

5 . 確率論的安全評価

5 . 1 概要

原子力発電所の安全性を定量的に評価するための確率論的安全評価（以下、「P S A」という。）は、原子力発電所で発生する可能性がある異常事象を想定し、その後の事象進展の確率を設備構成や故障率等をもとに推定、評価するものである。

P S Aを通して、原子力発電所の安全性を確保するための設備機能や運転管理上の特徴を定量的に把握することは、現状の高い安全性をより一層向上させる上で有用な役割を果たすものである。

本原子炉施設においては、米国スリーマイルアイランド発電所2号機事故以降、電力自主保安の立場からアクシデントマネジメントに関する検討を積極的に進め、万一設計で想定した範囲を超える事象に至っても発電所内に現有する設備を有効活用することにより適切な対応が可能なるよう、手順書を整備・充実し、教育等を実施してきた。平成6年3月には原子力発電所の内部で起こる可能性のある事象(プラント運転時の内的事象¹)を対象としたP S Aを参考に、さらなるアクシデントマネジメント策を抽出し、定期検査期間を利用し必要に応じて設備面の充実を図ったほか、実施体制、手順書類、教育等の運用面を含め、平成14年2月にその整備を終了、運用を開始している。

今回の定期安全レビューでは、安全上の特徴を総合的に把握することを目的として、最新の起因事象発生頻度およびプラント情報に基づき、プラント運転時および停止時(定期検査・点検時)の内的事象を対象に、P S Aを実施した。

評価の結果、プラント運転時の炉心損傷頻度は平均値で 2.5×10^{-10} / 炉年、データの不確かさに由来する評価結果のばらつきの大きさを示すエラーファクタ²は約9であった。

また、プラント停止時の炉心損傷頻度は平均値で 1.9×10^{-10} / 定期検査、エラーファクタは約25であった。なお、これまでの定期検査は通常13ヶ月に一度実施するため、[/ 定期検査] は [/ 炉年] とほぼ同等の意味である。

以上のように島根原子力発電所2号機の炉心損傷頻度は、プラント運転時、およびプラント停止時の2つの状態を合わせて考慮しても 4.4×10^{-10} / 炉年程

¹ タービントリップや給水喪失等、プラント内部の原因によってスクラムに至る起因事象のこと。これに対し、地震や津波等プラント外部で発生した事象を外部事象という。ただし、外部電源の喪失は、その原因がプラント外部にあるにしても、プラントに与える影響が大きく、他の内的事象と同様に評価できることから内的事象として取り扱う。

² 機器故障率などのパラメータが持つばらつき(不確かさ)を定量的に示す指標であり、以下の式で定義される。

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

度³となり，例えば，「原子力発電プラントの基本安全原則（INSAG-12）」（IAEA国際原子力安全諮問委員会，1999）が示す目標（既設炉に対して 10^{-4} ／炉年以下，新設炉に対して 10^{-5} ／炉年以下）と比較しても，これを十分に下回るものであり，本原子炉施設の安全性が確保されていることを確認した。

³ ここでは便宜的に，プラント運転時およびプラント停止時それぞれの炉心損傷頻度の平均値の和をとった。

5 . 2 島根原子力発電所 2 号機の構成・特性

5 . 2 - 1 主要な系統・設備

島根原子力発電所 2 号機は、沸騰水型原子力発電所（BWR）であり、原子炉の型式はBWR 5、原子炉格納容器の型式はマーク 改良型である。

原子炉の停止に関する系統として原子炉緊急停止系およびほう酸水注入系（SLC）等を、炉心の冷却に関する系統として高圧炉心スプレイ系（HPCS）1 系統、自動減圧系（ADS）、低圧炉心スプレイ系（LPCS）1 系統および低圧注水系（LPCI）3 系統からなる非常用炉心冷却系、ならびに高圧注水が可能で短期間の全交流電源喪失時にも炉心を冷却できるタービン駆動の原子炉隔離時冷却系（RCIC）等を備えている。また、放射性物質の閉じ込めに関する系統として原子炉格納容器本体および原子炉格納容器冷却系 2 系統等を、さらにこれらの安全機能をサポートする系統として非常用所内電源系、原子炉補機冷却系および海水系等を備えている。

5．3 プラント運転時における炉心および原子炉格納容器の健全性の維持に関する評価

プラント運転時のP S Aは、炉心の健全性に関するP S A（以下、「レベル1 P S A」という。）および原子炉格納容器の健全性に関するP S A（以下、「レベル2 P S A」という。）について実施している。これらのP S Aの評価手法は、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1 P S A編): 2 0 0 8(A E S J - S C - P 0 0 8 : 2 0 0 8)」および「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2 P S A編): 2 0 0 8 (A E S J - S C - P 0 0 9 : 2 0 0 8)」(以下、「原子力学会標準」という。)に基づいている。発電所のリスクの源となる放射性物質の大部分が炉心に存在し、また、原子炉格納容器等の最外層の防護機能が確保されていれば、環境への影響を極めて低いレベルに抑制することが可能であることから、プラント運転時の評価として、炉心の健全性および原子炉格納容器の健全性を選定することは合理的といえる。

5 . 3 - 1 プラント運転時における炉心の健全性の維持に関する評価

本原子炉施設の炉心の健全性の維持に関する安全上の特徴を定量的に把握するため、イベントツリー⁴において、第一に原子炉停止機能の利用可能性、第二に高压炉心注水機能の利用可能性、および原子炉減圧機能と低压炉心注水機能の利用可能性、第三に原子炉格納容器からの崩壊熱除去機能の利用可能性を確認している。

以下に、これらの機能が喪失し、炉心損傷に至る事象の組合せ（炉心損傷シーケンス）について説明するとともに、今回の評価結果を示す。

- T C : 過渡変化後（T）または原子炉冷却材喪失事故後、未臨界確保（C）に失敗するシーケンス
- T Q U X : 過渡変化後（T）、高压炉心注水（Q、U）に失敗し、かつ原子炉減圧（X）にも失敗するシーケンス
- T Q U V : 過渡変化後（T）、高压炉心注水（Q、U）に失敗した後、原子炉減圧には成功するが、低压炉心注水（V）に失敗するシーケンス
- L O C A : 原子炉冷却材喪失事故の場合において、原子炉への注水に失敗（L O C A）するシーケンス
- T W : 過渡変化後（T）、原子炉格納容器からの崩壊熱除去（W）に失敗するシーケンス
- T B : 過渡変化後（T）、安全機能に必要な電源（B）が喪失するシーケンス

本原子炉施設のP S Aを実施した結果（資料5 - 1「プラント運転時の炉心の健全性に関するP S A結果」参照）、「崩壊熱除去失敗（T W）」が主要なシーケンスとなった。この理由としては、本シーケンスの緩和系である残留熱除去系はB W R 5では2系統構成であり、アクシデントマネジメント策による耐圧強化ベントを考慮しても、他のシーケンスと比較し信頼性が相対的に低くなることによる。これに続いて「電源喪失（T B）」、「高压注水失敗、低压注水失敗（T Q U V）」のシーケンスの寄与が比較的大きくなっている。

これらの結果、プラント運転時における炉心損傷頻度の平均値は 2.5×10^{-10} / 炉年、エラーファクタは約9となった。

以下に、事故シーケンス毎に主要なシナリオ⁵を炉心損傷に対する寄与の大

⁴ 構造物、系統および機器の故障や事故の起因となる事象を出発点に、事象がどのように進展して最終状態に至るかを、関連する緩和設備の作動の成否等を分岐として樹形状に展開した図式。

⁵ 事故の状態推移を一般的に記述する事故の筋書きであり、事故シーケンスとは区別される。

きさの順にまとめる。

・崩壊熱除去失敗（TW）シーケンス

手動停止（補機冷却海水系喪失）時に原子炉への注水には成功するものの、補機冷却海水系の復旧に失敗し、残留熱除去機能（RHR）および代替冷却（原子炉格納容器ベント）に失敗することにより、原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗するシナリオが本シーケンスに対する主要シナリオである。

本シーケンスの炉心損傷頻度への寄与割合は約 91% である。

・電源喪失（TB）シーケンス

外部電源喪失後に非常用ディーゼル発電機（D/G）は起動失敗するものの、高圧炉心スプレイ系（HPCS）は高圧炉心スプレイ系非常用ディーゼル発電機（HPCS D/G）により電源が確立され炉心冷却には成功する。

ただし、外部電源および非常用ディーゼル発電機（D/G）の復旧に失敗し、残留熱除去機能（RHR）および代替冷却（原子炉格納容器ベント）に失敗することにより、原子炉格納容器からの崩壊熱除去に失敗するシナリオが本シーケンスに対する主要シナリオである。

本シーケンスの炉心損傷頻度への寄与割合は約 6 % である。

・高圧注水失敗，低圧注水失敗（TQUV）

手動停止（区分 2 直流電源喪失）時に高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水および代替注水に失敗することにより、原子炉への注水に失敗するシナリオが本シーケンスに対する主要シナリオである。

本シーケンスの炉心損傷頻度への寄与割合は約 2 % である。

・高圧注水失敗，減圧失敗（TQUX）シーケンス

手動停止（区分 2 直流電源喪失）時に高圧注水機能が喪失し、さらに原子炉減圧に失敗することで原子炉への注水に失敗するシナリオが本シーケンスに対する主要なシナリオである。

本シーケンスの炉心損傷頻度への寄与割合は 1 % 未満である。

・未臨界確保失敗（TC）シーケンス

タービントリップ等の原子炉隔離を伴わない過渡変化発生後、原子炉停止機能の喪失により、未臨界確保に失敗するシナリオが本シーケンスに対する主要シナリオである。

本シーケンスの炉心損傷頻度への寄与割合は 1 % 未満である。

・ 原子炉冷却材喪失時の注水失敗（ L O C A ）シーケンス

中 L O C A ⁶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することにより，原子炉への注水に失敗するシナリオが本シーケンスに対する主要シナリオである。

本シーケンスの炉心損傷頻度への寄与割合は 1 % 未満である。

⁶ 原子炉冷却喪失（ L O C A ）事象については，冷却材流出の規模に応じて，十分な炉心冷却を行なうのに必要な緩和設備の種類および組合せを考慮し，大，中，小 L O C A に分類している。

5 . 3 - 2 プラント運転時における原子炉格納容器の健全性の維持に関する評価

シビアアクシデント⁷研究等の知見からシビアアクシデント発生時に原子炉格納容器内で考慮すべき物理現象（水蒸気爆発，原子炉格納容器雰囲気直接加熱等），および本原子炉施設においてこれらの現象を緩和あるいは防止するために必要な機能について，原子炉格納容器の健全性が脅かされるモード（原子炉格納容器が破損に至る際の物理的な現象に従って整理したもの）毎に，説明するとともに，今回の評価結果を示す。

．水蒸気（崩壊熱）による過圧

「水蒸気（崩壊熱）による過圧」は，主に原子炉格納容器に注入された水が崩壊熱により蒸発して発生する蒸気により原子炉格納容器圧力がゆっくりと上昇し，原子炉格納容器の過圧破損に至る現象であり，この他にデブリ（燃料，構造材等の溶融物質）のコンクリート侵食により非凝縮性ガスが発生・蓄積し，原子炉格納容器の過圧破損に至る現象も含まれる。この現象は，原子炉格納容器から崩壊熱を適切に除去することにより防止できる。

．水蒸気爆発

「水蒸気爆発」は，高温の物質（ここではデブリ）が大量に水中に落下し，何らかの原因で微細化するような場合に，デブリの持つ熱エネルギーが瞬時に機械的エネルギーに変換され，原子炉格納容器の破損に至る現象である。圧力抑制形格納容器（改良型マークⅡ型）を持つ本原子炉施設では，通常はペDESTAL床に水が存在せず，また，ほとんどのシーケンスでペDESTAL床に水が蓄積しないことから，この現象が発生する可能性は小さい。

．未臨界確保失敗時の過圧

「未臨界確保失敗時の過圧」は，未臨界の確保失敗により炉心で発生した大量の蒸気が，逃がし安全弁を通じてサブプレッションプールに放出され，早期に原子炉格納容器の圧力が上昇し，原子炉格納容器の過圧破損に至る現象である。この現象は，原子炉を停止することにより防止できる。

⁷ 設計基準事象 を大幅に超えることを想定した仮想的な事象であって，安全設計の評価上想定された手段では適切な炉心の冷却または反応度の制御ができない状態であり，その結果，炉心の重大な損傷に至る事象をいう。（設計基準事象とは，原子炉施設を異常な状態に導く可能性のある事象のうち，原子炉施設の安全設計とその評価に当たって考慮すべきとされた事象をいう）

．貫通部過温

「貫通部過温」は、デブリから発生する崩壊熱や種々の化学反応により原子炉格納容器内部がゆっくりと加熱され、原子炉格納容器貫通部が熱的に損傷し、原子炉格納容器の破損に至る現象である。この現象は、デブリに注水することで崩壊熱を主に蒸発潜熱⁸として吸収すること、または原子炉格納容器へのスプレーにより雰囲気を冷却することで防止できる。

．原子炉格納容器雰囲気直接加熱

「原子炉格納容器雰囲気直接加熱」は、原子炉圧力容器が高圧状態で破損した場合に原子炉格納容器の雰囲気が飛散したデブリにより直接加熱され、原子炉格納容器の破損に至る現象である。この現象は、大部分のシナリオで自動減圧系により原子炉圧力容器を減圧することで防止できる。

．可燃性ガスの高濃度での燃焼

「可燃性ガスの高濃度での燃焼」は、燃料被覆管と水の反応、水の放射線分解等により、主に水素ガスが発生・蓄積し、高濃度で着火することにより原子炉格納容器へ大きな圧力負荷がかかり、原子炉格納容器の破損に至る現象である。本原子炉施設では、現行の安全設計においても多量の可燃性ガスの発生を考慮して原子炉格納容器内を窒素雰囲気としている（不活性化）ため、酸素濃度を低く維持できることから、この現象は考慮する必要がない。

．溶融物接触

「溶融物接触」は、原子炉格納容器内でデブリが広がり、原子炉格納容器に接触し、原子炉格納容器の破損に至る現象である。圧力抑制形原子炉格納容器（改良型マークⅡ型）を持つ本原子炉施設では、ペDESTAL内からデブリが広がらない形状となっているため、この現象は考慮する必要がない。

．コア・コンクリート反応継続

「コア・コンクリート反応継続」は、原子炉圧力容器破損後に、原子炉格納容器内に放出されたデブリが冷却できないと、デブリ・コンクリート相互作用によって、コンクリート侵食が継続し、ベースマツトが溶融貫通して原子炉格納容器破損に至る場合がある。この現象は、デブリを確実に冷却することにより防止できる。

⁸ 液体から気体へ、あるいは気体から液体へと相変化する際に、必要な熱量のことを潜熱といい、蒸発に必要な潜熱を蒸発潜熱と呼ぶ。

・ 格納容器隔離失敗

「格納容器隔離失敗」は、炉心が損傷した時点で既に原子炉格納容器の隔離に失敗している現象である。原子炉格納容器からの放射性物質の漏えいを防止できないため、原子炉格納容器の健全性が脅かされるモードとして扱う。

この現象は、原子炉格納容器を確実に隔離することにより防止できる。

本原子炉施設の P S A を実施した結果（資料 5 - 2 「プラント運転時の原子炉格納容器の健全性に関する P S A 結果」参照）、「水蒸気（崩壊熱）による過圧」が主要なモードとなった。この理由は、本モードへの寄与が大きい炉心損傷シーケンスが、崩壊熱除去失敗（T W）シーケンスであり、本シーケンスに対する緩和設備の系統数が注水機能を有する設備に比べて少ないことによる。これに続いて「コア・コンクリート反応継続」の寄与が大きい。

以下に、モード毎に、主要なシナリオを原子炉格納容器破損に対する寄与の大きさの順にまとめる。

・ 水蒸気（崩壊熱）による過圧

原子炉格納容器からの除熱機能である残留熱除去系（R H R）および代替冷却機能（原子炉格納容器ベント）の喪失により崩壊熱の除去に失敗し、原子炉格納容器の過圧破損に至るシナリオが、本モードに対する主要シナリオである。

本モードの原子炉格納容器破損頻度への寄与割合は約 98% である。

・ コア・コンクリート反応継続

高圧の注水手段による注水および原子炉減圧に失敗し、炉心損傷に至った後、破損した原子炉圧力容器からペDESTALに落下したデブリの冷却が行えず、デブリ・コンクリート相互作用によって、コンクリート侵食が継続し、ベースマットが溶融貫通して原子炉格納容器破損に至るシナリオが、本モードに対する主要シナリオである。

本モードの原子炉格納容器破損頻度への寄与割合は約 1 % である。

・ 貫通部過温

外部電源喪失時に高圧炉心スプレイ系による注水に失敗し、原子炉隔離時冷却系による注水に一旦は成功するが、バッテリーの枯渇等により、注水が継続できずに炉心損傷に至った後、ペDESTALに落下したデブリの冷却が行えず、デブリから発生する崩壊熱により原子炉格納容器内部が加熱され、原子炉格納容器の貫通部が過温破損に至るシナリオが、本モードに対する主要シ

ナリオである。

本モードの原子炉格納容器破損頻度への寄与割合は 1 % 未満である。

・ 未臨界確保失敗時の過圧

原子炉停止機能の喪失により未臨界確保に失敗し , 炉心で発生した大量の蒸気が逃がし安全弁を通じてサブプレッションプールに放出され , 早期に原子炉格納容器の過圧破損に至るシナリオが本モードに対する主要シナリオである。

本モードの原子炉格納容器破損頻度への寄与割合は 1 % 未満である。

・ 格納容器隔離失敗

高圧の注水手段による注水および原子炉減圧に失敗し , 炉心損傷に至った後 , 原子炉格納容器隔離弁の閉失敗等により原子炉格納容器の隔離に失敗するシナリオが本モードに対する主要シナリオである。

