7. 健康状態	運転員の健康管理は十分なされていることから、影響は小さい
8. 業務の連携	運転員間・運転直間の業務の連携は十分実施されていることから、影響は小さい
操作に対する確認・回復	本操作では、十分な時間余裕があるため、担当運転員の再チェックに期待できるとし、運転員による操作に対しての確認・回復を考慮する NUREG/CR-1278(THERP)表20-22No. 4 計測・操作等の活動に対する確認の失敗確率を用いる （中央値0.01 EF5）

表 2-3 過誤確率計算シート（格納容器除熱操作失敗：分岐 ar）

過誤確率計算シート 7-a r	
従属性を有する場合の過誤確率	
従属性を考慮する認知失敗確率	2.0E-04
従属性を考慮する動作失敗確率	- (計算シート 7-b)
合計	2.0E-04 (従属考慮前値)
<p>従属性の設定（学会標準解説表24）： 事象発生からの時間余裕は十分長く、担当運転員以外の当直長等の上位の 運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を有するため低従属 とする。</p>	
(学会標準解説表23-5)	
<input type="checkbox"/> 完全従属	当該過誤確率値 = 1.0E+00
<input type="checkbox"/> 高従属	当該過誤確率値 = (1 + 従属考慮前値) / 2 5.0E-01
<input type="checkbox"/> 中従属	当該過誤確率値 = (1 + 6 × 従属考慮前値) / 7 1.4E-01
<input type="radio"/> 低従属	当該過誤確率値 = (1 + 1.9 × 従属考慮前値) / 2.0 5.0E-02
<input type="checkbox"/> 従属性なし	当該過誤確率値 = 従属考慮前値 2.0E-04

表 2-4 過誤確率計算シート（格納容器除熱操作失敗：分岐 br）

過誤確率計算シート 7-br	
従属性を有する場合の過誤確率	
従属性を考慮する認知失敗確率	— (計算シート7-a)
従属性を考慮する動作失敗確率	2.0E-05 (計算シート7-b)
合計	2.0E-05 (従属考慮前値)
<p>従属性の設定（学会標準解説表24）： 事象発生からの時間余裕は十分長く、担当運転員以外の当直長等の上位の 運転員による過誤回復に期待できる。十分大きな余裕を有するため低従属 とする。</p>	
(学会標準解説表23-5)	
<input type="checkbox"/> 完全従属	当該過誤確率値 = 1.0E+00
<input type="checkbox"/> 高従属	当該過誤確率値 = $(1 + \text{従属考慮前値}) / 2$ 5.0E-01
<input type="checkbox"/> 中従属	当該過誤確率値 = $(1 + 6 \times \text{従属考慮前値}) / 7$ 1.4E-01
<input type="radio"/> 低従属	当該過誤確率値 = $(1 + 1.9 \times \text{従属考慮前値}) / 2.0$ 5.0E-02
<input type="checkbox"/> 従属性なし	当該過誤確率値 = 従属考慮前値 2.0E-05

表 3-1 THERPの標準診断曲線 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (初期事象に 対して) [メディアン]	EF	区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (2次事象に 対して) [メディアン]	EF	区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (3次事象に 対して) [メディアン]	EF
1.	1	1.0	--	7.	1	1.0	--	14.	1	1.0	--
2.	10	.1	10	8.	10	1.0	--	15.	10	1.0	--
3.	20	.01	10	9.	20	.1	10	16.	20	1.0	--
4.	30	.001	10	10.	30	.01	10	17.	30	.1	10
				11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
5.	60	.0001	30	19.	50	.001	10	20.	80	.0001	30
				12.	70	.0001	30				
6.	1500	.00001	30	21.	1520	.00001	30				
				13.	1510	.00001	30				

添付 3.1.1.7-1-13

- (注)
- 2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。
 - To：異常発生を示すシグナルが出た時刻
 - ここでは曲線を数値で示している。

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-1 から転記

表 3-2 手動操作のコミッショエラー確率の例 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF
1.	1 個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存	
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別に良く分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (システムを模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	2 状態スイッチの誤った方向への操作, 又は, 誤った レベルへの設定	(注)	
9.	回転式コントローラの誤った設定 (2 状態スイッチ)	.001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	.003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り (ラベルで区別)	.005	3
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	.003	3
13.	不適切なコネクタの配備 (不完全な装着や, コネクタのロック機構のテスト失敗 も含む)	.003	3

(注) 項目 5, 6, 7 の対応する HEP, EF の 1/5 の値

注: 日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準 (レベル 1PSA 編): 2008」の解説表 23-2 から転記

表 3-3 手順書を使うときのオMISSIONエラー確率の例
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	オMISSIONの項目	HEP	EF
1.	チェック表が正しく用いられている場合 短い操作 (<10 項目)	.001	3
2.	長い操作 (>10 項目)	.003	3
3.	チェック表を用いていないか, 又は正しく用いられていない場合 短い操作 (<10 項目)	.003	3
4.	長い操作 (>10 項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが, 用いていない場合	.05	5

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-3 から転記

表 3-4 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	ストレスレベル	HEPs の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)

極度にストレス・レベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる。

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-4 から転記

表 3-5 先行するサブタスク” N-1” が成功又は失敗したときの、サブタスク” N” の成功又は失敗の条件付き確率の求め方：従属レベルの関数 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性のレベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} ZD] = n$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} LD] = \frac{1 + 19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} MD] = \frac{1 + 6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} HD] = \frac{1 + n}{2}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} HD] = \frac{1 + N}{2}$
CD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} CD] = 1.0$

- (注) n : サブタスクの成功確率
 N : サブタスクの失敗確率
 ZD : Zero Dependence 従属度ゼロ
 LD : Low Dependence 従属度低
 MD : Moderate Dependence 従属度中
 HD : High Dependence 従属度高
 CD : Complete Dependence 完全従属

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-5 から転記

表 3-6 エラーファクタ推定ガイドライン (NUREG/CR-1278 から抜粋)

Table 7-2

Table 7-2 General guidelines for estimating uncertainty bounds for estimated HEPs*

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

* The estimates in this table apply to experienced personnel. The performance of novices is discussed in Chapter 18.

** For UCBs for HEPs based on the dependence model, see Table 7-3.

† The highest upper UCB is 1.0.

See Appendix A to calculate the UCBs for $Pr[F_T]$, the total-failure term of an HRA event tree.

†† See Table 18-1 for definitions of step-by-step and dynamic procedures.

表 3-7 計測・操作などの活動に対する確認の失敗 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

Table 20-22 Estimated probabilities that a checker will fail to detect errors made by others* (from Table 19-1)

Item	Checking Operation	HEP	EF
(1)	Checking routine tasks, checker using written materials (includes over-the-shoulder inspections, verifying position of locally operated valves, switches, circuit breakers, connectors, etc., and checking written lists, tags, or procedures for accuracy)	.1	5
(2)	Same as above, but without written materials	.2	5
(3)	Special short-term, one-of-a-kind checking with alerting factors	.05	5
(4)	Checking that involves active participation, such as special measurements	.01	5
	Given that the position of a locally operated valve is checked (item 1 above), noticing that it is not completely opened or closed:	.5	5
(5)	Position indicator** only	.1	5
(6)	Position indicator** and a rising stem	.5	5
(7)	Neither a position indicator** nor a rising stem	.9	5
(8)	Checking by reader/checker of the task performer in a two-man team, <u>or</u> checking by a <u>second</u> checker, routine task (no credit for more than 2 checkers)	.5	5
(9)	Checking the status of equipment if that status affects one's safety when performing his tasks	.001	5
(10)	An operator checks change or restoration tasks performed by a maintainer	Above HEPs ÷ 2	5

* This table applies to cases during normal operating conditions in which a person is directed to check the work performed by others either as the work is being performed or after its completion.

** A position indicator incorporates a scale that indicates the position of the valve relative to a fully opened or fully closed position. A rising stem qualifies as a position indicator if there is a scale associated with it.

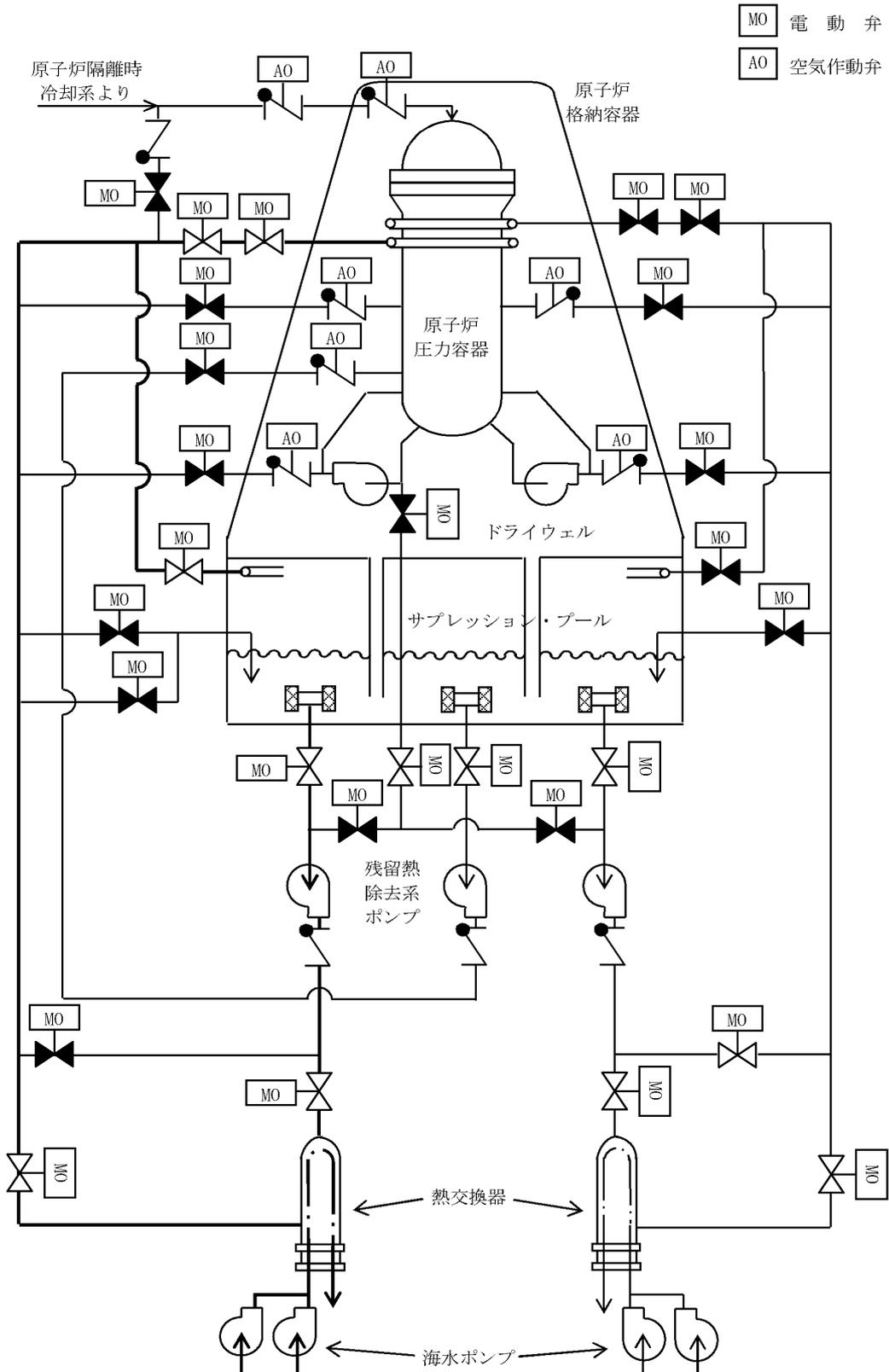


図3 RHRによる格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール冷却系の系統構成

起因事象発生前の人的過誤として評価した事象の抽出について

本 P R A で評価対象とした起因事象発生前の人的過誤の抽出過程を以下に示す。ここで、起因事象発生前の人的過誤は運転員による試験・操作及びその後の状態復旧を対象としており、保守員による保全作業時の人的過誤（計装機器の校正エラーを含む。）については機器故障率に含まれているとして、ここでは取り扱っていない。

(1) 操作・作業の同定

フォールトツリーでモデル化している全ての機器を対象に、プラント運転中及び停止中における操作・作業等を手順書類（定期試験手順書，設備別運転手順書等）から抽出する。

(2) スクリーニング

抽出した操作・作業等に対し、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 1 P S A 編）：2008」（以下「学会標準」という。）に基づき、以下に示すスクリーニング基準を設け、スクリーニングできない操作・作業等について、起因事象発生前の人的過誤として定義する。

- a. 系統の要求に対して機器の調整が自動的に行われるもの。
- b. 中央制御室にて機器の状態表示が確認でき、その状態が日常的に確認されており、かつ調整が可能なもの。
- c. 実施されている保守後の機能試験により、誤調整が明らかになるもの。
- d. 当初の操作の後、チェックリストに基づく独立した機器の状態確認があるもの（N U R E G - 1 7 9 2 を参考に設定*）。

※：学会標準に本スクリーニング基準に関する記載はないが、

N U R E G - 1 7 9 2 を参考に、従属性のない独立した確

認が別途実施されている場合においては，起因事象発生前の人的過誤を除外できるものとして設定している。

e．機器の状態確認が頻繁に実施されているもの。

本P R Aで評価対象とした全ての系統について検討した結果，抽出された起因事象発生前の人的過誤は以下のとおりである。なお，スクリーニング基準d．のみで除外した起因事象発生前の人的過誤はなかった。

- ・手動弁に対する開け忘れ／閉め忘れ
- ・定期試験において非常用ディーゼル発電機を母線に並列させる際に手動でガバナ類の調整を行うが，試験後の待機状態（自動投入可能な設定）への復旧に失敗する。

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果のうち，非常用ディーゼル発電機の例を表1に示す。

表 1 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果（非常用ディーゼル発電機の例）

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果		対象とした操作・作業等とスクリーニング結果				モデル化の 要否
		運転中の試験等に伴う操作等に起因 (定期試験手順等)		プラント停止中の操作等に起因 (設備別手順書, 定期試験手順等)		
機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	除外理由	操作・作業等	除外理由	
非常用ディーゼル発電機 本体	待機（自動）への復 旧失敗	試験時の運転操作	除外ルール b .	試験時の運転操作	除外ルール b .	否
非常用ディーゼル発電機 ガバナ	通常状態への復旧 失敗	試験時の手動操作	除外ルールに 該当しない	試験時の手動操作	除外ルールに 該当しない	要
非常用ディーゼル発電機 燃料油移送ポンプ	待機への復旧失敗	試験時の運転操作	除外ルール b .	試験時の運転操作	除外ルール b .	否
非常用ディーゼル発電機 空調機	待機への復旧失敗	試験時の運転操作	除外ルール b .	試験時の運転操作	除外ルール b .	否
非常用ディーゼル発電機 冷却水ライン手動弁	待機（弁開）への復 旧失敗	なし	—	点検後の待機状態 への復旧操作	除外ルールに 該当しない	要

校正ミスの取扱いについて

本 P R A では、保修員による機器の校正ミスについては、人的過誤としてモデル化していない。その理由を以下に示す。

(1) 21 ヶ年データにおける校正ミスの取扱い

本 P R A で使用している機器故障率データは、「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(平成 21 年 5 月公表)」(以下「21 ヶ年データ」という。)に記載されているデータを使用している。21 ヶ年データは国内プラントの機器の故障実績を基に整備されたデータベースであるが、計装機器等の故障件数には、機器の機械的故障以外に、保修員の校正ミスが原因で機器が故障した場合が含まれている。21 ヶ年データに記載されているデータのうち、保修員の校正ミスを含む機器故障率の例を表 1 に示す。また、表 1 に示す機器及び故障モードのうち、温度スイッチの誤動作としてカウントされている事象の概要を表 2 に示す。表 1 及び表 2 に示すとおり、21 ヶ年データには、保修員による校正ミスが原因の故障事象が含まれているため、本 P R A では、校正ミスを人的過誤としてはモデル化していない。

(2) 校正ミスに係る共通要因故障の取扱い

冗長化された検出器においては、同じ保修員が連続して校正作業を実施すると考えられるため、校正ミスが共通の要因となり複数の検出器が故障する可能性がある。しかし、この校正ミスによる共通要因故障についても、21 ヶ年データではそれぞれ単独の機器故障として取り扱われているため、本 P R A においては校正ミスに係る共通要因故障のみを独立して人的過誤としてはモデル化

していない。

ここで、検出器の校正ミスに係る共通要因故障を人的過誤としてモデル化した場合の非信頼度と炉心損傷頻度への影響を検討した。校正ミスに係る人的過誤確率の評価結果を表 3 に示す。検出器の校正ミスに係る共通要因故障の人的過誤確率は $1.0E-5$ のオーダーとなり、表 4 に示すとおり、本 P R A でモデル化している検出器及びトリップユニットの機械的故障の共通要因故障と同程度の非信頼度となった。ただし、本 P R A では、検出器の共通要因故障の中で F V 重要度が最も高い、「原子炉水位 (L-1) トランスミッタ作動失敗共通要因故障」の場合でも、F V 重要度は $3.4E-07$ であり、この共通要因故障の炉心損傷頻度に対する寄与割合 ($3.4E-05\%$) は十分小さいため、検出器の校正ミスに係る共通要因故障の人的過誤をモデル化した場合でも、炉心損傷頻度への影響は限定的である。

表 1 保修員の校正ミスを含む機器故障率の例

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

表 2 温度スイッチに係る保修員の校正ミス事象の概要

<p>発生日時</p>	<p>1988年12月15日16時10分（B-C U Wポンプ） 1988年12月16日11時33分（A-C U Wポンプ）</p>
<p>事象発生時の状況</p>	<p>定格出力（460MWe）で運転中のところ、昭和63年12月15日16時10分、「ポンプ出口温度高」警報発生と同時にB-原子炉冷却材浄化系循環ポンプ（B-C U Wポンプ）がトリップした。原因調査の結果、B-C U Wポンプ出口温度スイッチに設定値のずれが確認されたため、当該温度スイッチの校正を実施した。</p> <p>B-C U Wポンプの試運転のため、12月16日11時33分、同ポンプを起動したところ、「ポンプ出口温度高」警報発生と同時にA-C U Wポンプがトリップした。なお、B-C U Wポンプの運転状況に異常はなかった。</p> <p>A-C U Wポンプの原因調査の結果、B-C U Wポンプと同様に、ポンプ出口温度スイッチに設定値のずれが確認されたため、当該温度スイッチの校正を実施し、16時33分にA-C U Wポンプの試運転を行い運転状況に異常のないことを確認して、通常運転に復帰した。</p> <p>この間、発電機出力の変動はなかった。</p>
<p>原因調査の概要</p>	<p>C U Wポンプ出口温度スイッチに設定値ずれが発生する要因について検討した結果は、以下のとおりである。</p> <p>(1) C U Wポンプ出口温度スイッチの不良 当該温度スイッチの内部点検において、異常は認められなかった。</p> <p>(2) 衝撃による設定値ずれ 工場において当該温度スイッチの衝撃試験を実施した結果、設定値ずれは発生しなかった。</p> <p>(3) 定期検査時の校正ミス 設定値60℃に対し、A、B-C U Wポンプとも約53℃とほぼ同様な設定値ずれであり、当該温度スイッチの点検校正作業はC U W補助ポンプ冷却水温度スイッチ（設定値66℃）の点検校正に引き続いて同一メンバーで実施していたことから、作業者の勘違いによる校正ミスの可能性が大きいと考えられる。</p>
<p>事象の原因</p>	<p>調査結果から、事象の発生原因は、定期検査時の当該温度スイッチの点検校正において、作業者が当該温度スイッチの設定値は、先に点検校正を行った同型の温度スイッチの設定値（66℃）と同じだと勘違いして設定指針を取り付け、その後誤りに気づき、調整ネジにより設定指針を正規の設定値に調整した結果、温度スイッチの設定値が約53℃となった可能性が大きいと考えられる。</p>

表 3 検出器の校正ミスの共通要因故障に係る人的過誤確率評価結果

No.	項目	中央値 (／要求時)	EF	備考
①	チェックリストを適切に使用した場合に手順書中の作業項目を省く	1.0E-03	3	NUREG/CR-1278 表 20-7(1)
②	管理者のチェック失敗	5.1E-02	—	NUREG/CR-1278 表 20-17 (低従属)
③	検出器単体の校正ミス	5.1E-05	3	①×②
④	複数の検出器の校正ミス (共通要因故障)	2.6E-06	3	③に対して低従属を仮定 NUREG/CR-1278 表 20-17 (低従属)

④の平均値：3.2E-06 (／要求時)

表 4 検出器及びトリップユニットに係る共通要因故障の
非信頼度及び重要度評価結果（F V重要度上位 10 位）

関連系統	機器及び故障モード	非信頼度 (／要求時)	F V 重要度
RCIC ADS LPCS LPCI-A/B/C	原子炉水位（L-1）トランスミッタ作動失敗共通要因故障	4.8E-06	3.4E-07
HPCS	原子炉水位（L-2）トランスミッタ作動失敗共通要因故障	4.8E-06	1.3E-07
ADS LPCS LPCI-A/B/C	原子炉水位（L-1）トリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	4.1E-08
ADS	原子炉水位（L-3）トランスミッタ作動失敗共通要因故障	4.8E-06	2.6E-08
ADS LPCS LPCI-A/B/C	ドライウエル圧力高トランスミッタ作動失敗共通要因故障	1.1E-06	2.2E-08
HPCS	原子炉水位（L-2）トリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	2.2E-08
ADS LPCS LPCI-A/B/C	ドライウエルトリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	1.7E-08
RCIC	原子炉水位（L-2）トリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	1.2E-08
ADS	原子炉水位（L-3）トリップユニット作動失敗共通要因故障	8.3E-07	4.5E-09
LPCI-A/B/C	弁間差圧力トランスミッタ作動失敗共通要因故障	8.6E-08	4.3E-09

人的過誤に係わるストレスレベル及びストレスファクタの
考え方について

本 P R A で用いている起因事象発生前後の人的過誤確率をストレスレベル、ストレスファクタ及び余裕時間とともに表 1 及び表 2 に示す。

運転員のタスク遂行の成功又は失敗の確率は、運転員にとっての外的環境（温度、照明等の作業環境、タスクの特性、マンマシンインターフェイス等）、内的状態（経験、訓練等によって形成される知識及びスキル）又はストレス等の行動形成因子によって大きく影響される。

本 P R A における人的過誤のストレスレベル及びストレスファクタの設定の考え方について、以下に示す。

(1) ストレスレベルの分類

本 P R A では、ヒューマンエラーハンドブック（N U R E G / C R - 1 2 7 8）の T H E R P 手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用しており、作業負荷等に応じて 7 つのストレスレベルを分類し、それらに対応した補正係数（ストレスファクタ）を評価している。その詳細については、表 3 に示す。

作業負荷が低い場合は注意力が散漫になり、逆に作業負荷が高い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は超えているため、タスク遂行の妨害となることから、その作業に対する増倍係数を設定している。また、極端にストレスレベルが高い場合は、情緒的反応が生じる等タスク遂行に非常に妨害となる

ことから、固定値を用いて評価する。

なお、本PRAでは、運転員による異常時の事象の認知や操作方法は訓練されているため、補正係数は「熟練者」の値を選択する。また、運転員の操作内容は手順書に従った段階的操作であることから、各ストレスレベルの「段階的操作」を選択する。

(2) ストレスファクタの設定の考え方

a. 起回事象発生前（表1，表3）

○認知失敗及び操作失敗

事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスには至らないため、ストレスレベル「【No. 2】作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ1を設定した。

b. 起回事象発生後（表2，表3）

○認知失敗

期待する緩和設備に対しては手順書の整備及び訓練の十分な実施が行われているが、起回事象発生後は起回事象発生前に比べて運転員のストレスレベルが高いと考えられるため、ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ2を設定した。

○操作失敗

認知と同様の理由により、ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ2を設定した。

基本的に上記の考え方にに基づき、起回事象発生後の人的過誤

について、ストレスレベル及びストレスファクタを設定しているが、以下の人的過誤については、別途ストレスレベル及びストレスファクタを設定した。

- ・ 「水源切替操作失敗（C S T→サプレッション・チェンバ，中破断 L O C A）」，「注水不能認知失敗（大中破断 L O C A）」

○認知失敗

余裕時間が極めて短い時間であり，操作員のストレスが非常に高いと考えられるため，ストレスレベル「【No. 7】作業負荷が極度に高い（動的操作又は診断操作）」の固定値を用いて評価した。

表 1 起因事象発生前の人的過誤のストレスレベル及びストレスファクタ

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)	過誤確率 (平均値)	EF	ストレスレベル, ストレスファクタの 選定理由
弁の開け忘れ・閉め忘れ	適度 【No. 2】 ----- (×1)	8.3E-05	4.8	事故が発生していないときの操作であり, 特に高いストレスには至らないため, ストレスレベル「【No. 2】作業負荷が適度(段階的操作)」のストレスファクタ 1 を設定した。
D G 試験時ガバナ操作後の 復旧失敗	適度 【No. 2】 ----- (×1)	3.9E-03	6.8	
弁の開け忘れ・閉め忘れ (I S L O C A)	適度 【No. 2】 ----- (×1)	2.0E-03	3.5	

表 2 起回事象発生後の人的過誤のストレスファクタと余裕時間 (1/2)

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)		余裕時間	過誤確率 (平均値)	EF	ストレスレベル, ストレスファクタの選定理由
	認知失敗	操作失敗				
原子炉水位制御 操作失敗	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	30分	2.5E-03	6.5	○認知失敗及び操作失敗 期待する緩和設備に対しては手順書の整備及び訓練の十分な実施が行われているが、起回事象発生後は起回事象発生前に比べて運転員のストレスレベルが高いと考えられるため、ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い(段階的操作)」のストレスファクタ2を設定した。
水源切替操作失敗 (CST→サプレッション・チェンバ, 大中破断LOCA以外)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	30分	2.5E-03	6.5	
原子炉手動減圧失敗 (LOCA以外)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	30分	2.5E-03	6.5	
DG燃料油補給 操作失敗	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	60分	1.1E-04	35.6	
水源切替操作失敗 (CST→サプレッション・チェンバ, 中破断LOCA)	極度に高い 【No. 7】 (固定値)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	極めて 短い時間	1.8E-01	6.7	○認知失敗 時間的余裕が極めて短い時間であり、操作員のストレスが非常に高いと考えられるため、ストレスレベル「【No. 7】作業負荷が極度に高い(動的操作又は診断操作)」の固定値を用いて評価した。 ○操作失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。
RHR系操作失敗	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	60分	1.1E-04	35.6	○認知失敗及び操作失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。

表 2 起因事象発生後の人的過誤のストレスファクタと余裕時間 (2/2)

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)		余裕時間	過誤確率 (平均値)	EF	ストレスレベル, ストレスファクタの選定理由
	認知失敗	操作失敗				
起動信号の共通原因故障時						
注水不能認知失敗 (大中破断LOCA以外)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	—	30分	1.0E-03	13.8	○認知失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。
注水不能認知失敗 (大中破断LOCA)	極度に高い 【No. 7】 (固定値)	—	極めて 短い時間	4.0E-01	5.0	○認知失敗 時間的余裕が極めて短い時間であり, 操作員のストレスが非常に高いと考えられるため, ストレスレベル「【No. 7】作業負荷が極度に高い(動的操作又は診断操作)」の固定値を用いて評価した。
高圧注水系起動 操作失敗	—	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	—	2.5E-03	3.0	○操作失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。
原子炉手動減圧失敗 (LOCA)	—	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	—	1.9E-01	3.5	
低圧注水系起動 操作失敗	—	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	—	1.9E-01	3.5	○操作失敗 「原子炉水位制御操作失敗」と同様。

表3 ストレス及び熟練度による人的過誤率（HEP）への補正係数

項目	ストレスレベル	HEPs の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)

極度にストレス・レベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる。

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-4 から転記

オMISSIONエラーを考慮していない理由について

本PRAでは、起因事象発生後の緩和操作に係る人的過誤の評価においてオMISSIONエラーの寄与は十分小さいとして考慮していない。これは以下の理由によるものである。

(1) オMISSIONエラーが発生する前提

PRAで考慮する緩和操作に係る人的過誤は、THERP手法を定めるNURREG/CR-1278に従って認知失敗と操作失敗の2つに分類している。NURREG/CR-1278では、認知失敗はTHERP標準診断曲線に基づき評価しており、一方、操作失敗は、オMISSIONエラーとコミMISSIONエラーに分類され、オMISSIONエラーの発生に際して、使用する手順書は「原子力発電所の（1983年当時の）典型的な手順書」であることを前提としている。

(2) 典型的な手順書とコラム式の手順書

a. 典型的な手順書

典型的な手順書とは以下のような特徴を持ち、図1に具体例を示す。

- ・ 必要な情報を伝えるには過度の字数である物語調 (narrative) の様式。
- ・ 必要な情報量に比べて不要な情報量が多い。
- ・ 一つの段落に複数の実施項目が含まれている。
- ・ 操作者が手順書に従って「計器を見て設定値を確認する」等を実施した後、手順書を再度参照する際に誤った箇所を参照する事がある。

FTM パネルの前面にて、DC 測定ボタンを下に押す。ランプが点灯する。RMS 測定ボタンを押し続ける。RMS VM を読み取り、A から C は 0.055 と 0.056 の間であることを、D から G は 0.049 と 0.050 の間であることを読み取る。読み取る記録計は A から C は 3.4A、D から G は 3.4B である。

図 1 典型的な物語調の手順書の例（出典：NUREG/CR-1278）

b. コラム式の手順書

コラム式の手順書とは以下のような特徴を持ち、図 2 に具体例を示す。

- ・ 表形式で手順及び確認事項（機器状態等）が記載されている。
- ・ 必要な情報量に比べて不要な情報量が少ない
- ・ 各項目が単一の手順に対応する。
- ・ 各手順にチェック欄が有る。
- ・ チェック欄は手順の隣に記載されている。

対象機器	手順	確認事項	備考
FTM panel	DC 測定ボタンを下に押す。	ランプが点灯する事	
	RMS 測定ボタンを押し続ける。		
	RMS VM を読み取る。		
	A から C	0.055 から 0.056 の間である事	記録計 3.4A
	D から G	0.049 から 0.050 の間である事	記録計 3.4B

図 2 コラム式の手順書の例（出典：NUREG/CR-1278）

c. 本PRAにおけるオMISSIONエラーの考慮について

NUREG/CR-1278によれば、物語調の手順書を使い慣れている運転員が簡単な訓練を行った後、コラム式の手順書を使用して試験をするという実験を参照しており、その結果から運転員がコラム式の手順書を使い慣れていないとしても、オMISSIONエラーの発生率が三分の一に減少すると評価されている^[1]。

東海第二発電所の運転操作手順書は既にコラム式を採用しており、表1に示す熟練度による人的過誤確率への補正係数の影響を考慮すると、熟練した運転員が操作することにより過誤確率はさらに半減すると考えられる。

代表的なオMISSIONエラーとして表2の「1. 短い項目（10項目未満）」を想定とした場合、その過誤確率はコラム式の手順書の採用及び熟練度を考慮することにより、 $1.7E-04$ まで低減できるものと考えられる。これは、本PRAにおいて起因事象発生後のコミッションエラーとして考慮している表3の「3. 同様なコントロールを持つパネルで選択誤り」の人的過誤確率 $1.0E-03$ と比較して一桁小さい。また、以下の東海第二発電所の手順書の記載内容を考慮することにより、オMISSIONエラーによる寄与はコミッションエラーと比較して十分に小さくなると考えられる。

- ・ 発電長から副発電長への指示、副発電長から発電長への報告及び運転員への指示、副発電長の指示による原子炉側操作員、タービン・電気側操作員、現場操作員の運転操作及び確認事項が明確に記載されている。
- ・ 兆候ベースの非常時運転手順書中では、操作の流れが把握できるようフローチャートを記載しており、オMISSIONエラーの発生を低減できる手順書となっている。

上記により，起因事象発生後におけるオMISSIONエラーの過誤確率はオMISSIONエラーと比較してその寄与は十分に小さいと考えられるため，本P R AにおいてオMISSIONエラーは考慮していない。

表1 ストレスと熟練度による人的過誤確率への補正係数
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	ストレスレベル	HEPs の増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	.25 (EF = 5)	.50 (EF = 5)

極度にストレス・レベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる。

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-4 から転記

表2 手順書を使うときのオMISSIONエラー確率の例
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	オMISSIONの項目	HEP	EF
	チェック表が正しく用いられている場合		
1.	短い操作 (<10 項目)	.001	3
2.	長い操作 (>10 項目)	.003	3
	チェック表を用いていないか、又は正しく用いられていない場合		
3.	短い操作 (<10 項目)	.003	3
4.	長い操作 (>10 項目)	.01	3
5.	文書化した手順書を用いるべきであるが、用いていない場合	.05	5

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-3 から転記

表 3 手動操作のコミッションエラー確率の例
(NUREG/CR-1278 から抜粋)

項目	エラーのポテンシャル	HEP	EF
1.	1 個のコントロールの不注意な操作	プラントに完全依存	
2.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (ラベルで区別)	.003	3
3.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (機能別に良く分類された配置)	.001	3
4.	同様なコントロールを持つパネルで選択誤り (システムを模擬した表示)	.0005	10
5.	スイッチの誤った方向への操作 (固定観念に従う場合)	.0005	10
6.	スイッチの誤った方向への操作 (通常の運転状態で固定観念を損う場合)	.05	5
7.	スイッチの誤った方向への操作 (高ストレス状態で固定観念を損う場合)	.5	5
8.	2 状態スイッチの誤った方向への操作, 又は, 誤った レベルへの設定	(注)	
9.	回転式コントローラの誤った設定 (2 状態スイッチ)	.001	10
10.	完全な操作の完了に対する失敗	.003	3
11.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り (ラベルで区別)	.005	3
12.	グループ内のサーキットブレーカ選択誤り	.003	3
13.	不適切なコネクタの配備 (不完全な装着や, コネクタのロック機構のテスト失敗 も含む)	.003	3

(注) 項目 5, 6, 7 の対応する HEP, EF の 1/5 の値

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的
安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-2 から転
記

(3) 参考文献

[1] Haney. R. W , “An in-plant experiment” , November 1969.

認知失敗確率におけるストレスファクタの考慮について

本PRAでは、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用している。以下にTHERP手法及び本PRAでの認知失敗確率におけるストレスファクタの考え方を示す。

1. THERP手法での認知失敗確率におけるストレスファクタの考え方

THERP手法では、人間が入力された情報から行動を行うまでに、感覚器官に情報が入力されるプロセス(A)、認知プロセス(B)、処理プロセス(C)、行動判断プロセス(D)、及び行動プロセス(E)という5つのプロセスを経るとしており、認知プロセス(B)及び処理プロセス(C)における失敗を認知失敗としている。

また、認知失敗・操作失敗に係る心理的なストレスとして、以下のようなものがあるとされている。

- ・突発的な開始、ストレスの継続
- ・単調さ、品位の低さ、無意味さ
- ・作業スピード、作業負荷
- ・長期の警戒時間
- ・高い危険
- ・成績に対する軋轢
- ・脅威（失敗、仕事をなくすこと）
- ・否定的な強制力

以下に示すように、THERP手法では認知プロセス(B)及び処理プロセス(C)において、ストレスの影響によって認知失敗の発生率が上昇するため、ストレスファクタを考慮する必要があると記載されている。

(1) 認知プロセス(B)における認知失敗

認知プロセス(B)では、ストレスによって、十分に注意することができなくなることで、認知失敗に繋がる。

(2) 処理プロセス(C)における認知失敗

処理プロセス(C)では、ストレスによって、運転状態を正しく認知することが難しくなることで、認知失敗に繋がる。

2. 本PRAでの認知失敗確率におけるストレスファクタの考え方

上記に示すように、THERP手法では認知失敗確率においてもストレスファクタを考慮することとしており、本PRAにおいても、その考え方に基づいてストレスファクタを設定している。

認知失敗における過誤回復の考慮について

本PRAでは、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP手法を使用している。以下に本PRAでの認知失敗における過誤回復の考え方について示す。

(1) THERP手法での認知失敗の考え方

THERP手法では、表1に示す標準診断曲線を用いて診断失敗を評価しており、評価に使用する余裕時間の起点については異常発生を示す警報が出た時刻としている。また、初期の異常事象を示す警報に対する診断や対応の最中に発生する2次事象や3次事象に対しても診断失敗を考慮しており、その診断に対する余裕時間は、前段事象の余裕時間に対して10分余分に時間がかかると想定し、診断失敗確率を標準診断曲線により設定している。

なお、表1に示す診断失敗確率は、同じ班の運転員全員による診断失敗確率である。

(2) 本PRAでの認知失敗における過誤回復の考え方

本PRAにおいては、初期事象の警報に対する認知失敗の過誤回復（表2）として、後段に発報する複数の警報に対する認知を考慮している。起因事象やその後の事象進展により、発報する警報数やそのタイミングが異なるが、過誤回復の失敗確率は下表のとおり余裕時間に基づき、従属性のレベルを分けて考慮している。

余裕時間	過誤回復の失敗確率
30分	余裕時間30分の認知失敗確率に中従属性を考慮
60分	余裕時間60分の認知失敗確率に低従属性を考慮

表 1 THERPの標準診断曲線 (NUREG/CR-1278 から抜粋)

区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (初期事象に 対して) [メデ'イア]	EF	区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (2次事象に 対して) [メデ'イア]	EF	区間	T (To 後の 時間) [分]	運転員全員 による診断 失敗確率 (3次事象に 対して) [メデ'イア]	EF
1.	1	1.0	--	7.	1	1.0	--	14.	1	1.0	--
2.	10	.1	10	8.	10	1.0	--	15.	10	1.0	--
3.	20	.01	10	9.	20	.1	10	16.	20	1.0	--
4.	30	.001	10	10.	30	.01	10	17.	30	.1	10
				11.	40	.001	10	18.	40	.01	10
5.	60	.0001	30	12.	70	.0001	30	19.	50	.001	10
				20.	80	.0001	30				
6.	1500	.00001	30	13.	1510	.00001	30	21.	1520	.00001	30

- (注)
- 2次事象や3次事象は、運転員が初期事象の診断や対応の最中に発生する事象を意味する。
 - To：異常発生を示すシグナルが出た時刻
 - ここでは曲線を数値で示している。

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2008」の解説表 23-1 から転記

表2 先行するサブタスク” N-1” が成功又は失敗したときの、
サブタスク” N” の成功又は失敗の条件付き確率の求め方：従属レベルの関数

(NUREG/CR-1278 から抜粋)

従属性の レベル	条件付き成功確率	条件付き失敗確率
ZD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} ZD] = n$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} ZD] = N$
LD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} LD] = \frac{1+19n}{20}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} LD] = \frac{1+19N}{20}$
MD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} MD] = \frac{1+6n}{7}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} MD] = \frac{1+6N}{7}$
HD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} HD] = \frac{1+n}{2}$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} HD] = \frac{1+N}{2}$
CD	$\Pr [S_{“N”} S_{“N-1”} CD] = 1.0$	$\Pr [F_{“N”} F_{“N-1”} CD] = 1.0$

(注) n：サブタスクの成功確率

N：サブタスクの失敗確率

ZD：Zero Dependence 従属度ゼロ

LD：Low Dependence 従属度低

MD：Moderate Dependence 従属度中

HD：High Dependence 従属度高

CD：Complete Dependence 完全従属

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2008」の解説表23-5から転記

P R A 使用コードの検証について

内部事象における炉心損傷頻度の定量化に際しては、解析コードとして、株式会社テプコシステムズが開発した Safety Watcher を使用している。以下に解析コードの概要及び検証について示す。

(1) 解析コードの概要

Safety Watcher は、イベントツリー及びフォールトツリー等の定量化のために必要な情報の入力ファイルを作成する機能、及びフォールトツリーや事故シーケンスの定量化（点推定値計算、不確かさ解析、重要度解析及びミニマルカットセットの抽出）を行う機能を有している。

また、Safety Watcher では二分決定図(Binary Decision Diagram, BDD) を用いた定量化方法が採用されており、稀有事象近似を行わない定量化が可能である。

(2) 解析コードの検証

Safety Watcher の検証は、海外にて十分に使用実績のある Risk Spectrum PSA とのベンチマークによる妥当性確認を行っている。表 1 にベンチマークの結果を示す。また、図 1 にベンチマークに用いたイベントツリーを示す。

ベンチマークの結果、両者に大きな差異は見られなかった。

表 1 事故シーケンスの定量化の比較によるベンチマーク結果

Sq No. ※	①RiskSpectrum の解析結果 (／炉年)	②SafetyWatcher の解析結果 (／炉年)	①／②	事故シーケンス グループ
3			1.01	T W
6			1.01	T W
9			1.01	T W
12			1.01	T W
15			1.01	T W
18			1.01	T W
19			1.01	T Q U V
20			1.01	T Q U X
23			1.00	T W
26			1.00	T W
29			1.00	T W
32			1.00	T W
35			1.00	T W
36			1.00	T Q U V
合計			1.01	—

※：Sq No. は，図 1 中の「No.」に対応する。

非隔離事 象	メンテナ ンス	スクラム系	S/R弁開 放	S/R弁再 閉鎖	HPCS	RCIC	手動ADS	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態
T1	MN	C	M	P	UH	UR	X1	VA	VS	VB	VC	WA	WB		
														1	-
														2	-
														3	TW
														4	-
														5	-
														6	TW
														7	-
														8	-
														9	TW
														10	-
														11	-
														12	TW
														13	-
														14	-
														15	TW
														16	-
														17	-
														18	TW
														19	TQUV
														20	TQUX
														21	-
														22	-
														23	TW
														24	-
														25	-
														26	TW
														27	-
														28	-
														29	TW
														30	-
														31	-
														32	TW
														33	-
														34	-
														35	TW
														36	TQUV
														37	-
														38	-
														39	-

図 1 ベンチマークに用いたイベントツリー

イベントツリーにおけるドミナントシーケンスについて

起因事象別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンスを表 1 に示す。
また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンスを表 2 に示す。

なお、起因事象別及び事故シーケンスグループ別のドミナントシーケンスについては、イベントツリー集（添付資料 3.1.1.4-1）において示す。

表 1 起因事象別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンス

起因事象		炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス
過渡事象	非隔離事象	2.5E-05	非隔離事象+崩壊熱除去失敗
	隔離事象	4.0E-06	隔離事象+崩壊熱除去失敗
	全給水喪失	1.5E-06	全給水喪失+崩壊熱除去失敗
	水位低下事象	4.0E-06	水位低下事象+崩壊熱除去失敗
	原子炉緊急停止系誤動作等	8.2E-06	原子炉緊急停止系誤動作等+崩壊熱除去失敗
	逃がし安全弁誤開放	1.5E-07	逃がし安全弁誤開放+崩壊熱除去失敗
外部電源喪失	外部電源喪失	1.5E-06	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)
手動停止/サポート系喪失 (手動停止)	計画外停止	6.4E-06	計画外停止+崩壊熱除去失敗
	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅰ)	1.6E-06	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅰ)+崩壊熱除去失敗
	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)	1.6E-06	残留熱除去系海水系故障(区分Ⅱ)+崩壊熱除去失敗
	交流電源故障(区分Ⅰ)	3.4E-07	交流電源故障(区分Ⅰ)+崩壊熱除去失敗
サポート系喪失(自動停止)	交流電源故障(区分Ⅱ)	3.4E-07	交流電源故障(区分Ⅱ)+崩壊熱除去失敗
	タービン・サポート系故障	1.1E-07	タービン・サポート系故障+崩壊熱除去失敗
サポート系喪失(直流電源故障)	直流電源故障(区分Ⅰ)	2.7E-06	直流電源故障(区分Ⅰ)+DG失敗(HPCS成功)
	直流電源故障(区分Ⅱ)	2.7E-06	直流電源故障(区分Ⅱ)+DG失敗(HPCS成功)
LOCA	大破断LOCA	3.0E-09	大破断LOCA+崩壊熱除去失敗
	中破断LOCA	3.0E-08	中破断LOCA+崩壊熱除去失敗
	小破断LOCA	4.5E-08	小破断LOCA+崩壊熱除去失敗
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	4.8E-10	インターフェイスシステムLOCA

表 2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度と主要な事故シーケンス

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (/炉年)	主要な事故シーケンス
高圧注水・減圧 失敗	T Q U X	2. 0E-08	直流電源故障 (区分 I) + 高圧炉 心冷却失敗 + 手動減圧失敗
高圧・低圧注水 失敗	T Q U V	3. 5E-09	直流電源故障 (区分 I) + 高圧炉 心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
全交流動力電源 喪失	長期 T B	7. 7E-08	外部電源喪失 + D G 失敗 + 高圧炉 心冷却失敗
	T B U	2. 1E-08	直流電源故障 (区分 I) + 交流電 源喪失 + 高圧炉心冷却失敗
	T B P	5. 3E-10	外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし 安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却 失敗
	T B D	6. 0E-12	外部電源喪失 + 直流電源喪失 + 高 圧炉心冷却失敗
崩壊熱除去機能 喪失	T W	5. 6E-05	非隔離事象 + 崩壊熱除去失敗
	T B W	4. 8E-06	直流電源故障 (区分 II) + D G 失 敗 (H P C S 成功)
原子炉停止機能 喪失	T C	2. 5E-08	非隔離事象 (A T W S) + 原子炉 停止失敗
L O C A 時注水 機能喪失	A E	1. 4E-12	大破断 L O C A + 高圧炉心冷却失 敗 + 低圧炉心冷却失敗
	S 1 E	2. 0E-11	中破断 L O C A + 高圧炉心冷却失 敗 + 低圧炉心冷却失敗
	S 2 E	1. 6E-13	小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失 敗 + 低圧炉心冷却失敗
格納容器バイパ ス (インターフ ェイスシステム L O C A)	I S L O C A	4. 8E-10	インターフェイスシステム L O C A

不確実さ解析における計算回数について

本PRAでは、モンテカルロ法の試行回数を 3,000 回として不確実さ解析を行っている（図 1）。

試行回数の増加に伴う評価値の遷移より，評価結果の収束について確認を行った結果，図 2 に示すとおり，試行回数 3,000 回で各評価値はほぼ収束している。

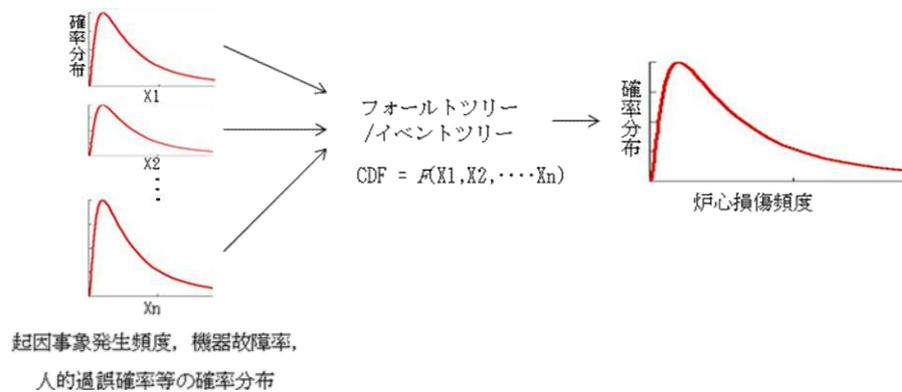


図 1 不確実さ解析（イメージ図）

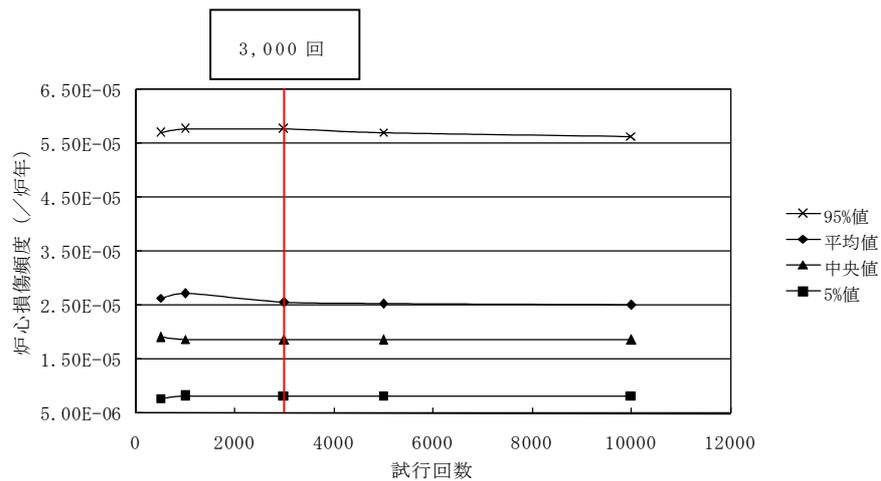


図 2 不確実さ解析結果の遷移

ベイズ統計による個別プラントパラメータの算出について

東海第二発電所固有のプラントパラメータを反映した感度解析を実施するため、ベイズ統計によりプラント固有の運転実績を考慮した起因事象発生頻度及び機器故障率を算出した。その算出手順を以下に述べる。

(1) 起因事象発生頻度について

個別プラントの起因事象発生頻度の算出フローを図 1 に示す。

個別プラントの起因事象発生頻度は、事前分布として国内一般起因事象発生頻度を使用し、東海第二発電所実績データを用いて経験ベイズ更新を実施することで得られる。以下にその内容を示す。

a. 事前分布

a-1) 平成 20 年度末までの国内 BWR 実績データを起因事象データとして用いる。

a-2) 平成 20 年度末までの国内 BWR 実績データを用いて階層ベイズ^{*1}処理を実施する。この場合の事前分布を対数正規分布とし、各 BWR プラントにおける実績データはポアソン過程で発生するものとする。また、評価コードはマルコフ連鎖モンテカルロ用ソフト WinBUGS を使用する。

a-3) 階層ベイズ処理によって得られた事後分布（国内一般起因事象発生頻度）を対数正規分布と仮定し、経験ベイズ更新の事前分布として使用している。

b. 東海第二発電所実績データ

東海第二発電所における、運転開始から平成 20 年度末までの起因事象実績データとする。

c. 事後分布

上記 b. の東海第二発電所の実績データがポアソン過程で発生するとして、a. の事前分布を用いて経験ベイズ^{※2}更新を実施し、個別プラントパラメータである事後分布を得る。また、評価コードは一般財団法人電力中央研究所が開発した Budda を使用する。

なお、プラント固有データを考慮した感度解析では得られた事後分布を対数正規分布と仮定する。

- ※1 階層ベイズとは事前分布のパラメータを事前情報から求めず、それぞれ異なるハイパー事前分布より決定したパラメータを使用した分布を事前分布とし、それを個別プラントデータでベイズ更新して事後分布を求める手法である。ハイパー事前分布とは、ハイパーパラメータ μ (平均) 及び σ (分散) の分布である。
- ※2 経験ベイズとは事前分布のパラメータを観測されている事前情報から求め、これを個別プラントデータでベイズ更新して事後分布を求める手法である。

(2) 機器故障率について

個別プラントの機器故障率の算出フローを図 2 に示す。

個別プラントの機器故障率は、事前分布として 21 ヶ年国内一般機器故障率データ (2009 年日本原子力技術協会発行) を使用し、東海第二発電所実績データを用いて経験ベイズ更新を実施することで得られる。以下にその内容を示す。

a. 事前分布

事前分布として 21 ヶ年国内一般機器故障率データ (対数正規

分布) を使用する。

21 ヶ年国内一般機器故障率データは、国内原子力発電所における機器故障の実績を階層ベイズ処理することで得られたものである。この階層ベイズ処理では、時間故障率データをポアソン過程、デマンド故障率を二項過程として評価している。また、評価コードは WinBUGS を使用して求めたものである。

b. 東海第二発電所実績データ

東海第二発電所における、昭和 57 年度から平成 14 年度末までの故障率実績データとする。

c. 事後分布

上記 b. の東海第二発電所の実績データがポアソン過程で発生するとして、a. の事前分布を用いて経験ベイズ更新を実施し、個別プラントパラメータである事後分布を得る。また、評価コードは Budda を使用する。

なお、プラント固有データを考慮した感度解析では、得られた事後分布を対数正規分布と仮定する。

(3) 算出結果

上記(1)及び(2)のベイズ統計にて算出した起因事象発生頻度と機器故障率を表 1 及び表 2 に示す。

表 1 ベイズ統計による個別プラントの起因事象発生頻度

起因事象	①ベースケース	②感度解析ケース (ベイズ統計)	②／①
非隔離事象	1.7E-01／炉年	2.8E-01／炉年	1.6
水位低下事象	2.7E-02／炉年	4.9E-02／炉年	1.8
原子炉緊急停止系誤動作等	5.5E-02／炉年	5.4E-02／炉年	1.0
計画外停止	4.3E-02／炉年	4.5E-02／炉年	1.0

表 2 ベイズ統計による個別プラントの機器故障率

機器	①ベースケース	②感度解析ケース (ベイズ統計)	②／①
電動弁（淡水）作動失敗	4.8E-08／h	1.2E-07／h	2.5
逆止弁開失敗	7.1E-09／h	2.4E-08／h	3.4

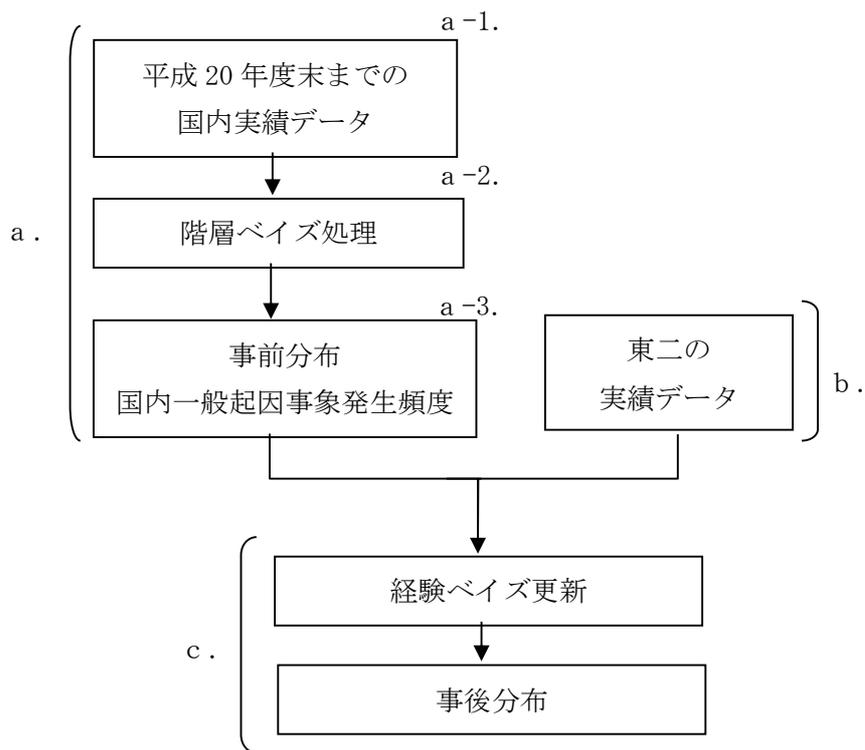


図 1 個別プラントの起因事象発生頻度の算出フロー

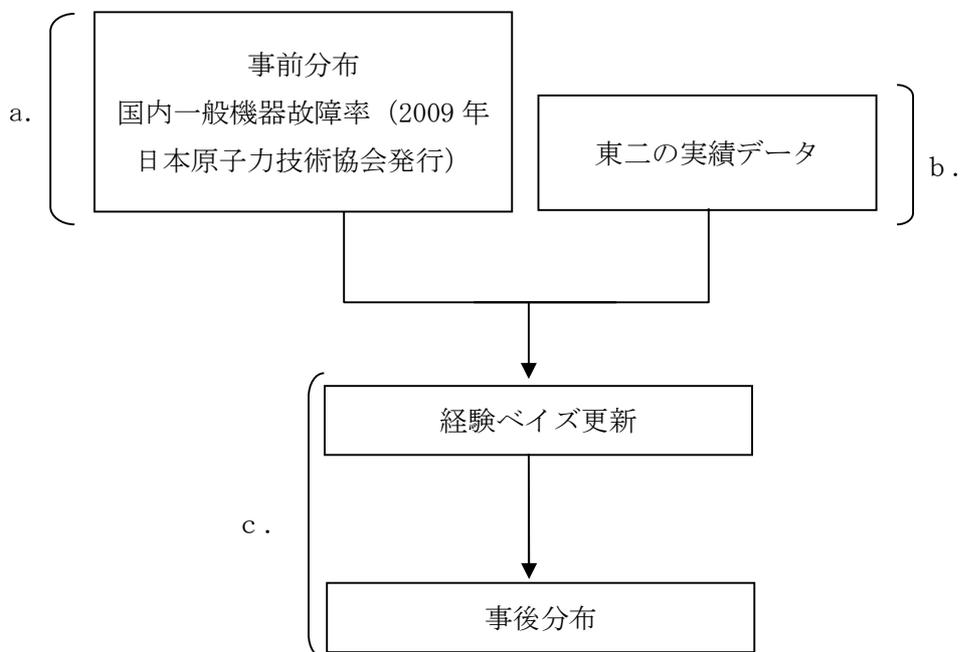


図 2 個別プラントの機器故障率の算出フロー

3.1.2 停止時 P R A

停止時 P R A は一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 P S A 編）：2010」に基づいて評価を実施した。評価フロー図を第 3.1.2-1 図に示す。

3.1.2.1 対象プラント

(1) 対象とするプラントの説明

a. 東海第二発電所の概要

・出力	熱出力	3,293MW
	電気出力	1,100MW
・プラント型式	沸騰水型軽水炉（B W R - 5）	
・格納容器型式	圧力抑制形（M a r k - II）	

b. P R A において考慮する緩和設備（系統）の概要

P R A において考慮する緩和設備（系統）を第 3.1.2.1-1 表に示す。また、東海第二発電所の系統構成の概要を第 3.1.2.1-1 図に、各系統設備概要を第 3.1.2.1-2 表に示す（添付資料 3.1.2.1-1）。

(a) 原子炉停止機能に関する系統

プラント停止時には、試験時や点検時を除き原則として制御棒（C R）が挿入状態にあり、また反応度投入事象を起因事象から除外したことから、原子炉停止機能に関する系統は考慮しない。

(b) 炉心冷却機能に関する系統

プラント停止時には、残留熱除去系（R H R）等により原子炉の崩壊熱を除去する。異常時にあつては、非常用炉心冷

却系（E C C S）の注水機能等を用いて原子炉を冷却する。
なお、原子炉隔離時冷却系（R C I C）及び自動減圧系（A D S）は、原子炉が低圧状態であることから、これらの系統は考慮しない。

i) 残留熱除去系（R H R）（原子炉停止時冷却系）

（第 3.1.1.1-7 図）

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は R H R の 1 つの機能であり、原子炉停止後の崩壊熱を原子炉から除去する。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は、原子炉冷却材を原子炉再循環ポンプ入口側から R H R ポンプ及び熱交換器を経由させ、原子炉再循環ポンプ出口側に戻し、炉心を冷却する。

ii) 非常用炉心冷却系（E C C S）

プラント停止時には、E C C S として高圧炉心スプレイ系（H P C S）（第 3.1.1.1-4 図）、低圧炉心スプレイ系（L P C S）（第 3.1.1.1-6 図）及び低圧注水系（L P C I）（第 3.1.1.1-7 図）に期待できる。ただし、プラント停止時には、自動起動信号に期待せず手動操作にて起動し、原子炉へ注水する。なお、系統構成等については、運転時と同じである。

iii) 復水移送系（C S T）

C S T は、プラント停止時に通常使用する系統であり、E C C S 水張りライン等から原子炉への注水が可能である。

(c) 安全機能のサポートに関する機能

事故時に基本的な安全機能を果たす系統をサポートする系

統である。本PRAでは、サポート系として補機冷却系と電源系を考慮している。なお、本PRAでは、タイラインによるサポート系の融通については期待していない。非常用補機冷却系の系統概要図を第3.1.1.1-9図に示す。また、所内単線結線図を第3.1.1.1-10図に、電源系統の概要図を第3.1.1.1-11図に示す。

i) 残留熱除去系海水系 (RHRS)

RHRSは、LPCS及びRHRの補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

ii) 非常用ディーゼル発電機海水系 (DGSW)

DGSWは、DG-2C/2Dの補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

iii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW)

HPCS-DGSWは、HPCS及びHPCS-DGの補機に直接海水を供給することで、これらを冷却する。

iv) 電源系

プラント停止中は、起動変圧器から外部電源を受電する。外部電源(275kV系)喪失時、非常用母線2D及びHPCS母線は予備変圧器(154kV系)からの受電に切り替わる。なお、非常用母線2Cは後述のDG-2Cからの受電が優先されるため、必要に応じ、手動操作にて予備変圧器からの受電に切り替える。常用母線から非常用母線への給電がない場合には、非常用母線の電圧低下を検知してDG-2C/2D及びHPCS-DGが自動起動し、非常用母線を介

して非常用機器に給電する。

直流電源系は、125V、250V、24V系に分離され、それぞれ充電器、予備充電器及び蓄電池を備えている。本P R Aにおいて考慮している125V系は、A系、B系及びH P C S系があり、遮断器の開閉に必要な制御電源の供給やD Gの起動等にも用いられる。

(2) 停止時のプラント状態の推移

a. 評価対象期間

原子炉停止過程においては、全制御棒全挿入後に復水器真空破壊が行われ、この時点で給復水系が使用できなくなる等、設備構成が大きく変化する。一方、原子炉起動過程における全制御棒引抜開始の直前に復水器の真空度が上昇し、出力運転時とほぼ同等の設備構成となる。以上のことから、停止時P R Aの評価対象期間は、原子炉停止過程における「復水器真空破壊」の時点から原子炉起動過程における「C R引抜開始」の時点までとする。

b. 停止時のプラント状態の推移

プラント停止中は、プラントの状態の変化に伴って、崩壊熱除去等に対する成功基準、余裕時間、及び使用可能な設備の組み合わせが変化するため、停止時P R Aにおいては、このようなプラント状態（P O S : Plant Operational State）を適切に分類して評価を行う必要がある。B W Rプラントの代表的なP O Sの推移は、上述の観点から第3.1.2.1-2図に示すとおり、次の5つに大きく分類できる。

(a) 原子炉冷温停止への移行状態

- (b) P C V / 原子炉圧力容器 (R P V) 開放への移行状態
- (c) 原子炉ウェル満水状態
- (d) P C V / R P V 閉鎖への移行状態
- (e) 起動準備状態

各 P O S の考え方を以下に示す。

- (a) 原子炉冷温停止への移行状態 (P O S - S)

通常のプラント停止では、残留熱除去系（原子炉停止時冷却）で除熱可能な圧力に減圧するまでは、主蒸気系を介して、復水器により原子炉は除熱される。残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による除熱を開始した後、復水器の真空を破壊し、復水器による除熱を停止する。プラント停止直後は崩壊熱が大きく、原子炉冷却材インベントリも運転中と変わらない。この期間は、運転中の R H R 1 系統のほかに、残りの R H R 1 系統が待機状態にある。復水器真空破壊から R P V 開放工程へ移行するまでの期間を「原子炉冷温停止への移行状態」として分類する。

- (b) P C V / R P V 開放への移行状態 (P O S - A)

R P V の開放開始から原子炉ウェル水張りまでの期間は、崩壊熱が比較的高く、原子炉冷却材インベントリも運転中と大きく変わらない。この期間中は、運転中の R H R 1 系統のほかに、残りの R H R 1 系統が待機状態にある。R P V 開放工程開始から原子炉ウェル水張り完了までの期間を「P C V / R P V 開放への移行状態」として分類する。

- (c) 原子炉ウェル満水状態 (P O S - B)

R P V 開放完了から原子炉ウェル水抜き開始までの期間は、

原子炉ウェルが満水の状態にある。この期間は、原子炉冷却材インベントリが多く、RHRによる除熱が喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間に上昇することはない。原子炉ウェルが満水の期間を「原子炉ウェル満水状態」として分類する。

(d) PCV/RPV閉鎖への移行状態 (POS-C)

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は、システムの保守点検は継続中であるが、原子炉冷却材インベントリは運転中とほぼ同じである。しかし、崩壊熱は、プラント停止直後の1/10程度に低下している。原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間を「PCV/RPV復旧への移行状態」として分類する。

(e) 起動準備状態 (POS-D)

PCV/RPV復旧が終了後、プラントの再起動までにシステムの機能確認等の起動準備が実施される。この期間中は、システムの保守点検が終了しており、緩和システムの多くが待機状態となっている。PCV/RPV復旧終了からCR引抜開始までの期間を「起動準備状態」として分類する。

(3) プラント状態分類

a. 評価対象工程の選定

評価対象とする施設定期検査工程は、過去の運転実績を代表するものである必要があるため、過去の施設定期検査のうち、以下の観点に基づいて選定した。

- ・ 通常の施設定期検査で実施される作業が含まれる標準的な施設定期検査を選定する。
- ・ 大規模な工事やトラブル等による点検工程を含まない施設

定期検査を選定する。

- ・平成 13 年 1 月の保安規定全面改正以降の施設定期検査を選定する。

東海第二発電所の平成 13 年 1 月の保安規定全面改正以降の施設定期検査の実績概要を第 3.1.2.1-3 表に示す。抽出の結果、特殊工程が含まれていない標準的な施設定期検査工程である第 19 回施設定期検査を選定した（添付資料 3.1.2.1-2，添付資料 3.1.2.1-3）。

b. プラント状態分類

上記 a. で選定した評価対象工程について、「(2) 停止時のプラント状態の推移」に基づき P O S を分類した。また、施設定期検査工程の進捗に伴う使用可能な緩和設備の組合せの変化を考慮し、P O S - B 及び P O S - C を、それぞれ P O S - B 1 ~ B 6 及び P O S - C 1, C 2 に細分化した。P O S の分類結果を第 3.1.2.1-3 図に示す（添付資料 3.1.2.1-4）。

3.1.2.2 起回事象

炉心損傷へ至る可能性のある事象を選定し、その発生頻度を評価した。

(1) 起回事象の選定

本プラントに適用する起回事象について、以下の手法により、検討し選定を行った。

a. マスターロジックダイアグラムに基づく分析

発生する可能性のある起回事象を網羅的に同定するため、マスターロジックダイアグラムを用いて分析・抽出を行った。抽出結果については第 3.1.2.2-1 図に示す。

炉心損傷に至る可能性のある異常事象の要因は、大別して「燃料の熱的損傷」及び「燃料の機械的損傷」が考えられる。このうち、「燃料の熱的損傷」に至る要因としては、「燃料の過出力」及び「燃料の冷却不良」が考えられる。また、「燃料の冷却不良」は、「崩壊熱除去失敗」に起因した冷却材蒸発による燃料の露出及び「原子炉冷却材の流出」による燃料の露出が考えられる。

(a) 崩壊熱除去失敗

崩壊熱除去失敗に係る起回事象として「残留熱除去系の故障」及び「外部電源喪失」を選定した。なお、「残留熱除去系の故障」としては、フロントライン系の故障による「RHR喪失」及びRHRのサポート系であるRHRSの故障による「RHRS喪失」を起回事象として選定した。

(b) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出に係る起回事象は、運転操作や保守点検の作業中に発生する操作ミス等の人的過誤に起因する原子炉冷

却材の流出事象と、配管や機器の破損等に起因する原子炉冷却材の流出事象がある。配管や機器の破損等に起因する原子炉冷却材の流出事象として「インターフェイスシステム L O C A」及び「配管破断 L O C A」が考えられるが、これらの事象については後述する理由により評価対象から除外したため、停止時 P R Aにおける原子炉冷却材の流出事象として、運転操作や保守点検の作業中の人的過誤に起因する事象を対象とした。

停止中の作業を調査した結果、運転操作中の人的過誤に起因する原子炉冷却材の流出事象として、「R H R 切替時の L O C A」及び「C U W ブロー（原子炉冷却材浄化系による原子炉水位の下降操作）時の L O C A」を、保守点検中の人的過誤に起因する原子炉冷却材の流出事象として、「制御棒駆動機構（C R D）点検時の L O C A」及び「局部出力領域計装（L P R M）点検時の L O C A」を起因事象として選定した。

(c) 燃料の機械的損傷及び燃料の過出力

燃料の機械的損傷として「燃料集合体の落下事象」及び燃料の過出力として「反応度投入事象」が考えられるが、後述する理由により評価対象から除外した。

b. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー

本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例について、原子炉施設運転管理年報等により調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。

c. 国内外での既往の P R A による知見の活用

既往の P R A で選定された起因事象について調査を実施した。

調査結果を第 3.1.2.2-1 表に示す。

(2) 評価対象外とした起回事象

以下の事象は、発生頻度やプラントへの影響等の観点から、リスク評価上の重要性は低いと考え、評価対象から除外した。

a. インターフェイスシステム L O C A

この事象は、R P V に接続する配管の高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスにおいて、隔離機能が喪失することによって、低圧設計部分に設計圧を超える圧力がかかり機器破損を引き起こし、原子炉冷却材が P C V 外に流出する事象である。停止時 P R A の評価対象期間においては、長時間にわたり R P V が開放されている。また、R P V が開放されていない期間においても、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて、原子炉圧力が高圧になることはなく、インターフェイスシステム L O C A が発生する確率は通常運転時と比べ非常に小さい。検査時には、原子炉圧力を通常運転圧力以上まで上昇させてこれを保持する。検査の性質上、原子炉冷却材バウンダリを構成する隔離弁を閉鎖し加圧すること、また、その場合、隔離弁の多重故障を伴わないと発生しないインターフェイスシステム L O C A が発生する確率は非常に小さい。さらに、検査において原子炉が高圧に保持される時間は数時間程度と短い。以上を考慮し、本事象は対象外とした。

b. 配管破断 L O C A

停止時 P R A の評価対象期間においては、長時間にわたり R P V が開放されている。また、R P V が開放されていない期間においても、原子炉冷却材圧力バウンダリ漏えい検査時を除いて、原子炉圧力が高圧になることはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリ

配管は出力運転時の圧力等も考慮した設計であることから、原子炉圧力が低い状態で配管が破断する確率は十分小さい。検査時には、原子炉圧力を通常運転圧力以上まで上昇させてこれを保持するが、原子炉が高圧に保持される時間は数時間程度と短い。以上を考慮し、本事象は対象外とした。

c. 燃料集合体の落下事象

燃料取扱機器は、燃料集合体の総重量を十分に上回る強度に設計されており、さらに、燃料取替作業中の燃料集合体落下防止対策として、燃料つかみ機のワイヤの2重化を行っている。燃料つかみ機は空気作動式であり、作動空気が供給されなければ燃料集合体を外せないフェイル・セーフ設計になっている。こうした設計上の配慮から、燃料取替中に燃料集合体が落下する確率は非常に小さいと考えられる。

また、設置変更許可申請書添付書類十の事故解析において、燃料集合体の落下事象について評価が行われており、燃料取替作業中に、燃料集合体（1体）が炉心上に落下することが仮定されているが、破損した燃料棒から放出される核分裂生成物による外部への影響は、小さいものとなっている。以上を考慮し、本事象は対象外とした。

d. 反応度投入事象

プラント停止時には試験時や点検時を除き、原則として制御棒が挿入されており、制御棒又は燃料に係る作業等においては、複数の人的過誤又は機器故障が重畳しない限り反応度が投入されることがないため、この事象が発生する可能性は十分に小さい。

また、万一反応度が投入される事象が発生した場合でも、作業

は制御棒又は燃料 1 体ごとに実施しており，影響は限定されるため，本事象は対象外とした。

また，近年，BWR プラントにおいて停止中に制御棒が誤って引き抜けた事象が発生したが，本件への対応として，冷却水ヘッダ圧力上昇時に制御棒駆動水ポンプを停止するインターロックの設置等により，同様の事象発生は防止されている（添付資料 3.1.2.2-1）。

e. RHR 運転中の LOCA

本事象は，運転中の RHR から，弁の故障を要因として冷却材が流出する事象が考えられるが，人的過誤が主な要因となる RHR 切替時の LOCA と比較して，発生頻度は十分小さくなる。また，RHR 運転中の LOCA は，RHR 切替時の LOCA と同様に緩和設備の待機／待機除外状態によらず，運転員の認知失敗が炉心損傷に至る主要な要因となるため，炉心損傷頻度についても RHR 切替時の LOCA と比較して十分小さい値となる。以上より，本事象は対象外とした（添付資料 3.1.2.2-2）。

(3) 起回事象のグループ化

起回事象については，事象の類似した起回事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起回事象をグループ化するには，事象シナリオの展開が類似しており，同一の緩和機能が必要とされるグループに分類する。つまり，同一グループについては必要とされる緩和設備等が類似する起回事象であるため，同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる起回事象をグループ化することとしている。

本 PRA で評価対象とした起回事象のうち，RHR S 喪失及び外部

電源喪失については、従属性を有する起因事象であり、他の起因事象と同一のグループとしない。また、原子炉冷却材流出の各起因事象についても、必ずしも同じPOSで実施される作業ではないことから、他の起因事象と同一のグループとしない。そのため、選定した起因事象については、それぞれ単独で炉心損傷の評価を実施することとし、グループ化はしない。

以上により、本PRAで評価対象として選定した起因事象を第3.1.2.2-2表に示す。

(4) 起因事象発生頻度の評価

選定した各起因事象の発生頻度を第3.1.2.2-3表に示す。また、POS別の起因事象発生頻度を第3.1.2.2-4表に示す。各起因事象発生頻度の評価方法は以下のとおり。

a. 残留熱除去系の故障の発生頻度

RHR喪失及びRHR S喪失の発生頻度は、利用可能な最新のデータである平成20年度末までの国内BWRプラントの停止時運転実績から得られた起因事象の発生件数を総施設定期検査日数で除して算出した。なお、RHR S喪失については、発生件数がないため、発生件数を0.5件として算出した。

(a) RHR喪失の発生頻度

$$4 / 70,822 = 5.6E-5 / \text{日}$$

RHR喪失の発生件数 : 4件

総施設定期検査日数 : 70,822日

(b) RHR S喪失の発生頻度

$$0.5 / 70,822 = 7.1E-6 / \text{日}$$

RHR S喪失の発生件数^{*} : 0.5件

総施設定期検査日数 : 70,822日

※：発生件数がないため，発生件数を0.5件と仮定。

b. 外部電源喪失の発生頻度

外部電源喪失の発生頻度は，出力運転時と停止時に発生した3件を暦年で除したものと，停止時特有（外部電源が1系列のみ利用可能な状態）の外部電源喪失事象1件を総施設定期検査日数で除したものを足し合わせて算出した。運転実績には，利用可能な最新のデータである平成20年度末までの実績を用いている。

$$(3/706.1/365.25) + (1/70,822) = 2.6E-5/日$$

外部電源喪失の発生件数 （停止時特有の事象を除く）	: 3件
外部電源喪失の発生件数 （停止時特有の事象）	: 1件
暦年	: 706.1炉年
1年の平均日数	: 365.25日
総施設定期検査日数	: 70,822日

c. 原子炉冷却材の流出の発生頻度

原子炉冷却材の流出の起因事象発生頻度は，保守点検や運転操作の作業中の人的過誤確率を人間信頼性解析により算出した（添付資料3.1.2.2-3，添付資料3.1.2.2-4）。

(a) RHR切替時のLOCAの発生頻度

RHR切替時に，停止時冷却ライン調整弁の開操作失敗の人的過誤によって，最低流量が確保されずミニフロー弁が開となり，LOCAが発生すると想定した。人的過誤確率を評価した結果，発生頻度は $2.3E-4$ /回となった。評価に用いた人的過誤確率を第3.1.2.2-5表に示す。

(b) C U Wブロー時の L O C Aの発生頻度

C U Wによる原子炉水位の下降操作時に、C U Wブロー弁の閉め忘れの人的過誤により、L O C Aが発生すると想定した。人的過誤確率を評価した結果、発生頻度は $9.7E-5$ ／回となった。評価に用いた人的過誤確率を第3.1.2.2-6表に示す。

(c) C R D点検時の L O C Aの発生頻度

原子炉ウェル満水時に実施されるC R Dの点検作業における人的過誤により、L O C Aが発生すると想定した。原子炉冷却材の流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを作成し評価した結果、C R D1本当たりの起因事象発生頻度は $1.1E-6$ ／本となった。

(d) L P R M点検時の L O C Aの発生頻度

原子炉ウェル満水時に実施されるL P R Mの点検作業における人的過誤により、L O C Aが発生すると想定した。原子炉冷却材の流出が発生する可能性のある事象についてイベントツリーを作成し評価した結果、L P R M1本当たりの起因事象発生頻度は $5.4E-7$ ／本となった。

3.1.2.3 成功基準

炉心損傷（燃料損傷）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，及びそれらの機能を達成するために必要な条件を以下に定めた。

(1) 炉心損傷判定条件

炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

- ・炉心燃料の有効燃料長頂部（T A F）が露出した状態（添付資料 3.1.2.3-1）

(2) 起回事象ごとの成功基準の一覧表

各 P O S に対して想定した起回事象ごとに，炉心損傷防止に必要な緩和設備を設定した。設定した成功基準の一覧を第 3.1.2.3-1 表に示す。また，R H R S の成功基準を第 3.1.2.3-2 表に，E C C S ポンプ室等の空調機の成功基準を第 3.1.2.3-3 表に示す。

成功基準の設定に当たって使用した崩壊熱については，May-Witt の式を用いて評価した。なお，崩壊熱は時間とともに減少するため，P O S 区間においても成功基準が変わることが考えられるが，評価上は崩壊熱がその P O S 区間の初期で一定と仮定し，成功基準を設定する。

a. 除熱機能に対する成功基準

除熱機能に対する各緩和設備の成功基準は，熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回ることにする。

除熱能力と崩壊熱量の評価結果を第 3.1.2.3-1 図に示す。評価結果より，全 P O S にわたり，R H R 1 系統にて，崩壊熱量を上回る除熱能力がある。

b. 注水機能（残留熱除去系の故障時）に対する成功基準

残留熱除去系の故障時の注水機能に対する各緩和設備の成功基準は、崩壊熱による蒸発量以上の注水能力を有することとする。

注水機能による注水量と崩壊熱による蒸発量の評価結果を第 3.1.2.3-2 図に示す。評価結果より、全 P O S にわたり、L P C S、L P C I、H P C S 及び C S T のいずれにおいても 1 系統で、崩壊熱による蒸発量を上回る注水能力がある。

c. 注水機能（原子炉冷却材の流出時）に対する成功基準

原子炉冷却材の流出時の注水機能に対する各緩和設備の成功基準は、原子炉冷却材の流出量以上の注水能力を有することとする。

L P C S、L P C I 及び H P C S にて、全ての原子炉冷却材の流出の起因事象に対して、流出量を上回る注水能力がある。また、C S T においては、「C R D 点検時の L O C A」の大規模流出時以外の原子炉冷却材流出の起因事象に対して、流出量を上回る注水能力がある。

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

本評価では、起因事象ごとに各 P O S における余裕時間を以下のとおり評価した。評価に使用した冷却材の保有水量を第 3.1.2.3-3 図に示す。また、冷却材の初期水温は燃料交換作業や原子炉周りの機器の保守が行える最高温度である 52℃と仮定した。

(a) 残留熱除去系の故障，外部電源喪失

原子炉水位が T A F に到達するまでに、除熱系緩和設備及

び注水系緩和設備の作動が必要となるため、T A Fに到達するまでの余裕時間を以下の式を使用して評価する。評価には以下の式を使用した。各P O Sにおける余裕時間を第3.1.2.3-4表に示す（添付資料3.1.2.3-2）。

なお、第3.1.2.3-4表に示すとおり、各P O Sにおける余裕時間は最も短いP O S - Sでも約4時間であり、T A Fに到達までに崩壊熱除去機能が喪失していることの認知に失敗することは想定し難いため、本P R Aでは認知失敗を考慮しないこととする。

i) 冷却材温度が100℃に到達するまでの余裕時間

$$T_1 = \frac{\Delta T \times M_1 \times C}{Q}$$

T_1 : 冷却材温度が100℃に到達するまでの余裕時間 (h)

ΔT : 差温 (100℃ - 初期水温) (℃)

M_1 : 保有水量 (m^3)

C : 比熱 ($J/m^3/℃$)

Q : 崩壊熱量 (J/h)

ii) 原子炉水位がT A Fに到達するまでの余裕時間

$$T_2 = T_1 + \frac{M_2 \times H_v}{Q}$$

T_2 : T A F到達までの余裕時間 (h)

M_2 : T A Fまでの水量 (m^3)

H_v : 蒸発潜熱 (J/m^3)

Q : 崩壊熱量 (J/h)

(b) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出時の余裕時間は、原子炉水位が通常水位の場合と原子炉ウェル満水の場合に分けて設定する（添付資料 3.1.2.3-3）。

i) 通常水位の場合

通常水位の場合で考慮する原子炉冷却材の流出の起因事象は「RHR切替時のLOCA」及び「CUWブロー時のLOCA」がある。事象発生後の緩和操作を遂行するまでの余裕時間として、流出量とTAFまでの保有水量から3時間と設定した。

ii) 原子炉ウェル満水の場合

原子炉ウェル満水の場合で考慮する原子炉冷却材の流出の起因事象は「CRD点検時のLOCA」、「LPRM点検時のLOCA」及び「RHR切替時のLOCA」がある。CRD点検及びLPRM点検は現場作業に伴う人的過誤で発生する事象であるため作業員が必ず気づくことを考慮し、本PRAでは認知失敗を考慮しないこととする。また、原子炉ウェル満水時のRHR切替時のLOCAは、TAF到達までに冷却材の流出を認知するには十分な時間があり、認知に失敗することは想定し難いため、本PRAでは認知失敗を考慮しないこととする。

b. 使命時間

緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については、以下の観点から24時間を適用している。

- ・ 24時間あれば、プラントを安定した状態に移行させるこ

とが可能であり，機能喪失した設備の復旧や追加の運転員
操作に期待できる。

- (4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性
本評価において，熱水力解析等は実施していない。

3.1.2.4 事故シーケンス

事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組合せのことである。また、炉心損傷に至る事故シーケンスを網羅的に展開するための体系的な分析と定量化が可能である手法として、イベントツリー法を用いる。

(1) イベントツリー

各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。

各起因事象のイベントツリーの概要を第3.1.2.4-1(a)図～第3.1.2.4-1(c)図に示す。

(2) 事故シーケンスの分類

事故シーケンスの最終状態については、炉心損傷に至る主要因の観点から区別するために以下の事故シーケンスに分類している。

a. 崩壊熱除去機能喪失

- ・ 起因事象「残留熱除去系の故障」に対して、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンス
- ・ 起因事象「外部電源喪失」に対して、非常用DGによる交流電源の確保に成功したが、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンス

b. 全交流動力電源喪失

本PRAでは、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用DGによる交流電源の確保に失敗した場合を全交流動力電源喪失と定義している。

- ・ 起回事象「外部電源喪失」に対して，非常用 D G による交流電源の確保に失敗し，後段の H P C S による崩壊熱除去・炉心冷却にも失敗することで炉心損傷に至る事故シーケンス
- ・ 起回事象「外部電源喪失」に対して，直流電源の確保に失敗し，後段の H P C S による崩壊熱除去・炉心冷却にも失敗することで炉心損傷に至る事故シーケンス

c. 原子炉冷却材の流出

- ・ 起回事象「原子炉冷却材の流出」に対して，崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し炉心損傷に至る事故シーケンス

3.1.2.5 システム信頼性

イベントツリーの定量化においては、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決めるため、システム信頼性解析を実施する必要がある。この各分岐のシステム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いた。本評価では、イベントツリーのヘディングに対応する緩和設備について、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォールトツリーを作成し定量化を実施した。

(1) 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした主要な緩和設備の一覧を以下に示す。それぞれの緩和設備ごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性解析上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.2.5-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.2.5-2表に示す。システム間従属性は、イベントツリー、フォールトツリー及び両者の組合せによってモデル化した。

< 除熱機能 >

- ・ 残留熱除去系 (R H R)

< 注水機能 >

- ・ 高圧炉心スプレイ系 (H P C S)
- ・ 低圧炉心スプレイ系 (L P C S)
- ・ 低圧注水系 (L P C I)
- ・ 復水移送系 (C S T)

なお、プラント停止時は、原子炉は冷温停止状態にあること、余裕時間が運転中に比べ長くなる等の停止時特有の特徴を考慮し、

システム信頼性評価においては下記の a. ～ d. を仮定している。

a. 信号

機器の自動起動に対する信号系は点検等により期待できないことも考えられるため、ポンプや電動弁等については、自動起動信号はモデル化せず、手動操作のみモデル化する。なお、待機中の非常用 D G については、施設定期検査中においても自動起動できる状態で待機しているため、自動起動信号及び手動操作をモデル化する。

b. ポンプ室空調機， D G 室空調機

運転時と同様にポンプ室空調機及び D G 室空調機をモデル化する。

c. 現場操作

電動弁や手動弁の現場での手動開閉操作には期待できないこととし、モデル化していない。

d. メンテナンス

停止時 P R A では、機器の待機除外状態はプラント状態分類の中で直接考慮しているため、メンテナンスはモデル化していない。

(2) システム信頼性評価手法

システム信頼性解析では、フロントライン系とサポート系についてフォールトツリーを作成し、信頼性評価を行った。

フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき(1)に示した緩和設備についてフォールトツリーを作成し、

定量化を実施した。

(3) システム信頼性評価の結果

各緩和設備の代表的なフォールトツリーの評価結果を第3.1.2.5-3表に示す。また，起因事象「残留熱除去系の故障」における各緩和設備の主要なミニマルカットセットを第3.1.2.5-4(a)表～第3.1.2.5-4(i)表に示す（添付資料3.1.2.5-1）。

(4) システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠
停止時PRAの評価に当たって，システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。

3.1.2.6 信頼性パラメータ

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率，共通要因故障パラメータ，試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。

(1) 非信頼度を構成する要素と評価式

非信頼度を構成する要素としては，機器故障，共通要因故障，試験による待機除外，保守作業による待機除外，人的過誤（3.1.2.7項）等があり，それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。

(2) 機器故障率

機器故障率は，原則として，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ヵ年49基データ）を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」（以下「21ヵ年データ」という。）に記載されているデータを使用する。また，NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は，「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月），電中研報告P00001，（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。

なお，21ヵ年データに記載のない機器の故障率については，類似性を考慮した工学的判断に基づき，21ヵ年データに記載された他の機器の故障率を使用した。

上記の機器故障率を使用して以下の評価式により基事象発生確率を算出した。

- ・ 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d$$

Q_d : デマンド故障確率

又は

$$Q = \lambda_s \times T_s / 2$$

λ_s : 起動（又は状態変更）失敗率（／時間）

T_s : 平均試験間隔（時間）

・機能維持失敗確率

$$Q = \lambda_r \times T_m$$

λ_r : 機能維持失敗率（／時間）

T_m : 使命時間（時間）

(3) 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率

本評価では、故障した機器や外部電源の使命時間中の復旧には期待していない。

(4) 待機除外確率

本評価では、機器の待機除外状態はPOS分類の中で直接考慮しているため使用しない。

(5) 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ

同一又は異なるシステムにおいて多重性を持たせるために用いられる機器については、共通要因故障を考慮する。共通要因故障を考慮する機器と故障モードの同定フロー図を第3.1.2.6-1図に示す。フロー図に従い、以下の3つの条件を同時に満たす場合に、共通要因故障を考慮した。

- a. 冗長の機能を有する同種機器
- b. 起因事象発生前の運転状態が同一
- c. 同一故障モード

動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要

因故障の起こりやすさの程度は異なると考えられる。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器の各故障モードについては、全炉心損傷頻度への影響が大きいと想定されるものに対して共通要因故障を考慮した。フロー図に従って同定した共通要因故障の対象機器と故障モードを第3.1.2.6-1表及び第3.1.2.6-2表に示す。

なお、本評価では、M G L (Multiple Greek Letter) 法を用いて共通要因故障を考慮した。共通要因故障パラメータとしては、米国で公開され、あるいはP R Aでの使用実績がある文献等から、妥当と考えられる β 、 γ ファクタを使用した。本評価で使用した共通要因故障パラメータの一覧を第3.1.2.6-3表に示す。

3.1.2.7 人的過誤

人的過誤は人間信頼性解析により評価する。人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価するものである。

本作業では、起因事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。

(1) 評価対象とした人的過誤及び評価結果

人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUR E G / C R - 1 2 7 8）の T H E R P 手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、評価対象となる人的過誤の特徴を考慮し、他の運転員によるバックアップをモデル化している。本評価で同定した人的過誤及び過誤確率の評価結果を第3.1.2.7-1表に示す（添付資料3.1.2.7-1）。

a. 起因事象発生前の人的過誤

起因事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験・保守作業の終了後、対象系統あるいは機器の通常状態への復旧忘れを考慮した。具体的には、手動弁の開閉忘れ等を評価した（添付資料3.1.2.7-2）。

b. 起因事象発生後の人的過誤

起因事象発生後の人的過誤としては、非常時運転手順書や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより、運転員によって行われる緩和操作を同定している。具体的には、

起因事象発生後の各人的過誤の評価に対して、認知失敗と操作失敗に分けて評価している。

(a) 認知失敗

認知失敗では、警報等により異常を検知して適切な運転手順を選択することに失敗することをモデル化する。認知失敗確率は、THERP手法に基づき、時間信頼性曲線を用いており、対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル等の補正係数を乗じて算出している。なお、時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間は、3.1.2.3項で設定した余裕時間を用いる。ただし、残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の認知失敗については、TAFが露出するまでの時間を考慮し、認知失敗は考慮しない（添付資料3.1.2.7-3）。

(b) 操作失敗

操作失敗では、認知成功後の対応操作に失敗することをモデル化する。操作失敗確率は、THERP手法に基づき、運転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮して算出する。

3.1.2.8 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷頻度を算出するとともに、主要な結果を分析した。停止時PRAにおける炉心損傷頻度は、分類された各POSの炉心損傷頻度を合算することによって1回の停止当たりの炉心損傷頻度を算出しておりその単位は「(／施設定期検査)」となる。また、POS当たりの炉心損傷頻度の単位は「(／POS)」とする。

(1) 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

本評価では、計算コードSafety Watcherを用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、炉心損傷頻度を算出した。

(2) 炉心損傷頻度（点推定値）

事故シーケンスの定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は $5.0E-6$ ／施設定期検査となった。起因事象別及びPOS別の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.2.8-1表に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の内訳を第3.1.2.8-2表に、一日当たりの炉心損傷頻度の変化を第3.1.2.8-1図に示す。また、起因事象別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8-2図に、POS別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8-3図に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度への寄与割合について第3.1.2.8-4図に示す。

事故シーケンスグループに対する分析結果について第3.1.2.8-3表に示す。

a. 評価結果の分析

起因事象別の炉心損傷頻度は、外部電源喪失の寄与割合が

77.4%と最も大きく、次いで残留熱除去系の故障の寄与割合が22.6%と大きくなった。また、POS別の炉心損傷頻度は、POS-B3が58.8%と最も寄与割合が大きく、次いでPOS-B1が21.1%、POS-B2が18.9%となった。また、事故シナリオグループ別の炉心損傷頻度は、全交流動力電源喪失が71.1%、崩壊熱除去機能喪失が28.8%と寄与割合が大きくなった。POS-B1～B3の炉心損傷頻度が大きくなる理由は以下のとおり。

【外部電源喪失】

POS-B1～B3においては待機状態の非常用DGが1台のみであり、起因事象「外部電源喪失」発生後、待機状態の非常DG1台が機能喪失した場合、全交流動力電源喪失となるため。

【残留熱除去系の故障】

POS-B1～B3においては使用可能である除熱・注水設備がRHR1系統及びCST1系統のみであり、起因事象「残留熱除去系の故障」発生後、CSTが機能喪失した場合、崩壊熱除去機能喪失となるため。

なお、特にPOS-B3の炉心損傷頻度の寄与割合が大きいのは、POSの日数が長いことによるものである。

(3) 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

a. 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため、Fussell - Vesely (FV) 重要度及びRisk Achievement Worth (RAW) を評価した。それぞれの評価結果を第3.1.2.8-4表，第

3.1.2.8-5表及び第3.1.2.8-5図に示す。

F V 重要度では，非常 D G 及び C S T に関する機器が上位を占める結果となった。F V 重要度において非常用 D G 及び C S T に関する基事象が上位となったのは，上記(2)における評価結果の分析と同じく，P O S - B 1 ~ B 3 において，待機状態の非常用 D G が1台のみであること，及び残留熱除去系の故障が発生した場合に，使用可能である除熱・注水設備が C S T 1 系統のみであることによる。

R A W の上位は軽油貯蔵タンク関連となっている。これは，軽油貯蔵タンクが D G - 2 C ， 2 D ， H P C S - D G それぞれのデイトンクへ燃料を供給する共通のタンクであること，また軽油貯蔵タンクは静的機器であり信頼度が高いことによる。

b. 不確実さ解析

全炉心損傷頻度の 5% 値，中央値，平均値，及び 95% 値を評価した。評価結果を第 3.1.2.8-6 表に示す。

全炉心損傷頻度の点推定値と平均値は概ね一致した。また，全炉心損傷頻度のエラーファクタは 2.7 となった。これは，各パラメータの不確実さの影響により，95% 値と 5% 値の間に 7 倍の不確実さ幅があることを意味する。

c. 感度解析

停止時 P R A の炉心損傷頻度は，緩和設備（の保守点検に伴う待機除外の有無）に強く依存する。本 P R A で評価対象とした第 19 回施設定期検査工程では，P O S - B 1 ~ B 3 において待機状態の非常用 D G が 1 台のみであること，及び残留熱除去系の故障が発生した場合に使用可能な除熱・注水設備が C S T 1 系統

のみであることにより、この期間の炉心損傷頻度が支配的となった。しかしながら、現在の保安規定では、プラント停止期間中において、2台以上の非常用発電設備が動作可能であることを運転上の制限としていることから、POS-B1～B3の期間において非常用DGが2台待機状態を仮定した場合の感度解析を実施した。なお、非常用DG2台の待機に合わせ、除熱・注水設備としてCST2系統が使用可能であると仮定した。感度解析の結果を第3.1.2.8-7表に示す。また、ベースケースとの比較を第3.1.2.8-6図に示す。

感度解析の結果、全炉心損傷頻度の値は75%低減し、全炉心損傷頻度に対する寄与が最も大きい起因事象が「外部電源喪失」から「残留熱除去系の故障」に変わる結果となった。

第 3.1.2.1-1 表 P R A で考慮する主な設備

機能及び系統名※	系統の説明										
炉心冷却機能 <table border="1" data-bbox="285 383 759 925"> <tr> <td data-bbox="285 383 759 544"> 残留熱除去系 (RHR) (原子炉停止時冷却系) </td> <td data-bbox="759 383 1402 544"> 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) は RHR の機能の 1 つであり, 電動駆動のポンプを手動起動し, 原子炉冷却材中の保有熱を除去して原子炉の冷却を行う。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="285 544 759 640"> 高圧炉心スプレイ系 (HPCS) </td> <td data-bbox="759 544 1402 640"> 電動駆動のポンプを手動起動し, 高圧～低圧状態の炉心に注水する。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="285 640 759 736"> 低圧炉心スプレイ系 (LPCS) </td> <td data-bbox="759 640 1402 736"> 電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="285 736 759 833"> 低圧注水系 (LPCI) (残留熱除去系 (RHR)) </td> <td data-bbox="759 736 1402 833"> 電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="285 833 759 925"> 復水移送系 (CST) </td> <td data-bbox="759 833 1402 925"> 電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。 </td> </tr> </table>	残留熱除去系 (RHR) (原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) は RHR の機能の 1 つであり, 電動駆動のポンプを手動起動し, 原子炉冷却材中の保有熱を除去して原子炉の冷却を行う。	高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	電動駆動のポンプを手動起動し, 高圧～低圧状態の炉心に注水する。	低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。	低圧注水系 (LPCI) (残留熱除去系 (RHR))	電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。	復水移送系 (CST)	電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。	
残留熱除去系 (RHR) (原子炉停止時冷却系)	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) は RHR の機能の 1 つであり, 電動駆動のポンプを手動起動し, 原子炉冷却材中の保有熱を除去して原子炉の冷却を行う。										
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	電動駆動のポンプを手動起動し, 高圧～低圧状態の炉心に注水する。										
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。										
低圧注水系 (LPCI) (残留熱除去系 (RHR))	電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。										
復水移送系 (CST)	電動駆動のポンプを手動起動し, 低圧状態の炉心に注水する。										
安全機能のサポート機能 <table border="1" data-bbox="285 999 759 1402"> <tr> <td data-bbox="285 999 759 1223"> 残留熱除去系海水系 (RHR S) 非常用ディーゼル発電機海水系 (DGSW) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW) </td> <td data-bbox="759 999 1402 1223"> 直接海水を供給することで, 各々の補機を冷却する。 RHR S : LPCS, RHR DGSW : DG-2C/2D HPCS-DGSW : HPCS, HPCS-DG </td> </tr> <tr> <td data-bbox="285 1223 759 1319"> 非常用ディーゼル発電機 (DG) </td> <td data-bbox="759 1223 1402 1319"> 外部電源の喪失を受けて自動起動し, 非常用機器に給電する。 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="285 1319 759 1402"> 直流電源 (DC) </td> <td data-bbox="759 1319 1402 1402"> DG の起動等に用いる。 </td> </tr> </table>	残留熱除去系海水系 (RHR S) 非常用ディーゼル発電機海水系 (DGSW) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW)	直接海水を供給することで, 各々の補機を冷却する。 RHR S : LPCS, RHR DGSW : DG-2C/2D HPCS-DGSW : HPCS, HPCS-DG	非常用ディーゼル発電機 (DG)	外部電源の喪失を受けて自動起動し, 非常用機器に給電する。	直流電源 (DC)	DG の起動等に用いる。					
残留熱除去系海水系 (RHR S) 非常用ディーゼル発電機海水系 (DGSW) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW)	直接海水を供給することで, 各々の補機を冷却する。 RHR S : LPCS, RHR DGSW : DG-2C/2D HPCS-DGSW : HPCS, HPCS-DG										
非常用ディーゼル発電機 (DG)	外部電源の喪失を受けて自動起動し, 非常用機器に給電する。										
直流電源 (DC)	DG の起動等に用いる。										

※ 外部電源が喪失した場合の復旧及び故障した機器の復旧は考慮していない。

第 3.1.2.1-2 表 系統設備概要

系統設備	概要
残留熱除去系 (RHR)	<p>電動ポンプ台数：3 台，熱交換器基数：2 台</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉停止時冷却系：2 系統 ・低圧注水系 (L P C I)：3 系統 <p>ポンプ容量：約 1,690m³/h/台</p>
高圧炉心スプレイ系 (H P C S)	<p>電動ポンプ台数：1 台</p> <p>ポンプ容量：約 1,440t/h</p>
低圧炉心スプレイ系 (L P C S)	<p>電動ポンプ台数：1 台</p> <p>ポンプ容量：約 1,440t/h</p>
復水移送系 (C S T)	<p>電動ポンプ台数：2 台</p> <p>ポンプ容量：約 143m³/h/台</p>
残留熱除去系海水系 (R H R S)	<p>電動ポンプ台数：4 台</p> <p>ポンプ容量：約 886m³/h/台</p>
非常用ディーゼル発電機海水系 (D G S W)	<p>非常用ディーゼル発電機用電動ポンプ台数：2 台</p> <p>ポンプ容量：約 273m³/h/台</p> <p>H P C S ディーゼル発電機用電動ポンプ台数：1 台</p> <p>ポンプ容量：約 233m³/h</p>
非常用ディーゼル発電機 (D G)	<p>非常用ディーゼル発電機台数：2 台</p> <p>定格容量：約 6,500KVA/台</p> <p>H P C S ディーゼル発電機台数：1 台</p> <p>定格容量：約 3,500KVA</p>
直流電源 (D C)	<p>所内蓄電池組数：2 組</p> <p>容量：A—約 3,500Ah, B—約 2,500Ah</p> <p>H P C S 系用蓄電池組数：1 組</p> <p>容量：約 900Ah</p>

第 3.1.2.1-3 表 東海第二発電所の施設定期検査の実績概要

施設定期検査	解列日～併列日	施設定期検査日数	燃料取出方法	備考（大規模な工事やトラブル等）
第 18 回	H13. 3. 26～ H13. 7. 23	119	全燃料取出	・中性子計測ハウジング取替
第 19 回	H14. 9. 16～ H14. 12. 9	85	部分燃料取出	
第 20 回	H16. 2. 1～ H16. 4. 26	86	全燃料取出	・ルースパーツ（HPC Sデフレクタ）探査
第 21 回	H17. 4. 23～ H17. 9. 30	161	全燃料取出	・再循環系流量制御弁取替
第 22 回	H18. 11. 18～ H19. 2. 12	87	全燃料取出	・炉内点検（ジェットポンプ流量計測管点検）
第 23 回	H20. 3. 18～ H20. 7. 9	114	全燃料取出	・RPVバウンダリ弁点検（RPV水抜き） ・ECCSストレーナ改造
第 24 回	H21. 9. 7～ H22. 3. 31	206	全燃料取出	・再循環系ポンプ分解点検

□□ 本評価において選定した施設定期検査工程

第 3.1.2.2-1 表 既往の停止時 P R A における起回事象との比較

	Grand Gulf (NUREG/CR-6143 ^{※1})	JNES ^{※2}	本評価
RHR 喪失 (フロントライン系)	○	○	○
RHR S 喪失 (サポート系)	○	○	○
外部電源喪失	○	○	○
配管破断 L O C A	○	○	—
C U W ブロー時の L O C A	—	—	○
RHR 運転中の L O C A	○	○	—
RHR 切替時の L O C A	○	○	○
C R D 点検時の L O C A	—	—	○
L P R M 点検時の L O C A	—	—	○

※1 NUREG/CR-6143, 「Evaluation of Potential Severe Accidents During Low Power and Shutdown Operations at Grand Gulf, Unit 1」 1994,

※2 P S A 評価手法の標準化に係る整備＝停止時内の事象レベル 1 P S A / 地震 P S A = 別冊 1, 平成 23 年 1 月 独立行政法人 原子力安全基盤機構

第 3.1.2.2-2 表 停止時 P R A の評価対象とする起因事象

起因事象		内容
残留熱除去系の故障	R H R 喪失	R H R の弁やポンプの故障により運転中の R H R が機能喪失する事象
	R H R S 喪失	R H R S の弁やポンプの故障により運転中の R H R S が機能喪失する事象
外部電源喪失		外部電源が喪失する事象
原子炉冷却材の流出	C U W ブロー時の L O C A	原子炉水位の下降調整操作において、人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象
	R H R 切替時の L O C A	R H R の系統切替え操作において、人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象
	C R D 点検時の L O C A	C R D 点検作業時の人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象 なお、C R D 点検時の L O C A は流出規模に応じ、大規模流出と小規模流出に分類している
	L P R M 点検時の L O C A	L P R M 点検作業時の人的過誤により原子炉冷却材が系統外に流出する事象

第 3.1.2.2-3 表 起回事象発生頻度一覧

起回事象	発生頻度		評価方法
崩壊熱除去機能喪失			<ul style="list-style-type: none"> 国内BWRプラント実績データ（平成21年3月末時点） RHR S喪失は発生実績がないため0.5回の発生を仮定 POSごとの起回事象発生頻度は1日当たりの発生頻度にPOS日数を乗じて算出
RHR喪失	5.6E-05	(/日)	
RHR S喪失	7.1E-06	(/日)	
外部電源喪失			<ul style="list-style-type: none"> 国内BWR実績データ（平成21年3月末時点） POSごとの起回事象発生頻度は1日当たりの発生頻度にPOS日数を乗じて算出
外部電源喪失	2.6E-05	(/日)	
原子炉冷却材の流出			<ul style="list-style-type: none"> 人間信頼性解析により算出 POSごとの起回事象発生頻度は1回（本）当たりの発生頻度にPOSの期間中の操作回数（点検本数）を乗じて算出
RHR切替時のLOCA	2.3E-04	(/回)	
CUWブロー時のLOCA	9.7E-05	(/回)	
CRD点検時のLOCA	1.1E-06	(/本)	
LPRM点検時のLOCA	5.4E-07	(/本)	

第3.1.2.2-4表 POS別の起回事象発生頻度

	S 1日間	A 2日間	B1 5日間	B2 3日間	B3 14日間	B4 8日間	B5 12日間	B6 13日間	C1 8日間	C2 9日間	D 7日間
RHR喪失	5.6E-05	1.1E-04	2.8E-04	1.7E-04	7.9E-04	4.5E-04	6.8E-04	7.3E-04	4.5E-04	5.1E-04	4.0E-04
RHR S喪失	7.1E-06	1.4E-05	3.5E-05	2.1E-05	9.9E-05	5.6E-05	8.5E-05	9.2E-05	5.6E-05	6.4E-05	4.9E-05
外部電源喪失	2.6E-05	5.2E-05	1.3E-04	7.7E-05	3.6E-04	2.1E-04	3.1E-04	3.3E-04	2.1E-04	2.3E-04	1.8E-04
RHR切替時の LOCA	—	—	—	2.3E-04	—	—	2.3E-04	—	—	2.3E-04	2.3E-04
CUWブロー時の LOCA	—	—	—	—	—	—	—	—	9.7E-05	—	9.7E-05
CRD点検時の LOCA	—	—	—	2.9E-05 (27本)	—	—	—	—	—	—	—
LPRM点検時の LOCA	—	—	—	5.4E-07 (1本)	—	—	—	—	—	—	—

(/POS)

第3.1.2.2-5表 RHR切替時のLOCAの発生頻度

項目	中央値	平均値	E F	備考
①運転員の弁開操作忘れ	1.0E-03	-	3.0	NUREG/CR-1278 Table20-7(1)
②管理者の開操作チェック失敗	1.5E-01	-	5.0	NUREG/CR-1278 Table20-22(1) 低従属を考慮
		2.3E-04	4.9	

①運転員の弁開操作忘れ

手順書（10項目以下）中の1項目を省いてしまう人的過誤確率

②管理者の開操作チェック失敗

手順書を用いて行う慣例的な点検（作業）の作業ミスを発見し損なう人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮し評価

第3.1.2.2-6表 CUWブロー時のLOCAの発生頻度

項目	中央値	平均値	E F	備考
①運転員の弁閉操作忘れ	1.0E-04	-	30.0	NUREG/CR-1278 を基に 工学的判断により設定
②管理者の閉操作チェック失敗	9.8E-02	-	5.0	NUREG/CR-1278 Table20-22(3) 低従属を考慮
		9.7E-05	33.9	

①運転員の弁閉操作忘れ

高度な管理下で実施される作業として、NUREG/CR-1278 を基に工学的判断により設定

②管理者の閉操作チェック失敗

日常的なものではなく特に要求された点検（作業）の作業ミスを発見し損なう人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮し評価

第 3.1.2.3-1 表 各起因事象及び各プラント状態における成功基準

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

* CRD点検時のLOCAのうち、大規模流出時はCSTに期待できない。

第 3.1.2.3-2 表 RHR S (A系, B系) の成功基準

機器名	RHR S の成功基準
RHR S ポンプ	1/2
RHR S 熱交換器	1/1

第 3.1.2.3-3 表 空調機の成功基準

系統名	空調機の成功基準
HPCS	2/2
LPCS	1/1
RHR-A	1/1
RHR-B	1/1
RHR-C	1/1
DG-2C	2/2
DG-2D	2/2
HPCS-DG	2/2

第 3.1.2.3-4 表 各 P O S における余裕時間（除熱機能及び注水機能）

起回事象	P O S	P O S 別の 代表時間	余裕時間 (h)
R H R 喪失 R H R S 喪失 外部電源喪失	S	6 時間後	3.9
	A	1 日後	5.7
	B1	3 日後	53.8
	B2	8 日後	90.9
	B3	11 日後	107.6
	B4	25 日後	155.2
	B5	33 日後	174.5
	B6	45 日後	199.7
	C1	58 日後	35.8
	C2	66 日後	38.3
	D	75 日後	40.8

第 3.1.2.5-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

			フロントライン系 (従属故障の可能性のある系統)								
			RHR		HPCS	LPCS	LPCI			CST	
			A	B			A	B	C	A	B
(故障系統・機器) サポート系	交流電源	区分Ⅰ	◎	◎	—	◎	◎	—	—	◎	—
		区分Ⅱ	—	◎	—	—	—	◎	◎	—	◎
		区分Ⅲ	—	—	◎	—	—	—	—	—	—
	直流電源	区分Ⅰ	◎	◎	—	◎	◎	—	—	—	—
		区分Ⅱ	◎	◎	—	—	—	◎	◎	—	—
		区分Ⅲ	—	—	◎	—	—	—	—	—	—
	非常用補機 冷却系	RHRS-A	◎	—	—	◎	◎	—	—	—	—
		RHRS-B	—	◎	—	—	—	◎	◎	—	—
		HPCS-DGSW	—	—	◎	—	—	—	—	—	—
	空調機	HPCSポンプ室	—	—	◎	—	—	—	—	—	—
		LPCSポンプ室	—	—	—	◎	—	—	—	—	—
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	◎	—	—	—	◎	—	—	—	—
		LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	—	◎	—	—	—	◎	—	—	—
		LPCI-Cポンプ室	—	—	—	—	—	—	◎	—	—
DG-2C室		—	—	—	—	—	—	—	—	—	
DG-2D室		—	—	—	—	—	—	—	—	—	
HPCS-DG室	—	—	—	—	—	—	—	—	—		

◎ 系統の機能維持に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。

第 3.1.2.5-2 表 サポート系同士の依存性

		従属故障の可能性のある系統																						
		残留熱除去系 海水系		非常用交流電源			非常用ディーゼル 発電機			非常用ディーゼル 発電機海水系			直流電源			空調機								
		RHRS		区分 I	区分 II	区分 III	DG			DGSW			区分 I	区分 II	区分 III	HPCS ポンプ室	LPCS ポンプ室	LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	LPCI-C ポンプ室	DG-2C 室	DG-2D 室	HPCS-DG 室	
		A	B				2C	2D	HPCS	A	B	HPCS												
故障系統・機器	非常用 補機冷却系	RHRS-A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	◎	-	-	-	-	-	
		RHRS-B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	◎	-	-	-	-
	非常用 交流電源	区分 I	◎	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	△	-	-	-	◎	◎	-	-	◎	-	-
		区分 II	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	△	-	-	-	◎	◎	-	-	◎	-
		区分 III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	△	-	◎	-	-	-	-	-	◎
	交流電源 関連設備	DG-2C	○	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DG-2D	-	○	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		HPCS-DG	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DGSW-A	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DGSW-B	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		HPCS-DGSW	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-
	直流電源	区分 I	◎	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		区分 II	-	◎	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		区分 III	-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	空調機	HPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LPCSポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LPCI-A (RHR-A) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LPCI-B (RHR-B) ポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LPCI-Cポンプ室	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		DG-2C室	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DG-2D室		-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
HPCS-DG室		-	-	-	-	-	-	-	◎	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

- ◎ 系統の機能維持に必須であり、故障により系統の機能喪失となる。
- 起因事象により必須になるケースがあり、事象によっては系統機能喪失となる。
- △ 故障により、冗長性のある機器等が一部不動作となるため、系統のモデルで考慮する。

第 3.1.2.5-3 表 代表的なフォールトツリーの評価結果

系統	非信頼度 [平均] (/ d)	
	残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	外部電源喪失
HPCS	6.8E-03	1.2E-02
LPCS	3.6E-03	3.6E-03
LPCI-A	3.7E-03	3.8E-03
LPCI-B	3.7E-03	3.8E-03
LPCI-C	3.7E-03	3.7E-03
CST-A	2.5E-03	2.4E-03
CST-B	2.5E-03	2.5E-03
RHR-A	8.7E-03*	1.1E-02
RHR-B	8.9E-03*	1.1E-02

※ 起因事象「原子炉冷却材の流出」では期待しない。

第 3.1.2.5-4(a)表 HPCSフォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	HPCS原子炉水位制御操作失敗	36.6
2	HPCSインジェクション弁手動操作失敗	16.1
2	HPCSポンプ手動操作失敗	16.1
4	HPCS-DG SW海水ストレーナ閉塞	1.9
5	HPCS-DG SWポンプ起動失敗	1.5
6	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ室空調 1 冷却器入口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ室空調 1 冷却器出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ室空調 2 冷却器入口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ室空調 2 冷却器出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCSポンプ/ポンプ室空調冷却器元弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SWポンプ出口弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW放出ライン隔離弁開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW放出ライン排水弁 (放水口B) 開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW放出ライン排水弁 (放水口C) 開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SWエンジンエアクーラ入口弁 1 開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SWエンジンエアクーラ入口弁 2 開け忘れ	1.2
6	HPCS-DG SW系統出口隔離弁開け忘れ	1.2

第 3.1.2.5-4(b)表 L P C S フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	L P C S ポンプ手動操作失敗	30.6
1	L P C S インジェクション弁手動操作失敗	30.6
3	R H R S - A 海水ストレーナ閉塞	3.6
4	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	2.3
4	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	2.3
4	L P C S ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.3
4	R H R S - A 熱交換器入口弁開け忘れ	2.3
4	R H R S - A 熱交換器出口弁開け忘れ	2.3
4	R H R S - A 放出ライン隔離弁開け忘れ	2.3
4	R H R S - A 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	2.3
4	L P C S ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.3
4	L P C S ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.3
13	L P C S ポンプ起動失敗	1.3
13	L P C S ポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
15	L P C S インジェクション弁閉塞	1.2
16	L P C S 保修用隔離弁閉塞	1.0
17	R H R S - A 流量制御弁開失敗	0.8
17	R H R S - A 流量制御弁閉塞	0.8
19	L P C S ポンプ運転継続失敗	0.7
19	L P C S ポンプ室空調冷却器閉塞	0.7

第 3.1.2.5-4(c)表 L P C I - A フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R - A ポンプ手動操作失敗	29.7
1	L P C I - A インジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	R H R S - A 海水ストレーナ閉塞	3.5
4	R H R S - A 熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - A 熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - A 放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - A 放出ライン排水弁(放水口 B)開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - A ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.2
14	R H R - A ポンプ起動失敗	1.3
14	R H R - A ポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	R H R - A インジェクション弁閉塞	1.1
17	R H R - A インジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	R H R S - A 流量制御弁開失敗	0.8
18	R H R S - A 流量制御弁閉塞	0.8
20	R H R - A ポンプ運転継続失敗	0.7

第 3.1.2.5-4(d) 表 L P C I - B フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R - B ポンプ手動操作失敗	29.7
1	L P C I - B インジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	3.5
4	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 放出ライン排水弁 (放水口 B) 開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - B ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.2
14	R H R - B ポンプ起動失敗	1.3
14	R H R - B ポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	R H R - B インジェクション弁閉塞	1.1
17	R H R - B インジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	R H R S - B 流量制御弁開失敗	0.8
18	R H R S - B 流量制御弁閉塞	0.8
20	R H R - B ポンプ運転継続失敗	0.7

第 3.1.2.5-4(e)表 L P C I - C フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	R H R - C ポンプ手動操作失敗	29.7
1	L P C I - C インジェクション弁手動操作失敗	29.7
3	R H R S - B 海水ストレーナ閉塞	3.5
4	R H R S - B 熱交換器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 熱交換器出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 放出ライン隔離弁開け忘れ	2.2
4	R H R S - B 放出ライン排水弁 (放水口 B) 開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ出口手動弁開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	2.2
4	R H R - C ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	2.2
14	R H R - C ポンプ起動失敗	1.3
14	R H R - C ポンプ室空調ファン起動失敗	1.3
16	R H R - C インジェクション弁閉塞	1.1
17	R H R - C インジェクションライン手動弁閉塞	1.0
18	R H R S - B 流量制御弁開失敗	0.8
18	R H R S - B 流量制御弁閉塞	0.8
20	R H R - C ポンプ運転継続失敗	0.7

第 3.1.2.5-4(f) 表 CST-A フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	CST-A ポンプ手動操作失敗	43.3
2	復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗	14.8
2	復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗	14.8
4	CST-A ポンプ起動失敗	14.7
5	CST-A ポンプ入口弁開け忘れ	3.3
5	CST-A ポンプ出口弁開け忘れ	3.3
7	CST-A ポンプ制御部故障	2.7
8	CST-A ポンプ運転継続失敗	1.0

第 3.1.2.5-4(g) 表 CST-B フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	CST-B ポンプ手動操作失敗	43.3
2	復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗	14.8
2	復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗	14.8
4	CST-B ポンプ起動失敗	14.7
5	CST-B ポンプ入口弁開け忘れ	3.3
5	CST-B ポンプ出口弁開け忘れ	3.3
7	CST-B ポンプ制御部故障	2.7
8	CST-B ポンプ運転継続失敗	1.0

第 3.1.2.5-4(h) 表 RHR-A フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) Aライン調整弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-A ミニフローライン電動弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-A ポンプ入口弁 (原子炉停止時冷却系) 手動操作失敗	12.6
1	RHR-A ポンプ入口弁 (サブプレッション・プール) 手動操作失敗	12.6
1	RHR-A ポンプ手動操作失敗	12.6
6	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) Aライン調整弁開失敗	2.4
6	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) Aライン調整弁制御部故障	2.4
6	RHR-A ポンプ入口弁 (原子炉停止時冷却系) 開失敗	2.4
6	RHR-A ポンプ入口弁 (原子炉停止時冷却系) 制御部故障	2.4
10	内側隔離弁 (原子炉停止時冷却系) 隔離誤信号	2.1
10	外側隔離弁 (原子炉停止時冷却系) 隔離誤信号	2.1
12	RHR S-A 海水ストレーナ閉塞	1.5
13	RHR S-A 熱交換器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-A 熱交換器出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-A 放出ライン隔離弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-A 放出ライン排水弁 (放水口 B) 開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ出口手動弁開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-A ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	1.0

第 3.1.2.5-4(i) 表 RHR-B フォールトツリーの主要なミニマルカットセット

順位	主要なミニマルカットセット	割合 (%)
1	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) Bライン調整弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-B ミニフローライン電動弁手動操作失敗	12.6
1	RHR-B ポンプ入口弁 (原子炉停止時冷却系) 手動操作失敗	12.6
1	RHR-B ポンプ入口弁 (サブプレッション・プール) 手動操作失敗	12.6
1	RHR-B ポンプ手動操作失敗	12.6
6	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) Bライン調整弁開失敗	2.4
6	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) Bライン調整弁制御部故障	2.4
6	RHR-B ポンプ入口弁 (原子炉停止時冷却系) 開失敗	2.4
6	RHR-B ポンプ入口弁 (原子炉停止時冷却系) 制御部故障	2.4
10	内側隔離弁 (原子炉停止時冷却系) 隔離誤信号	2.1
10	外側隔離弁 (原子炉停止時冷却系) 隔離誤信号	2.1
12	RHR S-B 海水ストレーナ閉塞	1.5
13	RHR S-B 熱交換器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-B 熱交換器出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-B 放出ライン隔離弁開け忘れ	1.0
13	RHR S-B 放出ライン排水弁 (放水口 B) 開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 1 開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水入口弁 2 開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ軸受シールクーラ海水出口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ出口手動弁開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ室空調冷却器入口弁開け忘れ	1.0
13	RHR-B ポンプ室空調冷却器出口弁開け忘れ	1.0

第 3.1.2.6-1 表 同一システム内で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

系統	機器タイプ	故障モード
RHR S	ポンプ	起動失敗 運転継続失敗
	逆止弁	開失敗
DG室空調	ダンパ	開失敗

第 3.1.2.6-2 表 システム間で共通要因故障を考慮した機器及び故障モード

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

第 3.1.2.6-3 表 共通要因故障パラメータの一覧

機器タイプ	β ファクタ※1	γ ファクタ※2	備考
ポンプ, ファン	0.039	0.520	NUREG/CR-1205 Rev.1
弁, ダンパ	0.130	0.565	NUREG/CR-1363 Rev.1
DG	0.021	—	NUREG-1150
検出器, トリップユニット	0.082	—	NUREG/CR-2771
蓄電池	0.008	—	NUREG-0666
ストレーナ	0.133	—	NUREG/CR-5497

※1 多重故障 (2重以上) が発生する確率

※2 多重故障が発生した場合, それが3重以上の故障である条件付確率

NUREG/CR-4550に基づき γ ファクタを算出

第 3.1.2.7-1 表 人的過誤の評価結果

人的過誤		過誤確率 (平均値) [/ d]	エラー ファクタ
起因事象 発生前	弁の開け忘れ・閉め忘れ	8.3E-05	4.8
	DG試験時ガバナ操作後の復旧失敗	3.9E-03	6.8
起因事象 発生後	手動操作失敗	1.1E-03	3.5
	水源切替操作失敗 (CST→サプレッション・チェンバ)	2.5E-03	6.5
	原子炉水位制御操作失敗	2.5E-03	6.5
	DG燃料油補給操作失敗	1.1E-04	35.6
	運転員の認知失敗 (RHR切替時のLOCA)	1.8E-07	42.7
	運転員の認知失敗 (CUWブロー時のLOCA)	3.0E-07	122.7
	隔離失敗 (CRD, LPRM点検時のLOCA)	5.3E-02	10.0
隔離失敗 (RHR切替, CUWブロー時のLOCA)	5.3E-04	10.0	

第 3.1.2.8-1 表 起回事象別・POS 別炉心損傷頻度内訳表

POS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D	合計 (/施設定期検査)	寄与割合 (%)	
日数	1 日間	2 日間	5 日間	3 日間	14 日間	8 日間	12 日間	13 日間	8 日間	9 日間	7 日間			
崩壊熱除去機能喪失	5.7E-14 (5.7E-14)	3.1E-13 (1.5E-13)	2.5E-07 (5.0E-08)	1.6E-07 (5.3E-08)	7.1E-07 (5.1E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.1E-06	22.6	
	RHR 喪失	2.1E-14 (2.1E-14)	4.7E-14 (2.3E-14)	2.2E-07 (4.5E-08)	1.4E-07 (4.7E-08)	6.3E-07 (4.5E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	9.9E-07	20.0
	RHRS 喪失	3.5E-14 (3.5E-14)	2.6E-13 (1.3E-13)	2.8E-08 (5.6E-09)	1.7E-08 (5.8E-09)	7.9E-08 (5.6E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.2E-07	2.5
外部電源喪失	3.7E-10 (3.7E-10)	7.3E-10 (3.7E-10)	8.0E-07 (1.6E-07)	7.8E-07 (2.6E-07)	2.2E-06 (1.6E-07)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	3.8E-06	77.4	
原子炉冷却材の流出	—	—	—	4.6E-11	—	—	7.3E-17	—	2.9E-11	4.1E-11	7.1E-11	1.9E-10	<0.1	
RHR 切替	—	—	—	4.2E-13	—	—	7.3E-17	—	—	4.1E-11	4.1E-11	8.3E-11	<0.1	
	C UWブロー	—	—	—	—	—	—	—	2.9E-11	—	2.9E-11	5.8E-11	<0.1	
	C RD点検	—	—	—	4.5E-11	—	—	—	—	—	—	4.5E-11	<0.1	
	L PRM点検	—	—	—	9.8E-14	—	—	—	—	—	—	9.8E-14	<0.1	
合計 (/POS)	3.7E-10	7.3E-10	1.0E-06	9.4E-07	2.9E-06	3.0E-09	5.1E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.6E-09	5.0E-06	—	
寄与割合 (%)	<0.1	<0.1	21.1	18.9	58.8	<0.1	0.1	<0.1	<0.1	0.8	<0.1	—	100.0	

上段：/POS, 下段 () 内：/日

第 3.1.2.8-2 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度の内訳と寄与割合

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/施設定期検査)	寄与割合 (%)	事故シーケンス グループ別 炉心損傷頻度 (/施設定期検査)	寄与割合 (%)
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-06	22.6	1.4E-06	28.8
	外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	6.3		
全交流動力電源喪失	外部電源喪失+交流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.5E-06	71.1	3.5E-06	71.1
	外部電源喪失+直流電源失敗+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-10	<0.1		
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.9E-10	<0.1	1.9E-10	<0.1
合計		5.0E-06	—	5.0E-06	—

第 3.1.2.8-3 表 事故シーケンスグループの分析結果

事故シーケンス		炉心損傷頻度 (/施設定期検査)	寄与割合 ^{※1} (%)	主要なカットセット (上位3位)	POS	炉心損傷頻度 (/POS)	寄与割合 ^{※2} (%)
崩壊熱除去機能喪失	残留熱除去系の故障 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.1E-06	78.2	①RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B3	3.0E-07	26.6
				①RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B3	3.0E-07	26.6
				③RHR喪失+復水貯蔵タンクA真空逃がし弁作動失敗	B1	1.1E-07	9.4
				③RHR喪失+復水貯蔵タンクB真空逃がし弁作動失敗	B1	1.1E-07	9.4
	外部電源喪失 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.1E-07	21.8	①外部電源喪失+RHR-Bポンプ手動操作失敗	B2	8.4E-08	27.1
				①外部電源喪失+LPCI-B注入弁手動操作失敗	B2	8.4E-08	27.1
①外部電源喪失+RHR-Bポンプ入口弁(サブレクション・チェンバ側)手動操作失敗				B2	8.4E-08	27.1	
全交流動力電源喪失	外部電源喪失 +交流電源失敗 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.5E-06	100.0	①外部電源喪失+DG-2D運転継続失敗	B3	8.2E-07	23.3
				②外部電源喪失+DG-2D起動失敗	B3	5.6E-07	15.8
				③外部電源喪失+DG-2C運転継続失敗	B1	3.0E-07	8.4
	外部電源喪失 +直流電源失敗 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.3E-10	<0.1	①外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障	B3	6.0E-11	44.2
				②外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障	C2	3.8E-11	28.2
				③外部電源喪失+蓄電池-A/B給電失敗共通要因故障	B1	2.2E-11	15.9
原子炉冷却材の流出	原子炉冷却材の流出 +崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.9E-10	100.0	①RHR切替時のLOCA+運転員の認知失敗	C2	4.1E-11	22.2
				①RHR切替時のLOCA+運転員の認知失敗	D	4.1E-11	22.2
				③CUWブロー時のLOCA+運転員の認知失敗	C1	2.9E-11	15.6
				③CUWブロー時のLOCA+運転員の認知失敗	D	2.9E-11	15.6

※1 事故シーケンスグループに対する寄与割合 ※2 事故シーケンスに対する寄与割合

第 3.1.2.8-4 表 緩和設備の基事象の F V 重要度評価結果

順位	基事象名	F V 重要度
1	D G - 2 D 運転継続失敗	2. 0E-01
2	D G - 2 D 起動失敗	1. 4E-01
3	復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗	1. 1E-01
3	復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗	1. 1E-01
5	D G - 2 C 運転継続失敗	6. 0E-02
6	D G - 2 C 起動失敗	4. 1E-02
7	D G - 2 D 起動信号故障	1. 9E-02
8	D G - 2 D 受電遮断器開失敗	1. 8E-02
9	R H R - B ポンプ手動操作失敗	1. 7E-02
9	R H R - B ポンプ入口弁 (サブプレッション・チェンバ側) 手動操作失敗	1. 7E-02
9	L P C I - B 注入ライン弁手動操作失敗	1. 7E-02

第 3.1.2.8-5 表 緩和設備の基事象の R A W 評価結果

順位	基事象名	R A W
1	軽油貯蔵タンク閉塞	4.3E+02
1	軽油貯蔵タンク破損	4.3E+02
3	復水貯蔵タンク A 真空逃がし弁作動失敗	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク B 真空逃がし弁作動失敗	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク A 破損	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク A 閉塞	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク B 破損	2.8E+02
3	復水貯蔵タンク B 閉塞	2.8E+02
9	C S T - A / B ポンプ運転継続失敗共通要因故障	2.8E+02
9	復水貯蔵タンク A C S T ポンプ取出し元弁の閉塞	2.8E+02
9	復水貯蔵タンク B C S T ポンプ取出し元弁の閉塞	2.8E+02

第 3.1.2.8-6 表 不確かさ解析結果

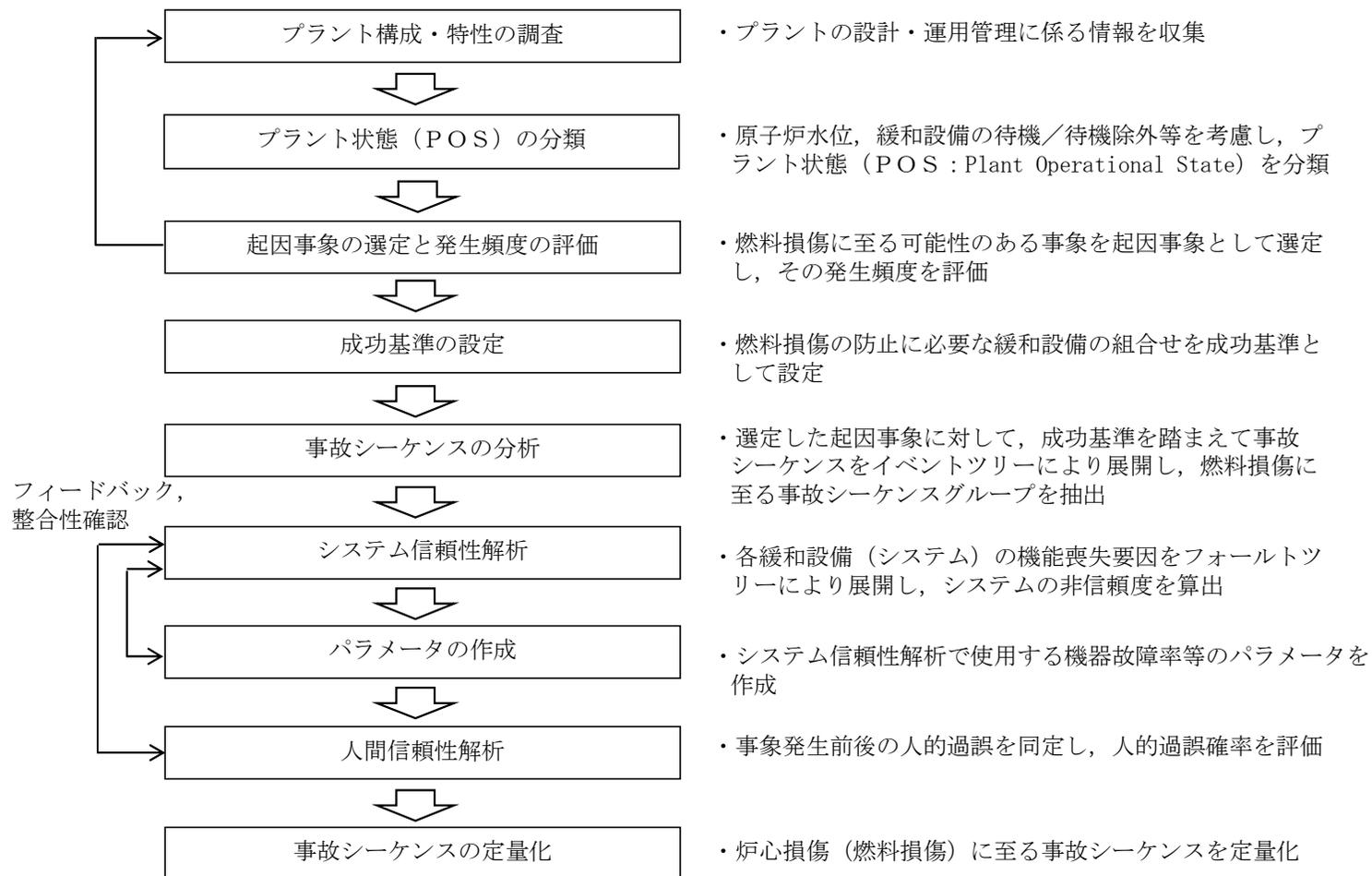
		全炉心損傷頻度 (／施設定期検査)
点推定値		5.0E-06
不確かさ解析	平均値	5.0E-06
	95%値	1.2E-05
	中央値	3.9E-06
	5%値	1.6E-06
	エラー ファクタ	2.7

第 3.1.2.8-7 表 起回事象別・POS 別炉心損傷頻度内訳表 (感度解析)

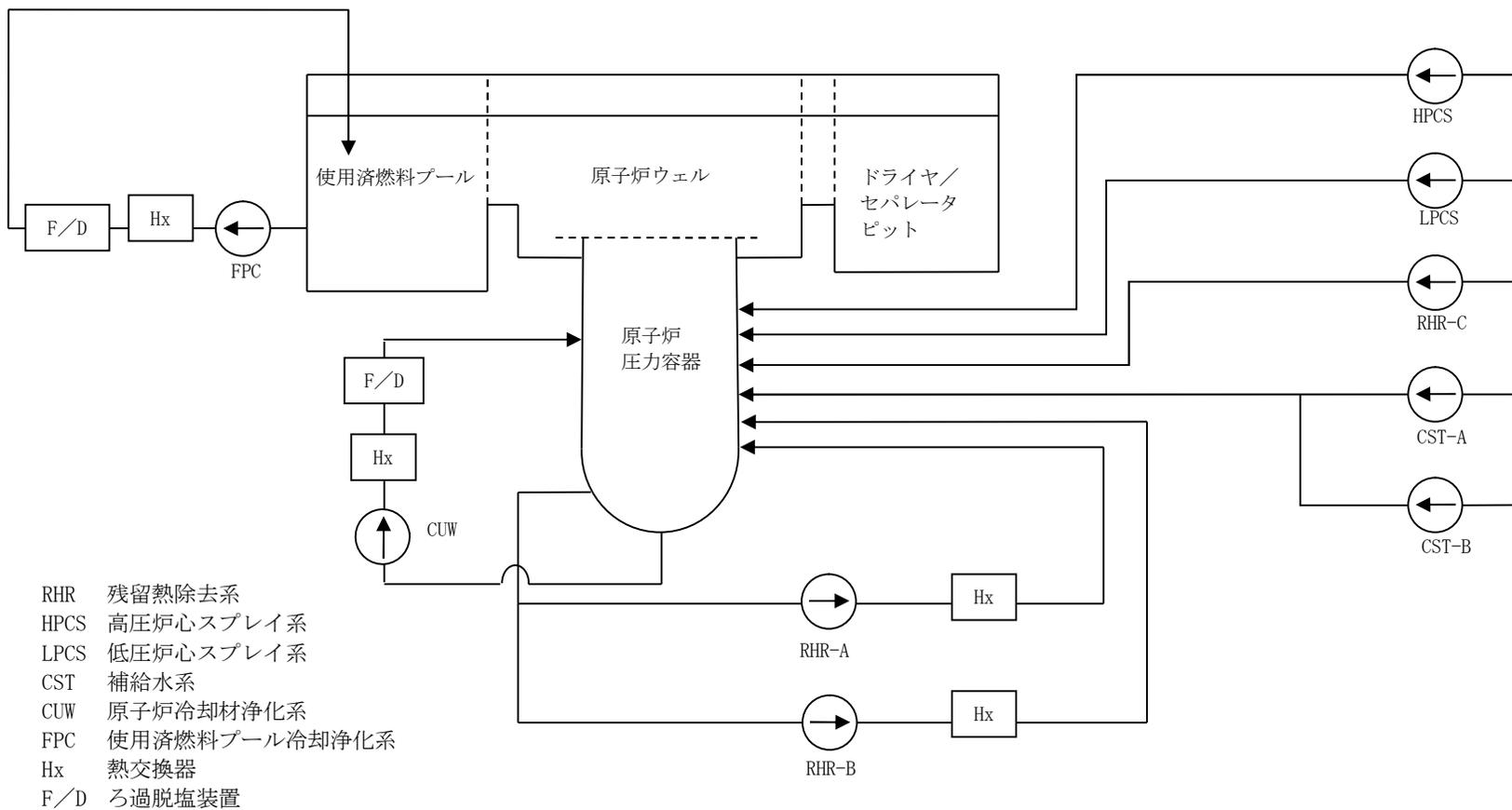
感度解析実施範囲

POS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D	合計 (/施設定期 検査)	寄与割合 (%)
日数	1 日間	2 日間	5 日間	3 日間	14 日間	8 日間	12 日間	13 日間	8 日間	9 日間	7 日間		
崩壊熱除去機能喪失	5.7E-14 (5.7E-14)	3.1E-13 (1.5E-13)	2.4E-07 (4.8E-08)	1.4E-07 (4.8E-08)	6.7E-07 (4.8E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.1E-06	86.9
RHR 喪失	2.1E-14 (2.1E-14)	4.7E-14 (2.3E-14)	2.1E-07 (4.2E-08)	1.3E-07 (4.3E-08)	6.0E-07 (4.3E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	9.4E-07	77.2
RHR S 喪失	3.5E-14 (3.5E-14)	2.6E-13 (1.3E-13)	2.7E-08 (5.3E-09)	1.6E-08 (5.3E-09)	7.5E-08 (5.4E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.2E-07	9.7
外部電源喪失	3.7E-10 (3.7E-10)	7.3E-10 (3.7E-10)	2.3E-08 (4.7E-09)	1.4E-08 (4.6E-09)	6.5E-08 (4.6E-09)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	1.6E-07	13.1
原子炉冷却材の流出	—	—	—	4.5E-11	—	—	7.3E-17	—	2.9E-11	4.1E-11	7.1E-11	1.9E-10	<0.1
RHR 切替	—	—	—	3.6E-13	—	—	7.3E-17	—	—	4.1E-11	4.1E-11	8.3E-11	<0.1
CUW ブロー	—	—	—	—	—	—	—	—	2.9E-11	—	2.9E-11	5.8E-11	<0.1
CRD 点検	—	—	—	4.5E-11	—	—	—	—	—	—	—	4.5E-11	<0.1
LPRM 点検	—	—	—	8.6E-14	—	—	—	—	—	—	—	8.6E-14	<0.1
合計 (/POS)	3.7E-10	7.3E-10	2.6E-07	1.6E-07	7.4E-07	3.0E-09	5.1E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.6E-09	1.2E-06	—
寄与割合 (%)	<0.1	<0.1	21.5	13.0	60.7	0.2	0.4	0.4	0.2	3.1	0.2	—	100.0

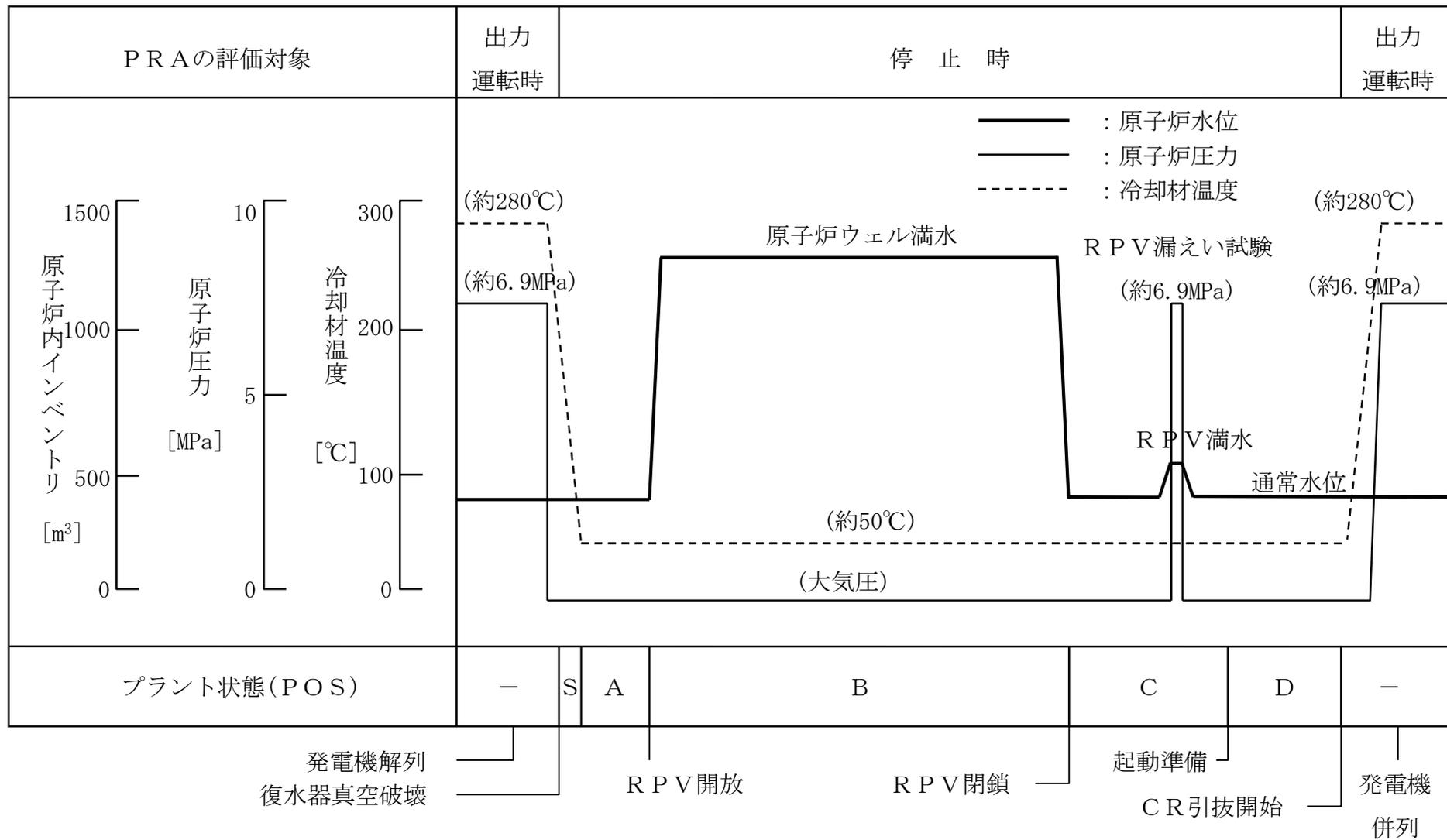
上段：/POS, 下段 () 内：/日



第 3.1.2-1 図 内部事象停止時レベル 1 PRA の評価フロー図



第 3.1.2.1-1 図 東海第二発電所の主要な系統・設備の概要図



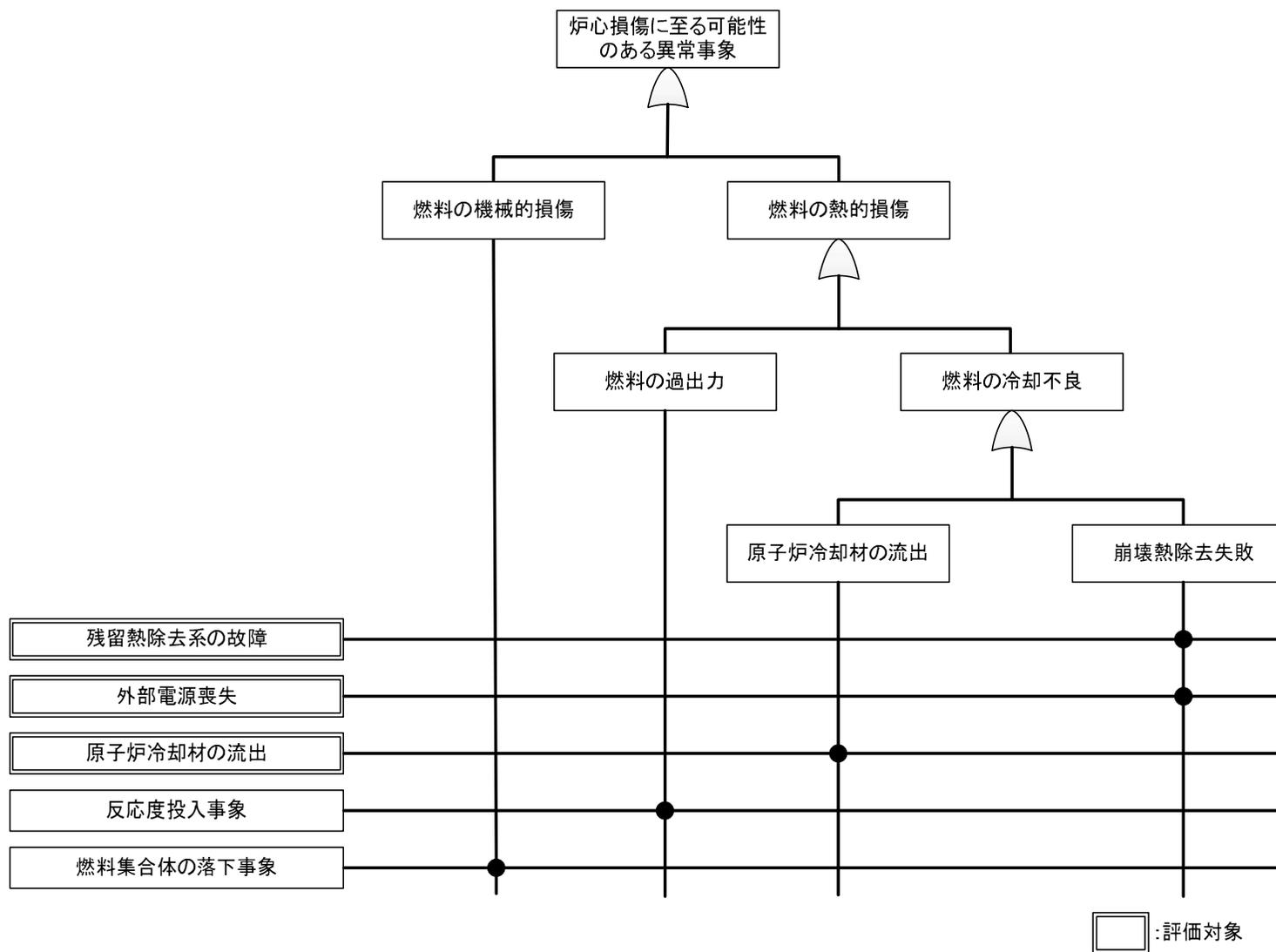
第 3.1.2.1-2 図 プラント状態・主要パラメータと POS 分類

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

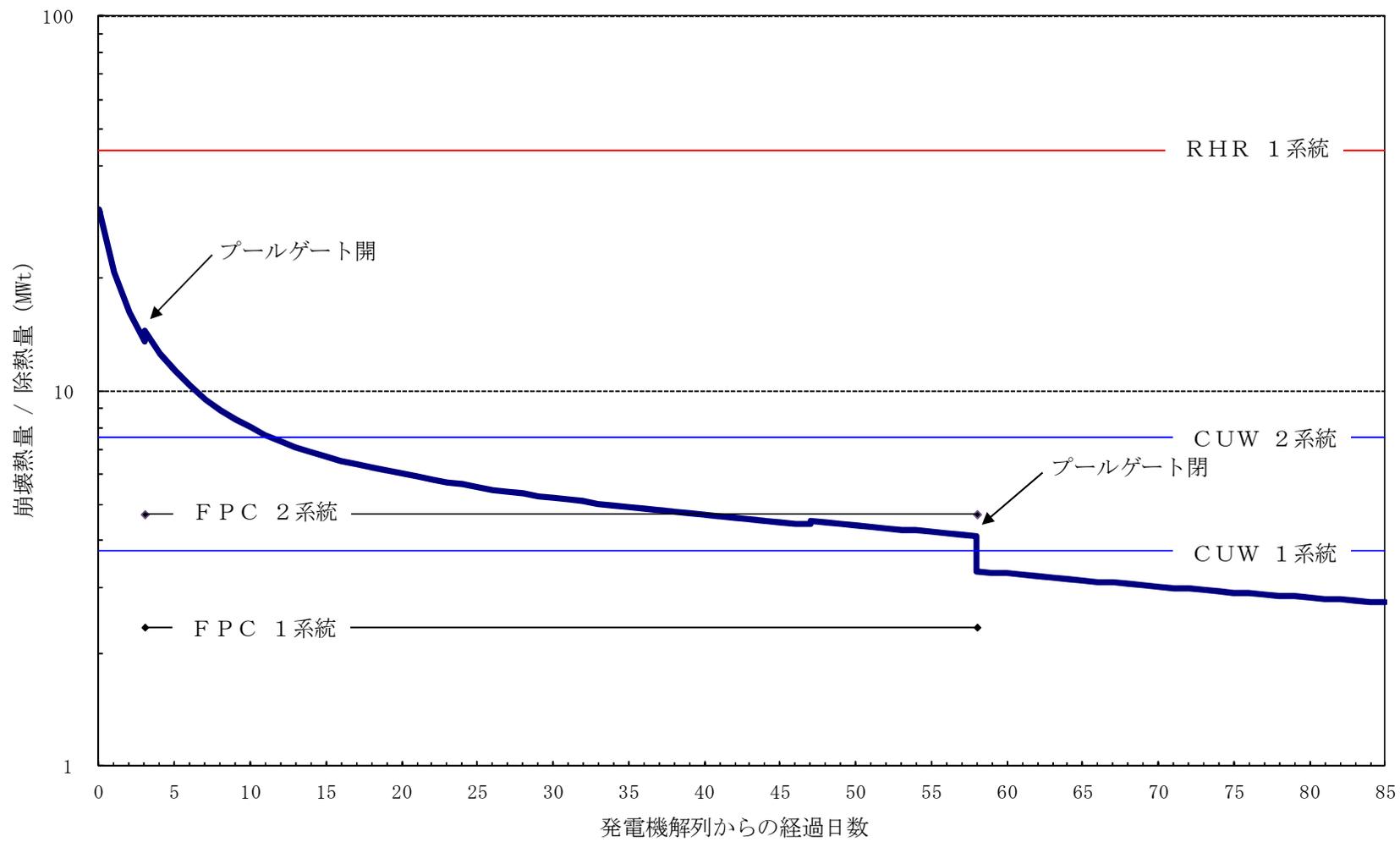
※1 RHR蒸気凝縮配管撤去のため、RHR-B待機除外
 ※2 RHR-A系統圧力上昇による点検のため、RHR-A待機除外
 ※3 HPCS-DGの潤滑油プライミングポンプの点検のため、HPCS-DG待機除外

■ : 運転 □ : 待機 □ : 待機除外

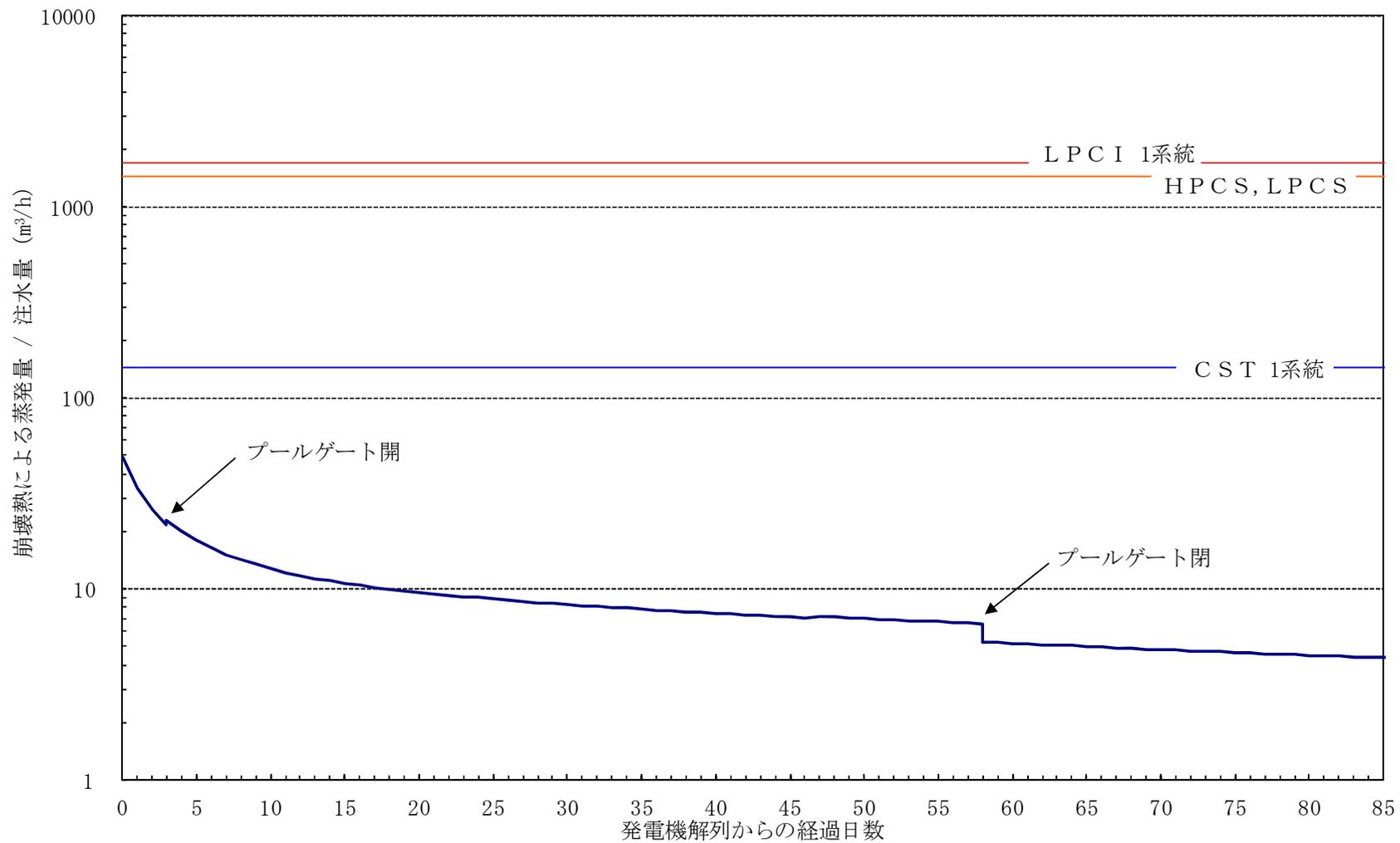
第 3.1.2.1-3 図 第 19 回施設定期検査工程の POS 分類結果



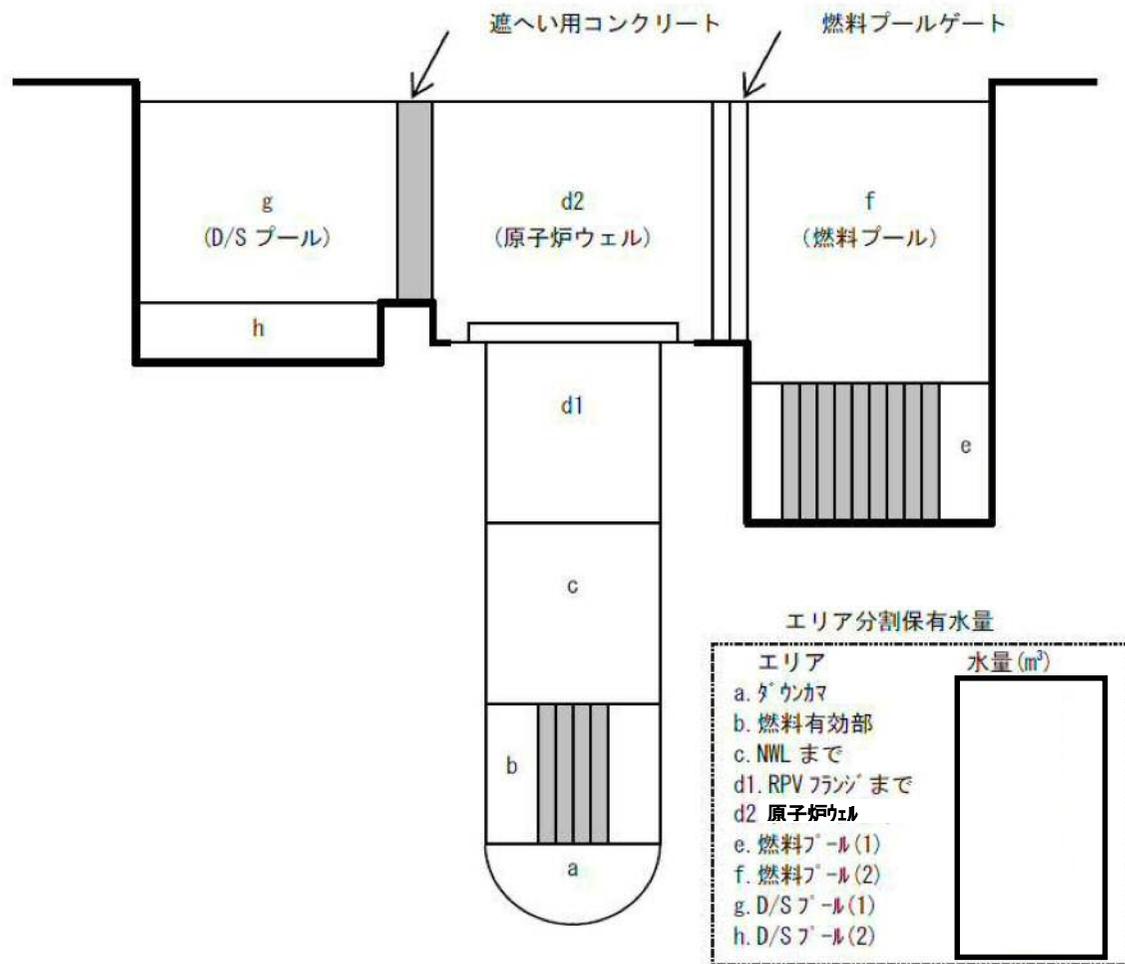
第 3.1.2.2-1 図 マスターロジックダイアグラム抽出結果



第 3.1.2.3-1 図 除熱能力と崩壊熱量の評価結果



第 3.1.2.3-2 図 注水機能による注水量と崩壊熱による蒸発量の評価結果



第 3.1.2.3-3 図 冷却材の保有水量

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

第 3.1.2.4-1 (a) 図 残留熱除去系の故障に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 運転中の RHR 又は RHR S が機能喪失する場合を起因事象とする。

【イベントツリーの説明】

- ・ 崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗する場合、「崩壊熱除去機能喪失」により燃料損傷に至る。

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

第 3.1.2.4-1 (b) 図 外部電源喪失に対するイベントツリー

【仮定条件】

- ・外部電源喪失の発生により所内電源が喪失するため、崩壊熱除去及び炉心冷却系の起動に必要な非常用電源の確保が必要となる。
- ・非常用DGによる非常用交流電源確保のためには、直流電源が必要である。
- ・本ヘディングでの直流電源及び交流電源は、区分Ⅰ及びⅡを表す。

【イベントツリーの説明】

- ・起因事象発生後、直流電源確保及び交流電源確保に成功した場合は、崩壊熱除去機能喪失のイベントツリーと同様の事象進展となる。
- ・直流電源又は交流電源の確保に失敗し、HPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却に失敗した場合、「全交流動力電源喪失」により炉心損傷に至る。ただし、HPCSによる崩壊熱除去・炉心冷却に成功した場合は、炉心損傷に至らない。

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

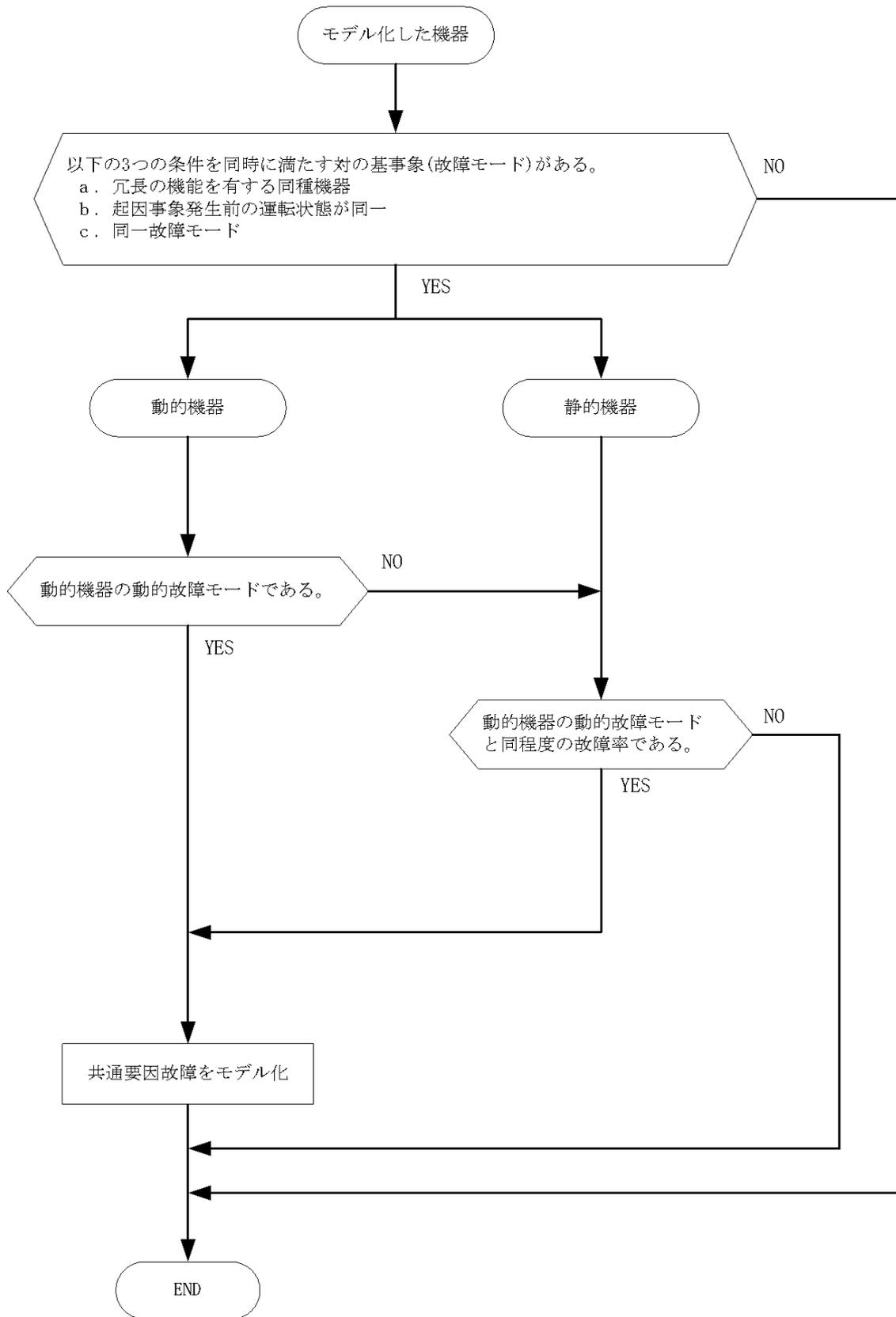
第 3.1.2.4-1 (c) 図 原子炉冷却材の流出に対するイベントツリー

【仮定条件】

- 原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA，CUWブロー時のLOCA，CRD点検時のLOCA，LPRM点検時のLOCA）が発生する場合を起因事象とする。

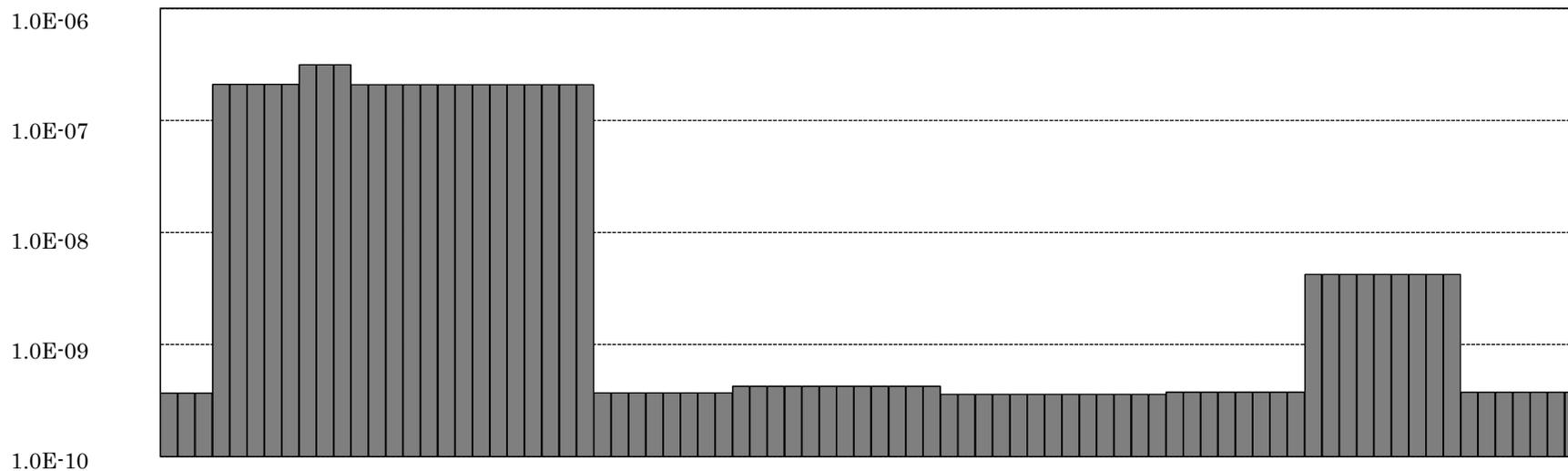
【イベントツリーの説明】

- 起因事象発生後，冷却材流出の隔離又は注水系による崩壊熱除去・炉心冷却に成功すれば，事象が収束する。
- 崩壊熱除去及び炉心冷却に失敗する場合，「原子炉冷却材の流出」により炉心損傷に至る。



第 3. 1. 2. 6-1 図 共通要因故障同定のフロー

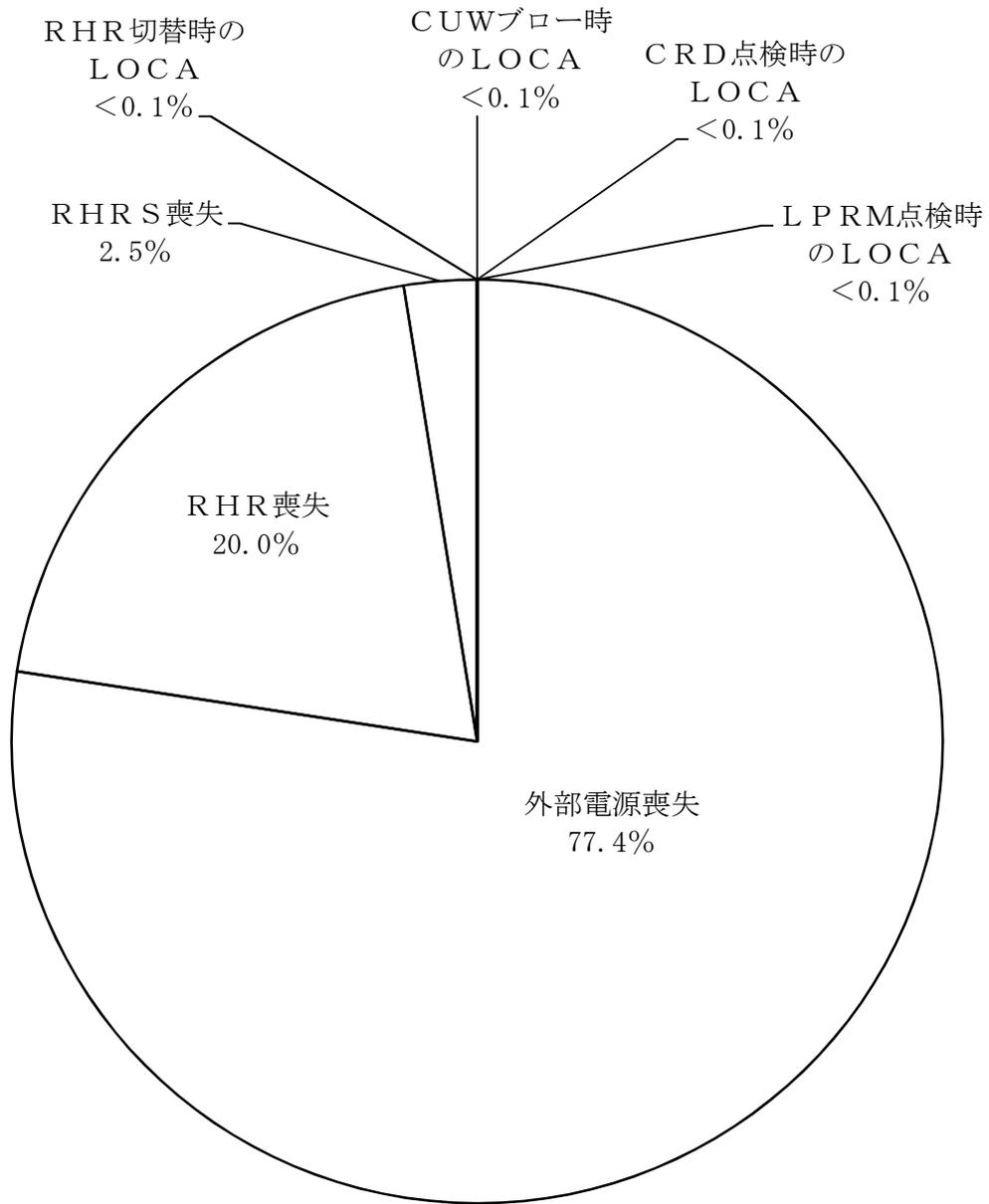
一日当たりの炉心損傷頻度(目)



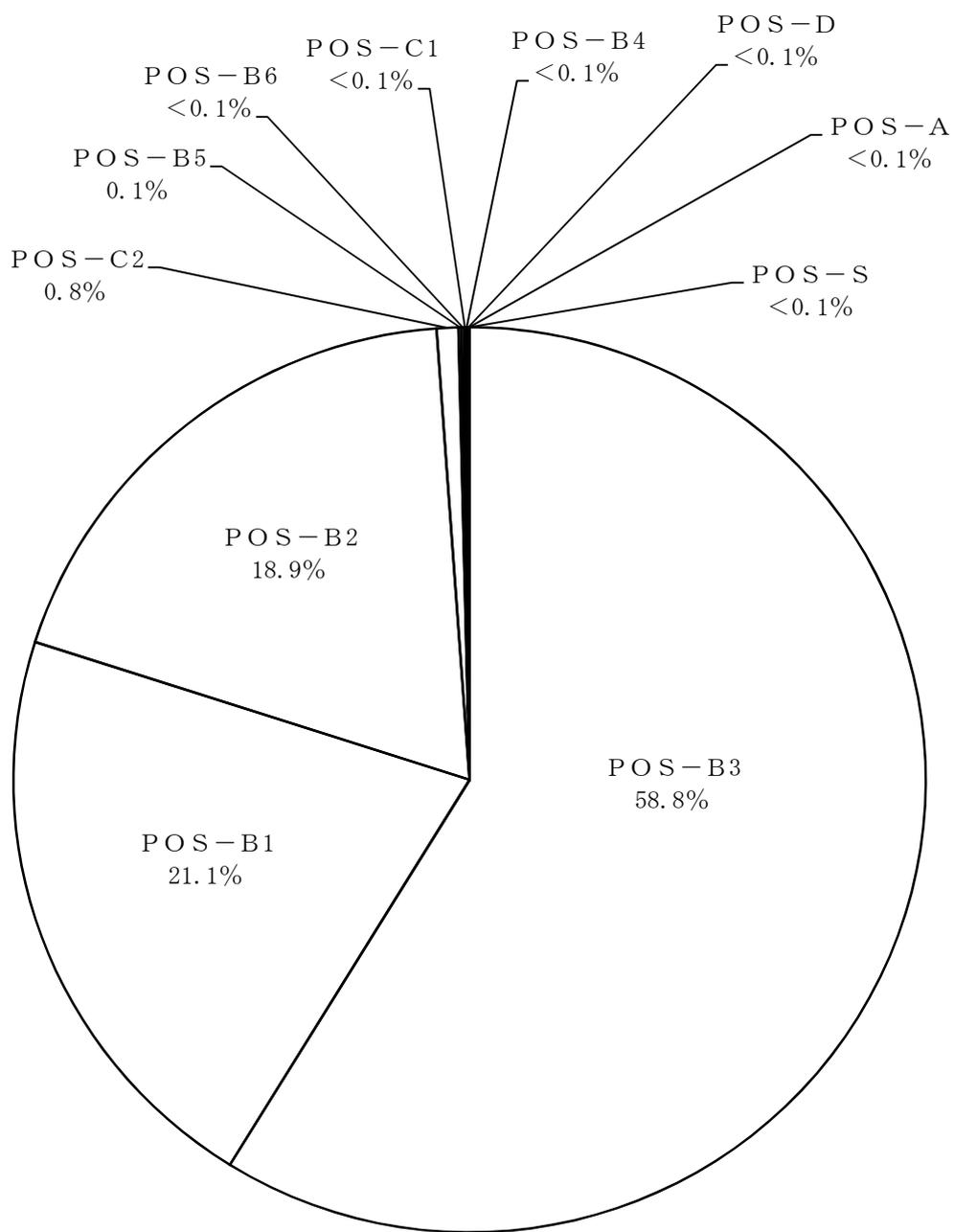
POS		S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D																																																																							
日数		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82
代表水位		通常水位				原子炉ウエル満水								通常水位																																																																					
CRD点検																																																																																			
LPRM点検																																																																																			
除熱系	RHR-A	運転								待機								待機除外																																																																	
	RHR-B	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
注水系	CST-A	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
	CST-B	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
	HPCS	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
	LPCS	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
	LPCI-A	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
	LPCI-B	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
補機冷却系	RHRS-A	運転								待機								待機除外																																																																	
	RHRS-B	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
電源系	DG-2C	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
	DG-2D	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	
	HPCS-DG	待機				待機除外				待機				待機除外				待機																																																																	

■: 運転 □: 待機 □: 待機除外

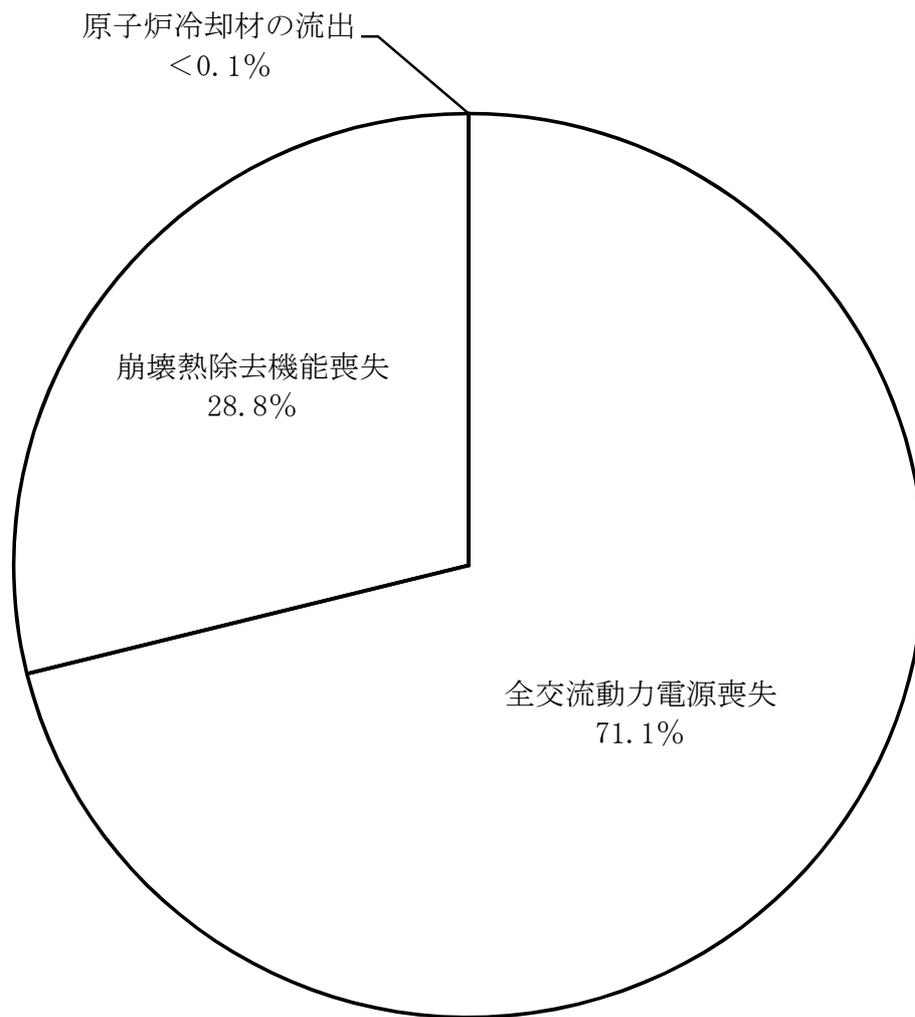
第 3.1.2.8-1 図 一日当たりの炉心損傷頻度の変化



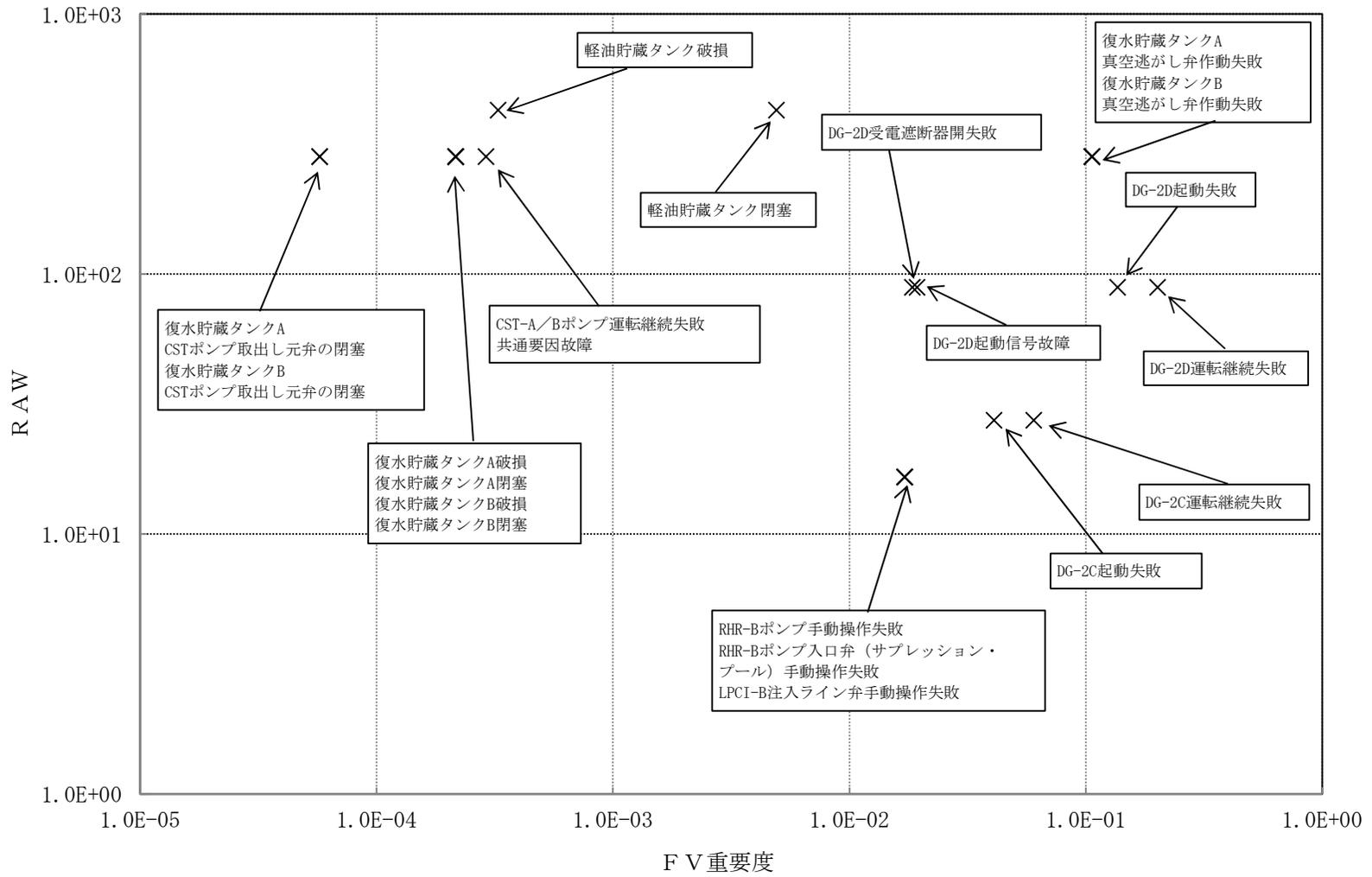
第 3.1.2.8-2 図 起因事象別の全炉心損傷頻度への寄与割合



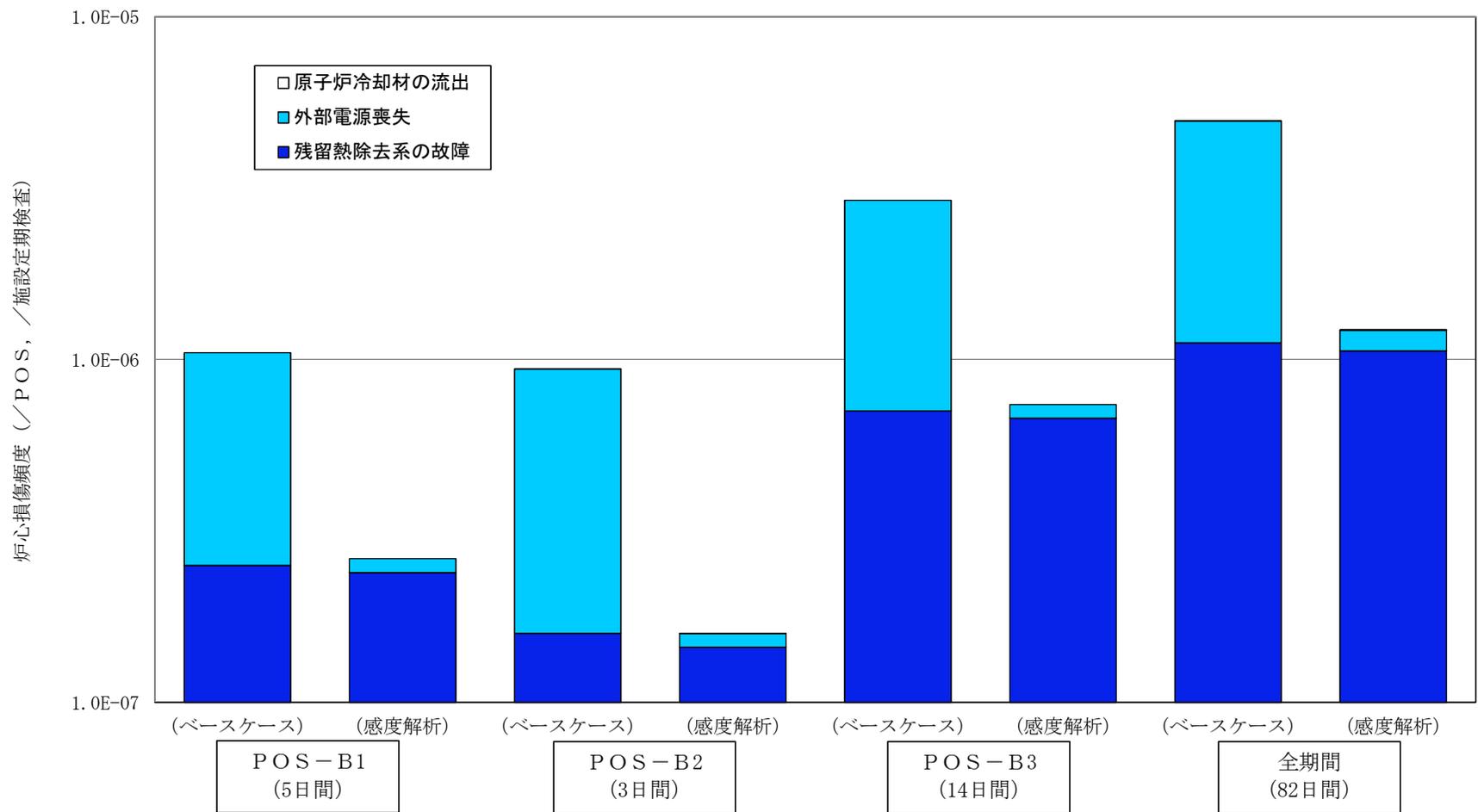
第 3.1.2.8-3 図 POS 別の全炉心損傷頻度への寄与割合



第 3.1.2.8-4 図 事故シナリオグループ別の全炉心損傷頻度の寄与割合



第 3.1.2.8-5 図 重要度解析結果



第 3.1.2.8-6 図 感度解析とベースケースの比較結果

P R A において期待する緩和設備の選定の考え方について

停止時 P R A において期待する緩和設備については，出力運転時と同様に以下の考えに基づき選定した。

- ・設計基準事故対処設備による対応を基本とし，これまでに整備したアクシデントマネジメント（A M）策には期待しない
- ・ただし，「E C C S 手動起動」，「原子炉手動減圧」，「残留熱除去系の手動起動」等の設計基準事故対処設備の機能を作動させるための操作については考慮する

停止時 P R A において評価対象とする緩和設備の設定の考え方について，表 1 に示す。

表 1 評価対象とする緩和設備の設定の考え方

緩和設備	評価対象	設定の考え方
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) (RHR)	○	設計基準事故対処設備
燃料プール冷却浄化系 (FPC)	×	除熱能力の観点から崩壊熱除去に期待できるのは、原子炉ウエル満水の一部期間のみであるため、考慮しない
原子炉冷却材浄化系 (CUW)	×	再生熱交換器のバイパス操作により原子炉の除熱機能に期待できるが、バイパス操作は一般に出力運転時のAM策として位置付けられる操作のため、考慮しない
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	○	設計基準事故対処設備
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	×	停止時は駆動源である炉蒸気がないため、考慮しない
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	○	設計基準事故対処設備
残留熱除去系（低圧注水系） (LPCI)	○	設計基準事故対処設備
復水移送系 (CST)	○	保安規定において非常用炉心冷却系として位置づけられているため、考慮する
消火系 (FP)	×	AM策として整備されている注水操作のため、考慮しない
制御棒駆動水圧系 (CRD)	×	注水能力不足のため、考慮しない
残留熱除去系海水系 (RHRS)	○	設計基準事故対処設備
非常用ディーゼル発電機 (DG)	○	設計基準事故対処設備
高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機 (HPCS-DG)	○	設計基準事故対処設備
非常用ディーゼル発電機 海水系 (DGSW)	○	設計基準事故対処設備
高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DGSW)	○	設計基準事故対処設備

評価対象とした施設定期検査工程の代表性について

本 P R A で評価対象とする施設定期検査工程は、過去の施設定期検査のうち、次の事項に該当する標準的な施設定期検査とした。

- ・ 通常の施設定期検査で実施される作業（燃料交換，緩和設備の点検に伴う待機除外，冷却材流出の可能性のある操作・点検）が含まれる施設定期検査
- ・ 原子炉内に燃料が配置された状態での冷却材流出の可能性のある操作・点検が含まれる施設定期検査（例えば，部分燃料取出時に制御棒駆動水圧系の点検を実施する施設定期検査）
- ・ 大規模な工事やトラブル等による点検工程（以下「特殊工程」という。）が含まれない施設定期検査
- ・ 平成 13 年 1 月の保安規定全面改正以降の施設定期検査

(1) 特殊工程の除外理由

上記の特殊工程とは，例えば，原子炉再循環ポンプ分解点検や流量制御弁の点検等，通常の施設定期検査では実施されない工程であり，実施される場合は比較的長期間の施設定期検査となる。このため，停止時のリスク変動の要因となる緩和設備の点検工程については，相対的に通常の施設定期検査より多く待機状態に維持できる工程となる可能性がある。したがって，特殊工程を含まない施設定期検査を代表工程の候補対象とした。

(2) 平成 13 年 1 月の保安規定改正以降の施設定期検査について

平成 12 年 7 月 1 日の改正原子炉等規制法の施行，平成 12 年 6 月

16日の原子力災害対策特別措置法の施行に伴い、標準保安規定の全体見直しが実施され、本プラントの保安規定を平成13年1月に改正した。

この改正により、「停止時を含む運転状態ごとの点検要求、運転上の制限、その逸脱時の措置と許容回復時間の追加」（米国技術仕様書を参考）の内容が追加されたため、停止時における機器の管理基準が変更されたことに伴い、保安規定改正前後で施設定期検査の工程管理が変更された。

このため、停止時PRAを実施するに当たっては、平成13年1月以降の施設定期検査を代表工程の候補対象とした。

当該保安規定改正により追加された停止時の運転上の制限について表1に示す。

(3) 評価対象とする施設定期検査

東海第二発電所の施設定期検査の実績を表2に示す。平成13年1月の保安規定全面改正以降の施設定期検査では、第19回施設定期検査を除いて、いずれも特殊工程が含まれている。

以上より、本PRAで評価対象とする施設定期検査は、第19回施設定期検査を選定した。

なお、本PRAでは特殊工程を含む施設定期検査を対象としていないため、特殊工程そのものによるリスクを評価していない。しかしながら、このような工程がある場合においても、保安規定で要求される緩和設備が維持されること、また、特殊工程に起因した異常事象の発生を防止するための措置を実施すること、さらには、その影響を受けないよう全燃料を使用済燃料プールに取り出した状態（プールゲート閉）とするなど

のリスク管理上の措置が講じられるため、特殊工程によるリスク増加は抑制されていると考えられる。

表 1 保安規定改正により追加された停止時の運転上の制限

条番号	内容
第 3 5 条 原子炉停止時冷却系その 2	原子炉の状態が冷温停止において、 (1) 1 系列が運転中であること及び原子炉で発生する崩壊熱が原子炉停止時冷却系以外の手段で除去できると判断するまで、さらに 1 系列の原子炉停止時冷却系が動作可能であること 又は (2) 原子炉停止時冷却系が停止した場合においても、原子炉冷却材温度を 100℃未滿に保つことができること
第 3 6 条 原子炉停止時冷却系その 3	原子炉の状態が燃料交換において、 (1) 1 系列が運転中であること及び原子炉水位がオーバーフロー水位となるまでの期間は、さらに 1 系列の原子炉停止時冷却系が動作可能であること 又は (2) 原子炉停止時冷却系が停止した場合においても、原子炉冷却材温度を 65℃以下に保つことができること
第 4 0 条 非常用炉心冷却系その 2	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において、 (1) 非常用炉心冷却系（自動減圧系を除く。）2 系列 又は (2) 非常用炉心冷却系（自動減圧系を除く。）1 系列及び復水移送系 1 系列が動作可能であること
第 6 1 条 非常用ディーゼル発電機その 2	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において (1) 計測及び制御設備，原子炉停止時冷却系及び非常用炉心冷却系で要求される設備の維持に必要な非常用交流高圧電源母線に接続する非常用ディーゼル発電機を含め 2 台の非常用発電設備が動作可能であること※
第 6 4 条 直流電源その 2	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において (1) 計測及び制御設備，原子炉停止時冷却系及び非常用炉心冷却系で要求される設備の維持に必要な直流電源が動作可能であること
第 6 6 条 所内電源系統その 2	原子炉の状態が冷温停止及び燃料交換において (1) 計測及び制御設備，原子炉停止時冷却系及び非常用炉心冷却系で要求される設備の維持に必要な非常用交流高圧電源母線，直流電源母線及び原子炉保護系母線が受電されていること

上記，記載内容は，現行の保安規定に基づく（※については，平成 13 年 1 月時点から改正された内容になっている。）

表2 東海第二発電所の施設定期検査の実績概要 (1/2)

施設定期検査	施設定期検査日数 (日) (解列日～併入日)	燃料取出方法	備考 (特殊工程)
第1回	114 (S54.9.6～S54.12.28)	部分燃料取出	
第2回	82 (S55.9.6～S55.11.26)	部分燃料取出	
第3回	97 (S56.9.12～S56.12.17)	部分燃料取出	
第4回	131 (S57.6.23*～S57.10.31)	全燃料取出	・再循環系ポンプ出口弁修繕
第5回	94 (S58.9.17～S58.12.19)	部分燃料取出	
第6回	103 (S59.12.12～S60.3.24)	部分燃料取出	
第7回	136 (S61.1.20～S61.6.4)	部分燃料取出	
第8回	81 (S62.4.9～S62.6.28)	部分燃料取出	
第9回	122 (S63.8.1～S63.11.30)	全燃料取出	・炉内点検 ・ルースパーツ (燃料チャンネルファスナ・ワッシャー) 探査
第10回	97 (H1.11.30～H2.3.6)	部分燃料取出	
第11回	87 (H3.4.20～H3.7.15)	部分燃料取出	
第12回	129 (H4.9.6～H5.1.12)	全燃料取出	・炉内点検
第13回	77 (H6.2.19～H6.5.6)	部分燃料取出	
第14回	96 (H7.4.14～H7.7.18)	全燃料取出	・炉内点検
第15回	65 (H8.9.10～H8.11.13)	部分燃料取出	
第16回	89 (H10.1.8～H10.4.6)	全燃料取出	・炉内点検
第17回	353 (H11.4.4～H12.3.22)	全燃料取出	・中性子計測ハウジング S C C 対策
第18回	119 (H13.3.26～H13.7.23)	全燃料取出	・中性子計測ハウジング 取替
第19回	85 (H14.9.16～H14.12.9)	部分燃料取出	

表 2 東海第二発電所の施設定期検査の実績概要 (2/2)

施設定期検査	施設定期検査日数 (日) (解列日～併入日)	燃料取出方法	備考 (特殊工程)
第 20 回	86 (H16. 2. 1～H16. 4. 26)	全燃料取出	・ ルースパーツ (H P C S デフレクタ) 探査
第 21 回	161 (H17. 4. 23～H17. 9. 30)	全燃料取出	・ 原子炉再循環流量制御弁取替
第 22 回	87 (H18. 11. 18～H19. 2. 12)	全燃料取出	・ 炉内点検 (ジェットポンプ流量計測管点検)
第 23 回	114 (H20. 3. 18～H20. 7. 9)	全燃料取出	・ R P V バウンダリ弁点検 (R P V 水抜き) ・ E C C S ストレーナ改造
第 24 回	206 (H21. 9. 7～H22. 3. 31)	全燃料取出	・ 再循環系ポンプ分解点検



: 本評価において対象とする施設定期検査工程

※ 中間停止 (S57. 6. 11 解列) 時に再循環系ポンプ出口弁の不具合が発見されたため、引き続き S57. 6. 23 より施設定期検査入りした。

評価対象施設定期検査における特別な工程について

本 P R A で評価対象施設定期検査として選定した第 19 回施設定期検査では、P O S - B 5 において R H R - B を、P O S - C 2 において R H R - A 及び H P C S - D G S W を待機除外としている。これらの理由を以下に示す。

(1) P O S - B 5 における R H R - B の待機除外

浜岡原子力発電所 1 号炉の R H R 蒸気凝縮配管の水素爆発対応として、R H R の機能の 1 つである蒸気凝縮系配管を撤去するため、R H R - B を待機除外とした。

この R H R - B の待機除外は、施設定期検査開始前から計画されていた工程であるが、待機除外期間が比較的短期間であることから、特殊工程とはみなしていない。

(2) P O S - C 2 における R H R - A の待機除外

原子炉圧力容器の耐圧検査時において、R H R - A の系統圧力上昇が確認されたため、R H R - A を待機除外として点検を行った。

この R H R - A の待機除外は当初の計画から予定されていた工程ではないこと、R H R - A の待機除外期間は長期にわたるものではないことを考慮すると、他の緩和設備の待機除外工程への影響が小さいと考えられることから、この R H R - A の待機除外は特殊工程とはみなしていない。

(3) P O S - C 2 における H P C S - D G の待機除外

H P C S - D G の潤滑油プライミングポンプ・モータの絶縁抵抗が低下したことにより、当該ポンプがトリップした。そのため、H P C S - D G を待機除外とし、当該ポンプ・モータのコイルの巻き

直しを実施した。

このH P C S - D Gの待機除外は当初の計画から予定されていた工程ではないこと、H P C S - D Gの待機除外期間は長期にわたるものではないことを考慮すると、他の緩和設備の待機除外工程への影響が小さいと考えられることから、このH P C S - D Gの待機除外は特殊工程とはみなしていない。

プラント状態の分類の考え方について

プラント停止中は、プラントの状態の変化に伴って、崩壊熱除去等に対する成功基準、余裕時間及び使用可能な設備の組合せが変化するため、停止時 P R A においては、このような P O S を適切に分類して評価を行う必要がある。B W R プラントの代表的な P O S の推移は、上述の観点から次の 5 つに大きく分類できる。

- (1) 原子炉冷温停止への移行状態 (P O S - S)
- (2) P C V / R P V 開放への移行状態 (P O S - A)
- (3) 原子炉ウェル満水状態 (P O S - B)
- (4) P C V / R P V 閉鎖への移行状態 (P O S - C)
- (5) 起動準備状態 (P O S - D)

東海第二発電所において評価対象とする施設定期検査工程を P O S ごとに分類した結果を図 1 に示す。P O S の分類に当たっては、上記 5 つの分類から、本 P R A で期待している緩和設備のフロントライン (R H R , H P C S , L P C S , L P C I , C S T) 及びそのサポート系 (R H R S , 非常用 D G / D G S W) の運転/待機状態が変化する期間について、P O S を細分化している。なお、東海第二発電所では、非常用補機冷却系のタイラインがないため、タイライン運用を考慮した P O S の細分化はする必要はない。

以下に、上記の考え方にに基づき実施した P O S 分類結果について述べる。

(1) 原子炉冷温停止への移行状態（POS-S）

プラント停止直後は崩壊熱が大きく，原子炉冷却材インベントリも運転中と変わらない。この期間は，運転中のRHR1系統のほかに，残りのRHR1系統が待機状態にある。復水器真空破壊からRPV開放工程へ移行するまでの期間を「原子炉冷温停止への移行状態」として分類する。

本PRAでは，全ての緩和設備が待機している施設定期検査初日をPOS-Sと設定した。

(2) PCV/RPV開放への移行状態（POS-A）

RPVの開放開始から原子炉ウェル水張りまでの期間は，崩壊熱が比較的高く，原子炉冷却材インベントリも運転中と大きく変わらない。この期間中は，運転中のRHR1系統のほかに，残りのRHR1系統が待機状態にある。RPV開放工程開始から原子炉ウェル水張り完了までの期間を「PCV/RPV開放への移行状態」として分類する。

本PRAでは，施設定期検査2日目から原子炉ウェル満水到達までの2日間をPOS-Aと設定した。この期間において緩和設備の状態に変化はないため，POSの細分化は実施していない。

