

原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、R C P シール機能の喪失や加圧器逃がし弁、加圧器安全弁開固着による 1 次冷却系保有水の喪失事象の発生が想定されることから、独立した起因事象として取り扱う。

f. D C 母線 1 系列喪失

美浜 3 号炉は、本事象の発生により原子炉保護リレー盤の電源断となり、原子炉トリップに至る設計となっている。また、D C 母線 1 系列喪失により、安全防护設備の片系列が作動不能になるため、独立した起因事象として取り扱う。

g. 2 次冷却系の破断

「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器 1 基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「2 次冷却系の破断」として分類し、独立した起因事象として取り扱う。

h. 蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管 1 本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、独立した起因事象として取り扱う。

i. その他の事象

事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象をグループ化するが、事象の進展が異なる一部の事象については独立した起因事象として取り扱う。

- ・ 主給水流量喪失

- (給水に係る緩和設備の信頼性が異なる)

- ・ 外部電源喪失

(非常用所内交流電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす)

- ・ 過渡事象

(外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化)

以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として14事象を選定した。選定した起因事象は第1.1.1.b-5表に示す。

(4) 起因事象の発生頻度評価

起因事象の発生頻度は、以下の手法 (a.又はb.) を用いて算出した。

- a. プラントの運転経験*から得られた起因事象の発生件数と運転期間 (運転時間又は暦日) を用いる。(※: 2011年3月31日現在。なお、国内初のPWRプラント運開 (1970年11月28日) 以降1976年3月31日までの期間は、第1.1.1.b-1図に示すように国内PWRプラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル1PSA学会標準に基づき近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第1.1.1.b-6表に、除外している事象の一覧を示す。)
- b. フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。

インターフェイスシステムLOCA及びATWS以外の起因事象は、a.の手法を用いて、起因事象発生頻度を算出した。その際、次の基本的な考え方に基づき検討及び評価した。

- ー 国内で発生実績のある起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、国内の運転実績を適用する。
- ー 国内及び米国共に発生実績のない起因事象は、現実的な評価を実施するとの観点から、PRAに係る基本設計である

1 次冷却系や安全系の構成、容量が、日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績を適用する。

なお、後者については、工学的判断による設定に基づき発生件数を0.5件として評価した。

一方、インターフェイスシステム L O C A は、b.の手法を用いて弁の数や設置位置等から機器故障率を用いて起因事象発生頻度を算出した。また、A T W S は、a.の手法を用いて原子炉トリップに至る頻度を、b.の手法を用いて原子炉トリップ失敗確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起因事象発生頻度を算出した。

起因事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方について、以下の表に示す。

起 因 事 象	運 転 実 績（評価時間）	考 え 方
・ 大破断 L O C A ・ 中破断 L O C A ・ 小破断 L O C A ・ 2 次 冷 却 系 の 破 断 ・ D C 母 線 1 系 列 喪 失	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 発 電 期 間（運 転 開 始 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（481 炉 年）） ・ 米 国 P W R プ ラ ン ト 臨 界 時 間（運 転 開 始 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（1,839 炉 年））	日本及び米国で発生経験がなく、R C S バウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
・ 原子炉補機冷却機能喪失	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 運 転 期 間（運 転 開 始 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（632 炉 年）） ・ 米 国 P W R プ ラ ン ト 臨 界 時 間（運 転 開 始 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（1,839 炉 年））	日本及び米国で発生経験がなく、R C S バウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ 主給水流量喪失 ・ 蒸気発生器伝熱管破損 ・ 過渡事象 ・ 手動停止 ・ 極小 L O C A	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 発 電 期 間（1976 年 4 月 1 日 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（475 炉 年））	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時にのみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。
・ 外部電源喪失	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 運 転 期 間（1976 年 4 月 1 日 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（621 炉 年））	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。
・ A T W S	・ 国内 P W R プ ラ ン ト 発 電 期 間（1976 年 4 月 1 日 ～ 2 0 1 1 年 3 月 3 1 日（475 炉 年））	1 次 冷 却 材 圧 力 及 び 温 度 の 観 点 で 厳 しく、A T W S 緩 和 設 備 に 期 待 する 必 要 の あ る 「 運 転 時 の 異 常 な 過 渡 変 化 」 の う ち 実 績 の あ る 事 象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。
・ インターフェイスシステム L O C A	—	日本及び米国で発生経験がないため、原子炉格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステム L O C A になり得る配管を同定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。

各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。

(a) L O C A の発生頻度

L O C A は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて小破断 L O C A の発生頻度を算定した。

W A S H - 1 4 0 0 の考え方にに基づき大破断 L O C A の発生頻度は小破断 L O C A の発生頻度の 1/10 として算出し、中破断 L O C A の発生頻度は小破断 L O C A の発生頻度と大破断 L O C A の発生頻度の相乗平均として算出した。

○ 小破断 L O C A の発生頻度

$$= 0.5 / (481 + 1839) = 2.2 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 P W R プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 P W R プラント臨界時間 (年)

○ 大破断 L O C A の発生頻度

$$= 2.2 \times 10^{-4} / 10 = 2.2 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)}$$

○ 中破断 L O C A の発生頻度

$$\begin{aligned} &= (\text{大破断 L O C A の発生頻度} \\ &\quad \times \text{小破断 L O C A の発生頻度})^{1/2} \\ &= 6.8 \times 10^{-5} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

(b) 2 次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失、D C 母線 1 系列喪失の発生頻度

これらの事象は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○ 2 次冷却系の破断の発生頻度

$$= 0.5 / (481 + 1839) \times 2 = 4.3 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 P W R プラント発電期間 (年)

1839 : 運転開始からの米国 P W R プラント臨界時間 (年)

× 2 : 主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて

評価

○原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (632 + 1839) = 2.0 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

632 : 運転開始からの国内 P W R プラント運転期間※
(年)

1839: 運転開始からの米国 P W R プラント臨界時間(年)

※原子炉補機冷却機能喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する(運転期間＝発電期間＋運転停止中期間)。なお、米国の停止時間については、停止時における原子炉補機冷却水系の運用に関する情報が少なく、国内の運用と異なる可能性があり、当該発生頻度を米国の停止時間を含めて下げることは非保守側と考え、含めない扱いとした。

○D C 母線 1 系列喪失の発生頻度

$$= 0.5 / (481 + 1839) = 2.2 \times 10^{-4} \text{ (／炉年)}$$

481 : 運転開始からの国内 P W R プラント発電期間(年)

1839: 運転開始からの米国 P W R プラント臨界時間(年)

(c) 極小 L O C A、主給水流量喪失、外部電源喪失、蒸気発生器伝熱管破損、過渡事象、手動停止の発生頻度

これらの事象は、国内で発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。

○極小 L O C A の発生頻度

$$= 1 / 475 = 2.1 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 発生実績※¹(件)

※¹ 高浜 2 号(1979/11/3)

475 : 国内 P W R プラント発電期間(年)

○主給水流量喪失の発生頻度

$$= 5 / 475 = 1.1 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$$

5 : 発生実績^{※2} (件)

※2 美浜 1 号(1978/12/6)、高浜 1 号(1981/4/7)、大飯 2 号
(1983/4/10)、敦賀 2 号(1989/6/28)、美浜 3 号(2004/8/9)

475 : 国内 PWR プラント発電期間 (年)

○外部電源喪失の発生頻度

$$= 3 / 621 = 4.8 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

3 : 発生実績^{※3} (件)

※3 伊方 1 号(1980/8/27)、敦賀 2 号(1999/12/15)、泊 2 号
(2000/5/19)

621 : 国内 PWR プラント運転期間^{※4} (年)

※4 外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する (運転期間 = 発電期間 + 運転停止期間)。

○蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度

$$= 1 / (4.1 \times 10^{10} \times (1-0.1)) \times (3382 \times 3) \times 8760$$

$$= 2.4 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$$

1 : 発生実績^{※5} (件)

※5 美浜 2 号(1991/2/9)

4.1×10^{10} : 国内プラントの蒸気発生器伝熱管本数と発電期間の積分値 (本・時間)

0.1 : 伝熱管施栓率

3382×3 : 当該プラントの伝熱管本数 (本)

8760 : 時間から年への換算係数 ($8760 = 365 \times 24$)
(時間／年)

○過渡事象の発生頻度

$$= 46 / 475 = 9.7 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$$

46 : 発生実績^{※6} (件)

※6 玄海 4 号(2008/6/20)、美浜 1 号(2008/11/20)等

475 : 国内 P W R プラント 発電期間 (年)

○手動停止の発生頻度

$$= 110 / 475 = 2.3 \times 10^{-1} (\text{／炉年})$$

110 : 発生実績^{※7} (件)

※7 大飯 2 号(2007/12/16)、敦賀 2 号(2008/9/16)等

475 : 国内 P W R プラント 発電期間 (年)

(d) A T W S の発生頻度

A T W S は、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。なお、小破断 L O C A 等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、1次冷却材圧力の観点で厳しくないことから、A T W S として考慮していない。

$$\begin{aligned} \text{A T W S の発生頻度} &= (34 / 475) \times 2.8 \times 10^{-7} \\ &= 2.0 \times 10^{-8} (\text{／炉年}) \end{aligned}$$

34 : A T の発生実績 (件)。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象 (例えば、原子炉保護系誤動作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定検時に起こった事象等) を除く。

475 : 国内 P W R プラント 発電期間 (年)

2.8×10^{-7} : フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率

(e) インターフェイスシステム L O C A の発生頻度

当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第1.1.1.b-2図に示す。インターフェイスシステム L O C A に至るシーケンス

として以下の3つのシナリオが考えられる。

- ①低温側注入ラインにある3つの逆止弁の同時故障
- ②高温側注入ラインにある2つの逆止弁と1つの電動弁の同時故障
- ③余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の同時故障

L O C Aの原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が動作すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、L O C Aには至らないものと考え、上記弁のリーク発生時にはさらに逃がし弁の故障（開失敗）を考える。逆止弁、電動弁それぞれのリークの発生頻度は、機器故障率データより、

- ・逆止弁リーク： $7.1 \times 10^{-9}/h$
- ・電動弁リーク： $4.1 \times 10^{-9}/h$

である。リークを超える破損のデータは原子力安全推進協会（J A N S I）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーN U C I A（<http://www.nucia.jp/>）のデータベースにはないため、リークのデータに 10^{-1} を乗じた値を使用する。したがって、破損のデータは、

- ・逆止弁破損： $7.1 \times 10^{-10}/h$
- ・電動弁破損： $4.1 \times 10^{-10}/h$

となる。

このライン上の各弁の使命時間を出力運転期間の1年とすると、弁のリーク／破損の発生確率は、

- ・逆止弁リーク P(V1)： 6.2×10^{-5} ($=7.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$)
- ・電動弁リーク P(V2)： 3.6×10^{-5} ($=4.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$)
- ・逆止弁破損 P(V3)： 6.2×10^{-6} ($=7.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$)
- ・電動弁破損 P(V4)： 3.6×10^{-6} ($=4.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$)

となる。また、逃がし弁の開失敗確率は機器故障率データより、

- ・逃がし弁開失敗 P(V5)： $1.4 \times 10^{-3}/\text{demand}^{*8}$

※8 1/demand = 回／要求
を使用する。

①低温側注入ライン

低温側注入ラインでインターフェイスシステム L O C A が発生する条件は、3つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また、逆止弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に L O C A が発生すると考える。弁故障によって L O C A に至るパスは6通りあり、第1.1.1.b-3図(1/4)及び第1.1.1.b-3図(2/4)に示す。したがって、低温側注入ラインでのインターフェイスシステム L O C A の発生頻度は、

$$\begin{aligned} P1 &= 6 \times (P(V3)^3 + P(V1)^3 \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) \\ &\quad + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)) \\ &= 4.1 \times 10^{-15} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

$P(V3)^3$: 3つの直列な逆止弁の破損

$P(V1)^3 \times P(V5)$: 3つの直列な逆止弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5)$: 2つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)$: 1つの逆止弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

②高温側注入ライン

高温側注入ラインでインターフェイスシステム L O C A が発生する条件は、2つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁／電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に L O C A が発生すると考える。弁故障によって L O C A に至るパスは2通りあり、第1.1.1.b-3図(3/4)に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステム L O C A の発生頻

度は、

$$\begin{aligned} P2 &= 2 \times (P(V3)^2 \times P(V4) + P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V5)) \\ &\quad + 2 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) \\ &\quad + P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) \\ &\quad + P(V1)^2 \times P(V4) \times P(V5) \\ &\quad + 2 \times P(V1) \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)) \\ &= 8.0 \times 10^{-16} \text{ (／炉年)} \end{aligned}$$

$P(V3)^2 \times P(V4)$: 2つの直列な逆止弁が破損し、1つの電動弁が破損

$P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V5)$: 2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$: 1つの逆止弁及び1つの電動弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$: 1つの電動弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1)^2 \times P(V4) \times P(V5)$: 2つの逆止弁がリーク、1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

$P(V1) \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$: 1つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗

③ 余熱除去ポンプ吸込側

余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステム L O C A が発生する条件は、直列な2つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合に L O C A が発生すると考える。弁故障によって L O C A に至るパスは2通りあり、第 1.1.1.b-3図（4/4）に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステム L O C A の発生頻度は、

$$\begin{aligned}
 P3 &= 2 \times (P(V4)^2 + P(V2)^2 \times P(V5)) \\
 &\quad + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5)) \\
 &= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}
 \end{aligned}$$

$P(V4)^2$: 2つの電動弁が破損

$P(V2)^2 \times P(V5)$: 2つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗

$P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$: 1つの電動弁がリーク、破損し、逃がし弁開失敗

インターフェイスシステム L O C A は上記の3つのシナリオの発生頻度の合計であり、

$$\begin{aligned}
 P &= P1 + P2 + P3 \\
 &= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}
 \end{aligned}$$

となる。

以上の算出結果をまとめて、第1.1.1.b-7表に示す。

1.1.1.c. 成功基準

既往の P R A や熱水力解析結果を反映し、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の組み合わせや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。

①成功基準の一覧表

【炉心損傷判定条件】

○一般的な炉心損傷判定条件

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

○L O C A 時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件

原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプル水の温度が 100℃以上と評価される状態。

○2次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件（L O C A 時を

除く)

2次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。

【起因事象ごとの成功基準の一覧表】

上記を踏まえ、起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第1.1.1.c-1表に示す。

【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】

○余裕時間

事象発生後の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及びその設定根拠について以下のとおり示す。

(1) L O C A (大破断 L O C A) 発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

大破断 L O C A が発生すると、低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えて、再循環モードへ移行する必要がある。

余裕時間： 30 分

設定根拠：事象発生後、発生した事象が L O C A であると運転員が判断（診断）し、適切な事故時手順書を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として、燃料取替用水タンクの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間^{*1}を算出し、30 分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ及び内部スプレポンプがすべて^{*2}起動し、定格流量で注水されると仮

定して算出した。

$$\text{※1 } 1,542\text{m}^3 / (147\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台} + 681\text{m}^3/\text{h} \times 2 \text{ 台} + 423\text{m}^3/\text{h} \times 4 \text{ 台}) = \text{約 } 30 \text{ 分}$$

【計算条件】

- ・燃料取替用水タンク水量：1,542m³
(通常水位(97.5%)⇒水位異常低(6.6%))

- ・ポンプ仕様

○充てん／高圧注入ポンプ：147m³/h×2 台

※2 充てん／高圧注入ポンプは、E C C S 信号発信時は 3 台中 2 台起動

○余熱除去ポンプ：681m³/h×2 台

○内部スプレポンプ：423m³/h×4 台

(2) L O C A (大破断 L O C A 以外) 発生時

対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え

中破断又は小破断 L O C A が発生すると、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水タンクのほう酸が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源の燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えて、再循環モードへ移行する必要がある。

余裕時間： 30 分

設定根拠：(1) L O C A (大破断 L O C A) 発生時の算出条件から、余熱除去ポンプを除いた条件で算出し、30 分と設定した。

(3) 2 次冷却系の破断発生時

対象操作：破断ループの隔離

2 次冷却系の破断が発生すると、健全ループの主

蒸気系から破断箇所へ無制限の蒸気が流入し、健全ループの蒸気発生器による冷却を阻害する。健全ループの蒸気発生器による２次冷却系冷却を可能とするためには、破断ループを隔離する必要がある。

余裕時間：20 分

設定根拠：２次冷却系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に蒸気発生器の水位が低下し、２次冷却系の除熱機能が喪失するまで20分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保することで、炉心冷却を維持できると評価した。

(4) 蒸気発生器伝熱管破損（S G T R）発生時

対象操作：破損側蒸気発生器の隔離

S G T R時には、１次冷却材が２次冷却系へ流出することを防止するため、破損側蒸気発生器を隔離し、１次冷却系と２次冷却系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。

余裕時間：30 分

設定根拠：蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、破損側蒸気発生器満水防止の観点で30分程度の余裕があるものと評価した。

(5) 補機冷却系の故障

対象操作：補機冷却系の負荷制限

L O C A時再循環において、原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却器の負荷制御操作を行う。

余裕時間：30分

設定根拠：L O C A後のE C C S再循環移行時に補機冷却水系の部分喪失が発生し、一時的にE C C S再循環が不能となる場合を想定するものであり、E C C S再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に30分と評価した。

○使命時間

本評価では、以下のことを勘案し、24時間を使命時間として設定した。なお、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

- ・24時間あれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。
- ・補助給水系やE C C S注入系等、実際の使命時間が24時間より短いものもあるが、保守的に一律24時間として機器の故障確率を評価している。

【熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性】

熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性については第1.1.1.c-2表に示すとおりである。

なお、第1.1.1.c-1表に示すように、第1.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事故解析結果と考え合わせることですべての成功基準は設定することができる。

1.1.1.d. 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み合わせのことである。

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を第1.1.1.d-1(a)図～第1.1.1.d-1(n)図に示す。

1.1.1.e. システム信頼性

事故シーケンスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功、失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功、失敗確率を決めるために、システム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要となるサポート系について、フォールトツリーを構築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

評価対象としたシステムの一覧を以下に示す。それぞれのシステムごとに概要、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1.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.1.e-2表に示す。これに基づき異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連携しモデル化した。

【サポート系】

1. 電源系
2. 信号系
3. 制御回路
4. 制御用空気系
5. 換気空調系
6. 原子炉補機冷却海水系

7. 原子炉補機冷却水系

【フロントライン系】

8. 原子炉停止系

9. 充てん／高圧注入系（注入時）

10. 高圧注入系（再循環時）

11. 蓄圧注入系

12. 低圧注入系（注入時）

13. 低圧注入系（再循環時）

14. 格納容器スプレイ注入系（注入時）

15. 格納容器スプレイ注入系（再循環時）

16. 補助給水系／主蒸気圧力制御系

17. 破損側蒸気発生器隔離

18. 主蒸気隔離

19. 燃料取替用水系

【その他の系統】

20. R C P シール L O C A

21. 加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A

②システム信頼性評価手法

システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とその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、対象範囲を示す概略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1.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第1.1.1.e-3表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第1.1.1.e-1図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき

故障モードの抽出を行っている。システム信頼性評価の例を第1.1.1.e-2図に示す。

なお、内部事象レベル1 P R Aでは起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（L O C A等）とサポート系（電源、冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シーケンスの評価結果の一部として考慮している。

③システム信頼性評価の結果

システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評価結果について、第1.1.1.e-4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

ウェスチングハウス社製の耐熱Oリングを使用した場合のR C PシールL O C A発生確率については、下記文献値に基づき非信頼度を0.21と設定した。

【出典】WCAP-15603(WOG 2000 REACTOR COOLANT PUMP SEAL LEAKAGE MODEL FOR WESTINGHOUSE PWRs)

1.1.1.f. 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、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保修による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価し

た。

②機器故障率パラメータの一覧

システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化で使用する機器故障率データは、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（21ヵ年データ））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）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）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したがっている。

なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。

上記の機器故障率を用いて、以下の評価式によりフォールトツリーで定義した基事象について、その発生確率を算出した。

- ・ 状態変更失敗確率

$$Q = Q_d \text{ (} Q_d \text{ : デマンド故障率)}$$

- ・ 機能維持失敗確率

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

(λ_r : 機能維持失敗の故障率、
 T_m : 時間パラメータ※)

※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。

待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。

出典：レベル1 P S A 学会標準

本評価ではAM策を考慮しないPRAモデルを用いた評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。

(1) 試験による待機除外データ

PRA評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の可否について検討し、モデル化が必要な場合は試験データを収集し、待機除外確率を算出した。

試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準 原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ(q)は式(1)で表される。

ここで、MUT：供用可能時間 (mean up time)

M D T : 供用不能時間 (mean down time)

MUT、MDTはそれぞれ試験間隔(T)、試験時間(t)と同義であるため、試験による待機除外確率(q_t)の計算式は以下となる。

試験による待機除外状態となる系統、機器をリスト化し、その後試験時間（試験の開始から終了までの時間）を調査して試

験時間(t)に代入して算出した。評価例を以下に示す。

系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率
低圧 注入系	余熱除去ポンプ 起動試験	1ヶ月	0.5時間	6.9E-04	6.9E-04

(2) 保守作業による待機除外データ

P R A評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の要否について検討し、モデル化が必要な場合は原子炉施設保安規定に基づく待機除外許容時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。

保守による待機除外確率は、試験による待機除外確率と同様に、「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式（前述の式(1)）から算出する。式(1)において、M U T（供用可能時間）は時間依存型の故障率(λ)の逆数で表され、また、保守時間と同義のM D T（供用不能時間）には原子炉施設保安規定で許容されている復旧までの最長の完了時間（待機除外許容時間：A O T）を保守的に適用すると、保守による待機除外確率(q_m)の計算式は以下となる。

$$\begin{aligned}
 q_m &= \frac{MDT}{MUT + MDT} \\
 &= \frac{AOT}{\left(\frac{1}{\lambda} + AOT\right)} \\
 &= \frac{\lambda \cdot AOT}{(1 + \lambda \cdot AOT)} \\
 &\doteq \lambda \cdot AOT (\because 1 \gg \lambda \cdot AOT) \cdots \cdots (3)
 \end{aligned}$$

保守作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。

系統	復旧措置が 要求される 条件	復旧まで の完了時 間 (AOT)	対象機器	故障 モード	故障率	待機除外 確率	系統の待機 除外確率
低圧 注入系	低圧注入系 1系統が動作 不能である 場合	240時間	余熱除去 ポンプ	起動失敗	2.6E-07	6.2E-05 ①	7.7E-5 (①+②+③)
		240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-08	1.2E-05 ②	
		240時間	制御回路	作動失敗	1.2E-08	2.9E-06 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

多重性を持たせるために用いられる機器について、型式、機能、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき機器群と故障モードを選定し、共通要因故障を評価した。共通要因故障を同定するフロー図を第1.1.1.f-1図に示す。フロー図にしたがい、以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。

- (1) 同一系統
- (2) 冗長の機能を有する同種機器
- (3) 起因事象発生前の運転状態が同一
- (4) 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、共通要因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。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については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。フロー図にしたが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1.1.1.f-1表に示す。

共通要因故障パラメータについては、第1.1.1.f-2表に示す
NUREG/CR -5497 (レベル1 P S A 学会標準推奨データベース)

の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用する。MGLモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通要因故障パラメータである。

1.1.1.g. 人的過誤

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ことである。本評価では、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（NUREG/CR-1278）のTHERP (Technique for Human Error Rate Prediction)手法を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、複数の運転員によるバックアップをモデル化している。

(1) 起因事象発生前人的過誤

事象発生前に考慮すべき人的過誤として、試験、保守時において作業終了後、手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。

モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは、さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で、人的過誤事象のモデル化要否を決定し、モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第1.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率（HEP）について下表のとおり示す。

運転操作エラー	操作場所	H E P	E F
弁の操作忘れ	現場	1.6E-03	4

H E P : 人的過誤確率 E F : エラーファクター

(2) 起因事象発生後人的過誤

プラントで事故が発生した場合、運転員は事故時運転手順書（事故時操作所則）に記載されている手順にしたがって、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。

事故後に実際に行われる運転員操作は以下の流れで行われるものと想定する。

- ① 警報、信号、計測表示等（兆候）により異常を検知し、どの事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。
- ② 事故時運転手順書に基づいて、実際の操作を行う。
- ③ 事故時運転手順書において、判断を伴う記載があった場合、計器等を確認する。
- ④ ③の確認結果に基づき事故時運転手順書の操作を行う。
- ⑤ 事象が進展した場合、再度事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。

このうち、①及び⑤が認知（診断）行為に、②及び④が操作行為、③が読取として分類する。診断失敗、操作失敗、読取失敗の主な取扱いを以下に示す。

(a) 診断失敗

事故時運転手順書へのエントリ失敗を、診断失敗として取り扱う。本評価で用いる診断失敗確率はT H E R Pの時間信頼曲線（余裕時間とスキルファクタの関数）を用いて評価を実施しており、評価に使用した余裕時間、スキルファクタを得られた診断失敗確率とあわせて下表に示す。なお、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を

特定することから、時間的な余裕を考慮する。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該事故時運転手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断失敗確率は下表のとおりである。

診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキルファクタ※
1次冷却材の喪失 (大破断LOCA)	注入モードから再循環モードへの切替え	30分	2.7E-04	下限値
1次冷却材の喪失 (大破断LOCA以外)	注入モードから再循環モードへの切替え	30分	2.7E-04	下限値
2次冷却系の破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-03	下限値
SGTRの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-04	下限値
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-03	中央値

※運転員は十分な訓練を受けており、運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定し難い。また異常発生時の事故時運転手順書も整備されているため、以下の基準で参照する値を決定した。

- ・ 下限値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に初めて移行する事故時運転手順書に記載されている場合。
- ・ 中央値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に移行する2番目の事故時運転手順書に記載されている場合。
- ・ 上限値：事故時運転手順書に記載がなく十分な訓練がされていない場合。

(b) 操作失敗

事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観

点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。

(c) 読取失敗

事故時運転手順書に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。読取に失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が十分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の人的過誤確率は下表のとおりである。

運転操作エラー	操作場所	H E P	E F	備考
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-03	4	アナログ表示
		8.3E-04	4	デジタル表示
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	
	現場	5.5E-03	3	
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-04	8	

H E P : 人的過誤確率 E F : エラーファクター

1.1.1.h. 炉心損傷頻度

① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法

前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起因事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起因事象発生頻度、機器故障率、人的過誤確率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。事故シーケンスの定量化は、解析コードRiskSpectrumを用

いて、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。

② 炉心損傷頻度

全炉心損傷頻度は 6.1×10^{-5} (／炉年) となった。起因事象別の炉心損傷頻度の内訳を第 1.1.1.h-1 表に示す。また、各事故シーケンスに対する分析結果を第 1.1.1.h-2 表に示す。

起因事象別の結果では、原子炉補機冷却機能喪失を起因とする炉心損傷頻度が大部分を占めている。次いで、手動停止、過渡事象が支配的となっている。一方、相対的に L O C A 事象の寄与は小さくなっている。

(1) 評価結果の分析

起因事象別炉心損傷頻度寄与割合を示すパイチャートを第 1.1.1.h-1 図に示す。起因事象の寄与割合としては「原子炉補機冷却機能喪失」、「手動停止」及び「過渡事象」が大きい。

- a. 原子炉補機冷却機能喪失 (C D F : 4.4×10^{-5} (／炉年)、寄与割合 : 71.8%)

原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合には、冷却水を必要とする非常用炉心冷却設備 (E C C S) の各ポンプが機能喪失するため、補助給水による 2 次冷却系除熱で炉心冷却する必要があるが、一定の確率 (分岐確率として 0.21 を設定) で R C P シール L O C A が発生し、さらに緩和手段がないことから、これによる炉心損傷頻度が大きくなっている。

- b. 手動停止 (C D F : 6.6×10^{-6} (／炉年)、寄与割合 : 10.8%)
- c. 過渡事象 (C D F : 2.8×10^{-6} (／炉年)、寄与割合 : 4.6%)

常用系設備の故障による過渡事象が発生し、原子炉自動停止あるいは計画外手動停止時に補助給水が失敗するような事故シーケンスである。これらの過渡事象については設計基準事象を想定した各種設備により対応できる可能性が高く、

条件付炉心損傷確率（CCDP）が 10^{-5} 乗のオーダーに低く抑えることができる一方、設備の不具合等により計画外で手動停止した場合も起因事象として取り扱うことから、発生件数が多く起因事象発生頻度が大きく設定されることとなり、低影響ながらも高頻度の事故シーケンスとして炉心損傷頻度の寄与割合が比較的大きくなっている。

主要なカットセットは、「復水タンク閉塞」「補助給水系各機器の外部リーク」となっており、補助給水系を使用した2次冷却系からの除熱に失敗することにより炉心損傷に至ることが分かる。

(2) 美浜3号炉の特徴による影響

美浜3号炉の設計上の特徴（充てん／高圧注入ポンプの採用、ブースティング）が炉心損傷頻度に与える影響について確認した。

- a. 充てん／高圧注入ポンプの採用（起因事象として極小LOCAを考慮）
 - ・全炉心損傷頻度に対する極小LOCAの寄与割合：0.4%程度
 - ・他の過渡事象と比較して極小LOCAの発生件数が少なく（1件）、起因事象発生頻度は比較的小さい。
 - ・充てん／高圧注入ポンプの採用により起因事象として極小LOCAを追加したが、極小LOCAでは高圧注入モードに加え、充てんモードによる注水も有効であり、充てん／高圧注入の信頼度は高いため、炉心損傷頻度に与える影響は小さい。
- b. ブースティング
 - ・全炉心損傷頻度に対するブースティング失敗の寄与割合：1.6%程度
 - ・中破断LOCA及び小破断LOCAの起因事象発生頻度は

比較的小さい。

- ・中破断 L O C A 及び小破断 L O C A 時に再循環失敗に至るまでには複数の緩和手段があり、それらに期待できる。

c. D C 母線 1 系列喪失によるトリップ

- ・全炉心損傷頻度に対する D C 母線 1 系列喪失の寄与割合：0.01%程度
- ・D C 母線 1 系列喪失事象の発生実績はなく、起因事象発生頻度は比較的小さい。
- ・D C 母線 1 系列喪失により E C C S 注入系等が片系列喪失するが、片系列使用できない場合でも適切な信頼性は確保しているため、他の過渡事象と比較して炉心損傷頻度は小さい。