本モードの原子炉格納容器破損頻度への寄与割合は 1 % 未満である。

なお , 「原子炉格納容器雰囲気直接加熱」と「水蒸気爆発」については、原子炉格納容器破損頻度が 1×10^{-15} / 炉年以下であり , 主要なモードとはならない。

以上のような , プラント運転時における原子炉格納容器健全性の維持に関する評価を基に , 原子炉格納容器の安全性に対する特徴およびシビアアクシデント環境における原子炉格納容器内で考慮すべき物理現象を緩和あるいは防止するために必要な安全機能の有効性を定量的に確認した。これらの結果 , 本原子炉施設のプラント運転時における原子炉格納容器健全性が脅かされる頻度は 2.4×10^{-10} / 炉年となった。

5．4 プラント停止時における炉心の健全性の維持に関する評価

5．4 - 1 定期検査の概要

原子力発電所の定期検査は、発電の用に供する電気工作物を定期的に点検整備し、それらが次回定期検査までの間、技術基準に適合した状態で発電の用に供されることを確認するために行う検査であり、電気事業法第 54 条にその実施が規定されている。

注水や除熱に関わる設備は、定期検査中に計画的に保守点検や試験を実施するため、これらの設備の待機状態は大きく変化する。

プラント停止後の原子炉内での熱発生は崩壊熱のみとなり、時間の経過とともに減衰する。崩壊熱は、停止直後を除き、起動過程において原子炉圧力容器を昇温・昇圧する直前まで継続的に残留熱除去系（RHR）を運転することにより除去される。

原子炉水位は、燃料交換等を実施している期間は原子炉ウェルを満水状態としている。他の期間においても、全燃料取出期間を除いて通常水位以上を維持しており、定期検査中を通じて通常水位を下回ることはない。

以上のように、定期検査中は、注水や除熱に関わる設備を保守点検等に伴い計画的に待機除外とするが、炉圧や崩壊熱が十分低くさらに、原子炉内の保有水量が増加されている期間が長い。このため、事故・故障等が発生した場合にも対処するための時間的な余裕が大きく、多くの炉心冷却手段を期待できる。

（資料 5 - 5 「主要な定期検査工程」参照）

5 . 4 - 2 プラント停止時における炉心の健全性の維持に関する評価

本原子炉施設のプラント停止時における炉心の健全性に関する P S A (以下,「プラント停止時 P S A」という。)の実施にあたっては,社団法人日本原子力学会にてとりまとめられた「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手順:2002(A E S J - S C - P 0 0 1 : 2 0 0 2)」に準拠した手法を用いた。

評価対象とした定期検査工程は,プラント停止時の安全性を確認する観点から,実施頻度の高い標準的な保守点検が実施された至近の工程を参考に,設備の待機状態や原子炉保有水量等を設定した。また,「5.4.1 定期検査の概要」で述べたプラント停止時の特徴を評価に反映させるため,定期検査工程を原子炉水位,注水や除熱に関わる設備の待機状態の観点から,次のようなプラント状態に分類した。

S : 原子炉冷温停止への移行状態

A : 原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器開放への移行状態

B : 原子炉ウェル満水状態

C : 原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器閉鎖への移行状態

D : 起動準備状態

起因事象として炉心損傷に至る可能性のある以下の事象を選定した。

- ・ 残留熱除去機能の喪失
- ・ 外部電源の喪失
- ・ 一次冷却材バウンダリ機能の喪失

また,炉心損傷の定義は,実際に燃料が損傷する状態ではなく,保守的に燃料が露出する状態とした。

(資料5 - 6「定期検査時主要パラメータ」,資料5 - 7「点検工程と系統の待機状態」参照)

プラント停止時 P S A の結果(資料5 - 8「プラント停止時の炉心の健全性に関する P S A 結果」参照),本原子炉施設の定期検査時の炉心損傷頻度の平均値は 1.9×10^{-10} / 定期検査,エラーファクタは約 25 となった。この理由は,定期検査中は,除熱や注水に関わる設備の一部が保守点検に伴う待機除外にあるものの,炉圧や崩壊熱が低く,出力運転中に比べ原子炉内の保有水量が多いため,トラブルに対応する時間的な余裕が大きく,アクシデントマネジメントとして整備した注水手段を含む,多くの炉心冷却手段に期待できることによる。

炉心損傷の要因を分析すると,起因事象別ではほぼ 100% が一次冷却材バウンダリ機能の喪失に起因し,外部電源の喪失および残留熱除去機能の喪失が

1 % 未満である。

プラント状態別ではプラント状態 C (原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器閉鎖への移行状態) の炉心損傷頻度がほぼ 100 % を占めている。これは、この期間では、原子炉水位の水位操作を行っており、また通常水位で、炉心損傷に至るまでの時間的余裕が相対的に短いことによる。

5 . 4 - 3 プラント停止時 P S A の感度解析

これまでに記載した評価（以下，「ベースケース」という。）は，標準的な定期検査の工程を前提としているが，その評価結果である炉心損傷頻度は定期検査期間や，待機状態にある緩和設備の冗長性の相違等により変化する。

このため，ここでは，定期検査期間の影響について考察し，緩和設備の冗長性が与える影響について評価した。

．定期検査期間の影響に関する考察

ベースケースの定期検査工程は，標準的な保守点検を実施した工程であるが，通常，プラント停止から原子炉格納容器／原子炉圧力容器の開放に至るまでの工程（プラント状態 S ～ A に相当）と，原子炉格納容器／原子炉圧力容器の復旧から起動に至るまでの工程（プラント状態 C ～ D に相当）については，定期検査で実施する保守点検の内容に関わらず，有意な変化はなく，プラント状態 B の期間で定期検査の期間を決定するような保守点検を実施している。

ベースケースでは，全炉心損傷頻度に対するプラント状態 B の炉心損傷頻度の寄与は小さい。一方，全炉心損傷頻度に対するプラント状態 C の炉心損傷頻度の寄与は大きい。原子炉水位の水位操作を実施する期間は限定的であり，定期検査期間に依存しない。そのために，定期検査期間の変化による炉心損傷頻度の影響は小さい。

したがって，定期検査全体の期間の変化による炉心損傷頻度への影響は小さいと考えられる。

．緩和設備の冗長性に関する評価

ベースケースでは，選定した定期検査の実績工程に基づいた緩和設備の待機状態を評価の前提としているが，定期検査の工程により，使用可能な設備は変化する。ただし，待機状態にある緩和設備の冗長性については，原子炉施設保安規定に定めたプラント停止時の原子炉の安全確保にかかわる機能（残留熱除去機能，注水機能および電源機能）に関する維持基準を下回ることではない。

実際の定期検査では，保守点検等のために待機除外となっている設備を除き，それらの機能を期待できるが，ここでは，定期検査における待機除外設備の変動の影響を確認する観点から，保守的に原子炉施設保安規定の範囲内で，待機設備の冗長性が最も小さい場合の評価を実施した。具体的には，原子炉施設保安規定にて機能を最低限要求されている設備と，定期検査時に保

守点検等の観点から、通常使用する設備（復水輸送系（CWT）、消火系（FP））を考慮し、それ以外の系統は待機除外として評価した。

（資料5 - 9「緩和設備の冗長性の影響評価の際に仮定した系統の待機状態」参照）

評価の結果（資料5 - 10「現行原子炉施設保安規定の範囲内で待機設備の冗長性が最小となった場合の評価結果」参照）、炉心損傷頻度の平均値は 10^{-10} / 定期検査程度となり、ベースケース評価に比べ増加する期間はあるものの、定期検査期間中全体では同程度となり、炉心損傷頻度は十分に小さく、現行の原子炉施設保安規定を遵守することにより、十分な安全性が確保されることを確認した。

5．4 - 4 プラント停止評価の活用の方向性

プラント停止中における炉心損傷頻度は使用可能な系統構成により変化するが、現行の原子炉施設保安規定を遵守することにより、十分な安全性が確保されることを確認した。一方、さらなるプラント安全性の向上のため、今後におけるプラント停止時 P S A の技術を活用した定期検査毎に変わりうる系統構成を考慮した炉心損傷頻度を随時評価するためのシステムの導入に向けた検討に本評価結果を活用していく予定である。

5 . 5 安全機能および起因事象⁹についての重要度評価

5 . 5 - 1 重要度評価

本評価では，Fussell-Vesely 重要度（以下，「F V」という。）および Risk Achievement Worth（以下，「R A W」という。）の二つの重要度指標を用いる。

F V は，特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を低減することにより，どれほどの安全性の向上が望めるかを示す指標である。この指標は，定期検査などの計画作成における優先度の設定や，プラントに何らかの改良を行ってリスク低減化を図ろうとする時に注目すべき機器の候補を同定する際に有用である。

また，R A W は，特定の機器の故障や人的過誤の発生確率を低く保つことが，現在の安全レベルを維持する上でどれほど重要であるかを表すものであり，定期検査などの計画作成における優先度の設定などに有用である。

例えば，米国原子力規制委員会（N R C）が発行している「REGULATORY GUIDE 1.176」¹⁰では，当該要素（ポンプ等）の故障が現状のリスクに占める割合を示す指標と当該要素の適切な運転が寄与する安全裕度を示す指標の二種類の定量的重要度指標が必要であるとし，前者の例として F V が，後者の例として R A W が含まれている。

ここでは，「5 . 3 - 1 プラント運転時における炉心健全性の維持に関する評価」にて得られた炉心損傷頻度に対する相対的な系統の重要度を評価するために，系統（機能），起因事象毎に F V および R A W の両面から重要度を計算した結果をそれぞれ資料 5 - 3「プラント運転時の重要度評価結果（系統（機能）」および資料 5 - 4「プラント運転時の重要度評価結果（起因事象）」に示す。

．安全機能の重要度評価

保全プログラムでは決定論的な安全重要度（重要度分類指針）のみならず，補完的にリスク重要度の高い系統（機器）を考慮することで，保全重要度を決定し，保全方法の策定，保全活動指標（P C）の設定等に活用している。

保全重要度の決定におけるリスク重要度の高い系統（機器）の特定には，本章の重要度評価結果（F V および R A W）が用いられることから，その判

⁹ 通常の運転状態を妨げる事象であって，炉心損傷および原子炉格納容器損傷に波及する可能性のある事象。

¹⁰ 「REGULATORY GUIDE 1.176 An Approach for Plant-Specific，Risk-Informed Decisionmaking :Graded Quality Assurance」,1998 年 8 月 ,U.S.Nuclear Regulatory Commission

断基準には保全プログラムにおけるリスク重要度分類のしきい値（F V : 0.001, R A W : 2）を使用し, 領域 , , に分類される系統（機能）をリスク重要度「高」, 領域 に分類される系統（機能）をリスク重要度「低」としている。各領域のしきい値は以下のとおり。

領域 : F V 0.001 かつ R A W 2

領域 : F V 0.001 かつ R A W < 2

領域 : F V < 0.001 かつ R A W 2

領域 : F V < 0.001 かつ R A W < 2

領域 , , に分類されたリスク重要度「高」の系統には, 代替冷却, 非常用ディーゼル発電機を含む交流電源設備, スクラム機械系, 直流電源設備および原子炉補機冷却系 / 海水系（R C W / R S W）などがあり, 領域 に分類されたリスク重要度「低」の系統には, 給水系および復水系などがある。

代替冷却は, 原子炉格納容器の除熱機能として, 崩壊熱除去の観点から炉心損傷頻度への寄与が大きく, また, 非常用ディーゼル発電機は, 主に外部電源喪失（L O P A）時に, 炉心冷却機能あるいは, 崩壊熱除去機能を有する設備に非常用電源を供給する設備であり, 炉心冷却および崩壊熱除去の観点から炉心損傷頻度への寄与が大きく, リスク重要度「高」に分類された系統の中でも F V が相対的に大きくなっている。

スクラム信号を受け制御棒を駆動するスクラム機械系は, 手動または自動信号により制御棒を挿入し, 原子炉を急速停止させる設備であり, 信頼性が高いことから, 機能喪失時の炉心損傷頻度への影響が大きく, リスク重要度「高」に分類された系統の中でも R A W が相対的に大きくなっている。

給水系および復水系は, リスク重要度「低」となっているが, これは, アクシデントマネジメント対策を含め, 原子炉への注水機能にかかわる設備が複数の系統に跨り用いられる設備であり, 系統単独での重要度は低いものとなっている。

また, 今回の運転時レベル 1 P S A の評価手法は原子力学会標準に基づいており, これに伴い P S A モデル（特に給復水系）の精緻化を実施している。

これにより, 給復水系のサポート系が詳細にモデル化され, 重要度の評価可能な系統が増加したことにより, タービン補機冷却系 / 海水系（T C W / T S W）および常用交流電源設備が新たに重要度「高」に分類された。

・ 起因事象の重要度評価

起因事象の重要度のうち, 相対的に重要度の高い起因事象には補機冷却系 A 喪失, 直流母線 B 喪失などがある。

手動停止の要因となる補機冷却系 A 喪失は，残留熱除去機能の信頼性が低くなり，「崩壊熱除去失敗（TW）」シーケンスに至る割合が相対的に大きくなるため，全ての起因事象のなかで，FV，RAWともに最も大きくなっている。

5．5 - 2 重要度評価結果および活用の方角性

島根原子力発電所 2 号機については、保全プログラムにおける保全重要度を評価するため、今回の定期安全レビューに先立ち、従来の定期安全レビューの P S A 評価手法による安全機能の重要度評価を実施している。

今回の定期安全レビューの運転時レベル 1 P S A は、将来の保全分野、運転分野へのリスク情報活用を視野に入れ、原子力学会標準に基づいて実施しており、P S A モデルの品質向上ならびに詳細化が図られていることから、系統の重要度評価は従来の手法からより精度の高い結果となったといえる。従来の評価と重要度評価結果が異なる系統について、以下に示す。

従来の評価ではリスク重要度「高」であったが、今回の評価でリスク重要度「低」となった系統はない。

従来の評価ではリスク重要度「低」であったが、今回の評価でリスク重要度「高」となった系統は次のとおり。

- ・ 直流電源 230V (タービン系)
- ・ 交流母線復旧

P S A モデルの詳細化に伴い、新たにリスク重要度「高」に分類された系統は次のとおり。

- ・ タービン補機冷却系 / 海水系 (T C W / T S W)
- ・ 常用交流電源設備

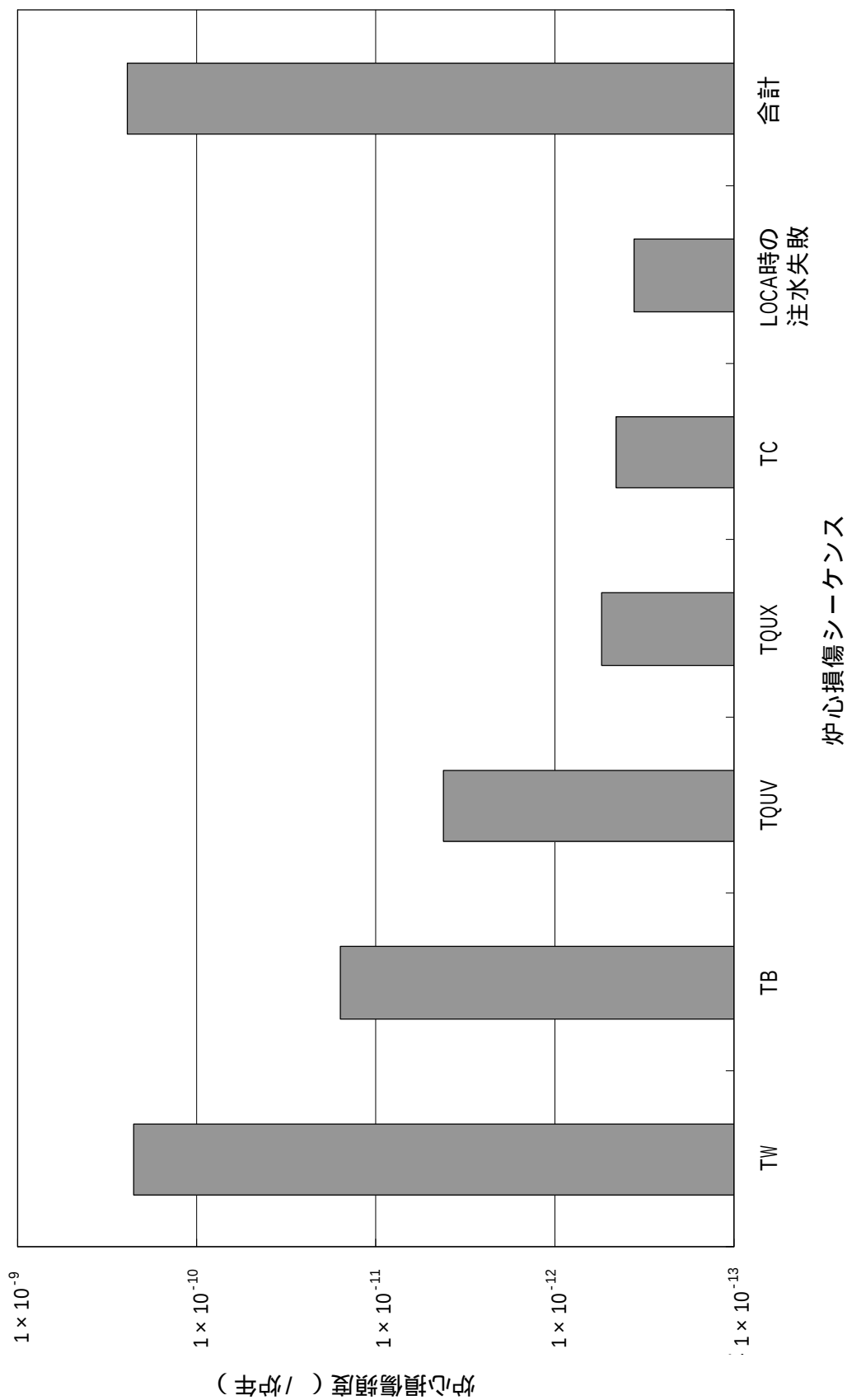
以上のように、P S A から得られるリスク情報として、系統のリスク重要度を原子力学会標準に基づく P S A モデルや国内実績に基づく故障率データを用いて評価した。今後、本情報を保全の有効性評価のインプット情報とし、保全重要度に反映していくものとする。