(3) 原子炉ウェル満水状態（POS-B）

RPV開放完了から原子炉ウェル水抜き開始までの期間は，原子炉ウェルが満水の状態にある。この期間は，原子炉冷却材インベントリが多く，RHRによる除熱が喪失しても原子炉冷却材の温度が短時間に上昇することはない。原子炉ウェルが満水の期間を「原子炉ウェル満水状態」として分類する。

本PRAでは，原子炉ウェル満水期間の施設定期検査4日目～58

日目の 55 日間を P O S - B と設定した。P O S - B の期間においては、保守点検に伴い使用可能な緩和設備等が変化するため、以下のとおり 6 つの P O S に細分化した。

a . P O S - B 1 (4 日目～8 日目)

R H R - B , R H R S - B 及び D G - 2 D が待機除外の期間 (5 日間) を P O S - B 1 と設定した。

b . P O S - B 2 (9 日目～11 日目)

R H R - A , R H R S - A 及び D G - 2 C が待機除外となり、かつ C R D 点検及び L P R M 点検を実施している期間 (3 日間) を P O S - B 2 と設定した。

c . P O S - B 3 (12 日目～25 日目)

L P C I - C を除く緩和設備の待機除外が終了するまでの期間 (14 日間) を P O S - B 3 と設定した。

d . P O S - B 4 (26 日目～33 日目)

R H R の蒸気凝縮配管廃止工事のため、R H R - B が待機除外となるまでの期間 (8 日間) を P O S - B 4 と設定した。

e . P O S - B 5 (34 日目～45 日目)

R H R - B 及び L P C I - C の待機除外が終了するまでの期間 (12 日間) を P O S - B 5 と設定した。

f . P O S - B 6 (46 日目～58 日目)

R H R - B 及び L P C I - C の待機除外終了後、原子炉ウェル水抜き開始までの期間 (13 日間) を P O S - B 6 と設定した。

(4) P C V / R P V 閉鎖への移行状態 (P O S - C)

原子炉ウェル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間は、系統の保守点検は継続中であるが、原子炉冷却材インベントリは運転中

とほぼ同じである。しかし、崩壊熱は、プラント停止直後の 1/10 程度に低下している。原子炉ウエル水抜き開始から起動準備に入るまでの期間を「PCV/RPV復旧への移行状態」として分類する。

本PRAでは、原子炉ウエル水抜き開始から全ての緩和設備の点検が終了する 59 日目～75 日目の 17 日間を POS-C と設定した。POS-C の期間においては、保守点検に伴い使用可能な緩和設備が変化するため、以下のとおり 2 つの POS に細分化した。

a. POS-C 1 (59 日目～66 日目)

原子炉ウエル水抜き開始から、RHR-A (系統圧力上昇のため、インジェクション弁の分解点検を実施) 及び HPCS-DG (潤滑油プライミングポンプトリップのため、モータコイルの巻き直しを実施) が待機除外となるまでの期間 (8 日間) を POS-C 1 と設定した。

b. POS-C 2 (67 日目～75 日目)

RHR-A 及び HPCS-DG の待機除外期間 (9 日間) を POS-C 2 と設定する。

(5) 起動準備状態 (POS-D)

PCV/RPV復旧が終了後、プラントの再起動までに系統の機能確認等の起動準備が実施される。この期間中は、系統の保守点検が終了しており、緩和設備の多くが待機状態となっている。PCV/RPV復旧終了からCR引抜開始までの期間を「起動準備状態」として分類する。

本PRAでは、76 日目～82 日目の 7 日間を POS-D と設定した。この期間において緩和設備の状態に変化はないため、POSの細分化は実施していない。

POS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D																																																																							
定検日数	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82
代表水位	通常水位											原子炉ウエル満水											通常水位																																																											
CRD点検																																																																																		
LPRM点検																																																																																		
除熱系	RHR-A																																																																																	
	RHR-B																																																																																	
注水系	CST-A																																																																																	
	CST-B																																																																																	
	HPCS																																																																																	
	LPCS																																																																																	
	LPCI-A																																																																																	
	LPCI-B																																																																																	
	LPCI-C																																																																																	
補機冷却系	RHRS-A																																																																																	
	RHRS-B																																																																																	
電源系	DG-2C																																																																																	
	DG-2D																																																																																	
	HPCS-DG																																																																																	
日数	1	2	5	3	14	8	12	13	8	9	7																																																																							
使用可能 緩和設備	除熱系	※1: RHR-A, RHR-B	RHR-A	RHR-B	RHR-B	RHR-A, RHR-B	RHR-A	RHR-B	RHR-A, RHR-B	RHR-A, RHR-B	RHR-B																																																																							
	注水系	※2: HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B	HPCS, LPCS, LPCI-A, CST-A	LPCI-B, CST-A	LPCI-B, CST-B	HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, CST-A, CST-B	HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, CST-A, CST-B	HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B	HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B	HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B	HPCS, LPCS, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B																																																																							

※1: RHR-A, RHR-B
 ※2: HPCS, LPCS, LPCI-A, LPCI-B, LPCI-C, CST-A, CST-B
 [点検日数] : 運転 [空白] : 待機 [斜線] : 待機除外

図 1 評価対象施設定期検査工程

制御棒誤引き抜け事象の除外理由について

プラント停止時は、原則として、全制御棒が全挿入されており、厳格な管理等により制御棒引き抜きは 1 本ごとにしか行えない。臨界近傍において、万一、制御棒が何らかの原因で誤って一本引き抜かれた場合でも、その影響は誤引き抜きされた制御棒周辺のみに限られ、過大な炉心損傷には至らない。

近年、BWRプラントにおいて、停止中に制御棒が誤引き抜けした事象が発生した。この事象の発生防止対策として、制御棒駆動水圧系（以下「CRD」という。）ノンリターン運転時の水圧制御ユニット（以下「HCU」という。）の隔離を行わない等の実効的な再発防止対策がとられている。

本PRAにおいて上記の制御棒誤引き抜け事象を起因事象から除外した理由を以下に示す。

1. 制御棒誤引き抜け事象の防止対策

東海第二発電所では、BWRプラントで発生した制御棒誤引き抜け事象の防止対策として、次の対策を講じている（図1参照）。

- ・ HCU隔離時のCRDリターンライン運転手順の整備
- ・ 原子炉-CRD冷却水ヘッダ間差圧上昇時のCRDポンプ自動トリップインターロックの設置（図2参照）

2. 制御棒誤引き抜け事象の発生頻度

(1) 制御棒誤引き抜きに至るシナリオ

HCU隔離時において、制御棒の誤引き抜きが発生するシナリオを以下のとおり想定した。

- ① リターン運転を実施せず H C U を全数隔離
 - ② 原子炉－冷却水ヘッダ間の差圧上昇時の C R D ポンプ自動トリップ失敗
 - ③ 運転員による対応操作失敗
- (2) 制御棒誤引き抜け事象発生頻度算出モデル及び算出結果

上記シナリオに対して、制御棒誤引き抜け事象が発生する頻度をイベントツリー及びフォールトツリーにより算出した（図 3 参照）。その結果、H C U 隔離操作 1 回当たりの制御棒誤引き抜け事象の発生頻度は $2.2E-10$ / 回となった。

施設定期検査中において、H C U 隔離操作が 2 回実施されるため、施設定期検査当たりの制御棒誤引き抜け事象の発生頻度は、 $4.5E-10$ / 施設定期検査となった。

以上より、制御棒誤引き抜け事象の発生頻度は十分小さいことから、本 P R A では起因事象から除外した。

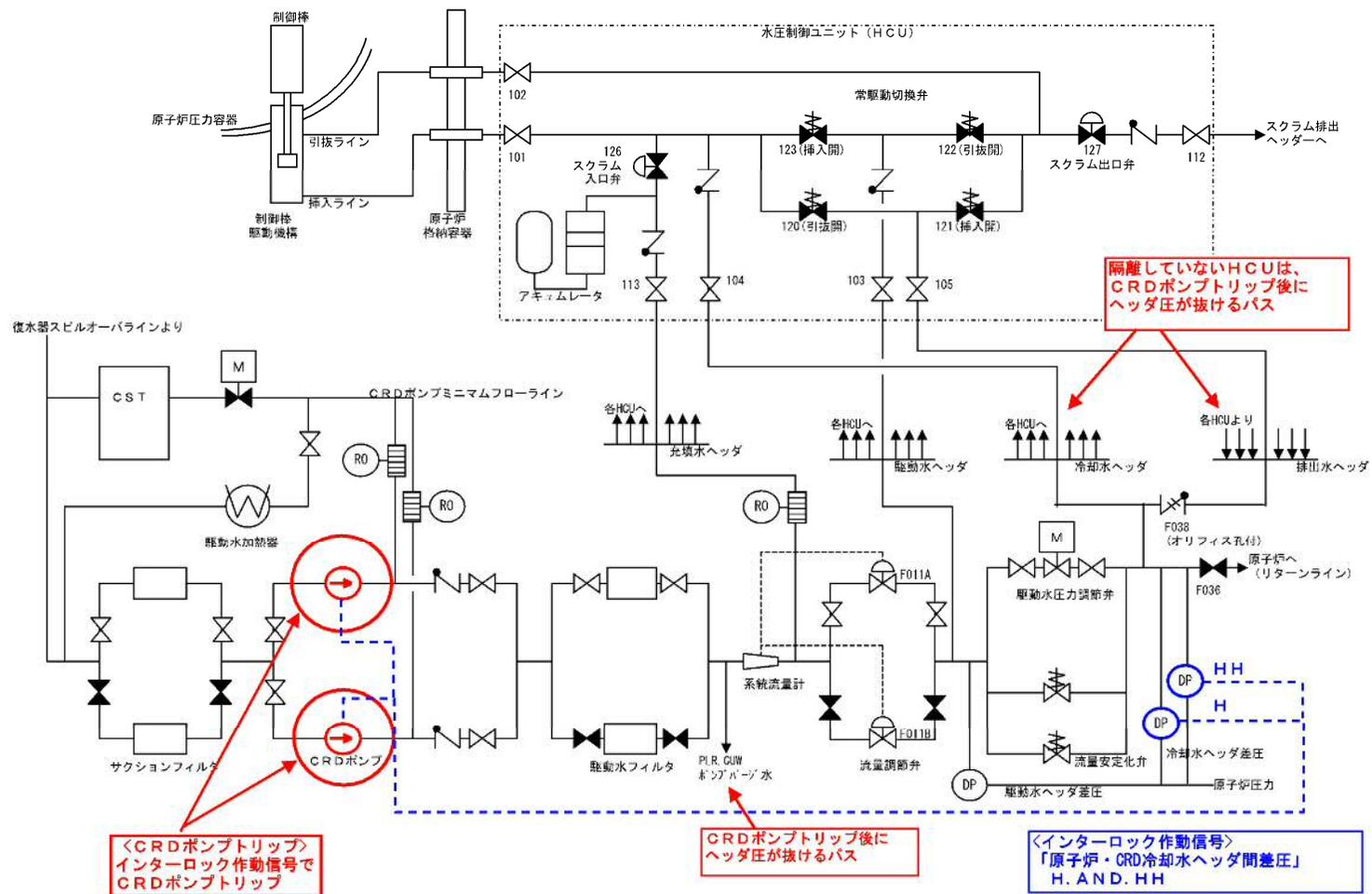
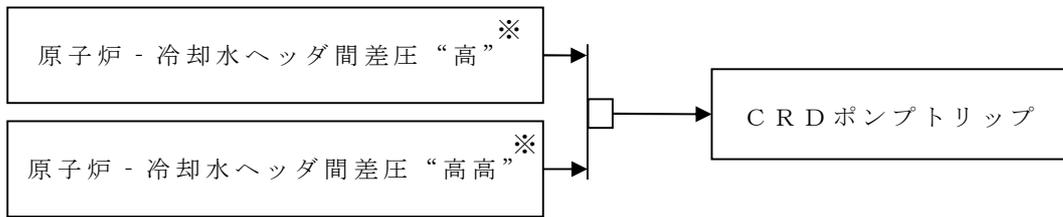


図 1 制御棒誤引き抜け防止対策 (CRDポンプ自動トリップ)



※ いずれも警報有

図 2 制御棒駆動水圧系ポンプの自動トリップインターロック

HCU隔離	リターン 運転	高警報 発報	高警報発報時 の操作	高高警報 発報	CRDポンプ 自動トリップ	高高警報発報 時の操作	No.	最終状態	発生頻度 (/回)
HCU	RE	ANN_HI	OPE_HI	ANN_HIHI	TRIP	OPE_HIHI			
							1	-	1.0E+00
							2	-	1.3E-04
							3	-	3.2E-07
							4	-	1.4E-10
							5	CR誤引き抜け	6.5E-12
							6	CR誤引き抜け	5.9E-11
							7	-	2.4E-08
							8	CR誤引き抜け	1.8E-11
							9	CR誤引き抜け	1.4E-10
合計値								2.2E-10	

ヘディング名	分岐確率	説明	
リターン運転	1.3E-04	リターン運転失敗の人的過誤を評価し、分岐確率を設定	
高警報発報	1.8E-04	差圧高 ^{※1} 警報発報失敗確率をフォールトツリーにてモデル化	
高警報発報時の操作	2.5E-03	差圧高 ^{※1} 警報発報時の対応操作失敗の人的過誤を評価し、分岐確率を設定	
高高警報発報	1.8E-04	差圧高高 ^{※2} 警報発報失敗をフォールトツリーにてモデル化	
CRDポンプ 自動トリップ	5.0E-04	差圧高 ^{※1} 信号及び差圧高高 ^{※2} 信号によるCRDポンプ自動トリップ失敗をフォールトツリーにてモデル化	
高高警報 発報時の 操作	高警報発報 成功時	1.5E-01	差圧高 ^{※1} 警報時の操作失敗との従属性（中従属）を考慮した人的過誤確率を設定
	高警報発報 失敗時	7.4E-04	差圧高高 ^{※2} 警報発報時の対応操作失敗の人的過誤により分岐確率を設定

※1 高警報：原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧高， ※2 高高警報：原子炉 - 冷却水ヘッダ間差圧高高警報

図3 制御棒誤引き抜け事象発生頻度算出用イベントツリー

RHR 運転中の LOCA を起因事象から除外する考え方について

本 PRA において，RHR 運転中の LOCA を起因事象から除外した理由を以下に示す。

(1) 冷却材流出経路及び要因の特定

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）－A の系統概要図を図 1 に示す。冷却材流出経路の特定に際しては，以下の選定条件を設定した。

- ・ RHR 運転中に冷却材バウンダリを構成する弁の故障を対象とする。
- ・ 流出先が原子炉となる弁の故障を除く。
- ・ 発生頻度の観点から，1 弁の故障により冷却材の流出が発生するものを対象とする。
- ・ 弁の故障モードは誤開及び内部リークを対象とする。

上記の選定条件より，次の 4 事象を運転中 RHR からの冷却材流出経路として選定した。

- ・ ミニフロー弁（F064A）の故障による S / C への流出
- ・ S / P 側吸込弁（F004A）の故障による S / C への流出
- ・ テストライン弁（F024A）の故障による S / C への流出
- ・ S / P スプレイライン弁（F027A）の故障による S / C への流出

(2) 発生頻度の算出

対象とした事象により，RHR 運転中の LOCA が発生する確率について，1 日当たりの RHR 運転中の LOCA の発生頻度を算

出した。

$$\begin{aligned} & \text{RHR 運転中の LOCA の発生頻度 (/ 日)} \\ & = 4 \times (\text{電動弁誤開の発生確率} + \text{電動弁内部リークの発生確率}) \\ & = 4 \times (2.5\text{E-}9 \times 24 + 4.1\text{E-}9 \times 24) \\ & = 6.3\text{E-}7 / \text{日} \end{aligned}$$

電動弁誤開の故障率^{*1} : 2.5E-9 / h

電動弁内部リークの故障率^{*1} : 4.1E-9 / h

※1 国内 21 ヶ年機器故障率データ「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（平成 21 年 5 月公表）」

よって，PRA で評価対象とした期間（82 日間）における RHR 運転中の LOCA 発生頻度は以下により算出される。

$$\begin{aligned} & \text{RHR 運転中の LOCA の発生頻度 (/ 施設定期検査)} \\ & = 6.3\text{E-}7 / \text{日} \times 82 \text{ 日} \\ & = 5.2\text{E-}5 / \text{施設定期検査} \end{aligned}$$

RHR 運転中の LOCA の発生頻度は 5.2E-5 / 施設定期検査となり，RHR 切替時の LOCA の発生頻度 9.2E-4 / 施設定期検査と比較して十分小さい値となった。また，RHR 運転中の LOCA は，RHR 切替時の LOCA と同様に緩和設備の待機 / 待機除外状態に依らず，運転員の認知失敗が炉心損傷に至る主要な要因となる。したがって，RHR 運転中の LOCA の炉心損傷頻度についても RHR 切替時の LOCA と比較して十分小さい値となる。

以上より，RHR 運転中の LOCA は起因事象から除外した。

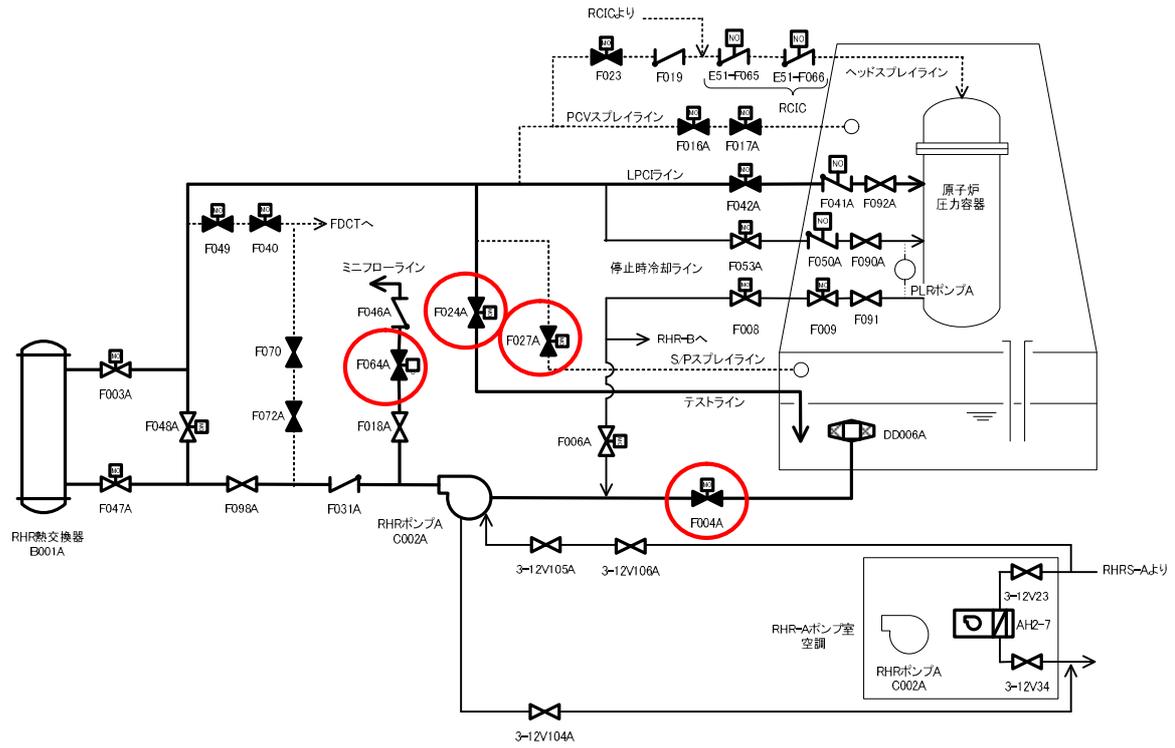


図1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）- Aの系統概略図

停止時の L O C A の発生頻度算出方法について

停止時 P R A 起因事象で評価対象とした冷却材流出事象（R H R 切替時の L O C A，C U W ブロー時の L O C A，C R D 点検時の L O C A，L P R M 点検時の L O C A）の発生頻度については，実績等を用いた算出が困難であるため論理モデルにより算出している。以下にその算出方法を示す。

1. R H R 切替時の L O C A の発生頻度

R H R 切替時の L O C A として，R H R ポンプ切替操作時におけるミニフロー弁 (F064A/B) からの冷却材流出を想定する(図 1)。R H R を原子炉停止時冷却系で運転する場合は，ミニフロー弁は閉の状態ですべて停止時冷却ライン調整弁 (F053A/B) を開として R H R ポンプを起動する。この際，停止時冷却ライン調整弁の開操作失敗により，最低流量が確保されない場合，インターロックによりミニフロー弁が自動開となり冷却材流出が発生する。よって，R H R 切替時の L O C A の起因事象発生頻度は，停止時冷却ライン調整弁に係る以下の人的過誤確率を用いて評価する。

- ・ 運転員の弁開操作忘れ

手順書（10 項以下）中の 1 項目を省いてしまう人的過誤確率

- ・ 管理者の開操作チェック失敗

手順書を用いて行う慣例的な点検（作業）の作業ミスを発見し
そこなう人的過誤確率を用い，これに低従属を考慮し評価

表 1 RHR切替時のLOCAの発生頻度

項目	平均値	中央値	備考
運転員の弁開操作忘れ	—	1.0E-03	NUREG/CR-1278 Table 20-7 (1)
管理者の開操作チェック失敗	—	1.5E-01	NUREG/CR-1278 Table 20-22 (1)の人的過誤確率0.1に低従属を考慮
RHR切替1回当たりの冷却材流出発生頻度	2.3E-04	—	エラーファクタ(EF): 4.9

以上より、RHR切替1回当たりのLOCAの発生頻度は
2.3E-4/回となる。

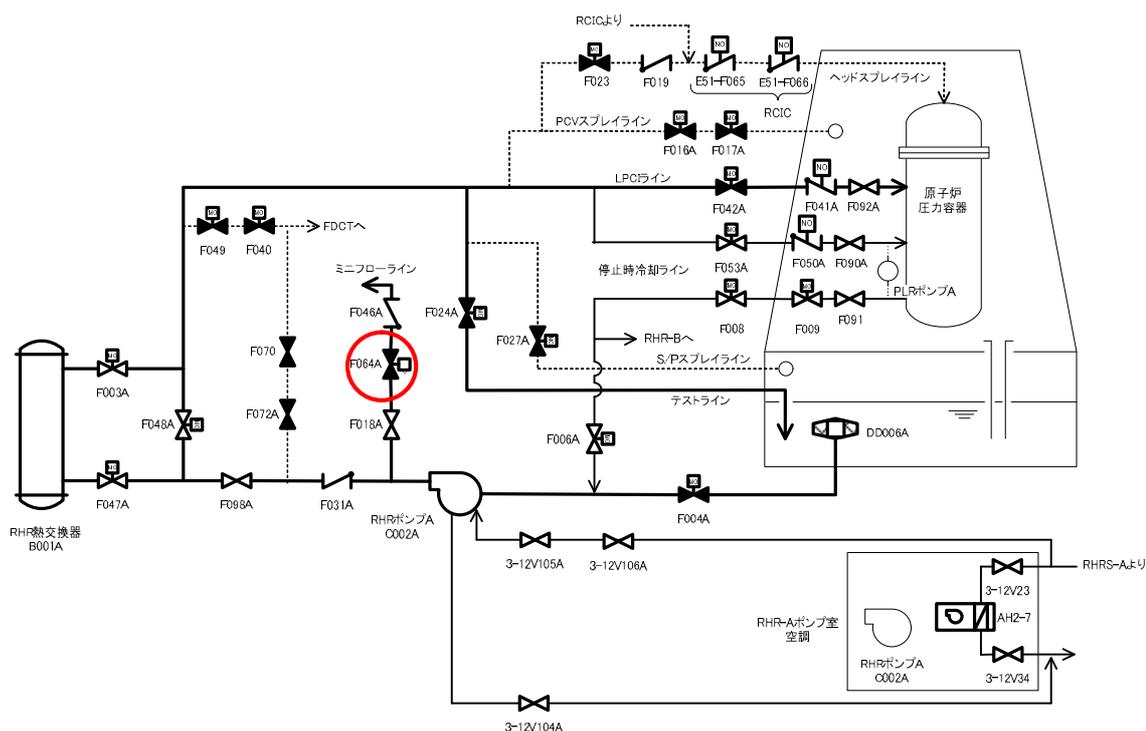


図 1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）－ A の系統概略図

2. CUWブロー時のLOCAの発生頻度

CUWブロー時のLOCAとして、CUWによる水位低下操作時のCUWブロー弁(F033)の閉め忘れを想定する(図2)。起因事象発生頻度は、以下に示す人的過誤確率を用いて評価する。

- ・運転員の弁の閉操作忘れ

CUWブローは厳重な管理の下で実施される作業であり、その作業過誤は、表3に示す「厳重な管理の下にある機器復旧に対する過誤」に分類されるが、弁閉止操作はブロー開始から時間が経過した後で実施される作業のため、保守的に「機器組立／計器校正に対する過誤」の人的過誤確率を使用して評価

- ・管理者の閉操作チェック失敗

日常的なものではなく、特に要求された点検(作業)の作業ミスを発見し損なう人的過誤確率を用い、これに低従属を考慮して評価

表2 CUWブロー時のLOCAの発生頻度

項目	平均値	中央値	備考
運転員の弁の閉操作忘れ	—	1.0E-04	機器組立／計器校正に対する過誤確率
管理者の閉操作チェック失敗	—	9.8E-02	NUREG/CR-1278 Table 20-22(1)の人的過誤確率0.05に低従属を考慮
ブロー操作1回当たりの冷却材流出発生頻度	9.7E-05	—	エラーファクタ(EF): 33.9

以上より、CUWブロー1回当たりのLOCAの発生頻度は9.7E-5／回となる。

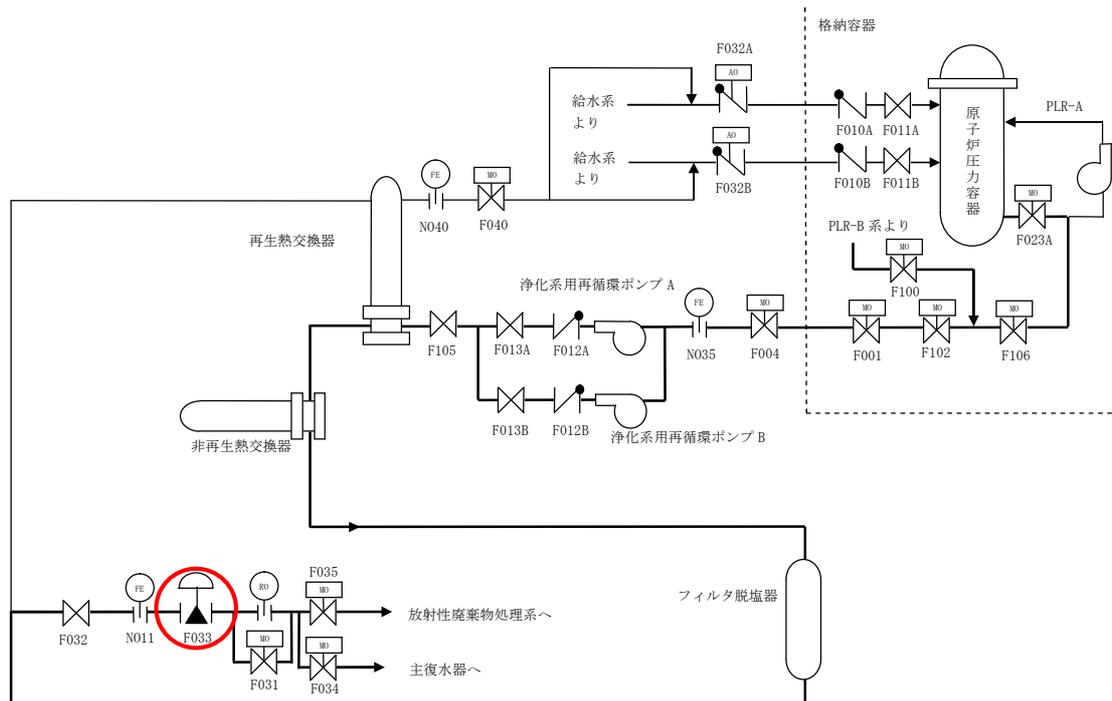


図 2 CUW 系統概略図

3. CRD 点検時の LOCA の発生頻度

CRD 点検時の LOCA の発生頻度は、以下の人的過誤を考慮したイベントツリーを作成し、人的過誤確率を分岐確率として与えて評価する。

a. CRD 取り外し時

- ・制御棒によるシール確保失敗
- ・シール確保失敗時の漏えい認知失敗
- ・漏えい認知成功時の復旧失敗

b. CRD 取り外し状態

- ・オペフロ側の操作誤りによる当該 CR の誤取り外し

c. CRD 取り付け時

- ・フランジ取り付け忘れ

- ・フランジ取り付け忘れ時のオペフロ側の操作誤りによる当該CRの誤取外し

- ・フランジ取り付け不十分

d. CRD取り付け完了時

- ・フランジ取り付けが不十分な場合の漏えい認知失敗
- ・漏えい認知成功時の復旧失敗

CRD取り外し状態において、当該CRを誤って取り外す（オペフロ側操作誤り）場合等、CRとCRDを同時に取り外した時に漏えい量は大規模となる。それ以外の場合の漏えい量は小規模となる。

これらの冷却材流出流量の違いにより緩和設備の成功基準が異なるため、大規模漏えいと小規模漏えいを区別して評価する。CRD点検時のLOCAの発生頻度を算出するためのイベントツリーを図3に示す。

図3より、CRD点検時のLOCAの1本当たりの発生頻度は $1.1E-6$ /本（小規模： $1.1E-06$ /本，大規模： $7.1E-09$ /本）となる。

CRD点検	CRD取外し			CRD取外し状態	CRD取り付け時			CRD取り付け完了時		No	状態	発生頻度 (/本)	備考
	シール確保 失敗	漏えい認知 失敗	復旧失敗	オペフロ側 操作誤り	フランジ 取り付け忘れ	オペフロ側 操作誤り	フランジ取り 付け不十分	漏えい 認知失敗	復旧失敗				
										1	-		
										2	-		
										3	漏えい	$7.1E-08$	小規模
										4	漏えい	$7.1E-07$	小規模
										5	-		
										6	漏えい	$7.1E-09$	大規模
										7	漏えい	$1.0E-20$	大規模
										8	-		
										9	-		
										10	漏えい	$7.1E-12$	小規模
										11	漏えい	$7.1E-11$	小規模
										12	-		
										13	漏えい	$7.1E-13$	大規模
										14	漏えい	$1.0E-24$	大規模
										15	漏えい	$2.7E-08$	小規模
										16	漏えい	$2.7E-07$	小規模
											合計	$1.1E-06$	

図3 CRD点検時のLOCA発生頻度算出用イベントツリー

4. LPRM点検時のLOCAの発生頻度

LPRM点検時のLOCAの発生頻度は、以下の人的過誤を考慮したイベントツリーを作成し、人的過誤確率を分岐確率として与えて評価する。

a. LPRM取り外し時

- ・ドライチューブシール確保失敗
- ・ドライチューブシール確保失敗時の漏えい認知失敗

b. ドレンライン取り付け失敗

c. LPRM装荷時

- ・ドライチューブシール確保失敗
- ・ドライチューブシール確保失敗時の漏えい認知失敗

d. オペフロ側操作誤り

LPRM点検時のLOCAの発生頻度を算出するためのイベントツリーを図4に示す。

図4より、LPRM点検時のLOCAの1本当たりの発生頻度は $5.4E-7$ ／本となる。

LPRM交換	LPRM取外し		ドレンライン 取り付け	LPRM装荷		オペフロ側 操作誤り	No	状態	発生頻度 (／本)
	ドライ チューブ シール確保	シール 漏えい認知		ドライ チューブ シール確保	シール 漏えい認知				
							1	-	
							2	-	
							3	漏えい	2.7E-07
							4	-	
							5	漏えい	7.1E-09
							6	-	
							7	-	
							8	漏えい	2.7E-11
							9	-	
							10	漏えい	7.1E-13
							11	漏えい	2.7E-07
								合計	5.4E-07

図4 LPRM点検時のLOCA発生頻度算出用イベントツリー

5. L O C A の発生頻度算出に使用する人的過誤

L O C A の発生頻度算出に使用する人的過誤の考え方及び人的過誤確率を表 3 に示す。

冷却材流出の発生頻度算出に使用する人的過誤は、定検時の作業員の点検・検査時に特徴的な過誤で、実績データは少ない。このため、現在までの経験や知見を工学的に判断し、作業員の過誤確率を設定した。

表3 LOCAの発生頻度算出に使用する人的過誤の考え方及び人的過誤確率

人的過誤 No	人的過誤の 項目	人的過誤の特徴	人的過誤確率[/d]						適用例
			10 ⁻¹	10 ⁻²	10 ⁻³	10 ⁻⁴	10 ⁻⁵	10 ⁻⁶	
1	安全措置/安全対策に対する過誤	故障や誤操作との組合せでトラブルに至るために、過誤が摘出されにくい。							MCC電源の遮断失敗 電動弁のラインナップ失敗
2	点検/確認/試験に対する過誤	トラブルの摘出を念頭に実施される作業であるために、過誤が見逃される可能性がある。							機器漏えいの認知失敗 漏えい試験の確認失敗
3	機器組立/計器構成に対する過誤	系統や機器の機能回復に係るために、過誤は発生しにくい。							隔離弁の復旧失敗 流出部の隔離失敗 安全弁の設定ミス
4	厳重な管理の下にある機器復旧に対する過誤	復旧作業の失敗が直接過大なトラブルに至るために、過誤が発生しないよう十分注意されている。							隔離弁の開閉操作忘れ リフトの復旧忘れ ポンプの復旧失敗 CRD/LPRMの復旧失敗
								M : メディアン値 A : 平均値 EF : エラーファクタ	

停止時の L O C A 発生頻度算出時の人的過誤の設定について

停止時の L O C A 発生頻度算出において対象となる人的過誤の確率については， T H E R P 手法（ N U R E G / C R - 1 2 7 8 ）を参考にして以下のとおり設定した。

(1) 対象となる人的過誤の分類

停止時の L O C A 発生頻度算出において対象となる人的過誤を，人的過誤の特徴により以下の 4 つに分類した。

a. 安全措置／安全対策に対する過誤

当該作業の失敗のみではトラブルに至らない作業における過誤であり，下記の b. ～ d. に比べて過誤が見逃される可能性が高いと考えられる。

例： M C C 電源の遮断失敗，電動弁のラインナップ失敗

b. 点検／確認／試験に対する過誤

トラブルや不具合を確認する作業における過誤であり，下記の c. 及び d. に比べて過誤が見逃される可能性が高いと考えられる。

例：機器漏えいの認知失敗，漏えい試験の確認失敗

c. 機器組立／計器校正に対する過誤

系統や機器の機能回復を確認する作業における過誤であり，上記の a. 及び b. に比べて機器の状態確認が注意深く行われる。

例：隔離弁の復旧失敗，安全弁の設定ミス

d. 厳重な管理下における機器復旧に対する過誤

復旧作業の失敗が直接過大なトラブルに至る作業における過誤であり、厳重に管理されている。

例：隔離弁の開閉操作忘れ，リフトの復旧忘れ，ポンプの復旧失敗，CRD/LPRMの復旧失敗

(2) 人的過誤確率の設定

a. 厳重な管理下における機器復旧に対する人的過誤確率

人的過誤が直接トラブルに至る作業での(1) d. 「厳重な管理下における機器復旧に対する過誤」に対して，THERP手法を参考とし，表1に示すとおり人的過誤確率を設定した。

作業者の人的過誤確率については，(1) d. の作業は厳重な管理体制とした上での作業となるため，NUREG/CR-1278のTable20-6(表3)における(2)「特別な定期的なチェック又は検査機能を開始した状態」の人的過誤確率 1×10^{-3} を適用した。

チェック者による作業者のミスの検出失敗確率については，NUREG/CR-1278のTable20-22(表4)における(4)「計器による測定等の，積極的な関与を伴うチェック」のチェック者のミス検出失敗確率 1×10^{-2} を適用した。

b. その他の人的過誤確率

(1) a. ～ c. については，(1) d. で厳重な管理がなされるとして設定した表3における(2)の人的過誤確率 1×10^{-3} に対して，表3における(1)「定期的な試験や点検を実施する場合」の人的過誤確率 1×10^{-2} が1桁高くなっていることを参考に，それぞれ1桁ずつ高い人的過誤確率を設定した。

c. エラーファクタ

エラーファクタについては、これらの人的過誤確率の持つ不確実性を考慮し、10を設定した。

上記のとおり評価した結果を表2に示す。

表1 厳重な管理下における機器復旧に対する過誤

No	項目	中央値	備考
a	特別な管理方法における作業者の人的過誤	1.0×10^{-3} (a)	表3における(2)「特別な定期的なチェック又は検査機能を開始した状態」の人的過誤確率を設定
b	チェック者による作業者のミスの検出失敗	1.0×10^{-2} (b)	表4における(4)「計器による測定等の、積極的な関与を伴うチェック」のチェック者のミス検出失敗確率を設定
c	厳重な管理下における機器復旧に対する過誤確率	1.0×10^{-5} (a × b)	a及びbより算出

表2 停止時のLOCA時に適用する人的過誤

No.	人的過誤の項目	人的過誤の特徴	中央値	E F	適用例
a	安全措置／安全対策に対する過誤	当該作業の失敗のみではトラブルに至らない作業における過誤であり、下記のb.～d.に比べて過誤が見逃される可能性が高いと考えられる。	1.0×10^{-2}	10	MCC電源の遮断失敗 電動弁のラインナップ失敗
b	点検／確認／試験に対する過誤	トラブルや不具合を確認する作業における過誤であり、下記のc.及びd.に比べて過誤が見逃される可能性が高いと考えられる。	1.0×10^{-3}	10	機器漏えいの認知失敗 漏えい試験の確認失敗
c	機器組立／計器校正に対する過誤	系統や機器の機能回復を確認する作業における過誤であり、上記のa.及びb.に比べて機器の状態確認が注意深く行われる。	1.0×10^{-4}	10	隔離弁の復旧失敗 安全弁の設定ミス
d	厳重な管理下における機器復旧に対する過誤	復旧作業の失敗が直接過大なトラブルに至る作業における過誤であり、厳重に管理されている。	1.0×10^{-5}	10	隔離弁の開閉操作忘れ リフトの復旧忘れ ポンプの復旧失敗 CRD／LPRMの復旧失敗

表 3 NUREG / CR - 1 2 7 8 Table20-6

Table 20-6 Estimated HEPs related to failure of administrative control (from Table 16-1)

Item	Task	HEP	EF
(1)	Carry out a plant policy or scheduled tasks such as periodic tests or maintenance performed weekly, monthly, or at longer intervals	.01	5
(2)	Initiate a scheduled shiftly checking or inspection function*	.001	3
	Use written operations procedures under		
(3)	normal operating conditions	.01	3
(4)	abnormal operating conditions	.005	10
(5)	Use a valve change or restoration list	.01	3
(6)	Use written test or calibration procedures	.05	5
(7)	Use written maintenance procedures	.3	5
(8)	Use a checklist properly**	.5	5

* Assumptions for the periodicity and type of control room scans are discussed in Chapter 11 in the section, "A General Display Scanning Model." Assumptions for the periodicity of the basic walk-around inspection are discussed in Chapter 19 in the section, "Basic Walk-Around Inspection."

** Read a single item, perform the task, check off the item on the list. For any item in which a display reading or other entry must be written, assume correct use of the checklist for that item.

表 4 NUREG/CR-1278 Table20-22

Table 20-22 Estimated probabilities that a checker will fail to detect errors made by others* (from Table 19-1)

Item	Checking Operation	HEP	EP
(1)	Checking routine tasks, checker using written materials (includes over-the-shoulder inspections, verifying position of locally operated valves, switches, circuit breakers, connectors, etc., and checking written lists, tags, or procedures for accuracy)	.1	5
(2)	Same as above, but without written materials	.2	5
(3)	Special short-term, one-of-a-kind checking with alerting factors	.05	5
(4)	Checking that involves active participation, such as special measurements	.01	5
	Given that the position of a locally operated valve is checked (item 1 above), noticing that it is not completely opened or closed:	.5	5
(5)	Position indicator** only	.1	5
(6)	Position indicator** and a rising stem	.5	5
(7)	Neither a position indicator** nor a rising stem	.9	5
(8)	Checking by reader/checker of the task performer in a two-man team, <u>or</u> checking by a <u>second</u> checker, routine task (no credit for more than 2 checkers)	.5	5
(9)	Checking the status of equipment if that status affects one's safety when performing his tasks	.001	5
(10)	An operator checks change or restoration tasks performed by a maintainer	Above HEPs + 2	5

* This table applies to cases during normal operating conditions in which a person is directed to check the work performed by others either as the work is being performed or after its completion.

** A position indicator incorporates a scale that indicates the position of the valve relative to a fully opened or fully closed position. A rising stem qualifies as a position indicator if there is a scale associated with it.

炉心損傷条件について

1. 炉心損傷の判定条件及び評価条件

(1) 炉心損傷の判定条件

本評価では炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

- ・炉心燃料の燃料有効長頂部（T A F）が露出した状態

(2) 炉心損傷までの余裕時間評価における評価条件

炉心損傷の判定条件となる T A F の露出までの余裕時間は、保有水量や崩壊熱に依存する。P O S ごとの評価条件について、表 1 に示す。

表 1 炉心損傷判定の評価条件

P O S	原子炉水位	プールゲート	保有水量	評価対象燃料	崩壊熱を考慮する燃料
P O S - S , A , C 1 , C 2 , D	原子炉通常水位	閉		炉心燃料	炉心燃料
P O S - B 1 ~ B 6	原子炉ウェル満水	開		炉心燃料	炉心燃料 + S F P 内の 使用済燃料

2. 冷却材の保有水量

1. の評価条件における保有水量は、以下のとおり設定した。なお、保有水量の設定に使用した保有水量のエリア分割の概要は図 1 に示すとおりである。

(1) 原子炉通常水位（P O S - S , A , C 1 , C 2 , D）

通常水位の場合の保有水量は、原子炉圧力容器底部から原子炉通常水位までの水量（a+b+c）とした。また、崩壊熱により蒸発する水量は T A F から通常水位までの水量（c）を考慮した。

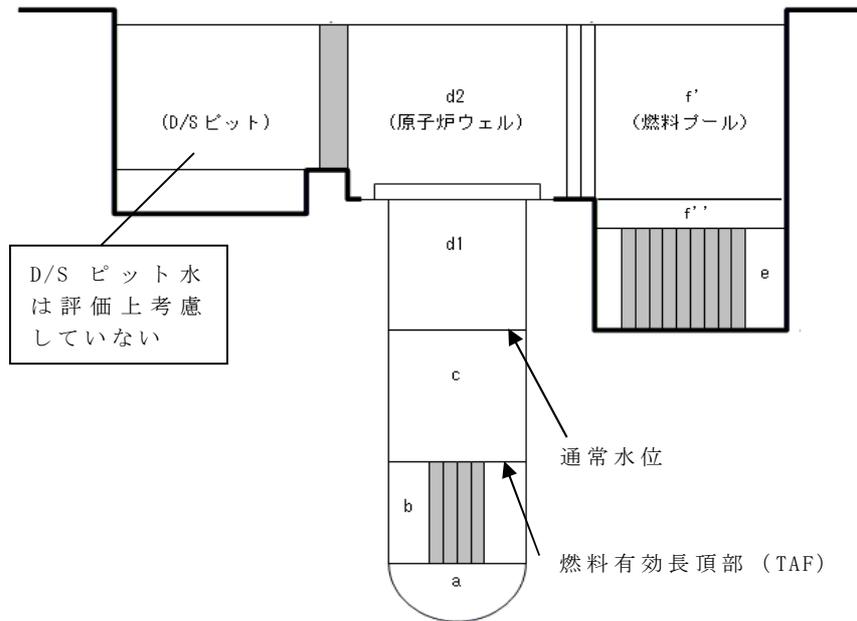
(2) 原子炉ウェル満水（POS-B1～B6）

原子炉ウェル満水時の場合の保有水量は，原子炉压力容器底部から原子炉ウェル満水までの水量（a+b+c+d1+d2）とした。また，崩壊熱により蒸発する水量はTAFから原子炉ウェル満水までの水量（c+d1+d2）を考慮した。

上記の水量の設定は，評価対象を炉心又はSFPいずれの燃料とした場合にも，表2に示すとおり保守的な条件となっている。

表2 設定した保有水量

原子炉水位	プールゲート	評価に使用する水量の範囲	評価に使用する水量		現実的な水量	
			対象燃料	保有水量 (保有水エリア)	対象燃料	保有水量 (保有水エリア)
通常水位	閉	崩壊熱により水温が上昇する範囲	炉心		炉心	
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	炉心		炉心	
原子炉ウェル満水	開	崩壊熱により水温が上昇する範囲	炉心		炉心 SFP	
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	炉心		炉心 SFP	



エリア分割保有水量

エリア		水量 (m ³)
a	原子炉压力容器底部から燃料有効長底部まで	
b	燃料有効長底部から燃料有効長頂部まで	
c	燃料有効長頂部から通常水位まで	
d1	通常水位から原子炉压力容器フランジまで	
d2	原子炉压力容器フランジから原子炉ウェル満水水位まで	
e	燃料プール底部から燃料有効長頂部まで	
f'	燃料有効長頂部から燃料プール通常水位まで	
f''		

図 1 保有水のエリア分割概要図

崩壊熱除去機能喪失時の緩和操作のための余裕時間評価の
前提条件について

崩壊熱除去機能喪失時の緩和操作のための余裕時間は、炉心及び使用済燃料プールで発生する崩壊熱及び冷却材の保有水量を基に評価している。余裕時間評価の前提条件を以下に示す。

(1) 崩壊熱

炉心及び使用済燃料プールで発生する崩壊熱は、「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2010」指定の May-Witt の式を使用し評価した。各 P O S における崩壊熱は、各 P O S の開始時点を代表時間として評価し、P O S 期間中における崩壊熱の減衰は考慮していない。各 P O S の代表時間における崩壊熱の評価結果を表 1 に示す。また、崩壊熱の評価においては、炉心及び使用済燃料プール内の燃料を以下のとおり想定している。

a. 炉心

炉心の燃料 764 体（100%炉心）は、通常 1 回の定検で約 20～25%炉心の燃料が交換され、発電機解列時点では照射時間約 1 年～4 年の燃料がそれぞれ約 20～25%炉心ずつ装荷されているが、本 P R A では、保守的に全ての炉心燃料の照射時間を 4 年としている。また、燃料取替による照射燃料の燃料プールへの取出し及び新燃料の装荷は考慮していない。

b. 使用済燃料プール

使用済燃料プールの使用済燃料貯蔵容量は 295%炉心(2250 体)

である。本 P R A では、1 炉心分の燃料を除いた 195% 炉心分の燃料が使用済燃料プールに保管されているものとしている。また、施設定期検査ごとに約 20～25% 炉心分の燃料が交換されることを考慮し、使用済燃料プールには冷却期間の異なる 25% 炉心ずつの使用済燃料（照射時間 4 年）が保管されているとする（冷却期間 1 年～7 年：各 25% 炉心、冷却期間 8 年：20% 炉心）。

(2) 冷却材初期温度

冷却材の初期水温は、燃料交換作業や原子炉周りの機器の保守が行える最高温度である 52℃としている。

(3) 冷却材の保有水量

冷却材の保有水量は、添付資料 3.1.2.3-1 に示すとおりである。

表 1 各 P O S の代表時間における崩壊熱

P O S	崩壊熱評価の 代表時間	崩壊熱 (MW)
S	6 時間後	30.5
A	1 日後	20.8
B 1	3 日後	14.4
B 2	8 日後	8.9
B 3	11 日後	7.7
B 4	25 日後	5.6
B 5	33 日後	5.0
B 6	45 日後	4.5
C 1	58 日後	3.3
C 2	66 日後	3.1
D	75 日後	2.9

LOCAにおける余裕時間の評価について

本PRAでは、冷却材流出に係る起因事象としてRHR切替時のLOCA、CUWブロー時のLOCA、CRD点検時のLOCA及びLPRM点検時のLOCAを選定している。このうち、CRD点検時のLOCA及びLPRM点検時のLOCAについては、現場作業に伴う人的過誤により発生する事象であるため、作業員が冷却材流出の認知に失敗することは想定し難いことから、認知失敗を評価するための余裕時間は設定していない。

RHR切替時のLOCA及びCUWブロー時のLOCA各事象における余裕時間を表1に示す。停止時のLOCAにおける余裕時間は、冷却材の流出流量及び保有水量から、炉心内の燃料が露出するまでの時間としている。

表1より、原子炉水位が通常水位の場合のRHR切替時のLOCA及びCUWブロー時のLOCAについては、燃料が露出するまでの時間は3.5時間あることから、緩和設備作動までの余裕時間を3時間としている。

また、原子炉水位がウェル満水の場合のRHR切替時のLOCAについては、原子炉ウェル満水状態では保有水量が多いため、燃料露出までの時間は22.7時間と長い。このため、冷却材流出の認知に失敗することは想像し難いことから、認知失敗を評価するための余裕時間は設定していない。

表 1 冷却材流出時の燃料露出までの時間

起因事象	TAFまでの保有水量 (m^3)	冷却材流出流量 (m^3/h)	燃料露出までの時間 (h)	備考
RHR切替時のLOCA			3.5	通常水位
			22.7	原子炉ウェル満水
CUWブロー時のLOCA			3.5	通常水位

炉心損傷防止に必要な安全機能の考え方について

(1) 炉心損傷の判定条件

本 P R A では、炉心損傷の判定条件を次のとおり設定している。

- ・炉心燃料の燃料有効長頂部（T A F）が露出した状態

(2) 炉心損傷防止に必要な安全機能

各起因事象において炉心損傷防止に必要な安全機能は以下のとおりである。

a. 崩壊熱除去失敗（残留熱除去系の故障及び外部電源喪失）

崩壊熱除去失敗に係る起因事象に対して、炉心損傷防止に必要な安全機能を表 1 に示す。

表 1 炉心損傷防止に必要な安全機能（崩壊熱除去失敗）

POS	S	A	B	C	D
R P V の状態	閉鎖	閉鎖～開放	開放	開放～閉鎖	閉鎖
P C V の状態	開放	開放	開放	開放 ^{※1}	閉鎖
必要な安全機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能
	注水機能 減圧機能	注水機能 減圧機能 ^{※2}	注水機能	注水機能 減圧機能 ^{※2}	注水機能 減圧機能 P C V 除熱機能

※1 格納容器漏えい率検査のため、P C V は一時的に閉鎖されるが、この期間は短期間であり、崩壊熱量も小さいため、P C V 開放状態で代表させた。

※2 R P V が閉鎖されている期間のみ。

R P V が閉鎖されている状態（P O S - S、P O S - A、P O S - C 及び P O S - D）においては、崩壊熱除去失敗時に冷却材温度が 100℃ に到達後、水蒸気により R P V が加圧されると、原子炉減圧が必要となる。

原子炉減圧に失敗する要因として、SRVの機械的故障と運転員によるSRV開操作失敗があるが、SRVの機械的故障については18弁の全弁が作動に失敗する確率は無視できるほど小さい。また、原子炉水位がTAFに到達するまでの余裕時間が出力運転時に比べて十分長い（POSS-Sの大気圧条件におけるTAF到達までの余裕時間は3.9時間）ことを踏まえると、運転員によるSRV開操作失敗確率は十分小さい。

そのため、本PRAでは、RPVが閉鎖されている期間においても、減圧機能はモデル化していない。

また、PCVが閉鎖されている状態（POS-D）においては、崩壊熱除去失敗時にSRVを介してS/Cに流入した蒸気によりS/P温度が上昇する。

しかし、POS-Dでは崩壊熱が停止直後の1/10以下まで低下しており、S/P水温の上昇が緩やかであるため、除熱操作までの時間余裕は十分長いことから、運転員による操作失敗確率は十分小さい。

そのため、本PRAではPCVが閉鎖されている期間においても、PCV除熱機能はモデル化していない。

以上より、崩壊熱除去失敗時の炉心損傷防止に必要な安全機能として、除熱機能又は注水機能のみをモデル化している。

b. 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材喪失に係る起因事象に対して、炉心損傷防止に必要な安全機能を表2に示す。

表 2 炉心損傷防止に必要な安全機能（原子炉冷却材喪失）

POS	S	A	B	C	D
R P Vの状態	閉鎖	閉鎖～開放	開放	開放～閉鎖	閉鎖
P C Vの状態	開放	開放	開放	開放 ^{※1}	閉鎖
必要な安全機能	注水機能	注水機能	注水機能	注水機能	注水機能 除熱機能

※1 格納容器漏えい率検査のため、P C Vは一時的に閉鎖されるが、この期間は短期間であり、崩壊熱量も小さいため、P C V開放状態で代表させた。

プラント停止期間においては、原子炉冷却材の圧力・温度は低いため、P C Vが閉鎖されている期間においても、原子炉冷却材の流出によるP C V圧力・温度の上昇は限定的である。そのため、本P R Aでは原子炉冷却材流出時の炉心損傷防止に必要な安全機能として、注水機能のみをモデル化している。

内部事象停止時レベル1 P R A

イベントツリー集

目 次

1. RHR 喪失に対するイベントツリー

- 図 1-1 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-S)
- 図 1-2 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-A)
- 図 1-3 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B1)
- 図 1-4 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B2)
- 図 1-5 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B3)
- 図 1-6 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B4)
- 図 1-7 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B5)
- 図 1-8 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B6)
- 図 1-9 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-C1)
- 図 1-10 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-C2)
- 図 1-11 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-D)

2. RHR S 喪失に対するイベントツリー

- 図 2-1 RHR S 喪失に対するイベントツリー (POS-S)
- 図 2-2 RHR S 喪失に対するイベントツリー (POS-A)
- 図 2-3 RHR S 喪失に対するイベントツリー (POS-B1)
- 図 2-4 RHR S 喪失に対するイベントツリー (POS-B2)
- 図 2-5 RHR S 喪失に対するイベントツリー (POS-B3)
- 図 2-6 RHR S 喪失に対するイベントツリー (POS-B4)
- 図 2-7 RHR S 喪失に対するイベントツリー (POS-B5)
- 図 2-8 RHR S 喪失に対するイベントツリー (POS-B6)

図 2-9 R H R S 喪失に対するイベントツリー (P O S - C 1)

図 2-10 R H R S 喪失に対するイベントツリー (P O S - C 2)

図 2-11 R H R S 喪失に対するイベントツリー (P O S - D)

3. 外部電源喪失に対するイベントツリー

3.1 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - S)

図 3.1-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - S)

図 3.1-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - S (D G - 2
C , 2 D 確保))

図 3.1-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - S (D G - 2
C 確保 , 2 D 失敗))

図 3.1-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - S (D G - 2
C 失敗 , 2 D 確保))

図 3.1-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - S (D G - 2
C , 2 D 失敗))

図 3.1-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - S (直流電源
喪失))

3.2 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - A)

図 3.2-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - A)

図 3.2-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - A (D G - 2
C , 2 D 確保))

図 3.2-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - A (D G - 2
C 確保 , 2 D 失敗))

図 3.2-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (P O S - A (D G - 2
C 失敗 , 2 D 確保))

図 3.2-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A (DG-2 C, 2D失敗))

図 3.2-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A (直流電源喪失))

3.3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1)

図 3.3-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1)

図 3.3-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1 (DG-2 C, 2D確保))

図 3.3-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1 (DG-2 C確保, 2D失敗))

図 3.3-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1 (DG-2 C失敗, 2D確保))

図 3.3-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1 (DG-2 C, 2D失敗))

図 3.3-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1 (直流電源喪失))

3.4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2)

図 3.4-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2)

図 3.4-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2 (DG-2 C, 2D確保))

図 3.4-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2 (DG-2 C確保, 2D失敗))

図 3.4-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2 (DG-2 C失敗, 2D確保))

図 3.4-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2 (DG-

2 C, 2 D 失敗))

図 3.4-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 2 (直流電源喪失))

3.5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 3)

図 3.5-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 3)

図 3.5-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 3 (DG-2 C, 2 D 確保))

図 3.5-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 3 (DG-2 C 確保, 2 D 失敗))

図 3.5-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 3 (DG-2 C 失敗, 2 D 確保))

図 3.5-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 3 (DG-2 C, 2 D 失敗))

図 3.5-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 3 (直流電源喪失))

3.6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 4)

図 3.6-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 4)

図 3.6-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 4 (DG-2 C, 2 D 確保))

図 3.6-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 4 (DG-2 C 確保, 2 D 失敗))

図 3.6-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 4 (DG-2 C 失敗, 2 D 確保))

図 3.6-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B 4 (DG-2 C, 2 D 失敗))

図 3.6-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B4 (直流電源喪失))

3.7 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5)

図 3.7-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5)

図 3.7-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5 (DG-2C, 2D確保))

図 3.7-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5 (DG-2C確保, 2D失敗))

図 3.7-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5 (DG-2C失敗, 2D確保))

図 3.7-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5 (DG-2C, 2D失敗))

図 3.7-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5 (直流電源喪失))

3.8 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6)

図 3.8-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6)

図 3.8-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6 (DG-2C, 2D確保))

図 3.8-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6 (DG-2C確保, 2D失敗))

図 3.8-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6 (DG-2C失敗, 2D確保))

図 3.8-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6 (DG-2C, 2D失敗))

図 3.8-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6 (直流電

源喪失))

3.9 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1)

図 3.9-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1)

図 3.9-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1 (DG-2C, 2D確保))

図 3.9-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1 (DG-2C確保, 2D失敗))

図 3.9-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1 (DG-2C失敗, 2D確保))

図 3.9-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1 (DG-2C, 2D失敗))

図 3.9-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1 (直流電源喪失))

3.10 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2)

図 3.10-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2)

図 3.10-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2 (DG-2C, 2D確保))

図 3.10-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2 (DG-2C確保, 2D失敗))

図 3.10-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2 (DG-2C失敗, 2D確保))

図 3.10-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2 (DG-2C, 2D失敗))

図 3.10-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2 (直流電源喪失))

3.11 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D)

図 3.11-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D)

図 3.11-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D (DG-2C, 2D確保))

図 3.11-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D (DG-2C確保, 2D失敗))

図 3.11-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D (DG-2C失敗, 2D確保))

図 3.11-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D (DG-2C, 2D失敗))

図 3.11-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D (直流電源喪失))

4. 原子炉冷却材の喪失に対するイベントツリー

図 4-1 RHR切替時のLOCA (POS-B2)

図 4-2 RHR切替時のLOCA (POS-B5)

図 4-3 RHR切替時のLOCA (POS-C2)

図 4-4 RHR切替時のLOCA (POS-D)

図 4-5 CUWブロー時のLOCA (POS-C1)

図 4-6 CUWブロー時のLOCA (POS-D)

図 4-7 CRD点検時のLOCA (POS-B2)

図 4-8 LPRM点検時のLOCA (POS-B2)

RHR喪失 (POS-S)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	5.6E-05	
							2	-	4.9E-07	
							3	-	1.8E-09	
							4	-	5.4E-12	
							5	-	2.0E-14	
							6	-	1.4E-16	
							7	TW	2.1E-14	
								合計値	2.1E-14	

図1-1 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-S)

RHR喪失 (POS-A)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	1.1E-04	
							2	-	9.5E-07	
							3	-	3.5E-09	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	1.1E-11	
							6	-	7.2E-14	
							7	TW	4.7E-14	
								合計値	4.7E-14	

図1-2 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-A)

RHR喪失 (POS-B1)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	0.0E+00	
							6	-	2.8E-04	
							7	TW	2.2E-07	
							合計値		2.2E-07	

図 1-3 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B1)

RHR喪失 (POS-B2)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	0.0E+00	
							6	-	1.7E-04	
							7	TW	1.4E-07	
							合計値		1.4E-07	

図 1-4 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B2)

RHR喪失 (POS-B3)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	0.0E+00	
							6	-	7.9E-04	
							7	TW	6.3E-07	
							合計値		6.3E-07	

図 1-5 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B3)

RHR喪失 (POS-B4)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	4.5E-04	
							2	-	3.9E-06	
							3	-	1.4E-08	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	5.2E-11	
							6	-	3.5E-13	
							7	TW	2.2E-12	
							合計値		2.2E-12	

図 1-6 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B4)

RHR喪失 (POS-B5)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	6.8E-04	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	2.0E-06	
							6	-	1.4E-08	
							7	TW	1.5E-11	
								合計値	1.5E-11	

図 1-7 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B5)

RHR喪失 (POS-B6)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	7.2E-04	
							2	-	6.3E-06	
							3	-	2.3E-08	
							4	-	7.0E-11	
							5	-	2.6E-13	
							6	-	1.8E-15	
							7	TW	2.8E-13	
								合計値	2.8E-13	

図 1-8 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-B6)

RHR喪失 (POS-C1)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	4.5E-04	
							2	-	3.9E-06	
							3	-	1.4E-08	
							4	-	4.3E-11	
							5	-	1.6E-13	
							6	-	1.1E-15	
							7	TW	1.7E-13	
								合計値	1.7E-13	

図 1-9 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-C1)

RHR喪失 (POS-C2)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	5.1E-04	
							4	-	1.8E-06	
							5	-	5.7E-09	
							6	-	3.9E-11	
							7	TW	2.2E-12	
								合計値	2.2E-12	

図 1-10 RHR 喪失に対するイベントツリー (POS-C2)

RHR喪失 (POS-D)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERH	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	4.0E-04	
							2	-	3.5E-06	
							3	-	1.3E-08	
							4	-	3.9E-11	
							5	-	1.4E-13	
							6	-	9.8E-16	
							7	TW	1.5E-13	
								合計値	1.5E-13	

図 1-11 RHR喪失に対するイベントツリー (POS-D)

RHRS喪失 (POS-S)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	7.0E-06	
							2	-	6.2E-08	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	2.3E-10	
							5	-	8.4E-13	
							6	-	5.8E-15	
							7	TW	3.5E-14	
								合計値	3.5E-14	

図 2-1 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-S)

RHRS喪失 (POS-A)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	1.4E-05	
							2	-	1.2E-07	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	4.5E-10	
							6	-	3.1E-12	
							7	TW	2.6E-13	
								合計値	2.6E-13	

図 2-2 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-A)

RHRS喪失 (POS-B1)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	0.0E+00	
							6	-	3.5E-05	
							7	TW	2.8E-08	
							合計値	2.8E-08		

図 2-3 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-B1)

RHRS喪失 (POS-B2)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	0.0E+00	
							6	-	2.1E-05	
							7	TW	1.7E-08	
							合計値	1.7E-08		

図 2-4 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-B2)

RHRS喪失 (POS-B3)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	0.0E+00	
							6	-	9.9E-05	
							7	TW	7.9E-08	
							合計値	7.9E-08		

図 2-5 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-B3)

RHRS喪失 (POS-B4)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	5.6E-05	
							2	-	4.9E-07	
							3	-	1.8E-09	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	6.4E-12	
							6	-	4.4E-14	
							7	TW	2.8E-13	
							合計値	2.8E-13		

図 2-6 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-B4)

RHRS喪失 (POS-B5)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	8.4E-05	
							6	-	5.8E-07	
							7	TW	6.3E-10	
								合計値	6.3E-10	

図 2-7 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-B5)

RHRS喪失 (POS-B6)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	9.1E-05	
							2	-	8.0E-07	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	3.0E-09	
							5	-	1.1E-11	
							6	-	7.5E-14	
							7	TW	4.6E-13	
								合計値	4.6E-13	

図 2-8 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-B6)

RHRS喪失 (POS-C1)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	5.6E-05	
							2	-	4.9E-07	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	1.8E-09	
							5	-	6.6E-12	
							6	-	4.5E-14	
							7	TW	2.8E-13	
								合計値	2.8E-13	

図 2-9 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-C1)

RHRS喪失 (POS-C2)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	0.0E+00	
							2	-	0.0E+00	
							3	-	6.4E-05	
							4	-	0.0E+00	
							5	-	2.3E-07	
							6	-	1.6E-09	
							7	TW	2.0E-12	
								合計値	2.0E-12	

図 2-10 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-C2)

RHRS喪失 (POS-D)	待機RHR起動	待機LPCI起動	LPCS	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ERS	RHR	LPCI	LPCS	LPCIC	HPCS	MUWC				
							1	-	4.9E-05	
							2	-	4.3E-07	
							3	-	0.0E+00	
							4	-	1.6E-09	
							5	-	5.8E-12	
							6	-	4.0E-14	
							7	TW	2.5E-13	
								合計値	2.5E-13	

図 2-11 RHRS 喪失に対するイベントツリー (POS-D)

外部電源喪失 (POS-S)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	2.6E-14	
						合計値	2.6E-14	

図 3.1-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-S)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-S)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	2.5E-05	
									2	-	2.1E-07	
									3	-	2.5E-09	
									4	-	8.0E-12	
									5	-	3.2E-14	
									6	-	1.2E-16	
									7	-	4.3E-19	
									8	-	5.2E-21	
									9	TW	6.9E-15	
										合計値	6.9E-15	

図 3.1-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-S) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-S)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.6E-07	
						11	-	1.0E-09	
						12	-	3.3E-12	
						13	-	1.3E-14	
						14	-	1.6E-16	
						15	TW	1.3E-15	
							合計値	1.3E-15	

図 3.1-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-S) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-S)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.6E-07	
						18	-	5.8E-10	
						19	-	2.1E-12	
						20	-	2.6E-14	
						21	TW	3.1E-15	
							合計値	3.1E-15	

図 3.1-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-S) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-S)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	9.6E-10	
		23	TB	3.7E-10	
			合計値	3.7E-10	

図 3.1-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-S) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-S)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	4.2E-12	
		25	TB	2.5E-14	
			合計値	2.5E-14	

図 3.1-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-S) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-A)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	5.2E-14	
						合計値	5.2E-14	

図 3.2-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-A)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	5.1E-05	
									2	-	4.2E-07	
									3	-	4.9E-09	
									4	-	1.6E-11	
									5	-	6.4E-14	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	2.4E-16	
									8	-	2.8E-18	
									9	TW	1.4E-14	
										合計値	1.4E-14	

図 3.2-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-A)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	3.1E-07	
						11	-	2.1E-09	
						12	-	6.7E-12	
						13	-	2.7E-14	
						14	-	3.2E-16	
						15	TW	2.5E-15	
							合計値	2.5E-15	

図 3.2-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-A)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	3.2E-07	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	1.2E-09	
						20	-	1.4E-11	
						21	TW	3.7E-14	
							合計値	3.7E-14	

図 3.2-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-A)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	1.9E-09	
		23	TB	7.3E-10	
			合計値	7.3E-10	

図 3.2-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-A)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	8.5E-12	
		25	TB	5.1E-14	
			合計値	5.1E-14	

図 3.2-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-A) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B1)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	2.2E-11	
						合計値	2.2E-11	

図 3.3-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B1)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	0.0E+00	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	0.0E+00	
									8	-	0.0E+00	
									9	TW	0.0E+00	
										合計値	0.0E+00	

図 3.3-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B1)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.3E-04	
						11	-	0.0E+00	
						12	-	8.4E-07	
						13	-	0.0E+00	
						14	-	3.4E-09	
						15	TW	4.9E-10	
							合計値	4.9E-10	

図 3.3-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B1)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	0.0E+00	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	0.0E+00	
						20	-	0.0E+00	
						21	TW	0.0E+00	
							合計値	0.0E+00	

図 3.3-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B1)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	0.0E+00	
		23	TB	8.0E-07	
			合計値	8.0E-07	

図 3.3-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B1)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	0.0E+00	
		25	TB	0.0E+00	
			合計値	0.0E+00	

図 3.3-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B1) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B2)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	1.3E-11	
						合計値	1.3E-11	

図 3.4-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B2)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	0.0E+00	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	0.0E+00	
									8	-	0.0E+00	
									9	TW	0.0E+00	
										合計値	0.0E+00	

図 3.4-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B2)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	0.0E+00	
						11	-	0.0E+00	
						12	-	0.0E+00	
						13	-	0.0E+00	
						14	-	0.0E+00	
						15	TW	0.0E+00	
							合計値	0.0E+00	

図 3.4-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B2)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	7.6E-05	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	0.0E+00	
						20	-	0.0E+00	
						21	TW	3.1E-07	
							合計値	3.1E-07	

図 3.4-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B2)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	0.0E+00	
		23	TB	4.7E-07	
			合計値	4.7E-07	

図 3.4-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B2)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	0.0E+00	
		25	TB	0.0E+00	
			合計値	0.0E+00	

図 3.4-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B2) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-3B)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	6.0E-11	
						合計値	6.0E-11	

図 3.5-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B3)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B3)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	0.0E+00	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	0.0E+00	
									8	-	0.0E+00	
									9	TW	0.0E+00	
										合計値	0.0E+00	

図 3.5-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B3) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B3)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	0.0E+00	
						11	-	0.0E+00	
						12	-	0.0E+00	
						13	-	0.0E+00	
						14	-	0.0E+00	
						15	TW	0.0E+00	
							合計値	0.0E+00	

図 3.5-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B3) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B3)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	3.6E-04	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	0.0E+00	
						20	-	1.4E-06	
						21	TW	3.4E-09	
							合計値	3.4E-09	

図 3.5-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B3) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B3)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	0.0E+00	
		23	TB	2.2E-06	
			合計値	2.2E-06	

図 3.5-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B3) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B3)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	0.0E+00	
		25	TB	0.0E+00	
			合計値	0.0E+00	

図 3.5-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B3) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B4)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	2.1E-13	
						合計値	2.1E-13	

図 3.6-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B4)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B4)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	2.1E-04	
									2	-	2.4E-06	
									3	-	2.0E-08	
									4	-	7.1E-11	
									5	-	2.6E-13	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	1.0E-15	
									8	-	1.3E-17	
									9	TW	5.8E-14	
										合計値	5.8E-14	

図 3.6-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B4) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B4)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.3E-06	
						11	-	1.3E-08	
						12	-	4.6E-11	
						13	-	1.7E-13	
						14	-	2.0E-15	
						15	TW	2.4E-14	
							合計値	2.4E-14	

図 3.6-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B4) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B4)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.3E-06	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	5.1E-09	
						20	-	6.1E-11	
						21	TW	1.5E-13	
							合計値	1.5E-13	

図 3.6-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B4) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B4)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	7.8E-09	
		23	TB	3.0E-09	
			合計値	3.0E-09	

図 3.6-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B4) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B4)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	3.4E-11	
		25	TB	2.1E-13	
			合計値	2.1E-13	

図 3.6-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B4) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B5)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSか らの受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	3.1E-13	
						合計値	3.1E-13	

図 3.7-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B5)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSP D	LPCIA	LPCIB	LPCICP D	HPCS	MUWC				
									1	-	3.0E-04	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	2.5E-06	
									4	-	8.1E-09	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	3.2E-11	
									8	-	3.9E-13	
									9	TW	9.3E-13	
										合計値	9.3E-13	

図 3.7-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B5)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.9E-06	
						11	-	1.2E-08	
						12	-	4.0E-11	
						13	-	1.6E-13	
						14	-	1.9E-15	
						15	TW	1.6E-14	
							合計値	1.6E-14	

図 3.7-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B5)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	0.0E+00	
						18	-	0.0E+00	
						19	-	1.9E-06	
						20	-	2.2E-08	
						21	TW	5.6E-11	
							合計値	5.6E-11	

図 3.7-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B5)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	1.1E-08	
		23	TB	4.4E-09	
			合計値	4.4E-09	

図 3.7-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B5)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	5.1E-11	
		25	TB	3.0E-13	
			合計値	3.0E-13	

図 3.7-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B5) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-B6)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	3.3E-13	
						合計値	3.3E-13	

図 3.8-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-B6)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	3.2E-04	
									2	-	2.6E-06	
									3	-	3.1E-08	
									4	-	1.0E-10	
									5	-	4.1E-13	
									6	-	1.5E-15	
									7	-	5.5E-18	
									8	-	6.6E-20	
									9	TW	8.8E-14	
										合計値	8.8E-14	

図 3.8-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-B6)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	2.0E-06	
						11	-	1.3E-08	
						12	-	4.2E-11	
						13	-	1.7E-13	
						14	-	2.0E-15	
						15	TW	1.6E-14	
							合計値	1.6E-14	

図 3.8-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-B6)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	2.0E-06	
						18	-	7.4E-09	
						19	-	2.7E-11	
						20	-	3.2E-13	
						21	TW	3.9E-14	
							合計値	3.9E-14	

図 3.8-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-B6)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	1.2E-08	
		23	TB	4.7E-09	
			合計値	4.7E-09	

図 3.8-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-B6)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	5.4E-11	
		25	TB	3.2E-13	
			合計値	3.2E-13	

図 3.8-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-B6) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-C1)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	2.1E-13	
						合計値	2.1E-13	

図 3.9-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-C1)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSP	LPCIA	LPCIB	LPCIOP	HPCS	MUWC				
									1	-	2.1E-04	
									2	-	1.7E-06	
									3	-	2.0E-08	
									4	-	6.5E-11	
									5	-	2.6E-13	
									6	-	9.6E-16	
									7	-	3.5E-18	
									8	-	4.2E-20	
									9	TW	5.6E-14	
										合計値	5.6E-14	

図 3.9-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POSC-1)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.3E-06	
						11	-	8.3E-09	
						12	-	2.7E-11	
						13	-	1.1E-13	
						14	-	1.3E-15	
						15	TW	1.0E-14	
							合計値	1.0E-14	

図 3.9-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-C1)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICP	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.3E-06	
						18	-	4.7E-09	
						19	-	1.7E-11	
						20	-	2.1E-13	
						21	TW	2.5E-14	
							合計値	2.5E-14	

図 3.9-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-C1)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	7.8E-09	
		23	TB	3.0E-09	
			合計値	3.0E-09	

図 3.9-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-C1)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	3.4E-11	
		25	TB	2.1E-13	
			合計値	2.1E-13	

図 3.9-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C1) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-C2)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	3.8E-11	
						合計値	3.8E-11	

図 3.10-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-C2)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSP D	LPCIA	LPCIB	LPCICP D	HPCS	MUWC				
									1	-	0.0E+00	
									2	-	2.3E-04	
									3	-	1.9E-06	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	6.7E-09	
									6	-	2.7E-11	
									7	-	0.0E+00	
									8	-	9.0E-14	
									9	TW	4.3E-12	
										合計値	4.3E-12	

図 3.10-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-C2)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSP	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	0.0E+00	
						11	-	1.4E-06	
						12	-	0.0E+00	
						13	-	0.0E+00	
						14	-	5.0E-09	
						15	TW	1.2E-11	
合計値								1.2E-11	

図 3.10-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-C2)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.4E-06	
						18	-	5.6E-09	
						19	-	0.0E+00	
						20	-	1.9E-11	
						21	TW	9.3E-13	
合計値								9.3E-13	

図 3.10-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-C2)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	0.0E+00	
		23	TB	3.8E-08	
			合計値	3.8E-08	

図 3.10-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-C2)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	0.0E+00	
		25	TB	0.0E+00	
			合計値	0.0E+00	

図 3.10-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-C2) (直流電源喪失)

外部電源喪失 (POS-D)	DC喪失 BT- CCF	DG-HPCSから の受電失敗	D/G-2C起動	D/G-2D起動	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELOP	DC	DGH	DGC	DGD				
					1 - 9	TE2へ	-	
					10 - 15	TE3へ	-	
					16 - 21	TE4へ	-	
					22 - 23	TE5へ	-	
					24 - 25	TE6へ	-	
					26	TB	1.8E-13	
						合計値	1.8E-13	

図 3.11-1 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D)

DG-2C及び DG-2D確保 (POS-D)	RHR-A	RHR-B	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE2	WAPD	WBPD	LPCSPD	LPCIA	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
									1	-	1.8E-04	
									2	-	1.4E-06	
									3	-	1.7E-08	
									4	-	5.5E-11	
									5	-	2.2E-13	
									6	-	8.2E-16	
									7	-	3.0E-18	
									8	-	3.6E-20	
									9	TW	4.8E-14	
										合計値	4.8E-14	

図 3.11-2 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D) (DG-2C, 2D確保)

DG-2C確保 (POS-D)	RHR-A	LPCS	LPCI-A	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE3	WAPD	LPCSPD	LPCIA	HPCS	MUWC				
						10	-	1.1E-06	
						11	-	7.1E-09	
						12	-	2.3E-11	
						13	-	9.2E-14	
						14	-	1.1E-15	
						15	TW	9.3E-15	
							合計値	9.3E-15	

図 3.11-3 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D) (DG-2C確保, 2D失敗)

DG-2D確保 (POS-D)	RHR-B	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE4	WBPD	LPCIB	LPCICPD	HPCS	MUWC				
						16	-	0.0E+00	
						17	-	1.1E-06	
						18	-	4.0E-09	
						19	-	1.5E-11	
						20	-	1.8E-13	
						21	TW	2.0E-14	
							合計値	2.0E-14	

図 3.11-4 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D) (DG-2C失敗, 2D確保)

ACなし (POS-D)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE5	HPCS				
		22	-	6.7E-09	
		23	TB	2.5E-09	
			合計値	2.5E-09	

図 3.11-5 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D) (DG-2C, 2D失敗)

AC及びDCなし (POS-D)	HPCS	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
TE6	HPCS				
		24	-	2.9E-11	
		25	TB	1.8E-13	
			合計値	1.8E-13	

図 3.11-6 外部電源喪失に対するイベントツリー (POS-D) (直流電源喪失)

RHR切替時の 冷却材流出 (POS-B2)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	2.3E-04	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	1.2E-07	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	4.8E-10	
									8	LOCA	4.2E-13	
									9	LOCA	2.3E-24	
										合計値	4.2E-13	

図 4-1 RHR切替時のLOCA (POS-B2)

RHR切替時の冷却材流出 (POS-B5)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (／POS)	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	2.3E-04	
									2	-	1.2E-07	
									3	-	3.6E-10	
									4	-	0.0E+00	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	1.4E-12	
									7	-	9.8E-15	
									8	LOCA	7.3E-17	
									9	LOCA	2.3E-24	
									合計値	7.3E-17		

図 4-2 RHR切替時のLOCA (POS-B5)

RHR切替時の冷却材流出 (POS-C2)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (／POS)	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	2.3E-04	
									2	-	1.2E-07	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	4.4E-10	
									5	-	1.7E-12	
									6	-	5.3E-15	
									7	-	3.7E-17	
									8	LOCA	5.2E-16	
									9	LOCA	4.1E-11	
										合計値	4.1E-11	

図 4-3 RHR切替時のLOCA (POS-C2)

RHR切替時の冷却材流出 (POS-D)	水位降下認知	漏洩箇所隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (／POS)	備考
ELCR	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	2.3E-04	
									2	-	1.2E-07	
									3	-	3.6E-10	
									4	-	1.4E-12	
									5	-	5.3E-15	
									6	-	2.0E-17	
									7	-	1.3E-19	
									8	LOCA	4.5E-17	
									9	LOCA	4.1E-11	
									合計値		4.1E-11	

図 4-4 RHR切替時のLOCA (POS-D)

CUWブロー時の 冷却材流出 (POS-C1)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCU	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	9.7E-05	
									2	-	5.1E-08	
									3	-	1.5E-10	
									4	-	6.1E-13	
									5	-	2.2E-15	
									6	-	8.3E-18	
									7	-	5.7E-20	
									8	LOCA	1.9E-17	
									9	LOCA	2.9E-11	
									合計値	2.9E-11		

図 4-5 CUWブロー時のLOCA (POS-C1)

CUWブロー時の 冷却材流出 (POS-D)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCU	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	9.7E-05	
									2	-	5.1E-08	
									3	-	1.5E-10	
									4	-	6.1E-13	
									5	-	2.2E-15	
									6	-	8.3E-18	
									7	-	5.7E-20	
									8	LOCA	1.9E-17	
									9	LOCA	2.9E-11	
									合計値	2.9E-11		

図 4-6 CUWブロー時のLOCA (POS-D)

CRD点検時の 冷却材流出 (POS-B2)	流出規模	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCC	SI	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
										1	-	2.7E-05	
										2	-	0.0E+00	
										3	-	0.0E+00	
										4	-	1.5E-06	
										5	-	0.0E+00	
										6	-	0.0E+00	
										7	-	6.0E-09	
										8	LOCA	5.3E-12	
										9	LOCA	2.9E-25	
										10	-	1.8E-07	
										11	-	0.0E+00	
										12	-	0.0E+00	
										13	-	1.0E-08	
										14	-	0.0E+00	
										15	-	0.0E+00	
										16	LOCA	4.0E-11	
										17	LOCA	1.9E-27	
											合計値	4.5E-11	

図 4-7 CRD点検時のLOCA (POS-B2)

LPRM点検時の 冷却材流出 (POS-B2)	水位降下 認知	漏洩箇所 隔離	LPCS	LPCI-A	LPCI-B	LPCI-C	HPCS	MUWC	No.	最終状態	発生頻度 (/POS)	備考
ELCL	HB	IS	LPCS	LPCIA	LPCIB	LPCIC	HPCS	MUWC				
									1	-	5.1E-07	
									2	-	0.0E+00	
									3	-	0.0E+00	
									4	-	2.9E-08	
									5	-	0.0E+00	
									6	-	0.0E+00	
									7	-	1.1E-10	
									8	LOCA	9.8E-14	
									9	LOCA	5.4E-27	
									合計値	9.8E-14		

図 4-8 LPRM点検時のLOCA (POS-B2)

システム信頼性解析の結果について

各緩和設備の代表的なフォールトツリー（F T）のモデル化内容を表 1～表 5 に示す。また、各緩和設備のシステム信頼性解析結果を表 6 に示す。

(1) H P C S

① 「残留熱除去系の故障」, 「原子炉冷却材の流出」

外部電源が健全であるため、外部電源及び H P C S - D G からの受電失敗をモデル化している。

② 「外部電源喪失」

外部電源喪失により、H P C S - D G からの受電失敗のみをモデル化している。

H P C S の電源として、②では H P C S - D G のみに期待することになるため、電源の喪失により H P C S が機能喪失に至る確率が高くなり、①と比較して②の場合の非信頼度は高くなる。

(2) L P C S , L P C I - A / B / C

① 「残留熱除去系の故障」, 「原子炉冷却材の流出」

外部電源が健全であるため、外部電源及び非常用 D G からの受電失敗をモデル化している。

② 「外部電源喪失」

外部電源喪失後の非常用 D G からの受電失敗は、別途イベントツリー上で考慮しているため、F T では非常用 D G から

の受電成功時を想定し，受電失敗による機能喪失はモデル化していない。

②では受電失敗をモデル化していないが，①においても外部電源及び非常用DG両方からの受電に失敗する確率は小さく，非信頼度に対する寄与が小さいため，非信頼度の点推定値に差は現れなかった。なお，上記の電源に対する想定については，「(3) RHR-A/B」も同様の想定としている。

(3) RHR-A/B

①「残留熱除去系の故障」

起因事象発生により，運転中のRHRが機能喪失した際の待機中RHRの起動失敗をモデル化しており，ポンプの起動や必要な弁操作を考慮している。

②「外部電源喪失」

待機中RHRの起動失敗をモデル化している点では①と同様だが，外部電源喪失により，当該系統の格納容器隔離弁が閉止されるため，格納容器隔離弁の開操作が必要となる。

②では①の操作に加えて格納容器隔離弁の開操作が必要となるため，①と比較して②の場合の非信頼度は高くなる。

(4) CST-A/B

①「残留熱除去系の故障」，「原子炉冷却材の流出」

待機中C S Tの起動失敗をモデル化しており，ポンプの起動や必要な弁操作を考慮している。

②「外部電源喪失」

電源の状態については，事故シーケンスの定量化時に別途イベントツリー内で考慮しているため，①と同じF Tを用いて評価している。

表 1 H P C S の代表的な F T のモデル化範囲

起 因 事 象	フ ロ ン ト ラ イ ン	サ ポ ー ト 系			
		空 調 機	補 機 冷 却 系 (HPCS-DGSW)	交 流 電 源	直 流 電 源
残 留 熱 除 去 系 の 故 障 原 子 炉 冷 却 材 の 流 出	○	○	○	○※ ¹	○
外 部 電 源 喪 失	○	○	○	○※ ²	○

※¹ 外部電源及びHPCS-DGからの受電失敗をモデル化

※² HPCS-DGからの受電失敗のみをモデル化

表 2 L P C S の代表的な F T のモデル化範囲

起 因 事 象	フ ロ ン ト ラ イ ン	サ ポ ー ト 系			
		空 調 機	補 機 冷 却 系 (RHRS)	交 流 電 源	直 流 電 源
残 留 熱 除 去 系 の 故 障 原 子 炉 冷 却 材 の 流 出	○	○	○※ ¹ (起 動 モ ー ド)	○※ ²	○
外 部 電 源 喪 失	○	○	○※ ¹ (起 動 モ ー ド)	—※ ³	—※ ³

※¹ 待機中RHRSの起動失敗をモデル化

※² 外部電源及び非常用DGからの受電失敗をモデル化

※³ 非常用DGからの受電成功時を想定しているため、モデル化していない

表 3 L P C I - A / B / C の代表的な F T のモデル化範囲

起 因 事 象	フ ロ ン ト ラ イ ン	サ ポ ー ト 系			
		空 調 機	補 機 冷 却 系 (RHRS)	交 流 電 源	直 流 電 源
残 留 熱 除 去 系 の 故 障 原 子 炉 冷 却 材 の 流 出	○	○	○※ ¹ (起 動 モ ー ド)	○※ ²	○
外 部 電 源 喪 失	○	○	○※ ¹ (起 動 モ ー ド)	—※ ³	—※ ³

※¹ 待機中RHRSの起動失敗をモデル化

※² 外部電源及び非常用DGからの受電失敗をモデル化

※³ 非常用DGからの受電成功時を想定しているため、モデル化していない

表 4 RHR-A/B の代表的な FT のモデル化範囲

起 因 事 象	フ ロ ン ト ラ イ ン	サ ポ ー ト 系			
		空 調 機	補 機 冷 却 系 (RHS)	交 流 電 源	直 流 電 源
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	○※ ¹ (起動モード)	○	○※ ³ (起動モード)	○※ ⁴	○
外部電源喪失	○※ ¹ ※ ² (起動モード)	○	○※ ³ (起動モード)	—※ ⁵	—※ ⁵

- ※1 待機中RHRの起動失敗をモデル化
- ※2 外部電源喪失によりPCV隔離弁が閉止するため、PCV隔離弁開操作をモデル化
- ※3 待機中RHSの起動失敗をモデル化
- ※4 外部電源及び非常用DGからの受電失敗をモデル化
- ※5 非常用DGからの受電成功時を想定しているため、モデル化していない

表 5 CST-A/B の代表的な FT のモデル化範囲

起 因 事 象	フ ロ ン ト ラ イ ン	サ ポ ー ト 系
		交 流 電 源
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	○※ ¹ (起動モード)	○※ ²
外部電源喪失	○※ ¹ (起動モード)	○※ ²

- ※1 待機中CSTの起動失敗をモデル化
- ※2 外部電源及び非常用DGからの受電失敗をモデル化

表 6 停止時 P R A における代表的なシステム信頼性評価結果

起 因 事 象	緩和設備	非信頼度 点推定値 (/ d)	非信頼度 平均値 (/ d)	備考
残留熱除去系の故障 原子炉冷却材の流出	H P C S	6.8E-3	6.8E-3	電源として外部電源及び HPCS-DG に期待
	L P C S	3.6E-3	3.6E-3	
	L P C I - A	3.7E-3	3.7E-3	
	L P C I - B	3.7E-3	3.7E-3	
	L P C I - C	3.7E-3	3.7E-3	
	C S T - A	2.5E-3	2.5E-3	
	C S T - B	2.5E-3	2.5E-3	
	R H R - A *	8.7E-3	8.7E-3	
	R H R - B *	8.7E-3	8.9E-3	
外部電源喪失	H P C S	1.2E-2	1.2E-2	電源として HPCS-DG のみに期待
	L P C S	3.6E-3	3.6E-3	
	L P C I - A	3.7E-3	3.8E-3	
	L P C I - B	3.7E-3	3.8E-3	
	L P C I - C	3.7E-3	3.7E-3	
	C S T - A	2.4E-3	2.4E-3	
	C S T - B	2.4E-3	2.5E-3	
	R H R - A	1.2E-2	1.1E-2	外部電源喪失により，閉止した当該系統の PCV 隔離弁の開操作が必要
	R H R - B	1.2E-2	1.1E-2	

※ 起 因 事 象 「 原 子 炉 冷 却 材 の 流 出 」 で は 期 待 し な い

人的過誤に係わるストレスレベル及びストレスファクタの
考え方について

停止時 P R A における起因事象発生前後の人的過誤確率をストレスレベル及びストレスファクタとともに表 1 及び表 2 に示す。

停止時 P R A におけるストレスレベル及びストレスファクタについては、出力運転時と同様の考え方に基づき以下のとおり設定している。

(1) ストレスレベルの分類

本 P R A では、ヒューマンエラーハンドブック（N U R E G / C R - 1 2 7 8）の T H E R P 手法（Technique for Human Error Rate Prediction）を使用しており、作業負荷等に応じて7つのストレスレベルを分類し、それらに対応した補正係数（ストレスファクタ）を評価している。その詳細については、表3に示す。

作業負荷が低い場合は注意力が散漫になり、逆に作業負荷が高い場合には人間の通常業務遂行能力の限界に近づいている又は超えているため、タスク遂行の妨害となることから、その作業に対する増倍係数を設定している。また、極端にストレスレベルが高い場合は、情緒的反応が生じる等タスク遂行に非常に妨害となることから、固定値を用いて評価する。

なお、本 P R A では、運転員による異常時の事象の認知や操作方法は訓練されているため、補正係数は「熟練者」の値を選択する。また、運転員の操作内容は手順書に従った段階的操作であることから、各ストレスレベルの「段階的操作」を選択する。

(2) ストレスレベルの設定の考え方

a. 起回事象発生前（表1，表3）

事故が発生していないときの操作であり，特に高いストレスには至らないため，ストレスレベル「【No. 2】作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ 1 を設定した。

b. 起回事象発生後（表2，表3）

○認知失敗

期待する緩和設備に対しては手順書の整備及び訓練の十分な実施が行われているが，起回事象発生後は起回事象発生前に比べて運転員のストレスレベルが高いと考えられるため，ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ 2 を設定した。

○操作失敗

認知と同様の理由により，ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い（段階的操作）」のストレスファクタ 2 を設定した。

表1 起因事象発生前の人的過誤のストレスレベル及びストレスファクタ

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)	過誤確率 (平均値)	EF	選定理由
弁の開け忘れ・閉め忘れ	適度 【No.2】 ----- (×1)	8.3E-05	4.8	事故が発生していないときの操作であり、特に高いストレスには至らないため、ストレスレベル「【No.2】作業負荷が適度（段階的操作）」のストレスファクタ1を設定した。
DG試験時ガバナ操作後の 復旧失敗	適度 【No.2】 ----- (×1)	3.9E-03	6.8	

表2 起因事象発生後の人的過誤のストレスレベル及びストレスファクタ

人的過誤	ストレスレベル (ストレスファクタ)		過誤確率 (平均値)	EF	ストレスレベル, ストレスファクタの選定理由
	認知失敗	操作失敗			
運転員の認知失敗 (RHR切替時のLOCA)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	—	1.8E-07	42.7	○認知失敗及び操作失敗 期待する緩和設備に対しては手順書の整備及び訓練の十分な実施が行われているが、起因事象発生後は起因事象発生前に比べて運転員のストレスレベルが高いと考えられるため、ストレスレベル「【No. 4】作業負荷がやや高い(段階的操作)」のストレスファクタ2を設定した。
運転員の認知失敗 (CUWブロー時のLOCA)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	—	3.0E-07	122.7	
隔離失敗 (CRD, LPRM点検時のLOCA)	—	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	5.3E-02	10.0	
隔離失敗 (RHR切替, CUWブロー時のLOCA)	—	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	5.3E-04	10.0	
手動操作失敗	—	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	1.1E-03	3.5	
原子炉水位制御操作失敗	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	2.5E-03	6.5	
水源切替操作失敗	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	2.5E-03	6.5	
DG燃料油補給操作失敗	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	やや高い 【No. 4】 ----- (×2)	1.1E-04	35.6	

表3 ストレス及び熟練度による人的過誤率（HEP）への補正係数

項目	ストレスレベル	HEPsの増倍係数	
		熟練者	熟練度の低い者
1.	作業負荷が大変低い	×2	×2
2.	作業負荷が適度 (段階的操作)	×1	×1
3.	作業負荷が適度 (動的操作)	×1	×2
4.	作業負荷がやや高い (段階的操作)	×2	×4
5.	作業負荷がやや高い (動的操作)	×5	×10
6.	作業負荷が極度に高い (段階的操作)	×5	×10
7.	作業負荷が極度に高い (動的操作又は診断操作)	0.25 (EF=5)	0.50 (EF=5)
		極度にストレスレベルが高い場合は、増倍係数ではなく、複数のクルーを対象とした固定値を用いる	

注：日本原子力学会標準「原子力発電所の停止時を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2010」の表L.4から転記

起因事象発生前の人的過誤として評価した事象の抽出について

停止時 P R A における起因事象発生前の人的過誤は，出力運転時と同様の方法で抽出している。本 P R A で評価対象とした起因事象発生前の人的過誤の抽出過程を以下に示す。ここで，起因事象発生前の人的過誤は運転員による試験・操作及びその後の状態復旧を対象としており，保修員による保全作業時の人的過誤（計装機器の校正エラーを含む。）については機器故障率に含まれているとして，ここでは取り扱っていない。

(1) 操作・作業の同定

フォールトツリーでモデル化している全ての機器を対象に，プラント運転中及び停止中における操作・作業等を手順書類（定期試験手順書，設備別運転手順書等）から抽出する。なお，プラント停止中の作業として，緩和設備の点検作業があるが，点検作業終了前にプラント運転中の定期試験と同様の試運転を実施し，系統・機器の健全性を確認している。

(2) スクリーニング

抽出した操作・作業等に対し，日本原子力学会標準「原子力発電所の停止状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1PSA 編）：2010」（以下「学会標準」という。）に基づき，以下に示すスクリーニング基準を設け，スクリーニングできない操作・作業等について，起因事象発生前の人的過誤として定義する。

- a. 系統の要求に対して機器の調整が自動的に行われるもの。
- b. 中央制御室にて機器の状態表示が確認でき，その状態が日常的に確認されており，かつ調整が可能なもの。
- c. 実施されている保守後の機能試験により，誤調整が明らかにな

るもの。

d. 当初の操作の後，チェックリストに基づく独立した機器の状態確認があるもの（N U R E G - 1 7 9 2を参考に設定*）。

※：学会標準に本スクリーニング基準に関する記載はないが，N U R E G - 1 7 9 2を参考に，従属性のない独立した確認が別途実施されている場合においては，起因事象発生前の人的過誤を除外できるものとして設定している。

e. 機器の状態確認が頻繁に実施されているもの。

本P R Aで評価対象とした全ての系統について検討した結果，停止時特有の起因事象発生前の人的過誤は抽出されず，出力運転時と同様に以下の人的過誤が抽出された。なお，スクリーニング基準d.のみで除外した起因事象発生前の人的過誤はなかった。

- ・ 手動弁に対する開け忘れ／閉め忘れ
- ・ 定期試験において非常用D Gを母線に並列させる際に手動でガバナ類の調整を行うが，試験後の待機状態（自動投入可能な設定）への復旧に失敗する。

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果のうち，非常用D Gの例を表1に示す。

表 1 起因事象発生前の人的過誤の抽出結果（非常用DGの例）

起因事象発生前の人的過誤の抽出結果		対象とした操作・作業等とスクリーニング結果				モデル化の 要否
		運転中の試験等に伴う操作等に起因 (定期試験手順等)		プラント停止中の操作等に起因 (設備別手順書, 定期試験手順等)		
機器種類	人的過誤のモード	操作・作業等	除外理由	操作・作業等	除外理由	
非常用DG本体	待機（自動）への復旧失敗	試験時の運転操作	除外ルールb.	試験時の運転操作	除外ルールb.	否
非常用DGガバナ	通常状態への復旧失敗	試験時の手動操作	除外ルールに該当しない	試験時の手動操作	除外ルールに該当しない	要
非常用DG 燃料油移送ポンプ	待機への復旧失敗	試験時の運転操作	除外ルールb.	試験時の運転操作	除外ルールb.	否
非常用DG空調機	待機への復旧失敗	試験時の運転操作	除外ルールb.	試験時の運転操作	除外ルールb.	否
非常用DG 冷却水ライン手動弁	待機（弁開）への復旧失敗	なし	—	点検後の待機状態への復旧操作	除外ルールに該当しない	要

人的過誤に係わる認知失敗の考え方について

(1) 本 P R A における認知失敗の設定の考え方について

a. 残留熱除去系の故障，外部電源喪失

残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の認知失敗については，T A F が露出するまでの余裕時間が最も短い P O S - S でも約4時間であり，崩壊熱除去機能が喪失していることの認知に失敗することは想定し難いため，認知失敗は考慮していない。

b. 原子炉冷却材の流出

(a) R H R 切替時の L O C A

R H R 切替は原子炉水位がウェル満水時に実施される場合と通常水位で実施される場合が考えられる。原子炉水位がウェル満水時の場合は，T A F 露出までの余裕時間が長く，冷却材流出の認知に失敗する可能性は極めて低いと考えられることから，冷却材流出の認知失敗は考慮していない。また，原子炉水位が通常水位の場合は，余裕時間を T A F 到達までの3時間として，以下の人的過誤を考慮し，認知失敗確率を $1.8E-7/d$ と設定した（表 1）。

・ R H R 切替操作時のプラント状態の確認失敗

手順書（10項目以下）中の1項目を省いてしまう人的過誤確率

・管理者のプラント状態チェック失敗

手順書を用いて行う慣例的な点検（作業）の作業ミスを発見しそこなう人的過誤確率を用い，これに低従属を考慮し

評価

- ・原子炉水位認知失敗（3時間）

運転員が3時間以内に原子炉水位低下の認知に失敗する確率

表1 RHR切替時のLOCAの認知失敗確率

項目	平均値	中央値	備考
RHR切替操作時のプラント状態の確認失敗	—	2.0E-03	NUREG/CR-1278 Table 20-7 (1)
管理者のプラント状態チェック失敗	—	1.5E-01	NUREG/CR-1278 Table 20-22 (1)の人的過誤確率0.1に低従属を考慮
原子炉水位認知失敗（3時間）	—	4.6E-05	NUREG/CR-1278 Table 20-3
RHR切替時のLOCAにおける運転員認知失敗確率	1.8E-07	—	エラーファクタ (EF): 42.7

(b) CUWブロー時のLOCA

CUWブロー時のLOCAが発生した場合の認知失敗については、中央制御室の運転員による原子炉水位低下の認知失敗の他に、ブロー先である廃棄物処理設備（R/W）制御室の運転員による認知失敗をモデル化している。CUWブロー時の認知に対する余裕時間をTAF到達までの3時間として、以下の人的過誤を考慮し、認知失敗確率を $3.0E-7/d$ と設定した(表2)。

- ・中央制御室運転員認知失敗（3時間）

中央制御室運転員が3時間以内に原子炉水位低下の認知に失敗する確率

- ・ R / W 制御室運転員認知失敗（3 時間）

R / W 制御室運転員が 3 時間以内に廃液収集タンク等の水位高の認知に失敗する確率

表 2 C U W ブロー時の認知失敗確率

項目	平均値	中央値	備考
中央制御室 運転員認知失敗 (3 時間)	—	9.2E-05	N U R E G / C R - 1 2 7 8 T a b l e 2 0 - 3
N R / W 制御室運転 員認知失敗 (3 時間)	—	4.6E-05	N U R E G / C R - 1 2 7 8 T a b l e 2 0 - 3
C U W ブロー時の L O C A における運転 員認知失敗確率	3.0E-07	—	エラーファクタ (E F) : 122.7

- (c) C R D 点検時の L O C A , L P R M 点検時の L O C A

C R D 点検時の L O C A 及び L P R M 点検時の L O C A が発生した場合の認知失敗については、現場作業に伴う人的過誤で発生する事象であるため作業員が必ず気づくことを考慮し、本 P R A では認知失敗を考慮していない。

- (2) 認知失敗確率に対する感度解析

- a . 残留熱除去系の故障，外部電源喪失

(1) で述べたとおり、本 P R A においては、残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の認知失敗については、T A F 到達までとした余裕時間が十分長いことから考慮していない。この認知失敗について、除熱系緩和設備に対する余裕時間を 100°C 到達までの時間とし、注水系緩和設備に対する余裕時間を T A F

到達までの時間として評価した結果を表 1 に示す。なお、表 1 における注水認知失敗確率は除熱認知に失敗する条件付き確率として設定している。また、余裕時間が 1500 分を超える認知失敗については、多数の警報、定時のパラメータチェック、巡視点検、直交代等の過誤回復手段があるため、必ず認知できるとした。

b. 原子炉冷却材の流出

(a) RHR 切替時の LOCA

(1)で述べたとおり、本 PRA においては、RHR 切替時の LOCA が発生した場合の認知失敗については、RHR 切替操作後の確認段階における操作運転員による認知及び管理者の過誤回復、その後の余裕時間内における運転員認知について期待できるものとして評価している。ただし、前者の操作後の認知及びその過誤回復については、起因事象発生頻度を評価する際に考慮した人的過誤との従属性に対する不確かさが考えられるため、保守的に期待しないとして評価した場合、認知失敗確率は $7.8E-04/d$ となった (表 3)。

表 3 RHR 切替時の LOCA の認知失敗確率 (感度 (通常水位))

項目	平均値	中央値	備考
原子炉水位認知失敗 (3 時間)	—	$9.2E-05$	NUREG/CR-1278 Table 20-3
RHR 切替時の LOCA における運転員認知失敗確率	$7.8E-04$	—	エラーファクタ (EF) を 30 と設定

また、ウェル満水時の RHR 切替時の LOCA の認知失敗確率についても同様に評価した場合、TAF 到達までの余裕時間

(22 時間) 内における認知失敗確率は $1.9E-04/d$ となった (表 4)。

表 4 RHR 切替時の LOCA の認知失敗確率 (感度 (ウエル満水))

項目	平均値	中央値	備考
原子炉水位認知失敗 (22 時間)	—	$2.2E-05$	NUREG / CR-1278 Table 20-3
RHR 切替時の LOCA における運転員認知失敗確率	$1.9E-04$		エラーファクタ (EF) を 30 と設定

(3) 感度解析ケースの炉心損傷頻度

(2) で算出した各認知失敗確率を用いて炉心損傷頻度を評価した結果を表 2, 図 1 及び図 2 に示す。また, ベースケースの炉心損傷頻度を表 3 に示す。感度解析ケースの全炉心損傷頻度は, $5.6E-6/d$ 施設定期検査であり, ベースケースの 1.1 倍となった。これは主に, RHR 切替時の LOCA の認知失敗確率が増加したことの影響によるもので, 全炉心損傷頻度に対する RHR 切替時の LOCA の寄与割合も 0.1% 未満から 8.0% へ増加した。なお, 本 PRA ではモデル化していないが, 冷却材流出時の RHR 自動隔離信号に期待できる期間もあることから, 本信号を考慮することで RHR 切替時の LOCA の炉心損傷頻度の低減が期待できる。

残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の除熱認知失敗及び注水認知失敗を考慮した影響は, 崩壊熱除去機能喪失 (「RHR 喪失」, 「RHR S 喪失」) 及び外部電源喪失の炉心損傷頻度が微増した程度であり, 全炉心損傷頻度に対する大きな影響はなかった。

表 1 余裕時間の評価結果（「残留熱除去系の故障」及び「外部電源喪失」）

POS	余裕時間		除熱の必要性に対する 認知失敗確率		注水の必要性に対する 認知失敗確率 ^{※2}	
	除熱認知 (100°C到達) [h]	注水認知 ^{※1} (T A F到達) [h]	平均値 [/d]	EF	平均値 [/d]	EF
S	0.5	3	5.3E-03	10	1.5E-01	1
A	1	5	1.7E-03	30	3.2E-01	1
B 1	1	53	1.7E-03	30	— ^{※3}	
B 2	2	90	1.0E-03	30	— ^{※3}	
B 3	3	107	7.8E-04	30	— ^{※3}	
B 4	4	155	6.3E-04	30	— ^{※3}	
B 5	5	174	5.4E-04	30	— ^{※3}	
B 6	5	199	5.4E-04	30	— ^{※3}	
C 1	6	35	4.7E-04	30	— ^{※3}	
C 2	6	38	4.7E-04	30	— ^{※3}	
D	7	40	4.2E-04	30	— ^{※3}	

※1 操作時間 30 分を考慮

※2 除熱認知に失敗する条件付き確率

※3 25 時間以上の時間余裕がある場合は、多数の警報、定時のパラメーターチェック、巡視点検、直交代等の過誤回復が手段あるため、認知失敗を考慮しない

表2 起因事象別・POS別炉心損傷頻度内訳表（感度解析）

POS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D	合計 （／施設定期検査）	寄与割合
日数	1日間	2日間	5日間	3日間	14日間	8日間	12日間	13日間	8日間	9日間	7日間		
崩壊熱除去機能喪失	5.0E-08 (5.0E-08)	6.7E-08 (3.4E-08)	2.5E-07 (5.0E-08)	1.6E-07 (5.3E-08)	7.1E-07 (5.1E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.2E-06	22.2%
RHR喪失	4.5E-08 (4.5E-08)	6.0E-08 (3.0E-08)	2.2E-07 (4.5E-08)	1.4E-07 (4.7E-08)	6.3E-07 (4.5E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	1.1E-06	19.7%
RHR S喪失	5.6E-09 (5.6E-09)	7.6E-09 (3.8E-09)	2.8E-08 (5.6E-09)	1.7E-08 (5.8E-09)	7.9E-08 (5.6E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.4E-07	2.5%
外部電源喪失	2.1E-08 (2.1E-08)	2.9E-08 (1.5E-08)	8.0E-07 (1.6E-07)	7.8E-07 (2.6E-07)	2.2E-06 (1.6E-07)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	3.9E-06	69.8%
原子炉冷却材の流出	—	—	—	4.4E-08	—	—	4.4E-08	—	2.9E-11	1.8E-07	1.8E-07	4.5E-07	8.0%
RHR切替	—	—	—	4.4E-08	—	—	4.4E-08	—	—	1.8E-07	1.8E-07	4.5E-07	8.0%
CUWブロー	—	—	—	—	—	—	—	—	2.9E-11	—	2.9E-11	5.8E-11	<0.1%
CRD点検	—	—	—	4.5E-11	—	—	—	—	—	—	—	4.5E-11	<0.1%
LPRM点検	—	—	—	9.8E-14	—	—	—	—	—	—	—	9.8E-14	<0.1%
合計 （／POS）	7.1E-08	9.6E-08	1.0E-06	9.8E-07	2.9E-06	3.0E-09	4.9E-08	4.7E-09	3.0E-09	2.2E-07	1.8E-07	5.6E-06	—
寄与割合	1.3%	1.7%	18.8%	17.6%	52.3%	<0.1%	0.9%	<0.1%	<0.1%	3.9%	3.3%	—	100.0%

添付 3.1.2.7-3-7

上段：／POS, 下段（ ）内：／日

表3 起因事象別・POS別炉心損傷頻度内訳表（ベースケース）

POS	S	A	B1	B2	B3	B4	B5	B6	C1	C2	D	合計 （／施設定期検査）	寄与割合
日数	1日間	2日間	5日間	3日間	14日間	8日間	12日間	13日間	8日間	9日間	7日間		
崩壊熱除去機能喪失	5.7E-14 (5.7E-14)	3.1E-13 (1.5E-13)	2.5E-07 (5.0E-08)	1.6E-07 (5.3E-08)	7.1E-07 (5.1E-08)	2.5E-12 (3.1E-13)	6.4E-10 (5.4E-11)	7.4E-13 (5.7E-14)	4.5E-13 (5.6E-14)	4.2E-12 (4.7E-13)	4.0E-13 (5.8E-14)	1.1E-06	22.6%
	2.1E-14 (2.1E-14)	4.7E-14 (2.3E-14)	2.2E-07 (4.5E-08)	1.4E-07 (4.7E-08)	6.3E-07 (4.5E-08)	2.2E-12 (2.8E-13)	1.5E-11 (1.3E-12)	2.8E-13 (2.2E-14)	1.7E-13 (2.2E-14)	2.2E-12 (2.5E-13)	1.5E-13 (2.2E-14)	9.9E-07	20.0%
	3.5E-14 (3.5E-14)	2.6E-13 (1.3E-13)	2.8E-08 (5.6E-09)	1.7E-08 (5.8E-09)	7.9E-08 (5.6E-09)	2.8E-13 (3.5E-14)	6.3E-10 (5.2E-11)	4.6E-13 (3.5E-14)	2.8E-13 (3.5E-14)	2.0E-12 (2.2E-13)	2.5E-13 (3.6E-14)	1.2E-07	2.5%
外部電源喪失	3.7E-10 (3.7E-10)	7.3E-10 (3.7E-10)	8.0E-07 (1.6E-07)	7.8E-07 (2.6E-07)	2.2E-06 (1.6E-07)	3.0E-09 (3.7E-10)	4.4E-09 (3.7E-10)	4.7E-09 (3.6E-10)	3.0E-09 (3.7E-10)	3.8E-08 (4.2E-09)	2.5E-09 (3.6E-10)	3.8E-06	77.4%
原子炉冷却材の流出	—	—	—	4.6E-11	—	—	7.3E-17	—	2.9E-11	4.1E-11	7.1E-11	1.9E-10	<0.1%
RHR切替	—	—	—	4.2E-13	—	—	7.3E-17	—	—	4.1E-11	4.1E-11	8.3E-11	<0.1%
	—	—	—	—	—	—	—	—	2.9E-11	—	2.9E-11	5.8E-11	<0.1%
	—	—	—	4.5E-11	—	—	—	—	—	—	—	4.5E-11	<0.1%
	—	—	—	9.8E-14	—	—	—	—	—	—	—	9.8E-14	<0.1%
合計 （／POS）	3.7E-10	7.3E-10	1.0E-06	9.4E-07	2.9E-06	3.0E-09	5.1E-09	4.7E-09	3.0E-09	3.8E-08	2.6E-09	5.0E-06	—
寄与割合	<0.1%	<0.1%	21.1%	18.9%	58.8%	<0.1%	0.1%	<0.1%	<0.1%	0.8%	<0.1%	—	100.0%

添付3.1.2.7-3-8

上段：／POS，下段（ ）内：／日

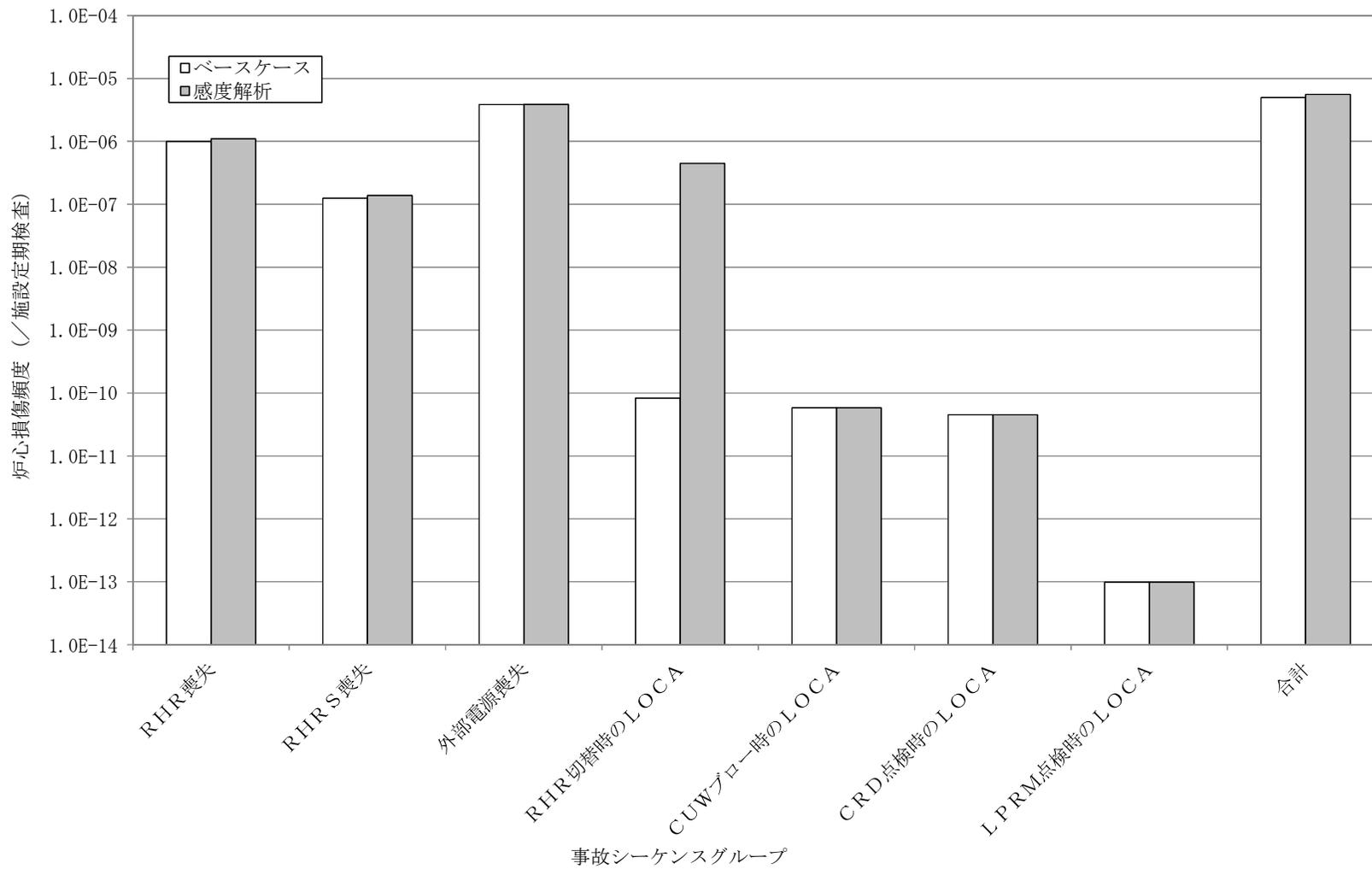


図 1 感度解析結果 (炉心損傷頻度の比較)

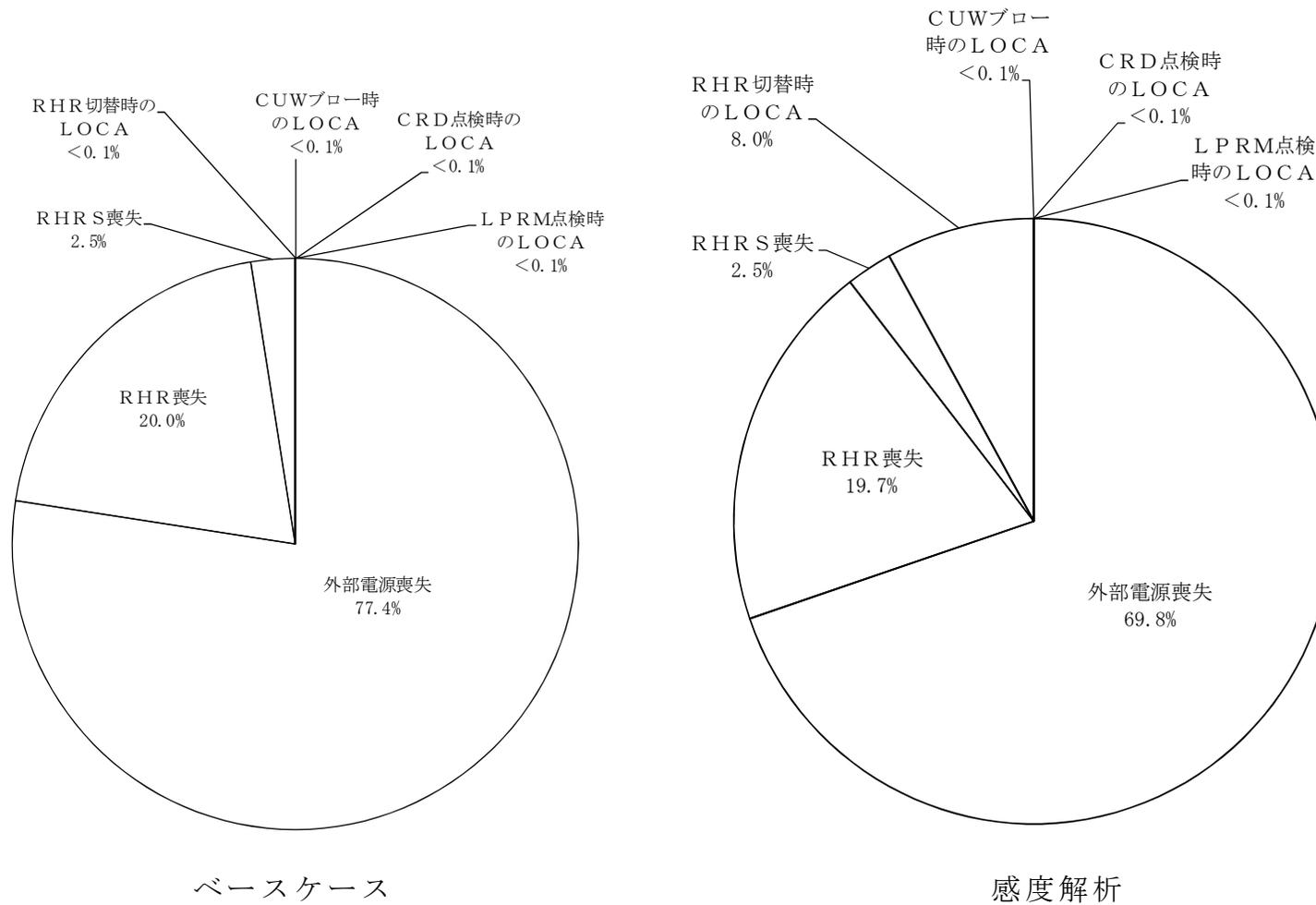


図2 感度解析結果（事故シーケンスグループ別の寄与割合）

3.2 外部事象P R A

3.2.1 地震P R A

地震P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下「地震P S A学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R Aの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。地震P R Aの評価フローを第 3.2.1-1 図に示す。

なお、今回の地震P R Aでは、地震単独の影響のみを評価しており、地震に伴う津波（重畳事象）等は対象としていない。

3.2.1.1 対象プラントと事故シナリオ

(1) 対象とするプラントの説明

a. サイト・プラント情報の収集・分析

内部事象出力運転時レベル 1 P R Aにおいて収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、地震P R Aを実施するために、プラントの耐震設計やプラント配置の特徴等を踏まえて、地震固有に考慮すべき関連情報を追加で収集・分析した。収集した情報及び情報源を第 3.2.1.1-1 表に示す。なお、関連設計図書等で確認できない事項についてはプラントウォークダウンにて確認した。

b. 機器・システムの配置及び形状・設備容量

主要な機器・システムの配置及び形状・設備容量は 3.1.1 出力運転時 P R Aにて記載した内容と同様である。

c. プラントウォークダウン

(a) プラントウォークダウンの実施手順

机上検討では確認が難しいプラント情報を取得すること及び検討した事故シナリオの妥当性を確認することを目的として、以下の観点からプラントウォークダウンを実施した。（添付資料 3.2.1.1-1）

- i) 耐震安全性の確認
- ii) 二次的影響の確認

(b) プラントウォークダウン対象の建屋・構築物，機器選定

プラントウォークダウンの対象設備は、基本的に地震 P R A の評価対象設備の全てとしている。ただし、以下を考慮している。

- i) 重要事故シーケンス選定を目的とした地震 P R A の評価作業を行う上で調査対象とすべき設備であるかの観点
- ii) プラントウォークダウンが有効かつ可能な設備であるかの観点
 - ・配管系，ケーブルトレイは，耐震設計法，据付方法が同様であることから，耐震安全性の確認においては以下による代表箇所を対象とする。
 - －配管系は，プラントウォークダウン対象弁付近の配管を対象とする。
 - －ケーブルトレイは，プラントウォークダウン対象電気品付近のものを対象とする。
 - ・アクセスが困難な以下の設備（例えば，炉内構造物や格納容器内設備であり，机上検討で信頼できる情報が得られる設備等）は除外する。
 - －高線量エリア，汚染の程度が著しいエリアにある設備
 - －確認する場合に通電部位へ接触するおそれがある設備

－高所・狭隘部にある設備

プラントウォークダウン評価対象設備の選定フローを第 3.2.1.1-1 図に示す。

(c) プラントウォークダウンの実施結果

プラントウォークダウン用チェックシートに基づき、上記(b)で選定した設備を対象に調査を実施した。その結果、調査対象に対する耐震安全性や二次的影響に関して問題はなく、フラジリティ評価及びシステム評価において新たに考慮する事項がないことを確認した。プラントウォークダウンの実施結果の例を第 3.2.1.1-2 図に示す。

d. 今回実施した地震 P R A の前提条件等について

今回実施した地震 P R A について、主に留意すべき点について以下に示す。

(a) 評価の前提条件について

- ・ 起因事象に対する対応は、設計基準対象施設による対応を基本とし、これまでに整備した AM 策及び緊急安全対策並びに重大事故等対処設備については、期待しないものとする。
- ・ 耐震重要度 B 又は C クラスの機器は基本的には期待しない。ただし、安全設備の使命時間内の機能維持に必要となる燃料移送系設備は評価対象とする。（添付資料 3.2.1.1-2）
- ・ 外部電源喪失は、開閉所設備の碍子部の損傷により発生するものとする。
- ・ 地震時には、機器及び電源の復旧は不可能とし、外部電源喪失時の外部電源復旧に期待しない。
- ・ 評価地震動範囲は 0.16G～3.00G（解放基盤面上の加速度）とす

る。

- ・津波及び地震随伴の火災，溢水が建屋，機器及び緩和機能に及ぼす影響は考慮せず，地震の影響のみ評価する。

(b) 地震の影響について

- ・相関性が考えられる設備は，地震の影響により同時に損傷する（完全相関）と仮定する。

(2) 地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

a. 事故シナリオの概括的な分析・設定

収集したプラント関連情報及びプラントワークダウンによって得られた情報を用いて，事故シナリオを広範に分析し，事故シナリオを設定した。事故シナリオの設定に当たっては，地震起因による安全機能を有する建屋・構築物，機器の損傷が炉心損傷事故に直接つながりうる事故シナリオだけでなく，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響及び経年変化を考慮した場合の影響を考慮した。

なお，地震PRAの評価地震動範囲は，原子炉自動停止となる信号の設定点（スクラム設定値）を目安に0.16G以上とした。

上記の事故シナリオのうち，安全機能への間接的影響，余震による地震動の安全機能への影響及び経年変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った。

事故シナリオに対するスクリーニング結果を第3.2.1.1-2表に示す。

b. 起回事象の選定

地震時特有の影響及び内部事象出力運転時レベル1PRAで考慮している起回事象との関係を考慮し，事故シーケンス評価の対象となる起因

事象を第 3.2.1.1-3 図に示すフローを用いて、以下のとおり抽出した。

(添付資料 3.2.1.1-5)

- ・ 原子炉建屋損傷
- ・ 格納容器損傷
- ・ 原子炉圧力容器損傷
- ・ 格納容器バイパス
- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)
- ・ 計装・制御系喪失
- ・ 直流電源喪失
- ・ 交流電源喪失
- ・ 外部電源喪失
- ・ 過渡事象

c. 建屋・機器リストの作成

選定した起因事象の要因となる建屋・構築物，機器及び起因事象が発生した場合の緩和設備に係る建屋・構築物，機器を抽出し，地震 P R A で対象となる建屋・機器リストを作成した。第 3.2.1.1-3 表に建屋・機器リストを示す。

3.2.1.2 確率論的地震ハザード

(1) 確率論的地震ハザード評価の方法

地震 P S A 学会標準の方法に基づき評価を行う。

(2) 確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定

a. 震源モデルの設定

震源モデルは、以下のとおり特定震源モデルと領域震源モデルを設定する。それぞれの震源モデルにおいて、当社の調査結果等に基づき設定した震源モデル（以下「調査モデル」という。）の他、地震調査研究推進本部（2012）の知見を参考に設定した震源モデル（以下「推本参考モデル」という。）をロジックツリーで考慮する。

(a) 特定震源モデル

i) 内陸地殻内地震

調査モデルについては、敷地周辺の震源として考慮する活断層等の他、活断層研究会編（1991）に掲載されている活断層に基づいて評価する。推本参考モデルについては、地震調査研究推進本部（2012）で考慮されている活断層を評価対象とする。敷地周辺の考慮する活断層の分布及び諸元をそれぞれ第 3.2.1.2-1 図、第 3.2.1.2-2 図及び第 3.2.1.2-1 表、第 3.2.1.2-2 表に示す。

ii) 海溝型地震

調査モデルでは、関東地震及び 2011 年東北地方太平洋沖型地震を、推本参考モデルでは関東地震、茨城県沖で発生する地震（繰り返し発生する地震）及び 2011 年東北地方太平洋沖型地震を特定震源として扱う。調査モデル及び推本参考モデルで考慮する震源位置及び諸元を第 3.2.1.2-3 図、第 3.2.1.2-4 図及び第 3.2.1.2

－3 表，第 3.2.1.2－4 表に示す。

(b) 領域震源モデル

領域震源モデルについては，内陸地殻内地震及び海溝型地震を考慮する。調査モデルについては，垣見他（2003）を参照して領域区分し，各領域の最大マグニチュードを領域内の過去の地震の最大値を基に設定する。推本参考モデルについては，地震調査研究推進本部（2012）に基づいて領域区分及び各領域の最大マグニチュードを設定する。内陸地殻内地震及び海溝型地震の領域区分を第 3.2.1.2－5 図～第 3.2.1.2－9 図に示す。

b. 地震動伝播モデル

2011 年東北地方太平洋沖型地震については，断層モデルを用いた手法を用いる。それ以外の震源については，Noda et al.（2002）の方法を用い，第 3.2.1.2－10 図～第 3.2.1.2－12 図に示す領域については，地震観測記録を用いた補正係数を考慮する。

c. ロジックツリーの作成

ロジックツリーは，震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において，地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因に基づいて作成する。震源モデルについては前述のとおり，調査モデルと推本参考モデルをロジックツリーで考慮する。作成したロジックツリーを第 3.2.1.2－13 図に，ロジックツリーの分岐及び重みの考え方を第 3.2.1.2－5 表に示す。

(3) 確率論的地震ハザード評価結果

a. 地震ハザード曲線

上記により評価した平均地震ハザード曲線を第 3.2.1.2-14 図に、フラクタイル地震ハザード曲線を第 3.2.1.2-15 図に示す。また、震源別平均ハザード曲線を第 3.2.1.2-16 図に示す。

b. 一様ハザードスペクトル

一様ハザードスペクトルと応答スペクトルに基づく手法による基準地震動 S_s-D1 及び断層モデルを用いた手法による基準地震動 $S_s-11 \sim S_s-22$ との比較を第 3.2.1.2-17 図に示す。基準地震動 S_s-D1 の年超過確率は $10^{-4} \sim 10^{-5}$ 程度である。基準地震動 S_s-11 から S_s-22 の年超過確率は基準地震動 S_s-D1 を超過する周期帯で $10^{-4} \sim 10^{-6}$ 程度である。また、内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと震源を特定せず策定する地震動に基づく基準地震動 S_s-31 との比較を第 3.2.1.2-18 図に示す。基準地震動 S_s-31 の年超過確率は $10^{-4} \sim 10^{-6}$ 程度である。

一様ハザードスペクトルの算出のもととなる周期ごとの平均ハザード曲線を第 3.2.1.2-19 図に示す。

c. フラジリティ評価用地震動

フラジリティ評価用地震動は、年超過確率 10^{-5} の一様ハザードスペクトルに適合する模擬波とし、経時特性は Noda et al. (2002) に基づき地震規模 M 及び等価震源距離 X_{eq} で与え、それぞれ $M7.6$, $X_{eq} = 25.7\text{km}$ とした。模擬地震波を第 3.2.1.2-20 図に示す。

3.2.1.3-1 建屋のフラジリティ

(1) 評価対象と損傷モードの設定

a. 評価対象物

建屋のフラジリティ評価の対象は、第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに記載されたものとし、原子炉建屋とした。原子炉建屋の概略平面図及び概略断面図をそれぞれ第 3.2.1.3-1-1 図及び第 3.2.1.3-1-2 図に示す。

b. 損傷モード及び部位の設定

建屋の要求機能喪失につながる支配的な構造損傷モード及び部位として、建屋の崩壊シーケンスを踏まえ、層崩壊を伴う耐震壁のせん断破壊を選定した。

(2) フラジリティの評価方法の選択

フラジリティの評価方法として、「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」を選択した。評価手法は地震 P S A 学会標準に準拠した手法とする。

(3) フラジリティの評価上の主要な仮定

a. 考慮する不確かさ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的不確かさ（以下「 β_R 」という。）と認識論的不確かさ（以下「 β_U 」という。）については、地震 P S A 学会標準に基づき評価した。考慮する不確かさ要因の例を第 3.2.1.3-1-1 表に示す。

b. 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、耐震壁のせん断破壊の程度を表すことができる指標として、せん断ひずみを選定した。

(4) フラジリティの評価における耐力情報

現実的耐力である損傷限界時のせん断ひずみの平均値と変動係数は地震 P S A 学会標準に示されたボックス壁の実験結果に基づく値を用いることとし、対数正規分布を仮定した。損傷限界点の現実的な値を第 3.2.1.3-1-2 表に示す。

(5) フラジリティの評価における応答情報

現実的応答については、現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震 P S A 学会標準に基づき算出し、対数正規分布を仮定した。損傷評価の指標である耐震壁のせん断破壊に対しては水平動が支配的であることから、水平動による評価を行うこととした。

a. 入力地震動

入力地震動は第 3.2.1.2-20 図に示す模擬地震波を入力レベルごとに係数倍したものとした。(最大 $1,500\text{cm/s}^2$)

b. 現実的な物性値と応答解析モデル

東海第二発電所の地盤物性値を第 3.2.1.3-1-3 表に、原子炉建屋の物性値を第 3.2.1.3-1-4 表にそれぞれ示す。応答解析に用いる現実的な物性は、地震 P S A 学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第 3.2.1.3-1-5 表に示す。

原子炉建屋の解析モデル及び解析モデル諸元を第 3.2.1.3-1-3 図及び第 3.2.1.3-1-6 表に，地盤ばね定数と減衰係数を第 3.2.1.3-1-7 表に示す。

c. 現実的応答

現実的応答は，地震 P S A 学会標準に準拠してコンクリート強度，支持地盤のせん断波速度及び建屋の減衰定数を変動パラメータとし，対数正規分布を仮定して 2 点推定法による応答解析を行い，最大応答せん断ひずみの中央値と対数標準偏差を算出した。

(6) 建屋のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線と H C L P F（低い損傷確率（5%損傷確率）であることが高い信頼度（95%信頼度）で推定できる地震加速度）を算出した。フラジリティ曲線は，原子炉建屋を構成する全要素のうち，H C L P F が最小となる要素で代表させることとした。ここに，損傷確率は，現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は，対数正規累積分布関数により近似し，信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。

原子炉建屋のフラジリティ曲線を第 3.2.1.3-1-4 図に示す。また H C L P F については第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに示す。

3.2.1.3-2 屋外重要土木構造物のフラジリティ

(1) 評価対象と損傷モードの設定

a. 評価対象物

屋外重要土木構造物のフラジリティ評価の対象は、第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに記載されたものとし、海水ポンプ室とした。海水ポンプ室の平面図及び断面図をそれぞれ第 3.2.1.3-2-1 図及び第 3.2.1.3-2-2 図に示す。

b. 損傷モード及び部位の設定

海水ポンプ室の要求機能喪失につながる支配的な構造損傷モードとして、非線形時刻歴応答解析による耐震評価に基づき、構造部材の曲げ破壊及びせん断破壊のうち、耐震裕度の観点からせん断破壊を損傷モードとして選定した。対象とする損傷部材は最も耐震性の低い構造部材とした。

(2) フラジリティの評価方法の選択

フラジリティの評価方法として、「現実的耐力と現実的応答による方法（応答解析に基づく方法）」を選択した。評価手法は地震 P S A 学会標準に準拠した手法とした。

(3) フラジリティの評価上の主要な仮定

a. 考慮する不確かさ要因

現実的耐力及び現実的応答の偶然的な不確かさ β_R と認識論的不確かさ β_U については、地震 P S A 学会標準に基づき評価した。考慮する不確かさ要因の例を第 3.2.1.3-2-1 表に示す。

b. 損傷評価の指標

損傷評価の指標については、構造部材のせん断破壊の程度を表すことができる指標として、せん断力を選定した。

(4) フラジリティの評価における耐力情報

現実的耐力は、「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル（土木学会，2005）」のせん断破壊に対する照査（材料非線形解析を用いる方法）による評価値を適用した。現実的耐力に含まれる不確実さ要因は、地震P S A学会標準を参考に、コンクリートの圧縮強度と鉄筋の降伏強度を考慮し、それぞれ実強度の調査結果、建設時の試験結果から対数正規分布を仮定した。現実的耐力に含まれるコンクリートの圧縮強度及び鉄筋の降伏強度の現実的な値を第 3.2.1.3-2-2 表に示す。

(5) フラジリティの評価における応答情報

現実的応答については、現実的な物性値に基づく地震応答解析を入力レベルごとに実施することにより評価を行った。現実的な物性値は地震P S A学会標準に基づき算出し、対数正規分布を仮定した。地震応答解析は地盤及び構造物の非線形を考慮した有限要素法解析手法を用い、水平・鉛直地震動を同時に入力した。

a. 入力地震動

入力地震動は第 3.2.1.2-20 図に示す模擬地震波を入力レベルごとに係数倍したものとした（最大 $1,579\text{cm}/\text{s}^2$ （水平）， $1,001\text{cm}/\text{s}^2$ （鉛直））。

b. 現実的な物性値と応答解析モデル

東海第二発電所の地盤物性値を第 3.2.1.3-2-3 表に、海水ポンプ室の物性値を第 3.2.1.3-2-4 表にそれぞれ示す。また、鋼管杭の断面諸元を第 3.2.1.3-2-5 表に示す。応答解析に用いる現実的な物性は、応答への影響度が高い地盤物性を対象に地震 P S A 学会標準に示された評価方法に基づき算出した。評価方法を第 3.2.1.3-2-6 表に示す。海水ポンプ室の解析モデルを第 3.2.1.3-2-3 図に示す。

c. 現実的応答

現実的応答は、地震 P S A 学会標準に準拠して、第四紀層のせん断波速度を変動パラメータとし、対数正規分布を仮定して 2 点推定法による応答解析を行い、これらの応答解析結果に基づき算出した。

(6) 屋外重要土木構造物のフラジリティ評価結果

現実的耐力と現実的応答よりフラジリティ曲線と H C L P F を算出した。ここに、損傷確率は、現実的応答が現実的耐力を上回る確率である。選定した要素の各入力レベルでの損傷確率は、対数正規累積分布関数により近似し、信頼度ごとの連続的なフラジリティ曲線を算出した。H C L P F は信頼度 95% のフラジリティ曲線をもとに算出した。

海水ポンプ室のフラジリティ曲線を第 3.2.1.3-2-4 図に示す。また、H C L P F については第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに示す。

3.2.1.3-3 機器のフラジリティ

(1) 評価対象と損傷モードの設定

機器のフラジリティ評価の対象を、第 3.2.1.1-3 表の建屋・機器リストに示す。損傷モードは評価対象機器の要求機能に応じ、構造損傷と機能損傷に分類し適切に設定する。

機器のフラジリティ評価のうち、タンク、熱交換器等の静的機器は、要求機能の喪失につながる延性破壊や脆性破壊等の構造損傷の観点からフラジリティ評価を実施する。また、電気盤類及びポンプ・弁等の動的機器は、事故シーケンス評価上の要求機能に応じて構造損傷、動的機能限界や電氣的機能維持限界等の機能損傷の観点からフラジリティ評価を実施し、当該機器のフラジリティとして用いることとする。

なお、構造強度に関する評価では、機器の本体・支持脚・基礎ボルト等の主要部位について耐震評価が実施されるが、部位間で裕度（例えば、設計許容値／発生応力）が異なり、また、同一部位でも評価応力の種類（引張応力、曲げ応力、組合せ応力等）によって裕度が異なる。構造損傷に関するフラジリティ評価では、これらの中から、最も裕度が低かった部位・評価応力に着目して強度に関する係数等を設定する。

(2) フラジリティの評価方法の選択

フラジリティの評価方法として「現実的耐力と現実的応答による方法（以下「応答解析に基づく方法」という。）」、「現実的耐力と応答係数による方法（以下「原研法に基づく方法」という。）」及び「耐力係数と応答係数による方法（以下「安全係数法」という。）」の中から「安全係数法」を選択した。

「安全係数法」は後述のとおり、地震応答解析結果、耐力係数及び応答

係数により評価する。

耐力係数の評価で用いる現実的耐力は、構造損傷については材料強度の規格値等をもとに、機能損傷については試験結果又は解析結果をもとに、地震P S A学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき中央値や不確実さを設定し、算定している。この現実的耐力の評価法は、「応答解析に基づく方法」、「原研法に基づく方法」及び「安全係数法」は本質的に同じであり、同等の精度を有している。また、耐力係数の評価で用いる設計応答値は、既工認等での実績のある応答値（耐震バックチェックベース）、若しくは、当該応答値を一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果となるよう補正した応答値（裕度向上ベース）を用いている。

応答係数は、既工認等での実績のある機器の決定論的評価である応答解析結果に基づき評価しているが、決定論的評価は保守性を有する線形範囲の評価を行っている。また、この応答解析に含まれる余裕や不確実さを、地震P S A学会標準等のフラジリティ評価で実績のある既往知見に基づき設定していることから、「応答解析に基づく方法」と比較しても、遜色のない精度で現実的な応答を求めることができる。

なお、「安全係数法」は米国において、評価手法として提案され⁽¹⁾、約40プラントでの評価実績がある^(2~4)。

以上より、米国での評価実績もあり、既往の応答評価結果がそのまま使用できる「安全係数法」を用いることとする。

評価手法は地震P S A学会標準に準拠した手法とする。

(3) フラジリティ評価上の主要な仮定（不確実さの設定、応答係数等）

機器フラジリティ評価とは、地震動の入力が増大し、評価対象機器が損傷に至る時点における最大地動加速度を評価尺度として表示するものであ

る。このとき、最大地動加速度 A を fragility 加速度と称し、機器 fragility 評価ではこれを確率量として扱い、以下の式で表す。

$$A = A_m \times \varepsilon_R \times \varepsilon_U$$

ここで、

A_m : fragility 加速度中央値 (50% 損傷確率に対する最大加速度の中央値)

ε_R : 中央値に対する偶然的な不確かさを示す確率密度分布。中央値を 1.0 として対数標準偏差 β_R である対数正規分布を仮定する。

ε_U : 中央値に対する認識論的な不確かさを示す確率密度分布。中央値を 1.0 として対数標準偏差 β_U である対数正規分布を仮定する。

fragility 加速度 A を対数正規累積分布関数で示したものが機器 fragility 曲線である。

なお、fragility 評価では、直接 A_m , ε_R , ε_U から fragility 加速度を算定せず、一般に安全係数の概念を用いて下式のように算定する。

$$A_m = F \times A_d \quad (\text{式 3.2.1-1})$$

ここで、

A_m : fragility 加速度中央値

F : 安全係数 (裕度)

A_d : 基準地震動 S_s の最大地動加速度、もしくは、一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波の最大地動加速度

(式 3.2.1-1) の安全係数 (裕度) は、(式 3.2.1-2) のように基準とする地震動による現実的な応答に対する機器の現実的な耐力の割合で定義されるが、(式 3.2.1-3) のように評価対象機器の設計応答値に対する現実的な応答の割合 (応答に関する安全係数) と現実的な耐力に対する

設計応答値の割合（耐力に関する安全係数）に分離して評価する。

ただし、入力地震動に対する機器の応答には、機器自身の応答に加えて建屋の応答が影響することから、応答に関する係数は機器応答係数と建屋応答係数に分割して評価する。

$$F = \frac{\text{現実的な耐力}}{\text{現実的な応答}} \quad (\text{式 3.2.1-2})$$

$$= \underbrace{\frac{\text{設計応答値}}{\text{現実的な応答}}}_{\text{応答に関する係数}} \times \underbrace{\frac{\text{現実的な耐力}}{\text{設計応答値}}}_{\text{耐力に関する係数}}$$

$$\therefore F = F_C \times F_{RE} \times F_{RS} \quad (\text{式 3.2.1-3})$$

ここで、

F_C : 耐力係数

F_{RE} : 機器応答係数

F_{RS} : 建屋応答係数

耐力係数 F_C 、機器応答係数 F_{RE} 及び建屋応答係数 F_{RS} は、それぞれ以下に示す係数に分離して評価する。これらの係数は、フラジリティ評価上に存在する各種の不確実さ要因を評価したものであり、全て対数正規分布する確率量と仮定する。不確実さ要因の整理結果を第 3.2.1.3-3-1 表に示す。

$$F_C = F_S \times F_\mu$$

ここで、

F_S : 強度係数

F_μ : 塑性エネルギー吸収係数

$$F_{RE} = F_{SA} \times F_D \times F_M \times F_{MC}$$

ここで、

F_{SA} : スペクトル形状係数

F_D : 減衰係数

F_M : モデル化係数

F_{MC} : モード合成係数

$$F_{RS} = F_1 \times F_2 \times F_3$$

ここで、

F_1 : 解放基盤表面の地震動に関する係数

F_2 : 建屋への入力地震動に関する係数

F_3 : 建屋の地震応答に関する係数

(4) フラジリティ評価における耐力情報

耐力値は、その評価部位に使われる部材の JSME 「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年版）」（JSME S NC1-2005）に記載されている許容値を適用した。確率分布については、中央値に関する不確実さの要素について、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、 β_R 、 β_U として定量化した。

(5) フラジリティ評価における応答情報

設計応答値は、建屋・構築物の非線形地震応答解析及び機器の線形地震応答解析による機器評価部位における発生応答等を設定した。地震動は耐震バックチェック評価用地震動（600Gal）を基本とするが、地盤、建屋・構築物の非線形応答を精度よく評価する場合は、第 3.2.1.2-20 図に示す

一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波を、年超過確率 10^{-6} の入力レベルとなるよう係数倍した地震動 (1,579Gal) を用いる。確率分布については、中央値に関する不確かさの要素について、加振試験結果や文献値、工学的判断等によって評価し、 β_R 、 β_U として定量化した。

(6) 機器のフラジリティ評価結果

機器フラジリティ評価結果を第 3.2.1.1-3 表に示す。

機器フラジリティ評価は、その評価上の特徴を踏まえ、「大型機器」，「静的機器」，「動的機器」，「電気盤・計装」及び「配管」の 5 グループに分類した。また、グループごとに代表機器を抽出し、その評価の具体例を以下に示す。各グループの代表機器は F V 重要度を参照し、抽出した。なお、5 グループの分類の考え方については以下のとおりである。

大型機器：原子炉圧力容器等で、多質点時刻歴解析評価が主となる機器の構造損傷

静的機器：上記大型機器以外で、スペクトルモーダル解析又は静的評価が主となる機器の構造損傷

動的機器：ポンプ，内燃機関，電動弁等の動的機器の機能損傷

電気盤・計装：電気盤，計装品等の電氣的機器の機能損傷

配管：配管・サポート等の構造損傷

a. 大型機器（原子炉圧力容器）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・評価対象機器：原子炉圧力容器
- ・設置位置：原子炉建屋
- ・耐震重要度クラス：S

- ・固有振動数：20Hz 以上
- ・各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s (600Gal) に対する発生応力
- ・評価対象部位：蒸気乾燥器支持ブラケット付根部
- ・評価応力：一次膜応力＋一次曲げ応力

下表に、原子炉压力容器の蒸気乾燥器支持ブラケットの耐震評価結果を示す。これを基にフラジリティを算出した。

表 原子炉压力容器の蒸気乾燥器支持ブラケットの耐震評価結果

評価部位	材 料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕度
蒸気乾燥器支持 ブラケット付根部	SUSF304	一次膜応力＋ 一次曲げ応力	391	105	3.72

(a) 耐力係数 F_c の評価

i) 強度係数 F_s の評価

本係数は、次式により評価する。

$$F_s = \frac{\sigma_c - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで、

σ_c : 限界応力の中央値

σ_T : 地震時発生応力

σ_N : 通常運転時応力

蒸気乾燥器支持ブラケットの材質は SUSF304 であることから、限界応力として J S M E 「発電用原子力設備規格設計・建設規格 (2005 年度版)」第 I 編付録図表 Part5 の引張応力 $S_u = 391\text{MPa}$

(評価温度 302°C) を採用する。

上記規格値に含まれる余裕 (S_u 値の 1.13 倍) を考慮して限界応力の中央値とする。(添付資料 3.2.1.3-3-1)

したがって、

$$\sigma_c = 1.13 \times S_u = 1.13 \times 391 = 442 \text{MPa}$$

地震時発生応力は、表の耐震バックチェックの評価結果を、一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため、表の発生応力に、以下の計算式より求めた比率の最大値 3.24 を掛け合せた値を計算に用いることとする。(添付資料 3.2.1.3-3-2)

$$\text{比率} = \frac{\text{一様ハザードスペクトルによる
大型機器連成解析より求めた荷重}}{\text{耐震バックチェック評価用地震動による
大型機器連成解析より求めた荷重}}$$

$$\sigma_T = 105 \times 3.24 = 340 \text{MPa}$$

通常運転時応力は、耐震評価において地震時応力を分離して評価していないため 0MPa とする。

$$\sigma_N = 0 \text{MPa}$$

以上より、強度係数 F_s は、以下のとおりとなる。

$$F_s = \frac{\sigma_c}{\sigma_T} = \frac{442}{340} = 1.30$$

不確実さとして、限界応力の中央値 1.13 × S_u に対して、規格値 S_u が 99% 信頼下限に相当すると考え、全て β_U として評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.13 \times S_u}{S_u} \right) = 0.05$$

以上により、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_S = 1.30, \beta_R = 0.00, \beta_U = 0.05$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数 F_S の評価において、限界応力の中央値として $1.13 \times S_U$ を用いているため、塑性変形によるエネルギー吸収効果は考慮しない。

以上により、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

ただし、蒸気乾燥器支持ブラケットは、時刻歴応答解析により評価した原子炉圧力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており、床応答スペクトルを用いないことから、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 減衰係数 F_D の評価

本係数は、機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、

減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による 応答値}}{\text{減衰定数の中央値による 応答値}}$$

蒸気乾燥器支持ブラケットは原子炉圧力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており、原子炉圧力容器の設計用減衰定数は 1%、減衰定数の中央値 3%⁽⁵⁾として、係数を算出する。

設計用減衰定数による応答値と減衰定数の中央値での応答値の比は、下記の Newmark の応答倍率式⁽⁶⁾を用いる。

$$\text{応答値} = 3.21 - 0.68 \times \ln(h)$$

ここで、

h : 減衰定数 (%)

不確かさについては、設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限值として用いられているため、設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の 99%上限値と考え算定する。

また、 β_R と β_U が等しいとして評価する。

したがって、

$$F_D = \frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1)}{3.21 - 0.68 \times \ln(3)} = 1.30$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left[\frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1)}{3.21 - 0.68 \times \ln(3)} \right] = 0.08$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_D = 1.30, \quad \beta_R = \beta_U = 0.08$$

iii) モデル化係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり、次式により評

価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる応答加速度}}$$

ただし、評価対象の解析モデル化は妥当であり、解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

機器の耐震評価は、建屋連成解析モデルを用いて行われているため、モデル化に関する不確かさ β_U は海外文献⁽¹⁾より 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \beta_R = 0.00, \beta_U = 0.15$$

iv) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に、モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし、蒸気乾燥器支持ブラケットは原子炉压力容器の応答加速度を用いて耐震評価を実施しており、原子炉压力容器は時刻歴応答解析を実施しているため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は、第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数

の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

ただし、蒸気乾燥器支持ブラケットは、一様ハザードスペクトルにより評価していることから、スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また、不確実さは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また、基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、おおむね 0.2 程度であることから、0.20 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \beta_R = 0.20, \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は，建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では，建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため，中央値を与えるものとみなし，また，一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから，中央値を1.00とする。

不確かさは，建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確かさと合わせて評価する。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \beta_R = 0.20, \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より，原子炉压力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット）のフラジリティ加速度の中央値 A_m ，その不確かさ β_R ， β_U 及びHCLPFは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第3.2.1.3-3-4図に示す。

$$A_m = 2.72 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.22, \beta_U = 0.23$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 2.72 \times \exp[-1.65 \times (0.22 + 0.23)] \end{aligned}$$

$$=1.29(G)$$

表 原子炉压力容器（蒸気乾燥器支持ブラケット） 安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}				F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	F_3	
中央値		1.30	1.00	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.00		1.69
不確 実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.00	0.20		0.22
	β_U	0.05	0.00	0.00	0.08	0.15	0.00	0.00	0.15		0.23

b. 静的機器（残留熱除去系熱交換器）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・ 評価対象機器：残留熱除去系熱交換器
- ・ 設置位置：原子炉建屋 EL. +2.00m
- ・ 耐震重要度クラス：S
- ・ 固有振動数：10.4Hz（1次）
- ・ 各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s （600Gal）に対する発生応力
- ・ 評価対象部位：アンカボルト
- ・ 評価応力：引張応力及びせん断応力

下表に、残留熱除去系熱交換器の耐震評価結果を示す。各評価部位・各評価応力のうち、裕度が最小であるアンカボルトが、残留熱除去系熱交換器の地震時の損傷に支配的であると考えられることから、アンカボルトに着目して評価する。

表 残留熱除去系熱交換器の耐震評価結果

評価部位	材 料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕 度
胴板	SB410	一次応力	351	108	3.25
架台（脚）	SS400	組合せ応力	280	159	1.76
アンカボルト	SCM435	引張応力	488	433	1.12
		せん断応力	375	109	3.44

(a) 耐力係数 F_c の評価

i) 強度係数 F_s の評価

ボルトの強度係数は，引張応力及びせん断応力に対して次式により評価する。

$$\left(\frac{\sigma}{\sigma_c}\right)^2 + \left(\frac{\tau}{\tau_c}\right)^2 = \left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2 = \lambda^2 \leq 1$$

ここで，

λ : ボルトの応力比

σ : ボルトの引張応力

τ : ボルトのせん断応力

σ_c : ボルトの限界引張応力の中央値

τ_c : ボルトの限界せん断応力の中央値

F_σ : 引張に対する余裕度

F_τ : せん断に対する余裕度

以上により，強度係数 F_s は次式により評価する。

$$F_s = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}}$$

アンカボルトの材質は SCM435 であることから、限界応力として J S M E 「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年度版）」第 I 編付録図表 Part5 の引張応力 $S_u = 930\text{MPa}$ （評価温度 40°C ）を採用する。なお、上記規格値に含まれる余裕（ S_u 値の 1.17 倍）（添付資料 3.2.1.3-3-1）を考慮するとともに、限界引張応力は谷径断面積と呼び径断面積の比（0.75）を乗じ、限界せん断応力は $S_u / \sqrt{3}$ を用いる。

$$\sigma_c = 1.17 \times 0.75 \times S_u = 1.17 \times 0.75 \times 930 = 816\text{MPa}$$

$$\tau_c = 1.17 \times S_u / \sqrt{3} = 1.17 \times 930 / \sqrt{3} = 628\text{MPa}$$

地震時発生応力は、表の耐震バックチェックの評価結果を、一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため、表の発生応力に、以下の計算式より求めた比率（本評価対象の固有周期における比率）1.47 を掛け合せた値を計算に用いることとする。（添付資料 3.2.1.3-3-2）

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c} \text{一様ハザードスペクトルによる} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{EL. +2.00m の床応答加速度} \end{array}}{\begin{array}{c} \text{耐震バックチェック評価用地震動による} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{EL. +2.00m の床応答加速度} \end{array}}$$

$$F_\sigma = \sigma_c / \sigma = 816 / (433 \times 1.47) = 1.28$$

$$F_\tau = \tau_c / \tau = 628 / (109 \times 1.47) = 3.92$$

以上より、強度係数 F_s は、以下のとおりとなる。

$$F_s = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{F_\sigma}\right)^2 + \left(\frac{1}{F_\tau}\right)^2}} = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{1.28}\right)^2 + \left(\frac{1}{3.92}\right)^2}} = 1.22$$

不確実さは、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値

S_uが99%信頼下限に相当すると考え、全てβ_Uとして評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln\left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u}\right) = 0.07$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_S = 1.22, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数F_μの評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数F_Sの評価については、限界応力の中央値として1.17×S_uを用いているため、塑性変形によるエネルギー吸収係数効果は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数F_{RE}の評価

i) スペクトル形状係数F_{SA}の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第3.2.1.3-3-1図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

拡幅前後の応答スペクトル比（拡幅後／拡幅前）は、サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられるため、国内の代表プラントで評価した値を用いる。

国内の代表プラントでの拡幅前後の応答スペクトル比は、機器系

の主要周期帯である 0.05～0.1 秒に対して 1.1～1.4 であり，この知見から中央値 F_{SA} を算定する。

不確かさは，最小値と最大値がそれぞれ中央値に対し -95% 下限値と +95% 上限値に相当するものとみなし算定する。なお，不確かさは，本係数を各機器に対して一般値として適用するため，すべて β_U とする。

$$F_{SA} = \sqrt{1.1 \times 1.4} = 1.24$$

$$\beta_U = \frac{1}{1.65 \times 2} \ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right) = 0.07$$

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.24, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

ii) 減衰係数 F_D の評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による 応答値}}{\text{減衰定数の中央値による 応答値}}$$

ボルトの設計用減衰定数は 1%，減衰定数の中央値 3%⁽⁵⁾として，係数を算出する。

設計用減衰定数と減衰定数の中央値での応答値の比は，下記の Newmark の応答倍率式⁽⁶⁾を用いる。

$$\text{応答値} = 3.21 - 0.68 \times \ln(h)$$

ここで，

h : 減衰定数 (%)

不確かさについては，設計用減衰定数が振動試験による減衰デー

タの下限値として用いられているため、設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の99%上限値と考え算定する。

また、 β_R と β_U が等しいとして評価する。

したがって、

$$F_D = \frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1)}{3.21 - 0.68 \times \ln(3)} = 1.30$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left[\frac{3.21 - 0.68 \times \ln(1)}{3.21 - 0.68 \times \ln(3)} \right] = 0.08$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_D = 1.30, \quad \beta_R = \beta_U = 0.08$$

iii) モデル化係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる 応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる 応答加速度}}$$

ただし、評価対象の解析モデル化は妥当であり、解析モデルから得られる応答は中央値に相当すると考える。

機器の耐震評価は、建屋連成解析モデルを用いて行われているため、モデル化に関する不確かさ β_U は海外文献⁽¹⁾より0.15とする。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.15$$

iv) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に、モード合成に起因する裕度を評価するものである。本機器

はスペクトルモーダル解析を行っているため、モード合成法に含まれる余裕としては、地震P S A学会標準解説 98 に基づき、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC}=1.03, \beta_R=0.13, \beta_U=0.00$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は、第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお、本機器は、一様ハザードスペクトルにより評価していることから、スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また、不確かさは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_1=1.00, \beta_R=\beta_U=0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるのみなし、また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確かさは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確かさと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確かさが、おおむね 0.2 程度であることから、0.20 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確かさは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確かさと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、残留熱除去系熱交換器（アンカボルト）のフラジリティ加速度の中央値 A_m ，その不確かさ β_R ， β_U 及びHCLPFは，以下のとおりとなる。

また，フラジリティ曲線を第3.2.1.3-3-5図に示す。

$$A_m = 3.27 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.25, \quad \beta_U = 0.25$$

$$\begin{aligned} \text{HCLPF} &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 3.27 \times \exp[-1.65 \times (0.25 + 0.25)] \\ &= 1.43 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 残留熱除去系熱交換器（アンカボルト） 安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}			F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	
中央値		1.22	1.00	1.24	1.30	1.00	1.03	1.00	1.00	2.03
不確かさ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.13	0.00	0.20	0.25
	β_U	0.07	0.00	0.07	0.08	0.15	0.00	0.00	0.15	0.25

c. 動的機器（残留熱除去系海水系ポンプ）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・評価対象機器：残留熱除去系海水系ポンプ
- ・設置位置：海水ポンプ室 EL. +0.8m

- ・耐震重要度クラス：S
- ・固有振動数：水平 15.2Hz，鉛直 20Hz 以上
- ・各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s （水平 600Gal，鉛直 400Gal）に対する設計応答加速度：水平方向 0.04G，鉛直方向 0.49G
- ・機能維持確認済加速度：水平方向 14.6G⁽⁸⁾，鉛直方向 2.0G

水平方向と鉛直方向の応答加速度に対して動的機能維持評価を行うが、ここでは耐震裕度が小さい鉛直方向についての評価を示す。（添付資料 3.2.1.3-3-3）

(a) 耐力係数 F_c の評価

i) 強度係数 F_s の評価

本係数は下記の式にて算出する。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{機器応答加速度}}$$

- ・損傷加速度中央値について

ポンプ類のように、構造強度に加え動的機能維持が必要な機器については、試験加速度（機能維持確認済加速度等）に基づき fragility 評価を行う。

ここで、fragility 評価における試験加速度は、既往の検討結果より以下の値を用いる。

鉛直：2.0G

fragility 評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作・損傷が見られないことから、試験加速度が HCLPF に相当すると考え、地震 PSA 学会標準解説 85 に基づき、誤動作・損傷に対す

る加速度の中央値 A_m を以下のように推定する。

$$A_m = HCLPF / 0.9$$

不確かさは、 A_m と $HCLPF$ より求める。 A_m と $HCLPF$ の関係は下記のとおりである。

$$A_m = HCLPF \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

β_R と β_U は同程度と考え、 $\beta_R = \beta_U$ とする。

したがって、強度係数 F_s 及びその不確かさは、以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned} F_s &= \frac{\text{損傷加速度の中央値}}{\text{応答加速度}} = \frac{HCLPF / 0.9}{\text{応答加速度}} \\ &= \frac{2.0 / 0.9}{0.49} = 4.53 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \beta_R = \beta_U &= \frac{1}{1.65 \times 2} \ln\left(\frac{HCLPF / 0.9}{HCLPF}\right) \\ &= \frac{1}{1.65 \times 2} \ln\left(\frac{2.0 / 0.9}{2.0}\right) = 0.03 \end{aligned}$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

残留熱除去系海水系ポンプについては、変形が大きくなると機能喪失につながるため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

ただし、本機器は剛構造であるため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 減衰係数 F_D の評価

本係数は、機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり、次式により評価する。なお、減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による 応答値}}{\text{減衰定数の中央値による 応答値}}$$

ただし、本機器は剛構造であるため、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_D = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

iii) モデル化係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる 応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる 応答加速度}}$$

ただし、本機器の機能損傷による評価は試験加速度値を採用しており、解析モデル等を構築した評価ではないことから、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

iv) モード合成係数 F_{MC} の評価

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に、モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし、本機器は剛構造であり、モーダル解析による評価ではないことから、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は、第 3.2.1.3-3-2 表に示す海水ポンプ室の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

本機器は剛構造であることを考慮して、機器・配管系の固有周期のある 1.0 秒以下範囲における応答スペクトル比の最も保守的な値を適用する。

また、不確実さは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 0.68, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また、基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 67 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、0.1 以内であることから、0.10 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確かさは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確かさと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、残留熱除去系海水系ポンプのフラジリティ加速度の中央値 A_m 、その不確かさ β_R 、 β_U 及び $HCLPF$ は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-6 図に示す。

$$A_m = 1.25 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.15$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 1.25 \times \exp[-1.65 \times (0.10 + 0.15)] \\ &= 0.83 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 残留熱除去系海水系ポンプ 安全係数評価結果の一覧

		F _C		F _{RE}			F _{RS}			合計
		F _S	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	
中央値		4.53	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.68	1.00	3.06
不確 実さ	β _R	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10
	β _U	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15

d. 電気盤・計装（非常用パワーセンタ）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・評価対象機器：非常用パワーセンタ
- ・設置位置：原子炉建屋 EL. +2.56m
- ・耐震重要度クラス：S
- ・固有振動数：水平，鉛直とも 20Hz 以上
- ・各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_s（水平 600Gal，鉛直 400Gal）に対する盤の設計応答加速度：水平方向 0.62G，鉛直方向 0.48G
- ・機能維持確認済加速度：水平方向 1.10G，鉛直方向 1.00G

水平方向と鉛直方向の応答加速度に対して動的機能維持評価を行うが，ここでは耐震裕度が小さい水平方向についての評価を示す。（添付資料 3.2.1.3-3-3）

(a) 耐力係数 F_C の評価

i) 強度係数 F_S の評価

本係数は下記の式にて算出する。

$$F_s = \frac{\text{損傷加速度中央値}}{\text{盤応答加速度}}$$

・ 損傷加速度中央値について

電気盤類のように、構造強度に加え電氣的機能維持が必要な機器については、試験加速度（機能維持確認済加速度等）に基づきフラジリティ評価を行う。

フラジリティ評価のベースとする試験加速度レベルでは誤動作・損傷が見られないことから、以下に示す方法（ここでは「 β 設定法」という。）により誤動作・損傷に対する加速度の中央値を推定する。

[β 設定法の概要]

フラジリティ評価において、HCLPFは次式により評価される。

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

上式より、

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

これと同様に、加振試験における損傷加速度の中央値とHCLPFの関係は次式により表される。

損傷加速度の中央値

$$= \text{損傷加速度のHCLPF} \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)]$$

したがって、“損傷加速度のHCLPF＝試験加速度”とし、不確かさ β_R 及び β_U を与えることにより、損傷加速度の中央値を推定できる。

なお、既往の電気品の試験結果⁽⁹⁾より、電気品の誤動作に関する不確かさは $\beta_R=0.10$ 、 $\beta_U=0.20$ 程度と考えられる。

したがって、非常用パワーセンタの損傷加速度の中央値は、 β 設定法に基づき以下のとおりとなる。

損傷加速度の中央値

$$\begin{aligned} &= \text{試験加速度} \times \exp[1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 1.10 \times \exp[1.65 \times (0.10 + 0.20)] \\ &= 1.81 \end{aligned}$$

盤の設計応答加速度は、耐震バックチェックの評価結果を、一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため、盤の設計応答加速度に、以下の計算式より求めた比率の最大値 1.77 を掛け合せた値を計算に用いることとする。(添付資料 3.2.1.3-3-2)

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c} \text{一様ハザードスペクトルによる} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{床面の最大震度 (1.0ZPA)} \end{array}}{\begin{array}{c} \text{耐震バックチェック評価用地震動による} \\ \text{原子炉建屋応答解析により求めた} \\ \text{床面の最大震度 (1.0ZPA)} \end{array}}$$

したがって、強度係数 F_s 及びその不確かさは、以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned} F_s &= \text{損傷加速度の中央値} / \text{床応答加速度} \\ &= 1.81 / (0.62 \times 1.77) \\ &= 1.65 \end{aligned}$$

$$\beta_R = 0.10, \quad \beta_U = 0.20$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

電気盤類については、変形が大きくなると機能喪失につながるため、本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{\mu} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は，設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

ただし，本機器は剛構造であるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 減衰定数に関する係数 F_D の評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による 応答値}}{\text{減衰定数の中央値による 応答値}}$$

ただし，本機器は剛構造であるため，本係数は考慮しない。

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_D = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

iii) モデル化に関する係数 F_M の評価

本係数は，機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり，次式により評

価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる 応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる 応答加速度}}$$

ただし、本機器の機能損傷による評価は試験加速度値を採用しており、解析モデル等を構築した評価ではないことから、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

iv) モード合成法に関する係数 F_{MC} の評価

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に、モード合成に起因する裕度を評価するものである。

ただし、本機器は剛構造であり、モーダル解析による評価ではないことから、本係数は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC} = 1.00, \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は、第 3.2.1.3-3-2 表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第 3.2.1.3-3-3 図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと

一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお、本機器は、一様ハザードスペクトルにより評価していることから、スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また、不確実さは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、おおむね 0.2 程度であることから、0.20 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確かさは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確かさと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、非常用パワーセンタのフラジリティ加速度の中央値 A_m 、その不確かさ β_R 、 β_U 及び $HCLPF$ は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-7 図に示す。

$$A_m = 2.66 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.22, \quad \beta_U = 0.25$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 2.66 \times \exp[-1.65 \times (0.22 + 0.25)] \\ &= 1.22 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 非常用パワーセンタ 安全係数評価結果の一覧

		F _C		F _{RE}			F _{RS}			合計
		F _S	F _μ	F _{SA}	F _D	F _M	F _{MC}	F ₁	F ₂	
中央値		1.65	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.65
不確 実さ	β _R	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.22
	β _U	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.25

e. 配管（残留熱除去系海水系配管）

評価対象機器の耐震評価条件を以下に示す。

- ・評価対象機器：残留熱除去系海水系配管
- ・設置位置：原子炉建屋 EL. +2.00m
- ・耐震重要度クラス：S
- ・固有振動数：2.84Hz（配管系1次）
- ・各部位の耐震バックチェック評価用地震動 S_S（600Gal）に対する発生応力
- ・評価対象部位：配管本体
- ・評価応力：一次応力

下表に、残留熱除去系海水系配管の耐震評価結果を示す。これを基にフラジリティを算出した。

表 残留熱除去系海水系配管の耐震評価結果

評価部位	材 料	評価応力	許容値 (MPa)	発生応力 (MPa)	裕度
配管本体	STPT42	一次応力	410	153	2.67

(a) 機器耐力係数 F_c の評価

i) 強度係数 F_s

本係数は、次式により評価する。

$$F_s = \frac{\sigma_c - \sigma_N}{\sigma_T - \sigma_N}$$

ここで、

σ_c : 限界応力の中央値

σ_T : 地震時発生応力

σ_N : 通常運転時応力

配管本体の材質は STPT42 であることから、限界応力として J S M E 「発電用原子力設備規格設計・建設規格（2005 年度版）」第 I 編付録図表 Part5 の引張応力 $S_u = 410\text{MPa}$ （評価温度 38°C ）を採用する。

上記規格値に含まれる余裕（ S_u 値の 1.17 倍）を考慮して限界応力の中央値とする。（添付資料 3.2.1.3-3-1）

したがって、

$$\sigma_c = 1.17 \times S_u = 1.17 \times 410 = 479\text{MPa}$$

地震時発生応力は、表の耐震バックチェックの評価結果を、一様ハザードスペクトルによる耐震評価結果に補正して用いることとする。このため、表の発生応力に、以下の計算式より求めた比率の最大値 3.15 を掛け合せた値を計算に用いることとする。（添付資料 3.2.1.3-3-2）

$$\text{比率} = \frac{\text{一様ハザードスペクトルによる
原子炉建屋応答解析により求めた
床応答加速度}}{\text{耐震バックチェック評価用地震動による
原子炉建屋応答解析により求めた
床応答加速度}}$$

$$\sigma_T = 153 \times 3.15 = 481 \text{MPa}$$

通常運転時応力は、耐震評価において地震時応力を分離して評価していないため 0MPa とする。

$$\sigma_N = 0 \text{MPa}$$

以上より、強度に関する係数 F_S は、以下のとおりとなる。

$$F_S = \frac{\sigma_C}{\sigma_T} = \frac{479}{481} = 0.99$$

不確かさとして、限界応力の中央値 $1.17 \times S_u$ に対して、規格値 S_u が 99%信頼下限に相当すると考え、全て β_U として評価する。

$$\beta_U = \frac{1}{2.33} \ln \left(\frac{1.17 \times S_u}{S_u} \right) = 0.07$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_S = 0.99, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

ii) 塑性エネルギー吸収係数 F_μ の評価

本係数は、塑性変形によるエネルギー吸収に関する裕度を評価するものである。

強度係数 F_S の評価において、限界応力の中央値として $1.17 \times S_u$ を用いているため、塑性変形によるエネルギー吸収効果は考慮しない。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_\mu = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

(b) 機器応答係数 F_{RE} の評価

i) スペクトル形状係数 F_{SA} の評価

本係数は、設計で用いられる床応答スペクトルの拡幅に含まれる

裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，スペクトル形状係数の概念図を第 3.2.1.3-3-1 図に示す。

$$F_{SA} = \frac{\text{拡幅後の床応答スペクトルによる応答加速度}}{\text{拡幅前の床応答スペクトルによる応答加速度}}$$

応答スペクトル比（拡幅後／拡幅前）は，サイト・プラントによらず有意な差はないと考えられるため，代表プラントで評価した値を用いる。

代表プラントでの応答スペクトル比は，機器系の主要周期帯である 0.05 秒～0.1 秒に対して 1.1～1.4 であり，この知見から中央値 F_{SA} を算定する。

不確かさは，最小値と最大値がそれぞれ中央値に対し -95% 下限値と +95% 上限値に相当するものとみなし算定する。なお，不確かさは，本係数を各機器に対して一般値として適用するため，すべて β_U とする。

$$F_{SA} = \sqrt{1.1 \times 1.4} = 1.24$$

$$\beta_U = \frac{1}{1.65 \times 2} \ln\left(\frac{1.4}{1.1}\right) = 0.07$$

以上より，本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{SA} = 1.24, \quad \beta_R = 0.00, \quad \beta_U = 0.07$$

ii) 減衰係数 F_D の評価

本係数は，機器の現実的減衰定数の中央値に対する設計用減衰定数が持つ裕度を評価するものであり，次式により評価する。なお，減衰係数の概念図を第 3.2.1.3-3-2 図に示す。

$$F_D = \frac{\text{設計用減衰定数による 応答値}}{\text{減衰定数の中央値による 応答値}}$$

配管の設計用減衰定数は 0.5%，減衰定数の中央値 2.9%として、係数を算出する。

設計用減衰定数と減衰定数の中央値での応答値の比は、下記の Newmark の応答倍率式⁽⁶⁾を用いる。

$$\text{応答値} = 3.21 - 0.68 \times \ln(h)$$

ここで、

h : 減衰定数 (%)

不確かさについては、設計用減衰定数が振動試験による減衰データの下限值として用いられているため、設計用減衰定数による応答値を減衰定数の中央値による応答の 99%上限値と考え、算定する。また、 β_R と β_U が等しいとして評価する。

したがって、

$$F_D = \frac{3.21 - 0.68 \times \ln(0.5)}{3.21 - 0.68 \times \ln(2.9)} = 1.48$$

$$\beta_R = \beta_U = \frac{1}{2.33 \times \sqrt{2}} \ln \left[\frac{3.21 - 0.68 \times \ln(0.5)}{3.21 - 0.68 \times \ln(2.9)} \right] = 0.12$$

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_D = 1.48, \quad \beta_R = \beta_U = 0.12$$

iii) モデル化に関する係数 F_M の評価

本係数は、機器の解析モデル化におけるモデル形状・諸元等の実機との差などに起因する裕度を評価するものであり、次式により評価する。

$$F_M = \frac{\text{設計解析モデルによる 応答加速度}}{\text{現実的解析モデルによる 応答加速度}}$$

ただし、本機器の解析モデル化は妥当であり、中央値に相当する

と考える。本機器の耐震評価は、多質点系モデルを用いて行われているため、モデル化に関する不確かさ β_U は海外文献⁽¹⁾より0.15とする。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_M=1.00, \beta_R=0.00, \beta_U=0.15$$

iv) モード合成法に関する係数 F_{MC} の評価

本係数は、機器の地震応答がモーダル解析により評価されている場合に、モード合成に起因する裕度を評価するものである。本機器はスペクトルモーダル解析を行っているため、モード合成法に含まれる余裕としては、地震PSA学会標準解説98に基づき、本係数及び不確かさは以下の値とする。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_{MC}=1.03, \beta_R=0.13, \beta_U=0.00$$

(c) 建屋応答係数 F_{RS} の評価

建屋応答に関する各係数は、第3.2.1.3-3-2表に示す原子炉建屋の応答係数を用いる。

i) 解放基盤表面の地震動に関する係数 F_1 の評価

本係数は、基準とする地震動のスペクトルが持つ裕度を評価するものである。本評価では、解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数を考慮する。第3.2.1.3-3-3図にスペクトル形状係数の概念図を示す。

なお、スペクトル形状係数は、基準とする地震動のスペクトルと一様ハザードスペクトルの建屋又は機器の固有周期における比を、次式により評価する。

$$\text{スペクトル形状係数} = \frac{\text{基準地震動の応答加速度}}{\text{一様ハザードスペクトルの応答加速度}}$$

なお、本機器は、一様ハザードスペクトルにより評価していることから、スペクトル形状係数は 1.00 とする。

また、不確実さは、確率論的地震ハザード評価における距離減衰式等のばらつきに考慮されるため、本係数では考慮しない。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_1 = 1.00, \quad \beta_R = \beta_U = 0.00$$

ii) 建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の評価

本係数は、地盤モデルに関する設計上の裕度及び基礎による入力損失に関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、設計地盤モデルは中央値を与えるとみなし、また基礎が地盤を拘束することによる入力損失は考慮しないことから、中央値を 1.00 とする。

不確実さは、建屋の地震応答に関する係数 F_3 の不確実さと合わせて評価する。

β_R は、地震 P S A 学会標準解説 103 で示される代表プラントにおける床応答スペクトルの不確実さが、おおむね 0.2 程度であることから、0.20 とする。

β_U は、解析モデル化誤差等によるものであり、国内文献⁽⁷⁾に基づき 0.15 とする。

以上より、本係数及び不確実さは以下の値とする。

$$F_2 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_3 と共通)

iii) 建屋の地震応答に関する係数 F_3 の評価

本係数は、建屋の地震応答モデルに関する設計上の裕度を評価するものである。

本評価では、建屋振動モデルは過去の地震観測記録との整合を考慮した諸元を使用しているため、中央値を与えるものとみなし、また、一般的に建屋の非線形挙動により線形時よりも応答加速度が低減される傾向にあることから、中央値を 1.00 とする。

不確かさは、建屋への入力地震動に関する係数 F_2 の不確かさと合わせて評価する。

以上より、本係数及び不確かさは以下の値とする。

$$F_3 = 1.00, \quad \beta_R = 0.20, \quad \beta_U = 0.15$$

(β_R 及び β_U は F_2 と共通)

(d) 評価結果のまとめ

各係数の評価結果を下表に示す。これらの結果より、残留熱除去系海水系配管のフラジリティ加速度の中央値 A_m 、その不確かさ β_R 、 β_U 及び $HCLPF$ は、以下のとおりとなる。

また、フラジリティ曲線を第 3.2.1.3-3-8 図に示す。

$$A_m = 3.01 \text{ (G)}$$

$$\beta_R = 0.27, \quad \beta_U = 0.26$$

$$\begin{aligned} HCLPF &= A_m \times \exp[-1.65 \times (\beta_R + \beta_U)] \\ &= 3.01 \times \exp[-1.65 \times (0.27 + 0.26)] \\ &= 1.26 \text{ (G)} \end{aligned}$$

表 残留熱除去系海水系配管 安全係数評価結果の一覧

		F_C		F_{RE}			F_{RS}			合計
		F_S	F_μ	F_{SA}	F_D	F_M	F_{MC}	F_1	F_2	
中央値		0.99	1.00	1.24	1.48	1.00	1.03	1.00	1.00	1.87
不確 実さ	β_R	0.00	0.00	0.00	0.12	0.00	0.13	0.00	0.20	0.27
	β_U	0.07	0.00	0.07	0.12	0.15	0.00	0.00	0.15	0.26

(参考資料)

- (1) R.P.Kennedy and M.K.Ravindra, “Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies,” Nuclear Engineering and Design, Vol. 79, No. 1, (1984)
- (2) R.Kassawara, EPRI Report 1003121, “Methodology for Probabilistic Risk Assessment Applications of Seismic Margin Evaluations”, Electric Power Research Institute, December 2001
- (3) Westinghouse Electric Company, “AP1000 Design Control Document”, December 2011 (年・月は、AP1000標準設計認証修正版のNRC認可時期を示す)
- (4) General Electric (GE) Nuclear Energy, “ABWR Design Control Document”, March 1997 (年・月は、ABWR標準設計認証のNRC認可時期を示す)
- (5) Regulatory Guide 1.61, “Damping Values for Seismic Design of Nuclear Power Plants”
- (6) N.M.Newmark and W.J.Hall, “Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants”, NUREG/CR-0098
- (7) 美原他, “原子力発電所建屋のフラジリティ評価における認識的不確実

さに関する研究（その3）まとめ”，日本建築学会大会学術講演梗概集
（九州）2007年8月

(8) 原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査 機器耐力その3
（総合評価）に係る報告書，平成18年8月，独立行政法人 原子力安全基
盤機構

(9) K. K. Bandyopadhyay, C. H. Hofmayer, M. K. Kassir, S. Shteyngart
“Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (Phase
II)”，NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007 Vol. 4

3.2.1.4 事故シーケンス

(1) 起因事象

a. 評価対象とした起因事象のリスト，説明及び発生頻度

(a) 評価対象とした起因事象について

地震時特有の要因による分類を踏まえた地震PRAにおける起因事象及びその説明を以下に示す。

i) 原子炉建屋損傷

原子炉建屋の損傷により，建屋内の格納容器，原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷する可能性がある。本事象は原子炉建屋損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

ii) 格納容器損傷

格納容器の損傷により，格納容器内の機器及び原子炉圧力容器等の構造物が広範囲にわたり損傷する可能性がある。本事象は格納容器損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

iii) 原子炉圧力容器損傷

原子炉圧力容器の支持機能喪失等により，原子炉圧力容器に接続されている原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の損傷や，原子炉冷却材の流路閉塞が発生することにより，非常用炉心冷却系による炉心冷却効果が期待できなくなる可能性がある。本事象は原子炉圧力容器損傷が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に

直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

iv) 格納容器バイパス

主蒸気隔離弁，原子炉冷却材浄化系隔離弁，給水系隔離弁等の損傷と接続している格納容器外配管の破損が同時に発生することにより，高温・高圧の原子炉冷却材が隔離不能な状態で格納容器外（原子炉建屋）へ流出し，原子炉建屋内の他の機器への悪影響を及ぼす可能性がある。本事象は格納容器バイパスが発生した場合の損傷程度及び流出量の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待できるか厳密に特定することは困難であるため，保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

v) 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (Excessive LOCA)

格納容器内配管の破断等により格納容器内に原子炉冷却材が流出する事象である。本事象は原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失が発生した場合の損傷程度及び流出量の特定が難しいため，保守的にECSの注水容量を超える大規模なLOCA (Excessive LOCA) の発生を想定し，直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

なお，Excessive LOCA発生の要因となる配管については，計装系等の口径の小さい配管を除く格納容器内配管を対象とし，系統ごとに地震荷重に対して裕度が小さい部位を評価部位として選定した。

vi) 計装・制御系喪失

計装・制御系が損傷することにより，プラントの監視及び各種制御が広範に不能に陥る可能性がある。本事象は計装・制御系喪失が発生した場合の損傷程度の特定が難しく，どの程度緩和設備に期待

できるか厳密に特定することは困難であるため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象として整理した。

vii) 直流電源喪失

直流電源設備の損傷により、非常用交流電源の制御機能等が喪失するため、全交流動力電源喪失となる。事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため、起因事象として整理した。

viii) 交流電源喪失

非常用交流母線、非常用ディーゼル発電機及び補機冷却海水系機器等の交流電源設備の損傷により、非常用交流電源が喪失する事象である。本事象発生時は、地震耐力の小さい外部電源設備についても同時に損傷するものとして仮定しているため、全交流動力電源喪失となる。事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため、起因事象として整理した。

ix) 外部電源喪失

開閉所設備等の外部電源設備の損傷により、プラントへの外部からの電源供給が途絶える事象である。プラントに外乱を発生させる過渡事象であり、事象の緩和に必要な機能が広範に喪失するため、起因事象として整理した。

x) 過渡事象

i)～ix)の起因事象が発生しない場合においても、地震動を検知した原子炉停止信号により原子炉停止に至り、「過渡事象」が発生するものとして整理した。内部事象出力運転時レベル1 P R Aでは、「過渡事象」を給復水系の使用可否等により分類しているが、地震時には耐震クラスの低い給復水系は使用不可能であるものとし、全給水喪失として取り扱う。

b. 階層イベントツリーとその説明

事故シーケンスの定量化では、第 3.2.1.4-1 図に示す階層イベントツリーにより、地震により発生する起因事象の発生確率の和が 1.0 を超えないように取り扱う。階層イベントツリーのヘディングは、起因事象発生時の影響の大きい順に配列しており、各起因事象の発生頻度は、起因事象発生の対象となる建屋・構築物、機器等のフラジリティを評価することで算出した。また、後続のヘディングの分岐確率は、先行のヘディングで考慮している事象が発生しないという条件付確率として評価した。評価した各起因事象の発生頻度を第 3.2.1.4-1 表に示す。

(2) 成功基準

a. 成功基準の一覧

炉心損傷を防止するための緩和設備の設備能力及び余裕時間は、地震時においても内部事象出力運転時レベル 1 P R A と相違ない。ただし、直接炉心損傷に至る事象については、緩和手段がないため成功基準を設定していない。

使命時間については、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様に 24 時間とした。また、機器や外部電源の復旧には期待していない。

(3) 事故シーケンス

第 3.2.1.4-1 図に示した階層イベントツリー及び直接炉心損傷に至る事象以外の起因事象に対する緩和設備の状態を表すイベントツリーを作成した。第 3.2.1.4-2 図～第 3.2.1.4-5 図に「過渡事象」，「外部電源喪失」，「交流電源喪失」，「直流電源喪失」の起因事象に対するイベント

ツリーを示す。

各イベントツリーは小イベントツリー／大フォールトツリー法に基づいて作成し、イベントツリーのヘディングには、炉心損傷の防止に関わる緩和設備のフロントライン系、事象の進展に影響する重要な設備状態を選定した。また、炉心損傷防止の観点から、「原子炉停止機能」、「炉心冷却機能」、「格納容器からの除熱機能」の各安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シーケンスの分類を行った。分類した事故シーケンスを第 3.2.1.4-2 表に示す。

(4) システム信頼性

a. 評価対象としたシステムとその説明

評価対象とした緩和機能及びその依存性については、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様であるが、内部事象で考慮しているランダム故障等に加えて、地震の影響による損傷を考慮して評価している。また、地震時特有の影響として建屋・構築物、機器の地震による損傷についても考慮している。評価対象としたシステムの一覧を第 3.2.1.4-3 表に示す。

b. 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

冗長設備は基本的に同一の耐震設計がなされた上で同一フロアに設置されるため、同様の系統間及び機器間で完全相関（完全従属）を仮定した。また、高圧炉心スプレイ系の関連設備のうち、ケーブルトレイ（区分Ⅲ）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系については、区分Ⅰ／Ⅱの同種設備と構造上の差異がほぼなく、これらの設備と同一のフロアに設置しているため完全相関を仮定した。それ以外の機器につい

ては完全独立を仮定した。機器損傷に関する機器間の相関の取扱いを第 3.2.1.4-4 表に示す。(添付資料 3.2.1.4-1)

c. システム信頼性

イベントツリーのヘディングに対応する起因事象及び緩和機能(フロントライン系, サポート系)について, フォールトツリーを作成し評価した。

d. システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠

内部事象出力運転時レベル 1 P R A で設定した項目を除き, 地震 P R A で新たにシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。

(5) 人的過誤

a. 起因事象発生前の人的過誤

事象発生前における設備の試験・保守作業終了後の復旧忘れ等であり, 地震による影響を考慮する必要がないため, 内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様の評価を用いた。

b. 起因事象発生後の人的過誤

事象発生後における対応操作に対する過誤であり, 内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様の対応操作の過誤を想定している。ただし, 過誤確率の評価においては, 地震後に対応する作業であることを考慮し, 内部事象出力運転時レベル 1 P R A と比較して高いストレスレベルを仮定した。起因事象発生後の人的過誤確率を第 3.2.1.4-5 表に示す。

(6) 炉心損傷頻度

a. 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

地震PRAでは、計算コード RiskSpectrum®PSA を用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、炉心損傷頻度を算出した。

なお、地震PRAの評価地震動範囲は、下限を原子炉自動停止となる信号の設定点（スクラム設定値）、上限を発生頻度の観点から全炉心損傷頻度への寄与が十分小さくなる規模の地震動として0.16G～3.0Gと設定している。

b. 炉心損傷頻度評価結果

上記のとおりの手順で定量化を行った結果、全炉心損傷頻度は1.0E-05/炉年となった。起因事象別の炉心損傷頻度を第3.2.1.4-6表、第3.2.1.4-6図に示す。起因事象別の結果では、過渡事象を起因とする炉心損傷頻度が最も高く約41%を占め、次いで外部電源喪失が約30%、直流電源喪失が約21%を占め支配的である。起因事象別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセットを第3.2.1.4-7表に示す。

また、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度を第3.2.1.4-8表、第3.2.1.4-7図に示す。事故シーケンスグループ別の結果では、崩壊熱除去機能喪失（TW）の炉心損傷頻度が最も高く約52%を占め、次いで全交流動力電源喪失（TBD）が約20%を占め支配的である。事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセットを第3.2.1.4-9表に示す。

さらに、地震加速度区分別の炉心損傷頻度を第3.2.1.4-10表、第

3.2.1.4-8 図に，地震加速度一起因事象別の炉心損傷頻度を第 3.2.1.4-11 表に示す。低加速度領域では，地震により起因事象又は緩和設備に係る機器等が損傷する確率が低いことから，加速度の増加による地震発生頻度の低下とともに炉心損傷頻度は低下している。更に加速度が大きくなると，地震による機器等の損傷が発生することから炉心損傷頻度は増加し，0.8G 付近で最大となるが，各地震加速度区分の炉心損傷頻度は $1.0E-06$ / 炉年を下回る。これらの領域では緩和設備に係る機器等の損傷による影響が大きい，地震加速度の増大に伴い，原子炉建屋損傷等の直接炉心損傷に至るシーケンスが増大し，1.8G 以上では支配的となっている。

c. 重要度解析，不確実さ解析及び感度解析

(a) 重要度解析

全炉心損傷頻度への寄与が大きい因子を分析するため，Fussell-Vesely (F V) 重要度を評価した。

地震で損傷する建屋・構築物，機器の F V 重要度評価結果を第 3.2.1.4-12 表に示す。F V 重要度は，炉心損傷頻度に寄与する相対的な割合を表すものである。

(b) 不確実さ解析

確率論的地震ハザード，機器フラジリティ，ランダム故障の不確かさに着目した全炉心損傷頻度の不確実さ解析として，全炉心損傷頻度の 5% 値，中央値，平均値，95% 値を評価した。評価結果を第 3.2.1.4-9 図に示す。

平均値は点推定値とほぼ同値の $9.9E-06$ / 炉年となった。また，エラーファクタは 4.7 と評価され，22 倍の不確実さがあるという結果

となった。

(c) 感度解析

本評価において設定した解析上の仮定が評価結果に与える影響を確認するため、相関性及び使命時間の設定に係る感度解析を実施した。

i) 相関性

本評価では、相関性が考えられる機器について、完全相関を仮定して評価を実施しているが、この仮定が炉心損傷頻度に与える影響の感度を確認するため、完全相関を仮定した機器のうちF V重要度が高い機器の相関性を完全独立と仮定した感度解析を実施した。相関性を完全独立とする機器については、リスク上重要な建屋・構築物、機器を対象にするものとし、F V重要度が 0.01 以上の機器を対象として選定した。

相関性を変更した場合の事故シーケンスグループ別の評価結果を第 3.2.1.4-10 図に、地震加速度区分別の評価結果を第 3.2.1.4-11 図に示す。感度解析の結果、炉心損傷頻度は $7.0E-06$ / 炉年となり、ベースケースでの炉心損傷頻度である $1.0E-05$ / 炉年と比較して、33%低減する結果となった。加速度区分ごとの結果を分析すると、中程度の加速度領域で炉心損傷頻度低減の影響が確認できる。これは低加速度領域ではランダム故障による寄与が大きく、また、高加速度領域では原子炉建屋損傷等の炉心損傷に直結する事象による寄与が支配的となるため、相関性による影響が小さいことによる。

ii) 使命時間

本評価では、使命時間について内部事象出力運転時レベル 1 P R Aと同様に 24 時間としているが、この使命時間の設定が炉心損傷頻度に与える影響の感度を確認するため、使命時間を変更した感度

解析を実施した。感度解析における使命時間の設定については、外部からの支援に期待できる時間として 2011 年東北地方太平洋沖地震における福島第一原子力発電所による実績を参考に 72 時間と設定した。

使命時間を 72 時間とした場合の事故シーケンスグループ別の評価結果を第 3.2.1.4-12 図に、地震加速度区分別の評価結果を第 3.2.1.4-13 図に示す。感度解析の結果、炉心損傷頻度は $1.1\text{E}-05$ / 炉年となり、ベースケースでの炉心損傷頻度である $1.0\text{E}-05$ / 炉年と比較して、同等の結果となった。加速度区分ごとの結果を分析すると、ランダム故障による寄与が大きい低加速度領域において、炉心損傷頻度増加の影響が確認できる。

第 3.2.1.1-1 表 地震 P R A で収集した情報及び情報源 (1/3)

項目	P R A 評価作業		収集した情報	情報源
1	対象プラントと事故シナリオ		<ul style="list-style-type: none"> 地震 P R A の実施に当たり必要とされる設計・運転管理に関する基本的な情報 	<ul style="list-style-type: none"> 内部事象出力運転時レベル 1 P R A で収集した図書 (原子炉設置許可申請書, 工事計画認可申請書, 保安規定等) 全体配置図, 機器配置図, 耐震計算書, 配管計装線図, 電気系統図 (所内単線結線図等), 系統設計仕様書, 機器設計仕様書 ストレステストに関する報告書 プラントウォークダウン報告書
2	確率論的地震ハザード		<ul style="list-style-type: none"> 敷地周辺地域における地震発生様式を考慮し, 震源モデルの設定に係る震源特性や, 地震動伝播モデルの設定に係わる地震動伝播特性に関する情報 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉設置許可申請書 気象庁地震カタログ 文献調査結果 (次ページ参照) 地質調査結果
3	建屋・機器フラジリティ		<ul style="list-style-type: none"> プラント固有の建屋・機器の耐力評価及び応答評価に関する情報 	<ul style="list-style-type: none"> 上記項目 1 の情報源 文献調査結果 (次々ページ参照)
4	事故シーケンス	a) 事故シナリオ及び起因事象の分析	<ul style="list-style-type: none"> 大規模地震時に想定されるプラント状態での必要な情報 	<ul style="list-style-type: none"> 上記項目 1 の情報源
		b) 事故シーケンスの分析 <ul style="list-style-type: none"> 成功基準の設定 イベントツリーの作成 	<ul style="list-style-type: none"> 安全系などのシステム使用条件 システムの現実的な性能 運転員による緩和操作 	<ul style="list-style-type: none"> 上記項目 1 の情報源 既往の P R A 情報
		c) システムのモデル化	<ul style="list-style-type: none"> 評価対象プラントに即した機器故障モード, 運転状態 	
		d) 事故シーケンスの定量化	<ul style="list-style-type: none"> 評価結果の妥当性を確認できる情報 	

第3.2.1.1-1表 地震PRAで収集した情報及び情報源 (2/3)

	参考文献
確率論的地震 ハザード評価	1) 活断層研究会編 (1991) : [新編] 日本の活断層—分布と資料, 東京大学出版会 2) 地震調査研究推進本部 (2012) : 今後の地震動ハザード評価に関する検討～2011年・2012年における検討結果～, 平成24年12月21日 3) 松田 (1975) : 活断層から発生する地震の規模と周期について, 地震 第2輯, 第28巻 (1975) 269-283頁 4) 武村 (1998) : 日本列島における地殻内地震のスケーリング則—地表断層の影響および地震被害との関連—, 地震第2輯, 第51巻 (1998) 211-228頁 5) 佐藤良輔 (1989) : 日本の地震断層パラメータハンドブック, 鹿島出版会 6) 宇佐美龍夫, 石井寿, 今村隆正, 武村雅之, 松浦律子 (2013) : 日本被害地震総覧 599-2012, 東京大学出版会 7) 地震調査研究推進本部 (2009a) : 全国地震動予測地図—地図を見て 私の街の 揺れを知る—技術報告書 (2009), 平成21年12月 8) 地震調査研究推進本部 (2009b) : 三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価 (一部改訂), 平成21年3月9日 9) 垣見俊弘, 松田時彦, 相田勇, 衣笠善博 (2003) : 日本列島と周辺海域の地震地体構造区分, 地震 第2輯, 第55巻 (2003) 389-406頁 10) Shizuo Noda, Kazuhiko Yashiro, Katsuya Takahashi, Masayuki Takemura, Susumu Ohno, Masanobu Tohdo, Takahide Watanabe (2002) : RESPONSE SPECTRA FOR DESIGN PURPOSE OF STIFF STRUCTURES ON ROCK SITES, OECD-NEA Workshop on the Relations between Seismological Data and Seismic Engineering Analysis, Oct. 16-18, Istanbul

第3.2.1.1-1表 地震PRAで収集した情報及び情報源 (3/3)

	参考文献
建屋・機器 フラジリティ 評価	1) R. P. Kennedy and M. K. Ravindra, “Seismic Fragilities for Nuclear Power Plant Risk Studies” , Nuclear Engineering and Design, Vol. 79, No. 1, (1984) 2) R. Kassawara, EPRI Report 1003121, “Methodology for Probabilistic Risk Assessment Applications of Seismic Margin Evaluations” , Electric Power Research Institute, December 2001 3) Westinghouse Electric Company, “AP1000 Design Control Document” , December 2011 (年・月は, AP1000標準設計認証修正版のNRC認可時期を示す) 4) General Electric (GE) Nuclear Energy, “ABWR Design Control Document” , March 1997 (年・月は, ABWR標準設計認証のNRC認可時期を示す) 5) Regulatory Guide 1.61, “Damping Values for Seismic Design of Nuclear Power Plants” 6) N. M. Newmark and W. J. Hall, “Development of Criteria for Seismic Review of Selected Nuclear Power Plants” , NUREG/CR-0098 7) 美原他, “原子力発電所建屋のフラジリティ評価における認識的不確実さに関する研究(その3)まとめ” , 日本建築学会大会学術講演梗概集(九州)2007年8月 8) 原子力施設等の耐震性評価技術に関する試験及び調査 機器耐力その3(総合評価)に係る報告書, 平成18年8月, 独立行政法人 原子力安全基盤機構 9) K. K. Bandyopadhyay, C. H. Hofmayer, M. K. Kassir, S. Shteyngart “Seismic Fragility of Nuclear Power Plant Components (Phase II)” , NUREG/CR-4659, BNL-NUREG-52007 Vol. 4

第 3.2.1.1-2 表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果 (1/4)

事故シナリオ	分 析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋がらうる事故シナリオ		
1.1 安全機能を有する建屋・構築物、機器以外の屋内設備の損傷		
天井クレーンの転倒・落下による原子炉圧力容器、格納容器への影響	<ul style="list-style-type: none"> 天井クレーンは地震時に落下しないよう転倒・落下防止装置を有する構造となっている。 天井クレーンは原子炉圧力容器、格納容器の直上に待機させない運用としている。また、天井クレーンの使用時に原子炉圧力容器、格納容器の上部に落下した場合でもシールドウォールがあるため、原子炉圧力容器、格納容器が直接損傷することはない。 なお、他プラントの天井クレーンにおいて地震によりクレーン駆動部の軸継手部に破損が確認されているが、走行機能を目的とした部品が損傷したものであり、落下防止装置は健全であったことが確認されている。 	除外
耐震重要度 B, C クラスの損傷に伴う S クラス機器の損傷	<ul style="list-style-type: none"> 耐震重要度 S クラスの機器は、下位の分類に属する施設の破損により波及的影響が生じないように設計段階で要求されており、耐震設計において建屋内又は建屋外における下位クラス施設の損傷・転倒・落下等による影響がないことを確認している。 プラントウォークダウンにより耐震重要度 S クラスの機器が波及的影響を受けないことを確認している。 	除外
主タービンの軸受けなどの損傷に伴うタービンミサイルによる隣接原子炉建屋内関連設備への影響	<ul style="list-style-type: none"> 「東海第二発電所における定格熱出力一定運転実施に伴う発電設備の健全性評価書」(平成 14 年 8 月)において、タービンミサイルによる原子炉施設への影響の可能性は極めて低いことを確認している。 	除外

第 3.2.1.1-2 表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果 (2/4)

事故シナリオ	分 析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋がらうる事故シナリオ		
1.2 安全機能を有する建屋・構築物，機器以外の屋外設備の損傷		
排気筒の転倒による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	<ul style="list-style-type: none"> ・排気筒は，一様ハザードスペクトル 2,000Gal 相当の地震に対する耐震評価において，耐震性を有することを確認しており，当該地震動はプラント脆弱性の条件付炉心損傷確率が 1.0 となる加速度に相当することから，炉心損傷頻度に与える影響が小さいことを確認している。 ・なお，他プラントにおいて地震により排気筒と排気ダクトを接続しているベローズに亀裂が確認されているが，排気筒は健全であったことが確認されている。 	除外
斜面崩壊による原子炉建屋又は周辺構造物への影響	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉建屋又は周辺構造物の周辺に斜面はないことを確認している。 	除外
送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響	<ul style="list-style-type: none"> ・外部電源に関連する機器の脆弱性については，送電網を含めたシステム全体として評価し，開閉所設備の碍子部で代表させている。（添付資料 3.2.1.1-3） 	地震 P R A で考慮
安全上重要な設備の冷却に使用可能な工業用水などの原水供給停止に伴う冷却水の枯渇の影響	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉注水～除熱を含めた長期冷却のための水源については，サプレッション・チェンバと海水冷却系の海水に期待している。このため，工業用水などの外部水源に期待しない。 	除外

第 3.2.1.1-2 表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果 (3/4)