以上のとおり、P R A に影響する主な特徴として抽出した「充てん／高圧注入ポンプの採用」、「ブースティング」及び「D C 母線 1 系列喪失によるトリップ」は炉心損傷頻度に対して有意な影響を与えないことを確認した。

③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析

P R A 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度や格納容器破損頻度の相対的な割合の確認に際しての参考資料として、不確実さ解析を実施した。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、炉心損傷頻度や格納容器破損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。

(1) 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) 重要度及びリスク増加価値 (R A W) を評価した。

a. F V 重要度：

炉心損傷の発生を仮定したときに、当該事象の発生が寄与している割合を示す指標。

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

FA(CD)：事象Aの発生が寄与して発生する炉心損傷頻度

F(CD)：炉心損傷頻度

b. 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。

$$RAW = \frac{CDF(A=1)}{CDF}$$

CDF(A=1)：対象とする事象Aの生起確率が1の場合の炉心損傷頻度

評価する項目として、以下の2つに対して重要度解析を実施した。

- ・ 起因事象
- ・ 緩和系の基事象

【起因事象】

起因事象のFV重要度評価結果を第1.1.1.h-3表に示す。FV重要度はCDFの支配的要因であり、起因事象が発生した場合に一定確率（0.21）でRCPシールLOCAとなり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」が最も高い結果となった。

起因事象のRAW評価結果を第1.1.1.h-4表に示す。RAWは起因事象に対して有効な緩和手段のない「インターフェイスシステムLOCA」及び「ATWS」が高い結果となった。

FV重要度とRAWの相関を第1.1.1.h-2図に示す。起因事象が発生した場合に一定確率（0.21）でRCPシールLOCAとなり炉心損傷に至る「原子炉補機冷却機能喪失」は、FV重要度とRAW共に高い結果となった。

【緩和系の基事象】

緩和系の基事象のF V重要度評価結果を第1.1.1.h-5表に示す。R C PシールL O C A発生が突出（0.69）し、それ以外では復水タンクの閉塞や2次冷却系の破断の診断失敗が高い値となった。この結果は、原子炉補機冷却機能喪失＋R C PシールL O C Aが全C D Fの大半を占めていること、復水タンクの閉塞は、過渡事象、主給水流量喪失、手動停止等比較的発生頻度が高い起因事象から炉心損傷に至る基事象となること及び2次冷却系の破断発生時に診断失敗するとそのまま炉心損傷に至ることによる。

緩和系の基事象のR A W評価結果を第1.1.1.h-6表に示す。起因事象発生頻度の大きいL O C A以外の事象に対して、今回のP R Aで必須の緩和設備となる補助給水系の静的故障が高い値となった。

緩和系の基事象のF V重要度とR A Wの相関を第1.1.1.h-3図～第1.1.1.h-4図に示す。いずれの図においても、「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを示しており、同基事象への対策を実施することが有効な対策となることがわかる。具体的には、2次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、同基事象の重要度を低減させることが可能である。

(2) 不確実さ解析

全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度の下限值（5%）、中央値（50%）、平均値、及び上限値（95%）を評価した。評価結果を第1.1.1.h-7表及び第1.1.1.h-5図に示す。

全炉心損傷頻度の不確実さ幅を示すエラーファクター（E F）は4.4となった。これは、各パラメータの不確実さの影響により、上限と下限の間に約20倍の不確実さ幅があることを意味する。

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

また、事故シーケンス別炉心損傷頻度のEFは、Non-L O C A 事象＋補助給水失敗シーケンスが一桁となる他は、概ね10～20程度となった。

今回のP R Aを事故シーケンスの選定に適用する際には、C D Fの絶対値よりも相対値に注目しているが、EFがこの程度であること及び突出して不確実さ幅が大きい事故シーケンスはないことから、パラメータの不確実さが事故シーケンスの相対的な重要性に有意に影響することは考えにくい。

また、有効な炉心損傷防止対策の無い事故シーケンスの上限値は概ね 10^{-7} 乗オーダーを下回る結果であり、不確実さを考慮しても十分に低い値であることを確認した。

- ・大破断L O C A＋低圧注入失敗

上限値： 4.4×10^{-9} （／炉年）（EF15.1）

- ・大破断L O C A＋蓄圧注入失敗

上限値： 3.5×10^{-8} （／炉年）（EF18.2）

- ・中破断L O C A＋蓄圧注入失敗

上限値： 6.3×10^{-11} （／炉年）（EF27.8）

- ・原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

上限値： 3.0×10^{-6} （／炉年）（EF27.7）

(3) 感度解析

【①ドミナントシーケンスへのS A対策反映】

今回実施したP R A（基本ケース）では、各種S A対策を考慮しないP R Aモデルで評価している。感度解析ケースでは、ドミナントシーケンス（原子炉補機冷却機能喪失＋R C Pシー ルL O C A）に対してS A対策をモデル化して感度解析を実施した。感度解析結果を第1.1.1.h-6図に示す。なお、感度解析を実施するに当たりモデル化したS A対策は以下の2つであり、

それぞれの非信頼度を0.1と仮定して評価を実施した。

a. C C Wの回復

機能喪失した原子炉補機冷却水系の機能回復を行う。

b. 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水

主蒸気逃がし弁の開放による 2 次冷却系強制冷却を開始し、1 次冷却系を減圧し、当該ポンプによる原子炉への注水を行う。

感度解析の結果、全 C D F は 6 割以上低減 (6.1×10^{-5} (／炉年) $\rightarrow 1.9 \times 10^{-5}$ (／炉年)) した。この結果から、現在整備している恒設代替低圧注水ポンプ等の各種 S A 対策による C D F 低減に期待できる。本検討を踏まえ、これら S A 対策を含めた P R A を実施し、C D F 低減に有効な対策を継続的に検討していくことが重要である。

【②プラント固有データの反映】

プラント固有の運転実績に基づき評価した場合の影響を確認するため、起因事象及び機器故障率について、①頻度論統計（美浜 3 号炉の運転実績から算出）②ベイズ統計（美浜 3 号炉の発生実績を除いた値を事前分布とし、美浜 3 号炉の発生実績で事後分布を更新）の 2 通りについて感度解析を実施した。起因事象に関する感度解析結果を第 1.1.1.h-8 表に、機器故障率に関する感度解析結果を第 1.1.1.h-9 表に示す。

対象とする起因事象は、国内 P W R 全プラントで発生件数の多い起因事象「手動停止」「過渡事象」「主給水流量喪失」を選定した。また、対象とする機器故障は内部事象出力時レベル 1 P R A でモデル化している機器の内、F V 重要度が高く、かつ国内機器故障率でデータベースが整備されている「復水タンクの閉塞」、「復水タンクの破損」及び「補助給水系オリフィスの閉塞」を選定した。

①の結果、故障率の変更により補助給水系の非信頼度が高く

なり、かつ手動停止、過渡事象及び主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったため、第1.1.1.h-10表に示すように基本ケースと比較して全CDFは高くなった。ただし、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

②の結果、過渡事象及び主給水流量喪失の起因事象発生頻度が高くなったものの、故障率の変更により補助給水系の非信頼度が低くなったため、基本ケースと比較して全CDFは低くなったが有意な差はなく、事故シーケンスの選定の考え方に影響するような感度はないことを確認した。

【③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の発生頻度について、発生条件を有効性評価と整合させた場合について、感度解析を実施した。結果として、現状のPRAの評価結果に有意な影響は及ぼさないことを確認した。

【①ドミナントシーケンスへのSA対策反映】及び【③インターフェイスシステムLOCAの発生頻度】について、感度解析結果を反映させたパイチャートを第1.1.1.h-7図に示す。恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水等のSA対策によるCDF低減を考慮した結果、原子炉補機冷却機能喪失が全炉心損傷頻度に占める割合は約71.8%から約12.0%まで低減した。その結果、手動停止や過渡事象が全CDFに占める割合が大きくなったが、これらの事象に対してもSA対策（フィードアンドブリード）を整備済みであり、SA対策の効果を考慮するとさらなるCDFの低減に期待できる。

また、有効性評価での想定を考慮したインターフェイスシステムLOCAの発生頻度を考慮した結果、インターフェイスシステムLOCAのCDFの絶対値は増加したものの、全炉心損傷に占める割合は、その他の起因事象と比較して最も小さいま

までであった。

以上のように、代表的なパラメータについて美浜3号炉固有のデータを用いて感度解析を実施したが、事故シーケンス選定の考え方に影響するような感度ではないことを確認した。

④まとめ

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資するために、美浜3号炉の出力運転時レベル1 P R Aを実施した。炉心損傷頻度の平均値は 4.7×10^{-5} (／炉年) となり、不確かさ解析の結果得られたエラーファクター(EF)は 4.4 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、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 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系の基事象について重要度を把握した。起因事象では「原子炉補機冷却機能喪失」、緩和系の基事象では「復水タンクの閉塞」の重要度が高いことを確認した。なお、「復水タンクの閉塞」については、2次系純水タンクへの水源切替え、主給水系の回復、フィードアンドブリード等の対策により、重要度の低減が可能である。

感度解析においては、感度解析ケースとして、ドミナントシーケンス「原子炉補機冷却機能喪失＋R C P シール L O C A」に対して S A 対策を考慮した結果、炉心損傷頻度は 1.9×10^{-5} (／炉年) となり、基本ケースと比較すると6割以上低減した。この結果から、S A 対策による炉心損傷頻度の低減に期待できることを確認した。

第 1.1.1.a-1 表 レベル 1 P R A実施のために収集した情報及びその主な情報源(1/2)

P R A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	P R A実施に 当たり必要と される基本的 な情報	a) 設計情報	1) 原子炉設置許可申請書 2) 工事計画認可申請書 3) 系統図集（1次系、2次系、他） 4) 単線結線図 5) 展開接続図（EWD） 6) ファンクショナルダイアグラム 7) 計装ブロック図 8) プラント機器配置図 ・機器配置図 ・電気盤配置図 9) 系統設計仕様書 ・系統説明書 ・容量根拠書 10) 機器設計仕様書
		b) 運転管理情報	1) 原子炉施設保安規定 2) 運転手順書 ・運転操作所則 ・運転操作所則（定検操作関係） ・事故時操作所則（第 1 部、第 2 部、第 3 部） ・警報時操作所則（中央制御室） ・警報時操作所則（現地盤） 3) 定期検査要領書 ・運転定期点検所則 4) 試験・保守点検手順書 ・業務所則（巡回点検）

第 1.1.1.a-1 表 レベル 1 P R A実施のために収集した情報及びその主な情報源(2/2)

P R Aの作業	収集すべき情報	主な情報源
2. 起因事象の選定	原子炉冷却材の流出、外部電源喪失等に関する事例	1) 上記1の情報源 2) 国内PWRプラント運転実績 ・原子力発電所運転管理年報 ・J N E S ホームページ 3) 米国PWRプラント運転実績 ・NUREG-0020 ・NUREG-1187 ・N R C ホームページ
3. 成功基準の設定	・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	1) 上記1の情報源
4. 事故シーケンスの分析		2) 先行P R A報告書及びそれに関連する報告書 3) 換気空調系喪失時の室温評価結果及び成功基準一覧表
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、運転形態等	1) 上記1の情報源 2) 下記6、7の情報源 3) 健全性確認間隔
6. 人間信頼性解析	・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 3) 事故前人的過誤に関わる調査結果
7. パラメータの作成 1)機器故障 2)アンアベイラビリティ	対象プラントに即したデータ及びパラメータ	1) 上記1の情報源 2) 国内機器故障率データ ・故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定(2009年5月 日本原子力技術協会) 3) 試験による待機除外の調査結果 4) 共通要因故障パラメータ ・NUREG CCF Parameter Estimations 2010 ・NUREG/CR-5497

第 1.1.1.a-2 表 系統設備概要

原子炉保護系	2 トレン リレー方式 制御棒 48 本
ほう酸注入系	ほう酸ポンプ 3 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 17 m ³ /h/台 充てん/高圧注入ポンプ 3 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 34 m ³ /h/台
蓄圧注入系	アキュムレータ 堅円筒型 3 基 容量 約 41 m ³ /基
充てん/高圧注入系	充てん/高圧注入ポンプ 3 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 150m ³ /h/台
低圧注入系	余熱除去ポンプ 2 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 850 m ³ /h/台
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 1 台 (横置多段タービン式) ポンプ容量 約 170 m ³ /h/台 電動補助給水ポンプ 2 台 (横置多段遠心式) ポンプ容量 約 85 m ³ /h/台
ディーゼル発電機	横置回転界磁・三相同期発電機 2 台 発電容量 約 4,875kVA/台
直流電源設備	蓄電池 2 組 容量 約 2,200A・h
原子炉補機冷却水系	1 次系冷却水ポンプ 4 台 (うず巻式) ポンプ容量 約 1,150 m ³ /h/台
原子炉補機冷却海水系	海水ポンプ 4 台 (縦置斜流式) ポンプ容量 約 3,200 m ³ /h/台
格納容器スプレイ注入系	内部スプレポンプ 4 台 (横置遠心式) ポンプ容量 約 423 m ³ /h/台

第 1.1.1.b-1 表 既往の P R A で選定している起因事象

	Surry (WASH-1400)	Surry (NUREG-1150)	Sequoyah (NUREG-1150)	Zion (NUREG-1150)	国内代表的 4 ループ プラント（共通懇 P S A レビュー検討WG）	既往の P R A より 選定した起因事象
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 ・極小 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	・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 ・極小 L O C A
	・原子炉容器破損 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	・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
過 渡 事 象	・過渡事象	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失	・主給水流量喪失
		・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失	・外部電源喪失
		・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S	・ A T W S
		-----	-----	・ 2 次冷却材の破断	・ 2 次冷却材の破断	・ 2 次冷却材の破断
		・ S G T R	・ S G T R	・ S G T R	・ S G T R	・ S G T R
		・ 初期に主給水が健全 なトランジェント	・ 初期に主給水が健全 なトランジェント	・ タービントリップ ・ 炉心出力の異常 ・ E C C S の誤起動 ・ 原子炉トリップ	・ 過渡事象	・ 過渡事象
		-----	-----	・ サービス水の喪失 ・ 補機冷却水の喪失	-----	・ 補機冷却水の喪失
		・ D C 母線 1 系列喪失	・ D C 母線 1 系列喪失	-----	-----	・ D C 母線 1 系列喪失

第 1.1.1.b-2 表 「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」
との対応(1/2)

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
制御棒の落下及び不整合	過渡事象
原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	過渡事象
原子炉冷却材流量の部分喪失	過渡事象
原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	過渡事象
外部電源喪失	外部電源喪失
主給水流量喪失	主給水流量喪失
蒸気負荷の異常な増加	過渡事象
2次冷却系の異常な減圧	過渡事象
蒸気発生器への過剰給水	過渡事象
負荷の喪失	過渡事象

第 1.1.1.b-2 表 「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」
との対応 (2/2)

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象	選定した起因事象との対応
原子炉冷却材系の異常な減圧	過渡事象
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	過渡事象
原子炉冷却材喪失	大破断、中破断、小破断 L O C A
原子炉冷却材流量の喪失	過渡事象
原子炉冷却材ポンプの軸固着	過渡事象
主給水管破断	2 次冷却系の破断
主蒸気管破断	2 次冷却系の破断
制御棒飛び出し	小破断 L O C 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
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
燃料集合体の落下	炉心損傷の観点からは考慮不要
可燃性ガスの発生	大破断、中破断、小破断 L O C A

第 1.1.1.b-3 表 EPRI NP-2230 トランジェント分類と
選定した起因事象の対応(1/2)

番号	トランジェント名	選定した起因事象との対応
1	1 次冷却材流量の喪失 (1 ループ)	過渡事象
2	制御棒クラスタバンクの異常な引き抜き	過渡事象
3	制御棒駆動装置の異常又は制御棒 クラスタバンクの落下	過渡事象
4	制御棒からの漏えい	極小 L O C A、過渡事象
5	1 次冷却系での漏えい	極小 L O C A、過渡事象
6	加圧器圧力低	過渡事象
7	加圧器からの漏えい	極小 L O C A、過渡事象
8	加圧器圧力高	過渡事象
9	工学的安全施設作動信号の誤発信	過渡事象
10	格納容器圧力の異常	内部事象レベル 1 P R A では対象外
11	化学体積制御設備の誤作動による 1 次冷却材中のほう素の希釈	過渡事象
12	圧力／温度／出力の不整合	過渡事象
13	1 次冷却系停止ループの誤起動	過渡事象
14	1 次冷却材流量の喪失 (全ループ)	過渡事象
15	主給水流量の部分喪失	過渡事象
16	主給水流量の喪失 (全ループ)	過渡事象
17	主蒸気隔離弁の閉止 (1 ループ)	過渡事象
18	主蒸気隔離弁の閉止 (全ループ)	過渡事象
19	主給水流量の増加 (1 ループ)	過渡事象
20	主給水流量の増加 (全ループ)	過渡事象

第 1.1.1.b-3 表 EPRI NP-2230 トランジェント分類と
選定した起因事象の対応(2/2)

番号	トランジェント名	選定した起因事象との対応
21	主給水流量の異常－誤操作	過渡事象
22	主給水流量の異常－誤動作	過渡事象
23	復水ポンプの停止（1 ループ）	過渡事象
24	復水ポンプの停止（全ループ）	過渡事象
25	復水器真空度の喪失	過渡事象
26	蒸気発生器の漏えい	過渡事象
27	復水器の漏えい	主給水流量喪失、過渡事象
28	2 次系での漏えい	過渡事象
29	主蒸気逃がし弁の開放	過渡事象
30	循環水の喪失	過渡事象
31	補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
32	補機冷却海水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
33	タービントリップ、蒸気加減弁の閉止	過渡事象
34	発電機トリップ	過渡事象
35	所内電源喪失	外部電源喪失
36	加圧器スプレイの故障	過渡事象
37	所内補機電源の喪失	外部電源喪失
38	原子炉トリップ－誤動作	過渡事象
39	原子炉トリップ－機器の故障	過渡事象
40	原子炉トリップ－誤操作	過渡事象
41	所内火災	内部事象レベル 1 P R A では対象外

第 1.1.1.b-4 表 選定した起回事象

	炉心損傷に至る可能性のある事象(既往 P R A 等の起回事象含む)	選定した起回事象(グループ化含む)
「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」に記載されている事象※1 ※1: 炉心損傷の観点から考慮不要の事象は除く	主給水管破断	2 次冷却系の破断
	主蒸気管破断	
	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	過渡事象
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	
	制御棒の落下及び不整合	
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	
	原子炉冷却材流量の部分喪失	
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	
	蒸気負荷の異常な増加	
	2 次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
	負荷の喪失	
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	
	原子炉冷却材流量の喪失	
	原子炉冷却材ポンプの軸固着	
	外部電源喪失	外部電源喪失
	主給水流量喪失	主給水流量喪失
	蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損
	制御棒飛び出し	小破断 L O C A
	原子炉冷却材喪失	大、中、小破断 L O C A
	可燃性ガスの発生	
その他の起回事象	A T W S	A T W S
	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
	補機冷却水の喪失	原子炉補機冷却機能喪失
	手動停止	手動停止
	極小 L O C A	極小 L O C A
	D C 母線 1 系列喪失	D C 母線 1 系列喪失

第 1.1.1.b-5 表 選定した起因事象一覧表

選定した起因事象	説明
大破断 L O C A	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 6 インチから 1 次冷却材主配管の両端破断相当（配管断面積の 2 倍）未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、低圧注入／再循環に期待している。
中破断 L O C A	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 2 インチから 6 インチ未満のものであり、緩和機能として、蓄圧注入、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
小破断 L O C A	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち、破断口面積が等価口径 3/8 インチから 2 インチ未満のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
極小 L O C A	原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による 1 次冷却材の格納容器内の流出事故のうち、充てんポンプで補填できる程度（破断口面積が等価口径 3/8 インチ未満）のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、充てん／高圧注入に期待している。
インターフェイスシステム L O C A	1 次冷却系と余熱除去系の間の隔離に失敗し、1 次冷却系の圧力が余熱除去系に付加され発生する事象
主給水流量喪失	蒸気発生器への主給水が完全に停止し、蒸気発生器保有水量が減少し熱除去能力の低下により 1 次冷却材温度及び圧力が上昇する事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
外部電源喪失	送電系統の故障等により、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、非常用所内交流電源、補助給水に期待している。
A T W S	運転時の異常な過渡変化において原子炉トリップに失敗する事象
2 次冷却系の破断	原子炉格納容器内部における主蒸気管及び主給水管の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、主蒸気隔離、補助給水に期待している。
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器における伝熱管 1 本の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、破損側蒸気発生器の隔離に期待している。
過渡事象	主給水流量喪失を伴わず原子炉トリップに至る事象を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
原子炉補機冷却機能喪失	補機冷却水系、海水系の機能喪失に伴う原子炉補機冷却機能の喪失を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。また、原子炉補機冷却機能喪失の際、加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A、R C P シール L O C A の発生を考慮している。
手動停止	常用系のトラブルで手動停止に至った事象を想定する。
D C 母線 1 系列喪失	D C 母線が 1 系列喪失した場合、原子炉保護リレー盤の電源断となり、原子炉トリップに至る事象を想定しており、加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A の発生がある場合は小破断 L O C A、ない場合は過渡事象の緩和機能に期待している。ただし、緩和機能は 1 系列使用不可である。

第 1.1.1.b-6 表 1976 年 4 月以前における事象一覧

発生年月日	発電所名	概要
1970/12/4	美浜1号機	若狭幹線事故波及（その他・自然現象）のため、発電機トリップにより、原子炉停止。
1971/4/2	美浜1号機	グラウンドウォール蒸気管ユニオン部洩れによる停止
1971/4/24	美浜1号機	タービン注油ポンプ圧力計管洩れによる停止
1971/5/12	美浜1号機	一次系弁リークオフ量増加、調査のため原子炉手動停止。
1971/5/19	美浜1号機	安全注入誤作動（機器故障）のため原子炉停止。
1971/6/10	美浜1号機	計器用インバータ故障による停止
1971/6/16	美浜1号機	復水器点検による停止
1971/7/10	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/7/27	美浜1号機	タービン軸受点検による停止
1971/8/13	美浜1号機	原子炉休転
1971/9/11	美浜1号機	インバータ電源故障（機器故障）のため、SG給水流量低により原子炉停止。
1971/10/7	美浜1号機	B.BFP誤動作によるトリップ
1972/1/22	美浜1号機	送電線線路作業のため停止
1972/2/19	美浜1号機	加圧器水面器点検による停止
1972/5/26	美浜1号機	夏期ピーク前点検による停止
1972/6/15	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1972/7/26	美浜2号機	冷却材ポンプ潤滑油漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1972/8/11	美浜2号機	主変圧器の巻線間短絡（機器故障）のため、発電機トリップし、原子炉停止。
1972/10/28	美浜2号機	主変圧器取替による停止
1972/12/19	美浜1号機	第5抽気建屋ドレン弁ポンネット洩れによる停止
1972/12/29	美浜2号機	ループ室内パッキン取替による停止
1973/2/3	美浜2号機	HPP排気管点検による停止
1973/5/28	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1973/6/23	美浜2号機	RCPモータ軸受点検による停止
1973/7/11	美浜2号機	給水制御装置の故障、調査のため原子炉手動停止。
1973/8/28	美浜2号機	一次冷却材ポンプの電源アニュラス貫通部短絡（サーベイランス外の操作ミス）のため、RCP遮断器開により原子炉停止。
1973/9/8	美浜1号機	加圧器スプレイ弁のバイパス弁グランド漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1973/10/26	美浜1号機	C/V内弁の点検による停止
1973/12/7	美浜1号機	C/V内パッキン取替による停止
1974/1/31	美浜1号機	給水制御装置故障（機器故障）のため、SG給水流量低により原子炉停止。
1974/6/1	美浜2号機	夏期ピーク前点検による停止
1974/6/27	美浜1号機	送電線トリップによる停止
1974/7/17	美浜1号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/10	美浜2号機	給水流量検出配管から漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1974/8/13	美浜2号機	中間点検による停止
1974/10/25	美浜2号機	中間点検による停止
1974/12/13	高浜1号機	高圧タービンバランスホールカバーからの蒸気漏れ、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/8	美浜2号機	蒸気発生器（A）細管からの漏洩、調査のため原子炉手動停止。
1975/1/17	高浜1号機	送電線事故による外部電源喪失（その他・自然現象）と所内電源系統の攪乱のため、原子炉停止。
1975/1/22	高浜1号機	蒸気タービン軸受油圧故障（機器故障）のため、タービントリップし原子炉停止。
1975/4/1	高浜1号機	ロータリスクリーン改造及び復水器細管洗浄装置取付による停止
1975/6/10	玄海1号機	蒸気発生器（A）内に残置された鋼性巻尺により細管が損傷、調査のため原子炉手動停止。
1975/6/20	高浜1号機	給水制御弁故障、調査のため原子炉手動停止。
1976/2/19	高浜2号機	クラゲ防止設備改造強化工事のため停止
1976/2/20	玄海1号機	中間点検による停止

第 1.1.1.b-7 表 起因事象発生頻度（2011 年 3 月 31 日迄）

起 因 事 象	発生頻度 (/炉年)	発生頻度評価方法	運転実績（年）					発生 件数
			国内 PWR				海外 PWR	
			(1976.4.1以降)		(運転日から)		(運転日から)	
			発電期間	運転期間	発電期間	運転期間	臨界時間	
大破断 L O C A	2.2E-05	・ 小破断 L O C A の発生頻度の 1/10						
中破断 L O C A	6.8E-05	・ 大破断 L O C A と小破断 L O C A の相乗平均						
小破断 L O C A	2.2E-04	・ 発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5 ^{※1}
極小 L O C A	2.1E-03	・ 発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	1
インターフェイス システム L O C A	3.0E-11	・ フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した発生頻度						
主給水流量喪失	1.1E-02	・ 発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	5
外部電源喪失	4.8E-03	・ 発生件数／運転期間	—	621 ^{※2}	—	—	—	3
A T W S	2.0E-08	・ A T 発生頻度×フォールトツリーによるシステム信頼性解析により算出した原子炉トリップ失敗確率	475	—	—	—	—	34 ^{※3}
2 次冷却系の破断	4.3E-04	・ 発生件数／発電期間×2 ^{※4}	—	—	481	—	1839	0.5 ^{※1}
蒸気発生器 伝熱管破損	2.4E-03	・ 発生件数×（当該プラントの伝熱管本数/Σ（プラント i の伝熱管本数（1－伝熱管施栓率）×プラント i の運転期間））	—	—	—	—	—	1
過渡事象	9.7E-02	・ 発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	46
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	・ 発生件数／運転期間	—	—	—	632 ^{※2}	1839	0.5 ^{※1}
手動停止	2.3E-01	・ 発生件数／発電期間	475	—	—	—	—	110
D C 母線 1 系列喪失	2.2E-04	・ 発生件数／発電期間	—	—	481	—	1839	0.5 ^{※1}

※ 1：国内及び米国で発生実績がないため、運転期間を運転開始（1970年11月28日）からの期間、発生件数を0.5件とした

※ 2：出力運転中のみならず、運転停止中にも発生し得る事象であるため、出力運転中だけでなく運転停止中の期間も含めた運転期間とした

※ 3：運転時の異常な過渡変化の国内 PWR の発生件数

※ 4：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価

第 1.1.1.c-1 表 成功基準の一覧

	原子炉 トリップ	低圧注入		蓄圧 注入	高圧注入		格納容器 スプレイ注入		低圧再循環			高圧再循環		格納容器スプレイ 再循環			補助給水			非常用 所内交流 電源	主蒸気 隔離	破損側 SG の隔離	加圧器逃がし 弁/安全弁 LOCAなし	RCPシール LOCA なし
機能	制御棒	ポンプ	ループ	蓄圧 タンク	ポンプ	ループ	ポンプ	スプレイ ノズル	ポンプ	熱交 換器	ループ	ポンプ	ループ	ポンプ	熱交 換器	スプレイ ノズル	ポンプ	SGへの 給水	主蒸気安全弁に よる蒸気放出	ディーゼル 発電機	隔離弁 動作	隔離弁 動作	弁閉止、 隔離弁動作	RCPシール 健全
大破断 LOCA	—	1/2 ①	健全 1/2 ①	健全 2/2 ①	—	—	—	—	1/2 ②	1/2 ②	健全 1/2 ②	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
中破断 LOCA	—	—	—	健全 1/2 ③	1/2 ③	健全 2/2 ③	2/4 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ⑥	1/2 ⑥	—	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	1/2 ⑥	3/4 ⑥	—	—	—	—	—	—	—	—
小破断 LOCA	○	—	—	—	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ⑥	1/2 ⑥	—	1/2 ⑥	健全 2/2 ⑥	2/4 ⑥	1/2 ⑥	3/4 ⑥	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1 SG ⑥	—	—	—	—	—
極小 LOCA	○	—	—	—	1/2 ⑥	充てん ライン or 健全 2/2 ⑥	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ⑥	2/3 ⑥	2 弁/1 SG ⑥	—	—	—	—	—
インターフェイスシステム LOCA※1	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
主給水 流量喪失	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	—	—
外部電源 喪失	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	1/2 ⑥	—	—	—	—
ATWS※2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2 次冷却系 の破断	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ⑤	健全 1/2 ⑤	2 弁/1 SG ⑤	—	○	—	—	—
蒸気発生器 伝熱管破損	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ⑤	健全 1/2 ⑤	2 弁/1 SG ⑤	—	—	○	—	—
過渡事象	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	—	—
原子炉補機 冷却機能喪失	○	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	○	○
手動停止	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1/3 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	—	—
DC 母線 1 系列喪失	—	—	—	—	健全 1/1 ⑥	2/3 ⑥	健全 2/2 ⑥	3/4 ⑥	健全 1/1 ⑥	健全 1/1 ⑥	—	健全 1/1 ⑥	2/3 ⑥	健全 2/2 ⑥	健全 1/1 ⑥	3/4 ⑥	1/2 ④	2/3 ④	2 弁/1 SG ④	—	—	—	○	—