5 . 6 確率論的安全評価結果のまとめ

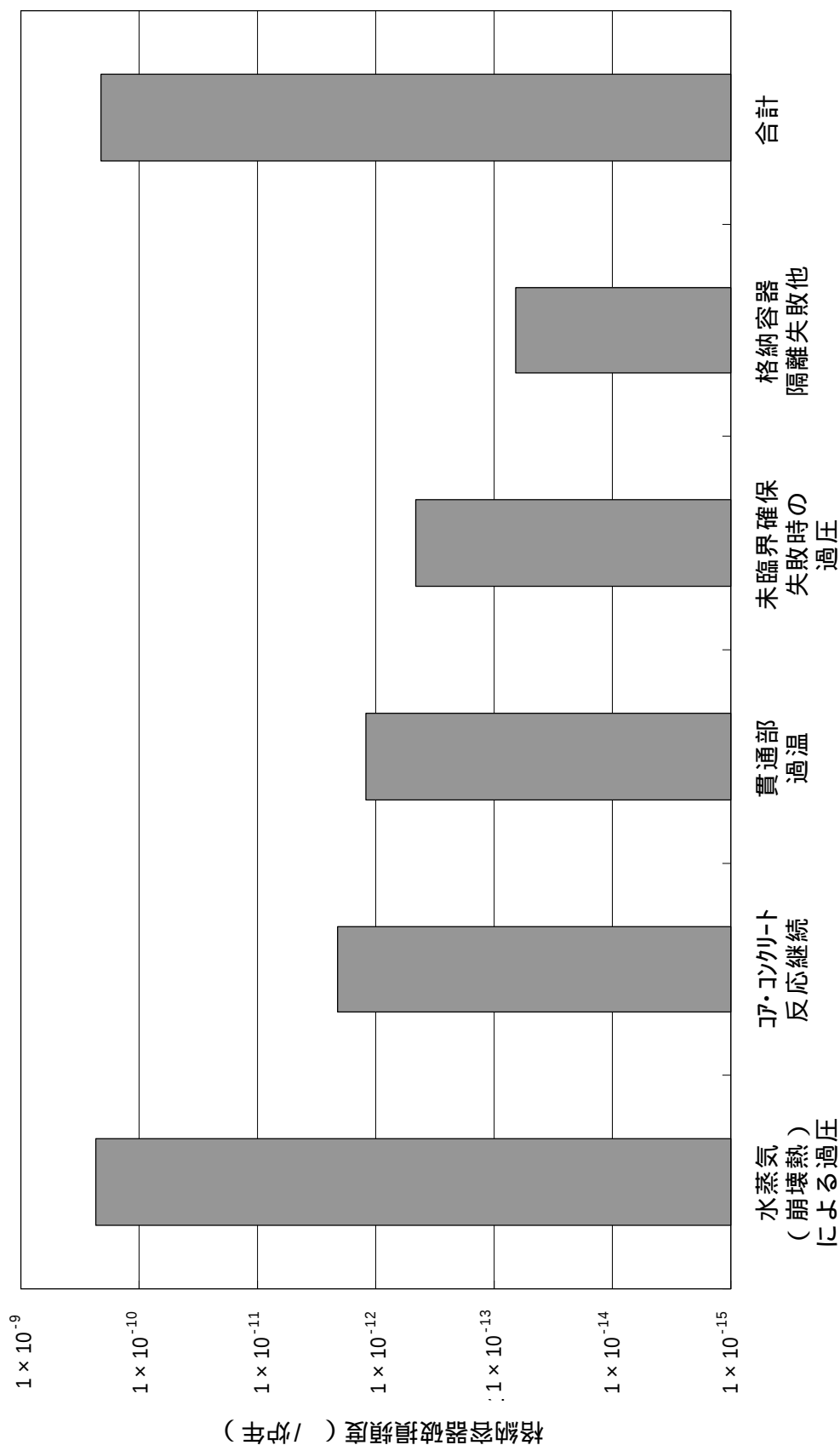
プラント運転時における炉心および原子炉格納容器の健全性に関する P S A の結果，炉心および原子炉格納容器の健全性が脅かされる可能性は十分小さいことを確認した。また，今回実施した重要度評価結果等は，原子力発電所のさらなる品質向上や合理的な保全の実施のための手段として，その活用策について検討していく所存である。

プラント停止時 P S A の結果，プラント停止中における炉心損傷頻度が十分小さいことを確認した。これは，プラント停止時においては，炉心損傷に至るまでの時間余裕が大きく，緩和手段をとるための時間余裕を考慮できることはもとより，安全確保のための緩和手段の管理と運用が適切に実施されていることによる。また，感度解析を実施し，多様な定期検査工程を考慮しても，安全性を十分に確保でき，現状のプラント停止時の維持基準を定めた原子炉施設保安規定を遵守することの重要性，妥当性を定量的に確認した。

今後は，さらなる P S A 技術の成熟に対する努力を継続し，P S A の有効な活用を図って行きたいと考える。



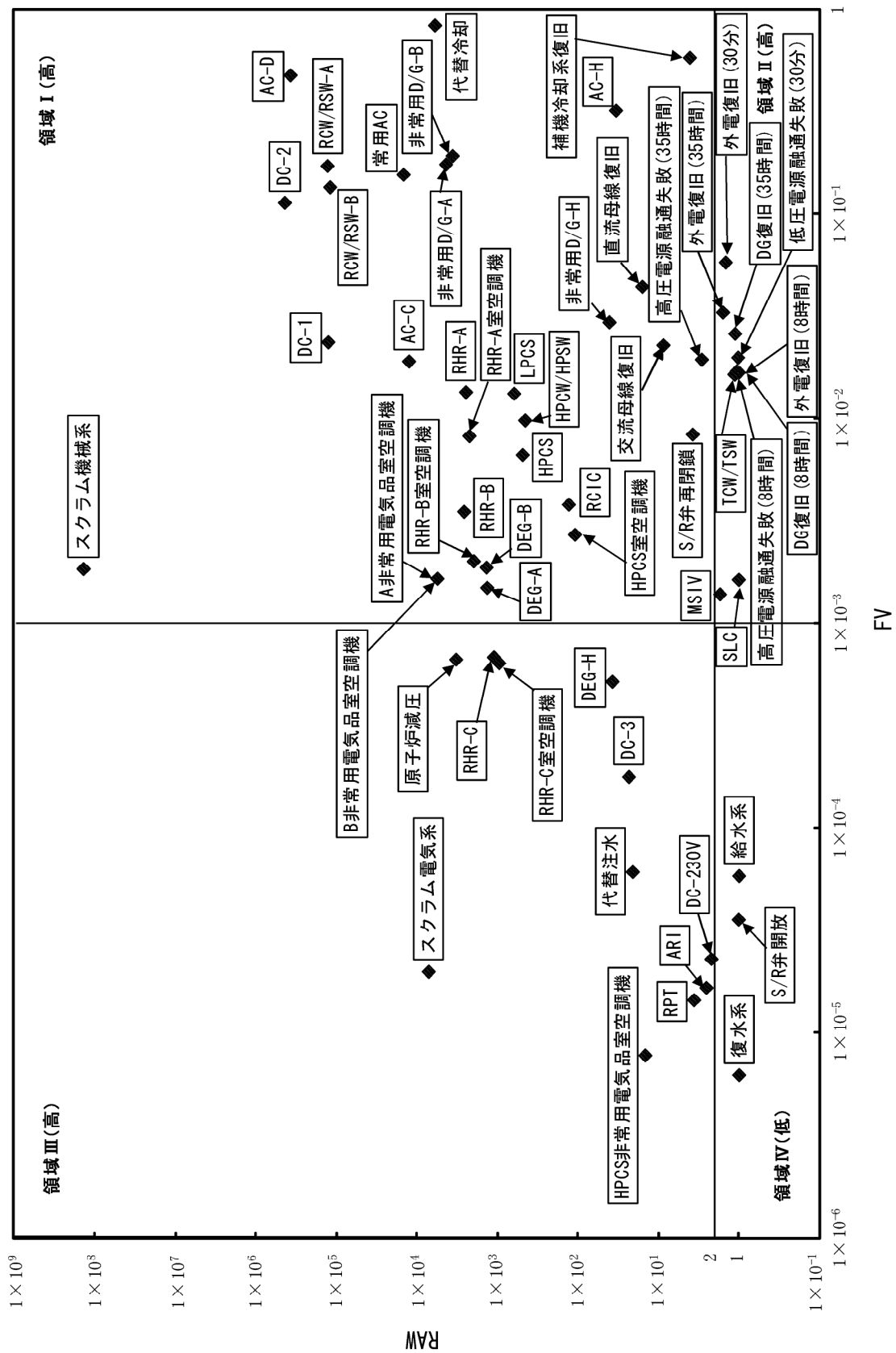
資料 5 - 1 プラント運転時の炉心の健全性に関する P S A 結果
(起因事象の発生頻度は , 平成 22 年 3 月までの運転実績に基づき算出した値を使用。)



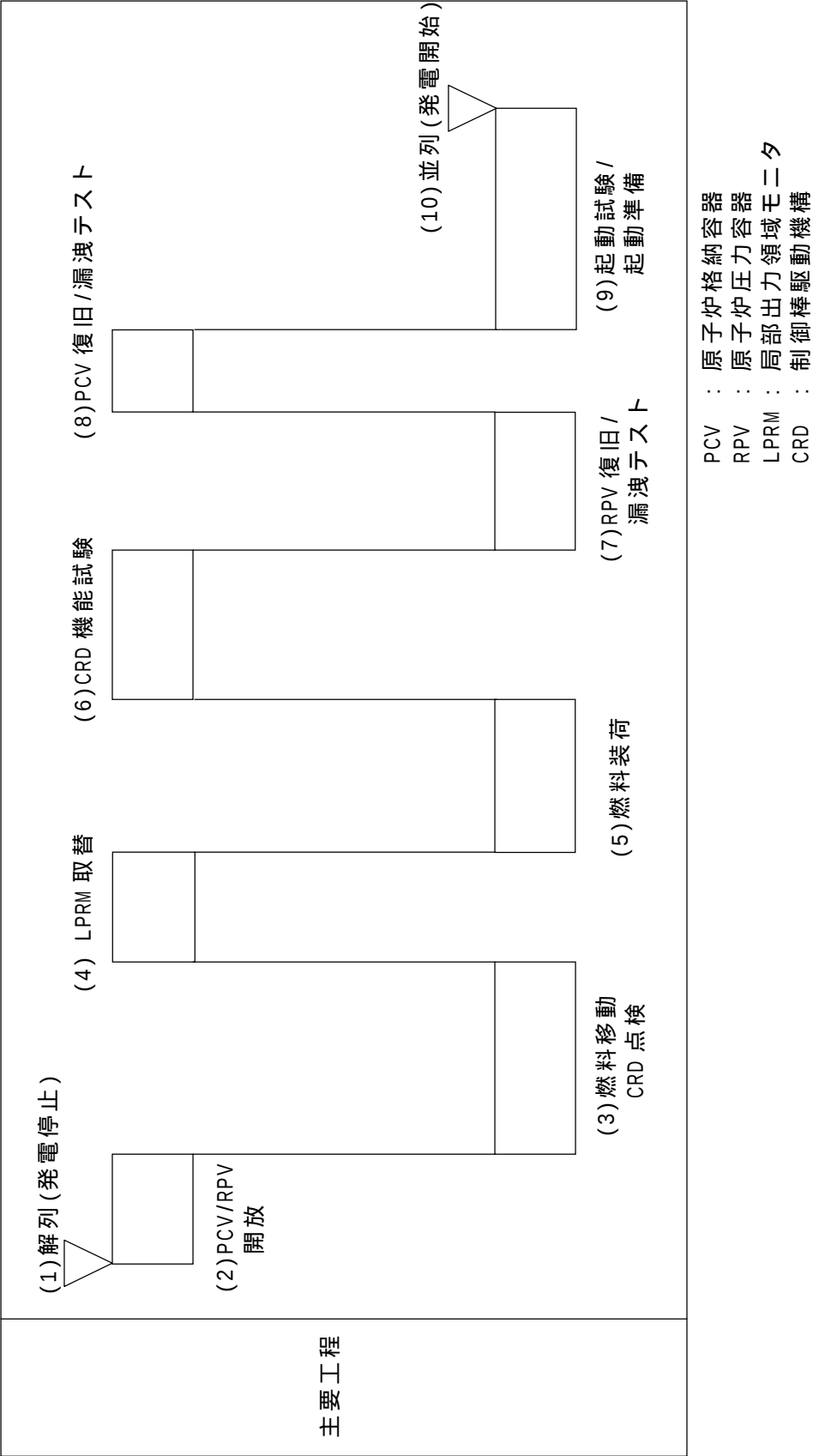
格納容器の健全性維持に関するモード

資料 5 - 2 プラント運転時の原子炉格納容器の健全性に関する P S A 結果

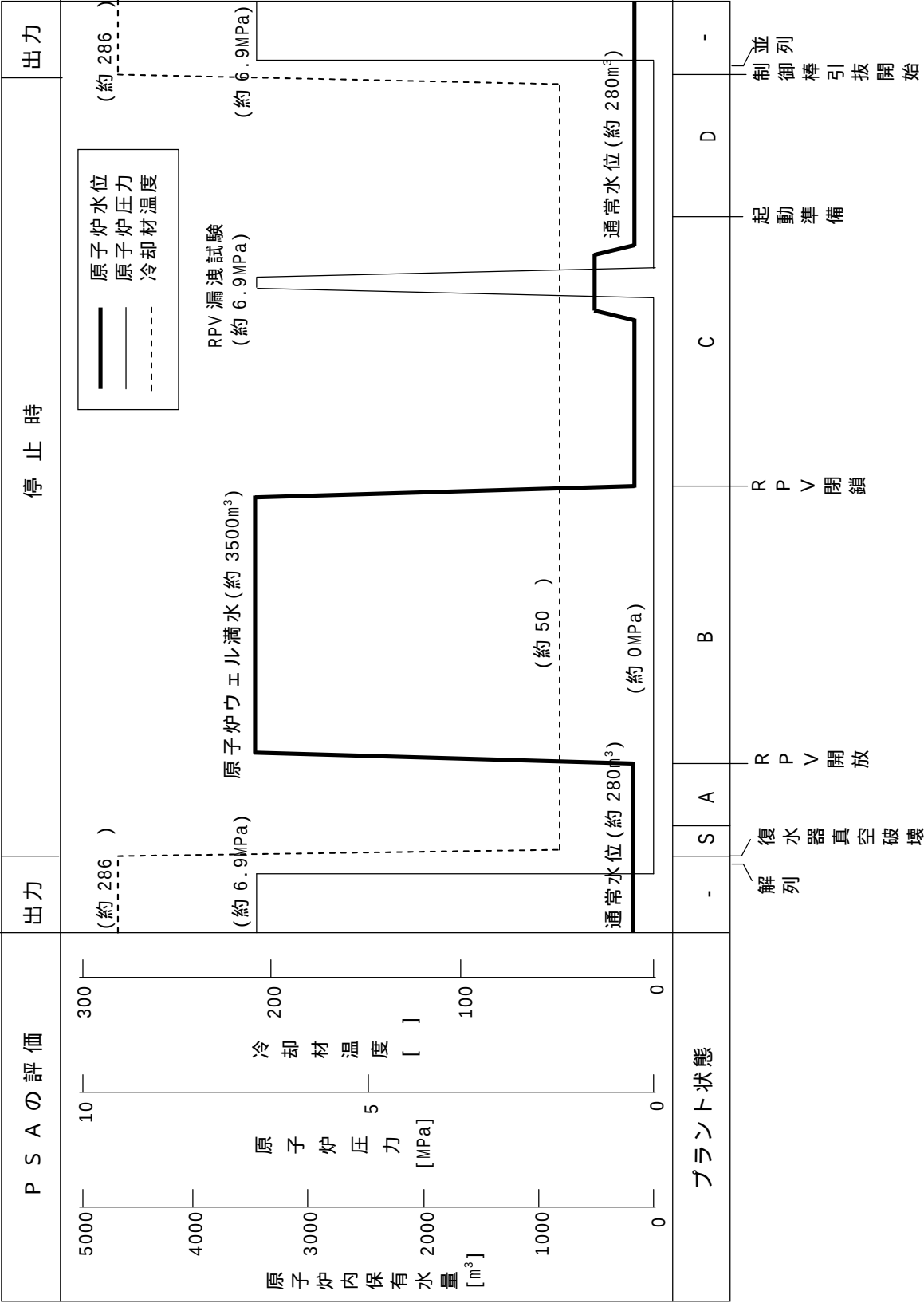
(起因事象の発生頻度は、平成 22 年 3 月までの運転実績に基づき算出した値を使用。)