事故シナリオ	分 析	スクリーニング結果
1. 本震による炉心損傷事故に間接的に繋がりを有する事故シナリオ		
1.3 地震時特有の現象による運転操作の阻害及び地震時の安全機能への人的過誤の影響		
施設の計画、設計、材料選定、製作、組立、完成検査までのミス	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉施設の安全性、信頼性及び点検保守上の要求を満足するため、設計、製作、据付等の各段階において適切な品質保証活動が実施されている。 万一、これらのミスがあったとしても、多重性を備えた設備の全てに同様のミスを犯す可能性は小さい。 	除外
地震時、地震後の操作員、構内勤務者、周辺関係者（送電関係など）のミスオペレーション	<ul style="list-style-type: none"> 地震時に必要となる操作には期待していない。 地震後の混乱に伴う高ストレス状態は、操作員の操作の阻害要因となるため、人的過誤評価で考慮している。 	地震 P R A で考慮
変圧器などの碍子類の損傷によるサイト電源の停電に伴うバックアップ操作の支障	<ul style="list-style-type: none"> 現場での復旧操作には期待しないため、停電の影響はない。 中央制御室での運転員操作の影響については、非常用照明、ヘッドライト、懐中電灯が備えられているため、小さいと考えられる。 	除外
地盤液状化、よう壁損傷による構内通行支障	<ul style="list-style-type: none"> 地震発生後に発電所構内の道路に陥没、段差、亀裂等の損傷が発生し、構内通行に支障が出る可能性があるが、本評価では現場での復旧操作には期待しない。 	除外
二次部材損傷による運転員等従業員への影響	<ul style="list-style-type: none"> 施設内の損壊物や地震動による飛来物が操作員等を傷付け、操作を妨げる可能性があるが、中央制御室付近において、運転員操作を著しく妨げるような物体は基本的にない。 	除外

第 3.2.1.1-2 表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果 (4/4)

事故シナリオ	分 析	スクリーニング結果
2. 余震に係わる事故シナリオ		
余震による炉心損傷への影響	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本震と比較して，余震のハザード又は建屋・構築物及び機器・配管系の損傷に対する影響が無視できない場合，本震と余震の地震動を連続して受けた場合の事故シナリオを分析して炉心損傷頻度を評価する必要がある。 ・ これらの評価技術は研究段階にあり，評価方法の詳細及び評価例などに関する情報が非常に少ないため，余震による炉心損傷への影響評価方法を体系的に示すには至っていない。（添付資料 3.2.1.1-4） 	除外（今後の課題）
3. 経年変化に係わる事故シナリオ		
経年変化を考慮した場合の炉心損傷への影響	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建屋・構築物については，原子炉施設の供用期間中のコンクリートの強度低下や鋼材腐食の可能性は小さい。 ・ 機器・配管系については，点検，機器の取替えを実施していることから，直接大きな影響を及ぼす可能性は小さい。 ・ 「東海第二発電所 高経年化対策に関する報告書」（平成 19 年 11 月）において，経年劣化事象の技術評価を行い設備の健全性が維持されていることを確認している。 	除外

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (1/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
原子炉建屋損傷	原子炉建屋	構造損傷	耐震壁	2.23	1.38	裕度向上ベース
				0.14		
				0.15		
格納容器損傷	格納容器	構造損傷	ドライウエル 下部シアラグ (シアプレート)	3.72	2.02	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
格納容器損傷	格納容器スタビライザ	構造損傷	ドライウエル 下部シアラグ (シアプレート)	3.72	2.02	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器	構造損傷	蒸気乾燥器 支持ブラケット 付根部	2.72	1.29	裕度向上ベース
				0.22		
				0.23		
原子炉圧力容器損傷	原子炉遮へい壁	構造損傷	開口集中部	3.33	1.81	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器スタビライザ	構造損傷	ロッド	2.93	1.59	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.49	2.99	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
格納容器バイパス	主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	8.71	3.75	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁(内側)	機能損傷	— (水平方向評価)	12.01	5.35	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁(外側)	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
格納容器バイパス	主蒸気ドレン配管(内側)	構造損傷	配管本体	16.78	7.00	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系蒸気隔離弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	7.42	3.96	裕度向上ベース
				0.14		
				0.24		
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10	2.63	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系隔離弁	機能損傷	— (水平方向評価)	14.31	6.81	裕度向上ベース
				0.22		
				0.23		
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系配管	構造損傷	配管本体	8.31	3.58	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
格納容器バイパス	給水系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.67	1.47	裕度向上ベース
				0.13		
				0.23		

第3.2.1.1-3表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (2/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
格納容器バイパス	給水系配管	構造損傷	配管本体	12.49	5.47	裕度向上ベース
				0.25		
				0.25		
Excessive LOCA	再循環系配管	構造損傷	配管本体	8.29	3.69	裕度向上ベース
				0.25		
				0.24		
Excessive LOCA	原子炉冷却材浄化系配管	構造損傷	配管本体	8.31	3.58	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
Excessive LOCA	主蒸気系配管	構造損傷	配管本体	8.71	3.75	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
Excessive LOCA	給水系配管	構造損傷	配管本体	12.49	5.47	裕度向上ベース
				0.25		
				0.25		
Excessive LOCA	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10	2.63	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
Excessive LOCA	主蒸気ドレン配管 (内側)	構造損傷	配管本体	16.78	7.00	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
Excessive LOCA	逃がし安全弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.25	2.88	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
計装・制御系喪失	制御盤	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.93	1.54	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
計装・制御系喪失	計装ラック	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
直流電源喪失	ケーブルトレイ	構造損傷	サポート	2.01	0.91	裕度向上ベース
				0.24		
				0.24		
直流電源喪失	直流母線盤	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
直流電源喪失	蓄電池	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
直流電源喪失	充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.12	2.73	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.14	1.42	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (3/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
交流電源喪失	非常用メタクラ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
交流電源喪失	非常用モータコントロールセンタ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.77	1.46	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
交流電源喪失	非常用パワーセンタ	機能損傷	— (水平方向評価)	2.66	1.22	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
交流電源喪失	非常用動力用変圧器	構造損傷	ボルト	6.65	3.61	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
交流電源喪失	軽油貯蔵タンク	構造損傷	胴	3.41	1.73	耐震バックチェック ベース
				0.21		
				0.20		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 始動空気溜	構造損傷	基礎ボルト	31.95	17.35	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 燃料デイトンク	構造損傷	基礎ボルト	8.81	4.78	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 用海水ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.25	0.83	耐震バックチェック ベース
				0.10		
				0.15		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 用海水系配管	構造損傷	配管本体	5.31	2.29	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 用海水系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.34	1.70	耐震バックチェック ベース
				0.16		
				0.25		
交流電源喪失	非常用ディーゼル発電機 用海水ストレーナ	構造損傷	基礎ボルト	10.52	5.71	耐震バックチェック ベース
				0.20		
				0.17		
交流電源喪失	海水ポンプ室	構造損傷	構造部材	3.26	1.92	裕度向上ベース
				0.09		
				0.23		
外部電源喪失	開閉所設備	構造損傷	碍子部	0.65	0.24	耐震バックチェック ベース
				0.32		
				0.29		
スクラム系	炉心支持板	構造損傷	補強ビーム	6.59	3.64	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	燃料集合体	機能損傷	制御棒挿入性	11.43	5.09	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
スクラム系	燃料支持金具	構造損傷	周辺燃料支持 金具	27.34	15.09	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		

第3.2.1.1-3表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (4/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
スクラム系	制御棒案内管	構造損傷	下部溶接部	27.40	15.13	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	制御棒駆動水圧系制御ユニット	構造損傷	フレーム	3.41	1.85	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
スクラム系	制御棒駆動水圧系配管	構造損傷	配管本体	19.82	8.27	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング	構造損傷	貫通孔	3.70	2.04	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	シュラウド	構造損傷	下部胴	7.26	4.01	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	シュラウドサポート	構造損傷	シリンダ	2.50	1.38	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	上部格子板	構造損傷	グリッド プレート	6.78	3.74	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング支持金具	構造損傷	レストレント ビーム	5.65	2.92	裕度向上ベース
				0.22		
				0.18		
HPCS	高圧炉心スプレイ系逆止弁	機能損傷	— (水平方向評価)	19.71	9.38	裕度向上ベース
				0.22		
				0.23		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ゲート弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
HPCS	高圧炉心スプレイ系グループ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.12	2.73	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.14	1.42	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機始動空気溜	構造損傷	基礎ボルト	31.95	17.35	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料デイトンク	構造損傷	基礎ボルト	10.21	5.54	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		
HPCS	高圧炉心スプレイ系動力用変圧器	構造損傷	ボルト	6.65	3.61	裕度向上ベース
				0.20		
				0.17		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (5/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
HPCS	高圧炉心スプレイ系メタクラ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
HPCS	高圧炉心スプレイ系モータコントロールセンタ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.77	1.46	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ポンプ室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.30	2.85	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.03	1.34	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
HPCS	高圧炉心スプレイ系配管	構造損傷	配管本体	7.66	3.30	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
HPCS	ケーブルトレイ	構造損傷	サポート	2.01	0.91	裕度向上ベース
				0.24		
				0.24		
HPCS	直流母線盤	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.11	1.63	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
HPCS	蓄電池	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
HPCS	充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
HPCS	軽油貯蔵タンク	構造損傷	胴	3.41	1.73	耐震バックチェックベース
				0.21		
				0.20		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.25	0.83	耐震バックチェックベース
				0.10		
				0.15		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系配管	構造損傷	配管本体	5.31	2.29	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.34	1.70	耐震バックチェックベース
				0.16		
				0.25		
HPCS	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ストレナ	構造損傷	基礎ボルト	10.52	5.71	耐震バックチェックベース
				0.20		
				0.17		
HPCS	海水ポンプ室	構造損傷	構造部材	3.26	1.92	裕度向上ベース
				0.09		
				0.23		
RCIC	原子炉隔離時冷却系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.19	1.21	裕度向上ベース
				0.13		
				0.23		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (6/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
RCIC	原子炉隔離時冷却系ゲート弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
RCIC	原子炉隔離時冷却系グループ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
RCIC	原子炉隔離時冷却系配管	構造損傷	配管本体	6.10	2.63	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
RCIC	原子炉隔離時冷却系ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	3.61	2.39	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
RCIC	原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.80	1.19	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
RCIC	充電器盤	機能損傷	— (水平方向評価)	3.61	1.66	裕度向上ベース
				0.22		
				0.25		
RCIC	原子炉隔離時冷却系直流モータコントロールセンタ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.77	1.46	裕度向上ベース
				0.14		
				0.25		
原子炉減圧	窒素供給系配管	構造損傷	配管本体	37.34	15.57	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
原子炉減圧	逃がし安全弁制御用アキュムレータ (逃がし弁機能用)	構造損傷	胴板	7.55	4.17	裕度向上ベース
				0.20		
				0.16		
LPCS	低圧炉心スプレイ系ポンプ室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.30	2.85	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
LPCS	低圧炉心スプレイ系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.19	1.21	裕度向上ベース
				0.13		
				0.23		
LPCS	低圧炉心スプレイ系ゲート弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
LPCS	低圧炉心スプレイ系グループ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
LPCS	低圧炉心スプレイ系ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.03	1.34	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
LPCS	低圧炉心スプレイ系配管	構造損傷	配管本体	5.28	2.28	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
LPCIRHR	残留熱除去系ポンプ室空調機	機能損傷	— (鉛直方向評価)	4.30	2.85	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		

第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ (7/7)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	損傷モード	評価部位	中央値 (G)	HCLPF (G)	フラジリティの 参照元
				β_R		
				β_u		
L P C I R H R	残留熱除去系逆止弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	5.25	2.90	裕度向上ベース
				0.13		
				0.23		
L P C I R H R	残留熱除去系ゲート弁	機能損傷	— (水平方向評価)	2.58	1.15	裕度向上ベース
				0.24		
				0.25		
L P C I R H R	残留熱除去系グローブ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
L P C I R H R	残留熱除去系熱交換器	構造損傷	アンカボルト	3.27	1.43	裕度向上ベース
				0.25		
				0.25		
L P C I R H R	残留熱除去系ポンプ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	2.03	1.34	裕度向上ベース
				0.10		
				0.15		
L P C I R H R	残留熱除去系配管	構造損傷	配管本体	5.28	2.28	裕度向上ベース
				0.26		
				0.25		
L P C I R H R	残留熱除去系海水系ポン プ	機能損傷	— (鉛直方向評価)	1.25	0.83	耐震バックチェック ベース
				0.10		
				0.15		
L P C I R H R	残留熱除去系海水系逆止 弁	機能損傷	— (鉛直方向評価)	5.21	2.78	耐震バックチェック ベース
				0.14		
				0.24		
L P C I R H R	残留熱除去系海水系グロ ーブ弁	機能損傷	— (水平方向評価)	6.38	2.94	裕度向上ベース
				0.23		
				0.24		
L P C I R H R	残留熱除去系海水系配管	構造損傷	配管本体	3.01	1.26	裕度向上ベース
				0.27		
				0.26		
L P C I R H R	残留熱除去系海水系スト レーナ	構造損傷	基礎ボルト	4.99	2.71	耐震バックチェック ベース
				0.20		
				0.17		

第 3.2.1.2-1 表 活断層のリスト（調査モデル）

断層 番号	断層名	断層 長さ (km)	等価震源 距離 (km)	M ^{※1} (松田式)	M ^{※2} (武村式)	活動度	再来期間 (年)
1	関谷断層	40	92	7.5	7.6	—	3,350 ^{※4}
2	三郡森付近	18	106	6.9	7.0	B	5,600
3	大阪—足沢	7	91	6.8	6.9	B	4,800
4	二ッ箭断層	8	82	6.8	6.9	B	4,800
5	赤井断層	5	73	6.8	6.9	C	25,600
6	湯ノ岳断層	5	64	6.8	6.9	B	4,800 ^{※4}
7	江花—虫笠	9	94	6.8	6.9	B	4,800
8	那須湯本北	9	94	6.8	6.9	B	4,800
9	那須湯本北東	4	89	6.8	6.9	B	4,800
10	湯本塩原断層群	3	92	6.8	6.9	B	4,800
11	深谷断層帯・綾瀬川断層	103	128	8.2	8.3	—	58,000 ^{※4}
12	新編日活海域 ^{※3}	11	102	6.8	6.9	C	25,600
13	新編日活海域 ^{※3}	23	110	7.1	7.2	C	38,000
14	新編日活海域 ^{※3}	22	98	7.1	7.2	C	36,700
15	新編日活海域 ^{※3}	12	99	6.8	6.9	C	25,600
16	新編日活海域 ^{※3}	15	109	6.8	6.9	C	26,000
17	新編日活海域 ^{※3}	17	93	6.9	7.0	C	28,900
18	新編日活海域 ^{※3}	30	83	7.3	7.4	C	50,200
19	新編日活海域 ^{※3}	12	90	6.8	6.9	C	25,600
20	新編日活海域 ^{※3}	12	87	6.8	6.9	C	25,600
21	新編日活海域 ^{※3}	12	72	6.8	6.9	C	25,600
22	新編日活海域 ^{※3}	13	112	6.8	6.9	C	25,600
23	新編日活海域 ^{※3}	32	106	7.3	7.5	C	53,600
24	F 3 断層～F 4 断層	16	22	6.8	7.0	B	5,100
25	棚倉破砕帯西縁断層～同東縁付 近の推定活断層	42	37	7.5	7.7	B	13,300
26	F 1 断層～北方陸域の断層～塩 ノ平地震断層	58	31	7.8	7.9	B	18,400 ^{※5}
	F 1 断層～北方陸域の断層	44	28	7.6	7.7	B	13,900
27	F 8 断層	26	26	7.2	7.3	B	8,300
28	F 1 6 断層	26	30	7.2	7.3	B	8,300
29	A—1 背斜	20	22	7.0	7.1	B	6,400
30	関口—米平リニアメント	6	27	6.8	7.0	B	5,400
31	宮田町リニアメント	1	21	6.8	7.0	B	5,400
32	豎破山リニアメント	4	25	6.8	7.0	B	5,400
33	F 1 1 断層	5	38	6.8	7.0	B	5,400

※1 松田（1975）に基づき算定。ただし下限はM6.8とする。

※2 武村（1998）に基づき算定。ただし下限はM6.8とする。

※3 活断層研究会編（1991）に記載されている活断層

※4 更新過程に基づき評価

※5 2011年4月に活動した塩ノ平地震断層の地震調査研究推進本部の手法による今後50年発生確率はほぼ0%であることから、F 1断層～北方陸域の断層～塩ノ平地震断層の全長が破壊する場合の確率は更に低くなる。

第 3.2.1.2-2 表 活断層のリスト（推本参考モデル）

断層番号	断層名	断層長さ (km)	等価震源 距離 (km)	M	再来期間 (年) ※1
1	関谷断層	38	97	7.5	3,350※2
2	関東平野北西縁断層主部	82	132	8.0	21,500※2
3	平井一櫛挽断層帯	23	138	7.1	7,000
4	大阪一足沢断層帯	16	88	6.8	12,700
5	二ツ箭断層	10	81	6.5	3,200
6	三郡森断層帯	18	105	6.9	5,700
7	湯ノ岳断層	12	65	6.6	3,800
8	井戸沢断層	19	56	7.0	62,900
9	高萩付近推定	17	34	6.9	56,300
10	棚倉破砕帯西縁断層	20	40	7.0	66,200
11	白河西方断層帯	18	94	6.9	59,600
12	越生断層	13	132	6.7	22,000

※1 地震調査研究推進本部(2012)に基づき算定。地震発生については地震調査研究推進本部(2012)に基づき、断層番号1, 2は更新過程, それ以外はポアソン過程とする。

※2 地震調査研究推進本部(2012)で示されている50年発生確率0%より、年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-3 表 海溝型地震で考慮している特定震源モデル（調査モデル）

断層名	断層長さ及び断層幅 (km)	等価震源距離 (km)	M	平均発生間隔 (年) ※1
関東地震※2	22×45 63×55	162	7.9～8.2	220※3
2011年東北地方太平洋沖型地震	500×200	—	Mw9.0	600※4

※1 地震調査研究推進本部（2012）に基づく。

※2 巨視的断層は佐藤（1989）に、Mは宇佐美（2013）に基づく。

※3 地震調査研究推進本部（2009a）、（2012）に基づき更新過程として扱い、示されている50年発生確率1%より、年発生確率を算出する。

※4 地震調査研究推進本部（2012）に基づき更新過程として扱い、示されている50年発生確率0%より、年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-4 表 海溝型地震で考慮している特定震源モデル（推本参考モデル）

断層名	断層長さ及び断層幅 (km)	等価震源距離 (km)	M	平均発生間隔 (年) ※1
関東地震※2	22×45 63×55	162	7.9～8.2	220※3
茨城県沖の地震 (繰り返し発生する地震) ※4	60 × 60	103	7.0	21※5
2011年東北地方太平洋沖型地震	500×200	—	Mw9.0	600※6

※1 地震調査研究推進本部（2009a）、（2009b）、（2012）に基づく。

※2 巨視的断層は佐藤（1989）に、Mは宇佐美（2013）に基づく。

※3 地震調査研究推進本部（2009a）、（2012）に基づき更新過程として扱い、示されている50年発生確率1%より、年発生確率を算出する。

※4 巨視的断層及びMは地震調査研究推進本部（2009a）に基づく。

※5 ポアソン過程で評価する。

※6 地震調査研究推進本部（2012）に基づき更新過程として扱い、示されている50年発生確率0%より、年発生確率を算出する。

第 3.2.1.2-5 表 ロジックツリーの分岐及び重み付けの考え方

項目		分岐	重みの配分	重み付けの考え方
モデル		調査モデル	0.5	複数のモデルを設定し、重みは等配分とする。
		推本参考モデル	0.5	
特定震源	F 1 断層の連動 (調査モデル)	F 1 断層～北方陸域の断層の連動	0.9	2011 年 4 月に活動した直後である塩ノ平地震断層を含んだ全長破壊は当面起こりにくいと考えられることから、重みを低く設定する。
		F 1 断層～北方陸域の断層～塩ノ平地震断層の連動	0.1	
	活断層のマグニチュード (調査モデル)	松田式	0.5	複数の計算式を設定し、重みは等配分とする。
		武村式	0.5	
領域震源	領域最大 M (調査モデル)	既往最大値の中央値	0.5	中央値の重みを高く設定する。
		ばらつきの下限值	0.25	
		ばらつきの上限値	0.25	
	領域②最大 M (調査モデル)	7.6	0.67	領域内で最大の M7.6 (2011 年) と、領域外であるが同一の地震地体構造区内で最大の M8.0 (1667 年) を設定、M8.0 は津波地震である可能性を踏まえ、M7.6 の重みを高く設定する。
		8.0	0.33	
	領域④最大 M (調査モデル)	7.2	0.5	既往最大の M7.2 と「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動のうち海洋プレート内地震」における茨城県南部の地震の不確かさケースの M7.4 を設定し、重みを当配分とする。
		7.4	0.5	
	領域最大 M (推本参考モデル)	「モデル 1」による最大 M	0.5	地震調査研究推進本部 (2012) による「モデル 1」及び「モデル 2」を設定し、重みは等配分とする。
		「モデル 2」による最大 M	0.5	
	鹿島灘の補正の適用範囲	東経 141.0～141.2 度 北緯 36.3～36.6 度	0.5	補正を適用する領域の範囲を複数設定し、重みは等配分とする。
東経 140.9～141.3 度 北緯 36.2～36.7 度		0.5		
内陸補正	なし	0.5	内陸地殻内地震に対する Noda et al. (2002) の補正を行う場合と行わない場合を設定し、重みは等配分とする。	
	あり	0.5		
地震動伝播モデル	断層モデル手法におけるばらつき	0.5	0.5	Noda et al. (2002) の方法で用いている対数標準偏差 0.5 を適用する場合と観測記録に基づく場合を設定し、重みは等配分とする。
		観測記録	0.5	

第 3.2.1.3-1-1 表 考慮する不確かさ要因の例

評価方法		偶然的な不確かさ (β_R)	認識論的な不確かさ (β_U)
建屋・ 構築物	現実的耐力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造材料定数 ・ 損傷限界時ひずみ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 施工精度 ・ 実験データの統計的精度 ・ 耐力評価式の誤差
	現実的応答	<ul style="list-style-type: none"> ・ 構造材料定数 ・ 地盤材料定数 	<ul style="list-style-type: none"> ・ モデル形態 ・ 剛性評価の仮定 ・ 復元力特性のモデル化 ・ 耐震要素の評価範囲

第 3.2.1.3-1-2 表 損傷限界点の現実的な値 (地震 P S A 学会標準)

損傷限界点の指標	平均値	変動係数
せん断ひずみ	5.36×10^{-3}	0.24

第 3.2.1.3-1-3 表 地盤物性値

地層 EL. (m)	地盤せん断波 速度 Vs (m/s)	密度 ρ (kN/m ³)	ポアソン比 ν	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	ヤング係数 E (N/mm ²)
8.0	210	17.85	0.385	80.3	222
3.2	240	18.53	0.286	109	280
2.0	240	19.71	0.491	116	345
-3.3	500	21.08	0.462	537	1570
-14.6	453	16.87	0.460	353	1031
-37.2	471	16.97	0.458	384	1119
-60.8	489	16.97	0.455	414	1200
-85.2	509	16.97	0.453	448	1300
-110.7	529	16.97	0.450	484	1400
-137.1	547	17.06	0.448	521	1510
-157.6	563	17.06	0.446	551	1590
-178.7	579	17.06	0.443	583	1680
-200.4	596	17.06	0.441	618	1780
-222.8	614	17.06	0.439	656	1890
-245.8	632	17.16	0.436	699	2010
-269.4	650	17.16	0.434	739	2120
-293.8	669	17.16	0.431	783	2240
-318.9	689	17.16	0.429	831	2370
-344.8	709	17.26	0.426	885	2520
-370.0	741	17.26	0.422	966	2750

第 3.2.1.3-1-4 表 原子炉建屋物性値

部位	使用材料	ヤング係数 E (N/mm ²)	せん断 弾性係数 G (N/mm ²)	減衰定数 h (%)
建屋部	コンクリート： Fc=22.1 (N/mm ²) (225kgf/cm ²) 鉄筋：SD35 (SD345 相当)	2.21×10 ⁴	9.19×10 ³	5
人工岩盤	コンクリート： Fc=13.7 (N/mm ²) (140kgf/cm ²)	1.88×10 ⁴	7.84×10 ³	5

第 3.2.1.3-1-5 表 現実的な物性値の評価方法

物性値		現実的な物性値の評価方法
構造材料定数	コンクリート強度 Fc	平均値：1.4×設計基準強度 変動係数：0.13
	コンクリートの減衰定数 h	平均値：5% 変動係数：0.25
地盤材料定数	地盤のせん断波速度 Vs	平均値：設計値 変動係数：0.10

第 3.2.1.3-1-6 表 (1/2) 解析モデル諸元 (水平 NS 方向)

質点 番号	高さ EL. (m)	質点重量 W (kN)	回転慣性 重量 I_G ($\times 10^5 \text{kN}\cdot\text{m}^2$)	要素 番号	せん断 断面積 A_S (m^2)	断面 2 次 モーメント I (m^4)
1	63.65	20,700	44.19	1	27.3	20,400
2	57.00	16,480	45.60	2	27.3	20,400
3	46.50	68,930	123.16	3	212	64,400
4	38.80	99,760	165.98	4	133	45,000
5	34.70	85,760	116.83	5	143	45,400
6	29.00	124,220	355.13	6	218	77,600
7	20.30	165,460	499.60	7	242	86,300
8	14.00	239,600	735.56	8	394	178,500
9	8.20	203,670	911.80	9	464	218,400
10	2.00	225,520	849.66	10	464	218,800
11	-4.00	412,170	1,614.56	11	4,675	1,828,100
12	-9.00	729,320	2,881.57	12	4,675	1,828,100
13	-17.00	448,810	1,778.89			

第 3.2.1.3-1-6 表 (2/2) 解析モデル諸元 (水平 EW 方向)

質点 番号	高さ EL. (m)	質点重量 W (kN)	回転慣性 重量 I_G ($\times 10^5 \text{kN}\cdot\text{m}^2$)	要素 番号	せん断 断面積 A_S (m^2)	断面 2 次 モーメント I (m^4)
1	63.65	20,700	38.98	1	25.5	18,400
2	57.00	16,480	52.17	2	25.5	18,400
3	46.50	68,930	107.21	3	154	34,700
4	38.80	99,760	102.86	4	141	37,300
5	34.70	85,760	71.41	5	156	38,700
6	29.00	124,220	254.97	6	237	72,900
7	20.30	165,460	555.73	7	224	77,600
8	14.00	239,600	795.41	8	345	147,400
9	8.20	203,670	905.27	9	454	208,500
10	2.00	225,520	847.80	10	454	208,900
11	-4.00	412,170	1,602.51	11	4,675	1,814,800
12	-9.00	729,320	2,860.80	12	4,675	1,814,800
13	-17.00	448,810	1,766.10			

第 3.2.1.3-1-7 表 (1/2) 地盤ばね定数と減衰係数 (1,500cm/s²規準化
入力中央値 NS 方向)

	ばね番号	ばね定数 ^{※1}	減衰係数 ^{※2}
側面 水平ばね	K1	6.078×10^5	3.614×10^5
	K3	7.828×10^5	7.636×10^5
	K5	3.818×10^6	1.474×10^6
	K7	7.841×10^6	2.343×10^6
	K9	4.659×10^6	1.323×10^6
側面 回転ばね	K2	6.731×10^8	1.549×10^8
	K4	9.234×10^8	2.581×10^8
	K6	4.326×10^9	4.607×10^8
	K8	8.413×10^9	7.786×10^8
	K10	5.005×10^9	4.364×10^8
底面水平ばね	K11	5.176×10^7	2.701×10^6
底面回転ばね	K12	6.965×10^{10}	1.047×10^9

※1 ばね定数の単位は、kN/m (水平) , kN・m/rad (回転)

※2 減衰係数の単位は、kN・s/m (水平) , kN・s・m/rad (回転)

第 3.2.1.3-1-7 表 (2/2) 地盤ばね定数と減衰係数 (1,500cm/s²規準化
入力中央値 EW 方向)

	ばね番号	ばね定数 ^{※1}	減衰係数 ^{※2}
側面 水平ばね	K1	6.078×10^5	3.614×10^5
	K3	7.828×10^5	7.630×10^5
	K5	3.818×10^6	1.473×10^6
	K7	7.841×10^6	2.343×10^6
	K9	4.659×10^6	1.323×10^6
側面 回転ばね	K2	6.731×10^8	1.549×10^8
	K4	9.234×10^8	2.581×10^8
	K6	4.326×10^9	4.605×10^8
	K8	8.413×10^9	7.782×10^8
	K10	5.005×10^9	4.361×10^8
底面水平ばね	K11	5.179×10^7	2.703×10^6
底面回転ばね	K12	6.928×10^{10}	1.035×10^9

※1 ばね定数の単位は、kN/m (水平) , kN・m/rad (回転)

※2 減衰係数の単位は、kN・s/m (水平) , kN・s・m/rad (回転)

第 3.2.1.3-2-1 表 考慮する不確かさ要因の例

評価方法	偶然的不確かさ (β_R)	認識論的不確かさ (β_U)
現実的耐力	・ 構造材料定数	・ 施工精度 ・ 実験データの統計的精度
現実的応答	・ 地盤材料定数	・ モデル形態 ・ 動的地盤定数の評価法 ・ 解析手法 等

第 3.2.1.3-2-2 表 現実的耐力に含まれるコンクリートの圧縮強度及び鉄筋の降伏強度の現実的な値

損傷限界点の指標	平均値	変動係数
コンクリートの圧縮強度	39.9N/mm ²	0.13
鉄筋の降伏強度	374N/mm ²	0.05

第 3.2.1.3-2-3 表 地盤物性値

地層名	せん断波速度 ^{※2} V _s (m/s)	密度 ^{※1 ※2} ρ _t (g/cm ³)	初期せん断 弾性係数 ^{※1} (N/mm ²)	動ポアソン比 ^{※1※2} ν _d	動せん断弾性係数 のひずみ依存性 G/G ₀ ~ γ	減衰定数 h ~ γ
bk 層	210	1.82	80.3	0.385	$\frac{1}{1+1540 \cdot \gamma^{1.04}}$	$\frac{\gamma}{(4.27 \cdot \gamma + 0.00580)} + 0.0102$
du 層		1.98	87.3	0.493		
Ac 層	163-1.54 · Z	1.65	$\frac{\rho_{sat}}{1000} \times V_s^2$	0.486	$\frac{1}{1+269 \cdot \gamma^{0.909}}$	$\frac{\gamma}{(6.65 \cdot \gamma + 0.0104)} + 0.0222$
As 層	211-1.19 · Z	1.74	$\frac{\rho_{sat}}{1000} \times V_s^2$	0.484	$\frac{1}{1+422 \cdot \gamma^{0.951}}$	$\frac{\gamma}{(4.40 \cdot \gamma + 0.0122)} + 0.0144$
Ag2 層	240	1.89	109	0.491	$\frac{1}{1+2520 \cdot \gamma^{1.14}}$	$\frac{\gamma}{(4.10 \cdot \gamma + 0.00577)} + 0.00413$
Ag1 層		2.01	116			
Ag1 層	350	2.01	246	0.483	$\frac{1}{1+1730 \cdot \gamma^{1.11}}$	$\frac{\gamma}{(3.73 \cdot \gamma + 0.0102)} + 0.00791$
D2c-3 層	270	1.77	129	0.488	$\frac{1}{1+269 \cdot \gamma^{0.862}}$	$\frac{\gamma}{(6.62 \cdot \gamma + 0.00949)} + 0.0205$
D2g-3 層	500	2.15	538	0.462	$\frac{1}{1+237 \cdot \gamma^{0.732}}$	$\frac{\gamma}{(9.70 \cdot \gamma + 0.00754)} + 0.0233$
Km 層	433-0.771 · Z	$1.72-1.03 \times 10^{-4} \cdot Z$	$\frac{\rho_t}{1000} \times V_s^2$	$0.463+1.03 \times 10^{-4} \cdot Z$	$\frac{1}{1+107 \cdot \gamma^{0.824}}$	$\frac{\gamma}{(4.41 \cdot \gamma + 0.0494)} + 0.0184$
地盤改良	758	2.04	1180	0.387	—	—

※1 上段は地下水位以浅, 下段は地下水位以深に対する値を示す。

※2 Zは標高(m)を示す。

第 3.2.1.3-2-4 表 海水ポンプ室物性値

項目	構造材料定数
コンクリート強度 (N/mm^2)	39.9
コンクリートの静弾性係数 (kN/mm^2)	31.0
鉄筋コンクリートの単位体積重量 (kN/m^3)	24
鉄筋コンクリートのポアソン比	0.2
鉄筋強度 (SD295) (N/mm^2)	374
鉄筋の静弾性係数 (kN/mm^2)	200
杭の引張強度 (N/mm^2)	287
杭の静弾性係数 (kN/mm^2)	200
杭の単位体積重量 (kN/m^3)	77

第 3.2.1.3-2-5 表 鋼管杭の断面諸元

杭径 ϕ (mm)	断面積 A (m^2)	断面二次モーメント I (m^4)	断面係数 Z (m^3)
1014	4.70×10^{-2}	5.87×10^{-3}	1.16×10^{-2}

第 3.2.1.3-2-6 表 現実的な物性値の評価方法

地層名	物性値	現実的な物性値の評価方法
bk 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
du 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ac 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
As 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ag2 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
Ag1 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
D2c-3 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
D2g-3 層	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10
地盤改良	地盤のせん断波速度 V_s	平均値：設計値 変動係数：0.10

第 3.2.1.3-3-1 表 現実的耐力及び現実的応答の不確かさ要因例

評価方法	偶然的不確かさ (β_R)	認識論的不確かさ (β_U)
現実的耐力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 機能試験データの統計的精度 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 機能試験データの統計的精度 ・ 材料物性値
現実的応答	<ul style="list-style-type: none"> ・ 減衰定数 ・ モード合成法 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 減衰定数 ・ 床応答スペクトル ・ 解析モデル化

第 3.2.1.3-3-2 表 建屋の応答係数 (1/2)

建屋	方向	係数		中央値	β_R	β_U		
原子炉建屋	水平	F ₁	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数	※	0.00	0.00	
		F ₂	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数	1.00	0.20	0.15	
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数	1.00			
		F ₃	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰			1.00
					建屋剛性			1.00
				地盤—建屋連成系モデルに関するサブ応答係数				1.00
	非線形応答に関するサブ応答係数			1.00				
	地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00			
	鉛直	F ₁	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数	※	0.00	0.00	
		F ₂	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数	1.00	0.10	0.15	
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数	1.00			
		F ₃	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰			1.00
建屋剛性					1.00			
地盤—建屋連成系モデルに関するサブ応答係数				1.00				
非線形応答に関するサブ応答係数				1.00				
地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00				

※ 建屋のスペクトル形状係数は、対象設備に応じ個別に算定する。

第 3.2.1.3-3-2 表 建屋の応答係数 (2/2)

建屋	方向	係数		中央値	β_R	β_U		
海水ポンプ室	水平	F ₁	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数	※	0.00	0.00	
		F ₂	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数	1.00	0.20	0.15	
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数	1.00			
		F ₃	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰			1.00
					建屋剛性			1.00
				地盤-建屋連成系モデルに関するサブ応答係数				1.00
	非線形応答に関するサブ応答係数			1.00				
	地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00			
	鉛直	F ₁	解放基盤表面の地震動に関する係数	スペクトル形状係数	※	0.00	0.00	
		F ₂	建屋への入力地震動に関する係数	地盤モデルに関するサブ応答係数	1.00	0.10	0.15	
				基礎による入力損失に関するサブ応答係数	1.00			
		F ₃	建屋の地震応答に関する係数	建屋振動モデルに関するサブ応答係数	建屋減衰			1.00
建屋剛性					1.00			
地盤-建屋連成系モデルに関するサブ応答係数				1.00				
非線形応答に関するサブ応答係数				1.00				
地震応答解析手法に関するサブ応答係数		1.00	0.00	0.00				

※ 建屋のスペクトル形状係数は、対象設備に応じ個別に算定する。

第 3.2.1.4-1 表 起因事象発生頻度

起因事象	発生頻度 (／炉年)
i) 原子炉建屋損傷	1.5E-07
ii) 格納容器損傷	4.1E-09
iii) 原子炉圧力容器損傷	2.2E-07
iv) 格納容器バイパス	3.2E-08
v) 原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)	3.0E-10
vi) 計装・制御系喪失	3.7E-10
vii) 直流電源喪失	2.2E-06
viii) 交流電源喪失	4.4E-07
ix) 外部電源喪失	4.9E-04
x) 過渡事象	1.2E-02

第 3.2.1.4-2 表 事故シーケンスグループ分類一覧

事故シーケンスグループ		事故シーケンスの特徴
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	事象発生後、高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	事象発生後、高圧系による炉心冷却に失敗し、かつ原子炉の減圧に失敗
全交流動力電源喪失	T B	全交流動力電源喪失
	長期 T B	非常用ディーゼル発電機 2 台機能喪失、H P C S 機能喪失及び蓄電池枯渇に伴う R C I C 機能喪失
	T B U	非常用ディーゼル発電機 2 台機能喪失、H P C S 機能喪失及び R C I C 機能喪失
	T B P	非常用ディーゼル発電機 2 台機能喪失、H P C S 機能喪失及び逃がし安全弁再開失敗による R C I C 機能喪失
	T B D	直流電源の故障による非常用ディーゼル発電機 2 台の起動失敗、H P C S 機能喪失及び R C I C 機能喪失
崩壊熱除去機能喪失	T W	事象発生後、原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗
	T B W	全交流動力電源喪失、H P C S による炉心冷却は継続しているが、格納容器からの崩壊熱除去に失敗
原子炉停止機能喪失	T C	事象発生後、原子炉停止（未臨界確保）に失敗
原子炉建屋損傷		原子炉建屋損傷
格納容器損傷		格納容器損傷
原子炉圧力容器損傷		原子炉圧力容器損傷
格納容器バイパス		格納容器バイパス
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)		E C C S の注水容量を上回る原子炉冷却材の流出
計装・制御系喪失		計装・制御系喪失

第 3.2.1.4-3 表 評価対象システム一覧

分類	評価対象システム
起因事象	原子炉建屋
	格納容器
	原子炉圧力容器
	格納容器バイパス
	原子炉冷却材圧力バウンダリ (Excessive LOCA)
	計装・制御系
	直流電源
	交流電源
	外部電源
緩和機能	原子炉停止（スクラム系）
	逃がし安全弁開放
	原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性
	高圧炉心冷却（HPCS, RCIC）
	原子炉減圧（ADS）
	低圧炉心冷却（LPCS, LPCI）
	崩壊熱除去（RHR）

第 3.2.1.4-4 表 機器損傷に関する機器間の相関の取扱い

系統名		完全独立/ 完全相関	設備
高压炉心冷却	HPCS	完全独立	—
	RCIC	完全独立	—
低压炉心冷却/ 崩壊熱除去	LPCS	完全独立	—
	RHR-A (LPCI-A)	完全相関	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系ポンプ ・残留熱除去系ゲート弁 ・残留熱除去系逆止弁 ・残留熱除去系グローブ弁 ・残留熱除去系配管 ・残留熱除去系ポンプ室空調機
	RHR-B (LPCI-B)		
	LPCI-C		
残留熱除去系 海水系	RHRSA	完全相関	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系海水系ポンプ ・残留熱除去系海水系グローブ弁 ・残留熱除去系海水系逆止弁 ・残留熱除去系海水系ストレーナ ・残留熱除去系熱交換器 ・残留熱除去系海水系配管
	RHRSB		
直流電源系 (ケーブル トレイ除く)	区分Ⅰ	完全相関	<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池 ・充電器盤 ・直流母線盤
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ	完全独立	—
直流電源系 (ケーブル トレイ)	区分Ⅰ	完全相関※1	<ul style="list-style-type: none"> ・ケーブルトレイ
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ		
交流電源系	区分Ⅰ	完全相関	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用ディーゼル発電機 ・非常用ディーゼル発電機燃料デイトンク ・非常用ディーゼル発電機始動空気溜 ・非常用ディーゼル発電機空調機 ・非常用メタクラ ・非常用パワーセンタ ・非常用モータコントロールセンタ ・非常用動力用変圧器
	区分Ⅱ		
	区分Ⅲ	完全独立	—
非常用ディーゼル 発電機海水系 / 高压炉心スプレ イ系ディーゼル 発電機海水系	DGSA	完全相関※2	<ul style="list-style-type: none"> ・非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ/高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ ・非常用ディーゼル発電機用海水系逆止弁/高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系逆止弁 ・非常用ディーゼル発電機用海水ストレーナ/高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ストレーナ ・非常用ディーゼル発電機用海水系配管/高压炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系配管
	DGSB		
	HPCS -DGSW		

※1 区分Ⅲのケーブルトレイは、区分Ⅰ/Ⅱのケーブルトレイと構造上の差異がほぼなく、同一フロアに設置していることから完全相関を仮定

※2 HPCS-DGSW関連機器は、DGSW関連機器と構造上の差異がほぼなく、同一フロアに設置していることから完全相関を仮定

第 3.2.1.4-5 表 起因事象発生後の人的過誤

起因事象発生後の人的過誤		余裕 時間	ストレス ファクタ ^{※1}		過誤確率 (平均値) [/ d]	エラー ファクタ
			認知	操作		
原子炉水位制御操作失敗		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
水源切替操作失敗 ^{※2}		30 分	5	5	6.6E-03	6.4
起動信 号共通 原因故 障時	注水不能認知失敗	30 分	5	-	2.6E-03	13.8
	高压注水系起動 操作失敗	-	-	5	6.2E-03	3.0
	低压注水系起動 操作失敗	-	-	5	2.0E-01	3.5
原子炉手動減圧失敗		-	5	5	6.6E-03	6.4
RHR系操作失敗		60 分	5	5	2.8E-04	35.6
非常用ディーゼル発電機燃 料油補給操作失敗		60 分	5	5	2.8E-04	35.6

※1 内部事象出力運転時レベル 1 PRAと比較して 1 段階高いストレスレベルのストレスファクタを設定した。

※2 高加速度領域においては、地震により復水貯蔵タンク・出口配管が損傷し、サプレッション・チェンバへの水源切替操作前に HPCS ポンプ及び RCIC ポンプが吸込圧力の低下により機能喪失する可能性がある。そのため、0.7G 以上では、水源切替操作に必ず失敗するもの（過誤確率=1）として保守的に評価した。（添付資料 3.2.1.1-2）

第 3.2.1.4-6 表 起因事象別炉心損傷頻度

起因事象	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
原子炉建屋損傷	1.5E-07	1.5%
格納容器損傷	4.1E-09	<0.1%
原子炉圧力容器損傷	2.2E-07	2.1%
格納容器バイパス	3.2E-08	0.3%
原子炉冷却材圧力バウンダリ 喪失 (E x c e s s i v e L O C A)	3.0E-10	<0.1%
計装・制御系喪失	3.7E-10	<0.1%
直流電源喪失	2.2E-06	20.7%
交流電源喪失	4.4E-07	4.3%
外部電源喪失	3.1E-06	29.7%
過渡事象	4.3E-06	41.4%
合計	1.0E-05	100.0%

第 3.2.1.4-7 表 起因事象別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセット

起因事象	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度 (／炉年) (起因事象別炉心損傷頻度 (／炉年))	主要なカットセット
外部電源喪失	外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗	1. 6E-06 (3. 1E-06)	・ 開閉所設備の損傷＋RHR系ゲート弁の損傷
直流電源喪失	直流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	2. 1E-06 (2. 2E-06)	・ ケーブルトレイの損傷
過渡事象	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	3. 9E-06 (4. 3E-06)	・ RHR系操作失敗
交流動力電源喪失	交流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	4. 3E-07 (4. 4E-07)	・ 非常用ディーゼル発電機冷却海水ポンプの損傷 ＋水源切替操作失敗 ・ 非常用パワーセンタの損傷＋水源切替操作失敗
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	2. 2E-07 (2. 2E-07)	・ 原子炉圧力容器の損傷
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	1. 5E-07 (1. 5E-07)	・ 原子炉建屋の損傷

第 3.2.1.4-8 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	4.6E-07	4.5%
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	1.3E-06	12.5%
全交流動力電源喪失	長期 T B	5.6E-09	<0.1%
	T B U	4.4E-07	4.3%
	T B P	2.4E-09	<0.1%
	T B D	2.1E-06	20.5%
崩壊熱除去機能喪失	T W	5.5E-06	52.5%
	T B W	6.4E-08	0.6%
原子炉停止機能喪失	T C	1.2E-07	1.1%
原子炉建屋損傷		1.5E-07	1.5%
格納容器損傷		4.1E-09	<0.1%
原子炉圧力容器損傷		2.2E-07	2.1%
格納容器バイパス		3.2E-08	0.3%
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)		3.0E-10	<0.1%
計装・制御系喪失		3.7E-10	<0.1%
合計		1.0E-05	100.0%

第 3.2.1.4-9 表 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対する主要な事故シーケンス及びカットセット

事故シーケンスグループ	主要な事故シーケンス	炉心損傷頻度 (／炉年) (事故シーケンスグループ別 全炉心損傷頻度 (／炉年))	主要なカットセット
崩壊熱除去喪失 (TW)	過渡事象+崩壊熱除去失敗	3.9E-06 (5.5E-06)	・ RHR 系操作失敗
	外部電源喪失+崩壊熱除去失敗	1.6E-06 (5.5E-06)	・ 開閉所設備の損傷+RHR系ゲート弁の損傷
直流電源喪失 (TBD)	直流電源喪失+高圧炉心冷却失敗	2.1E-06 (2.1E-06)	・ ケーブルトレイの損傷
高圧注水・減圧機能失敗 (TQUX)	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗 +原子炉減圧失敗	9.1E-07 (1.3E-06)	・ 開閉所設備の損傷+水源切替操作失敗 +原子炉手動減圧失敗 ・ 開閉所設備の損傷+水源切替操作失敗 +注水不能認知失敗
高圧・低圧注水機能喪失 (TQUV)	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗 +低圧炉心冷却失敗	4.2E-07 (4.6E-07)	・ 開閉所設備の損傷+水源切替操作失敗 +残留熱除去系海水系ポンプの損傷 ・ 開閉所設備の損傷+水源切替操作失敗 +残留熱除去系海水系配管の損傷
全交流動力電源喪失 (TBU)	交流電源喪失+高圧炉心冷却失敗	4.3E-07 (4.4E-07)	・ 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプの損傷 +水源切替操作失敗 ・ 非常用パワーセンタの損傷+水源切替操作失敗
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	2.2E-07 (2.2E-07)	・ 原子炉圧力容器の損傷
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	1.5E-07 (1.5E-07)	・ 原子炉建屋の損傷
原子炉停止機能喪失 (TC)	外部電源喪失+原子炉停止失敗	7.4E-08 (1.2E-07)	・ 開閉所設備の損傷+シュラウドサポートの損傷

第 3.2.1.4-10 表 地震加速度区分別炉心損傷頻度

加速度区分	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
1 (0.16～0.20G)	2.0E-06	18.8%
2 (0.20～0.30G)	1.2E-06	12.0%
3 (0.30～0.40G)	4.0E-07	3.8%
4 (0.40～0.50G)	1.9E-07	1.8%
5 (0.50～0.60G)	1.2E-07	1.1%
6 (0.60～0.70G)	1.3E-07	1.2%
7 (0.70～0.80G)	8.0E-07	7.6%
8 (0.80～0.90G)	6.8E-07	6.5%
9 (0.90～1.00G)	6.7E-07	6.5%
10 (1.00～1.10G)	7.1E-07	6.8%
11 (1.10～1.20G)	7.4E-07	7.1%
12 (1.20～1.30G)	6.4E-07	6.2%
13 (1.30～1.40G)	6.5E-07	6.2%
14 (1.40～1.50G)	5.2E-07	5.0%
15 (1.50～1.60G)	4.0E-07	3.8%
16 (1.60～1.70G)	2.6E-07	2.5%
17 (1.70～1.80G)	1.4E-07	1.4%
18 (1.80～1.90G)	8.2E-08	0.8%
19 (1.90～2.00G)	4.6E-08	0.4%
20 (2.00～3.00G)	3.7E-08	0.4%
合計	1.0E-05	100.0%

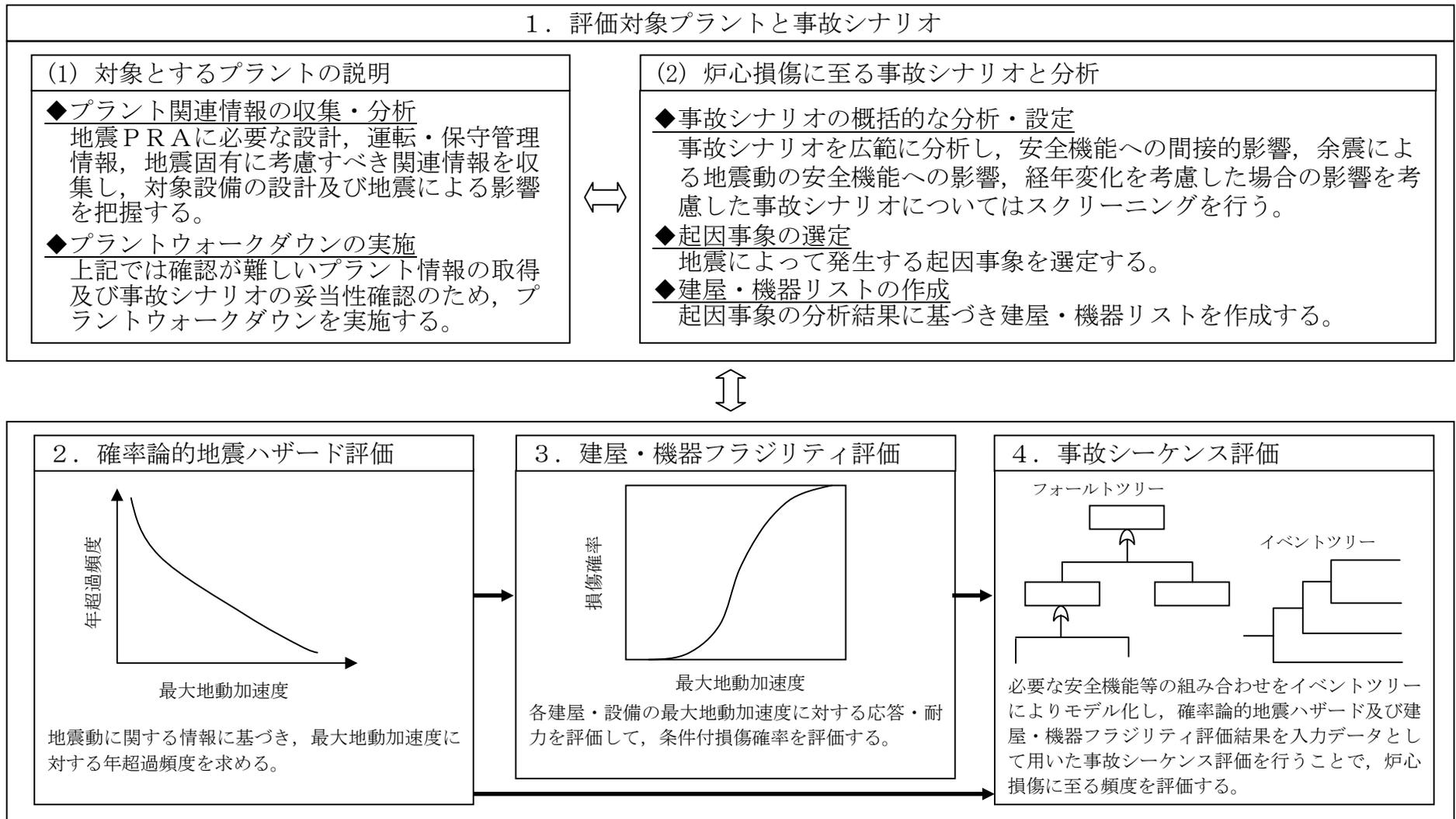
第 3.2.1.4-11 表 地震加速度一起因事象別の炉心損傷頻度

単位：/炉年

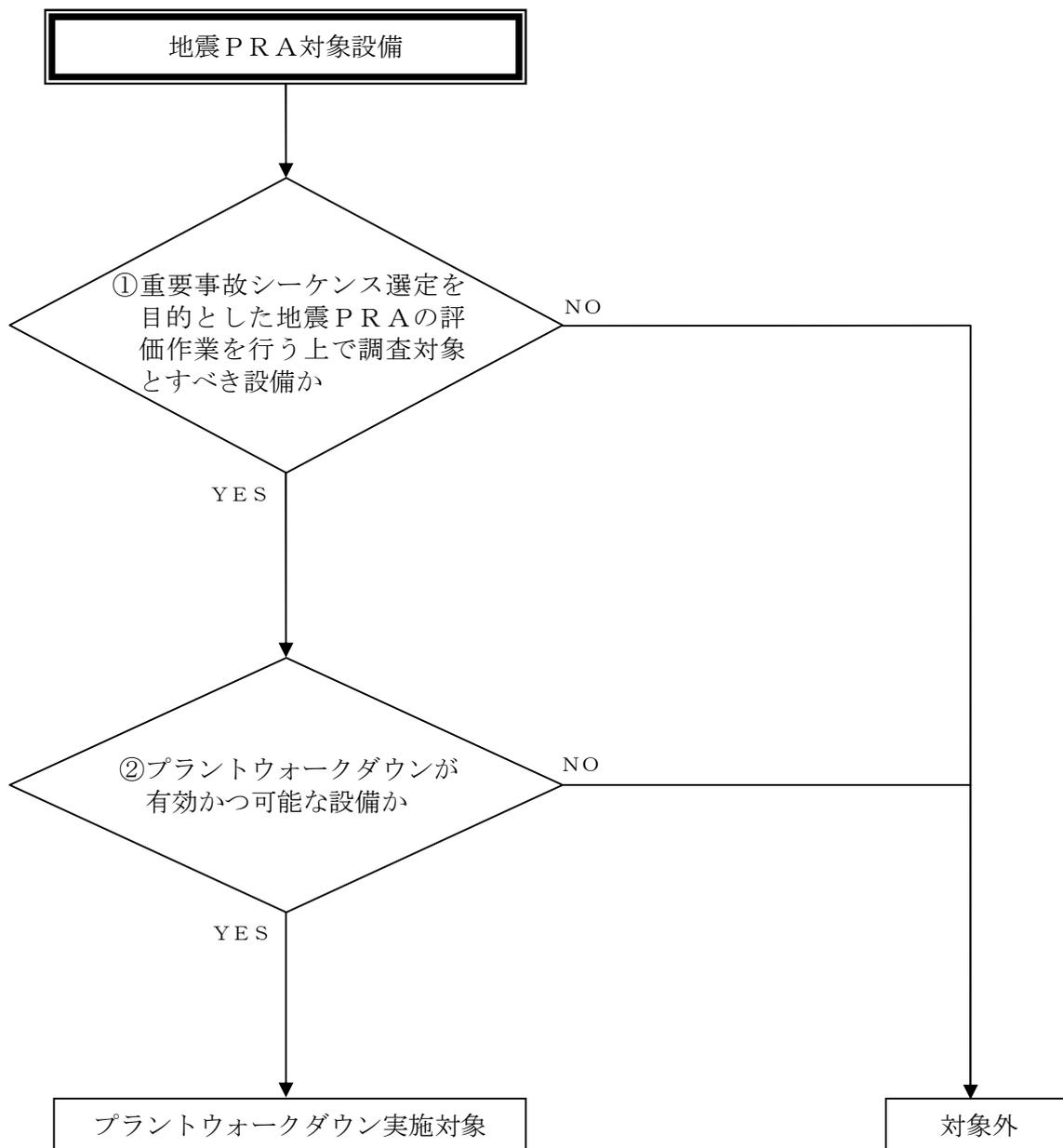
起因事象 加速度区分	原子炉建屋損傷	格納容器損傷	原子炉圧力容器損傷	格納容器バイパス	原子炉冷却材圧力 バウナダリ喪失 (Excessive LOCA)	計装・制御系喪失	直流電源喪失	交流電源喪失	外部電源喪失	過渡事象	合計
1 (0.16~0.20G)	0.0E+00	0.0E+00	1.6E-22	1.6E-08	0.0E+00	0.0E+00	1.4E-15	1.7E-22	4.9E-09	1.9E-06	2.0E-06
2 (0.20~0.30G)	0.0E+00	0.0E+00	3.8E-18	9.8E-09	1.3E-23	0.0E+00	1.3E-12	2.6E-16	2.6E-08	1.2E-06	1.2E-06
3 (0.30~0.40G)	8.8E-25	1.5E-24	3.9E-14	3.0E-09	1.3E-19	0.0E+00	2.8E-10	4.6E-13	4.5E-08	3.5E-07	4.0E-07
4 (0.40~0.50G)	4.4E-20	5.9E-20	3.4E-12	1.3E-09	1.6E-18	0.0E+00	3.2E-09	2.2E-11	5.0E-08	1.3E-07	1.9E-07
5 (0.50~0.60G)	3.6E-16	1.6E-17	2.6E-11	6.3E-10	4.7E-16	5.7E-24	1.4E-08	1.5E-10	4.7E-08	5.5E-08	1.2E-07
6 (0.60~0.70G)	1.1E-13	6.6E-16	2.1E-10	3.3E-10	1.6E-14	1.4E-22	4.9E-08	1.1E-09	4.5E-08	3.4E-08	1.3E-07
7 (0.70~0.80G)	1.8E-12	6.3E-14	3.8E-09	1.9E-10	8.2E-14	7.6E-19	9.5E-08	3.7E-09	4.3E-07	2.6E-07	8.0E-07
8 (0.80~0.90G)	4.0E-11	4.8E-13	3.3E-09	1.4E-10	2.5E-13	9.8E-16	2.1E-07	1.2E-08	3.3E-07	1.2E-07	6.8E-07
9 (0.90~1.00G)	2.5E-10	3.3E-12	9.0E-09	1.4E-10	2.1E-12	1.4E-14	2.5E-07	1.5E-08	3.3E-07	7.7E-08	6.7E-07
10 (1.00~1.10G)	1.2E-09	1.1E-11	1.3E-08	1.4E-10	6.6E-12	2.0E-14	2.9E-07	3.2E-08	3.2E-07	5.1E-08	7.1E-07
11 (1.10~1.20G)	3.1E-09	4.1E-11	2.0E-08	1.5E-10	1.0E-11	3.7E-13	3.0E-07	3.8E-08	3.4E-07	3.4E-08	7.4E-07
12 (1.20~1.30G)	6.9E-09	6.9E-11	2.3E-08	1.3E-10	1.3E-11	2.4E-12	2.5E-07	5.0E-08	2.9E-07	2.1E-08	6.4E-07
13 (1.30~1.40G)	1.5E-08	1.9E-10	3.0E-08	1.5E-10	1.5E-11	1.1E-11	2.3E-07	6.5E-08	3.0E-07	1.5E-08	6.5E-07
14 (1.40~1.50G)	2.0E-08	3.7E-10	2.9E-08	1.3E-10	2.5E-11	1.0E-11	1.7E-07	6.7E-08	2.3E-07	7.8E-09	5.2E-07
15 (1.50~1.60G)	2.4E-08	4.9E-10	2.6E-08	1.2E-10	4.3E-11	4.1E-11	1.3E-07	6.0E-08	1.5E-07	3.6E-09	4.0E-07
16 (1.60~1.70G)	2.3E-08	5.7E-10	2.3E-08	1.1E-10	4.6E-11	5.8E-11	7.9E-08	4.4E-08	8.8E-08	1.4E-09	2.6E-07
17 (1.70~1.80G)	1.9E-08	5.7E-10	1.5E-08	7.4E-11	4.2E-11	5.3E-11	4.3E-08	2.7E-08	3.8E-08	4.1E-10	1.4E-07
18 (1.80~1.90G)	1.6E-08	5.2E-10	1.1E-08	8.2E-11	3.2E-11	6.8E-11	2.4E-08	1.6E-08	1.5E-08	1.2E-10	8.2E-08
19 (1.90~2.00G)	1.2E-08	4.4E-10	7.3E-09	6.7E-11	3.0E-11	4.0E-11	1.3E-08	8.3E-09	5.1E-09	2.9E-11	4.6E-08
20 (2.00~3.00G)	1.5E-08	8.1E-10	7.4E-09	7.2E-11	3.6E-11	8.5E-11	7.9E-09	4.3E-09	1.3E-09	4.8E-12	3.7E-08
合計	1.5E-07	4.1E-09	2.2E-07	3.2E-08	3.0E-10	3.7E-10	2.2E-06	4.4E-07	3.1E-06	4.3E-06	1.0E-05
寄与割合 (%)	1.5%	<0.1%	2.1%	0.3%	<0.1%	<0.1%	20.7%	4.3%	29.7%	41.4%	

第 3.2.1.4-12 表 F V 重要度評価結果

建屋・機器・操作	中央値 (G)	H C L P F (G)	F V 重要度	建屋・機器の損傷及び人的過誤が影響を与える主な事故シナリオ
H P C S 水源切替操作失敗 (C S T → サプレッション・チェンバ)	-	-	5.7E-01	T Q U V, T Q U X, T W, T B U, T B P, T B D
R C I C 水源切替操作失敗 (C S T → サプレッション・チェンバ)	-	-	3.6E-01	T Q U V, T Q U X, T W, T B U
R H R 系操作失敗	-	-	3.3E-01	T W
ケーブルトレイ	2.01	0.91	1.7E-01	T B D
原子炉手動減圧失敗	-	-	8.9E-02	T Q U X
注水不能認知失敗	-	-	3.5E-02	T Q U V, T Q U X
残留熱除去系ゲート弁 (サプレッション・チェンバ R H R ポンプ入口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
残留熱除去系ゲート弁 (ミニフロー弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
残留熱除去系ゲート弁 (インジェクション弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
残留熱除去系ゲート弁 (熱交換器入口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
残留熱除去系ゲート弁 (熱交換器出口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	T W
ストレーナ閉塞等(海水) C C F	-	-	2.0E-02	T Q U V, T W
非常用パワーセンタ	2.66	1.22	1.7E-02	T B U, T B P
残留熱除去系海水系配管	3.01	1.26	1.6E-02	T Q U V, T W
残留熱除去系海水系ポンプ	1.25	0.83	1.2E-02	T Q U V, T W
非常用ディーゼル発電機 冷却海水ポンプ	1.25	0.83	1.1E-02	T B U, T B P
原子炉圧力容器	2.72	1.29	1.0E-02	原子炉圧力容器損傷
開閉所設備	0.65	0.24	9.5E-03	外部電源喪失



第 3.2.1-1 図 地震PRAの評価フロー



第 3.2.1.1-1 図 プラントウォークダウン評価対象設備選定フロー

東海第二発電所 プラントウォークダウンチェックシート

機器名称 : 2C非常用ディーゼル発電機海水ストレナ
 機器ID : 3_13D1
 耐震クラス : S
 建屋 : Y/O
 系統図書番号 : R-17
 機器配置図番号 : S-5

【チェック対象項目】

- 1) 耐震安全性の確認 ■
 2) 二次的影響について ■

実施日 : 08/25/2014
 実施者 : [Redacted]

1) 耐震安全性の確認
対象機器本体の評価

	Y	N	U	N/A
1. 対象機器の図面(外形図・耐震計算書等)と外見上相違点は無い	■	□	□	□
2. 対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□
3. 配管接合部と図面に外見上の相違点は無い	■	□	□	□
4. 配管接合部に外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□

アンカーボルト評価

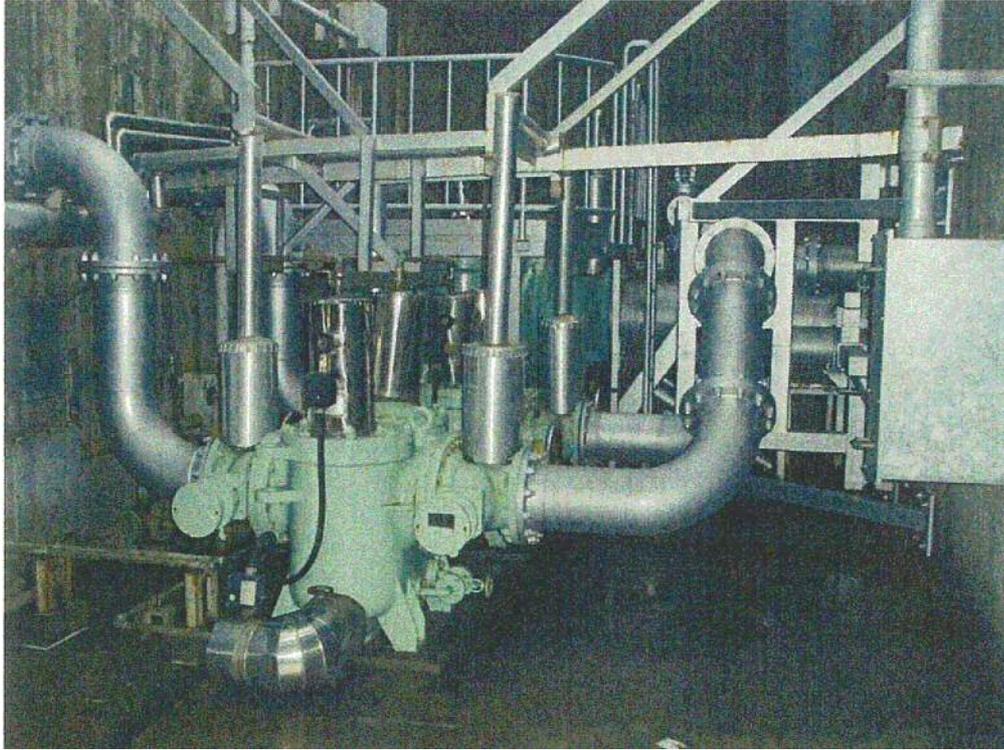
	Y	N	U	N/A
1. 図面(外形図・耐震計算書)と外見上の相違は無い	■	□	□	□
2. 外見上の異常(腐食・亀裂等)は無い	■	□	□	□
3. 締め付け強度は適切に管理されている	■	□	□	□
4. アンカーボルト付近のコンクリートに部に異常がない	■	□	□	□

2) 二次的影響について

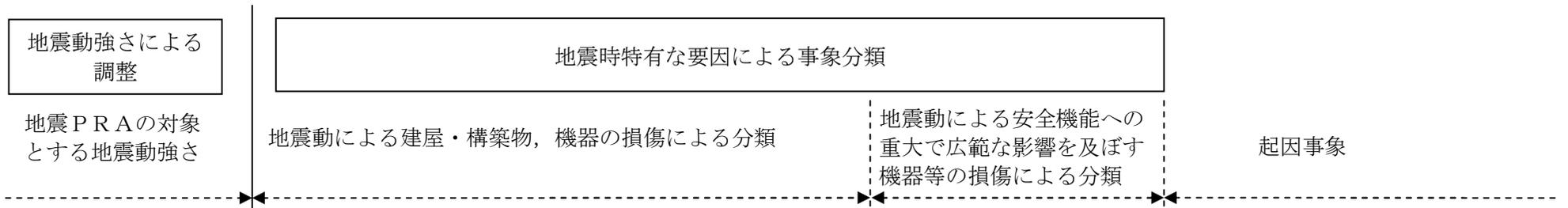
	Y	N	U	N/A
1. 周辺の耐震クラスが低い機器の倒壊により被害を受けない	■	□	□	□
2. 被害を与える周辺の機器の耐震は問題ない(対象設備への波及的機器があるか)	■	□	□	□
3. 無筋のブロック壁が近傍にない	■	□	□	□

Y : 問題なし, N : 問題あり, U : 調査不可, N/A : 対象外

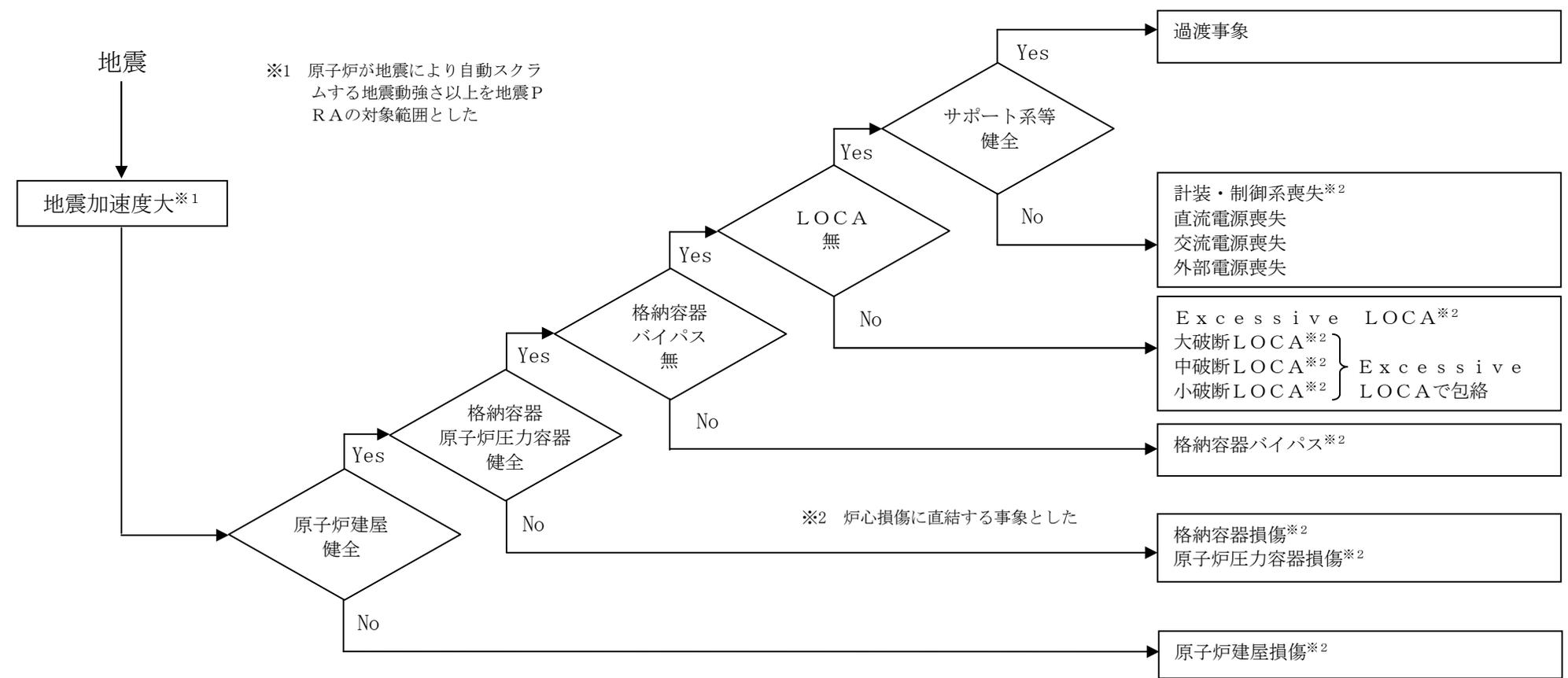
第 3.2.1.1-2 図 プラントウォークダウン結果 (1/2)



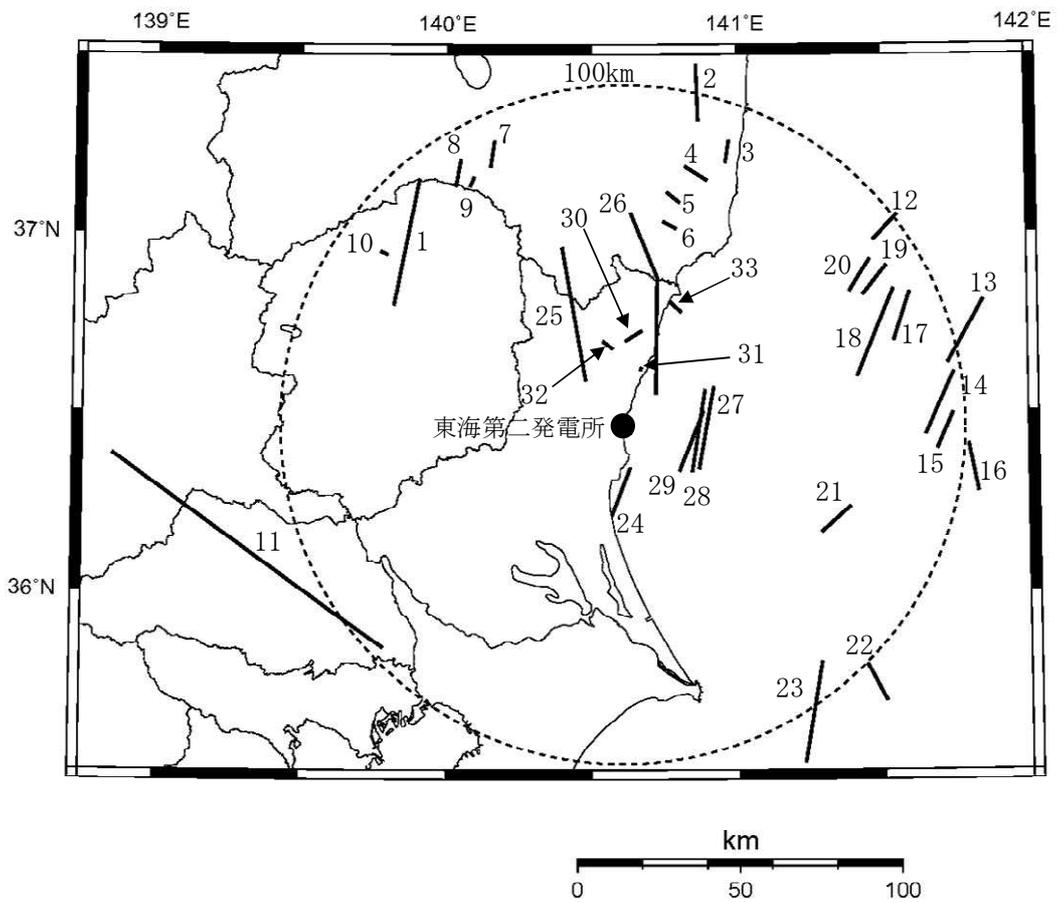
第 3.2.1.1-2 図 プラントウォークダウン結果 (2/2)



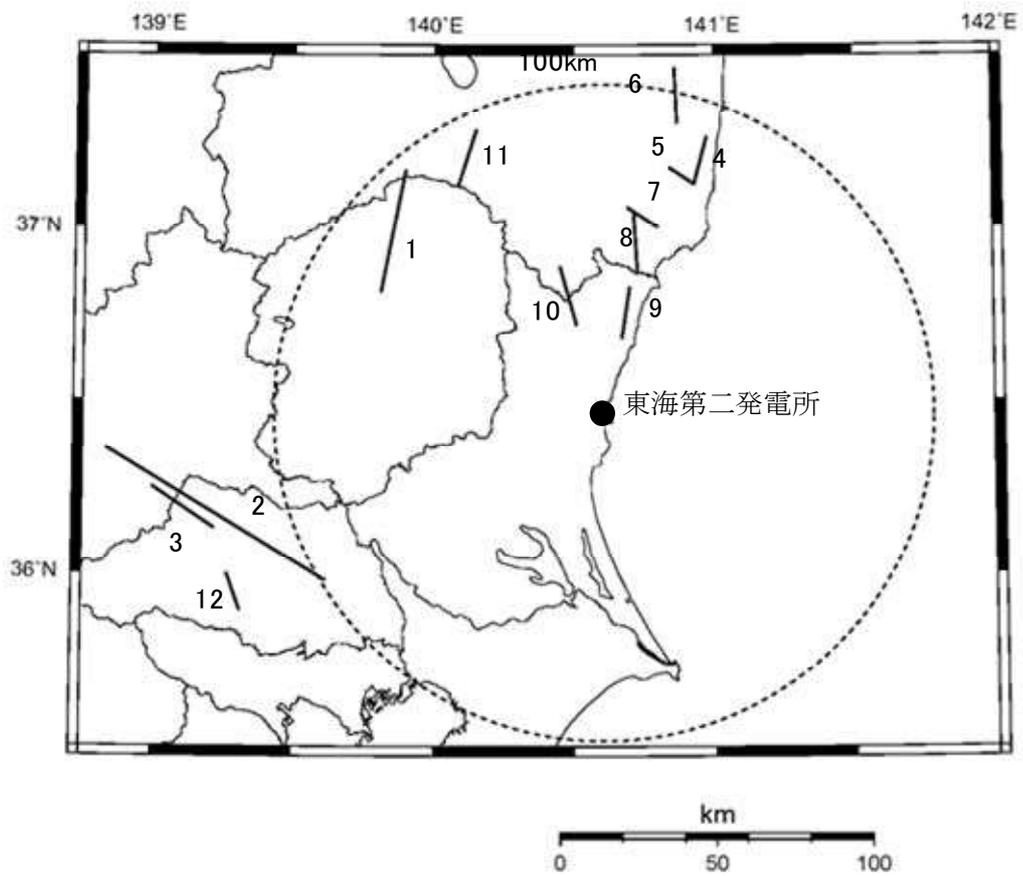
3.2.1-117



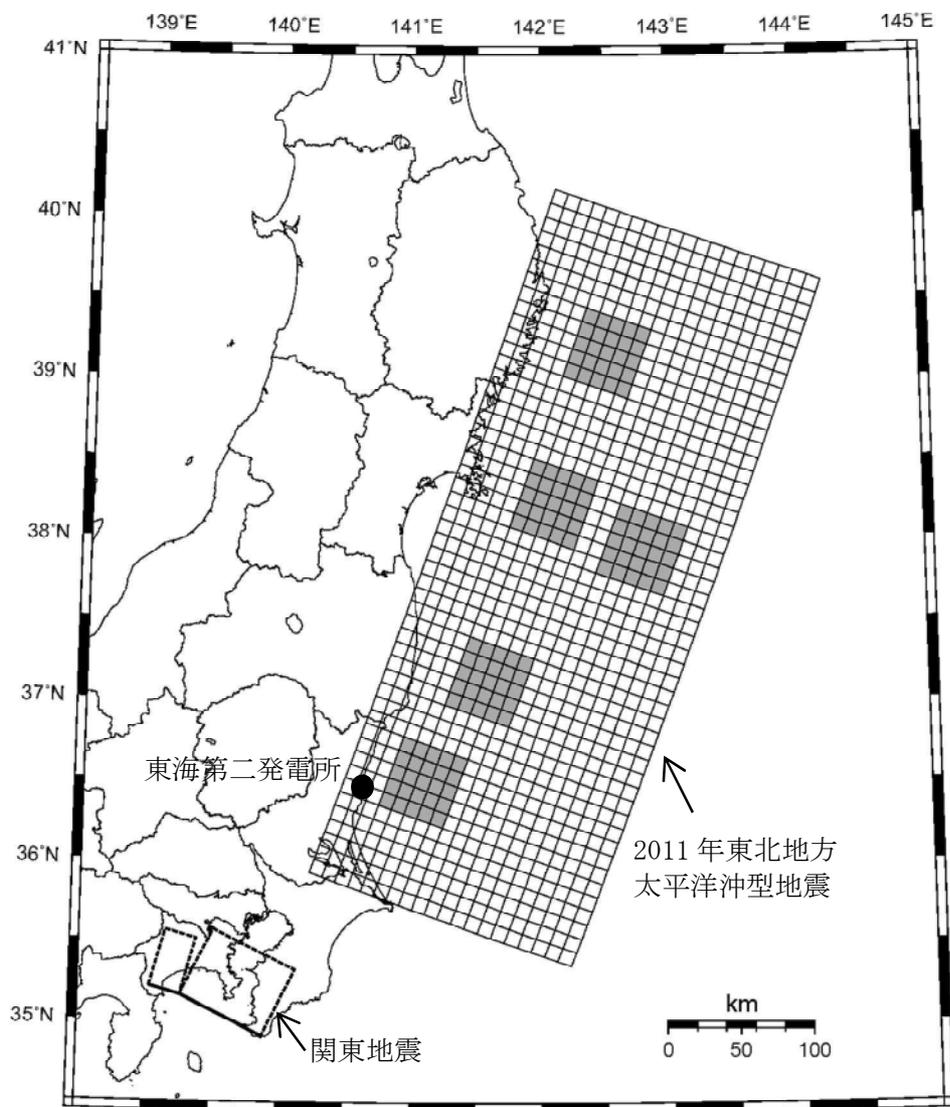
第 3.2.1.1-3 図 起因事象の抽出フロー



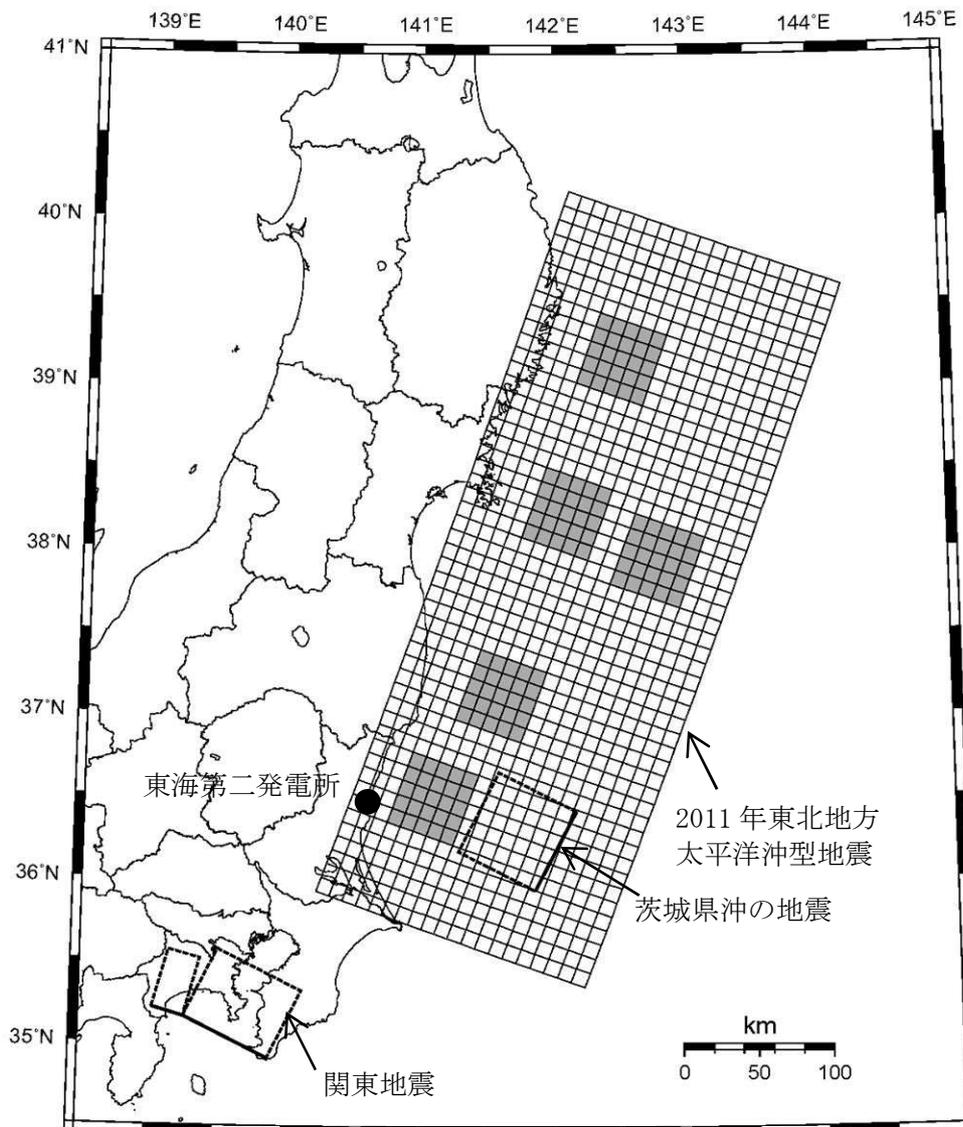
第 3. 2. 1. 2-1 図 活断層の分布 (調査モデル)



第 3. 2. 1. 2-2 図 活断層の分布 (推本参考モデル)



第 3. 2. 1. 2-3 図 海溝型地震で考慮している特定震源モデル (調査モデル)



第 3. 2. 1. 2-4 図 海溝型地震で考慮している特定震源モデル (推本参考モデル)

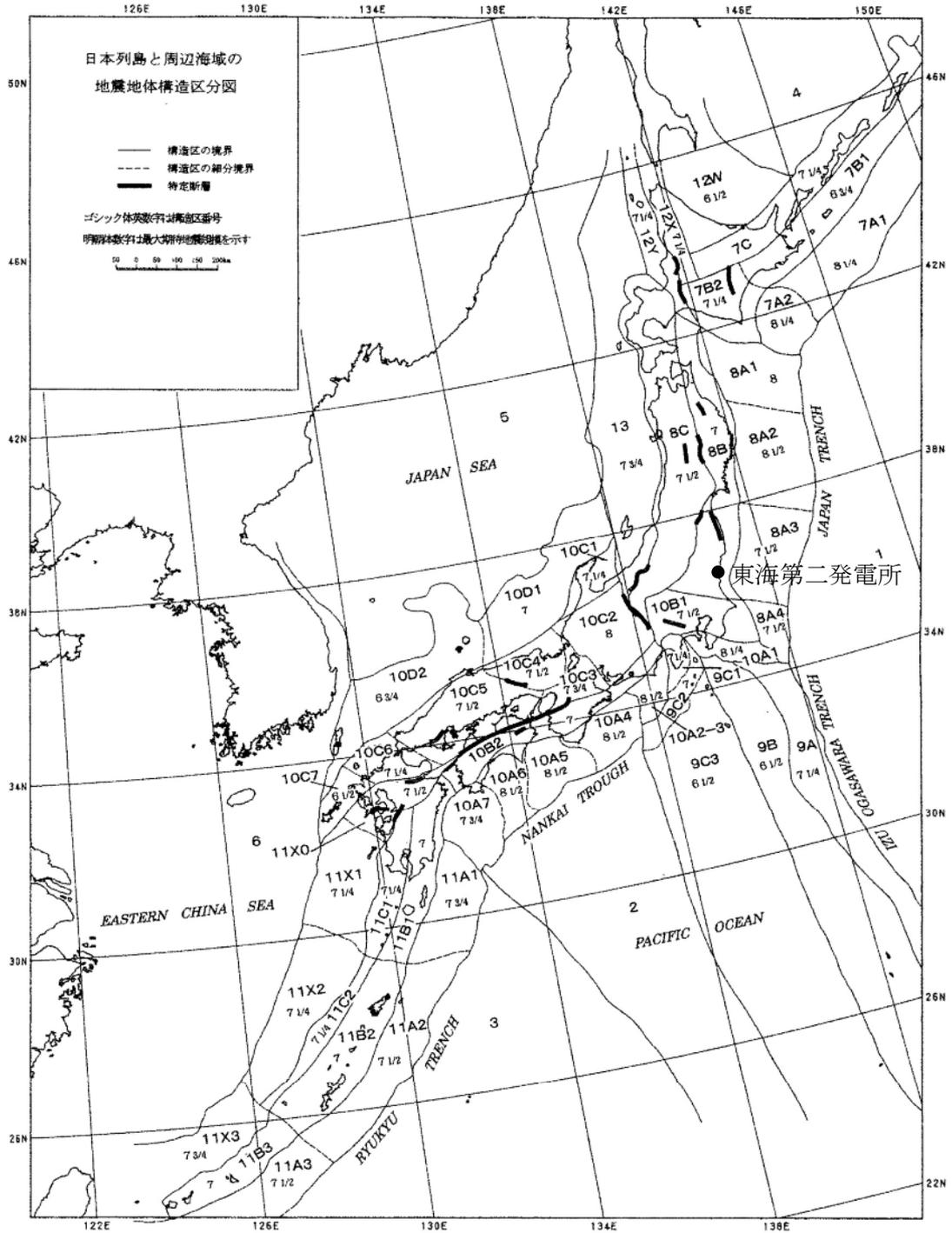
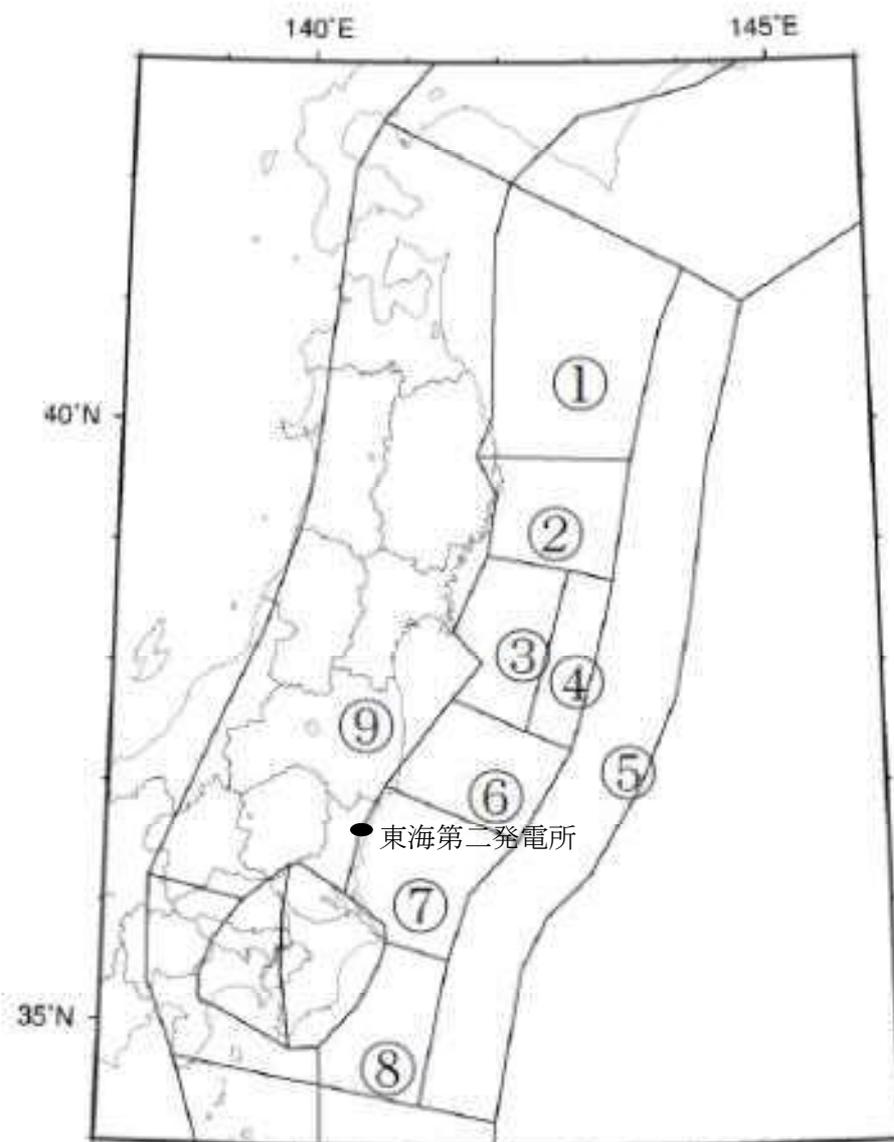


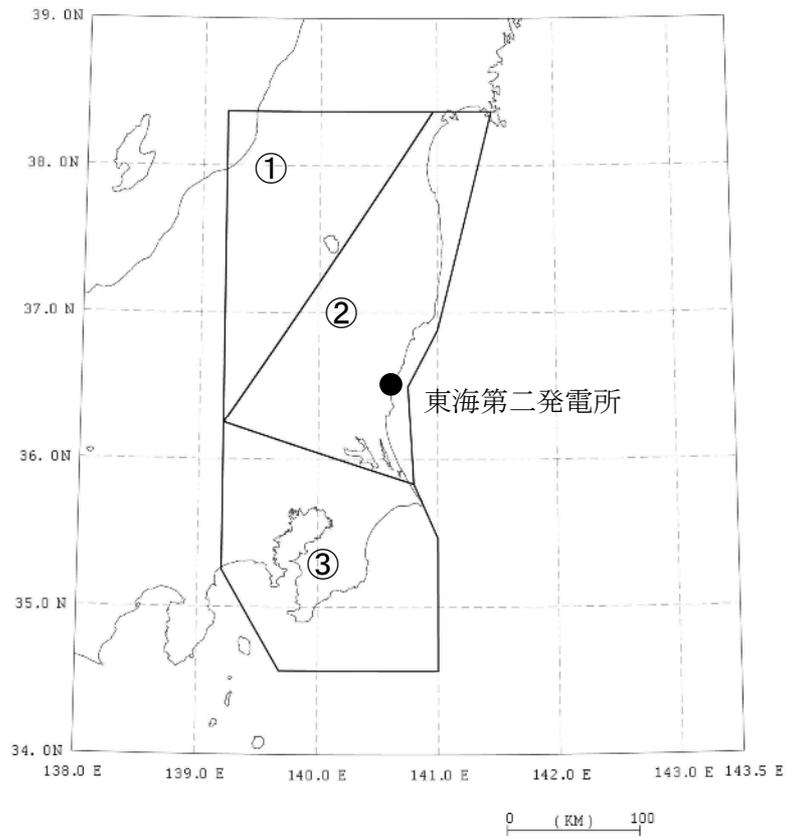
Fig. 1. Seismotectonic province map in and around the Japanese islands. Boldfaced sign is the symbol of province. Roman-type numeral represents the expected maximum earthquake magnitude (M_{max}) assigned to each province. Solid line: boundary between provinces. Broken line: boundary between subprovinces. Bar: the designated fault.

第 3. 2. 1. 2-5 図 垣見他 (2003) による領域区分



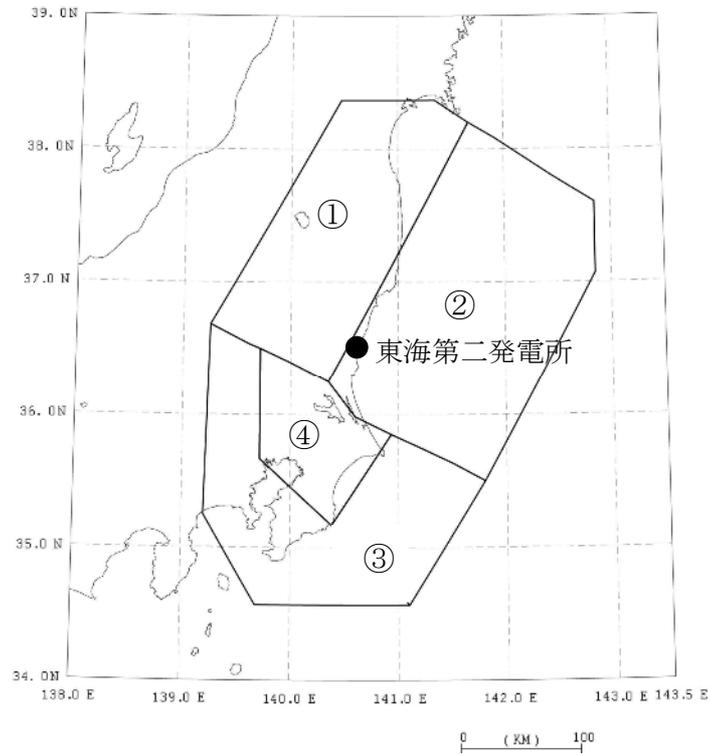
地震調査研究推進本部(2012)「震源断層を予め特定しにくい地震」の領域区分に基づき作成。番号は領域番号を示す。

第 3.2.1.2-6 図 地震調査研究推進本部(2012)による領域区分



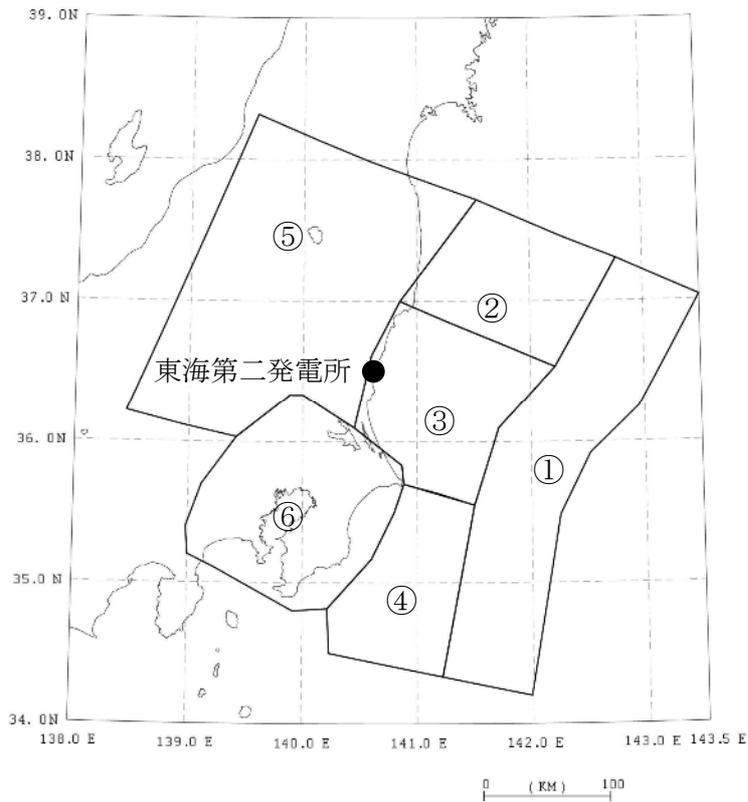
- ①垣見他(2003)の8Cに対応する領域
- ②垣見他(2003)の8Bに対応する領域
- ③垣見他(2003)の10A1と10B1の領域を合わせた領域

第 3.2.1.2-7 図 領域区分 (内陸地殻内地震 (調査モデル, 推本参考モデル共通))



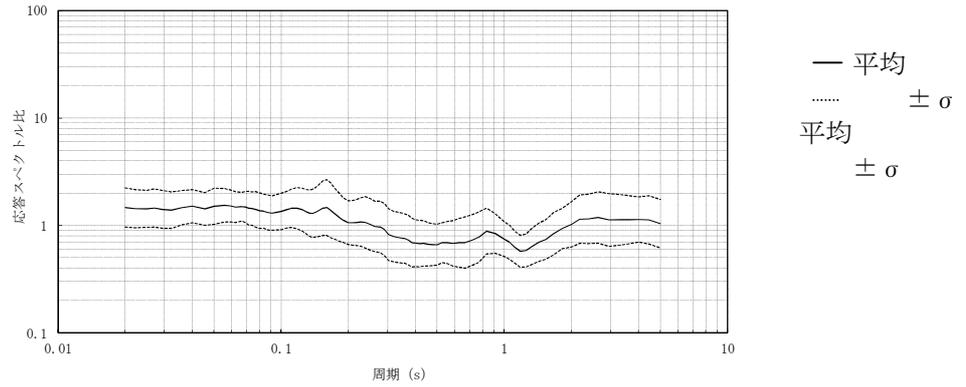
- ①太平洋プレートの上面深度が60kmよりも深い領域
- ②垣見他(2003)の8A3に対応し、太平洋プレートの上面深度が60kmよりも浅い領域
(東側の境界以东では、地震数が減少するため境界線を設定)
- ③主にフィリピン海プレートに関する地震活動が見られる領域
- ④茨城県南西部から千葉県北部にかけて中小地震の活動が活発な領域
(太平洋プレートとフィリピン海プレートの地震が混在している領域)

第 3.2.1.2-8 図 領域区分 (海溝型地震 (調査モデル))



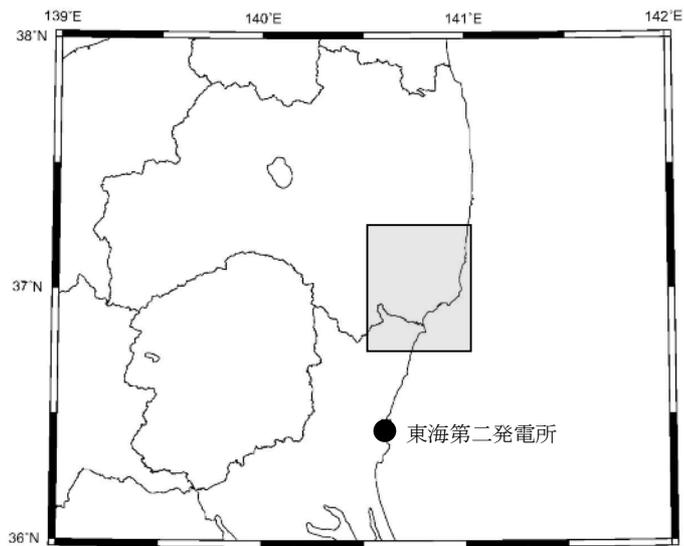
- ①地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「三陸沖北部から房総沖の海溝寄り」の領域
- ②地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「福島県沖のプレート間地震」の領域
- ③地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「茨城県沖のプレート間地震」の領域
- ④地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「房総沖」の領域
- ⑤地震調査研究推進本部の確率論的地震動予測地図における太平洋プレートの上面が60kmよりも深い領域
- ⑥地震調査研究推進本部の地震活動の長期評価における「その他の南関東で発生するM7程度の地震」の領域

第 3. 2. 1. 2-9 図 領域区分（海溝型地震（推本参考モデル））



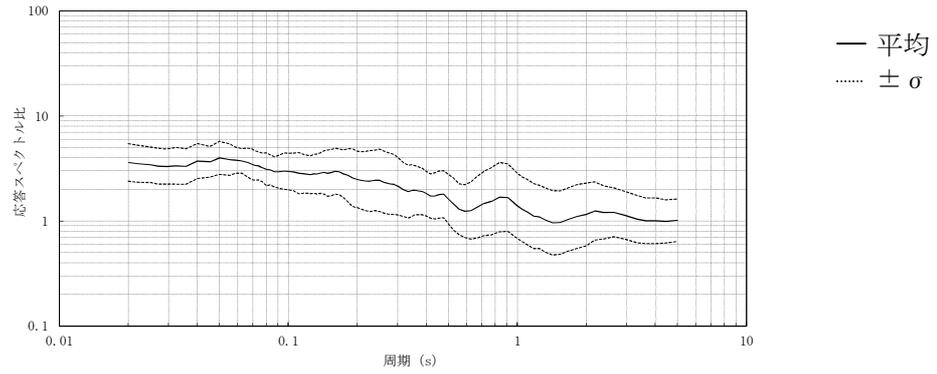
〔補正係数は観測記録の平均値を用いる。また、その時に用いる距離減衰式のばらつきは、観測記録から算定する。〕

観測記録の応答スペクトル比



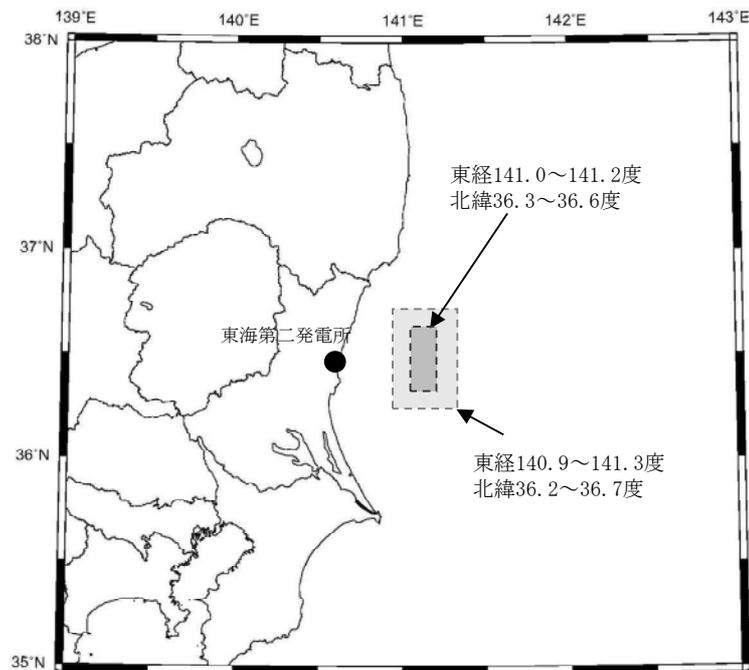
補正係数を考慮する領域（網掛け部）

第 3. 2. 1. 2-10 図 地震観測記録による補正係数
 (内陸地殻内地震のうち福島県と茨城県の県境付近で発生する地震)



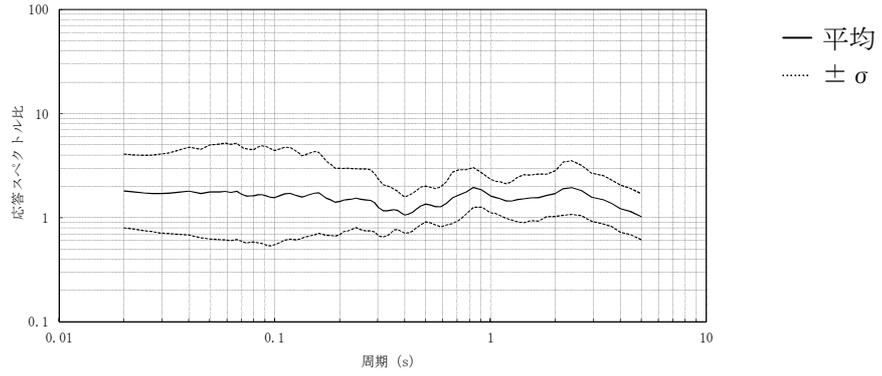
補正係数は観測記録の平均値を用いる。また、その時に用いる距離減衰式のばらつきは、観測記録から算定する。

観測記録の応答スペクトル比



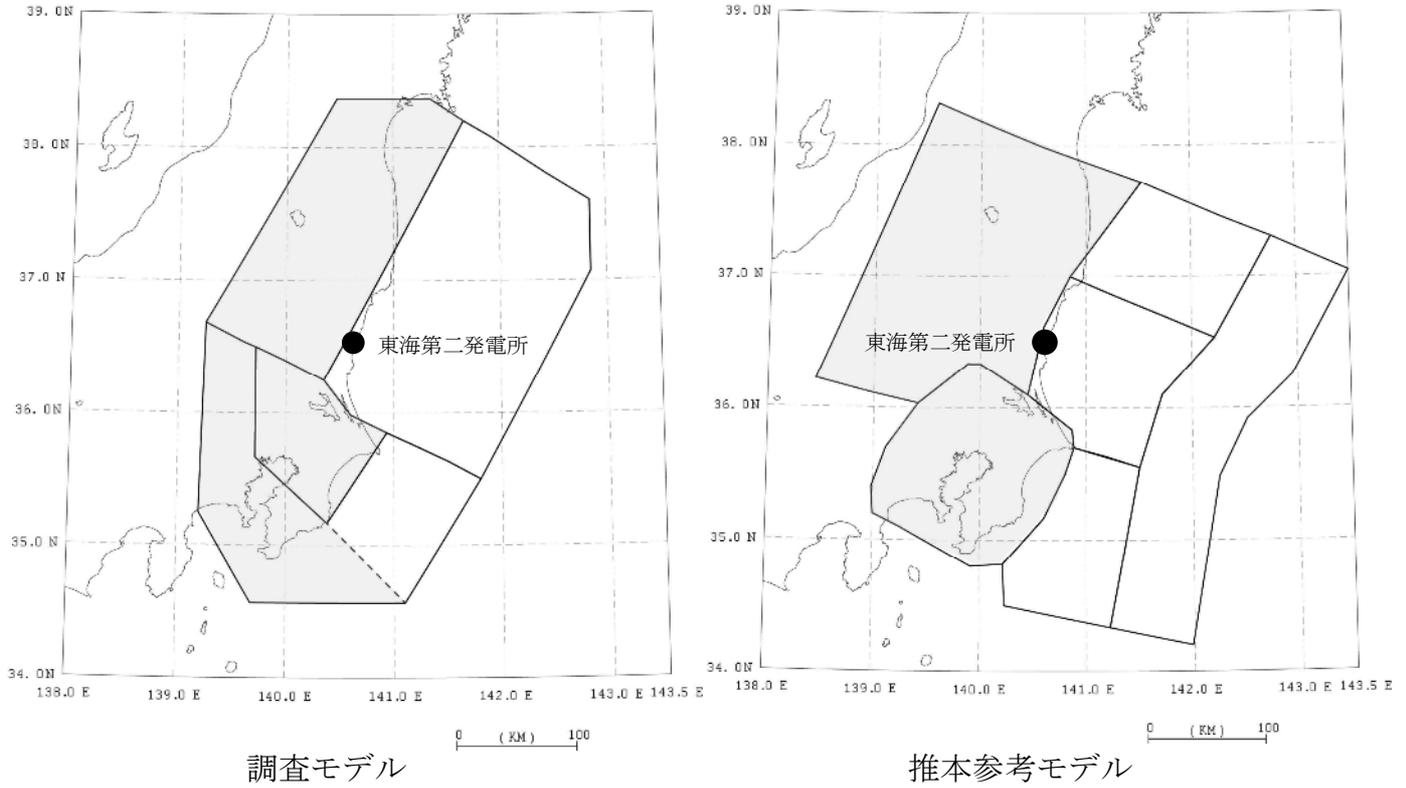
補正係数を適用する領域（網掛け部）
 （領域大，小の2つをロジックツリーで考慮）

第 3.2.1.2-11 図 地震観測記録による補正係数
 （海溝型地震のうち鹿島灘周辺で発生する地震）



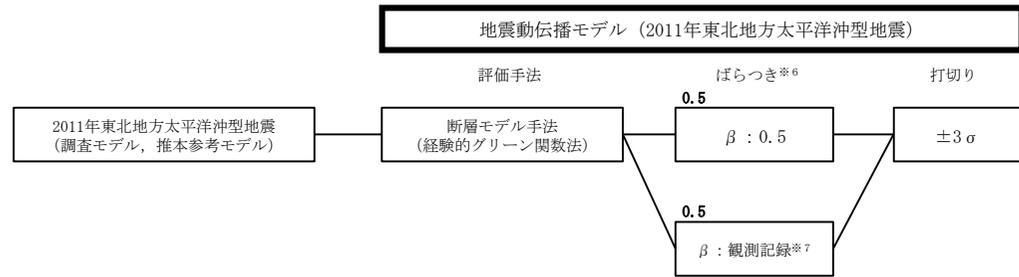
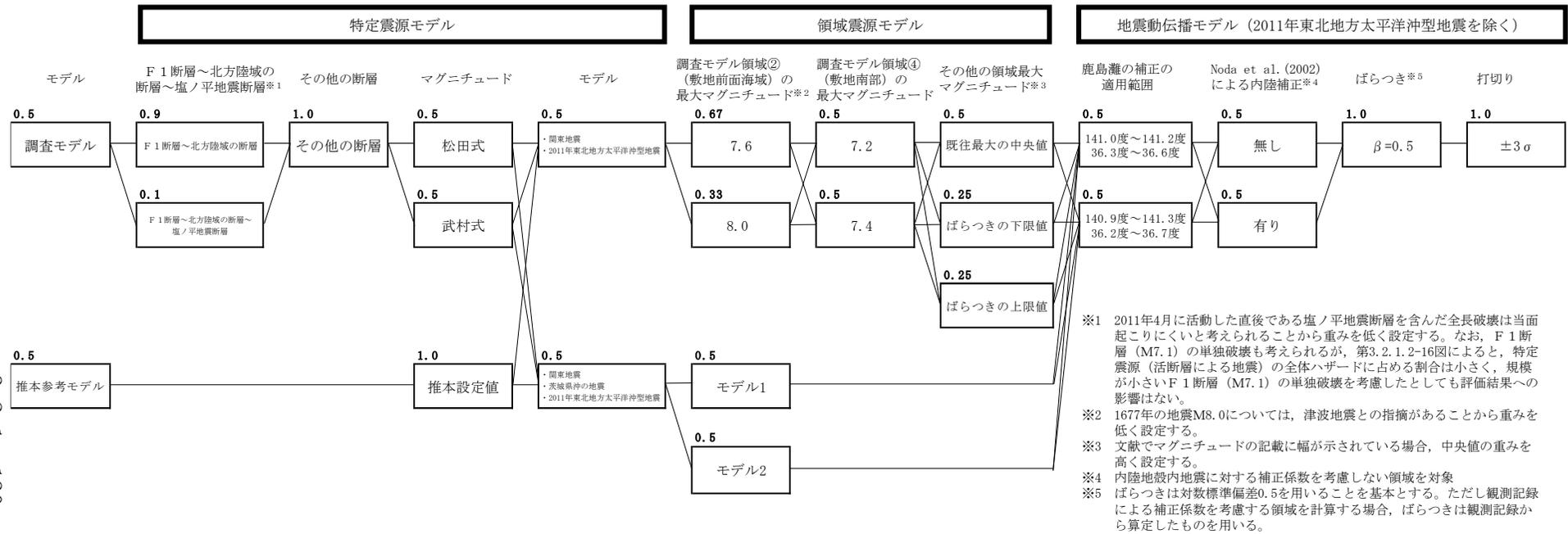
補正係数は観測記録の平均値を用いる。また、その時に用いる距離減衰式のばらつきは、観測記録から算定する。

観測記録の応答スペクトル比



補正係数を適用する領域 (網掛け部)

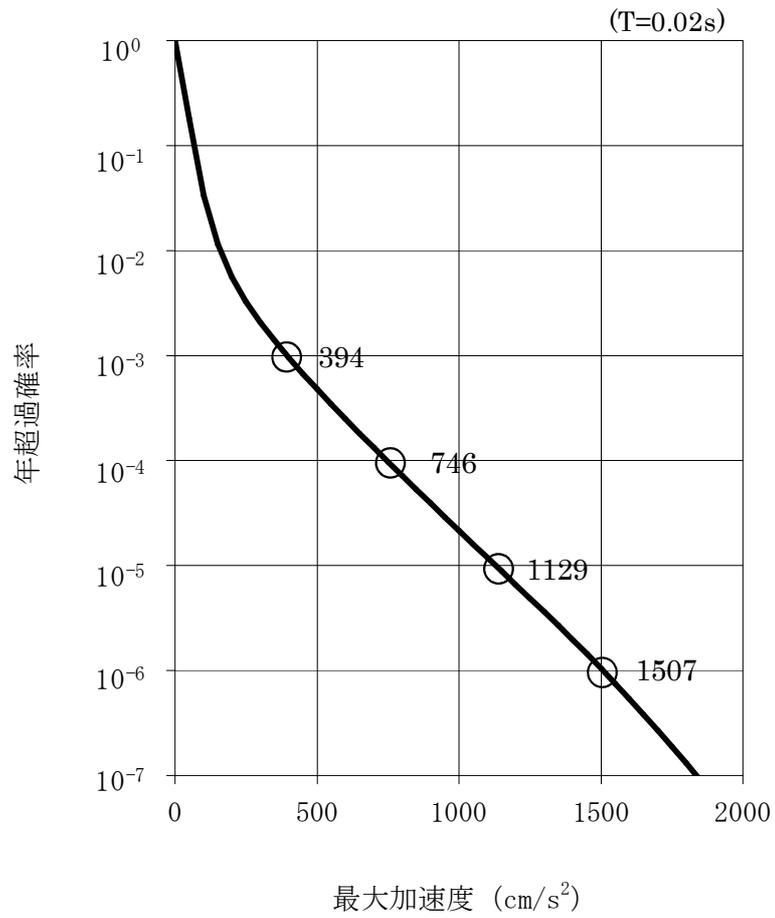
第 3.2.1.2-12 図 地震観測記録による補正係数
(海溝型地震のうち深い場所で発生する地震)



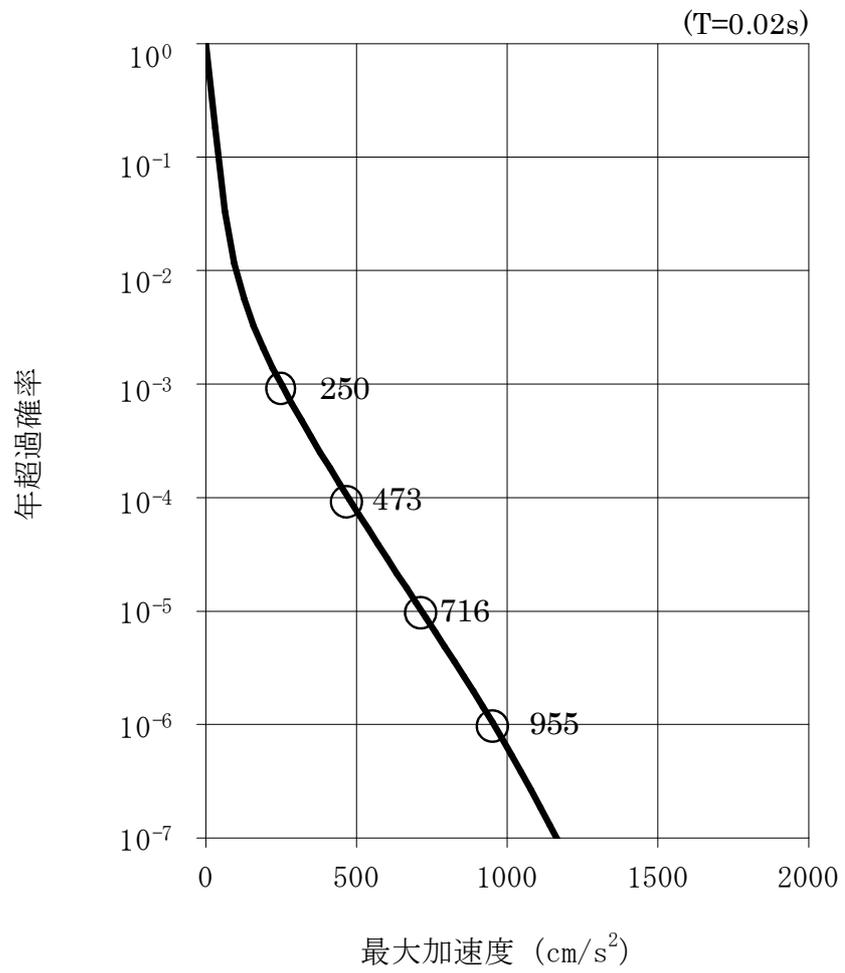
※6 β=0.5を用いる場合と観測記録による値を用いる場合をロジックツリーで考慮する。

※7 敷地への影響は敷地前面の鹿島灘の位置にあるSMGAの影響が大きいため、海溝型地震のうち鹿島灘周辺で発生する地震で考慮するばらつきを用いる。

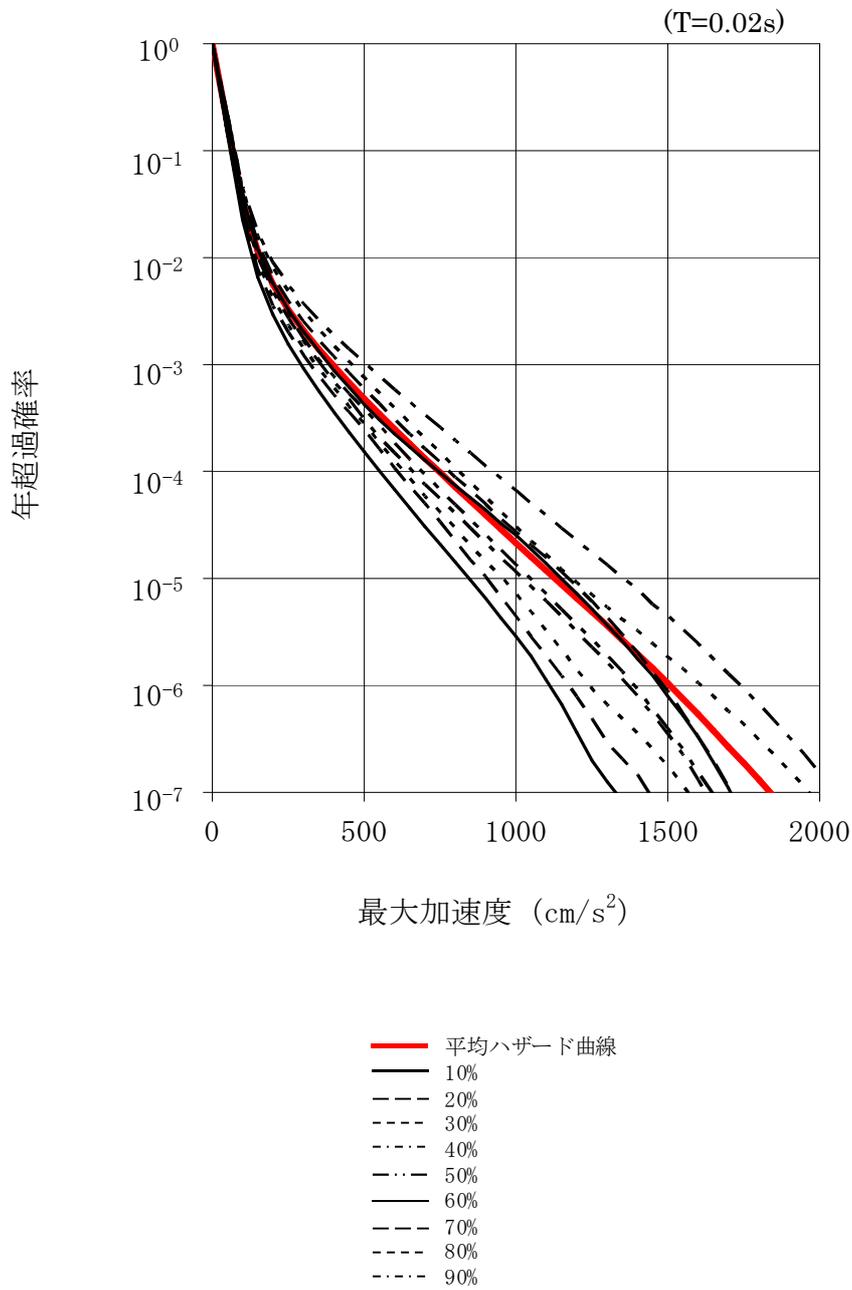
第3.2.1.2-13 図 ロジックツリー



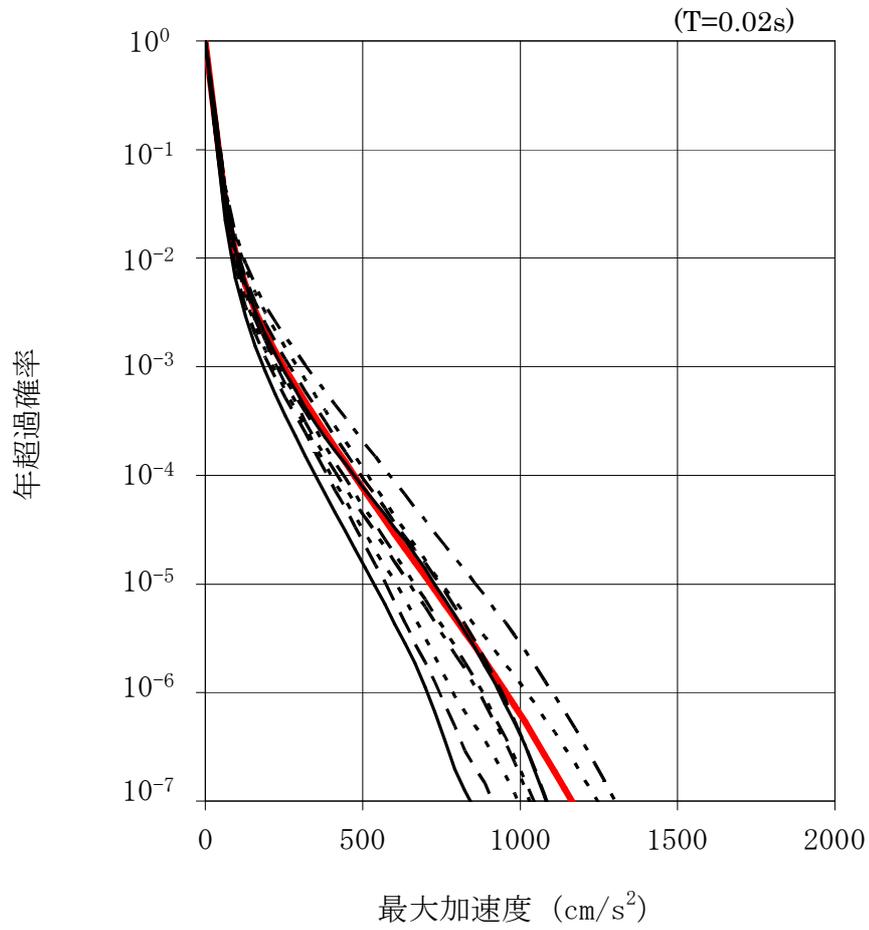
第 3.2.1.2-14 図 (1/2) 平均地震ハザード曲線 (水平方向)



第 3.2.1.2-14 図 (2/2) 平均地震ハザード曲線 (鉛直方向)

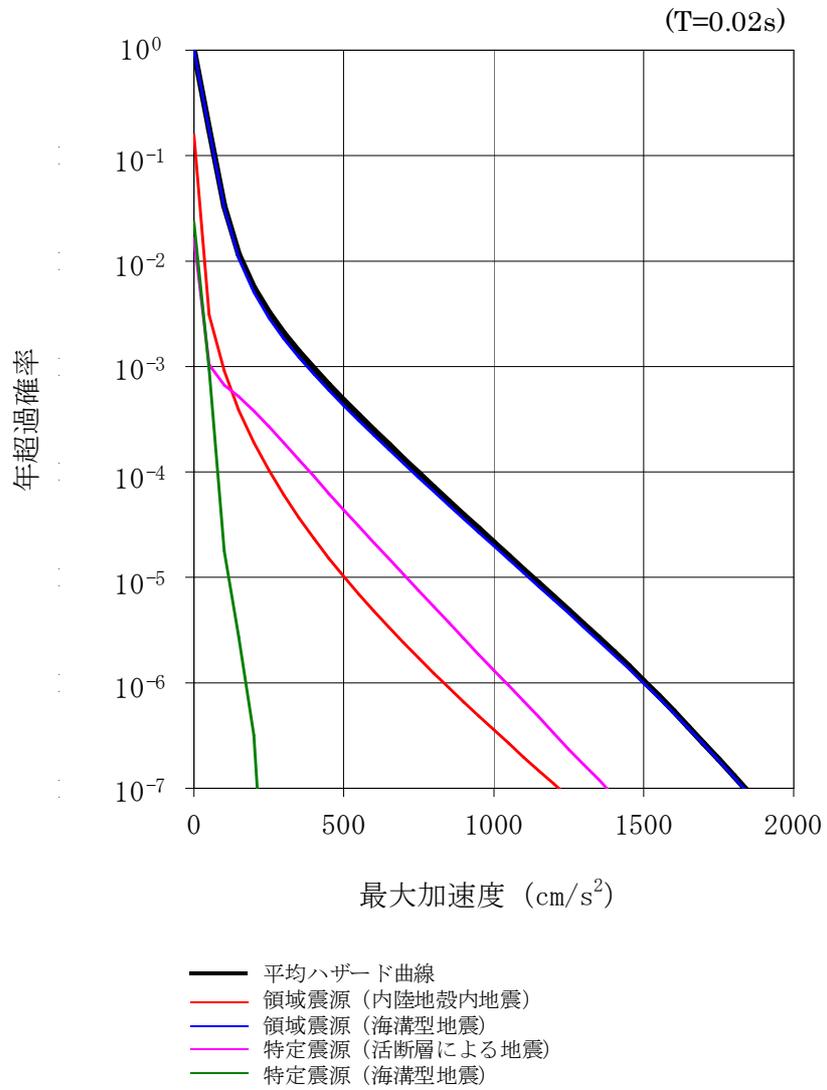


第 3. 2. 1. 2-15 図 (1/2) フラクタイル地震ハザード曲線 (水平方向)

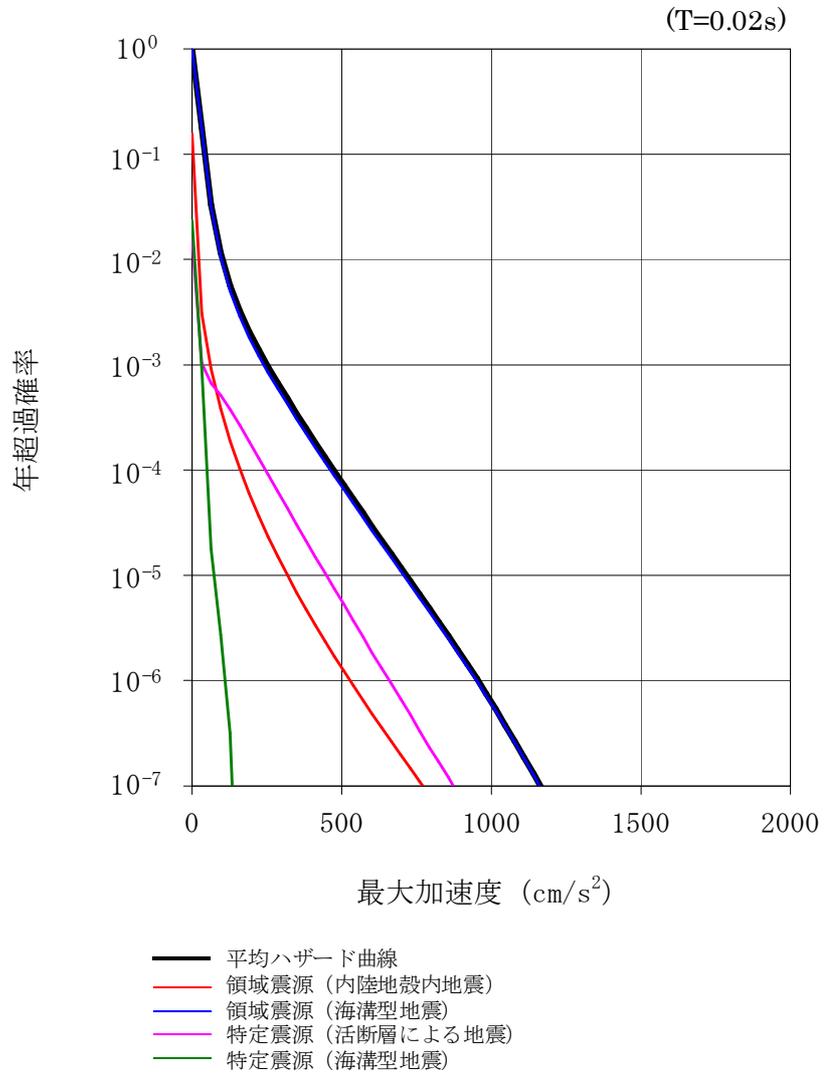


- 平均ハザード曲線
- 10%
- - - 20%
- - - 30%
- · - · 40%
- · - · 50%
- 60%
- - - 70%
- - - 80%
- · - · 90%

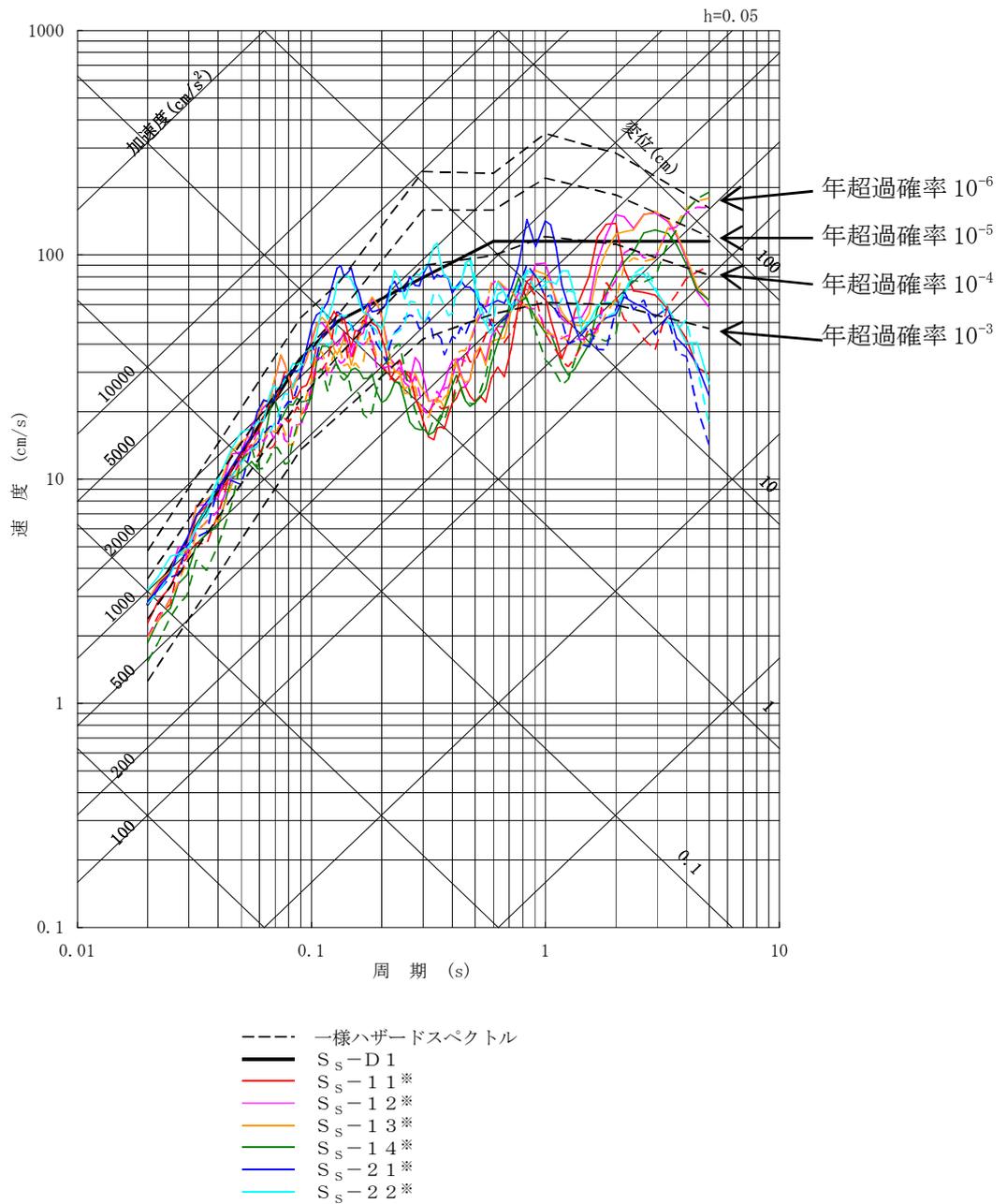
第 3. 2. 1. 2-15 図 (2/2) フラクタイル地震ハザード曲線 (鉛直方向)



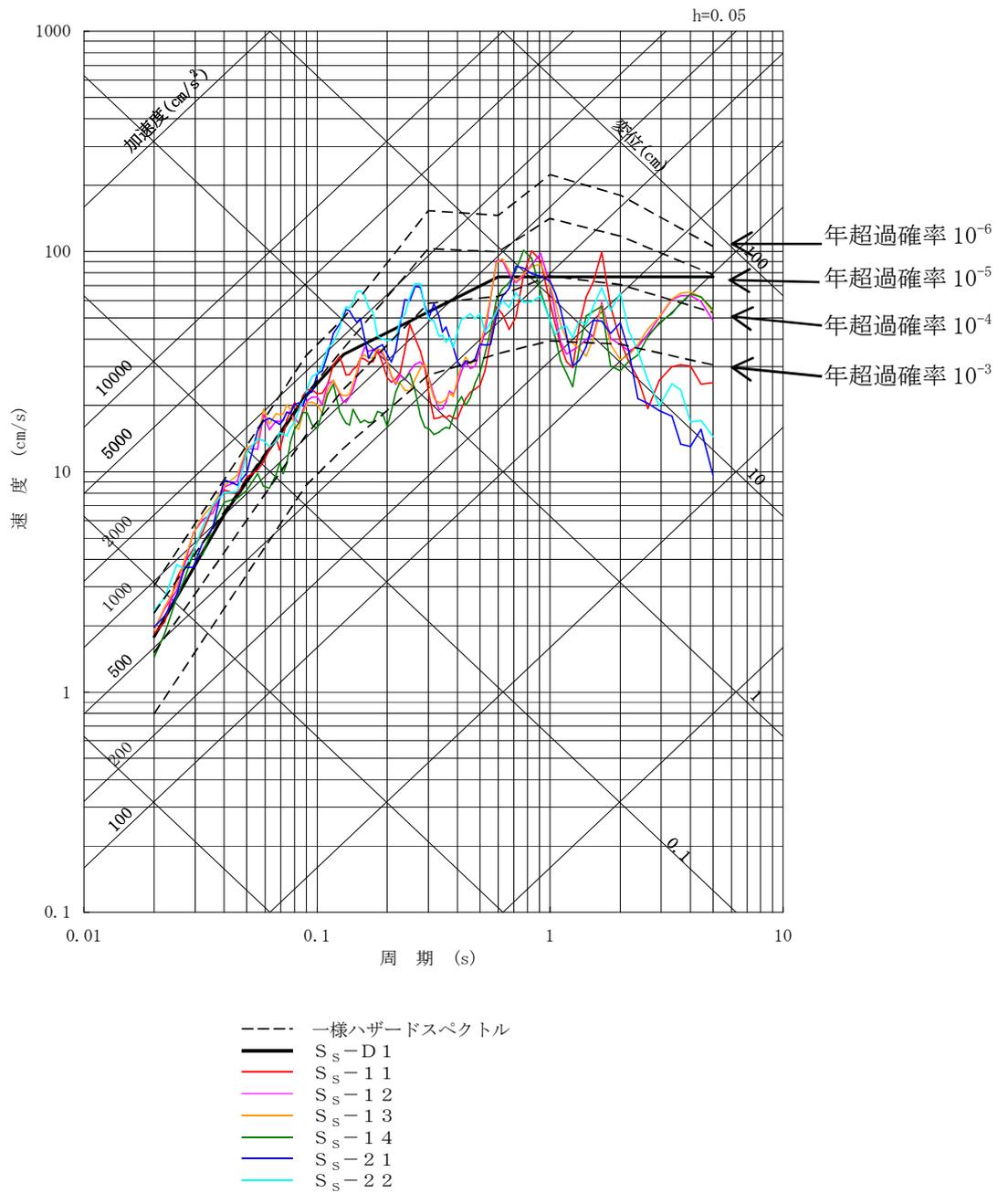
第 3. 2. 1. 2-16 図 (1/2) 震源別平均ハザード曲線 (水平方向)



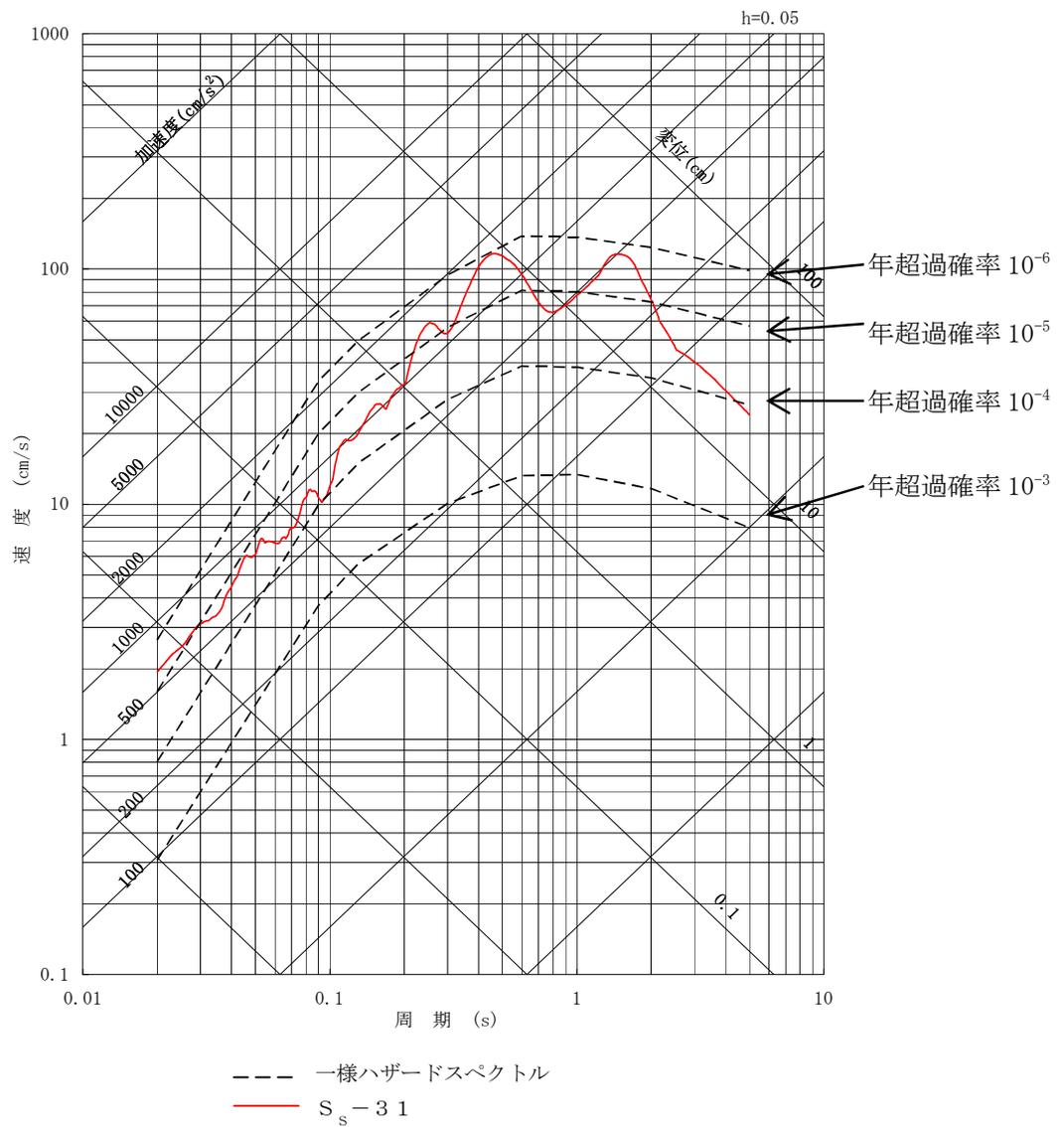
第 3. 2. 1. 2-16 図 (2/2) 震源別平均ハザード曲線 (鉛直方向)



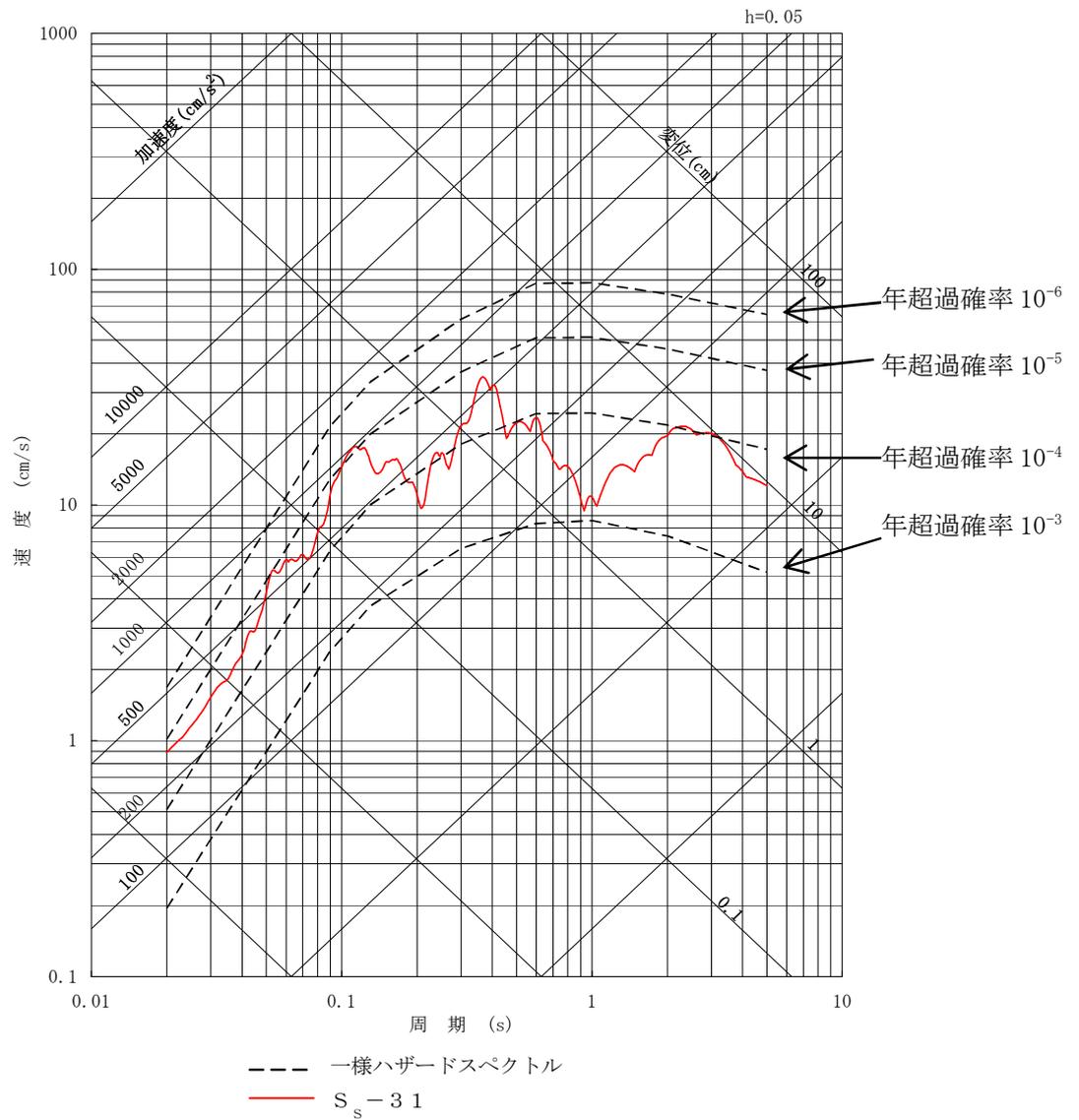
第 3.2.1.2-17 図 (1/2) 一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-D1 , $S_s-1\ 1^* \sim S_s-2\ 2^*$ の応答スペクトルの比較 (水平方向)



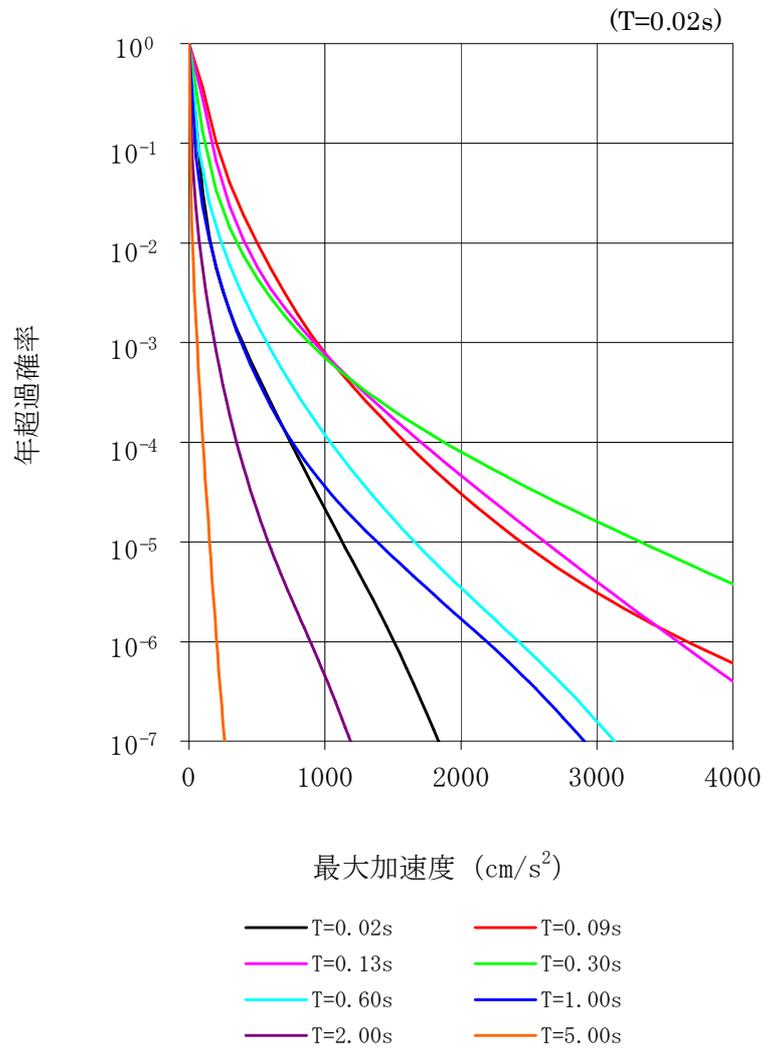
第 3.2.1.2-17 図 (2/2) 一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-D1, S_s-11 ~ S_s-22 の応答スペクトルの比較 (鉛直方向)



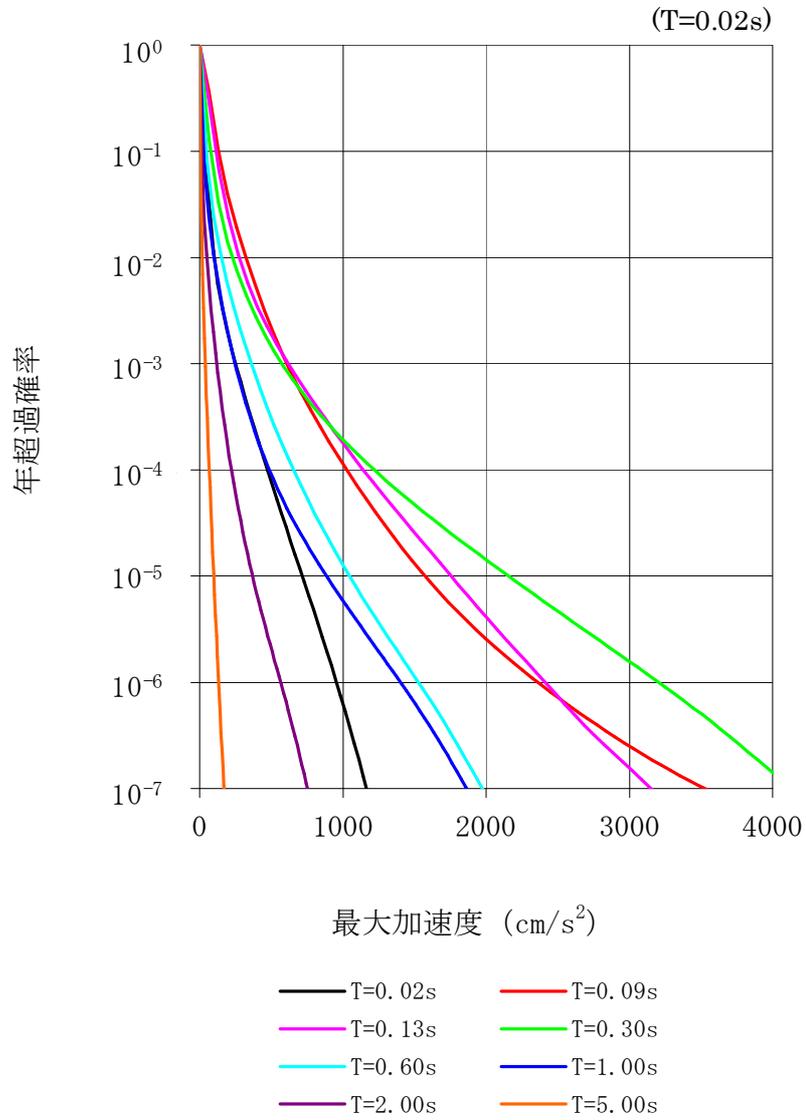
第 3.2.1.2-18 図 (1/2) 内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-31 の応答スペクトルの比較 (水平方向)



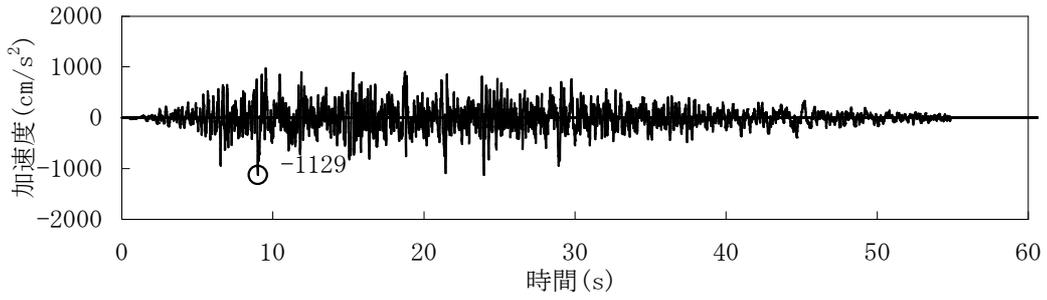
第 3.2.1.2-18 図 (2/2) 内陸地殻内地震の領域震源モデルによる一様ハザードスペクトルと基準地震動 S_s-31 の応答スペクトルの比較 (鉛直方向)



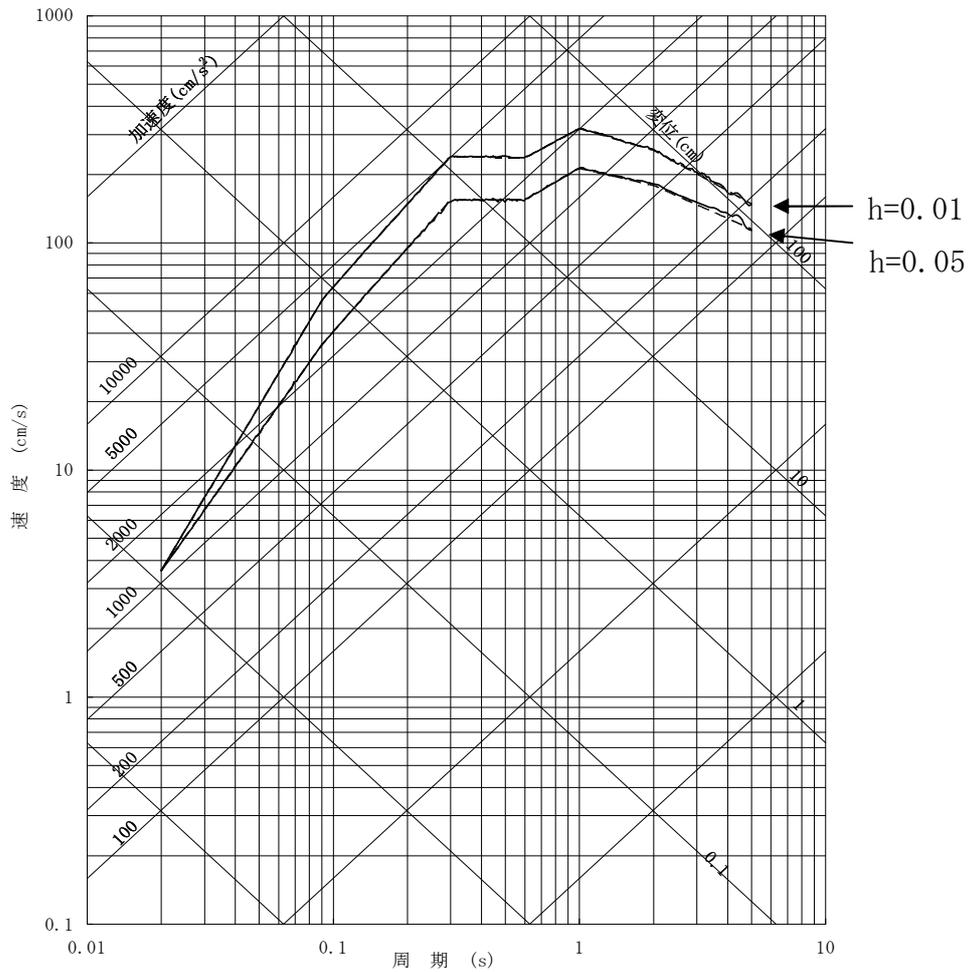
第 3.2.1.2-19 図 (1/2) 周期ごとの平均ハザード曲線 (水平方向)



第 3.2.1.2-19 図 (2/2) 周期ごとの平均ハザード曲線 (鉛直方向)



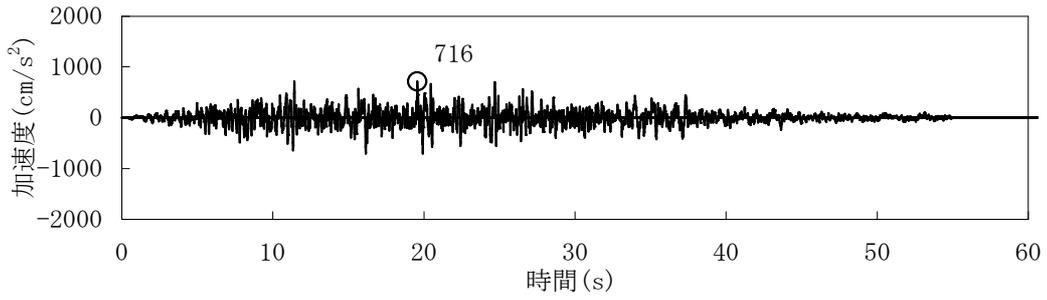
加速度時刻歴波形



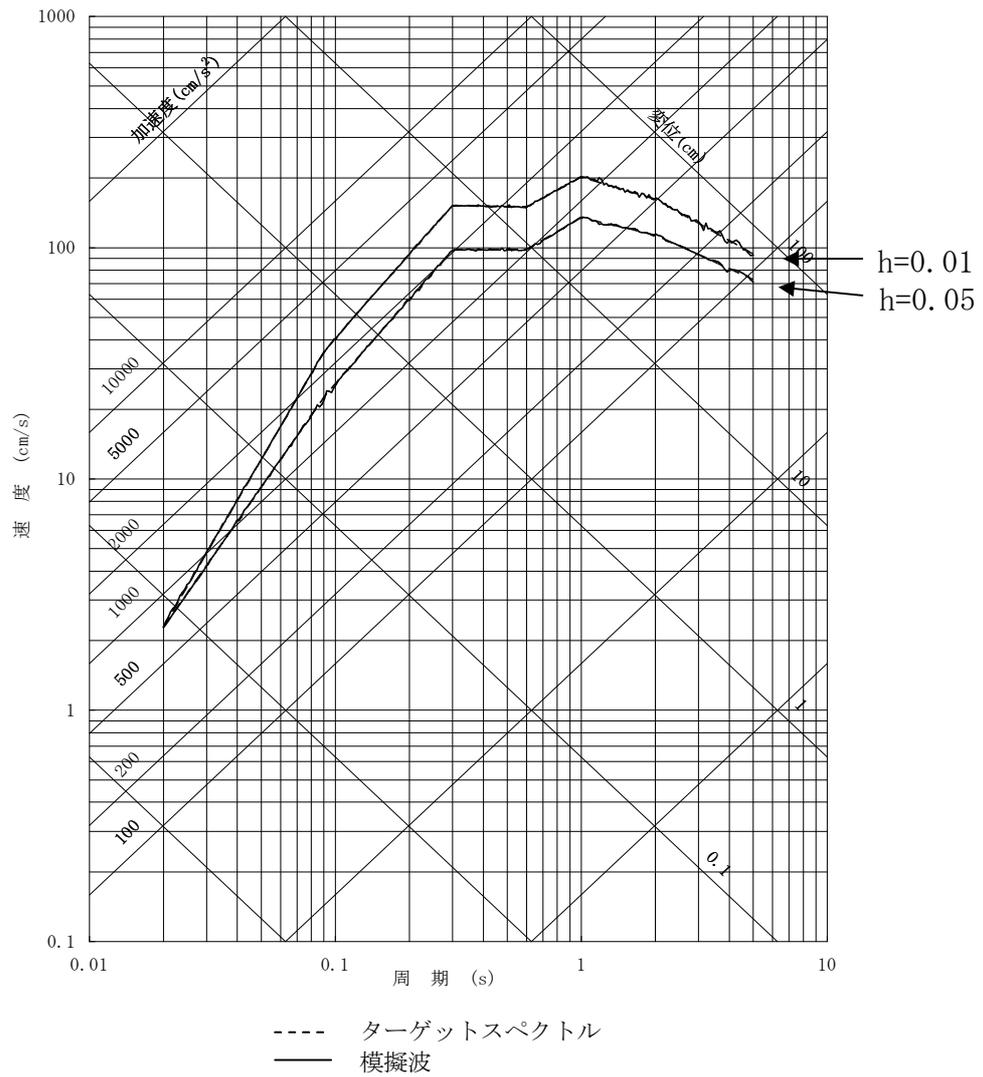
--- ターゲットスペクトル
 — 模擬波

応答スペクトル

第 3.2.1.2-20 図 (1/2) 年超過確率 10^{-5} の一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波 (水平方向)

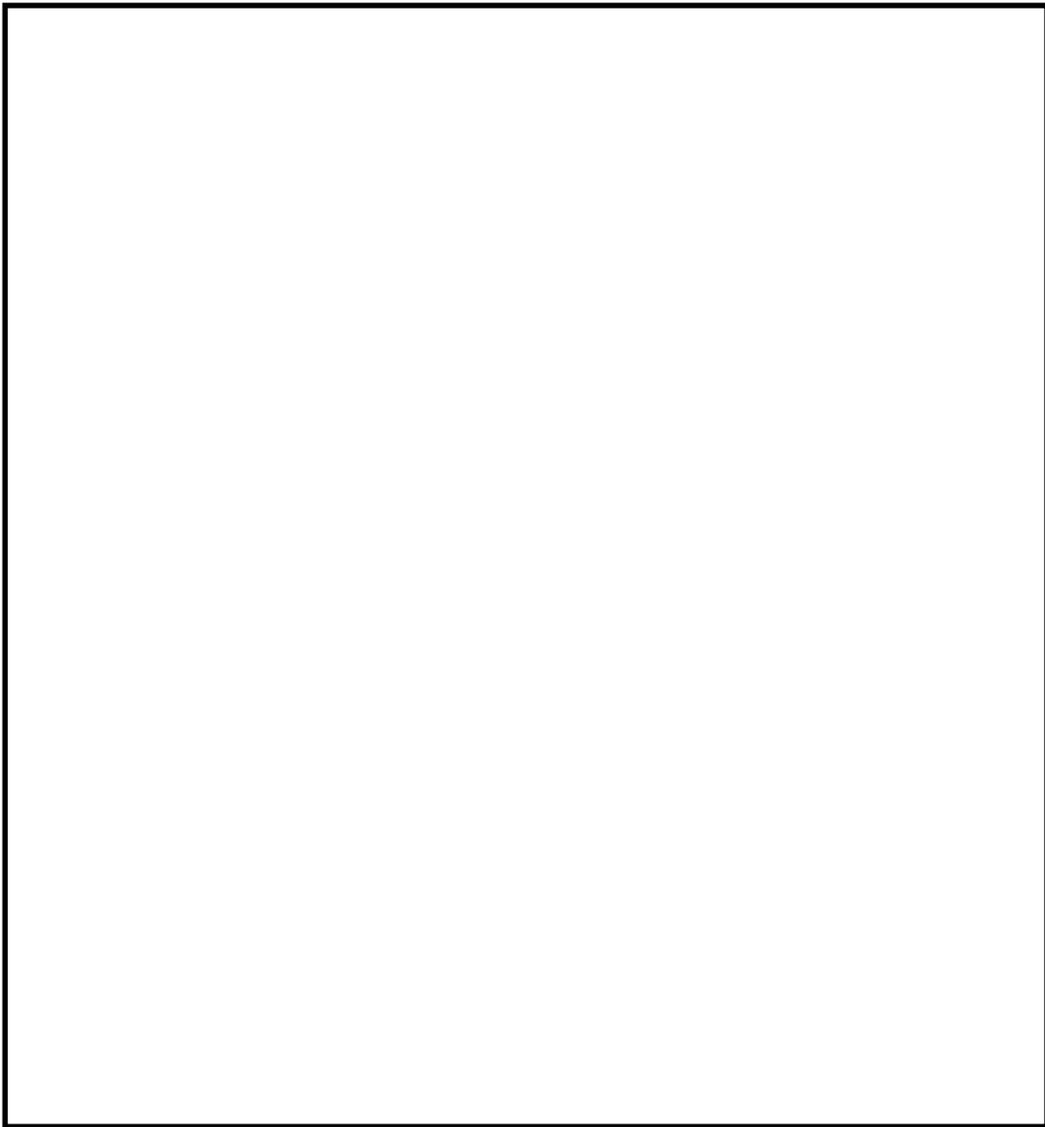


加速度時刻歴波形

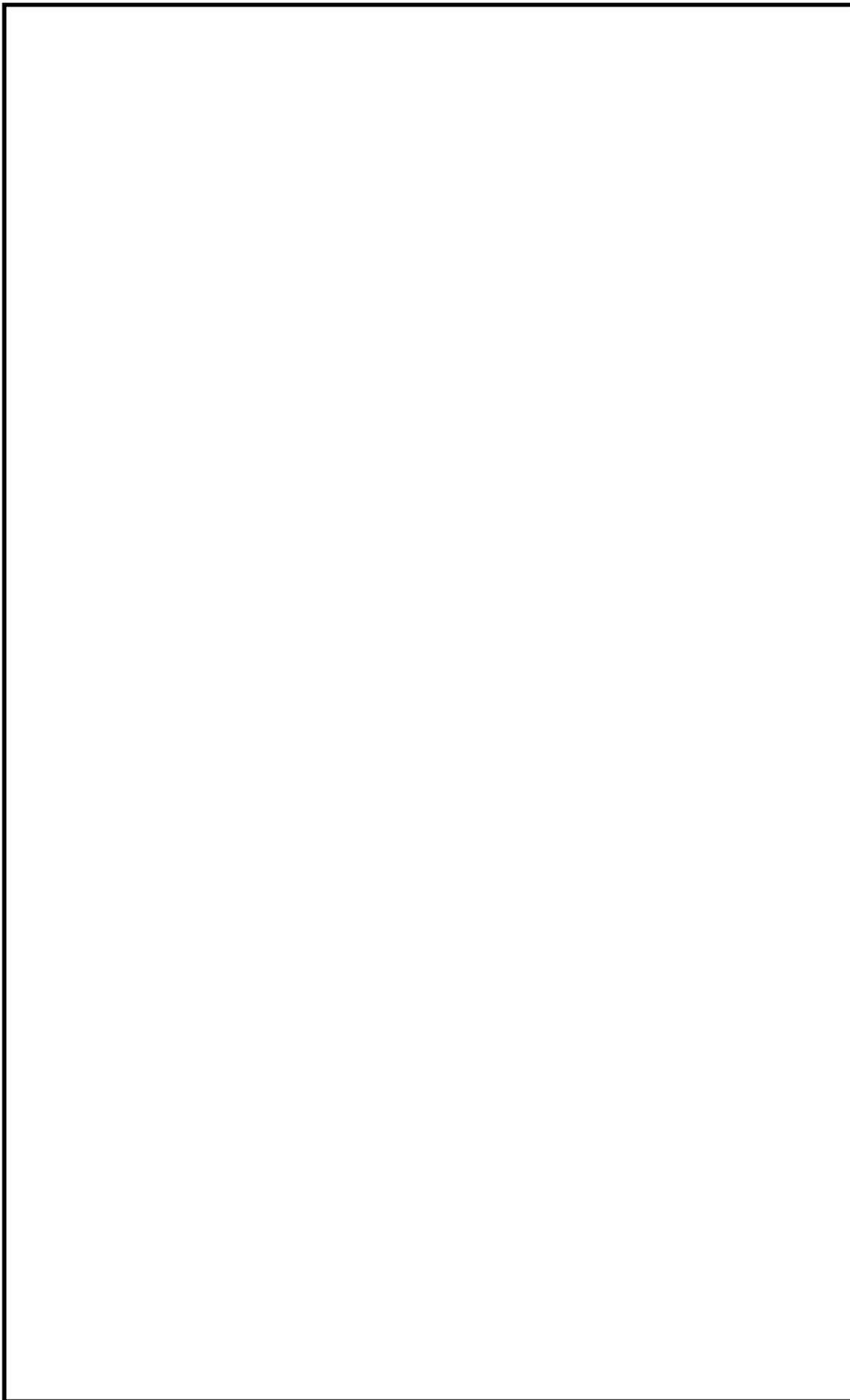


応答スペクトル

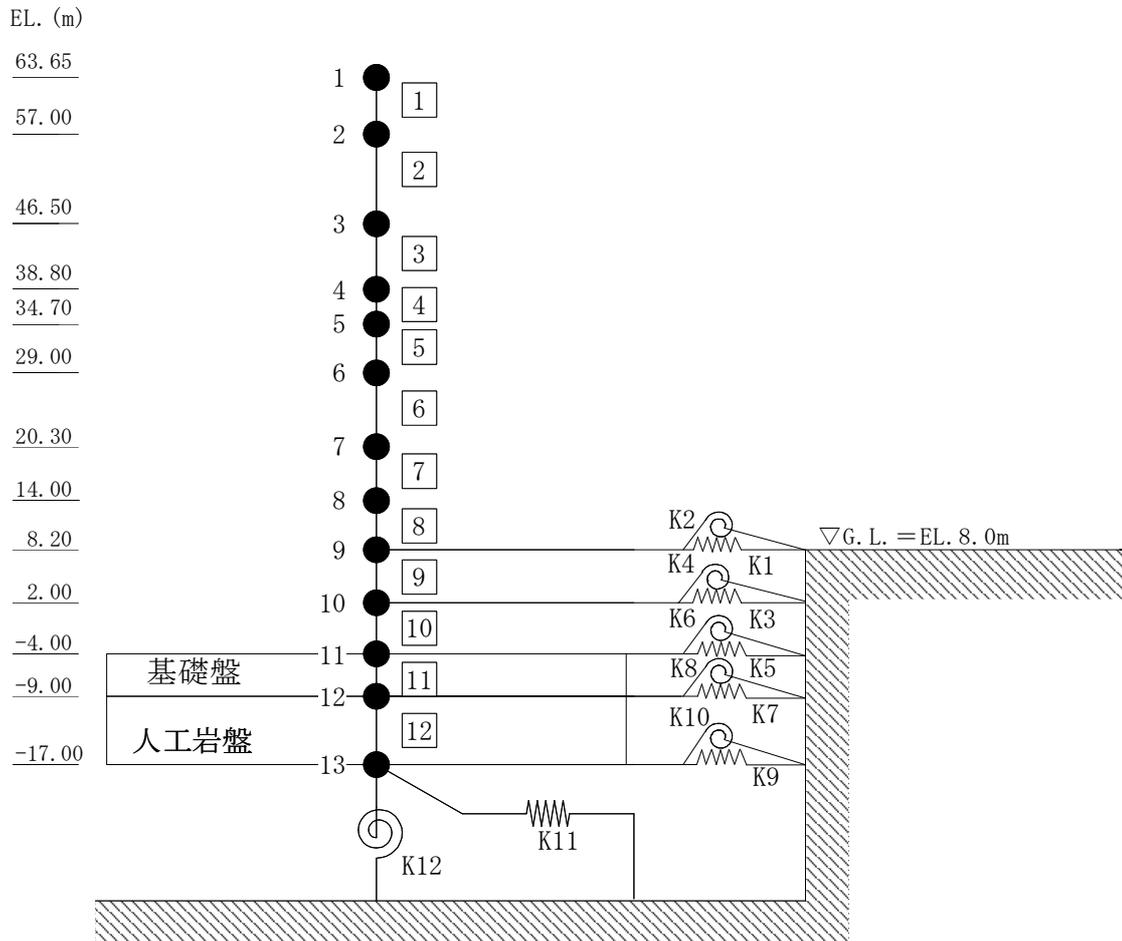
第 3.2.1.2-20 図 (2/2) 年超過確率 10^{-5} の一様ハザードスペクトルに適合する模擬地震波 (鉛直方向)



第 3.2.1.3-1-1 図 原子炉建屋の概略平面図 (EL. -4.0m)

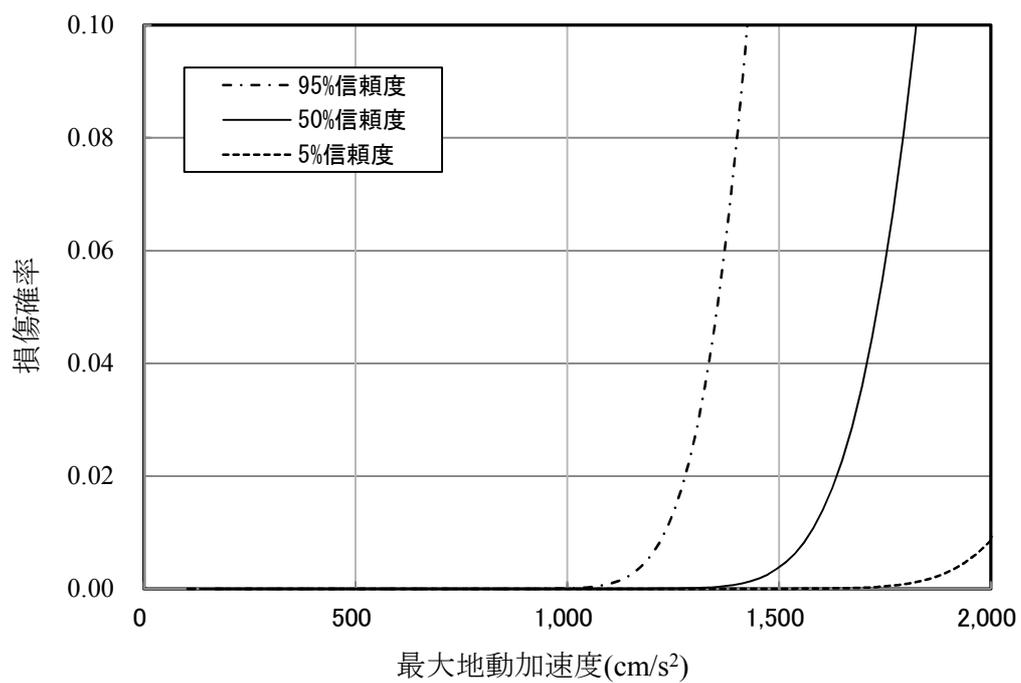


第 3.2.1.3-1-2 図 原子炉建屋の概略断面図

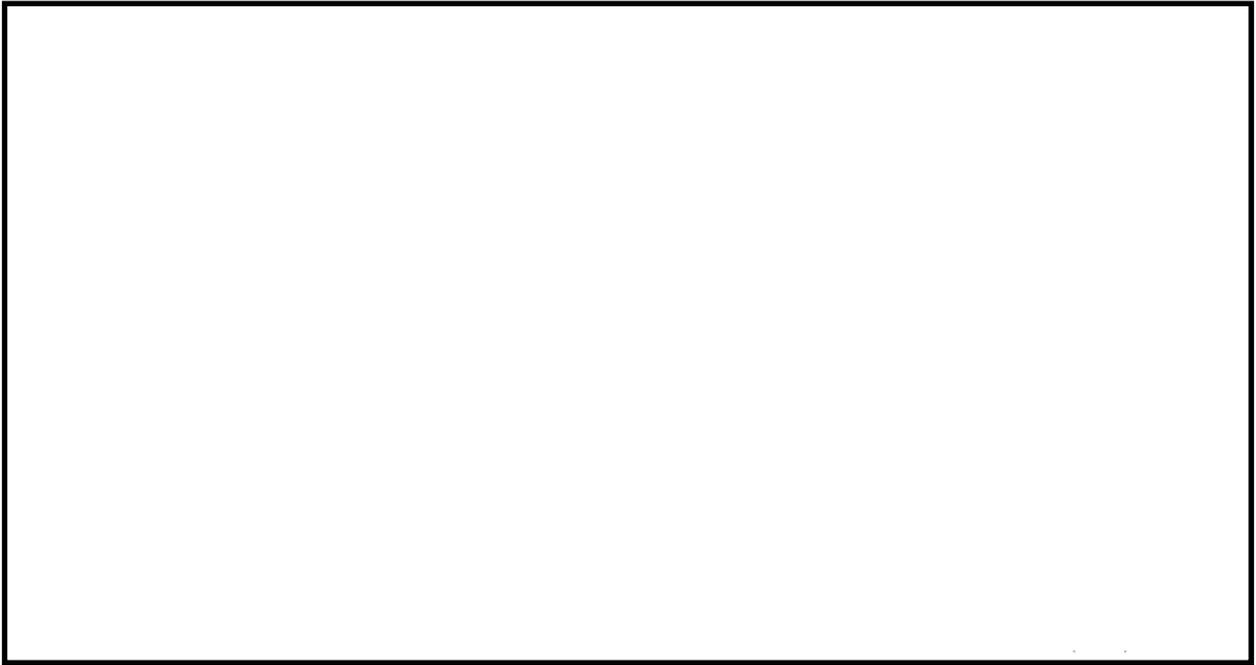


- 数字は質点番号を示す。
- □内は要素番号を示す。

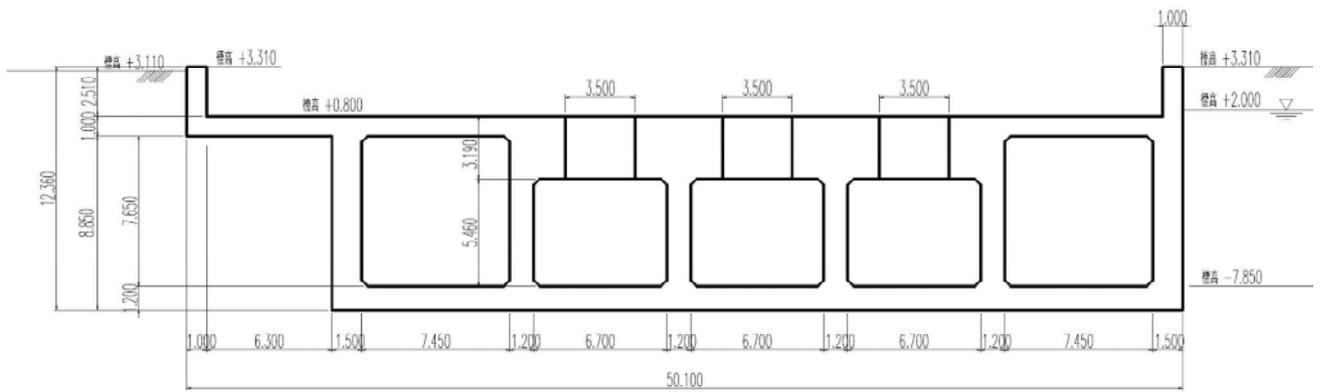
第 3. 2. 1. 3-1-3 図 解析モデル (水平)



第 3. 2. 1. 3-1-4 図 原子炉建屋の fragility 曲線

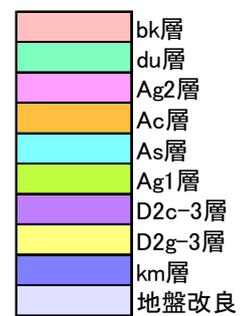
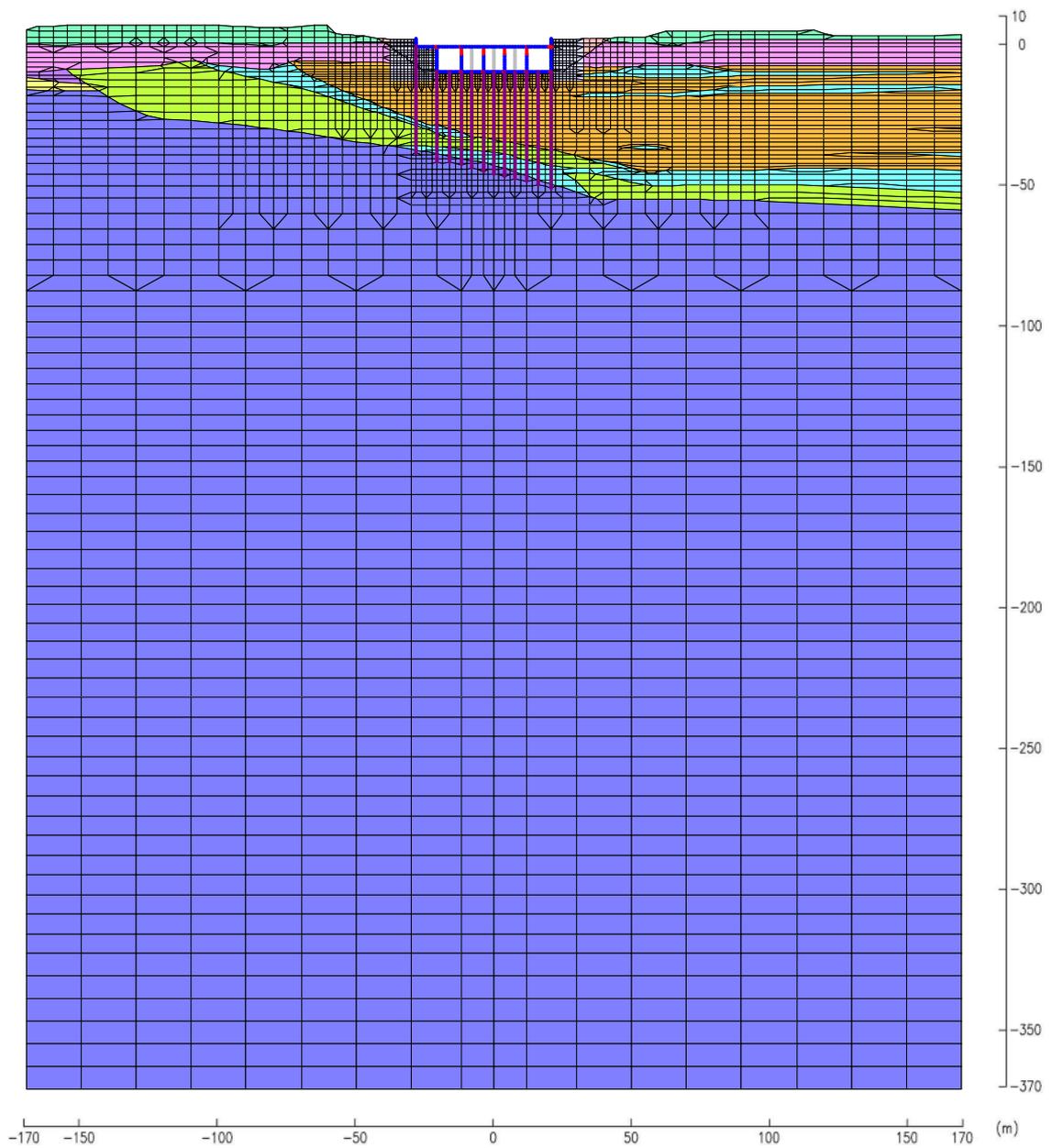


第 3. 2. 1. 3-2-1 図 海水ポンプ室平面図

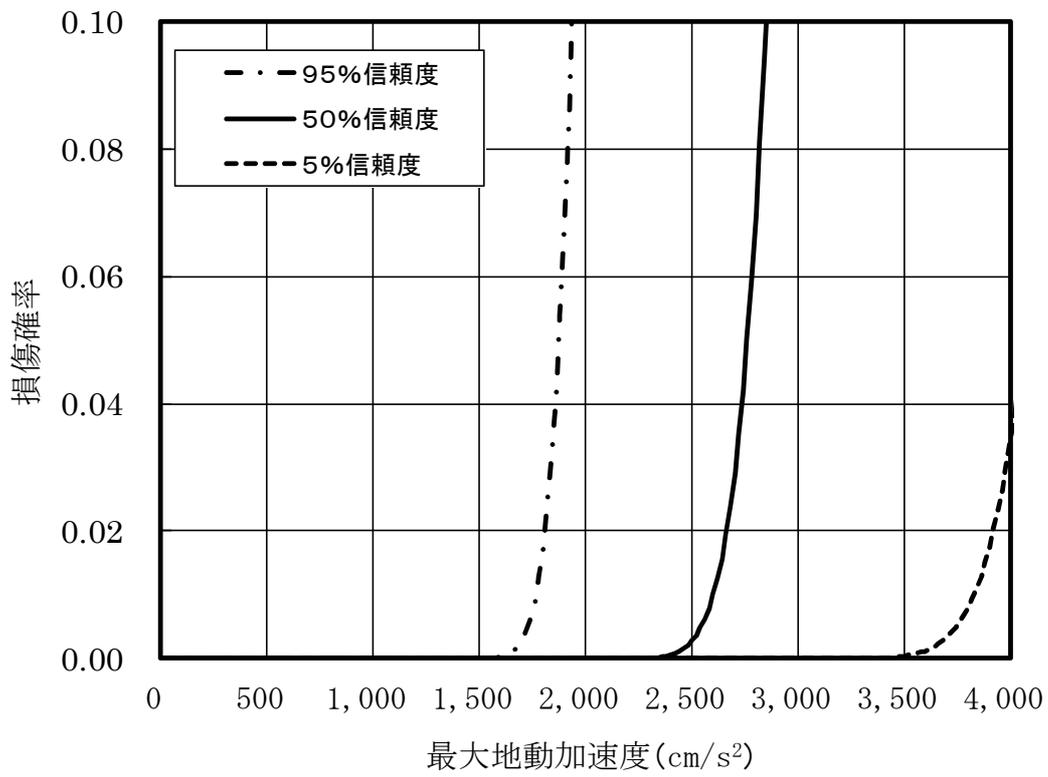


(単位：m)

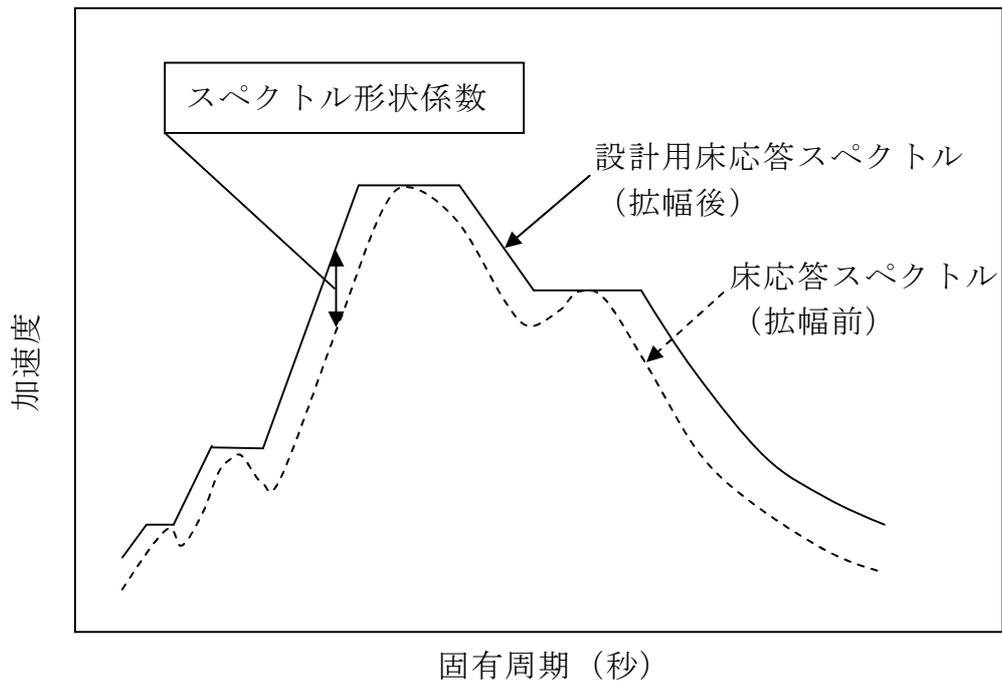
第 3. 2. 1. 3-2-2 図 海水ポンプ室断面図 (A-A' 断面)



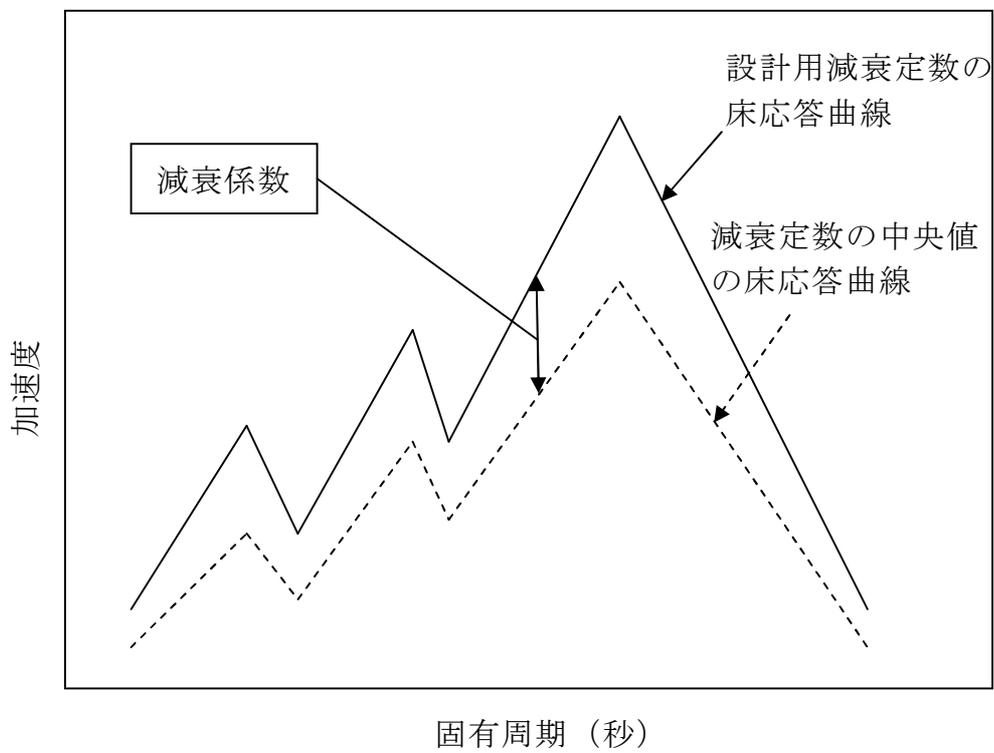
第 3. 2. 1. 3-2-3 図 解析モデル



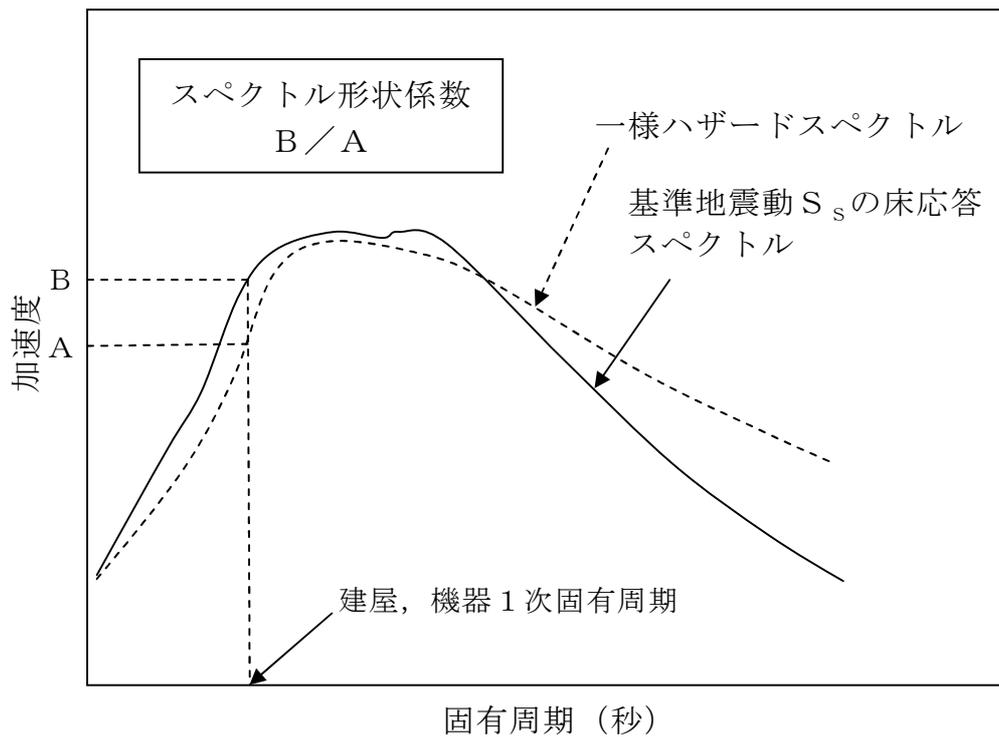
第 3.2.1.3-2-4 図 海水ポンプ室のフラジリティ曲線



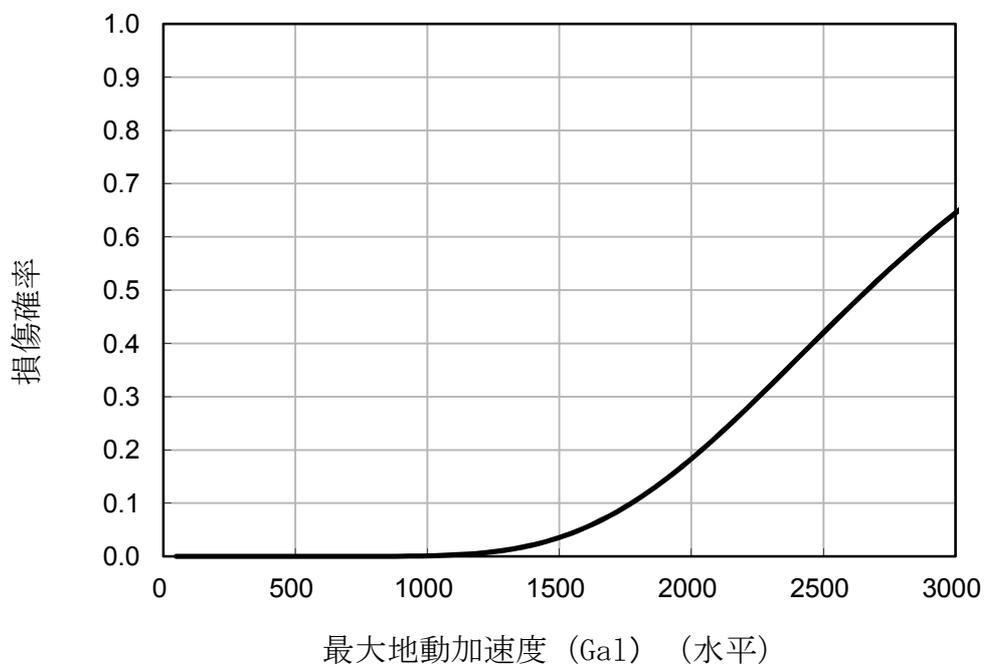
第 3. 2. 1. 3-3-1 図 スペクトル形状係数の概念図



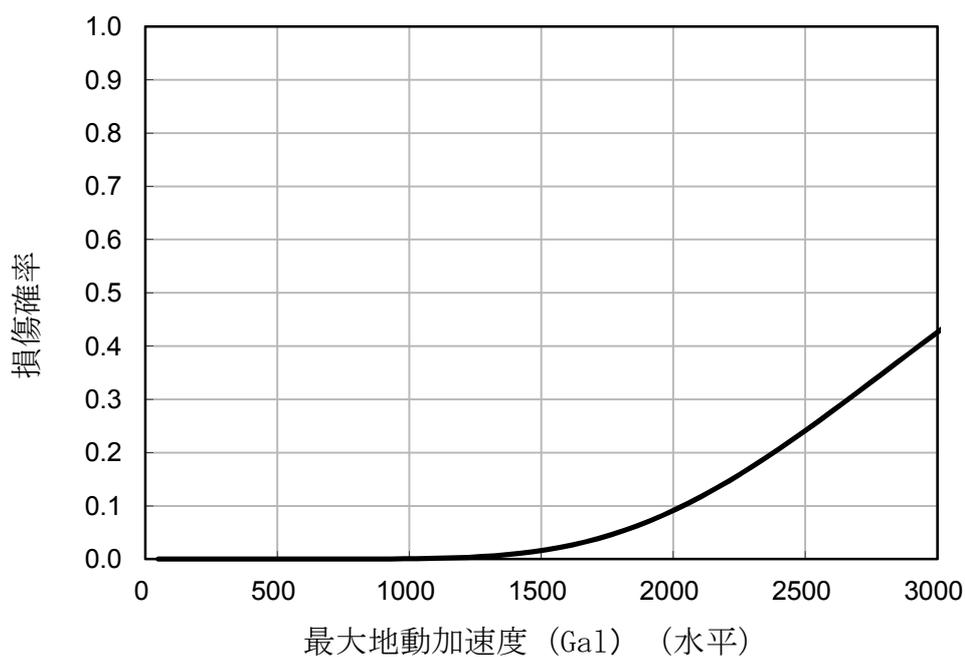
第 3. 2. 1. 3-3-2 図 減衰係数の概念図



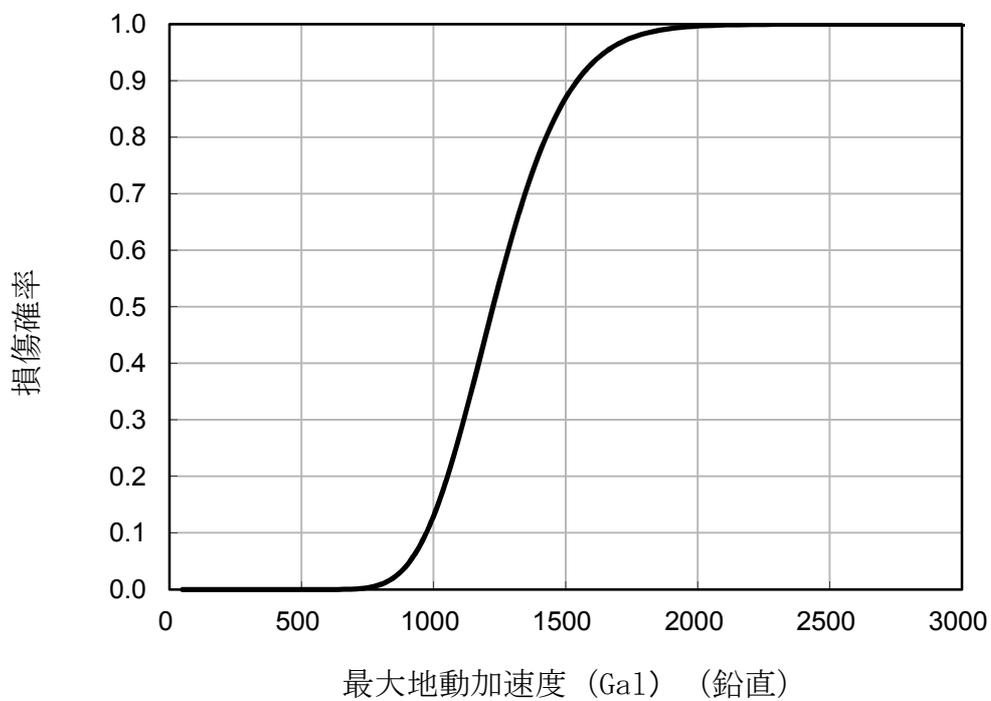
第 3. 2. 1. 3-3-3 図 解放基盤表面における地震動のスペクトル形状係数の概念図