※1 起回事象発生後の緩和手段（AM策）に期待していないため、原子炉トリップに成功しても RCS の流出が継続し、いずれ炉心損傷に至る。

※2 起回事象発生後の緩和手段（AM策）がなければ炉心損傷は避けられないため、成功基準の記載はない。

注）成功基準の下段は、成功基準を決定した際に参照した以下の解析項目を示す。

- ①大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ②大破断 LOCA 時の格納容器内除熱機能に関する熱水力解析
- ③中破断 LOCA 時の ECCS 注水機能に関する熱水力解析
- ④主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑤主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析
- ⑥設計基準事象解析等

第 1.1.1.c-2 表 炉心損傷防止に必要な条件（成功基準）設定のための解析について

解析項目	解析結果	使用した解析コード	解析コードの検証性
大破断 L O C A 時の E C C S 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 L O C A 時に必要な低圧注入ポンプの台数と注入ループ数を確認	燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	• S A T A N - M • W R E F L O O D • B A S H - M • C O C O • L O C T A - M	使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。 なお、M A A P コードは MHI-NES-1056 「三菱 P W R 炉心損傷及び格納容器破損に係る重要事故シナシスへの M A A P コードへの適用性について」にて検証されている。
大破断 L O C A 時の原子炉格納容器内除熱機能に関する熱水力解析 【目的】 大破断 L O C A 時に低圧再循環のみにより長期の原子炉格納容器内除熱機能が確保できることを確認	原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の 2 倍に対して十分な余裕があり、格納容器先行破損には至らないことが確認できた。	• M A A P	
中破断 L O C A 時の E C C S 注水機能に関する熱水力解析 【目的】 中破断 L O C A 時に必要なアキュムレータの基数を確認	燃料被覆管最高温度は 1200℃を超えることはなく、炉心冷却が維持されることが確認できた。	• S A T A N - M (Small L O C A) • L O C T A - IV	
主給水流量喪失時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水流量喪失時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次冷却系の冷却機能が維持されることを確認できた。	• M A R V E L	
主給水管破断時の補助給水機能に関する熱水力解析 【目的】 主給水管破断時に必要な補助給水ポンプの台数と給水蒸気発生器数を確認	補助給水により健全な蒸気発生器は 2 次側の保有水量が回復傾向を示し、2 次冷却系の冷却機能が維持されることを確認できた。	• M A R V E L	

第 1.1.1.e-1 表 フロントライン系とサポート系の依存性

サポート系 (影響を与える側) フロントライン系 (影響を受ける側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
原子炉停止系						
燃料取替用水系						
充てん／高圧注入系 ^{※1,2}	○	○	○			○
蓄圧注入系						
低圧注入系 ^{※1}	○	○				○
格納容器スプレイ注入系 ^{※1}	○	○				○
補助給水系／主蒸気圧力制御系 ^{※3}	○	○		○		
破損 S G 隔離 ^{※4}	○	○	○			
主蒸気隔離 ^{※5}	○	○				

※1：室温評価の結果、評価期間（内部事象：24時間）内であれば換気空調系は不要。

※2：充てんラインの空気作動弁の閉維持に制御用空気系が必要。

※3：電動補助給水ポンプの継続運転のための換気空調系が必要。

※4：主蒸気逃がし弁、タービンバイパス弁及び補助給水隔離弁の作動のための電源系／信号系／制御用空気系が必要

※5：主蒸気隔離弁及びタービン動補助給水ポンプ蒸気供給元弁閉止のための電源系／信号系が必要。

第 1.1.1.e-2 表 サポート系同士の依存性

サポート系 (影響を与える側)	電源系	信号系	制御用空気系	換気空調系	原子炉補機冷却海水系	原子炉補機冷却水系
フロントライン系 (影響を受ける側)						
電源系※1		○		○	○	
信号系	○					
制御用空気系※2	○	○		○		○
換気空調系※2, 3, 4	○	○	○			○
原子炉補機冷却海水系※2	○	○				
原子炉補機冷却水系※2, 5	○	○			○	

※1：ディーゼル発電機の起動、継続運転のための信号系／換気空調系／原子炉補機冷却海水系が必要。

※2：通常時待機状態を仮定しているトレンには起動のための信号系が必要。

※3：空気作動ダンパの開状態維持のための制御用空気系が必要。

※4：中間建屋空調装置ファンの起動に1次系冷却水ポンプ遮断機の閉が必要。

※5：室温評価の結果、評価期間（内部事象：24時間）内であれば換気空調系は不要

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (1/6)

機器タイプ	故障モード
電動ポンプ（純水） 空気圧縮機 空調用冷凍機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
電動ポンプ（海水）	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動
タービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ディーゼル駆動ポンプ ガスタービン駆動ポンプ	起動失敗
	継続運転失敗
ディーゼル発電機	起動失敗
	継続運転失敗
	制御回路の作動失敗
ファン/ブローア	起動失敗
	継続運転失敗（正常雰囲気）
	継続運転失敗（異常雰囲気）
	制御回路の作動失敗
	遮断器作動失敗
	遮断器誤作動

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (2/6)

機器タイプ	故障モード
電動弁（純水）	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
電動弁（海水）	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
空気作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
油圧作動弁	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (3/6)

機器タイプ	故障モード
逆止弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
手動弁	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
安全弁	開失敗
	閉失敗
	誤開
	外部リーク
	内部リーク
真空逃し弁 (PWR)	作動失敗
電磁弁	開閉失敗 (作動失敗)
	閉塞
	内部リーク
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	制御回路の作動失敗
配管 (3inch 未満) スプレイヘッダ	リーク
	閉塞
配管 (3inch 以上)	リーク
	閉塞
流体熱交換器 空気熱交換器 (流体式) 空気除湿装置 (熱交換有)	伝熱管破損
	伝熱管閉塞
	外部リーク
オリフィス	外部リーク
	内部破損
	閉塞

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (4/6)

機器タイプ	故障モード
フィルタ/ストレーナ(純水等) フィルタ (空気) 吐出消音器 空気除湿装置(熱交換無)	外部リーク
	内部破損
	閉塞
フィルタ/ストレーナ(海水) サンプスクリーン	外部リーク
	内部破損
	閉塞
手動ダンパ 防火ダンパ 防火兼手動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
逆止ダンパ	開失敗
	閉失敗
	外部リーク
	内部リーク
空気作動ダンパ	開失敗
	閉失敗
	誤開又は誤閉
	外部リーク
	内部リーク
	閉塞
	制御回路の作動失敗
タンク 制御用空気だめ	破損
	閉塞
ピット/サンプ	閉塞

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (5/6)

機器タイプ	故障モード
制御棒駆動装置	挿入失敗
リレー 電源切替用コンタクタ	不動作
	誤動作
遅延リレー	不動作
	誤動作
遮断器 NFB ドロップバイパス開閉器	開失敗
	閉失敗
	誤開
	誤閉
圧力スイッチ	不動作
	誤動作
リミットスイッチ トルクスイッチ	不動作
	誤動作
手動スイッチ	不動作
	誤動作
流量スイッチ	不動作
	誤動作
水位スイッチ	不動作
	誤動作
温度スイッチ	不動作
	誤動作
充電器	機能喪失
蓄電池	機能喪失
変圧器	機能喪失
母線	機能喪失
インバータ(バイタル) 後備用低電圧装置	機能喪失
ヒューズ	誤断線

第 1.1.1.e-3 表 機器タイプ及び故障モード (6/6)

機器タイプ	故障モード
配線／電線	断線
	地路
	短絡
制御ケーブル	短絡
	地路
	断線
MGセット (R P S, C R D M)	機能喪失
演算器 電流／電圧・電圧変換器	不動作
	高出力/低出力
カード(半導体ロジック回路) バイステープル	不動作
警報設定器	不動作
	誤動作
流量トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
圧力トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
水位トランスミッタ	不動作
	高出力/低出力
温度検出器	不動作
	高出力/低出力
放射能検出器	不動作
	高出力/低出力
コントローラ	不動作
	高出力/低出力
ヒーター ヒートトレース 空気熱交換器 (電気式)	機能喪失
アナライザ	機能喪失

第 1.1.1.e-4 表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(1/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
大破断 L O C A	大破断 L O C A+低圧注入失敗	燃料取替用水タンク 閉塞
	大破断 L O C A+蓄圧注入失敗	アキュムレータ B(C)閉塞
	大破断 L O C A+低圧再循環失敗	余熱除去ポンプ A,B 起動操作失敗
中破断 L O C A	中破断 L O C A+高圧注入失敗	低温側高圧注入弁 8943B(C)閉塞
	中破断 L O C A+蓄圧注入失敗	アキュムレータ出口逆止弁 8956B,C 開失敗 CCF
	中破断 L O C A+格納容器スプレイ失敗	内部スプレリング入口弁 6407A(B,C,D)閉塞+内部スプレポンプ C(A,B,D) 試験による待機除外
	中破断 L O C A+格納容器スプレイ再循環失敗	内部スプレポンプ入口弁 (燃料取替用水タンク側) 6400A,B 閉操作失敗
	中破断 L O C A+低圧再循環失敗	余熱除去ポンプ A,B 起動操作失敗
	中破断 L O C A+高圧再循環失敗	充てん/高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115D,E 閉操作失敗
小破断 L O C A	小破断 L O C A+補助給水失敗	復水タンク 閉塞
	小破断 L O C A+高圧注入失敗	低温側高圧注入弁 8943B(C)閉塞
	小破断 L O C A+格納容器スプレイ失敗	内部スプレリング入口弁 6407A(B,C,D)閉塞+内部スプレポンプ C(A,B,D) 試験による待機除外
	小破断 L O C A+格納容器スプレイ再循環失敗	内部スプレポンプ入口弁 (燃料取替用水タンク側) 6400A,B 閉操作失敗
	小破断 L O C A+低圧再循環失敗	余熱除去ポンプ A,B 起動操作失敗
	小破断 L O C A+高圧再循環失敗	充てん/高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115D,E 閉操作失敗
極小 L O C A	極小 L O C A+補助給水失敗	復水タンク 閉塞
	極小 L O C A+充てん/高圧注入失敗	充てん/高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115D,E 開失敗 CCF

C C F : 共通要因故障

第 1.1.1.e-4 表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(2/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
原子炉補機 冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗	タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外
	原子炉補機冷却機能喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A	加圧器安全弁 8010A(B,C)再閉止失敗
	原子炉補機冷却機能喪失+R C P シール L O C A	RCP シール LOCA 発生
外部電源喪失	外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失	ディーゼル発電機 A(B)継続運転失敗+ディーゼル発電機 B(A)試験による待機除外
	外部電源喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
2 次冷却系の破断	2 次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗	主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁後逆止弁 012A 閉失敗+主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁 011A 閉操作失敗
	2 次冷却系の破断+補助給水失敗	2 次冷却系破断事象診断失敗による破断 SG ループへの給水停止失敗
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗	復水タンク閉塞
	蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器の隔離失敗	補助給水流量制御弁 3120 閉操作失敗+主蒸気管破断
主給水流量喪失	主給水流量喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
過渡事象	過渡事象+補助給水失敗	復水タンク閉塞
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	余熱除去ポンプ吸込み側での事象発生
手動停止	手動停止+補助給水失敗	復水タンク閉塞
A T W S	A T W S	原子炉トリップ／トリップバイパスしゃ断器開失敗 CCF

CCF：共通要因故障

第 1.1.1.e-4 表 システム信頼性解析評価結果及び主要なミニマルカットセット(3/3)

起因事象	事故シーケンス	主要なミニマルカットセット
D C 母線 1 系列喪失	D C 母線 1 系列喪失+補助給水失敗	復水タンク閉塞
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 高圧注入失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)再閉止失敗+ディーゼル発電機 A 試験による待機除外+外部電源喪失
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 格納容器スプレイ注入失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク+内部スプレポンプ (A トレン側) 試験による待機除外敗
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 高圧再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク+冷却材ループ低温側補助安全注入弁 8815 開失敗
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 低圧再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)再閉止失敗+海水ストレーナ (A トレン) 外部リーク
	D C 母線 1 系列喪失+加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A + 格納容器スプレイ再循環失敗	加圧器安全弁 8010A(B,C)内部リーク+よう素除去薬品タンク出口弁 6417A 閉失敗

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (1/6)

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (2/6)

•

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (3/6)

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (4/6)

Patient Information	
First Name	
Last Name	
Address	
City	
State	
Zip	
Phone	
Age	
Gender	
Marital Status	
Occupation	
Referral Source	
History of Present Illness	
Chief Complaint	
History of Present Illness	
Past Medical History	
Past Surgical History	
Medication History	
Allergies	
Social History	
Family History	
Review of Systems	
Physical Examination	
Vital Signs	
General	
HEENT	
Cardiovascular	
Respiratory	
Gastrointestinal	
Genitourinary	
Neurological	
Musculoskeletal	
Skin	
Laboratory and Diagnostic Tests	
Immunization Status	
Mental Status	
Assessment and Plan	
Diagnosis	
Treatment Plan	
Patient Education	
Follow-up	
Signature of Physician	
Signature of Nurse	
Signature of Pharmacist	
Signature of Other Healthcare Provider	

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (5/6)

This image shows a blank white page. A thin, solid black vertical line runs along the entire left edge of the frame. The rest of the page is completely white and contains no other visual elements or text.

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-1 表 共通要因故障を考慮する機器と故障モード (6/6)

This image shows a completely blank white page. It is surrounded by a thin, solid black rectangular frame. There are no markings, text, or illustrations on the page itself.

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

第 1.1.1.f-2 表 共通要因故障パラメータ（抜粋）

機器タイプ	故障モード	CCF 要否	機器 総数	MGLパラメータ※2		
				β	γ	δ
電動ポンプ （純水）	起動失敗 制御回路の作動失敗 遮断器作動失敗	○	2	3.72E-02	—	—
			3	3.13E-02	3.63E-01	—
			4	2.93E-02	4.76E-01	2.99E-01
	継続運転失敗 遮断器誤作動	○	2	9.01E-02	—	—
			3	6.19E-02	5.00E-01	—
			4	4.72E-02	7.50E-01	3.33E-01
電動弁 （純水 ・Pooled※1）	開失敗 制御回路の作動失敗	○	2	1.62E-02	—	—
			3	1.37E-02	3.59E-01	—
			4	1.26E-02	5.10E-01	2.63E-01
	閉失敗 制御回路の作動失敗	○	2	4.13E-03	—	—
			3	8.18E-03	7.09E-03	—
			4	1.22E-02	1.29E-02	3.57E-02
	誤開又は誤閉	○	2	3.16E-02	—	—
			3	5.04E-02	1.43E-01	—
			4	5.83E-02	3.21E-01	5.89E-02
	外部リーク	—	—	—	—	—
	内部リーク	—	—	—	—	—
	閉塞	—	—	—	—	—

※1 Pooled機器：同種の機器をグループ化したもの

※2 「CCF Parameter Estimations 2010（NUREG/CR-5497の改訂版）」より

β ：2つ以上の機器が同時に故障する割合

γ ：2つ以上の機器が同時に故障した中で、3つ以上が同時に故障する割合

δ ：3つ以上の機器が同時に故障した中で、4つ以上が同時に故障する割合

第 1.1.1.h-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 (C C D P)	炉心損傷頻度 (／炉年)	寄与割合
原子炉補機 冷却機能喪失	2.0E-04	2.2E-01	4.4E-05	71.8%
手動停止	2.3E-01	2.9E-05	6.6E-06	10.8%
過渡事象	9.7E-02	2.9E-05	2.8E-06	4.6%
2 次冷却系の破断	4.3E-04	4.8E-03	2.1E-06	3.4%
小破断 L O C A	2.2E-04	9.0E-03	2.0E-06	3.3%
外部電源喪失	4.8E-03	3.1E-04	1.5E-06	2.5%
蒸気発生器伝熱管破損	2.4E-03	3.7E-04	8.9E-07	1.5%
中破断 L O C A	6.8E-05	9.0E-03	6.1E-07	1.0%
主給水流量喪失	1.1E-02	2.9E-05	3.1E-07	0.5%
極小 L O C A	2.1E-03	1.3E-04	2.7E-07	0.4%
大破断 L O C A	2.2E-05	3.9E-03	8.6E-08	0.1%
A T W S	2.0E-08	1.0E+00	2.0E-08	<0.1%
D C 母線 1 系列喪失	2.2E-04	3.9E-05	8.6E-09	<0.1%
インターフェイス システム L O C A	3.0E-11	1.0E+00	3.0E-11	<0.1%
合計			6.1E-05	100%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(1/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
2 次冷却系 からの除熱 機能喪失	手動停止	補助給水失敗	6.6E-06	10.8%	① 復水タンク閉塞	2.8E-06	43.1%
					② 補助給水系各機器のリーク	1.1E-06	16.7%
	過渡事象	補助給水失敗	2.8E-06	4.6%	手動停止と同様		
	2 次冷却系 の破断	補助給水失敗	2.1E-06	3.4%	① 2次冷却系破断事象診断失敗による破断SGループへの給 水停止失敗	1.2E-06	56.3%
					② 電動補助給水ポンプ出口弁563A閉操作失敗	3.7E-07	18.0%
					③ 補助給水流量制御弁3120閉操作失敗	3.7E-07	18.0%
	主給水流量 喪失	補助給水失敗	3.1E-07	0.5%	手動停止と同様		
	外部電源 喪失	補助給水失敗	1.4E-07	0.2%	手動停止と同様		
	蒸気発生器 伝熱管破損	補助給水失敗	6.1E-08	0.1%	手動停止と同様		
	極小 LOCA	補助給水失敗	6.0E-08	0.1%	手動停止と同様		
	DC母線 1系列喪失	補助給水失敗	8.4E-09	<0.1%	手動停止と同様		
	小破断 LOCA	補助給水失敗	6.1E-09	<0.1%	手動停止と同様		
	2 次冷却系 の破断	主蒸気隔離失敗	4.8E-11	<0.1%	① 主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポンプ主蒸気取出弁後 逆止弁012A閉失敗+主蒸気ヘッダタービン動補助給水ポ ンプ主蒸気取出弁011A閉操作失敗	3.4E-11	70.5%
					② 主蒸気隔離バイパス弁3017(3018)内部リーク+主蒸気逆 止弁540A閉失敗	6.6 E-12	13.9%
					③ 主蒸気隔離弁537B(C)閉失敗+主蒸気逆止弁540A閉失敗	6.1E-12	12.7%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(2/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
全交流動力 電源喪失	外部電源 喪失	非常用 所内電源喪失	1.4E-06	2.2%	① ディーゼル発電機A(B)継続運転失敗+ディーゼル発電機 B(A)試験による待機除外	1.5E-07	11.3%
					② 1次系冷却水ポンプ出口弁5112A(D)戻し忘れ+ディーゼ ル発電機B(A)試験による待機除外	1.1E-07	8.0%
					③ ディーゼル発電機A(B)起動失敗+ディーゼル発電機B(A) 試験による待機除外	1.0E-07	7.4%
原子炉補機 冷却機能 喪失	原子炉補機 冷却機能 喪失	RCPシール LOCA	4.2E-05	69.0%	① RCPシールLOCA発生	4.2E-05	100%
		補助給水失敗	9.5E-07	1.6%	① タービン動補助給水ポンプ試験による待機除外	4.0E-07	42.1%
					② タービン動補助給水ポンプ起動失敗	3.2E-07	33.6%
					③ タービン動補助給水ポンプ保守による待機除外	2.0E-07	21.0%
		加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA	9.0E-07	1.5%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)再開失敗	9.0E-07	100%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(3/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
原子炉格納 容器の除熱 機能喪失	小破断 LOCA	スプレイ再循環 失敗	4.5E-07	0.7%	① 内部スプレポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側） 6400A,B閉操作失敗	9.5E-08	21.2%
					② 内部スプレポンプ入口弁（格納容器再循環サンプ側） 6408A,B開操作失敗	9.5E-08	21.2%
					③ 内部スプレポンプ起動操作失敗	9.5E-08	21.2%
	中破断 LOCA	スプレイ再循環 失敗	1.4E-07	0.2%	小破断LOCAと同様		
	小破断 LOCA	スプレイ注入失敗	9.1E-09	<0.1%	① 内部スプレリング入口弁6407A(B,C,D)閉塞＋内部スプレポンプC(A,B,D) 試験による待機除外	2.0E-09	21.7%
					② 格納容器スプレイ作動信号A,B両トレン 共通要因故障	5.4E-10	5.9%
					③ 内部スプレクーラ出口元弁6405A,B開失敗 共通要因故障	3.7E-10	4.1%
	中破断 LOCA	スプレイ注入失敗	2.8E-09	<0.1%	小破断LOCAと同様		
	DC母線 1系列 喪失	加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋スプレイ再循環 失敗	1.4E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋よう素除去薬品 タンク出口弁6417A閉失敗	4.4E-13	3.1%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋内部スプレポン プ入口弁（燃料取替用水タンク側） 6400A閉失敗	4.4E-13	3.1%
		加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋スプレイ注入 失敗	1.3E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋内部スプレポン プ（Aトレン側）試験による待機除外	2.1E-12	15.7%
					② 加圧器逃がし弁445再閉止失敗＋440Vパワーセンタ動力 変圧器（Aトレン）機能喪失	4.4E-13	3.3%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(4/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与割合
原子炉停止 機能喪失	ATWS	—	2.0E-08	<0.1%	① 原子炉トリップ／トリップバイパスしゃ断器開失敗 共通要因故障	2.0E-08	99.7%
ECCS注水 機能喪失	小破断 LOCA	高压注入失敗	5.4E-07	0.9%	① 低温側高压注入弁8943B(C)閉塞	2.5E-07	45.5%
					② 低温側高压注入ラインオリフィス03B(C)閉塞	2.5E-07	45.5%
					③ ほう酸注入タンク入口弁8803A,B開失敗 共通要因故障	4.5E-09	0.8%
	極小 LOCA	充てん／高压注入 失敗	2.1E-07	0.3%	① 充てん／高压注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁115D,E開失敗 共通要因故障	4.3E-08	21.0%
					② 充てん／高压注入ポンプ入口ヘッダベントライン隔離弁8157,8158開失敗 共通要因故障	3.6E-08	17.5%
					③ 燃料取替用水タンク閉塞	2.6E-08	12.5%
	中破断 LOCA	高压注入失敗	1.7E-07	0.3%	小破断LOCAと同様		
	大破断 LOCA	蓄圧注入失敗	9.2E-09	<0.1%	① アキュムレータB(C)閉塞	6.2E-09	67.5%
					② アキュムレータ出口弁8808B(C)閉塞	1.9E-09	20.4%
					③ アキュムレータ出口逆止弁8948B(C)開失敗	4.2E-10	4.5%
		低压注入失敗	1.2E-09	<0.1%	① 燃料取替用水タンク閉塞	2.7E-10	22.7%
					② 余熱除去ポンプ入口逆止弁8958開失敗	2.1E-10	17.9%
					③ 余熱除去ポンプA,B起動失敗 共通要因故障	1.0E-10	8.8%
	DC母線 1系列 喪失	加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋高压注入失敗	4.5E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋ディーゼル発電機A試験による待機除外＋外部電源喪失	6.9E-12	15.5%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋1次系冷却水配管外部リーク (Aヘッダ)	5.0E-12	11.0%
	中破断 LOCA	蓄圧注入失敗	2.5E-11	<0.1%	① アキュムレータ出口逆止弁8956B,C開失敗 共通要因故障	1.1E-11	43.7%
					② 原子炉容器連絡逆止弁8948B,C開失敗 共通要因故障	1.1E-11	43.7%
					③ アキュムレータB,C同時閉塞	1.4E-12	5.5%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(5/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合
ECCS 再循環 機能喪失	小破断 LOCA	低圧再循環失敗	7.6E-07	1.2%	① 余熱除去ポンプA,B起動操作失敗	9.5E-08	12.4%
					② 余熱除去ポンプ入口弁（燃料取替用水タンク側） 8809A,B閉操作失敗	9.5E-08	12.4%
					③ 余熱除去ポンプA,B停止操作失敗	9.5E-08	12.4%
	中破断 LOCA	低圧再循環失敗	2.4E-07	0.4%	小破断LOCAと同様		
	小破断 LOCA	高圧再循環失敗	2.3E-07	0.4%	① 充てん／高圧注入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 115D,E閉操作失敗	9.5E-08	41.7%
					② 余熱除去系再循環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡） 8706A,B開操作失敗	9.5E-08	41.7%
					③ 余熱除去系再循環弁（充てん／高圧注入ポンプ連絡） 8706A,B開失敗 共通要因故障	4.5E-09	2.0%
	大破断 LOCA	低圧再循環失敗	7.6E-08	0.1%	小破断LOCAと同様		
	中破断 LOCA	高圧再循環失敗	7.0E-08	0.1%	小破断LOCAと同様		
	DC母線 1系列 喪失	加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋低圧再循環失敗	6.2E-11	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋海水ストレーナ (Aトレン) 外部リーク	9.0E-12	14.6%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)再閉止失敗＋海水系配管 (Aト レン) 外部リーク	4.0E-12	6.4%
		加圧器逃がし弁 ／安全弁LOCA ＋高圧再循環失敗	9.9E-12	<0.1%	① 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋冷却材ループ低 温側補助安全注入弁8815開失敗	4.4E-13	4.4%
					② 加圧器安全弁8010A(B,C)内部リーク＋充てん／高圧注 入ポンプ入口ヘッダ非常用補給水弁 (A側) 115D閉失敗	4.4E-13	4.4%

第 1.1.1.h-2 表 炉心損傷シーケンスの分析結果(6/6)

事故シーケンス			CDF (/炉年)	寄与割合 (全シーケンス)	主要なカットセット	CDF (/炉年)	寄与 割合
格納容器 バイパス	蒸気発生 器伝熱管 破損	破損側蒸気発生器 隔離失敗	8.2E-07	1.4%	① 補助給水流量制御弁3120閉操作失敗＋主蒸気管破断	2.1E-07	25.0%
					② 電動補助給水ポンプ出口弁563A閉操作失敗＋主蒸気管 破断	2.1E-07	25.0%
					③ 補助給水流量制御弁3120閉失敗＋主蒸気管破断	7.7E-08	9.3%
	インター フェイス システム LOCA	—	3.0E-11	<0.1%	—		

第 1.1.1.h-3 表 起因事象別重要度評価結果（F V 重要度）

起因事象	F V 重要度
原子炉補機冷却機能喪失	7.2E-01
手動停止	1.1E-01
過渡事象	4.6E-02
2 次冷却系の破断	3.4E-02
小破断 L O C A	3.3E-02
外部電源喪失	2.5E-02
蒸気発生器伝熱管破損	1.5E-02
中破断 L O C A	1.0E-02
主給水流量喪失	5.2E-03
極小 L O C A	4.4E-03
大破断 L O C A	1.4E-03
A T W S	3.3E-04
D C 母線 1 系列喪失	1.4E-04
インターフェイスシステム L O C A	5.0E-07

第 1.1.1.h-4 表 起因事象別重要度評価結果（R A W）

起因事象	R A W 重要度
インターフェイスシステム L O C A	1.7E+04
A T W S	1.7E+04
原子炉補機冷却機能喪失	3.6E+03
小破断 L O C A	1.5E+02
中破断 L O C A	1.5E+02
2 次冷却系の破断	8.0E+01
大破断 L O C A	6.6E+01
蒸気発生器伝熱管破損	7.1E+00
外部電源喪失	6.1E+00
極小 L O C A	3.1E+00
D C 母線 1 系列喪失	1.6E+00
主給水流量喪失	1.5E+00
手動停止	1.4E+00
過渡事象	1.4E+00

第 1.1.1.h-5 表 緩和系の基事象別重要度評価結果（F V 重要度上位）

系統	基事象	F V 重要度
R C P	R C P シール L O C A 発生	6.9E-01
補助給水系	復水タンク閉塞	7.1E-02
補助給水系	運転員 2 次冷却系破断の発生 診断失敗	1.9E-02
補助給水系	空気作動弁 3120 閉操作失敗	9.5E-03
補助給水系	手動弁 563A 閉操作失敗	9.5E-03
主蒸気系	主蒸気管浸水時 S G 隔離失敗	9.3E-03
補助給水系	タービン動補助給水ポンプ 試験による待機除外	7.0E-03
補助給水系	復水タンク破損	6.6E-03
補助給水系	オリフィス 3124 閉塞	6.0E-03
補助給水系	オリフィス 3125 閉塞	6.0E-03

第 1.1.1.h-6 表 緩和系の基事象別重要度評価結果（R A W 上位）

系統	基事象	R A W
補助給水系	復水タンク閉塞	5.8E+03
補助給水系	復水タンク破損	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030A 内部リーク	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030B 内部リーク	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030A 外部リーク	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030B 誤開	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030A 誤開	5.8E+03
補助給水系	安全弁 030B 外部リーク	5.8E+03
補助給水系	空気作動弁 3120 外部リーク	5.8E+03
補助給水系	空気作動弁 3122 外部リーク	5.8E+03