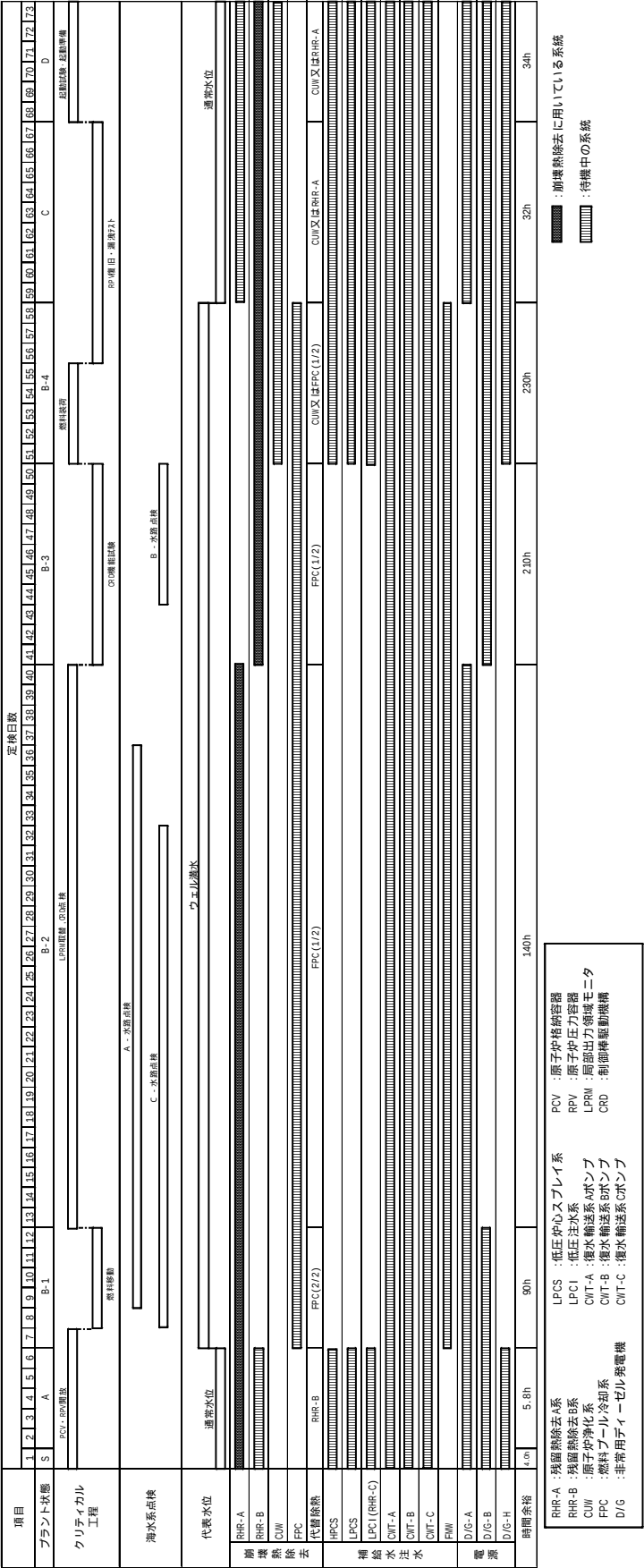
資料 5-3 プラント運転時の重要度評価結果 (系統 (機能))



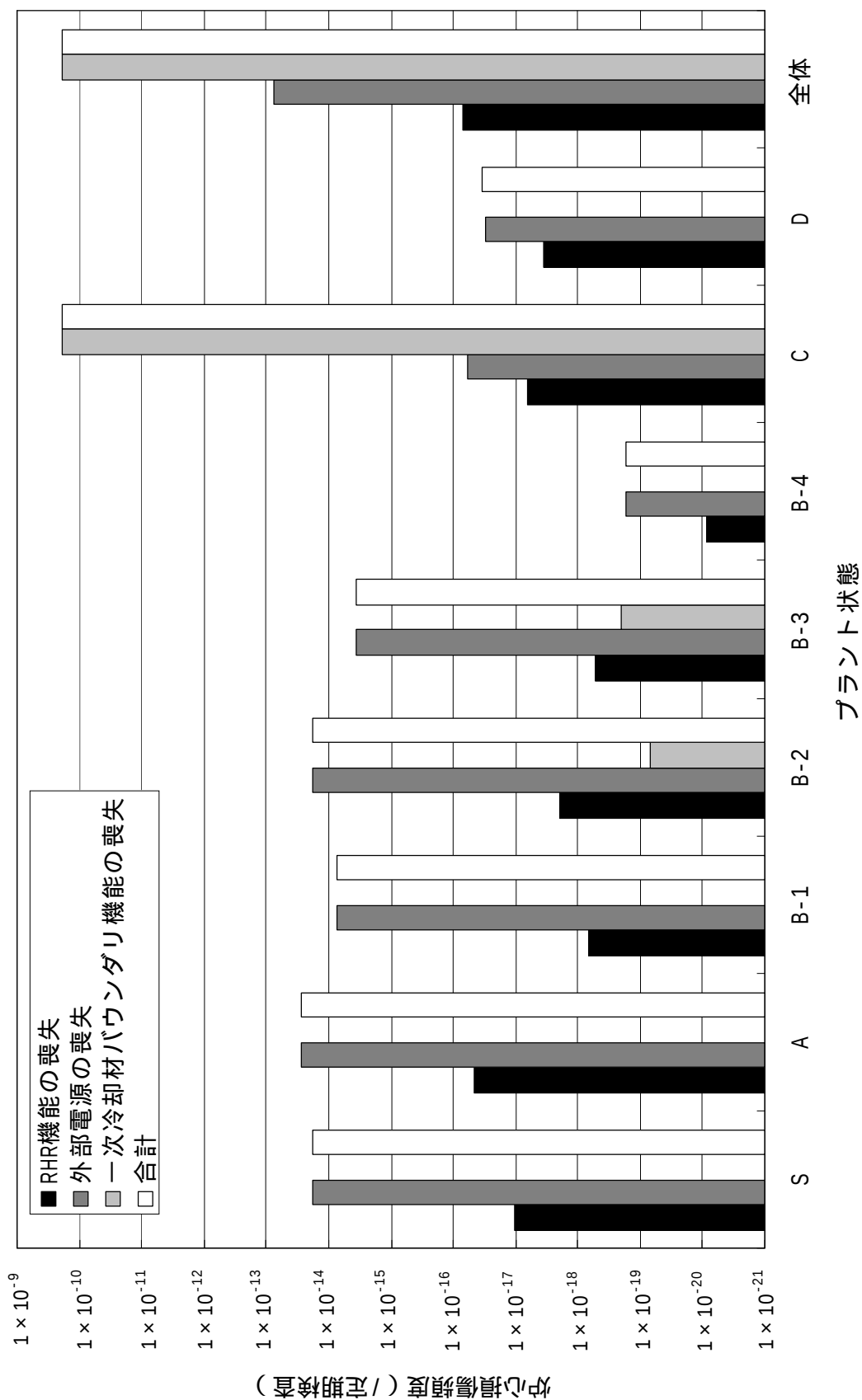
資料 5 - 5 主要な定期検査工程



資料 5 - 6 定期検査時主要パラメータ

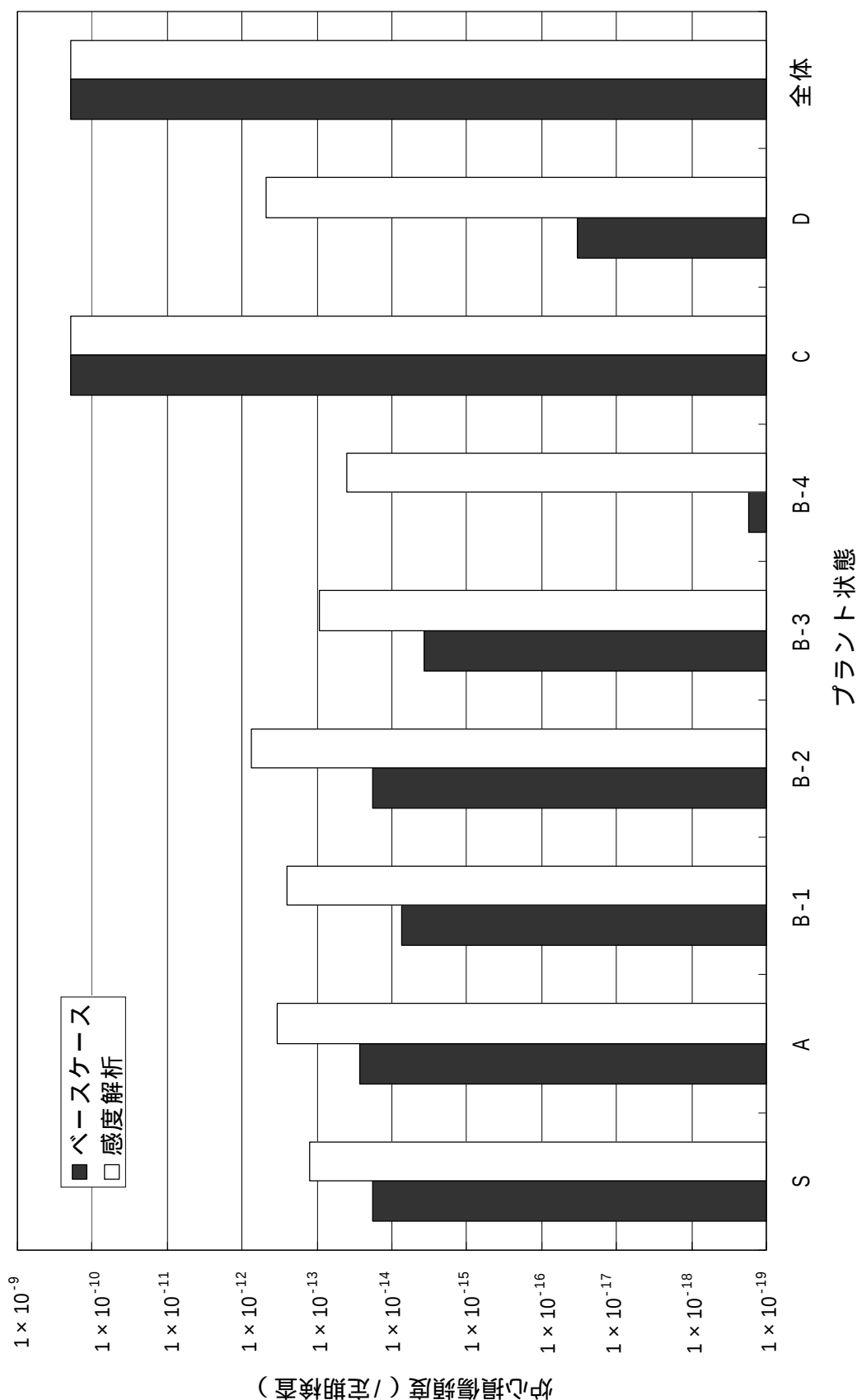


資料 5 - 7 点検工程と系統の待機状態



資料 5 - 8 プラント停止時の炉心の健全性に関する P S A 結果

(起因事象の発生頻度は , 平成 22 年 3 月までの運転実績に基づき算出した値を使用。)



資料 5 - 10 現行原子炉施設保安規定の範囲内で待機設備の冗長性が最小となった場合の評価結果

(起因事象の発生頻度は，平成 22 年 3 月までの運転実績に基づき算出した値を使用。)

別添資料 5 確率論的安全評価

5．1 プラント運転時レベル 1 P S A 評価手法

レベル 1 P S A の評価手法は、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：2008（レベル 1 P S A 編）（A E S J - S C - P 0 0 8 : 2 0 0 8）」に基づいている。

本原子炉施設のレベル 1 P S A 評価手法ではまず、原子炉を異常な状態にする起因事象の選定を行い、原子炉を安全に停止するための成功基準を決定し、事象の進展を考慮してイベントツリーを作成した。イベントツリーの各要素（以下、「ヘディング¹」という。）に対してフォールトツリー²等によりシステムをモデル化し、従属故障および人間信頼性の解析を行うとともに必要なデータベースを作成した後、事象シーケンスを定量化して炉心損傷頻度を評価した。

以下に評価手法の各々について示す。

（別添資料（図）5．1 - 1「プラント運転時のレベル 1 P S A の作業フロー」参照）

．起因事象の選定と成功基準の設定

（1）起因事象の選定

起因事象は、原子炉施設の通常運転を障害し、工学的安全施設等の作動が必要となる故障または運転員の誤操作に起因する外乱として定義される。本 P S A の対象としている通常運転中の起因事象は、過渡変化と原子炉冷却材喪失（L O C A）事象で考えることができる。

過渡変化については、外部電源の有無、復水・給水系の使用可能性等を勘案し、種々の事象を同一のイベントツリーで扱えるかどうかという観点から分類を行った。

また、これらの過渡変化に比べて原子炉に与える影響は緩やかであるが、外乱に発展する可能性が潜在している事象として、手動停止と電源系などのサポート系の故障に起因する事象が考えられる。

このため、評価ではこれらの事象についても起因事象として考慮した。ここで、サポート系の故障に起因する事象については、本原子炉施設の構成および特性を考慮し、本原子炉施設への影響が大きい事象を選定した。原子炉冷却材喪失（L O C A）事象については、成功基準の観点から大、中、小 L O C A に分類した。

¹ イベントツリーにおいて事象シーケンスを定義するために分岐を仮定する事象。

² 頂上事項について、論理記号を使用して、その発生の経過を遡って樹形状に展開した図式。

(別添資料(表)5．1 - 1「プラント運転時の起因事象の分類と発生頻度」参照)

(2) 成功基準の設定

成功基準とは、原子炉施設が異常な状態となった際に、原子炉施設を安全に停止するために必要な安全機能、あるいは安全機能の組合せをいう。原子炉施設の安全停止に関わる安全機能は下記の3機能である。

(別添資料(表)5．1 - 2「プラント運転時の成功基準のまとめ」参照)

原子炉未臨界

炉心冷却(炉水位の維持)

原子炉格納容器からの崩壊熱除去

本評価では、本原子炉施設の構成・特性や、先行PSA、あるいは安全解析等に基づき、それぞれの安全機能に対し、最低限必要な系統構成・作動機器台数を成功基準として設定した。

これらの決定にあたっては、必要に応じて熱水力解析コード等を用いた成功基準解析を実施した。解析結果に対する判断基準は、現行の安全評価と同程度の保守性を有している。例えば、燃料被覆管温度に関しては1,200以下を1つのめやすとして成功基準を設定した。(燃料被覆管温度1,200以下は、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」の基準の一部である。)

・イベントツリーの作成

イベントツリーは、各起因事象が発生した時に、原子炉の安全を確保するため必要な安全機能の成功または失敗の組合せによって事象の進展を表わす評価手法である。イベントツリーの作成にあたっては、各起因事象に対する本原子炉施設の応答を設置許可解析、成功基準解析および設計データ等を基に検討した。

(別添資料(図)5．1 - 2「イベントツリー解析の流れ」参照)

イベントツリーの構造には、小イベントツリー/大フォールトツリーの手法を用い、系統従属性や、機器間従属性を適切に考慮して、本原子炉施設の構成・特性に対応したヘディングとツリーの構築を行った。

(別添資料(図)5．1 - 3「プラント運転時のイベントツリーの例」参照)

・システムのモデル化

イベントツリーの定量化には、各ヘディングに対して、対象となるシステムの信頼性解析を行いシステムレベルの非信頼度を得るために、フォールトツリー手法によりシステムのモデル化を行った。

(1) フォールトツリーの作成

フォールトツリーは最新の設計図書等を使用し，成功基準を基に，頂上事象を明確にして系統の機能喪失に至る原因を展開することによって作成した。フォールトツリー解析の対象となる系統設備は，大きく分けて次の2つのシステムである。

フロントライン³システム（非常用炉心冷却系等）

サポートシステム（非常用電源設備，原子炉補機冷却海水系等）

また，フォールトツリーの作成においては，以下の基事象を考慮した。

- a．機器故障および機能回復
- b．試験および保守
- c．従属故障
- d．人的過誤

これらの基事象についてはそれぞれ，次項以降「機器の故障およびその復旧」，「試験および保守時の待機除外」，「従属故障の解析」および「人間信頼性解析」に記載する。

(2) 機器の故障およびその復旧

フォールトツリー解析において，主要な機器故障として待機中の機器の起動失敗や不動作と，起動後の運転継続失敗を考慮した。

起動失敗・不動作

系統待機中の故障率が，時間あたりの故障率 λ で与えられている機器の系統起動要求時の故障確認率 q には，下記の式を用いた。

$$q = \lambda \times \frac{T_s}{2}$$

ここで， T_s は機器の健全性の確認が行われる周期であり，サーベイランス試験を行っている機器では，機器のサーベイランス試験周期を用いた。

運転継続失敗

系統起動後も引き続き機能が必要な機器については，時間あたりの運転継続失敗確率 λ' を考慮して，運転継続失敗確率 q' として，下記の式を用いた。

$$q' = \lambda' \times T_M$$

ここで T_M は使命時間であり，原則として24時間を使用した。

³ 所定の安全機能を直接果たすシステム。フロントライン系をサポートするシステムをサポートライン系という。

復旧

運転員によるバックアップ操作や，故障の復旧が期待できる場合には，これらによる機能回復を考慮した。機器の復旧については，平均修復時間 τ を考慮して，復旧失敗確率 P_R として下記の式を用いた。

$$P_R = \exp \left[- \frac{T}{\tau} \right]$$

ここで T は機能回復に利用できる余裕時間である。

また，外部電源についても復旧が期待できるため，別途，国内実績による復旧確率を考慮した。

(3) 試験および保守時の待機除外

フォールトツリー解析においては，サーベイランス試験および試験・点検等で発見された故障機器の保守によるアンアベイラビリティを考慮した。ただし，試験時でも作動要求があった場合，自動的に待機除外が解除されるような設備の場合はこれを含めて考慮した。

保守による系統のアンアベイラビリティ q_{mu} には，下記の式を用いた。

$$q_{mu} = \sum_i (\lambda_{mui} \cdot T_{mui})$$

ただし，

λ_{mui} : サーベイランス試験等によって異常の発見可能な機器 i の異常発生頻度

T_{mui} : 機器 i の平均修復時間

この他，試験・保守時に閉じた弁の開け忘れ等の人的過誤についても考慮した。この失敗については，「5.1 人間信頼性解析」に示す手法を用いた。

．従属故障の解析

システム信頼性評価で考慮すべき従属故障は，系統間の従属性と，機器間の従属性である。これらの従属性については，イベントツリーおよびフォールトツリーの定量化の過程で考慮した。

また，機器間の従属性には，ある共通の原因によって複数機器に影響を与えるが，システムモデルにおいて明示的に示すことが困難である共通原因故障が考えられる。共通原因故障の適用範囲は，設計，製造過程，使用環境ならびに運用管理等における類似性によって決定されるものである。しかしながら共通原因故障の発生原因は潜在的なものであり，実際には，この類似性