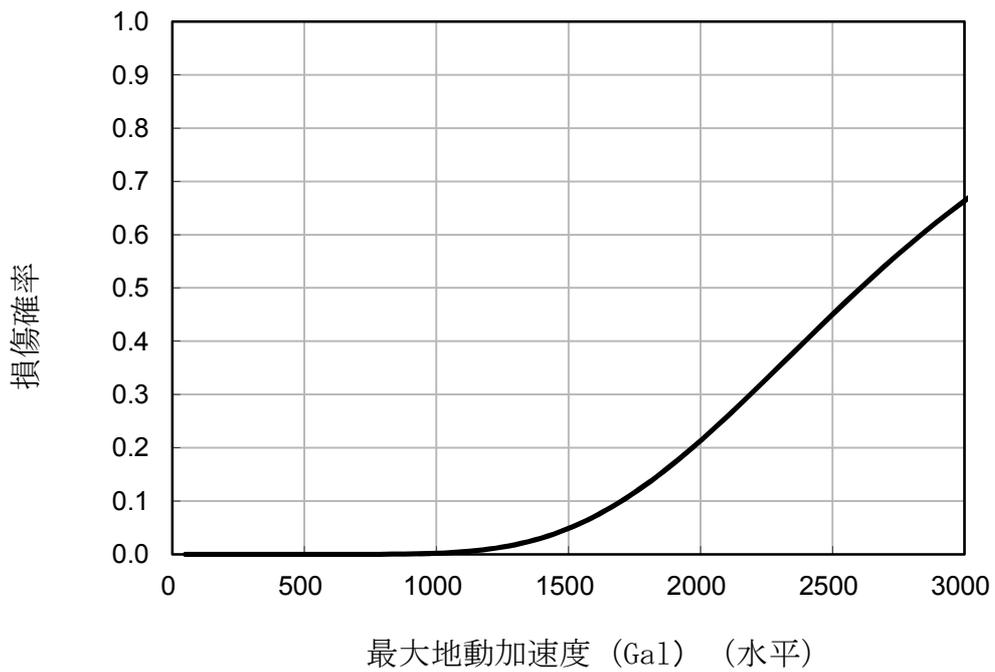
第 3. 2. 1. 3-3-4 図 原子炉圧力容器 (蒸気乾燥器支持ブラケット) 平均フラジリティ曲線



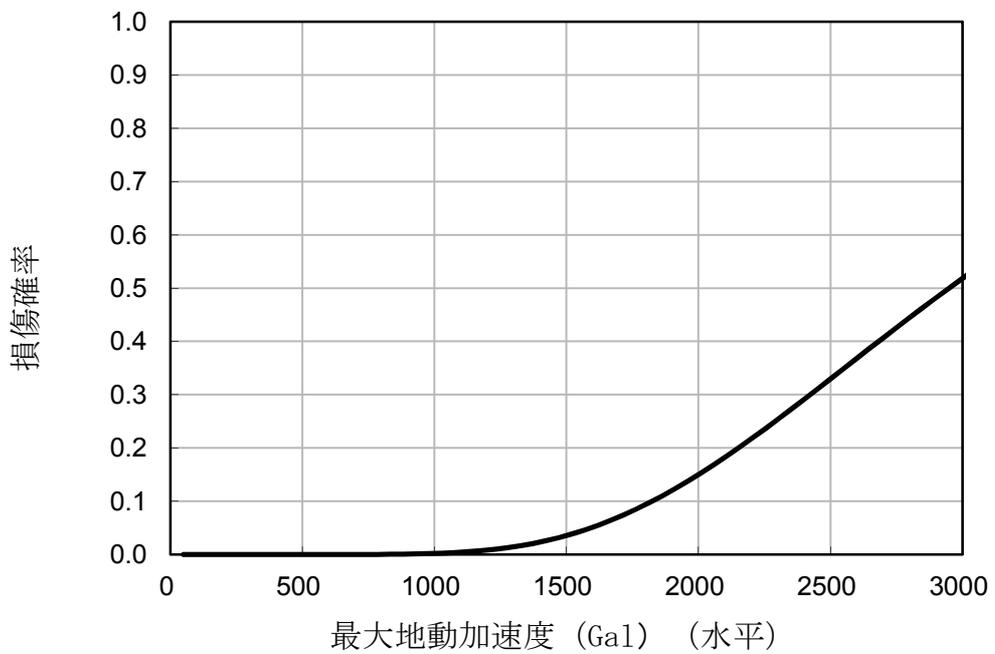
第 3.2.1.3-3-5 図 残留熱除去系熱交換器 (アンカボルト)
平均フラジリティ曲線



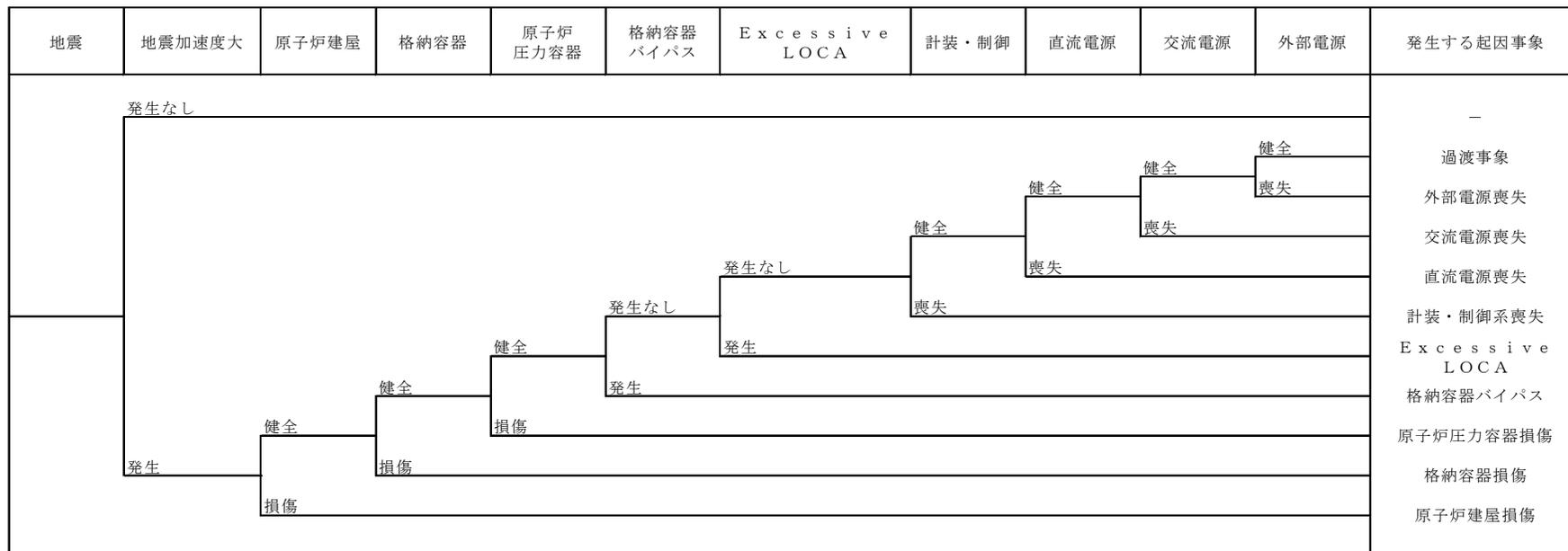
第 3.2.1.3-3-6 図 残留熱除去系海水系ポンプ 平均フラジリティ曲線



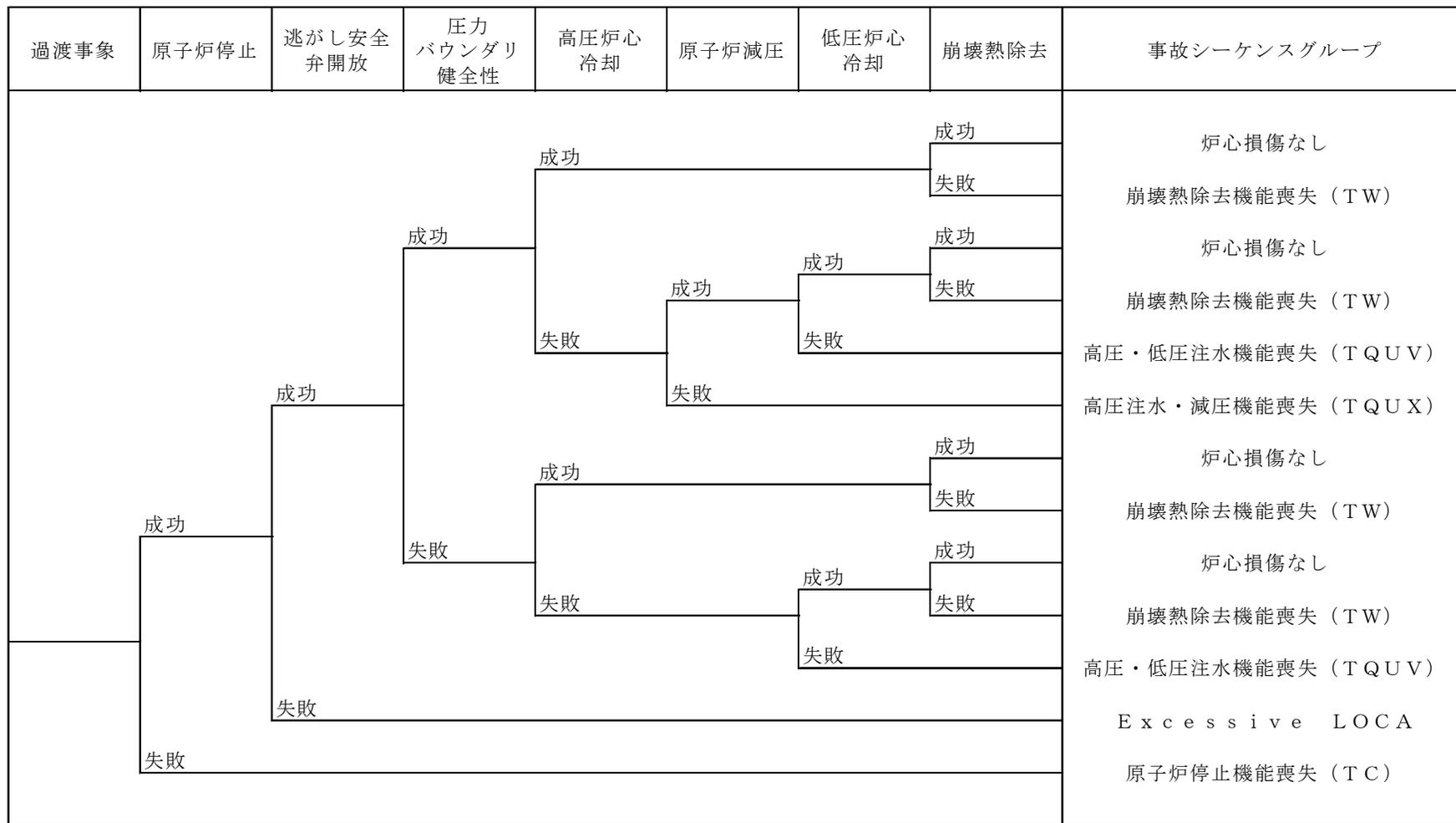
第 3. 2. 1. 3-3-7 図 非常用パワーセンタ 平均フラジリティ曲線



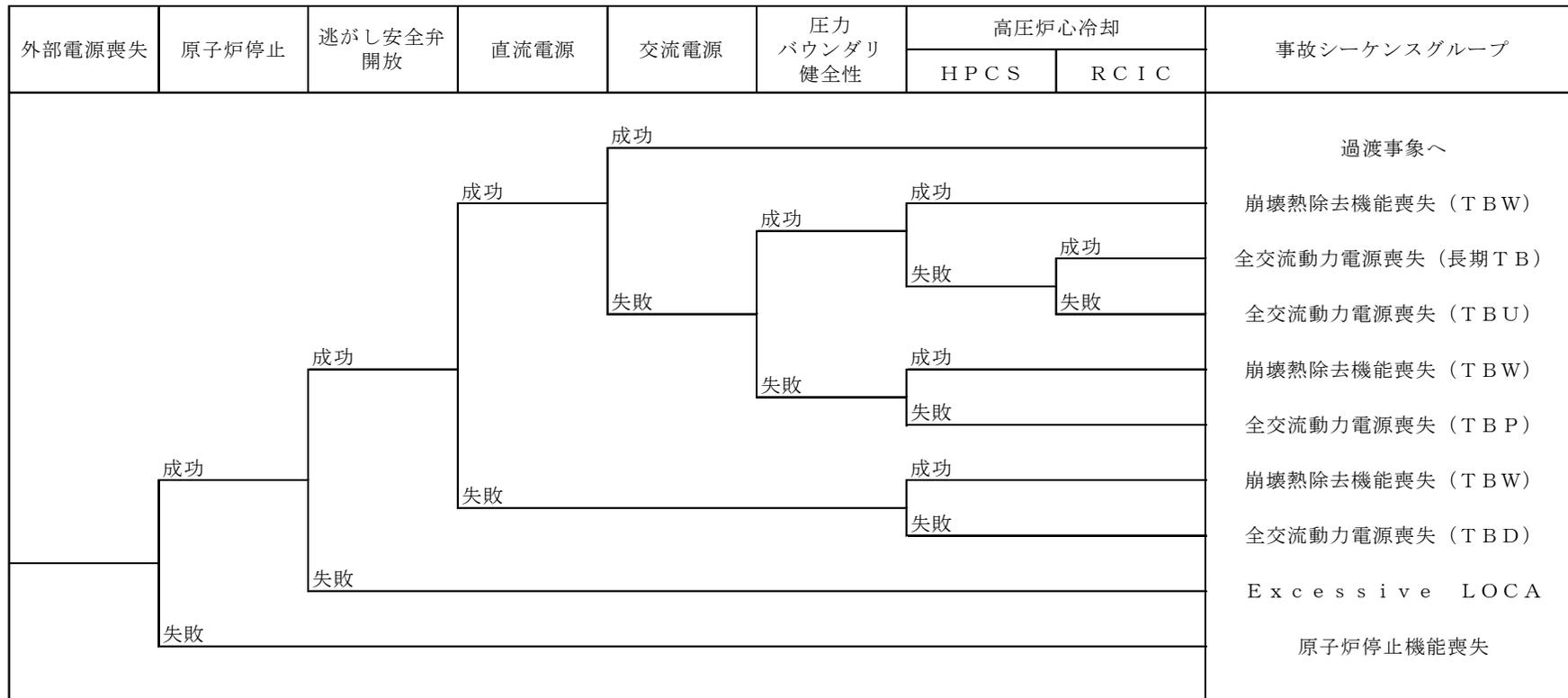
第 3. 2. 1. 3-3-8 図 残留熱除去系海水系配管 平均フラジリティ曲線



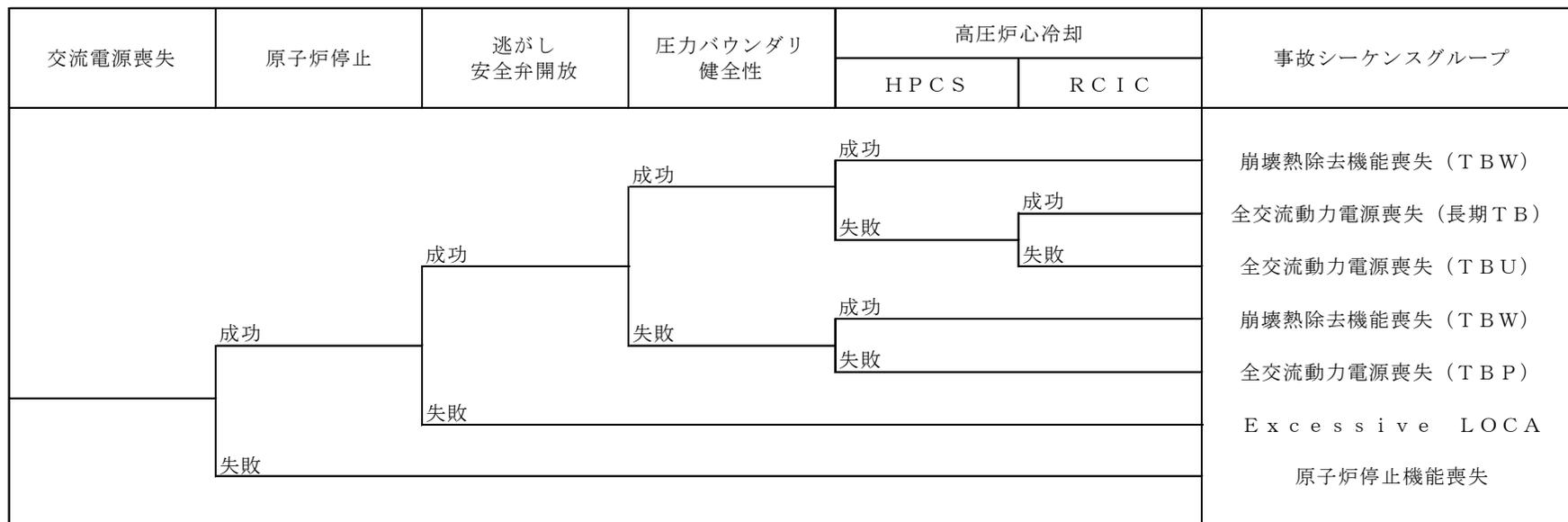
第 3.2.1.4-1 図 地震 P R A 階層イベントツリー



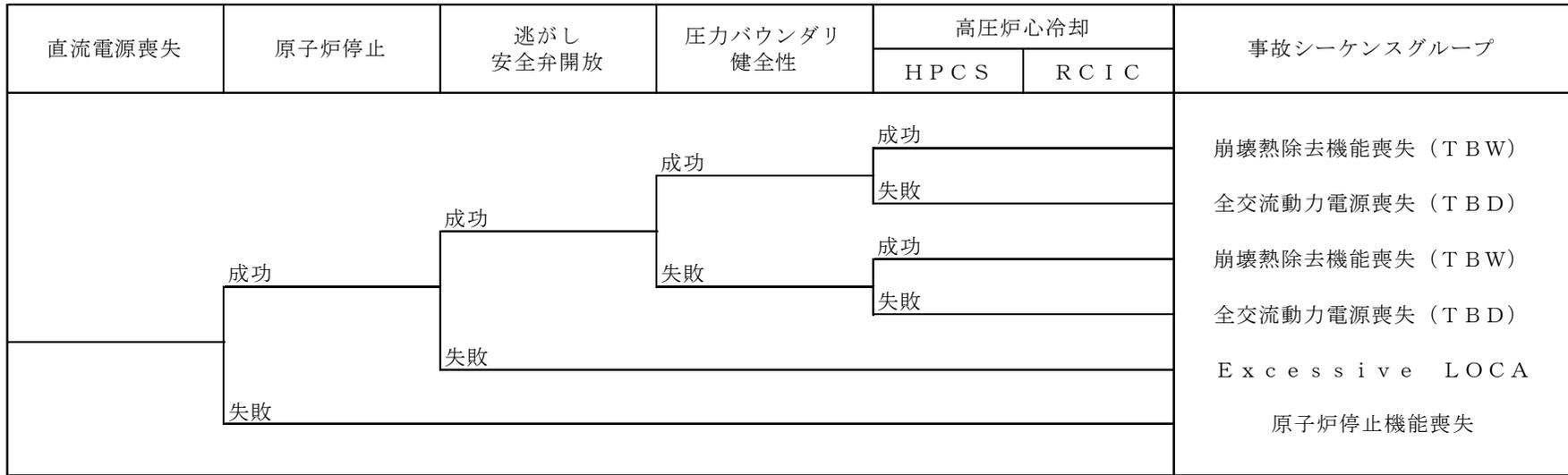
第 3.2.1.4-2 図 過渡事象イベントツリー



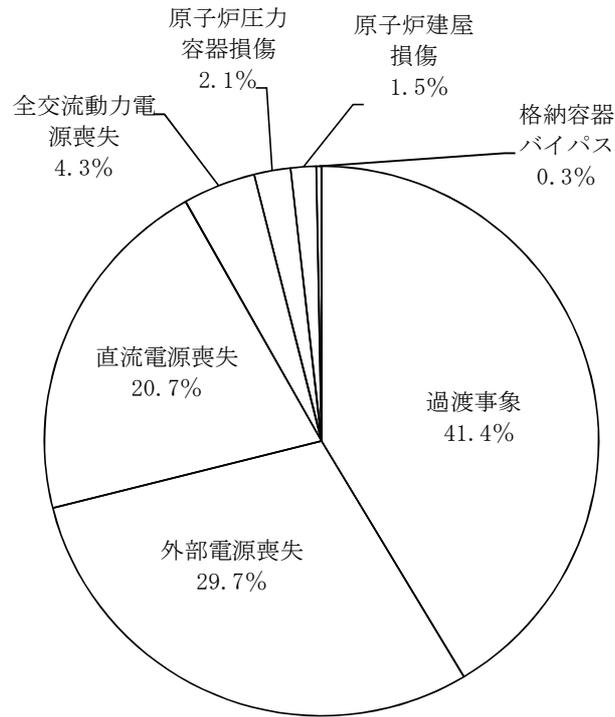
第 3.2.1.4-3 図 外部電源喪失イベントツリー



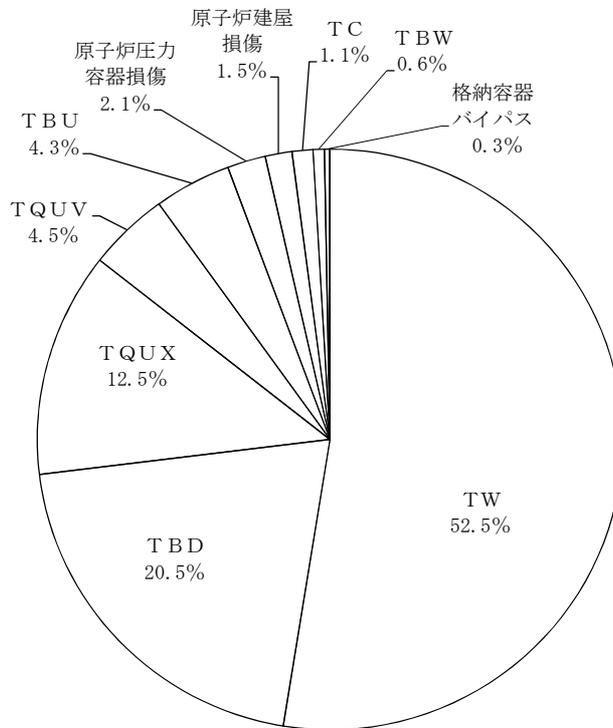
第 3.2.1.4-4 図 交流電源喪失イベントツリー



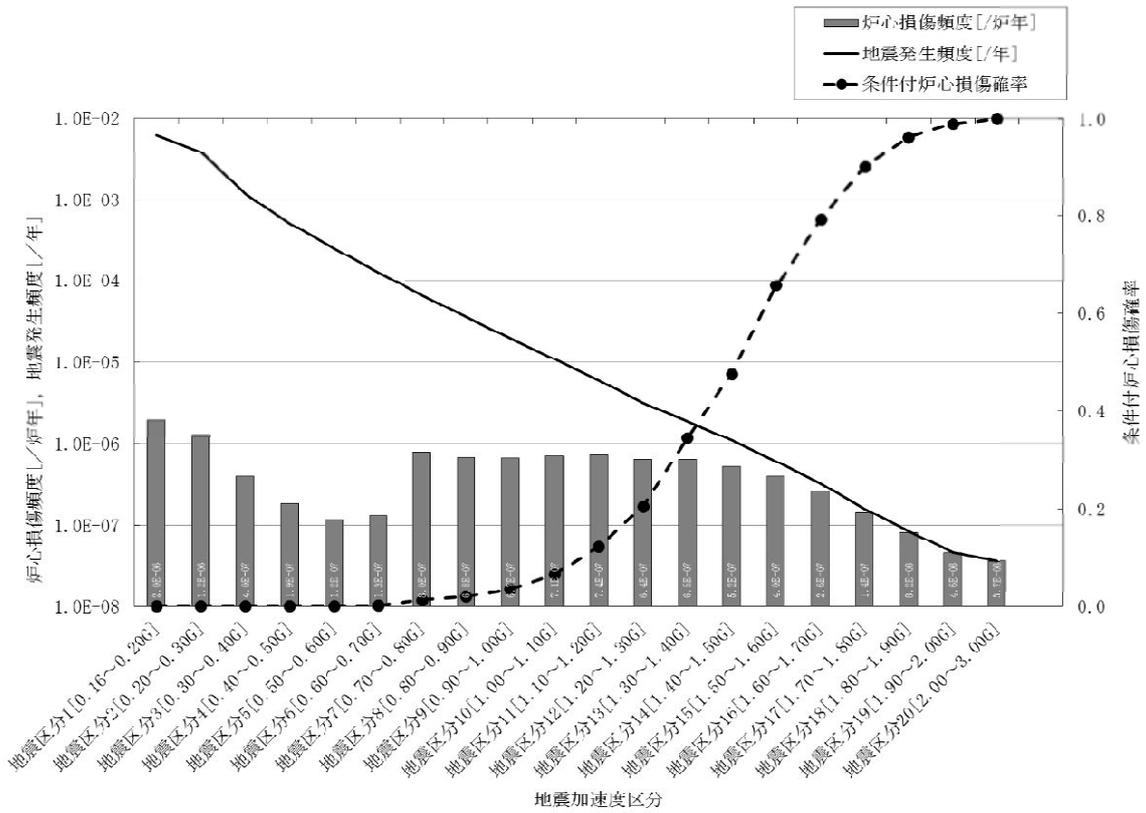
第 3.2.1.4-5 図 直流電源喪失イベントツリー



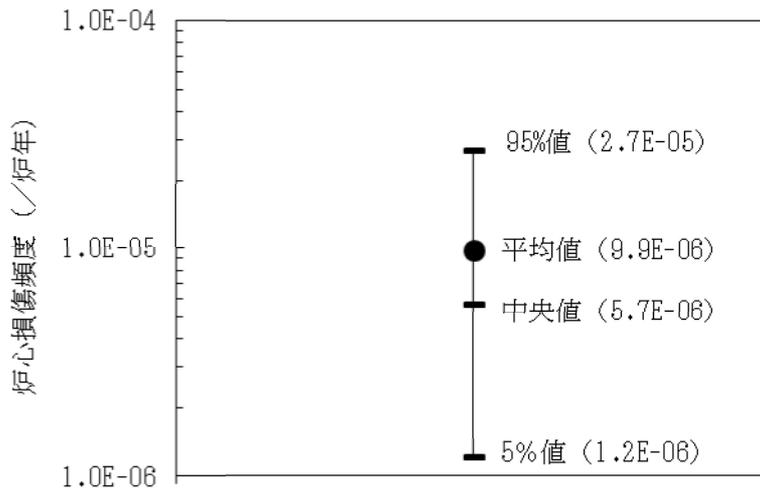
第 3.2.1.4-6 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



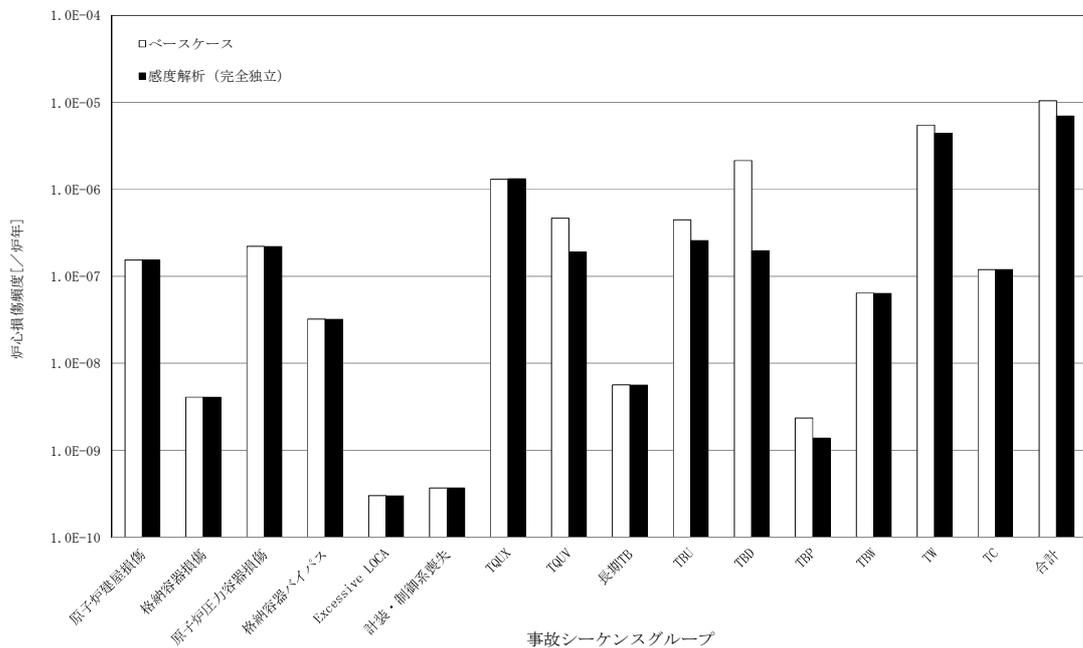
第 3.2.1.4-7 図 事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度寄与割合



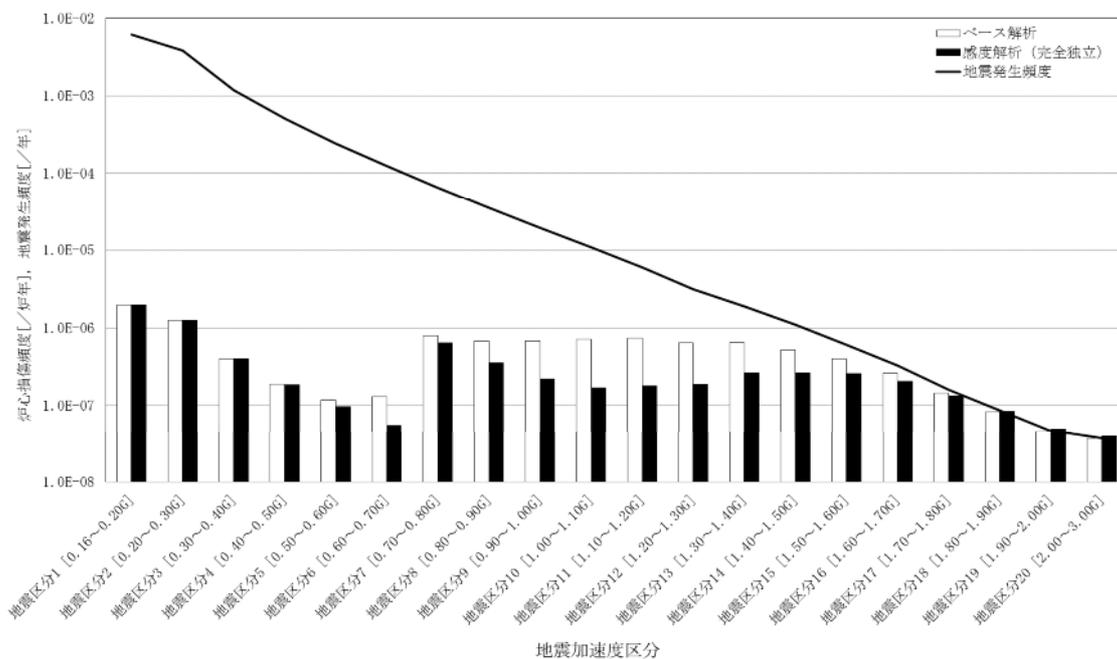
第 3.2.1.4-8 図 地震加速度区分別炉心損傷頻度



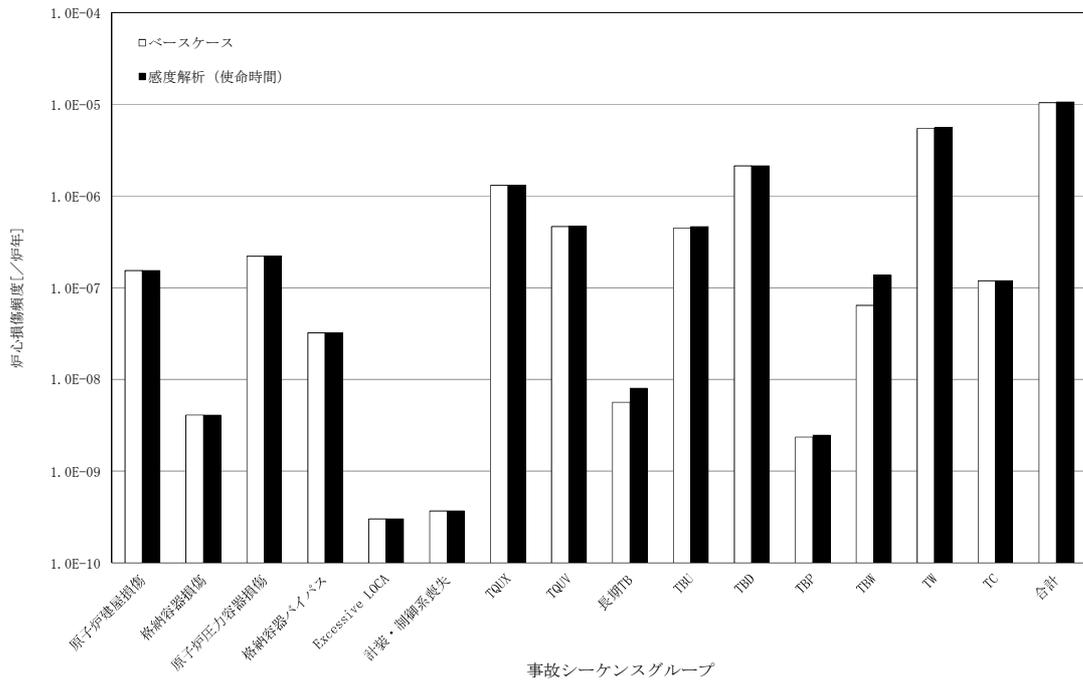
第 3.2.1.4-9 図 不確実さ評価結果



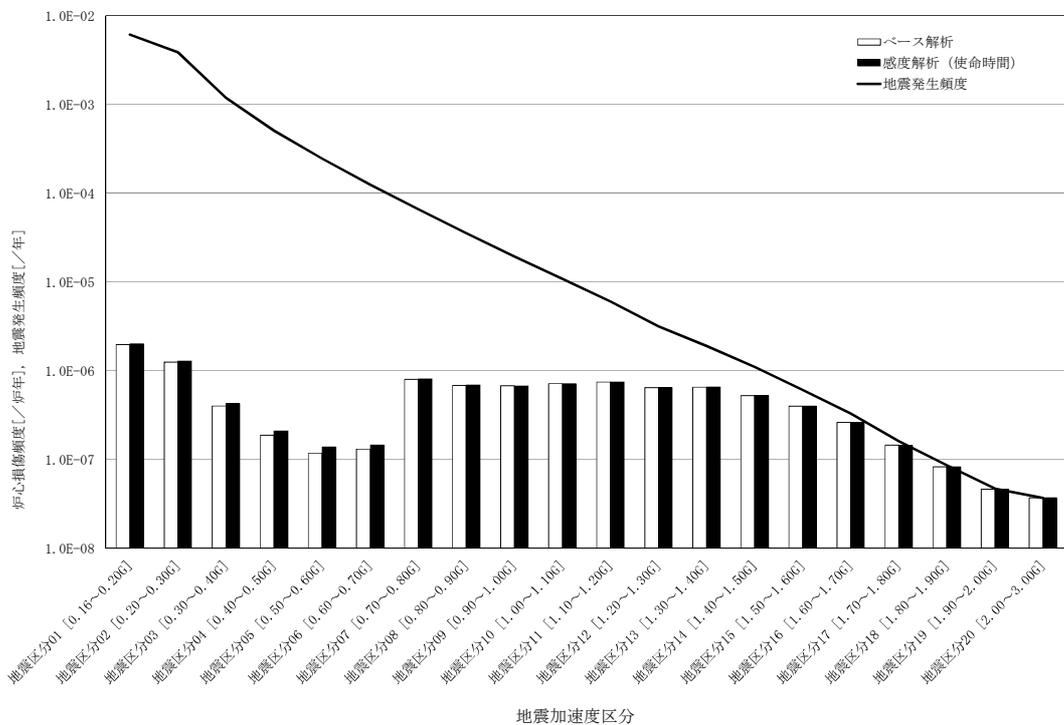
第 3.2.1.4-10 図 相関性を変更した場合の評価結果
(事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度)



第 3.2.1.4-11 図 相関性を変更した場合の評価結果
(地震加速度区分別炉心損傷頻度)



第 3.2.1.4-12 図 使命時間を 72 時間とした場合の評価結果
(事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度)



第 3.2.1.4-13 図 使命時間を 72 時間とした場合の評価結果
(地震加速度区分別炉心損傷頻度)

地震 P R A におけるプラントウォークダウンのチェック項目について

地震 P R A におけるプラントウォークダウンで確認すべきチェック項目の具体的内容について、以下に示す。これらの項目をチェックシートに整理し、プラントウォークダウンを実施した。

1. 耐震安全性の確認

(1) 対象機器本体に対するチェック項目

耐震バックチェック等における耐震計算では、各機器が図面どおりに設置されており、機器の各部位に耐力を低下させるような要因がないことが前提になっている。このため本項目では、各機器について図面との相違や、腐食・亀裂等の地震に対する耐力の低下につながる要因はないかについて点検し、耐震計算の前提に問題がないことを確認する。

- a. 対象機器の図面（外形図・耐震計算書等）と外見上相違点は無い
- b. 対象機器と支持構造物との接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い
- c. 配管接合部と図面に外見上の相違点は無い
- d. 配管接合部に外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い

(2) アンカーボルトに対するチェック項目

前項と同様に、耐震計算の前提となっているアンカーボルトの設置本数・配置状況や健全性について点検し、耐震計算に与える影響はないかを確認する。

- a. 図面（外形図・耐震計算書等）と外見上の相違は無い
- b. 外見上の異常（腐食・亀裂等）は無い

c. 締め付け強度は適切に管理されている

- ・ボルトの締め付け強度の管理に関しては、以下の点をチェックすることで確認する。

- ボルトに引かれている合いマークがずれていない
- ボルトに塗られているペンキに割れや剥がれがない
- スプリングワッシャーやダブルナットによるゆるみ止めがされている
- ボルトを緩ませるような振動が発生する機器ではない
- 定検等の点検において構造に係るトラブルが発生したことがない

d. アンカーボルト付近のコンクリート部に異常がない

2. 二次的影響に対するチェック項目

a. 周辺の耐震クラスが低い機器の倒壊により被害を受けない

- ・調査対象機器の周辺に、それが損傷することにより対象機器を破損させる耐震クラスの低い機器類（特に照明、電線管、小口径配管等及び仮設設備）がないかを確認する。なお、現場調査時に耐震クラス等が不明であった場合には、写真等で状況を記録した後、系統図・配管ルート図等で確認する。

b. 被害を与えうる周辺の機器の耐震性は問題ない（対象設備への波及的機器があるか）

- ・損傷した場合に調査対象機器に衝突するなどして被害を与えうる機器について、その機器の支持構造物・定着部等を点検することで耐震性に問題がないかを確認する。

c. 無筋のブロック壁が近傍にない

- ・ 調査対象機器の周辺にブロックを積み上げただけのような、仮設の壁面がないかを確認する。

耐震 B, Cクラスの評価対象設備の取扱いについて

1. 耐震 B, Cクラスの評価対象設備の取扱い

耐震 B, Cクラスの設備について、地震 P R A の評価上期待している設備は以下のとおりであり、評価におけるモデル化の方法を示す。

・外部電源系：耐震 C クラス

外部電源に関連する機器のフラジリティについては、送電網を含めたシステム全体として評価し、開閉所設備の碍子部で代表させていることから、地震 P R A のモデルに開閉所設備（碍子部）のフラジリティを入力している。

・燃料移送系：耐震 C クラス

使命時間内（24 時間）の非常用ディーゼル発電機への燃料移送機能に期待しているため、地震 P R A のモデルに軽油貯蔵タンクのフラジリティを入力している。

・復水移送系^{※1}：耐震 B クラス

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系（以下「高圧注水系」という。）の初期水源を復水貯蔵タンクとしており、水源切替に失敗すると、高圧注水系の機能損傷につながることから、水源切替の人的過誤についてモデル化を行い、フラジリティの入力は行っていない。高圧注水系の水源切替のモデル化の方法について、次項に示す。

※1 復水移送系とは、復水貯蔵タンク、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系への移送配管を含む設備系統をいう。

2. 高圧注水系の水源切替のモデル化方法

2.1 高圧注水系の水源の構成について

東海第二発電所の高圧注水系は、初期水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水位が低下した場合又はサプレッション・チェンバの水位が上昇した場合に自動又は手動でサプレッション・チェンバに水源を切り替える設計としている。高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の系統概要図を図1及び図2に示す。

2.2 地震PRAにおける高圧注水系の水源のモデル化方法について

東海第二発電所の復水貯蔵タンクの耐震クラスがBクラスであることを考慮し、地震PRAにおいては、高圧注水系の水源は次のとおりモデル化している。

- 0.7G^{※2}未満の地震加速度区分においては、復水貯蔵タンクからの取水ラインが地震により損傷する可能性はあるものの、高圧注水系の吸込み圧力が確保できなくなるような配管破断は考えにくいため、運転員による水源切替操作に成功した場合は高圧注水系の機能が維持できると想定し、運転員によるサプレッション・チェンバへの水源切替操作失敗及び水源切替弁等の機械的故障（地震による損傷を含む）をモデル化している。
- 0.7G^{※2}を超過する地震加速度区分においては、復水貯蔵タンクからの取水ラインが地震により損傷し、高圧注水系の吸込み圧力が確保できなくなるような配管破断が発生する可能性があることから、保守的に運転員による水源切替操作に必ず失敗すると仮定し、高圧注

※2 「東海第二発電所発電用原子炉設置変更許可申請書（発電用原子炉施設の変更）」（平成26年5月20日申請）における基準地震動 S_s の最大加速度。

水系に期待しないモデルとしている。

上記のモデル化により、 $0.7G^{*2}$ を超過する地震加速度区分では高圧注水系に期待していないため、 $0.7G^{*2}$ 未満の地震加速度区分に比べて炉心損傷頻度が増加する。

3. 高圧注水系の水源切替操作のモデル化方法に関する感度解析

ベースケースでは、加速度区分 7 (0.70G~0.80G) 以降は高圧注水系の水源切替操作に必ず失敗するものとして評価しているが、この高圧注水系の水源切替操作のモデル化方法が全炉心損傷頻度に与える影響を確認するため、高圧注水系の水源切替操作に全加速度区分で成功とした場合の感度解析を実施した。その結果、全炉心損傷頻度は $9.2E-06$ /炉年であり、ベースケースの $1.0E-05$ /炉年から有意な変化はなかった。地震加速度区分別の炉心損傷頻度を図 3 に示す。

感度解析ケースでは、加速度区分 7 (0.70G~0.80G) から加速度区分 14 (1.40G~1.50G) の中加速度領域の炉心損傷頻度が低減するものの、全炉心損傷頻度に対して支配的な加速度区分はいずれのケースも加速度区分 1 (0.16G~0.20G) 及び加速度区分 2 (0.20G~0.30G) であるため、高圧注水系の水源切替操作のモデル化方法は全炉心損傷頻度に対して有意な影響を与えるものではない。

したがって、地震発生時の復水貯蔵タンクからの取水ラインの損傷の程度及び運転員による高圧注水系の水源切替操作には不確かさがあると考えられるものの、加速度区分 7 (0.70G~0.80G) 以上の地震動に対する高圧注水系の水源切替操作における仮定は、評価結果に有意な影響を与えない。

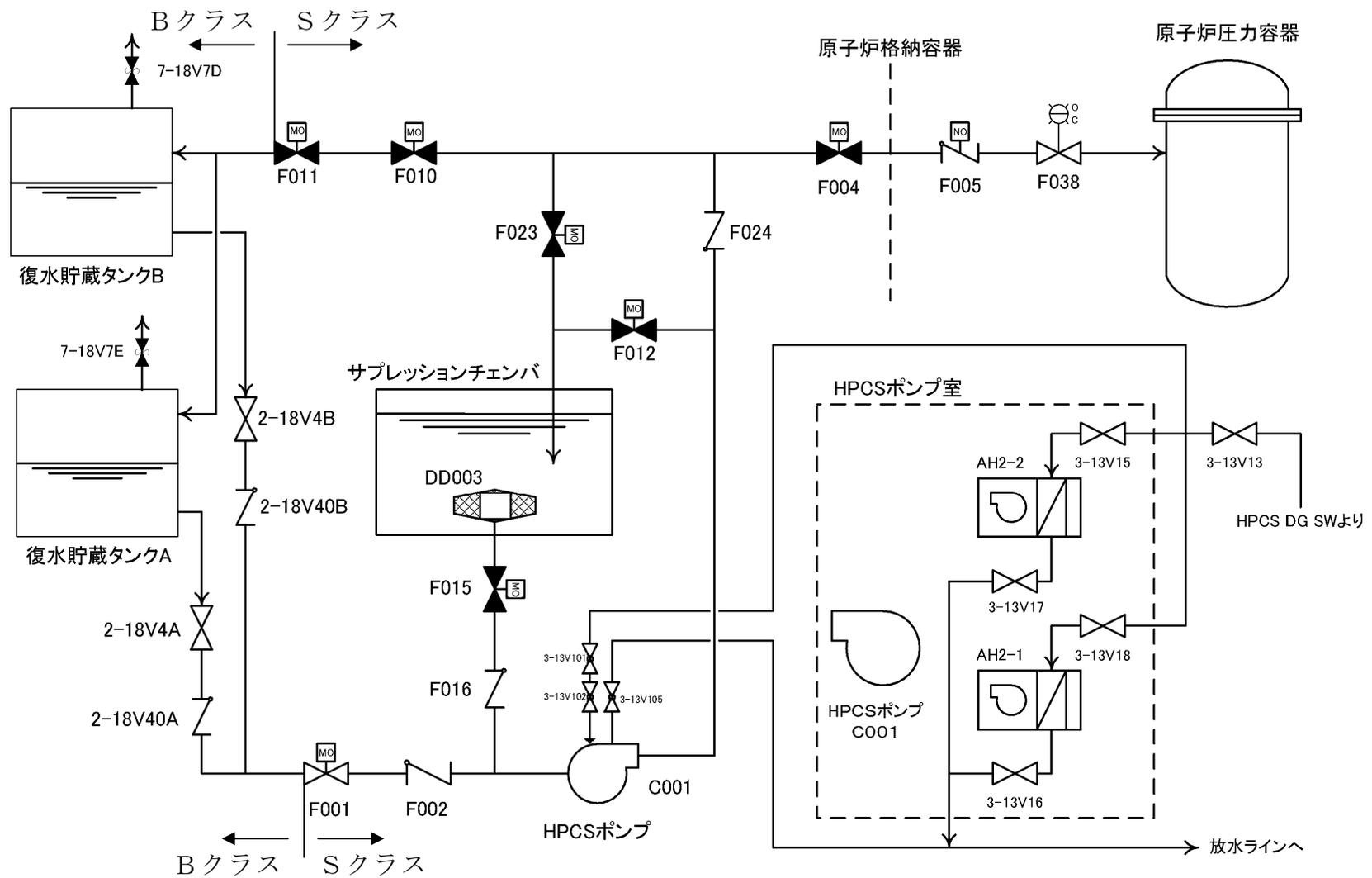


図1 高圧炉心スプレイ系の系統概要図

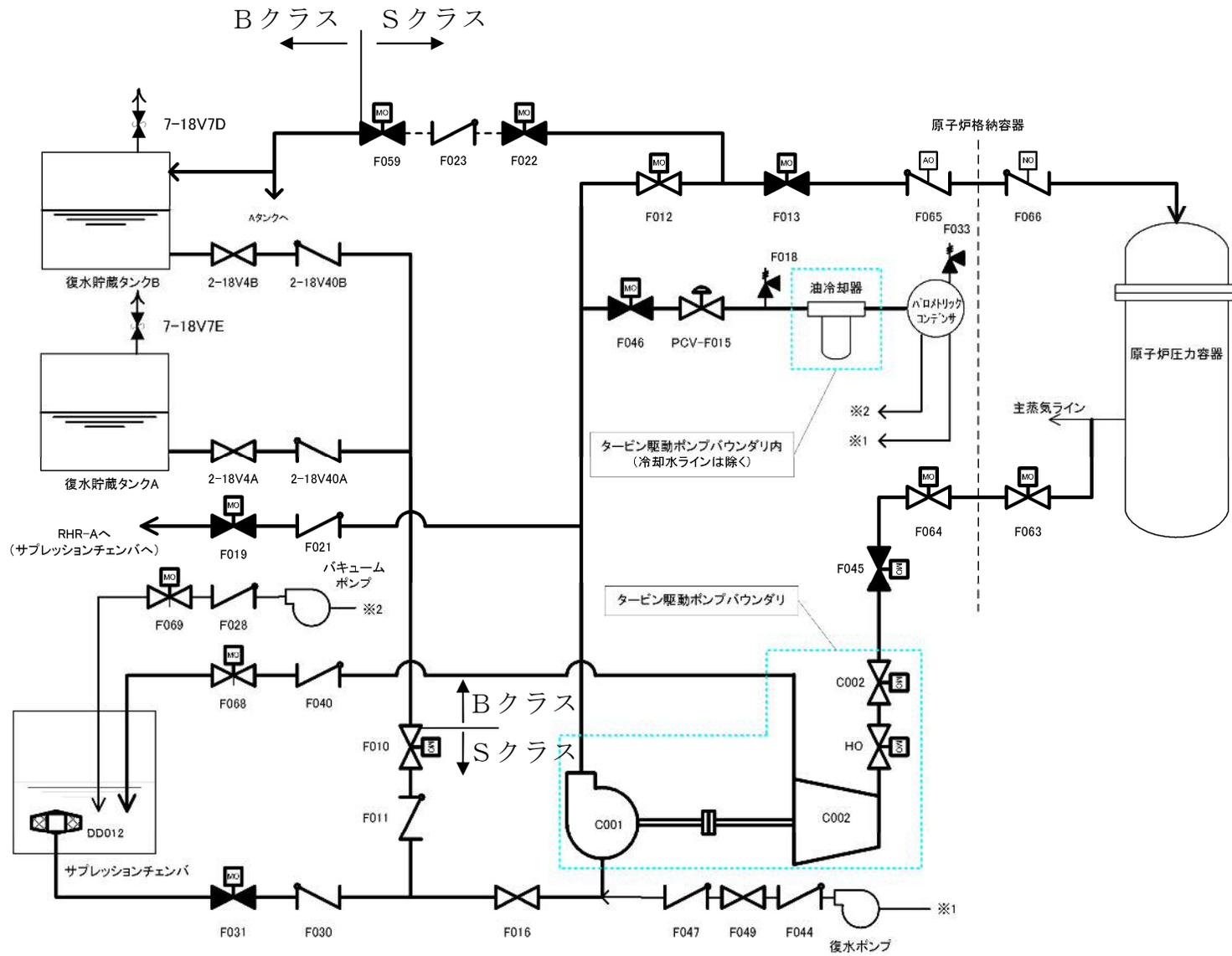


図2 原子炉隔離時冷却系の系統概要図

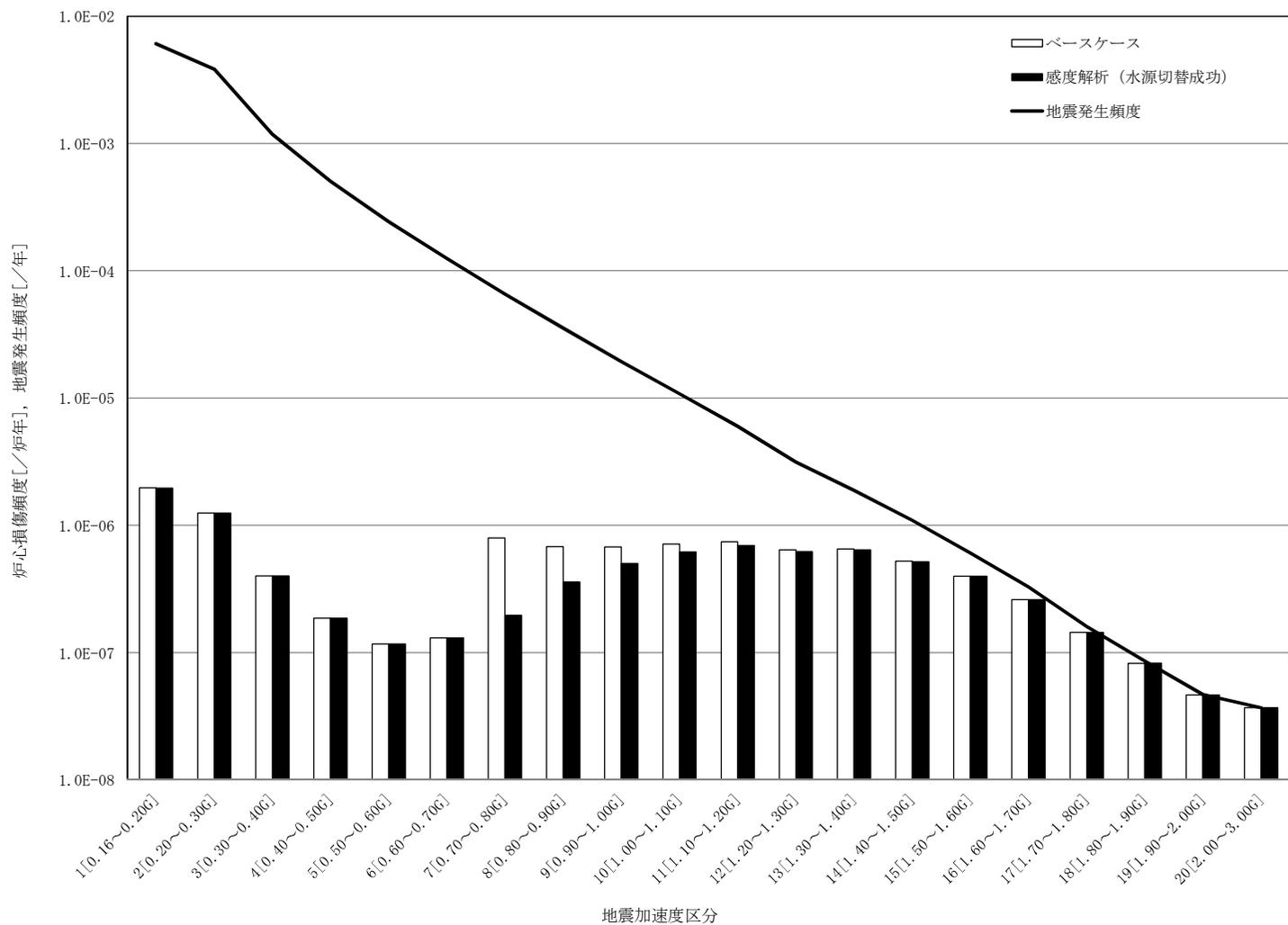


図3 地震加速度区別炉心損傷頻度（高圧注水系の水源切替のモデル化方法に関する感度解析）

建屋・機器リストとフラジリティデータの外部電源喪失において、開閉所設備の碍子部を評価部位の代表箇所とする妥当性について

1. はじめに

東海第二発電所の地震PRAでは、送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響を開閉所設備の碍子部の損傷で代表して評価する手法を取っている。この仮定の置き方が、シーケンス選定の目的に照らして、妥当であるとする理由について以下に記載する。

2. 開閉所設備の碍子部を評価部位の代表箇所とする妥当性

「第3.2.1.1-2表 地震による事故シナリオ及びスクリーニング結果」のうち、「送電網の鉄塔などの損傷に伴う外部電源喪失への影響」において、「外部電源に関連する機器のフラジリティについては、送電網を含めたシステム全体として評価し、開閉所設備の碍子部で代表させている」としている。

これは、東北地方太平洋沖地震における送電網の鉄塔の耐震性を示した報告書として、「原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について」（平成23年5月16日、東京電力株式会社）があり、「4. 電源線鉄塔の耐震性」において、地震により倒壊した鉄塔はないが、支持碍子の折損が発生していることが示されており、送電網の碍子の耐力が小さいことが確認されているからである。（補足資料1）

なお、東海第二発電所の開閉所設備については、信頼性向上対策として気中絶縁開閉装置と比べて重心が低く耐震性の高いガス絶縁開閉装置に変更することとしている。これにより、開閉所設備の耐力は向上するものの、開閉所設備のフラジリティに送電網を含めたシステム全体としての影響を包含さ

せるため、フラジリティ評価において開閉所設備の耐力の向上は考慮しないこととした。

3. 外部電源喪失を仮定した場合の感度解析

東海第二発電所の地震PRAにおいて、外部電源が必ず喪失すると仮定した場合の感度解析を実施し、全炉心損傷頻度への影響は限定的であることを確認した。(補足資料2)

原子力発電所及び再処理施設の外部電源の信頼性確保について

平成 23 年 5 月 16 日

東京電力株式会社

4. 電源線鉄塔の耐震性（指示事項3）

4. 1 送電設備の耐震性について

「防災基本計画」（平成7年7月 中央防災会議決定）に基づき、「電気設備防災対策検討会」（資源エネルギー庁長官の私的検討会）の報告書（平成7年11月24日）において、下記の通り各電気設備の耐震性確保に関する基本的考え方が示されている。

(1) 一般的な地震動に際し、

個々の設備毎に機能に重大な支障が生じないこと。

(2) 高レベルの地震動に際しても、

著しい（長期的かつ広範囲）供給支障が生じないよう、代替性の確保、多重化等により総合的にシステムの機能が確保されること。

また、報告書では、兵庫県南部地震における地震動や被害の程度が設計で想定した範囲内かどうかの分析を行うとともに、被害実態を踏まえた実証的な検討を併せて行い、現行耐震基準の妥当性に関する検討が行われた。

この検討の結果、現行耐震基準は、各電気設備が確保すべき耐震性を規定するものとして妥当であると評価された。すなわち、各電気設備の現行耐震基準は、一般的な地震動に際して機能に重大な支障が生じない耐震性を確保するとともに、高レベルの地震動に際しても著しい（長期的かつ広範囲）供給支障が生じることのないよう、代替性の確保、多重化等により、総合的にシステムの機能を確保するものであることを確認し、現行耐震基準は妥当であると評価された。

そこで、上記評価に加えて、東北地方太平洋沖地震（以下、今回の地震という）における被害実態を踏まえ、原子力発電所に外部電源供給系統として直接接続している送電設備 7線路（510基）を対象に耐震性の評価を行った。

【耐震性評価対象送電設備】

電圧	線路名	基数
500kV	新新潟幹線	214 基
500kV	南新潟幹線	201 基
275kV	東海原子力線	44 基
275kV	原研那珂線	4 基
154kV	原子力線	8 基
154kV	村松線	38 基
154kV	村松北線	1 基

4. 2 送電鉄塔の耐震性について

(1) 今回の地震での被害実態と推定原因

【被害実態】

- ・原子力発電所の電源線およびそれ以外の送電線を含め、鉄塔倒壊は 1 基。
- ・送電鉄塔に設置されている支持がいしの折損が多数発生し、送電線によっては、絶縁距離不足による送電不能事象が発生。

【推定原因】

- ・鉄塔倒壊の原因は、隣接地の大規模な盛土が地震動により崩壊し、鉄塔敷地になだれ込み、その土圧により倒壊したものと現時点では推定。
- ・支持がいしの折損は、地震動によるものと推定。

(2) 耐震性の評価

【鉄 塔】

- ・今回の地震においても、当社および東北電力ともに、地震動が直接原因となり倒壊した鉄塔は無い。
- ・今回の地震を含め、過去の大規模地震（兵庫県南部地震、中越地震）で倒壊した鉄塔は 3 基であるが、その原因は、全て地震による鉄塔敷地周辺の影響による被害（以下、二次的被害という）であり、地震動による鉄塔倒壊は無い。
- ・従って、今回の地震においても、平成 7 年の報告書どおり、鉄塔は十分な耐震性を有していると評価できる。
- ・ただし、今回の地震では、隣接地の大規模盛土の崩壊による鉄塔倒壊が 1 基発生しているため、鉄塔敷地周辺の影響による基礎の安定性について検討する必要がある。

【支持がいし】

- ・地震動による折損が多数発生しているため、耐震性が確保されているとは言い難い。
- ・従って、より耐震性に優れたものに取り替えるなどの対応が必要である。
- ・今回、電気事故の原因は、長幹支持がいしを用いたジャンパー支持がいしの破損によることから、原子力電源線における類似設備の抽出を行った。
- ・対策方法としては、長幹支持がいしを懸垂がいしや有機がいしに変更する方法を検討する。

【評価対象線路と類似設備箇所数】

対策線路名	対策基数	対策期間
500kV 新新瀉幹線 (全 214 基)	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－
500kV 南新瀉幹線 (全 201 基)	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－
275kV 東海原子力線 (全 44 基)	16 基	暫定対策：－ 本 対 策：H23.5 ～ H23.12
275kV 原研那珂線 (全 4 基)	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－
154kV 原子力線 (全 8 基)	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－
154kV 村松線 (全 38 基)	1 基	暫定対策：－ 本 対 策：H23.5 ～ H23.12
154kV 村松北線 (全 1 基)	0 基	暫定対策：－ 本 対 策：－

【対策スケジュール】

項 目	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
耐震設計	■							
性能確認 試験		■	■	■	■			
製 造					■	■	■	■
改修工事								■

外部電源喪失を前提とした場合の炉心損傷頻度について

1. はじめに

東海第二発電所の地震 P R A では、評価上、開閉所設備の碍子部のフラジリティを用いて外部電源喪失の発生の有無を評価しているが、実際には、地震により送電系統等が損傷した場合は、開閉所設備の碍子部が健全であっても外部電源が喪失する。そのため、地震により外部電源が必ず喪失すると仮定した場合の感度解析を実施し、炉心損傷頻度への影響を評価した。

2. 感度解析結果

地震により外部電源が必ず喪失すると仮定したため、感度解析ケースの全炉心損傷頻度は $1.3\text{E}-05$ / 炉年となり、ベースケースの $1.0\text{E}-05$ / 炉年に比べて増加したものの、有意な変化ではなかった。地震加速度区分別の炉心損傷頻度の比較を表 1 及び図 1 に、事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度の比較を表 2 及び図 2 示す。

炉心損傷頻度は加速度区分 1 ($0.16\text{G}\sim 0.20\text{G}$) から加速度区分 8 ($0.80\text{G}\sim 0.90\text{G}$) の低加速度領域のみで増加している。この理由は、ベースケースにおいて外部電源喪失の確率を与えている開閉所設備の碍子の耐力が小さく、外部電源が必ず喪失するとの仮定は、低加速度領域のみに影響を与えるためである。

なお、長期 T B 及び T B W の事故シーケンスグループの炉心損傷頻度が有意に増加しているが、これらの事故シーケンスグループは低加速度領域の炉心損傷頻度が支配的であることによるものである。

3. まとめ

東海第二発電所の地震PRAにおいて、外部電源が必ず喪失すると仮定した場合の感度解析を実施した。

その結果、全炉心損傷頻度への影響は有意なものではないことを確認した。

表 1 地震加速度区分別の炉心損傷頻度の比較

加速度区分	感度解析ケース (外部電源なし)		ベースケース		感度解析ケース／ベースケース
	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合	
1 (0.16~0.20G)	3.2E-06	25.2%	2.0E-06	18.8%	1.65
2 (0.20~0.30G)	2.0E-06	15.8%	1.2E-06	12.0%	1.64
3 (0.30~0.40G)	6.3E-07	4.9%	4.0E-07	3.8%	1.57
4 (0.40~0.50G)	2.7E-07	2.1%	1.9E-07	1.8%	1.46
5 (0.50~0.60G)	1.5E-07	1.2%	1.2E-07	1.1%	1.29
6 (0.60~0.70G)	1.4E-07	1.1%	1.3E-07	1.2%	1.10
7 (0.70~0.80G)	8.0E-07	6.2%	8.0E-07	7.6%	1.01
8 (0.80~0.90G)	6.8E-07	5.3%	6.8E-07	6.5%	1.00
9 (0.90~1.00G)	6.8E-07	5.2%	6.7E-07	6.5%	1.00
10 (1.00~1.10G)	7.1E-07	5.5%	7.1E-07	6.8%	1.00
11 (1.10~1.20G)	7.4E-07	5.8%	7.4E-07	7.1%	1.00
12 (1.20~1.30G)	6.4E-07	5.0%	6.4E-07	6.2%	1.00
13 (1.30~1.40G)	6.5E-07	5.1%	6.5E-07	6.2%	1.00
14 (1.40~1.50G)	5.2E-07	4.1%	5.2E-07	5.0%	1.00
15 (1.50~1.60G)	4.0E-07	3.1%	4.0E-07	3.8%	1.00
16 (1.60~1.70G)	2.6E-07	2.0%	2.6E-07	2.5%	1.00
17 (1.70~1.80G)	1.4E-07	1.1%	1.4E-07	1.4%	1.00
18 (1.80~1.90G)	8.2E-08	0.6%	8.2E-08	0.8%	1.00
19 (1.90~2.00G)	4.6E-08	0.4%	4.6E-08	0.4%	1.00
20 (2.00~3.00G)	3.7E-08	0.3%	3.7E-08	0.4%	1.00
合計	1.3E-05	100%	1.0E-05	100.0%	1.23

表2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度評価結果の比較

事故シーケンスグループ		感度解析ケース (外部電源なし)		ベースケース		感度解析ケース/ベースケース
		炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合	
高圧・低圧注水機能喪失	T Q U V	4.7E-07	3.6%	4.6E-07	4.5%	1.01
高圧注水・減圧機能喪失	T Q U X	1.3E-06	10.3%	1.3E-06	12.5%	1.01
全交流動力電源喪失	長期T B	1.8E-07	1.4%	5.6E-09	<0.1%	31.1
	T B U	4.5E-07	3.5%	4.4E-07	4.3%	1.02
	T B P	3.3E-09	<0.1%	2.4E-09	<0.1%	1.40
	T B D	2.1E-06	16.6%	2.1E-06	20.5%	1.00
崩壊熱除去機能喪失	T W	5.8E-06	45.2%	5.5E-06	52.5%	1.06
	T B W	2.0E-06	15.3%	6.4E-08	0.6%	30.6
原子炉停止機能喪失	T C	1.2E-07	0.9%	1.2E-07	1.1%	0.99
原子炉建屋破損		1.5E-07	1.2%	1.5E-07	1.5%	1.00
格納容器破損		4.1E-09	<0.1%	4.1E-09	<0.1%	1.00
原子炉圧力容器破損		2.2E-07	1.7%	2.2E-07	2.1%	1.00
格納容器バイパス		3.2E-08	0.3%	3.2E-08	0.3%	1.00
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E x c e s s i v e L O C A)		3.0E-10	<0.1%	3.0E-10	<0.1%	1.00
計装・制御喪失		3.7E-10	<0.1%	3.7E-10	<0.1%	1.00
合計		1.3E-05	100%	1.0E-05	100.0%	1.23

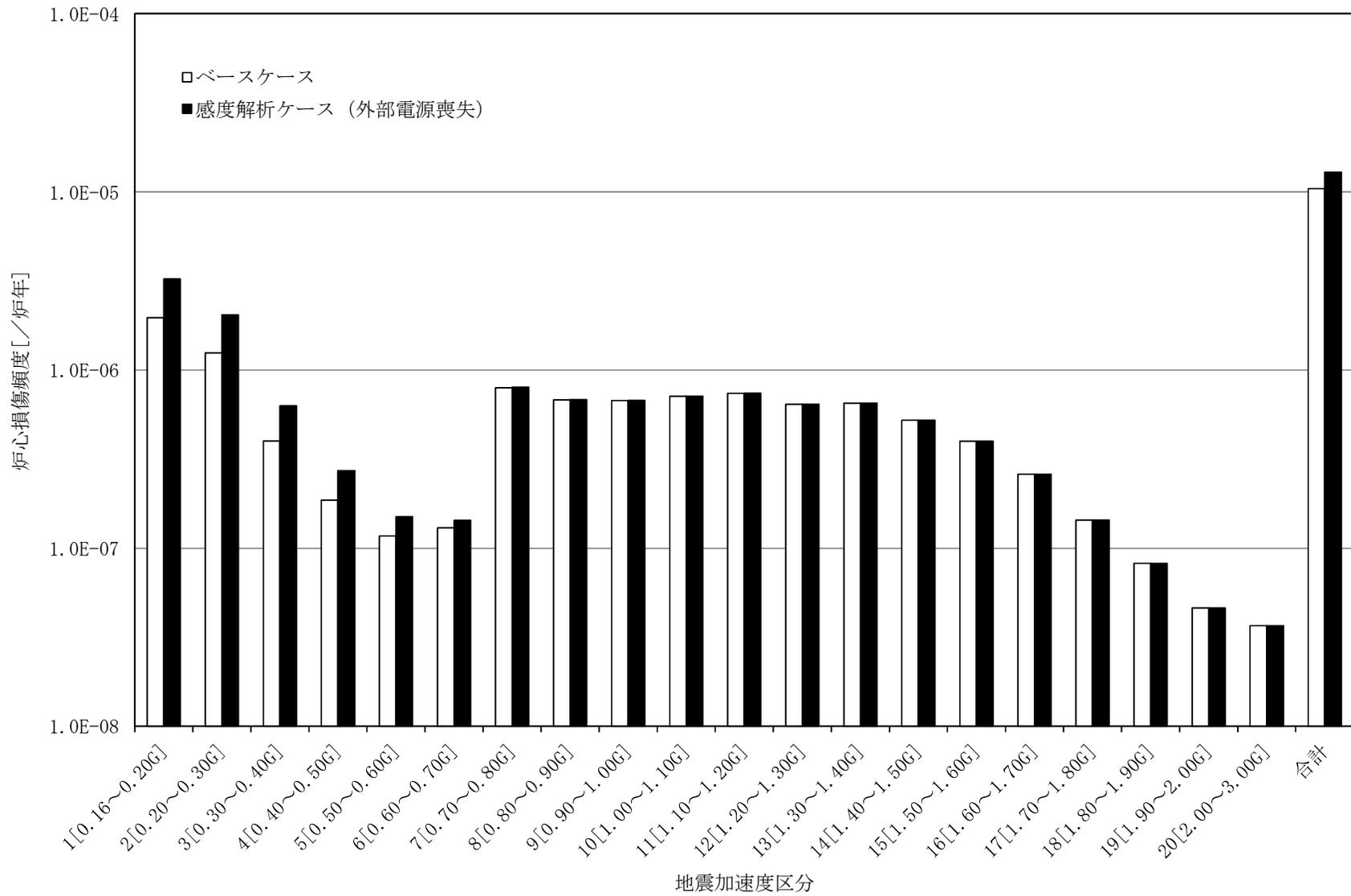


図1 地震加速度区分別の炉心損傷頻度評価結果の比較

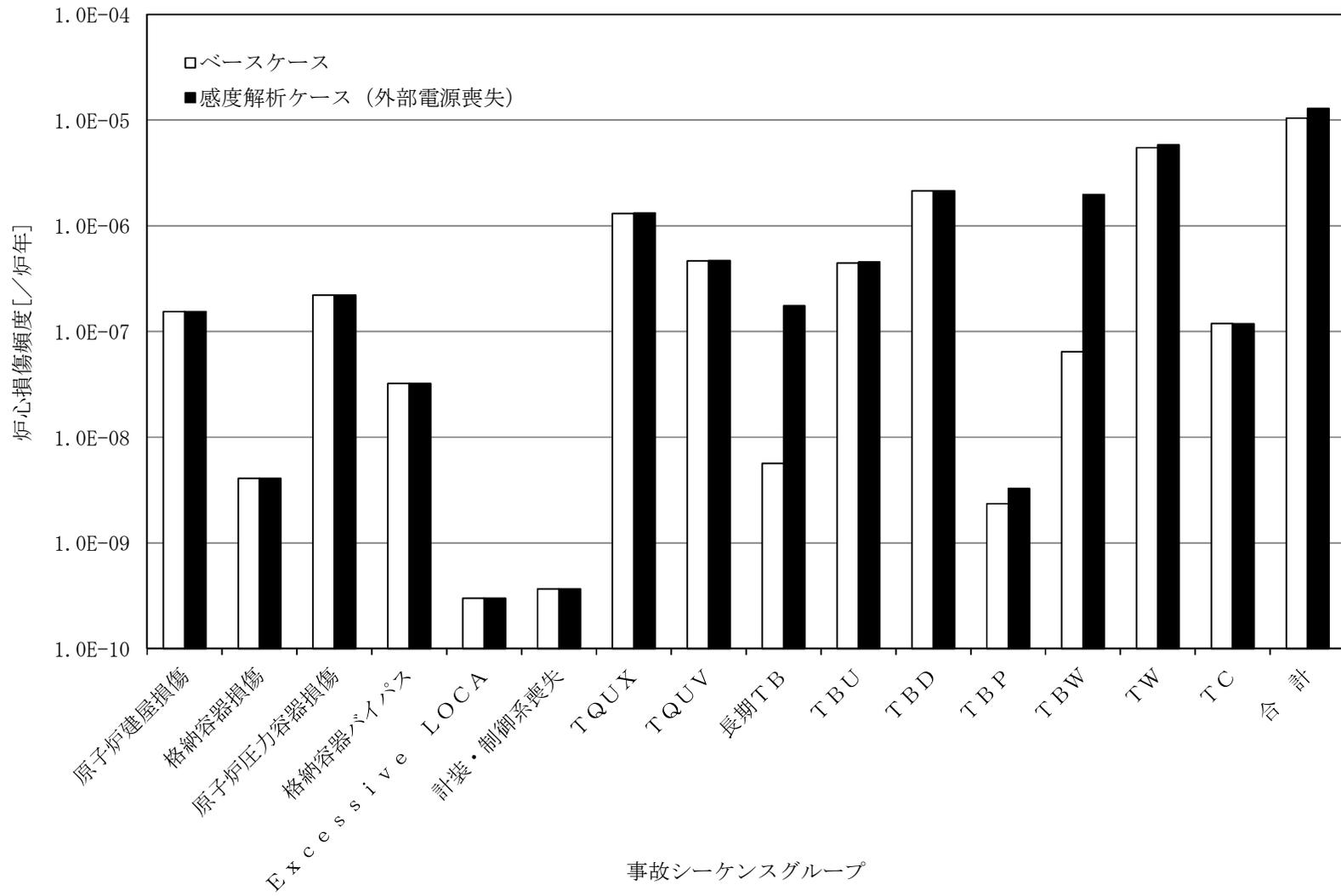


図2 事故シーケンスグループ別の炉心損傷頻度評価結果の比較

「余震による炉心損傷への影響」に関する整理について

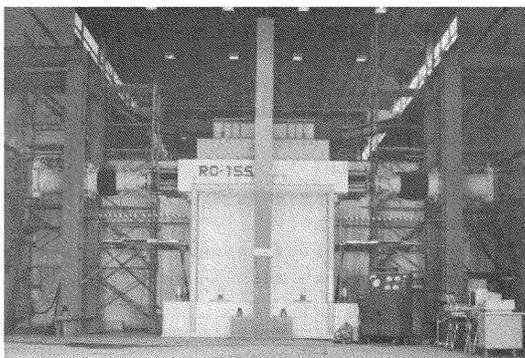
1. 建屋

学会標準の【解説 10】において、原子炉建屋の主要耐震要素である R C 造耐震壁、R C C V 及び P C C V について、最大耐力あるいは耐力低下後の破壊に至るまでの静的試験、振動台等による動的試験がこれまで数多く実施されており、JEAG 4601 - 追補版にはそれらの復元力特性の評価法が纏められている。静的試験の結果から、荷重の繰り返しに対して、各振幅の最大荷重はほぼスケルトンカーブに一致し、繰り返しによる劣化は認められない。さらに、地震時の耐震壁等の挙動を確認するための動的試験又は仮動的試験で R C 造耐震壁の耐力に相当するせん断変形角 $4\sim 5\times 10^{-3}$ 程度までは、地震力の繰り返しに対して最大点を示す復元力特性が維持され、スケルトンカーブの低下が見られないことが確認されている。したがって、「本震あるいは余震による応答が、耐力以下であれば、本震と余震の地震動の大きさに係わらず、原子炉建屋は健全性を保つことができる。」との記載に従い、余震による建屋フラジリティ評価は、本震による建屋フラジリティ評価に含まれているものと考えられることができる。

具体的には【解説 10】の記載内容に基づき、本震による地震動と同等の余震による地震動を数回想定しても耐震壁の最大応答値及び現実的耐力評価にはほとんど影響を与えないこと、並びに、フラジリティ評価用地震動の設定に際しては、【解説 57】に基づき、以下に示すとおり継続時間が長くなるように配慮していることを踏まえて、余震による建屋フラジリティ評価は本震による建屋フラジリティ評価に含まれているものと判断している。

【解説 57】模擬地震波作成の経時特性を設定するための地震規模及び震源距離は、確率論的地震ハザード評価において支配的な震源に対応したものを

用いれば十分であると考えられる。支配的な震源の評価方法としては、対象サイト周辺震源の中で地震動が最も大きくなると予想されるものを用いるか、確率論的地震ハザード評価より求まる平均的な地震規模及び震源距離の組合せを用いる方法などがある。東海第二発電所の評価では、前者の方法により評価を行っており、この評価によると地震動が長くなり最大振幅が複数回存在していることとなるため、余震の影響をある程度加味した評価となっている。



R C造耐震壁の仮動的試験で、終局せん断ひずみを上回るせん断変形角 2×10^{-3} ~ 7×10^{-3} 程度までの 3 レベルの試験を実施。
各試験では、ほぼ同じ振幅レベルを 2~3 回程度繰り返した応答を示しているが、履歴特性及びスケルトンカーブの劣化は見られない。

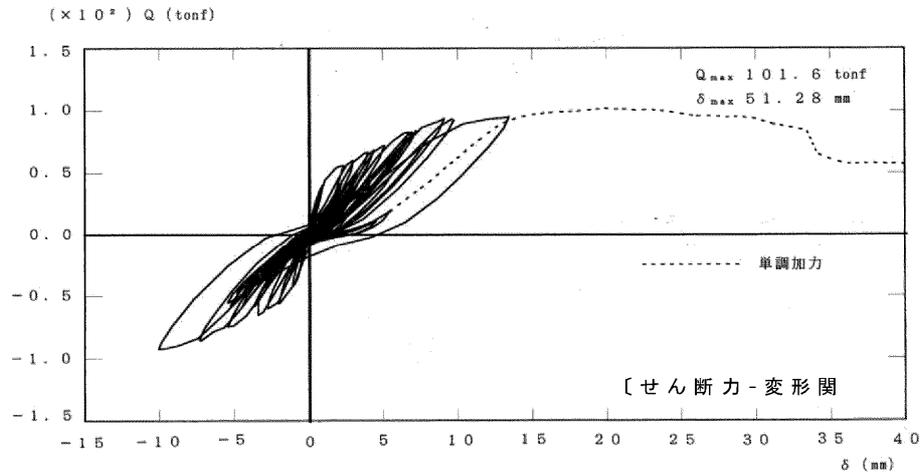
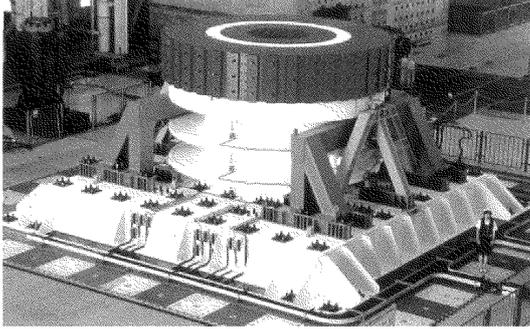


図1 I型耐震壁の仮動的試験例



RCCVについて S_2 の9倍の地震動レベルまで振動試験を実施。正側で S_2 の4倍（最大耐力時 $R=8 \times 10^{-3}$ 程度），負側で3倍（最大耐力時 $R=5 \times 10^{-3}$ 程度）まで履歴特性及びスケルトンカーブの劣化は見られない。

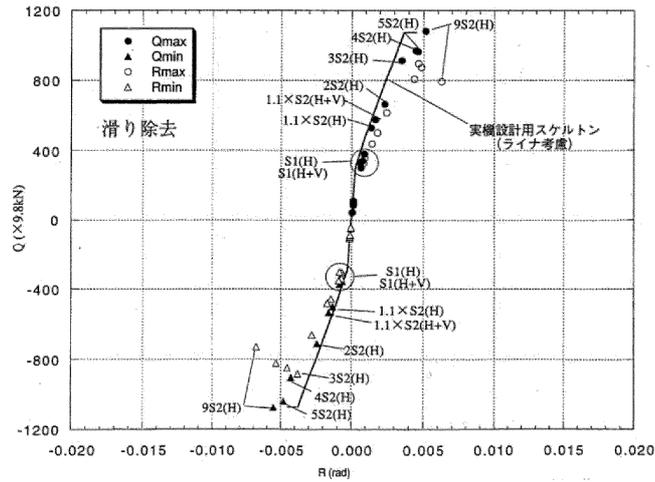
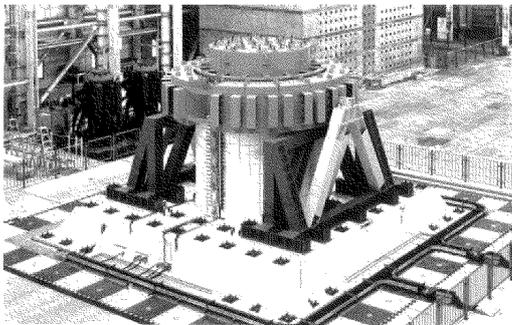


図2 RCCVの振動試験例



PCCVについて S_2 の5倍の地震動レベルまで振動試験を実施。 S_2 の4倍で最大耐力に達しているが，履歴特性及びスケルトンカーブの劣化は見られない。

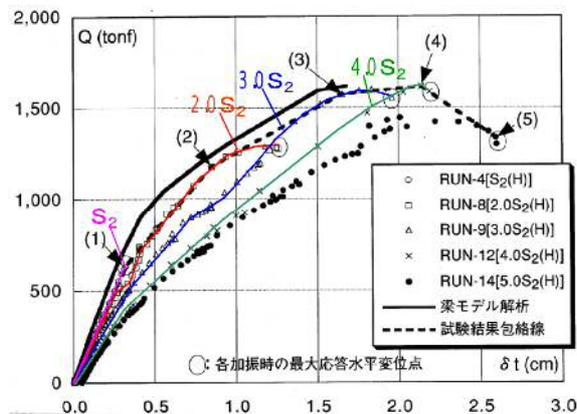


図3 PCCVの振動試験例

2. 機器・配管系

学会標準の【解説 10】において配管及び動的機器の余裕が記載されている。各サイトの機器・配管系の設計用繰り返し回数の余裕を評価し、設計想定レベル以上の地震が繰り返し生じても問題ないとしている。

具体的には以下のとおりである。

(1) 静的機器に対する余震の影響

静的機器に対する余震の影響について配管系を例に説明する。

原子力発電技術機構では、現行の耐震設計法で設計された一般的な配管系の弾塑性応答挙動及び終局強度を把握し、許容応力に対する安全裕度を把握するための試験及び解析を実施している。安全裕度の確認では、特に設計許容応力を超えた弾塑性領域での配管の応答挙動で問題となるラチェット変形を伴う低サイクル疲労に着目して評価を実施しており、本震と余震による地震動を繰り返し受けた場合の配管系への影響を検討する上で有用な知見が得られている。

それらの結果によれば、現行耐震設計法によって設計された配管系は、設計用基準地震動 S_2 に対する許容応力 ($3S_m$) の 10 倍以上の応力強さにおいても塑性崩壊又は疲労による破損は生じないこと、低サイクル疲労強度は設計疲れ線図を上回る強度を有している等が確認されている。したがって、配管系は破損に対して非常に大きな安全裕度を保有しており、余震による地震動の影響は小さいものとする。

また、プラントの耐震設計で用いる地震の等価繰り返し回数は一律に保守的な回数を設定しており、実際の繰り返し回数に比べ多めになっている。

これらのことから、現状の静的機器の構造強度に対する耐震設計手法は、疲労損傷に対して十分な余裕を含んでおり、余震による地震動の影響は小さいといえる。

(2) 動的機器および電気品に対する余震の影響

動的機器の地震時機能については、加振試験等により動的機能に係る各部位が弾性範囲内であることで、その機能維持が確認される。また、電気品も同様であり、例えば加振時にリレーの誤動作やチャタリングが起きた場合でも、加振終了後は元の状態に復帰し、物理的な損傷はみられない場合が多い。フラジリティ評価上は、炉心損傷への影響をみた上で、これらを損傷とみなしている。

このことから、動的機器及び電気品は、機能維持が確認された範囲内であれば、各部位は弾性範囲内であり、余震による繰り返し荷重の影響は受けないものと考えている。

また、動的機能に関する加振試験結果から以下のことがいえる。

原子力安全基盤機構では、地震PRA上の重要度が高い横型ポンプ及び電気品の耐力を把握することを目的として、部分品及び実機に対して設計条件を大きく超える加速度を入力した加振試験を実施している。

実機試験では、試験横型ポンプの代表機種として原子炉補機冷却ポンプ（RCWポンプ）を対象に最大約 $6 \times 9.8 \text{ m/s}^2$ の加速度による振動試験を行い、ポンプの運転状態、外観等に異常が見られないことを確認している。また、電気品の実機試験では、原子炉補助盤、中央制御盤、計装ラック、論理回路制御盤等について最大約 $6 \times 9.8 \text{ m/s}^2$ の振動試験を行い、電氣的に異常がないことが確認されている。

これらの振動試験では、1試験体に対して加振レベルを上げながら繰り返し加振試験を実施して、最終的に機能維持が確認された最大加速度を地震PRAにおける現実的耐力値として採用している。したがって、これらの耐力評価結果において、余震による地震動の繰り返しの影響はないものと考えられる（あるいは繰り返しの影響を含めた耐力評価結果となってい

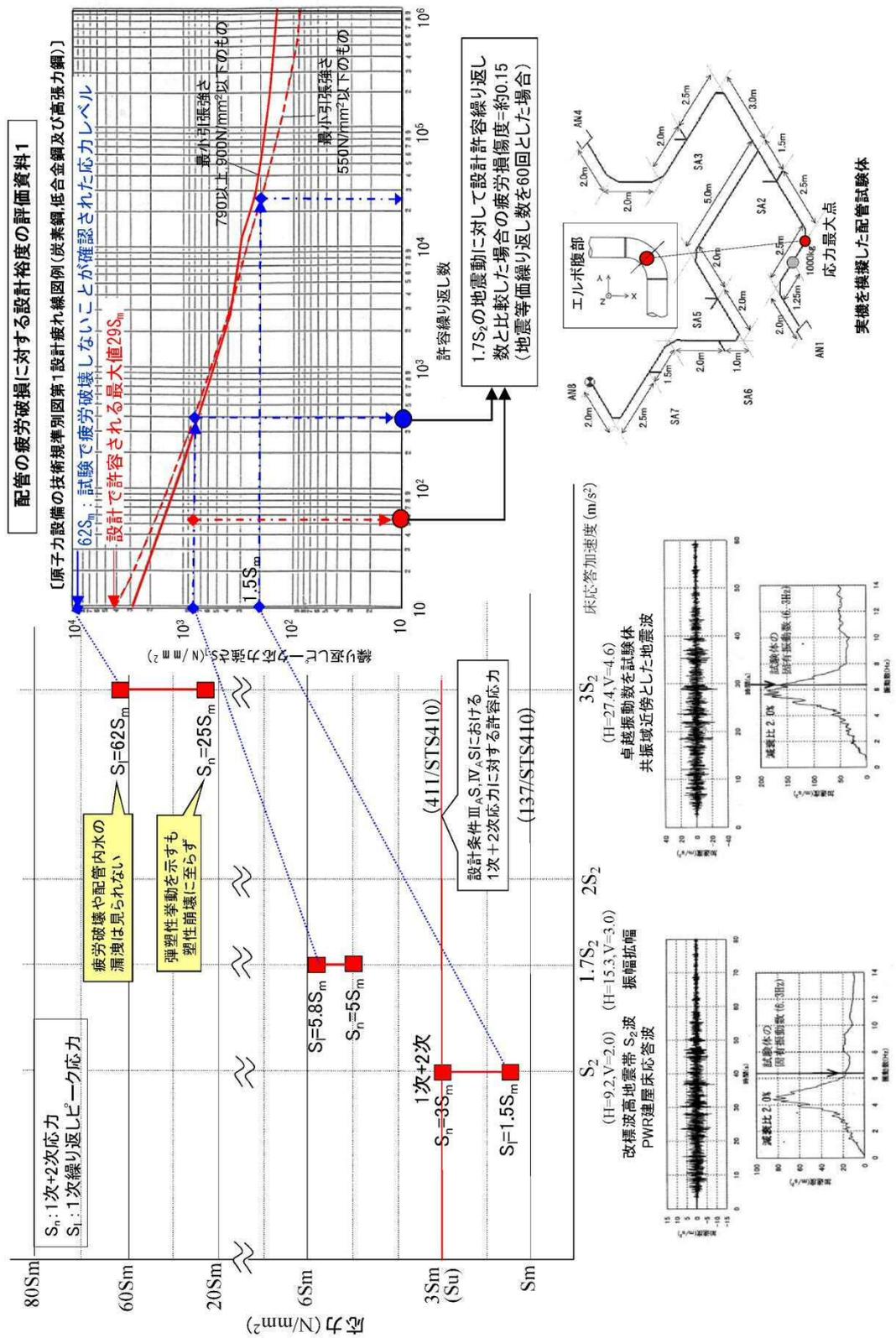
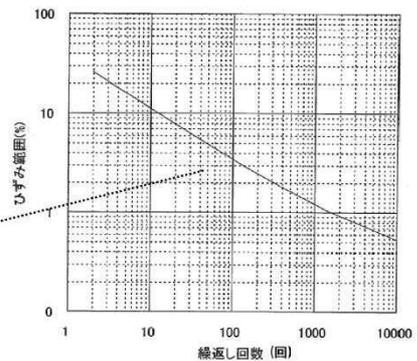
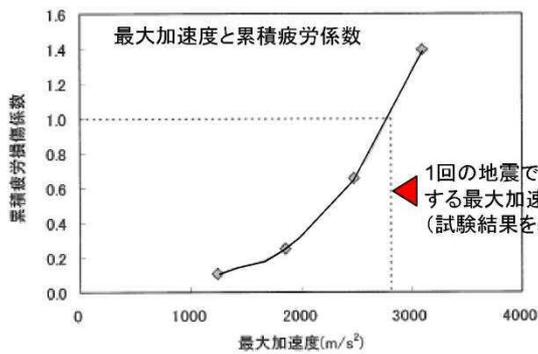
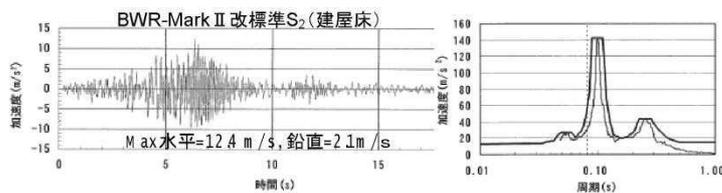
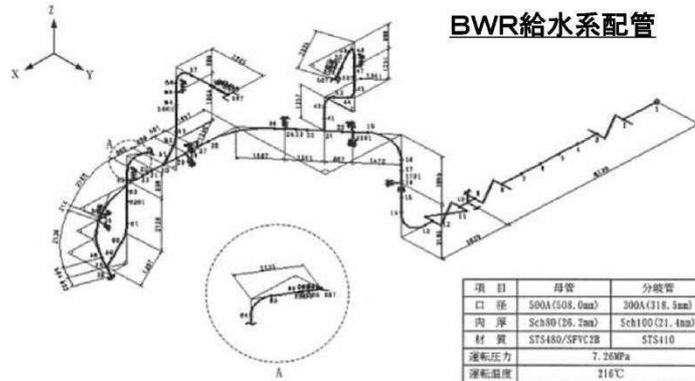


図 4 実機配管系モデルの終局強度試験



			BWR給水系配管	
			振幅あり	振幅なし
解析条件	入力地震波の卓越振動数(水平) (Hz)	①	10.1	
	給水系配管の1次固有振動数(Hz)	②	12.5	
	振動数比 ^{注1)}	①/②	0.8	
解析結果	1回の地震波で配管が疲労破損するとした場合の入力地震レベル α_1 (m/s ²)	③	2807	
	設計上許容される S ₂ 地震の入力地震レベル α_{22} (m/s ²)	④	104	179
	耐震設計手法の裕度 M ^{注2)}	③/④	27.0	15.7

M IN (一次応力制限に達する入力地震動レベル, 疲労制限に達する入力地震動レベル)

- 一次応力制限: 内圧 + 自重 + 地震慣性力による一次応力が 3S_m に達する入力地震動レベル
- 設計評価上の繰返しピーク応力が、等価地震繰返し回数(60回)に対応する疲れ線図の繰返しピーク応力強さに達する入力地震動レベル

注1) 振動数比=入力地震波の卓越振動数/配管系の1次固有振動数
 注2) 地震等価繰返し回数を60回と仮定して計算

図5 実機配管系の安全裕度の評価例 (BWR給水系配管)

起因事象の抽出に対する網羅性について

1. 概要

起因事象の抽出に関しては地震P S A学会標準で挙げられている事象を考慮したほか、国内で発生した地震による発電所への影響事例の調査（原子力発電所に対する地震を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2015 附属書D（参考）国内の震害事例の抜粋），及び海外文献調査を実施し、抽出結果の網羅性を確認した。

2. 国内で発生した地震による発電所への影響事例調査

2.1 概要

国内で発生した地震による発電所への影響として、次に挙げる地震に対し、施設に影響した地震規模、安全上重要な設備への影響（AM設備への影響及び波及的影響を含む），外部電源への影響及び復旧操作へのアクセス性の観点で事例を抽出した。

- － 宮城県沖地震（2005年8月）による女川原子力発電所に対する影響
- － 能登半島地震（2007年3月）による志賀原子力発電所に対する影響
- － 新潟県中越沖地震（2007年7月）による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響
- － 駿河湾の地震（2009年8月）による浜岡原子力発電所に対する影響
- － 東北地方太平洋沖地震（2011年3月）による福島第一原子力発電所，福島第二原子力発電所，東通原子力発電所，女川原子力発電所，及び東海第二発電所に対する影響

上記の震害事例を調査した結果、一部の地震において、地震観測記録が発電所設計時に設定された基準地震動 S_2 若しくは耐震安全性評価で設定された基準地震動 S_3 を上回ることが確認されたが、安全上重要な設備に対する地震による直接的な異常は確認されなかった。また、波及的影響の可能性としては、点検及び仮置き中の重量物の移動又は遮へいブロック崩れによる安全上重要な設備への接触、低耐震クラス配管の損傷又は津波による溢水事象、並びに、電気盤火災による波及的影響が確認された。

地震随伴溢水及び火災については、今回の評価では評価技術の成熟度から随件事象の影響評価は困難であると判断し、評価対象外としている。

2.2 震害事例調査結果

2.2.1 宮城県沖地震（2005年8月）による女川原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中であった1号機、2号機及び3号機は、地震に伴い自動停止。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果、一部の周期で発電所設計時に設定された基準地震動 S_2 を上回ることが確認されたが、耐震安全性の評価によって健全性が確保されていることが確認されており、安全上重要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 1 に示す。

2.2.2 能登半島地震（2007年3月）による志賀原子力発電所に対する影響

敷地地盤や1号機、2号機原子炉建屋において観測された地震記録を分析した結果、観測した地震動の応答スペクトルが基準地震動 S_2 を長周期側の一部の周期帯において超えている部分があったが、耐震安全性の評価によって健全性が確保されていることが確認されており、安全上重

要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 2 に示す。

2.2.3 新潟県中越沖地震（2007年7月）による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中又は起動中であった2号機、3号機、4号機及び7号機は、地震に伴い自動停止。（1号機、5号機及び6号機は定期検査のため停止中）発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果、耐震設計上考慮すべき地震による地震動の周期帯のほぼ全域にわたって発電所設計時に設定された基準地震動 S_2 を上回ることが確認され、機器によっては構造強度や機能維持に影響を与えると考えられる異常が確認されているものの、重大な損傷をもたらしたのではなく、原子炉の安全性を阻害する可能性のない軽微な事象であった。

安全上重要な設備への影響については、点検及び仮置き中であった重量物の移動又は遮へいブロック崩れによる安全上重要な設備への接触事例や、地震に伴う消火系配管の損傷による一部AM設備の浸水事例が確認されたものの、地震による直接的な異常は確認されなかった。なお、3号機の所内変圧器のダクトの基礎が不等沈下したことによって火災が発生した。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 3 に示す。

2.2.4 駿河湾の地震（2009年8月）による浜岡原子力発電所に対する影響

地震発生時に運転中であった4号機及び5号機は、地震に伴い自動停

止。（3号機は定期検査のため停止中。1号機及び2号機は廃止措置準備中。）発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果、3号機及び4号機については、発電所設計時に設定された基準地震動 S_2 による床応答スペクトルを超えるものではなく、設備の健全性が確保されていることが確認されている。5号機については、観測された地震データによる床応答スペクトルが一部の周期帯において基準地震動 S_1 による床応答スペクトルを上回っていたが、主要な耐震設計上重要な機器及び配管の固有周期では下回っていたこと、また床応答スペクトルの一部が超えたことについては観測記録による地震応答解析結果によって全ての設備が弾性状態にあったことから、設備の健全性が確保されていることが確認されている。以上のことから、安全上重要な設備に対する影響はなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表4に示す。

2.2.5 東北地方太平洋沖地震（2011年3月）による原子力発電所に対する影響

(1) 福島第一原子力発電所に対する影響

地震時、運転中であった1号機、2号機、3号機は、地震に伴い自動停止（4号機、5号機、6号機は定期検査中）。原子炉建屋及び原子炉建屋に設置されている安全上重要な設備（原子炉格納容器、残留熱除去系配管など）について、地震観測記録及び基準地震動 S_5 それぞれによる応答解析を比較した結果、基準地震動による地震荷重より耐力の方が大きく、地震直後、各安全機能は保持されていたものと評価されている。

しかし、1～5号機については、地震後の津波によって、非常用ディー

ゼル発電設備、電源設備などが被水、機能喪失したことで全交流電源喪失に至り、1～3号機については最終的に炉心損傷に至った。5号機及び6号機については、原子炉に燃料が装荷されている状態で、1～3号機同様、津波による影響によって海水系が機能喪失に至ったものの、6号機の空冷式ディーゼル発電設備による電源確保（5号機については、6号機から電源融通実施）を行うとともに、仮設海水系ポンプによる冷却機能確保などの復旧措置によって冷温停止状態への移行及び維持が図られた。

また、全燃料が使用済燃料プールへ取り出されていた4号機をはじめとする、各号機の使用済燃料プール内燃料については、注水又は冷却によって使用済燃料プール水位を確保し、燃料損傷防止が図られた。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表5に示す。

(2) 福島第二原子力発電所に対する影響

地震時、1～4号機は運転中であったが、地震に伴い全号機自動停止。原子炉建屋及び原子炉建屋に設置されている安全上重要な設備（原子炉格納容器、残留熱除去系配管など）について、地震観測記録及び基準地震動 S_s それぞれによる応答解析を比較した結果、基準地震動 S_s による地震荷重より耐力の方が大きく、地震後、各安全機能は保持されていたものと評価されている。

3号機を除く、1号機、2号機及び4号機については、地震後の津波によって、海水系設備が被水することでヒートシンク喪失に至ったものの、外部電源及び3号機非常用ディーゼル発電設備、電源車による電源確保、海水系ポンプのモータ取り替えなどの復旧措置によって、除熱機能を確保することで、各号機とも冷温停止状態への移行、維持が図られた。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 6 に示す。

(3) 東通原子力発電所に対する影響

地震時において 1 号機は定期検査のため停止中。発電所敷地内で観測された地震加速度は 17Gal であり，地震による設備への影響はなかった。また，地震後に外部電源が全て喪失したが，非常用ディーゼル発電機が自動起動し全交流電源喪失には至らなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 7 に示す。

(4) 女川原子力発電所に対する影響

地震時に運転中又は起動中であった 1 号機，2 号機及び 3 号機は，地震に伴い自動停止。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果，観測された地震データによる床応答スペクトルが一部の周期帯において発電所設計用の基準地震動 S_s による床応答スペクトルを上回っていたが，地震観測結果に基づく原子炉建屋及び耐震安全上重要な主要設備の地震時における機能を概略評価（建屋については最大応答せん断ひずみ及び層せん断力，設備については影響構造強度評価及び動的機能維持評価）した結果，機能維持の評価基準を下回っていることが確認されている。今後は詳細なシミュレーション解析によって健全性を確認するとともに主要設備以外の耐震安全上重要な設備を含め設備の健全性を確認することとしている。

安全上重要な設備への影響については次のとおりである。1 号機において常用系の高圧電源盤火災によって地絡した同期検定器の出力回路ケーブルから非常用母線と予備変圧器の連絡しゃ断器投入コイルに電圧が印加さ

れ、非常用母線電圧が瞬時低下したため、同母線から受電していた残留熱除去系ポンプ 2 台の自動停止が確認された。2 号機において海水ポンプ室に流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋の一部に流入し、原子炉補機冷却水系の 1 系統及び高圧炉心スプレイ補機冷却水系の機能喪失が確認された。同冷却水系の喪失によって非常用ディーゼル発電機 1 系統及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の自動停止が確認された。さらに、常用系の高圧電源盤火災の影響により、非常用ディーゼル発電機が起動していない状態でしゃ断器投入が発生し、非常用ディーゼル発電機界磁回路損傷が確認されたものの、地震による直接的な異常は確認されなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 8 に示す。

(5) 東海第二発電所に対する影響

地震時に運転中であつた東海第二発電所は、地震に伴い自動停止。発電所敷地内で観測した地震データを解析した結果、観測された地震データによる原子炉建屋の最大応答加速度は、設計時に用いた最大応答加速度及び新耐震指針に基づく耐震安全性評価で設定した基準地震動 S_s の最大応答加速度以下であつた。また、観測された地震データによる原子炉建屋の床応答スペクトルが一部の周期帯において発電所設計時に用いた床応答スペクトルを上回っていたが、主要な周期帯で観測地震記録が下回っていることが確認されている。安全上重要な設備への影響については、津波対策工事が完了していなかった一部の海水ポンプ室に海水が浸水し 3 台ある非常用ディーゼル発電機用海水ポンプのうち 1 台が停止したこと、並びに、125V 蓄電池 2 B 室のドレンファンネルからの逆流によって床面に 3cm の深さで溢水が確認されたものの、地震による直接的な異常は確認されなかった。

施設に影響した地震規模及び原子力発電所に対する影響について表 9 に示す。

表 1 2005 年 8 月に発生した宮城県沖地震による女川原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)	<p>女川原子力発電所 1 号機, 2 号機, 3 号機は, 定格熱出力運転中のところ平成 17 年 8 月 16 日に発生した宮城県沖を震源とするマグニチュード 7.2 (震源深さ 72km, 震央距離 73km, 震源距離 84km) の地震の影響によって, 11 時 46 分に 1 号機, 2 号機, 3 号機は地震加速度大信号によって原子炉自動停止した。なお, 観測された保安確認用地震動は, 最大で 251.2Gal であった。</p> <p>1 号機, 2 号機, 3 号機の原子炉建屋で観測された地震動から求めた加速度応答スペクトル (周期ごとの加速度の最大値) は, 機器が設置されていない屋上を除き, 全ての周期において基準地震動 S_2 による応答スペクトルを下回っていることを確認した。また, 岩盤上で観測された地震データから上部地盤の影響を取り除いたデータを解析したところ, 一部周期において基準地震動 S_2 を超えている部分があることを確認した。この地震で, 一部の周期において基準地震動の応答スペクトルを超えることとなった要因分析及び評価を行った結果, 宮城県沖近海のプレート境界に発生する地震の地域的な特性によるものと考えられるとの結論が得られた。</p>
②-1 安全上重要な設備への影響 (波及影響も含む)	<p>無し</p> <p>今回観測された地震データを用いて, 安全上重要な設備 (建屋及び機器) の耐震安全性の評価を実施し, 耐震安全性が確保されていることを確認した。</p>
②-2 既存の AM 設備への影響 (波及影響も含む)	<p>無し</p>
③-1 外部電源への影響	<p>無し</p>
③-2 D/G への影響	<p>無し</p>
③-3 補機冷却系への影響	<p>無し</p>
③-4 電源融通の可能性	<p>可能</p>
③-5 復旧操作へのアクセス性	<p>重大な影響は無し。ただし, 構内道路アスファルト亀裂, 波うち及び段差が発生した。</p>
④その他 (安全機能には影響しないもの, 留意しておく必要のある事項)	<p>無し</p>

表 2 2007 年 3 月に発生した能登半島地震による志賀原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
<p>①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)</p>	<p>【志賀 1 号機, 2 号機】 敷地地盤や 1 号機, 2 号機原子炉建屋において観測された地震記録を分析した結果, 観測した地震動の応答スペクトルが基準地震動 S_2 を長周期側の一部の周期帯において超えている部分があったが, この周期帯に関して, 安全上重要な施設に影響がないことを確認した。 また, 1 号機, 2 号機の原子炉建屋で観測された地震記録に基づいて原子炉建屋及び同建屋内の安全上重要な機器について検討した結果, 各施設とも弾性範囲内に収まっており, 施設の健全性が確保されていることを確認した。 タービン建屋内及び海水熱交換器建屋内の安全上重要な機器及び配管, 並びに排気筒について, 敷地地盤で観測された地震記録に基づいて検討した結果, 各施設とも弾性範囲内に収まっており, 施設の健全性が確保されていることを確認した。 さらに, 今回の地震において長周期側の一部の周期帯で基準地震動 S_2 を上回ったことから, 長周期側で今回の地震動を上回る地震動 (検討に用いた地震動) を想定し, 長周期側の主要施設であるタービン建屋基礎版上の原子炉補機冷却水系配管及び排気筒の耐震安全性について確認した結果, 耐震安全余裕を有していることを確認した。 以上, 安全上重要な施設や長周期側の主要施設に関する一連の耐震安全性確認結果から, 能登半島地震を踏まえても耐震安全性は確保されていることが確認できたと考えられる。</p>
<p>②-1 安全上重要な設備への影響 (波及影響も含む)</p>	<p>【志賀 1, 2 号機】無し</p>
<p>②-2 既存の AM 設備への影響 (波及影響も含む)</p>	<p>【志賀 1, 2 号機】無し</p>
<p>③-1 外部電源への影響</p>	<p>【志賀 1, 2 号機】 供用中の 3 回線すべてが喪失し外部電源喪失となったが, 事象発生 of 6 分後に復旧した。</p>
<p>③-2 D/G への影響</p>	<p>【志賀 1, 2 号機】無し</p>
<p>③-3 補機冷却系への影響</p>	<p>【志賀 1, 2 号機】無し</p>
<p>③-4 電源融通の可能性</p>	<p>【志賀 1, 2 号機】可能</p>
<p>③-5 復旧操作へのアクセス性</p>	<p>【志賀 1, 2 号機】影響は無し</p>
<p>④その他 (安全機能には影響しないもの, 留意しておく必要のある事項)</p>	<p>■水銀灯の落下 1 号機タービン建屋運転階の水銀灯が 7 個, また 2 号機原子炉建屋運転階の水銀灯が 2 個落下した。 また, 2 号機で落下した水銀灯の破片は, 約 97% を運転階床上から回収したが, 残りの破片については使用済燃料貯蔵プールなどへ落下した可能性があったため, これらの箇所での点検及び清掃を行った。</p>

確認項目	確認結果
④その他（安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項）（つづき）	<p>■ 2号機低圧タービン組み立て中のタービンロータの位置ずれ</p> <p>組み立て中の低圧タービンロータを仮止めしていた治具が変形し、わずかな位置ずれが生じた。低圧タービンを開放し点検を実施したところ、動翼に微小な接触痕が複数確認された。</p>
	<p>■ 1号機使用済燃料貯蔵プールからの水飛散</p> <p>使用済燃料貯蔵プールの水約45リットル（放射エネルギー約750万ベクレル）が使用済燃料貯蔵プール周辺に飛散した。そのうち、養生シート外には約8リットル（放射エネルギー約130万ベクレル）の水が飛散した。飛散した水については速やかに拭き取った。外部への放射能の影響は無し。</p>

表 3 2007 年 7 月に発生した中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果																																																																						
<p>①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)</p>	<p>【柏崎刈羽 1～7 号機】 新潟県中越沖においてマグニチュード 6.8 の地震が発生、震央距離 16km、震源距離 23km に位置している柏崎刈羽においては、全号機（1～7 号機）にて基準地震動を超える加速度を確認、原子炉建屋基礎版上での最大加速度のものは、1 号機での 680Gal（設計時の最大加速度応答値 273Gal）であった。各号機で原子炉建屋基礎版上での最大加速度（観測値、設計時応答値）は下表の通り。</p> <table border="1" data-bbox="678 638 1407 981"> <thead> <tr> <th colspan="2" rowspan="2">観測値</th> <th colspan="2">南北</th> <th colspan="2">東西</th> <th colspan="2">上下</th> </tr> <tr> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計※</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 号機</td> <td>最下階</td> <td>311</td> <td>274</td> <td>680</td> <td>273</td> <td>408</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>2 号機</td> <td>最下階</td> <td>304</td> <td>167</td> <td>606</td> <td>167</td> <td>282</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>3 号機</td> <td>最下階</td> <td>308</td> <td>192</td> <td>384</td> <td>193</td> <td>311</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>4 号機</td> <td>最下階</td> <td>310</td> <td>193</td> <td>492</td> <td>194</td> <td>337</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>5 号機</td> <td>最下階</td> <td>277</td> <td>249</td> <td>442</td> <td>254</td> <td>205</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>6 号機</td> <td>最下階</td> <td>271</td> <td>263</td> <td>322</td> <td>263</td> <td>488</td> <td>(235)</td> </tr> <tr> <td>7 号機</td> <td>最下階</td> <td>267</td> <td>263</td> <td>356</td> <td>263</td> <td>355</td> <td>(235)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※上下方向については、（ ）内の値を静的設計で使用 1～7 号機で観測された地震観測記録に基づき、設計時の解放基盤表面と原子炉建屋基礎版上の関係を参照し、解放基盤表面における地震動を推定したところ、基準地震動 S_2（450Gal）に対して 1～4 号機で約 2.3～3.8 倍、5～7 号機で 1.2～1.7 倍の結果であった。 設備点検の結果、地震の影響による構造強度や機能維持に影響を与えると考えられる異常が確認されていないが、機器の重大な損傷をもたらしたのではなく、原子炉の安全性を阻害する可能性のない軽微な事象であった。 安全上重要な設備については、1 号機において異常が数例確認されているが、点検、仮置き中だったために転倒、損傷に至ったこと、地震に伴う消火系配管の建屋接続部の損傷に伴う浸水によって機能喪失に至ったことが原因であり、地震による直接的な異常は確認されていない。</p>	観測値		南北		東西		上下		観測	設計	観測	設計	観測	設計※	1 号機	最下階	311	274	680	273	408	(235)	2 号機	最下階	304	167	606	167	282	(235)	3 号機	最下階	308	192	384	193	311	(235)	4 号機	最下階	310	193	492	194	337	(235)	5 号機	最下階	277	249	442	254	205	(235)	6 号機	最下階	271	263	322	263	488	(235)	7 号機	最下階	267	263	356	263	355	(235)
観測値				南北		東西		上下																																																															
		観測	設計	観測	設計	観測	設計※																																																																
1 号機	最下階	311	274	680	273	408	(235)																																																																
2 号機	最下階	304	167	606	167	282	(235)																																																																
3 号機	最下階	308	192	384	193	311	(235)																																																																
4 号機	最下階	310	193	492	194	337	(235)																																																																
5 号機	最下階	277	249	442	254	205	(235)																																																																
6 号機	最下階	271	263	322	263	488	(235)																																																																
7 号機	最下階	267	263	356	263	355	(235)																																																																
<p>②-1 安全上重要な設備への影響（波及影響も含む）</p>	<p>【柏崎刈羽 1～7 号機】 無し</p>																																																																						
<p>②-2 既存の AM 設備への影響（波及影響も含む）</p>	<p>【柏崎刈羽 1～7 号機】 無し</p>																																																																						
<p>③-1 外部電源への影響</p>	<p>【柏崎刈羽 1～7 号機】 4 回線中、2 回線が機能喪失</p>																																																																						
<p>③-2 D/G への影響</p>	<p>【柏崎刈羽 1～7 号機】 無し</p>																																																																						
<p>③-3 補機冷却系への影響</p>	<p>【柏崎刈羽 1～7 号機】 無し</p>																																																																						
<p>③-4 電源融通の可能性</p>	<p>【柏崎刈羽 1～7 号機】 無し</p>																																																																						
<p>③-5 復旧操作へのアクセス性</p>	<p>土捨て場北側斜面の一部が崩落（復旧操作のためのアクセス性への影響は無し）</p>																																																																						

確認項目	確認結果
<p>④その他（安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項）</p>	<p>■ 3号機</p> <p>原子炉建屋地下 2 階にある S L C系注入ライン配管（格納容器外側貫通部）の近傍に置いてあった I S I用 R P V模擬ノズルが地震によって移動し、配管の板金保温材に衝突したと思われるへこみを確認。配管及びサポートには損傷は無かったものの、安全上重要な設備に影響が及ぶ可能性があったことを踏まえ、室内にて床に固定されていない重量物を固定及び固縛する対策を講じた。</p> <p>なお、所内変圧器のダクトの基礎が不等沈下したことによって火災が発生した。</p>
	<p>■ 1号機</p> <p>不等沈下によって消火配管が破断し、漏水及び消火系の機能喪失に至ったものと推定。</p> <p>地震による建屋周辺の地盤沈下などのため、消火系配管が破断（消火系の機能喪失）。</p> <p>さらに、原子炉複合建屋とモニタ建屋（屋外）間のトレンチの沈下によって生じた接続部の隙間及びトレンチ本体のひび割れ損傷部を通じ、消火系から漏れた水が原子炉複合建屋内に流入。</p> <p>その結果、機能要求は無かったものの主蒸気放射線モニタ検出器が浸水によって損傷するとともに、復水補給水ポンプ（AM設備）についても浸水による被害を受けた。</p>

表 4 2009 年 8 月に発生した駿河湾の地震による浜岡原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
<p>①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)</p>	<p>【浜岡 3 号機, 4 号機】 地震観測記録と基準地震動 S_1 による応答を比較した結果, 地震観測記録は基準地震動 S_1 による応答を十分下回っており, 地震時に耐震設計上重要な設備が弾性状態にあったことから, 設備の健全性が確保されていることを確認した。</p> <p>【浜岡 5 号機】 耐震設計上重要な設備について, 地震観測記録と基準地震動 S_1 による応答を比較し, 原子炉建屋の一部の階において地震観測記録における最大加速度が基準地震動 S_1 による最大応答加速度をわずかに上回っている以外は, 地震観測記録における最大加速度が基準地震動 S_1 による最大応答加速度を下回っていることを確認した。</p> <p>原子炉建屋の地震観測記録の床応答スペクトルは, 一部の周期帯において基準地震動 S_1 の床応答スペクトルを上回っているが, 主な耐震設計上重要な機器及び配管系の固有周期では下回っており, 地震時に弾性状態にあったことから, これらの機器及び配管系の健全性が確保されていることを確認した。</p> <p>5 号機については, 主要な設備は弾性状態にあり, 健全性は確保されていることを確認していたが, 一部の観測記録で基準地震動 S_1 による応答加速度を超えたことから, 地震観測記録を入力とした地震応答解析を行い, 設備の健全性評価の結果は, 全ての設備が弾性状態にあったことから, 設備の健全性が確保されていることを確認した。</p>
<p>②-1 安全上重要な設備への影響 (波及影響も含む)</p>	<p>【浜岡 3 ~ 5 号機】 無し</p>
<p>②-2 既存の AM 設備への影響 (波及影響も含む)</p>	<p>【浜岡 3 ~ 5 号機】 無し</p>
<p>③-1 外部電源への影響</p>	<p>【浜岡 3 ~ 5 号機】 3, 4 号機: 3 ルート 6 回線すべてが健全 5 号機: 2 ルート 4 回線すべてが健全</p>
<p>③-2D / G への影響</p>	<p>【浜岡 3 ~ 5 号機】 無し</p>
<p>③-3 補機冷却系への影響</p>	<p>【浜岡 3 ~ 5 号機】 無し</p>
<p>③-4 電源融通の可能性</p>	<p>【浜岡 3 ~ 5 号機】 可能</p>
<p>③-5 復旧操作へのアクセス性</p>	<p>【浜岡 5 号機】 タービン建屋の東側屋外エリアの地盤沈下 (15m×15m, 10cm 程度) を確認した。</p>
<p>④その他 (安全機能には影響しないもの, 留意しておく必要のある事項)</p>	<p>■ 5 号機 “補助変圧器過電流トリップ” (常用系) : 地震の振動でトリップ接点の接触による保護継電器の誤動作 (リレーチャター発生) ⇒ より強い耐震性を有する保護継電器への取替を検討した結果, 水平 3G, 上下 1G 程度の実力のある保護継電器に取替え。</p>

確認項目	確認結果
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）（つづき）	■ 5号機制御棒駆動機構モータ制御ユニットの故障警報点灯：5号機“補助変圧器過電流トリップ”（常用系）との従属性。
	■ 原子炉建屋管理区域区分の変更，原子炉建屋5階（放射線管理区域内）燃料交換エリア換気放射線モニタ指示の一時的な上昇：地震の揺れによって，燃料集合体表面の放射性物質を含んだ鉄錆びなどが，プール水に遊離し，プール表面からの放射線線量率が上昇したものと推定。
	■ 主タービンスラスト軸受摩耗トリップ警報点灯及びタービン開放点検：各種接触痕，変形，ネジ損傷などが見られた。

表 5 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による福島第一原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果																																																							
<p>①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)</p>	<p>【福島第一1～6号機】 平成23年3月11日、東北地方太平洋沖地震が発生、福島第一原子力発電所1～6号機の原子炉建屋基礎版上において観測された最大加速度と基準地震動S_sから求めた基礎版上の最大応答加速度を比較した結果、2号機、3号機、5号機の東西方向の観測記録が、基準地震動S_sによる最大応答加速度を上回っていた。各号機で原子炉建屋基礎版上での最大加速度(観測値、設計時応答値)は下表の通り。</p> <table border="1" data-bbox="683 658 1362 967"> <thead> <tr> <th rowspan="2">観測値</th> <th colspan="2">南北</th> <th colspan="2">東西</th> <th colspan="2">上下</th> </tr> <tr> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号機</td> <td>460*</td> <td>487</td> <td>447</td> <td>489</td> <td>258</td> <td>412</td> </tr> <tr> <td>2号機</td> <td>348*</td> <td>441</td> <td>550</td> <td>438</td> <td>302</td> <td>420</td> </tr> <tr> <td>3号機</td> <td>322*</td> <td>449</td> <td>507</td> <td>441</td> <td>231</td> <td>429</td> </tr> <tr> <td>4号機</td> <td>281*</td> <td>447</td> <td>319</td> <td>445</td> <td>200</td> <td>422</td> </tr> <tr> <td>5号機</td> <td>311*</td> <td>452</td> <td>548</td> <td>452</td> <td>258</td> <td>427</td> </tr> <tr> <td>6号機</td> <td>288*</td> <td>445</td> <td>444</td> <td>448</td> <td>244</td> <td>415</td> </tr> </tbody> </table> <p>※記録開始から130秒～150秒程度で記録は中断 原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される安全上重要な機能及び配管系(主蒸気系配管、原子炉格納容器、残留熱除去系配管、炉心支持構造物及び制御棒(挿入性)など)に加え、1号機については非常用復水器系配管、原子炉再循環系配管などについて、地震観測記録を用いた応答解析と基準地震動を用いた応答解析で得られた地震荷重を比較した結果、ほとんどの機器及び配管系において基準地震動S_sによる地震荷重の方が大きく、それらについては地震直後に安全機能は保持可能な状態であったと評価されている。 一部、地震観測記録を用いた応答解析による地震荷重の方が大きかった機器及び配管系についても、適切な応答値を評価するため実物の構造を考慮するなどの解析モデルの見直しを行った結果、基準地震動を用いた応答解析による地震荷重の方が大きく評価された。加えて、現場確認が可能な5号機については、目視によって、可能な範囲で損傷の有無など、現場状況の確認を実施し、主要な弁、ポンプなどの機器及びその周辺の配管などに有意な損傷などは認められなかったことから、地震時及び地震直後においても安全機能を保持可能な状態にあったものと評価されている。</p>	観測値	南北		東西		上下		観測	設計	観測	設計	観測	設計	1号機	460*	487	447	489	258	412	2号機	348*	441	550	438	302	420	3号機	322*	449	507	441	231	429	4号機	281*	447	319	445	200	422	5号機	311*	452	548	452	258	427	6号機	288*	445	444	448	244	415
観測値	南北		東西		上下																																																			
	観測	設計	観測	設計	観測	設計																																																		
1号機	460*	487	447	489	258	412																																																		
2号機	348*	441	550	438	302	420																																																		
3号機	322*	449	507	441	231	429																																																		
4号機	281*	447	319	445	200	422																																																		
5号機	311*	452	548	452	258	427																																																		
6号機	288*	445	444	448	244	415																																																		
<p>②-1 安全上重要な設備への影響(波及影響も含む)</p>	<p>【福島第一1～6号機】 無し(推定)</p>																																																							
<p>②-2 既存のAM設備への影響(波及影響も含む)</p>	<p>【福島第一1～6号機】 不明(消火系配管に損傷が確認されているが、津波(漂流物含む)による影響と考えられる。)</p>																																																							

確認項目	確認結果
③-1 外部電源への影響	【福島第一 1～6号機】 全6回線中，5回線機能喪失 ※1回線は，工事のため受電停止中
③-2 D/Gへの影響	【福島第一 1～6号機】 影響は無し（津波によって喪失。ただし，一部空 冷式D/Gについては，津波襲来後も機能維持）
③-3 補機冷却系への影響	【福島第一 1～6号機】 影響無し（津波によって喪失）
③-4 電源融通の可能性	【福島第一 1～6号機】 ・影響は無し（津波によって喪失） ・5-6号機間については，仮設ケーブル敷設によって電源融通実施
③-5 復旧操作へのアクセス性	・道路に割れ，段差など有り。 ・防災道路ではないが斜面崩落による道路閉鎖箇所有り。
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	【福島第一 1～6号機】 詳細確認不可

表 6 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による福島第二原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果																																									
<p>①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)</p>	<p>【福島第二1～4号機】 平成23年3月11日、東北地方太平洋沖地震が発生、福島第二原子力発電所1～4号機の原子炉建屋基礎版上において観測された最大加速度と基準地震動S_sから求めた原子炉建基礎版上の最大応答加速度は下表の通り。全号機、原子炉基礎版上(最地下階)で得られた最大加速度は、基準地震動S_sに対する最大応答加速度を下回っていることが確認されている。</p> <table border="1" data-bbox="676 622 1401 853"> <thead> <tr> <th rowspan="2">観測値</th> <th colspan="2">南北</th> <th colspan="2">東西</th> <th colspan="2">上下</th> </tr> <tr> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> <th>観測</th> <th>設計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1号機</td> <td>254</td> <td>434</td> <td>230[※]</td> <td>434</td> <td>305[※]</td> <td>512</td> </tr> <tr> <td>2号機</td> <td>243</td> <td>428</td> <td>196[※]</td> <td>429</td> <td>232[※]</td> <td>504</td> </tr> <tr> <td>3号機</td> <td>277[※]</td> <td>428</td> <td>216[※]</td> <td>430</td> <td>208[※]</td> <td>504</td> </tr> <tr> <td>4号機</td> <td>210[※]</td> <td>415</td> <td>205[※]</td> <td>415</td> <td>288[※]</td> <td>504</td> </tr> </tbody> </table> <p>※記録開始から130秒～150秒程度で記録は中断 原子炉建屋及び原子炉建屋に設置される安全上重要な機能及び配管系(主蒸気系配管、原子炉格納容器、残留熱除去系配管、炉心支持構造物及び制御棒(挿入性)など)について地震観測記録を用いた応答解析と基準地震動S_sを用いた応答解析で得られた地震荷重を比較した結果、一部の機器及び配管系を除き基準地震動S_sによる地震荷重の方が大きく、それらについては地震後に安全機能は保持可能な状態であったと評価されている。一部、地震観測記録を用いた応答解析による地震荷重の方が大きかった機器及び配管系についても、適切な応答値を評価するため実物の構造を考慮するなどの解析モデルの見直しを行った結果、基準地震動を用いた応答解析による地震荷重の方が大きいことが確認されており、地震後に安全機能は保持可能な状態であったと評価されている。</p>	観測値	南北		東西		上下		観測	設計	観測	設計	観測	設計	1号機	254	434	230 [※]	434	305 [※]	512	2号機	243	428	196 [※]	429	232 [※]	504	3号機	277 [※]	428	216 [※]	430	208 [※]	504	4号機	210 [※]	415	205 [※]	415	288 [※]	504
観測値	南北		東西		上下																																					
	観測	設計	観測	設計	観測	設計																																				
1号機	254	434	230 [※]	434	305 [※]	512																																				
2号機	243	428	196 [※]	429	232 [※]	504																																				
3号機	277 [※]	428	216 [※]	430	208 [※]	504																																				
4号機	210 [※]	415	205 [※]	415	288 [※]	504																																				
<p>②-1 安全上重要な設備への影響 (波及影響も含む)</p>	<p>【福島第二1～4号機】無し</p>																																									
<p>②-2 既存のAM設備への影響 (波及影響も含む)</p>	<p>【福島第二1～4号機】 影響は無し(消火系配管に損傷が確認されているが、津波(漂流物含む)による影響と考えられる。)</p>																																									
<p>③-1 外部電源への影響</p>	<p>【福島第二1～4号機】 4回線中、1回線機能停止 ※1回線は停止点検中。さらに1回線は、避雷器の損傷が確認されたため、被害拡大防止を目的として受電停止の上、復旧作業を実施。</p>																																									
<p>③-2D/Gへの影響</p>	<p>【福島第二1～4号機】 影響は無し(3号機を除き、津波によって機能喪失)</p>																																									
<p>③-3 補機冷却系への影響</p>	<p>【福島第二1～4号機】 影響は無し(3号機を除き、津波によって機能喪失)</p>																																									

確認項目	確認結果
③-4 電源融通の可能性	【福島第二 1～4 号機】 影響は無し（津波によって喪失）
③-5 復旧操作へのアクセス性	道路に割れ，段差など生じるも影響無し。
④その他（安全機能には影響しないもの，留意しておく必要のある事項）	【福島第二 1～4 号機】 特に影響は無し

表 7 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による東通原子力発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)	発電所において観測した地震加速度は 17Gal であり、設備への影響はなかった。
②-1 安全上重要な設備への影響 (波及影響も含む)	無し
②-2 既存のAM設備への影響 (波及影響も含む)	無し
③-1 外部電源への影響	むつ幹線(2回線)、東北白糠線の停止に伴い、外部電源が喪失した。 同日 23時 59分に東北白糠線が復旧した。
③-2 D/Gへの影響	外部電源喪失に伴い、非常用ディーゼル発電機が自動起動した。
③-3 補機冷却系への影響	無し
③-4 電源融通の可能性	可能
③-5 復旧操作へのアクセス性	無し
④その他(安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項)	■8台あるモニタリングポストのうち4台がバッテリー切れによって停止した。

表 8 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による女川原子力発電所に対する影響

確認項目		確認結果					
①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)		<p>女川原子力発電所は、1号機及び3号機が定格熱出力一定運転中、また、2号機が原子炉起動中のところ、3月11日14時46分に発生した東北地方太平洋沖地震によって全号機において原子炉が自動停止した。観測された地震加速度は567.5Gal(保安確認用地震計:1号機原子炉建屋地下2階)であり、全号機とも、原子炉保護系が設計どおり作動したことによって自動停止した。</p> <p>最大応答加速度について基準地震動と観測記録の関係は次の通り。</p>					
原子炉建屋の最大加速度値							
観測位置		観測記録			基準地震動Ssに対する		
		最大加速度値(ガル)			最大応答加速度値(ガル)		
		NS方向	EW方向	UD方向	NS方向	EW方向	UD方向
1号機	屋上	2000 ^{※1}	1636	1389	2202	2200	1388
	燃料取扱床(5階)	1303	998	1183	1281	1443	1061
	1階	573	574	510	660	717	527
	基礎版上	540	587	439	532	529	451
2号機	屋上	1755	1617	1093	3023	2634	1091
	燃料取扱床(3階)	1270	830	743	1220	1110	968
	1階	605	569	330	724	658	768
	基礎版上	607	461	389	594	572	490
3号機	屋上	1868	1578	1004	2258	2342	1064
	燃料取扱床(3階)	956	917	888	1201	1200	938
	1階	657	692	547	792	872	777
	基礎版上	573	458	321	512	497	476
		<p>※1 当該地震計の最大設定値(2000ガル)を上回っているため参考値</p> <p>※2 網掛けは基準地震動Ssに対する最大応答加速度値を超えていることを示す</p>					
②-1 安全上重要な設備への影響(波及影響も含む)		<p>【女川1号】</p> <p>●タービン建屋地下1階高圧電源盤火災</p> <p>タービン建屋地下1階において高圧電源盤6-1Aからの発煙が発生した。また、高圧電源盤6-1Aの火災の影響によって、S/P水冷却のために手動起動したRHRポンプ(A)及び(C)号機が自動停止した。</p>					
②-2 既存のAM設備への影響(波及影響も含む)		無し					

確認項目	確認結果
③-1 外部電源への影響	<p>5回線中4回線が機能喪失</p> <p>女川原子力発電所には、外部電源として5回線（牡鹿幹線1，2号線（275kV系），松島幹線1，2号線（275kV系），塚浜支線（66kV系））が接続されている。地震直後は、当社管内の送電線事故に伴う系統保護回路の動作によって、松島幹線2号1回線のみとなったが、3月12日20時12分に牡鹿幹線1号，同日20時15分に牡鹿幹線2号，3月17日10時47分に松島幹線1号，3月26日15時41分に塚浜支線がそれぞれ復旧している。</p> <p>【牡鹿1，2号線避雷器の損傷】</p> <p>地震の揺れによると思われる影響によって、避雷器内部に部分放電が発生した。（地震に伴う牡鹿幹線1，2号線停止の原因は、避雷器の損傷によるものと考えられる。）</p>
③-2 D/Gへの影響	<p>【女川1号】</p> <p>●非常用DG（A）界磁回路の損傷</p> <p>DG（A）の同期検定器が動作せず，しゃ断器を手動で投入することができなかった。また，DG（A）が起動していない状態でDG（A）のしゃ断器が自動投入される事象が発生した。</p> <p>⇒メタクラ6-1Aで発生した火災の影響によって制御ケーブルに溶損などが生じ，地絡が発生した。</p> <p>【女川2号】</p> <p>●浸水によるDG（B）及びDG（H）の停止</p> <p>海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し，RCW（B）系及びHPCWの2系統が機能喪失したことによって，DG（B），並びにDG（H）が自動停止となった。（DG（A）は健全）</p>
③-3 補機冷却系への影響	<p>【女川2号】</p> <p>●浸水によるDG（B）及びDG（H）の停止</p> <p>海水ポンプ室の取水路側から流入した海水が地下トレンチを通じて原子炉建屋内の一部に浸水し，RCW（B）系及びHPCWの2系統が機能喪失した。</p>
③-4 電源融通の可能性	<p>女川1号にて，地震又は火災の影響によって一部しゃ断器に不具合が生じた。</p>
③-5 復旧操作へのアクセス性	<p>無し</p>

確認項目	確認結果
<p>④その他（安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項）</p>	<p>【女川1号】</p> <ul style="list-style-type: none"> ●高圧電源盤しゃ断器の投入不可 主に定検時に使用する高圧電源盤（1号機所内電源を2号機から受電する際に使用）において、電源盤内に設置しているしゃ断器が地震の振動によって傾き、投入スイッチを入切するためのインターロックローラーが正常位置から外れた。 ●母連しゃ断器制御電源喪失 火災が発生した高圧電源盤の制御電源回路の溶損による地絡や短絡の影響によって、制御電源回路が接続されているしゃ断器用制御電源回路の電圧が変動し、“制御電源喪失”警報が発生した。 ●125V 直流主母線盤の地絡（計2件） 高圧電源盤の火災によって、配線に地絡が発生し、地絡警報が発生した。 <p>【女川2号】 特に無し</p> <p>【女川3号】</p> <ul style="list-style-type: none"> ●使用済燃料プールゲート押さえ脱落 使用済燃料プールと原子炉ウエル間の通路部に設置している使用済燃料プールゲート（No.1及びNo.2）を固定しているゲート押さえ金具計4個のうち3個のスイングボルトが外れていた。 ●HPCS 圧力抑制室吸込弁自動での全開動作不能 4月7日の余震の揺れによる影響と推定される圧力抑制室の水位変動時に、本来全開するはずのHPCS 圧力抑制室吸込弁が、地震による弁の開閉指示を行うスイッチなどの誤動作（推定）によって、全開にならなかった。（手動での全開は可能） <p>【各号機共通】</p> <ul style="list-style-type: none"> ●制御棒駆動系ハウジング支持金具サポートバーのずれ 制御棒駆動機構ハウジングのハウジング支持金具（グリッド）が、1号機で1カ所、2号機で2カ所、3号機で1カ所ずれていることを確認した。これによる制御棒駆動機構ハウジングの落下防止機能への影響はなかった。

表 9 2011年3月に発生した東北地方太平洋沖地震による東海第二発電所に対する影響

確認項目	確認結果
①施設に影響した地震規模 (地震観測記録と基準地震動の関係)	観測記録に基づく各階の最大応答加速度は、建設時の当初設計時に用いた最大応答加速度及び新耐震設計審査指針に基づく耐震安全性評価で設定した基準地震動 S_g の最大応答加速度以下であることを確認した。 原子炉建屋の地震観測記録による床応答スペクトルは、一部の周期帯(約0.65秒から約0.90秒)で建設時の設計に用いた床応答スペクトルを上回っているが、耐震設計上重要な機器及び配管系のうち主要な設備の固有周期では、地震観測記録が工認設計波による床応答スペクトル以下であることを確認した。
②-1 安全上重要な設備への影響(波及影響も含む)	地震による影響は無し
②-2 既存のAM設備への影響(波及影響も含む)	地震による影響は無し
③-1 外部電源への影響	3回線中3回線が機能喪失 (13日12:32 154kV系東海原子力線復旧)
③-2D/Gへの影響	地震による影響は無し(津波によってDG SW-2Cが水没したため、DG-2Cは手動停止)
③-3 補機冷却系への影響	地震による影響は無し
③-4 電源融通の可能性	可能(HPCS-DGから6.9kVの交流電源融通、予備充電器を介して直流電源融通)
③-5 復旧操作へのアクセス性	地震による影響は無し
④その他(安全機能には影響しないもの、留意しておく必要のある事項)	タービン設備などの一部で、耐震クラスB、Cクラスの設備が損傷を受けた。 【蒸気タービン】 低圧タービン及び高圧タービンの動翼と隔板の一部に接触による摺動痕 高圧タービンと低圧タービンの中間軸受け基礎グラウト部の割れ、基礎ボルトの緩み(10本中3本) 【主発電機関係】 主発電機軸受及び励磁機及び副励磁機廻りに接触痕、間隙拡大などの損傷

3. 海外のP R A関連文献調査

海外文献についての調査結果をまとめたものを表 10 に示す。海外の地震P R A関連文献を調査した結果、他にモデル化すべき起因事象は存在しなかった。

海外文献では原子炉冷却材喪失（L O C A）についてサイズや場所を分類した評価を例示している文献があったが、今回の評価ではL O C Aを1つの起因事象として選定した。これは次の2つの理由による。1つは、同一の地震動による複数の配管損傷の相関性を考慮すると、事故シナリオを詳細に分析すること（緩和系にどの程度期待できるか判断すること）が困難で、破断の規模による分類が厳密には難しいこと、もう1つは、相関を持つ配管を同定し、損傷の相関係数を全ての配管に対して適切に算定することは現状の評価技術では困難が伴うことである。このため、地震P S A学会標準に許容されている取り扱いとして、これらの事象はより厳しい条件となる起因事象に包含させ、この起因事象は格納容器内にある一次系配管の大規模な破断によりE C C S性能を上回る大規模な原子炉冷却材喪失（E x c e s s i v e L O C A）が発生するものと想定し、緩和系によって事象の進展を抑制することができずに炉心損傷に至る可能性があるため、保守的に直接炉心損傷に至る起因事象で代表させた。

地震随伴溢水については、今回の評価では評価技術の成熟度から随件事象の影響評価は困難であると判断し、評価対象外としている。

表 10 海外文献調査結果 (1/2)

	文献名	記載内容	確認結果
1	ASME 標準 ⁽ⁱ⁾ (239 ページ)	地震PRAで考慮される起因事象は例えば以下を含める。 (a) RPVやその他の大型機器 (steam generator, recirculation pump, pressurizer) の損傷 (b) 様々なサイズと場所でのLOCA (c) トランジェント (LOPAは特に重要) PCSやヒートシンクが地震要因で使用できない場合 (例えば, LOPA) と使用できる場合の両方のトランジェントを考慮すべきである。 また, 他のトランジェントの例として, service water のような重要なサポート系の喪失や直流電源の喪失がある。	左記の例は, すべて評価上考慮していることを確認した ^{*1} 。
2	IAEA Safety Guide (SSG-3) ⁽ⁱⁱ⁾ (108 ページ)	特に, 以下のタイプのシナリオに至る起因事象はモデル化すべきである。 (a) 大型機器の損傷 (例: reactor pressure vessel, steam generators, pressurizer) (b) 様々なサイズと場所のLOCA。極小LOCAも考慮すべき。 (c) LOPA (d) 様々なサポートシステムの喪失を含むトランジェント (PCSが失敗するシナリオと失敗しないシナリオ)	左記の例は, すべて評価上考慮していることを確認した ^{*1} 。
3	EPR I 地震PRA 実 施ガイド ⁽ⁱⁱⁱ⁾ (5~7 ページ)	“initiator” は例えば以下を含める。 (a) RPVやその他の大型機器 (steam generator, recirculation pump, pressurizer 等) の損傷 (b) 様々なサイズと場所のLOCA (c) サポートシステム故障 (service water や直流電源) (d) トランジェント (LOPAは特に重要) PCSやヒートシンクが地震要因で使用できない場合 (例えば, LOPA) と使用できる場合の両方のトランジェントを考慮すべきである。外電が使用可能だが他の地震要因損傷があるシーケンスも考慮しなければならない。(なぜなら, LERFを考えた場合, 外電やIAが必ず喪失すると仮定することが, 必ず保守的とは限らないからである。例えば格納容器隔離弁が外電喪失やIA喪失で安全側に閉動作となる。) Excessive LOCAやリレーチャタリングも考慮しなければならない。	左記の例は, すべて評価上考慮していることを確認した ^{*1} 。

*1 様々なサイズと場所のLOCA (極小LOCAを含む) については, 本評価においては完全相関を仮定しているため, 保守的に極大L

OCAとしてまとめて評価している。

表 10 海外文献調査結果 (2/2)

	文献名	記載内容	確認結果
4	スイス連邦原子力安全検査局 (ENSI) PSAガイド ^(iv) (25 ページ)	以下のように起因事象を定義しなければいけない。 ・最小のHCLPF値とスクリーニング値の間の地震加速度範囲に、少なくとも7つの起因事象が含まれないといけない。 ・スクリーニング値を超える地震加速度で、1つの起因事象を定義しないとイケない。	左記の起因事象数を、評価において満足していることを確認した。また、スクリーニング値を超える地震加速度では、起因事象「原子炉建屋損傷」「格納容器損傷」が支配的である。

< 調査対象文献一覧 >

- (i ASME/ANS RA-Sa-2009, “Addenda to ASME/ANS RA-S-2008: Standard for Level1/Large Early Release Frequency Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications, an American National Standard.” American Society of Mechanical Engineers, New York, NY. 2009.
- (ii IAEA Safety Guide SSG-3, “Development and Application of Level 1 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants.” International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, 2010.
- (iii Seismic Probabilistic Risk Assessment Implementation Guide. EPRI, Palo Alto, CA:2003. 1002989.
- (iv Probabilistic Safety Assessment (PSA) : Quality and Scope, Guideline for Swiss Nuclear Installations. Swiss Federal Nuclear Safety Inspectorate (ENSI) , Brugg, Switzerland: 2009. ENSI-A05/e.



機器フラジリティの設定における「規格値に含まれる余裕」の考え方について

1. はじめに

機器フラジリティ評価における強度係数 F_s は、「規格値に含まれる余裕」を考慮して限界応力の中央値を算出している。この「規格値に含まれる余裕」の考え方を以下に示す。

2. 規格値に含まれる余裕の考え方

地震 P S A 学会標準の解説 80「機器材料の限界強度データに基づく現実的耐力の中央値の設定例」に以下の記載がある。

【解説 80】 機器材料の限界強度データに基づく現実的耐力の中央値の設定例 ここでは、設計・建設規格に記載の引張強さ及び降伏応力に対する限界強度データに基づく現実的な耐力の中央値の求め方の例を示す。下記の考え方は工学的判断に基づく一例であり、他の考え方、又は試験結果を用いた現実的な耐力の設定を行うこともできる。

a) **引張強さ** 引張強さに対する現実的な耐力の中央値は、**【解説 81】** 機器の材料強度に関する文献を参考に、設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 9 に記載の S_u 値を用いて、 $\alpha \times S_u$ と設定することができる。係数“ α ”は、材料に応じて、1.1～1.2 解説 81-1)などの適切な現実的な値を設定する。

b) **引張降伏点** 引張降伏点に対する現実的な耐力の中央値は、**【解説 81】** 機器の材料強度に関する文献を参考に、設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 8 に記載の S_y 値を用いて、 $\beta \times S_y$ と設定することができる。係数“ β ”は、材料に応じて、1.1～1.25 解説 81-2)などの適切な現実的な値を設定する。

なお、現実的耐力の設定に関しては、“発電用原子炉設備に関する構造などの技術基準（通商産業省告示第 501 号）”（以下、“告示 501 号”という。）解説 81-3)別表 9, 10 の備考“この表に規定されていない材料の値は、引張試験結果を行い耐力に次の値を乗じる。ステンレス鋼及び高ニッケル合金においては 0.885, 上記以外の材料においては 0.856…”の記載内容を参考に、設計・建設規格の規定値に基づき、材料に応じて 1.13 (=1/0.885), 又は 1.17 (=1/0.856) を乗じて現実的耐力を設定することもできる。

【本体 6.4.2.2】

機器フラジリティ評価においては、ステンレス鋼及び高ニッケル合金の場合 1.13, それ以外の材料の場合 1.17 を、「規格値に含まれる余裕」と

している。

審査資料の中で、機器フラジリティ評価の例として取り上げた設備の規格値に含まれる余裕は下記のとおりである。

大型機器（原子炉圧力容器）	SUSF304	: 1.13
静的機器（残留熱除去系熱交換器）	SCM435	: 1.17
配管（残留熱除去系海水系配管）	STPT42	: 1.17

機器フラジリティ評価に用いる比率補正の考え方について

1. はじめに

機器フラジリティ評価における強度係数 F_s の評価において、耐震バックチェックの耐震評価結果を一様ハザードスペクトルの耐震評価結果に補正するために、比率補正を行っている。比率の算出方法及び比率補正の適用の考え方を以下に示す。

2. 比率の算出方法

(1) 応答解析

一様ハザードスペクトル及び耐震バックチェック評価用地震動を用いて原子炉建屋応答解析又は大型機器連成解析を行い、震度、荷重、応答加速度、相対変位を算出する。

(2) 比率の算出

原子炉建屋応答解析又は大型機器連成解析毎の比率の算出方法を以下に示す。

a. 原子炉建屋応答解析による比率算出方法

原子炉建屋応答解析により求めた震度、応答加速度に対して以下の計算式より比率を算出する。

$$\text{比率} = \frac{\text{一様ハザードスペクトルによる
原子炉建屋応答解析により求めた
震度、応答加速度}}{\text{耐震バックチェック評価用地震動による
原子炉建屋応答解析により求めた
震度、応答加速度}}$$

b. 大型機器連成解析による比率算出方法

大型機器連成解析により求めた震度，荷重，応答加速度，相対変位に対して以下の計算式より比率を算出する。

$$\text{比率} = \frac{\begin{array}{c} \text{一様ハザードスペクトルによる} \\ \text{大型機器連成解析により求めた} \\ \text{震度，荷重，応答加速度，相対変位} \end{array}}{\begin{array}{c} \text{耐震バックチェック評価用地震動による} \\ \text{大型機器連成解析により求めた} \\ \text{震度，荷重，応答加速度，相対変位} \end{array}}$$

3. 比率補正の適用の考え方

比率補正に用いる比率には，個別比率と代表比率があり，それぞれについて適用の考え方を以下に示す。

(1) 個別比率

2. (2)で求めた質点毎の震度，荷重，応答加速度，相対変位の比率の算出結果を，個別機器に特化した評価に適用できるように，機器の設置レベル，固有周期等を特定した比率を個別比率として算出する。

個別比率は，代表比率を用いてフラジリティ評価を行った結果を用いて，事故シーケンス評価を行った際に，F V重要度が高く，過度に保守性を含むような場合に，より現実的な評価となるようにフラジリティの向上を図る目的で使用する。フラジリティ評価において，個別比率を適用した設備を表1に示す。

(2) 代表比率

2. (2)で求めた質点毎の震度，荷重，応答加速度，相対変位の比率の算出結果から，フラジリティ評価の結果が最も厳しくなる比率を各々選定し，

代表比率とする。代表比率は、同じ応答（評価手法）を用いて評価する設備の比率補正に対して、一律適用できる値であり、炉心損傷頻度への寄与が小さい設備に対してフラジリティ評価を効率良く実施することができる。代表比率の算出結果を表 2 に示す。

なお、ケーブルトレイについては全炉心損傷頻度への寄与が高い設備であるが、ケーブルトレイのフラジリティは、ケーブルトレイを支持しているサポートの集合体として、最も耐震裕度の小さいサポートを代表箇所として選定して評価している。ケーブルトレイのサポートは、原子炉建屋の各階層に設置されており、幅広い固有周期を有していることから、機器の設置レベルや固有周期を特定した個別比率ではなく、代表比率での評価が適している。

表 1 個別比率でフラジリティ評価した設備 (1/2)

起回事象/ 影響緩和機能	設 備	個別比率	解析モデル
格納容器損傷	格納容器	1.83	大型機器連成解析
格納容器損傷	格納容器スタビライザ	1.83	大型機器連成解析
原子炉圧力容器損傷	原子炉遮へい壁	1.75	大型機器連成解析
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器スタビライザ	1.52	大型機器連成解析
格納容器バイパス	主蒸気隔離弁	0.93	大型機器連成解析
格納容器バイパス	主蒸気系配管	0.72	大型機器連成解析
格納容器バイパス	主蒸気ドレン弁 (内側)	0.49	大型機器連成解析
格納容器バイパス	主蒸気ドレン配管 (内側)	0.49	大型機器連成解析
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系蒸気隔離弁	1.25	大型機器連成解析
格納容器バイパス	原子炉隔離時冷却系配管	1.59	原子炉建屋応答解析
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系隔離弁	1.78	原子炉建屋応答解析
格納容器バイパス	原子炉冷却材浄化系配管	1.51	大型機器連成解析
格納容器バイパス	給水系逆止弁	1.47	大型機器連成解析
格納容器バイパス	給水系配管	0.97	大型機器連成解析
Excessive LOCA	再循環系配管	1.01	大型機器連成解析
Excessive LOCA	原子炉冷却材浄化系配管	1.51	大型機器連成解析
Excessive LOCA	主蒸気系配管	0.72	大型機器連成解析
Excessive LOCA	給水系配管	0.97	大型機器連成解析
Excessive LOCA	原子炉隔離時冷却系配管	1.59	原子炉建屋応答解析
Excessive LOCA	主蒸気ドレン配管 (内側)	0.49	大型機器連成解析
Excessive LOCA	逃がし安全弁	0.93	大型機器連成解析

表 1 個別比率でフラジリティ評価した設備 (2/2)

起因事象/ 影響緩和機能	設 備	個別比率	解析モデル
スクラム系	制御棒駆動水圧系配管	0.63	大型機器連成解析
スクラム系	制御棒駆動機構ハウジング	1.71	大型機器連成解析
HPCS	高圧炉心スプレイ系逆止弁	0.85	大型機器連成解析
HPCS	高圧炉心スプレイ系配管	1.63	原子炉建屋応答解析
RCIC	原子炉隔離時冷却系配管	1.59	原子炉建屋応答解析
LPCS	低圧炉心スプレイ系配管	1.00	原子炉建屋応答解析
LPCI RHR	残留熱除去系逆止弁	0.97	大型機器連成解析
LPCI RHR	残留熱除去系熱交換器	1.47	原子炉建屋応答解析
LPCI RHR	残留熱除去系配管	1.00	原子炉建屋応答解析

表 2 代表比率の算出結果

算出条件		代表比率	備考
原子炉建屋応答解析 震度		1.77	原子炉建屋内設備の震度で評価する設備の代表比率として設定
大型機器連成解析 震度		1.84	炉内構造物の震度で評価する設備の代表比率として設定
大型機器連成解析 荷重	せん断力, モーメント, 軸力	3.24	炉内構造物の荷重で評価する設備の代表比率として設定
	ばね反力	1.83	炉内構造物の荷重で評価する設備の代表比率として設定
	グリット反力	1.61	炉内構造物の荷重で評価する設備の代表比率として設定
原子炉建屋応答解析, 大型機器連成解析 応答加速度		3.15	床応答スペクトルにて計算する設備の代表比率として設定
大型機器連成解析 相対変位		1.72	燃料集合体のみ使用

機能損傷に対するフラジリティ評価で片方向の評価を採用する理由について

1. はじめに

地震P S A学会標準の解説 68「機器の損傷モードの例」において、「上下地震動によって損傷する可能性のある設備については、水平地震動と同様に上下地震動による損傷にも注意して損傷モードを選定する必要がある。」と記載されている。

一方、「第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ」には、水平方向と鉛直方向の評価結果うち片方の評価結果を記載していることから、本理由について以下に示す。

2. 水平方向と鉛直方向のうち、片方の評価結果を採用する理由

機能損傷に対するフラジリティ評価は、地震P S A学会標準の記載に従い、水平方向及び鉛直方向の耐震評価結果のうち、裕度の小さい方向の評価結果を用いて評価を行っている。事故シーケンス評価において機器をモデル化する際には、機器に対して1つのフラジリティの値を入力するため、水平方向及び鉛直方向の厳しい方向のフラジリティを選定して建屋・機器リストに記載している。

なお、「第 3.2.1.1-3 表 建屋・機器リストとフラジリティデータ」において、機能損傷を評価している機器に対しては、評価した方向を識別できるように、評価部位の列に「水平方向評価」と「鉛直方向評価」を記載した。

高圧炉心スプレイ系の相関の取扱いについて

1. はじめに

高圧炉心スプレイ系の関連設備のうち、ケーブルトレイ（区分Ⅲ）及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系については、区分Ⅰ／Ⅱの同種設備と完全相関を仮定している。この考え方を以下に示す。

2. ケーブルトレイ

ケーブルトレイ（電線管含む）のフラジリティは、ケーブルトレイを支えているサポート部を代表部位として評価している。ケーブルトレイのサポートは、区分Ⅰ／Ⅱ／Ⅲに関わらず構造がほぼ同じであり、フラジリティ評価における機器の耐力がほぼ同じであること、また、ケーブルトレイは原子炉建屋内の広範囲に渡り張り巡らされており、同一フロア（建屋応答が同じフロア（図1））内に区分Ⅰ／Ⅱ／Ⅲのケーブルトレイが設置されていることから、設置場所の応答が同じであることを踏まえ、完全相関を仮定した。

3. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系

D G S W関連機器とH P C S - D G S W関連機器は、ポンプや電動機の構造がほぼ同じであり、フラジリティ評価における機器の耐力がほぼ同じであること、また、設置場所も海水ポンプ室の同一高さに設置されており設置床面の応答が同じであることから、完全相関を仮定した。逆止弁やストレーナ、配管についても同様の考えを適用している。海水ポンプ室内におけるポンプの配置を図2及び図3に示す。

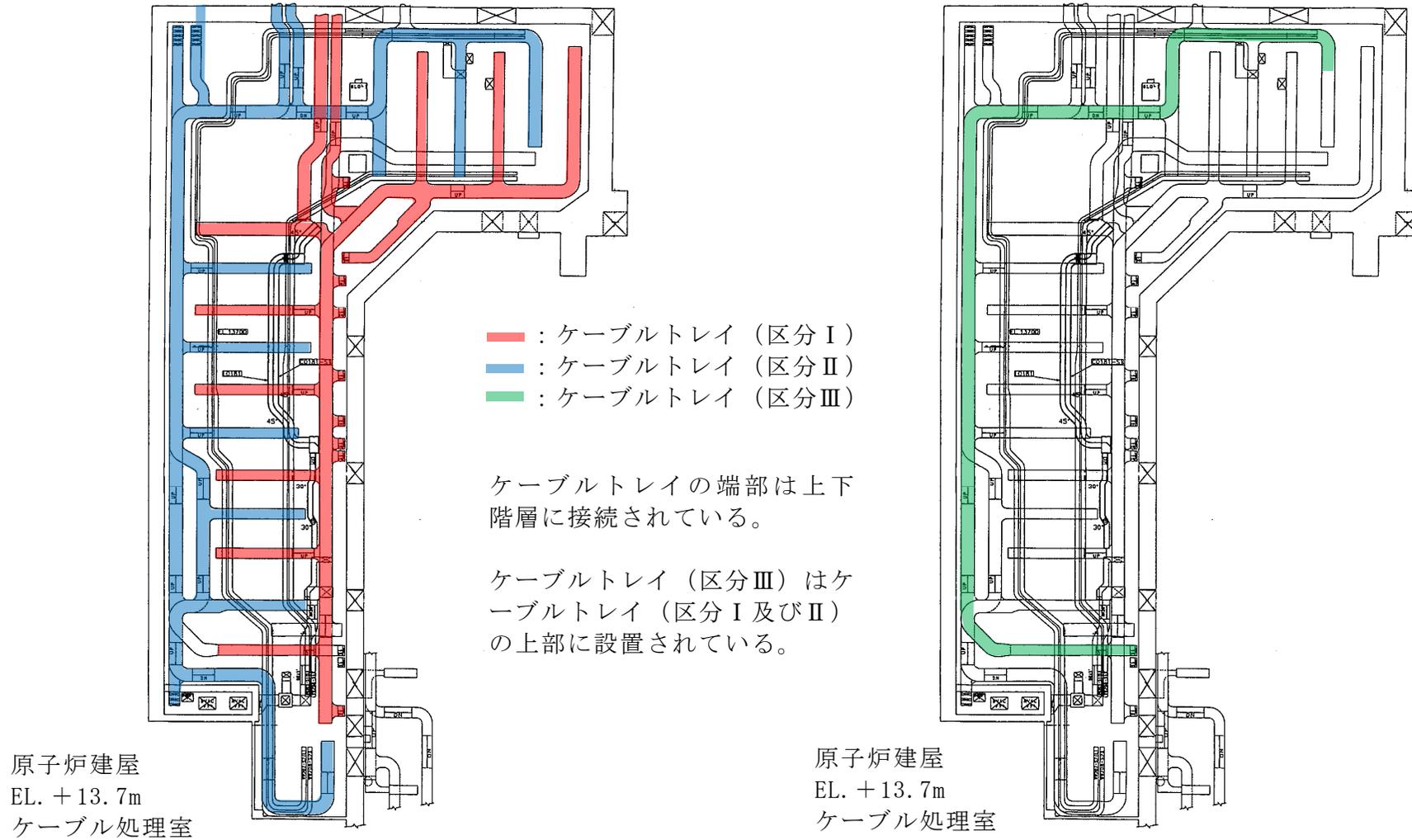


図 1 直流電源系ケーブルトレイ配置図



図2 海水ポンプ室平面図

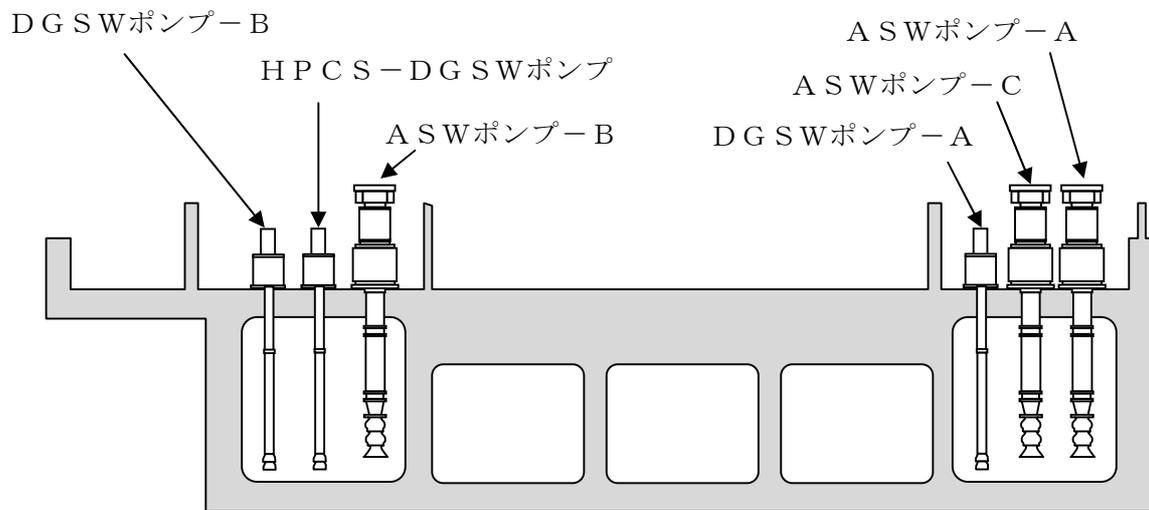


図3 海水ポンプ室断面図 (A-A矢視)

3.2.2 津波P R A

津波P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下「津波P R A学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R Aの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。津波P R Aの評価フローを第3.2.2-1図に示す。

なお、今回の津波P R Aでは、津波単独の影響のみを評価しており、地震と津波等の重畳事象は対象としていない。

3.2.2.1 対象プラントと事故シナリオ

(1) 対象とするプラントの説明

a. 機器・システムの配置及び形状・設備容量

津波P R Aの実施に当たり、内部事象出力運転時レベル1 P R Aにおいて収集した設計、運転・保守管理の情報に加え、耐津波設計やプラント配置の特徴等を踏まえて、津波固有に考慮すべき関連情報を配置関連設計図書等により収集・分析した。津波P R Aで収集した情報及び情報源を第3.2.2.1-1表に示す。

収集したプラント情報に基づき、津波P R Aの評価対象設備として、内部事象出力運転時レベル1 P R Aの評価対象とした設備のほか、耐津波設計としての設計基準対象施設である津波防護施設及び浸水防止設備を選定した。

プラントの設備配置の概略図を第3.2.2.1-1図に示す。また、津波防護施設及び浸水防止設備の概要を以下に示す。

- (a) 基準津波による遡上波が設計基準対象施設の設置された敷地に到達及び流入することを防止するために、発電所を取り囲む形で高さ T.P. +20m^{※1}（敷地前面東側）～T.P. +18m（敷地側面北側・南側）の防潮堤を設置
- (b) 海と接続する取水路及び放水路等の経路並びに海水ポンプ室及び原子炉建屋への浸水の可能性がある経路（扉，開口部，貫通口等）からの津波の流入を防止するため，浸水対策を実施

b. プラントウォークダウン

- (a) プラントウォークダウンの実施手順

津波 P R A では，上記 a. において第 3.2.2.1-1 表に示した情報をもとにシナリオを想定しているが，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事故シナリオの妥当性を確認するため，以下に示す観点からプラントウォークダウン実施要領書及びチェックシートを作成し，プラントウォークダウンを実施した。（添付資料 3.2.2.1-1）

- i) 津波影響の確認
- ii) 間接的被害の可能性の確認

- (b) プラントウォークダウン対象機器の選定

プラントウォークダウンの実施に当たっては，上記(a)に示した観点を考慮して，プラントウォークダウン対象機器の選定フローを作成し，以下に示す機器を調査対象として選定した。プラントウォークダウン

※1 本資料中の T.P. と EL. の記載について

T.P. は Tokyo Peil の略で東京湾中等潮位（平均潮位）を示すもので，EL. は Elevation の略で地盤の標高を示すものである。EL. は T.P. ±0m を基準としているため T.P. =EL. となる。これらの資料中における記載は，原則，津波の水位等に関する数値には T.P. を使用し，地盤高さ等に関する数値には EL. を使用している。ただし，防潮堤高さなど津波の水位と比較する場合には，T.P. で記載している。

対象機器の選定フローを第 3.2.2.1-2 図に示す。

i) 津波影響の確認

- ・津波が原子炉建屋の 1 階床面高さである EL. +8.2m に到達した場合、建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するものと仮定している。このため、後述(2) c. に示す建屋・機器リスト（事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果に基づき抽出した、津波防護施設、浸水防止設備、起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備のリスト）に記載されているもののうち、原子炉建屋外の機器、原子炉建屋外壁の貫通部等を調査対象とした。
- ・原子炉建屋内の機器を津波の影響から防護するため、建屋外壁（地下トレンチ取り合い部及び隣接する建屋境界含む。）は建屋バウンダリとしての機能が要求される。このため、原子炉建屋の 1 階床面高さである EL. +8.2m 以下の範囲に存在する建屋外壁の貫通部等を調査対象とした。

ii) 間接的被害の可能性の確認

- ・津波襲来時に屋外に設置されている機器の津波の波力による離脱、移動等に起因して生じる干渉及び衝突等の間接的な被害の影響を確認するため、漂流物となる可能性のある機器等を調査対象とした。

(c) プラントウォークダウン結果

プラントウォークダウン用チェックシートに基づき、上記(b)で選定した機器を対象に調査を実施した。調査結果の例として、残留熱除去系海水系ポンプを対象としたチェックシートを第 3.2.2.1-3 図に示す。また、プラントウォークダウン結果を第 3.2.2.1-2 表に示す。第

3.2.2.1-2表に示したとおり、プラントウォークダウンによって、津波PRAの評価上特に問題となる箇所は見当たらなかった。

c. 今回実施した津波PRAの前提条件等について

今回実施した津波PRAについて、主に留意すべき点について以下に示す。(添付資料3.2.2.1-2)

- (a) 原子炉は、津波襲来前に地震により自動停止する可能性が高く、自動停止しない場合においても、地震発生から津波襲来までの時間余裕の間に原子炉を手動停止することから、津波襲来時には原子炉は停止しているものとする。(添付資料3.2.2.1-3)
- (b) 地震が安全上重要な設備に及ぼす影響は考慮せず、津波による影響のみを評価する。
- (c) 起因事象に対する対応は、設計基準事故対象設備による対応を基本とし、これまでに整備したAM策及び緊急安全対策並びに重大事故等対処設備については、期待しないものとする。
- (d) 原子炉建屋の1階床面高さであるEL. +8.2mに津波が到達した場合は、津波が建屋内に浸水し、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するものと仮定した。

(2) 津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析

a. 事故シナリオの広範な分析・選定及び事故シナリオのスクリーニング

津波特有の事故シナリオを広範に分析・選定するため、津波PRA学会標準を参考に、考慮すべき影響として以下に示す直接的影響及び間接的影響を抽出した。

(a) 直接的影響

- i) 浸水による設備の没水，被水
 - ii) 津波波力，流体力，浮力
 - iii) 海底砂移動
 - iv) 引き波による水位低下
- (b) 間接的影響
- i) 洗掘
 - ii) 漂流物の衝突
 - iii) 津波による高ストレス
 - iv) 作業環境の悪化

その上で，直接的影響又は間接的影響ごとに，影響を受ける可能性のある設備と，考えられる事故シナリオを抽出した。津波による事故シナリオの抽出結果を第 3.2.2.1-3 表に示す。

なお，直接的影響のうち，海底砂移動及び引き波による水位低下，間接的影響のうち，津波による高ストレス及び作業環境の悪化については，以下の理由から事故シナリオの対象外とした。

・海底砂移動

海底砂移動に関して事故シナリオを検討するためには，取水口が閉塞する津波高さの評価結果が必要となるが，現状では定量的な評価をする手法が整備されていないことから，津波 P R A 学会標準^{※2}に従い，今回の津波 P R A においては評価の対象外とした。なお，基準津波に伴う砂移動については評価を行っており，取水口の開口高さに比べて取水口前面における砂の堆積厚が小さいこと，最大堆

※2 「炉心損傷に至るまでの事故進展が不明確，あるいは評価技術が十分でないと判断される事故シナリオについては，定量的なスクリーニングに比重をおいて判断せざるを得ないことに留意する。スクリーニングで除外されない事故シナリオを，事故シーケンス評価の対象とするか，又は，留意事項として報告書等に記載する等，評価技術の成熟度を考慮した取扱いとする。」（津波 P R A 学会標準 6.2 項より抜粋）

積量分布から取水口前面の砂の堆積は局所的であることから、閉塞することはないことを確認している。(添付資料 3.2.2.1-4)

- 引き波による水位低下

海水の潮位が低下して、海水を水源とするポンプ（非常用海水ポンプ※³及び常用海水ポンプ※⁴）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こととなる。その後の事象進展は、押し波により非常用海水ポンプ又は常用海水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり、新たな事故シーケンスを発生させるものではないため、対象外とした。(添付資料 3.2.2.1-5)

- 津波による高ストレス

緩和設備の操作失敗に係る人的過誤確率の評価において考慮するため対象外とした。

- 作業環境の悪化

事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備（可搬型設備等）には期待していないため、対象外とした。

b. 事故シナリオの明確化及び起因事象の分析

上記 a. における事故シナリオの抽出結果に基づき、津波特有の原因によって炉心損傷に至る事故シナリオを明確化するとともに、明確化した事故シナリオを対象に津波を起因として炉心損傷に至る起因事象を分析した。事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果を第 3.2.2.1-4 表及び第 3.2.2.1-4 図に示す。

また、抽出した起因事象のスクリーニングの過程を以下に示す。

※3 残留熱除去系海水系ポンプ（RHRSポンプ）、非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（DG SWポンプ）、高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機用海水ポンプ（HPCS-DG SWポンプ）

※4 循環水ポンプ、補機冷却系海水ポンプ

○津波の遡上高さ：～EL. +8.2m

津波の敷地内浸水の影響等により海水ポンプ室への浸水が生じ、以下の事象が発生する。

- ・ 循環水ポンプの機能喪失による「①復水器真空度喪失」
- ・ 非常用海水ポンプの機能喪失による「②最終ヒートシンク喪失」
- ・ 補機冷却系海水ポンプの機能喪失による「⑤タービン・サポート系故障」

これらの事象は、海水ポンプ室への浸水に伴い同時に発生するが、津波襲来前に原子炉は既に停止しており、津波PRAの評価では①、⑤の事象に伴い機能喪失する給・復水系に期待していないことから、緩和設備の機能喪失の要因となる「最終ヒートシンク喪失」を想定して評価する。

○津波の遡上高さ： EL. +8.2m～

敷地内へ浸水した津波が EL. +8.2m 以上の高さに到達した場合、上記の事象に加え、以下の事象が発生する。

- ・ 変圧器機能喪失による外部電源喪失及び最終ヒートシンク喪失の重畳による「③全交流動力電源喪失」
- ・ 「④ 復水貯蔵タンクの機能喪失，燃料移送系機能喪失」
- ・ タービン建屋内機器機能喪失による「⑤タービン・サポート系故障」
- ・ 「⑥原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」

これらの事象は、津波が EL. +8.2m 以上の敷地高さまで到達するような場合に発生するが、津波PRAの評価では、原子炉建屋内浸水に伴う原子炉建屋内機器が機能喪失し、全交流動力電源喪失及び

全緩和設備の機能喪失により直接的に炉心損傷に至る「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」を想定して評価する。

なお、防潮堤が損傷する場合、上記事象に加え、以下の事象が発生する。

・「⑦防潮堤損傷」

この事象は、津波による防潮堤の損傷により敷地内に多量の津波が流入することで、屋内外の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する事象である。しかし、屋内外の津波による影響の程度の不確かさが大きく、どの程度の緩和設備に期待できるか厳密に特定することが困難であることから、他の事象と区別して「防潮堤損傷」を想定して評価する。

この結果、スクリーニングで除外されずに残った事故シナリオによる起因事象としては、「最終ヒートシンク喪失」、「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」及び「防潮堤損傷」の3事象が選定された。

また、「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」は、津波が原子炉建屋1階床面の高さであるEL. +8.2mに達した場合に建屋内浸水が生じるものとしている。

選定された起因事象の説明を以下に示す。

(a) 最終ヒートシンク喪失

- i) 津波の敷地内浸水の影響（防潮堤越流）、津波波力の影響（防潮堤及び防潮扉の損傷、放水路止水機能喪失、取水路止水機能喪失等）により、海水ポンプ室浸水が生じ、非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失に至る。

(b) 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）

i) 津波の敷地内浸水の影響（防潮堤越流）、津波波力の影響（防潮堤及び防潮扉の損傷、放水路止水機能喪失、取水路止水機能喪失並びに取水路止水機能喪失に引き続く原子炉建屋外壁部止水機能喪失）により、原子炉建屋内浸水が生じ、複数の緩和機能喪失に至る。

ii) 津波波力の影響、漂流物の衝突の影響（原子炉建屋損傷、排気筒損傷に引き続く原子炉建屋損傷）により、原子炉建屋内浸水が生じ、複数の緩和機能喪失に至る。

(c) 防潮堤損傷

i) 津波波力の影響（防潮堤及び防潮扉の損傷）により、防潮堤が大規模に損傷し、防潮堤損傷に至る。

c. 建屋・機器リストの作成

上記 b. における起因事象の分析結果に基づき、津波 P R A の評価対象として、津波防護施設、浸水防止設備、起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備を選定して、建屋・機器リストを作成した。

建屋・機器リストを第 3.2.2.1-5 表に示す。（添付資料 3.2.2.1-6、添付資料 3.2.2.1-7）

3.2.2.2 確率論的津波ハザード

(1) 確率論的津波ハザード評価の方法

基準津波の年超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザード評価については、津波 P R A 学会標準，土木学会（2009，2011，2016），原子力安全基

盤機構（2014）（以下「J N E S（2014）」という。）、地震調査研究推進本部（2012，2014）等を踏まえて実施した。また，2011年東北地方太平洋沖地震の発生に伴い，当該地震の発生領域に蓄積していたひずみはほぼ解消し，今後数百年オーダーの期間に，プレート境界部で2011年東北地方太平洋沖地震と同程度の規模のすべりの発生が起こる可能性は小さいことも考慮した。

(2) 確率論的津波ハザード評価に当たっての主要な仮定

評価対象とする津波発生領域は，敷地に与える津波の影響が大きい日本海溝沿いの海域とした。津波発生領域は，津波P R A学会標準，土木学会（2009）等にも示される領域を参考に，以下のように設定した。なお，三陸沖北部から房総沖の領域については，2011年東北地方太平洋沖地震から得られた知見を踏まえ，プレート間地震と津波地震の連動型地震も考慮した。

- a．プレート間地震と津波地震の連動型地震（茨城県沖～房総沖）
- b．津波地震（J T T）
- c．海洋プレート内の正断層地震（J T N R）

なお，上記 a．～ c．以外の領域については，土木学会（2016）にも示されるスクリーニング式により，年超過確率に与える影響が微小であることを確認したため，ロジックツリーに含めないこととした。

津波発生領域を第3.2.2.2-1図に，ロジックツリーを第3.2.2.2-2図，第3.2.2.2-3図に示す。

(3) 確率論的津波ハザード評価結果

防潮堤前面における波源別のハザード曲線及びフラクタイルハザード曲線をそれぞれ第3.2.2.2-4図，第3.2.2.2-5図に示す。

なお、津波PRAの設置高さや事故シナリオを検討した結果、防潮堤を越流する津波によって発生する起因事象のみを評価対象とすることから、評価位置として防潮堤前面でのハザードを選定した。

3.2.2.3 建屋・機器フラジリティ

(1) 評価対象と損傷モードの設定

3.2.2.1(2) b. における起因事象の分析結果（第 3.2.2.1-4 図）及び 3.2.2.1(2) c. で作成した建屋・機器リスト（第 3.2.2.1-4 表）に基づき、評価対象設備の考慮すべき影響（損傷モード）ごとにフラジリティを検討した。なお、事故シナリオのスクリーニングにおいて対象外とした、海底砂移動及び引き波による水位低下については除外している。建屋・機器のフラジリティ評価結果を第 3.2.2.3-1 表に示す。（添付資料 3.2.2.3-1、添付資料 3.2.2.3-2、添付資料 3.2.2.3-3）

評価対象設備のフラジリティ検討の結果、津波防護施設及び浸水防止設備については波力を、また、起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備については没水、被水を津波による支配的な損傷モードとして抽出した。

(2) フラジリティ評価結果

抽出した評価対象設備に対する波力、没水、被水の損傷モードについては、津波が評価対象設備を損傷又は評価対象設備に到達する津波高さに達した時点で、当該設備が確率 1.0 で損傷すると仮定し、フラジリティ曲線は、第 3.2.2.3-1 図に示すステップ状とした。

上記を踏まえた建屋・機器のフラジリティ評価結果について、津波高さの区分ごとに整理した。

- a. 非常用海水ポンプは、津波高さが防潮堤高さである T.P. +20m を超えた時点で没水、被水により機能喪失する。
- b. 原子炉建屋内機器は、津波高さが T.P. +22m を超えた時点で原子炉建屋内浸水が生じ、没水、被水により機能喪失する。(添付資料 3.2.2.3-4)
- c. 防潮堤は、津波高さが T.P. +24m を超えた時点で損傷する。(添付資料 3.2.2.3-2)

3.2.2.4 事故シーケンス

(1) 起因事象

a. 津波高さごとのシナリオ分類

津波高さに応じたプラントへの影響を識別するため、津波高さと敷地内浸水深の関係及び建屋・機器フラジリティを考慮し、プラントへの影響が同等となる津波高さを分類した。分類した津波区分において発生する起因事象及び事故シナリオについて、第 3.2.2.4-1 表及び第 3.2.2.4-1 図に示す。また、以下に各区分の特徴を示す。

なお、津波高さ T.P. +20m 以下の津波については、プラントへの影響がないため、津波を起因として炉心損傷に至る事故シーケンスはない。

(a) 津波区分 1 (津波高さ T.P. +20m~T.P. +22m)

防潮堤位置における津波高さが T.P. +20m を超過する場合、津波が防潮堤を越流し、敷地内浸水が発生する。本津波区分では、R H R S ポンプ、D G S W ポンプ及び H P C S - D G S W ポンプが没水、被水して、起因事象「最終ヒートシンク喪失」が発生する。

(b) 津波区分 2 (津波高さ T.P. +22m~T.P. +24m)

防潮堤位置における津波高さが T.P. +22m を超過する場合、防潮堤

を越流して敷地内の浸水した津波が原子炉建屋1階床面高さであるEL. +8.2mまで到達し、原子炉建屋内への浸水が発生する。本津波区分では、防潮堤の健全性は維持されるものの、起因事象「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」が発生し、直接炉心損傷に至る。

(c) 津波区分3（津波高さ T.P. +24m～）

防潮堤位置における津波高さが T.P. +24m を超過する場合、防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水する。防潮堤の損傷の有無によりプラントの状況は大きく変化すると考えられることから、本津波区分では、防潮堤耐力を超える津波高さを対象としており、起因事象「防潮堤損傷」の発生により、直接炉心損傷に至る。

b. 階層イベントツリーについて

選定した起因事象及び津波区分をもとに、津波により発生する起因事象の影響の大きさを考慮することで階層イベントツリーを作成し、評価を行った。

津波PRAの階層イベントツリーを第3.2.2.4-2図に示す。階層イベントツリーの各ヘディング及び分岐構造に関する考え方は以下のとおりである。

(a) 防潮堤損傷

津波波力による防潮堤損傷の有無を分岐として設定した。津波波力により防潮堤が損傷し、多量の津波が敷地内に浸水することで、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失する。防潮堤が損傷した場合、津波の影響の程度を特定することが困難であるため、防潮堤の損傷の有無で事故シーケンスを分類することとした。本事象の発生により、屋

内外の施設が広範囲にわたり喪失するため、イベントツリー上では防潮堤損傷後のヘディングの分岐は設けず、直接炉心損傷に至るものとした。

(b) 原子炉建屋内浸水

防潮堤が健全な場合における、防潮堤を越流した津波による原子炉建屋への浸水の有無を分岐として設定した。津波 P R A では、原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策に期待していないため、津波が原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m に到達した時点で建屋内への浸水が発生し、建屋内の複数の緩和機能が喪失すると仮定している。このため、イベントツリー上では原子炉建屋内浸水後のヘディングの分岐は設けず、直接炉心損傷に至るものとした。

(c) 最終ヒートシンク喪失

防潮堤を越流した津波による非常用海水ポンプの機能喪失の有無を分岐として設定した。

(2) 成功基準

炉心損傷防止の成功基準は、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と津波 P R A で相違ないため、内部事象出力運転時レベル 1 P R A で設定した成功基準を用いることができる。ただし、津波襲来までに原子炉は停止していることから、原子炉停止機能については評価対象とはせず考慮しない。

使命時間については、内部事象出力運転時レベル 1 P R A と同様に 24 時間とし、機器や外部電源の復旧には期待していない。

(3) 事故シーケンス

津波により発生する起因事象「最終ヒートシンク喪失」のイベントツリ

一を第3.2.2.4-3図に示す。「最終ヒートシンク喪失」については、いずれのシーケンスも炉心損傷に至るが、高圧炉心冷却系であるR C I Cの成否により事故シーケンスが異なるため、圧力バウンダリ健全性（逃がし安全弁再閉鎖）及び高圧炉心冷却をヘディングとしてイベントツリーを展開している。なお、圧力バウンダリ健全性（逃がし安全弁再閉鎖）のヘディングについては、逃がし安全弁再閉鎖失敗によりR C I Cの駆動蒸気が喪失し、R C I Cが機能喪失することを考慮して設定したものである。

(4) システム信頼性解析

システムの非信頼度は、内部事象出力運転時レベル1 P R Aと同様の評価を用いた。

(5) 人的過誤

a. 起回事象発生前の人的過誤

事象発生前における設備の試験・保守作業終了後の復旧忘れ等であり、津波による影響を考慮する必要がないため、内部事象出力運転時レベル1 P R Aと同様の評価を用いた。

b. 起回事象発生後の人的過誤

事象発生後における対応操作に対する過誤であり、内部事象出力運転時レベル1 P R Aと同様の対応操作の過誤を想定している。ただし、過誤確率の評価においては、津波襲来後に対応する作業であることを考慮し、内部事象出力運転時レベル1 P R Aと比較して高いストレスレベルを仮定した。起回事象発生後の人的過誤確率を第3.2.2.4-2表に示す。

(6) 炉心損傷頻度

a. 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

津波 P R A では、計算コード RiskSpectrum®PSA を用いて、フォールトツリー結合法により事故シーケンスを定量化し、炉心損傷頻度を算出した。

b. 炉心損傷頻度評価結果

上記のとおりの手順で定量化を行った結果、津波の影響による全炉心損傷頻度（点推定値）は $4.3E-06$ / 炉年となった。津波区分ごとの評価結果及び全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第 3.2.2.4-3 表及び第 3.2.2.4-4 図に示す。津波区分別の結果では、津波区分 1（津波高さ T.P. +20m ~ T.P. +22m）の炉心損傷頻度が最も高く約 75% を占め、次いで津波区分 2（津波高さ T.P. +22m ~ T.P. +24m）が約 18%、津波区分 3（津波高さ T.P. +24m ~）が約 8% となった。

また、事故シーケンスごとの炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度に対する寄与割合を第 3.2.2.4-4 表及び第 3.2.2.4-5 図に示す。事故シーケンスごとの炉心損傷頻度は「最終ヒートシンク喪失（蓄電池枯渇後 R C I C 停止）」の寄与割合が約 74% と最も大きく、次いで「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」の寄与割合が約 18%、「防潮堤損傷」の寄与割合が約 8% となった。

c. 重要度解析，不確実さ解析，感度解析

(a) 重要度解析

津波 P R A の重要度解析については、評価対象となる津波高さ以上（T.P. +20m ~）では、必ず炉心損傷に至るため、重要度解析を実施し

でも有用な情報は得られないと判断し、実施していない。

(b) 不確実さ解析

確率論的津波ハザードの不確かさを考慮し、不確実さ解析を実施した。不確実さ解析の結果を第 3.2.2.4-6 図に示す。全炉心損傷頻度の平均値は $4.3E-06$ / 炉年となり、点推定値と同値となった。また、T.P. +20m を超える津波高さでは、確率論的津波ハザードの不確かさが非常に大きいものとなっている。

(c) 感度解析

ベースケースでは地震による直接的影響がないものとして評価しているが、大規模な地震時には地震耐力の小さい外部電源設備が損傷している可能性があることから、津波襲来前に地震により外部電源が喪失すると仮定した感度解析を実施した。(添付資料 3.2.2.4-1)

感度解析結果を第 3.2.2.4-5 表及び第 3.2.2.4-7 図に示す。評価対象となる津波高さ (T.P. +20m～) では「最終ヒートシンク喪失」が発生し、崩壊熱除去機能喪失により必ず炉心損傷に至るため、全炉心損傷頻度は変わらない。一方、事故シーケンスごとの評価結果については、地震による外部電源喪失を仮定したことにより津波区分 1 (津波高さ T.P. +20m～T.P. +22m) の範囲における、「外部電源喪失+最終ヒートシンク喪失 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)」の事故シーケンスが全炉心損傷頻度の約 74% を占め、支配的となった。

d. まとめ

東海第二発電所の津波 P R A を実施した結果、全炉心損傷頻度の点推定値は、 $4.3E-06$ / 炉年となった。事故シーケンスとしては、「最終ヒートシンク喪失」が発生し、崩壊熱除去機能喪失により炉心損傷に至るシ

シーケンス「最終ヒートシンク喪失（蓄電池枯渇後 R C I C 停止）」が最も寄与割合が多く、次いで津波が原子炉建屋内に浸水し、「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）」により炉心損傷に至るシーケンスの寄与割合が大きくなった。

また、感度解析として地震により外部電源が喪失していると仮定した場合の評価を行った。その結果、外部電源の有無の違いはあるものの、各事故シーケンスの炉心損傷頻度及び全炉心損傷頻度は変わらないことを確認した。

なお、海底砂移動による海水取水機能障害の影響については、事故シナリオの検討で現時点では評価技術が十分でないことから評価対象外としているが、リスク要因となり得ることに留意する必要がある。

第 3.2.2.1-1 表 津波 P R A で収集した情報及び主な情報源

項目	P R A 評価作業		収集すべき情報	主な情報源
1	対象プラントと事故シナリオ		・津波 P R A の実施に当たり必要とされる設計・運転管理に関する基本的な情報	・内部事象出力運転時レベル 1 P R A で収集した図書（原子炉設置許可申請書，工事計画認可申請書，保安規定等） ・津波固有に考慮すべき関連図書（配管施工図，据付図，外形図，配置図，原子炉建屋一般配置図等） ・プラントウォークダウン報告書
2	確率論的津波ハザード		・評価対象サイトに影響を与え得る津波を発生させる地震発生様式に関する情報	・下記の参考文献※
3	建屋・機器フラジリティ		・プラント固有の建屋・機器の耐力評価及び応答評価に関する情報 ・浸水解析結果	・上記項目 1 の情報源
4	事故シーケンス	a) 事故シナリオ及び起因事象の分析	・津波時に想定されるプラント状態での必要な情報	・上記項目 1 の情報源
		b) 事故シーケンスの分析 ・成功基準の設定 ・イベントツリーの作成	・安全系等のシステム使用条件 ・システムの現実的な性能 ・運転員による緩和操作	・上記項目 1 の情報源 ・既往の P R A 情報
		c) システムのモデル化	・評価対象プラントに即した機器故障モード，運転状態	
		d) 事故シーケンスの定量化	・評価結果の妥当性を確認できる情報	

- ※
- ・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2002)：原子力発電所の津波評価技術
 - ・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2009)：確率論的津波ハザード解析の方法（案）
 - ・土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2011)：確率論的津波ハザード解析の方法
 - ・原子力安全基盤機構(2014)：確率論的手法に基づく基準津波策定手引き
 - ・地震調査研究推進本部地震調査委員会(2012)：三陸沖から房総沖にかけての地震活動の長期評価（第二版）について
 - ・地震調査研究推進本部地震調査委員会(2014)：全国地震動予測地図 2014 年版～全国の地震動ハザードを概観して～付録 1

第 3.2.2.1-2 表 プラントウォークダウン結果

No.	機器名称等※ ¹	津波影響の確認					間接的な被害の可能性の確認	総合評価
		対象機器の図面（配置図・構造図等）との相違※ ²		屋外の構築物、機器の波力に対する耐力の低減要因の確認（周辺環境含む）※ ²			津波襲来時に建物外部にある設備の津波による離脱、移動等に起因して生じる干渉及び衝突の間接的な被害の可能性はないか	
		図面から想定した設置高さ（フロア）と相違無いか 損傷部位の高さより低い位置に損傷要因となる部位は無いか	対象建屋貫通部が、図面等から想定した状況（貫通孔の有無、水密化処理の有無、設置高さ）と相違無いか	基礎ボルト（又は設置面溶接部）及び支持構造物に外観上の異常（腐食・亀裂等）はないか（ボルトの場合は締め付けについても確認）	対象機器周辺の配管に外観上の異常（腐食・亀裂等）はないか	海水ポンプ室開口部・貫通部及び原子炉建屋貫通部の開口部・貫通部の止水状態に外観上の異常はないか		
1	残留熱除去系海水系※ ³	Y	N/A	Y	Y	N/A	N/A※ ⁶	問題なし
2	非常用ディーゼル発電機用海水系※ ²	Y	N/A	Y	Y	N/A	N/A※ ⁶	問題なし
3	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系※ ³	Y	N/A	Y	Y	N/A	N/A※ ⁶	問題なし
4	循環水ポンプ	Y	N/A	Y	Y	N/A	N/A※ ⁶	問題なし
5	補機冷却系海水ポンプ	Y	N/A	Y	Y	N/A	N/A※ ⁶	問題なし
6	海水ポンプ室開口部・貫通部	N/A	Y	N/A	N/A	Y	N/A※ ⁷	問題なし
7	原子炉建屋外壁貫通部（原子炉建屋、タービン建屋）※ ⁴	N/A	Y	N/A	N/A	Y	N/A※ ⁷	問題なし
8	起動変圧器、予備変圧器	Y	N/A	N/A※ ⁵	N/A※ ⁵	N/A	N/A※ ⁸	問題なし
9	復水貯蔵タンク	Y	N/A	N/A※ ⁵	N/A※ ⁵	N/A	N/A※ ⁸	問題なし
10	燃料移送系	Y	N/A	N/A※ ⁵	N/A※ ⁵	N/A	N/A※ ⁸	問題なし
11	排気筒	Y	N/A	N/A※ ⁵	N/A※ ⁵	N/A	N/A※ ⁸	問題なし

【凡例】 Y：YES N：NO U：調査不可 N/A：対象外

※¹ 第 3.2.2.1-2 図のプラントウォークダウン対象機器の選定フローにより抽出される新規設置設備（防潮堤、防潮扉及び放水路止水対策）は、プラントウォークダウンの対象外とする。

※² 津波が、原子炉建屋 1 階床面高さである EL.+8.2m に到達した時点で、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失すると仮定しているため、高さ EL.+8.2m までの範囲について確認した。

※³ 海水ポンプ及び海水ポンプ室内の関連機器を含む。

※⁴ 地下トレンチ取り合い部及び隣接する建屋境界含む。

※⁵ 津波が、EL.+8.2m に到達した時点で、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するため調査対象外とした。

※⁶ 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、没水、被水により当該機器は機能喪失するため調査対象外とした。

※⁷ 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる可能性がないため、調査対象外とした。

※⁸ 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内機器の没水、被水により機能喪失するため、調査対象外とした。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (1/5)

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	1. 浸水による設備の没水，被水	設備の動的機能喪失 電気設備の発電／送電機能喪失	(1) 循環水ポンプ	① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(2) 補機冷却系海水ポンプ	① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(3) 非常用海水系※1	① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。
			(4) 起動変圧器，予備変圧器	① 津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ，起動変圧器及び予備変圧器の機能喪失による外部電源喪失が発生する。
			(5) 燃料移送ポンプ	① 津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ，燃料移送ポンプの機能喪失による燃料移送系機能喪失が発生する。
			(6) タービン建屋内機器	① 津波の防潮堤越流によりタービン建屋内浸水が生じ，タービン建屋内機器の機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(7) 原子炉建屋内機器	① 津波の防潮堤越流により原子炉建屋内浸水が生じ，複数の緩和系機器の機能喪失が発生する。
	2. 津波波力，流体力，浮力	建屋・構築物，機器の構造的損傷	(8) 防潮堤及び防潮扉	① 津波波力により防潮堤及び防潮扉が損傷する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③ 津波波力により防潮堤が損傷し，敷地内に多量の津波が流入することで，屋内外の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する防潮堤損傷が発生する。
			(9) 放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	① 津波波力により放水路止水機能が喪失する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，敷地浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。

※1 非常用海水系とは，残留熱除去系海水系ポンプ（RHRSPポンプ），非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（DGSPポンプ），高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ（HPCS-DGSPポンプ）及び海水ポンプ室内の関連機器を含む。以下，同じ。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (2/5)

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物, 機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	2. 津波波力, 流体力, 浮力 (つづき)	建屋・構築物, 機器・配管系の構造的損傷 (つづき)	(10) 取水路止水対策 (海水取水ピット止水対策含む)	① 津波波力により取水路止水機能が喪失する。 ② ①により海水ポンプ室浸水, 敷地浸水, タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは, 1. 浸水による設備の没水, 被水と同じ。
			(11) 原子炉建屋外壁部止水対策	① 津波波力により取水路止水機能が喪失し, 引き続き原子炉建屋外壁部止水対策の機能が喪失する。 ② ①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは, 1. 浸水による設備の没水, 被水の (7) 原子炉建屋内機器と同じ。
			(12) 起動変圧器, 予備変圧器	① 津波波力により起動変圧器及び予備変圧器が損傷する。 ② ①により, 変圧器機能喪失が生じ, 外部電源喪失が発生する。
			(13) 復水貯蔵タンク	① 津波波力により復水貯蔵タンクが損傷する。 ② ①により, 復水貯蔵タンク機能喪失が生じ, これを水源とする機器の機能喪失が発生する。
			(14) 燃料移送系 ※2	① 津波波力により燃料移送ポンプが損傷する。 ② ①により, 燃料移送系機能喪失が生じ, 非常用ディーゼル発電機の機能喪失が発生する。
			(15) タービン建屋	① 津波波力によりタービン建屋が損傷する。 ② ①によりタービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは, 1. 浸水による設備の没水, 被水の (6) タービン建屋内機器と同じ。
			(16) 原子炉建屋	① 津波波力により原子炉建屋が損傷する。 ② ①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは, 1. 浸水による設備の没水, 被水の (7) 原子炉建屋内機器と同じ。

※2 燃料移送系とは, 燃料移送ポンプ及び関連設備を含む。以下, 同じ。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (3/5)

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
直接的	2. 津波波力，流体力，浮力 (つづき)	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷 (つづき)	(17) 排気筒	① 津波波力により排気筒が損傷する。 ② ①によりタービン建屋が損傷し，タービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。 ③ ①により原子炉建屋が損傷し，原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。
	3. 海底砂移動※ ³	海水取水設備の機能喪失	(18) 循環水ポンプ	① 海底砂移動により海水取水機能障害が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(19) 補機冷却系海水ポンプ	① 海底砂移動により海水取水機能障害が生じ，補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(20) 非常用海水ポンプ	① 海底砂移動による海水取水機能障害が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。
	4. 引き波による水位低下※ ⁴	海水取水設備の機能喪失	(21) 循環水ポンプ	① 引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。
			(22) 補機冷却系海水ポンプ	① 引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，補機冷却系海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポート系故障が発生する。
			(23) 非常用海水ポンプ	① 引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。

※3 海底砂移動は，現時点では評価技術が十分でないため，津波 P R A 学会標準に従い，今回の津波 P R A においては評価の対象外とした。

※4 引き波による水位低下は，押し波により非常用海水ポンプ又は常用海水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり，新たな事故シーケンスを発生させるものではないため，対象外とした。

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (4/5)

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
間接的	5. 洗掘	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷	(24) 防潮堤及び防潮扉	① 洗掘により防潮堤・防潮扉が損傷する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③ 洗掘により防潮堤が損傷し，敷地内に多量の津波が流入することで，屋外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する防潮堤損傷が発生する。
	6. 漂流物の衝突	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷	(25) 防潮堤・防潮扉	① 漂流物の衝突により防潮堤・防潮扉が損傷する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③ 漂流物の衝突により防潮堤が損傷し，敷地内に多量の津波が流入することで，屋外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する防潮堤損傷が発生する。
(26) 起動変圧器，予備変圧器			① 漂流物の衝突により起動変圧器及び予備変圧器が損傷する。 ② ①により，変圧器機能喪失が生じ，外部電源喪失が発生する。	
(27) 復水貯蔵タンク			① 津波波力により復水貯蔵タンクが損傷する。 ② ①により，復水貯蔵タンク機能喪失が生じ，これを水源とする機器の機能喪失が発生する。	
(28) 燃料移送系 ※2			① 漂流物の衝突により燃料移送ポンプが損傷する。 ② ①により，燃料移送系機能喪失が生じ，非常用ディーゼル発電機の機能喪失が発生する。	
(29) タービン建屋			① 漂流物の衝突によりタービン建屋が損傷する。 ② ①によりタービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。	
(30) 原子炉建屋			① 漂流物の衝突により原子炉建屋が損傷する。 ② ①により原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。	

第 3.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果 (5/5)

津波の影響	影響の種類	建屋・構築物，機器・配管系への影響	影響を受ける可能性のある設備	考えられるシナリオ
間接的	6. 漂流物の衝突(つづき)	建屋・構築物，機器・配管系の構造的損傷(つづき)	(31)排気筒	① 漂流物の衝突により排気筒が損傷する。 ② ①によりタービン建屋が損傷し，タービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。 ③ ①により原子炉建屋が損傷し，原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。
	7. 津波による高ストレス	運転員等の操作失敗	—	① 津波による高ストレスは，緩和設備の操作失敗に係る人的過誤確率の評価において考慮するため，シナリオから除外する。
	8. 作業環境の悪化	運転員等の回復操作失敗	—	① 事象発生後の作業環境悪化を考慮しなければならない設備(可搬型設備等)については期待していないため，シナリオから除外する。

第 3.2.2.1-4 表 津波による影響を受ける建屋・機器及び発生する起因事象

津波の遡上高さ	津波による影響を受ける建屋・機器	起因事象※
～EL. + 8.2m	<ul style="list-style-type: none"> ・ 循環水ポンプ ・ 非常用海水ポンプ (R H R S, D G S W, H P C S - D G S W) ・ 補機冷却系海水ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>(① 復水器真空度喪失)</u> ・ <u>② 最終ヒートシンク喪失</u> ・ <u>(⑤ タービン・サポート系喪失)</u>
EL. + 8.2m～	<ul style="list-style-type: none"> ・ 起動変圧器, 予備変圧器 ・ 燃料移送系 ・ 復水貯蔵タンク ・ タービン建屋 ・ 原子炉建屋 	<ul style="list-style-type: none"> ・ (① 復水器真空度喪失) ・ (② 最終ヒートシンク喪失) ・ (⑤ タービン・サポート系喪失) ・ <u>(③ 全交流動力電源喪失)</u> <u>(外部電源喪失+最終ヒートシンク喪失)</u> ・ <u>(④ -)</u> <u>(燃料移送系, 復水貯蔵タンク損傷に伴う緩和設備の機能喪失)</u> ・ <u>⑥ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失)</u> ・ <u>⑦ 防潮堤損傷</u>

※ 下線の起因事象は、津波の遡上高さが高くなることにより新たに発生する起因事象となる。
また、() 内の起因事象は、同時に発生する可能性があるが、他の起因事象で発生する影響に包含される起因事象となる。

第 3.2.2.1-5 表 建屋・機器リスト (1/2)

区 分	No.	建屋・機器（系統）名称		設置場所※ ¹	設置場所 の高さ※ ¹ (EL.)	
津波防護施設及び浸水防止設備	1	防潮堤及び防潮扉	—	屋外	—	
	2	放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	—	屋外	—	
	3	取水路止水対策（海水引込み管，緊急用海水取水管止水対策含む）	—	海水ポンプ室及び屋外	—	
	4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）	—	原子炉建屋及び屋外	—	
起因事象を引き起こす設備	5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	6	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	8	循環水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	9	補機冷却系海水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	10	起動変圧器，予備変圧器	変圧器	屋外	+8.2m	
	11	原子炉建屋	1階床面	—	+8.2m	
	12	タービン建屋	1階床面	—	+8.2m	
	13	排気筒	排気筒	屋外	+8.5m	
起因事象を緩和する設備	フロントライン系	14	高圧炉心スプレイ系	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m
		15	原子炉隔離時冷却系	ポンプ，タービン，電動弁，器具，分電盤	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m
		16	低圧炉心スプレイ系	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m
		17	低圧注水系（残留熱除去系）	ポンプ，電動弁，空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m
	18	自動減圧系	制御盤	原子炉建屋（2階）	+18.0m	
	サポート系	19	復水貯蔵タンク	タンク	屋外	+3.0m
		20	燃料移送系	タンク，ポンプ	屋外	+8.3m
		21	直流電源系	分電盤	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m
22		非常用交流電源系	ディーゼル発電設備	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m	