第 1.1.1.h-7 表 全 C D F 及び事故シーケンス別不確実さ解析結果

事故シーケンス	下限値 (/炉年)	中央値 (/炉年)	上限値 (/炉年)	平均値 (/炉年)	EF
全CDF	7.6E-06	2.1E-05	1.5E-04	4.7E-05	4.4
大破断LOCA: 蓄圧注入失敗	1.1E-10	1.8E-09	3.5E-08	9.6E-09	18.2
大破断LOCA: 低圧注入失敗	1.9E-11	2.8E-10	4.4E-09	1.2E-09	15.1
大破断LOCA: 低圧再循環失敗	1.2E-09	1.8E-08	2.7E-07	7.2E-08	15.0
中破断LOCA: 蓄圧注入失敗	8.1E-14	2.0E-12	6.3E-11	1.9E-11	27.8
中破断LOCA: スプレッド注入失敗	2.2E-11	4.0E-10	8.9E-09	2.5E-09	20.2
中破断LOCA: スプレッド再循環失敗	1.8E-09	3.0E-08	5.0E-07	1.4E-07	16.6
中破断LOCA: 高圧注入失敗	1.5E-09	2.8E-08	5.8E-07	1.6E-07	19.7
中破断LOCA: 高圧再循環失敗	7.6E-10	1.4E-08	2.4E-07	6.3E-08	17.9
中破断LOCA: 低圧再循環失敗	3.8E-09	5.7E-08	8.8E-07	2.3E-07	15.2
小破断LOCA: 補助給水失敗	9.2E-11	1.4E-09	2.2E-08	5.7E-09	15.6
小破断LOCA: スプレッド注入失敗	6.9E-11	1.3E-09	2.5E-08	7.4E-09	19.2
小破断LOCA: スプレッド再循環失敗	6.1E-09	9.8E-08	1.7E-06	4.3E-07	16.6
小破断LOCA: 高圧注入失敗	4.8E-09	9.0E-08	1.8E-06	5.2E-07	19.7
小破断LOCA: 高圧再循環失敗	2.4E-09	4.3E-08	8.0E-07	2.2E-07	18.2
小破断LOCA: 低圧再循環失敗	1.2E-08	1.8E-07	2.7E-06	7.2E-07	14.9
極小LOCA: 補助給水失敗	1.5E-09	1.7E-08	2.2E-07	5.8E-08	12.2
極小LOCA: 高圧注入失敗	3.5E-09	4.1E-08	5.8E-07	1.7E-07	13.0
インターフェイスシステムLOCA: 炉心損傷直結	1.1E-13	3.6E-12	1.1E-10	3.1E-11	30.8
主給水喪失: 補助給水失敗	4.8E-08	1.8E-07	9.1E-07	3.1E-07	4.4
外部電源喪失: 補助給水失敗	1.4E-08	7.1E-08	4.4E-07	1.4E-07	5.6
外部電源喪失: 非常用所内電源の確立失敗	9.0E-08	5.2E-07	4.1E-06	1.3E-06	6.7
ATWS: 炉心損傷直結	1.8E-10	2.4E-09	5.4E-08	1.6E-08	17.3
2次冷却系の破断: 補助給水失敗	2.2E-08	3.9E-07	7.5E-06	2.1E-06	18.4
2次冷却系の破断: 主蒸気隔離失敗	1.3E-13	4.0E-12	1.5E-10	4.7E-11	34.4
SGTR: 補助給水失敗	1.5E-09	1.7E-08	2.2E-07	6.1E-08	12.3
SGTR: 破損SGの隔離失敗	7.0E-09	1.1E-07	2.1E-06	5.8E-07	17.3
過渡事象: 補助給水失敗	6.7E-07	1.8E-06	7.4E-06	2.7E-06	3.3
補機冷却水の喪失: 補助給水失敗	4.0E-09	9.1E-08	3.0E-06	9.5E-07	27.7
補機冷却水の喪失: 加圧器逃がし弁・安全弁LOCA	5.0E-09	1.2E-07	3.1E-06	8.4E-07	24.9
補機冷却水の喪失: RCPシールLOCA	1.5E-07	4.2E-06	1.2E-04	2.9E-05	28.3
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA無): 補助給水失敗	1.2E-10	1.8E-09	3.1E-08	8.2E-09	16.0
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): スプレッド注入失敗	6.2E-14	1.4E-12	3.9E-11	1.2E-11	24.9
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): スプレッド再循環失敗	1.1E-13	2.2E-12	4.7E-11	1.2E-11	20.3
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): 高圧注入失敗	1.4E-13	3.6E-12	1.2E-10	3.5E-11	29.2
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): 高圧再循環失敗	6.6E-14	1.4E-12	3.2E-11	1.0E-11	21.9
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): 低圧再循環失敗	6.8E-13	1.2E-11	2.2E-10	6.3E-11	17.7
DC母線1系列喪失(加圧器逃がし弁／安全弁LOCA有): 補助給水失敗	7.7E-15	2.3E-13	8.4E-12	2.8E-12	32.9
手動停止: 補助給水失敗	1.6E-06	4.3E-06	1.7E-05	6.5E-06	3.3

第1.1.1.h-8表 起因事象発生頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

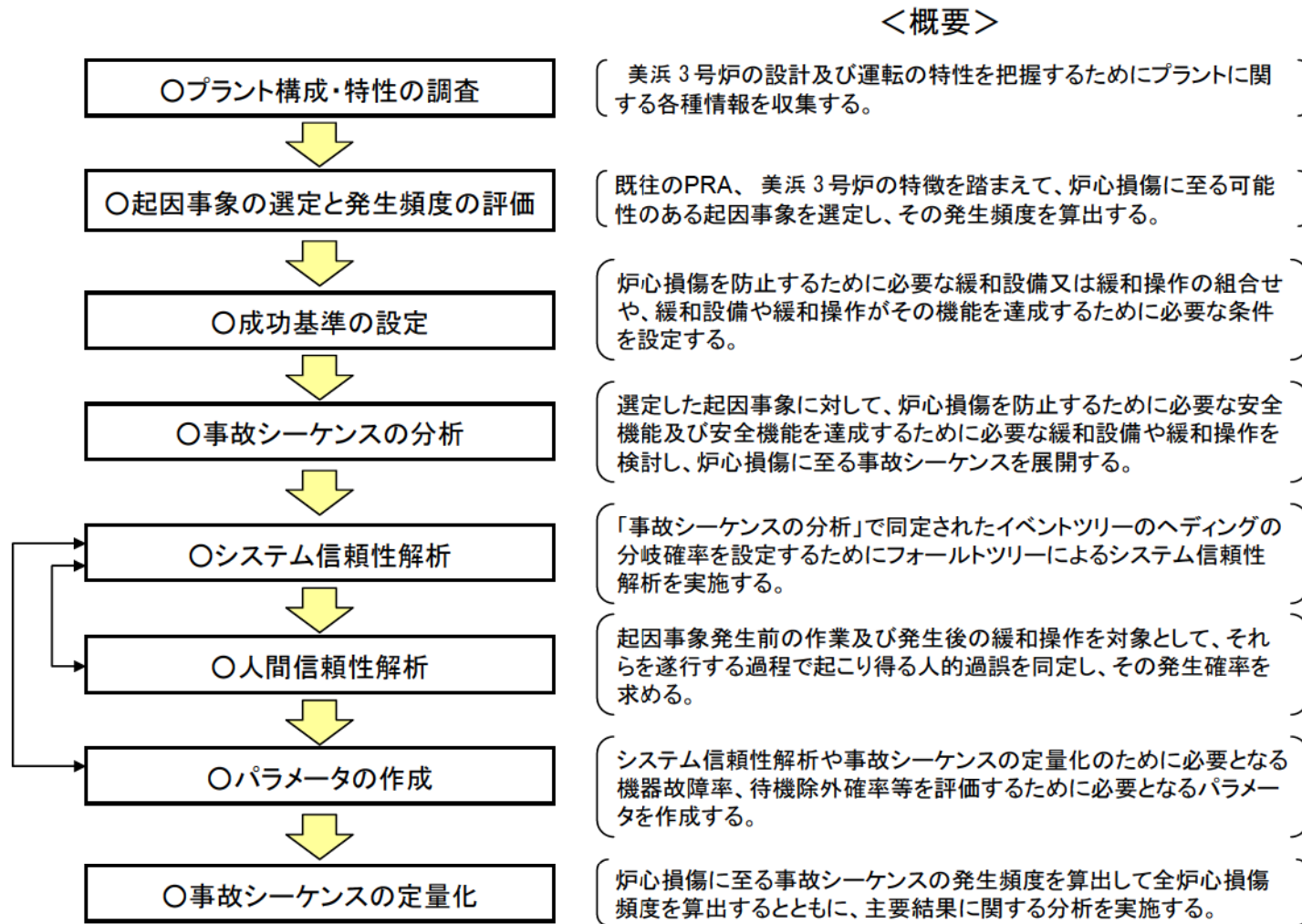
起因事象	基本ケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
手動停止	2.3E-01／炉年	2.4E-01／炉年	2.3E-01／炉年
過渡事象	9.7E-02／炉年	1.2E-01／炉年	1.0E-01／炉年
主給水流量喪失	1.1E-02／炉年	4.0E-02／炉年	1.2E-02／炉年

第1.1.1.h-9表 機器故障率の感度解析結果【プラント固有データの反映】

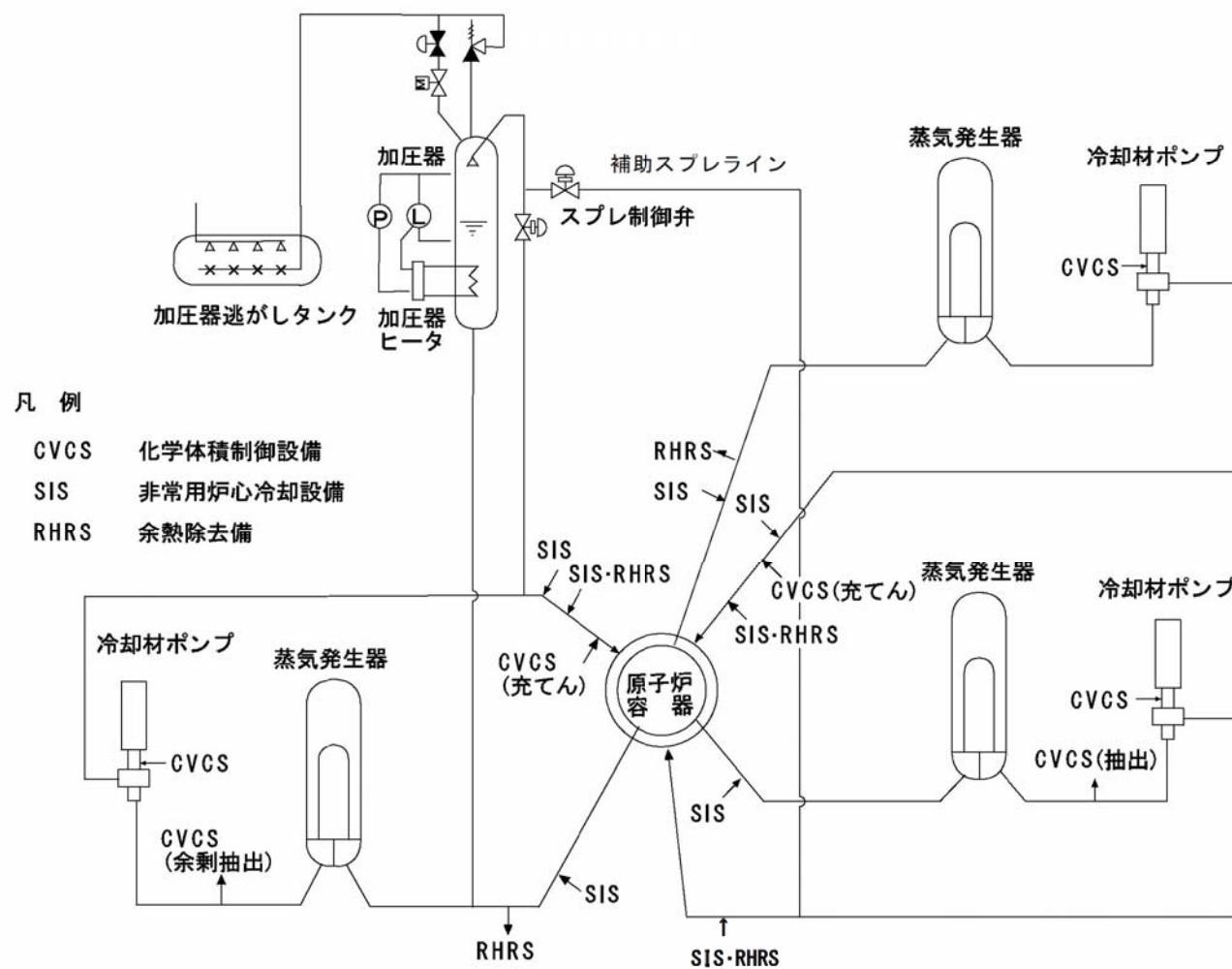
故障モード	基本ケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
復水タンク 閉塞	3.2E-08／h	1.9E-07／h	3.0E-08／h
復水タンク 破損	3.2E-08／h	1.9E-07／h	3.0E-08／h
オリフィス3123 閉塞 オリフィス3124 閉塞 オリフィス3125 閉塞	3.2E-09／h	2.7E-08／h	3.1E-09／h

第1.1.1.h-10表 全炉心損傷頻度の感度解析結果【プラント固有データの反映】

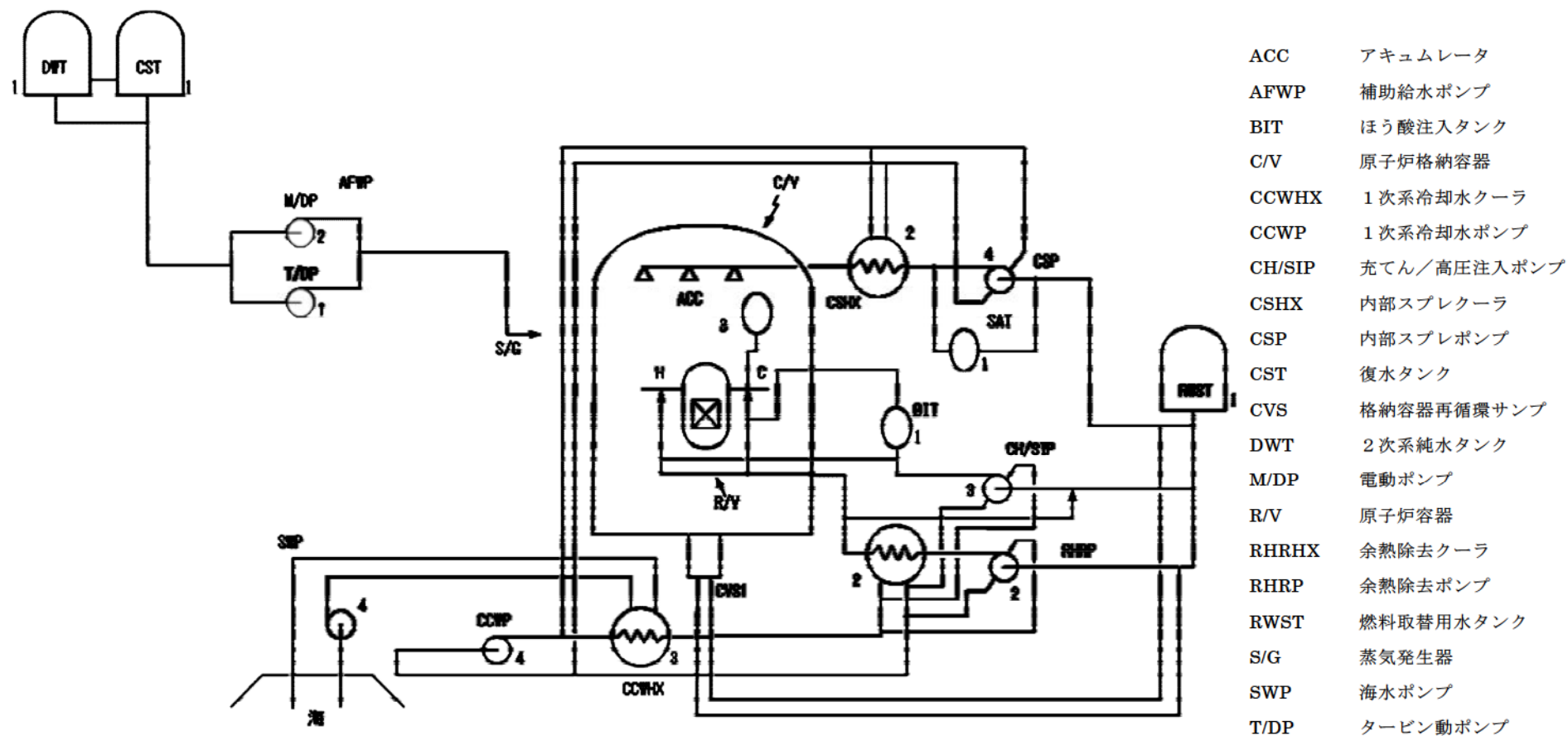
	基本ケース	感度解析① (頻度論統計)	感度解析② (ベイズ統計)
全炉心損傷頻度	6.1E-05／炉年	1.2E-04／炉年	6.0E-05／炉年