を明確にすることは困難である。本評価では、M G L 法⁴を用いて次の範囲に共通原因故障を適用した。

(1) 同一系統内の冗長機器

同一系統内の冗長機器については共通原因故障を適用した。具体的には、ほう酸水注入系、原子炉補機冷却海水系等の弁、ポンプなどが該当する。

(2) 独立した系統間の冗長機器

独立した系統間の冗長機器については、機能喪失した場合に影響する範囲が極めて広い安全保護系、非常用電源設備および非常用炉心冷却設備(補機冷却系、関連する空調設備を含む)の主要機器として、次のものについて、共通原因故障を適用した。

安全保護系：検出器、スクラムコンタクタ

非常用電源設備：非常用ディーゼル発電機、蓄電池

非常用炉心冷却設備：残留熱除去系のポンプ、ファンおよび弁

補機冷却設備：原子炉補機冷却海水ポンプ、弁

・人間信頼性解析

人間信頼性解析は、以下のように分類し、ヒューマンエラーハンドブック (N U R E G⁵ / C R - 1 2 7 8) の T H E R P 手法⁶により失敗確率を算定した。ここでは操作のための時間余裕等を考慮しており、アクシデントマネジメント策の操作失敗についても同じ手法を用いて算定した。

(1) 事象発生前の人的過誤

試験・保守時において、作業終了後、その系統あるいは機器の状態を正しい状態に復帰させる際の復旧失敗を考慮した。具体的には弁の開け忘れや閉め忘れ等が考えられ、これらの人的過誤について考慮した。

(2) 事象発生後の人的過誤

事象発生後、運転員に対して要求される手動操作や、運転員が対応可能なバックアップ操作について、その操作失敗を考慮した。これらの操作は、運転手順書等で確立するものである。

⁴ M G L (Multi Greek Letter) 法：共通原因故障確率評価法のひとつ。

⁵ N U R E G：米国原子力規制委員会の公式報告書。

⁶ T H E R P (Technique for Human Error Rate Prediction) 手法：原子力発電所の P S A への適用を目的として開発された人間信頼性解析手法。

・データベースの作成

本原子炉施設の P S A を実施するためのデータベースは，起因事象の発生頻度，機器故障率関連データ，共通原因故障データおよび人的過誤確率データを設定した。

(1) 起因事象の発生頻度

各起因事象の発生頻度は，次のように算定した。

(別添資料 (表) 5 . 1 - 1 「プラント運転時の起因事象の分類と発生頻度」参照)

過渡変化の発生頻度

国内 B W R の運転実績に基づいて算定した。運転実績には平成 21 年度 (平成 22 年 3 月) までのデータを用いた。また，発生経験のない S / R 弁誤開放については，保守的に 0.5 回の発生を仮定した。

原子炉冷却材喪失 (L O C A) の発生頻度

原子炉冷却材喪失 (L O C A) の発生頻度は，これまで日米ともに発生経験がなく，かつ，原子炉冷却材圧力バウンダリの設計および運転管理において日米で大きな差異がないため，N U R E G - 1 8 2 9 および N U R E G / C R - 5 7 5 0 のデータに基づき算定した。

通常停止と従属性を有する起因事象の発生頻度

通常停止の発生頻度は過渡変化の発生頻度と同様，平成 21 年度 (平成 22 年 3 月) までの国内 B W R の運転実績に基づき算出した。従属性を有する起因事象としてサポート系の故障により安全機能が影響を受ける事象の発生頻度については，国内実績として，サポート系の各系統設備の機能喪失事例は発生していないため，発生頻度の算出には保守的に 0.5 回の発生を仮定した。

(2) 機器故障率関連データ

機器故障率関連データには，故障率データおよび修復時間データがある。故障率データに関しては，国内の実績データベースを用いることとし，有限責任中間法人 日本原子力技術協会 (現，一般社団法人 日本原子力技術協会) にて整備した機器故障率データ (「故障件数の不確実さを考慮した国内一般故障率の推定」 (平成 21 年 5 月)) を使用した。また，修復時間データに関しては，平成 6 年 3 月のアクシデントマネジメント検討時に

実施した P S A で採用したデータを使用した。

(別添資料(表) 5. 1 - 3 「故障率データベースの例」, 別添資料(表) 5. 1 - 4 「修復時間, 復旧特性データの例」参照)

(3) 共通原因故障データ

共通原因故障の評価に用いた β ファクタ値は, 米国 L E R⁷ に基づく分析結果等のデータソースを基に, そのデータの適用性を検討の上, 妥当と考えられるデータを使用した。(別添資料(表) 5. 1 - 5 「 β ファクタ値の例」参照)

(4) 人的過誤確率データ

人的過誤の評価は, 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 手法を用いた。従ってこの評価に用いるデータも N U R E G / C R - 1 2 7 8 の値を用いた。

(別添資料(表) 5. 1 - 6 「人的過誤確率のデータの例」参照)

. イベントツリーの定量化

選定された起因事象ごとに作成したイベントツリーに基づき, 起因事象の発生頻度とイベントツリーの分岐にフォールトツリーを結合することにより, 各事象シーケンスを定量化した。また, 原子炉施設保安規定に基づき維持基準を検討の上, 系統間の従属性を考慮したイベントツリーの定量化を行った。

(別添資料(表) 5. 1 - 7 「システム信頼性評価結果の例」参照)

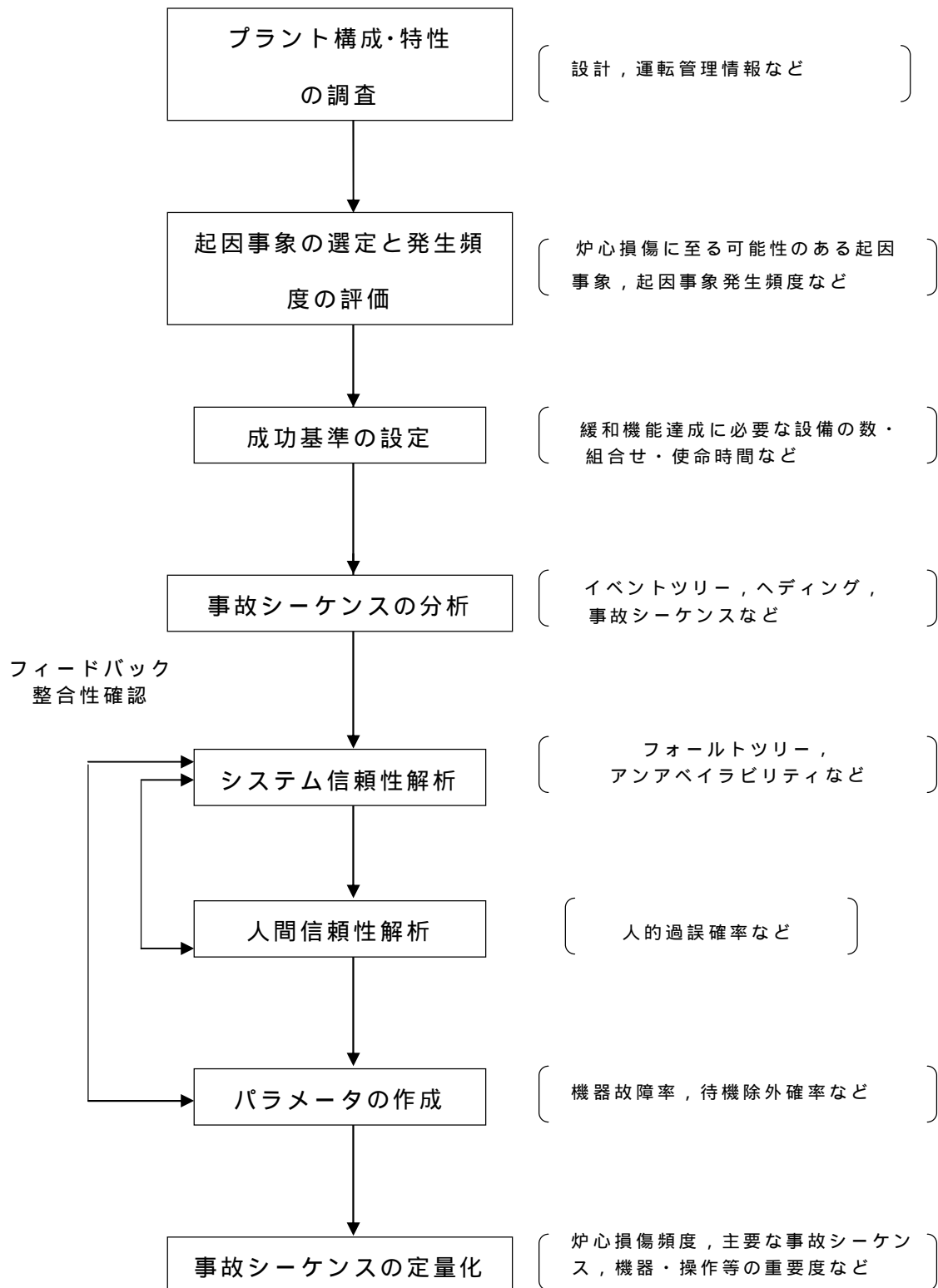
定量化されたシーケンスを主として喪失した安全機能に着目することにより, 以下の6つのカテゴリーに分類・集計し, 炉心損傷頻度を求めた。

- (1) 過渡変化時の高圧注水系による注水および減圧失敗 (T Q U X)
- (2) 崩壊熱除去失敗 (T W)
- (3) 電源喪失 (T B)
- (4) 過渡変化時の高圧・低圧注水系による注水失敗 (T Q U V)
- (5) 未臨界確保失敗 (T C)
- (6) 原子炉冷却材喪失時の注水失敗 (L O C A)

イベントツリーの定量化により求めた炉心損傷頻度は, 機器故障率データの不確かさが伴う。不確かさ解析の結果により, 5 % および 95 % 信頼限界値を用いて以下のようにエラーファクタ (E F) を算出した。

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

⁷ 米国における原子力発電所事故報告書。(L E R : Licensee Event Report)



別添資料（図）5 . 1 - 1 プラント運転時のレベル1 P S Aの作業フロー

別添資料（表）5 . 1 - 1 プラント運転時の起因事象の分類と発生頻度
（単位：回 / 炉年）

起 因 事 象	発生頻度	備 考
過渡変化 ・ 非隔離事象 ^{*1} ・ 隔離事象 ^{*2} ・ 全給水喪失 ・ 水位低下事象 ^{*3} ・ R P S 誤動作等 ・ 外部電源喪失 ・ 逃がし安全（S / R）弁誤開放	0.16 0.026 0.0099 0.026 0.051 0.0041 0.00099	1) 国内BWR実績データ （平成22年3月末時点） 2) S / R 弁誤開放は発生経験がないため0.5回の発生を仮定
通常停止 ・ 通常停止	1.7	
従属性を有する起因事象 ・ 交流電源故障（非常用） ・ 直流電源故障（非常用） ・ 原子炉補機冷却系故障（非常用） ・ タービン・サポート系故障	0.00014 0.00027 0.00069 0.00069	3) 電源喪失は片系統の喪失とし、発生実績がないため0.5回の発生を仮定
原子炉冷却材喪失（LOCA） ・ 大LOCA ・ 中LOCA ・ 小LOCA	2.0×10^{-5} 2.0×10^{-4} 3.0×10^{-4}	1) NUREG - 1829およびNUREG / CR - 5750のデータに基づきLOCAの発生頻度を算出。

* 1：発電機負荷遮断などによりタービンがトリップする事象

* 2：MSIV閉信号などによりMSIVが閉鎖する事象

* 3：給水制御系の故障などによりタービンからの給水流量が減少し、原子炉水位が低下する事象

別添資料（表）5 . 1 - 2 プラント運転時の成功基準のまとめ

起因事象		原子炉未臨界	炉 心 冷 却	原子炉格納容器熱除去
大 LOCA		・ RPS + SDV ・ ARI + SDV + RPT	・ HPCS ・ LPCS ・ 1/3LPCI	・ 1/2RHR ・ 代替冷却
中 LOCA		・ RPS + SDV ・ ARI + SDV + RPT	・ HPCS ・ ADS + LPCS ・ ADS + 1/3LPCI	・ 1/2RHR ・ 代替冷却
小 LOCA		・ RPS + SDV ・ ARI + SDV + RPT	・ HPCS ・ RCIC ・ ADS + LPCS ・ ADS + 1/3LPCI ・ ADS + 3/3CWT	・ 1/2RHR ・ 代替冷却
過渡変化・手動停止	S/R 弁正常作動時	・ RPS + SDV ・ ARI + SDV + RPT	・ 給水系* ・ HPCS ・ RCIC ・ ADS + 復水系* ・ ADS + LPCS ・ ADS + 1/3LPCI ・ ADS + 2/3CWT	・ PCS ・ 1/2RHR ・ 代替冷却
	S/R 弁開固着時	・ RPS + SDV ・ ARI + SDV + RPT	・ 給水系* ・ HPCS ・ 復水系* ・ LPCS ・ 1/3LPCI ・ ADS + 2/3CWT	・ 1/2RHR ・ 代替冷却
過渡変化	ATWS 時	・ RPT + SLC + S/R 弁開放 + HPCS		・ 1/2RHR

1/2：2 系統のうちの 1 系統を意味する。

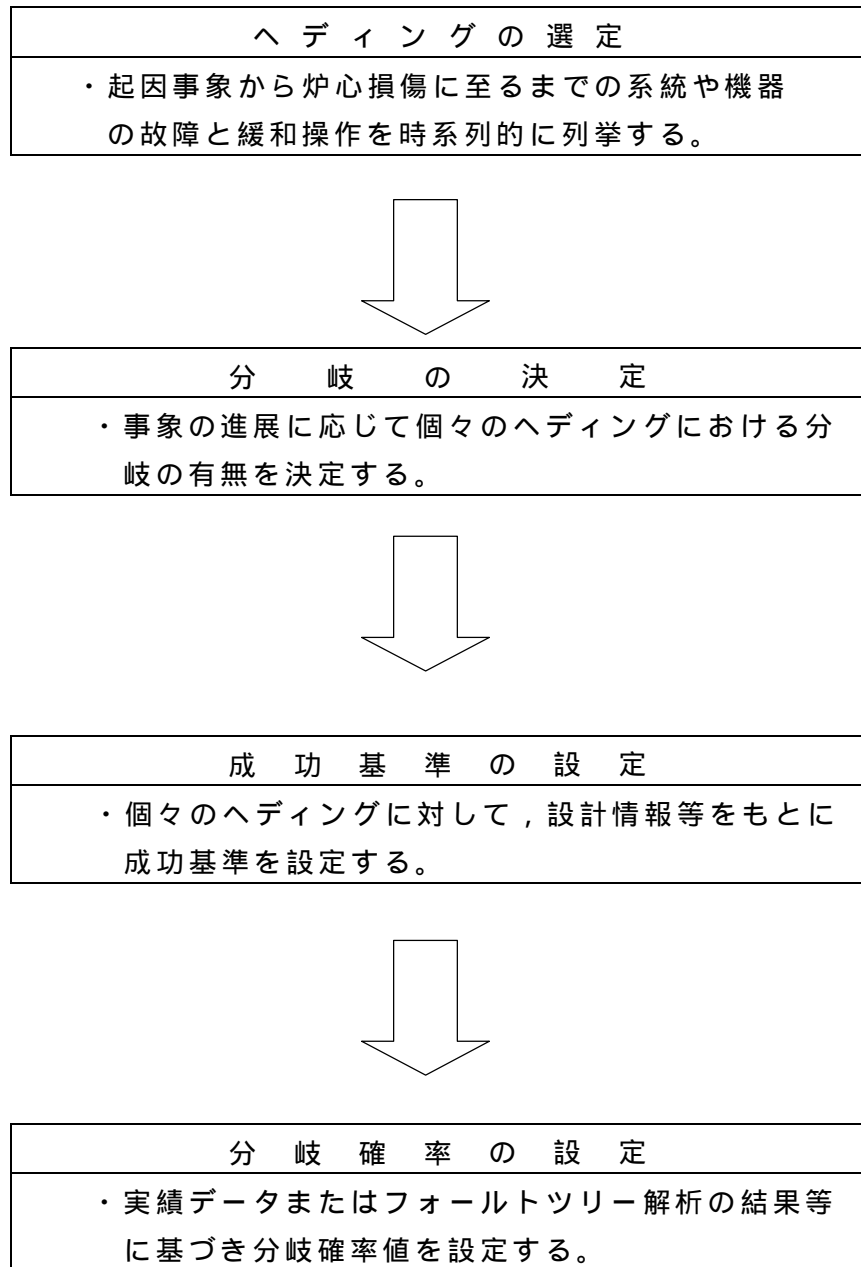
1/3：3 系統のうちの 1 系統を意味する。

2/3：3 系統のうちの 2 系統を意味する。

*：外部電源喪失時は当該炉心冷却機能（給水系，復水系）には期待しない。

略語

LOCA	：冷却材喪失事故	RPT	：再循環ポンプトリップ	ADS	：自動減圧系
S/R 弁	：主蒸気逃がし安全弁	SLC	：ほう酸水注入系	PCS	：通常除熱系
RPS	：安全保護系	HPCS	：高圧炉心スプレイ系	RHR	：残留熱除去系
SDV	：スクラム排出容器	RCIC	：原子炉隔離時冷却系		
ARI	：代替制御棒挿入機能	LPCS	：低圧炉心スプレイ系		
CWT	：復水輸送系	LPCI	：低圧注水系		



別添資料（図）5 . 1 - 2 イベントツリー解析の流れ

[illegible]