第 3.2.2.1-5 表 建屋・機器リスト (2/2)

区 分	No.	建屋・機器 (系統) 名称		設置場所※ ¹	設置場所 の高さ※ ¹ (EL.)	
起因事象 を緩和す る設備	サ ポ ー ト 系	23	残留熱除去系海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		24	残留熱除去系海水系 (原子炉建屋内設置機器)	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		25	非常用ディーゼル発電機用海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		26	非常用ディーゼル発電機用海水系 (原子炉建屋付属棟内設置機器)	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		27	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		28	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系 (原子炉建屋内設置機器)	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m

※1 設置場所の高さは、工事計画認可申請書、配管施工図、配置図、据付図等を元に調査し、没水、被水による機能喪失に着目して、当該機器の設置床面の高さを記載している。(添付資料 3.2.2.1-7)

なお、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、今回の津波 P R A の評価の前提条件を踏まえ、以下の方針で記載している。

<海水ポンプ室>

防潮堤越流により、海水ポンプ室内の機器が没水、被水するため、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

<原子炉建屋>

原子炉建屋の1階床面高さである EL.+8.2m に津波が到達した場合は、津波が建屋内に浸水し、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するものと仮定していることから、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

<建屋本体>

原子炉建屋及びタービン建屋については、地上1階の床面高さとしている。

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (1/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
津波防護施設及び浸水防止設備	1	防潮堤及び防潮扉	没水, 被水	—	津波の敷地内浸水を防止するものであり, 没水, 被水では機能喪失しないため, 評価対象外とした。	
			波力, 流体力, 浮力	○	防潮堤については, 防潮堤位置における津波高さ T.P. + 24m までの耐力を確保する設計としているため, 原子炉建屋が浸水する津波高さ T.P. + 22m に対しても健全性を確保できる。なお, 本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水, 被水により, 起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備が機能喪失する。	※1
			洗掘	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 洗掘防止対策を講じる設計としているため, 支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 漂流物の衝突を考慮した設計としているため, 支配的な損傷モードとならない。	※1
	2	放水路止水対策(構内排水路止水対策含む)	没水, 被水	—	津波の敷地内浸水を防止するものであり, 没水, 被水では機能喪失しないため, 評価対象外とした。	
			波力, 流体力, 浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 防潮堤耐力を超える津波を考慮した設計としている。なお, 本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水, 被水により, 起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備が機能喪失する。	※1
			洗掘	—	放水ピット及び構内排水路には, 洗掘は生じないため, 評価対象外とした。	
			漂流物	—	放水ピット及び構内排水路には, 漂流物は衝突しないため, 評価対象外とした。	

※1 添付資料 3.2.2.3-1「防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定について」及び添付資料 3.2.2.3-2「防潮堤及び津波流入経路止水対策の耐力について」参照。

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (2/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
津波防護施設及び浸水防止設備 (つづき)	3	取水路止水対策（海水取水ピット止水対策含む）	没水，被水	—	津波の海水ポンプ室及び敷地内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	※1
			波力，流体力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，防潮堤耐力を超える津波を考慮した設計としている。なお，本損傷モードの発生前に津波の防潮堤越流による没水，被水により，起因事象を引き起こす設備及び起因事象を緩和する設備が機能喪失する。	
			洗掘	—	海水ポンプ室及び海水取水ピットには，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室及び海水取水ピットには，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
	4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）	没水，被水	—	津波の原子炉建屋内浸水を防止するものであり，没水，被水では機能喪失しないため，評価対象外とした。	
			波力，流体力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，取水路止水対策が損傷した場合に生じるものであるため，可能性は小さいと想定した。	
			洗掘	—	原子炉建屋地下部であり，洗掘の影響は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	原子炉建屋地下トレンチ取り合い部及び隣接建屋境界に対する止水対策であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	
起因事象を引き起こす設備	5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む）	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P. +20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室浸水が生じ，機能喪失する。	
			波力，流体力，浮力	—	本損傷モードの発生前に没水，被水により残留熱除去系海水系は機能喪失するため，評価対象外とした。	
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (3/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 引 き 起 こ す 設 備 (つ づ き)	6	非 常 用 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 (海 水 ポ ン プ 及 び 海 水 ポ ン プ 室 内 関 連 機 器 含 む)	没 水 , 被 水	○	防 潮 堤 高 さ T.P. +20m を 超 え る 津 波 の 越 流 に よ り , 海 水 ポ ン プ 室 浸 水 が 生 じ , 機 能 喪 失 す る 。	
			波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	本 損 傷 モ ー ド の 発 生 前 に 没 水 , 被 水 に よ り 非 常 用 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 は 機 能 喪 失 す る た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	
			洗 掘	—	海 水 ポ ン プ 室 内 で あり , 洗 掘 は 生 じ な い た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	
			漂 流 物	—	海 水 ポ ン プ 室 内 で あり , 漂 流 物 は 衝 突 し な い た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	
	7	高 圧 炉 心 ス プ レ イ 系 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 (海 水 ポ ン プ 及 び 海 水 ポ ン プ 室 内 関 連 機 器 含 む)	没 水 , 被 水	○	防 潮 堤 高 さ T.P. +20m を 超 え る 津 波 の 越 流 に よ り , 海 水 ポ ン プ 室 浸 水 が 生 じ , 機 能 喪 失 す る 。	
			波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	本 損 傷 モ ー ド の 発 生 前 に 没 水 , 被 水 に よ り 高 圧 炉 心 ス プ レ イ 系 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 は 機 能 喪 失 す る た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	
			洗 掘	—	海 水 ポ ン プ 室 内 で あり , 洗 掘 は 生 じ な い た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	
			漂 流 物	—	海 水 ポ ン プ 室 内 で あり , 漂 流 物 は 衝 突 し な い た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	
	8	循 環 水 ポ ン プ	没 水 , 被 水	○	防 潮 堤 高 さ T.P. +20m を 超 え る 津 波 の 越 流 に よ り , 海 水 ポ ン プ 室 浸 水 が 生 じ , 機 能 喪 失 す る 。	
			波 力 , 流 体 力 , 浮 力	—	本 損 傷 モ ー ド の 発 生 前 に 没 水 , 被 水 に よ り 循 環 水 ポ ン プ は 機 能 喪 失 す る た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	
			洗 掘	—	海 水 ポ ン プ 室 内 で あり , 洗 掘 は 生 じ な い た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	
			漂 流 物	—	海 水 ポ ン プ 室 内 で あり , 漂 流 物 は 衝 突 し な い た め , 評 価 対 象 外 と し た 。	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (4/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 引 き 起 こ す 設 備 (つ づ き)	9	補機冷却系 海水ポンプ	没水, 被水	○	防潮堤高さ T.P. +20m を超える津波の越流により, 海水ポンプ室 浸水が生じ, 機能喪失する。	
			波力, 流体 力, 浮力	—	本損傷モードの発生前に没水, 被水により補機冷却系海水ポンプ は機能喪失するため, 評価対象外とした。	
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり, 洗掘は生じないため, 評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり, 漂流物は衝突しないため, 評価対象外と した。	
	10	起 動 変 圧 器, 予 備 変 圧 器	没水, 被水	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードが発生する津 波高さで没水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋 内機器が機能喪失する。	
			波力, 流体 力, 浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードの発生前に没 水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機 能喪失する。	
			洗掘	(○)	同上	
			漂流物	(○)	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (5/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起因事象を引き起こす設備 (つづき)	11	原子炉建屋	没水, 被水 (浸水)	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達した場合, 原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器の機能喪失が発生する。	※2
			波力, 流体 力, 浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードの発生前に没水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
			洗掘	—	原子炉建屋は岩盤上に設置されているため, 支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モード発生前に没水, 被水により機能喪失が発生する。	
	12	タービン建屋	没水, 被水 (浸水)	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードが発生する津波高さで没水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機能喪失する。	※2
			波力, 流体 力, 浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードの発生前に没水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
			洗掘	—	タービン建屋は岩盤上に設置されているため, 支配的な損傷モードとならない。	
			漂流物	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モード発生前に没水, 被水により機能喪失が発生する。	

※2 添付資料 3.2.2.3-3 「津波による敷地内浸水解析について」参照。以下, 同じ。

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (6/11)

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 引 き 起 こ す 設 備 (つ づ き)		13	排気筒	没水, 被水	—	鋼製部材より構成されるものであり, 没水, 被水では機能喪失しないため, 評価対象外とした。	
				波力, 流体 力, 浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モード発生前に没水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
				洗掘	(○)	同上	
				漂流物	(○)	同上	
起 因 事 象 を 緩 和 する 設 備	フ ロ ン ト ラ イ ン 系	14	高圧炉心ス プレイ系	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力, 流体 力, 浮力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗掘	—	同上	
				漂流物	—	同上	
		15	原子炉隔離 時冷却系	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力, 流体 力, 浮力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗掘	—	同上	
				漂流物	—	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (7/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 する 設備 (つづき)	16	低 圧 炉 心 ス プ レ イ 系	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
			波力, 流体力, 浮力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
			洗掘	—	同上	
			漂流物	—	同上	
	17	低 圧 注 水 系 (残 留 熱 除 去 系)	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
			波力, 流体力, 浮力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
			洗掘	—	同上	
			漂流物	—	同上	
	18	自 動 減 圧 系	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
			波力, 流体力, 浮力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
			洗掘	—	同上	
			漂流物	—	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (8/11)

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 する 設 備 (つ づ き)	サ ポ ー ト 系	19	復水貯蔵タンク	没水, 被水	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードの発生前に没水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
				波力, 流体力, 浮力	(○)	同上	
				洗掘	(○)	同上	
				漂流物	(○)	同上	
		20	燃料移送系	没水, 被水	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが, 本損傷モードの発生前に没水, 被水により原子炉建屋内浸水が生じ, 原子炉建屋内機器が機能喪失する。	
				波力, 流体力, 浮力	(○)	同上	
				洗掘	(○)	同上	
				漂流物	(○)	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (9/11)

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 する 設 備 (つ づ き)	サポ-ト系	21	直 流 電 源 系	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力, 流体力, 浮力	-	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗掘	-	同上	
				漂流物	-	同上	
		22	非 常 用 交 流 電 源 系	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力, 流体力, 浮力	-	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗掘	-	同上	
				漂流物	-	同上	
		23	残 留 熱 除 去 系 (海 水 ポ ン プ 及 び 海 水 ポ ン プ 室 内 関 連 機 器 含 む)	没水, 被水	○	防潮堤高さ T.P. +20m を超える津波の越流により, 海水ポンプ室浸水が生じ, 機能喪失する。	
				波力, 流体力, 浮力	-	本損傷モードの発生前に没水, 被水により残留熱除去系は機能喪失するため, 評価対象外とした。	
				洗掘	-	海水ポンプ室内であり, 洗掘は生じないため, 評価対象外とした。	
				漂流物	-	海水ポンプ室内であり, 漂流物は衝突しないため, 評価対象外とした。	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (10/11)

区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 する 設 備 (つ づ き)	24	残 留 熱 除 去 系 (原 子 炉 建 屋 内 機 器)	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
			波力, 流体力, 浮力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
			洗掘	—	同上	
			漂流物	—	同上	
	25	非 常 用 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 (海 水 ポ ン プ 及 び 海 水 ポ ン プ 室 内 関 連 機 器 含 む)	没水, 被水	○	防潮堤高さ T.P. +20m を超える津波の越流により, 海水ポンプ室浸水が生じ, 機能喪失する。	
			波力, 流体力, 浮力	—	本損傷モードの発生前に没水, 被水により非常用ディーゼル発電機用海水系は機能喪失するため, 評価対象外とした。	
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり, 洗掘は生じないため, 評価対象外とした。	
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり, 漂流物は衝突しないため, 評価対象外とした。	
	26	非 常 用 デ ィ ー ゼ ル 発 電 機 用 海 水 系 (原 子 炉 建 屋 付 属 棟 内 機 器)	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. +22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
			波力, 流体力, 浮力	—	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
			洗掘	—	同上	
			漂流物	—	同上	

第 3.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果 (11/11)

区分		No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考
起 因 事 象 を 緩 和 する 設 備 (つ づ き)	サポ-ト系	27	高圧炉心スプレ-系ディーゼル発電機用海水系 (海水ポンプ及び海水ポンプ室内関連機器含む)	没水, 被水	○	防潮堤高さ T.P. + 20m を超える津波の越流により, 海水ポンプ室浸水が生じ, 機能喪失する。	
				波力, 流体力, 浮力	-	本損傷モードの発生前に没水, 被水により機能喪失するため, 評価対象外とした。	
				洗掘	-	海水ポンプ室内であり, 洗掘は生じないため, 評価対象外とした。	
				漂流物	-	海水ポンプ室内であり, 漂流物は衝突しないため, 評価対象外とした。	
		28	高圧炉心スプレ-系ディーゼル発電機用海水系 (原子炉建屋内機器)	没水, 被水	○	防潮堤位置における津波高さ T.P. + 22m を超える津波により, 原子炉建屋 1 階床面高さである EL. + 8.2m まで津波が到達すると, 建屋内浸水により機能喪失する。	※2
				波力, 流体力, 浮力	-	原子炉建屋内に設置されているため, 評価対象外とした。	
				洗掘	-	同上	
				漂流物	-	同上	

< 津波損傷モードにおける記号凡例 >

- 当該損傷モードが機器の機能喪失の支配的な要因になる。
- (○) 当該損傷モードは機器の機能喪失要因となる可能性があるが, 当該損傷モード発生前に他の損傷モードにより機能喪失する又は支配的な損傷モードとならないあるいは可能性が小さい。
- 当該損傷モードにより機器は機能喪失しない又は対象外。

第 3.2.2.4-1 表 津波高さによるシナリオ分類

津波区分	津波高さ	津波による影響を受ける建屋・機器	起回事象
津波区分 1	T.P. +20m～T.P. +22m	・非常用海水ポンプ機能喪失	・最終ヒートシンク喪失
津波区分 2	T.P. +22m～T.P. +24m	・非常用海水ポンプ機能喪失 ・起動変圧器, 予備変圧器機能喪失 ・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失)	・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失)
津波区分 3	T.P. +24m～	・非常用海水ポンプ機能喪失 ・起動変圧器, 予備変圧器機能喪失 ・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失) ・防潮堤損傷	・防潮堤損傷

第 3.2.2.4-2 表 起回事象発生後の人的過誤

起回事象発生後の人的過誤	余裕時間	ストレスファクタ※		過誤確率 (平均値) [/ d]	エラー ファクタ	
		認知	操作			
原子炉水位制御操作失敗	30 分	5	5	6.6E-03	6.4	
水源切替操作失敗	30 分	5	5	6.6E-03	6.4	
起動信号共通原因故障時	注水不能認知失敗	30 分	5	-	2.6E-03	13.8
	高圧注水系起動操作失敗	-	-	5	6.2E-03	3.0

※ 内部事象出力運転時レベル 1 PRA と比較して 1 段階高いストレスレベルのストレスファクタを設定。

第 3.2.2.4-3 表 津波区分ごとの炉心損傷頻度

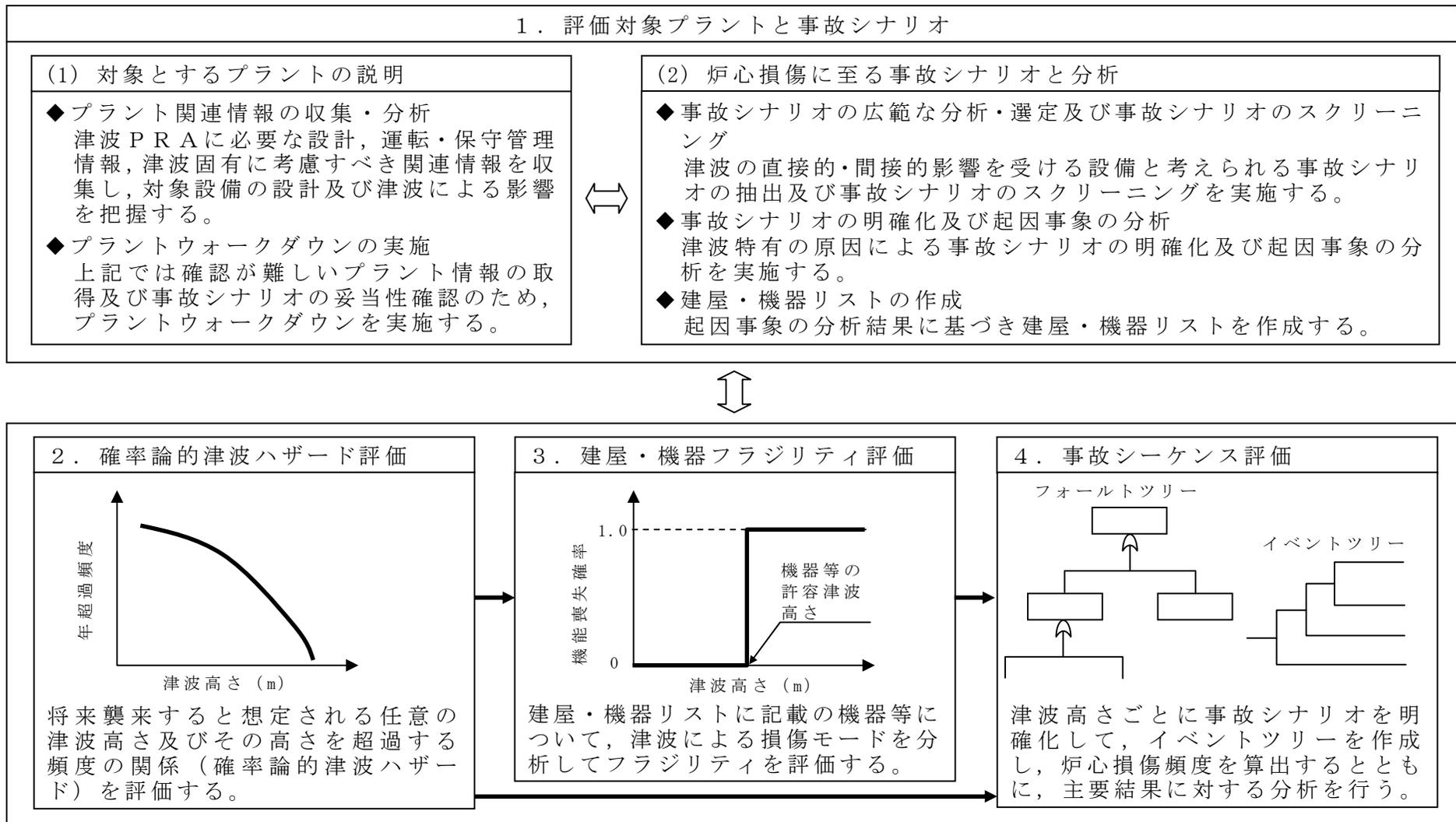
津波区分	津波高さ	津波発生頻度 (/年)	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合
津波区分 1	T. P. +20m~T. P. +22m	3.2E-06	3.2E-06	74.6%
津波区分 2	T. P. +22m~T. P. +24m	7.6E-07	7.6E-07	17.7%
津波区分 3	T. P. +24m~	3.3E-07	3.3E-07	7.7%
全炉心損傷頻度			4.3E-06	100.0%

第 3.2.2.4-4 表 事故シーケンスごとの炉心損傷頻度

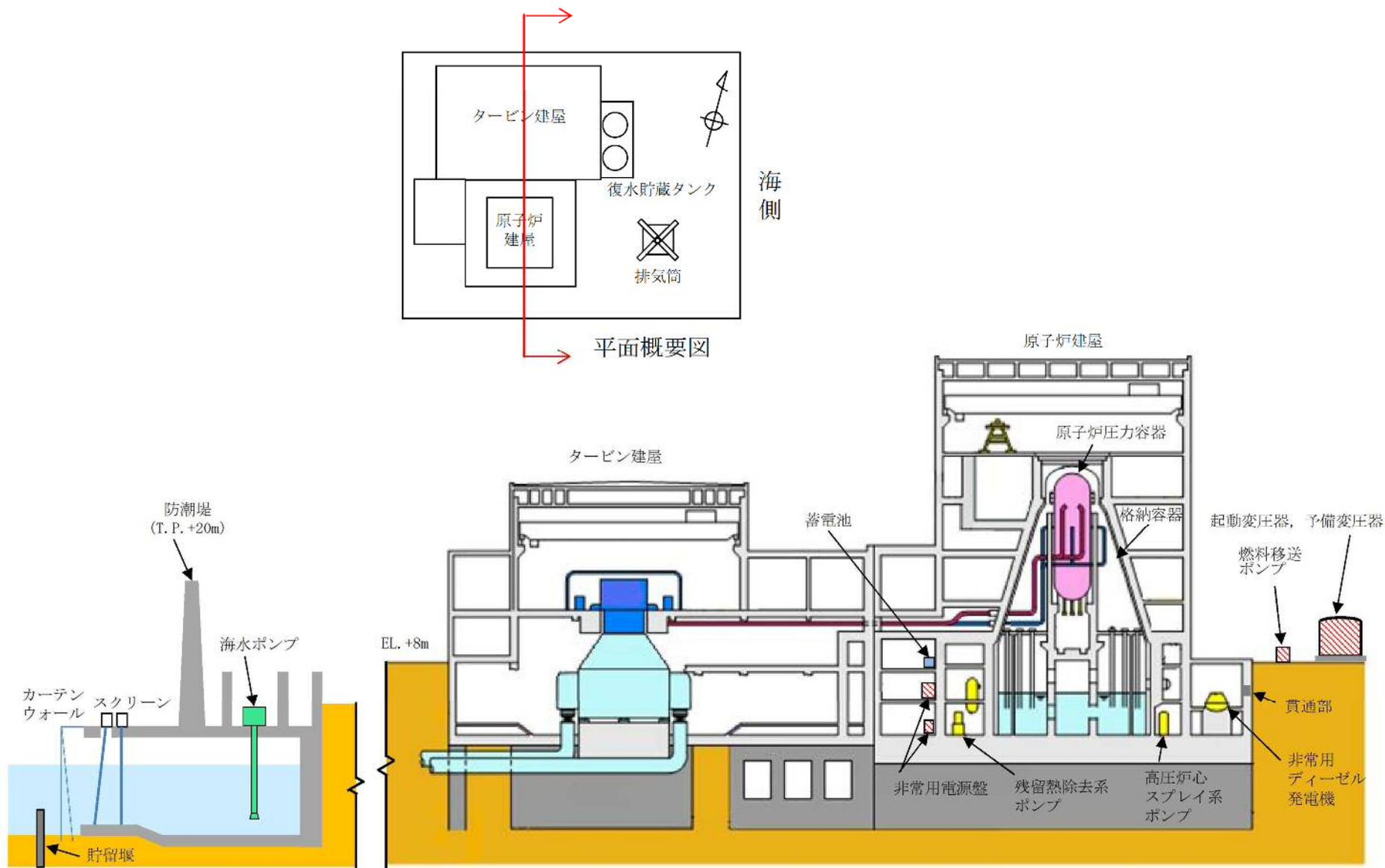
事故シーケンス	津波区分	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合
最終ヒートシンク喪失 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	津波区分 1	3.2E-06	73.9%
最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	津波区分 1	1.1E-08	0.3%
最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波区分 1	1.7E-08	0.4%
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失)	津波区分 2	7.6E-07	17.7%
防潮堤損傷	津波区分 3	3.3E-07	7.7%
全炉心損傷頻度		4.3E-06	100.0%

第 3.2.2.4-5 表 感度解析結果

事故シーケンス	津波区分	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合
外部電源喪失+最終ヒートシンク喪失 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	津波区分 1	3.2E-06	73.9%
外部電源喪失+最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	津波区分 1	1.1E-08	0.3%
外部電源喪失+最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波区分 1	1.7E-08	0.4%
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失)	津波区分 2	7.6E-07	17.7%
防潮堤損傷	津波区分 3	3.3E-07	7.7%
全炉心損傷頻度		4.3E-06	100.0%



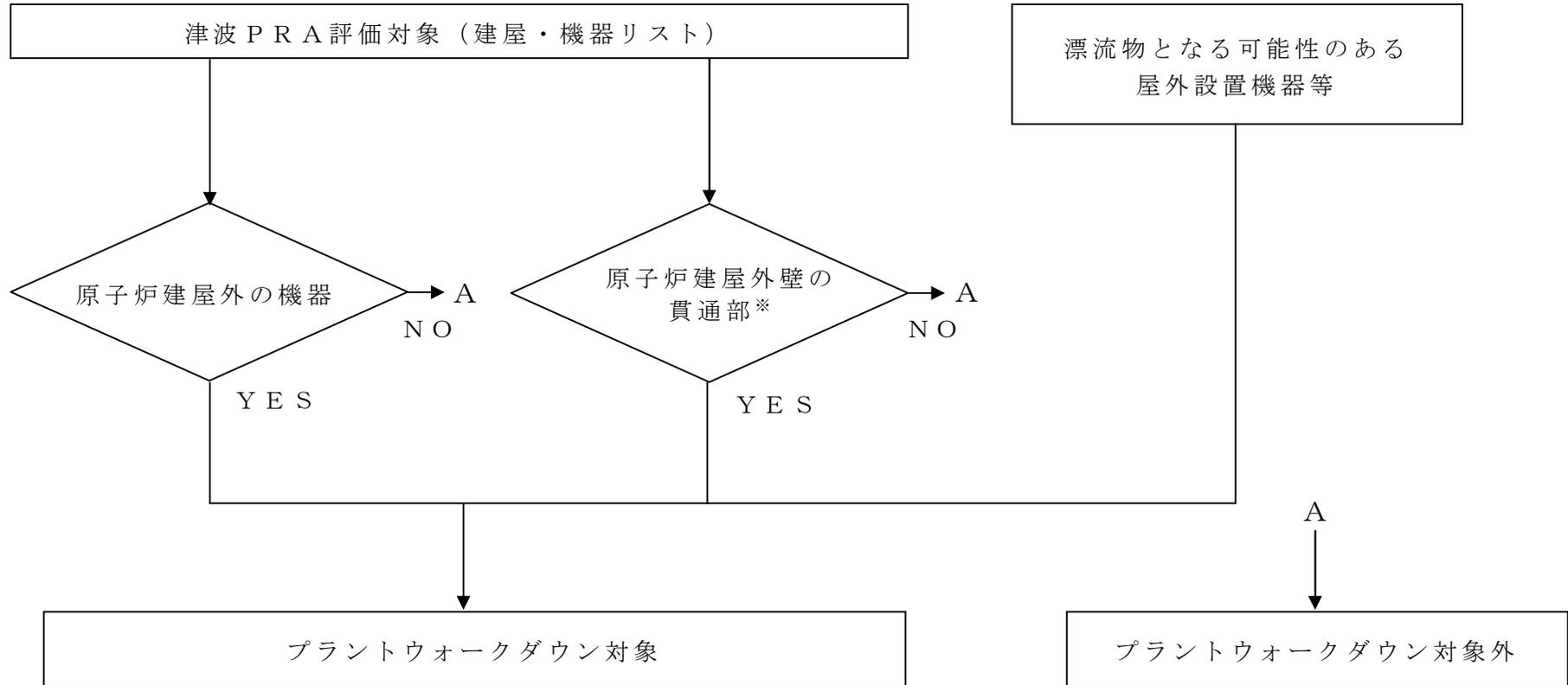
第 3.2.2-1 図 津波 P R A の評価フロー



第 3.2.2.1-1 図 プラントの設備配置の概略図

津波影響の確認

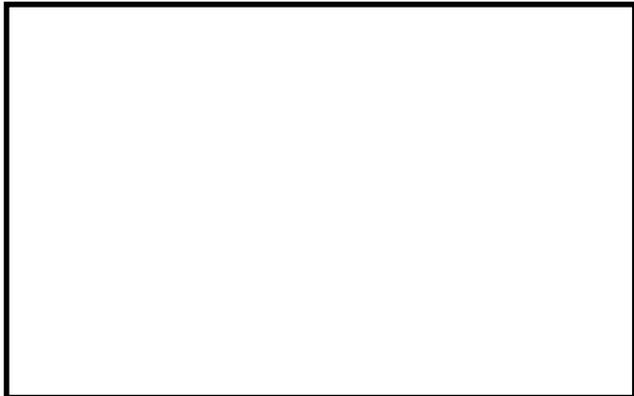
間接的被害の確認



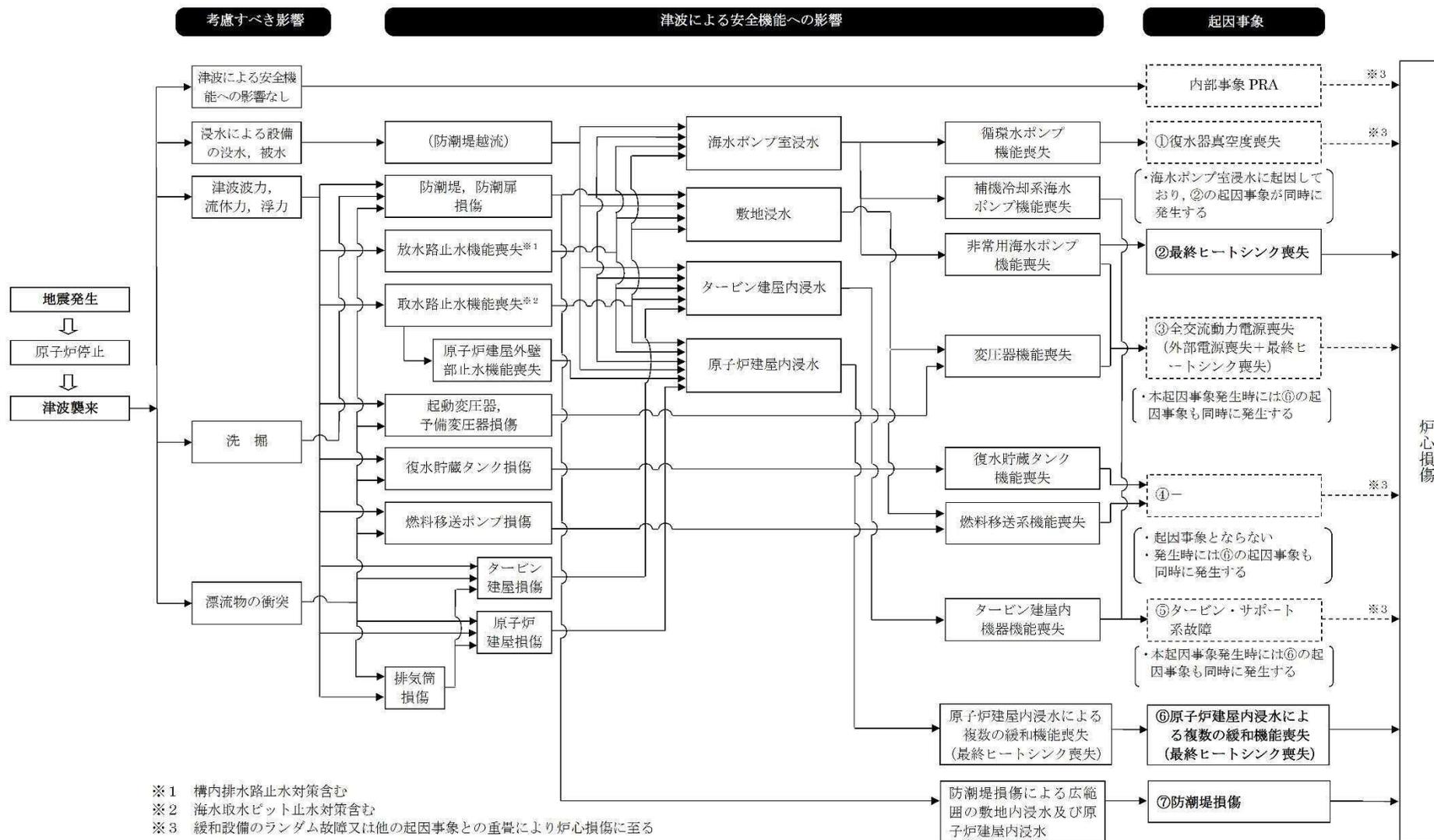
※ 原子炉建屋1階床面高さEL. +8.2m以下の範囲

第3.2.2.1-2図 プラントウォークダウン対象機器の選定フロー

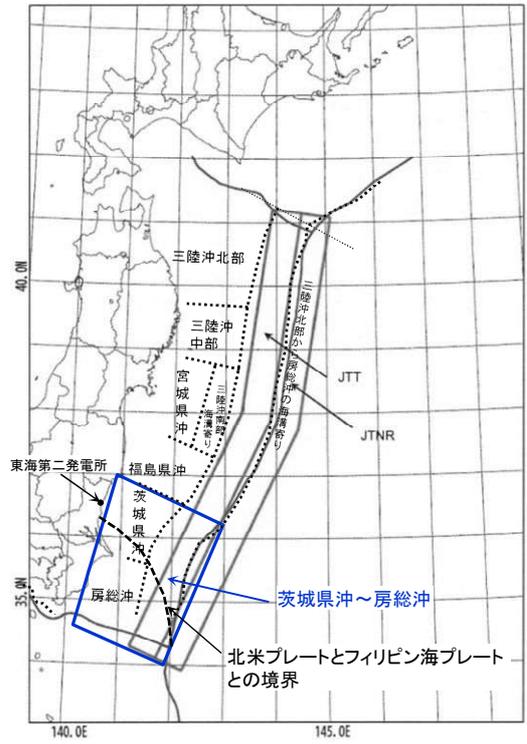
現地調査表（調査日 2014/8/25）

【東海第二発電所】屋外				No. 1
ウォークダウン対象機器名称	残留熱除去系海水系ポンプ A			
調査対象の設置場所	海水ポンプ室	PP：内・外		
				
No	確認内容	評価	備考	考察
1	対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか	問題なし		<ul style="list-style-type: none"> 設置位置は防潮堤設置予定位置に隣接している。ポンプの上部は大気開放状態であるため、防潮堤を越流した海水が流れ込むと考えられる。 基礎ボルトの状態に問題はなく、津波による機器の離脱及び移動の可能性は低い。 間接的な影響を及ぼす対象物はなし。
2	屋外の構築物・機器については、その周辺環境も含め、潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点は無いか。 a. 基礎ボルト（又は設置面溶接部）、及び支持構造物に概観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認） b. 対象機器周辺の配管に概観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか	問題なし		
3	津波襲来時に建物外部にある設備の津波による離脱、移動等に起因して生じる干渉及び衝突の間接的な被害の可能性はないか。	問題なし		
		評価	問題なし	備考

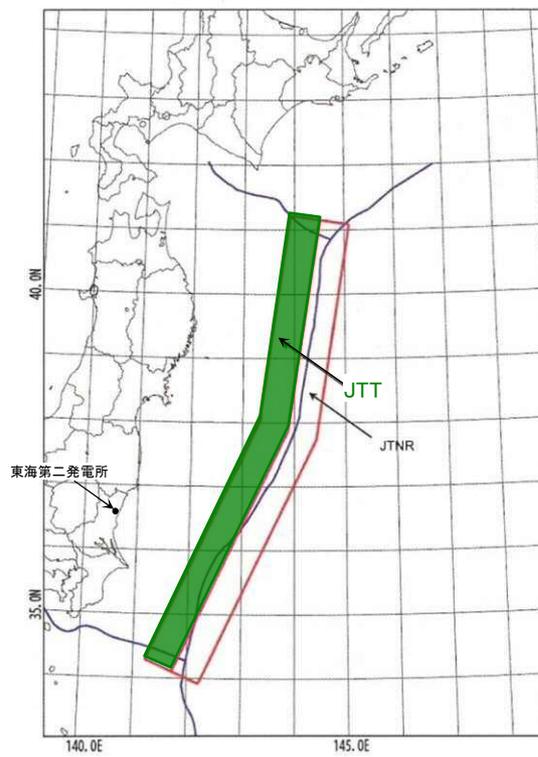
第 3.2.2.1-3 図 プラントウォークダウン用チェックシート（残留熱除去系海水系ポンプの例）



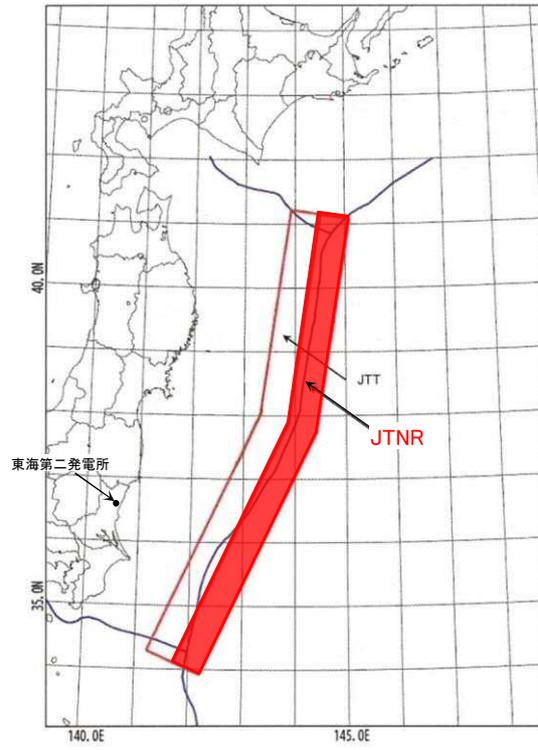
第 3.2.2.1-4 図 事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果



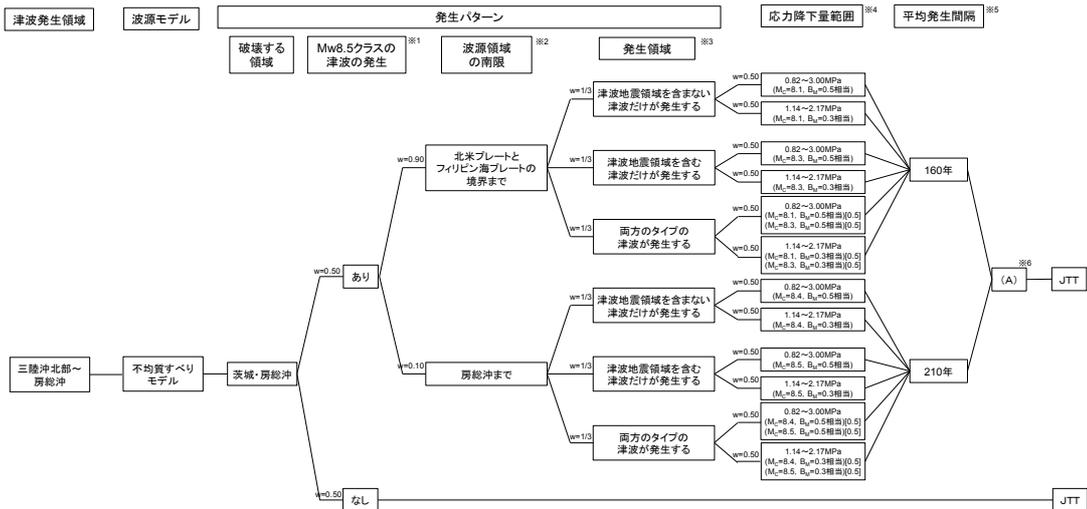
第 3.2.2.2-1 図(1) 津波発生領域(茨城県沖～房総沖)



第 3.2.2.2-1 図(2) 津波発生領域 (J T T)

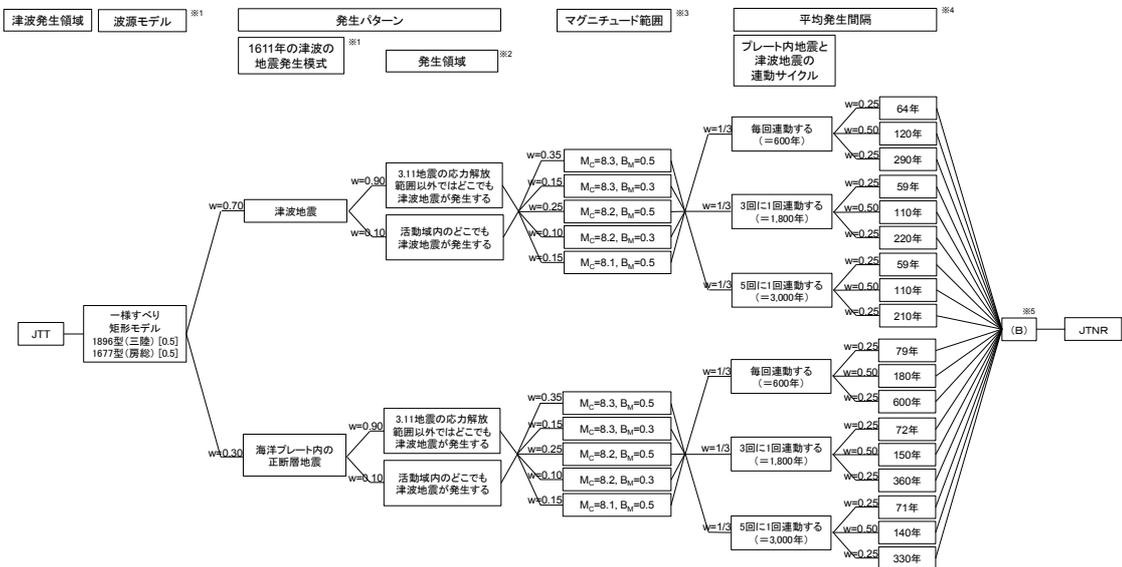


第 3. 2. 2. 2-1 図 (3) 津波発生領域 (J T N R)



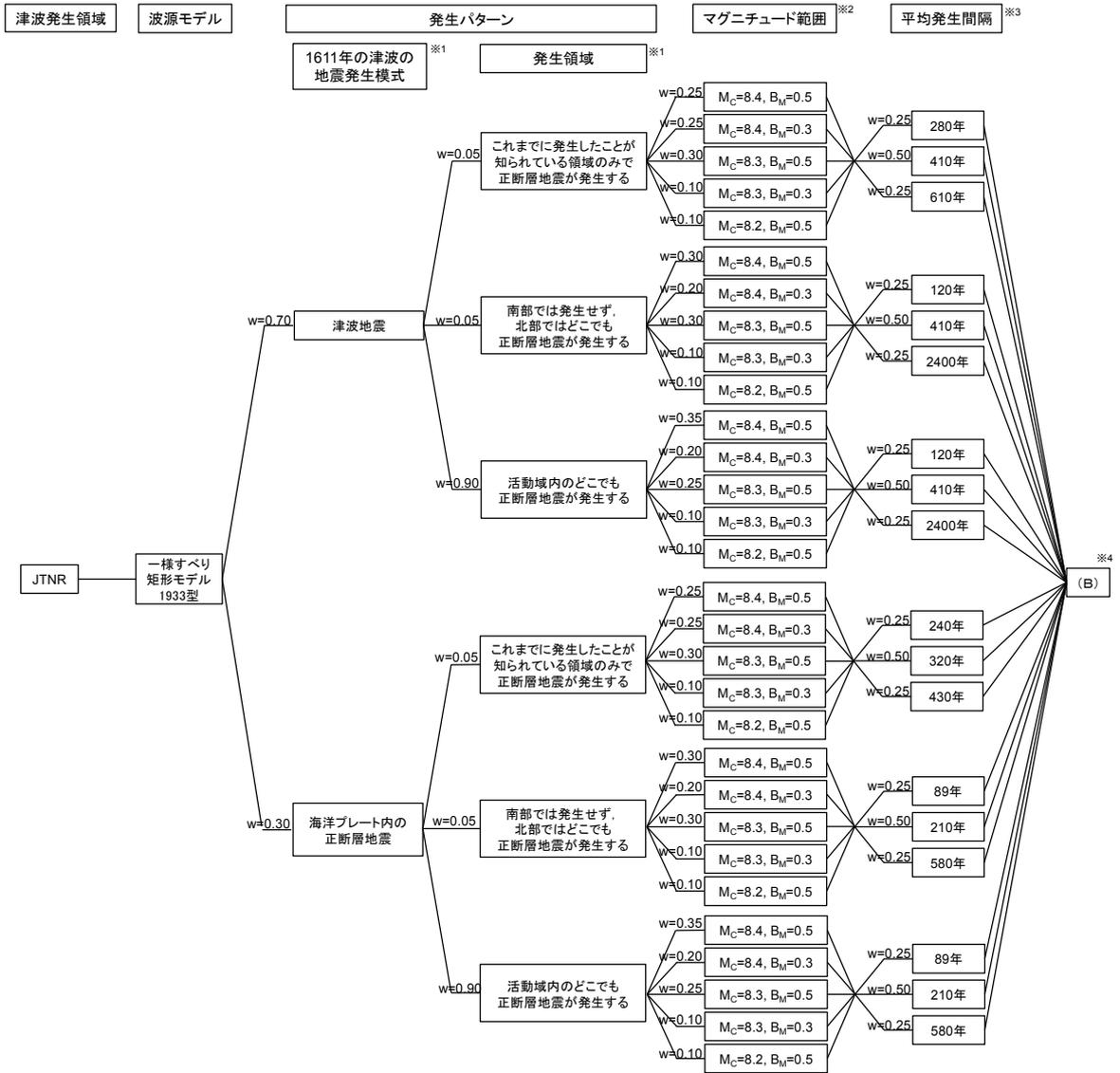
- ※1 過去に発生したという知見はないが、今後起きることを考慮して分岐及び重みを設定
- ※2 2011年東北地方太平洋沖地震の特徴と関連する知見を考慮して設定
- ※3 貞観地震は2011年東北地方太平洋沖地震と同様に津波地震領域が連動しているという考え方と連動していないという考え方があるため、分岐として設定
- ※4 土木学会（2016）等を参考に分岐及び重みを設定
- ※5 Gutenberg-Richter式を参考に、分岐及び重みを設定
- ※6 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー（偶然的不確実さの考慮）

第 3.2.2.2-2 図(1) 津波発生モデルのロジックツリー (プレート間地震と津波地震の連動型地震)



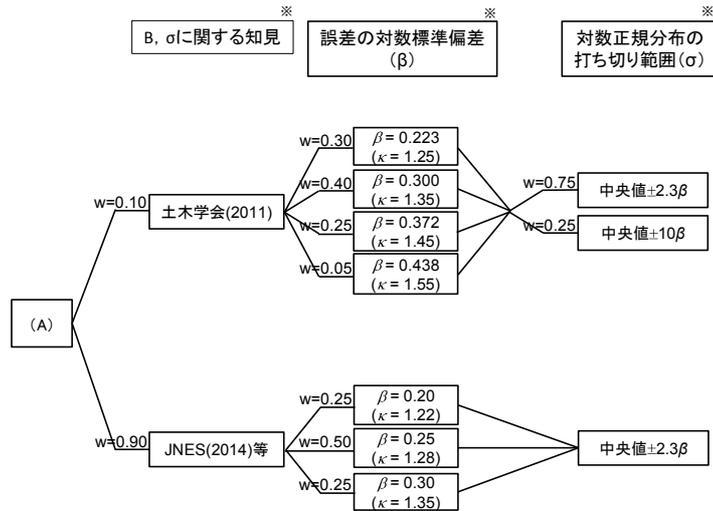
- ※1 土木学会（2016）等を参考に分岐及び重みを設定
- ※2 2011年東北地方太平洋沖地震の応力解放範囲で津波地震が発生する可能性については、2011年東北地方太平洋沖地震の発生により、同地震で活動した領域に蓄積していた歪みはほぼ解消したため、発電所の供用期間には同領域で巨大地震は発生しないと考えられる。しかしながら、津波地震については、単独で活動する際に必要な歪みは相対的に小さいことを踏まえ、分岐及び重みを設定
- ※3 土木学会（2009）等を参考に分岐及び重みを設定
- ※4 津波地震の平均発生間隔については、土木学会（2011）を参考に、プレート間地震と津波地震の連動型地震である東北地方太平洋沖型の地震のうち津波地震領域を含む地震の発生間隔を除いて分岐及び重みを設定
- ※5 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー（偶然的不確実さの考慮）

第 3.2.2.2-2 図(2) 津波発生モデルのロジックツリー (JTT)



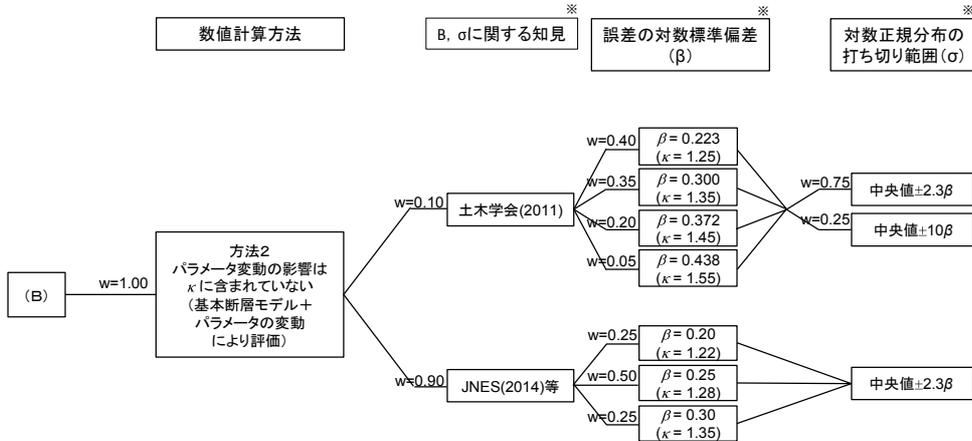
- ※1 土木学会（2016）等を参考に分岐及び重みを設定
- ※2 土木学会（2009）等を参考に分岐及び重みを設定
- ※3 土木学会（2011）を参考に分岐及び重みを設定
- ※4 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー（偶然的不確かさの考慮）

第 3.2.2.2-2 図(3) 津波発生モデルのロジックツリー（JTNR）



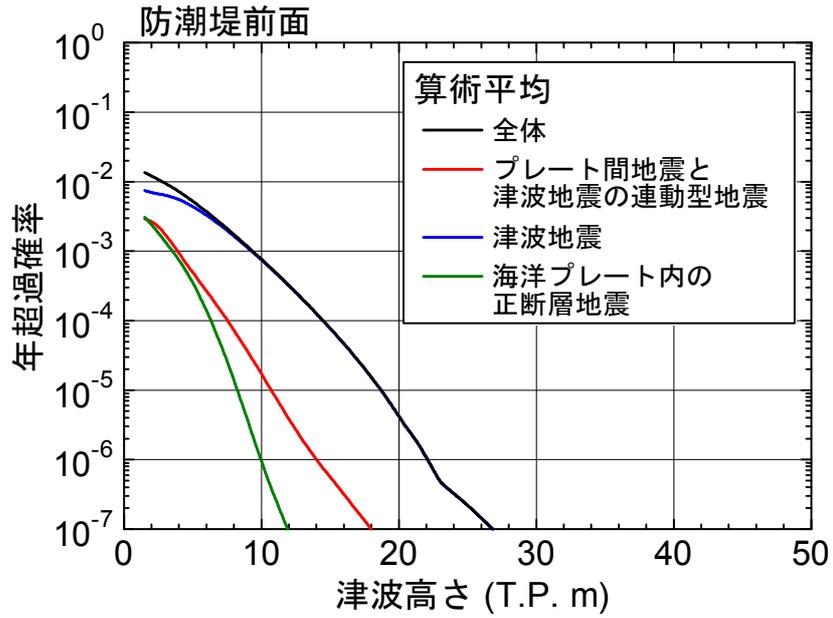
※ 土木学会（2011），原子力安全基盤機構（2014）等を参考に分岐及び重みを設定

第 3.2.2.2-3 図(1) 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー
(不均質すべりモデル)

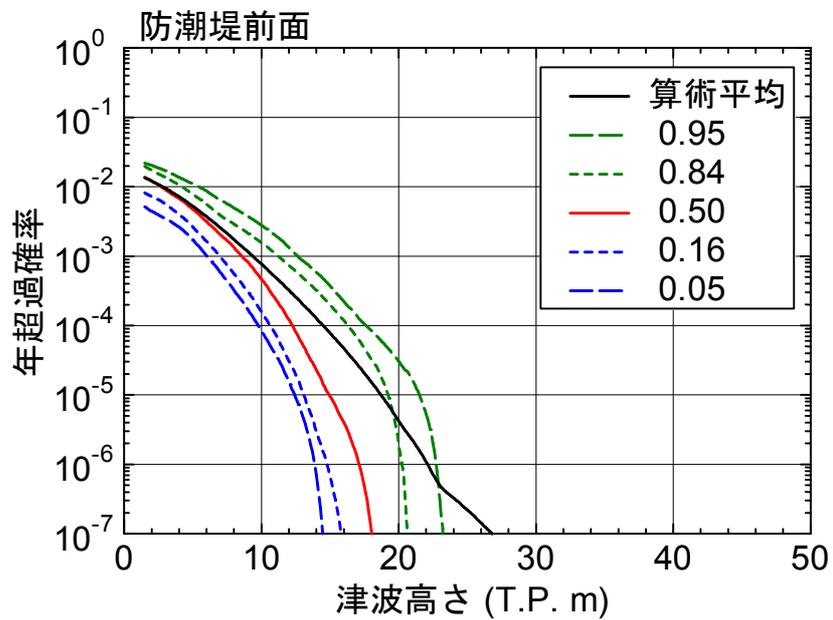


※ 土木学会（2011），原子力安全基盤機構（2014）等を参考に分岐及び重みを設定

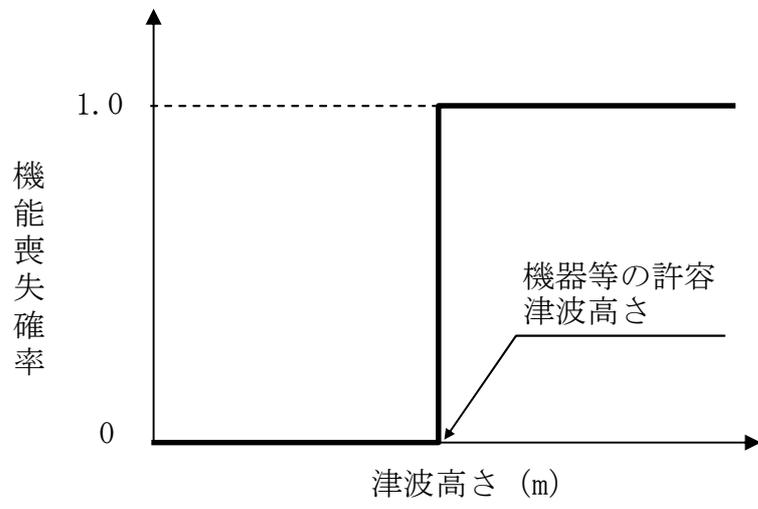
第 3.2.2.2-3 図(2) 津波推定値のばらつきに関するロジックツリー
(一様すべり矩形モデル)



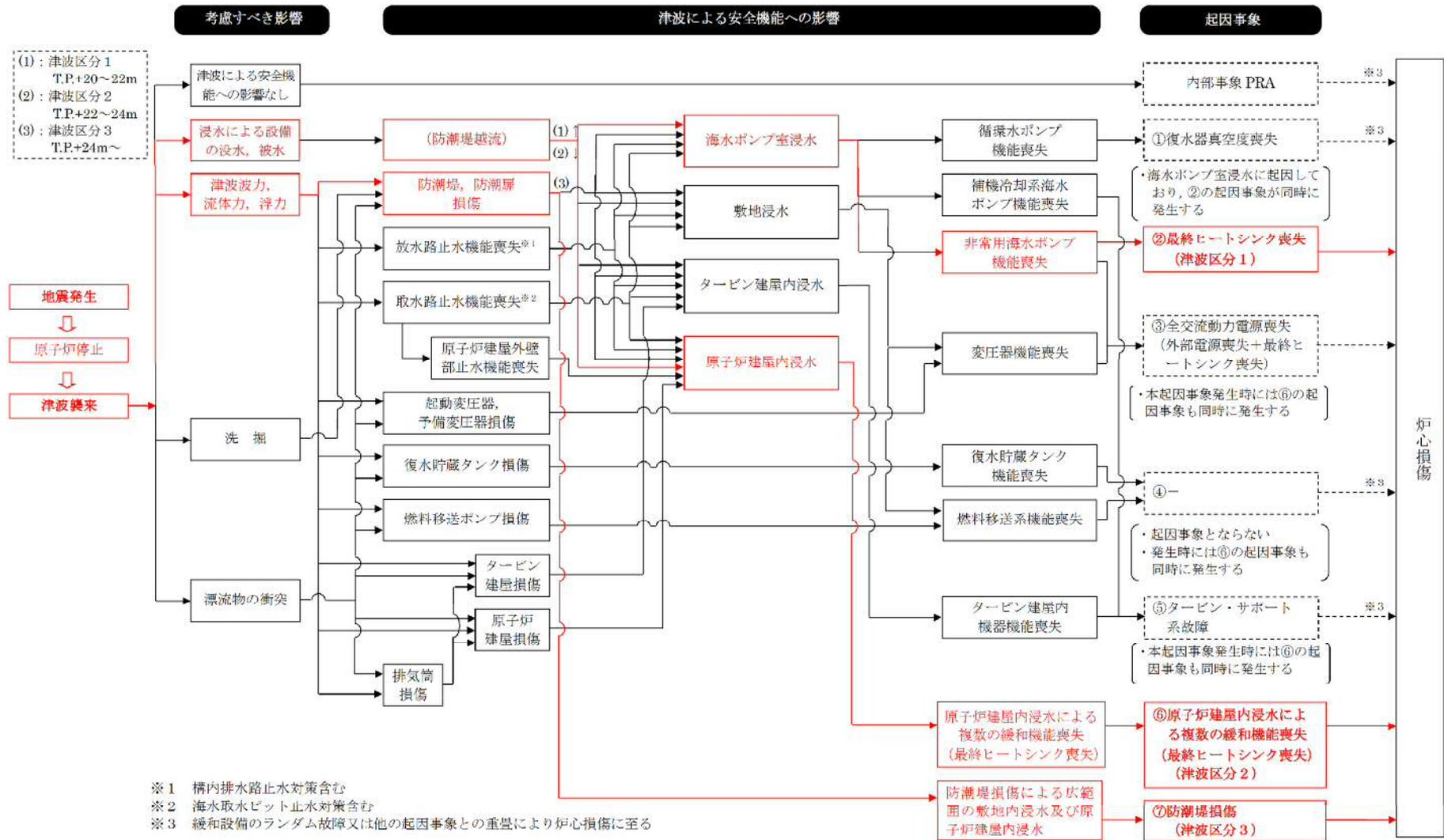
第 3.2.2.2-4 図 波源別のハザード曲線(上昇側, 防潮堤前面)



第 3.2.2.2-5 図 フラクタイルハザード曲線(上昇側, 防潮堤前面)



第 3.2.2.3-1 図 機器等のフラジリティ曲線（波力，没水，被水）



第3.2.2.4-1 図 評価対象となる事故シナリオと起因事象

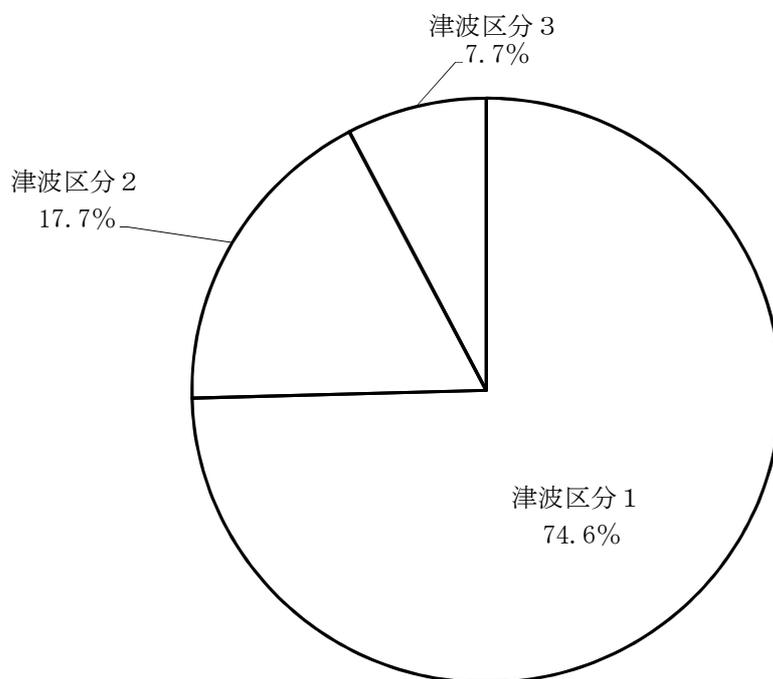
津波 (津波高さ)	防潮堤損傷 (T.P. + 24m～)	原子炉建屋内浸水 (T.P. + 22m～24m)	最終ヒートシンク喪失 (T.P. + 20m～22m)	発生する起因事象	事故シーケンス
		発生なし	発生なし	—	—
	発生なし	発生	発生	最終ヒートシンク喪失 (T.P. + 20m～22m)	—
		発生		原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失) ※ (T.P. + 22m～24m)	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失)
	発生			防潮堤損傷※ (T.P. + 24m～)	防潮堤損傷

※ 炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない。

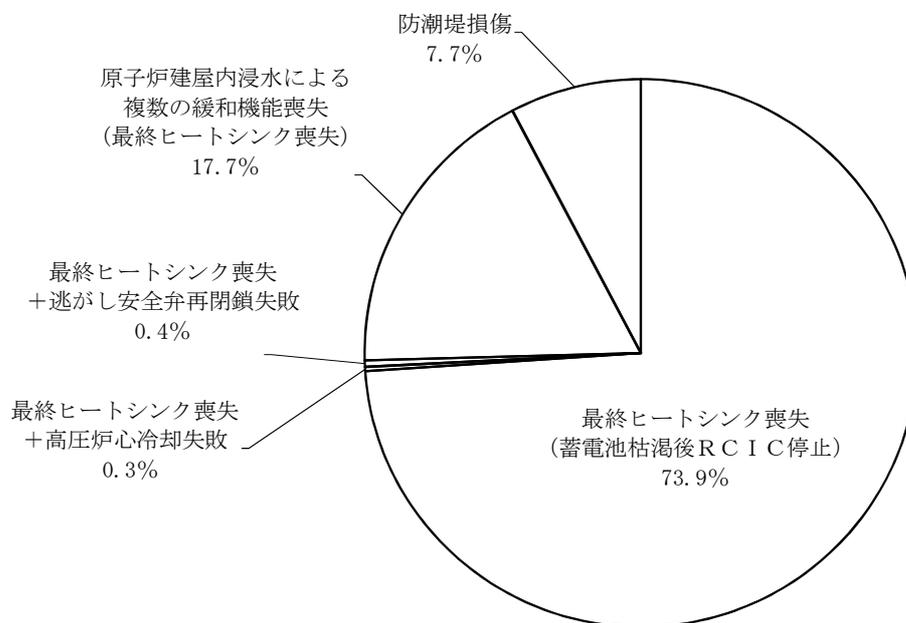
第 3.2.2.4-2 図 階層イベントツリー

最終ヒートシンク喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シーケンス
		成功	最終ヒートシンク喪失 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)
	成功	失敗	最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗
	失敗		最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再開鎖失敗

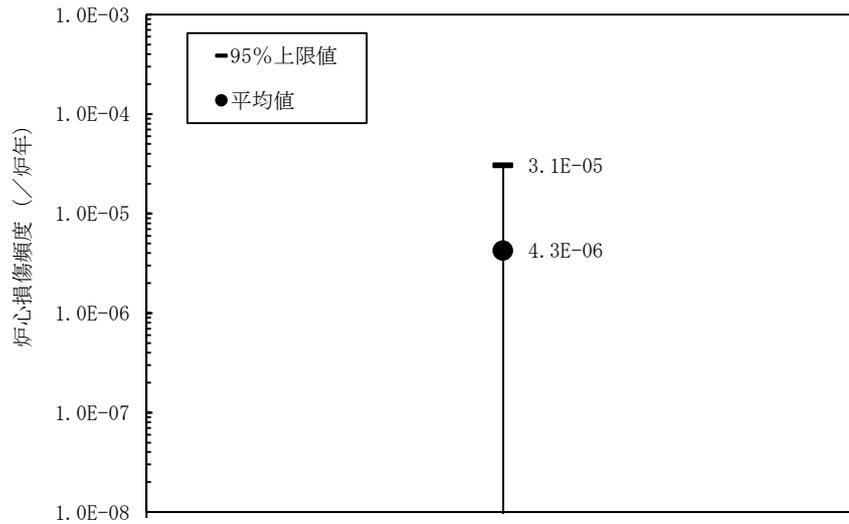
第 3.2.2.4-3 図 最終ヒートシンク喪失のイベントツリー



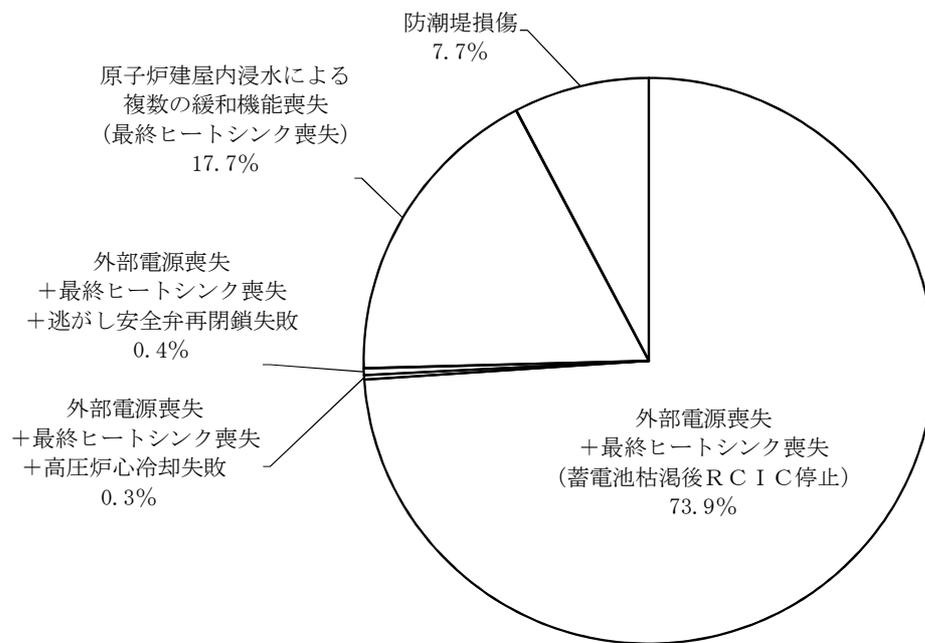
第 3.2.2.4-4 図 津波区分ごとの炉心損傷頻度への寄与割合



第 3.2.2.4-5 図 事故シーケンスごとの炉心損傷頻度への寄与割合



第 3.2.2.4-6 図 不確実さ解析結果



第 3.2.2.4-7 図 感度解析

(事故シーケンスごとの全炉心損傷頻度への寄与割合)

プラントウォークダウンのチェックの観点について

1. はじめに

津波 P R A におけるプラントウォークダウンで確認すべきチェック項目の具体的内容について、以下に示す。これらの項目をチェックシートに整理し、プラントウォークダウンを実施した。

2. 調査対象機器

プラントウォークダウンの調査対象機器は、以下の種類に分類されることから、これらの種類毎にチェックの観点を整理した。

- ・津波の影響を受ける可能性のある屋外設置機器
- ・建屋外壁開口部・貫通部（海水ポンプ室含む）

3. チェックの観点

3.1 津波の影響を受ける可能性のある屋外設置機器

(1) 対象機器の図面（配置図・構造図等）と相違点は無いか

- 対象機器が、図面等から想定した設置高さ（フロア）と相違無いかチェックを行い、相違無ければチェックシートにチェックする。合わせて、対象機器の損傷部位の高さ（浸水口高さ）より低い位置に損傷要因となる部位は無いかをチェックする。
- 必要に応じて、対象機器や当該部位の写真を撮影し、エビデンスを残す。

(2) 屋外の構築物・機器については、その周辺環境も含め、潜在的に波力に対する耐力を大きく低減させるような問題点はないか。

a. 基礎ボルト（又は設置面溶接部）、及び支持構造物に外観上の異常（腐食・亀裂等）は無いか（ボルトの場合は締め付けについても確認）

➤以下の点に合致していることが目視にて確認できれば、ボルトの締め付けは妥当であると判断し、チェックシートにチェックする。

- －ボルトに引かれている合いマークがずれていない
- －ボルトに塗られているペンキに割れや剥がれがない
- －スプリングワッシャーやダブルナットによるゆるみ止めがされている

－ボルトを緩ませるような振動が発生する機器ではない

➤海水ポンプのように、海水に浸水している箇所がある設備について、防潮堤を越流する前に海水ポンプの基礎ボルトに緩みがあった場合、海水ポンプのフランジ部からの漏えいにより、海水ポンプの没水・被水が発生する可能性があることから、基礎ボルトの外観上を確認する。

➤起動変圧器、予備変圧器、復水貯蔵タンク、燃料移送系、排気筒のように敷地に設置されている設備に関しては、設置高さに津波高さが到達した場合には没水・被水することとしていることから基礎ボルトの外観上の確認は対象外とする。

➤必要に応じて、基礎ボルト（又は設置面溶接部）、及び支持構造物（ボルトの締め付け含む）が確認できる写真を撮影し、エビデンスとして残す。

b. 対象機器周辺の配管に外観上の異常（腐食・亀裂等）は無い
か

- 海水ポンプ周辺の海水配管において、外観上の異常（フランジ部からの漏えい、配管本体の腐食、亀裂等）があった場合には、想定される津波高さ以下で対象設備の没水・被水が発生するため、外観上の異常の有無を確認し、チェックシートにチェックする。
- 起動変圧器，予備変圧器，復水貯蔵タンク，燃料移送系，排気筒のように敷地に設置されている設備に関しては、設置高さに津波高さが到達した場合には没水・被水することとしていることから配管の外観上の確認は対象外とする。
- 必要に応じて、当該配管の写真を撮影し、エビデンスとして残す。

(3) 津波襲来時に建物外部にある設備の津波による離脱，移動等に起因して生じる干渉及び衝突の間接的な被害の可能性はないか。

- プラントウォークダウンの対象とした機器は、漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、没水，被水により当該機器以外の機器が機能喪失するか，建屋内機器で漂流物による被害が生じる可能性がない機器であるため，本観点からの調査は対象外とする。なお，防潮堤の機能に関わる漂流物に関しては別途検討する。

3.2 建屋外壁開口部・貫通部（海水ポンプ室含む）

(1) 対象建屋貫通部の図面（配置図等）に対し，貫通孔の有無，水

密処理の有無，高さをチェックする。

- 対象建屋貫通部が，図面等から想定した状況（貫通孔の有無，水密処理の有無，設置高さ）と相違無いかチェックを行い，相違無ければチェックシートにチェックする。
- 必要に応じて，対象の建屋貫通部，写真を撮影し，エビデンスとして残す。

(2) 対象建屋貫通部の止水状態に外観上の異常は無いか

- (1)において，水密処理の有無を確認しているが，経年劣化を考慮したときの止水状態に外観上の異常は無いかを確認する。

今回実施した津波 P R A の前提条件について

1. はじめに

東海第二発電所の津波 P R A では、敷地に遡上する津波を想定して評価を行っている。この前提に基づいた、東海第二発電所の津波 P R A のモデル化の方法について、以下に詳細を記載する。

2. 津波 P R A の前提条件

今回の津波 P R A における前提条件については、以下の前提条件に基づき実施している。この前提条件については、審査資料「3.2.2.1 (1) c. 今回実施した津波 P R A の前提条件について」に記載しているものである。

- (a) 原子炉は、津波襲来前に地震により自動停止する可能性が高く、自動停止しない場合においても、地震発生から津波襲来までの時間余裕の間に原子炉を手動停止することから、津波襲来時には原子炉は停止しているものとする。
- (b) 地震が安全上重要な設備に及ぼす影響は考慮せず、津波による影響のみを評価する。
- (c) 起因事象に対する対応は、設計基準事故対処設備による対応を基本とし、これまでに整備した A M 策及び緊急安全対策並びに重大事故等対処設備については、期待しないものとする。
- (d) 原子炉建屋の 1 階床面高さである EL. +8.2m に津波が到達した場合は、津波が建屋内に浸水し、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するものと仮定した。

上述の前提条件のうち、(c)と(d)の条件について、次項で説明を補足する。

3. 前提条件の補足説明

(1) 津波P R Aにおいて期待する設備

津波P R Aの実施に当たっては、「P R Aの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）を参照し、設計基準事故対処設備による対応を基本とした条件で実施している。津波P R Aで期待する設備については、「第3.2.2.1-5表 建屋・機器リスト」に整理している。

東海第二発電所の津波P R Aにおいて特徴的な設計基準事故対処設備として、津波防護施設及び浸水防止設備（防潮堤やその他敷地内への流入経路に対する止水対策）があり、防潮堤前面位置で T.P. +20m の津波に対して浸水を防護できる条件としている。このため、防潮堤前面位置での津波高さが T.P. +20m を超えるまでは、津波を起因とした炉心損傷は発生しない。

(2) 原子炉建屋の水密化の扱い

原子炉建屋外壁の水密化については、緊急安全対策として EL. +15m までの水密化対策を実施しているものの、設計基準事故対処設備としては位置付けていないため、今回の津波P R Aでは期待していない。このため、敷地を遡上し原子炉建屋の1階床面 EL. +8.2m を超える津波に対しては、原子炉建屋内浸水が生じる。敷地内浸水解析の結果、防潮堤前面位置での津波高さが T.P. +22m～+23m の津波により、原子炉建屋内への浸水が生じることを確認しており、本評価では、T.P. +22m で建屋内浸水が生じるものとしている。

東海第二発電所の敷地配置図と津波高さの関係を図1に、防潮堤前面位置で T.P. +22m 及び T.P. +23m の津波による敷地内浸水解析の結果を、図2に示す。

◆津波高さ区分

- 津波PRAでは、防潮堤を超える領域における炉心損傷頻度を評価
- 津波区分1 (EL. +8m以下の敷地浸水, 津波高さ T.P. +20m~T.P. +22m)
本区分では, RHR Sポンプ, DGSWポンプ及びHPCS-DGSWポンプが没水, 被水して, 起因事象「最終ヒートシンク喪失」が発生
- 津波区分2 (EL. +8m以上の敷地浸水, 津波高さ T.P. +22m~T.P. +24m)
原子炉建屋1階床面高さまで津波が到達し, 原子炉建屋内への浸水が発生することにより, 起因事象「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失)」が発生
また, 本区分では変圧器の機能喪失により全交流電源喪失も発生
- 津波区分3 (防潮堤損傷, 津波高さ T.P. +24m~)
防潮堤の損傷に伴い多量の海水が敷地内及び原子炉建屋内に浸水することにより, 起因事象「防潮堤損傷」が発生

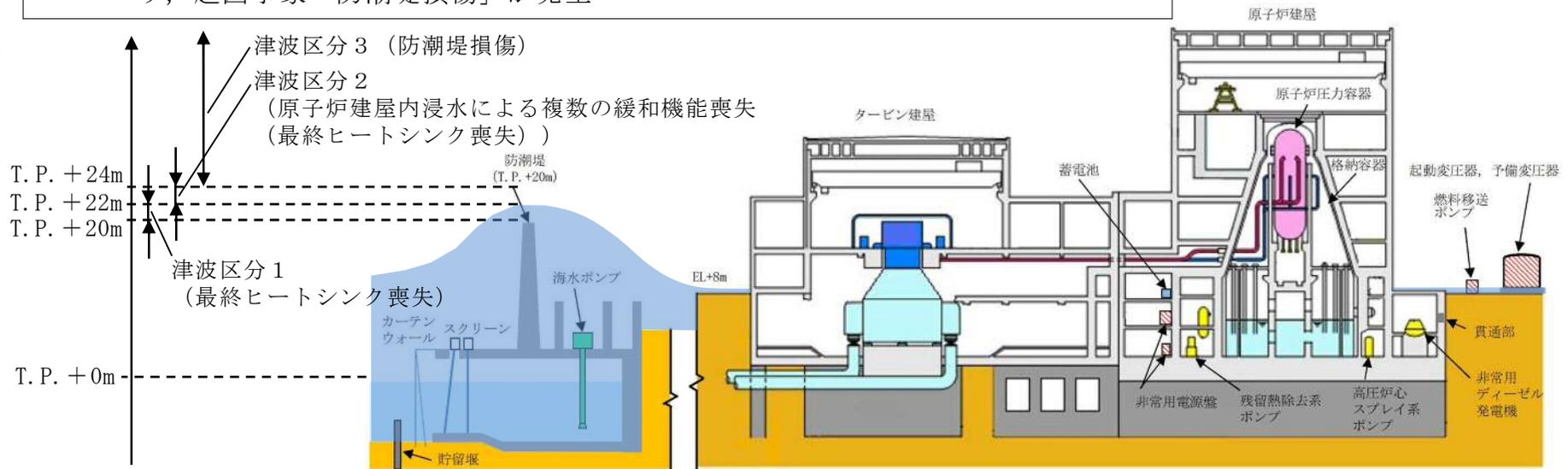
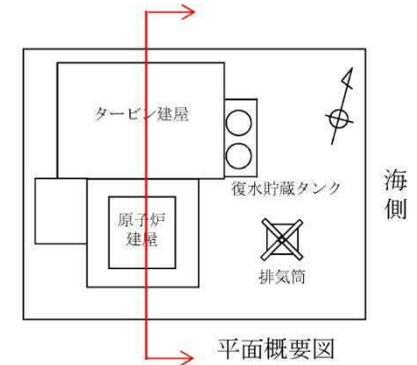
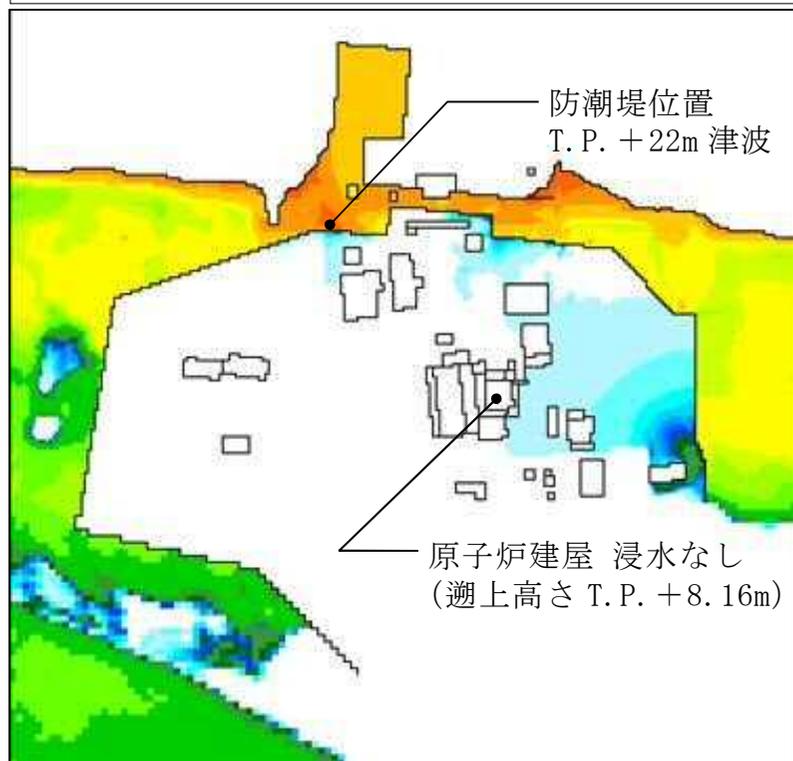


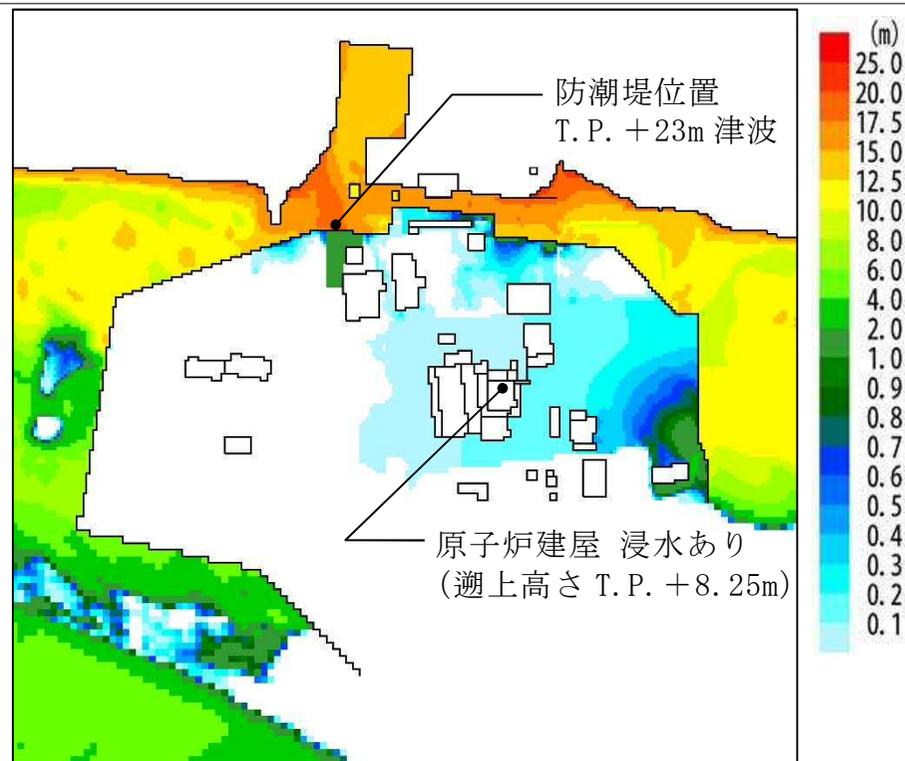
図1 東海第二発電所の敷地配置図と津波高さの関係

◆敷地内浸水解析結果

- ▶ 津波の影響を確認するため、防潮堤位置で T.P. +22m 津波と T.P. +23m 津波の敷地内浸水解析を実施
- ▶ 防潮堤位置で T.P. +22m 津波の場合、原子炉建屋 1 階床面高さ T.P. +8.2m には到達せず、T.P. +23m 津波の場合、原子炉建屋 1 階床面高さ T.P. +8.2m に到達すると評価
- ▶ 本評価結果を踏まえ、T.P. +22m 津波で原子炉建屋内浸水が生じると仮定し、T.P. +22m 津波を境にフラジリティや津波区分を設定



T.P. +22m 津波による敷地内浸水解析結果



T.P. +23m 津波による敷地内浸水解析結果

図2 防潮堤前面位置で T.P. +22m 及び T.P. +23m の津波による敷地内浸水解析の結果

4. 原子炉建屋の水密化対策に期待した場合の評価

緊急安全対策で実施した原子炉建屋水密化対策（T.P. +15m）に期待した場合の感度解析を実施した。津波区分ごとの炉心損傷頻度の比較を表1に示す。

設計基準対処設備のみに期待した津波PRAでは、防潮堤高さを超える津波においては非常用海水ポンプが喪失し、炉心損傷防止ができないことから、原子炉建屋水密化対策に期待した場合においても、全炉心損傷頻度はベースケースと変わらない。

なお、本評価では重大事故等対処設備に期待していないが、これに期待した場合は津波区分1（T.P. +20m～T.P. +22m）及び津波区分2（T.P. +22m～T.P. +24m）の炉心損傷頻度が低減することにより、全炉心損傷頻度も低減する。

表 1 緊急安全対策で実施した原子炉建屋水密化対策に期待した場合の津波区分ごとの炉心損傷頻度

ベースケース（水密化に期待しない）				感度解析ケース（水密化に期待する）			
津波区分 （津波高さ）	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（%）	津波区分 （津波高さ）	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（%）
津波区分 1 （T.P. +20～+22m）	最終ヒートシンク喪失 （蓄電池枯渇後 R C I C 停止）	3.2E-06	73.9	津波区分 1 （T.P. +20～+22m）	最終ヒートシンク喪失 （蓄電池枯渇後 R C I C 停止）	3.2E-06	73.9
	最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗	1.1E-08	0.3		最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗	1.1E-08	0.3
	最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-08	0.4		最終ヒートシンク喪失 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.7E-08	0.4
津波区分 2 （T.P. +22～+24m）	原子炉建屋内浸水による 複数の緩和機能喪失 （最終ヒートシンク喪失）	7.6E-07	17.7	津波区分 2 （T.P. +22～+24m）	最終ヒートシンク喪失 （蓄電池枯渇後 R C I C 停止）	7.5E-07	17.6
					最終ヒートシンク喪失 + 高圧炉心冷却失敗	2.6E-09	<0.1
					最終ヒートシンク喪失+逃がし 安全弁再閉鎖失敗	3.9E-09	<0.1
津波区分 3 （T.P. +24m～）	防潮堤損傷	3.3E-07	7.7	津波区分 3 （T.P. +24m～）	防潮堤損傷	3.3E-07	7.7
合計		4.3E-06		合計		4.3E-06	

津波襲来時の原子炉停止手順について

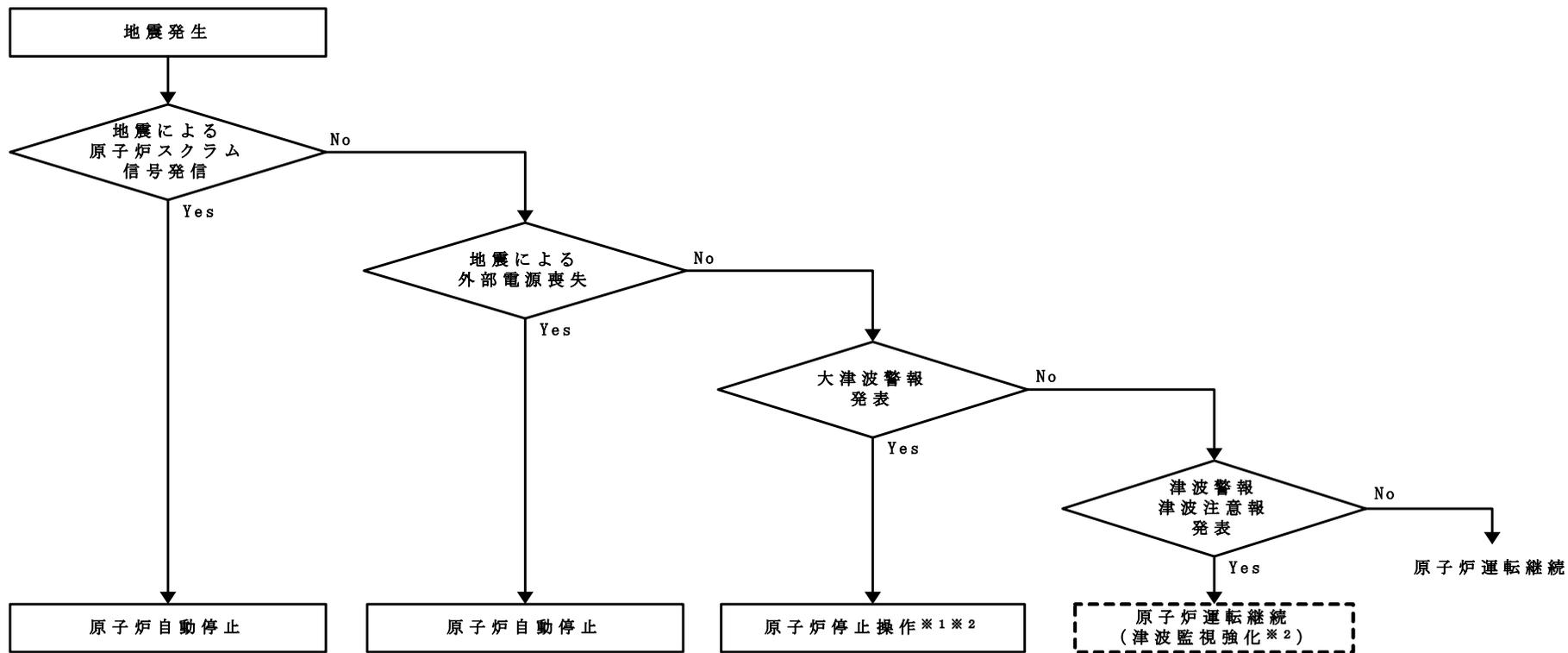
東海第二発電所近傍で大きな地震が発生した場合、当該地震を検知して原子炉は自動スクラムする。また、地震により外部電源が喪失した場合、原子炉は自動スクラムする。そのため、震源が近い地震により津波が発生するような場合は、津波襲来時までに原子炉は既に停止していると考えられる。

また、震源が遠い地震の場合等、地震によって原子炉が自動停止に至らずに津波が襲来する場合は、以下の手順を整備する。

- ・ 大津波警報が発表された場合は、原則として原子炉停止操作を開始する^{注)}。
- ・ 津波警報又は津波注意報が発表された場合は、取水ピット水位計や津波監視カメラ等により津波監視を強化する。
- ・ 引き波により海水取水ピット水位が循環水ポンプの取水可能下限水位（T.P. - 1.59m：設計値）まで低下した場合等、原子炉の運転継続に支障がある場合に、原子炉を手動停止する。

注) 大津波警報が誤報であった場合、及び震源が遠い地震に伴う津波であって到達津波が到達するまでの間に大津波警報が解除又は見直された場合を除く

上記手順に則った津波襲来時の原子炉停止手順のフローを図 1 に示す。



※1：大津波警報が誤報であった場合及び震源が遠い地震に伴う津波であって、到達津波が到達するまでの間大津波警報が解除又は見直された場合を除く

※2：取水ピット水位が循環水ポンプの取水可能下限水位（T.P.-1.59m（設計値））まで低下した場合等、原子炉の運転継続に支障がある場合は、原子炉を手動停止する

図1 津波襲来時の原子炉停止手順のフロー

東海第二発電所 津波評価について (基準津波に対する安全性評価)

平成29年2月3日
日本原子力発電株式会社



目 次

1. 基準津波に対する安全性評価	
1.1 評価概要	3
1.2 砂移動評価(地形変化)	5
1.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)	28
2. 参考文献	35
補足説明資料	
1. 高橋他(1999)の手法に関する補足資料	37
2. 高橋他(1999)の手法における浮遊砂濃度の影響評価	
2.1 評価概要	40
2.2 砂移動評価(地形変化)	42
2.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)	54
3. 参考文献	57



1. 基準津波に対する安全性評価

1.1 評価概要

1.2 砂移動評価(地形変化)

1.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)

2. 参考文献

補足説明資料

1. 高橋他(1999)の手法に関する補足資料

2. 高橋他(1999)の手法における浮遊砂濃度の影響評価

2.1 評価概要

2.2 砂移動評価(地形変化)

2.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)

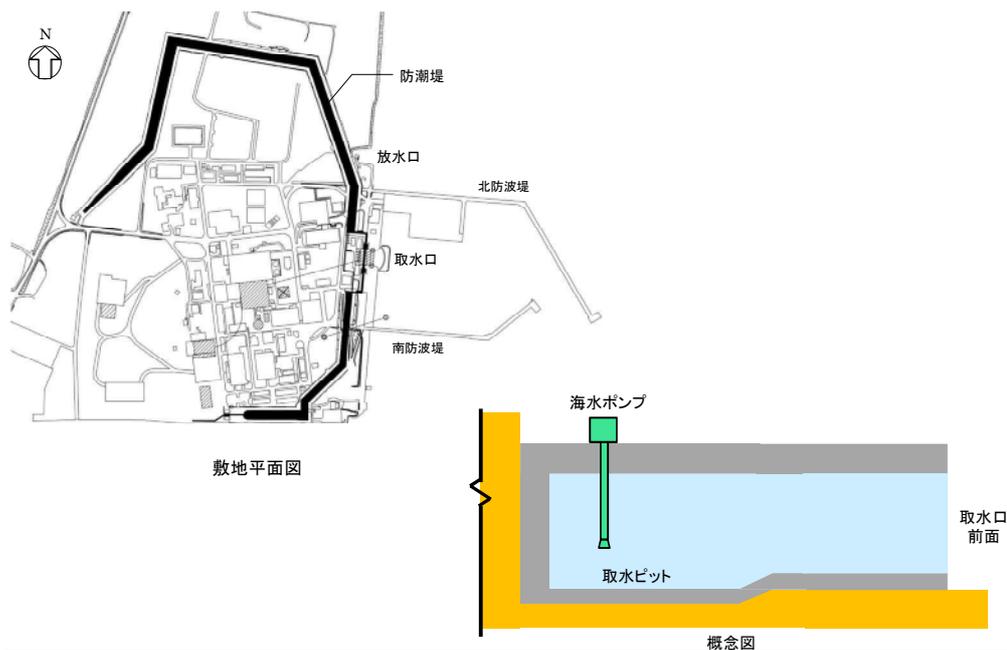
3. 参考文献



1. 基準津波に対する安全性評価

1.1 評価概要

- 基準津波に対する安全性の評価に関して、以下を確認する。
 - ✓ 基準津波に伴う砂移動(地形変化)について評価を実施し、取水口が閉塞しないことを確認する。
 - ✓ 海水ポンプ室(取水ピット)における砂の堆積厚さを評価し、非常用海水ポンプの取水に影響がないことを確認する。



1. 基準津波に対する安全性評価

1.1 評価概要

1.2 砂移動評価(地形変化)

1.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)

2. 参考文献

補足説明資料

1. 高橋他(1999)の手法に関する補足資料

2. 高橋他(1999)の手法における浮遊砂濃度の影響評価

2.1 評価概要

2.2 砂移動評価(地形変化)

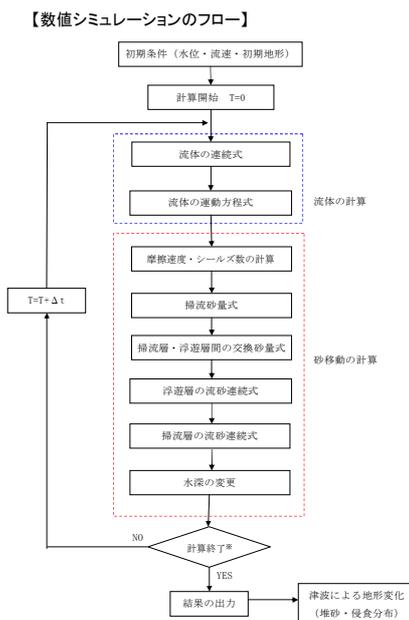
2.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)

3. 参考文献



1. 基準津波に対する安全性評価 1.2 砂移動評価(地形変化) 解析概要

- 基準津波に伴う砂移動について評価を実施し、取水口が閉塞しないことを確認する。
- 藤井他(1998)及び高橋他(1999)の手法に基づき砂移動の数値シミュレーションを実施した。



	藤井他 (1998) の手法	高橋他 (1999) の手法
地盤高の連続式	$\frac{\partial Z}{\partial t} + \alpha \left(\frac{\partial Q}{\partial x} \right) + \frac{E-S}{\sigma(1-\lambda)} = 0$	$\frac{\partial Z}{\partial t} + \frac{1}{1-\lambda} \left(\frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{E-S}{\sigma} \right) = 0$
浮遊砂濃度連続式	$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial(UC)}{\partial x} - \frac{E-S}{D} = 0$	$\frac{\partial(C_s D)}{\partial t} + \frac{\partial(MC_s)}{\partial x} - \frac{E-S}{\sigma} = 0$
流砂量式	小林他 (1996) の実験式 $Q = 80\tau_*^{1.5} \sqrt{sgd^3}$	高橋他 (1999) の実験式 $Q = 21\tau_*^{1.5} \sqrt{sgd^3}$
巻き上げ量の算定式	$E = \frac{(1-\alpha)Qw^2\sigma(1-\lambda)}{Uk_z \left[1 - \exp\left\{ \frac{-wD}{k_z} \right\} \right]}$	$E = 0.012\tau_*^2 \sqrt{sgd} \cdot \sigma$
沈降量の算定式	$S = wC_b$	$S = wC_s \cdot \sigma$
摩擦速度の計算式	log-wake 則 ($u_* / U = \kappa / \{1 \ln(h/Z_0) - 1\}$) に wake 関数を付加した式) を鉛直方向に積分した式より算出	マニング則より算出 $u_* = \sqrt{gn^2 U / U / D^{1/3}}$

ここで、表中の記号は以下の意味を示す。
 Z: 水深変化量(m) t: 時間(s) x: 平面座標 Q: 単位幅、単位時間当たりの掃流砂量(m³/s/m) τ: シールズ数
 ρ: 砂の密度 σ: σ/ρ-1 d: 砂の粒径 g: 重力加速度(m/s²) ρ: 海水の密度(g/cm³) U: 流速(m/s)
 D: 全水深(m) M: U×D(m²/s) λ: 空阻率 n: Manningの粗度係数
 α: 周流的な外力のみに移動を支配される成分が全流砂量に占める比率(=0.1 藤井ほか(1998)より)
 w: 土粒子の沈降速度(Babey式より算出)(m/s) Z₀: 粗度高さ(=k_s/30)(m)
 k_s: 鉛直拡散係数(=0.2×u_{*}h) 藤井ほか(1998)より(m²/s) k_z: 相当粗度(=7.66u_{*}^{2/3})(m)
 κ: カルマン定数(=0.4, 藤井ほか(1998)より) h: 水深(m)
 C_s: 浮遊砂濃度、底面浮遊砂濃度(浮遊砂濃度連続式より算出)(kg/m³) C_b: 浮遊砂体積濃度(浮遊砂濃度連続式より算出)
 log-wake 則: 対数則 u_{*}/U = κ / {1 ln(h/Z₀) - 1} に wake 関数(藤井ほか(1998)より)を付加した式

※計算終了は浮遊砂濃度の変動が収束するまでとする。



解析条件

主な解析条件

	設定値	備考
砂移動モデル	・藤井他(1998)によるモデル ・高橋他(1999)によるモデル	
空間格子間隔	沖合4320m→2160m→720m→沿岸域240m→ 敷地周辺80m→40m→20m→10m→5mへ順次細分化	
計算時間間隔	0.05秒	
マニングの粗度係数	0.03 m ^{-1/3} ・s	土木学会(2002)
浮遊砂上限濃度	・藤井他(1998)の手法 1%, 5% ・高橋他(1999)の手法 1%	
砂の粒径	0.15mm	底質調査より設定
砂粒の密度	2.72 g/cm ³	底質調査より設定
空隙率	0.4	高橋他(1992)
海水の密度	1.03 g/cm ³	理科年表より設定
潮位条件※	水位上昇側:T.P.+0.81m 水位下降側:T.P.-0.61m	
計算時間	地震発生後240分間(4時間)	
初期砂層厚	無限	

※ 2011年東北地方太平洋沖地震に伴う地殻変動量を考慮



解析条件(浮遊砂上限濃度)

- ・高橋他(1999)の浮遊砂上限濃度について、砂移動評価に関する論文を整理した。
- ・検証の結果、浮遊砂上限濃度5%は過大評価となっている。
- ・検証の結果、浮遊砂上限濃度1%は再現性が良好である。

高橋他(1999)の検証事例

実規模検証	文献	計算使用 砂粒径	計算格子 間隔	浮遊砂上限濃度	浮遊砂上限濃度に関する評価
気仙沼湾 (1960年予り地震津波)	玉田他 (2009)	0.001~1mm	25m, 5m	1%, 5%	・計算格子間隔5mの場合、浮遊砂上限濃度5%では実績値より 侵食深を過大に評価
八戸港 (1960年予り地震津波)	藤田他 (2010)	0.26mm	10.3m	1%, 2%, 5%	・浮遊砂上限濃度5%は過大に評価 ・浮遊砂上限濃度1~2%の場合の再現性が良好
宮古港 (2011年東北地方太平洋沖 地震津波)	近藤他 (2012)	0.08mm	10m	1%	・土砂移動の全体的な傾向は良く一致 ・防波堤堤頭部の最大洗掘深や断面地形も定量的に概ね良く 一致
気仙沼湾 (2011年東北地方太平洋沖 地震津波)	森下他 (2014)	0.3mm	10m	1% $C_{sed} = \alpha \times \sqrt{U^2 \times V^2}$	・砂移動評価に影響を及ぼす因子として、無次元掃流力、流砂 量式係数、飽和浮遊砂濃度の3つを抽出 ・上記の3つの因子を同時に変えたモデルにより、再現性が向 上する可能性を示唆 ・飽和浮遊砂濃度については、摩擦速度の関数とすることで再 現性向上につながることを示唆

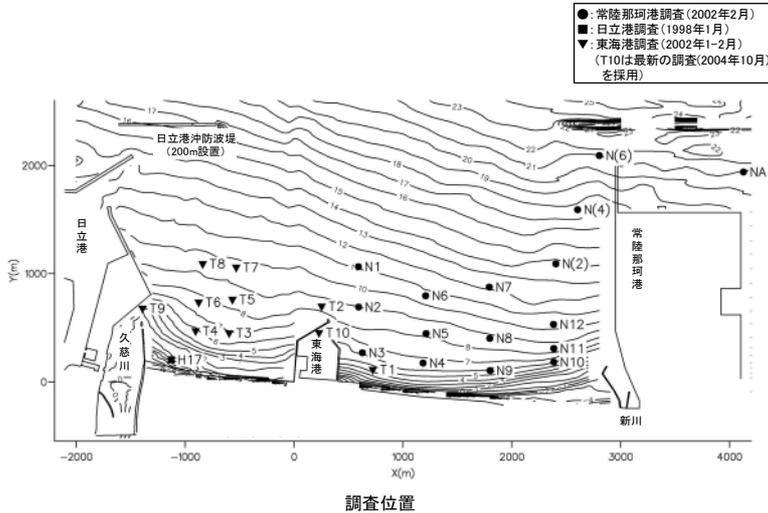
C_{sed} :飽和浮遊砂濃度 U, V:断面平均流速分布 α :係数(0.01)

- ・以上より、高橋他(1999)の浮遊砂上限濃度を1%に設定する。



解析条件(粒径, 密度)

- 砂の諸元については、茨城県(2005)を参考に設定した。
- 中央粒径については、全26地点の平均値で0.18mmとなり、本解析で用いる中央粒径の設定値は保守的に0.15mmとした。
- 密度については、全26地点の平均値である2.72g/cm³を設定値とした。



試料採取位置	密度(g/cm ³)	中央粒径(mm)
H17	2.69	0.48
N1	2.76	0.11
N2	2.76	0.12
N3	2.76	0.13
N4	2.82	0.14
N5	2.81	0.13
N6	2.73	0.12
N7	2.79	0.13
N8	2.75	0.11
N9	2.73	0.14
N10	2.70	0.16
N11	2.68	0.11
N12	2.70	0.11
N(2)	2.76	0.13
N(4)	2.66	0.89
N(6)	2.58	0.01
T1	2.72	0.15
T2	2.73	0.16
T3	2.70	0.15
T4	2.68	0.18
T5	2.69	0.17
T6	2.69	0.14
T7	2.70	0.13
T8	2.67	0.31
T9	2.68	0.16
T10	2.67	0.18
平均値	2.72	0.18
設定値	2.72	0.15

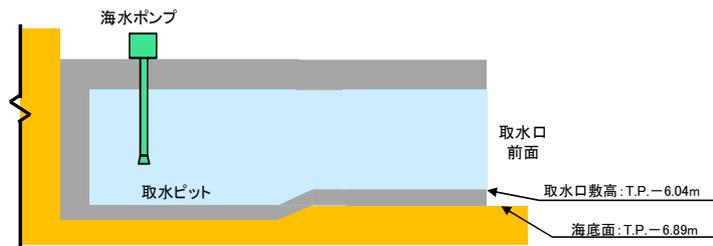


評価結果

- 取水口前面における砂の堆積厚さは、最大で0.4m程度であり、取水口は閉塞しない。
- 以上から、非常用海水ポンプの取水への影響はないことを確認した。

評価結果

基準津波	砂移動モデル	浮遊砂上限濃度	取水口前面における砂の堆積厚さ
水位上昇側	藤井他(1998)	1%	0.01 m
		5%	0.01 m
水位下降側	高橋他(1999)	1%	0.33 m
		5%	0.01 m
水位下降側	藤井他(1998)	1%	0.01 m
		5%	0.01 m
	高橋他(1999)	1%	0.19 m

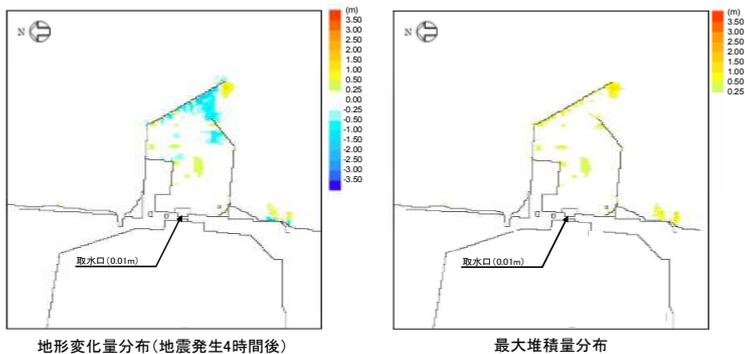


取水口概念図



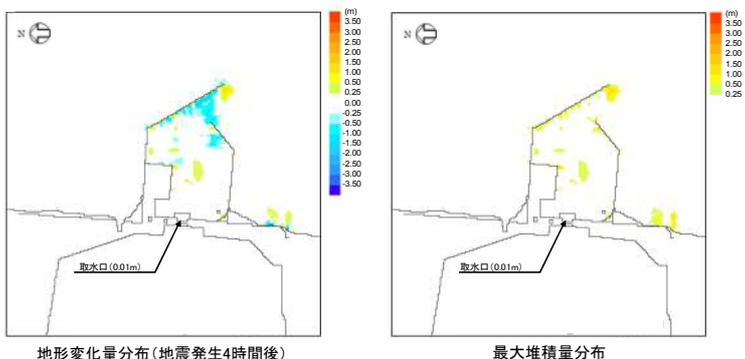
■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.01 m



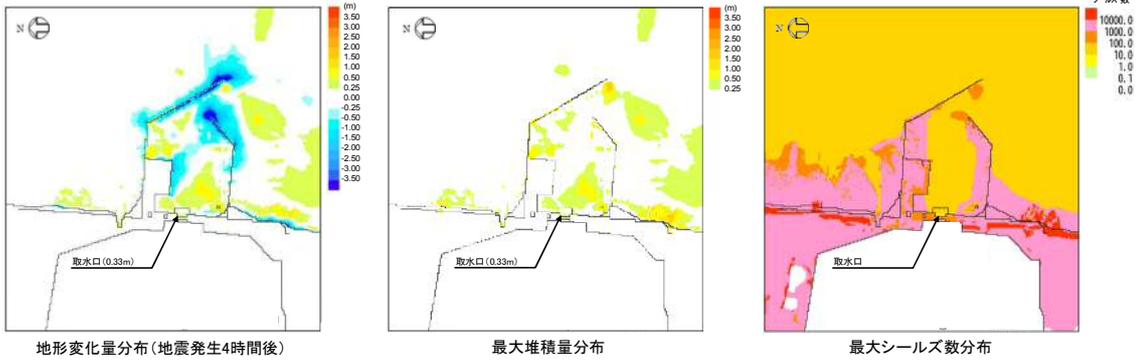
■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.01 m



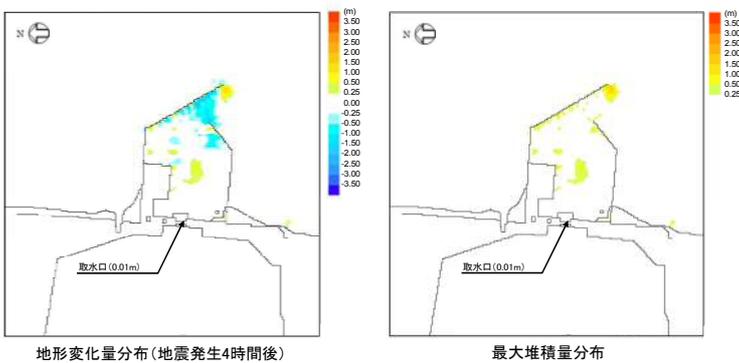
■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布, 最大シルズ数分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.33 m



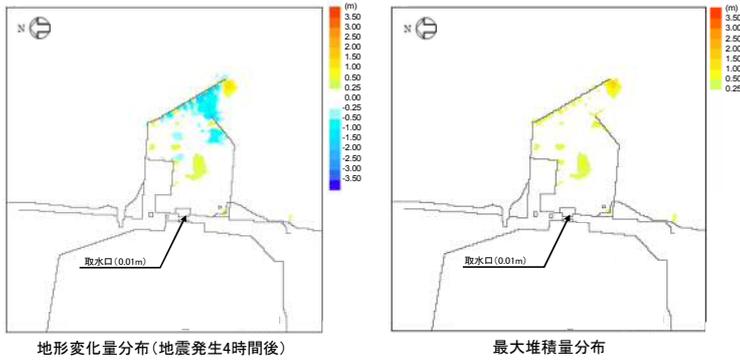
■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.01 m



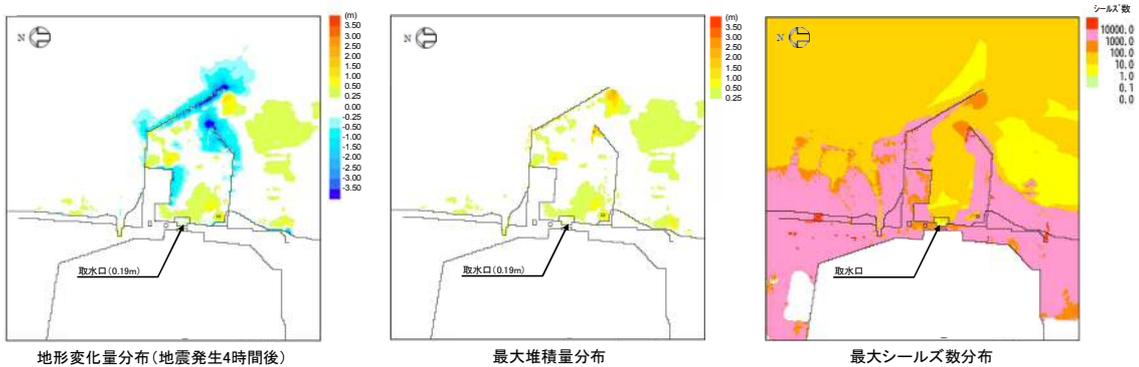
■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.01 m



■地形変化量分布(地震発生4時間後), 最大堆積量分布, 最大シールズ数分布

取水口前面における砂の堆積厚さ
0.19 m



1. 基準津波に対する安全性評価
 - 1.1 評価概要
 - 1.2 砂移動評価(地形変化)
 - 1.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)
2. 参考文献

補足説明資料

1. 高橋他(1999)の手法に関する補足資料
2. 高橋他(1999)の手法における浮遊砂濃度の影響評価
 - 2.1 評価概要
 - 2.2 砂移動評価(地形変化)
 - 2.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)
3. 参考文献



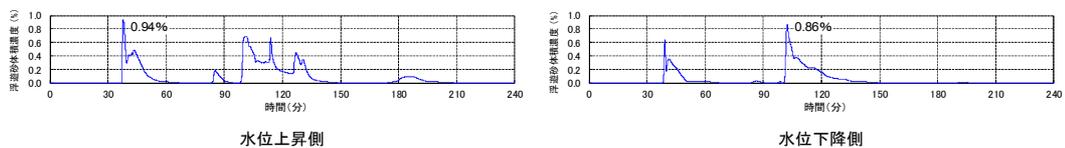
1. 基準津波に対する安全性評価 1.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ) 解析概要

- ・ 海水ポンプ室(取水ピット)における砂の堆積厚さを評価し、非常用海水ポンプの取水に影響がないことを確認する。
- ・ 取水設備を一次元でモデル化し、地形変化の評価から得られる取水口前面の浮遊砂濃度を境界条件として、取水設備内の浮遊砂濃度を算定し、非常用海水ポンプ位置における砂の堆積厚さを算定した。
- ・ 取水路及び海水ポンプ室内の流量及び流速は、当該解析モデルで計算される管路解析結果を使用した。
- ・ 水路内の砂移動評価については、地形変化の検討において取水口前面における砂の堆積厚さが最も大きくなるケースを対象に、高橋他(1999)の手法に基づき数値シミュレーションを実施した。

評価結果(地形変化)

基準津波	砂移動モデル	浮遊砂上限濃度	取水口前面における砂の堆積厚さ	備考
水位上昇側	藤井他(1998)	1%	0.01 m	
		5%	0.01 m	
	高橋他(1999)	1%	0.33 m	検討ケース
水位下降側	藤井他(1998)	1%	0.01 m	
		5%	0.01 m	
	高橋他(1999)	1%	0.19 m	検討ケース

■取水口前面における浮遊砂体積濃度の時刻歴波形(高橋他(1999), 浮遊砂上限濃度:1%)



解析条件(設定項目)

項目	設定内容
計算領域	取水口～取水路～取水ピット
基礎方程式	非定常開水路流及び管路流の連続式・運動方程式※1
非常用海水ポンプ 取水条件	流量: 2,549.4 (m ³ /hr) ・残留熱除去系海水ポンプ: 885.7 (m ³ /hr/台) × 2 台 ・非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ: 272.6 (m ³ /hr/台) × 2 台 ・高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ: 232.8 (m ³ /hr/台) × 1 台
マンニングの粗度係数	n=0.020m ^{-1/3} .s
貝の付着代	貝代10cmを考慮
局所損失係数	電力土木技術協会(1995): 火力・原子力発電所土木構造物の設計-増補改訂版- 千秋信一(1967): 発電水力演習 土木学会(1999): 水理公式集[平成11年版]
入射条件	基準津波: 水位上昇側, 水位下降側
計算時間間隔	Δt=0.01秒
計算時間	地震発生後240分間(4時間)
潮位条件※2	水位上昇側: T.P.+0.81m 水位下降側: T.P.-0.61m

※1 基礎方程式

<開水路>

a) 運動方程式
$$\frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{Q^2}{A} \right) + gA \frac{\partial H}{\partial x} + gA \left(\frac{n^2 |v| v}{R^{4/3}} + \frac{1}{\Delta x} f \frac{|v| v}{2g} \right) = 0$$

b) 連続式
$$\frac{\partial A}{\partial t} + \frac{\partial Q}{\partial x} = 0$$

<管路>

a) 運動方程式
$$\frac{\partial Q}{\partial t} + gA \frac{\partial H}{\partial x} + gA \left(\frac{n^2 |v| v}{R^{4/3}} + \frac{1}{\Delta x} f \frac{|v| v}{2g} \right) = 0$$

b) 連続式
$$\frac{\partial Q}{\partial x} = 0$$

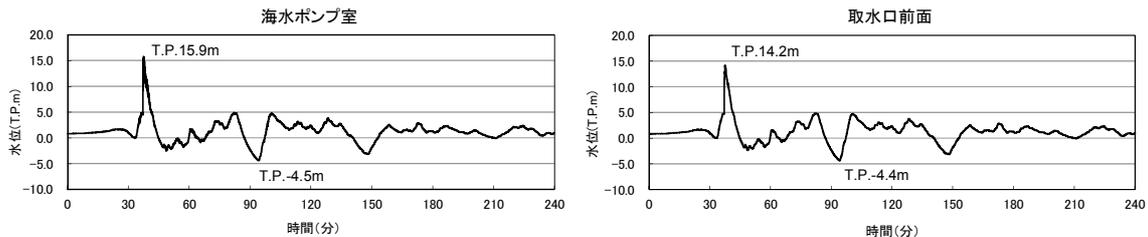
ここに, t : 時間 Q : 流量 v : 流速 x : 管底に沿った座標 A : 流水断面積 H : 圧力水頭+位置水頭(管路の場合)/位置水頭(開水路の場合)
 z : 管底高 g : 重力加速度 n : マニングの粗度係数 R : 径深 Δx : 管路の流れ方向の長さ f : 局所損失係数

※2 2011年東北地方太平洋沖地震に伴う地殻変動量を考慮

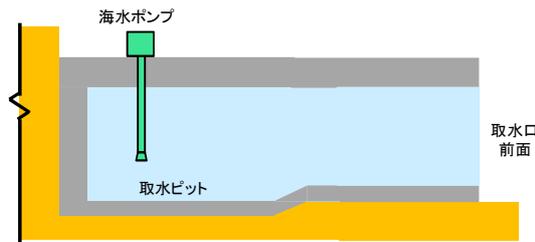


解析条件(取水設備の水理特性を考慮した水変動解析結果: 基準津波(水位上昇側))

- ・ 基準津波(水位上昇側)による取水口前面の水位時刻歴波形を用いて算定した海水ポンプ室の水位時刻歴波形を以下に示す。



水位の時刻歴波形(水位上昇側)

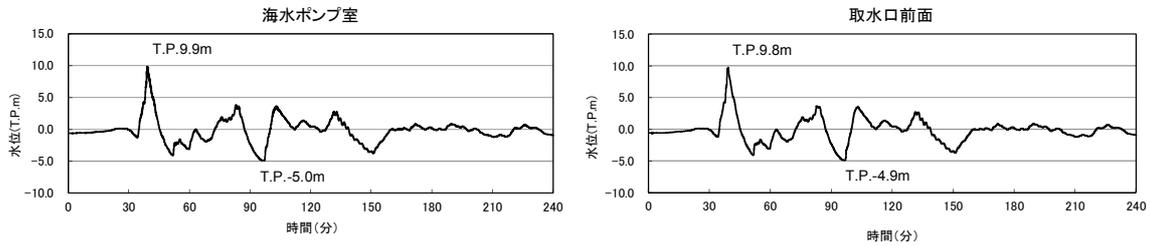


取水口概念図

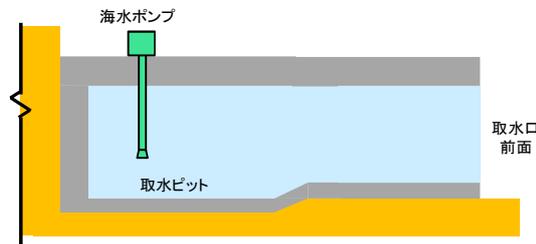


解析条件(取水設備の水利特性を考慮した水変動解析結果:基準津波(水位下降側))

- 基準津波(水位下降側)による取水口前面の水位時刻歴波形を用いて算定した海水ポンプ室の水位時刻歴波形を以下に示す。



水位の時刻歴波形(水位下降側)



取水口概念図

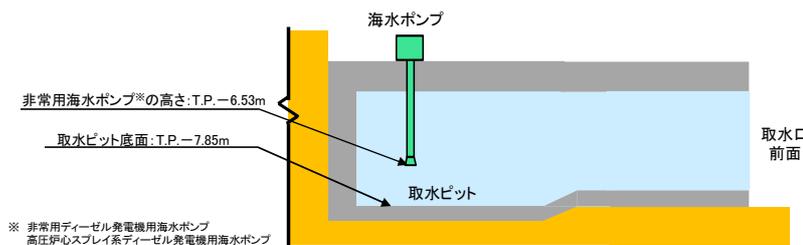


評価結果

- 海水ポンプ室(取水ピット)における砂の堆積厚さは最大で0.01m程度であり、非常用海水ポンプの高さを上回らない。
- 以上から、非常用海水ポンプの取水への影響はないことを確認した。

評価結果

基準津波	砂移動モデル	浮遊砂上限濃度	海水ポンプ室における砂の堆積厚さ
水位上昇側	高橋他(1999)	1%	0.01 m
水位下降側	高橋他(1999)	1%	0.01 m



※ 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ
高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

取水口概念図



1. 基準津波に対する安全性評価
 - 1.1 評価概要
 - 1.2 砂移動評価(地形変化)
 - 1.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)
2. 参考文献

補足説明資料

1. 高橋他(1999)の手法に関する補足資料
2. 高橋他(1999)の手法における浮遊砂濃度の影響評価
 - 2.1 評価概要
 - 2.2 砂移動評価(地形変化)
 - 2.3 砂移動評価(海水ポンプ室における砂の堆積厚さ)
3. 参考文献



2. 参考文献

- ・ 藤井直樹・大森政則・高尾誠・金山進・大谷英夫(1998):津波による海底地形変化に関する研究, 海岸工学論文集, 第45巻, pp.376-380
- ・ 高橋智幸・首藤伸夫・今村文彦・浅井大輔(1999):掃流砂層・浮遊砂層間の交換砂量を考慮した津波移動床モデルの開発, 海岸工学論文集, 第46巻, pp.606-610
- ・ 小林昭男・織田幸伸・東江隆夫・高尾 誠・藤井直樹(1996):津波による砂移動に関する研究, 海岸工学論文集, 第43巻, pp.691-695
- ・ 土木学会原子力土木委員会津波評価部会(2002):原子力発電所の津波評価技術
- ・ 高橋智幸・今村文彦・首藤伸夫(1992):土砂移動を伴う津波計算法の開発, 海岸工学論文集, 第39巻, pp.231-235
- ・ 玉田崇・田村保・高橋智幸・佐々木元(2009):河川での津波防災検討における津波移動床モデルの適用性に関する研究, 土木学会論文集B2(海岸工学), Vol.B2-65, No.1, pp.301-305
- ・ 藤田尚毅・稲垣和男・藤井直樹・高尾誠・金戸俊道(2010):津波による海底地形変化評価モデルの現地適用性に関する研究, 海洋開発論文集, 第26巻, pp.213-216
- ・ 近藤武司・森本徹・藤本典子・殿最浩司・志方建仁(2012):港湾での津波による土砂移動計算の再現性評価, 土木学会論文集B2(海岸工学), Vol.68, No.2, I_396-I_400
- ・ 森下祐・高橋智幸(2014):2011年東北地方太平洋沖地震津波襲来時の気仙沼湾を対象とした津波移動床モデルの再現性向上, 土木学会論文集B2(海岸工学), Vol.70, No.2, I_491-I_495
- ・ 茨城県東海地区海岸保全対策研究会(2005):茨城県東海地区海岸の保全に関する技術検討資料
- ・ 電力土木技術協会(1995):火力・原子力発電所土木構造物の設計-増補改訂版-, pp826-833
- ・ 千秋信一(1967):発電水力演習, pp76-89
- ・ 土木学会(1999):水理公式集[平成11年版], pp373-377
- ・ 高橋智幸・黒川貴博・藤田将孝・島田広昭(2011):津波による土砂移動の粒径依存性に関する水理実験, 土木学会論文集B2(海岸工学), Vol.67, No.2, I_231-I_235



事故シナリオの分析で引き波を除外する考え方について

1. 目的

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」第5条（津波による損傷の防止）の解釈別記3において、水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止するため、非常用海水冷却系については、基準津波による水位の低下に対して海水ポンプが機能保持でき、かつ、冷却に必要な海水が確保できる設計であることを要求している。

本規制要求を満足させるため、東海第二発電所では、引き波時においても非常用海水ポンプ^{※1}の運転が継続可能なように、設計基準事故対処設備として、取水口前面の海中に貯留堰を設置する計画としている。貯留堰の概略構造を図1に示す。貯留堰については、天端高さをT.P. -4.9mとすることで、引き波時においても非常用海水ポンプ全台が30分間程度の運転が継続可能なように、有効貯留量として約2,370m³の海水が貯留できる容量を有する設計としている。

このため、設計基準の引き波に対する非常用海水ポンプの健全性は維持されるものと言える。以下では、津波PRAの評価において、設計基準の引き波を下回る津波を想定した場合に対しても、貯留堰の設計を踏まえて、非常用海水ポンプの取水性が確保できる設計であることを確認することにより、事故シナリオの分析で引き波を除外可能であることを示す。

※1 非常用海水ポンプ：残留熱除去系海水系ポンプ、非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

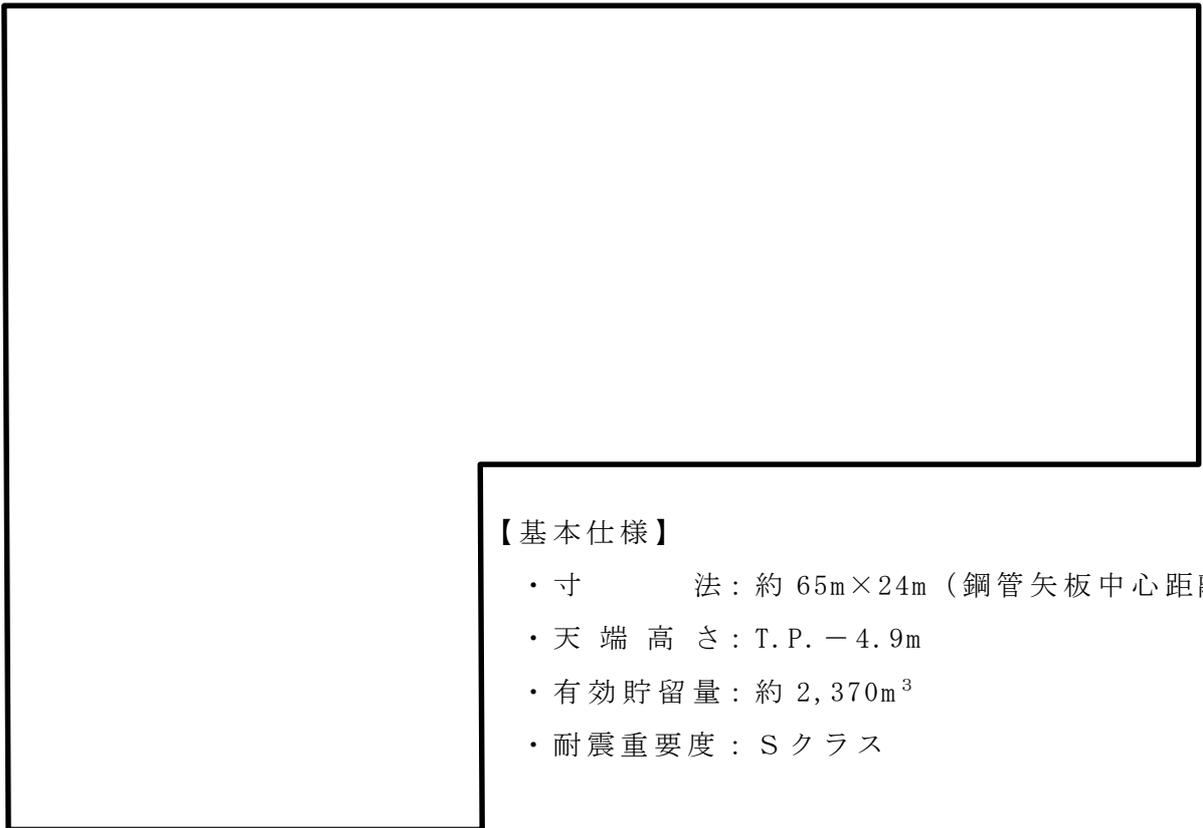


図 1 貯留堰の概略構造

2. 引き波時の最低水位と低下時間

一般に想定する津波の高さを高くするほど引き波の水位も低くなることから、本評価では、基準津波高さを上回る津波として、添付資料 3.2.2.3-2 において防潮堤の耐力を確保することとしている T.P. + 24m 津波の水位挙動に着目して評価を行う。T.P. + 24m 津波は、防潮堤前面高さ T.P. + 20m を上回ることから、そもそも押し波が防潮堤を越流して非常用海水ポンプが没水、被水して機能喪失することになるものの、ここでは保守性を確保した評価として、取水継続性を検討することとする。

T.P. + 24m 津波の防潮堤取水口前面における水位の時刻歴波形を図 2 に示す。図 2 において引き波の最低水位は T.P. - 6.8m となっており、最低水位の近傍で水位が貯留堰天端高さ（T.P. - 4.9m）を下

回る時間は約 7.5 分間となっている。

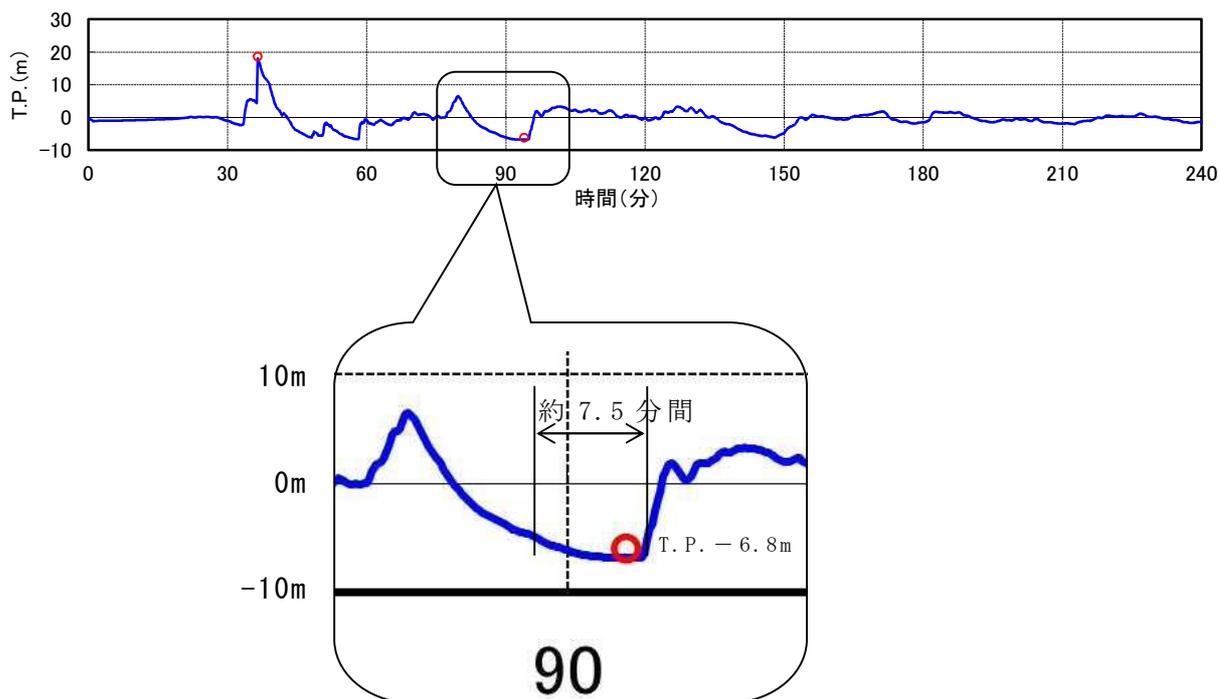


図 2 T.P. +24m 津波の水位の時刻歴波形と最低水位時拡大図
(取水口前面)

3. 貯留堰による非常用海水ポンプの運転継続可能時間の評価

(1) 評価内容及び方法

取水ピットは、非常用海水ポンプと常用海水ポンプ※²で共用している。このため、引き波により取水ピットの水位が停止警報設定値に達した場合には、常用系の循環水ポンプ及び補機冷却系海水ポンプを停止する運用としているが、ここでは、非常用海水ポンプ全台が運転状態の場合の運転継続可能時間とともに、常用海水ポンプの停止に失敗したことを想定した状態、つまり、非常用及び常用海水ポンプ全台が運転状態の場合における非常用海水ポンプの運転継続可能時間を評価した。

※²：常用海水ポンプ：循環水ポンプ及び補機冷却系海水ポンプ

(2) 評価条件

非常用海水ポンプの運転継続可能時間の評価に当たり，非常用海水ポンプ及び常用海水ポンプの取水量は，各々のポンプの定格容量とした。非常用海水ポンプ及び常用海水ポンプの取水量を表 1 に示す。

また，安全側の評価となるよう常用海水ポンプは，ポンプ呑口下端まで取水可能とし，水位がポンプ呑口下端を下回った時点で停止するものとした。海水ポンプの取水可能水位を表 2 に示す。

表 1 非常用海水ポンプ及び常用海水ポンプの取水量

海水ポンプ	区分	台数	取水量 (m ³ /h)	
			1台あたり	合計
残留熱除去系海水系ポンプ	非常用	4 (2系統)	886	3,544
非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ		2 (2系統)	273	546
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ		1 (1系統)	233	233
循環水ポンプ	常用	3 (3系統)	74,200	222,600
補機冷却系海水ポンプ		3 ^{※3} (3系統)	2,838	5,676

※3：1台は予備機。このため，取水量の合計は2台分の値としている。

表 2 海水ポンプの取水可能水位

海水ポンプ	区分	取水可能水位 (呑口部水位)
残留熱除去系海水系ポンプ	非常用	T.P. - 5.42m ^{※4}
		T.P. - 5.66m ^{※5}
非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ		T.P. - 6.08m ^{※4}
高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機用海水ポンプ		T.P. - 6.08m ^{※4}
循環水ポンプ	常用	T.P. - 1.59m (T.P. - 5.20m)
補機冷却系海水ポンプ		T.P. - 5.08m ^{※4} (T.P. - 6.51m)

※4：日本機械学会標準「ポンプの吸込水槽の模型試験法」(JSME S 004-1984)

吸込水槽の標準形状に対する最小没水深さによる値

※5：実機ポンプを用いた水理実験結果に基づく値

(3) 評価結果

評価の結果、非常用海水ポンプは、常用海水ポンプが停止かつ非常用海水ポンプ全台が運転状態の場合で約 30 分間、非常用及び常用海水ポンプ全台が運転状態の場合で約 8 分間、運転継続可能であることを確認した。これらの時間は、いずれも引き波の水位が貯留堰の天端高さ (T.P. - 4.9m) を下回る時間である約 7.5 分間を上回っている。

a. 常用海水ポンプ停止条件での評価

①貯留堰内に貯留される有効貯留量：約 2,370m³

②非常用海水ポンプ全台の取水量：4,323m³/h

③非常用海水ポンプの運転継続時間：約 30 分

$$\cdot \text{約 } 2,370\text{m}^3 \text{ (①)} / 4,323\text{m}^3 / \text{h (②)} = 32.8 \text{ 分}$$

b. 常用海水ポンプ運転継続条件での評価

①循環水ポンプ停止までに取水される貯留堰内の水量

: 約 940m³

②非常用及び常用海水ポンプ全台の合計取水量

: 232,599m³/h

③循環水ポンプ停止までの時間: 0分13秒

・ 約 940m³ (①) / 232,599m³/h (②) = 0分13秒

④循環ポンプ停止後に貯留堰に貯留されている有効貯留量

: 1,430m³

⑤非常用及び常用海水ポンプ（循環水ポンプ除く）全台の

取水量: 9,999m³/h

⑥非常用海水ポンプの運転継続時間: 約8分

・ 1,430m³ (④) / 9,999m³/h (⑤) = 約8.58分

3. 事故シナリオの分析で引き波を除外する考え方

上述の検討により、敷地内浸水解析により原子炉建屋に到達すると評価した T.P. +24m 津波の引き波の水位が貯留堰の天端高さ(T.P. -4.9m)を下回る約 7.5 分間に対し、非常用海水ポンプの取水継続時間が十分長いことから、基準津波高さを上回る津波の引き波に対しても非常用海水ポンプの取水性が確保できることを確認した。

また、押し波が T.P. +20m を超えた時点で、防潮堤を越流し、非常用海水ポンプが機能喪失することから、引き波により非常用海水ポンプが機能喪失する事故シナリオは、押し波による事故シナリオに包含されると考えられるため考慮は不要である。

以上を踏まえ、事故シナリオの分析において引き波を除外した。

建屋・機器リストの抽出の考え方について

1. 津波PRA学会標準の規定

津波PRA学会標準には、建屋・機器リストの作成に関する以下の規定があり、東海第二発電所の建屋・機器リストについても、当該規定に基づき作成を行っている。

(津波PRA学会標準 6.5 項抜粋部)

6.5 建屋・機器リストの作成

6.3 事故シナリオの明確化と 6.4 起出事象の分析に基づき、9. 事故シーケンス評価に必要な建屋・機器リストを作成する。このリストは、図 6.5-1 に示す津波PRAの一連の作業の中で調整・利用される。建屋・機器リストの作成に関連する作業項目には、5. プラント構成・特性及びサイト状況の調査、6. 事故シナリオの同定、8. 建屋・機器フラジリティ評価、9. 事故シーケンス評価がある。

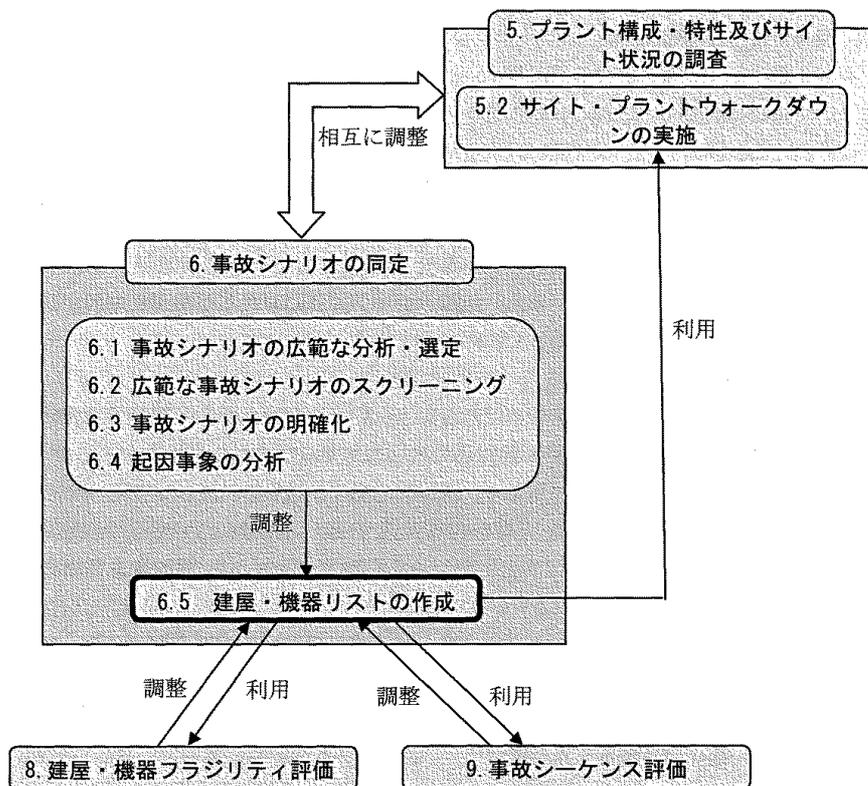


図 6.5-1 建屋・機器リストの調整・利用の流れ

2. 建屋・機器リストの作成手順

津波 P R A 学会標準の評価の流れに従い、「6.1 事故シナリオの広範な分析・選定」及び「6.2 広範な事故シナリオのスクリーニング」を行い、「6.3 事故シナリオの明確化」及び「6.4 起回事象の分析」の結果に基づき、津波 P R A の評価対象として、津波防護施設、浸水防止設備、起回事象を引き起こす設備及び起回事象を緩和する設備を選定して、「6.5 建屋・機器リストの作成」を行った。各設備区分に該当する設備の抽出の考え方を以下に示す。

(1) 津波防護施設及び浸水防止設備

設計基準事故対処設備である、防潮堤、防潮扉、放水路止水対策、取水路止水対策及び原子炉建屋外壁部止水対策（EL. +8.2m 以下^{※3}）を抽出した。

(2) 起回事象を引き起こす設備

事故シナリオの明確化及び起回事象の分析結果（図 1）に基づき、起回事象を引き起こす設備を抽出した。

(3) 起回事象を緩和する設備

設計基準事故対処設備である緩和設備を抽出対象とし、内部事象出力運転時レベル 1 P R A において考慮する緩和設備（表 1）を抽出した。ただし、津波到達前に原子炉が停止していることから、緩和設備のうちスクラム系は対象外とした。

3. 建屋・機器リスト

※3 原子炉建屋外壁部止水対策のうち、EL. +8.2m 以下の地下部については、屋外タンク破損や降雨等による水の原子炉建屋内への流入を防止するため、設計基準事故対処設備として止水対策を行っている。なお、EL. +8.2m 以上の地上部については、緊急安全対策で設置した止水対策であり、設計基準事故対処設備として位置付けていない。

2. の作成手順に基づき作成した建屋・機器リストを表 2 に示す。

4. プラントウォークダウンへの活用

津波 P R A 学会標準には、建屋・機器リストのプラントウォークダウンへの利用に関して以下の規定があり、東海第二発電所のプラントウォークダウン対象機器の選定の際にも活用している。

(津波 P R A 学会標準 6.5 項抜粋部)

作成した建屋・機器リストは、8. 建屋・機器フラジリティ評価、9. 事故シーケンス評価に利用する他、5. プラント構成・特性及びサイト状況の調査のサイト・プラントウォークダウンへの利用も有用であり、評価手順に拘らず、一連の作業の中で相互に調整し利用すべきものであることに留意し、必要に応じてフィードバックを行う。

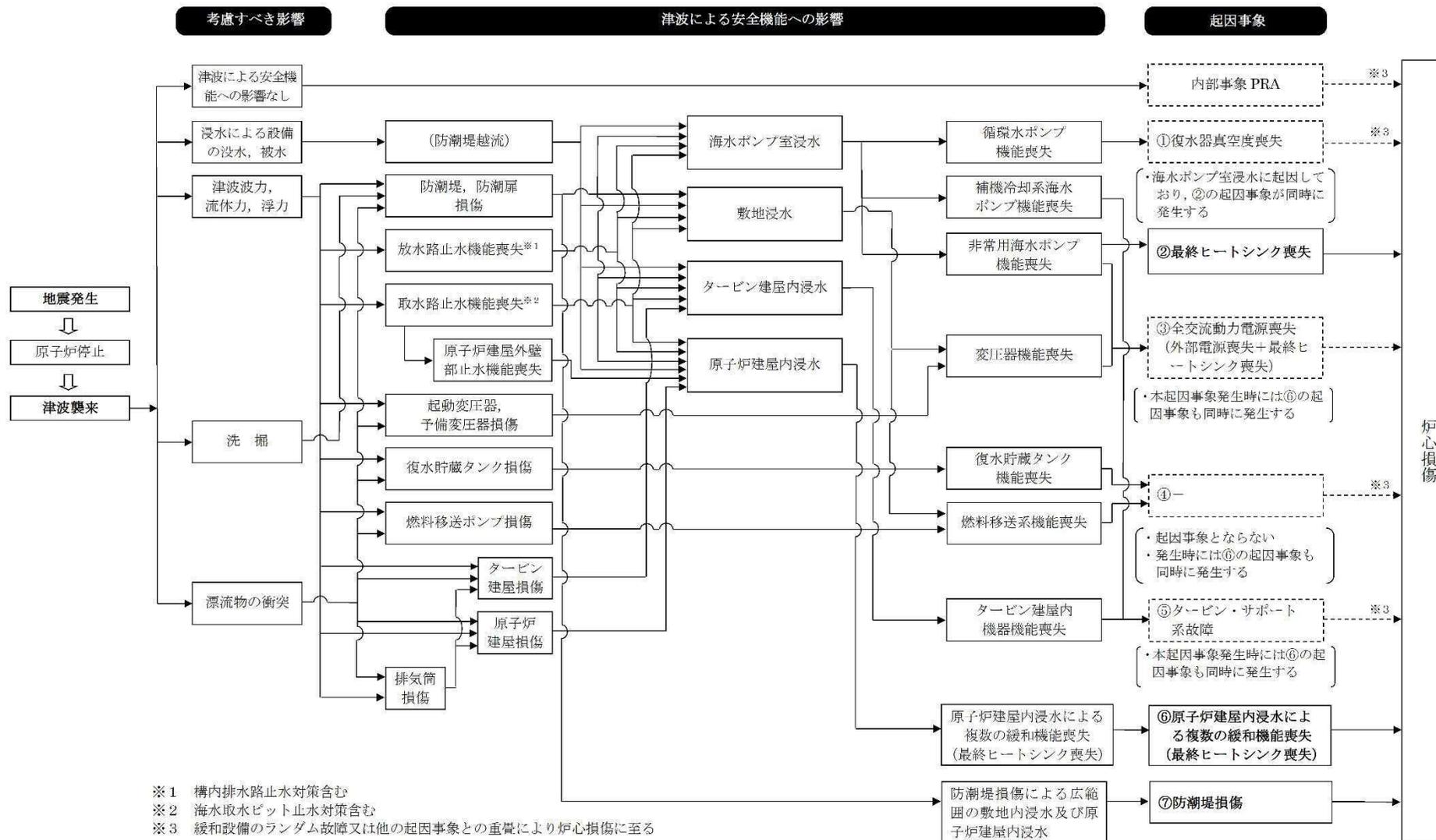


図1 (第3.2.2.1-4図) 事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果

表1 内部事象出力運転時レベル1 P R Aで考慮する代表的な緩和設備

機能及び系統名	系統の概要
炉心冷却機能	
高圧炉心スプレイ系 (HPCS)	原子炉水位異常低下 (レベル2) 又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、電動駆動のポンプにより、復水貯蔵タンク又はサブプレッション・チェンバを水源にして高圧～低圧状態の原子炉に注水する。
原子炉隔離時冷却系 (RCIC)	原子炉水位異常低下 (レベル2) の信号で自動起動し、蒸気タービン駆動のポンプにより、復水貯蔵タンク又はサブプレッション・チェンバを水源にして原子炉に注水する。
低圧炉心スプレイ系 (LPCS)	原子炉水位異常低下 (レベル1) 又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、電動駆動のポンプにより、サブプレッション・チェンバを水源にして低圧状態の原子炉に注水する。
低圧注水系 (LPCI) (残留熱除去系 (RHR))	L P C IはRHRの機能の1つであり、原子炉水位異常低下 (L1) 又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、電動駆動のポンプにより、サブプレッション・チェンバを水源にして低圧状態の原子炉に注水する。
自動減圧系 (逃がし安全弁) (ADS)	原子炉水位異常低下 (L1) 及びドライウエル圧力高の信号により、ADS機能を有する逃がし安全弁を自動開放して原子炉圧力を低下させる。
格納容器除熱機能	
残留熱除去系 (RHR) (格納容器スプレイ冷却系/サブプレッション・プール冷却系)	格納容器スプレイ冷却モードはRHRの機能の1つであり、サブプレッション・プール水をRHRの熱交換器で冷却し、ドライウエル内及びサブプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格納容器内の温度、圧力を低減させる。 サブプレッション・プール冷却モードはRHRの機能の1つであり、サブプレッション・プール水をRHRの熱交換器で冷却し、再びサブプレッション・チェンバへ戻すことによりサブプレッション・プールの温度を低減させる。
安全機能のサポート機能	
残留熱除去系海水系 (RHR S) 非常用ディーゼル発電機海水系 (DG SW) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系 (HPCS-DG SW)	直接海水を供給することで、各々の補機を冷却する。 RHR S : L P C S, RHR 等 D G S W : D G - 2 C / 2 D H P C S - D G S W : H P C S, H P C S - D G
[交流電源] 非常用ディーゼル発電機 (DG) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 (HPCS-DG) 燃料移送系	外部電源の喪失等を受けて自動起動し、非常用機器に給電する。
直流電源 (DC)	R C I Cやディーゼル発電機の起動、逃がし安全弁の電磁弁や遮断器の開閉等の非常用機器の制御に用いる。

表 2 (第 3.2.2.1-5 表) 建屋・機器リスト (1/2)

区 分	No.	建屋・機器 (系統) 名称		設置場所※ ¹	設置場所 の高さ※ ¹ (EL.)	
津波防護施設及び浸水防止設備	1	防潮堤及び防潮扉	—	屋外	—	
	2	放水路止水対策 (構内排水路止水対策含む)	—	屋外	—	
	3	取水路止水対策 (海水引込み管, 緊急用海水取水管止水対策含む)	—	海水ポンプ室及び屋外	—	
	4	原子炉建屋外壁部 (地下部分) 止水対策 (隣接する建屋境界部含む)	—	原子炉建屋及び屋外	—	
起因事象を引き起こす設備	5	残留熱除去系海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	6	非常用ディーゼル発電機用海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	8	循環水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	9	補機冷却系海水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	
	10	起動変圧器, 予備変圧器	変圧器	屋外	+8.2m	
	11	原子炉建屋	1階床面	—	+8.2m	
	12	タービン建屋	1階床面	—	+8.2m	
	13	排気筒	排気筒	屋外	+8.5m	
起因事象を緩和する設備	フロントライン系	14	高圧炉心スプレイ系	ポンプ, 電動弁, 空調機	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		15	原子炉隔離時冷却系	ポンプ, タービン, 電動弁, 器具, 分電盤	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		16	低圧炉心スプレイ系	ポンプ, 電動弁, 空調機	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		17	低圧注水系 (残留熱除去系)	ポンプ, 電動弁, 空調機	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		18	自動減圧系	制御盤	原子炉建屋 (2階)	+18.0m
	サポート	19	復水貯蔵タンク	タンク	屋外	+3.0m
		20	燃料移送系	タンク, ポンプ	屋外	+8.3m
		21	直流電源系	分電盤	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
22	非常用交流電源系	ディーゼル発電設備	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m		

表 2 (第 3.2.2.1-5 表) 建屋・機器リスト (2/2)

区 分	No.	建屋・機器 (系統) 名称		設置場所※ ¹	設置場所 の高さ※ ¹ (EL.)	
起 因 事 象 を 緩 和 す る 設 備	サ ポ ー ト 系	23	残留熱除去系海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		24	残留熱除去系海水系 (原子炉建屋内設置機器)	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		25	非常用ディーゼル発電機用海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		26	非常用ディーゼル発電機用海水系 (原子炉建屋付属棟内設置機器)	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m
		27	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系 (海水ポンプ及び関連機器含む)	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m
		28	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系 (原子炉建屋内設置機器)	熱交換器	原子炉建屋 (地下2階)	-4.0m

※1: 設置場所の高さは、工事計画認可申請書、配管施工図、配置図、据付図等を元に調査し、没水、被水による機能喪失に着目して、当該機器の設置床面の高さを記載している。(添付資料 3.2.2.1-7)

なお、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、今回の津波 P R A の評価の前提条件を踏まえ、以下の方針で記載している。

< 海水ポンプ室 >

防潮堤越流により、海水ポンプ室内の機器が没水、被水するため、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

< 原子炉建屋 >

原子炉建屋の1階床面高さである EL.+8.2m に津波が到達した場合は、津波が建屋内に浸水し、建屋内の機器が没水、被水により機能喪失するものと仮定していることから、複数の機器が異なる高さに設置されている場合は、最も低い位置に設置されている設備の設置床面の高さを記載している。

< 建屋本体 >

原子炉建屋及びタービン建屋については、地上1階の床面高さとしている。

建屋・機器リストの設備の設置高さの根拠について

1. はじめに

建屋・機器リストに記載している設置場所の高さの設定の考え方について、原子炉隔離時冷却系（以下「R C I C」という。）を例に以下で説明する。

2. 設置場所の高さの設定方法

(1) R C I C 関連機器の抽出

基本系統図及び電気計装図を元に、R C I C の機能維持に必要な機器を抽出しリスト化する。R C I C の機器リストを表 1 に示す。

(2) 各機器の設置場所の高さの調査

工事計画認可申請書、配管施工図、据付図、外形図、配置図、原子炉建屋一般配置図等を用いて、各機器が設置されている原子炉建屋の階層を特定し、当該階層の床面高さを設置場所の高さとする。各機器の設置場所の高さを表 1 に、R C I C ポンプ／タービンの設置高さを示した機器配置図を図 1 に示す。

(3) R C I C の設置場所の高さの特定

R C I C は複数の階層に設置されていることから、最も低い階層である原子炉建屋地下 2 階の床面高さ EL. -4.0m を、R C I C の設置場所の高さと設定する。

表1 R C I C 関連機器リスト

総称名	機器名称	設置場所	設置場所の 高さ (EL.)
ポンプ	R C I C ポンプ	原子炉棟地下2階	-4.0m
タービン	R C I C タービン	原子炉棟地下2階	-4.0m
弁	R C I C 原子炉注入弁	原子炉棟4階	+29.0m
	R C I C 外側隔離弁	原子炉棟3階	+20.3m
	R C I C タービン排気弁	原子炉棟地下1階	+2.0m
	R C I C 蒸気供給弁	原子炉棟地下2階	-4.0m
	:	:	:
器具	R C I C DIV-I 計装ラック	原子炉棟地下1階	+2.0m
	R C I C PUMP DISCHARGE FLOW (伝送器)	原子炉棟地下2階	-4.0m
	R C I C TURBINE CONTROL BOX	電気室上部3階	+23.0m
	:	:	:
直流MCC	直流 125V MCC 2A-2	原子炉棟4階	+29.0m
	直流 125V MCC 2A-1	原子炉棟地下1階	+2.0m
蓄電池	直流 125V 蓄電池 (2A)	電気室1階	+8.2m
充電器盤	直流 125V 充電器盤 (2A)	電気室1階	+8.2m
直流母線盤	直流 125V 直流母線盤 (2A)	電気室1階	+8.2m
分電盤	直流 125V 分電盤 (2A-1)	電気室1階	+8.2m
	直流 125V 分電盤 (2A-2-1)	電気室地下2階	-4.0m

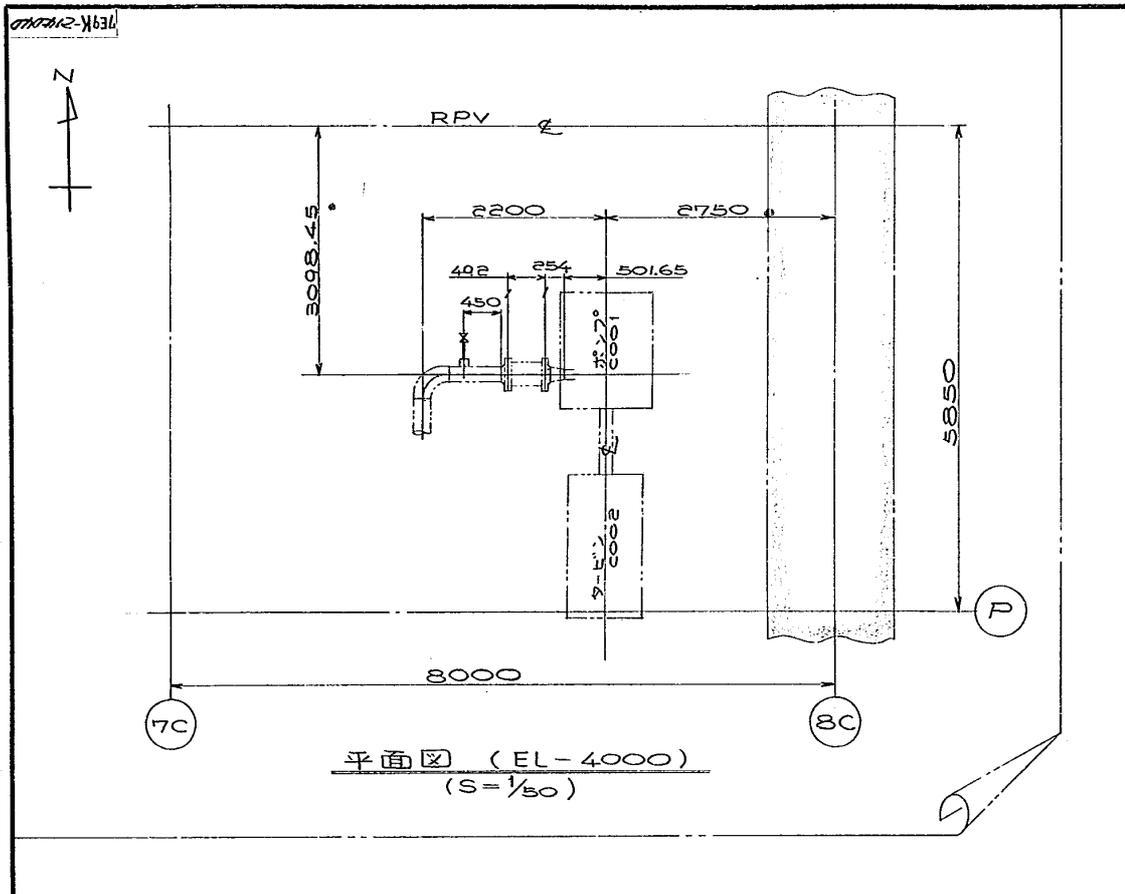


図1 RCICポンプ/タービンの機器配置図

防潮堤に対する漂流物の衝突影響評価に用いる漂流物の選定について

1. はじめに

起因事象の分析結果に基づく機器フラジリティ評価に当たり、防潮堤の漂流物の衝突による影響を評価するため、考慮すべき漂流物を選定する必要がある。このため、発電所敷地内及び発電所敷地外を対象に、漂流物となる可能性のある施設・設備（発電所港湾施設に接岸する船舶含む。以下同じ。）について広範な調査を実施し、漂流物の衝突による影響評価において考慮する漂流物を選定した。

なお、漂流物に関する調査結果は、以下の審査資料に詳細を記載していることから、本資料においては、当該資料の要点を記載することとする。

- ・「東海第二発電所 津波による損傷の防止 2.5.2(4)基準津波に伴う津波防護施設等の健全性確保及び取水口付近の漂流物に対する取水性確保」
- ・「東海第二発電所 重大事故等対処設備について 別添資料-1 基準津波を超え敷地に遡上する津波に対する津波防護方針について 2.5.2 [漂流物の影響]」

2. 漂流物調査範囲の設定

防潮堤外側の漂流物評価については、設置許可基準規則第5条に「設計基準対象施設は、基準津波に対して安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。」と規定されていることから、基準津波に伴う防潮堤外側の漂流物を漂流物評価フローに基づき適切に評価し、防潮堤に対する漂流物の衝突影響がないことを確認し

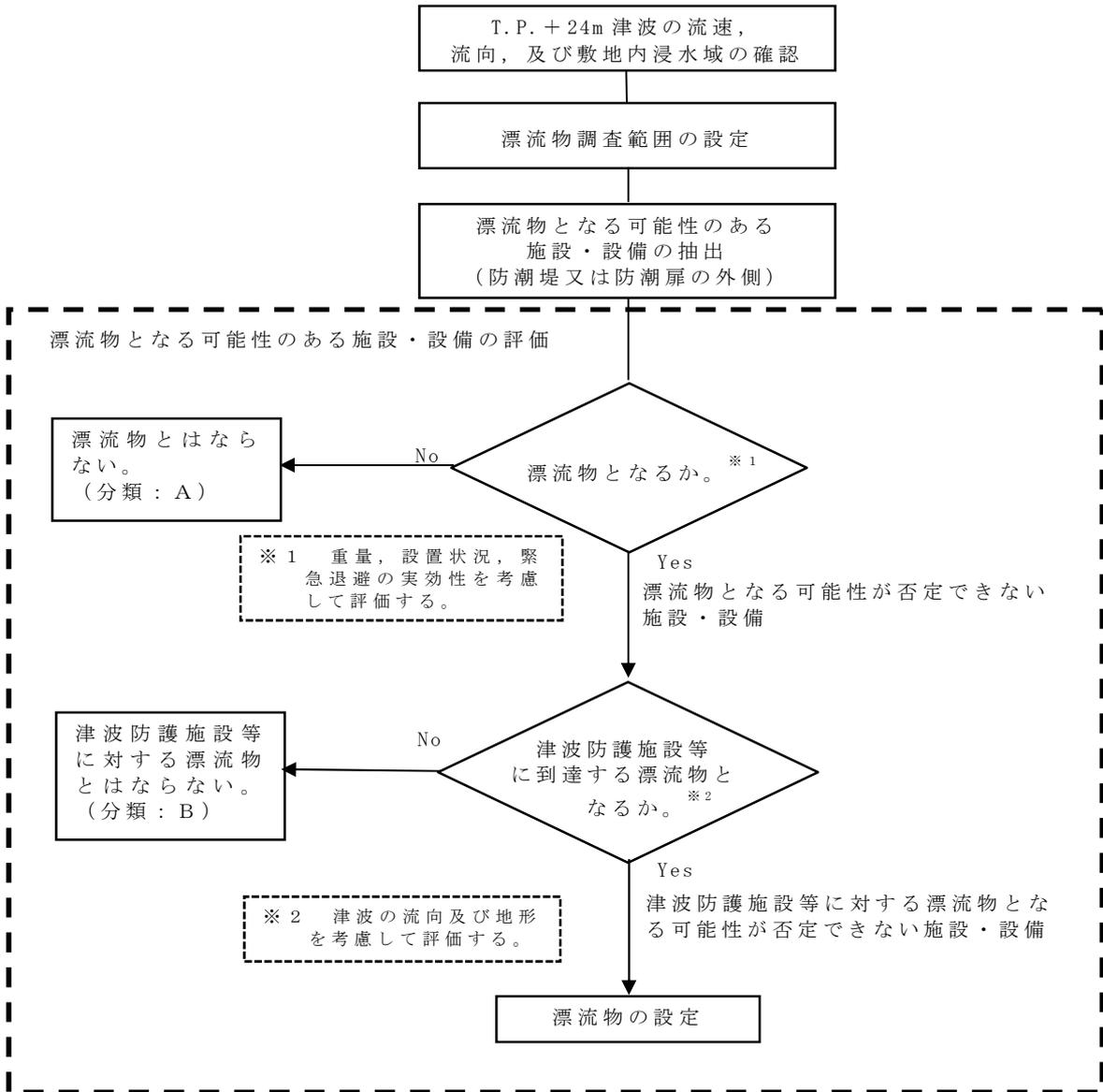
ている。

基準津波（津波高さT.P. + 17.7m（防波堤なし））による漂流物調査範囲については、東海第二発電所の取水口から半径5kmの範囲としており、基準津波による敷地前面海域の流向及び流速を考慮し、想定する漂流物の最大移動量の算出結果が約3.6kmであることを設定根拠としている。この漂流物調査範囲は、最大約3.6kmの移動量に保守性を考慮した半径5kmの範囲を漂流物調査範囲と設定していることから、津波P R Aで想定する津波高さT.P. + 24mに対しても適用できるものとする。

基準津波による漂流物調査範囲の設定については「東海第二発電所 津波による損傷の防止2.5.2(4) b. 漂流物調査範囲の設定」参照。

3. 漂流物となる可能性のある施設・設備の抽出

漂流物となる可能性のある施設・設備を漂流物評価フローに基づき抽出する。図1に防潮堤外側における漂流物評価フローを示す。



津波防護施設等：津波防護施設，浸水防止設備，津波監視設備を示す。

図 1 防潮堤外側における漂流物評価フロー

4. 漂流物となる可能性のある施設・設備の抽出結果

防潮堤外側における抽出結果については、「東海第二発電所 重大事故等対処設備について 別添資料-1 基準津波を越え敷地に遡上する津波に対する津波防護方針について 2.5.2 [漂流物の影響] d. 漂流物となる可能性のある施設・設備の抽出結果」参照。主な抽出結果を以下に示す。

- ・ 発電所敷地内（防潮堤外側）：

コンクリート片，外装板，車両等

- ・ 発電所敷地外：

5t 級漁船，コンクリート片，外装板，プラント設備の一部，防砂林等

5. 漂流物の衝突影響において考慮する漂流物の選定

防潮堤の漂流物衝突影響評価の際に用いる漂流物として，上述の抽出結果のうち最も重量の大きい総トン数 5t（排水トン数 15t）の漁船を対象漂流物とし，漂流物衝突荷重の設定において考慮する。

津波防護対策の設計耐力について

1. 防潮堤の耐力

(1) 防潮堤の概要

防潮堤は、基準津波による遡上波が設計基準対象施設の津波防護対象設備の設置された敷地に到達・流入することを防止するため、敷地を取り囲む形で設置する津波防護施設であり、天端高さは敷地前面東側で T.P. +20m、敷地側面北側及び南側で T.P. +18m である。

海水ポンプエリアの防潮堤は、鉄筋コンクリート造の地中連続壁を基礎構造とし、上部工は鋼製防護壁及び鉄筋コンクリート防潮壁に大別される。また、敷地周辺エリアについては、鋼管杭を基礎構造とし、上部工は鋼管杭鉄筋コンクリート壁の構造である。

防潮堤の配置図を図 1 に示す。

(2) 防潮堤の設計耐力

防潮堤の設計耐力については、敷地に遡上する津波（防潮堤位置における津波高さ T.P. +24.0m の津波）に対して耐力を確保する設計とする。なお、防潮堤の設計においては、以下のとおり、常時荷重、地震荷重、敷地に遡上する津波荷重及び余震荷重、漂流物衝突荷重を適切に組み合わせた条件で評価を行う。

- ・ 常時荷重＋地震荷重
- ・ 常時荷重＋敷地に遡上する津波荷重
- ・ 常時荷重＋敷地に遡上する津波荷重＋余震荷重
- ・ 常時荷重＋敷地に遡上する津波荷重＋漂流物衝突荷重



図 1 防潮堤配置図

2. 防潮堤以外の津波防護対策の耐力

(1) 防潮堤以外の津波防護対策の概要

防護対象設備の設置された敷地への津波の流入経路に対して、津波の流入を防止するため、津波防護対策を実施する。表 1 に各津波防護対策の設備分類と設置目的を、図 2 に敷地の特性に応じた津波防護の概要を示す。

(2) 防潮堤以外の津波防護対策の設計耐力

津波防護対策の設計耐力に際しては、防潮堤の設計耐力に合わせて、敷地に遡上する津波(防潮堤位置における津波高さ T.P. +24.0m の津波)に対して耐力を確保する設計とする。なお、防潮堤以外の津波防護対策の設計においては、以下のとおり、常時荷重、地震荷重、敷地に遡上する津波荷重及び余震荷重を適切に組み合わせた条件で評価を行う。

- ・ 常時荷重＋地震荷重
- ・ 常時荷重＋敷地に遡上する津波荷重
- ・ 常時荷重＋敷地に遡上する津波荷重＋余震荷重

表 1 各津波防護対策の設備分類と設置目的 (1/2)

津波防護対策		設備分類	設置目的
防潮堤及び防潮扉		津波防護施設	・基準津波による遡上波が設計基準対象施設の津波防護対象設備の設置された敷地に到達・流入することを防止する。
放水路ゲート			・放水路からの流入津波が放水路ゲート及び放水ピットの点検用開口部（上流側）、放水ピット並びに放水ピット及び放水路に接続される配管貫通部を經由し、設計基準対象施設の津波防護対象設備の設置された敷地に流入することを防止する。
構内排水路逆流防止設備			・構内排水路からの流入津波が集水枡及び排水管を經由し、設計基準対象施設の津波防護対象設備の設置された敷地に流入することを防止する。
貯留堰			・引き波時において、非常用海水ポンプによる補機冷却に必要な海水を確保し、非常用海水ポンプの機能を保持する。
取水路	取水路点検用開口部浸水防止蓋	浸水防止設備	・取水路からの流入津波が取水路の点検用開口部を經由し、海水ポンプ室側壁外側に流入することを防止することにより、隣接する海水ポンプ室への浸水を防止する。
海水ポンプ室	海水ポンプグランドドレン排出口逆止弁		・取水路からの流入津波が海水ポンプグランドドレン排出口を經由し、海水ポンプ室に流入することを防止する。
	海水ポンプ室ケーブル点検口浸水防止蓋		・地震による非常用海水系配管（戻り管）の損傷及び屋外タンクからの溢水がケーブル点検口を經由し、海水ポンプ室に流入することを防止する。
	貫通部止水処置		・地震による循環水ポンプ内の循環水系等配管の損傷に伴う溢水が、貫通部を經由して隣接する海水ポンプ室に流入することを防止する。
循環水ポンプ室	取水ピット空気抜き配管逆止弁		・取水路からの流入津波が取水ピット空気抜き配管を經由し、循環水ポンプ室に流入することを防止することにより、隣接する海水ポンプ室への浸水を防止する。
放水路	放水路ゲート点検用開口部浸水防止蓋		・放水路からの流入津波が放水路ゲートの点検用開口部（下流側）を經由し、設計基準対象施設の津波防護対象設備の設置された敷地に流入することを防止する。
S A用海水ピット	S A用海水ピット開口部浸水防止蓋		・海水取水路からの流入津波が S A用海水ピット開口部を經由し、設計基準対象施設の津波防護対象設備の設置された敷地に流入することを防止する。
緊急用海水ポンプ室	緊急用海水ポンプピット点検用開口部浸水防止蓋		・緊急用海水取水管及び海水取水路からの流入津波が緊急用海水ポンプのグランドドレン排出口、緊急用海水ポンプ室の床ドレン排出口、点検用開口部を經由し、設計基準対象施設の津波防護対象設備の設置された敷地に流入することを防止する。
	緊急用海水ポンプグランドドレン排出口逆止弁		
	緊急用海水ポンプ室床ドレン排出口逆止弁		

表 1 各津波防護対策の設備分類と設置目的 (2/2)

津波防護対策		設備分類	設置目的
防潮堤, 防潮扉	貫通部止水処置	浸水防止設備	<ul style="list-style-type: none"> 防潮堤及び防潮扉を取り付けるコンクリート躯体下部の貫通部から設計基準対象施設の津波防護対象設備の設置された敷地に津波が流入することを防止する。
原子炉建屋境界	貫通部止水処置		<ul style="list-style-type: none"> 地震によるタービン建屋内及び非常用海水系配管カルバート等の循環水系等機器・配管の損傷に伴う溢水が、浸水防護重点化範囲に流入することを防止する。
常設代替高压電源装置用カルバート	常設代替高压電源装置用カルバート原子炉建屋側水密扉 貫通部止水処置		<ul style="list-style-type: none"> 地震による非常用海水系配管（戻り管）の損傷及び屋外タンクからの溢水並びに津波が、浸水防護重点化範囲に流入することを防止する。
津波・構内監視カメラ		津波監視設備	<ul style="list-style-type: none"> 地震発生後、津波が発生した場合に、その影響を俯瞰的に把握する。
取水ピット水位計			
潮位計			

【凡例】

- T.P. + 3.0m ~ T.P. + 8.0m
- T.P. + 8.0m ~ T.P. + 11.0m
- T.P. + 11.0m 以上

- 津波防護施設
- 浸水防止設備
- 津波監視設備
- ▨ 設計基準対象施設の津波防護対象設備を内包する
建屋及び区画

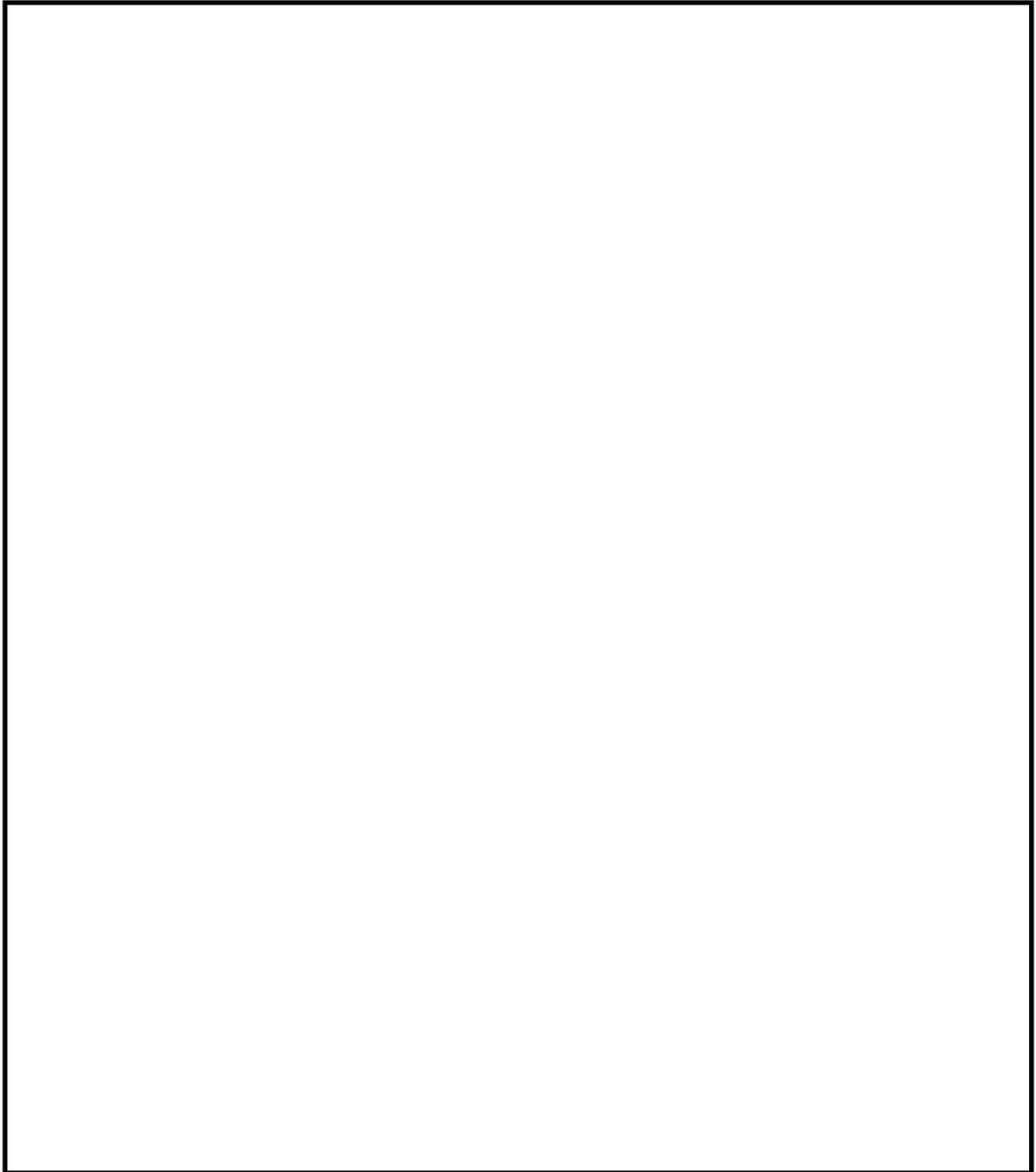
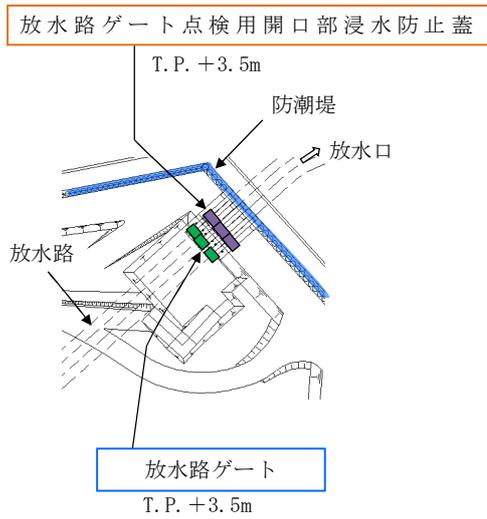


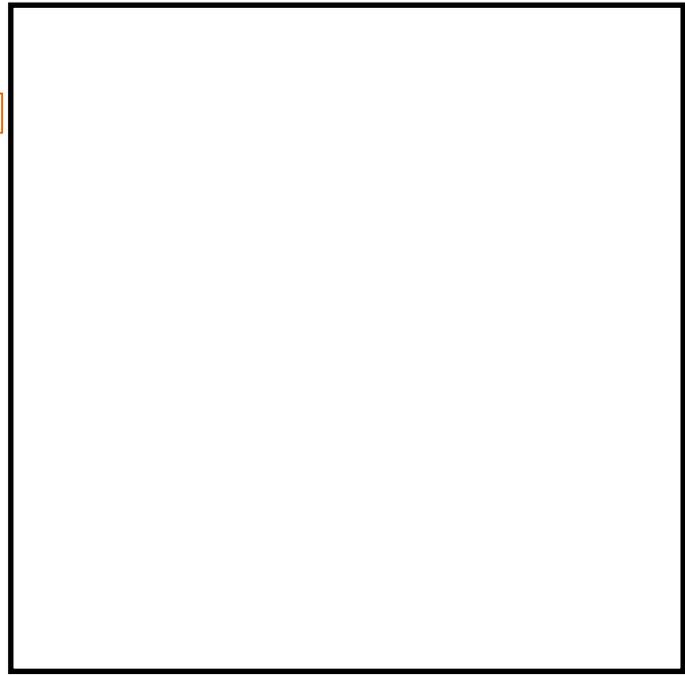
図 2 敷地の特性に応じた津波防護の概要 (1/4)

【凡例】

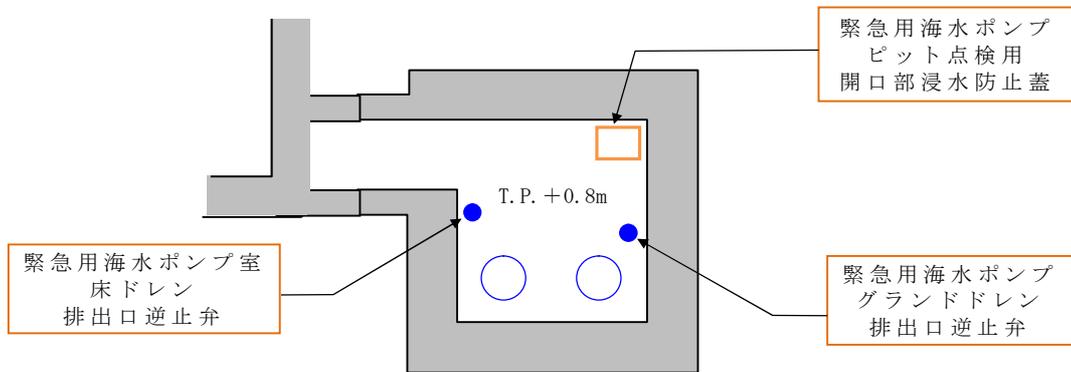
- 津波防護施設
- 浸水防止設備
- 津波監視設備
- 設計基準対象施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画



図①（放水口周辺拡大図）



図②（海水ポンプエリア周辺拡大図）



図③（緊急用海水ポンプエリア周辺拡大図）

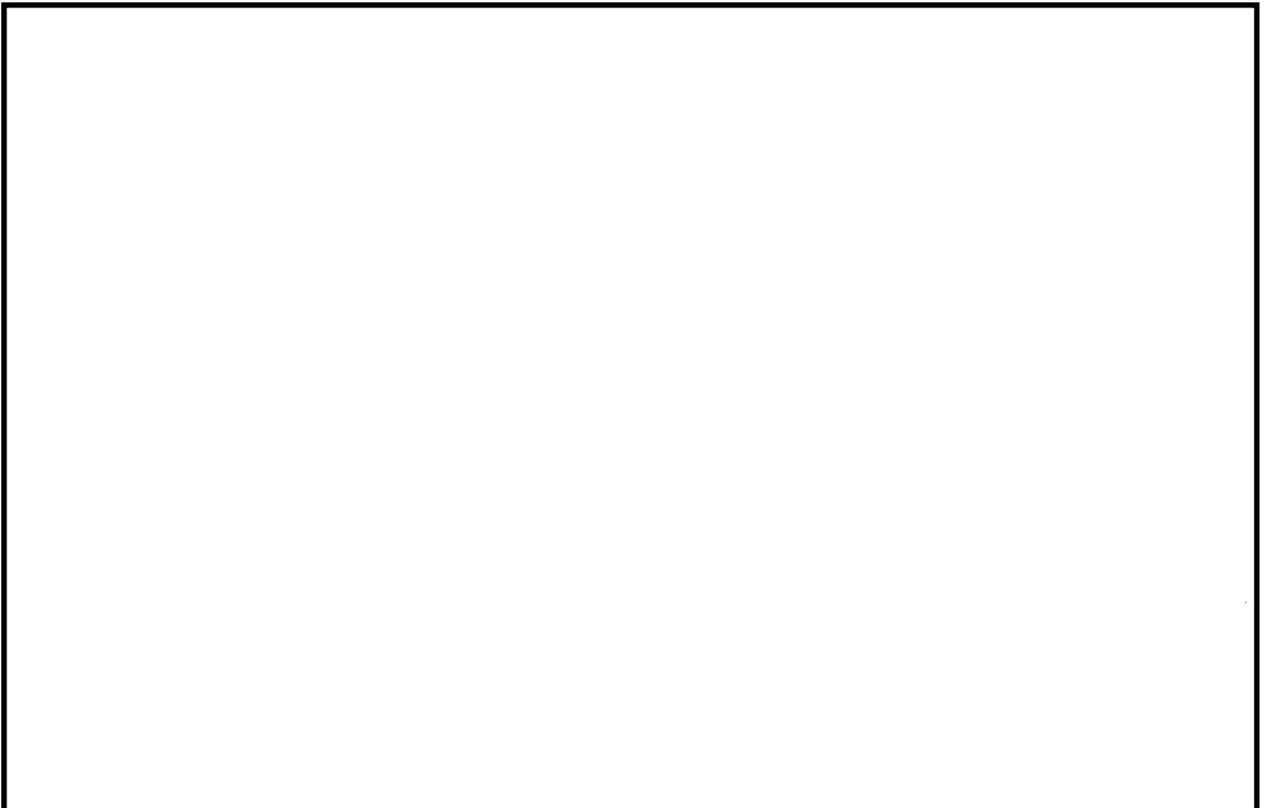
図 2 敷地の特性に応じた津波防護の概要（2/4）

【凡例】

 設計基準対象施設の津波防護対象設備を内包する
建屋及び区画



(常設代替高圧電源装置用カルバート（トンネル部）拡大図)



(常設代替高圧電源装置置場拡大図)

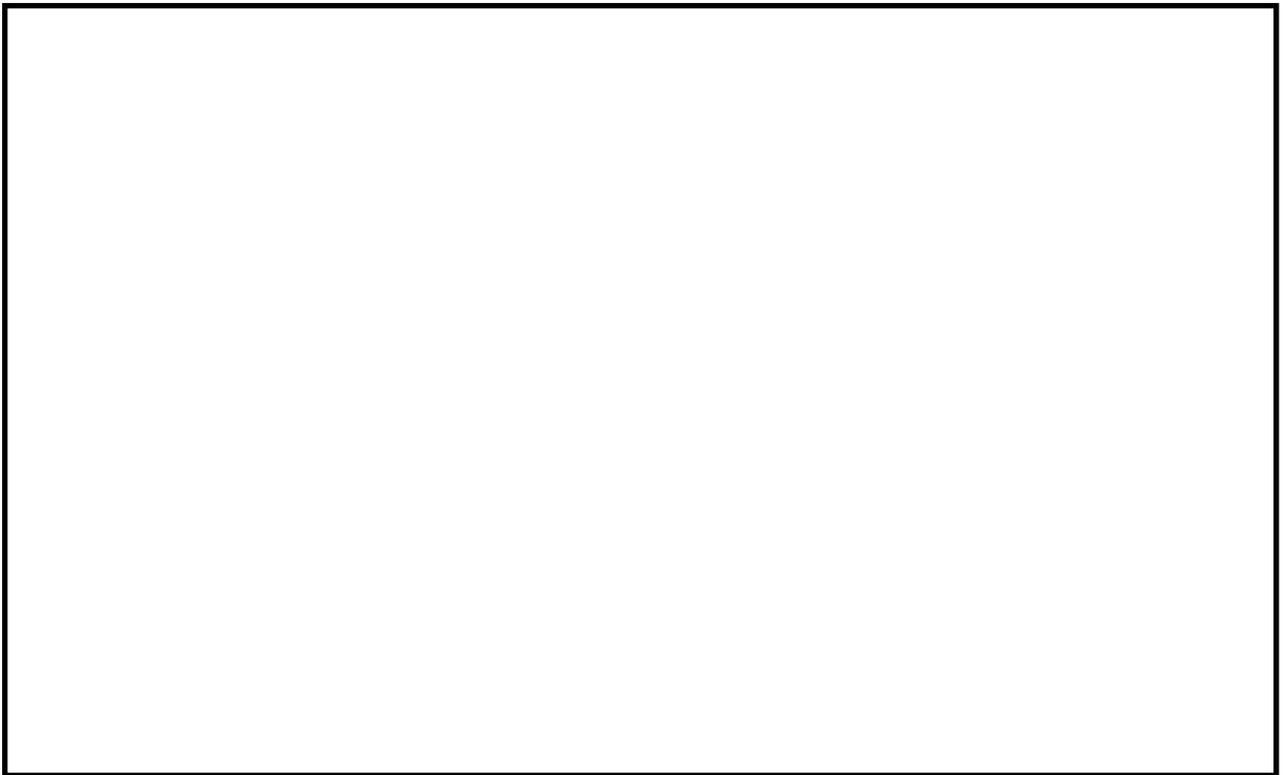
図④ (常設代替高圧電源装置置場及び常設代替高圧電源装置用カルバート拡大図) 1/2

図 2 敷地の特性に応じた津波防護の概要 (3/4)

【凡例】

□ 浸水防止設備

▨ 設計基準対象施設の津波防護対象設備を内包する
建屋及び区画



(B-B断面)

(常設代替高圧電源装置用カルバート(立坑部及びカルバート部)拡大図)

図④ (常設代替高圧電源装置置場及び常設代替高圧電源装置用カルバート拡大図) 2/2

図 2 敷地の特性に応じた津波防護の概要 (4/4)

津波による敷地内浸水解析について

1. はじめに

基準津波による遡上波の敷地内への到達又は流入を防止するため、津波防護施設として敷地を取り囲む形で防潮堤を設置する計画である。また、海と接続する取水路、放水路等からの津波の浸水を防止するため、津波防護施設として放水ピット開口部に放水ピット逆流防止設備を設置するとともに、浸水防止設備として海水ポンプエリア等、敷地への津波の流入の可能性のある経路を特定して、貫通部等に対して止水措置等を講じることとしている。

このため、基準津波が地上部又は地下部から敷地内に到達又は流入することはないが、防潮堤高さを超える津波が襲来した場合には、敷地内への浸水が生じることから、基準津波を超える津波の襲来を想定した敷地内浸水解析を実施した。

2. 浸水解析条件

(1) 防潮堤高さ

基準津波による防潮堤位置における最高水位は、海水ポンプエリア近傍で T.P. +17.1m である。このため、防潮堤高さは、海岸側防潮堤で T.P. +20m、敷地側面及び背面で T.P. +18m としている。

(2) 敷地内浸水想定

上記(1)のとおり、海岸側の防潮堤高さは T.P. +20m であるため、津波の遡上波を含む津波高さが T.P. +20m までは、敷地内に津波が流入することはない。

しかし、防潮堤高さ T.P. +20m を超える津波の襲来を想定すると、津波は防潮堤を越流し始め、まず、海水ポンプ室内に津波が流入し、非常用海水ポンプの機能喪失を引き起こす。さらに、津波高さが高くなると、原子炉建屋が設置されている EL. +8m 盤の敷地まで津波が到達し、原子炉建屋地上 1 階の床面高さ EL. +8.2m を超えると原子炉建屋内への流入が生じる。

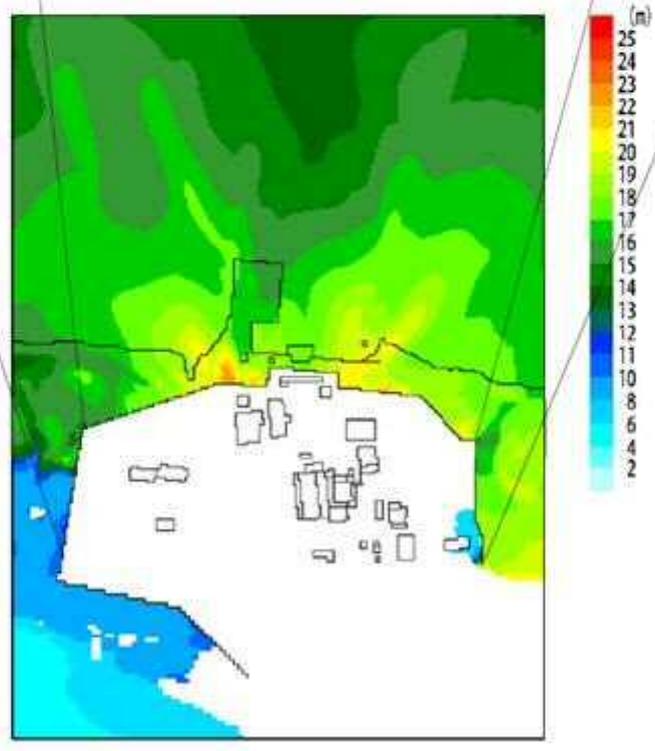
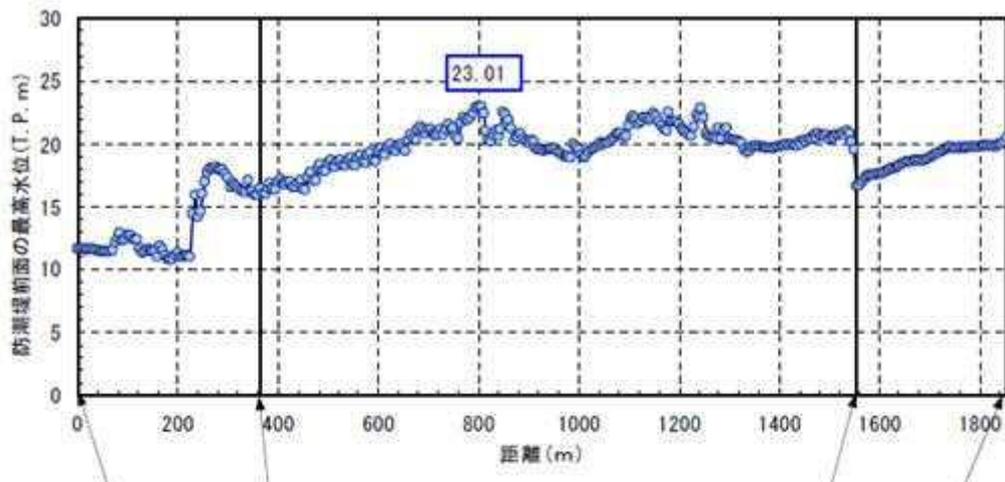
原子炉建屋地上 1 階の床面高さ EL. +8.2m に到達する津波高さを確認するため、T.P. +23m 及び T.P. +22m の津波の襲来を想定した場合の敷地内の浸水解析を実施した。

なお、防潮堤は添付資料 3.2.2.3-2 に示すとおり T.P. +24m 津波に対する耐力を有している。また、海と接続する取水路、放水路等からの津波の浸水対策については、T.P. +24m の津波に対しても、機能保持できる設計とするため、取水路、放水路等からの津波の浸水は生じない。

(3) 入力津波の作成

日本海溝沿いのプレート間地震 (Mw8.7) による津波の波源を、防潮堤位置において T.P. +23m 程度となるように、津波波源モデルのすべり量 (1.415 倍) を調整させたものを T.P. +23m 津波とした。防潮堤位置の最高水位地点を図 1 に、防潮堤位置の最高水位地点の時刻歴波形を図 2 に示す。

また、T.P. +22m 津波に対しても、同様の手順により作成した。



最大水位上昇量分布

図 1 防潮堤位置の最高水位地点

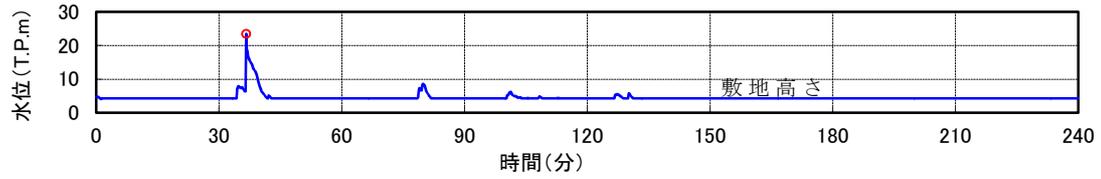


図 2 防潮堤位置の最高水位地点の時刻歴波形

(4) 敷地内浸水の検討

上記(3)で作成した T.P. +23m 津波及び T.P. +22m 津波を用いて、敷地内への浸水解析を実施した。

敷地内浸水解析に当たっては、敷地内に存在する建物・構築物等をモデル化し、原子炉建屋が設置されている EL. +8m 盤の敷地における津波の最大浸水深を求めた。なお、最大浸水深の算定に当たっては、安全側の評価となるように防潮堤を越流した津波は全量敷地内に留まるものとし、排出施設等からの排出は考慮しないこととした。

3. 敷地内浸水解析結果

(1) T.P. +23m 津波による敷地内浸水解析結果

T.P. +23m 津波の襲来を想定し、敷地内浸水解析を実施した。T.P. +23m 津波による敷地内における最大浸水深分布を図 3 に示す。

解析の結果、原子炉建屋周辺の津波の遡上高さは T.P. +8.25m となった。これに対し、原子炉建屋地上 1 階の床面高さは EL. +8.2m であるため、T.P. +23m 津波の襲来を想定した場合には、原子炉建屋の入口扉から建屋内への津波の流入が生じ、建屋内の設備の機能喪失が生じる。

なお、原子炉建屋周辺への津波の浸水は、防潮堤前面東側で最高水位となる位置からの越流によるものではなく、敷地側面南側からの越流が支配的である。これは、敷地前面東側の防潮堤高さが T.P. +20m に対し、敷地側面南側の防潮堤高さが T.P. +18m であることに加え、津波の波源が敷地の南東側に位置しているため、南側からの越流が発生しやすい状況にあるためと考えられる。

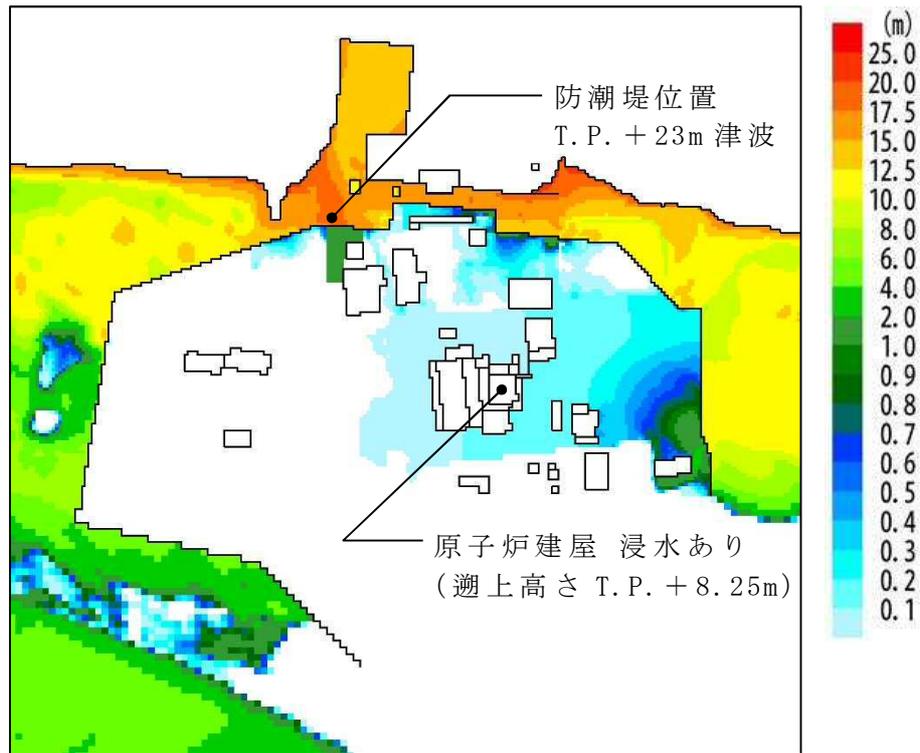


図3 T.P. +23m 津波による敷地内における最大浸水深分布

(2) T.P. +22m 津波による敷地内浸水解析結果

上記(1)の T.P. +23m 津波による敷地内浸水解析の結果，EL. +8m 盤の敷地における津波の遡上高さは T.P. +8.25m であったため，T.P. +22m 津波の襲来を想定した敷地内浸水解析を実施した。

この結果，T.P. +22m 津波では原子炉建屋周辺の津波の遡上高さは T.P. +8.16m となり，原子炉建屋 1 階床面高さ EL. +8.2m を超えないことを確認した。T.P. +22m 津波による敷地内における最大浸水深分布を図 4 に示す。

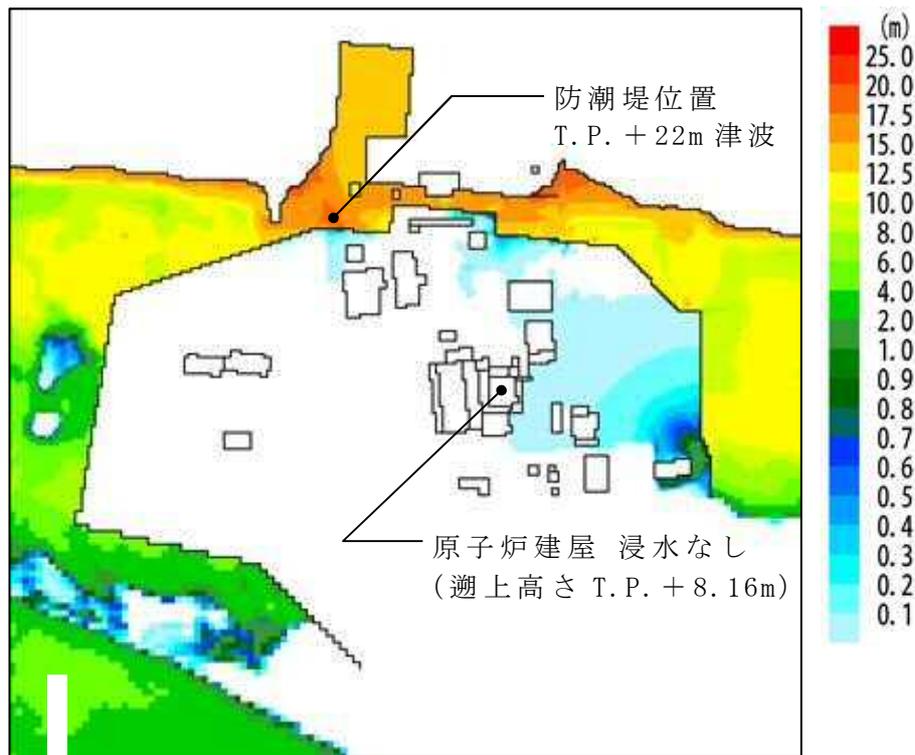


図4 T.P. +22m 津波による敷地内における最大浸水深分布

4. まとめ

防潮堤高さ T.P. +20m を超える津波の襲来を想定した敷地内浸水解析を実施した。解析結果は以下のとおりである。

- T.P. +22m までの津波では、原子炉建屋周辺の津波の遡上高さは T.P. +8.16m までであり、原子炉建屋1階床面 (EL. +8.2m) まで津波が到達しないため、建屋内の設備は機能喪失しない。
- T.P. +22m～T.P. +23m 未満の津波では、原子炉建屋内への津波の流入が生じ、建屋内の設備が機能喪失する可能性がある。
- T.P. +23m 以上の津波では、原子炉建屋1階床面 (EL. +8.2m) まで津波が到達するため、原子炉建屋の入口扉から津波が流入し、建屋内の設備が機能喪失する。

以上の解析結果を踏まえ、津波 P R A の評価においては、T.P.