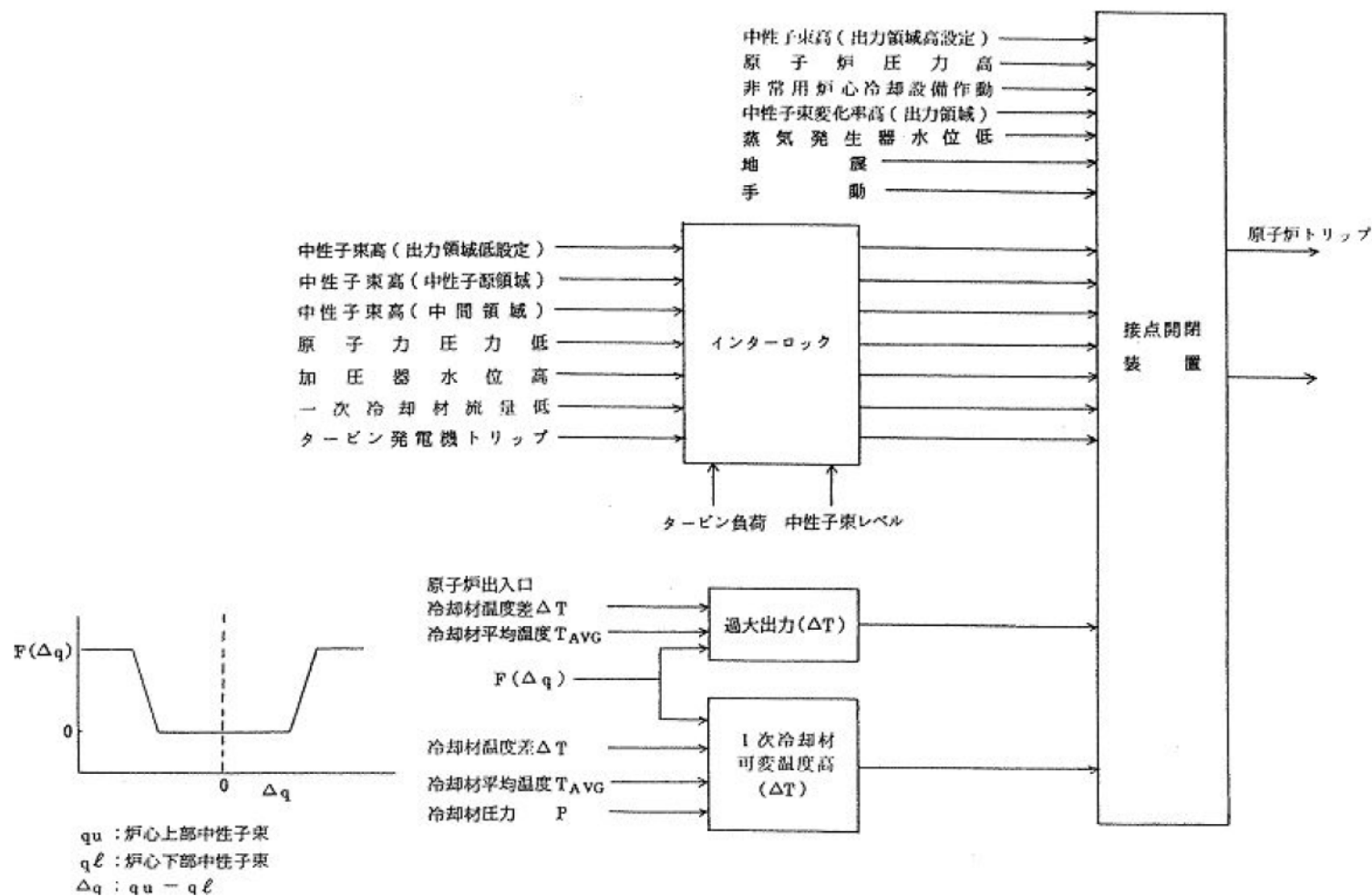
第 1.1.1-1 図 内部事象レベル 1 P R A 評価フロー



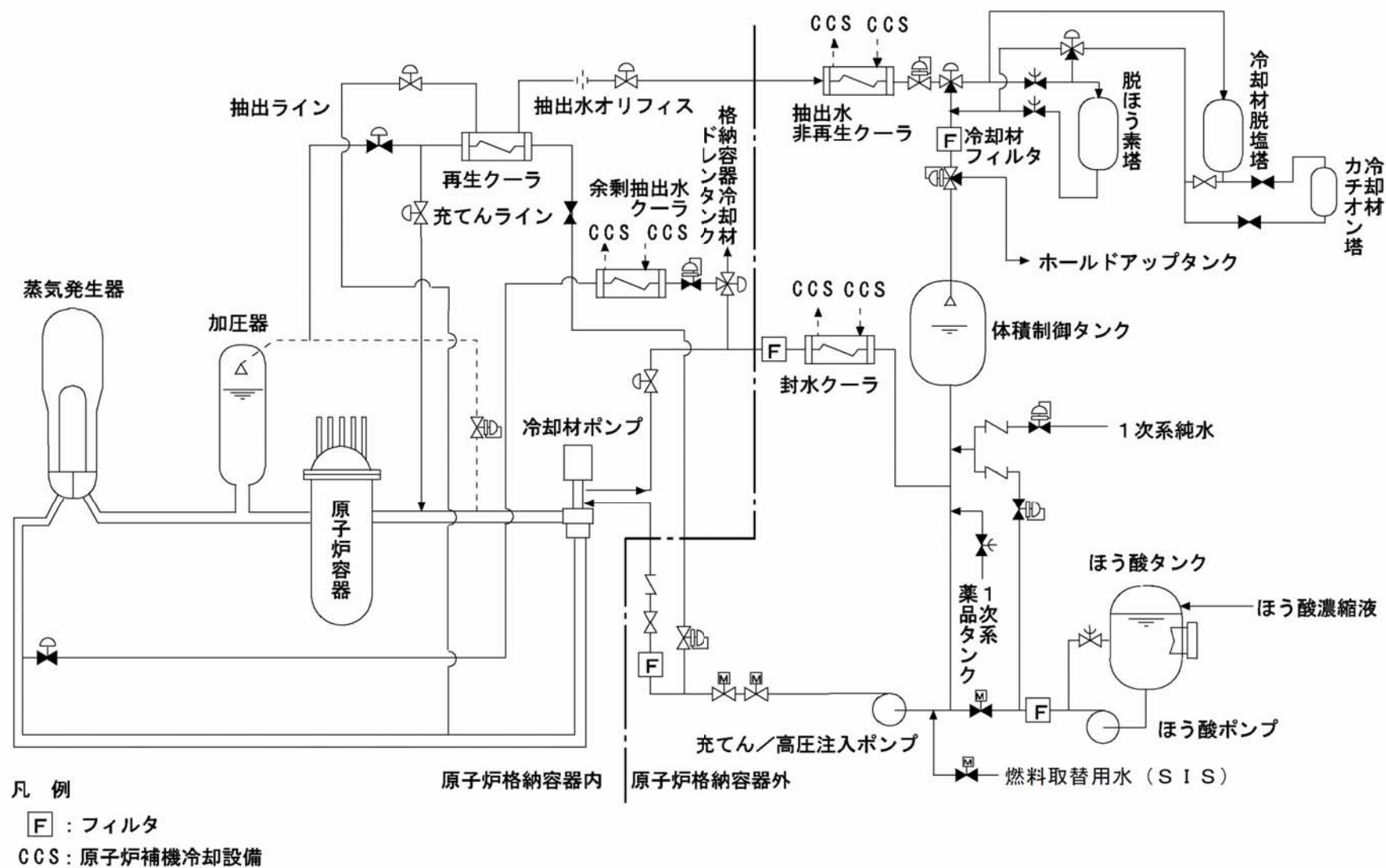
第 1.1.1.a-1 図 1 次冷却設備系統説明図



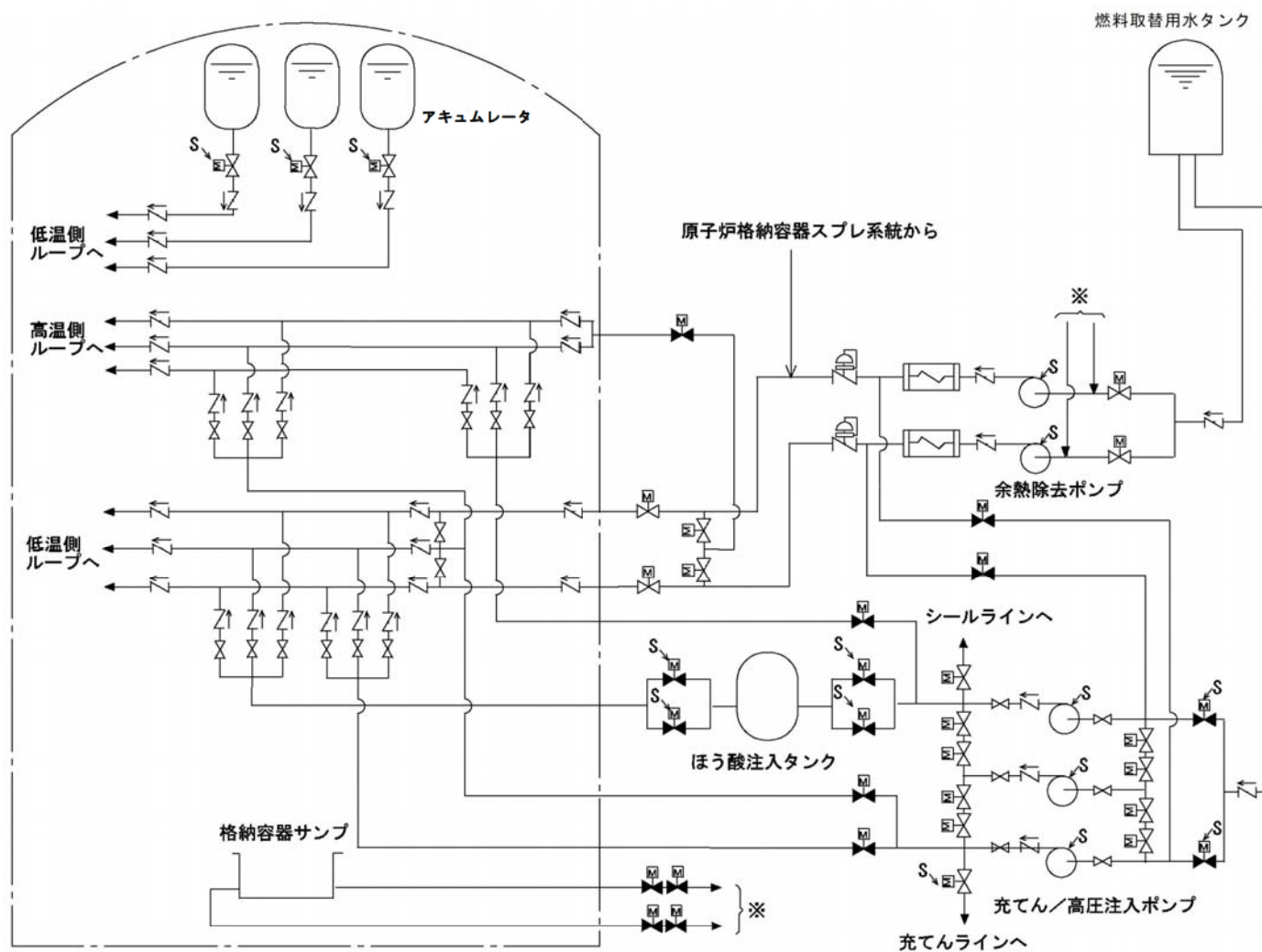
第 1.1.1.a-2 図 工学的安全施設の概要



第 1.1.1.a-3 図 原子炉保護系設備系統説明図

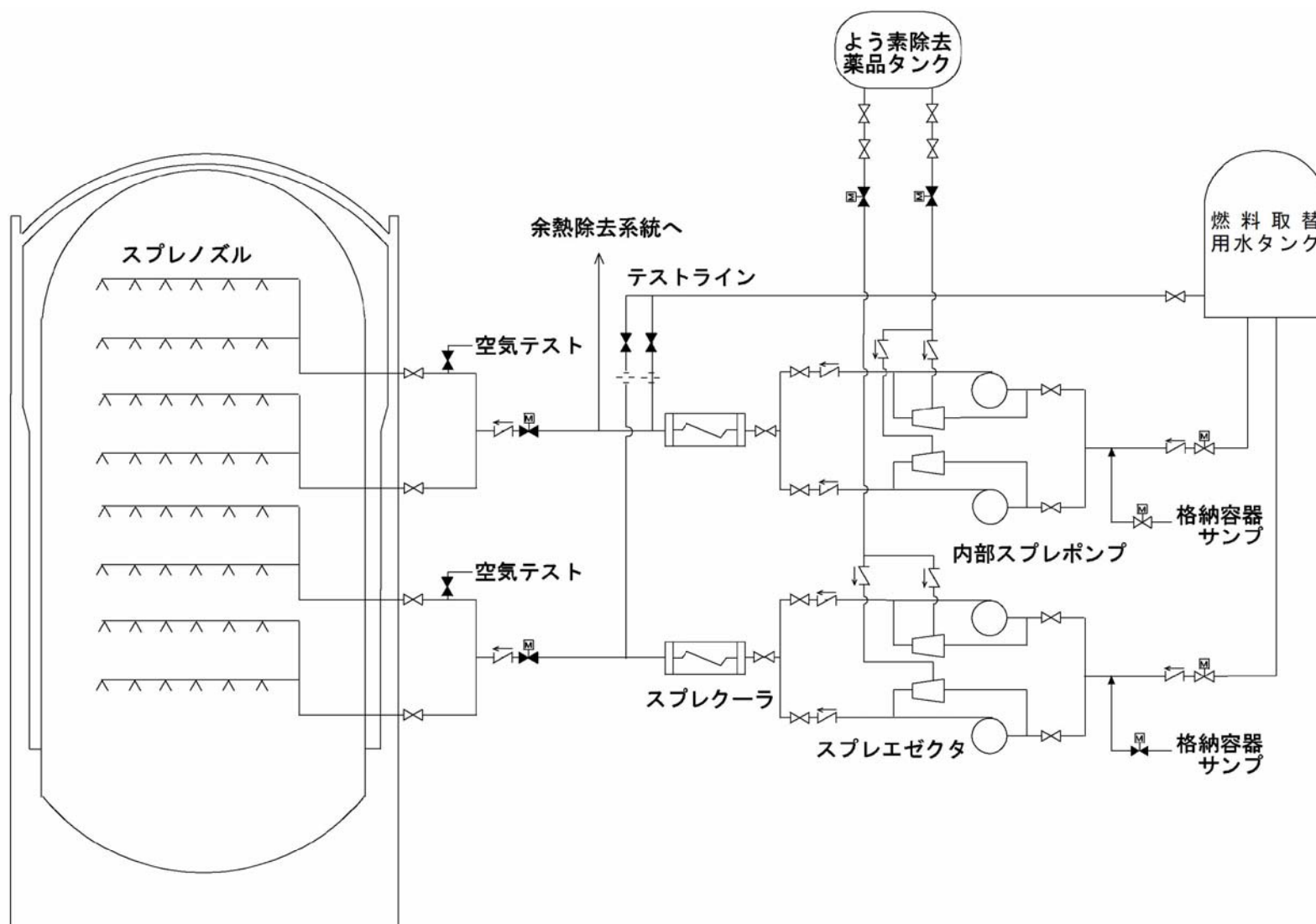


第 1.1.1.a-4 図 化学体積制御設備系統説明図



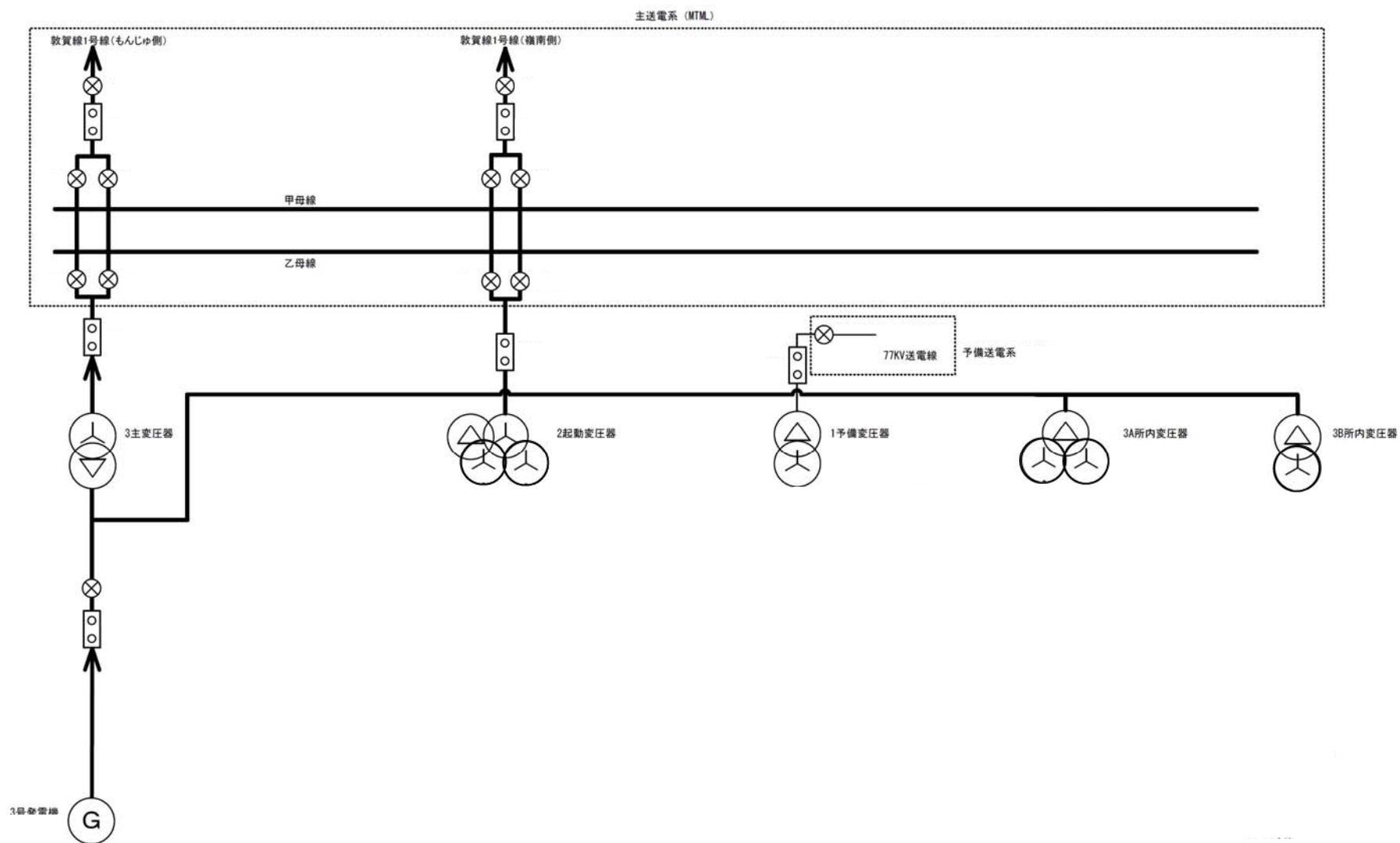
S : 非常用炉心冷却設備作動信号

第 1.1.1.a-5 図 非常用炉心冷却設備系統説明図



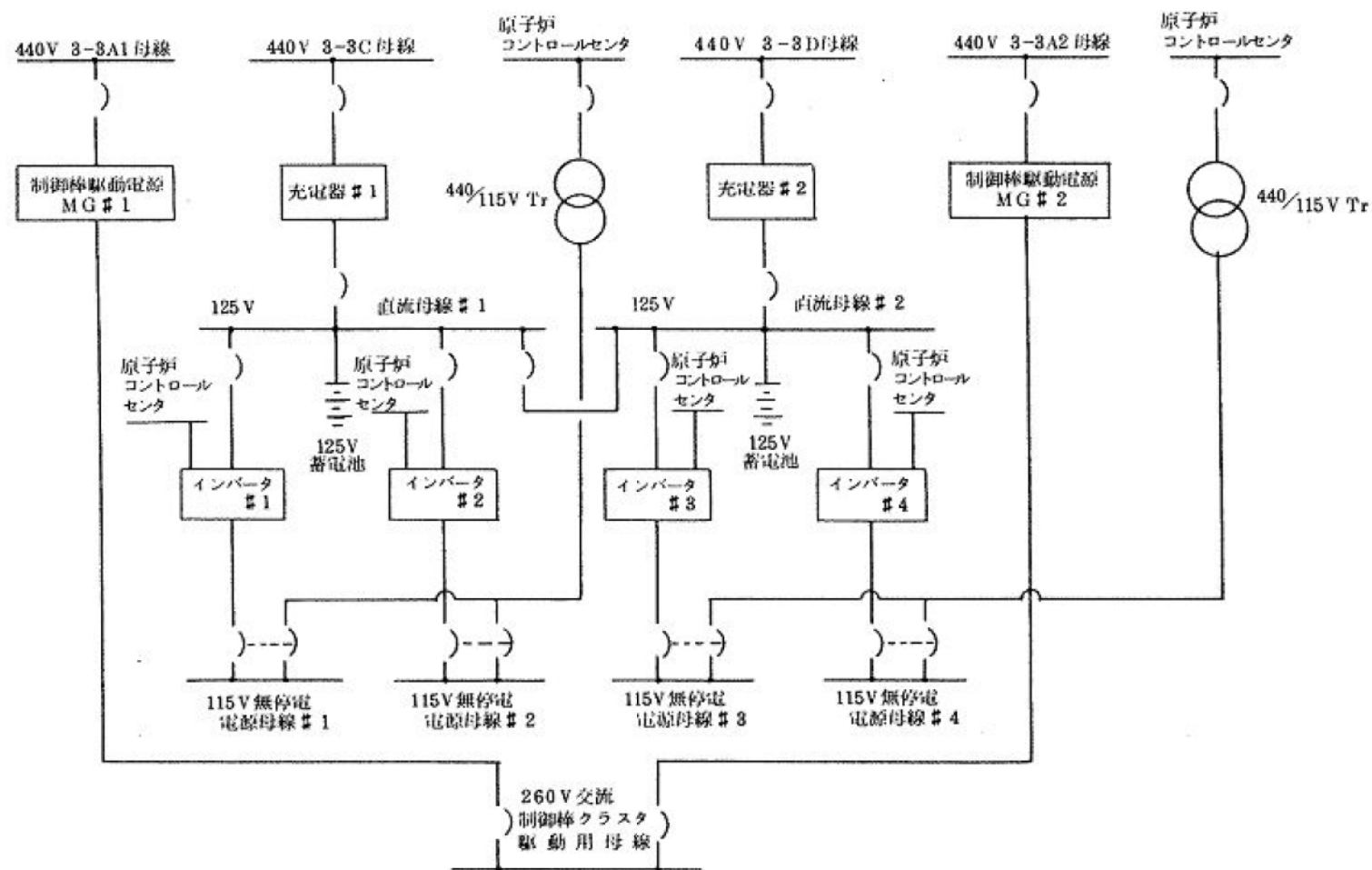
第 1.1.1.a-6 図 原子炉格納容器スプレイ設備系統説明図

1.1.1-99

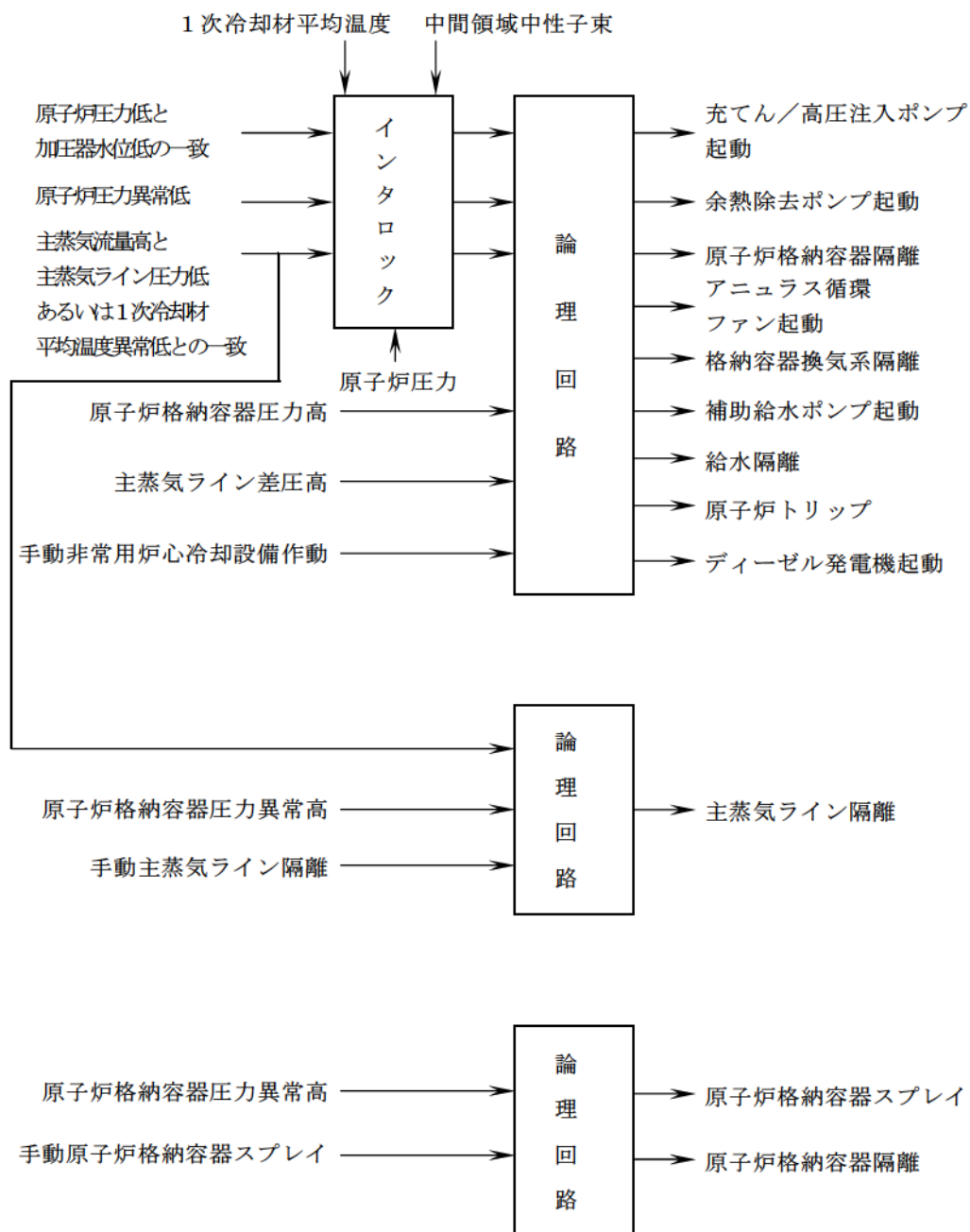


第 1.1.1.a-7 図 開閉所単線結線図

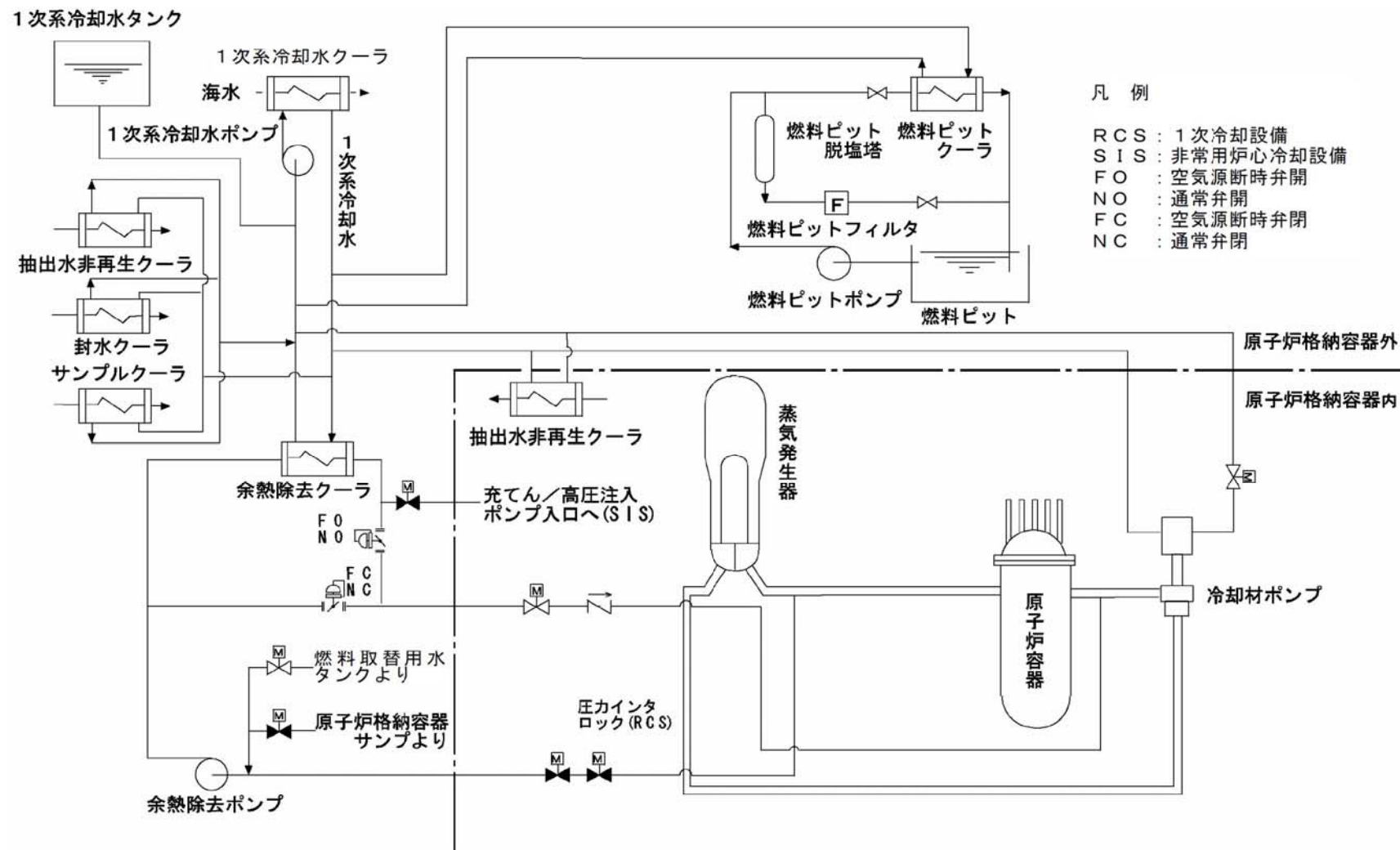
第 1.1.1.a-8 図 所内単線結線図(1)



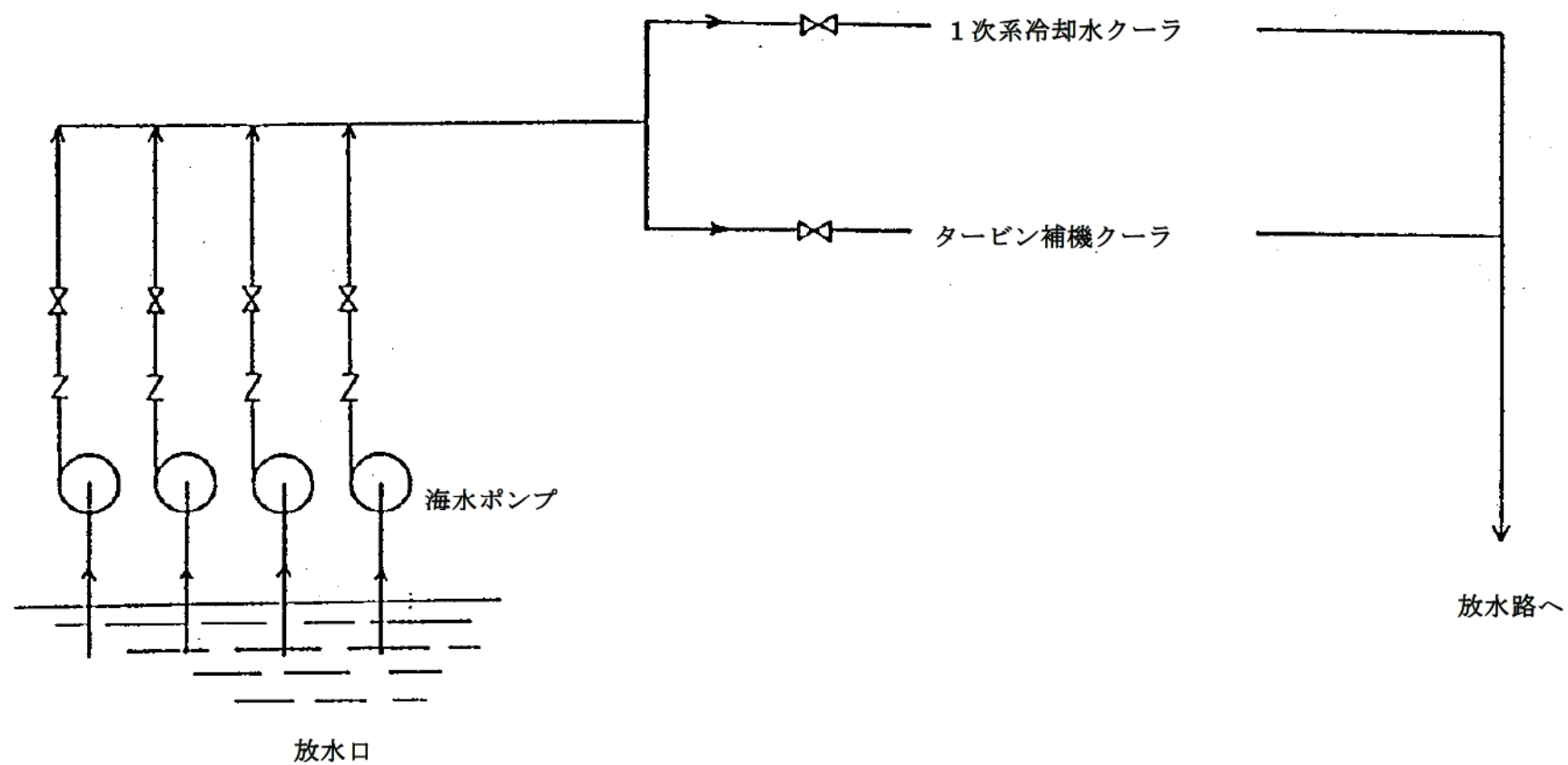
第 1.1.1.a-9 図 所内単線結線図(2)