別添資料(図)5.1-3 プラント運転時のイベントツリーの例

別添資料 (表) 5 . 1 - 3 故障率データベースの例

機 械	故障モード	故障率データ *	
		平均値	E F
電動ポンプ (非常用 / 純水)	起動失敗	$1.3 \times 10^{-7} / \text{h}$	17
	継続運転失敗	$1.1 \times 10^{-6} / \text{h}$	12
タービン駆動 ポンプ	起動失敗	$4.1 \times 10^{-6} / \text{h}$	47
	継続運転失敗	$2.9 \times 10^{-6} / \text{h}$	4
電動弁 (純水)	作動失敗	$4.8 \times 10^{-8} / \text{h}$	60
	誤開 / 誤閉	$2.5 \times 10^{-9} / \text{h}$	9
	閉塞	$9.7 \times 10^{-9} / \text{h}$	16
空気作動弁	作動失敗	$1.1 \times 10^{-7} / \text{h}$	6
	誤開 / 誤閉	$2.7 \times 10^{-8} / \text{h}$	37
	閉塞	$1.0 \times 10^{-8} / \text{h}$	22
油圧作動弁	作動失敗	$4.5 \times 10^{-7} / \text{h}$	17
	誤開 / 誤閉	$1.1 \times 10^{-7} / \text{h}$	18
	閉塞	$2.2 \times 10^{-8} / \text{h}$	10
逆止弁	開失敗	$7.1 \times 10^{-9} / \text{h}$	17
	内部リーク	$7.1 \times 10^{-9} / \text{h}$	17
ディーゼル 発電機	起動失敗	$4.3 \times 10^{-6} / \text{h}$	7
	運転継続失敗	$9.5 \times 10^{-5} / \text{h}$	2

* E F : エラーファクタ , $1 / \text{h} = \text{回} / \text{時間}$ 。なお , E F とは故障率データの不確実さを表す指標である。

別添資料（表）5 . 1 - 4 修復時間，復旧特性データの例

機 器	修復時間，復旧特性 データ	出 典	備 考
ポンプ	平均修復時間 19 時間	W A S H - 1 4 0 0	R H R など安全系に 対する値
弁	平均修復時間 7 時間	W A S H - 1 4 0 0	同 上
D / G	平均修復時間 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
外部電源 復旧特性	復旧失敗確率 0.11(0.5 時間の場合)	国内実績	1962 年度から 1987 年度までのデータに 基づく

別添資料（表）5 . 1 - 5 β ファクタ値の例

機器タイプ	β ファクタ値	備 考
ポンプ	・原子炉補機冷却海水系ポンプ ・ほう酸水注入（SLC）ポンプ等 0.039	NUREG / CR - 1 2 0 5 Rev.1
弁 類	ほう酸水注入系の 注入弁等 0.13	NUREG / CR - 1 3 6 3 Rev.1
非常用 ディーゼル 発電機 （D / G）	0.021	NUREG - 1 1 5 0
蓄電池	0.008	NUREG - 1 1 5 0

別添資料（表）5 . 1 - 6 人的過誤確率のデータの例

エラーモード	人的過誤確率	
	メディアン	エラーファクタ
1 . T R C ^{* 1} から得られる H E P ^{* 2} の値		
（ a ） 事象に応答しない（ 20 分 ）	10^{-2}	10
（ b ） 事象に応答しない（ 30 分 ）	10^{-3}	10
2 . 個別操作に対する H E P の値		
（ a ） ラベルで区別された操作具	3×10^{-3}	3
（ b ） 機能的に分離された操作具	1×10^{-3}	3
3 . ストレスファクタ （ 高ストレス時 ）	5	-

（ N U R E G / C R - 1 2 7 8 に基づく ）

* 1 : Time Reliability Correlation

* 2 : Human Error Probability

別添資料（表）5 . 1 - 7 システム信頼性評価結果の例

システム	非信頼度	備考
スクラム系	2.9×10^{-9} 3.7×10^{-5} 1.3×10^{-11}	スクラム電気系の非信頼度 ARI の非信頼度 スクラム機械系の非信頼度
再循環ポンプトリップ機構	1.7×10^{-5}	RPT の非信頼度
S/R 弁開放 S/R 弁再閉鎖	ε 3.0×10^{-3}	S/R 弁 12 弁のうち, 1 弁が開かない確率 S/R 弁が再閉鎖に失敗する確率
給水系 ・ 隔離事象および格納容器 への漏洩がある時 ・ 上記以外	1.5×10^{-2} 3.5×10^{-3}	給水系の非信頼度 給水系の非信頼度
高圧炉心冷却系 ・ 過渡変化時 ・ LOCA 時	2.8×10^{-6} 1.0×10^{-3} 4.2×10^{-6} 1.0×10^{-3}	過渡変化時の HPCS および RCIC の非信頼度 過渡変化時の HPCS の非信頼度 LOCA 時の HPCS および RCIC の非信頼度 LOCA 時の HPCS の非信頼度
原子炉減圧系 ・ 過渡変化時 ・ LOCA 時	1.7×10^{-7} 8.5×10^{-8}	自動減圧および手動減圧の非信頼度 自動減圧および手動減圧の非信頼度
低圧炉心冷却系 ・ 過渡変化時 ・ LOCA 時	1.5×10^{-8} 1.5×10^{-6}	過渡変化時の低圧炉心冷却系の非信頼度 (復水系のクレジットを考慮) LOCA 時の低圧炉心冷却系の非信頼度
代替冷却注水系	2.7×10^{-1}	CWT による代替冷却注水系の非信頼度
PCS ・ 外部電源喪失時および S/R 弁 1 弁以上開固着時 ・ 上記以外	1.0 2.8×10^{-3}	PCS の非信頼度 PCS の非信頼度
崩壊熱除去系	7.5×10^{-6} 1.9×10^{-5} 1.9×10^{-4}	RHR 系の非信頼度 RHR 系の非信頼度(原子炉格納容器冷却時) 耐圧強化ポンプ設備を考慮した代替冷却の非信頼度
非常用電源系 ・ 非常用電源(A) ・ 非常用電源(B)	5.1×10^{-3} 5.2×10^{-3}	非常用電源 A 系の非信頼度 非常用電源 B 系の非信頼度
低圧電源融通	4.0×10^{-1} 1.1×10^{-2}	時間余裕 30 分の非信頼度 時間余裕 35 時間の非信頼度 *
高圧電源融通	1.1×10^{-1} 1.0×10^{-2}	時間余裕 8 時間の非信頼度 時間余裕 35 時間の非信頼度
SLC	1.4×10^{-1}	機器系故障確率および手動起動失敗確率

* : 時間余裕 30 分以内に融通失敗した時における 35 時間以内の融通失敗する条件付きの非信頼度

5 . 2 プラント運転時レベル 2 P S A 評価手法

レベル 2 P S A⁸の評価手法は，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：2008（レベル 2 P S A 編）（A E S J - S C - P 0 0 9 : 2 0 0 8）」に基づいたものである。

レベル 2 P S A の評価手法ではまず，レベル 1 P S A の結果からイベントツリーで定義される事象シーケンスおよびその発生頻度をうけ，本原子炉施設の事象シーケンスのグループ化を行うとともにプラント損傷状態を定義した。次に，事象の防止・緩和手段を検討し，原子炉格納容器イベントツリーのヘディングを選定するとともに原子炉格納容器の健全性が脅かされるモードを検討し，イベントツリーを展開した。最後に，事象進展の類似性等を考慮して選定した事象に沿って原子炉圧力容器内および原子炉格納容器内の事象進展等の評価を行い，イベントツリーを定量化した。

以下に評価手法の各々について示す。

（別添資料（図）5 . 2 - 1「プラント運転時のレベル 2 P S A の作業フロー」参照）

．事象シーケンスのグループ化とプラント損傷状態の定義

（ 1 ）事象シーケンスのグループ化

レベル 2 P S A で使用するプラント損傷状態は，レベル 1 P S A で得られた炉心の健全性を脅かす事象シーケンスを，炉心の状態，原子炉格納容器内事象進展，事象の防止・緩和手段の作動・不作動等を考慮してグループ化し，原子炉格納容器イベントツリーの初期状態に設定した。

（ 2 ）プラント損傷状態の定義

本原子炉施設の炉心の健全性が脅かされる事象シーケンスは，主として喪失した安全機能に着目することにより，以下の 6 つのカテゴリーに分類した。

過渡変化時の高圧注水系による注水および減圧失敗（T Q U X）

崩壊熱除去失敗（T W）

電源喪失（T B）

過渡変化時の高圧・低圧注水系による注水失敗（T Q U V）

未臨界確保失敗（T C）

原子炉冷却材喪失時の注水失敗（L O C A）

⁸ 原子炉格納容器健全性の維持に関する評価を便宜上レベル 2 P S A と呼ぶ。

．原子炉格納容器イベントツリーの作成

炉心の状態や原子炉格納容器内の事象進展あるいは防止・緩和手段の有無等を考慮して分類された事象シーケンスグループ毎に，事象進展に影響を与えるヘディングを選定し，これを原子炉格納容器内で発生すると考えられる順に時系列的に配列し，また，原子炉格納容器の健全性を脅かすモードを検討するとともに，原子炉格納容器イベントツリーの最終端に原子炉格納容器の健全性を脅かすモードを割り付けることで，原子炉格納容器イベントツリーを展開した。

(別添資料(図)5．2 - 2「原子炉格納容器イベントツリーの例」参照)

(1) 事象の防止・緩和手段の検討

原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象の防止・緩和手段を考慮する場合には，その防止・緩和手段に用いられる設備や運転手順を調査して，対象とする手段が有効となるタイミングや操作の時間余裕等を検討した。

(2) 原子炉格納容器イベントツリーのヘディングの選定

原子炉格納容器イベントツリーのヘディングを選定する際には，原子炉格納容器の健全性が脅かされるモードの検討および事象の防止・緩和手段の検討結果に基づいて選定した。一般的に，原子炉格納容器イベントツリーのヘディングとして考慮されるもののうち，本原子炉施設に関連するものは下記に示すように，物理現象に関するヘディングおよび事象の防止・緩和手段に関するヘディングの2種類に分けて選定した。

物理現象に関するヘディング

- a．水蒸気爆発の有無
- b．原子炉格納容器雰囲気直接加熱の有無
- c．デブリ冷却の可能性

事象の防止・緩和手段に関するヘディング

- a．原子炉格納容器の隔離
- b．電源系の回復
- c．原子炉圧力容器内注水設備の作動
- d．原子炉格納容器スプレイの作動
- e．原子炉格納容器除熱手段の作動
- f．原子炉格納容器内注水設備の作動
- g．原子炉減圧装置の作動

(3) 原子炉格納容器の健全性が脅かされるモードの検討

原子炉格納容器イベントツリーの最終端に割り付けられる原子炉格納容器の健全性が脅かされるモードを原子炉格納容器内事象進展挙動に基づき検討した。本原子炉施設において想定される原子炉格納容器の健全性が脅かされるモードとしては、以下のものを考慮した。

水蒸気（崩壊熱）による過圧
 水蒸気爆発（原子炉格納容器内）
 未臨界確保失敗時の過圧
 貫通部過温
 原子炉格納容器雰囲気直接加熱
 コア・コンクリート反応継続

・ 事象進展評価

事象進展評価では、事象シーケンスグループ毎で利用可能な事象の防止・緩和手段を考慮し、事象進展過程における原子炉圧力容器内および原子炉格納容器内での物理現象等を解析することにより、原子炉格納容器イベントツリーを定量化するための参考として、重要な事象の発生の有無とタイミングを評価した。これらの評価にあたっては、炉心・原子炉圧力容器・原子炉格納容器の特徴、起因事象や事象を防止・緩和する安全機能の状態、および運転員操作等を考慮し、事象進展過程において炉心が冷却可能な状態で終息するまで、あるいは原子炉格納容器の健全性が脅かされるまでの現象を解析した。事象進展評価の対象シーケンスを選定する際には、事象シーケンスグループをさらにその類似性等を考慮してまとめた。

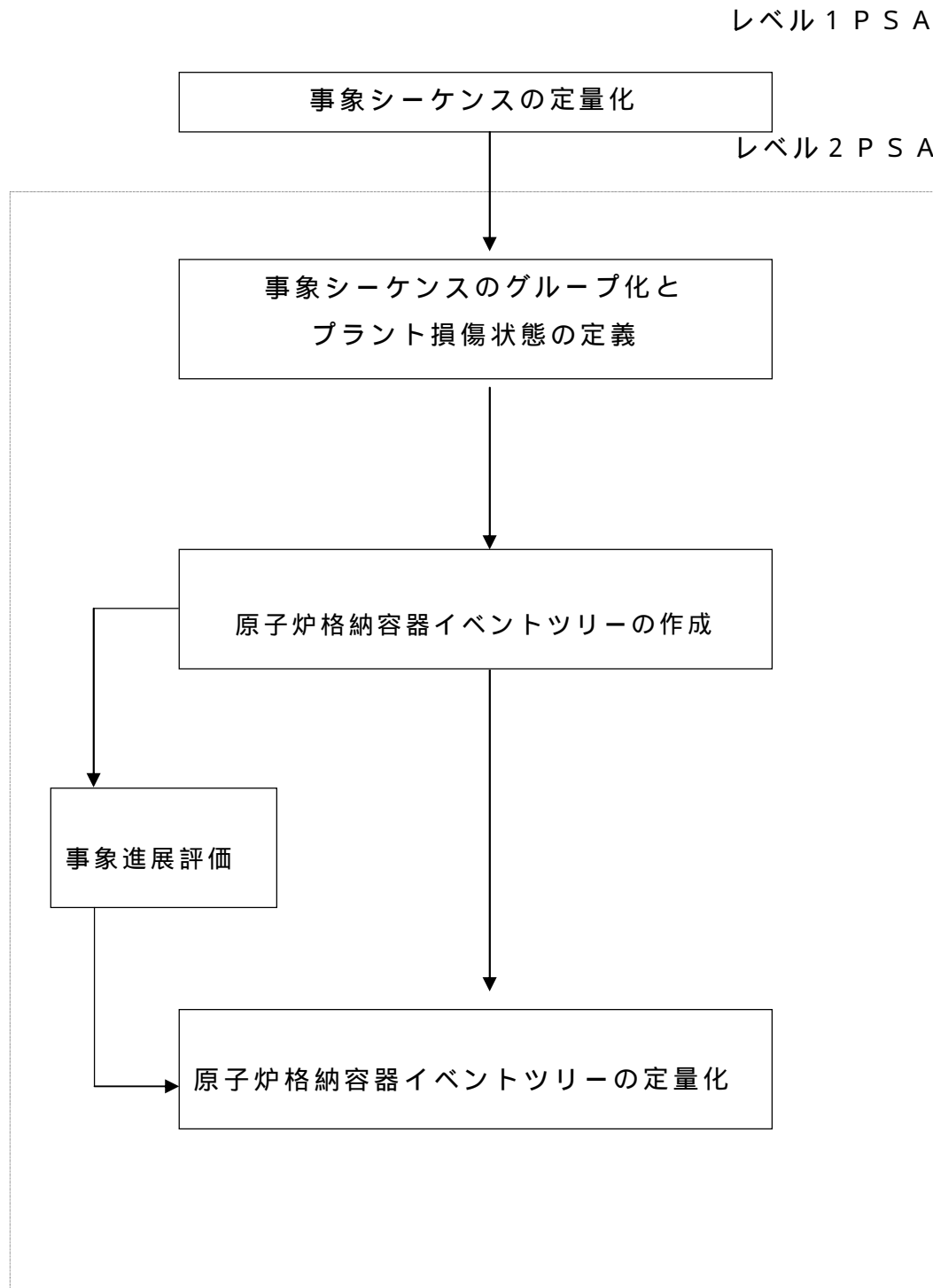
・ 原子炉格納容器イベントツリーの定量化

グループ化された事象シーケンス毎に作成した原子炉格納容器イベントツリーに基づき、事象シーケンスグループの発生頻度とヘディングの分岐確率により、各原子炉格納容器イベントツリーを定量化した。

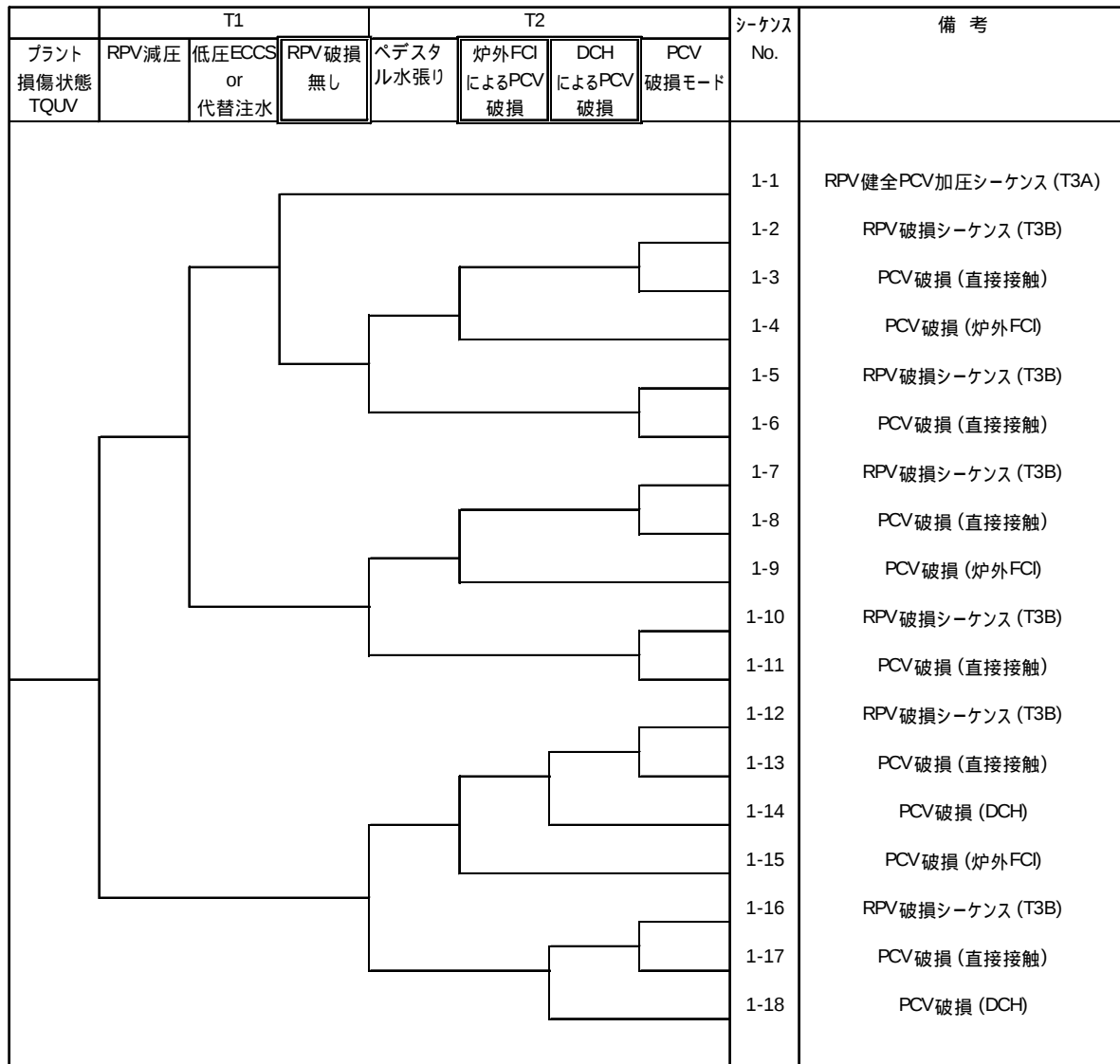
物理現象に関するヘディングについては、事象進展評価によって得られた重要な事象の発生の有無やタイミングを考察するとともに、これまでに実施されたシビアアクシデント研究の知見を基に不確かさ評価を実施し、分岐確率を決定した（別添資料（表）5 . 2 - 1「原子炉格納容器イベントツリー分岐確率の例」参照）。事象の防止・緩和手段に関するヘディングについては、有効となるタイミング、操作時間余裕および事故時の環境等を考慮して機器の故障や機能の回復を考慮している。