+22m 津波により原子炉建屋への流入が生じ，建屋内の設備が機能喪失するものとして，津波区分を設定することとした。

建屋内浸水評価について

津波 P R A の評価では，原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等に期待しない条件で評価を行っている。そのため，津波が防潮堤を越流し，原子炉建屋 1 階床面高さである EL. +8.2m に到達すると，原子炉建屋内への浸水が生じ，「原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失」により直接炉心損傷に至るものとして評価している。

以下に，直接炉心損傷に至るものとして評価した事象について，建屋内浸水を考慮した場合のシナリオを分析した結果を示す。

1. 建屋内浸水評価対象設備の選定

敷地内浸水により，建屋内浸水前に下記の設備及びこれらをサポート系として用いる設備が機能喪失しているため，「最終ヒートシンク喪失」及び「全交流動力電源喪失」状態となっていることから，建屋内浸水評価の対象は原子炉隔離時冷却系（以下「R C I C」という。）のみとなる。

< 建屋内浸水前に津波により機能喪失している設備等 >

- ・ 非常用海水ポンプ（残留熱除去系海水系ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ）
- ・ 起動変圧器，予備変圧器

このため，評価対象機器を R C I C の機能維持に必要な設備とし，機能維持に必要な設備とその設置場所を表1に示す。

これらの評価対象設備が設置されている区画のうち，津波浸水を考慮する箇所は，原子炉棟の地下 1 階共通エリア，地下 2 階 R C I

Cポンプ室，電気室の1階，地下1階，地下2階となるため，この区画に着目して評価を実施する。

表1 R C I C系機能維持に必要な設備の配置

設置場所		主な設備
原子炉棟 4階	EL. +29.0m	R C I C 原子炉注入弁
		直流 125V MCC (2A-2)
		:
原子炉棟 3階	EL. +20.3m	R C I C 外側隔離弁
原子炉棟 地下1階 共通エリア	EL. +2.0m	R C I C タービン排気弁
		R C I C DIV-I 計装ラック
		直流 125V MCC (2A-1)
		:
原子炉棟 地下2階 R C I C ポンプ室	EL. -4.0m	R C I C ポンプ
		R C I C タービン
		R C I C 蒸気供給弁
		R C I C PUMP DISCHARGE FLOW (伝送器)
		:
電気室上部 3階 空調機械室	EL. +23.0m	R C I C TURBINE CONTROL BOX
電気室 1階	EL. +8.2m	直流 125V 蓄電池(2A)
		直流 125V 充電器盤(2A)
		直流 125V 直流母線盤(2A)
		直流 125V 分電盤(2A-1)
電気室 地下2階	EL. -4.0m	直流 125V 分電盤(2A-2-1)

2. 原子炉建屋への浸水経路の特定

(1) 原子炉棟

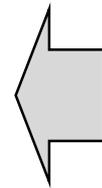
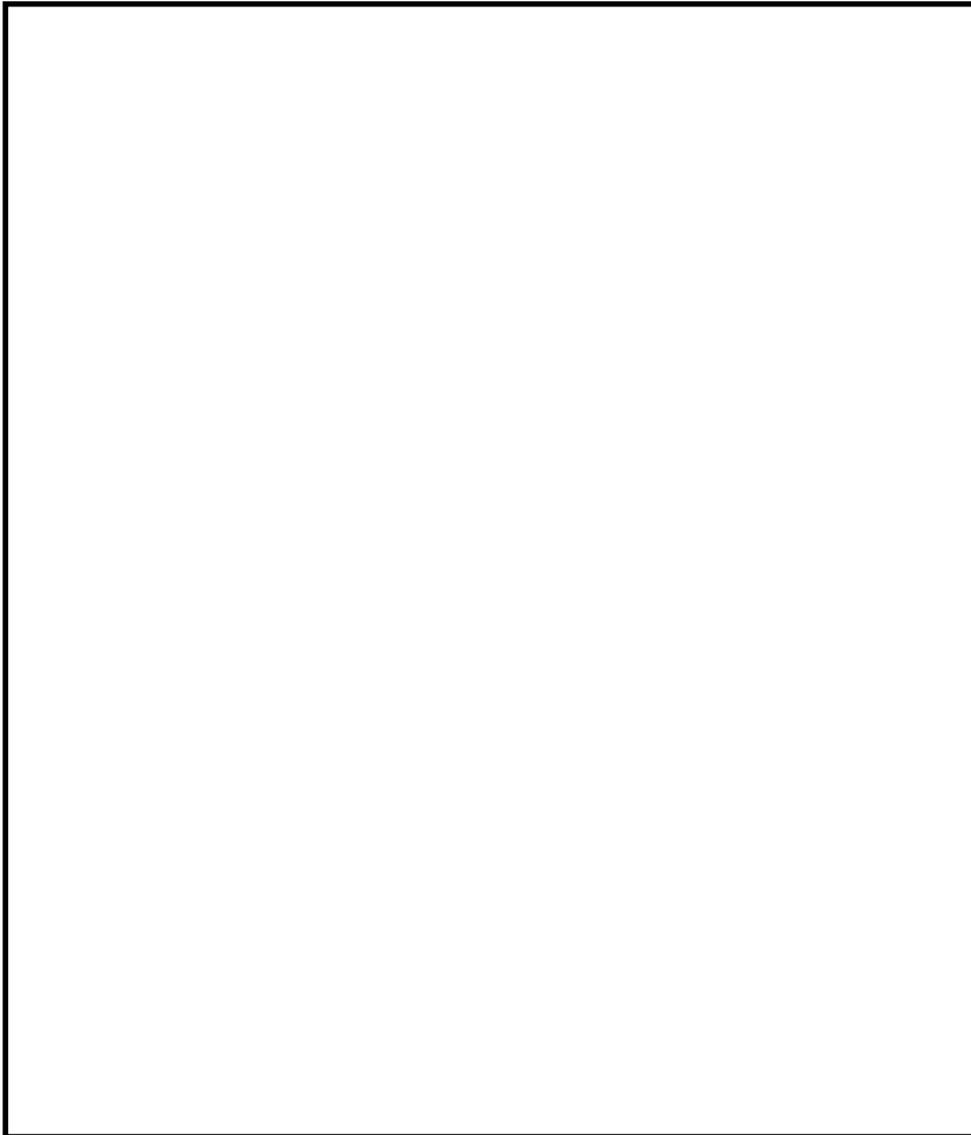
原子炉棟への浸水経路としては、直接の浸水経路として、原子炉建屋大物搬入口からの浸水を考慮する。また、隣接する建屋からの浸水として、廃棄物処理棟を経由した浸水を考慮する。廃棄物処理棟への浸水経路は、建屋外壁部からの直接浸水とタービン建屋経由の経路がある（図1参照）。

原子炉棟へ浸水した海水は、階段やエレベータ部からの流下経路を伝い、原子炉棟の地下1階共通エリア、地下2階R C I Cポンプ室へと浸水するため、当該エリアに設置されているR C I Cの機能維持に必要な設備の没水・被水により、R C I Cの機能喪失に至る（図2から図4参照）。

(2) 電気室

電気室への浸水経路としては、建屋外壁部からの浸水として、直接の浸水経路となる電気室機器搬入口（EL. +9.0m）がある。また、隣接する建屋からの浸水として、サービス建屋とディーゼル発電機室から連絡扉を経由した浸水を考慮する（図1参照）。

電気室へ浸水した海水は、階段からの流下経路を伝い、電気室の地下1階、地下2階へと浸水するため、当該エリアに設置されているR C I Cの機能維持に必要な設備の没水・被水により、R C I Cの機能喪失に至る（図2から図4参照）。



津波進行方向



: 評価対象設備が設置されているエリア



: 津波により浸水するエリア



: 大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路

* 原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 1 東海第二発電所 原子炉建屋配置



: 評価対象設備が設置されているエリア



: 大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路



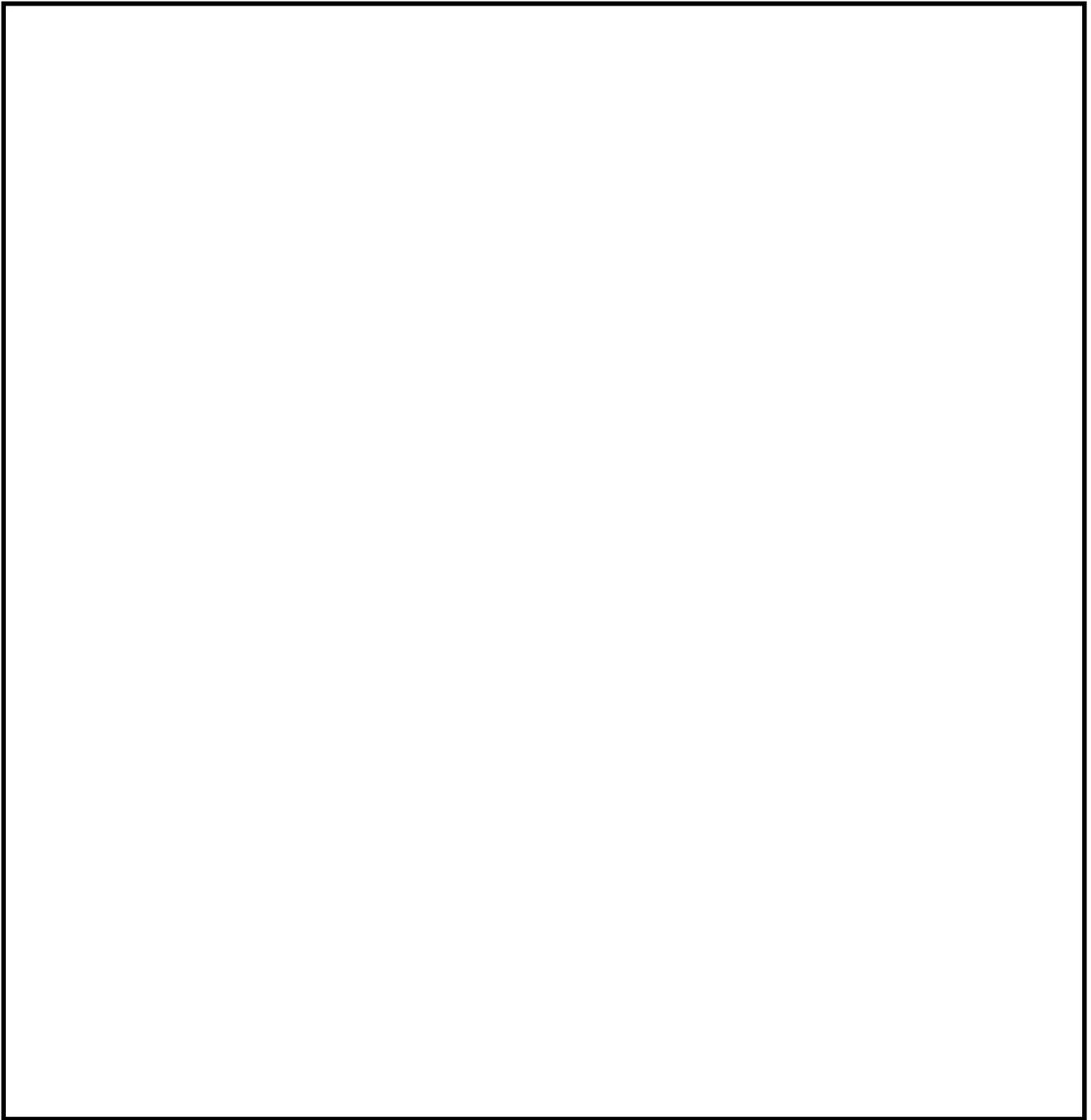
: 階段・エレベータ部等からの流下経路



: 津波により浸水するエリア

* 原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 2 東海第二発電所 原子炉建屋地上 1 階 (EL. +8.2m)



: 評価対象設備が設置されているエリア



: 大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路



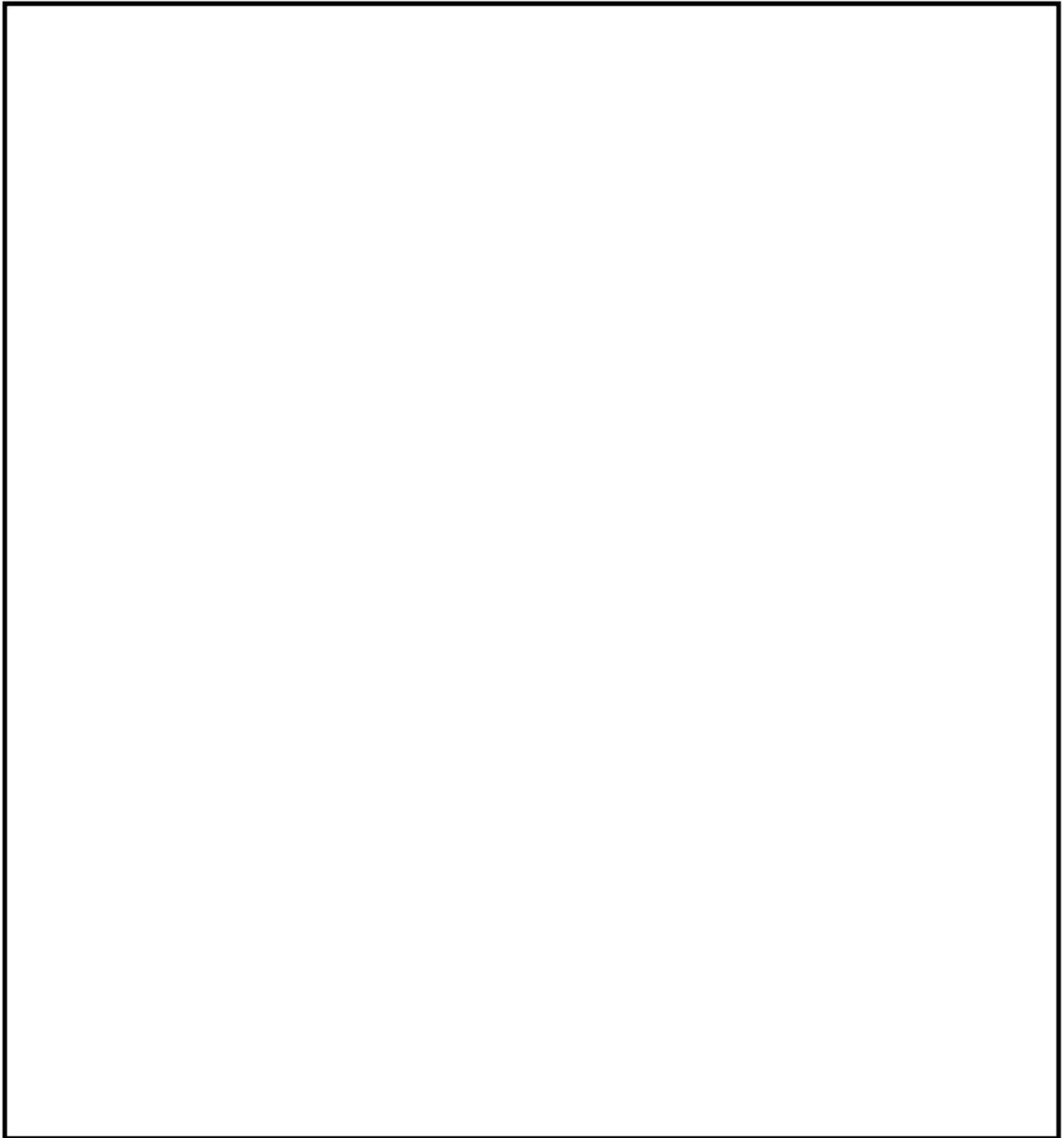
: 階段・エレベータ部等からの流下経路



: 津波により浸水するエリア

* 原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 3 東海第二発電所 原子炉建屋地下 1 階 (EL. +2.0m)



：評価対象設備が設置されているエリア



：大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路



：津波により浸水するエリア

* 原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 4 東海第二発電所 原子炉建屋地下 2 階 (EL. - 4.0m)

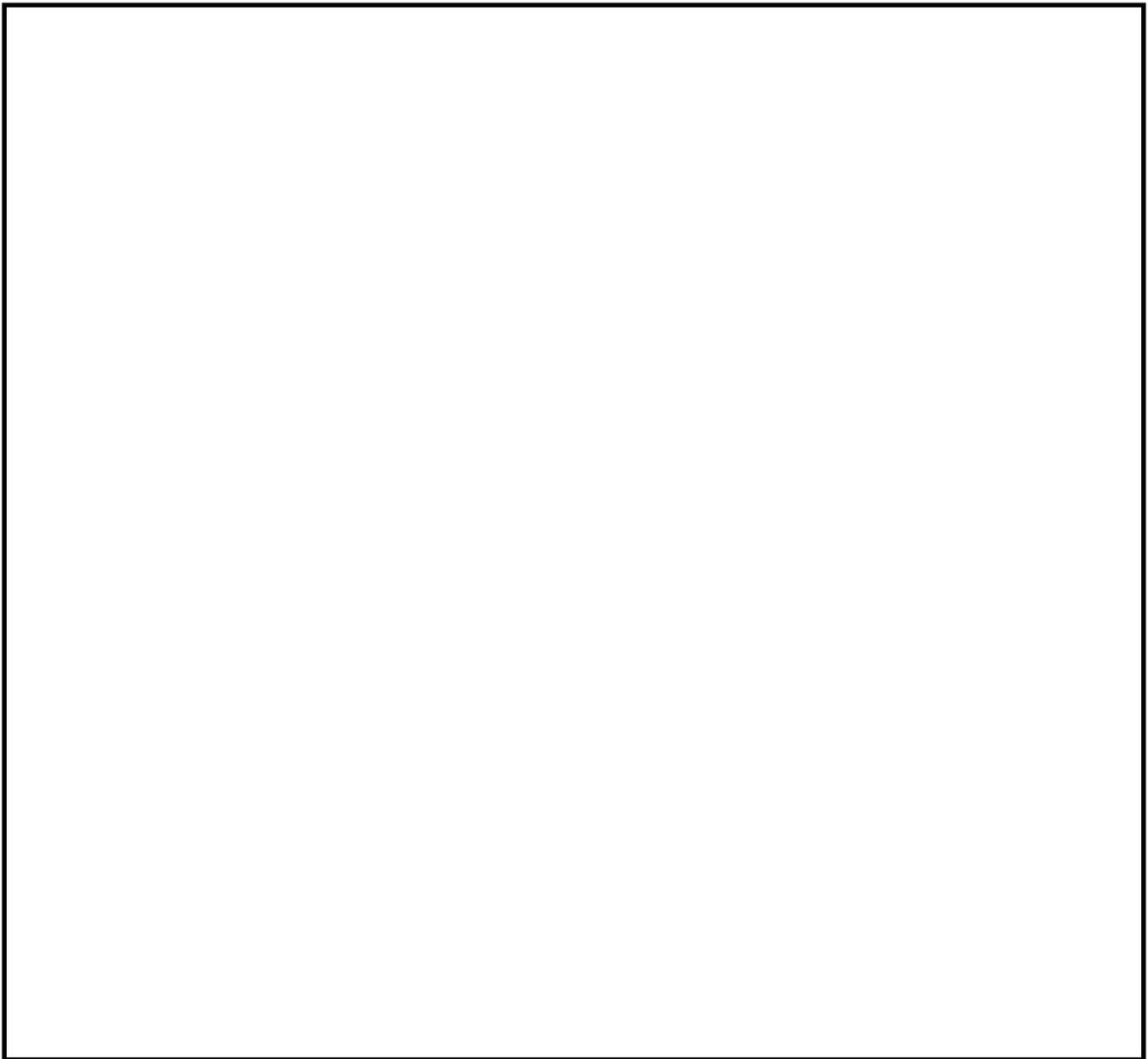
3. 内部溢水対策の考慮

原子炉建屋における内部溢水に対する設計基準事故対処設備として期待している水密扉の配置を、図 5 から図 7 に示す。

また、隣接する建屋からの浸水については、内部溢水対策として水密扉を設置しているが、大物搬入口からの原子炉建屋への浸水に対しては、原子炉建屋 1 階床面高さ (EL. +8.2m) が、敷地高さ (EL. +8.0m) に比べ 0.2m 高く、建屋外からの流入を防止できることから、堰等は設けていない。このため、原子炉建屋の 1 階床面高さ (EL. +8.2m) に津波が到達する場合、大物搬入口より、原子炉建屋内に海水が浸水する。

原子炉建屋内の浸水経路については、水密扉により R C I C ポンプ室等は防護されるが、大物搬入口から浸水した海水が、原子炉棟地下 1 階の共通エリアに浸水するため、当該エリアに設置されている R C I C の機能維持に必要な設備の没水・被水により、R C I C の機能喪失に至る。

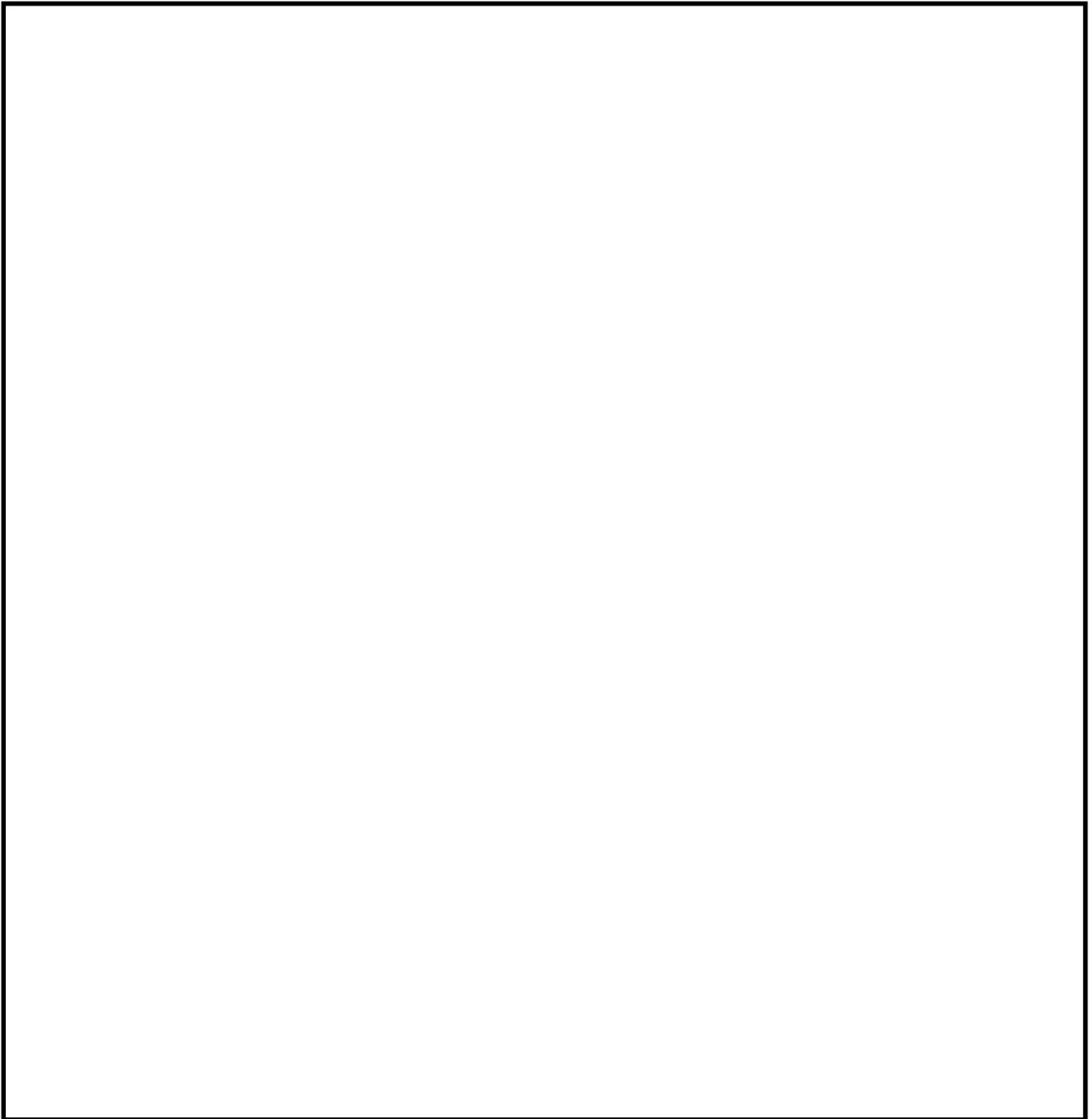
内部溢水評価において設計基準事故対処設備としている水密扉を期待した場合の浸水範囲を、図 5 から図 7 に示す。なお、電気室については、津波が電気室機器搬入口の高さ (EL. +9.0m) に到達した時点から浸水する。



-  : 評価対象設備が設置されているエリア
-  : 大物搬入口, 人員用扉等からの浸水経路
-  : 内部溢水評価で設計基準事故対処設備としている水密扉
-  : 水密扉で浸水が防止される浸水経路
-  : 階段・エレベータ部等からの流下経路
-  : 津波により浸水するエリア

* 原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 5 東海第二発電所 原子炉建屋地上 1 階 (EL. +8.2m)



: 評価対象設備が設置されているエリア



: 大物搬入口，人員用扉等からの浸水経路



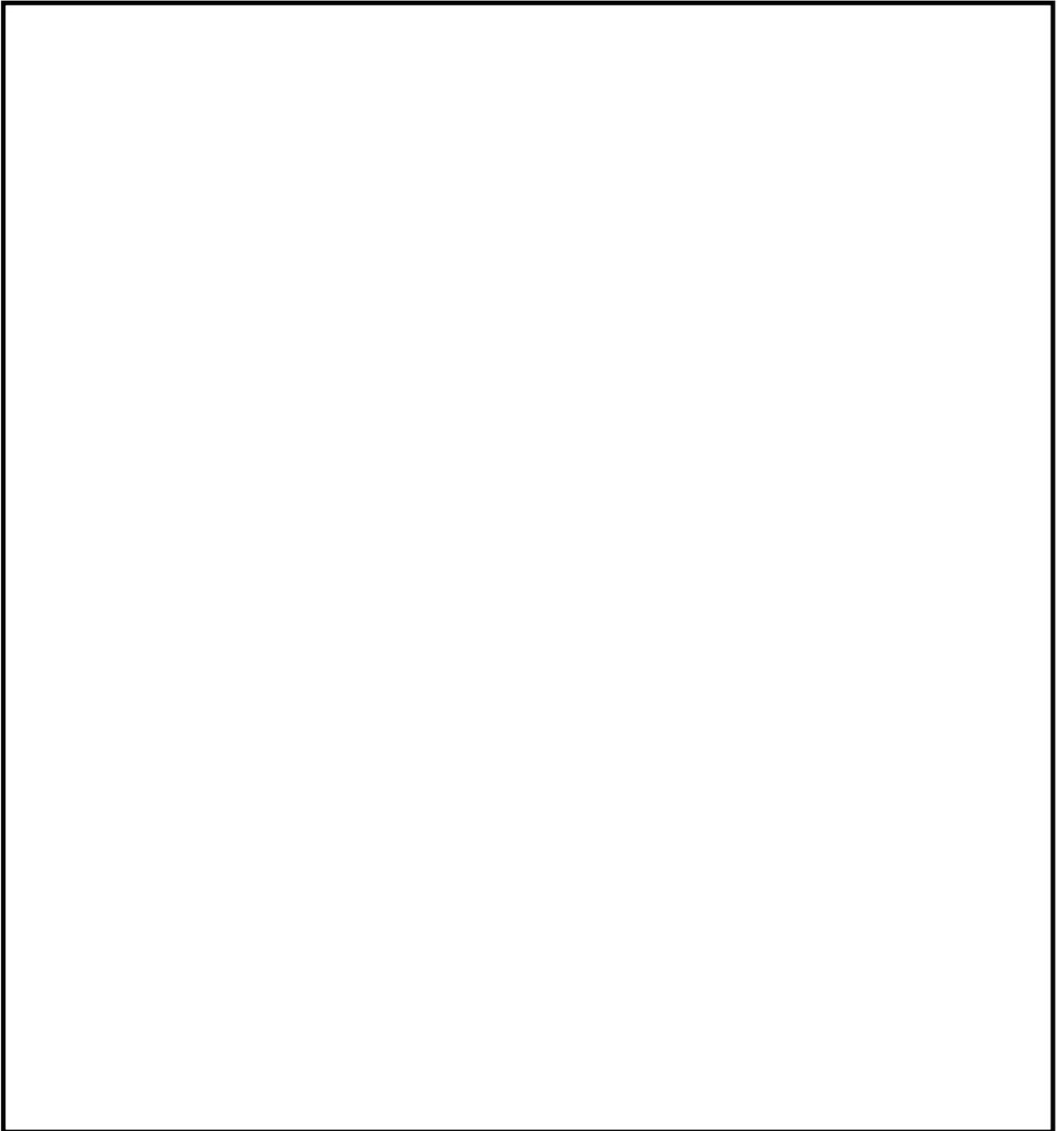
: 階段・エレベータ部等からの流下経路



: 津波により浸水するエリア

* 原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 6 東海第二発電所 原子炉建屋地下 1 階 (EL. +2.0m)



 : 評価対象設備が設置されているエリア

 : 大物搬入口, 人員用扉等からの浸水経路

 : 内部溢水評価で設計基準事故対処設備としている水密扉

 : 水密扉で浸水が防止される浸水経路

 : 津波により浸水するエリア

* 原子炉建屋外壁扉及び建屋内の止水対策等は考慮しない。

図 7 東海第二発電所 原子炉建屋地下 2 階 (EL. -4.0m)

4. 建屋内浸水を考慮した場合のシナリオ

直接炉心損傷に至るものとして評価している津波高さT.P. + 23mを超過する事象について，建屋内浸水を考慮したシナリオの分析をした場合，全交流動力電源喪失時に原子炉建屋内への浸水によりR C I Cの機能喪失に至ることから，事故シーケンスグループとしては，「T B U」によって炉心損傷に至るものとして分類される。

外部電源の取扱いについて

1. 東海第二発電所の外部電源システムの概要

275kV 送電線 2 回線は，約 17km 離れた東京電力パワーグリッド株式会社那珂変電所（以下「那珂変電所」という。）に接続している。また，154kV 送電線 1 回線は，約 9km 離れた東京電力パワーグリッド株式会社茨城変電所（以下「茨城変電所」という。）に接続している。送電系統図を図 1 に示す。

上記 2 ルート 3 回線の送電線により，万一，那珂変電所が停止した場合でも，東京電力パワーグリッド株式会社 154kV 原子力 1 号線を経由するルートで東海第二発電所に電力を供給することが可能である。また，茨城変電所が停止した場合には，那珂変電所を経由するルートで，東海第二発電所に電力を供給することが可能である。

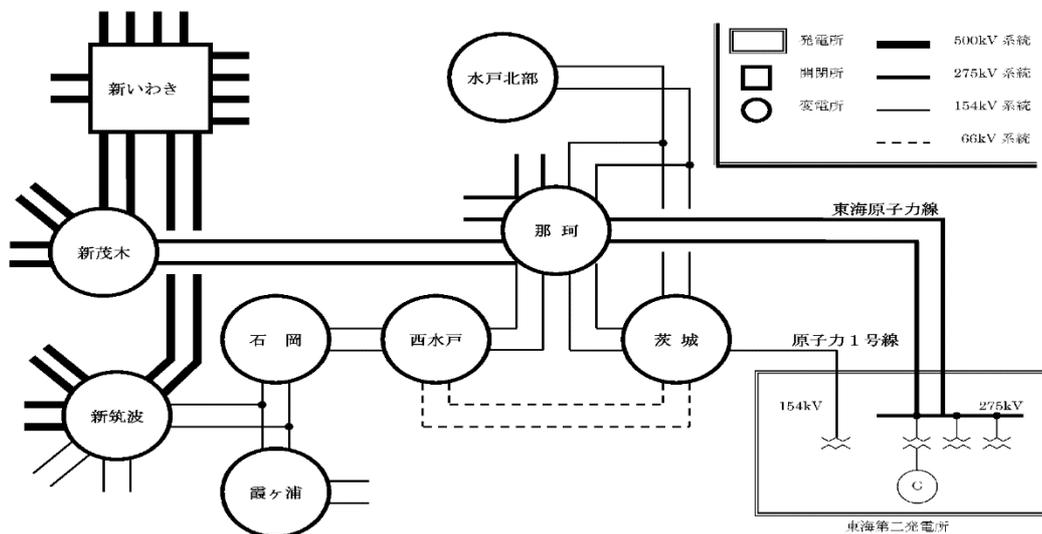


図 1 送電系統図

2. 津波 P R A における外部電源の取扱い

(1) 津波 P R A 学会標準における外部電源の取扱い

外部電源の取扱いについて、津波PRA学会標準では次のように記載されている。

1. 適用範囲

(略)

軽水型原子力発電所は地震発生前には出力運転状態にあるとする。地震によって安全上重要な機器・システム、建物の機能喪失につながる損傷はない、すなわち、地震による直接的影響はないとする。(略)ただし、外部電源についてはその喪失も考慮する。**【解説 1.2 外部電源喪失の考慮 参照】**地震によって外部電源喪失以外の直接的影響がある場合の津波に起因するリスク評価については適用範囲外とする。(略)

解説 1 適用範囲について

1.2 外部電源喪失の考慮

大規模の地震時には、外部電源系統が損傷する可能性が小さくはない。従って、地震による直接的な影響がないことを前提として津波PRAを実施するとしても、外部電源が利用できない場合のリスクとの比較によってその影響を評価しておくことが期待されるであろう。地震に起因するリスク評価において、外部電源の脆弱性を地震パラメータに関して評価している。それを津波PRAにおいて、外部電源喪失確率として用いるべきとの意見もあろうが、津波PRAではリスク評価パラメータは津波高さであり、地震の規模と津波の規模は一対一に対応しない。従って、外部電源の地震時脆弱性を津波PRAにて用いることはできない。よって、地震によって外部電源が既に喪失している条件でのリスク評価を、別途実施することを求めた。

(2) 東海第二発電所の津波 P R A における外部電源の取扱い

a. 発電所内部の外部電源設備に対する津波影響

東海第二発電所の津波 P R A では、防潮堤高さ T.P. + 20m を超え敷地内浸水が発生する津波高さを評価対象としている。

外部電源からの受電設備である起動変圧器 (275kV) 及び予備変圧器 (154kV) は屋外に設置されている機器であるが、防潮堤位置で T.P. + 22m の高さまでの津波 (以下「津波高さ T.P. + 22m の津波」という。) では没水・被水しないことを敷地内浸水解析により確認している。(添付資料 3.2.2.3-3 参照)

b. 発電所外部の外部電源設備に対する津波影響

東海第二発電所外部の送電設備に対する津波の影響については、那珂変電所、茨城変電所は津波高さ T.P. + 22m の津波を考慮した場合でも影響のない高所に位置していることから、津波による影響はないものとする。

また、東海第二発電所周辺の送電ルートへの影響については、154kV 送電線 1 回線は津波による影響はないと考えられるものの、275kV 送電線 2 回線は津波高さ T.P. + 22m の津波により浸水する箇所に送電鉄塔が設置されているため、275kV 送電線 2 回線からの外部電源は喪失する可能性がある (図 2)。

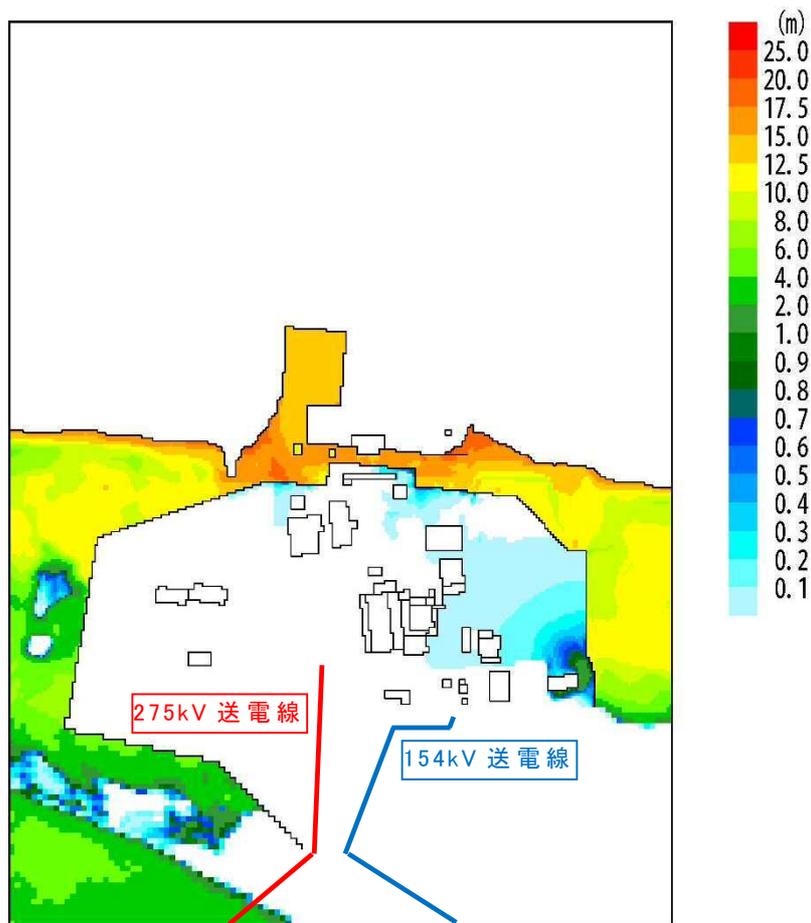


図2 津波高さ T.P. + 22m の津波による東海第二発電所周辺への影響

c. 外部電源の有無に関する感度解析

a. 及び b. に示したとおり，津波高さ T.P. + 22m の津波を考慮した場合においても，154kV 送電線及び予備変圧器を介した外部電源に期待できるものと考えられることから，ベースケースにおいては，津波区分 1 (T.P. + 20m ~ T.P. + 22m) では外部電源に期待し，津波区分 2 (T.P. + 22m ~ + 24m) を超える津波高さでは外部電源が喪失するものとして評価している。

また，津波 P R A 学会標準の記載を踏まえ，津波襲来前の地震により外部電源が喪失すると仮定した場合の感度解析を実施している。その結果，外部電源の有無により事故シーケンスは

異なるものの、評価対象となる津波高さ（T.P. + 20m～）では緩和設備がなくなり必ず炉心損傷に至るため、全炉心損傷頻度は変わらないことを確認している。

なお、津波PRAより抽出した事故シーケンスに対する対策については、地震及び津波の影響により外部電源が喪失する可能性があることを考慮し、外部電源に依存しない対策（常設代替高圧電源装置から重大事故等対処設備への給電が可能な設計）としている。

防潮堤設置ルートの変更が敷地内浸水解析等に与える影響について

1. はじめに

敷地北側における防潮堤設置ルートを, 図1に示す通り変更する必要が生じたことから, 津波P R Aで使用する以下の解析結果に対する影響について確認を行った。

- ・ T. P. + 22m津波及びT. P. + 23m津波の敷地内浸水解析結果
- ・ T. P. + 24m津波の取水口前面における水位の時刻歴波形

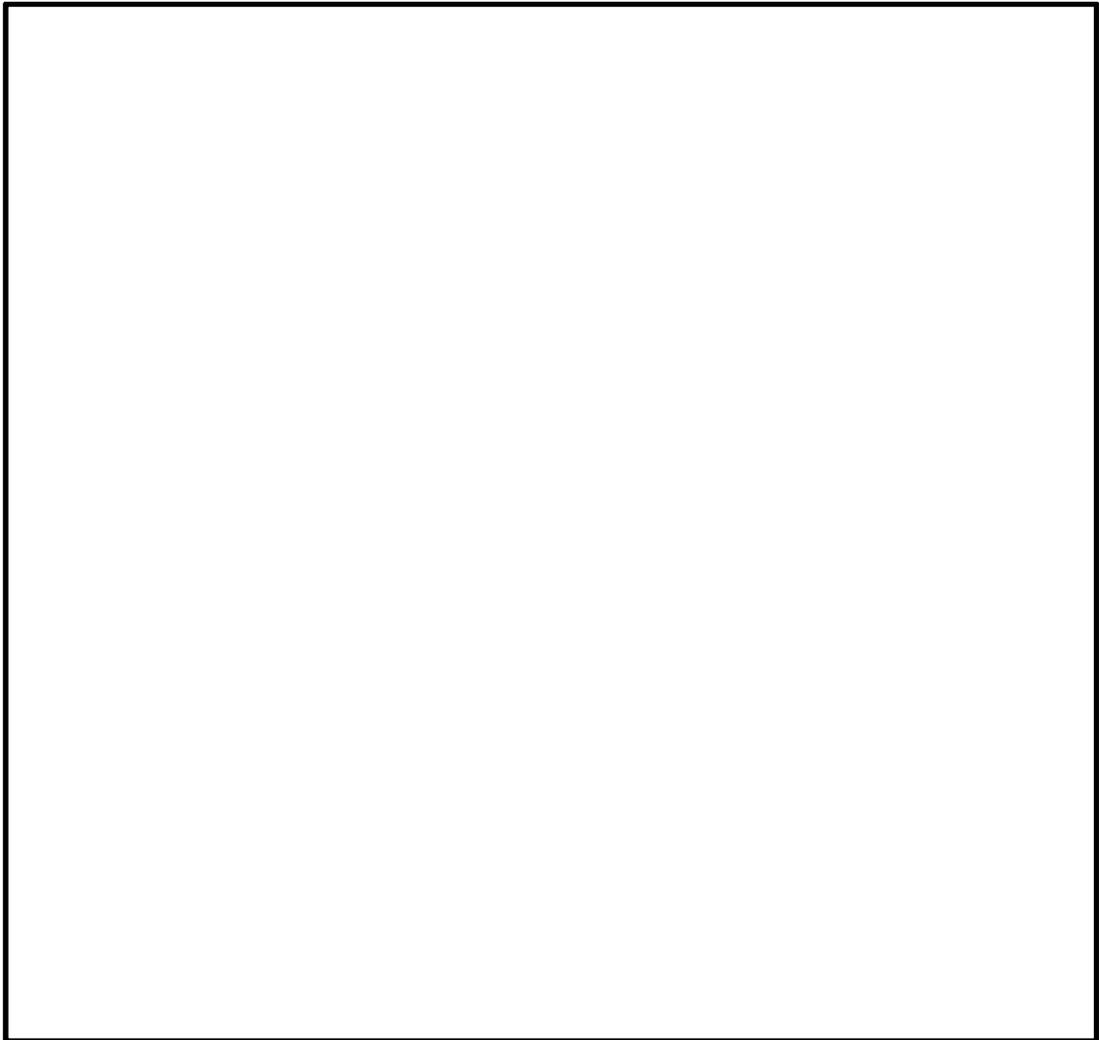


図1 敷地北側における防潮堤設置ルートの変更

2. 基準津波による解析結果への影響確認

2.1 基準津波による遡上解析結果への影響確認

(1) 遡上解析結果の比較

防潮堤設置ルートの変更による影響を確認するため、防潮堤設置ルート変更前後における基準津波の遡上解析結果の比較を行った。遡上解析結果の比較を図2に示す。

(2) 遡上解析への影響確認結果

a. 基準津波による防潮堤前面の最高水位

基準津波による防潮堤前面の最高水位は、防潮堤設置ルートの変更前後において、いずれもT.P. +17.1mであり変化はなく、その最高水位を示す位置も同一である。

b. 基準津波による敷地側面南側～敷地前面東側の水位

図2に示す「敷地側面南側～敷地前面東側」は、防潮堤設置ルートの変更を行っていない範囲である。この範囲における津波の最高水位は、ルート変更前後でほぼ変化が見られない。

c. 基準津波による敷地側面北側の水位

図2に示す「敷地側面北側」は、防潮堤設置ルートの変更を行った範囲である。この範囲における津波の最高水位は、ルート変更前のT.P. +15.2mからルート変更後のT.P. +11.8mへ低下している。

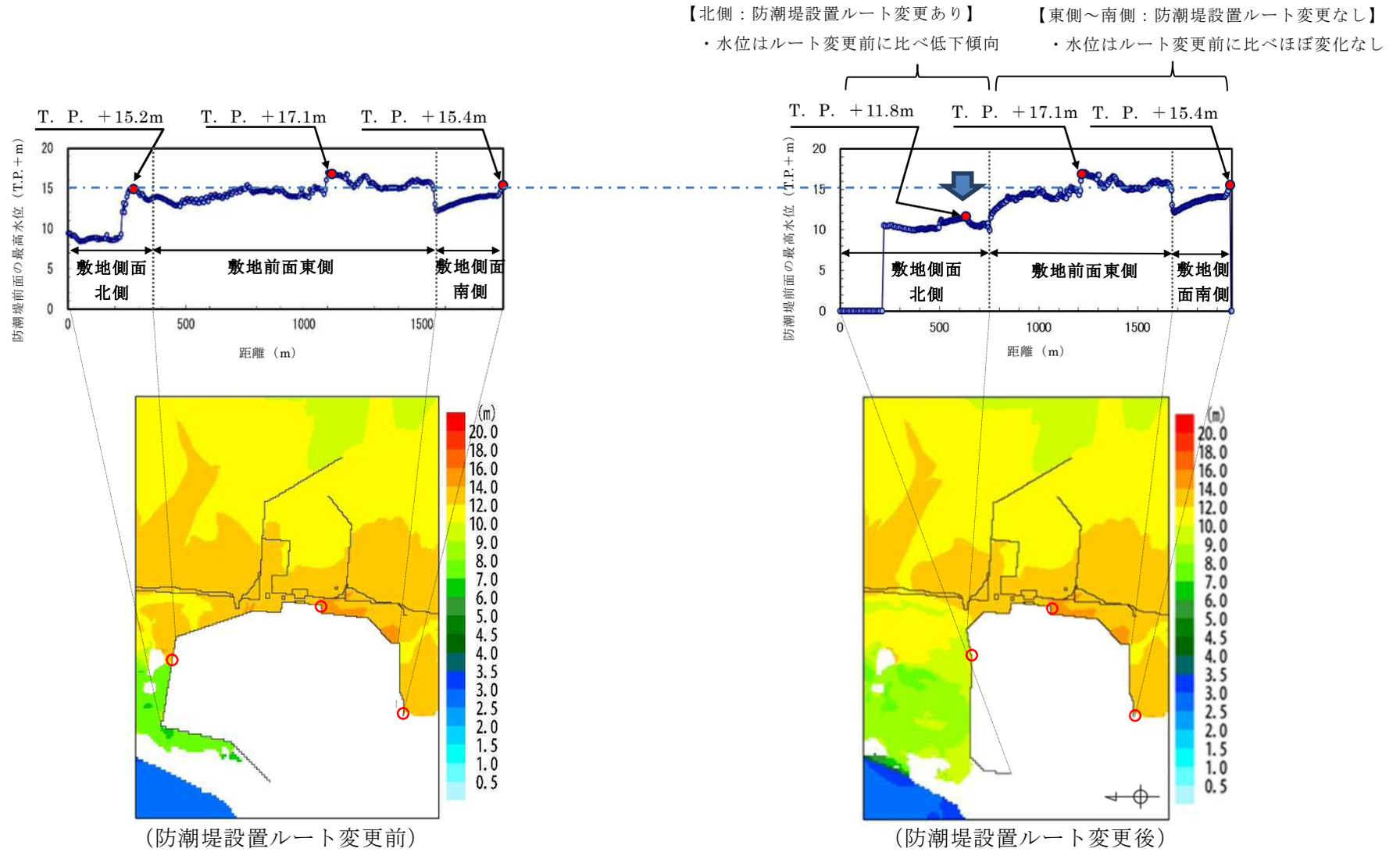


図2 基準津波による防潮堤前面における津波水位の評価結果

2.2 基準津波による取水口前面の水位の時刻歴波形への影響確認

(1) 取水口前面の水位の時刻歴波形の比較

防潮堤設置ルートの変更による影響を確認するため、防潮堤設置ルート変更前後における基準津波による取水口前面の水位の時刻歴波形の比較を行った。取水口前面の水位の時刻歴波形の比較を図3に示す。

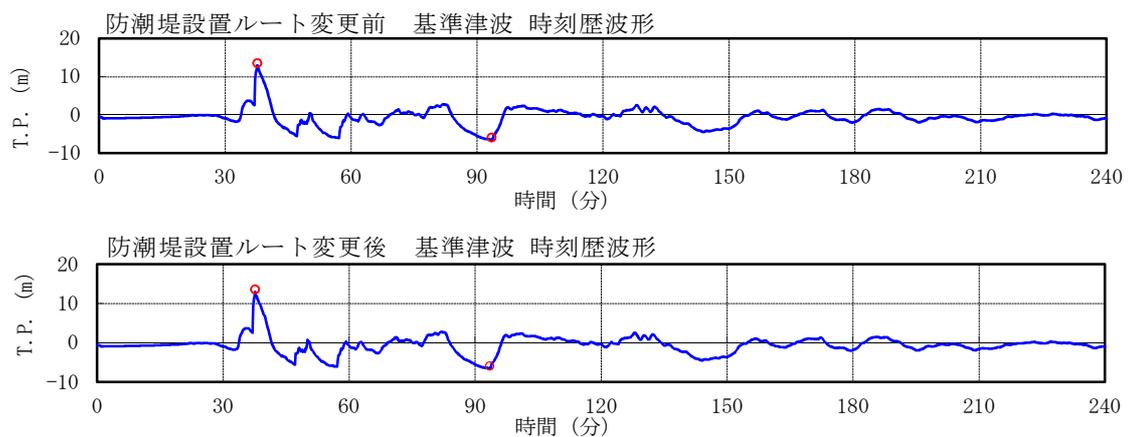


図3 防潮堤形状変更前後の基準津波による取水口前面の水位の時刻歴波形

(2) 取水口前面の水位の時刻歴波形への影響確認結果

図3より、防潮堤設置ルート変更前後による取水口前面の水位の時刻歴波形を比較すると、ほぼ変化がみられない。これより、基準津波による取水口前面の水位の時刻歴波形への影響はないものとする。

3. 津波PRAで使用する解析結果への影響確認

3.1 影響確認対象

津波PRAでは、以下の解析結果を使用して評価を行っている。

- ① T.P. +22m津波及びT.P. +23m津波の敷地内浸水解析結果

原子炉建屋1階床面への津波の到達する津波高さを決定する目的で使用している。

② T. P. +24m津波の取水口前面における水位の時刻歴波形

引き波に対する事故シナリオをスクリーニングアウトするための根拠を整理する目的で使用している。

3.1 影響確認結果

(1) T. P. +22m津波及びT. P. +23m津波の敷地内浸水解析結果への影響確認

既往のT. P. +22m津波及びT. P. +23m津波の敷地内浸水解析の結果から、原子炉建屋周辺への津波の浸水は、防潮堤前面東側で最高水位となる位置からの越流によるものではなく、敷地側面南側からの越流が支配的であることが分かっている。これは、敷地前面東側の防潮堤高さがT. P. +20mに対し、敷地側面南側の防潮堤高さがT. P. +18mであることに加え、津波の波源が敷地の南東側に位置しているため、南側からの越流が発生しやすい状況にあるためと考えられる。

一方、2.1で考察したとおり、基準津波による遡上解析結果では、防潮堤設置ルートを変更していない敷地側面南側から敷地前面東側の領域では、津波高さの値はほぼ変化がみられない。

以上の状況を踏まえると、防潮堤設置ルートの変更は、T. P. +22m津波及びT. P. +23m津波の敷地内浸水解析に対して、影響の小さい領域での変更であり、当該評価結果には影響を与えるものではないと考える。

(2) T. P. +24m 津波による取水口前面の水位の時刻歴波形への影響確認

2.2で考察したとおり、防潮堤設置ルートを変更しても、基準津波による取水口前面の水位の時刻歴波形には影響しないものとする。

また、基準津波と T.P. +24m 津波の取水口前面における水位の時刻歴波形は、図 3 に示すとおりほぼ相似形となっていることから、T.P. +24m 津波に対する時刻歴波形についても影響の無いものとする。

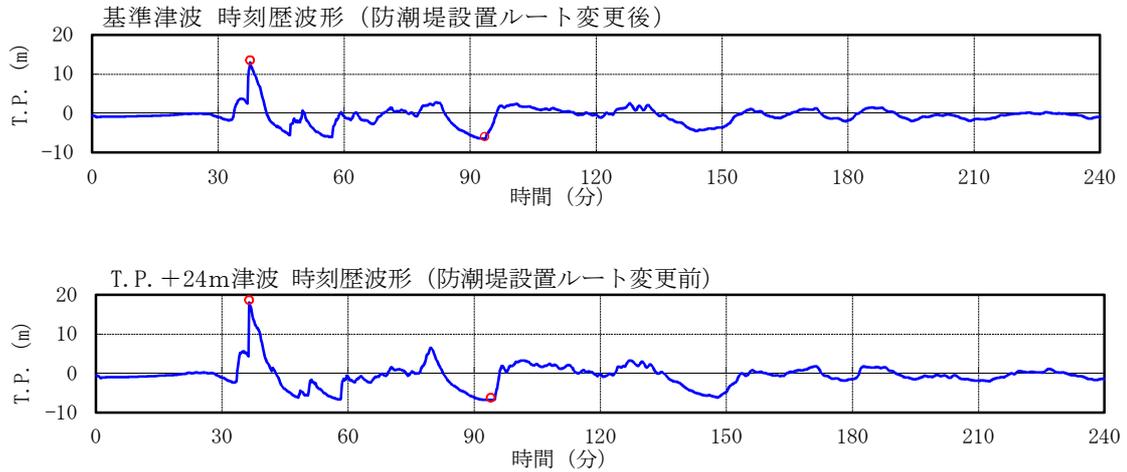


図 3 取水口前面における水位の時刻歴波形

4. まとめ

防潮堤設置ルートの変更による津波 P R A で使用する解析結果への影響について評価するため、基準津波の遡上解析結果及び水位の時刻歴波形を比較した結果、当該評価結果への影響がないものと考えられることを確認した。

4. レベル 1 . 5 P R A

4.1 内部事象 P R A

4.1.1 出力運転時 P R A

出力運転時レベル 1 . 5 P R A は一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 2PSA 編）：2008」に基づいて評価を実施した。評価フロー図を第 4.1.1-1 図に示す。

4.1.1.1 プラントの構成・特性

(1) 対象プラントに関する説明

a . 機器・システムの配置及び形状・設備容量

格納容器の主要仕様を第 4.1.1.1-1 表に示す。

M a r k - II 格納容器は，第 3.1.1.1-8 図に示したように，円錐フラスタム形をしたドライウェルとその下部に配置した円筒系のサブプレッション・チェンバにより構成され，ドライウェルとサブプレッション・チェンバはダイヤフラムフロアにて仕切られている。また，ペDESTAL は，ベースマツトコンクリート上からダイヤフラムフロアを貫通して原子炉圧力容器を支持する構造となっている。

その他の主要な機器・システムの配置及び形状・設備容量は「3. レベル 1 P R A」に示すとおりである。

b . 事故の緩和操作

本 P R A では，プラント運転開始時より備えている手段・設備による事故の緩和操作として以下を考慮する。

- ・原子炉手動減圧
- ・低圧炉心スプレイ系（L P C S）手動起動

- ・ 低圧注水系（L P C I）手動起動
- ・ 残留熱除去系（R H R）（格納容器スプレイ冷却系）手動起動

c. 燃料及びデブリの移動経路

事故時の燃料及びデブリなどの熱源の移動は，水素発生，熔融炉心・コンクリート相互作用（M C C I）及び格納容器内の熱水力挙動，核分裂生成物（F P）移行挙動に影響する。燃料及びデブリの格納容器内での挙動を第 4.1.1.1-1 図に示す。また，燃料及びデブリの移動経路並びにそれに係る挙動を第 4.1.1.1-2 表に示す（添付資料 4.1.1.1-1）。ペDESTAL（ドライウェル部）床からサブプレッション・チェンバへの移動経路は，M a r k - II 格納容器の構造上の特徴である。

4.1.1.2 プラント損傷状態の分類及び発生頻度

内部事象レベル1 P R A（出力運転時）で得られた炉心損傷に至る全ての事故シーケンスに対して、事故の進展及び緩和操作の類似性からプラント損傷状態（P D S）を定義し、P D Sの分類及び発生頻度の評価をする。

(1) P D Sの一覧

a. P D Sの考え方，定義

B W RのP R Aにおいて用いる事故シーケンスの識別子を第4.1.1.2-1表に、レベル1 P R Aで得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを第4.1.1.2-2表に示す。P D Sの分類は、レベル1 P R Aで得られた炉心損傷に至る事故シーケンスを、熱水力挙動の類似性及び事故後の緩和設備・緩和操作の類似性から、以下の4項目に着目して実施する。

(a) 格納容器破損時期

炉心損傷後に格納容器破損が生じる場合と格納容器破損後に炉心損傷が生じる場合で分類する。この前後関係によって、事故の防止手段及び緩和手段の種類が大きく異なる。

(b) 原子炉圧力

炉心損傷後，原子炉圧力容器破損に至るまでに，原子炉圧力容器内が高圧状態か低圧状態かで分類する（添付資料4.1.1.2-2）。この圧力状態の違いによって，原子炉圧力容器破損時の格納容器雰囲気圧力上昇の程度，デブリの飛散の程度等，原子炉圧力容器破損後の事故進展が異なる。

(c) 炉心損傷時期

炉心損傷時期が早期か後期かで分類する。この時期の違い

によって、原子炉圧力容器破損時期、格納容器雰囲気の圧力及び温度上昇の時期が大きく変化し、格納容器破損の時期が影響を受けるため、事故の緩和操作の余裕時間が大きく異なる（添付資料 4.1.1.2-1）。

(d) 電源確保

交流電源及び直流電源の有無により分類する。電源が確保されている場合は緩和操作に期待できる。

b. レベル 1 P R A の事故シーケンスの P D S への分類結果

炉心損傷に至る事故シーケンスを上記 a. の考え方に基づいて P D S として分類した結果を第 4.1.1.2-1 図に示す。なお、第 4.1.1.2-1 図の分類結果のうち、次の (a) から (c) の事故シーケンスについては、P D S の分類方法を個別に検討した。

(a) T Q U V と L O C A

T Q U V と L O C A については、L O C A は原子炉圧力容器破損前に破断口からの放出蒸気により格納容器の圧力・温度が上昇する等、T Q U V と事象進展が大きく異なるため、異なる P D S とした。なお、L O C A (A E, S 1 E, S 2 E) については、炉心損傷後のプラント挙動の類似性を考慮して、1 つの P D S とした。

(b) T W と T B W

T W と T B W は電源の状態が異なるが、いずれも除熱機能が喪失して格納容器が先行破損する事故シーケンスであり、レベル 1. 5 P R A の範囲では緩和操作に期待できず、事象進展に差異がないため、T W / T B W として 1 つの P D S とした。

(c) T C と I S L O C A

T C と I S L O C A については、T C は格納容器先行破損のシーケンスであることに対して、I S L O C A は格納容器バイパス事象であることから、異なる P D S とした。

(2) P D S 別の炉心損傷頻度

P D S 別の炉心損傷頻度を整理した結果を第 4.1.1.2-3 表に示す。P D S 別の炉心損傷頻度は、格納容器先行破損の P D S である T W / T B W が 99.8% と支配的である。

4.1.1.3 格納容器破損モード

(1) 格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明

炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故シーケンスは、次章 4.1.1.4 でイベントツリーによって分析するが、このイベントツリーの最終状態となる格納容器破損モードは、炉心損傷後の格納容器内の物理化学的挙動を分析することで抽出する。本章では格納容器破損モードを網羅的に抽出し、本 P R A でイベントツリーの最終状態として設定すべき格納容器破損モードを選定する。

本プラントにおけるシビアアクシデントで考えられる事故進展を第 4.1.1.3-1 図に示す。また、事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷を抽出した結果を第 4.1.1.3-1 表に、これらの負荷を発生時期に着目し、以下に示す事故進展フェーズに整理したものを第 4.1.1.3-2 表に示す。

- ・ 炉心損傷前
- ・ T 1 : 原子炉圧力容器破損前
- ・ T 2 : 原子炉圧力容器破損直後
- ・ T 3 : 事故後期

事故進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響する負荷から整理される物理的破損事象を考慮し、選定した格納容器破損モードは以下のとおりである。

a. 格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)

インターフェイスシステム L O C A の発生後、原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り、格納容器をバイパスして放射性物質等が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードである。

b. 格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心損傷時点で、格納容器の隔離に失敗しており、隔離失敗箇所から放射性物質等が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードである。

c. 早期過圧破損（未臨界確保失敗）

原子炉の未臨界確保に失敗した場合に、炉心で発生する大量の水蒸気により格納容器圧力が上昇し、格納容器が早期に過圧されて破損する格納容器破損モードである。

d. 過圧破損（崩壊熱除去失敗）

炉心冷却に成功し崩壊熱除去に失敗した場合に、崩壊熱によって炉心で発生する水蒸気により格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードである。

e. 過圧破損（長期冷却失敗）

炉心損傷後に、デブリの崩壊熱によって発生する水蒸気、及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスにより格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器が過圧されて破損する格納容器破損モードである。

f. 過温破損

炉心損傷後に、デブリからの崩壊熱によって格納容器雰囲気加熱され、格納容器貫通部の取付部、又はフランジシール部などが熱的に損傷し、格納容器が破損する格納容器破損モードである。

g. 格納容器雰囲気直接加熱

原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に、微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し、格納容器雰囲気が直接加熱

されて急速な圧力上昇が生じることにより格納容器が破損する格納容器破損モードである。

h. 水蒸気爆発

デブリがペDESTAL（ドライウエル部）の冷却水中又はサブレーション・プール水中に落下した場合，若しくは格納容器内に放出されたデブリに対して注水を実施した場合に，デブリと水の接触に伴い，デブリの持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され，格納容器への荷重が生じることによって格納容器が破損する格納容器破損モードである。

i. 溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器破損後，格納容器内に放出されたデブリによりペDESTAL（ドライウエル部）床のコンクリートが侵食され，デブリはペDESTAL（ドライウエル部）床を貫通してサブレーション・プールに落下する。その後，サブレーション・プールにおける溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し，ベースマット溶融貫通に先行してペDESTAL（ドライウエル部）壁面の侵食に伴う原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器が破損する格納容器破損モードである。

以上の格納容器破損モードについて，炉心損傷前の格納容器先行破損と，炉心損傷後の格納容器破損に分類して整理したものを第 4.1.1.3-3 表に示す。なお，以下の格納容器破損モードは，分析により除外した。

j. 炉内溶融燃料－冷却材相互作用

溶融炉心が下部プレナム内の残存水中に落下し，高温の溶融

炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。このときに発生したエネルギーにより、水塊が原子炉圧力容器上部に衝突し、さらに原子炉圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損する格納容器破損モードである。

ただし、これまでの炉内溶融燃料－冷却材相互作用に係る研究等の知見から、炉内溶融燃料－冷却材相互作用により格納容器が破損する可能性は十分低いため、本 P R A では格納容器破損モードとして設定していない（添付資料 4.1.1.3-1）。

k. 水素燃焼

ジルコニウム－水反応、水の放射線分解等により発生した水素が格納容器雰囲気中の酸素と反応して燃焼し、熱エネルギーを放出して格納容器を過圧・過熱することで格納容器が破損する格納容器破損モードである。

ただし、B W R では格納容器内を窒素置換により酸素濃度を低く管理しており、水素が可燃限界に至る可能性が十分低いため、本 P R A では格納容器破損モードとして設定していない。

1. 溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後にペDESTAL（ドライウエル部）へ落下したデブリが、ペDESTAL（ドライウエル部）床からドライウエル床に拡がり、ドライウエル壁に直接接触してドライウエル壁の一部が溶融貫通することにより格納容器が破損する格納容器破損モードである。

ただし、M a r k - II 型格納容器においては、ペDESTAL（ドライウエル部）内に蓄積したデブリがドライウエル床には拡がらない格納容器構造となっているため、格納容器破損モードと

して設定してしない（添付資料 4.1.1.3-2）。

4.1.1.4 事故シーケンス

(1) 格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス

シビアアクシデントでは、事故進展の各フェーズにおいて格納容器の健全性を脅かす物理化学現象が異なるため、事故進展フェーズごとに重要な物理化学現象、緩和設備の作動状況及び運転員操作の因果関係を分析して、これらの組合せから事故の進展を分類するために格納容器イベントツリーを構築する。

なお、格納容器先行破損である PDS (TW/TBW 及び TC) 及び格納容器バイパスである PDS (ISLOCA) については、炉心損傷時点で既に格納容器の閉じ込め機能が喪失しているため、格納容器イベントツリーは構築しない。

(2) 格納容器イベントツリー

a. 格納容器イベントツリー構築に当たって検討した重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動、運転員操作及びヘディング間の従属性

(a) 重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動及び運転員操作

格納容器イベントツリーの構築に際し、炉心損傷から格納容器破損に至るまでの事故進展の途上で発生する重要な物理化学現象について、その発生条件及び発生後の事故進展を第 4.1.1.4-1 表のとおり整理した。また、格納容器破損モードに関する物理化学現象、対処設備及び運転員操作を第 4.1.1.4-2 表のとおり整理した。

第 4.1.1.4-2 表に示す検討結果に基づき、対処設備の作動状態及び物理化学現象の発生状態を分析することにより、格

格納容器イベントツリーのヘディングとその定義を第 4.1.1.4-3 表のとおり設定した。

(b) ヘディング間の従属性

第 4.1.1.4-3 表で定義したヘディングの状態が発生する確率は、他の複数のヘディングの状態に従属して決定される場合があるため、ヘディングの順序及び分岐確率の設定に際してヘディング間の従属性を整理した。結果を第 4.1.1.4-4 表に示す。

b. 格納容器イベントツリー

選定したヘディングについてヘディング間の従属性を考慮し順序付けして、格納容器イベントツリーを作成した。作成した格納容器イベントツリーを第 4.1.1.4-1 図に示す。第 4.1.1.4-1 図の格納容器破損モードは、4.1.1.3 (1)で定義した格納容器破損モードを「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」が指定する事故シナリオグループに集約した形となっている。

4.1.1.5 事故進展解析

格納容器破損頻度を評価するための事故進展解析の目的は、以下の2つがある。

- ・ 緩和設備の復旧操作等のための余裕時間の評価
- ・ 物理化学現象の発生の有無と格納容器への負荷

このうち後者の物理化学現象の発生と格納容器への負荷については、現象の不確定性等を考慮した分岐確率を評価しているため、ここでは緩和設備の復旧操作等のための余裕時間を評価することを目的とする。したがって、緩和設備が機能しない状態で物理化学現象が発生せずに、格納容器が過圧又は過温破損に至る事故シーケンスを評価する。

(1) 解析対象とした事故シーケンスと対象事故シーケンスの説明

プラントの熱水力的挙動及び炉心損傷，原子炉圧力容器破損等の事故の発生時期，シビアアクシデント現象による格納容器負荷を解析するとともに，格納容器イベントツリーのヘディングの分岐確率の計算に必要なデータを得ることを目的として，各PDSを代表する事故進展解析を実施する。

a. 解析対象事故シーケンスの選定

解析対象事故シーケンスの選定に当たっては，事故進展の類似性，緩和設備の機能喪失状態の類似性を基に選定する。

事故進展の類似性の観点では，第4.1.1.2-1図に示すPDSの分類の考え方において，事故進展の類似性を考慮した分類を実施している。ここで，事故進展解析において緩和設備が機能しない状態を想定すること，及び過渡事象とLOCAでは事故進展が大きく異なると考えられることを踏まえて，事故シーケ

ンスを分類した結果を第 4.1.1.5-1 図に示す。

T Q U X, T B U 及び T B D は, いずれも高圧注水及び減圧ができないまま炉心損傷に至るシーケンスであり, 事故進展解析上の相違は見られないと考えられることから, 解析については T Q U X で代表することとした。

T Q U V と T B P はそれぞれ解析対象とした。これは, いずれも原子炉は減圧され, 高圧及び低圧注水ができないまま炉心損傷に至るシーケンスであるが, T Q U V は緩和操作としての A D S による逃がし安全弁 7 個での減圧に対し, T B P では事象発生初期からの逃がし安全弁 1 個の再閉鎖失敗による減圧であるため, 減圧の挙動が異なり, その後の事象進展に影響を与えることを考慮したためである。

L O C A については, 操作余裕時間の観点から事故進展が早い A E で代表することとした。

格納容器先行破損 (レベル 1 P R A の評価の範囲) である T C, T W / T B W 及び I S L O C A については, 炉心損傷の前に格納容器が破損しているモードであり, レベル 1. 5 P R A における緩和手段が存在しないことから, イベントツリーの作成対象から除外した。これは, T C, T W / T B W 及び I S L O C A については, レベル 1 P R A 側で格納容器破損防止対策を講じなければならないということを意味している。

以上の検討の結果, 第 4.1.1.5-1 表のとおり以下の事故シーケンスを解析対象として選定した。

- ・ T Q U V
- ・ T Q U X

- ・長期 T B
- ・ T B P
- ・ A E

b. 事故進展解析の解析条件

プラント構成・特性の調査により設定した，全ての事故シーケンスに対し共通するプラント構成・特性に依存した基本解析条件を第 4.1.1.5-2 表に示す。

また，解析対象の各事故シーケンスの事故状態及び対処設備作動状況に関する事故進展解析条件を第 4.1.1.5-3 表に示す。

なお，事故進展解析には，事故シーケンスに含まれる物理化学現象，機器・系統の動作を模擬することができる M A A P コードを使用した。

(2) 事故シーケンスの解析結果

選定した各事故シーケンスについてプラントの熱水力挙動を解析した結果を第 4.1.1.5-2(a) 図～第 4.1.1.5-2 (e) 図に示す。原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力挙動の事故進展を表す主要事象発生時刻を第 4.1.1.5-4 表に示す。また，各事故シーケンスの解析結果における特徴的な事故進展を以下に示す（添付資料 4.1.1.5-1，添付資料 4.1.1.5-2）。

a. T Q U V

本事故シーケンスでは，給水喪失後，原子炉減圧には成功するが，原子炉注水機能が作動しないため，炉心損傷に至る。その後，原子炉圧力容器は低圧状態で破損する。デブリは原子炉圧力容器からペDESTAL（ドライウエル部）内に放出され，熔融炉心・コンクリート相互作用によりペDESTAL（ドライウエル部）

床を貫通する。格納容器は、デブリがサプレッション・プールへ落下することにより発生する蒸気によって過圧され、過圧破損に至る。

b. T Q U X

本事故シーケンスでは、給水喪失後、R C I C及びH P C Sによる原子炉注水に失敗し、原子炉減圧に失敗するため炉心損傷に至る。その後、原子炉圧力容器は高圧状態で破損する。格納容器は、原子炉圧力容器が破損した際に噴出される高温のガス流によって過熱され、過温破損に至る。

c. 長期 T B

本事故シーケンスは、外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に失敗するが、事象発生後8時間までは蒸気駆動のR C I Cによって原子炉水位は維持される。その間、逃がし安全弁からの放出蒸気により、格納容器の温度、圧力は徐々に上昇する。蓄電池枯渇によりR C I Cが機能喪失し、炉心損傷に至る。その後、原子炉圧力容器は高圧状態で破損する。格納容器は、原子炉圧力容器が破損した際に噴出される高温のガス流によって過熱され、過温破損に至る。

d. T B P

本事故シーケンスは、外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水に失敗するとともに、逃がし安全弁の再閉鎖失敗により原子炉が減

圧され、R C I Cによる原子炉注水に失敗し、炉心損傷に至る。その後、原子炉圧力容器は低圧状態で破損する。格納容器は、原子炉圧力容器外に放出されたデブリの崩壊熱により過熱され、過温破損に至る。

e. A E

本事故シーケンスでは、大破断L O C A発生後、E C C Sの作動に失敗して炉心損傷に至る。その後、炉心支持板破損によって、デブリと原子炉圧力容器下部プレナムに溜まっていた冷却材が接触することで発生する過熱蒸気が破断口から放出されることによって格納容器が過熱され、過温破損に至る。

4.1.1.6 格納容器破損頻度

(1) 格納容器破損頻度の評価方法

格納容器破損頻度の定量化では、内部事象出力運転時レベル1 P R A の評価に用いている計算コードと同じ S a f e t y W a t c h e r を使用し、炉心損傷頻度、格納容器イベントツリーのヘディングに対する分岐確率を入力条件として、P D S ごとの条件付き格納容器破損確率 (C C F P) 及び格納容器破損頻度 (C F F) を算出する。

(2) 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率

格納容器イベントツリーの各ヘディングの分岐確率については、次のとおり設定した。格納容器イベントツリーのヘディングの設定を第 4.1.1.6-1 表に示す。

a. 物理化学現象に関する分岐確率の設定

シビアアクシデント現象のヘディングにおいて、不確実さが大きい現象に対しては、当該現象の支配要因、不確実さ幅及び格納容器の構造健全性への影響の因果関係を明らかにし、分解イベントツリー (D E T) 手法等を用いて、分岐確率を設定した (添付資料 4.1.1.6-1, 添付資料 4.1.1.6-3)。

なお、今回の評価で設定した物理化学現象のヘディングの分岐確率は、評価の対象とした物理化学現象が不確実さの大きな現象であることを認識しつつも、現状有している知見をもとに、可能な限りの評価を実施して設定したものであり、今回設定した値には依然大きな不確実さを含んでいるものと認識している。

この内 I V R は、その成立によって事象が緩和される側に寄与する点が他の物理化学現象と異なるが、今回の評価ではヘディン

グとして設定した。これは、格納容器イベントツリーで考慮する物理化学現象の選定にあたっては、格納容器に与える影響が厳しいか、あるいは緩和されるかという観点では無く、考えられる物理化学現象の可能性を排除しないという観点で選定したためである。

このため、今回の評価で設定した物理化学現象のヘディングの分岐確率の多寡は、有効性評価の対象となる評価事故シーケンスを選定する際には影響しない。

b. 緩和設備に関する分岐確率の設定

緩和設備に関する分岐確率は、緩和操作までの余裕時間を考慮して作成したフォールトツリーを格納容器イベントツリーにリンクすることで設定した。

緩和操作実施までの余裕時間の検討結果を第 4.1.1.6-2 表に示す。

また、格納容器隔離の分岐確率は過去の文献を基に設定した（添付資料 4.1.1.6-2）。

(3) 格納容器破損頻度の評価結果（点推定値）

格納容器破損頻度の評価結果を第 4.1.1.6-3 表、第 4.1.1.6-4 表及び第 4.1.1.6-1~3 図に示す。全 C F F は $6.1E-5$ /炉年、C C F P は 1.0 であった。

P D S 別の C F F では、C F F の 99.8% が格納容器先行破損の P D S である T W / T B W であった。本 P R A ではアクシデントマネジメント (A M) 策を考慮していないことから、炉心損傷後に低圧 E C C S による原子炉注水に期待できる T Q U X 以外の C C F P は 0.95~1.0 となる。T Q U X の P D S については、炉心損

傷後の原子炉手動減圧に成功した場合は低圧ECCSによる原子炉注水及びRHRによるドライウェルスプレイに期待できるため、CCFPは0.46となった。ただし、上述のとおり、PDS別のCCFFではTW/TBWのPDSが支配的であるため、全体のCCFPは1.0となっている。

格納容器破損モード別のCCFFは、「過圧破損（崩壊熱除去失敗）」の寄与が99.8%を占める。以下、「過温破損」、「早期過圧破損（未臨界確保失敗）」、「格納容器雰囲気直接加熱」、「過圧破損（長期冷却失敗）」、「水蒸気爆発」、「格納容器隔離失敗」、「インターフェースシステムLOCA」、「溶融炉心・コンクリート相互作用」が続き、これらの寄与は全て1%未満であった。

格納容器先行破損及び格納容器バイパスを除いた格納容器破損モード別の格納容器破損頻度を第4.1.1.6-4図に示す。格納容器先行破損及び格納容器バイパスを除いた場合、「過温破損（原子炉圧力容器高圧破損）」の寄与割合が71.3%を占め支配的である。これは、レベル1PRAにおいて、格納容器先行破損を除いた場合に炉心損傷頻度に対して寄与割合が大きな長期TBは、原子炉圧力が高圧状態で維持されたまま原子炉圧力容器が破損することから、「格納容器雰囲気直接加熱」が発生しない場合は格納容器が過温破損に至ることによる。

(4) 重要度評価について

レベル1PRAでは格納容器先行破損の事故シーケンスグループが支配的であることを考慮すると、レベル1.5PRAにおいても、レベル1PRAにおける重要度評価結果と同様、崩壊熱除去機能に係る系統である残留熱除去系、残留熱除去系海水系及び

非常用ディーゼル発電機の重要度が高くなることは明らかであることから、重要度評価は実施しないこととする。

なお、残留熱除去系の機能喪失については、代替除熱手段である耐圧強化ベント系又は格納容器圧力逃がし装置、残留熱除去系海水系の機能喪失については緊急用海水系、非常用ディーゼル発電機の故障については常設代替高圧電源装置により、格納容器破損頻度の低減が可能である。

4.1.1.7 不確実さ解析及び感度解析

(1) 不確実さ解析

格納容器破損モード別の C F F の不確実さ解析結果を第 4.1.1.7-1 表及び第 4.1.1.7-1 図に示す。

不確実さ解析の結果、全 C F F の平均値は、 $6.1E-5$ / 炉年、エラーファクタは 4.1 となった。また、格納容器破損モード別の点推定値は不確実さ分布内にあり、点推定値と不確実さ解析結果の傾向に大きな差はなく、「過圧破損（崩壊熱除去失敗）」が支配的であることを確認した。

(2) 感度解析

4.1.1.6 で説明した評価結果（以下「ベースケース」という。）では、AM策に期待していない評価としているため、全 C F F に対しては格納容器先行破損の P D S である T W / T B W が支配的となっている。このため、格納容器イベントツリーを展開した炉心損傷後に格納容器破損に至る P D S の寄与は小さく、上記(1)のとおり物理化学現象の分岐確率等の不確実さも有意な影響を与えていないが、重大事故等に対する対策を講じる上で M a r k - II 型格納容器の特徴を把握するため、これらの P D S の事故シーケンスの定量化に当たってのモデル上の不確実さの要因等の影響について、以下の感度解析を実施した。

・モデル上の仮定に係る感度解析

デブリによるペデスタル（ドライウエル部）床のサンプルレン配管破損及びサプレッション・プールへ落下したデブリによる残留熱除去系吸込ストレーナ閉塞等を考慮（添付資料 4.1.1.7-1）

- ・ 物理化学現象による格納容器破損確率（以下「CFP」という。）に係る感度解析

他研究機関等においてBWR5，Mark-II型格納容器プラントを対象に実施された物理化学現象によるCFP評価結果を考慮

a. モデル上の仮定に係る感度解析（感度解析ケース1）

ベースケースでは，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するシーケンスにおいて，ペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下したデブリ冷却が不十分な場合には，デブリはペDESTAL（ドライウエル部）床のコンクリートを侵食しサプレッション・プールに落下するとしている。また，サプレッション・プール落下時に水蒸気爆発が発生しない場合は，発生蒸気による圧力上昇を残留熱除去系にて抑制できるとしている。

一方，Mark-II型格納容器の原子炉圧力容器外のデブリ挙動及び格納容器破損モード等を評価したNUREG/CR-5623，5528においては，ペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下したデブリによるペDESTAL（ドライウエル部）床サンプルドレン配管の破損並びにデブリがサプレッション・プールに落下した場合の残留熱除去系等の吸込ストレーナ閉塞及びNPSH喪失の可能性が指摘されている。

以上を踏まえ，原子炉圧力容器が低圧状態で破損するシーケンスにおいて，以下の条件を仮定した感度解析を実施した。

- ・ ペDESTAL（ドライウエル部）注水の有無に係らず，原子炉圧力容器破損直後にデブリによりペDESTAL（ドライウエル部）

床サンプルドレン配管が破損し、デブリがサプレッション・プールに落下する。

- ・サプレッション・プールに落下したデブリにより残留熱除去系は使用不能とし、水蒸気爆発又は発生蒸気による過圧による格納容器破損の可能性を考慮する。

感度解析結果を第 4.1.1.7-2 表及び第 4.1.1.7-2 図に示す。感度解析結果とベースケースを比較すると、過温破損（原子炉圧力容器低圧破損）による C F F が低下し、熔融炉心・コンクリート相互作用、過圧破損（長期冷却失敗）及び水蒸気爆発（サプレッション・プール）による C F F が増加しているが、炉心損傷後の支配的な格納容器破損モードが過温破損（原子炉圧力容器高圧破損）であることに変わりはなく、また、全 C F F に対しても有意な感度を持っていない。

しかしながら、重大事故等に対する対策を講じる上では、原子炉圧力容器が低圧状態で破損する事故シーケンスにおいて、ペデスタル（ドライウェル部）床サンプルドレン配管破損等の発生の可能性についても留意する必要がある。

b. C F P に係る感度解析

ベースケースでは、物理化学現象等による C F P の不確実さ幅を考慮した不確実さ解析を実施している。ここでは、不確実さの大きな物理化学現象に対して、他研究機関等が国内 B W R 5, M a r k - II 型格納容器プラントを対象として評価した C F P を適用した場合の感度解析を実施した。調査した他研究機関等の評価結果を第 4.1.1.7-3 表に示す。この結果に基づき実施した解析は以下のとおりである。

- ・ 格納容器雰囲気直接加熱による C F P（感度解析ケース 2）
- ・ 水蒸気爆発による C F P（感度解析ケース 3）

感度解析結果を第 4.1.1.7-4 表及び第 4.1.1.7-3 図に示す。いずれの感度解析ケースにおいても、各格納容器破損モードの C F F はベースケースの不確かさの幅の中に納まっており、M a r k - II 型格納容器の特徴を把握する上で、有意な影響がないことを確認した。

4.1.1.8 M a r k - II 型格納容器の破損モードの特徴に係る分析

4.1.1.6 及び 4.1.1.7 の評価結果を踏まえ、主として重大事故等に対する対策を講じる上で考慮すべき M a r k - II 型格納容器の破損モードの特徴に係る分析を行った。なお、原子炉圧力容器が高压状態で破損する場合と低压状態で破損する場合では、その後の事故進展が相違するため、それぞれのシーケンスについて以下に説明する。

(1) 原子炉圧力容器高压シーケンス

a . 炉心損傷後に格納容器破損に至る事故シーケンスの C F F において、原子炉圧力容器高压シーケンスの寄与は 77.7% である。

b . 原子炉圧力容器高压シーケンスでの格納容器破損は、原子炉圧力容器高压破損直後の高温ガス流の噴出により発生する過温破損モードの寄与が支配的となっており、重大事故等に対する対策を講じる上で特に着目すべき破損モードである。

- ・過温破損モードに至る主要な P D S は長期 T B , T B U 及び T Q U X であり、これらの P D S は、全交流動力電源喪失時に直流電源が枯渇又は高压注水機能が喪失し、炉心注水機能の全喪失から炉心損傷となる事故シーケンスである。

- ・したがって、重大事故等に対する対策を講じる上では、電源機能の強化及び全交流動力電源喪失時の高压注水機能の強化による炉心損傷防止対策、炉心損傷後の減圧機能の強化による格納容器破損防止対策がリスク低減に寄与すると考えられる。

(2) 原子炉圧力容器低压シーケンス

a . 炉心損傷後に格納容器破損に至る事故シーケンスの C F F にお

いて、原子炉圧力容器低圧シーケンスの寄与は 22.3%である。

b. 原子炉圧力容器低圧シーケンスでの格納容器破損は、ペDESTAL（ドライウエル部）床破損後の水蒸気等の発生による格納容器圧力の上昇により発生する過圧破損（長期冷却失敗）モードの寄与が支配的となっている。

- ・過圧破損モード（長期冷却失敗）に至る主要な P D S は T B U 及び T Q U V であり、これらの P D S は、全交流動力電源喪失時には高圧注水機能が喪失し、炉心注水機能の全喪失（炉心損傷後に減圧成功）、過渡時炉心注水機能の全喪失から炉心損傷となる事故シーケンスである。

- ・したがって、重大事故等に対する対策を講じる上では、電源機能の強化及び全交流動力電源喪失時の高圧注水機能の強化による炉心損傷防止対策、格納容器圧力上昇を抑制する格納容器除熱機能及び電源機能の確保による格納容器破損防止対策がリスク低減に寄与すると考えられる。

c. M a r k - II 型格納容器は、ドライウエル下部にサプレッション・チェンバを配置する構造上の特徴から、ペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下したデブリの冷却が不十分な事故シーケンスに対しても、ペDESTAL（ドライウエル部）床破損後に、サプレッション・プール水により、デブリを冷却する後備手段を有している。この構造上の特徴が C F F に与える影響を確認した。

- ・上記影響を確認するため、仮想的にデブリの冷却が不十分な事故シーケンスについては、ペDESTAL（ドライウエル部）床面での熔融炉心・コンクリート相互作用により、格納容器破損（原子炉圧力容器支持機能喪失）に至るとした場合の感度

解析（感度解析ケース4）を実施した。

- ・感度解析結果を第4.1.1.8-1表及び第4.1.1.8-1図に示す。
ベースケースと感度解析結果の原子炉圧力容器低圧シーケンスのCFFは同等であるが、ベースケースは過圧破損（長期冷却失敗）の寄与が大きく、溶融炉心・コンクリート相互作用（ペDESTAL（ドライウエル部）床）の寄与が小さい結果となっている。
- ・この結果は、サプレッション・プールをドライウエル下部に配置した構造が、格納容器の圧力上昇を抑制する格納容器除熱機能の強化に伴い、デブリの冷却が不十分な事故シーケンスによるCFFを低減する効果を有していることを示している。この低減効果の程度は、水蒸気爆発（サプレッション・プール）によるCFPに依存しており、ベースケースでは1桁、水蒸気爆発によるCFPを小さく評価している感度解析ケース3では2桁程度の低減効果となる。

d. 上記のとおり、Mark-II型格納容器は、その構造上の特徴から、格納容器除熱機能の強化に伴いペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下したデブリの冷却が不十分な事故シーケンスによるCFFを有意に低減することが可能であるが、この事故シーケンスに対する重大事故等に対する対策を講じる上では、以下の観点から、ペDESTAL（ドライウエル部）床上でのデブリ冷却機能の確保による格納容器破損防止対策が重要と考える。

- ・ペDESTAL（ドライウエル部）床破損によるサプレッション・プールバイパスの回避

溶融炉心・コンクリート相互作用によるペDESTAL（ドラ

イウエル部) 床破損及びNUREG/CR-5623, 5528において指摘されているペDESTAL (ドライウエル部) 床サンプルドレン配管破損は, ドライウエルとサブプレッション・チェンバ空間部間にサブプレッション・プールを介さない流路を形成する。このため, 格納容器破損やウェットウエル・ベント時の放射性物質のスクラビング機能の喪失となる。

- ・サブプレッション・プール水源機能喪失の回避

NUREG/CR-5528において指摘されているデブリの落下による吸込ストレーナ閉塞, NPSH喪失の可能性を回避し, サブプレッション・プールを水源とする注水系等の機能を維持する。

第 4.1.1.1-1 表 格納容器の主要仕様

項目		仕様
型式		圧力抑制形 (M a r k - II)
容積	ドライウエル空間部 (ベント管含む)	約 5,700m ³
	サプレッション・チェンバ空間部	約 4,100m ³
	サプレッション・プール水量	約 3,400m ³
最高使用 圧力	ドライウエル	0.31MPa [gage]
	サプレッション・チェンバ	0.31MPa [gage]
最高使用 温度	ドライウエル	171℃
	サプレッション・チェンバ	104℃
限界圧力		0.62MPa [gage] (最高使用圧力の 2 倍)
限界温度		200℃

第 4.1.1.1-2 表 燃料及びデブリの格納容器内での挙動

	放出先	移動経路	移動先区画
重力による 移動	【原子炉圧力容器破損時】 ペDESTAL (ドライウエル部) 内	ペDESTAL (ドライウエル部) 床 溶融貫通	サプレッション・チェンバ
	【ペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通後】 サプレッション・チェンバ	最下区画のため移動なし	なし
高速ガス流 による噴出	【原子炉圧力容器破損時】 ペDESTAL (ドライウエル部) 内	ペDESTAL (ドライウエル部) 内 開口部	ドライウエル

第 4.1.1.2-1 表 事故シーケンスの識別子

識別子	内容
A	大破断 L O C A
B	工学的安全施設に対する電源の故障状態
C	原子炉緊急停止系の故障状態
D	工学的安全施設に対する直流電源の故障状態
E	E C C S による注水の故障状態
P	逃がし安全弁の再閉鎖失敗
Q	給水系による注水の故障状態
S 1	中破断 L O C A
S 2	小破断 L O C A
T	過渡事象
U	高圧注水系による注水の故障状態
V	低圧 E C C S による注水の故障状態
W	残留熱除去の失敗状態
X	原子炉の急速減圧の失敗状態

第 4.1.1.2-2 表 炉心損傷に至る事故シーケンス (1/2)

事故シーケンス	特徴
T Q U V	高圧系及び低圧系による炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。本シーケンスにおいては、原子炉は低圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
T Q U X	高圧系による炉心冷却に失敗し、かつ、原子炉の減圧に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。本シーケンスにおいては、原子炉は高圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
長期 T B	外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。その後、H P C Sによる炉心冷却に失敗し、R C I Cの作動には成功するが、直流電源の枯渇によりR C I Cが機能喪失し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり、炉心損傷時期は後期に分類される。
T B U	外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。H P C S及びR C I Cによる炉心冷却に失敗し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
T B P	外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。逃がし安全弁の再閉鎖失敗によりR C I Cが機能喪失し、H P C Sによる炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は低圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
T B D	外部電源喪失後、直流電源系の故障により非常用ディーゼル発電機の起動に失敗し、H P C Sによる炉心冷却に失敗して炉心損傷に至る事故シーケンスである。原子炉は高圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
T W	事故後、炉心冷却には成功するが、崩壊熱の除去に失敗する事故シーケンスである。崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が過圧破損する。その後、炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は後期に分類される。
T B W	外部電源喪失後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用ディーゼル発電機による給電に失敗して全交流動力電源喪失に至る。H P C Sによる炉心冷却は継続しているが、崩壊熱の除去に失敗する事故シーケンスである。崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が過圧破損する。その後、炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は後期に分類される。
T C	事故後、原子炉の未臨界確保に失敗する事故シーケンスである。T Wシーケンスと同様、崩壊熱により発生する水蒸気によって格納容器が炉心損傷前に過圧破損する。その後、炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。炉心損傷時期は早期に分類される。

第 4.1.1.2-2 表 炉心損傷に至る事故シーケンス (2/2)

事故シーケンス		特徴
LOCA	AE	大破断LOCA後、炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため、原子炉は低圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
	S1E	中破断LOCA後、炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため、原子炉は低圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
	S2E	小破断LOCA後、炉心冷却機能が喪失する事故シーケンスである。原子炉冷却材圧力バウンダリが破損しているため、原子炉は低圧状態であり、炉心損傷時期は早期に分類される。
ISLOCA		原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧され破断し、原子炉冷却材の原子炉建屋への流出が継続し炉心損傷に至る事故シーケンスである。炉心損傷時期は早期に分類される。

第 4.1.1.2-3 表 プラント損傷状態別の炉心損傷頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
TQUV	3.5E-09	<0.1
TQUX	2.0E-08	<0.1
長期TB	7.7E-08	0.1
TBU	2.1E-08	<0.1
TBP	5.3E-10	<0.1
TBD	6.0E-12	<0.1
TW/TBW	6.0E-05	99.8
TC	2.5E-08	<0.1
LOCA	2.2E-11	<0.1
ISLOCA	4.8E-10	<0.1
合計	6.1E-05	100.0

第 4. 1. 1. 3-1 表 格納容器の健全性に影響を与える負荷の種類抽出

破損状態	破損形態	破損形態の解説
格納容器 バイパス	インターフェイス システム LOCA	インターフェイスシステム LOCA の発生後、原子炉冷却材の流出が継続して炉心損傷に至り、格納容器をバイパスして放射性物質等が原子炉建屋内に放出される。
	格納容器隔離失敗	炉心損傷時点で、格納容器の隔離に失敗しており、隔離失敗箇所から放射性物質等が原子炉建屋内に放出される。
格納容器 破損	早期過圧破損 (未臨界確保失敗)	原子炉の未臨界達成に失敗した場合に、炉心で発生する大量の水蒸気により格納容器の圧力が上昇し、早期に格納容器の過圧破損に至る。
	過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	炉心冷却に成功し崩壊熱除去に失敗した場合に、崩壊熱によって炉心で発生する水蒸気により格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器の過圧破損に至る。
	過圧破損 (長期冷却失敗)	炉心損傷後に、デブリの崩壊熱によって発生する水蒸気、及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生する非凝縮性ガスにより格納容器圧力が徐々に上昇し、格納容器の過圧破損に至る。
	過温破損	原子炉圧力容器破損後、デブリからの崩壊熱によって格納容器雰囲気が加熱され、格納容器貫通部の取付部又はフランジ部などが熱的に損傷し、格納容器破損に至る。
	格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に、微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し、格納容器雰囲気が直接加熱されて急速な圧力上昇が生じることにより格納容器破損に至る。
	水蒸気爆発 (FCI)	デブリと水が接触した場合に、デブリの持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され、格納容器への荷重が生じることにより格納容器破損に至る。
	溶融炉心・コンクリート 相互作用 (MCCI)	原子炉圧力容器破損後、格納容器内に放出されたデブリによりペDESTAL (ドライウェル部) 床のコンクリートが侵食され、デブリはペDESTAL (ドライウェル部) 床を貫通してサプレッション・プールに落下する。その後、サプレッション・プールにおける溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し、原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器破損に至る。

第 4.1.1.3-2 表 プラント損傷状態と負荷の対応

プラント損傷状態	炉心損傷前	T 1	T 2	T 3
T Q U V T Q U X 長期 T B T B U T B P T B D L O C A	—	格納容器隔離失敗	格納容器雰囲気直接加熱 (D C H) 水蒸気爆発 (F C I)	過圧破損 (長期冷却失敗) 過温破損 熔融炉心・コンクリート相互作用 (M C C I) 水蒸気爆発 (F C I)
T W / T B W	過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	—	—	—
T C	早期過圧破損 (未臨界確保失敗)	—	—	—
I S L O C A	インターフェイスシステム L O C A	—	—	—

T 1 原子炉圧力容器破損前

T 2 原子炉圧力容器破損直後

T 3 事故後期

第 4.1.1.3-3 表 格納容器破損モードの選定

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

第 4.1.1.4-1 表 シビアアクシデント時の物理化学現象の整理

物理化学現象	発生条件	発生後の事故進展
原子炉圧力容器破損	<ul style="list-style-type: none"> 炉心への注水による炉心溶融進展の停止失敗 	<ul style="list-style-type: none"> デブリの原子炉圧力容器外への放出に至る。
過圧破損 (長期冷却失敗)	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱による水蒸気発生 デブリが冷却できない場合の溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生 	<ul style="list-style-type: none"> 水蒸気により過圧され格納容器破損に至る。 溶融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、格納容器内が過圧され格納容器破損に至る。
過温破損	<ul style="list-style-type: none"> デブリへの注水失敗 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器貫通部あるいはフランジ部が熱的に損傷し、格納容器破損に至る。
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	<ul style="list-style-type: none"> 高圧状態で原子炉圧力容器が破損 	<ul style="list-style-type: none"> 微粒子化したデブリが格納容器空間部に飛散し、格納容器雰囲気が直接加熱されて急速に格納容器が過圧され格納容器破損に至る。
水蒸気爆発 (FCI)	<ul style="list-style-type: none"> 水中へのデブリの落下 デブリへの注水 	<ul style="list-style-type: none"> デブリと水の接触に伴い、デブリの持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され、格納容器への荷重が生じることにより格納容器破損に至る。
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内に放出されたデブリの冷却失敗 	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器内に放出されたデブリにより、ペDESTAL (ドライウエル部) 床面のコンクリートが侵食され、その後、ペDESTAL (ドライウエル部) 床の溶融貫通により、デブリはサブレーション・プールに落下する。落下したデブリにより、溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し、原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器破損に至る。

第 4.1.1.4-2 表 格納容器破損モードと物理化学現象，対処設備及び運転員操作の対応整理

格納容器破損モード	物理化学現象	対処設備	運転員操作
過圧破損 (長期冷却失敗)	・ 過圧破損	・ RHR (格納容器スプレイ冷却)	・ RHR 手動起動
過温破損	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用	・ ECCS	・ 損傷炉心への注水 (原子炉圧力容器の破損回避)
格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 格納容器雰囲気直接加熱	・ 逃がし安全弁 ・ ECCS	・ 原子炉減圧 (原子炉圧力容器の高圧破損回避) ・ 損傷炉心への注水 (原子炉圧力容器の破損回避)
水蒸気爆発 (FCI)	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 水蒸気爆発	・ ECCS	・ 損傷炉心への注水 (原子炉圧力容器の破損回避) ・ デブリへの注水 (原子炉圧力容器の破損口経由)
溶融炉心・コンクリート 相互作用 (MCCI)	・ 原子炉圧力容器破損 ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用	・ ECCS	・ 損傷炉心への注水 (原子炉圧力容器の破損回避) ・ デブリへの注水 (原子炉圧力容器の破損口経由)

第 4.1.1.4-3 表 ヘディングの選定及び定義

	ヘディング		定義
T 1	格納容器隔離		炉心が損傷した状態での格納容器隔離が正常に実施されない場合、失敗とする。
	原子炉減圧		炉心損傷後、原子炉減圧ができない場合、失敗とする。
	原子炉圧力容器注水		低圧ECCSによる注水ができない場合、失敗とする。
	原子炉圧力容器破損		低圧ECCSによる注水により、デブリが下部プレナムにて冷却できず、原子炉圧力容器内に保持できない場合、有とする。
T 2	FCI		ペDESTAL（ドライウエル部）内の水プールに落下したデブリにより、水蒸気爆発が発生し、格納容器が破損する場合、有とする。
	DCH		原子炉圧力容器の高圧破損時にデブリが微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達及び金属成分の酸化・発熱反応が発生し、格納容器が破損する場合、有とする。
T 3	格納容器注水	ペDESTAL（ドライウエル部）	低圧ECCSによる注水（原子炉圧力容器の破損口経由）ができない場合、失敗とする。
		ドライウエル	格納容器冷却スプレイモードによるスプレイができない場合、失敗とする。
	FCI	ペDESTAL（ドライウエル部）	低圧ECCSにより、原子炉圧力容器の破損口経由でペDESTAL（ドライウエル部）のデブリに注水した際、水蒸気爆発が発生し、格納容器が破損する場合、有とする。
	デブリ冷却		低圧ECCSによる注水（原子炉圧力容器の破損口経由）に成功するものの、デブリ冷却ができずに熔融炉心・コンクリート相互作用が継続し、ペDESTAL（ドライウエル部）床が熔融貫通する場合、失敗とする。
	FCI	サプレッション・プール	ペDESTAL（ドライウエル部）床貫通に伴い、デブリがサプレッション・プールに落下することにより、水蒸気爆発が発生し、格納容器が破損する場合、有とする。
	デブリ冷却		ペDESTAL（ドライウエル部）床貫通により落下したデブリが、サプレッション・プールで冷却できずに熔融炉心・コンクリート相互作用が継続し、原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器が破損する場合、失敗とする。

第 4.1.1.4-4 表 ヘディングの従属性

ヘディング (影響を与える側)		T 1				T 2		T 3					
		格納容器 隔離	原子炉減圧	原子炉圧力容 器注水	原子炉圧力容 器破損	F C I	D C H	格納容器注水		ペDESTAL (ドライウエル部)		サブプレッション・プール	
								ペDESTAL (ド ライウエル部)	ドライウエル	F C I	デブリ 冷却	F C I	デブリ 冷却
T 1	格納容器隔離												
	原子炉減圧												
	原子炉圧力容器注水		○※1										
	原子炉圧力容器破損		○※2	○※4									
T 2	F C I			○※5	○※5								
	D C H		○※3		○※3								
T 3	格納容器 注水	ペDESTAL (ドライ ウエル部)			○※6	○※7							
		ドライウエル			○※6			○※6					
	ペDESTAL (ドライウエル部)	F C I				○※7			○※8				
		デブリ冷却				○※7			○※9				
	サブプレッション ・プール	F C I				○※7			○※9			○※10	
		デブリ冷却				○※7			○※9			○※10	

- 前段のヘディングにおける緩和設備の成功/失敗状態又は物理化学現象の発生により、当該ヘディングに影響を及ぼすもの
- ※1 低圧ECCSによる原子炉圧力容器注水を実施するためには原子炉減圧が必要
- ※2 原子炉圧力容器破損回避のための低圧ECCSによる原子炉圧力容器注水を実施するためには原子炉減圧が必要
- ※3 原子炉減圧に失敗し原子炉圧力容器が高圧で破損する場合、DCHの可能性あり
- ※4 低圧ECCSによる原子炉圧力容器への注水に成功した場合、原子炉圧力容器破損の回避に期待可能
- ※5 低圧ECCSによる原子炉圧力容器への注水に成功し、原子炉圧力容器が破損する場合、FCIの可能性あり
- ※6 一部同じ系統であるため従属性あり
- ※7 原子炉圧力容器破損時のFCI及びDCHを回避できた場合に、緩和設備又は物理化学現象を考慮
- ※8 ペDESTAL (ドライウエル部) への注水時にFCIの可能性あり
- ※9 ペDESTAL (ドライウエル部) への注水が成功した場合、デブリのペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通の回避に期待
- ※10 ペDESTAL (ドライウエル部) におけるデブリ冷却に失敗した場合、サブプレッション・プールにおける物理化学現象を考慮

第 4.1.1.5-1 表 事故進展解析の対象とした代表事故シーケンス

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

第 4.1.1.5-2 表 基本解析条件

項目	解析条件	備考
原子炉熱出力	3,293MW	定格出力
原子炉ドーム圧力	6.93MPa[gage]	定格圧力
原子炉初期水位	通常運転水位	
格納容器空間容積	ドライウエル：5,700m ³ ウェットウエル：4,100m ³	
サプレッション・プール水量	3,400m ³	
コンクリート組成	珪酸系コンクリート	融点は1,500K
崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (平均)	
サプレッション・プール初期水位	約7.0m	通常水位
格納容器初期圧力	5kPa[gage]	通常運転時圧力
格納容器初期温度	ドライウエル：57℃	通常運転中のドライウエル内平均温度
	サプレッション・プール：32℃	通常運転中の上限値
炉心損傷温度	1,500K	
炉心溶融温度	2,500K	
格納容器破損圧力	0.62MPa[gage] (過圧破損条件)	格納容器の健全性が保てる範囲として設定
格納容器破損温度	200℃ (過温破損条件)	

第 4.1.1.5-3 表 各事故シーケンスの事故進展解析条件

事故シーケンス	起回事象	スクラム系	R C I C	H P C S	原子炉減圧	L P C S	L P C I	格納容器スプレイ
T Q U V	過渡事象 (全給水喪失)	作動	不作動	不作動	作動	不作動	不作動	不作動
T Q U X	過渡事象 (全給水喪失)	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
長期 T B	外部電源喪失	作動	作動 (8 時間後に停止)	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
T B P	外部電源喪失	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動
A E	原子炉冷却材喪失 (再循環系配管の両端破断)	作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動	不作動

第 4.1.1.5-4 表 事故進展解析結果（主要事象発生時刻）

事故シーケンス 事象進展	T Q U V	T Q U X	長期 T B	T B P	A E
炉心露出	0.6h	0.6h	9.5h	2.1h	0.01h
燃料被覆管破損 (1,000K)	0.7h	0.9h	10.1h	2.5h	0.1h
炉心損傷 (1,500K)	0.9h	1.1h	10.4h	2.7h	0.2h
炉心溶融 (2,500K)	1.2h	1.3h	10.8h	3.1h	0.5h
炉心支持板破損	2.6h	2.7h	13.9h	4.9h	1.6h
原子炉圧力容器破損	5.4h	3.3h	14.4h	10.7h	4.0h
ペDESTAL (ドライウェル部) 床貫通	8.4h	—*	—*	14.6h	7.6h
格納容器最高使用圧力 到達時刻	7.7h	3.3h	13.9h	12.7h	1.6h
格納容器破損	15.9h (過圧破損)	3.3h (過温破損)	14.4h (過温破損)	14.6h (過温破損)	1.6h (過温破損)

※ 24 時間以内にペDESTAL（ドライウェル部）床貫通せず

O M A A P 上の判定基準について

項目	条件	備考
炉心損傷の判断	燃料被覆管の最高温度が 1,500K 到達	炉心損傷が始まる温度
炉心溶融の判断	炉心最高温度が 2,500K 到達	炉心構成物質の代表的な融点
炉心支持板破損の判断	炉心支持板ノードにおいて累積破損割合が 1 となった時点	炉心支持板のクリープ破損を Larson-Miller のパラメータによって判定
原子炉圧力容器破損の判断	C R D チューブ逸出判定到達	原子炉圧力容器破損モードのうち、最も早い破損形態として、C R D チューブ逸出を設定
ペDESTAL（ドライウェル部） 床貫通の判断	コンクリートの侵食深さが <input type="text"/> 到達	ペDESTAL（ドライウェル部）床面サンプ部厚さを設定

第 4.1.1.6-1 表 格納容器イベントツリーの分岐確率の設定

	分岐		PDS	分岐確率	EF	分岐確率の評価方法
T 1	格納容器隔離		TQUX TQUV LOCA TBU TBP TBD 長期TB	5.0E-03	5.0	NUREG/CR-4220で評価された値を設定。
	原子炉減圧		TQUX TBU	フォールトツリーにより設定		炉心支持板破損までの余裕時間における、原子炉減圧に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	原子炉圧力容器注水		TQUX	フォールトツリーにより設定		炉心支持板破損までの余裕時間における、原子炉圧力容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。また、炉心損傷後のため、LOCA信号による自動起動に期待する。
	原子炉圧力容器破損 (IVR)		TQUX			IVRに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、IVRの失敗確率を設定 (添付資料 4.1.1.6-3)。
T 2	FCI		TQUX LOCA			FCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、FCIによる格納容器破損確率を設定。なお、TQUX及びLOCAにおいて、原子炉圧力容器破損時にペDESTAL (ドライウエル部) に水が存在している想定については、以下のとおり。 【TQUX】 原子炉圧力容器破損前に原子炉圧力容器注水に成功するが、IVRに失敗した場合、原子炉圧力容器内に注水した水がデブリとともにペDESTAL (ドライウエル部) に放出される可能性を想定。 【LOCA】 LOCAの発生により、格納容器に流出した原子炉冷却材によってペDESTAL (ドライウエル部) に水が存在する可能性を想定。
	DCH		TQUX TBU TBD 長期TB			DCHに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、DCHによる格納容器破損確率を設定。
T 3 (原子炉 圧力容器 健全時)	格納容器注水		TQUX	フォールトツリーにより設定		損傷炉心冷却成功のため、TQUV時の格納容器破損までの余裕時間での格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
T 3 (原子炉 圧力容器 破損時)	格納容器注水 (ペDESTAL (ドライウエル部))	原子炉減圧成功時	TQUX	フォールトツリーにより設定		原子炉圧力容器の低圧破損後のため、TQUV時の原子炉圧力容器破損までの余裕時間におけるペDESTAL (ドライウエル部) への注水 (原子炉圧力容器の破損口経路) に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	格納容器注水 (ドライウエル)	原子炉減圧成功時	TQUX TQUV	フォールトツリーにより設定		原子炉圧力容器の低圧破損後のため、TQUV時の格納容器破損までの余裕時間における格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
		LOCA時	LOCA	フォールトツリーにより設定		LOCA時の格納容器破損までの余裕時間における格納容器注水に関する人的過誤確率及び機器故障確率等をフォールトツリーにてモデル化。
	FCI (ペDESTAL (ドライウエル部))		TQUX			FCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、FCIによる格納容器破損確率を設定。
	デブリ冷却 (ペDESTAL (ドライウエル部))		TQUX			MCCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、MCCIによる格納容器破損確率を設定。
	FCI (サブプレッション・プール)		TQUX TQUV LOCA			FCIに係る過去の試験結果を踏まえ、トリガリングの発生確率をFCIによる格納容器破損確率として設定。
デブリ冷却 (サブプレッション・プール)		TQUX TQUV LOCA			MCCIに係る支配的なパラメータの不確かさを考慮し、MCCIによる格納容器破損確率を設定。	

第 4.1.1.6-2 表 緩和操作に対する余裕時間の検討結果

緩和操作	ヘディング	タイミング		適用シーケンス	事故進展解析との関連	余裕時間
炉心冷却	原子炉減圧	事象発生から	炉心支持板破損までに原子炉減圧ができれば、原子炉圧力容器注水により原子炉圧力容器破損を回避できる可能性がある。また、原子炉圧力容器注水ができない場合でも、DCHを回避できる可能性がある。	TQUX TBU	TQUV及びTQUXの事故進展解析により、炉心支持板破損まで 2.6h 及び 2.7h であるため、余裕をとり 2h とする。	2 時間
	原子炉圧力容器注水	事象発生から	炉心支持板破損までに原子炉減圧及び原子炉圧力容器注水ができれば、原子炉圧力容器破損を回避できる可能性がある。	TQUX		
ペDESTAL (ドライウエル部) 注水	格納容器注水 (ペDESTAL (ドライウエル部))	事象発生から	原子炉圧力容器の減圧成功後、原子炉圧力容器破損までに原子炉圧力容器注水ができれば、原子炉圧力容器破損時にデブリとともに水が落下するため、ペDESTAL (ドライウエル部) 注水に成功し、ペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通を回避できる可能性がある。	TQUX	TQUVの事故進展解析により、原子炉圧力容器破損は 5.4h であるため、余裕をとり 4h とする。	4 時間
格納容器除熱 (RHR)	格納容器注水 (ドライウエル)	事象発生から	格納容器破損までにドライウエル注水ができれば、格納容器破損を回避できる可能性がある。	TQUV TQUX	TQUVの事故進展解析により、格納容器破損は 15.9h であるため、余裕をとり 15h とする。	15 時間
				LOCA	AEの事故進展解析により、格納容器破損は 1.6h であるため、余裕をとり 1h とする。	1 時間

第 4.1.1.6-3 表 プラント損傷状態別の格納容器破損頻度

プラント損傷状態	炉心損傷頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	条件付格納容器 破損確率	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
TQUV	3.5E-09	<0.1	9.5E-01	3.3E-09	<0.1
TQUX	2.0E-08	<0.1	4.6E-01	9.3E-09	<0.1
LOCA	2.2E-11	<0.1	1.0E+00	2.2E-11	<0.1
TBU	2.1E-08	<0.1	1.0E+00	2.1E-08	<0.1
TBP	5.3E-10	<0.1	1.0E+00	5.3E-10	<0.1
TBD	6.0E-12	<0.1	1.0E+00	6.0E-12	<0.1
長期TB	7.7E-08	0.1	1.0E+00	7.7E-08	0.1
TW/TBW	6.0E-05	99.8	1.0E+00	6.0E-05	99.8
TC	2.5E-08	<0.1	1.0E+00	2.5E-08	<0.1
ISLOCA	4.8E-10	<0.1	1.0E+00	4.8E-10	<0.1
全格納容器破損頻度	6.1E-05	100.0	1.0E+00	6.1E-05	100.0

第 4.1.1.6-4 表 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)
インターフェイスシステム L O C A	4.8E-10	<0.1
格納容器隔離失敗	6.1E-10	<0.1
過圧破損 (未臨界確保失敗)	2.5E-08	<0.1
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	6.0E-05	99.8
過圧破損 (長期冷却失敗)	2.0E-08	<0.1
過温破損 (R P V 高圧破損)	7.9E-08	0.1
過温破損 (R P V 低圧破損)	4.9E-10	<0.1
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	<0.1
水蒸気爆発 (ペDESTAL (ドライウエル部))	2.2E-14	<0.1
水蒸気爆発 (サプレッション・プール)	2.5E-09	<0.1
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	<0.1
全格納容器破損頻度	6.1E-05	100.0

第 4.1.1.7-1 表 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度（不確実さ解析）

格納容器破損モード	点推定値 (/炉年)	平均値 (/炉年)	寄与割合 (%)	中央値 (/炉年)	5%値 (/炉年)	95%値 (/炉年)	E F
インターフェイスシステム L O C A	4.8E-10	6.4E-10	<0.1	1.0E-10	7.3E-12	2.0E-09	16.4
格納容器隔離失敗	6.1E-10	6.2E-10	<0.1	2.4E-10	3.3E-11	2.1E-09	8.0
過圧破損（未臨界確保失敗）	2.5E-08	5.6E-08	<0.1	1.5E-09	4.2E-11	6.9E-08	40.5
過圧破損（崩壊熱除去失敗）	6.0E-05	6.1E-05	99.7	2.7E-05	1.0E-05	1.7E-04	4.1
過温破損（R P V 高圧破損）	7.9E-08	8.2E-08	0.1	4.5E-08	1.1E-08	2.5E-07	4.9
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	8.4E-09	<0.1	2.6E-09	2.7E-10	3.0E-08	10.5
過温破損（R P V 低圧破損）	4.9E-10	5.0E-10	<0.1	9.9E-11	7.9E-12	1.7E-09	14.6
過圧破損（長期冷却失敗）	2.0E-08	2.4E-08	<0.1	1.3E-08	2.6E-09	7.5E-08	5.4
水蒸気爆発（ペDESTAL（ドライウエル部））	2.2E-14	1.7E-14	<0.1	5.4E-16	6.0E-18	4.1E-14	82.0
水蒸気爆発（サプレッション・プール）	2.5E-09	2.9E-09	<0.1	1.0E-09	1.1E-10	9.8E-09	9.6
熔融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	2.0E-10	<0.1	7.4E-12	1.3E-13	4.4E-10	57.6
全格納容器破損頻度	6.1E-05	6.1E-05	100.0	2.7E-05	1.0E-05	1.7E-04	4.1

第 4.1.1.7-2 表 モデル上の仮定に係る感度解析結果

(格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く) ※

格納容器破損モード	ベースケース		感度解析ケース 1	
	点推定値 (/炉年)	寄与割合 (%)	点推定値 (/炉年)	寄与割合 (%)
原子炉圧力容器高圧シーケンス	8.8E-08	79.0	8.8E-08	77.2
過温破損 (R P V 高圧破損)	7.9E-08	71.3	7.9E-08	69.7
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	7.7	8.5E-09	7.5
原子炉圧力容器低圧シーケンス	2.3E-08	21.0	2.6E-08	22.8
過温破損 (R P V 低圧破損)	4.9E-10	0.4	2.1E-11	< 0.1
過圧破損 (長期冷却失敗)	2.0E-08	18.2	2.3E-08	20.3
水蒸気爆発 (ペDESTAL(ドライウエル部))	2.2E-14	< 0.1	2.2E-14	< 0.1
水蒸気爆発 (サプレッション・プール)	2.5E-09	2.3	2.6E-09	2.3
熔融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1	1.4E-10	0.1
格納容器破損頻度	1.1E-07	100.0	1.1E-07	100.0

※ 網掛け部はベースケースと感度解析の格納容器破損頻度が異なる箇所

第 4.1.1.7-3 表 他研究機関等による格納容器破損確率

格納容器破損モード		格納容器破損確率（平均値）		備考
		ベースケース	他研究機関	
DCH	早期RPV破損		2.3E-03 ^[1] (感度解析ケース2)	JNES評価では、MELCORコードによる溶融炉心等初期条件の設定、デブリ伝熱及び圧力抑制プールへの輸送に係る伝熱・輸送方程式による圧力ピーク算出を実施している。
	後期RPV破損		3.7E-02 ^[1] (感度解析ケース2)	
MCCI	ペDESTAL (ドライウエル部) ^{※1}		5.0E-01 ^[1]	JNES評価では、ペDESTAL（ドライウエル部）MCCIは、同程度に生じ得ると判断される現象として設定している。S/P MCCIは、ペDESTAL（ドライウエル部）床破損前に格納容器過圧破損に至るため設定していない。
	サプレッション・プール		—	
FCI	ペDESTAL (ドライウエル部)		2.2E-03 ^{※2, [2]}	JAEA評価では、THALES2コード等による溶融炉心等初期条件の設定、JASMINEコードによる粗混合、爆発解析及びAUTODYN-2DコードによるペDESTAL構造解析を実施している。
	サプレッション・プール		6.4E-02 ^{※2, [2]} (感度解析ケース3)	

※1 ペDESTAL（ドライウエル部）床でのMCCI継続確率

※2 トリガリング発生当たりの格納容器破損確率

参考文献

- [1] 原子力発電技術機構，原子力安全解析書「PWR及びBWRプラントのCVイベントツリー重要度評価に関する報告書」，INS/M01-40（平成14年3月）
- [2] 日本原子力研究開発機構，安全研究センター，熱水力安全評価研究グループ「軽水炉シビアアクシデント時の炉外水蒸気爆発による格納容器破損確率の評価」2007-072（2007年11月）

第 4.1.1.7-4 表 物理化学現象による格納容器破損確率を変更した感度解析結果

(格納容器先行破損，格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く) ※

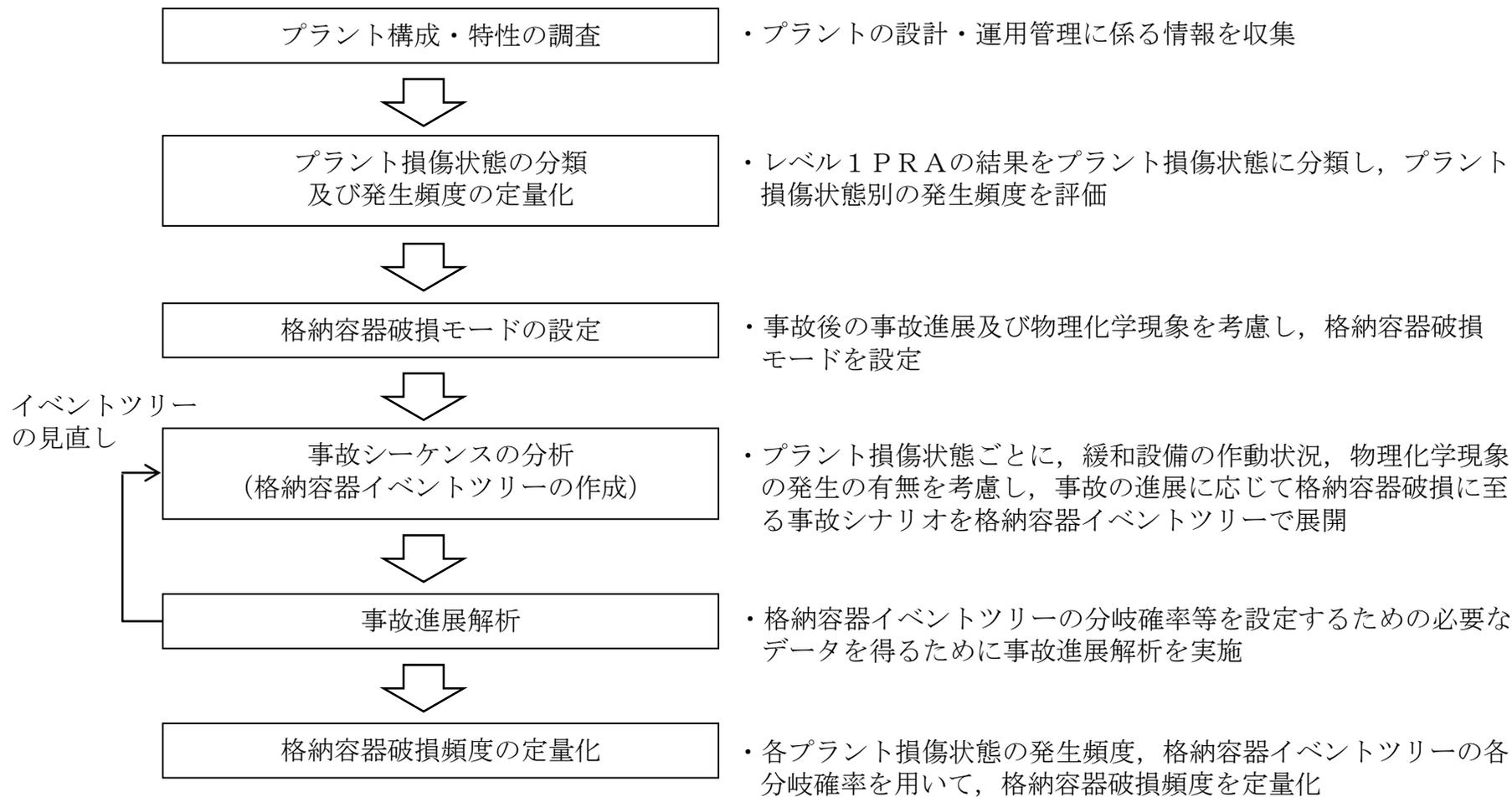
格納容器破損モード	ベースケース		感度解析ケース 2 (D C H)		感度解析ケース 3 (F C I)	
	点推定値 (/炉年)	寄与割合 (%)	点推定値 (/炉年)	寄与割合 (%)	点推定値 (/炉年)	寄与割合 (%)
原子炉圧力容器高圧シーケンス	8.8E-08	79.0	8.8E-08	79.0	8.8E-08	79.1
過温破損 (R P V 高圧破損)	7.9E-08	71.3	8.5E-08	76.4	7.9E-08	71.5
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	7.7	2.9E-09	2.6	8.5E-09	7.7
原子炉圧力容器低圧シーケンス	2.3E-08	21.0	2.3E-08	21.0	2.3E-08	20.9
過温破損 (R P V 低圧破損)	4.9E-10	0.4	4.9E-10	0.4	5.4E-10	0.5
過圧破損 (長期冷却失敗)	2.0E-08	18.2	2.0E-08	18.2	2.2E-08	20.1
水蒸気爆発 (ペデスタル(ドライウェル部))	2.2E-14	< 0.1	2.2E-14	< 0.1	2.2E-14	< 0.1
水蒸気爆発 (サプレッション・プール)	2.5E-09	2.3	2.5E-09	2.3	1.6E-10	0.1
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1	1.3E-10	0.1	1.5E-10	0.1
格納容器破損頻度	1.1E-07	100.0	1.1E-07	100.0	1.1E-07	100.0

※ 網掛け部はベースケースと感度解析の格納容器破損頻度が異なる箇所

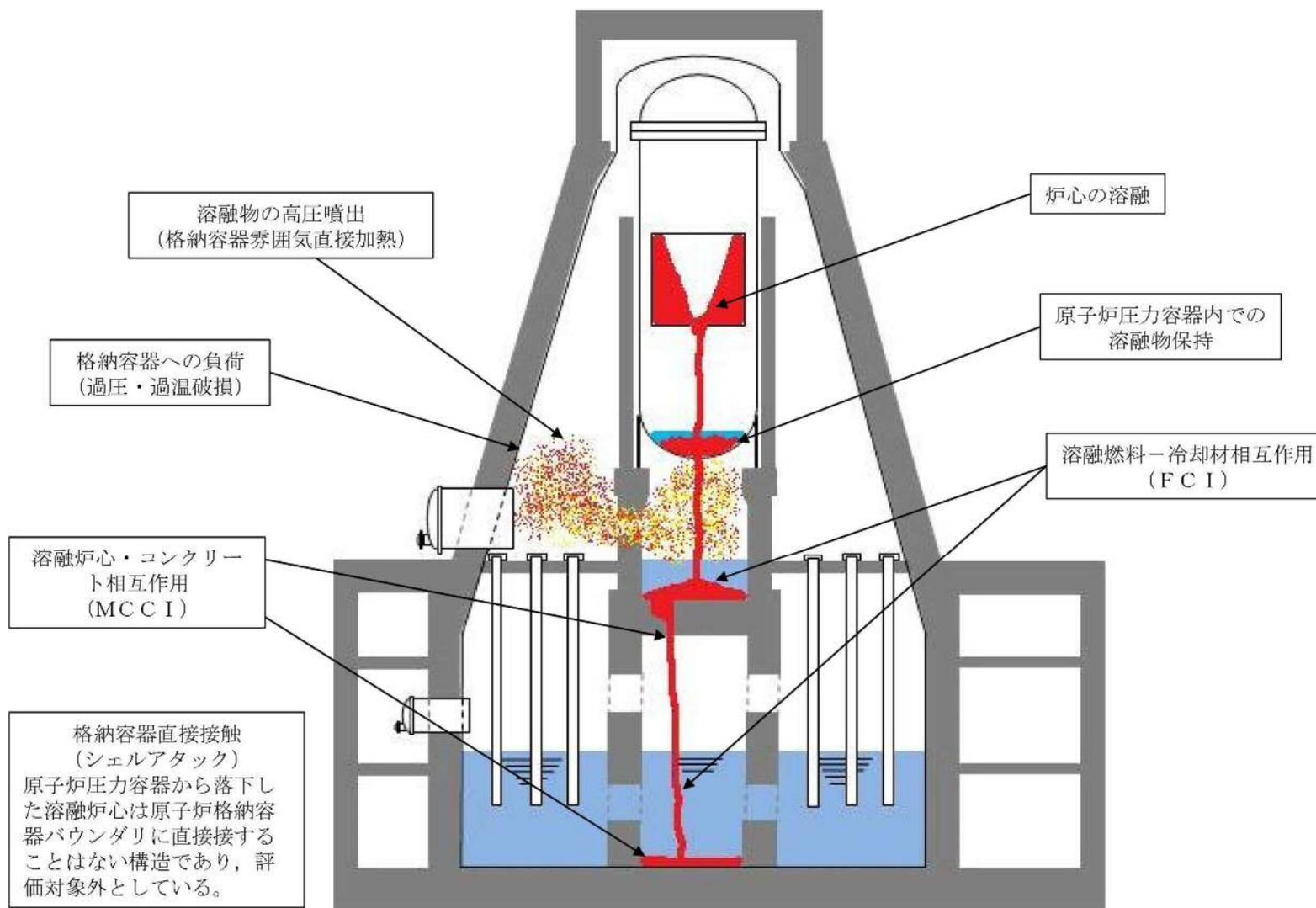
第 4.1.1.8-1 表 Mark-II 型格納容器の構造上の特徴に係る感度解析結果
 (格納容器先行破損, 格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く) ※

格納容器破損モード	ベースケース		感度解析ケース 4 (MCCI)	
	点推定値 (/炉年)	寄与割合 (%)	点推定値 (/炉年)	寄与割合 (%)
原子炉圧力容器高圧シーケンス	8.8E-08	79.0	8.8E-08	77.7
過温破損 (RPV 高圧破損)	7.9E-08	71.3	7.9E-08	70.1
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	7.7	8.5E-09	7.5
原子炉圧力容器低圧シーケンス	2.3E-08	21.0	2.5E-08	22.3
過温破損 (RPV 低圧破損)	4.9E-10	0.4	2.1E-11	<0.1
過圧破損 (長期冷却失敗)	2.0E-08	18.2	2.2E-09	1.9
水蒸気爆発 (ペDESTAL(ドライウエル部))	2.2E-14	<0.1	2.2E-14	<0.1
水蒸気爆発 (サプレッション・プール)	2.5E-09	2.3	—	—
熔融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	0.1	2.3E-08	20.4
格納容器破損頻度	1.1E-07	100.0	1.1E-07	100.0

※ 網掛け部はベースケースと感度解析の格納容器破損頻度が異なる箇所



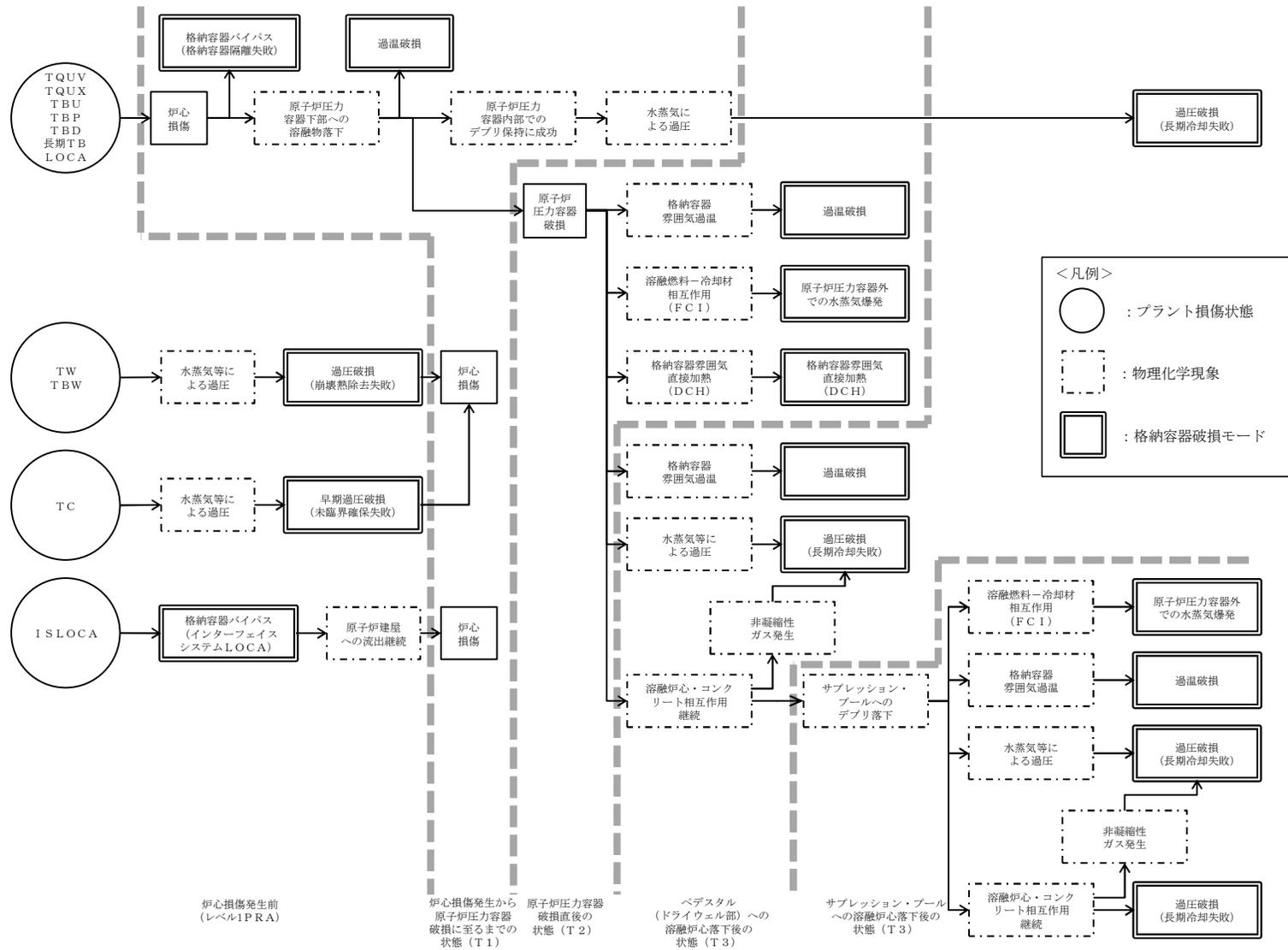
第 4.1.1-1 図 内部事象出力運転時レベル1.5 P R Aの評価フロー図



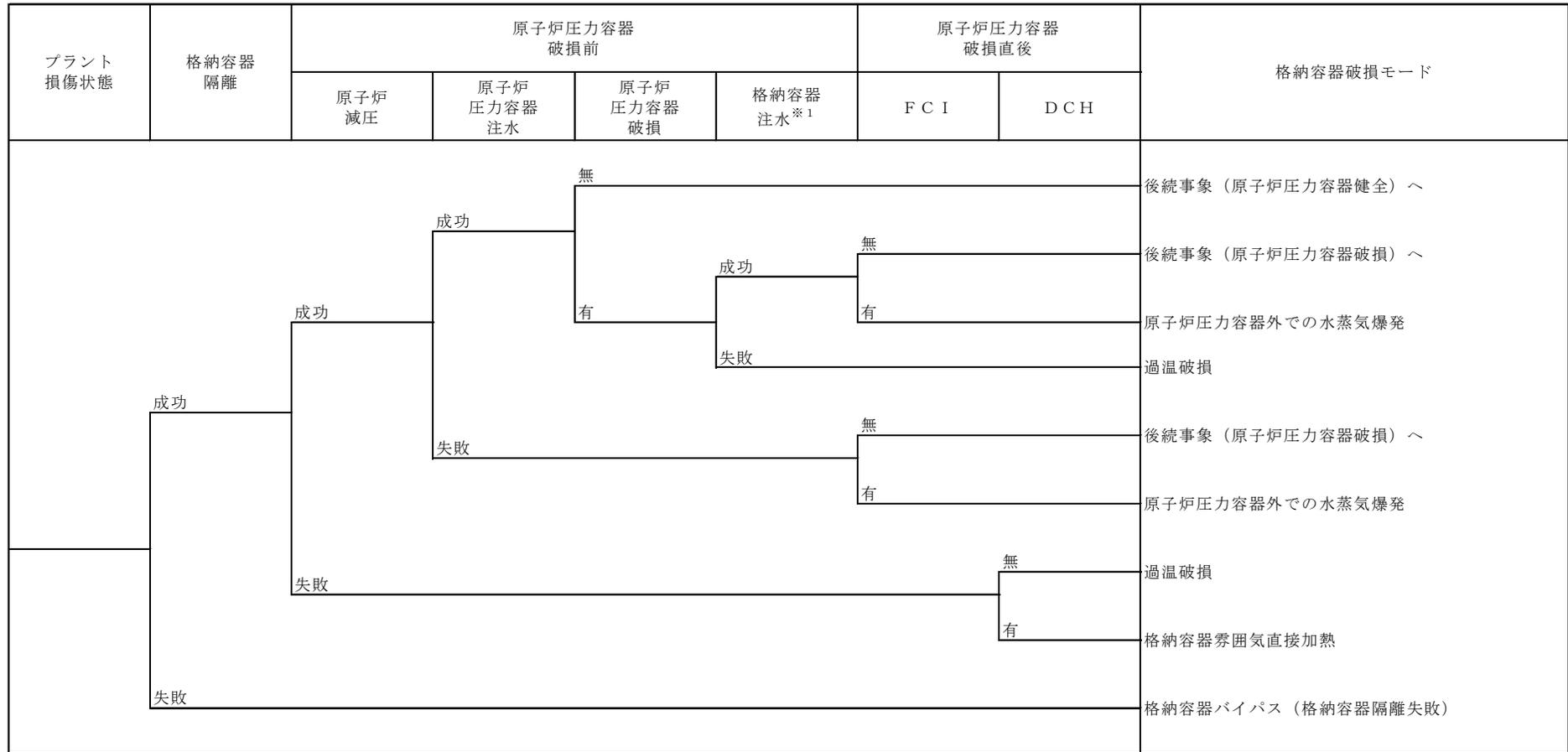
第 4.1.1.1-1 図 格納容器の形状及び溶融デブリの移動経路の概略

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

第 4.1.1.2-1 図 プラント損傷状態の分類



第 4.1.1.3-1 図 本プラントのシビアアクシデントで考えられる事故進展



F C I 原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

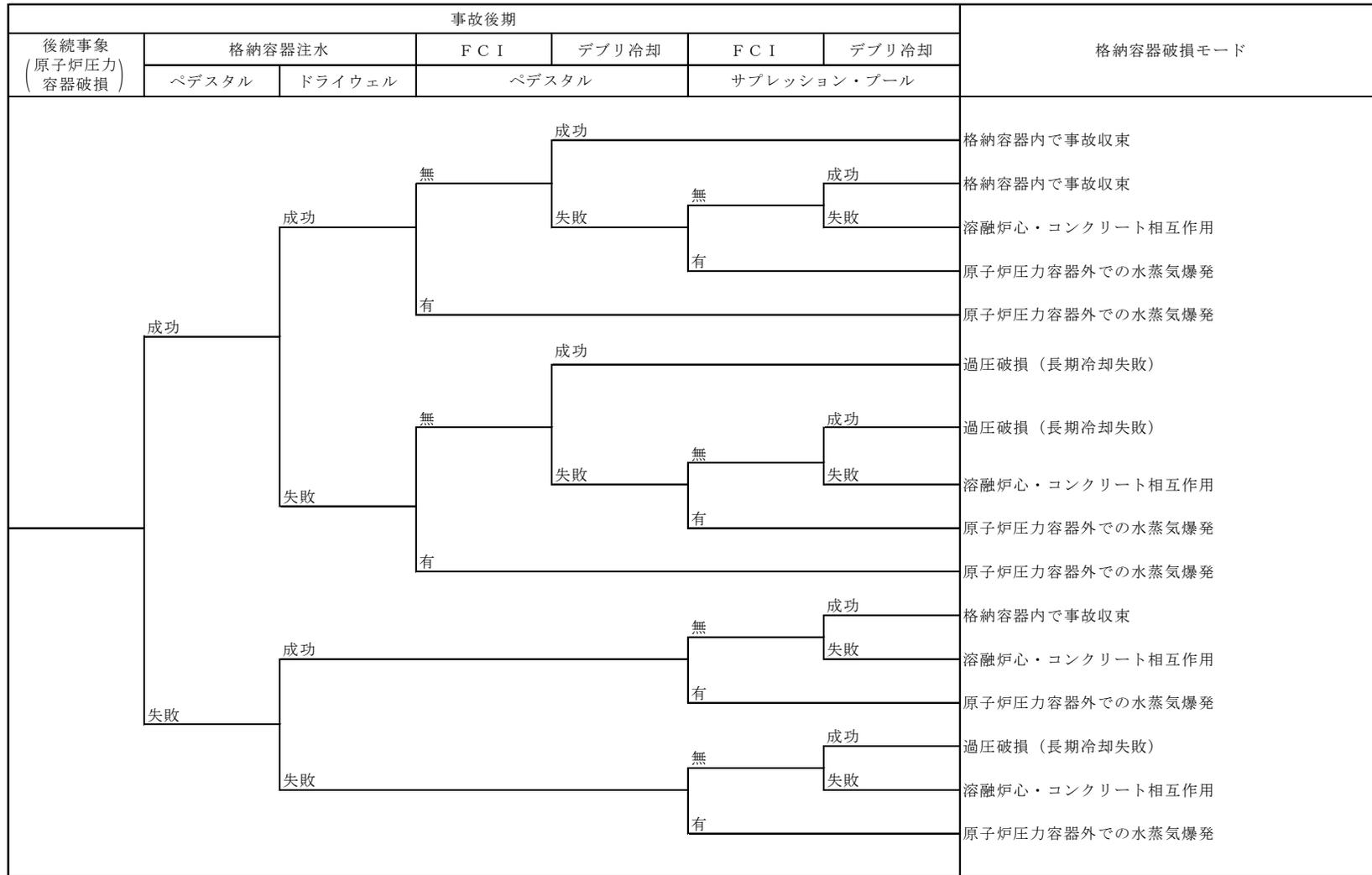
D C H 格納容器雰囲気直接加熱

※1 LOCAシーケンスは、格納容器注水に失敗した場合、原子炉压力容器破損前に過温破損に至るため、本ヘディングの成功/失敗を原子炉压力容器破損前に考慮する。

第 4.1.1.4-1 図 格納容器イベントツリー (1/3)

事故後期		格納容器破損モード
後続事象 (原子炉压力容器健全)	格納容器注水	
	成功	原子炉压力容器内で事故収束 過圧破損（長期冷却失敗）
	失敗	

第 4.1.1.4-1 図 格納容器イベントツリー (2/3)



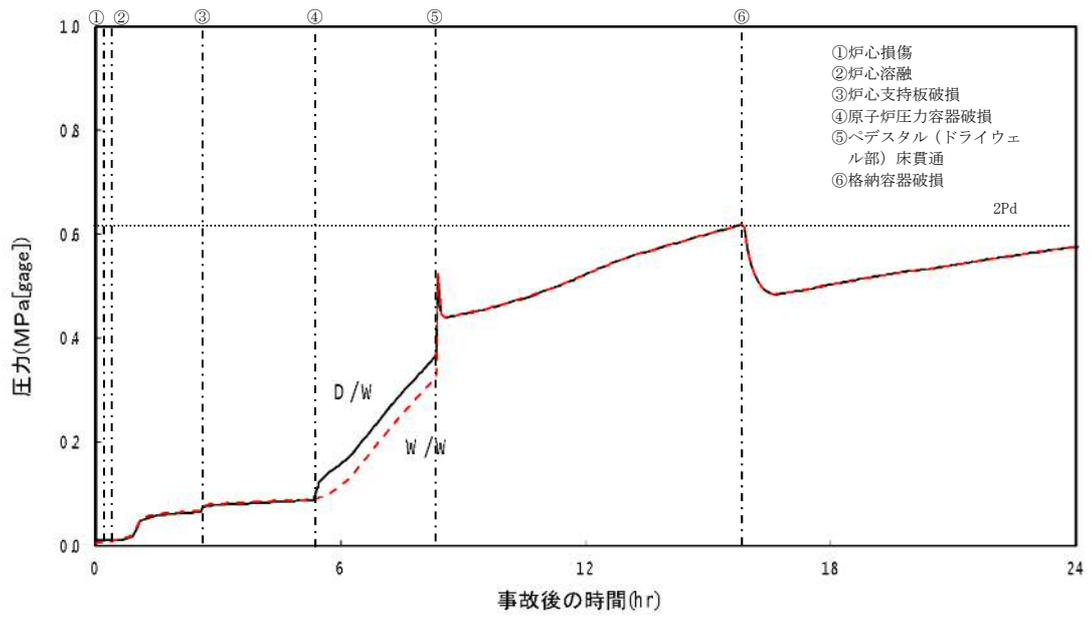
F C I 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

第 4.1.1.4-1 図 格納容器イベントツリー (3/3)

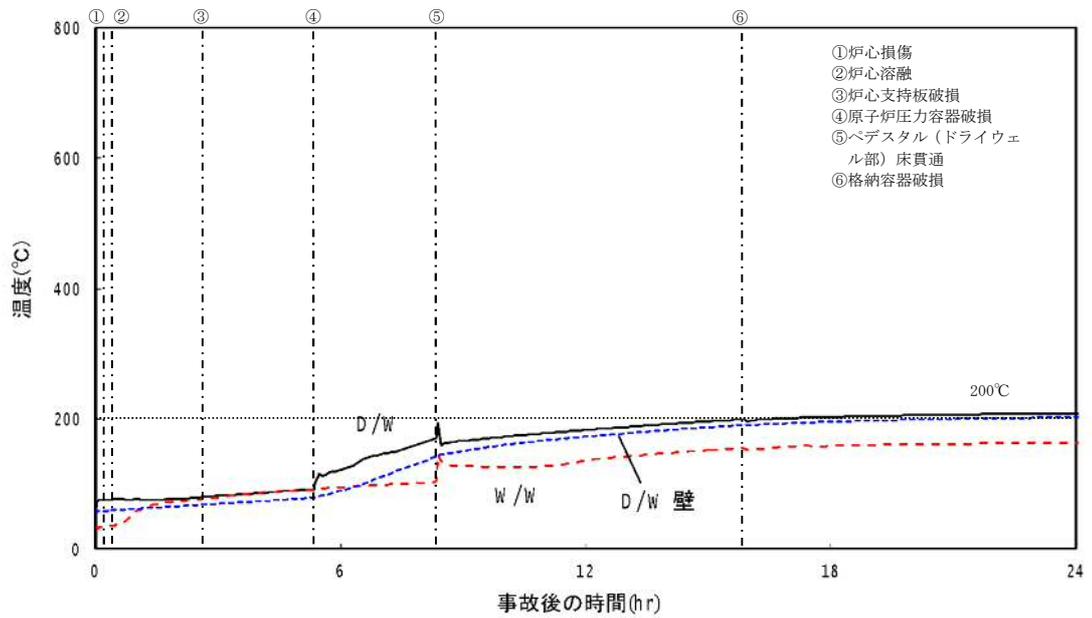
事故シーケンス	格納容器 破損時期	原子炉圧力	炉心損傷時期	起因事象	事故シーケンス グループ化結果
	炉心損傷後	高圧	後期 長期TB		長期TB
	TQUX TQUV TBU TBP TBD 長期TB AE S1E S2E	TQUX TBU TBD 長期TB	早期 TQUX TBU TBD		TQUX TBU TBD
		低圧		過渡 TQUV TBP	TQUV TBP
TQUX TQUV TBU TBP TBD 長期TB AE S1E S2E (TC) (TW) (TBW) (ISLOCA)	炉心損傷前	TQUV TBP AE S1E S2E	後期 (TW) (TBW)	LOCA AE S1E S2E	AE S1E S2E (TW) (TBW) (TC) (ISLOCA)
			早期 (TC) (ISLOCA)		(TC) (ISLOCA)

() は格納容器先行破損又は格納容器バイパスの事故シーケンスを示す

第 4.1.1.5-1 図 解析対象とする事故シーケンス分類

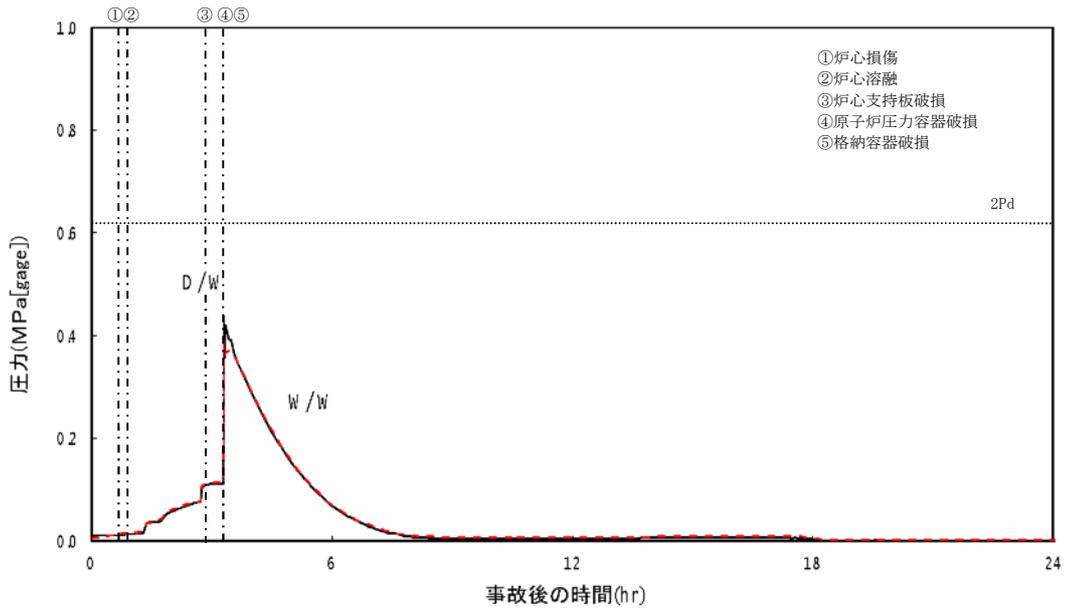


格納容器圧力

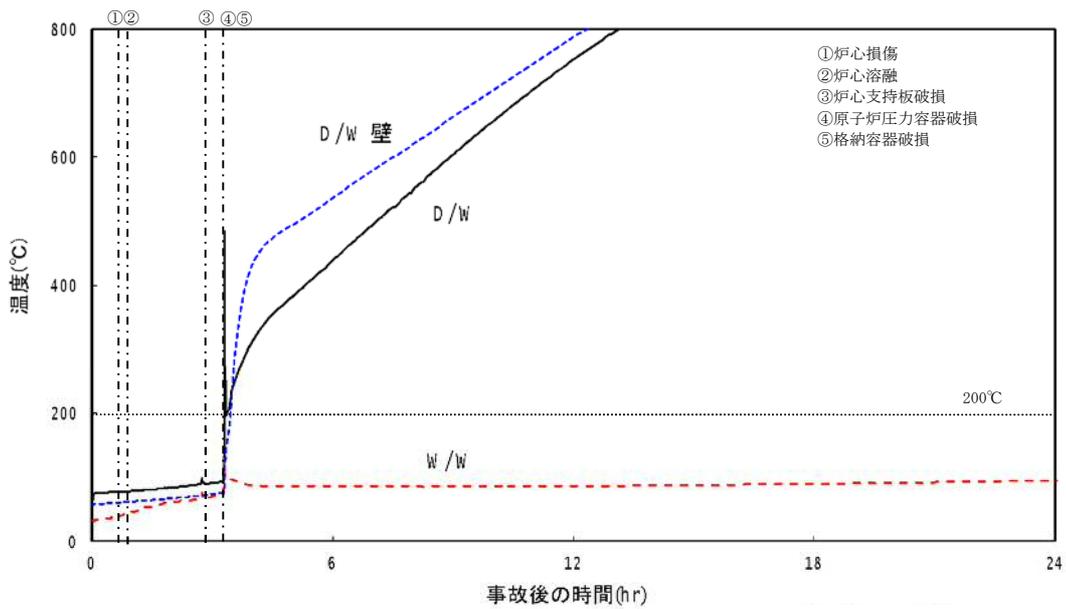


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(a) 図 代表事故シーケンスの事故進展 (TQUV)

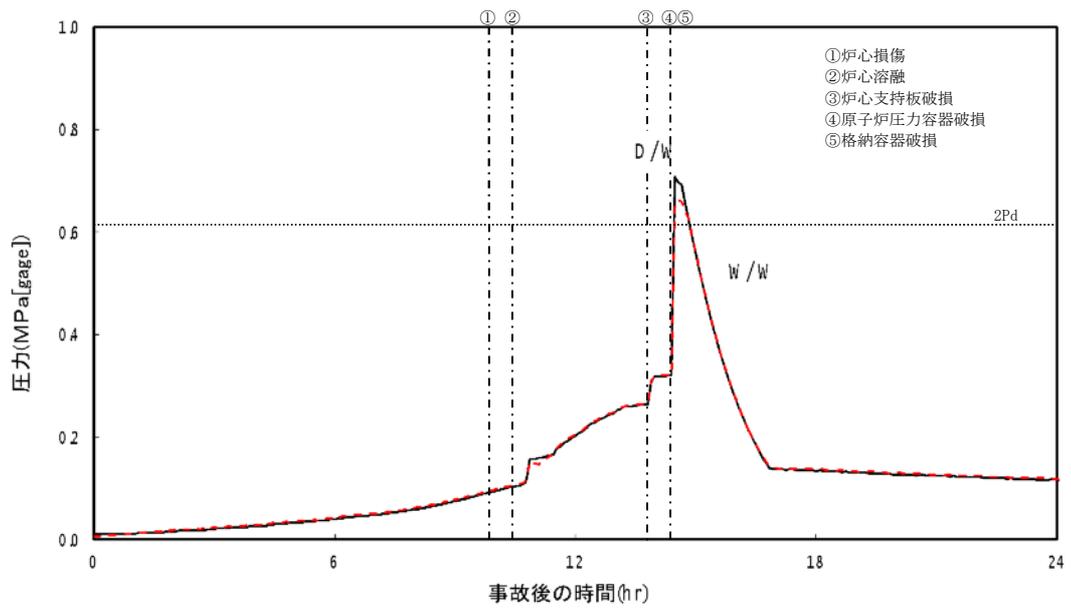


格納容器圧力

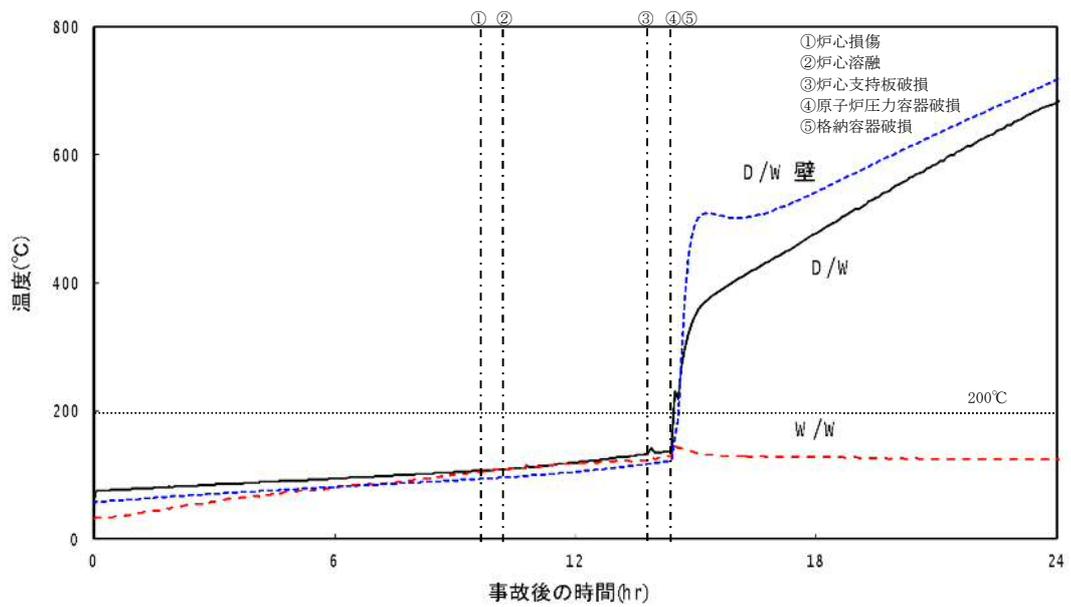


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(b) 図 代表事故シーケンスの事故進展 (TQUX)

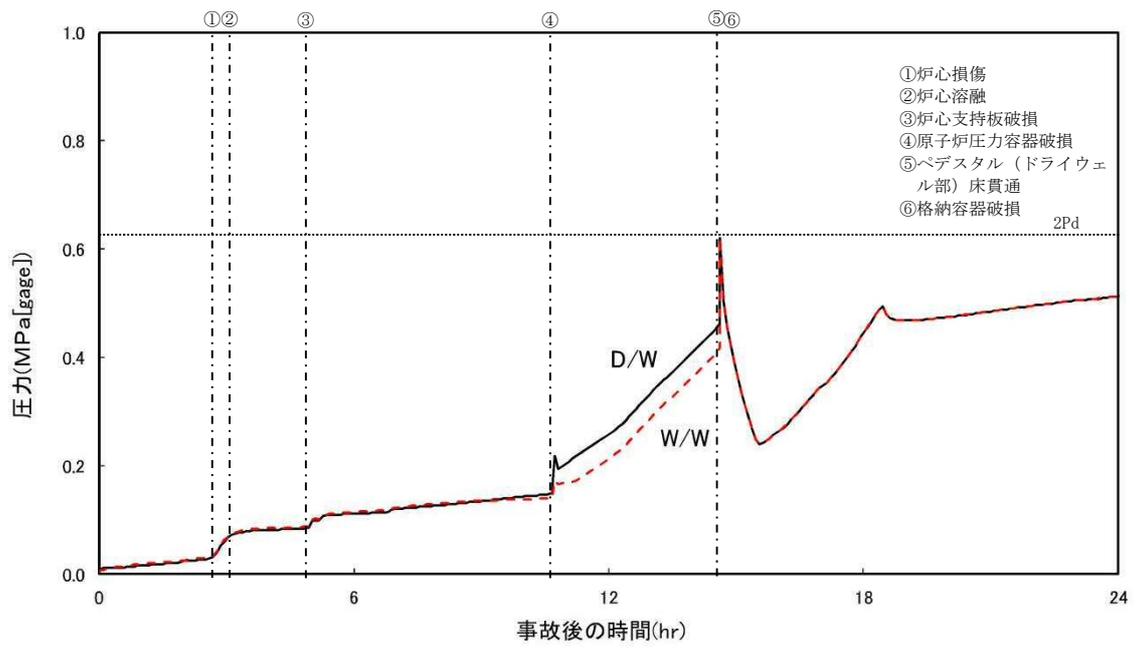


格納容器圧力

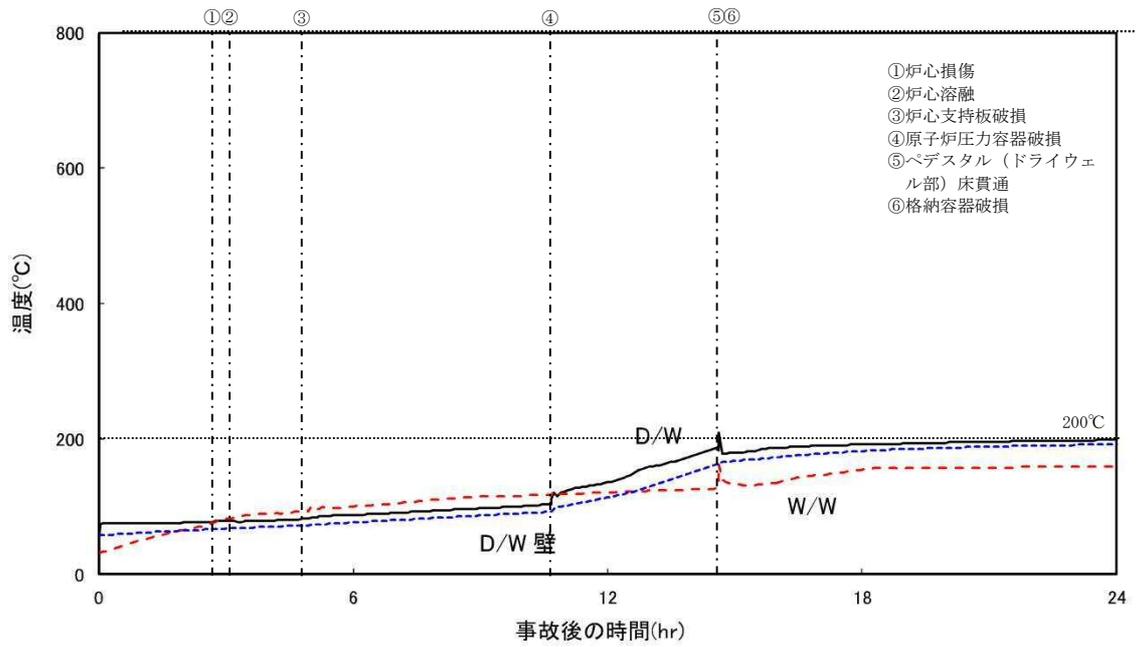


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(c) 図 代表事故シーケンスの事故進展 (長期 T B)

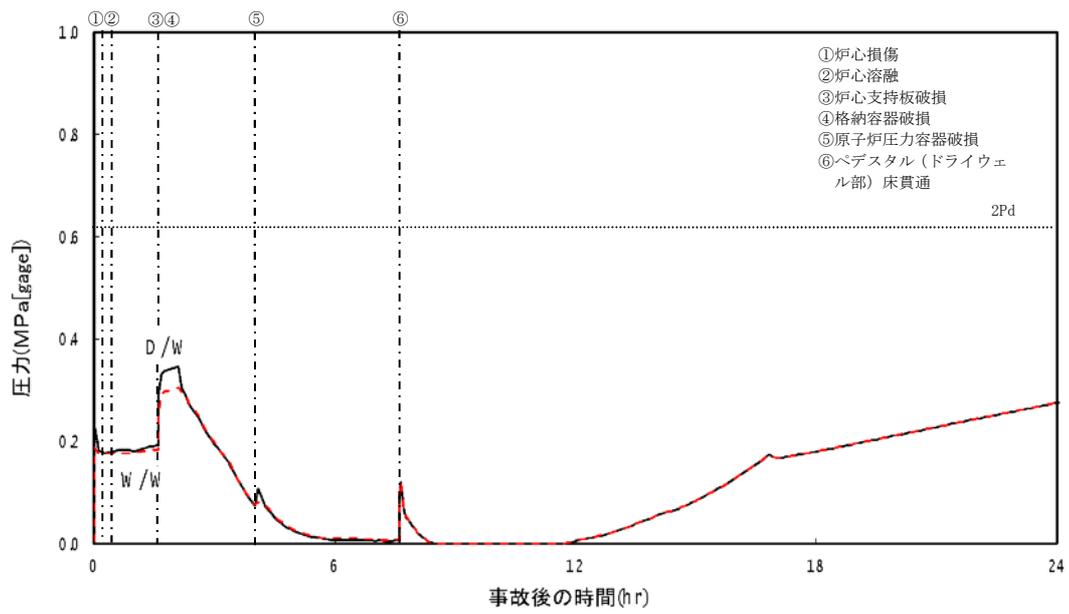


格納容器圧力

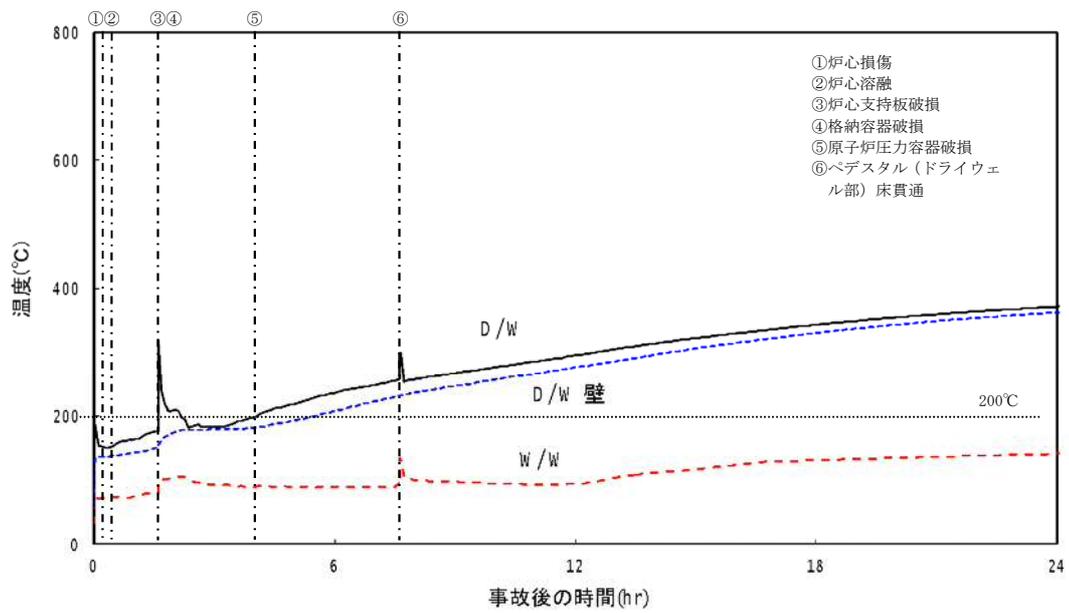


格納容器温度

第 4.1.1.5-2(d) 図 代表事故シーケンスの事故進展 (TBP)

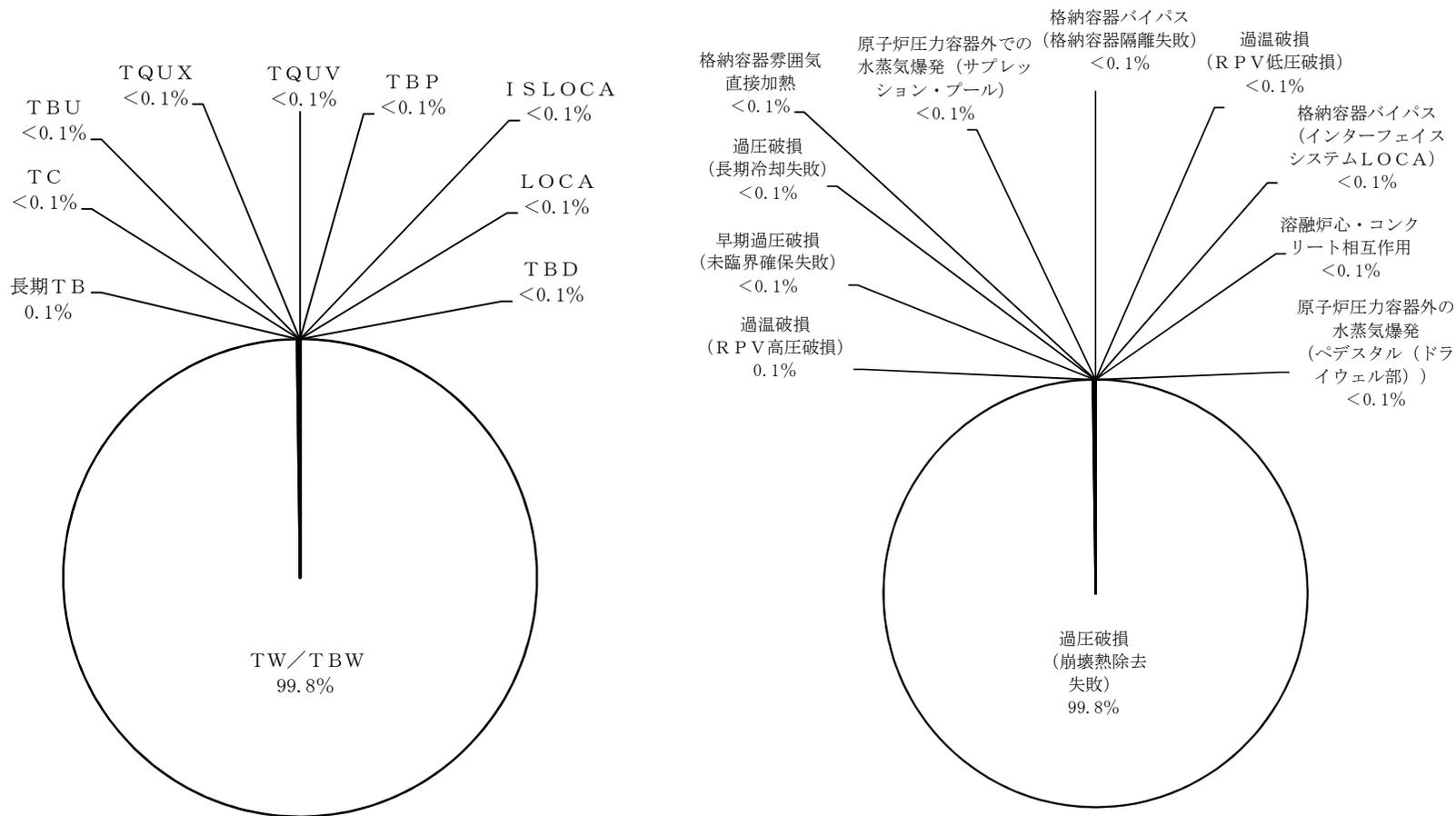


格納容器圧力

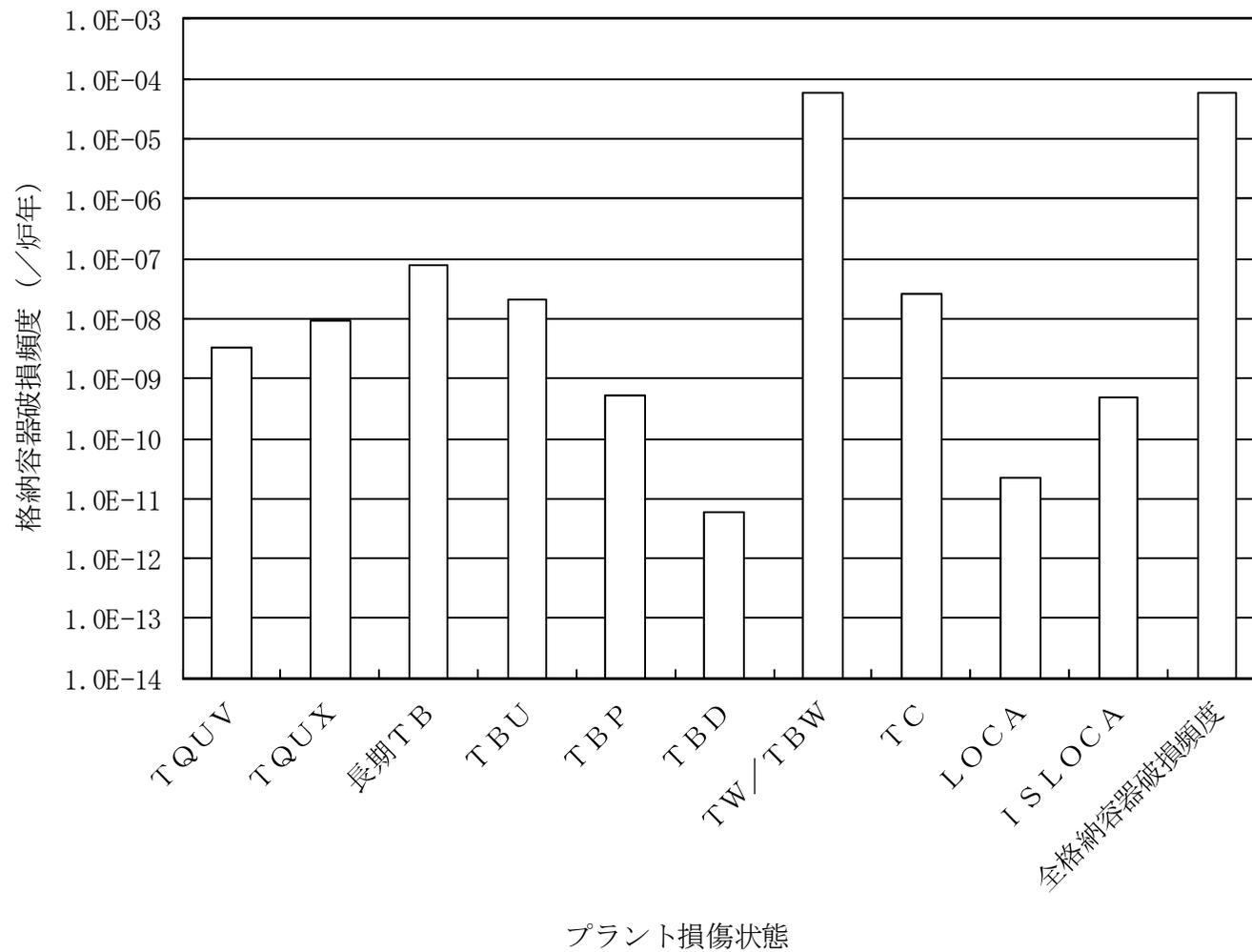


格納容器温度

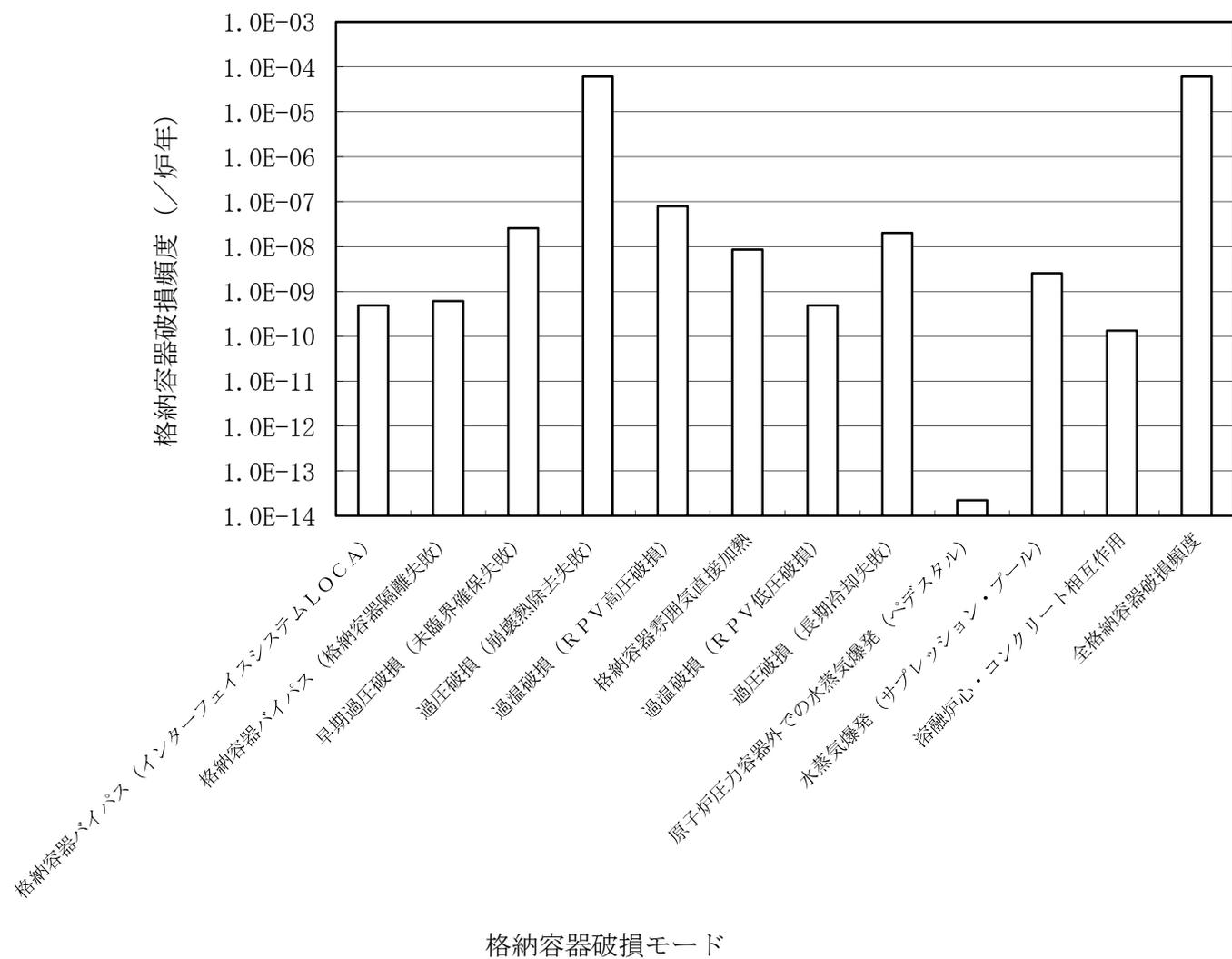
第 4.1.1.5-2(e) 図 代表事故シーケンスの事故進展 (A E)



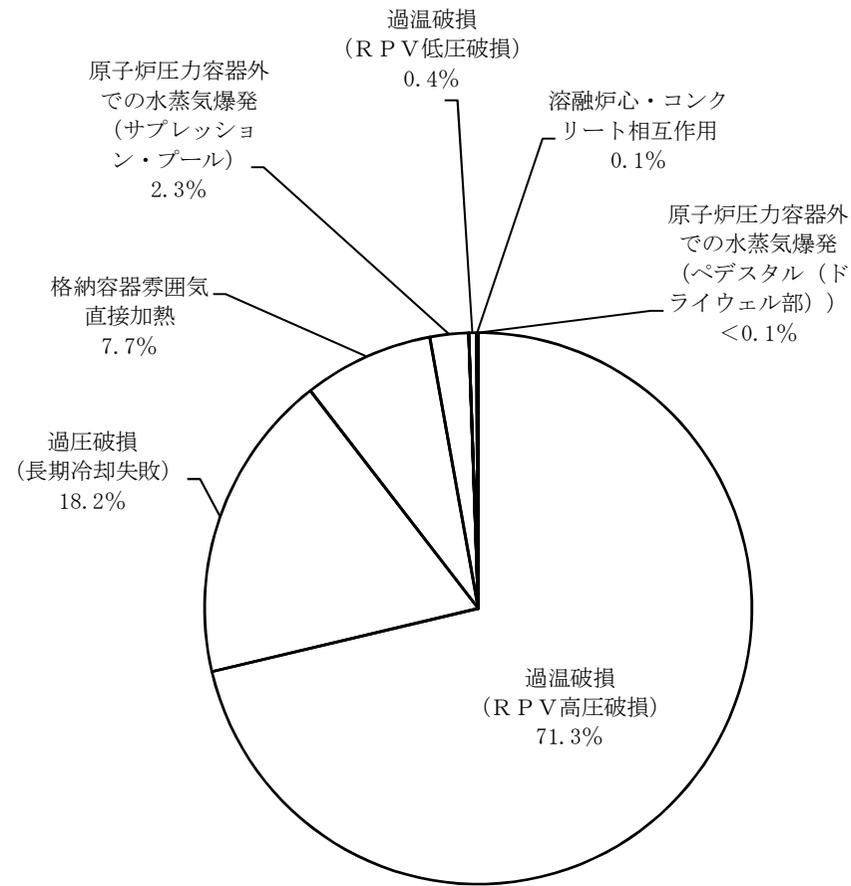
第 4.1.1.6-1 図 プラント損傷状態別及び格納容器破損モード別の格納容器破損頻度寄与割合



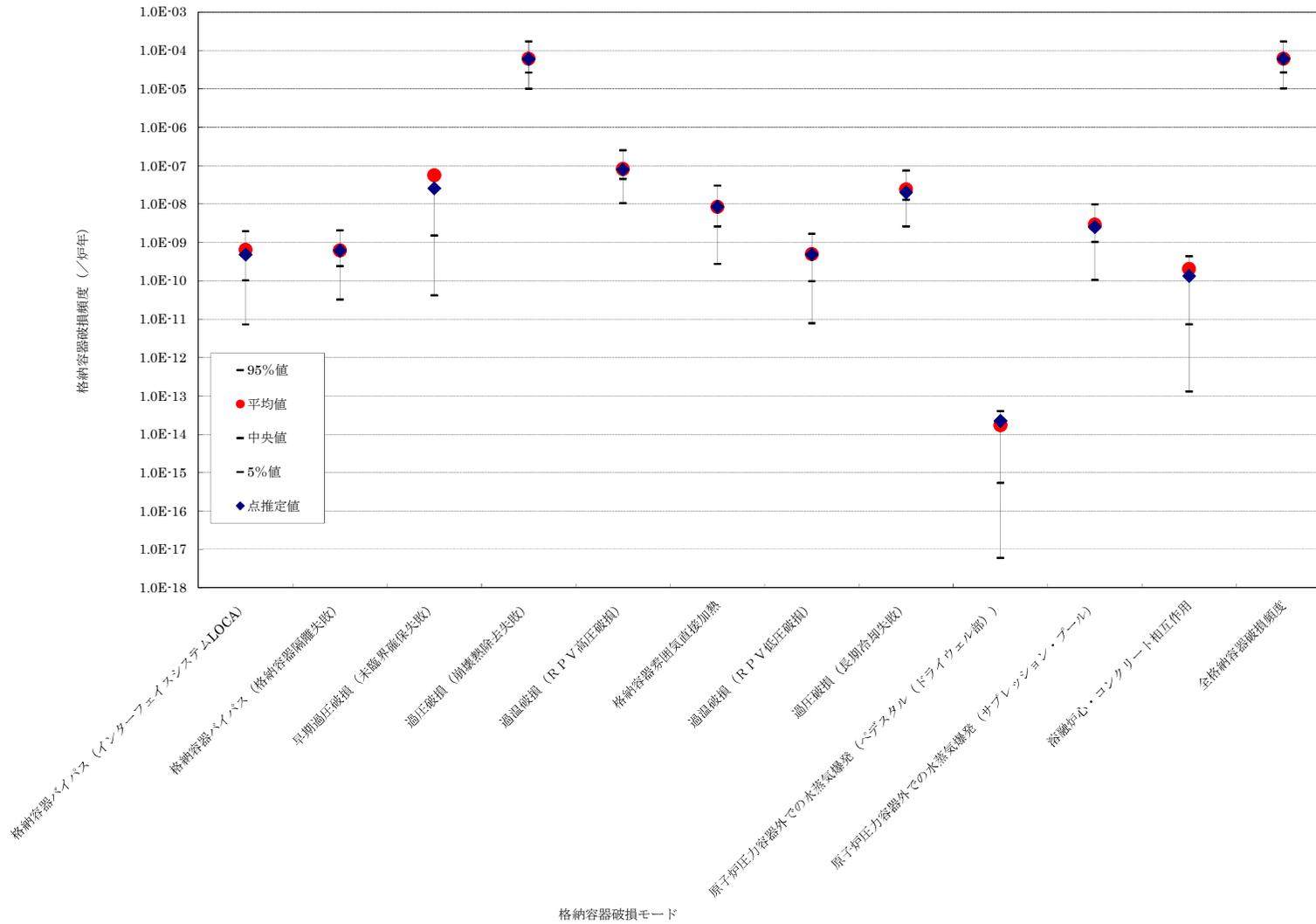
第 4.1.1.6-2 図 プラント損傷状態別の格納容器破損頻度



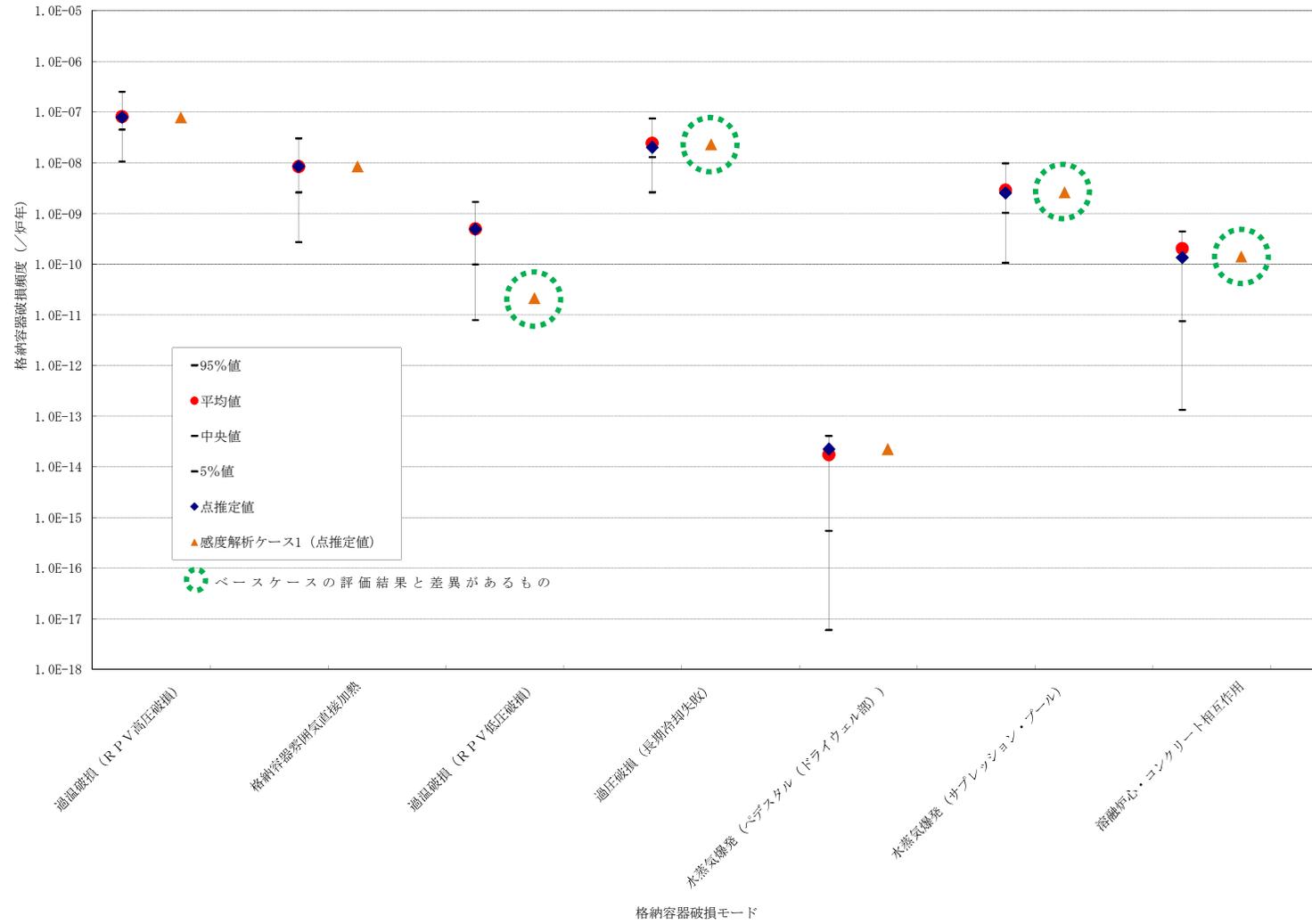
第 4.1.1.6-3 図 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度



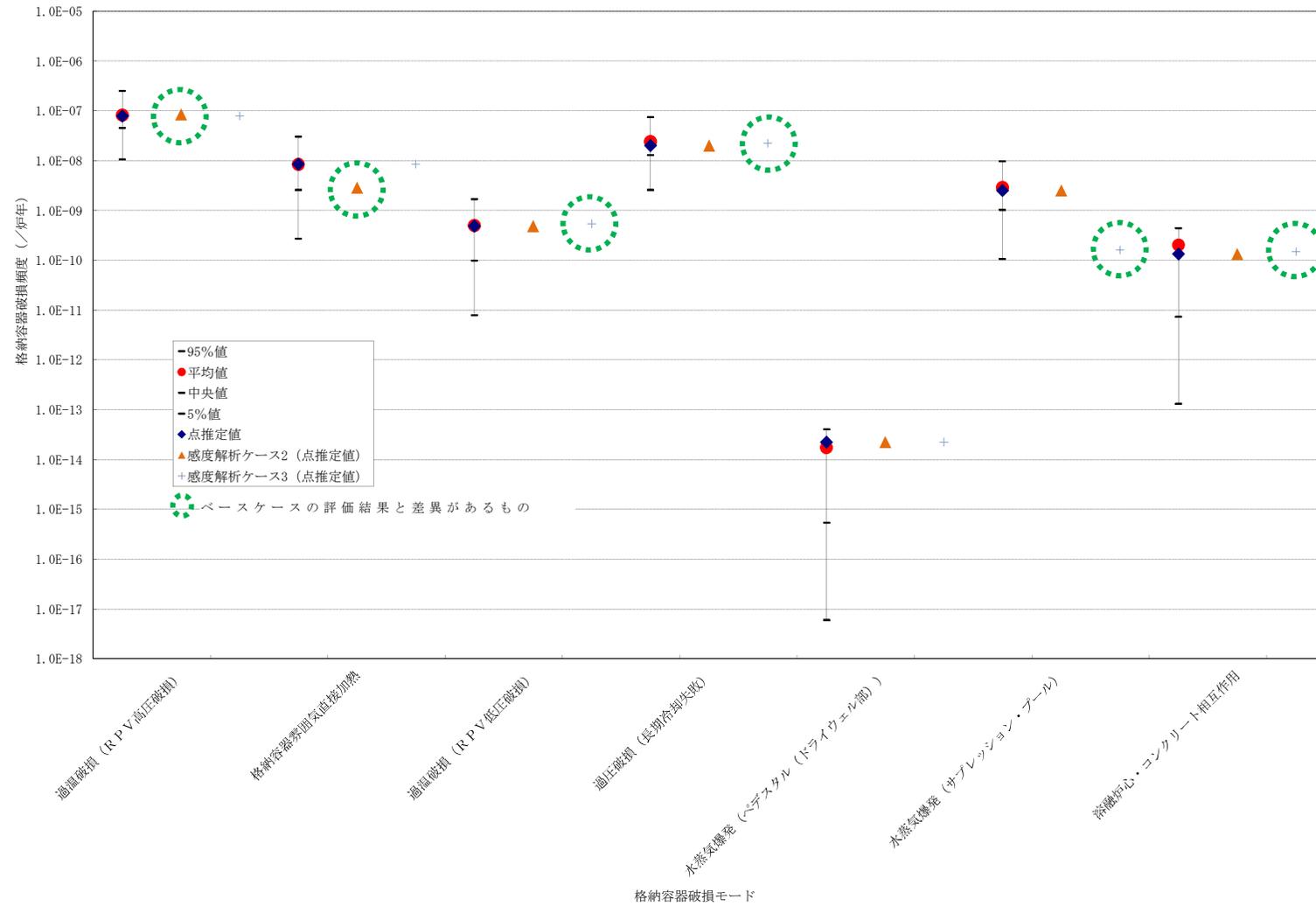
第 4.1.1.6-4 図 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度寄与割合 (格納容器先行破損及び格納容器バイパス除外)



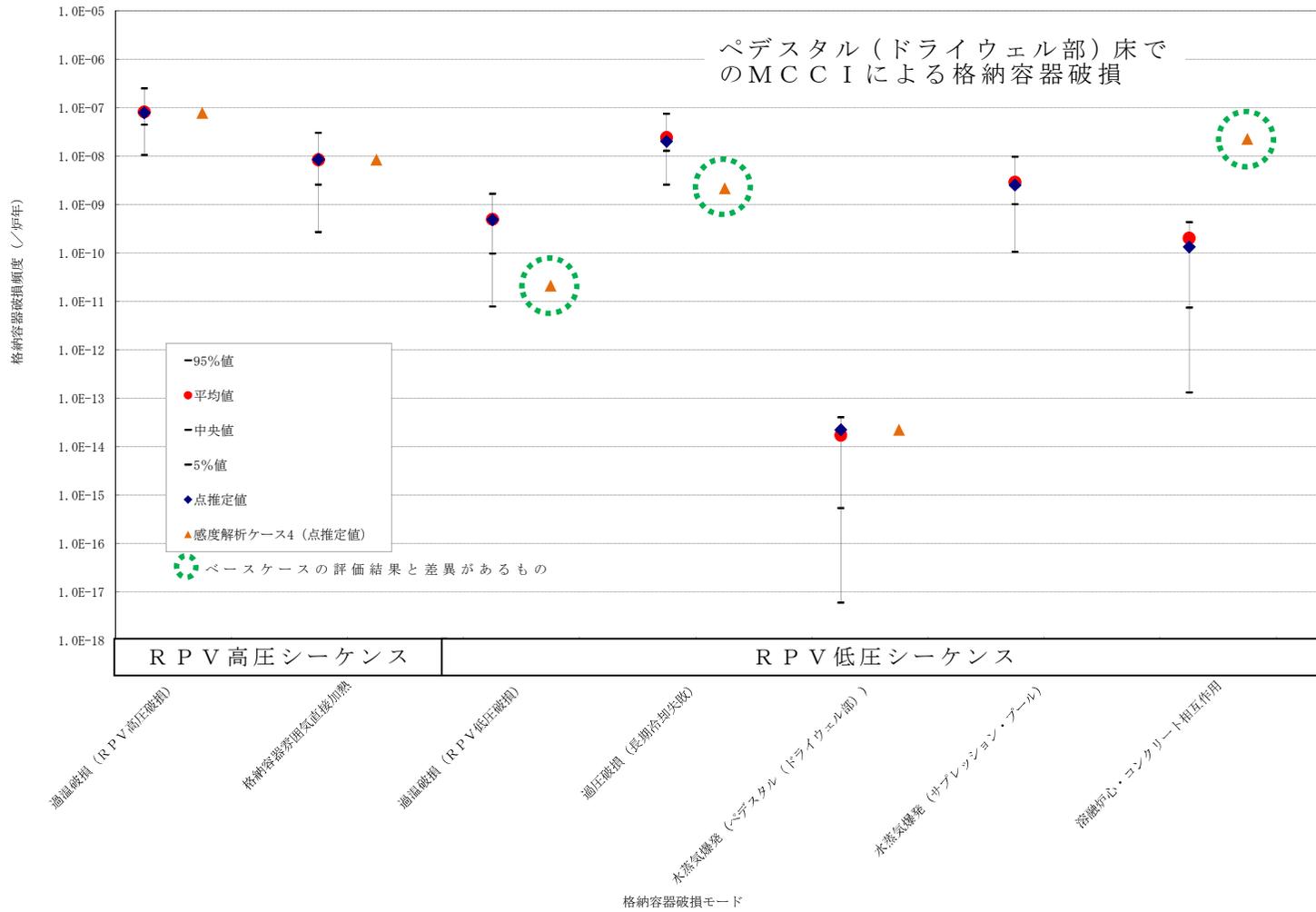
第 4.1.1.7-1 図 格納容器破損モード別の格納容器破損頻度 (不確実さ解析)



第 4.1.1.7-2 図 モデル上の仮定に係る感度解析結果
(格納容器先行破損, 格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く)



第 4.1.1.7-3 図 物理化学現象による CFP に係る感度解析結果 (格納容器先行破損, 格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く)



第 4.1.1.8-1 図 Mark-II 型格納容器の構造上の特徴に係る感度解析結果 (格納容器先行破損, 格納容器バイパス及び格納容器隔離失敗を除く)

デブリの移動経路について

原子炉圧力容器破損後にペDESTAL（ドライウエル部）床面に堆積する溶融デブリ体積は100%炉心落下を想定しても約36m³であり、ペDESTAL（ドライウエル部）床面積は約 [] であるため、ペDESTAL（ドライウエル部）床のサンプを考慮しない場合のデブリ高さは約 [] となる。

ペDESTAL（ドライウエル部）床からペDESTAL（ドライウエル部）開口部までの高さは約 [] であるため、ドライウエル床に溶融デブリが広がることはない。また、ペDESTAL（ドライウエル部）床のサンプを考慮するとデブリ高さはさらに低くなる。

なお、ペDESTAL（ドライウエル部）注水配管はペDESTAL（ドライウエル部）床面から約 [] であるため、ペDESTAL（ドライウエル部）注水配管までデブリが到達することはない。

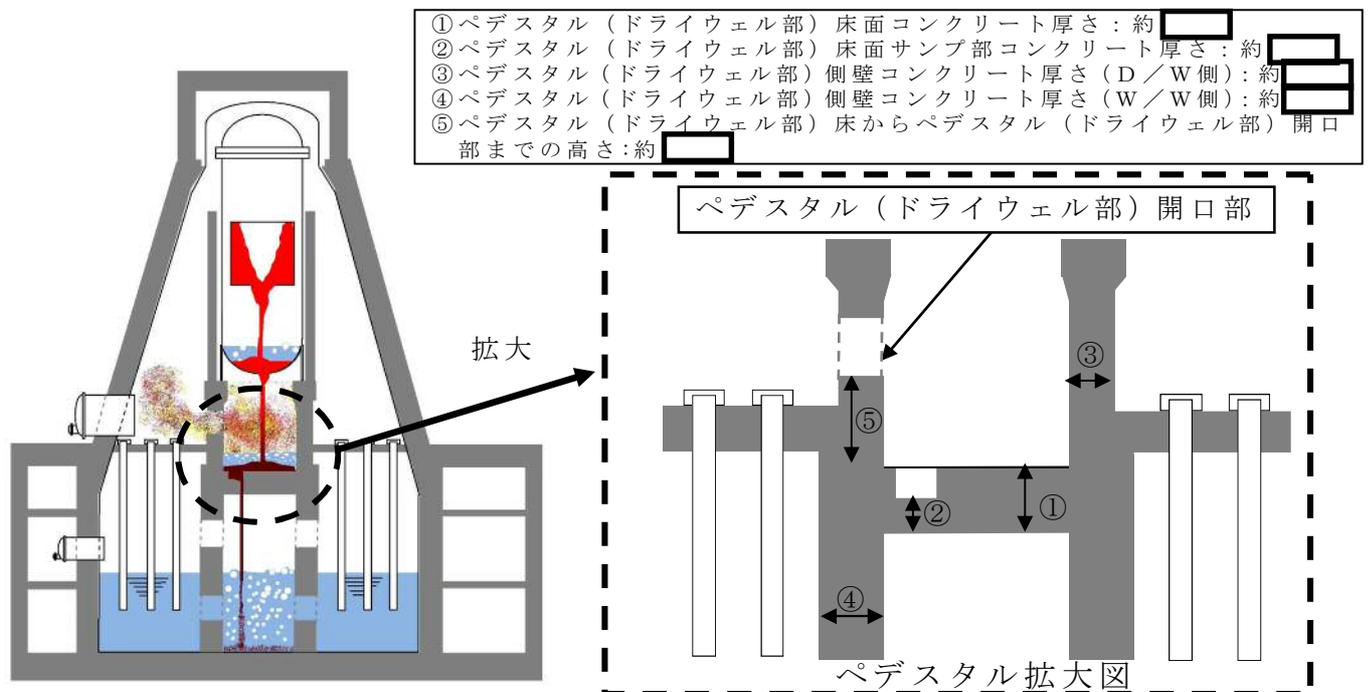


図1 デブリの移動経路

炉心損傷時期を分類する基準について

炉心損傷時期の早期／後期の分類は、事象発生後の原子炉への注水の成功／失敗を考慮したものであり、結果として長期 T B、T W 及び T B W が後期として分類される（図 1）。

事象発生後に注水に成功する長期 T B、T W 及び T B W、事象発生が即ち格納容器の機能喪失（破損）となる I S L O C A、事象発生後速やかに格納容器先行破損に至る T C を除き、他の事故シーケンスは全て注水に失敗するシーケンスであり、おおむね 1 時間前後で炉心損傷に至る。

長期 T B は、全交流動力電源喪失後、R C I C の運転に成功している事故シーケンスである。本 P R A では、蓄電池が 8 時間で枯渇することを想定しているため、その後 R C I C が機能喪失し、炉心損傷に至る。

T W 及び T B W は、電源の確保状態が異なるものの、いずれも原子炉への注水に成功後、格納容器からの除熱機能の喪失により格納容器が先行破損する事故シーケンスである。格納容器が過圧破損に至るのは事象発生後 20 時間以上経過後であり、その後炉心損傷に至る。

以上より、炉心損傷時期の分類に当たっては、事象発生後の原子炉注水に成功している事故シーケンスのうち、全交流動力電源喪失時の R C I C 運転継続に期待できる蓄電池枯渇までの時間を参考に、事象発生後 8 時間以降に炉心損傷に至る事故シーケンスを後期とした。

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

図1 プラント損傷状態の分類

T B P 及び S 2 E シーケンスのプラント損傷状態について

本 P R A では、炉心損傷に至る事故シーケンスのうち、T B P（全交流動力電源喪失後の逃がし安全弁再閉鎖失敗及び高圧炉心スプレイ系失敗）及び S 2 E（小破断 L O C A 後の注水失敗）について、いずれも低圧の炉心損傷シーケンスとしている。その考え方を以下に示す。

1. 高圧／低圧シーケンスの分類の考え方

格納容器イベントツリーを展開するためのプラント損傷状態の分類に当たっては、格納容器雰囲気直接加熱の発生の有無の観点から、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力（2MPa[gage]）を判断基準として、高圧／低圧シーケンスを分類した。

2. T B P シーケンス

緩和設備に期待できない場合の T B P シーケンスについて、M A A P による事故進展解析結果を図 1 に示す。

図 1 より、原子炉圧力容器破損時（事故後約 10.7 時間後）の原子炉圧力は 2MPa[gage] 以下であるため、低圧シーケンスとして分類した。

なお、レベル 1 P R A のイベントツリーの展開に当たっては、高圧／低圧の分類により期待する緩和操作が異なる（原子炉圧力が約 2MPa[gage] 以下で、低圧の注水系により注水可能）ことから、炉心損傷開始時の原子炉圧力により高圧／低圧を分類し、それぞれツリーを展開している。T B P シーケンスでは、炉心損傷開始時（事故後約 2.5 時間後）の原子炉圧力は 2MPa[gage] 以下であることから、