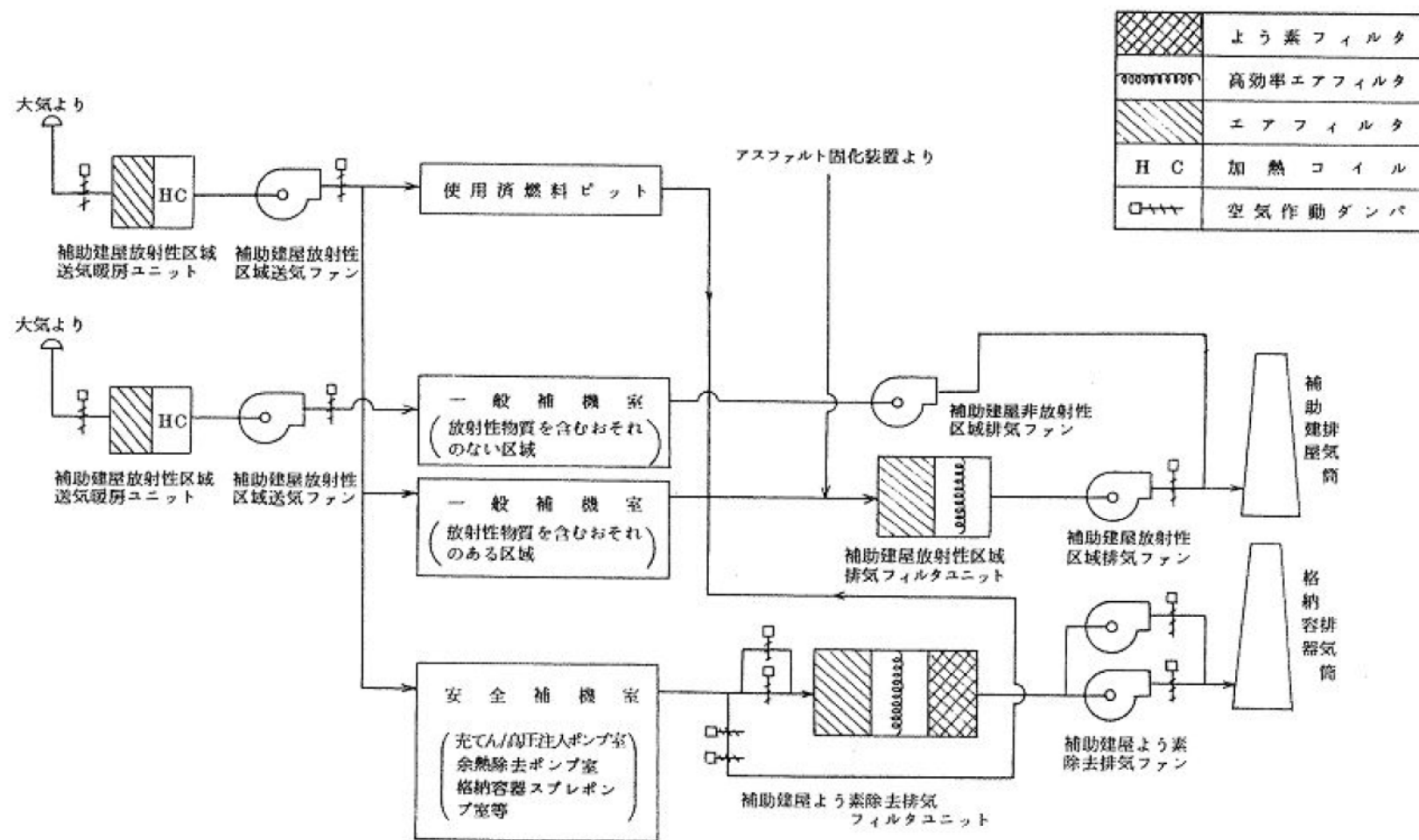
第 1.1.1.a-10 図 工学的安全施設作動設備説明図



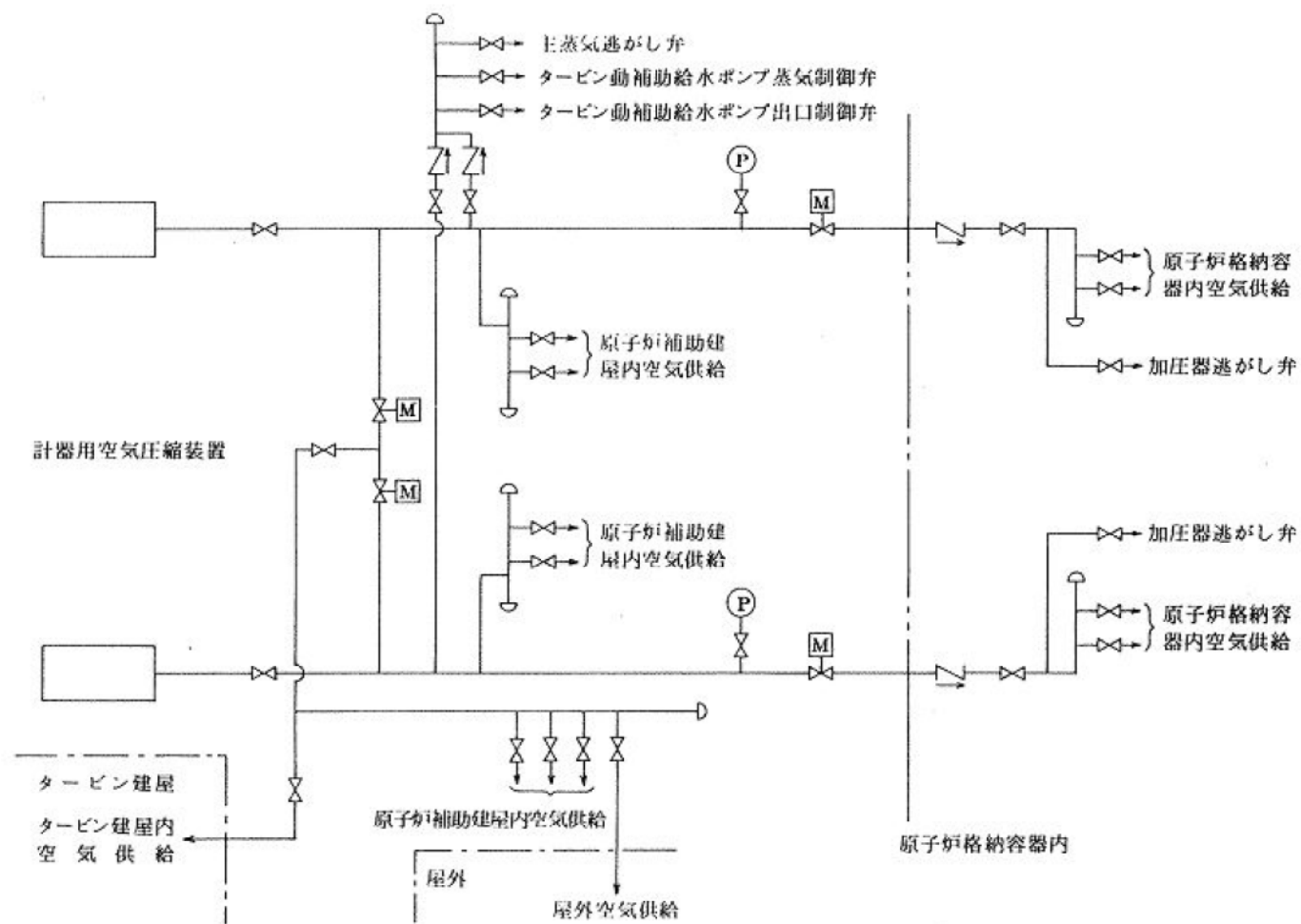
第 1.1.1.a-11 図 余熱除去設備及び原子炉補機冷却水設備系統説明図



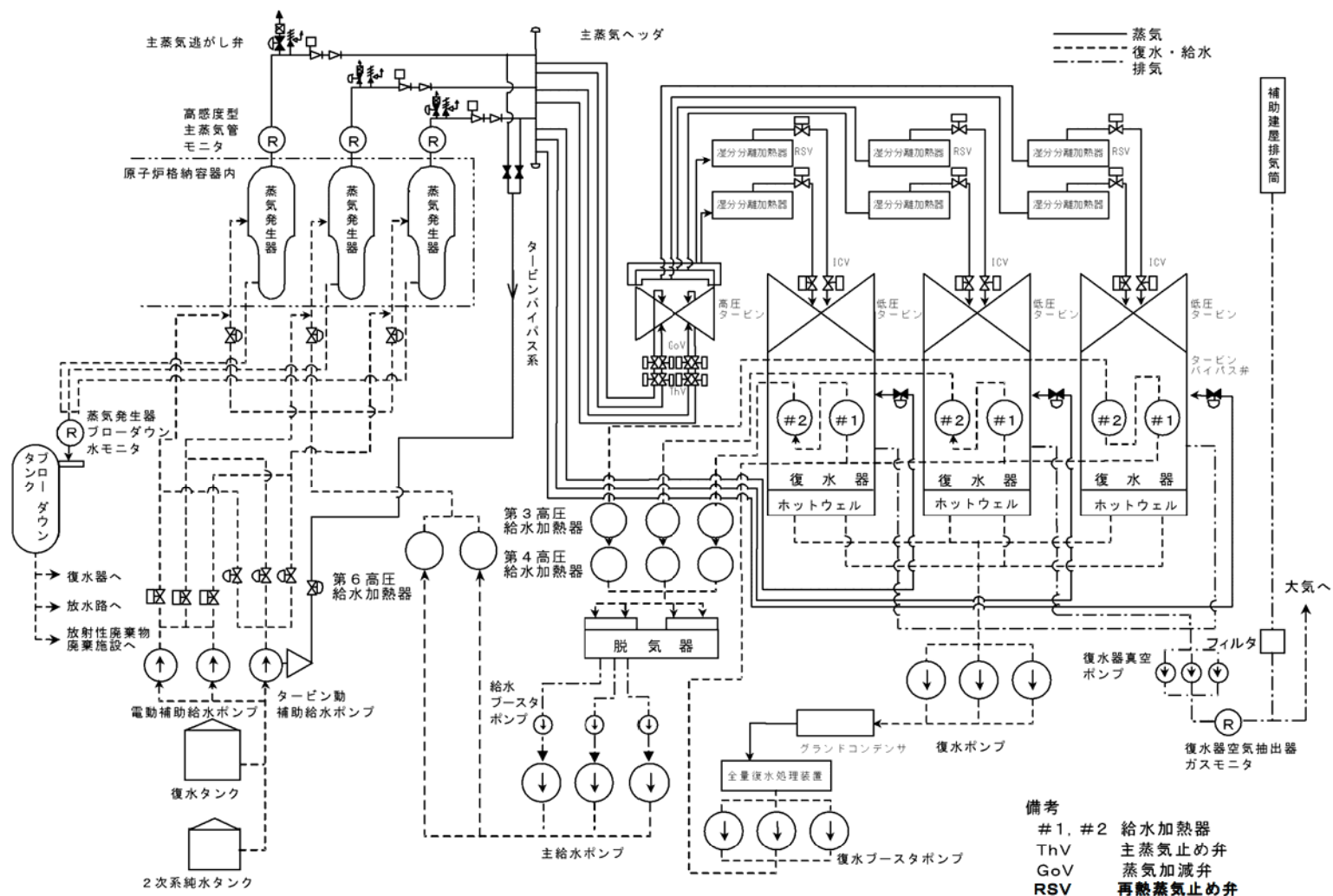
第 1.1.1.a-12 図 原子炉補機冷却海水設備系統説明図



第 1.1.1.a-13 図 補助建屋換気空調設備系統説明図（一般補機室及び安全補機室）

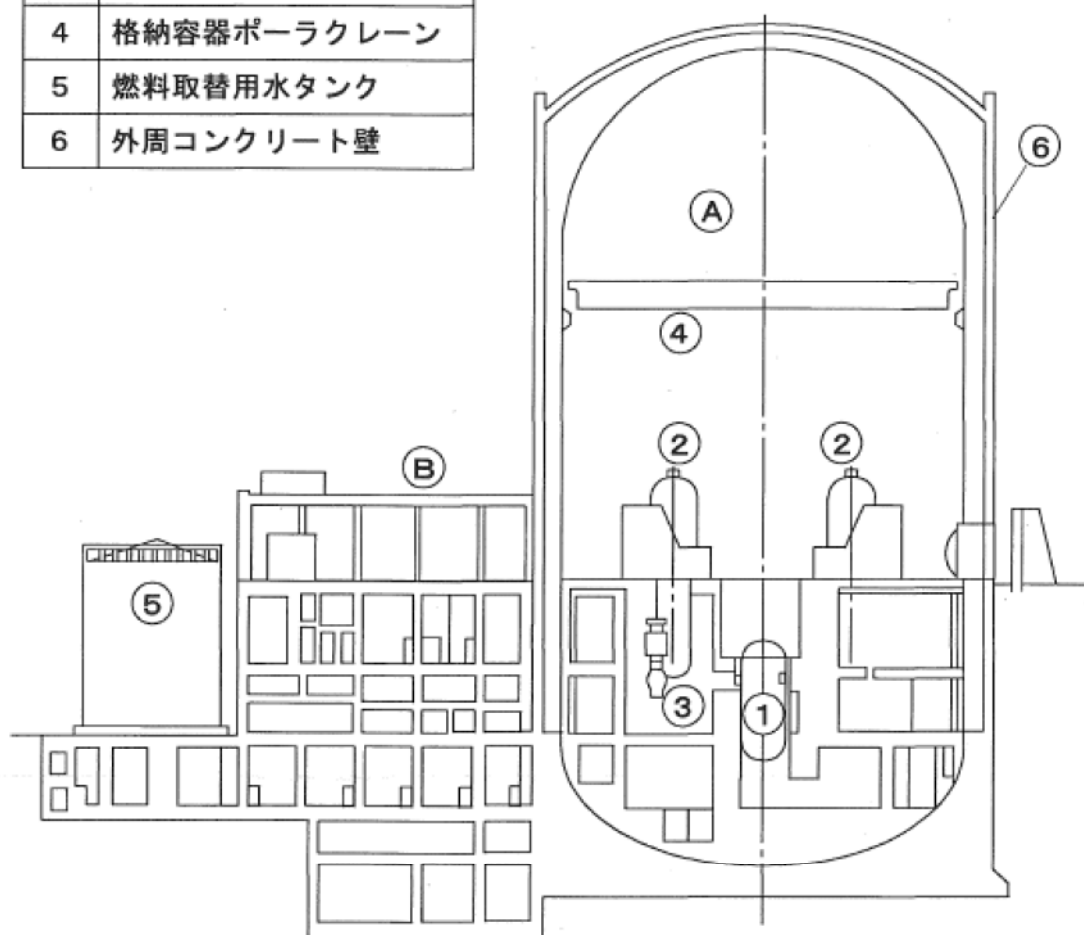


第 1.1.1.a-14 図 制御用空気設備系統説明図

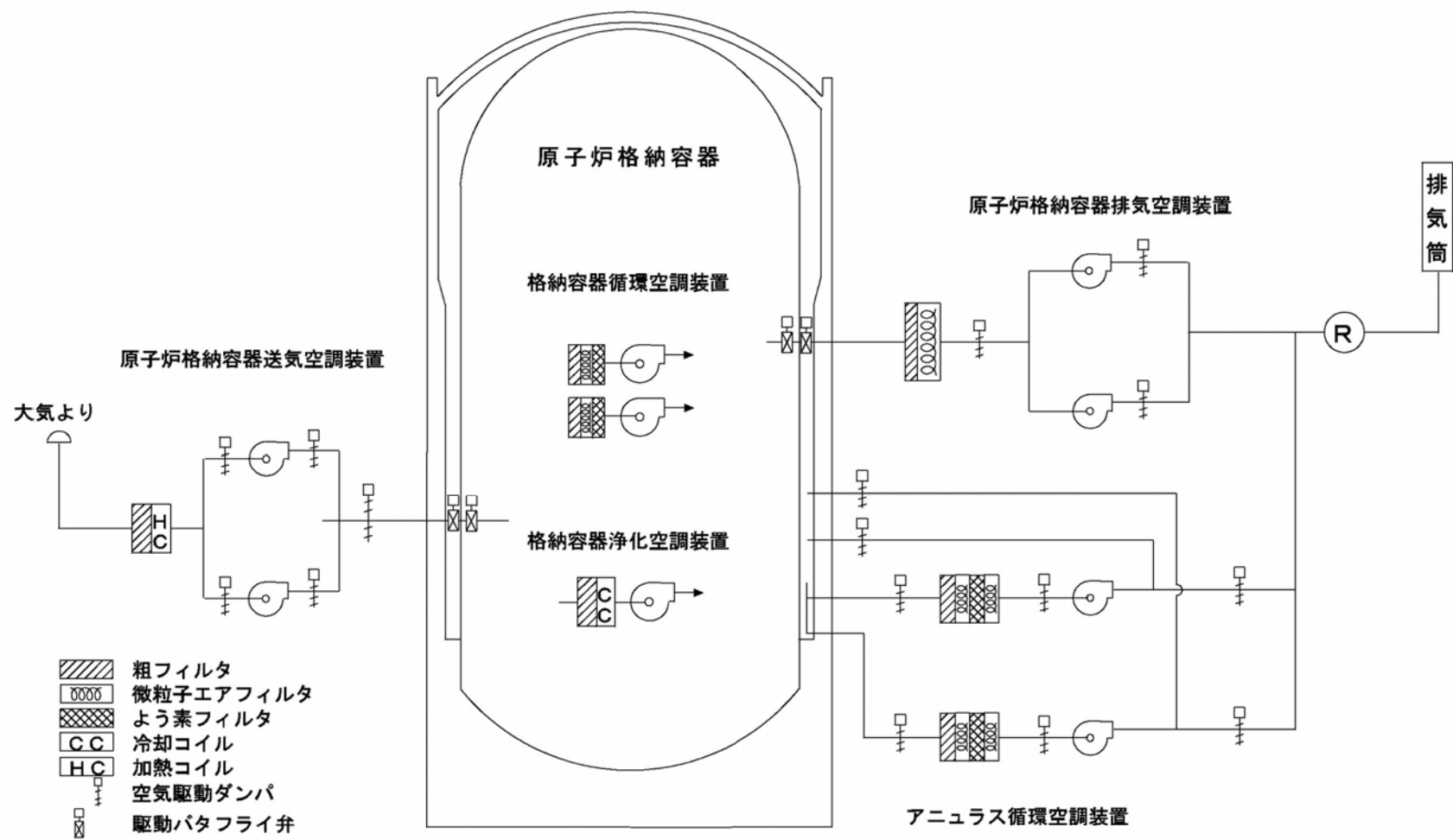


第 1.1.1.a-15 図 タービン系統説明図

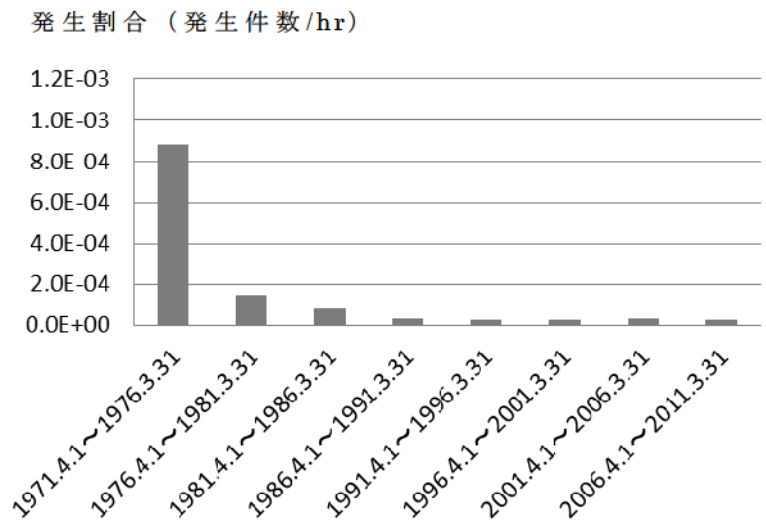
A	原子炉格納施設
B	原子炉補助建屋
1	原子炉容器
2	蒸気発生器
3	冷却材ポンプ
4	格納容器ポーラクレーン
5	燃料取替用水タンク
6	外周コンクリート壁



第 1.1.1.a-16 図 原子炉格納施設の構造概要図



第 1.1.1.a-17 図 原子炉格納容器換気設備及びアニュラス空気浄化設備系統説明図

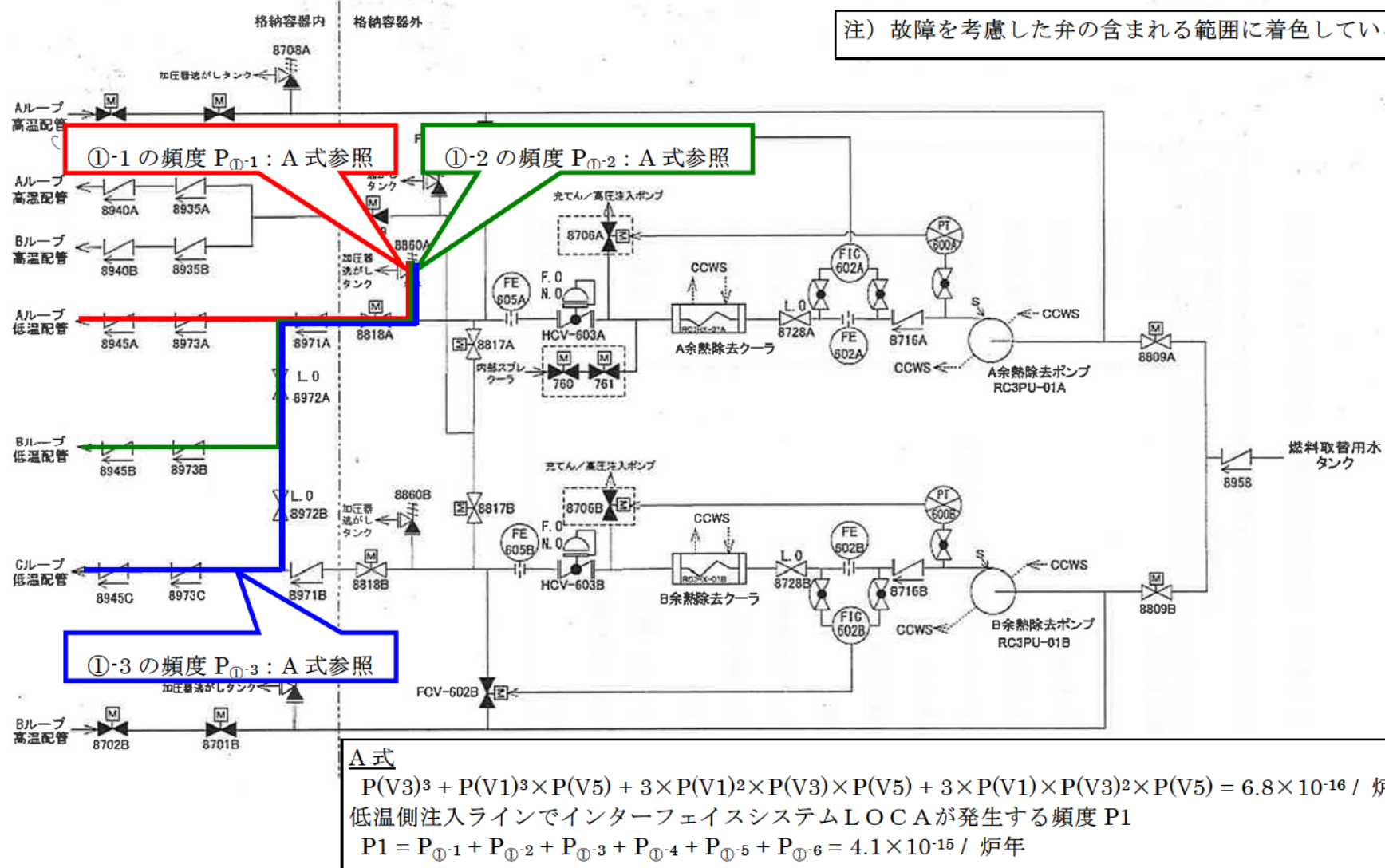


第 1.1.1.b-1 図 国内PWRプラントの運転実績に対するトリップ事象の発生割合

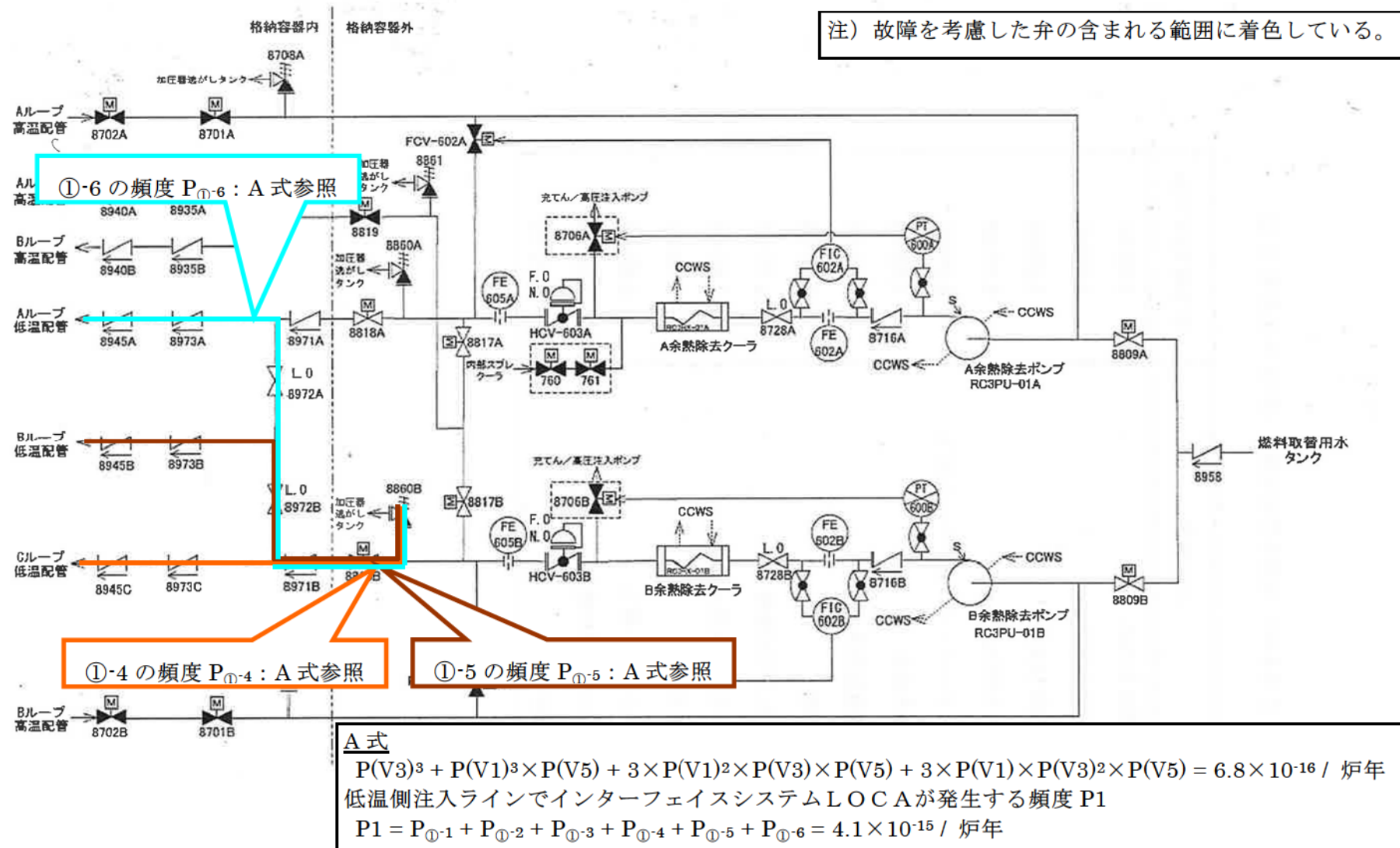
- 起因事象データの収集期間の設定については、日本原子力学会標準「原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」D.3.1 項に基づき行っている。
- 学会標準によると、起因事象データの収集期間の設定は一般的にはプラントの全運転年数のデータを考慮すべきであるが、プラントの起因事象の発生数はプラントの設計及び改良によって時間とともに減少することから、データには直近の運転経験を反映させることが望ましく、近年の運転データのみを考慮するのがよいとされる。
- 事象整理の結果から、1976 年 4 月以前における起因事象発生件数はその他の期間から明らかに突出しており、起因事象データの収集期間としての近年の運転状況を反映するには適切ではないと考え除外している。なお、この期間に発生している起因事象としては、下表に示すように常用系の故障による手動停止や過渡事象が大半を占めている。

	主給水 流量喪失	外部電源 喪失	S G T R	過渡事象	手動停止
1970.11.28 ～1976.3.31	2	0	0	8	34

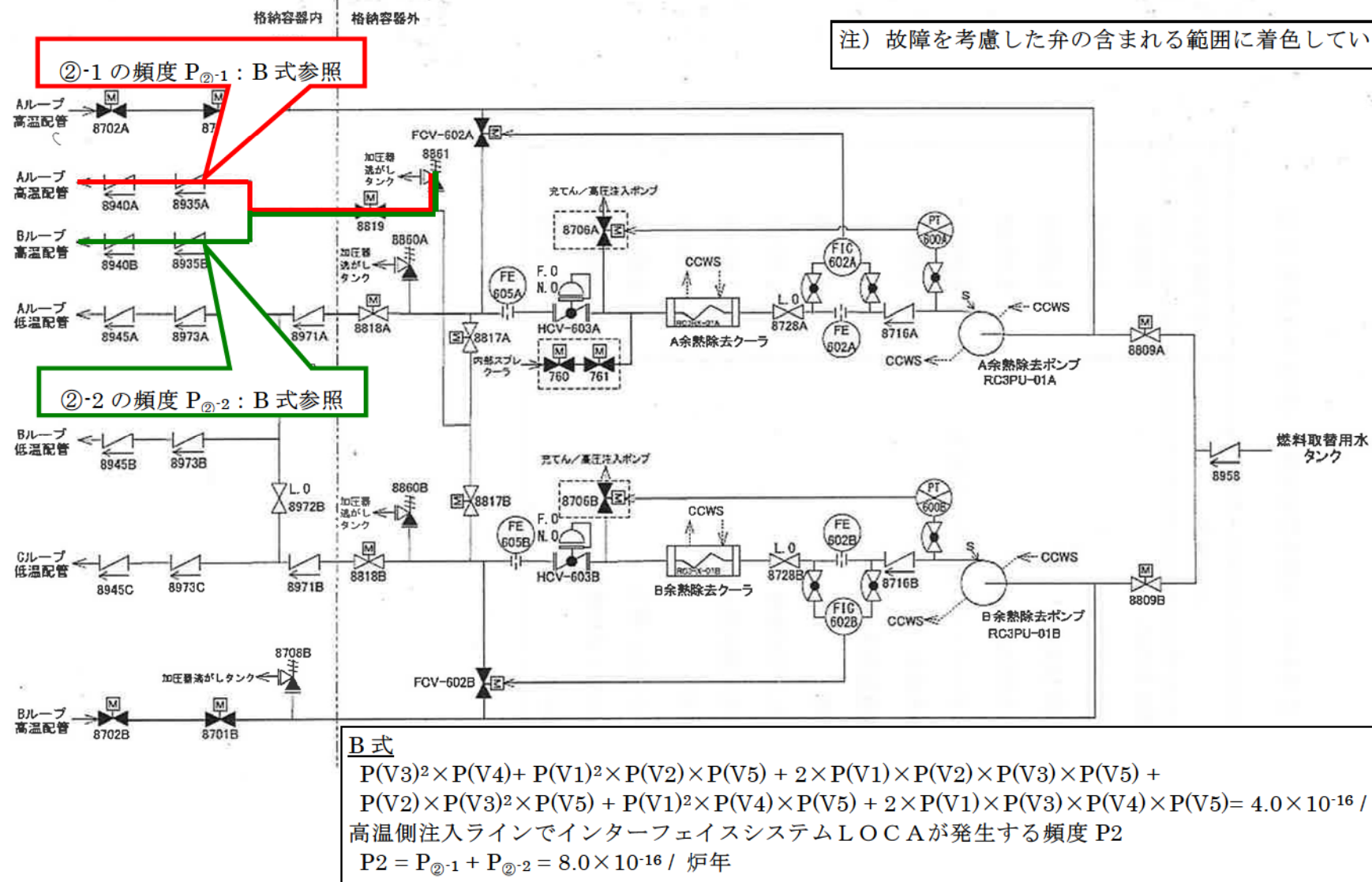
第 1.1.1.b-2 図 美浜 3 号炉 余熱除去系簡略図



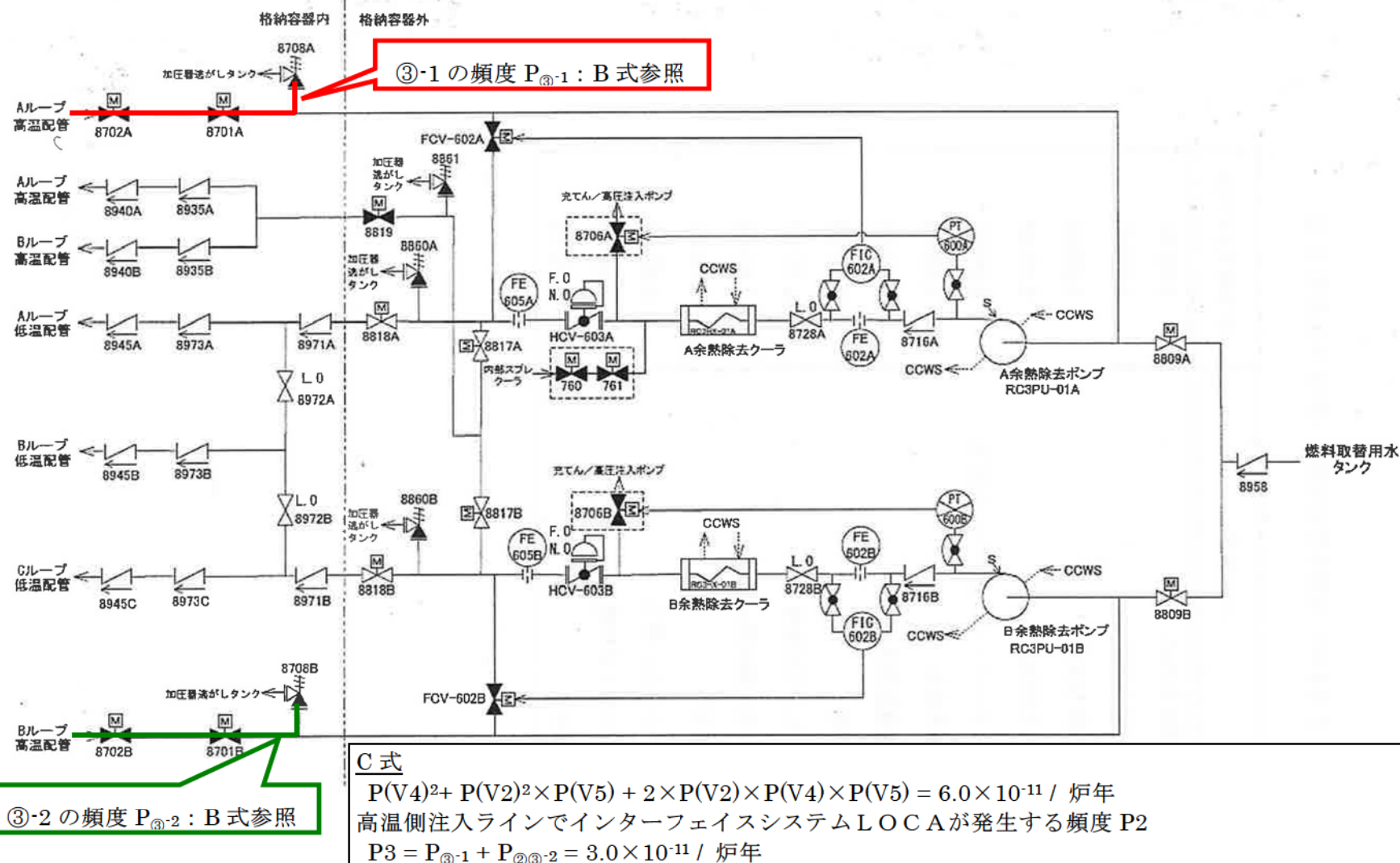
第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステム L O C A の想定 (1/4)



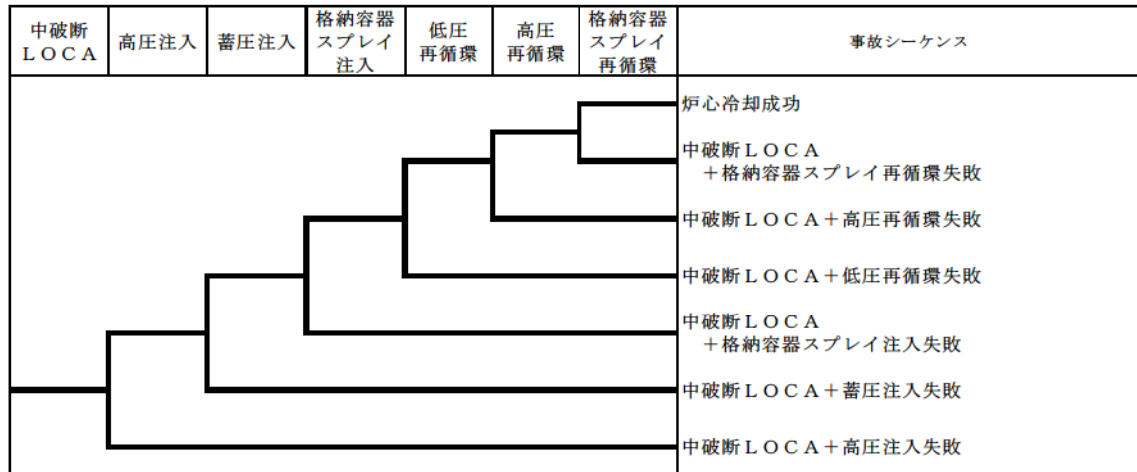
第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステムLOCAの想定 (2/4)



第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステム L.O.C.A.の想定 (3/4)



第 1.1.1.b-3 図 インターフェイスシステム L O C A の想定 (4/4)



第 1.1.1.d-1 (b) 図 中破断LOCAイベントツリー

【仮定条件】

- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリの破損による1次冷却材の原子炉格納容器内の流出事故のうち破断口面積が等価口径2インチから6インチと定義した。
- ・ 本評価ではAループ低温側配管破断を仮定した。
- ・ 中破断LOCA時は、炉心部での冷却材密度の低下（ボイド発生）が短期間で生じるため原子炉トリップに期待しておらず、また1次冷却系への注入機能により十分な冷却機能が確保されるので補助給水の機能にも期待していない。