定量化された原子炉格納容器イベントツリーについて、その最終端に割

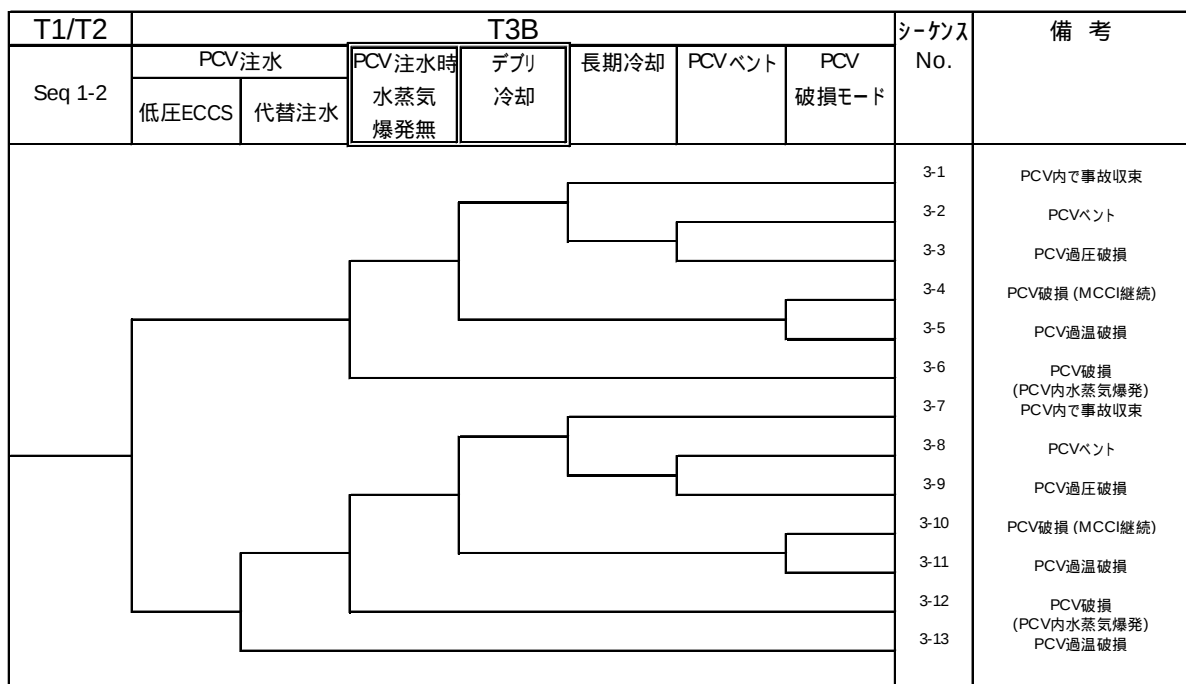
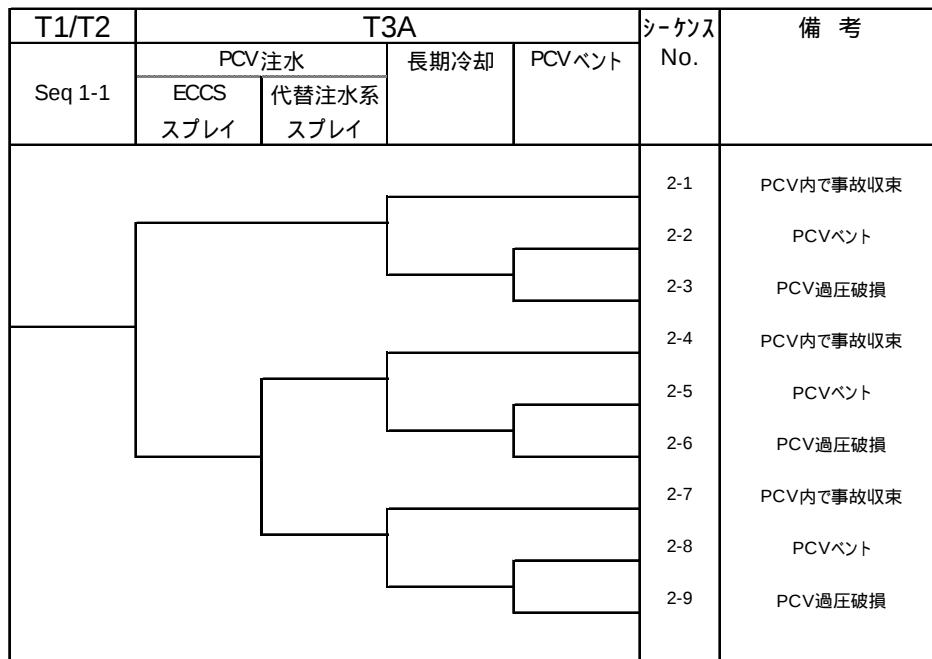
り付けた原子炉格納容器の健全性が脅かされるモード別(「別添 5 . 2 .
(3) 原子炉格納容器の健全性が脅かされるモードの検討」参照)の寄与
割合を評価した。



別添資料（図）5 . 2 - 1 プラント運転時のレベル 2 P S A の作業フロー



別添資料 (図) 5 . 2 - 2 原子炉格納容器イベントツリーの例 (その 1)



別添資料 (図) 5 . 2 - 2 原子炉格納容器イベントツリーの例 (その 2)

別添資料（表）5．2 - 1 原子炉格納容器イベントツリー分岐確率の例

現 象	内 容	発生条件	分岐確率
格納容器雰囲気直接加熱	格納容器雰囲気直接加熱（DCH）は、原子炉圧力容器が高压状態で破損に至った場合に、原子炉圧力容器破損口からベデスタルに噴出した炉心溶融物が、高速のガス流により巻き上げられ、微粒子化して原子炉格納容器空間に移行する現象であり、溶融物の保有熱や溶融物の金属成分と水蒸気との金属－水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によって急速な圧力上昇が生じる。	R P V高压破損時	1.0×10^{-5}
		R P V高压破損時 （P C V雰囲気に水蒸気が多い状態）	5.0×10^{-4}
R P V外水蒸気爆発	炉内での溶融燃料－冷却材相互作用（F C I）の発生によるR P V上部ヘッドの浮き上がりに伴うP C V破損については、B W R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C R D構造物が存在するため、トリガリングが制約されるという観点で、爆発的な炉内F C Iは発生しないと考えられる。一方、炉外F C Iは、溶融炉心が原子炉圧力容器破損口から放出された際に、高温の溶融炉心が原子炉圧力容器下部の格納容器内に溜まっていた冷却材（水）中に落下することにより、あるいは、高温の溶融炉心が落下・堆積した上に注水されることにより、激しい水蒸気生成あるいは水蒸気爆発が生じる現象である。なお、水蒸気爆発とは、蒸気速度が大きく蒸気圧力の増加速度が周囲の液状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。	ベデスタル破損時	5.0×10^{-6}
		デブリへの注水時	2.0×10^{-6}
デブリ冷却失敗	溶融炉心（デブリ）が十分に冷却されないと、高温の溶融炉心の熱の移行により、床や側壁のコンクリートが熱せられて熱分解しさらには溶融侵食される。コンクリート侵食が継続すると、ベデスタル側壁を侵食し、ベデスタルの原子炉圧力容器支持機能喪失により原子炉圧力容器が傾き原子炉格納容器破損に至る可能性や、ベースマットを溶融貫通して放射性物質の地中放出が起きる可能性がある。	デブリがベデスタル部にあり、デブリへの注水時	0.3

5 . 3 重要度評価の計算方法

重要度評価は基事象の生起確率を変動させ、その変化が頂上事象に及ぼす影響の程度によって、各基事象の寄与度を求めるものである。

本評価では、Fussell-Vesely 重要度（以下、「F V」という。）および Risk Achievement Worth（以下、「R A W」という。）の二つの重要度指標を用いる。（別添資料（表）5 . 3 - 1「F VおよびR A W計算方法」参照）

F Vは着目している基事象（例えば安全機能）の信頼性向上による影響を評価しやすい重要度であり、プラントに何らかの改良を行ってリスク低減化を図ろうとする時に注目すべき安全機能等の候補を同定するものとして有用である。

また、R A Wは着目している基事象（例えば安全機能）の信頼性低下の影響を評価しやすい重要度であり、例えば基事象に関わる信頼性がリスク低減にどれだけ寄与しているかを表すものであることから、点検・定例試験等の計画作成の参考として有用である。

別添資料（表）5 . 3 - 1 F VおよびR A W計算方法

	算出方法	例
F V	F Vとは、基 事 象 の 生 起 確 率 を 0 と 仮 定 し た と き 頂 上 事 象 の 発 生 確 率 が ど れ だ け 減 少 す る か を 表 す 指 標 で あり、次 式 で 算 出 さ れ る。 $F V = \frac{P (\text{頂上事象}) - P (\text{頂上事象} / A = 0)}{P (\text{頂上事象})}$ ただし、 P (頂上事象) : 頂上事象の発生確率(本評価では炉心損傷頻度) P (頂上事象 / A = 0) : 基事象Aの生起確率が0の場合の頂上事象の発生確率	例えば、高圧炉心冷却機能のFVは、本原子炉施設 の炉心損傷頻度(CDF)と高圧炉心冷却機能の機能喪 失確率を0(すなわち、高圧炉心冷却機能が故障しない) と仮定して計算した炉心損傷頻度(CDF(A=0))との関 係から、以下の式で計算される。 $F V (\text{高圧炉心冷却機能}) = \frac{C D F - C D F (A = 0)}{C D F}$
R A W	R A Wは基 事 象 の 生 起 確 率 を 1 と 仮 定 し た と き 頂 上 事 象 の 発 生 確 率 が ど れ だ け 増 加 す る か を 表 す 指 標 で あり、次 式 で 算 出 さ れ る。 $R A W = \frac{P (\text{頂上事象} / A = 1)}{P (\text{頂上事象})}$ ただし、 P (頂上事象 / A = 1) : 基事象Aの生起確率が1の場合の頂上事象の発生確率	例えば、高圧炉心冷却機能のR A Wは、本原子炉施設 の炉心損傷頻度(CDF)と高圧炉心冷却機能の機能 喪失確率を1(すなわち、高圧炉心冷却機能が故障して いる、或いは、この機能を期待しない)と仮定して計算した 炉心損傷頻度(CDF(A=1))との関係から、以下の式で 計算される。 $R A W (\text{高圧炉心冷却機能}) = \frac{C D F (A = 1)}{C D F}$

5 . 4 プラント停止時 P S A 評価手法

プラント停止時 P S A 評価手法は、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手順：2002 (AESJ - SCC - P001:2002)」に準拠し実施したものである。

プラント停止・起動過程のトラブルは、通常運転中と同様な緩和手段に期待できることからプラント運転時の P S A で考慮されているといえる。

このために、プラント停止時 P S A が対象とする範囲は、プラント運転中と停止・起動過程を除いた復水器の真空破壊から制御棒の引き抜き開始までの期間とした。

なお、出力運転時を対象として整備したアクシデントマネジメント策のうち、消火系による注水と隣接プラントからの電源融通については、プラント停止時において有効であると判断し、緩和設備として考慮した。

. プラント状態の分類

プラント停止時は、

- ・ 運転中の設備や待機状態にある設備が定期検査工程とともに変化する。
- ・ 原子炉内の保有水量が定期検査工程とともに変化する。
- ・ 燃料の崩壊熱が時間の経過とともに減少する。

といった特徴を有している。

プラント停止時 P S A ではプラント停止状態を原子炉水位、崩壊熱のレベル、注水や除熱に関わる設備の待機状態の観点からいくつかのプラント状態に分類し、評価を実施した。

本評価では、定期検査中のプラント状態を次のように分類した。

S：原子炉冷温停止への移行状態

A：原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器開放への移行状態

B：原子炉ウェル満水状態

C：原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器閉鎖への移行状態

D：起動準備状態

以下、それぞれのプラント状態について概説する。

(別添資料(図) 5 . 4 - 1 「プラント停止時の崩壊熱除去に関する設備の概要」参照)

(1) 原子炉冷温停止への移行状態(プラント状態 S)

復水器の真空破壊から原子炉圧力容器開放開始までの期間を、原子炉冷温停止への移行状態(プラント状態 S)と分類する。プラント状態 S では、原子炉圧力容器の上蓋が閉鎖されている。原子炉水位は通常水位であり、

停止直後であることから，崩壊熱は相対的に大きい。

(2) 原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器の開放への移行状態 (プラント状態 A)

原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器の開放開始から原子炉ウエルの水張開始までの期間を，原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器の開放状態 (プラント状態 A) と分類する。プラント状態 A 以降プラント状態 C までは，原子炉圧力容器が開放された状態であり，原子炉圧力が大きく上昇することはない。原子炉水位は通常水位である。

(3) 原子炉ウエル満水状態 (プラント状態 B)

原子炉圧力容器開放終了から原子炉圧力容器閉鎖開始までの原子炉ウエルが満水の期間を，原子炉ウエル満水状態 (プラント状態 B) と分類する。

プラント状態 B では，原子炉ウエルが満水の状態にある。この期間は，原子炉内の保有水量が多く残留熱除去系による除熱が喪失しても原子炉冷却材の温度が短期間に上昇することはない。

プラント状態 B の途中で，保守点検に伴い使用可能な設備の組合せ等が変化するため，さらにプラント状態 B - 1 ， B - 2 ， B - 3 ， B - 4 の 4 つの期間に分類する。

(4) 原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態 (プラント状態 C)

原子炉圧力容器閉鎖開始から起動準備に入るまでの期間を，原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器の閉鎖への移行状態 (プラント状態 C) と分類する。プラント状態 C 以降，原子炉水位は通常水位となる。プラント停止後から比較的長時間が経過しているため，崩壊熱は小さいものとなる。

(5) 起動準備状態 (プラント状態 D)

原子炉格納容器 / 原子炉圧力容器閉鎖終了から制御棒引き抜き開始までの期間を，起動準備状態 (プラント状態 D) と分類する。

プラント状態 D では，原子炉圧力容器上蓋が閉鎖される。また，設備の点検は終了しており，プラントの起動開始までに設備の機能確認等の起動準備が実施される。

・ 起因事象の選定と成功基準の設定

(1) 起因事象の選定

プラント停止時に想定される燃料の損傷要因を分析し，プラント停止時 P S A の中で考慮すべき起因事象を選定した。また，これら選定した起因事

象について、海外で実施された停止時 P S A 研究等も参考に、その発生頻度を評価した。

炉心損傷に至る要因は、燃料の機械的破損と燃料の過熱破損に大別されるが、燃料の機械的破損は、燃料自体の落下等に起因するものであり、局所的な燃料破損で収束し、過大な炉心の損傷に至らないため、評価対象から除外した。

燃料の過熱破損は、熱的要因に伴う燃料被覆管の破損で、燃料の過出力と燃料の冷却不良に分けられる。

燃料の過出力は、制御棒の誤引抜や燃料の誤装荷等による反応度の投入に起因するものである。燃料の冷却不良は、冷却材の流出と冷却材の蒸発に分けられる。冷却材の流出は、一次冷却材バウンダリ機能の喪失に起因するものである。一方、冷却材の蒸発は、残留熱除去系ポンプ等の機械的な故障による残留熱除去系機能の喪失と送電系統のトラブルによる外部電源の喪失に起因するものである。

これらのうち、反応度の投入については、プラント停止時は原則として全制御棒が挿入されており、厳格な管理等により、制御棒駆動機構の点検等を行う場合でも 1 体毎にしか行えない。また、万一、制御棒が誤引抜された場合でも、その影響は誤引抜された制御棒等の周辺のみに限られ、燃料に破損が生じたとしても、局所的な事象で収束し、過大な炉心の損傷には至らないことから評価対象から除外した。

以上の考え方にに基づき、停止時 P S A の起因事象として以下を選定し
(別添資料(図)5.4-2「炉心損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイアグラム」参照)

残留熱除去機能の喪失

外部電源の喪失

一次冷却材バウンダリ機能の喪失

(2) 成功基準の設定

プラント停止時の原子炉施設に発生した異常事象を安全に収束させるために必要な安全機能を摘出し、各安全機能の成功基準を設定した。

成功基準の設定にあたっては、緩和系に要求される除熱能力または注水能力について検討し、プラント状態を考慮し、炉心冷却を達成するための崩壊熱除去機能や注水機能として必要な系統や機器の作動台数等を決定した。