低圧状態としてイベントツリーを展開している。

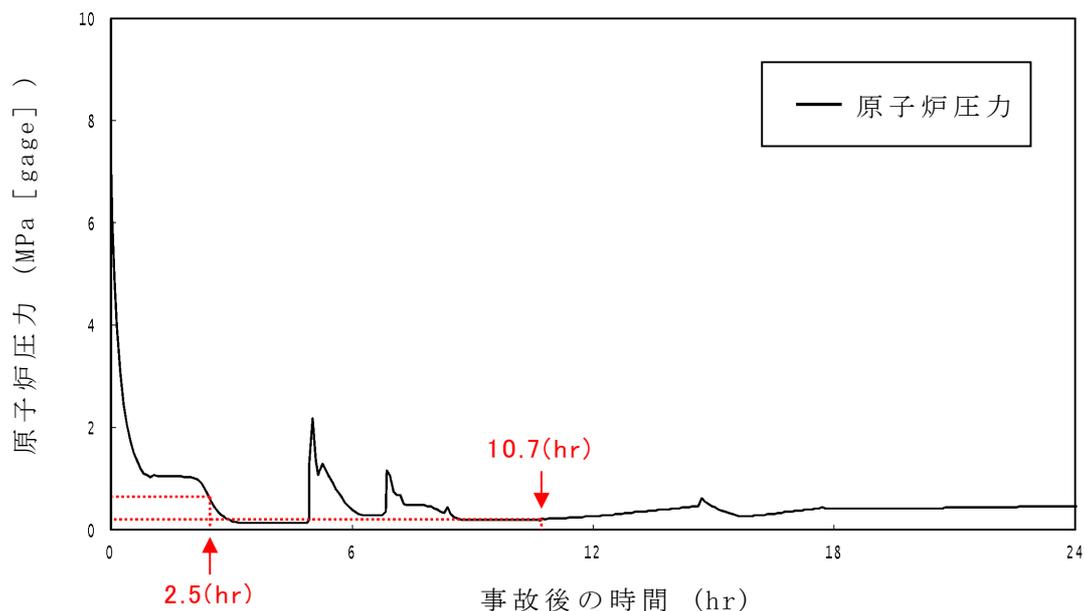


図 1 T B P シーケンスの事故進展解析結果（原子炉圧力）

3. S 2 E シーケンス

緩和設備に期待できない（減圧に失敗する）場合の S 2 E シーケンスについて，M A A P による事故進展解析結果を図 2 に示す。

図 2 より，原子炉圧力容器破損時（事故後約 3.3 時間後）の原子炉圧力は 2MPa[gage] 以上であり，高圧状態となっている。しかしながら，図 3（「添付資料 3.1.1.4-1 内部事象出力運転時レベル 1 P R A イベントツリー集」の図 10-1）のとおり，小破断 L O C A に対するイベントツリーにおいて，最終状態が S 2 E となる No.19 及び 20 のシーケンスの炉心損傷頻度は以下のとおりであり，低圧シーケンスの炉心損傷頻度が高圧シーケンスに対して 1 桁程度高くなっている。

- ・原子炉減圧に成功して低圧シーケンスとなる No.19 シーケンス：
炉心損傷頻度は 1.4×10^{-13} (／炉年)
- ・原子炉減圧に失敗して高圧シーケンスとなる No.20 シーケンス：
炉心損傷頻度は 2.2×10^{-14} (／炉年)

このように，S 2 E シーケンスは，炉心損傷頻度に対して低圧シーケンスが支配的であるため，低圧シーケンスとして分類した。

なお，S 2 E シーケンスでは，炉心損傷開始時（事故後約 0.7 時間後）の原子炉圧力は 2MPa [gage] 以上であり，高圧状態となっていることから，レベル 1 P R A のイベントツリーの展開に当たっては，原子炉減圧系に期待し，高圧／低圧を分類している。

S 2 E シーケンスと同様に，S 1 E シーケンスについても，中破断 L O C A に対するイベントツリーにおいて低圧シーケンスの炉心損傷頻度が高圧シーケンスに対して数倍程度高く支配的であるため，低圧シーケンスとして分類した。

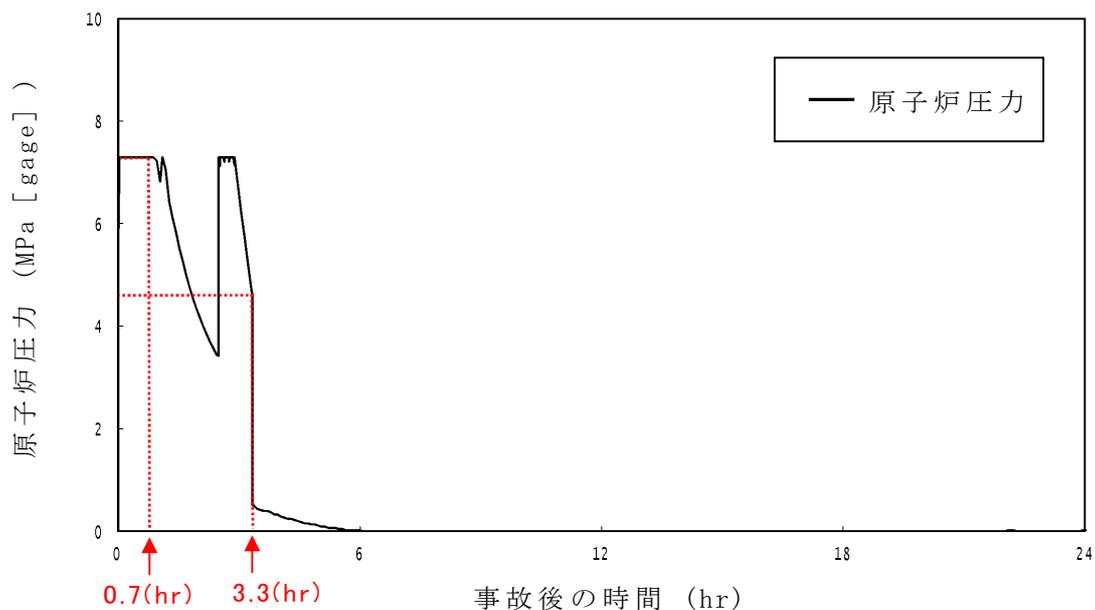


図 2 S 2 E シーケンスの事故進展解析結果（原子炉圧力）

小破断 LOCA	メンテナンス	スクラム系	HPCS	RCIC	原子炉減 圧系	LPCI-A	LPCS	LPCI-B	LPCI-C	RHR-A	RHR-B	No.	最終状態	発生頻度 (／炉年)
S2	MN	C	UH	UR	X	VA	VS	VB	VC	WA	WB			
												1	-	3.0E-04
												2	-	6.8E-07
												3	TW	4.5E-08
												4	-	8.9E-07
												5	-	2.0E-09
												6	TW	1.3E-10
												7	-	5.7E-09
												8	-	1.3E-11
												9	TW	6.3E-13
												10	-	1.2E-11
												11	-	2.8E-14
												12	TW	6.2E-14
												13	-	2.4E-14
												14	-	5.4E-17
												15	TW	2.5E-15
												16	-	5.1E-17
												17	-	1.2E-19
												18	TW	7.3E-15
												19	S2E	1.4E-13
												20	S2E	2.2E-14
												21	-	3.0E-24
												22	-	2.5E-09
													合計値	4.5E-08

図 3 小破断 L O C A に対するイベントツリー

炉内熔融燃料－冷却材相互作用（FCI）に関する知見の整理

熔融燃料－冷却材相互作用（以下「FCI」という。）は、高温のデブリと水が接触して生じる水蒸気爆発によって、格納容器健全性が脅かされる現象である。FCIは原子炉圧力容器内又は原子炉圧力容器外で発生する可能性があるが、原子炉圧力容器内における水蒸気爆発は、BWR体系では、下部プレナム内の冷却水は飽和状態であるとともに多数の制御棒駆動機構の構造物が存在するため、トリガリング（粗混合状態から発生した膜沸騰が破壊され微粒子化、衝撃波が伝播）が制約されることで、水蒸気爆発は発生しないと考えられる。

ここでは、これまでに国内外で実施されたFCIに関する試験の結果等を整理した。

1. 炉内FCIにおいて想定される現象の概要

炉内FCIによる格納容器破損は α モード破損と呼ばれ、これまでに多くの現象論の研究、試験が行われてきた。この現象は、熔融炉心が下部プレナム内の残存水中に落下し、高温の熔融炉心と冷却材が接触することで水蒸気爆発が発生する。このときの発生したエネルギーにより、水塊が原子炉圧力容器上部に衝突し、さらに原子炉圧力容器ヘッド部が破損し格納容器に衝突して破損に至るモードである。炉内FCIは、以下のようなメカニズムであると考えられている。

- a. 炉内の冷却材が喪失し、炉心が熔融してその熔融炉心が下部プレナム残存水に落下する。水と接触した熔融炉心は、その界面の不安定性により、熔融炉心の一部若しくは大部分が分裂し、

膜沸騰を伴う水との混合状態となる（粗混合）。さらに、自発的若しくは外部からの圧力パルスにより、膜沸騰が不安定化し（トリガリング）、二液が直接接触する。

b. 下部プレナムにおける二液の直接接触により、急速な熱の移動が発生し、急速な蒸気発生・熔融炉心の微細化により、さらに液体同士の接触を促進し（伝播）、蒸気発生を促進する。この蒸気発生により圧力波が発生する。

c. 発生した圧力波が通過した後の高温高圧領域（元々は粗混合領域）の膨張により運動エネルギーが発生し、上部ヘッドを破壊する。この結果、上部ヘッドはミサイルとなって格納容器に衝突する。

2. 過去の知見の整理

a. F A R O 試験^[1]

F A R O 試験は、イタリアの J R C（Joint Research Centre）のイスプラ研究所で実施された、原子炉圧力容器内での F C I を調べることを主な目的として実施された試験である。多くの試験は高圧・飽和水条件で実施されているが、原子炉圧力容器外を対象とした低圧・サブクール水条件の実験も実施されている。

試験装置の概要図を図 2-1 に示す。また、試験条件及び結果の一覧を表 2-1 に示す。

試験は、酸化物コリウム（80wt% U O₂ + 20wt% Z r O₂）及び金属コリウム（77wt% U O₂ + 19wt% Z r O₂ + 4wt% Z r）を用いて実施された。F A R O 試験で得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・ 高圧・飽和水試験， 低圧・サブクール試験のいずれにおいても水蒸気爆発は発生していない。
- ・ 高圧・飽和水の酸化物コリウム試験の場合は一部が粒子化し，一部はパンケーキ状でプール底部に堆積した。高圧・飽和水コリウムに金属 Z r 成分を含んだ試験及び低圧・サブクール試験では全てのコリウムは粒子化した。
- ・ 粒子の質量中央径は比較的大きかったが，試験条件（初期圧力，水深，コリウム落下速度，サブクール度）に依存していない。

b. K R O T O S 試験^[1]

K R O T O S 試験は，F A R O プログラムの一部としてイスプラ研究所で実施された試験である。F A R O 試験に比べて小規模ではあるが，低圧・サブクール水を主として試験を実施していることに特徴がある。

実験装置の概要図を図 2-2 に示す。また，試験条件及び結果の一覧を表 2-2 に示す。

試験では，模擬コリウムとしてアルミナ又は $U O_2$ 混合物（80wt% $U O_2$ + 20wt% $Z r O_2$ ）を用いた試験を実施している。また，外部トリガリング装置によりトリガリングを与えることで，水蒸気爆発を誘発させる実験も実施されている。K R O T O S 試験により得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・ アルミナを用いた試験では，圧力が 0.1~0.37MPa の範囲でサブクール水の場合は，外部トリガリング無しで水蒸気爆発が発生した。また，飽和水の場合には外部トリガリング無しでは水蒸気爆発は発生しなかったが，外部トリガリングを与えた場合には水蒸気爆発が発生した。

- ・ UO_2 混合物を用いた試験では、圧力 0.1~0.2MPa、サブクール度 4~102K の範囲で、外部トリガリング無しでは水蒸気爆発は発生せず、外部トリガリングを与えた場合でも大規模な水蒸気爆発は発生しなかった。
- ・ 粗混合時において、 UO_2 混合物はアルミナに比べて粒子径が小さいため、粒子化後の表面積が大きくなることでプールが高ボイドとなり、トリガリングの伝播を阻害した可能性がある。
- ・ UO_2 混合物試験の方が一般的に熔融物の過熱度が小さく、また、ブレイクアップ後の粒径も小さい。 UO_2 混合物粒子表面が水と接触した直後に表面が固化した可能性があり、これが水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。
- ・ UO_2 混合物試験では、水素の発生により粗混合時の蒸気膜の崩壊による水蒸気爆発の発生を抑制した可能性がある。

c. COTEL S 計画^[1]

COTEL S 計画は、(財)原子力発電技術機構が実施した試験であり、原子炉圧力容器外のデブリ冷却特性を調べることを目的として実施された試験である。

試験装置の概要図を図 2-3 に示す。また、試験条件及び結果の一覧を表 2-3 に示す。

試験では、シビアアクシデント時の熔融コリウム成分を模擬するため、原子炉圧力容器下部ヘッド内の構造物の成分を考慮した模擬熔融物 (55wt% UO_2 + 25wt% Zr + 5wt% ZrO_2 + 15wt% SUS) を用いている。COTEL S 計画で得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・ サブクール度が大きいケースも含め、全ての試験で水蒸気爆発

は発生しなかった。

- ・落下直後の圧力上昇は，コリウム落下速度に最も大きな影響を受け，コリウム落下速度が大きいほど圧力上昇速度及び圧力上昇量が大きい。また，プール水深が深くなるほど，水蒸気爆発が生じていないため，プールのサブクール度が大きくなるほど初期圧力上昇量は小さくなる。
- ・プールに落下した熔融コリウムは，40cm の水深においても，約 90% 以上がプール水中で粒子化した。
- ・粒子径は，コリウム落下速度の大きいケースを除いて，質量中央径で 6mm 程度である。コリウム落下速度の大きいケースの粒子径は小さくなっている。

d. ALPHA 実験^[1]

ALPHA 実験は，旧日本原子力研究所で実施された実験であり，シビアアクシデント時の格納容器内の諸現象を明らかにし，格納容器の耐性やアクシデントマネジメント策の有効性を評価することを目的として実施された。

試験装置の概要図を図 2-4 に示す。また，試験条件及び結果の一覧を表 2-4 に示す。

テルミット反応により生成した酸化アルミニウムと鉄からなる高温熔融物，又は高周波誘導加熱により生成した熔融ステンレス鋼を，模擬格納容器内に設置した冷却水プールに落下させる実験を実施することにより，水蒸気爆発の発生及び規模に及ぼす種々のパラメータの影響を明らかにするとともに，発生圧力，微細化粒子径，衝撃波伝播速度，エネルギー変換効率等，水蒸気爆発に関連する特性を把握することを目的としている。ALPHA 実験

で得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・高雰囲気圧力又は高冷却水温度の場合に、水蒸気爆発の発生が抑制される。
- ・溶融ステンレス鋼を用いた実験では、冷却水のサブクール度が大きい条件においても水蒸気爆発は発生しなかった。
- ・溶融物分散板を用いた実験では、水蒸気爆発の発生及び規模が抑制される場合と水蒸気爆発の規模が増大する場合の両方が観測された。この結果は、溶融物と冷却水との粗混合状態が、その後の溶融炉心と冷却水の相互作用の進展に大きな影響を及ぼすことを示唆するものである。

e. T R O I 試験^[2]

T R O I 試験は、韓国原子力研究所（K A E R I）で 2001 年から実施された試験であり、2007 年から 2012 年までは、K R O T O S 試験とともに、O E C D / N E A の S E R E N A プロジェクトとして実施された試験である。

試験装置の概要図を図 2-5 に示す。また、試験条件及び結果の一覧を表 2-5 に示す。

Z r O₂を用いた試験では外部トリガリングを与えていないが、圧力スパイクや水蒸気爆発が発生した試験がある。一方、U O₂-Z r O₂の混合物を用いた試験では、異なった条件による内部トリガリングを発生させるため又は外部トリガリングによる水蒸気爆発時の発生エネルギーを変えるため、混合物の割合、水深及び混合物量等の様々な条件により試験を実施し、数ケースでは水蒸気爆発が発生している。T R O I 試験で得られた主な知見は以下のとおりである。

- ・自発的な水蒸気爆発が生じた試験は、融点を大きく上回る過熱度を溶融物に対して与えるなどの実機と異なる条件であり、その他の試験では自発的な水蒸気爆発は生じていない。なお、水深が深い場合（130cm）には、内部トリガリングによる水蒸気爆発は発生していない。

f. 知見のまとめ

上記で示した実験等の結果から得られた主な知見を以下にまとめる。

- ・実機条件における UO_2 混合物を用いた代表的なFCI実験（外部トリガリング無し）では、水蒸気爆発は確認されていない（FARO試験，KROTOS試験，COTELS計画，TRO I実験）。
- ・高圧力条件，または低サブクール水条件は，水蒸気爆発を抑制する傾向がある（KROTOS試験，ALPHA実験）。
- ・粒子化割合は，サブクール度に依存し，サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。金属成分が含まれていると粒子化が促進される（FARO試験）。
- ・粒子化割合は，デブリ落下速度に依存し，落下速度が大きいと粒子化が促進される（COTELS計画）。
- ・ UO_2 混合物は（融点が高いため）過熱度が小さく，水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化すると考えられることが示唆される（KROTOS試験）。
- ・デブリ落下後の水プールが高ボイド率状態になると，トリガリングの伝播を阻害する可能性がある（KROTOS試験）。
- ・水深が深い場合には，内部トリガリングによる水蒸気爆発が発

生していない（TRO I 試験）。

- ・ジルコニウム-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられることが示唆される（KROTOS 試験）。

3. 専門家会議等の知見^[3]

α モード破損の発生確率については、これまで専門家会議（SERG）等で議論がなされてきており、BWRについての議論の結果を表3に示す。BWR体系では下部プレナムに制御棒案内管等が密に存在しており、これらは大規模な水蒸気爆発の発生を制限すると考えられるため、 α モード破損の発生確率は、プラント全体でみた際に他の要因による格納容器破損頻度に比べて十分小さく無視できると結論付けられている。

4. まとめ

これまでに実施された各種試験結果及び専門家による工学的議論から、BWR体系における炉内FCIの発生の可能性は十分低いと考えられる（表4）。

したがって、BWRにおける格納容器破損モードとして、炉内FCIの考慮は不要である。

5. 参考文献

[1] 「シビアアクシデント熱流動現象評価」（社団法人 日本原子力学会，平成12年3月）

[2] Institute de Physique et Chimie des Matériaux de Strasbourg

Laboratoire d'Essais pour la Maîtrise des Accidents Graves,
CEA Cadarache

- [3] 「シビアアクシデント対策評価のための格納容器イベントツリーに関する検討」（財団法人原子力安全研究協会，平成 13 年 7 月）

表 2-1 F A R O 試験条件及び試験結果

No.	溶融コリウムの組成*	溶融物質質量 (kg)	溶融物温度 (K)	溶融物粒径 (mm)	圧力 (MPa)	水深 (m)	サブクール度 (K)	水蒸気爆発の発生の有無
L-06	A	18	2,923	100	5	0.87	0	無
L-08	A	44	3,023	100	5.8	1.00	12	無
L-11	B	151	2,823	100	5	2.00	2	無
L-14	A	125	3,123	100	5	2.05	0	無
L-19	A	157	3,073	100	5	1.10	1	無
L-20	A	96	3,173	100	2	1.97	0	無
L-24	A	177	3,023	100	0.5	2.02	0	無
L-27	A	129	3,023	100	0.5	1.47	1	無
L-28	A	175	3,052	50	0.5	1.44	1	無
L-29	A	39	3,070	50	0.2	1.48	97	無
L-31	A	92	2,990	50	0.2	1.45	104	無
L-33	A	100	3,070	50	0.4	1.60	124	無

*A : 80wt% U O₂ + 20wt% Z r O₂

B : 77wt% U O₂ + 19wt% Z r O₂ + 4wt% Z r

表 2-2 K R O T O S 試験条件及び試験結果

No.	熔融物組成	熔融物質量 (kg)	熔融物温度 (K)	圧力 (MPa)	水深 (m)	サブクール度 (K)	外部トリガの有無	水蒸気爆発の発生の有無
38	アルミナ	1.533	2,665	0.10	1.11	79	無	有
40	アルミナ	1.470	3,073	0.10	1.11	83	無	有
41	アルミナ	1.430	3,073	0.10	1.11	5	無	無
42	アルミナ	1.539	2,465	0.10	1.11	80	無	有
43	アルミナ	1.500	2,625	0.21	1.11	100	無	有
44	アルミナ	1.500	2,673	0.10	1.11	10	有	有
49	アルミナ	1.470	2,688	0.37	1.11	120	無	有
50	アルミナ	1.700	2,473	0.10	1.11	13	無	無
51	アルミナ	1.794	2,748	0.10	1.11	5	無	無
37	コリウム*	3.222	3,018	0.10	1.1	77	有	無
45	コリウム*	3.085	3,106	0.10	1.14	4	有	無
47	コリウム*	5.431	3,023	0.10	1.1	82	有	無
52	コリウム*	2.627	3,023	0.20	1.1	102	有	有

* : 80wt% U O ₂ + 20wt% Z r O ₂

表 2-3 C O T E L S 計画の試験条件及び試験結果

No.	溶融コリウムの組成*	溶融物質質量 (kg)	圧力 (MPa)	水深 (m)	サブクール度 (K)	水蒸気爆発の発生の有無
A1	C	56.3	0.20	0.4	0	無
A4	C	27.0	0.30	0.4	8	無
A5	C	55.4	0.25	0.4	12	無
A6	C	53.1	0.21	0.4	21	無
A8	C	47.7	0.45	0.4	24	無
A9	C	57.1	0.21	0.9	0	無
A10	C	55.0	0.47	0.4	21	無
A11	C	53.0	0.27	0.8	86	無

*C : 55wt% U O₂ + 25wt% Z r + 5wt% Z r O₂ + 15wt% S U S

表 2-4 ALPHA 実験の試験条件及び試験結果

No.	溶融物組成	溶融物質量 (kg)	雰囲気圧力 (MPa)	水温 (K)	水深 (m)	水蒸気爆発の 発生の有無
STX002	酸化アルミニウム+鉄	20	0.1	289	1.0	有
STX003		20	0.1	292	1.0	有
STX005		20	0.1	300	1.0	有
STX009		20	0.1	289	1.0	有
STX016		20	0.1	295	0.9	有
STX017		20	0.1	286	0.9	有
STX018		20	0.1	283	0.9	有
STX001		10	0.1	293	1.0	無
STX010		10	0.1	297	1.0	有
STX013		10	0.1	284	1.0	無
STX014		20	0.1	372	1.0	無
STX008		20	1.6	288	1.0	無
STX012		20	1.6	290	1.0	無
STX015		20	1.0	282	1.0	無
STX025		20	0.5	280	0.9	有
STX006		20	0.1	298	1.0	無
STX011		20	0.1	290	1.0	有
STX019		20	0.1	281	0.9	有
STX020		20	0.1	281	1.0	無
STX021		20	0.1	281	0.9	有
STX022		20	0.1	286	0.8	無
STX023		20	0.1	285	0.3	有
STX024		20	0.1	280	0.8	有
STX102		ステンレス鋼	20	0.1	282	0.8
STX103	20		0.1	373	0.8	無
STX104	20		0.1	333	0.8	無

表 2-5 T R O I 試験条件及び試験結果 (1/3)

No	-	1	2	3	4	5	9	10	11	12	
INPUT	Material	-	ZrO2/Zr	ZrO2/Zr	ZrO2/Zr	ZrO2/Zr	ZrO2/Zr	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2
		%	99/1	99/1	99/1	99/1	98.5/1.5	70/30	70/30	70/30	70/30
	Melt Temp	K	>3373	>3373	>3373	>3373	3373	3200	3800	>3800	3800
	Melt amount in FCI	kg	5	5.5	4.88	4.2	2.9	4.3	8.7	9.2	8.4
	Initial Jet diameter	cm									
	Water Temp	K	365	365	323	292	337	296	298	296	293
	Water mass	kg	283	283	283	283	283	-	-	-	-
	Water height (initial)	cm	67	67	67	67	67	90	67	67	67
	initial pressure	MPa	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.117	0.111	0.11
	Vessel Free Volume	m3									
	Trigger	-	x	x	x	x	x	x	x	x	x
		sec									
OUTPUT	Steam Explosion	-	Spike	x	x	○	Double Explosion	x	○	x	○
	Max PV Press	MPa									
	Dyn Press	MPa						-	-	-	
	Water height (final)	cm									

表 2-5 T R O I 試験条件及び試験結果 (2/3)

No	-	13	14	17	18	23	29	32	34	35	
INPUT	Material	-	UO ₂ /ZrO ₂								
		%	70/30	70/30	70/30	78/22	78/22	50/50	87/13	70/30	70/30
	Melt Temp	K	2600	3000						~3000	~3000
	Melt amount in FCI	kg	7.7	6.5		9.1		11.5		10.5	8
	Initial Jet diameter	cm									
	Water Temp	K	292	285						341	334
	Water mass	kg	-	-						189	367
	Water height (initial)	cm	67	67						67	130
	initial pressure	MPa	0.108	0.105							0.11
	Vessel Free Volume	m ³									
Trigger	-	x	x	x	x	x	x	x	○	○	
	sec										
OUTPUT	Steam Explosion	-	○	○	x		x	x	x	○	○
	Max PV Press	MPa									
	Dyn Press	MPa									
	Water height (final)	cm									

表 2-5 T R O I 試験条件及び試験結果 (3/3)

No	-	36	37	38	39	40	49	50	51	52	
INPUT	Material	-	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2	UO2/ZrO2 /Zr/Fe	UO2/ZrO2 /Zr/Fe	UO2/ZrO2 /Zr/Fe	UO2/ZrO2 /Zr/Fe
		%	70/30	78/22	78/22	78/22	70/30	62.3/15 /11.7/11	59.5/18 /11.9/10.6	60.5/16.7 /12.1/10.7	61/16 /12/11
	Melt Temp	K	~3000	~3000	~3000	~3000	~3000	2730 (3360)		2695 (3420)	2650
	Melt amount in FCI	kg	5.3	8.1	5.3	3.4	11.1	15.96	14.46	6.3 (14.2 load)	8.6 (14.1 load)
	Initial Jet diameter	cm								10	5
	Water Temp	K	305	313	288	285	287			294	285
	Water mass	kg	269	269	92	92	92			367	367
	Water height (initial)	cm	95	95	130	130	130			130	130
	initial pressure	MPa		0.104	0.105	0.106	0.312			0.115	0.116
	Vessel Free Volume	m3								8.023	8.023
	Trigger	-	○	○	×	×	×	×	×	○	○
		sec								1.35	1.67
OUTPUT	Steam Explosion	-	○	○	×	×	×	-	-	○	×
	Max PV Press	MPa								0.053	0.07
	Dyn Press	MPa								32 (SE)	11 (ET)
	Water height (final)	cm								1.02	1.23

表 3 BWR 体系における炉内 F C I 現象の発生確率に関する
議論の整理

著者	会議及び文献	議論
Okkonen 等 (1993)	OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1993)	BWR の原子炉圧力容器下部プレナムは、制御棒案内管で密に占められている。そして、炉心の広範囲でのコヒーレントなリロケーションは、炉心支持板の存在により起こりにくいと考えられる。これらの特徴は、燃料-冷却材の粗混合のポテンシャルを制限し、水蒸気爆発に起因する水-熔融物スラグの運動エネルギーを消失させる可能性がある。したがって、スラグにより破壊された原子炉圧力容器ヘッドのミサイルに伴う格納容器破損は、PWR よりも BWR の方が起こりにくいと評価される。
Theofanous 等 (1994)	NUREG/CR-5960 (1994)	下部プレナムには、密に詰められた制御棒案内管があるため、炉内水蒸気爆発問題の対象とならない。
Corradini (1996)	SERG-2 ワークシ ョップ (1996) NUREG-1524	物理的なジオメトリは爆発的事象の発生に寄与しないため、BWR の α モード格納容器破損確率は、おそらく PWR より小さい。
Zuchuat 等 (1997)	OECD/CSNI FCI 専門家会議 (1997) JAERI-Conf 97-011	下部プレナム構造物の存在により、水蒸気爆発の影響を緩和する。一般に、BWR の現在の知見は、炉内水蒸気爆発は格納容器への脅威とならない (NUREG/CR-5960 を参考文献としている。)

表 4 BWR 実機体系を踏まえた炉内 F C I の分析結果

炉内 FCI に影響する因子	BWR 実機体系の条件	実験・専門家会議等による知見	炉内 FCI への影響
溶融物組成	溶融落下物は、金属成分を含む UO ₂ 混合物	<ul style="list-style-type: none"> ・ 実機条件において、模擬溶融物に UO₂ を用いた代表的な FCI 試験 (FARO 試験, COTELS 試験, KROTOS 試験, TROI 試験) では、トリガリング無しで水蒸気爆発は確認されていない。 ・ 溶融物に金属成分を含む場合は、粒子化が促進される。(FARO 試験) ・ UO₂ 混合物では (融点が高いため) 過熱度が小さく、水プール落下直後に粒子化した粒子表面が固化することが考えられる。(KROTOS 試験の考察) ・ ジルコニウム-水反応により発生した水素が蒸気膜に混入し、蒸気膜の安定化に寄与すると考えられる。(KROTOS 試験の考察) 	金属成分により粒子化が促進される可能性があるが、粒子表面の固化、水蒸気爆発の発生は抑制される。
下部プレナム水温度	溶融物が下部プレナムに落下する状況では、下部プレナム残存水は飽和温度に近い	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低サブクール水条件では、水蒸気爆発は抑制される可能性がある。(ALPHA 試験, KROTOS 試験) ・ 粒子化割合は、サブクール度に依存し、サブクール度が大きいと粒子化割合は高くなる。(FARO 試験) ・ 下部プレナム水が低サブクール条件の場合、デブリ落下維持のボイド発生が多くなり、トリガリングの伝播を阻害する可能性がある。(KROTOS 試験の考察) 	低サブクール条件では、粒子化を抑制し、ボイド発生が多くなるため、水蒸気爆発の発生を抑制する。
下部プレナム部構造材	下部プレナム部には多数の制御棒案内管等の構造物が存在	<ul style="list-style-type: none"> ・ 下部プレナム内の制御棒案内管等の多くの構造物が水蒸気爆発のエネルギーを吸収するため、格納容器破損に至るような大規模なエネルギーは発生しない。(専門家会議等の知見) 	水蒸気爆発が発生しても、構造物により水蒸気爆発のエネルギーが制限される。

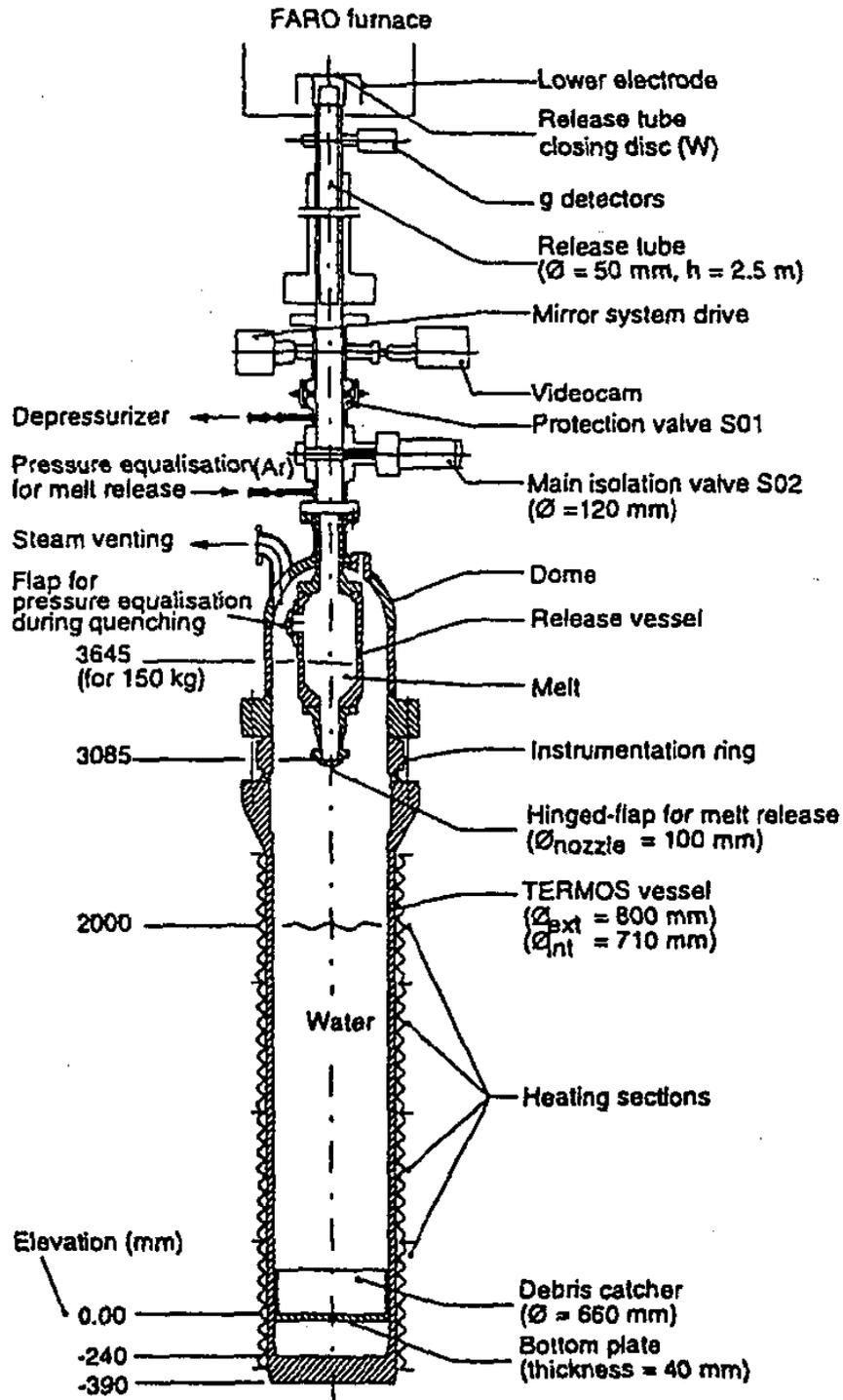


図 2-1 FARO 試験装置の概要

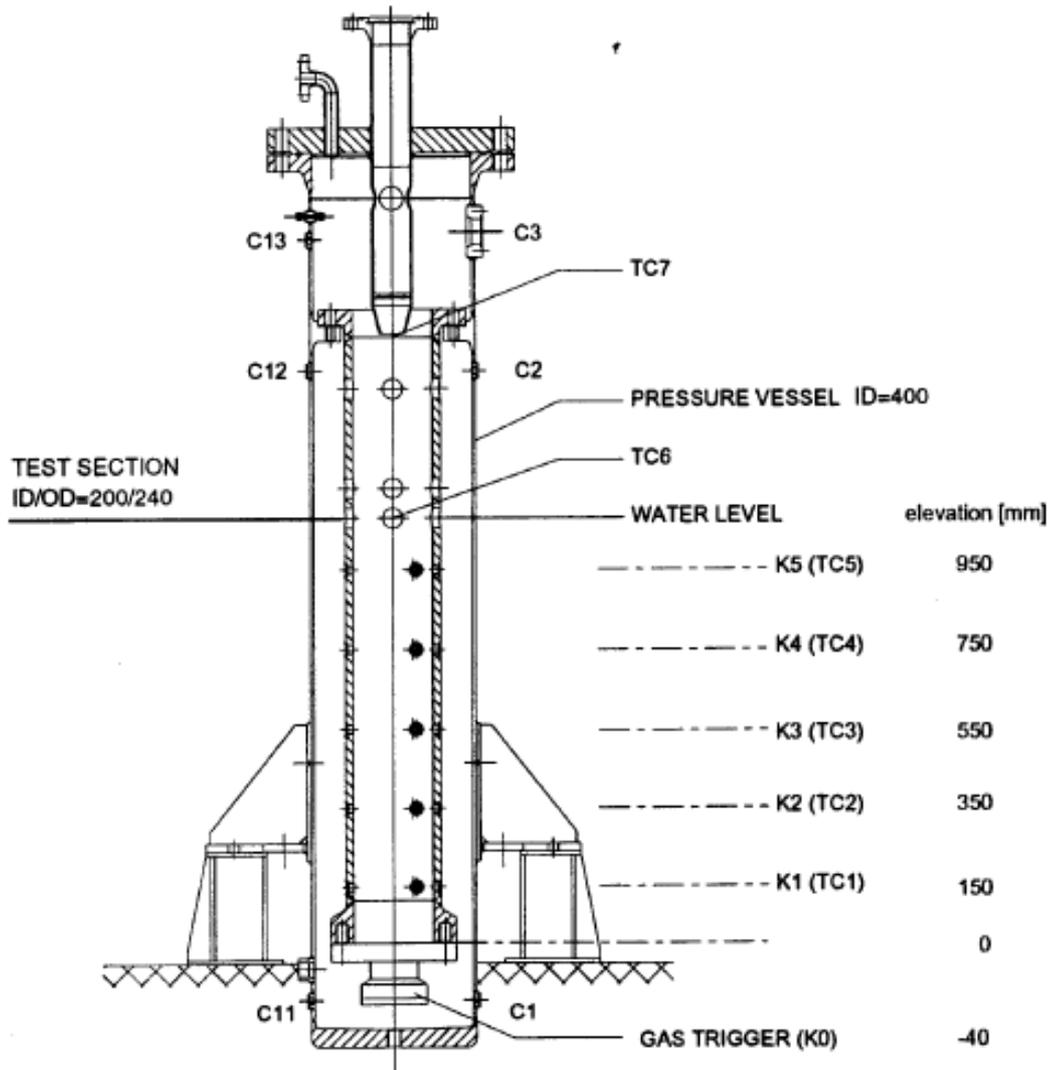
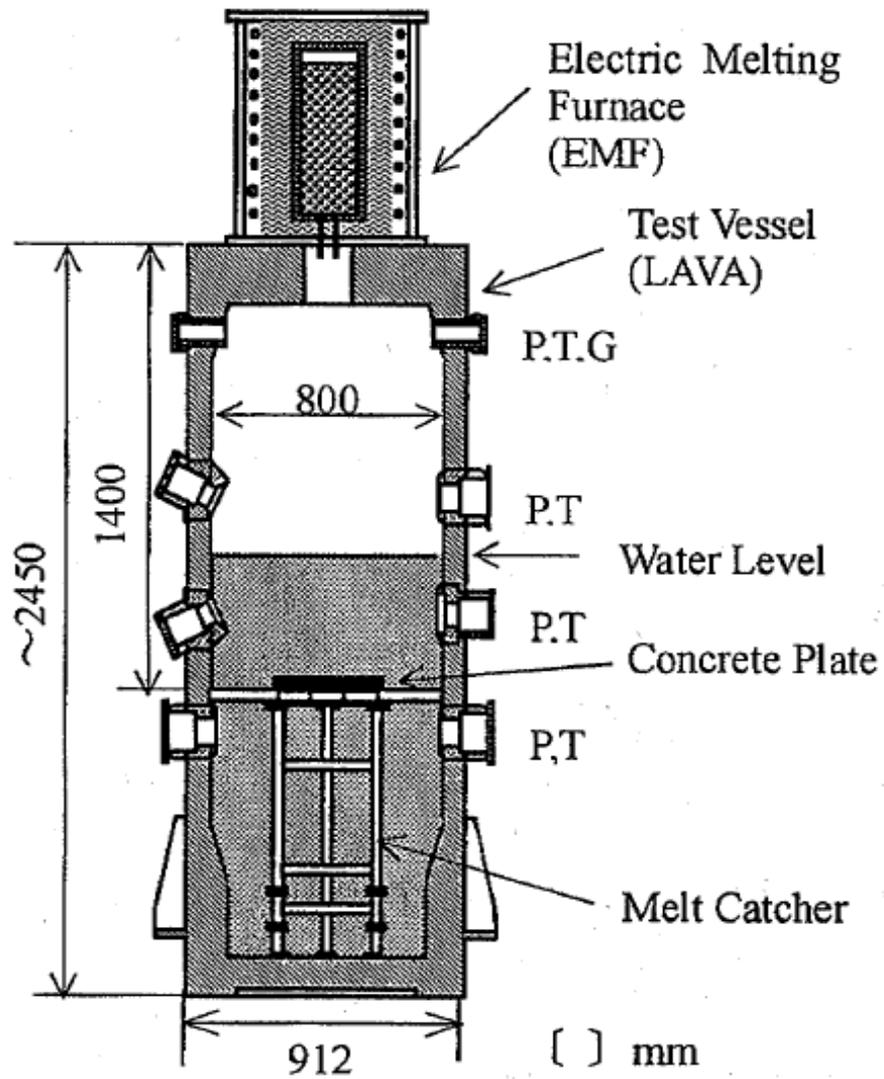


図 2-2 KROTOS 試験装置の概要



P: Pressure, T: Temperature,
G: Gas sampling line

図 2-3 COTELS 計画の試験装置の概要

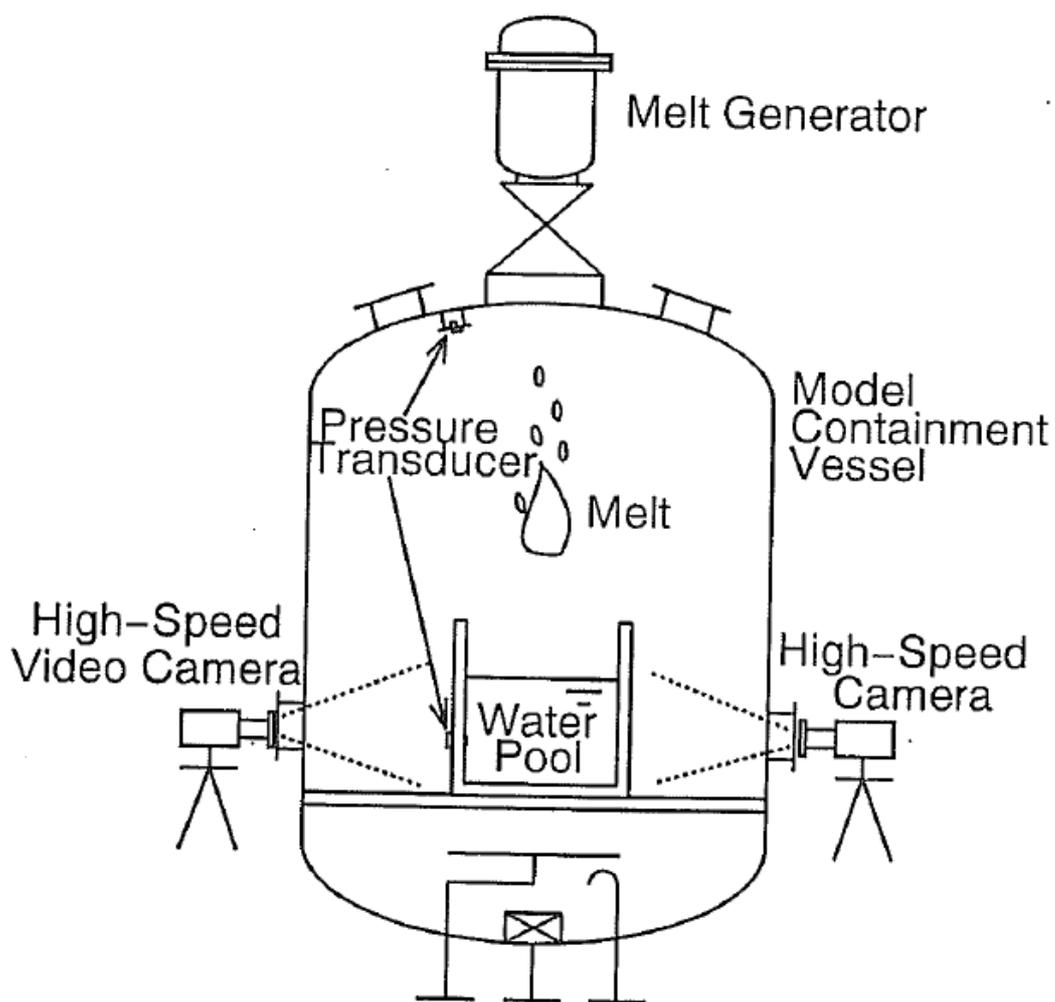


図 2-4 ALPHA実験の試験装置の概要

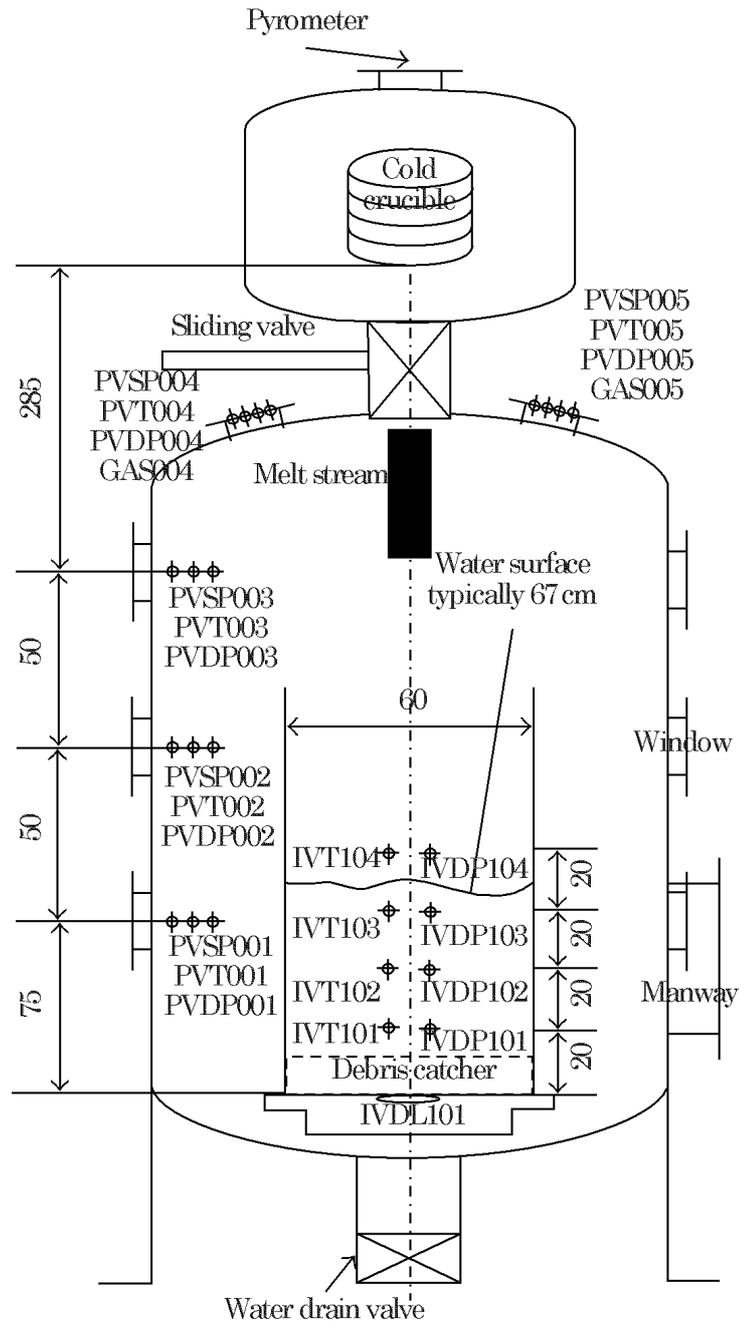


図 2-5 TROI 試験装置の概要

サプレッション・プールに落下した溶融物による格納容器破損モード
について

サプレッション・プール床に落下した溶融物の冷却が不十分な場合の格納容器破損モードの取扱いは、以下のとおりである。

- ・ W A S H - 1 4 0 0 ^[1], N U R E G - 1 1 5 0 ^[2]においては、格納容器への溶融物の接触による格納容器破損メカニズムとして、①「鋼製ライナーの溶融貫通」(シェルアタック)と②「コンクリートベースマット溶融貫通」の2種類が考慮されている。

①「鋼製ライナーの溶融貫通」(シェルアタック)は、原子炉圧力容器破損により放出された溶融物が直接ドライウェル鋼製ライナーに接触する構造となっている M a r k - I 型格納容器に特有の現象であり、ライナーが溶融貫通するとライナーとコンクリート間のギャップを通した大規模な放射性物質の放出経路が形成される可能性がある破損モードである(図1参照)。この現象は原子炉圧力容器破損直後に発生することから、事故後早期の破損モードに分類されている。なお、東海第二発電所の M a r k - II 型格納容器は、ペDESTAL(ドライウェル部)床面の高さが、ダイヤフラムフロアより低く、溶融物が直接ドライウェル壁面に接触しない構造となっている(図2参照)。

②「コンクリートベースマット溶融貫通」は、大型ドライ型格納容器の P W R において、ベースマット上に広がった溶融物とコン

クリートの相互作用によりコンクリートが侵食され貫通することで、周辺の土壌への放射性物質の放出経路を形成する破損モードである。ライナーの溶融貫通が起こった場合でも厚いベースマットが存在することや、格納容器雰囲気内の放射性物質が、溶融物及びその上層水でシールされてライナーの貫通部に移行しないため、大規模な放射性物質の放出経路とはならない。この現象はベースマット溶融貫通に相当の時間があることから、事故後後期の破損モードに分類されている。なお、東海第二発電所において、サブプレッション・プール床ライナーの溶融貫通が起こった場合でも同様に大規模な放射性物質の経路とはならない。

- ・一方、NUREG-1150、NUREG/CR-5623^[3]等においては、溶融物とコンクリートの相互作用による別の格納容器破損モードとして、BWRの原子炉圧力容器支持構造部（ペDESTAL側壁）のコンクリート侵食により原子炉圧力容器が倒壊し、格納容器シェル又は貫通部が破損するモードが摘出されている。これは大規模な放出経路となり得る格納容器破損モードである。

これらの先行PRA研究での知見より、東海第二発電所のPRAでは、サブプレッション・プールへ落下したデブリの冷却が不十分な場合は、以下の理由により、ペDESTAL（ドライウエル部）壁面侵食に伴う原子炉圧力容器支持機能喪失を格納容器破損モード（溶融物・コンクリート相互作用）として分類している。

- ・サブプレッション・プール床ライナーの破損後に発生するペDESTAL（ドライウエル部）壁面侵食に伴う原子炉圧力容器支持機能喪失

失による格納容器破損は，大規模な放射性物質の放出を伴うものであり，環境への放射性物質の放出カテゴリの分類を行う上で，影響の大きな破損モードとなり得ること

- ・ サプレッション・プール床ライナーは，格納容器バウンダリを形成するものであるが，仮にサプレッション・プール床ライナーの破損を格納容器破損モードとして取り扱った場合にも，新たな対策が抽出されないこと

参考文献

- [1] U. S. NRC, “Reactor Safety Study: AN ASSESSMENT OF ACCIDENT RISKS IN U. S. COMMERCIAL NUCLEAR POWER PLANTS” WASH-1400 (NUREG75/014), OCTOBER 1975
- [2] U. S. NRC, “Severe Accident Risks: An Assessment for five U. S. Nuclear Power Plants” NUREG-1150, December 1989
- [3] U. S. NRC, “BWR Mark II Ex-Vessel Corium Interaction Analysis” NUREG/CR-5623, November 1991
- [4] U. S. NRC, “The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner” NUREG/CR-6025, November 1993

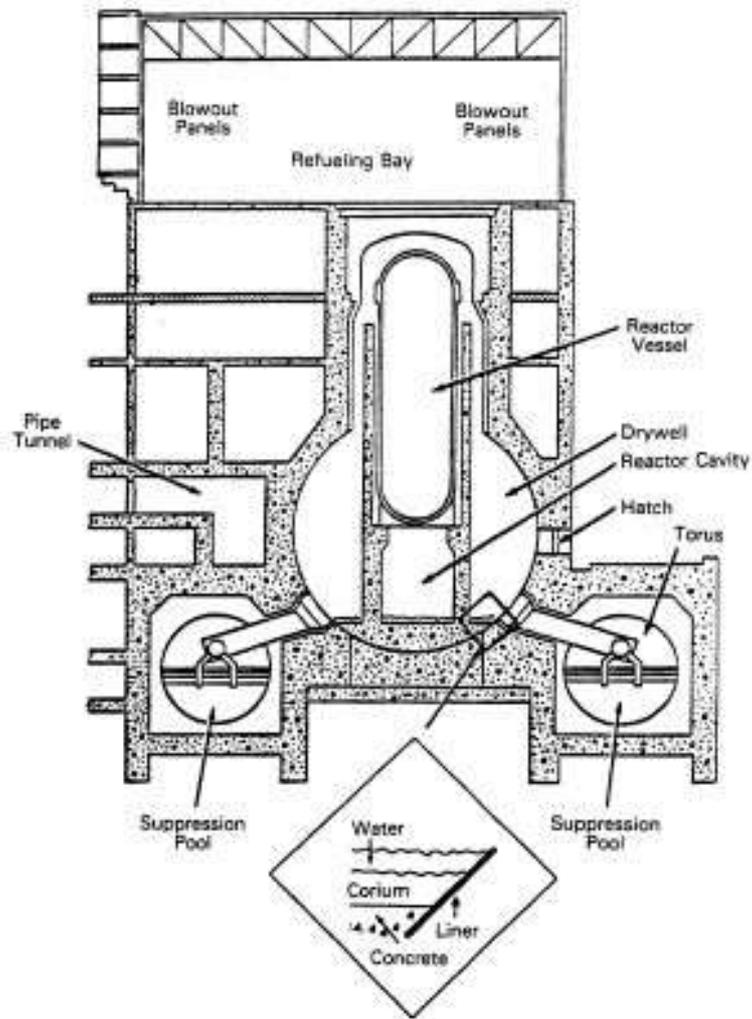


図1 Mark-I型格納容器概略図 (NUREG/CR-6025^[4]より)

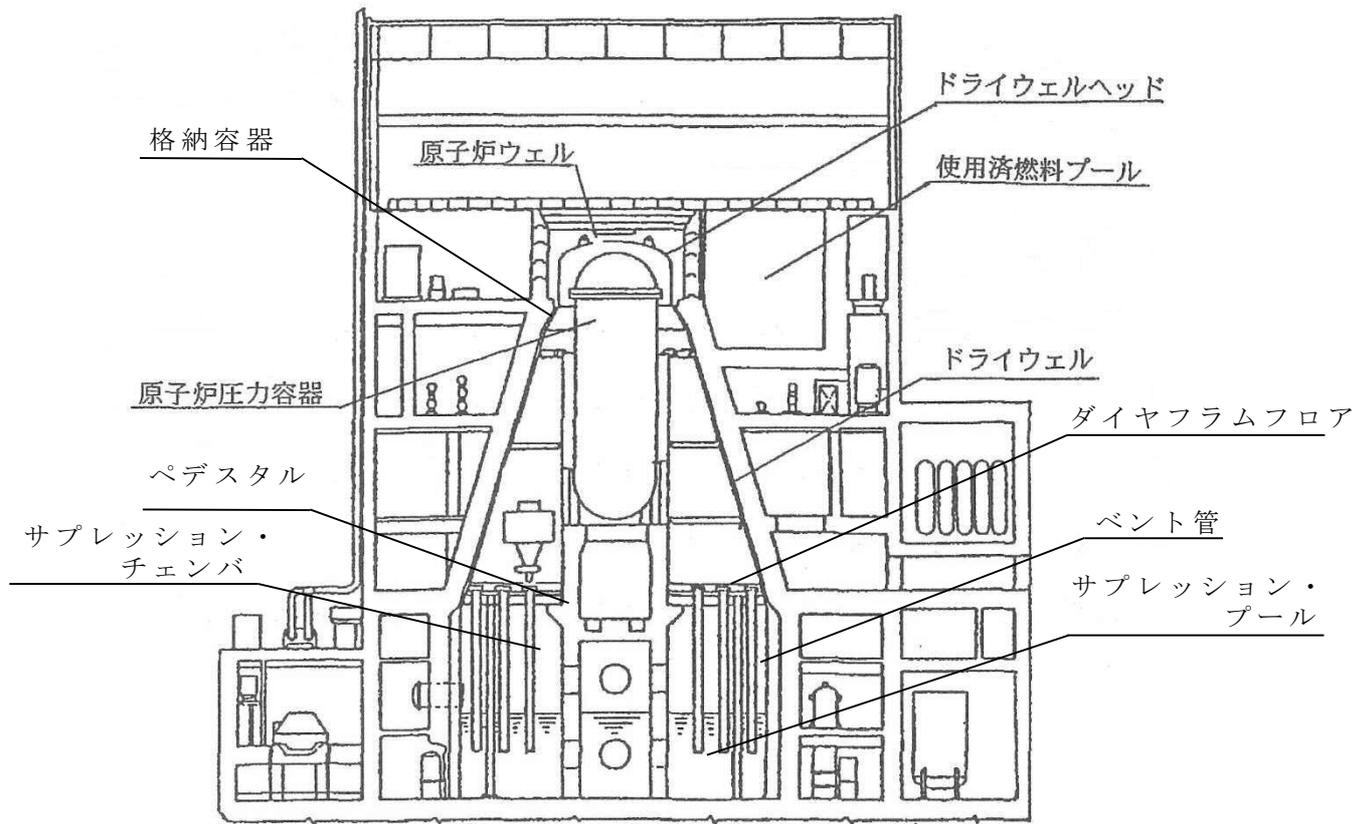


図 2 M a r k - II 型格納容器概略図 (東海第二発電所)

内部事象出力運転時レベル 1. 5 P R A

イベントツリー集

目 次

- 図 1-1 T Q U Vに対するイベントツリー (T 1 / T 2)
- 図 1-2 T Q U Vに対するイベントツリー (T 3 D)
- 図 2-1 T Q U Xに対するイベントツリー (T 1 / T 2)
- 図 2-2 T Q U Xに対するイベントツリー (T 3 A)
- 図 2-3 T Q U Xに対するイベントツリー (T 3 B-1)
- 図 2-4 T Q U Xに対するイベントツリー (T 3 B-2)
- 図 2-5 T Q U Xに対するイベントツリー (T 3 C)
- 図 3-1 長期T Bに対するイベントツリー (T 1 / T 2)
- 図 3-2 長期T Bに対するイベントツリー (T 3 F)
- 図 4-1 T B Uに対するイベントツリー (T 1 / T 2)
- 図 4-2 T B Uに対するイベントツリー (T 3 D)
- 図 4-3 T B Uに対するイベントツリー (T 3 E)
- 図 5-1 T B Pに対するイベントツリー (T 1 / T 2)
- 図 5-2 T B Pに対するイベントツリー (T 3 D)
- 図 6-1 T B Dに対するイベントツリー (T 1 / T 2)
- 図 6-2 T B Dに対するイベントツリー (T 3 F)
- 図 7-1 L O C Aに対するイベントツリー (T 1 / T 2)
- 図 7-2 L O C Aに対するイベントツリー (T 3 B)

○格納容器イベントツリーの最終状態について

各格納容器イベントツリーの最終状態には、以下の格納容器破損モードの I D を割り付けた。なお、格納容器の健全性が維持される事故シーケンス（原子炉圧力容器内で事故収束、格納容器内で事故収束）についても格納容器破損モードの I D を割り付けた。

- K V : 原子炉圧力容器内で事故収束
- K P : 格納容器内で事故収束
- F O P : 過圧破損
- F O T L : 過温破損（原子炉圧力容器低圧）
- F O T H : 過温破損（原子炉圧力容器高圧）
- F P E : 水蒸気爆発（ペDESTAL側）
- F P D E : 水蒸気爆発（サブプレッション・プール側）
- F C C I : 熔融炉心・コンクリート相互作用
- F D C H : 格納容器雰囲気直接加熱
- P B Y P : 格納容器隔離失敗

プラント 損傷状態 TQUV	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし (IVR)	RPV破損時 水蒸気爆発なし	DCHによる PCV破損			
							4-9 10	T3DのETへ PBYP	- 1.8E-11
								合計値	3.3E-09

図 1-1 T Q U Vに対するイベントツリー (T 1 / T 2)

T1/T2の 後続事象	T3D						No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							4	OKP	1.7E-10
							5	FCCI	1.2E-12
							6	FPDE	2.2E-11
							7	FOP	2.9E-09
							8	FCCI	2.0E-11
							9	FPDE	3.6E-10

図 1-2 T Q U Vに対するイベントツリー (T 3 D)

プラント 損傷状態 TQUX	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし (IVR)	RPV破損時 水蒸気爆発なし	DCHによる PCV破損			
							3-4	T3AのETへ	-
							5-20	T3B-1のETへ	-
							21	FPE	1.5E-14
							22-37	T3B-2のETへ	-
							38	T3CのETへ	-
							39	FDCH	2.4E-11
							40	PBYP	1.0E-10
								合計値	9.3E-09

図 2-1 T Q U X に対するイベントツリー (T 1 / T 2)

T1/T2の 後続事象	T3A	No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	PCV注水 (D/Wスプレイ)RHR			
		3	OKV	8.6E-09
		4	FOP	2.0E-09

図 2-2 T Q U X に対するイベントツリー (T 3 A)

T1/T2の 後続事象	T3B					No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし			
						5	OKP	6.3E-10
						6	OKP	5.8E-10
						7	FCCI	3.9E-12
						8	FPDE	7.2E-11
						9	FPE	6.0E-15
						10	FOP	1.5E-10
						11	FOP	1.4E-10
						12	FCCI	9.2E-13
						13	FPDE	1.7E-11
						14	FPE	1.4E-15
						15	OKP	1.1E-09
						16	FCCI	7.7E-12
						17	FPDE	1.4E-10
						18	FOP	2.7E-10
						19	FCCI	1.8E-12
						20	FPDE	3.3E-11

図 2-3 TQUXに対するイベントツリー (T3B-1)

T1/T2の 後続事象	T3B					No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし			
						22	OKP	7.9E-17
						23	OKP	7.3E-17
						24	FCCI	4.9E-19
						25	FPDE	9.1E-18
						26	FPE	7.6E-22
						27	FOP	6.5E-17
						28	FOP	5.9E-17
						29	FCCI	4.0E-19
						30	FPDE	7.4E-18
						31	FPE	6.2E-22
						32	OKP	4.5E-14
						33	FCCI	3.1E-16
						34	FPDE	5.7E-15
						35	FOP	1.2E-11
						36	FCCI	8.1E-14
						37	FPDE	1.5E-12

図 2-4 T Q U X に対するイベントツリー (T 3 B - 2)

T1/T2の後 続事象	T3C						No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							38	FOTH	6.3E-09

図 2-5 T Q U X に対するイベントツリー (T 3 C)

プラント 損傷状態 TB	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度 (／炉年)
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし (IVR)	RPV破損時 水蒸気爆発なし	DCHによる PCV破損			
							4	T3FのETへ	—
							5	FDCH	8.5E-09
							6	PBYP	3.9E-10
								合計値	7.7E-08

図 3-1 長期TBに対するイベントツリー (T1 / T2)

T1/T2の 後続事象	T3F						No.	最終状態	発生頻度 (／炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							4	FOTH	6.9E-08

図 3-2 長期TBに対するイベントツリー (T3F)

プラント 損傷状態 TBU	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度 (／炉年)
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし (IVR)	RPV破損時 水蒸気爆発なし	DCHによる PCV破損			
							3-5	T3DのETへ	—
							6	T3EのETへ	—
							7	FDCH	1.6E-11
							8	PBYP	1.0E-10
								合計値	2.1E-08

図 4-1 TBUに対するイベントツリー (T1 / T2)

T1/T2の後 続事象	T3D						No.	最終状態	発生頻度 (／炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							3	FOP	1.5E-08
							4	FCCI	9.9E-11
							5	FPDE	1.8E-09

図 4-2 TBUに対するイベントツリー (T3D)

T1/T2の 後続事象	T3E					No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし			
						6	FOTH	4.2E-09

図 4-3 TBUに対するイベントツリー (T3E)

プラント 損傷状態 TBP	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし (IVR)	RPV破損時 水蒸気爆発なし	DCHによる PCV破損			
							5-6	T3DのETへ PBYP	—
							7		2.6E-12
								合計値	5.3E-10

図5-1 TBPに対するイベントツリー (T1 / T2)

T1/T2の後続 事象	T3D						No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時水 蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							5	FOTL	4.7E-10
							6	FPDE	5.8E-11

図5-2 TBPに対するイベントツリー (T3D)

プラント 損傷状態 TBD	T1				T2		No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	RPV破損なし (IVR)	RPV破損時 水蒸気爆発なし	DCHによる PCV破損			
							3	T3FのETへ	—
							4	FDCH	2.2E-14
							5	PBYP	3.0E-14
								合計値	6.0E-12

図 6-1 TBDに対するイベントツリー (T1 / T2)

T1/T2の 後続事象	T3F						No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							3	FOTH	5.9E-12

図 6-2 TBDに対するイベントツリー (T3F)

プラント 損傷状態 LOCA	T1					T2		No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	PCV隔離	RPV減圧	低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	RPV破損なし (IVR)	RPV破損時 水蒸気爆発なし	DCHIによる PCV破損			
								6-8	T3BのETへ	-
								9	FPE	2.8E-20
								10	FOTL	2.1E-11
								11	PBYP	1.1E-13
									合計値	2.2E-11

図7-1 LOCAに対するイベントツリー (T1/T2)

T1/T2の 後続事象	T3B						No.	最終状態	発生頻度 (/炉年)
	ペDESTAL注水 低圧ECCS	PCV注水 RHRDW	PCV注水時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却PED	ペDESTAL破損時 水蒸気爆発なし	デブリ冷却SP			
							6	OKP	5.2E-15
							7	FCCI	3.5E-17
							8	FPDE	6.5E-16

図7-2 LOCAに対するイベントツリー (T3B)

原子炉圧力容器破損等のMAAP上の判定条件

MAAPコードによる事故進展解析において、炉心損傷、炉心溶融、炉心支持板破損、原子炉圧力容器破損、ペDESTAL（ドライウェル部）床貫通の判定条件については、表1に示す条件を満足する場合に破損したと判断している。

各項目の判断の根拠については、以下に示すとおりである。

1. 炉心損傷の判断

炉心損傷に至ると評価されている、燃料被覆管の最高温度が1,500Kに到達した時点をも炉心損傷開始と判断している。

2. 炉心溶融の判断

炉心構成物質の代表的な共晶温度として、炉心最高温度が2,500Kに到達した時点をも溶融開始と判断している。

3. 炉心支持板破損の判断

下部プレナムへのリロケーションの発生をも炉心支持板の破損と定義している。リロケーションの発生は、以下の判断のうちいずれか早い方で判断している。

- ・ 炉心支持板ノードに溶融物が存在する場合
- ・ Larson-Miller のパラメータにより炉心支持板のクリープ破損と判断された場合

4. 原子炉圧力容器破損の判断

貫通部への浸入による貫通部過熱、溶接部過熱による貫通部逸出、

金属層による過熱，ジェットによる侵食，クリープ破損のうち，最も早い破損モードを原子炉圧力容器破損と定義している。

5. ペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通の判断

MCCIによるコンクリート侵食量が，ペDESTAL (ドライウエル部) 床面サンプル部厚さに到達した時点ペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通と判断している。

表1 事故進展解析における各項目の判定条件

項目	条件	備考
炉心損傷の判断	燃料被覆管の最高温度が 1,500K 到達	炉心損傷が始まる温度
炉心溶融の判断	炉心最高温度が 2,500K 到達	炉心構成物質の代表的な融点
炉心支持板破損の判断	下部プレナムへのリロケーション発生時	リロケーション発生の判断として，より早い炉心支持板ノードに溶融物が存在する場合を設定
原子炉圧力容器破損の判断	CRDチューブ逸出判定到達	原子炉圧力容器破損モードのうち，最も早い破損形態として，CRDチューブ逸出を設定
ペDESTAL (ドライウエル部) 床貫通の判断	コンクリートの侵食深さが <input type="text"/> 到達	ペDESTAL (ドライウエル部) 床サンプル部厚さを設定

福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえた
格納容器破損の判定条件について

1. はじめに

格納容器破損頻度を評価するレベル 1.5 PRA では、格納容器破損の判定条件として、格納容器雰囲気の限界温度を 200℃、格納容器雰囲気の限界圧力を格納容器最高使用圧力の 2 倍 (2Pd) と設定している。

この判定条件の適用に当たっては、福島第一原子力発電所事故の知見を考慮しており、以下に知見の内容、その知見を踏まえた影響確認方法及び結果について記載する。

2. 格納容器破損に係る福島第一原子力発電所事故の知見

東京電力福島第一原子力発電所の事故の調査状況は、未解明問題に係る進捗報告^{[1]~[4]} (以下「報告書」という。) に取りまとめられている。ここでは、格納容器破損に係る情報として、漏えい経路、格納容器圧力挙動及び格納容器温度挙動に着目し、以下のとおり知見を整理した。

(1) 漏えい経路

原子炉建屋での水素爆発が発生しておらず、原子炉建屋オペレーティングフロアの形状が維持されているため、他号機に比べて格納容器からの漏えい経路が推定しやすい 2 号機を対象とする。2 号機では以下が確認されており、トップヘッドフランジ等の格納容器気相部より漏えいした可能性があると考えられる。

- ・ 格納容器圧力の低下が確認された 3 月 15 日の朝方に、プロ

ーアウトパネルから蒸気が放出されており、格納容器のオペフロに繋がる格納容器の比較的高い箇所からの漏えいが推定されること

- ・シールドプラグの隙間から蒸気が放出されていること
- ・オペフロにおける空間線量率の調査の結果、シールドプラグの近傍における線量率が他の測定点に比べて高いこと

(2) 格納容器圧力挙動

1号機では、3月12日2時30分頃から14時30分頃のベント操作による圧力減少まで、ドライウエル圧力の測定値は0.7MPa[abs]～0.8MPa[abs]程度で推移している。この間、注水による蒸気発生、格納容器温度の上昇、熔融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生等により、格納容器圧力は上昇傾向になると考えられるが、測定値では上昇傾向を示していないことから、格納容器の気相部からの漏えいが示唆されている。

2号機では、原子炉隔離時冷却系（R C I C）運転期間中に格納容器圧力が徐々に上昇し、R C I C停止後は炉心損傷に伴う水素発生や逃がし安全弁（S R V）の開放等により、3月14日23時頃の測定では約0.75MPa[abs]程度まで上昇し、その後3月15日7時20分頃まではほぼ一定の圧力で推移している。そのため、3月14日23時頃から3月15日の7時20分頃までの間に、漏えいが発生した可能性がある。

3号機では、3月13日9時24分に格納容器ベントが実施された後、原子炉注水やベント操作等に応じてドライウエル圧力の増加・減少を繰り返し、3月21日に一時的に上昇した後、ほぼ大気圧で変動を示さなくなった。M A A Pの解析においては格納容

器の漏えいは仮定していないが、3号機の原子炉建屋で水素爆発が発生したことや、原子炉建屋上部の原子炉ウェル周辺で蒸気放出が観察されていたこと、3月21日以降のドライウェル圧力は大気圧で変動がないことなどから、格納容器からの気相漏えいが発生しているものと考えられる。

(3) 格納容器温度挙動

炉心損傷後の格納容器温度の測定データは得られていないが、1号機のM A A P解析結果では、地震発生から3月12日12時頃のドライウェル温度は約300℃以上となっている。過去の研究^[5]によれば、このような過温条件ではガスケットが損傷する可能性があることから、過温によるガスケット損傷により格納容器からの漏えいが発生した可能性がある。

2号機のM A A P解析結果では、格納容器からの漏えいを仮定した3月15日7時20分頃のドライウェル温度は170℃程度と評価されているが、過温破損の可能性には言及されていない。(1)に示した漏えい経路となっている可能性がある格納容器では、熔融炉心により過熱された原子炉圧力容器の熱が格納容器内の気体に伝えられ、その気体の対流により過熱される可能性や、過熱された原子炉圧力容器からの熱伝導・輻射により過熱される可能性があると考えられる。また、M a r k - I 格納容器の上部円筒部は熱がこもりやすい構造であり、熔融炉心により過熱された原子炉圧力容器の熱が格納容器頂部の温度を上昇させた可能性もある。

3号機については、格納容器温度の挙動や過温破損の可能性は報告書では言及されていない。M A A P解析結果によれば、格納

容器スプレイを実施している間並びに淡水及び海水を注入している間は格納容器温度が比較的低温で推移しているが、3月14日11時頃に発生した3号機の水素爆発直後から急激に上昇しており、3月15日朝方の海水注入再開時点では格納容器温度は300℃程度まで上昇している。そのため、解析の不確かさはあるものの、ガスケット損傷により格納容器からの漏えいが発生した可能性がある。

(4) まとめ

格納容器破損に係る福島第一原子力発電所事故の知見を以下にまとめる。

- ・漏えい経路に係る調査結果、及びM A A P解析による格納容器圧力・温度の挙動から、格納容器トップヘッドフランジ等のシール部から漏えいが発生した可能性がある。
- ・格納容器温度は局所的に高くなることが考えられ、熔融炉心により加熱された原子炉圧力容器の熱が格納容器頂部の温度を上昇させたことにより格納容器頂部の過温破損の可能性はある。
- ・特に、2号機では、格納容器の過温破損の可能性には言及されていないものの、M A A P解析では格納容器温度170℃にて漏えい開始を仮定している。

3. 福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえた影響確認方法

上述のとおり、福島第一原子力発電所事故では、特に、2号機のM A A P解析において格納容器温度170℃にて気相部からの漏えい開始を仮定している等、局所的な格納容器頂部の温度上昇による過

温破損の可能性が考えられる。しかしながら、2号機のMAAP解析で仮定した格納容器温度 170℃での気相部漏えいについては、次の2点から分かるように直接的な証拠は得られていない。^[2]

- ・ 実際の格納容器圧力の計測値に合わせるための解析上の仮定であること
- ・ 実際に格納容器気相部から漏えいがあったのか、計測器の問題により格納容器圧力が正しく表示されなかったのかは、現時点では不明であること

そこで、ここでは局所的な格納容器頂部の温度上昇が本PRAに与える影響を確認するために、感度解析を実施することとした。具体的には、MAAPコードを用いたレベル1.5PRAの事故進展解析において、ベースケースでは1ノードでドライウエルを模擬しているところ、局所的な格納容器頂部の温度上昇を考慮するため、ドライウエルを3ノード（格納容器頂部ヘッド、ドライウエル空間、アニュラス部）で扱うモデル（図1参照）にて解析を実施し、PRAへの影響を確認した。

ここで、格納容器破損は、本来、格納容器本体（構造材）の温度が限界温度として設定した200℃に到達した場合であるため、感度解析では上記を格納容器破損条件として設定したが、ベースケースでは保守的に「ドライウエルの気相部が200℃に到達した場合」を格納容器破損条件として設定している。

なお、今後、2号機の格納容器挙動が明らかになった場合は、その知見を踏まえ必要に応じPRAへ反映する予定である。

4. 福島第一原子力発電所事故の知見を踏まえた影響確認結果

原子炉圧力容器が高压状態で破損する T Q U X シーケンス及び低压状態で破損する T Q U V シーケンスの 3 ノードモデルによる事故進展解析結果を、1 ノードモデルにおけるドライウエル気相部温度と比較して図 2 及び図 3 に示す。

図 2 より、T Q U X シーケンスでは局所的な格納容器頂部フランジ部の温度よりも 1 ノードによるドライウエル気相部温度の方が 200℃に到達するタイミングが早いことが分かる。一方、図 3 の T Q U V シーケンスでは、局所的な格納容器頂部フランジ部の温度の方が 200℃に到達するタイミングが早くなっている。

このドライウエルの 3 ノードモデルによる解析結果を踏まえ、レベル 1.5 P R A の感度解析を実施した。表 1 に、代表的なシーケンスの格納容器破損時刻及び破損モードを示す。結果は表 2 及び図 4 のとおりであり、原子炉圧力容器が低压状態で破損する T Q U V 等のシーケンスが過圧破損から過温破損モードに変更になったため、過圧破損（長期冷却失敗）の C F F が減少し、過温破損（R P V 低压破損）の C F F が増加している。しかし、全 C F F は両ケースともに 6.1E-5/炉年であり、全 C F F に対する過温破損（R P V 低压破損）及び過圧破損（長期冷却失敗）モードの寄与割合は、両ケースともに 0.1%未満である。

以上のように、福島第一原子力発電事故の知見を踏まえ、局所的な格納容器頂部の温度上昇を考慮した結果、東海第二発電所のレベル 1.5 P R A への影響はほとんど無いことを確認した。

参考文献：

- [1] 「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 1 回進捗報告」(平成 25 年 12 月 13 日，東京電力株式会社)
- [2] 「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 2 回進捗報告」(平成 26 年 8 月 6 日，東京電力株式会社)
- [3] 「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 3 回進捗報告」(平成 27 年 5 月 20 日，東京電力株式会社)
- [4] 「福島第一原子力発電所 1～3 号機の炉心・格納容器の状態の推定と未解明問題に関する検討 第 4 回進捗報告」(平成 27 年 12 月 17 日，東京電力株式会社)
- [5] K. Hirao, T. Zama, M. Goto et al., “High-temperature leak-characteristics of PCV hatch flange gasket,” Nuclear Engineering and Design, Vol.145, 375-386, 1993.

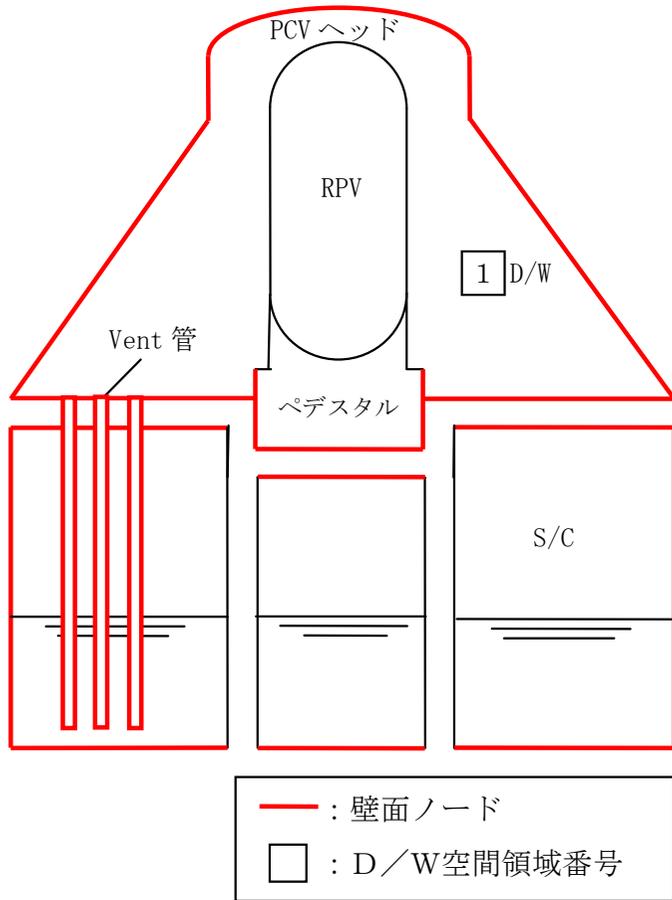
表 1 代表的なシーケンスの格納容器破損モード及び破損時刻

事故シーケンス		ベースケース		感度解析ケース	
		格納容器破損時刻	格納容器破損モード	格納容器破損時刻	格納容器破損モード
高圧	T Q U X	3.3h	過温破損	3.6h	過温破損
	長期 T B	14.4h	過温破損	14.4h	過温破損
低圧	T Q U V	15.9h	過圧破損	13.5h	過温破損
	A E	1.6h	過温破損	5.6h	過温破損

表 2 格納容器破損モード別の C F F 比較表

格納容器破損モード	①感度解析ケース		②ベースケース		①/②
	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	割合
インターフェイスシステム L O C A	4.8E-10	<0.1	4.8E-10	<0.1	1.0
格納容器隔離失敗	6.1E-10	<0.1	6.1E-10	<0.1	1.0
早期過圧破損 (未臨界確保失敗)	2.5E-08	<0.1	2.5E-08	<0.1	1.0
過圧破損 (崩壊熱除去失敗)	6.0E-05	99.8	6.0E-05	99.8	1.0
過圧破損 (長期冷却失敗)	2.3E-09	<0.1	2.0E-08	<0.1	0.1
過温破損 (P R V 高圧破損)	7.9E-08	0.1	7.9E-08	0.1	1.0
過温破損 (P R V 低圧破損)	1.8E-08	<0.1	4.9E-10	<0.1	37.6
格納容器雰囲気直接加熱	8.5E-09	<0.1	8.5E-09	<0.1	1.0
水蒸気爆発 (ペDESTAL (ドライウエル部))	2.3E-14	<0.1	2.2E-14	<0.1	1.0
水蒸気爆発 (サブプレッション・プール)	2.5E-09	<0.1	2.5E-09	<0.1	1.0
溶融炉心・コンクリート相互作用	1.3E-10	<0.1	1.3E-10	<0.1	1.0
全格納容器破損頻度	6.1E-05	100.0	6.1E-05	100.0	1.0

ベースケース



感度解析ケース

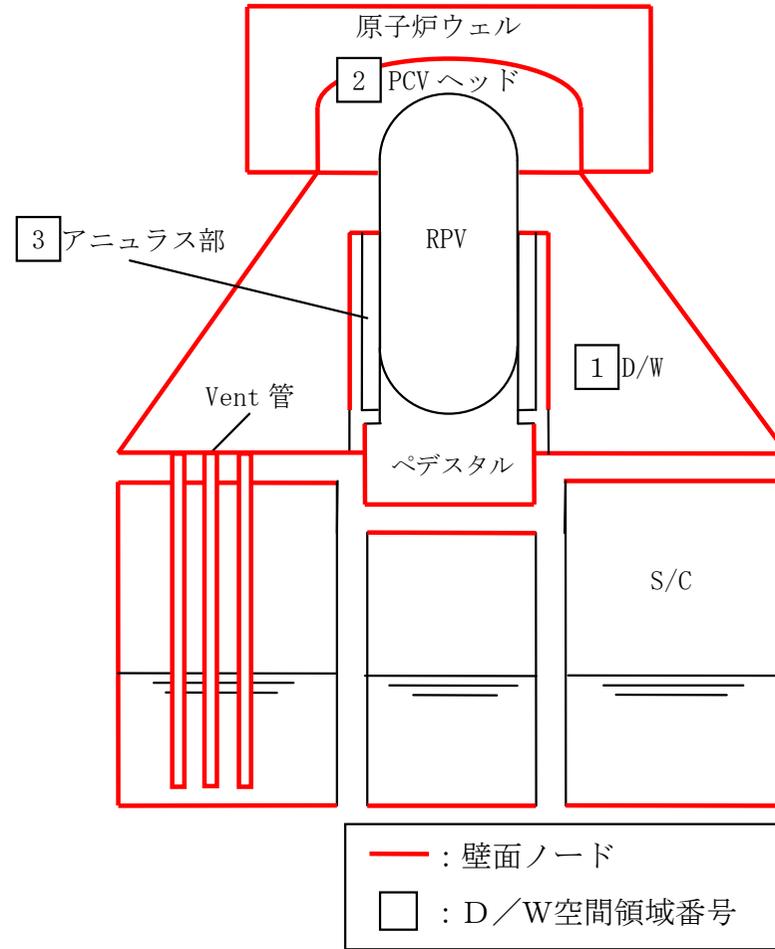


図1 格納容器ノード図 (ベースケース及び感度解析ケース)

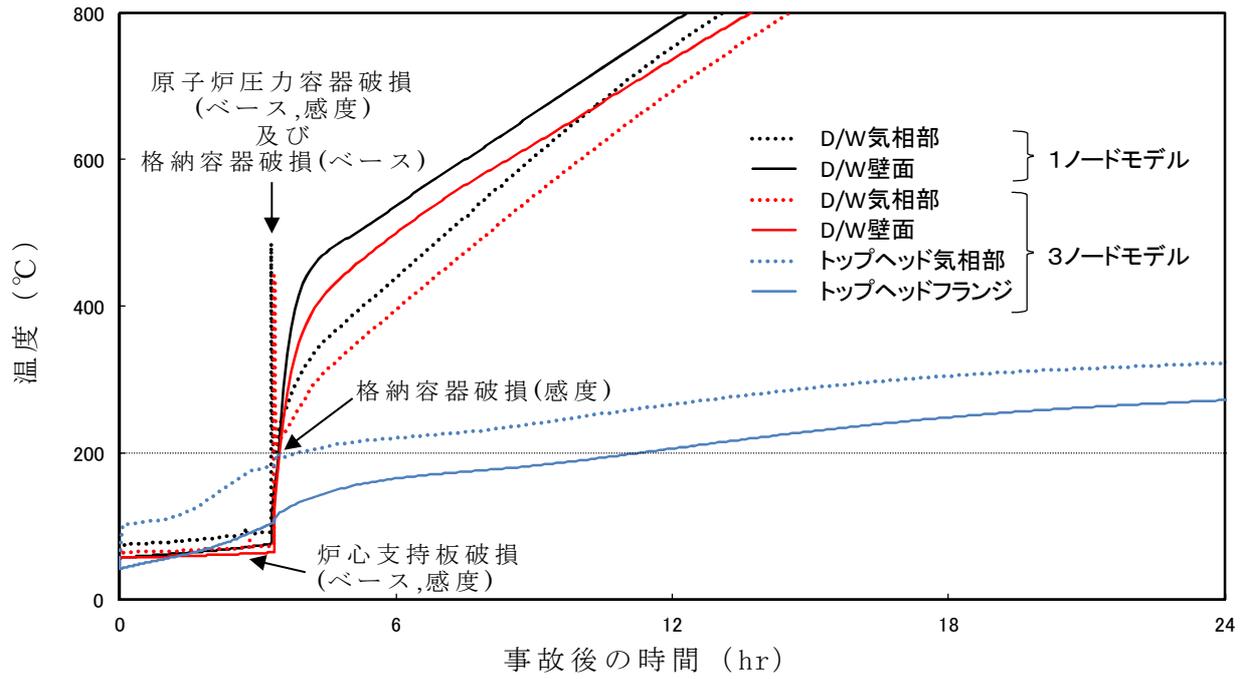


図 2 TQUXシーケンスの事故進展解析結果

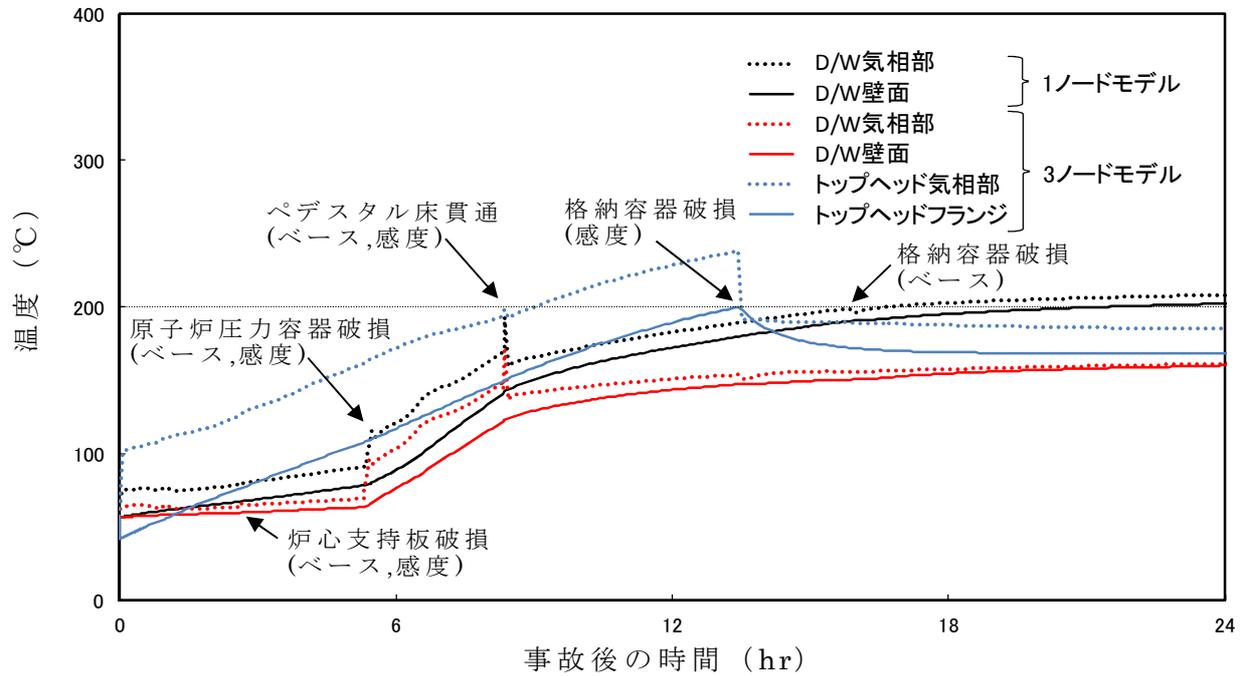


図 3 TQUVシーケンスの事故進展解析結果

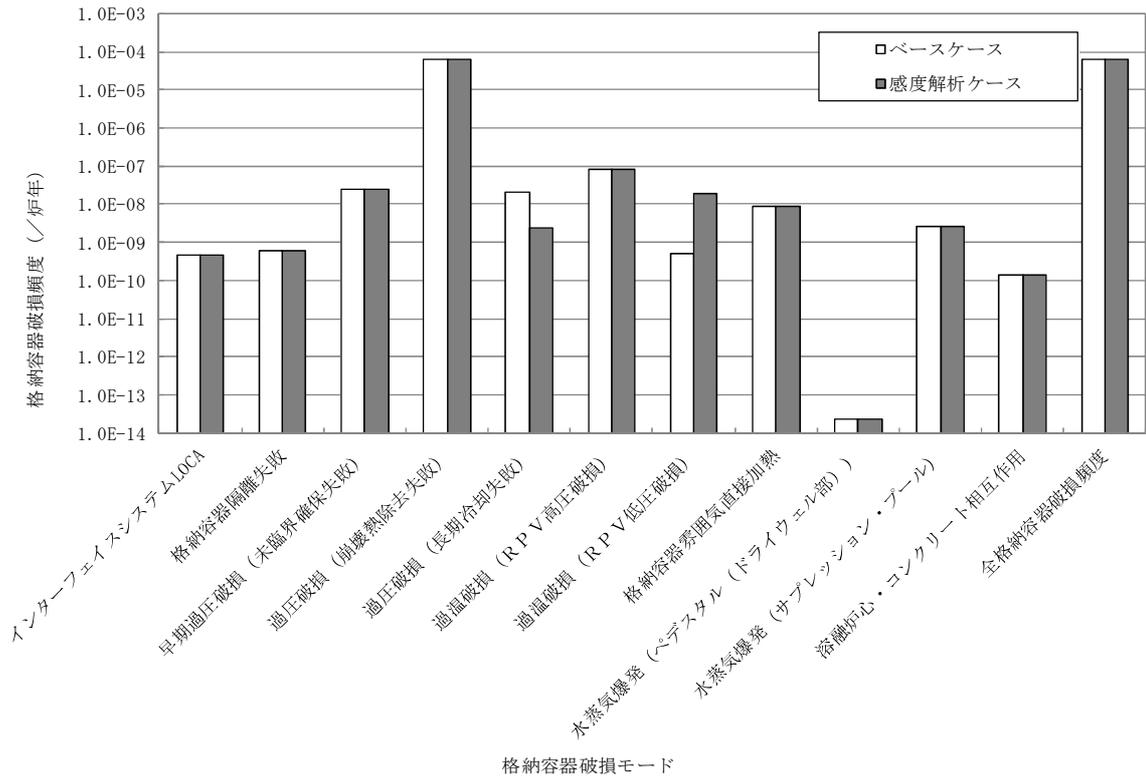


図 4 格納容器破損モード別の C F F 比較図

物理化学現象に係る分岐確率の設定方法

格納容器イベントツリーにおける
物理化学現象による格納容器破損確率の設定方法

1. 圧力容器内容融物保持 (I V R)
2. 格納容器雰囲気直接加熱 (D C H)
3. 炉外水蒸気爆発 (F C I)
4. 溶融炉心・コンクリート相互作用 (M C C I)

1. 压力容器内溶融物保持 (I V R)

1.1 現象の概要

圧力容器内容融物保持（以下「I V R」という。）は、炉心損傷後に溶融炉心が下部プレナム部へ落下して下鏡の上に堆積したとしても、下部プレナムの残存水によって原子炉圧力容器下部が早期に破損することなく、その後の注水系復旧等により溶融炉心が原子炉圧力容器内に冷却・保持される現象である。

1.2 I V R 分岐確率の評価方法について

D E T（Decomposition Event Tree）上の不確かさ評価により、I V R 失敗確率の確率分布を以下のとおり評価する。I V R 現象の確率論的評価の枠組みを図 1-1 に示す。

- (1) I V R 現象の支配パラメータについて D E T ヘディングの条件を設定する。
- (2) 支配パラメータを基に D E T を作成する。
- (3) I V R 現象を解析する評価コードを用いて、D E T 上の各パスの条件で I V R 解析を実施し、I V R 達成の有無を評価する。
- (4) D E T 上の各分岐に対して、確率値又は確率密度関数を与え、モンテカルロサンプリングにより、不確かさを考慮した I V R 失敗確率の確率分布を評価する。

以上の評価により得られた I V R 失敗確率の確率分布の平均値を I V R 分岐確率として設定する。

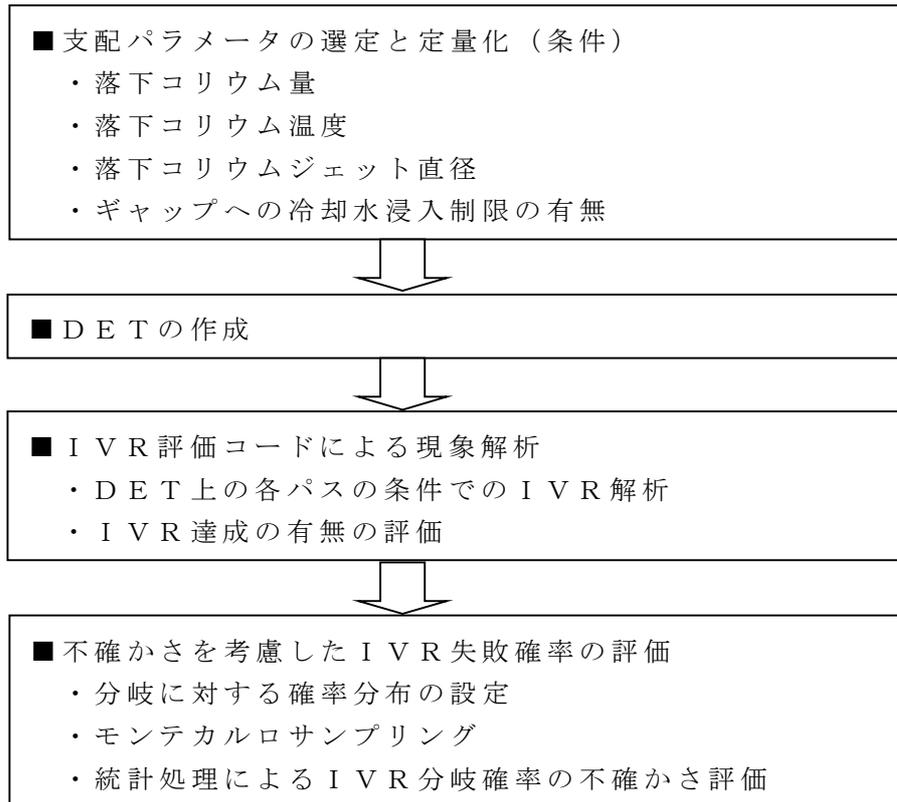


図1-1 I V R 現象の確率論的評価の枠組み

1.3 I V R 分岐確率の評価結果

1.3.1 支配パラメータのDETヘディングの条件設定

I V R 現象の発生に関連して、不確かさを考慮する支配パラメータとして、以下のパラメータを選定した。

- ・落下コリウム量
- ・落下コリウム温度
- ・落下コリウムジェット直径
- ・ギャップへの冷却水浸入制限の有無

(補足資料1.1)

選定した支配パラメータについて、表1-1に示すとおりDETヘディングの条件を設定した。

表 1-1 支配パラメータの D E T ヘディングの条件設定

支配パラメータ	D E T ヘディングの条件	設定の考え方
落下コリウム量	以下の 2 条件を設定 ・ 70% 炉心 ・ 100% 炉心	コリウム量は，M A A P で評価した結果（70% 炉心）及び不確かさを考慮して保守的に大量落下した場合（100% 炉心）を設定 (補足資料 1.2)
落下コリウム温度	以下の 2 条件を設定 ・ 2,500K ・ 2,800K	炉心構成物質の共晶反応により熔融温度には幅があると考え，M A A P の事故進展解析における炉心熔融判定温度（2,500K）及び酸化物系の共晶温度に相当する温度（2,800K）を設定
落下コリウムジェット直径	以下の 3 条件を設定 ・ 直径 0.05m ・ 直径 0.10m ・ 直径 0.15m	・ 熔融コリウムは，C R チューブ間（最大およそ 0.15m）を液柱状で落下することを想定 ・ ジェット直径は最小値 0.01m から最大値 0.15m の範囲で分布し，かつ，M A A P のデフォルト値 0.10m の確率密度が最も高い（最尤値）ものとして仮定した三角分布から，代表的な 3 点を設定
ギャップへの冷却水浸入制限の有無	以下の 2 条件を設定 ・ 浸入制限無し ・ 浸入制限有り	ギャップへの冷却水浸入に関して，ギャップ位置にかかわらず常に冷却水がギャップに浸入する場合（浸入制限無し）及びギャップへの水の浸入が水蒸気の上昇流によって制限される場合（浸入制限有り）を想定

1.3.2 D E T の作成

選定した支配パラメータに分岐を設定した D E T を図 1-2 に示すとおりに作成した。

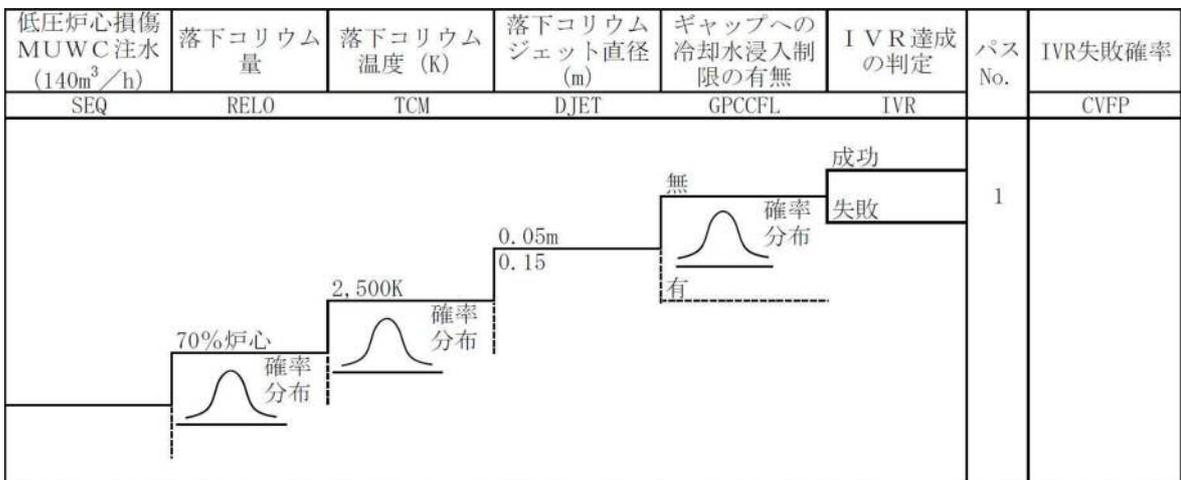


図 1-2 I V R 評価の D E T 構造の一部

1.3.3 I V R 現象を解析する評価コードによる現象解析

I V R 現象を解析する評価コードを用いて，D E T 上の各パスの条件で I V R 解析を実施し，I V R 達成の有無を評価した。

(補足資料 1.3)

対象とするシナリオは，低圧シーケンス (T Q U V) において，溶融炉心の落下開始と同時 (= 炉心支持板破損と同時) に復水補給水系 (以下「M U W C」という。) による復旧注水 ($140\text{m}^3/\text{h}$) を実施する場合を想定した。

初期条件は，M A A P コードによる炉心支持板破損時点の結果を用いて，溶融炉心の落下開始から計算を開始し，D E T 上の各パスについて現象解析を実施した。

評価対象シーケンスの初期条件を表1-2に，I V R 現象を解析する評価コードによる現象解析結果を表1-3に，それぞれ示す。

(補足資料1.4)

表1-2 評価対象シーケンスの初期条件

項 目	低圧シーケンス (T Q U V)
	注水遅延後 M U W C 復旧注水
解析開始時刻	事象発生後 1.5h
初期圧力	0.46MPa
初期水量	93t
注水流量	$140\text{m}^3/\text{h}$

表 1-3 I V R 現象を解析する評価コードによる現象解析結果

落下コリウム量	落下コリウム温度 (K)	落下コリウムジェット直径 (m)	ギャップへの冷却水浸入制限の有無	下部プレナムドライアウト	下部ヘッド破損時刻 (h)	下部ヘッド破損形態

1.3.4 不確かさを考慮した I V R 分岐確率の評価

DETヘディング上の各分岐に対して、確率値又は確率密度関数を表 1-4 に示すとおり与え、モンテカルロサンプリングにより統計処理を行うことで、不確かさを考慮した I V R 失敗確率の確率分布を評価し、その平均値を I V R 分岐確率として表 1-5 に示すとおり設定した。

表 1-4 D E T 分岐に与えた確率値又は確率密度関数

D E T 分岐	確率値又は確率密度関数	設定の考え方								
落下コリウム温度	2,500K の分岐に対して以下の確率密度関数を設定し、残りの確率値(1-p)を 2800K の分岐に対して設定 分布形：三角分布 最小値：0.0 最尤値：0.5 最大値：1.0	確率 0.5 を最尤値とし、0.0 から 1.0 の範囲で三角分布を設定								
落下コリウムジェット直径	3つの分岐に対してそれぞれ以下の確率値を設定 <table border="1" data-bbox="432 987 876 1144"> <thead> <tr> <th>直径</th> <th>確率値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.05m</td> <td>0.15</td> </tr> <tr> <td>0.10m</td> <td>0.50</td> </tr> <tr> <td>0.15m</td> <td>0.35</td> </tr> </tbody> </table>	直径	確率値	0.05m	0.15	0.10m	0.50	0.15m	0.35	先に述べたジェット直径の確率分布（最小値 0.01m, 最尤値 0.10m, 最大値 0.15m の三角分布）上における 3 つの代表点の確率値 （補足資料 1.5）
直径	確率値									
0.05m	0.15									
0.10m	0.50									
0.15m	0.35									
ギャップへの冷却水浸入制限の有無	浸入制限無しの分岐に対して以下の確率密度関数を設定し、残りの確率値(1-p)を浸入制限有りの分岐に対して設定 分布形：三角分布 最小値：0.0 最尤値：0.5 最大値：1.0	実炉スケールの大量デブリ堆積の場合、下鏡底部のギャップまで冷却水が浸入するか否かは不確かさが大きいと考え、0.5 の確率密度が最も高いものとし、0.0 から 1.0 の範囲で三角分布を設定								
I V R 達成の判定	(a) I V R 評価結果が「成功」の場合、成功の分岐に対して 1.0 を設定、失敗の分岐に対して 0.0 を設定 (b) I V R 評価結果が「失敗」の場合、成功の分岐に対して 0.0 を設定、失敗の分岐に対して 1.0 を設定	I V R 現象を解析する評価コードによる現象解析結果の反映								

表 1-5 I V R 分岐確率

I V R 分岐確率 (I V R 失敗確率の確率分布の平均値)	
--------------------------------------	--

DETにより不確かさを考慮する
支配パラメータの選定について（IVR）

IVR現象は、炉心損傷後に熔融炉心が下部プレナム部へ落下して下鏡の上に堆積したとしても、下部プレナムの残存水によって原子炉圧力容器下部が早期に破損することなく、その後の注水により熔融炉心が原子炉圧力容器内で冷却・保持される現象である。

これまでの知見より、IVR現象の主要過程は以下のように分けられる。

- ・ 下部プレナムへの熔融物移行（リロケーション）
- ・ 水中での落下熔融物の分散及び冷却
- ・ 落下・堆積デブリと貫通部との熱的相互作用
- ・ 堆積デブリ上面からのプール水による冷却
- ・ 連続デブリ層表面でのクラスト形成と熔融プール内自然対流熱伝達
- ・ 連続デブリ層と下鏡との狭隘ギャップ形成及びギャップ沸騰冷却
- ・ 原子炉圧力容器下鏡破損

これらの各過程に対する現状の知見及びIVR現象に支配的なパラメータについて、以下に整理する。

a. 下部プレナムへの溶融物移行（リロケーション）

炉心溶融進展に伴う下部プレナムへのコリウムリロケーション量（流量と落下総量）は，下部プレナム残存水との相互作用の結果，下部プレナムに堆積するデブリの性状，すなわち後述する粒子状デブリベッドと連続デブリ層との存在割合に大きく影響を与える。

一般に，後期炉心溶融過程については不確かさが大きいですが，事故シナリオ（低圧炉心損傷か高圧炉心損傷か，あるいは原子炉圧力容器内部注水の条件）によって，下部プレナムへのコリウム落下挙動は異なると考えられる。また，落下コリウムの温度は，下部プレナム残存水との相互作用による冷却水インベントリ減少の速さや下鏡の熱負荷の大きさに影響するが，炉心構成物質（ UO_2 ， Zr ， ZrO_2 及びステンレススチール）によって不確かさ幅を有すると考えられる。

b. 水中での落下溶融物の分散及び冷却

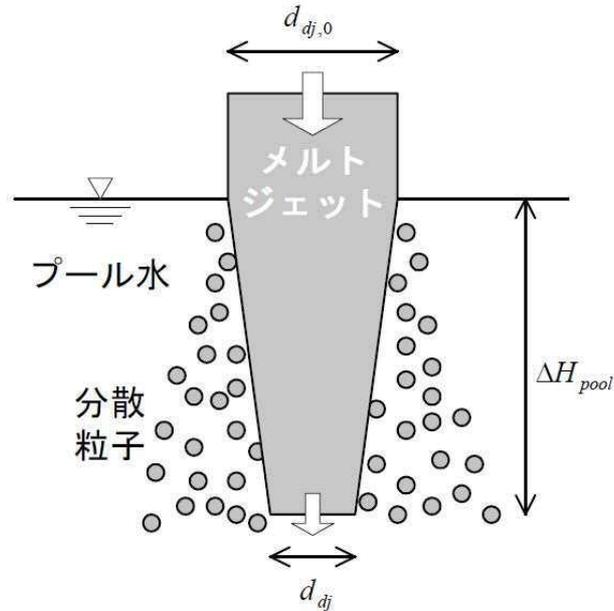
下部プレナムへ炉心溶融物が落下を開始する時点では下部プレナムに残存水があり，水中に溶融物が落下する場合には，ジェットブレイクアップにより一部が粒子化することが，実験的に確認されている（FARO実験やCOTELS実験）。粒子化する割合が大きいほどデブリは冷却されやすく，IVR達成の可能性が大きくなると考えられる。一方，粒子化によってデブリ冷却が促進されるほど，下部プレナム残存水の減少は速く，注水系の復旧タイミングや注水流量が重要となる。

落下コリウムの粒子化割合は，MAAPコードにも組み込まれている Ricou-Spalding の相関式をコリウムのジェットブレイクア

ップに応用することによって，下図のように評価が可能である。

$$\text{水深 } \Delta H_{pool} \text{ でのジェット直径： } d_{dj} = d_{dj,0} - 2E_0 \left(\frac{\rho_w}{\rho_{dj}} \right)^{1/2} \Delta H_{pool}$$

$$\text{粒子化割合： } \Phi_{ent} = \frac{d_{dj,0}^2 - d_{dj}^2}{d_{dj,0}^2}$$



図補足 1.1-1 水中での落下溶融物の分散及び冷却

この粒子化割合 Φ_{ent} は，初期ジェット直径 $d_{dj,0}$ とプール水深 ΔH_{pool} に大きく影響される。ここで，プール水深（プール水量）は事故シナリオに依存するが，初期ジェット直径については不確かさが大きいと考えられる。また， E_0 はエントレインメント係数と呼ばれる定数項であり，電共研の実験から CRD ガイドチューブの存在によって空間的に拘束がある場合には 0.045 であることが確認されている。

c. 落下・堆積デブリと貫通部との熱的相互作用

IVR 成立のためには，堆積デブリによって貫通配管部が損傷しないこと（早期の原子炉圧力容器破損無し）が必要条件である。

これまでの実験的知見として、某社PWRの計装配管（二重管）を模擬したEPR I / FAI実験によれば、熔融物（アルミナ）がペネ部に浸入しても凝固し、圧力バウンダリとしての破損は生じなかったことが報告されている。また、CORVIS実験（スイスPSI）でも同様に、ドライ条件でBWRドレン配管に熔融物（アルミナ）が浸入しても凝固し、健全性を維持したことが報告されている。これらの実験的知見から、落下・堆積デブリと貫通部との熱的相互作用によって、コリウム落下直後に貫通部の早期破損が生じる可能性は小さいと考えられる。

d. 堆積デブリ上面からのプール水による冷却

水中での落下熔融物の分散によって生じた粒子が堆積して粒子状デブリベッドが生じることは、FARO実験（JRC ISPRA）やCOTELS実験（NUPEC）において確認されている。粒子状デブリベッドの下部プレナム残存水による冷却性については、既往研究に基づきLipinskiのドライアウトヒートフラックスモデルによって除熱量が評価可能である。本モデル（相関式）による除熱量は主としてデブリ粒子径に依存するが、水中で分散した粒子径については幾つかの相関式やTMI-2事故分析からおおむね1～5mmと考えられ、この粒子範囲では粒子状デブリベッドの崩壊熱を十分に除去可能と評価される。

また、粒子化せず連続層として堆積したデブリからの除熱は、平板でのKutateladzeタイプの限界熱流束相関式（最大除熱量）や膜沸騰熱伝達相関式による評価が可能であり、連続デブリ層の崩壊熱が除去可能か否かは連続デブリ層の堆積量（厚さ）に依存する。

e. 連続デブリ層表面のクラスト形成と溶融プール内自然対流熱伝達

連続デブリ層の表面は、下部プレナム残存水や下鏡との接触により凝固点以下となってクラストを形成し、内部は発熱を伴う自然対流が生じると考えられる。内部発熱を伴う自然対流熱伝達については、方位角に依存した実験相関式により評価が可能である。

f. 連続デブリ層と下鏡の狭隘ギャップ形成及びギャップ沸騰冷却

下部ヘッドに堆積した連続デブリ層は、下鏡を加熱するものの完全には固着せずにギャップを形成し、下鏡のクリープ変形によるギャップ拡大によって冷却水が浸入したことが、TMI-2事故での下部ヘッド急冷メカニズムと考えられている。ギャップ形成と容器壁の冷却はIVC実験（FAI社）及びALPHA実験（JAERI）によって確認されている。また、狭隘ギャップでの沸騰除熱特性については、傾斜角度の効果を考慮した電共研実験相関式より評価が可能である。

ただし、実炉スケールでの堆積デブリ量は、炉心全量落下（110万kWe級プラント）条件では200t以上にもなり、TMI-2事故における20tに比べて著しく大きい場合が想定される。現時点では、大量の連続デブリ層が堆積した場合にも下部プレナム底部のギャップまで冷却水が浸入するか否かは不確かさが大きいと考えられる。

g. 原子炉压力容器下鏡破損

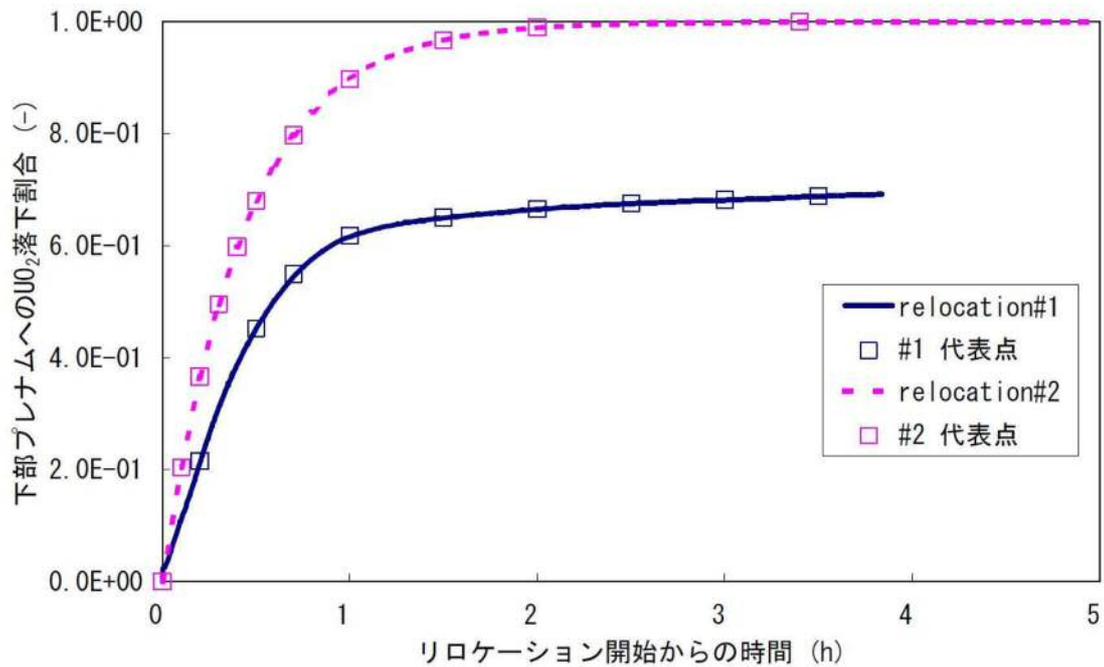
原子炉压力容器下鏡破損のメカニズムとしては、堆積デブリによって下鏡が加熱された結果、CRDチューブや計装管を接続する溶接部分の健全性が失われてチューブが逸出するいわゆる“チ

チューブイジェクション”あるいは“下鏡クリープ破断”が想定される。“チューブイジェクション”は、溶接部でのせん断応力と温度上昇による強度低下から評価することができる。また、“下鏡クリープ破断”については、過渡的な下鏡応力及び下鏡温度を評価することによって判定することができる。

落下コリウム量のM A A P解析について

図補足 1.2-1 にM A A Pによる低圧シーケンス (T Q U V) の解析結果を示す。

解析の結果, 70% 炉心が落下する結果となる (relocation#1)。なお, relocation#2 は, 100% 炉心が落下する場合を想定した UO_2 落下割合の時間変化である。



図補足 1.2-1 下部プレナムへの UO_2 落下割合

I V R 現象を解析する評価コードについて

I V R 現象を解析する評価コードの全体モデル概要を図補足 1.3-1 に示す。

本コードは、解析体系を 1 ボリュームで表し、その底部にコリウムが落下する下部プレナム領域を想定し、原子炉压力容器下鏡と内部構造物（C R D）をモデル化している。境界条件には、落下コリウム条件（コリウム温度、落下流量、落下継続時間）及び注水条件（注水方法：C R D 注水又は炉内注水、注水流量等）を設定し、これらの様々な条件での I V R 評価を行う。

考慮される現象は、水中での溶融コリウム落下挙動から、コリウム堆積後のプール水及び原子炉压力容器下鏡／内部構造物との熱的相互作用に関わるもので、次のような要素モデルである。

(1) プール水中落下時の溶融物の分散冷却

a. 水中での落下溶融物の分散・冷却モデル

- ・粒子化割合算出に Ricou-Spalding の相関式を応用
- ・粒子径は Henry 他の相関式による

b. 分散粒子の Z_r - 水反応モデル

- ・水中での粒子滞留時間を考慮し、Baker-Just の実験データに基づく Z_r 酸化割合を入力

(2) 堆積コリウムからの熱移行

c. 粒子状コリウムベッドの冷却モデル

- ・Lipinski のドライアウト熱流束相関式

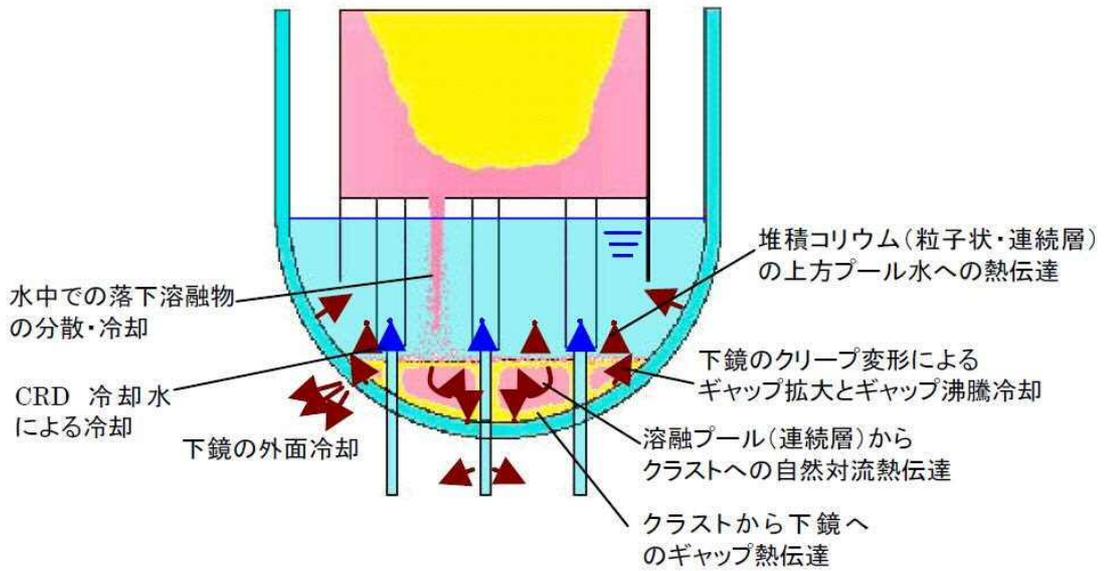
d. 連続コリウム層表面でのクラスト形成と溶融プール内自然対

流熱伝達モデル

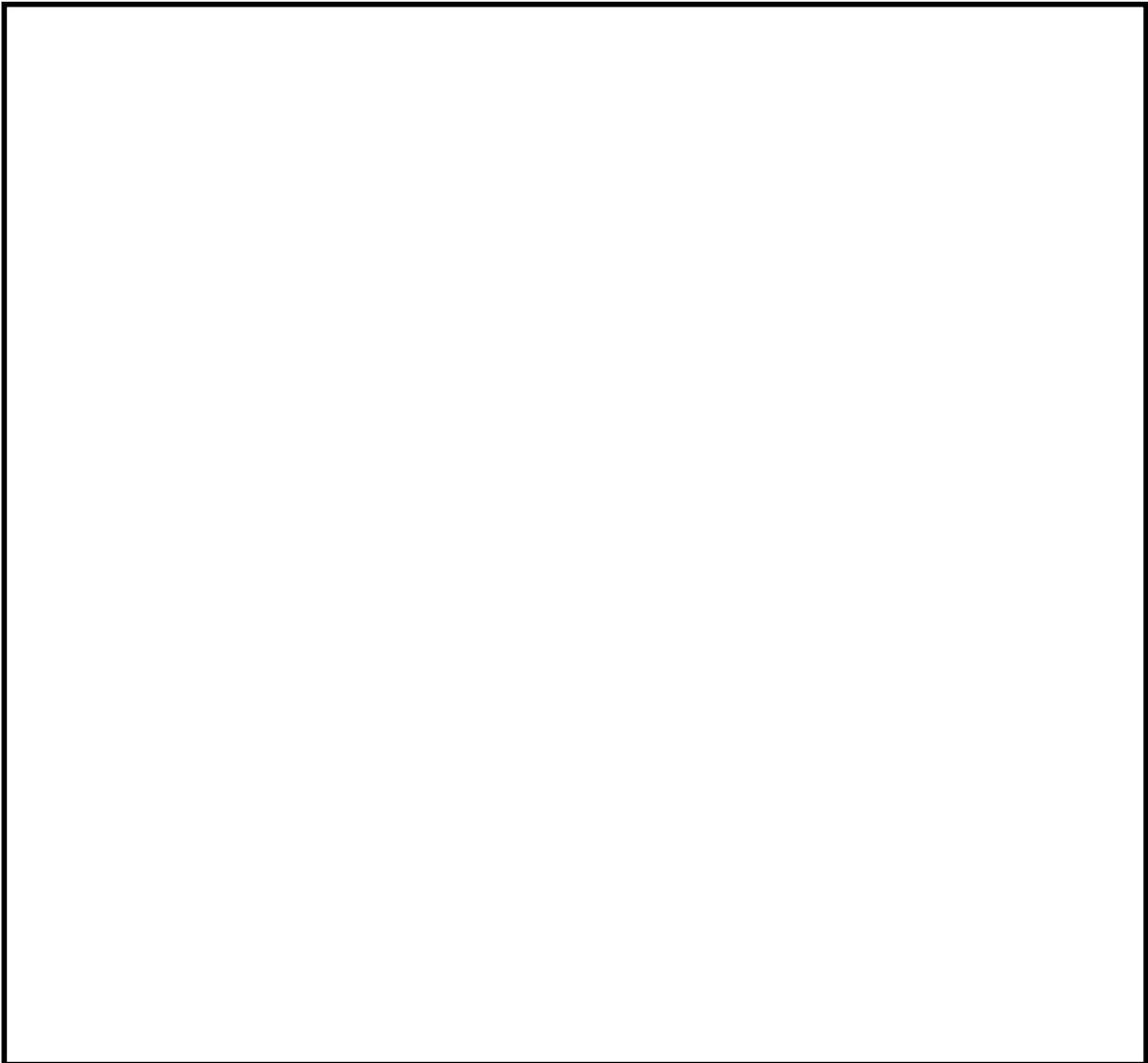
- ・ 準定常を仮定したクラストエネルギーバランス
 - ・ Jahn-Reineke の発熱を伴う自然対流相関式
- e. 連続コリウム層上面での冷却モデル
- ・ プール沸騰曲線に依存した熱伝達相関式（核沸騰：Rohsenow, 膜沸騰：Berenson）
 - ・ あるいは，限界熱流束相関式
- f. 原子炉圧力容器下鏡との間でのギャップ沸騰冷却モデル
- ・ 狭隘ギャップの最大熱流束相関式を用いる Suh 他の評価モデル
- g. C R D 冷却水による冷却モデル
- ・ 沸騰曲線に依存したプール沸騰熱伝達相関式

(3) 原子炉圧力容器下鏡挙動

- h. 原子炉圧力容器下鏡のクリープ変形モデル
- ・ ラーソンミラパラメータ相関式を用い，クリープ破断モデルを適用した Suh 他の評価モデル
- i. 原子炉圧力容器外部冷却モデル
- ・ 沸騰曲線に依存したプール沸騰熱伝達相関式



(a) 評価コードの要素モデル



図補足 1.3-1 評価コードの全体モデル概要

I V R 失敗の判断基準について

I V R 失敗の判断基準は，I V R 現象を解析する評価コードによる現象解析に基づき，下鏡貫通配管（C R D チューブ）の逸出あるいは下鏡のクリープ破断に至った場合とする。

下鏡貫通配管の逸出は，下鏡との溶接部が過温状態となって健全性が失われ，チューブが逸出する「チューブイジェクション」を想定したものである。

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

下鏡のクリープ破断については，

[Redacted] 及び [Redacted]

[Redacted] から，破断時間 t_r を求め，評価する。

[Redacted]

過渡計算では，[Redacted] が変化するため，破断時間 t_r も変化する。このため，[Redacted]

のクリープ変形による [] を定義し、 [] において、評価開始からの [] を求め、 [] となる時点でクリープ破断と判定する。



落下コリウムジェット直径の
D E T分岐確率の設定の与え方について

落下コリウムジェット直径の確率分布図を図補足1.5-1に示す。D E T分岐として設定した3点（0.05m, 0.10m, 0.15m）の確率の与え方は以下のとおり。

(1) ジェット直径が0.05mのとき

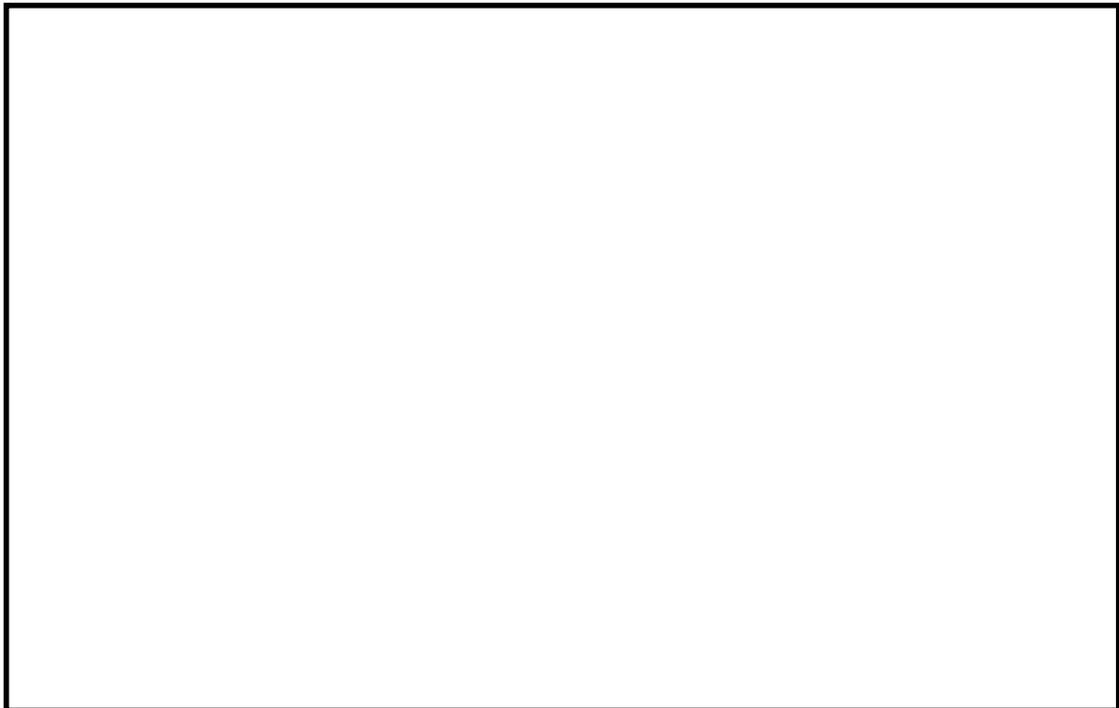
累積確率は0.15であり，確率は0.15となる。

(2) ジェット直径が0.10mのとき

累積確率は0.65であり，確率は $0.65 - 0.15 = 0.50$ となる。

(3) ジェット直径が0.15mのとき

累積確率は1.00であり，確率は $1.00 - 0.65 = 0.35$ となる。



図補足 1.5-1 落下コリウムジェット直径の確率分布

2. 格納容器雰囲気直接加熱 (D C H)

2.1 現象の概要

格納容器雰囲気直接加熱（以下「DCH」という。）は、原子炉圧力容器が高圧状態で破損することにより、破損口から高速のガス流によって微粒子化したデブリがドライウエル空間部へ移行し、デブリの保有熱及び金属成分と水との反応熱によりドライウエル雰囲気を直接加熱する現象である。DCHが発生した場合、ドライウエル雰囲気の直接加熱による非凝縮性ガスの膨張等により格納容器圧力が急激に上昇し、格納容器過圧破損に至る可能性がある。

2.2 DCHによる格納容器破損の分岐確率の評価方法について

ROAM手法により、DCHによる格納容器破損確率の確率分布を以下のとおり評価する。ROAM手法による評価の流れを図2-1に示す。

- (1) DCH現象の支配パラメータについて確率密度関数（pdf）を設定する。
- (2) 支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係（CR）を評価する。
- (3) 格納容器圧力に対する格納容器フラジリティカーブを設定する。
- (4) 支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係及び格納容器フラジリティカーブを基にモンテカルロサンプリングにより、格納容器破損確率の確率分布を評価する。

以上の評価により得られた格納容器破損確率の確率分布の平均値をDCHによる格納容器破損の分岐確率として設定する。

⋯ : 不確かさ要因

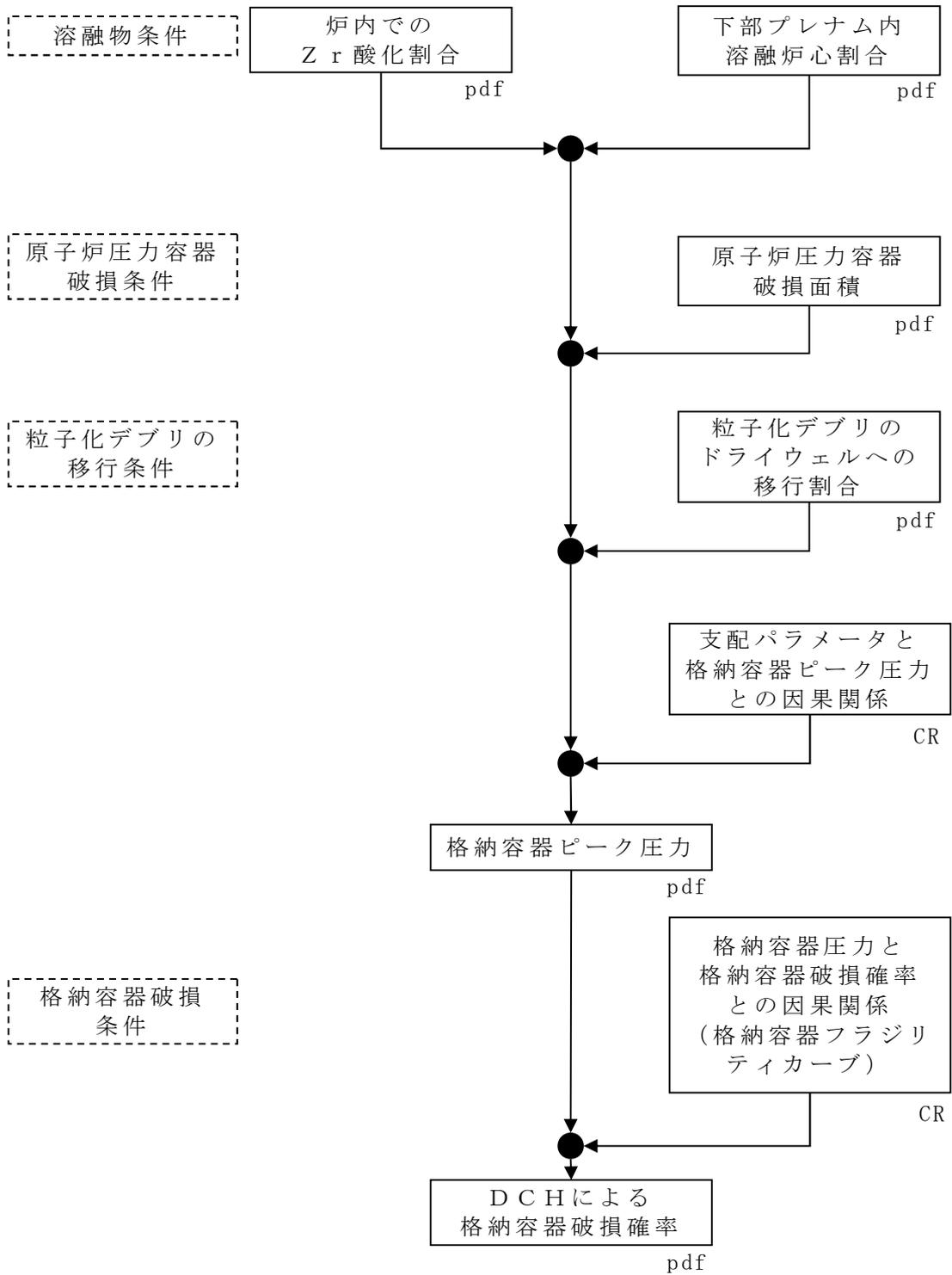


図 2-1 DCHによる格納容器破損確率の評価フロー

2.3 DCHによる格納容器破損の分岐確率の評価結果

2.3.1 支配パラメータの確率密度関数の設定

DCH現象の発生に関連して不確かさを考慮する支配パラメータとして以下のパラメータを選定した。

- ・ 炉内でのジルコニウム酸化割合
- ・ 下部プレナム内溶融炉心割合
- ・ 原子炉圧力容器破損面積
- ・ 粒子化デブリのドライウェルへの移行割合

(補足資料 2.1)

選定した支配パラメータについて、表 2-1 に示すとおり確率密度関数を設定した。

表 2-1 支配パラメータの確率密度関数の設定

支配パラメータ	確率密度関数	設定の考え方
炉内での Zr酸化割合	分布形：三角分布 最小値：0.01 最尤値：0.24 最大値：0.53	<ul style="list-style-type: none"> ・ 先行PRA^[2-1]における複数の専門家による確率密度関数の評価の平均値を基に設定 ・ ただし、最小値はDBA-LOCAの上限値に設定
下部プレナム内 溶融炉心割合	分布形：三角分布 最小値：0.1 最尤値： <input type="text"/> 最大値：1.0	<ul style="list-style-type: none"> ・ 最小値は、溶融物落下の早期に下部ヘッドが破損したとして10%炉心量を設定 ・ 最尤値は、MAAP解析に基づき60%炉心量を設定 ・ 最大値は、全量の溶融物が落下するとして100%炉心量を設定
原子炉压力容器 破損面積	分布形：三角分布 最小値：0.002 m ² 最尤値： <input type="text"/> 最大値：2.0 m ²	<ul style="list-style-type: none"> ・ 最小値は、下部ヘッドに接続されている中で最も細い計装配管相当として設定 ・ 最尤値は、CRD貫通部1本の破損相当として設定 ・ 最大値はクリープ破断相当として設定
粒子化デブリの ドライウエルへの 移行割合	<p>以下の評価式に基づきパラメータサンプリング計算により確率密度関数を設定</p> $F_{frag} = F_{ent} \times F_{pd-out} \times F_{no-impact}$ <ul style="list-style-type: none"> ・ $F_{ent} = 1$ ・ F_{pd-out} 分布形：一様分布 最小値：<input type="text"/> 最大値：<input type="text"/> ・ $F_{no-impact}$ 分布形：一様分布 最小値：0.8 最大値：1.0 	<ul style="list-style-type: none"> ・ ドライウエルへ移行する粒子化デブリの割合 (F_{frag}) は、ペDESTAL床上の溶融コリウムがガス流によりエントレインされる割合 (F_{ent})、エントレインされた粒子がペDESTALから開口部へ流出する割合 (F_{pd-out}) 及びペDESTAL開口部で付着しない割合 ($F_{no-impact}$) を考慮し、それぞれのパラメータのサンプリング計算により以下の式で確率密度関数を設定 $F_{frag} = F_{ent} \times F_{pd-out} \times F_{no-impact}$ ・ F_{ent} は、保守的に全量がエントレインされるとして1を設定 ・ F_{pd-out} は、ペDESTAL内粒子移行解析結果により0~0.007の範囲で一様分布を設定 ・ $F_{no-impact}$ は、粒子移行解析結果により0.8~1.0の範囲で一様分布を設定

2.3.2 支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係評価

支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係を評価するため、それぞれの支配パラメータを最大値と最小値との間で変化させた組合

せをインプットパラメータとしたM A A P解析を実施し、それぞれの組み合わせのときの原子炉压力容器破損前の格納容器圧力 (P_0) 及びD C H発生時の格納容器圧力の上昇幅 (ΔP) を評価し、表 2-2 に示すように整理した。

その結果、それぞれの支配パラメータと原子炉压力容器破損前の格納容器圧力及びD C H発生時の格納容器圧力の上昇幅には、以下の因果関係があると分析した。

- ・炉内でのZ r酸化割合 (X) は、図 2-2 に示すとおり、原子炉压力容器破損前の格納容器圧力に対して線形の関係がある。また、評価範囲ではD C H発生時の格納容器圧力の上昇幅にはほとんど感度がない。
- ・原子炉压力容器の破損面積 (A) は、図 2-3 に示すとおり、D C H発生時の格納容器圧力の上昇幅に対してほぼ指数関数近似が可能である。
- ・下部プレナム内容融炉心割合に粒子化デブリのドライウエルへの移行割合を乗じた、全炉心量に対するドライウエルへのデブリ移行割合 (F) は、図 2-3 に示すとおり、D C H発生時の格納容器圧力上昇幅に対してほぼ指数関数近似が可能である。

以上により、支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係は以下の関数として示すことができる。また、定数 $c_1 \sim c_5$ は、最小二乗法によるフィッティング計算により、表 2-3 のとおりとなる。

--

c1, c2, c3, c4, c5 : 定数

--

表 2-2 D C H時の格納容器圧力評価結果例

--

表 2-3 定数の評価結果

対象シーケンス	c 1	c 2	c 3	c 4	c 5
T Q U X					
長期 T B					

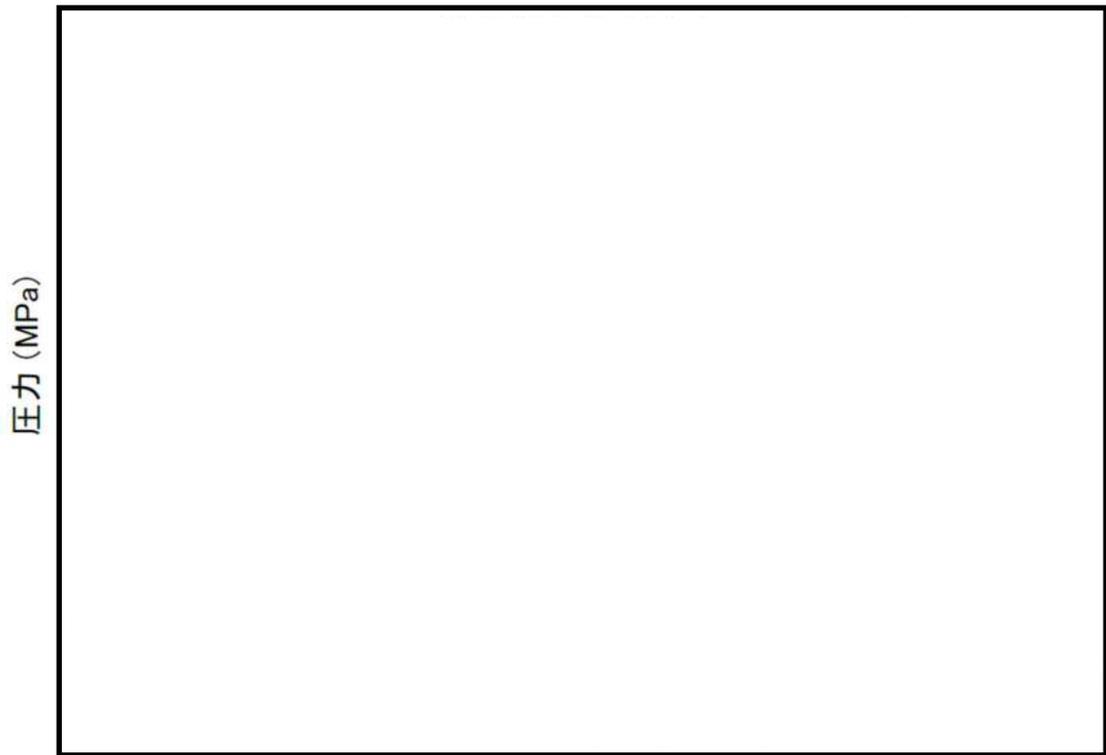


図 2-2 最小二乗法によるフィッティング計算の例



図 2-3 最小二乗法によるフィッティング計算の例

2.3.3 格納容器フラジリティカーブの設定

格納容器圧力と格納容器破損確率の相関（格納容器フラジリティカーブ）を図2-4に示す。格納容器フラジリティカーブは、代表的Mark-II型格納容器耐性評価線図（図2-5）において

と仮定し、不

確かさを考慮して、

とした。

（補足資料2.2）

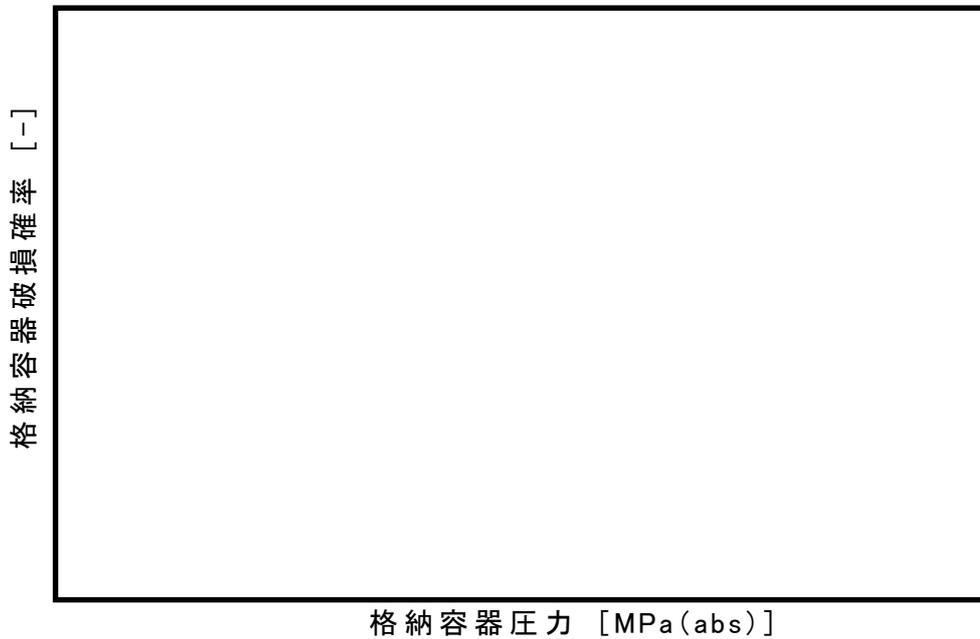


図 2-4 格納容器フラジリティ

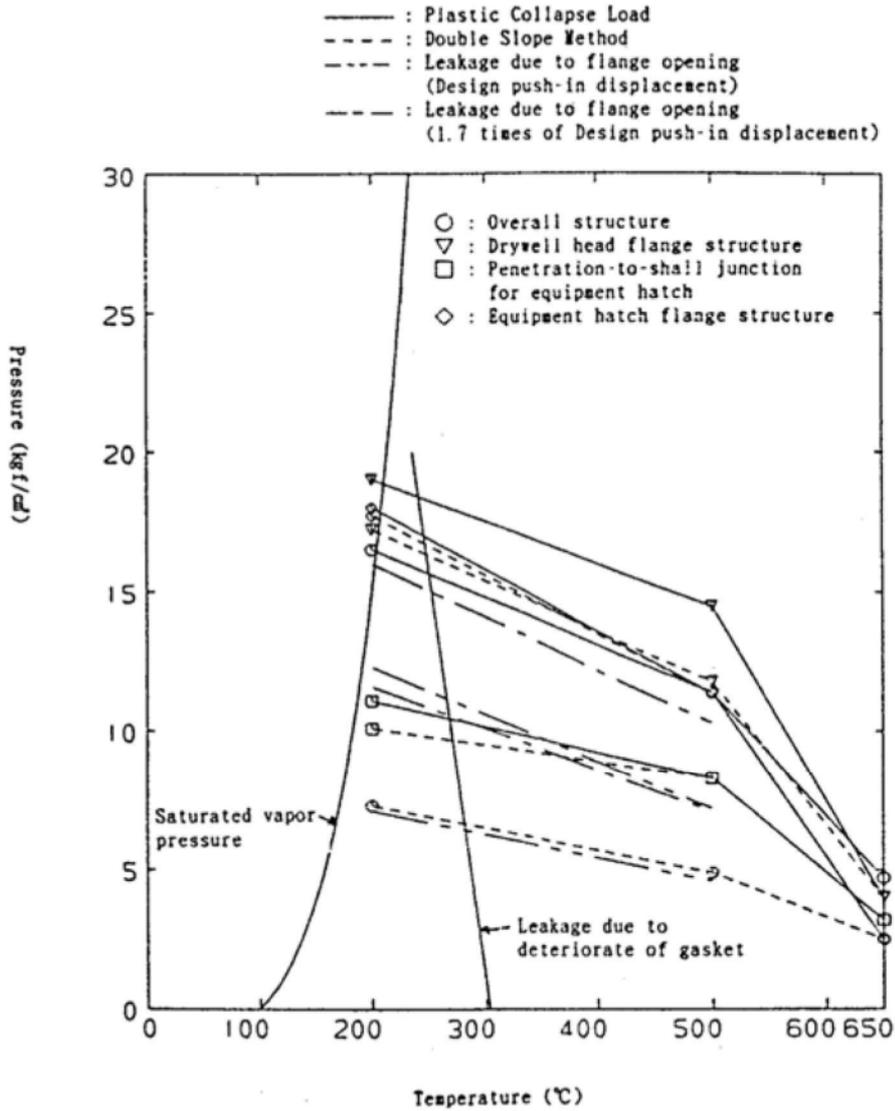


Fig.15 Endurance Evaluation Diagram (Mark I model)

図 2-5 代表的 Mark-II 型格納容器耐性評価線図^[2-2]

2.3.4 DCHによる格納容器破損の分岐確率の評価

支配パラメータと格納容器ピーク圧力との因果関係及び格納容器フラジリティカーブに基づき、モンテカルロサンプリングにより格納容器破損確率の確率分布を評価し、その平均値をDCHによる格納容器破損の分岐確率として設定した。

表 2-4 D C Hによる格納容器破損の分岐確率

	早期 R P V 破損シナリオ (T Q U X シーケンス)	後期 R P V 破損シナリオ (長期 T B シーケンス)
D C Hによる 格納容器破損確率		



図 2-6 格納容器破損確率の確率分布評価結果(T Q U X シーケンス)



図 2-7 格納容器破損確率の確率分布評価結果(長期 T B シーケンス)

2.4 参考文献

- [2-1] E. D. Gorham. et. al., "Severe Accident Risk:Methodology for the Containment Source Term,Concequence, and Risk Integration Analyses", NUREG/CR-4551, 1993
- [2-2] M. Goto, et al., "Study for Ultimate Capacity of Typical BWR Containment Vessel in Japan", ICONE-3, 1995
- [2-3] L. G. Greimann, et al., "Reliability Analysis of Steel Containment Strength", NUREG/CR-2442, 1982

ROAAM手法で不確かさを考慮する支配パラメータの選定について

(DCH)

DCHは、シビアアクシデント時において、炉心溶融物が高圧状態で原子炉圧力容器から噴出した際に、高速のガス流により微粒子化した炉心溶融物がドライウェル空間に流出し、溶融物の保有熱や溶融物中の Z_r と水蒸気との化学反応による発熱により、格納容器雰囲気が直接加熱されることで格納容器圧力の急激な上昇を引き起こす現象である。また、 Z_r と水蒸気との化学反応に伴い発生する水素ガスによっても格納容器の加圧が促進される。DCH現象の概要を図補足 2.1-1 に示す。

これまでの知見により、DCH現象の主要過程は下記 3 つに分けられる。

(1) 原子炉圧力容器からの炉心溶融物放出及びガスブローダウン過程

(2) ペDESTAL (ドライウェル部) からの溶融物の分散と移行過程

(3) 格納容器雰囲気中での粒子化デブリの熱伝達及び酸化反応過程

これらの過程において影響を与えるパラメータ及びそれらのパラメータのうちROAAM手法による評価において不確かさを考慮する支配パラメータの選定の考え方について、以下に説明する。

(1) 原子炉圧力容器からの炉心溶融物放出及びガスブローダウン過程

① 下部プレナム内容融炉心割合 (原子炉圧力容器破損時)

支配パラメータとして不確かさを考慮する。原子炉圧力容器破損時に下部プレナムに存在する熔融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下し、ブローダウンガスによりエントレインされドライウエルに流出することで、格納容器加温及び加圧に影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

②原子炉圧力容器破損面積

支配パラメータとして不確かさを考慮する。原子炉圧力容器の破損面積は、ブローダウンガス流量及びその継続時間並びに原子炉圧力容器内に蓄積したガスによる格納容器加圧に影響する。ブローダウンガス流量及びその継続時間については、デブリの粒子化割合及び粒子化デブリのドライウエルへの移行割合に影響するが、デブリ粒子化割合については、保守的にペDESTAL（ドライウエル部）床面に落下したデブリ全量が粒子化するものとし、粒子化デブリのドライウエルへの移行割合については、当該パラメータの中で不確かさを考慮する。よって、原子炉圧力容器破損面積は、原子炉圧力容器内に蓄積したガスによる格納容器加圧に影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

③原子炉圧力容器破損時の1次系圧力

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。原子炉圧力容器破損時の1次系圧力は、ブローダウンガス流量に影響するが、ブローダウンガス流量は粒子化デブリのドライウエルへの移行割合の中で不確かさを考慮する。

④熔融物放出量とガスブローダウン流量

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。熔融物放出量は、保守的に下部プレナム内の熔融炉心の全量が放出するとし、ガス

ブローダウン流量は粒子化デブリのドライウエルへの移行割合に影響するが、当該パラメータの中で不確かさを考慮する。

(2) ペDESTALからの溶融物の分散と移行過程

⑤デブリの粒子化割合

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。保守的にペDESTAL（ドライウエル部）に落下したデブリ全量が粒子化するものとして設定する。

⑥粒子化デブリのドライウエルへの移行割合

支配パラメータとして不確かさを考慮する。粒子化デブリのドライウエル（ドライウエル部）床面への移行割合は、格納容器雰囲気直接加熱することにより格納容器加温及び加圧に影響するとともに、 Z_r と水蒸気との反応による反応熱及び水素発生により格納容器加温及び加圧に影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

(3) 格納容器雰囲気中での粒子化デブリの熱伝達及び酸化反応過程

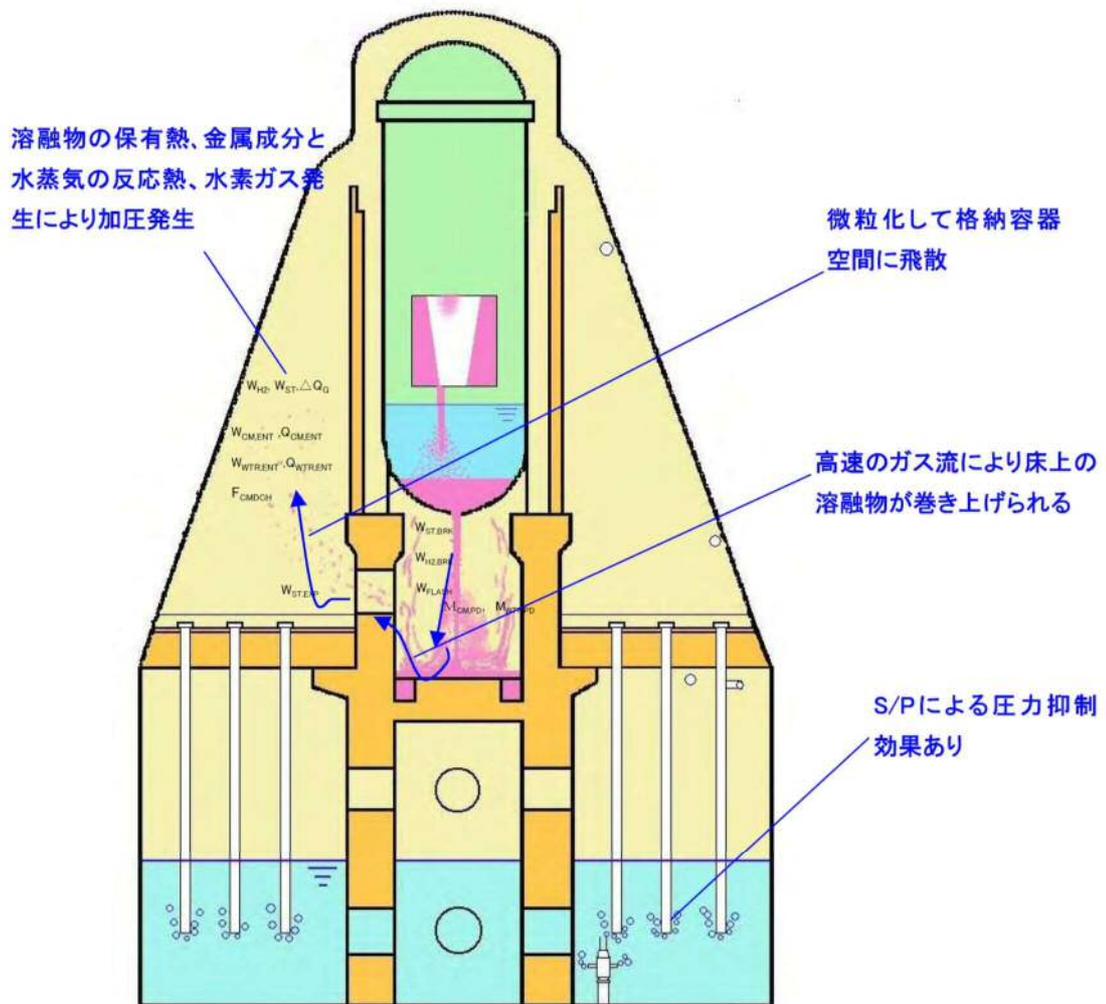
⑦デブリ粒子径

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。デブリ粒子径によりデブリの表面積が決定する。デブリ表面積は、粒子化デブリと格納容器雰囲気との熱伝達及び粒子化デブリと水蒸気との反応に影響するが、保守的にドライウエルに流出した粒子化デブリの保有熱は全て格納容器雰囲気に移行することとし、未酸化 Z_r は全て水蒸気と反応するものとする。

⑧炉内での Z_r 酸化割合

支配パラメータとして不確かさを考慮する。炉内での Z_r 酸化割合、下部プレナム内容融炉心割合及び粒子化デブリのドライウ

エルへの移行割合により、ドライウェルに移行する未酸化Zr量が決定される。ドライウェルに移行する未酸化Zr量は、Zrと水蒸気との反応による反応熱及び水素発生により格納容器加温及び加圧に影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。



図補足 2.1-1 DCH現象の概要

格納容器イベントツリーにおけるDCHの取扱いについて

DCHに対する格納容器フラジリティは、格納容器圧力に対して設定する。

Mark-II格納容器に対するDCHが発生した場合の、格納容器の圧力、雰囲気温度及び構造材の温度の挙動評価の例について図補足2.2-1に示す。これによると、DCHによる格納容器の負荷としては以下のものが考えられる。

- ①ドライウエルに拡散した粒子化デブリによるドライウエル雰囲気の急激な加温及び加圧（格納容器過圧破損）
- ②ドライウエル雰囲気からの熱伝達によるドライウエル構造材の比較的緩やかな加温（格納容器過温破損）

また、MAAPによる事故進展解析（第4.1.1.5-4表参照）の結果によれば、Mark-II格納容器では、原子炉圧力容器が高圧で破損した際にDCHが発生しなかった場合においても、原子炉圧力容器が破損した際に噴出される高温のガス流によって加熱され、過温破損に至る。

DCHは数分以内の短時間の現象であり、格納容器の負荷としては圧力が重要である。よって、今回のPRAにおいては、DCHに関して図補足2.2-2のようなイベントツリーを設定し、短期間で過圧破損が発生しない場合は、必ず過温破損に至るとした（DCHによる過圧破損が発生しなかった場合の過温破損の確率を1とした）。

D C Hによる格納容器過温破損については、不確かさは存在するものの、イベントツリーにおいてD C Hにより過圧破損に至らなかった場合は必ず過温破損に至ると設定することで、評価結果に与える影響はないと考える。

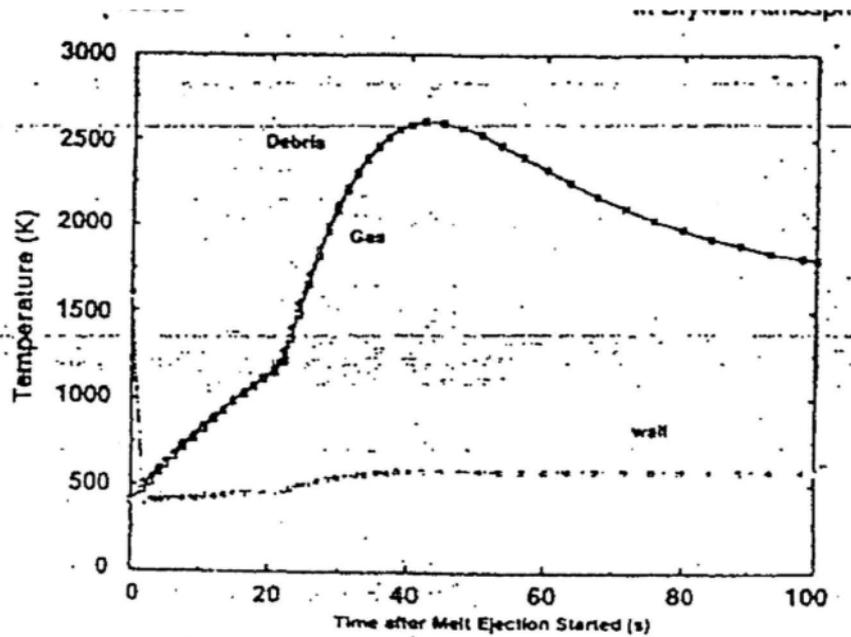


Figure 4. Temperature History of Drywell during DCH

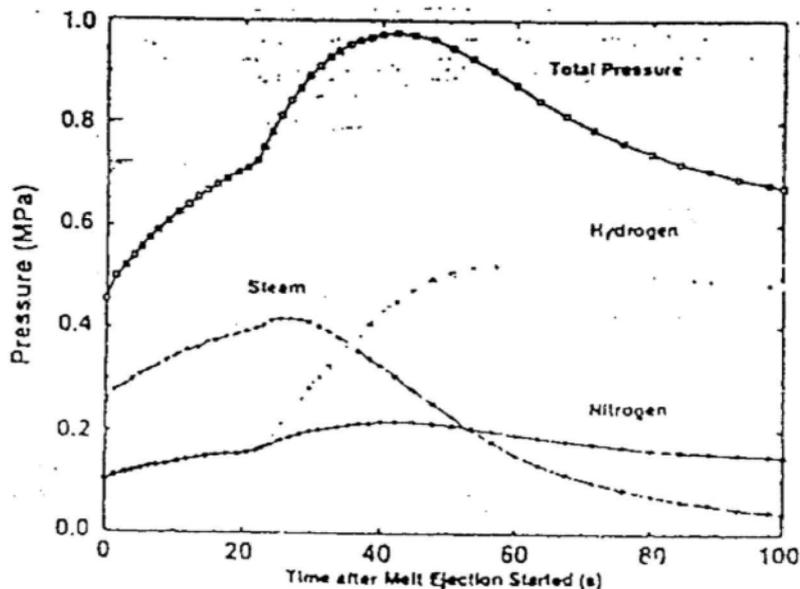
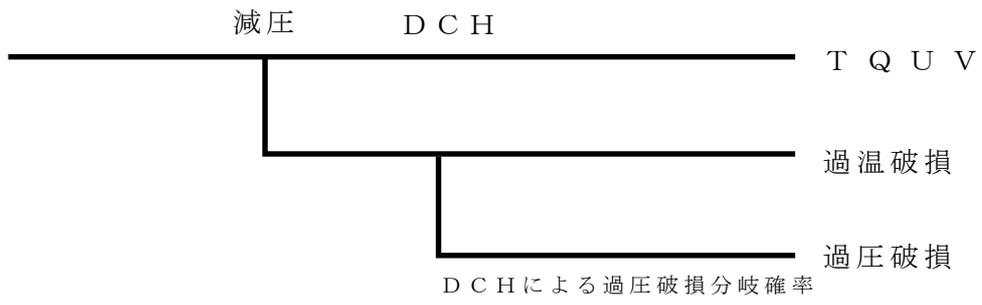


Figure 5. Pressure History of Drywell during DCH

- BWR-5 / Mark-II (3,293MW) のTBシーケンスに対する解析
- ドライウェル空間体積 5400m³
- デブリ初期温度 1,600K
- デブリ主要組成 UO₂; 1.5×10⁵ kg, Zr; 8.8×10⁴ kg, ZrO₂; 3.0×10⁴ kg
- ドライウェル初期圧力 0.47MPa
- ドライウェル初期温度 400K

図補足 2.2-1 DCH発生時の格納容器挙動

(出典; Analysis of Direct Containment Heating in a BWR Mark-II Containment, JAERI-memo 05-139)



図補足 2.2-2 D C Hのイベントツリー

3. 炉外水蒸气爆発（F C I）

3.1 現象の概要

炉外水蒸気爆発（以下「FCI」という。）は、原子炉圧力容器破損後に溶融炉心が放出された際に、高温の溶融炉心が原子炉圧力容器下部の冷却材に落下すること等により水蒸気爆発が発生し、溶融炉心の持つ熱エネルギーが機械エネルギーに変換される現象である。なお、水蒸気爆発とは、蒸発速度が大きく蒸気圧力の増加速度が周囲の液体中での圧力緩和速度より大きい場合に起きる爆発的な反応である。FCIが発生した場合、爆発による衝撃波等が格納容器の構造物にかかり、格納容器破損に至る可能性がある。

3.2 ペDESTAL（ドライウェル部）内でのFCIによる格納容器破損の分岐確率の評価方法について

ROAAM手法により、ペDESTAL（ドライウェル部）内でのFCIによる格納容器破損確率の確率分布を以下のとおり評価する。

ROAAM手法による評価の流れを図3-1に示す。

- (1) FCI現象の支配パラメータについて確率密度関数（pdf）を設定する。
- (2) FCI発生エネルギーと格納容器破損確率の因果関係（ペDESTALフラジリティ）（CR）を設定する。
- (3) 支配パラメータのモンテカルロサンプリングを実施し、FCI時に発生する機械エネルギーからペDESTAL破損確率の確率分布を設定する。また、ペDESTAL破損は格納容器破損と仮定して、格納容器破損確率の確率分布を評価する。

以上の評価により得られた格納容器破損確率の確率分布の平均値を、ペDESTAL（ドライウエル部）内でのFCIによる格納容器破損の分岐確率として設定する。

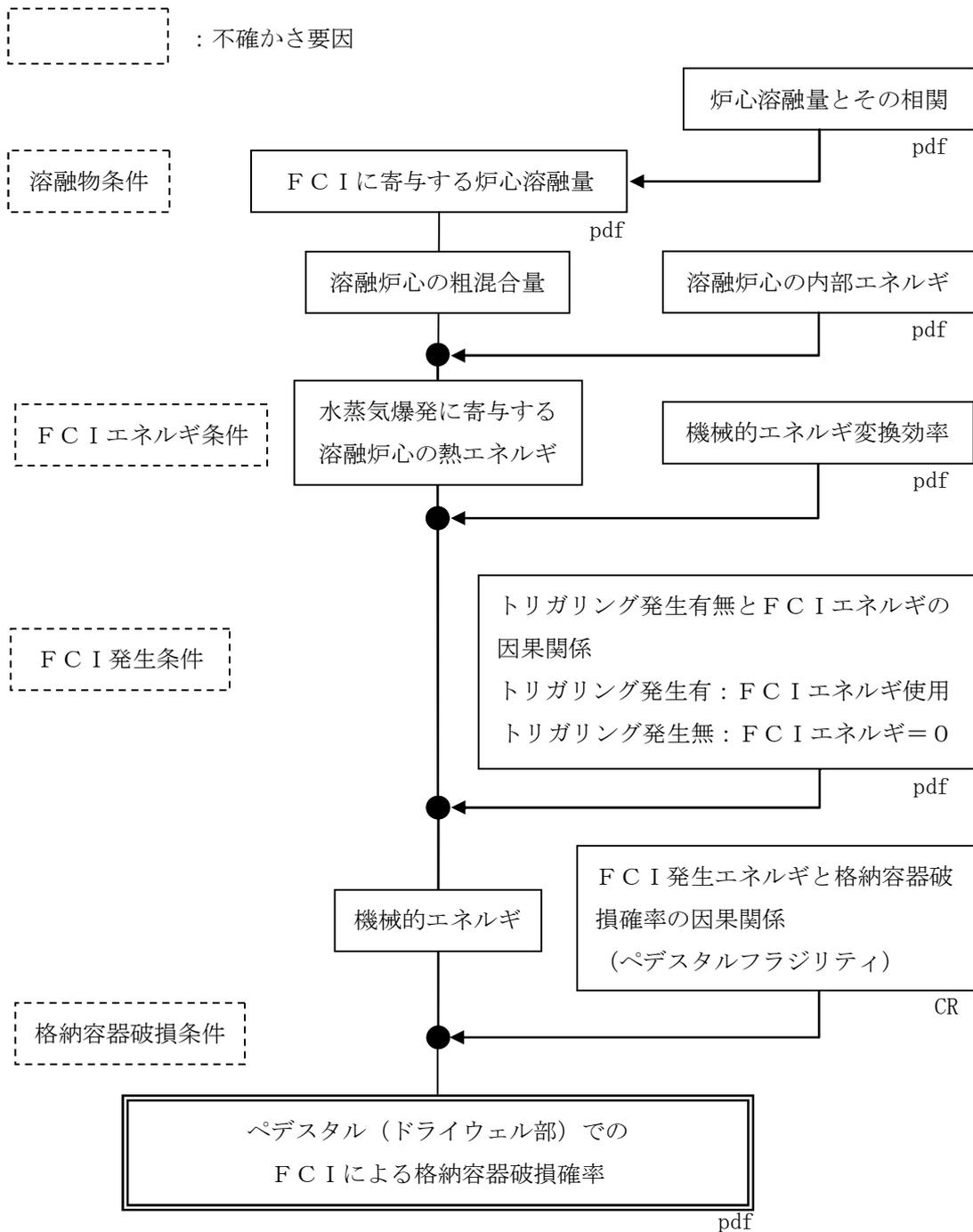


図 3-1 ペDESTAL（ドライウエル部）内でのFCIによる格納容器破損確率の評価フロー

3.3 ペデスタル内での F C I による格納容器破損の分岐確率の評価 結果

3.3.1 支配パラメータの確率密度関数の設定

ペデスタル（ドライウエル部）内での F C I 現象の発生に関連して不確かさを考慮する支配パラメータとして以下のパラメータを選定した。

- ・ F C I に寄与する炉心溶融量（以下「粗混合量」という。）
- ・ 溶融炉心の内部エネルギー
- ・ 機械的エネルギー変換効率
- ・ トリガリング発生確率

（補足資料 3.1）

選定した支配パラメータについて，表 3-1 に示すとおり確率密度関数を設定した。

表 3-1 支配パラメータの確率密度関数の設定

支配パラメータ	確率密度関数	設定の考え方
粗混合量	<p>・ 炉心溶融量に以下の分布を設定 分布形：三角分布 最小値：<input type="text"/> 最尤値：<input type="text"/> 最大値：<input type="text"/></p> <p>・ 上記の分布と、炉心溶融量と粗混合量との因果関係から設定</p>	<p>・ 代表的な 8 つのシーケンスの BWR 5, Mark-II 型格納容器プラントにおける MAA P 解析結果に基づき、炉心溶融量の分布及び炉心溶融量と粗混合量の因果関係を設定</p> <p>・ 炉心溶融量の分布の最大値、最尤値は、<input type="text"/> <input type="text"/>を設定</p> <p>・ 炉心溶融量の分布の最小値は、<input type="text"/> <input type="text"/></p>
溶融炉心の内部エネルギー	<p>分布形：三角分布 最小値：1.3 MJ/kg 最尤値：1.4 MJ/kg 最大値：1.5 MJ/kg</p>	<p>・ MAA P 解析結果に基づく溶融炉心の組成、先行研究で設定している溶融炉心の融点及び過熱度により、保有熱エネルギーに対する累積確率を評価した結果に基づき設定</p> <p>(補足資料 3.2)</p>
機械的エネルギー変換効率	<p>分布形：三角分布 最小値：0.002 最尤値：0.01 最大値：0.03</p>	<p>・ KROTOS 試験^[3-1, 2, 3]の知見（変換効率は、アルミナ試験では<input type="text"/> <input type="text"/>、コリウム試験では極めて小さい<input type="text"/> <input type="text"/>を参考に設定</p>
トリガリング発生確率	<p>発生確率 0.1 の二項分布</p>	<p>・ 実機の炉心溶融物に組成に近い U-Zr-SUS 混合物から成る溶融物を用いた、水蒸気爆発が発生しやすいと考えられる低圧、高サブクール条件での FCI 試験結果^[3-4~8]（10 回のうち 1 回 FCI が発生）から設定</p>

3.3.2 []と粗混合量との因果関係評価

[]と粗混合量の因果関係は、以下のように評価した。

- ① TEXASコードの実機解析^[3-9]では、水蒸気爆発による発生エネルギーが最大となるタイミングが原子炉圧力容器破損後 []秒後であることを踏まえ、代表的なシーケンスのMAAP解析結果(図3-2)から、最初の []秒間にペDESTALに落下した []を粗混合量として評価(表3-2)。

(補足資料3.3)

- ② 表3-2の []と粗混合量の関係をプロットし、近似曲線を導出(図3-3)。

表3-2 代表的なシーケンスにおける []と粗混合量

ケース番号	事故シーケンス	[]	粗混合量(kg)
1	AE-1		
2	AE-2		
3	TQUX-1		
4	TQUX-2		
5	TQUV-1		
6	TQUV-2		
7	TC-1		
8	TC-2		

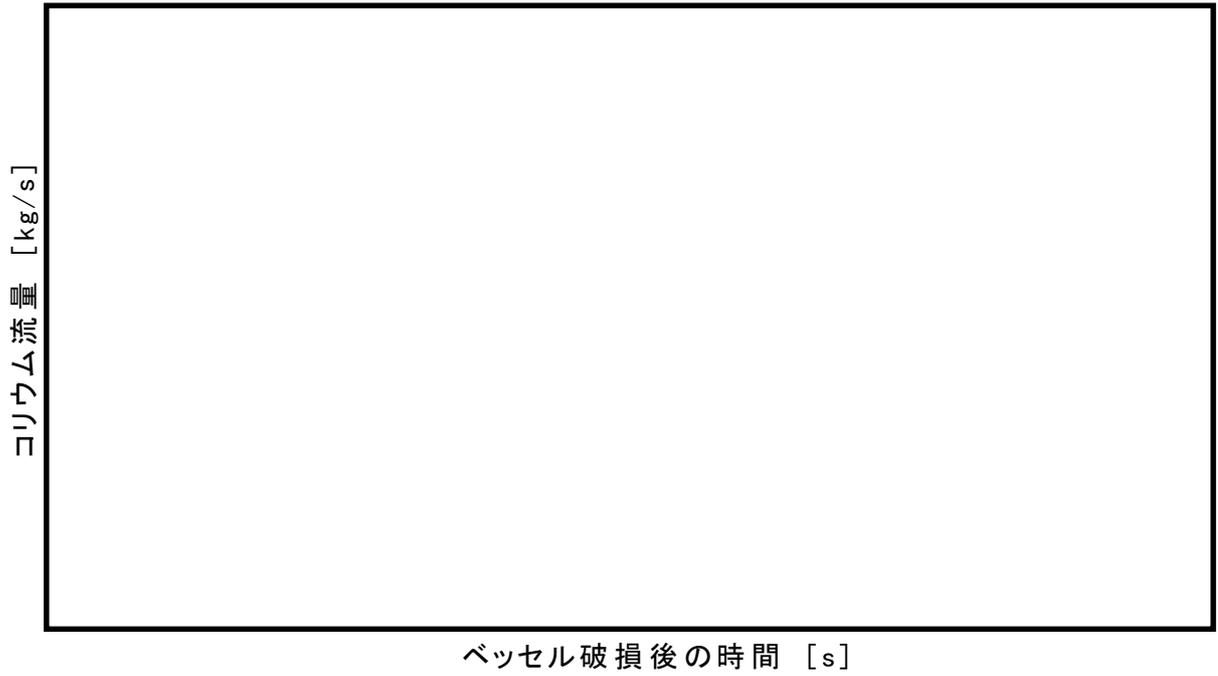


図 3-2 代表的なシーケンスにおけるコリウム流量の変化

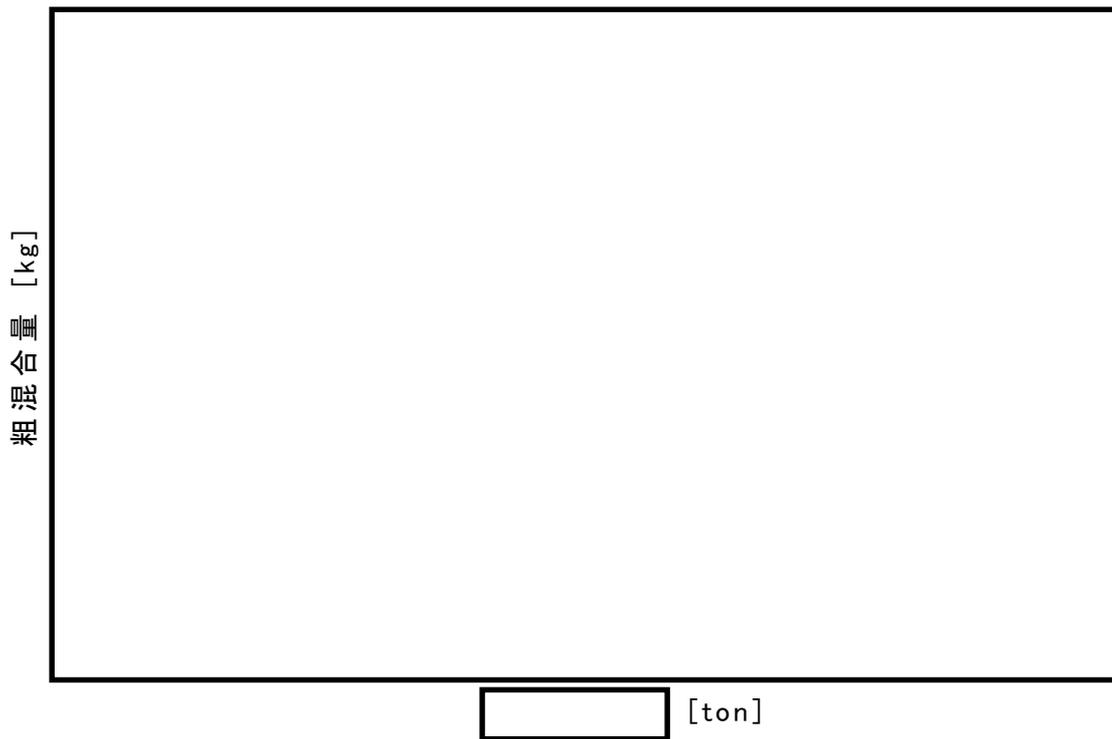


図 3-3 と粗混合量の因果関係

3.3.3 F C I 発生エネルギーとペDESTAL破損確率の因果関係（ペDESTALフラジリティ）について

F C I 発生エネルギー（機械エネルギー）とペDESTAL破損確率の因果関係（ペDESTALフラジリティ）は、以下のように設定した。

（補足資料 3.4）

- ① F C I 発生時の機械エネルギーによる鉄筋に発生する塑性ひずみを $\left[\text{ } \right]^{3-1.0}$ により解析。
- ② 鉄筋の最大引張強さ相当の塑性ひずみが発生する場合のペDESTAL破損確率を $\left[\text{ } \right]$ ，鉄筋に塑性ひずみが発生しない場合はペDESTAL破損確率を $\left[\text{ } \right]$ と仮定。
- ③ ペDESTAL破損確率が $\left[\text{ } \right]$ の場合の機械エネルギーを算出し， $\left[\text{ } \right]$ の最尤値と仮定。また，ペDESTAL破損確率が $\left[\text{ } \right]$ ， $\left[\text{ } \right]$ の場合の機械エネルギーを，それぞれ $\left[\text{ } \right]$ の最大値，最小値と仮定。
- ④ ③にて仮定した $\left[\text{ } \right]$ により累積のペDESTAL破損確率分布を求め，ペDESTALフラジリティを設定（図 3-4）。

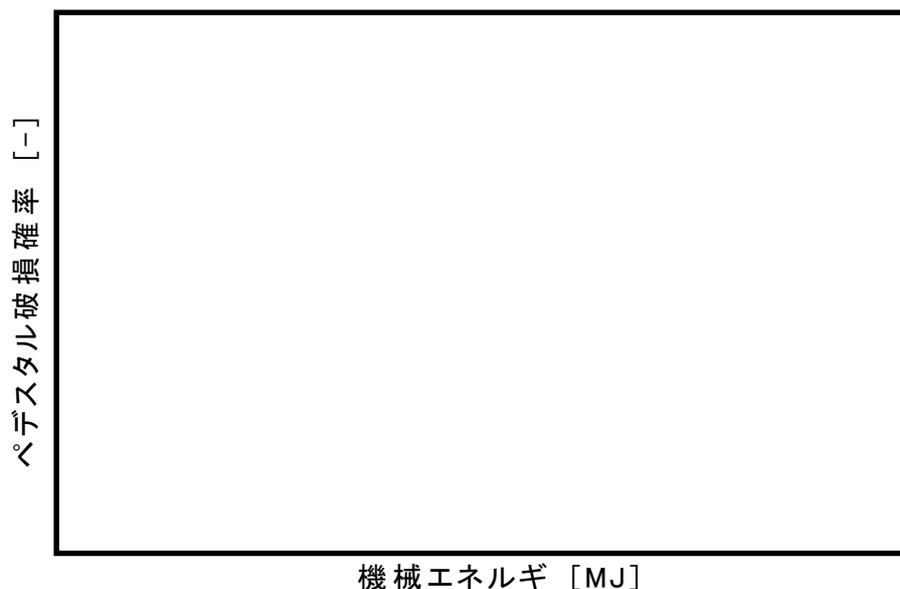


図 3-4 ペDESTALフラジリティ

3.3.4 ペDESTAL (ドライウエル部) 内での F C I による格納容器破損の分岐確率の評価

支配パラメータのモンテカルロサンプリングを実施することにより評価した F C I 時に発生する機械エネルギーと、ペDESTAL フラジリティにより、ペDESTAL 破損確率の確率分布を評価した(図 3-5)。その平均値として、ペDESTAL (ドライウエル部) 内での F C I による格納容器破損確率の分岐確率を表 3-3 に示すとおり評価した。

表 3-3 ペDESTAL (ドライウエル部) 内での F C I による格納容器破損の分岐確率

	ペDESTAL
F C I による 格納容器破損確率	

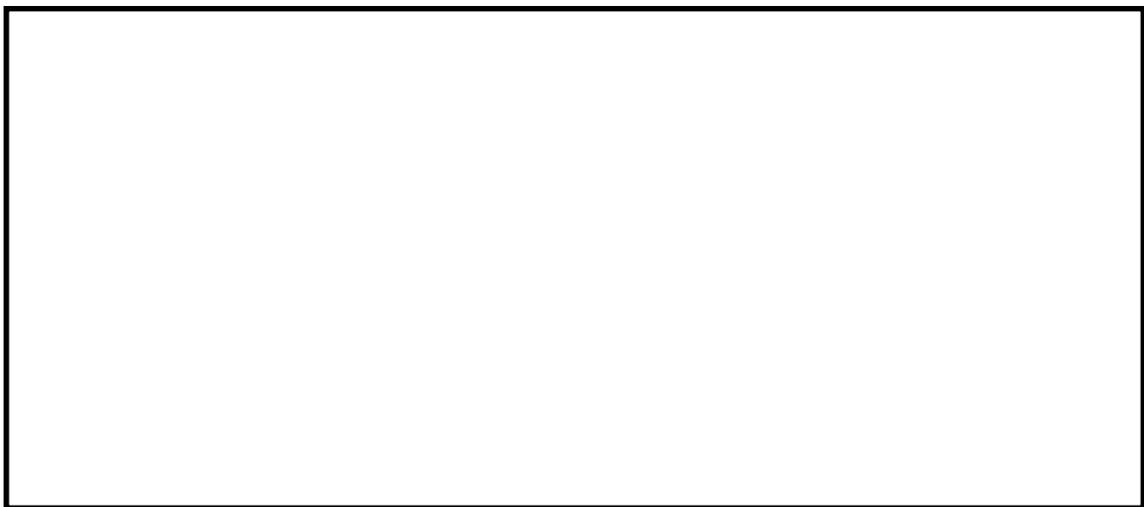


図 3-5 格納容器破損確率の確率分布評価結果

3.4 サプレッション・プールでの F C I による格納容器破損の分岐確率について

サプレッション・プールでの F C I による格納容器破損の分岐確率については、実機の炉心溶融物に組成に近い [] から成る溶融物を用いた、 [] での F C I 試験^[3-4~8, 11]におけるトリガリング発生確率 [] を考慮して設定した（表 3-4）。溶融炉心はサプレッション・プールに大量に落下すると考えられ、F C I により発生する荷重とペDESTAL（ドライウエル部）床面が破損した状態におけるペDESTAL（ドライウエル部）壁面強度の関係について不確かさが大きいと考えられることから、確率値としてはトリガリング発生確率のみを用いた。

なお、表 3-1 のとおり、ペDESTAL（ドライウエル部）でのトリガリング発生確率は、 [] での F C I 試験結果から設定している。一方、サプレッション・プールでの F C I による格納容器破損の分岐確率設定に当たっては、溶融炉心落下時にサプレッション・プールが飽和状態になっていることも考えられることから、 [] での F C I 試験も考慮して設定した。

表 3-4 サプレッション・プールでの F C I による格納容器破損の分岐確率

	サプレッション・プール
F C I による格納容器破損確率	[]

3.5 参考文献

- [3-1] I. Huhtiniemi, et al., "Results of recent KROTOS FCI tests: alumina versus corium melts," Nucl. Eng. Des. 189 379-389, 1999.
- [3-2] D. Magallon, "Characteristics of corium debris bed generated in large-scale fuel-coolant interaction experiments," Nucl. Eng. Des. 236 1998-2009, 2006.
- [3-3] H. S. Park, et al., "Vapor Explosions in One-Dimensional Large Scale Geometry with Simulant Melts", NUREG/CR-6623, 1999
- [3-4] D.F.Fletcher, "A Review of the Available Information on the Triggering Stage of a Steam Explosion", Nuclear Safety. Vol. 35, No. 1, 1994.
- [3-5] H. S. Park et al., "Vapor Explosions in a One-Dimensional Large Scale Geometry With Simulant Melts", NUREG/CR-6623, 1999.
- [3-6] M. F. Young et al., "Hydrogen Generation During Fuel/Coolant Interactions", Nucl. Sci. Eng., Vol. 98, 1989.
- [3-7] I. Huhtiniemi et al., "Results of Recent KROTOS FCI Tests : Alumina vs. Corium Melts", JAERI-Conf 97-011, 1997.
- [3-8] M. Kato et al., "COTELS Project (2) : Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions", OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability. Karlsruhe. Nov. 1999.
- [3-9] Nishiura. H. et al. "Assessment of Ex-Vessel Steam Explosion Energy Using TEXAS-V". Proc. Second Japan-Korea Symposium on Nuclear Thermal Hydraulics and Safety, Fukuoka, October

15-18, 2000.



[3-11] M.Kato et al., "Fuel Coolant Interaction Tests using UO₂ Corium under Ex-Vessel Conditions", JAERI-Conf 99-005, 1999.

ROAAM手法で不確かさを考慮する支配パラメータの選定について
(FCI)

FCIは、原子炉圧力容器破損後に熔融炉心が放出された際に、高温の熔融炉心が原子炉圧力容器下部の冷却材に落下すること等により、熔融炉心の持つ熱エネルギーが爆発的な機械エネルギーに変換され、水蒸気爆発が発生する現象である。

これまでの知見により、FCI現象は以下に示すような過程を経て進行していくものと提唱されている。

- ① 高温高沸点液体（熔融金属）と低温低沸点液体（水等）の接触
- ② 粗混合：熔融金属の固まりが水中で細かくなり分散
- ③ 膜沸騰：細かく分散した金属液滴の周りを蒸気の膜が覆う
- ④ 蒸気膜の一部が崩壊
- ⑤ 金属と水の直接接触
- ⑥ 高温液滴の細粒化
- ⑦ 急激な熱移動
- ⑧ 圧力波の発生
- ⑨ 圧力波の伝播
- ⑩ 大規模な水蒸気爆発

特に、機械的エネルギーへの変換効率が発生する条件としては、下記の4過程が必要であると考えられている。

- (1) 粗混合状態（適度な大きさに細粒化した高温融体と水とが蒸気膜を介して粗混合）

(2) トリガリング（蒸気膜が崩壊して高温融体と水との直接接触を引き起こす）

(3) 伝播及び膨張（直接接触と高温伝播・沸騰，高温融体の微粒化が高速に進み，体系全体へ機械的エネルギーを放出）

これらの過程における影響を与えるパラメータ及びそれらのパラメータのうちROAM手法による評価において不確かさを考慮する支配パラメータについて選定した。この選定の考え方について，以下に説明する。

(1) 粗混合状態

①炉心溶融量（原子炉圧力容器破損前に下部プレナムに落下する溶融デブリ量）

粗混合量に直接影響するため，不確かさを考慮する。ただし，粗混合状態の過程における支配パラメータである粗混合量の中で炉心溶融量の不確かさを考慮する。

②原子炉圧力容器から放出されるコリウムの特性（流量，組成）

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。原子炉圧力容器から放出されるコリウムの特性（流量，組成）は，原子炉圧力容器破損モード・原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力により決まり，溶融炉心の細粒化量に影響する。溶融炉心の細粒化量は粗混合量に影響するため，粗混合量の中で不確かさを考慮する。なお，原子炉圧力容器の破断口の拡がりについては，粗混合量を評価するMAAP解析において考慮されている。

③ペDESTAL水中における粗混合領域

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。ペDESTAL（ドライウエル部）水中における粗混合領域は，落下した溶融炉心のジェットからの離脱の態様と水中の落下挙動により決まり，ジェットから離脱した場合，熱伝達によって固化することで，粗混合量は減少する。したがって，本パラメータは粗混合量に影響するため，粗混合量の中で不確かさを考慮する。

④粗混合量

支配パラメータとして不確かさを考慮する。粗混合量は，「炉心溶融量（原子炉圧力容器破損前に下部プレナムに落下する溶融デブリ量）」，「原子炉圧力容器から放出されるコリウムの特性（流量，組成）」及び「ペDESTAL（ドライウエル部）水中における粗混合領域」等により異なり，FCIにより発生する機械エネルギーに直接影響するため，支配パラメータとして不確かさを考慮する。

(2) トリガリング

⑤溶融炉心の過熱度

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。溶融炉心の過熱度が小さい場合，溶融炉心周りの蒸気膜崩壊時に接触界面温度が固化温度以下に低下してトリガリングが起きないと考えられており，トリガリング発生の有無に対して影響するため，トリガリング発生の有無の中で不確かさを考慮する。

⑥ペDESTALの水温

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。飽和水に溶融物が落下する場合には，サブクール度によって自発的トリガリングの発生に影響するため，トリガリング発生の有無の中で不確かさを考慮する。

⑦トリガリング発生の有無

支配パラメータとして不確かさを考慮する。トリガリング発生の有無は、「溶融炉心の過熱度」,「ペDESTALの水溫」等により影響を受け,機械エネルギーを発生するかどうかが決まる。したがって,支配パラメータとして不確かさを考慮する。

(3) 伝播及び膨張

⑧トリガリングのタイミング

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。トリガリングのタイミングが早い場合,粗混合状態を形成して水蒸気爆発に寄与する溶融炉心の量が少ないために発生エネルギーは低下し,一方でタイミングが遅い場合は,細粒化した溶融炉心の固化が進む上,冷却材ボイド率が高まり発生エネルギーは低下するため,本パラメータはFCIにより発生する機械エネルギーに影響する。ただし,本評価では,補足資料 3.3 に記載のとおり,TEXASコードでの実機解析の知見を踏まえて,トリガリングタイミングは最も発生エネルギーが高いと考えられる をトリガリングタイミングとしており,支配パラメータとして選定しない。

⑨溶融炉心の内部エネルギー

支配パラメータとして不確かさを考慮する。溶融炉心の内部エネルギーは溶融炉心の金属(特にZr)の酸化割合,溶融炉心の融点及び溶融炉心の過熱度により決まり,FCIにより発生する機械エネルギーに直接影響するため,支配パラメータとして不確かさを考慮する。

⑩粗混合領域のボイド率

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。粗混合領域のボイド率が高いと、水の運動エネルギーが蒸気相に吸収されてしまうため、機械的エネルギー変換効率が低下する。したがって、本パラメータは機械的エネルギー変換効率に影響するため、機械的エネルギー変換効率の中で不確かさを考慮する。

⑪機械的エネルギー変換効率

支配パラメータとして不確かさを考慮する。機械的エネルギー変換効率は粗混合領域のボイド率等により異なり、FCIにより発生する機械エネルギーに直接影響するため、支配パラメータとして不確かさを考慮する。

溶融炉心の単位質量当たりの保有熱エネルギーの評価について

溶融物の持つ単位質量当たりの保有熱エネルギー E_t (J/kg) (以下「単位質量保有熱エネルギー」という。) は、次式で定義される。 E_t に機械的エネルギーの変換効率を掛けることにより、水蒸気爆発による発生エネルギーが評価できる。



表補足 3.2-1 に、溶融物の物性値をまとめて示す。本表より、 ZrO_2 の液体状態での比熱及び溶融潜熱が比較的大きいことが分かる。

そこで、MAAP 解析^[1]に基づき、表補足 3.2-2 のとおり ZrO_2 の質量割合の異なる 2 ケースの組成を設定し、さらにコリウム温度に係る文献^[2, 3]を参考に以下のとおりコリウムの融点、相互作用後のコリウム温度及び溶融炉心の過熱度を仮定し、保有熱エネルギーに対する累積確率を評価した。その結果を図補足 3.2-1 に示す。



図補足 3.2-1 から分かるように、 ZrO_2 の質量割合が大きい組成 1 のケースの保有熱エネルギーが高いことから、組成 1 における保有熱エネルギーに対する累積確率が [] の場合の単位質量保有熱エネルギーである [] を、それぞれ最小値、最尤値、最大値とし、分布は [] と仮定した。

表補足 3.2-1 物性値のまとめ^[2]

	固体の比熱	液体の比熱	溶融潜熱
UO_2	332J/kgK	503J/kgK	274J/kgK
ZrO_2	604J/kgK	815J/kgK	706J/kgK
Zr	356J/kgK	356J/kgK	225J/kgK
Stainless Steel	558J/kgK	558J/kgK	280J/kgK

表補足 3.2-2 溶融炉心の組成

	組成 1	組成 2

エネルギーに対する累積確率 [-]



溶融物の単位質量当たりの保有熱エネルギー [MJ/kg]

図補足 3.2-1 溶融物の保有熱エネルギーに対する累積確率評価結果

参考文献

- [1] 「溶接部等熱影響部信頼性実証試験（原子炉格納容器）に関する報告書」財団法人 原子力発電技術機構 平成 10 年度
- [2] D. T. Hargman, "SCDAP/RELAP5/MOD3.1 Code Manual, MATPRO-A Library of Materials Properties for Light-Water-Reactor Accident Analysis", NUREG/CR-6150, 1995.
- [3] O. Zuchuat, et al., "Steam Explosions-Induced Containment Failure Studies for SWISS Nuclear Power Plants", OECD/CSNI Specialist Meeting, JAERI, Japan, May 1997.