【イベントツリーの説明】

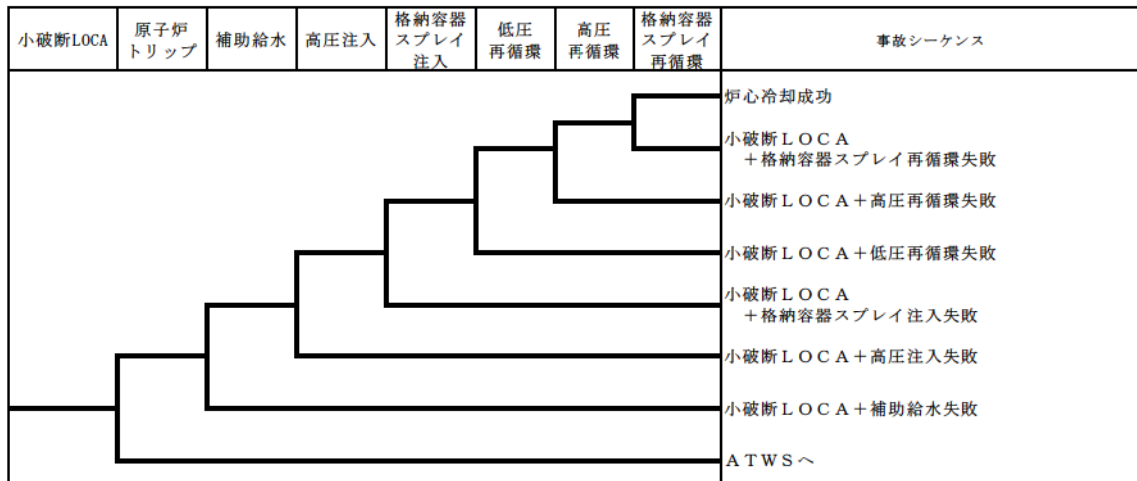
- ・ 中破断LOCA時は、「高压注入」と「蓄圧注入」により短期的な炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高压再循環」により確保されるが、美浜3号炉の場合、余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる（イベントツリー上は「低压再循環」で表現）。
- ・ 中破断LOCA時は破断流量が小さく、余熱除去クーラのみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

中破断LOCA	高压注入	蓄圧注入	格納容器 スプレイ 注入	低压 再循環	高压 再循環	格納容器 スプレイ 再循環
ポンプ	1/2	—	2/4	1/2	1/2	2/4
熱交換器	—	—	—	1/2	—	1/2
ループ	健全 2/2	健全 1/2	—	—	健全 2/2	—
その他	※1	—	—	—	※1	—
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

（注）—：不作動又は不要

※1：Cポンプはインターロックの関係で自動起動不可



第 1.1.1.d-1 (c) 図 小破断LOCAイベントツリー

【仮定条件】

小破断LOCAは、以下の原因による1次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

- ・ 1次冷却材配管の破断
(破断口径が3/8インチから2インチの破断でAループ低温側配管破断を仮定)
- ・ 1次冷却系加圧事象による加圧器逃がし弁からの1次冷却材の流出 (PORV LOCA)

【イベントツリーの説明】

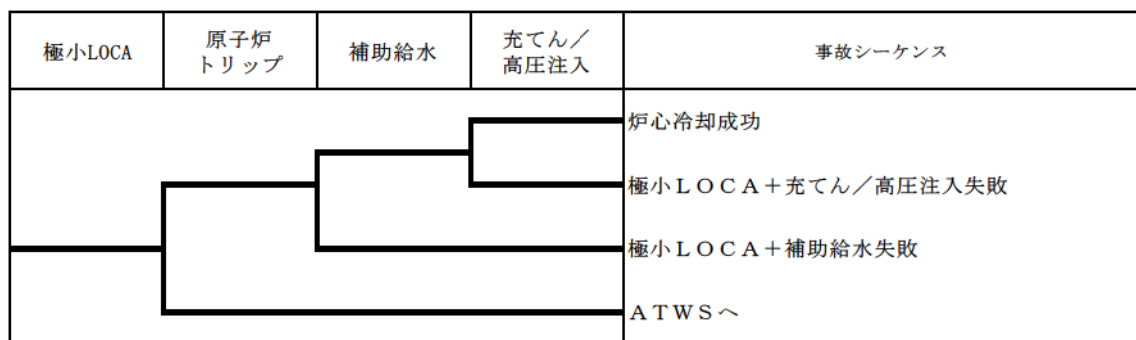
- ・ 小破断LOCA時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。
- ・ 破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは1次冷却系への発熱を系外に除去できないため、「高圧注入」と2次冷却系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。また、事故後長期的な炉心冷却は「高圧再循環」により確保されるが、余熱除去ポンプによるブースティングが必要となる (イベントツリー上では「低圧再循環」で表現)。
- ・ 破断流が小さく、余熱除去クーラのみでは原子炉格納容器圧力上昇は抑制できないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」が必要となる。

【成功基準】

小破断LOCA	補助給水	高圧注入	格納容器スプレイ注入	低圧再循環	高圧再循環	格納容器スプレイ再循環
ポンプ	1/3	1/2	2/4	1/2	1/2	2/4
熱交換器	—	—	—	1/2	—	1/2
ループ	S G 2/3	健全 2/2	—	—	健全 2/2	—
その他	—	※1	—	—	※1	—
使命時間	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

(注) —：不作動又は不要

※1：Cポンプはインターロックの関係で自動起動不可



第 1.1.1.d-1 (d) 図 極小LOCAイベントツリー

【仮定条件】

極小LOCAは、以下の原因による1次冷却材の原子炉格納容器への流出事故として定義した。

- ・ 充てんポンプで補填できる程度のリーク量（破断口径が 3/8 インチ未満）と定義した。
- ・ 本評価ではAループ低温側配管破断を仮定した。

【イベントツリーの説明】

- ・ 極小LOCA時は、炉心でのボイド形成による負の反応度添加が期待できないため、「原子炉トリップ」により原子炉出力の抑制が必要。
- ・ 破断流が小さいため、蓄圧注入は不要であるが破断流のみでは1次冷却系への発熱を系外に除去できないため、「充てん／高圧注入」と2次冷却系からの「補助給水」により炉心冷却が確保される。
- ・ 原子炉格納容器への蒸気放出は少ないため、「格納容器スプレイ注入／再循環」は不要。

【成功基準】

極小LOCA	補助給水	充てん／高圧注入
ポンプ	1/3	1/2
熱交換器	—	—
ループ	S G 2/3	充てんライン or 健全 2/2
その他	—	※1
使命時間	24hr	24hr

（注）—：不作動又は不要

※1：Cポンプはインターロックの関係で自動起動不可

インターフェイスシステム LOCA	原子炉 トリップ	事故シーケンス
		インターフェイスシステムLOCA
		ATWSへ

第 1.1.1.d-1 (e) 図 インターフェイスシステムLOCA
イベントツリー

【仮定条件】

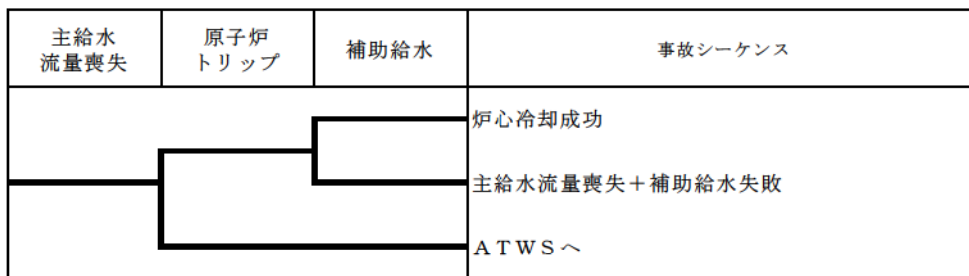
- ・ 余熱除去系の破断であり、低圧注入系が不能

【イベントツリーの説明】

- ・ インターフェイスシステムLOCAは破断規模に応じて大、中、小破断LOCA相当となるが、ECCS再循環が不能となるため炉心損傷に至る。

【成功基準】

- ・ なし



第 1.1.1.d-1 (f) 図 主給水流量喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 主給水流量喪失に至る原因としては、主給水ポンプ若しくは復水ポンプの故障又は電源喪失若しくは主給水制御系の誤動作が考えられる。

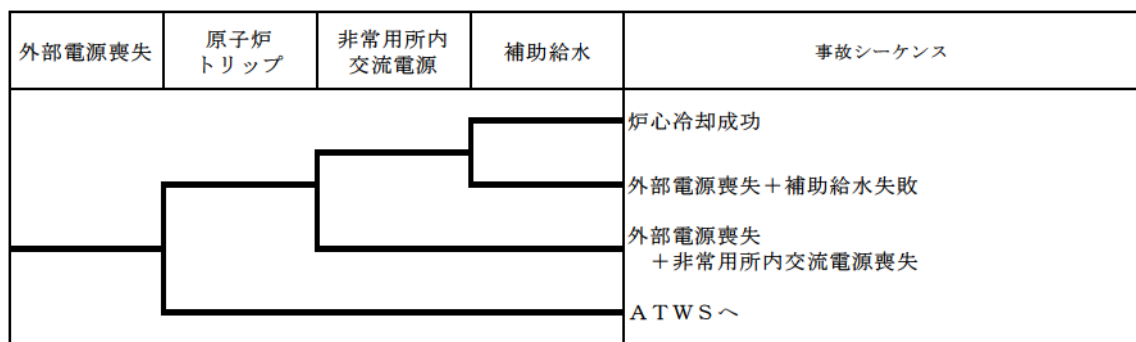
【イベントツリーの説明】

- ・ 主給水流量喪失の場合、原子炉トリップにより原子炉出力を抑制するとともに、補助給水により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

主給水流量喪失	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	—
ループ	S G 2/3
その他	—
使命時間	24hr

(注) —：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (g) 図 外部電源喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 送電系統の故障や所内電気設備の故障等により所内常用電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象を考慮。
- ・ 所内用交流電源が喪失すると、冷却材ポンプ、復水ポンプ等がトリップし、1 次冷却材流量や主給水流量の喪失が発生する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 外部電源喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により炉心冷却を確保する。さらに「非常用所内交流電源」が確保できれば安定した炉心冷却が確保される。
- ・ 「非常用所内交流電源」が確保できれば、サポート系が健全であるためその後に加圧器逃がし弁 L O C A 等が発生しても、事象進展は小破断 L O C A と同等である。

【成功基準】

外部電源喪失	非常用所内交流電源	補助給水
ポンプ	—	1/3
熱交換器	—	—
ループ	—	S G 2/3
その他	D G 1/2	—
使命時間	24hr	24hr

(注) —：不作動又は不要

A T W S	事故シーケンス
	起因事象＋原子炉トリップ失敗

第 1.1.1.d-1 (h) 図 A T W S イベントツリー

【仮定条件】

- ・ A T W S は起因事象が発生した場合の緩和手段には期待しないため、起因事象の発生によって炉心損傷に直結するものと仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ・ A T W S 事象は原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップに失敗することを起因事象として想定するものであり、以降はアクシデントマネジメント相当の緩和策に期待する事故シーケンスである。

【成功基準】

- ・ なし

2次冷却系の破断	原子炉トリップ	主蒸気隔離	補助給水	事故シーケンス
				炉心冷却成功
				2次冷却系の破断+補助給水失敗
				2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗
				A T W S へ

第 1.1.1.d-1 (i) 図 2 次冷却系の破断イベントツリー

【仮定条件】

2 次冷却系の破断としては以下の破断を含むものとし、原子炉格納容器内部での破断を仮定する。

- ・ 主蒸気管破断（完全両端破断）
- ・ 主給水管破断（完全両端破断）

【イベントツリーの説明】

- ・ 2 次冷却系破断においても、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保されるが、補助給水による 2 次冷却系の冷却を確保するために、破断した主蒸気管の隔離を行う。

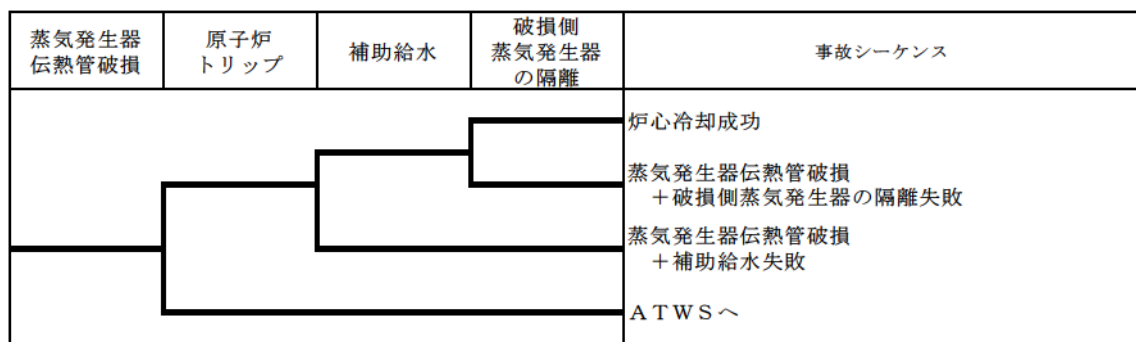
【成功基準】

2 次冷却系の破断	主蒸気隔離	補助給水
ポンプ	—	1/3
熱交換器	—	—
ループ	—	健全 S G 1/2
その他	※1	※2
使命時間	—	24hr

（注）—：不作動又は不要

※1：破断ループ主蒸気逆止弁閉止 or 健全ループ主蒸気隔離弁全閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ライン隔離

※2：破断ループへの補助給水隔離



第 1.1.1.d-1 (j) 図 蒸気発生器伝熱管破損イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 蒸気発生器伝熱管破損は、原子炉設置許可申請書添付十と同様、伝熱管 1 本の完全両端破断を仮定する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 蒸気発生器伝熱管破損時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。
- ・ 破損した蒸気発生器を隔離し、1 次冷却系の圧力と破損した蒸気発生器の 2 次側圧力とが均圧することで 1 次冷却系保有水の減少は防止できる。

【成功基準】

蒸気発生器伝熱管破損	補助給水	破損側 蒸気発生器の隔離
ポンプ	1/3	－
熱交換器	－	－
ループ	健全 S G 1/2	－
その他	－	※1
使命時間	24hr	－

(注) ー：不作動又は不要

※1：破損側 S G 主蒸気逃がし弁閉止 or 元弁閉止、破損 S G 主蒸気安全弁閉止、補助給水の隔離、タービン動補助給水ポンプ蒸気供給弁閉止

過渡事象	原子炉 トリップ	補助給水	事故シーケンス
			炉心冷却成功
			過渡事象＋補助給水失敗
			A T W S へ

第 1.1.1.d-1 (k) 図 過渡事象イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 原子炉トリップを伴う過渡事象一般を含む。
- ・ 主給水流量喪失等の独立した事象以外を対象とする。

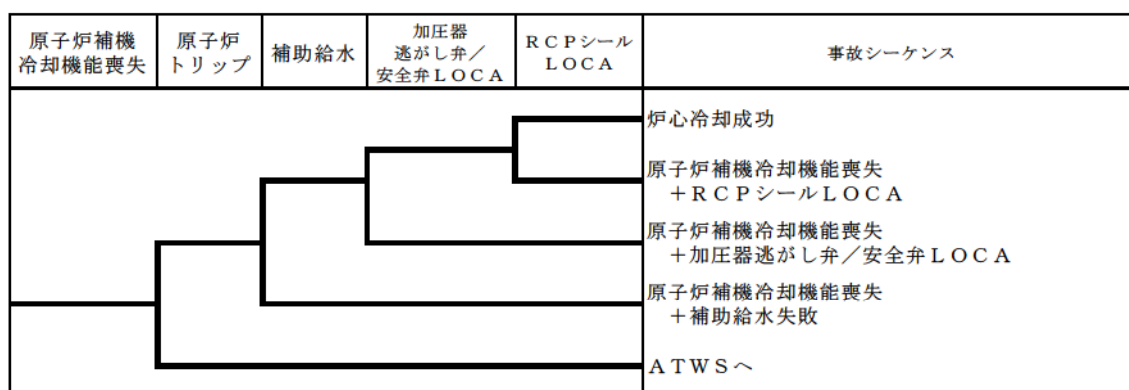
【イベントツリーの説明】

- ・ 過渡事象の場合、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

過渡事象	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	－
ループ	S G 2/3
その他	－
使命時間	24hr

(注) ー：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (1) 図 原子炉補機冷却機能喪失イベントツリー

【仮定条件】

原子炉補機冷却機能喪失としては次のものを考える。

- ・ 原子炉補機冷却水ポンプ全台又は海水ポンプ全台の故障による冷却能力の喪失
- ・ 原子炉補機冷却水系又は原子炉補機冷却海水系の配管、弁等の破断による冷却能力の喪失

【イベントツリーの説明】

- ・ 原子炉補機冷却機能喪失時には、「原子炉トリップ」により原子炉出力を抑制するとともに、「補助給水」により安定した炉心冷却を確保する。
- ・ E C C S 機能が喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のある L O C A として「加圧器逃がし弁／安全弁 L O C A」及び「R C P シール L O C A」を考慮している。

【成功基準】

原子炉補機冷却 機能喪失	補助給水	加圧器逃がし弁／ 安全弁 L O C A	R C P シール L O C A
ポンプ	1/3	—	—
熱交換器	—	—	—
ループ	S G 2/3	—	—
その他	—	※1	0.21 の確率で 発生
使命時間	24hr	—	—

(注) —：不作動又は不要

※1：加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止、加圧器安全弁再閉止

手動停止	補助給水	事故シーケンス
		炉心冷却成功
		手動停止＋補助給水失敗

第 1.1.1.d-1 (m) 図 手動停止イベントツリー

【仮定条件】

- ・ 手動停止は過渡事象の一部であるが、原子炉トリップを伴わず運転員の手動による原子炉停止が行われる事象を想定する。

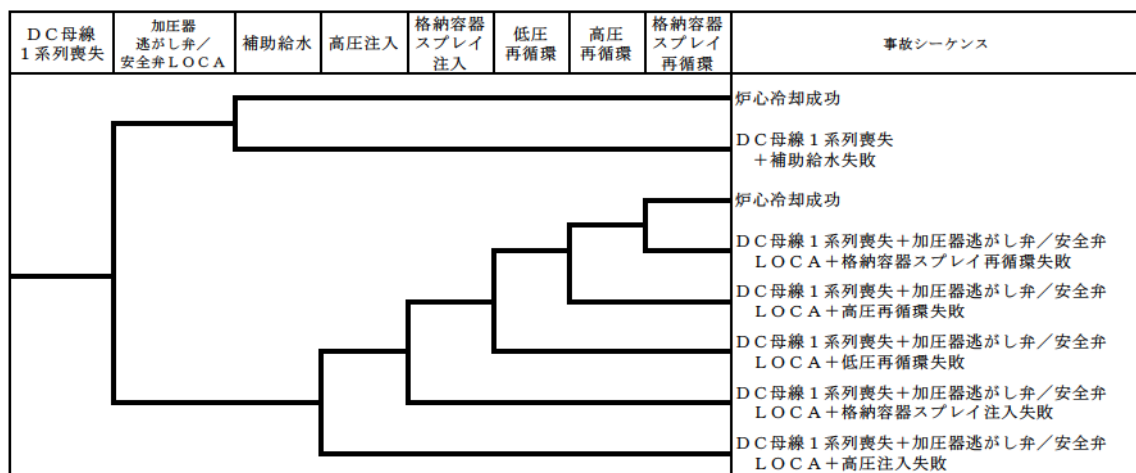
【イベントツリーの説明】

- ・ 手動停止の場合、起因事象として原子炉は停止できているため、補助給水により安定した炉心冷却が確保される。

【成功基準】

手動停止	補助給水
ポンプ	1/3
熱交換器	—
ループ	S G 2/3
その他	—
使命時間	24hr

(注) —：不作動又は不要



第 1.1.1.d-1 (n) 図 DC母線1系列喪失イベントツリー

【仮定条件】

- ・ DC母線1系列喪失の場合、ECCSの機能が片系列喪失しているため、起因事象に従属して発生する可能性のあるLOCAとして、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁が作動後の再閉止に失敗することによるLOCAを考慮する。

【イベントツリーの説明】

- ・ 「加圧器逃がし弁/安全弁LOCA」が発生した場合は、小破断LOCAのイベントツリーと同様、LOCAが発生しない場合は過渡事象と同様のイベントツリーとなる。

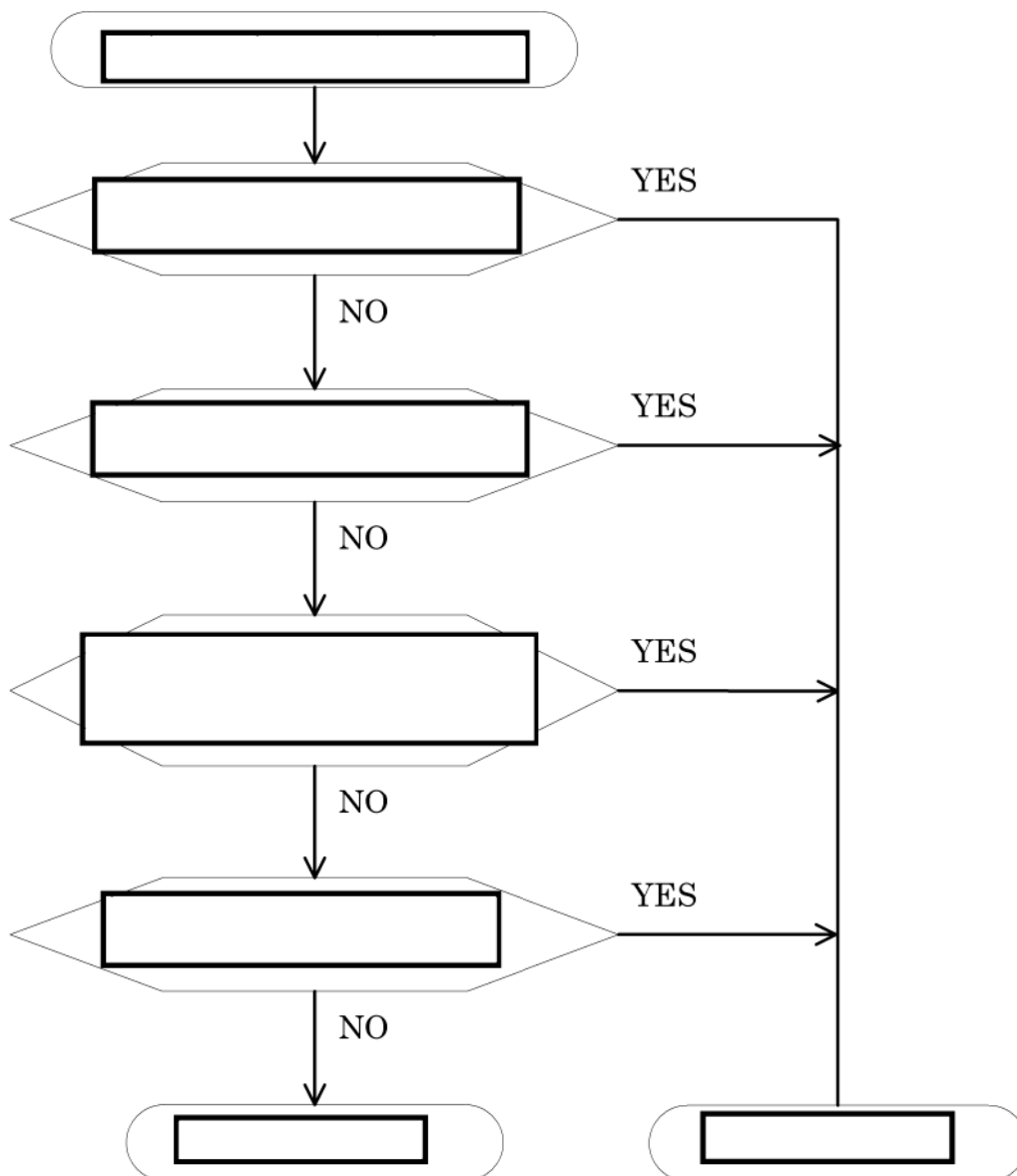
【成功基準】

DC母線 1系列喪失	加圧器 逃がし弁/ 安全弁 LOCA	補助給水	高圧注入	格納容器 スプレイ 注入	低圧 再循環	高圧 再循環	格納容器 スプレイ 再循環
ポンプ	—	健全1/2	健全1/1	健全2/2	健全1/1	健全1/1	健全2/2
熱交換器	—	—	—	—	1/1	—	1/1
ループ	—	SG2/3	2/3	—	—	2/3	—
その他	※1	—	※2	—	—	※2	—
使命時間	—	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr	24hr