崩壊熱除去に関しては、残留熱除去系のほか、原子炉浄化系および燃料プール冷却系にも期待した。

炉心損傷の定義は、燃料破損ではなく、保守的に燃料が露出する状態とした。(別添資料(表)5.4-1「プラント停止時の成功基準のまとめ」参照)

・イベントツリーの作成

炉心損傷頻度の評価に際しては、選定した起因事象に対して緩和系の作動や故障を考慮して、炉心損傷に至る事象の進展をイベントツリーとして展開し、定量化する方法を採用した。

イベントツリー解析では、まず起因事象の発生から炉心損傷に至るまでの設備の故障や緩和操作等をヘディングとして列挙した。次に、事象の進展を考慮し個々のヘディングにおける分岐の有無を決定し、さらに各ヘディングの分岐確率を設定した。ヘディングの分岐確率は、成功基準や時間余裕を考慮して実績データおよび後述するフォールトツリー解析を用いて評価した。

時間余裕は、緩和系の起動等、短期的な認知を要する場合の時間余裕として、原子炉水位が通常水位の場合には、一次冷却温度が 100 になるまでの時間、原子炉水位がウェル満水状態の場合には使用済燃料プール水温度が 66 になるまでの時間を考慮した。また設備の復旧等に用いることのできる長期的な時間余裕としては、起因事象の発生から燃料が露出するまでの時間を、原子炉停止後からの崩壊熱と保有水量から評価した。

(別添資料(図)5.4-3「プラント停止時のイベントツリーの例」、別添資料(表)5.4-2「残留熱除去系機能の喪失を起因事象とするイベントツリーの各ヘディングの内容」参照)

・システムのモデル化

イベントツリーの定量化においては、各ヘディングに対して、対象となるシステムの非信頼度を得るために、フォールトツリー手法によりシステムのモデル化を行った。

フォールトツリーは設計図書等を使用し、成功基準に基づき、頂上事象を明確にして系統の機能喪失に至る原因を展開し作成した。フォールトツリー解析では、系統や機器の運転状態や待機状態を考慮して各プラント状態におけるシステムの非信頼度を評価した。

フォールトツリーの作成においては、プラント運転時レベル 1 P S A と同様に、機器の故障および機能回復、従属故障、人的過誤によるアンアベイラビリティ等の構成要素を考慮した。また、フォールトツリーの定量化は、プラント運転中の評価と同一の手法を用いて評価した。

(別添 5.1「プラント運転時レベル 1 P S A 評価手法」参照)

・ データベースの作成

(1) 起因事象の発生頻度

各起因事象の発生頻度は , プラント運転時の P S A と同様に平成 21 年度までに報告されている国内の運転実績を用いるかもしくは , 解析的な手法を用いて評価した。

各起因事象の発生頻度は , 次のように算出した。

(別添資料 (表) 5 . 4 - 3 「プラント停止時の起因事象の分類と発生頻度」参照)

残留熱除去機能の喪失

残留熱除去系機能の喪失事象のうち , フロントライン故障については国内 B W R プラントの運転実績を基に評価し , サポートライン故障についてはこれまで発生経験がない (0 件) ため , 本評価では発生件数として 0.5 件を仮定して , 評価した。

外部電源の喪失

定期検査中における外部電源の喪失事象は国内 B W R プラントの運転実績を基に評価した。

一次冷却材バウンダリ機能の喪失

一次冷却材バウンダリ機能の喪失要因としては , 定期検査中の人的過誤に伴う一次冷却材バウンダリの誤開放に起因するものを考慮した。

発生頻度は , 一次冷却材バウンダリ機能の喪失に至るイベントツリーを機器の点検手順や操作手順から作成し , 作業 , 操作の分岐確率に後述する人的過誤確率を与えることにより評価した。

(2) 機器故障率関連データ

故障率データおよび修復時間データは , プラント運転時レベル 1 P S A と同様である。

(別添 5 . 1 「プラント運転時レベル 1 P S A 評価手法」参照)

(3) 共通原因故障データ

従属故障の解析方法およびその評価に用いる共通原因故障データは , プラント運転時レベル 1 P S A と同様である。

(別添 5 . 1 「プラント運転時レベル 1 P S A 評価手法」参照)

(4) 人的過誤確率データ

人間信頼性解析方法およびその評価に用いる人的過誤確率データは，プラント運転時レベル 1 P S A と同様である。

(別添 5 . 1 「プラント運転時レベル 1 P S A 評価手法」参照)

(5) 時間余裕データ

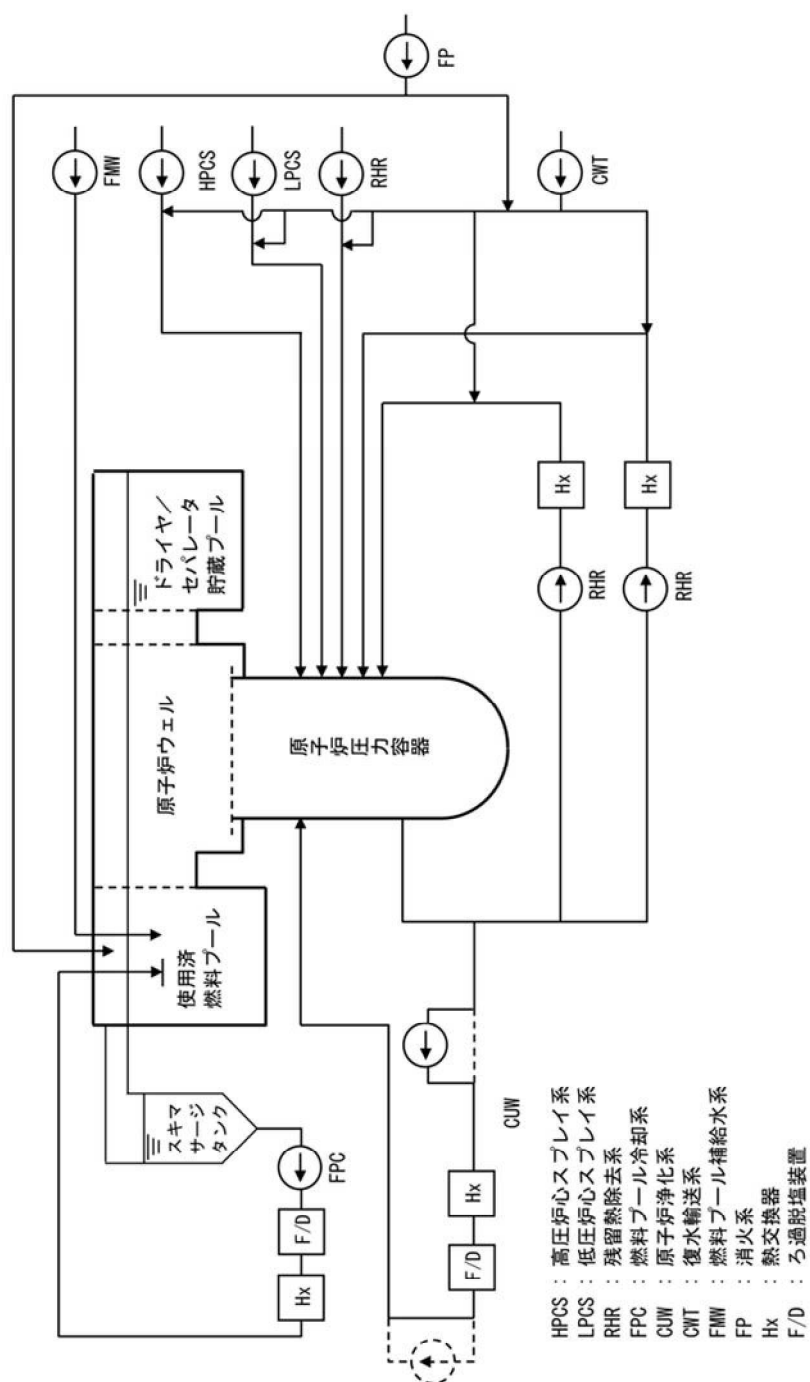
手動操作時の人的過誤は運転員の操作に許容される時間余裕に大きく依存する。プラント停止時は燃料から発生する熱は崩壊熱のみであり，プラント運転中と比べて運転員の操作に与えられる時間余裕が大きい。この時間余裕は，燃料の崩壊熱の大きさと原子炉内の保有水量から評価され，崩壊熱が小さいほど，また原子炉内の保有水量が大きいほど，時間余裕が大きくなる。

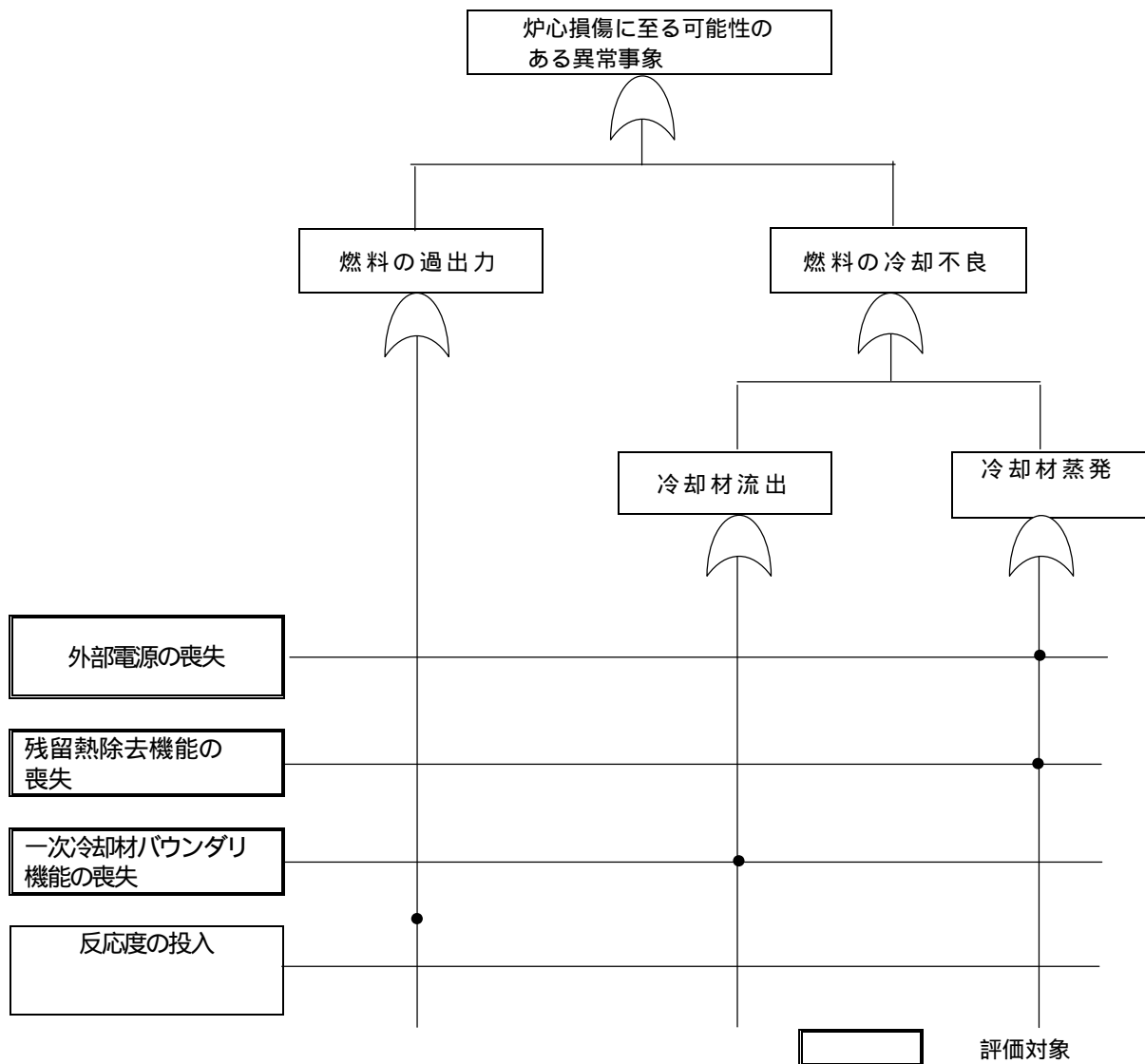
．イベントツリーの定量化

選定された起因事象毎に作成したイベントツリーに対して，起因事象の発生頻度とイベントツリーの分岐にフォールトツリーを結合することにより，プラント状態毎に炉心損傷頻度を定量化した。

イベントツリーの定量化により求めた炉心損傷頻度は，機器故障率データの不確かさが伴う。不確かさ解析の結果により，5 % および 95 % 信頼限界値を用いてエラーファクタ (E F) を算出した。

(別添 5 . 1 「プラント運転時レベル 1 P S A 評価手法」参照)





反応度の投入については、プラント停止時は原則として全制御棒が挿入されており、厳格な管理と設備設計により制御棒駆動機構の点検等を行う場合でも1体毎にしか行えないことから、評価対象から除外した

別添資料(図) 5 . 4 - 2 炉心損傷に至る可能性のある異常事象マスターロジックダイアグラム

別添資料（表）5 . 4 - 1 プラント停止時の成功基準のまとめ

事象区分	崩壊熱除去機能	注水機能	備考
S	・ 1/2RHR	・ HPCS ・ LPCS ・ LPCI-C ・ 1/3CWT ・ FP	全事象区分において崩壊熱除去機能のRHRは注水機能として期待できる。
A	・ 1/2RHR	・ HPCS ・ LPCS ・ LPCI-C ・ 1/3CWT ・ FP	
B - 1	・ 1/1RHR ・ 2/2FPC	・ FMW ・ 1/3CWT ・ FP	
B - 2	・ 1/1RHR ・ 1/2FPC	・ FMW ・ 1/3CWT ・ FP	
B - 3	・ 1/1RHR ・ 1/2FPC	・ FMW ・ 1/3CWT ・ FP	
B - 4	・ 1/1RHR ・ 1/2FPC ・ CUW	・ HPCS ・ LPCS ・ LPCI-C ・ FMW ・ 1/3CWT ・ FP	
C	・ 1/2RHR ・ CUW	・ HPCS ・ LPCS ・ LPCI-C ・ 1/3CWT ・ FP	
D	・ 1/2RHR ・ CUW	・ HPCS ・ LPCS ・ LPCI-C ・ 1/3CWT ・ FP	

1/2: 2 系統のうちの 1 系統を意味する。

1/3: 3 系統のうちの 1 系統を意味する。

略語

RHR	: 残留熱除去系	FMW	: 燃料プール補給水系
LPCI	: 低圧注水系	CWT	: 復水輸送系
CUW	: 原子炉浄化系	FPC	: 燃料プール冷却系
LPCS	: 低圧炉心スプレイ系	FP	: 消火系
HPCS	: 高圧炉心スプレイ系		

起因事象 RHR喪失 (RHR-A)	短時間 診断	待機RHR起動 (RHR-B)	代替除熱 (CUW/FPC)	補給水 (CWT/FMW)	低圧炉心 スプレイス系 (LPCS)	低圧注水系 (LPCI-C)	高圧炉心 スプレイス系 (HPCS)	除熱系復旧 (RHR/CUW /FPC)	注水系復旧 (CWT/FMW /ECCS)	消火系 (FP)	シーケンス No.	炉心損傷
											1	OK
											2	OK
											3	OK
											4	OK
											5	OK
											6	OK
											7	OK
											8	OK
											9	OK
											10	炉心損傷
											11	OK
											12	OK
											13	OK
											14	OK
											15	OK
											16	OK
											17	OK
											18	炉心損傷

別添資料(図) 5 . 4 - 3 プラント停止時のイベントツリーの例

別添資料 (表) 5 . 4 - 2

残留熱除去系機能の喪失を起因事象とするイベントツリーの各ヘディングの内容

ヘディング	ヘディングの内容
残留熱除去系 (R H R) 機能喪失 (起因事象)	残留熱除去系 (R H R) の継続運転失敗
待機残留熱除去系 (R H R) 起動	待機中の残留熱除去系 (R H R) の運転
代替除熱	原子炉浄化系 (C U W) または燃料プール冷却系 (F P C) の運転
補給水	復水輸送系 (C W T) または燃料プール補給水系 (F M W) による注水
低圧炉心スプレイ系	待機中の低圧炉心スプレイ系 (L P C S) による注水
低圧注水系	待機中の低圧注水系 C 系 (L P C I - C) による注水
高圧炉心スプレイ系	待機中の高圧炉心スプレイ系 (H P C S) による注水
除熱系復旧	故障中の残留熱除去系 (R H R) の復旧
注水系復旧	故障中の E C C S (L P C S , L P C I , H P C S) または補給水系 (C W T , F M W) による注水
消火系	待機中の消火系 (F P) による注水

別添資料 (表) 5 . 4 - 3 プラント停止時の起因事象の分類と発生頻度

起因事象	プラント状態	発生頻度	備考
残留熱除去機能の喪失 ・ R H R 機能の喪失 — フロントライン故障	全プラント状態	2.24×10^{-6}	1) 国内 BWR 実績データ (平成 22 年 3 月末時点) 2) 残留熱除去機能の喪失における R H R 機能喪失のうち、フロントライン故障は実績データに基づき算出。また、サポートライン故障は発生経験がないため 0.5 件を仮定 3) 外部電源の喪失は実績データに基づき算出 4) 残留熱除去機能の喪失および外部電源の喪失の単位は (回/時間)、一次冷却材バウンダリ機能の喪失の単位は (回/デマンド)
— サポートライン故障	全プラント状態	2.79×10^{-7}	
外部電源の喪失	全プラント状態	1.03×10^{-6}	
一次冷却材バウンダリ機能の喪失 (冷却材喪失) ・ R H R 切替時	B - 3	1.86×10^{-5}	
・ C R D 点検時	B - 2	2.50×10^{-6}	
・ L P R M 交換時	B - 2	3.28×10^{-6}	
・ C U W ブロー運転開始時	C (2 回)	1.33×10^{-4}	

略語

R H R : 残留熱除去系

C R D : 制御棒駆動機構

L P R M : 局部出力領域モニタ

C U W : 原子炉浄化系