TEXASコードでの実機解析について

TEXASコードでの実機解析では、トリガリングのタイミングに対する発生エネルギーにはピークがある結果となっている。これは、トリガリングが早いと水中の溶融物量が少ないこと、トリガリングが遅いと粒子が固化したりボイド率が増大して爆発に寄与する溶融物量が少なくなるためである。

したがって、TEXASコードでの実機解析の知見を踏まえて、本評価におけるトリガリングの最適条件を とし、それまでに落下した溶融物落下量を粗混合量とすることとした。

F C IにおけるペDESTALフラジリティ評価方法について

F C IにおけるペDESTALフラジリティは、「3.3.3 F C I発生エネルギーと格納容器破損確率の因果関係（ペDESTALフラジリティ）について」に記載のとおり、コードによりF C I発生時の機械エネルギーによる鉄筋に発生する塑性ひずみを評価し、塑性ひずみの評価結果からペDESTAL破損確率に変換し、を仮定することでペDESTALフラジリティを設定している。

以下では、コードの概要、コードによる解析条件及び結果並びにペDESTAL破損確率の評価方法について記載する。

1. コードの概要

コードは、
コードで、時間とともに
に接触条件や構造物形状が変化するような非線形解析が可能である。

2. コードによる解析条件及び結果

(1) 解析条件

コードを用いた評価モデル概念図を図補足 3.4-1
に示す。体系はBWR 5，M a r k - II型格納容器プラントを対象
としており，解析範囲は圧力波の伝播による構造物への影響を考慮
して，
その間の及び
とした。

解析では、下部ドライウェル冷却材中での水蒸気爆発による圧力波が冷却材あるいは蒸気層部を伝播した結果、構造物に生じる荷重・変形の評価を行う。

(2) 解析結果

機械エネルギーに対するペDESTAL鉄筋に発生する塑性ひずみの評価結果の一例を、図補足 3.4-2 に示す。

解析では、ペDESTAL（ドライウェル部）内表面から外側表面に向かって評価点を複数設定しているが、ペDESTAL破損確率を評価する際は、最も塑性ひずみが大きくなっているペDESTAL（ドライウェル部）内表面から厚み方向に□の位置の解析結果を使用している。

3. ペDESTAL破損確率の評価方法

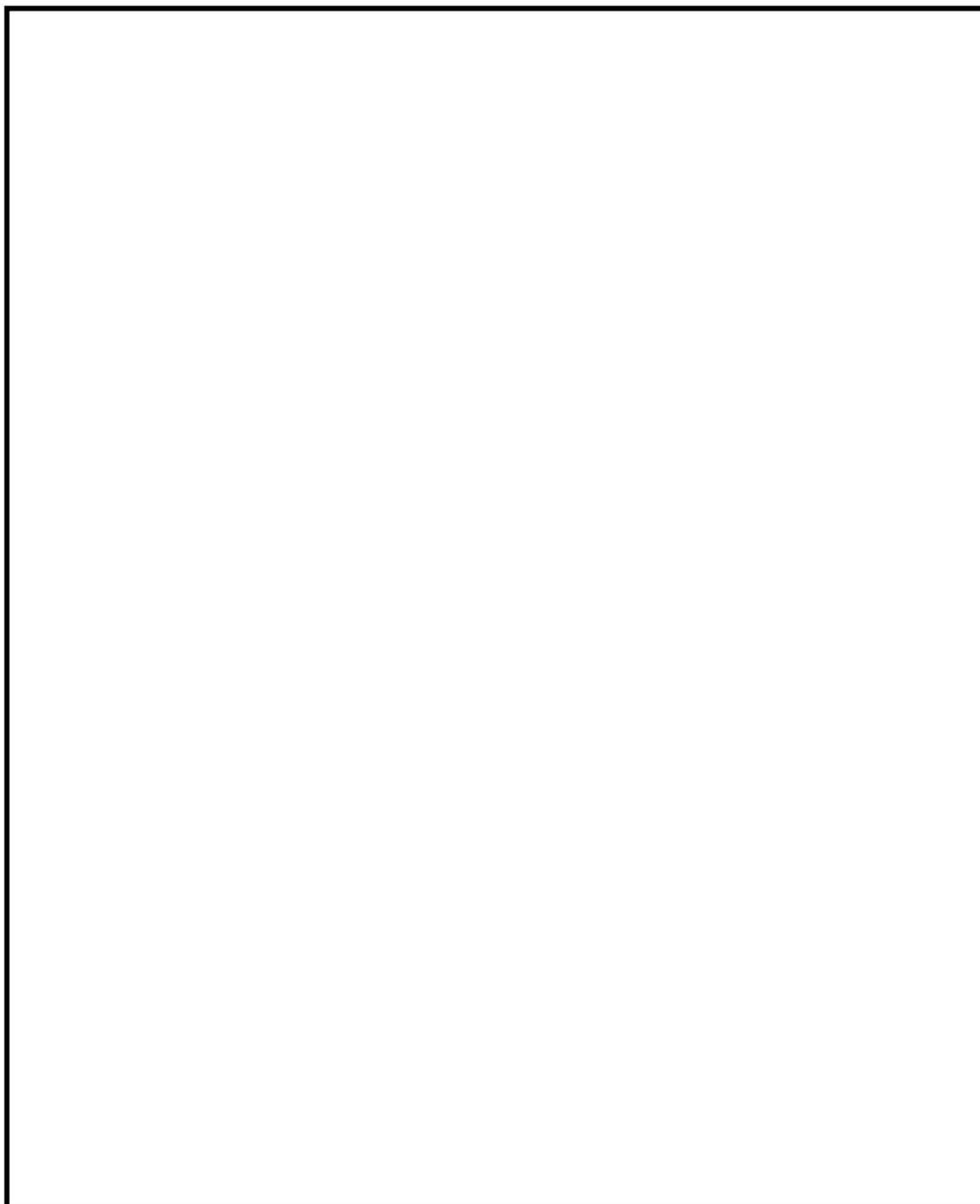
① ペDESTALが破損する塑性ひずみは、鉄筋の最大引張強さ時の塑性ひずみ □ に不確定要素 □ を考慮した塑性ひずみ □ とする。すなわち、鉄筋の塑性ひずみ □ を発生させるのに必要な機械エネルギーは □ であり（図補足 3.4-3）、この場合ペDESTALが破損するとして破損確率を 100%と仮定。

② 機械エネルギー □ により鉄筋に発生する塑性ひずみは □ であり（図補足 3.4-3）、以下の式よりペDESTAL破損確率は □ と評価されることから、機械エネルギー □ を破損確率 50%と設定。



③ 機械エネルギーが □ を越えた領域で鉄筋に塑性ひずみが発生することから、□ はペDESTAL破損確率を 0%と仮定。

④ 機械エネルギーの最大値，最尤値，最小値を、それぞれ とし，分布は を仮定し，累積のペDESTAL 破損確率分布を求め，ペDESTAL フラジリティを設定。

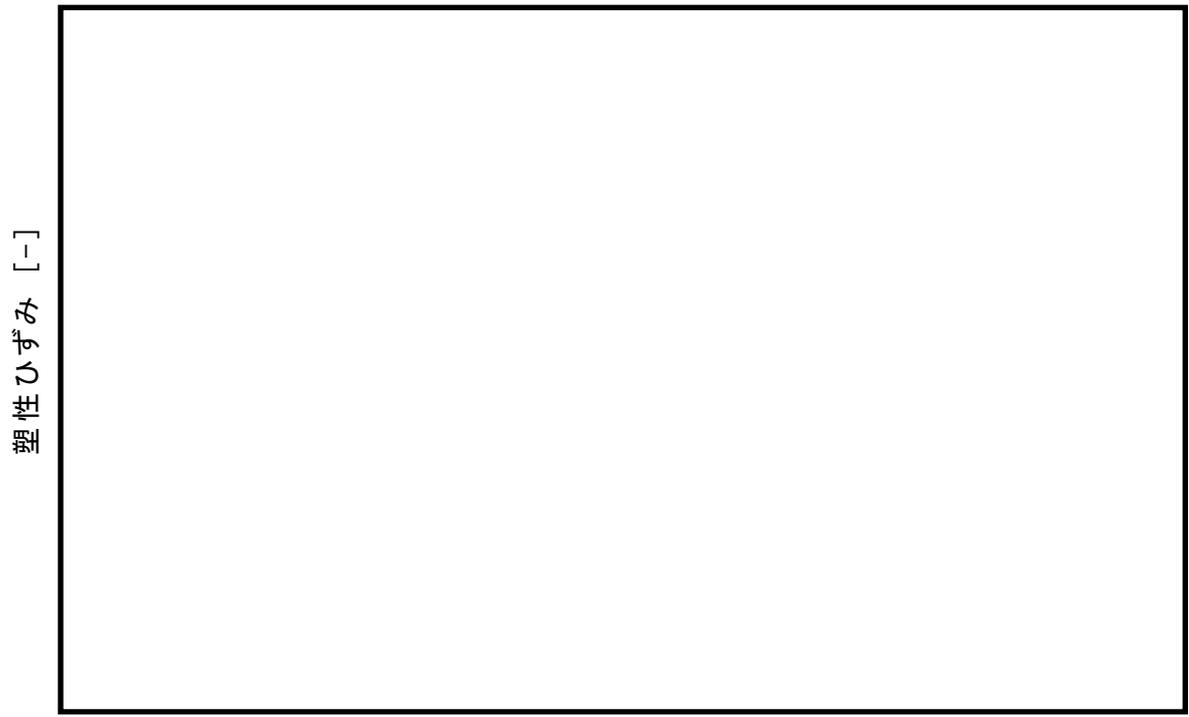


図補足 3.4-1 コードを用いた評価モデル概念図
(BWR5, Mark-II 型格納容器プラント)



塑性ひずみ [-]

図補足 3.4-2 ペデスタル鉄筋に発生する塑性ひずみの評価結果
 (機械エネルギー)



塑性ひずみ [-]

機械エネルギー [MJ]

図補足 3.4-3 機械エネルギーと鉄筋に発生する塑性ひずみの関係

4. 熔融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)

4.1 現象の概要

溶融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）は、炉心が溶融し原子炉圧力容器下部ヘッドを溶融貫通してペDESTAL（ドライウェル部）床面に落下した場合に発生し、ペDESTAL内に堆積した高温の溶融炉心によってコンクリートが熱せられ、熱分解し侵食される現象である。

コンクリートの分解により発生する水蒸気及び二酸化炭素が溶融炉心内を通過する際、未酸化金属成分と反応して水素や一酸化炭素等の非凝縮性の可燃性ガスが発生する。これらのガス発生による格納容器内の加圧が格納容器の閉じ込め機能維持に悪影響を与える可能性がある。

また、堆積溶融物の冷却が不十分で侵食が継続した場合、ペDESTAL（ドライウェル部）床が貫通し、溶融炉心がサプレッション・プールに落下する可能性がある。さらに、サプレッション・プールに落下し堆積した溶融物の冷却が不十分であり、コンクリートの侵食が発生し継続した場合には、放射性物質の地中放出が起きる可能性や、原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し、格納容器破損に至る可能性がある。

4.2 MCCIによる格納容器破損の分岐確率の評価方法について

ROAM手法により、MCCIによる格納容器破損確率の確率分布を以下のとおり評価する。ROAM手法による評価の流れを図4-1、図4-2に示す。

- (1) MCCI現象の支配パラメータについて、確率密度関数(pdf)を設定する。

- (2) 支配パラメータを基に，デブリからの除熱量の確率分布を評価する。
 - (3) デブリからの除熱量とMCCI継続確率の因果関係（CR）を評価する。
 - (4) デブリからの除熱量とMCCI継続確率の因果関係（CR），及び支配パラメータを基に，モンテカルロサンプリングにより，MCCI継続による格納容器破損確率の確率分布を評価する。
- 以上の評価により得られた格納容器破損確率の確率分布の平均値を，MCCIによる格納容器破損の分岐確率として設定する。

: 不確かさ要因

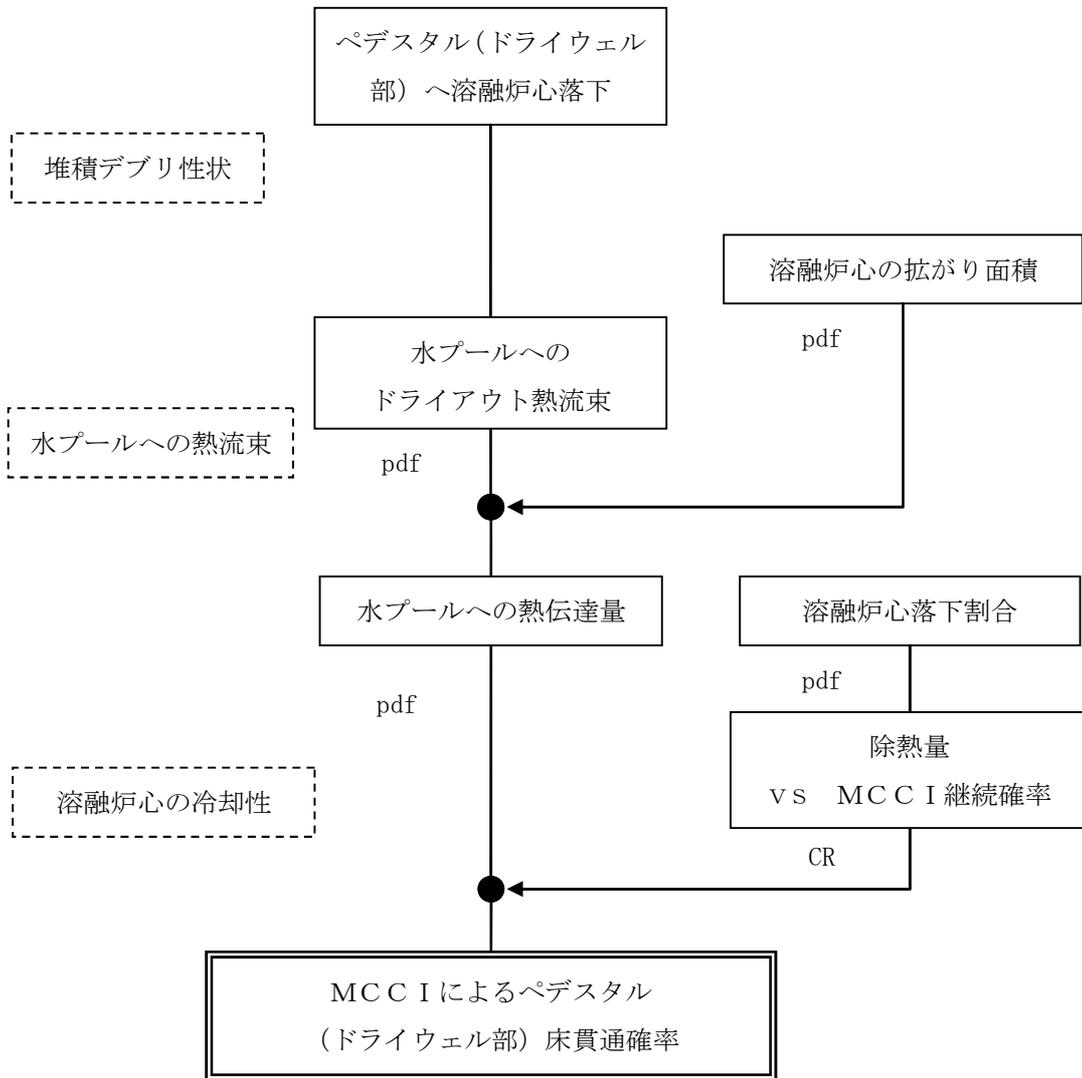


図 4-1 MCC I による格納容器破損確率の評価フロー
(ペデスタル (ドライウェル部) 床貫通確率評価まで)

: 不確かさ要因

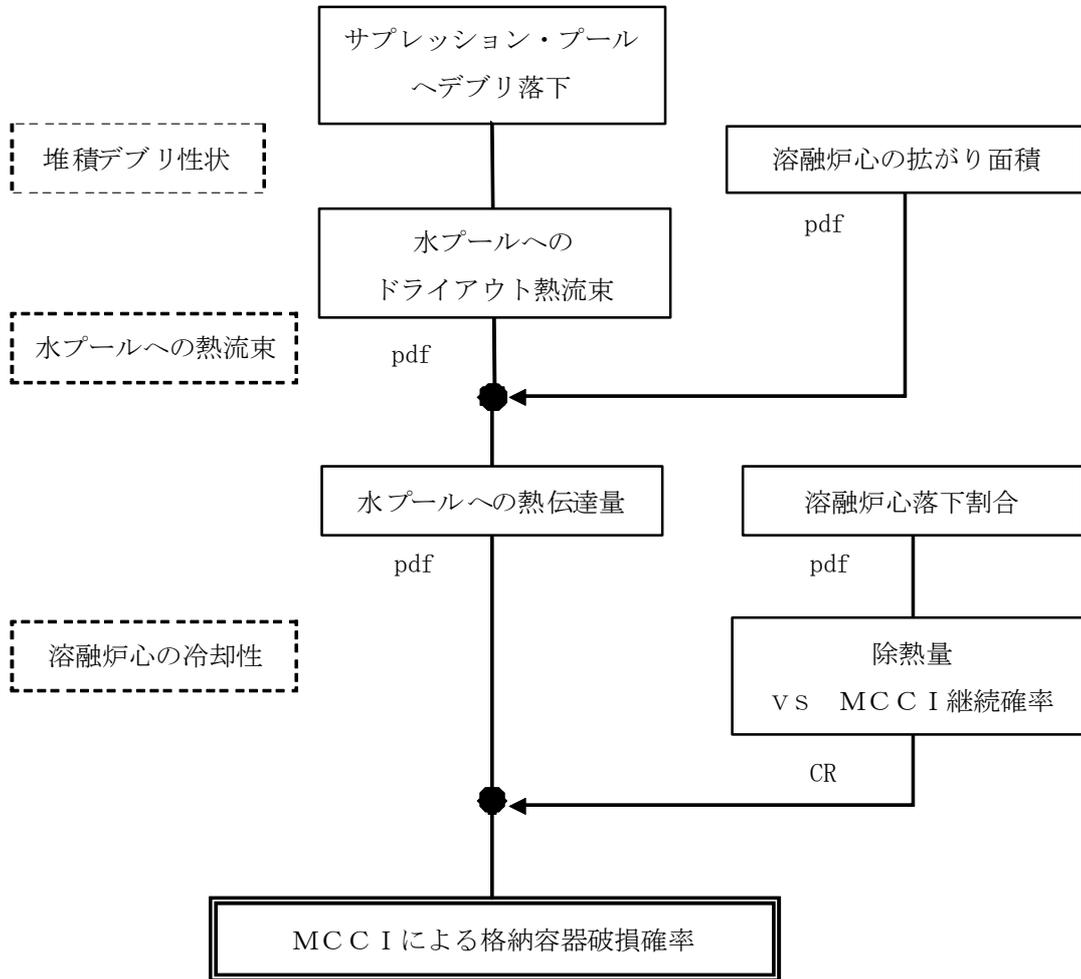


図 4-2 MCC I による格納容器破損確率の評価フロー
(サプレッション・プールヘデブリ落下後)

4.3 MCCIによる格納容器破損の分岐確率の評価結果

4.3.1 支配パラメータの確率密度関数の設定

MCCI現象の発生に関連して不確かさを考慮する支配パラメータとして以下のパラメータを選定した。

- ・ 溶融炉心落下割合
- ・ 溶融炉心の広がり面積
- ・ 水プールへのドライアウト熱流束

(補足資料 4.1)

選定したパラメータについて、表 4-1、表 4-2 に示すとおり確率密度関数を設定した。

表 4-1 支配パラメータの確率密度関数の設定

(ペDESTAL)

支配パラメータ	確率密度関数	設定の考え方
溶融炉心落下割合	分布形：一様分布 上限値： <input type="text"/> 下限値： <input type="text"/>	・ M A A P 解析結果によると全炉心の <input type="text"/> がペDESTAL (ドライウエル部) に落下するが、 <input type="text"/> 落下まで想定し設定
溶融炉心の広がり面積	分布形：三角分布 最小値：ペDESTAL (ドライウエル部) 面積の 90% 最尤値：ペDESTAL (ドライウエル部) 面積 最大値：ペDESTAL (ドライウエル部) 面積	・ ドライ条件での広がり面積として設定 ・ 最小値は、ペDESTAL (ドライウエル部) 床面面積の大部分に広がるものとして工学的判断に基づき設定 ・ 最尤値は、ペDESTAL (ドライウエル部) 床面全面に広がる可能性が高いことを考慮し設定
水プールへのドライアウト熱流束	分布形：三角分布 最小値： <input type="text"/> MW/m ² 最尤値： <input type="text"/> MW/m ² 最大値： <input type="text"/> MW/m ²	・ S S W I C S 試験を参考に設定 ・ 最小値は、クラスト浸水時のドライアウト熱流束を想定し、ハードクラストにおいて水が浸入しない場合の熱流束としても <input type="text"/> MW/m ² 程度の熱流束となることから、浸水による改善を考慮し設定

(補足資料 4.2)

表 4-2 支配パラメータの確率密度関数の設定
(サブプレッション・プール)

支配パラメータ	確率密度関数	設定の考え方
溶融炉心落下割合	分布形：一様分布 上限値： <input type="text"/> 下限値： <input type="text"/>	・ペDESTAL内の全ての溶融炉心がサブプレッション・プールに落下すると想定して設定。
溶融炉心の広がり面積	分布形：三角分布 最小値：サブプレッション・プール床面積*の 50% 最尤値：サブプレッション・プール床面積の 80% 最大値：サブプレッション・プール床面積	・最小値及び最尤値については、サブプレッション・プール水により溶融炉心の広がりが増害されること、セルフレベルリング効果による広がりを考慮し、工学的判断に基づき設定 ※サブプレッション・プール床面積はペDESTAL部に相当する面積
水プールへのドライアウト熱流束	(粒子径の分布) 分布形：三角分布 最小値： <input type="text"/> m 最尤値： <input type="text"/> m 最大値： <input type="text"/> m (ポロシティの分布) 分布形：三角分布 最小値： <input type="text"/> 最尤値： <input type="text"/> 最大値： <input type="text"/>	・プール水中で大部分が粒子化されるため、Lipinski モデルにより、粒子径、ポロシティからドライアウト熱流束を設定 (補足資料 4.2) (補足資料 4.3) ・粒子径の確率分布は、COTELS 試験を参考に設定 ・ポロシティの確率分布は、種々の粒子堆積状態を考慮して設定

4.3.2 デブリからの除熱量とMCCI継続確率との因果関係

単位時間当たりのデブリからの除熱量が与えられた場合のMCCI継続確率を次のような考え方で設定し、デブリからの除熱量とMCCI継続確率との関係式とする（図 4-3 及び図 4-4）。

- ・ 図 4-5 のMAAP 解析に基づき、溶融炉心からの除熱量が崩壊熱を除去できれば、その時点でMCCIが停止する。
- ・ 溶融炉心からの除熱量が、表 4-3 に示すペDESTAL（ドライウェル部）床面又はサブプレッション・プールへ溶融炉心が落下した直後の崩壊熱 Q_1 以上である場合、MCCIは進行しないと想定されるため、MCCI継続確率としてを設定。

- ・ 溶融炉心からの除熱量が，表 4-3 に示すコンクリート侵食が許容限界まで進行した時点の崩壊熱 Q_2 以下である場合，許容限界以上に侵食されると想定されるため，MCCI 継続確率として を設定。

(補足資料 4.4)

- ・ 溶融炉心からの除熱量が， Q_1 と Q_2 の中間である場合は，許容範囲内である程度コンクリート侵食が継続した後，MCCI が停止すると想定されるため，除熱量で直線内挿して MCCI 継続率を設定。

表 4-3 デブリからの除熱量の想定

	Q_1	Q_2
ペDESTAL (ドライウエル部)	<u>定格出力の 1%</u> ×0.8 [*] ×溶融炉心落下割合 (溶融炉心がペDESTAL (ドライウエル部) へ落下すると想定される事故後 3 時間の崩壊熱を想定)	<u>定格出力の 0.66%</u> ×0.8 ×溶融炉心落下割合 (コンクリート侵食が，許容限界となると想定される事故後 15 時間の崩壊熱を想定)
サプレッション・プール	<u>定格出力の 0.8%</u> ×0.8 ×溶融炉心落下割合 (溶融炉心がサプレッション・プールへ落下すると想定される事故後 8 時間の崩壊熱を想定)	<u>定格出力の 0.61%</u> ×0.8 ×溶融炉心落下割合 (コンクリート侵食が許容限界となると想定される事故後 20 時間の崩壊熱を想定)

※ 燃料損傷時に高揮発性核種 (希ガス，ヨウ素，セシウム等) が燃料外へ放出され，発熱に係る核分裂生成物が 80% に減衰する。



図 4-3 デブリからの除熱量とMCCI継続確率の関係
 (ペDESTAL)



図 4-4 デブリからの除熱量とMCCI継続確率の関係
 (サプレッション・プール)

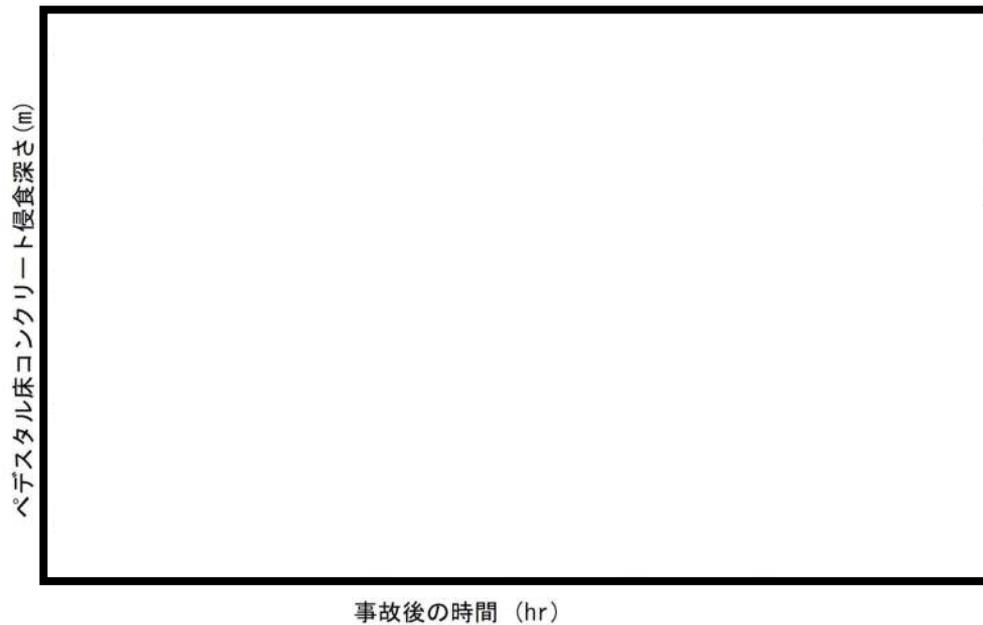


図 4-5 MAA P 解析結果

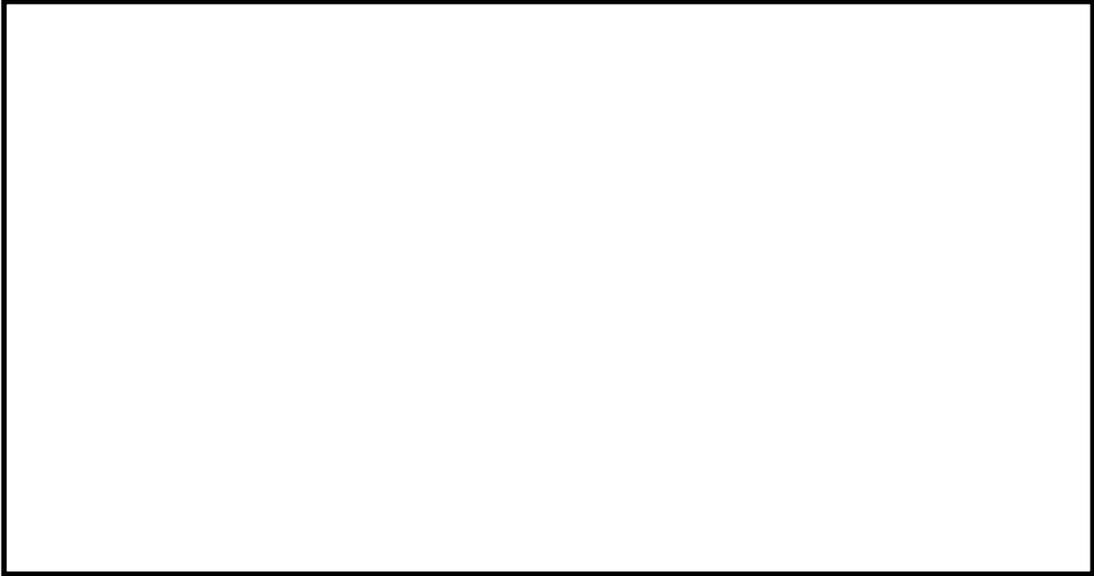
4.4.3 MCC I による格納容器破損の分岐確率の評価

支配パラメータのモンテカルロサンプリング結果として得られたデータからの除熱量の確率分布とMCC I 継続確率との因果関係により、MCC I 継続による格納容器破損確率の確率分布を評価し、その平均値をMCC I 継続による格納容器破損の分岐確率として設定した。

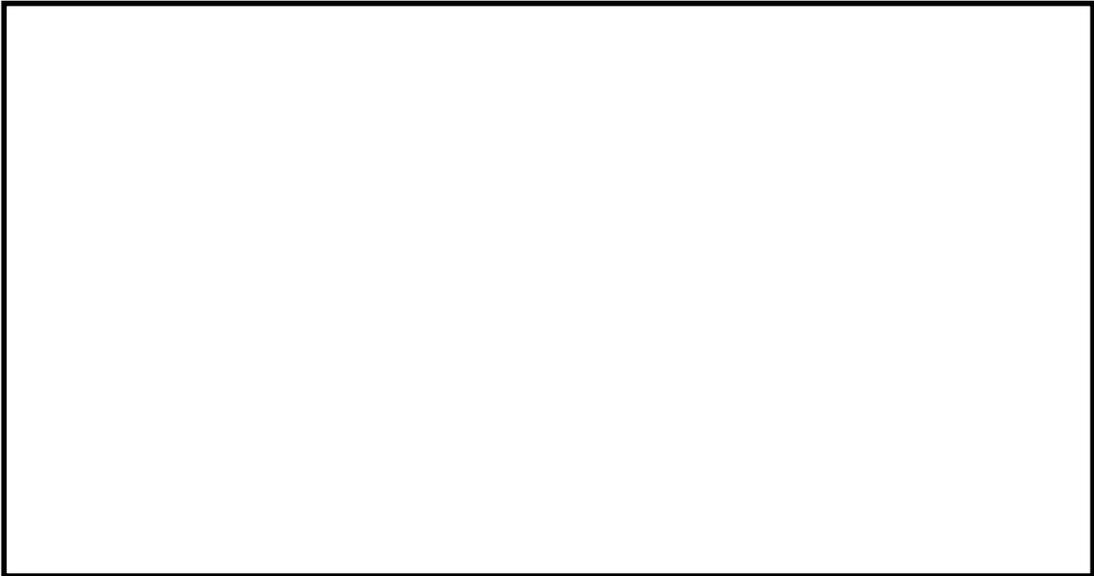
格納容器破損確率の確率分布を図 4-6 に、分岐確率を表 4-4 に示す。

表 4-4 MCC I による格納容器破損の分岐確率

	ペDESTAL (ペDESTAL (ドライ ウェル部) 床貫通)	サプレッション・プール (格納容器破損)
MCC I による格納 容器破損確率		



a) ペDESTAL (ドライウエル部) (床貫通)



b) サプレッション・プール (格納容器破損)

図 4-6 格納容器破損確率の確率分布

M C C I 現象の支配パラメータの選定について

M C C I は、炉心損傷進展が抑制されない場合、熔融炉心が格納容器下部ヘッドを熔融貫通してペDESTALに落下し、落下した熔融炉心が十分に冷却されない場合に、高温の熔融炉心からの熱の移行により、コンクリートが熱分解し侵食される事象である。また、コンクリート侵食が継続すると、ペDESTAL（ドライウェル部）床を貫通してサブプレッション・プールに落下する。さらに、サブプレッション・プールで M C C I が発生し継続した場合、ベースマツト貫通による放射性物質の地中放出や原子炉圧力容器支持構造の強度低下による格納容器破損に至る可能性がある。

これまでの知見により、M C C I の主要過程は下記 2 つに分けられる。

- (1) 熔融炉心落下
- (2) 熔融炉心から水プールへの熱伝達

これらの過程における影響を与えるパラメータ及びそれらのパラメータのうち R O A A M 手法による評価において不確かさを考慮する支配パラメータについて選定した。この選定の考え方について、以下に説明する。

- (1) 熔融炉心の落下
 - ① 熔融炉心落下割合

支配パラメータとして不確かさを考慮する。熔融炉心落下割合により、床上の熔融炉心堆積高さが異なるため、熔融炉心落下割

合は堆積溶融炉心の冷却性に直接影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

② 溶融炉心の広がり

支配パラメータとして不確かさを考慮する。溶融炉心の広がり面積が小さい場合、堆積高さは増え、冷却性を悪くするため、溶融炉心の広がりには堆積溶融炉心の冷却性に直接影響する支配パラメータとして不確かさを考慮する。

③ 溶融炉心落下時の水深

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。水張りの有無は、溶融炉心の広がり及び水プールへのドライアウト熱流束の設定に影響があるため、これらの支配パラメータにおいて不確かさを考慮する。

④ 粒子化割合（水張り有）

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。Lipinski モデルにおいて粒子状コリウムベッド高さが考慮されており、粒子化割合は粒子状コリウムベッド高さに影響を与えるが、本事象として取り得る値の範囲においては熱流束への感度が無いことから、不確かさを考慮しない。

⑤ 塊状溶融炉心高さ（水張り無）

支配パラメータとして不確かさを考慮しない。塊状溶融炉心への浸水により十分な熱流束が得られるとの知見から、水プールへのドライアウト熱流束の中で不確かさを考慮する。

(2) 溶融炉心から水プールへの熱伝達

① 水プールへのドライアウト熱流束（水張り無し）

支配パラメータとして不確かさを考慮する。事前水張り無し時

の水プールへのドライアウト熱流束は、溶融炉心落下後の注水におけるクラスト浸水時のドライアウト熱流束として設定する。

② 粒子径（水張り有）

支配パラメータとして不確かさを考慮する。水プールヘデブリが落下した場合、水プールへのドライアウト熱流束は Lipinski モデルにより計算されるため、Lipinski モデルのパラメータである粒子径を考慮する。

③ ポロシティ（水張り有）

支配パラメータとして不確かさを考慮する。水プールヘデブリが落下した場合、水プールへのドライアウト熱流束は Lipinski モデルにより計算されるため、Lipinski モデルのパラメータであるポロシティを考慮する。

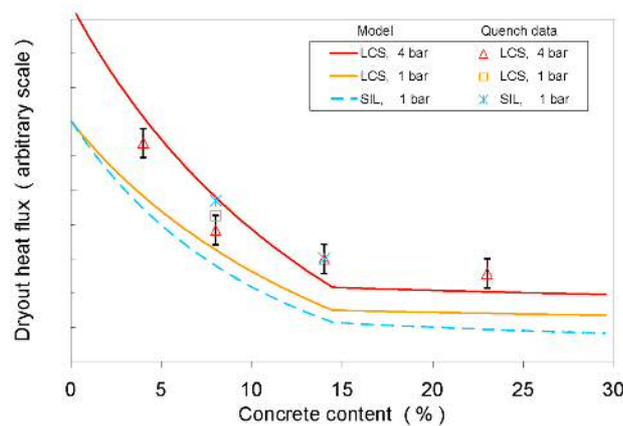
プール水へのドライアウト熱流束の確率分布の設定方法について

(1) ペデスタル（ドライウエル部）

事前水張り無しを想定し、溶融炉心落下後に注水する条件にて設定。

最小値は、クラスト浸水時の除熱量として設定し、S S W I C S 試験^[1]において、ハードクラストが生成した場合における熱流束として $0.15\text{MW}/\text{m}^2$ が与えられている。実際には、クラストへの浸水により熱流束は更に高くなると考えられるため、 $0.2\text{MW}/\text{m}^2$ を設定。

最尤値及び最大値については、コンクリート取り込み時のドライアウト熱流束（図補足 4.2-1）を基に設定。



図補足 4.2-1 コンクリート取り込み時のドライアウト熱流束

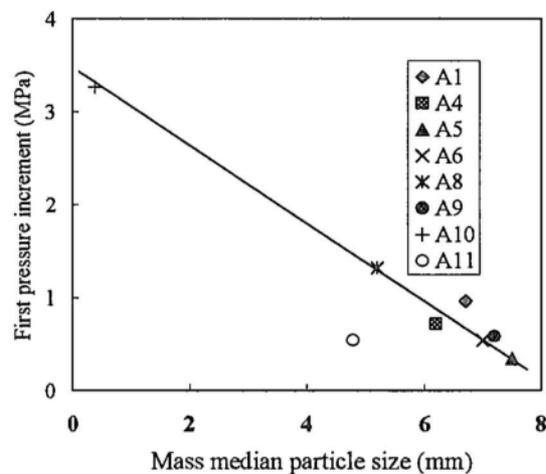
最尤値は、玄武岩系（S I L）のうち、比較的コンクリート含有量が少ない領域（5%付近）の代表値から $0.3\text{MW}/\text{m}^2$ と設定。

最大値は、コンクリート含有率 0% の値に、圧力上昇による熱伝達促進を加味して $0.5\text{MW}/\text{m}^2$ と設定。

(2) サプレッション・プール

a. 粒子径

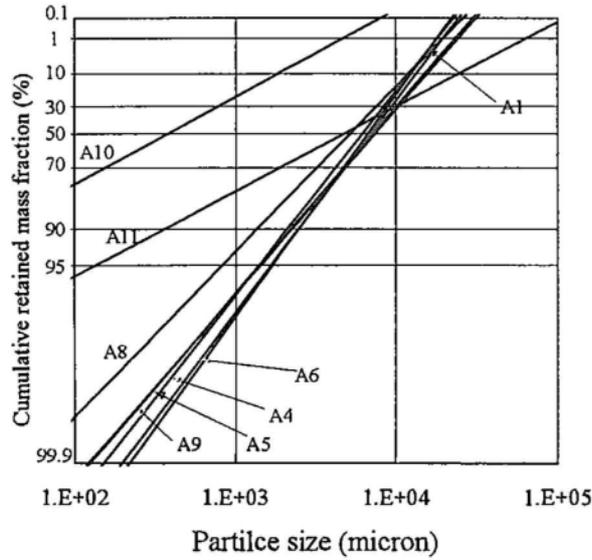
COTEL S 試験^[2]において、水中に溶融炉心を落下させた場合の粒子径（図補足 4.2-2）を基に設定。



図補足 4.2-2 質量平均粒径

図補足 4.2-2 では、粒径の平均値は約 5mm であることから、最尤値として 0.005m を設定。

最小値及び最大値については、粒子径が桁の範囲でばらつくこと（図補足 4.2-3）を考慮し、それぞれ 0.0005m, 0.05m を設定。



図補足 4.2-3 粒径と累積保持質量割合

b. ポロシティ

最小値は、面心立方格子で最稠密で堆積し、その隙間に小径粒子が入ることを考慮して工学的判断において 0.2 を設定。

最大値が、単一粒径の単純立方格子相当として 0.5 を設定。

最尤値は、粒子状ベッドのポロシティ測定値（表補足 4.2-1）を基に設定。

表補足 4.2-1 Miyazaki 他の混合粒子径^[3]

	1 mm	2 mm	3 mm	d_{eq} (mm)	ϵ
A	66.7(%)	33.3(%)	—	1.2	0.364
B	33.3	66.7	—	1.5	0.360
C	11.1	88.9	—	1.8	0.368
D	50	—	50	1.5	0.337
E	25	—	75	2.0	0.327
F	10	—	90	2.5	0.357

$$d_{eq} = (\sum m_i / d_i)^{-1}$$

参考文献

- [1]Farmer ,M. T., Lomperski ,S. (ANL) and Basu ,S. (NRC),” Status of the Melt Coolability and Concrete Interaction (MCCI) Program at Argonne National Laboratoryy, Paper 5644, Proc. of ICAPP’ 05, Seoul, Korea, May 15-19, 2005
- [2]Kato,M. et al. “COTELS Project (2): Fuel Coolant Interaction Tests under Ex-Vessel Conditions” . OECD Workshop on Ex-Vessel Debris Coolability, Karlsruhe Germany, November 1999.
- [3]Miyazaki. Et al. “Dryout Heat Flux for Core Debris Bed, (II) Effects of Particle size Mixing and Coolant Flow” . Journal of Nuclear Science and technology, 23[9], pp.769-778, Sep.1986.

Lipinski モデルについて

コリウム粒子が堆積して形成される粒子状コリウムベッドの冷却については次式で与えられる Lipinski モデルを用いて除熱量を評価している。

$$q_{dry} = \frac{h_{hg} [\rho_g (\rho_w - \rho_g) g \eta_{pb} (1 + \gamma_{pb} / z_{pb})]^{1/2}}{[1 + (\rho_g / \rho_w)^{1/4}]^2}$$

$$\gamma_{pb} = \frac{\sigma_{pb} (\varepsilon_{pb} / \kappa_{pb})^{1/2}}{\sqrt{5} (\rho_w - \rho_g) g} \quad \kappa_{pb} = \frac{d_{pb}^2 \varepsilon_{pb}^3}{180 (1 - \varepsilon_{pb})^2}$$

$$\eta_{pb} = \frac{d_{pb} \varepsilon_{pb}^3}{1.75 (1 - \varepsilon_{pb})}$$

d_{pb} : コリウム粒子径 [m] g : 重力加速度, 9.807[m/s²]

h_{hg} : 蒸発潜熱 [kJ/kg] z_{pb} : 粒子状コリウムベッド高さ[m]

ε_{pb} : 粒子状コリウムベッド空隙率[-] ρ_g : 蒸気密度 [kg/m³]

ρ_w : 水密度[kg/m³] σ_{pb} : 表面張力 [N/m]

M C C I による侵食量の許容限界について

M C C I による侵食量の許容限界について、格納容器破損形態を考慮し、ペDESTAL（ドライウエル部）及びサプレッション・プールについて、それぞれ以下のとおり設定する。

(1) ペDESTAL（ドライウエル部）

ペDESTAL（ドライウエル部）においてM C C I が発生した場合、壁面及び床面のコンクリートが侵食される。壁面が侵食された場合には、原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し、原子炉圧力容器の転倒による格納容器破損等が考えられる。床面が侵食された場合には、ペDESTAL床（ドライウエル部）を貫通し、溶融炉心がサプレッション・プールに落下し堆積することが考えられる。

代表M a r k - II 型格納容器プラントでは、床面の厚さは最も薄いサンプル部で約 m であり、壁面の厚さは約 m であることから、床面の貫通が先行して発生するものと考えられる。

以上から、ペDESTAL（ドライウエル部）におけるM C C I については、直接格納容器破損には至らず、床面が m 侵食された場合にペDESTAL床を貫通し、溶融炉心がサプレッション・プールに落下し堆積することとする。

(2) サプレッション・プール

サプレッション・プールにおいてM C C I が発生した場合、ペDESTAL（ドライウエル部）と同様に壁面及び床面（ベースマッ

ト) のコンクリートが侵食される。壁面が侵食された場合には、原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し、原子炉圧力容器の転倒による格納容器破損等が考えられる。また、ベースマットが侵食された場合には、ベースマットを溶融貫通し、放射性物質の地中放出が起きる可能性がある。ただし、ベースマット溶融貫通までの過程で、壁面の侵食により原子炉圧力容器支持機能が喪失し格納容器が破損すると考えられる。

以上から、サプレッション・プールにおけるMCCIについては、壁面が□m侵食された場合に原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し、原子炉圧力容器の転倒等により格納容器が破損するものとする。

なお、サプレッション・プール側面の侵食量については原子炉圧力容器支持構造の強度に影響を与える量ではないが、保守的な設定として、ペDESTAL床貫通相当の侵食量において、原子炉圧力容器支持構造の強度が低下し格納容器破損に至るものとして設定している。

以上から、ペDESTAL（ドライウェル部）、サプレッション・プールともに、MCCIによる侵食量の許容限界として、□mを設定する。

格納容器隔離の分岐確率の妥当性について

1. 格納容器隔離の参考文献（NUREG/CR-4220^[1]）

内部事象レベル 1.5 PRAにおける格納容器隔離失敗の分岐確率は、格納容器隔離失敗による大規模な漏えいを想定しており、NUREG/CR-4220を基に $5.0E-3/d$ として設定している。NUREG/CR-4220では、米国のLER(Licensee Event Reports)(1965年～1984年)を分析し、表1に示すとおり大規模漏えい事象4件を抽出、発生件数4件を運転炉年(740炉年)で除すことにより、格納容器隔離失敗の発生頻度を算出している。

なお、抽出された4件以外にもエアロック開放に関する事象が75件発生しているが、これらの事象は数時間以内の短時間であり、大規模な漏えい事象には至っていない。

表1 大規模漏えいとして抽出された事象

Reactor	Year	Event
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open
San Onofre 1	1977	Holes in Containment
Palisades	1979	By-pass Valves Open
Surry 1	1980	Holes in Containment

なお、上記の大規模漏えい事象はいずれもPWRで発生した事象であり、BWRにおいては、出力運転中は格納容器内を窒素置換し管理しているため、格納容器からの漏えいが存在する場合は、格納容器圧

力の低下等により速やかに検知できる可能性が高いと考えられる。

2. 東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗の経路

東海第二発電所で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すとおりである。

(1) 機械的破損による隔離機能喪失

a. 格納容器貫通部からの漏えい

格納容器の電気配線貫通部のシール材の劣化や配管貫通部の管台の割れ等がある場合には、格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。

b. 格納容器アクセス部からの漏えい

ドライウェル主フランジ、機器搬入用ハッチ、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

c. 格納容器バウンダリからの漏えい

格納容器スプレイ配管、不活性ガス系、可燃性ガス濃度制御系等は格納容器雰囲気と連通しており、これらのバウンダリが破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

(2) 人的過誤による隔離機能喪失

a. 漏えい試験配管からの漏えい

定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。

3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献

レベル1. 5 P R Aでは、1984年までのデータを用いたN U R E G / C R - 4 2 2 0を基に格納容器隔離失敗の分岐確率を設定している。最近の格納容器隔離失敗に関する報告としては、E P R I 報告書^[2]がある。E P R I 報告書では、米国における2007年時点までの総合漏えい率試験（I L R T : Integrated Leak Rate Test）の実績が整理されており、大規模漏えいに至る事象としては設計漏えい率の35倍を基準としているが、発生実績は0件となっている。

大規模漏えいに至る事象実績0件（計算上0.5件としている）をI L R T 試験数217件で除して隔離機能喪失を以下のとおり算出した。

$$0.5 / 217 = 2.3E-3$$

大規模漏えいに至る事象実績* : 0.5件

I L R T 試験数 : 217件

※ 発生経験がないため、発生実績を0.5件と仮定。

この値は、N U R E G / C R - 4 2 2 0で評価された格納容器隔離失敗確率の $5.0E-3/d$ よりも小さい値となっており、E P R I 報告書の結果を考慮してもN U R E G / C R - 4 2 2 0の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。

4. 参考文献

[1] NUREG/CR-4220, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, U.S. NRC,

[2] Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, EPRI, October 2008

原子炉圧力容器内溶融物保持（I V R）の取扱いについて

1. はじめに

原子炉圧力容器内溶融物保持（I V R : In-Vessel Retention）は、炉心支持板が破損した後に、溶融炉心が原子炉圧力容器下部プレナム部において冷却されることにより、原子炉圧力容器内に保持される現象である。

本 P R A では、1979 年に発生した米国スリーマイルアイランド原子力発電所 2 号機の事故において I V R が達成されたことや I V R に関する実験結果を勘案し、イベントツリーに I V R のヘディングを設け、その達成に分岐確率を与えている。補足資料 1 に I V R に関する知見を整理する。

シビアアクシデント時において I V R が達成された場合、溶融炉心が原子炉圧力容器内に保持されることから、原子炉圧力容器外で発生する物理化学現象（溶融炉心 - 冷却材相互作用、格納容器雰囲気直接加熱、溶融炉心・コンクリート相互作用等）の発生を回避することができ、格納容器破損に至る脅威を大幅に低減することができる。このため、I V R 現象は、シビアアクシデント時の事故進展に大きな影響があるため、本 P R A における I V R の取扱いについて以下に述べる。

2. 本 P R A における I V R の取扱いについて

T Q U X の事故進展解析において、事象発生から 2 時間後に原子炉注水を実施した場合に、炉心支持板の破損を回避できることを M A A P コードにより確認している（図 1）が、本 P R A においては、

炉心支持板が破損するものと仮定し，下部プレナム部での I V R の成否 を考慮している。

しかしながら，下部プレナム部での I V R 現象には大きな不確かさがあることを踏まえ，炉心支持板が破損する仮定に加え，下部プレナムでの I V R にも必ず失敗すると仮定した感度解析を実施した。

3. 感度解析

I V R に必ず失敗するとした場合（分岐確率 1）の感度解析を実施し，その影響を評価した。感度解析の結果を図 2 及び表 1 に示す。

これらの結果より I V R に必ず失敗するとした場合には，過圧破損（長期冷却失敗）が僅かに減少し，水蒸気爆発（ペDESTAL（ドライウェル部）及びサプレッション・プール）及び熔融炉心・コンクリート相互作用が僅かに増加するが，全格納容器破損頻度に対しては，有意な感度がないことがわかる。以上により，I V R 現象考慮の有り／無しによる支配的な格納容器破損モードに対して影響はないことを確認した。

表 1 I V R を考慮しない場合の感度解析結果

格納容器破損モード	格納容器破損頻度（／炉年）	
	ベースケース	感度解析ケース
インターフェイス システム LOCA	4.8E-10	4.8E-10
格納容器隔離失敗	6.1E-10	6.1E-10
過圧破損 （未臨界確保失敗）	2.5E-08	2.5E-08
過圧破損 （崩壊熱除去失敗）	6.0E-05	6.0E-05
過圧破損 （長期冷却失敗）	<u>2.0E-08</u>	<u>2.0E-08</u>
過温破損（RPV 高圧破損）	7.9E-08	7.9E-08
過温破損（RPV 低圧破損）	4.9E-10	4.9E-10
格納容器雰囲気 直接加熱	8.5E-09	8.5E-09
水蒸気爆発 （ペDESTAL（ドライウェ ル部））	<u>2.2E-14</u>	<u>9.8E-14</u>
水蒸気爆発 （サプレッション・プール）	<u>2.5E-09</u>	<u>3.4E-09</u>
溶融炉心・コンクリート 相互作用	<u>1.3E-10</u>	<u>1.8E-10</u>
全格納容器破損頻度	6.1E-05	6.1E-05

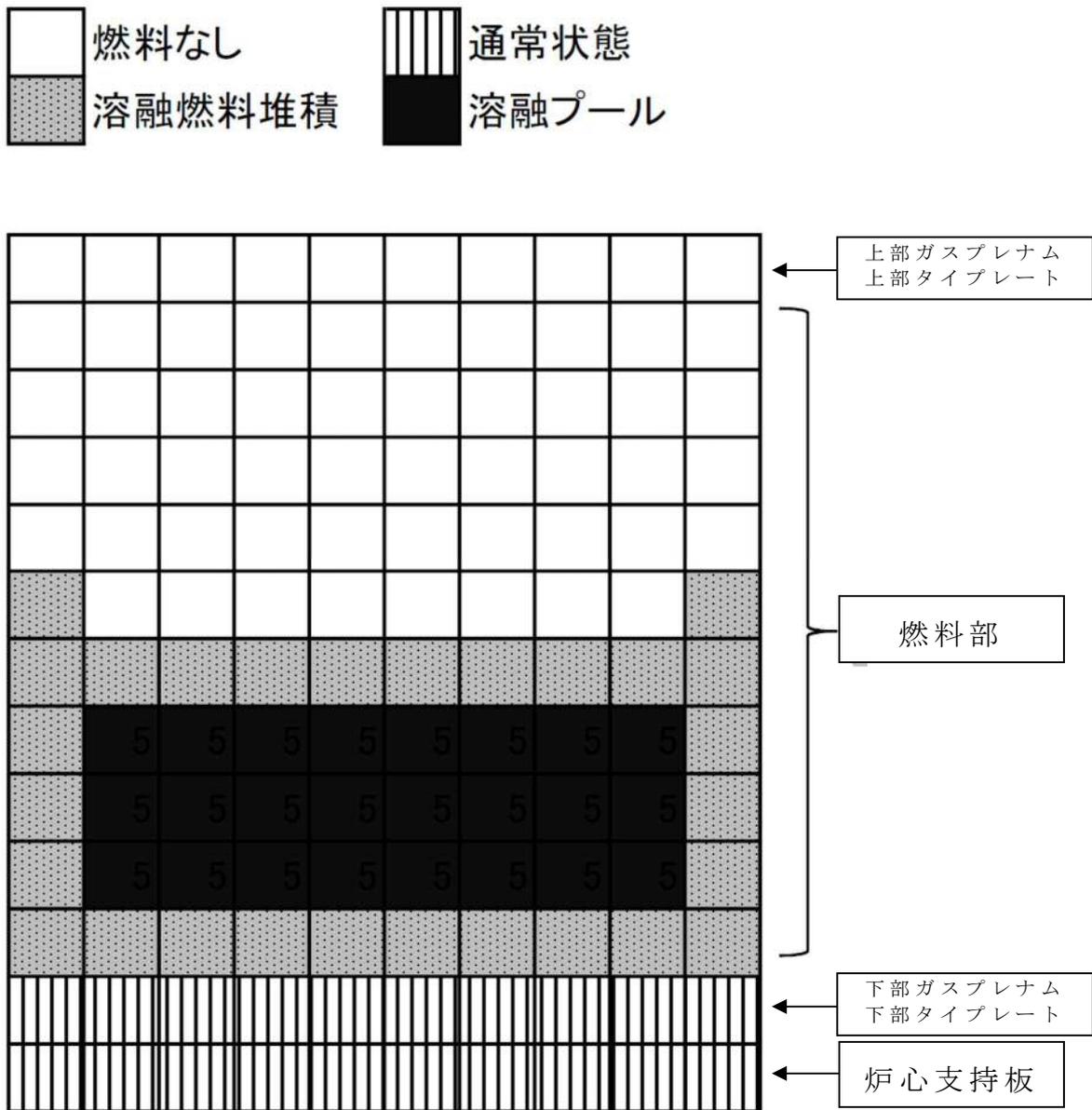


図 1 事象発生から 2 時間で原子炉注水した場合の炉心状態

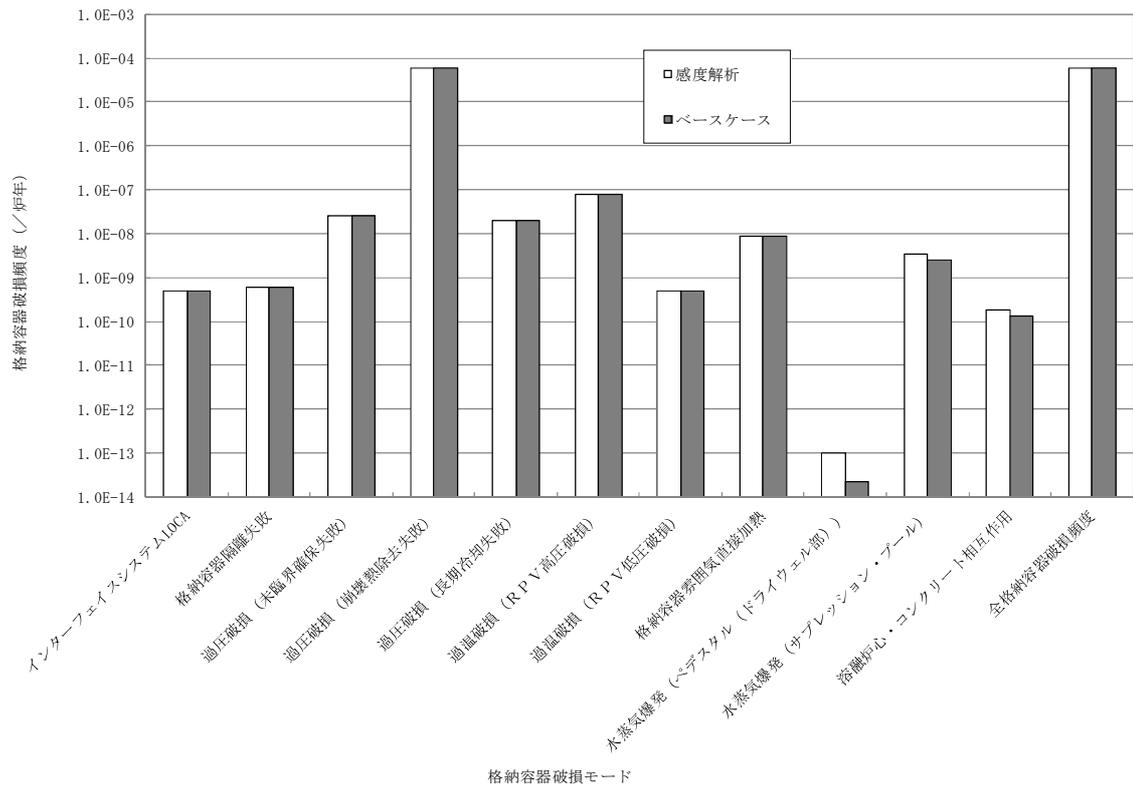


図 2 I V R を考慮しない場合の感度解析結果

原子炉压力容器内溶融物保持（I V R）に関する知見の整理

1. はじめに

ここでは、I V R 現象並びに T M I - 2 事故及びこれまでに国内外で実施された I V R に関する試験の結果等の知見を整理した。

2. I V R 現象の概要^[1]

(1) 原子炉压力容器下部ヘッ드의破損挙動

原子炉压力容器下部ヘッ드의破損モードとその概要を図 1 に示す。下部ヘッ드의破損モードとして、貫通部過温破損，貫通部溶融逸出，下部ヘッド全体破損及び下部ヘッド局所破損が想定される。これらの破損は，下部ヘッド及び制御棒駆動機構案内管などの貫通部における溶融炉心による加熱に伴う温度上昇や原子炉压力容器の内圧上昇時における下部ヘッ드의弾塑性挙動やクリープ挙動によって支配される。また，下部ヘッド構造材と溶融炉心との材料的な相互作用も下部ヘッ드의健全性に影響を与える。

(2) 原子炉压力容器下部プレナム部での炉心溶融物の挙動

原子炉压力容器下部プレナム部での溶融炉心の挙動を図 2 に示す。原子炉压力容器下部プレナム部での溶融炉心の挙動は，炉心溶融物落下時の過程と溶融プール形成時の伝熱流動（成層化）の過程に分けられる。

原子炉压力容器下部プレナム部での溶融物の挙動は，冷却水の有無に大きく影響される。すなわち，溶融物落下時に下部プレナム部に冷却水が存在する場合は，粒子状デブリの生成，溶融物の

下部クラストと原子炉圧力容器壁間の間隙（ギャップ）や溶融物中の亀裂（クラック）の生成の促進が期待できる。また，溶融物落下以降における冷却水注水が存在する場合は，粒子状デブリ層，溶融プール層及び金属層の除熱が促進され，下部ヘッド過熱の抑制が期待できる。

3. 知見の整理^{[1]~[3]}

(1) T M I - 2 事故

1979年に発生した米国T M I - 2の事故では，炉心冷却機能が喪失したことにより，炉心の一部が溶融したが，事象発生から約3時間半後に運転員が高圧E C C Sを起動し，その後炉心は再冠水した。T M I - 2事故では，約19トンの溶融炉心（全炉心の約16%）が原子炉圧力容器下部に落下したが，下部ヘッドの顕著な破損はなく，溶融炉心が原子炉圧力容器内部に保持された。T M I - 2の事故後の炉心状態^[2]を図3に示す。

(2) A L P H A 実験

a. 実験の概要

日本原子力研究所では，事故時格納容器挙動試験（A L P H A）計画において，原子炉圧力容器下部プレナム内における溶融炉心の冷却性に関する実験が実施された。

実験では，テルミット反応により生成したアルミナを模擬溶融炉心として用い，実験ごとに投入アルミナ重量を変えて，冷却水が存在する下部ヘッド実験容器に落下させている。

なお，自発的な水蒸気爆発の発生を抑制するために，実験設備を設置したA L P H A装置の模擬格納容器内を約1.3MPaまで加圧

している。

b. 実験装置の概要

実験装置の概念と下部ヘッド実験容器の構造を図 4 及び図 5 に示す。

c. 実験の結果

実験の結果，アルミナと容器壁とが密着せず両者の境界に隙間が形成され，固化したアルミナと容器壁との境界に幅 1mm～2mm 程度の隙間を確認した。また，隙間への冷却水侵入が，下部プレナム内における熔融炉心の冷却に関与するかの確認のため，熔融炉心の自然対流により生じる固化体外壁における熱流束と狭隘流路内の限界熱流束を比較評価した。その評価結果を図 6 に示す。図中の曲線の交点に対応する下部プレナム内熔融炉心深さが，その隙間幅で冷却できる最大深さに相当する。よって，下部プレナムに形成される熔融炉心深さが 0.5m 程度（TMI-2 事故程度）であり，1mm～2mm の隙間が形成されれば冷却可能であるが，大量の熔融炉心が下部プレナム移行する状況では，隙間への冷却水侵入だけでは不十分である可能性が高いことが判明した。

(3) LAVA 実験

a. 実験の概要

韓国原子力研究所（KAERI）において，LAVA 実験が実施された。実験では，テルミット反応により生成した熔融アルミナのみ又は熔融アルミナと熔融鉄の両方を模擬熔融炉心として用い，冷却水を満たした下部ヘッド模擬実験容器に落下させている。

b. 実験装置の概要

実験装置の概要を図 7 に示す。実験容器は炭素鋼製の半球部と円筒部であり、半径 0.25m 及び肉厚 0.025m となっている。

c. 実験の結果

実験の結果、熱膨張による容器の膨張とともに、大きさの異なる永久歪みが残っていることが示された。また、アルミナのみを模擬熔融炉心として用いた場合、ALPHA 実験と同様に容器壁温度の急激な低下が観測された。この現象は、実験容器壁と固化熔融物との境界における隙間形成と隙間内への冷却水の侵入が関連し、冷却水の沸騰で発生する水蒸気が多孔質のアルミナ固化体内部を通過して排出されるため、冷却水の侵入が容易になるとの考察がされている。また、アルミナと鉄の混合熔融物の場合は、アルミナのみに比べて実験容器壁の温度低下速度が小さくなる結果となっている。

(4) FOREVER 実験

a. 実験の概要

スウェーデン王立工科大学（RIT）において実施されている FOREVER 実験は、下部プレナム内における熔融炉心の自然対流、下部ヘッドのクリープ変形及び熔融炉心と下部ヘッド境界におけるギャップ形成とギャップ冷却に関連する実験である。

なお、熔融物の自然対流による容器への熱負荷及び容器のクリープ変形に関する知見を得ることを目的としているため、冷却水を用いていない。

b. 実験装置の概要

実験装置の概要を図 8 に示す。実験容器は、実炉の 1/10 規

模（直径 0.4m 及び肉厚 0.015m）の炭素鋼製の下部ヘッド模擬容器となっている。

c. 実験の結果

実験の結果，初期に熱膨張が見られ，容器を加圧した後にクリープによる容器の変形（膨張）が生じた。クリープ歪み速度は 0.125%/hr 程度である。変位計測の結果から，径方向ではなく軸方向の変位が生じていることが示された。溶融物から容器への局所熱流束の分布を図 9 に示す。容器中心軸から約 70 度の位置において最大熱流束を示した。この傾向は，これまでに多くの研究機関等で実施された内部発熱を伴う自然対流実験の結果と定性的に一致するものであった。

(5) 米国 F A I における実験

a. 実験の概要

米国の F A I 社（Fauske and Associates, Inc.）において，N R C，E P R I，日本産業界等の出資による国際的な協力プログラムとして炉心溶融物冷却試験が実施された。

また，T M I - 2 炉容器調査計画（V I P）では，下部ヘッドの温度が約 1,100℃まで上昇し，その後冷却されることがわかったが，冷却に至るメカニズムは特定できなかったため，原子炉圧力容器の内壁が高温にさらされた状態において，酸化物溶融物と密着しないことにより冷却される点に着目して実験が実施されている。

実験は，2つのフェーズからなり，いずれも内径 30cm の模擬原子炉圧力容器下部ヘッドに，高温の模擬溶融物質を落下させている。フェーズ 1 では，模擬下部ヘッドの中に，テルミット

反応により熔融させた熔融二酸化アルミニウムと熔融鉄との混合物約 40kg を流入させる。フェーズ 2 では、テルミット反応によって熔融させた熔融二酸化アルミニウムと熔融鉄の混合物から二酸化アルミニウムのみ約 20kg を分離して模擬下部ヘッドに落下させている。

b. 実験装置の概要

実験装置の概要を図 10 に示す。

c. 実験の結果

実験の結果、模擬下部ヘッド内に水が存在する場合に、熔融鉄と熔融二酸化アルミニウムの混合物の場合及び熔融二酸化アルミニウム単独でも、熔融物は容器に密着することなく容器壁は、浸食されないことを確認した。また、フェーズ 2 では貫通部を設置したが、この溶接部にも、熔融物は密着しなかった。

熔融物の表面に形成されたクラストと模擬圧力容器の内壁面にギャップが確認され、それは容器下端で最も大きいことがわかった。また、このギャップと容器壁の間において、二相流による冷却現象が確認された。

熔融物の上面の水が存在することで、下部ヘッドの冷却が促進されるデータが得られたが、冷却率はギャップへの水の侵入に依存すると考えられている。

実験では、約 1MPa 以上の条件で実施したが、水蒸気爆発は発生しなかった。

(6) M A S C A 計画

a. 試験の概要

M A S C A 試験は、経済協力開発機構国際協力プロジェクト

において実施され、I V Rに関する実コリウムを用いた試験である。

M A S C A 計画はスウェーデンのR I Tの試験において、成層化により原子炉圧力容器への熱流束が3倍程度変化することが確認され、さらに、核分裂生成物及び崩壊熱の発生分布も非均質に分布する可能性がわかったことから、実コリウムの化学的挙動を把握することを目的に、フェーズ1、フェーズ2が実施され、逆成層化（金属層が酸化物層の下に成層化する現象）等の新たな知見が得られた。

b. 試験装置の概要

試験装置の概要を図11に示す。

c. 試験の結果

フェーズ1試験の結果は、炭素のデブリの成層化への影響が定量的に把握された。さらに、デブリに鉄が含まれると、鉄にウラン金属が移行して密度が高くなり、酸化物層の下に成層化する逆成層化が確認された。既存のシビアアクシデント解析コードで想定されていた原子炉圧力容器下部ヘッド内の成層化とM A S C A計画の結果を図12及び図13に示す。図13に示すように、金属層にUやZrが移行して密度が高くなり酸化物の下に成層化し、遅れて落下してくるスチールが上部に残る可能性が示された。また、制御材の B_4C が成層化に影響することがわかった。

フェーズ2試験では、鉄割合30wt%まで含むコリウムの成層化状態を把握する実験が実施され、 B_4C の成層化は鉄割合が高くなると B_4C の影響がほとんどなくなることがわかった。また、

酸化雰囲気における試験では、逆成層化した鉄を含む未飽和酸化コリウムを高温のまま酸化雰囲気にすると、UやZrの酸化が進み、金属層の密度が低下し、酸化物層の下に成層化する結果が得られた。

(7) MA試験及びB₄C試験

MASCA試験で最も重要な成果となったスチールを含むデブリの逆成層化に関する試験の概要及び結果(MA試験及びB₄C試験)を以下に説明する。

a. MA試験

MA試験は、約2kgのコリウムを熔融・保持するもので、MASCA計画で中規模試験として位置づけられている。試験装置にコールドルーシブル手法を用いることで、チューブと熔融物との相互作用を防止し、スーパーヒート状態の酸化物と金属の混合熔融物を保持することができる。

MASCA計画では、MA試験を6ケース(MA-1~MA-6)実施している。

分析の結果、装填時にUO₂、ZrO₂、Zr及びFeの混合物であったものが熔融すると、UO₂がZrによって還元されU金属となり、このUと残りのZrがFeとともに金属層を形成していることが示された。U金属の密度が高いことにより金属層の密度が高くなり、酸化物層の下に成層化したことがわかる。一方、酸化度の高いコリウム及びスチール割合の高いケースでは、金属層が上部に残る形となった。これは、酸化割合が高いと還元されて金属層への移行するUが少なくなり、スチール割合が高いと金属層中のUの割合が減少し、金属層の密度が低く

なるためであることわかった。

b. B₄C 試験

B₄C 試験は、制御材の B₄C による影響を把握する目的で実施され、約 300g のコリウムを溶融できる試験装置を用い、0.5wt% の B₄C を含む C-34 コリウムを溶融した後、約 2wt% の Fe を投入し、生成されたインゴットの分析を実施している。

分析の結果、Fe 割合が小さい場合に B₄C の添加による金属相割合が大きく増加し、Fe 割合が大きくなると B₄C の影響は小さくなることがわかった。これは、溶融した B や C が金属層に含まれることから、Fe 割合が増加すると B₄C が希釈されるためであることわかった。

参考文献：

- [1] シビアアクシデント熱流動現象評価（平成 13 年 3 月，社団法人日本原子力学会）
- [2] J. M. Broughton, et al.: A Scenario of the Three Mile Island Unit 2 Accident, Nuclear Technology, Vol.87, No.1, p.35, 1989
- [3] 平成 21 年度原子炉施設のアクシデントマネージメントに係る知識ベースの整備に関する報告書＝環境への影響緩和＝（平成 22 年 10 月，独立行政法人原子力安全基盤機構）

破損モード	貫通部過温破損 (Penetration Tube Heat-up and Rupture)	貫通部溶融逸出 (Penetration Tube Ejection)	下部ヘッド全体破損 (Lower Head Global Rupture)	下部ヘッド局所破損 (Localized Effects/ Jet Impingement)
概略図				
説明	炉心溶融物による圧力容器外での貫通部の過熱と加圧に伴う貫通部の破裂	炉心溶融物による貫通部溶接部の溶融と加圧に伴う貫通部の逸出	炉心溶融物による加熱と応力に伴う下部ヘッドのクリープ破損	炉心溶融物のジェットによる下部ヘッドの局所的破損又は局所的溶融

図 1 原子炉圧力容器下部ヘッドの破損モードとその概要^[1]

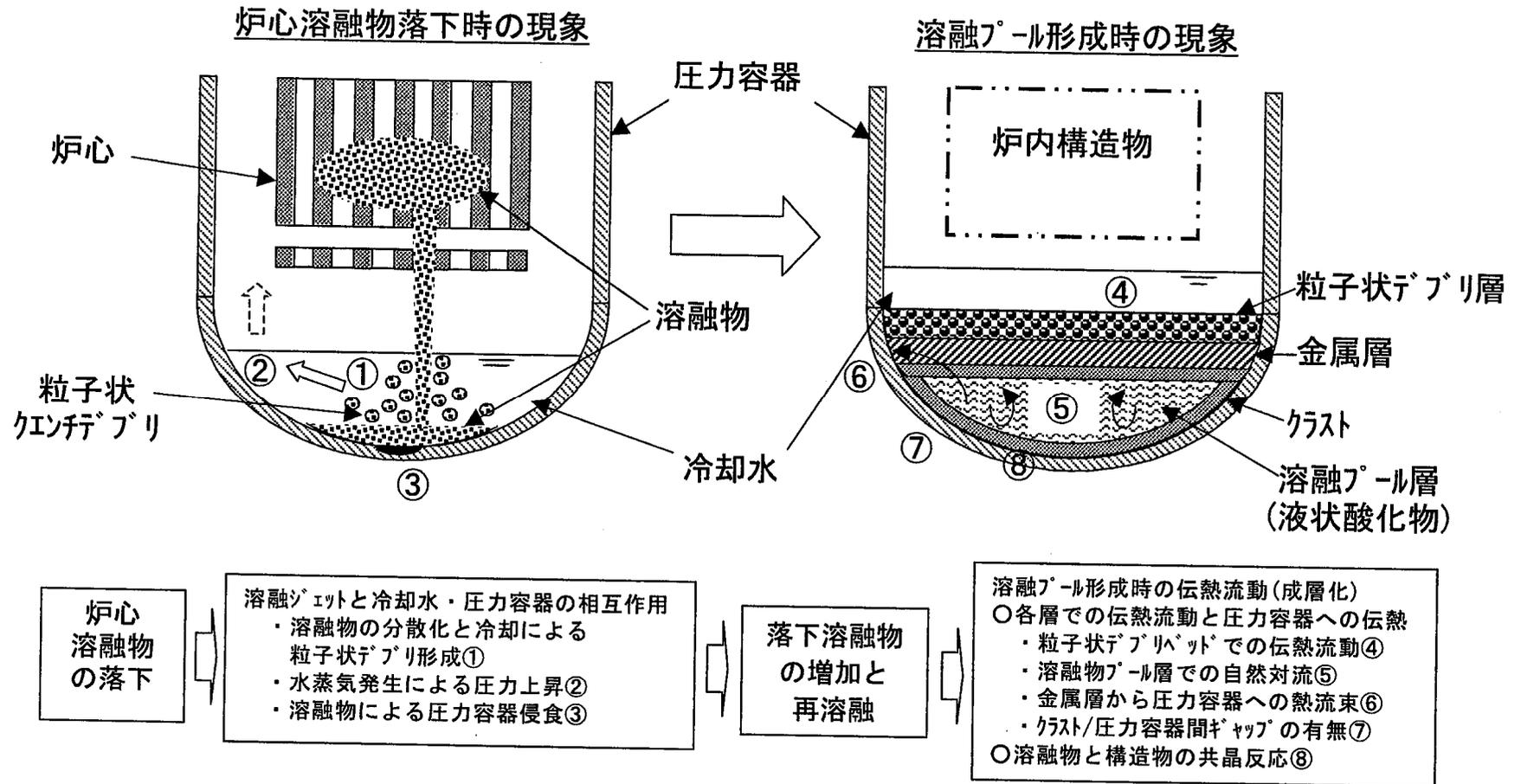


図 2 原子炉压力容器下部プレナム部での溶融炉心の挙動^[1]

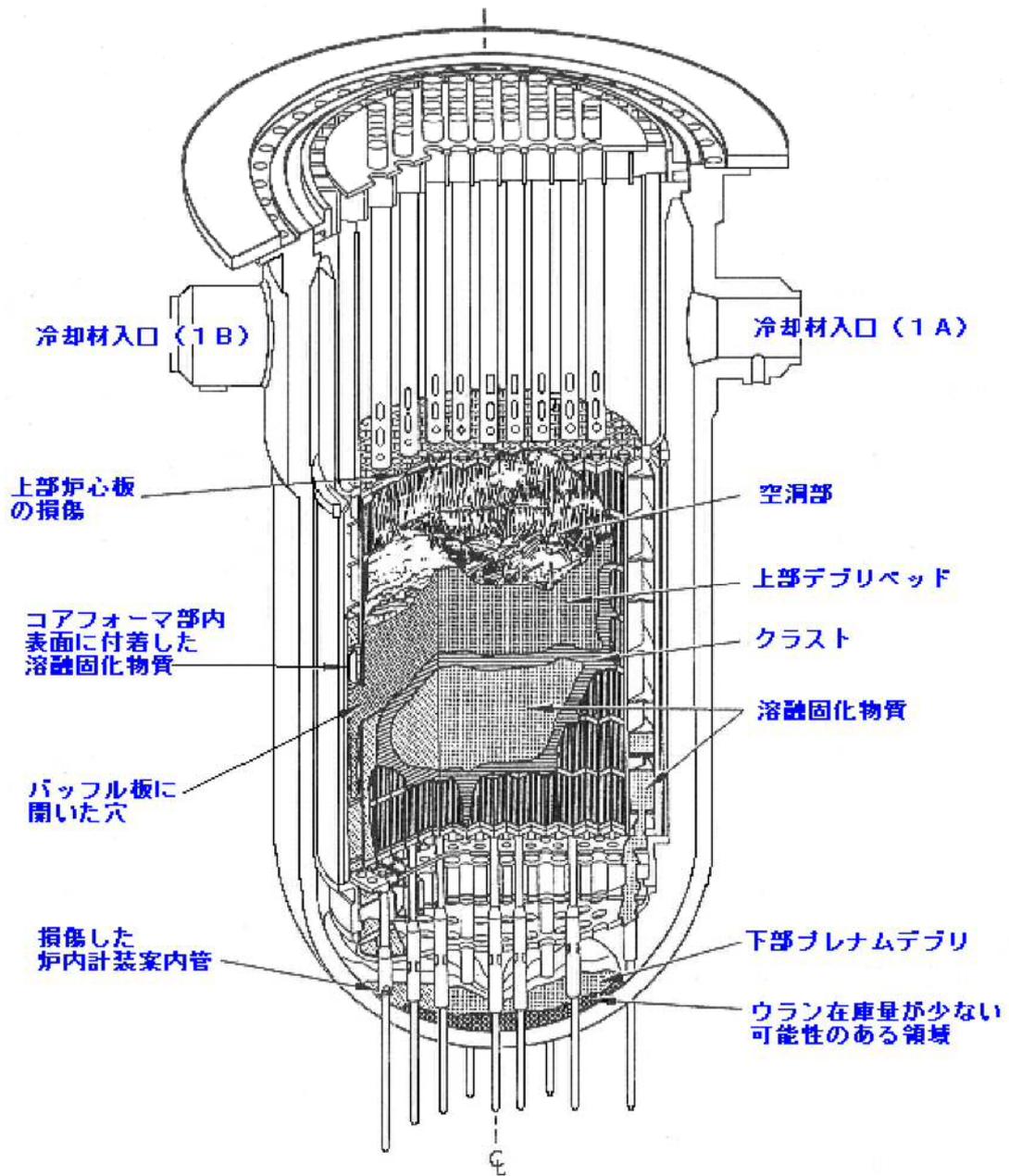


図 3 TMI-2 の事故後の炉心状態^[2]

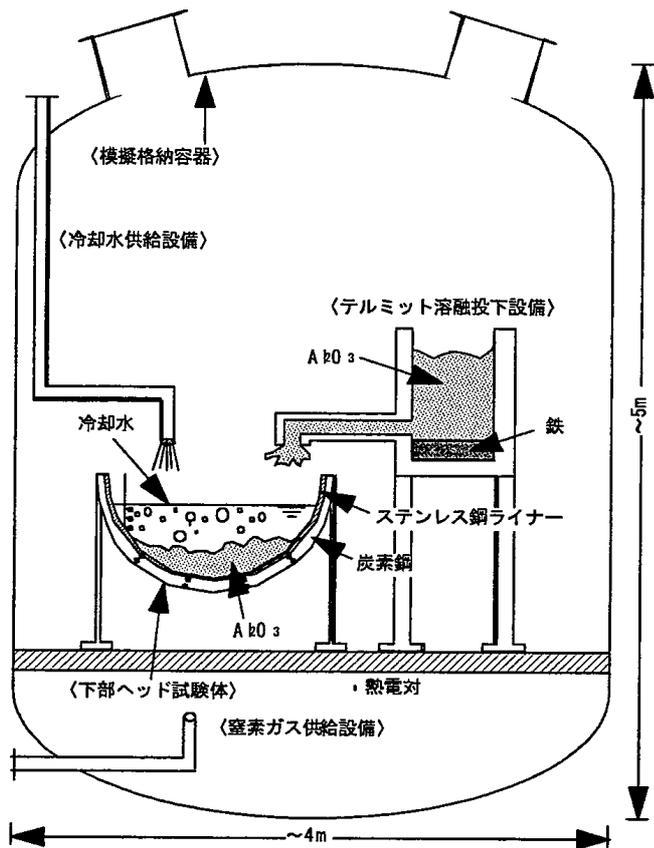


図4 ALPHA実験装置の概念^[1]

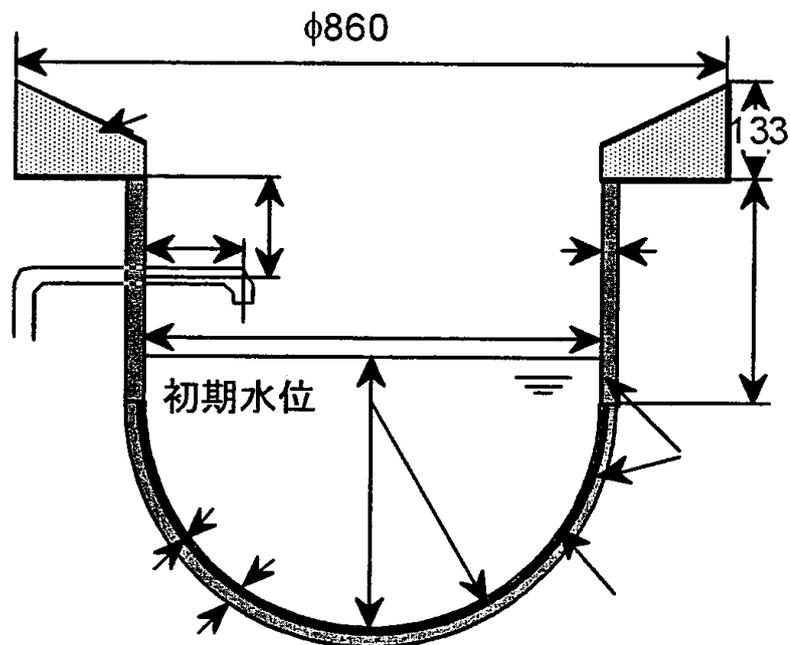


図5 下部ヘッド実験容器の構造^[1]

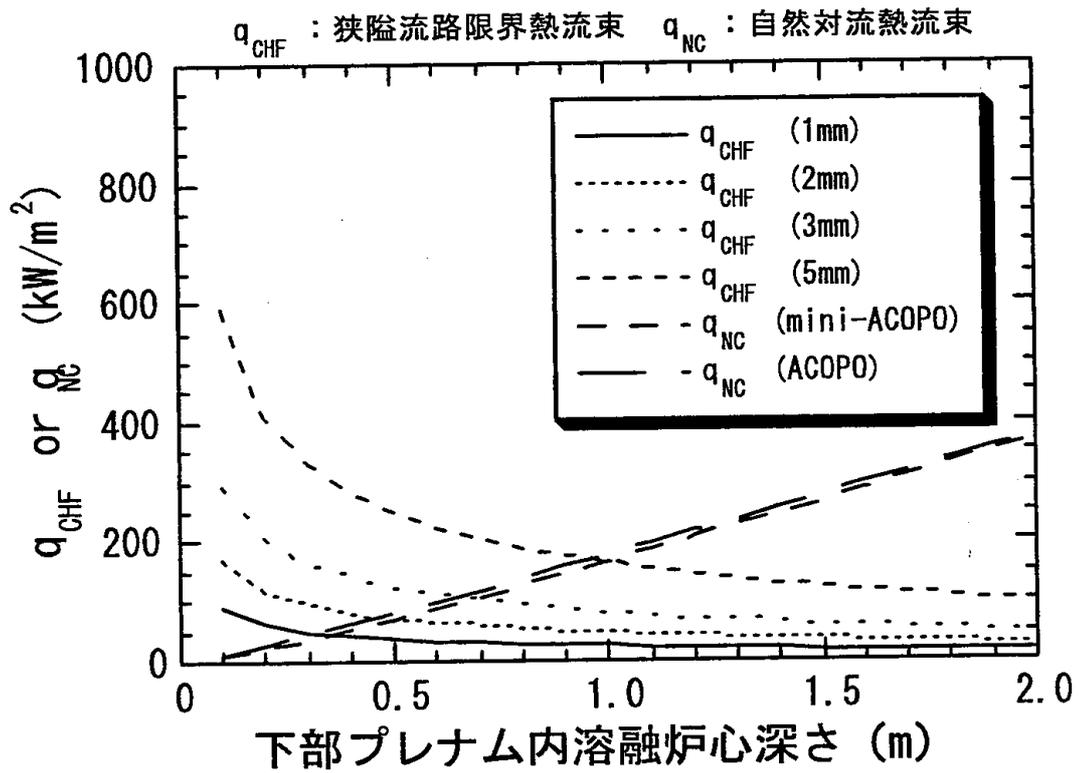


図 6 実験規模における（半径 2m）隙間内冷却水侵入の効果^[1]

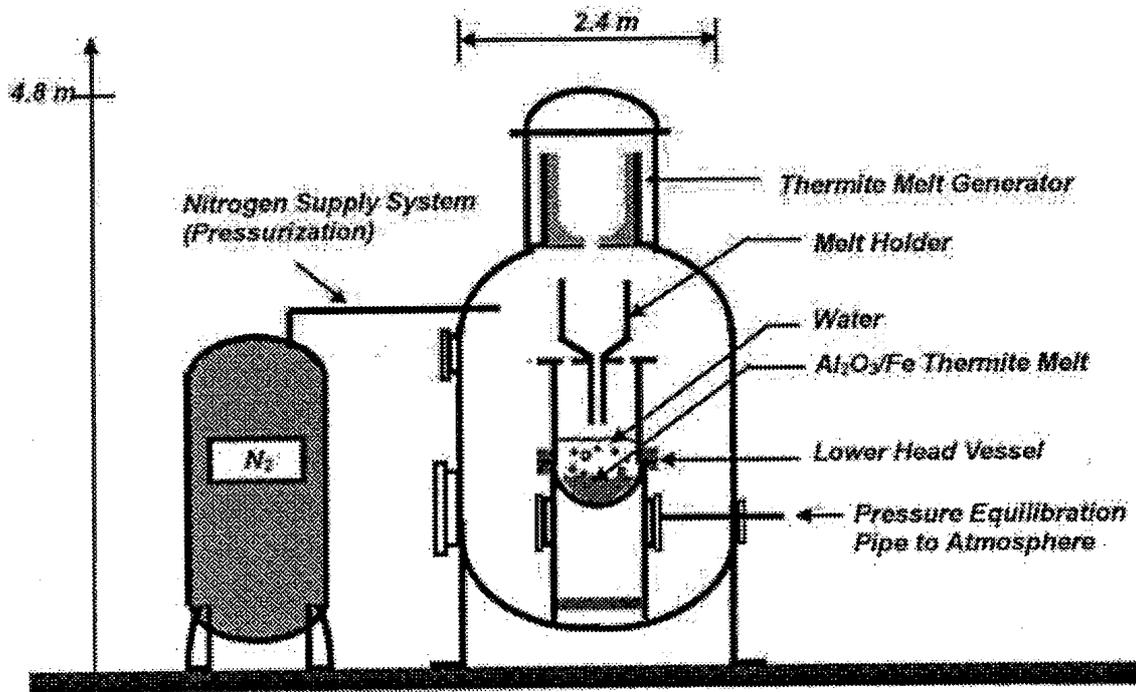


図 7 L A V A 実験装置の概要^[1]

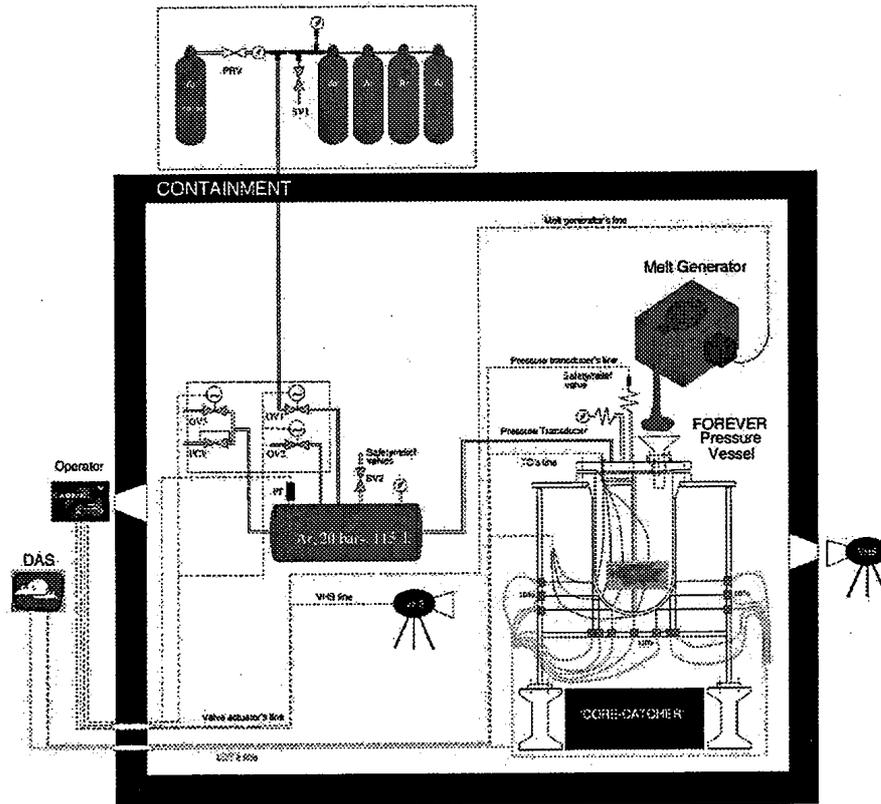


図 8 FOREVER 実験装置の概要^[1]

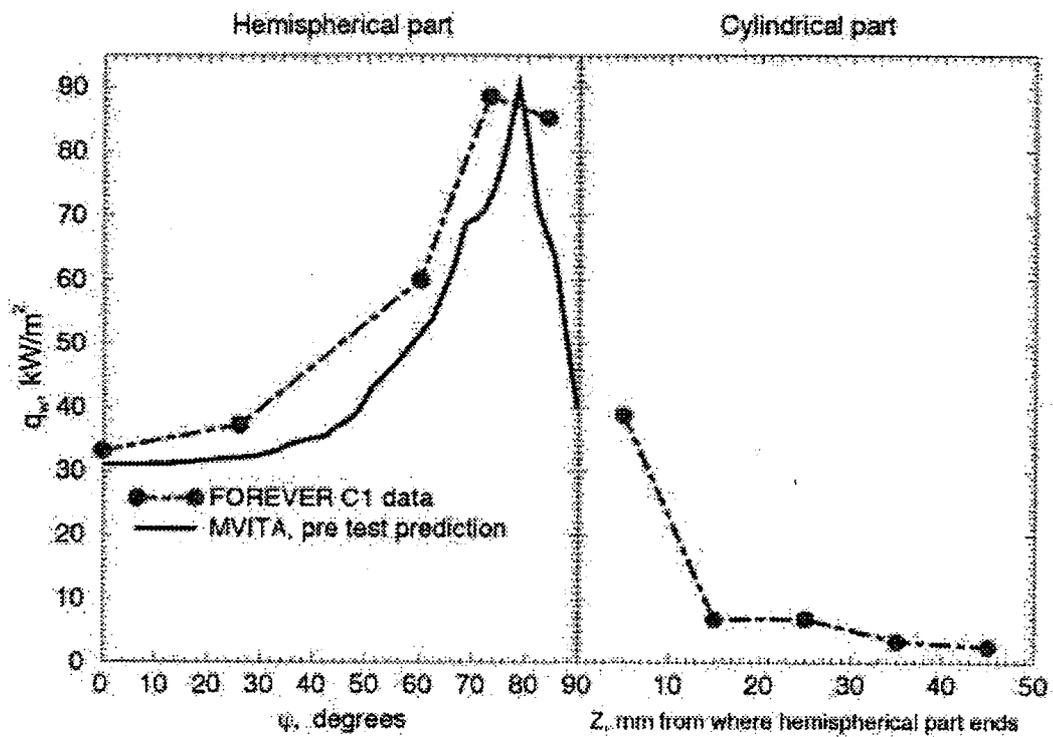


図 9 FOREVER / C1 実験における局所熱流束の分布^[1]

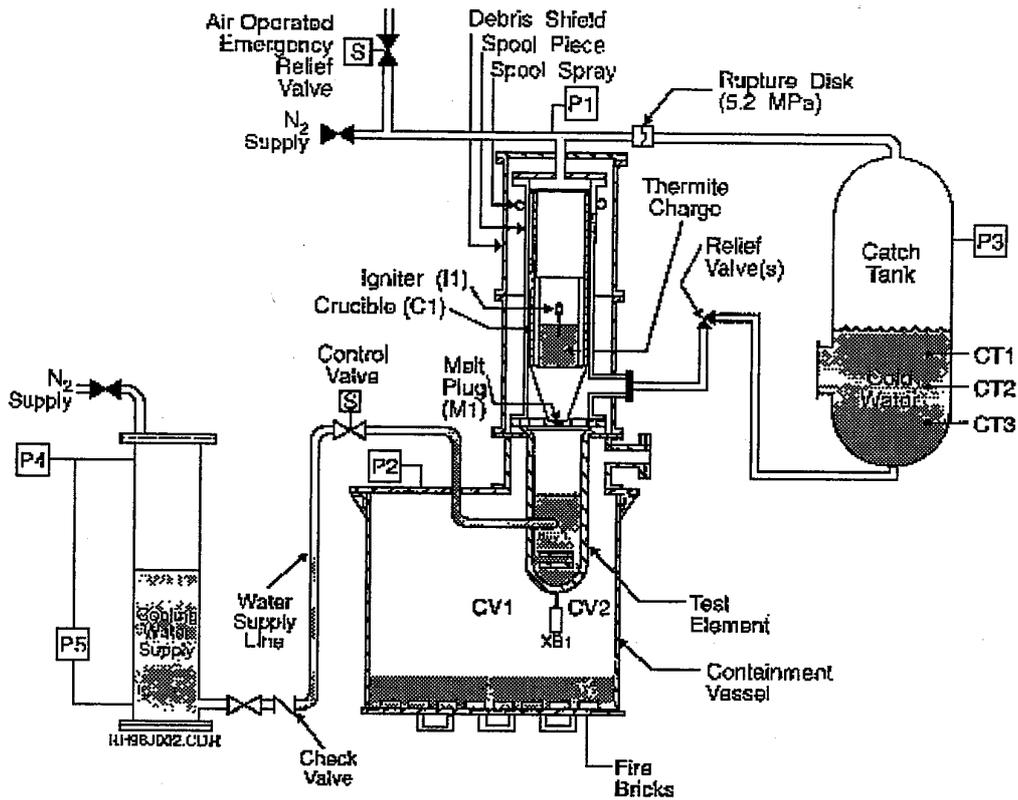


図 10 F A I 試験装置の概要^[1]

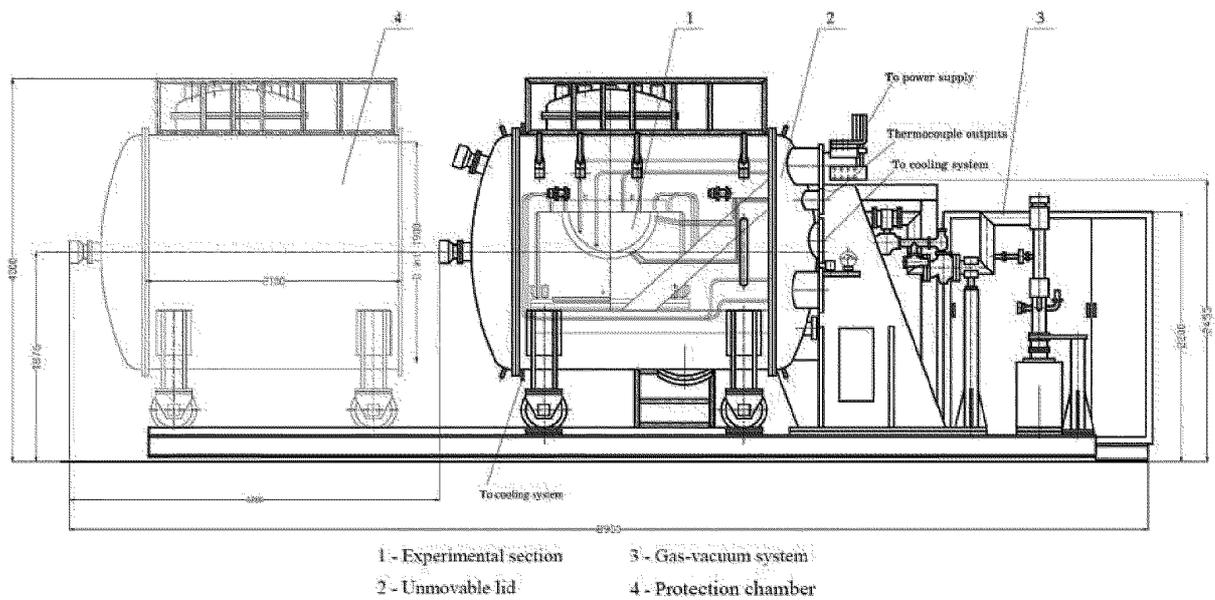


図 11 M A S C A 試験装置の概要^[3]

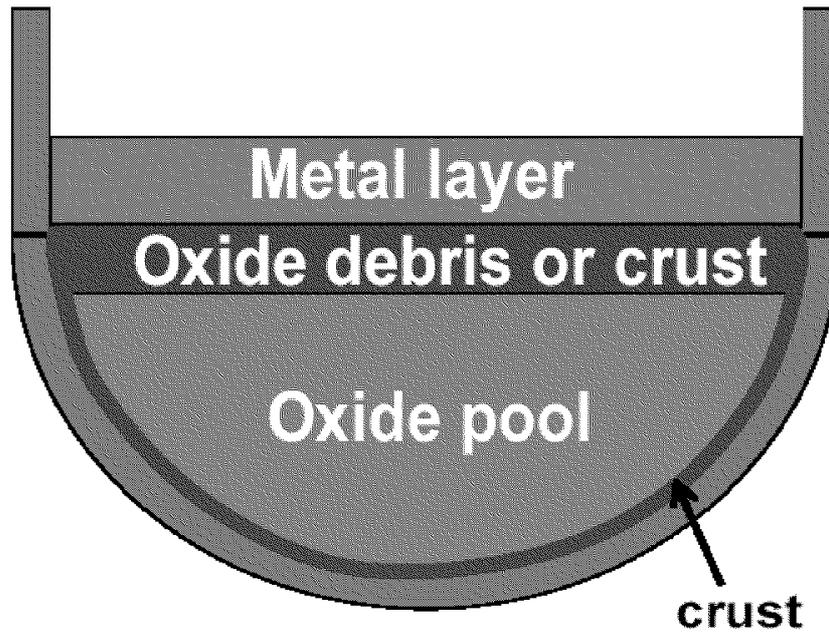


図 12 既存シビアアクシデント解析コードで想定されていた
原子炉圧力容器下部ヘッド内の成層化^[3]

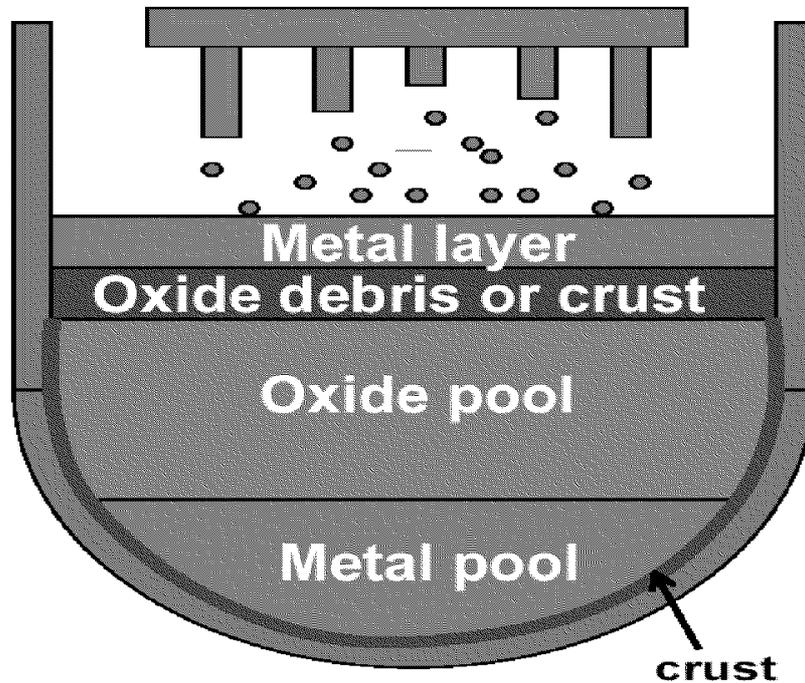
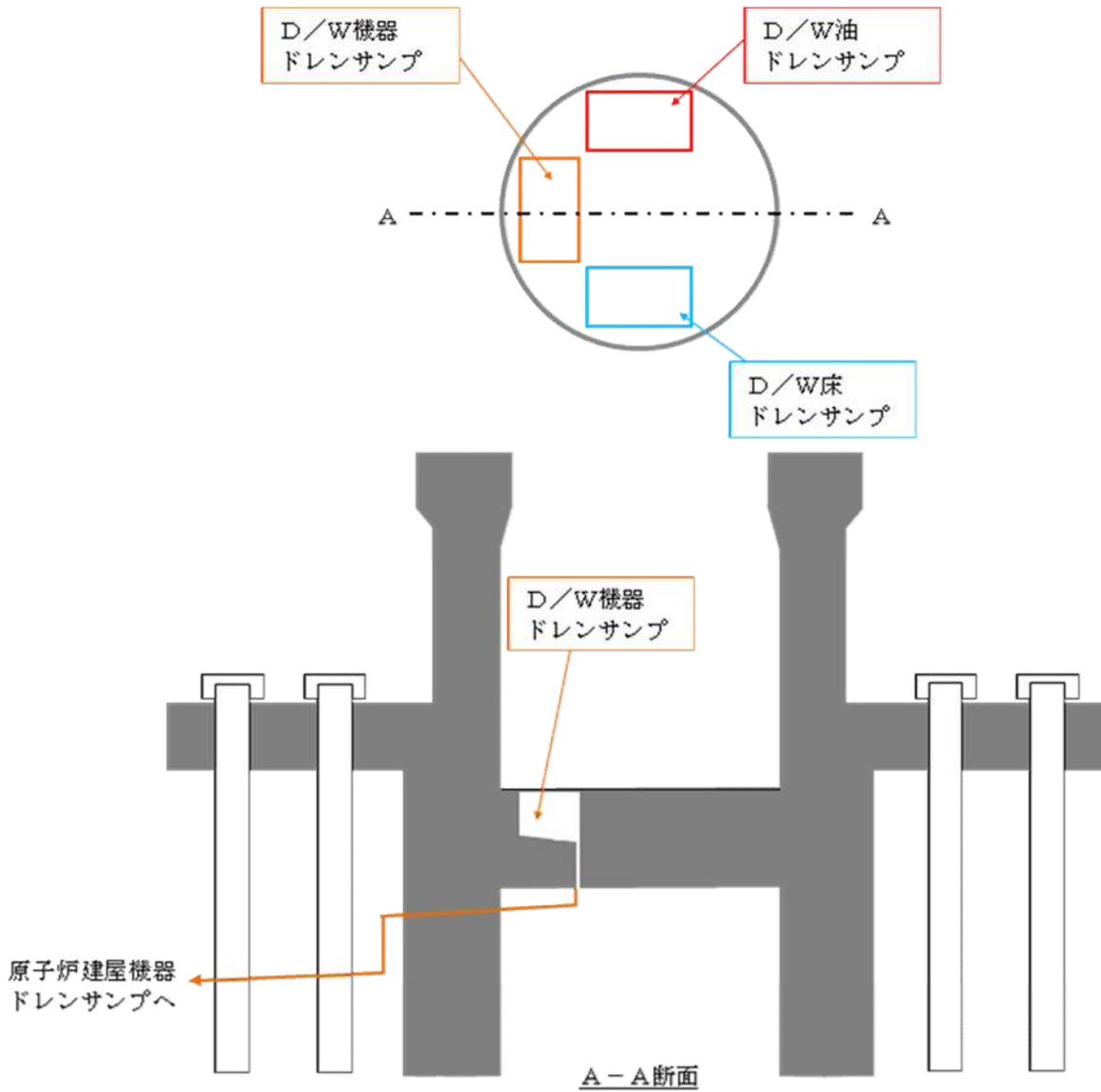


図 13 M A S C A 試験で得られた原子炉圧力容器下部ヘッド内の
成層化状況^[3]

ペDESTAL内サンプ及びサンプドレン配管図について

以下に東海第二発電所ペDESTAL内サンプ配置図及びサンプドレン配管図を示す。



事故シーケンスグループの抽出及び
重要事故シーケンスの選定について

目 次

はじめに

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について
 - 1.1 事故シーケンスグループの分析について
 - 1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出，整理
 - 1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 1.1.2.3 炉心損傷後の格納容器の機能への期待可否に基づく整理
 - 1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて
 - 1.3 重要事故シーケンスの選定について
 - 1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方
 - 1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果
2. 格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について
 - 2.1 格納容器破損モードの分析について
 - 2.1.1 格納容器破損モードの抽出，整理
 - 2.1.2 抽出した格納容器破損モードの整理
 - 2.1.2.1 必ず想定する格納容器破損モードとの対応

- 2.1.2.2 追加すべき格納容器破損モードの検討
- 2.2 評価事故シーケンスの選定について
 - 2.2.1 評価対象とするPDSの選定
 - 2.2.2 評価事故シーケンスの選定の考え方
 - 2.2.3 評価事故シーケンスの選定結果
 - 2.2.4 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性
 - 2.2.5 直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスに対する対策
- 3. 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
 - 3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
 - 3.1.1 燃料損傷に至る運転停止中事故シーケンスグループの抽出，整理
 - 3.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
 - 3.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応
 - 3.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討
 - 3.2 重要事故シーケンスの選定について
 - 3.2.1 重要事故シーケンスの選定の考え方
 - 3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果
- 4. 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したPRAの実施プロセスについて

表

- 第1-1表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス
- 第1-2表 P R Aの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
- 第1-3表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度
- 第1-4表 重要事故シーケンス等の選定
- 第2-1表 格納容器破損モード別格納容器破損頻度
- 第2-2表 プラント損傷状態（P D S）の定義
- 第2-3表 評価対象とするプラント損傷状態（P D S）の選定
- 第2-4表 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定
- 第3-1表 運転停止中事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度
- 第3-2表 燃料損傷までの余裕時間
- 第3-3表 重要事故シーケンス（運転停止中）の選定

図

- 第1-1図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第1-2図 内部事象レベル1 P R Aにおけるイベントツリー
- 第1-3図 地震レベル1 P R Aにおける階層イベントツリー
- 第1-4図 地震レベル1 P R Aにおけるイベントツリー
- 第1-5図 津波レベル1 P R Aにおける階層イベントツリー
- 第1-6図 津波レベル1 P R Aにおけるイベントツリー
- 第1-7図 プラント全体の炉心損傷頻度
- 第1-8図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

- 第2-1図 格納容器破損モード抽出及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第2-2図 シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード
- 第2-3図 内部事象レベル1. 5 P R Aにおけるイベントツリー
- 第2-4図 格納容器破損モードごとの寄与割合
- 第3-1図 運転停止中原子炉における事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
- 第3-2図 施設定期検査時のプラント状態と主要パラメータの推移
- 第3-3図 停止時 P R Aにおけるプラント状態の分類及び施設定期検査工程
- 第3-4図 停止時 P R Aにおけるイベントツリー
- 第3-5図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

別紙

1. 有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について
2. 外部事象に特有の事故シーケンスについて
3. 諸外国における炉心損傷防止対策の調査結果について
4. T B Wシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価を踏まえた重要事故シーケンスの選定について
5. 重大事故等対処設備の津波からの防護について
6. 内部事象 P R Aにおける主要なカットセット及びF V重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
7. 地震 P R A, 津波 P R Aにおける主要な事故シーケンスの対策に

ついて

8. 格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の想定及びその対策について
9. 格納容器直接接触（シェルアタック）を格納容器破損モードの評価対象から除外する理由について
10. 格納容器隔離失敗の分岐確率の根拠と格納容器隔離失敗事象への対応について
11. 「P R Aの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）」への東海第二発電所のP R Aの対応状況について
12. 東海第二発電所 P R Aピアレビュー実施結果及び今後の対応方針について

別添

東海第二発電所 確率論的リスク評価（P R A）について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成 25 年 6 月 19 日）（以下「解釈」という。）に基づき、重大事故対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（以下「P R A」という。）を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー等の機会に内部事象レベル 1 P R A（出力運転時，停止時），レベル 1. 5 P R A（出力運転時）を実施してきており，これらの P R A 手法を今回も適用した。また，外部事象としては，現段階で P R A 手法を適用可能な事象として，日本原子力学会において実施基準が標準化され，試評価等の実績を有する地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A を対象とし，これらの外部事象 P R A から抽出される建屋・構築物等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

また，P R A が適用可能でないと判断した外部事象については，事故シーケンスの定性的な分析を行い，事故シーケンスグループ等の選定に係る検討を実施した。

今回実施する P R A の目的が重大事故等対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し，これまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下「A M 策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策等を含めず，設計基準事故対処設備の機能にのみ期待する仮想的なプラント状態を評価対象として P R A モデルを構築した。

なお，今回の P R A の実施に際しては，原子力規制庁配布資料「P

R A の説明における参照事項（平成 25 年 9 月）」を参照した。

< 今回の P R A の評価対象 >

対象設備	今回の P R A での取扱い
設計基準事故対処設備	考慮する
A M 要請（H4）以前から整備している A M 策の設備 ・代替注水手段（給水系，制御棒駆動水圧系，補給水系及び消火系による原子炉への注水手段）	考慮しない
A M 要請（H4）以降に整備した A M 策の設備 ・代替反応度制御（A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）及び A T W S 緩和設備（代替制御棒挿入機能）） ・代替注水手段（補給水系，消火系による原子炉・格納容器への注水手段） ・原子炉減圧の自動化 ・格納容器からの除熱手段（耐圧強化ベント） ・電源の融通（高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用所内電気設備への給電）	考慮しない
緊急安全対策設備 ・電源車 ・消防車，消防ポンプ ・非常用発電機代替設備 ・代替海水ポンプ ・代替注水車 ・建屋の水密扉の強化 ・海水ポンプモータ予備品	考慮しない
重大事故等対処設備	考慮しない

なお、「E C C S 手動起動」，「原子炉手動減圧」，「残留熱除去系の手動起動」，「高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源地切替」等の「設計基準事故対処設備の機能を作動させるための手動操作」は考慮する。

今回実施した P R A の詳細については，「別添 東海第二発電所確率論的リスク評価（P R A）について」に示す。

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定について

炉心損傷防止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抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスを第1-1図に示す。本プロセスに従い、各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象PRA，外部事象PRA（適用可能なものとして地震，津波を選定）及びPRAを適用できない外部事象等についての定性的検討から事故シーケンスの抽出を実施した。
- ② 抽出した事故シーケンスと必ず想定する事故シーケンスグループとの比較を行い，必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない外部事象特有の事故シーケンスについて，頻度，影響等を確認し，事故シーケンスグループとしての追加要否を検討した。
- ③ 抽出した事故シーケンスグループ内の事故シーケンスについて，国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難なものは，格納容器破損防止対策の有効性評価にて取り扱うこととした。
- ④ 炉心損傷防止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ごとに，「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」（以下「審査ガイド」という。）に記載の観点（共通原因故障又は系統間の機能の依存性，余裕時間，設備容量，代表性）に基づき，有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定した。

1.1 事故シーケンスグループの分析について

解釈には、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の、個別プラント評価による抽出に関して以下のとおりに示されている。

1 - 1

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

① BWR

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ 崩壊熱除去機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ L O C A 時注水機能喪失
- ・ 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

① 個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（P R A）及び外部事象に関する P R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

② その結果、上記 1 - 1 (a) の事故シーケンスグループに含まれない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が抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「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」については、上記 1 - 1 (a) の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか

等から総合的に判断するものとする。

上記 1-1 (b)①に関して、P R A の適用可能な外部事象については日本原子力学会における P R A 実施基準の標準化の状況、試評価実績の有無等を考慮し、地震及び津波とした。したがって、出力運転時の内部事象レベル 1 P R A、地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A を実施し、事故シーケンスグループを評価した。

また、P R A の適用が困難と判断した地震、津波以外の外部事象については定性的な検討により発生する事故シーケンスの分析を行った。

実施した事故シーケンスグループに係る分析結果を 1.1.1 に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) P R A に基づく整理

内部事象レベル 1 P R A では、各起因事象の発生後、炉心損傷を防止するための緩和手段等の組合せを評価し、第 1-2 図のイベントツリーを用いて分析することで炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。

外部事象に関しては、P R A が適用可能な事象として地震レベル 1 P R A 及び津波レベル 1 P R A を実施し、内部事象と同様にイベントツリー分析を行い、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出した。第 1-3 図に地震 P R A の階層イベントツリーを、第 1-4 図に地震 P R A のイベントツリーを、第 1-5 図に津波 P R A の階層イベントツリーを、第 1-6 図に津波 P R A のイベントツリーを示す。

地震や津波の場合、各安全機能の喪失に至るプロセスは異なる

ものの、起因事象が内部事象と同じであれば、炉心損傷を防止するための緩和手段も同じであるため、事故シーケンスも内部事象と同様である。また、地震レベル1 P R A及び津波レベル1 P R Aでは、内部事象レベル1 P R Aでは想定していない複数の安全機能や緩和機能を有する機器が同時に損傷する事象や、建屋・構築物等の大規模な損傷の発生により直接的に炉心損傷に至る事故シーケンスも扱っている。

各 P R A より抽出した事故シーケンスを第 1-1 表に、評価結果を第 1-7 図及び第 1-8 図に示す。

(2) P R A に代わる検討に基づく整理

P R A の適用が困難な地震、津波以外の外部事象（以下「その他の外部事象」という。）については、その他の外部事象により誘発される起因事象について検討した。内部溢水及び内部火災では、外部電源喪失や全給水喪失等の起因事象の発生が想定される。また、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災、人為事象等において想定される事象は、いずれも内部事象レベル1 P R A、地震レベル1 P R A又は津波レベル1 P R Aのいずれかで想定する起因事象に包絡されるため、その他の外部事象を考慮しても新たな事故シーケンスグループは抽出されないと推定した（別紙1）。

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

今回実施したレベル1 P R Aにより抽出した各事故シーケンス（第 1-1 表参照）を、炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した結果と、

解釈 1 - 1 (a)に示されている必ず想定する事故シーケンスグループとの関係及び解釈 1 - 2 に示されている要件との関係等を第 1 - 2 表に整理した。また，整理の内容を 1.1.2.1～1.1.2.3 に示す。

1.1.2.1 必ず想定する事故シーケンスグループとの対応

今回実施したレベル 1 P R Aにより抽出した各事故シーケンス（第 1-1 表参照）について，炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況，プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で分類した。具体的には次の(1)～(7)及びこれ以外の事故シーケンスに分類した。緩和機能の喪失状況，プラントの状態の観点で，(1)～(7)は，解釈 1 - 1 (a)の必ず想定する事故シーケンスグループに対応するものとして整理した。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失（T Q U V）

運転時の異常な過渡変化等の発生後，高圧注水機能を喪失し，原子炉の減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失して，炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを，事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に分類する。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失（T Q U X）

運転時の異常な過渡変化等の発生後，高圧注水機能及び原子炉減圧機能を喪失し，炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを，事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に分類する。

(3) 全交流動力電源喪失（長期 T B，T B D，T B P，T B U）

外部電源喪失の発生時に区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用交流電源の確保に失敗するとともに，区分Ⅲの高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による高圧炉心スプレイ系専用の交流電源の確保に失敗

することにより全交流動力電源喪失が発生し、安全機能を有する系統及び機器が機能喪失することによって、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に分類する。

なお、PRAでは電源喪失の事故シーケンスを長期TB, TBD, TBP及びTBUに詳細化して抽出しているが、いずれも全交流動力電源喪失を伴う事故シーケンスであるため、解釈1-1(a)に記載の事故シーケンスグループでは「全交流動力電源喪失」に該当するものとして整理する。また、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による交流電源確保失敗は高圧炉心スプレイ系のシステムモデルに含めてモデル化していることから、区分Ⅰ及び区分Ⅱの非常用交流電源の確保に失敗し、かつ、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却に失敗する事故シーケンスを本事故シーケンスグループに分類することとする。

(4) 崩壊熱除去機能喪失 (TW, TBW)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、原子炉圧力容器への注水等の炉心の冷却に成功するものの、格納容器からの崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷前に格納容器が過圧により破損、その後、炉心の著しい損傷に至るおそれのある事故シーケンスを、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」として分類する。

(5) 原子炉停止機能喪失 (TC)

運転時の異常な過渡変化等の発生後、原子炉停止機能を喪失し、炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」として分類する。

(6) LOCA時注水機能喪失 (AE, S1E, S2E)

大破断 L O C A の発生後の高圧注水機能及び低圧注水機能の喪失，又は，中小破断 L O C A の発生後の「高圧注水機能及び低圧注水機能」又は「高圧注水機能及び原子炉減圧機能」の喪失により，炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを，事故シーケンスグループ「L O C A 時注水機能喪失」として分類する。

なお，P R A では L O C A 時の注水機能喪失シーケンスを，破断口の大きさに応じて A E （大破断 L O C A を起因とする事故シーケンス），S 1 E （中破断 L O C A を起因とする事故シーケンス）及び S 2 E （小破断 L O C A を起因とする事故シーケンス）に詳細化して抽出しているが，いずれも L O C A 時の注水機能喪失を伴う事故シーケンスであるため，解釈 1 - 1 (a) に記載の事故シーケンスグループでは「L O C A 時注水機能喪失」に該当するものとして整理する。

(7) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）（I S L O C A）

インターフェイスシステム L O C A の発生後，破断箇所の隔離に失敗し，非常用炉心冷却系（以下「E C C S」という。）等による原子炉水位の確保に失敗することで炉心の著しい損傷に至る事故シーケンスを，事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）」に分類する。

1.1.2.2 追加すべき事故シーケンスグループの検討

今回実施したレベル 1 P R A により抽出した各事故シーケンス（第 1-1 表参照）のうち，炉心損傷防止のための緩和機能の喪失状況，プラントの状態及び炉心損傷に至る主要因の観点で解釈

1 - 1 (a) の必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンス又は事故シーケンスグループとしては、地震・津波特有の事象として以下の事故シーケンス又は事故シーケンスグループを抽出した。

(1) E x c e s s i v e L O C A

大規模な地震では、格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリにおいて、大破断 L O C A を超える規模の損傷に伴う冷却材喪失 (E x c e s s i v e L O C A) が発生する可能性がある。具体的には、逃がし安全弁の開放失敗による原子炉圧力上昇又は地震による直接的な荷重により、格納容器内の原子炉冷却材圧力バウンダリ配管が損傷に至るシナリオを想定している。大規模な地震において L O C A が発生した場合であっても、破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、E C C S の注水機能の全喪失や、使用可能な E C C S の注水能力を上回る量の原子炉冷却材の漏えいが発生することにより炉心損傷に至る可能性も考えられる。

さらに、使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の除熱に失敗する等の原因により、格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷の規模や緩和機能の状態に応じて個別に事象収束の評価を実施することは困難であるため、保守的に E x c e s s i v e L O C A 相当の L O C A が発生するものとし、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

なお、後述する事故シーケンス選定の結果、大破断 L O C A については国内外の先進的な対策を考慮しても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として格納容器の機能に期待している。破断の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の機能に期待できる場合も考えられる。

(2) 計装・制御系喪失

大規模な地震の発生により、計装・制御機能が喪失することで、プラントの監視及び制御が不能な状態に陥る可能性がある。計装・制御機能を喪失した場合であっても、喪失の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、E C C S が起動不能になること等が原因で炉心損傷に至る可能性も考えられる。さらに、残留熱除去系が起動不能になること等の原因により、格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震による計装・制御系の喪失の規模には不確かさが大きく、計装・制御機能が喪失した際のプラントへの影響を特定することは困難であることから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(3) 格納容器バイパス

大規模な地震では、格納容器外で配管破断等が発生し、格納容器をバイパスした原子炉冷却材の流出が発生する可能性がある。格納容器バイパス事象はインターフェイスシステム L O C A とバイパス破断に細分化され、バイパス破断は通常開等の隔離弁に接続している配管が格納容器外で破損すると同時に隔離弁が閉失敗することで原子炉冷却材が流出する事象である。原子炉冷却材の

流出や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、破断箇所の隔離に失敗したことで原子炉建屋内の機器に悪影響が及び炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の格納容器バイパス事象の影響には不確かさが大きく、配管破断の程度や破断箇所の特定、影響緩和措置の成立性等に応じた網羅的な事象進展の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(4) 原子炉圧力容器損傷

大規模な地震では、原子炉圧力容器の損傷が発生する可能性がある。この場合、原子炉圧力容器の損傷により、原子炉停止や炉心冷却が困難となる可能性が考えられる。大規模な地震において原子炉圧力容器の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉圧力容器の損傷に伴いECCSの注水配管が破断し、炉心冷却が困難になる等の理由により、炉心損傷に至る可能性も考えられる。また、原子炉圧力容器の損傷後に使用可能な緩和設備の状況によっては格納容器の除熱に失敗する等の原因により、格納容器の破損に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉圧力容器の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(5) 格納容器損傷

大規模な地震では、格納容器の損傷が発生する可能性がある。この場合、格納容器の損傷により、原子炉の停止や炉心冷却が困難となる可能性が考えられる。大規模な地震において格納容器の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、格納容器の損傷に伴いECCSの注水配管が破断し、炉心冷却が困難になる等の理由により、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の格納容器の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象として抽出した。

(6) 原子炉建屋損傷

大規模な地震では、原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤が損傷することで、建屋内の格納容器、原子炉圧力容器等の機器及び構造物が大規模な損傷を受ける可能性がある。

大規模な地震において原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤の損傷が発生した場合であっても、損傷の規模や使用可能な緩和設備の状況によっては炉心損傷を防止できる可能性も考えられるが、一方で、原子炉停止や炉心冷却が困難となり、炉心損傷に至る可能性も考えられる。

このように、大規模な地震発生後の原子炉建屋又は原子炉建屋を支持している基礎地盤の損傷の規模や緩和機能の状態には不確かさが大きく、損傷の規模や緩和機能の状態による事象収束可能性の評価が困難なことから、保守的に炉心損傷に直結する事象と

して抽出した。

(7) 津波浸水による最終ヒートシンク喪失

防潮堤を越流した津波により非常用海水ポンプが被水・没水することにより最終ヒートシンクが喪失し、ECCSによる炉心冷却機能が喪失するとともに、崩壊熱除去機能が喪失することで、炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループには、襲来する津波の高さに応じて次の4つの事故シーケンスが含まれるが、いずれも防潮堤の健全性が維持される事故シーケンスであり、津波による影響の程度が特定できること、及び炉心損傷頻度が有意であることを考慮し、必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない事故シーケンスグループとして抽出した。

- ・原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）
- ・最終ヒートシンク喪失（蓄電池枯渇後RCIC停止）
- ・最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗
- ・最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗

(8) 防潮堤損傷

津波波力により防潮堤が損傷し、多量の津波が敷地内に浸水することで、非常用海水ポンプが被水・没水して最終ヒートシンクが喪失するとともに、屋内外の施設が広範囲にわたり機能喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。

この事故シーケンスは、防潮堤の損傷による津波の影響の程度を特定することが困難であるため、必ず想定する事故シーケンスグループに対応しない、炉心損傷に直結する事象として抽出した。

上記の事故シーケンス又は事故シーケンスグループについて、解釈に従い、有効性評価における想定の可否を炉心損傷頻度又は影響度等の観点から分析した。

津波特有の事象である「(7) 津波浸水による最終ヒートシンク喪失」の事故シーケンスグループについては、炉心損傷頻度が 4.0×10^{-6} / 炉年と有意な値であり、また、本事故シーケンスグループは敷地内への津波浸水によりプラントへの影響が他の事故シーケンスとは異なり、炉心損傷防止のために必要な対応が異なることから、新たに追加する事故シーケンスグループとして抽出した。

また、地震・津波特有の事象である(1)～(6)及び(8)の各事故シーケンスについては、以下に示すとおり解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと比較して頻度及び影響の観点から検討した結果、新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

① 炉心損傷頻度の観点

(1)～(6)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度には、必ずしも炉心損傷に直結するほどの損傷に至らない場合も含んでいる。

別紙2のとおり、これらの事故シーケンスは評価方法にかなりの保守性を有している。また、地震動に応じた詳細な損傷の程度や影響を評価することは困難なことから、現状、対象とする建屋や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には地震の程度に応じ、機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も想定される。機能を維持した設計基準事故対処設備等がある場合、それを用いた対応に期待することにより、炉

心損傷を防止できる可能性もあると考える。これらを整理すると以下のようになる。

- a) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、損傷の程度が軽微であったり、機能喪失を免れた緩和機能によって炉心損傷を回避できる場合。
- b) 炉心損傷直結と整理している事象が発生したが、緩和機能による炉心損傷の防止が可能な程度の損傷であり、機能喪失を免れた緩和機能があったものの、それらのランダム故障によって炉心損傷に至る場合。
- c) 緩和機能の有無に関わらず炉心損傷を防止できない規模の炉心損傷直結事象が発生し、炉心損傷に至る場合。

a)～c)の整理のとおり、a)の場合は炉心損傷を防止できると考えられるため、評価を詳細化することで(1)～(6)の各事故シーケンスの炉心損傷頻度は現在の値よりも更に小さい値になると推定される。また、機能を維持した設計基準事故対処設備等に期待した上で、そのランダム故障により炉心損傷に至る場合の事故シーケンスは、内部事象レベル1 P R Aの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されるものと考ええる。これらの事故シーケンスに対して、炉心損傷頻度の観点では、地震P R Aの精度を上げることが望ましいと考える。

また、(8)の事故シーケンスについては、津波P R Aから抽出される事故シーケンスであるが、炉心損傷頻度は 3.3×10^{-7} / 炉年であり、全炉心損傷頻度に対して0.4%程度と小さい寄与となっているが、この炉心損傷頻度は防潮堤前面での津波高さがT.P. +24mを超える津波の発生頻度と同じとしており、T.P. +24mの

津波に対する防潮堤の損傷確率を保守的に 1 として評価しているため、防潮堤の損傷確率を詳細に評価すること等によりこの事故シーケンスの炉心損傷頻度は更に小さい値になると推定される。

② 影響度(事象の厳しさ)の観点

(1)～(6)の各事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて、建屋や機器の損傷の程度や組合せによって事象の厳しさには幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、地震と同時に炉心が損傷する状況は考え難い。現状、対象とする建屋や機器等の損傷をもって炉心損傷直結事象として整理しているが、実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷防止を試みるものとする。このように、事象の厳しさの観点では、高圧・低圧注水機能喪失や全交流動力電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

また、(8)の事故シーケンスが発生した際の事象の厳しさについて、防潮堤の損傷の程度によって事象の厳しさには幅が生じると考えられ、定量的に分析することは難しいと考えるものの、実際には機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備、可搬型の機器等で炉心損傷を試みるものとする。このように、事象の厳しさの観点では、全交流動力電源喪失等と同等となる場合もあると考える。また、損傷の程度が大きく、設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和

を試みる。

③ 炉心損傷防止対策の観点

現状，対象とする建屋や機器等の損傷をもって炉心損傷直結として整理している(1)～(6)の各事故シーケンスについて，炉心損傷直結としてしていることの保守性を踏まえて定性的に考察すると，①及び②で述べたとおり，(1)～(6)の事象が発生するものの，機能を維持した設計基準事故対処設備等が残る場合も考えられる。この場合，炉心損傷に至るか否かは地震によって機能を喪失した設備及び機能を維持した設計基準事故対処設備等のランダム故障によるため，内部事象運転時レベル1 P R Aの結果から抽出された既存の事故シーケンスグループに包絡されると考えられる。

また，炉心損傷を防止できる場合も考えられるため，炉心損傷頻度は現在の値よりも低下するものと考えられる。

損傷の程度が大きく，設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には，大規模損壊対策を含め，建屋以外に分散配置した設備や可搬型の機器を駆使し，臨機応変に対応することによって，炉心損傷や格納容器破損を防止することになる。

上記のように，(1)～(6)の各事故シーケンスは，実際のところプラントへの影響に不確かさが大きく，具体的な事故シーケンスを特定することが困難である。このため，外部事象に特有の事故シーケンスについては，炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして事故シーケンスを特定して評価するのではなく，発生する事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに，建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような深

刻な損傷の場合には可搬型のポンプ、電源、放水設備等々を駆使した大規模損壊対策による影響緩和を図ることで対応するべきものとする。

また、(8)の事故シーケンスについても、防潮堤の損傷の程度によっては機能を維持した設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備による対応に期待できる場合も考えられ、損傷の程度が大きく設計基準事故対処設備や重大事故等対処設備に期待できない場合には、大規模損壊対策を含め、使用可能な設備によって臨機応変に影響緩和を試みる。

以上の検討を踏まえ、(1)～(6)及び(8)の各事故シーケンスは、一定の安全機能喪失時の対策の有効性を評価するシナリオとしては適当でない事象であり、新たに追加するシーケンスとはしないことを確認した。また、(1)～(6)及び(8)の各事故シーケンスを炉心損傷頻度及び影響度の観点から総合的に判断した結果、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して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、新たに追加するシーケンスには該当しないと判断した。

また、上記の検討及び別紙 2 のとおり、大規模な地震を受けた場合であっても、炉心損傷に直結するほどの損傷が生じることは考えにくく、大規模な地震を受けた場合の大部分は使用可能な緩和機能によって炉心損傷防止を試みる事が可能であるものとする。津波による防潮堤損傷についても、防潮堤の機能が全て喪失するほどの損傷が生じることは考えにくく、敷地内に多量の津波が流入した場合でも、使用可能な津波防護対象設備によって

炉心損傷防止を試みる事が可能であるものとする。

1.1.2.3 炉心損傷後の格納容器の機能への期待可否に基づく整理

内部事象レベル1 P R A, P R Aが適用可能な外部事象として地震及び津波レベル1 P R Aを実施し, 地震, 津波以外の外部事象についてはP R Aに代わる方法で概略評価を実施した結果, 追加すべき新たな事故シーケンスグループとして「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」を抽出した。

したがって, 東海第二発電所の有効性評価で想定する事故シーケンスグループは, 解釈1-1(a)の必ず想定する事故シーケンスグループ及び新たに追加した「津波浸水による最終ヒートシンク喪失」となる。これについて, 以下に示す解釈1-2及び1-4の要件に基づいて整理し, 各事故シーケンスグループの対策の有効性の確認における要件を整理した。

- 1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは, 以下に掲げる要件を満たすものであること。
- (a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては, 炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており, かつ, その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。
 - (b) 想定する事故シーケンスグループのうち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。

1 - 4 上記 1 - 2 (a) の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

整理の結果は以下のとおり。

○解釈 1 - 2 (a) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ・ 高圧注水・減圧機能喪失
- ・ 全交流動力電源喪失
- ・ L O C A 時注水機能喪失
- ・ 津波浸水による最終ヒートシンク喪失

○解釈 1 - 2 (b) に分類される事故シーケンスグループ

- ・ 崩壊熱除去機能喪失
- ・ 原子炉停止機能喪失
- ・ 格納容器バイパス (インターフェイスシステム L O C A)

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

事故シーケンスグループ別に事故シーケンス及び炉心損傷防止対策について整理した結果を第1-3表に示す。

解釈1-2(a)の事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスに対しては、炉心の著しい損傷を防止するための対策として、国内外の先進的な対策と同等のものを講じることが要求されている。

一方で、事故シーケンスの中には、国内外の先進的な対策を考慮しても、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が存在する。具体的には以下の3つの事故シーケンスが該当する。なお、国内外の先進的な対策と東海第二発電所の対策の比較を別紙3に示す。

①大破断LOCA+高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗

②直流電源喪失+原子炉停止失敗

③交流電源喪失+原子炉停止失敗

①の事故シーケンスは、原子炉圧力容器から多量の冷却材が短時間で失われていく事象であり、大破断LOCA後は数分以内に多量の注水を開始しなければ炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、事象発生から極めて短時間に多量の注水が可能な対策（インターロックの追設等）は確認できなかったことから、この事故シーケンスを国内外の先進的な対策を考慮しても、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として整理した。

以上より、①の事故シーケンスについては、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とすることとし、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とする事故シーケンスから除外した（重要事故シーケンス選定の対象とする事故シーケンスから除外する）。

①の事故シーケンスについても、炉心損傷後の原子炉への注水や格納容器スプレイ等の実施により、事象の緩和に期待できる。また、今回整備した格納容器破損防止対策により格納容器の閉じ込め機能に期待できることを確認している（「2.3.3 炉心損傷防止が困難な事故シーケンス等に対する格納容器破損防止対策の有効性」参照）。

②及び③の事故シーケンスは、原子炉スクラムの失敗と直流電源喪失又は全交流動力電源の喪失が重畳する事故シーケンスである。制御棒による原子炉停止に期待できない場合の代替の原子炉停止手段としてはほう酸水注入系を設けているが、直流電源の喪失又は全交流動力電源の喪失によってほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防止することができない。今回の調査では、原子炉停止機能について、ほう酸水注入系に期待できない場合のバックアップとなる対策は確認できなかったことから、この事故シーケンスを、国内外の先進的な対策を考慮しても、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として整理した。

②及び③の事故シーケンスはいずれも地震レベル1 P R Aから抽出された事故シーケンスである。原子炉スクラムの失敗の支配的な理由として、カットセットの分析結果（別紙7）からは、地震による炉内構造物の損傷等が抽出されている。今回の地震レベル1 P R Aでは、事象発生と同時に最大の地震加速度を受けるものとして評価しているが、事象発生と同時にどの程度の地震加速度が加えられるかについて、実際には不確かさが大きい。炉内構造物の低い損傷確率（5%損傷確率）であることが高い信頼度（95%信頼度）で推定できる地震加速度（以下「H C L P F」という。）は「地震加速

度大」のスクラム信号が発信される地震加速度よりも大幅に高い値であり、実際に大規模な地震が発生した場合には、地震による炉内構造物の損傷等が生じる前にスクラム信号が発信されると考えられる。また、地震レベル 1P R A では機器の損傷を完全相関としていることから、例えば 1 本のみの制御棒挿入に失敗する場合であってもスクラム失敗により炉心損傷するものとして評価している。評価の詳細は別紙 2 に示す。

以上のとおり、②及び③の事故シーケンスの炉心損傷頻度は保守的な設定のもとに評価したものであるが、現実的に想定すると、本事故シーケンスによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいと判断したことから、本事故シーケンスは、炉心の著しい損傷を防止する対策の有効性を確認する事故シーケンスに該当しないと判断した。

なお、第 1-3 表に示すとおり、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、全炉心損傷頻度の約 99.0%以上の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ることを確認している。

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

(1) 重要事故シーケンス選定の着眼点に基づく整理

設置変更許可申請における炉心損傷防止対策の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスを選定している。重要事故シーケンスの選定に当たっては、審査ガイドに記載の4つの着眼点を考慮している。今回の重要事故シーケンスの選定に係る具体的な考え方は以下のとおりである。また、事故シーケンスグループごとに、事故シーケンスと各着眼点との関係を整理し、関係が強いと考えられるものから「高」、「中」、「低」と分類して整理した。

【審査ガイドに記載されている重要事故シーケンス選定の着眼点】

- a. 共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。
- b. 炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。
- c. 炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。
- d. 事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

a. 共通原因故障，系統間の機能の依存性の観点

本PRAでは、多重化された機器の共通原因故障を考慮しており、システム信頼性評価におけるフォールトツリーの中でモデル化している。

このため、原子炉建屋損傷等の炉心損傷直結事象を除き、緩和機能の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスでは、共通原

因故障が炉心損傷の原因の1つとして抽出され得ることから、これらのシーケンスについては炉心損傷頻度への寄与が大きい場合、共通原因故障の影響があると考えられるものの、炉心損傷頻度は着眼点dで考慮することから、ここでは、起因事象に着目し、系統間の依存性を有するサポート系の故障により起因事象が発生した場合を系統間の依存性ありと判断する。

【例1：高圧・低圧注水機能喪失】

サポート系喪失を起因とするシーケンスは、系統間機能依存性によって多重性を有する機能の片区分の設備が機能喪失することから「中」とした。

【例2：全交流動力電源喪失】

いずれのシーケンスでも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。

b. 余裕時間の観点

炉心損傷防止対策の対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事故シーケンスを選定する。

【例1：L O C A時注水機能喪失】

中破断L O C Aを起因とする事故シーケンスは、破断面積が大きいことより流出流量が多く、事象進展が早いことから「高」とした。また、小破断L O C Aを起因とする事故シーケンスについては、中破断L O C Aに比べて破断面積が小さいため「低」とした。

【例2：高圧・低圧注水機能喪失】

過渡事象（給水流量の全喪失）又はサポート系喪失（自動停止）

を起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いことから「高」とした。また、原子炉を通常停止させる手動停止／サポート系喪失（手動停止）については「低」とした。

c. 設備容量の観点

炉心損傷防止に際して炉心の冷却に必要な注水量等、設備容量への要求が大きくなる事故シーケンスを選定する。

【例：L O C A時注水機能喪失】

中破断L O C A及び小破断L O C A発生後の緩和措置としては原子炉減圧及び低圧注水があるが、原子炉減圧に用いる逃がし安全弁は十分な台数が設置されている一方、低圧注水の代替となる注水設備の容量は低圧E C C Sより少ない。このため、低圧炉心冷却失敗を含む事故シーケンスを「高」とし、原子炉減圧失敗を含む事故シーケンスを「低」とした。

d. 事故シーケンスグループ内の代表性の観点

当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、炉心損傷頻度が高く、事象進展が事故シーケンスグループの特徴を有しているものを選定する。ただし、「高」、「中」、「低」の分類については炉心損傷頻度のみに着目して整理した。

【例：高圧・低圧注水機能喪失】

事故シーケンスグループの中で最も炉心損傷頻度の高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度に対して1%以上の寄与を持つシーケンスを「中」、1%未満のシーケンスを「低」とした。

今回の内部事象レベル1 P R A，地震レベル1 P R A及び津波

レベル1 P R Aの結果のうち、事故シーケンスを選定するに当たって同一に整理できると考えられるものについては、炉心損傷頻度を足し合わせて上記の分類を実施した。本来、各P R Aは扱う事象が異なるため、結果の不確かさや評価の精度が異なるものであり、結果を足し合わせて用いることの可否（比較可能性）については、P R Aの結果を活用する際の目的に照らして十分留意する必要がある。今回は重要事故シーケンスの選定の考え方を以下のとおりとしていることから、結果の不確かさやP R A間の評価の精度の違いを考慮しても、炉心損傷頻度を足し合わせて用いることによる問題は生じないものと考えた。

○今回抽出された事故シーケンスについては、第1-4表に示すとおり、結果的に、事故シーケンスグループ内において選定対象とした全ての事故シーケンスに対して、おおむね同じ重大事故等対処設備で対応できるものと考えている。このため、重要事故シーケンスの選定に当たっては、その対応の厳しさに重きをおいて選定することが適切と考え、主に着眼点b及びcによって重要事故シーケンスを選定している。これは、決定論的な評価である有効性評価においては、対応が厳しい事故シーケンスを評価することで、選定対象とした全ての事故シーケンスに対しても重大事故等対策の有効性を確認できると考えたためである。

○着眼点dについては、対応の厳しさ等の選定理由が同等とみなせる場合にのみ重要事故シーケンスの選定の基準として用いており、結果的に崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループにおいてのみ、重要事故シーケンス選定の理由としている。な

お、崩壊熱除去機能喪失で選定した重要事故シーケンスは内部事象レベル 1P R A 及び地震レベル 1P R A から抽出されたシーケンスであったが、第 1-3 表に示すとおり、いずれの P R A においても、事故シーケンスグループ内で最も高い炉心損傷頻度となった事故シーケンスである。

(2) 同一のシーケンスグループ内で対策が異なる場合の整理

事故シーケンスグループは、基本的に喪失した機能あるいはその組合せによって決定されるものであり、起因事象や機能喪失の原因には依存しない。しかしながら、事故シーケンスへの対策の観点では、同じ事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスでも、喪失した機能の喪失原因が異なる場合、有効な対策が異なることがある。

具体的には、全交流動力電源喪失がこれに該当するが、同じ炉心損傷防止対策で対応可能な事故シーケンスを 1 つの事故シーケンスグループとし、詳細化した各事故シーケンスグループからそれぞれ重要事故シーケンスを選定した。

各々の事故シーケンスグループに対して考慮した内容の詳細は次の 1.3.2 項に示す。

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

1.3.1 項の選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いもの等、より厳しい事故シーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおりに選定している。また、「(3)全交流動力電源喪失」では機能喪失の状況が異なる事故シーケンスが抽出されたが、原子炉圧力、

余裕時間及び対応する炉心損傷防止対策の類似性を考慮し，3つの事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。選定理由及び選定結果の詳細については第1-4表及び以下に示す。

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

i) 事故シーケンス

- ① 過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
- ② 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
- ③ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
- ④ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
- ⑤ サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
- ⑥ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループ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設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失し，炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへの対策としては，代替注水手段による原子炉注水等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 手動減圧

- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

① 過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗

v) 選定理由

過渡事象（給水流量の全喪失）を起因とする事故シーケンスは，事象進展が早いため，余裕時間の観点で厳しい。また，逃がし安全弁の再閉鎖に成功する事故シーケンスは，低圧の代替注水機能に期待する場合には，逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスに比べて，逃がし安全弁の設備容量の観点で厳しい。さらに，代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より，①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお，本事故シーケンス含まれる各事故シーケンスに対して有効と考えられる対策に差異がないため，起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とし，原子炉減圧時に必要な減圧幅の観点で厳しいと考えられる，逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない①の事故シーケンスは，②～⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

i) 事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

②手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

③サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループ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設計基準事故（LOCAを除く。）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、代替減圧手段により原子炉を減圧し、低圧ECCSによる原子炉冷却等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・低圧炉心スプレイ系
- ・過渡時自動減圧機能
- ・残留熱除去系

iv) 選定した重要事故シーケンス

①過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗

v) 選定理由

過渡事象（給水流量の全喪失）を起因とする事故シーケンスは、事象進展が早いため、余裕時間の観点及び原子炉減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。また、代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして

選定した。

なお、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスに対して有効と考えられる対策に差異がないため、起回事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②及び③の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(3) 全交流動力電源喪失

本事故シーケンスグループからは、機能喪失の状況が異なる4つの事故シーケンスが抽出されたが、原子炉圧力、余裕時間及び対応する主な炉心損傷防止対策の類似性に着目して事故シーケンスグループを以下の3つに詳細化した。

①長期T B

②T B D, T B U

③T B P

なお、T B Uは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発電機等の故障により全交流動力電源喪失が発生し、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却にも失敗する事故シーケンスである。また、T B Dは、外部電源喪失の発生後、区分Ⅰ及び区分Ⅱの直流電源の喪失により非常用ディーゼル発電機が機能喪失し、高圧炉心スプレイ系にも失敗することで全交流動力電源喪失に至る事故シーケンスである。T B Uにおいては直流電源が健全であるため、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備の計装設備は健全である。一方、T B Dにおいては区分Ⅰ及び区分Ⅱの直流電源の喪失により設計基準事故対処設備の計装設備が機能喪失するが、直流電源は重大事故等対処設備の常設代替直流電源設備が健全であ

り、重大事故等対処設備の計装設備は緊急用直流母線から給電されるため、直流電源及び計装設備の機能は維持される。また、TBD、TBUはいずれも事象発生初期に高圧注水機能が喪失する事故シーケンスであること、及び主な炉心損傷防止対策はいずれも高圧代替注水系であることから、1つの事故シーケンスグループとした。

(3-1) 長期TB

i) 事故シーケンス

①外部電源喪失 + DG失敗 + HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）

②サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失） + DG失敗 + HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失の発生後、非常用ディーゼル発電機等の故障により全交流動力電源喪失が発生し、原子炉隔離時冷却系により炉心を冷却するが、蓄電池の直流電源供給能力が枯渇すると原子炉隔離時冷却系が停止することで炉心の冷却が維持できなくなり、原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、交流電源に依存しない代替注水手段による原子炉注水等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（可搬型）

- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

- ① 外部電源喪失 + D G 失敗 + H P C S 失敗（蓄電池枯渇後 R C I C 停止）

v) 選定理由

いずれの事故シーケンスも、蓄電池枯渇による原子炉隔離時冷却系停止後の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差はない。このため、事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目する。外部電源喪失を起因とする事故シーケンスについては、起因事象の発生により給復水系が停止するため原子炉水位の低下が早いことから、余裕時間及び設備容量の観点で厳しい。また、代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の事故シーケンスは、②の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(3-2) T B D, T B U

i) 事故シーケンス

- ③ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 高圧炉心冷却失敗（T B D）

④外部電源喪失＋D G 失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）

⑤サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋D G 失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失の発生後、直流電源又は非常用ディーゼル発電機等の故障により全交流動力電源喪失が発生し、原子炉隔離時冷却系による炉心冷却も失敗することにより、原子炉が高圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、代替直流電源供給手段による代替高圧代替注水手段又は原子炉減圧後の代替低圧代替注水手段による原子炉注水等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 高圧代替注水系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（可搬型）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

③外部電源喪失＋直流電源失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B D）

v) 選定理由

いずれの事故シーケンスも全交流動力電源が喪失しているため、共通原因故障・系統間機能依存性の観点では差異がない。

また、余裕時間及び設備容量の観点からは、いずれの事故シーケンスも事象進展の早さには差異はないものの、直流電源が喪失する事故シーケンスは代替注水設備の起動に必要な直流電源を緊急用 125V 系蓄電池から給電するための直流電源の切替操作が必要となり、代替直流電源の必要容量も大きくなるため、直流電源が喪失する事故シーケンスの方が厳しい。さらに、代表性の観点からは、③の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、③の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。有効性評価においては、④及び⑤の事故シーケンスを包含する条件として、原子炉隔離時冷却系及び非常用ディーゼル発電機の本体故障を想定する。

なお、本事故シーケンスグループに含まれる各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異はなく、③の事故シーケンスは緊急用 125V 系蓄電池への直流電源の切替操作が必要となることから、④及び⑤の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(3-3) T B P

i) 事故シーケンス

⑥外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗

⑦サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失） + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、外

部電源喪失の発生後，非常用ディーゼル発電機等の故障により全交流動力電源喪失が発生し，原子炉隔離時冷却系は作動するものの，逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉圧力が徐々に低下することで，原子炉隔離時冷却系も機能喪失し，原子炉が低圧状態で炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへの対策としては，交流電源に依存しない代替注水手段による原子炉注水等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 原子炉隔離時冷却系（動作可能な範囲に原子炉圧力が保たれる間）
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（可搬型）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

⑥ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + H P C S 失敗

v) 選定理由

いずれの事故シーケンスも，原子炉圧力の低下による原子炉隔離時冷却系停止後の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差はない。このため，事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目する。外部電源喪失を起因とする事故シーケンスについては，起因事象の発生により給復

水系が停止するため原子炉水位の低下が早いことから、余裕時間及び設備容量の観点で厳しい。また、代表性の観点からは⑥の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、⑥の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、本事故シーケンスに含まれる各事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がないため、⑥の事故シーケンスは、⑦の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

(4) 崩壊熱除去機能喪失

i) 事故シーケンス

- ① 過渡事象 + R H R 失敗
- ② 過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗
- ③ 外部電源喪失 + D G 失敗 (H P C S 成功)
- ④ 外部電源喪失 + D G 失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (H P C S 成功)
- ⑤ 外部電源喪失 + 直流電源失敗 (H P C S 成功)
- ⑥ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + R H R 失敗
- ⑦ 手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗
- ⑧ サポート系喪失 (自動停止) + R H R 失敗
- ⑨ サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + R H R 失敗
- ⑩ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + D G 失敗 (H P C S 成功)

⑪ サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）＋D G
失敗＋逃がし安全弁再閉鎖失敗（H P C S 成功）

⑫ 小破断 L O C A ＋ R H R 失敗

⑬ 中破断 L O C A ＋ R H R 失敗

⑭ 大破断 L O C A ＋ R H R 失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化等の発生後、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することで、炉心損傷前に格納容器が破損し、その後、炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、代替除熱手段による格納容器除熱等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した崩壊熱除去機能に対する代替除熱手段として、R H R 故障時及び取水機能喪失時の状況を想定し、それぞれ以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

【R H R 故障時】

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 高圧炉心スプレイ系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

【取水機能喪失時】

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 緊急用海水系
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

- ①過渡事象＋RHR失敗（炉心損傷防止対策の有効性を確認する際の残留熱除去系の機能喪失の理由については，残留熱除去系の機能喪失又は残留熱除去系海水系の機能喪失を考慮）

v) 選定理由

いずれの事故シーケンスも代替除熱手段に係る炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差異はない。このため，炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの，事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目する。原子炉水位の低下が早い過渡事象（給水流量の全喪失），サポート系喪失（自動停止）又はLOCAを起因とする事故シーケンスは，余裕時間の観点で厳しい。また，事象初期の事象進展が早く余裕時間が短い場合，崩壊熱が高く原子炉注水に必要な設備容量が大きくなる。さらに，低圧の代替注水手段に期待する場合，逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シーケンスは，注水の開始時点で原子炉が一定程度減圧されている

ため、逃がし安全弁の設備容量は再閉鎖成功時の方が厳しくなる。代表性の観点からは①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、L O C Aを起因とする事故シーケンスについては、L O C A時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）において、代替除熱手段に係る重大事故等対策の有効性を含めて確認する。また、本事故シーケンスグループには非常用交流電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失している事故シーケンスが含まれるものの、主要な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とする場合、有効と考えられる対策に差異がないため、過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～⑭の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする（別紙4）。

(5) 原子炉停止機能喪失

i) 事故シーケンス

- ①過渡事象＋原子炉停止失敗
- ②サポート系喪失（自動停止）＋原子炉停止失敗
- ③小破断 L O C A＋原子炉停止失敗
- ④中破断 L O C A＋原子炉停止失敗
- ⑤大破断 L O C A＋原子炉停止失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化等の発生後、原子炉停止機能を喪失し、

炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへの対策としては、代替原子炉停止手段による原子炉停止等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）
- ・ ほう酸水注入系
- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 高圧炉心スプレイ系
- ・ 残留熱除去系

iv) 選定した重要事故シーケンス

- ① 過渡事象 + 原子炉停止失敗

v) 選定理由

過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）に起因する事故シーケンスは、原子炉圧力の上昇が早く、反応度投入の観点で厳しい事象であり、事象進展が早く余裕時間が短く、反応度印加の観点で厳しく出力抑制に必要な設備容量が大きくなる。代表性の観点から、①の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、本事故シーケンスグループでは、過渡事象を起因とする事故シーケンスと L O C A を起因とする事故シーケンスが抽出されている。本事故シーケンスグループに対しては、重大事故等対処設備として代替制御棒挿入機能が整備されており、これに期待する場合、L O C A を起因とする事故シーケンスの事象進展は L O C A 時注水機能喪失の事故シーケンスグループに

包絡される。

また、L O C Aを起因とする場合、水位低下の観点では厳しいものの、水位低下及びL O C Aに伴う減圧によってボイド率が上昇し、負の反応度が投入されると考えられることから、事象発生後の反応度投入に伴う出力抑制の観点では過渡事象を起因とする事故シーケンスの方が厳しいと考えられる。さらに、L O C Aを起因として原子炉停止に失敗する事故シーケンスの炉心損傷頻度は 1×10^{-10} / 炉年未満であり極めて小さい。そのため、反応度制御の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シーケンスは、本事故シーケンスグループにおいて代表性を有しているものとする。

(6) L O C A時注水機能喪失

i) 事故シーケンス

- ①小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
- ②小破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗
- ③中破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗
- ④中破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、小破断 L O C A 又は中破断 L O C A の発生後、高圧注水機能の喪失に加え、低圧注水機能又は原子炉減圧機能を喪失し、炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループへの対策としては、代替注水手段による原子炉注水等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

③中破断 L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗

v) 選定理由

中破断 L O C A を起因とする事故シーケンスは、小破断 L O C A に比べて破断面積が大きいことにより流出流量が多く、事象進展が早いため、余裕時間の観点で厳しい。また、設備容量の観点では、原子炉減圧に用いる逃がし安全弁は十分な台数が設置されているが、低圧の代替注水設備の設備容量は低圧 E C C S より少ないため、低圧炉心冷却に失敗する事故シーケンスの方が厳しい。代表性の観点からは、③の事故シーケンスの炉心損傷頻度が高い。

以上より、③の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスに対して有効と考えられる主な対策に差異がないため、重要事故シーケンスとして選定した③の事故シーケンスは、①、②、④の事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものとする。

また、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループに

においても L O C A を起因とする事故シーケンスが抽出されている。これについて、重要事故シーケンスによる包絡性を考えると、低圧炉心冷却失敗の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定することにより、崩壊熱除去機能喪失に関する重大事故等対策の有効性についても評価することとなる。このことから、選定した重要事故シーケンスは「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループにおける L O C A を起因とする事故シーケンスに対しても包絡性を有しているものとする。

(7) 格納容器バイパス（インターフェイスシステム L O C A）

i) 事故シーケンス

①インターフェイスシステム L O C A

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、インターフェイスシステム L O C A の発生後、破損箇所の隔離に失敗し、格納容器貫通配管からの漏えいが防止できずに炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、破損系統の隔離及び破損系統を除く E C C S による原子炉注水等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 手動減圧
- ・ 破損系統を除く原子炉注水機能
- ・ 破損系統の隔離
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

① インターフェイスシステム L O C A

v) 選定理由

抽出した事故シーケンスが 1 つであることから、①を重要事故シーケンスとして選定した。

(8) 津波浸水による最終ヒートシンク喪失

i) 事故シーケンス

① 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）

② 最終ヒートシンク喪失（蓄電池枯渇後 R C I C 停止）

③ 最終ヒートシンク喪失＋高圧炉心冷却失敗

④ 最終ヒートシンク喪失＋逃がし安全弁再閉鎖失敗

ii) 事故シーケンスグループの特徴

本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、防潮堤を越流した津波により非常用海水ポンプが被水・没水し、最終ヒートシンクが喪失することにより、炉心損傷に至る事故シーケンスである。本事故シーケンスグループに対する対策としては、津波防護対策等が考えられる。

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 津波防護対策
- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 緊急用海水系
- ・ 常設代替交流電源設備

・常設代替直流電源設備

iv) 選定した重要事故シーケンス

①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失（最終ヒートシンク喪失）

v) 選定理由

共通原因故障・系統間機能依存性の観点では、原子炉建屋内浸水を起因とする①の事故シーケンスが厳しい。余裕時間の観点では、事象発生初期に原子炉への注水に失敗する事故シーケンスが厳しい。設備容量の観点では、原子炉建屋内浸水を起因とする①の事故シーケンスは津波防護対策が広範囲に要求される。代表性の観点からは②の事故シーケンスの炉心損傷頻度が最も高い。

以上より、①の事故シーケンスを重要事故シーケンスとして選定した。

なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の事故シーケンスは②～④の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。

なお、各事故シーケンスグループに含まれる内部事象を起因とす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、炉心損傷頻度に対する寄与割合の観点で分析した結果、主要なカットセットに対して炉心損傷防止対策がおおむね有効であることを確認した（別紙6）。

また、各事故シーケンスグループにおける地震又は津波を起因とする事故シーケンスについても、地震又は津波により直接炉心損傷

に至る事故シーケンスを除いて，炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し，主要なカットセットに対して炉心損傷防止対策がおおむね有効であることを確認した（別紙 7）。

第1-1表 イベントツリーにより抽出した事故シーケンス

起回事象	事故シーケンス	内部	地震	津波	シーケンス No.
過渡事象	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	○	—	(1)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	○	—	(2)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	○	—	(3)
	RHR失敗	○	○	—	(4)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	○	—	(5)
	原子炉停止失敗	○	○	—	(6)
外部電源喪失	DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	○	○	—	(7)
	DG失敗+高压炉心冷却失敗	○	○	—	(8)
	DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	○	○	—	(9)
	直流電源喪失+HPCS失敗	○	○	—	(10)
	DG失敗(HPCS成功)	○	○	—	(11)
	DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	○	○	—	(12)
	直流電源喪失(HPCS成功)	○	○	—	(13)
	直流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—	(14)
交流電源喪失+原子炉停止失敗	—	○	—	(15)	
手動停止/ サポート系喪失 (手動停止)	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(16)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(17)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(18)
	RHR失敗	○	—	—	(19)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	—	—	(20)
サポート系喪失 (自動停止)	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(21)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(22)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(23)
	RHR失敗	○	—	—	(24)
	逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	○	—	—	(25)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(26)
サポート系喪失 (直流電源故障)	(外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	○	—	—	(27)
	(外部電源喪失)+DG失敗+高压炉心冷却失敗	○	—	—	(28)
	(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	○	—	—	(29)
	(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)	○	—	—	(30)
	(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	○	—	—	(31)
小破断LOCA	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(32)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(33)
	RHR失敗	○	—	—	(34)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(35)
中破断LOCA	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(32)
	高压炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	○	—	—	(33)
	RHR失敗	○	—	—	(34)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(35)
大破断LOCA	高压炉心冷却失敗+低压炉心冷却失敗	○	—	—	(36)
	RHR失敗	○	—	—	(37)
	原子炉停止失敗	○	—	—	(38)
インターフェイス システムLOCA	インターフェイスシステムLOCA	○	—	—	(39)
地震に伴う損傷	原子炉建屋損傷	—	○	—	(40)
	格納容器損傷	—	○	—	(41)
	原子炉圧力容器損傷	—	○	—	(42)
	格納容器バイパス	—	○	—	(43)
	Excessive LOCA	—	○	—	(44)
	計装・制御系喪失	—	○	—	(45)
津波に伴う損傷	防潮堤損傷	—	—	○	(46)
	原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失(最終ヒートシンク喪失)	—	—	○	(47)
	最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCIC停止)	—	—	○	(48)
	最終ヒートシンク喪失+RCIC失敗	—	—	○	(49)
最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	—	—	○	(50)	

第1-2表 PRAの結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケン スNo.	事故シーケンス別CDF (／年)				全CDFに 対する割合 (%)	解釈1-1 との対応	事故シーケンスグループ	グループ別 CDF (／年)	全CDFに 対する割合 (%)	解釈1-2 との対応					
		内部事象	地震	津波	合計											
過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(1)	3.2E-10	4.6E-07	—	4.6E-07	0.6	1-1(a) の事故 シーケンス	高圧・低圧注水機能喪失	4.7E-07	0.6	1-2(a)					
過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(2)	2.0E-10	2.5E-09	—	2.7E-09	<0.1										
手動停止／サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(16)	4.2E-10	—	—	4.2E-10	<0.1										
手動停止／サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(17)	4.3E-11	—	—	4.3E-11	<0.1										
サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(21)	2.5E-09	—	—	2.5E-09	<0.1										
サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(22)	3.0E-11	—	—	3.0E-11	<0.1										
過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(3)	9.4E-09	1.3E-06	—	1.3E-06	1.7		高圧注水・減圧機能喪失	1.3E-06	1.8	1-2(a)					
手動停止／サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(18)	2.6E-09	—	—	2.6E-09	<0.1										
サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(23)	8.3E-09	—	—	8.3E-09	<0.1										
外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	(7)	5.7E-08	5.6E-09	—	6.3E-08	<0.1										
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)	(27)	2.0E-08	—	—	2.0E-08	<0.1										
外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	(10)	6.0E-12	2.1E-06	—	2.1E-06	2.8										
外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	(9)	3.0E-10	2.4E-09	—	2.7E-09	<0.1		全交流動力電源喪失	2.7E-06	3.6	1-2(a)					
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	(29)	2.3E-10	—	—	2.3E-10	<0.1										
外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	(8)	2.0E-10	4.4E-07	—	4.5E-07	0.6										
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	(28)	2.1E-08	—	—	2.1E-08	<0.1										
過渡事象+RHR失敗	(4)	4.4E-05	5.4E-06	—	4.9E-05	65.1										
過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	(5)	3.8E-07	2.9E-08	—	4.1E-07	0.5										
外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)	(19)	6.9E-07	6.4E-08	—	7.5E-07	1.0		崩壊熱除去機能喪失	6.6E-05	87.6	1-2(b)					
外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	(20)	3.6E-09	3.3E-10	—	3.9E-09	<0.1										
外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功)	(24)	6.9E-10	1.2E-11	—	7.0E-10	<0.1										
手動停止／サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗	(25)	9.9E-06	—	—	9.9E-06	13.2										
手動停止／サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	(33)	5.2E-08	—	—	5.2E-08	<0.1										
サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗	(37)	1.7E-06	—	—	1.7E-06	2.3										
サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	(11)	8.9E-09	—	—	8.9E-09	<0.1										
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)	(12)	4.1E-06	—	—	4.1E-06	5.4										
サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗(HPCS成功)	(13)	2.1E-08	—	—	2.1E-08	<0.1										
小破断LOCA+RHR失敗	(31)	4.5E-08	—	—	4.5E-08	<0.1										
中破断LOCA+RHR失敗	(31)	3.0E-08	—	—	3.0E-08	<0.1										
大破断LOCA+RHR失敗	(30)	3.0E-09	—	—	3.0E-09	<0.1										
過渡事象+原子炉停止失敗	(6)	2.5E-08	7.9E-08	—	1.0E-07	0.1	原子炉停止機能喪失	1.4E-07	0.2	1-2(b)						
サポート系喪失(自動停止)+原子炉停止失敗	(26)	3.8E-11	—	—	3.8E-11	<0.1										
小破断LOCA+原子炉停止失敗	(38)	3.2E-11	—	—	3.2E-11	<0.1										
中破断LOCA+原子炉停止失敗	(38)	2.2E-11	—	—	2.2E-11	<0.1										
大破断LOCA+原子炉停止失敗	(34)	2.2E-12	—	—	2.2E-12	<0.1										
直流電源喪失+原子炉停止失敗	(14)	—	2.6E-08	—	2.6E-08	<0.1										
交流電源喪失+原子炉停止失敗	(15)	—	1.4E-08	—	1.4E-08	<0.1										
小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(35)	1.4E-13	—	—	1.4E-13	<0.1										
小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(36)	2.2E-14	—	—	2.2E-14	<0.1										
中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(35)	1.5E-11	—	—	1.5E-11	<0.1										
中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	(36)	4.6E-12	—	—	4.6E-12	<0.1										
大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	(32)	1.4E-12	—	—	1.4E-12	<0.1										
原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(Excessive LOCA)	(44)	—	3.0E-10	—	3.0E-10	<0.1	—	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	4.8E-10	<0.1	1-2(b)					
インターフェイスシステムLOCA	(39)	4.8E-10	—	—	4.8E-10	<0.1										
原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失(最終ヒートシンク喪失)	(47)	—	—	7.6E-07	7.6E-07	1.0	1-1(a) 以外の事故 シーケンス	—	4.0E-06	5.3	1-2(a)					
最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCIC停止)	(48)	—	—	3.2E-06	3.2E-06	4.2										
最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	(49)	—	—	1.1E-08	1.1E-08	<0.1										
最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	(50)	—	—	1.7E-08	1.7E-08	<0.1										
原子炉建屋損傷	(40)	—	1.5E-07	—	1.5E-07	0.2										
格納容器損傷	(41)	—	4.1E-09	—	4.1E-09	<0.1										
原子炉圧力容器損傷	(42)	—	2.2E-07	—	2.2E-07	0.3										
格納容器バイパス	(43)	—	3.2E-08	—	3.2E-08	<0.1										
計装・制御系喪失	(45)	—	3.7E-10	—	3.7E-10	<0.1										
防潮堤損傷	(46)	—	—	3.3E-07	3.3E-07	0.4										
合計		6.1E-05	1.0E-05	4.3E-06	7.5E-05	100.0						—	—	7.5E-05	100.0	—

ハッチング: 解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接対応せず、全炉心損傷程度への寄与及び影響度の観点から他の事故シーケンスグループと比較し、新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断したもの。

第1-3表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	事故シーケンス別CDF (ノ/炉年)				全CDF ^{※1} に対する割合 (%)	グループ別CDF (ノ/炉年)	全CDF ^{※1} に対する割合 (%)	備考	
			内部事象	地震	津波	合計					
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・手動減圧	3.2E-10	4.6E-07	—	4.6E-07	0.6	4.7E-07	0.6		
	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系 (常設)	2.0E-10	2.5E-09	—	2.7E-09	<0.1				
	手動停止/サポータ系喪失 (手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	4.2E-10	—	—	4.2E-10	<0.1				
	手動停止/サポータ系喪失 (手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	4.3E-11	—	—	4.3E-11	<0.1				
	サポータ系喪失 (自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・常設代替交流電源設備	2.5E-09	—	—	2.5E-09	<0.1				
	サポータ系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・常設代替直流電源設備	3.0E-11	—	—	3.0E-11	<0.1				
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・低圧炉心スプレイ系	9.4E-09	1.3E-06	—	1.3E-06	1.7	1.3E-06	1.8		
	手動停止/サポータ系喪失 (手動停止)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・過渡時自動減圧機能	2.6E-09	—	—	2.6E-09	<0.1				
	サポータ系喪失 (自動停止)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・残留熱除去系	8.3E-09	—	—	8.3E-09	<0.1				
全交流動力電源喪失	長期TB	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	5.7E-08	5.6E-09	—	6.3E-08	<0.1	2.7E-06	3.6	
		サポータ系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	・残留熱除去系 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	2.0E-08	—	—	2.0E-08	<0.1			
	TBD	外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗	6.0E-12	2.1E-06	—	2.1E-06	2.8				
	TBU	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	2.0E-10	4.4E-07	—	4.5E-07	0.6				
		サポータ系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	2.1E-08	—	—	2.1E-08	<0.1				
	TBP	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	3.0E-10	2.4E-09	—	2.7E-09	<0.1				
崩壊熱除去機能喪失	サポータ系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	・上記の点検枠内の対策	2.3E-10	—	—	2.3E-10	<0.1	6.6E-05	87.6	全炉心損傷頻度の約99%を炉心損傷防止対策でカバー	
	過渡事象+RHR失敗	[RHR故障時] ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系	4.4E-05	5.4E-06	—	4.9E-05	65.1				
	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	・手動減圧	3.8E-07	2.9E-08	—	4.1E-07	0.5				
	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	・残留熱除去系	6.9E-07	6.4E-08	—	7.5E-07	1.0				
	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	・手動減圧	3.6E-09	3.3E-10	—	3.9E-09	<0.1				
	外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	・低圧代替注水系 (常設)	6.9E-10	1.2E-11	—	7.0E-10	<0.1				
	手動停止/サポータ系喪失 (手動停止)+RHR失敗	・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	9.9E-06	—	—	9.9E-06	13.2				
	手動停止/サポータ系喪失 (手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	5.2E-08	—	—	5.2E-08	<0.1				
	サポータ系喪失 (自動停止)+RHR失敗	・常設代替交流電源設備	1.7E-06	—	—	1.7E-06	2.3				
	サポータ系喪失 (自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	・常設代替直流電源設備	8.9E-09	—	—	8.9E-09	<0.1				
	サポータ系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)	・原子炉隔離時冷却系	4.1E-06	—	—	4.1E-06	5.4				
	サポータ系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	・手動減圧 ・低圧代替注水系 (常設) ・緊急用海水系	2.1E-08	—	—	2.1E-08	<0.1				
小破断LOCA+RHR失敗	・常設代替交流電源設備	4.5E-08	—	—	4.5E-08	<0.1					
中破断LOCA+RHR失敗	・常設代替直流電源設備	3.0E-08	—	—	3.0E-08	<0.1					
大破断LOCA+RHR失敗	・残留熱除去系	3.0E-09	—	—	3.0E-09	<0.1					
原子炉停止機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・A TWS線と設備 (代替制御棒挿入機能)	2.5E-08	7.9E-08	—	1.0E-07	0.1	1.4E-07	0.2		
	サポータ系喪失 (自動停止)+原子炉停止失敗	・A TWS線と設備 (代替制御棒系ソフトリフ機能)	3.8E-11	—	—	3.8E-11	<0.1				
	小破断LOCA+原子炉停止失敗	・ほう微水注入系	3.2E-11	—	—	3.2E-11	<0.1				
	中破断LOCA+原子炉停止失敗	・原子炉隔離時冷却系	2.2E-11	—	—	2.2E-11	<0.1				
	大破断LOCA+原子炉停止失敗	・高圧炉心スプレイ系	2.2E-12	—	—	2.2E-12	<0.1				
	直流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※2}	—	—	2.6E-08	—	2.6E-08	<0.1				
交流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※2}	—	—	1.4E-08	—	1.4E-08	<0.1					
LOCA時注水機能喪失	小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・手動減圧	1.4E-13	—	—	1.4E-13	<0.1	2.2E-11	<0.1		
	小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・低圧代替注水系 (常設)	2.2E-14	—	—	2.2E-14	<0.1				
	中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※3}	・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	1.5E-11	—	—	1.5E-11	<0.1				
	中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗 ^{※3}	・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	4.6E-12	—	—	4.6E-12	<0.1				
	大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※4}	・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	1.4E-12	—	—	1.4E-12	<0.1				
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	・手動減圧 ・破損系統を除く原子炉注水機能 ・破損系統の隔離 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	4.8E-10	—	—	4.8E-10	<0.1	4.8E-10	<0.1		
	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系	—	—	7.6E-07	7.6E-07	1.0	4.0E-06	5.3		
最終ヒートシンク喪失 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	・手動減圧	—	—	3.2E-06	3.2E-06	4.2					
最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系 (可搬型)	—	—	1.1E-08	1.1E-08	<0.1					
最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	—	—	1.7E-08	1.7E-08	<0.1					
合計			6.1E-05	1.0E-05	4.0E-06	7.5E-05	99.0	7.5E-05	99.0	—	

※1 全CDFは第1-2表で新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断した事故シーケンスの炉心損傷頻度を含む。

※2 地震発生と同時に最大の地震動強度を受けるとして評価している地震レベル1 P R Aの想定上抽出された事故シーケンスであるが、地震の運動を現実的に想定すると、基準地震動より十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信し、炉内構造物が損傷する加速度に到達する前に制御棒の挿入が完了すると考えられることから、現実的には発生しづらいと考え、炉心損傷防止対策の有効性を確認する対象としては取り扱わないと判断した事故シーケンス。

※3 LOCAの破断規模が大きい場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。

※4 国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス。

第1-4表 重要事故シナリオ等の選定 (1/2)

事故シナリオグループ	事故シナリオ	対応する主要な炉心損傷防止対策	着目点との関係と重要事故シナリオの選定の考え方				選定した重要事故シナリオと選定理由	
			a	b	c	d		
高圧・低圧注水機能喪失	① 過渡現象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・手動減圧 ・低圧代替注水系 (常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とする事故シナリオは、系統間機能依存性によって片区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 過渡現象 (給水流量の全喪失) 又はサポート系喪失 (自動停止) を起因とする事故シナリオは、事象進展が早いことから「高」とした。また、原子炉を通常停止させる手動停止/サポート系喪失 (手動停止) は「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く原子炉注水に必要な設備容量が大きくなる。また、逃がし安全弁の再閉鎖に失敗する事故シナリオは、代替注水の開始時点で原子炉が一定程度減圧されているため、逃がし安全弁の設備容量は再閉鎖成功時の方が厳しくなる。以上より、過渡現象 (給水流量の全喪失) 又はサポート系喪失 (自動停止) を起因として逃がし安全弁の再閉鎖に成功している事故シナリオを「高」、過渡現象 (給水流量の全喪失) 又はサポート系喪失 (自動停止) を起因として逃がし安全弁の再閉鎖に失敗している事故シナリオを「中」、手動停止/サポート系喪失 (手動停止) を起因とする事故シナリオを「低」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。	
	② 過渡現象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		低	中	高	低		
	③ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低		
	④ 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) +逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低		
	⑤ サポート系喪失 (自動停止) +高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低		
	⑥ サポート系喪失 (自動停止) +逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		中	高	中	低		
高圧注水・減圧機能喪失	① 過渡現象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・低圧炉心スプレイ系 ・過渡時自動減圧機能 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とする事故シナリオは、系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 過渡現象 (給水流量の全喪失) 又はサポート系喪失 (自動停止) を起因とする事故シナリオは、事象進展が早いことから「高」とした。また、原子炉を通常停止させる手動停止/サポート系喪失 (手動停止) は「低」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く原子炉減圧に必要な設備容量が大きくなることから、着目点bと同様に、過渡現象 (給水流量の全喪失) 又はサポート系喪失 (自動停止) を起因とする事故シナリオを「高」、手動停止/サポート系喪失 (手動停止) を起因とする事故シナリオを「低」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。	
	② 手動停止/サポート系喪失 (手動停止) +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		中	低	低	低		
	③ サポート系喪失 (自動停止) +高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		中	高	高	低		
全交流動力電源喪失	長期 T B	・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) ・残留熱除去系 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	① 外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	高	高	高	高	a. いずれの事故シナリオも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。 b. いずれの事故シナリオも、蓄電池枯渇による原子炉隔離時冷却系停止後の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差はない。このため、事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目する。外部電源喪失を起因とする事故シナリオは、起因事象の発生により回復水系が停止するため原子炉水位の低下が早いことから「高」、サポート系喪失 (直流電源故障) を起因とする事故シナリオは、起因事象の発生後も外部電源喪失に至るまでは給排水系により原子炉水位が維持されることから「低」とした。 c. いずれの事故シナリオも、蓄電池枯渇による原子炉隔離時冷却系停止後の原子炉注水に必要な設備容量に有意な差はない。このため、事象発生初期の炉心損傷防止対策の設備容量に着目する。事象初期の余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く原子炉注水に必要な設備容量が大きくなる。このため、外部電源喪失を起因とする事故シナリオを「高」、サポート系喪失 (直流電源故障) を起因とする事故シナリオを「低」とした。 d. 長期 T Bの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。
			② サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	高	低	低	中	
	T B D T B U	・高圧代替注水系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) ・残留熱除去系 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	③ 外部電源喪失+直流電源喪失+高圧炉心冷却失敗 (T B D)	高	高	高	高	
			④ 外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗 (T B U)	高	中	中	中	
			⑤ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗+高圧炉心冷却失敗 (T B U)	高	中	中	低	
			⑥ 外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	高	高	高	高	
T B P	・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系 (可搬型) ・代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) ・残留熱除去系 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	⑦ サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	高	低	低	中		
		⑧ 外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	高	高	高	高		

◎ 重要事故シナリオとして選定した事故シナリオ

審査ガイドの着目点a-dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

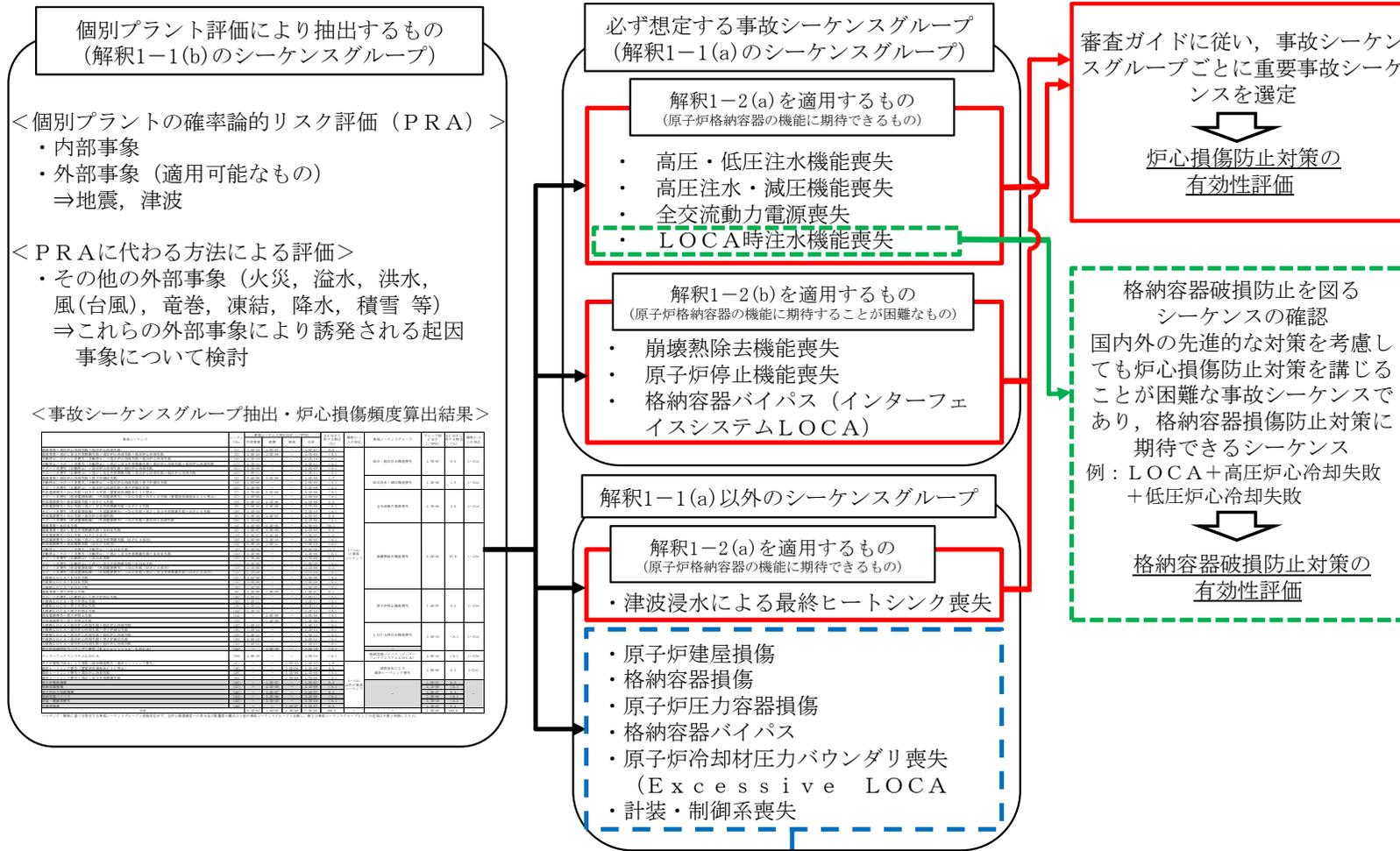
第1-4表 重要事故シーケンス等の選定 (2/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由
			a	b	c	d	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①過渡事象+RHR失敗	[RHR故障時] ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベン ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備 [取水機能喪失時] ・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設) ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	低	高	高	高	a. 区分Ⅰ及び区分Ⅱの交流電源が喪失している事故シーケンスは、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。また、区分Ⅰ又は区分Ⅱの交流電源が喪失している事故シーケンスは、系統間機能依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. いずれの事故シーケンスも代替除熱手段に係る炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に有意な差はない。このため、炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの、事象発生初期の炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間に着目し、原子炉水位の低下が早い過渡事象(給水流量の全喪失)、サポート系喪失(自動停止)、サポート系喪失(直流電源故障)又はLOCAを起因とする事故シーケンスを「高」、手動停止/サポート系喪失(手動停止)を起因とする事故シーケンスを「低」、上記以外の事故シーケンスを「中」とした。 c. いずれの事故シーケンスも崩壊熱除去に必要な設備容量の観点からは有意な差異はない。このため、炉心冷却に成功する事故シーケンスグループではあるものの、事象発生初期の炉心損傷防止対策の設備容量に着目する。事象初期の事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が早く原子炉注水に必要な設備容量を大きくする。また、低圧代替注水段階に期待する場合、逃がし安全弁の再開に失敗する事故シーケンスは、注水の開始時点で原子炉が一定程度減圧されているため、逃がし安全弁の設備容量は再開成功時の方が厳しくなる。以上より、過渡事象(給水流量の全喪失)、サポート系喪失(自動停止)又はサポート系喪失(直流電源故障)を起因として逃がし安全弁の再開に成功している事故シーケンス並びにLOCAを起因とする事故シーケンスを「高」、過渡事象(給水流量の全喪失)、サポート系喪失(自動停止)又はサポート系喪失(直流電源故障)を起因として逃がし安全弁の再開に失敗している事故シーケンスを「中」、手動停止/サポート系喪失(手動停止)を起因とする事故シーケンスを「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。
	- ②過渡事象+逃がし安全弁再開損失失敗+RHR失敗		低	高	中	低	
	- ③外部電源喪失+DG失敗(HPCS成功)		高	中	高	中	
	- ④外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再開損失失敗(HPCS成功)		高	中	中	低	
	- ⑤外部電源喪失+直流電源失敗(HPCS成功)		高	高	中	低	
	- ⑥手動停止/サポート系喪失(手動停止)+RHR失敗		中	低	低	中	
	- ⑦手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再開損失失敗+RHR失敗		中	低	低	低	
	- ⑧サポート系喪失(自動停止)+RHR失敗		中	高	高	中	
	- ⑨サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再開損失失敗+RHR失敗		中	高	中	低	
	- ⑩サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗(HPCS成功)		高	高	高	中	
	- ⑪サポート系喪失(直流電源故障)(外部電源喪失)+DG失敗+逃がし安全弁再開損失失敗(HPCS成功)		高	高	中	低	
	- ⑫小破断LOCA+RHR失敗		低	高	高	低	
	- ⑬中破断LOCA+RHR失敗		低	高	高	低	
	- ⑭大破断LOCA+RHR失敗		低	高	高	低	
原子炉停止機能喪失	◎ ①過渡事象+原子炉停止失敗	・ATWS緩和設備(代替制御棒挿入機能) ・ATWS緩和設備(代替原子炉再循環系ポンプリゾブ機能) ・原子炉注水系 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系	低	高	高	高	a. サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは、系統間機能依存性によって片区分の複数の設備が機能喪失することから「高」とした。 b. 過渡事象(主蒸気隔離弁の閉止)に起因する事故シーケンスは、原子炉圧力の上昇が早く、反応度印加の観点で厳しい事象であり、事象進展が早いことから「高」とした。また、サポート系喪失(自動停止)は、過渡事象(主蒸気隔離弁の閉止)に比べて事象進展が緩やかであることから「中」とした。さらに、大破断LOCAを起因とする事故シーケンスは原子炉の減圧に伴い反応度が抑えられることから「低」とし、中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「中」とした。 c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、反応度印加の観点で厳しく出力抑制に必要な設備容量が大きくなることから、着眼点と同様に、過渡事象(主蒸気隔離弁の閉止)を起因とする事故シーケンスを「高」、サポート系喪失(自動停止)を起因とする事故シーケンスを「中」、大破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「低」、中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故シーケンスを「中」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。
	- ②サポート系喪失(自動停止)+原子炉停止失敗		中	中	中	低	
	- ③小破断LOCA+原子炉停止失敗		低	中	中	低	
	- ④中破断LOCA+原子炉停止失敗		低	中	中	低	
	- ⑤大破断LOCA+原子炉停止失敗		低	低	低	低	
LOCA時注水機能喪失	- ①小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・手動減圧 ・低圧代替注水系(常設) ・代替格納容器スプレイ冷却系(常設) ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベン ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	低	低	高	低	a. 中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故シーケンスは、系統間機能依存性がないことから、全て「低」とした。 b. 中破断LOCAを起因とする事故シーケンスは、破断面積が大きいことより流出流量が多く、事象進展が早いことから「高」とした。また、小破断LOCAを起因とする事故シーケンスは、中破断LOCAに比べて破断面積が小さいため「低」とした。 c. 原子炉注水に成功している事故シーケンスは、破断面積が小さいため「低」とした。また、小破断LOCAを起因とする事故シーケンスは、破断面積が小さいため「低」とした。 d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。
	- ②小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		低	低	低	低	
	◎ ③中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		低	高	高	高	
	- ④中破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		低	高	低	中	
格納容器バイパス	◎ ①インターフェイスシステムLOCA	・手動減圧 ・破損系統を除く原子炉注水機能 ・破損系統の隔離 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	-	-	-	-	抽出された事故シーケンスが1つであることから着眼点に照らした整理は行わず、全ての着眼点について「-」とした。
津波浸水による最終ヒートシンク喪失	◎ ①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失(最終ヒートシンク喪失)	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・手動減圧 ・低圧代替注水系(可搬型) ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替交流電源設備 ・常設代替直流電源設備	高	高	高	中	a. 原子炉建屋内浸水を起因とする事故シーケンスでは、建屋内の多くの設備が機能喪失することから「高」とした。最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シーケンスは、除熱を必要とする設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 事象初期から原子炉への注水に失敗している事故シーケンスは「高」、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に成功している事故シーケンスは「低」とした。逃がし安全弁再開損失失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失する事故シーケンスは、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまで炉心への注水が継続されるため、事象初期から注水に失敗している事故シーケンスと比較して事象進展が遅いことから「中」とした。 c. 原子炉建屋内浸水を起因とする事故シーケンスは、津波防護対策に要求される防護高さも高くことから「高」とし、最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シーケンスは「中」とした。 d. 最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。
	- ②最終ヒートシンク喪失(蓄電池枯渇後RCI停止)		中	低	中	高	
	- ③最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗		中	高	中	低	
	- ④最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再開損失失敗		中	中	中	低	

◎ 重要事故シーケンスとして選定した事故シーケンス

※ 取水機能喪失時(RHR S喪失時)は低圧ECCSが従属的に機能喪失する。そのため、高圧注水系に成功している場合は崩壊熱除去機能喪失の事故シーケンスグループで取り扱う。高圧注水系に失敗した場合は他の事故シーケンスグループ等(①、②、③～⑥:高圧・低圧注水機能喪失、③～⑥、⑧、⑪:全交流動力電源喪失、⑫、⑬LOCA時注水機能喪失、⑭開閉圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))で重大事故対策の有効性を確認する。

審査ガイドの着眼点a～dに対する影響度の観点から、厳しく順に「高」、「中」、「低」とした。



<プラント個別に追加すべき事故シーケンスグループの確認>
 「解釈1-1(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断」
 全炉心損傷頻度への寄与及び影響度の観点から他の事故シーケンスグループと比較し, 新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断

第1-1図 事故シーケンスグループ抽出及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

過渡事象	原子炉停止	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	成功	成功	成功	成功	失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)
	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	成功	成功	成功	成功	失敗	過渡事象 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)
	成功	成功	成功	成功	失敗	失敗	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(1)
	成功	成功	成功	失敗	失敗	失敗	過渡事象 + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(3)
	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	成功	成功	成功	成功	失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
	成功	成功	成功	成功	成功	失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
	成功	成功	成功	成功	成功	失敗	過渡事象 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(2)
	成功	成功	成功	成功	成功	成功	過渡事象 + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)
	失敗								

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (1/7)

外部電源喪失	原子炉停止	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
					HPCS	RCIC			
					成功		過渡事象へ	過渡事象へ	-
					成功		外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)
					成功		外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)
					失敗		外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)
成功					成功		外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(12)
成功					失敗		外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(9)
失敗					成功		外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)
失敗					失敗		外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)
失敗							過渡事象+原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (2/7)

手動停止／サポート系喪失（手動停止）	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.					
成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—					
					失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(19)					
					成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—				
						失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(19)				
					失敗	成功	失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(16)		
								失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(18)		
					失敗	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—	
									失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20)	
									成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
										失敗	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(20)
失敗	成功	失敗	成功	手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(17)							
			失敗										

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (3/7)

サポート系喪失 (自動停止※)	原子炉停止	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.			
成功	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-			
						失敗	サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(24)			
						成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-		
							失敗	サポート系喪失 (自動停止) + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(24)		
						失敗	成功	成功	成功	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(21)
									失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(23)
						成功	失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
									失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(25)
						失敗	成功	失敗	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	-
									失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(25)
						成功	失敗	成功	成功	サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(22)
									失敗	サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(26)

※ サポート系喪失において、原子炉自動停止に至る事象のうち、直流電源故障については別途評価。

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (4/7)

サポート系喪失 (直流電源故障)	原子炉停止	交流電源	圧力バウンダリ 健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
				HPCS	RCIC			
						サポート系喪失 (自動停止) へ	サポート系喪失 (自動停止) へ	—
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(30)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(27)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(28)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(31)
						サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗 + 逃がし安全弁再閉鎖失敗 + HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(29)
						サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(26)

大破断 LOCA	原子炉停止	高压炉心冷却	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
		成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
		失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)		
		成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
		失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)		
		成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
		失敗	大破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(37)		
		成功	炉心損傷なし	LOCA 時注水機能喪失	(36)		
		失敗	大破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA 時注水機能喪失	(36)		
		成功	炉心損傷なし	原子炉停止機能喪失	(38)		
		失敗	大破断 LOCA + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(38)		

中破断 LOCA 小破断 LOCA	原子炉停止	高压炉心冷却	原子炉減圧	低压炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
		成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—			
		失敗	中破断 LOCA + RHR 失敗 小破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)			
		成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—			
		失敗	中破断 LOCA + RHR 失敗 小破断 LOCA + RHR 失敗	崩壊熱除去機能喪失	(34)			
		成功	炉心損傷なし	LOCA 時注水機能喪失	(32)			
		失敗	中破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗 小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗	LOCA 時注水機能喪失	(32)			
		成功	炉心損傷なし	LOCA 時注水機能喪失	(33)			
		失敗	中破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗 小破断 LOCA + 高压炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗	LOCA 時注水機能喪失	(33)			
		成功	炉心損傷なし	原子炉停止機能喪失	(35)			
		失敗	中破断 LOCA + 原子炉停止失敗 小破断 LOCA + 原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(35)			

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (6/7)

インターフェイスシステムLOCA	事故シーケンス	事故シーケンス グループ	No.
	インターフェイスシステムLOCA	格納容器バイパス (インターフェイス システムLOCA)	(39)

第1-2 図 内部事象レベル1 PRAにおけるイベントツリー (7/7)

地震	地震加速度大	原子炉建屋	格納容器	原子炉 圧力容器	格納容器 バイパス	Excessive LOCA	計装・制御	直流電源	交流電源	外部電源	発生する起因事象	No.
発生なし											-	-
健全											過渡事象	-
健全											外部電源喪失	-
健全											交流電源喪失	-
健全											直流電源喪失	-
健全											計装・制御系喪失	(46)
発生なし											Excessive LOCA	(44)
発生											格納容器バイパス	(43)
健全											原子炉圧力容器損傷	(42)
損傷											格納容器損傷	(41)
健全											原子炉建屋損傷	(40)
発生												
損傷												

第1-3図 地震レベル1 PRAにおける階層イベントツリー

過渡事象	原子炉停止	逃がし安全弁開放	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	原子炉減圧	低圧炉心冷却	崩壊熱除去	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.			
過渡事象	成功	成功	成功	成功	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—			
							失敗	過渡事象+RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)			
							成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—		
								失敗	過渡事象+RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(4)		
							失敗	成功	成功	成功	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(1)
										失敗	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	高圧注水・減圧機能喪失	(3)
							成功	失敗	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
										失敗	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
							失敗	成功	成功	成功	炉心損傷なし	炉心損傷なし	—
										失敗	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	崩壊熱除去機能喪失	(5)
							成功	失敗	成功	成功	過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	高圧・低圧注水機能喪失	(2)
										失敗	Excessive LOCA	—	(42)
失敗	失敗	失敗	失敗	過渡事象+原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(6)							

第1-4図 地震レベル1 PRAにおけるイベントツリー (1/3)

外部電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁開放	直流電源	交流電源	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
						HPCS	RCIC			
						過渡事象へ	過渡事象へ	—		
						成功	成功	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)
						成功	成功	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)
						成功	失敗	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)
						成功	成功	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(12)
						成功	失敗	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(9)
						成功	成功	外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)
						成功	失敗	外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)
						失敗		Excessive LOCA	—	(42)
						失敗		過渡事象+原子炉停止失敗	原子炉停止機能喪失	(5)

第1-4図 地震レベル1 PRAにおけるイベントツリー (2/3)

交流電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁開放	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
				HPCS	RCIC			
				成功	成功	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(11)
				成功	成功	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (蓄電池枯渇後RCIC停止)	全交流動力電源喪失 (長期TB)	(7)
				失敗	失敗	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	全交流動力電源喪失 (TBU)	(8)
	成功	成功	失敗	成功	成功	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(12)
	成功	成功	失敗	失敗	失敗	外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBP)	(9)
		失敗				Excessive LOCA	-	(42)
	失敗					交流電源喪失+原子炉停止失敗	交流電源喪失+原子炉停止失敗	(45)

直流電源喪失	原子炉停止	逃がし安全弁開放	高圧炉心冷却		事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.	
			HPCS	RCIC				
				成功	成功	外部電源喪失+直流電源失敗 (HPCS成功)	崩壊熱除去機能喪失 (TBW)	(13)
	成功	成功		失敗	失敗	外部電源喪失+直流電源失敗+HPCS失敗	全交流動力電源喪失 (TBD)	(10)
		失敗				Excessive LOCA	-	(42)
	失敗					直流電源喪失+原子炉停止失敗	直流電源喪失+原子炉停止失敗	(45)

第1-4図 地震レベル1 PRAにおけるイベントツリー (3/3)

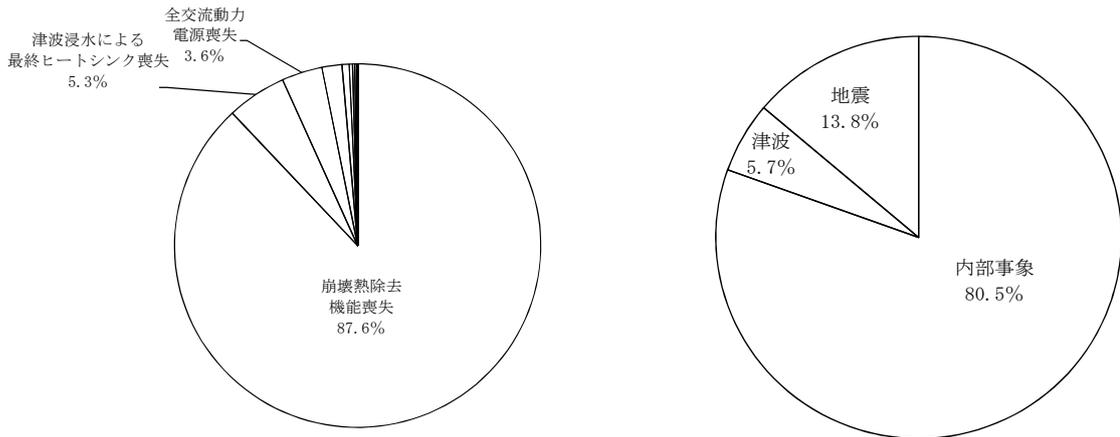
津波 (津波高さ)	防潮堤損傷 (T. P. +24m～)	原子炉建屋内浸水 (T. P. +22m～24m)	最終ヒートシンク喪失 (T. P. +20m～22m)	発生する起因事象	No.
		発生なし	発生なし	最終ヒートシンク喪失 (T. P. +20m～22m) 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失) ※ (T. P. +22m～24m) 防潮堤損傷※ (T. P. +24m～)	—
	発生なし	発生	発生		—
	発生		発生		(47)
					(46)

※ 炉心損傷直結のためイベントツリーは展開しない。

第1-5 図 津波レベル1 P R Aにおける階層イベントツリー

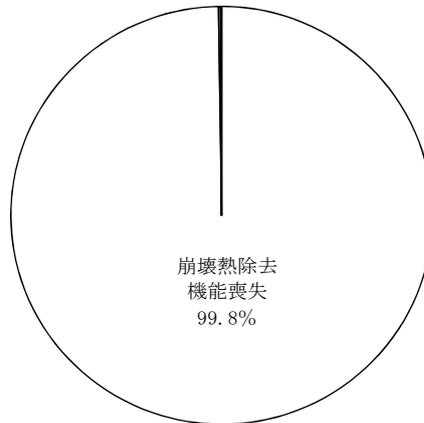
最終ヒートシンク喪失	圧力バウンダリ健全性	高圧炉心冷却	事故シーケンス	事故シーケンスグループ	No.
	成功	成功	最終ヒートシンク喪失 (蓄電池枯渇後 R C I C 停止)	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	(48)
		失敗	最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	(49)
	失敗		最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	(50)

第1-6 図 津波レベル1 P R Aにおけるイベントツリー

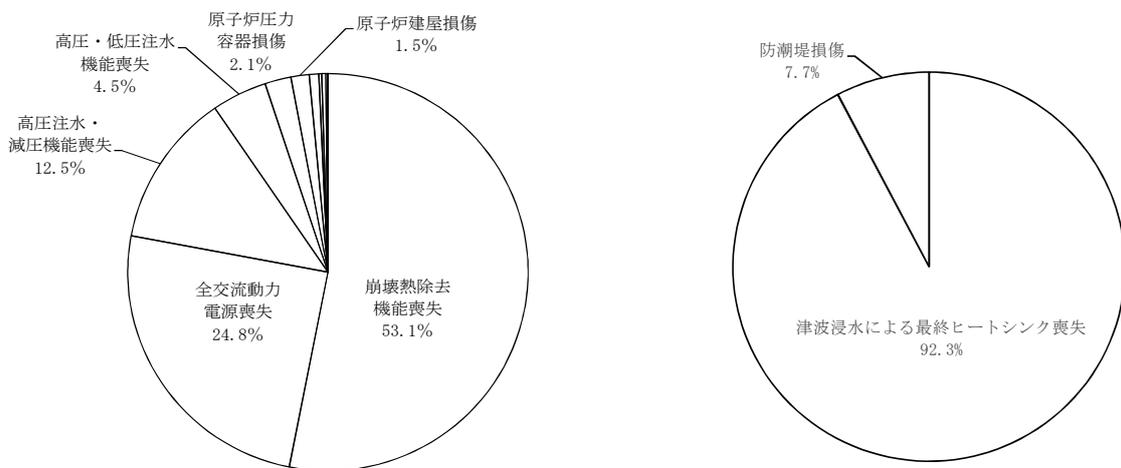


(CDF : 7.5×10^{-5} / 炉年)

事故シーケンスグループ別 事象別
第1-7図 プラント全体の炉心損傷頻度



内部事象レベル1PRA
(CDF : 6.1×10^{-5} / 炉年)



地震レベル1PRA
(CDF : 1.0×10^{-5} / 炉年)

津波レベル1PRA
(CDF : 4.3×10^{-6} / 炉年)

第1-8図 事故シーケンスグループごとの寄与割合

2. 格納容器破損防止対策の有効性評価における格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスを第2-1図に示す。また、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

【概要】

- ① 内部事象レベル1. 5 P R A 及び P R A を適用できない外部事象に係る定性的検討から格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討・分類を実施した。
- ② 抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で格納容器の機能に期待できない格納容器バイパス、格納容器先行破損に該当するものは、解釈1-2(b)に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。
- ③ 国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードの要否を検討した。
- ④ 格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態（以下「P D S」という。）を選定し、その中で厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。

2.1 格納容器破損モードの分析について

解釈には、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の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおりに示されている。

2-1

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

- ・ 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
- ・ 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
- ・ 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
- ・ 水素燃焼
- ・ 格納容器直接接触（シェルアタック）
- ・ 溶融炉心・コンクリート相互作用

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

- ① 個別プラントの内部事象に関する P R A 及び外部事象に関する P R A（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。
- ② その結果、上記 2-1 (a) の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

上記 2-1 (b) ① に基づき、内部事象レベル 1.5 P R A を実施し、格納容器破損モードを評価した。外部事象について、地震レベル 1.5 P R A は原子炉建屋、格納容器等の損傷から格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程の不確かさが大きく、定量評価結果の活

用に際しては損傷箇所，損傷モード等の精緻化の検討が必要な段階であるため，現段階では事故シーケンス選定の検討に適用しないこととした。

また，P R Aの適用が困難と判断した外部事象については定性的な検討により発生する格納容器破損モードの分析を行った。

実施した格納容器破損モード抽出に係る分析結果を以下に示す。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出，整理

(1) P R Aに基づく整理

内部事象レベル1.5 P R Aを実施し，事故の進展に伴い生じる格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から，以下のa.～i.に示す格納容器破損モードの抽出を行った。

具体的には第2-2図のとおり，炉心損傷前，原子炉圧力容器破損前，原子炉圧力容器破損直後，原子炉圧力容器破損以降の各プラント状態に分類し，それぞれの状態で発生する負荷を抽出している。また，事故進展中に実施される緩和手段等を考慮し，第2-3図に示すイベントツリーを作成し，格納容器の破損に至る格納容器破損モードを整理している。内部事象レベル1.5 P R Aから抽出された格納容器破損モード及び定量化結果を第2-1表に示す。また，格納容器破損モードごとの格納容器破損頻度への寄与割合を第2-4図に示す。

a. 早期過圧破損（未臨界確保失敗）

原子炉停止失敗時に，炉心で発生した大量の水蒸気が格納容器へ放出され，格納容器圧力が早期に上昇して，格納容器が過圧破損に至る格納容器破損モードである。

b. 過圧破損（崩壊熱除去失敗）

炉心の冷却が達成される中で、水蒸気の蓄積による準静的加圧で格納容器が炉心損傷前に破損する格納容器破損モードである。

c. 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）

インターフェイスシステムLOCAの発生により、格納容器をバイパスして原子炉冷却材が原子炉建屋内に放出される格納容器破損モードである。

d. 格納容器バイパス（格納容器隔離失敗）

炉心が損傷した時点で、格納容器の隔離に失敗しており、格納容器の閉じ込め機能を喪失している格納容器破損モードである。

e. 過圧破損（長期冷却失敗）

炉心損傷後に熔融炉心の冷却が達成される中で、崩壊熱によって発生する水蒸気によって格納容器が過圧され、破損に至る格納容器破損モード、又は、熔融炉心が冷却されない場合に、熔融炉心・コンクリート相互作用による非凝縮性ガスの発生が継続し、格納容器内が過圧されて格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。

f. 過温破損

炉心損傷後に、熔融炉心が冷却できない状態が継続した場合に、熔融炉心からの輻射及び対流によって格納容器の雰囲気加熱され、格納容器の貫通部等が熱的に損傷し、格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。

g. 格納容器雰囲気直接加熱

高圧状態で原子炉圧力容器が破損した場合に、溶融炉心が格納容器の雰囲気中を飛散する過程で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱・加圧の結果、格納容器圧力が上昇し格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。

h. 原子炉圧力容器外での水蒸気爆発

高温の溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）の水中又はサプレッション・プール水中に落下した場合、若しくは格納容器内に放出されたデブリに対して注水を実施した場合に、水蒸気爆発又は水蒸気による圧カスパイクが発生する可能性がある。このときに格納容器に付加される機械的エネルギーによって格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。

i. 溶融炉心・コンクリート相互作用

原子炉圧力容器の破損後、格納容器内に放出された溶融炉心が十分に冷却できない状態が継続した場合に、ペDESTAL（ドライウエル部）床のコンクリートが侵食され、溶融炉心はペDESTAL（ドライウエル部）床を貫通してサプレッション・プールに落下する。その後、サプレッション・プールにおける溶融炉心・コンクリート相互作用が継続し、ベースマツト溶融貫通に先行してペDESTAL壁面の侵食に伴う原子炉圧力容器支持機能の喪失により格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。

なお、以下の格納容器破損モードは、今回実施した内部事象レベル 1. 5 P R A では分析により除外した。

j. 原子炉圧力容器内での水蒸気爆発

高温の溶融炉心が下部プレナムの水中に落下して水蒸気爆発

が発生し、その際の発生エネルギーによって原子炉圧力容器の蓋がミサイルとなって格納容器に衝突し、格納容器破損に至る格納容器破損モードである。

ただし、これまでの炉内溶融燃料－冷却材相互作用に係る研究等の知見から、炉内溶融燃料－冷却材相互作用により格納容器が破損する可能性は十分低いため、内部事象レベル 1.5 PRA では格納容器破損モードとして設定していない。

k. 水素燃焼

格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していた場合にジルコニウム－水反応等によって発生した水素と反応して激しい燃焼が生じ、格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。

ただし、東海第二発電所では、運転中、格納容器内を窒素置換し、酸素濃度を低く管理しているため、水素濃度及び酸素濃度が可燃限界に至る可能性は十分低い。このため、内部事象レベル 1.5 PRA では格納容器破損モードとして設定していない。

l. 溶融物直接接触

原子炉圧力容器破損後に格納容器下部へ落下した溶融炉心が格納容器下部の床からその外側のドライウエルの床に拡がり、高温の溶融炉心がドライウエルの壁（バウンダリ）に接触してドライウエル壁の一部が溶融貫通し、格納容器の破損に至る格納容器破損モードである。

ただし、東海第二発電所の Mark-II 型格納容器においては、ペDESTAL（ドライウエル部）内に蓄積したデブリがドライウエル床には拡がらない格納容器構造となっているため、内