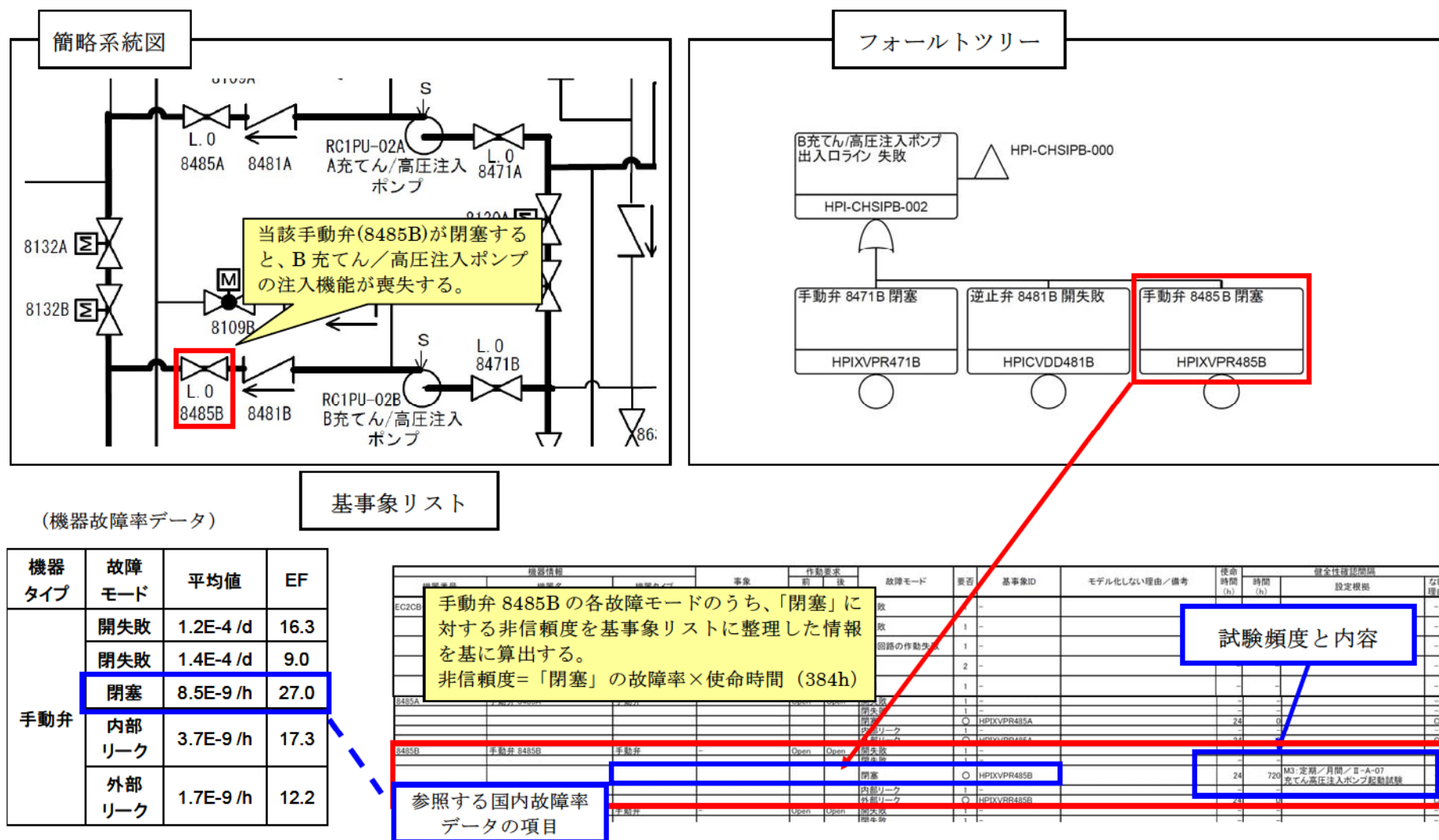
(注) —：不作動又は不要

※1：加圧器逃がし弁再閉止 or 元弁閉止、加圧器安全弁再閉止

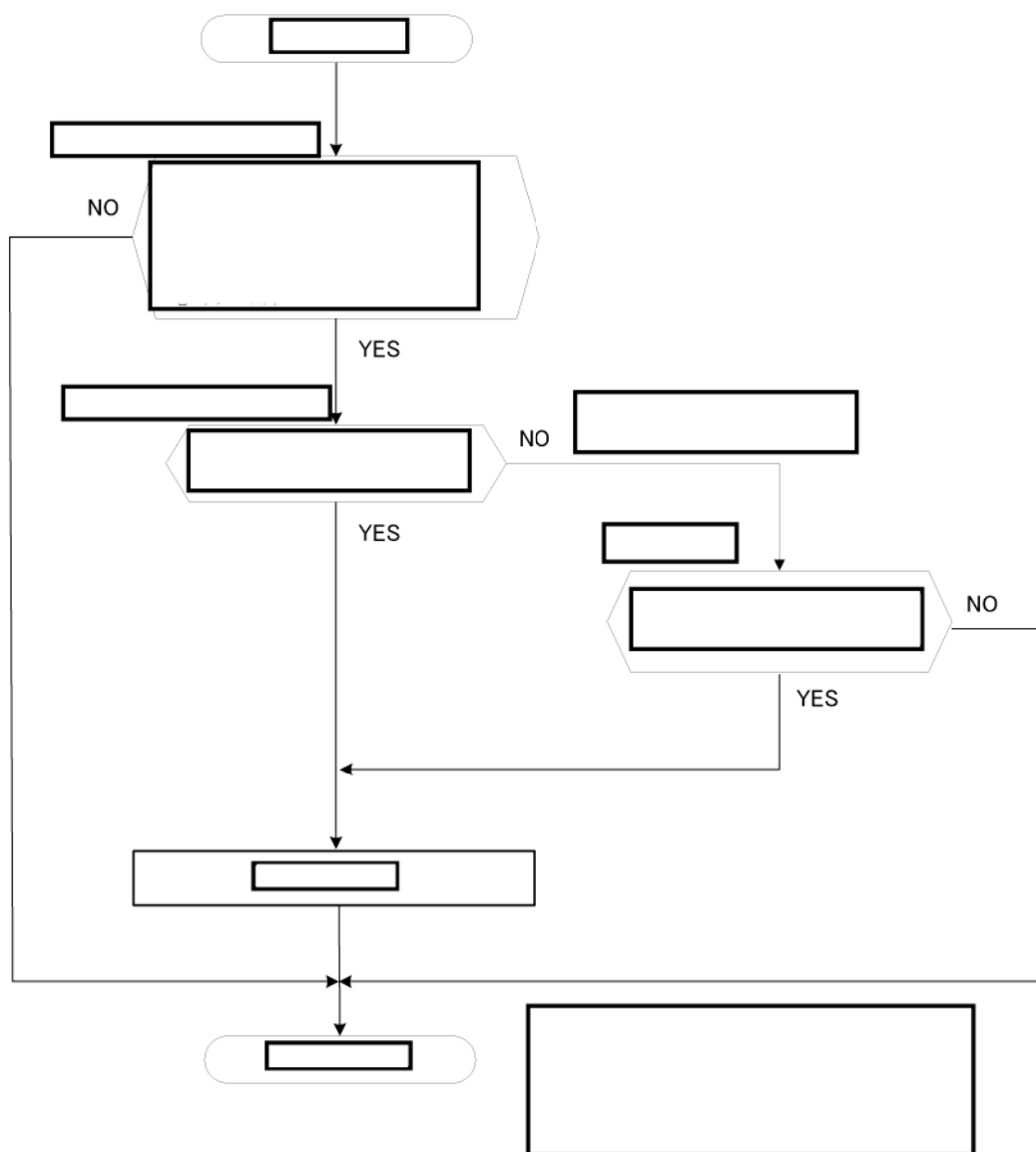
※2：Cポンプはインターロックの関係で自動起動不可



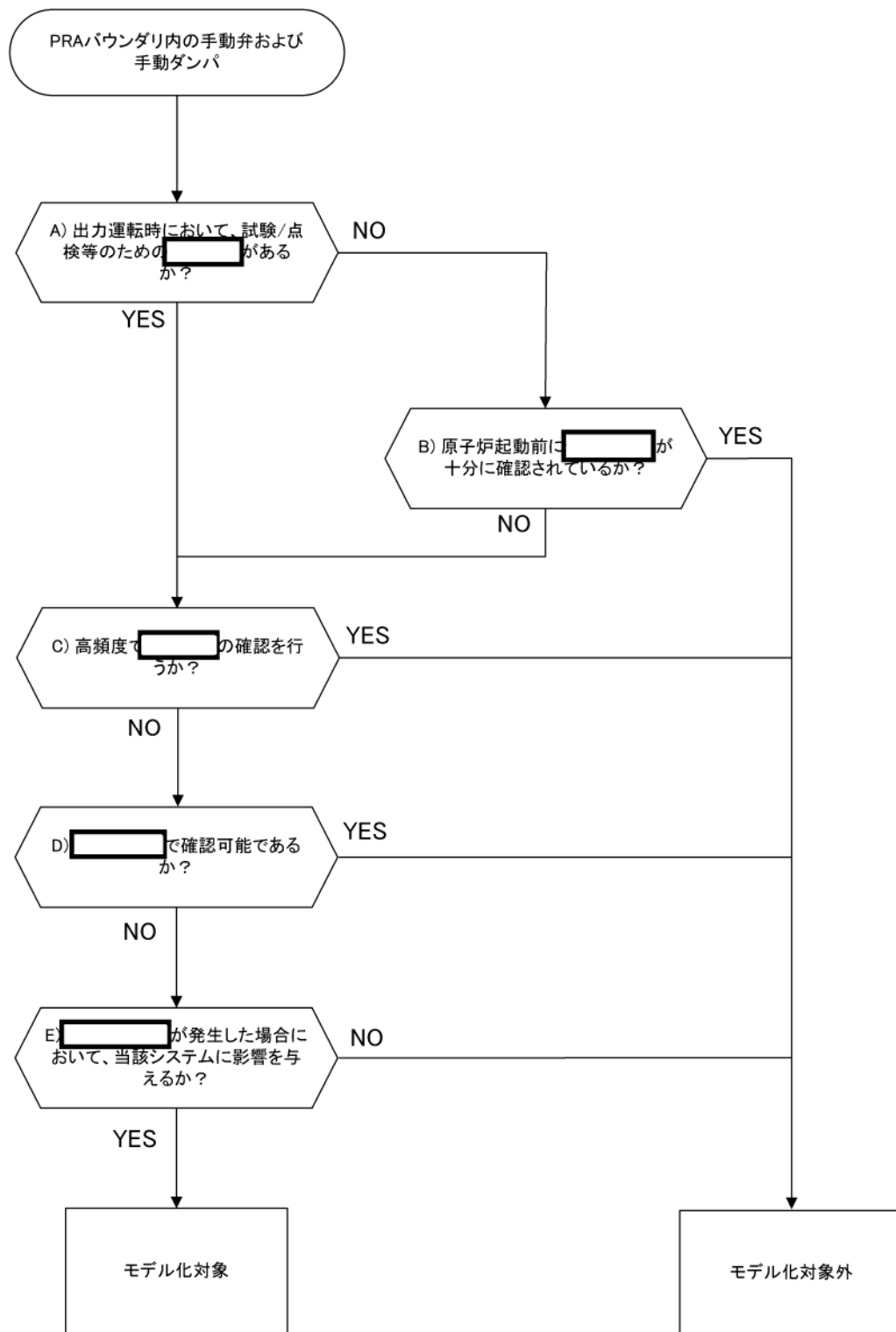
第 1.1.1.e-1 図 故障モードのスクリーニング手順



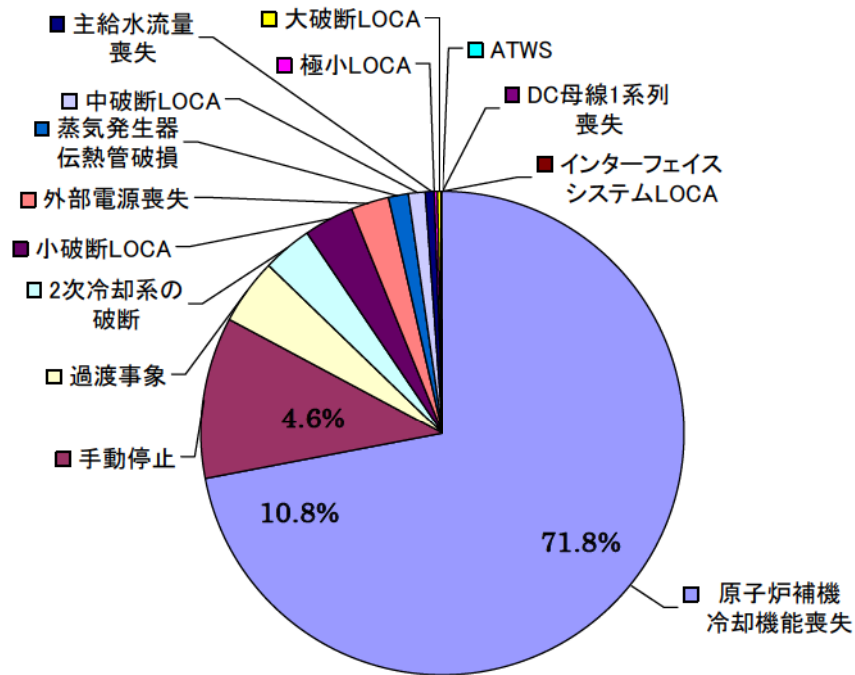
第 1.1.1.e-2 図 システム信頼性の評価例 (B 充てん／高圧注入機能喪失)



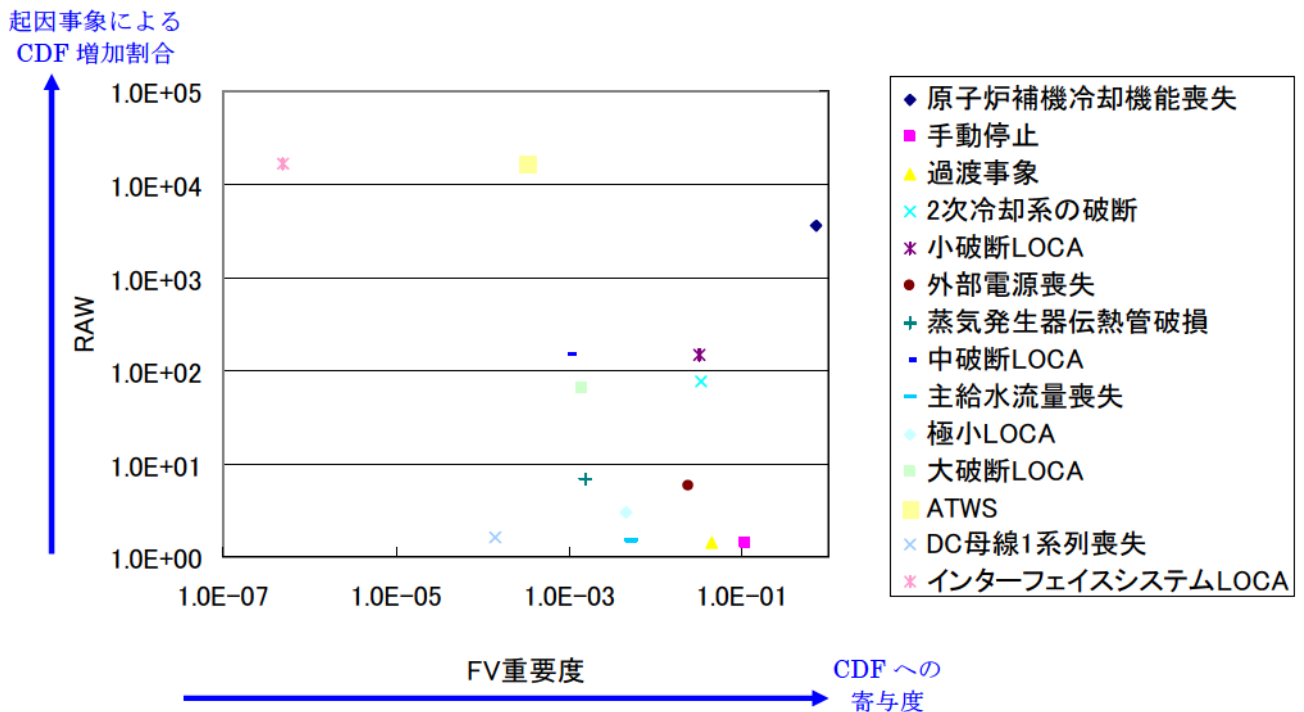
枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。



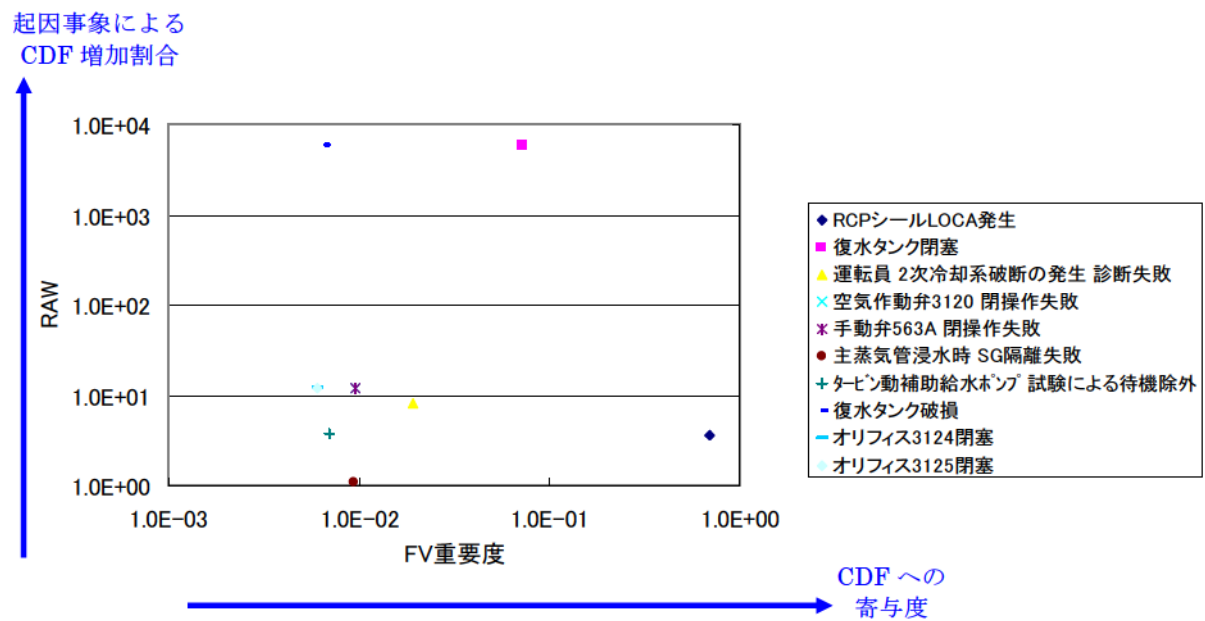
第 1.1.1.g-1 図 事故前人的過誤モデル化対象機器の選定フロー



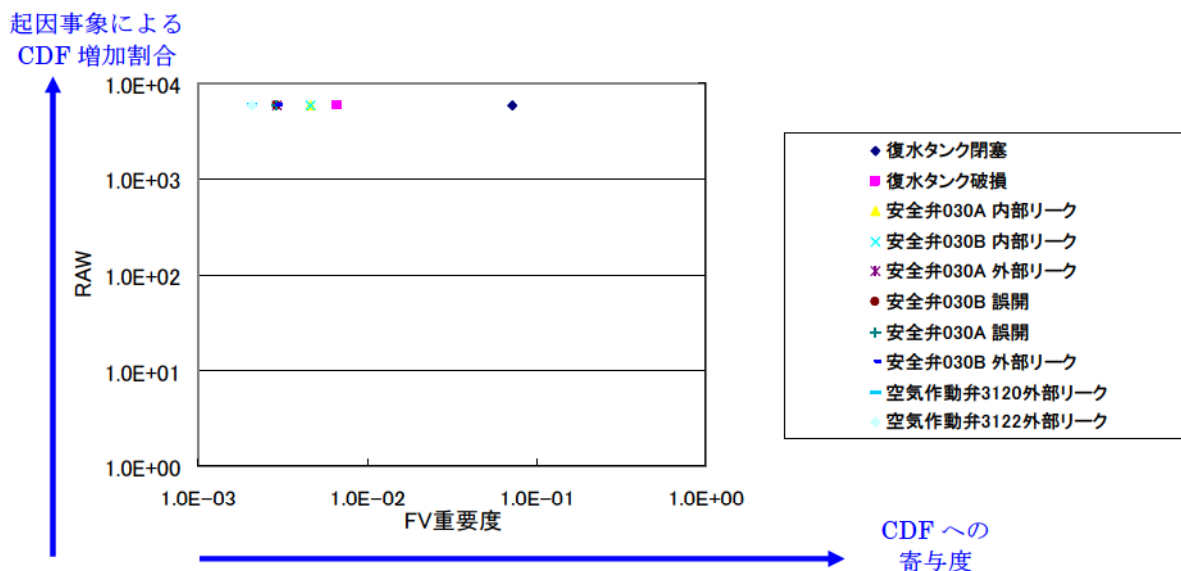
第 1.1.1.h-1 図 起因事象別炉心損傷頻度寄与割合



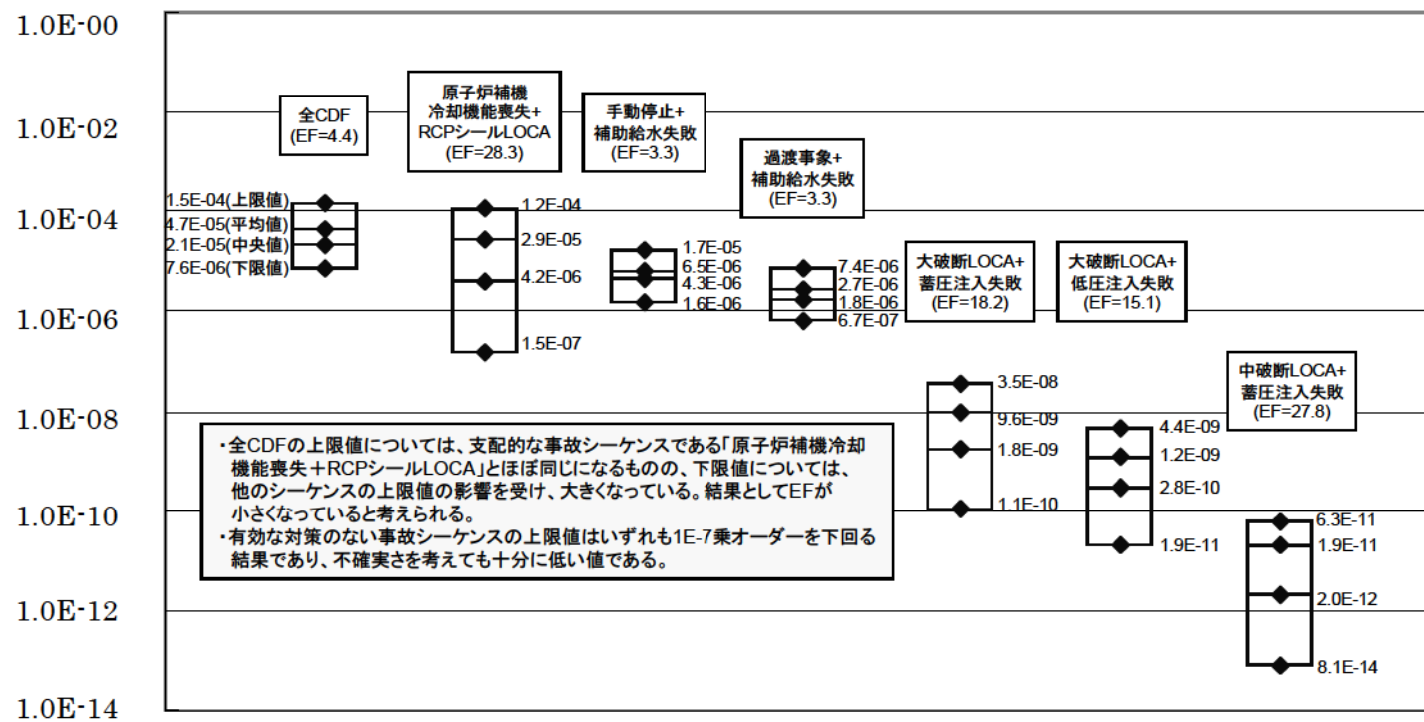
第 1.1.1.h-2 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（起因事象）



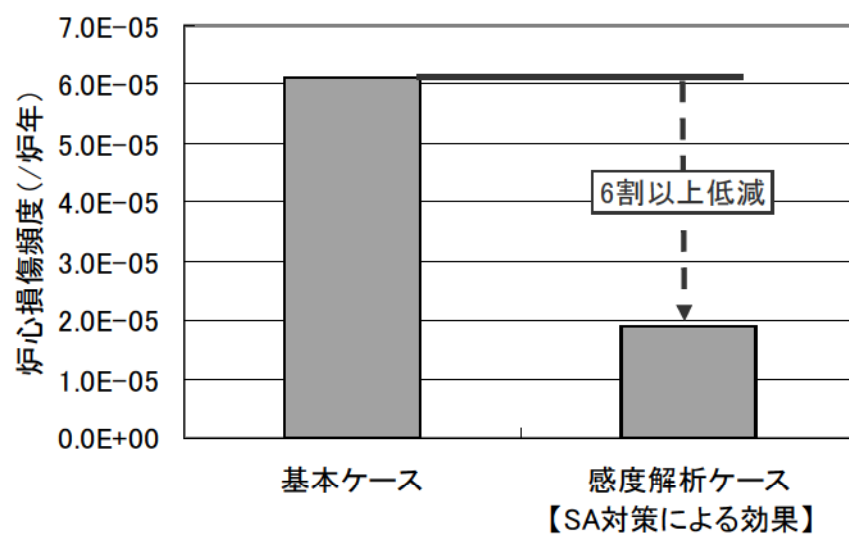
第 1.1.1.h-3 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－F V 重要度）



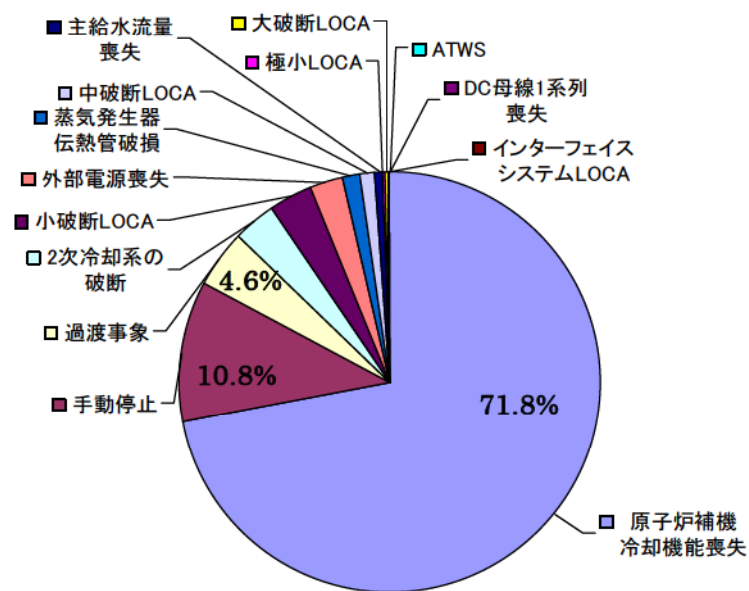
第 1.1.1.h-4 図 全炉心損傷頻度に対する重要度解析結果（基事象－R A W）



第 1.1.1.h-5 図 全炉心損傷頻度及び事故シーケンス別炉心損傷頻度に対する不確実さ解析結果

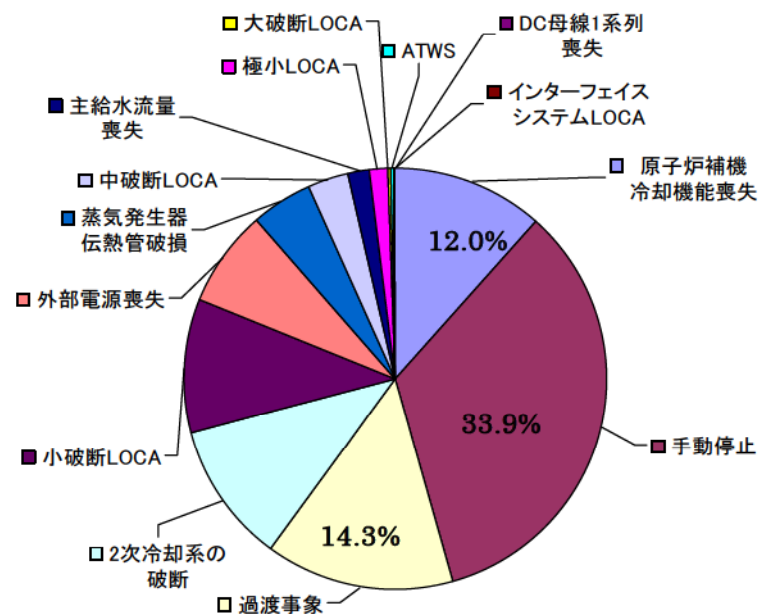


第 1.1.1.h-6 図 全炉心損傷頻度に対する感度解析結果
(ドミナントシーケンスに対する S A 対策の効果)



全 CDF : $6.1E-05$ /炉年

【基本ケース】



全 CDF : $1.9E-05$ /炉年

【感度解析】

(ドミナントシーケンスに対するSA対策の効果、インターフェイスシステムLOCA発生頻度の変更)

第 1.1.1.h-7 図 起因事象別炉心損傷頻度に対する感度解析結果

1.1.1.2 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（以下「停止時 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。

1.1.1.2.a. 対象プラント

① 対象とするプラントの説明

本プラントの基本仕様は、以下のとおりである。

- ・ 出力
 - － 熱出力 2,432MWt
 - － 電気出力 826MWe
- ・ プラント型式
 - － 加圧水型 3 ループプラント
- ・ 原子炉格納容器型式
 - － 上部半球形下部さら形鏡円筒型

以下に、停止時 P R A において重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示す。

(1) 主要な設備の構成及び特性

本プラントの停止時 P R A に係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な安全系により構成される。第1.1.1.a-2図に本プラントの工学的安全施設の概要を示す。また、第1.1.2.a-1表に系統設備概要を示す。

a. 原子炉停止に関する系統

原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度投入を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系）とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御系から構成される。停止時 P R A においては、制御棒及び 1 次冷却系のほう酸水により負の反応度が保たれている状態を想定しており、原子炉起動前以外においては、1 次冷却材の希釈操作も実施しない。

本評価では、反応度の誤投入が発生した場合の緩和手段には期待しておらず、原子炉停止に関する系統はモデル化していない。

b. 原子炉冷却に関する系統

非常用炉心冷却設備の系統図を第 1.1.1.a-5 図に示す。非常用炉心冷却設備のうち、本評価で対象とする系統は、運転モード 4、5 及び 6 の原子炉施設保安規定において運転上の制限として規定されている余熱除去系のみとしている。その他の系統については、非常用炉心冷却設備作動信号がブロックされているため、手動起動や減圧操作を必要とすることから、保守的に期待しないものとした。非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。

また、テストライン等を用いた動作試験によってその健全性が確認できるようにしている。

(a) 余熱除去系

余熱除去系は、独立 2 系統の余熱除去ポンプ、余熱除去クーラ、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去クーラは、各系統に 1 基ずつ設置する。余熱除去系は、原子炉補助建屋内に設置されている 2 台の余熱除去ポンプにより、原子炉冷却材喪失事故時等に燃料取替用水タンクのほう酸水を余熱除去クーラを経て 1 次冷却材低温側ラインを通して原子炉容器内に注水し、炉心の冷却を確保する。

c. 電源、原子炉補機冷却水系等のサポート系

事故時の基本的な安全機能を果たす系統（以下「フロントライン系」という。）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。

(a) 電源系（非常用所内交流電源、所内直流電源、計装用電源）

(b) 計装設備

(c) 原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系）

(d) 換気空調設備

(e) 制御用空気設備

第 1.1.1.a-7 図に本プラントの開閉所単線結線図、第 1.1.1.a-8 図～第 1.1.1.a-9 図に所内単線結線図、第 1.1.1.a-11 図に余熱除去設備及び原子炉補機冷却水設備系統説明図並びに第 1.1.1.a-12 図に原子炉補機冷却海水設備系統説明図を示す。

② 停止時のプラント状態の推移

停止時 P R A の対象期間である定期検査中は、プラントの停止起動に伴う運転員操作やメンテナンスに伴う 1 次冷却系の水位操作、機器の待機除外等によりプラント状態が様々に変化する。

プラント状態の変化に伴って、崩壊熱除去に関連する機器の状態やパラメータも変化するため、停止時 P R A においては、このようなプラント状態を適切に分類して評価を行う必要がある。

定期検査中のプラント状態は、上述の観点から、以下のとおり分類できる。これらのプラント状態を、状態ごとのプラントの主要パラメータと共に第 1.1.2.a-1 図に示す。

(1) 部分出力運転状態

(2) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロックまで）

(3) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から余熱除去系運転開始まで

(4) 余熱除去系による冷却状態①（1 次冷却系は満水状態）

(5) 余熱除去系による冷却状態②（1 次冷却系は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）

(6) 原子炉キャビティ満水状態①（燃料の取出し時）

(7) 燃料取出し状態（燃料が原子炉容器内にない状態）

(8) 原子炉キャビティ満水状態②（燃料の装荷時）

- (9) 余熱除去系による冷却状態③（１次冷却系は部分的にドレンされている状態。ミッドループ運転状態）
- (10) 余熱除去系による冷却状態④（１次冷却系は満水状態）
- (11) １次冷却系の漏えい試験（余熱除去系は一時的に隔離される。）
- (12) 余熱除去系による冷却状態⑤（１次冷却系は満水状態）
- (13) 余熱除去系隔離から高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除）まで
- (14) 高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除以降）
- (15) 部分出力運転状態

原子炉の安全性の観点から見ると、非常用炉心冷却設備作動信号のブロックを実施する以前とブロック解除以降は、安全系の待機状態は出力運転時と同一であり、仮に何らかの異常事象が発生した場合でも、安全系の自動起動によって、事象は終結される。したがって、非常用炉心冷却設備作動信号のブロック以前とブロック解除以降は出力運転時の評価に包含されることから、既往の停止時 P R A 及び停止時 P S A 学会標準においても非常用炉心冷却設備作動信号のブロック以降から、非常用炉心冷却設備作動信号ブロック解除までが評価対象とされている。

以上より、「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」に定められる運転停止中の期間は、「主発電機の解列から原子炉起動の過程における主発電機の並列」までとされているが、停止時 P R A で対象とするプラント状態は、プラント状態(3)からプラント状態(13)までとしている。

本評価の目的を鑑みると、評価対象とする定検工程としては、過去の運転実績を代表するものとする必要があるため、以下の手順にしたがって実定検工程を確認し、評価対象工程を選定した。

- ・ 至近数サイクル分の当該プラントの定検工程について、各プラント状態の時間を比較する。
- ・ トラブルや大型改造工事等により長期定検となった定検工程を除き、至近の一般的な定検工程を選定する。

美浜 3 号炉の至近の定検における、工程継続時間の比較結果を第 1.1.2.a-2 表に示す。この結果、長期定検でなく、崩壊熱除去の観点でリスクが大きい前半ミッドループ運転期間の継続時間がより長い、美浜 3 号炉第 22 回定検（平成 19 年 4 月～平成 19 年 7 月）を選定した。

③ プラント状態分類

(1) プラント状態分類の考え方

プラントの停止状態では、以下のように状態が変化する。

- ・ 運転中の設備や待機状態、待機除外状態にある設備が工程と共に変化する。
- ・ 原子炉内の保有水量が工程と共に変化する。
- ・ 炉心の崩壊熱が時間の経過と共に減少する。

このため、プラント状態について、1 次冷却系の保有水量、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準、時間余裕に関する類似性の観点から、分類を行った。

(2) プラント状態の分類結果

(1)の考え方にしたが、②で設定した評価対象期間を複数のプラント状態(Plant Operational State)(以下「POS」という。)に分類した。各 POS について、以下に概説する。

【POS 3：高温停止状態（非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降）から余熱除去系運転開始まで】

非常用炉心冷却設備作動信号ブロック以降も、タービンバイパ